



## مجله زمین شناسی نفت ایران

سال پنجم، شماره ۱۰، پائیز و زمستان ۱۳۹۴

### هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر کاظم سید امامی، استاد دانشگاه تهران  
دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان  
دکتر محمد رضا رضایی، استاد دانشگاه کرتین استرالیا  
دکتر ایرج عبدالهی فرد، اداره پژوهش ژئوفیزیک مدیریت  
اکتشاف شرکت ملی نفت ایران  
دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر محمد رضا کمالی، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد  
دکتر علی وطنی، دانشیار انستیتو نفت دانشگاه تهران

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

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

سر دبیر: دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

مدیر اجرایی: گیتی شرفی

مدیر داخلی: دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

ویراستار: دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

- ۱- دکتر محمود برگ ریزان
- ۲- دکتر علیرضا بشری
- ۳- دکتر علی بهرامی
- ۴- دکتر علی حسین جلیلیان
- ۵- دکتر علی رحمانی
- ۶- دکتر بهمن سلیمانی
- ۷- دکتر علی شکاری فرد
- ۸- دکتر محمد علی صالحی
- ۹- دکتر امرالله صفری
- ۱۰- دکتر علی صیرفیان
- ۱۱- دکتر عزیزالله طاهری
- ۱۲- دکتر علی غیبشای
- ۱۳- دکتر سید علی معلمی
- ۱۴- دکتر محمود معماریانی
- ۱۵- مهندس بهزاد مهرگینی
- ۱۶- مهندس مرتضی نوری

### 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 ۰۶/۰۹/۱۳۸۹ 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 پنجم، شماره ۱۰، پائیز و زمستان ۱۳۹۴

## فهرست مقالات

صفحه

۱. مطالعه ژئوشیمیایی تشکیل میان لایه های قیری در مخزن بنگستان در میدان نفتی کوپال  
سیده سیما ترابی، محمد رضا کمالی
۱۸. ریزرخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در زون ایذه (منطقه ایذه)، حوضه رسوبی زاگرس  
محمد رضا طاهری، حسین وزیری مقدم، عزیزالله طاهری، علی غبیشاوی
۴۲. ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میادین نفتی دشت آبادان  
الهام اسدی مهماندوستی، سیدعلی معلمی، مهناز امیرحسینی، عزیزالله حبیبی
۶۰. کاربرد روش های خوشه سازی (SOM, DC, AHC, MRGC) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران  
سکینه نقدی، فرهاد خوشبخت، سید علی معلمی
۷۸. چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)  
حسین وزیری مقدم، صلاح الدین عرب پور، علی صیرفیان، عزیزالله طاهری، علی رحمانی
۱۰۷. زیست چینه نگاری، ریزرخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برشهای دیگر در حوضه زاگرس  
مهرناز رحیم زاده، علی صیرفیان، حسین وزیری مقدم، علی رحمانی

## 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 ۲۵ صفحه) از طریق پست الکترونیکی [isp.g.paper@gmail.com](mailto:isp.g.paper@gmail.com) که در سایت انجمن به نشانی: [www.isp.g.ir](http://www.isp.g.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 اعضاء 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 [isp.g.paper@gmail.com](mailto:isp.g.paper@gmail.com) تماس حاصل نمایید. نویسندگان مقالات مسئول نوشته ها و نظرات خود هستند و آراء و نظریات آنان لزوماً نظر اعضای هیأت تحریریه مجله نیست. جهت کسب اطلاعات مربوط به آیین نامه نگارش مقالات به سایت انجمن مراجعه شود.

### ۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

#### ۱-۲ عنوان

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

#### ۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

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

۱-۳ شکل کلی مقاله اندازه صفحات باید برابر A4 و حدود بالا، پایین، چپ و راست به ترتیب برابر با ۲،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	Times New Roman	متن انگلیسی
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

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

## 3-3- منابع فارسی و لاتین

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: آقابیاتی، 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 می رود، 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.



## مطالعه ژئوشیمیایی تشکیل میان لایه های قیری در مخزن بنگستان در میدان نفی کوپال

سیده سیما ترابی<sup>۱\*</sup>، محمد رضا کمالی<sup>۲</sup>

<sup>۱</sup> دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه زمین شناسی

<sup>۲</sup> پژوهشگاه صنعت نفت- پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالا دستی

torabisima@yahoo.com, Kamalimr@irpi.ir

دریافت خرداد ۱۳۹۵، پذیرش شهریور ۱۳۹۵

### چکیده

تاقدیس کوپال در حدود ۶۰ کیلومتری شمال شرقی شهرستان اهواز، که از دو کوهانک شرقی و غربی تشکیل شده است. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی صورت گرفته بر روی سنگ منشاء میتوان بیان نمود که سازند پابده در این میدان در ابتدای پنجره نفت زایی (Oil-window) قرار دارد. سازند کژدمی در این میدان حفاری نشده و برای ارزیابی پختگی و تطابق ژئوشیمیایی این سازند با نفت میدان کوپال از نمونه های سازند کژدمی در چاه های میداین مجاور یعنی مارون و هفتگل استفاده شده است؛ نتایج نشان میدهد این سازند به عنوان سنگ منشاء اصلی محسوب میشود. با توجه به این که در مخزن سروک میدان کوپال میان لایه های قیری مشاهده شده است، هدف بررسی ژئوشیمیایی بر روی میان لایه های قیری در مخزن سروک و علل تشکیل آن در میدان کوپال می باشد. نتایج نشان می دهد که تشکیل میان لایه های قیری در سطح تماس آب و نفت در اثر عوامل مختلفی از جمله آسفالتین گیری طبیعی (Natural Deasphalting)، جدایش ثقلی (Gravity Segregation) و مخلوط شدن نفت ها (oil-mixing) ایجاد شده است. آنالیزهای ژئوشیمیایی دلالت بر آن دارد که آسفالتن اولیه که از سنگ منشاء ایجاد می شود در نفت وجود ندارد بلکه آسفالتن ثانویه است که به علت فعل و انفعالات شیمیایی درون چاهی و به واسطه مخلوط شدن نفت های تولیدی حاصل از لایه های مختلف از هر چاه ایجاد می گردد.

**واژه های کلیدی:** میان لایه های قیری، مخزن بنگستان، میدان نفی کوپال، ژئوشیمی مخزن.

## ۱- مقدمه

علت تشکیل میان لایه های قیری در مخزن بنگستان مشخص نیست و ضرورت تحقیق در زمینه علت تشکیل و رسوب ترکیبات سنگین نفت که منجر به تشکیل این لایه می شود، انجام می پذیرد. امروزه کاربرد ژئوشیمی نفت در زمین شناسی توسعه ای و مهندسی تولید توجه زیادی را به خود جلب نموده است. تطابق نفت-سنگ منشاء، در اکتشاف نفت بسیار حائز اهمیت است زیرا اطلاعات با ارزشی در مورد درک بهتر سنگ منشاء در اختیار می گذارد. تطابق های ژئوشیمیایی برای تعیین ارتباط ژنتیکی بین آن ها بکار می رود [۹،۱۳].

میان لایه های قیری زمانی تشکیل می شوند که مقادیر بالای عناصر NSO در زون های فقیر از نفت در مخازن نفتی و نیز نزدیک سطح تماس آب و نفت قرار بگیرند منجر به تشکیل این لایه ها می شوند [۶]. میان لایه های قیری به شکل زون های نفتی غنی از آسفالتن تعریف شده است که ممکن است بیش از ده ها متر ضخامت داشته باشد و غالباً در مخازنی که ترکیب نفت آن ها پارافینی سبک است تشکیل می شود [۹]. مطالعات اخیر گویای این واقعیت اند که میان لایه های قیری حاصل رسوب آسفالتن به دلیل تغییرات فیزیکوشیمیایی به دلیل تاثیر محلول های گاز، دگرسایی نفت و احتمالاً تغییرات فشار و حرارت در طی مهاجرت نفت تشکیل می شود [۳،۶]. مهمترین خصوصیات میان لایه های قیری عبارتند از:

- فراوانی درصد آسفالتن بیش از ۳۰٪
- فراوانی مقدار ضریب اکسیژن بیش از ۳۰۰
- حلالیت کم در کلروفرم
- فراوانی ترکیبات اکسیژن و سولفور دار
- رنگ قهوه ای روشن تا تیره در مغزه ها

مهمترین عوامل در تشکیل میان لایه های قیری شامل: آبخوئی، تخریب میکروبی، آسفالت زدایی طبیعی و جدایش ثقلی مکانیسم هایی هستند که باعث تشکیل موانع آسفالتی در برونزدها و محل تماس آبهای جوی و نفت میگردد. از مهم ترین عواملی که در این میدان باعث تشکیل میان لایه های قیری شده است آسفالت زدایی طبیعی، جدایش ثقلی و مخلوط شدن دو نفت می باشد [۳،۱۰].

فرآیندهای جدایش طبیعی آسفالتن از نفت خام، (بواسطه شکستن ترکیبات هیدروکربنی و غیر هیدروکربنی در اثر افزایش دمای مخزن) باعث تولید ترکیبات اجزای گازی (C1-C5) به مقدار زیاد شده و باعث آزاد سازی هسته های آسفالتنی می گردد و در نتیجه ذرات آسفالتن در نفت به صورت معلق درآمده که در اثر پدیده ثقلی و زمان به طرف بخش تحتانی حرکت نموده تا به محدوده سطح تماس آب و نفت رسیده و رسوب نماید و تشکیل میان لایه های قیری را دهد. در عامل جدایش ثقلی ذرات آسفالتن موجود در نفت در اثر نیروی ثقلی به طرف بخش تحتانی مخزن رفته و

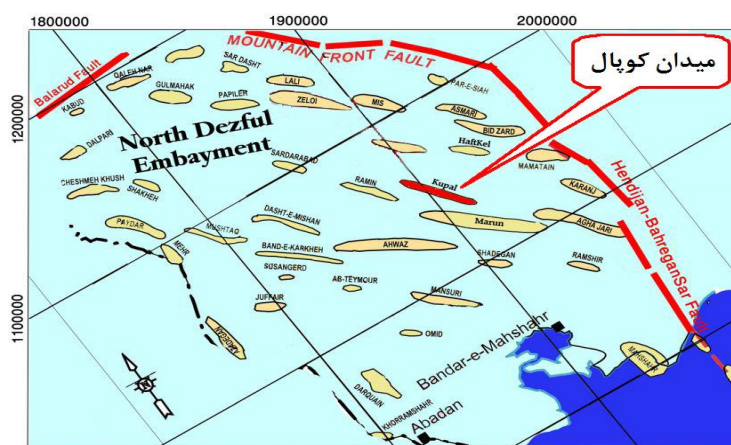
در آنجا رسوب می نماید. همچنین آسفالتن ثانویه در اثر مخلوط شدن دو نفت با خصوصیات شیمیایی و پختگی متفاوت در اثر مهاجرت ثانویه حاصل میگردد. تشکیل میان لایه های قیری در مخازن میتواند ارتباط عمودی لایه های مخزنی را قطع و تولید هیدوکربن را کاهش دهد. در این مقاله به بررسی تشکیل میان لایه های قیری از منظر ژئوشیمیایی مورد بررسی و مطالعه فرار می گیرد.

مهمترین اهداف عبارتند از: ۱- تعیین درصد آسفالتن و میزان پراکندگی و گسترش آن در مخزن سروک در میدان نفتی کوپال ۲- علت تشکیل آسفالتن در مخزن سروک ۳- بررسی و شناسایی فرایندهای ژئوشیمیایی موثر در تشکیل میان لایه های قیری ۴- تعیین محل تشکیل پدیده های مرتبط با تشکیل میان لایه های قیری در میدان نفتی کوپال.

## ۲- زمین شناسی منطقه

میدان کوپال یکی از میدان های نفتی بزرگی است که در استان خوزستان در ۵۰ کیلومتری شمال شرقی اهواز و در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول شمالی قرار دارد و روندی شمال غربی- جنوب شرقی را نشان میدهد.

این میدان در محدوده عرض جغرافیایی  $31^{\circ} 10'$  الی  $31^{\circ} 32'$  و طول جغرافیایی  $49^{\circ} 8'$  الی  $49^{\circ} 27'$  واقع شده است. مخزن آسماری این میدان در سال ۱۹۶۵ و بنگستان آن در سال ۱۹۷۰ کشف گردید. هر دو مخزن دارای نفتی مشابه بوده که چگالی آنها ۳۴-۳۵ درجه API بوده و مقدار سولفور آنها نیز از ۱/۴ تا ۱/۸ درصد متغییر است [۸]. در شکل (۱) موقعیت میدان نفتی کوپال که به رنگ قرمز مشخص شده است در فروافتادگی دزفول قابل مشاهده می باشد.



شکل ۱. موقعیت میدان کوپال در مجاورت میادین دیگر (اقتباس از Sherkati and Letouzey, 2004) [۱۴].

سنگ منشاء این میدان سازندهای کژدمی که شامل شیل قیری خاکستری تیره و گاه سیاه رنگ و دارای لایه هایی از سنگ آهک رسی تیره رنگ و مارن می باشد و سازند پابده که از مارن و شیل های خاکستری و لایه های آهک رسی دریایی بوده که بخش بالایی سازند پابده در تمام منطقه خلیج فارس نابالغ است در حالی که بخش پایینی در پنجره زایش نفت قرار دارد.

سنگ های مخزن آن سازندهای سروک و ایلام است و سازند گچساران به عنوان پوش سنگ این میدان بر روی سنگ مخزن آن قرار دارد [۴]. بر اساس گزارش جیمز و وایند (۱۹۶۵)، از آلبین تا کامپانین، یک چرخه رسوبی از سازند های کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام را میتوان در زاگرس شناسایی کرد. به مجموعه سازندهای یاد شده گروه بنگستان گفته می شود که نام آن از کوه بنگستان در شمال بهبهان گرفته شده است [۱]. گروه بنگستان شامل دو سازند سروک (در زیر) و سازند ایلام (در بالا) خواهد بود. سازند سروک در بخش زیرین شامل آهک رسی دانه ریز به رنگ خاکستری تیره که لایه بندی دارند، در بخش میانی این سازند رسوبات کربناتی گل سفید توده ای و آهک تشکیل شده و در بخش بالایی آن از آهک های آهن دار ایجاد شده است. سازند بنگستان در نتیجه ناپیوستگی پس از سنومانین و تورونین قابل تقسیم به بنگستان پایینی (بخش سنومانین سروک)، بنگستان میانی (بخش تورونین سروک) و بنگستان بالایی (سازند ایلام) است [۱،۷].

### ۳- روش ها

نتایج بدست آمده از مطالعه و بررسی ۱۰ نمونه از سازند کژدمی میادین اهواز، مارون و هفتگل؛ ۳ نمونه از سازند پابده میدان کوپال و ۱۱ نمونه از سازند سروک میدان کوپال مورد آنالیز قرار گرفته است که توسط روش های مختلفی مورد بررسی واقع شده است.

#### ۳-۱- روش پیرولیز راک ایول

روش آنالیز به این صورت میباشد که در ابتدا نمونه ها را در دمای ۳۰۰ درجه سانتی گراد به مدت ۳-۴ دقیقه حرارت داده میشود که در اثر آن هیدروکربن های آزاد نمونه (بیشینه S<sub>1</sub>) آزاد شده و به وسیله جریان گاز نیتروژن به آشکارگر اشعه یونی (FID, Flam Ionization Detector) منتقل میشوند. پس از ۳ تا ۴ دقیقه دمای کوره با یک برنامه دمایی ۲۵ درجه سانتی گراد در دقیقه تا دمای حدود ۶۵۰ درجه سانتی گراد بالا می رود. در محدوده دمایی ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه سانتی گراد، CO<sub>2</sub> آزاد شده از نمونه در داخل تله جمع آوری شده و همزمان با سرد شدن کوره پیرولیز، به آشکارگر هدایت حرارتی (TCD, Thermal Conductivity Detector) فرستاده میشود تا مقدار بیشینه S<sub>3</sub> اندازه گیری شود [۱۵].

#### ۳-۲- استخراج مواد آلی قابل حل توسط حلال های آلی

استخراج مواد آلی قابل حل، توسط روش دیونکس انجام گرفته است که درصد کل مواد استخراج شده نسبت به وزن کل نمونه محاسبه می شود. ابتدا نمونه پودر می شود و ۵ تا ۲۵ گرم آن در کپسول های مخصوص دستگاه قرار می گیرد، سپس مقداری دی کلرومتان بدان اضافه می شود. به کمک دستگاه دیونکس میتوان ۲۰ نمونه را در ۲۰ سلول جداگانه قرار داد و با استفاده از یک برنامه خاص که به دستگاه داده می شود به شکل خودکار مواد آلی نمونه ها (بیتومن) را در شرایط استاندارد با دی کلرومتان استخراج و در ظروف شیشه ای مخصوص وارد کرد. در این شیشه ها مواد آلی استخراج شده با دی کلرومتان

همراه وجود دارند. برای بدست آوردن بیتومن (EOM) در دستگاه اپراتور قرار میگیرند تا کاملاً حلال کلروفرم تبخیر شود و فقط نمونه بیتومن باقی بماند که بعد از توزین آن درصد کل مواد استخراج شده نسبت به وزن کل نمونه محاسبه میشود [۴].

### ۳-۳- جداسازی ترکیبات آسفالتن از بیتومن

با توجه به این که آسفالتن ها با جرم مولکولی بالا به عنوان اولین گروه از نمونه نفت تفکیک میشوند، بعد از استخراج مواد آلی ترکیبات سنگین آسفالتن جدا گردید. در این روش حلال هپتان نرمال به بیتومن اضافه می شود و محلول، که شامل EOM و هپتان است، روی هیتر به مدت ۱۵ دقیقه با حرارت ثابت ۴۵ درجه قرار میگیرد. بعد از این عمل محلول هپتان و EOM از روی فیلتر مخصوص عبور میکند که اصطلاحاً به آنها مالتن (هیدروکربورهای اشباع، آروماتیک و رزین) گفته می شود. از آنجائیکه حلال هپتان توانایی حل کردن غشای احاطه شده (رزین ها) بر روی هسته های آسفالتنی را دارد (ولی قادر به حل کردن ذرات آسفالتن نیست)، بنابراین با آزاد شدن هسته آسفالتنی این ذرات بر روی فیلتر رسوب و سایر برش ها به راحتی در بالن جداگانه جمع آوری می گردد [۲،۴].

### ۳-۴- روش پیرولیز-کروماتوگرافی گازی (PY-GC)

اساس کار این دستگاه بدین صورت است که ابتدا ۲۰ تا ۳۰ میلی گرم نمونه پودر شده در یک تیوپ شیشه ای در واحد پیرولیز قرار می گیرد و تا دمای ۳۰۰ درجه سانتی گراد حرارت میبیند و در نهایت هیدروکربن های آزاد رها میشوند. در مرحله اول ترکیبات سبک (هیدروکربن های آزاد) از طریق ستون موئینه بوسیله گاز حامل به آشکار هدایت شده و خروج این ترکیبات به صورت پیک هایی بر روی کروماتوگرام ثبت می شود. پس از ثبت پیک S1، دوباره ستون موئینه GC تا ۸۰ درجه سانتی گراد سرد میشوند و همزمان نمونه قرار گرفته در آن به پیرولیز تا ۷۰۰ درجه سانتی گراد حرارت می بینند که در اثر آن به دلیل کراکینگ همه هیدروکربن ها از جمله آسفالتن، آزاد و در ستون موئینه GC سرد میشوند و پس از آن با گرم شدن دوباره به سمت آشکارگر FID حرکت میکنند و در آن جا پیک S2 را تشکیل می دهند [۵].

### ۳-۵- روش طیف سنج جرمی - نسبت ایزوتوپی

یکی از بهترین و پیشرفته ترین روش های ژئوشیمیایی برای تطابق سنگ های منشاء با نفت و یا نفت با نفت، اندازه گیری ایزوتوپی کربن ۱۳ می باشد که توسط اسپکتومتر جرمی اندازه گیری می شود. روش اندازه گیری ایزوتوپ کربن ۱۳ توسط دستگاه جدیدی به نام آنالیز عنصری- طیف سنجی (EA-IR-MS) انجام گرفته است. آسفالتن مورد نظر را در دستگاه آنالیز عنصری قرار داده و در اثر حرارت بالا عناصر آن ها که عمدتاً شامل کربن، هیدروژن و اکسیژن می باشند به صورت گاز متصاعد شده که به وسیله دستگاه، گاز CO<sub>2</sub> حاصله وارد کروماتوگراف می گردد. سپس گاز CO<sub>2</sub> توسط فشار گاز هلیوم بطور اتوماتیک تزریق می شود. همزمان با تزریق گاز به دستگاه سه نمونه استاندارد (عناصر کربن، اکسیژن و هیدروژن) هم

تزریق میگردد که در دستگاه مربوطه ۳ پیک رسم مینماید که مربوط به مقادیر  $H_2O, C$  استاندارد است و سپس دستگاه بطور اتوماتیک مساحت پیک ها را از طریق فرمول زیر محاسبه می نماید [۱۴، ۱۵].

$$\delta^{13}C = \left( \frac{\left(\frac{C_{13}}{C_{12}}\right)_{\text{samle}}}{\left(\frac{C_{13}}{C_{12}}\right)_{\text{standard}}} - 1 \right) \times 1000$$

### ۳- نتایج و بحث

بررسی های اولیه شامل تفسیر داده های حاصل از آنالیز پیرولیز راک ایول سنگ های منشاء میدان دلالت بر آن دارد که سازند پابده در ابتدای پنجره نفت زایی قرار دارد و میزان پختگی سازند کژدمی که از میداین اطراف کوپال بدست آمده نشان می دهد دارای پختگی بسیار خوبی است. با توجه به نتایج Tmax راک ایول سازند کژدمی بعنوان سنگ منشا فعال ارزیابی می گردد.

جدول ۱. نتایج حاصل از آنالیز راک ایول نمونه های سازند کژدمی میداین اهواز، مارون و هفتگل.

شماره	کد نمونه	عمق (متر)	سازند	TOC	S1	S2	Tmax	HI	PP	PI	OI
۱	AZ5	۴۳۸	Kazhdumi	۲,۶۵	۱۴,۱۱	۹,۱۶	۴۳۵	۳۶۴	۲۳,۲۷	۰,۶	۵۵
۲	AZ6	۴۳۸۶	Kazhdumi	۴,۱۳	۱۹,۱۴	۱۲,۵۶	۴۳۶	۳۰۴	۳۱,۶۹	۰,۶	۳۸
۳	AZ7	۴۳۹۸	Kazhdumi	۵,۳۵	۲۰,۹۴	۱۶,۸۶	۴۲۶	۳۱۵	۳۷,۸	۰,۵۵	۴۶
۴	AZ8	۴۴۱۴	Kazhdumi	۳,۳۶	۲۰,۰۸	۶,۱۷	۴۳۷	۱۸۴	۲۶,۲۵	۰,۷۶	۵۰
۵	AZ9	۴۵۷۴	Kazhdumi	۲,۴۲	۱,۶۵	۹,۰۷	۴۴۰	۳۷۵	۱۰,۷۲	۰,۱۵	۲۶
۶	MN6	۴۳۱۲	Kazhdumi	۲,۶۶	۵,۳۸	۴,۹	۴۳۶	۲۹۶	۱۰,۲۸	۰,۵۲	۳۷
۷	MN7	۴۴۵۰	Kazhdumi	۵,۰۹	۲۶,۴۵	۱۲,۱۵	۴۴۰	۲۳۹	۳۸,۶	۰,۶۹	۳۹
۸	MN8	۴۴۹۶	Kazhdumi	۳,۸۹	۲۰,۴۵	۹,۲۷	۴۳۸	۲۳۸	۲۹,۷	۰,۶۹	۳۱
۹	HK3	۲۵۵۰	Kazhdumi	۰,۵۴	۰,۳۹	۱,۱۶	۴۳۷	۲۱۵	۱,۵۵	۰,۶	۱۰۹
۱۰	HK4	۲۶۶۰	Kazhdumi	۱,۷۶	۱,۷۶	۵,۰۷	۴۴۲	۲۸۸	۶,۳۳	۰,۱۷	۴۱

جدول ۲. نتایج حاصل از آنالیز راک ایول سنگ منشا و مخزن که نمونه کوپال ۳ را با ×× و نمونه کوپال ۴ را با × نشان داده شده است.

NO.	SAMPLE Code	Depth (m)	Formation	TOC	S1	S2	Tmax	HI	PP	PI	OI
-----	-------------	-----------	-----------	-----	----	----	------	----	----	----	----

۱۲	KL7	۳۸۹۵	Pabdeh	۱,۸۹	۹,۵۷	۴,۴۲	۴۳۰	۲۳۴	۱۳,۹	۰,۶	۵۴
									۹	۸	
۱۴	KL8	۳۹۰۶	Pabdeh	۰,۹۶	۴,۳۳	۲,۳۸	۴۲۱	۲۴۸	۶,۷۱	۰,۶	۶۵
										۵	
۱۵	KL9	۳۹۲۵	pabdeh	۲,۵	۲۰,۸۴	۴,۹۳	۴۲۸	۱۹۷	۲۵,۷	۰,۸	۱۰۰
									۷	۱	
۱۶	KL1 6	۴۲۹۳	Sarvak	۱,۴۷	۱۰,۶۶	۳,۶۷	۴۳۰	۲۵۰	۱۴,۳	۰,۷	۳۶
									۳	۴	
۱۸	KL1 8	۴۳۸۳	Sarvak	۲,۱	۱۷,۳۸	۴,۳۶	۴۲۶	۲۰۸	۲۱,۷	۰,۸	۵۱
									۴		
۱۹	KL1 9	۴۴۲۰	Sarvak	۰,۶۴	۳,۳۷	۲,۷۶	۴۰۹	۴۳۱	۶,۱۳	۰,۵	۹۵
										۵	
۲۱	KL2 1	۴۵۲۰	Sarvak	۱,۳۲	۹,۲۶	۳,۱	۴۳۳	۲۳۵	۱۲,۳	۰,۷	۳۶
									۶	۵	
۲۷	KL2 7	۴۷۲۵	Sarvak	۰,۶۷	۴,۶۲	۲	۴۱۹	۲۹۹	۶,۶۲	۰,۷	۲۷۰
۳۱	KL3 1	۴۸۹۷	Sarvak	۰,۱۸	۰,۷۲	۰,۴۱	۴۲۷	۲۲۸	۱,۱۲	۰,۶	۳۰۰
										۴	
۳۷	**K L37	۴۴۴۱	Sarvak	۰,۶۱	۱,۳۴	۱,۶۵	۴۲۵	۲۷۰	۲,۹۹	۰,۴	۲۳۹
										۵	
۳۸	**K L38	۴۴۷۹	Sarvak	۰,۸۸	۱,۶۴	۲,۶۲	۴۳۳	۲۹۸	۴,۲۶	۰,۳	۲۵۸
										۸	
۴۱	*KL 41	۴۵۲۳	Sarvak	۰,۲۶	۱,۰۶	۰,۶۸	۴۴۱	۲۶۲	۱,۷۴	۰,۶	۲۶۲
										۱	
۴۵	*KL 45	۴۷۰۹	Sarvak	۰,۲۵	۱,۱	۰,۷۵	۴۲۰	۲۷۱	۱,۸۵	۰,۵	۴۰۵
										۹	
۴۷	*KL 47	۴۷۹۷	Sarvak	۰,۸۸	۱,۶۴	۲,۶۲	۴۳۳	۲۹۸	۴,۲۶	۰,۳	۲۵۸
										۸	

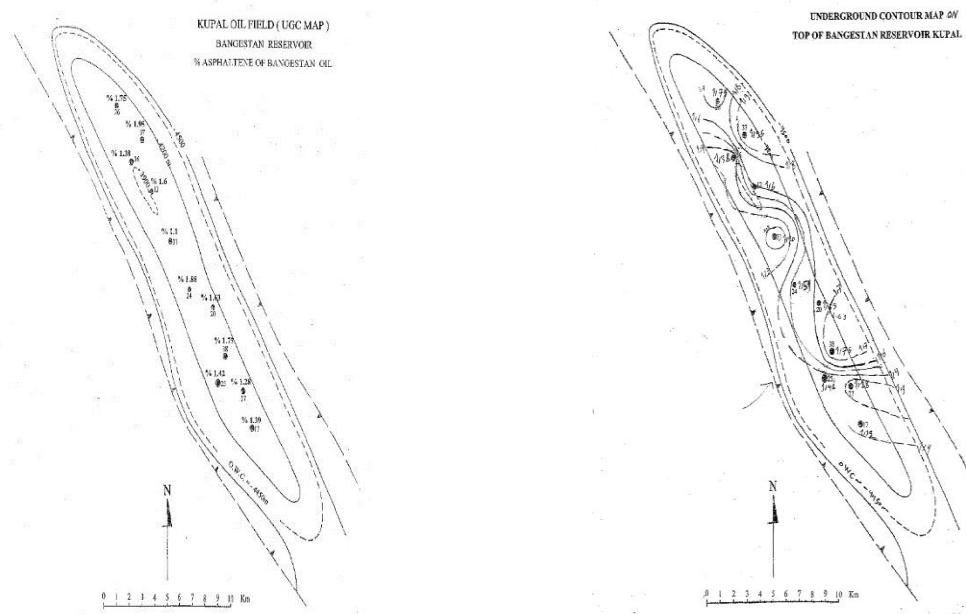
نتایج بدست آمده از مقدار TOC نمونه های سازند کژدمی در میداین مارون و اهواز، بسیار خوب بوده ولی در میدان هفتگل مقادیر کربن آلی آن اندک می باشد. میزان پختگی سازند پابده در میدان کوپال با افزایش عمق، افزایش یافته است. Tmax نمونه های سازند کژدمی در میداین اهواز و مارون معادل ۴۴۰ درجه سلسیوس بوده و در مرحله تولید نفت می باشد هر چند سازند کژدمی در میدان هفتگل دارای Tmax حدود ۴۴۲ درجه سلسیوس است. با توجه به روند افزایشی میزان پختگی می توان گفت، Tmax سازند کژدمی در میدان کوپال برابر و یا بیشتر از ۴۴۳ درجه سلسیوس است و در نتیجه در این میدان سازند کژدمی کاملاً پخته و تولید نفت سبک نموده است.

#### ۴-۱- استخراج مواد آلی قابل حل کلروفرم و ترکیبات مختلف هیدروکربنی

تعداد ۷ نمونه از سنگ های منشاء توسط دستگاه Dionnex مورد آنالیز و بررسی قرار گرفته شده است که میزان ترکیبات اشباع سازند پابده میدان کوپال فراوان بوده ولی ترکیبات آروماتیک آن کمتر از ۱۰ درصد میباشد. درصد کربن آلی قابل حل در نمونه ها برابر است با نسبت درصد استخراج به درصد TOC خیلی متفاوت می باشد.

#### ۴-۲- میزان پراکندگی و گسترش آسفالتن در نفت های مخزن سروک میدان کوپال

برای رسیدن به این هدف از تمام نمونه های نفت چاه های تولیدی مخزن سروک که شامل ۱۱ حلقه چاه بود انتخاب گردیده است (شایسته ۱۳۸۳). افزایش آسفالتن در مخزن سروک میدان کوپال در اثر پدیده های متفاوتی مانند افزایش عمق، اکسیداسیون، آب شویی، رسوب آسفالتن بصورت طبیعی، و یا جدا شدن و رسوب آسفالتن در نفت مخزن در اثر ریزش ثقلی می تواند باشد. برای بدست آوردن آسفالتن از روش جداسازی آسفالتن از نفت استفاده می شود. نکته مهم این است که باید نسبت وزن نفت با مقدار حجم هپتان دقیقاً برابر استاندارد باشد (Heptane/100<sup>cc</sup>Oil) و همچنین درجه حرارت و مدت زمانی را که حرارت داده میشود میبایست کاملاً رعایت شود، در غیر این صورت درصد آسفالتن و نوع ترکیبات آسفالتن جدا شده از نفت کاملاً فرق میکند که بعداً در نتایج آنالیزهای پیرولیز گاز کروماتوگراف متفاوت میباشد (شایسته ۱۳۸۳). برای مشخص شدن توسعه و جهت پراکندگی درصد آسفالتن نمونه های نفت حاصل از آنالیز های ۱۱ حلقه چاه مخزن سروک میدان نفتی کوپال نقشه UGC Map خطوط هم تراز مخزن سروک مشخص شده است که در شکل های (۳ و ۲) دیده می شوند.

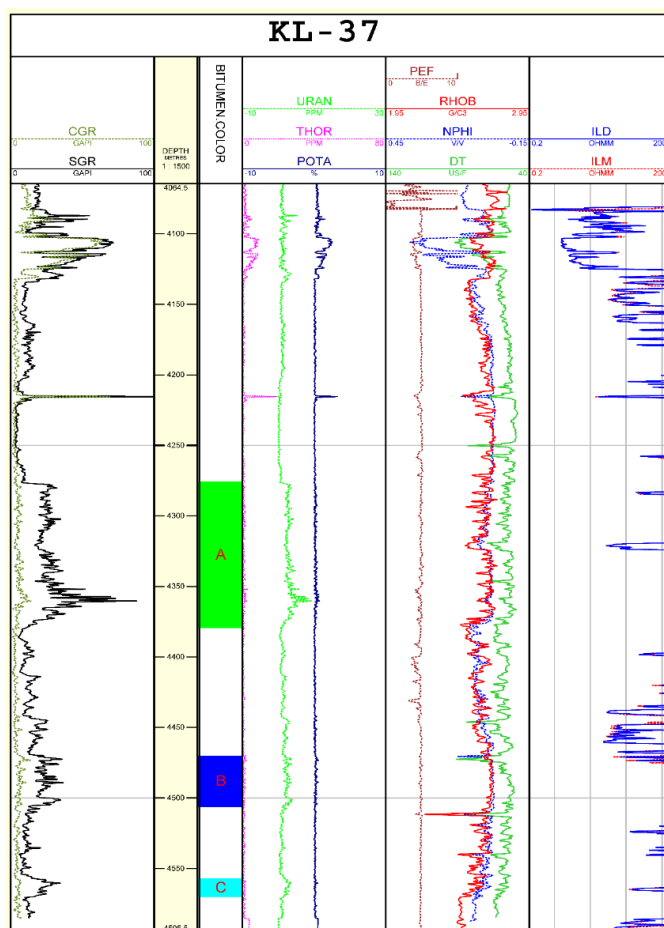


شکل ۲. خطوط هم تراز درصد آسفالتن نفت مخزن سروک میدان کوپال شکل ۳. درصد آسفالتن محاسبه شده از نفت های مخزن سروک میدان کوپال [۴].

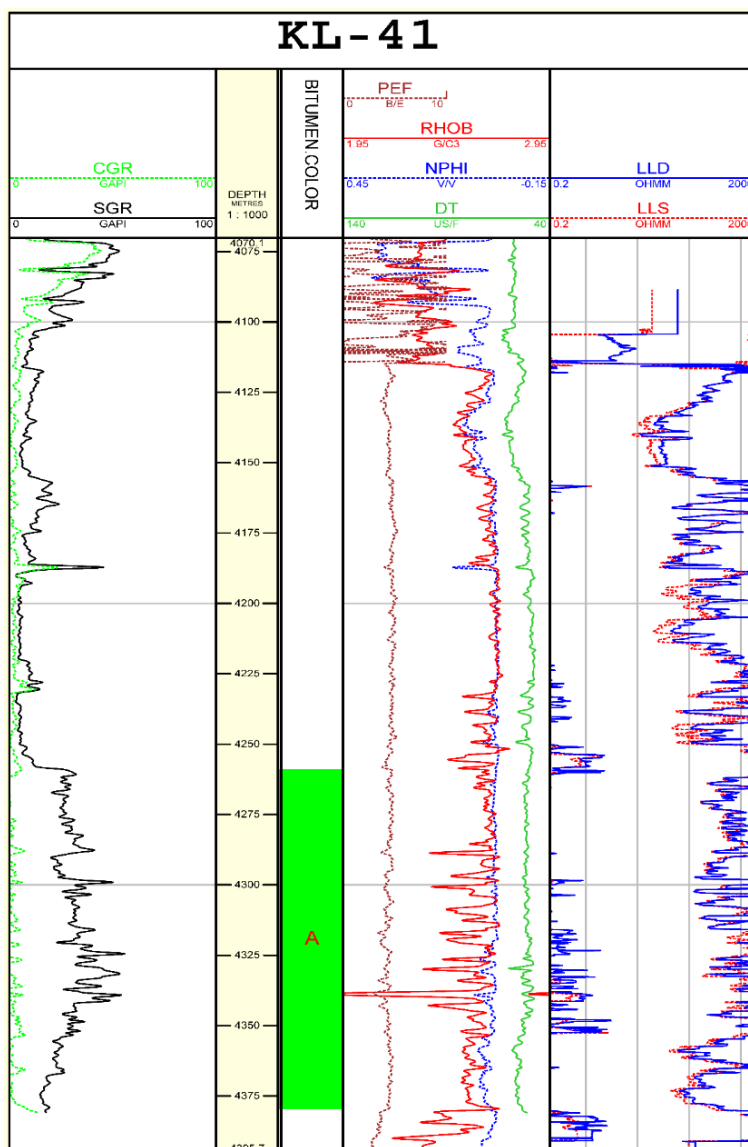


### ۳-۴- مقایسه نتایج بررسی های ژئوشیمیایی بالاگ های چاه پیمایی

بر اساس اطلاعات چاه های تولیدی محل تماس آب و نفت در عمق ۴۴۵۰ متری مشخص گردیده است (شکل های ۳ و ۲). لاگ های چاه پیمایی شامل CGR GR و چگالی و مقاومت در چاه های مورد مطالعه (کوپال ۳۷ و کوپال ۴۱) تشکیل لایه های قیری/بیتومینه را در بین اینتروال های ۴۲۵۰ تا ۴۳۸۵ متر نشان میدهد (شکل های ۴ و ۵). جدایش لاگ CGR GR و روند افزایشی در لاگ های چگالی (RHOB) و مقاومت (LLD) دلالت بر وجود لایه های قیری/بیتومینه دارد که در شکل های ۳ و ۴ با ستون های A و B نشان داده شده است. در سایر چاه های میدان کوپال بر اساس لاگ های چاه پیمایی فوق تشکیل لایه های قیری بین ۴۲۰۰ تا ۴۸۲۵ متر در مخزن سروک در نوسان است. با استفاده از روش ژئوشیمیایی شامل پیرولیز راک ایول نمونه های سازند سروک که حاوی بیتومن در جا است مورد آنالیز و بررسی قرار گرفت. نتایج حاصله شامل مقادیر بالای اندیس هیدروژن (۲۷۰ mg/gr TOC) و مقادیر Tmax (۴۲۵°C) در سازند سروک در عمق ۴۴۴۱ متری چاه کوپال ۳۷ با لاگ چاه پیمایی کاملاً منطبق است و تشکیل لایه های قیری را در افق مورد مطالعه به اثبات می رساند (شکل ۴).



شکل ۴. لاگ های چاه پیمایی در چاه شماره ۳۷ کوپال، ستون ۱: لاگ گاما و قطر سنج، ستون ۲: محدوده های عمقی حضور بیتومن، ستون ۳: مقادیر لاگ طیف سنجی گاما، ستون ۴: لاگ دانسیته، نوترون و اندیس فتوالکتریک، ستون ۵: لاگ های مقاومت.



شکل ۵. لاگ های چاه پیمایی در چاه شماره ۴۱ کوپال ، ستون ۱: لاگ گاما و قطر سنخ، ستون ۲: محدوده های عمقی حضور بیتومن، ستون ۳: مقادیر لاگ طیف سنجی گاما، ستون ۴: لاگ دانسیته، نوترون و اندیس فتوالکتریک، ستون ۵: لاگ های مقاومت.

#### ۴-۴- مقایسه ژئوشیمیایی نفت با سنگ منشاء به روش ایزوتوپ کربن ۱۳ آسفالتن

برای مشخص شدن سنگ های منشاء نفت مخزن سروک میدان کوپال از روش های متعدد ژئوشیمیایی مانند پراکندگی کروماتوگرام های ترکیبات اشباع و آروماتیک، بیومارکهای مختلف و همچنین ایزوتوپ کربن ۱۳ آسفالتن استفاده گردید. همچنین از روش ایزوتوپ کربن ۱۳ آسفالتن به منظور ایجاد تطابق بین سنگ منشاء با نفت برای مشخص کردن سنگ منشاء نفت سازند سروک میدان کوپال استفاده شده است. نتایج حاصل از اندازه گیری و محاسبه ایزوتوپ کربن ۱۳ آسفالتن برای نمونه های سنگ منشاء پابده میدان کوپال و سازند کژدمی میادین هفتگل و مارون و نفت مخزن سروک در جدول (۳) نشان داده شده است.

جدول ۳. نتایج حاصل از محاسبه و آنالیز ایزوتوپ کربن ۱۳ آسفالتن برای نمونه های سنگ منشاء (پابده و کژدمی) و نفت مخزن سروک.

کد نمونه	میدان	مخزن	شماره چاه	Isotope C13 Asphaltene%.
Oil SV KL	KUPAL	SARVAK	KL # 38	-26.3
SAMPLE Code	Formation	Well No	Field Nam	Isotope C13 Asphaltene%.
KZ HK4	KAZHDUMI	HAFT-KEL # 61	HAFT-KEL	-27
KZ MN6	KAZHDUMI	MARUN # 222	MARUN	-26.9
PD KL7	PABDEH	KUPAL # 20	KUPAL	-25.1

۴-۵- مطالعه و آنالیز پیرولیز- گاز کروماتوگراف (PY-GC) بر روی نمونه های آسفالتن نفت مخزن

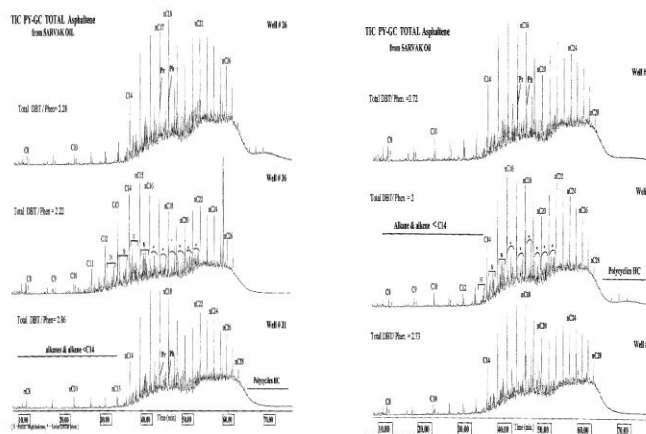
### بنگستان میدان کوپال

جهت نیل به این هدف از نتایج آنالیزهای ذیل که در دو مرحله کاری صورت گرفته است. مرحله اول: جهت مطالعه و بررسی ژئوشیمیایی آسفالتن، از سه نوع آنالیز مختلف بر روی نمونه های آسفالتن انجام گرفته است که عبارتند از:

۱. آنالیز پیرولیز-گاز کروماتوگراف آسفالتن کل (Total Asphaltene PY-GC)
۲. آنالیز جذب حرارتی-گاز کروماتوگراف آسفالتن (Thermal De Sorbtion-GC)
۳. آنالیز راک ایول آسفالتن کل (Total Asphaltene Rock-Eval)

### ۱- آنالیز پیرولیز-گاز کروماتوگراف آسفالتین کل (Total Asphaltene PY-GC)

در این روش ۶ نمونه آسفالتن کل یا آسفالتن ثانویه از نفت چاه های شماره ۲۴، ۳۸، ۱۷، ۲۶، ۳۶ و ۳۱ انتخاب گردید که توسط دستگاه پیرولیز گاز کروماتوگرام مورد آنالیز قرار گرفت که نتایج حاصله در شکل (۶) نشان داده شده است.



شکل ۶. پراکندگی طیف پیرولیز-گاز کروماتوگرام نمونه های آسفالتین ثانویه مخزن سروک میدان کوپال.

## ۲- آنالیز جذب- حرارتی گاز کروماتوگراف آسفالتن (Thermo De Sorbtion – GC)

پیرولیز گاز کروماتوگراف آسفالتن کل (ثانویه) نشان می دهد که در نفت های مخزن سروک میدان کوپال، پدیده آسفالتن ثانویه بوجود آمده که می بایست ترکیبات شیمیایی آسفالتن ثانویه و نیز ترکیبات شیمیایی آسفالتن اولیه مشخص گردد [۴]. به همین دلیل آنالیزهای تکمیلی بر روی نمونه های آسفالتن ثانویه نفت ها انجام گردید که این روش به نام آنالیز جذب حرارتی-گاز کروماتوگراف نامیده میشود. در تمام نمونه ها هیدروکربن های سبک (آلکان ها و آلکن های کمتر از C14) دیده نمیشود ولی برعکس ترکیبات هیدروکربن های سنگین (آلکان و آلکن های با کربنهای C27 تا C15) برای نمونه های آسفالتن مربوط به چاه ۲۴ دارای فراوانی بسیار کم می باشد و برای آسفالتن چاه های ۱۷ و ۲۶ دارای فراوانی بسیار زیاد می باشد که نشان دهنده این است که نوع ترکیبات شیمیایی آسفالتن ثانویه نفت ها بیشتر با هم متفاوت می باشد.

## ۳- آنالیز راک ایول آسفالتن کل (Total Asphaltene Rock-Eval)

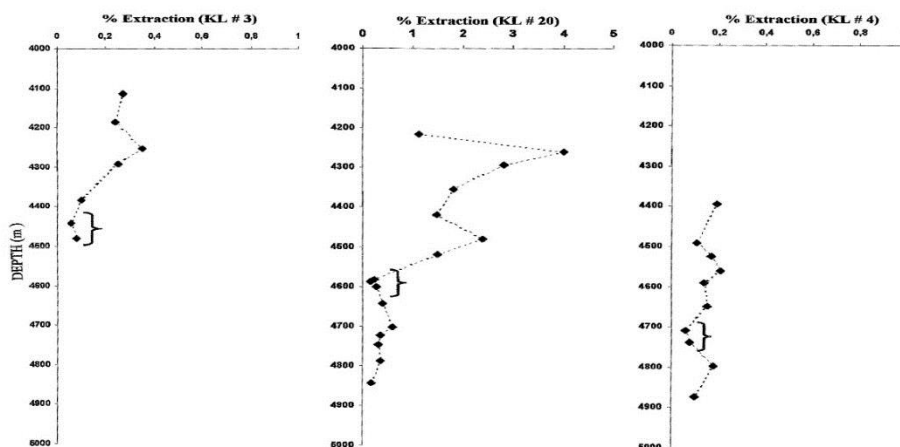
برای شناخت بهتر ساختار ترکیبات آسفالتن کل، ۴ نمونه آسفالتن نفت حاصل از چاه های ۱۷، ۲۴، ۳۶ و ۲۶ مربوط به مخزن بنگستان را انتخاب و مورد آنالیز راک ایول قرار دادیم که نتایج آن در جدول (۴) قرار داده شده است.

جدول ۴. نتایج حاصل از راک ایول آسفالتن کل ۴ نمونه نفت از چاه های مخزن بنگستان کوپال.

شماره چاه	مقدار S1	مقدار S2	% S1	% S2	درصد آسفالتن نفت هر چاه
۲۴ بنگستان	۱,۳۳	۱,۷۲	۴۳,۵	۵۶,۵	٪۱/۵۱
۳۶ بنگستان	۲,۷۷	۳,۴۶	۴۴,۵	۵۵,۵	٪۱/۳۸
۲۶ بنگستان	۲,۳۶	۲,۱۳	۵۲,۵	۴۷,۵	٪۱/۷۵
۱۷ بنگستان	۰,۶۴	۰,۵۸	۵۲,۵	۴۷,۵	٪۱/۳۹

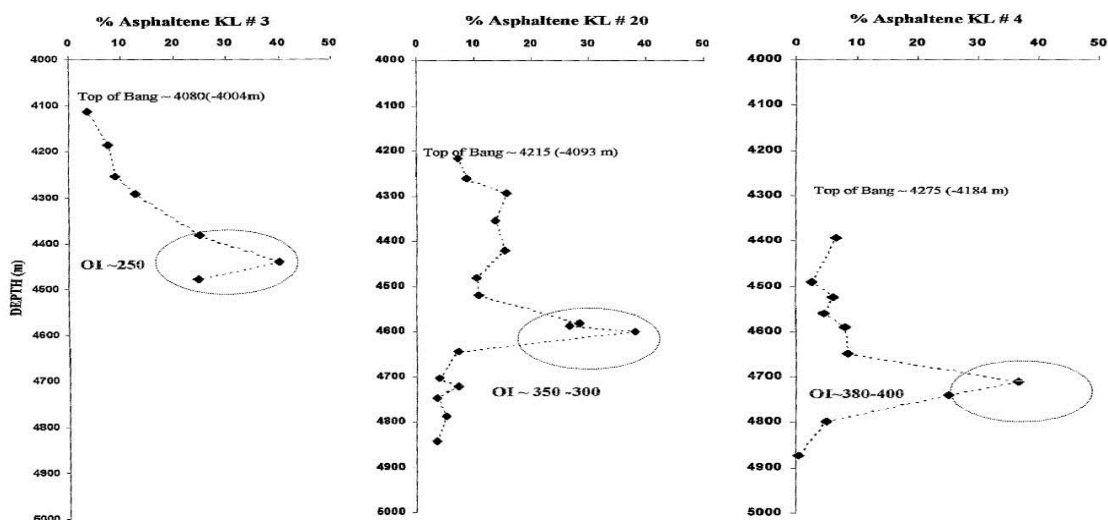
مقدار S1 برابر است با مقدار آسفالتنی که در اثر حرارت ۳۰۰ درجه سانتی گراد تجزیه شده و تولید هیدروکربن می نماید که میتوان گفت همان آسفالتن ثانویه می باشد و مقدار S2 برابر است با مقدار آسفالتنی است که با ماکزیمم درجه حرارت ۶۲۰ درجه سانتی گراد تجزیه شده که همان آسفالتن اولیه می باشد [۴].

مرحله دوم: آنالیز و مطالعه پیرولیز - گاز کروماتوگراف نمونه های آسفالتن استخراج شده از سنگ مخزن بنگستان کوپال از اهداف دیگر مشخص نمودن درصد آسفالتن و توسعه نمودن گسترش آن در مخزن بنگستان میدان کوپال میباشد. جمعاً ۳۲ نمونه از چاه های شماره ۲۰، ۳ و ۴ انتخاب گردیده است که در برنامه پیشنهادی اولیه فقط تعدادی از نمونه های مربوط به چاه شماره ۲۰ در نظر گرفته شده است که بعداً با پیشرفت کار برای شناخت و گسترش آسفالتن در طول مخزن (جهت شمال غربی - جنوب شرقی) از نمونه های چاه های ۳ و ۴ میدان کوپال هم استفاده گردید تا بتوان ارزیابی از نظر عمق گسترش آسفالتن در مخزن بنگستان بدست آورد. برای تعبیر و تفسیر بهتر نتایج حاصل از استخراج مواد نفتی از نمونه ها بر اساس عمق هر چاه بطور جداگانه بصورت نمودار رسم گردیده که در شکل (۷) نشان داده شده است.



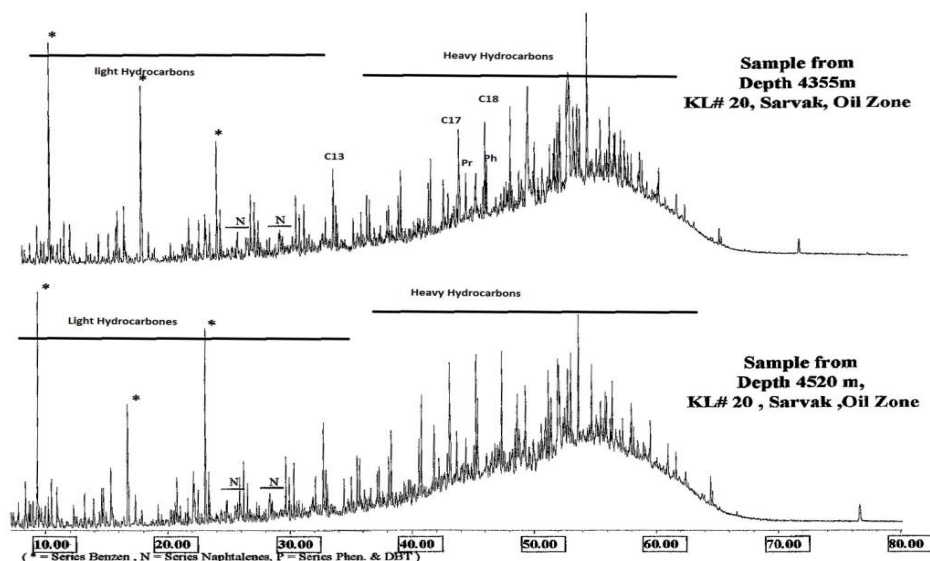
شکل ۷. مقایسه و تطابق نمودار های درصد استخراج مواد نفتی (بیتومن) از نمونه های سنگ مخزن بنگستان نسبت به عمق هر چاه (چاه های شماره ۳، ۴ و ۲۰) کوپال

همانطور که در شکل (۷) در چاه شماره ۲۰ میدان کوپال مشخص است در نمونه های با عمق بین ۴۵۸۰ تا ۴۶۰۰ متری درصد استخراج مواد نفتی بسیار کم بوده و با کاهش شدید روبرو میشود (۰/۱۶ تا ۰/۲۸). در چاه شماره ۴ درصد استخراج مواد نفتی مشابه و یکسان برای تمام نمونه ها بوده (۰/۱ تا ۰/۲) بجز نمونه هایی از اعماق ۴۶۵۰ تا ۴۷۵۰ متری مخزن که دارای درصد بسیار کم (۰/۰۶٪) میباشند. برای چاه شماره ۳ درصد استخراج مواد نفتی برابر با ۰/۱ تا ۰/۳ درصد میباشند به جز نمونه هایی که در اعماق ۴۳۹۰ تا ۴۴۸۰ متری دارای استخراج بسیار کم و برابر با ۰/۰۶٪ میباشند. جهت تعبیر و تفسیر بهتر نتایج حاصل از درصد آسفالتن نمونه های بدست آمده از چاه های شماره ۳، ۴ و ۲۰ کوپال بر اساس عمق و درصد آسفالتن نمونه ها نمودارهای جداگانه رسم گردیده است که در شکل (۸) دیده میشود.

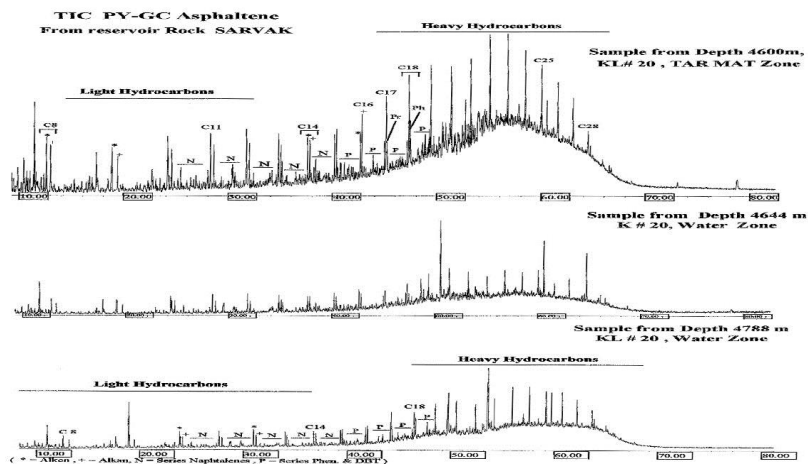


شکل ۸. مقایسه و تطابق نمودارهای درصد آسفالتن حاصل از بیتومن نمونه های سنگ مخزن بنگستان نسبت به عمق هر چاه (چاه های شماره ۳، ۴ و ۲۰) میدان کوپال.

با توجه به نمودارهای رسم شده، درصد آسفالتن نمونه های مخزن بنگستان در اثر افزایش عمق (تا محدوده سطح تماس آب و نفت در هر چاه) به طور مرتب افزایش یافته و در هر سه چاه مورد مطالعه مقدار آن از ۱۰٪ شروع شده و تا ۴۰٪ میرسد که ماکزیمم درصد آسفالتن مربوط به چاه شماره ۲۰ کوپال میباشد که نشان دهنده این است که با نزدیک تر شدن به سطح تماس آب و نفت درصد آسفالتن نمونه ها افزایش یافته و ماکزیمم آن در محدوده سطح آب و نفت میباشد. نتایج حاصل از آنالیز راک ایول بر روی نمونه های سنگ مخزن بنگستان در چاه های شماره ۳، ۴ و ۲۰ میدان کوپال نشان میدهد که مقدار اندیس اکسیژن (OI) نمونه ها در عمق هایی که دارای درصد آسفالتن زیاد میباشند، دارای فراوانی زیاد OI بوده است که این اندیس به مهمترین خصوصیتی است که در میان لایه های قیری وجود دارد؛ در چاه شماره ۴ معادل ۳۸۰ تا ۴۰۰ و برای چاه شماره ۳ معادل ۲۵۰ محاسبه شده که مقدار آنها بر حسب عمق بر روی نمودار هر چاه در شکل (۸) مشخص شده است. با توجه به نتایج و نمودارهای درصد استخراج مواد نفتی و آسفالتن نمونه های ۳ چاه مورد مطالعه میدان کوپال ثابت میکند، پدیده میان لایه قیری در محدوده سطح تماس آب و نفت مخزن بنگستان ظاهر شده است. سه نمونه آسفالتن حاصل از سنگ مخزن از چاه شماره ۲۰ میدان کوپال واقع در محدوده نفت (Oil Zone) یعنی در عمق بالاتر از محدوده (TAR-MAT) و یک نمونه آسفالتن در محدوده (TAR-MAT) و دو نمونه آسفالتن حاصل از نمونه های سنگ مخزن در محدوده آب (Water Zone) در عمقهای پایین تر از (TAR-MAT) واقع شده است، در شکل های (۹ و ۱۰) مشخص می باشد.

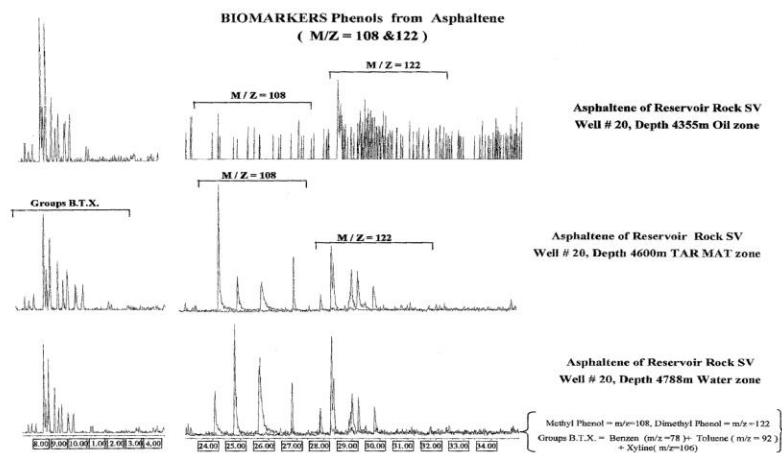


شکل ۹. پراکندگی طیف های پیرولیز-گاز کروماتوگرام های نمونه های آسفالتن حاصل از نمونه های سنگ مخزن سروک در منطقه نفتی



شکل ۱۰. پراکندگی طیف پیرولیز-گاز کروماتوگرام نمونه های آسفالتن حاصل از سنگ مخزن بنگستان در محدوده TAR-MAT و آب.

همانطور که در شکل (۹) دیده میشود فراوانی طیف پیرولیز-گاز کروماتوگرام های دو نمونه آسفالتن مربوط به محدوده نفت (Oil Zone) نمونه های شماره ۱، ۲ مخزن بنگستان آورده شده که کاملاً مشابه بوده و دارای فراوانی کم هیدروکربن های سبک (آلکان ها و آلکن های با کربن C15 تا C8) می باشد و بالعکس پراکندگی و فراوانی ترکیبات سنگین (کربن C16 تا C28) بیشتر از ترکیبات سبک بوده است. پراکندگی طیف پیرولیز-گاز کروماتوگرام نمونه آسفالتن در عمق ۴۶۰۰ متری (نمونه ۳) که در محدوده TAR-MAT مخزن واقع شده است کاملاً متفاوت می باشد. یکی از خصوصیات مهم شیمیایی میان لایه های قیری وجود فراوانی ترکیبات اکسیژنه آن می باشد [۴] برای اثبات و شناخت ترکیبات اکسیژنه آسفالتن میان لایه قیری و تفسیر بهتر آن در مخزن بنگستان که در محدوده سطح تماس آب و نفت حاصل شده سه نمونه آسفالتن حاصل از سنگ مخزن چاه کوپال شماره ۲۰ انتخاب گردید و آنالیزهای تکمیلی بر روی آن ها انجام گرفت که در شکل (۱۱) مشخص شده است.



شکل ۱۱. مقایسه و تطابق طیف های کروماتوگرامهای بیومارکهای گروه فنل و گروه B.T.X سه نمونه آسفالتین سنگ مخزن بنگستان در

محدوده های آب، TAR-MAT و نفت به روش PY-GC-MS

افزایش ترکیبات اکسیژنه به علت تماس با آب و در نتیجه عمل اکسیداسیون انجام گرفته میباشد. مقدار فراوانی ترکیبات اکسیژنه در نمونه آسفالتن در محدوده آب، بیشتر از نمونه آسفالتن واقع در محدوده TAR-MAT می باشد زیرا تماس آن با آب بیشتر است.

## ۵- نتیجه گیری

- ۱- نقشه خطوط همتراز درصد آسفالتن نشان می دهد درصد آسفالتن مخزن سروک بنگستان در یال شمالی بیشتر از یال جنوبی می باشد هر چه عمق چاه (فاصله تولید هر چاه) نزدیک به سطح تماس آب و نفت باشد مقدار درصد آسفالتن بیشتر می گردد. نتایج ایزوتوپ کربن ۱۳ آسفالتن نمونه های نفت مخزن سروک میدان کوپال نشان میدهد که سنگ منشاء اصلی نفت های مخزن کوپال سازند کژدمی بوده و سازند پابده هم در شرایط خاصی تولید هیدروکربن نموده است.
- ۲- نتایج بدست آمده از آنالیزهای ژئوشیمیایی در شناسایی افق های حاوی بیتومن کاملاً منطبق با لاگ های چاه پیمایی در چاه های منتخب است.
- ۳- نتایج حاصل از پیرولیز-گاز کروماتوگرامهای آسفالتن نشان میدهد که اولاً آسفالتن اولیه در نفت ها وجود ندارد و به علت فعل و انفعالات شیمیایی در چاه به واسطه مخلوط شدن نفت های تولیدی حاصل از هر لایه نفتی در هر چاه می باشد. باعث به وجود آمدن آسفالتن ثانویه گردیده است. که در اثر آسفالتن گیری طبیعی، جدایش ثقلی و مخلوط شدن نفت های ایجاد شده است.
- ۴- نتایج حاصل از آنالیزهای پیرولیزگاز کروماتوگراف (PY-GC) و (PY-GC-MS) بر روی آسفالتن حاصل از نمونه های سنگ مخزن بنگستان در محدوده های نفت (Oil Zone)، سطح تماس آب و نفت (OWC) و محدوده آب (Water Zone) نشان میدهد که پدیده ژئوشیمیایی به نام میان لایه قیری بوجود آمده که اولاً در محدوده سطح تماس آب و نفت می باشد. ثانیاً عمق آن در هر چاه بستگی به سطح تماس آب و نفت دارد و ثالثاً ترکیبات شیمیایی میان لایه قیری شامل ترکیبات اکسیژنه مانند گروه فنل میباشد. پدیده اکسیداسیون در سطح تماس آب و نفت و محدوده آب انجام گرفته است. این لایه به صورت یک لایه غیرقابل نفوذ عمل می کند و مانع ورود آب مخزن به محدوده نفتی میشود.

## سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر بشری و دکتر سلیمانی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

## منابع

[۱] آقا نباتی، علی، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور.



- [۲] اشکان، ع. م.، ۱۳۸۳، مطالعات ژئوشیمیایی مخزن بنگستان، مشخص نمودن سنگ های منشا و همچنین عامل تشکیل و توسعه آسفالتین در میدان نفتی کوپال، پروژه پژوهشی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [۳] حسن زاده، ق.، ۱۳۸۶، بررسی ژئوشیمیایی علل تشکیل TAR-MAT در میدان نفتی کوپال، دومین کنگره مهندسی نفت ایران.
- [۴] شایسته، م.، ۱۳۸۳، گزارش نهایی پروژه مطالعات ژئوشیمیایی میدان نفتی کوپال، شرکت مهندسی زمین و معدن خوزستان.
- [۵] صمصامی، ج.، ۱۳۹۱، بررسی ژئوشیمیایی علت سنگین شدن نفت مخزن سروک در میدان نفتی آزادگان، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز.
- [۶] کمالی، م. ر.، شایسته، م.، ۱۳۹۱، ژئوشیمی نفت مطالعات موردی از میادین جنوب غرب ایران، انتشارات پژوهشگاه صنعت نفت.
- [۷] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، چینه شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی.
- [۸] مطیعی، ه.، ۱۳۸۹، مقدمه ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس، انتشارات آراین زمین.

[9] BORDENA VE, M., and BURWOOD, R., 1995, The Albian Kazhdumi Formation of Dezful Embayment, Iran: One of the most efficient petroleum generating systems In: Katz, B. J., (eds.): *petroleum source rocks*, Springer verlag, Heidelberg.

[10] BORDENA VE, M. L., and BURWOOD, R., 1990, Source rock distribution and Maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations: *Organic Geochemistry*, **16**, 369-387.

[11] BORDENA VE, M. L., and HEGRE, J. A., 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **28**, 339-368.

[12] LESS, G. M., 1940, Geology of oil field belt of SW Iran and Iraq: *Geology Magazine*, **68**, 227-252.

[13] PETERS, K. E., and FOWLER, G. F., 2002, Application of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management: *Organic Gheochemistry*, **33**, 5-36

[14] Sherhati, S., Letouzey, J., 2004, Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful embayment), Iran: *Mar Pet Geol*, **21**, 535-554

[15] Waples, D. W., 1985, Geochemistry in petroleum exploration: *International Human Resources Development Corporation, Boston*.

## ریزرخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در زون ایذه (منطقه ایذه)، حوضه رسوبی زاگرس

محمد رضا طاهری<sup>۱\*</sup>، حسین وزیری مقدم<sup>۲</sup>، عزیزالله طاهری<sup>۳</sup>، علی غیشاوی<sup>۴</sup>

<sup>۱</sup> دکتری چینه و فسیل، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان

<sup>۲</sup> استاد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان

<sup>۳</sup> استاد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود

<sup>۴</sup> اهواز- شرکت ملی نفت ایران - مناطق نفت خیز جنوب

Taheri48m@gmail.com

دریافت خرداد ۱۳۹۵، پذیرش مرداد ۱۳۹۵

### چکیده

در این مطالعه ویژگی های ریزرخساره ای و شرایط حاکم بر محیط رسوبگذاری سازند آسماری مورد مطالعه قرار گرفته است. منطقه مورد مطالعه در زون ایذه و در اطراف شهرستان ایذه قرار دارد. براین اساس، چهار برش سطحی در اطراف شهرستان ایذه (هلايجان، کوه شور، کوه باد و غریبی ها) مورد برداشت و بررسی قرار گرفتند. با توجه به موقعیت مکانی و زمانی برش ها و همچنین ویژگی های تکتونیکی منحصر بفرد ناحیه مورد بررسی، ریزرخساره های متفاوتی در امتداد حوضه رسوبی تشکیل شده است. با بررسی خصوصیات نظیر بافت و عناصر اسکلتی و غیر اسکلتی، تعداد ۱۱ ریزرخساره رسوبی تشخیص داده شده است که در قسمت های دامنه سرایش قاره، سد و لاگون رسوبگذاری کرده اند. براساس این تحقیق، سه مدل مستقل رسوبی برای سازند آسماری در طی زمان های شاتین، آکی تانین و بوردیگالین در نظر گرفته شده است. با توجه به نتایج حاصل از این پژوهش، سازند آسماری طی زمان های شاتین، آکی تانین و بوردیگالین در یک محیط رمپ هم شیب نهشته شده است. طی زمان بوردیگالین، به سمت جنوب شرق ناحیه، رسوبات آب های کم عمق، بطور ناگهانی توسط آهک های عمیق پوشیده می شوند. بنابراین احتمالاً در جنوب شرق محدوده مطالعاتی در انتهای بوردیگالین، رمپ کربناته به یک پلاتفرم غرق شده تبدیل شده است. این شرایط متاثر از کج شدگی تکتونیکی ناحیه ای است که در اواخر بوردیگالین اتفاق افتاده است. در بازه زمانی شاتین، کربنات های قاعده آسماری در منطقه غریبی ها تبدیل به رسوبات مارنی سازند پابده در ناحیه هلايجان می شود که میتواند به عنوان الگوی سطحی برای بررسی نفتگیرهای چینه ای در منطقه مورد مطالعه، مورد استفاده قرار گیرد.

واژه های کلیدی: سازند آسماری، ریزرخساره، حوضه رسوبی، زون ایذه.

## ۱- مقدمه

اکتشاف نفت و گاز در جنوب غرب ایران توجه خاصی را در خصوص زمین شناسی این ناحیه معطوف خود نموده است. در این منطقه، یکی از با ارزشترین مخازن هیدروکربوری دنیا (مخزن آسماری)، درصد شگفت انگیزی از نفت خاورمیانه و دنیا را خود ذخیره دارد [۱۱]. این سازند نخستین بار به ردیفی از سنگ های کرتاسه تا ائوسن اطلاق شد و سپس با افزودن یک واحد آهک توده ای نومولیت دار به آن، رسماً سنگ آهک آسماری با سن الیگوسن شناخته شد [۱۷].

برش نمونه آن در تنگ گل ترش واقع در دامنه جنوب غربی کوه آسماری، اندازه گیری شد و با سنگ آهک خمیر به سن الیگوسن در ناحیه فارس هم ارز دانسته شد [۴۸]. توماس [۵۵] ستون چینه شناسی سازند آسماری را در محل برش نمونه در تنگ گل ترش ترسیم نمود. در این ستون قاعده سازند آسماری یک افق انیدریتی و طبقاتی دارای بریسوپسیس گزارش شده است. پس از مدتی جیمز و وایند [۳۲] برای اولین بار فرهنگ کامل چینه شناسی سازند های زاگرس را ارائه کردند و دو بخش برای سازند آسماری به نام های ماسه سنگ اهواز و رسوبات تبخیری کلهر (در ناحیه لرستان) تعریف کردند. وایند [۶۰] خواص زیست چینه ای سازند آسماری را مورد بررسی قرار داد و شش زون تجمعی را برای آن تعریف کرد. پس از آن آدامز و بورژوا [۵] سه زون تجمع و دو زیرزون برای سازند آسماری تشخیص دادند اما نتوانستند آشکوب های روپلین و شاتین را از هم تفکیک کنند. در سال های اخیر مطالعات رسوب شناسی، چینه نگاری سکانسی و ایزوتوپ استرانسیم، بایواستراتیگرافی و پالئوآکولوژی گوناگونی در ارتباط با این سازند صورت گرفته است که از جمله آن ها می توان از صیرفیان [۵۱]، وزیری مقدم و همکاران [۵۷]، اهرنبرگ و همکاران [۲۳]، ون بوخم و همکاران [۵۶]، رحمانی و همکاران [۴۶] نام برد. اخیراً نیز توالی های کربناته سازند آسماری در حاشیه جنوب شرقی زون ایذه، از دیدگاه چینه ای، هندسه رسوبگذاری و تغییرات و تنوع رخساره ای توسط شب افروز و همکاران [۵۲] مورد مطالعه قرار گرفته است.

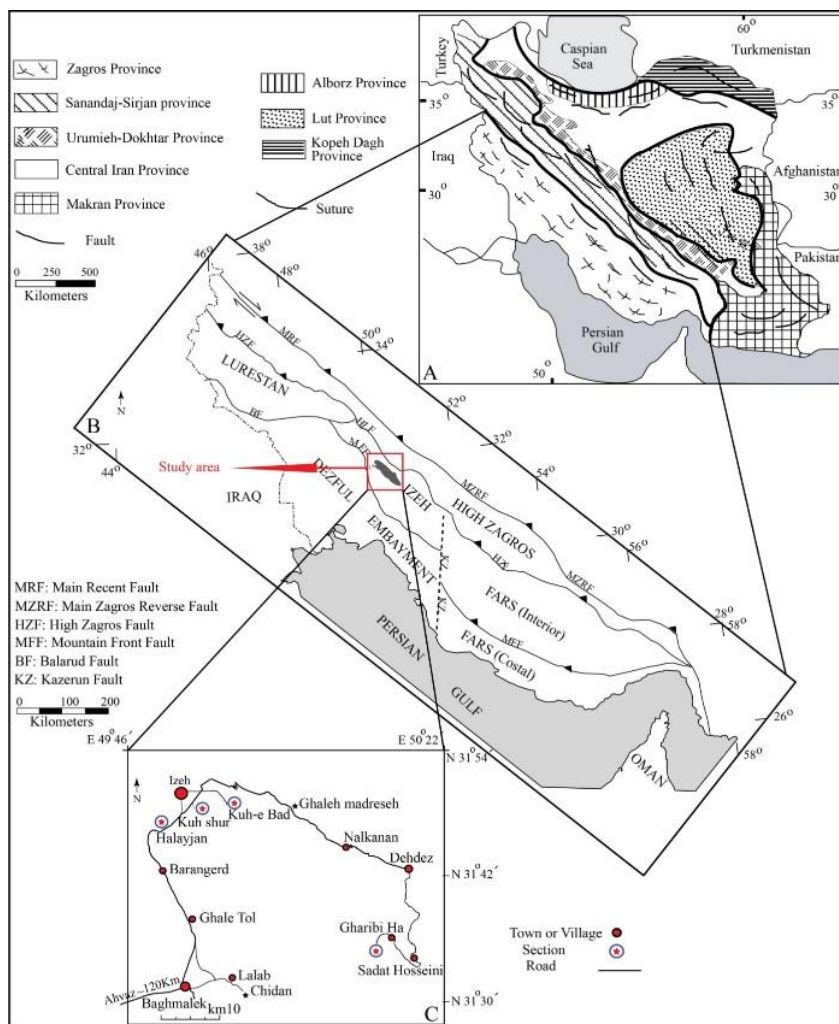
سازند مذکور بدلیل تاریخچه طولانی برداشت از آن در حال حاضر در مراحل انتهائی چرخه تولید خود قرار دارد، لذا ارائه راهکارهای مناسب جهت ازدیاد برداشت از این مخزن مهمترین دغدغه در ارتباط با این سازند می باشد [۱]. با توجه به گستردگی و تنوع شرایط حاکم بر سازند آسماری، مقاطع سطحی فراوانی وجود دارد (از جمله مقاطع و برش های مورد مطالعه در این تحقیق) که هنوز مورد مطالعه و بررسی قرار نگرفته اند. در این راستا، شناخت ویژه گی های مختلف این سازند اعم از زمانی، رخساره ای، دیاژنتیکی از اهمیت بسزائی برخوردار است. تلفیق تمامی داده ها و اطلاعات حاصل از مطالعات قبلی (سطحی و زیرسطحی) و استفاده از آن ها در جهت تحلیل حوضه رسوبی سازند آسماری نقش مهمی در تفسیر مخزنی آن بخصوص در مطالعات نفتی در محدوده فروافتادگی دزفول خواهد داشت.

وجود رخنمون های منحصر بفرد از سازند آسماری در منطقه مورد مطالعه و در مجاورت میداین نفتی نظیر میدان پره سیاه قرار دارند امکان مطالعه دقیقتر این سازند را از جنبه های مختلف بایواستراتیگرافی، چینه شناسی و رسوب شناسی فراهم می کند. با توجه به اینکه سازند آسماری در میدان نفتی پره سیاه تحت تاثیر گسل خوردگی، دچار تکرار شدگی گردیده است (بطورمثال چاه شماره ۲) [۳]، بررسی ریزرخساره ها و ارائه مدل رسوبی برش های سطحی موجود در این مطالعه کمک شایانی به تفسیر بهتر شرایط و کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی پره سیاه ارائه می نماید.

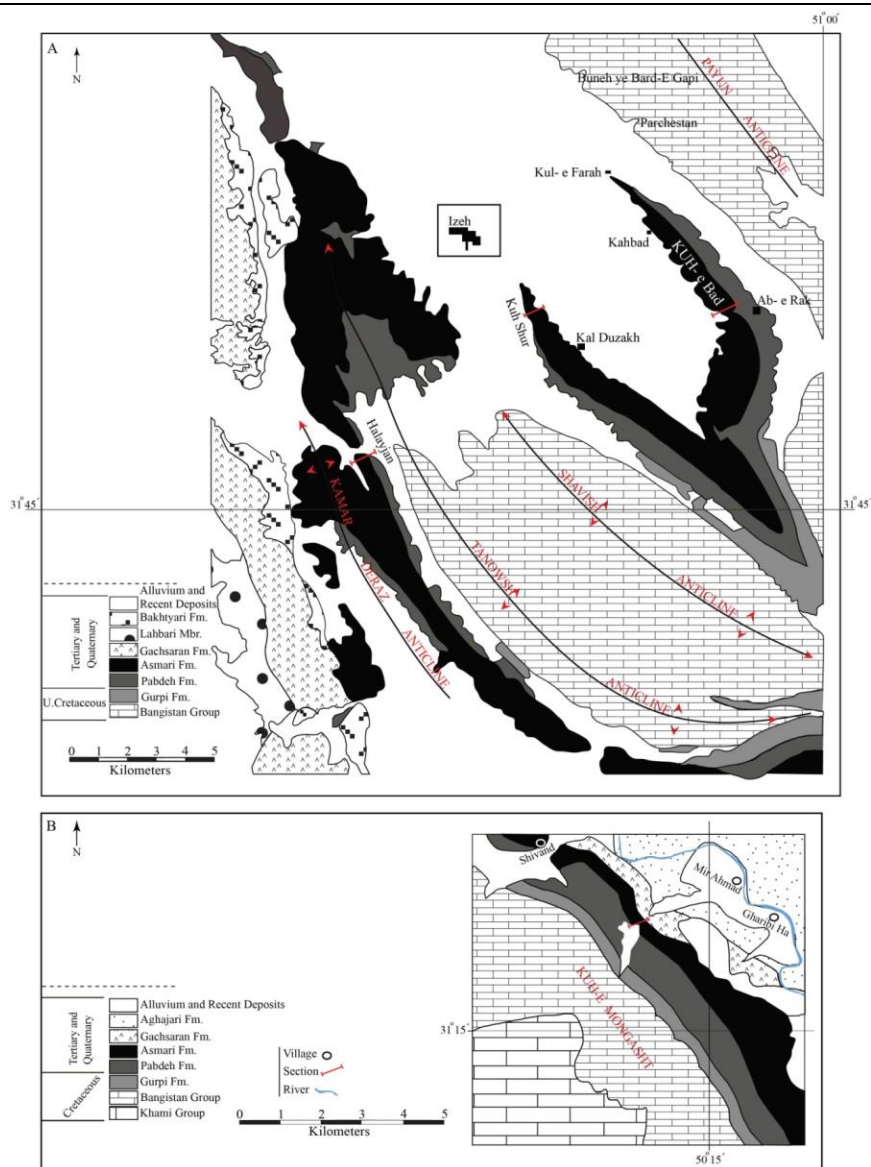
## ۲- روش کار و موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه:

در این تحقیق، چهار برش سطحی از سازند آسماری به منظور تعیین ریزرخساره های موجود و ارائه مدل محیط رسوبی انتخاب شده اند. سه برش (هلايجان، کوه شور و کوه باد) به ترتیب در جنوب، غرب و شمال شرق شهرستان ایذه و یک برش (غریبی ها) هم در مجاورت روستای غریبی ها از توابع شهر دهدز قرار دارند. برش هلايجان به ضخامت ۳۳۱ متر با

موقعیت جغرافیایی "۳۱° ۴۶' ۱۹" شمالی و "۴۹° ۴۹' ۴۲" شرقی، برش کوه شور به ضخامت ۳۲۲ متر با موقعیت جغرافیایی "۳۱° ۴۸' ۱۳" شمالی و "۴۹° ۵۳' ۳۹" شرقی، برش کوه باد به ضخامت ۴۱۶ متر با موقعیت جغرافیایی "۳۱° ۴۸' ۴۷" شمالی و "۴۹° ۵۷' ۵۵" شرقی و برش غربی ها به ضخامت ۴۱۵ متر با موقعیت جغرافیایی "۳۱° ۳۶' ۱۶" شمالی و "۵۰° ۱۳' ۵۰" شرقی مورد مطالعه قرار گرفته اند (شکل ۱). در مجموع تعداد ۸۳۵ نمونه با فواصل منظم ۱ تا ۲ متری بصورت سیستماتیک برداشت گردید. در تمامی برش ها، مرز زیرین این سازند با سازند پابده و مرز بالایی آن با سازند گچساران هم شیب می باشد. در پیمایش برش های سطحی مذکور از ابزار جاکوب استفاده شد. نمودار توصیفی که شامل سنگ شناسی، بافت، آلومک های قابل مشاهده در سطح نمونه ها (با استفاده از عدسی چشمی)، لایه بندی و ضخامت آنها می باشد در حین نمونه برداری صحرائی تهیه شده است. در راستای تکمیل اطلاعات حاصل از برداشت های سطحی، در حدود ۱۰۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی تهیه و از دیدگاه سنگ شناسی، محتوای زیستی و سایر آلومک های موجود مورد مطالعه قرار گرفته اند. در مطالعه مقاطع مذکور بافت، نوع دانه ها و ریخت شناسی فرامینفرهای موجود به منظور تعریف و تفکیک ریزرخساره ها و همچنین شرایط حاکم بر محیط رسوبی مورد بررسی دقیق قرار گرفته اند. در طبقه بندی سنگهای کربناته مذکور از روش های دانهام [۲۲] و امبری و کلوان [۲۴] استفاده شده است.



شکل ۱. موقعیت زمین شناسی ناحیه مورد بررسی A- تقسیمات ساختمانی ایران، اقتباس از حیدری و همکاران [۳۰]، B- تقسیمات ساختمانی زاگرس، اقتباس از فرضی پورصائین و همکاران [۲۵] C- موقعیت جغرافیایی و راه های دسترسی به مناطق مورد مطالعه [۴].



شکل ۲. A- بخشی از نقشه زمین شناسی سری ۱/۱۰۰۰۰۰ کوه آسماری (شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف) که محل برش‌های هلاپجان، کوه شور و کوه باد در آن مشخص شده است، B- بخشی از نقشه زمین شناسی سری ۱/۱۰۰۰۰۰ دهلز (سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور) که محل برش غربی ها در آن نشان داده شده است.

### ۳- بحث و بررسی

#### ۳-۱- زون بندی زیستی

بر اساس پراکندگی فرامینیفرهای بنتیک و پلانکتون، ۵ زون تجمعی تشخیص داده شده است (جدول ۱). تعیین زون‌های مذکور بر مبنای مطالعات و ایندکس [۶۰]، آدامز و بورژوا [۵]، لارسن [۳۳] و ون بوخم و همکاران [۵۶] صورت گرفته است. سن مجموعه زیستی تشخیص داده شده شاتین- بوردیگالین می‌باشد (Taheri et al., in press). زون‌های زیستی مذکور از قاعده تا سرسازند عبارتند از:

*Archaia asmricus* - *Archaia hensoni* - *Miogypsinoides* (شاتین)، *Lepidocyclina*-*Operculina*-*Ditrupea complanatus* (شاتین)، *Peneroplis farsensis* - *Miogypsina* - *Elphidium* sp.14 (آکی تانین)، *Borelis melo curdica*، *Borelis melo melo* (بوردیگالین)، *Globigerina* spp. (بوردیگالین) می‌باشند.

جدول ۱. پراکندگی زون های زیستی و سن مربوط به آنها در برش های مورد مطالعه و مقایسه آنها با زون های زیستی حوضه اروپا (Taheri et al., in press).

Stage	No.	Assemblage Zone	Ma.	Location	SBZ (Cahuzac and Poignant 1997)
Burdigalian	5	<i>Globigerina</i> spp.		Gharibi Ha	
	4	<i>Borelis melo curdica</i> - <i>Borelis melo melo</i> <i>Dendritina rangi</i> + <i>Meandropidina</i> spp. + <i>Spirolina</i> sp. + <i>polymorphinids</i> + <i>Discorbis</i> sp. + small <i>peneroplids</i> + <i>Peneroplis evolutus</i> + <i>miliolids</i>	18.2-20.2	Halayjan, Kuh Shur, Kuh-e Bad, Gharibi Ha	SBZ 25
Aquitanian	3	<i>Miogypsina</i> - <i>Elphidium</i> sp.14- <i>Peneroplis farsensis</i> <i>Miogypsina</i> spp. + <i>Elphidium</i> sp.14 + <i>Peneroplis farsensis</i> + <i>Favreina asmaricus</i>	20.2-23	Halayjan, Kuh Shur, Kuh-e Bad, Gharibi Ha	SBZ 24
Chattian	2	<i>Archaias asmaricus</i> - <i>Archaias hensoni</i> - <i>Miogypsinoidea complanatus</i> <i>Archaias asmaricus</i> + <i>Archaias hensoni</i> + <i>Miogypsinoidea complanatus</i> + <i>Spiroclypeus blankenhorni</i>	23-28.2	Kuh-e Bad, Gharibi Ha	SBZ 23
	1	<i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupe</i> <i>Eulepidina dilatata</i> + <i>Eulepidina elephantina</i> + <i>Nephrolepidina tournoueri</i> + <i>Operculina complanata</i> + <i>Spiroclypeus blankenhorni</i> + <i>Heterostegina costata</i>		Halayjan, Kuh Shur, Kuh-e Bad, Gharibi Ha	

### ۲-۳- معرفی ریزرخساره ها:

با بررسی ویژگی هایی نظیر بافت رسوبی، عناصر و آلوکم های اسکلتی و غیر اسکلتی، تعداد ۱۱ ریزرخساره رسوبی (با پیش شماره MF1 تا MF11) شناسائی گردید که متعلق به ۳ محیط دیرینه شامل دریای باز، سد و لاگون می باشد (جدول ۲ و شکل های ۵، ۶، ۷، ۸ و ۹). این ریزرخساره ها عبارتند از:

جدول ۲. ریزرخساره ها، عناصر اسکلتی و غیر اسکلتی، محیط رسوبی، جورشدگی ذرات، موقعیت و سن سازند آسماری در برش های مورد

#### مطالعه

H: Halayjan KS: Kuh Shur K: Kuh-e Bad G: Gharibi Ha Ch: Chattian Aq: Aquitanian Bu: Burdigalian

Microfacies name	Componentes	Depositional environment	Sorting	Location			Age			
				H	KS	K	G	Ch	Aq	Bu
11-Mudstone	Pure micritic mud-rare angular to subangular quartz	Proximal inner ramp	poor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10- Ostracoda bioclast wackestone	Ostracoda, Textularia, <i>Discorbis</i> sp.	Protected lagoon	poor	✓	✓		✓		✓	✓
9- small rotaliid echinoids wackestone	small rotalia, echinoid, Miliolids, <i>Ammonia</i> sp., Ostracoda, <i>Discorbis</i> sp.,	Protected lagoon	poor	✓	✓	✓	✓		✓	✓
8- Miliolid bioclast wackestone/packstone to grainstone	<i>D.rangi</i> , <i>Austrotrillina</i> sp., Miliolids, Valvulinids, Ostracoda, <i>Discorbis</i> sp., Gastropod, minor ooids and peloid	Protected lagoon	poor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7- High diversity imperforate foraminifera bioclast wackestone/packstone to grainstone	<i>Borelis melo curdica</i> , <i>Borelis</i> sp., Miliolids, <i>D.rangi</i> , <i>Peneroplis</i> sp., <i>Archaias</i> sp., <i>Austrotrillina</i> sp., Valvulinids	Middle of inner ramp (Semi-protect lagoon)	good to moderate	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6- Perforate imperforate foraminifera bioclast wackestone/ packstone to grainstone	Miliolids, <i>Austrotrillina</i> sp., Valvulinids, <i>D.rangi</i> , <i>Archaias</i> sp., <i>Miogypsinoidea</i> sp., Nummulitidae, echinoid	Distal of inner ramp (Open lagoon)	moderate		✓	✓	✓	✓		✓
5- <i>Favreina</i> ooid packstone/grainstone	Ooid, <i>Favreina</i> , Miliolids, <i>Austrotrillina</i> sp., <i>D.rangi</i> , <i>Peneroplis</i> sp., Valvulinids	High energy shoal	good to moderate	✓	✓	✓			✓	
4-Coral coralline algae bioclast floatstone	Red algae, Corals, miliolids, <i>Archaias</i> sp., <i>Peneroplis</i> sp.,	Proximal mid ramp	poor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3-Lepidocyclinidae nummulitidae coralline algae bioclast floatstone/packstone	Red algae, Nummulitidae, Lepidocyclinidae, <i>Operculina</i> sp., <i>Amphistegina</i> sp., <i>Neorotalia viennoti</i>	Middle of mid ramp	moderate	✓	✓	✓	✓	✓		✓
2-Lepidocyclinidae nummulitidae bioclast rudstone/floatstone	Nummulitidae, Lepidocyclinidae, <i>Operculina</i> sp., <i>Amphistegina</i> sp., echinoid	Distal mid ramp	poor	✓	✓	✓	✓	✓		✓
1-Planktonic forminifera bioclast wackestone/packstone	Globigerinids, <i>Operculina</i> sp., <i>Ditrupe</i>	Outer ramp	poor			✓	✓	✓		✓

### MF1) پلانکتونیک فرامینیفرا بایو کلاست و کستون-پکستون

دانه های اصلی تشکیل دهنده این ریزرخساره، شامل فرامینیفراهای پلانکتون (گلوبیترین ها، گلوبیترینوئیدها و گلوبوروتالیدها) به همراه خرده های ریز فونای دریایی آزاد، شامل خارپوستان، دیتروپا، اپرکولینا و همچنین قطعات بسیار ریز فرامینیفرا کف زی می باشد. از دیگر اجزای تشکیل دهنده این ریزرخساره که به مقدار کمتر یافت میشوند می توان از خرده های بریوزوئر، شکم پا، دوکفه ای و همچنین فرامینیفراهای کوچک نظیر الفیدیوم نام برد. این ریزرخساره در زمینه ای گلی قرار داشته و بیشتر در بخش بالایی سازند آسماری آنهم صرفاً در برش غریبی ها دیده می شود (شکل ۳a). تفسیر- حضور فرامینیفراهای پلانکتون، زمینه گلی، عدم وجود ساخت های رسوبی محیط های کم عمق دریا گویای این است که این ریزرخساره در محیط آب های آرام و عمیق با شوری نرمال دریایی نهشته شده است [۵۹،۱۸،۲۷،۲۱،۴۶،۲۶،۵۰،۵۸] نبود فرامینیفراهای بزرگ دارای همزیست نوری و جلبک های قرمز بیانگر آن است که این ریزرخساره در زیر ناحیه نوری رسوبگذاری کرده است [۲۷،۲۱].

### MF2) لپیدوسیکلینیده نومولیتیده بایو کلاست فلوستون- رودستون

اجزای اصلی تشکیل دهنده این ریزرخساره شامل فرامینیفراهای بزرگ و کشیده از خانواده لپیدوسیکلینیده (ائولپیدینا و نفرو لپیدینا) و فرامینیفراهایی از خانواده نومولیتیده (اسپیروکلیپتوس، هتروستژینا و اپرکولینا) و همچنین آمفستژینا می باشند که اغلب آنها سالم و بدون شکستگی هستند. از دیگر اجزای می توان به جلبک های قرمز، خرده های اکینوئید، دوکفه ای، بریوزوئرو فرامینیفراهای با دیواره هیالین کوچک نظیر الفیدیوم اشاره نمود. اندازه برخی از لپیدوسیکلیناها موجود در این ریزرخساره تا چند سانتی متر هم می رسد بطوری که درمشاهدات صحرایی قابل رویت هستند (شکل ۳b). این ریزرخساره در تمامی برش های مورد مطالعه دیده می شود.

تفسیر- فراوانی فرامینیفراهای بزرگ با دیواره هیالین که اغلب آنها سالم نیز می باشند مبین یک محیط دریای باز با انرژی متوسط تا کم، زیر سطح امواج عادی است. فراوانی فرامینیفراهای بزرگ منقار با پوسته کشیده (نومولیتیده و لپیدوسیکلینیده بزرگ و کشیده) و حضور اجزاء اسکلتی خاص محیط دریای باز نظیر اکینوئید و جلبک قرمز بیانگر رسوبگذاری در ناحیه اولیگوفوتیک دریای باز (رمپ میانی) است [۴۰،۱۲،۴۹،۲۰،۱۰،۳۹،۸،۹،۱۵،۵۰،۴۵،۵۲].

### MF3) لپیدوسیکلینیده نومولیتیده کورالیناسه آ بایو کلاست فلوستون- رودستون

فونای غالب این ریزرخساره را کورالیناسه آ و فرامینیفراهای بزرگ شامل لپیدوسیکلینیده ها (ائولپیدینا و نفرو لپیدینا) و نومولیتیده (اسپیروکلیپتوس، اوپرکولینا و هتروستژینا) و آمفستژینا تشکیل می دهند که قطعاتی از فرامینیفراهای بزرگ نیز به طور پراکنده در میان آنها وجود دارد. در برخی نمونه ها فرامینیفراهای نظیر نئوروتالیا و میوزیپسینوئیدس از فراوانی نسبی برخوردار هستند. همچنین قطعاتی از خارپوستان، شکم پایان و دوکفه ای به میزان کمتر حضور دارند. فرامینیفراهای بنتیک این ریزرخساره را اشکالی با پوسته کوچکتر و عدسی تر نسبت به ریزرخساره ۲ تشکیل می دهند. اجزای سازنده این ریزرخساره در زمینه ای با بافت دانه پشتیبیان تا فلوستون قرار گرفته اند (شکل ۳c). این ریزرخساره، در تمامی برش های مورد بررسی در این تحقیق، شناسائی شده است.

تفسیر- وجود غالب جلبک های قرمز کورالیناسه آ به همراه فرامینیفرهای بزرگ عدسی شکل و گرد مانند اوپرکولینا و اسپیروکلیپتوس در این ریزرخساره بیانگر رسوبگذاری آن در عمق کمتر زون نوری بالاتری نسبت به ریزرخساره ۲ می باشد. رسوبات دربرگیرنده لپیدوسیکلینیده و نومولیتیده عدسی شکل و گرد با پوسته ضخیم و متوسط منعکس کننده آبهای کم عمق تری نسبت به پوسته های بزرگ و پهن هیالین می باشند [۱۰، ۸، ۴۶، ۵۸].

براین اساس، محیط تشکیل این ریزرخساره را می توان در قسمت های کم عمق تر رمپ میانی نسبت به ریزرخساره ۲ در نظر گرفت.

#### **MF4) کورال کورالیناسه آ بایوکلست فلوستون**

جلبک های قرمز کورالیناسه آ و مرجان از آلوم های اصلی تشکیل دهنده این ریزرخساره می باشند. میلیولید، خرده های خارپوستان، بریوزوئر، دوکفه ای، شکم پا و فرامینیفرهای کوچک نظیر الفیدیوم و آمفیستزینا از عناصر فرعی تشکیل دهنده این ریزرخساره به شمار می روند. بافت این ریزرخساره فلوستون-رودستون بوده و در برخی مقاطع به دلیل کاهش اندازه ذرات به صورت وکستون و پکستون دیده می شود. این جلبک های قرمز در مواردی به صورت رودولیتی دیده می شوند. همچنین در تعدادی از مقاطع، مرجان ها توسط جلبک های قرمز و بریوزوئر محصور شده اند (شکل ۳d). در تمامی برش های مورد مطالعه، ریزرخساره مذکور قابل مشاهده می باشد.

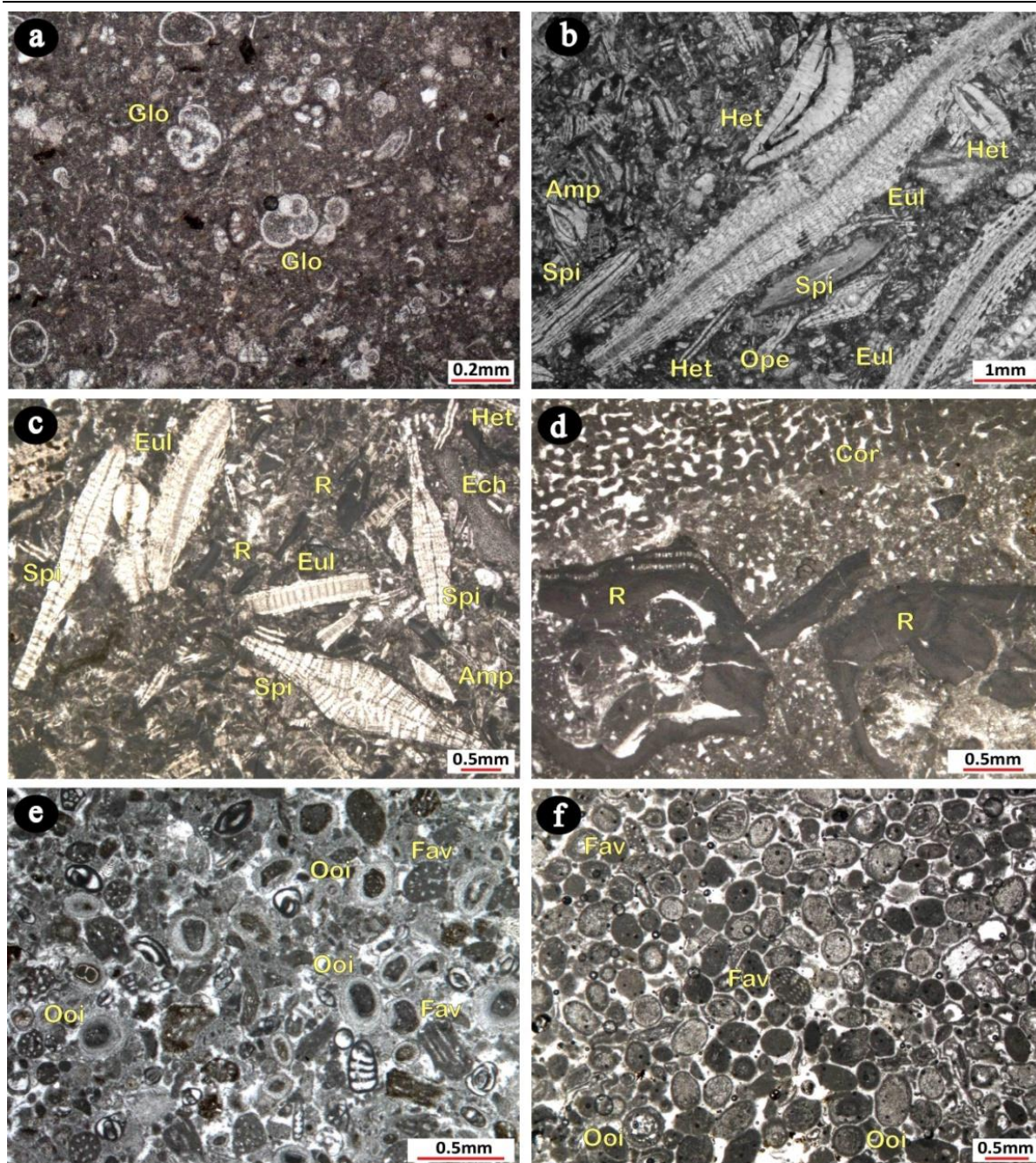
تفسیر- این ریزرخساره به دلیل وجود جلبک های قرمز کورالیناسه آ و فونای دریای باز مانند خرده های بریوزوئر و خارپوستان در شرایط شوری نرمال دریا با چرخش آزاد و انرژی متوسط رمپ میانی تشکیل شده است [۴۱، ۴۲] وجود رخساره های رودولیتی نشان دهنده ی شکل گیری این رخساره ها در یک محیط با انرژی کم در الیگوفوتیک زون (شرایط نوری کم) می باشد [۱۶، ۳۶]. در این ریزرخساره، چارچوب خوب حفظ شده جلبک های قرمز کورالیناسه آ بیانگر یک محیط نسبتاً آرام با نرخ رسوبگذاری پایین و پایداری کف حوضه می باشد [۳۸، ۵۲].

#### **MF5) بایوکلست فاورینا ائید پکستون-گرینستون**

آلوم های غیراسکلنتی نظیر دانه های ائید و فاورینا از تشکیل دهنده های اصلی این ریزرخساره هستند. این ائیدها که از گردشگی و جورشدگی نسبتاً خوبی برخوردار هستند، دارای لامینه مماسی بوده که درپاره ای موارد تحت تاثیر دیاژنز قرار گرفته اند. هسته ائیدها بیشتر از میلیولید و قطعات دوکفه ای و روتالید تشکیل شده است. در برخی از مقاطع، ائیدها میکریتی شده، بافت اولیه خود را از دست داده، به پلوتید تبدیل شده اند. فاوریناها هم با برش های طولی، عرضی و مایل به همراه ائیدها در زمینه ای از سیمان اسپاریت قرار گرفته اند. میلیولید، روتالیاها، کوچک، خرده های خارپوستان، قطعات دوکفه ای به مقدار کمتر در برخی مقاطع دیده می شوند (شکل ۳e, f). این ریزرخساره بیشتر در برش هلاچان و به مقدار کمتر در برش های کوه شور و کوه باد شناسائی شده است.

تفسیر- حضور ائیدها نشانگر یک محیط پرانرژی می باشد [۲۶]. با توجه به حضور، جورشدگی و گردشگی مناسب ائیدها و فقدان زمینه گلی، محیط تشکیل این ریزرخساره را می توان به سد ائیدی نسبت داد که محیط دریای باز را از محیط دریای محصور جدا می کند [۲۷، ۳۱، ۱۰، ۲۶، ۸، ۱۵، ۵۸].





شکل ۳. MF1-a: پلانکتونیک فرامینیفرای بایوکلاست و کستون - پکستون (نمونه ۳۹۲ برش غربی ها)، MF2-b: لپیدوسیکلینیده نومولیتیده بایوکلاست فلوتستون - رودستون (نمونه ۲ برش کوه باد) MF3-c: لپیدوسیکلینیده نومولیتیده کورالیناسه آ بایوکلاست فلوتستون - رودستون (نمونه ۵ برش کوه باد)، MF4-d: کورال کورالیناسه آ بایوکلاست فلوتستون - رودستون (نمونه ۷۹ برش غربی ها)، e و f - MF5: بایوکلاست فاورینا الئید پکستون - گرینستون (نمونه ۳۹ برش هلاچان و ۱۲۰ برش کوه باد).

Amp: *Amphistegina*, Cor: *Coral*, Ech: *Echinoid fragment*, Eul: *Eulepidina*, Fav: *Favreina*, Glo: *Globigerinids*, Het: *Heterostegina*, Ooi: *Ooid*, Ope: *Operculina*, R: *Red-algal fragments*, Spi: *Spiroclypeus*.

### MF6) بتیک فرامینیفرای (منفذ دار، بدون منفذ) بایوکلاست و کستون - پکستون - گرینستون

این ریزرخساره دارای تنوع بالایی از فرامینیفرهای کف زی (منفذدار و بدون منفذ) است. از فرامینیفرهای منفذ دار می توان از نومولیتیده (هتروسترژینا و اپرکولینا)، میوژپسینوئیدس و آمفیسترژینا نام برد. از فرامینیفرهای با پوسته‌ی پورسلانوز می توان

به میلیولید، آستروتیلینا، آرکیاس و دندریتینا اشاره نمود. دیگر اجزاء این ریزرخساره شامل خرده های خارپوستان، بریوزوئر، قطعات دوکفه ای، جلبک های قرمز و فرامینیفرهای کوچک نظیر روتالیاهاى کوچک و الفیدیوم می باشد (شکل ۴a). ریزرخساره مذکور بجز برش هالیجان، در سایر برش های مورد بررسی گزارش شده است. تفسیر- حضور توام فرامینیفرهای منفذدار و بدون منفذ در این ریزرخساره بیانگر این است که رسوبگذاری آن در یک لاگون باز با چرخش آب آزاد و اکسیژن دار در زون یوفوتیک (شرایط نوری بالا) صورت گرفته است [۵۸،۴۹،۶] و نمایانگر آن است که سد موثری بین رمپ میانی و رمپ درونی وجود نداشته است.

### **MF7) بنتیک فرامینیفر (بدون منفذ باتنوع بالا) بایوکلاست و کستون-پکستون**

عناصر تشکیل دهنده این ریزرخساره شامل فرامینیفرهای با پوسته پورسلانوز نظیر آرکیاس، پنروپلیس، سوریتس، بورلیس، دندریتینا، آستروتیلینا و میلیولید می باشد که در بافتی از وکستون، پکستون و در برخی مقاطع تا گرینستون قرار گرفته اند. عناصر فرعی موجود در این ریزرخساره عبارتند از جلبک های قرمز، مرجان (سولیتاری کورال)، خرده های خارپوستان، قطعات دوکفه ای، بریوزوئر و فرامینیفرهایی مانند آمفیستژینا، پلانوربولینا، روتالیاهاى کوچک، الفیدیوم و دیسکورپیس (شکل ۴b). این ریزرخساره در تمامی برش های مورد مطالعه گزارش شده است.

تفسیر: امروزه فرامینیفرهای بدون منفذ با پوسته پورسلانوز مانند آرکیاس و پنروپلیس در محیط های آبی کم عمق نواحی حاره ای و نیمه حاره ای زیست می کنند [۳۴]. در این ریزرخساره حضور فرامینیفرهایی نظیر آرکیاس و پنروپلیس می تواند معرف قرار گرفتن در قسمت علفزارهای دریایی در زون یوفوتیک باشد [۱۳].

با توجه به حضور و تنوع فرامینیفرهای بدون منفذ شاخص محیط لاگون و همچنین بافت رسوبی موجود، محیط رسوبگذاری این ریزرخساره را می توان در رمپ داخلی در شرایط آب های کم عمق و پرنور در نظر گرفت [۲۷،۲۰،۵۷،۹،۱۴،۴۶،۶،۵۰،۵۲،۵۳].

### **MF8) میلیولید بایوکلاست و کستون-پکستون تا گرینستون**

اجزای اصلی این ریزرخساره شامل فرامینیفرهای بدون منفذ با پوسته پوسولانوز از قبیل میلیولید و دندریتینا می باشند که در زمینه ای با بافت وکستون، پکستون تا گرینستون قرار دارد. از عناصر فرعی موجود در این ریزرخساره می توان قطعات دوکفه ای، پنروپلیس، الفیدیوم، دیسکورپیس، روتالیاهاى کوچک و استراکودرا نام برد. همچنین خرده های خارپوستان، شکم پا، بریوزوئر، جلبک های قرمز و مرجان نیز به مقدار کمتر یافت می شوند (شکل ۴c). در تمامی برش های مورد بررسی، این ریزرخساره دیده می شود.

تفسیر- تنوع کم فرامینیفرهای پورسلانوز، عدم حضور فونای دریای باز و نیز درصد بالای گل آهکی موید رسوب گذاری این ریزرخساره در قسمت های کم عمق زون یوفوتیک (شرایط نوری بالا) از یک محیط لاگون محصور و کم انرژی می باشد. [۳۴،۴۹،۲۰،۵۷،۷،۹،۱۳،۳۷،۴۶،۴۵،۵۲،۵۳]

### **MF9) فرامینیفرای منفذدار کوچک اکینوئید و کستون**

این ریزرخساره با فراوانی خرده های اکینوئید و روتالیاهاى کوچک مشخص می شود. از عناصر فرعی این ریزرخساره می توان از دندریتینا، میلیولید، آمفیستژینا و خرده های بریوزوئر و شکم پا نام برد (شکل ۴d). این ریزرخساره در تمامی برش های مورد مطالعه دیده می شود.

تفسیر: با توجه به تنوع کم فسیلها (روتالیاهای کوچک و اکیئوئید) رسوبگذاری این ریزرخساره را می توان به محیط دریایی محدود از رمپ داخلی نسبت داد [۴۶].

### **MF10) استراکد بایوکلاست و کستون**

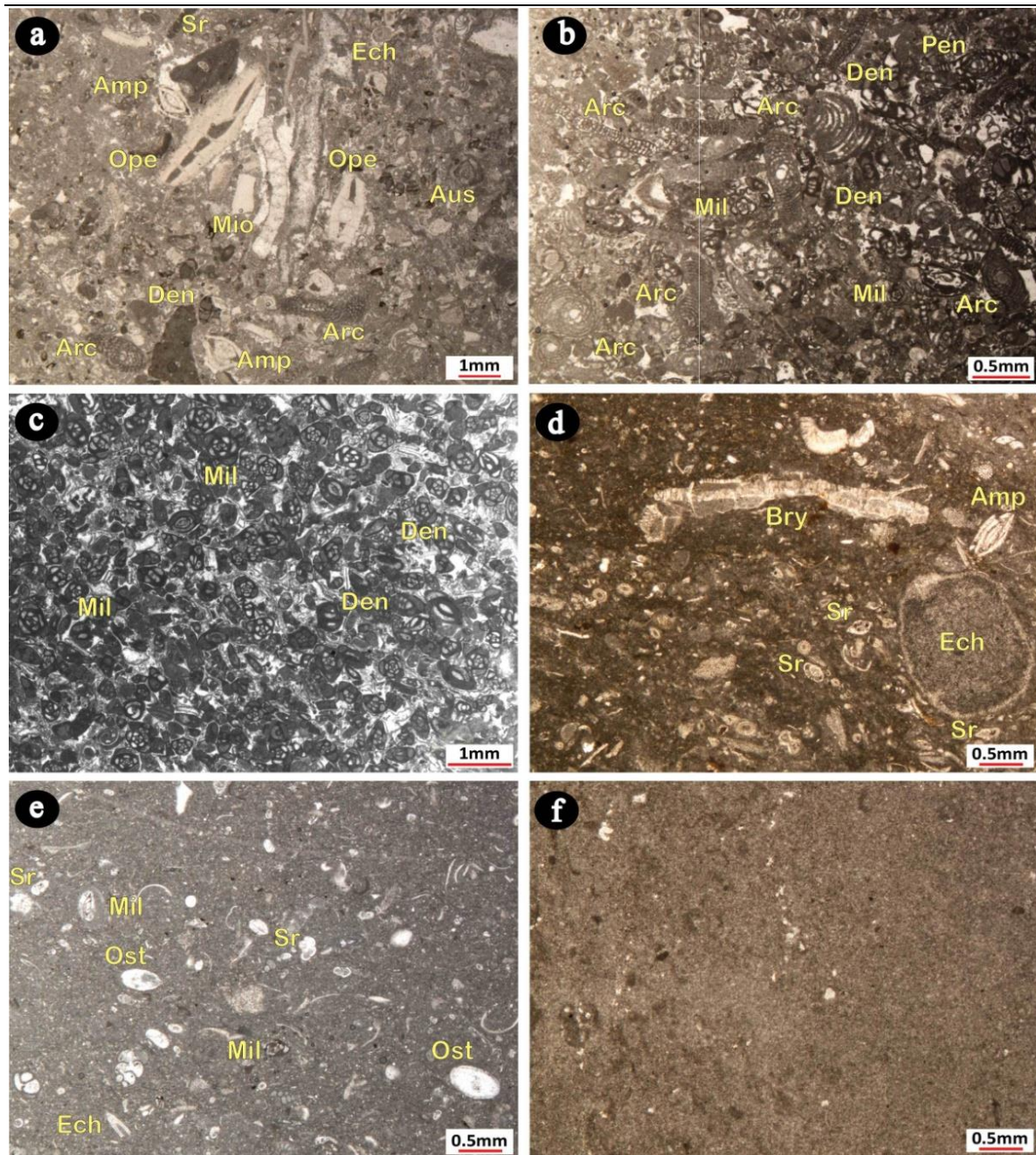
اجزای اصلی این ریزرخساره شامل استراکد، میلیولید، خرده های اکیئوئید و قطعات دوکفه ای می باشد که در بافتی از وکستون تا پکستون قرار گرفته اند. زمینه از گل آهکی تشکیل شده است. از عناصر فرعی می توان از خرده های خارپوستان، جلبک قرمز، بریوزوئر و همچنین روتالیدهای کوچک و بطور پراکنده دانه های ریز کوارتز نام برد (شکل ۴e). این ریزرخساره بجز برش کوه باد، در سایر برش های مورد بررسی شناسائی شده است.

تفسیر: زمینه گلی این ریزرخساره، حضور دانه های ریز کوارتز به همراه حضور استراکد و میلیولید بیانگر رسوبگذاری در یک محیط لاگون با انرژی کم می باشد [۵۷،۵۲].

### **MF11) مادستون**

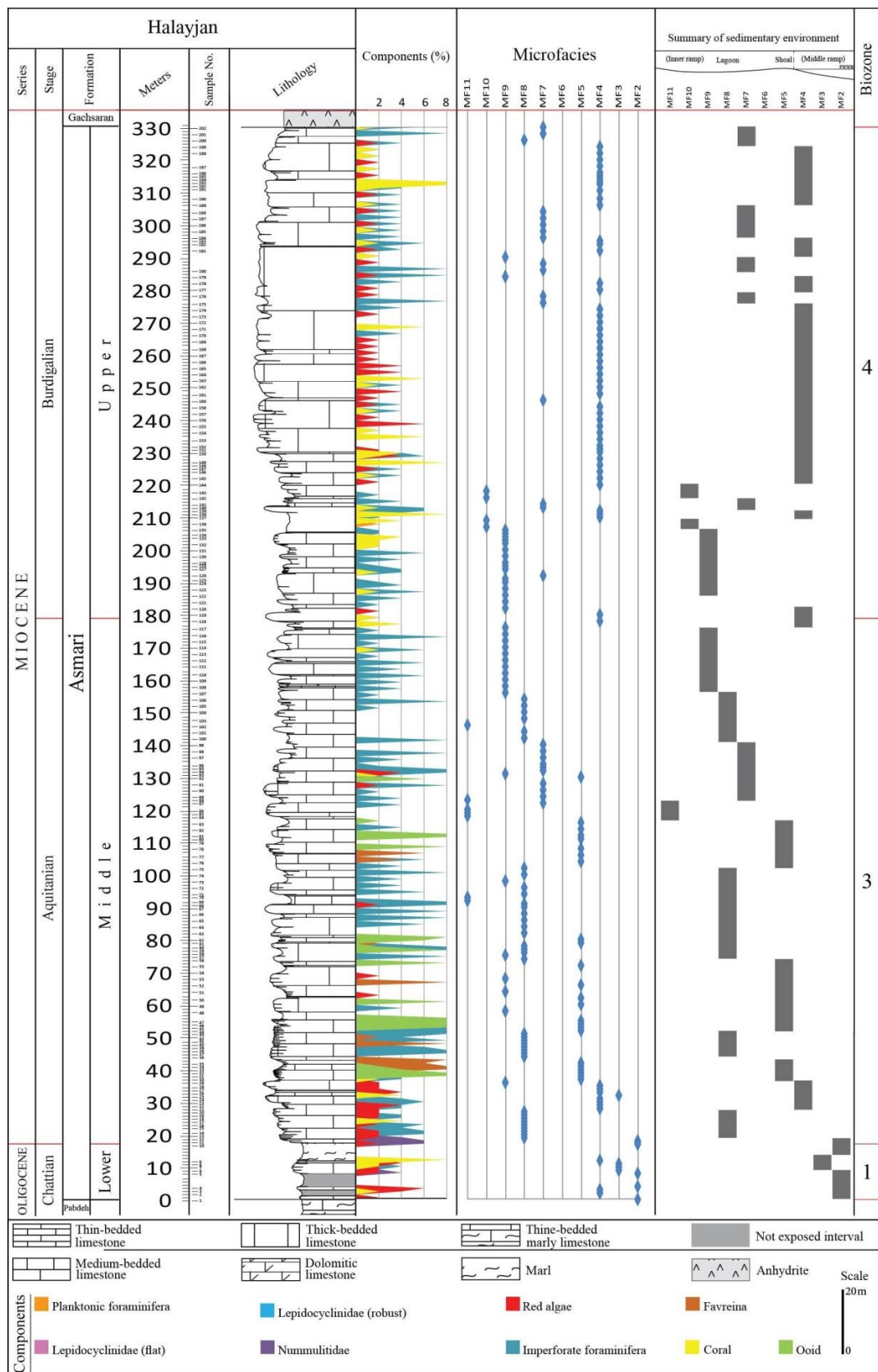
این ریزرخساره از آهک های ریزبلور تشکیل شده و فاقد دانه های اسکلتی و غیراسکلتی و ساختارهای رسوبی می باشد. دانه های کوارتز بطور پراکنده در آن حضور دارند (شکل ۴f). این ریزرخساره در تمامی برش های مورد مطالعه دیده می شود. تفسیر: فراوانی گل کربناته، نبود هیچگونه فون زیستی، حضور دانه های ریز کوارتز و همچنین ففدان شواهد خروج از آب مانند فابریک فنسترال یا چشم پرنده ای موید تشکیل این ریزرخساره در یک محیط رسوبگذاری محدود و کم انرژی با شوری بالا، در قسمتهای کم عمق لاگون به سمت ساحل می باشد [۵۹،۲۷،۴۶،۲۶،۵۲،۵۳].





شکل ۴. **a-MF6**: بنتیک فرامینیفر (منفذ دار، بدون منفذ) بایوکلاست و کستون / پکستون / گرینستون (نمونه ۶۲ برش کوه باد)، **b-MF7**: بنتیک فرامینیفر (بدون منفذ با تنوع بالا) بایوکلاست و کستون - پکستون (نمونه ۶۸ برش کوه باد)، **c-MF8**: میلیولید بایوکلاست و کستون - پکستون تا گرینستون (نمونه ۸۸ برش کوه شور)، **d-MF9**: فرامینیفرای منفذدار کوچک اکتینوئید و کستون (نمونه ۱۹۸ برش کوه باد)، **e-MF10**: بایوکلاست استراکد و کستون - پکستون (نمونه ۲۱۸ برش هالیجان)، **f-MF11**: مادستون - مادستون دولومیتی تا دولومیت (نمونه ۱۲۴ برش کوه باد).

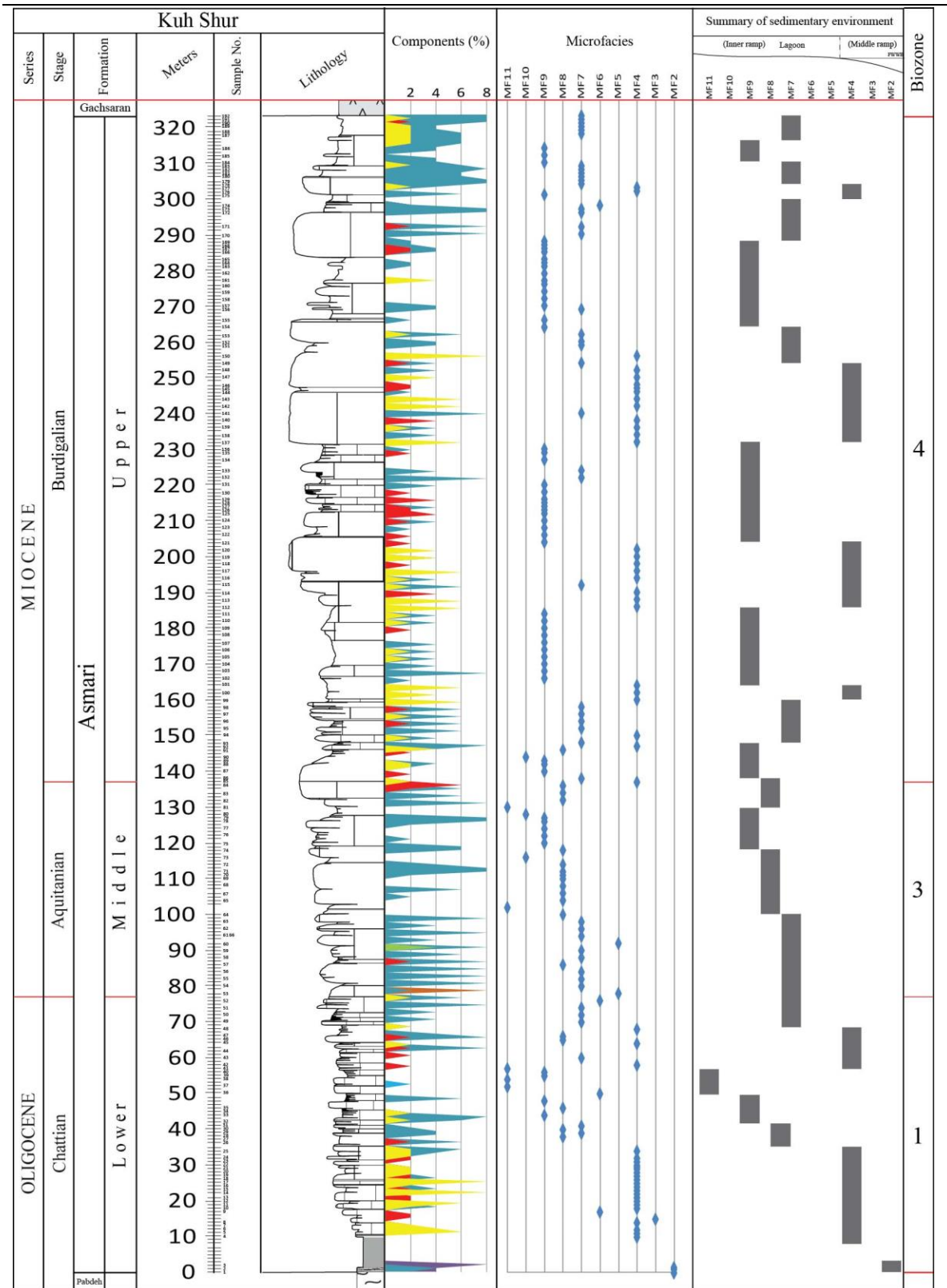
**Amp:** *Amphistegina*, **Arc:** *Archaia*, **Aus:** *Austrotrillina*, **Bry:** Bryozoan, **Den:** *Dendritina*, **Ech:** Echinoid fragment, **Mil:** Miliolids, **Mio:** *Miogypsinoides*, **Ope:** *Operculina*, **Sr:** Small rotalids, **Ost:** Ostracod, **pen:** *Penederopsis*



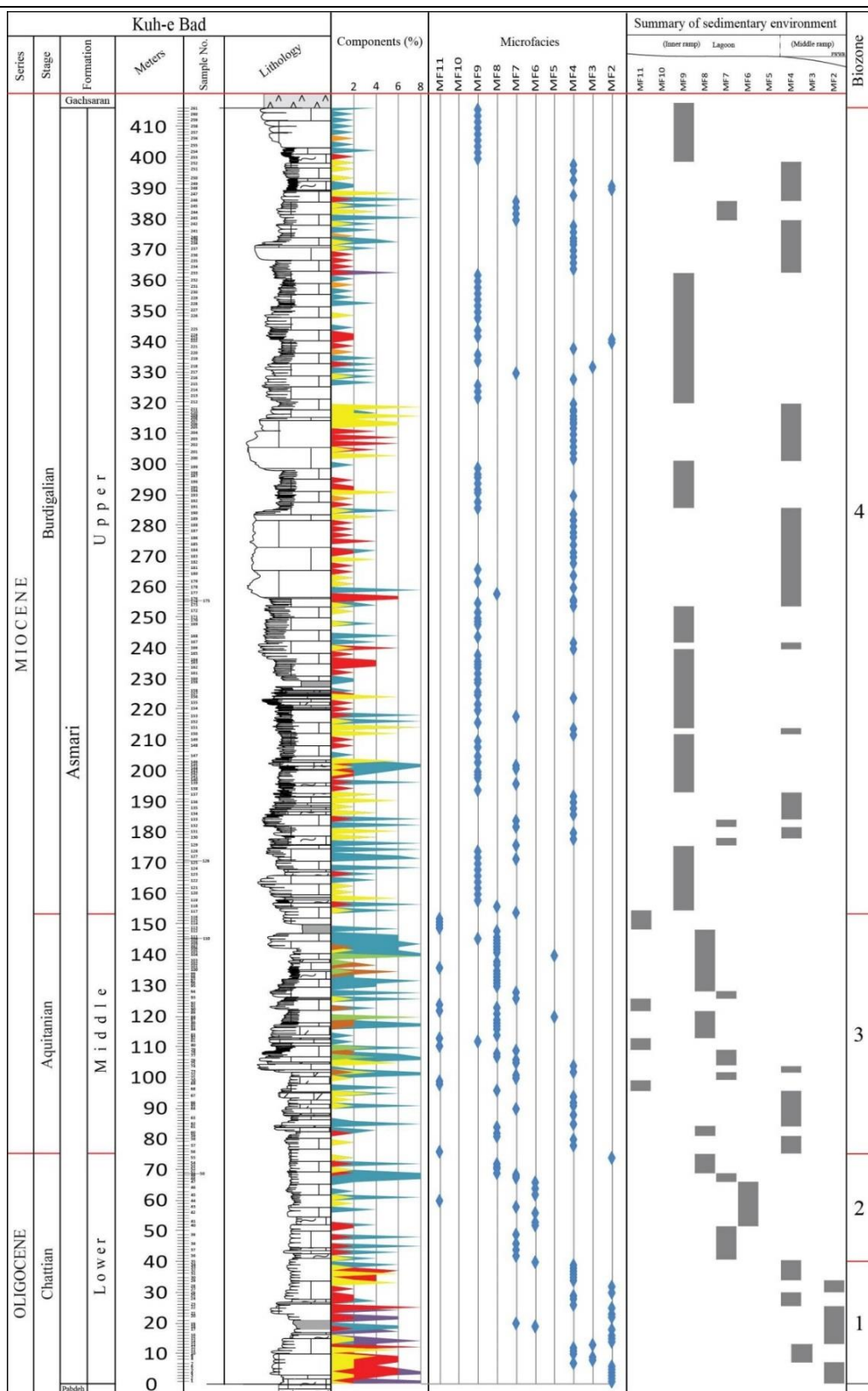
شکل ۵.  
ستون  
چینه

شناسی، پراکندگی میکروفاسیس ها، محیط رسوبی و فراوانی آلوکم های اسکلتی و غیراسکلتی سازند آسماری در برش هلايجان.

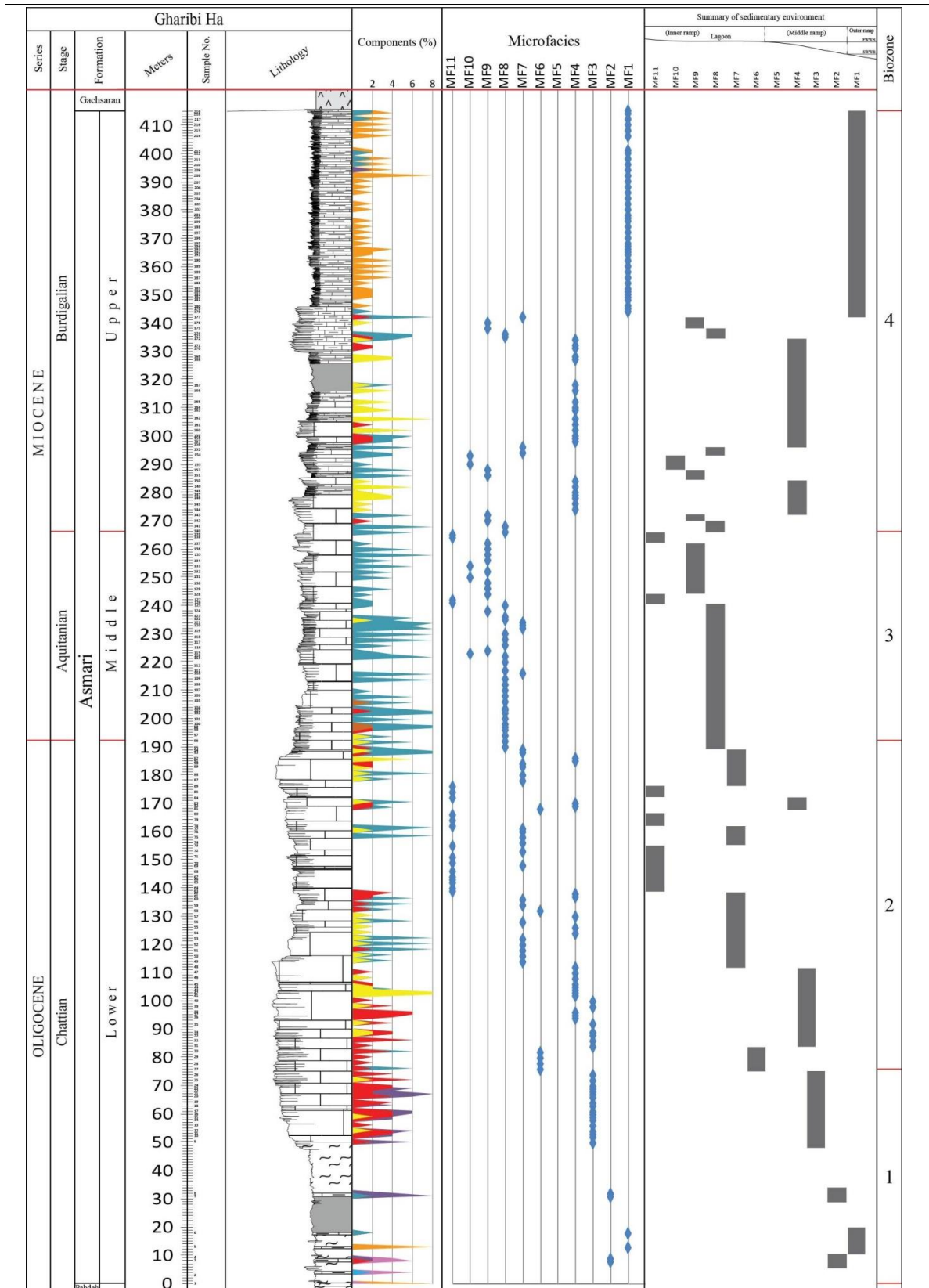




شکل ۶. ستون چینه شناسی، پراکندگی میکروفاسیس ها، محیط رسوبی و فراوانی آلوکم های اسکلتی و غیراسکلتی سازند آسماری در برش کوه شور.

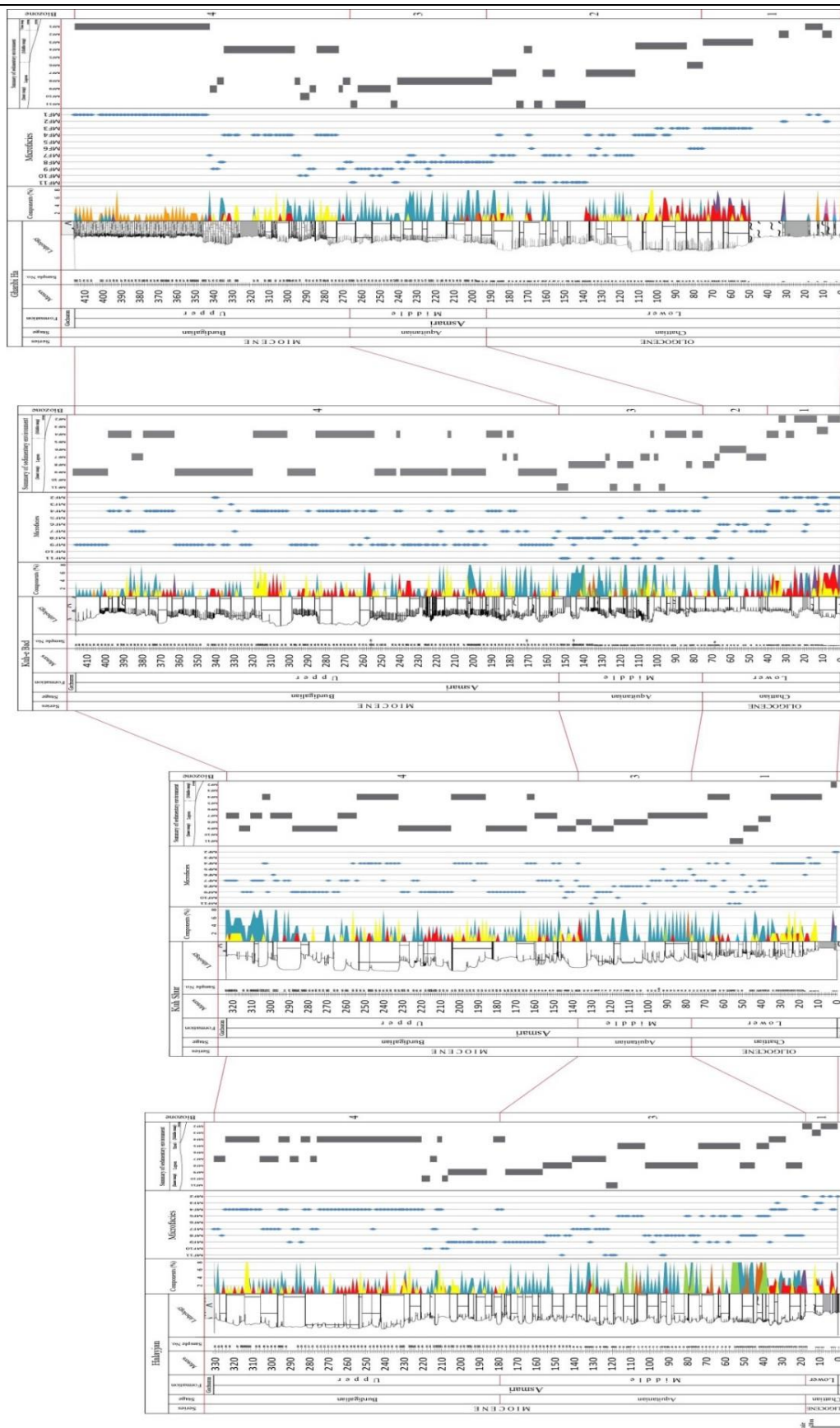


شکل ۷. ستون چینه شناسی، پراکندگی میکروفاسیس ها، محیط رسوبی و فراوانی آلوکم های اسکلتی و غیراسکلتی سازند آسماری در برش کوه باد.



