



# مجله زمین شناسی نفت ایران

سال ششم، شماره ۱۱، بهار و تابستان ۱۳۹۵

## 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

## 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>

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 برگریزان

۲- دکتر بهرام حبیب نیا

۳- دکتر علی رحمانی

۴- دکتر روح الله شب افروز

۵- دکتر سجاد کاظم شیرودی

۶- دکتر علی غبیشاوی

۷- دکتر لیلا فضلی

۸- دکتر محمد مختاری

۹- دکتر سید علی معلمی

۱۰- مهندس محمد حسن عزیزیان

۱۱- مهندس محمد مصدق

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



# زمین شناسی نفت ایران

سال ششم، شماره ۱۱، بهار و تابستان ۱۳۹۵

## فهرست مقالات

صفحه

۱. تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران  
 زهرا اقبال کیانی، طاهر گلی، علی حسین جلیلیان، رحیم کدخدائی
۲. زیست چینه نگاری و چینه نگاری سکانشی سازند سروک در تاقدیس فهلیان (جنوب یاسوج)  
 امیر احمدی حیدری، حسین وزیری مقدم، علی صیرفیان، عزیزالله طاهری
۳. ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس  
 مریم سیناپور، ناصر ارزانی، علی صیرفیان
۴. میدان نفتی الخلیج قطر با ویژگی تله دیاژنتیکی و احتمال گسترش آن بسمت آب های ایران در خلیج فارس  
 علیرضا بشری
۵. مدلسازی هرزروی گل حفاری در سازند آسماری با استفاده از روش زمین آمار در میدان نفتی گچساران  
 کیومرث طاهری، فرهاد محمد تراب
۶. تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه ای غیرخطی، آنالیز خوشه ای و روش شبیه سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران  
 هادی فتاحی، زهرا ورمزیاری، مصطفی یوسفی راد

## راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

### ۱. مقدمه

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

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

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

[www.ispg.ir](http://www.ispg.ir) ارسال دارند.

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

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

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

### ۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

#### ۱-۲ عنوان

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

#### ۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

### ۲-۴ مقدمه و هدف

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

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

#### روش آزمایش)

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

### ۲-۶ نتیجه گیری

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

### ۲-۷ تشکر و قدردانی

### ۲-۸ منابع و مراجع

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

### ۳. ساختاری

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

### ۲-۳ اندازه و نوع قلم

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

### ۳-۳ 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: آفانیاتی، 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 کویال: 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 همراه مقاله ارسال گردد.

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

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

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

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

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



## تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

زهرا اقبال کیانی<sup>۱\*</sup>، طاهر گلی<sup>۲</sup>، علی حسین جلیلیان<sup>۳</sup>، رحیم کدخدائی<sup>۴</sup>

<sup>۱</sup> کارشناس ارشد رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، دانشگاه پیام نور اصفهان

<sup>۲</sup> کارشناس ارشد رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، دانشگاه فردوسی مشهد

<sup>۳</sup> استادیار گروه زمین شناسی دانشگاه پیام نور، ایران

<sup>۴</sup> کارشناس، پژوهشگاه صنعت نفت

\*zahraeghbalkiani@gmail.com

دریافت تیر ۱۳۹۵، پذیرش بهمن ۱۳۹۵

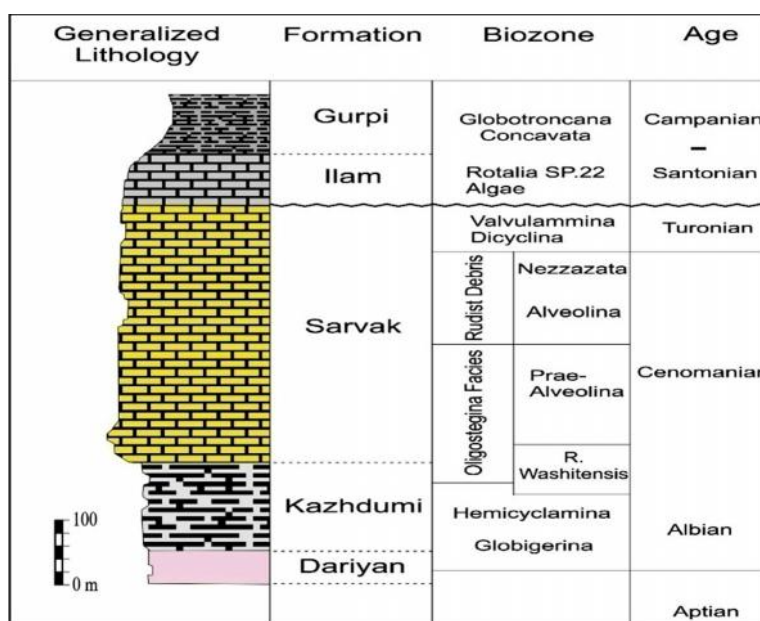
### چکیده

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی روشی مطمئن در خوشه بندی نمودارهای پتروفیزیکی است که می تواند تغییرات ویژگی های زمین شناسی و مخزنی واحدهای سنگ چینه ای مختلف را به خوبی نشان دهد. در این تحقیق با استناد به داده های حاصل از پتروگرافی ۱۲۰ مقطع نازک از مغزه های حفاری مربوط به بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین جنوب غربی ایران، تعداد ۶ ریزرخساره رسوبی شناخته شد. این داده ها گواه آن هستند که مجموعه رسوبات کرتاسه میانی در ناحیه مورد مطالعه عمدتاً در دو زیرمحیط سد ارگانیکی تکه ای و تالاب وابسته به بخش داخلی رمپ هموکلینال نهشته شده اند. همچنین، با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی در چاه مورد مطالعه ۱۰ رخساره الکتریکی تعیین گردید. با تجزیه و تحلیل داده های پتروفیزیکی در نرم افزار ژئولاگ بر اساس اینکه داده های موجود در هر خوشه حداکثر شباهت (نزدیک ترین فاصله از نظر آماری) را با یکدیگر داشته اند، رخساره های الکتریکی بهینه سازی و تعداد آن ها به ۶ عدد کاسته شد. با توجه به انطباق تقریباً خوب نتایج رخساره های الکتریکی بهینه شده با ریزرخساره های رسوبی بخش بالایی سازند سروک امکان تعمیم این نتایج به کل ضخامت سازند سروک میسر گردید. بررسی تغییرات تخلخل واحد سنگ چینه ای مورد نظر در نمودارهای الکتریکی نظیر گامای تصحیح شده، نوترون و صوتی گویای کاهش مشخص میزان تخلخل از رخساره الکتریکی شماره ۱ تا ۶ است. علاوه بر این، نتایج به دست آمده نشان داد که این رخساره ها به ترتیب کاهش کیفیت مخزنی با ریزرخساره های فلوتستون / رودستون رودیستی بایوکلاست دار، وکستون / پکستون رودیستی - بنتیک فرامینفردار، گرینتون / پکستون پلوئیدی - بنتیک فرامینفردی، وکستون / پکستون همراه با فرامینفرهای بنتیک متنوع، وکستون / پکستون پلوئیدی بایوکلاست دار، مادستون / وکستون با تنوع کم فرامینفرهای بنتیک مطابقت دارند. با این مطالعه مشخص شد که مقایسه و مطابقت رخساره های الکتریکی با ریزرخساره های رسوبی روشی کارآمد در تجزیه و تحلیل کیفیت بخش مخزنی سیستم های هیدروکربنی است و به خصوص می تواند در چاه های فاقد مغزه مورد استفاده قرار گیرد.

**کلمات کلیدی:** رخساره های الکتریکی، خوشه بندی، سازند سروک، ریزرخساره رسوبی، کیفیت مخزنی.

## ۱- مقدمه

سازند سروک واحد کربناته ضخیمی از گروه بنگستان است که معرف سنگ نهشته های کرتاسه میانی (آلبین- تورونین) در جنوب باختری ایران و دومین سنگ مخزن مهم منطقه زاگرس می باشد [۲۸]. این سازند دارای دو رخساره متفاوت است که رخساره کم عمق در محل برش الگو و فارس ساحلی و رخساره عمیق در ناحیه لرستان گسترش دارد. رخساره کم عمق از سنگ آهک ضخیم لایه تا توده ای حاوی فسیل های رودیست و گاستروپود و رخساره عمیق از سنگ آهک های نازک لایه حاوی فسیل الیگوسترینا تشکیل شده است [۲۸]. از آنجا که این سازند یکی از مهم ترین افق های مخزنی در بسیاری از میداين هیدروکربوری جنوب غرب و غرب ایران محسوب می شود. در میدان نفتی مورد مطالعه، این سازند با ستبرای بیش از ۶۳۵ متر در بین سازند کژدمی در پایین و بخش شیلی لافان (به ضخامت کم) و ایلام در بالا قرار گرفته است. بخش بالایی سازند سروک در میدان مورد مطالعه از ۴ افق مخزنی تشکیل شده است که بخش های ۳ و ۴ به دلیل تخلخل، تراوایی و کیفیت مخزنی بالا از اهمیت بیشتری برخوردار هستند [۲]. با توجه به این که بخش بالایی سازند سروک در میدان مورد مطالعه سنگ مخزن اصلی است، مطالعه حاضر روی آن متمرکز شده است (شکل ۱).



شکل ۱- چینه شناسی و بیوزون های (Biozone) گروه بنگستان در برش الگو، کوه بنگستان، شمال باختری بهبهان (اقتباس از [۲۵] با کمی تغییرات).

به نقشه درآوردن خصوصیات مخزنی نکته ای کلیدی در مطالعات جامع مخزنی است. در صورت در دسترس بودن داده های نمودار معمولی، به کمک شبکه های عصبی مصنوعی می توان روابطی غیرخطی بین داده های نمودار و پارامترهای مخزنی به دست آورد [۲۸]. با روش های معمول پتروفیزیکی می توان پارامترهایی مانند درصد اشباع، تراوایی و دیگر ویژگی های پتروفیزیکی را محاسبه نمود. ولی با این روش ها به تنهایی نمی توان ویژگی های زمین شناسی یک مخزن را با اطمینان توصیف کرد [۷]. برای توصیف جامع ویژگی های مخزنی بهتر است از تلفیق داده های زمین شناسی و پتروفیزیکی استفاده کرد تا نزدیک ترین شباهت به واقعیت های زمین شناسی به دست آید [۳۳]. در سال های اخیر زمین شناسان تلاش زیادی کرده اند تا با ایجاد ارتباط منطقی میان رخساره های رسوبی و داده های پتروفیزیکی، تحت عنوان تجزیه و تحلیل رخساره-

های الکتریکی (Electrofacies)، ویژگی‌های مخزنی را به بهترین شکل توصیف کنند [۳]. با ایجاد روش‌های مطالعاتی زیر سطحی مانند استفاده از نمودارهای الکتریکی، رخساره‌هایی تعریف شدند که اساس آن‌ها دیگر خصوصیات مستقیم به دست آمده از سنگ‌ها نبود و این رخساره‌ها را تحت عنوان رخساره‌های الکتریکی معرفی کردند [۳۸]. بر همین اساس، پی بردن به نحوه پراکندگی رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیکی در میدان می‌تواند به شناخت توزیع سه بعدی تخلخل، حجم شیل و دیگر پارامترهای یک مخزن کمک فراوانی کند. تحلیل رخساره‌های الکتریکی روشی است برای تقسیم‌بندی نمودارهای الکتریکی به زیرمجموعه‌هایی که نشان دهنده رخساره‌های زمین‌شناسی بوده است و توزیع آن‌ها اساس زون‌بندی چینه‌شناسی را تشکیل می‌دهد [۳۵]. ولف و همکاران اولین روش خودکار دسته‌بندی نمودارها به رخساره الکتریکی را ارائه نمودند [۴۳]. در این روش از مؤلفه‌های اصلی و دسته‌بندی سازمان‌دهی شده صعودی استفاده می‌شد [۳۹]. در روش مذکور نوع رخساره اهمیت ندارد، بلکه پتانسیل مخزنی سازند بر اساس تخلخل، تراوایی و دیگر ویژگی‌های پتروفیزیکی مورد توجه قرار می‌گیرد؛ چرا که فرآیندهای دیاژنتزی در مواردی چنان تأثیری بر مخازن مخصوصاً کربناته گذاشته‌اند که هر رخساره می‌تواند هر نوع تخلخل و تراوایی را از خود نشان دهد [۳۰]. بنابراین صرف دانستن رخساره نخواهد توانست به شناخت پتانسیل مخزنی و تولید کمک کند. برای خوشه‌بندی، روش‌های مختلفی توسط افراد متفاوتی ارائه شده است که از جمله این روش‌ها می‌توان روش Multi-Resolution Graph Clustering (MRGC) اشاره نمود. این روش توسط Rabiller و Ye در سال ۲۰۰۰ معرفی شده است [۴۵]. اساس روش (MRGC) شناخت الگوی نقطه‌ای چند بعدی مبتنی بر اصل غیر پارامتری (شاخص همسایگی) است. باتوجه به اهمیت مخزنی فوق العاده سازند سروک داشتن اطلاعات کافی از کیفیت مخزنی این سازند یکی از دغدغه‌های صنعت نفت بوده است. در این ارتباط بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه براساس تجزیه و تحلیل رخساره‌های الکتریکی و مطابقت با ریزرخساره‌های رسوبی که هدف اصلی این پژوهش می‌باشد امری ضروری و مورد نیاز صنعت نفت کشور به شمار می‌آید.

## ۲- روش مطالعه

در این پژوهش به منظور بررسی دقیق مطالعات پتروگرافی ۱۱۵ متر از بخش بالایی سازند سروک (عمق ۲۵۸۰-۲۶۹۵ متری) تعداد ۱۲۰ مقطع نازک از نمونه‌های مغزه مورد مطالعه قرارگرفت. این نمونه‌ها با استفاده از میکروسکوپ پلاریزان و میکروسکوپ ماورای بنفش (UV) بررسی شد. به منظور تفکیک بهتر سنگ‌های آهکی از دولومیتی تمام مقاطع میکروسکوپی با محلول آلزارین قرمز (Red-S) رنگ آمیزی شدند و نیز جهت تشخیص سنگ‌های آهکی با ترکیب آهن دار از روش رنگ آمیزی توسط محلول پتاسیم فروسیانید به روش دیکسون [۱۹] استفاده شد. نام گذاری سنگ‌های کربناته و طبقه بندی ریزرخساره‌ها با استفاده از اصول استفاده شده توسط دانهام [۲۰] و امبری و کلوان [۲۱] با تلفیق و اعمال تغییراتی متناسب با کاربرد آن‌ها در مطالعه‌ی حاضر انجام شده است. در ادامه با استفاده از نرم افزار ژئولاگ (Paradigm™ Geolog 6.7.1) داده‌های ورودی مناسب برای تعیین رخساره‌های الکتریکی انتخاب شدند که از این میان نمودارهای الکتریکی گامای تصحیح شده (CGR)، نوترون (NPHI) و صوتی (DT) به دلیل این که تحت تأثیر مستقیم جنس سنگ می‌باشند، به عنوان داده‌های اصلی برای تعیین این رخساره‌ها انتخاب شدند. سپس یک مدل ۱۰ رخساره‌ای براساس روش خوشه‌بندی MRGC تعیین گردید که با تجزیه و تحلیل داده‌های پتروفیزیکی در نرم افزار ژئولاگ و مقدار میانگین نمودار CGR رخساره‌های الکتریکی دارای مقدار نزدیک با هم بهینه سازی و تعداد آن‌ها به شش عدد کاهش

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

یافت. با توجه به انطباق خوب نتایج رخساره های الکتریکی بهینه شده با ریزرخساره های رسوبی امکان تعمیم نتایج به کل ضخامت سازند سروک (۶۳۵ متر) میسر گردید.

### ۳- ریزرخساره های بخش بالایی سازند سروک

به منظور تعیین ریزرخساره های رسوبی بخش بالایی سازند سروک در چاه مورد مطالعه، ابتدا نوع آلوکم های اصلی و فرعی، سپس نوع بافت آن ها مورد بررسی قرار گرفت. بر این اساس تعداد ۶ ریزرخساره (MFS1- MFS6) شناسایی گردید. مشخصات هر یک از این ریزرخساره ها به طور خلاصه در جدول ۱ آمده است.

جدول ۱: ریزرخساره های شناسایی شده بخش بالایی سازند سروک در یکی از میدانهای نفتی جنوب غرب ایران. (MFS1- MFS6)

Facies code	Microfacies name	Components		Energy level	Environment
		Skeletal	Non skeletal		
MF(S1)	Bioclastic rudist debris floatstone/ rudstone	Rudist debris, Echinoderm and Rare bivalves	Rare Intraclast	Medium to high	patch Organic Barrier
MF(S2)	Benthic foraminiferal - rudist debris wackestone / packstone	Benthic foraminifera, Rare Gastropodes and Green alga	Peloid	Medium	Open - Marine Lagoon
MF(S3)	Benthic foraminifera – peloids grainstone / packstone	Benthic foraminifera, Rare algae and Echinoderm	Rare small peloid	Medium to low	Open - Marine Lagoon
MF(S4)	High diversity benthic foraminifera wackestone / packstone	Benthic foraminifera Rare algae	Rare small peloid	Medium to low	Open - Marine Lagoon
MF(S5)	Peloidal bioclastic wackestone / packstone	Benthic foraminifera, Fine rudist debris, Rare gastropodes and Green algae	Peloid	Low	Lagoon
MF(S6)	Low diversity benthic foraminifera mudstone / wackestone	Benthic foraminifera	Rare small peloid	Low	Restricted Lagoon

### ۳-۱ مجموعه ریزرخساره ای زیر محیط سد ارگانیکی

#### ۳-۱-۱ فلوتستون / رودستون رودیستی بایوکلاست دار

#### MFS1. Bioclastic rudist debris floatstone/ rudstone

عناصر سازنده اصلی این ریزرخساره شامل خرده های ریز و درشت رودیست ها می باشند که در زمینه میکرایتی گل پشتیبان تا دانه پشتیبان قرار گرفته اند. عناصر فرعی شامل کورال، اکینودرم، فرامینفرهای کفزی (مانند میلیولید، نزازاتا، اربیتولین، روتالیا)، استراکود، سوزن اسفنج و پلوئیدها می باشند (شکل ۲ تصویر a). برخی از نمونه های این ریزرخساره بافت فلوتستونی دارند که در آن خرده های رودیست با اکینودرم و پلوئیدها همراهند این علائم در کنار جورشدگی ضعیف بیانگر سیر این ریزرخساره به سمت بخش های انتهایی تالوس ناشی از ریف های تکه ای رودیستی می باشد که در زیر محیط سد ارگانیکی قرار دارند [۲۲] (شکل ۲ تصاویر a و b). در دیواره برخی از خرده های رودیستی حفرات ناشی از حفاری موجودات مشاهده می شود که با میکرایت و پلوئید و گاهی با فرامینفرهای کفزی از جمله میلیولید پر شده اند (شکل ۲)

تصویر c). این امر حاکی از کاهش عمق و نزدیکی این ریزرخساره به زیر محیط تالاب باز می‌باشد [۲۲]. بر اساس نوع بافت و خردشدگی دانه‌های اسکلتی، رسوبگذاری این ریزرخساره در محیط رسوبی کم عمق و با انرژی متوسط بین سطح اثر امواج طوفانی (SWB) و امواج عادی (FWWB) صورت گرفته است. در این ریزرخساره فرآیند انحلال به دلیل پوسته آراگونیتی با مقاومت کم و ناپایدار در خرده‌های رودیستی گسترش یافته است که با افزایش شکستگی‌ها تجمع فراوان هیدروکربورها را به همراه دارد [۳۶]. از مهم ترین فرآیندهای دیاژنزی در ریزرخساره MFS1 می‌توان به فرآیندهای انحلال و دولومیتی شدن اشاره نمود که فرآیند انحلال در خرده‌های رودیستی سهم بالایی را در افزایش میزان نفوذپذیری و کیفیت مخزنی داشته است (شکل ۲ تصاویر d و f). بررسی مقاطع میکروسکوپی نشان می‌دهد در برخی از نمونه‌های مغزه فرآیندی نظیر سیمانی شدن و یا میکراتی شدن سبب پر شدن تخلخل‌های اولیه و یا تخلخل‌های موجود در پوسته خرده‌های رودیستی شده است که این امر سبب کاهش کیفیت مخزنی این ریزرخساره در برخی از اعماق می‌شود (شکل ۲ تصاویر a، b و c). در این ریزرخساره دولومیت‌ها در اندازه‌های ریز تا متوسط بلور به صورت ثانویه در زمینه پراکنده شده‌اند. این ریزرخساره معادل RMF12 فلوگل [۲۲] می‌باشد و مشابه آن در مطالعه سازند سروک توسط اسدی مهمان دوستی و همکاران [۴۴] در ناحیه ایذه (جنوب غرب ایران) و یانگ دو [۴۴] در یکی از میداین جنوب غرب ایران گزارش شده است.

### ۳-۲ مجموعه ریزرخساره‌ای زیرمحیط تالاب

#### ۳-۲-۱ وکستون / پکستون رودیستی - بنتیک فرامینیفردار

#### **MFS2. Benthic foraminiferal - rudist debris wackestone / packstone**

آلوکم‌های عمده سازنده این ریزرخساره خرده‌های رودیست و به مقدار کمتر روزنداران بنتیک با دیواره پرسلانوز شامل جنس‌های مربوط به خانواده آلوئولینده، میلیولید، پنروپلیس فرامینفرهای بنتیک با دیواره آگلوتینه مانند نزازاتا، تکستولاریا، در زمینه‌ای از میکراتی می‌باشد. از عناصر فرعی می‌توان به گاستروپود، استراکود و قطعات خارپوستان، نرم تنان، جلبک قرمز و اینتراکلاست و پلوئید اشاره کرد (شکل ۳ تصاویر a و b). حضور فراوان قطعات رودیست در این ریز رخساره بیانگر نزدیک بودن آن با سد ارگانیکی می‌باشد که این قطعات اسکلتی از محیط سدی توسط امواج وارد این ریزرخساره شده‌اند. در این ریزرخساره حضور خرده‌های رودیستی فراوان با پوسته آراگونیتی و کم مقاومت سبب شده است که فرآیند انحلال در آن‌ها گسترش یابد، اما گاهی سیمان کلسیتی و یا میکراتی حفرات ایجاد شده در پوسته آراگونیتی خرده‌های رودیستی را پر کرده است و باعث کاهش تخلخل و کیفیت مخزنی در این ریزرخساره می‌شود. ریزرخساره MFS2 بر اساس شواهد بافتی و فسیلی، سازنده تالاب نیمه محصور برش مورد بررسی می‌باشد. این ریزرخساره معادل RMF20 فلوگل [۲۲] می‌باشد و مشابه آن در مطالعه سازند سروک توسط رحیم پور بناب و همکاران [۳۶] در میدان نفتی آب تیمور گزارش شده است.

#### ۳-۲-۲ گرینستون / پکستون پلوئیدی - بنتیک فرامینیفری

#### **MFS3. Benthic foraminifera – peloids grainstone / packstone.**

آلوکم‌های اصلی این ریزرخساره شامل پلوئیدها با فراوانی بالا و فرامینفرهای بنتیک با دیواره پرسلانوز خانواده آلوئولینده، میلیولید، پنروپلیس فرامینفرهای بنتیک با دیواره آگلوتینه نظیر نزازاتا، تکستولاریا، اربیتولینا، کونولینا، پسودولیتونلا با فراوانی زیاد در زمینه گلی تا سیمانی می‌باشند. آلوکم‌های فرعی از جلبک قرمز، اکینودرم، کورتولیدها و اینتراکلاست

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتريکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

تشکیل شده اند. فرایند میکرایتی شدن در ریزرخساره مذکور گسترش زیادی دارد به طوری که پلوئیدها حاصل میکرایتی شدن فرامینفرهای بنتیک می باشند (شکل ۳ تصاویر c و d). وجود زمینه میکرایتی تا سیمانی و فرامینفرهای بنتیک متنوع در این ریزرخساره نشان دهنده کاهش شوری و افزایش ارتباط تالاب پشت سد با دریای باز از طریق کانال های جزرومدی یا شرایط اقلیمی مرطوب است [۴۲]. ریزرخساره MFS3 مربوط به زیرمحیط انتهایی تالاب چسبیده به سد ارگانیکی تکه ای می باشد و در محیطی با انرژی متوسط رسوبگذاری می کند. این ریزرخساره معادل RMF26 فلوگل [۲۲] است. مشابه چنین ریزرخساره ای توسط [۱۳] در منطقه خوزستان گزارش شده است.

### ۳-۲-۳ وکستون / پکستون همراه با فرامینفرهای بنتیک متنوع

#### MFS4. High diversity benthic foraminifera wackestone / packstone

این ریزرخساره دارای بافت متغییر دانه پشتیبان تا گل پشتیبان است. فرامینفرهای بنتیک با تنوع بالا اصلی ترین اجزاء این ریزرخساره می باشند که شامل فرامینفرها با دیواره پرسلانوز جنس های مربوط به خانواده آلوئولینده، میلیولید، پنروپلیس، فرامینفرهای بنتیک با دیواره آگلوتینه نزازاتا، تکستولاریا، اریبتولینا، کونئوکولینا، پسودو لیتونلا و فرامینفرهای بنتیک با دیواره هیالین تروکولینا می باشند. اجزاء فرعی این ریزرخساره نیز شامل پلوئید، قطعات رودیست و خارهای اکینوئیدها و دوکفه ای ها و سوزن اسفنج، می باشند (شکل ۳ تصاویر e و f). این ریزرخساره نشان دهنده رسوبگذاری در محیط متوسط تا کم انرژی تالاب (نیمه محصور تالاب) می باشد که بافت رسوبی دانه ریز و تنوع جامع زیستی روزداران کفزی تأیید کننده این مسئله است [۱۸] ریزرخساره MFS4 معادل RMF20 فلوگل (Flügel, 2010) می باشد. مشابه این ریز رخساره توسط [۲۴] در مطالعه سازند سروک در تاقیدیس بنگستان و نیز توسط [۱۲] در میدان نفتی آزادگان (یکی از میداین بزرگ نفتی در جنوب غربی ایران) گزارش شده است.

### ۳-۲-۴ وکستون / پکستون پلوئیدی با یوکلاست دار

#### MFS5. Peloidal bioclastic wackestone / packstone

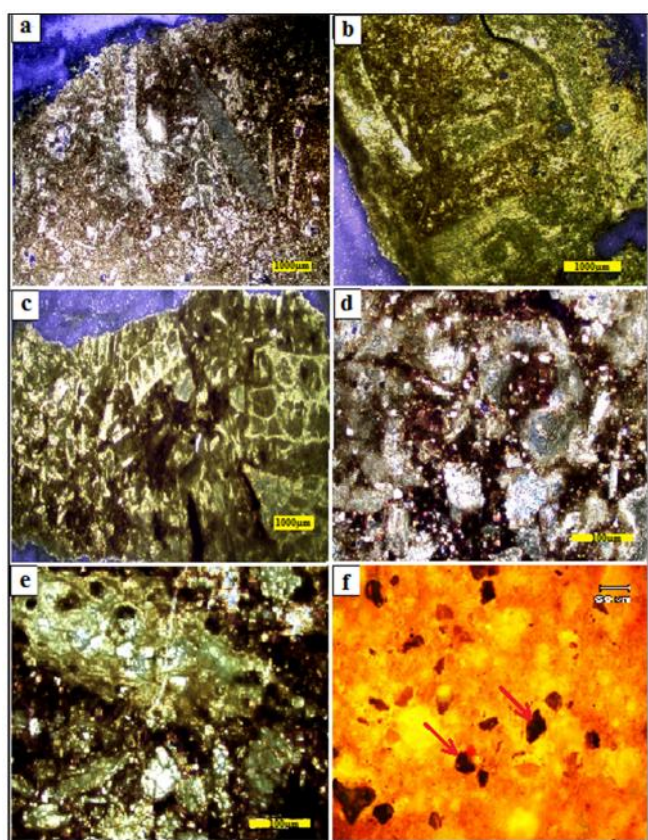
اجزای اصلی این ریزرخساره ذرات پلوئید به همراه خرده های رودیستی، قطعات اکینودرم و روزنداران کف زی مانند (تکستولاریا، نزازاتا، آلوئولینا، میلیولید، اوریبتولین) می باشد. از اجزاء فرعی می توان به تروکولینا و به مقدار کمتر استراکود، داسی کلا داسه، دوکفه ای و سوزن اسفنج و در برخی مقاطع جلبک قرمز، جلبک سبز اشاره نمود که در زمینه ای از میکرایت قرار دارد (شکل ۴ تصاویر a و b).

پلوئیدها فراوان ترین دانه های موجود در این ریزرخساره می باشند. جورشدگی و گردشگی خوب پلوئیدها در برخی مقاطع می تواند از اختصاصات پلوئیدهای دفعی باشد. این نوع پلوئیدها نشان دهنده محیط های آرام و تالابی هستند [۳۷]. برخی از آلوکم ها مانند قطعات رودیستی با پوسته آراگونیتی و اکینودرم ها دولومیتی شده اند و سبب شده این قطعات کوچک تر به نظر برسند. از دلایل دیگر رسوبگذاری این ریزرخساره در محیط آرام تالاب، حضور جلبک سبز می باشد که نشان می دهد نفوذ نور به خوبی صورت گرفته و امکان تبادل اکسیژن به خوبی فراهم بوده است. این ریزرخساره را با توجه به نوع آلوکم های موجود و زمینه گل آهکی سنگ می توان به زیرمحیط تالاب نسبت داد. مشابه این ریزرخساره در مطالعه سازند سروک توسط [۵] در میدان نفتی کوپال در جنوب غرب ایران مشاهده شده است.

### ۳-۲-۵ مادستون / وکستون با تنوع کم فرامینفرهای بنتیک

#### MFS6. Low diversity benthic foraminifera mudstone / wackestone

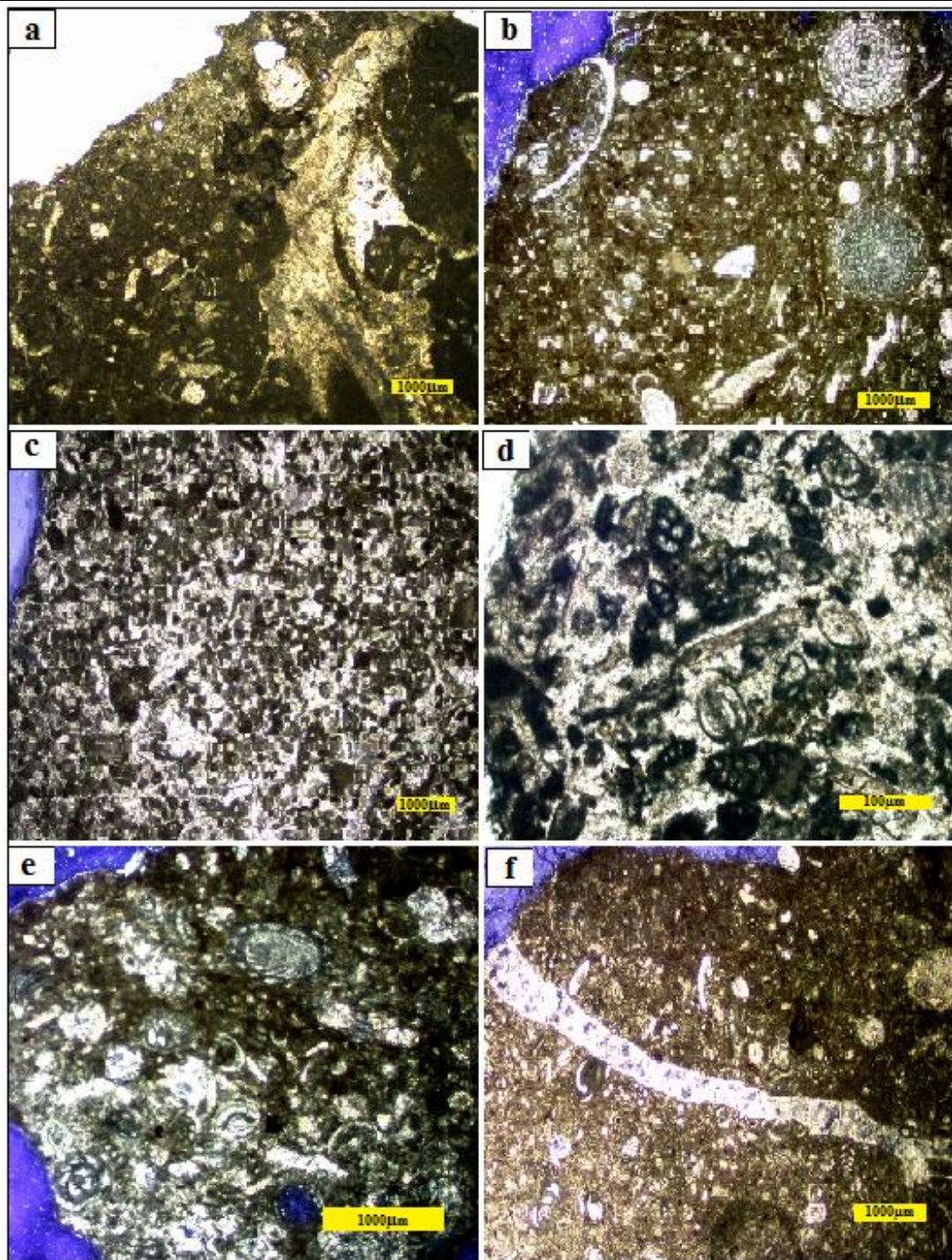
این ریزرخساره بافت گل پشتیبان دارد. آلوکم‌های اصلی سازنده این ریزرخساره از فرامینیفراهای پرسلانوز بنتیک به ویژه میلیولیدها و به مقدار کمتر نزازاتا، تشکیل شده است. از آلوکم‌های فرعی، می‌توان به خرده‌های رودیستی با اندازه کوچک، اکینودرم، گاستروپود، استراکود، جلبک سبز، قطعاتی از صدف دوکفه‌ای و پلوئیدها به مقدار اندک اشاره کرد (شکل ۴ تصاویر c و d). تعداد و تنوع کم مجموعه فسیلی، فراوانی میلیولیدها، فقدان فون‌های دریای باز و غالب بودن میکرایت بیانگر کم انرژی بودن محیط و چرخش محدود آب است [۲۳]. براساس موارد ذکر شده ریزرخساره مذکور در بخش‌های محصورتر (از عمق تا لبه‌ها) تالاب و نزدیک‌تر به محیط جزرومدی تشکیل شده است [۲۲]. ریزرخساره MFS6 معادل RMF20 فلوگل [۲۲] است. مشابه این ریزرخساره در سازند سروک توسط غبیشاوی و همکاران [۲۴] در تاق‌دیس بنگستان، گزارش شده است.



شکل ۲- تصاویر میکروسکوپی ریزرخساره‌های بخش بالایی سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه مربوط به زیرمحیط سد ارگانیکی: a- فلوتستون/ رودستون رودیستی بایوکلاست‌دار و تأثیر منفی دیاژنز که سبب کاهش کیفیت مخزنی شده است (MFS1) (عمق ۲۶۱۸ متر، نور XPL). b- فلوتستون/ رودستون رودیستی بایوکلاست‌دار (MFS1) و تأثیر منفی دیاژنز که سبب کاهش کیفیت مخزنی شده است (عمق ۲۶۱۷ متر، نور XPL). c- فلوتستون/ رودستون رودیستی بایوکلاست‌دار (MFS1) و تأثیر منفی دیاژنز که سبب کاهش کیفیت مخزنی شده است (عمق ۲۶۷۰ متر، نور XPL). d- دولومیت ریز تا متوسط بلور که جانشین زمینه و بخش‌هایی از آلوکم‌ها شده‌اند و فضاهای خالی با هم مرتبط و به نفت آغشته است (عمق ۲۶۶۸ متری، نور XPL). e- دولومیت جانشینی آلوکم‌ها (خرده‌های رودیستی) را تحت تأثیر قرار داده‌اند و سبب ایجاد تخلخل بین بلوری شده است. این فضاهای خالی مرتبط، با نفت پر و باعث افزایش کیفیت مخزنی شده است (عمق ۲۶۵۳ متری، نور XPL). f- تصویر فلورسانس تخلخل بین بلوری که پیکانهای قرمز نشان دهنده مواد بیتومینه پرکننده این تخلخل است (عمق ۲۶۵۳ متری، نور UV).

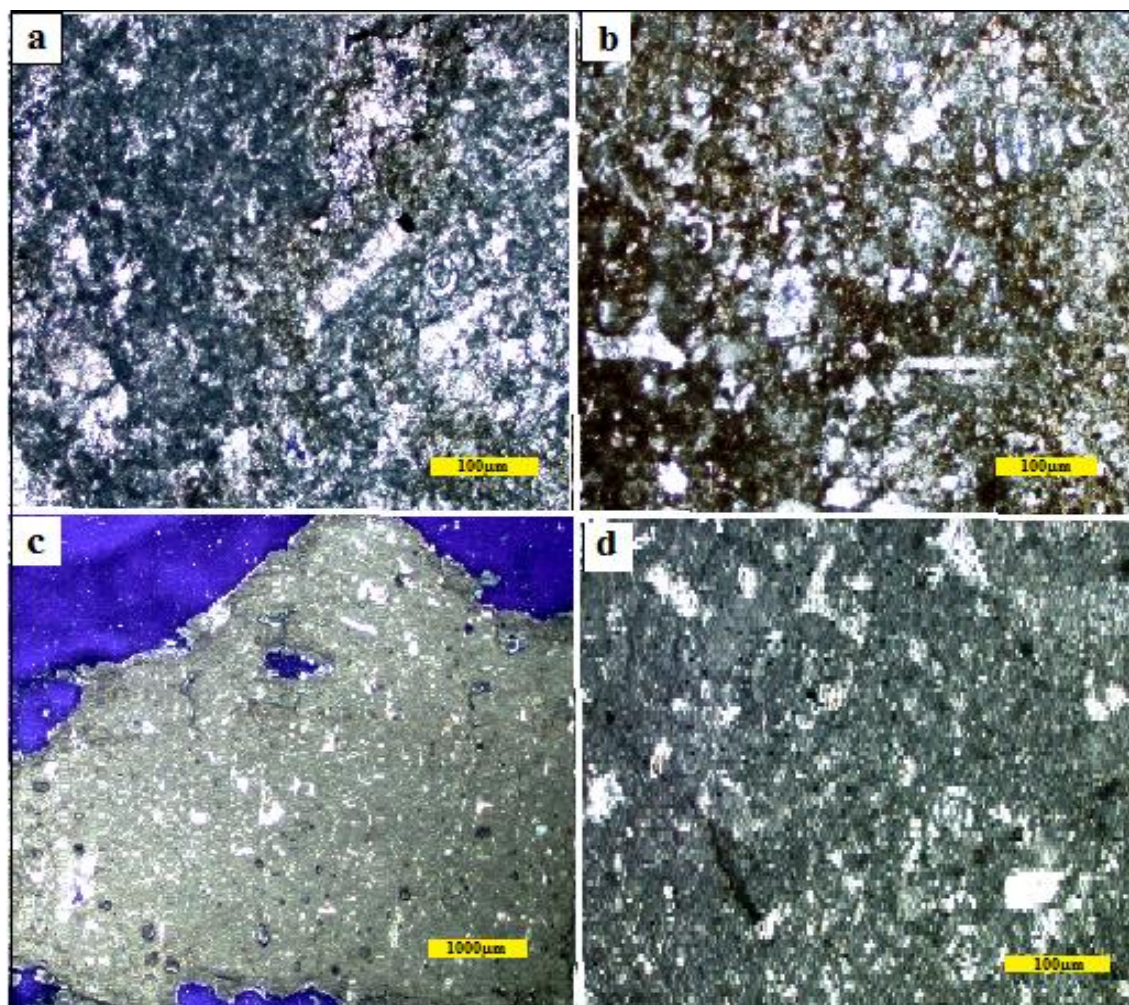


تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران



شکل ۳- تصاویر میکروسکوپی ریزرخساره های بخش بالایی سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه مربوط به زیر محیط تالاب a- وکستون / پکستون رودیستی- بتتیک فرامینفردار (MFS3) (عمق ۲۶۴۶ متر، نور PPL). b- وکستون / پکستون رودیستی- بتتیک فرامینفردار (MFS3) (عمق ۲۶۵۱ متر، نور XPL) c- گرینستون / پکستون پلوئیدی- بتتیک فرامینفردار (MFS2) (عمق ۲۶۹۴ متر، نور XPL) d- گرینستون / پکستون پلوئیدی- بتتیک فرامینفردار (MFS2) (عمق ۲۶۹۰ متر، نور XPL). e- وکستون / پکستون همراه با فرامینفرهای بتتیک متنوع (MFS4) (عمق ۲۶۴۹ متر، نور XPL). f- وکستون / پکستون همراه با فرامینفرهای بتتیک متنوع (MFS4) (عمق ۲۶۵۷ متر، نور XPL).





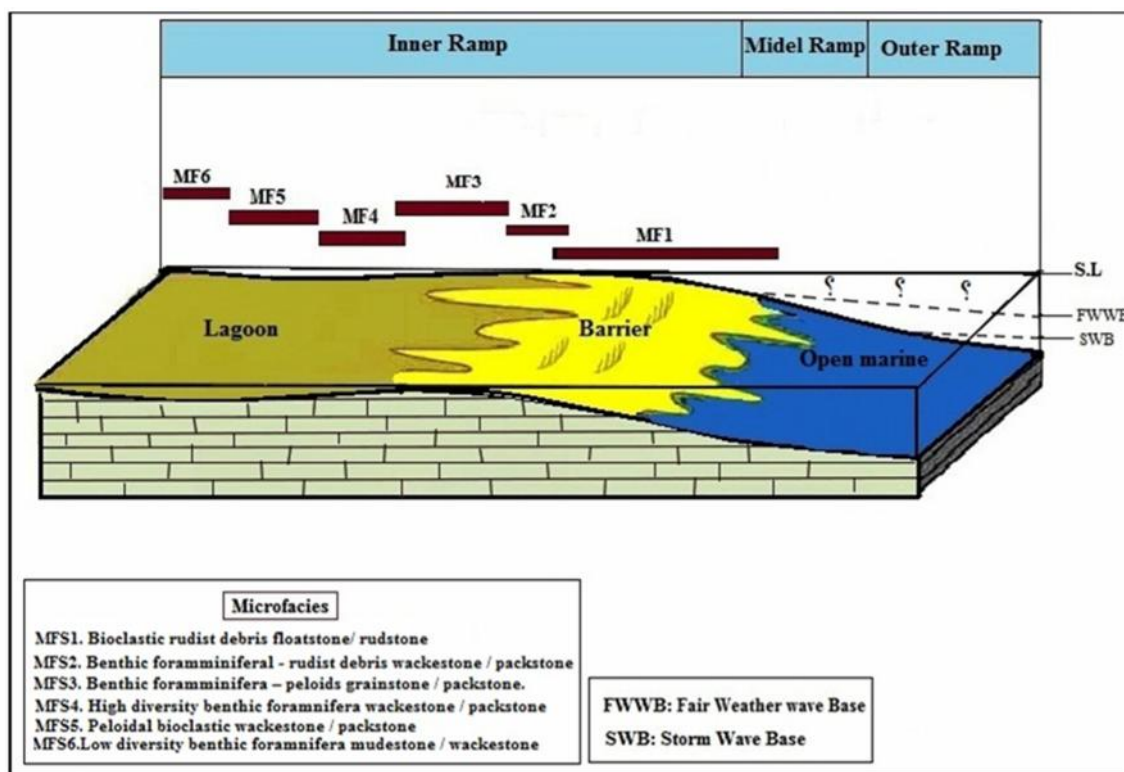
شکل ۴- تصاویر میکروسکوپی ریزرخساره‌های بخش بالایی سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه مربوط به زیر محیط تالاب a- وکستون / پکستون پلوئیدی بایوکلاست‌دار (MFS5) (عمق ۲۶۲۸ متر، نور XPL). b- وکستون / پکستون پلوئیدی بایوکلاست‌دار (MFS5) (عمق ۲۶۱۱ متر، نور XPL). c- مادستون/ وکستون با تنوع کم فرامینفرهای بتیک (MFS6) (عمق ۲۵۹۵ متر، نور XPL). d- مادستون / وکستون با تنوع کم فرامینفرهای بتیک (MFS6) (عمق ۲۵۹۸ متر، نور XPL).

#### ۴- تعبیر و تفسیر محیط رسوبی

در توالی مورد مطالعه از بخش فوقانی سازند سروک ۶ ریزرخساره شناسایی گردید. ریزرخساره‌های مطالعه حاضر، طیف گسترده تمامی زیر محیط‌ها را نشان نمی‌دهد و محدود به زیر محیط‌های سد ارگانیکی تکه‌ای و بخش‌های مختلف تالاب است. زیر محیط دریای باز در مدل رسوبی سه بعدی پیشنهادی با علامت سوال نشان داده شده است (شکل ۵). با توجه به نبود ریف‌های سدی وسیع و شرایط لازم برای تشکیل پلاتفرم کربناته حاشیه‌دار، وجود میکرایت در اکثر ریزرخساره‌ها، نبود رسوبات دوباره نهشته شده و جریان‌های توربیدیتی و همچنین با مقایسه و استناد به مطالعات دیگران که در زیر به آن اشاره می‌شود می‌توان محیط رسوبی رمپ هموکلینال را برای ریزرخساره‌های سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه پیشنهاد کرد.

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

براساس نتایج حاصل از سایر مطالعات بر روی سازند سروک از جمله مطالعات پُرسر [۳۴] در سواحل جنوب خلیج فارس و نیز در سال های اخیر در حوضه زاگرس و فروافتادگی دزفول از جمله مطالعات [۱۴] در میدان نفتی گچساران، غبیشاوی [۶] در تاقدیس بنگستان، [۱۵] در میدان نفتی اهواز، [۵] در میدان نفتی کویال و اسدی مهمان دوستی و همکاران [۱۷] در ناحیه ایذه (جنوب غرب ایران) همگی محیط رسوبی سازند سروک را پلاتفرم از نوع رمپ هموکلینال تشخیص داده اند. با این حال طی کرتاسه میانی تا فوقانی با توجه به عواملی نظیر گسترش چشمگیر موجودات ریف ساز به خصوص رودیست ها به عنوان سازندگان کربنات [۲۲، ۲۹] گسترش کلینوفرماها در برش الگو سازند سروک و مناطق مجاور آن [۱۰]، وجود کربنات های دوباره نهشته شده از سازند سروک به سازند گرو در زاگرس مرکزی [۱۱] به نظر می رسد الگوی کلی سازند سروک طی زمان کرتاسه پلاتفرم از نوع شلف بوده است.



شکل ۵- مدل پیشنهادی برای محیط رسوبی بخش بالایی سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه که موقعیت ریز رخساره های تالاب و سد ارگانیکی بر روی آن مشخص شده است.

## ۵- رخساره های الکتریکی

### ۵-۱ داده های ورودی

تعیین و ترسیم رخساره الکتریکی در مرحله اول نیازمند انتخاب بهترین داده های ورودی منطبق بر مطالعه مورد نظر است، به گونه ای که بتواند انطباق را با داده های زمین شناسی (ریزرخساره های رسوبی) به خوبی نشان دهد. بدین منظور در این مطالعه نمودارهای الکتریکی مانند نمودارهای گامای تصحیح شده (CGR)، تخلخل نوترونی (NPHI) و صوتی (DT) که تا حد زیادی متأثر از جنس سنگ می باشند، انتخاب شده است (شکل ۶).

## ۵-۲ آنالیز خوشه‌ای

گونه‌های سنگی مخزن با روش‌های مستقیم مطالعاتی بر روی داده‌های مغزه (برای مثال روش مشخص کردن واحدهای جریان) قابل تفکیک است. علی‌رغم نتایج قابل قبول حاصل از این روش‌ها، محدودیت دسترسی به مغزه‌ها به دلایلی همچون گران بودن عملیات مغزه‌گیری و صد درصد نبودن بازیابی مغزه‌ها ناشی از خطاهای انسانی و یا سنگ‌شناسی ناپایدار مخزن، وقت‌گیر بودن توصیف تعداد زیادی از مقاطع نازک و انجام آزمایشات معمولی و ویژه بر روی مغزه‌ها، از جمله مشکلات پیش روی محققین است [۱۶]. امروزه روش آنالیز خوشه‌ای داده‌ها (Data Clustering Analysis) می‌تواند از لحاظ اقتصادی با صرفه و نیز درجه‌ی اطمینان نتایج حاصله از آن برای تعیین‌گونه‌های سنگی، حداقل در حد درجه اطمینان نتایج حاصله از مطالعات مغزه باشد. این روش ویژگی‌های مشابه و متفاوت بین داده‌های بزرگ و پیچیده را (مثلاً داده‌های نمودارهای چاه پیمایی) بر اساس معیاری به نام فاصله مشخص کرده است و آن‌ها را به خوشه‌هایی با نام رخساره‌های لاگ تقسیم می‌کند. در این روش داده‌های موجود در هر خوشه حداکثر شباهت (نزدیک‌ترین فاصله) را با یکدیگر و حداکثر تفاوت (دورترین فاصله) را با داده‌های خوشه‌های دیگر دارد [۳۱، ۳۲]. در حقیقت الکتروفاسیس گروه بندی داده‌های نمودار با توجه به تشابه پتروفیزیکی آن‌هاست و می‌تواند با داده‌های مغزه، خرده حفاری یا رخنمون قابل مقایسه باشد [۸]. کاربرد این روش زمانی منطقی است که رخساره‌های لاگ حداکثر انطباق را با گونه‌های سنگی به دست آمده از مطالعات مغزه داشته باشند. به عبارتی دیگر شواهد پتروگرافی و نیز تفاسیر نمودارها و پارامترهای پتروفیزیکی، همه با هم رخساره‌های لاگ را به عنوان یک گونه سنگی مخزنی تصدیق کنند. در چنین حالتی می‌توان رخساره‌های لاگ را به منظور زون بندی چینه‌شناسی مخزنی برای مدل‌سازی سه بعدی مخازن به کار برد [۳۵] اگر چه واژه‌ی رخساره‌ی لاگ در ابتدا توسط سرا و سولپایس [۳۸] به صورت الگویی خاص از شکل نمودارهای چاه پیمایی که منطبق بر یک واحد رسوبی باشد و بعدها توسط سرا و ابوت [۴۰] به صورت پاسخ نمودارهای چاه پیمایی که علاوه بر تعیین مشخصات رسوب‌شناسی قادر به تفکیک آنها از هم نیز باشد تعریف شد، اما برای رخساره‌ی لاگ که مفهوم گونه سنگی مخزنی را داشته باشد بدین گونه تعریف می‌شود: مجموعه‌ای از پاسخ‌های مشابه داده‌های نمودارهای چاه پیمایی متعلق به یک یا چند رخساره‌ی رسوبی مشابه یا متفاوت که تحت شرایط محیط رسوبی و دیاژنزی خاص قرار داشته و از لحاظ خواص پتروفیزیکی مشابه به هم باشند [۲۷] انجام آنالیز خوشه بندی با الگوریتم‌های متفاوتی نظیر خوشه سازی گراف پایه با توان تفکیک پذیری چندگانه Multi - Resolution Graph Base Clustering (MRGC) شبکه‌های عصبی مصنوعی نگاشت خود سازمان یافته Self-organizing maps (SOM)، و پس از انتشار خطا Back-Propagation Neural Networks (BPNN)، منطق فازی، خوشه-سازی پویا (Dynamic clustering)، و خوشه سازی ترتیبی صعودی (AHC) Agglomerative hierarchical clustering که هر کدام محاسن و معایبی دارند قابل اجرا است [۱]. روش MRGC مزیت‌هایی همچون قدرت شناسایی الگوهای طبیعی موجود در نمودارهای الکتریکی، 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 [۴۵]. بنابراین روش مذکور به عنوان یک روش مفید برای خوشه‌بندی بر پایه نمودار چند بعدی، در ابتدا با استفاده از تراکم داده‌ها تعداد بهینه خوشه‌ها، از طریق شاخص هم‌جواری Neighboring Index (NI) تعیین می‌گردد. شاخص هم‌جواری از رتبه هر داده، نسبت به داده‌های مورد نظر به دست می‌آید. با توجه به اینکه در روش MRGC به جای استفاده از قدر مطلق فاصله، از

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

رتبه سایر داده ها استفاده می گردد، براساس شاخص هم جواری، (Kernel Representative Inde) برای دو خوشه بر اساس معادله ۱ تعریف می شود [۴۵].

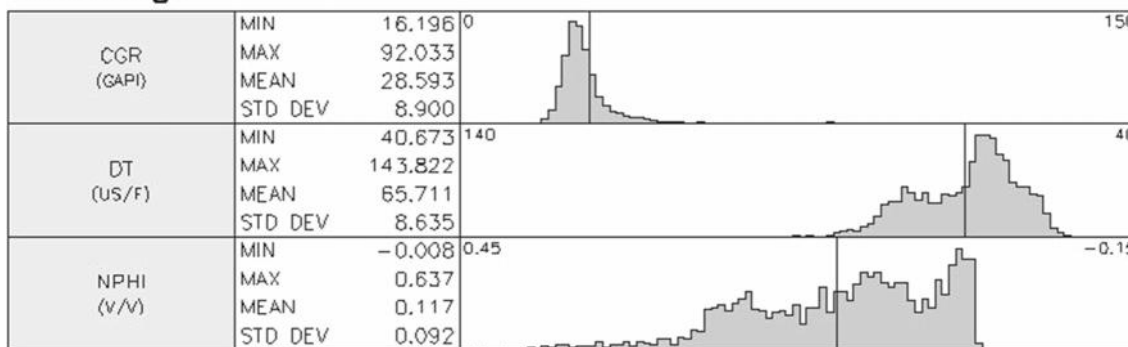
$$KRI_x(= m \times NI_x \times D_{x,y}) \quad (1)$$

که در اینجا  $D(x,y)$  فاصله بین دو نقطه  $X$  و  $Y$  در داخل خوشه ها می باشد. برای محاسبه فاصله بین داده ها که میزان نزدیکی داده ها را تعیین می کند از روش Euclidean طبق معادله ۲ استفاده شده است.

$$d(i,j) = \sqrt{|X_{i1} - X_{j1}|^2 + |X_{i2} - X_{j2}|^2 + \dots + |X_{ip} - X_{jp}|^2} \quad (2)$$

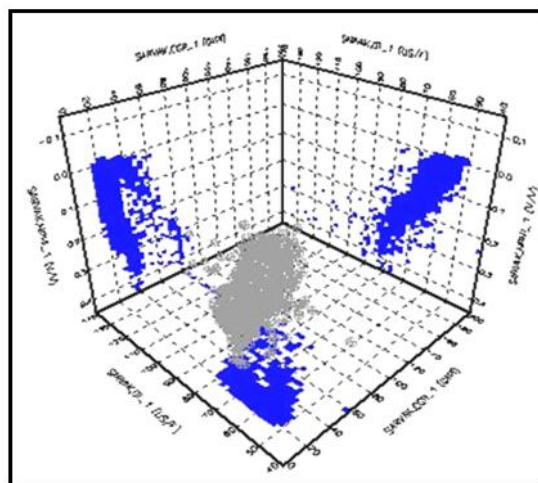
در ابتدا برای خوشه بندی داده ها با توجه به تنوع رخساره های رسوبی در چاه مورد مطالعه حد بالا و پایین دسته ها به ترتیب ۴ و ۲۴ با حداکثر ۴ مدل رخساره ای در نظر گرفته شد. با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی در چاه مورد مطالعه ۱۰ رخساره الکتریکی تعیین گردید. با تجزیه و تحلیل داده های پتروفیزیکی در نرم افزار ژئولاگ رخساره های الکتریکی که از نظر آماری نزدیک به هم بودند باهم ادغام، بهینه سازی و تعداد آن ها به ۶ عدد کاسته شد.

### Model Logs



شکل ۶- توزیع فراوانی نمودارهای الکتریکی استفاده شده برای تهیه رخساره الکتریکی در یکی از میداین جنوب غرب ایران.

در مرحله بعد نمودار سه بعدی CGR, DT, NPFI به منظور مشخص نمودن روابط این نمودارها با یکدیگر رسم گردید (شکل ۷).



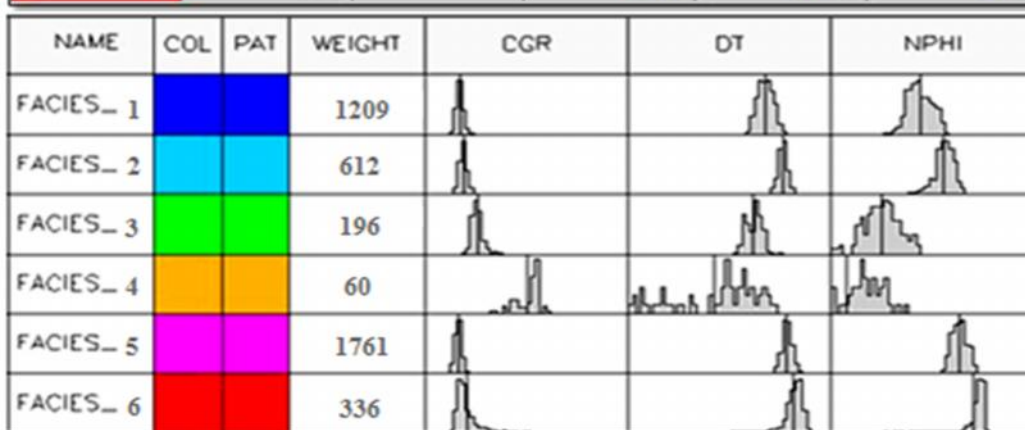
شکل ۷- نمودار سه بعدی CGR, DT, NPFI برای رخساره های الکتریکی سازند سروک ناحیه مورد مطالعه.



با توجه به اینکه مقدار CGR به مقدار رس و شیل سازند وابسته است، بنابراین هر کدام از این دسته‌ها می‌توانند تا حدودی کیفیت مخزنی نزدیک به یکدیگر داشته باشند. بنابراین ۱۰ رخساره الکتریکی براساس میزان تشابه مقدار میانگین نمودار CGR به ۶ رخساره الکتریکی کاسته می‌شود (جدول ۲ و شکل ۸). به طور کلی در چنین الگوریتم‌هایی مشکل عمومی مشترک این است که در نقاطی از چاه داده‌های نمودارهای چاه پیمایی از لحاظ تفسیر به هم شبیه هستند و الگوریتم مربوطه آن‌ها در یک خوشه قرار می‌گیرد اما از لحاظ واقعیت‌های زمین شناسی کاملاً با هم متفاوت می‌باشند [۳]. به عنوان مثال، دو نقطه‌ای که میزان گامای بالای را نشان می‌دهند، ممکن است یکی از آن‌ها مربوط به عناصر پتاسیم و توریم لایه-های شیلی بوده و دیگری مربوط به دولومیت یا مواد آلی موجود در لایه‌های کربناته باشد. از این رو شناخت ویژگی‌های زمین شناسی و پتروفیزیکی توالی‌های مخزن در کنار روش‌های نرم افزاری مبتنی بر آمار و ریاضیات همچون آنالیز خوشه-ای بسیار حائز اهمیت است.

جدول ۲- ادغام ۱۰ رخساره الکتریکی به دست آمده دارای میزان CGR تا حدودی مشابه و کاهش آنها به ۶ رخساره الکتریکی .

FACIES	WEIGHT	Frequency	CGR	DT	NPHI
4	60	1.43747	75.78	97.73	0.41
3	196	4.695736	38.60	78.22	0.30
1	139	3.330139	23.59	75.90	0.22
1	881	21.10685	26.19	72.87	0.20
1	189	4.528031	24.83	67.48	0.13
2	612	14.66219	28.24	63.73	0.12
5	188	4.504073	27.82	62.21	0.06
5	857	20.53186	23.71	61.63	0.07
6	716	17.15381	26.46	56.68	0.01
6	336	8.049832	42.88	63.93	0.07

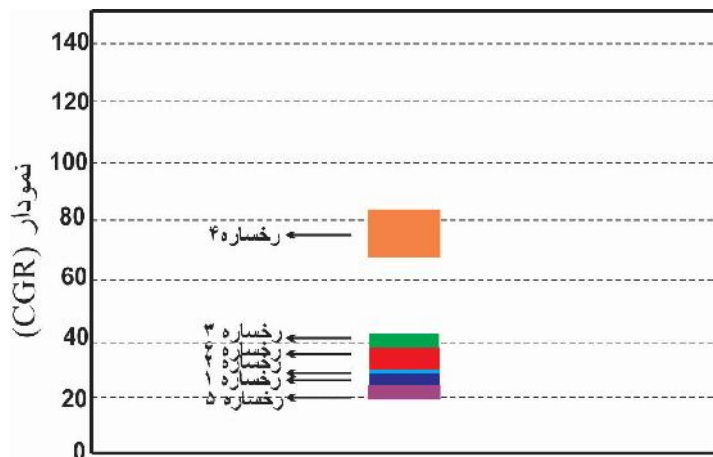


شکل ۸- رده‌بندی رخساره‌های الکتریکی به دست آمده با روش MRGC از نظر کیفیت مخزنی در ناحیه مورد مطالعه.

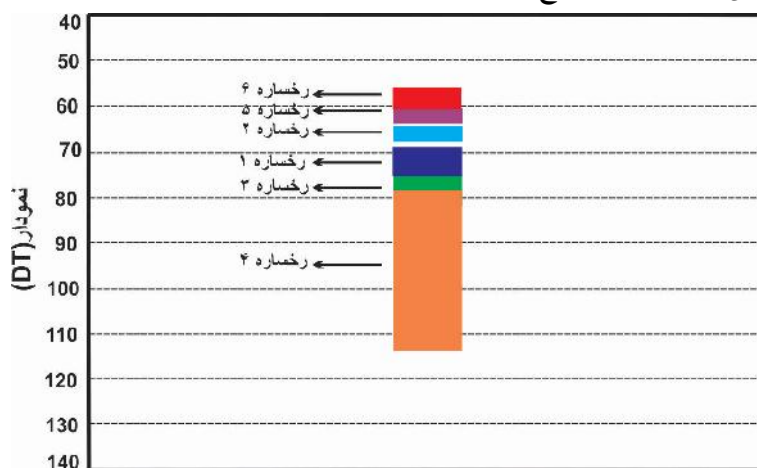
به طور کلی مقدار نمودار گامای تصحیح شده (CGR) نشان دهنده میزان شیل می‌باشد. روند کاهشی این نمودار نشان دهنده کاهش مقدار شیل و در نتیجه افزایش کیفیت مخزنی در سنگ می‌باشد. نمودار نوترون (NPHI) و نمودار صوتی (DT) از جمله نمودارهایی هستند که میزان تخلخل را مشخص می‌کند. روند افزایشی این نمودارها نشان دهنده افزایش کیفیت مخزنی است (رضایی و چهارزی ۱۳۸۵). در مطالعه حاضر با مقایسه ۳ نمودار گامای تصحیح شده (CGR)، نمودار صوتی (DT) و نمودار نوترون (NPHI) می‌توان بیان کرد کیفیت مخزنی از رخساره الکتریکی ۱ به سمت ۶ در حال کاهش

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

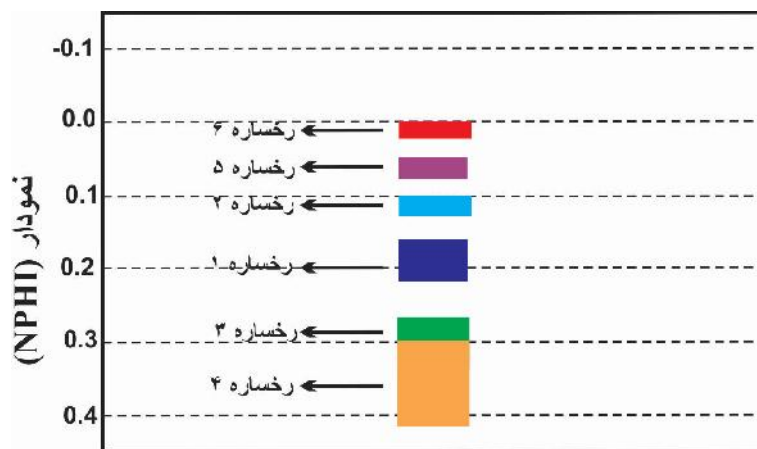
می باشد. بنابراین رخساره الکتریکی ۱ بهترین کیفیت مخزنی و رخساره الکتریکی ۶ بدترین کیفیت مخزنی را دارد (شکل- های ۹، ۱۰ و ۱۱). ریزرخساره فلوتستون/ رودستون رودیستی بایوکلاست دار (MF1) با رخساره های الکتریکی ۵ و ۶ به صورت بیشینه منطبق می باشد. علت این امر تأثیر فرآیندهای دیاژنزی نظیر سیمانی شدن و یا میکراتی شدن می باشد. این فرآیندهای دیاژنزی با پرکردن تخلخل های اولیه و یا تخلخل های موجود در پوسته خرده های رودیستی، کاهش کیفیت مخزنی را در این ریزرخساره سبب می شود. ریزرخساره MF1 نیز با رخساره الکتریکی ۱ و ۲ به صورت کمینه تطابق دارد. دلیل این امر گسترش و حفظ انحلال در خرده های رودیستی در برخی از اعماق می باشد که نشان دهنده میزان تخلخل مفید و کیفیت مخزنی است. ریزرخساره های وکستون/ پکستون رودیستی - بتتیک فرامینفردار و گرینستون/ پکستون پلوئیدی - بتتیک فرامینفردار بیشتر با رخساره الکتریکی ۱ و ۲ و گاهی به دلیل تأثیر دیاژنزی با رخساره الکتریکی ۵ مطابقت دارد. ریزرخساره وکستون/ پکستون همراه با فرامینفردار بتتیک متنوع بیشتر با رخساره الکتریکی ۴ و ۵ و با فراوانی کمتر به دلیل تأثیر مثبت دیاژنزی با رخساره الکتریکی ۲ مطابقت دارد. ریزرخساره وکستون/ پکستون پلوئیدی بایوکلاست دار با رخساره های الکتریکی ۱، ۳، ۵ و ۶ انطباق دارد. در نهایت ریزرخساره مادستون/ وکستون با تنوع کم فرامینفردار بتتیک با رخساره های الکتریکی ۴، ۵ و ۶ منطبق است (شکل ۱۲). بنابراین به می توان بیان کرد که ریزرخساره MF1 دارای بیشترین کیفیت مخزنی و ریزرخساره MF6 دارای کمترین کیفیت مخزنی می باشد. به طور کلی در مطالعه حاضر دلیل تغییرات در انطباق کامل ریزرخساره های رسوبی با رخساره الکتریکی در برخی از اعماق تأثیر فرآیندهای دیاژنزی است. این فرآیندها با پیشی گرفتن بر اثر جایگاه ریزرخساره رسوبی اثر منفی بسزایی بر کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک داشته است. در شکل ۱۳ رخساره های الکتریکی سازند سروک و روند نمودارهای الکتریکی گامای تصحیح شده (CGR)، تخلخل نوترونی (NPHI) و صوتی (DT) در ناحیه مورد مطالعه مشخص شده است. رخساره الکتریکی ۱ بهترین کیفیت مخزنی و رخساره الکتریکی ۶ بدترین کیفیت مخزنی را دارد. انطباق تقریباً خوب نتایج رخساره های الکتریکی بهینه شده با ریزرخساره های رسوبی بخش بالایی سازند سروک، نشان می دهد که این رخساره های الکتریکی تا حد زیادی توانسته اند نشان دهنده شرایط واقعی زمین شناسی مخزن باشند. بنابراین امکان تعمیم این نتایج به کل ضخامت سازند سروک در چاه مورد مطالعه میسر گردید (شکل ۱۳). لازم به توضیح است به دلیل هزینه بر بودن و در دسترس نبودن مغزه های حفاری برای دیگر چاه های این میدان، مطالعه نمودارهای الکتریکی شناسایی و رخساره های الکتریکی و نیز تلفیق این داده ها با داده های زمین شناسی امکان تعمیم این چاه را به بقیه چاه های در حال توسعه در میدان مورد نظر داده است. همچنین این داده ها را می توان در مطالعات بعدی مخزن مانند زون بندی مخزن از لحاظ کیفیت مخزنی و نیز به عنوان داده های اصلی برای مدل سازی مخزن مورد استفاده قرار داد. بررسی و تحلیل بخش مخزنی سازند سروک در مقیاس عمودی و گسترش آن در مقیاس افقی نقش به سزایی در طرح توسعه این میدان داشت و نیز در پیشبرد و بهبود عملیات زمین شناسی به زمین شناسان سرچاهی چشم انداز بهتری ارائه نمود.



