



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال سیزدهم، شماره ۲۶، پائیز و زمستان ۱۴۰۲

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 بیتتر، 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 لیبیک، جمهوری
چک

دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز

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

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، دانشیار 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، دانشیار دانشگاه اصفهان

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

۱- دکتر علیرضا بشری

۲- دکتر علی بهداد

۳- دکتر پیمان رضایی

۴- دکتر الهه ستاری

۵- دکتر بهمن سلیمانی

۶- دکتر حسین قنبرلو

۷- دکتر فروغ عباساقتی

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 سیزدهم، شماره ۲۶، پائیز و زمستان ۱۴۰۲

فهرست مقالات

صفحه

۱. تعیین الکتروفاسیس‌های مخزن آسماری با استفاده از شبکه عصبی SOM در میدان نفتی قلعه‌نار
یحیی نیلوفری، بهمن سلیمانی، علی کدخدایی، رحمت صادقی، عبدالله چوگل
۲۰. ارزیابی کیفیت مخزنی سازند دالان فوقانی با استفاده از تحلیل‌های نوین داده‌های پتروفیزیکی در یکی از میادین گازی جنوب ایران
پریا زنده‌دل، امیرکریمیان طرهبه
۳۴. بازسازی محیط رسوبی و تغییرات سطح آب دریا در سازند ایلام (کرتاسه پسین) در ریز پهنه لرستان، زاگرس
۵۰. عاطفه یگانه مقدم، اسداله محبوبی، محمدحسین محمودی قرایی، رضا موسوی حرمی، ارسلان بخشی
۴. بررسی اثر گسل هندیمان/ایذه بر رسوب گذاری سازند تارپور در تاق‌دیس کینو بر پایه مطالعات رسوب شناسی و بیواستراتیگرافی
صادق زهیری، داوود جهانی، علی رحمانی
۶۳. تعیین گستردگی سطوح و مرزهای سکانشی سازند کژدمی در یکی از میادین شمال باختری خلیج فارس بر مبنای چینه‌نگاری سکانشی لرزه‌ای
میلاذ گودرزی، محمدفرید قاسمی، عباس صادقی، احمد یحیایی
۸۰. مطالعه ویژگی‌های پتروگرافی واحدهای ماسه سنگی سازند شوربچه و تاثیر کانی‌های رسی بر ویژگی‌های مخزن، در میدان گنبدلی، کپه داغ
علیرضا بشری، بیژن مستقل

راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

۱. مقدمه

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

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

www.ispg.ir ارسال دارند.

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

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

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

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۱-۲ عنوان

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

۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

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

۲-۴ مقدمه و هدف

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

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

روش آزمایش)

مطالب اصلی شامل تعاریف و مفاهیم مورد نیاز، طرح مسأله، روش انجام آزمایش، مواد و مصالح مورد استفاده و راه حل ارائه شده می باشد. شکل ها، جداول و روابط ریاضی بکار رفته در مقاله همگی مربوط به متن بوده و چنانچه در متن از آنها استفاده شود، باید در مورد آنها توضیح داده شود.

در نوشتن متن تنها به موضوع اصلی مقاله پرداخته شود تا ذهن خواننده از انحراف نسبت به سلسله مطالب مصون بماند. در صورت نیاز به ذکر واژه های انگلیسی همزمان تنها یک بار در متن در داخل پرانتز آورده شود.

۲-۶ نتیجه گیری

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

۲-۷ تشکر و قدردانی

۲-۸ منابع و مراجع

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

۳. ساختاری

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

۲-۳ اندازه و نوع قلم

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

منابع فارسی و لاتین به صورت مجزا و به ترتیب حروف الفبا

در بخش فهرست

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

- واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

- کلیه فرمول ها باید به ترتیب شماره گذاری شده و با استفاده از بسته Equation Editor در نرم افزار Word تهیه گردند و به فرمت JPG و یا Tif و وضوح ۳۰۰ dpi به همراه مقاله ارسال گردد.

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

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

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

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

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

۳-۳ منابع فارسی و لاتین

تعیین الکتروفاسیس های مخزن آسماری با استفاده از شبکه عصبی SOM در میدان نفتی قلعه نار

یحیی نیلوفری^۱، بهمن سلیمانی^{۲*}، علی کدخدایی^۳، رحمت صادقی^۴، عبدالله چوگل^۵

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

۲- استاد زمین شناسی نفت، عضو هیئت علمی دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

۳- دانشیار، عضو هیئت علمی دانشکده علوم طبیعی دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

۴- کارشناس ارشد شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

۵- کارشناس ارشد زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

*soleimani_b@scu.ac.ir

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش شهریور ۱۴۰۳

چکیده

تعیین الکتروفاسیس های مخزنی نقش مهمی در ارزیابی پتروفیزیکی زون های یک مخزن بمنظور بهره برداری بهینه از مخازن و توسعه میادین نفتی دارد. الکتروفاسیس بر مبنای خوشه بندی داده ها تعریف می شود، که بر مبنای خوشه بندی نمودارهای پتروفیزیکی مشابه در گروه های یکسان و تمایز آنها از سایر گروه ها می باشد. پژوهش حاضر در سازند آسماری میدان نفتی قلعه نار صورت پذیرفته است. در ابتدا با استفاده از روش های مختلف خوشه سازی نظیر SOM، MRGC و DYNCLUST در تعدادی از چاه های میدان، مدل اولیه الکتروفاسیس ها تهیه گردید. در بررسی خوشه های اولیه هر سه روش، خوشه های مشابه از نظر پارامترهای سرعت صوت، مقدار شیل و نمودار گاما در هم ادغام و در نهایت بر اساس کیفیت مخزنی، ۶ رخساره نهایی ایجاد گردید. الکتروفاسیس های تعیین شده با واحدهای جریانی حاصل از تخلخل و تراوایی نمودار مغزه تطابق داده شدند. از بین آنها نتایج روش SOM که دارای بیشترین تطابق بود بعنوان روش بهینه خوشه سازی انتخاب شد. هر چند تخلخل در این رخساره ها بصورت عمده بین دانه ای، بین بلوری، قالبی و حفره ای و یا شکستگی است ولی از نظر بافتی این رخساره های الکتریکی دارای تفاوت هایی می باشند. فرایندهای سیمانی شدن و دولومیتی شدن در رخساره ۱ نسبت به رخساره ۲ شایع تر است. در رخساره ۳ نسبت به رخساره ۴ فرآیند دولومیتی شدن توسعه یافته، میکریتی شدن، سیمانی شدن و فرایند انحلال فشاری (استیلولیتی شدن) نیز رخ داده است. رخساره ۵ به دلیل کاهش شدت سیمان شدگی و دولومیتی شدن از شرایط بهتر مخزنی برخوردار است. رخساره ۶ با فابریک دانه غالب و دولومیتی شدن پراکنده شناخته می شود. مدل الکتروفاسیس تهیه شده به کل میدان بسط داده شد. این مدل توانایی جدایش بخش های مختلف مخزنی را از همدیگر دارا است. براساس نتایج این مدل و تغییرات رخساره های الکتریکی، زون های ۱ و ۳ دارای کیفیت مخزنی مطلوب، زون ۴ دارای کیفیت متوسط تا خوب، و زون های ۲ و ۵ بطور کلی شرایط نامطلوبی را از نظر مخزنی دارا هستند. بصورت کلی کیفیت مخزنی به سمت قاعده مخزن با توجه به تغییرات رخساره ها نامطلوب می گردد.

واژه های کلیدی: میدان قلعه نار، الکتروفاسیس، مخزن آسماری، خوشه سازی، شبکه عصبی خودسازمانده

۱- مقدمه

امروزه استفاده از روش‌های نوین در کاهش هزینه‌ها و رسیدن به حداکثر کارایی یک میدان هیدروکربنی نقش بسیار مهمی را دارد. هدف اصلی از مطالعات مخزنی، رسیدن به حداکثر تولید توسط چاه‌های حفر شده و رسیدن به یک دیدگاه مناسب و دقیق برای توسعه میدان است. برای رسیدن به این هدف، مطالعه ویژگی‌های پتروفیزیکی در قالب مشخصات زمین‌شناسی می‌تواند کارآمد باشد از آن‌جا که توصیف مخزن جهت توسعه میداین نفت و گاز، امری لازم و ضروری است. یکی از مطالعاتی که در حوضه‌های اکتشافی نفتی انجام می‌گیرد، شناسایی سنگ‌های مخزن و بررسی کیفیت مخزنی آن‌هاست. هدف از بررسی ویژگی‌های مخزنی، مشخص کردن توزیع فضایی شاخص‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی و اشباع‌شدگی است [۳۶، ۳۸]. با روش‌های معمول پتروفیزیکی می‌توان پارامترهایی مانند تراوایی و ضریب اشباع و دیگر ویژگی‌های پتروفیزیکی را محاسبه نمود ولی با این روش‌ها به تنهایی نمی‌توان ویژگی‌های زمین‌شناسی یک مخزن را با اطمینان توصیف کرد. یک توصیف جامع، نیازمند بهترین تلفیق داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی است تا ویژگی‌های یک مخزن به گونه‌ای توصیف گردد که بتواند نزدیک‌ترین شباهت را با واقعیت‌های زمین‌شناسی یک مخزن داشته باشد. در سال‌های اخیر زمین‌شناسان تلاش زیادی کرده‌اند تا با ایجاد ارتباط منطقی میان رخساره‌های رسوبی و داده‌های پتروفیزیکی ویژگی‌های مخزنی را به بهترین شکل توصیف کنند [۴، ۵]. اصطلاح الکتروفاسیس توسط سرا و ابوت [۴۷] معرفی شد و بصورت مجموعه‌ای از پاسخ نمودارها که یک لایه را مشخص می‌کند و تشخیص آن لایه را از دیگر لایه‌ها ممکن می‌سازد، تعریف گردید. در حقیقت رخساره الکتریکی به مفهوم گروه‌بندی داده‌هایی است که به صورت تصادفی پراکنده‌اند، به طوری که هر دسته ویژگی‌های پتروفیزیکی مشابهی از دیدگاه زمین‌شناسی دارند [۲۴، ۲۸، ۵۷]. در مطالعات نفتی تعبیر و تفسیر رخساره‌های حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده و تجزیه و تحلیل محیط ته‌نشست به ویژه در مواردی که دسترسی به مغزه میسر نیست، از روی داده‌های نمودار بدین روش امکان‌پذیر است [۴۶، ۵۶، ۵۸]. جهت تعیین رخساره‌های الکتریکی روش‌های متنوعی وجود دارد و رایج‌ترین و دقیق‌ترین روش موجود، خوشه‌بندی (Clustering) می‌باشد [۲۳، ۳۱، ۳۴].

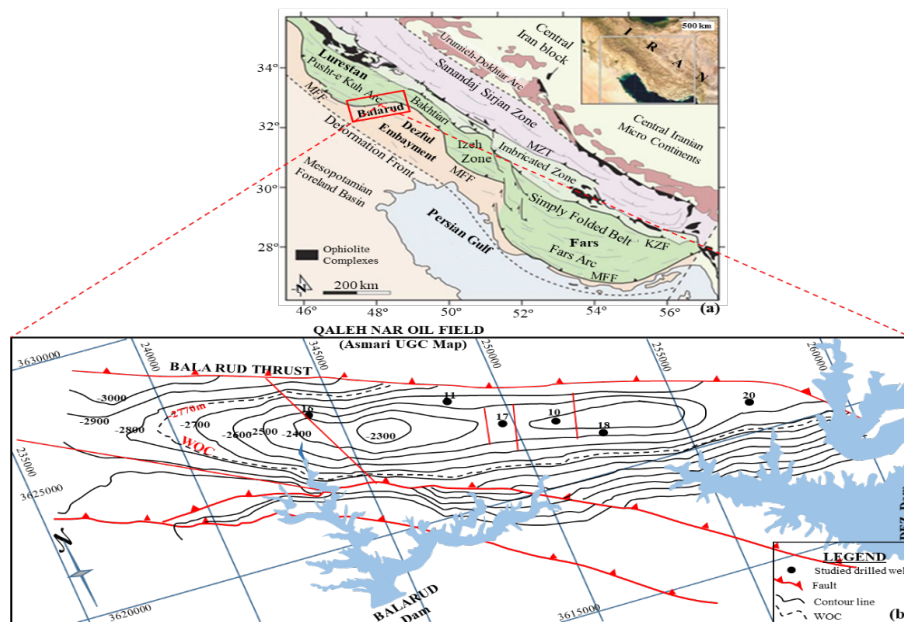
از میان روش‌هایی که می‌توان برای خوشه‌بندی معرفی کرد روش تعیین واحدهای جریان برای ایجاد مدل الکتروفاسیس کارایی بیشتری را دارد. تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی نقش بسیار مهمی در تعیین کیفیت مخزنی دارد، زیرا بوسیله تعیین این واحدها می‌توان به نحوه توزیع تخلخل و تراوایی در مخزن پی‌برد [۸، ۲۹، ۳۰، ۴۹]. اساس واحدهای جریان هیدرولیکی برپایه ارتباط بین تخلخل و تراوایی می‌باشد که در اصل توسط کوزنی [۳۳] و کارمن [۱۲] پیشنهاد شد. نمودار تخلخل و تراوایی یکی از مهمترین ابزار جهت توصیف مخزن می‌باشد؛ روش‌های سنتی جداسازی انواع سنگ (Rock Types) که بر اساس مشاهدات زمین‌شناسی و آزمایش‌های تجربی تخلخل و تراوایی انجام می‌گیرد، نمی‌تواند معیار مناسبی برای توصیف و زون‌بندی مخزن باشد [۴۲]. زیرا برای هر تخلخل مشخص در یک نوع سنگ، تراوایی ممکن است که در مقادیر مختلفی تغییر کند و نشان‌دهنده وجود واحدهای جریانی مختلف است. تئوری طبقه‌بندی روش واحد جریانی هیدرولیکی بر این فرض است که ارتباط حفرات را می‌توان توسط مجموعه‌ای از لوله‌های مویینه نشان داد [۶، ۱۰، ۴۰]. از این رو می‌توان با تعیین تخلخل و تراوایی از روی مغزه در آزمایشگاه و تعیین واحدهای جریانی، گونه‌های سنگی را تعیین نمود [۲۶].

در پژوهش حاضر جهت تعیین الکتروفاسیس‌های مخزنی سازند آسماری میدان نفتی قلعه‌نار، ابتدا با استفاده از روش‌های مختلف خوشه‌سازی در ۴ چاه که به عنوان چاه مدل انتخاب گردیدند مدل اولیه الکتروفاسیس تخمین زده شد. در ادامه با

مقایسه این روش‌ها با گونه‌های سنگی حاصل از واحدهای جریانی تعیین شده به روش شاخص منطقه‌ای جریان مدل بهینه بدست آمد که به خوبی رخساره‌های مخزنی را از همدیگر جدا نمود و از بین آن‌ها بهترین روش تعیین الکتروفیس‌های مخزن انتخاب گردید. سپس این مدل به سایر چاه‌های میدان نیز تعمیم داده شد.

۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان قلعه‌نار در حاشیه شمالی فرو افتادگی دزفول در شمال شهرستان اندیمشک واقع در استان خوزستان قرار دارد. این میدان به صورت تاقدیسی کوچک است که در دامنه جنوبی بزرگ خمش بالارود و در شمالی‌ترین حد فروافتادگی دزفول بین میادین کبود و لبه سفید واقع است و امتداد محوری آن با امتداد محوری سایر تاقدیس‌های زاگرس زاویه می‌سازد. تا حد محسوسی محور آن تمایل دارد و ابعاد آن 18×3 کیلومتر در سرسازند آسماری است (شکل ۱). این میدان با حفر چاه شماره یک در سال ۱۳۵۴ توسط اسکو کشف گردید [۳]. تا کنون مجموعاً ۱۴ حلقه چاه در این میدان حفر شده است. شکل ۱ موقعیت منطقه مورد مطالعه را در حاشیه شمالی فرو افتادگی دزفول نشان می‌دهد.



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی قلعه‌نار در حوضه رسوبی زاگرس [۱۳] و نقشه UGC (همراه با موقعیت نسبی بعضی از چاه‌ها) میدان براساس سرسازند آسماری (بدون مقیاس).

۳- روش کار

۳-۱- تعیین واحدهای جریانی^۱ (HFU)-

مفهوم واحد جریان سیال یک ابزار قدرتمند و منحصر به فرد برای تقسیم‌بندی مخزن به واحدهای است که ساختار درونی مخزن را در مقیاسی سازگار با مدل‌سازی‌های شبیه‌سازی مخزن تقریب می‌زند [۶]. تئوری این روش ابتدا توسط آمی‌فول و همکاران [۹] و سپس توسط سایر محققین تعمیم یافت [۷، ۲۱، ۵۹]. این تکنیک بیشتر در تخمین تراوایی چاه‌های فاقد مغزه با استفاده از اطلاعات لاگ‌های چاه‌پیمایی به کار گرفته شده است. روش‌های مختلفی برای تعیین واحدهای جریانی وجود

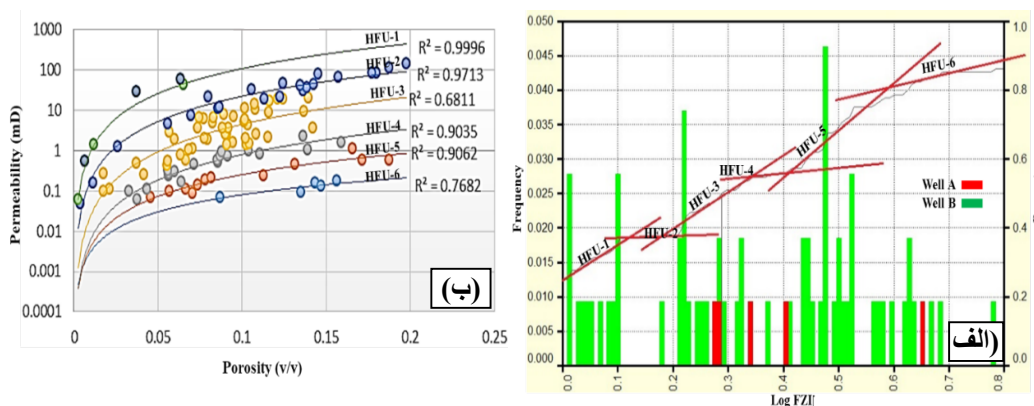
^۱ Hydraulic flow unit

تعیین الکتروفاسیس های مخزن آسماری با استفاده از شبکه عصبی...

دارد که از آن جمله می توان به روش منطقه بندی آماری وینلند [۵۴]، منطقه بندی آماری [۲۵] و شاخص منطقه ای جریان [۹] اشاره کرد.

در این مطالعه از داده های تخلخل و تراوایی حاصل از نمونه های مغزه دو چاه، جهت انتخاب روش خوشه بندی مناسب در نرم افزار اکسل با روش احتمال نرمال لگاریتم شاخص منطقه ای جریان (Log FZI^2) استفاده شد و واحدهای جریانی برای دو چاه مورد نظر تعیین گردید (شکل ۲-الف). در این نمودار نقاط شکستگی به عنوان مرز بین واحدهای جریانی مختلف در نظر گرفته شد. در نهایت با توجه به تعداد نقاط شکست ۶ واحد جریانی استخراج گردید.

در شکل (۲-ب) نمودار Log FZI در مقابل نقاط تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه قرار گرفته است. بر اساس آن محدوده تراکم نقاط در ۶ ناحیه دیده می شود که هر محدوده نشان دهنده یک واحد جریانی می باشد. در این نمودار محدوده دارای کمترین مقدار Log FZI بعنوان واحد جریانی ۱ و محدوده با بیشترین مقدار Log FZI به عنوان واحد جریانی ۶ مشخص گردید. بر اساس کیفیت مخزنی با توجه به مقدار لگاریتم شاخص منطقه ای جریان (Log FZI) واحدهای جریانی با کمترین مقدار Log FZI دارای بدترین کیفیت مخزنی و واحدهای جریانی با بیشترین مقدار Log FZI به عنوان بهترین کیفیت مخزنی در نظر گرفته می شوند که در پژوهش حاضر از واحدهای جریانی شماره ۱ به سمت واحدهای جریانی شماره ۶ همزمان با افزایش مقدار لگاریتم شاخص منطقه ای جریان (Log FZI) کیفیت مخزنی نیز بهبود حاصل می کند (جدول ۱).



شکل ۲-الف- نمودار احتمال نرمال حاصل از خوشه بندی لگاریتم نشانگر زون جریانی و ب-واحدهای جریانی (HFU) مشخص شده بر اساس روش شاخص منطقه ای جریان (Log FZI)

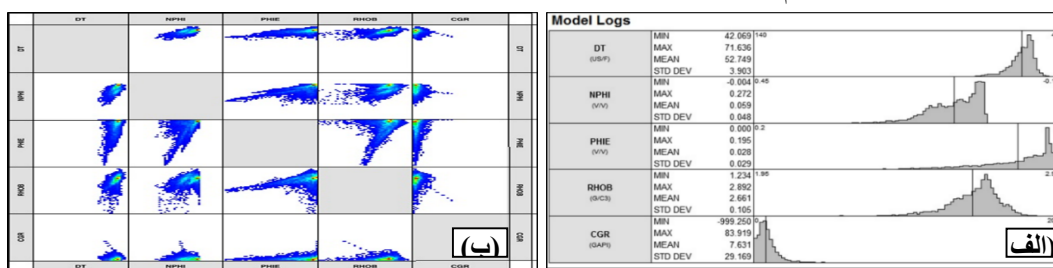
جدول ۱- محدوده تغییرات لگاریتم زون نشانگر جریان برای واحدهای جریانی مختلف در چاه های مطالعه شده

| HFU | Minimum | Log FZI | Maximum |
|-----|---------|---------|---------|
| 1 | ***** | Log FZI | -0.87 |
| 2 | -0.87 | Log FZI | -0.27 |
| 3 | -0.27 | Log FZI | 0.25 |
| 4 | 0.25 | Log FZI | 1.25 |
| 5 | 1.25 | Log FZI | 1.70 |
| 6 | 1.70 | Log FZI | ***** |

² Logarithm flow zone index

۲-۳- انتخاب داده‌های ورودی برای ساخت مدل الکتروفاسیس

این مرحله نیاز به دقت و صرف وقت زیادی می‌باشد اما گذر موفقیت‌آمیز از این مرحله سبب می‌شود تا در پایان گونه‌ی سنگی به درستی تعیین شوند. بنابراین داده‌های مورد نیاز را بایستی کنترل و اصلاح نمود. سپس با شناخت میدان، انتخاب چاه‌های مدل با دقت کافی بایستی انجام پذیرد. این چاه‌ها باید محدوده قابل قبولی را پوشش داده و بدون انحراف و نزدیک به تقادیس میدان باشند. در این مطالعه در ابتدا ۴ چاه از میدان مورد مطالعه که دارای خصوصیتی از جمله انحراف کم، حفاری شدن بیشتر زون‌ها، قرار گرفتن در محدوده محوری مخزن بودند که می‌توانستند کل ویژگی‌های مخزن را پوشش دهند به عنوان اطلاعات مبنا برای آزمایش و ساخت مدل رخساره الکتریکی استفاده گردید. در این مطالعه از لاگ‌های چاه- پیمایی چگالی (RHOB)، صوتی (DT)، تخلخل نوترونی (NPHI)، تخلخل موثر (PHIE) و گاما (CGR) که در تمام چاه‌ها موجود بودند (شکل ۳)، به عنوان لایه ورودی برای تعیین رخساره‌های الکتریکی استفاده شد [۲۲]. لاگ چگالی ابزار قدرتمندی برای تشخیص لیتولوژی و همچنین تعیین بخش‌های متراکم (فاقد کیفیت) مخزن است. لاگ‌های نوترون و صوت ابزارهای مناسبی برای تعیین تخلخل بوده، با این تفاوت که نمودار نوترون عمدتاً تخلخل کل و نمودار صوتی گویای تخلخل اولیه است و کاربرد بسیار مهمی هم در تعیین بخش‌های دارای شکستگی دارد.



شکل ۳- الف- مجموعه داده ورودی (مبنا) برای ساخت مدل رخساره الکتریکی و ب- نمایش پراکنندگی داده‌های مبنا نسبت به یکدیگر

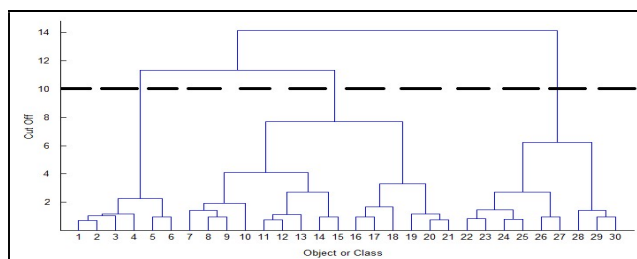
۳-۳- انتخاب روش خوشه‌سازی-

هدف از آنالیز خوشه‌ای یک مجموعه از داده‌ها قرار دادن آنها در گروه‌هایی (خوشه) می‌باشد، که در درون خود اختلاف چندانی نداشته ولی نسبت به گروه‌های دیگر ناهمگن باشند [۲۷، ۳۵، ۵۵]. تاکنون روش‌های مختلفی برای خوشه‌بندی داده‌ها ارائه شده است که می‌توان آنها را به دو گروه کلی بدون ناظر (شبکه عصبی خودسازمان‌دهنده (SOM)، طبقه‌بندی سلسله مراتبی (AHC)، خوشه‌سازی پویا (Dynamic Clustering) و خوشه‌سازی بر پایه نمودار چند بعدی (MRGC)) و مبتنی بر ناظر (مانند شبکه‌های عصبی پس انتشار خطا (BPNN) و منطق فازی) تقسیم کرد. خوشه‌سازی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه (MRGC): این روش یکی از معدود روش‌های غیرپارامتریک و بسیار مناسب برای مطالعه و تحلیل خوشه‌ای داده‌های حاصل از نمودارهای الکتریکی و مغزه‌های حفاری است. این روش مزیت‌هایی همچون قدرت شناسایی الگوهای طبیعی موجود در نمودارها، بی‌نیازی از دانش قبلی در مورد داده‌ها، پیشنهاد خودکار بهترین تعداد خوشه‌ها، کمترین پارامترها و عدم حساسیت به تغییرات آنها و عدم محدودیت در نوع و تعداد داده‌ها و خوشه‌ها را دارد [۴۳].

در روش خوشه‌بندی بر پایه نمودار چند بعدی، در ابتدا کرنل‌ها یا همان مرکز نقاط (که تمام اطراف خود را تحت تاثیر قرار می‌دهد) مشخص می‌شود، سپس تمام اعضا با یکدیگر مقایسه می‌شوند. و به این صورت مرزها را جایی می‌توان تعریف نمود که عضوی باشد از عضو ماقبل خود تاثیرپذیر بوده ولی بدون تاثیر روی عضو بعد از خودش باشد. بنابراین تعداد مرز مشخص شده و گروه‌ها با توجه به بقیه پارامترها از هم مشخص می‌شوند و در پایان نیز بر اساس تعداد مرز تعیین شده برای حداقل، حداکثر و مدل نمونه می‌توان رخساره موجود را تعریف کرد. این روش به عنوان شاخص هم‌جواری (Neighboring Index, NI) تعریف می‌گردد. در روش MRGC به جای استفاده از قدر مطلق فاصله از رتبه سایر داده‌ها استفاده می‌گردد. مزیت این روش نسبت به روش‌های دیگر پیشنهاد تعداد کلاس‌های بهینه در طی یک مطالعه به کاربر است، همچنین کاربر می‌تواند روی انتخاب، ترکیب کردن و تفکیک کردن یک کلاس به کلاس‌های مجزا کنترل داشته باشد [۲].

خوشه‌سازی سلسله‌ای یا طبقه‌بندی ترتیبی صعودی (AHC): روشی برای گروه‌بندی داده‌ها به طور همزمان در مقیاس‌های مختلف با استفاده از درخت خوشه‌ای است. به بیان دیگر، تولید یک سلسله خوشه از خوشه‌های کوچک‌تر با محتوای داده‌ای خیلی شبیه به هم برای تولید خوشه‌های بزرگتر که حاوی محتوای داده‌ای با بیشترین اختلاف می‌باشند [۳۷]. این روش، یک خروجی گرافیکی تولید کرده که به عنوان دندروگرام یا درخت شناخته می‌شود، و نشان‌دهنده ساختار خوشه‌سازی سلسله‌ای می‌باشد [۱۴]، این درخت یک مجموعه مستقل از داده‌ها نیست، بلکه بیشتر به عنوان یک طبقه‌بندی چند سطحی است که خوشه‌ها در یک سطح پایین‌تر به خوشه‌های سطوح بالاتر متصل می‌شوند [۲۷]. این خاصیت امکان تصمیم‌گیری در انتخاب سطح یا مقیاس مناسب‌تر برای خوشه‌سازی در موضوع مورد نظر را فراهم می‌سازد. روش AHC به صورت مراحل زیر انجام گیرد [۳۹]:

۱- محاسبه فاصله بین بردارهای ورودی؛ ۲- برقراری ارتباط بین اجزای مربوط به فواصل؛ ۳- تشکیل درخت خوشه: در این نوع درخت، محور افقی شامل تعداد داده‌ها و محور عمودی مقادیری را نشان می‌دهد که خوشه‌های مختلف برای تشکیل خوشه‌های جدیدتر به یکدیگر می‌پیوندند؛ ۴- ایجاد خوشه‌ها: بعد از تشکیل درخت خوشه‌ها می‌توان با تعریف یک سطح خاص به نام حد برش (Cut off)، خوشه‌های دلخواه بزرگ یا کوچک را تعریف نمود (شکل ۴).



شکل ۴- درخت خوشه‌ای و آستانه برش برای انتخاب بهترین شماره کلاس [۴۸].

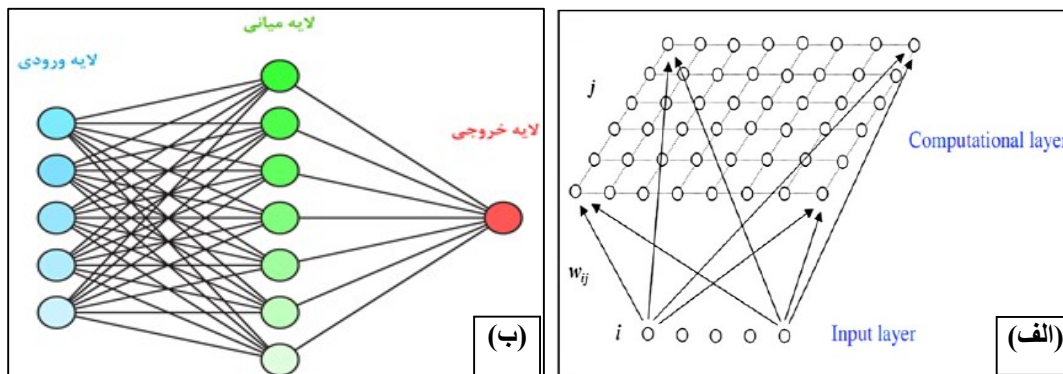
شبکه عصبی خودسازمانده (SOM) - نوعی شبکه عصبی بر پایه یادگیری بدون ناظر (Learning Unsupervised)

است. بدین معنی که هیچ‌گونه مداخله‌ای از جانب ناظر در طول یادگیری مدل وجود ندارد و تنها نیاز آن به ناظر در بررسی خصوصیات داده‌های ورودی (انتخاب لاگ‌های ورودی) می‌باشد [۴۱]. این الگوریتم از روش یادگیری رقابتی برای آموزش استفاده می‌کند و بر مبنای ویژگی‌های خاصی از مغز انسان توسعه یافته است. در زمینه‌های زیادی از قبیل آنالیز تصاویر،

تفسیر امواج لرزه‌ای [۱۷، ۵۰] کاربرد دارد. شبکه SOM می‌تواند روابط آماری غیرخطی بین داده‌های ورودی را به روابط هندسی ساده تبدیل کند [۳۲]. محاسبات این روش یک فرایند رگرسیونی بازگشتی نامتغیری (ناپارامتری) است که رگرسیون یک مجموعه مشخص از بردارهای مدل را به فضای بردارهای قابل مشاهده در قالب الگوریتمی تبدیل می‌کند. خوشه‌ها در یک فرایند یادگیری رقابتی نسبت به متغیرهای ورودی منظم می‌شوند. محل خوشه‌های تنظیم شده در شبکه، به گونه‌ای نظم می‌یابد که برای متغیرهای ورودی، یک دستگاه مختصات معنی‌دار روی شبکه ایجاد شود [۱۹، ۴۵، ۵۱، ۵۲، ۵۳]. بنابراین، یک نقشه خودسازمانده، یک نقشه توپوگرافی از متغیرهای ورودی را تشکیل می‌دهد که محل قرار گرفتن خوشه‌ها، متناظر با ویژگی‌های ذاتی متغیرهای ورودی است.

یک شبکه عصبی خودسازمانده شامل نورون‌های سازمان‌یافته در یک شبکه منظم یک بعدی است. تعداد نورون‌ها ممکن است که از چند ده نورون تا چند ده هزار در تفاوت باشد، هر نورون با نورون‌های مجاور به وسیله رابطه همسایگی که توپولوژی یا نقشه‌های ساختمانی کوهن نامیده می‌شود، در ارتباط است (شکل ۵-الف). بنابراین مشاهدات مشابه در این ساختار باید خیلی به همدیگر نزدیک باشند. الگوریتم آموزشی شبکه‌های عصبی خودسازمانده به صورت زیر خواهد بود [۳۲]:

محاسبه فاصله بین الگو و تمام سلول‌های عصبی؛ انتخاب نزدیک‌ترین نورون به عنوان نورون برنده؛ به‌روزرسانی هر نورون با توجه به قاعده. تکرار این روند تا رسیدن به یک معیار توقف خاص ادامه می‌یابد. برای اثبات هم‌گرایی و ثبات نقشه، نرخ یادگیری و شعاع همسایگی در هر تکرار کاهش یافته، تا به صفر میل نماید. فاصله اندازه‌گیری بین بردارها فاصله اقلیدوسی می‌باشد، ولی از دیگر اندازه‌گیری‌های فواصل مانند فاصله و غیره نیز می‌توان استفاده نمود.



شکل ۵-الف-نمایش شماتیک لایه‌های یک شبکه عصبی مصنوعی [۱] و ب-الگوی شبکه عصبی خودسازمانده متشکل از لایه‌های ورودی و رقابتی [۴۸].

شبکه‌های عصبی مصنوعی (Artificial Neural Networks): شبکه عصبی مصنوعی مدلی است که می‌تواند با استفاده از قطعات الکترونیکی (سخت افزار) ساخته شده و یا به وسیله نرم‌افزار شبیه‌سازی شود [۱۱]. شبکه عصبی یک سیستم پویا و غیرخطی است که از تعداد زیادی واحد پردازش (نورون‌ها) و اتصالات بین این واحدهای پردازش تشکیل می‌شود [۱۵]. این سیستم برای حل مسائلی به کار می‌رود که فرمول حل آن‌ها ناشناخته است و مدل علت و معلولی و یا الهام قابل ملاحظه‌ای در آن‌ها وجود ندارد [۱۶، ۱۸، ۲۰]. به طور کلی شبکه عصبی از سه لایه تشکیل شده است: لایه ورودی که داده‌های ورودی را دریافت کرده و به لایه میانی منتقل می‌کند. لایه میانی یا پنهان که خود می‌تواند یک یا چند لایه داشته باشد و داده‌های ورودی را پردازش می‌کند. لایه خروجی نتایج پردازش را از لایه میانی دریافت کرده و به شکل معنی‌دار و به عنوان خروجی نشان می‌دهد [۱۸].

تعیین الکتروفاسیس-های مخزن آسماری با استفاده از شبکه عصبی...

نرون‌های هر لایه با تمام نرون‌های لایه بعدی یا قبلی ارتباط دارند اما نرون‌های یک لایه با یکدیگر مرتبط نیستند، و این امر باعث عملکرد موازی نرون‌ها می‌شود. لایه‌های مختلف یک شبکه به صورت شماتیک در شکل (۵-ب) نشان داده شده است.

برای انجام پیش‌بینی شبکه‌های عصبی مصنوعی لازم است سه شرط وجود داشته باشد:

۱- داده‌های ورودی که داده‌های خروجی (مطلوب) را کنترل می‌کنند شناخته شده و مشخص باشند.

۲- داده‌های خروجی شناخته شده باشد. بدین معنی که متغیری که مورد پیش‌بینی و مطلوب است کاملاً مشخص باشد.

۳- داده‌های کافی برای آموزش شبکه در دسترس باشد؛ به بیان دیگر، مثال‌ها و حالات تحقق یافته‌ای وجود داشته باشند که در آن‌ها ورودی‌ها و خروجی‌های متناظر آن‌ها معلوم باشد [۱۸].

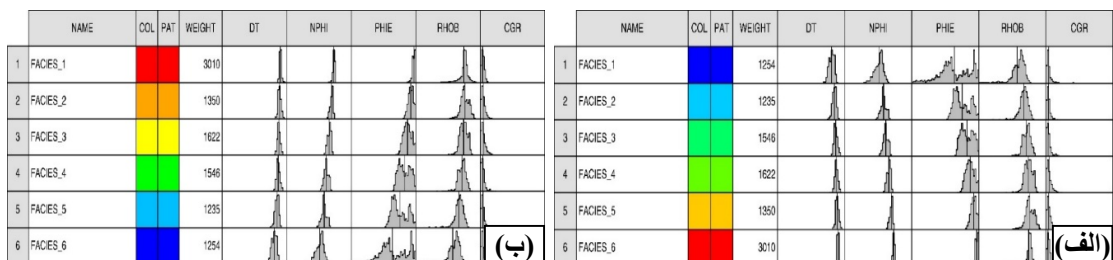
برای به کارگیری شبکه‌های عصبی مصنوعی به منظور حل هر مسئله سه مرحله وجود دارد: ۱- آموزش (Training)؛ ۲- تعمیم (Generalization)؛ و ۳- اجرا (Operation)

آموزش شبکه فرایندی است که منجر به دستیابی به وزن‌های بهینه برای ورودی هر سلول شبکه عصبی می‌شود. هدف آموزش ایجاد وزنهایی است که خروجی شبکه را در نزدیک‌ترین حد ممکن به خروجی مطلوب قرار دهد [۱۸]. شبکه پس-انتشار خطا نوعی شبکه با سرپرست است که داده‌های ورودی را در طول شبکه به جلو رانده و سپس اختلاف خروجی تولید شده را با خروجی مطلوب محاسبه می‌کند. سپس این مقدار خطا در طول شبکه به عقب فرستاده شده و طی چند چرخه تکرار ضرایب وزنی طوری تنظیم می‌شوند که مقدار خطا به میزان کمینه برسد. زمانی که خروجی تولید شده بیشترین شباهت یا هم‌پوشانی را با خروجی مطلوب داشته باشد آموزش پایان می‌یابد [۴۴].

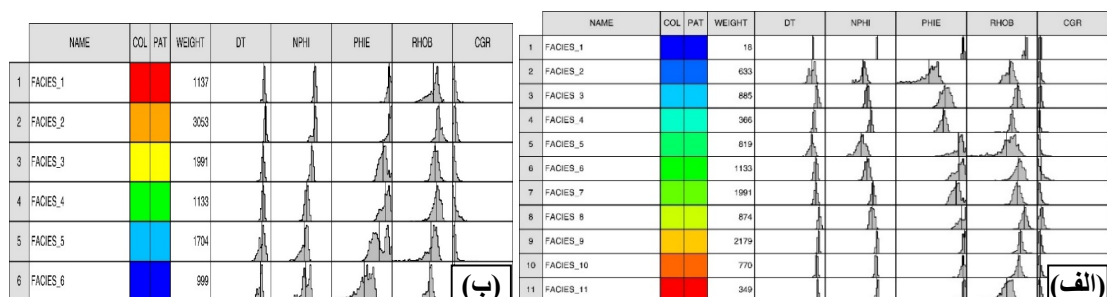
۴-۳- انتخاب روش خوشه‌سازی

در پژوهش حاضر از بین چاه‌های حفاری شده در مخزن مورد بررسی، ۴ چاه که دارای بهترین شرایط بود به عنوان چاه مدل انتخاب گردید، با استفاده از داده‌های لاگ‌های چاه‌پیمایی در چاه‌های مدل به روش‌های مختلف خوشه‌سازی بدون ناظر از جمله MRGC، DYNAMIC و SOM در نرم‌افزار Paradigm™ Geolog®7 و از ماژول FACIMAGE™ استفاده گردید و خوشه‌بندی اولیه ایجاد گردید. در روش SOM، ۶ خوشه (شکل ۶-الف) ایجاد گردید. دسته ۱ بدترین کیفیت مخزنی و دسته ۶ دارای بهترین کیفیت مخزنی می‌باشد. پس از انجام بررسی‌ها، رخساره‌های مشابه را در همدیگر ادغام و رخساره‌های نهایی ایجاد شدند. در نهایت پس از بررسی‌های انجام شده مدل قابل قبول به صورت KNN ایجاد شده و به همه چاه‌های میدان با استفاده از ماژول Propagate تعمیم داده شد.

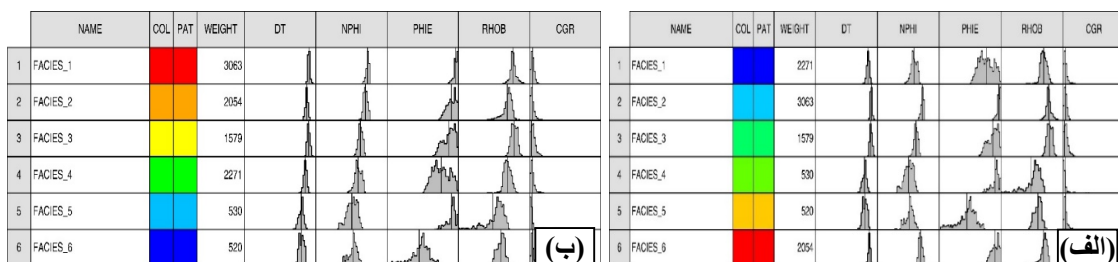
در روش MRGC از بین چهار نوع خوشه‌بندی ایجاد شده (۱۱، ۱۶، ۲۰، ۲۴)، خوشه‌بندی با ۱۱ دسته به عنوان بهترین خوشه‌بندی شناخته شد (شکل ۷-الف). بمنظور تسهیل در مطالعه دسته‌های مشابه در یکدیگر ادغام و خوشه‌بندی نهایی تشکیل شد: دسته ۱ (شامل دسته‌های ۱، ۱۰ و ۱۱)، دسته ۲ (دسته‌های ۸ و ۹)، دسته ۴ (دسته‌های ۶ و ۷)، دسته ۵ (دسته‌های ۳ و ۵)، و دسته ۶ (دسته‌های ۲ و ۴). کیفیت مخزنی از دسته ۱ به سمت دسته ۶ افزایش می‌یابد. در روش DYNAMIC شش خوشه اولیه بر اساس تشخیص ناظر تشکیل شد (شکل ۸-الف).



شکل ۶- الف- مدل اولیه و ب- مدل نهایی رخساره الکتریکی (تعداد ۶) به روش SOM در میدان مورد مطالعه



شکل ۷- الف- مدل اولیه (تعداد ۱۱) و ب- مدل نهایی رخساره الکتریکی (تعداد ۶) به روش MRGC



شکل ۸- الف- مدل اولیه و ب- مدل نهایی رخساره الکتریکی (تعداد ۶) به روش DYNCLUS

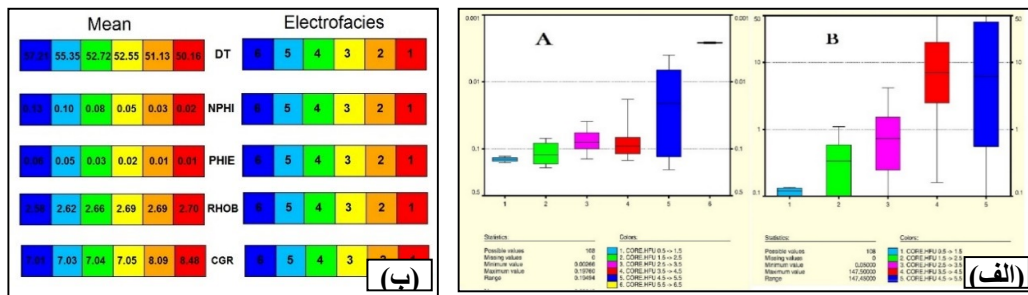
پس از بررسی رخساره‌های الکتریکی اولیه تعیین شده در هر روش خوشه‌بندی، آشکار شد که برخی از خوشه‌ها، از لحاظ پارامترها اساسی مانند نمودار صوتی و مقدار شیل مشابه می‌باشند، از این رو دسته‌های مشابه جهت ایجاد بهترین خوشه در یکدیگر ادغام گردیدند. در روش SOM براساس تشخیص ناظر خوشه‌ای پس از بررسی و اصلاح مدل اولیه، مدل نهایی SOM ایجاد گردید (شکل ۶-ب). بر اساس داده‌های مبنا دسته‌های مدل اولیه به ترتیب کیفیت مخزنی بگونه‌ای در خوشه‌بندی نهایی مرتب شدند که شماره ۱ به عنوان بدترین رخساره، شماره ۲ با کیفیت مخزنی خیلی ضعیف، شماره ۳ با کیفیت مخزنی ضعیف، شماره ۴ با کیفیت مخزنی متوسط، رخساره ۵ دارای کیفیت مخزنی خوب و در نهایت شماره ۶ بعنوان بهترین رخساره کیفیت مخزنی در نظر گرفته شد.

در روش MRGC با انتخاب خوشه‌بندی با ۱۱ دسته (گروه برتر) پس از بررسی‌های لازم ۶ الکتروفاسیس نهایی ایجاد شد (شکل ۷-ب). بدین ترتیب که دسته‌های ۱، ۱۰ و ۱۱ درهم ادغام شده و دسته ۱ در خوشه‌بندی نهایی را تشکیل می‌دهند. همچنین دسته‌های ۸ و ۹ دسته ۲ نهایی، دسته‌های ۳ و ۵ دسته ۵ نهایی و دسته‌های ۲ و ۴ دسته ۶ نهایی را ایجاد می‌کنند. در نهایت دسته‌های ۶ و ۷ در خوشه‌بندی اولیه به ترتیب دسته‌های ۳ و ۴ را در خوشه‌بندی نهایی تشکیل می‌دهند. کیفیت

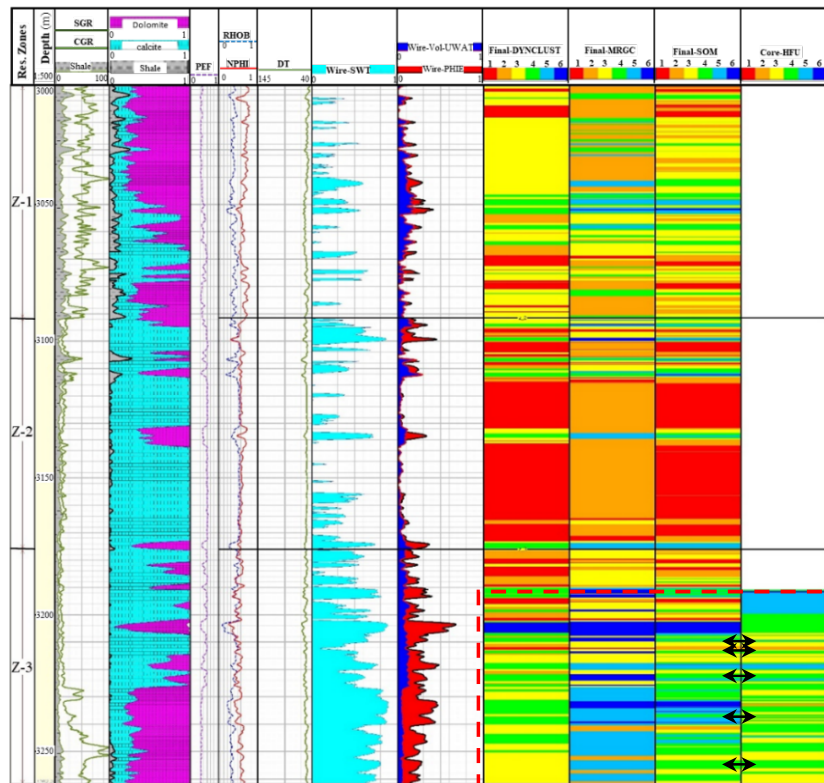
تعیین الکتروفاسیس‌های مخزن آسماری با استفاده از شبکه عصبی...

مخزنی از دسته ۱ به سمت دسته ۶ افزایش می‌یابد. دسته‌های اولیه ایجاد شده به روش خوشه‌بندی پویا شامل ۶ دسته می‌باشد که با توجه به کیفیت مخزنی مرتب شده و دسته‌بندی نهایی را شامل گردید (شکل ۸-ب). در این روش نیز همچون دو روش دیگر دسته ۱ بهترین کیفیت مخزنی را دارد و به سمت دسته ۶ از کیفیت مخزنی کاسته می‌شود.

جهت انتخاب بهترین روش خوشه‌سازی، ۶ خوشه نهایی به دست آمده از هر سه روش بر اساس کیفیت مخزنی و پارامترهای تخلخل و تراوایی (شکل ۹)، نسبت به واحدهای جریان تعیین شده با روش شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI) (شکل ۲) مورد بررسی قرار گرفتند. نتایج حاکی از انطباق بسیار خوب واحدهای جریانی با روش SOM بود (شکل ۱۰) در نتیجه روش SOM که نسبت به دو روش دیگر نزدیکی بیشتری به واحدهای جریانی نشان می‌دهد به عنوان روش برتر خوشه‌سازی جهت ساخت مدل الکتروفاسیس در مخزن مورد مطالعه انتخاب گردید. در این روش نمودار داده‌های تخلخل و تراوایی حاکی از افزایش کیفیت مخزنی از رخساره ۱ به سمت رخساره شماره ۶ بود (شکل ۱۰).



شکل ۹- (الف) نمودار جعبه‌ای تخلخل (A) و تراوایی (B)، و (ب) - مقدار عددی داده‌های مبنا برای هر یک از خوشه‌ها



شکل ۱۰- نتیجه مقایسه روش‌های MRGC، DYNAMIC و SOM با HFU تعیین شده، و ویژگی‌های مخزنی

۴- بحث

در مراحل توسعه مخزن تعیین الکتروفاسیس‌های مخزنی از مباحث بسیار مهم می‌باشد چرا که آگاهی از بخش‌های با کیفیت مخزنی خوب می‌تواند در کاهش هزینه‌های تولید از مخازن، مفید واقع شود. در این مطالعه از داده‌های آنالیز مغزه و مقاطع نازک استفاده گردید. داده‌های تخلخل و تراوایی در دو چاه ۷ و ۱۴ مخزن آسماری میدان قلعه‌نار برای مشخص کردن گونه‌های سنگی و همچنین بررسی روابط الکتروفاسیس‌های تعیین شده با لاگ‌های چاه‌پیمایی با این داده‌ها استفاده گردید. مقاطع نازک میکروسکوپی جهت توصیف ویژگی‌های رسوبی و پتروفیزیکی از قبیل تخلخل و شکستگی و نوع بافت موجود در آن‌ها مورد بررسی و پردازش قرار گرفتند. پس از بررسی‌های متعدد، با توجه به انواع بافت رسوبی، با توجه به نوع و مقدار تخلخل، نوع رخساره‌های تعیین شده با استفاده از روش‌های نوین خوشه‌بندی بدون ناظر در محیط نرم‌افزار ژئولاگ مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت.

۴-۱- پتروگرافی رخساره‌های الکتریکی

رخساره الکتریکی شماره ۱: مطالعه پتروگرافی رخساره الکتریکی شماره یک نشان داد که بافت مادستونی غالب بوده، و دولستون تا پکستون نیز در آن دیده می‌شود. در بخش‌های وکستونی و پکستونی، به دلیل سیمانی شدن بسیاری از حفرات از بین رفته است. میزان دولومیتی شدن بسیار متغیر و گاه بسیار شدید است. جنس سیمان پرکننده فضاهای خالی بیشتر کلسیتی بوده و پیریت نیز دیده می‌شود. نوع تخلخل غالب در این رخساره الکتریکی تخلخل بین‌دانه‌ای، بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای می‌باشد که در اثر سیمانی شدن بیشتر تخلخل بین‌دانه‌ای و اکثر تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای از بین رفته‌اند (شکل ۱۱- الف الی ت).