شکل ۸. ستون چینه شناسی، میکروفاسیس ها، محیط رسوبی و فراوانی آلوکم های اسکلتی و غیراسکلتی سازند آسماری در برش غربی ها.





شکل ۹. چارت تطابقی برش های مورد بررسی.

با توجه به جدول شماره ۱ و شکل های ۵، ۶، ۷، ۸ و ۹ رسوبات بخش قاعده ای سازند آسماری از جنوب شرق ناحیه مورد مطالعه به سمت شمال غرب، جوانتر شده اند. در طی زمان شاتین در برش غربی ها، بخش قاعده ای سازند آسماری دربرگیرنده زون تدریجی بین سازندهای پاینده و آسماری است (حدوداً ۷۰ متر) که حاوی فرامینیفرهای پلانکتون نیز می باشد. این زون تدریجی در ادامه روند رسوبگذاری بتدریج به آهک های کم عمق حاوی فرامینیفرهای بزرگ کف زی سازند آسماری تبدیل می شود که مبین تبدیل تدریجی دریای عمیق پاینده به دریای کم عمق سازند آسماری است.

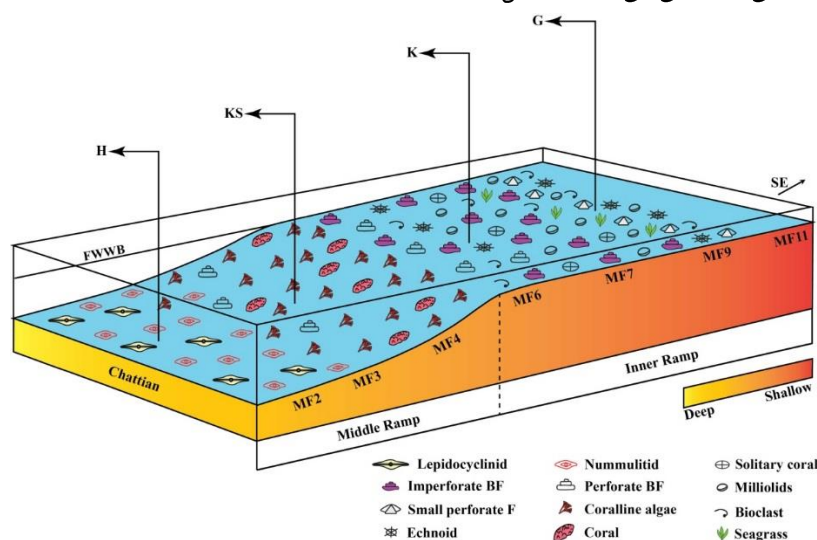
### ۳-۳-۳- مدل محیط رسوبی

بدلیل اهمیت خصوصیات مخزنی، فهم و شناخت تاریخچه رسوبگذاری توالی های کربناته ای نظیر سازند آسماری از اهمیت فراوانی برخوردار است. به همین دلیل مطالعات گسترده ای در این زمینه انجام شده است. بطور مثال اخیراً توالی های کربناته سازند آسماری در حاشیه جنوب شرقی زون ایذه، از دیدگاه چینه ای، هندسه رسوبگذاری و تغییرات و تنوع رخساره ای توسط شب افروز و همکاران [۵۲] مورد مطالعه قرار گرفته است.

در این تحقیق، منطقه مورد مطالعه براساس فرآیندهایی نظیر توصیف میکروسکوپی ریزرخساره ها و موقعیت نسبی کمربندهای رخساره ای و چیدمان آنها و با توجه به نتایج حاصل از مطالعه (شب افروز) در حاشیه جنوب شرقی ایذه، سازند آسماری در طی زمان های شاتین، آکی تانین و بوردیگالین در یک محیط رمپ هم شیب نهشته شده است که براساس این تحقیق، سه مدل مستقل رسوبی را می توان برای این سازند در طی زمان های یاد شده در نظر گرفت.

### ۳-۳-۳-۱- سیستم رمپ کربناته شاتین:

براساس شناسایی کمربندهای رخساره ای به همراه تغییرات تدریجی رخساره ها و فراوانی حضور نومولیتیده، لپیدوسیکلینیده، جلبک های قرمز، مرجان ها و فرامینیفرهای کف زی با پوسته پورسلانوز، مدل محیط رسوبگذاری مربوط به زمان شاتین شامل دو بخش رمپ میانی و داخلی می باشد (شکل ۱۰).



شکل ۱۰. مدل شماتیک پلانترم کربناته سازند آسماری در زمان شاتین در منطقه مورد مطالعه.

(غربی ها: G, کوه باد: K, کوه شور: KS, هلابیجان: H).

FWWB: Fair weather wave base, SWWB: Storm wave base

F: Foraminifera, BF: Benthic Foraminifera

### ۳-۱-۱-۱- محیط رمپ داخلی:

در این مدل، طی زمان شاتین، عمده بخش کم عمق رمپ (رمپ داخلی) را تجمعی از فرامینفرهای کف زی با پوسته پورسلانوز آنهم با تنوع بالا (ریزرخساره شماره ۷) و مادستون های آهکی (ریزرخساره شماره ۱۱) بخصوص در برش های کوه باد و غریبی ها تشکیل می دهد. این ریزرخساره ها بیانگر رسوبگذاری در زون یوفوتیک (شرایط نوری بالا) در یک محیط کم عمق هستند [۳۵، ۱۵، ۵۲].

### ۳-۱-۲- محیط رمپ میانی:

این محیط بطور عمده بر اساس حضور نومولیتیده، لپیدوسیکیلینیده، جلبک های قرمز که به ریزرخساره های شماره ۲، ۳ و ۴ تعلق دارند مشخص می شود. حضور جلبک های قرمز به همراه فرامینفرهای بزرگ از قبیل هتروستژینا، نئوروتالیا و همچنین آمفیستژینا بیانگر این واقعیت است که سه ریزرخساره مذکور در زون مزوفوتیک (شرایط نوری متوسط) رمپ میانی قرار دارند [۲۸، ۴۷، ۳۵].

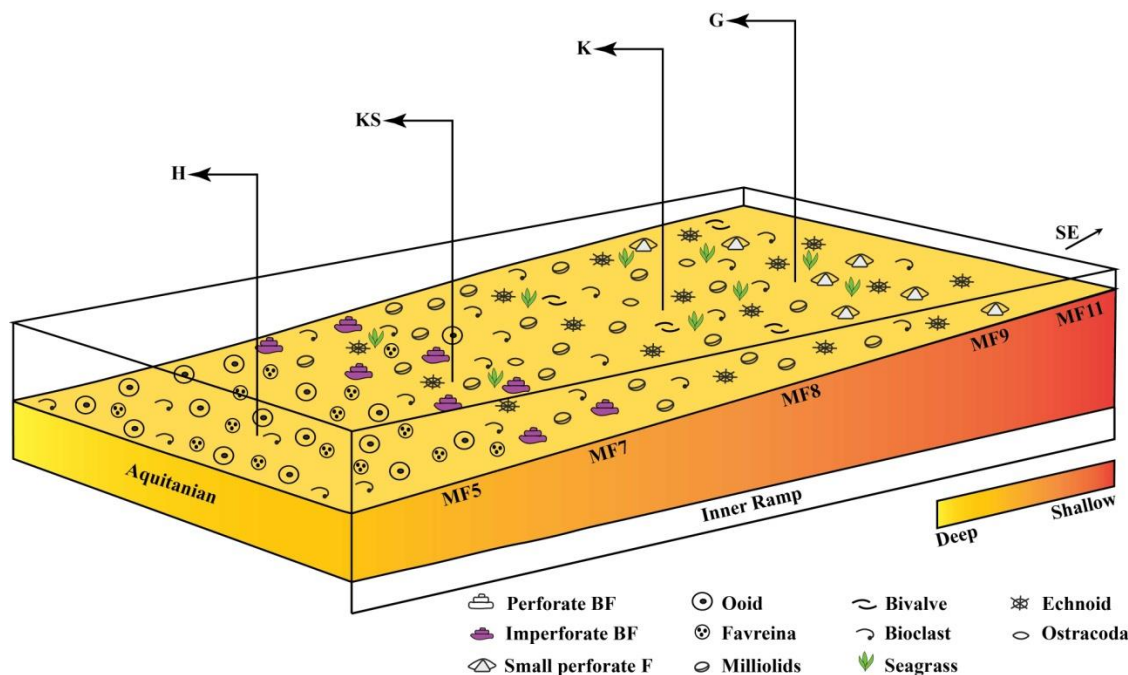
همچنین با توجه به شکل های ۵، ۶، ۷، ۸ و ۹ ضخامت رسوبات شاتین که در برگیرنده ریزرخساره ها و عناصر فوق الذکر می باشد از جنوب شرق ناحیه مورد مطالعه (برش غریبی ها) به سمت شمال غرب (برش هلايجان) کاهش می یابد. با توجه به ماهیت و گسترش خوب ریزرخساره شماره ۴ و با در نظر گرفتن آلوکم های زیستی موجود در آن (جلبک های قرمز و مرجان ها)، ریزرخساره مذکور دارای خصوصیات مخزنی مناسب می باشد.

### ۳-۲-۳- سیستم رمپ کربناته آکی تانین:

در طول زمان آکی تانین، بر اساس خصوصیات سنگ شناسی غالب، ارتباط جانبی کمر بند های رخساره ای، محتویات زیستی و الگوهای برهم انباشتی، یک سیستم رمپ کربناته (رمپ داخلی) در تمامی ناحیه (عمیق ترین برش هلايجان و کم عمق ترین، غریبی ها) وجود داشته است که با یک نیمرخ رسوبی خیلی کم عمق و با شیب کم و ملایم مشخص می شود (شکل ۱۱). قابل ذکر است که از زمان شاتین تا آکی تانین، محدوده مورد تحقیق از یک ثبات تکتونیکی نسبی برخوردار بوده است [۵۶]. در این پهنه رسوبگذاری، عمده فاسیس های حاکم بر محیط رسوبی، شامل ریزرخساره های شماره ۵، ۷، ۸، ۹ و ۱۱ می باشند.

وجود کربنات های دولومیتی دارای ائید و فاورینا (ریزرخساره شماره ۵) به همراه فرامینفرهای خانواده سوریتیده (ریزرخساره های ۷، ۸ و ۹) که تولید کننده های اصلی کربناته در این آب های کم عمق در زمان آکیتانین در تمام ناحیه فوق الذکر بوده اند بهمراه شرایط محیطی همچون انرژی کم، شوری بالا و حضور فرامینفرهای با پوسته پورسلانوز نظیر آرکیاس و پنروپلیس، معرف رسوبگذاری در زون یوفوتیک (شرایط نوری بالا) در قسمت غلفزارهای دریایی است [۱۵، ۹، ۱۳، ۲۶، ۲۰، ۴۹، ۲۷، ۵۹].

با توجه به ماهیت و گسترش خوب ریزرخساره شماره ۵ (ائید و فاورینا) که در زمینه ای از گریستون قرار دارد، ریزرخساره مذکور دارای خصوصیات مخزنی مناسب می باشد. این ریزرخساره بطور عمده در برش هلايجان و به مقدار کمتر در برش های کوه شور و کوه باد دیده می شود.



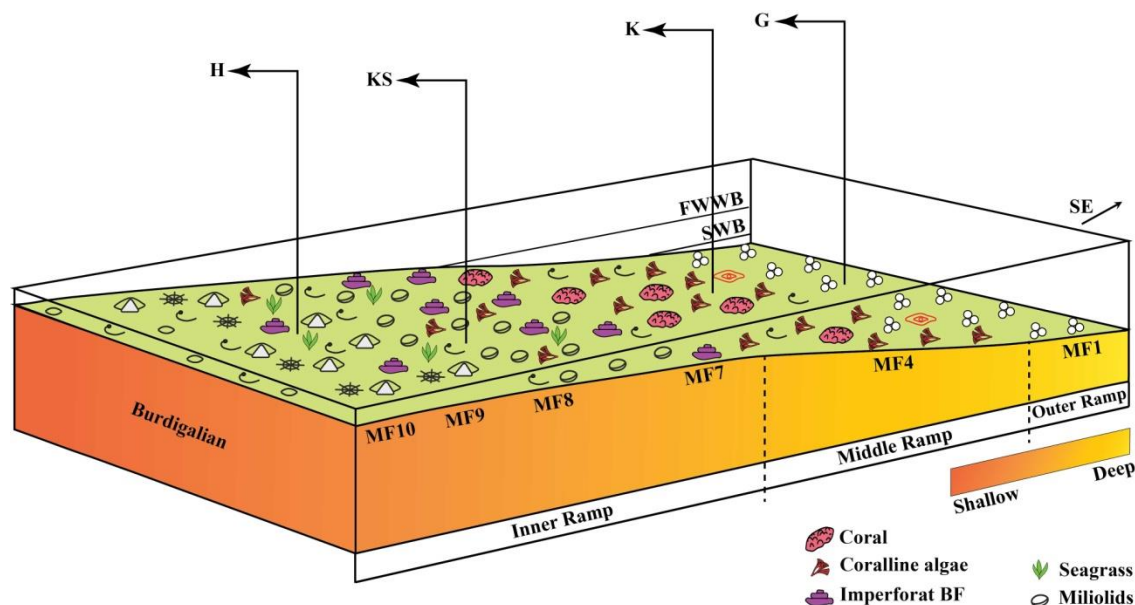
شکل ۱۱. مدل شماتیک پلاتنفرم کربناته سازند آسماری در زمان آکی تانین در ناحیه مورد بررسی.

### ۳-۳-۳- سیستم رمپ کربناته بوردیگالین:

در طی زمان بوردیگالین یک رمپ کربناته کم عمق در سرتاسر منطقه گسترش داشته است. گسترش جانبی ریزرخسارهها در اواخر بوردیگالین نشان دهنده تغییرات عمقی مهم از کم عمق ترین آن ها در شمال غربی منطقه تا عمیق ترین آن ها در جنوب شرقی ناحیه مورد مطالعه می باشد. در بیشترین قسمت این منطقه در طول زمان بوردیگالین، رسوبات کم عمق دربرگیرنده تمام پلاتنفرم موجود می باشد اما در برش جنوب شرقی (غربی ها)، این رسوبات کم عمق در اینتروال بالایی سازند آسماری بطور ناگهانی توسط مارن های پلاژیک (بیش از ۷۰ متر) پوشیده می شوند (شکل ۸) در صورتی که در فواصل رسوبی همزمان واقع در سه برش دیگر (هالیجان، کوه شور و کوه باد) رسوبات کم عمق نهشته شده است. این تغییر ناگهانی عمق که بوضوح بیانگر تاثیر تکتونیکی شدید بر الگوی رسوبگذاری در منطقه است [۵۶]، نشانگر تبدیل رمپ کربناته به پلاتنفرم غرق شده در برش غربی ها است.

در اواخر بوردیگالین، کج شدگی تکتونیکی ناحیه ای به سمت جنوب شرق، رسوبگذاری ناحیه مورد بررسی را تحت کنترل خود درآورده است. قسمت خارجی و میانی رمپ کربناته در قسمت های غربی فروافتادگی دزفول و زون ایذه تحت تاثیر کجی شدگی (Tilting) ناحیه ای بوده اند [۵۶]. این پدیده باعث بالآمدگی و نبود رسوبگذاری در جنوب غربی حوضه و تغییر جهت عمیق ترین بخش حوضه (Depocenter) به سمت شمال غربی شده، جایی که بیشترین فرونشست را داشته و رسوبات در حاشیه ی جدید دریای نئوتتیس رسوب می کرده اند [۵۶، ۲۳، ۵۵]. حضور فراوان فرامینیفرهای پلانکتونیک در برش غربی ها موید این است که رسوبات اواخر بوردیگالین در یک محیط عمیق دریای نهشته شده است (شکل های ۸ و ۱۲).

مدل رخساره ایی که در اینجا ارائه شده، نشان دهنده شیب عمقی از رمپ داخلی تا رمپ بیرونی بهمراه پراکندگی فرامینیفرهای و سایر عناصر مهم است.



شکل ۱۲. مدل شماتیک پلاتفرم کربناته سازند آسماری در زمان بوردیگالین در محدوده مورد تحقیق.

### ۳-۳-۱- محیط رمپ داخلی:

رمپ داخلی بطور عمده شامل ریزرخساره های شماره ۷، ۸ و ۹ می باشد. ریزرخساره ۱۰ به مقدار کمتر یافت می شود. این بخش از محیط رسوبی با حضور متنوع و تجمعی فرامینیفراهای کف زی با پوسته پورسلانوز مشخص شده است. فرامینیفراهای کوچک، جلبک های قرمز و مرجان نیز به مقدار کمتر یافت می شود. فرامینیفراهای پورسلانوز بهترین فونای سازگار با شرایط محیط دیرینه از قبیل آبهای با تلاطم کم، شدت نور بالا و شوری نسبتاً بالا هستند. در برش های هالیجان و کوه شور این شرایط حکمفرما بوده است [۵۸، ۴۹، ۶].

### ۳-۳-۲- محیط رمپ میانی:

این محیط با فراوانی جلبک های قرمز و مرجان (ریزرخساره شماره ۴) مشخص می شود. حضور جلبک های قرمز و فرامینیفراهای کف زی همچون آمفیستژینا بیانگر این است که این ریزرخساره در زون مزوفوتیک (شرایط نوری متوسط) از رمپ میانی قرار دارد. این شرایط در برش کوه باد وجود داشته است [۴۳، ۴۴، ۴۵، ۱۵، ۵۲].

### ۳-۳-۳- محیط رمپ بیرونی:

رمپ بیرونی بیشتر شامل ریزرخساره های شماره ۱ می باشد. این محیط دارای رسوبات ریزدانه، بالایه بندی خوب می باشد که بطور جانبی دارای پیوستگی هستند. این رسوبات بطور فراوان حاوی فرامینیفراهای پلانکتون می باشند. خرده های خارپوستان، دیتروپا و اپرکولینا نیز به مقدار کم وجود دارد. این شرایط در برش غربی های وجود دارد.

### ۴- نتیجه گیری:

- براساس مطالعه ۴ برش سطحی (هلايجان، کوه شور، کوه باد و غریبی ها) با سن شاتین- بوردیگالین، تعداد ۱۱ ریزرخساره شناسایی گردید. ریزرخساره های مذکور متعلق به ۳ محیط دیرینه دریای باز، سد و لاگون می باشند.
- با توجه به ریزرخساره های مذکور و همچنین نتایج حاصل از مطالعه و نحوه گسترش آنها، سازند آسماری در طی زمان های شاتین، آکی تانین و بوردیگالین در یک محیط رمپ هم شیب نهشته شده است. بر مبنای این مطالعه، سه مدل مستقل رسوبی را می توان برای سازند آسماری در طی زمان های مذکور در نظر گرفت.
- گسترش جانبی ریزرخساره ها در شاتین به گونه ای است که رسوبات کم عمق این زمان در جنوب شرقی ناحیه (برش غریبی ها) با رسوبات عمیق سازند پابده در شمال غربی محدوده مورد مطالعه (برش هلايجان) جایگزین شده است.
- گسترش جانبی ریزرخساره ها در اواخر بوردیگالین نشان دهنده تغییرات عمقی مهم از کم عمق ترین آنها در شمال غربی تا عمیق ترین آنها در جنوب شرقی ناحیه مورد بررسی می باشد.
- در اواخر بوردیگالین در بخش جنوب شرقی منطقه، در نتیجه کج شدگی تکتونیکی، عمیق شدگی در حوضه رسوبی سازند آسماری اتفاق افتاده است. وفور فرامینفرهای پلانکتون در رسوبات انتهایی بوردیگالین این محدوده از مطالعه، موید این موضوع می باشد.
- ضخامت رسوبات شاتین از جنوب شرق ناحیه مورد مطالعه (برش غریبی ها) به سمت شمال غرب (برش هلايجان) کاهش می یابد.
- رسوبات بخش قاعده ای سازند آسماری از جنوب شرق ناحیه به سمت شمال غرب، جوانتر شده اند.
- با توجه به ماهیت و گسترش ریزرخساره های شماره ۴ (کورال کورالیناسه آ بایوکلاست فلوتستون - رودستون) و ۵ (بایوکلاست فاورینا ائید پکستون - گرینستون) می توان ریزرخساره های مذکور را بعنوان ریزرخساره های با کیفیت مخزنی مناسب نام برد.

## سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر صیرفیان، دکتر معلمی، دکتر برگ ریزان و دکتر رحمانی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

## منابع:

- [۱] شب افروز، ر.، ۱۳۹۴، چینه نگاری سکansı و دیاژنز سازند آسماری در جنوب شرق زون ایذه (جنوب یاسوج و شمال شرق گچساران)، حوضه زاگرس: پایان نامه دکتری، رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی دانشگاه فردوسی مشهد، ۲۹۰ صفحه.
- [۲] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس: انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۳] مهدی پور، ض.، رادمهر، ا.، جنت مکان، ن.، ۱۳۹۴، تفسیر ساختمانی اطلاعات لرزه نگاری سه بعدی میدان پرسیاه - افق آسماری: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، گزارش شماره پ - ۸۴۹۵، ۱۰۶ صفحه.
- [۴] موسسه جغرافیایی و کارتوگرافی گیتاشناسی، ۱۳۸۳، اطلس گیتاشناسی استان های ایران.

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

[6] ALLAHKARAMPOUR Dill, M., SEYRAFIAN, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2010, The Asmari Formation, north of the Gachsaran (Dill anticline), southwest Iran, facies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy: *Carbonates and Evaporites*, **25(2)**, 145-160.

- [7] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2007a, Sedimentary facies and sequence stratigraphy of the Asmari Formation at Chaman-Bolbol, Zagros Basin, Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, **29**, 947-959.
- [8] BARATTOLO, F., BASSI, D., and ROMERO, R., 2007, Upper Eocene larger foraminiferal-coralline algal facies from the Klokova Mountain (south continental Greece): *Facies*, **53**, 361-375.
- [9] BASSI, D., HOTTINGER, L. and NEBELSICK, J. H., 2007, Larger foraminifera from the Upper Oligocene of the Venetian area, North-East Italy: *Paleontology*, **50(4)**, 845-868.
- [10] BEAVINGTON-PENNEY S. J., and RACEY, A., 2004, Ecology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in paleoenvironmental analysis: *Earth Science Reviews*, **67**, 219-265.
- [11] BORDENAVE, M. L., and HEGRE, J. A., 2010, Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society, London, Special Publications*, **330(1)**, 291-353.
- [12] BRANDANO, M., and CORDA, L., 2002, Nutrients, sea level and tectonics: constrains for the facies architecture of a Miocene carbonate ramp in central Italy: *Terra Nova*, **14**, 257-262.
- [13] BRANDANO, M., FREZZA, V., TOMASSETTI, L., and PEDLEY, M., 2008, Facies analysis and paleoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation), Malta: *Sedimentology*, 1-21.
- [14] BRANDANO, M., FREZZA, V., TOMASSETTI, L. and PEDLEY, M., 2009a, Facies analysis and paleoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation), Malta: *Sedimentology*, **56**, 1138-1158.
- [15] BRANDANO, M., FREZZA, V., TOMASSETTI, L., and CUFFARO M., 2009b, Heterozoan carbonates in oligotrophic tropical waters: The Attard member of the lower coralline limestone formation (Upper Oligocene, Malta): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **274**, 54-63.
- [16] BRANDANO, M., MORSILLI, M., VANNUCCI, G., PARENTE, M., BOSELLINI, F., and MATEU-VICENS, G., 2010a, Rhodolith-rich lithofacies of the Porto Badisco Calcarenes (upper Chattian, Salento, southern Italy): *Italian Journal of Geosciences*, **129(1)**, 119-131.
- [17] BUSK, H. G., and MAYO, H. T., 1918, Some notes on the geology of the Persian Oilfields: *Journal of the Institution of Petroleum Technologists*, **5**, 5-26.
- [18] BUXTON, M. W. N. and PEDLEY, H. M., 1989, Short Paper: A standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps: *Journal of the Geological Society, London*, **146**, 746-748.
- [19] CAHUZAC, B., POIGNANT, A., 1997, Essai de biozonation de l'Oligo-Miocene dans les bassins Europeens a l'aide des grands foraminiferes neritiques: *Bulletin de la Societe Geologique de France*, **168(2)**, 155-169.
- [20] CORDA, L., and BRANDANO, M., 2003, Aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy: *sediment Geology*, **161**, 55-70.
- [21] COSOVIC, V., DROBNE, K., and MORO, A., 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, **50**, 61-75.
- [22] DUNHAM, R., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture, In: Ham WE, editor: Classification of carbonate rocks: *AAPG Memoir 1, Tulsa*, 108-121.
- [23] EHRENBERG, S. N. H., PICKARD, N. A., LAURSEN, G. V., MONIBI, S., MOSSADEGH, Z. K., SVÄNÅ, T. A., AQRAWI, A. A. M., and THIRLWALL, J. M. M. F., 2007, Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **30**, 107-128.
- [24] EMBRY, A., KLOVAN, J., 1971, A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19(4)**, 730.
- [25] FARZIPOUR-SAEIN, A., YASSAGHI A. S., and SHERKATI KOYI, H., 2009, Basin evolution of Lurestan region in the Zagros fold-and-thrust belt Iran: *J. Petrology Geology*, **32**, 5-19.
- [26] FLÜGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application, 2nd edition. *Springer, Heidelberg*, 976.
- [27] GEEL, T., 2000, Recognition of Stratigraphic sequence in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analyses of palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **155**, 211-238.



- [28] HALLOCK, P., 1984, Distribution of selected species of living algal symbiont-bearing foraminifera on two Pacific coral reefs: *Journal of Foraminiferal Research*, **9**, 6-69.
- [29] HALLOCK, P., 1988, The role of nutrient availability in bioerosion, Consequence to carbonate buildup: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **63**, 275-291.
- [30] HEYDARI, E., HASSANZADEH, J., WADE, W. J., GHAZI, A. M., 2003, Permian-Triassic boundary interval in the Abadeh section of Iran with implications for mass extinction, Part 1: *Sedimentology, Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **193**, 405-423.
- [31] HOTTINGER, L., 1997, Shallow benthic foraminiferal assemblage as signals for depth of their limestones: **168**, 491-505.
- [32] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium agreement area: *AAPG Bulletin*, **49**, 2182-2245.
- [33] LAURSEN, G., MONIBI, S., ALLAN, T., PICKARD, N., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN-BUCHER, V., MOALLEMI, A., DRUILLION, G., 2009, The Asmari Formation Revisited, Changed Stratigraphic Allocation and New Biozonation: *First International Petroleum Conference and Exhibition, Shiraz*, 4-6 May 2009.
- [34] LEE J.J., 1990, Fine structure of rodophycean prophyridium purpureum insitu in Peneroplis pertusus and P. asicularis. *J. Foramin.*, **20**, 162-169.
- [35] MATEU-VICENS, G., HALLOCK, P., and BRANDANO, M., 2008, A depositional model and paleoecological reconstruction of the Lower Tortonian Distally steepened ramp of Menorca (Balearic Islands, Spain): *Palaios*, **23**, 7, 465-481.
- [36] MORSILLI, M., BOSELLINI, F. R., POMAR, L., HALLOCK, P., AURELL, M., and PAPAZZONI, C. A., 2012, Mesophotic coral buildups in a prodelta setting (Late Eocene, southern Pyrenees, Spain): a mixed carbonate-siliciclastic system: *Sedimentology*, **59**(3), 766-794.
- [37] MOSSADEGH, Z. K., HAIG, D. W., ALLAN, T., ADABI, M. H., SADEGHI, A., 2009, Salinity changing during Late Oligocene to Early Miocene Asmari Formation deposition, Zagros Mountains, Iran: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **272**, 17-36.
- [38] NEBELSICK J., and BASSI, D., 2000, Diversity, growthforms and taphonomy: key factors controlling the fabric of coralline algal dominated shelf carbonates. in E. Insalaco, P. Skelton and T. Palmer, eds., Carbonate platform systems. Components and interactions. *Geological Society, London*, **178**, 89-107.
- [39] NEBELSICK, J. H., RASSER, M., and BASSI, D., 2005, Facies dynamic in Eocene to Oligocene Circumalpine carbonates: *Facies*, **51**(4), 197-216.
- [40] PEDLEY, M., 1996, Miocene reef facies of Pelagian region (Central Mediter ranean region). in FRANSEEN, E.K., ESTEBEN, M., WARD, W. C. Ward and ROUCHY, J. M., eds., Models for Carbonate Stratigraphy from Miocene reef complexes of Mediterranean Regions: *SEPM Concept Sediment Paleontology*, **5**, 247-259.
- [41] POMAR, L., 2001a, Types of carbonate platforms: a genetic approach: *Basin Research*, **13**, 313-334.
- [42] POMAR, L., 2001b, Ecological control of sedimentary accomodation: evolution from a carbonate ramp to rimmed shelf, Upper Miocene, Balearic Islands: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **175**, 249-272.
- [43] POMAR, L., BAEANDANO, M., and WESTPHAL, H., 2004, Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: a critical review of Miocene examples from the western Mediterranean: *Sedimentology*, **51**, 627- 651.
- [44] POMAR, L., BASSANT, P., BRANDANO, M., RUCHONNET, C., and JANSON, X., 2012, Impact of carbonate producing biota on platform architecture: Insights from Miocene examples of the Mediterranean region: *Earth-Science Reviews*, **113**, 3-4, 186-211.
- [45] POMAR, L., MATEU-VICENS, G., MORSILLI, M., and BRANDANO, M., 2014, Carbonate ramp evolution during the Late Oligocene (Chattian), Salento Peninsula, southern Italy: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **404**, 0, 109-132.
- [46] RAHMANI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., and GHABEISHA VI, A., 2009, A model for the paleoenvironmental distribution of larger foraminifera of Oligocene-Miocene carbonate rocks at Khaviz Anticline, Zagros Basin, SW Iran: *Historical Biology*, **21**, 2-3, 215-227.



- [47] REISS, Z., and HOTTINGER, L., 1984, The Gulf of Aqaba: Ecological Micro Paleontology, Berlin: Springer, 354.
- [48] RICHARDSON, P. K., 1924, The geology and oil measures of southwest Persia: *Journal of the Institution of Petroleum Technology.*, **10**, 256-283.
- [49] ROMERO, J., CAUS, E., and ROSSEL, J., 2002, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on Late Middle Eocene deposits on the margin of the south Pyrenean basin: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179**, 43-56.
- [50] SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2010, Microfacies and sedimentary environment of the Oligocene sequence (Asmari Formation) in Fars sub-basin, Zagros Mountains, southwest Iran: *Facies*, **57**, 3, 431- 446.
- [51] SEYRAFIAN, A., 2000, Microfacies and depositional environments of the Asmari Formation, at Dehdez area (a correlation across central Zagros basin): *Carbonates and Evaporites*, **15(2)**, 121-129.
- [52] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., GHABEISHA VI, A., and MOUSSAVI-HARAMI, R., 2015a. Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo–Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran. *Facies*, **61**, 1-32
- [53] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., MOUSSAVI-HARAMI, R., GHABEISHA VI, A., and AL-ASAM, I. S., 2015b. 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*, **276(1)**: 121-146
- [54] TAHERI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., and GHABEISHA VI, A., in press, Biostratigraphy and paleoecology of the Oligo-Miocene Asmari Formation in the Izeh zone (Zagros Basin, SW Iran): *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*.
- [55] THOMAS, A. N., 1948, The Asmari limestone of southwest Iran; *Anglo-Iranian Oil Company Report*, **706**, unpublished.
- [56] VAN BUCHEM, F. S. P., ALLAN, T. L., LAURSEN, G. V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEL, H., PICKARD, N. A. H., TAHMASBI, A. R., VEDRENNE, V., and VINCENT, B., 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran: *Geological Society, London, Special Publications*, **329, 1**, 219-263.
- [57] VAZIRI-MOGHADDAM, H., KIMIAGARI, M., and TAHERI, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, **52**, 41-51.
- [58] VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., and MOTIEL, H., 2010, Oligo–Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran: microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **27(1)**, 56-71
- [59] WILSON, J. L., 1975, Carbonate facies in geologic history: Berlin, Heidelberg, New York, Springer, 471.
- [60] WYND, J. G., 1965, Biofacies of Iranian oil consortium agreement area: *Iranian Oil Operating Company: Report 1082*, Unpublished.

## ارزیابی ژئوشیمیایی نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده-

### های بیومارکری در یکی از میادین نفتی دشت آبادان

الهام اسدی مهماندوستی<sup>۱\*</sup>، سیدعلی معلمی<sup>۲</sup>، مهناز امیرحسینی<sup>۳</sup>، عزیزالله حبیبی<sup>۴</sup>

استادیار گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه خوارزمی، تهران

<sup>۲</sup>پژوهشکده ازدیاد برداشت مخازن نفت و گاز، شرکت ملی نفت ایران

<sup>۳</sup>دانشجوی کارشناسی ارشد زمین‌شناسی نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران

<sup>۴</sup>دانشیارگروه شیمی، دانشکده شیمی، دانشگاه خوارزمی، تهران

e.asadi@khu.ac.ir

دریافت خرداد ۱۳۹۵، پذیرش مرداد ۱۳۹۵

### چکیده

در این مطالعه ۸ نمونه نفت خام از مخازن سروک (۵ نمونه) و فهلیان (۳ نمونه) یکی از مهم‌ترین میادین نفتی دشت آبادان با استفاده از تکنیک‌های کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی (GC-MS)، مورد ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفت. نوع نفت مخازن سروک از نوع پارافینیک- نفتنیک و آروماتیک حدواسط و نوع نفت مخزن فهلیان از نوع پارافینیک تشخیص داده شد. نسبت‌های بیومارکری مختلف برش‌های اشباع از قبیل نمودار تغییرات نسبت‌های  $Pr/nC17$  و  $Ph/nC18$  و نمودار تغییرات نسبت  $Pr/Ph$  در برابر نسبت استران‌های  $C29/C27$  (20R) نشانه‌ی تشکیل سنگ منشأ در یک محیط دریایی احيایی برای نفت‌های هر دو مخزن مورد مطالعه است. همچنین غلظت بالای استران  $C29$  در برابر  $C27$  و  $C28$  نشان می‌دهد که مواد آلی سنگ منشأ مورد نظر در یک محیط دریایی تشکیل شده که آثار ورود مواد آلی با کروژن قاره‌ای نیز در آن مشاهده می‌شود. نسبت بالای مقادیر هوپان  $C29$  به هوپان  $C30$ ، تغییرات نسبت استران  $C27$   $(Dia/Dia+Reg)$  در برابر مقادیر  $Pr/(Pr+Ph)$ ، پایین بودن مقادیر دیااستران‌ها در مقابل استران و نمودار تغییرات  $Sterane/Hopane$  در مقابل نسبت استران‌های  $C27/C29$  نشانه لیتولوژی کربناتی تا شیلی برای منشأ نفت‌های مورد مطالعه است. با توجه به بالا بودن میزان رزین، پراکندگی آلکان‌های نرمال، میزان بالای نسبت‌های  $Pr/nC17$  و  $Ph/nC18$  و UCM بالاتر نسبت به سایرین، نمونه‌های  $K15$  و  $K11$  مخزن فهلیان و نمونه  $B5$  از مخزن سروک تخریب زیستی کم تا متوسط و نمونه  $B19$  از مخزن سروک تخریب زیستی کمی را نشان می‌دهند. برطبق نمودارهای تغییرات نسبت  $Pr/nC17$  در برابر  $Ph/nC18$ ، تغییرات  $C29\ Sterane\ 20S/(20S+20R)$  در برابر  $C32\ hopane\ 22S/(22S+22R)$ ، تغییرات نسبت  $C29\ Sterane\ 20S/(20S+20R)$  در برابر نسبت  $C29\ Sterane\ \alpha\beta/(\alpha\beta+aaa)$ ، زمان تشکیل نمونه‌های دو مخزن مربوط به ابتدای پنجره‌ی نفتی می‌شود و نمونه‌های مخزن فهلیان مراحل پیشرفته‌تری از سطح پختگی را نسبت به نمونه‌های مخزن سروک نشان می‌دهند.

**واژه های کلیدی:** بیومارکر، دشت آبادان، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی، مخزن سروک، مخزن فهلیان.

## ۱- مقدمه

بیومارکرها یا فسیل های شیمیایی<sup>۱</sup> را در حقیقت می توان ساختارهای شیمیایی آلی موجود در کره زمین دانست که ترکیب شیمیایی آنها شباهت زیادی با ترکیبات موجود در ارگانوسم های اجدادی دارد. بیومارکرها می توانند بصورت مستقیم از موجودات زنده تشکیل و یا بوسیله تغییرات دیاژنتیکی و کاتارنتیکی در رسوبات شکل بگیرند [۱۲، ۲۶]. بیومارکرها علاوه بر داشتن نظم ساختمانی خاص می بایست به اندازه کافی در موجودات زنده فراوان باشند تا بتوان به راحتی اثر آنها را در نفت تشکیل یافته خودشان مطالعه نمود. مهم ترین بیومارکهای شناخته شده هوپانها و استرانهای ۴ و ۵ حلقه ای، پارافین های نرمال، ایزوپرنوئیدهایی همچون پرستان و فیتان، کاروتن ها و پرفیرینها هستند [۱۷].

در سال های اخیر با استفاده از روش های مختلف ژئوشیمیایی و بیومارکرها، مسائلی مربوط به سنگ منشأ، مخزن، تطابق نفت- نفت و نفت-سنگ منشأ در میدان های مختلف نفتی ایران بررسی شده است. به عنوان نمونه، علیزاده و همکاران [۱۱]، در مطالعه ای نفت خام مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی مارون، به این نتیجه رسیدند که نفت های هر دو مخزن آسماری و بنگستان سنگ منشأ مشابه کربناتی- مارنی داشته که تحت شرایط شدید احیایی نهشته شده است. پارامترهای ژئوشیمیایی نفت های هر دو مخزن، بلوغ متوسط تا بالا و عدم فعالیت تخریب زیستی با محتوی بالای پارافین را نشان می دهند. ربانی [۲۹]، در بررسی ژئوشیمی نفت های خام بخش ایرانی خلیج فارس، به این نتیجه رسیده است که این نفت ها متعلق به سنگ منشأ دریایی بوده که در شرایط احیایی ته نشست یافته و دارای ترکیب بیومارکری و ایزوتوپی مشابه هستند. کمالی و همکاران (۱۳۹۰) [۵] در مطالعه ویژگی های ژئوشیمیایی هیدروکربن های مخازن ایلام و سروک در میداین مارون و کوپال نشان دادند که هیدروکربن های تجمع یافته در مخازن یاد شده، از سنگ منشأهای کربناتی، در شرایط احیایی تا نیمه احیایی زایش یافته اند. کروژن سنگ منشأ احتمالی از نوع II و مخلوطی از نوع II و III می باشد، که بیانگر وجود مواد آلی با منشأ دریایی و مقادیر جزئی مواد آلی حمل شده از خشکی است. مشهدی و ربانی [۲۲]، در بررسی ژئوشیمیایی نفت های خام و سنگ های منشأ کرتاسه در بخش ایرانی خلیج فارس، به این نتیجه رسیدند که پتانسیل تولید هیدروکربن برای سازندهای منشأ گورپی و کژدمی ضعیف و برای عضو احمدی از سازند سروک ضعیف تا خوب است و از نظر حرارتی نابالغ تا بالغ بوده که در محیط دریایی و شرایط احیایی نهشته شده اند. علیزاده و همکاران [۱۰]، نیز در بررسی ژئوشیمیایی نفت های ائوسن تا کرتاسه در دشت آبادان، غرب تنوع در بلوغ حرارتی نمونه های نفتی مورد مطالعه را پیشنهاد دادند.

کشف منابع جدید هیدروکربوری در حوضه رسوبی دشت آبادان مانند میداین نفتی آزادگان، دارخوین و یادآوران در چند سال گذشته بیانگر ضرورت انجام مطالعات جامع تر زمین شناسی در این حوضه رسوبی است. بر این اساس ۸ نمونه نفت خام از مخازن سروک (۵ نمونه) و فهلیان (۳ نمونه) در یکی از مهم ترین میداین نفتی ایران واقع در دشت آبادان (جنوب غرب ایران) انتخاب و مورد بررسی قرار گرفته است. هدف از این مطالعه تعیین شرایط محیط رسوبی (احیاء و اکسید)،

<sup>1</sup> Chemical fossils

ارزیابی بلوغ حرارتی سنگ منشأ و نفت خام، پدیده‌ی تخریب زیستی، بررسی خصوصیات سنگ منشأ اعم از لیتولوژی و محیط رسوبی در میدان نفتی مورد مطالعه واقع در دشت آبادان می‌باشد.

## ۲- زمین شناسی منطقه

دشت آبادان بخشی از جلگه‌ی میان رودان (بین‌النهرین) است که از نظر زمین‌شناختی پایانه‌ی شمالی سکوی عربی به شمار می‌آید. به دلیل پوشش‌های آبرفتی جوان، دانسته‌های زمین‌شناختی، به نتایج حاصل از حفاری‌های نفتی و مطالعات ژئوفیزیکی محدود است. دشت آبادان در انتهای جنوب‌غربی زاگرس واقع شده و از شمال و شمال‌شرقی به محدوده چین‌های زاگرس، از جنوب به عربستان و خلیج فارس و از غرب به کشور عراق محدود می‌گردد (شکل ۱). از ویژگی‌های این ناحیه می‌توان به حضور بلندی‌های شمالی-جنوبی و شمال شرقی-جنوب غربی اشاره کرد. ناحیه مورد نظر یک پهنه حدواسط وسیع میان پلانفرم عربستان در جنوب غربی و فروافتادگی دزفول در شمال شرقی به شمار می‌رود. این داده‌ها نشان می‌دهند که در زیر رسوبات پوششی، نهشته‌های دوران‌های اول و دوم، به‌طور ملایم و در روندی شمالی-جنوبی (روند عربی) چین خورده‌اند و به ظاهر گذر از رخساره‌های تخریبی و کم‌ضخامت دشت آبادان به رخساره‌های دریایی و ستبر زاگرس چین خورده‌ی تدریجی است. به همین دلیل، افتخارنژاد (۱۳۵۹) [۱] نواحی دشت‌گونه‌ی خوزستان را بخشی از زاگرس چین خورده می‌داند. ولی برخلاف زاگرس، دشت آبادان توان لرزه‌خیزی بسیار پایینی دارد به همین رو، حقی‌پور (۱۳۵۸) [۲] وجود یک شکستگی بزرگ و پوشیده را، با جهت شمال‌غربی-جنوب شرقی در حد فاصل زاگرس چین خورده و دشت محتمل می‌داند. دشت آبادان دارای خواص ساختمانی متفاوتی با زاگرس و فروافتادگی دزفول است. دشت آبادان لرزه خیز نیست و تاقدیس‌های این منطقه فاقد اثر سطحی و بیرون زدگی و حاصل گسل‌های پی سنگی است. در بعضی تاقدیس‌ها بستگی ساختمانی در افق آسماری دیده نمی‌شود و در این ناحیه مخازن عمیق‌تر بنگستان و خامی مورد توجه بیشتری هستند [۴].

از نظر چینه‌شناسی، اطلاعات مربوط به رسوبات تریاس و قبل از آن در ناحیه مورد مطالعه بسیار ناچیز است ولی براساس چاه‌های موجود در منطقه، اطلاعات نسبتاً مناسبی از رسوبات ژوراسیک و جوان‌تر وجود دارد. رسوبات کربناته-تخریبی کرتاسه مهم‌ترین مخازن نفتی در این ناحیه بشمار می‌آیند. برای نمونه سنگ مخزن فهلیان زیرین (معادل سازند یاماما و میناقیش در عراق و کویت) با سن بریاسین-والانژین آغازین بصورت موضعی دارای تخلخل بالا با رخساره کربناته بیوکلاستیک و بصورت بخشی کالک آرنایت است. توالی غالباً کربناته آلبین پایانی تا تورونین آغازین سازند سروک (معادل توالی‌های معدود، وارا، احمدی، رومیلا و میشریف در عراق و کویت) مهم‌ترین مخزن ناحیه مورد مطالعه با نفت نسبتاً سنگین (با درجه API حدود ۲۰ درجه) است. بخش بالایی سازند سروک با رخساره کربناته کم‌عمق از دیدگاه مخزنی با در نظر گرفتن ماهیت ریفی و بیوکلاستیک خواص مناسبی دارد. رخساره‌های لاگونی و همچنین نیمه عمیق در داخل این توالی ممکن است بعنوان یک سنگ پوشش موضعی عمل کرده باشند. توالی کامپانین-ماستریشترین (سازند گورپی و بخش کربناته تاربور و سازند طیارات کویت) با رخساره سنگ آهک گلوکونیتی که بصورت موضعی دولومیتی شده شرایط تله چینه‌شناسی مناسبی دارد. شرایط سنگ‌پوش در این لایه مخزنی به حضور و یا عدم حضور لایه شیلی (معادل سازند قرنا در کویت) بستگی دارد. توالی پالئوسن-ائوسن در ناحیه مورد مطالعه با تغییرات جانبی رخساره شیلی و عمیق پابده با رخساره کربناته

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میدین نفتی دشت آبادان

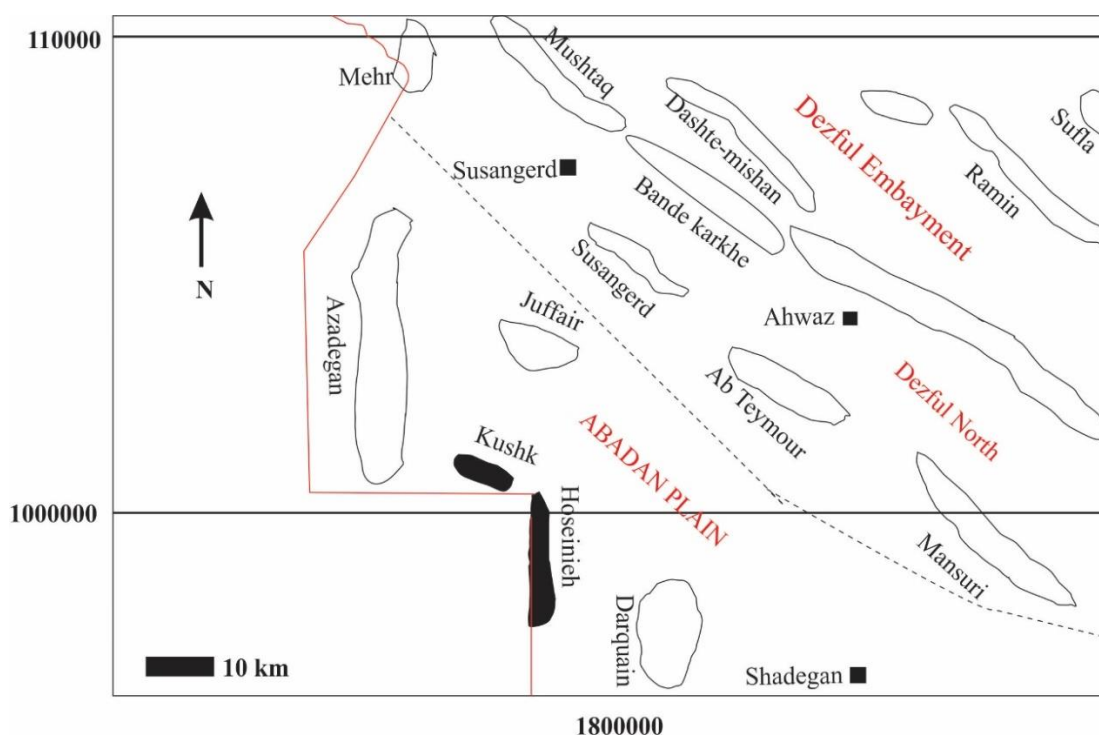
و کم عمق جهرم مشخص می شود. سازند آسماری (غار در عراق و کویت) با سن ائوسن پایانی تا میوسن آغازین در منطقه غالباً رخساره تخریبی (بخش ماسه سنگی اهواز) با میان لایه های کربناته است. علیرغم تخریب بالا، این سازند مخزن مهمی بعلت فقدان بستگی ساختمانی بشمار نمی آید. سازند گچساران (فارس پایینی در کویت و عراق) با سن میوسن آغازین-میانی رخساره غالباً انیدریتی-نمکی در شمال منطقه به رخساره غالباً مارنی در جنوب منطقه تبدیل می شود. در شمال منطقه (برای مثال میدان جفیر) سازند میشان با رخساره عمیق بر روی سازند گچساران گزارش شده است. سازند میشان بصورت جانبی بطرف جنوب غرب بتدریج به مارن و نهایتاً ماسه سنگ آغاچاری تغییر می یابد. سازند آغاچاری به سن میوسن میانی به بعد، تغییرات ضخامتی زیادی را نشان می دهد. بطوریکه در شمال ناحیه ضخامت حدود ۲ کیلومتر ولی در بخش جنوبی، ضخامت به کمتر از ۲۰۰ متر تقلیل می یابد [۳].

در شکل ۲ میدین نفتی مختلف واقع در دشت آبادان نشان داده شده است. با توجه به بررسی گزارشات و اطلاعات پتروفیزیکی میدان نفتی مورد مطالعه از نظر چینه شناسی دارای سازندهای آغاچاری، گچساران، آسماری، پابده، گورپی، ایلام، سروک، لافان، کژدمی، بورگان، داریان، گدوان، فهلیان و گرو می باشند و متوسط ضخامت شان در آغاچاری ۱۶۵ متر، گچساران ۳۲۴ متر، آسماری ۲۰۰ متر، پابده ۶۳۷ متر، گورپی ۴۷ متر، ایلام ۸۵ متر، لافان ۱۳ متر، سروک ۶۷۰ متر، کژدمی ۱۲۶ متر، بورگان ۵۰ متر، داریان ۱۷۷ متر و گدوان ۱۵۹ متر است.

به منظور انجام مطالعه ژئوشیمیایی و با توجه به بررسی موقعیت چاه های حفر شده در میدان نفتی مورد مطالعه ۸ چاه انتخاب شد که به ترتیب از جنوب به شمال شامل B21, K04, K11, B7, B19, K15, B3, B5 می باشد.



شکل ۱. موقعیت دشت آبادان در جنوب غربی ایران نسبت به زاگرس مرتفع، زون های لرستان، ایذه و فارس و فروافتادگی دزفول (اقتباس با تغییراتی از مطیعی، ۱۳۷۲) [۶].



شکل ۲. موقعیت میادین نفتی در دشت آبادان (اقتباس با تغییراتی از مرادی و علیزاده، ۱۳۹۳) [۷].

### ۳- روش‌های مطالعه

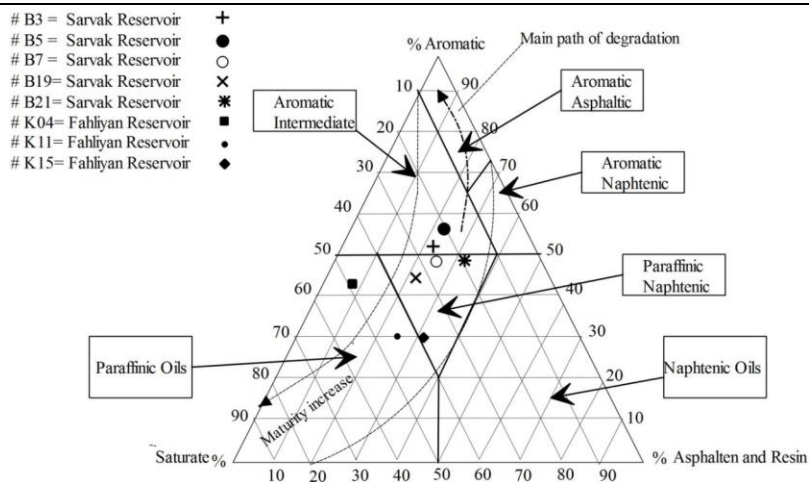
در این مطالعه ۳ نمونه نفت خام از مخزن فهلپان به شماره چاه‌های K04, K11, K15 و ۵ نمونه نفت خام از مخزن سروک به شماره چاه‌های B3, B5, B7, B19, B21 انتخاب گردید. به منظور جداسازی رسوب آسفالتن از حلال نرمال هگزان استفاده شد. سپس اجزای اشباع، آروماتیک و رزین مالتن با روش کروماتوگرافی ستونی و به ترتیب با استفاده از حلال‌های نرمال هگزان، تولوئن و متانول تفکیک و درصد هرکدام مشخص گردید (جدول ۱). عملیات تفکیک نمونه‌های نفتی به برش‌های مختلف در دانشکده شیمی دانشگاه خوارزمی صورت پذیرفت. به منظور بررسی بیومارکرهای اجزای اشباع، آزمایشات تکمیلی شامل کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی (GC-MS) در آزمایشگاه آبردین واقع در انگلستان (University of Aberdeen, UK) انجام گرفته است. دستگاه کروماتوگرافی گازی از نوع HP5890 به همراه طیف‌سنجی جرمی Hewlett Packard HP 5970 بوده است. برنامه دمایی دستگاه طوری تنظیم شد که دمای ابتدایی را به ازای هر ۴ درجه سانتیگراد بر دقیقه از ۶۰ درجه سانتیگراد به ۳۲۵ درجه سانتیگراد برساند. بیومارکرهای مطالعه شده توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی شامل  $n$ -Alkane ( $m/z=85$ )، Hopane ( $m/z=191,205$ )، Steranes ( $m/z=217,218$ ) و Diasteranes ( $m/z=259$ ) می‌باشند.

جدول ۱. درصد اجزای تفکیک شده نفت های خام حاصل از روش کروماتوگرافی ستونی.

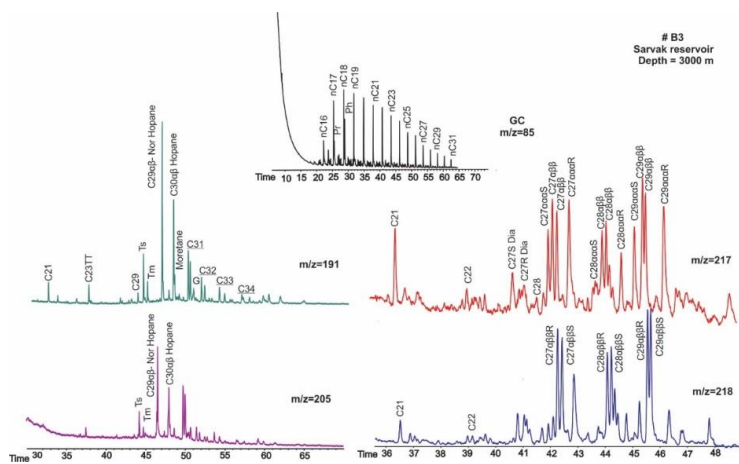
مخزن	شماره نمونه	عمق (متر)	آسفالتن %	اشباع %	آروماتیک %	رزین %
سروک	B3	۳۰۰۰	۱۴/۵۲	۲۵/۶۴	۵۲/۷۱	۷/۱۲
	B5	۲۹۹۷-۳۰۰۴	۱۵/۲	۲۰/۱۹	۵۶/۵۳	۸/۰۷
	B7	۳۵۱۴-۳۶۲۸	۱۳/۶۲	۲۶/۹۹	۴۸/۵۸	۱۰/۷۹
	B19	۳۰۷۹-۳۹۶۸	۱۴/۷۶	۳۳/۵۷	۴۳/۹۱	۷/۷۴
	B21	۲۸۵۰-۲۸۷۵	۱۲/۷۲	۱۹/۳۹	۴۸/۴۸	۱۹/۳۹
	K04	۴۰۷۰-۴۴۰۰	۰/۷۳	۴۹/۶۳	۴۴/۴۱	۵/۲
فهلیان	K11	۴۰۳۰-۴۳۰۰	۲/۳۴	۴۵/۰۷	۳۰/۰۴	۲۲/۵۳
	K15	۴۲۵۰-۴۴۰۰	۱۰/۹۳	۳۹/۵۸	۲۹/۶۹	۱۹/۷۹

#### ۴- بحث و بررسی

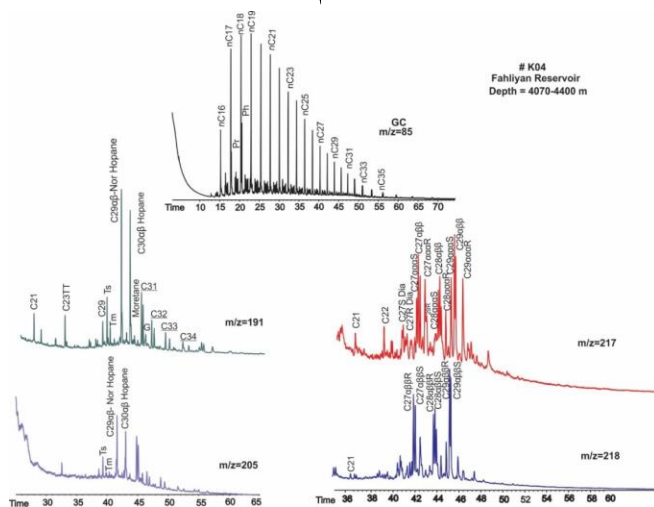
بررسی داده های کروماتوگرافی ستونی نمونه های نفت خام مخازن سروک و فهلیان در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می دهد که میزان متوسط اجزای اشباع در نمونه های مخزن فهلیان بالاتر از مخزن سروک می باشد (جدول ۱) به طوری که بر طبق دیانگرام مثلثی تیسوت و ولته (Tissot and Welte, 1984) نفت مخزن سروک با درصد آروماتیک بالاتر، از نوع پارافینیک- نفتنیک و آروماتیک حدواسط و نفت مخزن فهلیان با درصد اشباع بالاتر، از نوع پارافینیک و با مراحل پیشرفته سطح پختگی می باشد (شکل ۳). از بیومارکهای متفاوت حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیفسنجی جرمی بر روی اجزای اشباع ۵ نمونه نفت خام مخزن سروک و ۳ نمونه نفت خام مخزن فهلیان برای بدست آوردن پارامترهایی مانند شرایط محیط رسوبی، نوع مواد آلی، لیتولوژی و محیط سنگ منشأ، تخریب زیستی و بلوغ حرارتی نمونه ها در میدان نفتی مورد مطالعه استفاده شده است. نسبت های بیومارکری محاسبه شده در جدول ۲ آورده شده است. لازم به ذکر است به دلیل تبخیر اجزاء نفت و یا تخریب زیستی نمونه نفت خام سروک چاه B7، پیک های مشخصی در آنالیز کروماتوگرافی گازی اجزای اشباع این نمونه نشان داده نشده است و لذا پارامترهای حاصله محاسبه نشده اند. نمونه ای از کروماتوگرام های مورد مطالعه اجزای اشباع به عنوان شاهد از چاه شماره ی B3 مخزن سروک در شکل ۴ و چاه شماره K 04 مخزن فهلیان در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۳. نمودار مثلثی اجزای نفت خام (اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتن) که می‌توان مسیر بلوغ حرارتی، تجزیه، نوع نفت و طبقه‌بندی نفت‌ها را شناسایی کرد [۳۱] (اقتباس از Tissot and Welte, 1984).



شکل ۴. نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه‌ی اجزای اشباع مربوط به نفت خام چاه شماره‌ی B3 مخزن سروک براساس نسبت‌های متفاوت جرم به بار.



شکل ۵. نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه‌ی اجزای اشباع مربوط به نفت خام چاه شماره‌ی K04 مخزن فهلیان براساس نسبت‌های متفاوت جرم به بار.



جدول ۲. داده های بیومارکری اجزای اشباع نفت های خام حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی.

فهلیان			سروک					مخزن
K15	K11	K04	B21	B19	B7	B5	B3	شماره نمونه
۲	۲	۰	۰	۱	-	۲	۰	UCM (unresolved complex mixture)
۱/۱۹۷	۱/۱۸۴	۰/۹۵۹	۱/۰۰۹	۱/۰۰۹	-	۱/۰۲۵	۱/۰۳۹	CPI
۰/۴۶	۰/۴۵	۰/۳۲	۰/۴۸	۱/۷۴	-	۱۴/۸۹	۰/۳۸	TAR
۰/۱۴	۰/۸۴	۰/۵۱	۰/۳۷	۰/۴۳	-	۰/۲۳	۰/۴۴	Pr/Ph
۰/۱۲	۰/۴۵	۰/۳۳	۰/۲۷	۰/۳۰	-	۰/۱۹	۰/۳۰	Pr/(Pr+Ph)
۰/۳۳	۱/۵۰	۰/۲۶	۰/۲۶	۱/۲۹	-	۲/۵۶	۰/۳۸	Pr/nC17
۱/۸۵	۱/۰۲	۰/۴۵	۰/۵۸	۰/۹۹	-	۱/۴۰	۰/۶۷	Ph/nC18
۰/۰۳	۰/۰۲	۰/۰۵	۰/۰۶	۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۵	۰/۰۴	GI
۰/۵۰	۰/۹۸	۰/۲۹	۰/۵۵	۰/۸۲	۰/۹۰	۱/۳۰	۱/۰۱	C35S/C34S Hopane
۰/۶۲	۰/۵۸	۰/۵۹	۰/۵۸	۰/۵۸	۰/۵۹	۰/۵۷	۰/۵۸	C32Hopane 22S/(22S+22R)
۱/۰۶	۲/۱۷	۱/۰۱	۱/۵۵	۱/۴۸	۱/۶۸	۱/۲۸	۱/۳۹	C29/C30 Hopane
۰/۳۶	۰/۴۹	۰/۳۵	۰/۴۵	۰/۴۵	۰/۴۴	۰/۴۲	۰/۴۴	C31R/C30 Hopane
۳۳/۲۵	۴۱/۵۹	۳۱/۸۰	۳۳/۳۶	۳۲/۲۷	۳۴/۶۹	۳۳/۱۴	۳۲/۹۴	%C27 Sterane
۲۰/۹۵	۳۲/۰۴	۲۳/۸۴	۲۴/۸۲	۲۵/۹۰	۲۲/۴۶	۲۵/۳۸	۲۴/۷۲	%C28 Sterane
۴۶/۸۰	۲۶/۳۶	۴۴/۳۶	۴۱/۸۲	۴۲/۱۳	۴۲/۸۵	۴۱/۴۸	۴۲/۳۴	%C29 Sterane
۰/۱۵	۰/۳۵	۰/۱۶	۰/۱۸	۰/۱۹	۰/۱۵	۰/۲۰	۰/۱۸	C27Dia/(Dia+Reg) Sterane

۰/۴۰	۰/۴۹	۰/۴۶	۰/۳۷	۰/۳۶	۰/۳۴	۰/۳۳	۰/۳۶	C29Sterane 20S/(20S+20R)
۰/۵۰	۰/۴۷	۰/۴۷	۰/۴۵	۰/۴۹	۰/۴۷	۰/۴۵	۰/۴۵	C29Sterane $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$
۰/۶۹	۰/۲۲	۰/۷۱	۰/۶۸	۰/۷۱	۰/۶۷	۰/۶۸	۰/۷۱	Ts/(Ts+Tm)
۰/۶۸	۱/۵۷	۰/۷۱	۰/۷۹	۰/۷۶	۰/۸۰	۰/۷۹	۰/۷۷	C27/C29Sterane
۰/۴۴	۱/۲۱	۰/۵۳	۰/۵۹	۰/۶۰	۰/۵۲	۰/۶۱	۰/۵۸	C28/C29Sterane
۱/۰۳	۰/۶۵	۱/۲۴	۱/۲۹	۱/۱۳	۱/۳۵	۱/۱۰	۱/۱۹	C29/C27(20R) Sterane
۰/۴۹	۰/۳۲	۰/۵۱	۰/۲۳	۰/۲۲	۰/۲۲	۰/۲۳	۰/۲۲	Sterane/Hopane

**CPI (Carbon Preference Index) = 1/2 {[(C25 + C27 + C29 + C31 + C33)/(C26 + C28 + C30 + C32 + C34)] + [(C25 + C27 + C29 + C31 + C33)/(C24 + C26 + C28 + C30 + C32)]}** (Bray and Evans, 1961)

**GI (gammacerane index) = gammacerane / hopane** (Moldowan et al., 1985)

**TAR (Terrigenous/Aquatic Ratios) = (nC27+nC29+nC31)/(nC15+nC17+nC19)** (Bourbonniere and Meyers, 1996)

#### ۴-۱- تخریب زیستی

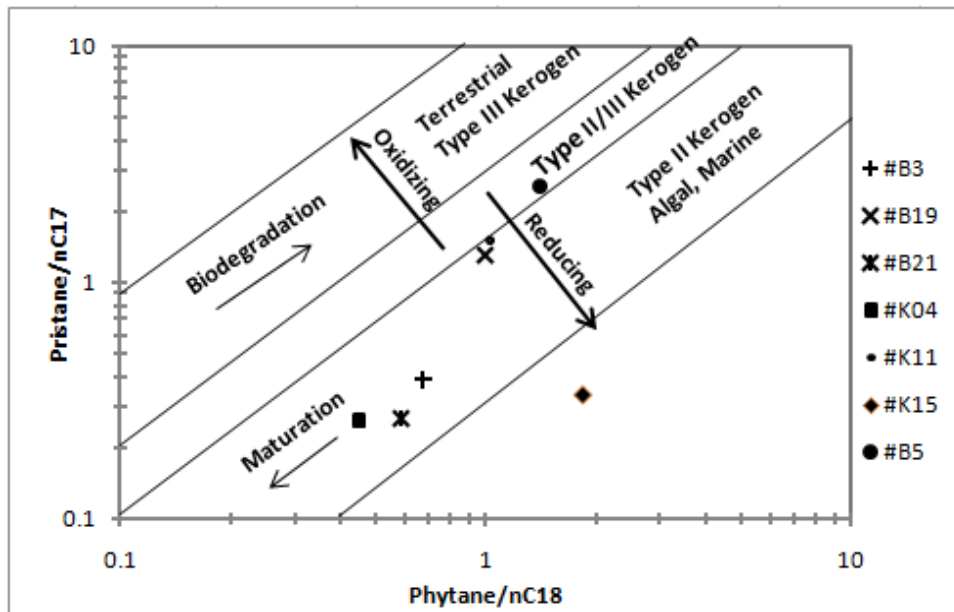
تخریب زیستی یا تخریب میکروبی<sup>۱</sup> اکثراً در مخازن کم عمق با درجه حرارت پایین (کمتر از ۶۰ تا ۸۰ درجه) و غنی از مواد غذایی به وجود می‌آید و باعث تشکیل لایه‌های قیری<sup>۲</sup> شده در حالیکه در موارد نادری که مخازن عمیق دارای نفت تجزیه شده هستند، احتمال دارد که نفت قبل از دفن عمیق تجزیه شده باشد. در مخازن عمیق نسبت به کم عمق، این پدیده بسیار آرام است [۲۰]. تخریب میکروبی توسط میکروارگانیسم‌ها بصورت انتخابی، ابتدا بر روی هیدروکربن‌های سبک مانند آلکان‌های نرمال، ایزوپرنوئیدها، آلکان‌های شاخه‌دار و حلقه‌ای کوتاه و سپس بر روی آروماتیک‌های سبک اثر گذاشته و موجب از بین رفتن آن‌ها می‌گردد [۳۱، ۳۴]. با توجه به بالا بودن میزان ترکیبات قطبی، توزیع پراکندگی آلکان‌های نرمال در طیف GC، میزان بالای نسبت‌های Ph/nC18، Pr/nC17 (شکل ۶) و UCM<sup>۳</sup> بالاتر که از نشانه‌های تخریب زیستی هستند، نمونه‌های K15 و K11 مخزن فهلیان و نمونه B5 از مخزن سروک تخریب زیستی کم تا متوسط و نمونه B19 از مخزن سروک تخریب زیستی کمی را نشان می‌دهند (شکل ۷). (جدول ۱ و ۲). در نفت‌هایی که تحت تأثیر تخریب میکروبی قرار می‌گیرند مقادیر گوگرد، رزین، آسفالتن و فلزاتی مانند وانادیوم و نیکل غنی‌تر می‌گردد و گراویته (API) آن پایین‌تر می‌آید. این پدیده با اثر

<sup>1</sup> Biodegradation

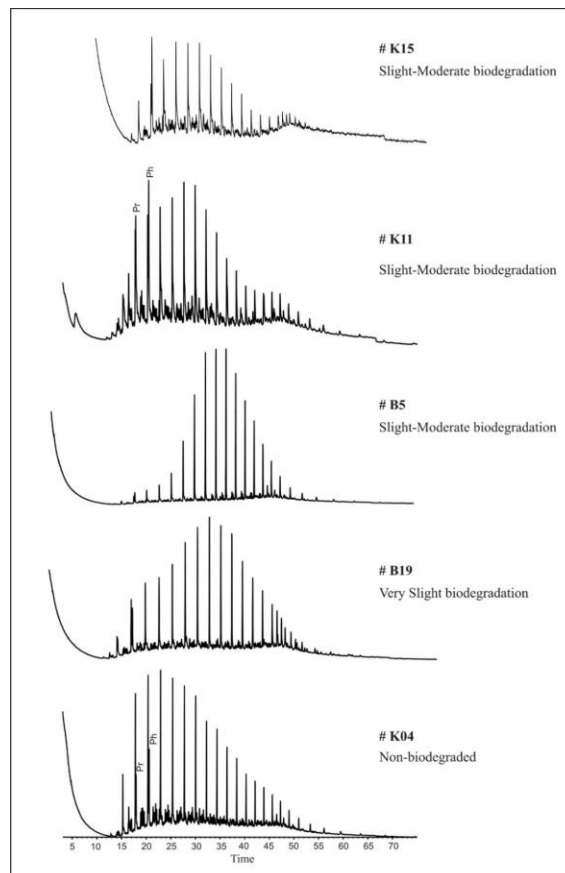
<sup>2</sup> Tar mat

<sup>3</sup> Unresolved Complex Mixture

بر روی غلظت و کیفیت نفت موجب پایین آمدن جنبه اقتصادی نفت می گردد و مشکلات متعددی را در تولید و پالایش به وجود می آورد [۲۷،۲۶،۳۴].



