



# مجله زمین شناسی نفت ایران

سال هشتم، شماره ۱۵، بهار و تابستان ۱۳۹۷

## هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان  
دکتر بهرام حبیب نیا، دانشیار دانشگاه صنعت نفت  
دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز  
دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان  
دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر سید علی معلمی استادیار پژوهشگاه ازدیاد برداشت از مخازن نفت  
دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد  
دکتر علی وطنی، استاد 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، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه

صنعت نفت

مدیر اجرایی: گیتی شرفی

مدیر داخلی و ویراستار: دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

## همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

۱- مهندس محمد حسن آهنکار

۲- دکتر رضا جهانشاهی

۳- دکتر بهمن سلیمانی

۴- دکتر محمد علی صالحی

۵- دکتر عزیزاله طاهری

۶- مهندس صادق کریم پولی

۷- دکتر سجاد کاظم شیرودی

۸- دکتر سید علی معلمی

۹- دکتر محمود معماریانی

۱۰- دکتر محمد مختاری

۱۱- دکتر حجت محبوبی

این مجله دارای مجوز علمی- پژوهشی به شماره ۱۱/۵۱۱۵۳/ ۸۹/۳/ ۰۶ به تاریخ ۱۳۸۹/۰۹/ ۰۶ 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 هشتم، شماره ۱۵، بهار و تابستان ۱۳۹۷

## فهرست مقالات

صفحه

۱. افزایش حجم و شوری آبهای تولیدی چاههای نفت و گاز، مطالعه موردی: مخزن گازی مزدوران  
 مهدی میری، رحیم باقری، فرشید خیبری، محمدرضا اخلاقی  
 ۱
۲. مطالعه اثرات تغییرات فشار متوالی بر خواص پتروفیزیکی سنگ مخازن کربناته  
 یاسر سلیمی دلشاد، علی مرادزاده، عزت الله کاظم زاده، عباس مجدی  
 ۱۹
۳. بازسازی شرایط محیط رسوبی دیرینه و شناسایی سکانس های رسوبی موجود در سازند قم براساس میکروفاسیس ها در ناحیه کهک (جنوب غرب قم)  
 مهدیه مهیاد، امراله صفری، حسین وزیری مقدم، علی صیرفیان  
 ۳۲
۴. بررسی ساختار منافذ و خصوصیات فرکتال سنگهای کربناته ریز دانه‌ی گرو و سرگلو با استفاده از آنالیز جذب در فشار پایین نیتروژن  
 محمدابراهیم شبانی، سیدعلی معلمی، هرمز قلاوند، زیبا زمانی پزوه  
 ۴۹
۵. تلفیق شبکه‌های عصبی مصنوعی و الگوریتم ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده، جهت شناسایی، تفسیر و استخراج گسل‌ها  
 علیرضا غضنفری بروجنی، حسین محمدرضایی، حمیدرضا انصاری  
 ۶۳
۶. تلفیق روش های مختلف (لورنز، لوسیا، آمافول) در تعیین گونه های سنگی و واحدهای جریان‌ی در سازند رازک با سن میوسن پایینی در میدان گازی سرخون، حوضه رسوبی زاگرس، جنوب شرقی ایران  
 میلاد کرپور حسونند، سید علی معلمی، محمدحسین صابری  
 ۸۲

## 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 ارزیابی 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.

### ۲-۴ 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. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

#### ۲-۱ عنوان

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

#### ۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

### ۲-۸ منابع و مراجع

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

### ۳. ساختاری

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

### ۳-۲ اندازه و نوع قلم

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

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

در بخش فهرست

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

- واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

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

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

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

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

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

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

۳-۳- منابع فارسی و لاتین



## افزایش حجم و شوری آبهای تولیدی چاههای نفت و گاز، مطالعه موردی: مخزن گازی مزدوران

مهدی میری<sup>۱</sup>، رحیم باقری<sup>۲\*</sup>، فرشید خیبری<sup>۳</sup>، محمدرضا اخلاقی<sup>۳</sup>

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد هیدروژئولوژی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران

۲- استادیار دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران

۳- شرکت بهره برداری نفت و گاز شرق، مشهد، ایران

\* rahim.bagheri86@gmail.com

دریافت تیر ۱۳۹۷، پذیرش آبان ۱۳۹۷

### چکیده

تولید نفت و گاز در میادین نفتی و گازی همراه با تولید آب (Produced Water) می باشد. اکثر مخازن در ابتدای تولید، حاوی آب تولیدی شیرین بوده که با گذر زمان و افزایش برداشت و افت فشار، شوری آب تولیدی افزایش یافته است. تولید آب شور باعث ایجاد خوردگی و گرفتگی در تاسیسات سرچاهی و در نتیجه کاهش تولید گاز می گردد. منشایابی این پدیده به منظور ارائه راهکار مناسب جهت کم کردن شوری امری ضروری است. میدان گازی خانگیران واقع در شمال شرق ایران دارای دو سازند گازی مجزای مزدوران در پایین و شوربچه در قسمت بالاتر می باشد. نمونه آب تولیدی سرچاهی از چاههای شور و شیرین در مخزن مزدوران و ۲ نمونه درون چاهی از آبران زیر مخزن (عمق حدود ۳ کیلومتری) جهت مقایسه و آنالیزهای مختلف گرفته شد. مخزن مزدوران دارای دو مشکل عمده شوری بالای آب تولیدی و همچنین حجم آب تولیدی زیاد بوده که در برخی از چاهها باعث مرگ آنها شده است. نتایج نشان داد که دو نمونه عمقی آبران رفتار متفاوتی نشان می دهند. بطوریکه نمونه عمقی شماره ۱۷ که در ارتفاع بالاتری از نمونه شماره ۱۳ گرفته شده است، منشا انحلال نمک را نشان داده است، در حالیکه نمونه ۱۳، منشا آب دریای قدیمی تبخیر شده را نشان می دهد. بنابراین در مخزن خانگیران، آبرانهای مختلفی وجود دارد که می توانند هر کدام منشا احتمالی آبهای تولیدی سرچاهی باشند. نمونه های آب تولیدی سرچاهی شور رفتاری مشابه با آبران شماره ۱۳ را نشان دادند. منشا آب تولیدی شیرین نیز حاصل میعان بخارات آب موجود در مخزن در طی تولید است. بنابراین آبهای تولیدی شور سرچاهی حاصل اختلاط آب شورابه با ترکیب مشابه آبران شماره ۱۳ با آب شیرین مانند بخار آب مایع شده موجود در مخزن می باشند.

کلیدواژه: آب تولیدی، شورابه، منشا شوری، مخزن گاز مزدوران

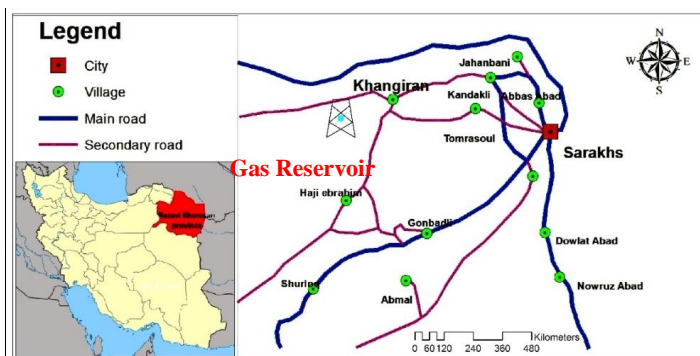
## ۱- مقدمه

تولید نفت و گاز در مبادین نفتی و گازی تقریباً همراه با تولید آب سازندی (Formation Water) یا شورابه‌های نفتی (Oilfield brine) می‌باشد (باقری، ۱۳۹۴). اکثر چاه‌های نفت و گاز به محض شروع تولید، و در برخی موارد نیز پس از گذشت مدتی از تولید، شروع به تولید آب نیز می‌کنند. همزمان با تولید نفت و گاز، مقداری آب بصورت آب همراه (Produced Water) تولید شده که این آب‌ها می‌توانند شور یا شیرین باشند (Worden et al., 2005). بیشتر مخازن در ابتدای تولید و بهره‌برداری، حاوی آب تولیدی شیرین هستند. اما با گذر زمان و افزایش برداشت و افت فشار در مخازن، آب شور نیز تولید می‌گردد. شوری آبهای تولیدی از حدود ۱۰۰ تا بیش از ۲۰۰۰۰۰ میلی گرم بر لیتر نیز می‌رسد (میری و همکاران، ۱۳۹۶). آب‌های تولیدی شیرین می‌تواند همان بخارات آب درون مخزن گاز بوده که در هنگام تولید گاز به همراه آن به سطح زمین می‌رسد و در اثر افت فشار و کاهش دما این بخارات تبدیل به مایع شده و تولید آب شیرین می‌کند (Birkle et al., 2009; Bagheri et al., 2014). یکی از مهمترین سوالات در مورد آبهای سازندی عمیق در حوضه‌های رسوبی، مربوط به منشاء آبهای شور می‌باشد. منشاء آب‌های شور درون مخزن (آب بین دانه‌ای) به مکانیسم تشکیل مخزن در زمان‌های قدیم بر می‌گردد. هنگام تشکیل نفت و گاز، بعد از مهاجرت ثانویه، نیروی موینگی سبب حرکت سیال در خلل و فرج می‌شود و در نهایت با وجود سنگین‌تر بودن آب نسبت به نفت، آب به سمت پایین رانده می‌شود. نیروی چسبندگی باعث جلوگیری از رانده شدن تمامی آب شور درون مخزن به زیر نفت می‌گردد. به این آب شوری که در درون مخزن در محیط غیراشباع می‌ماند، آب همراه درون حفره‌ای و یا آب بین دانه‌ای گفته می‌شود. هرچه خلل و فرج سنگ کوچک‌تر باشد، درصد آبی که در آن باقی می‌ماند نسبت به نفت یا گاز بیشتر می‌شود. آب شور رانده شده به سمت پایین، تشکیل سفره‌ی آب شور تحت فشار در زیر مخزن نفت و یا گاز را می‌دهد که در صنعت نفت به آن آبد و یا آبران گفته می‌شود (راهرو و همکاران، ۱۳۹۵). به آب شور درون و زیر مخازن نیز آب ذاتی و یا آب سازندی بیان می‌شود. تعیین منشاء شوری و منشاء آب‌های تولیدی به عنوان اولین راهکار جهت مدیریت مخازن و افزایش تولید، امری مهم می‌باشد. عمق زیاد، عدم مشاهده مستقیم، درجه حرارت و فشارهای بالای این مخازن، میزان املاح محلول زیاد و ماهیت ناهمگن و شکاف‌دار آنها باعث شده است تا شناخت پدیده‌های حاکم بر انتقال آب و تعیین شوری به راحتی انجام پذیر نباشد. محیط تشکیل مخازن گازی و نفتی در دنیا بیشتر از نوع محیط رسوبی دریایی-لاگونی می‌باشد (Kharaka et al., 2006). مطالعات اندکی در زمینه تعیین منشاء شوری در مخازن در ایران انجام شده است و این مطالعات جدید و در ابتدای کار می‌باشد. میدان گازی خانگیران در شمال شرق کشور و در فاصله ۱۳۵ کیلومتری از مشهد در مرز ایران و ترکمنستان نیز با گذشت زمان و افزایش برداشت دچار مشکل تولید آب شور شده است. مخزن از نوع گاز میعانی بوده است و از سازند مزدوران و شوریه تولید می‌نماید. در سال‌های اخیر تولید آب شور در تعدادی از چاه‌های میدان گازی خانگیران باعث ایجاد خوردگی و گرفتگی در تاسیسات سرچاهی و پالایشگاه و بالتبع کاهش تولید گاز در این مخزن گازی گردیده است. به دلیل تولید آب نمک همراه در چاه‌های شماره ۴۳، ۴۰، ۴۴، ۵۷، ۲۱، واقع در سازند گازی مزدوران در این میدان، دبی تولیدی این چاه‌ها با محدودیت مواجه شده، بطوریکه در پیش بینی بهره‌برداری چاه‌ها، دبی پیش بینی برای این چاه‌ها به شدت محدود به تولید نمک اضافی گردیده است که به منظور کنترل وضعیت تولید آب نمک، دبی چاه‌ها کاهش داده شده است. این کاهش به دلیل عدم توانایی تسهیلات مورد نیاز گاز با میزان نمکی بالاتر از ۳۵۰۰ میلی‌گرم در لیتر بوده که در صورت تولید نمک بیش از حد، مشکلات فراوانی نظیر خوردگی و کاهش بازدهی تاسیسات ایجاد می‌گردد. بنابراین هدف

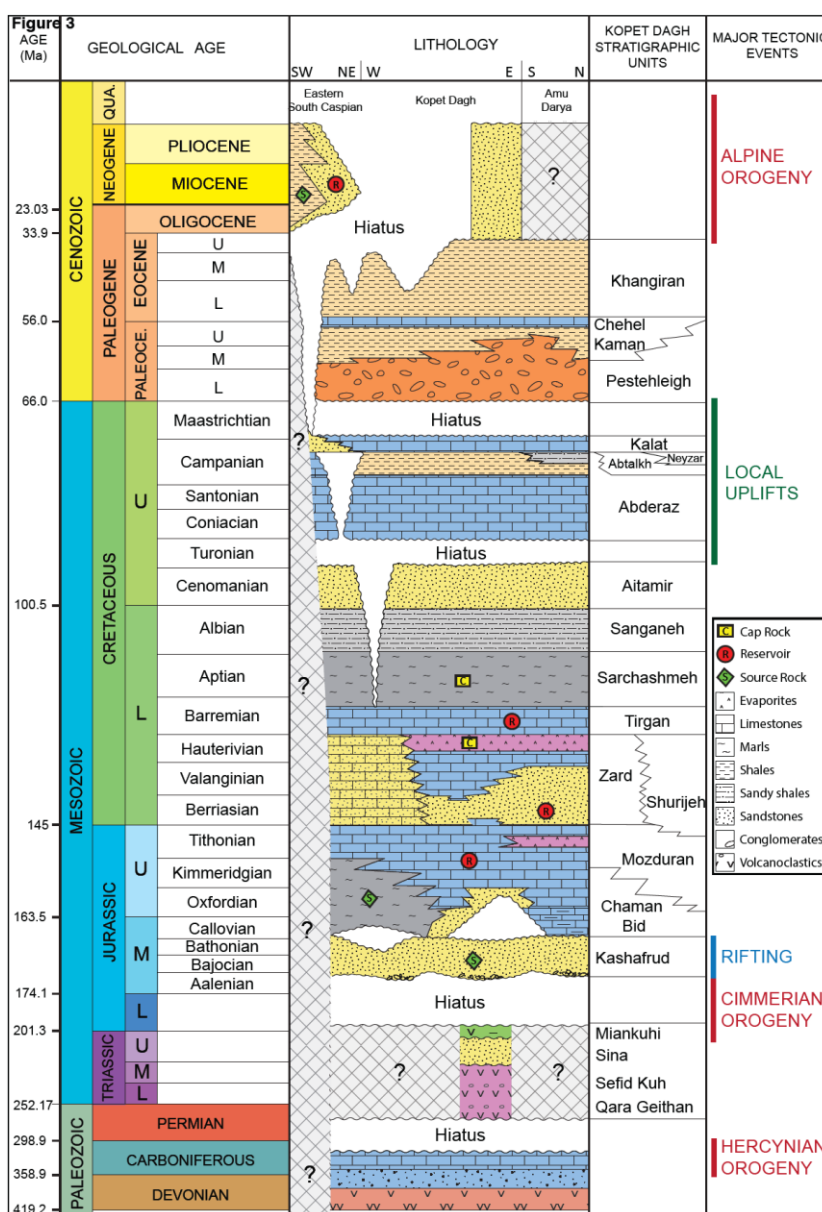
از این مطالعه بررسی اولیه و تعیین منشا شوری آبهای تولیدی در سازند گازی مزدوران در مخزن خانگیران با استفاده از روشهای مختلف می‌باشد.