رخساره الکتریکی شماره ۲: به طور غالب دارای فابریک مادستون بوده، پکستون و وکستون نیز مشاهده شد. نوع تخلخل غالب در این رخساره بین بلوری، حفره‌ای و مقدار ناچیزی از نوع شکستگی می‌باشد. اکثر تخلخل‌های موجود با سیمان کلسیتی و انیدیتی پر شده است. دولومیتی شدن در این رخساره کمتر از نوع یک است (شکل ۱۱- ث الی ح).

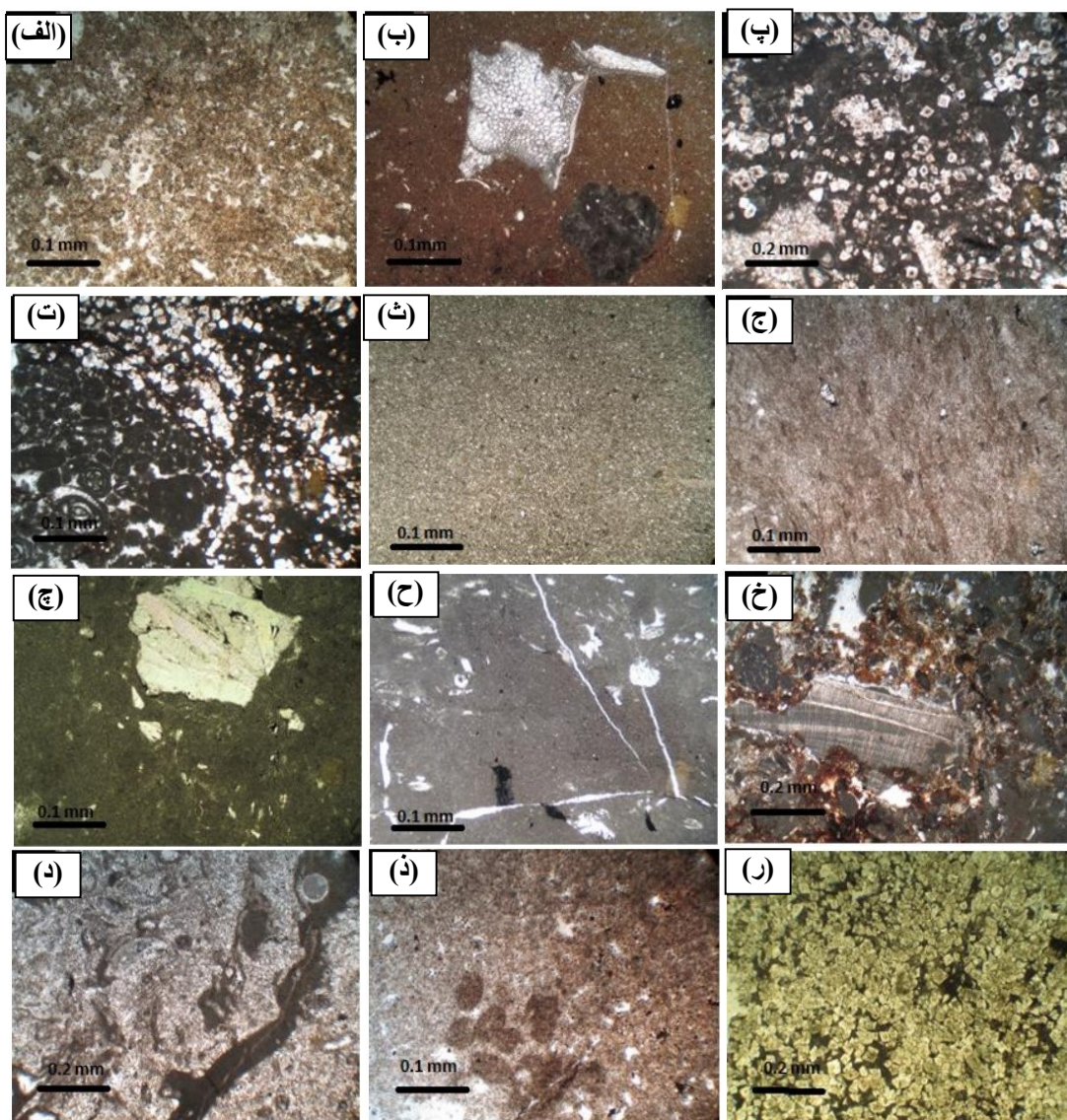
رخساره الکتریکی شماره ۳: به طور غالب دارای فابریک دولستونی یا وکستون و پکستون دولومیتی شده می‌باشد. در این رخساره دولومیتی شدن توسعه یافته و بسیار بیشتر از رخساره‌های قبلی صورت گرفته است اما به دلیل وجود شکستگی‌ها از لحاظ کیفیت مخزنی وضعیت بهتری نسبت به آن‌ها دارد. این رخساره به طور غالب دارای تخلخل بین‌بلوری ریز، حفره‌ای و شکستگی می‌باشد. در این رخساره میکریتی شدن و سیمانی شدن بر میزان تخلخل اثر منفی گذاشته است (شکل ۱۱- خ الی ر).

رخساره الکتریکی شماره ۴: به طور غالب دارای فابریک دولستونی و پکستون تا وکستونی می‌باشد. این رخساره نسبت به رخساره سه از نظر فابریک پکستون تا وکستون بیشتر شده و از میکریتی شدن و سیمان‌شدگی کم‌تری برخوردار است. تخلخل غالب بصورت بین‌دانه‌ای، بین‌بلوری، حفره‌ای و همچنین به مقدار کم استیلولیتی می‌باشد (شکل ۱۲- الف الی ت).

رخساره الکتریکی شماره ۵: فابریک غالب وکستون تا پکستون است. به دلیل ضعیف بودن سیمان‌شدگی و دولومیتی شدن رخساره پنج، و در نتیجه حفظ بهتر تخلخل، از نظر کیفیت مخزنی از شرایط بهتری برخوردار است. تخلخل غالب این رخساره بین‌دانه‌ای، بین‌بلوری، حفره‌ای و شکستگی می‌باشد (شکل ۱۲- ث الی ح).

رخساره الکتریکی شماره ۶: به طور غالب وکستون تا پکستون و گرینستون می‌باشد. این رخساره دارای فابریک دانه غالب می‌باشد به طوریکه اندازه دانه‌ها، اندازه گلوگاه‌های ارتباطی را کنترل می‌کند. دولومیتی شدن در این رخساره به صورت

پراکنده رخ داده است. این رخساره به طور غالب دارای تخلخل بین‌بلوری، بین دانه‌ای، حفره‌ای و شکستگی است (شکل ۱۲-خ الی ر).

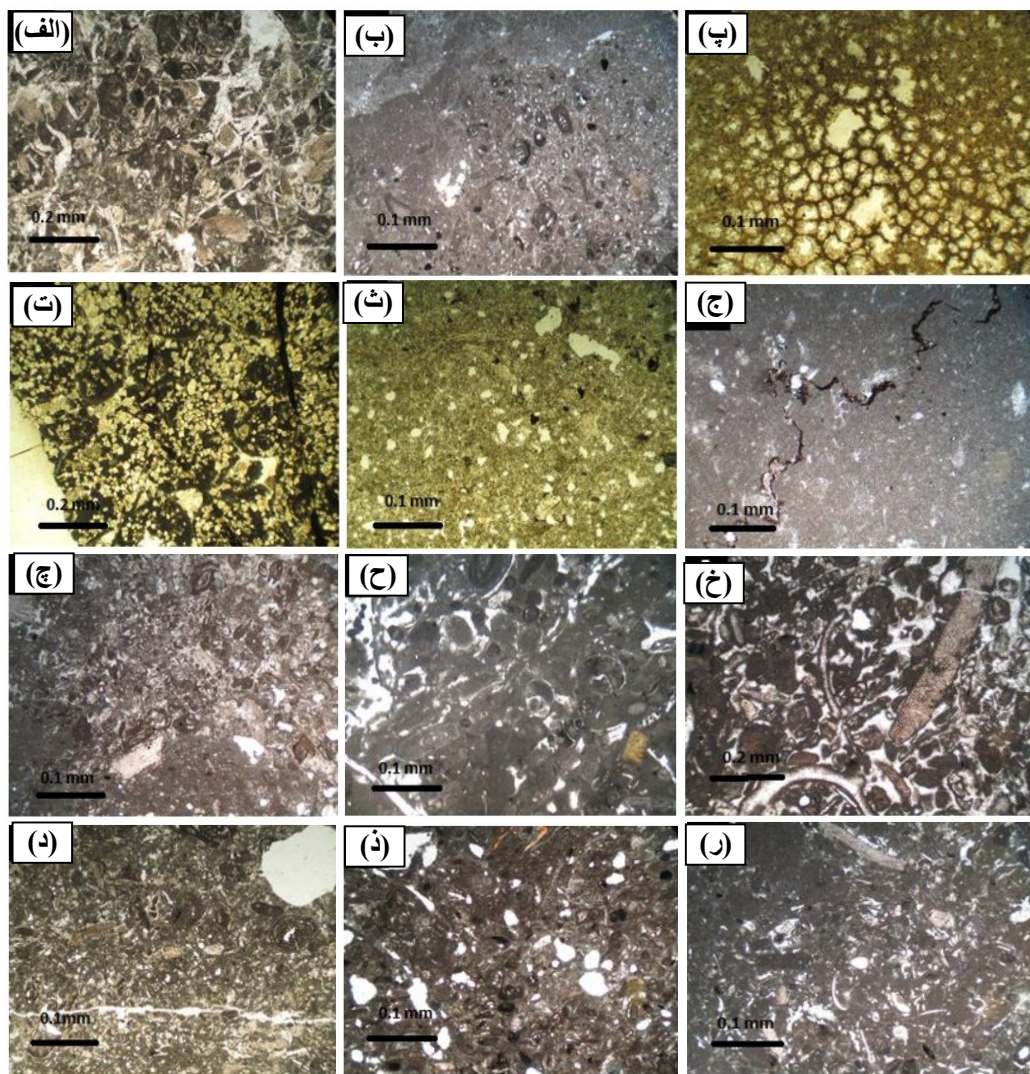


شکل ۱۱- تصاویر میکروسکوپی رخساره های الکتریکی شناسایی شده:

شماره یک: الف) دولستون با تخلخل بین دانه‌ای پر شده، چاه ۶، عمق ۳۱۱۱ متری، ب) مادستون با تخلخل حفره‌ای پر شده، چاه ۷، عمق ۳۰۳۳/۷۵ متری، پ) دولستونی میکریتی شده، چاه ۷، عمق ۳۰۸۶/۲۵ متری، ت) وکستون با تخلخل قالبی، چاه ۷ عمق ۳۱۹۶ متری.

شماره دو: ث) بافت مادستونی با تخلخل حفره‌ای بسیار کم، چاه ۷، عمق ۲۹۹۷ متری، ج) مادستون دارای تخلخل بین بلوری و دولومیتی شده، چاه ۷، عمق ۳۰۰۵/۴ متری، چ) مادستون دارای حفرات پر شده با انیدریت، چاه ۷، عمق ۳۰۳۲/۵ متری، ح) مادستون با شکستگی‌های پر شده، چاه ۷، عمق ۳۰۴۰ متری.

شماره سه: خ) وکستون به شدت دولومیتی شده، چاه ۷، ۳۰۴۱ متری، د) پکستون با تخلخل حفره‌ای دولومیتی شده، چاه ۷، عمق ۳۰۴۳/۱ متری، ذ) دولوستون دارای تخلخل حفره‌ای، چاه ۷، عمق ۳۱۶۹ متری، ر) دولوستونی با تخلخل بین بلوری میکریتی شده، چاه ۷، عمق ۳۱۸۹/۸ متری.



شکل ۱۲- ادامه تصاویر میکروسکوپی رخساره های الکتریکی شناسایی شده:

شماره چهار: الف) پکستون با تخلخل استیلولیتی پر شده، چاه ۷، عمق ۳۰۰۰ متری، ب) وکستونی با تخلخل حفره‌ای؛ چاه ۷، عمق ۳۰۱۳ متری، پ) دولوستون با تخلخل بین بلوری، بین دانه‌ای و حفره‌ای، چاه ۷، عمق ۳۱۷۵/۷۵ متری، ت) پکستون با تخلخل درون دانه‌ای پر شده با دولومیت، چاه ۷، عمق ۳۱۸۳ متری.
 شماره پنج: ث) وکستونی با تخلخل بین بلوری، چاه ۷، عمق ۲۹۹۹ متری، ج) وکستونی با تخلخل حفره‌ای؛ چاه ۷، عمق ۳۰۱۷ متری، چ) وکستون تا پکستون با تخلخل بین بلوری، چاه ۷، عمق ۳۰۲۳/۳ متری، ح) پکستون با تخلخل شکستگی با سیمان‌شدگی کم، چاه ۷، عمق ۳۰۸۳/۴ متری.

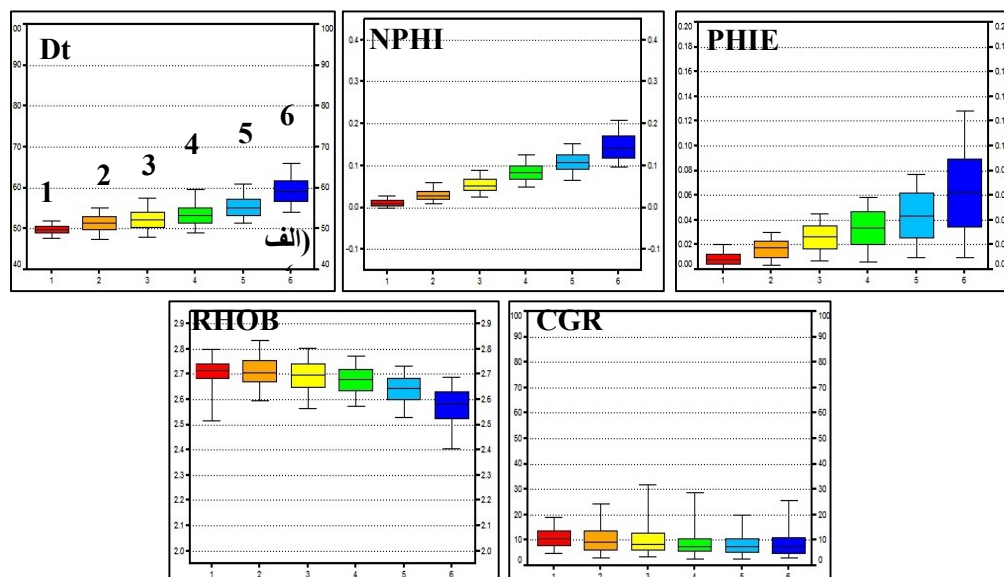
تعیین الکتروفاسیس‌های مخزن آسماری با استفاده از شبکه عصبی...

شماره شش: خ) گرینستون با تخلخل بین دانه‌ای و حفره‌ای، چاه ۷، عمق ۳۰۰۲ متری، د) پکستون با تخلخل بین دانه‌ای، شکستگی و حفره‌ای؛ چاه ۷، عمق ۳۰۰۹/۸ متری، ذ) پکستون با تخلخل بین دانه‌ای و شکستگی، چاه ۷، عمق ۳۰۱۶/۵ متری، ر) وکستون با حفره‌ای و بین دانه‌ای، چاه ۷، عمق ۳۰۲۴/۷ متری.

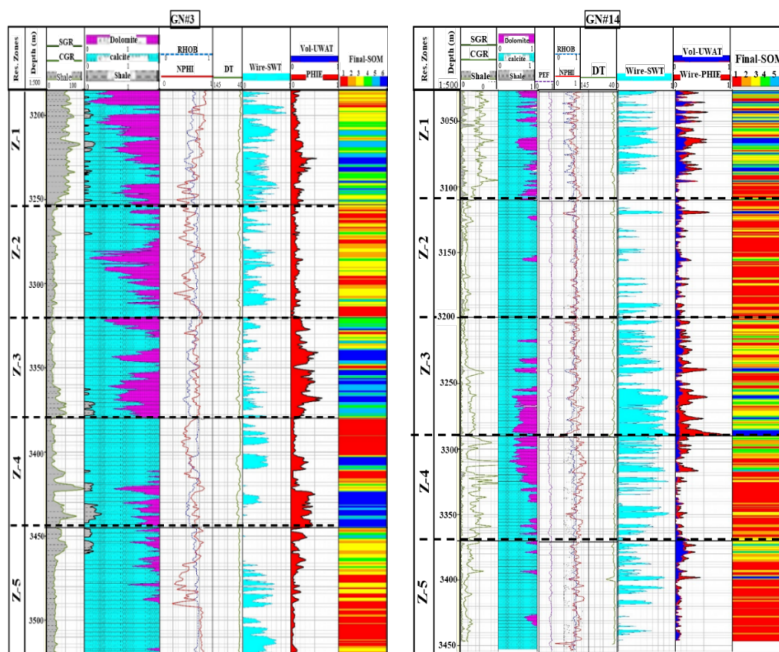
۲-۴- رابطه الکتروفاسیس با لاگ‌های مختلف

با بررسی مقدار داده‌های مینا در دسته‌های ایجاد شده مشاهده می‌شود که از رخساره ۱ به سمت رخساره ۶ مقدار سرعت صوت (DT)، نوترون (NPHI)، تخلخل موثر (PHIE) افزایش می‌یابد و چگالی (RHOB) و مقدار پرتو گاما (CGR) بطور نسبی کاهش می‌یابد که بیان‌گر افزایش کیفیت مخزنی به سمت رخساره ۶ می‌باشد (شکل ۱۳).

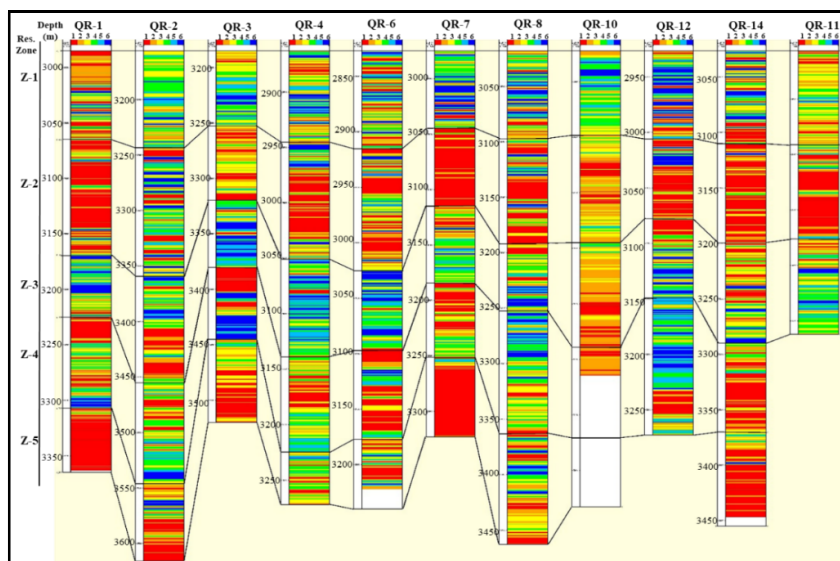
بنابراین رخساره الکتریکی ۱ و ۶ به ترتیب بدترین و بهترین کیفیت مخزنی رخساره‌های ایجاد شده را در میدان مورد مطالعه تشکیل می‌دهند. مدل نهایی الکتروفاسیس مخزن در چاه‌های مینا ایجاد و پس از تطابق بسیار خوب با داده‌های موجود به سایر چاه‌های میدان تعمیم داده شد. به عبارت دیگر هر نمونه عمقی نمودار در مجموعه متقاضی با همه نمونه‌های عمقی نمودار از مجموعه داده مینا مقایسه شده و مقدار شاخص رخساره الکتریکی نمونه‌ای که بیشترین مشابهت را نشان می‌دهد به آن اختصاص داده می‌شود. جهت ارزیابی مدل رخساره الکتریکی ایجاد شده در این مطالعه مقادیر لاگ‌های مختلف در مقابل الکتروفاسیس‌های تعیین شده با شبکه عصبی SOM مربوط به هر چاه مدل گردید (بعنوان مثال شکل ۱۴). پس از انتشار مدل نهایی ایجاد شده در تمام چاه‌های میدان، یک مدل الکتروفاسیس ایجاد گردید که قادر به جدا کردن بخش‌های با کیفیت مخزنی خوب از بخش‌های با کیفیت مخزنی ضعیف بود (شکل ۱۵). این مدل می‌تواند در مراحل بعدی توسعه میدان و همچنین تهیه مدل استاتیک مخزن مورد استفاده قرار گیرد. همانگونه که از مدل ایجاد شده دیده می‌شود کیفیت مخزنی تابع توسعه رخساره رسوبی مناسب است. در الگوی کلی میدان بخش‌های بالایی مخزن خصوصاً زون‌های ۱ و ۳ و در مواردی زون ۴ یا ۵ از کیفیت خوب مخزنی برخوردار هستند. بصورت کلی هرچه به سمت پائین مخزن حرکت کنیم به سمت رخساره‌هایی تغییر می‌کند که از کیفیت مخزنی نامناسب برخوردار می‌باشند.



شکل ۱۳- تغییرات داده‌های مینا در رخساره‌های الکتریکی تعیین شده



شکل ۱۴- بررسی رابطه لاگ‌های مختلف با نتیجه اجرای مدل در چاه ۳ و در چاه ۱۴



۵- مقطع طولی از توزیع رخساره‌های الکتریکی مدل نهایی در لایه‌های مختلف مخزن در چاه‌های میدان

با توجه به تقریب خوب و همخوانی قابل قبول مدل رخساره الکتریکی در شبیه‌سازی تغییرات رخساره رسوبی (نسبت به واحدهای جریان حاصل از داده‌های مغزه) در این مطالعه، مدل رخساره الکتریکی با استفاده از روش SOM در بقیه چاه‌های میدان نیز توسعه داده شد. در واقع این تحقیق نشان می‌دهد که هرچند لاگ‌های پتروفیزیکی که مقادیر تخلخل، اشباع آب و سنگ‌شناسی را به دست می‌دهند و به ظاهر هیچ ارتباطی با پدیده‌های رسوب‌گذاری و تشکیل سنگ‌ها و کانی‌ها ندارند اما استفاده از تجزیه و تحلیل آن‌ها در قالب رخساره‌های الکتریکی کمک قابل توجهی به انطباق آن‌ها با این پدیده‌ها می‌کند و لذا می‌توان از آن‌ها در جاهایی که دسترسی مستقیم به اطلاعات (مغزه) نیست، استفاده کرد. این نتیجه می‌تواند در تهیه مدل رسوبی برای محققین مفید باشد.

۵- نتیجه گیری

جدایش بخش‌های با کیفیت مخزنی خوب در امر تولید و توسعه مخازن هیدروکربنی بسیار حائز اهمیت می‌باشد. این کار نیازمند اطلاعات تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌های چاهپیمایی می‌باشد که به دلایل اقتصادی در هر میدان تعداد کمی از چاه‌ها مغزه‌گیری می‌شود. با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه به روش شاخص منطقه‌ای جریان تعداد ۶ واحد جریانی مشخص گردید. با استفاده از داده‌های نمودارهای چاه‌پیمایی تعیین الکتروفاسیس به روش‌های مختلف خوشه‌سازی MRGC، DYNAMIC و SOM تعیین گردید، شباهت برخی از پارامترها از قبیل نمودار صوتی و نمودار گاما باعث کاهش تعداد رخساره‌های اولیه حاصل از روش‌های گوناگون گردید. الکتروفاسیس‌های نهایی حاصل از روش‌های خوشه‌سازی با نتایج واحدهای جریانی تعیین شده به روش شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI) تطابق داده شد. پس از بررسی خوشه‌های اولیه ایجاد شده، خوشه‌هایی که در هر روش از نظر پارامترهایی مثل سرعت صوت و مقدار شیل و نمودار گاما شبیه به یکدیگر بودند در هم ادغام گردیدند و در هر روش ۶ رخساره نهایی بر اساس کیفیت مخزنی ایجاد گردید. از آنجا که نتایج روش خوشه‌سازی SOM هم‌خوانی بیشتری با داده‌های لاگ‌های چاه‌پیمایی و مغزه نشان داد، بعنوان روش بهینه خوشه‌سازی انتخاب و در نهایت در تهیه الگوی مدل الکتروفاسیس چاه‌ها استفاده گردید. هر چند تخلخل در ای-ن رخساره‌ها بصورت عمده بی-دانه‌ای، بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای و یا شکستگی است. از نظر بافتی ای-ن رخساره‌ها با ویژگی‌های متفاوتی توصیف می‌شوند. رخساره ۱ (مادستونی غالب بوده، همراه با دولستون تا پکستون)، رخساره ۲ (مادستون غالب بوده، همراه با پکستون و وکستون)، رخساره ۳ (دولستونی یا وکستون و پکستون دولومی‌تی شده)، رخساره ۴ (رخساره غالب دولستون بوده همراه با پکستون تا وکستون)، رخساره ۵ (وکستون تا پکستون)، و رخساره ۶ (وکستون تا پکستون و گری‌نستون). در رخساره ۱ فرایندهای سی‌مانی‌شدن و دولومی‌تی شدن شایع است. در رخساره ۲ فرایندهای سی‌مانی‌شدن و دولومی‌تی دارای شدت کمتری نسبت به رخساره ۱ است. در رخساره ۳ دولومی‌تی شدن توسعه یافته، می‌کری‌تی‌شدن و سی‌مانی‌شدن نیز رخ داده است. در رخساره ۴ شدت فرایندهای می‌کری‌تی‌شدن و سی‌مانی‌شدگی کم‌تر است. همچنین فرایند انحلال فشاری (استیلولیتی شدن) می‌باشد. در رخساره ۵ به دلیل ضعیف بودن سیمانی‌شدگی دولومی‌تی شدن کیفیت مخزنی از شرایط بهتری برخوردار است. رخساره ۶ دارای فابریک دانه غالب و دولومی‌تی شدن به صورت پراکنده رخ داده است.

نتایج مطالعه نشان داد که از رخساره شماره یک به سمت رخساره شماره شش کیفیت مخزنی بهبود پیدا می‌کند. این پژوهش نشان‌دهنده توانایی بسیار خوب روش SOM در ساخت مدل رخساره‌ای بدلیل همخوانی نتایج با واحدهای جریانی حاصل از داده‌های مغزه جهت تفکیک کیفی بخش‌های مخزنی است. نتیجه اجرای مدل نهایی ۶ رخساره‌ای در میدان مورد نظر نشان دهنده جدایش بسیار خوب بخش‌های مخزنی است. بنظر می‌رسد که ویژگی‌های سنگ شناسی و شدت فرایندهای دیاژنزی در کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی تعیین شده از عوامل کلیدی محسوب شده، و الگوی توزیعی کیفیت آنها را در کل میدان کنترل می‌نماید. این مدل نهایی الکتروفاسیس می‌تواند جهت ساخت مدل استاتیک مخزن نیز مورد استفاده قرار گیرد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب جهت فراهم آوردن امکانات و اطلاعات مورد نیاز این پژوهش تشکر نمایند. همچنین از داوران مقاله آقای دکتر علی بهداد

(سرپرست مطالعات زمین شناسی مخزن ناحیه مسجدسلیمان، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب) و آقای دکتر علیرضا بشری (رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] البرزی، م.، ۱۳۹۳، آشنایی با شبکه‌های عصبی (ترجمه). مؤلفان: تام جکسون، راسل بیل. ناشر: دانشگاه صنعتی شریف، موسسه انتشارات علمی. ۱۳۸ ص.
- [۲] سفیداری، ا.، ۱۳۹۱، مدل‌سازی هوشمند ژئوشیمیایی و پتروفیزیکی میدان گازی پارس جنوبی در قالب چینه‌نگاری سکانشی، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- [۳] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس (۲)، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور. ۱۰۲۴ صفحه.
- [۴] رحیمی بهار، ع.ا.، ۱۳۹۱-الف، تفکیک زون های مختلف مخزن هیدروکربنی با کمک رخساره های الکتریکی، پژوهش نفت، دوره ۲۲، شماره ۷۲، ۱۰ص.
- [۵] رحیمی بهار، ع.ا.، ۱۳۹۱-ب، استفاده از رخساره های الکتریکی در شبیه سازی رخساره های رسوبی، مجله رخساره های رسوبی، ۵ (۱)، ص. ۶۱-۷۴.
- [6] ABBASZADEH, M., FUJII, H., and FUJIMOTO, F., 1996, Permeability prediction by hydrolic flow units theory and applications. *SPE Format. Evaluate*, **11**:263-271.
- [7] ABDULELAH, H., MAHMOOD, S., and HAMADA, G., 2018, Hydraulic flow units for reservoir characterization: A successful application on Arab-D carbonate. 9p. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering* **380**. 012020 doi:10.1088/1757-899X/380/1/012020.
- [8] ALI, A.M., and ALHALEEM, A.A., 2023, Determination of reservoir hydraulic flow units and permeability estimation using flow zone indicator method. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, **24** (2): 89 – 95. DOI: 10.31699/IJCPE.2023.2.10.
- [9] AMAEFULE, J. O., ALTUNBAY, M., OHEN, H., KERSEY, D. G. and LANE, P., 1994. A hydraulic (flow) unit-based approach for predicting formation damage profiles in uncored intervals/wells using core/log data. *SPE* **27365**.
- [10] AMAEFULE, J.O., ALTUNBAY, M., TIAB, D., KERSEY, D.G. and KEELAND, D.K., 1993, Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE*, Paper **26436**, p.1–16.
- [11] ANDERSON, J.K., 1996. Limitations of seismic inversion for porosity and pore fluid: Lessons from chalk reservoir characterization exploration. *66th Annual internat. Mtg., Soc. Expl. Geophysics, Expanded Abstracts*, pp. 309-312.
- [12] CARMAN, P.C., 1937, Fluid Flow through granular beds. *Trans. AIChE*, **15**, 150-166.
- [13] CASCIELLO, E., VERGÉS, J., SAURA, E., CASINI, G., FERNANDEZ, N., BLANC, E., HOMKE, S., HUNT, D. W., 2009, Fold patterns and multilayer rheology of the Lurestan Province, Zagros Simply Folded Belt (Iran). *Journal of the Geological Society*, **166**, 947-959. DOI: 10.1144/0016-76492008-138.
- [14] CASTILLO, E., J.M. GUTIERREZ, AND HADI, A.S., 1997, Sensitivity analysis in discrete Bayesian networks. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, **26**, 412-423.
- [15] CHEN, Q., SIDNEY, S., 1997. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*, **16** (5), p. 445-456.
- [16] CHI, C.Y., MENDEL, J.M., HAMPSON, D., 1984. A computationally fast approach to maximum-likelihood deconvolution. *Geophysics*, **49** (05), p. 550-565.
- [17] COLE OU T., POUPON M., and AZBE K., 2003, Unsupervised seismic facies classification: a review and comparison of techniques and implementation. *The Leading Edge*, **22**, p. 942–953.
- [18] COOKE, D. A., and SCHNEIDER, W. A., 1983, Generalized linear inversion of reflection seismic data. *Geophysics*, **48**, 665- 676.
- [19] COSTA, F. R., DE CARVALHO CARNEIRO, C., and ULSEN, C., 2023, Self-organizing maps analysis of chemical–mineralogical gold ore characterization in support of geo-metallurgy. *Mining*, 3(2), 230-240; <https://doi.org/10.3390/mining3020014>.
- [20] DEUTSCH, C.V., JOURNAL, A.G., 1992. GSLIB Geostatistical software library and users guide: *Oxford University press*.

- [21] DJEBBAS, F., AMEUR-ZAIMECHE, O., KECHICHED, R., HEDDAM, S., WOOD, D.A., MOVAHED, Z., 2023, Integrating hydraulic flow unit concept and adaptive neuro-fuzzy inference system to accurately estimate permeability in heterogeneous reservoirs: Case study Sif Fatima oilfield, southern Algeria. *Journal of African Earth Sciences*, **206**. 105027. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2023.105027>.
- [22] EFTEKHARI, S.H., MEMARIANI, M., MALEKI, Z., ALEALI, M., & KIANOUSH, P., 2024, Electrical facies of the Asmari Formation in the Mansouri oilfield, an application of multi-resolution graph-based and artificial neural network clustering methods. *Sci Rep* **14**, 5198. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-55955-0>.
- [23] FRYSZTACKI, M.M., RECHT, G., and BROWN, T. A., 2022, comparison of clustering methods for the spatial reduction of renewable electricity optimisation models of Europe. *Energy Inform* **5** (4). <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00187-7>.
- [24] Glover, P.W.J., Mohammed-Sajed, O.K., Akyüz, C., Lorinczi, P., Collier, R., 2023, Clustering of facies in tight carbonates using machine learning. *Marine and Petroleum Geology*, **144**, 105828. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105828>.
- [25] GUNTER, G.W., FINNERAN, J.M. AND HARTMANN, D.J., 1997, Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio*, 5-8 October 1997, **SPE 38679**, P 373-380. <https://doi.org/10.2118/38679-MS>.
- [26] HAIKEL, S., ROSID, M. S., and HAIDAR, M. W., 2018, Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field “S” East Java. *Journal of Physics. Conference Series*, **1120**, 012047. doi:10.1088/1742-6596/1120/1/012047.
- [27] Holland, M. S., 2006. Cluster Analysis. *Department of Geology, University of Georgia, Athens, GA 30602-2501* January.
- [28] JAFARZADEH, N., KADKHODAIE, A., AHMAD, B. J., KADKHODAIE, R., and KARIMI, M., 2019, Identification of electrical and petrophysical rock types based on core and well logs: utilizing the results to delineate prolific zones in deep water sandy packages from the Shah Deniz gas field in the South Caspian Sea Basin. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **102923**. doi:10.1016/j.jngse.2019.102923.
- [29] KADKHODAIE-ILKCHI, A., AND AMINI, A., 2009, A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: a case study from the Ahvaz oil field, South Iran. *Journal of Petroleum Geology*, **32** (1), p. 1-12.
- [30] KHALID, M., DESOUKY, S.D., RASHED, M., SHAZLY, T., & SEDIEK, K., 2020, Application of hydraulic flow units' approach for improving reservoir characterization and predicting permeability. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, **10**, 467–479 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00758-7>.
- [31] KHOSHBAKHT, F., MOHAMMADNIA, M., RAHIMI BAHAR, A.A., and BEIRAGHADAR, Y., 2015, Evaluating Different Approaches to Permeability Prediction in a Carbonate Reservoir. *J. Petrol.Sci. Tech.*, **5** (1), P.79-90
- [32] KOHONEN, T., KASKI, S., AND LAPPALAINEN, H., 1997. Self-organized formation of various invariant feature filters in the adaptive-subspace SOM. *Neural Computation*, **9**, p.1321-1344.
- [33] KOZENY, J., 1927, Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgsberichte. *Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I*, **136**: 271-306.
- [34] KURODA, M.C., VIDAL, A.C., LEITE, E.P., and DRUMMOND, R.D., 2012, Electrofacies characterization using self-organization maps. *Revista Brasileira de Geofisica*, **30** (3), p. 287-299.
- [35] LOO, B. H. A., TAN, H. T. W., KUMAR, P. P., and SAW, L. G., 2001- Intraspecific variation in licuala glabra griff. (Palmae) in Peninsular Malaysia— a morphometric analysis. *Biological Journal of the Linnean Society*, **72**, p. 115–128.
- [36] LUCIA, F.J., 1995, Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG Bulletin*, **79** (9), p. 1275 – 1300.
- [37] LUKAS, C. B., 2009. Increasing stakeholder participation in cluster identification. *Faculty of The University of North Carolina at Chapel Hill*.
- [38] Maldar, R., Ranjbar-Karami, R., Behdad, A., Bagherzadeh, S., 2022, Reservoir rock typing and electrofacies characterization by integrating petrophysical properties and core data in the Bangestan reservoir of the Gachsaran oilfield, the Zagros basin, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **210**, 110080. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110080>.
- [39] MATLAB USER'S GUIDE, 2009- Statistical toolbox, *Matlab CD-ROM. Mathworks, Inc.*
- [40] MIRZAEI-PAIAMAN, A., SABOORIAN JOOYBARI, H., POURAFSHARY, P., 2015, Improved method to identify hydraulic flow units for reservoir characterization. *Energy Technology* **3**(7). DOI: 10.1002/ente.201500010.
- [41] MUKHERJEE, A., 1997, Self-organizing neural network for identification of natural modes. *The Journal of Computing in Civil Engineering*, **11**(1), 74-77.

- [42] PALABIRAN, M., AKBAR, M.N.A., and LISTYANINGTYAS, S.N., 2016, An analysis of rock typing methods in carbonate rocks for better carbonate reservoir characterization: A case study of Minahaki Carbonate Formation, Banggai Sula Basin , Central Sulawesi. *Conference: 41th Scientific Annual Meeting of Indonesian Association of Geophysicists (PIT HAGI) Lampung 2016* (AIP Conference Proceedings)At: Lampung.
- [43] RABILLER, P., 2005, Facies prediction and data modeling for reservoir characterization. FACIMAGE™ methodology, Illustrated user's guide of Geolog software 6.6.1 to Geolog 6.7TM. *Prepared by Rabiller Edited, Rabiller Geo-consulting.*
- [44] REZAAE, M. R., KADKHODAIE ILKHCHI, A. & ALIZADEH, P. M., 2008, Intelligent approaches for the synthesis of petrophysical logs. *Journal of Geophysics and Engineering* **5**: 12-26.
- [45] SCHATZMANN, J., and GHANEM, M., 2003, Using self-organizing maps to visualize clusters and trends. In: multidimensional datasets. *Department of Computing Data Mining Group, Imperial College, London, 27-32.*
- [46] SERRA, O., 1986. Fundamentals of Well Log Interpretation. The Interpretation of Logging Data, Amsterdam, *Elsevier*, **2**, 532 pp.
- [47] SERRA, O., and ABBOT, H., 1980, The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *SPE of AIME, Transaction 55th Annual Fall Technology Conference.*
- [48] SFIDARI, E., KADKHODAIE-ILKHCHI, A., NAJJARI, S., 2012. Comparison of intelligent and statistical clustering approaches to predicting total organic carbon using intelligent systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **86-87**, 190-205.
- [49] Soto, R., Garcia, J.C., 2001, Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems. *SPE* **71455**.
- [50] STRECKER, U., AND UDEN, R., 2002, Data mining of 3D poststack seismic attribute volumes using Kohonen self-organizing maps. *The Leading Edge* **21**, pp. 1032-1037.
- [51] VAN HULLE, M.M., 2012, Self-organizing maps. In: Rozenberg, G., Bäck, T., Kok, J.N. (eds) *Handbook of Natural Computing. Springer, Berlin, Heidelberg.* https://doi.org/10.1007/978-3-540-92910-9_19.
- [52] VESANTO, J., 1999, SOM-Based visualization methods. *Intelligent Data Analysis*, **3** (2): 111- 126.
- [53] VESANTO, J. & ALHONIEMI, E., 2000, Clustering of the self-organizing map. *IEEE Transactions on Neural Networks* **11**(3), 586-600.
- [54] WINLAND, H. D., 1972, Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan. *Amoco Production Research Report*, no. **F72-G-25**, 197.
- [55] Wolff, M., & Pelissier-Combescure, 1982. Automatic electrofacies determination. *23rd Annual Logging Symposium Transactions, Society of Professional Well Log Analysts*, 22 p.
- [56] XU, H., XIAO, H., CHENG, G., LIU, N., CUI, J., SHI, X., CHEN, S., 2024, Log interpretation of carbonate rocks based on petrophysical facies constraints. *Energy Geoscience*, **5** (3), 100269. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100269>.
- [57] YE, S.J., AND RABILLER, P., 2000, A New Tool for electrofacies Analysis: Multi-resolution graph-based clustering. *SPWLA, 41st Annual Logging Symposium Transaction*, June 4-7, **4**, p. 175-189.
- [58] YEMETS, V., ANTONIUK, V., BEZRODNA, I., 2021, Facies interpretation from gamma ray (gr) log as basic well logs applied to Volodymyrska field (Dnipro-Donetsk depression). *Geoinformatics* **2021**, 11-14, Online Event. Kyiv, Ukraine. 5p.
- [59] YU, P., 2021, Hydraulic unit classification of un-cored intervals/wells and its influence on the productivity performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **197**, 107980. doi:10.1016/j.petrol.2020.107980.

ارزیابی کیفیت مخزنی سازند دالان فوقانی با استفاده از تحلیل های نوین داده‌های پتروفیزیکی در یکی از میادین گازی جنوب ایران

پریا زنده دل^۱، امیر کریمیان^{۲*}

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه زمین شناسی نفت، بخش علوم زمین، دانشکده علوم، دانشگاه شیراز، شیراز، ایران

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

*amirkarimian@shirazu.ac.ir

دریافت شهریور ۱۴۰۳، پذیرش مهر ۱۴۰۳

چکیده

امروزه ارزیابی سنگ مخزن از اهمیت بسزایی در صنعت نفت برخوردار است. توانایی ارزیابی پتروفیزیکی در تعیین زون های مخزنی و بررسی آن ها در زمین شناسی نفت بسیار حائز اهمیت است. میدان گازی مورد مطالعه یکی از میادین گازی جنوب ایران در حوضه رسوبی زاگرس است. در این پژوهش با استفاده از داده های پتروفیزیکی و اطلاعات تخلخل- نفوذپذیری مغزه ها و به کمک روش ارزیابی احتمالی در محیط نرم افزار ژئولاگ، پارامترهای پتروفیزیکی سازند دالان فوقانی (پرمین بالایی) در دو حلقه چاه ۴ و ۶ مورد ارزیابی قرار گرفتند. هدف از انجام پژوهش بررسی کیفیت میدان گازی مورد مطالعه و ارزیابی خواص مخزنی با بهره گیری از مطالعات پتروفیزیکی است. بر اساس نتایج این ارزیابی پتروفیزیکی، در سازند دالان فوقانی در چاه ۴ و ۶ میانگین حجم شیل به ترتیب ۱/۷ و ۲/۴ میانگین اشباع آب به ترتیب ۳۰، ۲۲/۴ و میانگین تخلخل موثر به ترتیب ۳/۷ و ۶/۴ و نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل به ترتیب ۰/۶۸ و ۰/۹۲ است. هرچه مقدار این پارامتر به عدد ۱ نزدیک تر باشد سازند مورد مطالعه کیفیت مخزنی بیشتری دارد. این در نتیجه بالاتر بودن نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل و ویژگی های پتروفیزیکی به دست آمده برای این سازند و مقایسه آن با سایر سازندها بیانگر این نکته است که این سازند دارای بهترین کیفیت مخزنی و زون اصلی مخزنی در چاه مورد مطالعه می باشد. جهت بررسی دقیق تر، سازند دالان فوقانی در میدان مورد مطالعه به ۳ زون (UD-1-UD-3) تقسیم بندی گردید و زون UD-3 به دو زیرلایه (UD-3a-UD-3b) تقسیم شد. زون UD-2 با ترکیب سنگ شناسی غالب دولومیت و مقداری کلسیت، به علت حجم گاز و تخلخل بیشتر نسبت به سایر زون ها، به عنوان بهترین افق مخزنی تشخیص داده شد. این گونه مطالعات در افزایش تولید و ازدیاد برداشت مورد استفاده قرار می گیرد.

کلید واژه ها: پتروفیزیک، میدان گازی، ازدیاد برداشت، سازند دالان فوقانی، کیفیت مخزنی.

۱- مقدمه

ارزیابی پتروفیزیکی به تعیین خواص پارامترهای مخزن مانند تخلخل، نفوذپذیری، ضخامت خالص و همچنین اشباع سیال می پردازد که یک مخزن را بسته به نوع سیال موجود در آن، آب یا هیدروکربن طبقه بندی می کند، این امر به طور معمول با استفاده از مغزه ها صورت می گیرد که این روش مرسوم اغلب وقت گیر و پرهزینه می باشد. لذا بهتر است بررسی مخازن کربناته با استفاده از چاه نگاری انجام گردد، که یک روش ارزان و موثر برای تجزیه و تحلیل سازندهای مخزن می باشد [۲۵]. بررسی کیفیت مخزن بر اساس تلفیق مطالعات زمین شناسی و پتروفیزیکی است. که به واسطه ی آن می توان به ادراک صحیحی از وضعیت فعلی مخزن رسید و به مدیریت بهتر مخزن کمک کرد [۲۰]. در نتیجه در مطالعات تولیدی و اکتشافی بعدی، تمرکز دقیق تر بر روی قسمت هایی است که پتانسیل بهتری جهت تولید هیدروکربور دارند [۲۷]. سازند دالان واحد اصلی مخزن میدان مورد مطالعه را تشکیل داده است. این سازند، با سن پرمین بالایی به دلیل تغییرات رخساره های فراگیر و همچنین تغییرات دیاژنتیکی اولیه و ثانویه بسیار پیچیده و ناهمگن است [۱۴]. سازندهای دالان و کنگان در گروه دهرم در حوضه زاگرس دسته بندی می شوند که با ضخامت بیشتر از ۴۰۰ متر به عنوان مهم ترین و بزرگ ترین مخازن کربناته حاوی گاز، در خاورمیانه به حساب می آیند. در محدوده مورد مطالعه سازند دالان به سه بخش دالان فوقانی، دالان پایینی و بخش تبخیری نار تقسیم شده است [۱۵]. تاکنون مطالعات زمین شناسی و پتروفیزیکی مختلفی بر روی این سازند انجام شده است [۱، ۸، ۱۳، ۱۸، ۱۹، ۲۲، ۲۴]. این مطالعه در جهت تعیین کیفیت زون های مخزنی سازند دالان فوقانی بسیار حائز اهمیت است. به طور کلی هدف از این مطالعه ارزیابی پتروفیزیکی سازند دالان فوقانی و بررسی پارامترهای مخزنی آن شامل تخلخل، تراوایی و اشباع آب در میدان گازی مورد مطالعه در جنوب ایران است. به علت اهمیت این نوع مخازن، در این پژوهش پارامترهای پتروفیزیکی سازند دالان فوقانی با استفاده از داده های حاصل از چاه نگاری و اطلاعات بدست آمده از داده های تخلخل-نفوذپذیری مغزه برای دو حلقه چاه، مورد ارزیابی قرار گرفتند.

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه در منطقه زاگرس در استان فارس (۲۰۰ کیلومتری جنوب شیراز) واقع شده است (شکل ۱). این میدان از مخازن کربناته تریاس پایین و پرمین بالا تشکیل شده است. سازندهای کنگان و دالان مخازن اصلی میدان مورد مطالعه را تشکیل می دهند [۱۲]. سازند دالان در این مطالعه به سه بخش: کربناته فوقانی، نار و کربناته پایینی تقسیم بندی گردیده است [۴]. این سازند به عنوان سازند خوف خوانده شده که از منطقه ای به همین نام در شبه جزیره عربستان انتخاب شده است. نام این سازند از یک تاقدیس با همین نام در ۱۱۰ کیلومتری غرب شیراز، گرفته شده است. چاه اکتشافی شماره یک سازند دالان در این تاقدیس حفاری گردیده است برش نمونه دالان در چاه اکتشافی شماره ۱ کوه سیاه دارای ضخامت ۷۴۸ متر است. برش سطحی قابل دسترس این سازند در دامنه شرقی کوه سورمه مشاهده می شود که ضخامت آن به ۶۳۸ متر می رسد. از نظر سنگ شناسی و سنگ شناسی این سازند حاوی مجموعه ای از ردیف های تبخیری و کربناتی است [۱۶]. چاه شماره ۴ در یال شمال غربی و چاه شماره ۶ در بخش شرقی میدان واقع شده است.



شکل ۱- نقشه موقعیت میدان مورد مطالعه [6].

۳- روش مطالعه

در این پژوهش با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی، داده‌های تخلخل-نفوذپذیری مغزه و به کمک روش ارزیابی احتمالی در نرم‌افزار ژئولاگ، خواص پتروفیزیکی سازند دالان فوقانی در دو حلقه چاه ۴ و ۶ مورد ارزیابی قرار گرفتند. نمودارهای موجود در چاه‌های مورد مطالعه شامل: نمودارهای پرتو گاما (GR & CGR & SGR)، صوتی (DT)، نوترون (NPHI)، قطریاب (CALI)، مقاومت‌ها (Laterologs)، چگالی (RHOB)، فتوالکتریک (PEF) است. جهت آماده‌سازی اطلاعات، کلیه نمودارها از لحاظ عمقی هم عمق شده‌اند، سپس تصحیحات محیطی روی نمودارها اعمال گردید و سنگ‌شناسی با استفاده از کراس پلات مرسوم نوترون-چگالی تعیین گردید. در ادامه جهت محاسبه میزان اشباع شدگی آب از رابطه ایندونیازیا استفاده شد و محاسبه تخلخل با روش احتمالی صورت گرفت. سپس ضخامت مفید (NET)، ضخامت کل (GROSS) و نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل (NET/GROSS) در سازندهای مورد مطالعه تعیین گردید. در نهایت بر پایه نتایج بدست آمده بهترین زون مخزنی تعیین گردید.

۴- بحث و نتایج

ارزیابی پتروفیزیکی در واقع علم پردازش و تفسیر اطلاعات بدست آمده از نگارهای چاه پیمایی و تلفیق آن با نتایج حاصل از مغزه‌ها جهت تعیین زون‌های مخزنی و تعیین کیفیت آن‌ها به منظور بهره‌برداری بهینه از میادین است [۲]. از جمله کاربردهای اساسی نگارهای چاه پیمایی در سازندهای مورد مطالعه شناخت و بررسی خواص پتروفیزیکی نظیر تعیین تخلخل، تراوایی و اشباع آب و محاسبه حجم شیل می‌باشد. این مقاله مبتنی بر نمودارهای چاه پیمایی از سازند دالان فوقانی در دو چاه ۴ و ۶ در میدان مورد مطالعه می‌باشد. با استفاده از نگارهای چاه پیمایی نوترون، گاما، چگالی و مقاومت الکتریکی، عوامل کنترل کننده کیفیت مخزن همانند: تخلخل، تراوایی، و اشباع آب بررسی شدند. بدین منظور از نرم‌افزار ژئولاگ جهت ارزیابی کیفیت زون‌های مخزنی استفاده گردید، در ارزیابی پتروفیزیکی چاه‌های مورد مطالعه موارد زیر مورد بررسی قرار گرفت:

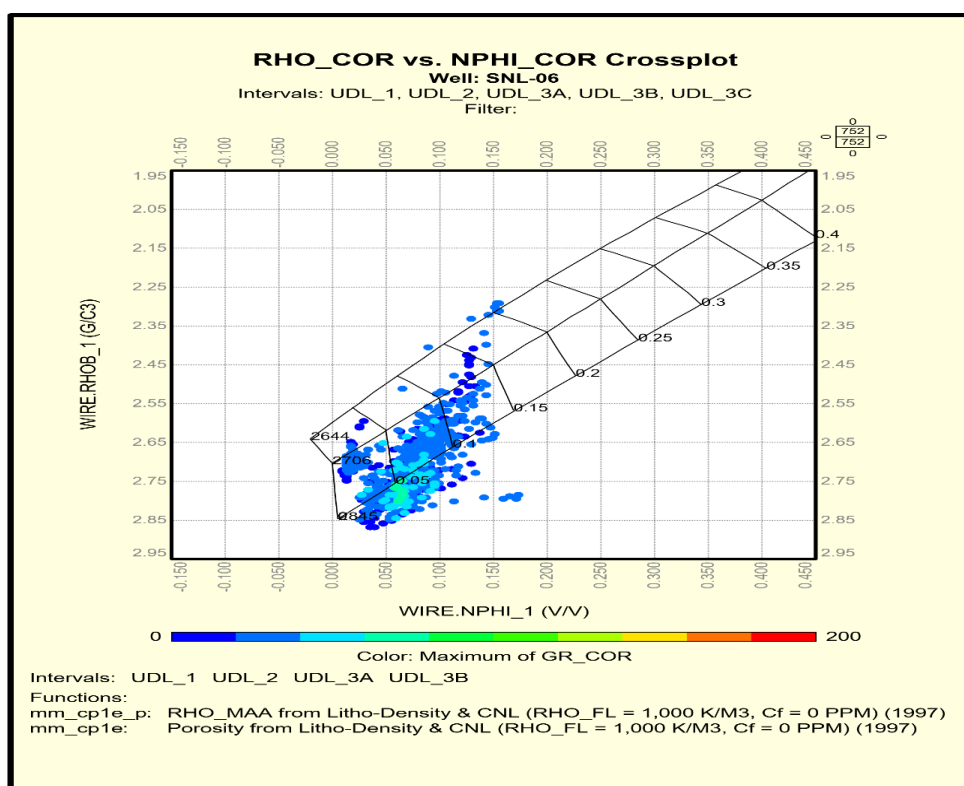
۴-۱- تعیین ویژگی های مخزنی

۴-۱-۱- تعیین سنگ شناسی

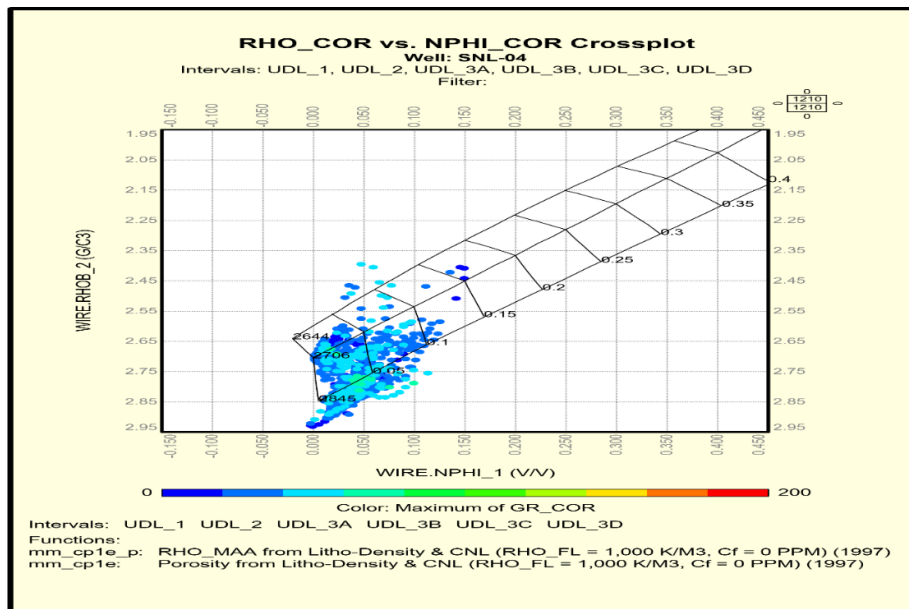
تعیین سنگ شناسی یکی از مراحل مهم ارزیابی پتروفیزیکی است، که بر اساس آن می توان نواحی مخزنی را از نواحی غیر مخزنی تفکیک کرد [۱۷]. در این پژوهش سنگ شناسی در سازند مورد مطالعه بر اساس نمودارهای متقاطع نوترون-چگالی و M-N پلات تعیین گردید.