شکل ۶. نمودار تغییرات نسبت های  $Pr/nC17$  در برابر  $Ph/nC18$  که جهت تعیین شرایط محیطی، بلوغ حرارتی و تخریب زیستی نمونه ها بکار برده شده است (اقتباس از [Wang et al., 2016; Hunt, 1996; Connan and Cassou, 1980] [۱۵،۱۷،۳۳]).



شکل ۷. کروماتوگرام GC نمونه های نفت خام K11، K15 و K04 از مخزن فهلیان و B5 و B19 از مخزن سروک به منظور بررسی تخریب زیستی (بر اساس نظر [Wenger et al., 2002] [۳۴]).

## ۴-۲- ارزیابی میزان بلوغ حرارتی<sup>۱</sup> در نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان

شاخص ارجحیت کربن (CPI)<sup>۲</sup> اولین بار توسط Bray and Evans (1961) [۱۴] پیشنهاد شده است. این شاخص براساس تغییرات پراکندگی آلکان‌های نرمال با زنجیره‌ی بلند در طی بلوغ حرارتی می‌باشد. در رسوبات عهد حاضر، منشأ اصلی این آلکان‌های نرمال از گیاهان عالی مومدار است [۳۱]. این پارامتر می‌تواند برای تطابق نمونه‌هایی که بلوغ حرارتی مشابهی دارند، مورد استفاده قرارگیرد. با افزایش بلوغ حرارتی مواد آلی، طول زنجیره آلکان‌های نرمال کوتاه‌تر می‌شود، بنابراین نفت‌هایی که بلوغ حرارتی پائینی داشته و مومدار می‌باشند، دارای مقادیر بیشتری از آلکان‌های نرمال سنگین هستند [۳۲]. این پارامتر برای نمونه‌های مورد مطالعه، به طور میانگین دارای مقدار ۱/۰۶ است که نشان می‌دهد سنگ‌های منشأ از لحاظ حرارتی بالغ می‌باشند [۱۷] (جدول ۲). پیترز و همکاران [۲۶] معتقدند که اگرچه این نسبت برای ارزیابی بلوغ حرارتی مناسب است اما می‌تواند تحت تاثیر فرآیند تخریب زیستی و لیتولوژی سنگ منشأ قرار گیرد.

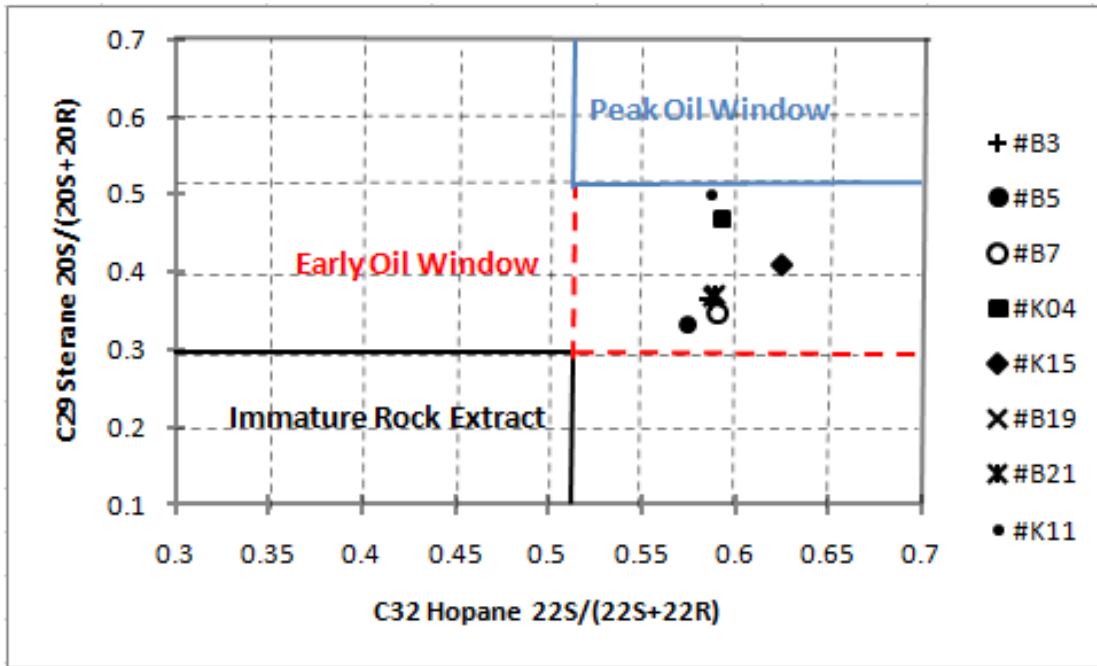
نمودار تغییرات نسبت Pr/nC17 در برابر Ph/nC18 جهت ارزیابی بلوغ حرارتی در نمونه‌های مخازن سروک و فهلیان حاکی از این است که نمونه‌های K04 مخزن فهلیان، B21، B3 مخزن سروک دارای بلوغ حرارتی بالاتری نسبت به سایر نمونه‌ها هستند. نمونه‌ی K04 از مخزن فهلیان که دارای کمترین آسفالتن و بیشترین اجزای اشباع است، بیشترین بلوغ حرارتی را نشان می‌دهد [۱۵] (شکل ۶).

توزیع پارامتر C29 Sterane 20S/(20S+20R) در برابر C32 hopane 22S/(22S+22R) نشان می‌دهد که تمامی نفت‌های مورد بررسی، در محدوده‌ی ابتدای پنجره‌ی نفتی قرار گرفته‌اند. نمونه نفت‌های مخزن فهلیان مراحل بالایی از سطح پختگی را در مقایسه با نفت‌های مخزن سروک نشان می‌دهند [۲۵] (شکل ۸).

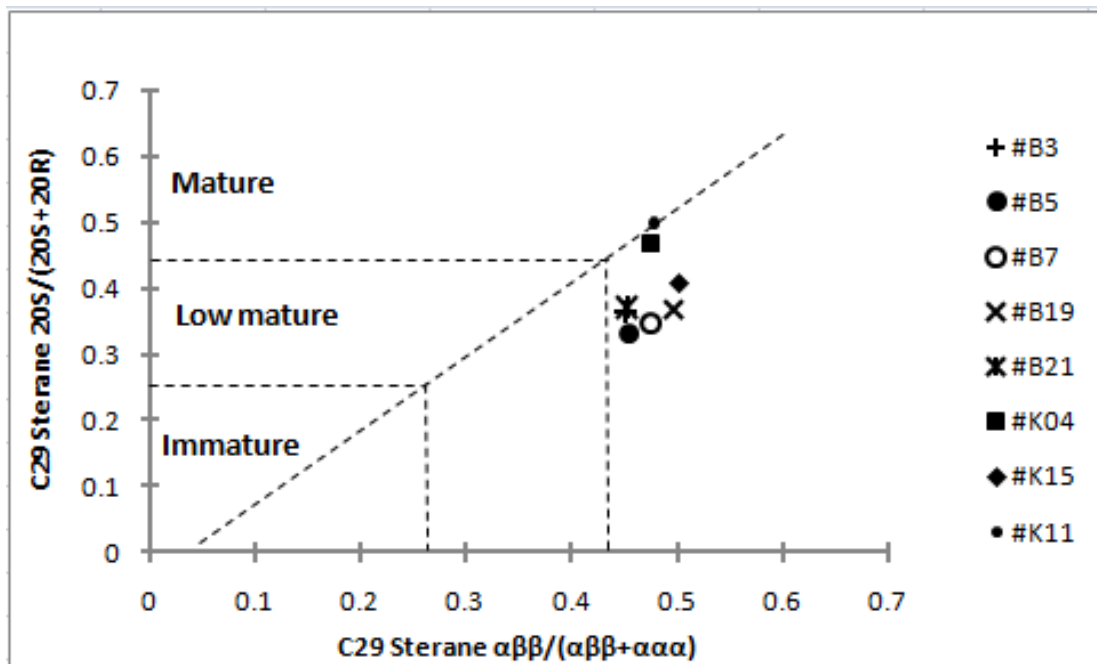
همچنین نمودار تغییرات نسبت C29 Sterane 20S/(20S+20R) در برابر C29 Sterane  $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ ، نیز بیانگر این است که تمامی نمونه‌ها به ابتدای پنجره نفتی مربوط بوده و در محدوده‌ی بالغ قرار گرفته‌اند [۲۶] (شکل ۹).

<sup>1</sup> Thermal maturity

<sup>2</sup> Carbon Preference Index



شکل ۸. نمودار تغییرات  $C_{32}$  Hopane  $22S/(22S+22R)$  در مقابل تغییرات  $C_{29}$  Sterane  $20S/(20S+20R)$  به منظور ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌ها و زمان تشکیل‌شان از سنگ منشأ (اقتباس از Ourisson et al., 1984) [۲۵].



شکل ۹. نمودار تغییرات  $C_{29}$  Sterane  $\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha)$  در مقابل تغییرات  $C_{29}$  Sterane  $20S/(20S+20R)$  که بیانگر بلوغ نمونه‌های نفت خام مورد بررسی است (اقتباس از Peters et al., 2005; Dong et al., 2015) [۱۶، ۲۶].

### ۳-۴- تعیین شرایط محیطی سنگ منشأ تشکیل دهنده‌ی نفت‌های مورد مطالعه

جهت تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ از نسبت‌های بیومارکری محاسبه شده و دیاگرام‌های متفاوتی استفاده شده است. استفاده از دیاگرام ستاره‌ای<sup>۱</sup> آلکان‌های نرمال فرد به زوج بر روی چهار نمونه نفت مخزن سروک و سه نمونه نفت مخزن فهلیان نشان‌دهنده‌ی هم‌پوشانی نسبی نسبت‌های آلکان‌های نرمال فرد به زوج بوده و می‌تواند پیشنهاد دهنده‌ی

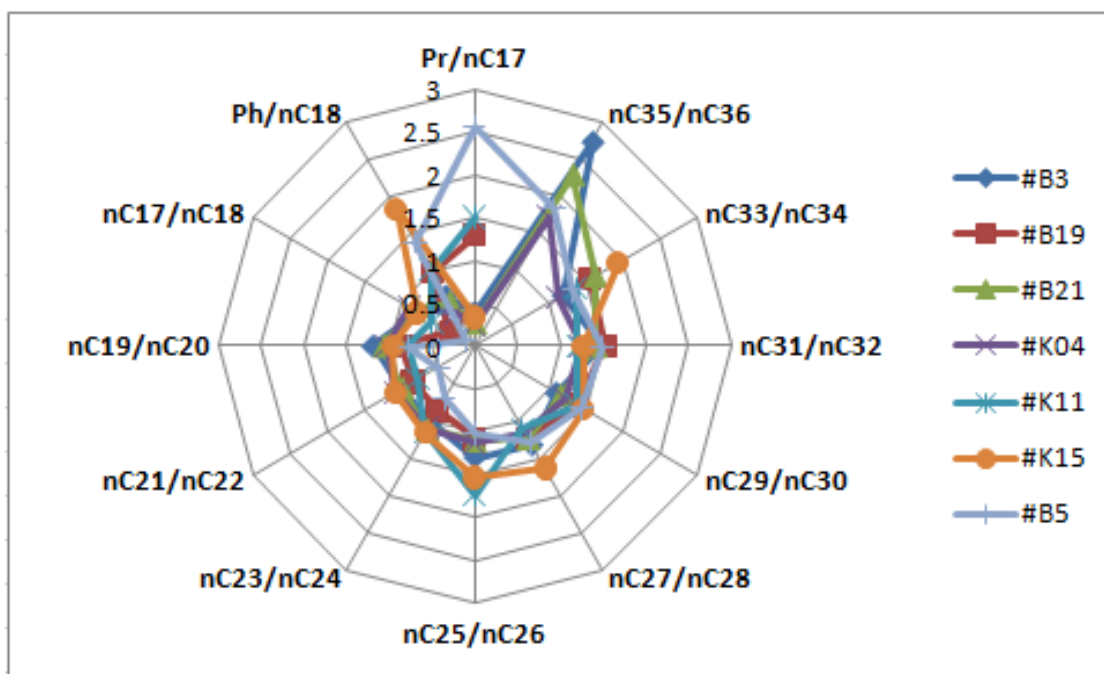
<sup>۱</sup> Star diagram

یکی بودن منشأ نمونه‌ها باشد [۱۹،۱۱] (شکل ۱۰). نمونه B5 و K15 به دلیل فرآیند تخریب زیستی دارای مقدار بالاتری از نسبت‌های Pr/nC17 و Ph/nC18 می‌باشند. به طور کلی تفاوت‌های مشاهده شده در هم‌پوشانی نسبت‌های آلکان‌های نرمال فرد به زوج را می‌توان به منشأ این نفت‌ها و یا با تغییرات ثانویه مرتبط دانست که هیدروکربور در مخزن متحمل شده است. با این وجود اطلاعات بیشتر بیومارکری برش‌های آروماتیک و ایزوتوپی برای تایید یکی بودن منشأ نمونه‌ها لازم است. علاوه بر این بررسی داده‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی، نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه دارای مقادیر فیتان (Ph) بالایی هستند به طوری که نسبت Pr/Ph در تمامی نمونه‌ها کمتر از یک بوده و می‌تواند نشان‌دهنده‌ی شرایط احیایی و تشکیل سنگ منشأ آن‌ها در محیط دریایی باشد [۱۸،۲۸].

یکی از نسبت‌های آلکان‌های نرمال که مقادیر نسبی هیدروکربن‌های قاره‌ای به هیدروکربن‌های دریایی در سنگ منشأ را بیان می‌کند، نسبت مواد قاره‌ای به دریایی (TAR)<sup>۱</sup> است. پایین بودن این نسبت در تمامی نمونه‌های مورد بررسی نشان‌دهنده‌ی فراوانی مواد دریایی نسبت به مواد قاره‌ای می‌باشد [۱۳] (جدول ۲).

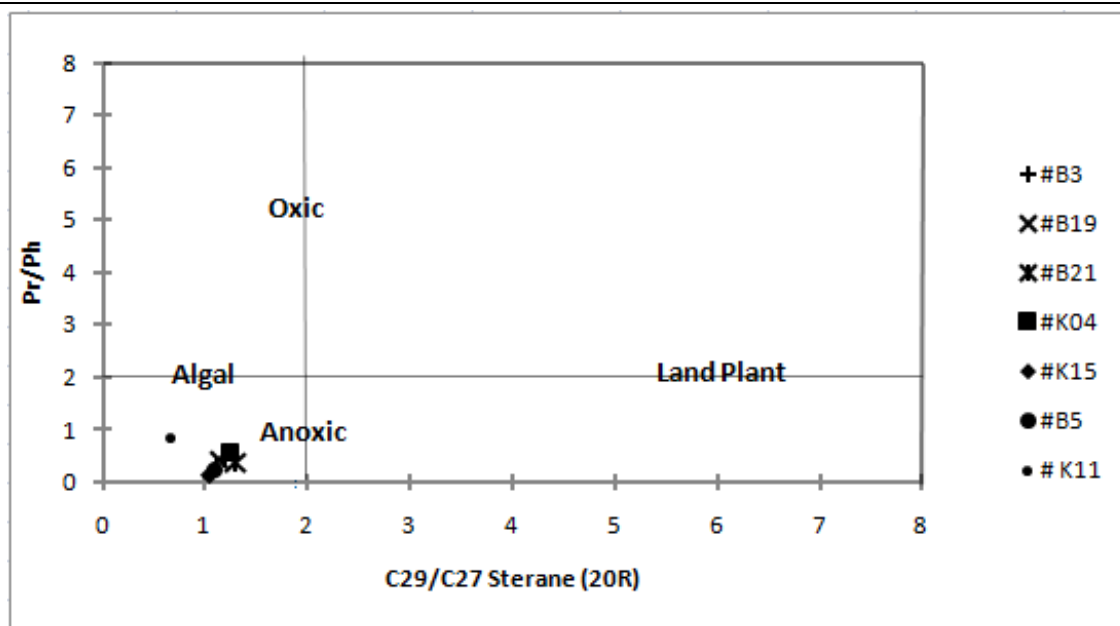
استفاده از نمودار تغییرات نسبت Pr/Ph در برابر نسبت استران‌های C29/C27 (20R) نیز نشانه‌ی سنگ منشأ نهشته شده تحت شرایط احیایی که از مواد آلی جلبکی مشتق شده است، می‌باشد [۲۱] (شکل ۱۱).

فراوانی استران C29 نسبت به C28 و C27 در نمونه‌های نفت خام دو مخزن گویای این است که مواد آلی سنگ منشأ مورد نظر در یک محیط دریایی تشکیل شده که آثار ورود مواد آلی با کروژن قاره‌ای نیز در آن مشاهده می‌شود [۲۳] (جدول ۲).



شکل ۱۰. نمودار ستاره‌ای آلکان‌های نرمال فرد به زوج و نسبت‌های ایزوپرنوئیدها جهت مقایسه نمونه‌های نفت مورد بررسی.

<sup>۱</sup> Terrigenous/Aquatic Ratios



شکل ۱۱. نمودار تغییرات نسبت های Pr/Ph در مقابل C29/C27 Sterane (20R) که تعیین کننده ی شرایط محیطی و نوع مواد آلی سنگ منشأ می باشد (اقتباس از Mackenzie et al., 1981) [۲۱].

#### ۴-۵- تعیین لیتولوژی و محیط سنگ منشأ تشکیل دهنده ی نفت های مخازن مورد مطالعه

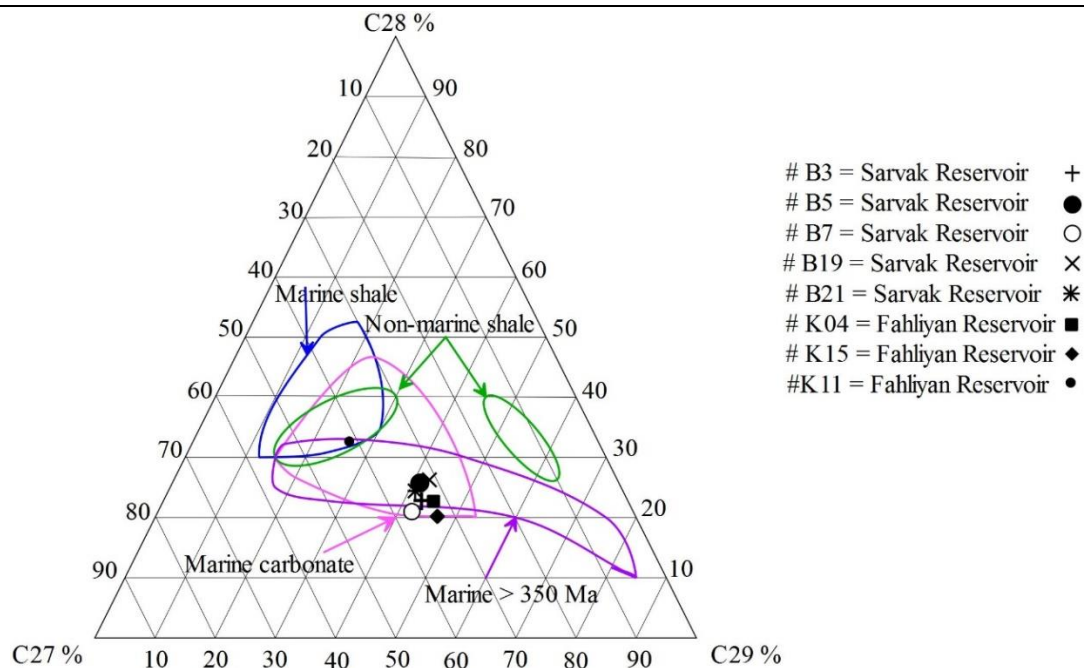
به منظور تعیین لیتولوژی سنگ منشأ نفت های خام مخازن سروک و فهلیان از داده های متفاوتی استفاده شده است. براساس جدول ۲ نسبت Pr/Ph محاسبه شده برای تمام نمونه های دو مخزن مذکور، کمتر از ۲ می باشد. این قضیه می تواند بیانگر سنگ منشأ کربناته احيایی دریایی و غنی از ماده ی آلی برای هر دو مخزن باشد [۳۵].

نسبت بالای مقادیر هویان C29 به هویان C30 در نمونه های مورد بررسی نیز می تواند نشان دهنده ی سنگ منشأ کربناته برای نمونه های مورد مطالعه باشد [۳۰] (جدول ۲).

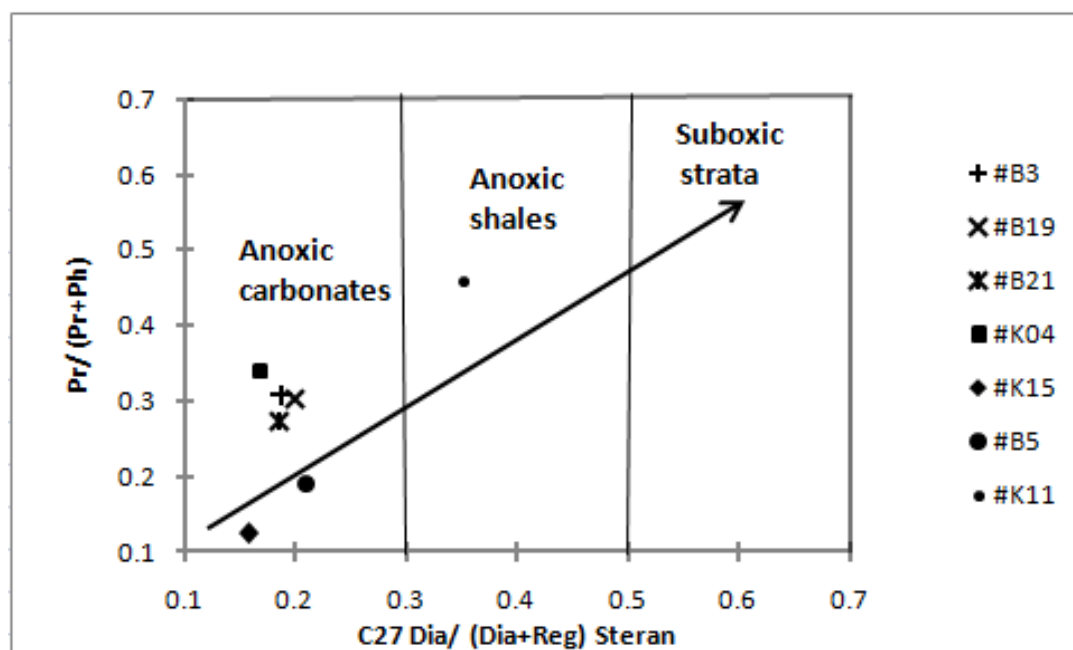
ترسیم دیاگرام مثلثی مقادیر استران های C27، C29 و C2 در شکل ۱۲ و استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران C27 (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر Pr/(Pr+Ph) در شکل ۱۳ می تواند بازگوکننده ی سنگ منشأی کربناتی دریایی در محیط احيایی برای نفت های خام مخازن سروک و فهلیان باشد [۲۴،۲۶،۹]. استثناء در خصوص نمونه K11 است که بیانگر تشکیل از یک سنگ منشأ شیلی در محیط احيایی می باشد.

همچنین پایین بودن مقادیر دیااستران ها به استران ها می تواند منشأ کربناتی- شیلی را نشان دهد [۲۴،۲۶] (جدول ۲).

دیاگرام تغییرات نسبت های استران به هویان (Sterane/Hopane) در برابر نسبت استران های C27/C29 که علاوه بر لیتولوژی، نشان دهنده ی عرض جغرافیایی سنگ منشأ نیز می باشد [۸] بیانگر سنگ منشأ کربناتی در محیط های با عرض جغرافیایی پایین برای نمونه های دو مخزن به استثنای نمونه K11 (بدلیل تشکیل از یک سنگ منشأ شیلی) است (شکل ۱۴).

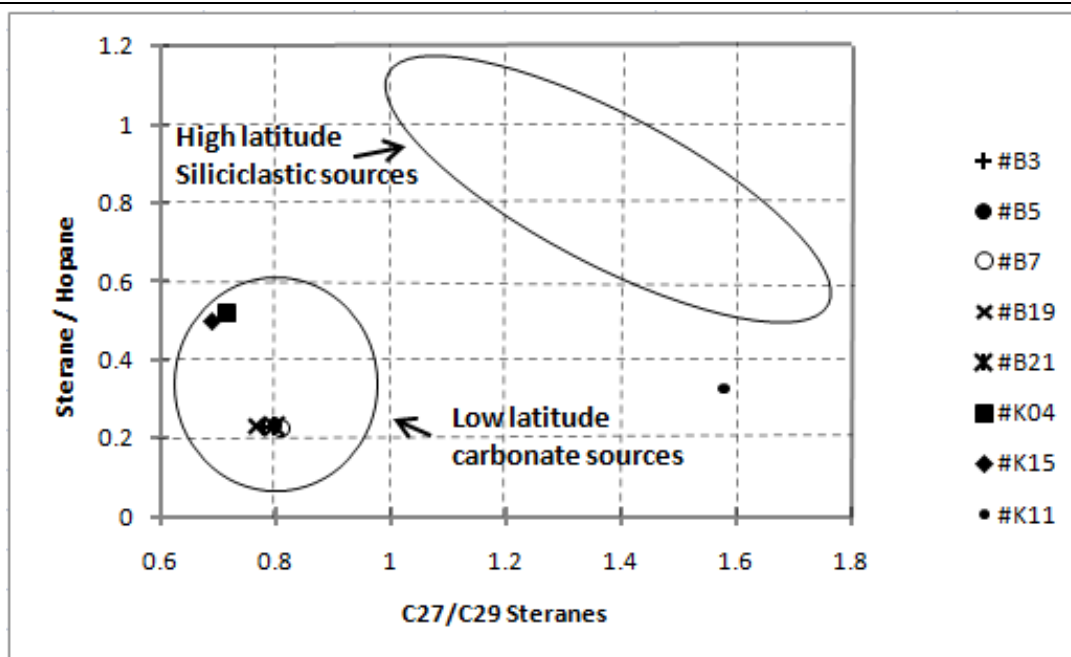


شکل ۱۲. نمودار مثلثی استران‌های C27، C28 و C29 که بیانگر لیتولوژی کربناته دریایی برای نفت‌های خام مورد بررسی است (اقتباس از Moldowan et al., 1985) [۲۳].



شکل ۱۳. نمودار تغییرات نسبت‌های C27 Dia/(Dia+Reg) Sterane در برابر Pr/(Pr+Ph) به منظور تشخیص لیتولوژی بکار برده شده است و تمام نمونه‌ها (بجز K11) در محدوده‌ی کربناته احیایی قرار گرفته اند (اقتباس از Peters et al., 2005) [۲۶].





شکل ۱۴. نمودار تغییرات استران‌های C27/C29 در برابر تغییرات استران به هوپان Sterane/Hopane جهت تشخیص لیتولوژی و عرض جغرافیایی سنگ منشأ که تمام نمونه‌ها (بجز K11) در محدوده‌ی سنگ منشأ کربناتی با عرض جغرافیایی پایین قرار گرفته اند (اقتباس از Andrushevich et al., 2000).

## ۵- نتیجه گیری

با تعیین درصد آسفالتن و برش‌های اشباع، آروماتیک و رزین نفت‌های خام مورد بررسی، بیشترین و کمترین مقدار آسفالتن به ترتیب مربوط به نمونه‌های B5 و K04 است. نمونه‌های سروک دارای بیشترین مقدار اجزای آروماتیک و نمونه‌های فهلیان دارای بیشترین اجزای اشباع هستند. برطبق دیاگرام مثلثی مربوط به اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی (رزین+آسفالتن)، نفت‌های مخزن سروک از نوع پارافینیک- نفتنیک و آروماتیک حدواسط و نفت مخزن فهلیان از نوع پارافینیک هستند.

بالا بودن میزان ترکیبات قطبی، توزیع پراکندگی آلکان‌های نرمال در طیف GC، میزان بالای نسبت‌های Ph/nC18، Pr/nC17 و UCM بالاتر که از نشانه‌های تخریب زیستی هستند، نمونه‌های K15 و K11 مخزن فهلیان و نمونه B5 از مخزن سروک تخریب زیستی کم تا متوسط و نمونه B19 از مخزن سروک تخریب زیستی کمی را نشان می‌دهند.

نمودار تغییرات نسبت Pr/nC17 در برابر Ph/nC18، نمودار تغییرات  $C_{29} \text{ Sterane } 20S/(20S+20R)$  در برابر  $C_{32} \text{ hopane}$  و  $22S/(22S+22R)$  تغییرات نسبت  $C_{29} \text{ Sterane } 20S/(20S+20R)$  در برابر  $C_{29} \text{ Sterane } \alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ ، بیانگر قرار گرفتن در پنجره نفتی و بلوغ حرارتی نمونه‌های دو مخزن است. نمونه‌های مخزن فهلیان در میدان نفتی مورد مطالعه، مراحل پیشرفته‌تری از سطح پختگی را نسبت به نمونه‌های مخزن سروک نشان می‌دهند.

با مطالعه داده‌های بیومارکری اجزاء اشباع نمونه‌های نفت، می‌توان خصوصیات سنگ منشأ کربناتی تا شیلی نهشته شده در شرایط احیایی را به سنگ مادر نفت‌های مخازن سروک و فهلیان نسبت داد. مطالعه C27، C28 و C29 بیومارکرای

استرانی حاکی از منشأ دریایی مواد آلی تولید کننده نفت به همراه ورود اندکی مواد آلی قاره‌ای برای نفت‌های مورد مطالعه است.

## سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر سلیمانی، دکتر معماریانی و دکتر شکاری فرد بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

## منابع

- [۱] افتخارنژاد، ج.، ۱۳۵۹، تفکیک بخش‌های مختلف ایران از نظر ساختمانی در ارتباط با حوضه‌های رسوبی: نشریه انجمن نفت، صفحات ۱۹-۲۸.
- [۲] حقی‌پور، ع.، ۱۳۵۸، نقشه زمین‌شناسی ایران: مقیاس ۱/۲۵۰۰۰۰، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- [۳] عبداللهی‌فرد، ا.، ذبیحی، س.، میری، س.ا.، معتمدی، ح.، ۱۳۹۴، نگرشی جدید در اکتشاف نفت حوضه پیش‌گود زاگرس (دشت آبادان- جنوب غرب ایران): سومین همایش ملی زمین‌ساخت و زمین‌شناسی ساختاری ایران.
- [۴] عرب‌سالاری، س.، ۱۳۹۲، ارزیابی خواص مخزنی سازند فهلیان در میادین واقع در دشت‌آبادان (دارخوین و جفیر): پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد دماوند، ۱۸۱ صفحه.
- [۵] کمالی، م.ر.، معماریانی، م.، جعفری درگاهی، ه.، ۱۳۹۰، مطالعه ویژگی‌های ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های مخازن ایلام و سروک در میادین مارون و کوپال: مجله پژوهش نفت، شماره ۶۶، صفحات ۲۳-۳۳.
- [۶] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران- زمین‌شناسی نفت زاگرس: سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۷۲ صفحه.
- [۷] مرادی، ه.، علیزاده، ب.، ۱۳۹۳، بررسی بلوغ حرارتی سازند کژدمی با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی مولکولی در میدان نفتی یادآوران: مجله یافته‌های نوین زمین‌شناسی کاربردی، جلد ۱۶، صفحات ۵۷-۴۷.
- [8] ANDRUSEVICH, V. E., ENGEL, M. H., and ZUMBERGE, J. E., 2000, Effects of paleolatitude on stable carbon carbon isotope composition of crude oils: *Geology*, **28**, 847-850.
- [9] ASADI MEHMANDOUSTI, E., ADABI, M. H., BOWDEN, S., and ALIZADEH, B., 2015, Geochemical Investigation, Oil-Oil and Oil-Sourcerock Correlation in the Dezful Embayment, Marun Oilfield, Zagros, Iran: *Marin and Petroleum Geology*, **68**, 648-663.
- [10] ALIZADEH, B., SAADATI, H., RASHIDI, M., and KOBRAEI, M., 2016, Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene Sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran: *Marin and Petroleum Geology*, **73**, 609-619.
- [11] ALIZADEH, B., ADABI, M. H., TEZHEH, F., 2007, Oil-Oil Correlation of the Asmari and Bangestan Reservoirs Using Gas Chromatography and Stable Isotopes in Marun Oilfield, SW Iran: *Science & Technology*, **31**, 241-253.
- [12] BORDENA VE, M. L., 1993, Applied Petroleum Geochemistry: *Editions technip, Paris*, 524.
- [13] BOURBONNIERE, R. A., and MEYERS, P. A., 1996, Sedimentry geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie: *Limnology and Oceanography*, **41**, 352-359.
- [14] BRAY, E. E., and EVANS, E. D., 1961, Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **22**, 2-15.
- [15] CONNAN, J. and CASSOU, A. M., 1980, Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **44**, 1-23.
- [16] DONG, T., HE, S., LIU, G., HOU, Y., and HARRIS, N. B., 2015, Geochemistry and correlation of crude oils from reservoirs and source rocks in southern Biyang Sag, Nanxiang Basin, China: *Organic Geochemistry*, **80**, 18-34.

- [17] HUNT, J. M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology: 2<sup>nd</sup> Edition*. W.H. Freeman and Company, New York. 743.
- [18] HUGHES, W. B., HOLBA, A. G., and DZOU, L. I. P., 1995, the ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **59**, 3581-3598.
- [19] KAUFMAN, R. L., AHMED, A. S., and ELSINGER, R. J., 1990, Gas chromatography as a development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs applications in the Gulf of Mexico: In: *GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings*, 263-282.
- [20] LARTER, S., KOOPMANS, M. P., HEAD, I., APLIN, A., LI, M., WILHELMS, A., TELNAES, N., BOWEN, M., ZHANG, C., TIESHEN, W., and YIXIAN, Y., 2000, Biodegradation rates assessed geologically in a heavy oilfield –implications for a deep, slow (Largo) biosphere: *Abstract 120, GeoCanada 2000-The Millennium Geoscience Summit, Calgary*, 4.
- [21] MACKENZIE, A. S., HOFFMANN, C. F., and MAXWELL, J. R., 1981, Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III, Changes in aromatic steroid hydrocarbons: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **45**, 1345-1355.
- [22] MASHHADI, Z. S., and RABBANI, A. R., 2015, Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil–oil and oil–source rock correlation study: *Coal Geology*, **146**, 118-144.
- [23] MOLDOWAN, J. M., SEIFERT, W. K., and GALLEGOS, E. J., 1985, Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **69**, 1255-1268.
- [24] MOLDOWAN, J. M., SUNDARAMAN, P., and SCHOELL, M., 1986, Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/ or source input in the Lower Toarcian of S.W. Germany: *Organic Geochemistry*, **10**, 915-926.
- [25] OURISSON, G., ALBRECHT, P., and ROHMER, M., 1984, Predictive microbial biochemistry from molecular fossils to prokaryotic membranes: *Trends Biochemistry Sciences*, **7**, 236-239.
- [26] PETERS, K. E., WALTERS, C. C., and MOLDOWAN, J. M., 2005, *The Biomarkers Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*, Cambridge University Press, Second Edition, 1155.
- [27] PETERS, K. E., and MOLDOWAN, J. M., 1993, *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*, Prentice-Hall, Englewood Clis, New Jersey: Wiley, Chichester, 504-512.
- [28] POWELL, T. G. and MCKIRDY, D. M., 1973, The effect of source material, rock type and diagenesis on the n-alkane content of sediments: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **37**, 523-633.
- [29] RABBANI, A. R., 2008, Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf: *Petroleum Geology*, **31**, 303-316.
- [30] SUBROTO, E. A., ALEXANDER, R., and KAGI, R. I., 1991, 30-Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils: *Chemical Geology*, **93**, 179-192.
- [31] TISSOT, B. P., and WELTE, D. H., 1984, *Petroleum Formation and Occurrence: 2<sup>nd</sup> Edition*. Springer-Verlag, New York.
- [32] WAPLES, D. W., 1985, *Geochemistry in Petroleum Exploration: Reidel Publish. Cy., Dordrecht*, 232.
- [33] WANG, G., XUE, Y., WANG, D., SHI, S., GRICE, K., and GREENWOOD, P. F., 2016, Biodegradation and water washing within a series of petroleum reservoirs of the Panyu Oil Field: *Organic Geochemistry*, **96**, 65-76.
- [34] WENGER, L. M., DAVIS, C. L., and ISAKSEN, G. H., 2002, Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality: *Society Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering*, **5**, 375-383.
- [35] ZUMBERGE, J. E., and RAMOS, S., 1996, Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques: *Presented at the 13th Australian Geological Convention, Canberra, Australia*.

## کاربرد روش های خوشه سازی (MRGC, AHC, DC, SOM) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران

سید علی معلمی<sup>۱\*</sup>، فرهاد خوشبخت<sup>۲</sup>، سکینه نقدی<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup> عضو هیئت علمی دانشگاه پژوهشگاه صنعت نفت پژوهشکده ازباده برداشت از مخازن نفت و گاز

<sup>۲</sup> پتروفیزیکست و عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مطالعات مخزن

<sup>۳</sup> کارشناس ارشد دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات تهران

moallemisa@gmail.com, khoshbakhtf@gmail.com, naghdi.sakineh@gmail.com

دریافت اردیبهشت ۱۳۹۵، پذیرش مرداد ۱۳۹۵

### چکیده

تراوایی یکی از پارامترهای مخزنی مهم است که در محاسبات و مدل سازی های مخزن نقش موثری ایفا می کند. روش مستقیم اندازه گیری آن از طریق مغزه های گرفته شده از لایه های مخزنی حاصل می شود. ولی با توجه به محدود بودن مقدار مغزه های گرفته شده در یک میدان و همچنین هزینه های زیاد روش های آزمایشگاهی؛ استفاده از روش های غیرمستقیم در چاه های فاقد مغزه به منظور تعیین مقدار تراوایی ارزش به سزایی دارد. در این پژوهش با استفاده از روش های خوشه سازی با کمک لاگ های پتروفیزیکی مقدار تراوایی اندازه گیری و مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. بدین منظور لاگ های پتروفیزیکی سازند ایلام از ۸ حلقه چاه انتخاب و علاوه بر آن از داده های تراوایی اندازه گیری شده آزمایشگاهی ۳ حلقه برای مقایسه نتایج مورد استفاده قرار گرفته است. لاگ تراوایی ابتدا با استفاده از پارامتر تخلخل موثر در چاه A که دارای داده های تراوایی مغزه بود، تخمین زده شد و پس از بررسی میزان دقت تخمین، محاسبات در سایر چاه های مورد مطالعه نیز صورت گرفت. در گام بعدی، با استفاده از روش های خوشه بندی، تراوایی تخمین زده شد. سپس نتایج بدست آمده با داده های آزمایشگاهی و تعیین ضریب همبستگی، بهترین روش معرفی شده است. بدین ترتیب با مقایسه ۴ روش خوشه سازی SOM, MRGC, AHC & DC روش MRGC با ضریب همبستگی ۰.۹۱، پاسخ مناسبی نسبت به بقیه روش ها ارائه داده است.

**کلمات کلیدی:** خوشه سازی، تراوایی، سازند ایلام، نمودار های چاه پیمایی.

## ۱- مقدمه

تراوایی از مهمترین خصوصیات سنگ مخزن می باشد که در تمامی مراحل اکتشاف، تولید و توسعه مخازن نفتی نقش تعیین کننده ای دارد. به دلیل اینکه هیچ روش مستقیمی برای تعیین این خصوصیت در مخازن نفت وجود ندارد لذا روش های زیادی برای تخمین آن از سایر داده های حاصل از چاه پیشنهاد شده است که هیچ کدام قادر به ارائه راهکار جهان شمولی برای تعیین تراوایی نیستند. در این مطالعه تراوایی در یک مخزن کربناته با ۴ روش اصلی خوشه بندی شامل SOM, MRGC, AHC & DC انجام شده است.

برای یک سنگ مخزن صرف داشتن تخلخل پر از نفت یا گاز کافی نیست بلکه خلل و فرج باید به هم متصل باشند تا به هیدروکربن اجازه حرکت به داخل و خارج مخزن را بدهند. تراوایی در واقع توانایی محیط متخلخل برای انتقال سیال است. همچنین از مهمترین خصوصیات سنگ مخزن می باشد به طوری که در تمامی مراحل اکتشاف، تولید و توسعه مخازن نفتی نقش تعیین کننده ای دارد [۵].

آنالیز خوشه ای و خوشه سازی دسته بندی مشاهدات در زیر گروه هایی است که خوشه نامیده می شود. تقسیم بندی مجموعه داده ها به گروه های مشخص بر اساس اندازه گیری شباهت یا تفاوت بین گروه ها می باشد که داده های موجود در هر گروه بیشترین شباهت را با یکدیگر و بیشترین تفاوت را با داده های موجود در گروه های دیگر دارند. خوشه سازی یک روش آموزش با یادگیری است و یک روش معمول برای آنالیز داده های آماری در بسیاری از زمینه ها است. هر یک از خوشه های بدست آمده دارای ویژگی های خاص خود هست که هم آن را از خوشه های دیگر تفکیک می کند و هم تفسیر آن راحت تر انجام می گیرد [۲۲].

اصطلاح الکتروفاسیس اولین بار توسط سرا و ابوت [۲۰] معرفی و به صورت مجموعه ای از پاسخ لاگ ها که یک لایه را مشخص می کند و تشخیص آن لایه را از دیگر لایه ها ممکن می سازد، تعریف گردید. الکتروفاسیس عبارت است از مجموع های از پاسخ لاگ که مشخص کننده یک لایه یا چینه بوده و باعث تفکیک آن از لایه های (چینه های) دیگر می گردد. [۲۰] در چاه های بدون مغزه رخساره های رسوبی بصورت مستقیم قابل تفکیک و تشخیص نیستند و رخساره ها از داده های پتروفیزیکی استنباط می شوند [۲۱].

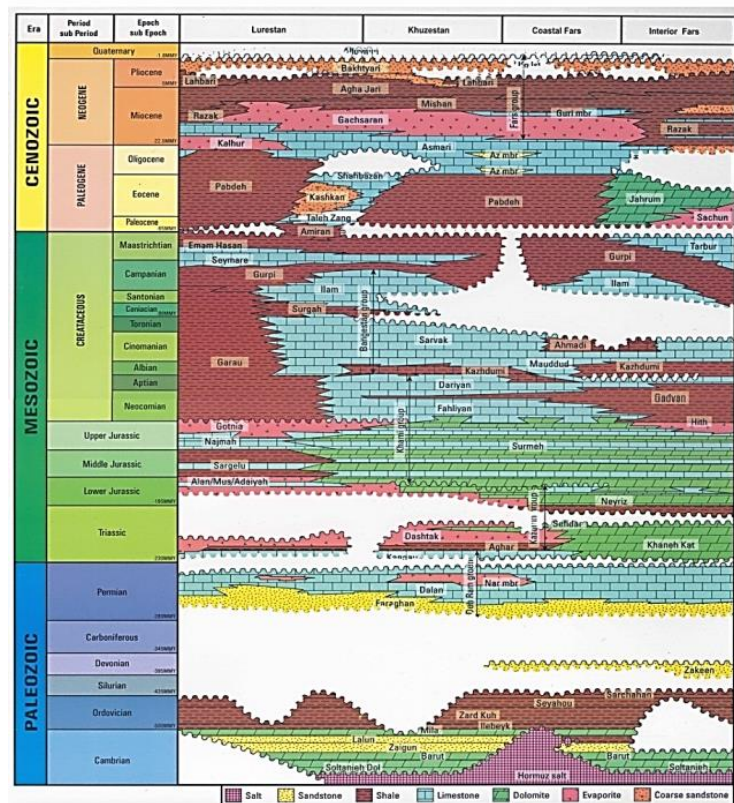
رخساره الکتریکی بر مبنای خوشه بندی (Clustering) داده ها تعریف می شود. خوشه سازی یک روش آموزش با یادگیری است و یک روش معمول برای آنالیز داده های آماری در بسیاری از زمینه ها است. خوشه بندی با یافتن یک ساختار درون یک مجموعه از داده های بدون برچسب دیگر می باشد. هدف یافتن خوشه هایی از داده ها در بین نمونه های ورودی می باشد، اما در واقع هیچ معیار مطلق برای بهترین خوشه بندی وجود ندارد بلکه این بستگی به مسأله و نظر کاربر دارد که باید تصمیم بگیرد که آیا نمونه ها به درستی خوشه بندی شده اند یا خیر. با این حال معیار های مختلفی برای خوب بودن یک خوشه بندی ارائه شده است که می توانند کاربر را برای رسیدن به یک خوشه بندی مناسب راهنمایی کند. یکی از مسائل مهم در خوشه بندی انتخاب تعداد خوشه می باشد. در بعضی از الگوریتم ها تعداد خوشه ها از قبل مشخص شده است و در بعضی دیگر خود الگوریتم تصمیم می گیرد که داده به چند خوشه تقسیم شود. خوشه بندی، اشیاء را بر اساس ویژگی هایی که با هم دارند گروه بندی می کند. هدف اصلی در خوشه بندی تقسیم بندی اشیاء به گونه ای است که بیشترین شباهت در یک گروه و بیشترین تفاوت با اشیاء گروه های دیگر را دارا باشد. بعنوان تعریف ساده تر می توان گفت که اشیاء در خوشه مخصوص

کاربرد روش های خوشه سازی (MRGC, AHC, DC, SOM) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران

خود دارای بیشترین شباهت و در برابر اشیای متعلق به خوشه های دیگر دارای بیشترین تفاوت هستند. در واقع خوشه بندی داده ها را از هم جدا می کند و هر خوشه داده های مخصوص خود را دارد و از تداخل داده در خوشه جلوگیری می شود. برای اولین بار در سال (۱۹۵۹) سیلنگر و کریشتون نام آهک بنگستان را به ردیفی اطلاق نمودند که قبلا به اسامی آهک کرتاسه میانی، آهک رودیست دار، آهک هیپوریت دار و آهک لشتگان خوانده می شد. James & wynd (1965) این نام را به گروه بنگستان ارتقاء داده و آن را شامل سازندهای سورگاه، سروک، کژدمی و ایلام دانستند. هدف اصلی در این مطالعه بررسی و کاربرد روش های مختلف خوشه سازی، جهت تعیین نفوذ پذیری مخزنی در میدان مورد مطالعه است.

## ۲- موقعیت جغرافیایی

سازند ایلام به سن (سانتوین-کامپانین) مربوط به دوران مزوزویک بوده و برش نمونه این سازند در تنگ گراب واقع در یال جنوب باختری کوه سورگاه و پلانچ شمال باختری کبیرکوه در ۱۲ کیلومتری جنوب شهرستان ایلام انتخاب و اندازه گیری شده است و مختصات قاعده برش نمونه به  $33^{\circ}35'09''N$  و  $46^{\circ}19'6''E$  است. جنس آن آهکی و شیلی است و تخلخل مفید و مهم این سازند از نوشکستگی است. این سازند دارای ذخایر فرعی و کوچک نفتی در میادین آب تیمور، اهواز، امام حسن و منصور و دارخوین و هم چنین دارای ذخایر گاز در میدان حلوش است [۹]. سازند ایلام روی سازند شیلی لافان یا به طور محلی روی سازند سورگاه و یا مستقیما روی سازند سروک قرار می گیرند. این سازند معروفترین مخزن اواخر دوران کرتاسه در ایران است که اغلب با سازند سروک که در زیر آن قرار گرفته به صورت پیوسته می باشد [۱].



شکل ۱. چینه شناسی زاگرس (شولومبرگر).

## ۳- روش کار

داده های مورد استفاده در مطالعه حاضر، شامل اطلاعات نمودارهای چاه پیمایی در تعداد ۸ حلقه چاه است که سازند مخزنی و مورد مطالعه در این ۸ حلقه چاه، سازند کربناتی ایلام میباشد. از چاه های مورد مطالعه، تنها در ۳ حلقه چاه، علاوه بر اطلاعات نمودارهای چاه پیمایی، داده های تراوایی حاصل از آنالیز مغزه در دسترس است. جدول (۱) داده های موجود در چاه های مورد مطالعه را نمایش می دهد.

جدول ۱. اطلاعات موجود در چاه های مورد مطالعه.

	WELL-A	WELL-B	WELL-C	WELL-D	WELL-E	WELL-F	WELL-G	WELL-H
Wireline Log	Depth 3101-3293.5	Depth 3060-3264	Depth 3067-3197.5	Depth 3093-3315	Depth 3119-3320	Depth 3152-3356	Depth 3160-3361	Depth 3070-3285.5
	BS	BS	BS	BS	BS	BS	BS	BS
	CALIPER	CALIPER	CALIPER	CALIPER	CALIPER	CALIPER	CALIPER	CALIPER
	CGR	CGR	CGR	CGR	CGR	CGR	CGR	CGR
	DT	DT	DT	DT	DT	DT	DT	DT
	LLD	ILD	ILD	LLD	LLD	LLD	LLD	LLD
	LLS	ILS	ILS	LLS	LLS	LLS	LLS	LLS
	PEF	PEF	PEF	PEF	PEF	PEF	PEF	PEF
	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT
	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE
	NDS	NDS	NDS	NDS	NDS	NDS	NDS	NDS
	DRHO	-	-	-	DRHO	DRHO	DRHO	DRHO
	POTA	POTA	-	-	POTA	POTA	POTA	POTA
	THOR	THOR	THOR	-	THOR	THOR	THOR	THOR
	URA	URA	URA	-	URA	URA	URA	URA
	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI
RHOB	RHOB	RHOB	RHOB	RHOB	RHOB	RHOB	RHOB	
Core	PERM	PERM	PERM	-	-	-	-	-

خوشه بندی داده ها پایه و اساس الگوریتم های مدل سازی و دسته بندی محسوب می شود (کدخدایی ایلخچی و همکاران ۱۳۸۴). روش های خوشه بندی بسیار زیاد استفاده می شوند برای آنالیزهای رخساره های الکتریکی (Electrofacies Analysis) و تخمین خصوصیات پتروفیزیکی. بوسیله یکپارچه سازی این روش ها با روش های هوشمند، برخی روش های جدید از قبیل SOM و MRGC ساخته شدند (Kohonen 2001; Ye and Rabiller 2000). در این مرحله از ۴ روش خوشه سازی (Dynamic Clustering (DC)، Ascending Hierarchical Clustering (AHC)، Self Organizing Map (SOM) و Multi-Resolution Graph-Based Clustering (MRGC) برای تخمین تراوایی استفاده شد.

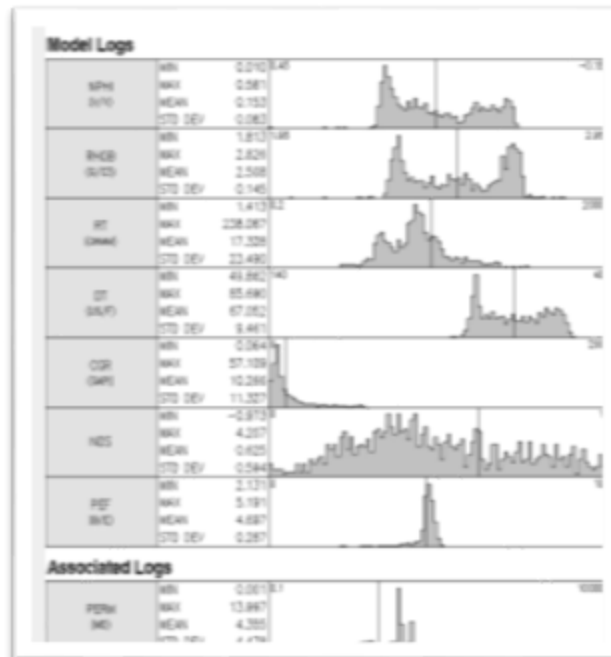
ابزار اصلی در اختیار گرفته برای انجام عملیات خوشه سازی، نمودارهای چاه پیمایی به همراه اطلاعات مغزه حفاری است. لاگ هایی که بعنوان ورودی مدل انتخاب می شوند، چون باید در تمام چاه های مورد مطالعه مدل ساخته شده اعمال گردد، در نتیجه این لاگ ها باید در تمامی چاه ها موجود باشند. لاگ های ورودی نیز بر اساس لاگ یا رخساره ای که باید تخمین زده شود و ارتباط آن با لاگ های این لاگ ها انتخاب می شوند. با این معنی که لاگ تراوایی، عموماً با لاگ های تخلخل ارتباط معناداری دارد، در نتیجه انتخاب اول ما برای انتخاب لاگ، لاگ هایی خواهد بود که ارتباط نزدیک تری با لاگی که قرار است تخمین زده شود داشته باشند.

در اینجا با توجه به جدول (۱) که اسامی لاگ های موجود در چاه های مورد مطالعه را نمایش می دهد، لاگ های نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، مقاومت ناحیه دست نخورده سازند (RT)، صوتی (DT)، گاما (CGR)، تخلخل بدست آمده از سه لاگ تخلخل (NDS) و فتوالکتریک (PEF) بعنوان لاگ ورودی مدل انتخاب شدند. لاگ تراوایی مغزه نیز بعنوان ناظر

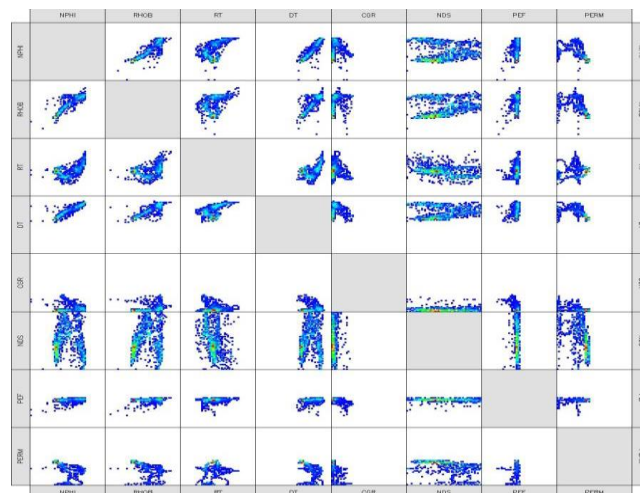


کاربرد روش های خوشه سازی (MRGC, AHC, DC, SOM) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران

عملیات خوشه سازی در مدل وارد شد. شکل (۲) نمودار فراوانی و شکل (۳) نمودار متقاطع لاگ های ورودی مدل را به همراه لاگ تراوایی مغزه را در چاه A نمایش می دهد.



شکل ۲. نمودار فراوانی لاگ های ورودی و داده تراوایی مغزه.



شکل ۳. نمودار متقاطع لاگ های ورودی مدل و داده تراوایی مغزه در چاه A.

#### ۴- بحث

##### ۴-۱- تعیین تراوایی با استفاده از روش خوشه سازی چند تفکیکی گرافیکی (MRGC)<sup>۹</sup>

الگوریتم خوشه بندی چند تفکیکی بر پایه گراف برای شناسایی خوشه ها در مجموعه ی داده ها، برای هر مشاهده اندیس همسایگی را محاسبه می کند. در ادامه، گروه های طبیعی کوچکی از نقاط که دسته های جذب نامیده می شوند، بر مبنای استفاده از نزدیکترین همسایه برای هر نقطه تشکیل می شود. مستقل از تشکیل گروههای K- اندیس همسایگی، به منظور تعیین جذب طبیعی، تعداد بهینه خوشه ها بر مبنای اندیس شاخص کرنل و دقت تعیین شده توسط کاربر محاسبه می شود. در نهایت،

<sup>9</sup> Multi resolution graph based clustering

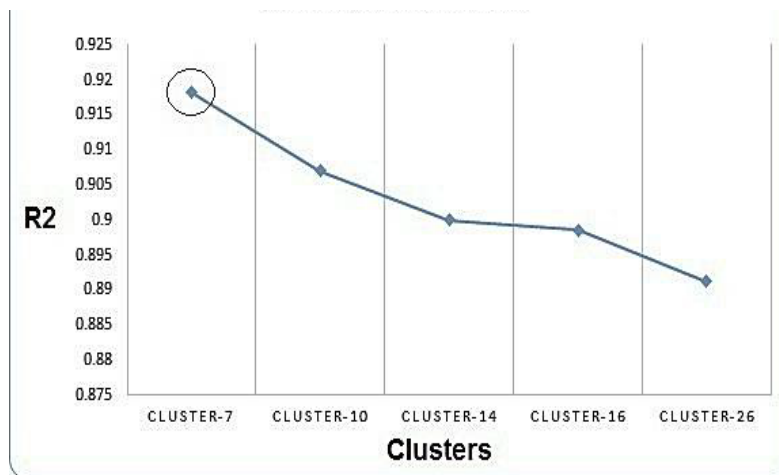
بر مبنای داده‌های محاسبه شده از مراحل قبل، با ادغام دسته‌های جذب خوشه‌های نهایی تشکیل می‌شوند. در واقع خوشه سازی براساس نمودار با تفکیک پذیری چندتابی (MRGC) یک روش آماری ناپارامتری است که مشکل وابستگی به بعد را از بین می‌برد و اطلاعات مفیدی در مورد رخساره‌های زمین شناسی از ساختار خود داده به دست می‌آورد (شین جویه و رابیلر، 2000)

با عبور ابزار نمودارگیری در امتداد یک توالی از چاه یک دسته اندازه‌گیری صورت می‌گیرد. هر سطح از این توالی یک نقطه برداشت (Sample Point) در فضای چند بعدی می‌باشد که توسط لاگ‌های مختلف تعریف می‌شود. مختصات نقطه برداشت تابعی از قرائت لاگ در آن سطح می‌باشد، بنابراین این نقاط برداشت بدست آمده یک نمودار پراکندگی را درون این فضای چند بعدی تشکیل می‌دهند. نقاط برداشت این دیاگرام برای شناخت یک سری مدهای شاخص بکار می‌روند، هر یک از این مدها به یک ناحیه با حداکثر چگالی در توزیع این نمونه‌ها منطبق می‌باشند و هر مد به عنوان شاخص خوشه مربوطه به می‌آید و نمونه‌های پیرامون این خوشه به آن مرتبط دانسته می‌شود. برای توصیف این مدها به هر یک رخساره ای (تیپ سنگی) نسبت داده می‌شود و می‌توان آن را به عنوان تابعی از عمق بصورت گرافیکی نشان داد. برای شناسایی خوشه‌ها در مجموعه داده‌ها برای هر نقطه اندازه‌گیری لاگ اندیس همسایگی محاسبه می‌شود. در ادامه، گروه‌های طبیعی کوچکی از نقاط (که دسته‌های جذب نامیده می‌شوند) بر مبنای استفاده از اندیس همسایگی به منظور تعیین جذب K نزدیکترین همسایه (KNN) برای هر نقطه تشکیل می‌شود. مستقلاً از تشکیل گروه‌های طبیعی تعداد بهینه خوشه‌ها بر مبنای اندیس شاخص کرنل (KRI) و دقت تعیین شده توسط کاربر محاسبه می‌شود. در نهایت بر مبنای داده‌های محاسبه شده از مراحل قبل، با ادغام دسته‌های جذب (Attraction Sets) خوشه‌های نهایی تشکیل می‌شوند. الگوریتم‌های بسیاری برای خوشه بندی وجود دارد و تقریباً همه آنها نیازمند این هستند که داده‌ها نرمالیزه باشند. چندین راه برای نرمالیزه کردن داده‌ها وجود دارد یک روش کلاسیک که به فراوانی مورد استفاده قرار می‌گیرد، محدود کردن داده‌ها در یک هیپرکیوب (Hypercube) واحد می‌باشد. در هر بعد، حداقل مقدار بعد از داده‌ها کم می‌شود و این تفاضل به دامنه کلی داده‌ها در آن بعد تقسیم می‌شود. در روش دیگر مقدار متوسط هر خصوصیت از داده‌ها کم شده و حاصل این تفاضل به انحراف معیار داده‌ها تقسیم می‌شود. نرمال سازی (Normalization) فاصله بین نقاط داده را تغییر می‌دهد و بر جدایش طبیعی نقاط داده تأثیر می‌گذارد، اما برای ممانعت از انتخاب نامناسب مقیاس در یک بعد و غالب شدن اندازه‌گیری‌ها در ابعاد دیگر ضروری می‌باشد. الگوریتم‌های خوشه بندی را می‌توان به دو گروه پارامتری و ناپارامتری تقسیم کرد، غالباً الگوریتم‌های پارامتری مطلوبیت کمتری نسبت به الگوریتم‌های ناپارامتری دارند، زیرا الگوریتم‌های پارامتری بر مبنای برخی از مدل‌های داده‌ها هستند، در حالی که الگوریتم‌های ناپارامتری هیچ فرضی را در مورد الگوی داده‌ها نمی‌سازند. شناسایی خوشه‌هایی با اشکال متفاوت یکی از مزیت‌های الگوریتم‌های ناپارامتری است.

روش MRGC یکی از معدود روش‌های غیر پارامتری و بسیار مناسب برای مطالعه و تحلیل خوشه‌ای داده‌های حاصل از چاه نگارها و مغزهای حفاری است. این روش مزیت‌های چندی همچون قدرت شناسایی الگوهای طبیعی موجود در نگارها، 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. [۱۹] یک مثال از روش‌های ناپارامتری تقسیم فضای مشاهده به هیپرکیوب‌های منظم با اندازه ثابت و تخمین تابع چگالی بر مبنای تعداد نقاط اندازه‌گیری در هر هیپرکیوب می‌باشد. به علاوه هنگامی که خوشه‌های مترکم و یا خوشه‌هایی با ابعاد و چگالی‌های متفاوت در داده‌ها وجود داشته باشد این روش با مشکلات حادی روبرو می‌شود. مثال دیگر روش ناپارامتری روش K نزدیکترین همسایه یا روش KNN می‌باشد. در این

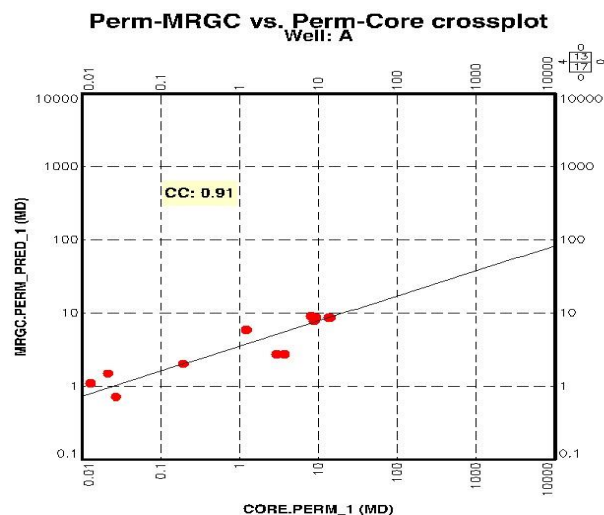
کاربرد روش های خوشه سازی (MRGC, AHC, DC, SOM) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران

روش به جای تخمین تابع چگالی احتمال، با تعیین تعداد نقاط موجود در حجم داده ها (Data Volume) با اندازه گیری حجمی که توسط داده ها اشغال شده است، تابع چگالی احتمال تخمین زده می شود. روش K نزدیک ترین همسایه تابع چگالی احتمال، پیرامون یک نقطه را با تعیین شعاع از آن نقطه تا K امین نزدیکترین همسایه برآورد می کند. در اینجا علاوه بر لاگ های ورودی و داده مغزه بعنوان ناظر، حد بالا و پایین دسته ها به ترتیب ۵ و ۳۵ دسته با حداقل ۵ مدل بهینه در نظر گرفته شد. در بین مدل های استفاده شده، مدل با ۷ خوشه، بهترین مطابقت را با داده های مغزه حفاری نشان داد. شکل زیر، میزان ضریب همبستگی لاگ های تخمین زده شده با خوشه های متفاوت را نشان می دهد که در شکل (۴) ملاحظه می شود میزان R2 (ضریب همبستگی) در لاگ تراوایی تخمین زده شده با ۷ خوشه بالاترین میزان را دارا است.



شکل ۴. میزان R2 در مدل های مختلف MRGC با خوشه های متفاوت.