## ۲- زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

مخزن گازی مزدوران واقع در میدان گازی خانگیران در نزدیکی شهرستان سرخس، در شمال شرق ایران و در کمربند چین خورده کپه داغ واقع شده است (شکل ۱). نیمه جنوبی این کمربند در ایران و نیمه شمالی آن در ترکمنستان قرار دارد. این کمربند از دیدگاه هیدروکربوری به عنوان دومین حوضه مهم ایران به شمار می‌آید (شرکت نفت کاو، ۱۳۸۹). دوران دوم زمین شناسی، دوران مهم ترین تحولات زمین شناسی ایران به شمار می‌آید که طی رخداد سیمین پیشین و پسین و همچنین لارامید، حوادثی چون تشکیل حوضه های رسوبی کپه داغ و زاگرس و گسترش آنها رخ داده است. حوضه رسوبی کپه داغ پس از کوهزایی سیمین، که سبب بسته شدن اقیانوس تیس کهن در تریاس پسین-ژوراسیک پیشین شد، با رسوبگذاری سازند کشف رود در یک حوضه کششی پس از برخورد در ژوراسیک میانی پدید آمد. سازند کشف رود با یک ناپیوستگی زاویه‌ای بر روی واحدهای کهن تر (تریاس و پالئوزوئیک) جای گرفته است. در حوضه کپه داغ، پیشروی دریا از باتونین پسین تا کالوین پیشین آغاز شده و به این ترتیب سازندهای چمن بید، مزدوران و شورجه نهشته شده‌اند. با گذر زمان گاز در سنگ منشا تشکیل شده و به سمت این لایه‌های فوقانی حرکت کرده و آب شور درون حفرات به سمت پایین رانده شده و در نهایت مخزن گاز تشکیل شده است، بطوریکه گاز در بالا و آب شور در پایین قرار می‌گیرد، گاز توانایی راندن تمام آب به سمت پایین را ندارد و مقداری آب شور در بین حفرات ریز به صورت آب بین دانه‌ای در محیط غیر اشباع قرار می‌گیرد. سازند مزدوران و شورجه سنگ مخزن اصلی در منطقه کپه‌داغ هستند (شکل ۲). قسمت‌های مارن، شیلی و تبخیری شورجه، پوشش مناسبی برای مخازن مزدوران در خانگیران فراهم کرده است. حوضه کپه داغ شامل مخلوطی بسیار ناهمگن از شیل، ماسه سنگ، سیلت استون، کربنات و کانیه‌های تبخیری مانند انیدریت است که به دلایل ضخامت زیاد طبقات رسوبی شامل لایه های ضخیم شیلی، لایه های کربناتی و ماسه سنگ متخلخل و تکنونیک نسبتاً آرام میتواند به عنوان یک منطقه پتانسیل‌دار نفت و گاز مورد توجه قرار گیرد. به دلیل اکتشاف گاز از رسوبات سیلیسی- آواری سازند شورجه و نهشته های کربناته سازند مزدوران در میدان های خانگیران و گنبدلی حوضه کپه داغ در کشور پس از حوضه زاگرس در جایگاه دوم از نظر اکتشافات هیدروکربوری است (قربانپور، ۱۳۹۳). حوضه کپه‌داغ دارای سیستم‌های نفتی مختلفی شامل پوش سنگ، سنگ مخزن و سنگ منشأ می‌باشد. سنگ‌های مخزن و پوش سنگ آنها در منطقه به دو گروه سنگ مخزن‌های مربوط به دوران مزوزوئیک است که احتمالاً در تمام حوضه کپه‌داغ گسترش و توسعه یافته‌اند و دیگری سنگ مخزن‌های دوران پالئوزوئیک است که تنها در محدوده‌ی جنوب غرب کپه‌داغ شناسایی شده‌اند.



شکل ۱: نقشه راههای دسترسی به منطقه مورد مطالعه



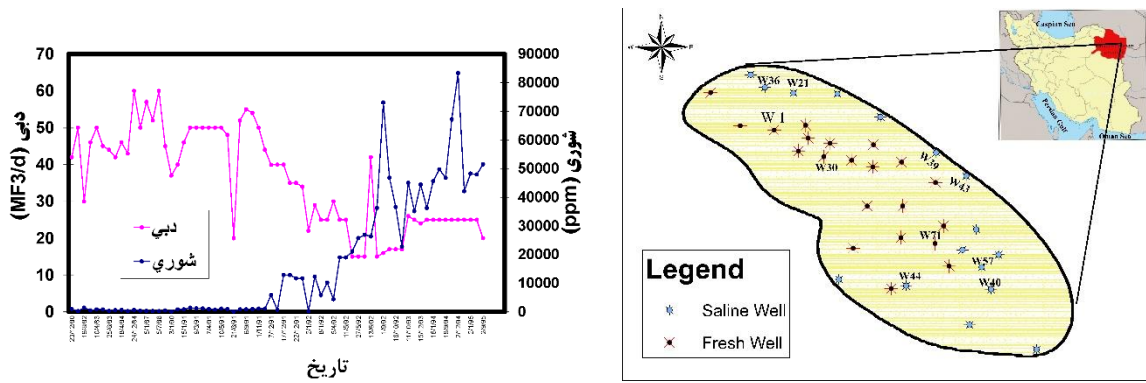
شکل ۲: توالی چینه شناسی و سیستم نفتی سازندهای حوضه کپه داغ (Robert, 2014)

### ۳- مواد و روش انجام کار

در این مطالعه از آب تولیدی ۷ چاه گاز شور و شیرین در مخزن مزدوران طی دو مرحله زمانی، در پاییز و زمستان سال ۱۳۹۶ از تفکیک گره‌های (Separators) سرچاهی جهت آنالیزهای مختلف نمونه‌گیری انجام شده است. بطوریکه چاه‌های شماره ۴۰، ۴۳، ۴۴، ۵۷، ۱۰ دارای آب تولیدی شور و چاه‌های شماره ۲۱ و ۷۱ نمایانگر چاه‌های شیرین مخزن بوده است. همچنین جهت مقایسه و تعیین منشا آب‌های تولیدی، از دو چاه گاز شماره ۱۷ و ۱۳ که به عنوان چاه مشاهده‌ای تا آبران (شورابه) سفره تحت فشار زیر مخزن شوربچه (واقع در بالای مخزن مزدوران) حفاری شده است، نمونه درون چاهی از شورابه زیر مخزن با استفاده از راندن نمونه‌گیر به دورن چاه تا عمق حدود ۳ کیلومتری گرفته شده است به طوری که نمونه چاه شماره ۱۳ از شوربچه B و نمونه چاه ۱۷ از شوربچه D گرفته شده است. موقعیت چاه‌ها در شکل ۳ نشان داده شده است. مقادیر pH و دما در محل نمونه‌برداری و غلظت یونهای اصلی و TDS در آزمایشگاه آب و زیست محیطی دانشگاه صنعتی شاهرود جهت بررسی کیفیت آب به روش تبخیر، تیتراسیون و استفاده از دستگاه IC انجام گرفت. همچنین برای تفسیر دقیق‌تر، نتایج این مطالعه با سایر مطالعات انجام شده در ایران و جهان مقایسه شده است.

### ۴- بحث و نتیجه‌گیری

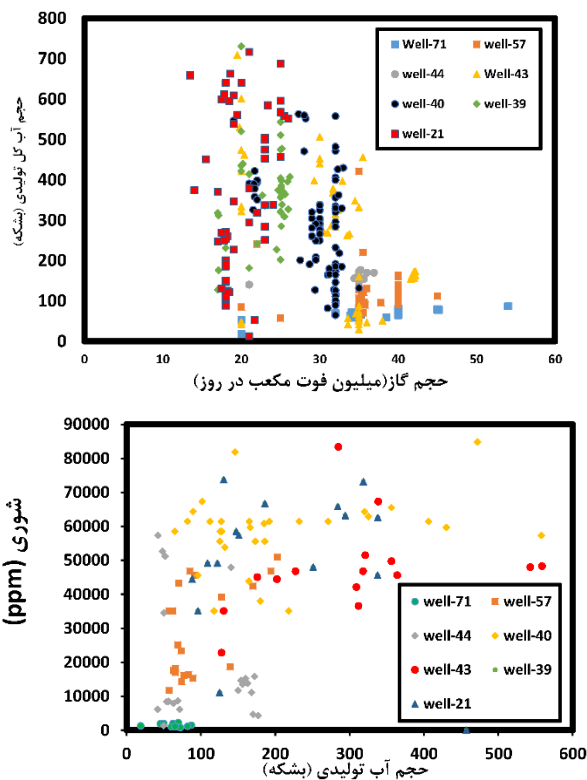
جهت بررسی تغییرات میزان شوری و رابطه آن با دبی تولیدی از چاه‌ها، میزان شوری و دبی برخی از چاه‌های تولیدی در زمان‌های مختلف اندازه‌گیری شده است. با توجه به شکل ۴ در یکی از چاه‌های مخزن مزدوران، مشاهده گردید که با افزایش میزان تولید، مقدار شوری آب‌های تولیدی با گذر زمان افزایش یافته است. بطوریکه از سال ۱۳۹۴ با کاهش و دوباره افزایش میزان تولید از ۱۵ به ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز، میزان شوری اولیه از ۲۰۰۰ به ۵۰۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر رسیده است. این روند افزایش شوری در چند چاه دیگر نیز مشاهده شده است که احتمالاً افزایش برداشت و بالتبع نفوذ آب شور از آبران به صورت پدیده مخروط شدگی عامل اصلی این افزایش شوری می‌باشد. در چاههایی که با مشکل شوری مواجه هستند، با کم کردن دبی تولیدی، مقدار شوری تا حدودی کمتر شده است، اما این چاه‌ها دیگر به حالت اولیه با دبی تولیدی زیاد بر نمی‌گردند، ولی با مدیریت درست می‌توان از شور شدن بیشتر و حتی شور شدن دیگر چاه‌های شیرین در آینده جلوگیری کرد. در چاه‌های مخزن مزدوران در مقایسه با دیگر مخازن همچون کنگان، علاوه بر مشکل افزایش شوری آب تولیدی، حجم آب تولیدی نیز به نسبت حجم گاز تولیدی زیاد بوده و ایجاد مشکل مضاعف کرده است.



شکل ۴: تغییرات شوری و دبی چاه گاز شماره ۴۴ مخزن

شکل ۳: موقعیت چاههای نمونه برداری شده در منطقه مورد مطالعه مزدوران

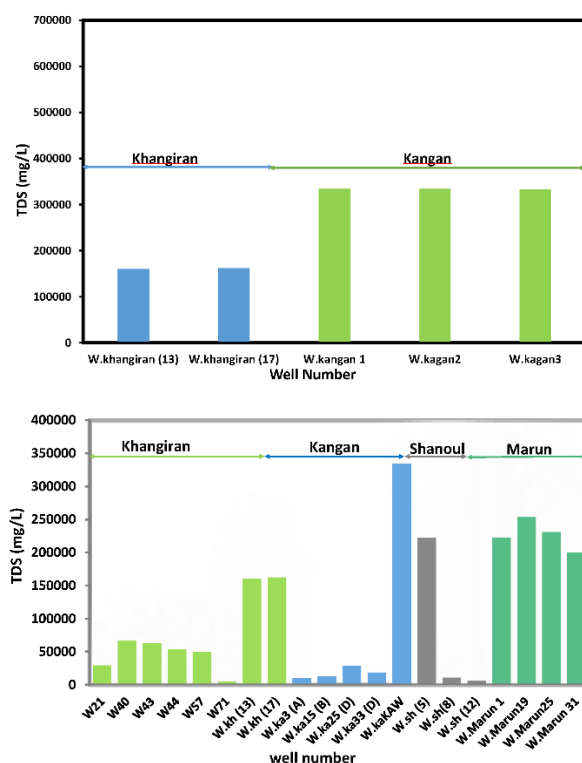
با توجه به شکل ۵، در چاههای گازی مورد مطالعه، با افزایش دبی گاز برداشتی حجم آب کل تولیدی (مجموع حجم آب شیرین و شور) چاه افزایش یافته است و این افزایش حجم آب به مرور زمان سبب افزایش شوری در چاههای میدان خانگیران شده است. البته این عامل در چاههای که در حال افزایش شوری بوده اند و شوری آب تولیدی آنها کمتر از آب آبران است، باعث افزایش شوری شده است. در برخی از چاهها نیز با گذشت زمان و بدون افزایش دبی گاز تولیدی، مقدار حجم آب تولیدی و بالتبع شوری افزایش یافته است. بنابراین به دو دلیل افزایش دبی گاز و همچنین گذر زمان، حجم آب تولیدی و مقدار شوری افزایش یافته است.