۴-۱-۱-۱- نمودار نوترون-چگالی

یکی از دقیق ترین روش ها جهت تعیین سنگ شناسی پلات کردن نمودارهای نوترون و چگالی در مقابل یکدیگر است [۲۳]. خطوط مربوط به دولومیت، سنگ آهک و ماسه سنگ سبب تفکیک دقیق این سه سنگ شناسی از یکدیگر شده است. همانطور که در شکل های (۲ و ۳) مشاهده می کنید سنگ شناسی در هر دو چاه مورد مطالعه ترکیبی از دولومیت، سنگ آهک و مقداری انیدریت می باشد. بررسی سنگ شناسی نشان می دهد سنگ شناسی غالب بخش دالان بالایی دولومیت و کلسیت می باشد مقدار بسیار ناچیزی شیل نیز در این سازند دیده می شود.



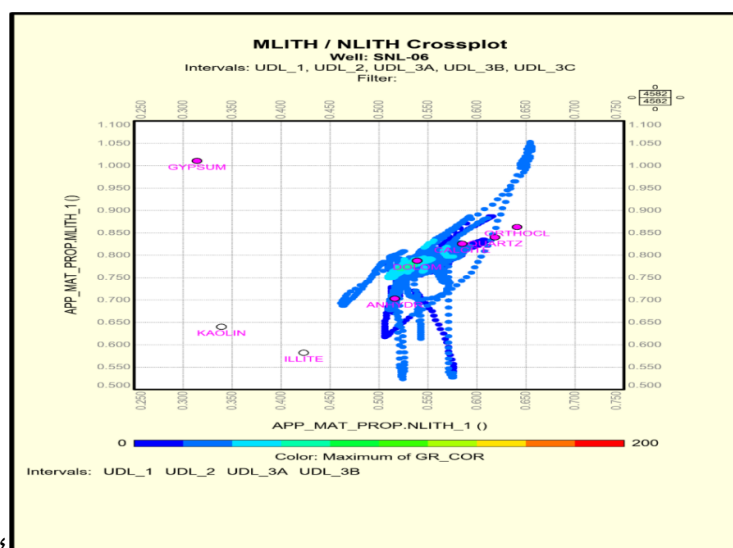
شکل ۲- نمودار متقاطع نوترون-چگالی سازند دالان فوقانی چاه شماره ۴



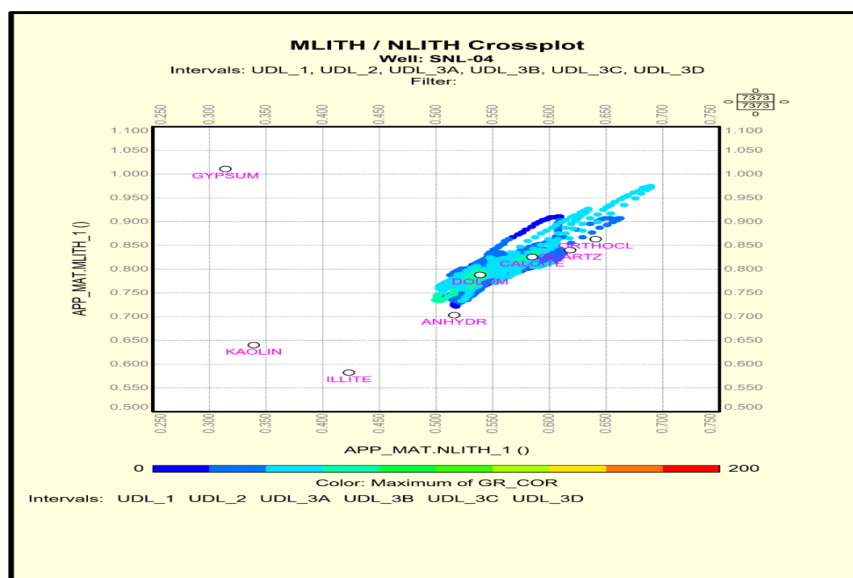
شکل ۳- نمودار متقاطع نوترون- چگالی سازند دالان فوقانی چاه شماره ۶

۴-۱-۱-۲- نمودار M-N پلات

جهت بررسی دقیق تر نمودار متقاطع M در برابر N در دو چاه مورد مطالعه برای سازند مورد مطالعه ترسیم گردید (شکل های ۴ و ۵). از این کراس پلات در اینتروال هایی که شامل سنگ شناسی پیچیده می باشند جهت تفسیر و تشخیص سنگ شناسی استفاده می شود این کراس پلات برای شناسایی سنگ شناسی توسط سه لاگ تخلخل و جهت حذف اثر تخلخل همچنین تعیین ترکیب کانی شناسی سه تایی به کار برده می شود. در این پلات M و N در مقابل یکدیگر رسم می شوند. این دو پارامتر برحسب روابط بورک به دست می آیند [۳]. همان گونه که در شکل های (۴ و ۵) مشاهده می شود از کراس پلات M-N جهت تعیین سنگ شناسی سازند دالان بالایی استفاده شده است. یافته های این شکل وجود ترکیب سنگ شناسی دولومیت و کلسیت را در سازند مورد مطالعه نشان می دهد.



شکل- کراس پلات M-N مربوط به سازند دالان بالایی چاه شماره ۴



شکل ۵- کراس پلات M-N مربوط به سازند دالان بالایی چاه شماره ۶

۴-۱-۲- تخمین تخلخل

تخلخل، پارامتر اساسی مورد نیاز برای توصیف سنگ مخزن و محاسبات حجمی مخزن محسوب می شود. تخلخل نسبت حجم فضاهای خالی سنگ به حجم کل سنگ می باشد. عموماً نمودارهای تخلخل شامل نمودارهای چگالی، نوترون و صوتی هست. تعیین مقادیر تخلخل با بهره گیری از دو یا سه نگار نتیجه بهتری می دهد [۱۰]. نکته مهم این است که استفاده از روش های مستقیم جهت اندازه گیری تخلخل در هر شرایطی امکان پذیر و به صرفه نیست و مستلزم صرف زمان زیادی است، لذا بهتراست روش هایی مورد استفاده قرار بگیرند که امکان استفاده از آن ها در همه ی پروژه ها وجود داشته باشد. بنابراین لازم است در ارزیابی های پتروفیزیکی تخلخل توسط روش احتمالی محاسبه گردد، زیرا در این روش پاسخ کلیه نگارهای موثر در مقدار تخلخل لحاظ می گردد و تخلخل بدست آمده به تخلخل واقعی سازند نزدیک تر است. در این پژوهش محاسبه تخلخل در دو چاه مورد مطالعه توسط حل معادلات همزمان به روش احتمالات صورت گرفته است. میانگین تخلخل بدست آمده در سازند دالان فوقانی در جدول (۲) ارائه شده است. این سازند از تخلخل خوبی برخوردار است و از حجم گاز بیشتری نسبت به سایر سازندها برخوردار می باشد. همچنین تخلخل در محدوده انتهایی این سازند بالاتر است.

۴-۱-۳- تعیین اشباع آب

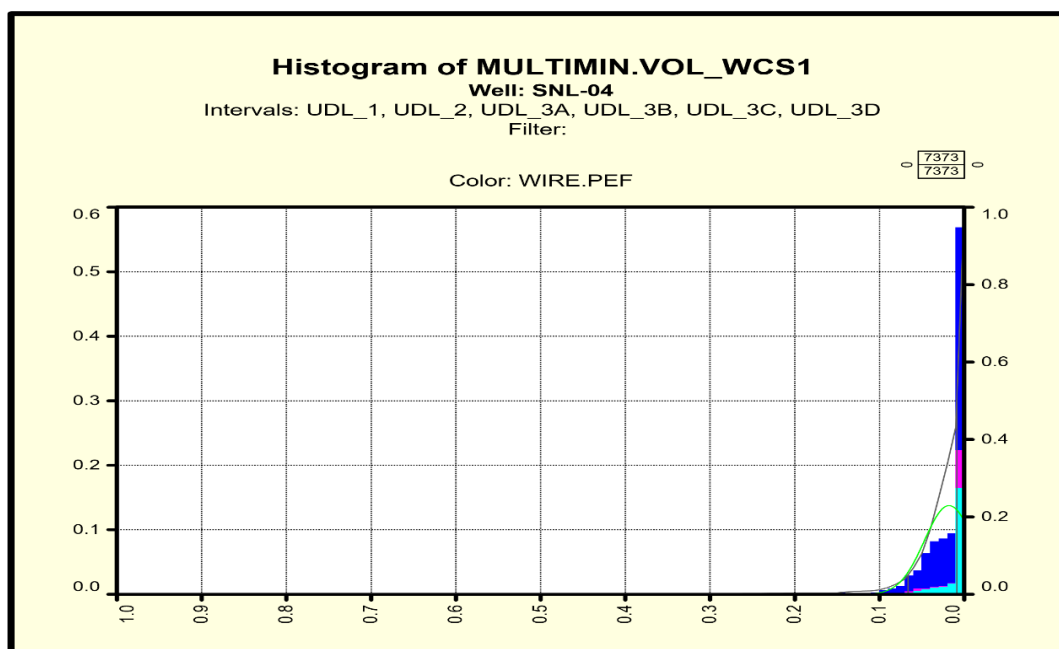
تعیین اشباع آب در سازند از جمله مهم ترین مراحل در ارزیابی پتروفیزیکی و محاسبه حجم ذخیره هیدروکربنی است [۷]. اشباع آب، نسبت حجم فضاهای خالی اشباع از سیال به حجم کل فضاهای خالی است. با محاسبه اشباع آب میتوان درصد اشباع نفت و گاز مخازن را محاسبه نمود [۹]. این پارامتر بیانگر این است که چند درصد منافذ حاوی آب هستند. در این پژوهش میزان اشباع آب در سازند مورد مطالعه، بر اساس رابطه ایندووزیا محاسبه گردید (رابطه ۱). این رابطه اولین بار در کشور اندونزی ارائه گردید، زیرا وجود آب های سازندی شیرین و درصد شیل بسیار بالا سبب عدم کارایی سایر فرمول ها در میادین این کشور شده بود. رابطه ایندووزیا توسط پوپان و لیوکس [۲۱] ارایه شده است.

$$S_w = \left\{ R_t \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\rho \left(\frac{m}{G} \right)}{\sqrt{\alpha \cdot R_w}} \right]^2 \right\}^{-\frac{1}{n}} \quad (1)$$

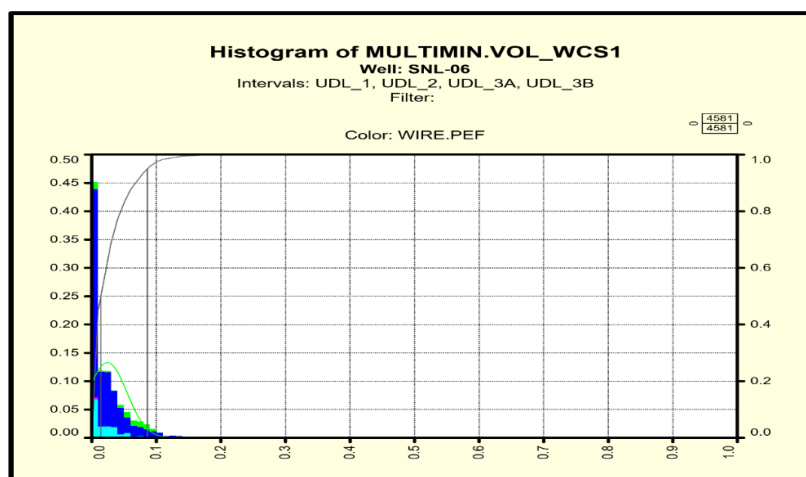
که در این رابطه: (S_w) درصد اشباع آب سازند، (R_t) مقاومت ویژه‌ی بخش بکر سازند که علاوه بر آب سازندی از هیدروکربور اشباع شده است برحسب اهم متر، (R_w) مقاومت ویژه‌ی آب سازند بر حسب اهم متر، (ρ) تخلخل موثر، (n) توان اشباع شدگی، (m) ضریب سیمان شدگی است، (R_{sh}) مقاومت شیل برحسب اهم متر، (V_{sh}) حجم شیل و (a) ثابت آرچی است [۵].

۴-۱-۴- محاسبه حجم شیل

حجم شیل از جمله مهم ترین پارامترهای موردبررسی در ارزیابی پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی است. اثر شیل تأثیر بسزایی بر روی اشباع شدگی و تخلخل مخزن می‌گذارد که این امر به علت ریز تخلخل‌های موجود در کانی‌های رسی است [۲۶]. جهت محاسبه حجم شیل عموماً از نمودارهای GR و CGR استفاده می‌گردد. نمودار GR پتاسیم، اورانیوم و توریوم را اندازه‌گیری می‌کند، اما نمودارهای CGR پتاسیم و توریوم را محاسبه می‌کند، لذا بهتر است از نمودار CGR جهت محاسبه‌ی حجم شیل استفاده شود زیرا نمودار GR مقدار حجم شیل بیشتری را نشان می‌دهد. در این پژوهش جهت محاسبه میانگین حجم شیل هیستوگرام حجم شیل برای سازند دالان فوقانی در هر دو چاه مورد مطالعه ترسیم گردید (شکل‌های ۶ و ۷).



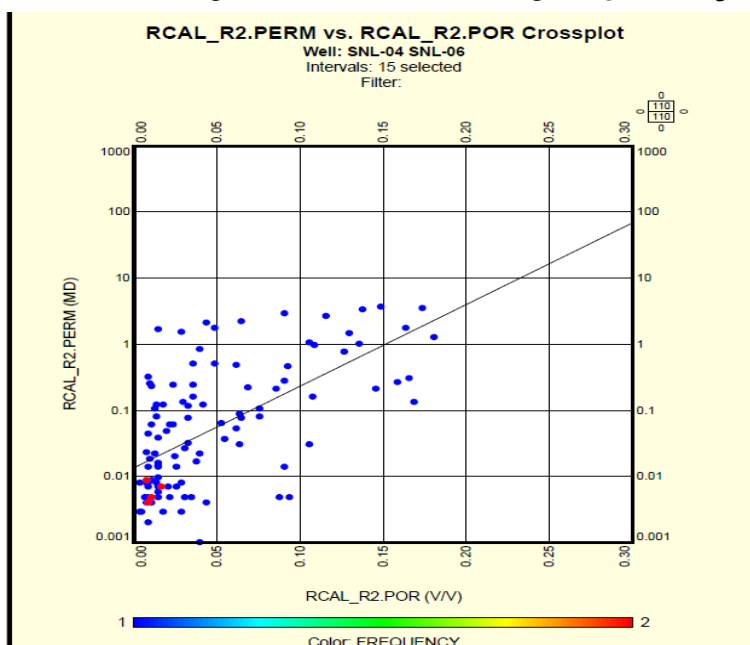
شکل ۶- هیستوگرام حجم شیل مربوط به سازند دالان بالایی چاه شماره ۴



شکل ۷- هیستوگرام حجم شیل مربوط به سازند دالان بالایی چاه شماره ۶

۴-۱-۵- تراوایی

تراوایی از جمله مهم ترین ترین پارامترهای زمین شناسی جهت توصیف ویژگی های سنگ مخزن است [۱۱]. برای یک سنگ مخزن فقط تخلخل پر از نفت یا گاز کافی نمی باشد؛ بلکه منافذ باید به هم مرتبط باشند تا به هیدروکربن ها امکان حرکت به درون و بیرون مخزن را بدهند. واحد اندازه گیری تراوایی داری است. به دلیل اینکه بیشتر مخازن تراوایی کمتر از یک داری دارند غالباً از میلی استفاده می شود که برابر با یک هزارم داری است. این پارامتر یکی از مشکل ترین خواص پتروفیزیکی جهت محاسبه و اندازه گیری است. مقدار صحیح نفوذپذیری معمولاً به واسطه تفسیر نگارهای چاه پیمایی و یا اندازه گیری های مستقیم آزمایشگاهی بر روی مغزه ها به دست می آید در این پژوهش بر اساس نمودار تخلخل مغزه- تراوایی مغزه، در دو چاه دارای اطلاعات مغزه رابطه بین این دو پارامتر در محدوده سازند دالان فوقانی محاسبه شده است (شکل ۸). میانگین تراوایی بدست آمده در سازند دالان فوقانی در جدول (۲) ارائه شده است.



شکل ۸- نمودار تخلخل مغزه-تراوایی مغزه در سازند دالان بالایی هر دو چاه

۴-۱-۶- حدود برش

حدود برش خواص محدودکننده پتروفیزیکی است که به کارگیری آن، سبب تفکیک لایه های مخزنی شرکت کننده در تولید هیدروکربن از لایه های غیر مخزنی می شود. به عبارت دیگر برای تعیین لایه هایی با کمترین ارزش اقتصادی استفاده می شود. جدول (۱) بیانگر حدود برش در لایه های مخزنی مختلف میدان مورد مطالعه است.

جدول ۱- حدود برش سازندهای مورد مطالعه

| لایه مخزنی | % تخلخل | % اشباع آب | % حجم شیل |
|------------|---------|------------|-----------|
| دالان | ۷۰ | ۰/۹ | ۲۰ |

۴-۱-۷- محاسبه ستون هیدروکربون

از پارامترهای مهم دیگر ضخامت مفید و ضخامت کل در مخزن می باشد. ضخامت مفید، ضخامت لایه متخلخل می باشد که دارای میزان اشباع اقتصادی هیدروکربن باشد. از نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل جهت تعیین بخشی از مخزن که در عملیات تولید مشارکت مفیدی دارد، استفاده می شود. هرچه مقدار این پارامتر به عدد ۱ نزدیک تر باشد سازند مورد مطالعه کیفیت مخزنی بیشتری دارد. جدول (۲) بیانگر میانگین پارامترهای پتروفیزیکی محاسبه شده در هر دو چاه مورد مطالعه است.

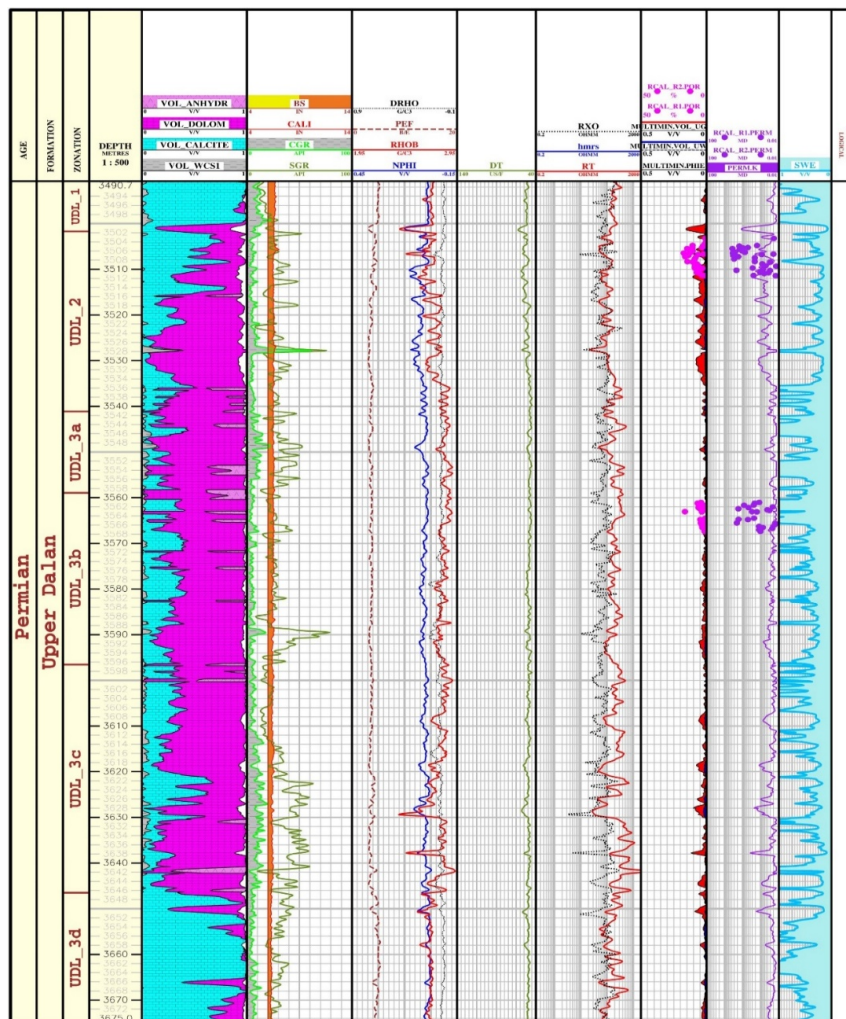
| چاه | سازند | ضخامت کل | ضخامت مفید | ضخامت مفید/کل | میانگین تخلخل % | میانگین اشباع آب % | میانگین حجم شیل % | میانگین تراوایی |
|-----|--------------------|----------|------------|---------------|-----------------|--------------------|-------------------|-----------------|
| ۴ | سازند دالان فوقانی | ۱۸۴/۳۳ | ۱۲۶/۱۴ | ۰/۶۸ | ۳/۷ | ۳۰ | ۱/۷ | ۰/۰۴۲ |
| ۶ | سازند دالان فوقانی | ۱۱۴/۵۳ | ۱۰۵/۰۲ | ۰/۹۲ | ۶/۴ | ۲۲/۴ | ۲/۴ | ۰/۱۲۸ |

جدول ۲: میانگین پارامترهای پتروفیزیکی محاسبه شده در چاه ۴ و ۶

۴-۲- سازند دالان بالایی در چاه شماره ۴

با توجه به شکل (۹) این سازند در چاه شماره ۴ از عمق ۳۴۹۰/۷۱ تا ۳۶۷۵/۰۴ متری قرار دارد و دارای ۱۸۴/۳۳ متر ضخامت می باشد و بخش انتهایی توالی چاه مورد مطالعه را به خود اختصاص داده است. با توجه به نمودار قطریاب، در کلیه بازه نمودارگیری چاه، بصورت متناوب ریختگی در دیواره چاه مشاهده می شود. بررسی سنگ شناسی نشان می دهد سنگ شناسی غالب بخش دالان بالایی دولومیت و کلسیت می باشد مقدار بسیار ناچیزی شیل و رگه انیدریتی نیز در این سازند دیده می شود. محاسبات انجام شده بر روی شیل، تخلخل مؤثر و اشباع آب مؤثر نشان می دهند، میانگین درصد حجم

شیل، تخلخل مؤثر و اشباع آب مؤثر به ترتیب برابر با ۱/۷، ۳/۷ و ۳۰ درصد است. ارزیابی انجام شده نشان دهد، این سازند دارای خواص مخزنی خوبی می باشد، ضخامت مفید در سازند ۱۲۶/۱۴ متر است و نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل (NET/GROSS) در این بخش برابر با ۰/۶۸ است. تخلخل در محدوده ابتدایی این سازند بالاتر است. این سازند از حجم گاز بالایی برخوردار می باشد در نتیجه، ویژگی های پتروفیزیکی به دست آمده برای این سازند و مقایسه آن با سایر سازندها بیانگر این نکته است که این سازند دارای بهترین کیفیت مخزنی، و زون اصلی مخزنی در چاه مورد مطالعه می باشد.

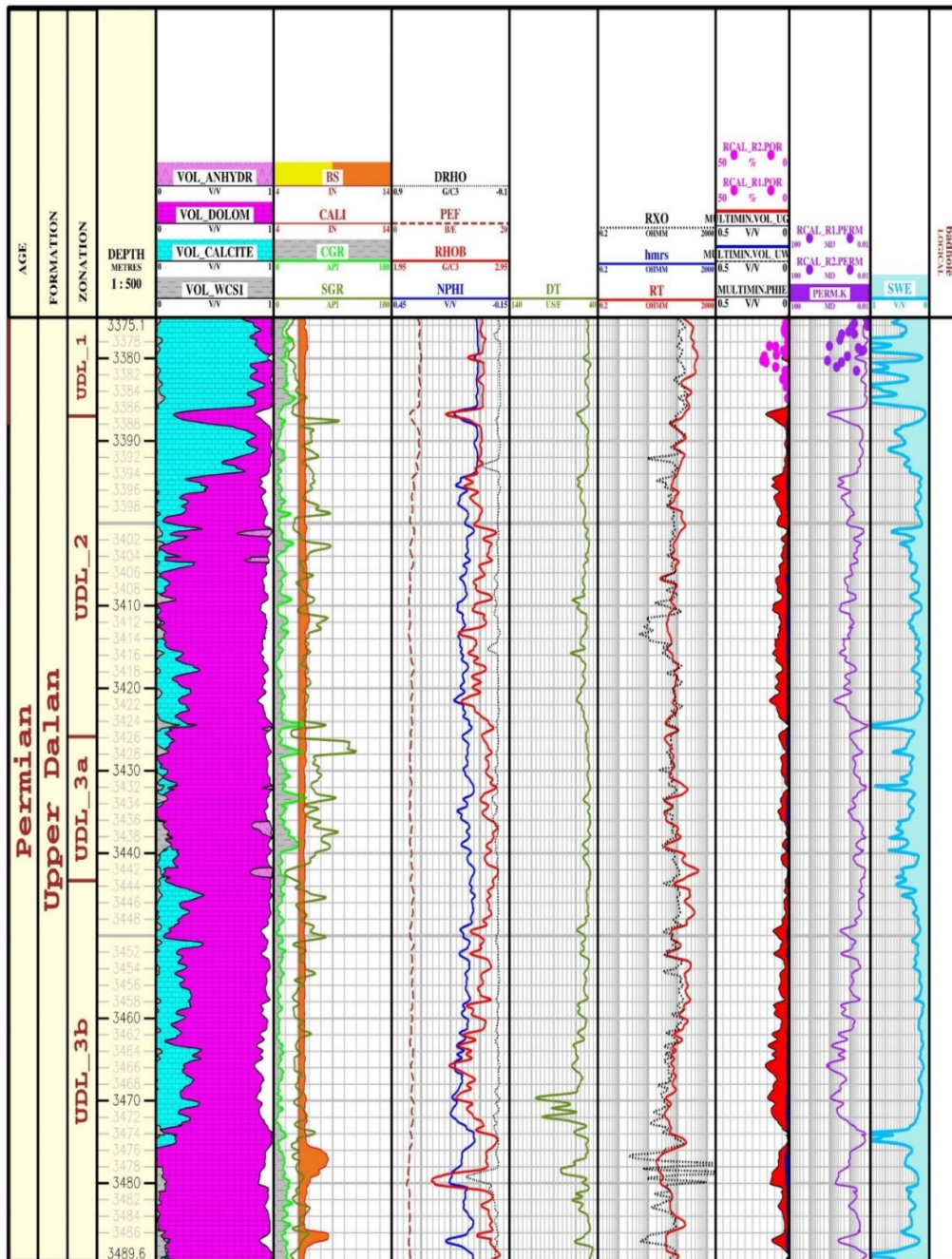


شکل ۹- ارزیابی پتروفیزیکی سازند دالان بالایی در چاه شماره ۴

۳-۴- سازند دالان بالایی در چاه شماره ۶

با توجه به شکل (۱۰) این سازند در چاه شماره ۶ از عمق ۳۳۷۵/۰۵ تا ۳۴۸۹/۵۸ متری قرار دارد و دارای ۱۱۴/۵۳ متر ضخامت می باشد و بخش انتهایی توالی چاه مورد مطالعه را به خود اختصاص داده است. با توجه به نمودار قطریاب، در کلیه بازه نمودارگیری در چاه بصورت متناوب ریختگی در دیواره چاه مشاهده می شود. بررسی سنگ شناسی نشان می دهد سنگ شناسی غالب بخش دالان بالایی دولومیت و کلسیت می باشد مقدار بسیار ناچیزی شیل نیز در این سازند دیده می شود. محاسبات انجام شده بر روی شیل، تخلخل مؤثر و اشباع آب مؤثر نشان می دهند، میانگین درصد حجم شیل، تخلخل مؤثر

و اشباع آب مؤثر به ترتیب برابر با ۲/۴، ۶/۴ و ۲۲/۴ درصد است. ارزیابی انجام شده نشان می‌دهد، این سازند دارای خواص مخزنی خوبی می‌باشد، ضخامت مفید در سازند ۱۰۵/۰۲ متر است و نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل (NET/GROSS) در این بخش برابر با ۰/۹۲ است. هرچه مقدار این پارامتر به عدد ۱ نزدیکتر باشد سازند مورد مطالعه کیفیت مخزنی بهتری دارد. این سازند از تخلخل خوبی برخوردار است و از حجم گاز بالایی برخوردار می‌باشد. همچنین تخلخل در محدوده انتهایی این سازند بالاتر است. در نتیجه بالاتر بودن نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل و ویژگی‌های پتروفیزیکی به دست آمده برای این سازند در چاه شماره ۶ در مقایسه با چاه شماره ۴، بیانگر این نکته است که این سازند در چاه شماره ۶ دارای بهترین کیفیت مخزنی می‌باشد.



شکل ۱۰- ارزیابی پتروفیزیکی سازند دالان بالایی در چاه شماره ۶

۴-۴- زون بندی

زون بندی به جهت شناسایی لایه های مخزنی از جمله مهم ترین مراحل مطالعات مخزنی است. این امر سبب می شود در مطالعات تولیدی در نواحی که پتانسیل بیشتری برای تولید هیدروکربن دارند متمرکز گردیده و بدین ترتیب از اتلاف هزینه های گزاف در لایه های غیر مخزنی جلوگیری به عمل آورد. بنابراین با شناخت دقیق زون های مخزنی می توان در راستای بهره برداری بهینه از مخزن گام برداشت. در این مطالعه پس از تفسیر نهایی چاه و تعیین خصوصیات مخزنی، جهت بررسی دقیق تر، سازند دالان فوقانی در میدان مورد مطالعه بر اساس کیفیت مخزنی به ۳ زون (UD-1-UD-3) تقسیم بندی گردید و زون دالان فوقانی سه (UD-3) در چاه شماره ۴ به چهار زیرلایه (UD-3a-UD-3d) و در چاه شماره ۶ به دو زیرلایه (UD-3a-UD-3b) تقسیم بندی گردید. در هر دو چاه مورد مطالعه، زون دالان فوقانی دو (UD-2) با سنگ شناسی غالب دولومیت و مقداری کلسیت، به علت حجم گاز بیشتر نسبت به سایر زون ها، به عنوان بهترین افق های مخزنی تشخیص داده شد. به عبارتی با توجه به تفسیر نگارهای چاه پیمایی در هر دو حلقه چاه مورد مطالعه زون دالان فوقانی دو به علت حجم گاز، تخلخل و تراوایی بیشتر در مقایسه با زون های دیگر دارای کیفیت مخزنی مطلوب تری است و به عنوان مناسب ترین زون از لحاظ کیفیت مخزنی مشخص گردید.

۵- نتیجه گیری

نتایج بدست آمده از ارزیابی پتروفیزیکی سازند دالان فوقانی در دو حلقه چاه مورد مطالعه بر اساس تخلخل، حجم شیل، تراوایی، اشباع آب به شرح زیر می باشد:

سازند دالان فوقانی در چاه ۴ به طور میانگین دارای حجم شیل، تخلخل موثر و اشباع آب موثر به ترتیب برابر با ۱/۷، ۳/۷ و ۳۰ درصد است. این سازند دارای خواص مخزنی خوبی می باشد، نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل در این بخش برابر با ۰/۶۸ است و در چاه ۶ به طور میانگین، دارای حجم شیل، تخلخل موثر و اشباع آب موثر به ترتیب برابر با ۲/۴، ۶/۴ و ۲۲/۴ درصد است این سازند دارای خواص مخزنی خوبی می باشد، نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل در این بخش برابر با ۰/۹۲ است. هرچه مقدار این پارامتر به عدد ۱ نزدیک تر باشد سازند مورد مطالعه کیفیت مخزنی بهتری دارد. در نتیجه سازند دالان فوقانی در چاه ۶ به علت نسبت ضخامت مفید به کل بیشتر و نزدیک تر به عدد ۱ از کیفیت مخزنی بهتری برخوردار است. با توجه به نتایج به دست آمده و تفسیر نگارهای چاه پیمایی در هر دو حلقه چاه مورد مطالعه زون دالان فوقانی دو (UD-2) به علت حجم گاز، تخلخل و تراوایی بیشتر در مقایسه با زون های دیگر دارای کیفیت مخزنی مطلوب تری است و به عنوان مناسب ترین زون از لحاظ کیفیت مخزنی مشخص گردید.

تشکر و قدردانی

شایسته است از اداره مطالعات پتروفیزیک شرکت بهره برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی جهت در اختیار قرار دادن داده های مورد نیاز در این تحقیق تشکر و قدردانی شود. همچنین از داوران مقاله آقای دکتر پیمان رضائی (دانشیار دانشگاه هرمزگان) و خانم دکتر فروغ عباساقتی (فارغ التحصیل دکتری دانشگاه فردوسی مشهد) تشکر و قدردانی می گردد.

- [1] ADAM, A., SWENNEN, R., ABDULGHANI, W., ABDLMUTALIB, A., HARIRI, M. and ABDULRAHEEM, A., 2018. Reservoir heterogeneity and quality of Khuff carbonates in outcrops of central Saudi Arabia. *Marine and Petroleum Geology*, **89**: 721-751.
- [2] ALISHAVANDI, Z., MOVAHED, B. and GHOBADI-DIZAJYEKAN, M.N.B.A., 2012. Determination of Reservoiral Character of Dariyan Formation in South pars Field using Wireline Logs.
- [3] BURKE, J.A., CAMPBELL JR, R.L. and SCHMIDT, A.W., 1969. October. The litho-porosity cross plot a method of determining rock characteristics for computation of log data. In *SPE Illinois Basin Regional Meeting* (pp. SPE-2771). SPE.
- [4] EDGELL, H.S., 1996. Salt tectonism in the Persian Gulf basin. *Geological Society, London, Special Publications*, **100**(1): 129-151.
- [5] EL-BAGOURY, M., 2020. Integrated petrophysical study to validate water saturation from well logs in Bahariya Shaley Sand Reservoirs, case study from Abu Gharadig Basin, Egypt. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **10**(8): 3139-3155.
- [6] ESRAFILI-DIZAJI, B. and RAHIMPOUR-BONAB, H., 2013. A review of permo-triassic reservoir rocks in the zagros area, sw iran: influence of the qatar-fars arch. *Journal of Petroleum Geology*, **36**(3): 257-279.
- [7] GANJAVIAN, M.A., HEYDARI, A., ALASKARI, M.K.G. and ZIAEE, B., 2020. The regime of tectonic stresses and fault type based on petrophysical charts. *Archives of Pharmacy Practice*, **11**(1-2020): 156-167.
- [8] HAGHIGHAT, N., HASHEMI, H., TAVAKOLI, V. and NESTELL, G.P., 2020. Permian–Triassic extinction pattern revealed by foraminifers and geochemical records in the central Persian Gulf, southern Iran. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **543**: 109588.
- [9] HAZARIYAN, H., KORDI, M., ZIAI, M. and SOLEIMANI MONFARED, M., 2021. Reservoir properties evaluation based on sequence stratigraphy: A case study from the Asmari Formation in one of the Iranian oil fields. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, **31**(2): 111-122
- [10] HEARST, J. R., NELSON P. H., and PAILLET F. L., 2000. *Well Logging for Physical Properties*, Chichester; New York: Wiley, 492 p.
- [11] HOSSEINZADEH, M. AND TAVAKOLI, V., 2022. The Effect of Geological Parameters on the Ratio of Horizontal to Vertical Permeability in Carbonate Reservoirs of Kangan and Upper Dalan Formations. *Journal of Petroleum Research*, **32**(123): 69-81.
- [12] INSALACO, E., VIRGONE, A., COURME, B., GAILLOT, J., KAMALI, M., MOALLEMI, A., LOTFPOUR, M. and MONIBI, S., 2006. Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. *GeoArabia-Manama*, **11**(2): 1-75.
- [13] KADKHODAIE, R., SOHRABI, A. and JODEYRI-AGAI, R., 2022. A syngenetic classification of anhydrite textures in carbonate reservoirs and its relationship with reservoir quality: a case study from the Permo-Triassic Dalan and Kangan formations. *Carbonates and Evaporites*, **37**(3): 1-44.
- [14] KAKEMEM, U., GHASEMI, M., ADABI, M.H., HUSINEC, A., MAHMOUDI, A. and ANDERSKOUV, K., 2023. Sedimentology and sequence stratigraphy of automated hydraulic flow units–The Permian Upper Dalan Formation, Persian Gulf. *Marine and Petroleum Geology*, **147**: 105-965.
- [15] KARIMIAN TORGHABEH, A., KALANTARIASL, A., KAMALI, M. and AKBARIFARD, M.G., 2021. Reservoir gas isotope fingerprinting and mechanism for increased H₂S: An example from Middle East Shanul gas field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **199**: 108-325.
- [16] MOTIEI, H., 2003. *Geology of Iran: Stratigraphy of Zagros*. Geological survey of Iran. 343-363pp.
- [17] MOVAHED, B., KOHANSAL, G.N. and ZAMANNEZHAD, M.R., 2011. Petrophysical Evaluation Of Kangan And Upper Dalan Formation IN SP. X Well, South Pars Gas Field.
- [18] NAFISI, F. and TAVAKOLI, V., 2023. The role of textural parameters of industrial core CT scan images in detecting the petrophysical characteristics of carbonate reservoirs, Permian Dalan Formation, the central Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, **230**: 212-277.
- [19] NIKBIN, M., KHANEHBAD, M., MOUSSAVI-HARAMI, R., MAHBOUBI, A., KHODDAMI, M. and GHOFRANI, E., 2020. Investigation of reservoir quality of the Kangan Formation based on petrographic and

petrophysical studies: A case study of wells" A" and" B" in the gas field of the Tabnak Anticline, SW Iran. *Iranian Journal of Earth Sciences*, **12**(1): 69-84.

[20] NABIKHANI, N., MOUSSAVI-HARAMI, R., MAHBOUBI, A., KADKHODAIE, A. and YOSEFPOUR, M.R., 2012. The evaluation of reservoir quality of Sarvak Formation in one of oil fields of the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Technology*, **2**(1): 3-15.

[21] POUPON, A. & LEVEAUX, J., 1971. Evaluation of water saturation in shaly Formations, Trans. SPWLA 12th Annual Logging Symposium, 01-2

[22] RAHIMPOUR-BONAB, H., ASADI-ESKANDAR, A. and SONEI, R., 2009. Effects of the Permian–Triassic boundary on reservoir characteristics of the South Pars gas field, Persian Gulf. *Geological journal*, **44**(3): 341-364.

[23] RIDER, M. H., 1986. The Geological Interpretation of Well Logs, Blackie, Technol. Eng., 175 pages.

[24] TAHERI, K. and HADADI, A., 2020. Improving the Petrophysical Evaluation and Fractures study of Dehram Group Formations using conventional petrophysical logs and FMI Image Log in one of the Wells of South Pars Field. *Journal of Petroleum Science and Technology*, **10**(4): 31-39.

[25] SOLEIMANI, A. and TAVAKOLI, V., 2024. Deep Dive into the factors influencing acoustic velocity in the Dalan-Kangan formations, the central Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, **235**: 212739.

[26] TIAB, D. and DONALDSON, E. C., 2015. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Gulf Publishing company houston, Texas, 950 pages.

[27] VAFAEI, H. and PEYRAVI, M., 2016. Reservoir quality evaluation of the Kangan Formation In one of the Kish gas-field wells by using geology software. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, **25**(98): 29-36.

بازسازی محیط رسوبی و تغییرات سطح آب دریا در سازند ایلام (کرتاسه پسین) در ریز پهنه لرستان، زاگرس

عاطفه یگانه مقدم^۱، اسداله محبوبی*^۱، محمدحسین محمودی قرایی^۱، رضا موسوی حرمی^۱، ارسلان بخشی^۲

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

^۲ مدیریت اکتشاف، شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

[*Mahboubi@um.ac.ir](mailto:Mahboubi@um.ac.ir)

دریافت مهر ۱۴۰۳، پذیرش آبان ۱۴۰۳

چکیده

سازند ایلام با گستردگی قابل توجه در کرتاسه پسین پهنه رسوبی-ساختاری زاگرس از مهم ترین سازندهای مخزنی ایران محسوب می شود. تغییرات رخساره ای و تغییر محیط رسوبگذاری از بخش های کم ژرفا تا ژرف دریایی در افزایش ویژگی های مخزنی این سازند موثر بوده است. در این مطالعه سازند ایلام در برش تحت الارضی چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر (ستبرای ۱۵۳ متر) و برش های سطح الارضی تنگ حمام (ستبرای ۱۰۷ متر) و ازگله (ستبرای ۲۱۸ متر) در ریز پهنه لرستان جهت بازسازی محیط رسوبی و تغییرات سطح آب دریا در کرتاسه پسین مورد مطالعه قرار گرفته است. سازند ایلام در این برش ها با لیتولوژی سنگ آهک و سنگ آهک شیلی مشخص می شود. با مطالعه ۲۷۰ مقطع نازک میکروسکوپی چهار ریزرخساره شناسایی شدند که عبارتند از مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک، وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک، وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و الیگوسترژینید و وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و خرده های اسکلتی. با توجه به خصوصیات بافتی و وجود شواهدی از جریان های گرانشی، سازند ایلام در منطقه مورد مطالعه در یک رمپ کربناته با بخش انتهایی شیب دار تشکیل شده است. آنالیز چینه نگاری سکansı در برش های مورد مطالعه منجر به شناسایی یک سکانس رسوبی رده سوم با دسته رخساره های پیشرونده-پسرونده شده است. تکامل پلنفرم کربناته سازند ایلام در گستره مورد مطالعه تا حد زیادی متأثر از نوسانات جهانی سطح آب دریا، آب و هوای گرم غالب و شرایط جغرافیای دیرینه در کرتاسه پسین بوده است.

کلید واژه ها: سازند ایلام، زاگرس، پلنفرم کربناته، کرتاسه پسین، چینه نگاری سکansı

۱- مقدمه

گروه بنگستان (سازندهای کژدمی، سروک، سورگه و ایلام) از آلبین تا کامپانین یک چرخه رسوبی در کرتاسه زاگرس را شامل می‌شود. در این گروه سازندهای کژدمی و سورگه به عنوان سنگ منشا و سازندهای سروک و ایلام به عنوان سنگ مخزن در نظر گرفته می‌شوند [۹، ۵، ۱۲، ۱۷]. سازند ایلام در کرتاسه پسین از مخازن نفتی مهم در ناحیه زاگرس محسوب می‌شود. تغییرات رخساره‌ای این سازند در نواحی مختلف زاگرس قابل توجه است. سازند ایلام در نواحی جنوب خاوری زاگرس مثل فارس و فروافتادگی دزفول عمدتاً از سنگ آهک‌های قلوهای با رخساره‌های کم‌ژرفا (نریتیک) تشکیل شده است، در حالیکه در شمال خاوری زاگرس و ریز پهنه لرستان، این سازند با رخساره‌های ژرف (پلاژیک) و سنگ آهک‌های نازک تا متوسط لایه گسترش پیدا کرده است [۳، ۱۷، ۸، ۱۰، ۱۵، ۱۶]. ارتباط بین انگشتی بین دو رخساره نریتیک و پلاژیک در سازند ایلام، معمولاً در نواحی جنوب لرستان و شمال خوزستان قابل ردیابی است [۶، ۴]. در واقع با توجه به ستون چینه‌شناسی مزوزوئیک و سنوزوئیک در ناحیه زاگرس، این باور وجود دارد که بخش مرکزی زاگرس مشابه با پلتفرم عربی، نسبت به تغییرات سطح آب دریا حساس‌تر بوده است و این مساله در تغییر رخساره‌ها از پلتفرم در فارس تا حوضه در لرستان نمود پیدا کرده است [۲۱]. ستبرای سازند ایلام بسیار متغیر بوده، بطوریکه در بعضی از نواحی مثل زاگرس مرتفع و فارس مرکزی دارای ستبرای کمی بوده و گاهی به علت وجود ارتفاعات قدیمی مثل بلندی‌های هندیجان و خارک-کوه میش، این سازند به عنوان یک نبود چینه‌ای در نظر گرفته می‌شود و در بعضی نواحی مثل تنگ بیجار و میدان نفتی ماله‌کوه ستبرای آن به حدود ۳۰۰ متر رسیده است [۲، ۱۴، ۴]. سن رسوبگذاری سازند ایلام در فروافتادگی دزفول و ناحیه فارس از سانتونین تا کامپانین [۳، ۲، ۱۱] و در ریز پهنه لرستان از سانتونین پسین تا کامپانین میانی [۴۱، ۸، ۷] به دست آمده است.

در کمربند چین‌خورده - رانده زاگرس، بیشترین مخازن نفت و گاز درون توالی‌های کربناته تشکیل شده‌اند. یکی از مهم‌ترین این توالی‌های کربناته سازند ایلام است که به علت تغییرات رخساره‌ای و اعمال فرآیندهای بعد از رسوبگذاری از توان مخزنی بالایی برخوردار گشته و از این رو در دهه‌های گذشته از دیدگاه چینه‌شناسی و اجزای فسیلی [۴۱، ۸، ۴۹]، محیط رسوبگذاری [۱۴، ۱۵، ۱۶]، ژئوشیمی و دیاژنز [۱۵، ۲۲]، تغییرات سطح آب دریا [۶، ۱۳] و کیفیت مخزنی [۳۹] مورد توجه بسیاری از زمین‌شناسان قرار گرفته است. برش الگوی سازند ایلام در نزدیکی شهرستان ایلام در یال جنوب باختری تافدیس کوه سورگه در تنگ گراب توسط جیمز و وایند [۴۱] معرفی شده است. سازند ایلام در برش الگو از سنگ آهک با میان‌لایه‌های شیل و مارن تشکیل شده است. برش الگو دارای رخساره پلاژیک بوده و فسیل‌های پلانکتون مثل الیگوستزینید و گلوبوترونکانا به وفور در آن مشاهده می‌شود [۴۱، ۸]. در سال‌های اخیر برای رخساره نریتیک سازند ایلام نیز یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون یا آب تیمور به عنوان برش الگو پیشنهاد شده است [۴].

با توجه به اینکه تغییرات رخساره‌ای و محیط رسوبی و نوسانات سطح آب دریا از عوامل تاثیرگذار در ذخیره منابع هیدروکربوری در سازند ایلام محسوب می‌شوند، در این مطالعه تلاش بر این است تا در جهت تکمیل مطالعات پیشین سازند ایلام، دو برش سطحی (برش‌های تنگ حمام و ازگله) و یک برش زیر سطحی (چاه شماره ۱ میدان نفتی باباقیر) از این سازند در ریز پهنه لرستان مورد مطالعه قرار بگیرند. شایان ذکر است که این برش‌ها تاکنون از دیدگاه ذکر شده مورد مطالعه قرار نگرفته‌اند و بررسی آنها می‌تواند در درک بهتر تکامل حوضه رسوبگذاری زاگرس در کرتاسه پسین و تغییرات سطح آب دریا در آن زمان موثر باشد. هدف از انجام این تحقیق بررسی محیط رسوبی، فرآیندهای حاکم در زمان رسوبگذاری و تغییرات سطح آب دریا در طی کرتاسه پسین در ریز پهنه لرستان است.

۲- زمین‌شناسی و موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

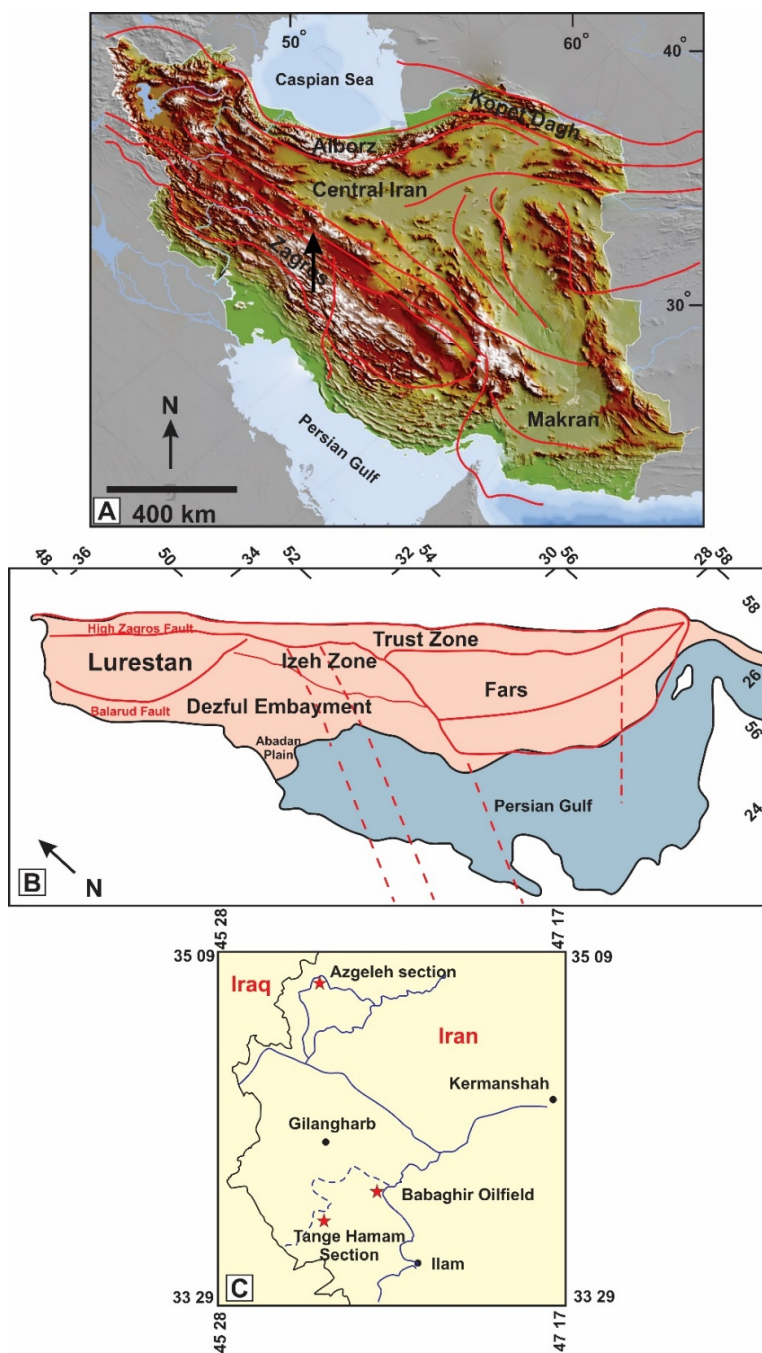
با توجه به شرایط متفاوت رسوبگذاری و پیچیدگی‌های ساختاری، ایران به چندین حوضه رسوبی-زمین‌ساختی تقسیم شده است (شکل A ۱). برش‌های مورد مطالعه متعلق به ریز پهنه لرستان در بخش‌های شمال باختری کمربند چین‌خورده زاگرس هستند. ریز پهنه لرستان متشکل از تاقدیس‌های بزرگ و کوچک بوده و روند کلی آن به صورت شمال باختری-جنوب خاوری است (شکل B ۱). توالی‌های ریز پهنه لرستان از کرتاسه تا پالئوسن گسترش پیدا کرده‌اند. در قسمت باختر و جنوب باختری لرستان تغییرات رخساره‌ای اندک بوده و توالی‌های مشاهده شده عمدتاً متعلق به سازندهای ایلام، گورپی و پابده بوده و رسوبات آنها از نوع شیل و سنگ آهک شیلی است [۱۷]. ریز پهنه لرستان در خاور و شمال خاور به گسل اصلی زاگرس، از جنوب و جنوب خاور به فروافتادگی دزفول و گسل‌های خمش بالارود و جبهه کوهستانی و از باختر به پهنه دزفول شمالی و فروافتادگی کرکوک در کشور عراق منتهی می‌شود.