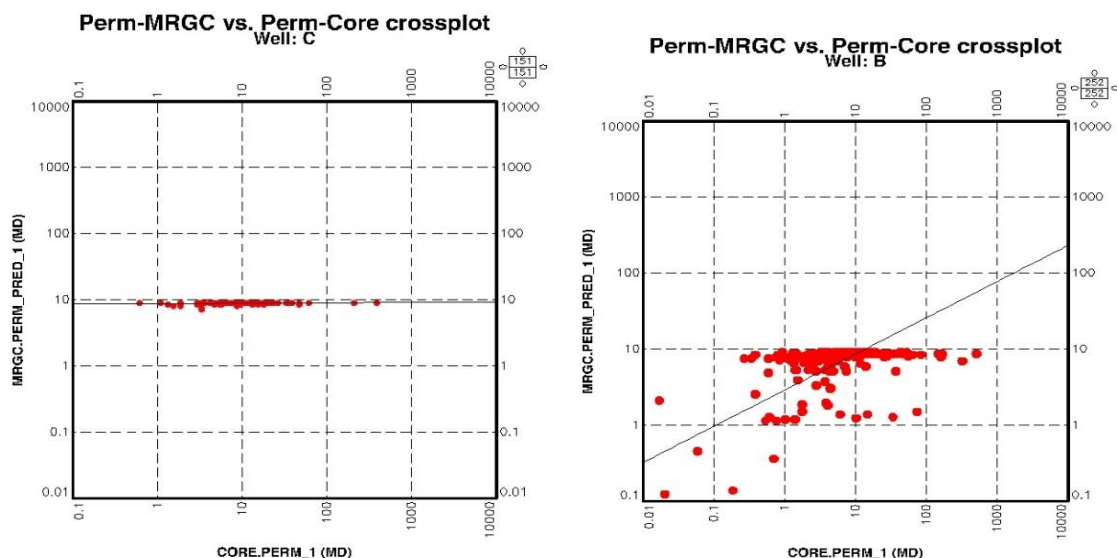
که در نهایت پس از پلات کردن لاگ تراوایی تخمین زده شده با تراوایی مغزه در چاه A، بیشترین میزان ضریب همبستگی (Coherence Coefficient) در لاگی که با ۷ خوشه تخمین زده شده بود نیز در شکل (۵) نشان داده شده است.



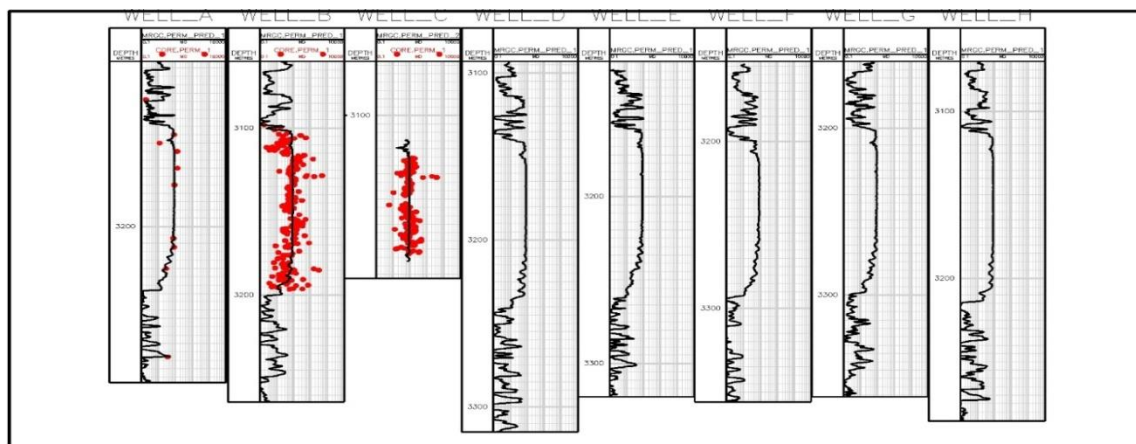
شکل ۵. نمودار مقاطع لاگ تراوایی تخمین زده شده به روش MRGC در مقابل تراوایی مغزه در چاه A.

در نتیجه ملاحظه شد که ضریب همبستگی (CC) بین لاگ تخمین زده شده به روش MRGC و تراوایی مغزه در حدود ۹۱ درصد بدست آمد که تخمین بسیار خوبی است. این مدل در چاه B نیز اعمال و سپس در چاه C اعمال شد. اعمال مدل در

چاه C بدون نظارت داده مغزه صورت گرفت و پس از تخمین تراوایی که بصورت آزمایشی قبل از اعمال مدل در چاه های دیگر میدان در چاه C انجام شد، با داده مغزه در این چاه مقایسه و تخمین قابل قبولی مشاهده شد. شکل (۶) نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده در مقابل تراوایی مغزه در چاه های B و C را نشان می دهد. همچنین لاگ تراوایی تخمین زده شده به روش MRGC نیز در کل چاه های مورد مطالعه نیز در شکل (۷) در توالی چاه ها نشان داده شده است.



شکل ۶. نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده به روش MRGC در مقابل تراوایی مغزه در چاه B و C.



شکل ۷. تراوایی تخمین زده شده در چاه های مورد مطالعه به روش MRGC دوایر قرمز رنگ مربوط به نتایج تراوایی آزمایشگاهی است.

#### ۴-۲- تعیین تراوایی با استفاده از روش خوشه سازی سلسله مراتب صعودی<sup>۱۰</sup> (AHC)

هدف از آنالیز روش خوشه سازی سلسله مراتبی صعودی اندازه گیری شباهت ها و عدم شباهت ها بین داده ها و قرار دادن آنها در گروه هایی است که از لحاظ داخلی هموزن و از لحاظ خارجی جدا از گروه های دیگر هستند. خوشه سازی به روش AHC یک ابزار مفید و موثر برای زون بندی مخازن نفت و گاز و شناسایی زون های ژئوشیمیایی محسوب می شود و با استفاده از این روش می توان در ابعاد نامتناهی فضایی، خوشه ساخت. اما خوشه های ساخته شده حداکثر در سه بعد فضایی قابل مشاهده خواهند بود مثلاً اگر لاگ نوترون و صوتی برای ساخت خوشه بکار ببریم فقط در دو بعد فضایی خوشه تشکیل می شود، اما اگر مجموعه کاملی از لاگ ها شامل نوترون، صوتی، اشعه گاما، چگالی و مقاومت را بکار ببریم در پنج بعد

<sup>10</sup> Ascendant Hierarchical Clustering

فضایی خوشه ها ساخته خواهند شد که بیش از سه بعد آن را نمی توان مشاهده کرد. خوشه سازی سلسله ای روشی برای گروه بندی داده ها به طور همزمان در مقیاس های مختلف با استفاده از درخت خوشه ای است این درخت یک مجموعه مستقل از داده ها نیست بلکه بیشتر به عنوان یک طبقه بندی چند سطحی است که خوشه ها در یک سطح پایین تر به خوشه های سطوح بالاتر متصل می شوند. این خاصیت به ما اجازه می دهد که تصمیم بگیریم کدام سطح یا مقیاس از خوشه سازی برای موضوع مورد نظر مناسب تر است

برای انجام تحلیل خوشه ای سلسله ای AHC لازم است مراتب زیر انجام گیرد:

۱- پیدا کردن میزان شباهت میان بردارهای داده

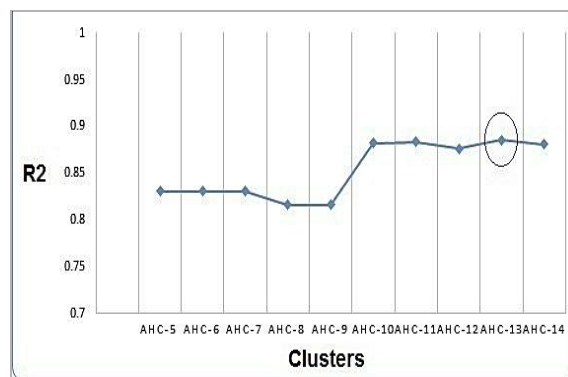
۲- برقراری ارتباط میان شباهت ها

۳- ساخت درخت خوشه ها

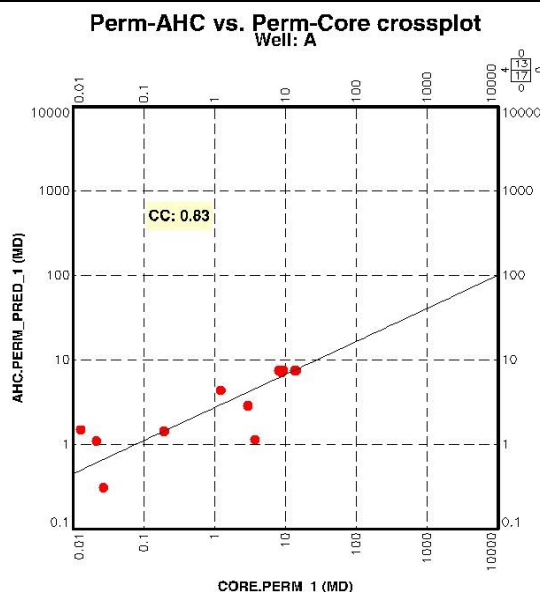
۴- ارزیابی خوشه های تشکیل شده

یک روش دیگر برای شناسایی خوشه ها با استفاده از دندروگرام، مقایسه ارتفاع هر کدام داده های موجود در آن با ارتفاع مجاور آن می باشد. اگر ارتفاع یک گروه داده با داده مجاور آن برابر باشد دلالت بر نزدیکی داده ها دارد در یک سطح بالاتر این دو خوشه به هم متصل شده و یک خوشه واحد تشکیل می دهند. اگر ارتفاع دو خوشه مجاور با هم اختلاف داشته و فاصله آنها از هم زیاد باشد، بین آن دو ناسازگاری وجود دارد، یعنی بین داده های فوق اختلاف وجود دارد. بدین ترتیب هر چه ارتفاع داده ها به هم نزدیک باشد سازگاری بهتری بین گروه داده ها وجود خواهد داشت و انتخاب دسته های خوشه بندی مناسب راحت خواهد بود. به طوری که هر چه ضریب همبستگی به عدد ۱ نزدیک باشد خوشه بندی بهترین پاسخ رو خواهد داد.

روش خوشه سازی سلسله مراتبی صعودی (AHC) روشی آماری برای پیدا کردن ارتباط نسبی خوشه های همگن بر اساس خصوصیات اندازه گیری شده است [۱۶] در این روش تعداد خوشه های مختلفی (تعداد ۱۰ خوشه) برای تخمین لاگ تراوایی استفاده و مورد آزمایش قرار گرفته شد که در نهایت بهترین میزان همبستگی بین لاگ تراوایی تخمین زده شده در چاه A با این روش و تراوایی مغزه در مدل دارای ۱۳ خوشه مشاهده شد (شکل ۸).

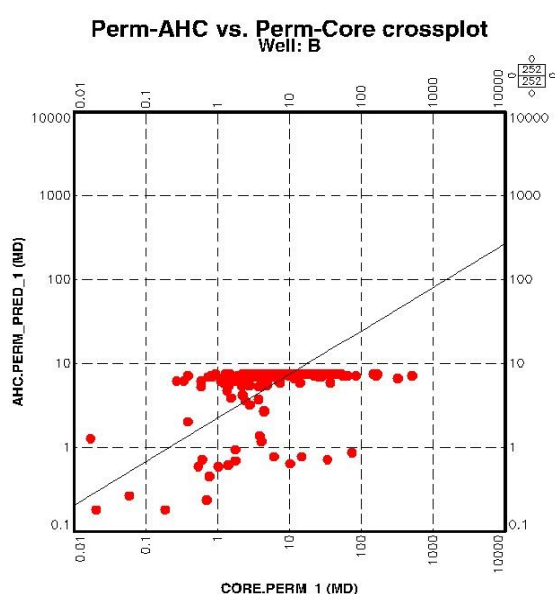
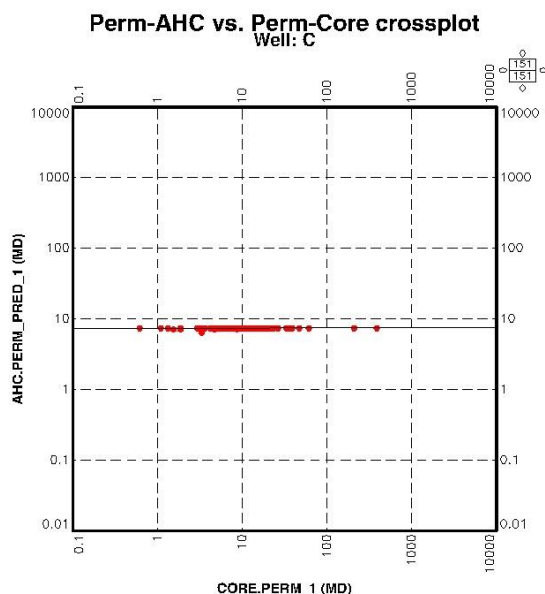


شکل ۸. نمودار مقاطع تراوایی تخمین زده شده با روش AHC در مقابل تراوایی مغزه را نمایش می دهد.

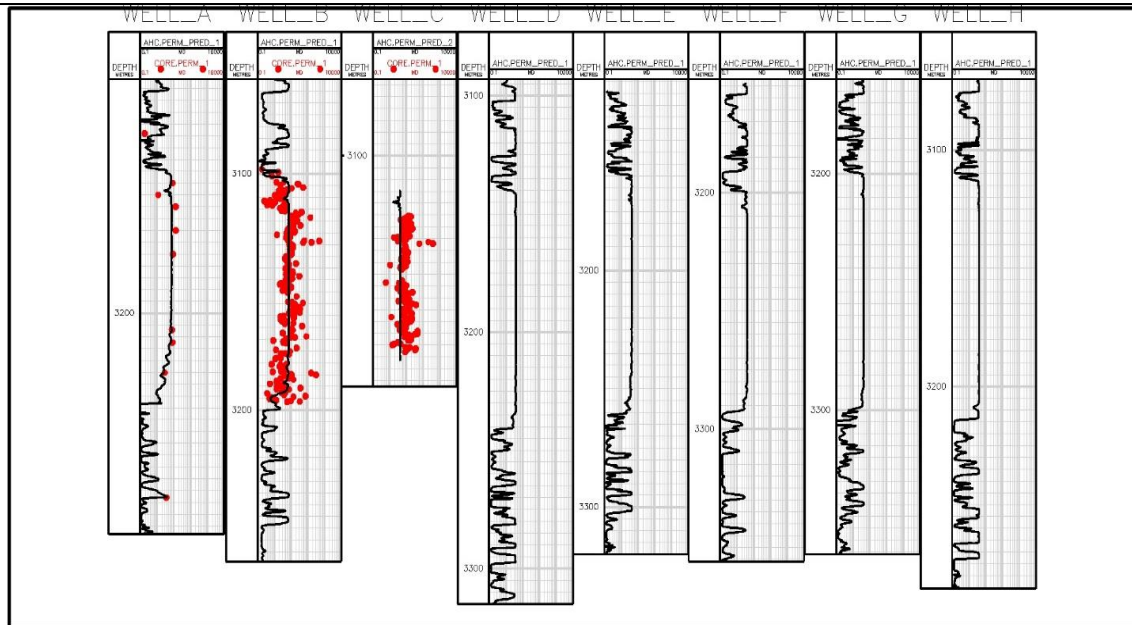


شکل ۹. نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده به روش AHC در مقابل تراوایی مغزه در چاه A.

لذا ملاحظه می شود که تراوایی تخمین زده شده به این روش نیز قابل قبول ولی از روش های قبلی با اختلاف اندکی دقت پایین تری را نشان می دهد که ضریب همبستگی ۸۳٪ این مطلب را تایید می کند. در ادامه نیز مدل مورد نظر در چاه B اجرا و نتیجه آن ملاحظه شد و همین مدل در چاه C بصورت آزمایشی مورد استفاده قرار گرفت. شکل (۱۰) نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده به روش AHC را در مقابل تراوایی مغزه برای چاه های B و C نشان می دهد. همچنین لاگ تراوایی تخمین زده شده در تمام چاه های مورد مطالعه را در شکل (۱۱) در توالی چاه ها نشان داده شده است.



شکل ۱۰. نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده به روش AHC در مقابل تراوایی مغزه در چاه های B و C.



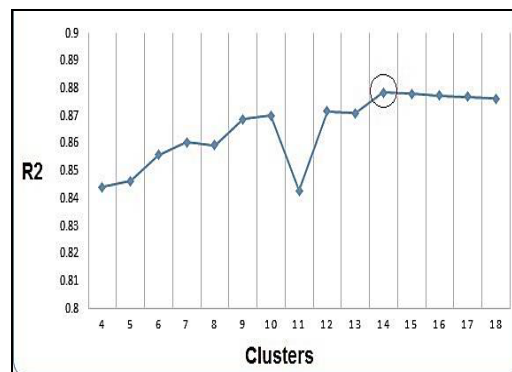
شکل ۱۱. تراوایی تخمین زده شده در چاه های مورد مطالعه با استفاده از روش AHC دایر قرمز رنگ مربوط به نتایج تراوایی آزمایشگاهی است.

#### ۳-۴- تعیین تراوایی با استفاده از روش خوشه سازی دینامیک (DC)<sup>۱۱</sup>

در روش خوشه بندی پویا، از ابتدا تعداد خوشه ها مشخص بوده و با استفاده از مفهوم فاصله، داده ها در خوشه های مختلف قرار می گیرند. به عبارت دیگر در ابتدا نقطه ای به عنوان مرکز خوشه در نظر گرفته می شود. سپس فاصله تمام نقاط با نقطه مورد نظر محاسبه شده و نقطه جابه جا می گردد. این فرآیند آنقدر ادامه می یابد تا فاصله بین نقاط داخل یک خوشه به حداقل و فاصله بین خوشه های مجاور به حداکثر برسد.

در واقع روش خوشه سازی پویا روشی غیر سلسله مراتبی که برای تقسیم بندی داده ها بر اساس تعیین تعداد خوشه های از پیش تعیین شده عمل می کند. [۱۴] در روش (DC) نیز خوشه های متفاوتی مورد آزمایش قرار گرفت و در نهایت مدل با ۱۴ خوشه بعنوان بهترین مدل برای تخمین لاگ تراوایی در چاه A معرفی شد. که ضریب همبستگی لاگ تراوایی تخمین زده شده در مقابل تراوایی مغزه نیز قابل قبول و در حدود ۰/۸۸ است.

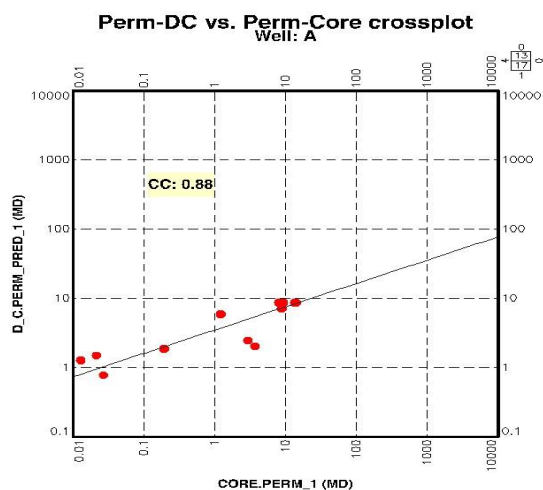
دقت این تخمین با استفاده از پلات کردن لاگ تراوایی تخمین زده شده در مقابل تراوایی مغزه مشخص شد. شکل (۱۲) میزان R2 لاگ تراوایی تخمین زده شده با استفاده از خوشه های مختلف در مقابل تراوایی مغزه و مشخص شدن بهترین تخمین با استفاده از مدل دارای ۱۴ خوشه را نمایش می دهد.



<sup>11</sup> Dynamic Clustering

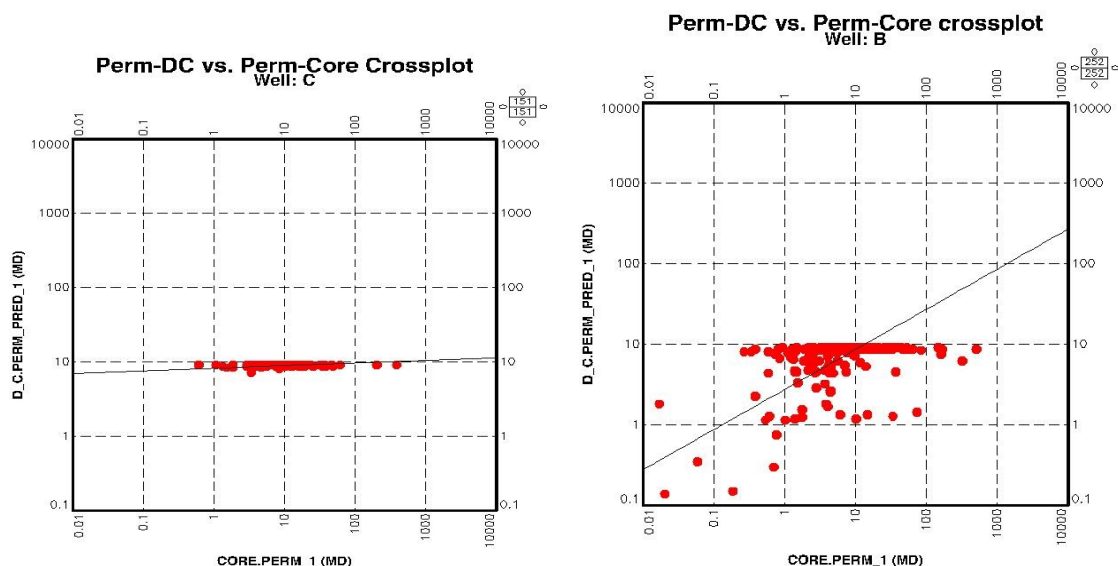


شکل ۱۲. میزان ضریب همبستگی لاگ تراوایی تخمین زده شده از خوشه های مختلف روش DC را نمایش می دهد. نمودار متقاطع لاگ تراوایی تخمین زده شده با استفاده از مدل ۱۴ خوشه ای روش DC در مقابل تراوایی مغزه در شکل (۱۳) نشان داده شده است.

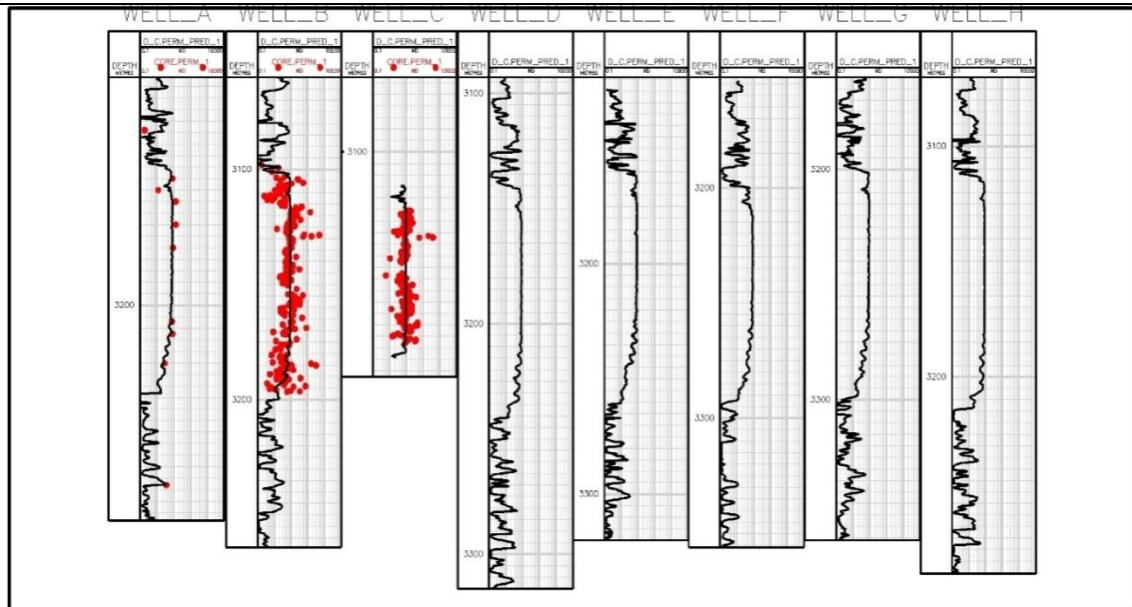


شکل ۱۳. نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده از روش DC در مقابل تراوایی مغزه در چاه A.

در اینجا ملاحظه می شود که ضریب همبستگی لاگ تراوایی تخمین زده شده در مقابل تراوایی مغزه نیز قابل قبول و در حدود ۸۸٪ است. مدل استفاده شده در چاه A ابتدا در چاه B با همان سازوکار و سپس در چاه C بصورت آزمایشی بدون نظارت داده تراوایی اعمال شد و سپس با داده تراوایی مطابقت داده شد. شکل (۱۳) نمودار متقاطع لاگ تراوایی تخمین زده شده در مقابل تراوایی مغزه در چاه های B و C را نشان می دهد. همچنین پس از اعمال مدل در سایر چاه های مورد مطالعه، نتیجه تخمین لاگ تراوایی در سایر چاه ها در شکل (۱۴) در توالی چاه ها ارائه شده است.



شکل ۱۴. نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده از روش DC در مقابل تراوایی مغزه در چاه های B و C.



شکل ۱۵. تراوایی تخمین زده شده در چاه های مورد مطالعه با استفاده از روش DC دایر قرمز رنگ مربوط به نتایج تراوایی آزمایشگاهی است.

#### ۴-۴- خوشه سازی به نقشه های خود سازمانده یا روش SOM<sup>۱۲</sup>

شبکه های خود سازمانده از انواع شبکه های عصبی با یادگیری بدون ناظر می باشد که در تحلیل فضاهای پیچیده توانایی زیادی دارند. این مدل از شبکه عصبی اولین بار توسط کوهنن در سال (۱۹۸۱) و با الگوبرداری از عصب های شبکه چشم، معرفی و نخستین بار در سال (۱۹۸۴) برای تشخیص صدا و تبدیل آن به متن به طور عملی مورد استفاده قرار گرفت. شبکه های خود سامانه از روش های خوشه بندی مبتنی بر مدل می باشد. اساس فلسفه شبکه های خود سازمانده، نگاشت فضاهای با تعداد ابعاد (مشخصه) بالا به فضایی دو یا سه بعدی است، به گونه ای که حداقل اطلاعات از بین رفته و اطلاعات نهفته در ارتباط میان داده ها نیز قابل کشف و نمایش باشد. این روش توانایی نمایش همبستگی میان داده ها و اطلاعات و اثرات متقابل و همزمان آن ها بر یکدیگر را دارد. این توانایی با نگاشت ارتباطات غیر خطی میان اطلاعات با استفاده از یک واسط هندسی بر روی یک شبکه دو یا سه بعدی از نورون ها حاصل می شود. یک شبکه دوبعدی از نورون ها را اصطلاحاً یک نقشه از نورون ها می نامیم. نقشه، متشکل از مجموعه ای از نورون هاست که به طور قاعده مندی کنار هم پیچیده شده و ساختار شبکه را به گونه ای که نورون های شبیه تر کنار یکدیگر قرار گیرد شکل داده اند. در واقع خوشه سازی بر پایه نقشه خود سازمانده روشی برای نمایش بازه های با ابعاد کم می باشد. چنین داده های ورودی، ترکیبی و با ابعاد بالایی باشند و به صورت غیر خطی به یکدیگر مربوط می شوند. این روش از مطالعه بیوفیزیکی مغز و کارکرد آن مشتق شده است. در واقع واکنشی درونی است که منتج از یک کنش بیرونی می باشد. این ساختار به صورت الگوریتمی است که از یک شبکه عصبی مصنوعی پیروی می کند و به خودی خود سازماندهی شده است. عملکرد روش خوشه سازی بر پایه نقشه خود سازمانده مشابه عملکرد مغز انسان است [۱۲].

نگاشت های خود سازمانده با شبکه های عصبی مصنوعی دیگر از این جهت تفاوت دارد، که از یک تابع همسایگی برای حفظ کردن ویژگی فضای ورودی استفاده می کند. این خصوصیت باعث می شود که این نگاشت ها، برای دادن شهود از یک مجموعه داده ها با بعد زیاد مناسب باشند. این روش یک مدل بدون ناظر است و توانایی وسیعی در حل مسائل شناخت و طبقه بندی

<sup>12</sup> Self organizing map

الگوها دارد. شبکه های بدون ناظر، فقط قادر به گروه بندی رخساره ها است و تشخیص یا نامگذاری آنها را انجام نمی دهد. این روش در مرحله اکتشاف میدان، در مناطقی که چاه های اکتشافی به تعداد زیاد وجود ندارد، به کار میرود. اطلاعات اضافی میتواند به شناخت طبقات کمک کند. انطباق اطلاعات چاه و نقشه تغییر رخساره ها، تخمینی از کیفیت مخزن در نواحی مختلف ارائه میکنند (Saggaf, 2003; Lippmann, 1989). در روش شبکه عصبی خود سازمانده SOM پس از آموزش دادن داده های لاگ، شبکه خود سازمانده SOM انتخاب گردید.

#### ۴-۵- آموزش شبکه های خود سازمانده

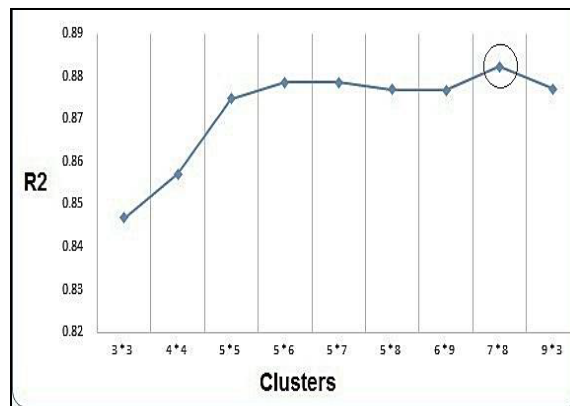
آموزش شبکه های خود سازمانده بدون ناظر و بر مبنای الگوریتم یادگیری رقابتی است. در ابتدا بردار وزنی متناظر با هر نورون به طور تصادفی تولید شده و ساختار اولیه شبکه شکل می گیرد و سپس در طول فرایند آموزش شبکه بردار وزنی متناظر با هر نورون به گونه ای تنظیم می شود که بتواند قسمتی از اطلاعات فضای مورد تحلیل را پوشش دهد. شبکه های خود سازمانده از انواع شبکه های عصبی با یادگیری بدون ناظر می باشد که در تحلیل فضاهای پیچیده توانایی زیادی دارند. این مدل از شبکه عصبی اولین بار توسط کوهنن در سال (۱۹۸۱) و با الگوبرداری از عصب های شبکه چشم، معرفی و نخستین بار در سال (۱۹۸۴) برای تشخیص صدا و تبدیل آن به متن به طور عملی مورد استفاده قرار گرفت. شبکه های خود سامانه از روش های خوشه بندی مبتنی بر مدل می باشد. اساس فلسفه شبکه های خود سازمانده، نداشت فضاهای با تعداد ابعاد (مشخصه) بالا به فضایی دو یا سه بعدی است، به گونه ای که حداقل اطلاعات از بین رفته و اطلاعات نهفته در ارتباط میان داده ها نیز قابل کشف و نمایش باشد. این روش توانایی نمایش همبستگی میان داده ها و اطلاعات و اثرات متقابل و همزمان آنها بر یکدیگر را دارد. این توانایی با نداشت ارتباطات غیر خطی میان اطلاعات با استفاده از یک واسط هندسی بر روی یک شبکه دو یا سه بعدی از نورون ها حاصل می شود. یک شبکه دوبعدی از نورون ها را اصطلاحاً یک نقشه از نورون ها می نامیم. نقشه، متشکل از مجموعه ای از نورون هاست که به طور قاعده مندی کنار هم پیچیده شده و ساختار شبکه را به گونه ای که نورون های شبیه تر کنار یکدیگر قرار گیرد شکل داده اند. در واقع خوشه سازی بر پایه نقشه خود سازمانده روشی برای نمایش بازه های با ابعاد کم می باشد. چنین داده های ورودی، ترکیبی و با ابعاد بالا می باشند و به صورت غیر خطی به یکدیگر مربوط می شوند. این روش از مطالعه بیوفیزیکی مغز و کارکرد آن مشتق شده است. در واقع واکنشی درونی است که منتج از یک کنش بیرونی می باشد. این ساختار به صورت الگوریتمی است که از یک شبکه عصبی مصنوعی پیروی می کند و به خودی خود سازماندهی شده است. عملکرد روش خوشه سازی بر پایه نقشه خود سازمانده مشابه عملکرد مغز انسان است [۱۲].

نگاشت های خود سازمانده با شبکه های عصبی مصنوعی دیگر از این جهت تفاوت دارد، که از یک تابع همسایگی برای حفظ کردن ویژگی فضای ورودی استفاده می کند. این خصوصیت باعث می شود که این نگاشت ها، برای دادن شهود از یک مجموعه ی داده ها با بعد زیاد مناسب باشند. این روش یک مدل بدون ناظر است و توانایی وسیعی در حل مسائل شناخت و طبقه بندی الگوها دارد. شبکه های بدون ناظر، فقط قادر به گروه بندی رخساره ها است و تشخیص یا نامگذاری آنها را انجام نمی دهد. این روش در مرحله اکتشاف میدان، در مناطقی که چاه های اکتشافی به تعداد زیاد وجود ندارد، به کار میرود. اطلاعات اضافی میتواند به شناخت طبقات کمک کند. انطباق اطلاعات چاه و نقشه تغییر رخساره ها، تخمینی از کیفیت مخزن در نواحی مختلف ارائه میکنند (Saggaf, 2003; Lippmann, 1989).

در روش شبکه عصبی خود سازمانده SOM پس از آموزش دادن داده های لاگ، شبکه خود سازمانده SOM انتخاب گردید. روش نقشه خود سامانه، یک روش محاسباتی برای آنالیز و تجسم داده های ابعاد بالای اطلاعات ویژه آزمایشی حاصل شده است [۱۷]. در اینجا شبکه های مختلف SOM با ابعاد متفاوت مورد آزمایش قرار گرفت که در حدود ۹ شبکه با

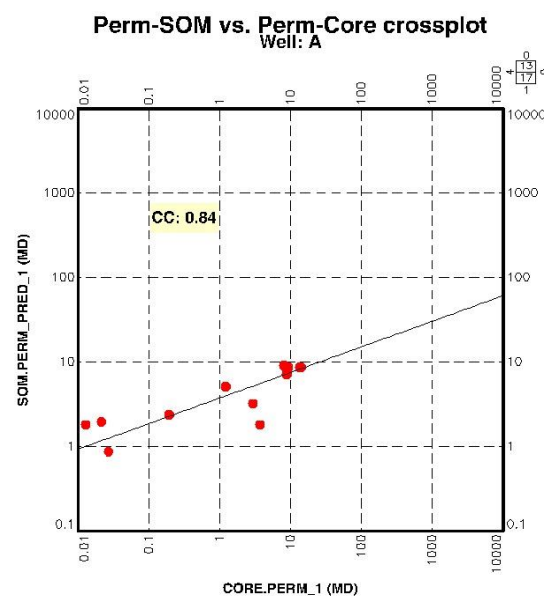
کاربرد روش های خوشه سازی (MRGC, AHC, DC, SOM) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران

ابعاد مختلف و در نهایت لاگ تراوایی با تمامی شبکه ها تخمین زده شد و میزان تطابق لاگ تخمین زده شده با داده تراوایی مغزه بررسی شد که در نهایت مدل شبکه SOM دارای ابعاد ۸×۷ بهترین تخمین را نسبت به سایر شبکه ها ارائه داد. شکل (۱۷) میزان R2 شبکه های متفاوت را ارائه می دهد و شبکه ۸×۷ با R2 بالا نیز مشخص شده است.



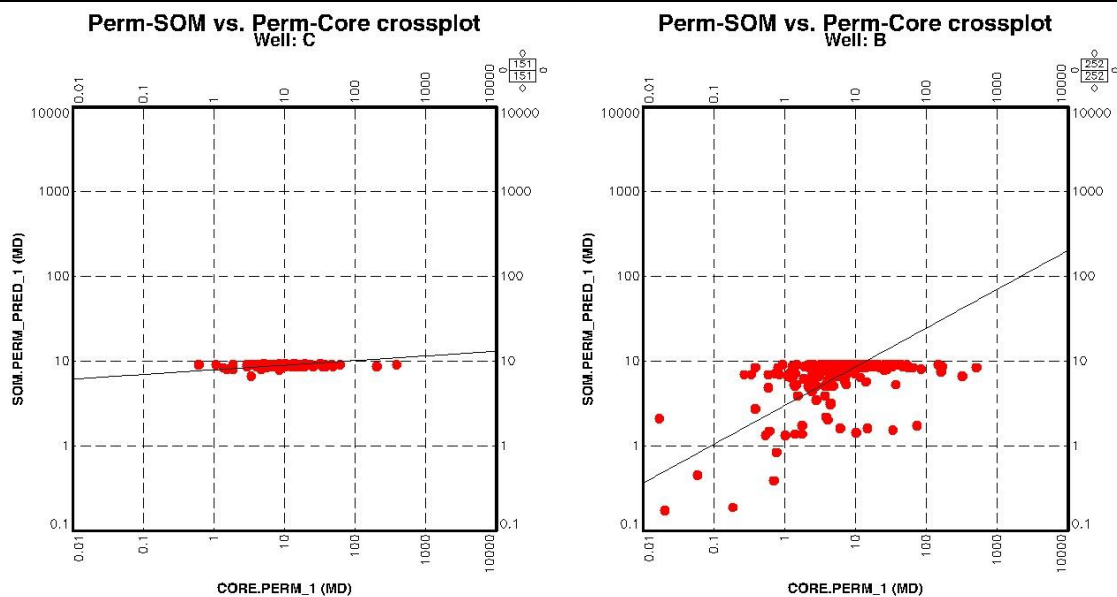
شکل ۱۶. میزان R2 در شبکه های مختلف در روش SOM برای تخمین لاگ تراوایی.

شکل (۱۶) نمودار متقاطع لاگ تراوایی تخمین زده شده به روش SOM دارای شبکه ۸×۷ در مقابل تراوایی مغزه در چاه A را نمایش می دهد.

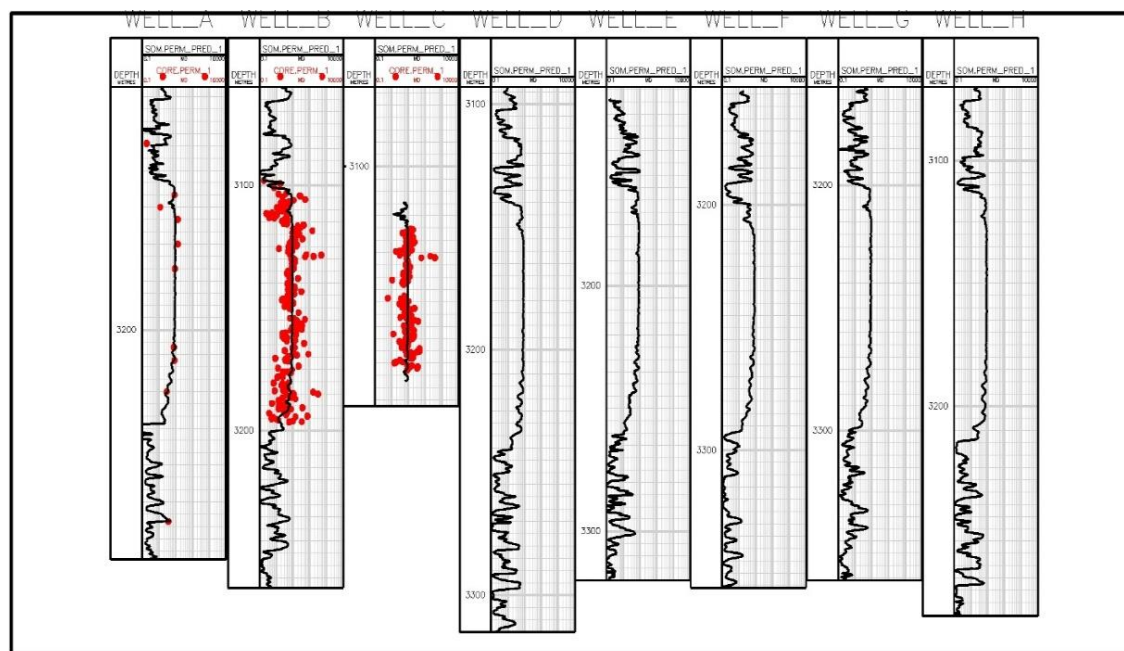


شکل ۱۷. نمودار متقاطع لاگ تراوایی تخمین زده شده به روش SOM در مقابل تراوایی مغزه در چاه A.

نمودار متقاطع و ضریب همبستگی لاگ تراوایی به روش SOM در مقابل تراوایی مغزه در چاه A در حدود ۸۴ درصد محاسبه شد. در نتیجه مدل اعمال شده در چاه B و سپس در چاه C بصورت آزمایشی اعمال شد که نتیجه آنها در شکل (۱۷) نشان داده شده است. سپس مدل اعمال شده در این سه چاه در سایر چاه های مورد مطالعه اعمال شد و نمای این لاگ در توالی چاه های مورد مطالعه در شکل (۱۸) ارائه شده است.



شکل ۱۸. نمودار متقاطع تراوایی تخمین زده شده به روش SOM در مقابل تراوایی مغزه در چاه های B و C.



شکل ۱۹. لاگ تراوایی تخمین زده شده در چاه های مورد مطالعه با استفاده از روش SOM.

#### ۴-۶- مقایسه روشهای مختلف خوشه سازی :

در جدول (۲) میزان ضریب همبستگی (CC) بین لاگ تخمین زده شده به روش های مختلف را در مقابل تراوایی مغزه که با R2 نمایش می دهند در چاه A ارائه می شود. ملاحظه می شود بهترین دقت برای تخمین این لاگ در بین روش های خوشه سازی، MRGC است.

جدول ۲. میزان R2 در روش ها مختلف تخمین تراوایی.

کاربرد روش های خوشه سازی (MRGC, AHC, DC, SOM) در تعیین تراوایی سنگ مخزن کربناته، سازند ایلام در جنوب غرب ایران			
MRGC	AHC	DC	SOM
0.91	0.83	0.88	0.84

## ۵- نتیجه گیری :

تراوایی را می توان گفت مهمترین پارامتر پتروفیزیکی مخزن است زیرا بصورت مستقیم با میزان تولید هیدروکربور مخزن سروکار دارد. محاسبه و تخمین این پارامتر مهم مخزنی بصورت مستقیم تنها از طریق آنالیز مغزه حفاری امکان پذیر می باشد که در توالی های محدودی هم این نتایج در دسترس خواهد بود. در بین لاگ های پتروفیزیکی نیز تنها ابزاری که توانایی ثبت این پارامتر را بصورت پیوسته در توالی مخزن خواهد داشت، ابزار تشدید مغناطیس هسته ای (NMR) است که در تعداد معدودی از چاه ها این اندازه گیری انجام شده است با دقت پایین تری نسبت به آنالیز مغزه های حفاری است. در این مطالعه پارامتر تراوایی با استفاده از روش های خوشه سازی تخمین زده شد و نتایج بدست آمده مقایسه و برای راستی آزمایی و دقت تخمین انجام شده، با داده های تراوایی مغزه تطابق داده شد. این فرآیند در ۸ حلقه چاه (۳ چاه A، B و C دارای داده های تراوایی حاصل از آنالیز مغزه و ۵ چاه D، E، F، G و H فاقد تراوایی از آنالیز مغزه) به این صورت انجام گرفت که در چاه اول (چاه A) لاگ تراوایی با نظارت تراوایی مغزه تخمین و ضریب همبستگی (CC) لاگ تخمین زده شده و تراوایی مغزه اندازه گیری شد و پس از بدست آمدن نتیجه مطلوب در چاه اول، در چاه دوم (چاه B) نیز این عملیات صورت گرفته و دوباره نتایج بررسی گردید. سپس در چاه سوم (چاه C) این فرآیند با همان مدل در نظر گرفته شده برای چاه های A و B بدون نظارت تراوایی مغزه صورت گرفته و ضریب همبستگی لاگ تخمین زده شده در این چاه (چاه C) را با تراوایی مغزه بررسی و در صورت ارائه نتیجه قابل قبول، مدل در نظر گرفته شده در ۳ چاه A، B و C که دارای اندازه گیری تراوایی مغزه بودند، در سایر چاه های موجود که فاقد اندازه گیری تراوایی مغزه بودند، اعمال گردید.

این لاگ توسط تعدادی از روش های معروف خوشه سازی شامل MRGC، AHC، SOM و DC تخمین زده شد که میزان ضریب همبستگی لاگ تخمین زده شده با استفاده از این روش ها با تراوایی مغزه در چاه A به ترتیب ۰/۹۱، ۰/۸۳، ۰/۸۴ و ۰/۸۸ بدست آمد. لاگ های ورودی برای مدل های خوشه سازی شامل NPHI، RHOB، RT، DT، CGR، NDS و PEF بودند. در بین روش های خوشه سازی، روش خوشه سازی MRGC دقت بالاتری نسبت به سایر روش های خوشه سازی برای تخمین تراوایی داشت. در نهایت مشخص شد که بهترین تخمین را از بین روش های خوشه سازی روش MRGC دارا است. در این روش ها ضریب همبستگی لاگ تراوایی تخمین زده شده با تراوایی مغزه در چاه A بیش از ۹۰ درصد بود.

## سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر جلیلیان، مهندس نوری و مهندس مهرگینی بخاطر دآوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

## منابع:

- [۱] آقا نباتی، ع، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران: انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۳۹۱ صفحه.
- [۲] آغا جریان، م، کمالی، م. ر، کدخدایی، علی، ۱۳۹۱، تخمین تراوایی و تخلخل مؤثر و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از شبکه ی عصبی مصنوعی در میدان نفتی مارون. فصلنامه زمین شناسی کاربردی. شماره ۳. ۲۰۳-۱۹۳ صفحه.

- [۳] ا غار، م.، کدخدایی، ع.، عزیز زاده، م.، نبی بید هندی، م.، ۱۳۹۲، تخمین تخلخل مؤثر و تراوایی به روش منطق فازی در مخزن آسماری، یکی از میادین نفتی خلیج فارس. اولین کنفرانس و نمایشگاه تخصصی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران. ۸۶-۷۹ صفحه .
- [۴] رستگاری، م.، روشندل کاهو، ا.، کدخدایی، ع.، لشکری، م.، فرامرزی، ع.، ۱۳۹۱، تعیین رخساره های تراوا با به کارگیری روش های خوشه بندی چند تفکیکی بر پایه گراف و ماشین بردار پشتیبان. مقاله های همایش های ایران . نخستین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری، علوم و صنایع وابسته . ۱۱-۱۴ صفحه .
- [۵] رضایی، م. ر.، و چهارزی، ع.، ۱۳۸۹، اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، چاپ دوم ۵۶۹ صفحه.
- [۶] عادل زاده، م. ر.، ۱۳۸۷، خواص سنگ های مخازن نفت و گاز، انتشارات راه نوین، جلد اول ۲۵۹ صفحه .
- [۷] کدخدایی، ع. کمالی، م. ر.، آقاجری، ن.، ۱۳۹۳، تخمین تراوایی مخزن کنگان واقع در میدان گازی کیش با استفاده از داده های پتروفیزیکی. سومین همایش ملی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی، تهران، ایران ۱۱ صفحه.
- [۸] کیهانی، ح. ر.، ریاحی، م. ع.، نوروزی، غ. م.، ۱۳۹۳، تخمین تراوایی با استفاده از الکتروفاسیس ها در یکی از مخازن کربناته میادین جنوب غرب ایران. پژوهش نفت شماره ۸۰. ۴۰-۲۸ صفحه .
- [۹] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، چاپ اول، انتشارات سازمان زمین شناسی ۱۹۲ صفحه .

- [10] ALIZADEH, B., NAJJAN, S., and KADKHHODEI, A., 2012, Artificial neural network modeling and cluster analysis for organic facies and burial history estimation using well log data: A case study of the South Pars Gas Field, Persian Gulf, Iran: *Journal of Elsevier Computers & Geosciences*, **45**, 261-269.
- [11] ANTEL, O. R., and AGUIRRE, O., 2001, Permeability calculations from clustering electrofacies technique for the petrophysical evaluation in LaPena and Tundy oil fields: *SPE No. 69400-MS*.
- [12] BALDWIN, J., 1991, Using Simulated Bidirectional Associative Neural Network Memory with Incomplete Prototype Memories to identify Facies from Intermittent Logging Data Acquired in Siliciclastic Depositional Sequence: *Paper presented at the 1991 Annual Technical Conference and Exhibition, October 6-9, Dallas, Texas*.
- [13] CUDDY, S. J., 2000, Litho-Facies and Permeability Prediction from Electrical Logs Using Fuzzy Logic: *SPE Paper No. 65411*.
- [14] KHOSHBAKHT F. M., MOHAMMADNIA, A. M., BAGHERI, A. A., RAHIMI B., and Beiraghdar, Y., 2010, Evaluating different approaches of permeability modeling in heterogeneous carbonate reservoirs (an example from Fahliyan formation in SW of Iran): *72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010 Barcelona, Spain*, 14- 17.
- [15] GHIASI-FRIZ, J., KADKHHODEI, A., and ZIAI, M., 2012, The application of committee Machine with Intelligent Systems to the prediction of permeability from petrographic image analysis and well logs data: a case study from the South Pars gas field, South Iran: *Petroleum Science and Technology Journal, Philadelphia, Taylor & Francis Group*, **30**, 2122-2136.
- [16] LUKASOVA, A., 1979, Hierarchical Agglomerative Clustering Procedure: *Pattern Recognition*, **1**, 365-381.
- [17] KOHONEN, T., 2001, Self-Organizing Maps. Third, extended edition: *Springer*, 501.
- [18] KUMAR, B., KISHOER, M., 2006, Electrofacies Classification – A Critical Approach: *6th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, New Delhi, India*, 822-825.
- [19] RABILLER, PH., and YE, S. J., 2000, A New Tools for Electrofacies Analysis: Multi Resolution Graph-Based Clustering: *PWLA 41st Annual Logging Symposium Transaction, June 4-7*.
- [20] SERRA, O., 1986, Fundamentals of well log interpretation: *The interpretation of logging data, Amsterdam, Elsevier*, **12**, 684.
- [21] SFIDARI, E., KADKHHODEI-ILKHCHI, A., and NAJJARI, S., 2012, Comparison of intelligent and statistical clustering approaches to predicting total organic carbon using intelligent systems: *Journal of petroleum science and Engineering* 86-87, 190-205.
- [22] TRAUTH, M. H., 2007, MATLAB Recipes for Earth Sciences: *University of Potsdam, Germany*, 288.



## چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

حسین وزیری مقدم<sup>۱\*</sup>، صلاح الدین عرب پور<sup>۲</sup>، علی صیرفیان<sup>۳</sup>، عزیزالله طاهری<sup>۴</sup>، علی رحمانی<sup>۵</sup>

<sup>۱</sup> استاد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

<sup>۲</sup> دانشجوی کارشناسی ارشد چینه و فسیل شناسی، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

<sup>۳</sup> استاد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

<sup>۴</sup> استادگروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه شاهرود، شاهرود، ایران

<sup>۵</sup> شرکت ملی نفت ایران (اداره زمین شناسی مناطق نفت خیز جنوب)

avaziri7304@gmail.com

دریافت اردیبهشت ۱۳۹۵، پذیرش شهریور ۱۳۹۵

### چکیده

در این مطالعه چینه نگاری زیستی، ریزرخساره ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ لب سفید (شمال فروافتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت) مورد بررسی قرار گرفته است. سازند آسماری در برش لب سفید ۳۶۰ متر و در برش تنگ لنده ۲۶۰ متر ضخامت دارد و متشکل از آهک‌های ضخیم، متوسط تا نازک لایه است. تطابق زون های تجمعی تشخیص داده شده در نواحی مورد مطالعه با سایر نواحی زاگرس (تاق‌دیس بنگستان: تنگ بند، تنگ نایاب و تنگ بوالفارس، میدان نفتی پارسی، کوه آسماری و تاق‌دیس خویز: تنگ بی بی نرجس)، حاکی از آن است که ته نشست سازند آسماری در تنگ بی بی نرجس، تنگ بند و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید زود تر از سایر نواحی صورت گرفته است. بررسی ریزرخساره‌ها نشانگر آن است که سازند آسماری در چهار زیرمحیط رسوبی مختلف شامل پهنه جزرومدی، لاگون، پشته و دریای باز در یک پلاتفرم کربناتی از نوع رمپ نهشته شده است. بر طبق الگوهای عمیق و کم عمق شدگی ریزرخساره‌ها ۵ سکانس درجه ۳ در لب سفید و دو سکانس درجه ۳ در تنگ لنده، تشخیص داده شده است. جهت بررسی تغییرات حوضه رسوبی سازند آسماری در طی الیگوسن-میوسن این سکانس‌ها با سکانس‌های شناسایی شده در سایر نواحی زاگرس تطابق داده شده اند.

**کلمات کلیدی:** میکروفسیل های کف زی، پلاتفرم کربناتی رمپ، چینه نگاری سکانسی، سازند آسماری، ریزرخساره.

## ۱- مقدمه

منطقه مورد مطالعه در زون ساختاری-رسوبی زاگرس واقع شده است. این زون به دلیل دارا بودن ذخایر هیدروکربوری عظیم و فعالیت های تکتونیکی جوان، معروف است [۱۷،۳۸]. زون ساختاری-رسوبی زاگرس براساس تاریخچه رسوبگذاری و تکتونیک به بخش های لرستان، فارس، زاگرس مرتفع، فروافتادگی دزفول و ایذه تقسیم شده است [۳۲،۳۳]. براساس این تقسیم بندی، منطقه مورد مطالعه در زون فروافتادگی دزفول واقع است. سازند آسماری، توالی ضخیمی از سنگ های الیگو-میوسن است که سنگ مخزن اصلی نفت خام در زون ساختاری-رسوبی زاگرس محسوب می شود. رسوبات پلاتفرم کربناتی که تشکیل سازند آسماری را می دهند، شامل تعدادی از بزرگترین ذخایر نفتی در دنیا می باشند [۱۰].

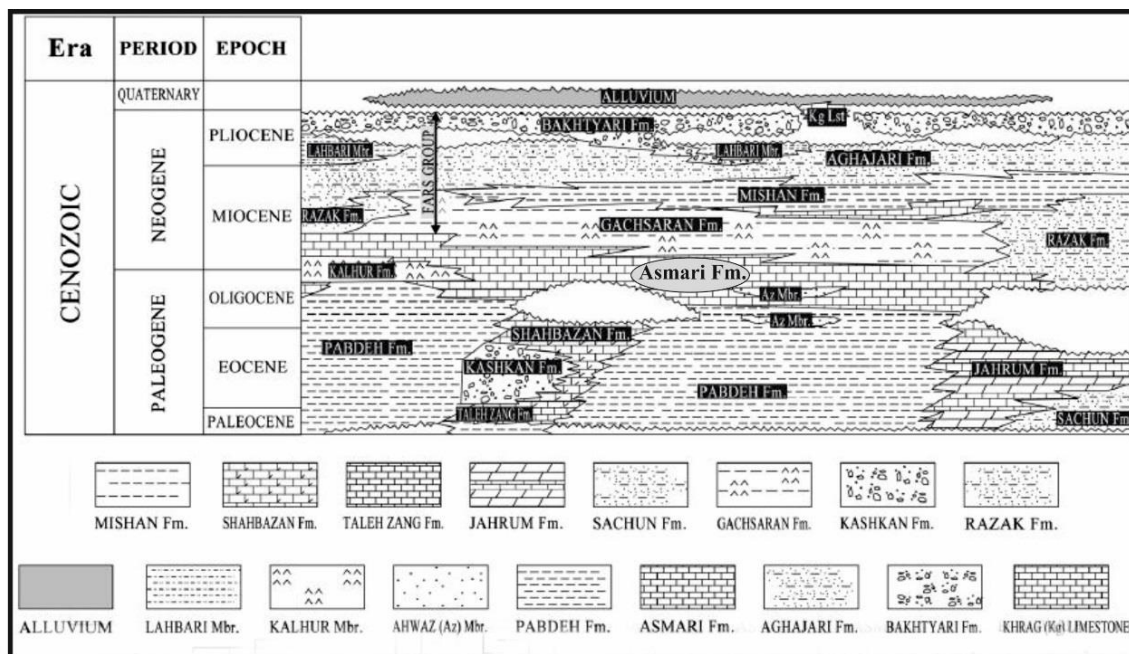
برش تیپ این سازند در تنگ گل ترش (کوه آسماری، جنوب شرقی مسجد سلیمان) توسط ریچاردسون [۶۰] اندازه گیری شد که در این برش سازند آسماری شامل ۳۱۴ متر متشکل از سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی و سنگ آهک رسی به سن میوسن زیرین می باشد [۸،۶۶،۷۳]. وجود روزنداران کف زی بزرگ به عنوان مهمترین گروه فسیلی در سازند آسماری، ابزاری مناسب برای چینه نگاری زیستی، بازسازی محیط دیرینه و تشخیص تغییرات محیطی است. شناسایی و بررسی دقیق تر این سازند براساس فوئای فسیلی اطلاعات مفید و ارزشمندی را جهت مطالعات و کارهای مطالعات اکتشافی و عملیات اکتشافی در حوضه فورلندی زاگرس ایجاد می نماید. هدف از این مطالعه بررسی دقیق چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در برش تنگ لنده و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید می باشد. در نهایت تفسیر حوضه رسوبی طی زمان الیگوسن-میوسن با اطلاعات به دست آمده از این تحقیق و اطلاعات برش هایی از سازند آسماری در نواحی مختلف حوضه فورلندی زاگرس صورت گرفته است.

## ۲- مطالعات پیشین

مطالعات اولیه چینه نگاری زیستی بر روی سازند آسماری توسط توماس [۶۶] در سال ۱۹۴۸ انجام شد. در سال ۱۹۶۵ وایند [۷۳] زون های تجمعی شماره ۵۷، ۵۶، ۵۸، ۵۹ و ۶۱ را برای سازند آسماری معرفی کرد. آدامز و بورژا [۸] سه سال بعد ۳ زون تجمعی و ۲ زیر زون تجمعی برای سازند آسماری معرفی کردند. لارسن و همکاران [۴۵] در سال ۲۰۰۹ و ون بوخم و همکاران در سال ۲۰۱۰ [۶۸] ۶ زون زیستی و ۱ زون مبهم را با استفاده از اطلاعات بدست آمده از روش ایزوتوپ استرانسیوم [۲۹] برای سازند آسماری معرفی و سن روپلین-میوسن پیشین را برای آن در نظر گرفتند. ضخامت و سن سازند آسماری در نواحی مختلف حوضه فورلندی زاگرس متفاوت است [۴۴] (شکل ۱). از جمله تحقیقات دیگری که در سال های اخیر در زمینه چینه نگاری زیستی صورت گرفته می توان به صادقی و همکاران [۶۳] و رحمانی و همکاران [۵۵] اشاره کرد. علاوه بر این با استفاده از داده های ایزوتوپ استرانسیوم ۸ سطح سکانسی در بخش جنوب غربی فرو افتادگی دزفول توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۹] مشخص گردید و ون بوخم و همکاران [۶۸] نیز ۳ سکانس رسوبی در رسوبات الیگوسن و ۳ سکانس رسوبی در رسوبات میوسن سازند آسماری در ناحیه فروافتادگی دزفول و زون ساختمانی ایذه معرفی کردند. از دیگر مطالعات چینه نگاری سکانسی صورت گرفته بر روی تاقدیس اشگر (شمال غرب نورآباد) می توان به تشخیص ۴ سکانس

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

رسوبی توسط شب افروز و همکاران [۶۲] و همچنین مطالعات محققانی از قبیل طاهری و وزیری مقدم [۳] و کلنات و همکاران [۵] اشاره کرد.



شکل ۱. تصویر شماتیک چینه شناسی سازند آسماری درون سنگ‌های سنوزوئیک حوضه زاگرس [۴۴].

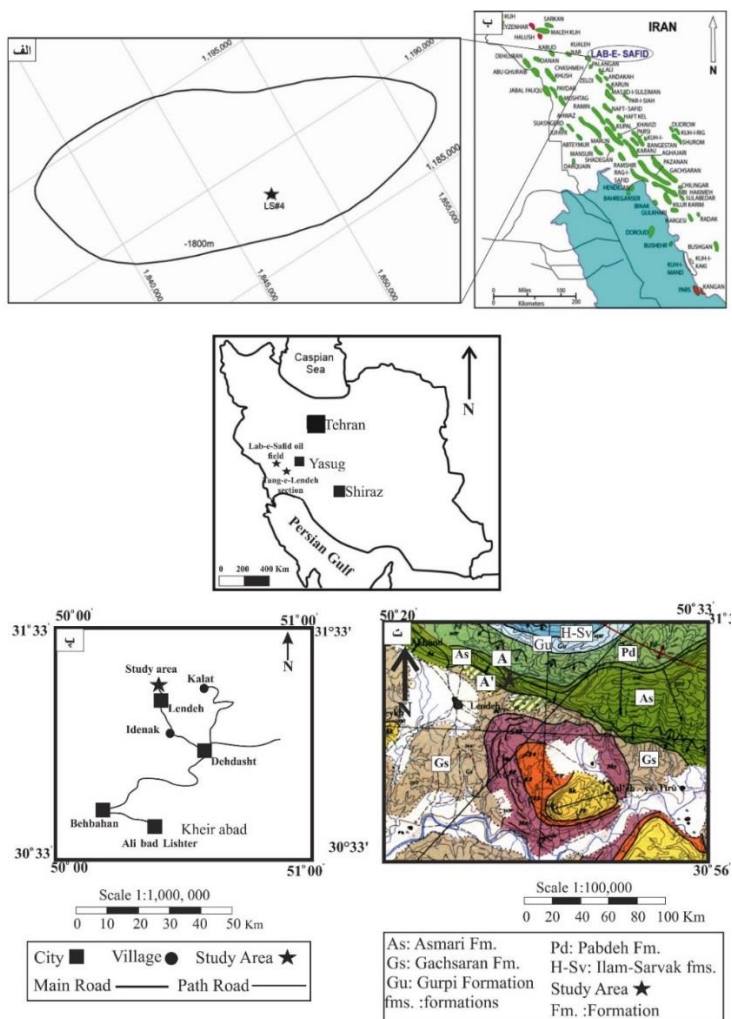
### ۳- روش مطالعه

به منظور بررسی دقیق چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در برش تنگ لنده و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید، ۱۹۷ نمونه به صورت سیستماتیک (با استفاده از ژاکوب) با فواصل ۱-۲ متری (با در نظر گرفتن تغییرات رخساره ای و عمود بر امتداد لایه ها) از سازند آسماری در تنگ لنده و همچنین از میدان نفتی لب سفید تعداد ۶۰۰ مقطع نازک تهیه گردید. شناسایی ماکروفسیل ها در محل برداشت (لوپ) و میکروفسیل ها بر اساس منابع موجود از قبیل لوبلیش تاپان [۸،۹،۴۸] و تعیین بافت و تقسیم بندی و تفسیر ریز رخساره ها به ترتیب بر اساس کارهای دانهام و دیگر محققین [۳۴، ۱۸، ۱۹، ۲۵، ۲۸] صورت گرفت. سکانس های رسوبی نیز بر اساس اصول چینه نگاری سکانسی [۴۳، ۶۵، ۶۹] و مدل امری و مایرز [۳۱] مورد بررسی و شناسایی قرار گرفتند.

### ۴- موقعیت جغرافیایی

در این تحقیق دو برش از سازند آسماری مورد مطالعه قرار گرفته است که شامل برش زیر سطحی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (جنوب غرب لرستان) که دارای مختصات جغرافیایی "۳۱' ۳۸' ۳۲° N و "۴۱' ۵۹' ۴۸° E (شکل ۲) و برش تاقدیس کوه سفید (تنگ لنده) در ۴۰ کیلومتری شمال غربی شهر دهدشت از توابع استان کهگیلویه و بویر احمد با مختصات جغرافیایی "۸۲' ۵۹' ۳۰° N و "۲۷' ۲۶' ۵۰° E می باشد (شکل ۲). نزدیک ترین راه دسترسی به منطقه مورد مطالعه، جادهی دهدشت- سوق-روستای ایدنک و سپس بخش لنده است که برش مورد مطالعه در شمال

بخش لنده (لنده به روستای موگرمون) واقع شده است. فاصله‌ی چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید با برش سطحی تنگ لنده ۲۲۹ کیلومتر است.



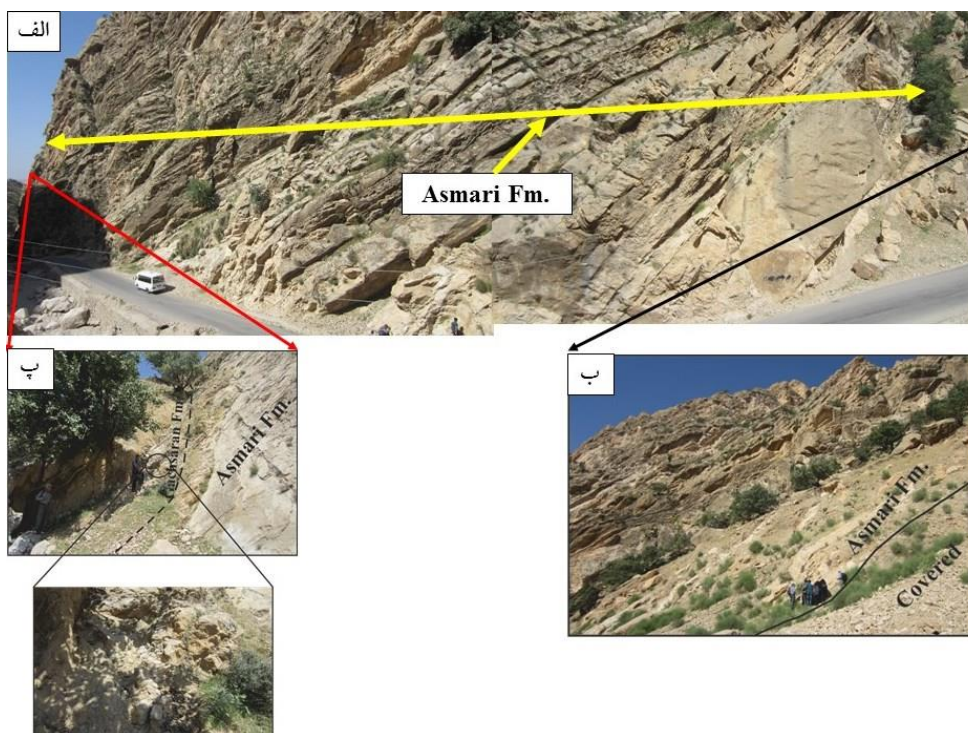
شکل ۲. چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید، الف: نقشه‌ی موقعیت میدانی نفتی شرکت‌های مناطق نفت خیز جنوب و جایگاه میدان نفتی لب سفید در این نقشه [۱] و ب: موقعیت چاه شماره ۴ بر روی نقشه‌ی زیر زمینی افق آسماری میدان نفتی لب سفید [۱]. برش تنگ لنده، پ: موقعیت جغرافیایی و راه‌های دسترسی به برش سازند آسماری در برش تنگ لنده [۷]. ت: موقعیت زمین شناسی برش سازند آسماری در تنگ لنده با مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰ [۴۷].