شکل ۵: نمودار حجم آب کل تولیدی در مقابل حجم گاز و مقدار شوری آب تولیدی

#### ۴-۱- خصوصیات هیدروشیمیایی عمومی:

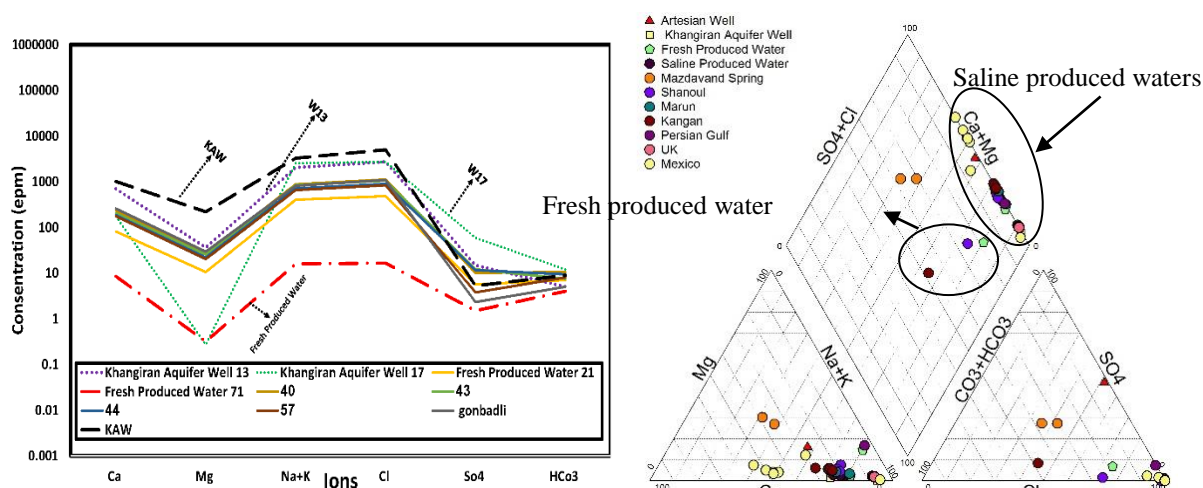
مقدار شوری آبران موجود در سفره تحت فشار زیر مخزن گاز شوربچه در منطقه مورد مطالعه مشابه با مخازن جنوب ایران بالای ۱۰۰۰۰۰ میلی‌گرم بر لیتر بوده است. لازم به ذکر است که آب دریای معمولی توانایی ایجاد چنین شوری را ندارد، ولی در طی پدیده تبخیر، میزان شوری آب باقی مانده افزایش پیدا کرده است. محیط‌های لاگونی که از آب دریای اصلی جدا شده اند دچار پدیده تبخیر شده و شوری را تا این حد می‌توانند افزایش دهند؛ بنابراین با توجه به مطالعات انجام شده، شرایط تشکیل این مخازن احتمالاً محیط لاگونی است و مقدار شوری آنها با توجه به مقدار تبخیر در زمان قدیم افزایش یافته است. جهت مقایسه مقدار شوری مخازن مختلف در ایران، با نمونه‌های گرفته شده از آبهای تولیدی مخازن گاز کنگان، مارون و شانول در شکل ۶ ارائه شده است. مقدار شوری آبهای تولیدی مخزن مزدوران کمتر از سایر مخازن می‌باشد. مقادیر TDS اندازه‌گیری شده از نمونه‌های سرچاهی با دو نمونه گرفته شده از آبران شور زیر مخزن (شماره ۱۷ و ۱۳ خانگیران) نشانگر این است که آبران زیر مخزن بسیار شور تر و دارای TDS بالاتری از نمونه های سرچاهی است (شکل ۶). این موضوع نشانگر این است که آبهای تولیدی سرچاهی حاصل اختلاط آب آبران شور سفره تحت فشار زیر مخزن با بخارات میعان شده درون مخزن گاز با نسبت‌های مختلف می‌باشد. با تغییر سهم آب شور در این چاهها، مقدار شوری آبهای تولیدی آنها نیز تغییر کرده است.



شکل ۶: مقایسه مقدار شوری آبهای تولیدی و آبران موجود در سفره تحت فشار زیر مخازن گاز مختلف

جهت بررسی هیدروشیمیایی آبهای تولیدی و سفره تحت فشار عمیق در مخزن گازی مزدوران و همچنین مقایسه نتایج با سایر مخازن از دیاگرام‌های پایپر و شولر نیز استفاده شده است. یکی از نمودارهایی که جهت نشان دادن و تفسیر نتایج شیمیایی بکار می‌رود، نمودار پایپر است. این دیاگرام عمدتاً برای تشخیص تیپ آب، رخساره‌های هیدروشیمیایی و مسیر

تکامل ژئوشیمیایی در سفره‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد (Rittenhouse, 1967). آبهای تولیدی گرفته شده از نظر مقدار شوری از شیرین تا شورابه تقسیم بندی شده‌اند. بطوریکه برخی از آب تولیدی چاههای گازی سازند مزدوران شیرین و در حدود ۱۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر بوده و در چاههای شور در حدود ۱۰۰۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر متغیر بوده است. تمامی نمونه‌های آبهای تولیدی شور دارای آنیون غالب کلر و کاتیون غالب ما بین سدیم و کلسیم بوده که در زون آب شور قرار گرفته‌اند و در نتیجه دارای تیپ آب بین کلروه-کلسیک و کلروه-سدیک می‌باشد (شکل ۷). اما آبهای شیرین با توجه به شیرین بودن و کم بودن شوری، در نزدیکی زون شور قرار گرفته‌اند که می‌تواند به دلیل اختلاط کم آب شور در این چاهها باشد. با توجه به اینکه بخارات میعان شده دارای مواد محلول نمی‌باشند، در نتیجه اختلاط خیلی کم آب شور در این آبها نیز حتی می‌تواند غالب بوده و تیپ آب را نزدیک به شور نشان دهند. آبهای تولیدی شور و شیرین سایر مخازن و همچنین آب شور مخزن تحت فشار زیر مخزن گازها نیز رفتاری مشابه را نشان می‌دهند.



شکل ۷: دیاگرام پایپر (سمت راست) و دیاگرام شولر (سمت چپ) نمونه‌های آبهای تولیدی مخازن مختلف

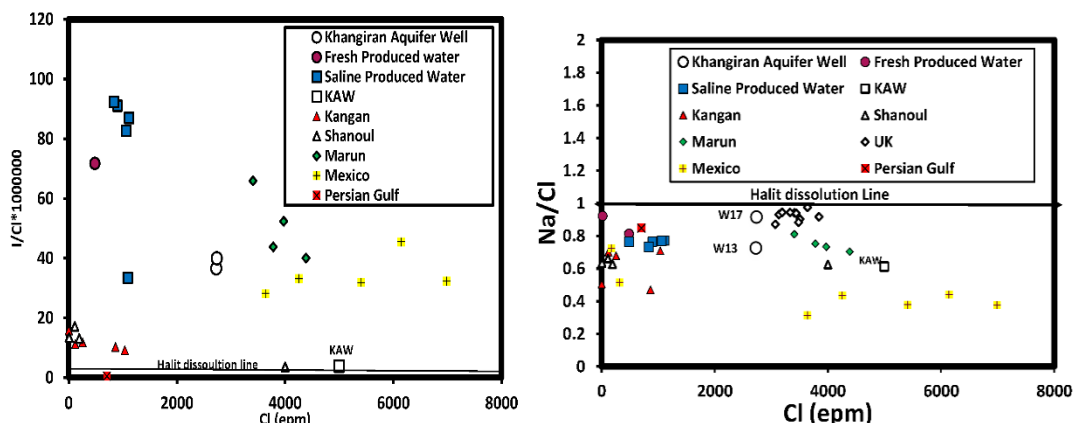
دیاگرام شولر نیز جهت مقایسه بین نمونه‌ها، تعیین منشأ اولیه، طبقه‌بندی و تعیین غلظت یون غالب استفاده می‌شود. این نمودار بر حسب میزان غلظت آنیونها و کاتیونها اندازه‌گیری شده، رسم شده است. تقریباً تمامی نمونه‌ها آب شور مخزن مزدوران رفتار و روند یکسانی دارند که گواهِ بر منشأ یکسان آنها می‌باشد که با روند تغییرات یونهای سایر مخازن نیز مشابه است (شکل ۷). کلر و سدیم و کلسیم یونهای غالب یونی در این آبها می‌باشند. علت زیاد بودن کلسیم می‌تواند واکنش‌های بین آب و سنگ، آلبیتی شدن فلدسپار پلاژیوکلاز، دولومیتی شدن کلسیت، تبدیل کانی اسمکتیت به ایلیت و یا فیلتر شدن غشایی باشد. در ادامه به بررسی منشأ اولیه آبران زیر مخزن گاز و همچنین منشأ آبهای تولیدی سرچاهی بطور همزمان پرداخته شده است. منشأ شوری آب‌های تولیدی به طور کلی می‌تواند انحلال نمک، آب دریای قدیمی تبخیر شده یا عهد حاضر، آب جوی یا فیلتراسیون باشد. در این مطالعه از روش‌های مختلف هیدروژئوشیمیایی و عناصر فلزات سنگین جهت تفکیک این منشأها استفاده شده است. همچنین جهت تفسیر بهتر و درک عمیق‌تر، نتایج با سایر مخازن ایران و دنیا مقایسه شده است.



## ۴-۲- منشأ آب و شوری آبهای تولیدی

### الف- روش هیدروژئوشیمیایی

عوامل متعدد مانند تبادل کاتیونی، نفوذ آب شور دریا و آب های محبوس یا فسیلی و قدیمی (Formation water) که غالباً حاوی مواد معدنی زیادی هستند می توانند بر شوری آب تاثیر گذارند. ترکیب شیمیایی آب شور برای هر حوضه بسته به شرایط هیدرولوژی قدیمی منطقه، متفاوت می باشد. عناصر اصلی در شورابه های نفتی کلسیم، سدیم، سولفات و کلر بوده و سایر یون ها دارای غلظت کمتری هستند (Rittenhouse, 1967). شورابه های نفتی نسبت به آب دریا دارای غلظت بیشتری از عناصر مانند کروم، لیتیم، منگنز، سیلیس و استرانسیم می باشند. در طی واکنش سنگ-آب و یا تخریب فلدسپارها، مقادیر زیادی یونهای پتاسیم، استرانسیم، باریم و لیتیم به آب های تولیدی اضافه می گردد؛ در حالی که عناصری مانند مس، پتاسیم و نیکل دارای فراوانی حدود نصف آب دریا هستند. با استفاده از نسبت های  $I/Cl$ ،  $Na/Cl$ ،  $Br/Cl$  می توان منشأ شوری حاصل از انحلال نمک را از دیگر منشأها جدا کرد (Fontes and Matray, 1993). در ابتدا با استفاده از نسبت  $Na/Cl$  به بررسی منشأ شوری این مخزن پرداخته شده است. اگر این نسبت یک باشد نشانگر انحلال نمک بوده که بصورت خط مستقیم در شکل ۸ نشان داده شده است؛ اما اگر این نسبت کمتر از  $0/65$  باشد و قسمت پایین خط انحلال واقع شود، منشأ شوری می تواند آب دریای قدیمی تبخیر شده باشد و همچنین اگر نسبت  $Na/Cl$  حدود  $0/85$  باشد، منشأ شوری می تواند آب دریا عهد حاضر باشد (Holser, 1979; Sanders, 1991) که از نمونه آب خلیج فارس جهت مقایسه نیز استفاده شده است. نمونه ی آبران زیر مخزن گاز از دو چاه شماره ۱۷ و ۱۳ رفتاری متفاوت دارند. این دو چاه در دو عمق مختلف قرار دارند. چاه شماره ۱۷ رفتاری مشابه با انحلال نمک را نشان می دهد و دارای نسبت نزدیک به انحلال می باشد اما چاه شماره ۱۳ دارای نسبت  $Na/Cl$  کمتر از  $0/85$  بوده و منشأ آب دریای قدیمی تبخیر شده را نشان می دهد. بنابراین اگر منشأ نمونه آبهای تولیدی سرچاهی آبران زیر مخزن گاز باشد، بایستی رفتاری مشابه با آبران را نشان دهند. در این مطالعه در تمام نمونه های سرچاهی چاه های شور، نسبت  $Na/Cl$  محاسبه شده حدود  $0/75$  می باشد که نشان می دهد انحلال نمک و آب دریای عهد حاضر نمی تواند منشأ شوری آن ها باشد و احتمالاً آب دریای قدیمی تبخیر شده منشأ اولیه این آبها می باشد. این نسبت یونی مربوط به مخازن گازی دیگر در ایران همچون کنگان، مارون و شانول و در دنیا مربوط به مخازن تکومیناسان مکزیک و انگلستان جهت مقایسه در شکل ترسیم شده اند. مخازن مارون کنگان و شانول دارای نسبت مولی  $Na/Cl$  تقریباً نزدیک بهم بوده که نشانگر عدم منشأ بودن هالیت می باشد و منشأ آن شورابه های نفتی یا همان آب دریای قدیمی می باشد. KAW نیز که از آبران کنگان گرفته شده است دارای منشأ آب دریای قدیمی تبخیر شده می باشد (Bagheri et al., 2014). اما مخزن گازی در انگلستان (Uk) با توجه به نمودار نشان از انحلال نمک دارد. این نسبت در مخزن مکزیک در محدوده شورابه نفتی و آب دریای قدیمی قرار گرفته است.