برش تنگ حمام در محل تاقدیس سیاه کوه واقع در ۹۱ کیلومتری باختر ایلام و در یکی از مسیرهای فرعی جاده ایلام به مهران به مختصات جغرافیایی $33^{\circ} 46' 12/65''$ عرض شمالی قرار گرفته است. این برش در ۱۵ کیلومتری شمال باختر روستای گنجوان قرار گرفته است (شکل C ۱). سازند ایلام در این برش با ستبرای ۱۰۷ متر متشکل از سنگ آهک با میان لایه‌های شیلی بوده و روی سازند سورگاه و در زیر سازند گورپی به صورت هم شیب قرار گرفته است (شکل A-C ۲). برش ازگله در محل تاقدیس ازگله در ۲۲۰ کیلومتری شمال باختر کرمانشاه به مختصات جغرافیایی $34^{\circ} 48' 48/57''$ طول خاوری و $45^{\circ} 53' 54/53''$ عرض شمالی قرار دارد. راه دسترسی به آن از طریق جاده کرمانشاه به ازگله امکان‌پذیر است (شکل C ۱). سازند ایلام در این برش با ناپیوستگی فرسایشی هم شیب با ستبرای ۲۱۸ متر بر روی سازند سروک رسوبگذاری کرده و زیر سازند گورپی مشاهده می‌شود (شکل A-B ۲). چاه شماره ۱ میدان نفتی باباقیر در یال جنوب باختری تاقدیس نامتقارن باباقیر به مختصات جغرافیایی $46^{\circ} 16'$ طول خاوری و $33^{\circ} 42'$ عرض شمالی قرار دارد. این ساختمان در بین ساختمان‌های میله سرخ، بانکول، ویژنان، فردوس و دیره قرار گرفته است. این برش در فاصله ۵۵ کیلومتری جنوب خاور شهرستان گیلانغرب و در مجاورت روستای زرنه واقع شده است (شکل C ۱). سازند ایلام در این برش ۱۵۳ متر ستبرای داشته و با ناپیوستگی هم‌شیب روی سازند سورگاه و زیر سازند گورپی قرار گرفته است.

۳- روش مطالعه

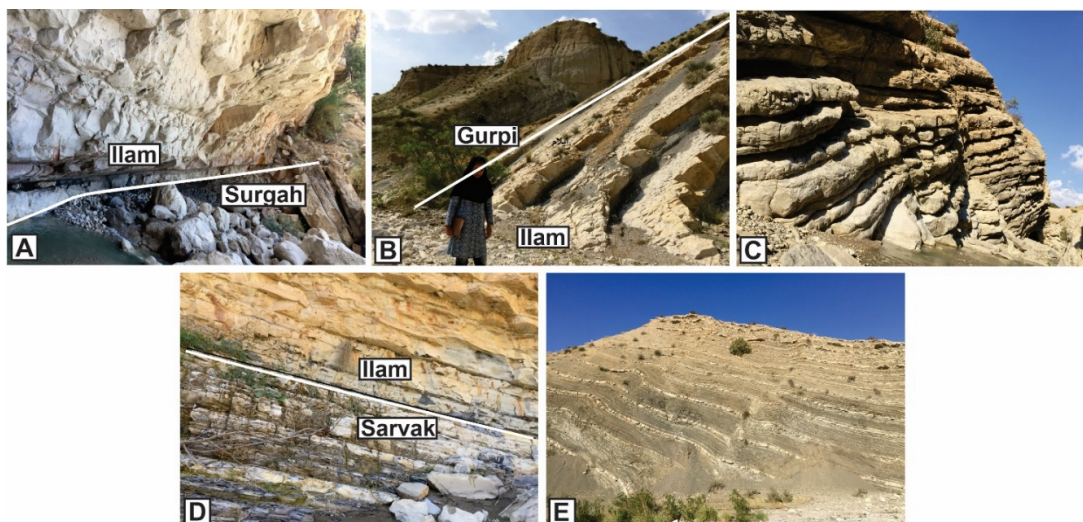
ابتدا بعد از بررسی نقشه‌های زمین‌شناسی و مروری بر مطالعات پیشین، در طی چند مرحله بازدید صحرایی در ریز پهنه لرستان، دو برش تنگ حمام و ازگله از سازند ایلام انتخاب شدند. نمونه‌برداری در این برش‌ها در فواصل منظم و با در نظر گرفتن خصوصیات فیزیکی لایه‌ها صورت گرفته است. البته در لایه‌هایی که خصوصیات سنگ‌شناسی و عوارض زمین‌شناسی تغییر کرده است، نمونه برداری در فواصل کمتر انجام شده است. نمونه‌ها بعد از جمع‌آوری به کارگاه تهیه مقاطع نازک ارسال شده‌اند. بعد از آماده‌سازی ۲۲۰ مقطع نازک میکروسکوپی از برش‌های ازگله و تنگ حمام، مقاطع با میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعه قرار گرفتند. ۵۰ نمونه میکروسکوپی از خرده‌های حفاری چاه شماره ۱ میدان نفتی باباقیر نیز مورد بررسی قرار گرفته است. در مطالعات پتروگرافی به انواع و درصد دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی و خصوصیات بافتی نمونه‌ها توجه شده است. در این مطالعه از طبقه بندی دانهام [۳۱] برای تعیین رخساره‌های رسوبی سازند ایلام استفاده شده است. در ادامه با استفاده از مدل‌های رخساره‌ای استاندارد رید [۴۷] و فلوگل [۳۳] توزیع

رخساره‌ها بررسی شده و یک مدل رسوبی برای سازند ایلام پیشنهاد شده است. به منظور شناسایی دسته رخساره‌ها و آنالیز چینه‌نگاری سکانسی از رویکردهای ارائه شده توسط هانت و تاگر [۴۰] و کاتانونو [۲۶] استفاده شده است. برای شناسایی کانی‌های کلسیت و دولومیت نیمی از مقاطع با آلزاین قرمز رنگ آمیزی شده‌اند [۳۰]. در برش زیر سطحی چاه شماره یک باباقیر از تغییرات لاگ گاما نیز به عنوان یک ابزار کمکی برای بررسی محیط رسوبی و تغییرات سطح آب دریا استفاده شده است.



شکل ۱- (A) نقشه جغرافیایی ایران به همراه انواع پهنه‌های ساختاری (برگرفته از [۵۴])، (B) ریز پهنه لرستان به همراه ریز پهنه‌های دیگر

زاگرس [۵۳]، (C) موقعیت جغرافیایی برش‌های تنگ حمام، ازگله و میدان باباقیر در استان‌های کرمانشاه و ایلام



شکل ۲- (A) مرز سازندهای سورگاه و ایلام در برش تنگ حمام، (B) مرز سازندهای ایلام و گورپی در برش تنگ حمام (دید به سمت جنوب باختر)، (C) نمایی از سنگ آهک‌های سازند ایلام در برش تنگ حمام (دید به سمت شمال باختر)، (D) مرز سازندهای سورگاه و ایلام در برش ازگله، (E) نمایی از سنگ آهک‌های شیلی سازند ایلام در برش ازگله (دید به سمت جنوب باختر)

۴- نتایج و بحث

۴-۱ رخساره‌های میکروسکوپی

۴-۱-۱ مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (MF1)

توصیف: این ریزرخساره در بعضی از نمونه‌ها دارای خرده‌های فرامینفر پلانکتونیک است. فرامینفرهای مشاهده شده کمتر از ده درصد هستند و معمولاً از نوع هتروهلکس، الیگوسترینید، هدبرگولا و گلوبوترونکانا هستند. گاهی فرامینفرها خرد شده و به آسانی قابل شناسایی نیستند. بلورهای پیریت و مواد آلی در بعضی از نمونه‌ها قابل شناسایی است (شکل ۳A).

تفسیر: به علت وجود گل آهکی فراوان و درصد پایین فرامینفرهای پلانکتونیک می‌توان تشکیل این ریزرخساره را به بخش‌های ژرف و کم انرژی حوضه رسوبی نسبت داد. این ریزرخساره با RMF5 و SMF3 [۳۳] قابل مقایسه است.

۴-۱-۲ وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (MF2)

توصیف: اجزای اصلی این ریزرخساره، فرامینفرهای پلانکتون مثل هتروهلکس، گلوبی ژرینللوئیدس، هدبرگولا، آرکتوگلوبی ژرینا، پلنوگلوبولینا، دایکارینللا، رزیتافرنیکاتا و به ندرت میلیولید است. دانه‌های تشکیل دهنده این ریزرخساره دانه ریز، دارای جورشدگی متوسط تا خوب هستند. حجره‌های موجود در فرامینفرها معمولاً با سیمان کلسیتی و گاهی با بلورهای پیریت پر شده‌اند. دانه‌های بی‌شکل و مکعبی پیریت و همچنین دانه‌های فسفات و گلوکونیت در بعضی از نمونه‌ها در زمینه سنگ پراکنده هستند (شکل ۳B). در برش‌های سطحی ازگله و تنگ حمام، ساخت‌های رسوبی مثل دانه‌بندی تدریجی، آشفستگی زیستی و جریان‌های توریدایتی و در مقاطع نازک، آشفستگی زیستی در مقیاس میکروسکوپی درون این ریزرخساره قابل مشاهده است (شکل ۴).

تفسیر: شواهد پتروگرافی در این ریزرخساره مثل فراوانی گل کربناته، دانه ریز بودن اجزای موجود در ریزرخساره و حضور فرامینفرهای پلانکتونیک حوضه ژرف رسوبی برای رسوبگذاری این ریزرخساره پیشنهاد می‌شود. البته این ریزرخساره

نسبت به مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک در اعماق کمتر در بخش‌های ابتدایی حوضه ژرف تشکیل شده و مطابق با RMF2 و SMF3 [۳۳] می باشد.

۴-۱-۳ و کستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و الیگوستژینید (MF3)

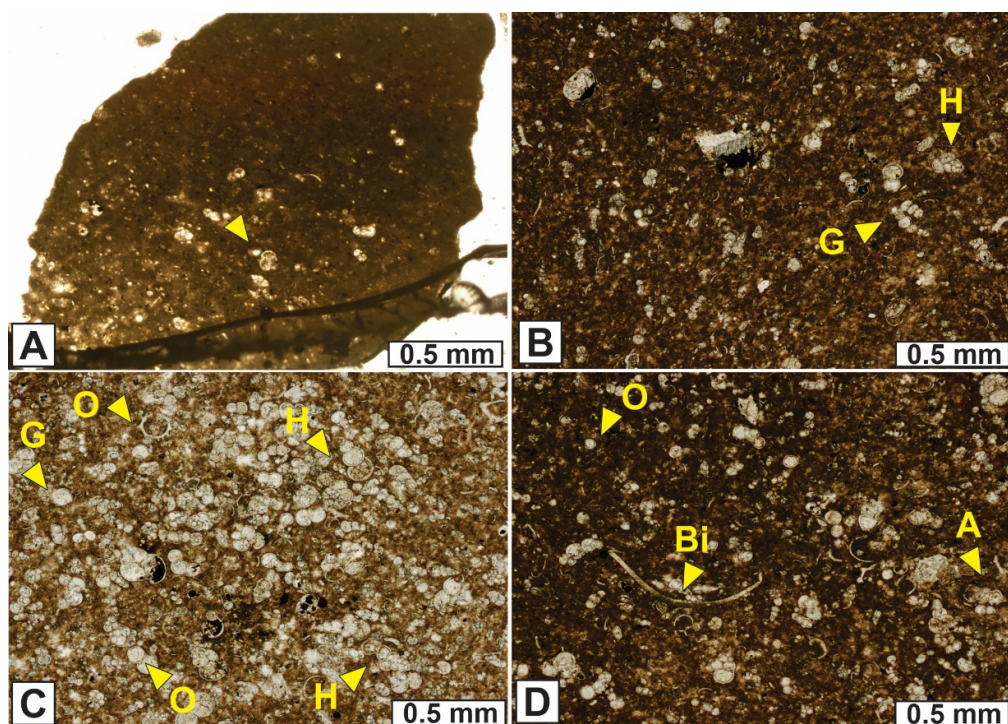
توصیف: در این ریزرخساره فرامینفرهای پلانکتونیک مثل هتروهلکس، هدبرگرلا، گلوبوترونکانا، گلوبی ژرینلوئیدس، پلنوگلوبولینا، دایکارینلا و گلوبی ژرینلوئیدس با جورشدگی متوسط از درصد قابل توجهی برخوردار هستند. همچنین درصد الیگوستژینیدها در این ریزرخساره افزایش یافته است. در بعضی از نمونه‌های اجزای اسکلتی خرده شده به عنوان اجزای فرعی قابل شناسایی هستند. در این ریزرخساره حضور مواد آلی و پیریت کاملاً مشهود است (شکل ۳C). در برش‌های سطحی مطالعه شده، ساخت‌های رسوبی مختلف مثل دانه‌بندی تدریجی، آشفستگی زیستی، زوج لامینه‌های دانه درشت و دانه ریز و جریان‌های توریدایتی درون توالی‌های آهکی مربوط به این ریزرخساره‌ها مشاهده شده‌اند. از طرفی ساخت‌هایی مثل آشفستگی زیستی و سطوح فرسایشی درون مقاطع میکروسکوپی مربوط به این ریزرخساره نیز شناسایی شده‌اند (شکل ۴).

تفسیر: این ریزرخساره متعلق به بخش‌های ژرف رمپ بیرونی بوده و مطابق با RMF3 و SMF4 [۳۳] در نظر گرفته می‌شود، زیرا فراوانی فرامینفرهای پلانکتونیک و الیگوستژینیدها به محیط‌های عمیق با انرژی رسوبگذاری پایین اشاره دارد. ساخت‌های رسوبی مشاهده شده در رخنمون نیز شواهدی از کاهش تدریجی انرژی را نشان داده و تشکیل این ریزرخساره را در این محیط رسوبی تایید می‌کنند.

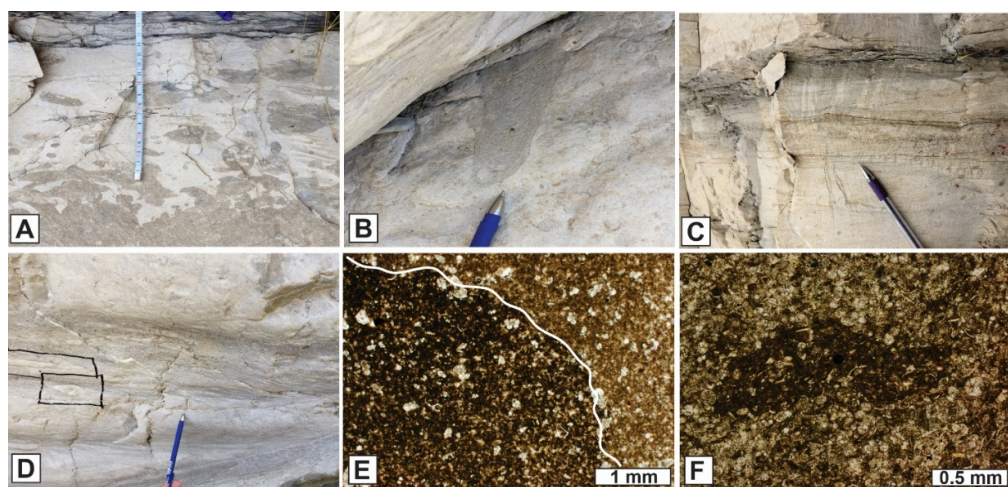
۴-۱-۴ و کستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و خرده‌های اسکلتی (MF4)

توصیف: در این ریزرخساره فرامینفرهای پلانکتونیک مثل هتروهلکس، الیگوستژینید، هدبرگرلا، آرکتوگلوبی ژرینا، گلوبوترونکانا، گلوبی ژرینلوئیدس، پلنوگلوبولینا و خرده‌های اسکلتی دوکفه‌ای و خارپوست از اجزای اصلی محسوب می‌شوند. روتالیا، تکستولاریا، استراکود و میلیولید از فرامینفرهای بتیک در این ریزرخساره هستند که درصد بسیار کمی دارند. جورشدگی در این ریزرخساره متوسط تا خوب است. دانه‌های پیریت و فسفات نیز در زمینه سنگ مشاهده می‌شوند و یا به صورت جانشینی در اجزای اسکلتی تشکیل شده‌اند (شکل ۳D). در توالی‌های آهکی متعلق به این ریزرخساره در برش‌های سطحی چند ساخت رسوبی مثل دانه‌بندی تدریجی، سطوح فرسایشی، آشفستگی زیستی، زوج لامینه‌های دانه درشت و دانه ریز و جریان‌های توریدایتی و در مقیاس میکروسکوپی ساخت‌های آشفستگی زیستی و سطح فرسایشی شناسایی شده‌اند (شکل ۴).

تفسیر: با توجه به خصوصیات موجود، این ریزرخساره در بخش‌های ابتدایی حوضه ژرف رسوبی و مطابق با RMF3 و SMF5 [۳۳] تشکیل شده است. وجود خرده‌های اسکلتی نشان می‌دهد که این ریزرخساره نسبت به ریزرخساره‌های MF1، MF2 و MF3 در اعماق کمتری رسوبگذاری کرده است. از آنجا که این خرده‌های اسکلتی اندازه کوچکی داشته و همراه فرامینفرهای پلانکتونیک مشاهده می‌شوند، و همچنین با توجه به وجود فسفات و پیریت و ساخت‌های رسوبی موجود در رخنمون در نهایت باید گفت MF4 در بخش‌های ابتدایی حوضه ژرف رسوبی تشکیل شده است.



شکل ۳- (A) ریزرخساره مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (XPL) ژرفا ۱۳۷۰ متری چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر، (B) ریزرخساره وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (هتروهلیکس (H)، گلوبی ژرینلوئیدس (G)) (XPL)، (C) وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (هتروهلیکس (H)، الیگوستژینید (O)) (XPL)، (D) ریزرخساره وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و خرده‌های اسکلتی (آرکتوگلوبی ژرینا (A)، الیگوستژینید (O)، خرده دوکفه‌ای (Bi)) (XPL)



شکل ۴- ساخت‌های رسوبی مشاهده شده در سازند ایلام. (A) دانه‌بندی تدریجی در برش ازگله، (B) آشفتنگی زیستی در برش تنگ حمام، (C) لامینه‌های دانه درشت و دانه ریز در برش ازگله، (D) جریان‌های توریدایتی در برش تنگ حمام، (E) سطح فرسایشی در مقیاس میکروسکوپی در ریزرخساره وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و الیگوستژینید (XPL)، (F) آشفتنگی زیستی در مقیاس میکروسکوپی در ریزرخساره وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (XPL)

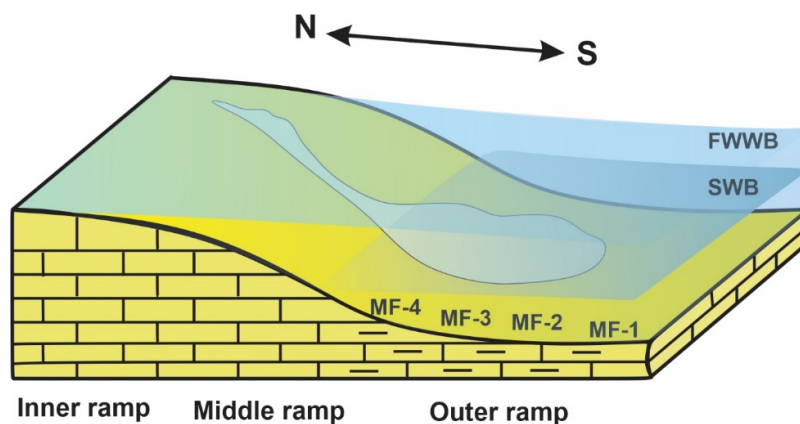
۲-۴ محیط رسوبگذاری

خصوصیات بافتی رسوبات تولید شده، وجود یا نبود رسوبات لغزشی و ریزشی و انرژی غالب هیدرودینامیکی از عوامل موثر در شناسایی نوع پلتفرم کربناته در زمان رسوبگذاری سازند ایلام هستند. از آنجا که رخساره‌های تفکیک شده در سازند ایلام بیشتر در اندازه سیلت و رس بوده، فسیل‌های چارچوب ساز و ریف ساز و همچنین دانه‌هایی مثل پیژوئید و کورتوئید در آنها مشاهده نمی‌شود و از طرفی تغییرات رخساره‌ای در این توالی‌ها به صورت تدریجی انجام شده است، محیط رسوبگذاری سازند ایلام در این مطالعه به یک رمپ کربناته با بخش انتهایی شیب‌دار نسبت داده می‌شود. با توجه به تقسیم‌بندی [۲۵] رمپ کربناته به بخش‌های رمپ داخلی، میانی، بیرونی و حوضه قابل تفکیک است. با توجه به نوع ریزرخساره‌های شناسایی شده، رسوبگذاری سازند ایلام در رمپ بیرونی یک پلتفرم کربناته در زیر قاعده امواج نرمال و تحت رژیم هیدرودینامیکی با انرژی پایین صورت گرفته است (شکل ۵). وجود دانه‌های غیر اسکلتی گلوکونیت، پیریت و وجود مواد آلی نشان‌دهنده شرایط کم اکسیژن در محیط‌های نیمه ژرف تا ژرف است [۴۴، ۲۸].

ساخت‌های رسوبی شناسایی شده در سازند ایلام بیانگر تاثیر جریان‌های گرانشی نسبتاً ژرف بر روی رسوبات سازند ایلام است. در واقع وجود سطوح فرسایشی و دانه‌بندی تدریجی به ترتیب بیانگر افزایش ناگهانی انرژی جریان‌های گرانشی مثل جریان‌های توربیدیتی و کاهش انرژی این جریان‌ها است. از طرفی وجود لامینه‌های دانه درشت و دانه ریز نیز به تناوب جریان‌های گرانشی و کششی اشاره دارد [۲۴، ۴۷، ۴۶، ۲۹]. در بعضی از ریزرخساره‌ها، آمیختگی فرامینرفرهای پلانکتونیک با خرده‌های اسکلتی بنتیک حاکی از جابجایی و حمل و نقل دانه‌های اسکلتی کم ژرفا توسط جریان‌های زیردریایی به سمت مناطق کم ژرفا در حاشیه پلتفرم است. آشفتگی زیستی در بعضی از ریزرخساره‌ها نیز به تاثیر این جریان‌ها اشاره دارد [۵۲، ۵۰]. بنابراین با توجه به سبزی زیاد رسوبات دانه ریز و آرژیلیتی در سازند ایلام و تشکیل این ساخت‌های رسوبی می‌توان گفت ریزرخساره MF1 در بخش‌های ژرف رمپ و ریزرخساره‌های MF2 تا MF4 در پاشنه شیب رسوبگذاری کرده‌اند. فرامینرفرهای پلانکتونیک شناسایی شده در سازند ایلام نیز بیانگر شرایط الیگوتروف و آب‌هایی با ژرفای بیش از ۱۰۰ متر هستند [۷، ۸].

ایجاد جریان‌های گرانشی معمولاً به تغییرات سطح آب دریا و آب و هوا، ناپایداری و شکست رسوبات حاشیه پلتفرم در بخش بالایی شیب، نرخ تولید کربنات، فعالیت‌های آتشفشانی زیردریایی و تاثیر فرآیندهای ژئودینامیکی نسبت داده می‌شود [۴۸، ۳۶]. در کرتاسه پسین شرایط آب و هوایی گرم و مرطوب استوایی در ناحیه زاگرس غالب بوده است [۴۵، ۲۰]. از طرفی تحقیقات انجام شده بر منحنی جهانی تغییرات سطح آب دریا در کرتاسه پسین بیانگر چندین مرتبه افت سطح آب کوتاه مدت در آن زمان است [۳۷]. ترکیب دو عامل مهم آب و هوا و نوسانات سطح آب دریا می‌تواند در افزایش بار رسوبی و به نوبه آن تولید جریان‌های گرانشی موثر بوده باشد. در حواشی ریز پهنه لرستان وجود گسل‌های زاگرس مرتفع، بالارود و پیشانی کوهستان بیانگر یک زمین ساخت فعال در منطقه است. نقش این گسل‌ها در تغییر توپوگرافی و شیب پلتفرم‌های کربناته و جابجایی رسوبات گرانشی انکار ناپذیر است. همچنین براساس مطالعات صورت گرفته ثابت شده است که فازهای کششی ناحیه‌ای در انتقال رسوبات حاشیه پلتفرم به مناطق ژرف‌تر و حفظ رسوبات کربناته گرانشی نقش بسزایی دارد [۲۳]. رسوبگذاری سازند ایلام در حوضه رسوبگذاری زاگرس در بازه زمانی کنیاسین-سانتونین همراه با تشکیل حوضه‌های خمشی در سمت هیترلند و فعالیت دوباره گسل‌های ژرف در سمت پیش خشکی بوده است [۲۱].

همانطور که گفته شد، تغییرات رخساره‌ای سازند ایلام و در نتیجه تغییر محیط رسوبگذاری این سازند در بخش‌های مختلف زاگرس قابل توجه است. در جنوب گسل بالارود در فروافتادگی دزفول و دشت آبادان، محیط رسوبی این سازند کم عمق‌تر و معمولاً بازه سنی آن قدیمی‌تر می‌شود. در واقع در جنوب گسل بالارود با کاهش فضای رسوبگذاری رخساره‌های رمپ داخلی و رمپ میانی نیز گسترش پیدا کرده‌اند [۴۲، ۶].



شکل ۵- مدل رسوبی سازند ایلام (رمپ بیرونی پلتفرم کربناته) در برش‌های تنگ حمام، ازگله و چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر

۳-۴ چینه‌نگاری سکansı و تکامل پلتفرم کربناته

الگوی برانبارش لایه‌ها و تکامل پلتفرم کربناته به برهم‌کنش عوامل مختلف درون حوضه‌ای و برون حوضه‌ای مثل نوسانات سطح آب دریا، میزان فضای رسوبگذاری، نرخ تولید کربنات، فعالیت‌های تکتونیکی و تغییرات اقلیمی وابسته است [۳۵]، [۲۷]. به منظور تعیین سکانس‌های رسوبی و مرزهای سکansı در سازند ایلام از نتایج آنالیز ریزرخساره‌ها، عوارض زمین‌شناسی مشاهده شده در رخنمون‌ها و تغییرات لاگ گاما در برش زیرسطحی استفاده شده است. بر این اساس در هر کدام از برش‌های مورد مطالعه یک سکانس رسوبی رده سوم شناسایی شده است (شکل ۶ و ۷). با توجه به اینکه سازند ایلام در بخش‌های ژرف رمپ کربناته نهشته شده است، تفکیک دسته رخنساره‌های تراز بالا و تراز پایین امکان‌پذیر نمی‌باشد و بنابراین در این مطالعه برای تحلیل چینه‌نگاری سکansı از روش دسته رخنساره‌های پیشرونده-پسرونده (RST-TST) استفاده شده است [۳۲].

سازند ایلام در برش‌های مورد مطالعه تاکنون از دیدگاه زیست چینه‌نگاری به طور دقیق مورد مطالعه قرار نگرفته است. در چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر مغزه‌گیری به طور کامل انجام نشده و سن سازند ایلام با توجه به میداین نفتی مجاور به کنیاسین-سانتونین [۶] نسبت داده می‌شود. برش‌های سطحی تنگ حمام و ازگله نیز با توجه به مطالعات سنی انجام شده در تاق‌دیس‌های سورگاه و کبیرکوه [۱] در ریز پهنه لرستان که در نزدیکی آنها قرار دارند، در بازه زمانی سانتونین پیشین تا کامپانین میانی رسوبگذاری کرده‌اند. بنابراین با توجه به این فواصل زمانی، حوضه رسوبگذاری سازند ایلام در زمان کنیاسین در محل چاه باباقیر در حال گسترش بوده است، اما در محل برش‌های ازگله و تنگ حمام از آب خارج بوده است. عدم رسوبگذاری سازند سورگاه در برش ازگله نشان می‌دهد که این ناپیوستگی در آن محل گسترده‌تر بوده است. در سانتونین رسوبگذاری در هر سه برش ادامه داشته است اما با شروع کامپانین رسوبگذاری در محل چاه باباقیر متوقف شده است. در برش‌های باباقیر و تنگ حمام سازند ایلام بر روی سازند سورگاه و در برش ازگله بر روی سازند سروک قرار گرفته است. در هر سه برش، سازند ایلام توسط شیل‌های تیره سازند گورپی پوشیده شده است. با توجه به وجود ناپیوستگی فرسایشی بین سازند ایلام و سازندهای کهن‌تر و نوین‌تر، مرزهای سکansı در این برش‌ها از نوع اول (SB-I) هستند. وجود ندول‌های هماتیت در ابتدای شروع سازند ایلام در برش‌های تنگ حمام و ازگله (شکل ۸A) به این مساله اشاره دارد.

سکانس رده سوم در سازند ایلام از یک دسته رخنساره پیشرونده (TST) و یک دسته رخنساره پسرونده (RST) تشکیل شده است. دسته رخنساره پیشرونده در چاه باباقیر، برش تنگ حمام و ازگله به ترتیب دارای ستبرای ۵۲، ۴۴ و ۷۸ متر

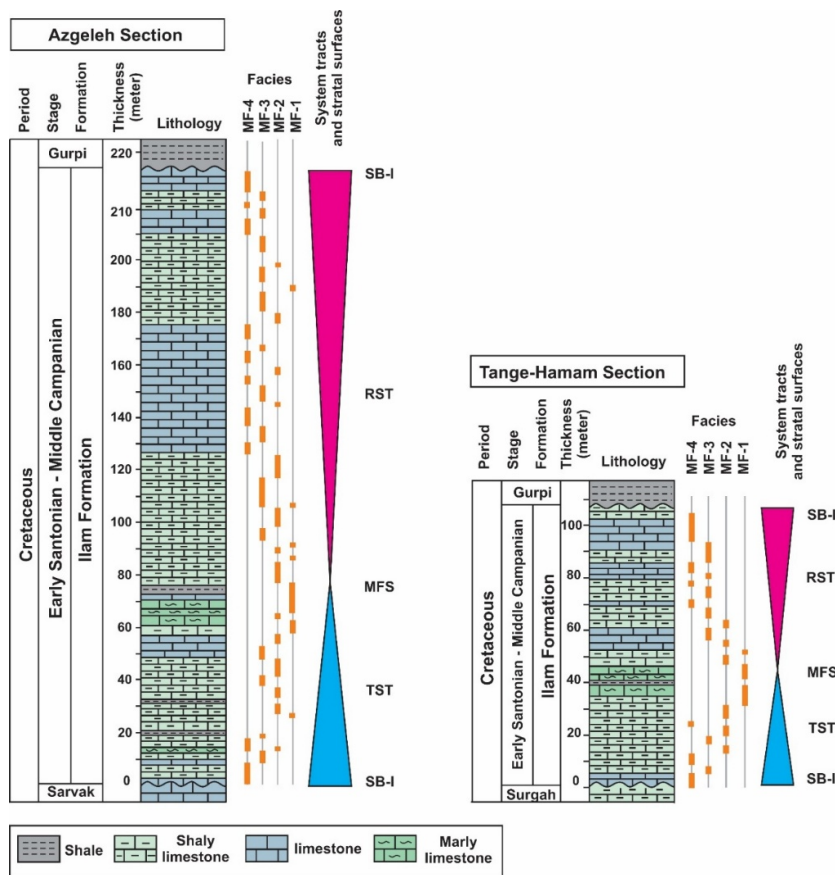
است. در هر سه برش، شروع این دسته رخساره با ریزرخساره‌های وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و خرده‌های اسکلتی مشخص می‌شود. در ادامه در یک روند پیشرونده و تکرار غالب ریزرخساره‌های وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و الیگوستژینید در پاشنه شیب این دسته رخساره با ریزرخساره مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک به انتها می‌رسد. گسترش این ریزرخساره معادل با سطح حداکثر گسترش آب دریا (MFS) می‌باشد. این سطح در چاه باباقیر با افزایش نسبی مقدار لاگ گاما و افزایش دانه‌های پیریت و مواد آلی در مقاطع نازک میکروسکوپی مشخص می‌شود. در برش تنگ حمام و ازگله لایه‌های آهکی معادل با سطح حداکثر گسترش آب دریا به علت کاهش نرخ رسوبگذاری نازک لایه هستند و لامینه‌های شیلی تیره رنگ (شکل ۸B) در آنها افزایش پیدا کرده است. این مساله نشان‌دهنده بیشترین پیشروی خط ساحلی به سمت خشکی است. در برش ازگله اثر فسیل زئوفیکوس با ابعاد قابل توجه حضور دارد (شکل ۸C). تشکیل این اثر فسیل در شرایط احيایی تا نیمه احيایی و بسترهای دانه ریز و ژرف دریایی و زمانی که همزمان با افزایش سطح آب دریا نرخ رسوبگذاری کاهش یافته است افزایش پیدا می‌کند [۴۳، ۱۹]. افزایش فضای رسوبگذاری برای تشکیل دسته رخساره پیشرونده در ریز پهنه لرستان می‌تواند با عملکرد گسل بالارود که از کنیاسین فعال بوده و افت ساختمانی حد فاصل فروافتادگی دزفول همراه باشد [۵۱، ۱۸]. کاهش سترای برش تنگ حمام نسبت به دو برش دیگر که در بخش‌های پایینی ریز پهنه لرستان تشکیل شده می‌تواند ناشی از عملکرد همین گسل باشد.

دسته رخساره پسرونده در برش‌های چاه باباقیر، تنگ حمام و ازگله به ترتیب دارای سترای ۱۰۱، ۶۳ و ۱۴۰ متر است. بعد از حداکثر گسترش پیشروی سطح آب دریا، سرعت بالا رفتن سطح آب دریا کم می‌شود و نرخ بالا آمدگی سطح آب دریا نسبت به نرخ رسوبگذاری اندکی افزایش پیدا می‌کند. ریزرخساره‌های شناسایی شده در ابتدای این دسته رخساره بیشتر از نوع مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک است، اما به سمت بالا و با ادامه روند پسرودی، درصد و تنوع فرامینفرهای بتیک و خرده‌های اسکلتی در سازند ایلام افزایش پیدا می‌کند. سترای لایه‌ها معمولاً نسبت به لایه‌های موجود در دسته رخساره پیشرونده بیشتر است (شکل ۸D). توالی‌های سازند ایلام در دسته رخساره پسرونده با ریزرخساره‌های بالای پاشنه شیب به انتها می‌رسند. در چاه باباقیر میزان لاگ گاما در بخش‌های بالایی توالی، مقادیر کمتری را ثبت کرده است که این مساله نشان‌دهنده کاهش شیل و مواد آلی در راستای جایگزینی محیط پاشنه شیب به جای حوضه می‌باشد.

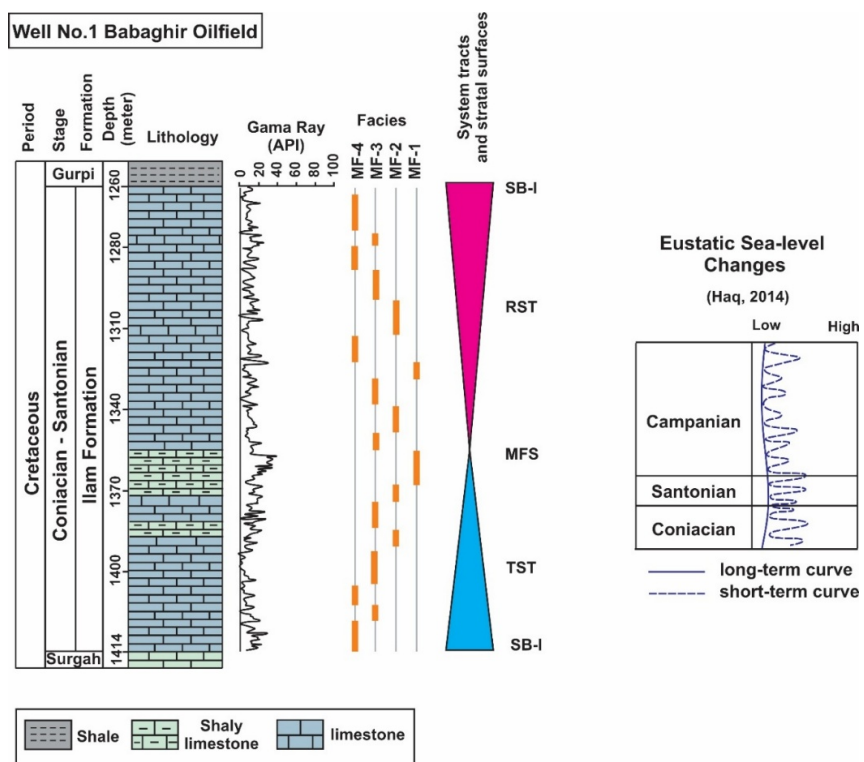
در ریزپهنه‌های دیگر زاگرس مثل فروافتادگی دزفول و دشت آبادان، به علت گسترش رخساره‌های رمپ داخلی تا رمپ بیرونی، تغییرات سطح آب دریا نوسانات بیشتری نشان می‌دهد. در بعضی از برش‌های سطحی و زیرسطحی که رخساره‌های رمپ داخلی فراوان‌تر هستند و شواهد کاهش سطح آب دریا با توجه به مشاهدات پتروگرافی، پتروفیزیکی و فرآیندهای دیاژنزی قوی‌تر است، در زمان جابجایی خط ساحلی به سمت حوضه، دسته رخساره‌های تراز بالا تشکیل شده‌اند [۴، ۶، ۹، ۴۲]. اما در ریزپهنه لرستان نوسانات سطح آب دریا تنها محدود به محیط‌های عمیق رمپ کرینانه است.

با توجه به مطالعات جغرافیای دیرینه، حوضه کرتاسه پسین زاگرس در نزدیکی عرض‌های جغرافیایی استوایی تشکیل شده و رسوبات تشکیل شده در آن تحت تاثیر آب و هوای گرم و مرطوب قرار داشته‌اند [۳۸]. در مطالعات ژئوشیمیایی نیز مشخص شده است که در زمان رسوبگذاری سازند ایلام ترکیب آب دریا آراگونیتی و در نتیجه یک شرایط آب و هوایی گرم در منطقه غالب بوده است [۱۰، ۱۶]. این شرایط آب و هوایی گرم که با کاهش یخسارها همراه بود است، به احتمال زیاد در راستای فعالیت‌های زمین‌ساختی در افزایش سطح آب دریا و ژرف شدن حوضه در زمان رسوبگذاری سازند ایلام

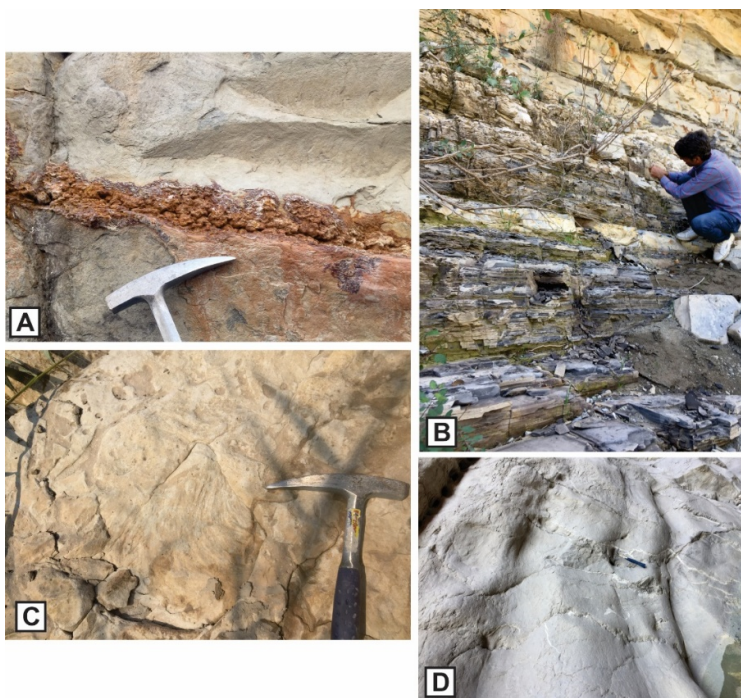
موثر بوده است. ذکر این نکته ضرورت دارد که در طی تکامل تکنیکی اقیانوس نئوتتیس، فرورانش لیتوسفر اقیانوسی و فرارانش افیولیت در شمال خاوری صفحه عربی در اواخر تریاس تا اواخر کرتاسه منجر به تشکیل یک حوضه خمیده شده و با بسته شدن حوضه‌های پشت کمانی نئوتتیس در کرتاسه پسین تا میوسن پسین، بقایای اقیانوس نئوتتیس به عنوان یک حوضه جلوی کمانی با پهنای کم به محلی برای رسوبگذاری توالی‌های این زمان تبدیل شده است [۳۴]. در منحنی تغییرات جهانی سطح آب دریا در کرتاسه پسین [۳۷] چندین پیشروی و پسروی در این زمان ثبت شده است (شکل ۷). اما نوسانات سطح آب دریا در برش‌های مورد مطالعه شده نسبت به نوسانات جهانی سطح آب دریا در کرتاسه پسین کمتر است، زیرا سازند ایلام در این مطالعه تنها در رمپ بیرونی گسترش داشته است. بنابراین با تلفیق داده‌های جغرافیای دیرینه و تغییرات سطح آب دریا مشخص می‌شود که تشکیل توالی‌های سازند ایلام و تکامل پلتفرم کربناته در کرتاسه پسین لرستان تا حد زیادی با عوامل برون حوضه‌ای در ارتباط بوده است، اگرچه عوامل درون حوضه‌ای به صورت محلی نیز در تغییرات سطح آب دریا، فضای رسوبگذاری و تشکیل جریان‌های گرانشی موثر بوده‌اند.



شکل ۶ - توزیع رخساره‌ها و چین‌نگاری سکانسی سازند ایلام در برش‌های ازگله و تنگ حمام



شکل ۷ - توزیع رخساره‌ها و چین‌نگاری سکانسی سازند ایلام در چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر و منحنی جهانی تغییرات سطح آب دریا از کنیاسین تا کامپانین [۳۷]



شکل ۸ - (A) ندول‌های هماتیت در ابتدای سازند ایلام در برش تنگ حمام، (B) افزایش لایه‌های شیلی نازک لایه در نزدیکی حداکثر سطح پیشروی دریا در برش ازگله، (C) اثرفسیل ژئوفیکوس در برش ازگله، (D) افزایش ستبرای سنگ آهک‌های سازند ایلام در دسته رخساره تراز بالا در برش ازگله

۵- نتیجه گیری

در این مطالعه سازند کربناته ایلام به سن کرتاسه پسین در ریز پهنه لرستان در چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر (۱۵۳ متر)، برش تنگ حمام (۱۰۷ متر) و برش ازگله (۲۱۸ متر) از دیدگاه محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکansı مورد مطالعه قرار گرفته و نتایج زیر به دست آمده است:

براساس مشاهدات پتروگرافی، چهار ریزرخساره مادستون تا مادستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (MF1)، وکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک (MF2)، وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و الیگوسترینید (MF3) و وکستون-پکستون دارای فرامینفرهای پلانکتونیک و خرده‌های اسکلتی (MF4) در این سازند شناسایی شده‌اند. تغییرات رخساره‌ای در این سازند محدود بوده و با توجه به خصوصیات بافتی، رسوبگذاری سازند ایلام در یک رمپ کربناته شیب‌دار و در بخش رمپ بیرونی آن صورت گرفته است. وجود شواهدی از جریان‌های گرانشی مثل جریان‌های توربیدیتی، آشفستگی زیستی، سطوح فرسایشی و لامینه‌های دانه درشت و دانه ریز در سازند ایلام نشان داده است که ریزرخساره‌های MF2 تا MF4 در پاشنه شیب این رمپ رسوبگذاری کرده‌اند.

تحلیل چینه‌نگاری سکansı در سازند ایلام منجر به شناسایی یک سکانس رسوبی رده سوم در کنیاسین-سانتونین در چاه شماره یک میدان نفتی باباقیر و سانتونین پایینی-کامپانین میانی در برش‌های ازگله و تنگ حمام شده است. این سکانس دارای یک دسته رخساره پیشرونده و یک دسته رخساره پسرونده است. دسته رخساره پیشرونده با تغییر روند کلی ریزرخساره‌ها از پاشنه شیب به سمت حوضه و کاهش ستبرای لایه‌ها و دسته رخساره پسرونده با جایگزینی ریزرخساره‌های پاشنه شیب به جای ریزرخساره‌های حوضه، کاهش مواد آلی و افزایش نسبی ستبرای لایه‌ها مشخص می‌شود.

با توجه به موقعیت جغرافیای دیرینه زاگرس در کرتاسه پسین، تکامل پلتفرم کربناته سازند ایلام در ریز پهنه لرستان تا حد زیادی با فرآیندهای برون حوضه‌ای مثل شروع بسته شدن اقیانوس نئوتتیس و غلبه آب و هوای گرم کرتاسه پسین همراه بوده است. اما با توجه به نوسانات کمتر سطح آب دریا نسبت به منحنی جهانی سطح آب دریا در کرتاسه پسین و تاثیر گسل بالارود در ریزپهنه لرستان که در تغییر ستبرای برش‌های مورد مطالعه و تامین فضای رسوبگذاری موثر بوده است باید گفت رویدادهای محلی نیز در تکامل پلتفرم کربناته سازند ایلام موثر بوده‌اند.

تشکر و قدردانی

این پژوهش با حمایت مالی دانشگاه فردوسی مشهد در قالب طرح پژوهشی ۳/۴۹۳۲۷ انجام شده است. نویسندگان از مدیریت اکتشاف جهت همکاری و در اختیار قرار دادن داده‌های مورد نیاز تشکر می‌کنند. همچنین از داوران مقاله آقای دکتر پیمان رضایی (دانشیار دانشگاه هرمزگان)، خانم دکتر الهه ستاری (مدیر اجرایی و مدیر داخلی مجله زمین شناسی نفت ایران) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] اسدی، ب.، ۱۳۹۳، لیتواستراتیگرافی و بیواستراتیگرافی سازند ایلام در تاق‌دیس‌های کبیرکوه و سورگاه: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۶۴ صفحه.
- [۲] اکبری بس‌کلاهی، ن.، ۱۳۸۰، بیواستراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازندهای سروک و ایلام در ناحیه جنوبی فروافتادگی دزفول (خارک-کوه میش): پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ۲۰۷ صفحه.

- [۳] امیری بختیار، ح.، ۱۳۷۰، تفسیر بیواستراتیگرافی سازندهای سروک و ایلام در منطقه ایزه (شمال شرق خوزستان) و مقایسه آن با منطقه سمیرم: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ۲۳۱ صفحه.
- [۴] امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.، ۱۴۰۰، چینه‌شناسی زاگرس: جلد دوم، مزوزوئیک، انتشارات ترآوا، ۴۶۸ صفحه.
- [۵] ایزدی مزیدی، ا.، ۱۳۹۳، تعیین نوع سنگ مخزن با استفاده از داده‌های زمین‌شناسی، پتروفیزیکی و مخزنی در گروه بنگستان، میدان اهواز: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه سمنان.
- [۶] بخشی، ا.، ۱۴۰۰، محیط رسوبی، دیاژنز، چینه‌نگاری سکانسی و بررسی کیفیت مخزنی سازند ایلام در دو طرف گسل‌های بالارود و پیشانی کوهستان (جنوب ناحیه لرستان و شمال دزفول شمالی): پایان‌نامه دکترا، دانشگاه شهید بهشتی، ۳۳۴ صفحه.
- [۷] بهلولی، ا.، ۱۳۹۹، ریز زیست چینه‌نگاری و بوم‌شناسی دیرینه سازند ایلام در برش کوه سورگاه براساس فرامینفرهای پلانکتونیک، حوضه رسوبی زاگرس: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه فردوسی مشهد، ۱۵۳ صفحه.
- [۸] چهارده‌چریک، غ.، ۱۳۸۵، زیست‌چینه‌نگاری سکانسی سازند ایلام (مقطع تیپ) براساس فرامینفرهای پلانکتونیک جنوب شرقی ایلام: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۲۲ صفحه.
- [۹] خدائی، ن.، رضایی، پ.، هنرمند، ج.، عبدالمهدی‌فرد، ا.، ۱۳۹۹، تحلیل ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند ایلام (کنیاسین؟-سانتوین) در شمال باختری دشت آبادان. پژوهش‌های چینه‌نگاری سکانسی و رسوب‌شناسی ۳۶، ۱۰۹-۱۳۴.
- [۱۰] رحمانی‌زاده، ح.، ۱۳۸۸، محیط رسوبی و ژئوشیمی سازند ایلام در کوه سورگاه و مقایسه آن با برش سیاه‌کوه (ایلام): پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۰۳ صفحه.
- [۱۱] روشن‌پور، ع.، ۱۳۹۵، زیست‌چینه‌نگاری روزن‌بران سازند ایلام در تقادیس چناره، شمال غرب اندیمشک: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه خوارزمی.
- [۱۲] زینل‌زاده، ا.، ۱۳۷۹، تاریخچه تدفین و مدلسازی حرارتی سازندهای گروه خامی، بنگستان و دهرم در ناحیه فارس: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- [۱۳] عباساقلی، ف.، امیدپور، ا.، ۱۴۰۱، بررسی تغییرات مداری آب و هوایی و نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام در میدان نفتی کویال، فروافتادگی دزفول: مجله زمین‌شناسی نفت ایران ۲۳، ۸۹-۱۰۵.
- [۱۴] علیجانی، ح.، ۱۳۹۰، محیط رسوبی، دیاژنز و ژئوشیمی سازند ایلام کوه شاه‌نخجیر (جنوب ایلام): پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۵۱ صفحه.
- [۱۵] غریبی ورزقانی، س.، ۱۳۹۳، میکروفاسیس، محیط رسوبی و ژئوشیمی سازند ایلام در میدان نفتی آزادگان: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۱۷ صفحه.
- [۱۶] فولادوند، ر.، ۱۴۰۱، چینه‌نگاری سکانسی، تاریخچه رسوبگذاری، دیاژنز و مدلسازی هتروژنیته سازند ایلام در برخی از میداین بخش جنوبی فروافتادگی دزفول شمالی: رساله دکترا، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۴۲ صفحه.
- [۱۷] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، چینه‌شناسی زاگرس، طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۱۸] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین‌شناسی نفت زاگرس: طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، انتشارات زمین‌شناسی ایران، ۱۰۰۹ صفحه.
- [19] 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.
- [20] ABDOLAHI, A., BAHREHVAR, M., MEHRABI, H., OMIDVAR, M., KADKHODAEI, A., and WOOD, D.A., 2024, Paleoclimate changes across the Cenomanian–Santonian transition at the southern Neo-Tethys margin (SW Iran): An integrated approach: *Gondwana Research*, **131**, 208-236.
- [21] 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.
- [22] ASADI MEHMANDOSTI, E., 2022, Variation of geochemical data and sedimentary characteristics in the Upper Cretaceous Ilam Formation, a case study from southwest Iran: *Palaeobiodiversity and Palaeoenvironments*, **103**, 71-93.
- [23] BASILONE, L., SULLI, A., and MORTICELLI, M.G., 2016, The relationships between soft-sediment deformation structures and synsedimentary extensional tectonics in Upper Triassic deep-water carbonate succession (Southern Tethyan rifted continental margin-Central Sicily): *Sedimentary Geology*, **344**, 310-322.
- [24] BORNHOLD, B.D., REN, P., and PRIOR, D.B., 1994, High-frequency turbidity currents in British Columbia fjords: *Geo-Marine Letters*, **14**, 238–243.