## ۵- سنگ شناسی سازند آسماری برش تنگ لنده (شمال غرب دهدشت) و لب سفید (جنوب غرب لرستان)

ضخامت سازند آسماری در برش تنگ لنده ۲۶۰ متر می‌باشد. لیتولوژی غالب سازند آسماری در این برش شامل توالی آهکی ضخیم، متوسط تا نازک لایه با بین لایه ای مارن سبز تا سبز-زیتونی است که در سطح برخی لایه‌ها آثار نودولار و انحلال یافت می‌شوند. قاعده سازند آسماری پوشیده بوده و نمونه برداری از اولین لایه‌های آهکی برون زد سازند آسماری برداشت شده است و مرز بالایی آن به صورت تدریجی و پیوسته با سازند گچساران پوشیده شده است (شکل ۳).

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید خوزستان ۳۶۰ ضخامت دارد (۲۸۰۰ قاعده تا ۲۴۴۰). لیتولوژی عمدتاً از آهک، دولومیت، آهک دولومیتی و دولومیت آهکی تشکیل شده است. مرز زیرین این برش بدلیل عدم حفاری کامل تا سازند پابده (نداشتن مغزه و خرده های حفاری) مشخص نمی باشد. مرز بالایی آن با سازند گچساران به صورت تدریجی است. در این چاه از عمق ۲۴۶۹ تا ۲۴۷۷ متر، ۲۴۹۶ تا ۲۶۵۸ متر و ۲۷۵۵ تا ۲۸۰۰ متر محدوده مغزه دار (Core Interval) می باشد.



شکل ۳. الف: دورنمای کلی سازند آسماری در تنگ لنده (شمال غربی دهدشت)، ب: سازند آسماری در تنگ لنده (شمال غربی دهدشت)، پ: مرز تدریجی سازند آسماری به سازند گچساران در تنگ لنده (شمال غربی دهدشت).

## ۶- چینه نگاری زیستی سازند آسماری در نواحی مورد مطالعه

به منظور تعیین سن نهشته های سازند آسماری در برش مورد مطالعه تعداد ۸۶۰ مقطع نازک میکروسکوپی به طور دقیق مورد بررسی قرار گرفت. در این مطالعه ۲۷ جنس و ۲۱ گونه در چاه شماره ۴ و ۱۶ جنس و ۹ گونه در برش تنگ لنده شناسایی گردید (شکل ۴) بر اساس گسترش و پراکندگی عمودی روزن داران ۴ زون تجمعی در لب سفید و ۲ زون تجمعی در تنگ لنده تشخیص داده شده است (شکل ۵، ۶). تعیین سن زون های تجمعی براساس لارسن و همکاران [۴۵] و ون بوخم و همکاران [۶۸] صورت گرفته است.

زون تجمعی اول از قاعده ۲۸۰۰ متری تا ضخامت ۲۷۶۱/۰۴ متری گسترش دارد. این زون تجمعی تنها در برش لب سفید وجود داشته و شامل مجموعه فسیلی زیر می باشد:

*Eulepidina dilitata*, *Operculina complanata*, *Neorotalia viennotti*, *Heterostegina* sp., *Heterostegina assilinoidea*, *Lepidocyclina* sp., *Nephrolepidina tournoueri*, *Nephrolepidina* sp., *Elphidium* sp. 1, *Amphistegina* sp., *Valvulinid* sp., *Borelis pygmaea*, *Ruessella* sp., *Planorbulinella* sp., *Austrotrillina howchini*,

*Sphearogypsina* sp., *Tubucellaria* sp., *Bigenerina* sp., *Discorbis* sp., *Elphidium* sp., *Neorotalia* sp., *Triloculina trigonula*, *Heterostegina* cf. *praecursor*.

زون تجمعی دوم از ضخامت ۲۷۶۱/۰۴ متری تا ۲۶۰۴/۱۲ متری را شامل می شود و منحصرآ در برش لب سفید وجود دارد. فسیل های همراه این زون تجمعی عبارت اند از:

*Archaias* sp., *Archaias kirkukensis*, *Archaias hensoni*, *Miogypsinoides* sp., *Dendritina rangi*, *Pyrgo* sp., *Amphistegina* sp., *Neorotalia viennotti*, *Neorotalia* sp., *Heterostegina* sp., *Elphidium* sp. 1, *Elphidium* sp., *Austrotrillina* sp., *Austrotrillina howchini*, *Borelis pygmaea*, *Triloculina tricarinata*, *Triloculina trigonula*, *Valvulinid* sp., *Spirolina* sp., *Globigerina* sp.

زون تجمعی اول از نظر فسیلی و سنی با زون تجمعی شماره ۳ (*Lepidocyclina-Operculina-Ditrupe*) لارسن و همکاران [۴۵] و ون بوخم و همکاران [۶۸] مطابقت داشته و دارای فسیل های شاخصی از قبیل *Eulepidina dilitata* (ابتدای روپلین تا انتهای شاتین) و *Nephrolepidina tournoueri* (اواسط روپلین تا ابتدای آکی تانین) می باشد [۶۸]. زون تجمعی دوم از نظر فسیلی با زون تجمعی شماره ۴ (*Archaias asmaricus- Archaias hensoni- Miogypsinoides* sp.) لارسن و همکاران [۴۵] و ون بوخم و همکاران [۶۸] مطابقت دارد و فسیل های شاخص از جمله *Archaias kirkukensis* (اواسط روپلین تا انتهای شاتین) و *Archaias hensoni* (اواسط روپلین تا انتهای شاتین) در این زون تجمعی حضور دارند [۶۸]. به دلیل عدم وجود جنس نومولیتس و انقراض این جنس شاخص مرز روپلین و شاتین و همچنین حضور گونه های مختلف جنس آرکیاس (ظهور گونه های ذکر شده آرکیاس در اواسط روپلین و انقراض آن ها در انتهای شاتین) [۶۸] در زون تجمعی دوم، سن روپلین تا شاتین را می توان برای این دو زون تجمعی در نظر گرفت. زون تجمعی سوم از ضخامت ۲۶۰۴/۱۲ متری تا ۲۵۶۶ متری در برش لب سفید و از قاعده تا ضخامت ۱۳۳ متری در برش تنگ لنده را شامل شده و فسیل های همراه این زون تجمعی در برش چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید عبارت اند از:

*Peneroplis farsensis*, *Elphidium* sp. 14, *Elphidium* sp., *Pyrgo* sp., *Spirolina* sp., *Austrotrillina howchini*, *Valvulinid* sp., *Peneroplis thomasi*, *Peneroplis* sp., *Peneroplis* cf. *evolutus*, *Discorbis* sp., *Ruessella* sp., *Dendritina rangi*

و همچنین این زون تجمعی در برش تنگ لنده شامل مجموعه فسیلی زیر می باشد:

*Miogypsina* sp., *Elphidium* sp. 1, *Elphidium* sp. 14, *Meandropsina* cf. *iranica*, *Peneroplis* cf. *evolutus*, *Favreina asmarica*, *Meandropsina* sp., *Peneroplis* sp., *Discorbis* sp., *Ruessella* sp., *Valvulinid* sp. 1, *Pyrgo* sp., *Dendritina rangi*, *Triloculina tricarinata*, *Triloculina trigonula*, *Spirolina* sp., *Planorbulinella* sp., *Tubucellaria* sp., *Neorotalia* sp.,

این زون تجمعی با زون تجمعی شماره ۵ (*Miogypsina - Elphidium* sp. 14 - *Peneroplis farsensis*) لارسن و همکاران [۴۵] (Laursen et al., 2009) و ون بوخم و همکاران [۶۸] مطابقت دارد. در برش چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید به دلیل حضور فسیل هایی از قبیل *Elphidium* sp. 14 و *Peneroplis farsensis* و همچنین عدم حضور جنس آرکیاس (ناپدید جنس آرکیاس در انتهای شاتین) و گونه *Borelis melo curdica* (شاخص بوردیگالین) این بخش از توالی متعلق به آکی تانین می باشد. در برش تنگ لنده حضور همزمان *Elphidium* sp. 14 [۷۰] نشان دهنده سن آکی تانین برای این زون تجمعی می باشد.



چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

زون تجمعی ۴ از ضخامت ۲۵۶۶ متری تا ۲۴۴۰ در برش لب سفید و از ضخامت ۱۳۳ متری تا ۲۶۰ متری در برش تنگ لنده را شامل می شود. این زون تجمعی در برش چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید شامل مجموعه فسیلی زیر می باشد:

*Borelis melo curdica*, *Borelis melo melo*, *Borelis* sp., *Pyrgo* sp., miliolids, *Discorbis* sp., *Elphidium* sp., *Ruessella* sp., *Meandropsina anahensis*, *Dendritina rangi*, *Meandropsina* sp., *Meandropsina iranica*, *Elphidium* sp. 1, textularids, *Peneroplis* sp., *Bigenerina* sp., *Tubucellaria* sp., *Valvulinid* sp.

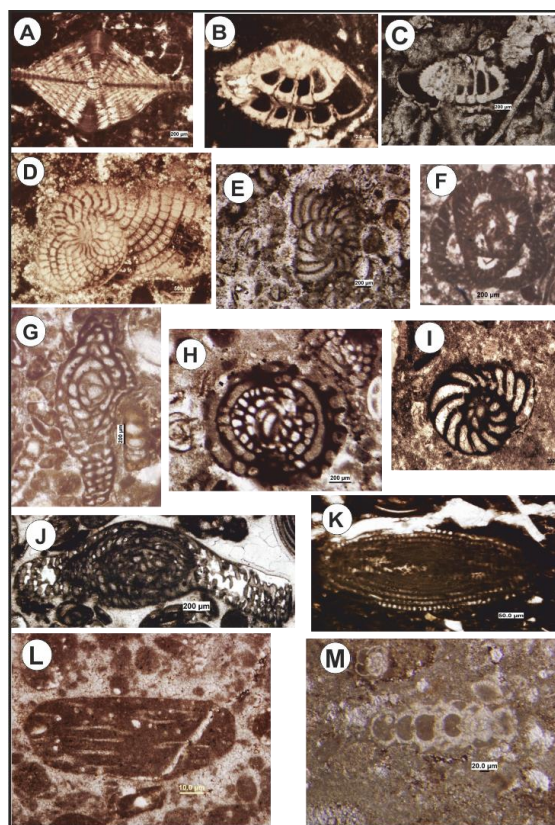
و همچنین در برش تنگ لنده فسیل های همراه این زون تجمعی عبارت اند از :

*Borelis melo curdica*, *Borelis* sp., *Borelis melo melo*, *Meandropsina* cf. *iranica*, *Meandropsina anahensis*, *Discorbis* sp., *Elphidium* sp., *Dendritina rangi*, *Pyrgo* sp., *Bigenerina* sp., *Meandropsina* sp., *Valvulinid* sp., *Triloculina tricarinata*, *Triloculina trigonula*, *Peneroplis* sp., *Peneroplis* cf. *evolutus*, *Tubucellaria* sp.

این زون تجمعی با زون تجمعی شماره ۷ (*Borelis melo curdica* – *Borelis melo melo*) لارسن و همکاران [۴۵] و ون

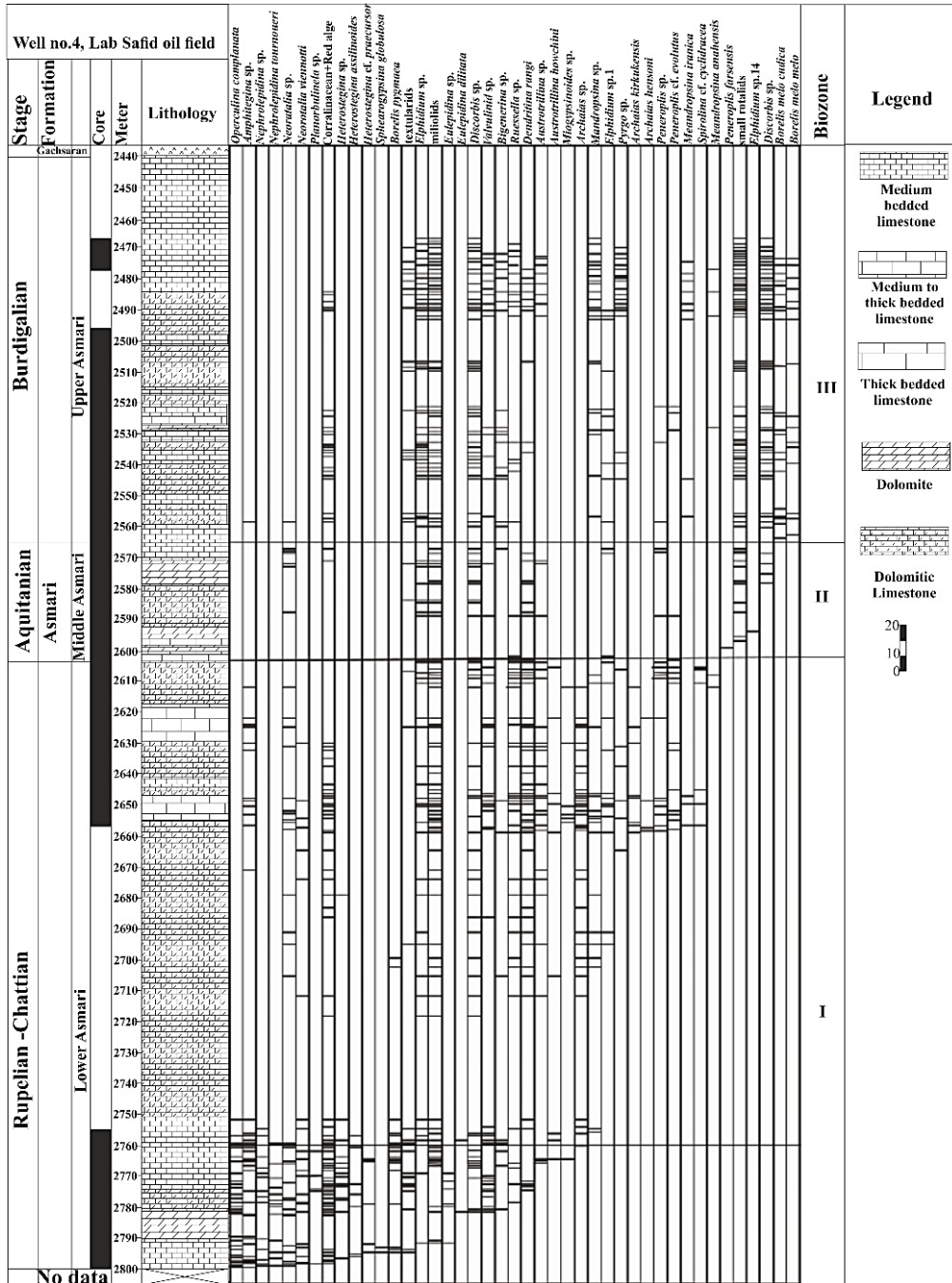
بوخم و همکاران [۶۸] مطابقت داشته و با توجه به حضور گونه *Borelismelo curdica* سن این زون تجمعی را می توان به

میوسن پیشین (بوردیگالین) نسبت داد.



شکل ۴. تصاویر میکروسکوپی برخی روزن داران کف زی در چاه شماره ۴ (میدان نفتی لب سفید، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (شمال غرب دهدشت).

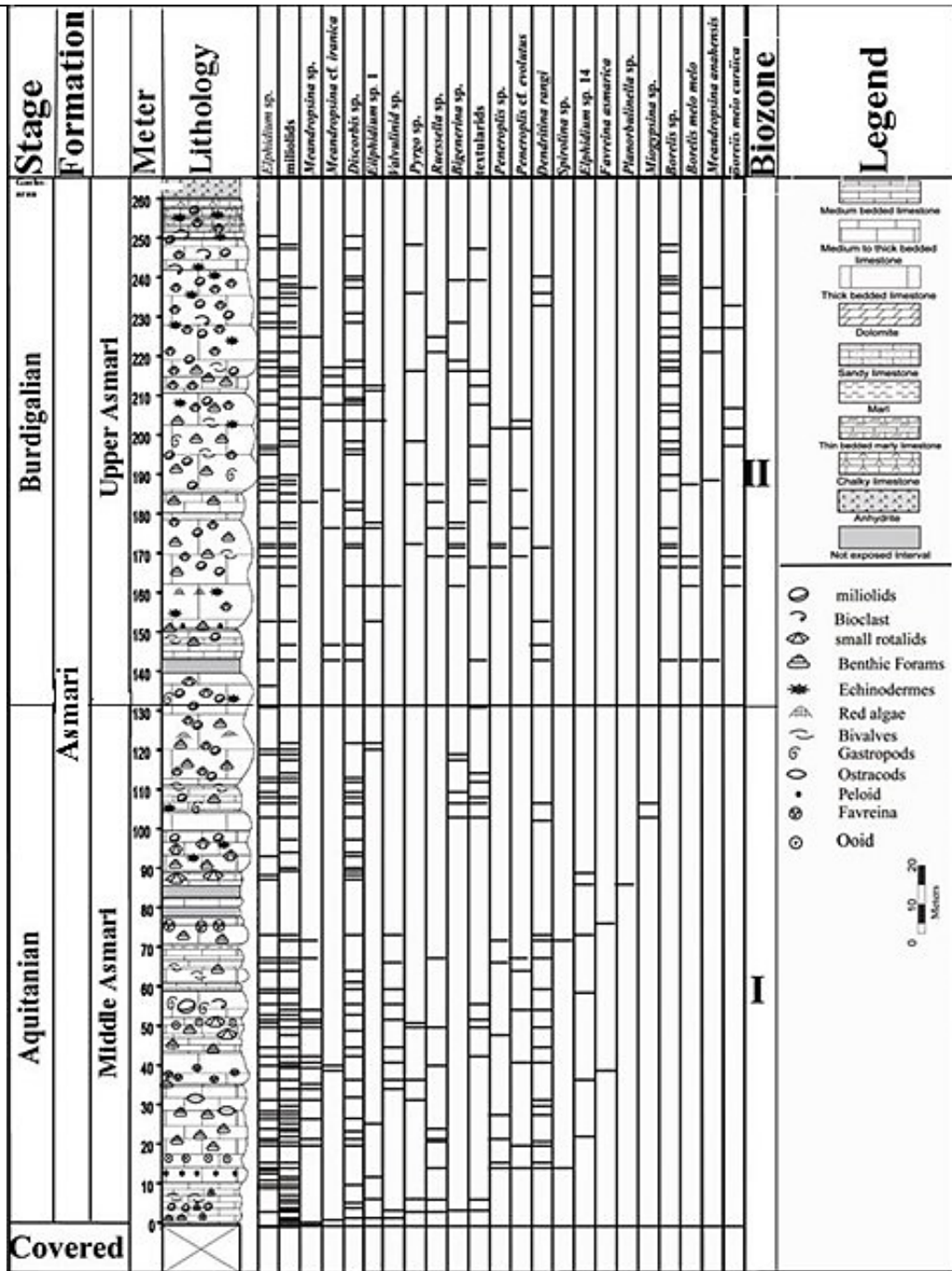
**A:** *Lepidocyclina* sp., Axial section, Sample number Ls-9048,6. **B:** *Neorotalia viennoti*, Axial section, Sample number Ls-915. **C:** *Elphidium* sp. 14, Axial section, Sample number Ls-8456,6. **D:** *Heterostegina* cf. *praecursor*, Axial section, Sample number Ls-9136,6. **E:** *Peneroplis farsensis*, Subequatorial section, Sample number Ls-8525. **F:** *Austrotrillina howchini*, Axial section, Sample number Ls-8625,6. **G:** *Archaias* cf. *hensoni*, Subaxial section, Sample number Ls-8613,6. **H:** *Borelis melo curdica*, Axial section, Sample number Ls-8269,6. **I:** *Dendritina rangi*, Equatorial section, Sample number Ls-8716. **J:** *Archaias* cf. *kirkukensis*, Axial section, Sample number Ls-8680,6. **K:** *Borelis pygmaea*, Subaxial section, Sample number Ls-9060,6. **L:** *Favreina asmarica*, Oblique section, Sample number L-40. **M:** *Miogypsina* sp., Axial section, Sample number L-106.



شکل ۵. ستون چینه نگاری زیستی چاه شماره ۴، میدان نفتی لب سفید (جنوب غرب لرستان).



چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری ساکنسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)



شکل ۶. ستون چینه نگاری زیستی برش تنگ لنده (شمال غرب دهدشت).

تطابق زون های تجمعی

در این بخش زون های تجمعی تشخیص داده شده در برش و چاه مورد مطالعه با زون های تجمعی تنگ بوالفارس، چاه پارسی ۱۹، تنگ نایاب، تنگ بند و تنگ بی بی نرجس [۲، ۵۵، ۵۶] و برش کوه آسماری [۶۸] تطابق داده شده است (شکل ۷).

*Lepidocyclina - Operculina - Ditrupa*

زون تجمعی شماره ۱:

این زون تجمعی در تنگ بی بی نرجس (از قاعده تا ضخامت ۸۲ متری)، چاه شماره ۴ لب سفید (از قاعده تا ضخامت ۲۷۶۱/۰۴ متری) و تنگ بند (از قاعده تا ضخامت ۹۰ متری) دیده می شود.

زون تجمعی شماره ۲: *Archaias asmaricus/hensoni-Miogypsinoides complanatus*

این زون تجمعی در تنگ بی بی نرجس (ضخامت ۸۲ تا ۲۲۸ متری) و چاه شماره ۴ لب سفید (از ضخامت ۲۷۶۱/۰۴ تا ۲۶۰۴/۱۲ متری) گزارش شده است.

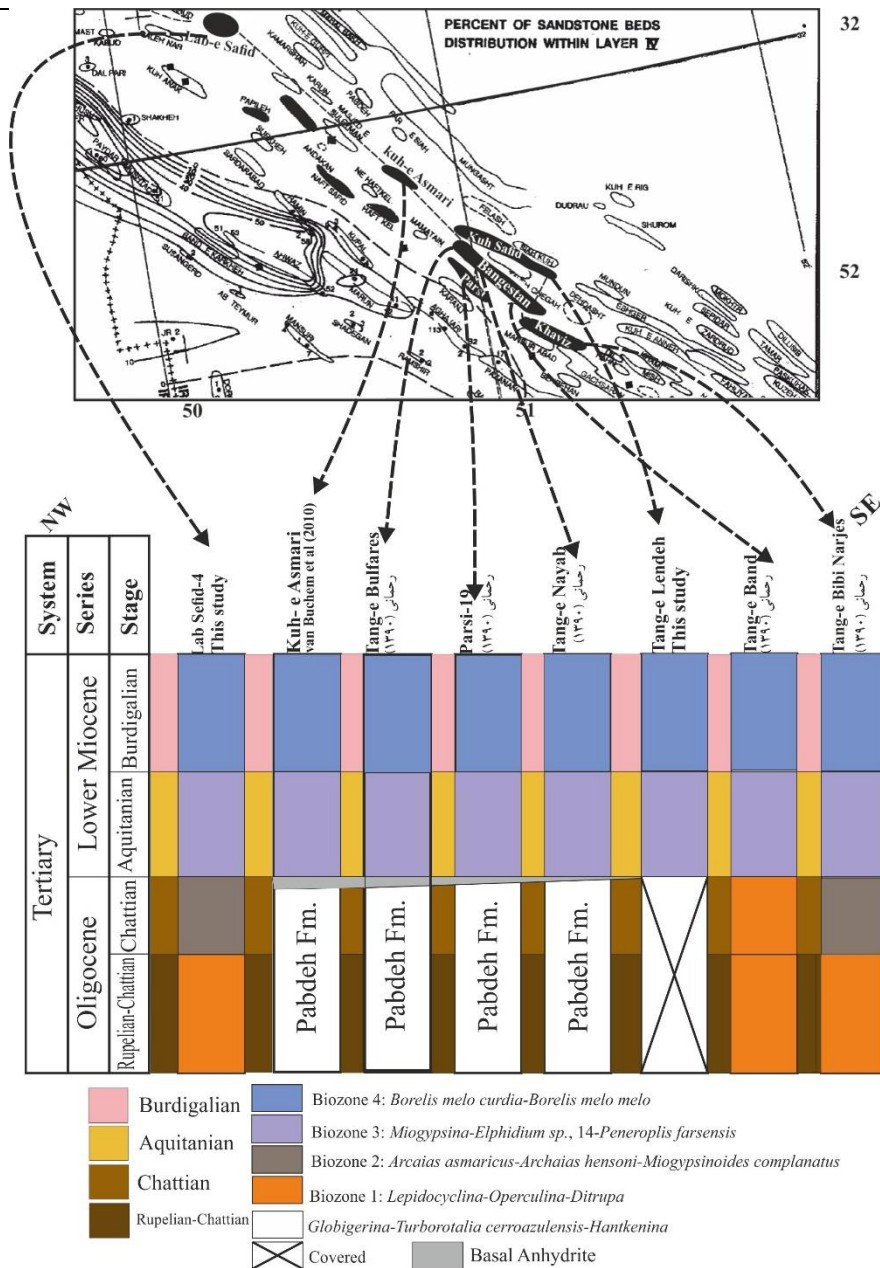
زون تجمعی شماره ۳: *Miogypsina - Elphidium sp. 14 - Peneroplis farsensis*

این زون تجمعی در تنگ بی بی نرجس (از ضخامت ۲۲۸ تا ۳۱۰ متری)، کوه آسماری (از ضخامت ۵ متری تا ۱۳۰ متری)، تنگ نایاب (از ضخامت ۱۲ تا ۱۷۲ متری)، تنگ بند (ضخامت ۹۲ تا ۱۵۷ متری)، چاه پارسی ۱۹ (از ضخامت ۲۶ تا ۲۳۷/۵ متری)، تنگ بوالفارس (ضخامت ۵ تا ۱۷۸ متری)، چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (۲۶۰۴/۱۲ تا ۲۵۶۶ متری) و همین طور در تنگ لنده (از قاعده برش تا ضخامت ۱۳۳ متری) گزارش شده است.

زون تجمعی شماره ۴: *Borelis melo curdica - Borelis melo melo*

این زون تجمعی در برش های تنگ بند (از ضخامت ۱۵۷ تا ۲۱۸ متری)، تنگ بی بی نرجس (از ضخامت ۳۱۰ تا ۳۲۸ متری)، تنگ نایاب (از ضخامت ۱۷۲ تا ۲۵۰ متری)، تنگ بوالفارس (از ضخامت ۱۷۸ تا ۱۸۲ متری)، چاه پارسی ۱۹ (از ضخامت ۲۳۷/۵ تا ۳۰۶/۵ متری)، کوه آسماری (از ضخامت ۱۳۰ متری تا ۳۵۰ متری)، چاه لب سفید ۴ (از ضخامت ۲۵۶۶ تا ۲۴۴۰ متری) و در برش تنگ لنده (از ضخامت ۱۳۳ تا ۲۶۰ متری) گزارش شده است. بر اساس تطابق زون های تجمعی مشخص می شود شروع رسوبگذاری سازند آسماری در برش های تنگ بی بی نرجس، تنگ بند و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید که نسبت به برش های دیگر کم عمقتر می باشند در طی روپلین آغاز شده است در حالی که در این زمان و همچنین طی شاتین در دیگر برش ها به دلیل حاکم بودن شرایط رسوبگذاری عمیق، سازند پابده در حال رسوب گذاری بوده است. در این زمان با فعال شدن گسل های پی سنگی حوضه زاگرس [۱۱]، انیدریت قاعده آسماری در تنگ نایاب، چاه پارسی ۱۹ و تنگ بوالفارس رسوبگذاری می نماید. در زمان آکیتانین و بوردیگالین با کم عمق شدن حوضه رسوبی و پایان یافتن رسوبگذاری سازند پابده در همه برش ها شرایط رسوبگذاری یکسانی وجود داشته و توالی آسماری در حوضه زاگرس در حال نهشته شدن بوده است. در برش های تنگ نایاب، چاه ۱۹ پارسی، تنگ بوالفارس، کوه آسماری و تنگ لنده بدلیل عملکرد گسل های پی سنگی حوضه زاگرس توالی آسماری به سن میوسن پیشین بوده و بر روی رسوبات پابده (شاتین پسین) نهشته شده است (شکل ۷).

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری ساکنسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)



شکل ۷. تطابق چینه نگاری زیستی برش‌های مورد مطالعه با دیگر بخش‌های حوضه زاگرس [۲، ۶۸].

## ۷- محیط رسوبی

مطالعه ۸۶۰ مقاطع نازک میکروسکوپی از سازند آسماری در برش‌های لب سفید و تنگ لنده به شناسایی ۱۹ ریزرخساره وابسته به کمرندهای محیطی شامل: الف- کمرند محیطی دریای باز، ب- کمرند محیطی سد، پ- کمرند محیطی تالاب و ت- کمرند محیطی پهنه جزرومدی انجامیده است که از این ریزرخساره‌های شناسایی شده ۱۲ ریزرخساره به برش لب سفید و ۷ ریزرخساره به برش تنگ لنده تعلق دارد (شکل‌های ۸ و ۹، جدول ۱).

### ۷-۱- کمرند محیطی دریای باز (O):

کمرند محیطی دریای باز شامل ریزرخساره‌های بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده و کستون-پکستون، بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده کورالیناسه آ و کستون-پکستون، بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده نئوروتالیا کورالیناسه آ

وکستون-پکستون، بیوکلاست نئوروتالیا کورالیناسه آ وکستون-پکستون، بیوکلاست نومولیتیده کورالیناسه آ کورال فلوتستون-رودستون، است. این ریزرخساره ها منحصرآ در لب سفید مشاهده شده اند.

### ۷-۱-۱- بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده وکستون-پکستون (O1)

آلوکم های اصلی تشکیل دهنده ای ریز رخساره لپیدوسیکلینیده، نومولیتیده (اپرکولینا، هتروستژینا) و خرده‌هایی از اکینید و دوکفه‌ای هستند. از آلوکم های فرعی می‌توان به فرامینیفراهای کوچک کف زی (آمفیستژینا، نئوروتالیا)، اکینید، بریوزوئر، رئوسلا، دیسکوربیس، پوسته‌ی دوکفه‌ای و نرم تنان اشاره کرد.

این ریز رخساره حاوی روزنداران کف زی بزرگ با دیواره های منفذ دار نظیر لپیدوسیکلینیده‌های مسطح و بزرگ حاوی جلبک همزیست نشانگر شوری نرمال آب دریا است [۳۵، ۴۰، ۴۲، ۵۸]. با توجه به حضور روزنداران فوق الذکر در مقایسه با پلاتفرم های عهد حاضر می‌توان گفت که این رخساره در بخش الیگوفوتیک رسوب کرده است [۴۶، ۴۱، ۳۷، ۲۰، ۱۴]. در برخی مقاطع به دلیل عدم حضور نومولیتیده، نام این ریز رخساره به بیوکلاست لپیدوسیکلینیده وکستون-پکستون تغییر می‌یابد.

### ۷-۱-۲- بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده کورالیناسه آ وکستون-پکستون (O 2)

آلوکم های اصلی این ریز رخساره شامل کورالیناسه آ، لپیدوسیکلینیده، نومولیتیده (اپرکولینا و هتروستژینا) و خرده های اکینید و نئوروتالیا هستند. از اجزای فرعی می‌توان آمفیستژینا، پلانوربولینا، خرده های مرجان، دیسکوربیس، پوسته های نرم تنان، بریوزوئر، بایژنرینا، الفیدیوم، استراکد، گاستروپودا، رئوسلا، اسفروژپسینا و تکستولاریا اشاره کرد. در برخی مقاطع بدلیل عدم حضور لپیدوسیکلینیده نام بافت به کورالیناسه آ نومولیتیده وکستون-پکستون تغییر می‌یابد.

حضور جلبکهای قرمز و روزنداران بزرگ با دیواره هیالین نظیر لپیدوسیکلینید، نومولیتیده (هتروستژینا و اپرکولینا) و نئوروتالیا نشانگر آن است که این ریز رخساره در بخش بالای محیط دامنه و در منطقه الیگوفوتیک تا مزوفوتیک تشکیل شده است [۴۱، ۳۷، ۲۶، ۲۰، ۱۴]. روزن داران بزرگ مانند هتروستژینا در محیط استوایی تا نیمه استوایی در یک محدوده عمقی بین ۴۰ تا ۷۰ متر زندگی می‌کنند [۳۶، ۴۱، ۴۲].

### ۷-۱-۳- بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده نئوروتالیا کورالیناسه آ وکستون-پکستون (O3)

آلوکم اصلی این ریز رخساره شامل جلبک قرمز کورالیناسه آ، نومولیتیده (هتروستژینا، اپرکولینا)، لپیدوسیکلینیده و نئوروتالیا می‌باشد. از اجزای اسکلتی دیگر می‌توان به خرده های اکینید، آمفیستژینا و پوسته های دوکفه‌ای اشاره کرد. آلوکم های فرعی شامل: خرده های مرجان، نرم تنان، دیسکوربیس، بریوزوئر، بایژنرینا، رئوسلا، پلانوربولینا و تکستولاریا هستند. تفاوت این ریز رخساره با دو ریز رخساره قبل به خصوص در کوچک شدن اندازه لپیدوسیکلینیده و نومولیتیده می‌باشد. در برخی مقاطع بدلیل عدم حضور نومولیتیده اسم ریز رخساره به بیوکلاست لپیدوسیکلینا نئوروتالیا پکستون تغییر نام می‌یابد.

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری درچاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

این ریز رخساره با بافت وکستون-پکستون، فراوانی جلبک قرمز و فرامینیفرهایی مانند نئوروتالیا و آمفیستزینا نشان دهنده محیط رسوبی زون مزوفوتیک در دریای باز یا نزدیک و زیر قاعده امواج آرام در بخش رو به دریای سد می‌باشد [۲۰، ۲۷، ۳۵، ۵۳].

#### ۷-۱-۴- بيو كلاست نئوروتالیا کورالیناسه آ وکستون- پکستون(O4)

آلوکم های اصلی تشکیل دهنده این ریز رخساره شامل کورالیناسه آ و نئوروتالیا و خرده های دوکفه‌ای و اکینید هستند. از آلوکم های فرعی می‌توان به نومولیتیده، لپیدوسیکلینیده، خرده های مرجان، دیسکوربیس، تکستولاریا، آمفیستزینا، میلیولید، بریوزوئر، خرده های نرم تنان اشاره کرد.

بافت گل پشٹیبان(وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون) نشان دهنده انرژی متوسط در محل تشکیل این ریز رخساره می باشد [۳۴]. فراوانی جلبک های قرمز و همچنین نئوروتالیا های کوچک، گرد تا تخم مرغی شکل نشان دهنده ی ته نشست رسوبات در محیط دریای باز (پایین تر از قاعده امواج عادی) و درون زون مزوفوتیک می باشد [۱۵، ۲۰، ۳۵، ۵۳].

#### ۷-۱-۵- بيو كلاست نومولیتیده کورالیناسه آ کورال فلوستون- رودستون(O5)

این ریز رخساره از قطعات اصلی مرجان، کورالیناسه آ و نومولیتیده (اپرکولینا و هتروستزینا) تشکیل شده است. از آلوکم های فرعی می‌توان به دیسکوربیس، آمفیستزینا، والولینید، خرده های اکینید، استراکد، پلانوربولینلا، میلیولید، الفیدیوم، میوزیپسینوییدس، بریوزوئر، بایژنرینا، تکستولاریا و پوسته های نرم تنان اشاره کرد.

با توجه به بافت گل پشٹیبان تا دانه پشٹیبان (انرژی متوسط) و همچنین همراهی روز داران کف زی هیالین و همزیست دار همانند خانواده نومولیتیده [۳۷، ۳۹، ۵۱، ۶۱]. با مرجان ها و جلبک های قرمز فراوان می توان این ریز رخساره را به بخش های کم عمق دریای باز (بین سطح اساس امواج طوفانی و امواج عادی) و زون مزوفوتیک نسبت داد [۲۳، ۳۴].

#### ۷-۱-۶- کمر بند محیطی سد (B):

#### ۷-۲- ریز رخساره پلوییدال آئید/ بيو كلاست ائید پکستون- گرینستون(B1)

آلوکم اصلی این ریز رخساره آئیدها و پلوییدها هستند که به فراوانی در یک زمینه‌ی اسپارایتی مشاهده می‌شوند. غالباً هسته این آئیدها از میلیولیدها، دندریتینا و قطعات شکم پایان و دوکفه‌ای می‌باشند. این ریز رخساره عمدتاً از آئیدهایی با جور شدگی خوب تشکیل شده است. آئیدها در این ریز رخساره به شدت تحت تاثیر دولومیتی شدن قرار گرفته‌اند. از برخی آلوکم های اسکلتی و غیر اسکلتی دیگر می‌توان روزن داران کف زی با دیواره پورسلانوز، نرم تنان و اینتراکلاست را نام برد.

#### ۷-۲-۱- فاورینا پکستون- گرینستون(B2)

از اجزاء غیر اسکلتی تشکیل دهنده این ریز رخساره فاورینا می‌باشند نبود گل کربناته و جورشدگی خوب حاکی از نهشته شدن این ریز رخساره ها در محیطی پر انرژی در بالای سطح اساس امواج در محیط سد است این محیط دریای باز را از محیط محصورتر جدا می کند [۳۴].

#### ۷-۳- کمر بند محیطی تالاب (L):

### ۷-۳-۱- کورال باندستون (L1)

این ریز رخساره از کلنی مرجانی تشکیل شده است. این ریز رخساره بالاتر از پایه امواج عادی (FWWB) تشکیل شده است [۳۴،۳۵،۶۷،۷۲]. بدلیل فرارگیری این ریز رخساره در تناوب با رخساره های لاگونی احتمالاً در یک لاگون نیمه محصور تشکیل شده است. شبیه این ریز رخساره از تنگ گرگدان (شمال غرب گچساران) توسط امیر شاه کرمی و همکاران [۱۳] و از ناحیه فارس توسط صادقی و همکاران [۶۳] از سازند آسماری گزارش شده است.

### ۷-۳-۲- بیو کلاست فرامینفرا (منفذ دار و بدون منفذ) و کستون-پکستون-گرینستون (L2)

اجزای اصلی این ریز رخساره فرامینفرهای کف زی با دیواره هیالین (هتروستژینا و اپرکولینا، لپیدوسیکلینیده، آمفیستژینا، نئوروتالیا، الفیدیوم و میوژپسینوئیدس) و پورسلانوز (میلولید، دندریتینا، آرکیاس، پنروپلیس، مئاندروپسینا، آستروتربیلینا و بورلیس)، کورالیناسه آ، پوسته های دوکفه‌ای و خرده های اکینید می‌باشد. از آلوکم های فرعی می‌توان به دیسکوربیس، رئوسلا، خرده های مرجان، اکینید، بریزوئر (توبوسلاریا)، تکستولاریا، میوژپسینوئیدس، والولینید، پلانوربولینلا، پیرگو و بایژنرینا اشاره کرد. زمینه‌ی برخی مقاطع دولومیتی شده است.

این ریز رخساره معرف زیر محیط تالاب نیمه محصور می‌باشد. در این زیر محیط روزنداران کف زی بدون منفذ و روزنداران منفذدار عدسی شکل با یکدیگر مشاهده می‌شوند [۲۷،۳۵،۴۲،۵۳،۵۸]. رخساره های تالاب محصور با حضور فراوان روزنداران کف زی با دیواره پورسلانوز نظیر میلولید، بورلیس، پنروپلیس مشخص می‌شود. رخساره های مشابه از شلف لاگون نیز گزارش شده است [۲۸،۵۱،۷۰].

### ۷-۳-۳- بیو کلاست پلوییدال فرامینفرا (بدون منفذ با تنوع بالا) و کستون-پکستون-گرینستون (L3)

اجزای اصلی این ریز رخساره شامل میلولید، آرکیاس، دندریتینا، بورلیس، پنروپلیس، مئاندروپسینا، آستروتربیلینا، پلویید ها، قطعات دوکفه‌ای و اکینید می‌باشد. آلوکم های فرعی شامل قطعه‌هایی از جلبک قرمز، بریزوئر، والولینید، دیسکوربیس، رئوسلا، بایژنرینا، تکستولاریا، نئوروتالیای کوچک، اسپیرولینا، الفیدیوم، استراکد، آمفیستژینا، میوژپسینوئیدس، پیرگو، جلبک داسی کلازاسه آ، خرده های اینتراکلاست، خرده های نرم تنان و به مقدار کمتری خرده مرجان می‌باشد.

حضور فرامینفرهای بدون منفذ (شاخص آب های کم عمق و شوری بالا) و همچنین بافت گل پشٹیبان (وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون-گرینستون) در این ریز رخساره گویای تشکیل آن در یک محیط کم عمق دریایی با انرژی متوسط تا زیاد و بخش بالایی زون یوفوتیک بالایی می‌باشد [۱۶،۳۵،۶۱].

### ۷-۳-۴- بیو کلاست فرامینفرا (منفذ دار کوچک) و کستون تا پکستون (L4)

آلوکم های اصلی این ریز رخساره نئوروتالیاهای کوچک، دیسکوربیس، الفیدیوم و خرده های اکینید می‌باشند. دانه های تخریبی کوارتز در بعضی مقاطع دیده می‌شوند. بیوکلاست ها در یک زمینه میکرایتی قرار دارند. تنوع کم موجودات این تفسیر را تأیید می‌کند که این ریز رخساره در یک محیط محدود دریایی رسوب گذاری کرده و معرف بخش داخلی پلاتفرم و لاگون نسبتاً محصور است [۵۶]. الفیدیوم با شرایط درون لاگون تطبیق زیادی نشان می‌دهد و

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

دیسکوربیس ها در داخل شلف و گویای آب‌های گرم هستند [۴۹]. طبق نظر [۱۶] و فور روتالید های ریز و تنوع پایین گویای مواد غذایی بالا در محیط می‌باشد. مشابه این ریز رخساره در تنگ بی بی نرجس، تنگ بند، تنگ نایاب، چاه پارسی ۱۹ و تنگ بوالفارس توسط رحمانی [۲] گزارش شده است.

### ۷-۳-۵- بیوکلاست میلیولید دندریتینا و کستون-پکستون تا گرینستون (L5)

اجزا اصلی این ریز رخساره دندریتینا و میلیولید هایی با دیواره ضخیم، متوسط تا دانه درشت هستند. از اجزا فرعی می‌توان خرده های دوکفه‌ای، نرم تنان، اکینید، الفیدیوم، دیسکوربیس و نئوروتالیا را نام برد. پدیده نئومورفیسیم در برخی مقاطع مشهود است.

تنوع محدود فونا و فراوانی میلیولیدها، رسوبگذاری در بخشهای محدود شده تالاب را که ارتباط کمی با دریای باز داشته را تایید می‌کند [۳۵].

فراوانی میلیولید شاخص محیط های با شوری زیاد است. در برخی مقاطع بدلیل عدم حضور دندریتینا نام بافت به بیوکلاست میلیولید و کستون-پکستون تغییر می‌یابد.

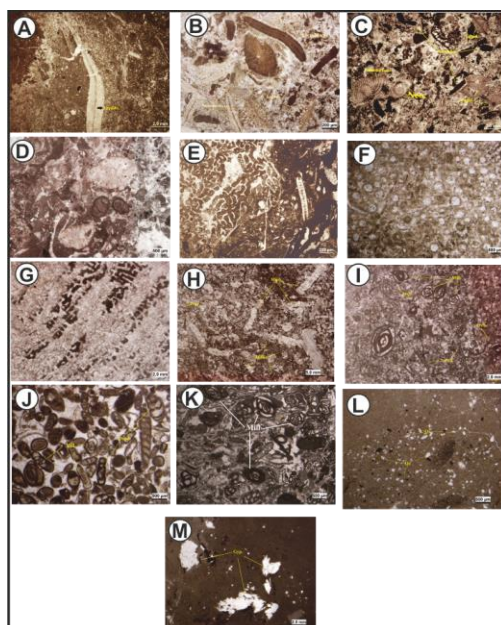
### ۷-۳-۶- مادستون حاوی بیوکلاست و کوارتز (L6)

در این ریز رخساره فابریک از نوع گل پشتیان است و بیوکلاست هایی نظیر دوکفه‌ای و اکینید در آن حضور دارند. حضور دانه های کوارتز در برخی نمونه ها بیانگر ورود مواد تخریبی از خارج حوضه می‌باشد. در برخی مقاطع میزان کوارتز زیاد شده و از میزان بیوکلاست ها کاسته می‌شود. مشابه این ریز رخساره از برش لالی توسط وزیر مقدم و همکاران [۷]، از تنگ گرگدان توسط امیر شاه کرمی و همکاران [۱۳]، از تاقدیس خویز توسط رحمانی و همکاران [۵۶]، از حوضه فارس توسط صادقی و همکاران [۶۴] و از تاقدیس دیل در شمال گچساران توسط الله کرم پور و همکاران [۱۲] گزارش شده است. در رمپ ها این ریز رخساره در ناحیه داخلی رمپ نزدیک ساحل تشکیل می‌شود [۳۴].

### ۷-۳-۷- بیوکلاست و کستون با قالب‌های ژپیس (L7)

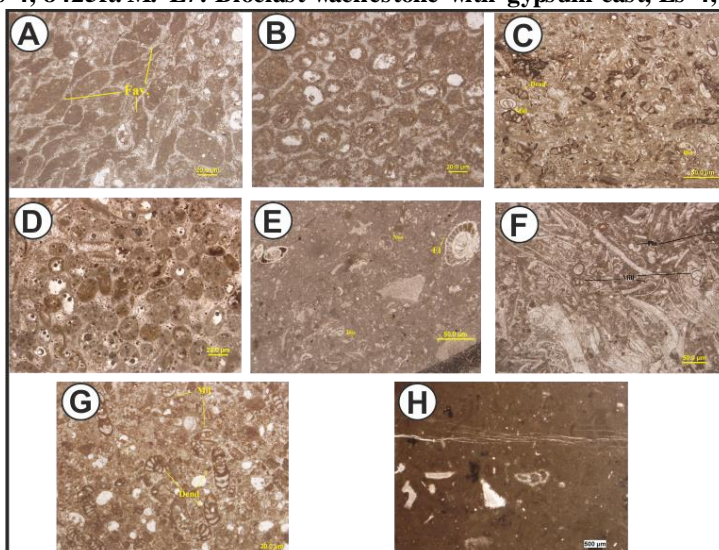
حضور تیغه های ژپیس در ریز رخساره بیوکلاست و کستون با قالب‌های ژپیس معرف لاگون بسته با شوری بالا می‌باشد [۷۱]. شبیه با این ریز رخساره توسط موجی خلیفه [۶] نیز گزارش شده است.





شکل ۸. ریز رخساره های سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (جنوب غرب لرستان).

**A:** O1: Bioclast nummulitidae lepidocyclinidae wackestone-packstone, Ls-4, 9105.6ft. **B:** O2: Bioclast nummulitidae lepidocyclinidae corallinacean wackestone-packstone, Ls-4, 9065.6ft. **C:** O3: Bioclast *Neorotalia* nummulitidae lepidocyclinidae corallinacean wackestone-packstone, Ls-4, 9116.6ft. **D:** O4: Bioclastic *Neorotalia* corallinacean wackestone-packstone, Ls-4, 9117.6ft. **E:** O5: Bioclast nummulitidae corallinacean coral floatstone-rudstone, Ls-4, 9059.6ft. **F:** B1: Peloidal ooid packstone-grainstone, Ls-4, 8520ft. **G:** L1: Coral boundstone, Ls-4, 9094.6ft. **H:** L2: Bioclast perforate imperforate foraminifera wackestone-packstone-grainstone, Ls-4, 8694.6ft. **I:** L3: Bioclast peloidal high diversity imperforate foraminifera wackestone-packstone-grainstone, Ls-4, 8701.6ft. **J:** L5: Bioclast miliolids *Dendritina* packstone-grainstone, Ls-4, 8576ft. **K:** L5: Bioclast miliolids wackestone-packstone, Ls-4, 8820ft. **L:** L6: Sandy mudstone, Ls-4, 8425ft. **M:** L7: Bioclast wackestone with gypsum cast, Ls-4, 8417ft.



شکل ۹. ریز رخساره های سازند آسماری در برش تنگ لنده (شمال غرب دهدشت).

**A:** B2: *Favreina* packstone-grainstone, L-42m. **B:** B1: Bioclast ooid packstone-grainstone, L-16. **C:** L2: Bioclast perforate imperforate foraminifera packstone, L-57. **D:** L3: Bioclast peloidal imperforate foraminifera packstone-grainstone, L-15. **E:** L4: Bioclast small perforate foraminifera wackestone-packstone, L-92. **F:** L5: Bioclast miliolids wackestone-packstone, L-5. **G:** L5: Bioclast miliolids *Dendritina* packstone, L-22. **H:** L6: Sandy mudstone with bioclast, L-72.

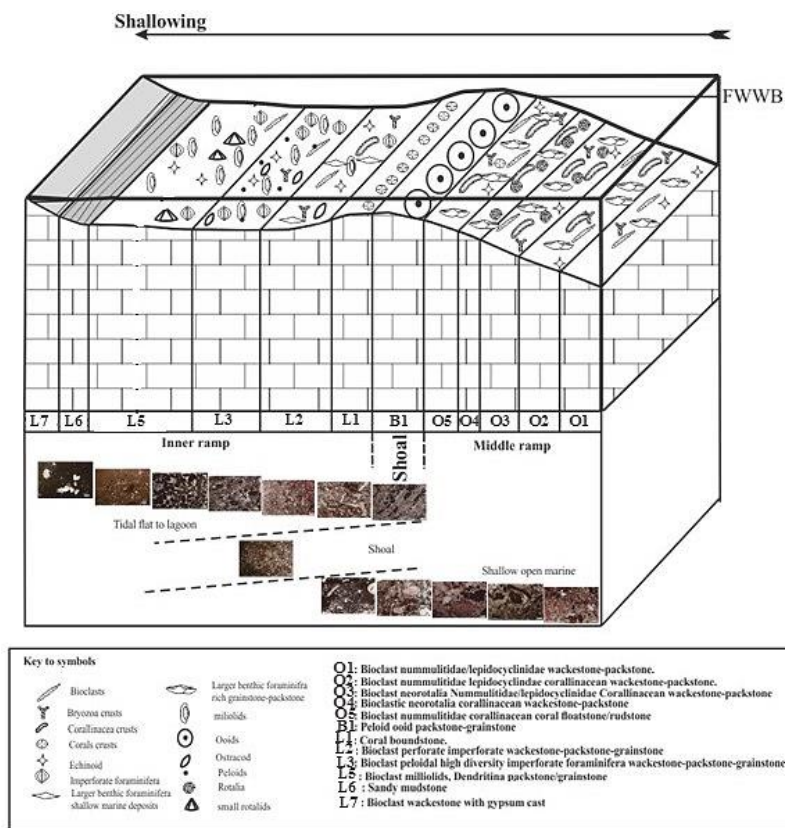


جدول ۱. توزیع ریز رخساره های شناسایی شده در برش های تنگ لنده و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید.

چاه شماره ۴ لب تنگ لنده	اجزای اصلی	اسامی ریز رخساره ها
×	لیدوسیکیلینده، نومولیتیده (اپرکولینا، بیوکلاست نومولیتیده لیدوسیکیلینده هتروستژینا) و خرده‌هایی از اکینید و وکستون-پکستون دوکفه‌ای	O1
×	کورالیناسه آ، لیدوسیکیلینده، نومولیتیده (اپرکولینا و هتروستژینا) و خرده های اکینید و ثوروتالیا	O2
×	جلبک قرمز کورالیناسه آ، نومولیتیده (هتروستژینا، اپرکولینا)، لیدوسیکیلینده و ثوروتالیا کورالیناسه آ و وکستون-پکستون ثوروتالیا	O3
*	بیوکلاست ثوروتالیا کورالیناسه آ و وکستون-پکستون	O4
—	مرجان، کورالیناسه آ و نومولیتیده (اپرکولینا و هتروستژینا)	O5
×	آلیدها و پلویدها	B1
×	فاورینا	B2
×	مرجان	L1
×	فرامینیفر های کف زی با دیواره هیالین (هتروستژینا و اپرکولینا، لیدوسیکیلینده، آمفیستژینا، ثوروتالیا، الفیدیوم و میوزیسینوئیدس) و پورسلانوز (میلولید، دندرتینا، آرکیاس، پتروپلیس، مئاندروپسینا، آستروتزلینا و بورلیس)، کورالیناسه آ، پوسته های دوکفه‌ای و خرده های اکینید	L2
×	میلولید، آرکیاس، دندرتینا، بورلیس، پتروپلیس، مئاندروپسینا، آستروتزلینا، پلویید ها، قطعات دوکفه‌ای و اکینید	L3
×	ثوروتالیاها، کوچک، دیسکوربیس، الفیدیوم و خرده های اکینید	L4
×	دندرتینا و میلولید	L5
×	دوکفه‌ای و اکینید	L6
×	تیغه های ژیبس	L7

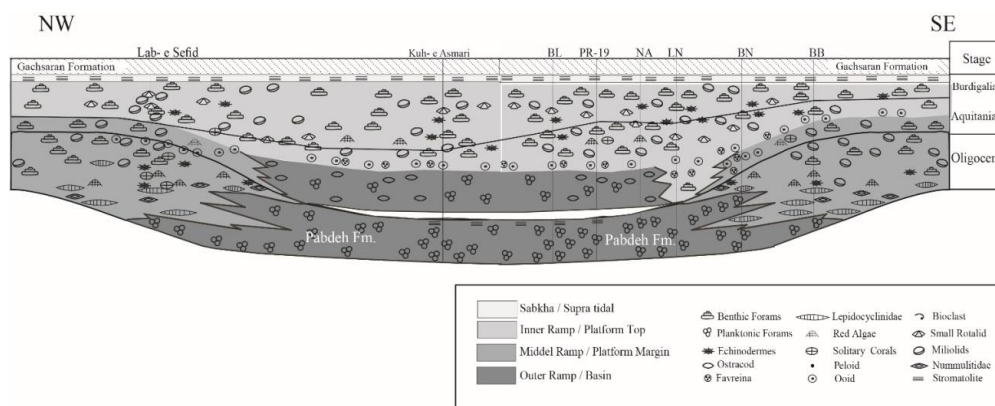
## ۸- مدل رسوبی

ریزرخساره های شناسایی شده، تغییرات عمودی آن ها، مقایسه با محیط های امروزی و قدیمی [۲۴، ۳۴، ۵۷، ۵۹، ۶۷، ۷۲]، تغییرات تدریجی بین انواع ریزرخساره ها و فقدان رخساره های ریفی حاکی از آن است که رخساره های سازند آسماری در منطقه مورد مطالعه در یک پلاتنفرم کربناتی از نوع رمپ نهشته شده اند (شکل ۱۰). فقدان یک دامنه پرشیب با شکستگی ناگهانی در شلف نیز با فقدان رسوبات ناشی از جریان آشفته تأیید می گردد. رخساره های رمپ داخلی با حضور فراوان روزنداران کف زی با دیواره پورسلانوز و رخساره های رمپ میانی با فراوانی و تنوع روزنداران کف زی با دیواره هیالین و کورالیناسه مشخص می شود. وجود نومولیتیدها و لپیدوسیکلینیدهای بزرگ و کشیده نشان دهنده بخش پایین رمپ میانی و گونه های روزن داران عدسی شکل متورم منفذ دار بخش بالایی رمپ میانی را نمایش می دهند. رخساره ی آبییدی - پلوئیدی معرف رخساره سد است و جدا کننده رمپ میانی از داخلی می باشد. در برش تنگ لنده منحصراً رخساره های بخش پلاتنفرم کربناتی (رخساره های رمپ داخلی) گسترش دارند و بنابراین نمی توان برای این برش مدل رسوبی ارائه نمود. مقایسه محیط رسوبی توالی های مورد مطالعه با تنگ بی بی نرجس (حاشیه جنوب شرقی حوضه)، تنگ بند، تنگ نایاب، چاه پارسی ۱۹، تنگ بوالفارس و کوه آسماری حاکی از آن است که در طی الیگوسن در برش های تنگ بی بی نرجس، تنگ بند و چاه ۴ لب سفید (حاشیه شمال غربی حوضه) در پلاتنفرم کربناتی کم عمق دریایی سازند آسماری در حال نهشته شدن بوده است، در حالی که همزمان در بخش های عمیق تر حوضه مانند برش های تنگ بوالفارس، چاه پارسی ۱۹، تنگ نایاب، کوه آسماری و تنگ لنده سازند پایده نهشته شده است (شکل های ۱۰ و ۱۱).



شکل ۱۰. مدل رسوبی سازند آسماری در چاه شماره ۴ لب سفید (جنوب غرب لرستان).

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)



شکل ۱۱. مدل رسوبی سازند آسماری در چاه شماره ۴ لب سفید (Lab-e sefid) و تنگ لنده (LN) با دیگر برش‌ها (بی بی نرجس BB بند BN، نایاب NA، پارسی-۱۹ PR-19، بوالفارس BL، کوه آسماری Kuh-e Asmari).

## ۹- چینه نگاری سکانسی

بر اساس پراکندگی روزندانان کف زی و پلانکتون، ریزرخساره های موجود و مقایسه نتایج این مطالعه با کارهای انجام شده قبلی [۲۹، ۶۸] ۵ سکانس رسوبی درجه ۳ در نواحی مورد مطالعه شناسایی شد که از این ۵ سکانس رسوبی، سکانس های شماره ۳، ۴ و ۵ در هر دو برش مورد مطالعه مشترک می باشد (شکل های ۱۲ و ۱۳).

### ۹-۱- سکانس اول

این سکانس منحصر در لب سفید مشاهده می شود. بخش قاعده ای سکانس اول به دلیل عدم حفاری کامل تا سازند پابده مشخص نمی باشد. بخش بالایی آن از رخساره دریای باز تشکیل شده و ریزرخساره بیوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده و کستون-پکستون (O1) معرف حداکثر سطح غرقابی (mfs) است. با پر شدن حوضه از رسوبات و کم شدن فضای قابل رسوب گذاری، رخساره های دریای باز به رخساره های لاگون نیمه محصور تبدیل شده و معرف بسته رسوبی تراز بالا است. با حداکثر پسروری آب دریا و کاهش فضای رسوبگذاری در این سکانس ریز رخساره بیوکلاست پلوییدال فرامینیفرا (بدون منفذ) (تنوع بالا) و کستون-پکستون-گرینستون (L3) نهشته شده و معرف مرز سکانسی (SB) می باشد.

### ۹-۲- سکانس دوم

این سکانس در برش لب سفید وجود دارد و قابل تقسیم به دو زیر سکانس است. زیر سکانس ۱، ۴۱ متر ضخامت داشته و از ضخامت ۲۷۵۴ متری تا ۲۷۱۳ متری را شامل می شود. بسته ی رسوبی پیش رونده (TST) این زیر سکانس از رسوبات لاگون نیمه محصور ریز رخساره بیوکلاست پلوییدال فرامینیفرا (بدون منفذ) (تنوع بالا) و کستون-پکستون-گرینستون (L3) شروع و تدریجاً به رخساره های دریای باز، تبدیل می شود. ریز رخساره بیوکلاست نئوروتالیا کورالیناسه آ و کستون-پکستون (O4) معرف حداکثر سطح غرقابی (mfs) است. با پسروری و سکون نسبی سطح آب دریا رخساره ها به تدریج کم عمق شده

و تبدیل به رخساره های لاگون نیمه محصور-محصور می شود. این بخش از توالی معرف بسته‌ی رسوبی تراز بالا (HST) است. ریز رخساره بیوکلاست میلیولید دندریتینا پکستون- گرینستون (L5) نشانگر مرز بالایی زیر سکانس ۱ می‌باشد. در زیر سکانس ۲ بسته‌ی رسوبی پیش رونده (TST) با رسوبات لاگون نسبتاً محصور، ریز رخساره بیوکلاست میلیولید دندریتینا پکستون-گرینستون (L5) شروع و تدریجاً به رخساره های مرجانی، ریز رخساره‌ی کورال باندستون (L1) که معرف حداکثر سطح غرقابی (mfs) است خاتمه می‌یابد. با سکون نسبی سطح آب دریا رخساره‌ی مرجانی (Patch reef) به رخساره های لاگون محصور تبدیل شده و بسته‌ی رسوبی پس رونده (HST) تشکیل می‌شود. مرز فوقانی زیر سکانس ۲ با ریز رخساره بیوکلاست میلیولید دندریتینا پکستون- گرینستون (L5) مشخص می‌گردد.

### ۳-۹- سکانس سوم

سکانس 3 با پیش روی رخساره های متعلق به لاگون و سد (TST) بر روی مرز سکانس قبلی آغاز می شود. سطح حداکثر غرقابی در برش لب سفید با ریزرخساره ریزرخساره پلوییدال آئید/ بیوکلاست ائید پکستون-گرینستون (B1) و درتنگ لنده نیز با رخساره فاورینا پکستون-گرینستون (B2) مشخص می شود. بعد از سطح حداکثر غرقابی، با سکون نسبی و پایین آمدن تدریجی سطح آب دریا روند کم عمق شدن در هر دو برش آغاز شده و با نهشته شدن ریز رخساره های لاگون در هر دو برش همراه است (HST). ریز رخساره بیوکلاست وکستون ژپس دار (L7) در برش لب سفید و ریز رخساره مادستون بیوکلاست دار-کوارتز دار (L6) در تنگ لنده بخش پایانی سکانس سوم را تشکیل داده و بیانگر پایین افتادن سطح نسبی آب دریا و مرز سکانسی (SB) است.

### ۴-۹- سکانس چهارم

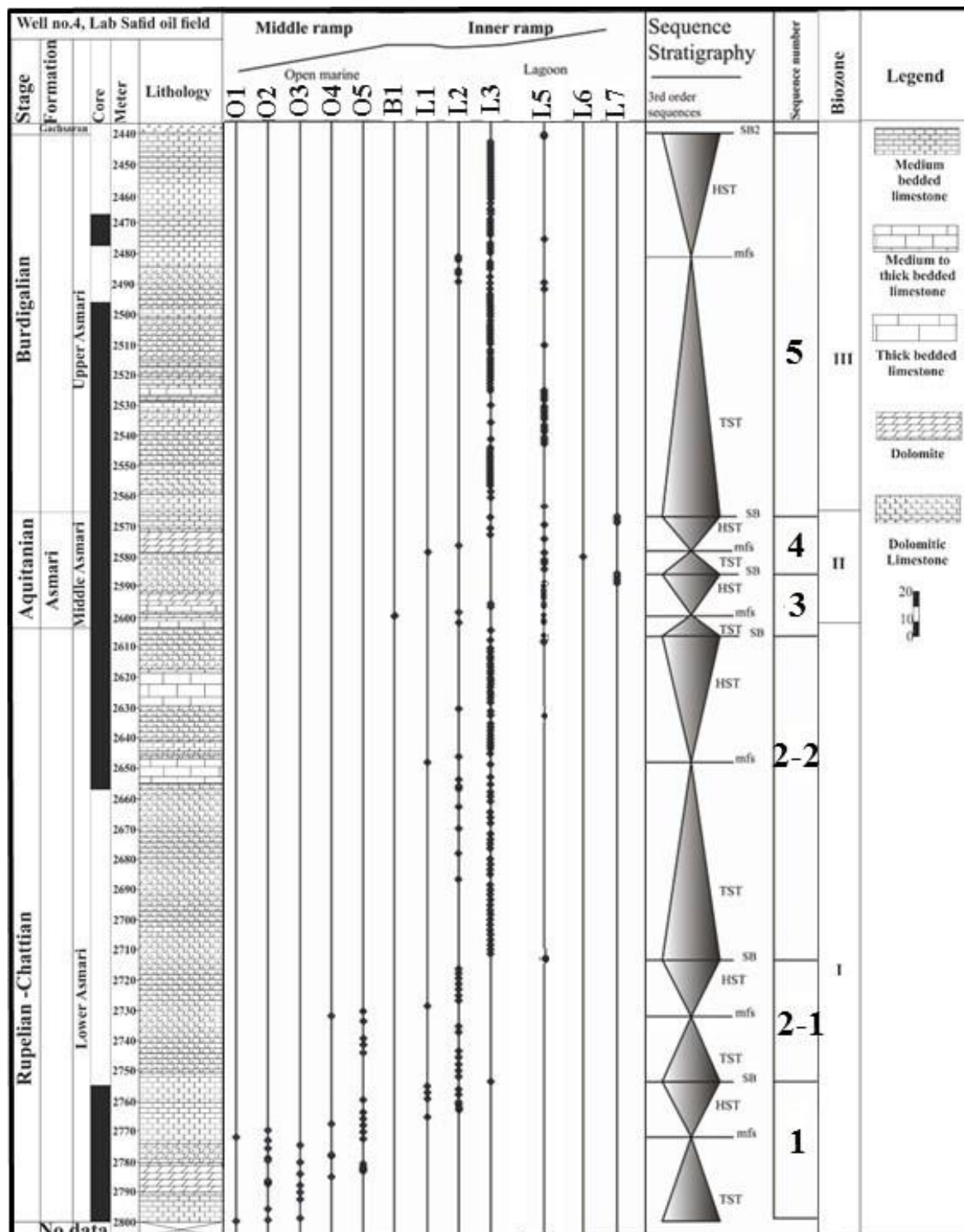
این سکانس در برش لب سفید به سن آکی تانین پسین است. ضخامت آن ۱۹ متر بوده و در متر از ۲۵۸۶ متر تا ۲۵۶۷ متری قرار دارد. سکانس چهارم در تنگ لنده به سن آکی تانین پسین-بوردیگالین پیشین است و در فاصله‌ی ۶۸ متری تا ۱۴۸ متری برش واقع شده و به ضخامت ۸۰ متر است. بسته رسوبی پیشرونده این سکانس (TST) در هر دو برش از رخساره های تالاب تشکیل شده است. در برش لب سفید ریز رخساره کورال باندستون (L1) و در برش تنگ لنده ریز رخساره فاورینا پکستون-گرینستون (B2) معرف سطح حداکثر غرقابی هستند. در ادامه ریزرخساره های لاگونی مربوط به محیط کم عمق تر در هر دو برش بر روی سطح حداکثر غرقابی قرار گرفته و بسته رسوبی تراز بالا را تشکیل می دهند. ریزرخساره مادستون بایوکلاست دار و کوارتز دار (L6) در تنگ لنده و ریز رخساره بیوکلاست وکستون ژپس دار (L7) در برش لب سفید نشانگر پائین آمدن ناگهانی سطح نسبی آب دریا و تشکیل مرز سکانس (SB) می باشند.