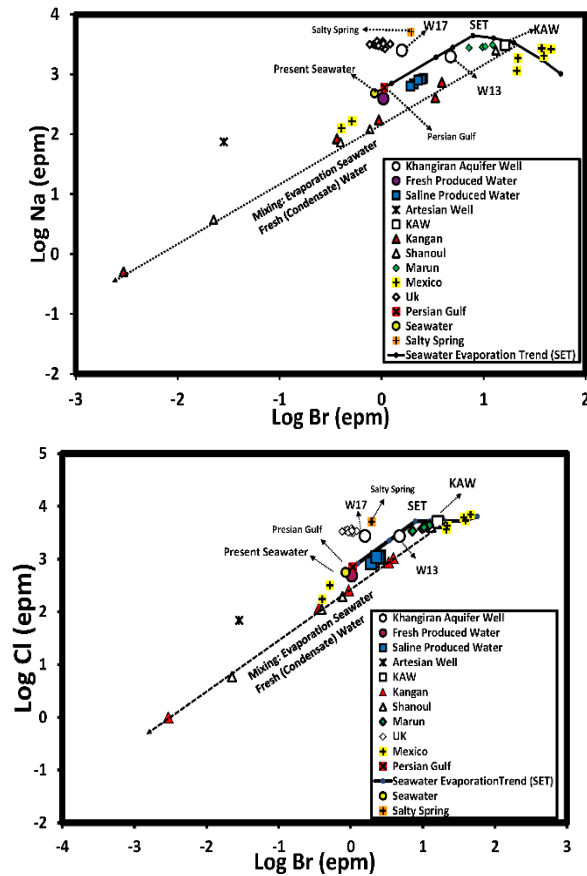


شکل ۸: نمودار نسبت  $Na/Cl$  به  $Cl$  و نسبت وزنی  $I/Cl$  در برابر  $Cl$  در شورابه تولیدی مخازن ایران و دنیا

غلظت ید محلول در آبهای شور عمیق از کمتر از  $0.1$  تا  $100$  میلی گرم در لیتر تغییر می کند (Carpenter, 1987). آب های قدیمی دارای مقدار ید بیشتری نسبت به آب های عهد حاضر و آب های حاصل از انحلال نمک می باشند. (Carpenter et al., 1974; Birkle et al., 2002) نسبت وزنی  $I/Cl$  نیز جهت تشخیص و تمایز بین منشاهای شوری استفاده می شود. در این نمودار نسبت وزنی  $I/Cl$  در برابر  $Cl$  مخازن مزدوران، شانول، مارون، کنگان، و تکومیناسان در مکزیک و انگلستان در شکل ۸ نمایش داده شده است. اگر منشأ شوری انحلال نمک باشد مقدار نسبت ید به کلر از نظر وزنی کمتر از  $1 \times 10^{-5}$  خواهد بود در حالی که این نسبت در شورابه های نفتی بیشتر از  $2 \times 10^{-5}$  است (Bagheri et al., 2014). مقدار نسبت  $I/Cl$  در آب فسیلی حدود  $0.001$  می باشد، بطوریکه در شورابه با تیپ  $Ca-Cl$ ، مقدار نسبت  $I/Cl$  حدود  $0.0001$  بوده ولی در شورابه های  $Na-Cl$  این نسبت به  $0.003$  افزایش می یابد (White, 1957). مقایسه مقادیر نسبت  $I/Cl$  در شورابه های مخزن گازی مورد مطالعه با مقادیر فوق، انحلال نمک را به عنوان منشأ شوری رد می کند. مقادیر نسبت  $I/Cl$  در آب های تولیدی مخزن مزدوران کمی بیشتر نسبت به شانول و کنگان است که نشانگر این است که انحلال نمک نمی تواند منشأ شوری آب های تولیدی مخزن مزدوران باشد.

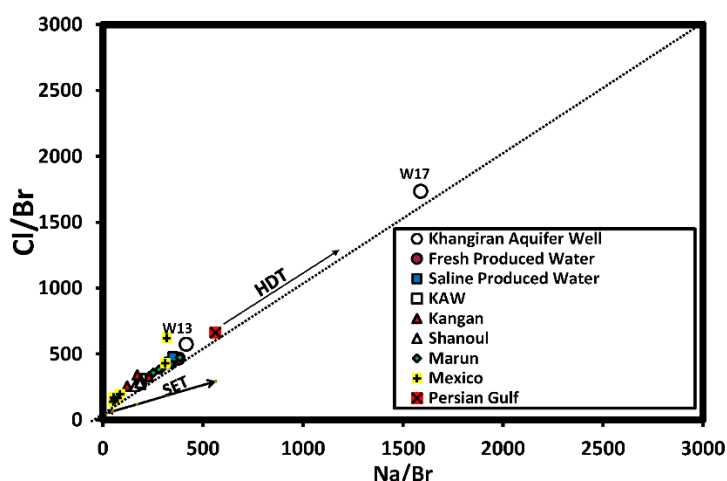
برم بهترین ردیاب برای تعیین منشأ شوری می باشد زیرا این یون پایستار بوده و از محلول به راحتی حذف نمی شود و به دلیل داشتن شعاع یونی بزرگ، وارد واکنش شیمیایی نمی شود (Shouakar-Stash et al., 2007). برم بیشتر در آب های شور عمیق (مناطق نفتی و گازی) وجود دارد و دارای غلظت بین  $1$  تا  $600$  میلی گرم بر لیتر است (McCaffrey et al., 1987). به طور کلی برای بررسی منشأ و تکامل شورابه ها، غلظت یون های اصلی را در مقابل غلظت برم ترسیم و تفسیر می کنند (Kharaka and Hanor, 2004). با استفاده از نسبت برم به کلر می توان منشاهای شوری همچون انحلال نمک، آب دریای تبخیر شده، اختلاط بین آب شیرین و شورابه، اختلاط بین شورابه با انحلال نمک و اختلاط بین آب دریا با دیگر آب ها را تشخیص داد. تبخیر آب دریا باعث افزایش خطی برم و کلر تا زمان رسیدن به اشباع هالیت در مقدار کلر برابر با  $162000$  می شود که بصورت خط ضخیم در شکل ۹ نشان داده شده است و به عنوان خط تبخیر آب دریا (Sea water Evaporation Trend (SET)) نام برده شده است (Carpenter, 1987). در طول تبخیر آب دریا غلظت برم و

کلر تا زمان اشباع شدن آب نسبت به هالیت و رسوب اولین بلور نمک اضافه می‌شود و روی خط تبخیر آب دریا قرار می‌گیرد. زمانی که غلظت کلر برابر با ۱۶۲۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر و برم برابر با ۵۰۰ میلی‌گرم در لیتر گردید، محلول نسبت به هالیت اشباع شده و کلر و سدیم به صورت بلور نمک رسوب می‌کند در این شرایط با افزایش تبخیر، کلر افزایش نیافته و برم تغلیظ می‌گردد (Birkle et al., 2002 and 2009). افزایش برم به صورت یک خط افقی روی نمودار مشاهده می‌شود. پس با زیاد شدن تبخیر آب دریا، غلظت برم در آب باقی مانده زیاد می‌شود زیرا برم انحلال‌پذیری بیشتر و شعاع یونی بزرگتری نسبت به یون کلر دارد (Walter et al., 1990). خط روند تبخیر آب دریا (SET) به صورت خط ممتد و ضخیم در نمودار شکل ۹ نشان داده شده است (Carpenter, 1987). پایین‌ترین نقطه این خط مربوط به آب دریا می‌باشد که در شکل مشخص است. اگر نمونه‌ای بالا خط تبخیر آب دریا قرار بگیرد، نشانگر منشا شوری انحلال نمک می‌باشد. نمونه‌های با منشا آب دریای تبخیر شده قدیمی، بر روی خط تبخیر آب دریا قرار می‌گیرند. نمونه آب‌های جوی و شیرین-تر و آب‌هایی که در اثر اختلاط آب‌های جوی قدیمی و شورابه قدیمی باقی مانده از تبخیر و آب‌های شیرین به وجود آمده باشند به دلیل غلظت کمتر کلر و برم، زیر خط تبخیر آب دریا قرار می‌گیرند (Bagheri et al., 2014). برای بررسی انحلال نمک به عنوان منشا شوری یک نمونه آب شور حاصل از انحلال نمک گنبد نمکی نیز پلات شده است. نقطه مربوط به چشمه شور گنبد نمکی در بالای خط تبخیر مشاهده می‌شود و انحلال نمک برای این چشمه را نشان می‌دهد. نمونه آبران شماره ۱۷ و نمونه‌های مخزن انگلستان در بالای خط قرار گرفته و این حاکی از آن دارد که منشا آن‌ها انحلال نمک می‌تواند باشد. نمونه‌های آبران شماره ۱۳ مزدوران و نمونه آبران زیر مخزن کنگان که با KAW نشان داده شده بر روی خط تبخیر آب دریای قدیمی (SET) و بعد از مرحله رسوب نمک قرار گرفته است که نشان از منشا آب دریای قدیمی تبخیر شده دارد. نمونه‌های سرچاهی مخزن مزدوران، شانول و کنگان در زیر خط تبخیر آب دریا (SET) بر روی خط اختلاط آب شیرین و یک شورابه با منشا آب دریای تبخیر شده، قرار گرفته است. این شورابه می‌تواند ترکیبی مشابه به آبران داشته باشد. با توجه به محل آبران و نمونه‌های مخزن مزدوران می‌توان نتیجه گرفت که منشا شوری آب‌های تولیدی می‌تواند اختلاط بین آب شور مانند آبران با آب شیرین درون مخزن مزدوران باشد. شورابه دیگر مخازن همچون تکومیناسان مکزیک، مارون و کنگان نیز تقریباً دارای منشا آب دریای تبخیر شده قدیمی می‌باشند.



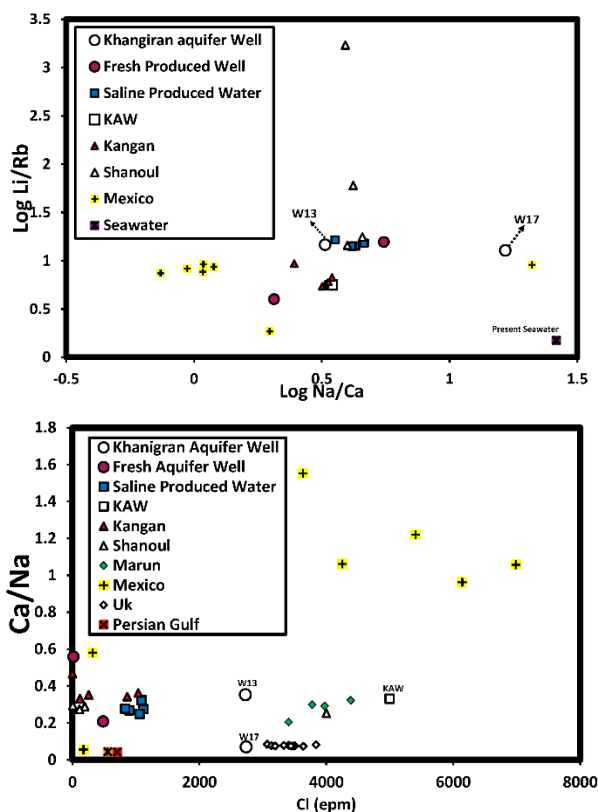
شکل ۹: نمودار لگاریتم یون برم در مقابل کلر و سدیم در آب های تولیدی مخزن مزدوران و دیگر مخازن ایران و دنیا

از رابطه بین سدیم در مقابل برم نیز جهت تفکیک منشاها استفاده شده است. خط تبخیر آب دریا (SET) با خطی ضخیم در شکل ۹ نشان داده شده است. با افزایش تبخیر و رسوب نمک در آب باقی مانده روند تغییرات سدیم مسیر نزولی پیدا می کند که علت آن می تواند کم بودن نسبت سدیم به کلر ۰/۸۵ در آب دریا باشد (Bagheriet al., 2014). این رابطه نیز نتایج مشابه با رابطه کلر در مقابل برم را نشان می دهد. رابطه  $Cl/Br$  در مقابل  $Na/Br$  جهت تفکیک منشا انحلال نمک (Halit Dissolution Trend (HDT)) و آب دریای تبخیر شده قدیمی (SET) استفاده می شود. خط تبخیر آب دریا و خط انحلال نمک با شیب ۱:۱ با داده های استاندارد ترسیم گردیده است. شورابهایی که از انحلال نمک نشات می گیرند، دارای غلظت بیشتر  $Cl/Br$  و  $Na/Br$  نسبت به آب دریا می باشند. این در حالی است که شورابهایی نشات گرفته از آب دریا تبخیر شده دارای  $Cl/Br$  و  $Na/Br$  کمتر از آب دریا هستند.  $Cl/Br$  آب دریا حدود ۲۸۶ می باشد (Walter et al., 1990; Sanders, 1991). نمونه های آبران شماره ۱۷ و مخزن انگلستان در مسیر خط انحلال نمک قرار گرفته است اما نمونه های آب تولیدی مخزن مزدوران به همراه دیگر مخازن در مسیر خط تبخیر آب دریا (SET) قرار گرفته اند که نشانگر این است که انحلال نمک منشا شوری نیست و همه آن ها منشا یکسانی داشته اند.



شکل ۱۰: مقادیر Cl/Br در مقابل Na/Br

یکی از منشاهاى محتمل ديگر شوری در مخازن عمیق، در اثر فیلتر شدن توسط رس ها می باشد. برای بررسی این موضوع در آب تولیدی از نمودار نسبت  $Ca/Na$  در برابر  $Cl$  و رسم نمودار نسبت  $Li/Rb$  در مقابل  $Na/Ca$  استفاده شده است. اثر غشایی توسط رس ها و سنگ های مثل شیل به وجود می آید. وقتی آب تحت فشار از شیلها عبور می کند، شیلها مانعی برای حرکت عنابر با شعاع یونی بزرگتر را ایجاد می کنند و باعث فیلتر شدن برخی از یونها و کاهش غلظت آنها در آب عبوری از شیل می گردد. درباره عناصر کلسیم و کلر بدین گونه است که چون اندازه کلسیم بزرگتر از سدیم است مقداری از کلسیم و کلر به دلیل شعاع یونی بزرگتر توسط رس و شیل فیلتر می شود، پس مقدار غلظت کلسیم و کلر در آب باقی مانده پشت شیل، افزایش یافته و بالتبع نسبت کلسیم به سدیم با افزایش شوری در آب باقی مانده نیز زیاد می گردد (Kharaka and Thordsen, 1992). با افزایش شوری آب ورودی، کارایی اثر فیلتر شدن غشایی کمتر می شود (Kharaka and Berry, 1973). در اثر عمل فیلتر شدن (اثر غشایی)، نسبت  $Li/Rb$  همراه با نسبت  $Na/Ca$  افزایش می یابد (Birkle et al., 2002). نمونه های آب تولیدی مخزن مزدوران به همراه دیگر مخازن جهت مقایسه در شکل ۱۱ پلات شده اند. با توجه به شکل، با افزایش نسبت  $Na/Ca$ ، نسبت  $Li/Rb$  ثابت باقی مانده است که این نشانگر عدم اثر غشایی در مخزن مورد مطالعه است. در مخزن کنگان، مارون و شانول نیز این روند مشاهده می شود. اما در منطقه مکزیک در میدان تکومیناسان، روند مثبت در نمونه ها آشکار است و تصدیقی برای وجود اثر غشایی در این مخزن می باشد. فرایند غشایی توانایی افزایش شوری را تا این اندازه ندارد. زیرا رسها در طی گذر زمان توانایی فیلتراسیون خود را از دست داده و یونهای کلر و سدیم نیز عبور می دهند.