شکل ۹- میزان فراوانی نمودار گامای تصحیح شده (CGR) از رخساره شماره ۱ به سمت رخساره شماره ۶ ناحیه مورد مطالعه.

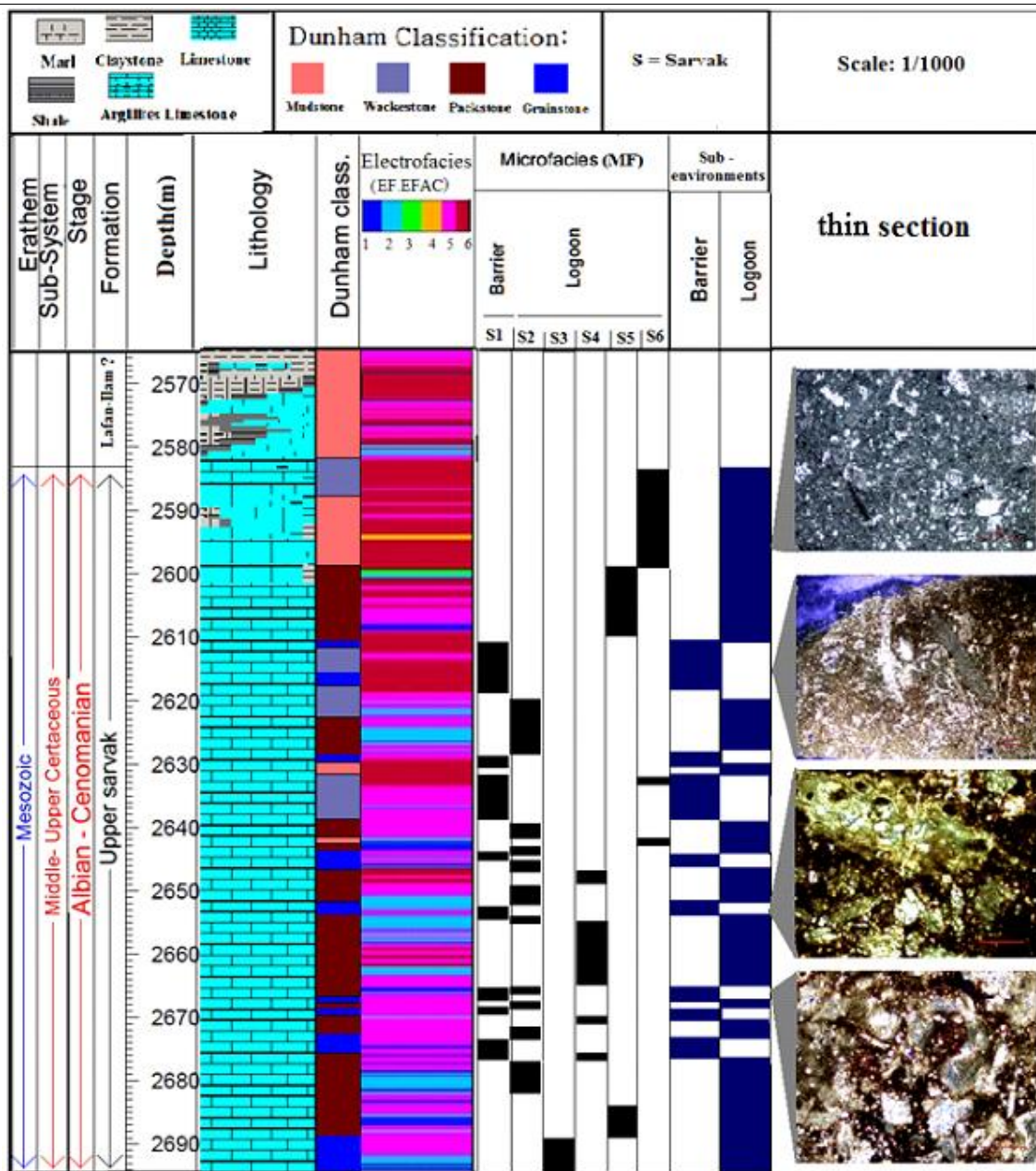


شکل ۱۰- میزان فراوانی نمودار صوتی (DT) از رخساره شماره ۱ به سمت رخساره شماره ۶ ناحیه مورد مطالعه.



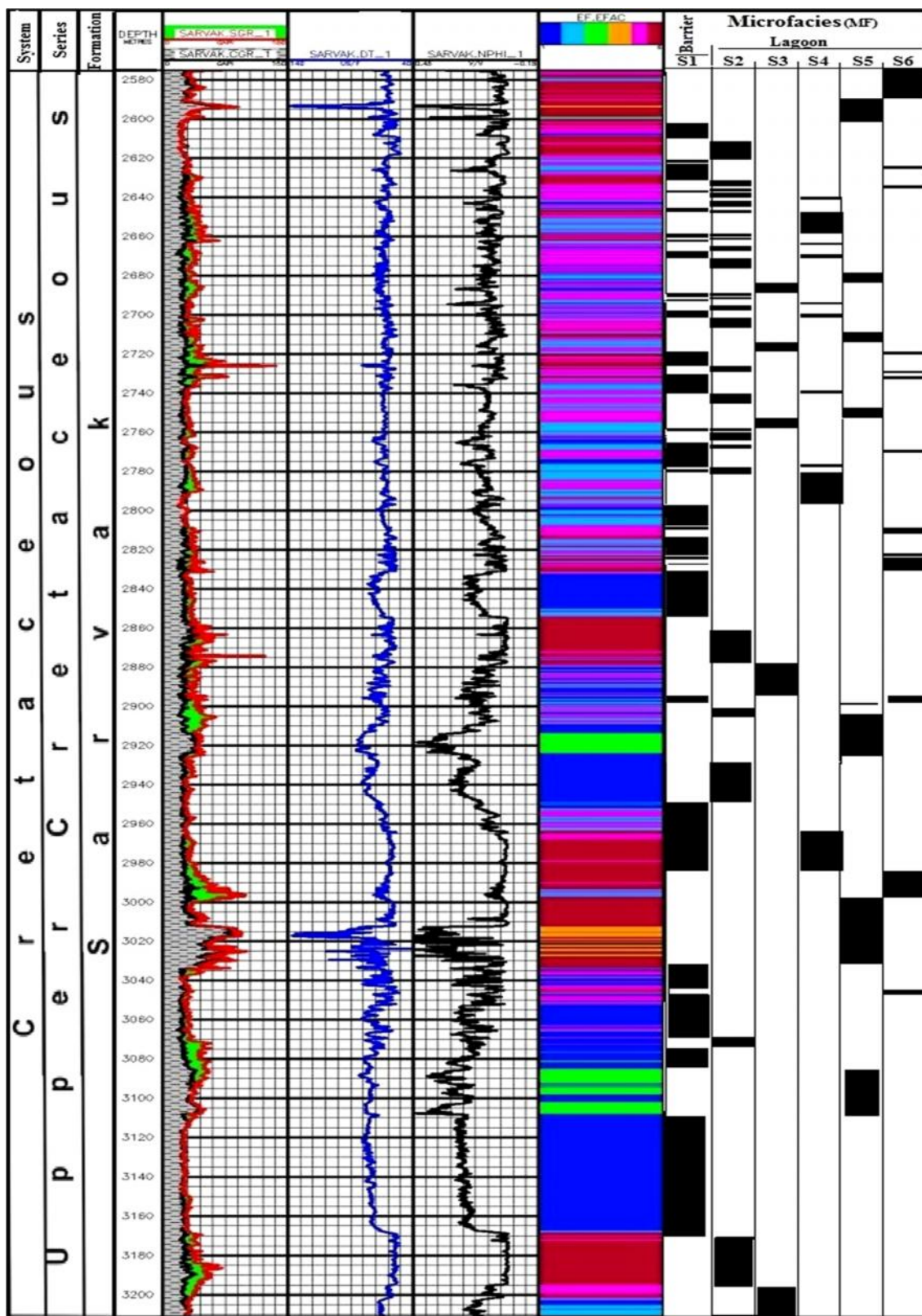
شکل ۱۱- میزان فراوانی تخلخل نوترونی (NPFI) در رخساره‌های الکتریکی از رخساره شماره ۱ به سمت رخساره شماره ۶ ناحیه مورد مطالعه.

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میدین نفتی جنوب غرب ایران



شکل ۱۲- انطباق رخساره های الکتریکی با تغییرات ریزرخساره های رسوبی در بخش بالایی سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه (تصاویر میکروسکوپی مربوط به تطابق ریزخساره S1 با رخساره الکتریکی ۵ و ۶ با کمترین کیفیت مخزنی به دلیل تأثیر دیاژنز و نیز مطابقت آن با رخساره الکتریکی ۱ و ۲ با بیشترین کیفیت مخزنی، تصویر میکروسکوپی ریزخساره S6 با کمترین کیفیت مخزنی آورده شده است).





شکل ۱۳- روند نمودارهای الکتریکی، انطباق رخساره‌های الکتریکی با تغییرات ریزرخساره‌های رسوبی در بخش بالایی سازند سروک و تعمیم نتایج آن به کل ضخامت سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه.

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

در جدول ۳ مقادیر متوسط نمودارهای الکتریکی و انطباق هر یک از ریزرخساره های رسوبی با رخساره های الکتریکی سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه آورده شده است.

جدول ۳- مقادیر متوسط نمودارهای الکتریکی و انطباق هر یک از ریزرخساره رسوبی با رخساره های الکتریکی سازند سروک .

Microfacies	Electrofacies	CGR(API)	DT(US F)	NPHI(V/V)
MFS1	6>5>1>2	۲۴,۸۷	۷۲,۰۸	۰,۱۸
MFS2	1>2>5	۲۸,۲۴	۶۳,۷۳	۰,۱۲
MFS3	1>2>5	۳۸,۶۰	۷۸,۲۲	۰,۳۰
MFS4	5>4>2	۷۵,۷۸	۹۷,۷۳	۰,۴۱
MFS5	5>6>3>1	۳۱,۴۷	۶۲,۵۹	۰,۰۶
MFS6	6>5>4	۲۶,۴۶	۵۶,۶۸	۰,۰۱

## ۶- نتیجه گیری

در این مطالعه با بررسی ۱۲۰ مقطع نازک مربوط به مغزه های حفاری رسوبات بخش بالایی سازند سروک ۶ ریزرخساره شناسایی گردید که این ریزرخساره ها در دو زیرمحیط سد ارگانیکی تکه ای و تالاب مربوط به بخش کم عمق یا حاشیه پلاتفرم از نوع رمپ هموکلینال نهشته شده اند. با استفاده از نمودارهای DT, NPHI, CGR و روش خوشه بندی MRGC، تعداد ۱۰ رخساره الکتریکی در توالی مورد مطالعه تعیین گردید. با تجزیه و تحلیل داده های پتروفیزیکی در نرم افزار ژئولاگ بر اساس اینکه داده های موجود در هر خوشه حداکثر شباهت (نزدیک ترین فاصله از نظر آماری) را با یکدیگر داشته اند، رخساره های الکتریکی بهینه سازی و تعداد آن ها به ۶ عدد کاسته شد. در این مطالعه مقایسه ۳ نمودار گامای تصحیح شده (CGR)، نمودار صوتی (DT) و نمودار نوترون (NPHI) نشان می دهد که رخساره الکتریکی ۱ بهترین کیفیت مخزنی و رخساره الکتریکی ۶ بدترین کیفیت مخزنی را دارد. مقایسه رخساره های الکتریکی و ریزرخساره های رسوبی بخش بالایی سازند سروک بیانگر این است که ریزرخساره فلوتستون/ رودستون رودستی بایوکلاست دار (MFS1) با منطبق بودن با رخساره های الکتریکی ۱، ۲، ۵ و ۶ دارای بیشترین کیفیت مخزنی است و ریزرخساره مادستون/ وکستون با تنوع کم فرامینیفراهای بتتیک (MFS6) با منطبق بودن با رخساره های الکتریکی ۴، ۵ و ۶ کمترین کیفیت مخزنی را دارا است. علت تغییرات در انطباق کامل ریزرخساره های رسوبی با رخساره الکتریکی در برخی از اعماق تأثیر فرآیندهای دیازنی است. این فرآیندها با پیشی گرفتن بر اثر جایگاه ریزرخساره رسوبی اثر منفی بسزایی بر کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک داشته است. انطباق تقریباً خوب نتایج رخساره های الکتریکی بهینه شده با ریزرخساره های رسوبی بخش بالایی سازند سروک، نشان می دهد که این رخساره های الکتریکی تا حد زیادی توانسته اند نشان دهنده شرایط واقعی زمین شناسی مخزن باشند. بنابراین امکان تعمیم این نتایج به کل ضخامت سازند سروک در چاه مورد مطالعه و نیز دیگر چاه های این میدان میسر می گردد.

## سپاس و قدردانی

نویسندگان لازم می دانند از مدیران و کارشناسان محترم شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب و شرکت ملی حفاری ایران به خصوص اداره پژوهش و فناوری به خاطر حمایت های بی دریغ برای انجام این تحقیق کمال تشکر و قدردانی را داشته باشند. داوران ارجمند و دست اندرکاران گرامی مجله وزین زمین شناسی نفت با ارائه نظرات ارزشمند و بیان نقایص مقاله

نقش ارزنده‌ای در اصلاح آن و انجام مراحل مختلف پذیرش و چاپ داشته‌اند که از همه این عزیزان نیز قدردانی می‌شود. از آقایان دکتر بهرام حبیب نیا، دکتر علی رحمانی، دکتر روح اله شب افروز و دکتر محمود برگریزان بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

## منابع

- [۱] آقچه لو، م.، همتی آهویی، ح. ر.، نبی بیدهندی، م.، رحیمی بهار، ع. ا.، ۱۳۹۲، تعیین رخساره‌های سنگی با استفاده از خوشه سازی براساس نمودار با تفکیک پذیری چندتایی (MRGC) نمودارهای پتروفیزیکی چاه: بررسی یکی از میدان های خلیج فارس، مجله ژئوفیزیک ایران، جلد ۷، شماره چهارم، صفحه ۱۱-۱۳.
- [۲] اقبال کیانی، ز.، جلیلیان، ع. ح.، ارزانی، ن.، رضازاده، ف.، ۱۳۹۴، نقش فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در میدان نفتی یاران جنوبی (جنوب باختری اهواز): نوزدهمین انجمن زمین شناسی ایران و نهمین همایش ملی زمین شناسی دانشگاه پیام نور تهران.
- [۳] رحیمی بهار، ع. ا.، پرهام، س.، ۱۳۹۱، تجزیه و تحلیل رخساره‌های الکتریکی براساس رخساره‌های رسوبی: نشریه علمی پژوهشی رخساره‌های رسوبی، دانشگاه فردوسی مشهد، شماره پنجم، صفحه ۶۱-۷۴.
- [۴] رضایی، م. و چهارزی، ع.، اصول برداشت و تفسیر نگاره‌های چاه پیمایی ۱۳۸۵، انتشارات دانشگاه تهران، ۶۹۹ صفحه.
- [۵] عباساقلی، ف.، موسوی حرمی، ر.، محبوبی، ا.، ۱۳۹۱، ریزرخساره، محیط رسوبی و دیاژنزی سازند سروک در یکی از میدانی نفتی جنوب غرب ایران: اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز پتروشیمی و نیروگاهی، تهران.
- [۶] غبیشاوی، ع.، ۱۳۸۷، چینه شناسی سازندهای سروک و ایلام در تاقدیس بنگستان و میدان پارس: رساله دکتری، دانشکده علوم دانشگاه اصفهان، ۱۹۵ صفحه.
- [۷] گلی، ط.، موسوی حرمی، ر.، محبوبی، ا.، کدخدائی، ع.، طاعتی، ف.، ۱۳۹۳، طبقه‌بندی رخساره‌های الکتریکی ماسه‌سنگ‌های سازندهای چلکن و آقچاگیل براساس داده‌های پتروفیزیکی در یکی از چاه‌های خزر جنوبی، سی و سومین گردهمایی علوم زمین.
- [۸] گلی، ط.، موسوی حرمی، ر.، محبوبی، ا.، کدخدائی، ع.، طاعتی، ف.، ۱۳۹۴، ارزیابی پتانسیل مخزنی، زون‌های سازندهای آپشرون و آقچاگیل در یکی از چاه‌های خزر جنوبی براساس رخساره‌های رسوبی و الکتروفاسیس: مجله پژوهش نفت، زیر چاپ.
- [۹] محمودی رنایی، ا.، طاهری، ع.، ۱۳۹۰، ریزرخساره‌ها و چینه‌نگاری سکانسی سازند سروک در شمال شرق گچساران (تنگ گرگدار): رخساره‌های رسوبی، شماره چهارم (۲)، صفحه ۱۸۸-۱۹۸.
- [۱۰] لاسمی، ی. و جلیلیان، ع.، ۱۳۷۶، ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی سازند سروک در مناطق خوزستان و لرستان: فصل نامه علمی- پژوهشی علوم زمین، شماره ۲۵ و ۲۶، صفحه ۶۰-۴۸.
- [۱۱] لاسمی، ی. و کاووسی، م. ع.، ۱۳۸۴، چینه نگاری سکانسی سازند سروک در جنوب خاور لرستان و شمال زون ایذه و کاربرد آن در اکتشاف هیدروکربور؛ مجموعه مقالات نهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، صفحه ۶۰۲-۵۹۸.
- [۱۲] هنرمند، ج و مداحی، ا.، ۱۳۸۹، ارتباط رخساره های رسوبی با گسترش فرایندهای دیاژنزی و کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میدانی بزرگ نفتی، جنوب غربی ایران: پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، شماره چهل و دوم، صفحه ۹۸-۱۱۵.
- [۱۳] غلامی زاده، پ.، آدابی، م. ح.، ۱۳۹۰، مطالعه فرایند های دیاژنیتیکی و تغییرات ژئوشیمیایی عناصر فرعی سازند سروک در جنوب ایران، پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، شماره ۴۲، صفحه ۷۲-۵۳.
- [۱۴] رحیمی نژاد، ا.، وزیری مقدم، ح.، صیرفیان، ع.، صفری، ا.، امیری بختیار، ح.، بیواستراتیگرافی و ریزرخساره های سازند سروک در میدان نفتی گچساران (چاه شماره ۵۵)، ۱۳۸۵، مجله پژوهشی دانشگاه اصفهان (علوم پایه) - شماره ۲۱ صفحه ۸۷-۱۰۵.
- [۱۵] کاظم زاده، م.، قاسمی نژاد، ا.، وزیری مقدم، ح.، ۱۳۹۰، مطالعه زیست چینه نگاری و محیط رسوبی سازند سروک در میدان نفتی اهواز چاه AZ354، پانزدهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، دانشگاه تربیت معلم، صفحه ۸-۱.
- [16] ANTELO, R. and AGUIRRE, O., 2001, Permeability calculations from clustering electrofacies technique for the petrophysical evaluation in La Pena and Tundy oil fields: *SPE MS*, 69-400.

تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند سروک (کرتاسه میانی) با روش MRGC و مطابقت با ریزرخساره های رسوبی در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران

- [17] ASADIMEHMANDOSTI, E. ADABI B M. and WOODS A., 2013, Microfacies and geochemistry of the Middle Cretaceous Sarva Formation in Zagros Basin, Izeh Zone, SW Iran: *Sedimentary Geology*, **293**, 9-20.
- [18] BEAVINGTON-PENNEY, S. J. and RACEY, A., 2004, Ecology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in palaeoenvironmental analysis: *Earth-Science Reviews*, **67**, 219-265.
- [19] DICKSON A.D., 1965, A modified staining technique for carbonate in thin section: *Nature*, 205-587.
- [20] DUNHAM, R.J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture in w. E., Ham, ed., classification rocks –A symposium: *AAPG. Bulletin*, 108-121.
- [21] EMBERY, A.F. and KLOVAN, E.J., 1971, A Late Devonian reef tract on Northern Banks Island, NWT: *Canadian Petroleum Geology Bulletin*, **19**, 370-781.
- [22] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application: *Springer-Verlag, Berlin*, 984.
- [23] 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*, no. **155**, 211-238.
- [24] GHABEISHAVI, A. VAZIRI-MOGHADDAM, H. TAHERI, A. TAATI, F. 2010, Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **37**, 275-285.
- [25] HART, B.B., 1970, The Kuh-e Bangestan Kuh-e Sufid Stratigraphical Survey, Report 1162, Tehran Iranian. *Oil. Operating companies*.
- [26] HEQ, B.U., HARDENBOL, J. and VAIL, P.R., 1987, Chronology of fluctuating sea level since the Triassic: *Science*, **235**, 1156-1167.
- [27] HECTOR, H. PEREZ, AKHILDATTA-GUPTA, MISHRA S., 2003, The role of electrofacies, lithofacies, and hydraulic flow units in permeability predictions from well logs: *A comparative analysis using classification trees*, *Society of Petroleum Engineers*.
- [28] JAMES, G.A. and WYND, J.G., 1965, Biratigraphic nomenclature of Iranian Oil consortium agreement area: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **49 (12)**, 2182-224.
- [29] JENKYN, H.C., 2010, Geochemistry of oceanic anoxic events, *Geochemistry Geophysics Geosystems*, **11**, Q03004. doi:10.1029/2009GC002788.
- [30] KADKHODAIE-ILKHCHI, A. and AMINI, A., 2009, A Fuzzy logic approach To estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz oil field, South Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **32**, 67-78.
- [31] KUMAR, B., and KISHORE M., 2006, Electrofacies classification a critical approach, 6 International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics: New Delhi, India, 822-825.
- [32] LIN, G.F. and CHEN, L.H., 2006 Identification of homogeneous regions for regional frequency analysis using the self-organizing map: *Journal of Hydrology*, **324**, 1-9.
- [33] LUCIA, F.J., 1995, "Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization: *AAPG*, **79**, 9, 1275-1300.
- [34] PURSER. B.H., 1973, The Persian Gulf: Holocene carboante sedimentation and diagenesis in a shallow epicontinental sea.: *Springer-Verlag*, 471 p.

- [35] RABILLER, P., 2005, Facies prediction and data modeling for reservoir characterization: 1 Ed., Rabiller Geo consulting.
- [36] RAHIMPOUR – BONAB, H. MEHRABI, H. NAVIDTALEB, A. and IZADI-MAZIDI, E., 2012, Flow unit Distribution and Reservoir Modelling in Cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oil Field, Dezful Embayment, SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **35 (3)**, 1-24.
- [37] SAMANKASSOU, E. TRESCH, J. STRASSER, A., 2005, Origin of peloids in Early Cretaceous deposits, Dorset, South England: *Facies*, v. **51**, p. 264- 273.
- [38] SERRA, O. SULPICE, L., 1975, Sedimentological analysis of shale-sand series from well logs, Transactions of the SPWLA 16 Annual Logging Symposium.
- [39] SERRA, O., 1986, Fundamentals of well-log”, The interpretation of logging data: *Amsterdam Elsevier*, **2**, 684.
- [40] SERRA, O. ABBOTT, H.T., 1975, The contribution of logging data to sedimentary sedimentology and stratigraphy: Society of Petroleum Engineers: *Journal*, **22, (1)**, 117-131.
- [41] SEFIDARI, E. AMINI, A. KADKHODAIE, A. and AHMADI, B, 2012, Electrofacies clustering and a hybrid intelligent based method for porosity and permeability prediction in the South Pars Gas Field, Persian Gulf: *Jgeope*, **2**, 11 -23.
- [42] TUCKER, M.E. and WRIGHT, V.P., 1990, Carbonate sedimentology: *Blackwell Scientific Publications, London, UK*, 482.
- [43] WOLFF, M. and PELISSIER-COMBESCURE., 1982, Automatic electrofacies determination, 23 rd Annual Logging Symposium Transactions: *Society of Professional Well Log Analysts*, 22.
- [44] YANG, DU, J-L. ZHANG, S-F, ZHENG, J, XIN, J, and CHEN, Y-Z, LI, 2015, The Rudist Buildup Depositional Model, Reservoir Architecture and Development Strategy of the Cretaceous Sarvak Formation of SouthWest Iran: *journal homepage Petroleum*, **1**, 16-26.
- [45] YE, S. RABILLER, P., 2000, A new tool for electrofacies analysis: Multi resolution graph based clustering: *SPWLA*, **41 Annual Logging Symposium**.

## زیست چینه نگاری و چینه نگاری سکansı سازند سروک در تاقدیس فهلیان (جنوب یاسوج)

امیر احمدی حیدری<sup>۱\*</sup>، حسین وزیری مقدم<sup>۲</sup>، علی صیرفیان<sup>۳</sup>، عزیزالله طاهری<sup>۴</sup>

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

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

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

<sup>۴</sup> استاد، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه صنعتی شاهرود

\*Ahmadiamir67@gmail.com

دریافت تیر ۱۳۹۵، پذیرش آذر ۱۳۹۵

### چکیده

در این پژوهش زیست چینه نگاری محیط رسوبی و چینه نگاری سکansı سازند سروک در برش تاقدیس فهلیان (جنوب یاسوج) مورد بررسی قرار گرفته است. بر اساس مطالعات انجام شده ۱۱ جنس و ۸ گونه از فرامینفرهای پلانکتون و ۴ جنس و گونه از فرامینفرهای بتتیک شناسائی شده است. ۶ بیوزون براساس پخش و پراکندگی فرامینفرها نیز به شرح زیر معرفی گردید:

*Favusella washitensis* Zone, *Orbitolina-Alveolonids* Assemblage Zone, Rudist debris Zone, *Oligostegina* flood Zone, *Whiteinella archaeocretacea* Zone, *Helvetoglobotruncana Helvetica* Zone

بر این اساس سن آلبین - تورونین برای سازند سروک در نظر گرفته شد. بر اساس مطالعات پتروگرافی و آنالیز رخساره ای، ۳ ریز رخساره شناسائی شد که می تواند در ۳ گروه دریای باز، سد و تالاب تقسیم شوند. محیط رسوبی سازند سروک در برش مورد مطالعه رمپ هموکلینال است و تجزیه و تحلیل چینه نگاری سکansı منجر به شناسائی چهار سکانس رسوبی درجه سوم گردید.

کلمات کلیدی: زاگرس، سازند سروک، زیست چینه نگاری، رمپ، چینه نگاری سکansı.

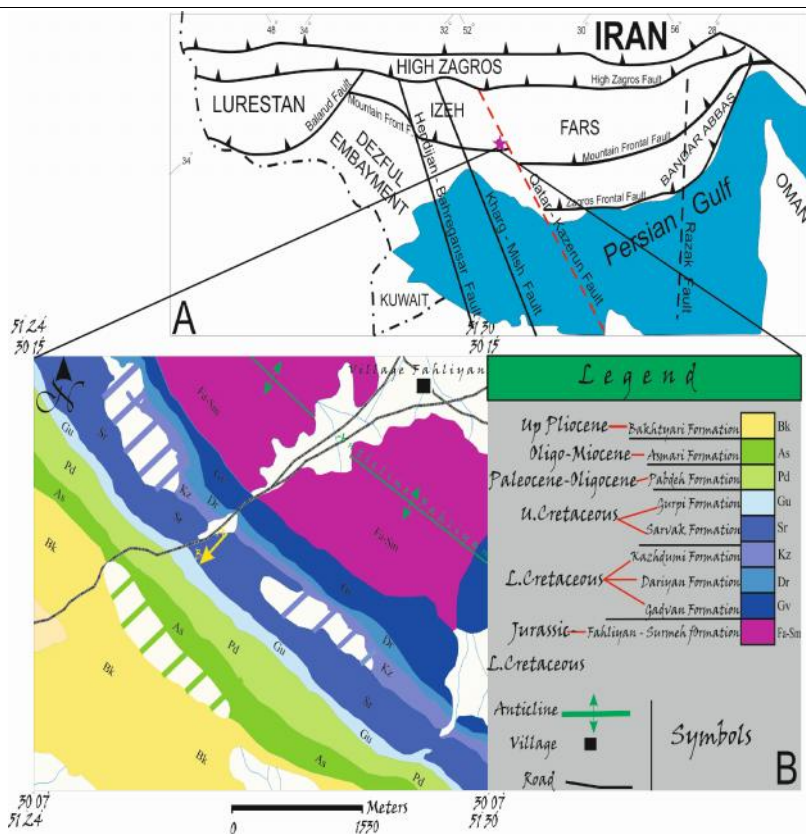
## ۱- مقدمه

سازند سروک یکی از واحدهای سنگی گروه بنگستان با سن آلبین - تورونین می‌باشد. این سازند به علت داشتن پتانسیل مخزنی هیدروکربوری، یکی از واحدهای سنگ چینه‌ای مهم در حوضه زاگرس می‌باشد. کم عمق شدن دریا در اواخر آلبین تا سنومانین باعث رسوب مقادیر زیادی از آهک‌های کم عمق (سازند سروک) در پهنه وسیعی از حوضه زاگرس شده است [۱۵]. سازند سروک در نواحی مختلف زاگرس از دیدگاه زیست چینه نگاری، محیط رسوبی و چینه نگاری سکansı توسط جیمز و وایند [۴۴]، خلیلی [۴۷] (گروه بنگستان)، بولز [۲۳]، آدامز و همکاران [۱۷]، خسروتهرانی و فنونی [۳] (نواحی فارس و خوزستان)، لاسمی و جلیلیان [۱۲] (خوزستان و لرستان)، وزیری مقدم و صفری [۱۶] (منطقه سیمیرم)، تیموریان و وزیری مقدم [۲] (خوزستان)، رحیمی نژاد و همکاران [۵] (میدان نفتی گچساران)، غیثشوی [۱۰] (میدان پارس و کوه بنگستان)، دانشیان و همکاران [۴] (برش چنار باشی)، کاظم‌زاده و قاسمی نژاد [۱۱] (میدان نفتی اهواز)، محمودی و طاهری [۱۴] (شمال شرق گچساران)، صفدری [۷] (تاق‌دیس آغار)، عباساکی و همکاران [۹] (میدان نفتی کوپال)، غیثشوی و همکاران [۳۷] (تاق‌دیس بنگستان)، رحیم پور بناب و همکاران [۵۶] (فروافتادگی دزفول)، مهربانی و همکاران [۵۱]، مهماندوستی و همکاران [۲۱] (زون ایذه)، امیدوار و همکاران [۵۲] (فروافتادگی دزفول)، افقه و فدایی [۱۸] (برش خرامه)، یانگ و همکاران [۷۲] (فروافتادگی دزفول)، اسرافیلی و همکاران [۳۲] (خلیج فارس)، وینسنت و همکاران [۶۷] (فارس) و اسدی و همکاران [۲۲] (دشت آبادان) مطالعه شده است. سازند سروک دارای دو رخساره متفاوت است. در محل برش الگو و فارس ساحلی، رخساره‌های کم عمق این سازند گسترش دارند درحالی‌که در ناحیه لرستان رخساره‌ها عمیق‌تر هستند [۱۵]. مطالعه ریز رخساره‌ها، تعیین محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکansı در بررسی‌های مخزنی و اکتشاف ذخایر هیدروکربوری اهمیت زیادی دارند. تعیین سن نسبی بر اساس مطالعات زیست چینه‌نگاری از مطالعات اساسی در مخازن کربناته محسوب می‌شود که جهت تعیین سن و تطابق واحدهای مخزنی اهمیت زیادی دارد. از آنجایی که سازند سروک به عنوان سنگ مخزن مواد هیدروکربوری در حوضه رسوبی زاگرس محسوب می‌گردد، لذا شناسایی و بررسی دقیق‌تر این سازند بر اساس ریز رخساره‌ها و چینه نگاری سکansı اطلاعات مفید و ارزشمندی را جهت مطالعات و کارهای اکتشافی در این حوضه به دست خواهد داد. هدف از این مطالعه بررسی زیست چینه نگاری و چینه نگاری سکansı سازند سروک در برش تاق‌دیس فهلیان می‌باشد.

### ۱-۱- موقعیت جغرافیایی

منطقه مورد مطالعه در روستای فهلیان واقع در هشتادوسه کیلومتری جنوب یاسوج با مختصات جغرافیایی طول ۴۵ ۲۵ ° شرقی و عرض ۳۲ ۱۰ ۳۰ شمالی مورد بررسی قرار گرفت. سازند سروک در یال جنوبی تاق‌دیس فهلیان و تاق‌دیس فهلیان واقع در پهنه زاگرس و زیر پهنه چین خورده زاگرس قرار دارد [۱] (شکل ۱). مرز زیرین سازند سروک با سازند کژدمی به صورت پیوسته بوده و با ناپیوستگی فرسایشی زیر سازند گورپی قرار می‌گیرد.





شکل ۱- A. نقشه زمین شناسی منطقه [۵۵]. B. تقسیمات ساختمانی زاگرس [۶۱].

## ۲- روش مطالعه

در این پژوهش تعداد ۲۸۰ مقطع نازک از سازند سروک مطالعه گردید. جهت تشخیص فسیل ها مقاطع نازک در آزمایشگاه فسیل شناسی مورد مطالعه قرار گرفت و از آن ها عکس برداری شد. جهت شناسایی میکروفسیل ها از منابع متعددی [۵۱، ۵۹، ۵۳، ۶۸] استفاده شده است. ریز رخساره ها با توجه به بافت رسوبی و فونای موجود و بر اساس طبقه بندی دانهام [۲۹] و امبری و کلوان [۳۰] تعیین گشته و بر اساس فلوگل [۳۵] مورد توصیف و تفسیر قرار گرفته اند. شناسایی سکانس های رسوبی بر اساس اصول چینه نگاری سکانسی [۳۹، ۶۶، ۳۱، ۶۳] بررسی شده است.

## ۳- بحث

### ۳-۱- زیست چینه نگاری سازند سروک در برش مورد مطالعه

به منظور تعیین سن نهشته های سازند سروک در برش تافدیس فهلیان مقاطع نازک میکروسکوپی به طور دقیق مورد بررسی قرار گرفت. بر اساس پخش و پراکندگی فرامینیفرهای بنتیک و پلانکتون شناسایی شده ۶ زون زیستی معرفی گردیده است (شکل ۲). این ۶ زون زیستی با بیوزون های ارائه شده توسط وایند [۷۱] و پرمولی سیلوا و ورگا [۵۴] مطابقت دارند، و از قاعده به سمت رأس عبارت اند از:

#### ۳-۱-۱-۳-۱- زون زیستی شماره ۱

*Favusella washitensis* Zone [۷۱]

این مجموعه از قاعده تا ضخامت ۷۶ متری گسترش دارد. مجموعه فسیلی این زون عبارت اند از (شکل ۲):

*Favusella washitensis*, *Oligosteginids*, *Muricohedbergella rischi*, Rudist debris



مجموعه فسیلی فوق مطابق با زون ۲۳ [۷۱] می‌باشد. وایند [۷۱] وخلیلی [۴۶] این زون را به سنومانین نسبت داده‌اند. بولز [۲۳] سن این زون را از آلبین پیشین تا سنومانین میانی در نظر گرفته است. تجمع فوق در تاقدیس فهلیان معرف آلبین-سنومانین است.

### ۳-۱-۲- زون زیستی شماره ۲

*Orbitolina-Alveolinids Assemblage Zone* [۷۱]

این مجموعه از ضخامت ۷۶ متری تا ضخامت ۱۹۰ متری گسترش دارد و معادل زون زیستی ۲۱ و ۲۵ [۷۱] است. در این زون زیستی مجموعه فسیلی زیر وجود دارد (شکل ۲):

*Nezzazata sp., Praealveolina cretacea, Orbitolina sp., Trocholina arabica*

سن این زون تجمعی در برش تاقدیس فهلیان، سنومانین در نظر گرفته می‌شود.

### ۳-۱-۳- زون زیستی شماره ۳

*Rudist debris Zone* [۷۱]

این مجموعه از ضخامت ۱۹۰ متری تا ضخامت ۳۳۸ متری گسترش دارد (شکل ۲). تنوع فسیلی در این زون بسیار کم است. این زون مطابق با زون زیستی ۲۴ [۷۱] است. سن زون زیستی شماره ۳ در برش تاقدیس فهلیان با توجه به موقعیت چینه شناسی سنومانین در نظر گرفته می‌شود.

### ۳-۱-۴- زون زیستی شماره ۴

*Oligostegina flood Zone* [۷۱]

بیوزون زیستی شماره ۴ از ضخامت ۳۳۸ متری تا ضخامت ۴۰۰ متری گسترش دارد (شکل ۲). میکروفسیل های این زون زیستی به شرح زیر می‌باشد:

*Oligosteginids, Nezzazatinella picardi, Choffatella sp., Cuneolina pavonia, Chrysalidina sp., Heterohelix moremani, Whitenella sp., Dicyclina schlumbergeri, Muricohedbergella delrioensis, Mangashtia viennoti*

رخساره *Oligostegina* معمولاً بین سنین آلبین تا تورونین ظاهر می‌شود ولی باید به خاطر داشت که *Oligosteginids* ممکن است از سانتونین تا مائس تریشتین هم دیده شوند [۷۱]. سن زون زیستی شماره ۴ در برش تاقدیس فهلیان با توجه به موقعیت چینه شناسی سنومانین در نظر گرفته می‌شود.

### ۳-۱-۵- زون زیستی شماره ۵

*Whiteinella archaeocretacea* (Bolli, 1966)

این زون زیستی از ضخامت ۴۰۰ متری تا ضخامت ۴۳۵ متری گسترش دارد (شکل ۲). میکروفسیل شاخص این زون *Whiteinella archaeocretacea* می‌باشد (شکل ۳). فسیل‌های همراه به شرح زیر می‌باشند:

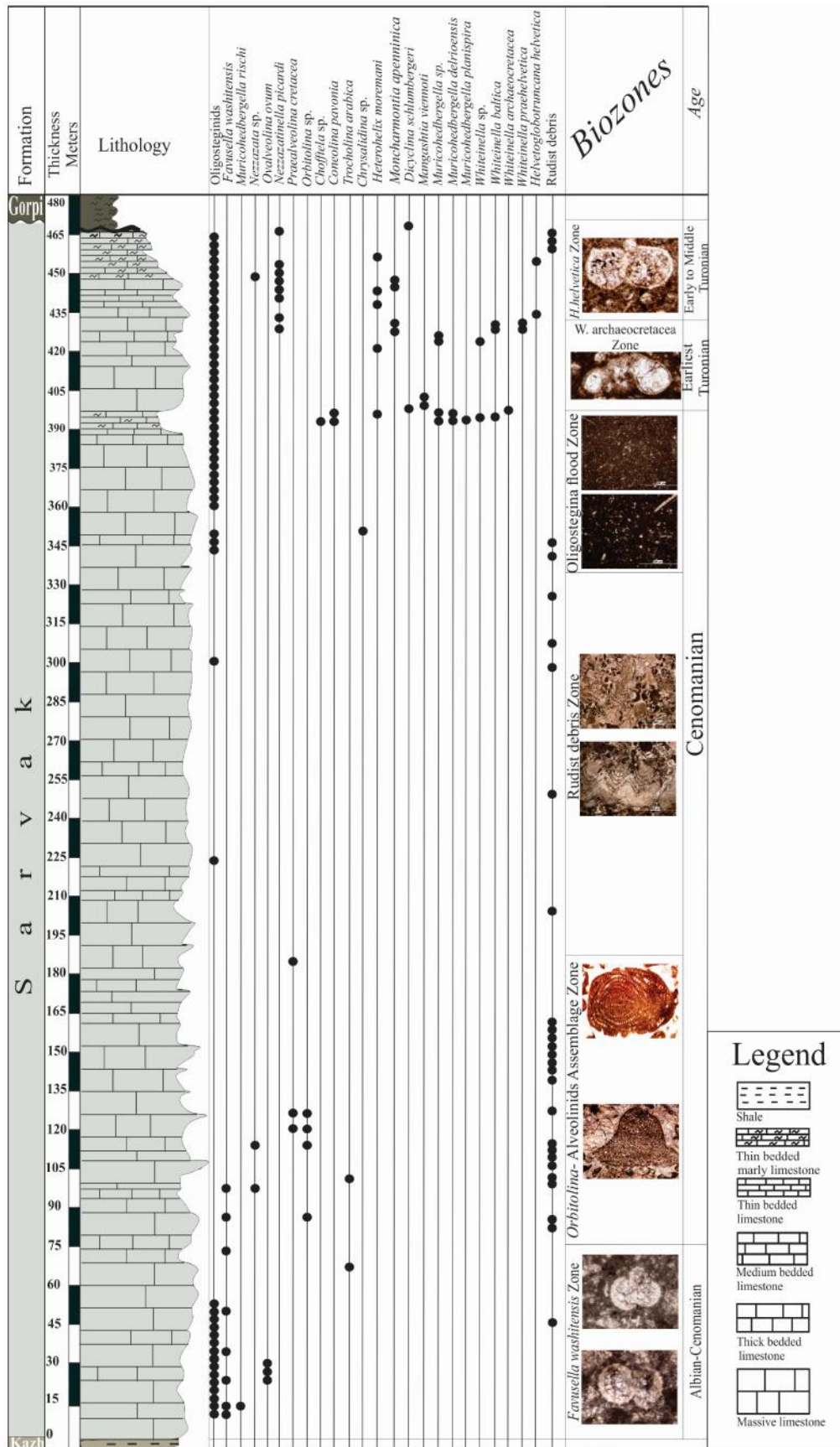
*Muricohedbergella derioensis, Muricohedbergella planispira, Muricohedbergella sp., Whiteinella baltica, Whiteinella praelhelvetica, Whiteinella sp., Heterohelix moremani, Heterohelix sp.*

این بیوزون معرف سنومانین پسین - تورونین پیشین است [۵۴]. زون زیستی شماره ۵ قابل تطابق در کل حوضه تیس است [۶۸، ۴۹].

### ۳-۱-۶- زون زیستی شماره ۶

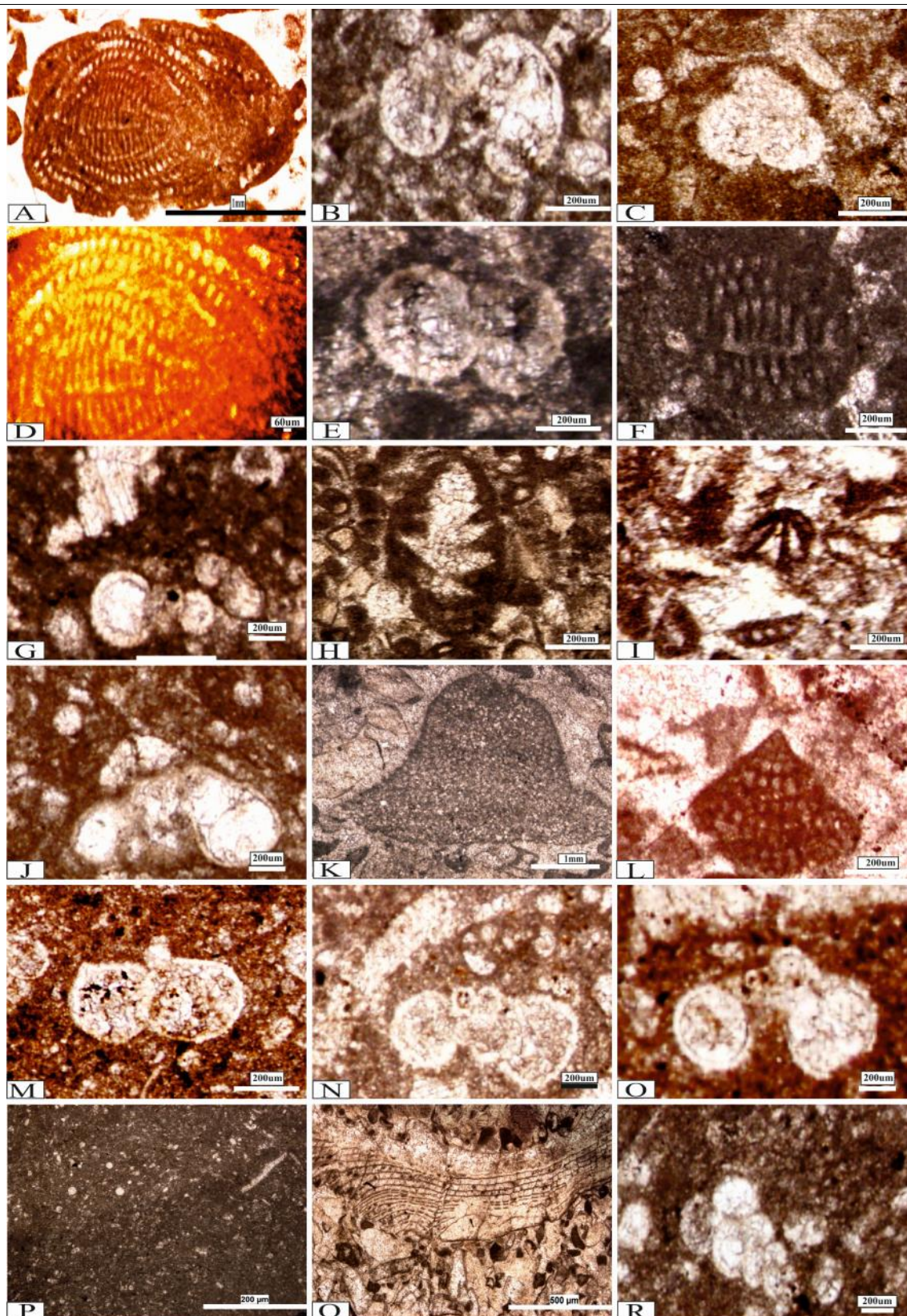
*Helvetoglobotruncana helvetica Zone* (Sigal, 1955)

این زون زیستی از ضخامت ۴۳۵ متری تا ضخامت ۶۶۵ متری گسترش دارد (شکل ۲). میکروفسیل اصلی آن *Helvetoglobotruncana helvetica* است (شکل ۳). این زون زیستی با توجه به حضور *Helvetoglobotruncana helvetica* معرف تورونین پیشین-میانی است. زون زیستی شماره ۶ قابل تطابق در کل حوضه تیس می‌باشد [۷۴، ۵۹، ۴۳].



شکل ۲- ستون زیست چینه نگاری سازند سروک در برش تاق‌دیس فهلیان.





شکل ۳- A. *Praealveolina cretacea*. B. *Muricohedbergella derioensis* C. *Favusella washitensis*. D. *Praealveolina cretacea*. E. *Favusella washitensis*. F. *Ovalveolina* sp. G. *Whiteinella baltica*. H. *Trocholina arabica*. I. *Nezzazata* sp. J. *Whiteinella archaeocretacea*. K. *Orbitolina* sp. L. *Cuneolina pavonia*. M. *Helvetoglobotruncana helvetica*. N. *Whiteinella praelhelvetica*. O. *Whiteinella* cf. *praelhelvetica*. P. *Oligosteginids*. Q. *Rudist debris*. R. *Heterohelix moremani*.

در شکل ۳ تصاویر برخی از میکروفسیل های شناسایی شده در برش تاقدیس فلهیان نشان داده شده است.

### ۳-۲- مقایسه برش تاقدیس فهلیان با سایر برش‌های این سازند در نواحی مختلف زاگرس

برش تاقدیس فهلیان با سه برش از سازند سروک در نواحی مختلف زاگرس مقایسه گردیده است. این برش‌ها شامل تاقدیس بنگستان [۱۰]، تاقدیس میش [۱۳] و تاقدیس آغار [۷] می‌باشند.

#### ۳-۲-۱- تاقدیس میش (تنگ گرگدار)

تاقدیس میش در ۱۵ کیلومتری شمال گچساران به ضخامت ۴۶۰ متر توسط محمودی [۱۳] مطالعه شده است. مطالعات زیست چینه نگاری منجر به شناسایی ۴ زون زیستی گردیده است (جدول ۱).

سن برش	جیمز و واینند (۱۹۶۵)	سن زون زیستی	بیوزون ها
آلبین-سنومانین-بالاین	۲۳	آلبین بالایی-سنومانین زیرین	Fuvusella washitensis rang zone
	۲۶	سنومانین	Oligosteginids assemblage zone
	۲۴	سنومانین	Rudist debris zone
	۲۵	سنومانین بالایی	Nezazzata-alveolinids assemblage zone

جدول ۱- بیوزون‌های شناسایی شده در برش تاقدیس میش، محمودی [۱۳].

#### ۳-۲-۲- تاقدیس بنگستان (تنگ سروک)

برش تنگ سروک واقع در تاقدیس بنگستان در ۴۰ کیلومتری شهرستان بهبهان به ضخامت ۷۰۰ متر توسط غیثاوی [۱۰] مطالعه شده است. بررسی‌های انجام شده منجر به شناسایی ۳ زون زیستی گردید (جدول ۲).

سن برش	جیمز و واینند (۱۹۶۵)	سن زون زیستی	بیوزون ها
آلبین-سنومانین-بالاین-زیرین	۲۳	آلبین-سنومانین زیرین	Fuvusella washitensis rang zone
	۲۶	سنومانین	Oligosteginids flood zone
	۲۵	سنومانین بالایی	Nezazzata-alveolinids assemblage zone

جدول ۲. بیوزون‌های شناسایی شده در برش تنگ سروک، غیثاوی [۱۰].

#### ۳-۲-۳- تاقدیس آغار

سازند سروک واقع در تاقدیس آغار در جنوب غرب فیروزآباد به ضخامت ۲۰۰ متر توسط صفدری [۷] مطالعه شده است. طی مطالعات زیست چینه نگاری، تعداد ۶ زون زیستی شناسایی گردید (جدول ۳).

سن برش	ولیک (۲۰۰۷)	جیمز و واینند (۱۹۶۵)	سن زون زیستی	بیوزون ها
آلبین-بالاین-سنومانین	√	-	آلبین زیرین	Mesorbitolina suconcava taxon-rang zone
	√	-	آلبین بالایی	Canicorbitolina conic-Trocholina assemblage zone
	-	۲۳	آلبین بالایی-سنومانین زیرین	Fuvusella washitensis rang zone
	-	۲۴	سنومانین زیرین-سنومانین میانی	Rudist debris zone
	-	۲۵	سنومانین میانی-سنومانین بالایی	Nezazzata-alveolinids assemblage zone
	-	۲۶	سنومانین بالایی	Oligosteginids assemblage zone

جدول ۳- بیوزون‌های شناسایی شده در برش تاقدیس آغار، صفدری [۷].

از بین این برش‌ها فقط برش تاقدیس آغار در زون فارس واقع است. برش‌های تاقدیس میش، تاقدیس فهلیان و تاقدیس بنگستان در زون ایذه قرار دارند.

### ۳-۲-۴- تطابق بیوزون ها

رسوبات قاعده هر ۴ برش دارای سن آلبین می‌باشد یعنی شروع رسوب‌گذاری سازند سروک در هرچهار برش در زمان آلبین بوده است. فرآیند رسوب‌گذاری تا انتهای سنومانین در تمامی برش‌ها بدون نبود رسوب‌گذاری انجام شده است و رسوبات آلبین تا انتهای سنومانین در همه برش قابل تطابق هستند. رسوب‌گذاری در برش تاقدیس فهلیان طی تورونین پیشین-میانی ادامه یافته است، در صورتی که در سه برش دیگر، رسوبات تورونین زیرین-میانی فرسایش یافته و یا در طی این زمان رسوب‌گذاری صورت نگرفته است. نبود رسوبات تورونین در برش‌های تاقدیس میش، آغار و بنگستان بیانگر ناپیوستگی از نوع فرسایشی است. تأثیر این ناپیوستگی فرسایشی در اواخر سنومانین تا تورونین بوده است. در اثر شروع بالآمدگی تاقدیس بنگستان در اواخر سنومانین (حدود ۹۴/۵ میلیون سال پیش)، رسوبات از آب خارج شده و فرآیند رسوب‌گذاری متوقف شده است [۱۰]. بورژا [۲۵] کوه بنگستان را به عنوان مدلی برای بلندی‌های قدیمی در کرتاسه زاگرس مورد مطالعه قرار داده و سن سازند سروک را در برش نمونه، سنومانین در نظر می‌گیرد. وی تنها ناپیوستگی با اهمیت و بزرگ را در منطقه بین سنومانین و تورونین (بین زون‌های زیستی ۲۵ و ۲۹) در نظر گرفته است. در کوه بنگستان ضخامت زون زیستی ۲۹ در فواصل مختلف از بالآمدگی تغییر می‌کند، به شکلی که با فاصله گرفتن از مرکز این بالآمدگی، ضخامت آن زیاد می‌شود. همچنین با فاصله گرفتن از مناطق خروج از آب، این زون زیستی از یک رخساره کم‌عمق به رخساره عمیق تبدیل می‌شود (زون زیستی ۲۶). بورژا [۲۵] معتقد است که زون زیستی ۲۹ به صورت یک حلقه در اطراف مناطق بالآمده قرار داشته و در مکان‌هایی که به صورت جانبی به زون رودیستی تبدیل می‌شود، از کیفیت مخزنی بسیار بالایی برخوردار است. خسروی سعید [۴۸] با استفاده از نقشه‌های هم‌ضخامت و هم‌سنگی که از گروه بنگستان تهیه کرد، به یک سری نتایج در مورد پالئوژئوگرافی گروه بنگستان رسید. او در این گزارش به وجود بالآمدگی‌های قدیمی تنگ نمک و بوشهر برای اولین بار اشاره کرد. هارت و ستوده نیا [۴۲] جغرافیای دیرینه کوه میش را مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها به این نتیجه رسیدند که در کوه میش بالآمدگی در زمان رسوب‌گذاری سازند سروک زیرین اتفاق افتاده است و بعدها تحت تأثیر فاز کوهزایی بعد از تورونین مجدداً بالا آمده است. هارت [۴۰] به مطالعه کوه بنگستان و کوه سفید پرداخت و نتیجه گرفت که بالآمدگی قبل از رسوب‌گذاری سازند سروک زیرین و یا در زمان آن به وجود نیامده است و رسوبات سازند سروک زیرین تحت تأثیر فاز کوهزایی کرتاسه میانی بالا آمدند و سپس تحت تأثیر پیشروی رسوبات تورونین - مائس تریستین پوشیده شده است. هارت [۴۱] مجدداً به بررسی بالآمدگی کوه بنگستان پرداخت و زمان تشکیل بالآمدگی کوه بنگستان را بعد از سنومانین در نظر گرفت. مطیعی [۱۵] معتقد است بالآمدگی‌ها طی سنومانین - تورونین عوامل به وجود آمدن ساختارهایی با امتداد شمال - جنوبی در زاگرس هستند.

### ۳-۳- تجزیه و تحلیل میکروفاسیس ها

بر اساس تجزیه و تحلیل پتروگرافی در برش مورد نظر ۹ ریز رخساره تشخیص داده شده است (شکل ۴).

### ۳-۳-۱- پلانکتونیک فرامینیفر کلسی اسفر میکروبايوکلاستیک و کستون / پکستون

Planktonic foraminifera calcspheres microbioclastic wackestone/packstone (O1)  
حضور فرامینیفرهای پلانکتون به همراه کلسی اسفرها در ماتریکس ریز دانه معرف شرایط رسوبی آرام و عمیق در شرایط شوری نرمال دریا و زیر سطح اساس امواج طوفانی است [۳۵، ۳۶، ۳۷، ۷۰]. عدم حضور فونای وابسته به نور رسوب‌گذاری پایین‌تر از زون نوری را پیشنهاد می‌دهد [۱۱]. میزان تراکم دانه‌ها متغیر و گاهاً تراکم آن‌قدر زیاد می‌شود که بافت از وکستون به پکستون تبدیل می‌شود. رخساره O1 عمیق‌ترین رخساره موجود سازند سروک در برش تاقدیس فهلیان می‌باشد (شکل ۵A). این ریز رخساره معادل SMF 3 و RMF 5 فلوگل و کمر بند ۱ و ۲ ویلسون [۷۰] است. مشابه این ریز رخساره

توسط غبیشاوی و همکاران [۳۷] در تاقدیس بنگستان، رحیم پور بناب و همکاران [۵۶] در فروافتادگی دزفول، ویلمسن و نجم [۶۹] در مصر، مهماندوستی و همکاران [۲۱] در زون ایذه، مهرابی و رحیم پور بناب [۵۰] در فرو افتادگی دزفول، محمودی و طاهری [۱۴] در تاقدیس میش، کاظم زاده و همکاران [۱۱] در میدان نفتی اهواز شناسایی و گزارش گردید.

### ۳-۳-۲- کلسی اسفر میکروبايوکلاستیک پلوئیدال وکستون / پکستون

#### Calcspheres microbioclastic peloidal wackestone/packstone (O2)

اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره شامل کلسی اسفرها، میکروبايوکلاست ها و پلوئید ها هستند (شکل ۵B). منشأ میکروبايوکلاست ها نامشخص است زیرا توسط جریانات از کمربندهای مجاور حمل و خرد شده اند و تشخیص منشأ آن ها مشکل است و گاهاً قابل تشخیص و شامل خرده های اکیئوئید، رودیست و سوزن اسفنج می باشد. حضور کلسی اسفرها در یک زمینه میکرایتی منعکس کننده محیط دریای عمیق تا نیمه عمیق با انرژی هیدرودینامیکی کم و زیر امواج عادی می باشد [۳۷، ۳۸، ۵۶، ۵۱].

ریز رخساره O2 معادل 3 SMF و 5 RMF فلوگل و کمر بند ۱ و ۲ ویلسون [۷۰] می باشد. مشابه این ریز رخساره توسط تیموریان و همکاران [۲] در ناحیه خوزستان، سلیمانی و همکاران [۶] در میدان نفتی آب تیمور، عباساکی و همکاران [۹] دریکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران، غبیشاوی و همکاران [۳۷] در تاقدیس بنگستان، جز و همکاران [۴۵] در جنوب غرب اسلونیا، رحیم پور و همکاران [۵۶] در فروافتادگی دزفول، مهماندوستی و همکاران [۲۱] در زون ایذه، مهرابی و همکاران [۵۱] در فروافتادگی دزفول و سولاک و همکاران [۶۴] در غرب ترکیه شناسایی و معرفی گردیده است.

### ۳-۳-۳- کلسی اسفر بايوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون

#### Calcspheres bioclastic rudist peloidal packstone (O3)

اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره شامل خرده های رودیست، کلسی اسفر، پلوئید، خرده های جلبک قرمز و خرده های خارپوستان در زمینه ای از میکرایت است. خرده های رودیست و جلبک قرمز از بخش های کم عمق تر حمل شده است (شکل ۵C). خردشدگی قطعات در حدی نمی باشد که از اصطلاح میکروبايوکلاستیک در نام گذاری این ریز رخساره استفاده کنیم. در بیشتر مواقع خرده های رودیست قابل تشخیص هستند. اندازه آلوکم های ریز رخساره O3 نسبت به ریز رخساره O2 بزرگ تر می باشند. این ریز رخساره نسبت به ریز رخساره قبلی در بخش های کم عمق تری از دریای باز نهشته شده است. ریز رخساره O3 معادل کمر بند ۳ و ۴ ویلسون [۷۰] می باشد. مشابه ریز رخساره O3 توسط رحیمی نژاد و همکاران [۵] در میدان نفتی گچساران شناسایی و گزارش گردیده است.

### ۳-۳-۴- بايوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون

#### Bioclastic rudist peloidal packstone (O4)

اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره شامل خرده های رودیست، خرده های خارپوستان و پلوئید در زمینه ای از میکرایت می باشد. خرده های رودیست از بخش های کم عمق تر محیط (به خصوص سد)، در اثر امواج خرد و به این محیط حمل شده اند (شکل ۵D). این ریز رخساره متعلق به بخش های کم عمق دریای باز با انرژی هیدرودینامیکی متوسط می باشد [۵۶، ۳۵، ۷۰]. اندازه آلوکم ها در این ریز رخساره نسبت به رخساره قبلی بزرگ تر است. بنابراین ریز رخساره O4 نسبت به ریز رخساره O3 در محیط کم عمق تری از دریای باز تشکیل شده است. ریز رخساره O4 معادل 10 SMF و 7 RMF فلوگل و کمر بند ۴ ویلسون [۷۰] می باشد.

مشابه این ریز رخساره توسط تیموریان و همکاران [۲] در خوزستان، رحیم نژاد و همکاران [۵] در میدان نفتی گچساران، سرادقی و طاهری [۸] در جنوب غرب بروجن، عباساکی و همکاران [۹] دریکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران، غبیشاوی و همکاران [۳۷] در تاقدیس بنگستان، جز و همکاران [۴۵] در جنوب غرب اسلونیا، رحیم پور بناب و همکاران



[۵۶] در فروافتادگی دزفول، مهماندوستی و همکاران [۲۱] در زون ایزه، مهربانی و همکاران [۵۱] در فروافتادگی دزفول، سولاک و همکاران [۶۴] در غرب ترکیه (مانیسا)، اسرافیلی و همکاران [۳۲] در جنوب غرب ایران و یانگ و همکاران [۷۲] در جنوب غرب ایران شناسایی و گزارش شده است.

### ۳-۳-۵- بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال رودستون

#### Bioclastic rudist peloidal rudstone (O5)

این ریز رخساره متشکل از خرده‌های رودیست همراه با خرده‌های خارپوستان و پلوئید است. خرده‌های رودیست در این ریز زرخساره بزرگ‌تر از ۲ میلی‌متر هستند بنابراین از اصطلاح رودستون در نام‌گذاری این ریز رخساره استفاده شده است (شکل ۵E). سیمان ریزرخساره اسپارایت می‌باشد. انرژی هیدرودینامیکی در این محیط به قدری بوده که سبب شسته شدن گل بین دانه‌ها شده ولی در جور شدگی و گرد شدگی آلوکم‌های این ریز رخساره تأثیری نداشته است. حضور خرده‌های رودیست به همراه خرده‌های خارپوستان در کنار نشانگر نهشته شدن این ریز رخساره در بخش‌های جلوی سد به سمت دریای باز با انرژی هیدرودینامیکی متوسط تا زیاد می‌باشد [۳۵،۳۷،۵۶].