### ۵-۹- سکانس پنجم

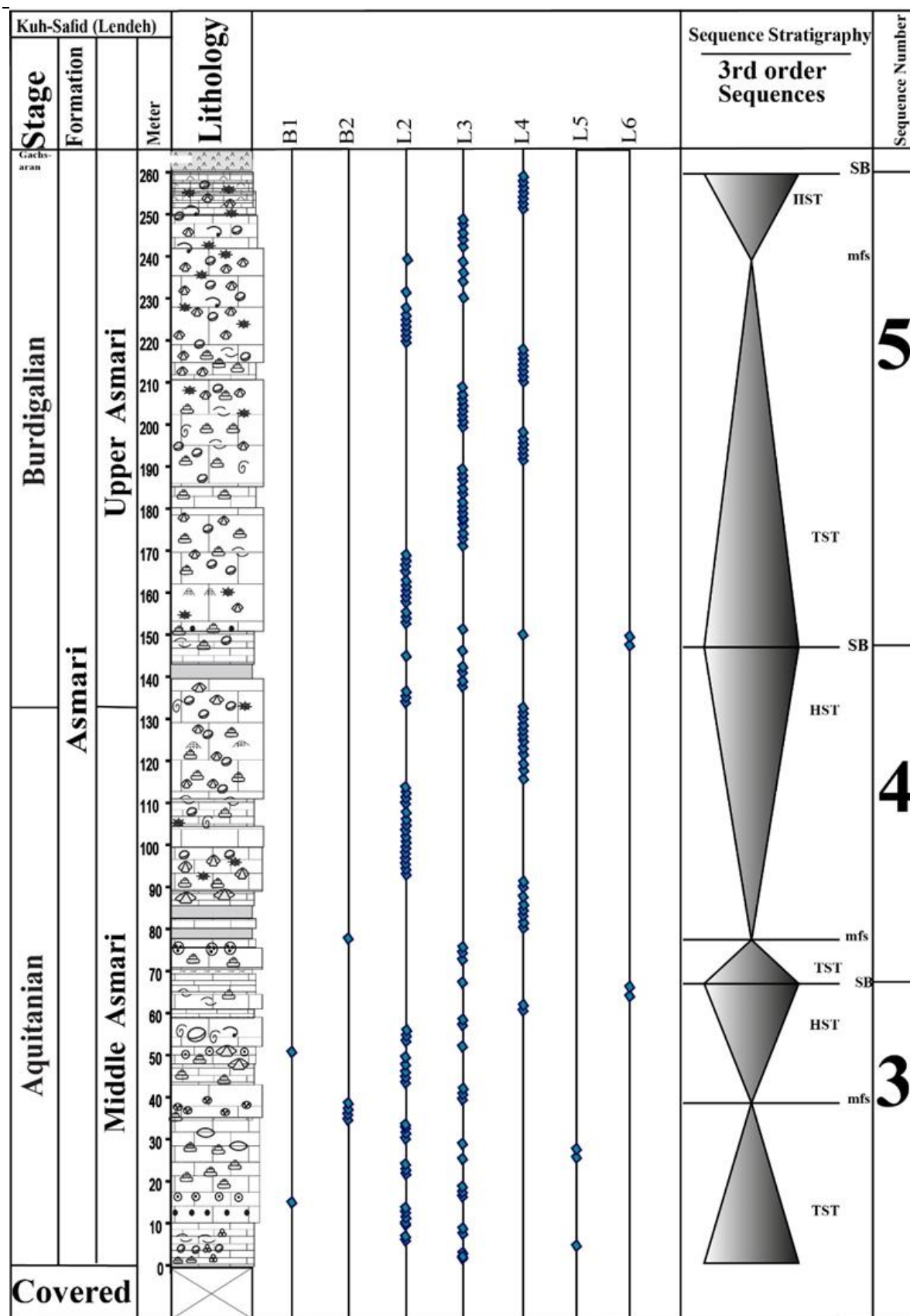
این سکانس در هر دو برش به سن بوردیگالین است. ضخامت آن در برش لب سفید ۱۲۷ متر بوده و از متر از ۲۵۶۷ تا ۲۴۴۰ متری را شامل می شود. در تنگ لنده در فاصله‌ی ۱۴۸ متری تا ۲۶۰ متری واقع شده و به ضخامت ۱۱۲ است. بسته رسوبی پیشرونده در هر دو برش متشکل از رخساره های لاگون است. سطح حداکثر غرقابی نیز در هر دو برش با ریزرخساره تالاب نیمه محصور بیوکلاست فرامینفرا (منفذ دار و بدون منفذ) وکستون-پکستون-گرینستون (L2) مشخص می شود. با کاهش

چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

عمق در هر دو برش بسته رسوبی تراز بالا از رسوبات لاگون محصور شده تشکیل می شود. مرز این سکانس در هر دو برش با رسوبات تبخیری سازند گچساران مشخص می شود که نشان دهنده مرز سکانسی (SB) است.



شکل ۱۲. چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (جنوب غرب لرستان).



شکل ۱۳. چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در ناحیه تنگ لنده (شمال غربی دهدشت).

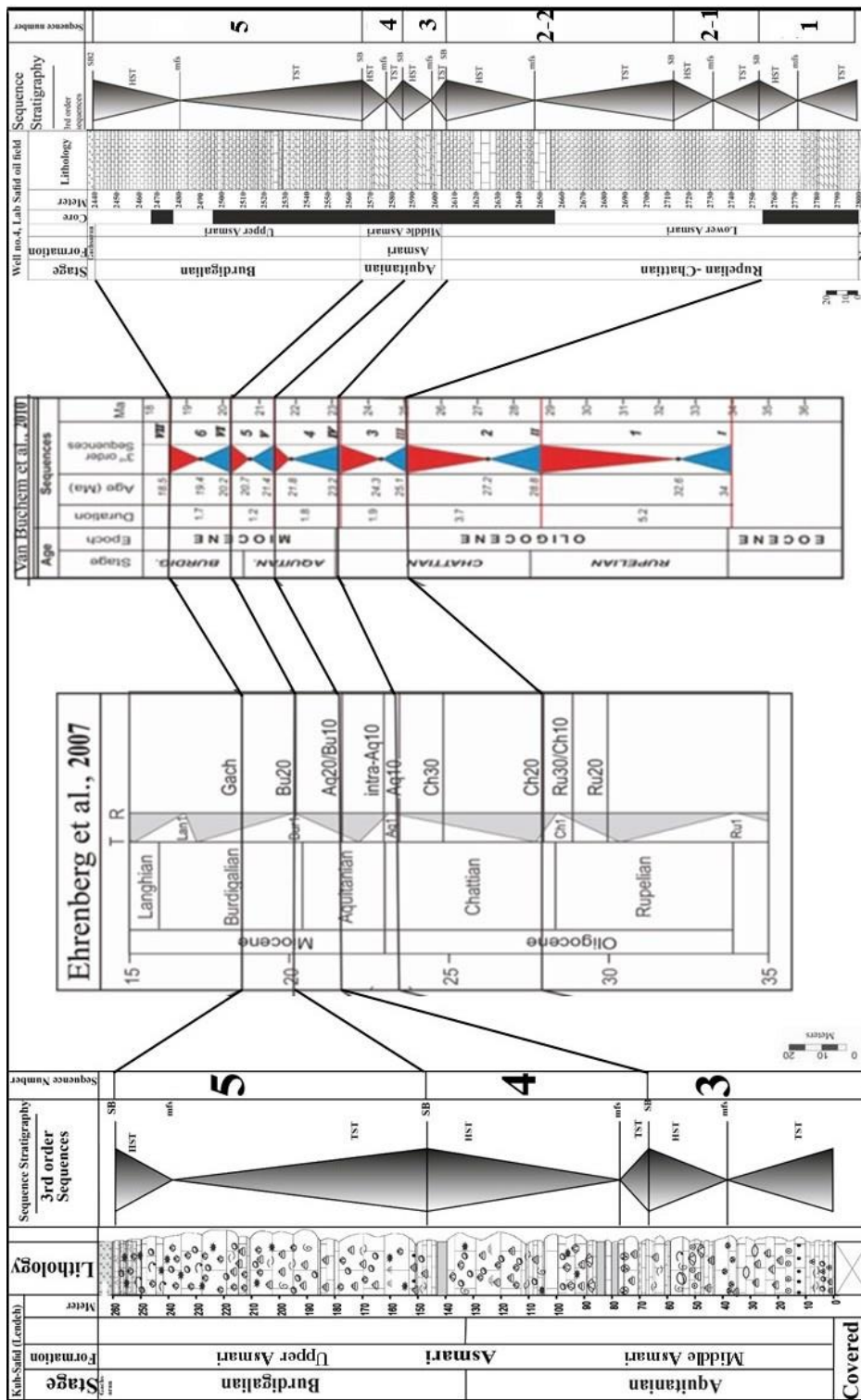
چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

با مقایسه مرزهای سکانسی در برش های فوق الذکر و مطالعات ون بوخم و همکاران [۶۸] و اهرنبرگ و همکاران [۲۹] مشخص می شود که (شکل ۱۴):

مرز بالایی سکانس ۱ برش لب سفید با Ch20 اهرنبرگ و همکاران [۲۹] و سکانس ۲ ون بوخم و همکاران [۶۸] مطابقت دارد. مطالعات انجام شده بر روی رسوبات شاتین بالایی لب سفید، منجر به شناسایی ۲ سکانس رسوبی گردید ولی به منظور تطابق این دو سکانس رسوبی شناسایی شده با سکانس شماره ۳ (شاتین پسین) ون بوخم و همکاران [۶۸]، این دو سکانس رسوبی در قالب یک سکانس رسوبی واحد (به صورت دو زیر سکانس) گنجانده شدند. علت این تفاوت در تعداد سکانس های شناسایی شده در برش لب سفید با سکانس معرفی شده توسط ون بوخم و همکاران [۶۸] را می توان به عملکرد گسل های پی سنگی در طی این زمان در حوضه فورلندی زاگرس نسبت داد [۱۱]. با توجه به نکات ذکر شده مرز فوقانی زیرسکانس ۱ (از سکانس دوم) را می توان در برش لب سفید با مرز Ch30 و مرز زیرین این زیر سکانس را با Ch20 معرفی شده توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۹] معادل دانست و همچنین مرز فوقانی زیر سکانس ۲ (سکانس دوم) در این برش با مرز Aq10 و مرز زیرین آن با Ch30 معادل است [۲۹]. مرز فوقانی سکانس ۳ معادل با مرز Aq20/Bu10 و مرز زیرین آن معادل با Aq10 معرفی شده توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۹] در فروافتادگی دزفول است. این سکانس معادل سکانس شماره ۴ ون بوخم و همکاران [۶۸] است. مرز زیرین سکانس ۴ معادل با Aq20/Bu10 بوده و مرز بالایی آن معادل با مرز Bu20 معرفی شده توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۹] است. این سکانس معادل سکانس شماره ۵ ون بوخم و همکاران [۶۸] است. مرز زیرین سکانس ۵ معادل با Bu20 معرفی شده در زون فروافتادگی دزفول توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۹] و مرز بالایی آن با قاعده سازند گچساران مشخص می شود. این سکانس معادل سکانس شماره ۶ ون بوخم و همکاران [۶۸] می باشد. با مقایسه محیط رسوبی و سکانس های مختلف سازند آسماری در نواحی مختلف حوضه زاگرس مشخص می شود که به دلیل تفاوت در عمق حوضه رسوبگذاری سازند آسماری دارای سن و مرزهای متفاوتی در بخش های مختلف زاگرس می باشد. در بخشهای حاشیه ای تر حوضه مانند تنگ بی بی نرجس (حاشیه ی جنوب شرقی حوضه) و چاه شماره ۴ لب سفید (حاشیه ی شمال غربی حوضه) سازند آسماری در طی الیگوسن نهشته شده و به سمت مرکز حوضه مانند برش های تنگ بوالفارس، چاه پارسی-۱۹، تنگ نایاب و تنگ لنده، سازند پابده در این زمان در حال رسوب گذاری بوده است (شکل ۱۵). سازند آسماری در برش های تنگ بوالفارس، چاه پارسی-۱۹، تنگ نایاب و تنگ لنده صرفاً در طی زمان میوسن پیشین (آکی تانین- بوردیگالین) رسوب کرده است. در شروع زمان آکی تانین با افت شدید ناگهانی سطح آب دریا، انیدریت قاعده ی آسماری در بخش های عمیق حوضه در زمان پس روی شکل گرفته است و در مرکز حوضه مانند نواحی کوه آسماری و میدان های نفتی هفتکل، لالی، پایپله و زیلویی رسوبات آب های عمیق به همراه فون های پلانکتون، بالا و پایین این انیدریت را می پوشانند [۶۸]. در نتیجه جدا ماندن حوضه ی رسوبی سازند آسماری از حوضه ی تتیس و با افزایش شوری (آکی تانین پیشین)، ریز رخساره های فاورینا پکستون- گرینستون (B2) و ریز رخساره پلوییدال ائید/ بیوکلاست ائید پکستون- گرینستون (B1) در همه ی برش های تاقدیس بنگستان یافت می شوند [۶۸]. همزمان با تشکیل انیدریت قاعده ای، در تنگ بند سطوح فرسایشی و در بی بی نرجس افق استروماتولیتی تشکیل شده اند [۲]. ریز رخساره های موجود در سازند آسماری تنگ لنده صرفاً در



شرایط لاگون و در بخش درونی پلاتفرم کربناتی شکل گرفته است. بر همین اساس سکانسهای شناسایی شده در برش های مختلف دارای سن و تعداد متفاوت می باشند. پلاتفرم کربناتی سازند آسماری در اواسط بوردیگالین بر اثر پسروری آب دریا توسط رسوبات تبخیری سازند گچساران پوشیده می شود.



شکل ۱۴. تطابق سطوح سکانس برش های مطالعه شده (تنگ لنده و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید) با سطوح سکانس استراتیگرافی معرفی شده سازند آسماری توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۹] در زون ایذه و ون بوخم و همکاران [۶۸] در زون فرو افتاده دزفول.



چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فو افتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت)

The figure consists of a map on the left and a stratigraphic cross-section on the right. The map, titled 'PERCENT OF SANDSTONE BEDS DISTRIBUTION WITHIN LAYER IV', shows well locations 1 through 8 and various geological features. The cross-section shows stratigraphic columns for wells 1 through 8, with NW at the top and SE at the bottom. Each column includes lithology, biostratigraphy, and sequence stratigraphy. A legend on the right identifies sequences 2, 3, 4, and 6 with different colors: Sequence 2 (red), Sequence 3 (orange), Sequence 4 (light blue), and Sequence 6 (dark blue). A scale bar indicates 20 meters.

شکل ۱۵. تطابق برش‌های مورد مطالعه (تنگ لنده و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید) با برش‌های همجوار [۲، ۶۸] بر اساس داده های چینه نگاری سکانسی.

## ۱۰- نتیجه گیری

در این پژوهش، دو برش از سازند آسماری در چاه شماره ۴ لب سفید و تنگ لنده براساس چینه نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی مطالعه شدند و با سایر نواحی زاگرس مورد بررسی و مقایسه قرار گرفتند. نتایج حاصله از مقایسه این دو برش با سایر نواحی زاگرس (۳ برش در تاقدیس بنگستان، ۱ چاه در میدان نفتی پارسی، ۱ برش در کوه آسماری و ۱ برش در تاقدیس خویز)، حاکی از آن است که ته تشست سازند آسماری در تنگ بی بی نرجس، تنگ بند و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید زود تر از سایر نواحی صورت گرفته است. براین اساس سازند آسماری در زمان الیگوس تا

میوسن پیشین، در یک پلاتفرم کربناتی از نوع رمپ و در چهار زیرمحیط رسوبی شامل: الف-زیرمحیط پهنه جزرومدی، ب- زیر محیط لاگون، پ- زیر محیط پشته وت- زیر محیط دریای باز نهشته شده است. تغییرات عمودی رخساره های میکروسکپی و منحنی مربوط به تغییرات نسبی عمق حاکی از آن است که توالی سازند آسماری در لب سفید از ۵ سکانس درجه ۳ و در برش تنگ لنده از سه سکانس درجه ۳ تشکیل شده است. انطباق سکانس های تشخیص داده شده با سکانس های سازند آسماری سایر نواحی زاگرس حاکی از آن است که تغییرات جهانی سطح آب دریا در تشکیل آنها نقش اساسی داشته است.

## سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر برگ ریزان، دکتر صالحی و دکتر غبیشاوی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

## منابع

- [۱] رحمانی، ع.، و غبیشاوی، ع.، ۱۳۸۸، مطالعه میکروفاسیس ها، سکانس استراتیگرافی و بیواستراتیگرافی مخزن آسماری در میدان لب سفید: گزارش شماره پ-۶۷۰۰، ۴۱ صفحه.
- [۲] رحمانی، ع.، ۱۳۹۰، چینه شناسی سازند آسماری در تاقدیس های بنگستان و خویز و میدان نفتی پارس: پایان نامه دکتری، دانشگاه اصفهان، ۲۱۰ صفحه.
- [۳] طاهری، ع.، و وزیری مقدم، ح.، ۱۳۸۸، زیست چینه نگاری و پالئوآکولوژی سازند آسماری در شرق دو گنبدان براساس روزناران: مجله علوم دانشگاه تهران، جلد سی و پنجم، شماره سوم، صفحه ۳۲-۲۳.
- [۴] عرب پور، ص.، ۱۳۹۲، چینه نگاری زیستی و ریز رخساره های سازند آسماری در تاقدیس کوه سفید، شمال غربی دهدشت (لنده) و چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید، خوزستان: پایان نامه ی کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۲۴۴ صفحه.
- [۵] کلنات، ب.، وزیری مقدم، ح.، و وحیدی نیا، م.، ۱۳۹۳، مقایسه چینه نگاری سکانسی و محیط رسوبی سازند آسماری در نواحی فارس، خوزستان و لرستان از حوضه زاگرس، نشریه علمی-پژوهشی رخساره رسوبی مشهد، جلد هفتم، شماره یک، صفحه ۱۰۷ تا ۱۲۴.
- [۶] موجی خلیفه، ع.، ۱۳۷۹، بررسی ریز چینه نگاری زیستی سازند آسماری در جنوب شرقی بوشهر (تاقدیس خورموج): پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۶۷ صفحه.
- [۷] موسسه جغرافیایی و کارتوگرافی گیتاشناسی، ۱۳۸۴، اطلس راه های ایران: مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰، ۲۷۱ صفحه.

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

[9] ADAMS, T. D., 1969, The Asmari Formation of Lurestan and Khuzestan Provinces: *Iranian Offshore Oil Company Report*, 1154, (unpublished).

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

[11] AHMADHADI, F., LACOMBE, O., and DANIEL, J. M., 2007, Early reactivation of basement faults in central Zagros (SW Iran): Evidence from pre-folding fracture population in Asmari formation and Lower

Tertiary paleogeography in thrust belts and fore-land basins; From fold kinematics to hydrocarbon systems, frontiers in Earth Sciences, edited by LACOMBE, O., LAVE, J., VERGES, J., and ROURE, F.: *Springer Verlag*, Chapter, **11**, 205-208.

[12] ALLAHKARAMPOUR DILL, M., SEYRAFIAN, A., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2010, The Asmari Formation, north of the Gachsaran (Dill anticline), southwest Iran: facies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy: *Carbonate evaporite*, **25(2)**, 145-160.

[13] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2007a, Paleoenvironmental model and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in southwest Iran: *Historical Biology*, **19**, 2, 173-183.

[14] BASSI, D., HUTTINGER, L., and NEBELSICK, J. H., 2007, Larger Foraminifera from the upper Oligocene of the Venetian area, northeast Italy: *Paleontology*, **50(4)**, 845-868.

[15] BASSO, D., 1988, Deep rhodolith distribution in the Pontian Islands, Italy: a model for the paleoecology of a temperate sea: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **137(1)**, 173-187.

[16] BEA VINGTONE-PENNEY, S. J., and RACEY, A., 2004, Ecology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in palaeoenvironmental analysis: *Earth science*, **67**, 219-265.

[17] BERBERIAN, M., and KING, G. C. P., 1981, Towards paleogeography and tectonic evolution of Iran: *Canadian Journal of Earth Science*, **18**, 210-265.

[18] BODAGHER-FADEL, M. K., 2008, Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera: *Elsevier*, London, 540.

[19] BOLLI, H. M., SAUNDERS, J. B., and PEREH-NEILSEN, K., 1987, Plankton stratigraphy: *Cambridge University Press*, New York, 1032.

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

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

[22] BRASIER, M. D., 1995, Fossil indicators of nutrient levels. 1: Eutrophication and climate change: *Geological Society, London, Special Publications*, **83(1)**, 113-132.

[23] BRATTOLO, F., BASSI, D., and ROMERO, R., 2007, Upper Eocene larger foraminiferal coralline algal facies from the Klokova Mountain (south continental Greece): *Facies*, **53(3)**, 361-375.

[24] BRUCHETTE, T. P., and WRIGHT, V. P., 1992, Carbonate ramp depositional systems: *Sediment Geology*, **79**, 3-57.

[25] BOUKHARY, M., KUSS, J., and ABDELRAOUF, M., 2008, Chattian larger foraminifera from Risan Aneiza, northern Sinai, Egypt, and implications for Tethyan paleogeography: *Stratigraphy*, **5(2)**, 179-192.

[26] CORDA, L., and BRANDANO, M., 2003, Aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy: *Sedimentary Geology*, **161**, 55-70.

[27] COSOVIC, V., DROBNE, K., and MORO, A., 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, **50**, 61-75.

[28] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture, in W.E., Ham, ed., Classification of carbonate rocks: *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **1**, 108-121.

[29] EHRENBERG, S. N., PICKARD, N.A.H., LAURSEN, G.V., MONIBI, S., MOSSADEGH, Z.K., SVANA, T. A., AGRAWI, A. A. M., MCARTHUR, J. M. and THIRLWALL, M. F., 2007, Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene – Lower Miocene), SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **30**, 107-128.

[30] EMBRY, A.F. and KLOVAN, J.E., 1971, Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, northwest territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730-781.

[31] EMERY, D. and MYERS, K., 1996, Sequence Stratigraphy, *Blackwell Publishing Company*, 297.

[32] FALCON, N. L., 1974, Southern Iran: Zagros Mountains, in A. Spencer, ed., Mesozoic-Cenozoic Orogenic Belts: *Geological Society of London Special Publication*, **41**, 199-211.

[33] FARZIPOUR-SAEIN, A., YASSAGHI, A., SHERKATI, S. and KOYI, H., 2009, Basin evolution of the Lurestan region in the Zagros fold-and-thrust belt, Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **32**, 5-19.

- [34] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbonate rocks, Analysis, Interpretation and Application: *Berline*, Springer, 984.
- [35] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequence in carbonate platform and slope deposits, empirical models based on microfacies analysis Palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography*, **155**, 211-238.
- [36] HALLOCK, P., and GLENN, E. C., 1986, Larger Foraminifera: a tool for paleoenvironmental analysis of Cenozoic carbonate depositional facies: *Palaios*, **1**, 55-64.
- [37] HALLOCK, P., 1999, Symbiont-Bearing Foraminifera, in B. K. Sen Gupta, ed., *Modern Foraminifera: Kluwer Academic*, Dordrecht, 123-139.
- [38] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451**, 56-70.
- [39] HOHENEGGER, J., YORDANOVA, E., and HATTA, A., 2000, Remarks on west Pacific Nummlitidae: *Journal of Foraminiferal Research*, **30**, 3-28.
- [40] HOHENEGGER, J., YORDANOVA, E., NAKANO, Y., and TATZREITER, F., 1999, Habitas of larger foraminifera on the reef slope of Sesoko Island, Oki nawa, Japan: *Marine Micropaleontology*, **36**, 109-168.
- [41] HOTTINGER, L., 1983, Processes determining the distribution of larger foraminifera in space and time: *Utrecht Micropaleontological Bulletins*, **30**, 239-253.
- [42] HOTTINGER, L., 1997, Shallow benthic foraminiferal assemblages as signals for depth of their deposition and their limitations: *Bulleint de la Societ Geologique de France.*, **168**, 491-505.
- [43] HAQ, B. U., HARDENBOL, J., and VAIL, P. R., 1987, Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic, *Science*, **235**, 1156-1167.
- [44] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area: *Bulletin*, **49(12)**, 2182-2245.
- [45] LAURSEN, G. V., MONIBI, S., ALLANI, T. L. N., PICKARD, 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.
- [46] LEUTENEGGER, S., 1984, Symbiosis in benthic foraminifera, specificity and host adaptations: *Journal of Foraminiferal Research*, **14**, 16-35.
- [47] LIEWELLYN, P. G., 1973, Geological compilation map, Deh-Dasht: *Iranian oil operating company*, 25479E, scale 1:100000, sheet, 20836E.
- [48] LOEBLICH, A. R., and TAPPAN, H., 1998, Foraminiferal genera and their classification: *Van Nostrand Reinhold Company*, New York, 970.
- [49] MURRAY, J. W., 1991, Ecology and paleoecology of benthic foraminifera: *Longman*, Harlow, 397.
- [50] MUTTI, M., and HALLOCK, P., 2003, Carbonate systems along nutrient and temprature gradients: *Earth Science*, **92**, 465-475.
- [51] NEBELSICK, J.H, STINGL, V., and RASSER, M., 2001, Autochthonous facies and allochthonous debris compared: early Oligocene carbonate facies patterns of the Lower Inn Valley (Tyrol, Austria): *Facies*, **44**, 31-46.
- [52] PEDLEY, M., 1996, Miocene reef facies of Pelagian region (Central Mediteranean region). in FRANSEEN, E.K., ESTEBEN, M., WARD, W. C., and Rouchy, J. M., eds., *Models for Carbonate Stratigraphy from Miocene reef complexes of Mediterranean Regions: Concept Sediment Paleontology*, **5**, 247-259.
- [53] POMAR, L., 2001, Ecological control of sedimentary accomodation: Evolution from a carbonate ramp to rimmed shelf, Upper Miocene, Balearic Island: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **175**, 249-272.
- [54] POMAR, L., BRANDANO, M., and VESTPHAL, H., 2004, Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: A critical review of Miocene examples from the western Mediterranean: *Sedimentology*, **51**, 627-651.
- [55] RAHMANI, A., TAHERI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and GHABEISHA VI, A., 2012, Biostratigraphy of the Asmari Formation at Khaviz and Bangestan Anticlines, Zagros Basin, SW Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie - Abhandlungen*, **263(1)**, 1-16.

- [56] RAHMANI, A., VAZIRI -MOGHDDAM, H., TAHERI, A., and GHABEISHA VI, A., 2009, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on microfacies analysis of Oligocene-Miocene carbonate rocks at Khaviz Anticline, Zagros Basin, SW Iran: *Historical Biology*, **21(4)**, 215-227.
- [57] READ, J. F., 1985, Carbonate platform facies models: *Geological Society of America Bulletin*, **69(1)**, 1-21.
- [58] REISS, Z., and HOTTINGER, L., 1984, The Gulf of Aqaba, Ecological Micropaleontology: *Berlin-Springer*, 354.
- [59] READING, H. G., 1996, Sedimentary environment and facies: *Blackwell Scientific Publications*, **1**, 615.
- [60] RICHARDSON, R. K., 1924, The geology and oil measures of southwest Persia: *Journal of the Institute of Petroleum Technology*, **10(43)**, 256-283.
- [61] ROMERO, J., CAUS, E., and ROSSEL, J., 2002, A model for the paleoenvironmental distribution of larger foraminifera based on Late Middle Eocene deposits on the margin of the south Pyrenean basin: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179**, 43-56.
- [62] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., GHABEISHA VI, A., and MOUSSAVI-HARAMI, R., 2015, Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari platform: Southeastern Izeh Zone, Zagros, Iran: *Facies*, **61**, 423, 1-32.
- [63] SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI A., 2009, Biostratigraphy and palaeoecology of the Oligo-Miocene succession in Fars and Khuzestan areas (Zagros Basin, SW Iran): *Historical Biology*, **21(2)**, 17-31.
- [64] SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2011, Microfacies and sedimentary environment of the Oligocene sequence (Asmari Formation) in Fars sub-basin, Zagros Mountains, southwest Iran: *Facies*, **57(3)**, 431-446.
- [65] SIMMONS, M. D., SHARLAND, P. R., CASEY, D. M., DAVIES, R. B., and SUTCLIFFE, O. E., 2007, Arabian Plate sequence stratigraphy Potential implications for global chronostratigraphy: *GeoArabia*, **12**, 101-130.
- [66] THOMAS, A. N., 1948, The Asmari limestone of southwest Iran: *AngloIranian Oil Company Report*, 706, unpublished.
- [67] TUCKER, M. E., and WRIGHT, V.P., 1990, Carbonate sedimentology: *Blackwell Scientific Publications*, Oxford, 425.
- [68] VAN BUCHEM F. S. P., ALLAN T. L., LAURSEN G. V., LOTPOUR 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 Formation) SW Iran: *Publication*, **329**, 219-263.
- [69] VAN-WAGONER, J. C., POSAMENTIER, H. W., MITCHUM, R. M., VAIL, P. R., SARG, J. F., LOUTIT, T. S., and HARDENBOL, J., 1988, An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions, in WILDUS, C.K., HASTINGS, B.S., KENDALL, C.G.S.T.C., POSAMENTIER, H.W., ROSS, C.A., and WAGONER, J.C.V., eds., Sea-level changes: an integrated approach, *SEPM Special Publication*, **42**, 39-45.
- [70] VAZIRI-MOGHADDAM, H., KIMIAGARI, M., and TAHERI, A., 2006, Depositional environment sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, **52**, 41-51.
- [71] VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., and MOTIEI, H., 2010, Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran, Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **27(1)**, 56-71.
- [72] WILSON, J. L., 1975, Carbonate facies in geology history: *Springer*, **471**, 33.
- [73] WYND, J. G., 1965, Biofacies of the Iranian oil consortium agreement area: *Iranian Offshore Oil Company Report*, 1082, 40, 80, unpublished.

## زیست چینه نگاری، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برش های دیگر در حوضه زاگرس

مهرناز رحیم زاده<sup>۱\*</sup>، علی صیرفیان<sup>۲</sup>، حسین وزیری مقدم<sup>۲</sup>، علی رحمانی<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی کارشناسی ارشد چینه شناسی و فسیل شناسی، دانشگاه اصفهان، ایران

<sup>۲</sup> عضو هیأت علمی (استاد) گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، ایران

<sup>۳</sup> عضو هیأت علمی (استاد) گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، ایران

<sup>۴</sup> شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

missrahimzadeh@yahoo.com

دریافت اسفند ۱۳۹۴، پذیرش مرداد ۱۳۹۵

### چکیده

هندسه ی متفاوت بستر رسوبی، بیوزون ها و رخساره های کربناته متعدد را سبب می شود. سازند آسماری، در بازه ی زمانی الیگوموسن در حوضه ی فورلند نهشته شده است. در این تحقیق، زیست چینه نگاری و ریز رخساره های سازند آسماری در یال شمال غربی تاقدیس نودان (شمال کازرون)، مورد بررسی قرار گرفته است. سازند آسماری در این برش دارای ستبرای ۳۰۲ متر می باشد و مرزهای بالا و پایین آن پوشیده است. بر اساس مطالعات صحرایی و خصوصیات لایه ها، ۴ واحد سنگی (واحد ۱: آهک های نازک و متوسط لایه، واحد ۲: آهک های ضخیم لایه و ماسیو با میان لایه-های نازک و گاهاً متوسط، واحد ۳: تناوبی از آهک های ضخیم، متوسط و نازک لایه ی نودولار، واحد ۴: آهک های نازک لایه ی نودولار) تشخیص داده شد. بر اساس مطالعات میکروسکوپی، ۲۰ جنس و ۱۹ گونه تشخیص داده شد و دو بیوزون، در ارتباط با زمان الیگوسن معرفی گردید. بر اساس نوع بافت و فون های تشکیل دهنده در برش مورد مطالعه، ۹ ریز رخساره در دو محیط لاگونی و دریای باز شناسایی شد. همچنین در این تحقیق، ۱۱ برش از سازند آسماری در نواحی فارس، ایذه و زاگرس مرتفع از دیدگاه تطابق بیوزونی مورد مقایسه قرار گرفته اند.

**کلمات کلیدی:** سازند آسماری، زیست چینه نگاری، ریزرخساره، حوضه ی فورلند.

## ۱- مقدمه

سازند آسماری توالی ضخیمی از سنگ های آهکی است که بر روی پلتفرم کربناته در حوزه رسوبی زاگرس نهشته شده است. سن این سازند در لرستان میوسن و در سایر مناطق می تواند از الیگوسن تا میوسن متغیر باشد. در فارس، سازند آسماری در الیگوسن نهشته شده است. سازند آسماری مهمترین سنگ مخزن نفت در جنوب غرب حوضه ی ایران محسوب می شود [۱۲]. مطالعات گسترده ای بر روی خواص سنگ چینه ای این سازند انجام شده است. از جمله مطالعات اخیر که در رابطه با سازند آسماری در مجلات خارجی به چاپ رسیده است می توان به زیست چینه نگاری و محیط دیرینه ی بخش پایینی سازند آسماری (الیگو-میوسن) [۳۹]، زیست چینه نگاری توالی پالئوژن پسین - نئوژن پیشین، شمال حاشیه خلیج فارس [۴۰]، سیستم رمپ الیگوسن - میوسن (سازند آسماری) در شمال غرب حوزه زاگرس [۴۶] و بررسی رخساره های سازند آسماری در مرکز و شمال مرکزی حوضه زاگرس [۴۱]، بررسی تطابق ریزرخساره های سازند آسماری در الیگوسن- میوسن، در مرکز حوضه ی نفتی تاقدیس رگه سفید، حوضه زاگرس، جنوب غرب ایران [۱۷]، چینه نگاری سکانسی از پلتفرم الیگو-میوسن میوسن آسماری؛ جنوب شرقی ایذه، حوضه زاگرس [۴۲]، اشاره نمود. همچنین، مقالات متعدد دیگری همچون چینه نگاری زیستی و محیط رسوبگذاری سازند آسماری در یال جنوبی تاقدیس خویز (شمال شرق بهبهان) [۱۳]، مطالعه میکروفاسیس ها، سکانس استراتیگرافی و بیواستراتیگرافی مخزن آسماری در میدان لب سفید [۵] و ریزرخساره ها و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در برش تنگ سرخ، جنوب شرقی یاسوج [۲] نام برد.

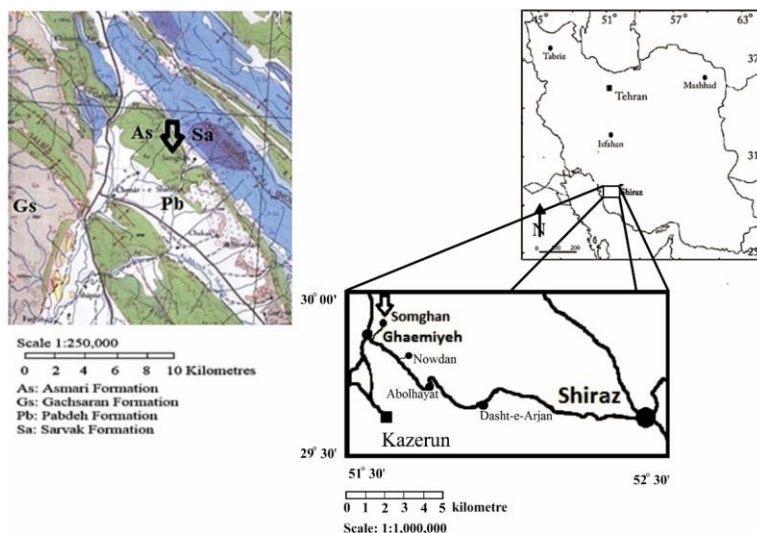
این سازند بر اساس از نظر سنگ چینه ای به ۳ واحد آسماری پایینی (الیگو-میوسن)، آسماری میانی (آکی تانین) و آسماری بالایی (بوردیگالین) تقسیم می شود. در بیشتر نقاط، مرز پایینی بر روی شیل های سازند پابده قرار گرفته است. اما در لرستان مرکزی، این سازند بر روی سازند شهبازان و در فارس داخلی بر روی سازند جهرم قرار دارد. در همه ی مناطق، مرز بالایی با سازند گچساران پوشیده می شود ولی در فارس داخلی، سازند رازک، جانشین سازند گچساران می شود [۱]. چینه نگاری زیستی سازند آسماری به طور عمده بر اساس روزنداران بنتیک صورت می گیرد. روزنداران بنتیک به واسطه ی گسترش بیشتر و سرعت بالای انتشار خود گزینه مناسبی جهت تعیین سن به شمار می روند [۱۴]. بر اساس مطالعات زیست چینه نگاری اولیه ۶ زون تجمعی معرفی شد [۳۱] و پس از آن، سه زون تجمعی و دو زیرزون از این سازند نیز معرفی گردید [۱۶]. سن دقیق تر این سازند با روش ایزوتوپ استرانسیوم راپلین تا میوسن پیشین در نظر گرفته شد [۲۴]. جدیدترین زون بندی ارائه شده، شامل ۶ زون تجمعی و ۱ زون نامشخص است [۳۱]. همچنین، توالی الیگو-میوسن سازند آسماری و سازند پابده در فرو افتادگی دزفول مورد مطالعه قرار گرفت و با استفاده از داده های اهرنبرگ و همکاران (۲۰۰۷) و یافته های جدید، زون های ارائه شده توسط لارسن و همکاران (۲۰۰۹) مورد تأیید قرار گرفت [۴۴]. هدف دنبال شده در این تحقیق، زیست چینه نگاری و ریز رخساره های سازند آسماری در برش نودان می باشد. همچنین، مقایسه ی ۹ برش از سازند آسماری از نظر بیوزونی و ریز رخساره ها انجام شد. در ادامه، با توجه به برش مورد مطالعه و سه برش دیگر از سازند آسماری که در مجاور گسل قطر-کازرون قرار گرفته اند از نظر زیست چینه نگاری، ریزرخساره ها و ضخامت مورد بررسی قرار گرفت.

## ۲- موقعیت جغرافیایی و روش مطالعه

مختصات جغرافیایی منطقه مورد مطالعه واقع در یال شمال غربی تاقدیس نودان (شمال شهر کازرون) و در مجاورت روستای سمغان ۱۸" ۵۲' ۲۹° شمالی و ۲۰" ۳۰' ۵۱° شرقی است. روستای سمغان در ۹ کیلومتری شمال شرق قائمیه و ۳۹ کیلومتری شهرستان کازرون واقع است و شهر کازرون در ۱۵۴ کیلومتری غرب شهر شیراز قرار دارد (شکل ۱). سازند آسماری در

زیست چینه نگاری، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برش های دیگر در حوضه زاگرس

برش مورد مطالعه به طور کلی شامل آهک های نازک، متوسط و ضخیم لایه است. سازند آسماری به طور هم شیب به بر روی سازند مارنی پابده و در زیر سازند تبخیری گچساران قرار دارد که مرز های بالایی و پایینی برش به طور محلی پوشیده می باشد. مطالعات صحرایی، شامل تفکیک برش مورد نظر از لحاظ ضخامت، رنگ و نودولار بودن لایه ها، به ۴ واحد سنگ شناسی، انجام شد و نمونه برداری به صورت سیستماتیک صورت گرفت؛ از نمونه ها ۱۸۷ مقطع میکروسکوپی تهیه شد. مطالعات زیست چینه نگاری و زون بندی بر اساس بیوزون بندی ارائه شده توسط لارسن و همکاران (۲۰۰۹) و ون بوخم و همکاران (۲۰۱۰) صورت گرفت. بافت سنگ های آهکی نیز بر اساس روش دانهام [۲۳]، امبری و کلوان [۲۵] و رایت [۴۹] و ریز رخساره ها توسط مدل ارائه شده توسط ویلسون [۴۸] و فلوگل [۲۶] نام گذاری شد.



شکل ۱- a. موقعیت جغرافیایی و راه های دسترسی به منطقه مورد مطالعه [۳]. b. نقشه زمین شناسی منطقه مورد مطالعه (مقیاس ۱:۲۵۰۰۰۰). [۳۳]

### ۳- بحث

#### ۱-۳- زیست چینه نگاری

بر اساس مطالعات آزمایشگاهی، ۲۰ جنس ۱۹ گونه از فرامینیفرای بنتیک در برش نودان تشخیص داده شد (شکل ۲) و ستون زیست چینه نگاری سازند آسماری در برش مورد مطالعه ترسیم گردید (شکل ۳). بر اساس پخش و پراکندگی عمودی آن ها ۲ زون تجمعی شناسایی شد.

زون تجمعی ۱- ضخامت این زون از قاعده ۱۳۶ متر بوده و فون های زیر مورد شناسایی قرار گرفته است:

*Nephrolepidina marginata*, *Planorbulina* sp., *Austrotrillina asmariensis*, *Valvulinid* sp., *Elphidium* sp.1, *Triloculina trigonula*, *Quinqueloculina* sp., *Eulepidina* sp., *Nephrolepidina tournoueri*, *Neorotalia viennoti*, *Pyrgo* sp., *Amphistegina* sp., *Discorbis* sp., *Nephrolepidina* sp., *Operculina complanata*, *Austrotrillina howchini*, *Meandropsina* sp., *Pseudolituonella reicheli*, *Heterostegina* sp., *Austrotrillina* sp., *Dendritina rangi*, *Sphaerogypsina* sp., *Austrotrillina asmariensis*, *Bigenerina* sp., *Peneroplis evolutus*, *Meandropsina iranica*, *Peneroplis* sp., *Peneroplis thomasi*, coralline red algae (*Lithophyllum* sp., *Subterranoephyllum thomasi*), echinoids, corals, textularids, miliolids.

بر اساس فون های موجود در این مجموعه، این زون معادل با بیوزون

*Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa* Assemblage Zone.

بوده و سن روپلین-شاتین را نشان می دهد [۳۱] (شکل ۳).

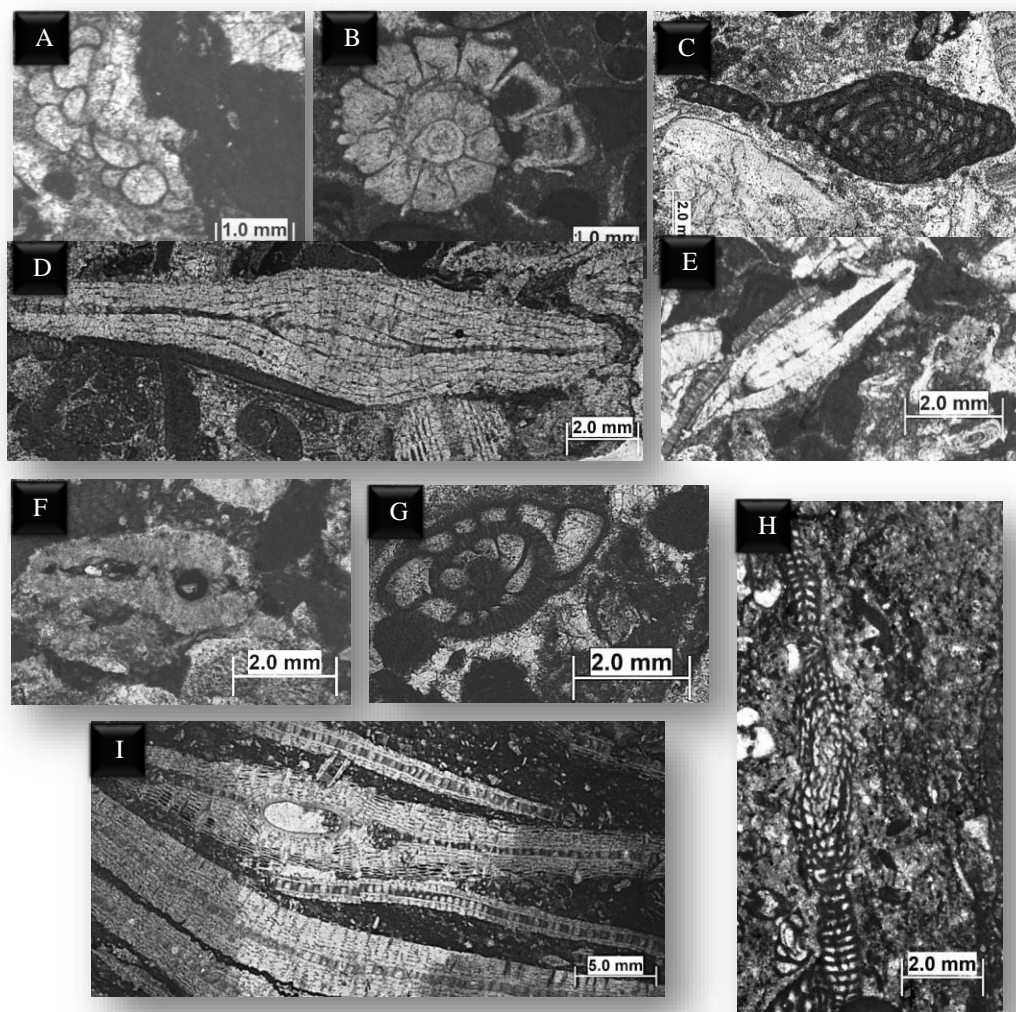
زون تجمعی ۲- این زون که از ضخامت ۱۳۶ متری شروع و تا انتهای برش (۳۰۲ متری) ادامه دارد، شامل فون های زیر می باشد



*Spiroclypeus* sp., *Spiroclypeus blankenhorni*, *Heterostegina* sp., *Lepidocyclina* sp., *Neorotalia* sp., *Neorotalia veinnoti*, *Operculina* sp., *Operculina complanata*, *Elphidium* sp., *Amphistegina* sp., *Asterigerina* sp., *Discorbis* sp., *Bigenerina* sp., *Pyrgo* sp., *Archaias kirkukensis*, *Archaias* sp., *Archaias operculiniformis*, *Archaias hensoni*, *Austrotrillina asmariensis*, *Miogypsinoides complanatus*, *Peneroplis* sp., *Peneroplis thomasi*, *Peneroplis evolutus*, *Dendritina rangi*, *Valvulinid* sp., *Meandropsina* sp., *Meandropsina iranica*, *Discorbis* sp., *Dendritina* sp., *Elphidium* sp.14, *Triloculina trigonula*, *Triloculina tricarinata*, textularids, gastropods, miliolids.

بر اساس فون‌های موجود، به خصوص حضور *Spiroclypeus blankenhorni* در این مجموعه، این زون معادل با بیوزون *Archaias asmaricus*-*Archaias hensoni*-*Miogypsinoides complanatus* Assemblage Zone

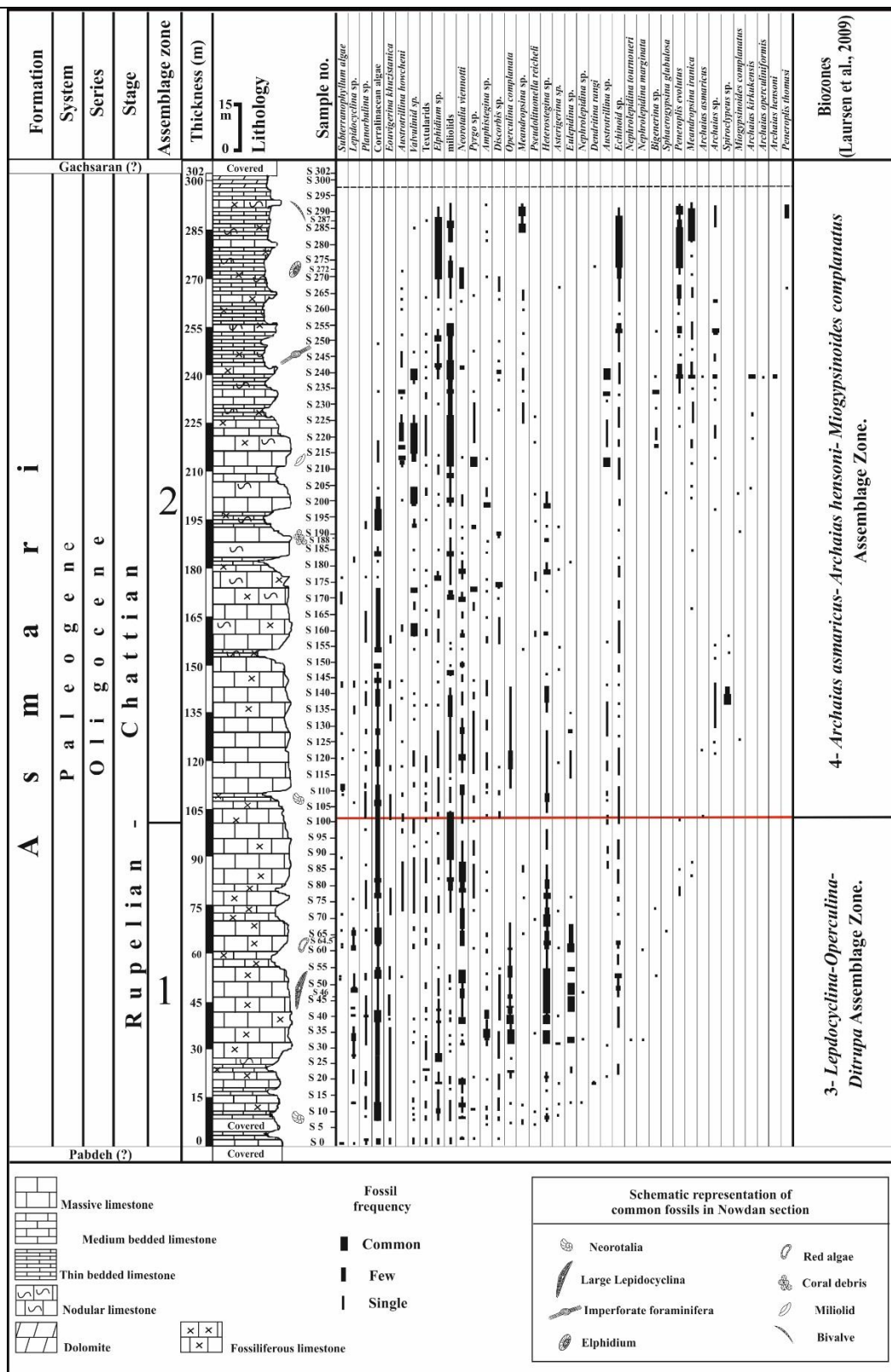
بوده و سن شاتین را نشان می‌دهد [۳۱] (شکل ۳).



شکل ۲. تصاویر میکروسکوپی برخی از میکروفسیل‌های برش نودان، غرب استان فارس.

A: *Planorbulina* sp., Oblique section, sample number 12. B: *Neorotalia viennoti*, Equatorial section, sample number 146. C: *Archaias asmaricus*, axial section, sample number 122. D: *Spiroclypeus* sp., axial section, sample number 136. E: *Operculina* sp., axial section, sample number 32. F: *Miogypsinoides* cf. *complanatus*, axial section, sample number 66. G: *Elphidium* sp., Equatorial section, sample number 128. H: *Archaias hensoni*, axial section, sample number 238. I: *Eulepidinia* sp., axial section, sample number 61.

زیست چینه نگاری، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برش های دیگر در حوضه زاگرس



شکل ۳. ستون زیست چینه نگاری سازند آسماری در برش نودان، غرب استان فارس.

به منظور تطابق بیوزون‌های این برش با دیگر برش‌های مطالعه شده در سازند آسماری، ۳ برش که به صورت تقریبی یکی در جنوب شرقی و دو برش دیگر در شمال غربی برش مورد مطالعه قرار داشته‌اند، انتخاب گردیدند. برش‌های تطابق داده شده در جدول ۱ معرفی شده‌اند.

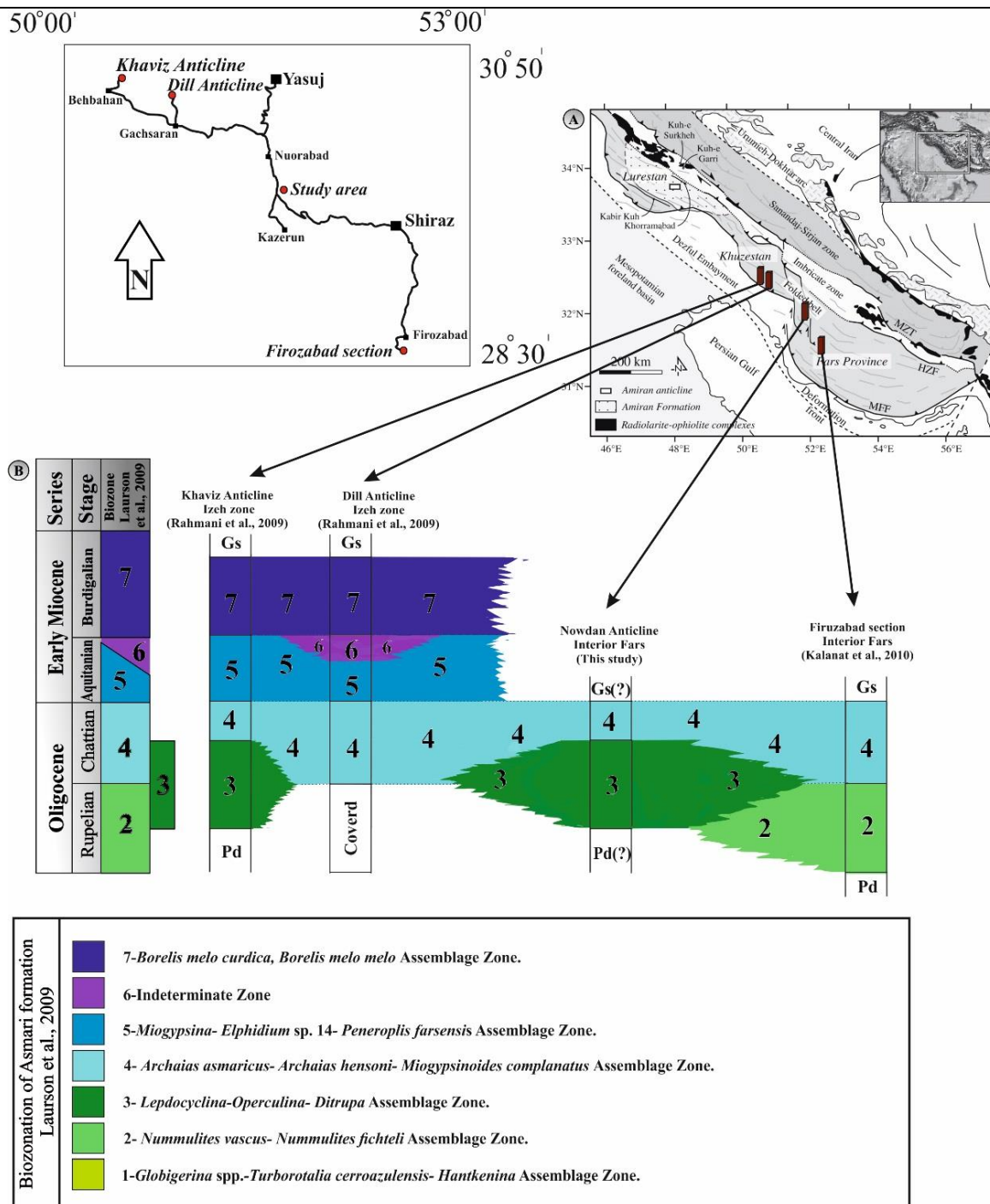
جدول ۱. اطلاعات برش های مورد تطابق.

نام برش	موقعیت و مختصات جغرافیایی	موقعیت در زون زاگرس	بیوزون	سن	منابع
تاقدیس خويز	شمال شرق شهر بهبهان N: 30°42'14", E: 50°18'04"	زون ایذه	<i>Borelis melo curdica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone <i>Miogypsina- Elphidium</i> sp. 14- <i>Peneroplis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archaia asmaricus- Archaia hensoni- Miogypsinoidea complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa</i> Assemblage Zone	الیگوسن میوسن	رحمانی و همکاران، ۲۰۱۲
تاقدیس دیل	شمال شهر گچساران N: 30°33', E: 50°44'	زون ایذه	<i>Borelis melo curdica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone Indeterminate Zone <i>Miogypsina- Elphidium</i> sp. 14- <i>Peneroplis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archaia asmaricus- Archaia hensoni- Miogypsinoidea complanatus</i> Assemblage Zone	الیگوسن میوسن	الله کرم پور دیل و همکاران، ۲۰۱۰
برش نودان (برش مورد مطالعه)	شمال شرق شهر کازرون N: 29°52'24", E: 51°31'19"	فارس داخلی	<i>Archaia asmaricus- Archaia hensoni- Miogypsinoidea complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa</i> Assemblage Zone	الیگوسن	رحیم زاده، ۱۳۹۴
برش فیروزآباد	جنوب غرب شهر فیروزآباد N: 28°47' E: 52°25'	فارس ساحلی	<i>Archaia asmaricus- Archaia hensoni- Miogypsinoidea complanatus</i> Assemblage Zone <i>Nummulites vaseuse- Nummulites fichteli</i> Assemblage Zone	الیگوسن	کلنات و همکاران، ۲۰۱۱

به طور کلی مقایسه‌ی سازند آسماری در چهار برش فوق نشان می دهد که حوضه‌ی زاگرس در طی الیگوسن در بخش‌های مرکزی، عمیق تر بوده و هر چه از مرکز حوضه دورتر می شویم، عمق حوضه کمتر شده و در ابتدای میوسن شرایط برای نهشته شدن تبخیری‌ها فراهم گردیده است. اثبات این موضوع با اختلاف زمانی نهشته شدن بیوزون‌های یکسان امکان پذیر است. ستون چینه نگاری برش خويز [۳۶] و همچنین برش نودان [۶] نشان می دهد که رسوب گذاری سازند پلاژیکی پابده تا اوایل الیگوسن ادامه داشته و پس از آن سازند آسماری رسوب گذاری خود را از روپلین-شاتین آغاز کرده است. سازند آسماری در برش خويز با بیوزون شماره‌ی ۳ [۳۱] شروع می شود [۳۶] و در برش دیل رسوب گذاری سازند آسماری مصادف با بیوزون شماره‌ی ۴ لارسن یعنی از زمان شاتین آغاز شده است [۱۹] در برش فیروزآباد، قاعده‌ی سازند آسماری از شاتین و بیوزون شماره‌ی ۲ [۳۱] را نشان می دهد. با توجه به این که دو برش "خويز" و "دیل" در مرز زون ایذه و فرو افتادگی دزفول قرار دارند، جوان تر بودن سن قاعده‌ی آسماری در این دو برش به خصوص در برش خويز، نزدیک بودن آن ها به مرکز حوضه‌ی فورلند را در زمان الیگو-میوسن نشان می دهد. همچنین ادامه‌ی رسوب گذاری سازند آسماری تا زمان بوردیگالین در دو برش فوق، نشان می دهد که به دلیل عمق زیاد حوضه‌ی رسوبی در این دو منطقه، شرایط برای نهشته شدن سازند آسماری تا میوسن فراهم بوده است. اما، در برش "فیروزآباد" و به احتمال زیاد در برش "نودان" که از مرکز حوضه‌ی فورلند دورتر بوده اند، عمق کم تر بوده است که قبل از رسیدن به میوسن یعنی در اواخر شاتین، رسوبات تبخیری سازند گچساران بر روی سازند آسماری نهشته شده است [۱۱].

این در حالی ست که در برش های "خويز" و "دیل"، سازند گچساران در اواخر بوردیگالین شروع به نهشته شدن می کند (شکل ۴). همچنین بررسی برش های سازند آسماری که توسط دیگر محققان صورت گرفته است، گواه این موضوع می باشد که عمق، به سمت مرکز حوضه‌ی فورلند افزایش یافته است [۳۰].

زیست چینه نگاری، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برش های دیگر در حوضه زاگرس



شکل ۴- A. موقعیت جغرافیایی برش های خویز، دیل، نودان (برش مورد مطالعه) و فیروز آباد در پهنه زاگرس (با تغییرات [۴۲]). B: مقایسه زون های زیستی سازند آسماری در برش های فوق (در این مقایسه، ضخامت در نظر گرفته نشده است و ملاک مقایسه توزیع و گسترش بیوزونها می باشد).

### ۲-۳- ریز رخساره ها

مطالعه عناصر اسکلتی و غیر اسکلتی و بافت رسوبی، منجر به شناسایی ۹ ریزرخساره گردید (شکل های ۵ و ۶). این ریز رخساره ها به ترتیب دوری از ساحل به شرح زیر است:

۱-۲-۳-۰ ریز رخساره های دریای باز شامل:

۳-۲-۱-۱-۱-۱: بایوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده (بزرگ و کشیده) رودستون.

لپیدوسیکلیناهای بسیار بزرگ با پوسته کشیده، (بیش از ۲ سانتی متر) این رخساره را معرفی می‌کنند. فرم‌های میکروسفریک در مقایسه با فرم‌های مگالسفریک فراوان‌ترند. از دیگر عناصر اصلی می‌توان به خانواده‌ی نومولیتیده (هتروستزینا، اپرکولینا) اشاره کرد. عناصر فرعی نیز شامل اجتماعی از اکیونئیدها، جلبک‌های قرمز، الفیدیوم، نئوروتالیا، لولولینید و پلنوربولینا، که با فراوانی کمتر حضور دارند. فضای بین دانه‌ها را مخلوطی از گل‌های کریناته و خرده‌های فسیلی پر کرده است و در بخش‌هایی که فرم‌هایی به بزرگی ۲ سانتی متر غالب می‌شوند، بافت از گل پشٹییان به دانه پشٹییان (رودستون) تغییر می‌کند. دانه‌ها جور شدگی ضعیفی را نشان می‌دهند (شکل ۵-۵-A).

تفسیر: حضور لپیدوسیکلیناهای بزرگ به همراهی دیگر منفذداران همزیست‌دار همچون خانواده نومولیتیده و الفیدیوم، نشان دهنده‌ی رسوب گذاری در زیر سطح اساس امواج آرام است [۲۸]، [۲۹] و [۳۷]. وجود فرامینیفراهایی که حجرات جانبی خود را گسترش داده‌اند بیانگر ته نشست در قسمت‌های پایین زون نوری است. حضور فون‌های فوق به همراه جلبک قرمز، خرده‌های اکیونئید و بریوزوئر، شوری نرمال دریایی را نشان می‌دهد. زمینه‌ی گلی تا دانه‌ای مقاطع و جور شدگی ضعیف، بیانگر رسوب‌گذاری در محیطی با انرژی متوسط تا کم می‌باشد [۲۶].

۳-۲-۱-۲-۲-۲: بایوکلاست لپیدوسیکلینا نومولیتیده پکستون - وکستون روزنداران کفزی شامل لپیدوسیکلیناها و نومولیتیده‌ها با اندازه‌ی کوچکتر نسبت به رخساره‌ی پیشین، به عنوان فون‌های اصلی، این ریز رخساره را معرفی می‌کنند. فون‌های فرعی شامل، نئوروتالیا نسبتاً بزرگ، جلبک‌های قرمز سالم و در بعضی از مقاطع خرد شده و قطعاتی از لپیدوسیکلیناهای کشیده می‌باشد. بافت این ریزرخساره از گل پشٹییان تا دانه پشٹییان تغییر می‌کند (شکل ۵-۵-B).

تفسیر: لپیدوسیکلیناها و نومولیتیده‌های عدسی شکل، حضور در بالای سطح اساس امواج عادی، در بخش‌های بالای زون نوری را، میسر می‌کند. حضور جلبک قرمز که از فون‌های غالب در محیط‌های گرمسیری به شمار می‌رود، حاکی از یک محیط گرم دریایی است [۲۰]. نئوروتالیاهاى تزیین‌دار حاکی از شوری نرمال و انرژی هیدرولیکی متوسط می‌باشد [۲۹].

۳-۲-۱-۳-۳-۳: بایوکلاست کورالیناسه آ فرامینیفرا (منفذ دار) پکستون - گرینستون. حضور فراوان روزنداران منفذدارى چون لپیدوسیکلینیده، اجتماعی از نومولیتیده‌های عدسی شکل (اسپیروکلیپتوس، هتروستزینا و اپرکولینا)، الفیدیوم و نئوروتالیاهاى تزیین‌دار به همراه فراوانی جلبک‌های قرمز، این رخساره را معرفی می‌کند. اندازه‌ی فون‌ها نسبت به رخساره‌های پیشین کوچکتر است. بر تعداد نئوروتالیا و جلبک‌های قرمز افزوده شده است و فون‌ها در یک زمینه‌ی دانه پشٹییان نهشته شده‌اند (شکل ۵-۵-C).

تفسیر: افزایش لپیدوسیکلیناها و نومولیتیده‌های عدسی شکل با ضخامت بیشتر نسبت به قطر صدف، این ریز رخساره را از رخساره‌ی O2 متمایز می‌کند. این افزایش ضخامت، حاکی از افزایش میزان نور و حضور در بخش پایینی زون نوری بالایی است. فراوانی فرم‌های مگالسفریک ته نشست در بخش بالایی رمپ میانی (پروکسیمال) را نشان می‌دهد. افزایش کورالیناسه‌آ در این ریز رخساره بیانگر نفوذ نور و به دنبال آن گرمای بیشتر در این عمق است. نسبت بالای آلومک‌ها و بافت دانه پشٹییان و نئوروتالیای تزیین‌دار، انرژی بالای هیدرولیکی در این عمق را نشان می‌دهد. حضور آمفیستزیناها با صدف نامتقارن، حاکی رسوبگذاری در کم عمق‌ترین بخش دریای باز است [۲۸].

۳-۲-۲-۲-۳: ریز رخساره‌های محیط لاگونی شامل:

۳-۲-۲-۱-۱: بایوکلاست کورالیناسه‌آ کورال وکستون LI

این رخساره که تنها در دو مقطع ۱۸۵ و ۱۸۸ مشاهده گردید، شامل قطعاتی از کورال می‌باشد. فضای بین کورال را مجموعه‌ای از میلیولیدها، جلبک‌های قرمز و گل کریناته پر کرده‌اند (شکل ۵-۵-D).

زیست چینه نگاری، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برش های دیگر در حوضه زاگرس

حضور فرامینفرهای بدون منفذ در این ریز رخساره، رسوبگذاری در قسمت های لاگونی رو به دریای باز را نشان می دهد. این کلونی ها در مناطق حاره ای و نیمه حاره ای و در شرایط آرام و انرژی هیدرولیکی پایین در پلتفرم های کربناته رشد می کنند. به طور کلی حضور همزمان کورال ها که از فون های دریای باز به شمار می روند و میلیولیدها که از فون های غالب لاگونی در زمینه ای گلی قرار دارند، و با توجه جایگاه چینه شناسی رخساره، رسوبگذاری در محیط لاگون نیمه محصور با انرژی کم را نشان می دهد [۳۵].

۳-۲-۲- بايوکلاست کورالیناسه آ فرامینفرا (منفذ دار و بدون منفذ) وکستون - پکستون L2: این ریز رخساره را هم نشینی فرامینفرای منفذدار (لپیدوسیکلینا، قطعاتی از نومولیتیدها، هتروستزینا، اسپيروکلیئوس، اسفائروژیسینا، آمفیستزینا، اپرکولینا، نئوروتالیا و الفیدیوم) و بدون منفذ (آرکیاس، پنیولیس، میلیولیدها، پیرگو و آستروتربیلینا)، مشخص می کند. بریوزوئرها، جلبک های قرمز، دوکفه ای ها و گاستروپودهای نسبتاً بزرگ، اجزای غیر فرامینفیری رخساره را تشکیل می دهند. این تجمع فونی در زمینه ای دانه ای تا گل پشتیبان نهشته شده است (شکل E-۵).