شکل ۱۱: نمودار نسبت  $Ca/Na$  در برابر  $Cl$  و نسبت  $Rb/Li$  در برابر  $Ca/Na$  به منظور بررسی اثر فیلتر شدن غشایی

### ب) روش زمین‌شناسی و بررسی محیط رسوبی

سازند مزدوران عمدتاً کربناته با تخلخل و خواص مخزنی خوب که از سنگ‌های کربناته ضخیم لایه و صخره ساز تشکیل شده است. میان لایه‌های مارن و شیل نیز به صورت لایه‌های فرعی در آن دیده می‌شود. در شرق منطقه لایه‌هایی ضخیم دولومیت در سازند مشاهده می‌گردد که دارای تخلخل قابل توجهی است. با توجه به وجود ناپیوستگی در قاعده سازند شورپیجه و همبری تدریجی آن با آهک تیرگان به نظر می‌رسد که با کاهش ناگهانی سطح آب دریا رسوبات سازند مزدوران در انتهای ژوراسیک از آب خارج شده است. با پایین آمدن سطح آب دریا منطقه شرایط رودخانه‌ای پیدا کرده و در آن رسوبات قاره‌ای و رودخانه‌ای گسترش یافته‌اند. پیشروی و بالا آمدن سطح آب دریا در زمان بارمین-آپسین سبب نهشته شدن آهک تیرگان در منطقه گردیده است. ماهیت لیتوفاسیس‌ها و میکروفاسیس‌های سازند مزدوران نشانگر رسوبگذاری در یک پلاتفرم کربناته در زیر محیط‌های بین جزر و مدی، سابخا لاگون و سد می‌باشد (Afsha Harab, 1979). نتایج حاصل از بررسی مغزه‌های موجود از سازند مزدوران در چاه‌های ۱ و ۳۰ در زمان اکتشاف واقع در میدان خانگیران شرایط محیطی مشابه با انواع توصیف شده را به خوبی نشان می‌دهد (شرکت نفت کاو، ۱۳۸۹) بنابراین با توجه به شرایط محیط رسوبی سازند مزدوران می‌توان بیان کرد که بخشهایی از توالی مزدوران در یک محیط لاگونی و پهنه جزرومدی کم عمق تشکیل شده است که دارای ریز رخساره گرینستون بایوکلاستی (رخساره A محیط لاگونی)، گرینستون اووئیدی ماسه‌ای و گرینستون بایوکلاست دار (رخساره B مربوط به محیط سدی)، رخساره سیلسی آواری عمده چرت

آرنایت و ساب ارنایت (رخساره C جزرو مدی) می‌باشند. در محیط لاگون آب دریای باقی مانده، تبخیر شده و شوری آن افزایش یافته است و همزمان با رسوبگذاری در بین رسوبات باقی مانده است. با توجه به شواهد زمین‌شناسی و محیط تشکیل بخشهایی از توالی سازند مزدوران در زیر محیط‌های پهنه جزرو مدی و لاگون یک پلاتفرم کربناته می‌توان بیان کرد که شورابه مخزن می‌تواند منشا لاگونی و یا همان آب دریای تبخیر شده قدیمی باشد.

## ۵- نتیجه‌گیری

تولید آب شور در مخازن خانگیان و دیگر مخازن ایران سبب بروز مشکلات فراوانی از جمله خوردگی و گرفتگی در تاسیسات سرچاهی و کاهش اجباری تولید گاز شده است. روش‌های مختلفی مانند هیدروژن‌شیمیایی، ایزوتوپی و زمین‌شناسی جهت تعیین منشا آب و شوری وجود دارد که در این مطالعه از روش‌های هیدروژن‌شیمیایی و زمین‌شناسی استفاده شده است. میدان گازی خانگیان واقع در شمال شرق مشهد دارای دو سازند گازی مجزای مزدوران در پایین و شوربچه در قسمت بالاتر می‌باشد. مخزن مزدوران در مقایسه با دیگر مخازن گازی، دارای دو مشکل عمده شوری بالای آب تولیدی و همچنین حجم آب تولیدی زیاد بوده که در برخی از چاهها باعث مرگ آنها شده است. در این مخزن، دو نوع آبران مختلف با منشا متفاوت وجود دارد که هر کدام می‌تواند منشا احتمالی آب تولیدی شور سرچاهی باشند. در مخزن مزدوران، برخی از چاههای واقع در یال شمالی دچار شوری بالا شده‌اند. با استفاده از نسبت‌های یونی  $I/Cl$ ،  $Na/Cl$  و  $Br/Cl$  و ... می‌توان نتیجه گرفت که آبهای تولیدی شور سرچاهی دارای منشا یکسان با آبران شماره ۱۳ می‌باشند که می‌توان آب دریای تبخیر شده قدیمی باشد. با توجه به اینکه آبهای تولیدی حاصل اختلاط آب شور و شیرین هستند، بنابراین می‌توان بیان کرد که آبهای تولیدی حاصل اختلاط شورابه ای با رفتاری مشابه با آبران شماره ۱۳ و آبهای شیرین درون مخزنی می‌باشند. با توجه به شرایط محیط رسوبی مخزن مزدوران می‌توان بیان کرد که این مخزن در یک محیط لاگونی تشکیل شده است و در محیط لاگونی نیز آب دریای باقی مانده، تبخیر شده و شوری آن افزایش یافته است و همزمان با رسوبگذاری در بین رسوبات ته نشین شده‌اند و تشکیل مخزن و آبران را داده‌اند. پس با استفاده از نتایج زمین‌شناسی می‌توان بیان کرد که آبران زیر مخزن می‌تواند منشا لاگونی و یا همان آب دریای تبخیر شده قدیمی را داشته باشد. شیمی آب تولیدی مخازن نفت و گاز در طول زمان می‌تواند به وسیله فرایندهای تبخیر و واکنش‌های دیاژنتیک ثانویه مانند واکنش بین سنگ و آب و یا واکنش بین آب و گاز دچار تغییر گردد. عمق زیاد و عدم مشاهد مستقیم، دما و فشار بالای آب در مخزن، میزان املاح محلول زیاد و ماهیت ناهمگن و شکافدار این میدان گازی باعث شده است تا شناخت پدیده‌های حاکم بر انتقال آب و تعیین منشا شوری به راحتی انجام پذیر نباشد. منشا یابی بروز این پدیده به منظور ارائه راهکار مناسب جهت کم کردن شوری آب تولیدی و پیشگیری از وقوع آن در چاهایی که بالقوه آماده تولید آب و نمک اضافی هستند ولی این پدیده در آنها بروز نکرده است در جهت مدیریت بهتر مخزن و افزایش تولید گاز امری ضروری است.

## سپاس و قدردانی

از شرکت بهره برداری نفت و گاز شرق مشهد به خاطر در اختیار قرار دادن اطلاعات اولیه و همچنین مساعدت در نمونه برداری و همچنین از دانشگاه صنعتی شاهرود به دلیل در اختیار گذاشتن امکانات لازم در طول این تحقیق قدردانی می-گردد. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر عزیز اله طاهری و دکتر رضا جهانشاهی تشکر و قدردانی می گردد.

## منابع:

- [۱] باقری، ر.، ۱۳۹۴، "چالش جدید شرکت ملی نفت: شوری آبهای تولیدی"، کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، تهران ۹ ص.
- [۲] باقری، ر.؛ ندی آ.؛ رئیسی، ع.، (۱۳۹۴)، " خصوصیات هیدروشیمیایی ایزوتوپی آبهای فسیلی ذاتی و عهد حاضر" سی دومین گردهمایی علوم زمین، شیراز، ایران. ۱۰ ص.
- [۳] راهرو، م.، باقری ر.، میرباقری م.، (۱۳۹۵)، "منشا شوری آب های تولیدی مخزن گازی شانول، جنوب ایران، روش هیدروشیمیایی و ایزوتوپی"، کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، تهران ۱۰ ص.
- [۴] راهرو، م.، باقری ر.، میرباقری م.، (۱۳۹۵)، "مطالعه و بررسی تکامل ژئوشیمیایی شورابه های تولیدی مخزن گازی شانول"، کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، تهران ۱۰ ص.
- [۵] قربان پور، ح.، (۱۳۹۳)، "بررسی سنگ شناسی و پتانسیل مخزنی بخش مخزن ماسه سنگی زون ۱-۱ سازند مزدوران در میدان گازی خانگیران"، کنفرانس ملی زمین شناسی و اکتشاف منابع، تهران ۸ ص.
- [۶] شرکت نفت کاو، (۱۳۸۹)، "کلیات زمین شناسی میادین خانگیران و گندلی" ۱۹۴ ص.
- [۷] میری، م.؛ باقری، ر.؛ طاهری، ع.؛ خیبری، ف.؛ (۱۳۹۶)، " منشا آبهای ذاتی در سفره عمیق تحت فشار مخزن گازی مزدوران، شمال شرق ایران" ، سی ششمین گردهمایی علوم زمین، تهران، ایران. ۸ ص .
- [8] AFSHAR-HARB, A. (1979). The stratigraphy, tectonics and petroleum geology of the Kopet Dagh region, Northern Iran, Unpublished PhD thesis, Imperial College of Science and Technology, London. 316 pp.
- [9] BAGHERI, R., NADRI, A., RAEISI, E., SHARIATI, A., MIRBAGHERI, M., & BAHADORI, F. (2014). Chemical evolution of gas-capped deep aquifer, Southwest of Iran. *Environmental earth Sciences*, **71**(7):3171-3180.
- [10] BAGHERI, R., NADRI, A., RAEISI, E. EGGENKAMP, H.G.M., KAZEMI, G.A., & MONTASERI A. (2014). Hydrochemical and isotopic ( $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta^2\text{H}$ ,  $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ,  $\delta^{37}\text{Cl}$  and  $\delta^{81}\text{Br}$ ) evidence for the origin of saline formation water in a gas reservoir, *Chemical Geology*. **384**:62–75.
- [11] BAGHERI, R., NADRI, A., RAEISI, E., SHARIATI, A., MIRBAGHERI, M., & BAHADORI, F. (2014). Chemical evolution of gas-capped deep aquifer, Southwest of Iran. *Environmental earth Sciences*, **71**(7):3171-3180.



- [12] BIRKLE, P., ARAGON, J.R., PORTUGAL, E., & AGUILAR, J.F. (2002). Evolution and origin of deep reservoir water at the active Luna oil field, Gulf of Mexico, *AAPG bulletin*, **86(3)**:457-484.
- [13] BIRKLE, P., GARCIA, B.M., & PARDON, C.M.M. (2009). Origin and evolution of formation water at jujo Tecominoacan oil reservoir, Gulf of Mexico. Part 1: Chemical evolution and water-rock interaction. *Applied Geochemistry*, **24(4)**:543-554.
- [14] CARPENTER, A.B., (1987). Origin and Chemical evolution of brines in sedimentary basins. In SPE annual Fall Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [15] CARPENTER, A.B., Trout, M.L., & Pickett, E.E. (1974). Preliminary report on the origin and chemical evolution of lead and zonc rich oil field brines in central Mississippi. *Economic Geology*, **69(8)**:1191-1206.
- [16] FONTES, J.Ch., MATRAY, J.M. (1993). Geochemistry and origin of formation brines from the Paris Basin, France, 1. Brines associated with Triassic salts. *Chemical Geology*, (**109**):149–175.
- [17] HOLSER, W.T., (1979). Trace elements and isotopes in evaporites. In: Burns RG (ed) Reviews in mineralogy, marine minerals. Mineral Society of America, Washington DC, 295–346.
- [18] KHARAKA, Y.K, HANOR, J.S. (2004). Deep fluids in the continents: I. Sedimentary basins. In: Drever JI (ed) Treatise in Geochemistry, vol 5 Holland HD, Turekian KK (Exec. Eds.), Elsevier, New York, 499–540.
- [19] KHARAKA, Y.K., THORSEN, J.J. (1992). Stable isotope geochemistry and origin of water in sedimentary basins. In: Clauer N, Chaudhuri S (eds) Isotope signatures and sedimentary records. Springer, Berlin, 411–466.
- [20] KHARAKA, Y.K., BERRY, F.A. (1973). Simultaneous flow of water and solutes through geological membranes. Experimental investigation. *Geochimica et cosmochimica Acta*, **37(12)**:2577-2603.
- [21] KHARAKA, Y.K., COL BE, D.R., HOVORKA, S.D., GUNTER, W.D., KNAUSS, K.G., & FREFIELD, B.M. (2006). Gas-Water-Rock interactions in Frio Formation following CO<sub>2</sub> injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins. *Geology*, **34(7)**:577-580.
- [22] MAC CAFFREY, M.A., LAZAR, B., & HOLLAND, H.D. (1987). The evaporation path of seawater and the coprecipitation of Br- and K with halite. *J. Sed. Petrol.*, (**57**):928–937.
- [23] RITTENHOUSE, G., (1967). Bromine in oil-filed waters and its use in determining possibilities of origin of these waters. *AAPG Bulletin* 51 (12), 2430-2440.
- [24] ROBERT, A., LETOUZEY, J., KAVOOSI, M.A., SHERKATI, S., MULLER, C., VERGAS, J., & AGHABABAEI, A. (2014). Structural evolution of Kopeh Dagh fold-and-thrust belt and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin. *Journal of Marine and Petroleum Geology*, **32**.