مشابه این ریز رخساره توسط محمودی [۱۳] در تاقدیس میش، عباساکی و همکاران [۹] در یکی از میدان‌ها نفتی جنوب غرب ایران، غیباشوی و همکاران [۳۷] در تاقدیس بنگستان، جز و همکاران [۴۵] در جنوب اسلونیا، رحیم‌پور و همکاران [۵۶] در فروافتادگی دزفول، اسرافیلی و همکاران [۳۲] در جنوب غرب ایران و اندریو و همکاران [۲۰] در شمال فرانسه شناسایی و گزارش شده است.

### ۳-۳-۶- کلسی اسفر بایوکلاستیک کورال رودستون

#### Calcspheres boiclastic coral rudstone (O6)

اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره کلسی اسفرها، مرجان‌ها و خرده‌های جلبک سبز داسی کلاسه آ می‌باشند. قطعات مرجان بزرگ‌تر از ۲ میلی‌متر هستند (شکل ۵F). خرده‌های جلبک سبز داسی کلاسه آ احتمالاً توسط جریان‌ها به این محیط حمل شده‌اند. کلسی اسفرها توسط از محیط عمیق دریایی به این محیط حمل شده‌اند. حضور کلسی اسفرها به همراه جلبک سبز داسی کلاسه آ نشان دهنده ارتباط زیر محیط لاگون با دریای باز و پیوسته نبودن سد در محیط رسوبی سازند سروک در برش تاقدیس فهلیان می‌باشد. محیط ته‌نشست این ریز رخساره با توجه موقعیت چینه‌شناسی آن در توالی، بخش‌های کم‌عمق دریای باز با انرژی متوسط است. مشابه این ریز رخساره توسط محمودی [۱۳] در تاقدیس میش شناسایی و گزارش شده است.

### ۳-۳-۷- بایوکلاست رودیست پلوئیدال گرینستون

#### Bioclast rudist peloidal grainstone (B1)

اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره شامل خرده‌های رودیست، خرده‌های خارپوستان، کورتوئید، جلبک قرمز و تکستولاریا است (شکل ۵G). آلوکم‌ها به دلیل انرژی بالای محیط در سیمان اسپاریتی قرار گرفته‌اند. انرژی هیدرودینامیکی بالا سبب شسته شدن گل، خرد شدن، از بین رفتن زاویه و جور شدگی آلوکم‌ها شده است. با توجه به بافت دانه پشیمان، جور شدگی نسبتاً خوب دانه‌ها، نبود زمینه میکرایتی و موقعیت چینه‌شناسی محل تشکیل این رخساره زیر محیط سد با انرژی هیدرودینامیکی زیاد و بالای امواج عادی در نظر گرفته می‌شود [۲۱،۳۷،۵۶،۷۲].

ریز رخساره B1 معادل SMF 12 فلوگل [۳۵] و کمر بند ۶ ویلسون [۷۰] می‌باشد. مشابه این ریز رخساره توسط سرداکی و طاهری [۸] در جنوب غرب بروجن، محمودی [۱۳] در تاقدیس میش، غیباشوی و همکاران [۳۷] در تاقدیس بنگستان، جز و همکاران [۴۵] در جنوب غرب اسلونیا، رحیم‌پور و همکاران [۵۶] در فروافتادگی دزفول، مهماندوستی و همکاران [۲۱]

در زون ایذه، مهربابی و همکاران [۵۰] در فروافتادگی دزفول، مهربابی و همکاران [۵۱] در فروافتادگی دزفول، اسرافیلی و همکاران [۳۲] جنوب غرب ایران و یانگ و همکاران [۷۲] در جنوب غرب ایران شناسایی و گزارش شده است.

### ۳-۳-۸- بتتیک فرامینیفرا بایوکلاستیک رودیست گرینستون

#### Benthic foraminifera bioclastic rudist grainstone (B2)

اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره عبارت‌اند از خرده‌های رودیست، فرامینیفراهای بتتیک سالم و خرد شده با دیواره پرسلانوز و آگلوتینه، ایتراکلاست، کورتوئید، پلوئید و خرده‌های جبلک قرمز (شکل ۵H). فرامینیفراهای بتتیک شاخص لاگون توسط امواج حمل شده و به زیر محیط سد منتقل شده‌اند. در اثر فرآیند حمل شدگی از دورهای آخر فرامینیفراهای بتتیک کم شده و همین‌طور ساختار داخلی آن‌ها هم از بین رفته است. با توجه به حضور فرامینیفراهای بتتیک با دیواره پرسلانوز و آگلوتینه و بافت دانه پشتیبان با سیمان اسپاریتی می‌توان نتیجه گرفت که محیط ته‌نشست این ریز رخساره بخش‌های کم‌عمق سد به طرف لاگون با انرژی هیدرودینامیکی زیاد می‌باشد.

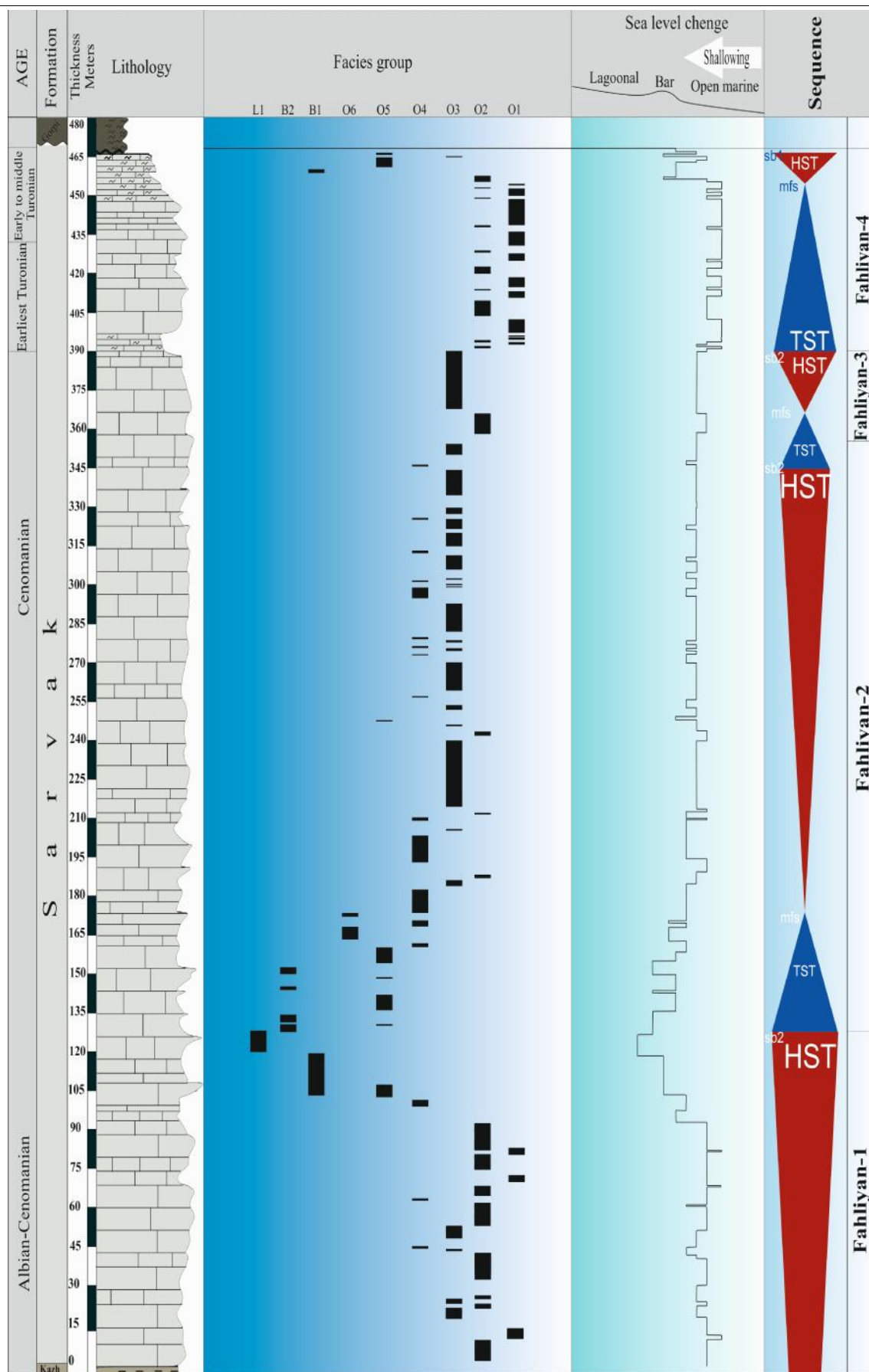
ریز رخساره B2 معادل RMF 26 و SMF 12 فلوگل [۳۵] و کمر بند ۷ ویلسون [۷۰] می‌باشد. مشابه این ریز رخساره توسط سلیمانی و همکاران [۶] در میدان نفتی آب تیمور، چن و همکاران [۲۸] در شمال تبت، کارویک و همکاران [۲۷] در زون کپه داغ، مهربابی و همکاران [۵۰] در فروافتادگی دزفول، فاروک [۳۴] در خلیج سوئز، زورام و همکاران [۷۳] در جنوب غرب ایران و سولاک و همکاران [۶۴] در غرب ترکیه (مانیسا) شناسایی و گزارش گردیده است.

### ۳-۳-۹- اوربیتولینا بایوکلاستیک رودیست گرینستون

#### Orbitolina bioclastic rudist grainstone (L1)

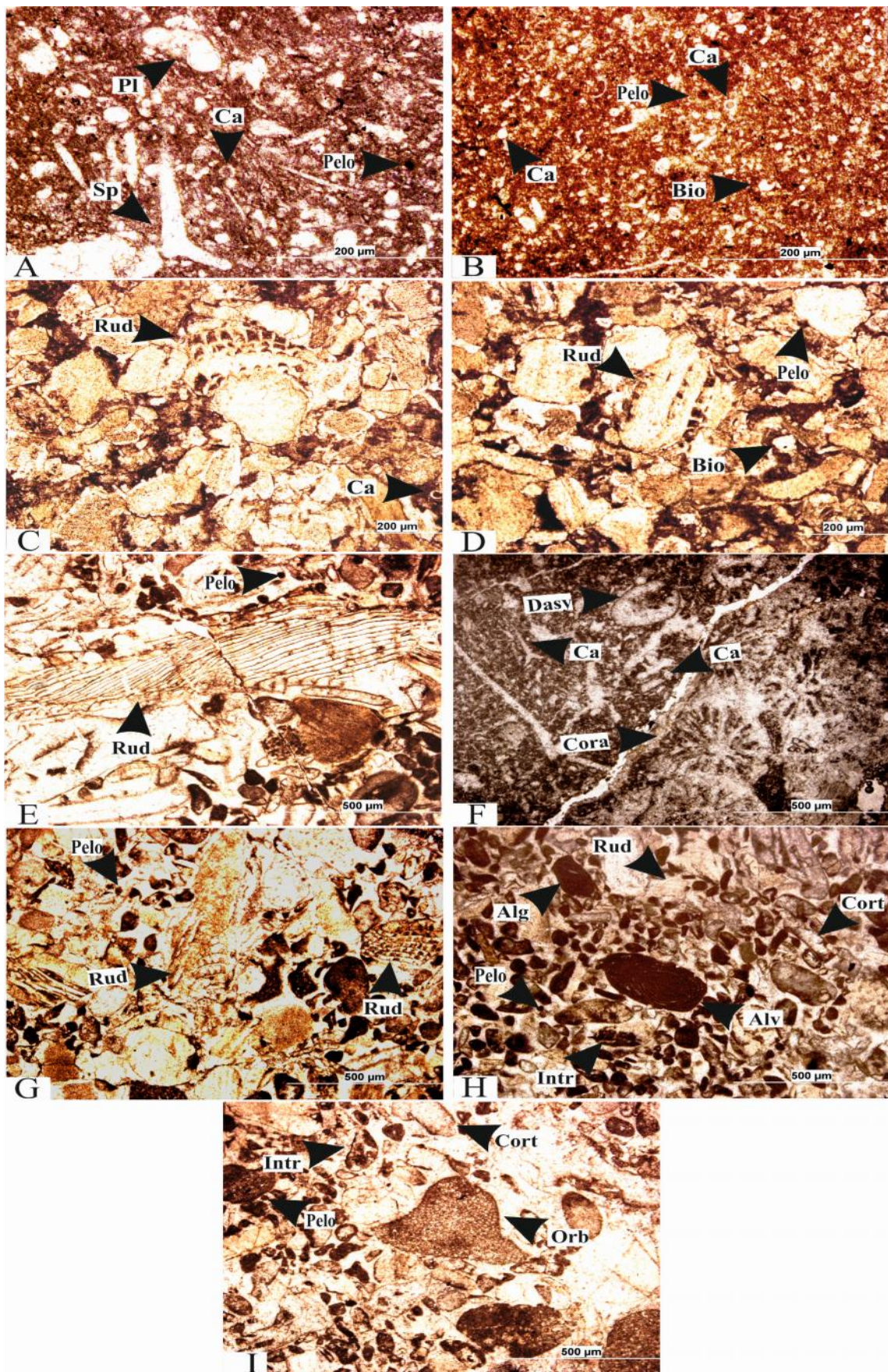
اجزای تشکیل دهنده این ریز رخساره شامل فرامینیفراهای بتتیک به نام اوربیتولینا، خرده‌های رودیست، کورتوئید و ایتراکلاست می‌باشد (شکل ۵I). انرژی هیدرودینامیکی در این محیط بالا بوده به طوری که گل را از محیط شسته و فضای بین دانه‌ها بعداً توسط سیمان اسپاریتی پر شده است. اوربیتولینا موجود در این ریز رخساره کوچک و گاهاً با مخروط بلند هستند. بافت دانه پشتیبان و فونای موجود در این ریز رخساره مخصوص و مربوط به زیر محیط لاگون با ارتباط محدود با دریای باز است. با توجه به ویژگی‌ها و موقعیت چینه‌شناسی آن در توالی، محیط تشکیل این ریز رخساره می‌توان بخش‌های کم‌عمق لاگون به سمت سد نسبت داده می‌شود. ریز رخساره L1 معادل RMF 26 و SMF 12 فلوگل [۳۵] و کمر بند ۷ و ۸ ویلسون [۷۰] می‌باشد. مشابه این ریز رخساره توسط فکور و همکاران [۳۳] در زون ایذه، افقه و همکاران [۱۸] در جنوب غرب ایران، شبانپور و سحریان [۶۲] در زون فارس و راسلز و شالاگینویت [۶۰] در شمال اسپانیا شناسایی و معرفی گردیده است.





شکل ۴- ستون ریز رخساره و چینه نگاری سکانسی سازند سروک در برش ناقدیس فهلیان.





شکل ۵- ریز رخساره های سازند سروک در برش تاقدیس فهلیان.

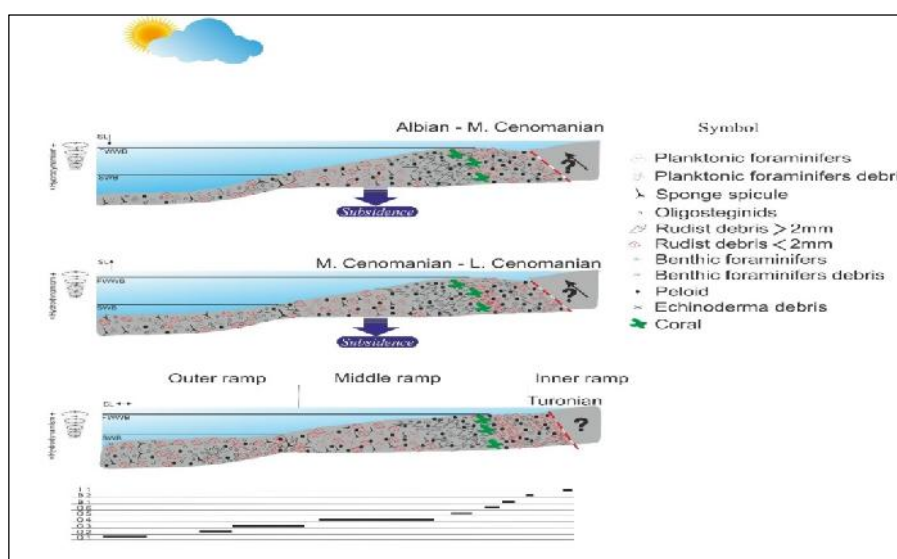


### ۳-۴- مدل رسوبی

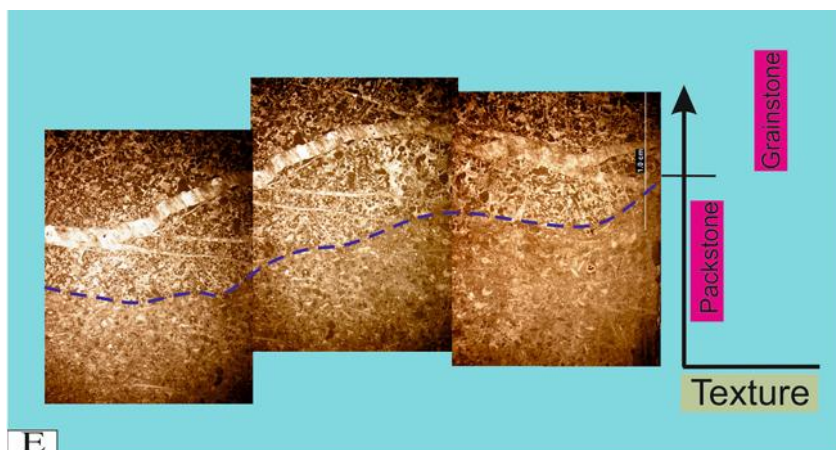
با توجه به ریزرخساره های شناسایی شده، تغییرات عمودی آن ها، مقایسه با محیط های امروزی و قدیمی [۲۶،۳۵،۵۷،۵۸،۶۵،۷۰] تغییرات تدریجی بین انواع ریزرخساره ها و فقدان ریف حاکی از آن است که رخساره های سازند سروک در منطقه مورد مطالعه در یک پلاتفرم کربناته نوع رمپ نهشته شده اند (شکل ۶). فقدان یک دامنه پرشیب با شکستگی ناگهانی در شلف نیز با فقدان رسوبات ناشی از جریان آشفته تأیید می گردد. رخساره های رمپ داخلی با حضور اربیتولینا با صدف کشیده و مخروطی، رخساره های رمپ میانی با فراوانی و تنوع خرده های رودیستی، اکینید و فرامینفرهای بتتیک خرد شده مشخص می شود. وجود روزنداران پلانکتون و کلسی سفرها نشان دهنده بخش رمپ بیرونی هستند. سد رودیستی -پلوئیدی معرف رخساره سد و جدا کننده رمپ میانی از داخلی است.

بررسی رخساره ها حاکی از آن است که در رخساره های مناطق عمیق به مقدار زیادی بیوکلاست های خرد شده رمپ داخلی مشاهده می شود. این امر نشانگر ناپایداری رسوبات ناشی از شیب کف حوضه بوده که سبب جابجایی و ریزش بیوکلاستها در بخش عمیق دریا شده است.

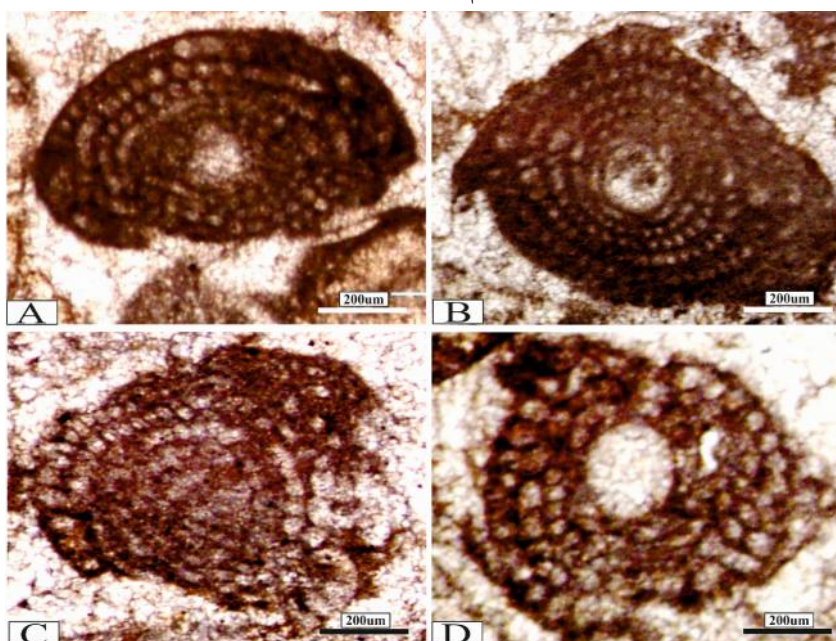
در سازند سروک تاقدیس فهلیان احتمالاً تکنونیک محلی نقش بسزایی در ایجاد ریزش ها ایفا می کرده است. با توجه به حضور گسل قطر - کازرون در نزدیکی این برش، احتمالاً این گسل در زمان رسوب گذاری سازند سروک در برش تاقدیس فهلیان فعالیت داشته و رمپ داخلی را تحت تأثیر خود قرار داده است. به نحوی که قسمتی از رمپ داخلی در اثر فعالیت گسل قطر کازرون بالا آمده و منجر به پایین آمدن سطح آب دریا شده و یک فاز پیش نشینی را ایجاد کرده است (شکل ۶). با توجه به اثرات برجا گذاشته در رسوبات سازند سروک در این برش، در نتیجه فعالیت این گسل تنها شیب پلتفرم کمی زیادتیر شده به طوری که این افزایش اندک شیب سبب جا به جا شدن آلوکم ها و دانه ها بوده است. اکثر آلوکم ها دارای حاشیه فرسایش یافته و خرد شده می باشند. تغییر بافت و افزایش اندازه دانه ها به سمت بالا در یک لایه از شواهد ریزش است (شکل ۷E). ریزش ها در آلوکم هایی مانند جنس های خانواده آلوئولینیده (شکل ۷A,B) و ملیولیدا قابل مشاهده می باشد. تست آن ها ساییده شده و دور آخر پیچش این فرامینفرها از بین رفته است (شکل ۷C,D)، می توان این فرآیند تغییر شکل را حاصل از بالا آمدگی قسمتی از رمپ داخلی و ریزش فونای لاگونی به بخش های عمیق تر محیط رسوب گذاری دانست.



شکل ۶- تکامل محیط رسوبی سازند سروک در برش مورد مطالعه



شکل ۷-۱- شواهد ریزش آلوکم ها در سازند سروک برش تاق‌دیس فهلیان.



شکل ۷-۲- شواهد ریزش آلوکم ها در سازند سروک برش تاق‌دیس فهلیان.

### ۳-۵- چینه نگاری سکانسی

سکانس های رسوبی سازند سروک در منطقه مورد مطالعه بر اساس ویژگی های رخساره ای، چرخه های رسوبی و الگوی انباشتگی رخساره ها، به ۴ سکانس رسوبی تقسیم شده است.

#### ۳-۵-۱- سکانس Fahliyan-1

دسته رسوبی پیشرونده این سکانس را بخش انتهایی سازند کژدمی تشکیل می دهد. توالی قاعده سازند سروک تشکیل دهنده رسوبات تراز بالا (Highstand Systems Tract) این سکانس بوده و با ریز رخساره های O 2 (کلسی اسفیر میکروبايوکلاستیک پلوئیدال پکستون) و O 3 (کلسی اسفیر بايوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) مشخص می شود. به سمت بالا به تدریج به ریزرخساره های O 4 (بايوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون)، O 5 (بايوکلاستیک رودیست پلوئیدال رودستون)، O 6 (کلسی اسفیر بايوکلاستیک کورال رودستون)، B 1 (بايوکلاستیک رودیست پلوئیدال گرینستون)، B 2 (بنتیک فرامینیفر بايوکلاستیک رودیست گرینستون) و L 1 (اوریتولینا بايوکلاستیک رودیست گرینستون) تغییر می کند.

مرز بین این سکانس و سکانس Fahliyan-2 در ضخامت ۱۲۶ متری از قاعده برش مورد مطالعه قرار دارد (شکل ۴). ریز رخساره‌های دریای باز، سد و لاگون تشکیل دهنده این بخش هستند.

### ۳-۵-۲- سکانس Fahliyan-2

مرز بین سکانس Fahliyan-1 و این سکانس بر اساس تغییر ریز رخساره و قرار گیری ریز رخساره B 2 (بنتیک بایوکلاست رودیست گرینستون) بر روی رخساره L 1 (اوبیتولینا بایوکلاستیک رودیست گرینستون) صورت گرفته است. دسته رخساره ای پیشرونده (TST) متشکل از ریز رخساره های B 2 (بنتیک فرامینفرا بایوکلاستیک رودیست گرینستون)، O 6 (کلسی اسفر بایوکلاستیک کورال رودستون)، O 5 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال رودستون)، O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون)، O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) و O 2 (کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) می باشد (شکل ۶-۱). رخساره O 2 (کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) نشان دهنده حداکثر پیشروی سطح آب دریا (mfs) است. دسته رسوبی تراز بالای این سکانس HST با ریز رخساره های O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) و O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) مشخص می شود. ریز رخساره های O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) و O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) در این سکانس بیشترین فراوانی را دارند. مرز بین این سکانس و سکانس Fahliyan-3 در ضخامت ۳۴۵ متری برش با ریز رخساره O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) مشخص می شود (شکل ۴).

### ۳-۵-۳- سکانس Fahliyan-3

با افزایش فضای رسوب گذاری و پیشروی مجدد آب دریا ریز رخساره O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) بر روی ریز رخساره O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) متعلق به سکانس Fahliyan-2 قرار می گیرد. عمیق ترین ریز رخساره در این سکانس ریز رخساره O 2 (کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) است (TST). همراه با کم شدن فضای رسوب گذاری و پایین آمدن تدریجی سطح آب دریا ریز رخساره O 2 (کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) به ریز رخساره O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) تبدیل می شود (HST). ریز رخساره O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) تا مرز فوقانی این سکانس ادامه دارد. (شکل ۴). مرز فوقانی این سکانس با پیشروی ناگهانی سکانس Fahliyan-4 و با گسترش ریز رخساره O 2 (کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) متعلق به سکانس Fahliyan-4 مشخص می شود. ریز رخساره های O 3 (کلسی اسفر بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) و O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) در این سکانس بیشترین فراوانی را دارند.

### ۳-۵-۴- سکانس Fahliyan-4

با افزایش فضای رسوب گذاری و پیشروی مجدد آب دریا رسوبات سکانس Fahliyan-4 (ریز رخساره O 2، کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) بر روی مرز فوقانی سکانس Fahliyan-3 (ریز رخساره O 3، کلسی اسفر بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون) قرار می گیرند (TST). عمیق ترین ریز رخساره در این سکانس ریز رخساره O 1 (پلانکتونیک فرامینفرا کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک وکستون) می باشد (شکل ۴). فراوان ترین رخساره این سکانس رخساره شماره O 1 (پلانکتونیک فرامینفرا کلسی اسفر بایوکلاستیک پلوئیدال وکستون) و پس از آن ریز رخساره شماره O 2 (کلسی اسفر میکرو بایوکلاستیک پلوئیدال پکستون) است (شکل ۶-۱). رخساره های O 4 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال پکستون)، O 5 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال رودستون) و L 1 (بایوکلاستیک رودیست پلوئیدال گرینستون) معرف دسته رسوبی تراز بالا هستند. مرز فوقانی این سکانس یک ناپیوستگی مهم می باشد به



نحوی که رسوبات سازند گورپی باسن سانتونین پیشین بر روی رسوبات این سکانس باسن تورونین قرار گرفته‌اند. بر اساس حضور *Helvetoglobotruncana helvetica* سن این سکانس تورونین است.

## نتیجه‌گیری:

بر اساس مطالعه انجام شده ۱۱ جنس و ۸ گونه از فرامینیفرهای پلانکتون و ۴ جنس و ۸ گونه از فرامینیفرهای بنتیک از روزنداران در سازند سروک شناسایی شد. بر اساس پخش و پراکندگی آن‌ها در تاق‌دیس فهلیان ۶ بایوزون تجمعی و برای اولین بار زون زیستی *Whitella archaeocretacea* برای سازند سروک در برش تاق‌دیس فهلیان تعیین گردید. با توجه به شواهد زیست‌چینه‌نگاری سن سازند سروک در برش مورد مطالعه آلبین - تورونین در نظر گرفته شد. با توجه به پخش و پراکندگی روزنداران، تغییرات تدریجی ریزرخساره‌ها و عدم حضور سد محصور کننده محیط رسوبی این سازند به رمپ هموکلیتال نسبت داده شد. ریزرخساره‌های O1 و O2 با حضور روزنداران پلانکتون و کلسی اسفرها مربوط به رمپ بیرونی است، ریزرخساره‌های O3، O4، O5 و O6 با توجه به بافت، فونا و موقعیت چینه‌شناسی مربوط به قسمت میانی رمپ بوده و ریزرخساره‌های O7، O8 و O9 در رمپ درونی تشکیل شده‌اند. بررسی رخصاره‌های سازند سروک در ناحیه مورد مطالعه منجر به شناسایی چهار سکانس رسوبی شده است. مرزهای بین سکانس‌های تشخیص داده شده از نوع ۲ است.

## سپاس و قدردانی

از سرکار خانم دکتر لیلا فضلی و آقایان دکتر علی غبیشاوی و دکتر محمود برگریزان بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

## منابع

- [۱] آفانباتی، ع.، ۱۳۸۹، زمین‌شناسی ایران: سازمان زمین‌شناسی ایران و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.
- [۲] تیموریان، ا.، وزیری مقدم، ح.، و امیری بختیار، ح.، ۱۳۸۳، بررسی میکروفاسیس‌ها و محیط رسوب سازند سروک در منطقه خوزستان، چاه آغاچاری ۱۴۰: مجموعه مقالات هشتمین انجمن زمین‌شناسی ایران، دانشگاه صنعتی شاهرود، صفحه ۴۵-۴۳.
- [۳] خسروتهرانی، خ.، و فنونی، ب.، ۱۳۷۳، یافته‌های نوین در میکروبیواستراتیگرافی سازند سروک در ناحیه فارس و خوزستان: مجله علوم زمین، ش ۱۵، صفحه ۱۱-۲۰.
- [۴] دانشیان، ج.، یونسی، ک.، و معلمی، ع.، ۱۳۹۰، مطالعه محیط دیرینه الیگوستژینیدهای سازند سروک در برش تنگ چنارباشی، جنوب شرق ایلام: نشریه علمی پژوهشی رخصاره‌های رسوبی، شماره چهارم، صفحه ۱۷۲-۱۶۲.
- [۵] رحیمی‌نژاد، ا.، وزیری مقدم، ح.، صیرفیان، ع.، صفری، ا.، و امیری بختیاری، ح.، ۱۳۸۵، بیواستراتیگرافی و میکروفاسیس سازند سروک در میدان نفتی گچساران (چاه شماره ۵۵): مجله پژوهشی دانشگاه اصفهان.
- [۶] سلیمانی، ب.، خسروتهرانی، خ.، و افقه، م.، ۱۳۸۹، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند ایلام در میدان نفتی آب تیمور: فصلنامه زمین‌شناسی کاربردی، سال ششم، شماره ۴، صفحه ۲۹۳-۲۸۷.
- [۷] صفدری، ح.، ۱۳۸۹، زیست‌چینه‌نگاری و ریزرخساره‌های سازند سروک در جنوب غرب فیروزآباد: رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۲۴ صفحه.
- [۸] طاهری، ع.، و سرادقی، ح.، ۱۳۹۰، میکروفاسیس و چینه‌نگاری سکانسی سازند سروک در جنوب غرب بروجن: پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، شماره ۴۲، صفحه ۴۰-۲۷.
- [۹] عباساقی، ف.، حرمی، م.، محبوبی، ا.، محمودی قرائی، م. ح.، و آورجانی، ش.، ۱۳۹۱، میکروفاسیس، محیط رسوبی و دیاژنز سازند سروک در یکی از میدانی نفتی جنوب غرب ایران: اولین کنفرانس بین‌المللی نفت، گاز و پتروشیمی، مرکز همایش‌های بین‌المللی هتل المپیک تهران، ۱۰ صفحه.

- [۱۰] غیشاوی، ع.، ۱۳۸۷، چینه شناسی سازند سروک و ایلام در تاقدیس بنگستان و میدان پارس: رساله دکتری، دانشگاه اصفهان، ۱۹۵ صفحه.
- [۱۱] کاظم زاده، م.، قاسمی نژاد، ا.، و وزیری مقدم، ح.، ۱۳۹۰، مطالعه زیست چینه نگاری و محیط رسوبی سازند سروک در میدان نفتی اهواز، چاه AZ 354: پانزدهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، دانشگاه تربیت معلم، صفحه ۸-۱.
- [۱۲] لاسمی، ی.، و جلیلیان، ع.، ۱۳۷۶، بررسی میکرو فاسیس ها و محیط رسوبی سازند سروک مناطق خوزستان و لرستان: مجله علوم زمین، ش. ۲۵-۲۶، صفحه ۴۸-۵۹.
- [۱۳] محمودی، ا.، ۱۳۹۰، زیست چینه نگاری و ریز رخساره‌های سازند سروک در شمال گچساران (تنگ گرگدار): رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۲۷ صفحه.
- [۱۴] محمودی، ا.، و طاهری، ع.، ۱۳۹۰، ریز رخساره‌ها و چینه نگاری سکانشی سازند سروک در شمال شرق گچساران (تنگ گرگدار): نشریه علمی-پژوهشی رخساره‌های رسوبی دانشگاه فردوسی مشهد، صفحه ۱۹۸-۱۸۸.
- [۱۵] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس: انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۱۶] وزیری مقدم، ح.، و صفری، ا.، ۱۳۸۲، بررسی رخساره های آهکی و تفسیر محیط رسوب گذاری سازند سروک در ناحیه سمیرم، مجله پژوهشی دانشگاه اصفهان، صفحه ۵۹-۷۴.
- [17] ADAMS, T. D., KHALILI, M., and KHOSRAVI-SAID, A., 1967, Stratigraphy significance of some Oligosteginid assemblages from Lurestan province: *Micropalaeontology*, **13**, 55-66.
- [18] AFGHAH, M., and FADAEI, H. R., 2014, Biostratigraphy of Cenomanian succession in Zagros area (south west of Iran): *Geosciences Journal*, DOI: 10.1007/s12303-014-0045-3.
- [19] AISNER, R. E., and KERANS, C., 2015, The Mural Limestone of Arizona: An outcrop analog for the Aptian-Albian patch-reef reservoirs of the Maverick Basin, Texas: DOI: <http://www.researchgate.net/publication/267711232>.
- [20] ANDRIEU, S., BRIGAND, B., RABOURG, T., and NORET, A., 2015, The Mid-Cenomanian event in shallow marine environments: Influence on carbonate producers and depositional sequences (northern Aquitaine Basin, France): *Cretaceous Research*, **56**, 587-607.
- [21] ASADI MEHMANDOSTI, E., ADABI, M. H., and WOODS, A. D., 2013, Microfacies and geochemistry of the Middle Cretaceous Sarvak Formation in Zagros Basin, Izeh Zone, SW Iran: *Sedimentary Geology*, **293**, 9-20.
- [22] ASSADI, A., HONARMAND, J., MOALLEMI, S.A., and ABDOLLAHIE-FARD, I., 2016, Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran: *Facies*, DOI: 10.1007/s10347-016-0477-5.
- [23] BOLZ, H., 1977, Reappraisal of the biozonation of the Bangestan Group (Late Aptian-Early Campanian) of southwest Iran, Report 1252, Tehran, Iranian Offshore Oil Company.
- [24] BOUDAGHER-FEDAL, M. K., 2008, Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera: *Palaeontology*, **21**, 571.
- [25] BOURGEOIS, F., 1969, Kuh-e Bangestan: a model for Cretaceous structures in Iran, Technical Memoir 89, Iranian Offshore Oil Company Technical.
- [26] BURCHETTE, T. P., and WRIGHT, V. P., 1992, Carbonate ramp depositional system: *Sedimentary Geology*, **79**, 3-57.
- [27] CAREVIC, I., TAHERPOUR KHALIL ABAD, M., LJUBOVIC-OBRAĐOVIC, D., VAZIRI, H., MIRKOVIC, M., ARYAEI, A. A., STEJIC, P., and ASHOURI, A. R., 2013, Comparisons between the Urganian platform carbonates from eastern Serbia (Carpatho-Balkanides) and northeast Iran (Kopet-Dagh Basin): Depositional facies, microfacies, biostratigraphy, palaeoenvironments and palaeoecology: *Cretaceous Research*, **40**, 110-130.

- [28] CHEN, Z., WANG, C., KUHNT, W., HOLBOURN, A., HUANG, Y., and MA, C., 2011, Lithofacies, microfacies and depositional environments of Upper Cretaceous oceanic red beds (Chuangde Formation) in southern Tibet : *Sedimentary Geology*, **235**, 100-110.
- [29] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in: W. E. Ham, (ed.) Classification of carbonate rocks, A symposium, *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **1**, 108-121.
- [30] EMBRY A.F., and KLOVAN, J.E., 1971, A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730 – 781.
- [31] EMERY, D., MYERS, K.J., 1996, Sequence Stratigraphy, *Blackwell Science*, Oxford, 297.
- [32] ESRAFILI-DIZAJI, B., RAHIMPOUR-BONAB, H., MEHRABI, H., AFSHIN, S., KIANI HARCHEGANI, F., and SHAHVERDI, N., 2015, Characterization of rudist-dominated units as potential reservoirs in the Middle Cretaceous Sarvak formation, SW Iran: *Facies*, **61**, 25.
- [33] Fakour, I., Jahani, D., and Asilian Mahabadi., 2010, Facies, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Gadvan and Dariyan formations in North of Dezful Embayment (Mangasht Anticline) in Izeh Zone. Zagros Basin: *International Applied Geological Congress, Islamic Azad University - Mashhad Branch*, 5.
- [34] FAROUK, F., 2015, Upper Cretaceous sequence stratigraphy of the Galala Plateaux, western side of the Gulf of Suez, Egypt: *Marine and Petroleum Geology*, **60**, 136-158.
- [35] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbonate rocks: Springer, *Berlin*, 984.
- [36] 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**, 211-238.
- [37] GHABEISHAVI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., and TAATI, F., 2010, Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan Anticline, *Journal of Asian Earth Sciences*, **37**, 275-285.
- [38] GHABEISHVI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., and TAATI, F., 2009, Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, **11**, 212-223.
- [39] HAQ, B.U., HARDENBOL, J., and VAIL, P.R., 1987, Chronology of fluctuating sea level since the Triassic: *Science*, **235**, 1156-1167.
- [40] HART, B. B., 1970a, The Kuh-e Bangestan stratigraphical survey, Report 1162, Tehran Iranian Oil Operating Companies.
- [41] HART, B. B., 1970b, The Tectonic framework and paleogeography of the agreement area, Report 11789, *Tehran Iranian Oil Operating Companies*.
- [42] HART, B. B., and SETUDEHNIA, A., 1969, The Kuh-e Mish. Geological Survey, Report 1143, *Tehran Iranian Oil Operating Companies*.
- [43] IFRIM, C., and STINNESBECK, W., 2008, Cenomanian-Turonian high-resolution biostratigraphy of north-eastern Mexico and its correlation with the GSSP and Europe: *Cretaceous Research*, **29**, 943-956.
- [44] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium, agreement area: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **49**, 2118-2245.

- [45] JEZ, J., OTONIBAR, B., FUBEK, L., and OGORELEC, B., 2011, Late Cretaceous sedimentary evolution of a northern sector of the Adriatic Carbonate Platform (Matarsko Podolje, SW Slovenia): *Facies*, **57**, 447-467.
- [46] KALANAT, B., VAHIDINIA, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and MAHMUDY-GHARAIE, M., 2015, A Cenomanian-Turonian drowning unconformity on the eastern part of Kopet-Dagh basin, NE Iran: *Arab J Geosci*, DOI 10.1007/s12517-015-1779-6.
- [47] KHALILI, M., 1974, The biostratigraphic synthesis of the Bangestan Group in southwest Iran: Report 1219, *Tehran, offshore Oil Company of Iran*, 70.
- [48] KHOSRAVI-SAID, A., 1973, Time rock relationship and Cretaceous biostratigraphy in Dezful Technical Memoir 122, *Tehran, Iranian Oil Operating Companies*.
- [49] LEBEDEL, V., LEZIN, C., ANDREU, B., ETTACHFINI, EL. M., and GROSHENY, D., 2015, The upper Cenomanian-lower Turonian of the Preafrican Trough (Morocco): Platform configuration and palaeoenvironmental conditions: *Journal of African Earth Sciences*, **106**, 1-16.
- [50] MEHRABI, H., RAHIMPOUR-BONAB, H., ENAYATI-BIDGOLI, A. H., and Navidtalab, A., 2014, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Upper Cretaceous Ilam Formation in central and southern parts of the Dezful Embayment, SW Iran: *Carbonates and Evaporites*, **29**, 263-278.
- [51] MEHRABI, H., RAHIMPOUR-BONAB, H., ENAYATI-BIDGOLI, A. H., and ESRAFILI-DIZAJI, B., 2015, Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: Cases from arid Permo-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, DOI. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.12.020i>.
- [52] OMIDVAR, M., MEHRABI, H., SAJJADI, F., BAHRAMIZADEH-SAJJADI, H., RAHIMPOUR-BONAB, H., ASHRAFZADEH, A., 2014, Revision of the foraminiferal biozonation scheme in Upper Cretaceous carbonates of the Dezful Embayment, Zagros, Iran: Integrated palaeontological, sedimentological and geochemical investigation: *Revue de micropaléontologie*, DOI: 10.1016/j.revmic.2014.04.002.
- [53] PIUZ, A., MESTER, C., and VICEDO, V., 2014, New Alveolinoidea (Foraminifera) from the Cenomanian of Oman: *Cretaceous Research*, **50**, 344-360.
- [54] PREMOLI-SILVA, I., and VERGA, D., 2004, partial Manual of Cretaceous Planktonic Foraminifera. International School on Planktonic Foraminifera, 3 Course: Cretaceous: *Milan, Universities of Perugia and Milan*, 238.
- [55] QUILLAN, H., 1974, Geological map of Fahliyan: *Oil Service Company of Iran*, scale 1:100,000, sheet no 20842.
- [56] RAHIMPOUR-BONAB, H., MEHRABI, H., ENAYATI-BIDGOLI, A.H., and OMIDVAR, M., 2012, Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a Mid Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran: *Cretaceous Research*, **37**, 15-34.
- [57] READ, J. F., 1985, Carbonate platform facies models: *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, **69(1)**, 1-21.
- [58] READING, H. G., 1996, Sedimentary Environment and Facies: *Blackwell Science Publication*, **1**. 615.
- [59] ROBASZYNSKI, F., FAOUZI ZAGRARNI, M., CARON, M., and AMEDRO, F., 2010, The global bio-events at the Cenomanian-Turonian transition in the reduced Bahloul Formation of Bou Ghanem (central Tunisia): *Cretaceous Research*, **31**, 1-15.
- [60] ROSALES, I., and SCHLAGINTWEIT, F., 2015, The uppermost Albian-lower Cenomanian Bielba Formation of the type area (Cantabria, northern Spain): facies, biostratigraphy, and benthic Foraminifera: *Facies*, **61**, 30.
- [61] SEPEHR, M., COSGROVE, J., and MOIENI, M., 2006, The impact of cover rock rheology on the style of folding in the Zagros fold-thrust belt: *Tectonophysics*, **427**, 265-281.

- [62] SHAABANPOUR HAGHIGHI, A., and SAHRAEYAN, M., 2014, Facies analysis and diagenetic features of the Aptian Dariyan Formation in Zagros Fold–Thrust Belt, SW Iran: *Journal of African Earth Sciences*, **100**, 598-613.
- [63] 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(4)** 101-130.
- [64] SOLAK, C., TASLI, K., and SARI, B., 2015, Stratigraphy and depositional history of the Cretaceous carbonate successions in the Spil Mountain (Manisa, W Turkey): *Cretaceous Research*, **53**, 1-18.
- [65] TUCKER, M. E., and WRIGHT, V. P., 1990, Carbonate sedimentology: *Blackwell Science Publication*, Oxford, 425.
- [66] VAN WAGONER, J. C., POSAMENTIER, H. W., MITCHUM, R. M. JR., VAIL, P. R., SARG, J. F., LOUITT, T.S., and HARDENBOL, J., 1988, An overview of sequence stratigraphy and key definitions. In Sea Level Changes—An Integrated Approach C. K. Wilgus, B. S. Hastings, -C. G. St. C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross and J. C. VanWagoner, Eds.), *SEPM Special Publication*, **42**, 39-45
- [67] VINCENT, B., VAN BUCHEM, F., BULOT, L.G., JALALI, M., SWENNEN, R., HOSSEINI, A.S., 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.
- [68] WENDLER, I., WENDLER, J. E., and CLARK, L. J., 2015, Sea-level reconstruction for Turonian sediments from Tanzania based on integration of sedimentology, microfacies, geochemistry and micropaleontology: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, DOI. <http://dx.doi.org/10.1016/j.palaeo.2015.08.013>.
- [69] WILMSEN, M., and NAGM, E., 2012, Depositional environments and facies development of the Cenomanian–Turonian Galala and Maghra el Hadida formations of the Southern Galala Plateau (Upper Cretaceous, Eastern Desert, Egypt): *Springer*, **58**, 229-247.
- [70] WILSON, J. L., 1975, Carbonate facies in geologic history: *Springer-Verlag, New York*, **471 p**.
- [71] WYND, J.G., 1965, Biofacies of Iranian consortium- agreement area, Report 1082, *Tehran, Iranian Offshore Oil Company*.
- [72] YANG, D., JIN-LIANG, Z., SHU-FEN, Z., JUN, X., JIE, C., and YI-ZHEN, L., 2015, The rudist buildup depositional model, reservoir architecture and development strategy of the Cretaceous Sarvak Formation of southwest Iran: *Petroleum*, DOI. 10.1016/j.petlm.2015.04.001.
- [73] ZABIHI ZOERAM, F., VAHIDINIA, M., SADEGHI, A., MAHBOUBI, A., and AMIRI BAKHTIAR, H., 2015, Larger benthic foraminifera: a tool for biostratigraphy, facies analysis and paleoenvironmental interpretations of the Oligo-Miocene carbonates, NW Central Zagros Basin, Iran: *Arab Geosci*, **8**, 931-949.
- [74] ZAGHBIB-TURKI, D., and SOUA, M., 2013, High resolution biostratigraphy of the Cenomanian–Turonian interval (OAE2) based on planktonic foraminiferal bioevents in North-Central Tunisia: *Journal of African Earth Sciences*, **78**, 97-108.



## ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس

مریم سیناپور<sup>۱\*</sup>، ناصر ارزانی<sup>۲</sup>، علی صیرفیان<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup>کارشناس ارشد رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

<sup>۲</sup>استاد، گروه زمین شناسی، دانشگاه پیام نور مرکز اصفهان

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

\*mrym.sinapour@gmail.com

دریافت مرداد ۱۳۹۵، پذیرش آذر ۱۳۹۵

### چکیده

در این پژوهش رابطه‌ی بین مطالعات پتروگرافی (ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و دیاژنز) و داده‌های پتروفیزیکی حاصل از آنالیز مغزه در جهت شناسایی خصوصیات مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱ واقع در میدان نفتی گلخاری بررسی شده است. میدان نفتی گلخاری در غرب گسل قطر-کازرون، مابین میادین نفتی بینک و نرگسی قرار دارد. سنگ‌شناسی این توالی عمدتاً آهک، آهک دولومیتی و دولومیت می‌باشد. مطالعات پتروگرافی در دو بخش صورت گرفته است، مطالعه ریز رخساره‌ها منجر به شناسایی ۹ ریز رخساره در سه کمربند رخساره‌ای دریای باز، لاگون و پهنه‌ی جذر و مدی شده است. در مطالعات دیاژنز، مهمترین فرآیندها شامل زیست‌آشفستگی، میکرایتی شدن، تراکم مکانیکی، تخلخل ثانویه، شکستگی، سیمان انیدریتی ثانویه، سیمان دفنی کلسیتی، استیلولیت و رگچه‌های انحلالی، دولومیت‌های جانشینی، سیمان دولومیتی، جای‌گیری هیدروکربن می‌باشد و انواع تخلخل عبارت است از بین-بلوری، بین‌دانه‌ای، درون‌فسیلی و درون‌دانه‌ای، قالبی، شکستگی، انحلال در راستای استیلولیت، چتری و انحلال زیاد. نتایج حاصل از این مطالعه نشان می‌دهد که ریز رخساره‌ی دانه پش‌تیبان MF3 (وکستون/ پکستون/ گرینستون روتالیا و نومولیتیده بایوکلاست‌دار) و MF4 (پکستون/ گرینستون/ فلوئستون اوربیتولیتس و نومولیتیده بایوکلاست‌دار) به دلیل حضور در محیط پرانرژی، نبود میکرایت، عدم سیمانی شدن گسترده و حضور تخلخل‌های مفید از جمله تخلخل بین‌دانه‌ای و تخلخل بین‌بلوری جزء رخساره‌های مخزنی معرفی شده‌اند. داده‌های پتروفیزیکی نیز با بالا بودن میزان تراوایی و تخلخل مفید در حد فاصل این دو ریز رخساره تاییدی بر نتایج حاصل از مطالعات پتروگرافی می‌باشد.

**کلمات کلیدی:** ریز رخساره، دیاژنز، کیفیت مخزنی، سازند جهرم، چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری.

## ۱- مقدمه

سازند جهرم به سن پائوسن تا ائوسن می باشد و نام آن از کوه جهرم در جنوب شهرستان جهرم در حدود ۲۰۰ کیلومتری جنوب شرقی شیراز در استان فارس گرفته شده و در مجموع از دولومیت و آهک دولومیتی تشکیل شده است [۵]. برش الگوی سازند مذکور در تنگ آب در یال شمالی کوه جهرم قرار دارد. از لحاظ سنگ‌شناسی برش الگوی این سازند از ۴۶۷/۵ متر متشکل از ۳۵/۵ متر دولومیت قهوه‌ای توده‌ای در پایین، ۱۶۲ متر دولومیت نازک لایه در وسط و ۲۷۰ متر سنگ آهک دولومیتی توده‌ای، خشن و برجسته در بالا می‌باشد [۱]. پاره ای از مطالعات پیرامون میدان نفتی گلخاری، سایر مطالعات انجام شده بروی سازند جهرم شامل موارد زیر می‌شود. مطالعه‌ای در جهت تعیین و ارزیابی پتروفیزیکی واحدهای جریان در میدان نفتی گلخاری توسط همایی [۷] انجام شده است. این بررسی در راستای تفسیر زمین‌شناسی و پتروفیزیکی متفاوت در رفتار تولیدی سازندهای آسماری و جهرم در میدان مذکور و بعلاوه توصیف سنگ‌شناسی زون‌های مخزن صورت گرفته است. در این مطالعه عمده‌ترین رده‌های تخلخل مؤثر در مخزن، از نوع حفرات پراکنده بوده که در یک زمینه‌ی ریزدانه ایجاد شده‌اند. مطالعه‌ی دیگر که توسط همایی صورت گرفت تحت عنوان، تعیین واحدهای جریان با اتکا به چند روش و استفاده از آن در بررسی خصوصیات پتروگرافی مخزن آسماری/ جهرم میدان گلخاری می‌باشد. در میدان گلخاری بخش زیرین آسماری وجود نداشته و بجای آن سازند جهرم رسوبگذاری کرده است، به طوری که این دو سازند یک مخزن مشترک را بوجود آورده‌اند. انواع پدیده‌های دیاژنزی همچون دولومیت‌زایی ثانویه و ندول‌های انیدریتی مرتبط با آن، سیمان‌شدگی، انحلال فشاری در این مخزن اثر نموده‌اند. حسنونند و همکاران به بررسی سنگ‌شناسی و دیاژنزی مخزن هیدروکربنی آسماری و جهرم در میدان نفتی گلخاری (بوشهر) پرداخته‌اند [۲]. تاریخچه‌ی رسوبی و چینه نگاری سکansı از رخنمون‌های کربنات‌های ترشپاری سازندهای آسماری و جهرم در منطقه‌ی شیراز توسط نجفی و همکاران بررسی شده است [۱۸]. نفریه و همکاران به مطالعه‌ی ریز رخساره و پالئواکولوژی سازند جهرم در منطقه‌ی لار واقع در جنوب غرب ایران را پرداخته است [۱۹]. مطالعه بروی سازند جهرم در زمینه‌ی سنگ چینه‌نگاری، بررسی ریز رخساره‌ها و بازسازی محیط قدیمه در منطقه‌ی غرب و شمال بندر عباس توسط معلمی و همکاران صورت گرفته است [۱۷]. تحقیقی در ارتباط با دولومیتی شدن تدفینی کم عمق پلت‌فرم کربناته‌ی ائوسن در جنوب شرق حوضه‌ی زاگرس انجام گرفته است [۲۴]. معلمی و همکاران تفسیر تاریخچه رسوبگذاری سازند جهرم در ناحیه بوشهر بر مبنای روزن‌داران کفزی و ایزوتوپ استرانسیوم مورد بررسی قرار داده‌اند [۶]. مطالعه‌ی مقایسه تاریخچه رسوب‌گذاری سازندهای جهرم (زاگرس) و زیارت (البرز) بر مبنای فرامینفرهای بنتیک توسط خطیبی مهر و معلمی انجام گرفته است [۳].

## ۲- روش مطالعه

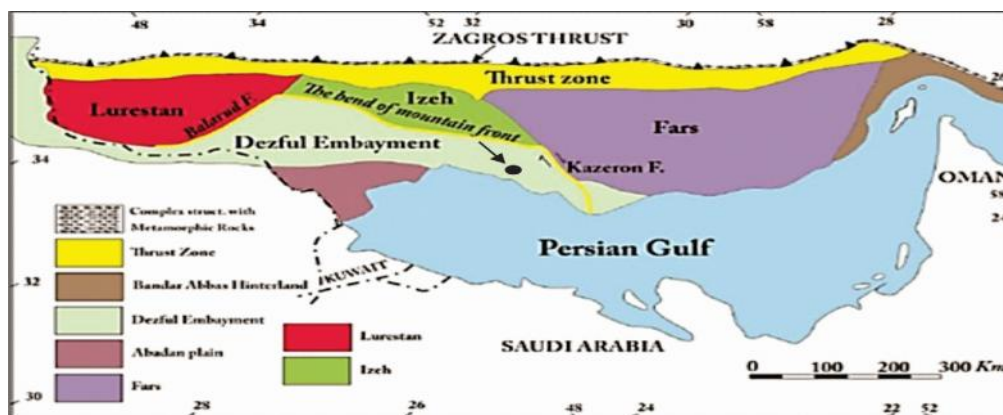
مطالعات انجام شده در راستای تحقیق مورد نظر شامل موارد زیر می‌باشد. مطالعه‌ی مغزه که در این بخش مطالعه‌ی ۲۳۵ متر مغزه انجام شده است (قابل ذکر است که در این توالی حدود ۸۰ متر نبود مغزه دیده شده است). بررسی شواهدی مبنی بر حضور استیلولیت، رگچه انحلالی، لکه نفتی، تعیین لیتولوژی، تخلخل و بافت مغزه بر اساس طبقه‌بندی آرچی [۸] و رسم ستون این مطالعه با استفاده از نرم افزار Well CAD صورت گرفته است. ستون مطالعه‌ی مغزه در بخش ۱،۴ نشان داده شده و این مطالعه به منظور تکمیل مطالعات در جهت معرفی زون مخزنی مناسب صورت گرفته است. مطالعات میکروسکوپی با بررسی ۳۰۸ مقطع نازک از چاه شماره ۱۱ انجام شد که ۱۴۴ عدد آنها مقاطع رنگ‌آمیزی شده توسط آلزارین جهت تشخیص کلسیت از دولومیت و ۱۵۹ عدد آنها مقاطع نازک تزریق اپوکسی به رنگ آبی (Blue dye)

ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس

برای تشخیص بهتر انواع تخلخل بوده است. مقاطع میکروسکوپی مربوط به خرده‌ها در چاه مذکور ۵ عدد می‌باشد. بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی در دو بخش انجام گردید. ابتدا مطالعه مقاطع نازک با میکروسکوپ بینا‌کولار جهت بررسی‌های فسیل‌شناسی در راستای تعیین ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی صورت گرفت. بررسی مقاطع با تعیین خصوصیتی از قبیل انواع آلومک، نوع ارتوکم (ماتریکس یا سیمان) و ویژگی‌های بافتی مورد بررسی واقع شد. جهت نامگذاری سنگ‌ها از روش دانهام [۱۱]، امبری و کلوان [۱۲] و برای توصیف ریزرخساره‌ها و تعیین محیط رسوبی با استفاده از استاندارد ویلسون [۲۳]، گیل [۱۴]، فلوجل [۱۳] انجام گرفت. در بخش دوم مطالعات مقاطع نازک میکروسکوپی، با استفاده از میکروسکوپ پلاریزان به بررسی فرآیندهای دیاژنز موثر بر توالی مورد نظر، از جمله انواع سیمان‌ها، انواع تخلخل و ... پرداخته شد. انواع تخلخل موجود بر اساس لوسیا [۱۶] شناسایی و از جداول مربوطه در این زمینه استفاده گردید [۱۰]. همچنین درصد تخلخل کل و انواع تخلخل با روش تخمین چشمی در تمامی مقاطع نازک تعیین شد. به منظور بررسی کیفیت مخزنی در چاه شماره ۱۱ در توالی مورد مطالعه، مراحل زیر انجام گردید. بعد از تکمیل مطالعات پتروگرافی با استفاده از اطلاعات به دست آمده نمودارهایی از قبیل ستون ریز رخساره‌ای، معرفی انواع تخلخل، درصد انواع تخلخل برای هر ریز رخساره، درصد تخلخل پتروگرافی کل رسم شده‌اند. با استفاده مطالعات پتروگرافی در دو بخش ریز رخساره و بررسی فاکتورهای دیاژنزی، زون مخزنی مستعد تعیین گردید. داده‌های پتروفیزیکی که در این مطالعه استفاده شده است، شامل نمودار اشباع آب-نفث مربوط به توالی مورد نظر و مقادیر تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه که توسط سلیمی و همکاران [۲۲] انجام شده، می‌باشد. با در دست داشتن این داده‌ها به منظور درک بهتر اطلاعات نمودار درصد فراوانی تراوایی و تخلخل در طول توالی رسم گردید. همچنین برای هر ریز رخساره نمودار تخلخل در مقابل تراوایی نیز ترسیم شد. نتایج حاصل از این مطالعات به منظور تعیین زون مخزنی با کیفیت مناسب بررسی شده است. با مقایسه هر دو مطالعه و مقایسه نمودارهای مربوطه انطباق قابل قبولی مابین نتایج بدست آمده از هر دو داده (پتروگرافی و پتروفیزیکی) بدست آمد و بدین صورت زون مخزنی مستعد در چاه ۱۱ در توالی مورد نظر معرفی گردید.

### ۳- موقعیت جغرافیایی

میدان نفتی گلخاری در ۷۰ کیلومتری شمال غرب بندر بوشهر و در بین میادین نرگسی و بینک قرار دارد. این میدان در ناحیه‌ی دزفول جنوبی و در حدود ۲۵ کیلومتری شمال شرق بندر گناوه و در غرب گسل قطر-کازرون واقع شده است (شکل ۱). میدان نفتی گلخاری در افق آسماری دارای ۴۴/۵ کیلومتر طول و عرضی حدود ۶/۵ کیلومتر در نواحی مرکزی و غربی میدان می‌باشد که به سمت شرق مخزن تا حدود ۴ کیلومتر کاهش می‌یابد.



شکل ۱- موقعیت مکانی میدان نفتی گلخاری در حوضه‌ی زاگرس (اقتباس از هاینس و مکیولان، ۱۹۷۴).

## ۴- بحث

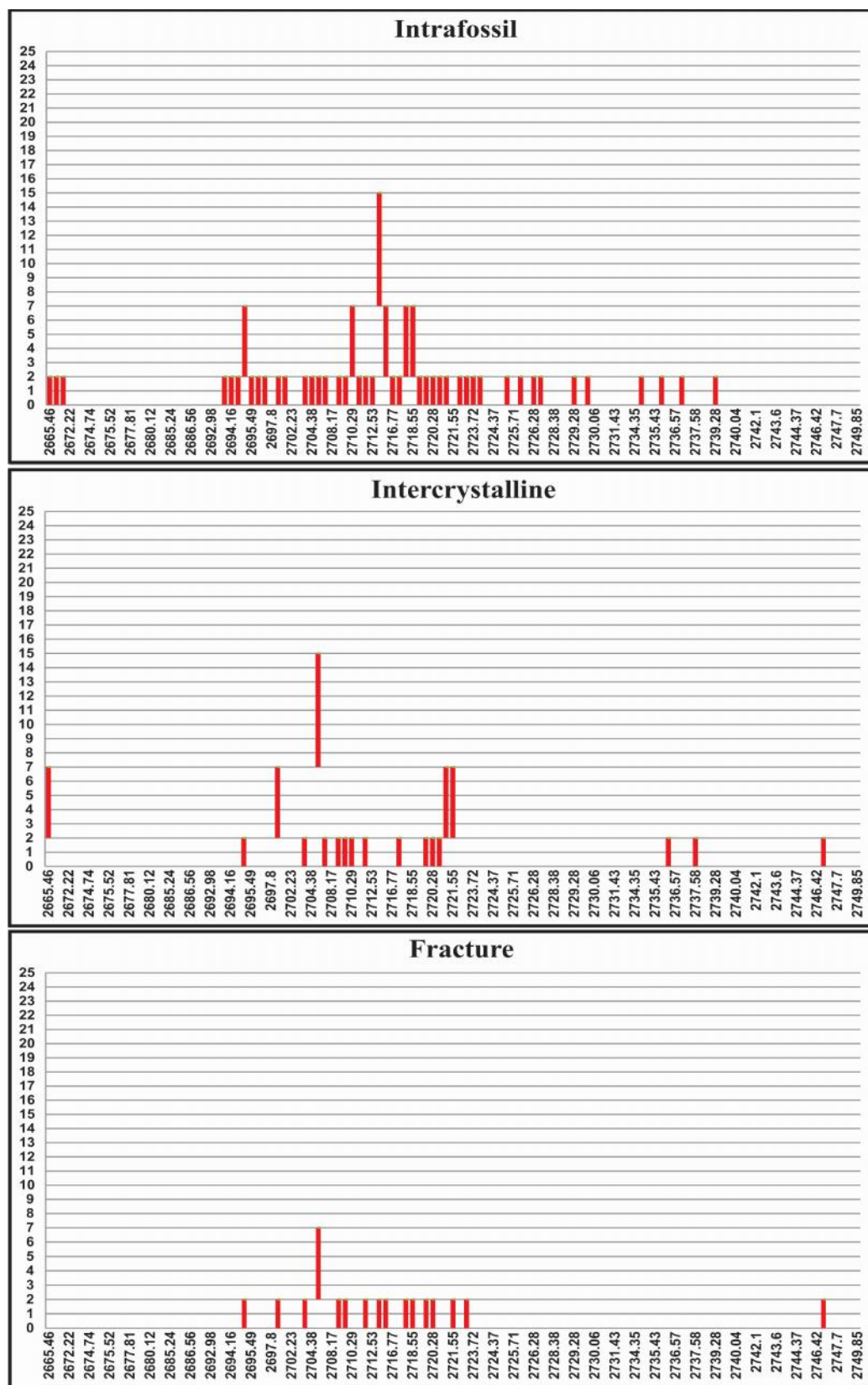
### ۴-۱- بررسی خصوصیات مخزنی سازند جهرم در چاه ۱۱ با استفاده از مطالعات پتروگرافی و داده-

#### های پتروفیزیکی

در این بخش مطالعات دقیق پتروگرافی و مقایسه آن‌ها با داده‌های پتروفیزیکی در جهت بررسی خصوصیات مخزنی سازند جهرم و معرفی زون مخزنی با کیفیت قابل قبول شرح داده شده است. به این منظور، ابتدا ریز رخساره‌های توالی مورد مطالعه توصیف و تفسیر شده است (ریز رخساره‌های تعیین شده از بخش عمیق حوضه به بخش کم عمق حوضه شرح داده شده‌اند)، همچنین انواع تخلخل و فاکتورهای دیاژنزی مؤثر در هر ریز رخساره، مقادیر تخلخل پتروگرافی با میزان تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه مقایسه و با توجه به نمودار اشباع آب و نفت زون مخزنی با کیفیت قابل قبول معرفی شده است.