- [25] BURCHETTE, T.P. and WRIGHT, V.P., 1992, Carbonate ramp depositional systems: *Sedimentary Geology*, **79**, 3-57.
- [26] CATUNEANU, O., GALLOWAY, W.E., KENDALL, C.G.S.C., MIAL, A.D., POSAMENTIER, H.W., STRASSER, A., and TUCKER, M.E., 2011, Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature: *Newsletters on Stratigraphy*, **44**, 173-245.
- [27] CATUNEANU, O., 2019, Scale in sequence stratigraphy: *Marine and Petroleum Geology*, **106**, 128-159.
- [28] CHAFETZ, H.S., 2007, Paragenesis of the Morgan Creek Limestone, Late Cambrian, central Texas: Constraints on the formation of glauconite: *Deep-Sea Research II*, **54**, 1350-1363.
- [29] CREASER, A., HERNÁNDEZ-MOLINA, F., BADALINI, G., THOMPSON, P., WALKER, R., SOTO, M., and CONTI, B., 2017, A late cretaceous mixed (turbidite-contourite) system along the Uruguayan margin: Sedimentary and paleoceanographic implications: *Marine Geology*, **390**, 234-253.
- [30] DICKSON, J.A.D., 1966, Carbonate identification and genesis as revealed by staining: *Journal of Sedimentary Research*, **36**, 491-505.
- [31] DUNHAM, R., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Classification of Carbonate Rocks: *American Association Petroleum Geology*, 121 pp.
- [32] 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.
- [33] FLÜGEL, E., 2010, Microfacies Analysis of Limestones, Analysis Interpretation and Application. Springer-Verlag, 976 pp.
- [34] GHASEMINEJAD, A., and TALBOT, C.J., 2006, A new tectonic scenario for the Sanandaj-Sirjan Zone (Iran): *Journal of Asian Earth Sciences*, **26**, 683-693.
- [35] HAJEK, E.A., HELLER, P.L., and SHEETS, B.A., 2010, Significance of channel-belt clustering in alluvial basins: *Geology*, **38**, 535-38.
- [36] HALLENBERGER, M., REUNING, L., BACK, S., GALLAGHER, S.J., IWATANI, H., and LINDHORST, K., 2021, Climate and sea-level controlling internal architecture of a Quaternary carbonate ramp (Northwest Shelf of Australia): *Sedimentology*, **69**, 1276-1300.
- [37] HAQ, B.U., 2014, Cretaceous eustasy revisited: *Global and Planetary Change*, **113**, 44-58.
- [38] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451**, 56-70.
- [40] HOSSEINPOUR, M., ARIAN, M., MALEKI, Z., and QORASHI, M., 2022, Investigating for hydrocarbon potential in the Sarvak and Ilam Formations using Fuzzy logic in the Fars region, Iran: *Episodes*, **46**, 361-374.
- [41] HUNT, D. and TUCKER, M., 1992, Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall: *Sedimentary Geology*, **81**, 1-9.
- [42] Khodaei, N., Rezaee, P., Honarmand, J., Abdollahi-Fard, I., 2021, Controls of depositional facies and diagenetic processes on reservoir quality of the Santonian carbonate sequences (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran: *Carbonate and Evaporites*, **36**, 19.
- [43] KORDI, M., 2019, Sedimentary basin analysis of the Neo-Tethys and its hydrocarbon systems in the Southern Zagros fold-thrust belt and foreland basin: *Earth-Science Reviews*, **191**, 1-11.
- [44] KOTAKE, N., 2014, Changes in lifestyle and habitat of Zoophycos-producing animals related to evolution of phytoplankton during the Late Mesozoic, geological evidence for the benthic-pelagic coupling model: *Lethaia*, **47**, 165-175.
- [45] LARGE, R.R., HALPIN, J.A., DANYUSHEVSKY, L.V., MASLENNIKOV, V.V., BULL, S.W., LONG, J.A., GREGORY, D.D., LOUNEJEVA, E., LYONS, T.W., SACK, P.J., MCGOLDRICK, P.J., and CALVER, C.R., 2014, Trace element content of sedimentary pyrite as a new proxy for deep-time ocean-atmosphere evolution: *Earth and Planetary Science Letters*, **389**, 209-220.
- [46] MEHRABI, H., NAVIDTALAB, A., ENAYATI, A., and BAGHERPOUR, B., 2022, Age, duration, and geochemical signatures of paleo-exposure events in Cenomanian-Santonian sequences (Sarvak and Ilam formations) in SW Iran: Insights from carbon and strontium isotopes chemo-stratigraphy: *Sedimentary Geology*, **434**, 106136.
- [47] PIPER, D.J.W., and NORMARK, W.R., 2009, Processes That Initiate Turbidity Currents and Their Influence on Turbidites: A Marine Geology Perspective: *Journal of Sedimentary Research*, **79**, 347-362.
- [48] READ, J.F., 1985, Carbonate Platform Facies Models: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **69**, 1-21.
- [49] REIJMER, J.J.G., MULDER, T., and BORGOMANO, J., 2015, Carbonate slope and gravity deposits: *Sedimentary Geology*, **317**, 1-15.
- [50] SCHLAGINWEIT, F., OMIDVAR, M., SARAFI, A., YAZDI-MOGHADAM, M., and RASHIDI, K., 2024, Dasycladales (green algae) and some benthic foraminifera from the upper cretaceous ilam formation (late coniacian-santonian), sw iran (onshore and offshore): *Rivista Italiana di Paleontologia e Stratigrafia*, **130**, 487-506.

- [51] SCHMUKER, B., 2000, The influence of shelf vicinity on the distribution of planktic foraminifera south of Puerto Rico: *Marine Geology*, **166**, 125–143.
- [52] SEPEHER, M., and COSGROVE, J.W., 2004, Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 829-843.
- [53] SHANMUGAM, G., 2018, Bioturbation and trace fossils in deep-water contourites, turbidites, and hyperpynites: A cautionary note: *Journal of Indian Association of Sedimentologists*, **35**, 13-32.
- [54] 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.
- [55] STÖCKLIN, J., 1968, Structural history and tectonics of Iran; a review: *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, **52**, 1229-1258.

بررسی اثر گسل هنديجان/ایذه بر رسوب گذاری سازند تاربور در تاقدیس کینو بر پایه مطالعات رسوب شناسی و بیواستراتیگرافی

صادق زهیری^۱، داوود جهانی^{۲*}، علی رحمانی^۳

۱- گروه زمین شناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- گروه زمین شناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۳- شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

*jahani374d@gmail.com

دریافت شهریور ۱۴۰۳، پذیرش آبان ۱۴۰۳

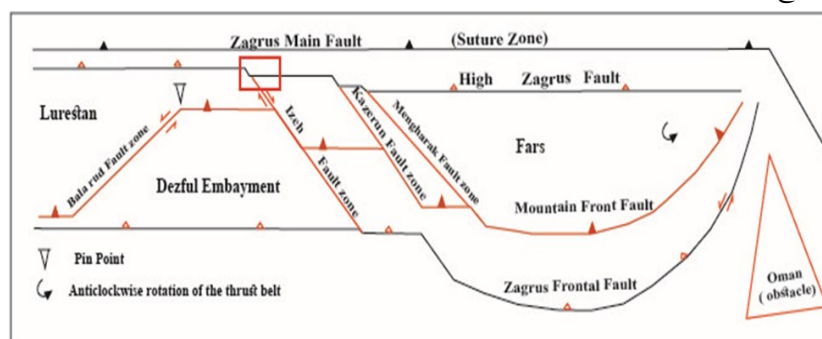
چکیده

حوضه پیش بوم زاگرس در اثر تکتونیک ناحیه ای کرتاسه پسین توسعه یافته است و الگوهای چین خوردگی در کمربند چین خورده -رانده زاگرس به شدت متأثر از رفتار مکانیکی واحدهای سنگی آن و عملکرد گسلهای پی سنگی با روندهای متفاوت زاگرسی و عربی است و این عامل در خیلی جاها تاثیر مستقیمی بر الگوهای رسوبگذاری نهشته های فوقانی گذاشته که اغلب در پراکندگی رخساره و تغییرات ضخامتی نهشته ها دیده میشود در این مطالعه بر اساس مطالعات صحرایی، عکس های هوایی و مطالعه مقاطع نازک (۳۳ عدد) تاثیر گسل هنديجان - ایذه بر رسوبگذاری سازند تاربور با سن ماسترشتین در تاقدیس کینو و گسترش آن در تاقدیس، مورد بررسی قرار گرفت. بر اساس مطالعات انجام شده تعداد ۴ رخساره شناسایی شد و محیط رسوبی یک رمپ کربناته در نظر گرفته شد. سن رسوبات بر پایه مطالعات بیواستراتیگرافی ماسترشتین می باشد. بر اساس این مطالعه مشخص شد سازند تاربور با فاصله گرفتن از گسل هنديجان- ایذه به سازند گورپی تبدیل می شود و به همین شکل در یال جنوبی تاقدیس کینو سازند گورپی بجای تاربور رسوب کرده است. بر این اساس می توان نتیجه گرفت که گسل هنديجان - ایذه در زمان رسوبگذاری تاربور در روند رسوب گذاری موثر بوده است. لذا پیشنهاد می شود بر اساس یافته های این مقاله نقشه زمین شناسی تاقدیس کینو مورد بازنگری قرار گیرد.

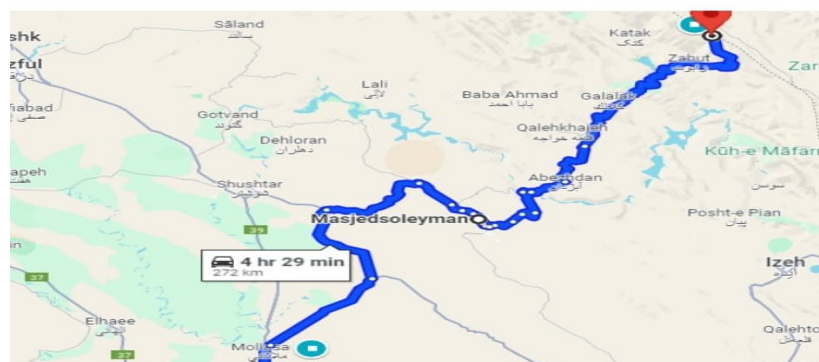
کلیدواژه: سازند تاربور، ماستریشیتین، گسل هنديجان-ایذه، بلندای هنديجان

۱- مقدمه

پس از بسته شدن اقیانوس نئو تتیس، کوهزایی زاگرس اولین حرکات فشاری را در امتداد منطقه برخورد صفحه عربی و ایران مرکزی در طول کرتاسه پسین آغاز کرد [۶]. این همگرایی طولانی مدت بین صفحه عربی و ایران مرکزی منجر به توسعه یک حوضه فورلند پر شده توسط سکانس های همزمان با تکتونیک دریایی - غیر دریایی به ضخامت ۵-۴ کیلومتر شد [۱۱ و ۲۳]. گسل ایده به عنوان یکی از گسلهای پی سنگی از عوامل وضعیت تکتونیکی فعلی زاگرس بوده و به عنوان یکی از کنترل کننده های اصلی در تغییرات رخساره ای و ساختاری ناحیه عمل کرده است [۲۴]. حوضه رسوبی و سازند کربناته تاربور یکی از سازندهایی است که تحت تاثیر این تکتونیک بوده و هدف این پژوهش بررسی تاثیر گسل ایده - هنديجان در تاقدیس کینو روی سازند تاربور میباشد. منطقه مورد مطالعه با نام کوه تاراز در شمال استان خوزستان و در ۲۵۰ کیلومتری شمال شرقی شهر اهواز واقع شده و از نظر ساختاری در منتهی الیه شمال غربی زون ایده، در نزدیکی ایالتهای زاگرس مرتفع و لرستان قرار گرفته است (شکل ۱ و ۲)



شکل ۱- نقشه گسل های اصلی و تقسیمات ساختمانی زاگرس [۲۵ و ۲۴] محل تاقدیس کینو با مستطیل قرمز رنگ مشخص شده است

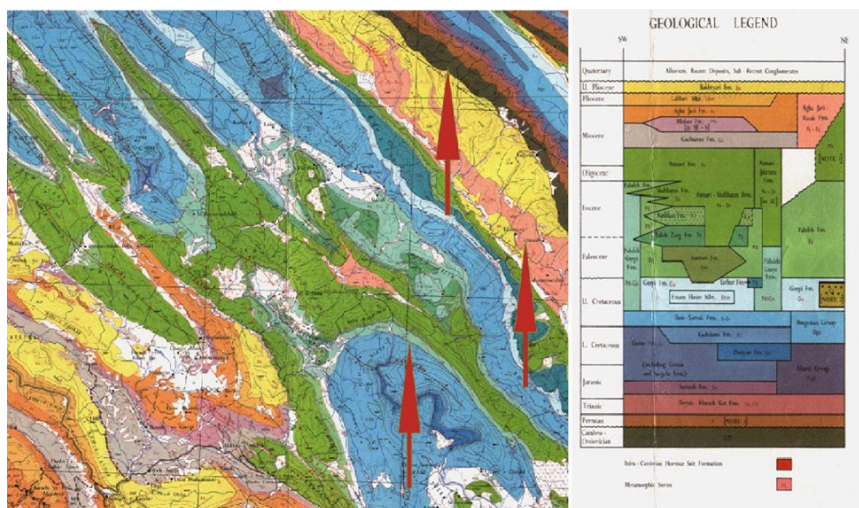


شکل ۲- نقشه راههای دسترسی (اقتباس از گوگل ارث)

مطالعات متعددی نشان داده است که گذر از زاگرس مرتفع به زون ایده و فرو افتادگی دزفول غالباً با تغییرات چینه شناسی مهمی همراه می باشد. در این گذر سازند های تخریبی مانند امیران و کشکان و همچنین سازند های کربناته مانند تله زنگ و شهبازان به تدریج با معادل سنی خود یعنی سازند پابده جایگزین می گردند. حتی در مواردی بخش الیگوسن سازند آسماری نیز با سازند پابده جایگزین شده و در مناطقی از فرو افتادگی دزفول سازند آسماری فقط با سن اکتانین و بوردیگالین دیده می شود [۱۴ و ۱۶ و ۲۲ و ۲۶]. این تغییرات گویای عملکرد تکتونیکی - رسوبی حوضه زاگرس در این نواحی می باشد. از عوامل ساختاری کنترل کننده نحوه رسوبگذاری این سازندها می توان به عملکرد گسلهای اصلی زاگرس (با روند شمال غرب - جنوب شرق) مانند گسل پیشانی کوهستان و همچنین ساختارهای تکتونیکی همزمان با

رسوبگذاری یاد کرد. این تغییر رخساره و محیط از کم عمق به عمیق، عموماً در قالب واحد های پیشرونده رسوبات به سمت محیط عمیق تر (Progradation) دیده می شود که گاهی با بررسی رسوبات، محیط رسوبی و مطالعه رخساره قابل مشاهده و دریافت است. در مطالعات متعددی به این تغییر رخساره و سازند های با محیط های کم عمق به عمیق تر اشاره شده است و علاوه بر آن گاهی هم این تغییرات در هندسه ظاهری رسوبات به اشکال Clinoform دیده می شوند [۵ و ۲۶ و ۲۸ و ۲۹]. در بعضی از ساختارها این تغییرات در مقیاس یک یا چند سازند اتفاق افتاده است چنانکه در مجاورت مرز شمالی فروافتادگی دزفول و در گذر از سازند های کم عمق پائوسن و ائوسن به پابده حتی در نقشه زمین شناسی نیز قابل مشاهده می باشد. برای مثال می توان به تاقدیس های چناره اشاره نمود (نقشه های ۱/۱۰۰۰۰۰ چناره، شرکت ملی نفت ایران) در یال شمالی تاقدیس چناره، سازند های امیران، تله زنگ و شهبازان دیده می شوند ولی در یال جنوبی فقط سازند آسماری در بالای سازند پابده دیده میشود و همه سازند ها کم عمق تر با سازند پابده جایگزین شده اند. در این تاقدیس ها وجود clinoform نیز در رسوبات ائوسن گزارش شده است [۱۶].

در کنار ساختارهایی با روند زاگرسی (شمال غرب-جنوب شرق) روند های عربی (شمالی-جنوبی) نیز همواره در شکل گیری رسوبات نقش داشته اند و گاه باعث تشکیل بلندی های قدیمی در کرتاسه و رسوبات جوانتر شده اند [۱ و ۹ و ۲۷]. یکی از ساختارهای با روند عربی بلندای هندیمان متشکل از اثرات گسل هندیمان - ایذه می باشد (شکل ۱). اثر این بلندای قدیمی در میدان نفتی رگ سفید و تاقدیس بنگستان به خوبی قابل مشاهده می باشد [۸]. تاثیر ادامه این روند تا شرق تاقدیس کینو ادامه دارد و بر اساس تغییر امتداد تاقدیس ها به موازات روند های شمال / جنوب قابل بررسی می باشد (شکل ۳).



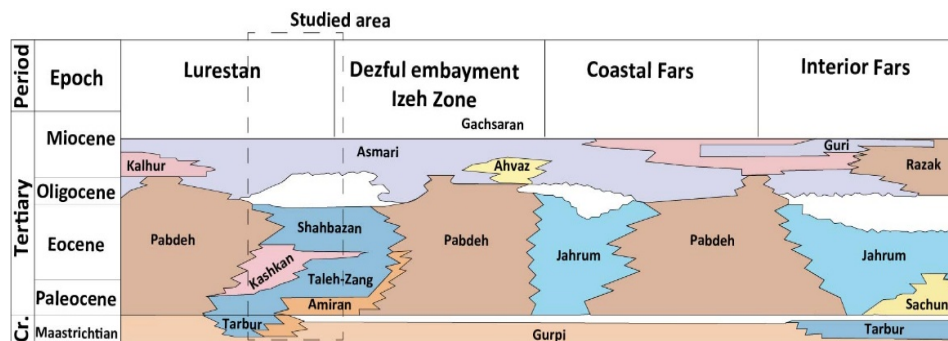
شکل ۳- نقشه زمین شناسی ۱:۲۵۰,۰۰۰ منطقه مورد مطالعه: تغییر جهت پلانژ تاقدیس ها تحت تاثیر گسل هندیمان ایذه

این تغییرات در منطقه تاراز یال شمالی تاقدیس کینو در سازند ها و محیط رسوبی آنها حتی در نقشه زمین شناسی به خوبی قابل مشاهده می باشد. بر اساس نقشه های ۱/۱۰۰۰۰۰ موجود (شرکت ملی نفت ایران) سازند های امیران، تله زنگ و کشکان و شهبازان با تغییر رخساره در تاقدیس های جنوبی تر با سازند پابده جایگزین می شوند. مطیعی [۱۵] معتقد است در یال شمالی تاقدیس کینو سازند تاربور گسترش داشته ولی در یال جنوبی همین تاقدیس مشاهده نمی شود. با توجه به موقعیت چینه شناسی این منطقه و وجود این سازند فقط در یال شمالی باعث طرح ابهام در این منطقه از طرف ایشان شده است. لازم به ذکر است سازند تاربور در نقشه های موجود (شرکت ملی نفت) در این محل گزارش نشده است. ولی در نقشه ۱/۲۵۰۰۰۰ دزفول (شرکت ملی نفت) سازند تاربور گزارش شده است. در این مطالعه تلاش

شده تا سازند تاربور در این منطقه بررسی شده و پس از رفع ابهامات نقشه به چگونگی شکل گیری این سازند در این منطقه و ارتباط آن با گسل هنديجان ايزه پرداخته شود.

۲- چینه شناسی سازند تاربور

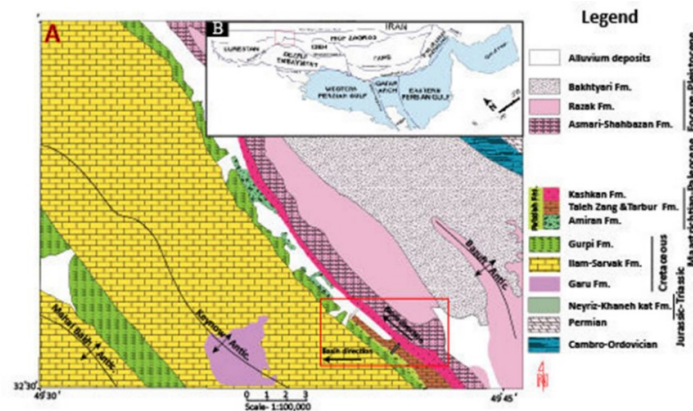
سازند تاربور نیز از جمله سازند هایی است که در اواخر کرتاسه شکل گرفته و به شکلی بافعالیت های تکتونیکی اواخر کرتاسه در زاگرس مرتبط می باشد. سازند کریناته کم عمق تاربور با سن کامپاین تا ماسترشتین غالباً در شمال زاگرس شکل گرفته است [۱۳ و ۳۰] این سازند در مواردی بر روی رسوبات رادیولاریت شکل گرفته است (شکل ۴). برخی نگارندگان سازند تاربور را یک پلنفرم کریناته میدانند که از نظر تکتونیکی در یک حوضه فورلند تشکیل شده است سازند تاربور به طور مداوم از شمال شرقی، نزدیک به محل روراندگی (obduction)، به سمت جنوب غربی پیشروی داشته است [۱۷].



شکل ۴: چینه شناسی سازند های زاگرس از اواخر کرتاسه تا میوسن (اقتباس [۱۳]).

۲-۱- تقسیمات ساختاری زاگرس

زاگرس اعم از کمربند چین خورده و کمربند تراستی با روند شمال غرب جنوب شرق ۱۸۰۰ کیلو متر طول دارد که از کوه تاروس (Taurus) حدود ۳۰۰ کیلومتری شمال شرق گسل آناتولی در ترکیه شروع می شود و از آنجا تا تنگه هرمز ادامه می یابد. در این محل خطواره عمان با روند شمالی-جنوبی، کمربند زاگرس را از مکران جدا می کند [۷]. بر اساس خطواره های اصلی زاگرس، به چند بخش شامل زاگرس مرتفع، زون ایزه، فارس، لرستان، فروافتادگی دزفول تقسیم شده است [۱۵ و ۷]. منطقه مورد مطالعه در زون ایزه واقع شده است. خطواره های مهم مانند گسل بالارود، گسل پیشانی کوهستان، گسل کازرون مرز های اصلی این تقسیمات را تشکیل می دهند. (شکل ۵)



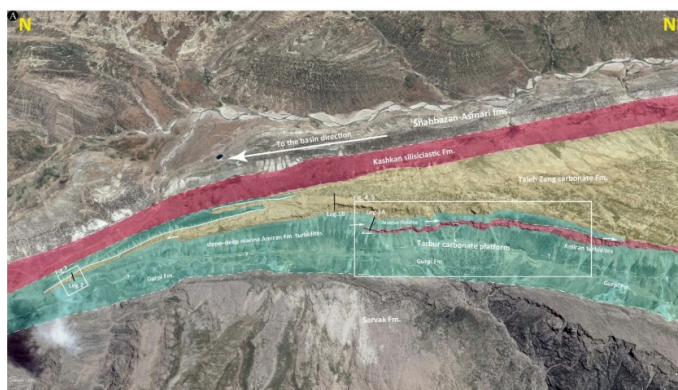
شکل ۵: نقشه زمین شناسی منطقه و موقعیت آن در تقسیمات ساختمانی زاگرس. A: نقشه زمین شناسی منطقه و موقعیت برش مورد مطالعه

B: تقسیمات ساختمانی زاگرس [۲۱۷]

۳- مواد و روش ها

در این مطالعه رسوبات سازند تاربور در منطقه با دقت مورد مطالعه صحرایی قرار گرفت. در مطالعه صحرایی تغییر رخساره سازند تاربور به سازند عمیق سازند گورپی به خوبی قابل مشاهده بوده و در عکس های هوای و صحرایی قابل ردیابی می باشد. جهت بررسی سن و محیط رسوبی یک برش چینه شناسی مورد مطالعه دقیق صحرایی و همچنین تعداد (۳۳ عدد) مقاطع نازک بررسی شد. در این راستا رسوب شناسی، بایواستراتیگرافی با تلفیق داده های صحرایی در دستور کار بوده است روزنبران شناسایی شده بر اساس بیوزونهای محلی که توسط Wynd [۳۰] معرفی شده بود، طبقه بندی و سن سنجی شدند.

در این مطالعه سازند تاربور از برش تراز تا محل پیچ تراز با فاصله پنج کیلومتری در امتداد تاقدیس کینو (شکل ۵ و ۶)، بررسی صحرایی و پیمایش شد و هندسه ظاهری بر روی تصاویر عکاسی شده و تصاویر ماهواره ای تفسیر شد (شکل های ۶، ۷). در برش مورد مطالعه در خلال ثبت و ترسیم لاگهای چینه شناسی، تمامی اجزای اسکلتی و غیراسکلتی، و همچنین فاکتورهای رسوبی که به صورت بصری دیده می شوند، در لاگهای چینه شناسی ثبت شدند (شکل ۷). از هر دو متر یک نمونه برای تجزیه و تحلیل مقطع نازک جمع آوری شد. در مجموع ۳۳ مقطع نازک برای بررسی ریز رخساره ها و سن سنجی تهیه شد. روزنبران پلانکتونیک و کف زی، برای مطالعات چینه شناسی زیستی و تعیین سن لایه ها استفاده شدند. در پایان، تلفیقی از چینه نگاری زیستی، تجزیه و تحلیل رخساره و همچنین مشاهدات صحرایی هندسه لایه ها و، بازسازی پلت فرم کربناته تاربور و دلایل تشکیل آن در این منطقه مورد استفاده قرار گرفت.



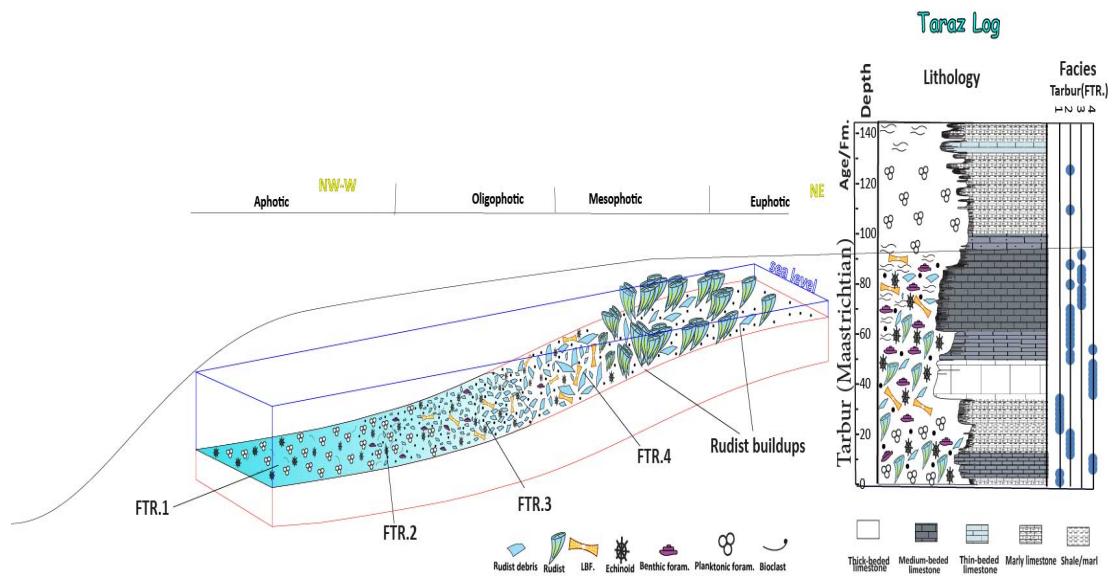
شکل ۶: عکس هوایی منطقه مورد مطالعه. سازند تاربور در عکس مشخص شده است. برای مشاهده عکس صحرایی سازند تاربور به شکل ۷ مراجعه شود.



شکل ۷: عکس صحرایی سازند تاربور دید به سمت شمال. موقعیت عکس در عکس هوایی شکل ۶ مشخص شده است. به تغییرات تدریجی از سازند تاربور به سازند گورپی در شکل توجه شود.

۴- بحث

مقطع چینه ای اندازه گیری شده تراز شامل سازندهای تاربور و گورپی می باشد که تاربور دارای ضخامت ۹۰ متر است (شکل ۹و۸). توالی سنگ آهک ضخیم لایه سازند تاربور عمدتاً از بقایای رودیست و فرامینیفرهای کفزی بزرگ به عنوان مثال *Omphalocyclus* تشکیل شده است (شکل ۹و۸). این سازند با ضخامت قابل توجهی از شیل های پلاژیک و سنگ آهک آرژیله سازند های امیران/پابده پوشانده شده است.



شکل ۸: چینه شناسی و رخساره های رسوبی برش مورد مطالعه

۴-۱- چینه شناسی زیستی

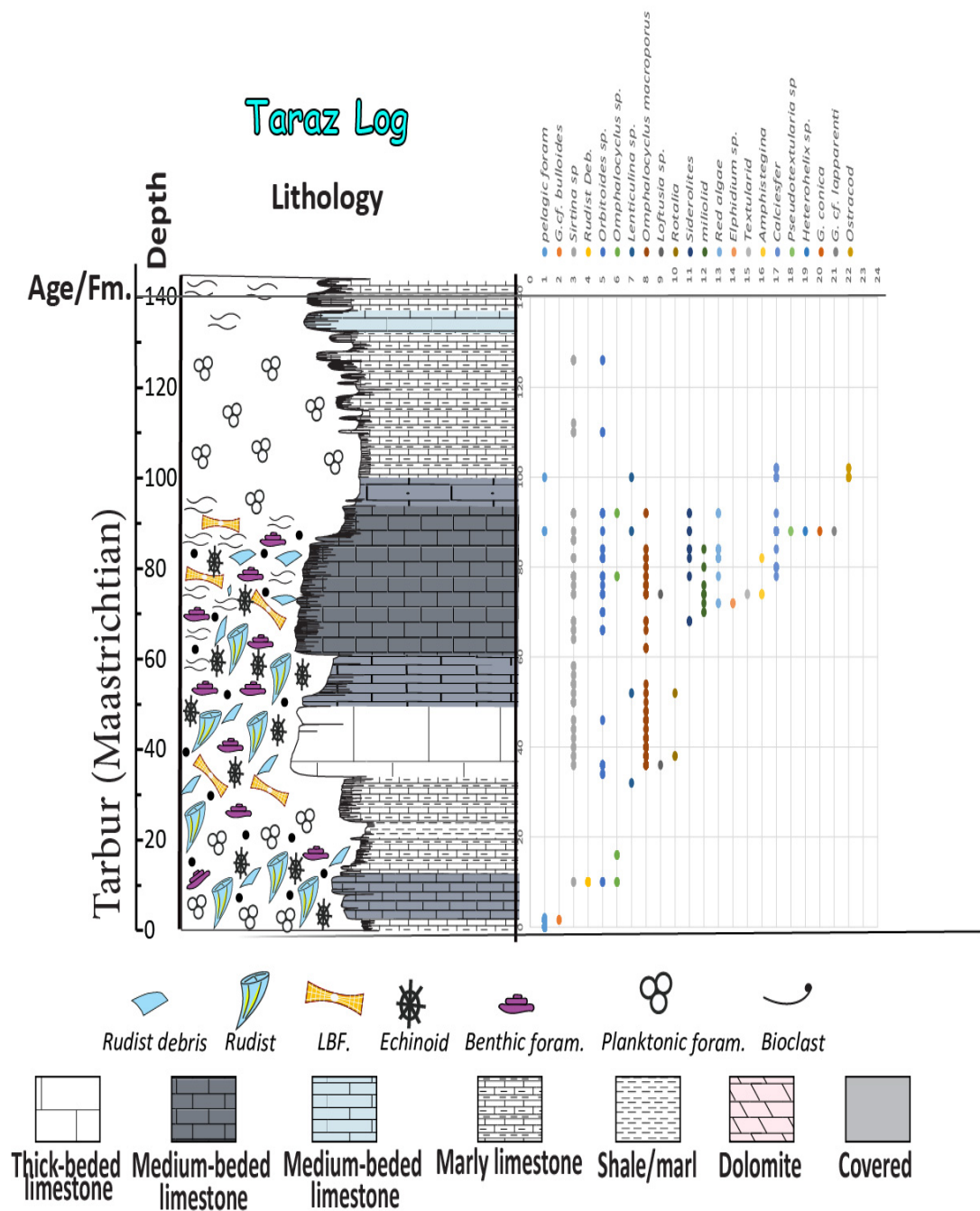
در این برش فرامینیفرهای کفزی کلیدی درون لایه های کربناته سازندهای تاربور هستند، در حالی که میان لایه های آرژیله طبقات آهکی و شیل های نازک لایه با مجموعه از فرامینفرهای پلانکتون نمایان شده اند در کل برش مطالعه شده شامل مجموعه ای از فسیلهای کفزی و پلاژیک و رودیست به شرح زیر است:

Omphalocyclus macroporus, *Siderolites* sp., *Orbitoides media*., *Sirtna* sp., *Omphalocyclus* sp. *Lentulina* sp., *Loftusia* sp., *Rotalia* sp., *miliolid* sp., *Red algae*, *Elphidium* sp. *Textularid Amphistegina*, *Calciesfer Pseudotextularia* sp., *Heterohelix* sp. & *Rudist debris*.,

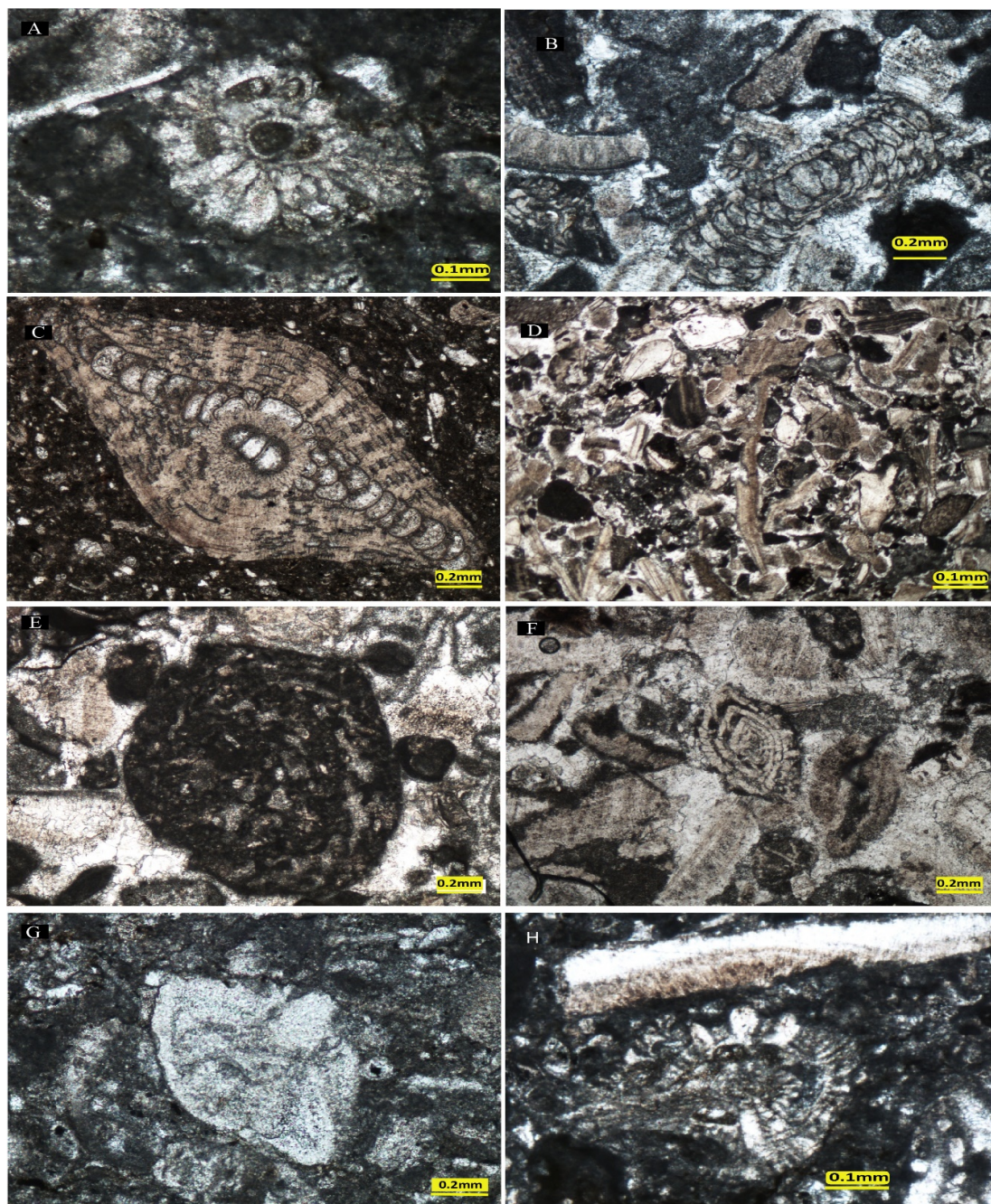
که فرامینیفرهای کفزی کلیدی شناسایی شده شامل :

Omphalocyclus macroporus (Lamrk, 1816), *Orbitoides media*, *Loftusia* *Sidrolites* میباشند و بر اساس بیوزونهای محلی Wynd [۳۰] طبقه بندی و سن سنجی شدند که با بیوزون شماره ۳۷. (1965) *Omphalocyclus-Loftusia assemblage zone* Wynd مطابقت دارد (شکل ۱۰). خرده های باقی مانده رودیستها به صورت غالب در پایین ترین قسمت رسوبات کربناته بوده و متعلق به ماستریشتین می باشند. حضور فراوان

فرامینیفر های بزرگ، مانند *Sidrolites sp.* و *Orbitoides sp.* ، *Omphalocyclus macroporus* همراه با بقایای رودیست، سن کرتاسه پسین (Maastrichtian) [۳۰] را تایید می کند. شکل (۹ و ۱۰)



شکل ۹: بیوستراتیگرافی برش مورد مطالعه



شکل ۱۰ - فرامینیفر های کفزی کلیدی شناسایی شده در برش تاراز:

A: *Omphalocyclus macroporus* (Lamrk, 1816), B: *Orbitoides media*, C: Rudist, D: *Sidrolites*, E: *Loftusia*, F: *Sirtina* sp., G: *Rotalia* sp., H: *Siderolites calcitrapoides*

۴-۲- معماری رخساره و محیط رسوبی

سازند تارپور فقط در یال شمالی تاقدیس کینو مشاهده شد و همانگونه که در عکس هوایی و صحرایی از سازند تارپور دیده می شوند در یال شمالی کینو از شرق به غرب ضخامت این سازند کمتر شده و در فاصله بسیار محدودی (حدود ۱ کیلومتر) با شیل های عمیق سازند گورپی جایگزین شده است (شکل ۶ و ۷). در مطالعات صحرایی وجود خرده های

رودیست در بخش های زیرین سازند مشخص شد. به سمت بالای برش، رسوبات رودیستی با رسوبات عمیق تر جایگزین می شوند. این مهم نشانگر روند عمیق شونده به سمت بالا در این سازند می باشد. به این معنی که علاوه بر اینکه رسوبات از شرق به غرب عمیق تر شدن را نشان می دهند این روند به سمت بالای سازند نیز دیده می شود. علاوه بر مطالعات صحرایی نمونه های برداشت شده از دیدگاه رخساره رسوبی مورد بررسی قرار گرفت. در این مطالعه چهار رخساره رسوبی بر اساس اجزاء تشکیل دهنده و بافت معرفی شد.

FTR.1: Planktonic foraminifera wackestone/packstone

این رخساره از شیل های عمیق تا سنگ آهک مارنی با لایه هایی در مقیاس میلی متر تا سانتی متر با فرامینفرهای پلانکتون و کلسی اسفرهای با تنوع زیاد درون یک ماتریکس میکرایتی تشکیل شده است (شکل های ۸ و ۱۱). عناصر زیستی فرعی شامل بقایای ریزدانه قطعات خار اکینودرم و روزنبران کفزی هستند که از محیط کم عمق تر منتقل شده اند (شکل ۱۱).

این رخساره بدلیل حضور فراوان روزن داران پلانکتون و مقایسه با ریزرخساره های مشابه گزارش شده در ... رخساره حوضه عمیق را در یک منطقه آفوتیک نشان می دهد [۹ و ۲۰ و ۲۱] (شکل ۸).

FTR.2: Planktonic fragmented-large benthic foraminifera wackestone/Packstone

این رخساره از سنگ آهک تا سنگ آهک آرژیله با لایه هایی در مقیاس ده سانت تا یک متر تشکیل شده است (شکل ۸). بافت وکستون و پکستون غنی از قطعات خرده های فسیلی با دانه بندی متوسط همراه با فرامینفرهای پلانکتون و کلسی اسفره ها مشخصات قابل مشاهده این رخساره است (شکل ۱۱). تجمع عمده خرده های فسیلی توسط روزنبران کفزی هیالین بسیار ساییده شده، مانند *Sidrolites*، *Orbitoides*، *Omphalocyclus*، و همراه با بقایای رودیست و اکینودرم که عمدتاً در بافت گل پشٹیبان تا دانه پشٹیبان پخش شده اند، مشهود است (شکل ۱۱b). این رخساره با فراوانی بالاتری از دانه های کربناته و قطعات فسیلی ریز تا متوسط نسبت به رخساره قبلی است، که نشان دهنده حمل شدگی آلوکم ها از مناطق کم عمق می باشد. این رخساره احتمالاً مربوط به بخشهای انتهایی شیب پلاتفرم کربناته می باشد [۲۱ و ۱۲]. (شکل ۸).

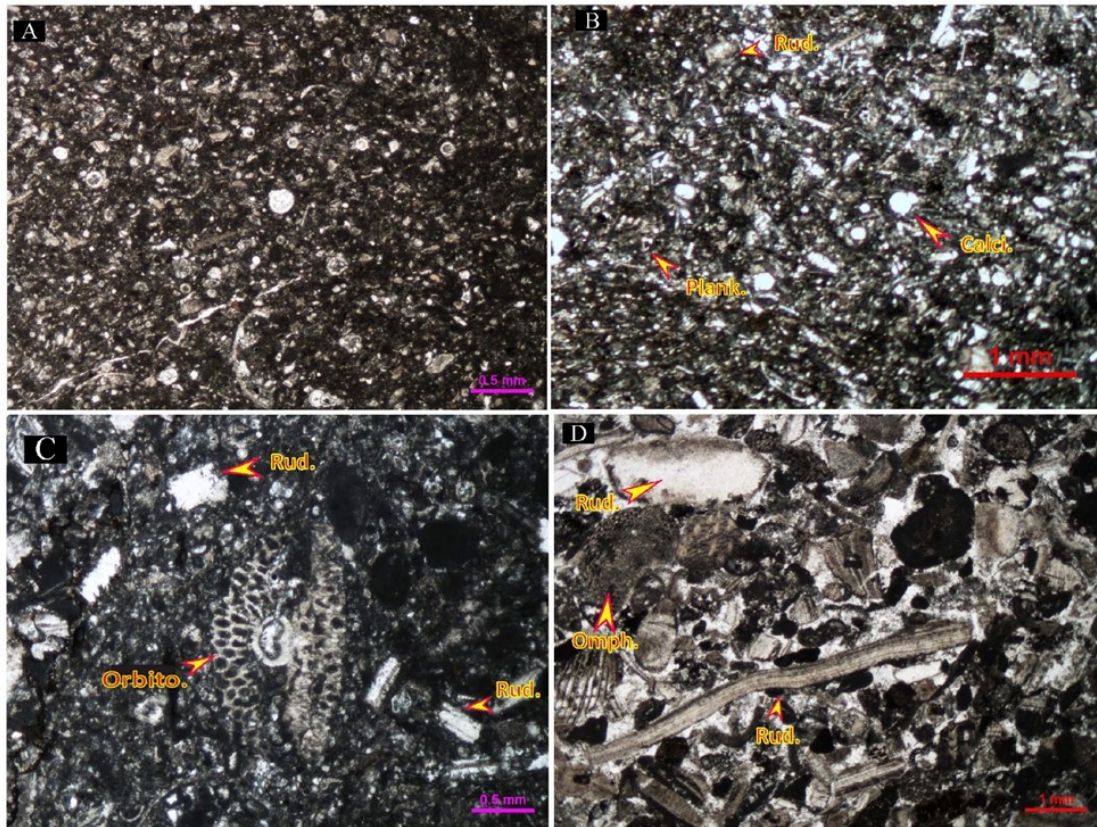
FTR.3: Bioclast flattened large benthic foraminifera peloidal grainstone/packstone

این رخساره از لایه های در مقیاس متر تا ده سانتی متر تشکیل شده است (شکل ۸). و دانه-پشٹیبان با بافت گرینستونر تا پکستون می باشد (شکل ۱۱C). اجزای اصلی این رخساره خرده های فسیلی با گردشگی کم و پلوئیدها هستند. در واقع، فرامینفرهای کفزی هیالین بزرگ (مانند *Omphalocyclus* و *Orbitoides*)، *Loftusia*، میلیولیدهای کوچک و پلوئیدها اجزای اصلی هستند (شکل ۱۱C). بقایای رودیست و قطعات روزنبران کفزی ناشناس به همراه روزنبران پلانکتون، اجزای فرعی را تشکیل میدهند (شکل ۱۱C).

حضور روزن داران کف زی بزرگ و کشیده از جمله *Omphalocyclus* و *Orbitoides* به همراه قطعات خرده شده فسیلی نشان دهنده حمل شدگی قطعات از بخش های کم عمق تر حوضه به سمت بخش عمیق تر حوضه با انرژی متوسط تا زیاد است [۱۰ و ۱۸]. (شکل ۸).

FTR.4: Bioclast *Omphalocyclus* peloidal Rudist deb.

این رخساره سنگ آهک از لایه هایی در مقیاس متر تا ضخیم لایه صخره ساز تشکیل شده است (شکل ۸). این رخساره از گریستونی تشکیل شده است که توسط تجمعاتی از بقایای رودیست های دانه درشت با جورشدگی خوب ، *Omphalocyclus* ، اجزای اسکلتی با گردشگی ضعیف، و پلوتیدها ایجاد شده است (شکل ۱۱D). به طور معمول، ماتریکس گل آهک وجود ندارد. اجزای فرعی عمدتاً شامل میلیولیدهای کوچک اند. رخساره FTR.4 به صورت جانبی با FTR.3 در هم تنیده شده است که در آن توزیع و اندازه خرده های رودیست بسیار کاهش می یابد (شکل ۸). بر اساس ویژگی های بافتی، اسکلتی و غیراسکلتی این رخساره شرایط پرانرژی رسوب کرده است. بر اساس کمربندهای رخساره ایده آل پیشنهاد شده توسط ویلسون (۱۹۷۵) و فلوگل [۱۸] می توان آن را به یک محیط سدی (shoal) از یک پلتفرم حاشیه ای platform margin نسبت داد [۱۰]. (شکل ۸).



شکل ۱۱- تصاویر میکروسکوپی مقاطع نازک برش مورد مطالعه

(FTR). A; FTR.1: Planktonic foraminifera wackstone/packstone, B; FTR.2 (Planktonic fragmented-large benthic foraminifera wackstone/packstone), C; FTR.3 (Bioclast flattened large benthic foraminifera peloidal grainstone/packstone), D; FTR.4 (Bioclast Omphalocyclus. peloidal Rudist deb. grainstone). Plank. Planktonic foraminifera, Rud. Rudist, Calci.: calcsphere, Orbito.: Orbitoides

۴-۳-مدل رسوبی

بر اساس توزیع مکانی و زمانی، گسترش دانه ها و سایر ویژگی های رسوبی و بیولوژیکی مدل رسوبی ، و همچنین مطالعات صحرایی پلاتفرم کربناته تارپور رمپ کربناته در نظر گرفته شد. رمپ کربنات تارپور، با سن ماستریشتین، از رسوبات سنگ آهکی ضخیم لایه شده است. شامل چهار رخساره غنی از تجمعات رودیست و روزن بران کفزی بزرگ است که در فاصله کوتاهی به سمت غرب به طور کامل به نهشته های عمیق حوضه ای سازند امیران/گورپی تبدیل می شود. این

مهم علاوه بر شواهد آزمایشگاهی، در مطالعات صحرایی و عکس های هوایی نیز قابل پیگیری می باشد. بر اساس شواهد پیشتر گفته شده این پلنفرم یک توزیع جانبی از بخش های میانی به بیرونی یک رمپ کربناته را نشان می دهد (شکل ۸).

۵- نتیجه گیری

در مطالعات قبلی (مطیعی ۱۳۷۱) اشاره شده که در یال جنوبی تاقدیس کینو، سازند تله زنگ با سن پائوسن دیده میشود درحالیکه در یال شمالی آن با موقعیت مشابه چینه شناسی، سازند تاربور با سن ماسترشتین قرار گرفته است و وجود این تضاد سنی را نشان دهنده چینه شناسی مغشوش در یال شمالی این تاقدیس می داند لذا با توجه به نتایج این مطالعه که وجود سازند تاربور در یال شمالی تاقدیس کینو را اثبات می کند لازم است تصحیحاتی در نقشه های زمین شناسی منطقه به شرح ذیل صورت گیرد: در نقشه ۱/۲۵۰۰۰۰ سازند تاربور در بخشی از نقشه مشخص شده ولی به اشتباه سازند تله زنگ نیز تحت عنوان تاربور ترسیم شده است. و اما در نقشه ۱/۱۰۰۰۰۰ این بار کل محدوده تاربور مشخص شده در نقشه ۱/۲۵۰۰۰۰ تحت عنوان سازند تله زنگ ترسیم شده است. بر این اساس لازم است هم نقشه ۱/۲۵۰۰۰۰ که در آن فقط سازند تاربور اشاره شده و هم نقشه ۱/۱۰۰۰۰۰ که به سازند تاربور اشاره نشده مورد بازنگری قرار گیرند و سازند های تله زنگ و تاربور از هم تفکیک گردد.

البته آنچه در اینجا اهمیت بیشتری دارد تاثیر یک واقعیت ساختاری در فرایند رسوبگذاری میباشد و آنهم تاثیر گسل هنديجان - ایزه در تبدیل تدریجی سازند تاربور با سن ماسترشتین به سازند گورپی می باشد. این تغییر در دو جهت رخ داده است هم از یال شمالی کوه کینو به سمت یال جنوبی و هم از سمت غرب به شرق تاقدیس دیده می شود. روند تغییرات از شمال غرب به جنوب شرق در محیط رسوبی با روند های معمول زاگرس هماهنگ می باشد. علاوه بر این همین روند در سازندهای پائوسن و ائوسن مانند تله زنگ، کشکان و شهنازان نیز دیده می شود. روند غیر عادی و مهمتر تغییرات در حقیقت روند تغییرات شرق به غرب می باشد که هماهنگی بیشتری با روند بلندی های قدیمی و با روند عربی دارد و از این میان گسل هنديجان- ایزه یکی از محتمل ترین دلایل می باشد. بر اساس مطالعات قبلی و نقشه های موجود گسل هنديجان - ایزه در شرق تاقدیس کینو قرار دارد. وجود این ساختار قدیمی در این منطقه میتواند باعث این چنین تغییرات رخساره ای در منطقه شده باشد. تاثیر گسل هنديجان- ایزه بر سازند تاربور در این منطقه می تواند چراغ راهی برای پاسخ به برخی از سوالات تکتونیکی در زاگرس باشد.

تشکر و قدردانی

از داوران مقاله آقای دکتر پیمان رضایی (دانشیار دانشگاه هرمزگان)، آقای دکتر علی بهداد (سرپرست مطالعات زمین شناسی مخزن ناحیه مسجدسلیمان، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب) و آقای دکتر حسین قنبرلو (دانش آموخته چینه و فسیل دانشگاه اصفهان) تشکر و قدردانی می گردد.