- [25] SANDERS, L.L., (1991). Geochemistry of formation waters from the lower Silurian Clinton Formation (Albion Sandstone), Eastern Ohio (1) AAPG Bulletin, 75(10):1593-1608.
- [26] SHOUAKAR-STASH, O., ALEXEEV, S.V., FRAPE, S.K., ALEXEEVA, L.P., & DRIMMIE, R.J. (2007). Geochemistry and stable isotopic signatures, including chlorine and bromine isotopes of the deep groundwaters of the Siberian Platform, Russia. Applied geochemistry, 22(3):589-605.
- [27] WALTER, L.M, STUBER, A.M., & HUSTON, T.J. (1990). Br-Cl-Na Systematics in Illinois basin fluids: Constraints on fluid origin and evolution. Geology, 18(4):315-318.
- [28] WHITE, D.E., (1957). Magmatic, connate, and metamorphic waters. Geological Society of America Bulletin, 68 (12):1659-1682.
- [29] WORDEN, R., MANNING, D.A.S., & BOTTRELL, S.H. (2005). Multiple generations of high salinity formation water in the Triassic Sherwood Sandstone: Wytch Farm oilfield, onshore UK. Applied Geochemistry, 455-475.

## مطالعه اثرات تغییرات فشار متوالی بر خواص پتروفیزیکی سنگ مخازن کربناته

یاسر سلیمی دلشاد<sup>۱،۲</sup>، علی مرادزاده<sup>۳\*</sup>، عزت الله کاظم زاده<sup>۲</sup>، عباس مجدی<sup>۳</sup>  
<sup>۱</sup>دانشجوی دکتری دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران  
<sup>۲</sup>پردیس صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران  
<sup>۳</sup>استاد دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران  
\* a\_moradzadeh@ut.ac.ir

دریافت تیر ۱۳۹۷، پذیرش آذر ۱۳۹۷

### چکیده

امروزه صنعت نفت بسیار متکی به تعیین دقیق خصوصیات سنگ مخزن است که این مهم می‌تواند سبب کاهش هزینه‌ها و ریسک برنامه ریزی تولید شود. سنگ مخزن همواره با افت فشار منفذی ناشی از تولید متراکم می‌شود که این امر سبب افزایش تنش مؤثر، فشردگی مخزن و تغییرات در خواص مخزنی می‌گردد. از آنجاییکه این تغییرات فشار می‌تواند بر خواص پتروفیزیکی اثرگذار باشد، در این مطالعه، چندین نمونه سنگ مخزن کربناته با بافت و نوع تخلخل متفاوت براساس تصاویر سی تی اسکن و طبقه بندی آرچی تحت بارهای متوالی و کوتاه مدت، از ۶۰۰ تا ۶۰۰۰ پوند بر اینچ مربع قرار گرفته‌اند و خصوصیات پتروفیزیکی و تراکمی آنها شامل حجم فضای منفذی، نفوذپذیری و تراکم‌پذیری توسط دستگاه CMS-300 مورد مطالعه قرار گرفته است. همچنین بررسی ساختاری و ناهمگنی نمونه مغزه‌ها توسط تصاویر سی تی اسکن مورد آنالیز قرار گرفته‌اند. در واقع به کمک این پژوهش شناسایی اندازه اثر پسماند بر روی نمونه سنگ مخزن در اثر افزایش و کاهش فشار، طی اعمال بار سیکلیک مقدور خواهد بود. نتایج حاصل نشان دادند که در اثر بارگذاری تغییرات حجم فضای منفذی و نفوذپذیری روند کاهشی از خود نشان می‌دهند، بطوریکه کاهش نفوذپذیری چندین برابر کاهش حجم منفذی است. همچنین این کاهش حجم فضای منفذی در نمونه‌های دارای تخلخل حفره‌ای با شدت کمتری است که اثر همگنی و نوع تخلخل بر میزان پدیده پسماند را نشان می‌دهد. همچنین نتایج به‌دست آمده از چگونگی رفتار سنگ مخزن تحت تنش‌های مختلف در این مطالعه، می‌تواند الگوی مناسب برای مطالعات مربوط به تزریق گاز به منظور ازدیاد برداشت و همچنین متناسب با اهداف مرتبط دیگر نظیر ذخیره‌سازی گاز طبیعی را فراهم آورد.

کلید واژه‌ها: سنگ مخزن کربناته، طبقه بندی آرچی، بارگذاری سیکلیک، تخلخل، تراوایی، تصاویر سی تی اسکن.

## ۱- مقدمه

تعیین دقیق پارامترهای مخزنی، یک مسأله اساسی در مطالعات و مدیریت مخازن هیدروکربوری است. یکی از مهم ترین و مؤثرترین این پارامترها، خواص پتروفیزیکی و تراکمی سنگ مخزن می‌باشند که در محاسبات و تخمین مخازن نقش بسیار مهمی دارند. از این رو مطالعه و بررسی این پارامترها به منظور تولید و صیانت از مخازن، از اهمیت خاصی برخوردار است. استفاده از داده‌های آزمایشگاهی نظیر مطالعات سنگ مخزن، همواره دقیق‌ترین و در عین حال تایید کننده روش‌های میدانی بوده است [۱، ۲ و ۳]. سنگ مخزن همواره با افت فشار منفذی متراکم تر می‌شود. این خاصیت تراکمی سنگ مخزن که انرژی لازم برای خروج نفت را فراهم می‌آورد از اهمیت زیادی در مطالعات مهندسی مخزن برخوردار است. از اینرو ضریب تراکم پذیری برای ارزیابی انرژی رانشی که سنگ در فرآیند تولید می‌تواند فراهم آورد، تعریف شده و برای اغلب مخازن دنیا محاسبه شده است [۴]. حال تراکم‌پذیری سنگ مخزن را یک فاکتور مهم در محاسبات مهندسی مخزن عنوان کرده که در برخی موارد نادیده گرفته می‌شود. او رابطه‌ای بین تراکم‌پذیری حجم منفذی و تخلخل اولیه را بر اساس نتایج اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی ارائه داد. برای سال‌ها از معادله‌ی هال به عنوان روش اصلی محاسبه‌ی تراکم‌پذیری در بسیاری از نرم‌افزارهای تجاری تفسیر چاه‌آزمایی و شبیه‌سازی عددی مخزن استفاده می‌شد [۵]. کاهش فشار سیال سازندی در اثر تولید از مخزن، باعث می‌شود فشار خالص روباره افزایش یابد، که این افزایش فشار خالص روباره سبب فشردگی فضای منفذی در سنگ مخزن می‌شود [۶]. لیو و همکاران با رویکرد تحلیلی و با استفاده از منحنی‌های تخلخل و تنش محصورکننده به دست آمده از آزمایش بر روی نمونه‌های سنگی، ضرایب رابطه‌ی تحلیلی تراکم‌پذیری منفذی و تخلخل با تنش را به دست آوردند. در این رویکرد، ابتدا رابطه‌ی تنش- کرنش مناسبی برای سنگ ارائه شده و سپس روابط رفتاری بین تنش و خصوصیات مکانیکی- هیدرولیکی سنگ مخزن استخراج می‌شود [۷].

درک تغییرات تراوایی و تخلخل حین تولید، نقش مهمی در استراتژی‌های تولید هیدروکربن مخزن بازی می‌کند. اثر پدیده پسماند روی استراتژی‌های تولید در مخازن با تراوایی بسیار کم مثل مخازن ماسه سنگی سفت، کربناته‌ی سفت و سازند- های شیلی دوچندان می‌باشد، زیرا تغییر در تنش همراه با تغییرات تخلخل و تراوایی می‌تواند روی جاذبه/دافعه و توزیع مکانیسم‌های انتقال که از مکانیسم‌های اصلی در مخازن با تراوایی کم یا بسیار کم هستند اثر گذار باشد [۸ و ۹ و ۱۰]. همچنین الحرثی و همکاران تغییرات فشارمنفذی را تحت بارگذاری هیدرواستاتیک با هدف بررسی میزان پدیده پسماند و اثر تراکم پذیری بر نفوذپذیری مطالعه نمودند. آنها نشان دادند که اثر فشار منفذی بر تغییرات تراوایی بشدت به مسیر تنش وابسته است، همچنین میزان پدیده پسماند در نمونه‌های با نفوذپذیری پایین واضح تر می‌باشد [۱۱]. هیوز گزارشاتی از روند کاهش گاز تولیدی از چاه‌های افقی ارائه نمود. این نرخ سریع کاهش در هیدروکربن تولیدی در کاهش سریع فشار جریانی ته چاهی نیز مشاهده شده است [۱۲]. گزارشاتی از کاهش سریع فشار در تحقیقات صورت گرفته توسط ایگر و همکاران و اندرسون و همکاران آورده شد. این کاهش سریع نرخ‌های نفت و گاز تولیدی و فشار جریانی ته چاهی عمده‌تاً به خاطر خروج سریع تر سیال از قسمت‌های تحریک شده‌ی مخزن در قیاس با سیال جایگزین شونده از ماتریکس (خمیره) سنگ می‌باشد. اگرچه این کاهش سریع در فشار و نرخ می‌تواند به علت آسیب سازند (کاهش تراوایی) ایجاد شده توسط افزایش تنش خالص در طول بازه‌ی تولید از مخزن هم قلمداد شود، اما کاهش تخلخل و تراوایی در تنش خالص (باربرداری خالص)، و پدیده پسماند آن‌ها میان مسیرهای بارگذاری و باربرداری تنش بسیار مورد اهمیت است [۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶]. اسکینر و همکاران یک ارتباط و همبستگی بین عدد سی‌تی، تخلخل ماتریکس و نفوذپذیری ارائه دادند که امکان توصیف مشخصات سنگ‌های مخزنی با ناهمگنی بالا را فراهم می‌سازد [۱۷]. عبدباوی و همکاران در مطالعات خود از تصاویر پروفایل سی‌تی اسکن سنگ مخزن کربناته با ناهمگنی بالا در عملیات سیلابزنی مغزه جهت ازدیاد برداشت تحت تزریق دی اکسید کربن و ذخیره سازی بصورت زمان آنی بهره بردند تا بتوانند تغییرات توزیع اندازه دانه‌ها و منافذ در

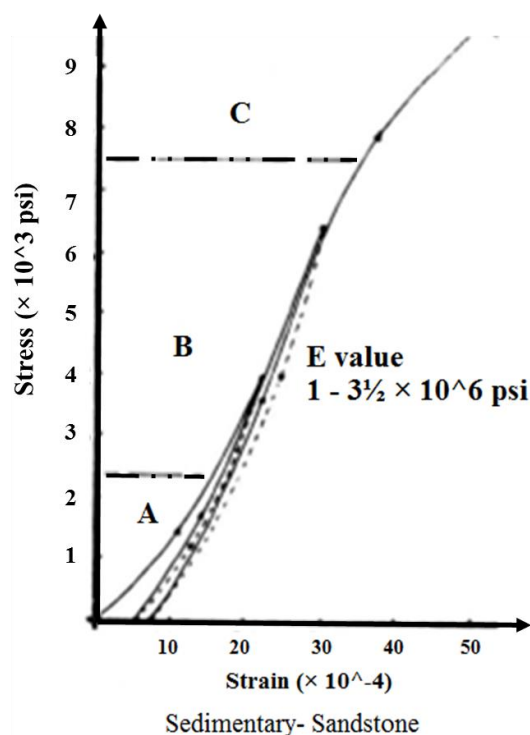
اثر واکنش بین سنگ و سیالات را بررسی کنند [۱۸]. سیوان رابطه ای را برای خواص سنگ مخزن وابسته به تنش بر مبنای ناپیوستگی های شیب در محدوده بالا و پایین تنش تسلیم ارائه داد و به این نتیجه رسید که در مخازن با شکاف های طبیعی تحت فرآیندهای بارگذاری/باربرداری، تغییر شکل شکاف ها و ماتریکس، فاکتور غالب در بررسی های شیب در محدوده تنش موثر بحرانی می باشند [۱۹].

با توجه به پیشینه پژوهش، انجام مطالعات جامع خواص سنگی از این دست، پیش از انجام فرآیندهایی مثل تزریق گاز و تعیین فشار بهینه تولید از مخزن بیش از پیش ضروری است. از این رو مطالعه پدیده پسماند سنگ مخزن، بعنوان پارامتر کمتر بررسی شده، جزء ضروریات مطالعاتی و پژوهشی می باشد. در این مطالعه، ۱۳ نمونه سنگ مخزن کربناته تحت بارهای متوالی و کوتاه مدت ۶۰۰ تا ۶۰۰۰ psi با استفاده از دستگاه<sup>۱</sup> CMS-300 قرار گرفتند. بررسی ساختاری، نوع تخلخل، ناهمگنی و بررسی وجود شکستگی در نمونه مغزه ها توسط تصاویر سی تی اسکن مورد بررسی قرار گرفته است. خواص پتروفیزیکی (تخلخل و تراوایی) و تراکم پذیری نمونه ها در حین بارگذاری های مختلف اندازه گیری می شوند و با تغییرات مشاهده شده، میزان پدیده پسماند مورد تجزیه و تحلیل قرار می گیرد که این موضوع خود رویکردی متفاوت و جدید در این سطح از مطالعات در این زمینه است.