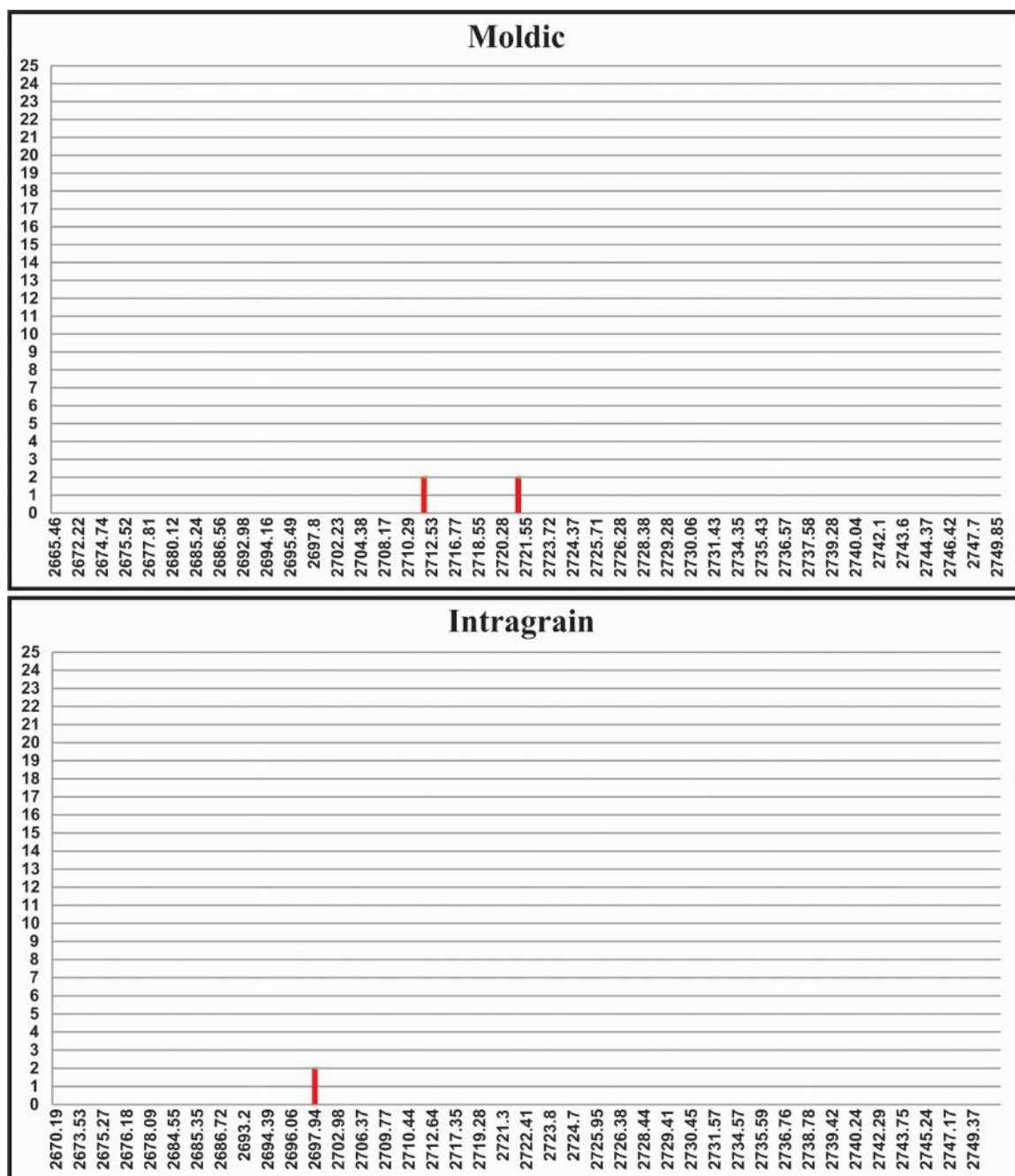
#### MF1. مادستون/ وکستون/ پکستون نومولیتیده (کوچک) بایوکلاست‌دار

آلوکم‌های اصلی شامل نومولیتیده‌هایی با پوسته‌ی نازک و کوچک در یک زمینه‌ی گل‌پشتیبان می‌باشند. زمینه در این ریز رخساره تحت تأثیر دولومیتی شدن (۲ تا ۷۵ درصد) قرار گرفته است. محیط ریز رخساره در خارجی‌ترین بخش سرایشی واقع در دریای باز قرار دارد [۱۳، ۱۴، ۲۳]. در غرب و شمال بندر عباس مشابه این ریز رخساره گزارش شده است [۱۷]. فرآیندهای دیاژنزی مؤثر عبارتند از دولومیتی شدن (به صورت جانیشینی)، تراکم فیزیکی، رگچه‌های انحلالی، استیلولیت، شکستگی، لکه‌ی نفتی، انیدریت، زیست آشفستگی، سیمان بلوکی و دروزی می‌باشد. انواع تخلخل‌های دیده شده نیز شامل تخلخل درون‌فسیلی، تخلخل بین‌بلوری، شکستگی، تخلخل قالبی و تخلخل درون‌دانه‌ای می‌باشد. درصد تخلخل‌های مذکور در شکل ۲ و ۳ نشان داده شده‌اند. تخلخل پتروگرافی ۰ تا ۱۵ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۰/۰۲ تا ۱۵/۵ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۰۹ تا ۳/۵ میلی‌داری می‌باشد. بافت گل‌پشتیبان در ریز رخساره MF1 مبین نبود تخلخل مفید و تراوایی خوب بوده است زیرا میکرایت دانه ریز به علت کوچک بودن قطر گلوگاه میزان تراوایی کمی را نشان می‌دهد [۱۳]. تخلخل بین‌بلوری به صورت تخلخل ریز بوده که به علت کوچک بودن قطر گلوگاه حفرات تراوایی ضعیفی داشته و در کیفیت مخزن سازند جهرم اثری ندارند. عمده‌ی تخلخل موجود نیز از نوع تخلخل‌های مجزا بوده که در بهبود کیفیت مخزنی تأثیری ندارند [۱۶]. همانطور که در شکل ۴ مشخص می‌باشد داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه نیز روند پایینی را نشان می‌دهند. در نمودار اشباع آب-نفت در حد فاصل ریز رخساره مذکور، نمودار اشباع آب روند بالایی را نشان می‌دهد. در مقابل نمودار اشباع نفت مقادیر کمی را نشانگر است (شکل ۸). با توجه به توضیحات این ریز رخساره جزء رخساره‌های غیر مخزنی معرفی می‌گردد.

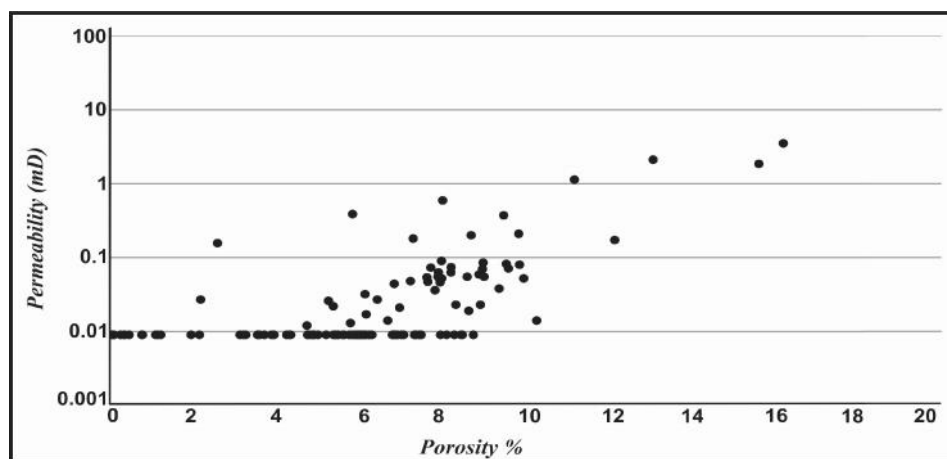


شکل ۲- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF1، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.





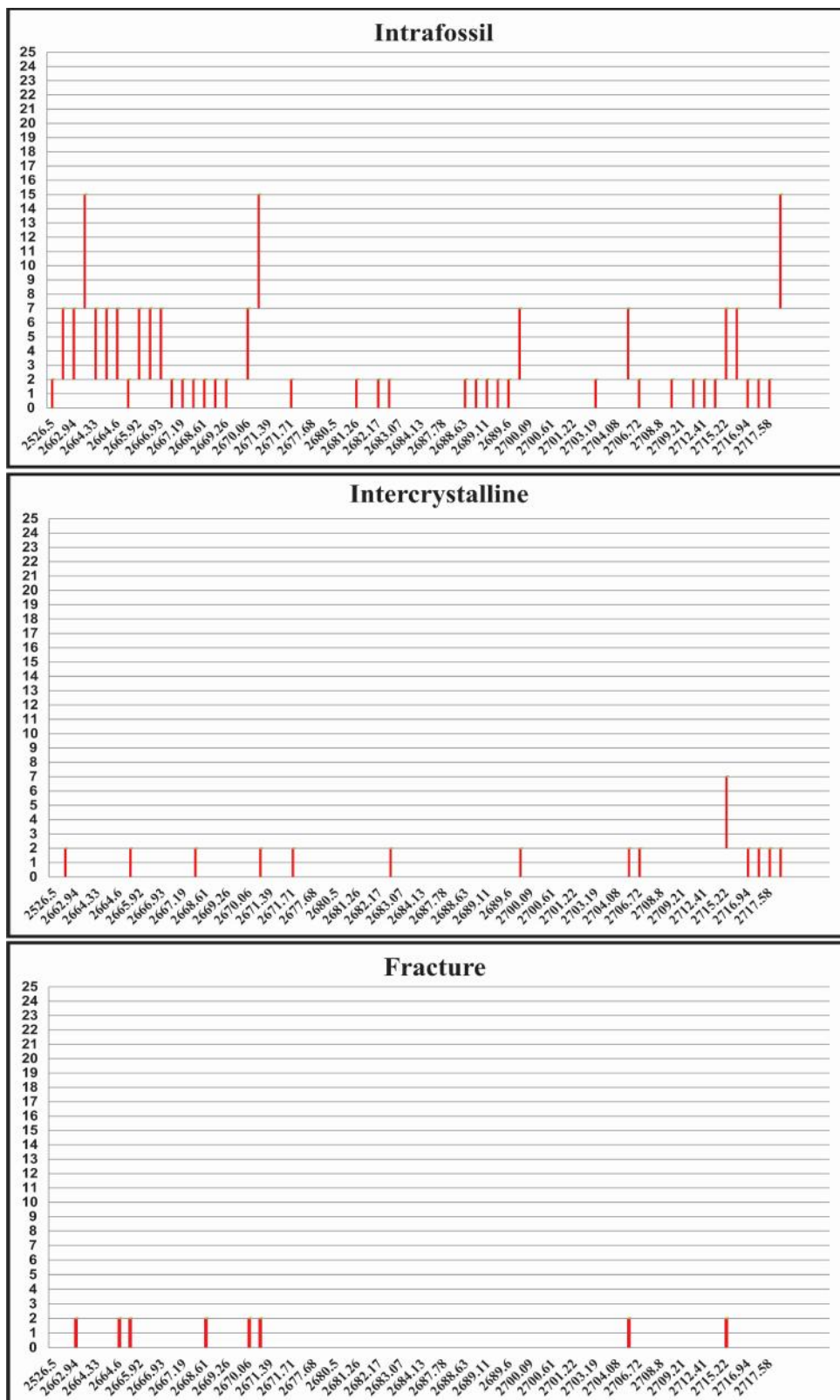
شکل ۳- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF1، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۴- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داری) در ریز رخساره ی MF1، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.

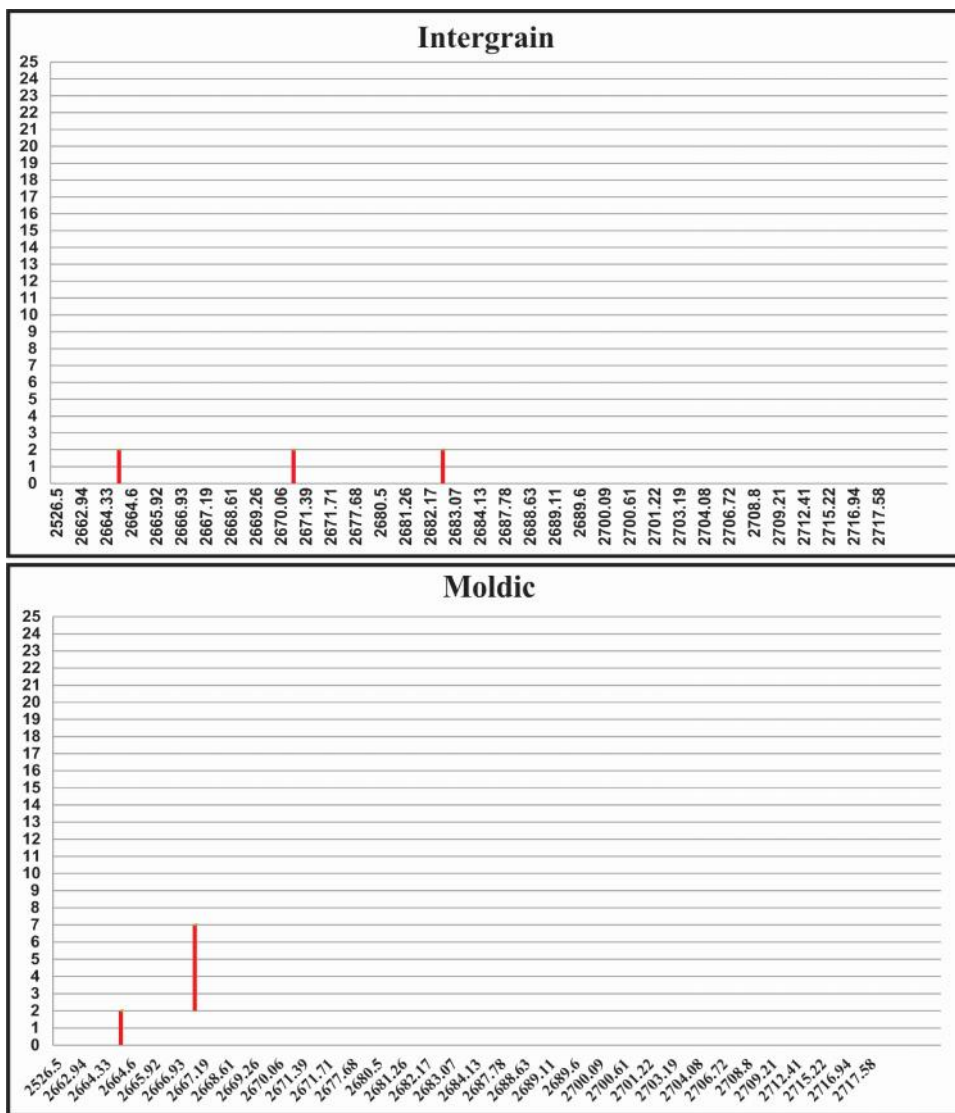
### MF2. فلو تستون / رودستون نومولیتیده (بزرگ) و دیسکوسیکیلینیده بایوکلاست دار

حضور نومولیتیده کشیده و دیسکوسیکیلینا در یک زمینه ی گل تا دانه پشٹییان در این ریز رخساره دیده شده که زمینه تحت تأثیر دولومیتی شدن (۲ تا ۵۰ درصد) قرار گرفته است. نومولیتس های مسطح و دیسکوسیکیلیناهای کشیده نشان دهنده ی محیطی عمیق می باشند [۹]. محیط در نظر گرفته شده قسمت پایینی تا میانی سراسیمی واقع در دریای باز می باشد [۱۳]. در برش گیسکان خطیبی مهر و معلمی [۳] و در ناحیه ی بوشهر معلمی و همکاران [۶] مشابه این ریز رخساره را معرفی کرده اند. فرآیندهای دیاژنزی مؤثر در این ریز رخساره عبارتند از دولومیتی شدن (به صورت جانیشینی)، تراکم فیزیکی، رگچه های انحلالی، استیلولیت، سیمان بلوکی، سیمان هم بعد، انیدریت، زیست آشفستگی، لکه نفتی و شکستگی. انواع تخلخل های موجود در این ریز رخساره شامل تخلخل درون فسیل، تخلخل بین بلوری، شکستگی، تخلخل بین دانه ای و قالبی می باشد. درصد تخلخل های مذکور در شکل ۵ و ۶ نشان داده شده اند. تخلخل پتروگرافی ۰ تا ۱۵ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۰/۲۶ تا ۱۱/۳۹ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۰۹ تا ۴/۳۲ میلی داری می باشد. در ریز رخساره MF2 نیز بافت گل پشٹییان به صورت غالب می باشد. همچنین فراوانی تخلخل درون فسیل (غیر مفید)، سیمان انیدریت و کلسیتی که عامل کاهش تخلخل می باشند بیانگر عدم حضور تخلخل مفید و تراوایی است. در شکل ۷ نیز روند تخلخل در مقابل تراوایی، مقدار قابل توجهی را نشان نمی دهد. با توجه به نمودار اشباع آب-نفت، نمودار اشباع آب مقادیر بیشتری را نشان می دهد که حضور میکرایت فراوان در این ریز رخساره می تواند دال بر این موضوع باشد (شکل ۸). این ریز رخساره نیز جزء رخساره های غیر مخزنی معرفی می گردد. با توجه به حضور ریز رخساره های MF1 و MF2 در حد فاصل زون مخزنی ۷، این زون نمی تواند زون مخزنی مستعد باشد.

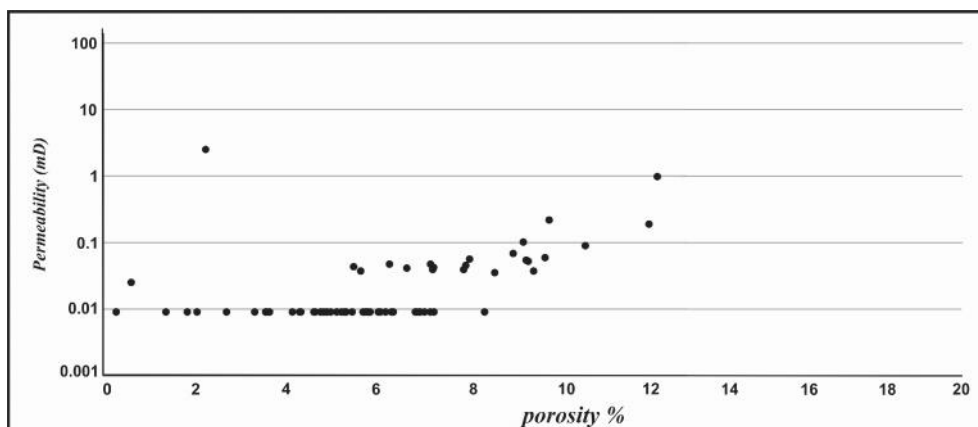


شکل ۵- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF2، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی برحسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

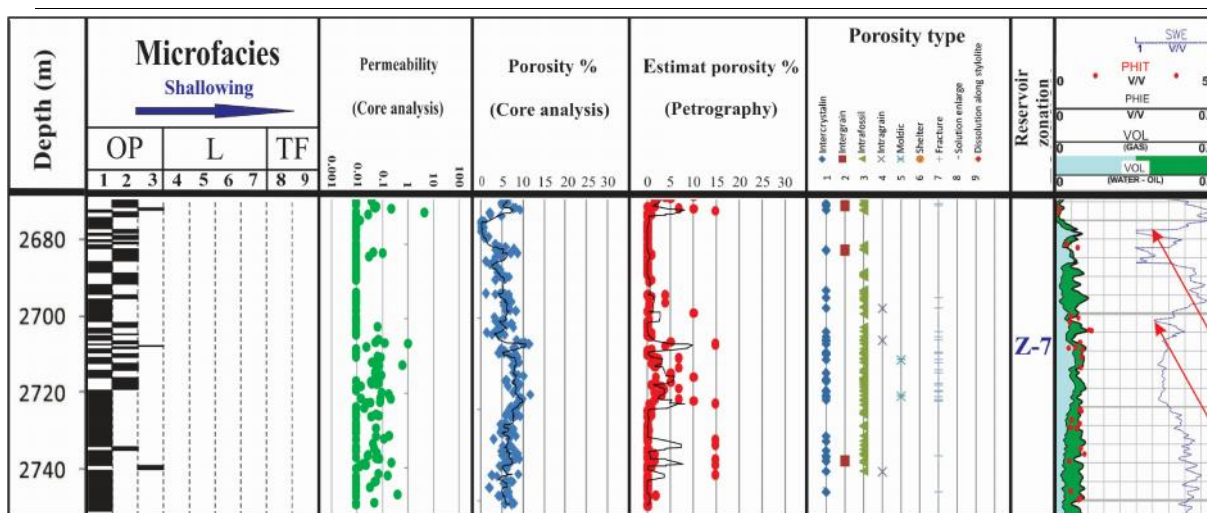
ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس



شکل ۶- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF2، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۷- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داری) در ریز رخساره ی MF2، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.

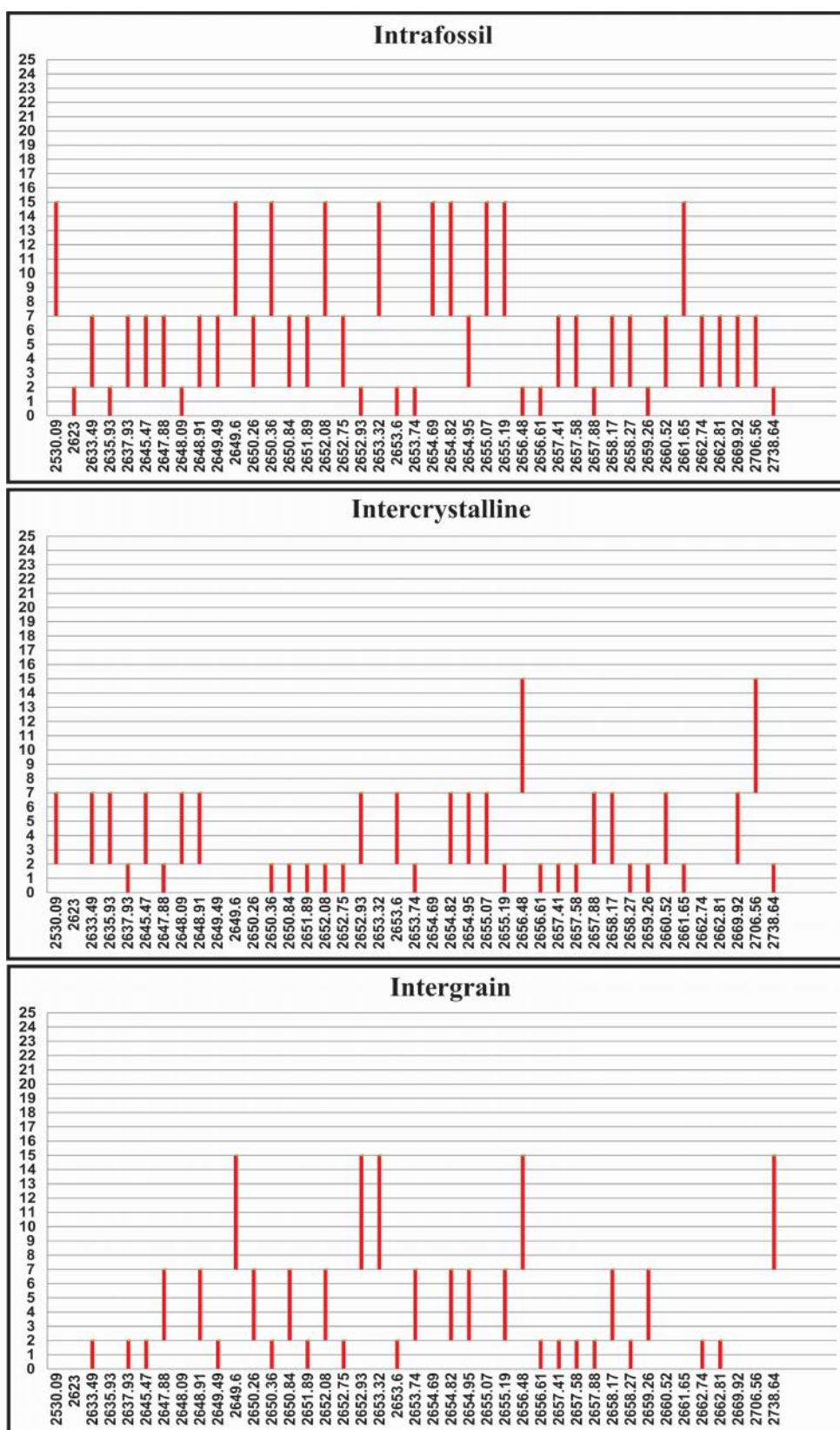


شکل ۸- انطباق داده‌های پتروگرافی، پتروفیزیکی و مقایسه‌ی تخلخل پتروگرافی با تخلخل حاصل از آنالیز مغزه در زون مخزنی ۷. سازند جهرم، چاه ۱۱، میدان نفتی گلخاری.

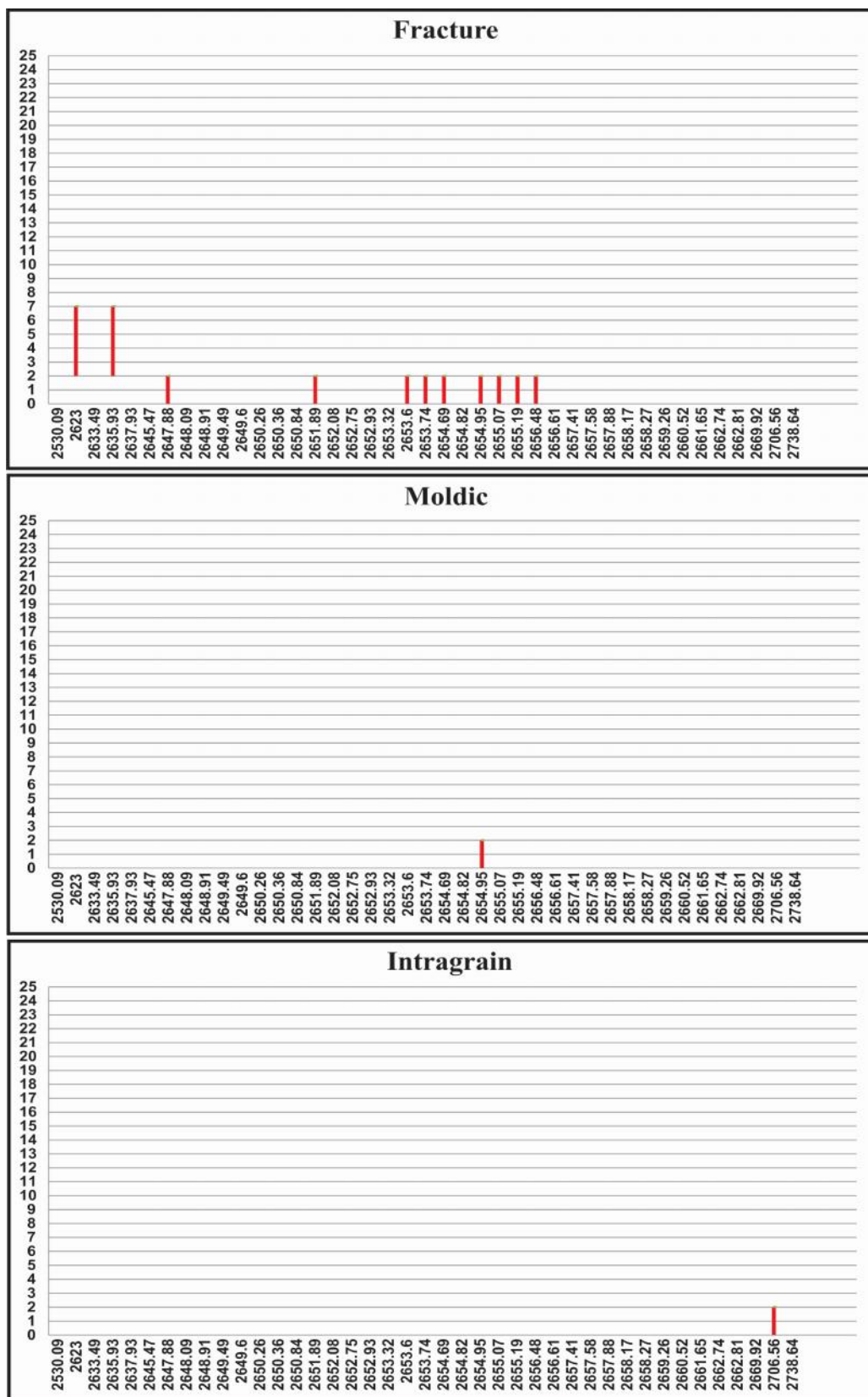
### MF3. وکستون/ پکستون/ گرینستون روتالیا و نومولیتیده بایوکلاست‌دار

نومولیتس، روتالیا و باکولوژیسیپینوئیدس از آلوکم‌های اصلی این ریز رخساره هستند که در یک بافت گل تا دانه‌پشتیبان قرار گرفته‌اند. دولومیتی شدن زمینه ۵ تا ۴۰ درصد رخ داده است. نومولیتس‌های ضخیم در آب‌های کم‌عمق‌تر حضور دارند [۹]. محیط ریز رخساره‌ی مذکور در بخش بالایی سراسیمبی (بخش پر انرژی دریای باز) می‌باشد [۱۴]. کرم‌پور و همکاران [۴] ریز رخساره مشابه معرفی کرده‌اند. انواع فرآیندهای دیاژنزی مؤثر در این ریز رخساره دولومیتی شدن (به صورت جانشینگی)، تراکم فیزیکی، سیمان سین‌تکسیال، استیلولیت، رگچه انحلالی، انیدریت به صورت (جانشینگی در آلوکم‌ها) و لکه نفتی می‌باشد. انواع تخلخل‌های بررسی شده شامل تخلخل درون‌فسیل، تخلخل بین‌دانه و بین‌بلوری، شکستگی، تخلخل حاصل از انحلال زیاد، تخلخل چتری، تخلخل قالبی و درون‌دانه‌ای می‌باشد. درصد تخلخل‌های مذکور در شکل ۹ تا ۱۱ نشان داده شده‌اند. تخلخل پتروگرافی ۰ تا ۲۰ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۳/۷۲ تا ۱۹/۱۴ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۴ تا ۱۷/۰۲ میلی‌داری می‌باشد. روند افزایشی قابل ملاحظه‌ی تخلخل در مقابل تراوایی در ریز رخساره‌ی MF3 به علت غالب بودن بافت دانه‌پشتیبان است که به صورت بافت پکستون دانه‌پشتیبان و گرینستون معرفی شده‌اند (شکل ۱۲). آهک‌های دانه‌پشتیبان تخلخل بالاتری را نسبت به انواع گل‌پشتیبان نشان می‌دهند [۱۳]. با کاهش میکرایت به علت بالا رفتن انرژی محیط و افزایش مقدار آلوکم‌ها همچنین عدم سیمانی شدن گسترده، میزان تخلخل بین‌دانه‌ای بالا رفته و بعلاوه حضور تخلخل بین‌بلوری به صورت تخلخل بزرگ باعث بهبود کیفیت مخزنی شده است. فراوان‌تر بودن تخلخل درون فسیلی به دلیل تمرکز بالای دانه‌های اسکلتی قابل توجه است. در این حد فاصل با توجه به نمودار اشباع آب-نفت، روند کلی نمودار اشباع آب کم بوده است و در مقابل روند اشباع نفت افزایش یافته است، که این امر نشان می‌دهد در این زون مابین تخلخل‌های مفید و حفرات با تراوایی بالا سیال غالب نفت می‌باشد (شکل ۱۷). این ریز رخساره می‌تواند رخساره مخزنی با کیفیت خوب در زون مخزنی شماره ۶ باشد.

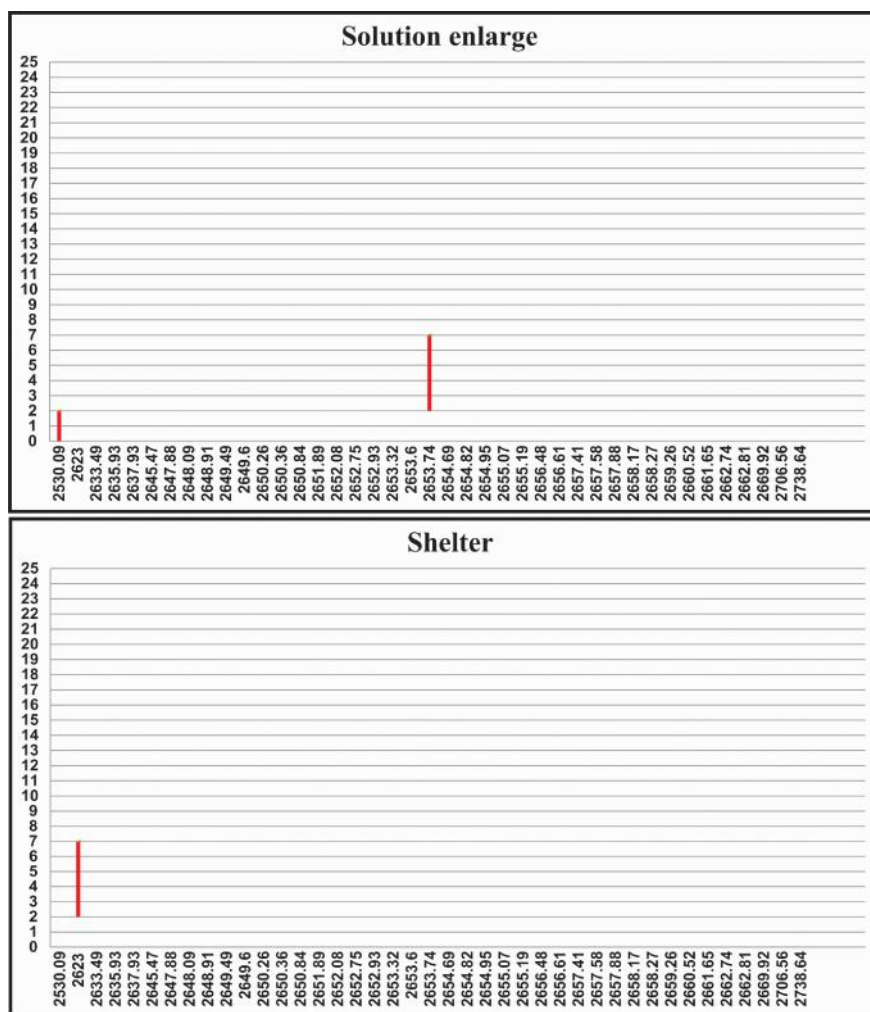




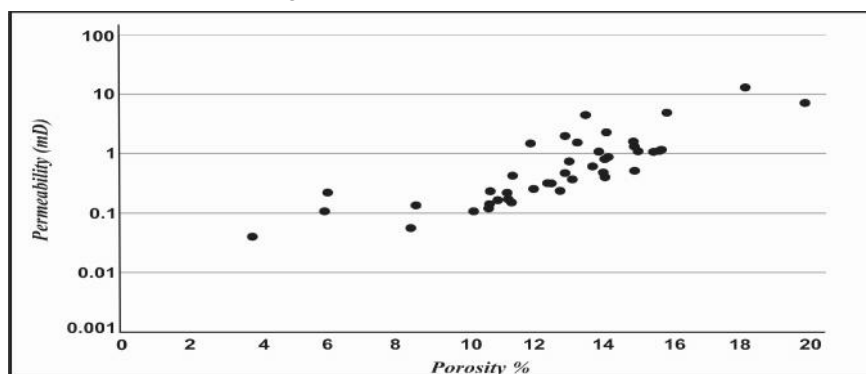
شکل ۹- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF3، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۱۰- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF3، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۱۱- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF3، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

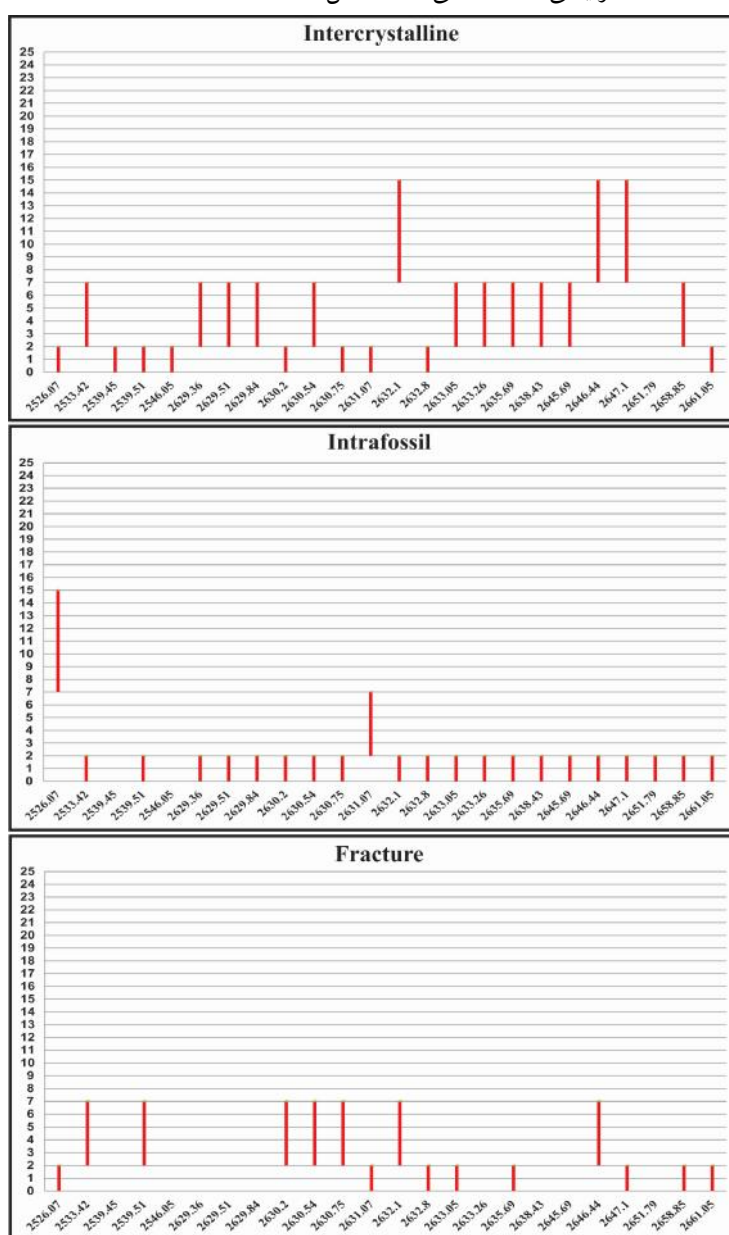


شکل ۱۲- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داریسی) در ریز رخساره ی MF3، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.

MF4. پکستون/ گرینستون/ فلوئستون اوربیتولیتس و نومولیتیده بایوکلاست دار

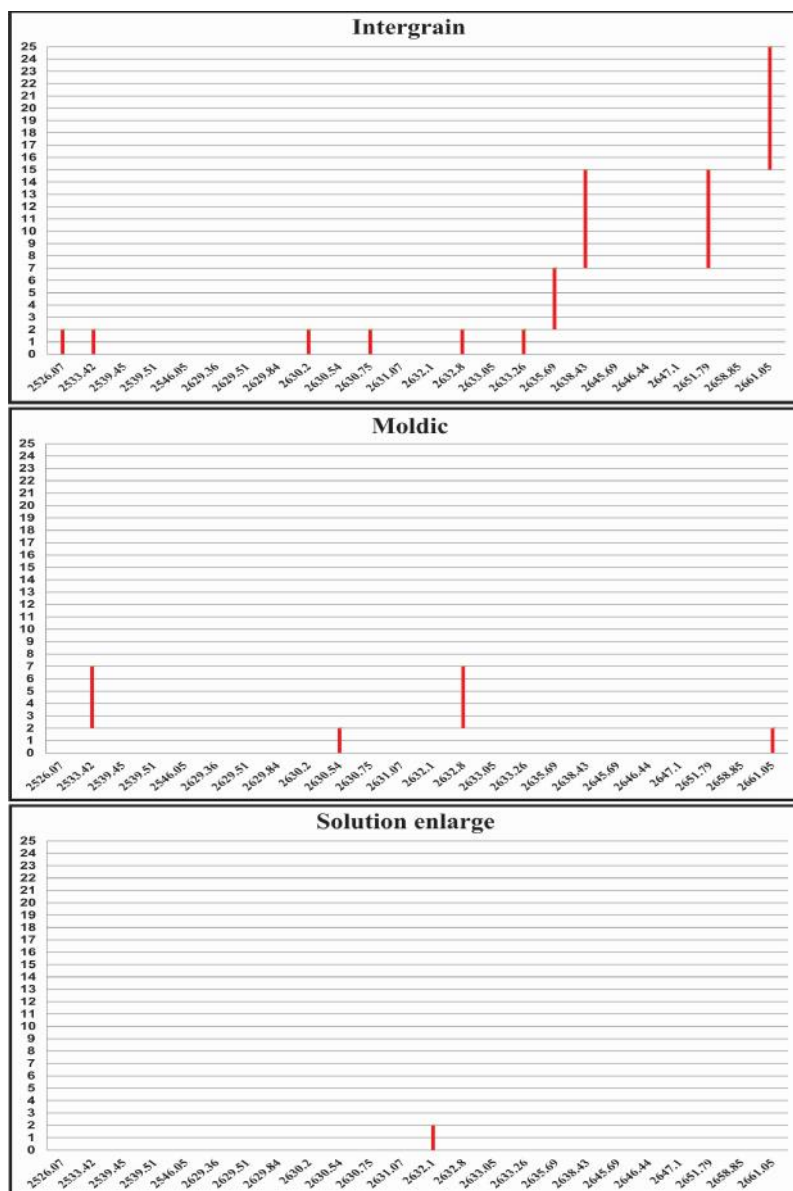
در این ریز رخساره فرامینیفرها با هر دو نوع پوسته ی هیالین و پورسلانوز در یک بافت گل تا دانه پشתיبان که در حدود ۱۰ تا ۶۵ درصد تحت تأثیر دولومیتی شدن قرار گرفته، دیده شده است. محیط معرف این ریز رخساره لاگون نیمه محصور بوده که گردش آب نسبتاً خوب و شرایط زندگی برای هر دو نوع فرامینیفیر مناسب می باشد [۲۱]. مشابه این ریز رخساره در غرب و شمال بندر عباس در جنوب ایران توسط معلمی و همکاران [۱۷] و در منطقه ی لار توسط نفریه و همکاران

[۱۹] گزارش شده است. فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر ریز رخساره‌ی مذکور عبارت است از دولومیتی شدن (به صورت جانیشینی)، تراکم فیزیکی، انیدریت (به صورت جانیشینی در آلوم‌ها)، استیلولیت، سیمان سین‌تکسیال، رگچه انحلالی و لکه نفتی می‌باشد. انواع تخلخل‌های موجود شامل تخلخل بین‌بلوری، تخلخل درون‌فسیل، تخلخل بین‌دانه‌ای، شکستگی، تخلخل قالبی، تخلخل حاصل از انحلال زیاد و تخلخل در راستای استیلولیت می‌باشد. درصد تخلخل‌های مذکور در شکل ۱۳ تا ۱۵ نشان داده شده است. تخلخل پتروگرافی ۵ تا ۲۰ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۱/۹۰ تا ۱۶/۲۹ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۳ تا ۶/۱۸ میلی‌داری می‌باشد. ریز رخساره MF4 همانند ریز رخساره MF3 دارای بافت دانه‌پشتیبان بوده است. همچنین تخلخل بین‌دانه‌ای و تخلخل حاصل از شکستگی باعث افزایش تخلخل مفید و تراوایی شده است. در شکل ۱۶ نیز داده‌های پتروفیزیکی روند افزایشی تخلخل در مقابل تراوایی را نشان می‌دهند. این ریز رخساره جزء رخساره‌ی مخزنی با کیفیت متوسط در زون مخزنی شماره ۶ معرفی می‌گردد، جایی که نمودار اشباع آب روند کاهشی و در مقابل نمودار اشباع نفت روند افزایشی را نشان می‌دهد (شکل ۱۷).

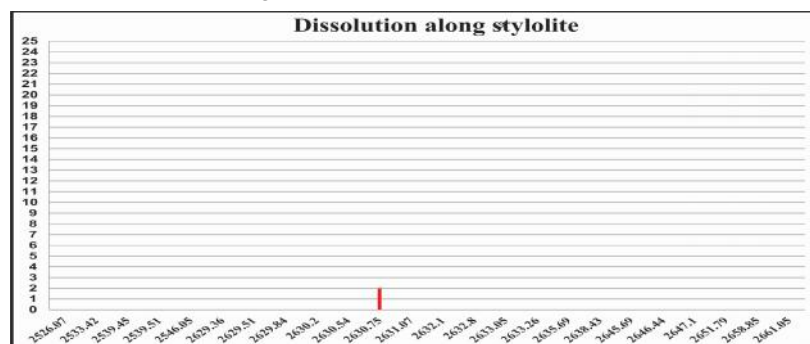


شکل ۱۳- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF4، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی برحسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

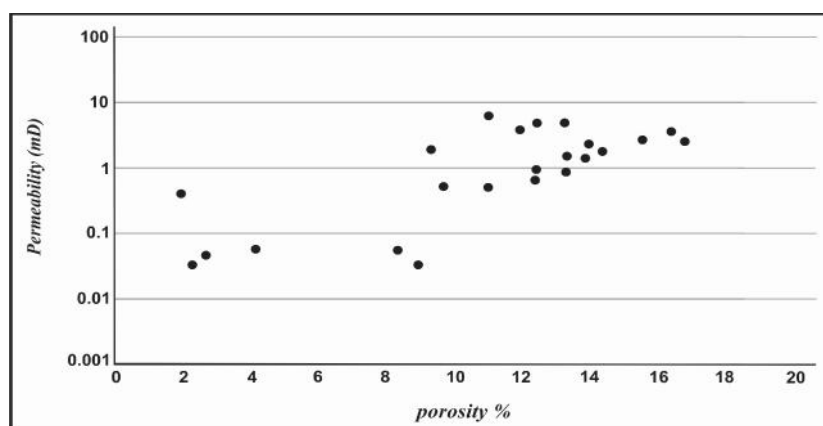
ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس



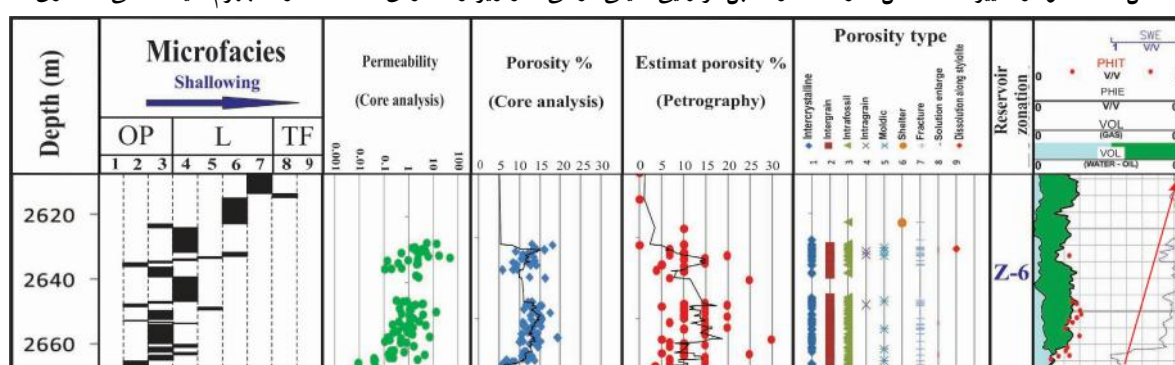
شکل ۱۴- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF4، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۱۵- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF4، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۱۶- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داری) در ریز رخساره‌ی MF4، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.



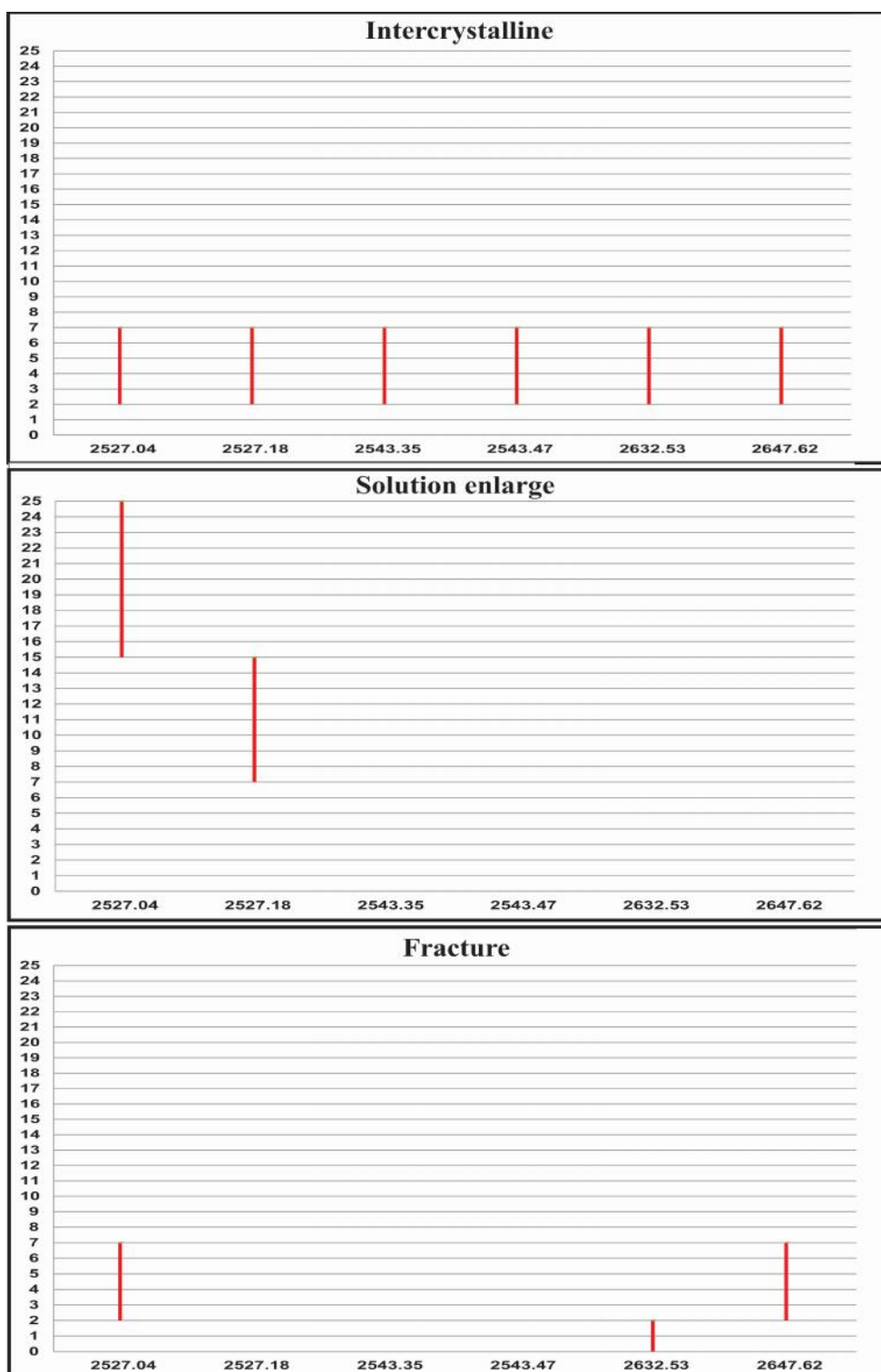
شکل ۱۷- انطباق داده‌های پتروگرافی، پتروفیزیکی و مقایسه‌ی تخلخل پتروگرافی با تخلخل حاصل از آنالیز مغزه در زون مخزنی ۶، سازند جهرم، چاه ۱۱، میدان نفتی گلخاری.

### MF5. فلوئستون مرجان بایوکلست‌دار

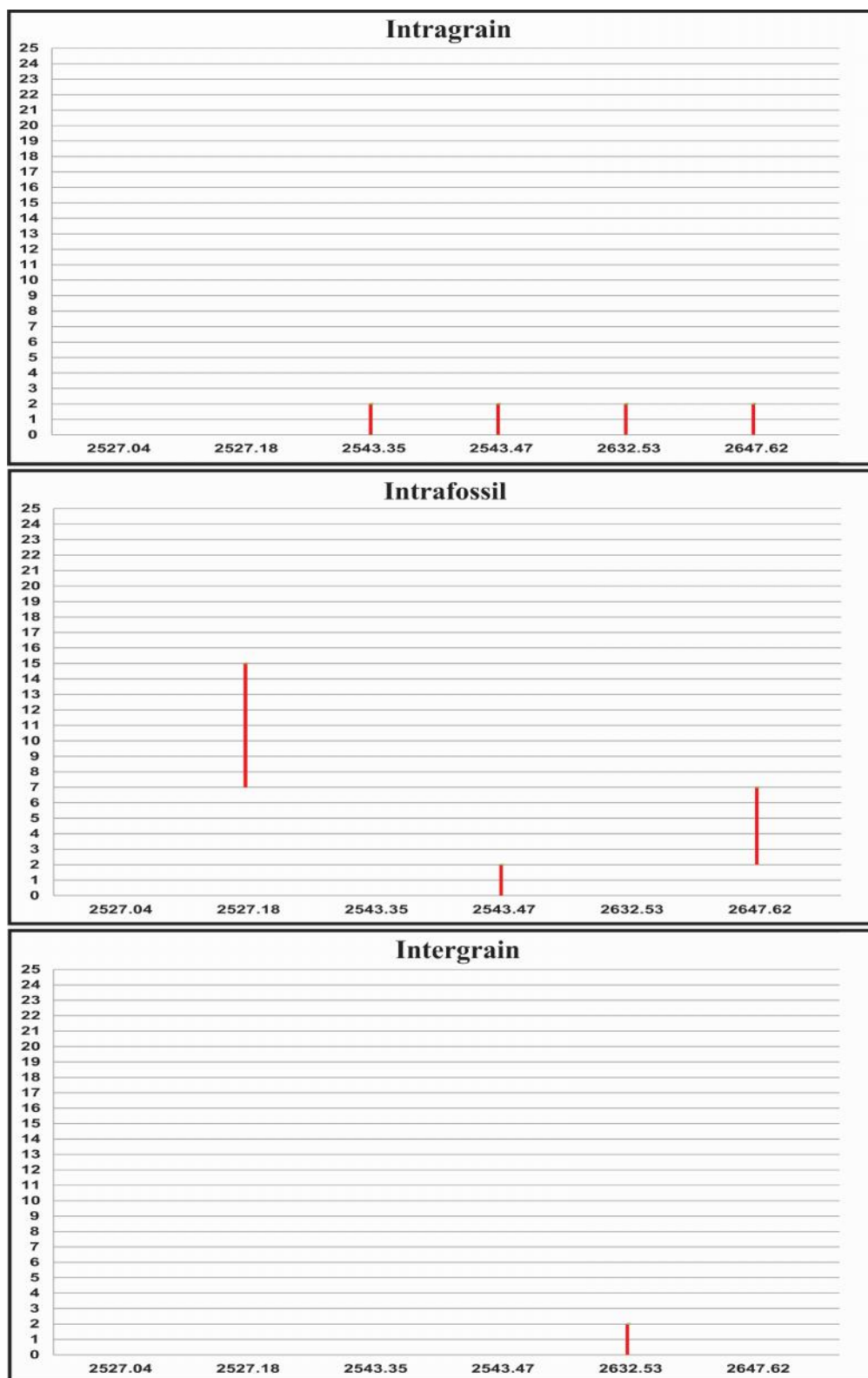
آلوم‌های اصلی شامل خرده‌های کورال در زمینه‌ی دولومیتی شده (۸۰ تا ۹۰ درصد) که به صورت حفظ‌کننده‌ی فابریک رخ داده با بافت فلوئستون می‌باشد. محیط معرف این ریز رخساره لاگون نیمه‌محصور است. عوامل دیاژنزی مؤثر در این ریز رخساره شامل دولومیتی شدن (به صورت جانشینی)، انیدریت (به صورت سیمان)، استیلولیت، رگچه انحلالی، شکستگی و لکه نفتی می‌باشد. انواع تخلخل نیز شامل تخلخل بین‌بلوری، تخلخل حاصل از انحلال زیاد، شکستگی، تخلخل درون‌فسیل، درون‌دانه‌ای و بین‌دانه‌ای می‌باشد. درصد تخلخل‌های مذکور در شکل ۱۸ و ۱۹ نشان داده شده است. تخلخل پتروگرافی ۷ تا ۱۵ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۳/۲۹ تا ۱۰/۸۰ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۰۹ تا ۸/۱۴ میلی‌داری می‌باشد. در ریز رخساره MF5 سیمانی شدن زمینه بوسیله‌ی انیدریت باعث کاهش کیفیت مخزنی شده است. فراوانترین تخلخل، تخلخل بین‌بلوری می‌باشد که به علت مجزا بودن حفرات تأثیر مثبتی بر تراوایی و کیفیت مخزنی ندارد که دولومیتی شدن حدود ۹۰ درصد از بافت باعث گسترش این نوع از تخلخل شده است. حضور تخلخل‌های مفید از جمله تخلخل حاصل از انحلال زیاد و شکستگی باعث افزایش میزان تراوایی در این ریز رخساره شده است. مقادیر تراوایی در دو مورد تا مقادیر ۴۷/۳۹ و ۵۷/۱۸ میلی داری افزایش یافته که دلیل آن حضور تخلخل مرتبط از نوع شکستگی می‌باشد اما نسبت به تراوایی کل موجود در این ریز رخساره از آن صرف نظر می‌شود. با توجه به داده‌های محدود تخلخل و تراوایی (پتروفیزیکی) در ریز رخساره مذکور، معرفی آن به عنوان رخساره‌ی مخزنی منطقی نمی‌باشد. نمودار تخلخل در مقابل تراوایی در شکل ۲۰ آورده شده است.



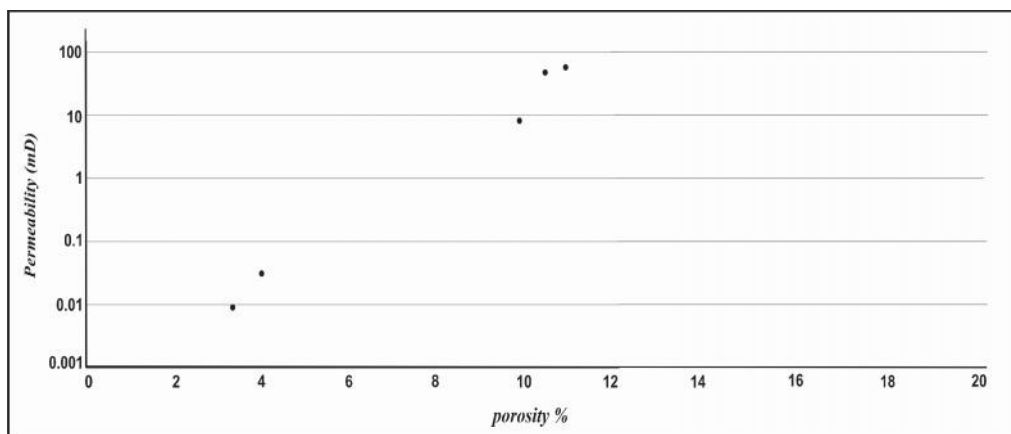
ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس



شکل ۱۸- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF5، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



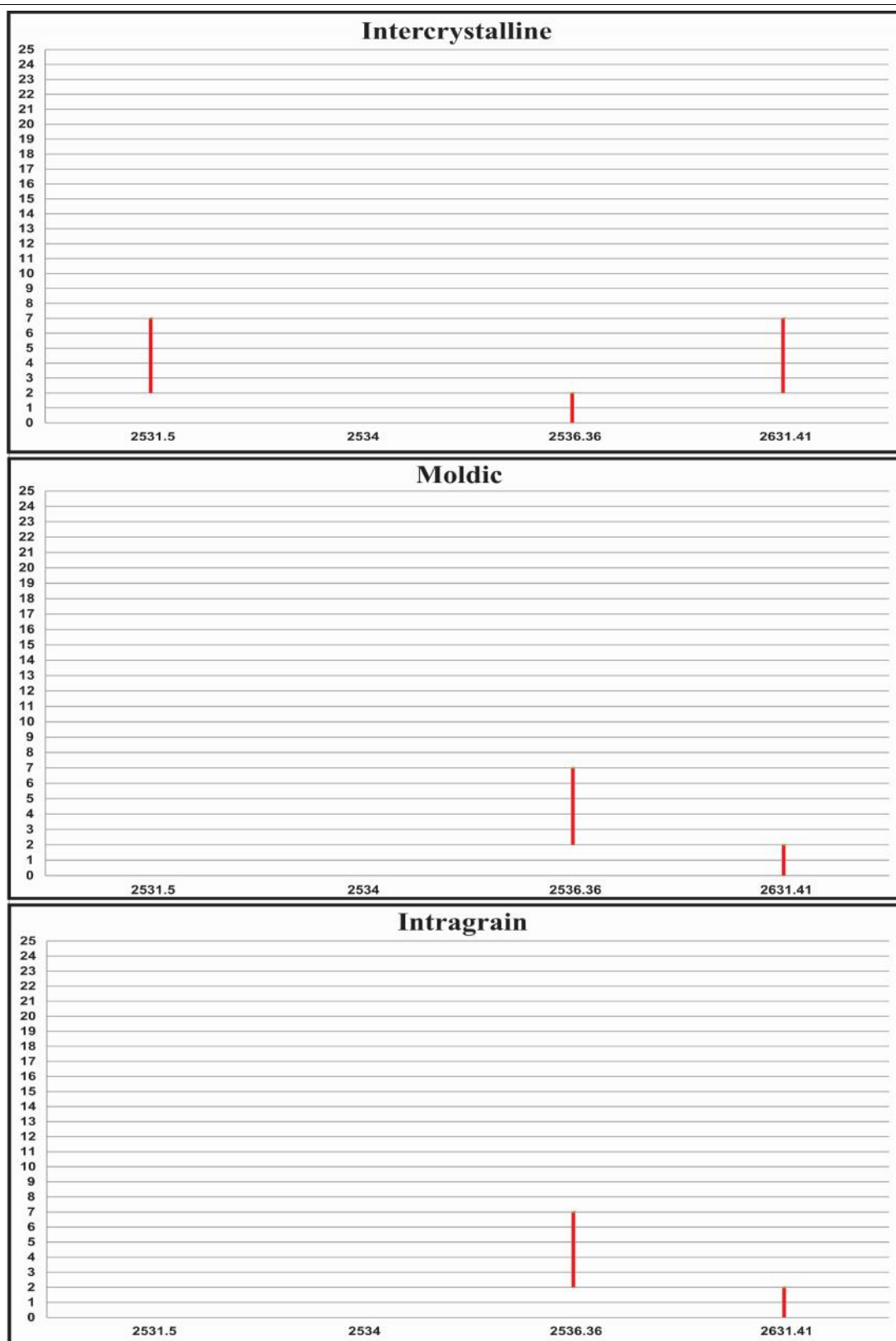
شکل ۱۹- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF5، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی برحسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۲۰- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داری) در ریز رخساره ی MF5، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.