- [1] ABDOLLAHIE FARD, I., SEPEHR, M., and SHERKATI, S., 2011. Neogene salt in SW Iran and its interaction with Zagros folding. *Geological Magazine*, **148**: 854-867.
- [2] ALAVI, M., 1994. Tectonics of the Zagros Orogenic Belt of Iran: New Data and Interpretation. *Tectonophysics*, **229**: 211-238.
- [3] ALAVI, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros Fold-Thrust Belt of Iran and its Proforland evolution. *American Journal of Science*, **304**: 1-20.
- [4] ALAVI, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science*, **307**: 1064-1095.
- [5] ALLAHKARAMPOUR DILL, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., and BEHDAD, A., 2018. Oligo-Miocene carbonate platform evolution in the northern margin of the Asmari intra-shelf basin, SW Iran. *Marine and Petroleum Geology*, **92**: 437-461.
- [6] BERBERIAN, M., & KING, G. C. P., 1981. Towards the paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **18**(2): 210-265
- [7] FALCON, N. L., 1974. Southern Iran: Zagros Mountains, in Spencer, A., ed., Mesozoic-Cenozoic Orogenic Belts, *Geological Society of London Special Publication*, **4**: 199-211.
- [8] FLÜGEL, E., 2010. Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application, Berlin, Springer-Verlag, 976 p.:
- [9] GHABEISHAVI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2009. Facies distribution and sequence stratigraphy of the Coniacian-Santonian succession of the Bangestan Palaeo-high in the Bangestan Anticline, SW Iran. *Facies*, **55**: 243-257.
- [10] GHABEISHAVI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., and TAATI, F., 2010. Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **37**: 275-285.
- [11] HOMKE, S., VERGÉS, J., SERRA--KIEL, J., BERNAOLA, G., SHARP, I., GARCÉS, M., MONTERO-VERDÚ, I., KARPUZ, R., & GOODARZI, M. H., 2009. Late Cretaceous--Paleocene formation of the proto--Zagros fore-land basin, Lorestan Province, SW Iran. *Geological Society of America Bulletin*, **121**: 963-978.
- [12] JANSON, X., VAN BUCHEM, F. S. P., DROMART, G., EICHENSEER, H. T., DELLAMONICA, X., BOICHARD, R., BONNAFFE, F., & EBERLI, G., 2010. Architecture and facies differentiation within a Middle
- [13] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area. *AAPG Bulletin*, **49**: 2182-2245.
- [14] LAURSEN, G. V., MONIBI, S., ALLAN, T. L., PICKARD, N. A. H., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN BUCHEM, F. S. P., MOALLEMI, A., and DRUILLION, G., 2009. The Asmari Formation revisited: Changed stratigraphic allocation and new biozonation, First International Petroleum Conference and Exhibition: Shiraz, Iran.
- [15] MOTIEI, H., 1994. Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran Publications, (In Farsi).
- [16] NIKFARD, M., 2023. Lower Eocene carbonate ramp clinofolds of the southern Tethys; Zagros Foreland Basin, SW Iran: Sequence stratigraphy architecture. *basin physiography and carbonate factory controlling parameters*, **35**: 2049-2077.
- [17] PARHAM, S., PIRYAEI, A. R., GHORBANI, M., and MOUSSAVI-HARAMI, R., 2019. Paleogeographic evolution of the Maastrichtian deposits in the eastern Fars area (Zagros, Iran) using high-resolution sequence stratigraphic analysis. *Carbonates and Evaporites*, **34**: 315.-334.
- [18] PIRYAEI, A., REIJMER, J. J. G., VAN BUCHEM, F. S. P., YAZDI-MOGHADAM, M., SADOUNI, J., and DANELIAN, T., 2010. The influence of Late Cretaceous tectonic processes on sedimentation patterns along the northeastern Arabian plate margin (Fars Province ,SW Iran):. *Geological Society, London, Special Publications*, **330**: 211-251.
- [19] POMAR, L., 2001a. Ecological control of sedimentary accommodation: evolution from a carbonate ramp to rimmed shelf, Upper Miocene, Balearic Islands. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **175**: 249-272.
- [20] POMAR, L., 2001b. Types of carbonate platforms: a genetic approach. *Basin Research*, **13**: 313-334.

- [21] POMAR, L., BASSANT, P., BRANDANO, M., RUCHONNET, C., & JANSON, X., 2012. Impact of carbonate producing biota on platform architecture: Insights from Miocene examples of the Mediterranean region. *Earth-Science Reviews*, **113**: 186–211.
- [22] RAHMANI, A., TAHERI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and GHABEISHAVI, A., 2012. Biostratigraphy of the Asmari Formation at Khaviz and Bangestan Anticlines, Zagros Basin, SW Iran. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, **263**: 1–16.
- [23] SAURA, E., VERGES, J., HOMKE, S., BLANC, E., SERRA-KIEL, J., BERNAOLA, G., CASCIELLO, E., FERNANDEZ, N., ROMAIRE, I., CASINI, G., EMBRY, J. C., SHARP, I. R., & HUNT, D. W., 2011. Basin architecture and growth folding of the NW Zagros early foreland basin during the Late Cretaceous and early Tertiary. *Journal of the Geological Society*, **168**(1): 235–250.
- [24] SEPEHR, M., and COSGROVE, J. W., 2002. The major fault zones controlling the sedimentation, deformation and entrapment of hydrocarbon in the Zagros fold-thrust belt, Iran, AAPG Annual Meeting: Houston, Texas, 10-13-
- [25] SEPEHR, M., and COSGROVE, J. W., 2007. The role of major fault zones in controlling the geometry and spatial organization of structures in the Zagros Fold-Thrust Belt. *Geological Society, London, Special Publications*, **272**: 419–436.
- [26] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., MOUSSAVI-HARAMI, R., GHABEISHAVI, A., and AL-AASM, I. S., 2015. Facies analysis and carbonate ramp evolution of Oligo-Miocene Asmari Formation in the Gachsaran and Bibi-Hakimeh oilfields and the nearby Mish anticline, Zagros Basin, Iran *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie - Abhandlungen*, v. 276, no. 1, p. 121-146.
- [27] 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.
- [28] VAN-BUChem, F., ALLEN, T., GAUMET, F., KARIMI, Z., LAURSEN, G., LOTFPOUR, M., MASSE, P., MOALLEMI, A., MONIBI, A., MOTIEI, H., TAHMASBI, A. R., VEDRENNE, V., and VINCENT, B., 2006. The evolution of the Oligocene early Miocene mixed sedimentary system in the Dezful Embayment (SW Iran). *Geo2006 Abstracts, GeoArabia*, **12**.
- [29] VAN_BUCHEM, F. S. P., ALLAN, T. L., G V LAURSEN, LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD, N. A. H., TAHMASBI, A. R., VEDRENNE, V., and VINCENT, B., 2010. Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran, in VAN_BUCHEM, F. S. P., GERDE, K. D., and ESTEBAN, M., eds., Mesozoic and Cenozoic carbonate systems of the Mediterranean and the Middle East; stratigraphic and diagenetic reference models: London, *Geological Society London Special Publications*, **329**: 219-263.
- [30] WYND, J. G., 1965. Biofacies of the Iranian consortium- agreement area: Iranian Offshore Oil Company.

تعیین گستردگی سطوح و مرزهای سکانشی سازند کژدمی در یکی از میادین شمال باختری خلیج فارس بر مبنای چینه‌نگاری سکانشی لرزه‌ای

میلاذ گودرزی^۱، محمدفرید قاسمی^{۲*}، عباس صادقی^۳، احمد یحیایی^۴

۱- کارشناسی ارشد، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۲- استادیار، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۳- استاد، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۴- کارشناس ارشد، واحد اکتشاف، شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

[*mfghasemi110@gmail.com](mailto:mfghasemi110@gmail.com)

دریافت آبان ۱۴۰۳، پذیرش آذر ۱۴۰۳

چکیده

مطالعه تلفیقی اطلاعات زیرسطحی، شامل داده‌های لرزه‌ای و چاه‌پیمایی، ابزاری قدرتمند برای تفسیر دقیق‌تر چینه‌نگاری سکانشی و درک بهتر میادین نفتی ارائه می‌دهد. این رویکرد با روشن کردن ارتباط بین سکانش‌های رسوبی، رخساره‌ها و خواص مخزنی، به پیش‌بینی دقیق‌تر پراکندگی رخساره‌ها و شناسایی مخازن هیدروکربوری کمک می‌کند. به همین منظور نهشته‌های سازند کژدمی در یکی از میادین شمال غرب خلیج فارس در ۳ چاه مورد مطالعه قرار گرفتند. در این پژوهش، به منظور ارزیابی دقیق‌تر سازند کژدمی، پس از تطابق داده‌های لرزه‌ای با داده‌های چاه توسط چک‌شات‌ها، روش تفسیر داده‌های لرزه‌ای بر اساس قوانین چینه‌نگاری سکانشی و نحوه خاتمه‌یافتن بازتابنده‌های لرزه‌ای بر روی مقاطع لرزه‌ای جهت تعیین گستردگی سطوح و مرزهای سکانشی و اجزای سکانش کژدمی به کار برده شد. در نتیجه مطالعات لرزه‌ای، یک سکانش لرزه‌ای در سازند کژدمی در میدان مورد نظر معرفی گردید. اجزای این سکانش شامل سرسازند داریان به عنوان مرزی سکانشی پایینی، سرسازند مادود به عنوان مرز سکانشی بالایی، سرسازند بورگان B مربوط به سیستم تراکت تراز پایین، سرسازند بورگان A مربوط به سیستم تراکت پیش‌رونده، آهک دیر منطبق بر بیشترین پیشروی سطح آب دریا و کژدمی فوقانی به همراه قسمتی از عضو مادود از سازند سروک مربوط به سیستم تراکت تراز بالا می‌باشد. سکانش کژدمی بر روی مقاطع لرزه‌ای دوبعدی در محدوده میدان مورد مطالعه و نواحی اطراف آن تفسیر و نقشه‌برداری شد. در مرحله بعد، با درون‌یابی نقاط بین خطوط لرزه‌ای دوبعدی نقشه‌های هم‌ضخامت زمانی برای ۶ سطح در سکانش کژدمی تهیه گردید که نحوه پراکندگی و تغییرات ضخامت دسته رخساره‌ها در میدان مورد مطالعه و نواحی اطراف مشخص گردید. ضخامت دسته رخساره‌های تراز پایین (بورگان B)، تراز پیش‌رونده (بورگان A)، عضو آهکی دیر، دسته رخساره تراز بالا (شامل عضو کژدمی بالایی و آهک مادود) به ترتیب ۷۵، ۷۸، ۱۰۵، ۱۸۰ متر محاسبه شد که در این میان ضخامت عضو کژدمی بالایی حدود ۶۰ متر و ضخامت عضو مادود ۱۲۰ متر تعیین گردید.

کلمات کلیدی: سازند کژدمی، داده‌های لرزه‌ای، چینه‌نگاری سکانشی لرزه‌ای، مقطع لرزه‌ای، سطوح سکانشی

۱- مقدمه

چینه نگاری سکانشی، مطالعه ارتباط بین سنگ های رسوبی درون چارچوب زمان چینه نگاری یا طول دوران های زمین شناسی است. اساس و شالوده آن مشخص کردن سطوح چینه ای، ناپیوستگی های منطقه ای و پیوستگی های منطبق شونده و ارتباط میان رخساره های سنگی و محیط رسوبی در این چارچوب زمان چینه نگاری است [۱]. چینه نگاری سکانشی به عنوان شاخه ای از علم چینه نگاری، به بررسی روابط زایشی بین لایه ها (سکانش ها) در یک توالی رسوبی می پردازد. این رویکرد نوین، درک عمیق تر و دقیق تری از تاریخچه رسوب گذاری و رخدادهای زمین شناسی در یک منطقه را فراهم می کند. اصول چینه نگاری سکانشی ریشه در نظریه اسلاس دارد [۱۶]. او واحدهای چینه نگاری را به عنوان توالی های رسوبی محدود بین دو ناپیوستگی تعریف کرد. این واحدها، سکانش های استراتیگرافی نامیده می شوند و ابزاری کارآمد برای شناسایی و تطابق توالی های رسوبی در مقیاس منطقه ای هستند.

اصول این علم توسط افراد مختلفی نظیر ون واگنر، میچوم و همکاران [۱۸]، پامینتیر و ویل [۱۳] معرفی شده است اما مفاهیم کلی آن ها در کاتونینو [۵]، میال [۱۰]، امری و میرز [۷] مشابه یکدیگر است. مفهوم سکانش که امروزه در چینه نگاری به کار می رود، ریشه در داده های لرزه ای دارد [۱۱]. با گسترش کاربرد داده های لرزه ای، واژه سکانش به عنوان یک واحد زمان-چینه ای تعریف شد که شامل توالی های رسوبی تا حدی پیوسته و مرتبط از نظر زایشی است. این توالی ها در بالا و پایین توسط ناپیوستگی یا پیوستگی معادل محصور شده اند [۶]. در آن زمان، ژئوفیزیک دانان سکانش های لرزه ای را با تغییرات سطح آب دریا مرتبط می دانستند. آن ها دریافتند که با کنترل ابزار چینه نگاری سکانشی با چینه نگاری زیستی، می توان تطابق هایی در مقیاس جهانی انجام داد. نکته حائز اهمیت دیگر این بود که مشخص شد خطوط لرزه ای در واقع خطوط زمانی هستند [۱۱].

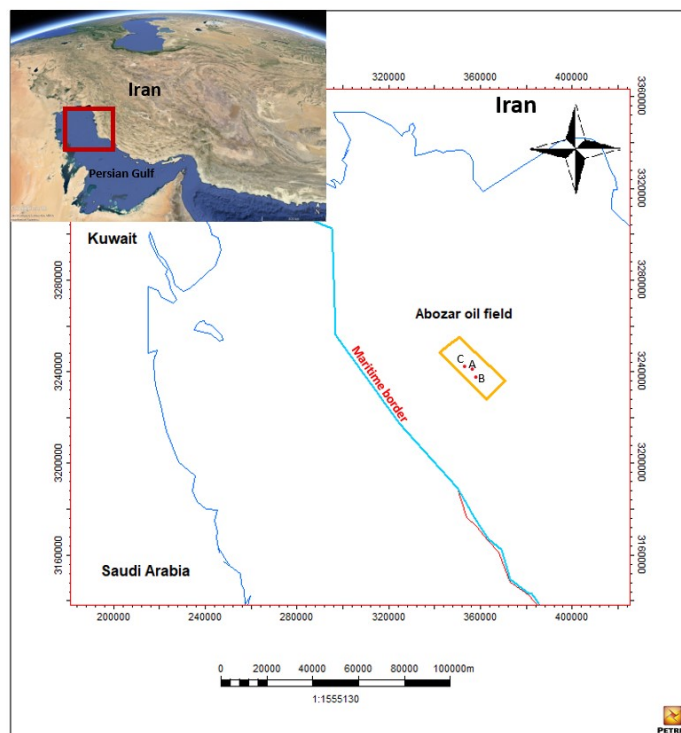
در سال های اخیر مطالعات فراوانی بر روی سازند کژدمی در زمینه محیط رسوبی، چینه نگاری سکانشی و رخساره های رسوبی انجام شده است. برای مثال، سعدی و موسوی حرمی [۲] با بررسی مقاطع نازک خرده های حفاری و نمودارهای چاه پیمایی دو چاه در میدان نفتی آزادگان، به شناسایی سه رخساره مختلف در سازند کژدمی دست یافتند. رخساره کربناته شامل چهار ریز رخساره کربناته (مادستون، وکستون- پکستون بیوکستی، وکستون پکستون حاوی الیگوسترینا و مادستون حاوی فرامنیفرهای پلاژیک) و دو رخساره آواری (ماسه سنگ و شیل) می باشند. بررسی تغییرات پرتوی گاما نشان می دهد که این رخساره ها در سه زیر محیط پهنه جزرومدی، لاگون و دریای باز نهشته شده اند. همچنین، آنالیز چینه نگاری سکانشی نشان داد که سازند کژدمی در این منطقه از یک سکانش رسوبی تشکیل شده که شامل دسته رخساره های HST، TST و LST است. مرز زیرین این توالی ناپیوستگی فرسایشی و مرز بالایی آن از نوع تدریجی است. مقایسه منحنی تغییرات سطح آب دریا در این منطقه با منحنی های جهانی نشان دهنده انطباق قابل قبولی بین آن ها است. همچنین رضایی فرامانی و محمدی [۱۴] با تلفیق داده های لرزه ای سه بعدی و نمودارهای چاه پیمایی ۶ حلقه چاه در میدان هندیشان واقع در شمال غرب خلیج فارس در حد فاصل سرسازند آسماری و سرسازند کژدمی ۴ سکانش رسوبی همراه با ۱۰ سیستم تراکت مربوط به این سکانش ها را تفسیر نمودند. در این پژوهش تفسیر داده های لرزه ای براساس نمودار ویلر و الگوهای مشاهده شده در خاتمه یافتن بازتابنده لرزه ای انجام شد.

هدف این پژوهش، تفسیر لرزه ای سازند کژدمی براساس قواعد چینه شناسی سکانشی با استفاده از تمامی داده های موجود مانند پالئولاگ ها و سنگ شناسی، مطالعه محیط رسوبی، داده های لرزه نگاری دوبعدی، داده های پتروفیزیکی و تکنونیک

منطقه در گستره نواحی جنوب‌باختری خلیج فارس می‌باشد. تحلیل‌های رخساره‌ای و سطوح مرتبط با تغییر مکانیسم رسوب‌گذاری، اهمیت زیادی را در تطابق ناحیه‌ای و درک روابط رخساره‌ای در محدوده یک سیستم رسوبی دارا می‌باشد. علاوه بر روابط رخساره‌ای و چینه‌ای، خروجی این پژوهش قابلیت پیش‌بینی رخساره‌های مخزنی در اکتشافات هیدروکربنی را دارد؛ همچنین در مقیاس میدان در مطالعات مدیریت مخزن شامل محاسبات حجم سیالات مخزن، تعیین بهینه محل حفاری چاه‌های جدید، رفع مشکلات حفاری و تولیدی چاه‌ها و حتی در انتخاب سناریوی مناسب جهت ازدیاد برداشت در نیمه دوم عمر مخزن نیز می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. مهم‌ترین دست‌آورد مطالعه را می‌توان دستیابی به ترسیم سه‌بعدی خواص مخزنی بخش ماسه‌های بورگان که به‌عنوان لایه تولیدی در میدانی شمال‌باختری خلیج فارس اشاره کرد.

۲- موقعیت زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه

میدان ابوذر که در گذشته با نام اردشیر شناخته می‌شد، در شمال خلیج فارس نزدیک به خط میانی آب‌های خلیج فارس قرار دارد. ساختار این میدان به صورت یک طاق‌دیس کشیده شده از شمال‌باختری به جنوب‌خاوری است که دارای ابعادی با طول ۲۴ کیلومتر و عرض ۸ کیلومتر با شیبی ملایم ۱-۱.۵ درجه می‌باشد. به نظر می‌رسد میدان ابوذر پیکربندی ساختاری خود را مدیون برهم نهی چین‌هایی با روند شمال‌باختری- جنوب‌خاوری جنبش‌های کوهزایی زاگرس مربوط به اواخر دوران سنوزوئیک است. منطقه مورد مطالعه در شمال‌غربی خلیج فارس، در آب‌های سرزمین جمهوری اسلامی ایران، تقریباً ۷۴ کیلومتری غرب جزیره خارک و بین میدان‌های نوروز و سروش قرار دارد. مرز جنوبی این میدان مرز بین المللی با عربستان سعودی است. شکل (۱) موقعیت میدان ابوذر در خلیج فارس را نشان می‌دهد [۱۲].

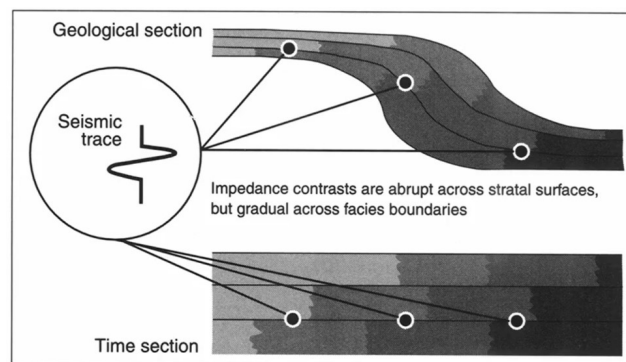


شکل ۱- موقعیت چاه‌ها و میدان ابوذر در خلیج فارس [۱۲]

رسوبات کژدمی در یک دوره بالا آمدگی سطح آب دریا و در محیط‌های کم‌انرژی و غیر اکسیدان بجای گاشته شده‌اند [۱]. این رسوبات به‌عنوان سنگ منشا هیدروکربوری، به‌ویژه در قسمت‌های خاوری خلیج فارس و جنوب‌باختری ایران، نقش مهمی دارند (غضبان، ۲۰۰۷). در زمان آلبین، فرورفتگی‌های ملایم و بزرگی در حوضه دزفول و بخش‌های شمالی خلیج فارس شکل گرفته‌اند. سازند کژدمی در منطقه خلیج فارس به پنج واحد یا عضو رسوب‌گذاری تقسیم می‌شوند. این عضوها از پایین به بالا شامل: ۱- بخش ماسه سنگی C، ۲- بخش ماسه سنگی B، ۳- بخش ماسه سنگی A، ۴- سنگ آهک دیر و ۵- کژدمی بالایی است [۳] [۸]. سازند کژدمی در میدان ابوذر با ضخامت متوسط حدود ۴۰۰ متر از لایه‌های سنگ آهکی نازک اربیتولین‌دار با میان لایه‌های ماسه‌ای معادل بورگان تشکیل شده که مرز بالایی با آهک‌های مادود تدریجی و مرز پایینی با داریان به‌صورت ناپیوسته است [۱۲]. این سازند به‌طور بین‌انگشتی به سازند ماسه‌ای بورگان در کویت تبدیل می‌شود [۱]. همچنین معادل سازند نهرعمر در عراق، قطر و بحرین و هم‌تراز با بخش‌های صافنیا و خفجی از سازند واسیا در عربستان سعودی، دبی و امارات متحده عربی است.

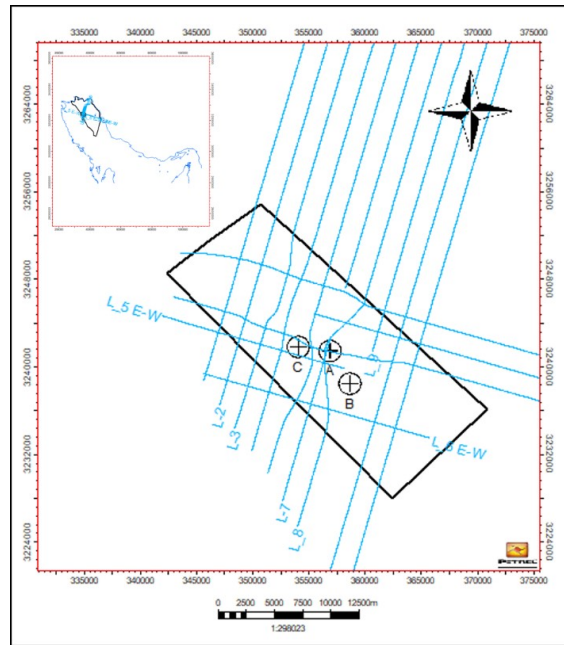
۳- تئوری و روش پژوهش

چینه‌نگاری سکانشی، مطالعه ارتباط بین سنگ‌های رسوبی درون چارچوب زمان چینه‌نگاری یا طول دوران‌های زمین‌شناسی است. اساس و شالوده آن مشخص کردن سطوح چینه‌ای، ناپیوستگی‌های منطقه‌ای و پیوستگی‌های منطبق‌شونده و ارتباط میان رخساره‌های سنگی و محیط رسوبی در این چارچوب زمان چینه‌نگاری است. چینه‌نگاری سکانشی به‌طور اساسی با سنگ-چینه‌نگاری تفاوت دارد [۱]. در چینه‌شناسی لرزه‌ای، تعریف سکانش عبارت است از توالی رسوباتی که به‌صورت ژنتیکی با هم مرتبط بوده و و بین ناپیوستگی‌ها و یا پیوستگی‌های هم‌ارز آن محصور هستند. در این روش قابلیت تفکیک‌پذیری بین ناپیوستگی‌ها و یا پیوستگی‌های هم‌ارز در حدی است که تنها ناپیوستگی‌های قابل تشخیص در مقاطع لرزه‌ای را می‌توان در ترسیم سکانش‌ها استفاده نمود. البته واحدهای محصور بین ناپیوستگی‌ها را می‌توان در مقیاس‌های کوچک‌تر با دقت بیشتر نیز تعریف کرد که بستگی به قدرت تفکیک‌پذیری داده‌های ورودی دارد [۶]. اصل کلی در چینه‌شناسی لرزه‌ای این است که امواج لرزه‌ای در سطوح چینه‌ای و ناپیوستگی‌ها که از نظر امپدانس صوتی (AI) متمایز باشند، بازتاب می‌شوند؛ لیکن تغییرات جانبی رخساره‌ها به این دلیل که تدریجی هستند، بازتاب لرزه‌ای را ایجاد نمی‌کنند. در نتیجه بازتابنده‌ها در مقاطع لرزه‌ای بعنوان خطوط زمانی در توالی رسوبات در نظر گرفته می‌شوند و امکان تفکیک رسوبات قدیمی از رسوبات جوان‌تر را فراهم می‌سازد [۴]. با توجه به شکل (۲) در واقع بازتاب‌های لرزه‌ای تفاوت در سنگ‌شناسی را ثبت نمی‌کنند. به این معنی که تباین امپدانس صوتی در مرزهای زمان چینه‌شناسی رخ می‌دهد و بازتابنده‌های لرزه‌ای مرزهای زمان-چینه‌ای را نشان می‌دهند [۱۱].



شکل ۲- انطباق بازتابنده‌های لرزه‌ای در مرزهای زمانی در یک توالی چینه‌ای [۱۱].

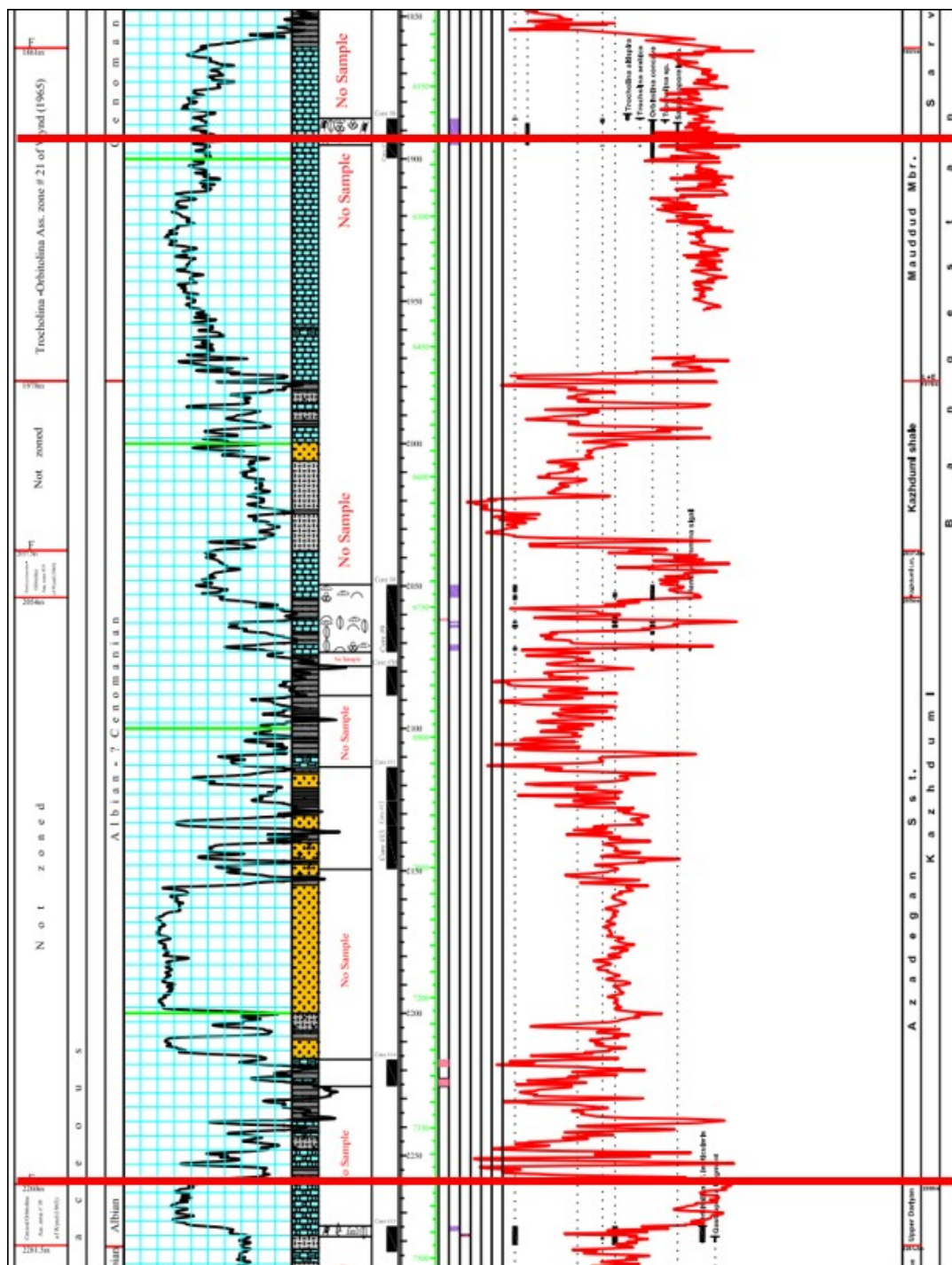
نظر گرفته شده است. تفکیک پذیری عمودی و افقی این داده‌ها به ترتیب ۲۵ m و ۲ Km می‌باشد. شکل (۴) محدوده هدف برای انجام تفسیر چینه‌شناسی لرزه‌ای را نشان می‌دهد. خط بسته مشکی محدود به میدان ابوذر، خطوط آبی خطوط لرزه‌ای دوبعدی و دواپر مشکی چاه‌های موجود در محدوده را نمایش می‌دهد.



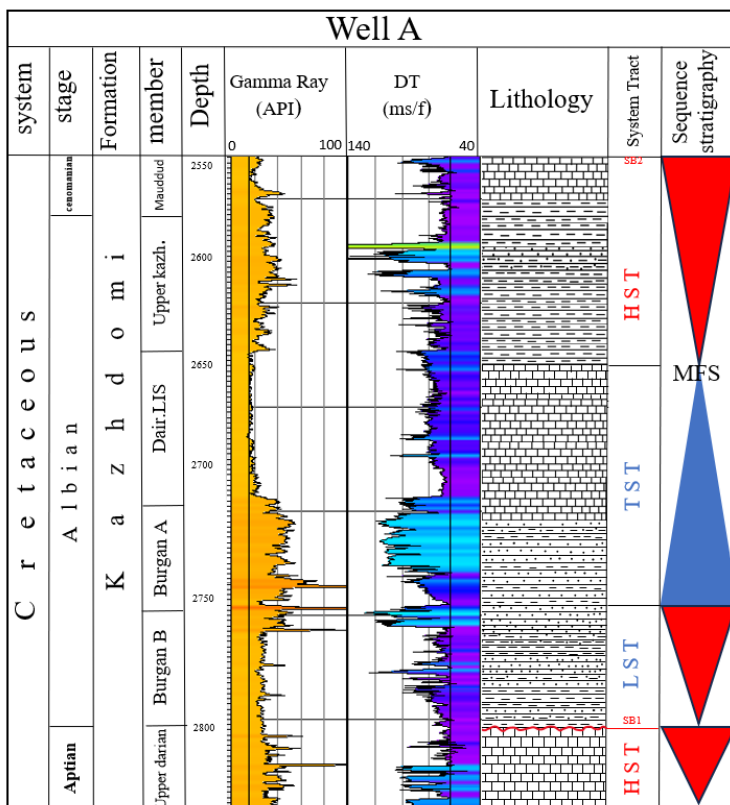
شکل ۴- محدوده هدف برای انجام پژوهش

چالشی که در این پژوهش وجود دارد این است که، داده‌های لرزه‌ای محدود به میدان ابوذر می‌باشد. بنابراین نقشه‌برداری از موقعیت خاتمه‌یافتن همه سطوح سکانشی تفسیرشده و پارسکانش‌های تفسیر شده امکان پذیر نیست. چرا که موقعیت این ختم‌شدگی‌ها در خارج از محدوده هدف و بر روی خطوط لرزه‌ای دیگر قابل تفسیر و نقشه برداری است. شکل (۵) یک نمودار گرافیکی از پالئولاگ مقطع چاه A در میدان ابوذر را نشان می‌دهد. این شکل بر اساس خصوصیات سنگ-شناسی (تغییر سنگ‌شناسی)، ظهور و انقراض فسیل‌ها، خصوصیات چینه‌شناسی و رفتار لاگ گاما (GR) و لاگ سونیک (DT) به تعریف سکانش موجود در سازند کژدمی، سیستم تراکت‌ها و حداکثر سطح پیشروی آب دریا می‌پردازد. مرز سکانشی پایینی که مرز سکانشی نوع اول یا معادل آن می‌باشد منطبق بر مرز چینه‌ای سازند داریان و کژدمی و از نوع فرسایشی است. براساس داده‌های پالئولاگ چاه A شواهدی مبنی بر انقراض دسته جمعی برخی میکروفسیل‌ها که شامل *Salpingoporella sp.*، *orbitolina cancava*، *Trocholina altispira*، *Trocholina arabica* براساس زون‌بندی ویند در زون ۲۱ قرار گرفته است، در نزدیکی راس سازند مادود (تقریباً ۲۰ متر زیر راس مادود) مشاهده می‌شود که خود شواهدی بر تشکیل مرز سکانشی و تغییر محیط رسوبی می‌باشد. در نتیجه مرز بالایی سکانش کژدمی منطبق بر مرز چینه نبوده بلکه رسوبات کربناته قاعده سروک (عضو مادود) به لحاظ محیط رسوبی درون سکانش رسوبی سازند کژدمی واقع شده‌اند و تغییر محیط رسوبی در این مرز تدریجی است و ضخامت زیادی از سازند مادود در این سکانش قرار گرفته است. همچنین در قسمت میانی این سکانش که دارای لیتولوژی غالب آهکی است و تحت عنوان عضو دیر معرفی می‌گردد، دو فسیل *Hemicyclammina sigali* و *orbitolina cancava* دارای فراوانی زیادی هستند و معرف بیشترین پیشروی سطح آب دریا می‌باشد. این نوع فسیل‌ها در زون‌بندی ویند در زون ۱۹ قرار گرفته است

که معرف یک محیط دریایی کم عمق می باشد [۹]. نهایتاً براساس این اطلاعات (تغییرات فسیلی و سنگ شناسی) سازند کژدمی بر روی نمودار گرافیکی چاه دارای یک سکانس رسوبی که شامل سه سیستم تراکت پایین، تراز پیشرونده و تراز بالا تقسیم می شود که سیستم تراکت تراز پایین شامل عضو بورگان B، سیستم تراکت تراز پیشرونده عضو بورگان A و سیستم تراکت تراز بالا شامل کژدمی بالایی و قسمت زیادی از عضو مادود از سازند سروک می باشد (شکل ۶).

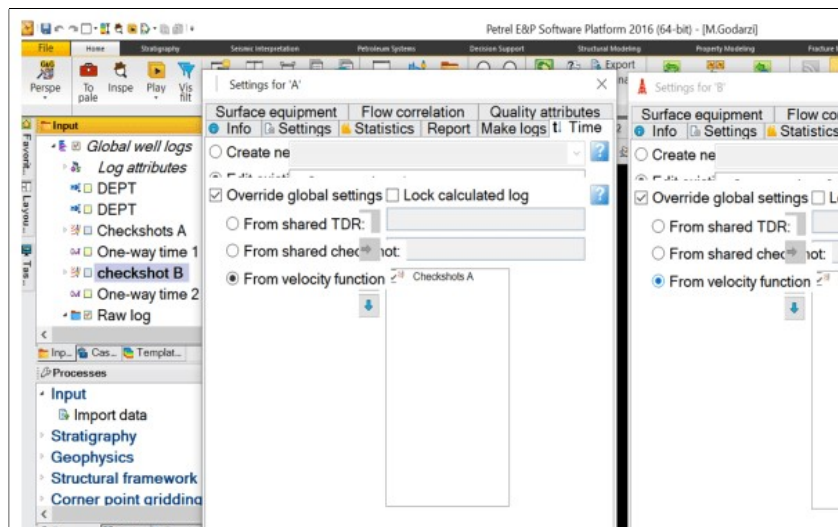


شکل ۵- نمایش مرزهای سکansı بر روی نمودار پالنولاگ از مقطع چاه A

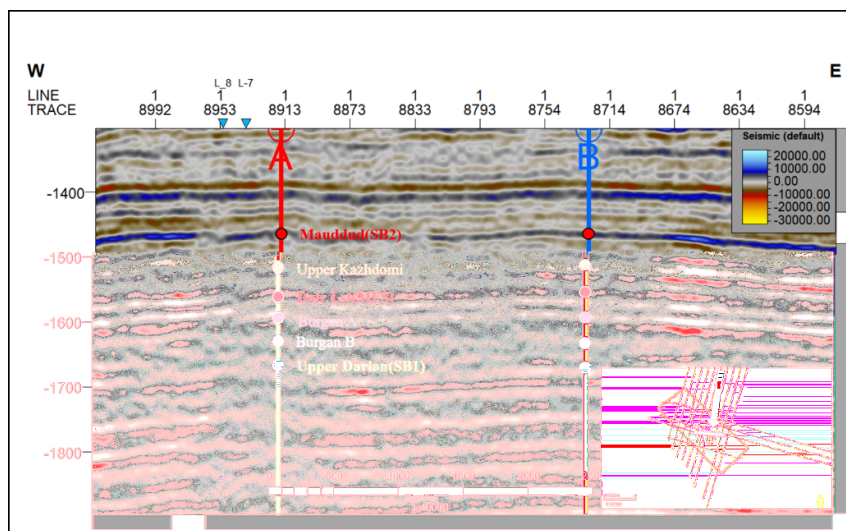


شکل ۶. نمایش موقعیت سکانس کزدمی و دسته رخساره‌ها بر روی ستون چینه‌شناسی چاه A و تغییرات نمودارهای چاه‌نگاری GR و DT

جهت تفسیر چینه‌شناسی لرزه‌ای می‌بایست داده‌های چاه (سرسازندها) که در بازه عمق هستند با داده‌های لرزه‌ای هم‌دامنه شوند. به عبارت دیگر باید داده‌های چاه از بازه عمق به بازه زمان منتقل شوند. برای این کار از برداشت داده‌های لرزه‌ای در چاه، که به عنوان مقاطع لرزه‌ای قائم، نیز شناخته می‌شوند، استفاده می‌شود [۱۷]. در این مطالعه، از داده‌های چکشات برای تصحیح داده‌های لرزه‌ای دو بعدی و تبدیل عمق به زمان در منطقه مورد مطالعه استفاده شد. اطلاعات چاه‌ها و سرسازندها نیز به مقیاس زمان تبدیل شدند. در مرحله تصحیح چکشات اختلاف زمان موجود بین داده‌های لرزه‌ای سطحی و زمان ثبت شده برای هر یک از نقاط چکشات محاسبه می‌شود. این تفاوت زمانی تحت عنوان انحراف شناخته می‌شود. بدیهی است که اگر زمان ثبت شده برای داده‌های لرزه‌ای سطحی و داده‌های چکشات یکسان باشد هیچ انحرافی رخ نمی‌دهد و نیاز به تصحیح در این بازه نمی‌باشد. اگر انحراف مثبت و منفی مشاهده شود تصحیحات طوری اعمال می‌شود که به‌طور دقیق داده‌های چاه را از عمق به زمان و یا داده‌های لرزه‌ای سطحی را از زمان به عمق تبدیل کنند [۱۵]. در این مرحله با استفاده از داده چکشات، اطلاعات چاه‌ها و سرسازندها به مقیاس زمان برده شدند (شکل ۷). بعد از اعمال چکشات‌ها سرسازندهای مورد نظر بر روی مقاطع لرزه‌ای در پنجره تفسیر لرزه‌ای پلات می‌شوند که در واقع نقاط شروع تفسیر سطوح مختلف بر روی همه مقاطع لرزه‌ای موجود می‌باشند (شکل ۸).



شکل ۷- استفاده از داده‌های چک‌شات دو چاه A و B برای تصحیح داده‌های لرزه‌ای و داده‌های چاه



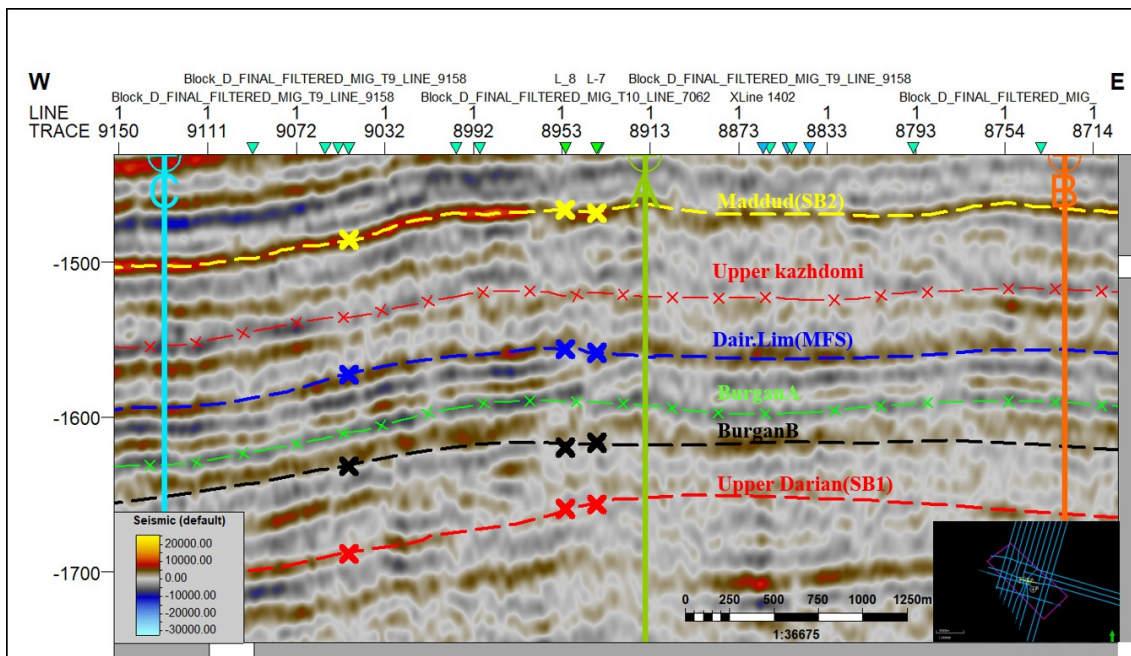
شکل ۸- نمایش سرسازندهای مورد مطالعه به عنوان افق‌های اصلی بر روی مقطع لرزه‌ای دوبعدی در بازه زمانی

اولین مرحله در تفسیر چینه‌شناسی لرزه‌ای، مشخص کردن واحدهای مرتبط از لحاظ ژنتیکی یا به عبارت دیگر سکانس‌های رسوبی می‌باشد. این سکانس‌ها به صورت منطقه‌ای حائز اهمیت هستند و به دسته رخساره‌ها به صورت مجزا تفکیک می‌شوند. مرز سکانس‌ها بر مبنای حضور ناپیوستگی‌ها و پیوستگی‌های معادل آن تعریف می‌شود و هر دسته رخساره شامل گروهی از رسوبات با زمان رسوب‌گذاری یکسان هستند [۴]. همانطور که گفته شد، روش اصلی در مطالعات چینه‌شناسی لرزه‌ای نقشه‌برداری از موقعیت خاتمه بازتاب‌های لرزه‌ای است. در این مطالعه ۶ افق داریان بالایی، بورگان B، بورگان A، آهک دیر، کژدمی بالایی و مادود به عنوان سطوح اصلی در سکانس آلاین مورد تفسیر چینه نگاری لرزه‌ای قرار گرفتند که به ترتیب مرز سکانس پایینی، سیستم تراکت تراز پایین، سیستم تراکت ترازپیش‌رونده، حداکثر سطح پیشروی آب دریا، سیستم تراکت تراز بالا و مرز سکانس بالایی نامیده شدند.

تفسیر لرزه‌ای با کمک تغییرات دامنه امواج لرزه‌ای انجام می‌شود. در واقع پس از پلات شدن سرسازندها و مرزهای سکانس روی مقطع لرزه‌ای توسط اعمال چک‌شات‌ها ابتدا اولین مرزی که تفسیر خواهد شد مرز سکانس پایینی که

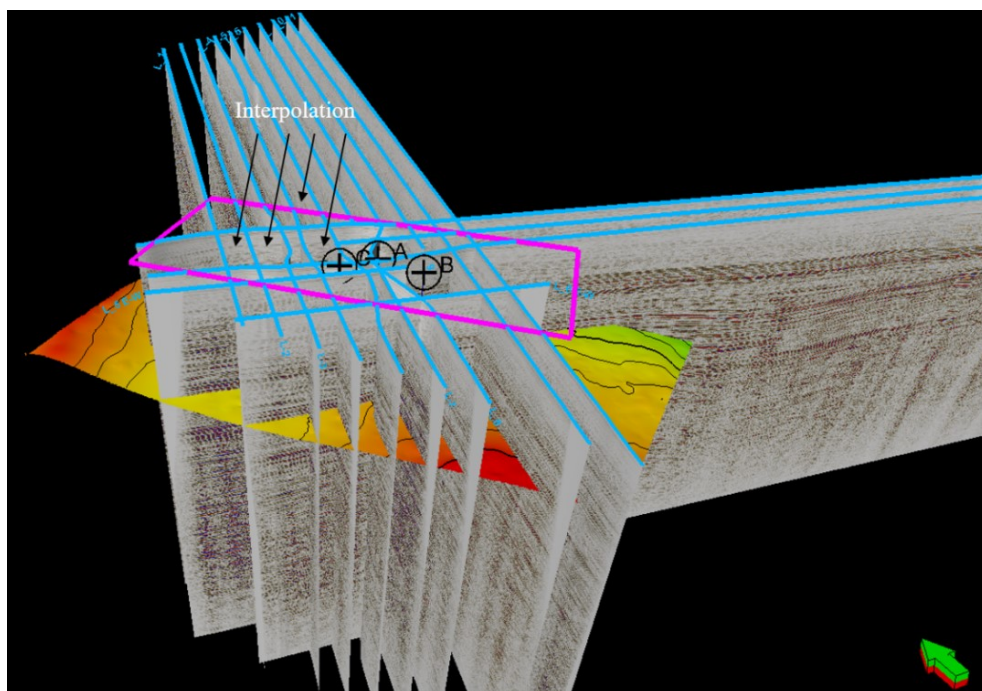
معادل مرز ناپیوستگی نوع دوم است، می باشد. در واقع این مرز سکانشی منطبق بر مرز چینه‌ای سازند کژدومی و داریان بالایی است.

در سطوح فرسایشی دگر شیب (ناپیوستگی زاویه دار) بازتابنده های لرزه ای به صورت زاویه دار بر روی بازنگاره های زیرین خود دیده می شوند. در حالی که در سطوح ناپیوستگی هم شیب تنها ضخامت بازتابنده های لرزه ای تغییر نموده و یا انقطاع زیاد بازتابنده های لرزه ای در فواصل کوتاه نشان دهنده وجود کانال های قدیمی و یا حفراتی در لایه های زیر سطح فرسایشی می باشد. شکل (۹) تفسیر هر یک از سطوح سکانشی را بر روی مقطع لرزه ای و موقعیت آن‌ها نسبت به چاه های موجود در محدوده را نمایش می دهد. در ادامه به ساخت نقشه هم تراز هر یک از افق تفسیر شده و گستردگی آن‌ها پرداخته می شود.

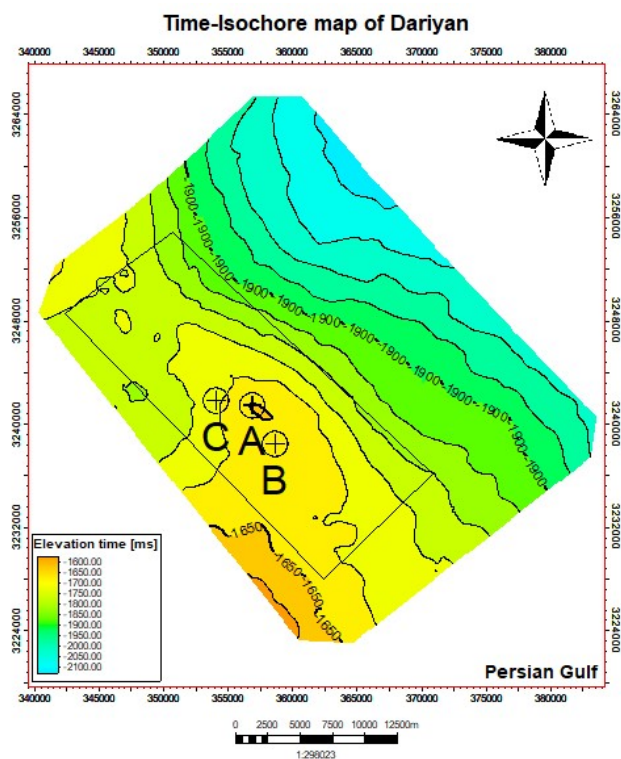


شکل ۹- سطوح اصلی تفسیر شده بر روی مقطع لرزه ای در مرکز میدان ابوزر

همان طور که در شکل (۱۰) مشاهده می کنید پس از آن که با استفاده از ابزار تفسیر لرزه ای افق مورد مطالعه را بر روی تمامی مقاطع لرزه ای تفسیر نمودیم با استفاده از درون یابی نقاط ما بین خطوط لرزه ای دوبعدی که توسط امواج برداشت نشده، افق تفسیر شده را به سطح تبدیل می کنیم که نهایتاً نقشه ای تحت عنوان نقشه هم تراز زمانی بدست می آید. شکل (۱۱) نقشه هم ضخامت زمانی را برای راس سازند داریان (مرز سکانشی پایینی) در نتیجه تفسیر مقاطع لرزه ای موجود نمایش می دهد. با توجه به نقشه، و تمرکز کنتورها در مرکز میدان ابوزر، راس یک تاقدیس مشاهده می شود که به سمت شمال و شمال خاوری محدوده عمق زمانی افق داریان افزایش می یابد. در نتیجه این مناطق ژرفای بیشتری نسبت به مرکز میدان نشان می دهند. به طور متوسط عمق زمانی برای راس سازند داریان ۱۷۵۰ میلی ثانیه معادل ۲۶۲۵ متر می باشد.