## ۲- پدیده پسماند و اهمیت آن در مخازن هیدروکربنی

سنگ ها برعکس بسیاری از مواد (مانند فلزات)، از استحکام کششی پایینی برخوردار می باشند. بنابراین با استفاده از آزمایشات تراکم پذیری و اعمال بار معمولاً می توان مدول های سنگ را بدست آورد. در هنگام تحت فشار قرار دادن یک نمونه سنگ با استفاده از تنش محوری، نمونه سنگ در برابر تنش تغییر شکل خواهد داد (شکل ۱). همان گونه که در شکل (۱) مشاهده می شود، در ابتدای افزایش تنش، تغییرات کرنش نسبت به تنش یک حالت خطی را دارد که حاکی از بسته شدن ترک های موئین و فضای متخلخل می باشد و شیب نمودار در ابتدا (قسمت A) کمتر از سایر مراحل بارگذاری است که بیانگر بالا بودن تغییرات کرنش نسبت افزایش تنش است. پس از رسیدن تنش به یک مقدار، شیب نمودار به یک حالت تقریباً ثابت می رسد (قسمت B). در صورتی که پس از اتمام آزمایش، چرخه افزایش فشار بر روی سنگ را بر عکس کنیم و تنش وارد شده بر روی سنگ را بتدریج کاهش دهیم، منحنی تنش-کرنش، روال افزایش کرنش برحسب تنش را در حالت فشرده گی نخواهد داشت. به این پدیده که منجر به عدم هم خوانی نمودار رفتار سنگ در حالت اعمال فشار (بارگذاری) و رفع فشار (بار برداری) است پدیده پدیده پسماند می نامند. موارد ذکر شده در ارتباط با سنگ های با مدول یانگ پایین بیشتر صادق است [۲۰].

<sup>۱</sup> Core Measurement System



نمودار مرتبط با پدیده پسماند برای یک نمونه ماسه سنگ [۲۱]: شکل ۱

در سنگ‌های با مدول یانگ بالا نمودار رفتار سنگ در برابر افزایش فشار و بارگذاری تقریباً یک حالت خطی را دارا است. البته میزان خزش ایجاد شده در سنگ در حالت بارگذاری و باربرداری به نوبه‌ی خود تأثیر زیادی بر روی نمودار فوق در حالت معمولی و معکوس خواهند داشت. بر اساس آزمایشات انجام شده، یکی از عواملی که فرآیند بارگذاری را تحت تأثیر قرار می‌دهد میزان دامنه‌ی کرنش محلی است که این پارامتر نمایانگر نقاطی می‌باشد که در حالت معکوس کردن بارگذاری بر روی سنگ فعال شده‌اند. می‌توان یکی از دلایل تفاوت در بارگذاری و باربرداری را نیز همین مورد ذکر کرد و همان طور که در شکل ۱ ملاحظه می‌شود میزان شیب نمودار در حالت بارگذاری و باربرداری متفاوت است و با کاهش تنش در مراحل اولیه باربرداری میزان کاهش کرنش کمتری نسبت به حالت بارگذاری داریم. این موضوع می‌تواند بیانگر این باشد که نقاط کمتری در مراحل باربرداری فعال شده و تغییر شکل داده‌اند. میزان بزرگی اثر پدیده پسماند در سنگ مخزن به طور شاخصی به پارامترهایی مثل میزان تحکیم یافتگی و سیمان شدگی سنگ مخزن، فشار اولیه مخزن، تغییرات فشار منفذی و عمق مخزن بستگی دارد [۲۲]. یکی از موارد بسیار مورد بحث در هیستریسیس سنگ‌ها ذخیره سازی گاز طبیعی است. مخازن زیرزمینی ذخیره سازی گاز طبیعی به دلیل نوع استفاده از آن‌ها به شکل تزریق گاز در زمان مشخص و برداشت گاز در مواقع نیاز تحت شرایط بارگذاری و باربرداری سیکلیک قرار می‌گیرند که این امر ممکن است باعث تغییر پارامترهای پتروفیزیکی سنگ شود [۲۳].

### ۳- روش انجام آزمایشات

به منظور بررسی اثر تغییرات کوتاه مدت فشار بر خواص پتروفیزیکی سنگ مخازن کربناته، ۱۳ نمونه سنگ آهکی استوانه-ای به قطر حدود ۳٫۷ سانتی‌متر و طول ۵ سانتی‌متر از یکی از چاه‌های میدین نفتی جنوب غرب ایران تهیه و مورد

بارگذاری، استراحت در شرایط محیط و سپس بارگذاری مجدد قرار گرفته‌اند. روند انجام آزمایشات به صورت زیر می‌باشد:

خواص پتروفیزیکی مغزه‌ها پس از شستشوی بوسیله سیستم ساکسولت با استفاده از حلال‌های متانول و تولوئن، بوسیله دستگاه‌های تخلخل سنج هلیومی و هوا تراواسنج، اندازه‌گیری و ثبت می‌گردد. همچنین به منظور طبقه‌بندی نمونه‌ها از لحاظ فیزیکی و ظاهری از دسته بندی آرچی استفاده شده است. این دسته بندی توسط کارشناسان و به صورت مشاهده‌ی پلاگ با استفاده از لوپ مخصوص برای تعیین اندازه‌ی ظاهری حفرات سنگ و همچنین سختی ماتریکس سنگ صورت می‌گیرد. علائم و اختصارات مورد استفاده در این مطالعه به شرح است [۲۴]:

نوع I: ریز بلورین و متراکم

نوع II: ماتریکس چالکی

نوع III: ماتریکس گرانولار، دانه شکری

گروه A: تخلخل غیر قابل رویت

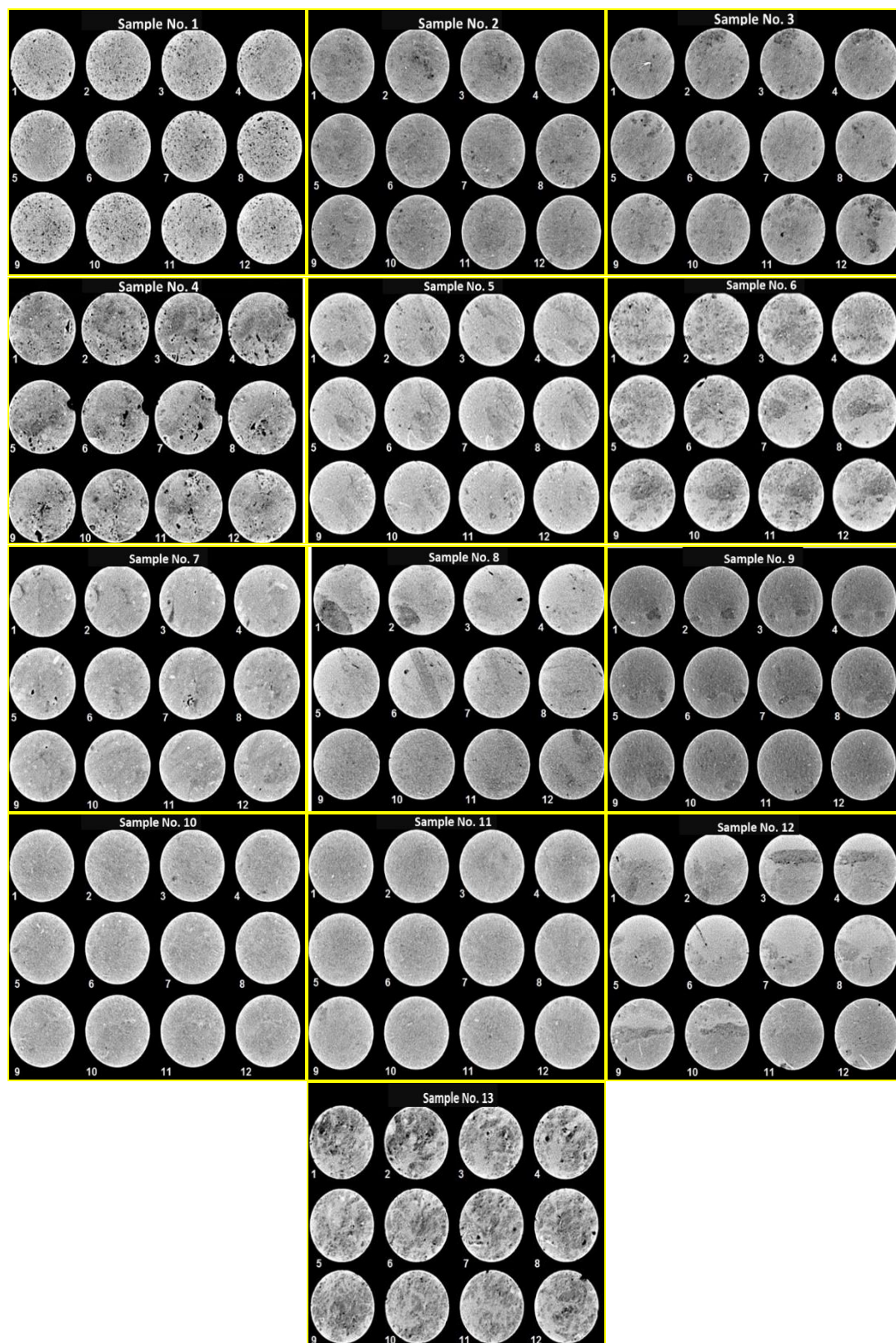
گروه B: تخلخل قابل رویت (اندازه حفرات بین ۰,۱ و ۰,۱ میلی‌متر)

گروه C: تخلخل قابل رویت (اندازه حفرات بین ۰,۱ و ۲ میلی‌متر)

گروه D: تخلخل قابل رویت (اندازه حفرات بزرگتر ۲ میلی‌متر)

سپس مغزه‌ها به منظور اطمینان از عدم حضور شکستگی و مشاهده نوع تخلخل داخلی، مورد تصویربرداری سی تی اسکن قرار گرفتند. تصویرنگاری سی تی اسکن تکنیک عکسبرداری رادیولوژی غیر مخرب است که بر اساس میزان تضعیف اشعه ایکس هنگام عبور از ماده شکل می‌گیرد. درصد رادیو اکتیو عبوری تابعی از ضخامت ماده، وزن مخصوص و ترکیب شیمیایی بوده و عدد سی تی نشان دهنده تضعیف اشعه ایکس می‌باشد. سی تی اسکن ساخت‌های رسوبی اولیه، ساختار موجود، ناهمگونی سنگ و نوع تخلخل را نشان می‌دهد. در کل می‌توان بخش مهم استفاده سی تی اسکن را تهیه‌ی مقاطع نازک سنگی بدون تخریب سنگ دانست [۱]. همگن یا غیر همگن بودن و عدم حضور شکاف و شکستگی در نمونه‌های انتخابی با استفاده از تصاویر سی تی اسکن، قابل مشاهده می‌باشد. هرچه تصویر سی تی اسکن روشن‌تر باشد بیانگر بالاتر بودن دانسیته و تیره‌تر بودن آن بیانگر پایین‌تر بودن دانسیته نمونه مورد بررسی خواهد بود [۲۵]. بنابراین هرچه که تعداد حفرات<sup>۱</sup> و شکاف‌ها در یک قسمت مورد بررسی بالاتر بوده تصویر اسکن شده از آن قسمت تیره‌تر خواهد بود. مغزه‌های مورد مطالعه از جنس کلسیت بوده و بر اساس تصاویر حاصل از سی تی اسکن، به لحاظ ناهمگنی، نوع تخلخل و خواص پتروفیزیکی دارای تنوع بوده و همچنین فاقد شکاف هستند. تصاویر سی تی اسکن نمونه‌های منتخب در شکل ۲ قابل مشاهده می‌باشد.

<sup>۱</sup> vugs



شکل ۲: تصاویر سی تی اسکن ۱۲ برش از هر یک نمونه‌های مورد مطالعه (برگرفته شده از افق‌های مختلف)

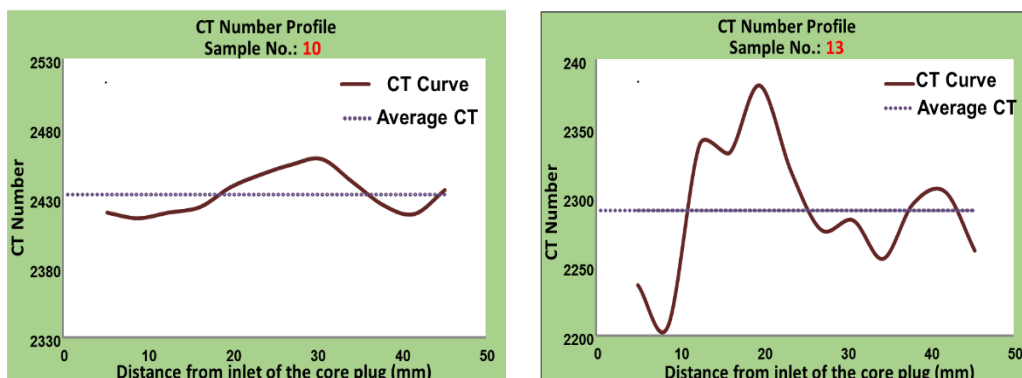


مقادیر سی تی اسکن ۱۲ مقطع از نمونه‌های ۱۰ و ۱۳، که فضای متخلخل متفاوتی دارند به عنوان نمونه در جدول شماره ۱ آورده شده است.

جدول ۱: مقادیر عدد سی تی برای نمونه‌های شماره ۱۰ و ۱۳

نمونه شماره ۱۰				نمونه شماره ۱۳			
شماره برش	فاصله از ابتدای نمونه (mm)	عدد سی تی	توضیحات	شماره برش	فاصله از ابتدای نمونه (mm)	عدد سی تی	توضیحات
۱	۴,۸۲	۲۲۳۵	ناهمگن و حفره‌ای	۱	۵,۱۰	۲۴۱۵	همگن
۲	۸,۵۲	۲۲۰۵		۲	۸,۷۰	۲۴۱۲	
۳	۱۲,۳۹	۲۳۴۰		۳	۱۲,۳۲	۲۴۲۵	
۴	۱۵,۹۰	۲۳۳۰		۴	۱۶,۱۸	۲۴۳۱	
۵	۱۹,۵۰	۲۳۸۵		۵	۱۹,۸۰	۲۴۳۱	
۶	۲۳,۳۸	۲۳۲۲		۶	۲۳,۳۵	۲۴۵۰	
۷	۲۶,۵	۲۲۷۵		۷	۲۶,۸	۲۴۴۹	
۸	۳۱	۲۲۸۰		۸	۳۰,۶۹	۲۴۵۵	
۹	۳۴,۵۱	۲۲۶۰		۹	۳۴,۲۹	۲۴۳۹	
۱۰	۳۷,۸۹	۲۲۸۹		۱۰	۳۸,۰۳	۲۴۲۹	
۱۱	۴۱,۶۰	۲۳۰۷		۱۱	۴۱,۵۸	۲۴۲۰	
۱۲	۴۵,۳۶	۲۲۵۹		۱۲	۴۵,۲۵	۲۴۳۳	
میانگین عدد سی تی: ۲۲۹۰,۵۸				میانگین عدد سی تی: ۲۴۳۲,۴۱			

به عنوان مثال همان طور که مشاهده می‌گردد مغزه‌ی شماره ۱۰ دارای تصاویر یک دست و روشن تر می‌باشد. این روشی بالاتر تصویر بیانگر وجود ماتریکس سنگ به صورت یک دست و عدم وجود ناپیوستگی و حفره است. با بررسی نمودار مربوط به اعداد سی تی اسکن مربوط به ۱۲ مقطع عرضی نمونه‌ها (شکل ۲) می‌توان میزان ناهمگونی‌ها را تشخیص داد. شکل ۳ چنین نموداری را برای مغزه ۱۰ و ۱۳ نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که تغییرات عدد سی تی در مقاطع نمونه مغزه ۱۰ تقریباً یکنواخت است و فاصله منحنی تغییرات عدد سی تی نسبت به عدد سی تی میانگین، دارای تغییرات پایین تری نسبت به نمونه ۱۳ می‌باشد. هرچه که میزان تغییرات عدد سی تی کمتر باشد نشان از همگن بودن نمونه دارد. بر خلاف مغزه ۱۰، مغزه ۱۳ دارای حفرات بیشتری می‌باشد. خلاصه مطالعات مبتنی بر تصاویر سی تی اسکن نمونه‌ها در جدول ۲ آورده شده است.