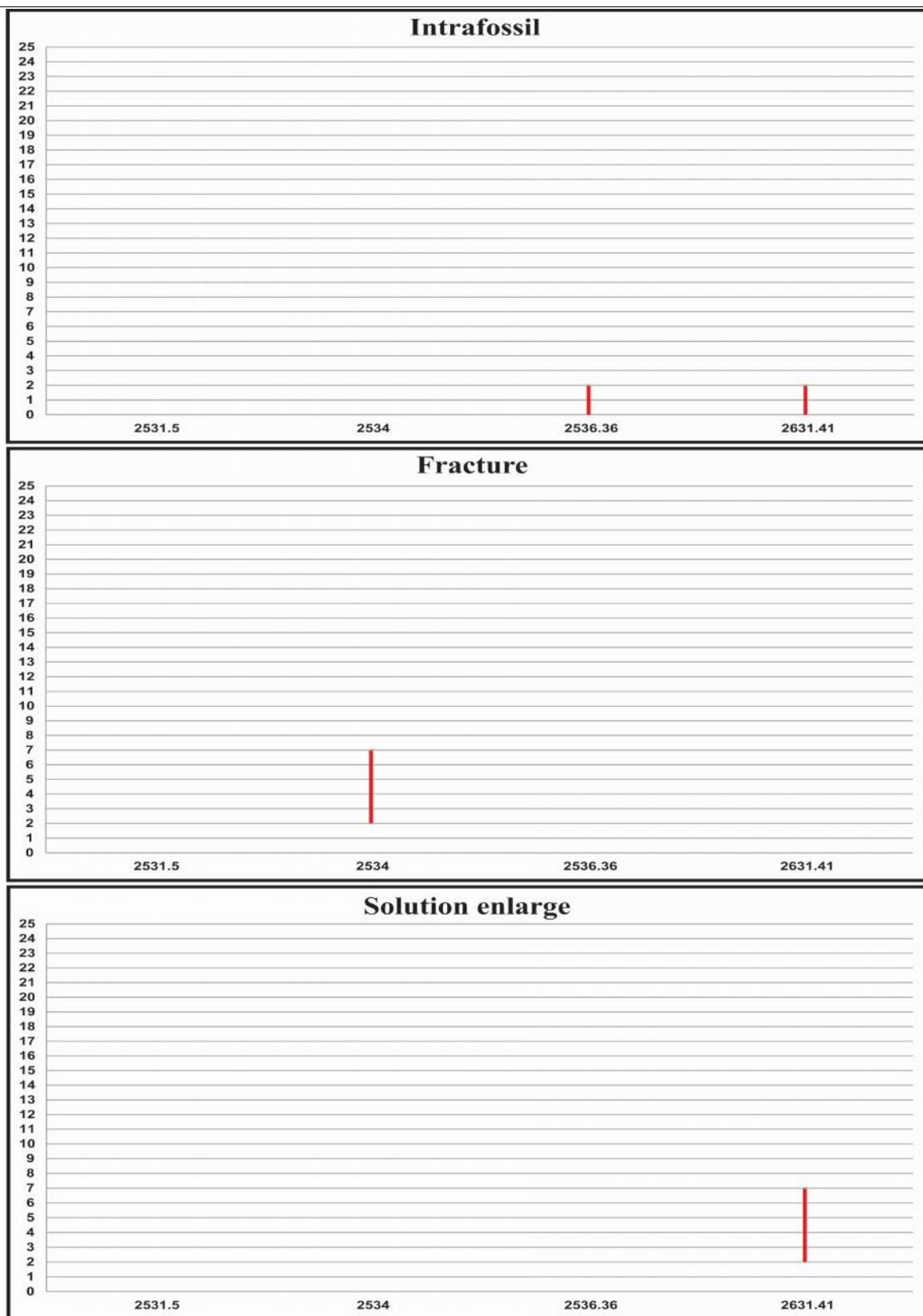
### MF6. وکستون / پکستون / گرینستون پلوئید و فرامینیفرهای بدون منفذ بایوکلاست دار

آلوکم اصلی این ریز رخساره شامل فرامینیفرها با پوسته ی پورسلانوز در یک بافت گل تا دانه پشتمیان می باشد. در این ریز رخساره نیز دولومیتی شدن (۵۰ تا ۹۰ درصد) تأثیر گذاشته است. به علت حضور و تمرکز بالای روزن داران کفزی با پوسته ی پورسلانوز نشانگر آب های کم عمق (بالای خط اثر امواج عادی)، شوری بالا و پر نور بوده و محیط لاگون محصور برای تشکیل این ریز رخساره معرفی می شود [۱۴، ۲۱]. مشابه این ریز رخساره، در جنوب شرق زاگرس توسط زهدی و همکاران [۲۴] گزارش شده است. عوامل دیاژنزی مؤثر عبارت است از دولومیتی شدن (به صورت جانشینی)، انیدریت (به صورت سیمان)، رگچه های انحلالی، استیلولیت و شکستگی می باشد. از انواع تخلخل های موجود می توان تخلخل بین- بلوری، تخلخل قالبی، تخلخل درون دانه ای، تخلخل با انحلال زیاد، شکستگی، تخلخل درون فسیلی و تخلخل بین دانه ای را نام برد. درصد تخلخل های مذکور در شکل ۲۱ تا ۲۳ نشان داده شده اند. تخلخل پتروگرافی ۱ تا ۸ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۳/۱۴ تا ۱۱/۹۱ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۳ تا ۲/۴۸ میلی داری می باشد. فراوانی تخلخل بین- بلوری به علت دولومیتی شدن شدید بافت می باشد که به علت سیمان شدن از نوع انیدریت ارتباط بین حفرات محدود و تراوایی کمی را بر جا گذاشته است. در این ریز رخساره همانند ریز رخساره ی MF5 به دلیل محدود بودن داده های تخلخل و تراوایی قابل تفسیر منطقی برای کیفیت مخزنی نمی باشد. ارتباط بین تخلخل و تراوایی در شکل ۲۴ آورده شده است.



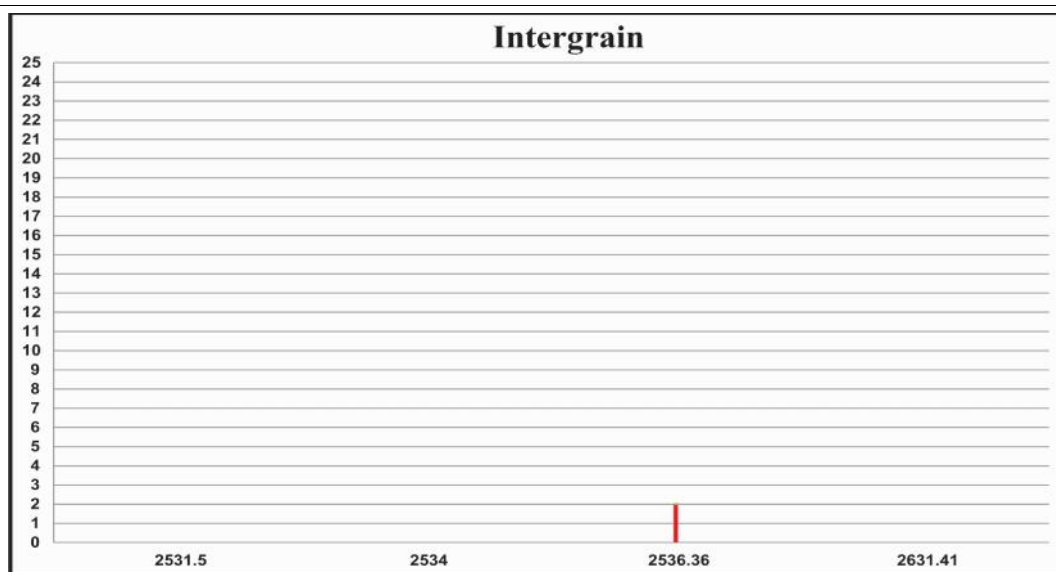
شکل ۲۱- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF6، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی برحسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس

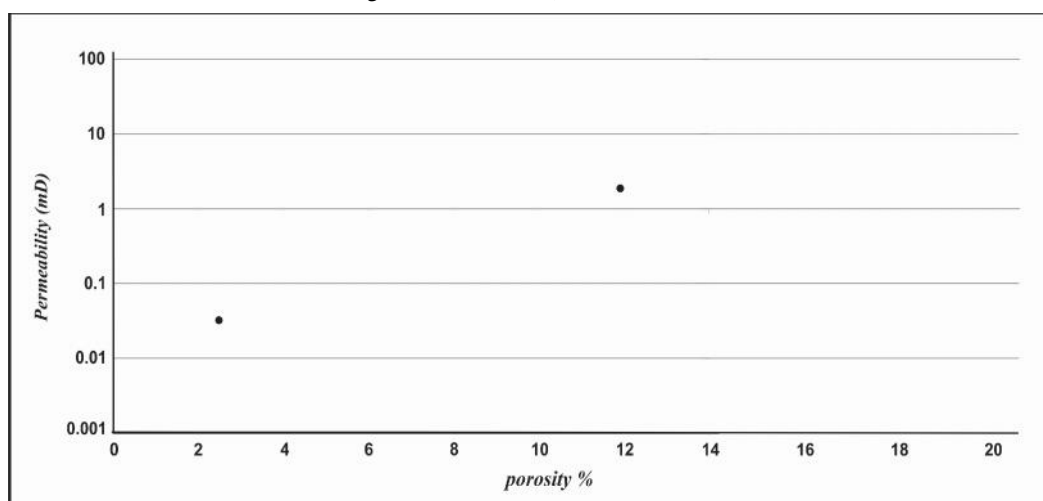


شکل ۲۲- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF6، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.





شکل ۲۳- بازهی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF6، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی برحسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

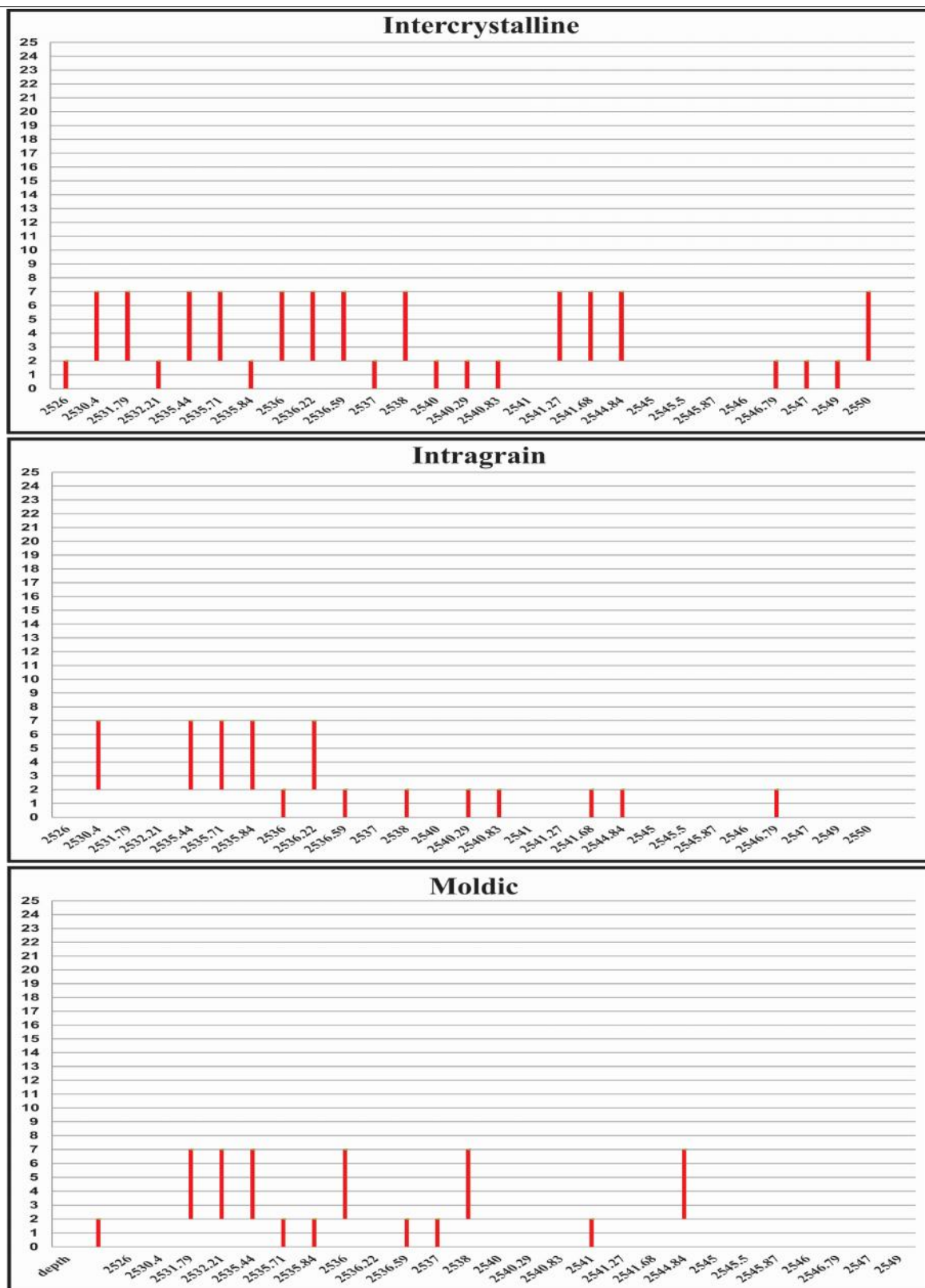


شکل ۲۴- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داری) در ریز رخساره‌ی MF6، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.

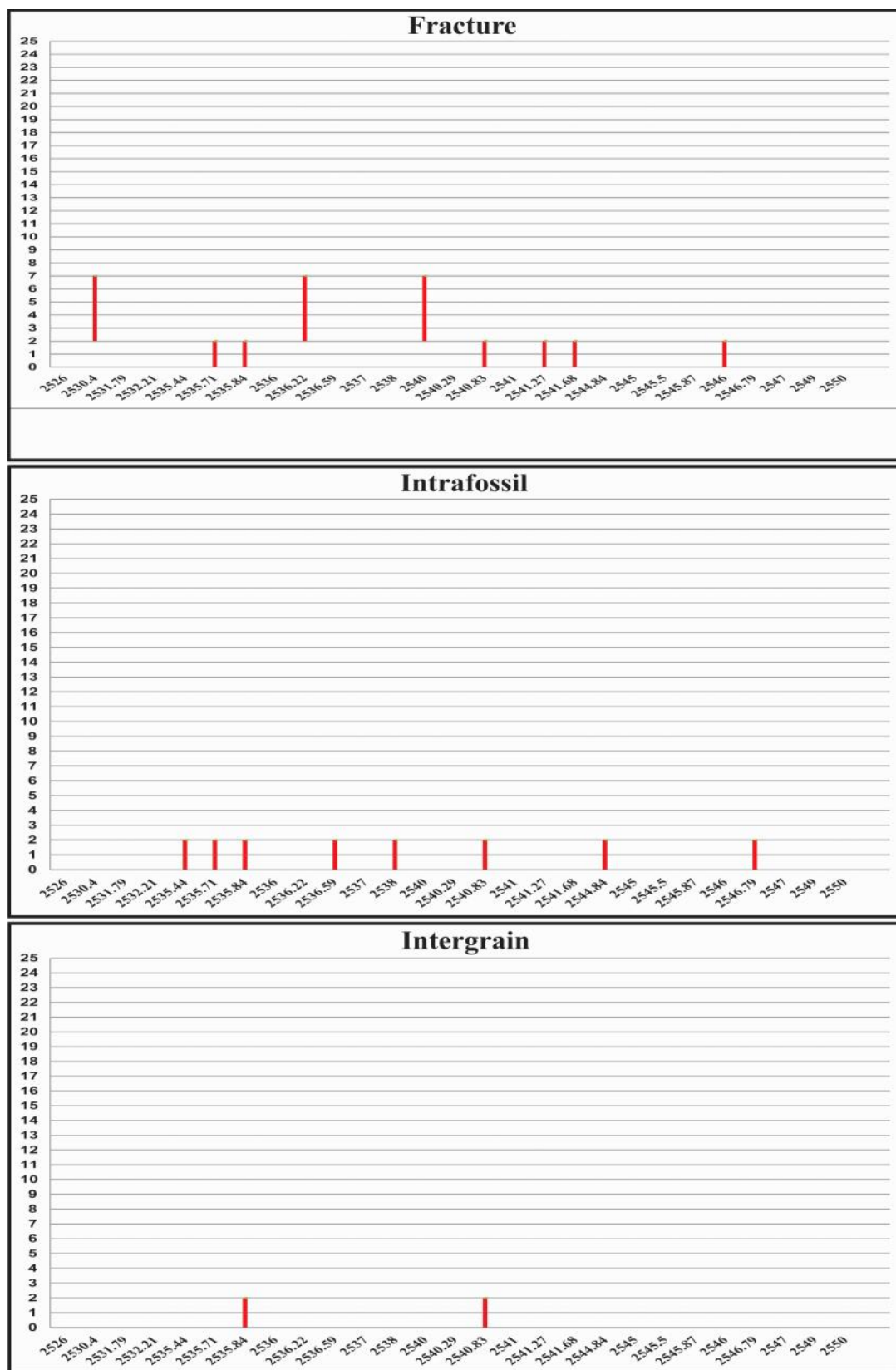
#### MF7. وکستون / پکستون بایوکلاست میلیولیدار

بایوکلاست‌های دولومیتی شده (۵۰ تا ۹۰ درصد) که عموماً میلیولید هستند و بافت آن‌ها گل تا دانه‌پشتیبان می‌باشد. حضور آلوم مذکور، نشانگر محیطی محصور با شوری نسبتاً بالا و در بالای خط اثر امواج عادی است [۱۴]. نجفی و همکاران [۱۸] مشابه این ریز رخساره را در جنوب غرب ایران (شیراز) گزارش داده‌اند. فرآیندهای دیاژنزی مؤثر شامل دولومیتی شدن (به صورت جانشینی)، انیدریت، استیلولیت، لکه نفتی (نفت مرده)، رگچه انحلالی، شکستگی و میکرایتی شدن می‌باشد. انواع تخلخل‌های موجود در این ریز رخساره عبارت است از تخلخل بین‌بلوری، تخلخل درون‌دانه، تخلخل قالبی، تخلخل درون‌فسیل، شکستگی، تخلخل بین‌دانه‌ای و تخلخل در راستای استیلولیت. درصد تخلخل‌های مذکور در شکل ۲۵ تا ۲۷ نشان داده شده‌اند. تخلخل پتروگرافی ۰ تا ۱۰ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۱/۰۷ تا ۸/۸۳ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۱ تا ۰/۳۵ میلی داری می‌باشد. ریز رخساره MF7 دارای بافت دانه‌پشتیبان بوده و عمدتاً تحت تأثیر دولومیتی شدن به همراه سیمان انیدریتی می‌باشد که باعث کاهش تراوایی شده است. در شکل ۲۸ نیز روند کاهش تخلخل در مقابل تراوایی بیانگر این موضوع است. نمودار اشباع آب روندی افزایشی داشته و این امر نشان‌دهنده‌ی غیر مخزنی بودن ریز رخساره‌ی مذکور و زون مخزنی ۳ می‌باشد (شکل ۲۹).

ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس

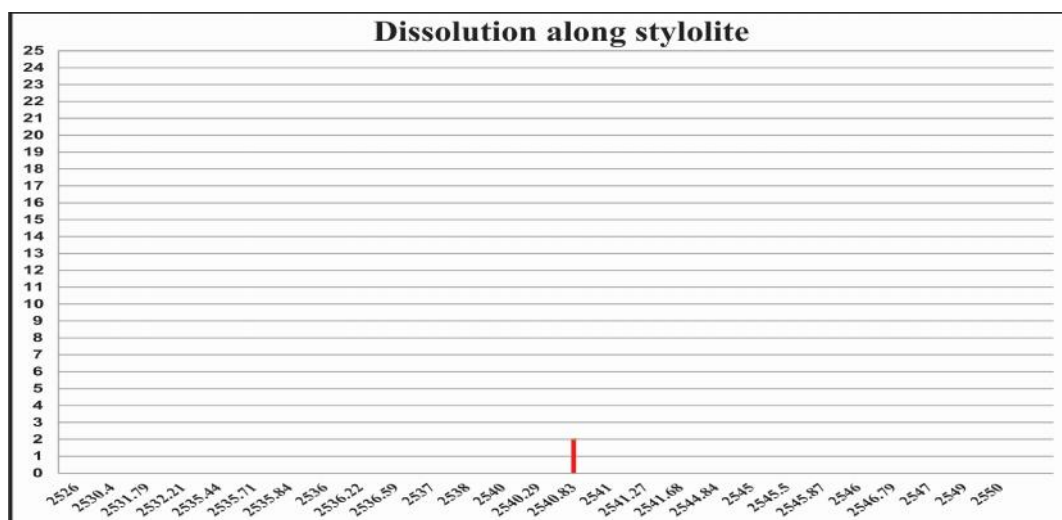


شکل ۲۵- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF7، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

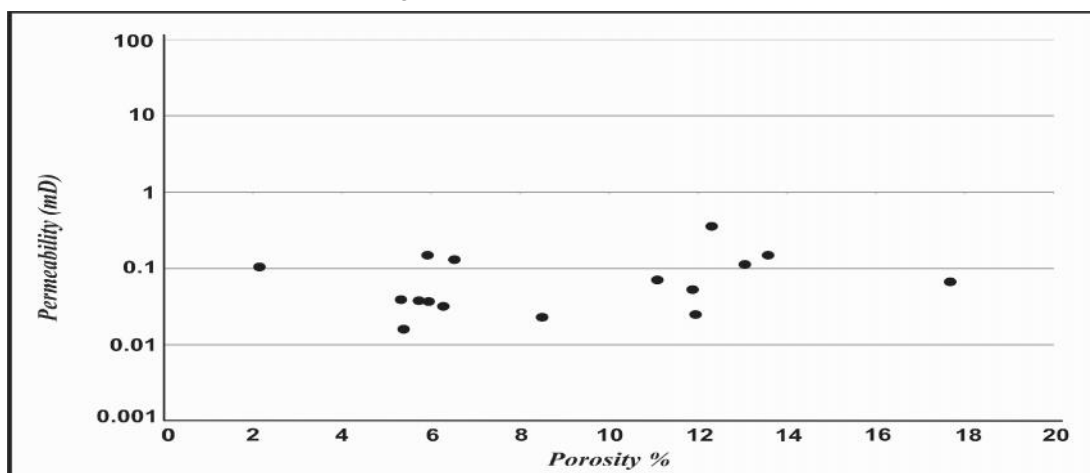


شکل ۲۶- بازه‌ی درصدی تخلخل‌های موجود در ریز رخساره‌ی MF7، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی برحسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.

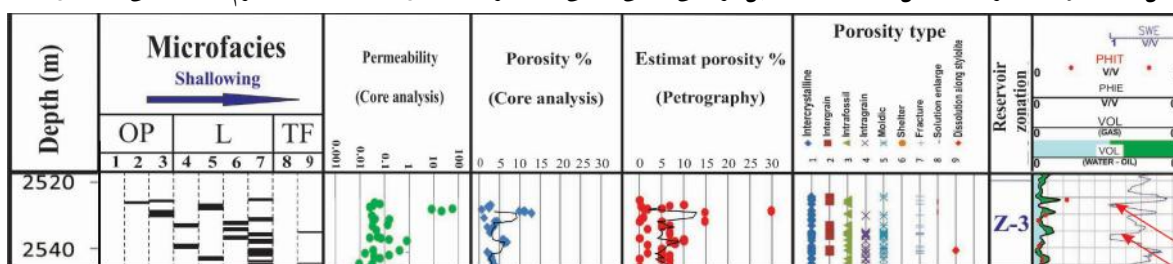
ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس



شکل ۲۷- بازه ی درصدی تخلخل های موجود در ریز رخساره ی MF7، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری. محور افقی بر حسب عمق (متر) و محور عمودی بر حسب درصد تخلخل.



شکل ۲۸- نمودار تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داریسی) در ریز رخساره ی MF7، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.



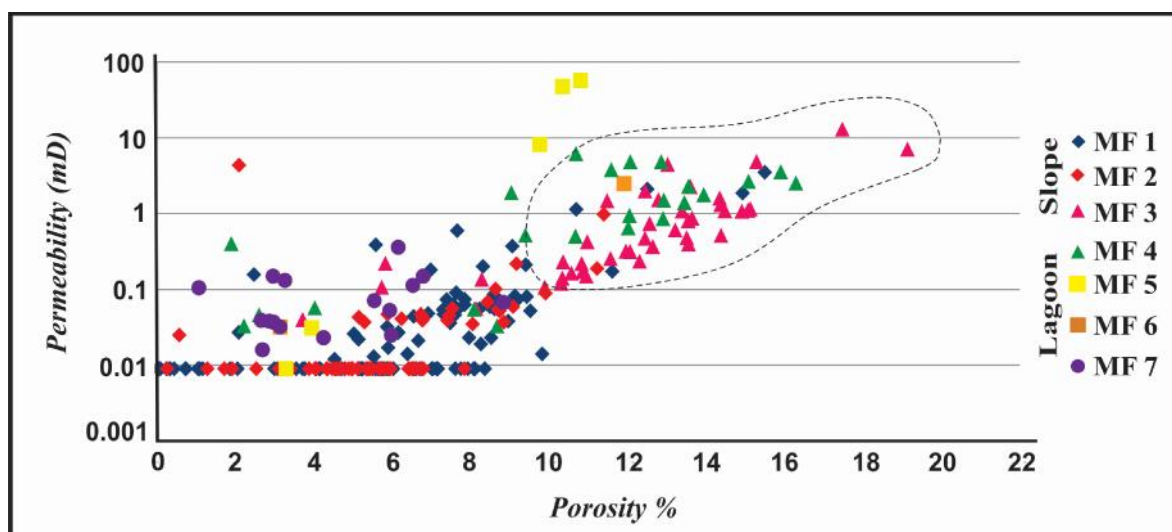
شکل ۲۹- انطباق داده های پتروگرافی، پتروفیزیکی و مقایسه ی تخلخل پتروگرافی با تخلخل حاصل از آنالیز مغزه در زون مخزنی ۳، سازند جهرم، چاه ۱۱، میدان نفتی گلخاری.

### MF8. مادستون کوارتزدار

این میکروفاسیس یک مادستون آهکی با مقدار بسیار کم قطعات بایوکلاست و بعضاً انیدریت می باشد. در مقاطع میکروسکوپی دانه های کوارتز و سیلت به همراه گل و مادستون دولومیتی شده نیز مشاهده شده است. با توجه به شواهد مذکور و جایگاه چینه شناسی این ریز رخساره در یک محیط محدود با انرژی پایین، خیلی کم عمق نزدیک ساحل، بخش لاگون رو به پهنه جزر و مدی تشکیل شده است [۱۳، ۲۰، ۲۳]. مشابه این ریز رخساره در جنوب غرب ایران (شیراز) معرفی شده است [۱۸].

## MF9 انیدریت

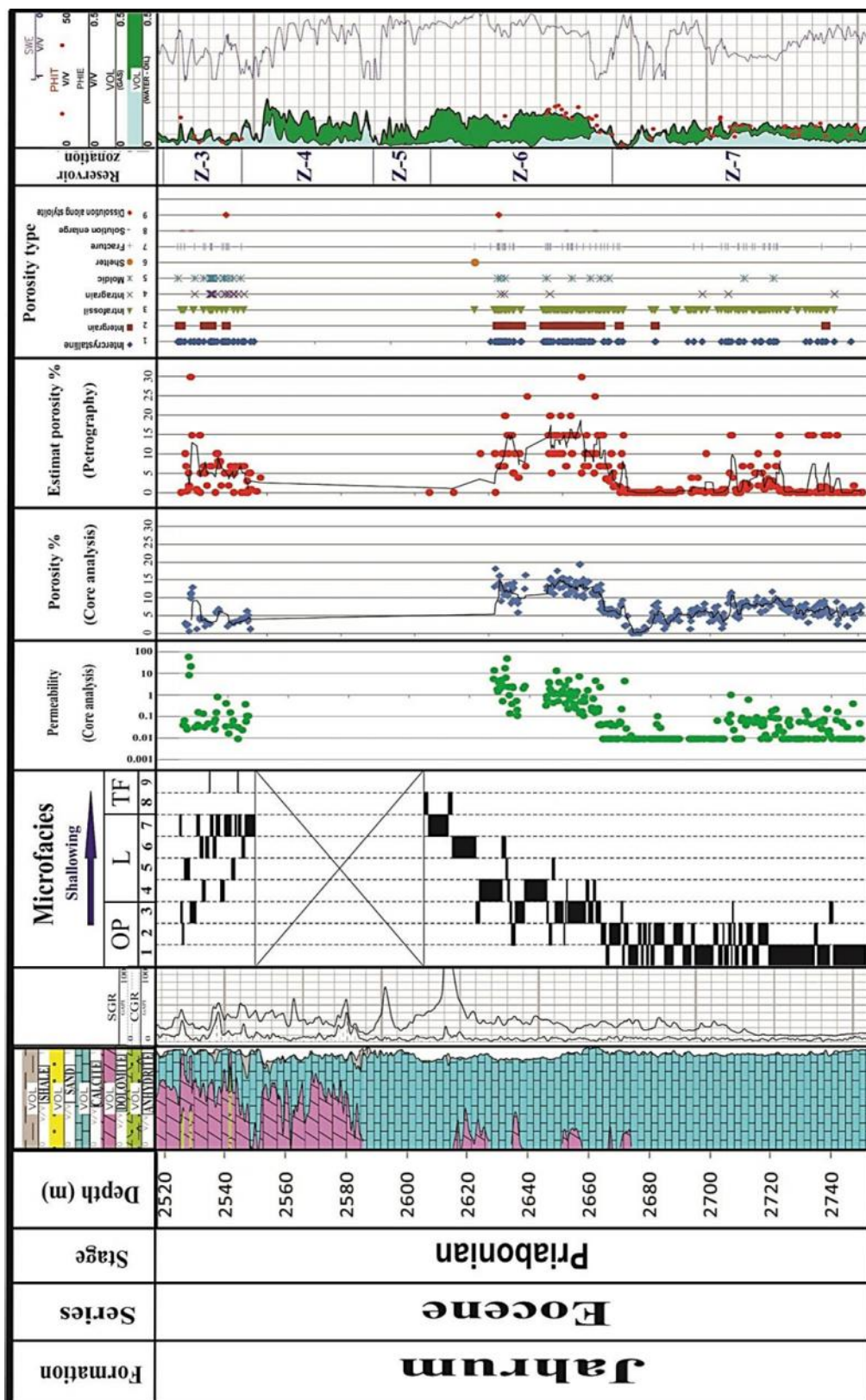
این ریز رخساره فاقد هر گونه فسیل و لامیناسیون بوده است. با توجه به جایگاه آن در توالی محیط تشکیل این ریز رخساره به عنوان آخرین بخش از توالی رخساره‌ها به محیط‌های کم‌عمق و شور لاگونی محدود و پهنه‌های جزر و مدی یا سبخایی نسبت داده می‌شود. این ریز رخساره و ریز رخساره‌ی MF8 به دلیل اینکه فاقد شرایط مخزنی هستند، از آنها صرف نظر گردیده است. با توجه به مطالب ذکر شده، از میان ریز رخساره‌های نامبرده ریز رخساره‌ی MF3 و MF4 به عنوان رخساره‌های مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱ معرفی می‌شوند. با ترسیم نمودار تخلخل در مقابل تراوایی (با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی) ریز رخساره‌های سازند مذکور، می‌توان محیط‌های رسوبی را از هم تفکیک نمود (شکل ۳۰). همانطور که در نمودار گویاست ریز رخساره‌ی مربوط به محیط بالای سرایشی و لاگون نیمه‌محصور به طرف دریای باز به علت انرژی بالای محیط، بافت دانه‌پشتیبان و عدم سیمان‌شدگی بالاترین روند تخلخل در مقابل تراوایی را در نمودار نشان می‌دهند. انطباق مطالعات پتروگرافی با داده‌های پتروفیزیکی در شکل ۳۱ و تصویر انواع تخلخل در زون‌های مخزنی بررسی شده در شکل ۳۲ نشان داده شده است. برای تکمیل مطالعات، زون‌های مخزنی توالی مورد نظر با ستون حاصل از مطالعات مغزه (مطالعه ماکروسکوپی) تطبیق داده شده است (شکل ۳۳). ضخامت ۲۶۶۵ تا ۲۶۲۷ متر که معادل با زون مخزنی ۶ می‌باشد، بافت [۸] از نوع دانه شکری (III) و عمده تخلخل [۸] موجود با توجه به شواهد بافتی و سنگ‌شناسی از نوع (B) و به طور محدودتر شامل تخلخل‌های (A)، (C) و (D) نیز تعیین شده است. استیلولیت و رگچه انحلالی در این بخش دیده نشده و در مقابل لکه نفتی به طور چشمگیر حضور دارد. این ضخامت دارای بالاترین میزان تخلخل در مطالعه‌ی مغزه معرفی شده و مستعد بودن زون مخزنی ۶ را تایید می‌کند.



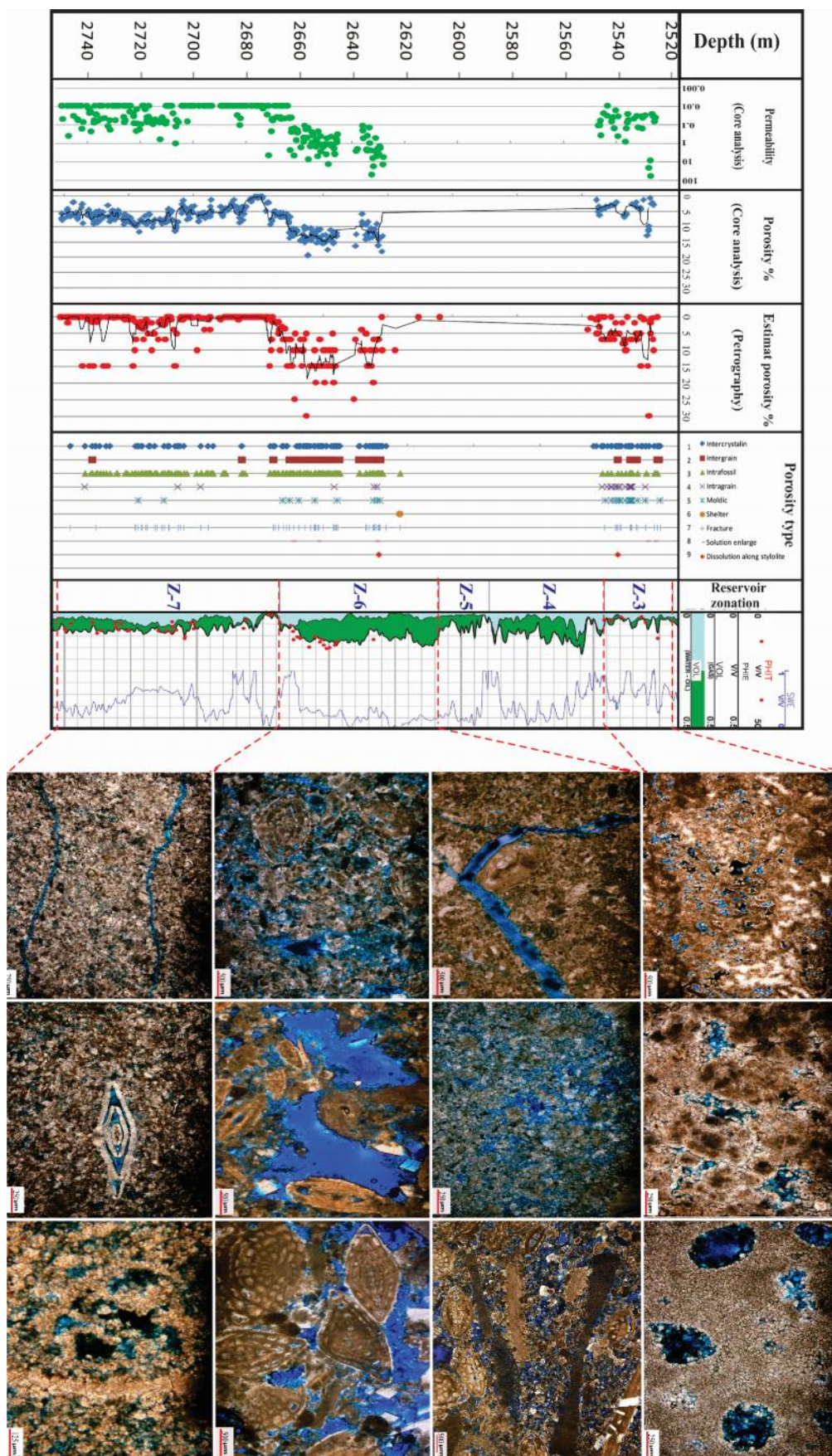
شکل ۳۰- نمودار تفکیک محیط‌های رسوبی ریز رخساره‌های تعیین شده در سازند جهرم، چاه ۱۱، میدان نفتی گلخاری با استفاده از تغییرات تخلخل (درصد) در مقابل تراوایی (میلی داریسی).



ارتباط ریز رخساره ها، محیط رسوبی و دیاژنز با کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه شماره ۱۱، میدان نفتی گلخاری، حوضه ی زاگرس

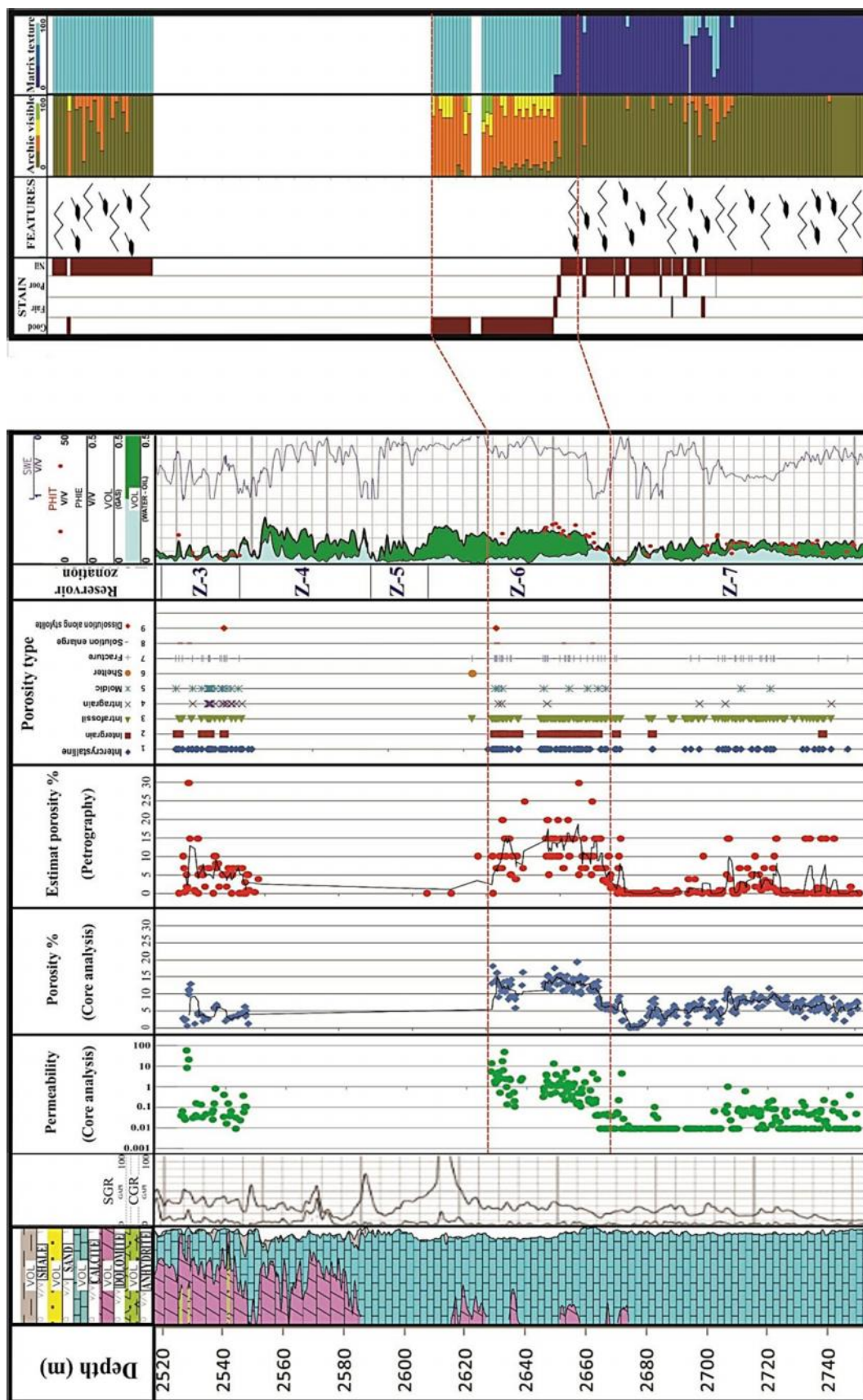


شکل ۳۱- انطباق داده‌های پتروگرافی با داده‌های پتروفیزیکی و مقایسه‌ی تخلخل حاصل از تخمین چشمی با تخلخل حاصل از آنالیز مغزه (سلیمی و همکاران، ۲۰۱۳) در سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری (برگرفته از نقشه‌ی سازند آسماری و جهرم چاه شماره ۱۱ میدان نفتی گلخاری، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اداره مهندسی پتروفیزیک).



شکل ۳۲- انواع تخریحات در زونهای مخزنی بررسی شده در سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.





شکل ۳۳- انطباق زون مخزنی با حد فاصل با تداخل بالا در مطالعه میغزه چاه ۱۱، سازند جهرم، میدان نفتی گلخاری.

## ۵- نتیجه گیری

بر اساس مطالعات فسیل‌شناسی بروی مقاطع نازک در راستای تعیین ریز رخساره و محیط رسوبی برای سازند جهرم در چاه ۱۱، ۹ ریز رخساره واقع در سه کمربند رخساره‌ای دریای باز، لاگون و پهنه‌ی جذر و مدی معرفی گردید. مهمترین فرآیندهای دیاژنزی موثر بر سازند جهرم در توالی مورد مطالعه شامل دولومیتی شدن، انیدریتی شدن و انحلال می‌باشد. انواع تخلخل‌هایی که باعث افزایش کیفیت مخزنی می‌شوند، تخلخل‌های بین‌ذره‌ای و حفره‌ای از نوع مرتبط بوده‌اند که شامل تخلخل بین‌دانه‌ای، تخلخل بین‌بلوری، تخلخل حاصل از شکستگی و تخلخل با انحلال بالا می‌باشند. عوامل بازدارنده در بهبود کیفیت مخزنی عبارت است از دولومیتی شدن، انیدریتی شدن و سیمان شدگی بوده است.

بر اساس نتایج حاصل از مطالعات پتروگرافی چاه ۱۱ (ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی، انواع تخلخل و فرآیندهای دیاژنزی مربوط به هر ریز رخساره) و داده‌های پتروفیزیکی (تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه و نمودار اشباع آب-نفت) انطباق قابل قبول بین هر دو مطالعه برقرار بوده و با استفاده از این اطلاعات و تلفیق آنها کیفیت مخزنی سازند جهرم در چاه ۱۱ مورد بررسی قرار گرفت.

مستعدترین زون مخزنی سازند جهرم در چاه ۱۱ زون مخزنی ۶ می‌باشد که در حد فاصل ۲ ریز رخساره‌ی وکستون/پکستون/گرینستون روتالیا و نومولیتیده بایوکلاست‌دار و پکستون/گرینستون/فلوتستون اوربیتولیتس و نومولیتیده بایوکلاست‌دار قرار دارد.

در ریز رخساره‌ی وکستون/پکستون/گرینستون روتالیا و نومولیتیده بایوکلاست‌دار، کاهش میکرایت به علت بالا رفتن انرژی محیط و افزایش مقدار آلوکوم‌ها همچنین به علت عدم سیمانی شدن گسترده، میزان تخلخل بین‌دانه‌ای بالا رفته و بعلاوه حضور تخلخل بین‌بلوری با حفرات مرتبط باعث بهبود کیفیت مخزنی شده است. تخلخل پتروگرافی ۵ تا ۳۰ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۳/۷۲ تا ۱۹/۱۴ درصد و تراوایی نیز ۰/۰۴ تا ۱۷/۰۲ میلی داری می‌باشد و در نمودار تخلخل در مقابل تراوایی و نمودار اشباع آب-نفت نیز مستعد بودن زون مخزنی مشهود است.

پکستون/گرینستون/فلوتستون اوربیتولیتس و نومولیتیده بایوکلاست‌دار، در این ریز رخساره تخلخل بین‌دانه‌ای و تخلخل حاصل از شکستگی باعث افزایش میزان تراوایی شده و این ریز رخساره را جزء رخساره‌ی مخزنی با کیفیت متوسط در زون مخزنی شماره ۶ قرار داده است. تخلخل پتروگرافی ۵ تا ۲۵ درصد، تخلخل حاصل از آنالیز مغزه ۱/۹۰ تا ۱۶/۲۹ درصد و تراوایی نیز در محدوده ۰/۰۳ تا ۶/۱۸ میلی داری می‌باشد. همچنین نمودار اشباع آب روند کاهشی را نشان می‌دهد.

زون مخزنی ۷ که در حد فاصل دو ریز رخساره‌ی مادستون/وکستون/پکستون نومولیتیده (کوچک) بایوکلاست‌دار فلوتستون/رودستون نومولیتیده (بزرگ) و دیسکوسیکلینیده بایوکلاست‌دار واقع شده است به علت غالب بودن میکرایت، تخلخل‌های غیر مفید، پایین بودن روند تراوایی و بالا بودن نمودار اشباع آب، غیر مخزنی می‌باشد.

زون مخزنی ۶ که عمدتاً شامل ریز رخساره وکستون/پکستون بایوکلاست میلیولیددار می‌باشد با دارا بودن تخلخل غیر مفید، حضور سیمان انیدریتی و روند کاهشی در تراوایی، همچنین بالا بودن نمودار اشباع آب زون مخزنی غیر مستعد معرفی می‌گردد.

## سپاس و قدردانی

از تحصیلات تکمیلی دانشگاه اصفهان جهت فراهم آوردن امکانات برای تحقق این تحقیق تشکر می‌شود. این پروژه با همکاری و حمایت شرکت ملی نفت مناطق نفت‌خیز جنوب به انجام رسیده است که بدین وسیله تشکر و قدردانی می‌شود. از آقایان دکتر علی معلمی و دکتر محمود برگریزان بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

## منابع

- [۱] آقنابتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۷ صفحه.
- [۲] حسونود، ۱۳۹۰، بررسی سنگ‌شناسی و دیاژنز مخزن هیدروکربنی آسماری/ جهرم در میدان نفتی گلخاری (بوشهر)، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه بوعلی سینا، ۱۴۹ صفحه.
- [۳] خطیبی مهر، م.، و معلمی، ع.، ۱۳۸۸، مقایسه تاریخچه رسوب گذاری سازندهای جهرم (زاگرس) و زیارت (البرز) بر مبنای فرامینفرهای بتتیک: فصلنامه زمین شناسی ایران، پژوهشکده علوم پایه کاربردی جهاد دانشگاهی، سال سوم، شماره نهم، صفحه ۸۷-۱۰۲.
- [۴] کرم پور، ب.، موسوی، م. ر.، اهری پور، ر.، و غفرانی، ا.، ۱۳۸۸، تفسیر میکروفاسیس ها و توالی دیاژنتیکی سازند جهرم در برش نمونه (جنوب شهرستان جهرم): فصلنامه ی رسوب و سنگ رسوبی، شماره ۴، صفحه ۵۷-۶۶.
- [۵] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، چینه شناسی زاگرس، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۶۳ صفحه.
- [۶] معلمی، ع.، آدابی، م. ح. و صادقی، ع.، ۱۳۸۸، تفسیر تاریخچه رسوبگذاری سازند جهرم در ناحیه بوشهر بر مبنای روزن‌داران کفزی و ایزوتوپ استرانسیوم: فصلنامه علمی-پژوهشی علوم زمین، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی، سال نوزدهم، شماره ۷۴، صفحه ۱۶۹-۱۷۶.
- [۷] همایی، م.، ۱۳۸۵، تعیین واحدهای جریان با اتکا به چند روش و استفاده از آن در بررسی خصوصیات پتروگرافی مخزن آسماری/ جهرم میدان گلخاری، گزارش پ-۵۷۸۳، اداره مطالعات زمین‌شناسی مناطق نفت خیز جنوب، ۷۶ صفحه.
- [8] ARCHIE, G. E., 1952, Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **36**, 278-298.
- [9] BEAVINGTON-PENNEY, S.J. Wright, V.P. and RACEY, A., 2005, Sediment production and dispersal on foraminifera-dominated early Tertiary ramps, The Eocene El Garia Formation: *Tunisia.Sedimentology*, **52**, 537-569.
- [10] CHOQUETTE, P.W., and PRAY, L.C., 1970, Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **54**, 207-250.
- [11] DUNHAM, R.J., 1962, Classification of carbonate rocks: *AAPGe Memoir*, **1**, 108-121.
- [12] EMBRY, A.F. and KLOVAN, E.J., 1971, A Late Devonian reef tract on Northeastern Banks Island, NWT (revision of Dunham classification): *Canadian Petroleum Geology Bulletin*, **19**, 730-781.
- [13] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbonate rocks, *Springer, Berlin*, 976.
- [14] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: Empirical models based on microfacies analysis of paleogene deposite in southeastern Spain: *Palaeogeography, palaeoclimatology, palaeoecology*, **155**, 211-238.
- [15] HAYNES, S.J. and McQUILLAN, H., 1974, Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran: *Geological Society of American Bulletin*, **85**, 739-744.
- [16] LUCIA, F. J., 2007, Carbonate reservoir characterization, An integrated approach: *Springer, Berlin Heidelberg*, Second Edition, 366.

- [17] MOALLEMI, S.A. DANESHIAN, J. and HOSSEINZADEH, M., 2014, Lithostratigraphy, Microfacies Investigation and paleoenvironmental reconstruction of Jahrum Formation in the West and North of the Bandar Abass Area, south Iran: *Advances in Environmental Biology*, **8**(4), 963-974.
- [18] NADJAFI, M. MAHBOUBI, A. MOUSSAVI-HARAMI, R. and MIRZAEI, R., 2004, Depositional history and sequence stratigraphy of outcropping Tertiary carbonates in the Jahrum and Asmari formations, shiraz area (sw Iran): *Journal of Petroleum Geology*, **27**(2), 179 - 190.
- [19] NAFARIEH, E. VAZIRI-MOGHADDAM, H. TAHERI, A. and GHABEISHAVI, A., 2012, Biofacies and palaeoecology of the jahrum Formation in Lar area, Zagros Basin, (sw Iran): *Iranian Journal of Science and Technology*, A1, 51- 60.
- [20] RASSER, M.W. SCHEIBNER, C., and MUTTI, M., 2005, Palaeoenvironmental standard section for earthy Eocene tropical carbonate facies (Corbieres, France; Pyrenees, Spain): *Facies*, **51**, 217-232.
- [21] ROMERO, J. CAUS, E., and ROSSEL, J., 2002, A model for the paleoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Eocene deposits on the margin of the south Pyrenean basin (SE Spain): *Palaeogeography, palaeoclimatology, palaeoecology*, **179**, 43-56.
- [22] SALIMI, Y. ESFAHANI, M.R. BAKHTIARI, H.A. MOHAMMADIFARD, A. and DAMGHANI, A., 2013, Conventional core analysis of Golkhari field, Well No: GL#11, Research Institute of Petroleum Industry, *Petroleum Engineering Research Division*, 24.
- [23] WILSON, J. L., 1975, Carbonate facies in geologic history: *Springer, New York*, 471.
- [24] ZOHDI, A. MOALLEMI, S.A. MOUSSAVI-HARAMI, R. and MAHBOUBI, A., 2014, Shallow burial dolomitization of an Eocene carbonate platform, Southeast Zagros Basin, Iran: *GeoArabia*, **19**(4), 17-54.



## میدان نفتی الخلیج قطر با ویژگی تله دیاژنتیکی و احتمال گسترش آن بسمت آب های ایران در خلیج فارس

علیرضا بشری<sup>۱\*</sup>

<sup>۱</sup> استادیار بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت

\*a\_bashari@yahoo.com

دریافت فروردین ۱۳۹۵، پذیرش بهمن ۱۳۹۵

### چکیده

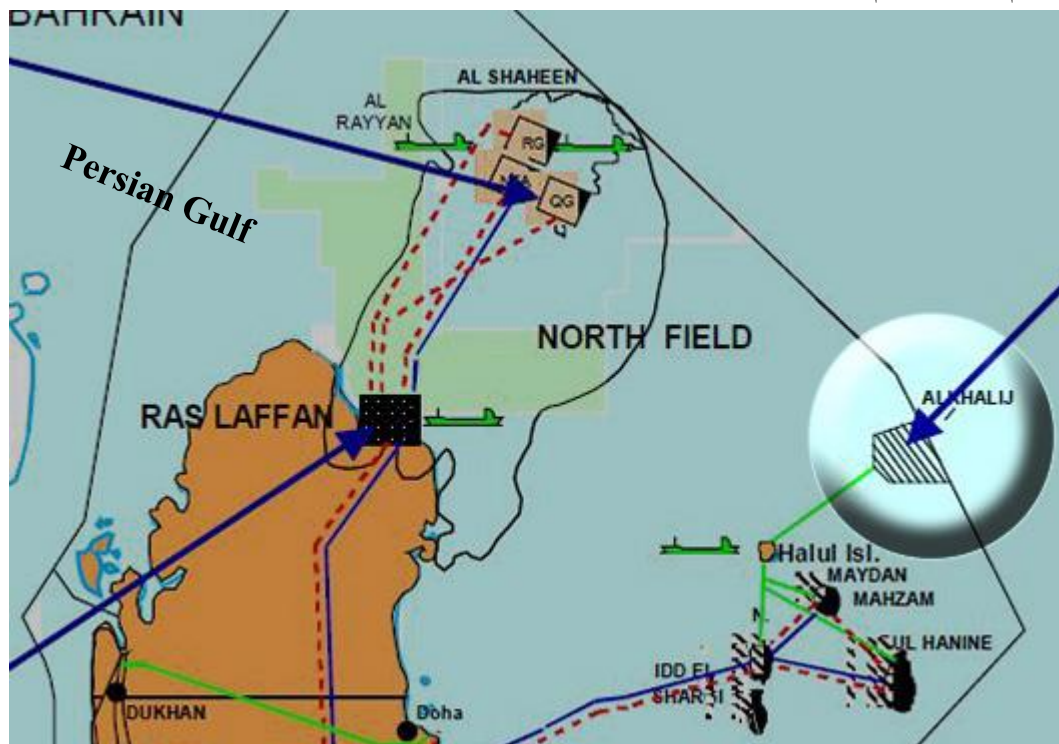
میدان الخلیج در محدوده دریایی قطر واقع است. این میدان در سال ۱۹۹۱ توسط شرکت نفت توتال کشف و در سال ۱۹۹۷ به بهره برداری رسید. این میدان از دیدگاه گوناگون زمین شناسی نفت بی نظیر و حاوی تله نفتی از نوع استراتیگرافی می باشد. تجمع نفت در بخش بالای این منوکلینال بسبب تغییرات رخساره ای در سازند میشریف بوجود آمده است. این لایه مخزنی مابین لایه های غیر متخلخل با تراوایی پایین محصور شده است. عملیات لرزه نگاری سه بعدی در این میدان در توسط قطر سال ۲۰۰۲ به کشف نواحی جدید نا شناخته جدیدی گردید که قبلاً اقتصادی بنظر نمی رسید. با عملیات لرزه نگاری سه بعدی (High resolution 3D) مشخص شد که یک آنومالی لرزه ای پرگسترش در رسوبات سنومانین (سازند میشریف) که فاقد برجستگی قائم (Vertical Relief) بوده، منطبق بر یک لایه آهکی متخلخل می باشد. آنومالی مذکور تحت عنوان افق لرزه ای درون میشریف (Mishrif Seismic Horizon H2- Intra) نامگذاری گردیده است. بنظر میرسد این افق بسمت میدان رشادت و چاه R6 گسترش داشته و قابل پیگیری می باشد. عملیات پایلوتی لرزه نگاری چهار بعدی "4D" که اخیراً توسط قطری ها انجام گرفته است بسیار نوید بخش اعلام گردیده.

**کلمات کلیدی:** میدان الخلیج، میدان نفتی رشادت، مخزن میشریف، تله دیاژنتیکی، پتروگرافی، پتروفیزیک، خلیج فارس.

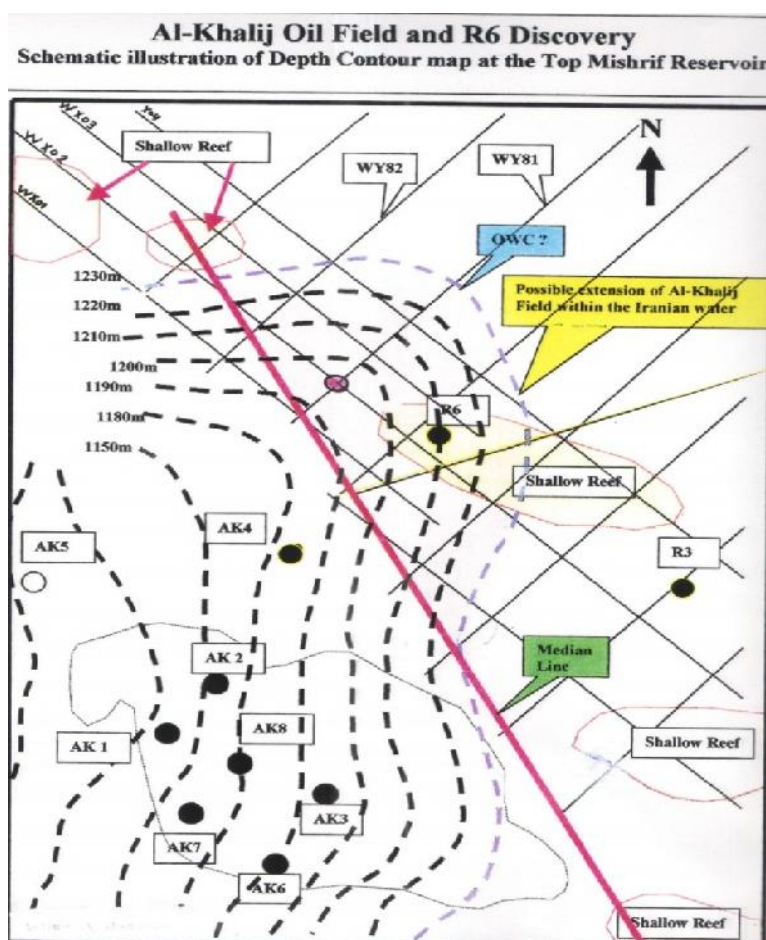
## ۱- مقدمه

### تاریخچه توسعه میدان الخلیج در قطر

در ۱۷ ژوئیه ۱۹۹۵ شرکت نفت قطر برنامه توسعه بیشتر میدان الخلیج را از تصویب گذراند. شرکت نفت Elf ابتدا یک سکو در میدان الخلیج نصب نمود. شکل [۱] موقعیت این میدان الخلیج را نشان میدهد. در اکتبر ۱۹۹۶، انجام قراردادی نصب دومین سکوی تولید بر روی میدان الخلیج به شرکت Elf اعطاء گردیده است. این سکو در دسامبر ۱۹۹۷ نصب گردیده. (جدول شماره ۱ نمایانگر چاههای حفر شده بر روی این میدان با نتایج تولیدی بدست آمده آن می باشد). در برنامه توسعه این میدان مقرر گردید بجای برقراری و نصب تأسیسات دریائی گزاف، نفت تولیدی توسط یک لوله ۱۲ اینچ جهت صادرات به جزیره هالول هدایت شود ( شکل شماره ۱). در سال ۲۰۰۰ شرکت نفت Elf قطر (EPQ) تأییدیه طرح توسعه این میدان بمنظور افزایش تولید با حفر چاه توصیفی (Alkalij19) در مجاورت مرز آبی ایران را به انجام رساند. هیچگونه اطلاعاتی از حفر این چاه که مشخص کننده گسترش این میدان بسمت بخش شمال می باشد در دسترس نیست. لیکن نتایج آن منتج به تصمیم نهائی جهت انجام فاز سوم گسترش کامل این میدان برای سال ۲۰۰۳ بوده است. انجام این فاز جهت افزایش تولید ۲۰۰۰۰ بشکه نفت بیشتر در روز انجام گرفت. در ژوئن ۲۰۱۴ شرکت نفت قطر با شرکت نفت توتال قرارداد توسعه بیشتر این میدان را بر اساس قرارداد مشارکت ۴۰/۶۰ بمدت ۲۵ سال تمدید و به امضاء رسانیدند. [۲] عملیات لرزه نگاری 4D بر روی این میدان در تاریخ اوت ۲۰۱۴ عملیاتی گردید که نتایج آن تاکنون بسیار نوید بخش بوده است. [۲] براساس گزارشات و مقالات منتشره در کنفرانسهای علمی، شرکت نفت توتال قطر از آخرین دستاوردهای علمی و تکنولوژی بالا بمنظور افزایش ازدیاد برداشت بهره برداری نموده و میزان بهره برداری از ۳۰۰۰ بشکه در روز از چاههای قائم و یا نیمه قائم به ۸۰۰۰ بشکه نفت در روز در چاههای افقی تبدیل گشته است. [۳]



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان الخلیج با مرز آبی ایران و خط لوله انتقال نفت آن به جزیره هالول در خلیج فارس.



شکل ۲- موقعیت جغرافیایی تعدادی از چاه‌های حفر شده در میدان الخلیج / نقشه همپراز ساختمانی مخزن میشریف همراه با سطح نفت و آب ارزیابی شده در این میدان و گسترش آن بسمت میدان رشادت (تغییر یافته از HIS Energy Group 2000).

## ۲- روش کار

در این مطالعه مقاطع نازک برای مطالعه رخساره‌ها میکروسکوپی سازند میشریف، داده‌های پتروفیزیکی و هم‌چنین مطالعات لرزه‌نگاری و تلفیق آن استفاده گردیده، همچنین از گزارشات منتشره علمی و گزارشات متشره میدان الخلیج قطر در این مطالعه مورد بررسی و تحقیق قرار گرفته است.

## ۳- موقعیت جغرافیایی و ویژگی‌های میدان نفتی الخلیج

این میدان در محدوده آب‌های قطر بوده در سال ۱۹۹۱ کشف گردید [۱] و میزان نفت برداشت شده آن تا پایان سال ۲۰۱۳ دویست میلیون بشکه نفت اعلام گردیده است [۲]. این میدان در حال حاضر دارای ۸ سکو تولید با ۵۸ حلقه چاه که ۴۰ حلقه آن تولیدی می‌باشد [۲]

سنگ مخزن: سازند میشریف - آهکی

مساحت گسترش تولیدی میدان در آب‌های قطر: 130 Km<sup>2</sup> (۱۰ \* ۲۰)

نوع تله نفتی: چینه‌ای (دیازنتیکی) که بصورت جانبی نازک و نهایتاً از بین می‌رود [۴].

منشاء و ایجاد مخزن میشریف: فرسایش - انحلال و فرآیند دیازنز

سن مخزن: Late Cenomanian

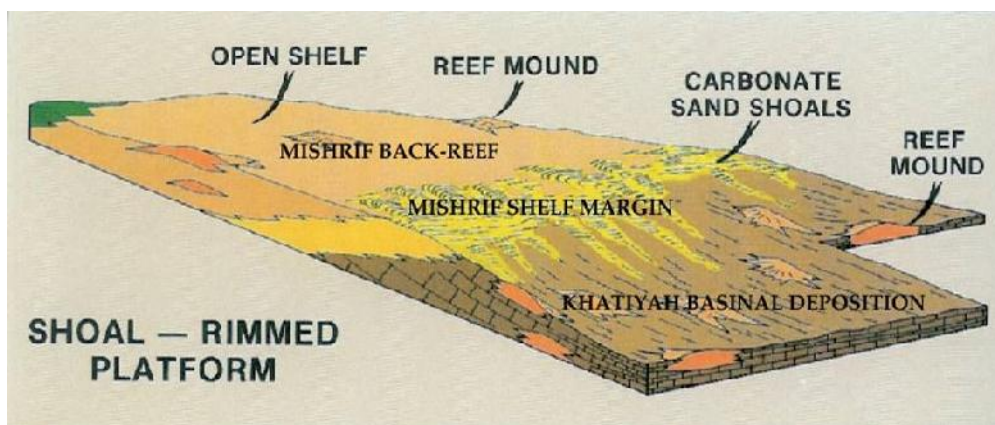
شیب لایه مخزن میشریف بسیار ملایم بحدود یک چهارم درجه اعلام گردیده و فاقد برجستگی قائم می باشد [۱]. سازند میشریف بسمت شمال شرق (NE) فرسایش یافته است (شکل ۲).

### ۳-۱- ویژگی های مخزن میشریف میدان

همانطوریکه اشاره گردید، میدان الخلیج به وسعت ۱۳۰ کیلومتر مربع با ضخامت محدود در بخش بالائی افق Mishrif (Intra Seismic Horizon H2) مشخص گردیده است [۴]. در این ناحیه هیچگونه برجستگی قائم دیده نشده لیکن دارای شیب بسیار ملایمی و بسمت جنوب شرق می باشد. تصور قوی براین نظر استوار است که این لایه مخزنی بسمت جانبی فرسایش یافته و یا تحت تغییرات رخساره جانبی از بین رفته (Pinch Out) و سپس توسط شیل های لافان پوشانده گردیده است. با حفر اولین چاه اکتشافی Aik1 در سال ۱۹۹۱، به ۴۱ متر ستون نفت در بخش بالائی سازند میشریف برخورد نمود. میزان تولید از این چاه با پستانک ۱/۲ اینچ ۱۶۰۰ بشکه نفت در روز گزارش گردید [۱]. چگونگی گسترش این میدان با حفر چاههای تحدیدی - توصیفی و همچنین تعبیر و تفسیر مجدد اطلاعات لرزه‌نگاری مشخص گردید. این مخزن اصولاً از محیط رسوبگذاری (Inner Shelf) با رخساره (Mudstones to Packstones) که بشدت در خلال بیرون زدگی از آب تحت عوامل فرسایش قرار گرفته، تشکیل یافته است. فرآیند انحلالی، فرسایشی و دیاژنتیکی سبب افزایش تخلخل و بهبود تراوانی مخزن میشریف تا میزان ۲،۵ داری و در نتیجه باعث کنترل گسترش تله دیاژنتیکی گردیده است [۳]. رسوب سازند لافان نیز بعنوان پوش سنگ عمل نموده است.