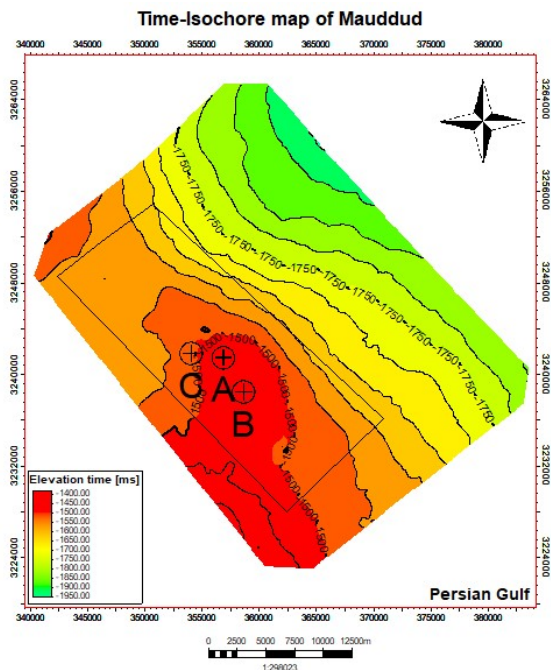
شکل ۱۰- نمایش تمامی مقاطع لرزه‌ای دوبعدی در پنجره سه‌بعدی و درون‌یابی نقاط بدون داده



شکل ۱۱- نقشه هم‌ضخامت زمانی سازند داریان (مرز سکانشی پایینی) حاصل از تفسیر داده‌های لرزه‌ای دوبعدی

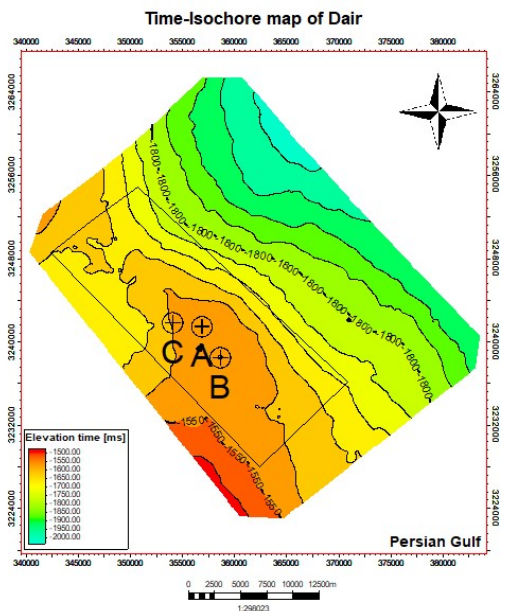
جهت تعیین مرز سکانشی بالایی، روش مورد استفاده مشابه روش تعیین مرز سکانشی پایینی در داده‌های لرزه‌ای است. باتوجه به شکل (۵) محیط رسوبی نهشته‌های عضو کژدمی بالایی و عضو مادود از سازند سروک بسیار نزدیک به یکدیگر

می‌باشد و تغییرات رسوبی و یا انقطاع فسیلی بین سازند کژدمی و سروک (عضو مادود) دید نمی‌شود، مرز سکansı بالایی تا فاصله حدود ۱۵ تا ۲۰ متر زیر راس عضو مادود از سازند سروک ادامه می‌یابد. داده‌های لرزه‌ای به جای ثبت مرزهای سنگی، مرزهای زمانی را ثبت می‌کنند. بنابراین مرزی که به عنوان بازتابنده عمل خواهد کرد و تفسیر می‌شود منطبق بر مرز سنگ‌شناسی و چینه‌شناسی دو سازند نخواهد بود. در منطقه مورد مطالعه (میدان ابوذر)، شواهدی از فرسایش ناشی برونزد رسوبات بر روی بازتابنده‌های لرزه‌ای دیده نمی‌شود. از این رو آثار کانال‌های کنده شده و یا گودال‌های ناشی از فرسایش بر روی مقاطع لرزه‌ای وجود ندارد. شکل (۱۲) نقشه هم‌ضخامت زمانی مرز بالایی (راس مادود) را نشان می‌دهد. با توجه به اینکه عمق سازند مادود کمتر از سازند داریان است، امواج لرزه‌ای برخورد کرده به سر سازند مادود سریع‌تر بازتاب شده و در زمان کمتری به سطح زمین می‌رسند. به طور متوسط برای نمونه در مرکز میدان و در موقیت چاه زمان رفت و برگشت امواج از سطح زمین تا افق مادود (مرز سکansı بالایی) حدود ۱۵۰۰ میلی ثانیه می‌باشد، ژرفای مرز بالایی حدود ۲۲۵۰ متر می‌باشد.

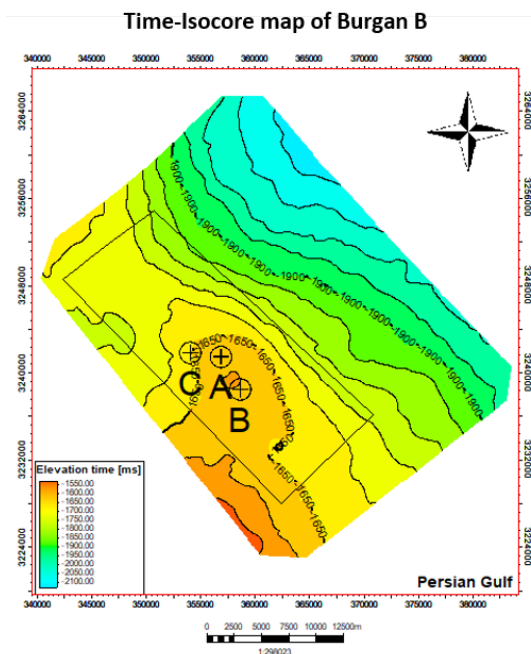


شکل ۱۲- نقشه هم‌ضخامت زمانی سازند مادود (مرز سکansı بالایی) حاصل از تفسیر داده‌های لرزه‌ای دوبعدی

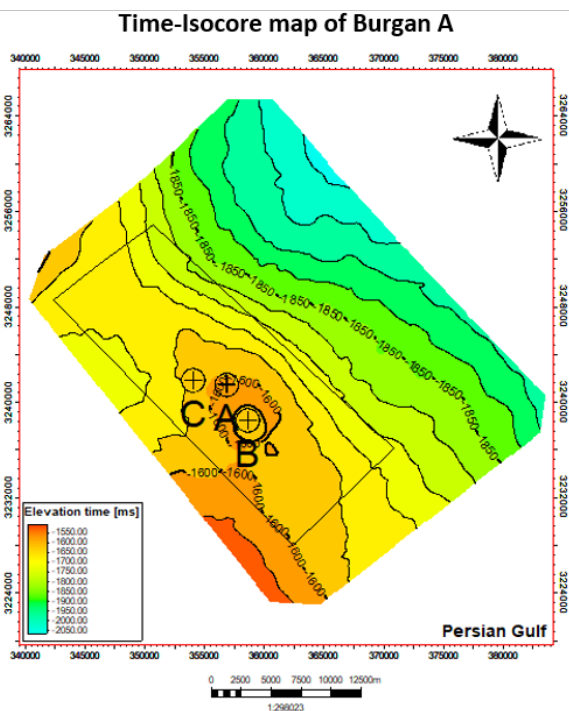
در مطالعات چینه‌نگاری سکansı، حداکثر سطح پیش‌روی آب دریا غالباً منطبق با بیشترین فضای رسوب‌گذاری است. در سازند کژدمی، بالا آمدن سطح آب دریا و یا فرونشینی کف حوضه، محیط رسوبی مناسب برای ته‌نشست رسوبات کربناته ایجاد کرده است. همچنین در زمان حداکثر پیش‌روی آب دریا غالباً تنوع گونه‌های فسیلی کاهش یافته ولی در عوض فراوانی یک یا چند گونه غالب می‌گردد که پیش‌تر توضیح داده شد. شرایط فوق هم‌زمان با رسوب‌گذاری آهک‌های ضخیم لایه عضو دیر در سازند کژدمی است. بنابراین، تفسیر بازتابنده‌های لرزه‌ای عضو دیر در سازند کژدمی همان سطح حداکثر پیش‌روی آب دریا می‌باشد. با توجه به شکل (۱۳) که نقشه هم‌ضخامت راس عضو آهک دیر را در محدوده میدان ابوذر نشان می‌دهد، این مرز به عنوان سطح حداکثر پیش‌روی آب دریا به طور متوسط دارای عمق زمانی ۱۶۲۰ میلی ثانیه و ژرفای حدود ۲۴۴۰ متری از سطح دریا قرار دارد.



شکل ۱۳- نقشه هم ضخامت زمانی سازند آهکی دیر (حداکثر سطح پیشروی آب دریا) حاصل از تفسیر داده‌های لرزه‌ای دوبعدی. بعد از تفسیر لرزه‌ای مرز پایینی، مرز بالایی و سطح حداکثر پیشروی آب دریا راس عضو بورگان B و بورگان A به‌عنوان دسته رخساره تراز پایین (LST) و دسته رخساره تراز پیش‌رونده (TST) بر روی تمامی مقاطع لرزه‌ای موجود تفسیر شد و با استفاده از درون‌یابی نقشه‌های هم‌تراز زمانی این دو افق در محدوده مورد مطالعه تولید شد. با توجه به شکل (۱۴) که نقشه هم‌تراز زمانی افق بورگان B را نشان می‌دهد، متوسط عمق زمانی این افق در مرکز میدان و در اطراف چاه A حدود ۱۷۰۰ میلی ثانیه، معادل عمق حدود ۲۵۵۰ متر از سطح دریا می‌باشد. شکل (۱۵) نقشه هم‌تراز زمانی افق بورگان A را نشان می‌دهد. متوسط عمق زمانی این افق در مرکز میدان ۱۶۵۰ میلی ثانیه، معادل ژرفای حدودی ۲۴۷۵ متر می‌باشد.

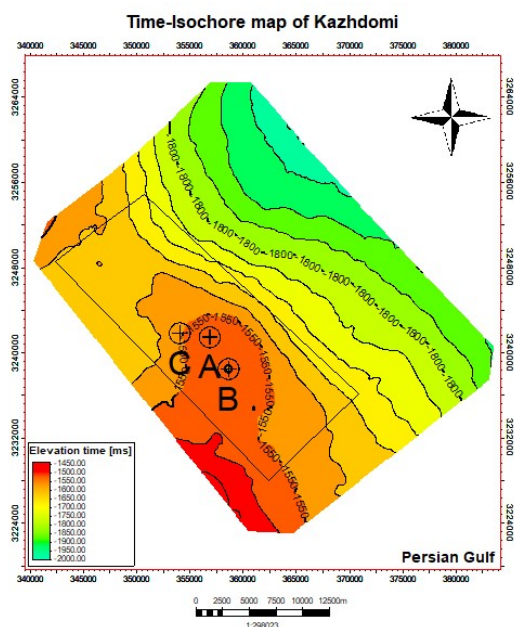


شکل ۱۴- نقشه هم ضخامت زمانی افق بورگان B (سیستم تراکت تراز پایین) حاصل از تفسیر داده‌های لرزه‌ای دوبعدی



شکل ۱۵- نقشه هم‌ضخامت زمانی افق بورگان A (سیستم تراکت تراز پیش‌رونده) حاصل از تفسیر داده‌های لرزه‌ای دوبعدی

شکل (۱۶) نقشه هم‌تراز زمانی راس افق کژدمی بالایی به عنوان دسته رخساره تراز بالا را نشان می‌دهد. باتوجه به این شکل متوسط عمق زمانی این افق در مرکز میدان و در محل چاه‌ها حدود ۱۵۶۰ میلی ثانیه معادل عمق ۲۳۵۰ متر از سطح دریا می‌باشد که به سمت شمال و شمال غرب میدان این عمق افزایش می‌یابد. به بیان ساده‌تر ساختار محدوده مورد مطالعه به صورت طاق‌دیسی با شیبی ملایم می‌باشد.

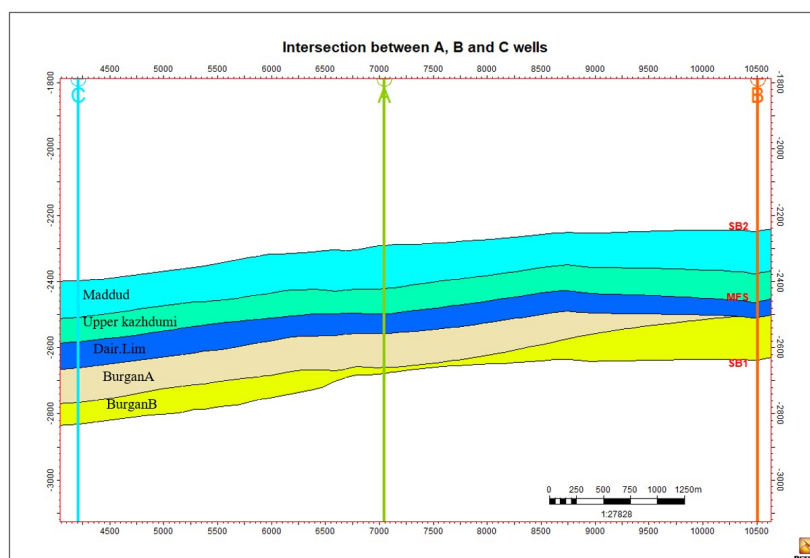


شکل ۱۶- نقشه هم‌ضخامت زمانی افق کژدمی بالایی (سیستم تراکت تراز بالا) حاصل از تفسیر داده‌های لرزه‌ای دوبعدی

۴-۱ - گسترش ناحیه‌ای مرزهای سکانشی، دسته‌رخساره‌ها و حداکثر پیشروی سطح آب دریا

با توجه به اینکه مرزهای سکانشی تعریف شده برای سازند کژدمی از نوع رده سوم است و محدوده زمانی وسیعی را شامل می‌شود (۳۳-۰.۵ میلیون سال) و نظر به اینکه ناحیه مورد مطالعه گسترش جغرافیایی محدودی (۲۸*۲) دارد، بنابراین نباید انتظار تغییرات ناحیه‌ای بسیار زیاد و متنوع در مرزهای سکانشی داشت. همچنین با توجه به این که منشأ رسوبات آواری سازند کژدمی در خلیج فارس از برجستگی‌های صفحه عربی، کویت و عراق می‌باشد و شیب حوضه رسوب‌گذاری در زمان نهشته شدن رسوبات سازند کژدمی به سمت ایران بوده است [۸]. بنابراین، تغییرات دانه بندی و همچنین نازک‌شدگی لایه‌های رسوبی در یک روند جنوب به شمال دیده می‌شود [۱۸].

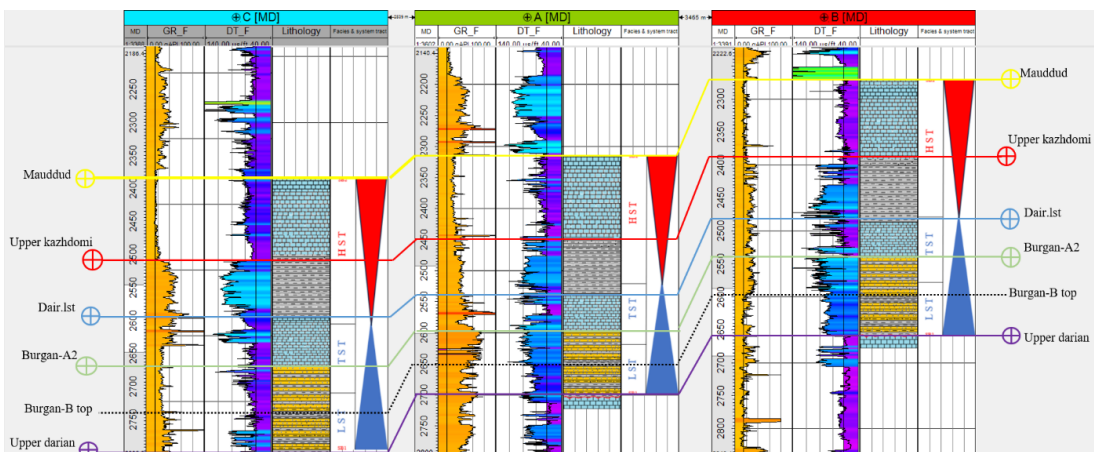
لایه آهکی دیر تحت عنوان بازه بیشترین پیشروی و دربرگیرنده سطح بیشترین پیشروی مشخص گردید. این لایه با تغییرات ستبرای اندک به صورت روهم‌پوشان در تمام محدوده مورد مطالعه گسترده شده است. همچنین روند مشخصی در تغییرات رخساره‌ای که شامل عمدتاً آهک و بعضاً شیل و آهک رسی است، مشاهده نمی‌شود. شکل (۱۷) موقعیت سکانشی رسوبی آلبین، مرزهای سکانشی، دسته رخساره تراز پایین (بورگان B)، دسته رخساره تراز پیش‌رونده و دسته رخساره تراز بالا (کژدمی بالایی) در مقطع عرضی بین سه چاه موجود در میدان ابوذر را نشان می‌دهد.



شکل ۱۷- مقطع عرضی نمایش دهنده گستردگی افق‌های حاصل از تفسیر لرزه‌ای بین سه چاه A, B, و C در میدان ابوذر

شکل (۱۸) سه چاه موجود در میدان ابوذر را نمایش می‌دهد که مورد بررسی چینه‌نگاری سکانشی قرار گرفته است. بعد از تفسیر سطوح اصلی، دسته رخساره تراز پایین (بورگان B)، دسته رخساره تراز پیش‌رونده (بورگان A) و دسته رخساره تراز بالا (کژدمی بالایی) بر روی همه مقاطع لرزه‌ای، اثر این سطوح و دسته رخساره‌های تفسیر شده در اعماق مخصوص خود در چاه‌ها به نمایش گذاشته شد. بعد از تفسیر و تطابق نتایج داده‌های لرزه‌ای و داده‌های زمین‌شناسی مشخص شد که همه مرزهای سکانشی، سطوح اصلی و پاراسکانس‌های تفسیر شده با دقت خوبی در ژرفای چاه‌ها محاسبه شده و ستبرای دقیق هر کدام از واحدهای تفسیر شده درون چاه‌ها مشخص گردید. براین اساس ضخامت دسته رخساره‌های تراز پایین (بورگان B)، تراز پیش‌رونده (بورگان A)، عضو آهکی دیر، دسته رخساره تراز بالا (شامل عضو کژدمی بالایی و آهک مادود) به

ترتیب ۷۵، ۷۸، ۱۰۵، ۱۸۰ متر محاسبه شد که در این میان ضخامت عضو کژدمی بالایی حدود ۶۰ متر و ضخامت عضو مادود ۱۲۰ متر می باشد.



شکل ۱۸- سطوح، مرزها سکانشی، سیستم تراکت ها و رخساره های تعیین شده در مقطع عرضی بین چاه های موجود

۵- نتیجه گیری

تفسیر لرزه ای سازند کژدمی براساس قواعد چینه شناسی سکانشی با استفاده از تمامی داده های موجود شامل داده های لرزه نگاری ۲۰۰۰-PC خلیج فارس، داده های پتروفیزیکی، پالئولاگ ها و سنگ شناسی، مطالعات تکتونیک منطقه و محیط رسوبی در گستره بلوک D و شمال غرب خلیج فارس و محدوده میدان ابوذر هدف اصلی این پژوهش بود. در نتیجه نقشه های هم ضخامت زمانی برای ۶ سطح در سکانش کژدمی تهیه گردید که نحوه پراکندگی و تغییرات ضخامت دسته رخساره ها در میدان مورد مطالعه و نواحی اطراف مشخص گردید. ضخامت دسته رخساره های تراز پایین (بورگان B)، تراز پیش رونده (بورگان A)، عضو آهکی دیر، دسته رخساره تراز بالا (شامل عضو کژدمی بالایی و آهک مادود) به ترتیب ۷۵، ۷۸، ۱۰۵، ۱۸۰ متر محاسبه شد که در این میان ضخامت عضو کژدمی بالایی حدود ۶۰ متر و ضخامت عضو مادود ۱۲۰ متر تعیین گردید.

مهم ترین دستاوردهای این پژوهش عبارتند از:

- شناسایی مرزهای سکانشی بالایی و پایینی و سطح بیشترین پیشروی آب دریا بر روی داده های لرزه ای و نهایتاً تولید نقشه های هم تراز زیرزمینی جهت مدل سازی و مطالعه گسترش سطوح سکانشی.
- تعیین گسترش افق بورگان B شامل که مربوط به سیستم تراکت تراز پایین، بورگان A که مربوط به سیستم تراکت پیش رونده، آهک دیر که منطبق بر بیشترین سطح پیشروی آب دریا بوده، کژدمی فوقانی و عضو مادود که مربوط به سیستم تراکت تراز بالا سکانش کژدمی می باشند.
- تعیین گسترش افق های بورگان A و B در مناطق اطراف واقع در اطراف میدان ابوذر که فاقد چاه می باشد و مستعد تله های نفتی چینه ای است.

تشکر و قدردانی

از جناب آقای مهندس محسن سیدعلی و جناب آقای مهندس مجید فهیمی نجم در شرکت نفت فلات قاره ایران که با زحمات بی چشم داشتشان نهایت همکاری را با بنده جهت تکمیل این مطالعه داشتند سپاسگزارم. همچنین از داوران مقاله

آقایان دکتر پیمان رضایی (دانشیار دانشگاه هرمزگان) و دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] بشری. ع.، ۱۳۹۹، سرشت نمایی مخازن ماسه ای بورگان واقع در شمال غرب خلی ج فارس بسوی کویت. نشریه علمی پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال نهم، شماره ۱۸، پاییز و زمستان، صفحه ۱۰۲-۱۲۰.
- [۲] سعدی راد، ف.، موسوی حرمی. ر.، محبوبی. ا.، ۱۳۹۳، چینه نگاری سکانسی سازند کزدمی در میدان نفتی آزادگان. پژوهش نفت، ۲۴(۷۷)، صفحه ۲۶-۳۳.
- [۳] مطیعی. ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران- چینه‌شناسی زاگرس: انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، صفحه ۵۸۳.
- [4] CLARK, E., et al., 2010. Triassic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the western Barents Sea area. *Marine and Petroleum Geology*, 27(7): 1448-1475.
- [5] Catuneanu, O., et al., 2006. Sequence stratigraphy of the lower cenomanian bahariya formation, bahariya oasis, western desert, Egypt. *Sedimentary Geology*, 190(1-4): 121-137.
- [6] CATUNEANU, O., 2020. Sequence stratigraphy. *Regional Geology and Tectonics, Elsevier*, 605-686.
- [7] EMERY, D., MYERS, K., 2009. *Sequence stratigraphy*, John Wiley & Sons.
- [8] GHAZBAN, F., 2007. Petroleum Geology of the Persian Gulf. Natinal Iranian Oil Company, 707p.
- [9] JAMES, G.A., WYND, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of the Iranian Oil Consortium Agreement. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 49 (12): 2182- 2245.
- [10] MIAL, A. D., 2010. The geology of stratigraphic sequences, Springer Science & Business Media.
- [11] MICHUM Jr., R., Vail, P., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 7. Seismic stratigraphic interpretation procedure: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.
- [12] MOHTASHAMI T., FATHI, A. and KAZENI. K., 2013. "2D & 3D seismic interpretation, Geology, petrophysics and preliminary Petroleum engineering For 12 Exploration fields. p 9.
- [13] POSAMENTIER, H. W., Vail, P., (1988). "Eustatic controls on clastic deposition II—sequence and systems tract models.
- [14] REZAEI FARAMANI, E., et al., 2019. Constrained Seismic Sequence Stratigraphy of Asmari-Kajhdumi interval with well-log Data. *Iranian Journal of Geophysics*, 12(5): 82-94
- [15] SERRA, O., SERRA, N., 2004. Well Logging. Data Acquisitions and Applications.
- [16] SLOSS, L. L., 1963. Sequences in the cratonic interior of North America. *Geological Society of America Bulletin*, 74(2): 93-114.
- [17] SCLUMBERGR, S., 2010. Petrel introduction course, Schlumberger: PP:13-493.
- [18] VAN BUCHEM, F.S., BAGHBANI, D., BULOT, L.G., CARON, M., GAUMET, F., HOSSEINI, A., KEYVANI, F., SCHROEDER, R., SWENNEN, R., VEDRENNE, V. and VINCENT, B., 2010. Barremian-Lower Albian sequence-stratigraphy of southwest Iran (Gadvan, Dariyan and Kazhdumi formations) and its comparison with Oman, Qatar and the United Arab Emirates. *GeoArabia Special Publication*, 4(2), pp.503-548.
- [19] VAN WAGNER, J. C., et al., 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies.

مطالعه ویژگی‌های پتروگرافی واحدهای ماسه سنگی سازند شوربجه و تاثیر کانی‌های رسی بر ویژگی‌های مخزن، در میدان گنبدلی، کپه داغ

علیرضا بشری^{۱*}، بیژن مستقل^۲

۱- عضو هیات علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- سرپرست دپارتمان اکتشاف و تولید نفت و گاز، شرکت طراحی و مهندسی پتروکاوه، تهران، ایران

*a_bashari@yahoo.com

دریافت آبان ۱۴۰۳، پذیرش آذر ۱۴۰۳

چکیده

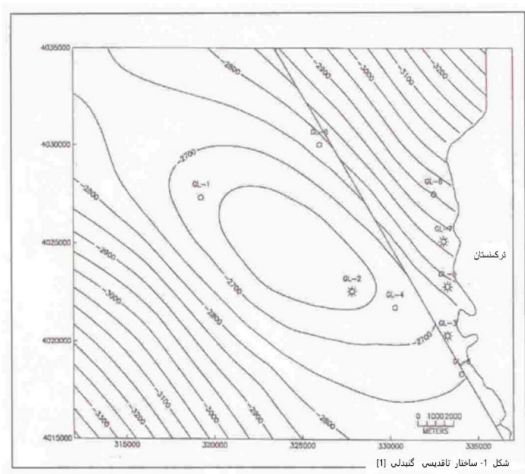
هدف از این تحقیق، مطالعه پتروگرافی و شناخت کانی‌های رسی و همچنین، بررسی خصوصیات مینرالوژیک بخش‌های DI و DII از سازند شوربجه (سنگ مخزن گازی میدان گنبدلی) می‌باشد. این مطالعه نشان می‌دهد، بخش فوقانی (DII) محتوی لایه‌های ماسه سنگی همراه با سیمان آهکی، گلوکونیتی و اکسید آهن، پیریت و تناوبی از لایه‌های سنگ رس و سیلت می‌باشد. بخش تحتانی (DI) محتوی، ماسه سنگ‌های دانه متوسط تا درشت، گلوکونیتی و نیز لایه‌های ماسه سنگ قرمز قهوه‌ای حاوی اکسیدهای آهن، می‌باشد. نتایج آنالیز پراش ایکس XRD، XRF و SEM، مجهز به EDX (تصاویر با میکروسکپ الکترونی) نشان می‌دهد که نمونه‌ها حاوی انواع گوناگون کانی‌های رسی بوده از قبیل کائولینیت، ایلیت/مونت مورینیت و کلریت و هم چنین رس‌های متورم شونده از نوع مخلوط لایه ایلیت/اسمکتیت می‌باشد. کانی‌های رسی اصولاً تمایل به کاهش تراوایی سنگ مخزن داشته که در نتیجه باعث جلوگیری از گذر مایعات را می‌نماید. کائولینیت‌ها با آسیب‌های زدگی‌های گوناگون باعث کاهش تراوایی می‌گردند. وجود رس‌های بین لایه‌ای شدیداً باعث ایجاد میکرو تخلخل می‌گردد، که نهایتاً منتج به کاهش تخلخل موثر گردیده است. مطالعه پتروگرافی نشان می‌دهد، سنگ مخزن ماسه سنگی گنبدلی عموماً در محدوده ساب لیت آرنایت نابالغ از طبقه بندی (فولک) قرار می‌گیرد، که گستره‌ای از دانه بندی بزرگ دانه تا خیلی ریز دانه را در بر گرفته است در مجموع حدوداً شامل، ۶ درصد فلدسپار، ۷۵ درصد کوارتز و ۱۵ درصد خرده‌های سنگی یا لیتیک را شامل می‌گردد. حضور انواع کانی‌های رسی در شبکه تخلخل امکان تاثیرات گوناگون در خصوصیات پتروفیزیکی مخزن در نتیجه در تولید مخزن اثر گذار خواهد بود.

کلمات کلیدی: میدان گنبدلی، سازند شوربجه، پتروگرافی، کانی‌های رسی، خصوصیات پتروفیزیکی

۱- مقدمه

حوضه رسوبی کپه داغ، از دیر باز توسط پژو هشگران گوناگونی از دیدگاه مختلف و همچنین بسبب اهمیت پتانسیل وجود نفت و گاز بویژه در سازند مخزنی شوربیجه، مورد مطالعه قرار گرفته است [۱، ۲، ۵، ۶، ۷، ۱۸، ۱۸، ۲۰، ۲۱]. این حوضه رسوبی در شمال شرق ایران واقع است و بخش وسیعی از ترکمنستان و شمال افغانستان را در بر می‌گیرد. بخش ایرانی این حوضه دارای وسعتی به حدود ۵۵۰۰۰ کیلومتر مربع می‌باشد [۵] (شکل ۱).

در اواخر کوهزائی آلپی طی دوران میوسن- پلیوسن اکثر تاقدیسها و ناودیسهای منطقه در اثر چین خوردگی شکل گرفتند، که تاقدیسهای گنبدلی و خانگیران از آن دسته می‌باشند. تاقدیس گنبدلی ساختمانی با شیب نسبتاً ملایم است که روندی شمال غرب- جنوب شرق دارد. این ساختمان از شمال غرب توسط یک فرورفتگی زینی شکل از تاقدیس خانگیران جدا می‌شود و از جنوب شرق توسط گسل هریرود از ساختمان دولت آباد- دنمز تفکیک می‌گردد (شکل ۱) [۱] [۲].



شکل ۱- ساختار تاقدیسی گنبدلی [۱]

۲- موقعیت جغرافیایی

مخزن گازی میدان گنبدلی با روند NW-SE به شکل یک طاقدیس که از هردو انتها در محدوده مطالعاتی باز شدگی نشان می‌دهد، چهار افق به دست آمده از داده‌های لرزه-نگاری این ساختار را در طبقات مختلف بین دو سازند شوربیجه و مزدوران نشان می‌دهد. افق بالایی شوربیجه، افق DI، افق تحتانی DI [۱] و بالاخره افق بالایی سازند مزدوران که به ترتیب نمودارهای پتروفیزیکی پردازش شده چاه‌های مورد مطالعه میدان گنبدلی از چپ به راست تخلخل، گاما، حجم شیل، اشباع آب و آگوستیک امپدانس (شکل ۲) و پس از ورود داده‌های لرزه‌ای بصورت نقشه‌های سه بعدی ساخته شده، که اشکال (3a, 3b) نمایانگر از این لایه‌ها در تحت الارض می‌باشند [۱، ۲، ۸، ۹، ۱۰].

۲-۱- چینه شناسی

سازند شوربیجه بر مبنای مطالعات دقیق زیر سطحی (زمین شناسی و پتروفیزیکی) به پنج بخش تقسیم می‌گردد [۱، ۶]، که به ترتیب از پایین به بالا عبارتند از:

- بخش A: عمدتاً رس سنگ همراه با لایه‌های سیلت و لایه‌های بسیار نازک ماسه سنگ.
- بخش B: لایه کنگومرانی همراه با تناوب ماسه سنگ دانه درشت و شیل.

بخش C: تناوب ماسه سنگ نازک لایه دانه ریزو رس سنگ، همراه با یک یا دو لایه انیدریت.
 بخش D: لایه ماسه سنگی که به دو زیر بخش (بر اساس تغییرات تخلخل ناشی از تغییرات رخساره‌های و همچنین بر مبنای نمودارهای ژئوفیزیکی) تقسیم می شود.

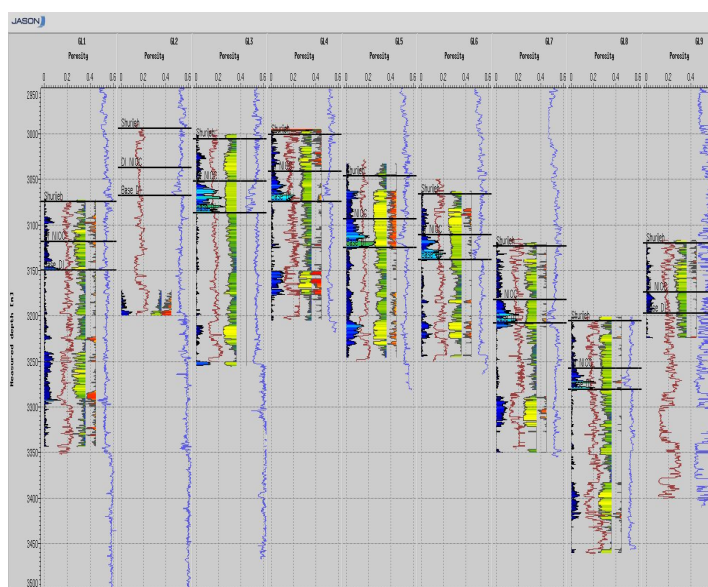
زیر بخش D1: ماسه سنگ ضخیم لایه، متوسط تا درشت کوارتزیتی همراه با لایه های ماسه سنگدانه ریز تا متوسط.

زیر بخش D2: ماسه سنگ نازک لایه، دانه ریز تا متوسط همراه با رس سنگ.

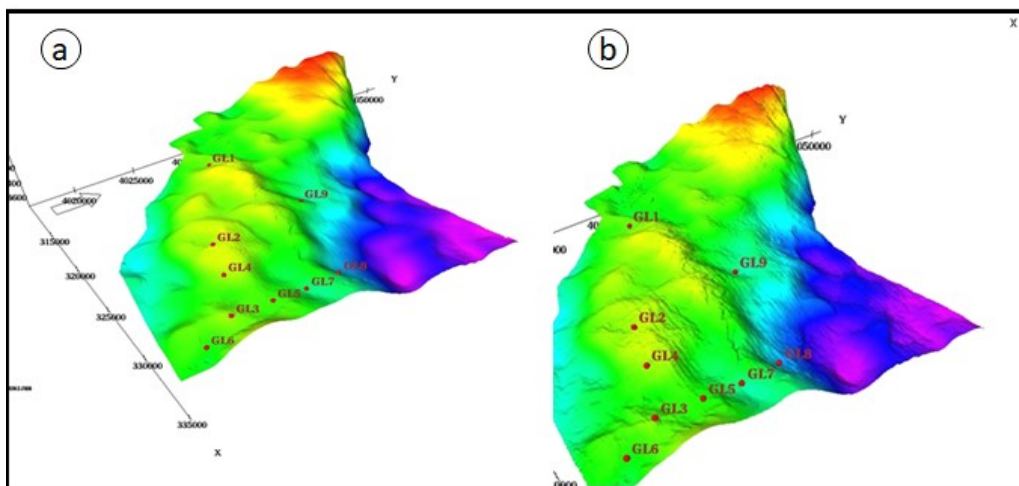
بخش E: عمدتاً رس سنگ همراه با لایه های بسیار نازک ماسه سنگ.

۲-۲. محیط رسوبی سازند شوربیجه

در اواخر ژوراسیک و اوایل کرتاسه با پیشروی دریا بسمت شمال غرب حوضه، یک دریای اپی کنتینتال در بخش شرقی حوضه گپه داغ تشکیل گردیده است. در نتیجه این پسروی رسوبات نسبتاً ضخیم (با ضخامت ۲۳۰ تا ۹۰۰ متر) سیلیسی کلاستیک سازند شوربیجه در قسمت شرق حوضه نهشته شدند [۱]. موسوی حرمی و برنر [۷] طی مطالعات تفصیلی خود، پیل های سنگ آهک حاوی فسیل های ژوراسیک فوقانی را در کنگلومرای کرتاسه تحتانی مشاهده کردند، که حاکی از هوازگی کربناته‌های ژوراسیک فوقانی، طی کرتاسه تحتانی می باشد. همچنین آنها پیل های سنگی دگرگون شده ای را، در جنوب و جنوب غربی ناحیه مورد مطالعه مشاهده نموده که از نظر سنگ شناسی با مجموعه دگرگون شده موجود در جنوب غرب ناحیه مطابقت دارند. آنها با توجه به این که مقدار این پیل های سنگی دگرگون شده به سمت شمال منطقه کم می شود منشاء رسوبات را شناسائی کردند (بطور کلی ویژگی های بافتی، سنگ شناسی و تجزیه و تحلیل جریانهای قدیمه همراه با تطابق رخساره های جانبی و قائم در راستای کمربند رخنمونی منطقه، حاکی از آن است که سیلیسی کلاستیک های سازند شوربیجه از نواحی جنوب غرب منشا گرفته اند و در محیط رودخانه ای نهشته شده اند).



شکل ۲- نمودارهای چاه پیمایی لاگ های پردازش شده پردازش شده گنبدلی به ترتیب از چپ به راست تخلخل، گاما، حجم شیل، اشباع آب و امپدانس صوتی [۱، ۲، ۸، ۹].



شکل ۳- a - مدل عمقی راس شوربجه b- نمایش مدل عمقی راس لایه مخزنی DI [۱، ۲، ۸، ۹، ۱۰].

۳- روش مورد مطالعه و داده ها

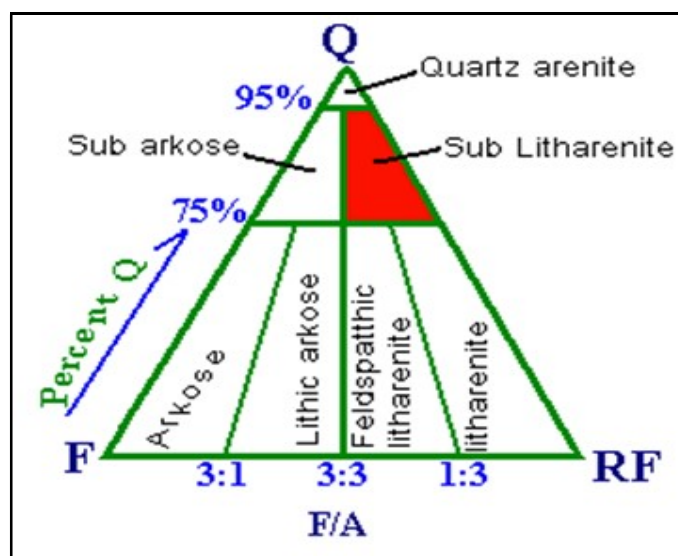
مطالعات بر روی دو بخش DI, DII از مغزه های چهار حلقه چاه (شماره یک، پنج، شش، و هفت) گنبدلی در فواصل عمقی گوناگون از مخزن گازی میدان گنبدلی صورت پذیرفت. بمنظور ارزیابی پتروگرافی تعدادی بیشماری مقطع نازک و نمونه تحت مطالعه قرار گرفت. برای انجام این پژوهش از روش های سنگ شناسی توسط میکروسکوپ پلاریزان، روش آزمایشگاهی پراش اشعه ایکس، تصاویر میکروسکوپ الکترونی و آنالیز نقطه ای میکروسکوپ الکترونیکی و تفسیر داده های درون چاهی توسط نرم افزار های پتروفیزیکی بهره مند گردیده است. از چهار نمونه بدست آمده ۳ نمونه از چاه شماره یک و یک نمونه از چاه شماره هفت گنبدلی) در سه نوبت تحت آنالیز دیفرانکتومتر قرار داده شده است. بار اول نمونه اولیه بدون هیچ عملیات خاص شیمیایی روی آن، بار دوم نمونه ای که با استفاده از گلیسرول ثابت شده باشد و بار سوم نمونه ای که تحت ۵۳۰ درجه سانتی گراد حرارت قرار گرفته است. این فرآیند به این سبب بوده است که برخی کانی های رسی به سبب شباهت ساختار شبکه ای آنها تنها بوسیله اتیل گلیکول و حرارت شناخته می شوند [۳، ۱۱، ۱۲].

۴- بحث

۴-۱ طبقه بندی ماسه سنگ ها

محدوده دانه های اغلب ماسه سنگ ها از سه جزء اصلی کوارتز، فلدسپار و قطعات سنگی تشکیل شده است. سایرکانیها نیز ممکن است وجود داشته باشند ولی میزان آنها ناچیز و قابل صرف نظر کردن میباشند. جهت ساده سازی و نامگذاری سنگ شناسی مخزن شوربجه از طبقه بندی و نامگذاری فولک [۱۴] استفاده گردیده است. ارتباط و بستگی قطعات سنگی آتشفشان ریز دانه، قطعات شیشه ای آواری و آلتراسیون های مربوطه که باعث پاره ای از مشکلات در تشخیص گردیده است. از نظر تئوری ماسه سنگ های آذر آواری برای دیاژنز مستعد ترند تا سایر ماسه سنگ ها و آن هم بدلیل ناپایداری شیمیایی و واکنش پذیری اجزاء آنهاست [۱۱، ۱۵، ۱۷].

کوارتز: فراوان ترین جزء انواع ماسه سنگ ها و کنگلومراها کانی کوارتز است. مطالعه انواع کوارتز یکی از ارزشمند ترین و جالبترین دید گاه های سنگ شناسی رسوبی است و بطور فزاینده ای در تطابق های چینه شناسی مورد استفاده میگردد. در کنار اندازه و شکل دانه های منفرد، عوارض و شواهد زیادی می تواند دال بر تعیین منشا این جزء اساسی ماسه سنگ ها باشد. انکلوژیون ها و اجرام خارجی را در کوارتز به عنوان مدارک و شواهد منشا آنها میتوان در نظر گرفت. تنوع این کانی به منظور تشخیص محیط رسوبی و منشا اولیه، از آن یک کانی ایده آل ساخته است. برای مثال کوارتزهای نایاب طولی با مقدار کمی حباب های انکلوژیونی ممکن است از منشاهای پلوتونیک، تجدید تبلور شده، دگرگونی و یا رگه ای باشند. طبقه بندی فولک بسیار ساده قابل اجرا و جهت استفاده از فن آوریهای آماری و مقایسه ای مناسب است. نوع خاموشی کوارتز زیر میکروسکپ و منو کریستالین یا پلی کریستالین بودن دانه ها و نسبت ایندو به هم نیز در تعیین منشا کوارتز حائز اهمیت است. امروزه با روش کاتدولو مینسانس می توان کوارتز از منابع گوناگون را تشخیص داد و همچنین اختلاف بین دانه و رشد ثانویه را مشخص نمود. در مخزن شوربجه، بمیزان بالای ۷۰ درصد کوارتز در مقاطع میکروسکپی مغزه ها دیده شده است (شکل ۴).



شکل ۴- دیاگرام فولک و جایگاه نسبی ماسه سنگ مخزنی گنبدلی در آنالیز مغزه ها

فلدسپار: جزء بسیار مهم در رسوبات، کانیهای فلدسپار است که برای تفسیرهای پالئو کلیماتیک (آب و هوای دیرین) بسیار شاهد و مدرک خوبی است. ماسه سنگ های شوربجه با توجه به مطالعات مغزه های چاه شماره یک و هفت فلدسپات های نوع الکالن (آلبیت) مشاهده می شود. مقدار فلدسپات ها در ماسه سنگ ها بطور متوسط بین ۱۰ تا ۱۵ درصد است. اما در آرکوزها این مقدار معمولاً به ۵۰ درصد می رسد. در ماسه سنگ ساب لیت ارنایت مخزن شوربجه این مقدار به ۶ درصد رسیده است [۱]. فلدسپات ها پایداری مکانیکی کمتری نسبت به کوارتز داشته و پایداری شیمیایی آنها نیز کمتر و بسادگی هیدرولیز می شوند. دگر سانی اولیه ظاهری غبار آلود به آنها داده و به کانیهای رسی تبدیل می شوند. جانمایی دیاژنتیکی فلدسپات ها توسط کلسیت نیز متداول است. در مخزن شوربجه این پدیده بارز است.

قطعات سنگی: ترکیب خرده سنگ ها اساساً به ویژگی زمین شناسی سنگ منشا و مقاومت ذرات در طی حمل و نقل وابسته است.

۲-۴ فرآیندهای دیاژنز

تجزیه فلدسپات‌ها و قطعات سنگی تحت اثر دیاژنز باعث تغییر شرایط ژئوشیمیایی ماسه سنگ‌هایی می‌گردد [۱۳، ۱۵] که تحت بار رسوبات فوقانی قرار گرفته و باعث تشکیل ترکیباتی با ماهیت پس‌نهشتگی یا Post Deposition می‌گردد، چنانچه در مقاطع نازک سنگ مخزن گنبدلی دیده شده است. آلتراسیون‌های کلسیتی، دولومیتی، پیریتی و کلریتی نمونه بارز این عملکرد است. در این روند وجود کانی‌های رسی و تغییرات بارز تخلخل سنگ مخزن در لایه‌های ماسه سنگی سازند شوربچه مشهود است.

کانی‌های اتیژنیک Authigenic Minerals: هشت کانی اساسی حاصل از دیاژنز در ماسه سنگ مخزنی شوربچه (لایه D) در مشاهدات و مطالعات میکروسکوپی مشاهده گردیده است که عبارتند: کوارتز اتیژن، کلسیت، کلریت، پیریت، همتایت، کائولینیت، مونتموریلونیت و دولومیت، عوامل زیادی در دیاژنز ماسه سنگ‌ها مؤثرند. محیط رسوبی، آب و هوا، ترکیب و بافت رسوب اولین کنترل‌کننده اصلی می‌باشند. مهاجرت سیالات درون حفره‌ای و تاریخچه دفن در دوره دیاژنز حایز اهمیت می‌باشد.

سیمانی شدن سیلیسی: از متداولترین انواع سیمانی شدن سیلیسی، رشد ثانویه کوارتز است. این سیمان در اطراف دانه کوارتز ته‌نشین شده و فقط توسط پوشش نازکی از اکسید آهن یا رس در بین دانه و رشد ثانویه (خطی از گرد و غبار یا Dusty ring) مشخص می‌گردد. اغلب بوسیله میکروسکپ کاتدولومینسانس اختلاف بین دانه و رشد ثانویه مشخص می‌گردد [۱۱، ۱۵، ۱۶، ۱۷]. منبع احتمالی این رشد ثانویه سیلیسی، ذرات ریز سیلیسی، سیلیکات‌های دیگر و سیلیس بیوژنتیکی و آب‌های زیرزمینی می‌تواند باشد. رشد ثانویه سین تکسیال بر روی دانه‌های کوارتز در مقاطع میکروسکوپی سنگ مخزن گنبدلی بخوبی مشاهده می‌شود. انحلال فلدسپات‌ها و هم‌چنین تبدیل مونتموریلونیت به ایلیت و فلدسپات به کائولینیت نیز می‌توانند تولیدکننده سیلیس باشد. یکی از خواص مهم سیمانی شدن اولیه ماسه سنگ‌ها به توسط کوارتز این فرایند خواهد بود که بعدها در طی دفن بعدی، به نحو بهتری در مقابل اثرات فشردگی و انحلال فشاری مقاومت کرده و بدین طریق تخلخل، می‌توانند حفظ گردد که ممکن است با گذر زمان توسط نفت یا گاز انباشته گردد.

سیمانی شدن کربناته: کلسیت نیز یکی از متداولترین سیمان‌های موجود در ماسه سنگ‌هاست و به طور موضعی نیز دولومیت و سیدریت را نام برد. دو نوع سیمان کلسیتی، شامل بلورهای پویکیلوتوپیک و کلسیت اسپاری مشاهده گردیده است. بلورهای پویکیلوتوپیک که در متن سیمان مقاطع ماسه سنگی مخزن گنبدلی به خوبی دیده می‌شود (شکل 5I)، بصورت بلورهای منفرد بزرگ بسیاری از دانه‌های ماسه‌ای را در بر می‌گیرند. با توجه به شاخص بودن دولومیت در نمونه‌های مخزن ماسه سنگی شوربچه در میدان گنبدلی، آنالیز شده توسط روش‌های XRD و XRF، به عنوان کانی اصلی کربناته در مخزن، محسوب شده، سرچشمه منیزیم مورد نیاز برای ته‌نشست این دولومیت ثانویه ممکن است رس‌ها یا انحلال سیلیکات‌های غنی از منیزیم باشد.

۳-۴ پتروگرافی ماسه سنگ‌های مخزنی شوربچه، گنبدلی (چاه یک و هفت)

توصیف مقاطع نازک بدست آمده از مغزه‌های موجود گنبدلی، چاه شماره یک GL.1 و چاه شماره هفت GL.7 از مقاطع مخزنی لایه D بصورت انتخابی صورت گرفته است. در چاه شماره یک بخش DI و DII شامل فواصل عمقی ۳۱۴۰ تا ۳۲۰۰ متر است که تنها بخش بالایی مخزن شامل راس DII حدود ۹ متر مغزه (در چاه شماره یک) موجود است. در چاه

شماره هفت نیز بخش مخزنی DI و DII از عمق ۳۲۵۰ تا عمق ۳۲۸۰ متر است که تنها از عمق ۳۲۸۶ تا ۳۲۸۸ متر (۲ متر) مغزه موجود بوده است.

برخی از مقاطع میکروسکوپی با تزریق اپوکسی جهت رنگ شدگی (آبی رنگ) بخش های متخلخل مخزن آماده سازی شده اند. از همین بخش ها تعدادی نمونه های مشخصی برای آنالیز XRD, XRF و SEM انتخاب شده اند. در نتیجه بررسی درصد نسبی قطعات سنگی (آواری) در ماسه سنگ های فوق با سنجش درصد کوارتز، فلدسپار و قطعات لیتیک مورد محاسبه قرار گرفته، بر این اساس دیاگرام مثلثی فولک، محدوده ساب لیت آرنیت را برای این واحد سنگی را در مجموع آشکار می سازد (شکل ۱۱).

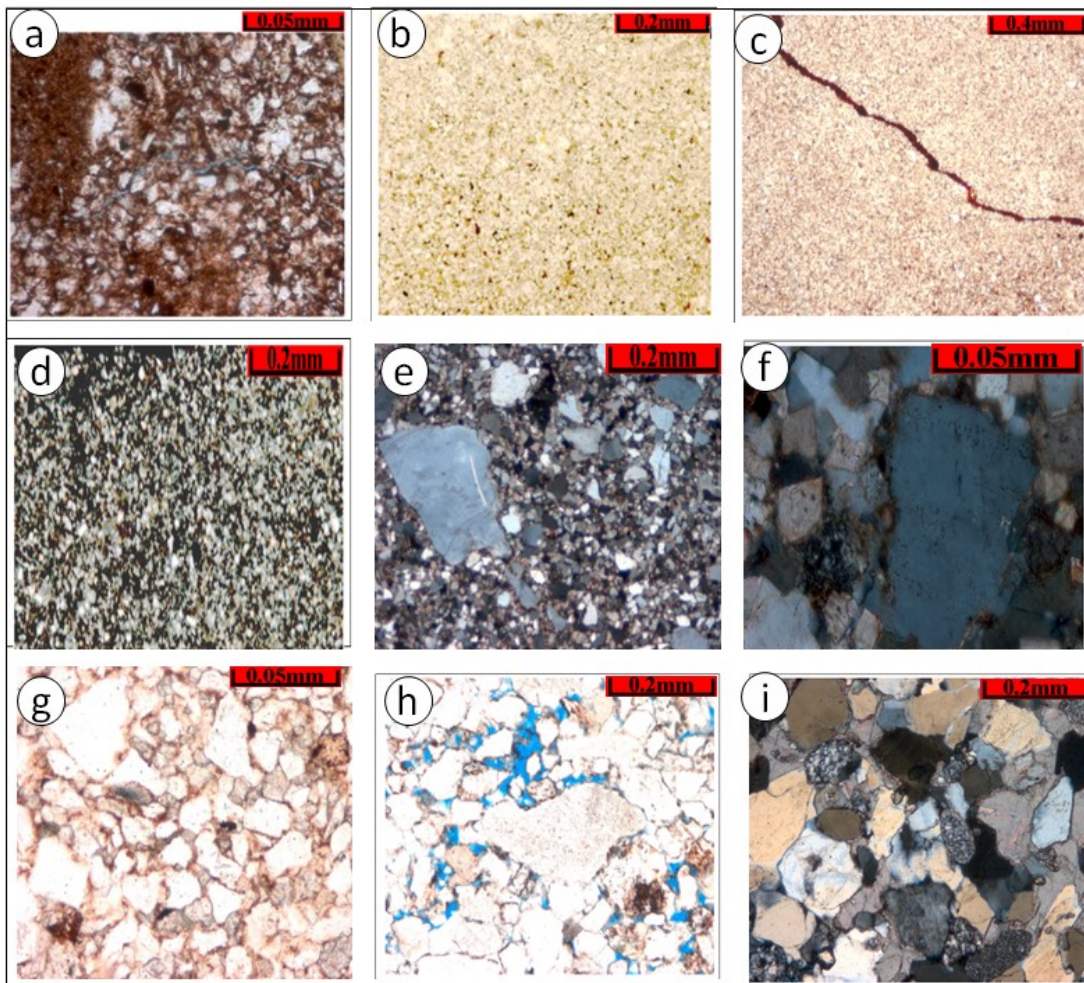
نمونه شماره یک از چاه شماره GL.1 گنبدلی (عمق نمونه ۳۱۷۲ متری- راس DI): در نور معمولی تخلخل از نوع شکستگی در سنگ و پر شدگی با اپوکسی را مشاهده می کنیم (شکل ۵a). دانه های سوزنی شکل میکای مسکویت، قطعات کوارتز و فلدسپار و سیمان اکسید آهنی دیده می شوند.

مطالعات XRD در سه نمونه برداشته شده با روش پراش سنتی اشعه ایکس و مطابق آزمایش انجام شده روی نمونه ها بصورت XRF و نمایانگر اکسید های اصلی و فرعی نمونه ها در جدول ۱ و اشکال (۸ الی ۱۱) آورده شده است. کانی اصلی دولومیت با پیک خود در این آزمایش ها شاخص است. اکسیدهای بالای MgO و CaO در آنالیز XRF در هر سه نمونه مغزه چاه شماره یک گنبدلی یعنی B5, B6 و B9 نیز این مشاهده را تایید می نماید. در هر سه نمونه مقدار کوارتز پایین تر از ۵۰ درصد است. چنانچه در این عمق از مخزن در این چاه سیلتستون ماسه ای مشاهده گردیده، کانی های اصلی دیگر و کانی فرعی آلپیت، هم چنین کانی های رسی از قبیل مونتموریلونیت، ایلیت، کائولینیت و کلریت و مسکویت مشاهده گردیده است.