تفسیر: آمیزه ای از فرامینفرهای منفذدار و بدون منفذ و بافت گل تا دانه پشتیبان، گویای رسوب گذاری در لاگون نیمه محصور می باشد. [۳۷] تنوع بالا در این ریزرخساره ارتباط بین بخش داخلی رمپ و دریای باز را به خوبی نشان می دهد [۲۷]. زمینه گلی تا دانه ای مقاطع بیانگر انرژی هیدرولیکی کم تا متوسط در لاگون نیمه محصور است [۳۰]. همچنین حضور جلبک های قرمز به عنوان عناصر غیر فرامینفیری در این ریز رخساره، کاهش عمق در لاگون نیمه محصور را نشان می دهد [۲۱].

۳-۲-۲- بايوکلاست میلیولید کورالیناسه آ پکستون L3: این ریز رخساره را فراوانی جلبک های قرمز به عنوان آلومک غالب و همچنین حضور میلیولیدها با فراوانی کمتر معرفی می کنند. از عناصر فرعی می توان به ولولینید و پیرگو اشاره کرد. بافت مقطع دانه پشتیبان می باشد (شکل F-۵). تفسیر: با توجه به حضور همزمان جلبک های قرمز و میلیولیدها و نظر به جایگاه چینه شناسی، برای این ریزرخساره لاگون نیمه محصور در نظر گرفته می شود [۲۱].

۳-۲-۲- بايوکلاست فرامینفرا (بدون منفذ) وکستون - پکستون L4: این رخساره را تجمع روزندان بدون منفذ (میلیولید، آرکیاس، پنیولیس، مئاندرپسینا، ولولینید آستروتربیلینا، پیرگو، دندریتینا و پلنوربولینا) با فراوانی بیشتر میلیولیدها در یک زمینه گل تا دانه پشتیبان، معرفی می کند. از فون های فرعی می توان به دیسکوربیس، نئوروتالیاهای کوچک، دوکفه ای ها، شکم پایان، و جلبک های قرمز اشاره کرد (شکل G-۵). این ریز رخساره در مقاطع شماره ۸۸ و ۲۰۴ مشاهده گردید.

تفسیر: فراوانی فرامینفرهای بدون منفذ در این ریز رخساره، بیانگر افزایش شوری است [۴۵] و کاهش چرخش آب در محیط لاگون نسبتاً محصور را نشان می دهد [۲۷]. حضور فرامینفرهایی با پوسته ی پورسلانوز، عمق کم و نفوذ نور بیشتر را نشان می دهند. آرکیاس، پنیولیس و میلیولیدها، از شاخص ترین فون های این ریزرخساره به شمار می روند که به طور عمده در لاگون های محصور یافت می شوند [۳۷].

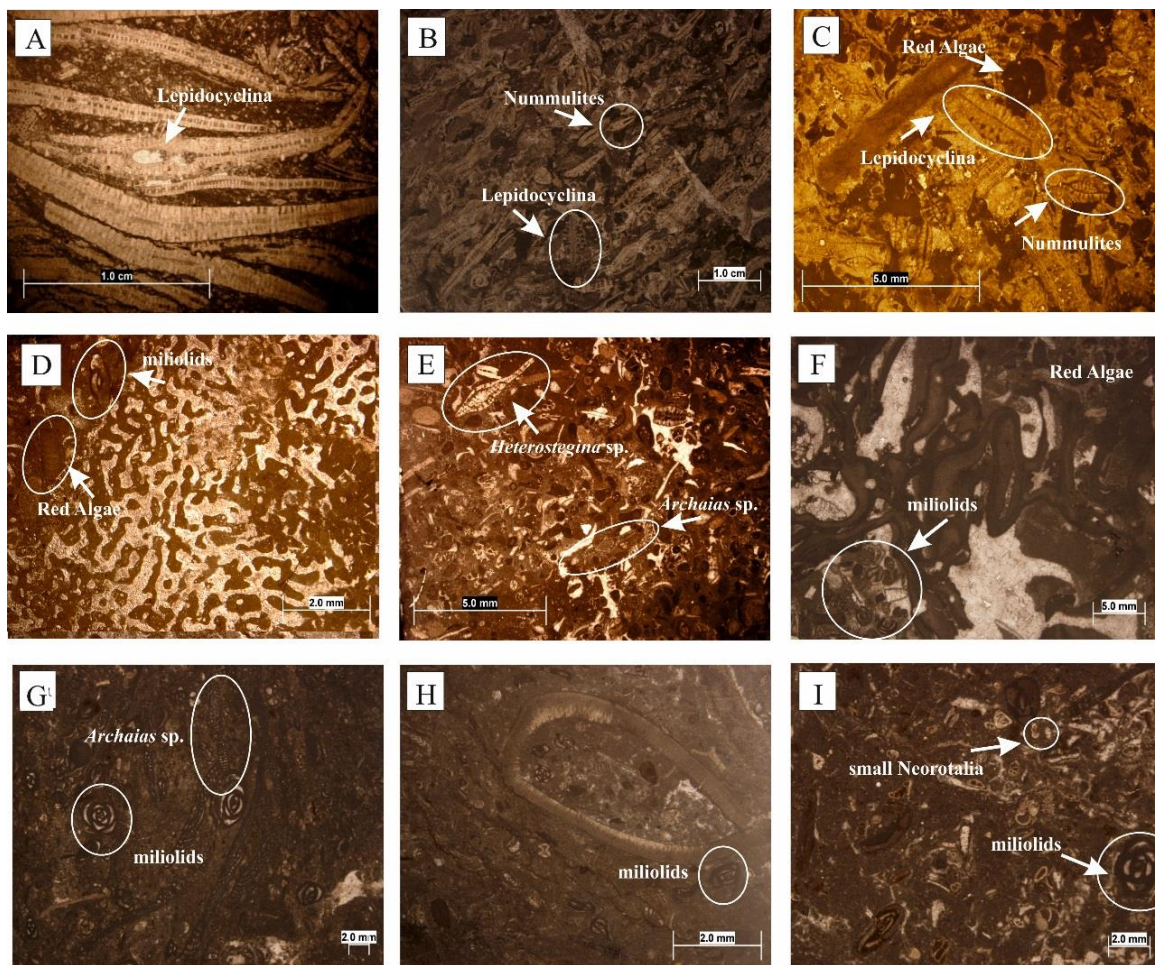
یک ریزرخساره فرعی نیز در این ریزرخساره شناسایی گردید:

۳-۲-۲- بايوکلاست میلیولید پکستون L4: این ریز رخساره با فراوانی میلیولیدها و بايوکلاست ها، شامل خرده های دوکفه ای و اکیونید در یک زمینه به طور عمده گل پشتیبان مشخص می شود. خرده های دندریتینا و الفیدیوم نیز به تعداد اندک در این ریز رخساره حضور دارند (شکل H-۵).

۳-۲-۲- بايوکلاست میلیولید نئوروتالیا (کوچک) وکستون - پکستون: میلیولیدها و نئوروتالیاها با پوسته ی بسیار کوچک، در یک زمینه دانه تا گل پشتیبان معرف این ریزرخساره می باشد. از فون های فرعی که به تعداد بسیار کمی حضور دارند، می توان به دیسکوربیس و دوکفه ای ها اشاره کرد. دو کفه ای ها نیز نسبت به رخساره های پیشین فراوان تر شده اند (شکل

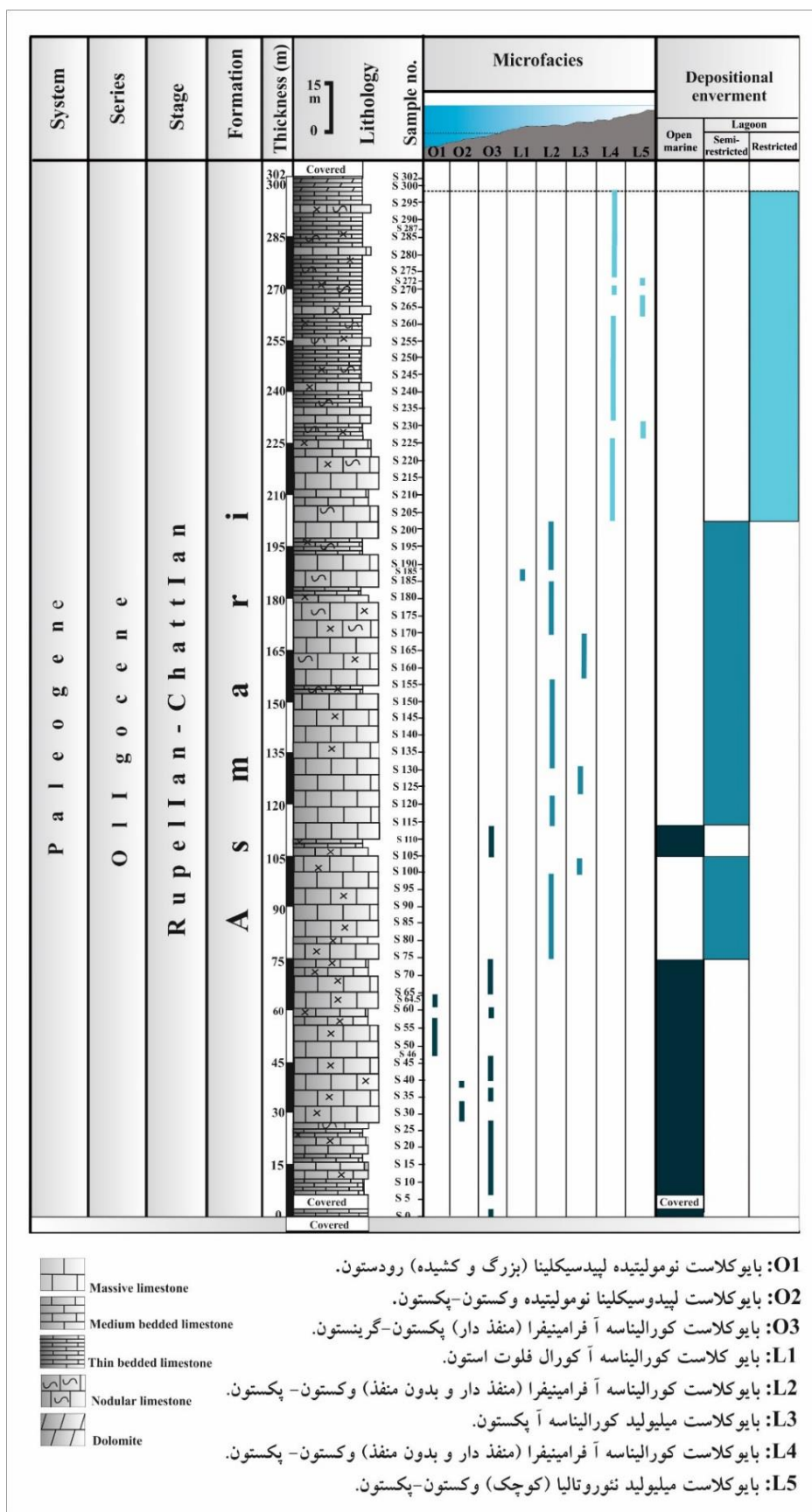


5-I). تفسیر: تنوع در این رخساره به شدت کاهش می‌یابد. حضور نئوروتالیا‌های کوچک در کنار میلیولیدها، محیطی بسته، با گردش هیدرولیکی پایین و شوری بسیار بالا را نشان می‌دهند [34].



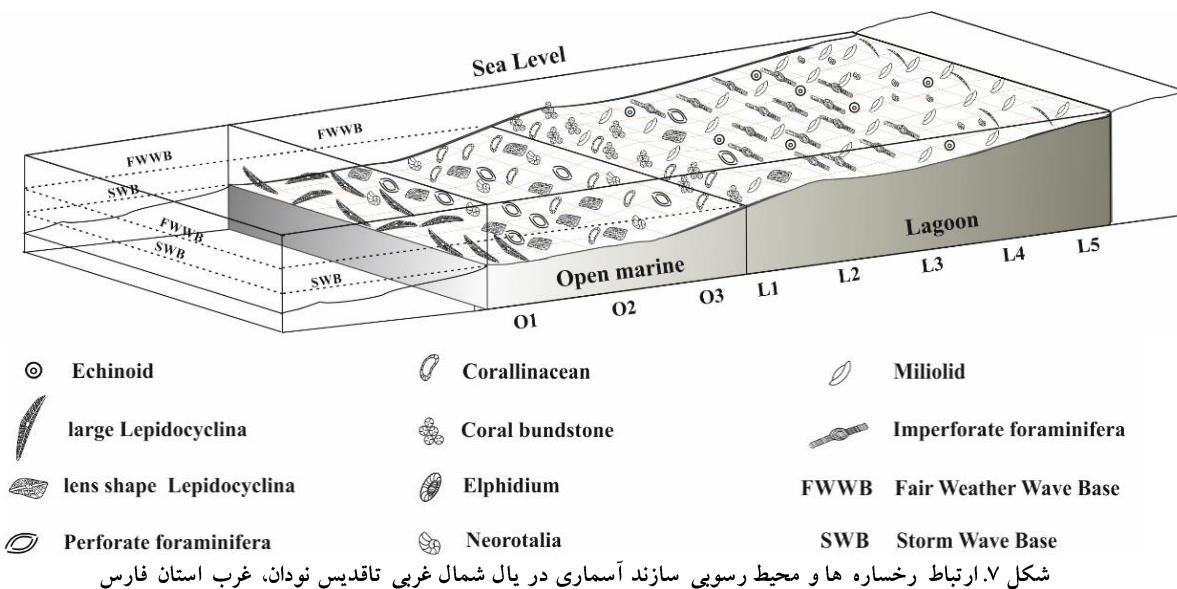
شکل 5- A: بایوکلاست نومولیتیده لپیدوسیکلینیده (بزرگ و کشیده) رودستون (ریزرخساره O1) B: بایوکلاست لپیدوسیکلینا نومولیتیده پکستون - وکستون (ریزرخساره O2). C: بایوکلاست کورالیناسه آ فرامینیفر (منفذ دار) پکستون - گرینستون (ریزرخساره O3). D: بایوکلاست کورالیناسه آ کورال وکستون (ریزرخساره L1). E: بایوکلاست کورالیناسه آ فرامینیفر (منفذ دار و بدون منفذ) وکستون - پکستون (ریزرخساره L2). F: بایوکلاست میلیولید کورالیناسه آ پکستون (ریزرخساره L3). G: بایوکلاست فرامینیفر (بدون منفذ) وکستون - پکستون (ریزرخساره L4). H: بایوکلاست میلیولید پکستون (ریزرخساره فرعی L4). I: بایوکلاست میلیولید نئوروتالیا (کوچک) وکستون - پکستون (ریزرخساره L5).





شکل ۶. ستون ریز رخساره ها و محیط ته نشست سازند آسماری در تقادیس نودان، غرب استان فارس.

با استنباط بر شواهد زیست فون ها در پلتفرم های امروزی، محیط رسوبی قدیمی بازسازی شد؛ که به طور عمده بازتابی از دو محیط دریای باز و لاگونی بود. با توجه به پوشیده بودن توالی در مرزهای پایینی و بالایی نمی توان به طور قطع مدل رسوبی را تعیین کرد. (شکل ۷).



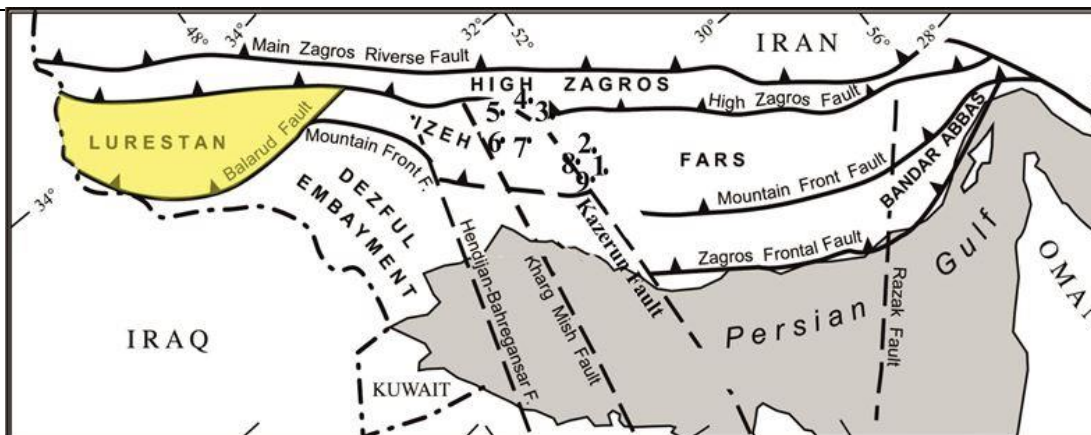
شکل ۷. ارتباط رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در یال شمال غربی تاقدیس نودان، غرب استان فارس

### ۳-۳- تطابق زیست محیطی ناحیه‌ای

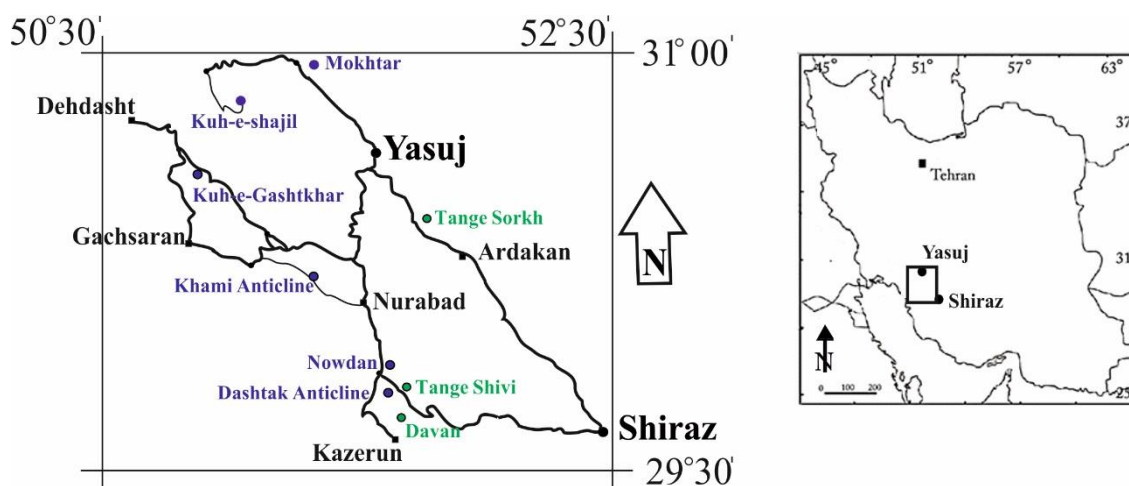
در این قسمت ابتدا، برش مورد مطالعه با ۹ برش دیگر از سازند آسماری (جدول ۲ و شکل ۸ و ۹) از دیدگاه زیست چینه نگاری (شکل ۱۰)، ریزرخسارها و محیط رسوبی (شکل ۱۱) و سپس برش مورد مطالعه با سه برش دیگر با در نظر گرفتن ضخامت (شکل های ۱۲ و ۱۳) مورد مقایسه قرار گرفته است. بیوزون شماره ۱، در برش های تنگ سرخ، مختار، شجیل، گشت خوار و خامی، با بازه‌ی زمانی روپلین در قاعده‌ی سازند آسماری حضور دارند. به عبارتی این بیوزون، در زون های ایزه و زاگرس مرتفع گسترش دارند. بیوزون شماره ۲، در برش های دوان، تنگ شیوی و تنگ سرخ حضور دارند. بیوزون مذکور نیز زمان روپلین را نشان می دهد. بیوزون شماره ۳، در برش های مختار، شجیل، گشت خوار، خامی، دشتک و نودان گسترش دارد. این بیوزون در اکثر برش های مذکور بر روی بیوزون شماره ۱ قرار می گیرد؛ به عبارتی بیوزون شماره ۳، در زون های ایزه و زاگرس مرتفع به طور مستقیم بر روی بیوزون شماره ۱ قرار گرفته است. بیوزون شماره ۴، معرف زمان شاتین بوده و در همه‌ی برش ها حضور دارد. بیوزون شماره ۵، ۶ و ۷، معرف زمان آکیتانین و بوردیگالین می باشند و بیشتر در زون های ایزه و زاگرس مرتفع گسترش دارند. با توجه به عدم رسوبگذاری سازند آسماری در برش های تنگ سرخ و تنگ شیوی، بیوزون های شماره ۵، ۶ و ۷ در این مناطق گزارش نشده است (شکل ۱۰).

جدول ۲. اطلاعات برش های مورد تطابق قرار گرفته شده.

شماره	نام برش	موقعیت و مختصات جغرافیایی	موقعیت در زون زاگرس	نیوزون	سن	منابع
۱	دوان	شمال شهر کازرون N: 29°42'03", E: 51°39'07" شمال غربی تاقدیس نودان (شمال شهر کازرون) N: 29°47'42", E: 51°44'58"	فارس داخلی	<i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone <i>Nannulites vescaei</i> - <i>Nannulites fitchii</i> Assemblage Zone	الیگوسن	خوشنود، ۱۳۹۴
۲	تنگ شیبی	جنوب شرقی شهر پاسوج N: 30°27'37", E: 51°46'44"	فارس داخلی و مرز فارس و زاگرس	<i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Nannulites vescaei</i> - <i>Nannulites fitchii</i> Assemblage Zone <i>Globigerina</i> spp.- <i>Tarbovotilia cerraolensis</i> - <i>Hantkenina</i> Assemblage Zone	الیگوسن	ستاری، ۱۳۹۳
۳	تنگ سربخ	تاقدیس مختار (شمال غرب پاسوج) N: 30°45', E: 51°30'	زاگرس مرتفع	<i>Borelis melo curtica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone <i>Miogypsina</i> - <i>Ephiditum</i> sp. 14- <i>Percepsis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone <i>Globigerina</i> spp.- <i>Tarbovotilia cerraolensis</i> - <i>Hantkenina</i> Assemblage Zone	الیگوسن-میوسن	ریخته گر زاده و همکاران، ۱۳۸۷
۴	تاقدیس مختار	شمال غرب پاسوج N: 51°02'16", E: 30°54'36"	زاگرس مرتفع	<i>Borelis melo curtica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone <i>Miogypsina</i> - <i>Ephiditum</i> sp. 14- <i>Percepsis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone <i>Globigerina</i> spp.- <i>Tarbovotilia cerraolensis</i> - <i>Hantkenina</i> Assemblage Zone	الیگوسن-میوسن	صالح و صریحیان، ۲۰۱۳
۵	کوه سنجیل	شمال شهر گچساران N: 30°38'34", E: 50°47'51"	زاگرس مرتفع	<i>Borelis melo curtica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone <i>Miogypsina</i> - <i>Ephiditum</i> sp. 14- <i>Percepsis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone <i>Globigerina</i> spp.- <i>Tarbovotilia cerraolensis</i> - <i>Hantkenina</i> Assemblage Zone	الیگوسن-میوسن	صباغی، ۱۳۸۸
۶	کوه گدست خوار	شمال شهر گچساران N: 30°17'87", E: 51°9'	ایذه	<i>Borelis melo curtica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone <i>Miogypsina</i> - <i>Ephiditum</i> sp. 14- <i>Percepsis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone <i>Globigerina</i> spp.- <i>Tarbovotilia cerraolensis</i> - <i>Hantkenina</i> Assemblage Zone	الیگوسن-میوسن	زنجبیر و همکاران، ۱۳۹۳
۷	تاقدیس خاصی	شرق شهر گچساران N: 30°17'87", E: 51°9'	ایذه	<i>Borelis melo curtica</i> , <i>Borelis melo melo</i> Assemblage Zone <i>Miogypsina</i> - <i>Ephiditum</i> sp. 14- <i>Percepsis farsensis</i> Assemblage Zone <i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone <i>Globigerina</i> spp.- <i>Tarbovotilia cerraolensis</i> - <i>Hantkenina</i> Assemblage Zone	الیگوسن-میوسن	رحیم زاده، ۱۳۹۴
۸	برش نودان (برش مورد مطالعه)	تاقدیس نودان، شمال شرق شهر کازرون N: 29°52'24", E: 51°31'19"	فارس داخلی	<i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone	الیگوسن	هاغفی، ۱۳۹۳
۹	تاقدیس دشتک	شمال شهر کازرون N: 29°47'09", E: 51°38'03"	فارس داخلی	<i>Archidius asmaricus</i> - <i>Archidius hensoni</i> - <i>Miogypsinioides complanatus</i> Assemblage Zone <i>Lophocyrtina-Opreutilina</i> - <i>Ditruqa</i> Assemblage Zone	الیگوسن	

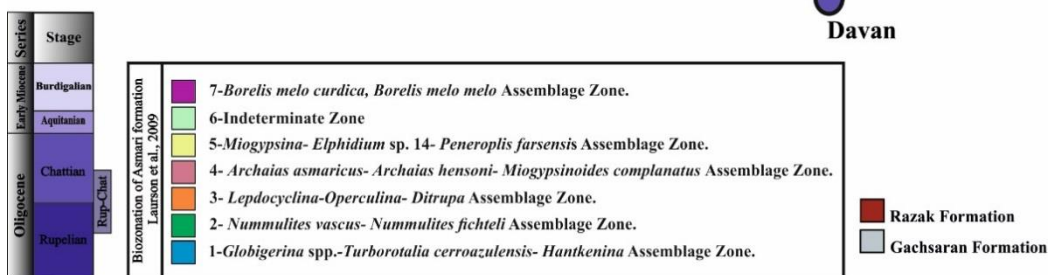
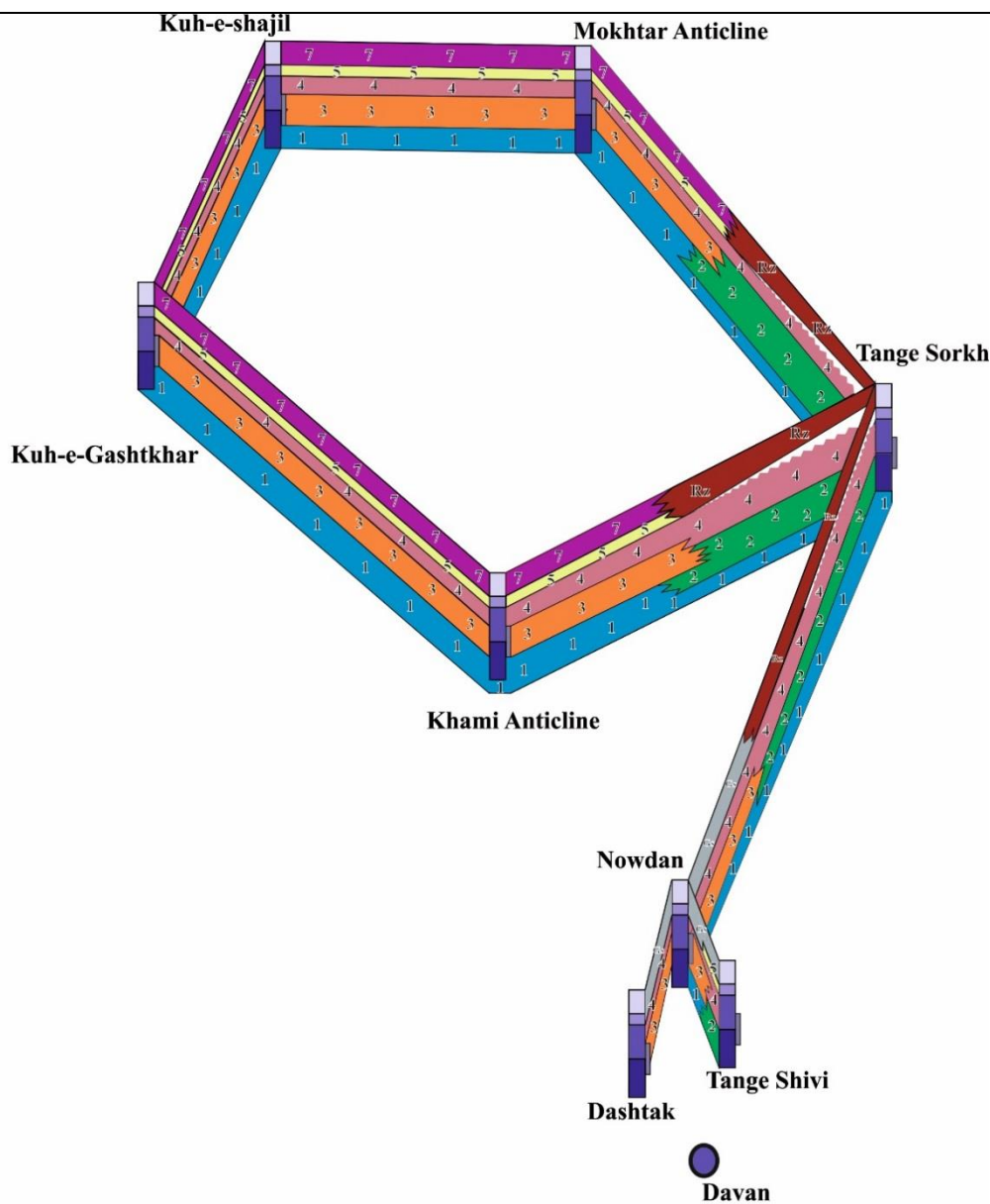


شکل ۸. موقعیت برش‌های تطابق داده شده (رجوع شود به جدول ۲) در نقشه‌ی ساختمانی زون زاگرس [۴۳].



شکل ۹. موقعیت جغرافیایی برش‌های تطابق داده شده [۳].

زیست چینه نگاری، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در ناحیه سمغان، شمال کازرون و تطابق با برش های دیگر در حوضه زاگرس

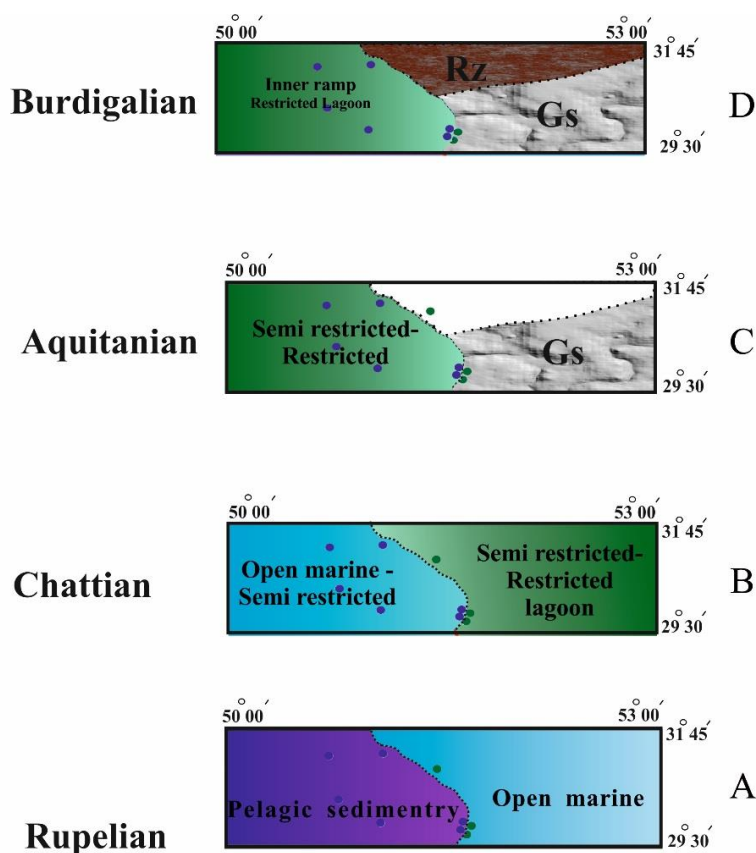


شکل ۱۰. تطابق ناحیه ای ۹ برش از سازند آسماری در زون های فارس، ایذه و زاگرس مرتفع.

با استفاده از بیوزون های موجود، محیط رسوبی در این بخش از حوضه ی فورلند از زمان روپلین تا بوردیگالین ترسیم گردید (شکل ۱۱). نقاط آبی شامل برش های فاقد بیوزون شماره ۲ و نقاط سبز، برش های دارای بیوزون شماره ۲ را نشان می دهند. همان گونه که در شکل نشان داده شده است در زمان روپلین (شکل ۱۱- A)، رسوبات پلاژیکی بیوزون شماره ۱، در محیط عمیق تر دریایی در زون های ایذه و زاگرس مرتفع نهشته (نقاط آبی رنگ) و در همین زمان در زون فارس تا زاگرس مرتفع (نقاط سبز رنگ) به سبب عمق کمتر، رسوبات دریایی باز نهشته شده اند. در زمان شاتین (شکل ۱۱- B)، حوضه ی رسوبی تا حدودی با رسوبات پر شده و به دنبال آن، عمق کاهش می یابد و در نتیجه ی آن، رسوبات دریایی باز و

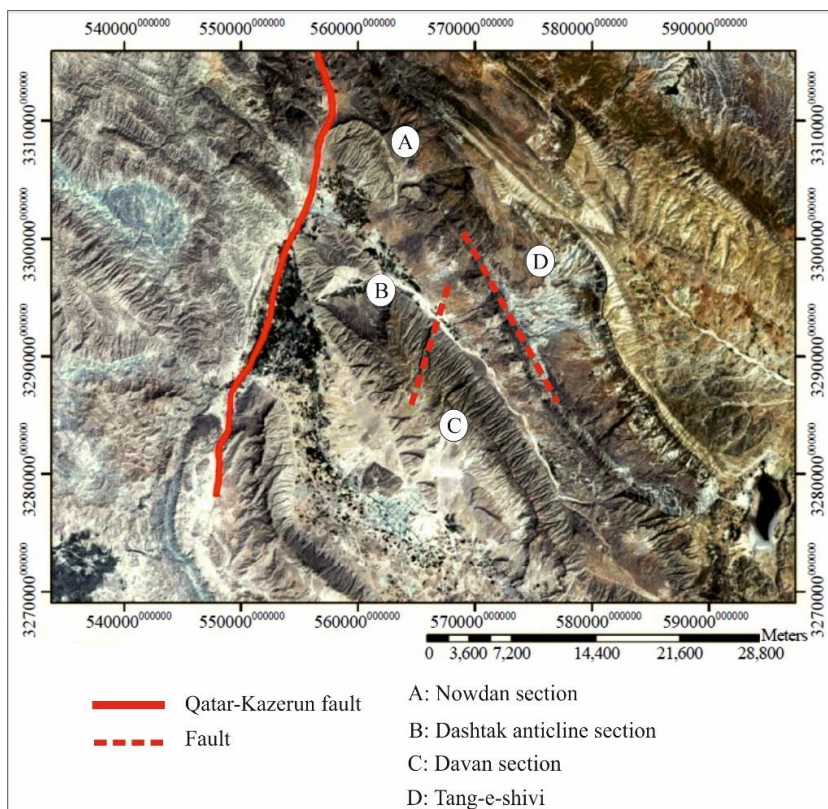


لاگونی نیمه محصور به ترتیب بر روی رسوبات پلاژیک دریای عمیق نهشته می‌شوند. در زمان آکیتانین (شکل ۱۱- C)، هنوز شرایط برای رسوبگذاری سازند آهمکی آسماری در زون ایذه و زاگرس مرتفع فراهم می‌باشد و این در حالیست که در زون فارس (برش‌های تنگ سرخ و تنگ شیوی)، رسوبگذاری سازند آسماری متوقف گردیده و رسوبات تبخیری سازند گچساران در زون فارس رسوبگذاری می‌کنند. در این زمان در بخش‌های زاگرس مرتفع، یعنی در جایی که برش تنگ سرخ واقع است، شاهد عدم رسوبگذاری هستیم. رسوبگذاری سازند آسماری در بخش‌های نزدیک به مرکز حوضه‌ی فورلند (زون‌های ایذه و زاگرس مرتفع) تا زمان بوردیگالین ادامه می‌یابد (شکل ۱۱- D)، و در برش تنگ شیوی رسوبگذاری رسوبات سازند گچساران ادامه می‌یابد و در بخش‌های زاگرس مرتفع (تنگ سرخ)، رسوبات آواری-تبخیری رازک به دلیل نزدیک بودن به محل برخورد پلیت عربی و پلیت ایرانی رسوبگذاری می‌کنند [۱۸].



شکل ۱۱. محیط ته نشست سازند آسماری در بازه‌ی زمانی روپلین تا بوردیگالین.

در ادامه، چهار برش نودان، تاقدیس دشتک، دوان و تنگ شیوی در سمت راست گسل قطر-کازرون قرار گرفته اند (شکل ۱۲)، انتخاب گردید. این چهار برش در مقایسه با سایر برش‌ها، در فاصله‌ی کمتری نسبت به هم قرار دارند؛ در عین حال ضخامت سازند آسماری در برش دوان، نسبت به سه برش دیگر به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش یافته است (از حدود ۳۰۰ متر به ۵۰۰ متر). با توجه به این که عوامل مختلفی از جمله فعالیت‌های تکتونیکی نظیر گسل‌ها می‌توانند در ایجاد تغییر ضخامت نقش ایفا نمایند [۴۷] از این رو، با مطالعه‌ی گسل‌های موجود در منطقه [۲۲] به خصوص در حد فاصل برش دوان و سایر برش‌ها، مقایسه زیست‌چینه‌نگاری در این چهار برش مذکور از نظر ضخامت نیز مورد تطابق قرار گرفت (شکل ۱۳). با توجه به موقعیت گسل‌های فرعی در حد فاصل برش دوان با برش‌های مجاور خود (تاقدیس دشتک و تنگ شیوی) و با فرض بر این که ضخامت اعلام شده برش دوان نیز حقیقی بوده باشد، این احتمال وجود دارد که افزایش ضخامت سازند آسماری در برش دوان می‌تواند حاصل عملکرد گسل‌های مذکور تلقی گردد.



شکل ۱۲. مختصات چهار برش نودان، تاقدیس دشتک، دوان و تنگ شبوی، همچنین گسل قطر-کازرون و گسل های فرعی منطقه (با تغییرات [۲۲]).

Nowdan  
Dashtak anticline  
Davan  
Tang-e-shivi

Legend:  
7-Borelis melo cardica, Borelis melo Assemblage Zone.  
6-Indeterminate Zone  
5-Mitropora, Ephelidium sp., Pentapora farsensis Assemblage Zone.  
4-Archulus somariensis, Archulus kersantzi, Mitropora complanata Assemblage Zone.  
3-Lepidocyclina dyerellina, Ditrocha Assemblage Zone.  
2-Nannulites vicaris, Nannulites fischeri Assemblage Zone.  
1-Gilgimeria spp.-Turboradula coronatiformis-Handerina Assemblage Zone.

Formations:  
Razak Formation  
Guebaran Formation

Stratigraphic Column:  
Miocene  
Eocene  
Oligocene  
Early Miocene  
Sefid

شکل ۱۳. انطباق برش های نودان، تاقدیس دشتک، دوان و تنگ شبوی و تاثیر گسل فرعی بر برش دوان.



#### ۴- نتیجه گیری

۱- سازند آسماری با ستبرای ۳۰۲ متر در یال شمال شرقی تاقدیس نودان (با مختصات  $18^{\circ} 52'$  شمالی و  $20^{\circ} 30'$  شرقی) واقع است. بر اساس ضخامت لایه‌ها (آهک‌های نازک، متوسط و ضخیم لایه و ماسیو)، مارنی بودن، نودولاریتی و رنگ، ۴ واحد سنگی (واحد ۱: آهک‌های نازک و متوسط لایه‌ی کرم متمایل به خاکستری و غنی از خرده‌های اکتینوئید و جلبک قرمز، واحد ۲: آهک‌های ضخیم لایه و ماسیو با میان لایه‌های نازک و گاهاً متوسط کرم متمایل به خاکستری و غنی از لپیدوسیکلیناهای بزرگ و کشیده، واحد ۳: تناوبی از آهک‌های ضخیم، متوسط و نازک لایه‌ی کرم تا خاکستری نودولار و غنی از خرده‌های دوکفه‌ای و کورالیناسه‌آ و واحد ۴: آهک‌های نازک لایه‌ی خاکستری نودولار و غنی از دوکفه‌ای و به مقدار کمتر خرده‌های کورالیناسه‌آ) تشخیص داده شد.

۲- بر اساس مطالعات زیست چینه نگاری و پخش و پراکندگی عمودی میکروفسیل‌ها، ۲ بیوزون به سن الیگو-میوسن (روپلین-شاتین و شاتین) تشخیص داده شد. مجموعه فونی اول به سن روپلین-شاتین مطابق با زون شماره ۳ لارسن و همکاران (*Lepdocyclina-Operculina-Ditrupe Assemblage Zone*) و مجموعه فونی دوم به سن شاتین معادل با زون شماره ۴ لارسن و همکاران (*Archaias asmaricus- Archaias hensoni- Miogypsinoides complanatus Assemblage Zone*) می‌باشد.

۳- تطابق بیوزون سازند آسماری در برش تاقدیس نودان با ۳ برش از سازند آسماری (۲ برش در زون ایذه و یک برش در فارس داخلی) این موضوع را نشان می‌دهد که برش "نودان" به دلیل دور بودن از مرکز حوضه‌ی فورلند، در عمق کم‌تری ته‌نشین و به همین دلیل قبل از رسیدن به زمان میوسن، تبخیری‌های سازند گچساران بر روی آهک‌های سازند آسماری نهشته شده‌اند.

۴- بر اساس مطالعه‌ی آلوکم‌های اصلی، فرعی و بافت رسوبی ۹ ریزرخساره شناسایی گردید؛ با استنباط بر شواهد زیست فون‌ها در پلتفرم‌های امروزی، محیط رسوبی بازتابی از دو محیط دریای باز و لاگونی می‌باشد.

۵- بر اساس تطابق ناحیه‌ای ۹ برش از سازند آسماری از زون زاگرس (ایذه، زاگرس مرتفع و فارس خارجی)، عمیق بودن حوضه رسوبی به سمت مناطقی که فاقد جنس نومولیتس هستند، مشهود است. به این ترتیب در زمان روپلین رسوبات پلاژیکی در محیط عمیق دریایی و رسوبات دریای باز نهشته شده‌اند. در زمان شاتین با پر شدن حوضه‌ی رسوبی، رسوبات دریایی باز و لاگونی نیمه محصور نهشته می‌شوند و در برش‌های تنگ سرخ، تنگ شیوی و دوان، رسوبات لاگونی بر روی رسوبات دریای باز قرار می‌گیرند. در زمان اکتیانین هنوز شرایط برای رسوبگذاری سازند آهکی آسماری در بخش‌های نزدیک به مرکز حوضه‌ی فورلند فراهم می‌باشد و در بخش‌های دورتر، سازند تبخیری گچساران رسوبگذاری می‌کنند. رسوبگذاری سازند آسماری در بخش‌های نزدیک به مرکز حوضه‌ی فورلند تا زمان بوردیگالین صورت می‌گیرد، و در بخش‌های زاگرس مرتفع، رسوبات آواری-تبخیری رازک به دلیل نزدیک بودن به محل برخورد پلیت عربی و پلیت ایرانی رسوبگذاری می‌کنند.

۶- به منظور پی بردن به نقش عوامل تکتونیکی در ایجاد اختلاف ضخامت شاخص یکی از برش‌های مورد مطالعه (برش دوان) نسبت به سه برش دیگر (نودان، تاقدیس دشتک و تنگ شیوی) که در مجاورت هم و در سمت راست گسل قطر-کازرون قرار دارند، تطابق زیست چینه نگاری با در نظر گرفتن ضخامت انجام شد. این مقایسه نشان می‌دهد که عملکرد گسل‌ها در بوجود آمدن این اختلاف ضخامت، احتمالاً می‌تواند موثر باشد.

## سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر بهرامی، دکتر صفری و دکتر طاهری بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

## منابع

- [۱] آقاباتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.
- [۲] ابطحی، ز.، ۱۳۹۲، ریز رخساره ها و چینه نگاری سکاسی سازند آسماری در برش تنگ سرخ، جنوب شرقی یاسوج: نشریه علمی-پژوهشی رخساره های رسوبی، صفحه ۱-۱۸.
- [۳] بختیاری، س.، ۱۳۸۴، اطلس راه های ایران: تهران، موسسه جغرافیایی و کارتوگرافی گیتا شناسی، ۱:۱۰۰۰۰۰.
- [۴] خوشنود، م.، ۱۳۹۴، زیست چینه نگاری، ریزرخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در برش روستای دوان (شمال کازرون): پایان نامه ی کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۹۷ صفحه.
- [۵] رحمانی، ع.، و ع. غیشاوی، ۱۳۸۸، مطالعه میکروفاسیس ها، سکانس استراتیگرافی و بیواستراتیگرافی مخزن آسماری در میدان لب سفید: گزارش شماره پ-۶۷۰۰، ۴۱ صفحه.
- [۶] رحیم زاده، م.، ۱۳۹۴، زیست چینه نگاری، ریزرخساره های سازند آسماری در یال شمال غربی تاقدیس نودان، استان فارس: پایان نامه ی کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۰۷ صفحه.
- [۷] رنجبر، ه.، صیرفیان، ع.، وزیری مقدم، ح.، و ع. رحمانی، ۱۳۹۳، ریزرخساره ها و پالئوکولژی سازند آسماری در یال جنوب شرقی تاقدیس خامی (شرق گچساران) و مقایسه با دو برش دیگر از سازند آسماری در حوضه زاگرس: زمین شناسی نفت ایران، شماره ۷، صفحه ۱۴-۳۳.
- [۸] ریخته گرزاده، م.، صیرفیان، ع.، صفری، ا.، و ح. وزیری مقدم، ۱۳۸۷، چینه نگاری زیستی، ریزرخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در تاقدیس مختار، شمال غرب یاسوج: علوم پایه دانشگاه اصفهان، جلد ۳۴، شماره ۵، صفحه ۵۵-۷۸.
- [۹] ستاری، ا.، ۱۳۹۳، زیست چینه نگاری و ریز رخساره های سازند آسماری در تنگه شیوی در یال شمال غربی تاقدیس نودان (شمال کازرون): پایان نامه ی کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۸۱ صفحه.
- [۱۰] صباغی، ز.، ۱۳۸۸، زیست چینه نگاری سازند آسماری در کوه گشت خوار، شمال گچساران: پایان نامه دانشگاه اصفهان، ۱۵۵ صفحه.
- [۱۱] کلنات، م.، ح. وزیری مقدم، و ع. طاهری، ۱۳۸۹، زیست چینه نگاری و پالئوکولژیکی سازند آسماری در جنوب غرب فیروز آباد: نشریه علمی-پژوهشی رخساره های رسوبی، جلد ۳، شماره ۱، صفحه ۸۴-۷۱.
- [۱۲] مطیعی، ه.، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران (چینه نگاری زاگرس): انتشارات سازمان زمین شناسی، ۵۸۳ صفحه.
- [۱۳] نظافت، ع.، م. وحیدی نیا، و ع. ر.، عاشوری، ۱۳۸۹، چینه نگاری زیستی و محیط رسوبگذاری سازند آسماری در یال جنوبی تاقدیس خويز (شمال شرق بهبهان): مجله علوم دانشگاه تهران، جلد ۳۶، شماره ۱، صفحه ۱۱۹-۱۳۸.
- [۱۴] وزیری مقدم، ح.، ع. طاهری، و م. کیمیاگری، ۱۳۹۰، فرامینفرا جنس های شاخص و پالئوکولژی: انتشارات جهاد دانشگاهی واحد اصفهان، ۳۷۲ صفحه.
- [۱۵] هاتقی، م.، ۱۳۹۳، زیست چینه نگاری و ریز رخساره های سازند آسماری در یال شمال شرقی تاقدیس دشتک، شمال کازرون: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۷۹ صفحه.
- ۱۲۵ | نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال پنجم، شماره ۱۰، پائیز و زمستان ۱۳۹۴

- [16] ADAMS, C. G., and BOURGEOIS, E., 1967, Asmari biostratigraphy: geological and exploration division: *Iranian Oil Offshore Company*, Report, 1074.
- [17] AMIRSHAHKARAMI, M., 2013, Microfacies correlation analysis of the Oligocene-Miocene Asmari Formation, in the central part of the Rag-e-Safid anticlinal oil field, Zagros Basin, south-west Iran: *Turkish Journal of Earth Sciences*, **22(2)**, 204-219.
- [18] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American journal of Science*, **304(1)**, 1-20.
- [19] ALLAHKARAMPOUR DILL, M., SEYRAFIAN, A., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2012, Palaeoecology of the Oligocene Miocene Asmari Formation in the Dill Anticline (Zagros Basin, Iran): *N. Jb. Geol. Paläont. Abh.*, **263**: 167-184.
- [20] BRANDANO, M., FREZZA, V., TOMASSETI, L., and CUFFARO, M., 2009, Heterozoan carbonates in oligotrophic tropical waters: The Attard member of the lower coralline limestone formation (Upper Oligocene, Malta): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **274(1)**, 54-63.
- [21] BUXTON, M. W. N., and PEDLY, H. M., 1989, Short paper: a standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps: *Journal of the Geological Society*, **146(5)**, 746-748.
- [22] DANA, S., AIMASIAN, M., SOLTANI, M., and KAMEL, S. R., 2015, Structural Analysis of a Segment in Qatar-Kazerun Fault Using Satellite Images of Landsat 8: *Open Journal of Geology*, **5(07)**, 499.
- [23] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture, in W. E. Ham, ed., Classification of carbonate rocks: *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **1**, 108-121.
- [24] EHRENBERG, S. N., PICHARD, N. A. H., LAURSEN, G. V., MONIBI, S., MOSSADEGH, Z. K., SVANA, T. A., AQRAWI, A. A. M., MCARTHUR, J. M. and THIRLWALL, M. F., 2007, Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **30(2)**, 107-128.
- [25] EMBRY I, A. F., and KLOVAN, J. E., 1971, A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19(4)**, 730-781.
- [26] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks: *Springer*, 984 p.
- [27] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **155(3)**, 211-238.
- [28] HALLOCK, P., 2000, Symbiont-bearing foraminifera (harbingers of global change): *Micropaleontology*, **46**, 99-104.
- [29] HOTTINGER, L., 1997, Shallow benthic foraminiferal assemblages as signals for depth of their deposition and their limitations: *Bulletin de la Société géologique de France*, **168(4)**, 491-505.
- [30] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area: *AAPG bulletin*, **49(12)**, 2182-2245.
- [31] LAURSEN, G. V., S. MONIBI, T. L. ALLAN, N. A. H. PICKARD, A. HOSSEINY, B. VINCENT, Y. HAMON, F. S. P. VAN BUCHEM, A. MOALLEMI, and DRUILLION, G., 2009, The Asmari Formation revisited: changed stratigraphic allocation and new biozonation: First International Petroleum Conference and Exhibition, Shiraz, Iran.
- [32] LANGER, M. R., and HOTTINGER, L., 2000, Biogeography of selected "larger" foraminifera: *Micropaleontology*, **46**, 105-126.
- [33] MACLEOD, J. H., and MAJEDI, M., 1972, Kazerun geological compilation map: *Iranian Oil Operation Division, Tehran*, sheet no. 20484E 1:100000.
- [34] MOSSADEGH, Z. K., HAIG, D. W., ALLAN, T., ADABI, M. H., and SADEGHI, A., 2009, Salinity changes during late Oligocene to early Miocene Asmari formation deposition, Zagros mountains, Iran: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **272(1)**, 17-36.
- [35] NEBELSICK, J. H., and BASSI, D., 2000, Diversity, growth forms and taphonomy: key factors controlling the fabric of coralline algae dominated shelf carbonates: *Geological Society, London, Special Publications*, **178(1)**, 89-107.
- [36] RAHMANI, A., TAHERI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and GHABEISHA VI, A., 2012, Biostratigraphy of the Asmari Formation at Khaviz and Bangestan Anticlines, Zagros Basin, SW Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, **263(1)**, 1-16.
- [37] ROMERO, J., CAUS, E., and ROSELL, J., 2002, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Middle Eocene deposits on the margin of the South Pyrenean basin (NE Spain): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179(1)**, 43-56.
- [38] SALEH Z., and SEYRAFIAN, A., 2014, Biostratigraphy and depositional environment evolution of the Asmari Formation at the Shajabil anticline, Iran: *Arabian Journal of Geosciences*, **7(10)**, 4235-4243.

- [39] SEYRAFIAN, A., and HAMEDANI, A., 2003, Microfacies and paleoenvironmental interpretation of the lower Asmari Formation (Oligocene), north-central Zagros Basin, Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Palaontologie-Monatshefte*, **(3)**, 164-174.
- [40] SEYRAFIAN, A., and MOJILKHALIFEH, A., 2005, Biostratigraphy of the Late Paleogene-Early Neogene succession, north-central border of Persian Gulf, Iran: *Carbonates and Evaporites*, **20(1)**, 91-97.
- [41] SEYRAFIAN, A., MOGHADDAM, H. V., ARZANI, N., and TAHERI, A., 2011, Facies analysis of the Asmari Formation in central and north-central Zagros basin, southwest Iran: *Biostratigraphy, paeleoecology and diagenesis. Revista mexicana de ciencias geológicas*, **28(3)**, 439-458.
- [42] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., MOUSSA-VI-HARAMI, R., GHABEISHA VI, A., and AI-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*, **276(1)**, 121-146.
- [43] 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(5)**, 535-554.
- [44] VAN BUCHEM, F. S. P., ALLAN, T. L., LAURSEN, G. V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., PICKARD, N. A. H., TAHMASEBI, A. R., VEDRENE, V., and VINCENT, B., 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran: *Geological Society, London, Special Publications*, **329(1)**, 219-263.
- [45] VAZIRI-MOGHADDAM, H., KIMIAGARI, M., and TAHERI, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, **52(1)**, 41-51.
- [46] VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., and MOTIEL, H., 2010, Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran: microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **27(1)**, 56-71.
- [47] VINCENT, B., van BUCHEM, F. S., BULOT, L. G., JALALI, M., SWENNEN, R., HOSSEINI, A. S., and BAGHBANI, D., 2015, Depositional sequences, diagenesis and structural control of the Albian to Turonian carbonate platform systems in coastal Fars (SW Iran): *Marine and Petroleum Geology*, **63**, 46-67.
- [48] WILSON, P. D. J. L., 1975, The lower carboniferous Waulsortian facies: *In Carbonate Facies in Geologic History, Springer New York*, 148-168.
- [49] WRIGHT, V. P., 1992, A revised classification of limestones: *Sedimentary Geology*, **76(3)**, 177-185.



## Geochemical study of Tar-mat formation in Bangestan reservoir in Kupal oil field

S. Sima Torabi, M.R.Kamali

torabisima@yahoo.com, Kamalimr@irpi.ir\*

Received: June 2016, Accepted: September 2016

### Abstract

Kupal anticline is elongated and almost symmetric. This structure is located in Northwest of Ahwaz city and consists of two reservoir including Bangestan and Asmari. Kazhdumi, Pabdeh and Gurpi formations are probable source rocks and Gachsaran Formation constitutes the cap rock. Because project topic is defined on Bangestan Group, so reservoir studies of Bangestan is focused on Sarvak Formation. Rock-Eval and geochemical analyses conducted on source rocks indicated that Pabdeh Formation is at early stage of oil generation window in the Kupal oil field. Kazhdumi Formation has not been drilled at this field, so geochemical and maturity assessment of this formation has been evaluated using samples from adjacent oil fields including Marun and Haftgel. Geochemical analyses indicated that Kazhdumi Formation is mature enough and is considered to be the main source rock. The aim of this project is investigating Tar-mat in Bangestan reservoir in Kupal field. It is thought that Tar-mat layer was formed in vicinity of oil-water contact and can be related to processes including natural deasphalting, gravity segregation and oil-mixing. Based on Rock-Eval pyrolysis, pyrolysis-GC performed on Sarvak oil, it is suggested primary asphaltene formed from source rock does not exist in the studied oil but it is derived from secondary asphaltene by chemical reactions occurring due to oil-mixing in production well. In addition, analysis performed on asphaltene in oil zone, oil-water contact and water zone suggest that Tar-mat was formed in oil water contact region due to oxidation process. This layer acts as impermeable seal and prevents water flow to oil zone.

**Key words:** TAR-MAT, Bangestan reservoir, Kupal oil field, Reservoir Geochemistry.



## Microfacies and depositional environment of the Asmari Formation in the Izeh zone

M.R. Taheri\*, H. Vaziri-Mogaddam, A. Taheri, A. Ghabeishavi

Taheri48m@gmail.com

Received: June 2016, Accepted: August 2016

### Abstract

In this study, microfacies features of the Asmari Formation have been studied. The study area is located in the Izeh zone, in the vicinity of Izeh city. Accordingly four outcrop sections (Halayjan, Kuh Shur, Kuh-e Bad and Gharibi Ha) have been sampled and investigated. Due to unique tectonical characteristic and lateral as well as spatial variations of the outcrops, different facies have been deposited across the Asmari Formation platform in the study area. Based on the sedimentary structures, texture, skeletal and non-skeletal grains, 11 microfacies have been recognized which have been deposited in three different sub environments including open marine, shoal and lagoon. Based on this reaserch, for the Asmari Formation, three independent depositional models have been considered during the Chattian, Aquitanian and Burdigalian. On the basis of the results of this study, during the Chattian, Aquitanian and Burdigalian the Asmari Formation has been deposited in a homoclinal ramp system. During the Burdigalian toward the NE of study area (Gharibi Ha section), the shallow water deposits are abruptly overlain by pelagic limestone. Therefore, during the Burdigalian toward the NE of study area, probably, the carbonate ramp has been changed to drowned carbonate platform. It is interpreted as the result of a regional tilting that started in the late of the Burdigalian. During the Chattian in the Gharibi Ha area, the base of the carbonate Asmari Formation transits into the marl-dominated Pabdeh Formation towards the Halayjan area which could be concerned as an analogue to investigate about the stratigraphic oil traps potential in the Izeh zone.

**Key words:** Asmari Formation, Microfacies, Depositional model, Izeh zone.



## Geochemical evaluation of the Sarvak and Fahliyan reservoirs crude oils by biomarker data in one of the Abadan Plain oilfields

E. Asadi Mehmandosti\*, S. A. Moallemi, M. Amirhoseyni, A. Habibi

e.asadi@khu.ac.ir

Received: June 2016, Accepted: August 2016

### Abstract

In this study, 8 crude oil samples of the Sarvak (5 samples) and Fahliyan (3 samples) reservoirs from one of the main oilfields of the Abadan Plain was assessed geochemically by Liquid Chromatography, Gas Chromatography (GC) and Gas Chromatography Mass Spectrometry (GC-MS) techniques. Types of crude oils of the Sarvak reservoir are Paraffinic Naphtenic and Aromatic Intermediate and are Paraffinic type for the Fahliyan reservoir crude oils. Biomarker ratios of saturate fractions such as variation of Pr/nC17 and Ph/nC18 ratios and Pr/Ph versus C27/C29 (20R) Sterane diagram indicate formation of source rock in reducing marine environment for both oil reservoirs. Furthermore, high amount of C29 Sterane in compare to C27 and C28 Steranes show that organic matter of source rock was formed in marine environment with terrestrial kerogen input. High amount C29 Hopane versus C30 Hopane, variation C27 (Dia/Dia+Reg) Steranes versus Pr/(Pr+Ph), low amount of Diasteranes versus Steranes and variation Sterane/Hopane versus C27/C29 Steranes show carbonate- shale lithology for source rock of studied oils. Depending on high amount of resin, scattering of normal alkanes, high values of Pr/nC17 and Ph/nC18 and higher UCM in compare to other samples, K11 and K15 samples of the Fahliyan reservoir and B5 sample of the Sarvak reservoir demonstrate slight to moderate biodegradation while B19 sample show very slight biodegradation. According to variation of Pr/nC17 vs. Ph/nC18, C29 Sterane 20S/(20S+20R) vs. C32 Hopane 22S/(22S+22R), C29 Sterane 20S/(20S+20R) vs. C29 Sterane  $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$  samples from both reservoirs denote early oil window formation. Samples from the Fahliyan reservoir have high thermal maturity in compare to the Sarvak reservoir samples.

**Key words:** Biomarker, Abadan Plain, Gas Chromatography, Gas Chromatography- Mass Spectrometry, Sarvak reservoir, Fahliyan reservoir.





## The application of clustering methods (MRGC, AHC, DC, SOM) determining permeability carbonate reservoir rocks Ilam Formation in South West Iran

S. Naghdi, F. Khoshbakht, S. A. Moallemi\*

moallemisa@gmail.com

Received: May 2016, Accepted: August 2016

### Abstract

The permeability of reservoir parameters is important in the calculation and modeling reservoir plays a role. Measured directly via cores taken from the reservoir layer can be achieved. But due to the limited amount of core taken in a field and laboratory methods as well as high cost; use indirect methods to determine the wells without core permeability is great value. In this study, using clustering methods using petrophysical logs permeability values were measured and analyzed. For this purpose, petrophysical logs Ilam Formation selection of 8 wells and addition of data measured in vitro permeability 3-ring is used to compare the results. Log permeability effective porosity in the well using the parameters A with the core permeability data, estimates and then check the accuracy of estimates, calculations also took place in other fields of study. In the next step, using clustering method, was estimated permeability. Then the results with experimental data and correlation coefficient, the best method is introduced.

**Keywords:** Clustering, Permeability, Well logging, Ilam Formation.



## **Biostratigraphy, sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in well no. 4 of Lab-e Safid oil field (north of Dezful embayment, SW of Lurestan) and Tang- e Lendeh (Kuh-e Safid, NW of Dehdasht)**

H. Vaziri-Moghaddam\*, S. Arabpour, A. Seyrafi, A. Taheri, A. Rahmani

avaziri7304@gmail.com\*

Received: May 2016, Accepted: September 2016

### **Abstract**

In this research biostratigraphy, microfacies, sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in well no.4 of Lab-e Safid (north of Dezful embayment, SW of Lurestan) and Tang- e Lendeh (Kuh-e Safid, NW of Dehdasht) has been studied. The total thickness of the Asmari Formation is 360 m and 260 m in the Lab-e Safid and Tang- e Lendeh sections, respectively and composed of thick, medium and thin bedded limestone. The correlation of recognized biozones in the studied regions with other regions in Zagros (Bangestan Anticline: tang-e Band, tang-e Nayab and Tang-e Bulfares, Parsi oil field, Kuh-Asmari and Khaviz Anticline: Tang-e Bibinarjes) indicates that Asmari Formation in Tang-e Bibinarjes, Tang-e Band and, well no.4 of Lab-e Safid has deposited earlier than other regions. Four different sub environments were identified in the Asmari Formation based on microfacies analysis including tidal flat, lagoon, shoal, open marine. These depositional environments correspond to inner, middle and outer ramp. On the basis of deepening and shallowing patterns in the microfacies five and two third-order sequences have been recognized in the Lab-e Safid and Tang- e Lendeh sections, respectively. In order to study the changes of depositional environment of the Asmari Formation during the Oligocene-Miocene, the recognized sequences in this study have been correlated with those recognized in other parts of the Zagros basin.

**Keywords:** Benthic macrofossil, Carbonate platform, Sequence stratigraphy, Asmari Formation, Microfacies.



## Biostratigraphy, microfacies and sedimentary environment of the Asmari Formation at Somghan area and correlation with other sections in the Zagros basin

M. Rahimzadeh\*, A. Seyrafian, H. Vaziri-Moghaddam, A. Rahmani

missrahimzadeh@yahoo.com

Received: March 2016, Accepted: August 2016

### Abstract

The difference in the depositional setting of the Zagros, causes multiple carbonate facies. The Asmari Formation deposited in the foreland basin during Oligo-Miocene time. In this study, biostratigraphy and microfacies of the Asmari Formation at Nowdan anticline next to Somghan village (39 Km north of Kazerun) are studied. The thickness of the Asmari Formation is 302 meters and its upper and lower boundaries are covered. Field work studies resulted to recognize 4 lithostratigraphic units (unit 1: thin to medium bedded limestone, unit 2: thick and some thin and medium bedded limestone, unit 3: thin and thick bedded nodular limestone, unit 4: thin bedded nodular limestone). Based on microscopic studies, 20 genera and 19 species of benthic foraminifera were identified and two biozones related to the Oligocene were identified. Based on textural and faunal studies, nine microfacies related lagoon and open marine were differentiated. Also in this study, to reconstruct geometry and to analyze the role of Qatar-Kazerun fault during Oligocene, 11 sections of the Asmari Formation were examined.

**Keywords:** Asmari Formation, Biostratigraphy, Microfacies, Foreland basin.



# Iranian Journal of Petroleum Geology

Number 10, Autumn & Winter, 2016



## Contents

## Page

- |   |            |
|---|------------|
| <p>Geochemical study of Tar-mat formation in Bangestan reservoir in Kupal oil field<br/>S.S. Torabi*, M. R.Kamali</p>   | <p>1</p>   |
| <p>Microfacies and depositional environment of the Asmari Formation in the Izeh zone<br/>M.R. Taheri*, H. Vaziri-Mogaddam, A. Taheri, and A.Ghabeishavi</p>   | <p>18</p>  |
| <p>Geochemical evaluation of the Sarvak and Fahliyan reservoirs crude oils by biomarker data in one of the Abadan Plain oilfields<br/>E. Asadi Mehmandosti*, S.A. Moallemi, M. Amirhoseyni, and A. Habibi</p>   | <p>42</p>  |
| <p>The application of clustering methods (MRGC), AHC, DC, SOM) determining permeability carbonate reservoir rocks Ilam Formation in South West Iran<br/>S. Naghdi, F. Khoshbakht, and S. A. Moallemi*</p>   | <p>60</p>  |
| <p>Biostratigraphy, sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in well no. 4 of Lab-e Safid oil field (north of Dezful embayment, SW of Lorestan) and Tang- e Lendeh ( Kuh-e Safid, NW of Dehdasht)<br/>H. Vaziri-Moghaddam*, S. Arabpour, A. Seyrafian, A. Taheri, and A. Rahmani</p> | <p>78</p>  |
| <p>Biostratigraphy, microfacies and sedimentary environment of the Asmari Formation at Somghan area and correlation with other sections in the Zagros basin<br/>M. Rahimzadeh*, A. Seyrafian, H. Vaziri-Moghaddam, and A. Rahmani</p>   | <p>107</p> |

**Publisher:** Iranian Society of Petroleum Geology

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

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

**Co- Editor:** A. Bashari, Assistant Professor at RIPI

**Executive Officer:** G. Sharafi

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

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



## Editorial Board:

A. Bashari, Assistant Professor at RIPI

K. Seyed Emami, Professor at University of Tehran

A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan

M. R. Rezaei, Professor at Curtin University, Australia

I. Abdollahi fard, NIOC, Exploration Department

E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI

.R. Kamali, Associate Professor at RIPI

R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad

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

## Referees:

M. Bargrizan

A. R. Bashari

A. Bahrami

A. H. Jalilian

A. Rahmani

B. Solymani

A. Shekarifard

M. A. Salehi

A. Safari

A. Seyrafian

A. Taheri

A. Ghobeysavi

S. A. Moallemi

M. Memariani

B. Mehrgini

M. Nouri

## Address:

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

P. O. Box: 16315-499

Postal Code: 1661634155

Tel: (+98 21) 22856408

Fax: (+98 21) 22856407

Website: [www.ispg.ir](http://www.ispg.ir)