### ۳-۲- محیط رسوبگذاری

سازند میشریف در این ناحیه اختصاص به ناحیه دریائی کم عمق (Shallow Marine) حاوی رخساره (Organic Reef - Back Reef) بوده، تخلخل از ۵٪ تا ۳۰٪ و تراوانی ۵ تا ۲۰۰ میلی داری گزارش شده است شکل ۳. [۱]. سازند میشریف در میدان الخلیج از سه واحد سنگی قابل تفکیک تشکیل یافته است که بقرار ذیل می باشد: (شکل ۳).  
۱. Grain-Packstone: که مطابقت به بخش دریائی متلاطم داشته (High energy deposit) و محتوی رودیست بوده است. تخلخل در این بخش تا ۳۰٪ و تراوانی از ۵۰ تا ۲۰۰ میلی واریسی گزارش شده است.  
۲. Bound stone - Wack stone: که مطابق با (Inner shelf) و رسوبات بر جای گذاشته در شرایط دریائی کم تلاطم بوده است (Low energy sediments). تخلخل در این بخش از ۱۵٪ تا ۲۰٪ و تراوانی از ۵ تا ۵۰ میلی داری گزارش گردیده است.  
۳. Mudstone-Wackstone: مطابق با شرایط رسوبگذاری دریای باز با تلاطم دریائی متوسط تا کم و تخلخل از ۵٪ تا ۲۰٪ و تراوانی بسیار پایین میباشد.



شکل ۳- مدل رسوبگذاری سازند خطایا و مخزن میشریف [۶].

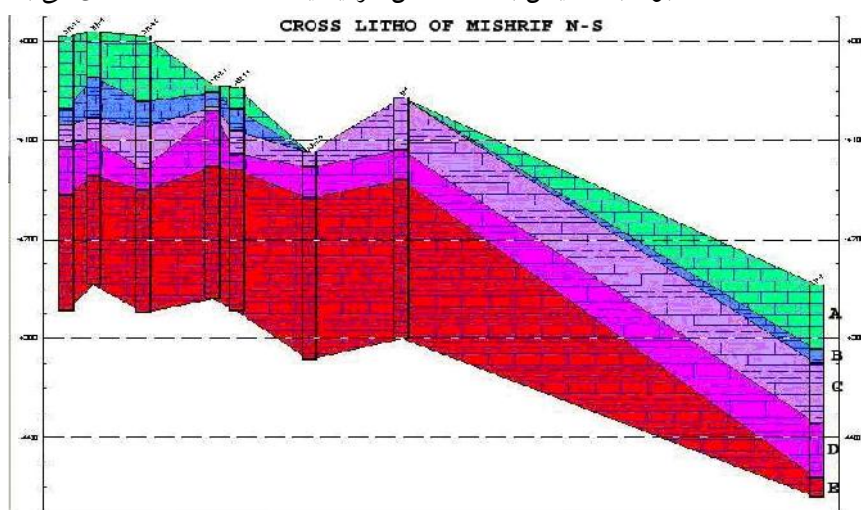


#### ۴- احتمال گسترش سازند میشریف بسمت آبهای ایران میدان رشادت

عدم وجود بستگی قائم میدان الخلیج موید این نظر است که این تله نفتی یک ساختمان چینه‌ای (دیاژنتیکی) کاملاً مشخص می‌باشد. از ویژگی‌های این میدان شیب ملایم این ساختمان بسمت جنوب غرب می‌باشد. (شکل ۲) دو نوع رخساره رسوبی در این میدان در مغزه‌های گرفته شده این مخزن مشاهده می‌گردد.

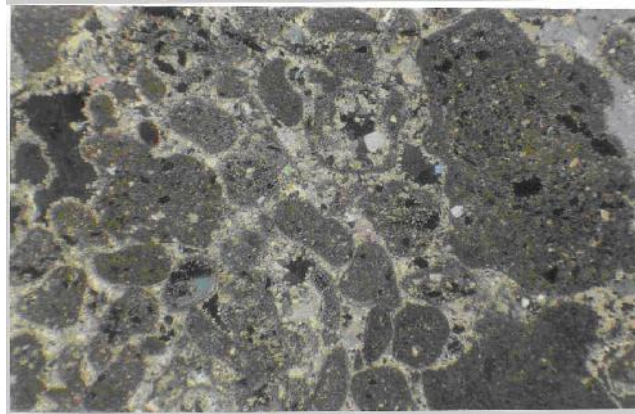
۱. رسوبات مخزنی ردیستی پیش ساحلی با تراوایی بالای تا میزان یک داریسی (Rudist reef fore shoal).
۲. رسوبات کربناته با تراوایی پایین بمیزان کمتر از ۵۰ میلی داریسی [۱].

تصور قوی بر این است که لایه مخزنی بصورت جانبی با تغییرات رخساره‌ای و یا به سبب فرسایش شدید از بین رفته است (شکل ۴). مخزن میشریف متعلق به زمان کرتاسه بالائی، یک مخزن آهکی می‌باشد که تخلخل آن بر اثر فرایند انحلال آبهای زیرزمینی افزایش یافته است. این مخزن متشکل است از Packstone, Grainstone همراه با بقایای رودیست ها، دارای تخلخل اولیه تا ۲۰٪ تشکیل یافته است (اشکال ۶ و ۵). زمانیکه رسوبات همراه با تخلخل در زیر سطح آب کم عمق دریا که دارای تلاطم بالا می‌باشد قرار می‌گیرد مواد ریز آن شسته و در نتیجه رسوبات بر جای مانده حاوی تخلخل بالا می‌گردند. فرآیند دولومیتی شدن سازند میشریف نیز باعث افزایش تخلخل می‌گردد. این فرآیند از آن جهت حائز اهمیت می‌باشد که سبب افزایش تخلخل مفید و در نتیجه افزایش تراوایی لایه‌های مخزنی می‌گردد. پدیده فرسایش و زهکشی شدید سازند میشریف توسط آب‌های نفوذی سبب انحلال شدید آن قبل از رسوبگذاری پوش سنگ لافان گردیده است. یکی از پدیده‌های زمین‌شناسی که در این ناحیه باعث ایجاد تله‌های نفتی گردیده فرآیند دیاژنز می‌باشد (بدون اینکه لایه مخزنی تحت اثر چین خوردگی قرار گرفته باشد) عبارت دیگر بر اثر تغییرات خواص رخساره‌ای به صورت جانبی و یا قطع طبقات (pick out) بر اثر فرسایش سبب ایجاد تله چینه‌ای از نوع دیاژنتیکی تشکیل شده است. در مقام مقایسه با میدان رشادت همانطوریکه از شکل ۴ مشخص است زون A بهترین مخزن محسوب می‌گردد و بیشترین ضخامت و گسترش را در بخش‌های غربی و شمالی میدان دارا می‌باشد و بسمت مرکز از بین میرود و در بخش جنوبی نیز ضخامت اندکی را دارا می‌باشد. این ذون نمایانگر مخزن چینه‌ای (دیاژنتیکی) می‌باشد [۷ و ۸]. زون B مخزن میشریف نیز بسیار شبیه به زون A. زون C مخزن بسیار کمتر از زون‌های A, B تحت فرسایش قرار گرفته است. تغییرات ضخامت دو زون D, E مخزن بسیار ناچیز و فرسایشی بر روی این زون‌ها مشاهده نگردیده. این نتیجه گیری دقیقاً با مطالعات در میدان الخلیج تطابق داشته است. با توجه به شرایط زمین‌شناسی ناحیه رشادت (R) که تشابه زیادی با تله چینه‌ای الخلیج دارد به نظر رسید که این دماغه ادامه ساختمان R بوده باشد لیکن بعداً مشخص گردید یک ساختمان جداگانه‌ای می‌باشد.



شکل ۴- مقطع چینه‌ای شمالی جنوبی از تغییرات ضخامت زونهای مختلف سازند سروک بالایی [۷].

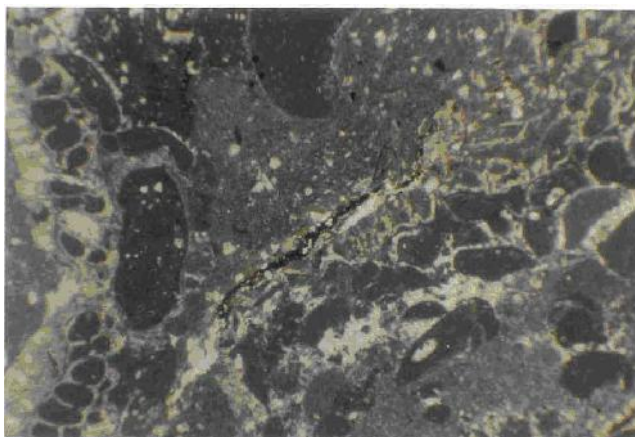
این ساختمان دارای OWC مستقل بوده و ارتباط آن با ساختمان های مجاور و با میدان الخلیج و مشخص نمی باشند. چاه (R6) خارج از ساختمان R در فاصله ۱۶ کیلومتری چاه R3 و ۷ کیلومتری مرز آبی ایران - قطر و ۱۱ کیلومتری چاه AIK4 واقع در کشور قطر قرار دارد (شکل ۲). میزان تولید ۶۲۵ بشکه نفت در روز در عمق ۱۲۱۵- متری از سازند میشریف گزارش شده. (HIS Energy Group, 2000) در گزارشات اولیه سطح آب نفت در عمق ۱۲۲۵- متری اعلام گردیده است. این چاه از نقطه نظر عمق در افق میشریف با مقایسه با چاه Alkhalij 1 در ژرفای بیشتری واقع است (شکل ۲).



شکل ۵- گرین استون همراه با قطعات اینتر کلاست و بیو کلاست



شکل ۶- پکستون بیوکلاستی همراه با قطعات بیواسپارایت پراکنده تخلخل حفرهای و قالبی



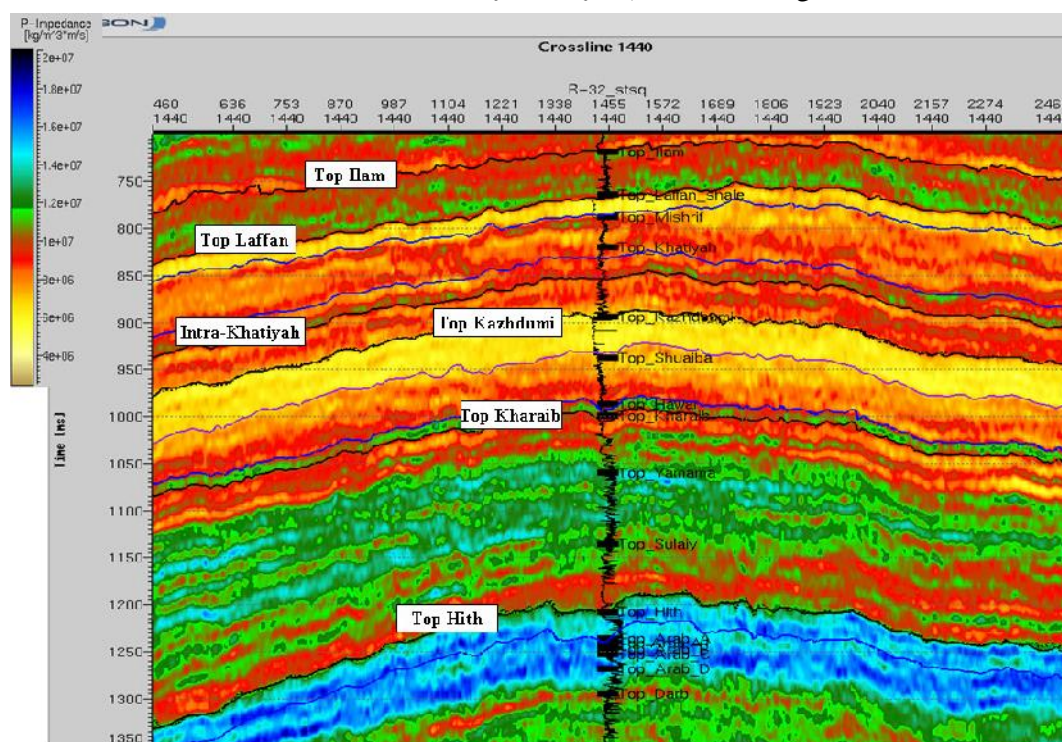
شکل ۷- گرین استون بیوکلاستی دولومیتی شده تخلخل قالبی همراه با شکستگی

## ۵- بررسی و ارزیابی تعبیر و تفسیر ژئوفیزیکی

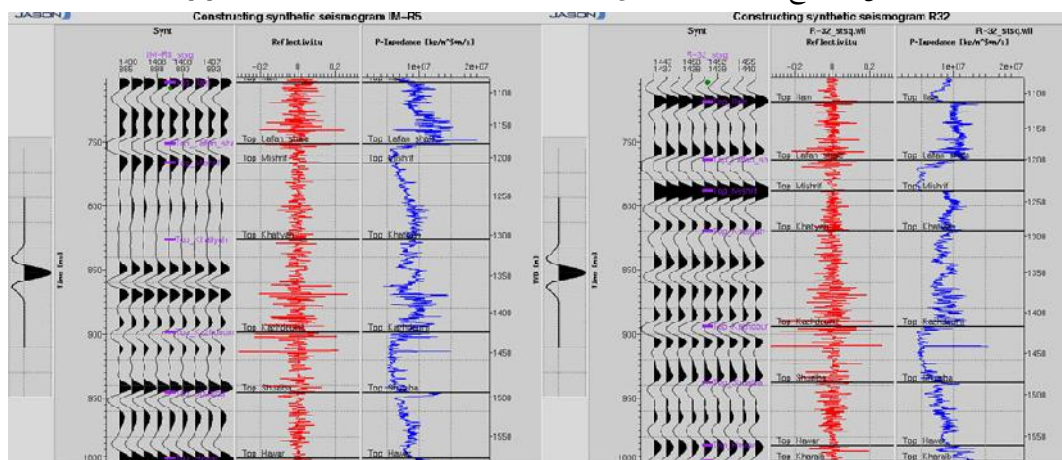
با توجه به نتایج حاصله از تعبیر و تفسیر اطلاعات لرزه نگاری سه بعدی در این ناحیه ( شکل ۹و۸) خاصیت پآگیری صوتی Aquatic Impedance (خاصیت نشاندهنده تخلخل و وجود احتمالی هیدروکربن در طبقات) سرسازند میشریف است،



مشخص می‌گردد که توسعه تله چینه ای (Diagenesis) میدان الخلیج بطرف ایران در محدوده جنوب غرب و در اطراف چاه R6 و در ناحیه کوچکی در قسمت جنوب شرق در اطراف چاه R5 میباشد [۸].



شکل ۸- مقطع با تناوب صد صوتی (acoustic impedance) در میدان رشادت [۸].



شکل ۹- مقایسه تفاوت صد صوتی مخزن میشریف با شیل لافان در لرزه نگاشت synthetic seismogram منحنی سمت راست نمودار صد صوتی منحنی سمت چپ نمودار بازتاب می باشد. در مخزن میشریف متخلخل (بخش چپ) تفاوت مهم صوتی بین مخزن میشریف و شیل های لافان دیده نمی شود. لیکن در بخش راست بسبب غیر متخلخل بودن میشریف تفاوت فاحش صوتی دیده میشود [۹].

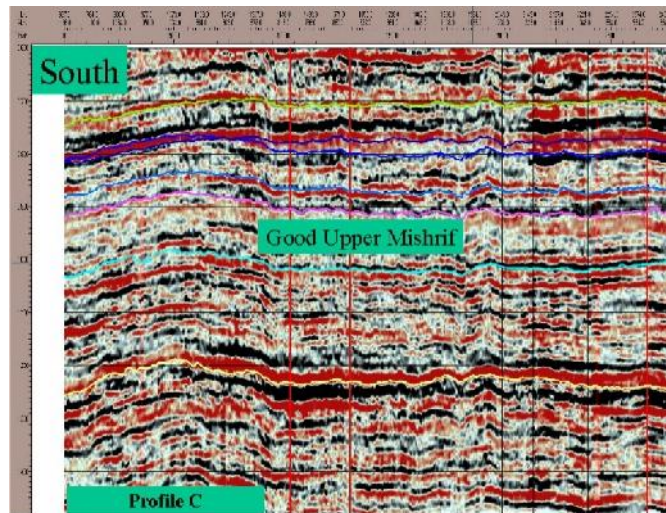
## ۶- افق میشریف متخلخل و تراوا

بر اساس گزارشات منتشر شده درباره میدان الخلیج، بخش بالائی متخلخل سازند میشریف محتوی مخزن خوب و با کیفیت بالا میشریف می باشد که این بخش توسط شیل های لافان (پوش سنگ) پوشانده می شود. تعبیر و تفسیرهای انجام یافته بر روی مقاطع لرزه نگاری سه بعدی (3D) نمایانگر توسعه این افق متخلخل بسمت میدان رشادت می باشد (شکل ۱۰). شایان بذکر است که تمامی ۵ حلقه چاه حفر شده بروی این میدان توسط قطری ها در گستره بالائی این افق متخلخل

در میدان الخلیج حفاری گردید به نفت برخورد نمود است. این امر گویای این واقعیت است که تعقیب و ارزیابی این افق با کیفیت در بخش ایرانی می تواند نوید بخش وجود تله چینه ای در حواشی میدان رشادت باشد.

#### ۶-۱- لایه مخزنی متخلخل میشریف (Good Mishrif) و گسترش آن بسمت میدان رشادت

همانطوریکه در مقاطع لرزه ای (شکل ۹) دیده میشود، مخزن میشریف متخلخل در حاشیه مرز آبی، بطور واضح و شفاف قابل پیگیری است که این مخزن از جنوب ناحیه بسمت شمال (R6) مشاهده و قابل تعقیب می باشد. (شکل ۱۰).



شکل ۱۰- تفسیر مقطع لرزه ای در میان میدان رشادت نازک شدگی سازند میشریف بسمت جنوب مشهود است [۹].

#### ۷- نتیجه گیری

وجود OWC یکسان در میدان الخلیج و R6 و تشابه وضعیت ساختمانی آن ها موید ارتباط زمین شناسی این دو می باشد و چاه R6 بنظر می رسد بخشی از تله چینه ای میدان الخلیج باشد. دلایل ارتباط این دو میدان بقرار زیر است:

- عدم وجود بستگی قائم ساختمانی مشخص در ناحیه R6 که بیانگر انباشتگی ۲۰ متر ستون نفت باشد.
- توسعه سازند میشریف بطور بسیار ملایم از خط میانی به سمت NE.
- تشابه OWC مابین R6 و میدان الخلیج.
- قرار گرفتن چاه Alk4 در جهت up dip چاه R6 همسوبا کاهش عمق راس میشریف بسمت میدان الخلیج.
- برون یابی (Extrapolation) رأس سازند میشریف بر روی خطوط لرزه نگاری و عبور آن از چاه Alk4.

#### سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر محمد مختاری و دکتر محمود برگریزان بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

جدول ۱- ویژگیهای تعدادی از چاههای حفر شده بروی میدان الخلیج.

Well	Production Test	Location	Spud.Date	Nearest discovery
Alkhalij 1	1,600 BOPD	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich ) X = 668957 Y = 2868820	27 Apr 1991	33 km SE of Hasbaah
Alkhalij 2	2,050 BOPD	25 56' 58.600" N / 52 41' 59.500" E ( Greenwich ) X = 670211 Y = 2870975	3 Oct 1991	2 km NE of Alkhalij 1
Alkhalij 4	2,050 BOPD	25 59' 50.760" N / 54 44' 01.460" E ( Greenwich ) X = 673536 Y = 2876590	31 May 1992	6 km NE of Alkhalij 2
Alkhalij 5	Dry	25 59' 20.045" N / 52 38' 04.670" E ( Greenwich ) X = 663626 Y = 2875517	11 Jul 1992	8 km NW of Alkhalij 1
Alkhalij 6	1,600 BOPD	25 52' 15.400" N / 52 43' 22.860" E ( Greenwich ) X = 672647 Y = 2862565	29 Jul 1992	7 km SSE of Alkhalij 1
Alkhalij 7	Dry	25 53' 45.000" N / 52 41' 29.000" E ( Greenwich ) X = 669425 Y = 2865021	20 Jul 1993	4 km S of Alkhalij 1
Alkhalij 8	1,600 BOPD	25 55' 01.960" N / 52 42' 29.000" E ( Greenwich )	24 Dec 1995	2.5 km SE of Alkhalij 1
Alkhalij 9	Compl. Oil	25 58' 08.772" N / 52 40' 58.763" E ( Greenwich )	13 Mar 1996	
Alkhalij 10	Compl. Oil	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	6 Feb 1997	
Alkhalij 11	Compl. Oil	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	Mar 1997	
Alkhalij 12	Compl. Oil	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	Aug 1997	
Alkhalij 13	Compl. Oil	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	May 1997	
Alkhalij 14	Compl. Oil	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	Sep 1997	
Alkhalij 15	Unreport	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	1998	
Alkhalij 16	Injector	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	19 Feb 1998	
Alkhalij 17	Compl. Oil	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	1999 Spudded	
Alkhalij 18	Compl. Water	25 55' 40.240" N / 52 41' 13.220" E ( Greenwich )	1999 Spudded	
Alkhalij 3Z	5,150 BOPD	25 53' 55.180" N / 52 44' 16.730" E ( Greenwich )	13 Dec 1991	6 km SE of Alkhalij 1
Alkhalij NE1	Unreport	25 56' 30.000" N / 52 41' 30.000" E ( Greenwich )	22 Jun 2000	
Alkhalij NW1	Oil show	26 06' 54.866" N / 52 38' 26.469" E ( Greenwich )	20 Feb 1996	21 km NNW of Alkhalij 1

## منابع

- [1]. HIS ENERGY GROUP, information service, Qatar, Alkhalij Field, August 2000.
- [2]. OIL REVIEW. 2014, July., Total E&P Qatar has enter into a joint venture with Qatar petroleum (QP) to enhance oil recovery from the offshore Al Khalij field.
- [3]. BOOSTING HORIZONTAL Performance in Carbonates by Selective Stimulation: Case study from Qatar. P. 173. Forth Middle East Geoscience Conference and Exhibiation, Geo 2000, Conference, Bahrain, March 27-29, 2000.
- [4]. BALUSSEAU, B. EI-DEMERDASH, M.Z., 1996, Qatar, Alkhalij field a diagenetic trap in the Mishrif Formation. 2nd Middle East Geosciences Conference, paper abstracts: *Geo Arabia Middle East Petroleum Geosciences*, 1(1), 1-14.
- [5]. SANNIER, Y. DELAPASSE, H. KIRKUS, R. and RCHARD, C., 2000, Boosting Horizontal Performance in Carbonates by Selective Stimulation: Case study from Qatar. P. 173: *Forth Middle East Geoscience Conference and Exhibiation, Geo 2000, Conference, Bahrain*, March 27-29, 2000.
- [6]. BASHARI, A., 2007, Integrated 3D Seismic and Petrophysical data of the Sarvak Foramtion, Sirri District in the Persian Gulf: *EAGE, First Break*, 25, 45-53, Regional focus, Middle East).
- [7]. BASHARI, A. FATHEI, E., 2004, Petrography, Diagenesis and Reservoir Characterization of Upper Sarvak (Mishrif Formation), Reshadat Oilfield, in the Persian Gulf: *32nd International Geological Conference Florence, Italy*.
- [8]. BASHARI, A., 2005, Petrographic, Petrophysics and seismics integration: an approach to delineation of diagenetic trap, Reshadat oil field in the Persian Gulf: *18th world Petroleum Congress, Johannesburg Sept. 2005*.
- [9] BASHARI, A., 2007, Petrography, Petrphysics and Seismic integration: an approach to characterize Mishrif Reservoir on Reshadat Oil field in the Persian Gulf: *Scientific Quarterly Journal of the Geoscience*, 16 (6), 204-211.

## مدلسازی هرزروی گل حفاری در سازند آسماری با استفاده از روش زمین

### آمار در میدان نفتی گچساران

کیومرث طاهری<sup>۱\*</sup>، فرهاد محمد تراب<sup>۲</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد

<sup>۲</sup> استادیار دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد

\*kio.taheri@yahoo.com, fmtorab@yazd.ac.ir

دریافت مهر ۱۳۹۵، پذیرش بهمن ۱۳۹۵

### چکیده

مطالعه هرزروی در سازند آسماری از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است زیرا هزینه زیادی از حفاری چاه را شامل می‌گردد. با توجه به اینکه میدان مورد مطالعه با مشکل هرزروی‌های شدید در سازند آسماری مواجه است لذا هدف از انجام این مطالعه شناسایی مناطق دارای هرزروی و نمایش توزیع هرزروی در مخزن آسماری می‌باشد. ابتدا با مدلسازی مخزن در نرم افزار RMS و بکارگیری الگوریتم میانگین متحرک اقدام به رسم نقشه‌های هرزروی در مخزن آسماری شد. بدین منظور داده‌های مربوط به ۳۶۳ حلقه چاه در میدان گچساران پس از آماده‌سازی بصورت رقومی در آمده و جهت آماده‌سازی داده‌ها برای تهیه نقشه‌ها و مدل‌های سه بعدی یازده زون مختلف در مخزن آسماری، مراحل مختلفی همچون حذف داده‌های غیر معقول، نرمال سازی داده‌ها، رسم هیستوگرام و اریوگرافی داده‌ها و عملیات تخمین و مدلسازی انجام شده است. در این مطالعه همچنین از روش زمین آماری تخمین کریجینگ برای مدلسازی سه بعدی هرزروی مخزن آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه، استفاده شده است که خروجی مدلسازی‌های انجام شده در روش زمین آماری تخمین کریجینگ متمرکزتر و نتایج بهتری بدست داده است. سپس با تجزیه و تحلیل اطلاعات، نقشه مدل‌های دو بعدی و سه بعدی هرزروی گل حفاری در سازند آسماری ارائه شده است. با شبیه‌سازی و مدلسازی هرزروی و تطبیق آن با مدل‌های گسلی مخزن و نمودارهای شاخص تولید مشخص شد که عمده هرزروی‌های موجود ناشی از شکستگی‌های گسلی بوده و تنها در موارد اندکی بالا بودن وزن گل موجب هرزروی شده است. بکارگیری روش‌های عملیاتی مناسب مانند مکان‌یابی مناسب چاه‌های جدید با بهره گیری از نقشه‌های هرزروی ارائه شده و به کارگیری روش‌های حفاری فروتعدالی و استفاده از سیال حفاری با وزن مخصوص و ترکیب مناسب مانند سیالات حفاری NIF و MMH در نقاط با هرزروی شدید و یا ترکیبی از این روش‌ها جهت کنترل هرزروی در نقاط بحرانی مخزن پیشنهاد می‌گردد.

**کلمات کلیدی:** هرزروی سیال حفاری، پیش بینی هرزروی، مدلسازی زمین آماری، محیط نرم افزار RMS..

نخستین گام برای انجام این پژوهش، انتخاب میدان مورد مطالعه توسط اداره کل حفاری شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب بود. دلیل انتخاب این میدان، مشکلات ناشی از هرزروی، وسعت اطلاعات در دسترس از این میدان و مبالغ قابل توجهی هزینه اضافی است که بر روی دوش شرکت‌های نفتی می‌گذارد. شناخت روش‌های حفاری و کاهش مشکلات آن بویژه در زمینه هرزروی گل حفاری در بخش مخزنی که می‌تواند موجب از دست رفتن سرمایه و آسیب‌های جدی به مخزن و ایجاد مشکل در تولید نماید، ضروری به نظر می‌رسد [۸]. سازند آسماری با قرار گرفتن اکثر مخازن نفتی جنوب غرب در آن، حجم زیادی از هیدروکربن درجا، میزان نفت تولیدی بالا و هرزروی نسبتاً شدید گل حفاری در این سازند اهمیت مطالعاتی بسیاری دارد. با مطالعه و بررسی هرزروی و چگونگی انتشار آن در هر نقطه از مخزن، می‌توان بر کیفیت مخزن احاطه داشته و برنامه ریزی‌های توسعه میادین را در بخش‌های عملیات حفاری، مهندسی مخزن و ازدیاد برداشت از مخازن را کنترل کرد [۶]. مدل‌های سه بعدی زمین‌شناسی نقش مهمی در مهندسی نفت دارند. همچنین نرم‌افزارهای متعددی برای مدل‌سازی شکل‌های مختلف مخزن وجود دارد و نرم افزار مدل‌سازی RMS دارای قابلیت‌های زیادی از نظر تعداد بارگذاری داده‌ها و نمایش سه بعدی ساختاری دارد و کاربرد زیادی در مدل‌سازی مخازن نفت و گاز دارد [۱۳]. اکنون روش زمین آمار یک ابزار قدرتمند در مدل‌سازی است و به بررسی تغییرپذیری، مدل‌سازی و تخمین پارامترهایی می‌پردازد که در مکان و زمان تغییر می‌کنند [۹].

در سال ۲۰۰۸ از روش زمین آماری برای تهیه مدل سه بعدی مخزن نفتی میدان رامین در جنوب غرب ایران استفاده شد. در این مطالعه پارامترهای پتروفیزیکی مخزن از جمله تخلخل، اشباع و حجم هیدروکربن درجا مدل شد [۱۴]. در سال ۲۰۱۰ یک مدل جدید برای هرزروی سیالات حفاری غیر نیوتنی در سازندهای با شکستگی طبیعی ارائه شد. نتایج بدست آمده بر اساس راه حل نیمه عددی و رسم از نظر حجم هرزروی در برابر زمان به دست آمده است، که رئولوژی سیال حفاری و شکل‌گیری خواص سیال می‌تواند زیان‌های گل را تحت تاثیر قرار دهد [۵]. در سال ۲۰۱۲ از روش کریجینگ شاخص برای تهیه نقشه‌های احتمال نیترات آب زیرزمینی در دشت فوچینو در مرکز ایتالیا استفاده کردند. آن‌ها بیان کردند که این نقشه‌ها می‌توانند برای مشخص کردن مناطق مستعد به آلودگی نیترات آب زیرزمینی ابزار سودمندی باشند [۱۲]. در آخرین مطالعه میدان گچساران در سال ۲۰۱۲ مطالعه جامع میدان تحت عنوان فاز تعیین مشخصات مخزن (بخش زمین شناسی) انجام پذیرفت و از کلیه اطلاعات مناسب و مفید در ۳۶۳ چاه استفاده گردید [۲]. همچنین در سال ۲۰۱۳ برای ارزیابی کیفیت آب زیرزمینی از نظر مناسب بودن برای آبیاری از روش کریجینگ شاخص چند متغیره استفاده کردند [۱۰].

میدان نفتی گچساران یکی از بزرگترین میادین نفتی ایران است که علیرغم وسعت و قدمت آن هنوز بررسی جامعی در مورد هرزروی‌های گل حفاری در آن، بخصوص در بخش‌های مخزنی آن انجام نشده است. در این مطالعه برای بالا بردن سطح دقت و پیش‌بینی دقیق‌تر، مخزن آسماری به تفکیک زون‌ها که شامل یازده زون است مدل‌سازی شده است. برای خروجی هرچه بهتر مدل، اطلاعات زمین شناسی و حفاری ۳۶۳ چاه حفر شده در این میدان به دقت مورد تجزیه و تحلیل و آنالیز قرار گرفت و با استفاده از روش زمین آماری تخمین کریجینگ و بکار بردن الگوریتم میانگین همگرا در نرم افزار RMS، یک مدل سه بعدی واقعی برای توزیع هرزروی در سازند آسماری ارائه شده است. در این تحقیق ابتدا کلیاتی از روند کار، موقعیت جغرافیایی میدان و همچنین زمین شناسی مخزن آسماری بررسی شده است. در ادامه به مدل‌سازی هرزروی سیالات حفاری که هدف اصلی تحقیق است پرداخته شده است. در پایان نقشه مدل‌سازی‌های هرزروی برای زون‌های مختلف سازند آسماری توسط نرم افزار RMS به دو روش میانگین متحرک و تخمین کریجینگ ارائه شد و نهایتاً منجر به ارائه روش تخمین بهینه در جهت کاهش و رفع هرزروی در این سازند مخزنی شده است.



مهمترین اهداف عبارتند از: ۱- تعیین میزان تغییرپذیری هرزروی در زون های مختلف مخزن آسماری ۲- دلیل عمده هرزروی در مخزن آسماری ۳- تعیین میزان تغییر پذیری هرزروی در دو جهت اصلی (محور تاقدیس) و فرعی (عمود بر محور تاقدیس) میدان ۴- تخمین و مدلسازی هرزروی در زون های مختلف مخزن آسماری ۵- تعیین محل هرزروی های مرتبط با گسل ها و شکستگی ها، نمودارهای شاخص تولید و دبی چاه های میدان گچساران ۶- تعیین میانگین هرزروی در یازده زون مخزن آسماری ۷- تخمین و مدلسازی وزن گل و همبستگی آن با هرزروی ها در میدان گچساران ۸- پیش بینی مناطق دارای هرزروی های شدید در حفاری های جدید میدان.

## ۲- موقعیت و زمین شناسی میدان مورد مطالعه

میدان گچساران یکی از بزرگترین و پیچیده ترین میداین کربناته جنوب غرب کشور است و در ۲۰۰ کیلومتری جنوب شرق شهرستان اهواز واقع شده است. ساختمان این میدان بر روی افق آسماری تاقدیسی کشیده و نامتقارن به طول ۶۳ کیلومتر و عرض متغیر بین ۶ تا ۱۲ کیلومتر است (شکل ۱). مقدار شیب بر روی یال جنوبی آسماری این میدان عمدتاً زیاد (بیش از ۵۰ درجه و حداکثر ۸۰ درجه در جنوب شرقی میدان) است، که نسبت به مقدار شیب در یال شمالی (متوسط ۴۰ درجه) بیشتر می باشد [۲]. ویژگی های ساختاری از قبیل تنوع شیب ساختمان، بروز گسلش متعدد، ایجاد و توزیع شکستگی ها، تأثیر بالآمدگی قدیمی در دماغه شرقی آن، میدان گچساران را به ساختمانی ویژه مبدل ساخته است که به دلایل فوق این میدان به مرور با افزایش اطلاعات جدید چاه های حفاری شده، بارها مورد مطالعه قرار گرفت.



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول [۷].

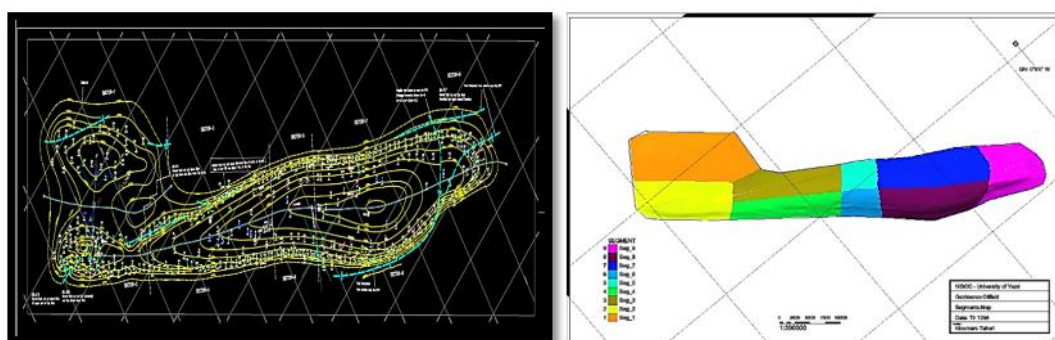
مخزن آسماری در میدان گچساران بر پایه تغییرات جنس سنگ ها، تغییرات تخلخل و با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی به ۱۱ زون و زیر زون تقسیم شده است. این مخزن دارای ۴ زون اصلی A، B، C و D می باشد، که زون A خود به دو بخش A1 و A2 و زون B به پنج بخش B1، B2، B3، B4 و B5 و زون C به دو بخش C1 و C2 و زون D به دو بخش D1 و D2 تقسیم می شود. مخزن آسماری میدان مورد مطالعه، عمدتاً از سنگ های کربناته (دولومیت و سنگ آهک) تشکیل شده است بطوری که در بخش های بالایی سنگ مخزن، خصوصاً زون های A1 و A2 دولومیت و دولومیت آهکی است و بخش های پایینی آن خصوصاً زون های C1، D1 و D2 غالباً سنگ آهک می باشد. درصد بسیار کمی انیدریت و شیل در اکثر زون های آن وجود دارد ولی درصد ماسه سنگ بسیار ناچیز و در حد صفر است. برآوردهای اولیه نشان می دهد که زون B2 بیشترین سهم (حدود ۲۰٪) نفت درجا و پس از آن زون های A1، B4، C2 و A1 به میزان ۱۶٪، ۱۵٪ و ۱۳٪ از حجم نفت درجا را به خود اختصاص داده اند. سایر زون ها شامل C1، B5، B3، A2، B1 هر یک با سهم بین ۳/۶٪ تا ۹٪ در رده بعدی قرار دارند و زون های قاعده ای D1 و D2 مجموعاً حدود ۳٪ هیدروکربور را در خود ذخیره کرده اند [۱].



## ۳- روش کار

## ۳-۱- ساخت بانک اطلاعاتی

برای مدلسازی هرزروی و ویژگی‌های مورد نظر که نیاز بوده در نقشه‌ها اعمال شود، از قبیل مختصات جغرافیایی چاه‌ها، میزان هرزروی، عمق هرزروی و وزن گل، به صورت داده در نرم افزار اکسل وارد شده است. در این مرحله از گزارشات حفاری و زمین‌شناسی<sup>۱</sup> گزارش نهایی حفاری، اطلاعات مهندسی مخازن، اطلاعات CDR مربوط به حفاری و انحراف چاه‌ها، آزمایش چاه<sup>۲</sup>، نقشه‌ها و مدل سه بعدی استاتیک میدان مورد استفاده قرار گرفته است. در این مرحله جمع آوری، دسته بندی و سپس انتخاب داده‌های قابل استفاده و مفید صورت گرفته است. این مرحله بسیار حساس و وقت گیر بوده اما برای یک مدل هرزروی قابل قبول ضروری است. در فرآیند استخراج مختصات چاه‌ها<sup>۳</sup> نیاز بود مختصات یو تی ام شرق و شمال سر چاه<sup>۴</sup> برای تمامی زون‌های مخزن آسماری بدست آید. این فرآیند برای ۳۶۳ حلقه چاه موجود در مدل بدست آمد. مختصات بدست آمده برای یازده زون از ۳۶۳ حلقه چاه یکسان بوده و فقط مقدار آن برای چاه‌های انحرافی و افقی تغییر می‌کند که با توجه به میزان انحراف آنها و حرکت آنها در جهت افق، مختصات شرق و شمال سرچاهی آنها نیز تغییر می‌کند. برای شناسایی موقعیت چاه‌های حفاری شده در میدان (شکل ۲) ارائه شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود موقعیت قرارگیری چاه‌ها بر روی خطوط کانتوری و موقعیت قرارگیری آنها درون هر قطاع نمایش داده شده است.

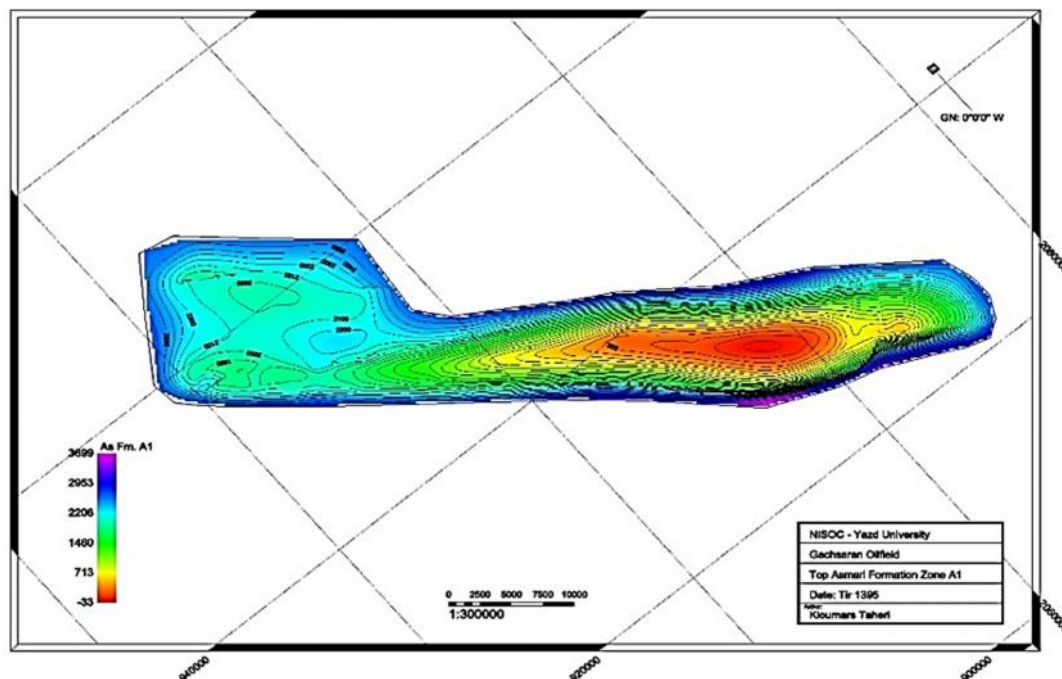


شکل ۲- مختصات و موقعیت چاه‌های حفاری شده بر روی خطوط هم عمق و قطاع بندی در میدان نفتی گچساران.

در فرآیند استخراج داده‌های میزان هرزروی و وزن گل باید فقط به هرزروی‌های در حین حفاری توجه گردد. هرزروی‌هایی که در حالت ساکن چاه اتفاق می‌افتد ارزش فنی خاصی ندارد. عمق هرزروی<sup>۵</sup>، میزان وزن گل حفاری، فواصل عمقی حفاری شده، میزان هرزروی گل در حین حفاری بر حسب بشکه در ساعت، میزان هرزروی انباشتی در سازند طی یک روز و مجموع ساعات حفاری شده در همین مدت، مواردی هستند که از گزارش‌ها برداشت و ثبت شده است. فرآیند تعیین عمق زون بندی به دلایل مختلفی انجام می‌شود از جمله اینکه در هر چاه با توجه به ضخامت هر زون و موقعیت قرارگیری زون‌ها، سرزون‌ها<sup>۶</sup> برای هر چاه در اعماق مختلفی قرار گرفته است. از همه مهمتر در برخی از چاه‌ها ممکن است تمامی این زون‌ها مورد حفاری قرار ننگرفته باشد و تنها تعدادی از زون‌ها موجود باشد. به همین دلیل داده‌های هرزروی آنها موجود نمی‌باشد. لذا برای اختصاص دادن مقدار هرزروی و وزن گل مربوط به هر زون باید تعیین عمق

- 1 Drilling & Geology Reports
- 2 Well Test
- 3 Wells Coordinates
- 4 Wellhead East(x) & North(y) UTM
- 5 Depth Loss
- 6 Top Zones

زونبندی برای هر یک از چاهها انجام می‌شد و برای انجام این کار سرسازند آسماری<sup>۷</sup> در هر چاه از جدول زون بندی استخراج شده، که این عمق در واقع برابر با سر زون A1 می‌باشد.



با استفاده از جدول زونبندی مخزن آسماری میدان مورد بررسی، سرسازند آسماری در هر چاه مشخص شده است. با داشتن جدول زون بندی مرز یازده زون سازند آسماری در ۳۶۳ حلقه چاه تفکیک گردید و با استفاده از ضخامت‌های بدست آمده از هر زون میزان هرزروی و وزن گل مربوط به آن تفکیک شد تا میزان هرزروی و وزن گل در هر زون و در هر چاه مشخص و متمایز گردد.

### ۳-۲- آماده سازی داده‌ها

پس از مشخص نمودن حجم هرزروی در هر یک از یازده زون مخزن آسماری، آماده‌سازی و میانگین‌گیری داده‌ها با یک فرمت استاندارد انجام شد. برخی از داده‌های هرزروی موجود در گزارشات بر حسب مقیاس بشکه در روز<sup>۸</sup> است که برای بالا بردن دقت مدلسازی، آنها را به مقیاس بشکه در ساعت<sup>۹</sup> تبدیل نموده که بدین منظور از رابطه زیر استفاده شده است:

$$\frac{\text{Volume Mud Loss (BPD)}}{24} = \text{Volume Mud Loss (Bbl/h)} \quad (1)$$

برای محاسبه میزان هرزروی مرتبط با هر زون، ابتدا حجم هرزروی بر حسب بشکه بر ساعت، برای هر بازه عمقی استخراج شده است. برای اینکه مشخص شود حجم هرزروی های بدست آمده مربوط به کدام زون است، از جدول زون بندی استفاده شده است. در این جدول بازه عمقی یازده زون در ۳۶۳ حلقه چاه مشخص گردید است، که در اینصورت میزان حجم هرزروی به زون مربوطه اختصاص داده شده است. در زون هایی که دارای هرزروی در چندین بازه عمقی بوده اند، با توجه به مترژ حفاری آنها و میزان هرزروی‌ها میانگین‌گیری حجمی صورت گرفت تا بتوان بطور دقیق‌تری به حجم هرزروی در هر زون دست پیدا کرد (فرمول ۲):

$$\frac{(\text{Volume M.L(A)} \times \text{Depth Drilled(A)}) + (\text{Volume M.L(B)} \times \text{Depth Drilled(B)})}{\text{Depth Drilled (A)} + \text{Depth Drilled (B)}} = \text{Bulk Mud Loss (Bbl/h)} \quad (2)$$

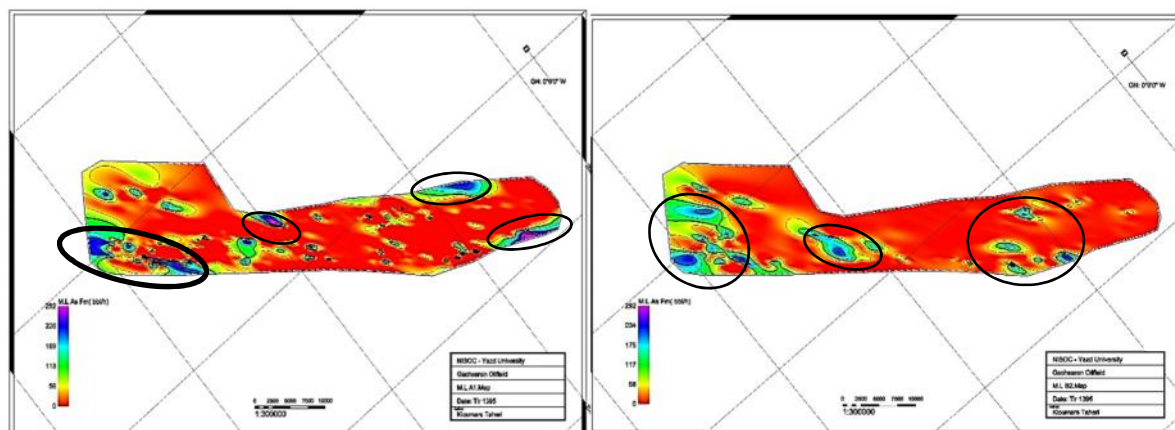
7 Top Formation Asmari  
8 Barrel Per Day  
9 Barrel Per Hour

همچنین وزن گل حفاری مورد استفاده در هر عمق، با توجه به جدول زون بندی بر حسب پوند بر فوت مکعب<sup>۱۰</sup> متناظر با هر زون استخراج شد. برخی از چاه‌ها بدلیل قدیمی بودن و عدم دسترسی به برخی از زون‌ها، فاقد اطلاعات هرزروی و وزن گل بودند و لذا بجای مقادیر هرزروی یا وزن گل برای این قبیل چاه‌ها، عدد ۹۹۹- قرار داده شد. در این حالت نرم افزار عدد ۹۹۹- را نامشخص فرض می‌کند.

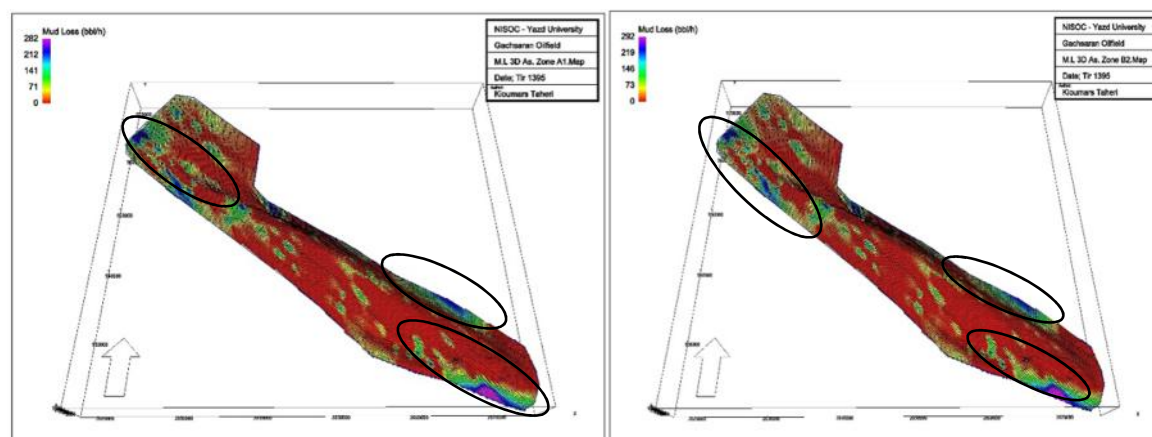
### ۳-۳- مدلسازی دو بعدی و سه بعدی هرزروی و وزن گل با روش میانگین همگرا

پس از آماده سازی داده‌های هرزروی و وزن گل، مدلسازی در محیط نرم افزار RMS صورت گرفت. در این مطالعه برای بالا بردن دقت تفسیر مدل‌های هرزروی، داده‌های وزن گل نیز استخراج شده است. تمامی مراحل را که برای آماده سازی داده‌های هرزروی انجام شده، در مورد داده های وزن گل هم صدق می‌کند. بنابراین با استفاده از داده‌های وزن گل و مدلسازی های شکستگی در تفسیر مدل‌های هرزروی با قطعیت بهتری می‌توان علت هرزروی در هر زون را مشخص کرد. تمامی مراحل انجام شده برای یک فرآیند مدلسازی انجام شده که نهایتاً منجر به تهیه نقشه هایی دو بعدی و سه بعدی از هرزروی و وزن گل در زون‌های A تا D شده است. به عنوان نمونه شکل ۴ نقشه دو بعدی هرزروی زون‌های A1 و B2 را نشان می‌دهد. انتخاب زون‌های A1 و B2 از بین یازده زون سازند آسماری بعنوان نمونه در مدلسازی‌های دو بعدی و سه بعدی، بدلیل دارا بودن حجم ذخیره بالای نفت در حدود ۱۵٪ و ۱۹٪ در A1 و B2 می‌باشد. که همین امر اهمیت آن‌ها را دو چندان کرده است. در شکل ۴ و ۵ مناطقی که مشخص شده است دارای هرزروی شدید و بالای ۲۰۰ بشکه در ساعت می‌باشند و این مسئله در بخش لیشر جنوبی در قطاع ۲ بیشتر دیده می‌شود. مدل سه بعدی زمین شناسی در حقیقت یک شبکه سلولی می‌باشد که دیگر فرآیندهای مدلسازی توسط نرم افزار RMS در آن اتفاق می‌افتد. این گرید در حقیقت شبکه‌ای از ۲۳۶۲۸۶۴۰ تعداد سلول و سلول‌های معین شده به تعداد ۱۶۰۲۶۴۳۷ سلول بندی درشت دانه با ستون‌ها<sup>۱۱</sup>، ردیف‌ها<sup>۱۲</sup> و لایه‌های<sup>۱۳</sup> با ابعاد ۴۸×۷۳×۲۷۰ در ۱۷ زون مخزن ایجاد گردیده است.

در مدلسازی هرزروی، هر سلول از گرید سه بعدی دارای یک ارزش عددی از نظر میزان هرزروی می‌باشد. با بدست آمدن نقشه‌های دو بعدی هرزروی و وزن گل، در مرحله بعد به تهیه مدل سه بعدی شبیه سازی شده ناشی از نقشه‌های دو بعدی اقدام گردید. در این مرحله در محیط نرم افزار RMS مدل سه بعدی هرزروی و وزن گل برای یازده زون تهیه شده است. به عنوان نمونه شکل ۵ نقشه‌های سه بعدی هرزروی زون‌های A1 و B2 را نشان می‌دهد، که دارای تفسیر یکسانی هستند و مدل‌ها بطور مشترک نواحی دارای هرزروی بالا را در بخش لیشر جنوبی (قطاع ۲) و یال شمالی میدان (قطاع ۷) با هرزروی نزدیک به ۲۱۲ بشکه در ساعت نمایش می‌دهند. همچنین در قسمت یال جنوبی (قطاع ۹) هرزروی بالایی در حدود ۲۸۰ بشکه در ساعت را نشان می‌دهد.

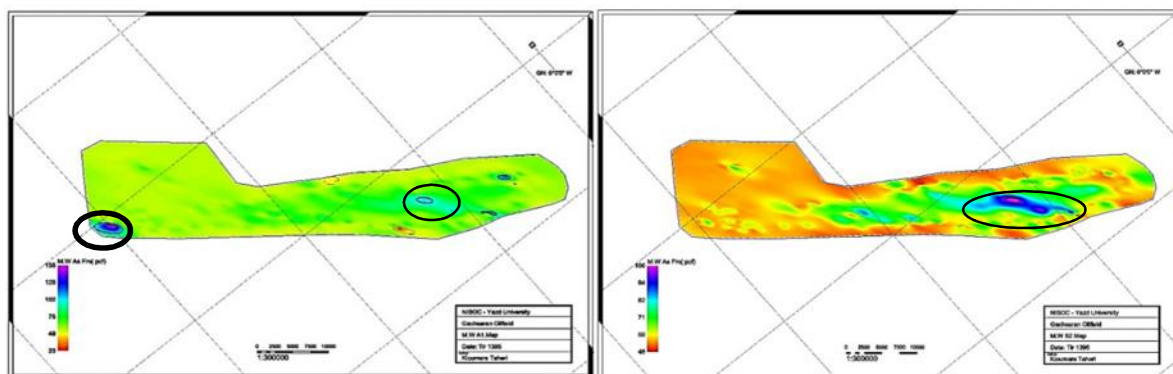


شکل ۴- نقشه دو بعدی هرزروی زون‌های A1 (سمت چپ) و B2 (سمت راست) مخزن آسماری میدان گچساران.

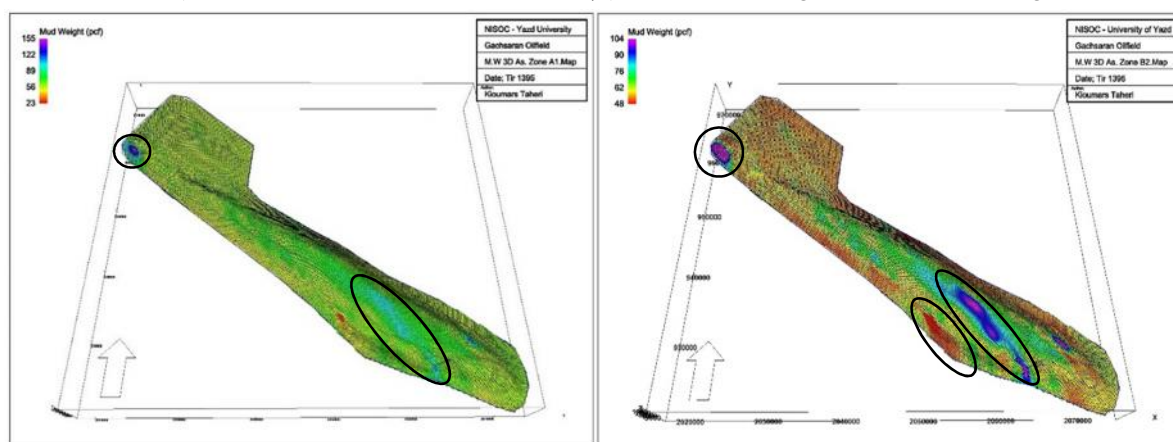


شکل ۵) نقشه سه بعدی هرزروی گل زون‌های A1 (سمت چپ) و B2 (سمت راست) مخزن آسماری میدان گچساران.

با توجه به تهیه نقشه‌های دو بعدی هرزروی، برای مقایسه و بررسی علت هرزروی در برخی از بخش‌های مخزن در زون‌های یازده‌گانه آن، تصمیم گرفته شد تا نقشه‌های دو بعدی و سه بعدی وزن گل یازده زون مخزن آسماری نیز تهیه شود. که به عنوان نمونه شکل ۶ نقشه دو بعدی وزن گل زون‌های A1 و B2 را نشان می‌دهد. در ادامه نقشه‌های سه بعدی وزن گل نیز تهیه گردید و بعنوان نمونه شکل ۷ نقشه‌های سه بعدی وزن گل زون‌های A1 و B2 را نشان می‌دهد. در مدل سه بعدی وزن گل، در شکل ۷ نشان داده شده است که در بخش لیشر جنوبی بیشترین وزن گل در زون A1 بین ۱۲۲ تا ۱۵۵ پوند بر فوت مکعب بکار رفته است و پس از آن در نزدیکی تاقدیس میدان وزن گل در حدود ۱۰۰ پوند بر فوت مکعب استفاده شده است که در این بخش جز ناحیه لیشر هرزروی قابل ملاحظه‌ای وجود نداشته است. همچنین وزن گل بکار رفته در زون B2 از تنوع زیادی برخوردار بوده است. این تنوع حاکی از آن است که در بخش‌های مختلف میدان برای حفاری این زون از وزن گل‌های مختلفی استفاده شده است. بیشترین وزن گل در حدود ۱۰۴ پوند بر فوت مکعب متعلق به محدوده‌های لیشر جنوبی و یال جنوبی در قطاع ۸ می‌باشد. همچنین در یال جنوبی میدان در محدوده قطاع ۶ وزن گل ۴۸ پوند بر فوت مکعب دیده می‌شود که حاکی از استفاده حفاری فروتعدالی در این بخش است.



شکل ۶- نقشه دو بعدی وزن گل زون‌های A1 (سمت چپ) و B2 (سمت راست) مخزن آسماری میدان گچساران.



شکل ۷- نقشه سه بعدی وزن گل زون‌های A1 (سمت چپ) و B2 (سمت راست) مخزن آسماری میدان گچساران.

### ۳-۴- مدل‌سازی دو بعدی و سه بعدی هرزروی با استفاده از روش تخمین کریجینگ

در این روش از قوانین زمین آمار برای پیش بینی و شبیه‌سازی هرزروی در سه بعد مخزن استفاده می‌شود. در اینجا از روش زمین آماری ابتدا اقدام به نرمال‌سازی داده‌های هرزروی شده است و با استفاده از نرم افزار زمین آماری SGeMS اقدام به رسم هیستوگرام و واریوگرام داده‌های هرزروی شده است. با بدست آوردن فرمت جدید از داده‌ها، آنها را جهت مدل‌سازی با استفاده از روش تخمین کریجینگ به نرم افزار RMS منتقل کرده و با الگوریتم کریجینگ به تخمین و مدل‌سازی‌های دو بعدی و سه بعدی هرزروی اقدام شده است.

ارزیابی اطلاعات<sup>۱۴</sup> قبل از اجرای مرحله مدل‌سازی هرزروی و به منظور شناسایی توزیع هرزروی درون مخزن ضروری است. در حقیقت بخش اعظم مدل‌سازی هرزروی طی مرحله ارزیابی اطلاعات انجام می‌شود و حذف داده‌های غیر معقول صورت گرفته و هیستوگرام و واریوگرام داده‌های باقی مانده محاسبه می‌گردد<sup>[۱۱]</sup>. مراحل محاسباتی زیر بر روی داده‌های هرزروی صورت پذیرفت:

- رسم هیستوگرام داده‌های هرزروی
- حذف داده‌های غیر معقول<sup>۱۵</sup> از مجموعه داده‌های هرزروی

<sup>14</sup> Data Analysis

<sup>15</sup> Truncate



## ➤ نرمال سازی داده‌های هرزروی

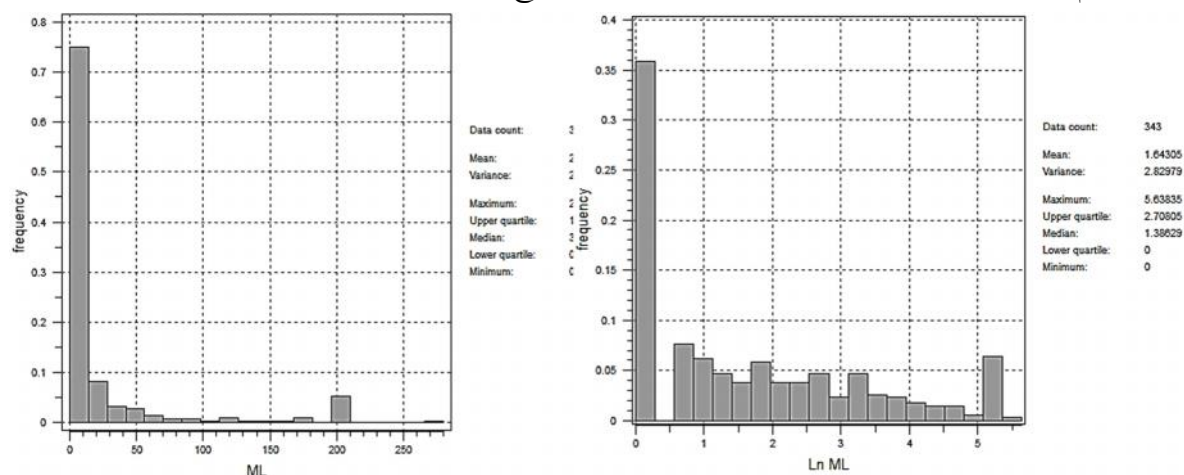
## ➤ رسم واریوگرام داده‌های هرزروی (واریوگرافی)

ارزیابی اطلاعات هرزروی بر اساس نمودارهای هیستوگرام کمک فراوانی به حذف داده‌های غیر معقول از جامعه آماری مورد نظر می‌کند. اگرچه در بسیاری از محاسبات و تخمین‌های آماری شرط نرمال بودن داده‌ها اساس کار را تشکیل می‌دهد اما ممکن است فرض نرمال بودن داده‌ها برقرار نباشد و یکی از دلایل آن وجود داده‌های غیر معقول است. دلیل وجود داده‌های غیر معقول می‌تواند به این دلیل باشد که ممکن است اطلاعات چاهی که دچار هرزروی شده نماینده مناسبی از هرزروی کل مخزن نباشد و کیفیت داده برداری از چاه‌ها مناسب نبوده باشد. در این صورت می‌توان با استفاده از روش‌های تبدیل<sup>۱۶</sup>، توزیع داده‌ها را به صورت نرمال درآورد [۳]. وجود ابزارهایی همچون هیستوگرام، تبدیل اطلاعات، پیش بینی و سپس مدل کردن واریوگرام در نرم افزار SGeMS، باعث بررسی و ارزیابی اطلاعات شده است. همانگونه که مشخص است یکی از راه‌های نرمال سازی داده‌ها، لگاریتم‌گیری از آنهاست، که در این تخمین با توجه به فرمت داده‌ها از این روش استفاده شده است. برای انجام فرآیند نرمال سازی با نوشتن کد دستوری برای داده‌های هرزروی در محیط اکسل، لگاریتم مقادیر برای زون A1 بدست آمده است، بگونه‌ای که داده‌های از جمله ۰ و ۹۹۹- دچار هیچ تغییری نشده‌اند. کد دستوری مذکور به شرح زیر است:

$$\text{if } (C1 = -999, -999, \text{Ln}(C1+1)) \quad (3)$$

که در اینجا C1 همان ستون داده‌های هرزروی است.

پس از نرمال سازی داده‌های هرزروی و تبدیل آنها به فرمت مناسب، جهت ورود به نرم افزار SGeMS آماده شده‌اند. در حال حاضر با بارگذاری داده‌ها در نرم افزار SGeMS در بخش آنالیز داده‌ها، هیستوگرام داده‌های نرمال و غیر نرمال مربوط به هر یازده زون را رسم کرده تا پارامترهای آماری بهینه شده خود را بهتر نشان دهند. به عنوان نمونه شکل ۸ هیستوگرام داده‌های نرمال و غیر نرمال هرزروی زون A1 را نشان می‌دهد. هر چه هرزروی سنگ مخزن مورد مطالعه، در داده برداری انجام شده دارای تغییر پذیری بیشتری باشد، تعداد داده‌های بیشتری برای توصیف جمعیت آماری هرزروی مورد نیاز است. بنابراین لازم است تعداد مناسبی از نمونه مورد نظر برای مطالعه صحیح و قابل اعتماد در اختیار باشد.