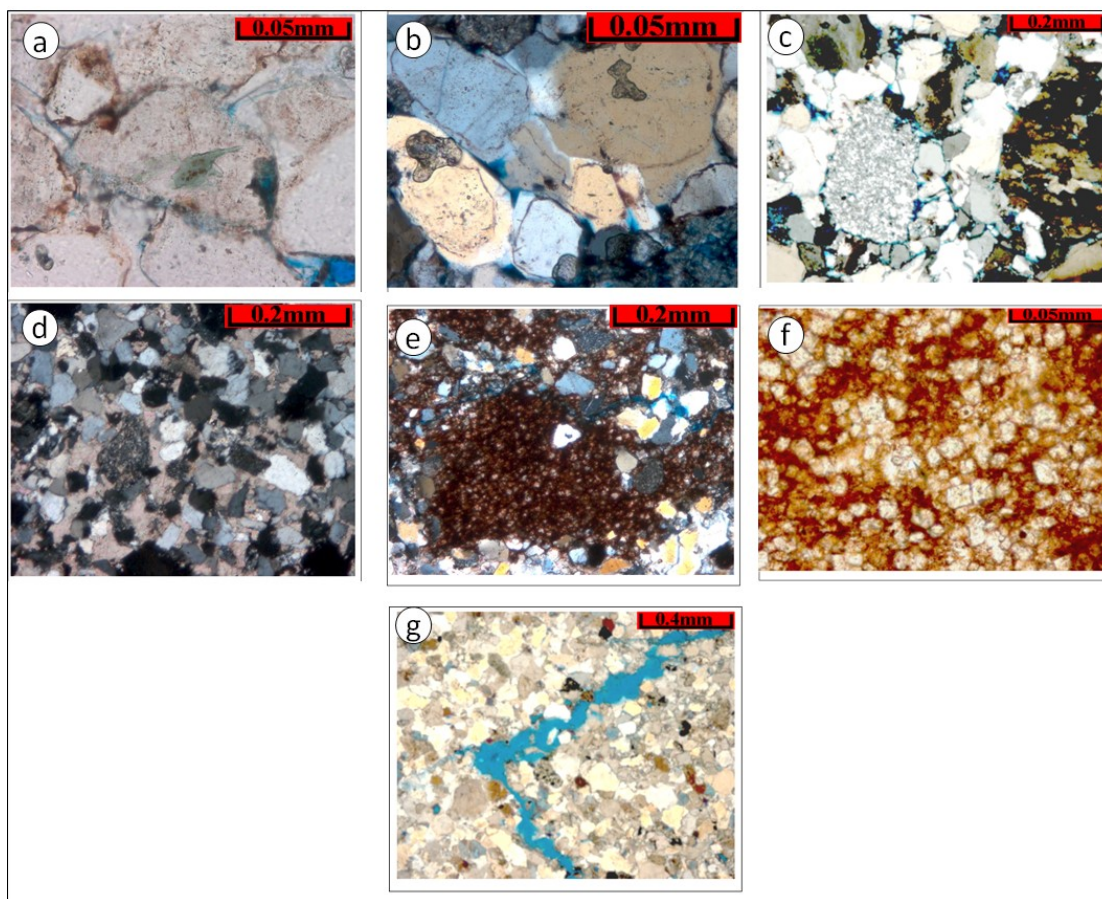
۴-۴ تفسیر حاصل از داده های مطالعات SEM (Scanning electron microscopy)

میکروسکپ الکترونی برای آزمودن مقاطع با بزرگ نمایی ۲۰ تا ۱۰۰ هزار برابر ارزش بسیاری دارد و تصاویر خوبی از ذرات بسیار ریز و ناهموار و از ذرات ظریفی که در هنگام تهیه مقطع نازک از بین می رود به دست می دهد (شکل ۷). مهمترین کاربرد این روش در مطالعات مخازن بررسی کانی های حاصل از دیاژنز و بافت سنگ مخزن و تخلخل و ذرات پرکننده خلل و فرج است که میتواند در سطوح تازه شکسته شده مورد آزمایش قرار گیرد [۱۷].

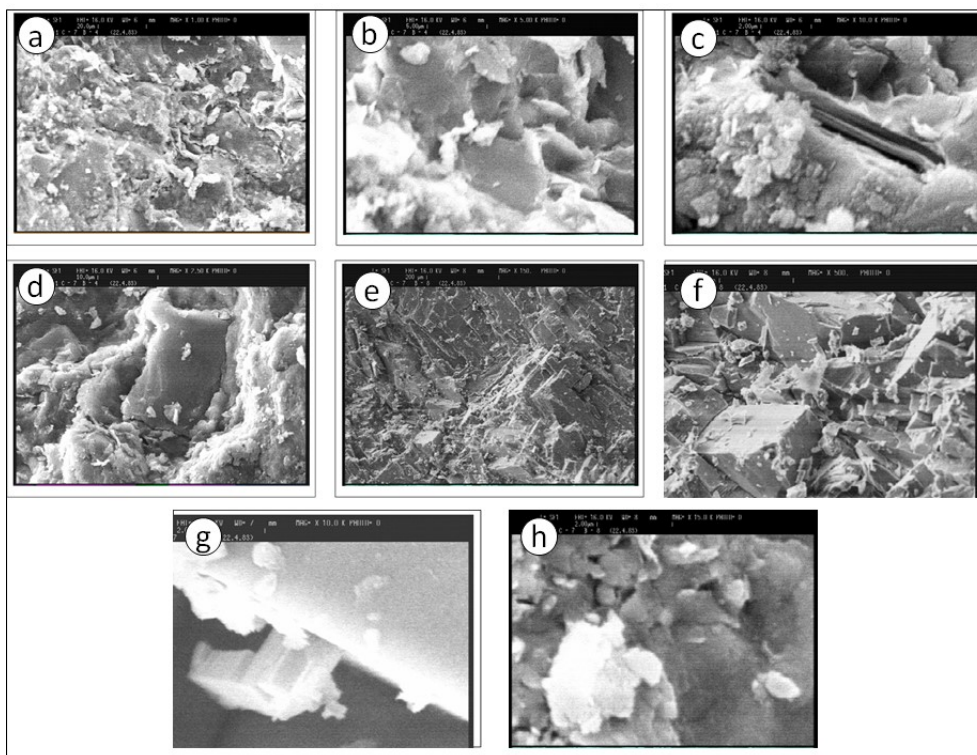
سنگ های متخلخل با سطوح شکسته شده و سنگ های غیر متخلخل با سطوح پوشش شده مورد آزمایش و تحلیل قرار می گیرد. مطالعات میکروسکپ الکترونی، نتایج برخی از نمونه های مخزن ماسه سنگی گنبدلی، حاصل از مغزه های چاه شماره یک (سه نمونه) و چاه شماره هفت (سه نمونه) اشاره می گردد.



شکل ۵- توصیف پتروگرافی مقاطع میکروسکوپی عضو ماسه سنگی سازند شورپیجه: **a** - در نور معمولی تخلخل از نوع شکستگی در سنگ و پرشدگی با اپوکسی. دانه های سوزنی شکل مسکویت، قطعات کوارتز و فلدسپار اکسید آهن مشاهده می‌شود. چاه یک، عمق ۳۱۷۲ متری DI راس لایه. **b** - در نور معمولی دانه های پیریت اپاک بصورت پراکنده مشاهده می‌شود. چاه شماره دو از چاه شماره یک، عمق ۳۱۷۲. **c** - نمونه شماره سه از چاه یک گنبدلی در نور معمولی، عمق ۳۱۷۲ شکستگی پر شده با اکسید آهن دیده می‌شود. **d** - نمونه شماره چهار از چاه یک گنبدلی در نور پلاریزه، عمق ۳۱۷۲ در نور معمولی دانه های پیریت اپاک بصورت پراکنده دیده می‌شوند. **e** - Sandy-Coarse grain Siltstone. از چاه شماره 7.GL گنبدلی عمق نمونه ۳۲۸۸/۳۰ متری (راس DII) در نور پلاریزه کوارتز با ابعاد بزرگ و کوچک جور شدگی ضعیف و از نظر گرد شدگی نیز زاویه دار تا نیمه گرد شده و از نظر بلوغ بافتی نا بالغ را نشان می‌دهند. **f** - در نور پلاریزه روموهدرال های دولومیت (کانی اتیژن ثانویه) کاملاً مشهود است که به همراه اکسید های آهن نقش سیمان سنگ را بازی می‌نماید. دولومیت ها واجد ادخال هستند. **g** - در نور معمولی عمق ۳۲۸۸/۳۰ متری. **h** - نمونه شماره یک از چاه هفت گنبدلی در نور پلاریزه، ۳۲۸۸/۳۰، تخلخل بین دانه ای برنگ آبی. **i** - نمونه شماره سه، عمق ۳۲۸۶/۷۵ (ساب لیتارنایت)، کوارتز بصورت جور شدگی ضعیف، نیم گرد تا گرد شده همراه سیمان کلسیتی.



شکل ۶- ادامه توصیف پتروگرافی مقاط میکروسکوپی عضو ماسه سنگی سازند شوربجه: a- نمونه شماره چهار در نور معمولی، عمق ۳۲۸۶/۷۵ تخلخل بین دانه‌ای و وجود کلریت در این سنگ فرایند دیاژنز را نشان میدهد. اکسیدهای آهن نیز مشهودند در نور معمولی. b- نمونه شماره پنج از چاه هفت گنبدلی، عمق ۳۲۸۶/۷۵ در این مقطع زیر نور پلاریزه بحث رشد ثانویه کوارتز **Overgrowth** و حلقه غباری **Dusty ring** در کنار تخلخل بین دانه‌ای خوب دیده می‌شود. c- نمونه شماره شش از چاه هفت گنبدلی، عمق ۳۲۸۶/۷۵ نور پلاریزه یک قطعه لیتیک درشت با تخلخل بین دانه‌ای در ماسه سنگ فوق مشهود است. d- نمونه شماره یک از چاه شماره ۷. GL گنبدلی، عمق نمونه ۳۲۸۶ متری، (نور پلاریزه) یک ساب لیت آرنایت شامل دانه‌های کوارتز، قطعات لیتیک و سیمان کلسیتی کاملاً مشهود است. e- نمونه شماره ۲ از چاه هفت گنبدلی، عمق ۳۲۸۶، در این مقطع در نور پلاریزه یک **Patch** دولومیتی (ثانویه در اثر دیاژنز) و گسترش آن را در ماسه سنگ فوق می‌بینیم. تخلخل از نوع بین دانه‌ای و شکستگی هر دو دیده می‌شود، f- نمونه شماره ه، از چاه شماره هفت گنبدلی، نور معمولی، ۳۲۸۶ متری، دولومیت در نور معمولی مشهود است و کانی‌های اکسید آهن در خمیره آن دیده می‌شود. g- نمونه شماره چهار از چاه هفت گنبدلی، نور پلاریزه، عمق ۳۲۸۶، تخلخل از نوع شکستگی در این ماسه سنگ در نور دیده می‌شود.



شکل ۷- تصاویر میکروسکوپ الکترونی SEM از نمونه های انتخابی در میدان مورد مطالعه بمنظور شناسایی کانی های رسی: a-نمونه ۲، عمق ۳۱۷۲ (تبدیل شدگی مونتموریلونیت به ایلیت (I/S)، پوسته های فلسی - flakes از حالت مماسی تا حالت فیبرهای عمودی ایلیت بارز است، b- نمونه ۲، عمق ۳۱۷۲ متری، کلریت های اهن دار بصورت بارز و تیغه ای بصورت لانه زنبوری Honeycomb با مونتموریلونیت، c- نمونه ۳ چاه GL.1، عمق ۳۱۷۲ متری، بزرگ نمایی ۲ میکرون (بلورهای میکای مسکویت احاطه شده توسط کلریت، پرکننده فضای بین دانه ای و فیبرهای ایلیت در روند تبدیل شدگی (I/S)، d- نمونه ۴، چاه GL.1، عمق ۳۱۷۲ متری، بزرگ نمایی ۱۰ میکرون (رشد فیبرهای ایلیتی در لبه کوارتز های ایتژن و بافت پرکننده کلریتی)، e- نمونه ۵ چاه GL.1، عمق ۳۱۷۰ متری، بزرگ نمایی ۲۰۰ میکرون (انحلال فلدسپار)، f- نمونه ۶، چاه GL.1، عمق ۳۱۷۰ متری، بزرگ نمایی ۵۰ میکرون (کلسیت ایتژن)، g- نمونه ۷ چاه GL.1، عمق ۳۱۷۰ متری، بزرگ نمایی ۲ میکرون، رشد بلورهای کلسیت ایتژن به عنوان سیمان پر کننده ماسه سنگ مخزنی)، h- نمونه ۸ چاه GL.1، عمق ۳۱۷۰ متری، بزرگ نمایی ۵ میکرون (بلورهای رومبوهدرال دولومیتی و پوسته های ایتی به عنوان بخش پر کننده منافذ).

۵-۴ کانی های رسی Clay minerals

کانی های رسی در مخزن ماسه سنگی شورپیجه شامل مونتموریلونیت، کلریت، ایلیت و کائولینیت که این پدیده سبب نشینی کانی های رسی در ماسه سنگ ها چه بصورت اولیه و چه پس از دیاژنز تاثیر زیادی روی تخلخل و نفوذ پذیری می گذارد و پتانسیل مخزنی را کاهش می دهد. کمبود یا عدم وجود رس های حاشیه ای در نزدیکی و در محل تماس دانه ها، نشان دهنده منشا دیاژنتیکی آنها می باشد [۱، ۳، ۱۱، ۱۲]. ایلیت در رس های حاشیه ای (ایتژن) اشکال رشته ای و مویی را نشان می دهد. کائولینیت داخل حفرات بین دانه ها در حالت درجا زا دیده می شود. برای تشکیل ایلیت (درجازا)

سیالات خنثی تا قلیایی درون حفرات همراه با مقادیر مناسبی K ، Si و Al مورد نیاز است. ولی کائولینیت به آبهای درون حفره ای اسیدی تر و K کمتری نیاز دارد [۱۱، ۱۶]. کلریت از سیالات درون حفره ای با قلیائیت بیشتر که دارای مقدار کمی K^+ ولی مقداری مناسبی Fe را در بر داشته، که ته نشین می شود [۱۵، ۱۶].

تشخیص نوع کانی رسی موجود در پتانسیل مخزنی یک ماسه سنگ حائز اهمیت است. کائولینیت پرکننده حفرات و باعث کاهش تخلخل است ولی روی نفوذ پذیری تاثیر کمی دارد [۱۱]. ایلیت بر اثر مسدود نمودن دهانه منافذ، نفوذ پذیری را کاهش می دهد و روی تخلخل تاثیر کمی دارد. صرف نظر از ته نشین کانی های رسی، جاننشینی به توسط رس در کانی های سیلیکاته نیز صورت می گیرد (اشکال ۵، ۶، ۷).

۶-۴ تفسیر داده های حاصل از پراش سنجی اشعه ایکس (X-Ray Diffraction)

قبل از انجام هرگونه آنالیز پراش سنجی اشعه ایکس از چهار نمونه گرفته شده، بخش مخزنی با روش XRF یا فلورسانسی اشعه ایکس برای بدست آوردن ترکیب شیمیایی نمونه ها و درصد آنها مورد آزمایش قرار گرفته است (جدول-۱). اکسیدهای سیلیسیم، آلومینیم، آهن، کلسیم، سدیم، پتاسیم و منیزیم غالبترین اکسیدها و میزان L.O.I یا پرت حاصل از حرارت نیز قابل توجه و سایر اکسیدها مثل منگنز، تیتانیوم، فسفر و استرانسیوم، کروم و گوگرد و کلر مقادیر زیر یکدهم و یکصدم درصد را نشان می دهند. در نمونه های B5 و B6 از چاه شماره یک گنبدلی کانی های غالب کوارتز و دولومیت هستند ولی هنوز مقدار SiO_2 به ۵۰ درصد نمی رسد. در نمونه B6 مقدار SiO_2 به ۲۹ درصد کاهش یافته و کانی غالب دولومیت می باشد، که مجموع CaO و MgO به ۲۸ درصد می رسد. لیکن در نمونه چاه هفت یعنی B3 میزان SiO_2 به ۶۹ درصد رسیده که نشان دهنده یک ماسه سنگ مشخص است.

جدول ۱ - نتایج آنالیز XRF از نمونه های مخزن ماسه سنگی گنبدلی (مغزه)

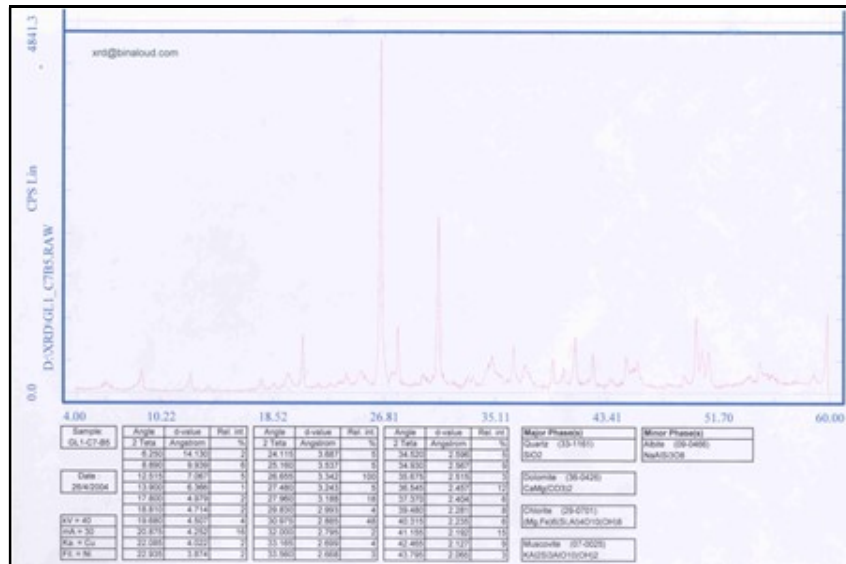
| Sample | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | CaO | Na ₂ O | K ₂ O | MgO | MnO | TiO ₂ | P ₂ O ₅ |
|-----------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|-------------------|------------------|-------|-------|------------------|-------------------------------|
| | % | % | % | % | % | % | % | % | % | % |
| GL1.C7.B5 | 45.11 | 13.39 | 4.54 | 7.62 | 0.55 | 3.99 | 11.28 | 0.121 | 0.494 | 0.125 |
| GL1.C7.B6 | 43.21 | 12.98 | 4.53 | 8.21 | 0.50 | 4.04 | 11.35 | 0.121 | 0.474 | 0.115 |
| GL1-C7-B9 | 29.09 | 9.98 | 3.18 | 13.46 | 0.29 | 3.83 | 14.71 | 0.254 | 0.339 | 0.094 |
| GL7.C2-B3 | 69.19 | 4.35 | 1.38 | 7.77 | 0.71 | 1.19 | 5.84 | 0.103 | 0.278 | 0.050 |

| Sample | L.O.I | SrO | Cr | SO ₃ | Cl |
|-----------|-------|-------|-------|-----------------|-------|
| | % | % | % | % | % |
| GL1.C7.B5 | 12.37 | 0.021 | 0.009 | 0.027 | 0.049 |
| GL1.C7.B6 | 13.97 | 0.011 | 0.008 | 0.024 | 0.046 |
| GL1-C7-B9 | 24.54 | 0.050 | 0.005 | 0.102 | 0.036 |
| GL7.C2-B3 | 8.71 | 0.007 | 0.003 | 0.025 | 0.068 |

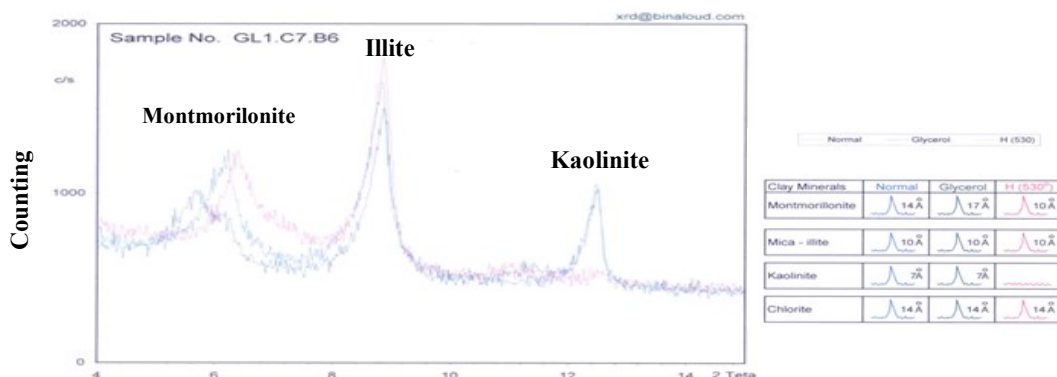
کائولینیت و کلریت: در مطالعات XRD انجام شده از سه نمونه چاه شماره یک گنبدلی یعنی B5، B6 و B9 کانی کلریت جزء کانیهای اصلی و سنگ ساز است، لیکن در نمونه B3 که یک ماسه سنگ با ۶۹ درصد SiO_2 است، کلریت جزء کانیهای فرعی تلقی شده است. کلریت جزء رس های چهار لایه ای سیلیکا-آلومینا است و گاهاً غنی از آهن. سطوح انعکاس های مبنای قابل تشخیص کلریت در آزمایش XRD یا پراش سنجی اشعه ایکس نزدیک $14. A^\circ$ ، $7.1 A^\circ$ ، $4.75 A^\circ$ و $3.53 A^\circ$ انگستروم است [۱۱]. در طیف نگار XRD همه این سطوح قبل از پیک اصلی کوارتز دیده می شوند [۳]. با توجه به مقدار Fe شدت نسبی پیک کلریت تفاوت می کند و بیشتر می شود و از ۲ درصد تا ۵ درصد در نمودارهای XRD نمونه های B5 و B6 و B9 متفاوت میباشد، ولی در نمونه B3 این شدت به ۱ درصد رسیده است.

d-valve کلریت در آزمایش رس جدا شده از سنگ با سه حالت نرمال، اشباع شده با گلیسرول و حرارت داده شده تا ۵۵۰ درجه سانتی گراد [۱۱]، در حد ۱۴ انگستروم ثابت مانده است. اگر کلریت بالای ۵۵۰ درجه حرارت داده شود ساختار کریستالی آن از هم پاشیده و انعکاس های مبنای XRD دیگر نخواهد بود (اشکال های ۸ الی ۱۰).

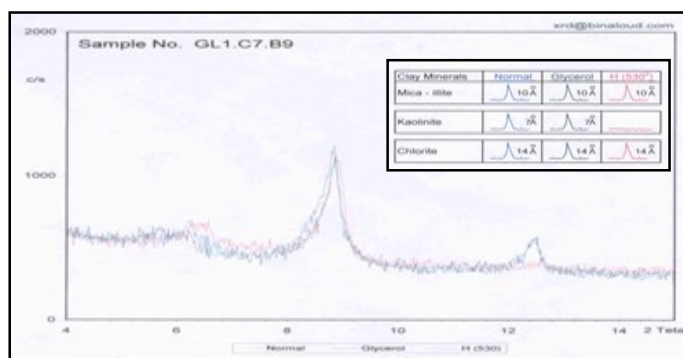
کائولینیت اصولاً در آزمایش کلی نمونه بروش XRD در هر چهار نمونه آزمایش شده و در دو حالت نرمال و اشباع شده توسط گلیسرول ۷ انگستروم را نشان می‌دهد ولی در هنگام حرارت دیدن تا ۵۳۰ درجه سانتی گراد سطوح کریستالی کانی سبب فروپاشی می‌گردد و سطح مبنای انعکاسی XRD دیده نمی‌شود. این فرق بین کلریت و کائولینیت را در این آزمایش حساس نشان می‌دهد. کائولینیت اصولاً ساختار دو لایه ای (آلومینا-سیلیکا ۱:۱) داشته و در شرایط اسیدی در مراحل دیازنز ایجاد می‌گردد. سطح (002) کائولینیت **d-valve** معادل 3.58 انگستروم را نشان می‌دهد ولی سطح (004) کلریت 3.53 انگستروم را نشان می‌دهد [۱]. با واپاشی سطوح شبکه کائولینیت در اثر حرارت ۱۴ درصد وزن آن به سبب انحلال گروه های OH کاسته می‌گردد. کائولینیت به آبهای درون حفره ای اسیدی تر و K^+ کمتری احتیاج دارد، ولی کلریت از سیالات درون حفره ای با قلیائیت بیشتر که دارای مقدار کمی K^+ ولی مقدار مناسبی Mg^{++} هستند بوجود می‌آید.



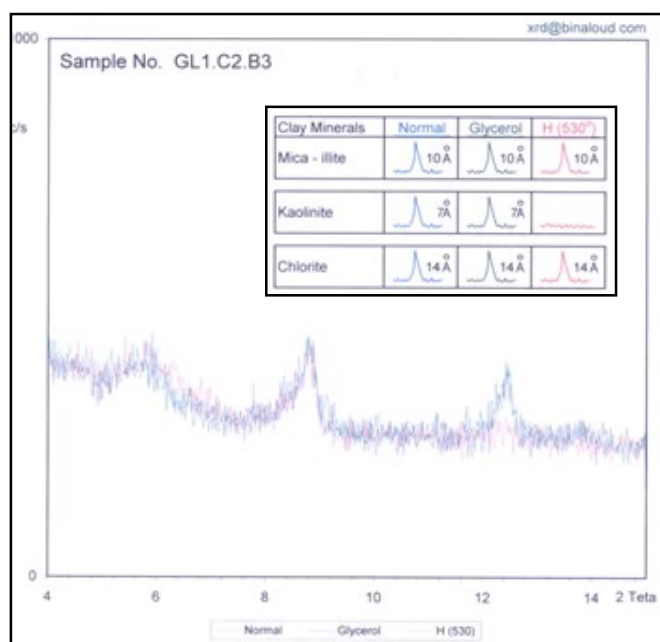
شکل ۸- نتایج آنالیز XRD نمونه B5 از چاه یک گنبدلی.



شکل ۹- نتایج آنالیز XRD رس های جدا شده از نمونه B5 از چاه یک گنبدلی



شکل ۱۰- نتایج آنالیز XRD نمونه B9 از چاه یک گنبدلی



شکل ۱۱- نتایج آنالیز XRD رس های جدا شده از نمونه B3

ایلیت: جانشینی Al به جای Si در شبکه ایجاد بار لایه ای منفی می نماید و برای بالانس کردن آن یک لایه بینابینی از K^+ عمل می کند. ایلیت در سه نمونه چاه شماره ۱ گنبدلی کانی اصلی و در نمونه چاه شماره ۷ نیز بعنوان کانی فرعی با درصد کم دیده می شود. از همین گروه کانی رسی ایلیت است که در مطالعات XRD کانی های رسی کاملاً مشخص شده است. پیک XRD آن با d -valve معادل ۱۰ انگستروم در سه حالت نرمال، اشباع گلیسرول و حرارت داده شده کاملاً ثابت است. شدت پیک ایلیت بالا ولی با زاویه پائین مشاهده می شود. ایلیت در ماسه سنگ ها بصورت تخریبی (اولیه) و یا دیاژنتیک وجود دارد و با پر کردن حفرات بصورت Lining (دور دانه ای) ، یا مویی (Hairy) عمل می نماید [۱]. این رس سه لایه ای (آلومینا - سیلیکا ۱: ۲) است و گاهی بین لایه های اسمکتیت در آن یافت می شود. برای تشکیل ایلیت بصورت درجا زا سیالات خنثی تا قلیایی درون حفرات همراه با مقادیر مناسبی K^+ ، Si^{4+} و Al^{3+} مورد نیاز است. ایلیت بصورت موثری روی تراوایی اثر می گذارد و روی تخلخل تاثیر کمی دارد.

مونتموریلونیت: در دو نمونه چاه شماره یک یعنی نمونه B5 و B6 در روش پراش نسبی XRD روی رس های تفکیک شده از ماسه سنگ، مونتموریلونیت مشاهده و پیک شده است. رفتار این رس در آزمایش اشباع گلیسرول، انبساط d-valve تا ۱۷ انگستروم و بعد از گرم کردن تا ۵۵۰ درجه سانتی گراد به ۱۰ انگستروم تغییر می یابد. مونتموریلونیت جزء گروه Dioctohedral از گروه اسمکتیت هاست [۳] [۴]. به دلایل گوناگون حضور این رس در ماسه سنگ ها بسیار حساس است. بدلیل اینکه ۲۵ درصد سیمان رس ماسه سنگ ها از ایندسته رس هاست و در نتیجه در بحث کیفیت تولید مخزن بسیار موثر است. دوم اینکه در فرآیندهای بعدی دیاژنز با فراهم سازی زمینه برای سیمانی شدن کوارتز و رشد ژئولیت ها و نیز ایلیتی شدن نقش اساسی بازی می کند

۵- نتیجه گیری

مطالعات صورت گرفته نشان می دهد کانیهای رسی موجود قادر است تاثیرات گوناگونی بروی خصوصیات مخزن بگذارند. سنگ مخزن ماسه سنگی گنبدلی عموماً در محدوده ساب لیت آرنایت نابالغ از طبقه بندی (فولک) قرار میگیرد، شامل گستره ای از دانه بندی بزرگ دانه تا خیلی ریز دانه را در بر گرفته است. حضور انواع کانی های رسی در شبکه تخلخل امکان تاثیرات گوناگون در خصوصیات پتروفیزیکی مخزن در تولید مخزن اثر گذار خواهد بود. انسدادها و لایه های ناتراوا در مخزن توسط این مطالعات مشخص و شفاف سازی شده اند. تجمع پتاسیم در ایلیت و کانیهای مشابه سبب افزایش رادیو اکتیو بروی نمودار پرتو گاما میگردد. تجمع کلریت با آهن بطور نسبی مقاومت ویژه پایینی بروی نمودار مربوطه می گذارد. مکانیزم جداشدگی و مهاجرت ذرات ریز درجا (کائولینیت) باعث تعلیق و به دام افتادن این ذرات، که مهمترین عامل مخرب سازند مخزنی می باشد را ایجاد می کند. اسمکتیت به آب شیرین و کلریت به اسید حساس است، همچنین کانی اسمکتیت به آب حساس بوده در نتیجه مخلوط لایه ای ایلیت/اسمکتیت در تماس با آب متورم شده باعث بسته شدن تخلخل و از طرفی باعث سست شدن لایه رسی و فروریزش دیواره چاه می گردد. کلریت ها به اسید حساس و سبب رسوب هیدراکسید آهن در زمان اسید کاری چاه های می گردد و همچنین باعث مسدود شدن تخلخل و در نتیجه کاهش تراوایی برای سازند مخزنی ایجاد میکند. گلوکونیت ها که از دسته ایلیت ها محسوب می گردند، بروی نمودار های پرتوی گاما با افزایش شدید پرتوی گاما، و خطای محاسباتی حجم شیل در سازند مخزنی می گردد. انجام آنالیز و تحقیق بروی مغزه های مخزنی، وضعیت تخلخل و اثر کانی های رسی و حاصل از دیاژنز در رفتار مخزن بررسی و نتایج حاصل از آن در درک شرایط عملکرد تولیدی مخزن بسیار ضروری قلمداد میشود.

مخزن گازی و ماسه سنگی گنبدلی در سازند شوربجه، پس از مطالعات اکتشافی از سال ۱۳۶۶ شمسی و متعاقب آن تا سال ۱۳۸۰ با روش دترمینیستک (قاطع) مورد مطالعه قرار گرفت و آخرین نتایج کمی و کیفی بر اساس مطالعات لرزه ای- مخزنی ابهامات اساسی را در طرح توسعه میدان مطرح ساخت. پیشنهاد مطالعات شبیه سازی تولیدی و مطالعات تفصیلی روی کانیهای حاصل از دیاژنز در میدان توصیه می گردد و مطالعات ریسک آنالیز و ارزیابی اقتصادی در میدان ضروری است.

تشکر و قدردانی

این تحقیق تحت حمایت جامع شرکت ملی نفت ایران و مدیریت محترم اکتشاف انجام پذیرفته است، بدینوسیله قدردانی می گردد. همچنین از داوران مقاله آقای دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز) و خانم دکتر فروغ عباساکی (فارغ التحصیل دکتری دانشگاه فردوسی مشهد) تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [۱] مستقل. ب.، ۱۳۸۳ کار برد آنالیز و مدل سازی استوکاستیک (ناقاطع) در خلال مطالعات جامع ویژگیهای مخزن گازی گنبدلی (مرز ایران ترکمنستان) پایان نامه دکتری ، دانشگاه آزاد اسلامی ، واحد علوم تحقیقات.
- [۲] مستقل، ب.، بشری ع. و خاکزاد، ا.، کاربرد آنالیز و مدل سازی استوکاستیک (ناقاطع) در خلال مطالعات جامع ویژگیهای مخزن گازی گنبدلی (مرز ایران و ترکمنستان) مجله علمی پژوهشی علوم پایه دانشگاه آزاد اسلامی تهران، سال پانزدهم، پائیز ۱۳۸۴ شماره ۵۷ ، پاییز ۱۳۸۴، ص ۳۲۷-۳۴۰.
- [۳] دهکار، ع.، بشری، ع.، و اصلانی، س.، مطالعه ژئوشیمیایی و پتروفیزیکی بروی کانی های رسی بخش E سازند قم ، میدان گازی سراج قم، نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران ، سال اول ، شماره ۲ ، پاییز-زمستان ۱۳۹۰ ص ۳۵-۴۷.
- [۴] دهقانی، ز.، سلیمانی ، ب.، ارزیابی ژئوشیمیایی و محیط رسوبی واحدهای شیلی سازند پابده -گورپی و تاثیر کانیهای رسی در پایداری دیواره چاه، مطالعه موردی: میدان نفتی آغاچاری ، نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال دوازدهم، شماره ۲۳، بهار و تابستان ۱۴۰۱ص۱۰۶-۱۲۸
- [۵] AFSHAR HARB , A., 1979. The Stratigraphy, tectonics and petroleum geology of Kopet- Dagh region, North Iran, Ph.D thesis, petroleum geology section, Royal school of mines Imperial college, London.
- [۶] MOHTADI HAGHIGHI, J., 1987. An investigation on gas-bearing sandstones in Shurijeh Formation, Gonbadli structure, D- Zone. NIOC-EXP
- [۷] MOUSSAVI-HARAMI, R., & BERNNER, R.L., 1990. Lower Cretaceous (Neocomian) fluvial deposits in eastern Kopet-dagh basin, N-E of Iran. *Cretaceous Research*, **11**: 163-174.
- [۸] MOSTAGHEL., B, BASHARI, A., & KHAKZAD., A., 2004. Application of Stochastic Analysis & Modelling through Integrated Reservoir Characterization in Gonbadli Gas field (North Eastern of the Iran), (66th EAGE Conference & Exhibition, 6-10 June, 2004, Paris).
- [۹] BASHARI, A., MOSTAGHEL., B & KHAKZAD., A., 2004. Application of Stochastic Analysis & Modelling through Integrated Reservoir Characterization in Gonbadli Gas field, North Eastern of the Iran, (AAPG International Conference & Exhibition Oct 24-27 2004, Cancun, Mexico).
- [۱۰] BASHARI, A., MOSTAGHEL., B., KHAKZAD., A., AMIN SOBHANI, A., 2004. Application of Stochastic Analysis & Modelling through Integrated Reservoir Characterization in Gonbadli Gas field, North Eastern of the Iran, (32nd International Geological Congress, Florence Italy August 20-28, 2004).
- [۱۱] BASHARI, A., 2000. Petrography and clay mineralogy of Volcanoclastic Sandstones in the Rewan Group, Southern, Bowen Basin, Australia. *Journal of Petroleum Geoscience*, **6**: 151-163.
- [۱۲] BASHARI, A., An attempt to reservoir characterization of Burgan sand, in the northwest of the Persian Gulf toward Kuwait. *Iranian Journal of Petroleum Geology*, **18**: 102-120).
- [۱۳] MCKINELEY, M., WORDEN, R.H., & RUFFEL, A.H., 2003. Smectite in Sandstones: A review of Controls on Occurrence and Behaviour during Diagenesis. *Int. Assoc. Sedimental. Spec. Publ.* **34**: 109-128.
- [۱۴] FOLK, R.L. 1980. Petrology of sedimentary rocks. Hemphill, Austin, Texas
- [۱۵] BASHARI, A., 1998. Diagenesis and reservoir development of sandstones in the Triassic Rewan Group, Bowen Basin, Australia. *Journal of Petroleum Geology*, **21**(4): 445-465.
- [۱۶] WORDEN, R.H. & MORAD, S., 2003. Clay minerals in sandstones: Control on formation, distribution and evaluation. *Int. Assoc. Sedimental. Sepe. Publ.* **34**, 3-41.
- [۱۷] MC DONALD, D.A., & SURDAM R. C, 1984, Clastic diagenesis. *AAPG Memoir* 37. DOI: <https://doi.org/10.1306/M37435>.

- [۱۸] MORADI, M., KADKHODAIE, A., RAHIMPOUR-BONAB, H., 2023. Controls of depositional facies and diagenetic processes on hydraulic flow units of the Shurijeh Formation in the one Gas field. *Northeast of Iran. Journal Applied Sedimentology*, **11**(21), 267-284, <https://doi.org/10.22084/PSJ.2023.26580.1363>.
- [۱۹] MORADI, M., RAHIMPOUR-BONAB, H., KADKHODAIE, A., & CHEHRAZI, A., 2022. Analysis and distribution of hydraulic flow unit and electrofacies in the framework of sedimentary sequences in one of the gas fields in northeastern Iran. *Journal of Petroleum Research*, **32(123)**: 3-18, <https://doi.org/10.22078/PR.2021.4402.2995>.
- [۲۰] MORTAZAVI MEHRIZI, M., 2013. Lithofacies analysis, depositional and post depositional history and sequence stratigraphy of the Shurijeh Formation (Late Jurassic-Early Cretaceous) in the Central and Western parts of the Kopet Dagh Basin. Ph.D. thesis, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad. 433 p.
- [۲۱] MORADI, M., KADKHODAIE, A., 2022. Recognition of oil traps in the Kopet-Dagh Basin (Northeastern Iran) Using fusion of seismic attributes, petrophysical logs and geological data. *Journal of Petroleum Science and Technology*, **12(4)**: 25-44

Petrography and clay minerals effect on Shurijeh reservoir: attempt to reservoir characterization in Shurjeh Gas reservoir, Gonbadli Field

A. Bashari^{1*}, B. Mostaghel²

1-Retired faculty member at RIPI, Tehran, Iran

2-Head of Oil and Gas Exploration and Production department, Petro Kaveh Group, Tehran, Iran

*a_bashari@yahoo.com

Received: October 2024, Accepted: December 2024

Abstract

Petrography and clay mineralogical study on DII, DI members of shurjeh gas reservoir (sandstones), and upper member of DII shows, presence of different type of minerals, as well as clay minerals, such as calcite, gluconate, Pyrite, Iron oxide, interbedded with silty & clay layers. Petrography studies along with XRD, XRF, EDX, SEM on the present samples, indicates presence of, kaolinite, illite, chlorite and expandable clay minerals. Expandable clay comprises smectite and mixed layer or interstratified Illite / Smectite (I/S). Clay minerals have a tendency to change permeability of the rock, and hinder the passage of fluids. Kolinite may also cause varying degrees of impaired permeability on contact with fresh water. presence of interstitial clay drastically increases microprosimy whilst at the same time reducing effective prosimy. Petrography study shows, the mineralogical composition of reservoir rock comprised, Sub litharenites, using nomenclature of Folk, 1980., in general, 75% Quartz, 6% Feldspar and 15% Rock Fragments. Presence of different clay minerals in pore networks may have a significant impact on petrophysical properties of reservoir and hence affect reservoir productivity.

Keywords: Gonbadli Gas field, shurjeh, Petrography clay mineralogy, Petrophysics



Determining of Sequence Boundaries and Surfaces of the Kazhdumi Formation in one of the fields in the north-west of the Persian Gulf Based on Seismic Sequence Stratigraphy

Milad Goudarzi¹, Mohammad Farid ghasemi^{2*}, Abbas Sadeghi³, Ahmad Yahyaei⁴

1-Master's student, Petroleum and sedimentary Basin, Shahid Beheshti university, Tehran, Iran

2-Assistant Professor, Petroleum and sedimentary Basin, Shahid Beheshti university, Tehran, Iran

3-Professor, Petroleum and sedimentary Basin, Shahid Beheshti university, Tehran, Iran

4-Master's expert, Exploration Unit, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran

mfghasemi110@gmail.com*

Received: October 2024, Accepted: December 2024

Abstract

An integrated analysis of subsurface data, including seismic and well log data, provides a powerful tool for a more precise sequence stratigraphic interpretation and a better understanding of oil fields. By clarifying the relationship between sedimentary sequences, facies, and reservoir properties, this approach contributes to more accurate predictions of facies distribution and hydrocarbon reservoir identification. To this end, the deposits of the Kazhdumi Formation in a North-West Persian Gulf field were studied in three wells. In this research, to evaluate the Kazhdumi Formation more accurately, after matching the seismic data with the well data using check shots, the seismic data interpretation method based on sequence stratigraphic principles and the termination of seismic reflectors on seismic sections was employed to determine the extent of sequence boundaries and elements of the Kazhdumi sequence. As a result of the seismic studies, one seismic sequence was identified in the Kazhdumi Formation in the studied field. The components of this sequence include the base of the Dariyan Formation as the lower sequence boundary, the base of the Madud Formation as the upper sequence boundary, the base of the Burgan B Formation related to the lowstand systems tract, the base of the Burgan A Formation related to the transgressive systems tract, the Dar limestone corresponding to the maximum flooding surface, and the upper Kazhdumi along with a part of the Madud member of the Sarvak Formation related to the highstand systems tract. The Kazhdumi sequence was interpreted and mapped on 2D seismic sections in the studied field and its surrounding areas. Subsequently, by interpolating the points between the 2D seismic lines, isopach maps were prepared for six levels within the Kazhdumi sequence, which showed the distribution pattern and thickness variations of the facies groups in the studied field and surrounding areas. The thicknesses of the lowstand systems tract (Burgan B), transgressive systems tract (Burgan A), Dar limestone member, and highstand systems tract (including the upper Kazhdumi member and Madud limestone) were calculated as 75, 78, 105, and 180 meters, respectively, among which the thickness of the upper Kazhdumi member was about 60 meters and the thickness of the Madud member was 120 meters.

Keyword: Kazhdumi Formation, seismic data, seismic sequential stratigraphy, Seismic cross-section, sequence surface



Investigating the effect of Hendijan/Izeh fault on the sedimentation of Tarbur formation in Keynow anticline based on sedimentology and biostratigraphy studies

Sadegh Zahiri¹, Davood Jahani^{2*}, Ali Rahmani³

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

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

3- National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran, Iran

jahani374d@gmail.com*

Received: August 2024, Accepted: October 2024

Abstract

The Zagros foreland basin developed as a result of regional tectonics during the Late Cretaceous, and the folding patterns in the Zagros Fold-Thrust Belt have been influenced by the activity of basement faults with varying trends and the mechanical behavior of the rock units. This factor has had a direct impact on sedimentation patterns of the overlying deposits, structural evolution, and deformation in the basin, which is often reflected in the distribution of facies and thickness variations of the deposits. In this study, based on fieldwork, aerial photographs, and the analysis of 33 thin sections, the influence of the Hendijan-Izeh Fault on the sedimentation of the Tarbur Formation (Maastrichtian in age) in the Keynow Anticline and its extension in the anticline were examined. Based on the conducted studies, four facies were identified, and the depositional environment was interpreted as a carbonate ramp. The age of the sediments, based on biostratigraphic analysis, is Maastrichtian. The study revealed that the Tarbur Formation transitions into the Gurpi Formation as it moves away from the Hendijan-Izeh Fault, and similarly, in the southern limb of the Keynow Anticline, the Gurpi Formation has been deposited instead of the Tarbur Formation. Thus, it can be concluded that the Hendijan-Izeh Fault influenced the sedimentation during the deposition of the Tarbur Formation. Based on the findings of this study, it is recommended that the geological map of the Keynow Anticline be revised.

Keywords: Tarbur Formation, Maastrichtian, Hendijan-Izeh Fault.



Reconstruction of depositional environment and sea-level changes in the Ilam Formation (Late Cretaceous) in the Lorestan subzone, Zagros

Atefeh Yeganeh Moghadam¹, Asadollah Mahboubi^{1*}, Mohammad Hosein Mahmoudi

Gharaie¹, Reza Mousavi Harami¹, Arsalan Bakhshi²

¹ Department of Geology, Faculty of Science, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran

² National Iranian Oil Company, Tehran, Iran

*Mahboubi@um.ac.ir

Received: September 2024, Accepted: October 2024

Abstract

The Ilam Formation is considered one of the most important reservoir formations in Iran due to its significant extent in the Late Cretaceous of the sedimentary-structural Zagros Zone. The changes in facies, lithology, and depositional environment from shallow to deep marine settings have played a considerable role in enhancing the reservoir characteristics of this formation. This study focuses on the Ilam Formation in the well No.1 of Babaghir oilfield (thickness of 153 meter) and two surface sections of Tange-Hamam (thickness of 107 meter) and Azgeleh (thickness of 218 meter) in the Lorestan subzone for reconstruction of the depositional environment and sea-level changes during the Upper Cretaceous. The Ilam Formation primarily composed of limestone and shaly limestone. After studying 270 thin sections, four microfacies were identified in the study area. These include mudstone to mudstone with planktonic foraminifera, wackestone with planktonic foraminifera, wackestone-packstone with planktonic foraminifera and oligosteginids, and wackestone-packstone with planktonic foraminifera and skeletal fragments. Based on textural characteristics and evidence of gravity currents, it is believed that the Ilam Formation in the study area was formed in a carbonate shelf. Sequence stratigraphy analysis in the study area has revealed a third-order depositional sequence with transgressive-regressive system tracts. The evolution of carbonate platform of the Ilam Formation in the study area has been significantly influenced by global sea level fluctuations, dominant warm climate, and palaeogeographic conditions during the Upper Cretaceous.

Keywords: Ilam Formation, Zagros, carbonate platform, Late Cretaceous, sequence stratigraphy



Evaluation of Reservoir Quality of upper Dalan formation using Modern Technics of Petrophysical data in one of the gas fields in southern Iran

Pariya Zendehtdel¹, Amir Karimian Torghabeh^{2*}

¹ MSc Petroleum Geology Group, Department of Earth Sciences, Faculty of Science, Shiraz University, Iran.

² PhD Department of Geology, Faculty of Sciences, Ferdowsi University of Mashhad

*amirkarimian@shirazu.ac.ir

Received: September 2024, Accepted: October 2024

Abstract

Today, reservoir rock evaluation is very important in the oil industry. The ability of petrophysical evaluation is very important in determining reservoir zones and investigating them in petroleum geology. The studied gas field is one of the gas fields in the south of Iran in the Zagros sedimentary basin. In this research, using petrophysical data and porosity-permeability information of the cores and with the help of the possible evaluation method, the petrophysical parameters of the upper Dalan Formation were evaluated in two wells 4 and 6. The purpose of the research is to check the quality of the studied gas field and evaluate the reservoir properties using petrophysical studies. According to the results of this petrophysical evaluation, in the upper Dalan Formation in wells 4 and 6, the average shale volume is 1.7 and 2.4, respectively, the average water saturation is 30, 22.4, respectively, and the average effective porosity is 3.7 and 4.4, respectively. 6 and the ratio of useful thickness to total thickness is 0.68 and 0.92 respectively. The closer the value of this parameter is to 1, the studied formation has more reservoir quality. For a more detailed investigation, the upper Dalan formation in the studied field was divided into 3 zones (UD-3-UD-1) and UD-3 zone was divided into two sublayers (UD-3b-UD-3a). UD-2 zone with the dominant lithology of dolomite and some calcite, due to the volume of gas and greater porosity than other zones, was recognized as the best reservoir horizon. Such studies are used to increase production and EOR.

Keywords: Petrophysics, gas field, EOR, upper Dalan formation, reservoir quality.



Lithostratigraphy, microfacies, sedimentary environment Electrofacies Determination of the Asmari Reservoir using Neural Net SOM Method in Qaleh Nar Oil Field

Yahya Nilufari¹, Bahman Soleimani^{2*}, Ali Kadkhodaie³, Rahmat Sadeghi⁴, Abdola Chogol⁵

1, 5-MSc. of Petroleum Geology and Sedimentary Basin Dept., Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2*-Prof. in Petroleum Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

3- Assoc. prof. in Petroleum Geology, Natural Sciences Faculty, Tabriz, Iran

4- Senior of NISOC, Ahvaz, Ahvaz, Iran

*soleimani_b@scu.ac.ir

Received: September 2023, Accepted: August 2024

Abstract

Determining reservoir electrofacies plays an important role in the petrophysical evaluation of the zones of a reservoir in order to optimally exploit reservoirs and develop oil fields. Electrofacies is defined on the basis of data clustering, which is based on the clustering of similar petrophysical logs in the same groups and their differentiation from other groups. The current research was carried out in the Asmari Formation of the Ghaleh Nar oil field. At first, using different clustering methods such as SOM, MRGC and DYNCLUST in a number of field wells, the initial model of electrofacies was prepared. In examining the initial clusters of all three methods, similar clusters were merged in terms of sonic wave velocity parameters, shale amount and gamma log, and finally, based on the reservoir quality, 6 final facies were created. The determined electrofacies were matched with the flow units obtained from the porosity and permeability of core analysis data. Among them, the results of the SOM method, which had the most agreement, were chosen as the optimal clustering method. Although the porosity in these facies is mainly inter-granular, inter-crystalline, mold and cavity or fractures, but these facies have some differences in texture. Cementation and dolomitization processes are more common in facies 1 than in facies 2. In facies 3, compared to facies 4, the process of dolomitization, micritization, cementation, and pressure dissolution (stylolitization) process has also occurred. Facies 5 has better reservoir conditions due to the decrease in intensity of cementation and dolomitization. Facies 6 is characterized by dominant grain fabric and scattered dolomitization. The provided electrofacies model was extended to the whole field. This model has the ability to separate different parts of the reservoir from each other. Based on the results of this model and changes in electrofacies, zones 1 and 3 have favorable reservoir quality, zone 4 has medium to good quality, and zones 2 and 5 generally have unfavorable reservoir conditions. In general, the reservoir quality becomes unfavorable towards the base of the reservoir in terms of facies changes.

Keywords: Qaleh Nar oil field, Electrofacies, Asmari reservoir, clustering, Neural self organization management.



Iranian Journal of Petroleum Geology **Number 26, Autumn & Winter, 2023**



| Contents | Page |
|--|-------------|
| Electrofacies Determination of the Asmari Reservoir using Neural Net SOM Method in Qaleh Nar Oil Field Y. Nilufari, B. Soleimani, A. Kadkhodaie, R. Sadeghi, A. Chogol | 1 |
| Evaluation of Reservoir Quality of upper Dalan formation using Modern Technics of Petrophysical data in one of the gas fields in southern Iran P. Zendehtdel, A. Karimian Torghabeh | 20 |
| Reconstruction of depositional environment and sea-level changes in the Ilam Formation (Late Cretaceous) in the Lorestan subzone, Zagros A. Yeganeh Moghadam, A. Mahboubi, M.H. Mahmoudi Gharaie, R. Mousavi Harami, A. Bakhshi | 34 |
| Investigating the effect of Hendijan/Izeh fault on the sedimentation of Tarbur formation in Keynow anticline based on sedimentology and biostratigraphy studies S. Zahiri, D. Jahani, A. Rahmani | 50 |
| Determining of Sequence Boundaries and Surfaces of the Kazhdumi Formation in one of the fields in the north-west of the Persian Gulf Based on Seismic Sequence Stratigraphy M. Goudarzi, M.F. Ghasemi, A. Sadeghi, A. Yahyaei | 63 |
| Petrography and clay minerals effect on Shurijeh reservoir: attempt to reservoir characterization in Shurjeh Gas reservoir, Gonbadli Field A. Bashari, B. Mostaghel | 80 |



Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 26, Autumn & Winter 2023, pp. 1-103

Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 26, Autumn & Winter, 2023

Publisher: Iranian Society of Petroleum Geology

Editor in Charge & Literary Editor: A. Bahrami, Associate 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, Associate 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

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

Referees:

F. Abasaghi

A. Bashari

A. Behdad

H. Ghanbarloo

P. Rezaei

E. Sattari

B. Soleimani

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