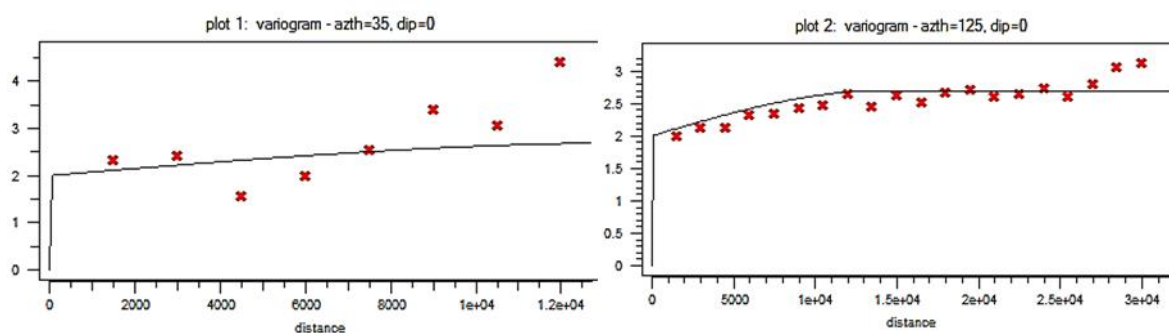
شکل ۸- هیستوگرام داده‌های نرمال (سمت راست) و غیر نرمال (سمت چپ) هرزروی زون A1 سازند آسماری.

برای تشخیص روند می‌توان از واریوگرام استفاده کرد. واریوگرام برای تشریح ارتباط فضای بین هر مشخصه در نقاط مختلف یک مخزن بکار می‌رود و یک ابزار اساسی در زمین آمار می‌باشد. پس از رسم هیستوگرام مربوط به هر زون،

<sup>16</sup> Data Transformation



واریانس داده‌های نرمال شده آن را یادداشت نموده تا در واریوگرافی داده‌ها از آن استفاده شود. در فرآیند واریوگرافی، واریوگرام داده‌ها در دو جهت اصلی، یکی در جهت آزیموت  $125^\circ$  (محور تاقدیس) و دیگری در جهت آزیموت  $35^\circ$  (عرض میدان) عمود بر محور تاقدیس رسم شده و با استفاده از مدل کروی<sup>۱۷</sup> مدلسازی شده است. در این بخش از یک فیلتر برای در نظر نگرفتن داده‌های تعریف نشده ۹۹۹- استفاده شده است. همچنین در بخش پارامترهای ورودی برای محاسبه واریوگرام با توجه به تعداد چاه‌ها و فاصله بین آنها، تعداد زوج نمونه‌ها<sup>۱۸</sup> را برابر ۲۰، فاصله زوج نمونه‌ها<sup>۱۹</sup> را برابر ۱۵۰۰ و تلورانس زوج نمونه‌ها<sup>۲۰</sup> برابر ۵۰۰ قرار داده شد. مقادیر شیب<sup>۲۱</sup>، تلورانس و پهنای باند<sup>۲۲</sup> بترتیب برابر ۰، ۲۵ و ۵۰۰۰ قرار داده شد. در بخش پایانی به مدلسازی واریوگرام پرداخته و مقدار اثر قطعه‌ای<sup>۲۳</sup> و سقف<sup>۲۴</sup> واریوگرام داده‌های نرمال بگونه‌ای انتخاب شده است که از مقدار واریانس داده‌های نرمال شده بیشتر نباشد. سپس مقادیر بدست آمده از شعاع تاثیر<sup>۲۵</sup> که شامل مینیمم و ماکزیمم است یادداشت شده است تا در روش تخمین کریجینگ از آنها استفاده شود. به عنوان نمونه شکل ۹ واریوگرام داده‌های نرمال هرزروی زون B2 را نشان می‌دهد. در این واریوگرام، بالا بودن اثر قطعه‌ای نشان دهنده تغییرپذیری بسیار شدید هرزروی حتی در فواصل بسیار کم از هم می‌باشد.



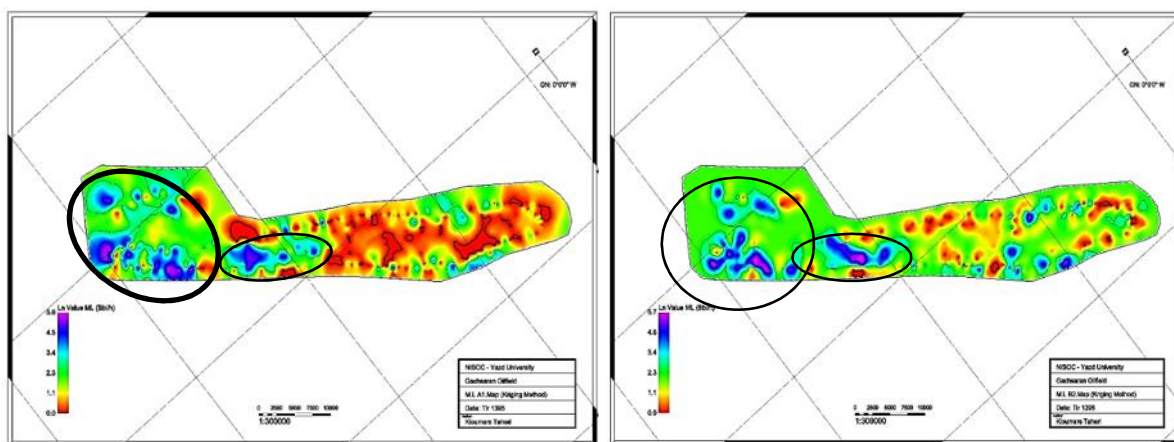
شکل ۹- واریوگرافی داده‌های نرمال هرزروی زون B2 سازند آسماری در دو جهت  $35^\circ$  و  $125^\circ$ .

پس از ارزیابی داده‌ها بوسیله نرم افزار SGeMS، اطلاعات بدست آمده از این مراحل را که از ناهمسانگردی بالایی در زون‌های مختلف برخوردار است را به همراه داده‌های نرمال شده با فرمت PRN به نرم افزار RMS وارد شده است. در این روش مراحل مورد نیاز جهت مدلسازی دو بعدی و سه بعدی شبیه سازی شده هرزروی، همانند مراحل مذکور در فرآیند مدلسازی با روش میانگین همگرا در نرم افزار RMS است، با این تفاوت که در این روش از داده‌های نرمال شده و تخمین کریجینگ استفاده می‌شود. در این روش تخمین، الگوریتم کریجینگ انتخاب شده است، نوع واریوگرام، ناهمسانگردی<sup>۲۶</sup> و سایر پارامترهای واریوگرام در نرم افزار وارد می‌شود تا تخمین کریجینگ با حداقل سازی واریانس یا خطای تخمین در اختیار قرار گیرد. به عنوان نمونه شکل‌های ۱۰ و ۱۱ نقشه‌های دو بعدی و سه بعدی هرزروی را به کمک روش کریجینگ برای زون‌های A1 و B2 نمایش داده‌اند.

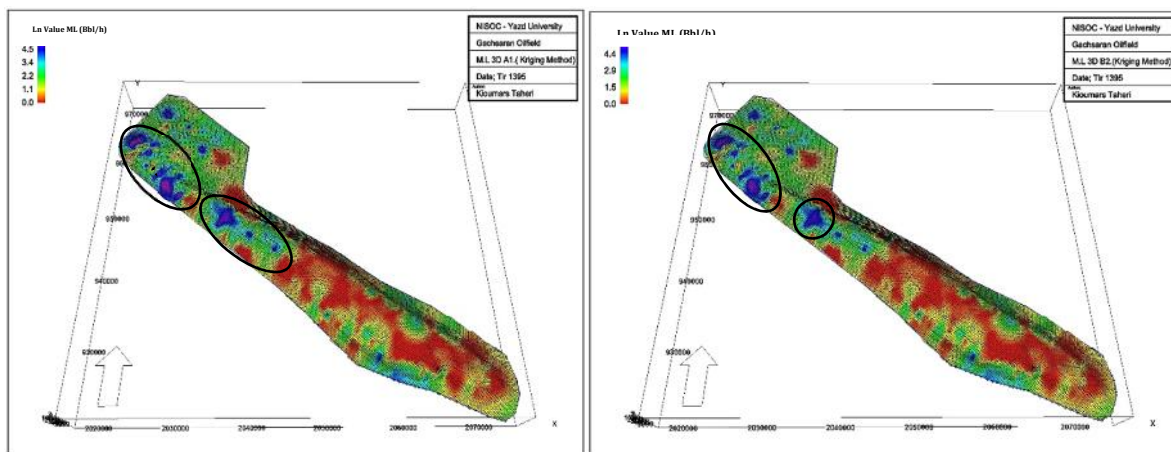
شکل‌های ۱۰ و ۱۱ که نقشه‌های دو بعدی و سه بعدی هرزروی در زون‌های A1 و B2 به روش کریجینگ را نشان می‌دهند از یک تفاوت قابل ملاحظه‌ای نسبت به نقشه‌های هرزروی دو بعدی و سه بعدی در روش میانگین همگرا در نرم افزار RMS برخوردار است. در روش تخمین کریجینگ توزیع هرزروی‌ها در نواحی دارای مشکل شدید هرزروی از تمرکز

- 17 Spherical
- 18 Number of Lags
- 19 Lag Separation
- 20 Lag Tolerance
- 21 Dip
- 22 Bandwidth
- 23 Nugget Effect
- 24 Sill
- 25 Ranges
- 26 Anisotropy

بیشتری برخوردار می‌باشند. همچنین برای تجسم و شناسایی بهتر هرزروی ها بر روی مدل ساختمانی میدان از مدل سه بعدی آن تهیه شده است که این تفسیرها برای آن مدل‌های دو بعدی و سه بعدی صدق می‌کند.



شکل ۱۰- نقشه دو بعدی هرزروی گل به روش تخمین کریجینگ زون‌های A1 (سمت چپ) و B2 (سمت راست).



شکل ۱۱- نقشه سه بعدی هرزروی گل به روش تخمین کریجینگ زون‌های A1 (سمت چپ) و B2 (سمت راست).

با توجه به نقشه های سه بعدی هرزروی بدست آمده در شکل های ۵ و ۱۱ بنظر می‌رسد هرزروی‌های موجود در بخش‌های شمال غربی، جنوب شرقی و یال جنوبی، ناشی از وجود شکستگی‌های کششی طولی در مخزن بوده و منطبق بر بیشترین انحناء گسل‌های موجود در یال جنوبی ساختار می‌باشند که شکل ۱۸ وجود روند این شکستگی‌ها را در مخزن تایید می‌کند.

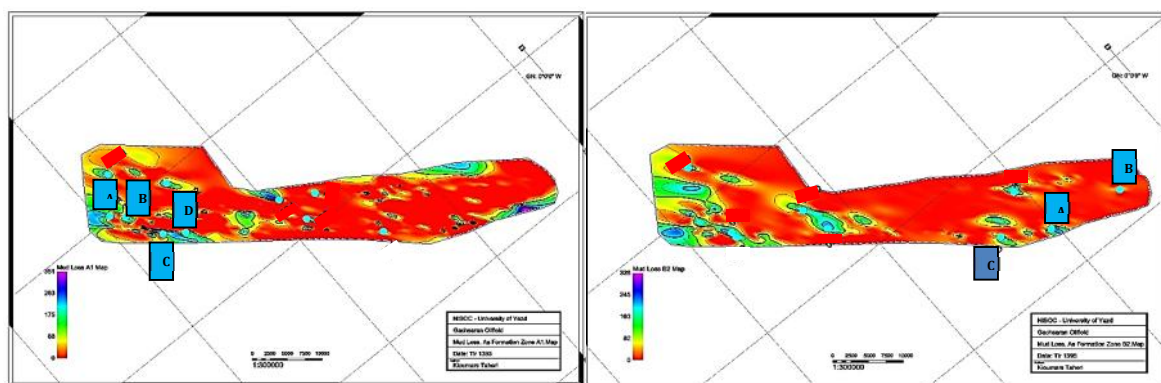
## ۴- بحث و بررسی

### ۴-۱- تطابق هرزروی با وزن گل

عوامل بسیاری می‌توانند باعث کاهش یا افزایش هرزروی شوند که یکی از آنها وزن گل است. بالا بودن وزن گل باعث افزایش فشار هیدرواستاتیک چاه شده و این خود باعث ایجاد شکستگی‌های القایی در درون مخزن و به تبع آن افزایش مصنوعی هرزروی گل می‌شود و در حین حفاری چاه‌های این میدان شاهد مقدار هرزروی بالا و حتی کامل گل بوده‌اند. به منظور استفاده بهینه از داده های هرزروی گل در این مطالعه، اطلاعات تمامی ۳۶۳ حلقه چاه مورد بررسی قرار گرفت و نتایج حاصل از آن بصورت نقشه‌های هم ارزش هرزروی گل (بشکه در ساعت) و نقشه‌های هم ارزش وزن گل برای یازده

زون آسماری توسط نرم افزار RMS ارائه شده است. با توجه به نقشه‌های تهیه شده، در زون‌های بالایی آسماری چند ناحیه مشخص دارای بیشترین مقادیر هرزروی تا بیش از ۲۰۰ بشکه در ساعت می‌باشند که بارزترین آن در زون A1 در چاه‌های A، B، C و D در بخش لیشر جنوبی و شمال غربی میدان وزون B2 در چاه‌های A، B و C در محدوده جنوب شرقی در یال جنوبی مشاهده می‌شود. در زون‌های پایینی C و D آسماری نیز همانند زون‌های بالایی چند ناحیه دارای بیشترین میزان هرزروی قابل مشاهده می‌باشند، ولی در مقایسه با آسماری بالایی در سایر نواحی مخزن میزان هرزروی بسیار کمتر می‌باشد که به بیان دیگر می‌توان گفت تراکم شکستگی‌ها در زون‌های پایینی آسماری نسبت به زون‌های بالایی آسماری کاهش یافته است.

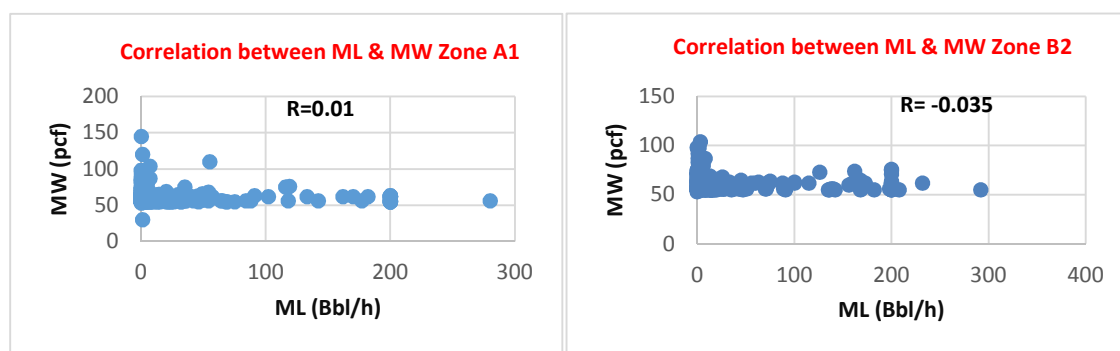
شکل‌های ۶ و ۷ نقشه‌های هم ارزش دو بعدی و سه بعدی وزن گل در زون‌های A1 و B2 را نمایش می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود بازه وزن گل مورد استفاده در حین حفاری در زون A1 در چاه‌های مختلف بین ۲۳ تا ۱۵۶ پوند متغیر بوده است. حداکثر وزن گل، در زون A1 در چاه‌های واقع در ناحیه لیشر جنوبی و در قطاع ۲ بکار رفته است. در زون B2 حداکثر وزن گل بکار رفته در بخش مرکزی ستیغ دو کوهانک و یال جنوبی آن واقع در بین قطاع‌های ۵، ۶، ۷ و ۸ می‌باشد. میزان وزن گل پایین در حدود ۲۳ و ۴۸ پوند حاکی از آن دارد که این میدان تحت حفاری فروتعدالی قرار گرفته است. با بررسی نقشه‌های دو بعدی و سه بعدی هرزروی زون‌های A1 و B2 واقع در شکل‌های ۴ و ۵ نشان می‌دهد که در زون A1 در بخش لیشر جنوبی بالاترین وزن گل در حدود ۱۵۶ پوند بر فوت مکعب مورد استفاده قرار گرفته است و دارای هرزروی در حدود ۲۵۰-۲۲۶ بشکه در ساعت است که خود می‌تواند دلیل محکمی بر تاثیر وزن گل در هرزروی این زون باشد. در زون B2 نیز با بررسی‌های انجام شده مشخص گردید که با توجه به داشتن هرزروی از ۱۷۰-۱۱۷ بشکه‌ای در محدوده بین قطاع‌های ۸ و ۷ می‌توان مشاهده کرد که بالا بودن وزن گل در هرزروی آن کم تاثیر بوده و عامل دیگری موجب این حجم از هرزروی شده است. تجزیه و تحلیل داده‌ها و مدل‌سازی‌های هرزروی و وزن گل مشخص نمود، بیشترین میزان هرزروی که در سازند آسماری رخ داده است تنها در مواردی، با داده‌های وزن گل همخوانی دارد و عامل مهمتری مانند شکستگی‌ها تاثیر مستقیمی بر این مسئله دارد. برای بررسی این تطبیق تعدادی از چاه‌هایی را که دارای هرزروی بیش از ۲۰۰ بشکه در ساعت در هر زون بوده‌اند انتخاب شده است. موقعیت ۹ حلقه چاه مخزن آسماری میدان گچساران در زون‌های A1 و B2 بر روی نقشه دو بعدی هرزروی در شکل ۱۲ نشان داده شده است.



شکل ۱۲- نقشه دو بعدی هرزروی گل و موقعیت چاه‌های مورد بررسی در زون‌های A1 و B2

در شکل ۱۲ مناطقی که با رنگ قرمز نشان داده شده‌اند، مناطق دارای هرزروی پائین یا فاقد هرزروی بوده و محدوده‌هایی که با رنگ زرد و سبز مشخص شده‌اند، مناطق دارای هرزروی متوسط و هرزروی بالا هستند و در نهایت مناطقی که با رنگ آبی و بنفش مشخص گردیده‌اند، مناطق با هرزروی بسیار بالا می‌باشند. بر اساس موقعیت قرارگیری چاه‌های دارای

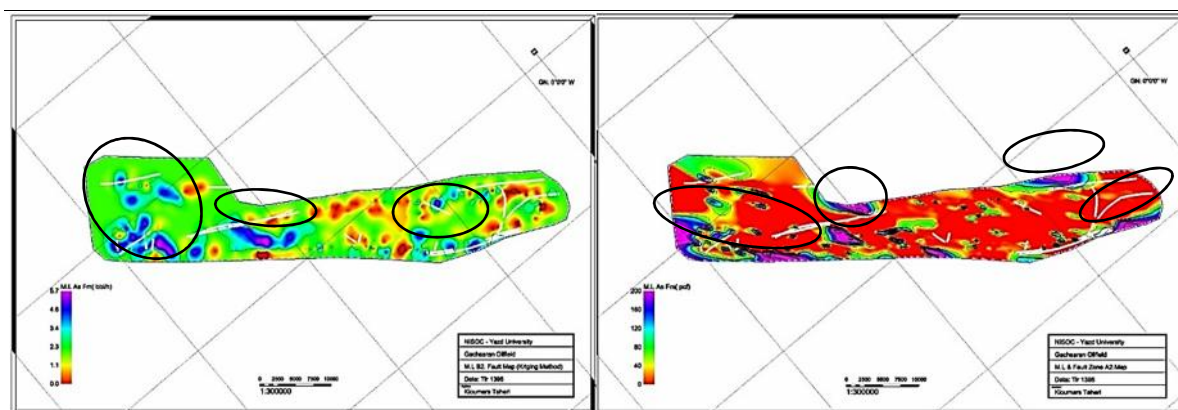
هرزروی شدید بر روی مناطق تخمین زده شده در نقشه‌های دو بعدی هرزروی، می‌توان از خروجی مدل‌های هرزروی تخمین زده شده اطمینان حاصل نمود. برای بررسی بیشتر رابطه هرزروی با وزن گل در هر زون و دلیل اینکه رخ دادن هرزروی‌های با حجم بالا و متوسط در حین حفاری در هر زون، می‌تواند ناشی از چه عاملی باشد، به سراغ نمودار همبستگی برای داده‌های هرزروی و وزن گل در هر زون رفته و ضریب همبستگی وزن گل و هرزروی بدست آمده است که بعنوان نمونه در شکل ۱۳ نمودارهای همبستگی دو زون A1 و B2 با ضرایب همبستگی ۰/۰۱۵ و ۰/۰۳۵- نمایش داده شده است. در شکل ۱۳ با توجه به ضرایب همبستگی ضعیفی که در زون‌های A1 و B2 حاصل شده است و این ضریب در بیشتر زون‌ها حتی منفی هم بوده است، از بحث در مورد آنها صرف نظر کرده و این همبستگی بسیار ضعیف بین داده‌های وزن گل و هرزروی نشان می‌دهد که هرزروی در این زون‌ها نمی‌تواند ناشی از بالا بودن وزن گل باشد.



شکل ۱۳- نمودار همبستگی هرزروی و وزن گل در زون A1 و B2.

#### ۲-۴- تطابق هرزروی با شکستگی‌ها

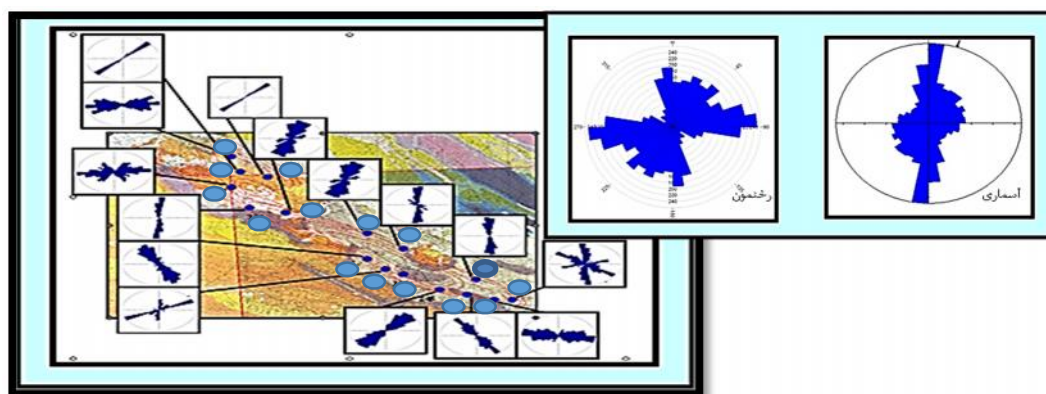
بررسی هرزروی گل حفاری در درون مخزن، یکی از روش‌های مفیدی است که در مطالعه و تحلیل شکستگی‌های مخزنی از آن استفاده می‌شود اگر چه هرزروی گل حفاری امتداد، شیب و دیگر خصوصیات ساختاری شکستگی‌ها را مشخص نمی‌کند، اما با استفاده از آن می‌توان مکان‌هایی با تراکم شکستگی بالا، همچنین محل احتمالی گسل‌ها را تعیین نمود. همانطور که در بالا گفته شد، از آنجایی که عواملی مانند هرزروی به منظور مشخص نمودن مناطق شکسته شده و تجزیه و تحلیل شکستگی‌های سازندها می‌توانند مورد استفاده قرار بگیرند، تهیه نقشه‌های مدل دو بعدی و سه بعدی هرزروی میدان از اهمیت فراوانی برخوردار است. در ادامه سعی شده است نواحی از میدان که احتمال وقوع هرزروی در آنها وجود دارد شناسایی و معرفی گردد، بدین منظور برای بررسی بهتر نواحی دارای هرزروی از مدل گسل‌های تحت الارضی میدان گچساران در شکل ۱۴ استفاده شده است، تا هرزروی‌های ناشی از شکستگی‌های گسلی در هر زون بهتر مشخص گردد. در شکل ۱۴ موقعیت قرارگیری گسل‌ها و شکستگی‌ها بر روی نقشه دو بعدی هرزروی در میدان مورد بررسی نشان داده شده است تا موقعیت گسل‌ها در هر زون برای بررسی هرزروی‌ها بهتر مشخص شود.



شکل ۱۴- انطباق خطوط گسلی بر هرزروی در زون A2 به روش میانگین همگرا (سمت راست) و زون B2 به روش تخمین کریجینگ (سمت چپ).

بدین صورت چاه‌های دارای هرزروی در هر زون مشخص و درصد هرزروی کل چاه‌های حفاری شده نیز محاسبه شده است. لذا با بررسی چاه‌های دارای هرزروی بالای ۲۰۰ بشکه در ساعت در هر زون مشخص شده است که در زون‌های A1 و B2 چاه‌های A، B، C و D در نواحی نزدیک و یا بر روی خط گسل و شکستگی‌های شدید واقع شده‌اند (شکل ۱۲). با انطباق نقشه دو بعدی موقعیت گسل‌ها و شکستگی‌ها در مخزن آسماری میدان گچساران و مدل دو بعدی هرزروی گل حفاری (شکل ۱۴)، مشخص شده است که عامل اصلی هرزروی در این چاه‌ها وجود شکستگی‌ها و گسل‌ها بوده است. در نقشه دو بعدی هرزروی در شکل ۱۴ می‌توان مشاهده نمود که در روش تخمین با الگوریتم کریجینگ، خطوط گسلی تا حد زیادی بر روی نواحی با هرزروی بالا منطبق شده‌اند و با مقادیر بالای هرزروی در این بخش‌ها همخوانی بیشتری را نسبت به الگوریتم میانگین همگرایی در نرم افزار RMS (شکل ۱۴) نشان می‌دهد و تمرکز هرزروی‌ها در نواحی با نفوذپذیری بالا را تأیید می‌کند.

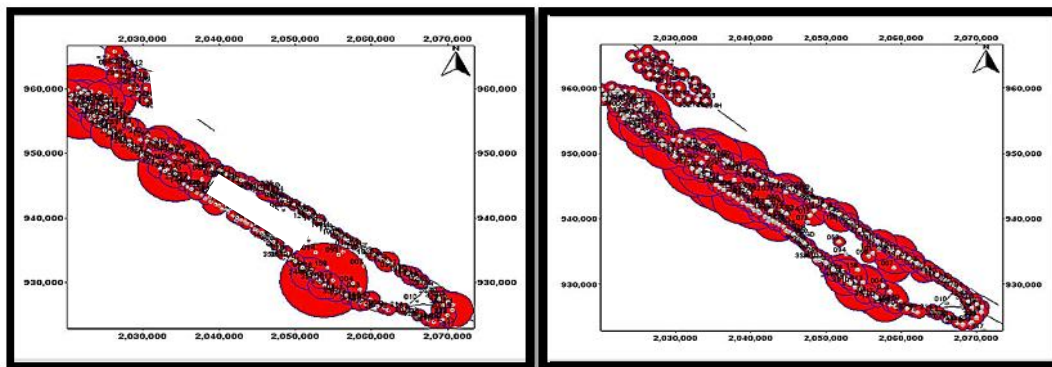
شکل ۱۵ رز دیاگرام روند شکستگی‌ها و جهت یافتگی آنها را در نقاط مختلف مخزن آسماری مورد بررسی نشان می‌دهد که با انطباق آن با نمودارهای شاخص تولید و ماکزیمم دبی نفت (شکل ۱۶) در میدان می‌توان به نتایج خوبی رسید که در مکان‌هایی که جهت یافتگی شکستگی‌ها بیشتر است میزان دبی، شاخص تولید و هرزروی بیشتر است. که می‌توان به بخش جنوب غرب و شمال غربی میدان اشاره داشت و این خود تاییدی بر وجود تراکم شکستگی‌ها در این مخزن کربناته دارد.



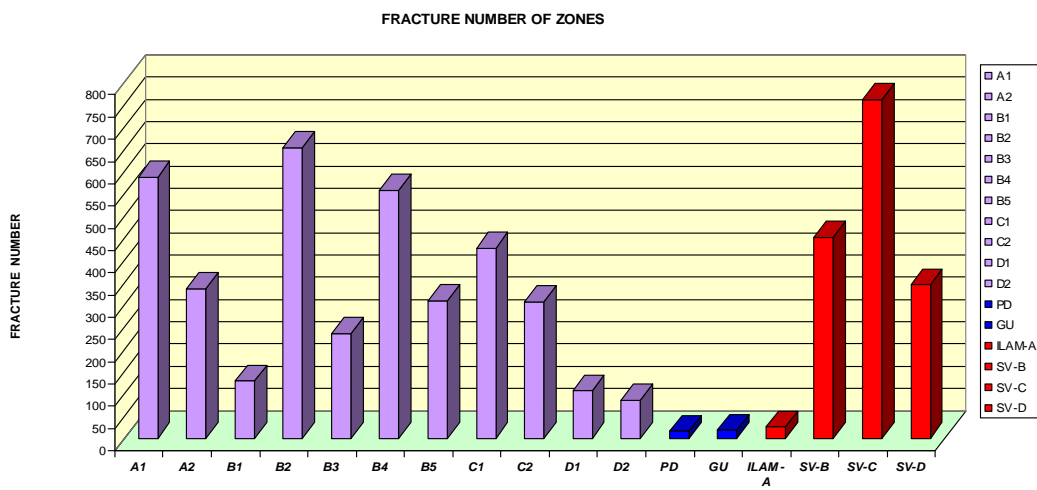
شکل ۱۵- نمودار رز دیاگرام مربوط به روند شکستگی‌های تفسیر شده مخزن آسماری و شکستگی‌های سطحی [۲]. با توجه به انتشار و جهت یافتگی شکستگی‌ها در نمودار رز دیاگرام شکل ۱۵ می‌توان گفت که به طبع آن تخلخل و نفوذپذیری در این نواحی نیز بالا خواهد بود و این مسئله را نمودارهای شاخص تولید و ماکزیمم دبی نفت (شکل ۱۶) نیز



تائید می‌کند. وجود شکستگی‌های با نفوذپذیری بالا در حفاری هر چاه مشکلاتی را ایجاد خواهد کرد، که در نظر گرفتن این مسئله امری ضروری است.

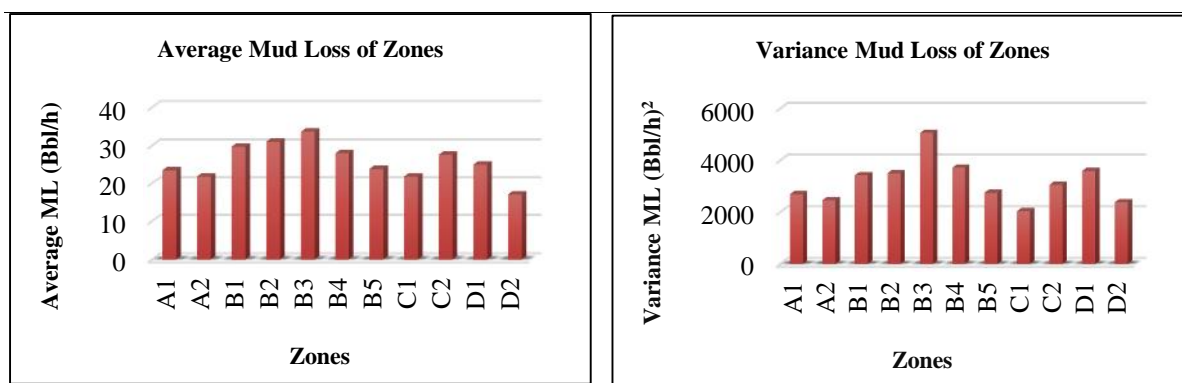


شکل ۱۶- (سمت چپ) نمودار حبابی شاخص تولید (PI) (سمت راست) بالاترین دبی (Qo max) در مخزن آسماری [۴].



شکل ۱۷- نمودار ستونی تعداد شکستگی‌ها به تفکیک زون‌های مخزن [۲].

نمودار میانگین هرزروی در شکل ۱۸ نشان داده شده، تجزیه و تحلیل‌های آماری توزیع هرزروی در زون‌های مختلف نشان داد که زون B دارای بالاترین میانگین هرزروی در مخزن آسماری و زون D دارای کمترین میانگین هرزروی در مخزن آسماری میدان گچساران می‌باشد. مقایسه‌ای از نمودارهای ستونی در شکل‌های ۱۶ و ۱۷ نشان می‌دهد که زون B دارای تعداد شکستگی‌های بالا و میانگین هرزروی بالایی نیز می‌باشد و زون D دارای کمترین تعداد شکستگی و به طبع آن کمترین میانگین هرزروی را دارا می‌باشد. در شکل ۱۸ نمودار ستونی روند تغییرپذیری هرزروی در زون‌های مختلف مخزن آسماری نمایش داده شده است که توزیع هرزروی در زون‌های مختلف از تغییرپذیری بالایی برخوردار می‌باشد. بیشترین تغییرات هرزروی در زون B3 و کمترین تغییرات هرزروی با توجه به واریانس‌های محاسبه شده در زون C1 می‌باشد.



شکل ۲۱- نمودار ستونی میانگین و تغییرپذیری هرزروی‌ها به تفکیک زون‌های مخزن.

بنابراین با انجام مدل‌سازی‌های دو بعدی و سه بعدی می‌توان یک الگوی مناسب از مقدار هرزروی در زون‌های مختلف میدان مورد مطالعه را ارائه داد و برای مقابله با پدیده هرزروی قبل از انجام عملیات حفاری تمهیدات لازم را اندیشید.

## ۵- نتیجه گیری

- رسم هیستوگرام داده‌های خام در هر زون نشان داد که هرزروی در زون‌های مختلف از تغییرپذیری بالایی برخوردار بوده بگونه‌ای که شکل نمایی دارد. بیشترین تغییرپذیری هرزروی مربوط به زون B3 برابر با  $5000 \text{ (Bbl/h)}^2$  و کمترین تغییرپذیری هرزروی با توجه به واریانس‌های محاسبه شده در زون C1 برابر با  $2000 \text{ (Bbl/h)}^2$  می‌باشد.
- واریوگرافی داده‌های هرزروی در زون‌های مختلف نشان می‌دهد که تغییرپذیری هرزروی حتی در فواصل کم هم می‌تواند بالا باشد که این مسئله از بالا بودن اثر قطعه‌ای<sup>۲۷</sup> واریوگرام‌های ترسیمی مشخص گردیده است و در زون C1 با بیشترین مقدار و برابر با  $2/2 \text{ (Bbl/h)}^2$  و کمترین مقدار برابر با  $1 \text{ (Bbl/h)}^2$  است که مربوط به زون‌های دیگر است.
- واریوگرام‌های ترسیم شده در جهات مختلف (در امتداد و عمود بر جهت کشیدگی مخزن) نشان می‌دهد که تغییرپذیری هرزروی در جهات مختلف متفاوت است و نسبت آنیزوتروپی در زون‌های مختلف بعضاً بالا بوده، بگونه‌ای که بعنوان مثال این نسبت در زون A1 برابر  $2/56$  می‌باشد.
- تخمین و مدل‌سازی‌های انجام شده و مقایسه روش‌های مختلف نشان می‌دهد که تخمین به روش کریجینگ با توجه به در نظر گرفتن شعاع مناسب تخمین از دقت بیشتری برخوردار بوده، بگونه‌ای که توانسته است تخمین هرزروی را بصورت متمرکزتر و با تغییرپذیری واقعی‌تر ارائه دهد. این در حالی است که مدل‌سازی با روش میانگین در نرم افزار RMS منجر به هموارسازی بیشتر نتایج تخمین هرزروی شده است که از واقعیت تغییرپذیری هرزروی در زون‌های مختلف فاصله بیشتری دارد.
- با تجزیه و تحلیل‌های آماری انجام شده بر روی داده‌های هرزروی در هر زون مشخص گردید که بالاترین میانگین هرزروی به ترتیب مربوط به زون‌های B3, B2 و B1 با مقادیر ۳۳، ۳۰ و ۲۹ بشکه در ساعت بوده است و کمترین میانگین هرزروی در زون D1 با مقدار ۱۷ بشکه در ساعت می‌باشد.
- با تلفیق نقشه تراکم شکستگی‌ها و جهت گیری گسل‌های طولی و عرضی شناخته شده بر روی تاقدیس‌های آسماری در زاگرس، می‌توان مشاهده نمود که گسل‌ها و شکستگی‌های طولی و عرضی در هفت بخش از مخزن آسماری میدان مورد مطالعه شامل دو قطاع ۲و۱ در بخش لیشر شمالی و جنوبی، قطاع ۳ در شمال غربی در یال شمالی میدان اصلی،

<sup>27</sup> Nugget Effect

- قطاع ۶، ۷ و ۸ مرکزی با خمش ماکزیمم ساختار و قطاع ۹ جنوب شرقی در یال جنوبی، دارای تراکم بیشتری می‌باشند که نتایج حاصل از بررسی‌ها، شدت هرزروی گل در این نواحی را نشان می‌دهد.
- تجزیه و تحلیل اطلاعات حفاری شامل هرزروی و وزن گل در سازند آسماری میدان گچساران مشخص نمود که وزن گل سهم کمتری در میزان هرزروی سیال در سازند آسماری دارد. بیشترین هرزروی در ناحیه لیشر جنوبی و دماغه های شمال غربی و جنوب شرقی ساختار مورد مطالعه بوقوع پیوسته است که همخوانی تقریباً خوبی با گسل‌ها و شکستگی‌های ناشی از آن دارد. داده‌های وزن گل حفاری نشان می‌دهند که تنها در برخی چاه‌ها بدلیل بالا بودن وزن گل هرزروی بیشتری صورت گرفته است. بدین ترتیب در اکثر زون‌ها بیشترین میزان هرزروی گل را در نواحی لیشر جنوبی، نواحی مرکزی، کوهانه اصلی مخزن و همچنین نواحی نزدیک به دماغه جنوب شرقی مشاهده می‌شود.
  - با بررسی چاه‌های حفاری شده و دارای مشکل در هر قطاع نشان می‌دهد که قطاع‌های ۴ و ۵ (واقع در ناحیه مرکزی ساختار) نسبت به دماغه‌های شرقی و غربی دارای پتانسیل بیشتری از لحاظ بروز مشکل در حین حفاری می‌باشد. همچنین در قطاع‌های ۲ (واقع در ناحیه لیشر جنوبی) و ۷ (واقع در ناحیه یال شمالی جنوب شرق میدان) که در شمال غربی و جنوب شرقی میدان قرار دارند، دارای چاه‌های با هرزروی بالا می‌باشند.
  - با تحلیل نمودارهای شاخص تولید و دبی چاه‌ها در سازند آسماری میدان گچساران، مشاهده شده است که بالا بودن شاخص تولید و دبی نفت، درست در چاه‌هایی وجود دارد که بر روی خطوط گسلی یا در شعاع نزدیک آن واقع شده‌اند، که خود این مسئله می‌تواند دلیل محکمی بر وجود شکستگی‌های زیاد و نفوذپذیری بالا در این مناطق باشد و بررسی‌ها نشان داده است که هرزروی‌های شدید نیز در این چاه‌ها اتفاق افتاده است.
  - نمودارهای همبستگی ترسیمی بین هرزروی و وزن گل در زون‌های مختلف تماماً نشان می‌دهد محدوده همبستگی‌ها از ۰/۱ تا ۰/۱ است که هیچگونه رابطه و همبستگی قابل توجهی بین میزان هرزروی و وزن گل آن وجود ندارد. لذا وزن گل در چاه‌های این مخزن نقش تعیین کننده‌ای در هرزروی نداشته و تنها در مواردی موجب افزایش و رخ دادن هرزروی شده است.
  - بکارگیری روش‌های حفاری فروتعدالی و استفاده از سیال حفاری با وزن مخصوص و ترکیب مناسب مانند سیالات حفاری NIF و MMH در نقاط با هرزروی شدید و یا ترکیبی از این روش‌ها جهت کنترل هرزروی در نقاط بحرانی مخزن پیشنهاد می‌گردد.

## سپاس و قدردانی

این مقاله بر اساس طرح پژوهشی با حمایت اداره پژوهش و فناوری شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب تهیه و تنظیم شده است. همچنین لازم است از آقای مهندس اشجعی مشاور صنعتی این طرح، بخاطر همکاری‌های بی شائبه در انجام این تحقیق قدردانی و سپاسگزاری گردد. از آقایان مهندس محمد مصدق، مهندس محمد حسن عزیزیان بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

## منابع

- [۱] چیت فروش، ا.، مکوندی، ع.، همایی، م.، ۲۰۰۹، ساخت مدل سه بعدی زمین شناسی مخزن آسماری میدان گچساران، گزارش پ شماره ۶۶۲۱، مدیریت امور فنی، بایگانی زمین شناسی گسترشی، ص ۱۷۰.
- [۲] چیت فروش، ا.، مکوندی، ع.، همایی، م.، سراج، م.، ۲۰۱۲، مطالعه جامع مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران، بخش شکستگی‌ها، گزارش پ شماره ۸۰۶۲، مدیریت امور فنی - بایگانی زمین شناسی گسترشی، ص ۴۵۰.
- [۳] حسنی پاک، ع.، ا.، ۲۰۱۳، زمین آمار انتشارات دانشگاه تهران، ص ۳۲۸.

- [۴] گروه مطالعه جامع میدان گچساران، ۲۰۱۳، چاه آزمایشی (مخازن آسماری و بنگستان) میدان، فاز تعیین مشخصات مخزن گزارش پ شماره ۷۴۰۳، مدیریت امور فنی- بایگانی مهندسی نفت، عملیات چاه آزمایشی، ص ۱۷۴.
- [۵] مجیدی، ر.، استفان، ل.، جرارد، ت. ژ.، ۲۰۱۰، مدلسازی تلفات گل حفاری در سازند به طور طبیعی شکسته، کنفرانس سالانه انجمن نفت امریکا، دنور، کلرادو، ایالات متحده امریکا.
- [6] AHMED, T., 2010, Reservoir Engineering Handbook, Fourth Edition, Publishing Elsevier, 1454.
- [7] BEICIP FRANLAB, CO., and Tehran Energy, 2006, Study of the Asmari-Bangestan Res, Study Field: *Geology Report, Report P-Number 3185*, NISOC, 150.
- [8] CIVAN, F., 2000, Reservoir Formation Damage: *Gulf Publishing Company Huoston, Texas*, 745.
- [9] EDWARD HOHN, M., 2013, *Geostatistics and Petroleum Geology*, 224.
- [10] JANG, CH. SH., 2013, Use of multivariate indicator kriging methods for assessing groundwater contamination extents for irrigation: *Environmental Monitoring and Assessment*, **185**(5), 4049–4061.
- [11] LI, H., and WHITE, C. D., 2003, Geostatistical Shale Models for a Deltaic Reservoir Analog: From 3D GPR Data to 3D Flow Modeling: *The Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University and Agriculture and Mechanical College*, May 11-14, 15.
- [12] PICCINI, C., MARCHETTI, A., FARINA, R., and FRANCAVIGLIA, R., 2012, Application of indicator kriging to evaluate the probability of exceeding nitrate contamination thresholds: *International Journal of Environmental Research.*, **6**(4), 853–862.
- [13] ROXAR, CO., 2008, Irap RMS Maintenance Release User Guide: *Roxar Software Solutions Gamle Forusvei*, 2335.
- [14] SOLEIMANI, B., NAZARI, K., BAKHTIAR, H.A., HAGHPARAST, G., and Zandkarimi, G., 2008, Three-Dimensional Geostatistical Modeling of Oil Reservoirs: A Case Study from the Ramin Oil Field in Iran: *Journal of Applied Sciences*, **8**, 4532- 4523.

## تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران

هادی فتاحی<sup>۱\*</sup>، زهرا ورمزیاری<sup>۲</sup>، مصطفی یوسفی‌راد<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup> استادیار، ژئومکانیک، دانشگاه صنعتی اراک

<sup>۲</sup> دانشجوی کارشناسی ارشد، مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اراک

<sup>۳</sup> دانشیار، زمین‌شناسی، دانشگاه صنعتی اراک

\*H.fattahi@arakut.ac.ir

دریافت شهریور ۱۳۹۵، پذیرش بهمن ۱۳۹۵

### چکیده

تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از داده‌های چاه‌نگاری یکی از روش‌های مهم در اکتشافات نفتی و تعیین ویژگی‌های مخزن به حساب می‌آید که شبیه‌سازی و تخمین این پارامتر را امری اجتناب ناپذیر می‌کند. در این پژوهش در گام نخست برای ایجاد یک مدل و تخمین اشباع آب سازندی از ترکیب آنالیز خوشه‌ای با رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی بهره گرفته شده است. در مرحله‌ی بعد به کمک مدل ایجاد شده و روش شبیه‌سازی مونت کارلو، مقادیر اشباع آب سازندی شبیه‌سازی شده است. برای این کار از بانک اطلاعاتی مجموعه داده‌های تصحیح شده در میدان نفتی مارون استفاده شده است. نتایج بدست آمده از ترکیب آنالیز خوشه‌ای با رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی و شبیه‌سازی مونت کارلو نشان از دقت و کارایی قابل قبول این شبیه‌سازی را می‌دهد، به طوری که میانگین مقادیر اشباع آب سازندی در مدل‌سازی با مقادیر اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه بسیار به هم نزدیک می‌باشند. بعلاوه در این تحقیق از آنالیز حساسیت جهت تعیین موثرترین پارامتر ورودی، در تعیین اشباع آب سازندی استفاده شده است. بر اساس نتایج بدست آمده تاثیرگذارترین متغیر در تخمین درجه اشباع آب لاگ چگالی می باشد. لازم به ذکر است که نتایج این پژوهش تنها برای منطقه مورد مطالعه صادق است و برای سایر مناطق تنها استفاده از متودولوژی این پژوهش توصیه می‌شود.

**کلمات کلیدی:** اشباع آب سازندی، روش رگرسیون قطعه‌ای- غیرخطی، روش آنالیز خوشه‌ای، روش شبیه‌سازی مونت کارلو، آنالیز حساسیت.



## ۱- مقدمه

توصیف و تخمین خصوصیات پتروفیزیکی مخازن هیدروکربوری جهت گسترش میادین نفت و گاز و در راستای تحقق اهداف توسعه‌ی پایدار، امری لازم و ضروری است. از طرفی ورود علوم ریاضی و کامپیوتر به قلمرو علم زمین‌شناسی نفت و پتروفیزیک، نقش مهمی در حل مسائل و مشکلات این حوزه داشته است. کاربرد تکنیک‌های جدید آماری در تخمین غیرمستقیم خصوصیات پتروفیزیکی مخزن، از جمله پیشرفت‌های دهه اخیر بوده است، که منجر به کاهش چشمگیری از هزینه‌های اکتشافی شده است. در صنعت نفت تعیین خواص پتروفیزیکی مخازن، از مهم‌ترین فعالیت‌های کلیدی در مدیریت، تولید و توسعه مخازن هیدروکربوری به شمار می‌رود. تعیین پارامترهایی نظیر تخلخل، اشباع آب سازندی، لیتولوژی و حجم شیل معمولاً توسط دو روش متداول آنالیز مغزه<sup>۲۸</sup> به عنوان روش مستقیم و ارزیابی داده‌های چاه‌نگاری<sup>۲۹</sup> به عنوان روش غیرمستقیم تعیین می‌شوند. روش آنالیز مغزه که در آزمایشگاه و از طریق آزمایش بر روی مغزه صورت می‌گیرد اطلاعات بسیار مفیدی راجع به سنگ مخزن ارائه می‌کند. استفاده از روش آزمایشگاهی برای اندازه‌گیری این پارامترها دارای هزینه بسیار زیاد و زمانبر است. بنابراین استفاده از این روش تنها در تعداد معدودی از چاه‌های یک میدان امکان‌پذیر است. علاوه بر این در بسیاری از چاه‌ها به دلایل گوناگون، عملیات مغزه‌گیری امکان‌پذیر نبوده یا برای فواصل خاصی از درون چاه صورت می‌گیرد. از این‌رو در میادین نفتی به منظور دستیابی به این اهداف، از نمودارهای چاه‌پیمایی که بطور استاندارد و متداول در تمام چاه‌های نفتی برداشت می‌شوند، استفاده می‌شود. اما یکی از مهمترین پارامترهای پتروفیزیکی مخازن نفتی اشباع آب سازندی بوده که تاثیر زیادی بر دقت تخمین میزان نفت اولیه مخزن دارد. اشباع آب سازندی در ارتباط مستقیم با مقادیر آب، نفت و گاز موجود در خلل و فرج مخازن هیدروکربوری است. این ضریب به‌طور کلی بیانگر اشغال بخشی از حجم حفرات توسط سیالات مخزنی به حساب می‌آید. از طرفی تخمین صحیح اشباع آب در ارزیابی مخازن هیدروکربوری امری اجتناب‌ناپذیر بوده و بررسی تغییرات ایجاد شده در میزان اشباع آب در اثر تولید سیال هیدروکربوری، می‌تواند بیانگر تولید موثر از مخزن باشد. این مسئله همواره به مهندسان مخزن کمک می‌کند تا بتوانند نحوه توزیع سیالات مختلف (آب، نفت و گاز) در داخل شکاف‌ها و حفرات موجود در مخزن را مورد تجزیه و تحلیل قرار داده و به فاکتورهای اساسی که توزیع سیالات مذکور را کنترل می‌کند توجه بیشتری کنند. اگر در محاسبه اشباع شدگی آب خطای قابل توجهی رخ دهد، ممکن است آن مخزن بلا استفاده رها شود یا مثلاً ممکن است مخزنی دارای اشباع شدگی آب زیاد باشد و به دلیل خطای محاسبه مقدار آن کمتر تخمین زده شود، در نتیجه هزینه‌های هنگفت صرف مخزنی شود که تولید کننده نیست. با وجود تمام پیشرفت‌های صنعت نفت، نبود اطلاعات اشباع آب به میزان کافی و متناسب با سایر داده‌های موجود یکی از چالش‌های اساسی محسوب می‌شود. این امر می‌تواند به علت لزوم استفاده از دستگاه‌های دقیق و همچنین هزینه بالای این اندازه‌گیری‌ها در چاه باشد. غالباً در بسیاری از مطالعات این اطلاعات تنها در برخی از چاه‌ها و آن هم برای اعماق خاصی اندازه‌گیری شده است. لذا یکی از مسائل مهم و اساسی در مطالعات فیزیک سنگ، پیش‌بینی اشباع آب، با توجه به اطلاعات موجود است. در طول سالیان اخیر، مطالعات بر روی پارامتر اشباع آب سازندی و دیگر پارامترهای پتروفیزیکی سنگ‌ها صورت گرفته است که در ادامه به مهمترین آن‌ها اشاره خواهد شد. مصطفی کمل<sup>۳۰</sup> و همکاران [۱] در سال ۲۰۰۱ با استفاده از روش رگرسیون غیر خطی به تخمین اشباع آب سازندی در دو منطقه شامل: ایالات متحده آمریکا و مصر پرداختند. امیری<sup>۳۱</sup> و همکاران [۲] در سال ۲۰۱۵ اشباع آب

28 Core analysis  
29 Well logging evaluation  
30 kamel  
31 Amiri

سازندگی منطقه ماسه سنگ شیلی کوه‌های راکی واقع در غرب ایالات متحده را با بکارگیری از روش رگرسیون غیرخطی پیش‌بینی کردند. ماریوک<sup>۳۲</sup> و همکاران [۳] در سال ۲۰۱۳ به بررسی مقاومت آب سازندگی با استفاده از روش عددی پرداختند. لی<sup>۳۳</sup> و همکاران [۴] در سال ۲۰۱۱ رابطه‌ای میان نگارهای پتروفیزیکی و اشباع سیال هیدراته در کوه آلبرت را با استفاده از روش رگرسیون غیرخطی ارائه نمودند. پائول<sup>۳۴</sup> و همکاران [۵] در سال ۱۹۹۳ به بررسی اشباع آب سازندگی منطقه ماسه سنگی واقع در شمال غرب انگلستان با استفاده از روش رگرسیون و داده‌های چاه‌نگاری پرداختند. در سال ۲۰۱۳ نعیمی و همکارانش [۶] با استفاده از روش رگرسیونی به بررسی اشباع آب سازندگی مخازن نفتی پرداختند. حبیبی و همکاران (۲۰۱۳) [۷] با استفاده از روش تجزیه رگرسیونی به تخمین نفوذپذیری سیال در سنگ‌هایی که شکستگی بالایی دارند، پرداختند. هیوانگ و همکاران (۲۰۱۵) [۸] با روش رگرسیونی به تخمین اشباع آب سازندگی ماسه سنگی خاورمیانه پرداختند. بولوشی و همکاران (۲۰۰۹) [۹] به بررسی پارامترهای موثر جهت تعیین اشباع آب سازندگی ماسه سنگی مخزن شرق دریای عمان پرداختند. در سال ۲۰۱۴ ودانتی [۱۰] با استفاده از روش مونت کارلو به برآورد نفوذپذیری یک میدان نفتی ماسه سنگی واقع در حوضه هند پرداختند. در پژوهش حاضر، با استفاده از داده‌های خام بدست آمده از چاه‌نگاری و اطلاعات آزمایشگاهی حاصل از آنالیز مغزه با استفاده از تلفیق روش‌های آماری-احتمالاتی (رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی و روش شبیه‌سازی مونت کارلو)، پارامتر اشباع آب سازندگی در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران، مورد ارزیابی قرار گرفته است.

## ۲- مروری اجمالی بر روش‌های بکار گرفته شده در این پژوهش

### ۲-۱- رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی

رگرسیون قطعه‌ای که به نام‌های رگرسیون تکه‌ای<sup>۳۵</sup>، رگرسیون دو یا چند حالتی پیوسته<sup>۳۶</sup>، کمترین توان‌های دوم دو مرحله-ای و رگرسیون خط شکسته<sup>۳۷</sup> نیز معروف می‌باشد. این نوع رگرسیون یکی از روش‌های تحلیل رگرسیونی می‌باشد که در آن متغیر مستقل در فواصلی تقسیم و برای هر فاصله یک خط رگرسیون قطعه‌ای جداگانه برازش داده شده و مرز بین قطعات نقاط شکست نامیده می‌شود (شکل ۱). به نقاط شکست، نقاط اتصال، نقطه تغییر<sup>۳۸</sup> و گره<sup>۳۹</sup> نیز گفته می‌شود. ممکن است در رگرسیون قطعه‌ای بیش از یک نقطه شکست وجود داشته باشد و مکان نقاط شکست معلوم یا نامعلوم باشد و یا قطعات رگرسیونی در محل نقاط شکست پیوسته یا جدا باشند. تعیین نقطه شکست یکی از مسایل مهم در تحلیل روند داده‌ها می‌باشد. در این روش هر قطعه یک تابع  $f_i(x; S_i)$  رگرسیونی خطی با پارامترهای متفاوت خواهیم داشت. منحنی رگرسیون قطعه‌ای برای  $I$  قطعه به صورت مدل کلی زیر بیان می‌شود:

$$f(x) = E[y|x] = \begin{cases} f_1(x; S_1) & x \leq \dagger_1 \\ f_2(x; S_2) & \dagger_1 < x < \dagger_2 \\ \vdots & \\ f_r(x; S_r) & \dagger_{r-1} < x \end{cases} \quad (1)$$

که  $\dagger_i$  نشان دهنده نقاط شکست و  $f_i(x; S_i)$  توابع رگرسیونی برای هر قطعه می‌باشد. در این حالت مدل رگرسیونی بصورت زیر بدست می‌آید:

32 Mabrouk

33 Lee

34 Paul

35 Piecewise regression

36 Continues Two-or multiphase

37 Break line

38 Change point

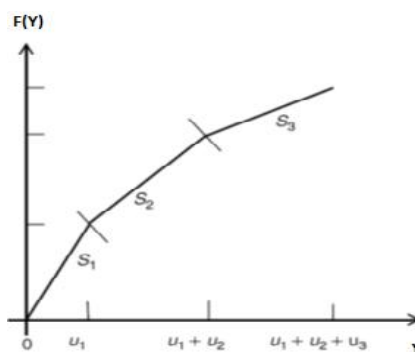
39 Knot

تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران

$$E[y|x] = s_0 + s_1x + u_1(x - t_1)^+ + \dots + u_k(x - t_k)^+ \quad (2)$$

که  $k$  تعداد نقاط نامعلوم،  $t_i$  برای  $i=(1, \dots, k)$  مکان‌های نقاط تغییر نامعلوم و  $u_i$  ضرایب رگرسیونی قطعات هستند. مواردی که باید در رگرسیون قطعه‌ای مورد توجه قرار گیرد شامل: تعداد نقاط شکست، مکان نقاط شکست و معلوم و نامعلوم بودن نقاط شکست می‌باشند.

از طرفی با توجه به پیچیده بودن ارتباط میان متغیر وابسته و متغیرهای مستقل می‌توان بسیاری از مسائل دنیای واقعی را به صورت توابع غیرخطی قطعه‌ای پیوسته مدل نمود [۱۱]. سیستم غیرخطی در جایی تعریف می‌شود که متغیرها را نتوان به شکل ترکیبی خطی از متغیرهای مستقل نوشت. روش رگرسیون قطعه‌ای-غیرخطی نسبت به روش قطعه‌ای-خطی مدل‌های بهتری تولید می‌کند زیرا در موضوعات همگرایی و پایداری ثبات بیشتری را متحمل می‌شود [۱۲]. در این مقاله از روش رگرسیون قطعه‌ای-غیرخطی برای تخمین اشباع آب سازندی یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران استفاده شده است.



شکل ۱- نمونه‌ای از تابع رگرسیون قطعه‌ای.

## ۲-۲- روش آنالیز خوشه‌ای

آنالیز خوشه‌ای در بردارنده الگوریتم‌ها و روش‌هایی برای گروه‌بندی داده‌های مشابه می‌باشد. سؤالی که معمولاً محققان با آن روبرو می‌شوند این است که "چگونه داده‌های مشاهده شده را درون ساختاری بامعنی سازماندهی کنند؟". آنالیز خوشه‌ای موارد را بر اساس میزان ارتباطشان دسته‌بندی می‌کند. بنابراین داده‌های یک کلاستر دارای بیشترین میزان ارتباط با یکدیگر و کمترین میزان ارتباط با داده‌های دیگر کلاسترها می‌باشند. از آنچه گفته شد می‌توان فهمید که آنالیز خوشه‌ای بدون آن‌که به تشریح چرایی وجود داده‌ها بپردازد، برای کشف ساختار داده‌ها بکار می‌رود. بنابراین آنالیز خوشه‌ای ابزاری اکتشافی است که می‌تواند ارتباطات و ساختار بین داده‌ها را که قبلاً مشهود و محسوس نبودند را آشکار نماید. در این روش هیچ فرضی در مورد تعداد گروه‌ها یا ساختمان آن‌ها در نظر گرفته نمی‌شود. دسته‌بندی کردن بر اساس مشابهت‌ها و یا فواصل انجام می‌شود.

آنالیز خوشه‌ای انواع مختلفی دارند که عبارت است از: آنالیز خوشه‌ای دو مرحله‌ای<sup>۴۰</sup>، آنالیز خوشه‌ای K-Means<sup>۴۱</sup> و آنالیز خوشه‌ای سلسله مراتبی<sup>۴۲</sup>. اما در پژوهش حاضر به دلیل کار با داده‌های بزرگ و امکان ذخیره‌سازی فاصله‌ها از مرکز خوشه از آنالیز خوشه‌ای K-Means استفاده شده است. هدف از بکارگیری آنالیز خوشه‌ای K-Means افزایش کارایی روش رگرسیون قطعه‌ای-غیرخطی و بالا رفتن دقت مدل‌سازی می‌باشد که در ادامه به معرفی اجمالی روش آنالیز خوشه‌ای K-Means پرداخته می‌شود.

40 Two-Step Cluster Analysis

41 K-Means Cluster Analysis

42 Hierarchical Cluster Analysis

## ۲-۱-۲- آنالیز خوشه‌ای K-Means

این روش علی‌رغم سادگی آن یک روش پایه برای بسیاری از روش‌های خوشه‌بندی دیگر محسوب می‌شود [۱۳]. برای این الگوریتم شکل‌های مختلفی بیان شده است. ولی همه آن‌ها دارای روالی تکراری هستند که برای تعدادی ثابت از خوشه‌ها سعی در تخمین موارد زیر دارند:

• بدست آوردن نقاطی به عنوان مراکز خوشه‌ها که این نقاط در واقع همان میانگین نقاط متعلق به هر خوشه هستند.

• نسبت دادن هر نمونه داده به یک خوشه که آن داده کمترین فاصله تا مرکز آن خوشه را دارا باشد.

در نوع ساده‌ای از این روش ابتدا به تعداد خوشه‌های مورد نیاز، نقاطی به صورت تصادفی انتخاب می‌شود. سپس در داده‌ها با توجه با میزان نزدیکی (شباهت) به یکی از این خوشه‌ها نسبت داده می‌شوند و بدین ترتیب خوشه‌های جدیدی حاصل می‌شود. با تکرار همین روال می‌توان در هر تکرار با میانگین‌گیری از داده‌ها مراکز جدیدی برای آن‌ها محاسبه کرد و مجدداً داده‌ها را به خوشه‌های جدید نسبت داد. این روند تا زمانی ادامه پیدا می‌کند که دیگر تغییری در داده‌ها حاصل نشود. تابع زیر به عنوان تابع هدف مطرح است [۱۴].

$$E = \sum_{i=k-1}^k \sum_{x \in S_k} \|x - Z_k\|^2$$

(۳)

که معیار فاصله بین نقاط و  $Z_k$  مرکز خوشه  $k$  ام است. الگوریتم زیر الگوریتم پایه برای این روش محسوب می‌شود:

- در ابتدا  $K$  نقطه به عنوان نقاط مراکز خوشه‌ها انتخاب می‌شوند.
- هر نمونه داده به خوشه‌ای که مرکز آن خوشه کمترین فاصله تا آن داده را داراست، نسبت داده می‌شود.
- پس تعلق تمام داده‌ها به یکی از خوشه‌ها برای هر خوشه یک نقطه جدید به عنوان مرکز محاسبه می‌شود.
- مراحل ۲ و ۳ تکرار می‌شوند تا زمانی که دیگر هیچ تغییری در مراکز خوشه‌ها حاصل نشود.

برای مطالعه جزئیات بیشتر در مورد روش آنالیز خوشه‌ای K-Means منابع [۱۵-۱۷] توصیه می‌شود.

## ۲-۳- روش شبیه‌سازی مونت کارلو

شبیه‌سازی عبارت است از ایجاد محیطی ساختگی و استفاده از یک مدل نظری برای تخمین رفتار یک سیستم موجود در جهان واقعی. محیط ساختگی یا مصنوعی فضایی معادل حقیقی یا مجازی است که در آن تحلیل‌گر تلاش می‌کند تا سیستم واقع در جهان حقیقی را الگوبندی کند. بسته به اینکه از شبیه‌سازی چه هدفی دنبال می‌شود و چه محدودیتی در به کارگیری آن وجود دارد می‌توان چهار نوع شبیه‌سازی را از یکدیگر تفکیک کرد که عبارت است از: شبیه‌سازی مولد (نمونه‌سازی)، شبیه‌سازی تحلیلی یا تکنیکی، شبیه‌سازی راهبردی و شبیه‌سازی ذهنی یا شهودی [۱۸]. اولین نوع شبیه‌سازی یعنی شبیه‌سازی مولد (نمونه‌سازی)، زمانی به کار می‌رود که به دلیلی نتوان داده‌ای را برای متغیر تحت بررسی بدست آورد که یا ثبت نشده و یا اینکه نمونه‌گیری از آن اقتصادی نیست. این نوع شبیه‌سازی را برای پیش‌بینی از طریق مدل‌های رگرسیونی حاوی اختلال‌های تصادفی نیز می‌توان به کار برد. روش شبیه‌سازی مونت کارلو در دسته اول از انواع شبیه‌سازی می‌گنجد [۱۹]. روش شبیه‌سازی مونت کارلو روشی است که با استفاده از یک سری اعداد تصادفی از توزیع احتمالی متغیرها، تابع نهایی را شبیه‌سازی می‌کند. امروزه روش مونت کارلو در مسائل بسیار پیچیده که دارای ماهیتی غیرقطعی هستند، کاربرد بسیاری دارد.

مراحل مختلف این روش به شرح زیر می‌باشد:

تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران

- ۱- انتخاب یک روش حل بسته برای تعیین ارتباط بین پارامتر خروجی با پارامترهای ورودی مسئله
- ۲- تعیین پارامترهای ورودی تغییر پذیر به عنوان متغیر تصادفی و تعیین توزیع آماری آن‌ها
- ۳- تولید اعداد تصادفی و تعیین پارامترهای ورودی جدید با استفاده از این اعداد تصادفی
- ۴- تعیین پارامتر خروجی با استفاده از پارامترهای ورودی جدید
- ۵- تکرار مراحل ۳ و ۴ تا به دست آوردن یک توزیع چگالی احتمال برای پارامتر خروجی.

### ۳- تخمین اشباع آب سازندی در منطقه مورد مطالعه

#### ۳-۱- ساختار داده‌های ورودی برای مدل سازی

داده‌های ورودی برای مدل‌سازی در این پژوهش از نگارهای چاه‌پیمایی در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران (میدان مارون) بدست آمده است. میدان مارون یک تاق‌دیس تقریباً نامتقارن است که دارای شیب متوسط ۶۰-۴۵ درجه در یال جنوب غربی و ۲۵ الی ۴۵ درجه در یال شمال شرقی می‌باشد. همچنین دارای پیچشی در وسط ساختار است که طی آن روند میدان تقریباً ۲۰ درجه از جهت N۴۵W در شمال غرب به سمت N۶۵W در جنوب غرب تغییر می‌کند. سازند آسماری اصلی ترین سنگ مخزن میدان نفتی مارون است. این سازند در میدان مارون شامل رسوبات دریایی عمیق (در قاعده آسماری زیرین) می باشد که به رسوبات نیمه عمیق و کم عمق تا سبخایی در آسماری میانی و بالایی تبدیل می شود، و در پهنه های بالایی بیشتر از دولومیت و آهک تشکیل شده است. مخزن آسماری میدان مارون از دید سنگ شناسی به ۵ پهنه و ۵ زیرپهنه تقسیم بندی شده که پهنه ۲ در رأس و پهنه ۵ در قاعده مخزن قرار گرفته است [۲۰].

پهنه یک: این پهنه در بخش بالایی سازند آسماری و در بخش زیرین سازند گچساران (پوش سنگ) واقع شده است. از دید سنگ شناسی بخش عمده آن دولومیت، آهک دولومیتی به همراه مقادیر جزئی، انیدریت است و گاهی لایه های نازکی از شیل، مارن و ماسه نیز دیده می شود. ستبرای میانگین آن ۶۰-۷۵ متر و همزمان با آخرین فاز پیشروی دریا در میوسن نهشته شده است.

پهنه دو: این پهنه بخش بالایی سازند آسماری میانی را تشکیل می دهد و سنگ شناسی آن شامل دولومیت و آهک های دولومیتی به همراه مقادیر جزئی انیدریت است که در بخش های زیرین تبدیل به تناوبی از لایه های ماسه سنگ آهک و آهک ماسه ای و دولومیت می شود. میانگین ستبرای این پهنه ۷۰-۱۰۰ متر است.

پهنه سه: این پهنه بخش های پایینی آسماری میانی را شامل می شود و سنگ شناسی آن بیشتر از سنگ آهک، دولومیت که در بخش های تحتانی ماسه سنگی با میان لایه های آهک و دولومیت ماسه ای و گاهی لایه های نازک شیلی تشکیل شده است. ستبرای میانگین این پهنه میان ۱۰۰ متر است.

پهنه چهار: این پهنه بخش بیشتری از آسماری زیرین را تشکیل می دهد و سنگ شناسی عمده آن آهک، آهک دولومیتی، ماسه سنگ، شیل و مارن که در بخش های زیرین لایه های آهک خالص و در برخی بخش ها لایه های نازک ماسه و شیل است و ستبرای میانگین آن ۱۵۰ متر است.

پهنه پنج: این پهنه تشکیل دهنده بخش انتقالی میان سازندهای پابده و آسماری است و بیشتر از آهک های رسی فشرده و شیل های تیره رنگ گلوکونیتی و پیریت دار تشکیل شده است. ستبرای آن میان ۶۵-۷۰ متر است.

برای مدل‌سازی در این مقاله، بانک اطلاعاتی مجموعه داده‌های تصحیح شده شامل ۱۲۱۱ داده بوده که به دو بخش داده‌هایی جهت ساخت مدل (۷۵ درصد ۱۲۱۱ داده به طور تصادفی) و داده‌های آزمون (۲۵ درصد ۱۲۱۱ داده به طور تصادفی) جهت تخمین اشباع آب سازندی تقسیم شدند. از بین نگارهای مختلف آنهایی که با اشباع آب سازندی ارتباط

نزدیکتری داشته‌اند بعنوان داده‌های ورودی در نظر گرفته شده است که شامل پنج متغیر مستقل شامل لاگ‌های سرعت صوت، اشعه گاما<sup>۴۳</sup>، مقاومت ویژه، تخلخل- نوترون و چگالی هستند. برای بررسی ارتباط میان پارامترهای ورودی و متغیر خروجی از ماتریس همبستگی استفاده شده است، به این صورت که همبستگی پارامترهای در دسترس با اشباع آب سازندی بررسی و طبق آن بیشترین همبستگی و ارتباط میان پارامترهای ورودی و اشباع آب سازندی تعیین شد. در نهایت از اطلاعات پارامترهایی که بیشترین ارتباط را با اشباع آب سازندی داشتند، جهت مدل سازی اشباع آب سازندی استفاده شد. در جدول ۱ همبستگی پارامترهای ورودی و خروجی آمده است.

جدول ۱- ماتریس همبستگی متغیرهای ورودی و پارامتر خروجی.

متغیرها	اشعه گاما	چگالی	سرعت صوت	مقاومت ویژه	سرعت موج فشاری	سرعت موج برشی	تخلخل	اشباع آب سازند
اشعه گاما	۱							
چگالی	۰/۰۰۹	۱						
سرعت صوت	۰/۰۴	-۰/۸	۱					
مقاومت ویژه	-۰/۴	۰/۰۷	-۰/۲۶	۱				
سرعت موج فشاری	۰/۰۶	-۰/۱۹	۰/۱۸	-۰/۰۴	۱			
سرعت موج برشی	۰/۰۸	-۰/۱۳	۰/۱۵	-۰/۰۷	۰/۸	۱		
تخلخل	۰/۰۴	-۰/۴۶	۰/۴۷	-۰/۲۴	۰/۰۹	۰/۰۴	۱	
اشباع آب سازندی	۰/۱۷	۰/۱۸	-۰/۱۷	-۰/۳۱	۰/۰۷	۰/۰۹	-۰/۲۵	۱

لازم به ذکر است که داده‌های خروجی مدل (اشباع آب) هم از آنالیز مغزه بدست آمده است. قسمتی از کل داده‌های استفاده شده برای مدلسازی در جدول آورده شده است. هم‌چنین توصیف آماری داده‌های به کار رفته در این مطالعه در جدول ۲ نشان داده شده است.

جدول ۲- قسمتی از کل داده‌های استفاده شده برای مدل سازی.

شماره داده	پارامترهای ورودی					پارامتر خروجی
	چگالی <sup>۴۴</sup> (گرم بر سانتی متر مکعب)	تخلخل- نوترون <sup>۴۵</sup> (بر حسب درصد)	مقاومت ویژه الکتریکی <sup>۴۶</sup> (اهم-متر)	اشعه گاما <sup>۴۷</sup> (آی.پی.آی)	سرعت صوت <sup>۴۸</sup> (میکروثانیه بر فوت)	
۱	۲/۵۷	۰/۰۸	۲۷/۱۷	۵۵/۴۴	۶۸/۶۸	اشباع آب <sup>۴۹</sup> (مغزه گیری)
۲	۲/۵۹	۰/۰۷	۲۵/۷۳	۵۲/۷۴	۶۸/۶۲	
۳	۲/۶۰	۰/۰۶	۲۴/۱۴	۵۲/۶۳	۶۶/۳۸	
۴	۲/۶۱	۰/۰۵	۲۳/۳۱	۴۸/۲۹	۶۲/۹۵	
۵	۲/۵۷	۰/۰۸	۲۷/۱۷	۵۵/۴۴	۶۸/۶۸	

جدول ۳- توصیف آماری داده‌های به کار رفته در این مطالعه.

43 Gamma Ray Log (GRL)  
 44 Density (RHOB)  
 45 Notrun-porosity (NPHI)  
 46 Induction log dual (ILD)  
 47 Gamma ray (GR)  
 48 Velocity Sonic (DT)  
 49 Water saturation (SW)



تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران

پارامتر	مینیمم	ماکزیمم	میانگین	انحراف معیار
چگالی (گرم بر سانتی متر مکعب)	۲/۱۰۷	۲/۷۹۸	۲/۵۶۲	۰/۱۲۱
تخلخل-نوترون (بر حسب درصد)	۰/۰۰۵	۰/۳۱۷	۰/۱۳۷	۰/۰۶۱
مقاومت ویژه الکتریکی (اهم-متر)	۱/۷۰۰	۱۱۶۷/۶۸۲	۵۷/۸۶۱	۸۶/۲۸۲
اشعه گاما (آی.پی.آی)	۰/۹۴۹	۱۳۷/۹۲۶	۲۵/۷۹۴	۱۶/۶۵۶
سرعت صوت (میکروثانیه بر فوت)	۴۱/۰۳۶	۹۰/۶۸۷	۶۳/۰۸۹	۸/۴۵۲
اشباع آب	۰/۰۲۰	۰/۹۷۲	۰/۳۰۱	۰/۲۰۰

### ۳-۲- پیش پردازش داده‌ها و شاخص‌های آماری جهت ارزیابی عملکرد مدل

برای مدل‌سازی و ورودی داده‌ها، اکثراً لازم است که دامنه تغییرات داده‌ها مشابه یکدیگر باشند که در اصطلاح این عمل را، نرمال‌سازی داده‌ها می‌نامند. نرمال‌سازی داده‌ها در این مطالعه توسط رابطه زیر انجام گرفته است که این رابطه دامنه داده‌ها را در بازه [۰ ۱] قرار می‌دهد.

$$p_n = \frac{p - p_{\min}}{p_{\max} - p_{\min}} \quad (۴)$$

که در آن:  $p_n$  داده نرمال شده،  $p$  داده حقیقی،  $p_{\min}$  کمینه داده حقیقی و  $p_{\max}$  بیشینه داده حقیقی هستند.

هم‌چنین در این مقاله برای ارزیابی عملکرد مدل، از دو شاخص آماری استفاده شده است که روابط مربوطه عبارتند از:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2}{\sum_{i=1}^n y_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n y_i)^2}{n}} \quad (۵)$$

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2 \quad (۶)$$

که در این روابط  $y_i$  مقدار اندازه‌گیری شده و  $y'_i$  مقدار پیش‌بینی شده می‌باشد. لازم به توضیح است که معیار ضریب همبستگی<sup>۵۰</sup> نشان دهنده انطباق بین مقادیر اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده می‌باشد که بهترین حالت آن جایی است که مقدار آن یک باشد و اگر صفر باشد بدان معنی است که عملکرد مدل برای پیش‌بینی خیلی ضعیف است. معیار میانگین مربعات خطا<sup>۵۱</sup> نیز بیانگر خطای بین مقادیر اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده می‌باشد و هر چه مقدار آن کمتر باشد عملکرد مدل از اطمینان بیش‌تری برخوردار است.

50 Correlation coefficient ( $R^2$ )  
51 Mean Square Error (MSE)

### ۳-۳- تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از روش‌های رگرسیون چند متغیره معمولی غیرخطی

در این قسمت روش‌های چند متغیره رگرسیون معمولی غیر خطی برای تخمین اشباع آب از همبستگی‌های بین پاسخ چاه نمودارهای مختلف و پارامتر مورد نظر استفاده می‌شود. در این مطالعه چهار روش رگرسیون معمولی غیرخطی شامل: رگرسیون غیرخطی چند جمله‌ای، لگاریتمی، توانی و نمایی جهت برآورد اشباع آب استفاده شده است. برای یافتن معادله بهینه هر یک از روش‌های مذکور، بیش از ۱۵۰ معادله در نرم افزار استاتستیکا<sup>۲۰</sup> مورد بررسی قرار گرفته است، که از بین آن‌ها روابط زیر بیشترین همبستگی را در مرحله مدلسازی داشته‌اند که در ادامه به بررسی این مدل‌ها پرداخته شده است. طبق معادله بدست آمده از تابع توانی مقدار همبستگی برابر  $R^2=0.3$  حاصل شد.

$$S_w = 10^{(0.5RHOB+0.04ILD+3.6GR+1.2DT+0.19NPHI+0.4)}$$

(۷)

این مقدار برای تابع لگاریتمی نیز  $R^2=0.24$  بدست آمد.

$$S_w = \ln(0.03 + 0.1RHOB + 0.03ILD + 1.6GR + 1.2DT + 0.19NPHI)$$

(۸)

پس از بررسی معادلات نمایی، بیشترین مقدار همبستگی برای این نوع تابع  $R^2=0.35$  حاصل شد.

$$S_w = \exp(0.2 + 1.9RHOB + 0.2ILD + 2.6GR + 0.2DT + 0.19NPHI)$$

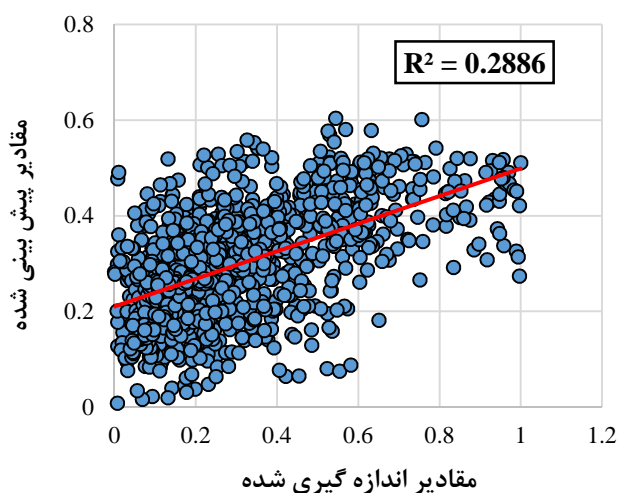
(۹)

در نهایت همبستگی  $R^2=0.28$  برای معادله چند جمله‌ای بدست آمد.

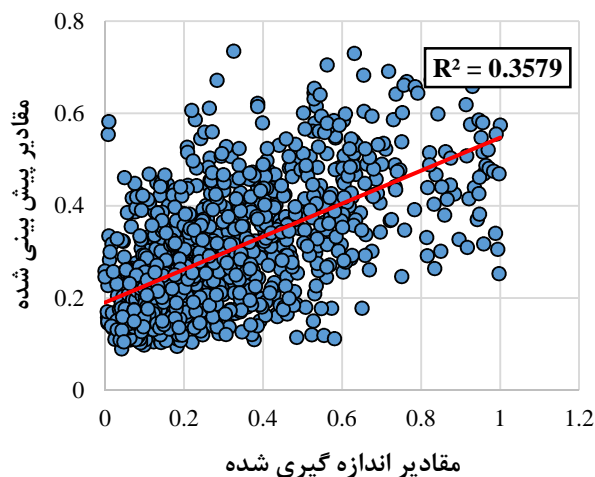
$$S_w = 2.6 + 5.3RHOB^{0.09} - 3.5ILD^{3.5} + 0.01GR^{0.4} + 0.52DT^{1.5} + 0.2NPHI^{4.6}$$

(۱۰)

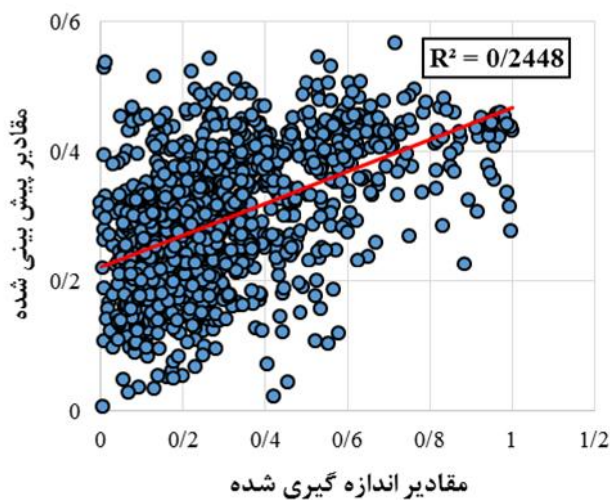
ضریب همبستگی بین اشباع آب اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با استفاده از چهار روش رگرسیون معمولی غیرخطی در شکل‌های ۲ تا ۵ مشاهده می‌شود. باتوجه به نتایج حاصله از روش‌های چند متغیره رگرسیون معمولی غیر خطی، چنین نتیجه می‌شود که در این مورد نمی‌توان از این روش‌ها به عنوان مدل بهینه جهت تخمین اشباع آب سازندی منطقه مورد مطالعه استفاده نمود. لذا در ادامه به بررسی روش‌های دیگر پرداخته می‌شود.



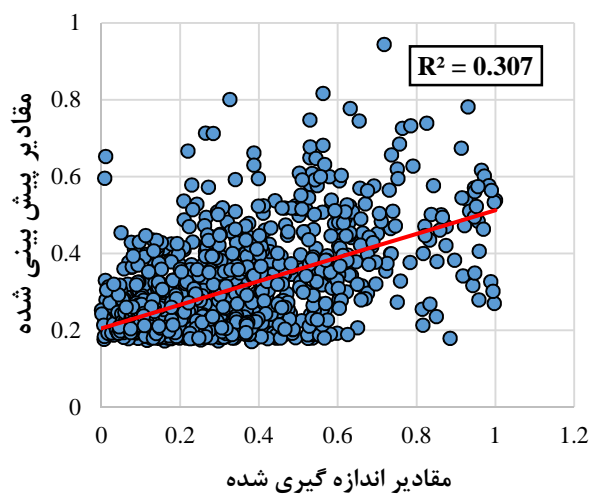
شکل ۲- ضریب همبستگی بین اشباع آب اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با روش رگرسیون معمولی چند جمله‌ای.



شکل ۳- ضریب همبستگی بین اشباع آب اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با روش رگرسیون معمولی نمایشی.



شکل ۴- ضریب همبستگی بین اشباع آب اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با روش رگرسیون معمولی لگاریتمی.



شکل ۵- نمودار ضریب همبستگی بین اشباع آب اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با روش رگرسیون معمولی توانی.

### ۳-۴- تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از آنالیز خوشه‌ای- رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی

در این قسمت در ابتدا برای بدست آوردن یک مدل مناسب، از آنالیز خوشه‌ای برای بهبود عملکرد مدل رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی استفاده شده است. برای کلاستر بندی داده‌های تحلیل جهت مدلسازی (۷۵ درصد کل داده‌ها یعنی ۹۱۲ داده) از آنالیز خوشه‌ای در محیط نرم افزار استاتیستیکا استفاده شده است. برای کلاستر بندی داده‌های این پژوهش از روش میانگین استفاده شده است. این روش یکی از روش‌های خوشه‌بندی داده‌ها در داده کاوی است. برای این الگوریتم شکل‌های مختلفی بیان شده است. ولی همه آن‌ها دارای روالی تکراری هستند که برای تعدادی ثابت از خوشه‌ها سعی در تخمین موارد زیر دارند:

بدست آوردن نقاطی به عنوان مراکز خوشه‌ها این نقاط در واقع همان میانگین نقاط متعلق به هر خوشه هستند. نسبت دادن هر نمونه داده به یک خوشه که آن داده کمترین فاصله تا مرکز آن خوشه را دارا باشد. در نوع ساده‌ای از این روش ابتدا به تعداد خوشه‌های مورد نیاز نقاطی به صورت تصادفی انتخاب می‌شود. سپس در داده‌ها با توجه با میزان نزدیکی (شباهت) به یکی از این خوشه‌ها نسبت داده می‌شوند و بدین ترتیب خوشه‌های جدیدی حاصل می‌شود. با تکرار همین روال می‌توان در هر تکرار با میانگین‌گیری از داده‌ها مراکز جدیدی برای آنها محاسبه کرد و مجدداً داده‌ها را به خوشه‌های جدید نسبت داد. این روند تا زمانی ادامه پیدا می‌کند که دیگر تغییری در داده‌ها حاصل نشود. (برای اطلاع بیشتر از این روش به قسمت ۲-۲-۱- مراجعه شود.) در این کلاستر بندی، تعداد ۱۴۵ داده در کلاستر اول، ۴۲۸ داده در کلاستر دوم و ۳۳۹ داده در کلاستر سوم قرار گرفتند. آماره‌های توصیفی هر یک از کلاسترها در جداول ۴ تا ۶ نشان داده شده است.

جدول ۴- آماره‌های توصیفی کلاستر اول.

متغیرها	میانگین	انحراف معیار	واریانس
چگالی (گرم بر سانتی متر مکعب)	۴/۵	۰/۴۲	۰/۱۷
تخلخل-نوترون (بر حسب درصد)	۰/۶۵	۰/۱۸	۰/۰۳
مقاومت ویژه الکتریکی (اهم-متر)	۰/۴۳	۰/۱۸	۰/۰۳
اشعه گاما (آی.پی.آی)	۰/۳۶	۰/۱۶	۰/۰۲
سرعت صوت (میکروثانیه بر فوت)	۲/۵	۰/۴۴	۰/۱۹
اشباع آب	۰/۲۳	۰/۱۴	۰/۰۲

جدول ۵- آماره‌های توصیفی کلاستر دوم.

متغیرها	میانگین	انحراف معیار	واریانس
چگالی (گرم بر سانتی متر مکعب)	۴/۳	۰/۳۸	۰/۱۴
تخلخل-نوترون (بر حسب درصد)	۰/۶۹	۰/۱۷	۰/۰۲
مقاومت ویژه الکتریکی (اهم-متر)	۰/۴۳	۰/۲۰	۰/۰۴

تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران

اشباع آب	۰/۲۹	۰/۲۲	۰/۰۴
سرعت صوت (میکروثانیه بر فوت)	۲/۹	۰/۳۸	۰/۱۵
اشعه گاما (آی.پی.آی)	۰/۴۱	۰/۱۴	۰/۰۲

جدول ۶- آماره‌های توصیفی کلاستر سوم.

متغیرها	میانگین	انحراف معیار	واریانس
چگالی (گرم بر سانتی متر مکعب)	۲/۰۳	۰/۴۹	۰/۲۴
تخلخل-نوترون (بر حسب درصد)	۰/۶۵	۰/۱۴	۰/۰۲
مقاومت ویژه الکتریکی (اهم-متر)	۰/۵۳	۰/۱۵	۰/۰۲
اشعه گاما (آی.پی.آی)	۰/۵۴	۰/۱۷	۰/۰۳
سرعت صوت (میکروثانیه بر فوت)	۳/۳	۰/۴۳	۰/۱۸
اشباع آب	۰/۴۳	۰/۲۵	۰/۰۶

حال برای مدل‌سازی با استفاده از روش رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی برای هر یک از کلاسترها، متغیرهای مستقل در فواصل تقسیم شدند و برای هر یک از فواصل معادله خطی محاسبه شد. فصل مشترک خطوط که همان نقطه شکست می‌باشد، با استفاده از معادلات غیرخطی برای هر یک از کلاسترها محاسبه شد. رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی بدست آمده شامل دو معادله خطی و یک معادله غیرخطی می‌باشد (معادله‌های ۱۱ تا ۱۳). در شکل‌های ۶ تا ۸ و جدول ۷ نتایج تحلیل هر یک از کلاسترها توسط رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی مشاهده می‌شود.

معادلات هر یک از کلاسترها به صورت زیر می‌باشد.

معادله رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی برای کلاستر اول:

$$S_w = \begin{cases} 0.02 + 0.5RHOB + 0.1NPHI + 0.05ILD - 0.01GR - 0.007DT & \text{If } S_w \leq 0.2 \\ EXP(0.26 + 10RHOB + 2.1NPHI + 0.25ILD - 0.1GR - 0.7DT) & \text{If } 0.2 \leq S_w \leq 0.4 \\ 0.5 + 0.2RHOB + 0.01NPHI + 0.06ILD - 0.01GR - 0.01DT & \text{If } S_w > 0.4 \end{cases}$$

(۱۱)

معادله کلاستر اول برای مقادیر کمتر از ۰/۲ و بیشتر از ۰/۴ اشباع آب محاسبه شده، که در آن دو معادله خطی و یک تابع نمایی استفاده شده است.

معادله رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی برای کلاستر دوم:

$$S_w = \begin{cases} 0.18 - 0.08RHOB + 0.5NPHI + 0.33ILD - 0.1GR - 0.26DT & \text{If } S_w \leq 0.2 \\ EXP(0.56 + 10RHOB + 4.1NPHI + 0.75ILD - 0.3GR - 0.9DT) & \text{If } 0.2 \leq S_w \leq 0.4 \\ -0.4 + 0.32RHOB + 0.3NPHI + 0.42ILD - 0.31GR - 0.3DT & \text{If } S_w > 0.4 \end{cases}$$

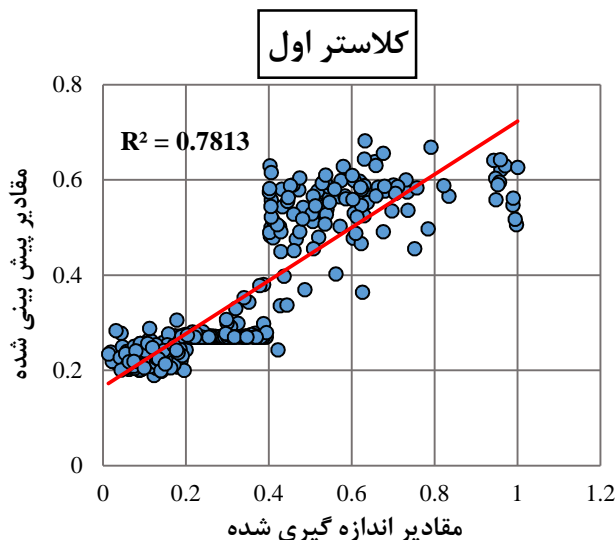
(۱۲)

معادله کلاستر دوم همانند کلاستر اول برای مقادیر کمتر از  $0.2$  و بیشتر از  $0.4$  اشباع آب محاسبه شده، که از دو معادله خطی و یک تابع غیرخطی نیز استفاده شده است.

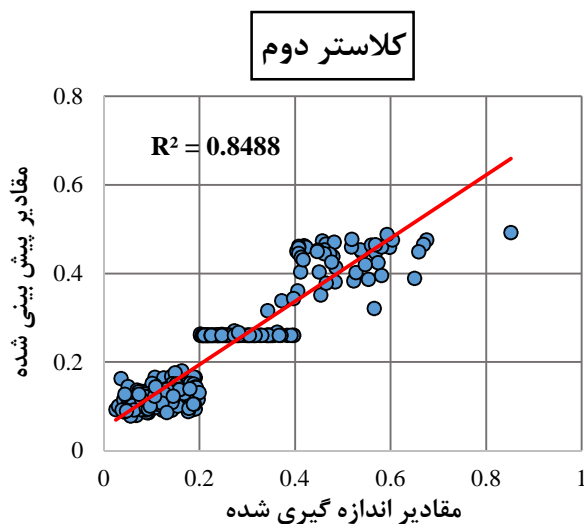
معادله رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی برای کلاستر سوم:

$$S_w = \begin{cases} 0.2 - 0.01RHOB - 0.2NPHI + 0.09ILD - 0.01GR - 0.2DT & \text{If } S_w \leq 0.4 \\ (0.27 + \text{EXP}(-7.4 - 2.2ILD + 0.3RHOB + 15.1GR - 26.3NPHI + 12.9DT)) & \text{If } 0.4 < S_w < 0.6 \\ 0.3 + 0.02RHOB - 0.3NPHI - 0.2ILD - 0.01GR - 0.3DT & \text{If } S_w > 0.6 \end{cases} \quad (13)$$

معادله کلاستر سوم برای مقادیر کمتر از  $0.4$  و بیشتر از  $0.6$  اشباع آب محاسبه شده، که از دو معادله خطی همانند دو معادله قبلی یک تابع نمایی نیز استفاده شده است.

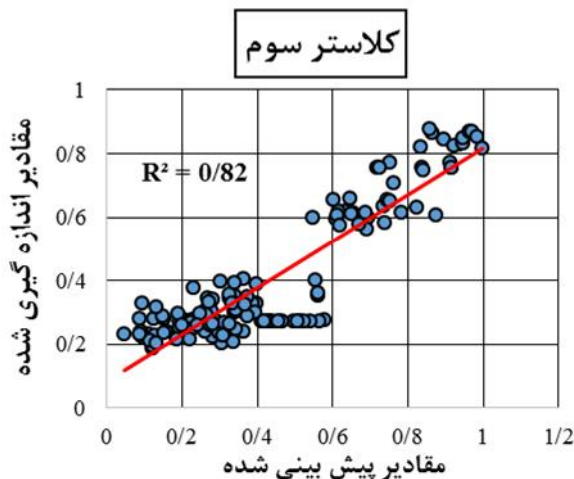


شکل ۶- همبستگی میان مقادیر واقعی با مقادیر پیش بینی شده در کلاستر اول.



شکل ۷- همبستگی میان مقادیر واقعی با مقادیر پیش بینی شده در کلاستر دوم.



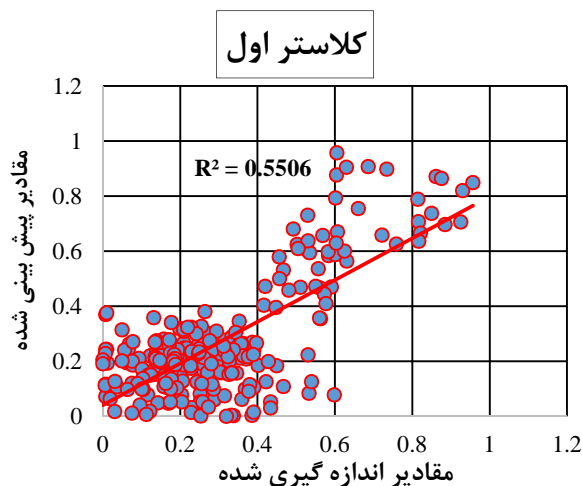


شکل ۸- همبستگی میان مقادیر واقعی با مقادیر پیش بینی شده در کلاستر سوم.

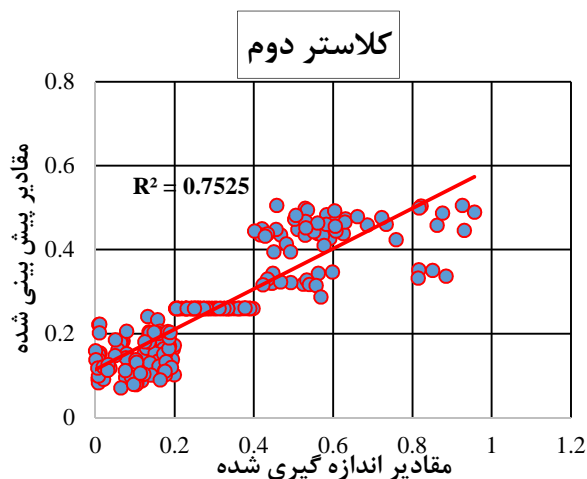
جدول ۷- عملکرد مدل رگرسیون قطعه‌ای-غیرخطی برای داده‌های مورد تحلیل.

کلاستر سوم		کلاستر دوم		کلاستر اول	
MSE	R <sup>2</sup>	MSE	R <sup>2</sup>	MSE	R <sup>2</sup>
۰/۰۰۸	۰/۸۲	۰/۰۰۳	۰/۸۴	۰/۰۱	۰/۷۸

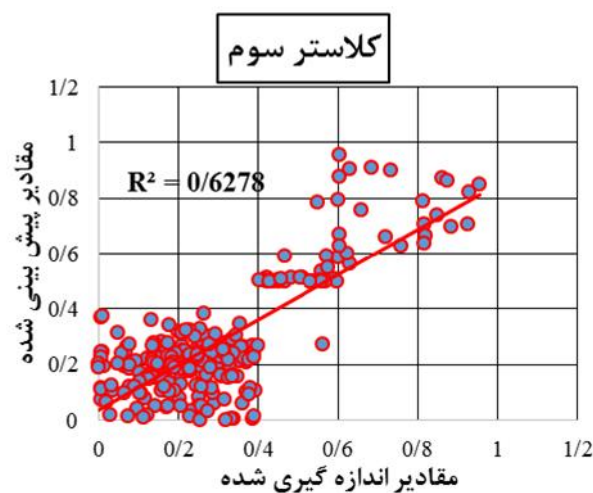
پس از تعیین معادلات، داده‌های آزمون جهت ارزیابی عملکرد مدل با استفاده از رگرسیون‌های قطعه‌ای غیرخطی هر یک از کلاسترها مورد بررسی قرار گرفتند. نتایج تحلیل در شکل‌های ۹ تا ۱۱ و همچنین جدول ۸ آمده است.



شکل ۹- همبستگی داده‌های آزمون و داده‌های محاسبه شده با معادله کلاستر اول.



شکل ۱۰- همبستگی داده‌های آزمون و داده‌های محاسبه شده با معادله کلاستر دوم.



شکل ۱۱- همبستگی داده‌های آزمون و داده‌های محاسبه شده با معادله کلاستر سوم.

جدول ۸- عملکرد مدل رگرسیون قطعه‌ای- غیرخطی برای داده‌های آزمون.

کلاستر سوم		کلاستر دوم		کلاستر اول	
MSE	R <sup>2</sup>	MSE	R <sup>2</sup>	MSE	R <sup>2</sup>
۰/۰۲	۰/۶۲	۰/۰۱	۰/۷۵	۰/۰۱	۰/۶۵

همانطور که در جداول ۳ و ۴ مشاهده می‌شود، در این مدل‌سازی کمترین میانگین مربعات خطا و بیشترین ضریب همبستگی در کلاستر دوم اتفاق می‌افتد. لذا معادله کلاستر دوم بدست آمده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی به عنوان مدل بهینه جهت تخمین اشباع آب سازندی و شبیه‌سازی در مرحله‌ی بعد انتخاب می‌شود.

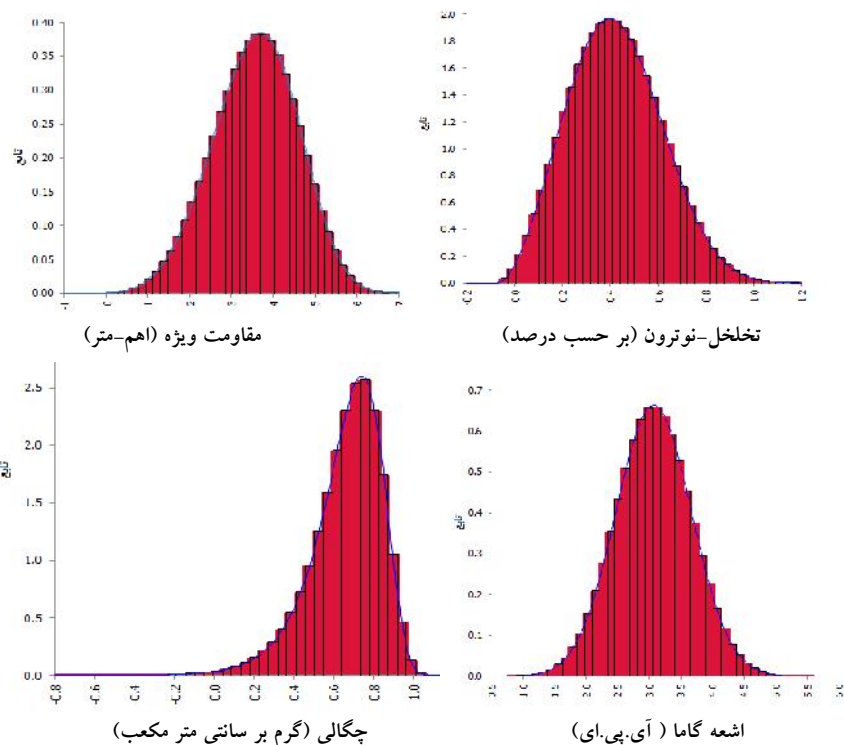
#### ۴- تخمین و شبیه‌سازی اشباع آب سازندی با استفاده از روش مونت کارلو

در قسمت قبل یک معادله بهینه با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی برای تخمین اشباع آب سازندی بدست آمد. در این قسمت به علت وجود عدم قطعیت در داده‌ها با استفاده از معادله بدست آمده پارامتر اشباع آب سازندی با روش مونت کارلو شبیه‌سازی شده است. علاوه بر این تاثیرگذارترین پارامترها در تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از این روش تعیین شده است. در این مدل‌سازی با استفاده از آزمون‌های کلموگروف-اسمیرنوف، کای اسکور، نوع تابع توزیع داده‌ها

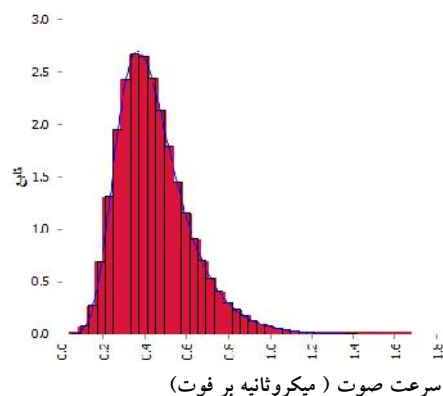
تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران تعیین شد. متغیرهای مقاومت و نوترون با تابع توزیع وایبل<sup>۵۳</sup>، اشعه گاما با تابع نرمال<sup>۵۴</sup> و سرعت صوت با چگالی توسط تابع توزیع مقدار حدی تعمیم یافته<sup>۵۵</sup> تعریف شده‌اند. شکل ۱۱۲ توزیع فراوانی هر یک از متغیرهای ورودی مورد استفاده در شبیه سازی را نشان می‌دهد. همچنین جدول ۹ توابع توصیف احتمالاتی هر یک از متغیرهای ورودی مورد استفاده در شبیه سازی را نشان می‌دهد.

جدول ۹- توابع توصیف احتمالاتی هر یک از متغیرهای ورودی مورد استفاده در شبیه سازی.

متغیرهای ورودی	توابع
مقاومت ویژه الکتریکی	Weibull(۴/۲۹، ۴/۲۲)
اشعه گاما	Normal(۳/۶، ۰/۶)
تخلخل-نوترون	Weibull (۲/۷، ۰/۵)
چگالی	Extvalue (۰/۷۴، ۰/۱۴)
سرعت صوت	Extvalue (۰/۳۶، ۰/۱۳)



53 Weibull  
54 Normal  
55 Extvalue



شکل ۱۲- توزیع فراوانی متغیرهای ورودی مورد استفاده در شبیه سازی (خروجی نرم افزار ریسک).

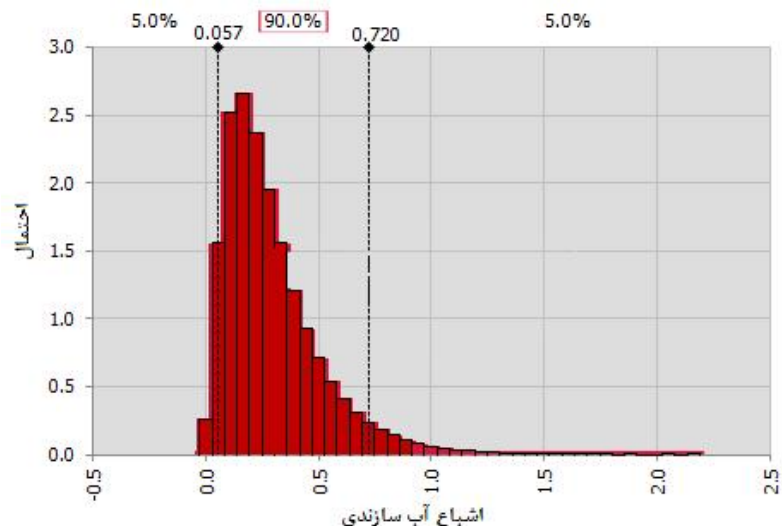
در این پژوهش، برای شبیه سازی از نرم افزار ریسک<sup>۵۶</sup> استفاده شده است. نرم افزار ریسک با استفاده از روش شبیه سازی مونت کارلو و تولید اعداد تصادفی، پارامترهای ورودی را تحلیل کرده و مقادیر خروجی را همراه با توابع توزیع احتمال آن ارائه می‌دهد. برای بهبود عملکرد شبیه‌سازی مونت کارلو از ماتریس همبستگی داده‌های مورد تحلیل استفاده می‌شود (جدول ۱۰). سپس با توجه به معادلاتی که در قسمت قبل توضیح داده شد، مناسب‌ترین تابع (از نظر همبستگی با مقادیر مورد تحلیل و آزمون) جهت تخمین اشباع آب در شبیه سازی مونت کارلو انتخاب شد. معادله بهینه توسط کلاستر دوم با روش رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی بدست آمده است.

جدول ۱۰- ماتریس همبستگی متغیرهای ورودی مورد استفاده در شبیه سازی.

سرعت صوت	تخلخل-نوترون	چگالی	اشعه گاما	مقاومت ویژه الکتریکی	متغیرهای ورودی
				۱	مقاومت ویژه الکتریکی
			۱	-۰/۴۵	اشعه گاما
		۱	۰/۰۰۹	۰/۰۷	چگالی
	۱	-۰/۴۶	۰/۰۴	-۰/۲۴	تخلخل-نوترون
۱	۰/۴۷	-۰/۸۳	۰/۰۴	-۰/۲۶	سرعت صوت

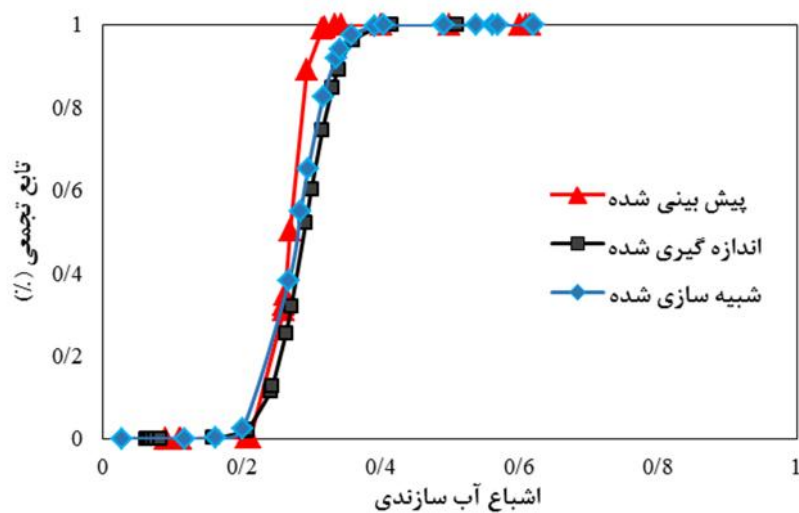
شکل ۱۳ نتیجه شبیه‌سازی اشباع آب سازندی را نشان می‌دهد، طبق تابع توزیع بدست آمده میانگین اشباع آب سازندی در منطقه مورد مطالعه ۰/۲۸ می‌باشد. تابع توزیع یاد شده در مقایسه با روش‌های آماری دید بهتری نسبت به تغییرات اشباع آب سازندی داده و به جای یک عدد می‌تواند بازه‌ای از تغییرات را در اختیار مهندسین قرار دهد. به عنوان مثال با سطح اطمینان ۹۰ درصد، مقدار اشباع آب سازندی در منطقه مورد مطالعه بین ۰/۰۵ تا ۰/۷ می‌باشد.

تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران



شکل ۱۳- نتیجه توصیف مدل بهینه شده اشباع آب سازندی با استفاده از روش مونت کارلو (خروجی نرم افزار ریسک).

بعلاوه در این پژوهش مقایسه‌ای بین مقادیر شبیه سازی شده، پیش بینی شده و اندازه گیری شده انجام شده است که نتایج این مقایسه در شکل ۱۴ قابل مشاهده است. بر اساس نتایج بدست آمده، میانگین اشباع آب سازندی در مقادیر اندازه گیری شده آزمایشگاهی ۰/۲۹، در روش شبیه‌سازی این مقدار ۰/۲۸ و در حالت پیش‌بینی با روش رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی ۰/۲۷ بدست آمده است. نتایج این مقایسه نشان می‌دهد که روش‌های آماری-احتمالاتی می‌توانند یک تخمین گر مفید و کارآمد در زمینه علم پتروفیزیک می‌باشد و در نتیجه با این متودولوژی می‌توان بصورت غیرمستقیم و بدون انجام عملیات مغزه‌گیری، اشباع آب سازندی مخازن هیدروکربوری را با دقت مناسبی شبیه‌سازی و تخمین زد.

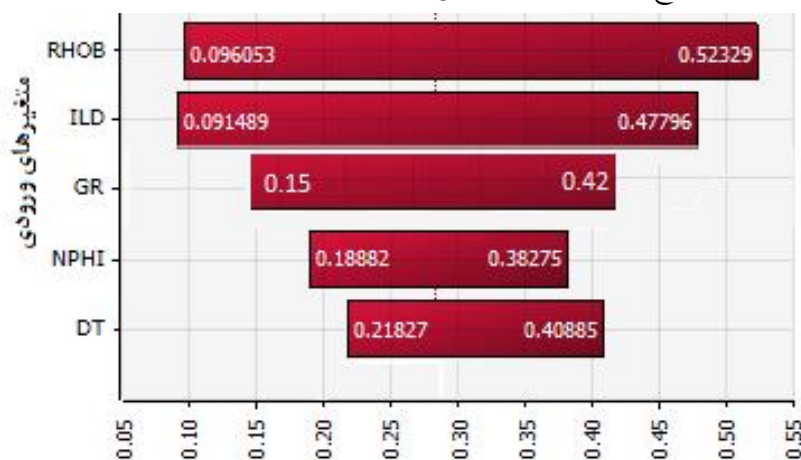


شکل ۱۴- مقایسه توابع چگالی مقادیر پیش بینی شده، شبیه سازی شده و اندازه گیری شده (خروجی نرم افزار ریسک).

#### ۴-۱- آنالیز حساسیت پارامترهای ورودی با استفاده از روش مونت کارلو

روش مونت کارلو علاوه بر شبیه سازی، آنالیز حساسیت را نیز بر روی متغیرهای ورودی را انجام می‌دهد. در این آنالیز میزان همبستگی متغیرهای ورودی شبیه سازی شده، نسبت به متغیر خروجی محاسبه می‌شود که محدوده مقادیر همبستگی می‌تواند بین ۱- تا ۱+ باشد. در این تحقیق از آنالیز حساسیت جهت اولویت‌بندی متغیرهای ورودی، در تعیین اشباع آب

سازندی استفاده شده است. بر اساس نتایج بدست آمده از شکل ۱۵ تاثیرگذارترین متغیر در تخمین درجه اشباع آب به ترتیب: چگالی، مقاومت ویژه الکتریکی، اشعه گاما می باشد. همچنین جدول ۱۱ اولویت بندی متغیرها را بر اساس کمترین، بیشترین و میانگین تاثیر روی اشباع آب سازندی نشان می دهد.



تاثیر متغیرهای ورودی

شکل ۱۵- میزان تاثیر متغیرهای ورودی بر روی اشباع آب سازندی (خروجی نرم افزار ریسک).

جدول ۱۱- آنالیز حساسیت متغیرهای مورد استفاده در تحلیل نسبت به اشباع آب سازندی.

متغیرها	اولویت بندی	کمترین	بیشترین	تاثیر	میانگین متغیرها
اشعه گاما	۳	۰/۱۵	۰/۴۲		۰/۲۷
چگالی	۱	۰/۰۹	۰/۵۲		۰/۴۲
تخلخل-نوترون	۴	۰/۱۸	۰/۳۸		۰/۱۹۳
مقاومت ویژه الکتریکی	۲	۰/۰۹	۰/۴۷		۰/۳۸
سرعت صوت	۵	۰/۲۱	۰/۴۰		۰/۱۹۰

## ۵- نتیجه گیری

یکی از پارامترهای بسیار مهم مخزنی که باید با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی به دقت محاسبه شود، میزان اشباع شدگی آب است. هرگونه اشتباه در محاسبه این پارامتر می تواند منجر به از دست دادن لایه های تولید کننده نفت شود. هدف از این پژوهش، تخمین اشباع شدگی آب سازندی یکی از چاه نفت های جنوب غرب ایران با استفاده از تلفیق روش های آماری می باشد. بدین منظور پس از انجام نمودارگیری از چاه مورد مطالعه، اطلاعات پنج نگار گرفته شده از چاه در کنار داده های مغزه گیری قرار داده شد، ۲۱۲ ردیف داده در دسترس بود، ۳۰ درصد آن را به طور تصادفی جهت آزمون روش ها کنار گذاشته و مابقی داده ها وارد تحلیل شدند. پس از آماده سازی داده ها ابتدا با استفاده از روش آنالیز خوشه ای به سه کلاستر بر اساس شباهت گروه بندی شدند، سپس با بکارگیری رگرسیون قطعه ای-غیرخطی بر روی هر کلاستر میزان همبستگی داده های چاه نگاری با داده های مغزه گیری محاسبه شد. معادله ای که دارای بهترین ضریب همبستگی بود به عنوان معادله مناسب برای بررسی داده های آزمون انتخاب شد. از سوی دیگر با استفاده از روش مونت کارلو و معادله ای که در آنالیز خوشه ای-رگرسیون قطعه ای به عنوان بهترین معادله انتخاب شد، ۸۰۰۰ داده به طور تصادفی شبیه سازی شدند، سپس اعداد



تخمین اشباع آب سازندی با استفاده از رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی، آنالیز خوشه‌ای و روش شبیه‌سازی مونت کارلو در یکی از مخازن هیدروکربوری جنوب غربی ایران

شبیه‌سازی شده با اعداد اندازه‌گیری شده، با تابع چگالی مربوط به نوع تابع توزیع اعداد مقایسه شدند. بر اساس نتایج بدست آمده، میانگین اشباع آب سازندی در مقادیر اندازه‌گیری شده آزمایشگاهی ۰/۲۹، در روش شبیه‌سازی این مقدار ۰/۲۸ و در حالت پیش‌بینی با روش رگرسیون قطعه‌ای غیرخطی ۰/۲۷ بدست آمده است. نتایج این مقایسه نشان می‌دهد که روش‌های آماری-احتمالاتی می‌توانند یک تخمین گر مفید و کارآمد در زمینه علم پتروفیزیک می‌باشد و در نتیجه با این متودولوژی می‌توان بصورت غیرمستقیم و بدون انجام عملیات مغزه‌گیری، اشباع آب سازندی مخازن هیدروکربوری را با دقت مناسبی شبیه‌سازی و تخمین زد. بعلاوه در این مقاله با استفاده از روش مونت کارلو، آنالیز حساسیت جهت تعیین موثرترین پارامتر ورودی، در تعیین اشباع آب سازندی انجام شد که تاثیرگذارترین متغیر در تخمین درجه اشباع آب سازندی، لاگ چگالی بدست آمد.

## سپاس و قدردانی

نویسندگان این مقاله از پرسنل محترم شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب بخاطر همکاری صمیمانه‌ای که داشتند، کمال تشکر و قدردانی را دارند. از آقایان دکتر علی معلمی، دکتر سجاد کاظم شیروودی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

## منابع

- [1] KAMEL M. H., MABROUK W. M. 2002, An equation for estimating water saturation in clean formations utilizing resistivity and sonic logs: theory and application: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **36**, 159-168.
- [2] AMIRI M., ZAHEDI G., YUNAN M. H. 2015, Reducing predictive uncertainty in log-derived water saturation models in a giant tight shaly sandstones—A case study from Mesaverde tight gas reservoir: *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, **23**, 380-386.
- [3] MABROUK W. M., Soliman K. S., Anas S. S. 2013, New method to calculate the formation water resistivity (R<sub>w</sub>): *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **104**, 49-52.
- [4] LEE M., COLLETT T. 2011, In-situ gas hydrate hydrate saturation estimated from various well logs at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: *Marine and Petroleum Geology*, **28**, 439-449.
- [5] WORTHINGTON P. F. 1993, The uses and abuses of the Archie equations, 1: The formation factor-porosity relationship: *Journal of Applied Geophysics*, **30**, 215-228.
- [6] NAIMI S., SHAHIDZADEH S., RIAHI M., MIRZAKHANIAN M. 2014, Estimation of reservoir porosity and water saturation based on seismic attributes using support vector regression approach: *Journal of Applied Geophysics*, **107**, 93-101.
- [7] HABIBI M. J., MOKHTARI A. R., BAGHBANaghbanan A., Namdari S. 2014, Prediction of permeability in dual fracture media by multivariate regression analysis: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **120**, 194-201.
- [8] HUANG D., SIMA L., WU F., WANG L., LI Q. 2015, Estimating saturation exponent from NMR logging: *Arabian Journal of Geosciences*, **8**, 6771-6778.
- [9] AL-BULUSHI N., KING P. R., BLUNTI M. J., KRAAJVELD M. 2009, Development of artificial neural network models for predicting water saturation and fluid distribution: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **68**, 197-208.
- [10] VADAPALLI U., SRIVASTAVA R., VEDANTI N., DIMIRI V. 2014, Estimation of permeability of a sandstone reservoir by a fractal and Monte Carlo simulation approach: a case study: *Nonlinear Processes in Geophysics*, **21**, 9-18.
- [11] QUANDT R. E. 1958, The estimation of the parameters of a linear regression system obeying two separate regimes: *Journal of the american statistical association*, **53**, 873-880.

- 
- [12] MICHELI O. J., HERO A. O., BADEL A. E. 1999, Tree-structured nonlinear signal modeling and prediction: *IEEE Transactions on Signal Processing*, **47**, 3027-3041.
- [13] PANDIT Y. P., BADHE Y. P., SHARMA B., TAMBE S. S., KULKARNI B. D. 2011, Classification of Indian power coals using K-means clustering and Self Organizing Map neural network: *Fuel*, **90**, 339-347.
- [14] ALPAYDIN E. (2014) Introduction to machine learning. MIT press,
- [15] ALSABTI K., RANKA S., SINGH V. 1997, An efficient k-means clustering algorithm.
- [16] DING C., HE X. K-MEANS clustering via principal component analysis. In: Proceedings of the twenty-first international conference on Machine learning, 2004. ACM, p 29
- [17] NG H., ONG S., FOONG K., GOH P., NOWINSKI W. Medical image segmentation using k-means clustering and improved watershed algorithm. In: 2006 IEEE Southwest Symposium on Image Analysis and Interpretation, 2006. IEEE, pp 61-65
- [18] KAWARAKOW I. 2000, Accurate condensed history Monte Carlo simulation of electron transport. II. Application to ion chamber response simulations: *Medical physics*, **27**, 499-513.
- [19] MILNER R. (1971) An algebraic definition of simulation between programs. Citeseer,
- [20] ARIAN M., MOHAMMADIAN R. 2011, Analysis of Fractures in the Asmari Reservoir of Marun Oil Field (Zagros): *Geosciences*, **20**, 88-96.



## **Electro-facies analysis of the Sarvak Formation (Middle Cretaceous) and compliance with sedimentary microfacies in an oil field, SW Iran**

Z. Eghbalkiani\*, T. Goli, A. H. Jalilian, R. Kadkhodaie

\*Kiani2@chmail.ir

Received: July 2016, Accepted: February 2017

### **Abstract**

Electro-facies analysis is a sure method in clustering petrophysical logs analysis that can well indicates the changes of geologic characteristics of the different lithostratigraphic units as well. Petrographic studies of 120 prepared thin sections of the upper parts of the Sarvak Formation in studied oilfield, Southwestern Iran, has resulted in definition of 6 microfacies sedimentary types. These data suggested that the middle Cretaceous sediments in the studied area were predominantly deposited in two subenvironments of patch organic barrier and lagoon corresponding to inner and shallow a homoclinal ramp. In addition, using petrophysical logs in the studied well, 10 electrical facies were determined. By analyzing the data petrophysical in Geolog software, 10 electrical facies were optimized and then their number was reduced to six. According to good adaptation of optimized electrical facies with sedimentary microfacies, we would generalized obtained results to all parts of the Sarvak Formation. Study of porosity changes in the electrical diagrams such as CGR corrected Gamma, and sonic curves in mentioned well, indicated a significant reduction in facies porosity of 1 to 6. In addition, the results showed that the reservoir quality reduction in studied microfacies is corresponded to Bioclastic Rudist debris floatstone/ Rudstone, Benthic foraminifera Rudist debris wackestone / packstone, Benthic Foraminifera peloid Grainstone/Packstone, with High diversity benthic foraminifera wackestone / packstone, Peloid bioclastic wackestone /packstone with Low diversity benthic Foraminifera and Mudstone/Wackestone, respectively. In this study, we concluded that comparison and correlation sedimentary facies with electric microfacies provide an efficient method to study the quality of the hydrocarbon reservoir system that especially can be used in other wells with no core.

**Keywords:** Electro-facies, Clustering, Sarvak Formation, Sedimentary microfacies, Reservoir quality.



## **Biostratigraphy and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation at Fahliyan Anticline (South of Yasuj)**

A. Ahmadi\*, H. Vaziri-Moghaddam, A. Seyrafian, A. Taheri

\*Ahmadiamir67@gmail.com

Received: July 2016, Accepted: December 2017

### **Abstract**

In this study, biostratigraphy, depositional environment and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation at Fahliyan Anticline was studied. 8 species of benthic foraminifera (4 genera) and 8 species of planktonic foraminifera (11 genera) in the study area were recognized. 6 biozones have been recognized by distribution of the foraminifera, which in stratigraphic order are: *Favusella washitensis* Zone, *Orbitolina*-Alveolinids Assemblage Zone, Rudist debris Zone, *Oligostegina* flood Zone, *Whiteinella archaeocretacea* Zone and *Helvetoglobotruncana helvetica* Zone. On the basis of these, the age of Albian–Turonian was considered for the Sarvak Formation. Based on petrography and analysis of microfacies features 9 different microfacies types have been recognized, which can be grouped into 3 depositional environments: lagoon, shoal and open marine. The Sarvak Formation represents sedimentation on a carbonate ramp. Sequence stratigraphy analysis led to identification of 4 third-order sequences.

**Keywords:** Zagros, Sarvak Formation, Biostratigraphy, Ramp, Sequence stratigraphy.



## **Relation between microfacies, depositional environment and diagenesis with reservoir quality the Jahrum Formation in well no. 11, Golkhary oil field, Zagros basin**

M. Sinapour\*, N. Arzani, A. Seyrafian

\*mrym.sinapour@gmail.com

Received: July 2016, Accepted: November 2016

### **Abstract**

In this study the relationship between petrographic studies (microfacies, environment of deposition and diagenesis) and petrophysical data of core analysis in order to identify reservoir quality of the Jahrum Formation in well no. 11 at the Golkhary oil field. The Golkhary oil field is located at the west of QatarKazerun fault, in between Binak and Nargesi oil fields. The Jahrum Formation consists of limestone, dolomite limestone and dolomite. Petrographical studies accomplish in two parts microfacies studies led to the recognition of 9 microfacies that were deposited in 3 facies belt tidal flat, lagoon and open marine environment. In diagenesis studies the most important factors included bioturbation, micritization, mechanical compaction, secondary porosity, secondary anhydrite cement, calcite burial cement, stylolites and solution seams, replacement dolomite, dolomite cement and hydrocarbon shows. Porosities identified are intercrystalline, intergrain, intrafossil and intragrain, moldic, fracture, solution along stylolite, solution enlarge and shelter. The results of this study shows that Grain supported MF3 (Bioclast Nummulitidae Rotalia wackestone/packstone/ grainstone) and MF4 (Bioclast Nummulitidae Orbitolites packstone/ grainstone/ floatstone) due to the presence in the environment energetic, micrite absence, lack of widespread cement, presence of effective porosities includes intergrain porosity and intercrystalline porosity identified are reservoir microfacies. Petrophysical data with high levels of permeability and effective porosity between these two microfacies is the confirmation of the results of petrographic studies.

**Keywords:** Microfacies, Diagenesis, Reservoir quality, Jahrum Formation, Well no. 11, Golkhary oil field.



## **Al Khalij field in Qatar, and extension toward Reshadat oil Field, in the Persian Gulf**

A. Bashari

a\_bashari@yahoo.com

Received: April 2016, Accepted: February 2017

### **Abstract**

Alkhalij field located offshore Qatar, was discovered in 1991 and put into production in 1997. The field is original in many aspects. It is one of the few carbonate reservoir with stratigraphic closure, the oil is being trapped in upper part of a monocline due to a lateral variation in reservoir facies. In addition, the reservoir lies within the capillary transition zone and consists of a succession of highly conductive oil bearing layers (drains) in between matrix layers of poor permeability. High- resolution 3D seismic has revealed additional area developed, which were previously considered to be uneconomic. Resent 4D seismic pilot has given encouraging result to utilize Seismic Technologies to analyse the evolution of the Al Khalij oilfield over time. Studies shows, this field possibly extended toward Reshdad oil field.

**Keywords:** Al Khalij & Reshadat oil fields, Mishrif reservoir, Diagenetic trap, Petrography, Petrophysics, Persian Gulf.





## Modeling Mud Loss in Asmari Formation Using Geostatistics in Gachsaran Oil Field

K. Taheri<sup>1</sup>, F. M. Torab<sup>2</sup>

\*kio.taheri@yahoo.com<sup>1</sup>, fmtorab@yazd.ac.ir<sup>2</sup>

Received: October 2016, Accepted: February 2017

### Abstract

Studying of mud loss in Asmari formation is very important because it consists most of drilling expenses. Considering that studied oil field encounters severe mud loss in Asmari formation, therefore the purpose of this study is recognition of the lost circulation zones and illustrating the mud loss distribution in Asmari formation. The mud loss maps in Asmari field were plotted in RMS software using moving average algorithm method. For this purpose, the data of 363 wells in gachsaran oil field was processed after data preparation, for mapping and 3D modeling of 11 different zones in Asmari formation. The data processing includes different stages such as elimination of outliers, normal transformation, drawing the histogram, variography and estimation and modeling. In this research, the geostatistical kriging method was also used for estimation and 3D modeling of mud loss in Asmari formation so that the output of geostatistical modeling method shows the localized and better results. Consequently, by applying and analysis of results, the 2D and 3D models of mud loss in Asmari formation were demonstrated. By simulation and modeling of mud loss and its comparison with reservoir fault modeling and production indexes plots, it was identified that the dominant mud losses are related to fault zone fractures and in minor cases the increasing of mud weight is the reason of mud loss. Applying appropriate operations such as under balance drilling (UBD) and suitable well placement, use of drilling mud with proper mud weight in severe mud loss points, use of NIF and MMH especial drilling muds with lowest formation damage, or a combination of these methods are suggested for mud loss control in critical points of the oil field.

**Keywords:** Mud loss, Lost circulation prediction, Geostatistical modeling, RMS Software Environment.



# Estimation of formation water saturation using cluster analysis, piecewise nonlinear regression and Monte Carlo simulation in a carbonate reservoir, south-west Iran

H. Fattahi\*, Z. Varmazyarii, M. Yousefirad

\*H.fattahi@arakut.ac.ir

Received: September 2016, Accepted: February 2017

## Abstract

Estimation of formation water saturation ( $S_w$ ) using log data is an important approach in the seismic exploration and characterization of a hydrocarbon reservoir. Therefore, it seems that the proper prediction/simulation of  $S_w$  is essential. The first objective of this study was to develop a predictive model for  $S_w$  estimation based on hybrid cluster analysis with piecewise nonlinear regression, and after that, using the developed model,  $S_w$  was simulated by the Monte Carlo simulation (MCS). In order to achieve objectives of this study, a group of 909 data points was used for model construction and 302 data points were employed for assessment of model. The obtained results of MCS modeling indicated that this approach is capable of simulating  $S_w$  ranges with a good level of accuracy. The mean of simulated  $S_w$  by MCS was obtained as 0.28 m, while this value was achieved as 0.29 m for the measured one. Furthermore, a sensitivity analysis was also conducted to investigate the effects of model inputs on the output of the system. The analysis demonstrated that RHOB is the most influential parameter on  $S_w$  among all model inputs. It is noticeable that the proposed hybrid cluster analysis with piecewise nonlinear regression and MCS models should be utilized only in the studied area and the direct use of them in the other conditions is not recommended.

**Keywords:** Formation water saturation, Cluster analysis, Monte Carlo simulation, Piecewise nonlinear regression, Sensitivity analysis.



**Iranian Journal of Petroleum Geology**  
**Number 11, Spring & Summer, 2016**



**Contents**

**Page**

- |   |     |
|---|-----|
| Electro-facies analysis of the Sarvak Formation (Middle Cretaceous) and compliance with sedimentary microfacies in an oil field, SW Iran.<br>Z. Eghbalkiani, T. Goli, A. H. Jalilian, R. Kadkhodaie               | 1   |
| Biostratigraphy and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation at Fahliyan Anticline (South of Yasuj)<br>A. Ahmadi, H. Vaziri-Moghaddam, A. Seyrafian, A. Taheri   | 22  |
| Relation between microfacies, depositional environment and diagenesis with reservoir quality the Jahrum Formation in well no. 11, Golkhary oil field, Zagros basin<br>M. Sinapour, N. Arzani, A. Seyrafian        | 43  |
| Al Khalij field in Qatar, and extension toward Reshadat oil Field, in the Persian Gulf<br>A. Bashari  | 75  |
| Modeling Mud Loss in Asmari Formation Using Geostatistics in Gachsaran oil Field<br>K. Taheri, F. M. Torab  | 84  |
| Estimation of formation water saturation using cluster analysis, piecewise nonlinear regression and Monte Carlo simulation in a carbonate reservoir, south-west Iran<br>H. Fattahi, Z. Varmazyarii, M. Yousefirad | 102 |



## Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 11, Spring & Summer 2016, pp. 1-122

## Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 11, Spring & Summer, 2016

**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. H. Azizian

M. Bargrizan

B. Habibnia

A. Rahmani

R. Shabafrouz

S. K. Shirodi

A. Ghobeysavi

L. Fazli

S. A. Moallemi

M. Mokhtari

M. Mosaddegh

### 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)