شکل ۳: نمودار سی تی اسکن نمونه‌های شماره ۱۰ (سمت چپ) و شماره ۱۳ (سمت راست)

به منظور بررسی اثر بارگذاری کوتاه مدت بر خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن در اثر اعمال بار سیکلیک از دستگاه CMS-300 استفاده شد. در این دستگاه، سیال منفذی گاز هیلوم بوده و فشار قابل تامین توسط دستگاه تا ۱۰۰۰۰ psi و به صورت هیدرواستاتیک می‌باشد. سیستم دستگاه، یک سیستم خودکار اندازه‌گیری تخلخل و حجم منفذی در فشارهای هیدرواستاتیک متفاوت است. در این تحقیق نمونه‌های مورد مطالعه ابتدا طی ۸ مرحله از ۶۰۰ تا ۶۰۰۰ psi تحت فشار قرار گرفته و در هر مرحله تخلخل و تراوایی نمونه‌ها اندازه‌گیری شدند. سپس به منظور بررسی اثر این بارگذاری بر خواص پتروفیزیکی نمونه‌ها، همین فرآیند مجدداً تکرار شد و در نهایت برای هر مرحله فشاری دو مقدار تخلخل و تراوایی (یکی مربوط به بارگذاری حین اندازه‌گیری مرتبه اول و دیگری مربوط به بارگذاری و اندازه‌گیری مرتبه دوم) حاصل شدند.

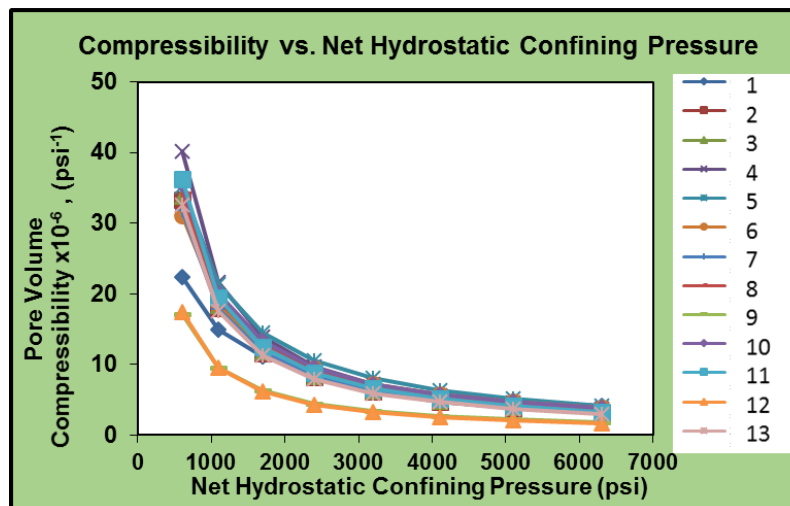
جدول ۲: مشخصات مغزه‌های انتخاب شده جهت انجام آزمایشات

شماره نمونه	شماره نمونه	تخلخل (%)	دانسیته (gr/cc)	تراوایی نسبت (mD) به هوا	نتایج بررسی منحنی سی تی اسکن	طبقه بندی آرچی
۱	۶۰	۱۴,۶۵	۲,۷۱	۱,۶۶۵	Low Hetrogene, Vuggy	I,C/A,VUG
۲	۹۷	۲۱,۵۹	۲,۷۱	۶,۱۲۲	Low Hetrogen, Vug	I/II,C/A,VUG
۳	۹۸	۲۰,۳۶	۲,۷۱	۳,۶۳۸	Hetrogen, Vug	I/II,C/A,VUG
۴	۱۰۸	۱۷,۶۳	۲,۶۷	۹,۲۳۹	Hetrogen, Vug	I,A/C,VUG
۵	۱۵۷	۱۱,۰۱	۲,۷۴	۳,۵۴	Low Hetrogen	I,A/C
۶	۱۵۹	۱۵,۱۹	۲,۷۱	۱۹,۲۶۸	Low Hetrogen, Vug	I/II,C/A,VUG
۷	۱۶۲	۱۴,۴۵	۲,۷۱	۰,۶۳۸	Homogen, Vug	I,A/C,VUG
۸	۱۶۵	۱۸,۱۸	۲,۷۱	۱۶,۷۶۱	Hetrogen, Vug	I/II,C,VUG
۹	۱۶۶	۲۶,۳۳	۲,۷۱	۳۳۳,۷۰۴	Homogene	I,C/A
۱۰	۱۷۰	۱۴,۶۱	۲,۷	۶,۱۲۴	Homogen	I,A/C
۱۱	۱۷۱	۱۵,۱۳	۲,۷	۶,۷۷۲	Homogen	I,A/C
۱۲	۱۷۶	۱۷,۲	۲,۷	۷,۳۸۵	Homogen, Vug	I/II,C/A,VUG

۱۳	۲۱۱	۱۹,۷۵	۲,۷۲	۱۵,۷۱۴	Hetrogen , Vug	II/I,C/A,VUG
----	-----	-------	------	--------	----------------	--------------

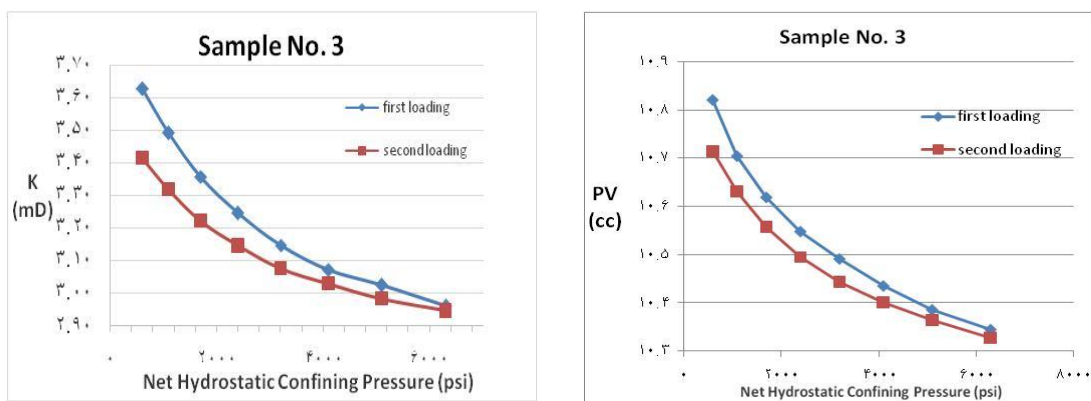
#### ۴- بحث و بررسی

همانطور که اشاره شد پس از اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی نمونه‌ها، تصویربرداری سی‌تی اسکن از نمونه‌ها انجام شد که این تصاویر معیاری برای عدم وجود شکستگی، میزان ناهمگنی و نوع تخلخل در نمونه‌ها می‌باشد. سپس بار هیدرواستاتیک طی ۸ مرحله، با شروع از فشار ۶۰۰ psi و افزایش تدریجی آن تا ۶۰۰۰ psi به نمونه‌ها اعمال گردید که در هر مرحله فشاری میزان حجم داخلی منافذ با استفاده از دستگاه CMS-300 و تزریق گاز هلیوم و بر مبنای قانون بویل ماریوت، مورد اندازه‌گیری قرار گرفتند. زمان بارگذاری برای هر نمونه در هر مرحله فشاری بین ۵ تا ۱۰ دقیقه بوده است، بنابراین هر نمونه مجموعاً به مدت حدوداً یک ساعت، ۸ مرحله بارگذاری را به صورت افزایشی تجربه نمود. نمودار تراکم پذیری محاسبه شده در سیکل رفت نمونه‌های مورد مطالعه در شکل ۴ آورده شده است. برای تعیین فاکتور تراکم‌پذیری منفذی ( $C_{pc}$ ) لازم است که تجهیزات آزمایشگاهی به گونه‌ای باشد که بتوان هم‌زمان با اعمال فشار سیال منفذی، تغییر حجم منافذ را نیز به دست آورد. همانطور که مشاهده می‌شود، میزان تراکم‌پذیری بعضی نمونه‌ها نزدیک به هم و بعضی دیگر متفاوت از هم می‌باشد. نمونه‌هایی که بر اساس طبقه بندی آرچی دارای سختی بالاتری هستند (مانند نمونه های ۱، ۹ و ۱۲) دارای تراکم‌پذیری کمتر و نمونه‌هایی که سختی کمتری دارند و همچنین وجود حفرات در آنها مشهود است، دارای تراکم‌پذیری بیشتری می‌باشند.



شکل ۴: نمودار تراکم‌پذیری ۱۳ نمونه مورد مطالعه طی ۸ مرحله بارگذاری هیدرواستاتیک

همانطور که قبلاً اشاره شد، برای هر مرحله فشاری دو مقدار تخلخل و تراوایی (یکی مربوط به بارگذاری حین اندازه‌گیری مرتبه اول و دیگری مربوط به بارگذاری و اندازه‌گیری مرتبه دوم) اندازه‌گیری شده است. به منظور بررسی اثر تنش اعمال شده بر روی مغزه‌ها طی مرحله اول بارگذاری، پس از باربرداری و استراحت دادن نمونه‌ها، مراحل بارگذاری و اندازه‌گیری حجم داخلی منافذ مجدد به مانند مرحله اول بارگذاری، بر روی تمامی نمونه‌ها تکرار گردید. به دلیل تعدد نمونه‌ها و نمودارهای مربوطه، نمودار نتایج اندازه‌گیری حجم منافذ و تراوایی نمونه شماره ۳ به عنوان نمونه در شکل ۵ آورده شده است.



شکل ۵: نمودار اندازه‌گیری حجم منافذ (سمت راست) و تراوایی (سمت چپ) مراحل اول و دوم بارگذاری نمونه شماره ۳

جهت ارزیابی بزرگی پدیده پسماند خواص پتروفیزیکی نمونه‌های مورد مطالعه، میزان حجم فضای منفذی و تراوایی نمونه‌ها در اولین فشار (فشار ۶۰۰ psi) به عنوان مبنای ارزیابی تغییرات در نظر گرفته شده است و میزان کاهش حجم منافذ در سایر فشارها نسبت به این فشار ارزیابی گردیده است. بررسی تغییرات حجم منافذ نسبت به فشار اعمالی گویای این مطلب است که حجم منافذ در هر مرحله فشاری در مرتبه دوم اعمال کمتر از مرتبه اول می‌باشد و میزان و رفتار این کاهش برای نمونه‌های متفاوت، یکسان نمی‌باشد. مقادیر درصد پدیده پسماند حجم منافذ و تراوایی به صورت مرتب شده براساس میزان نمونه‌های مورد مطالعه در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳: میزان کاهش حجم منافذ و تراوایی نمونه‌ها

شماره نمونه	میزان کاهش تراوایی (%)	میزان کاهش حجم منافذ (%)
۱	۹,۱۳	۰,۳۹
۲	۵,۳۵	۰,۷۷
۳	۵,۸۳	۰,۹۷۷
۴	۹,۱	۱,۰۶
۵	۱۰,۲	۱,۰۳۳
۶	۱,۹۳	۰,۹۱۹
۷	۶,۰۲	۱,۱۲۴
۸	۴,۸۴	۰,۹۸۲
۹	۱,۸۷	۱,۱۲۵
۱۰	۴,۲۱	۱,۵۹۵
۱۱	۵,۶۶	۱,۵۱۱
۱۲	۲,۸۳	۱,۱۳۴
۱۳	۴,۱۳	۰,۴۴

همانطور که مشاهده می‌شود، در اثر بارگذاری سیکلیک بر روی تمامی نمونه‌های سنگ مخزن مورد مطالعه، خواص مخزنی کاهش یافته است که حداقل و حداکثر کاهش حجم منفذی به ترتیب ۰,۴ و ۱,۶ درصد و حداقل و حداکثر کاهش تراوایی

۱،۹ و ۱۰،۲ درصد می‌باشد. همانطور که مشاهده می‌شود کاهش تراوایی چندین برابر کاهش حجم منفذی است. بیشترین کاهش حجم منفذی برای نمونه های ۹، ۱۰، ۱۱ و ۱۲ می‌باشد و این در حالی است که پدیده پسماند پارامتر تراوایی این نمونه‌ها نسبت به سایر نمونه‌ها کمتر می‌باشد. هنگامی که نمونه سنگ تحت بار قرار می‌گیرد، سنگ دچار تغییر شکل می‌گردد و از قدرت تراکمی آنها کاسته می‌شود. همچنین بارگذاری متناوب اعمال شده باعث ایجاد آسیب به سنگ می‌شود که بر مقاومت تراکمی سنگ اثر مستقیم می‌گذارد [۳].

براساس تصاویر سی تی اسکن، نمونه‌های مذکور دارای فضای متخلخل یکنواخت بوده و بر مبنای طبقه بندی آرچی ساختاری محکم (کریستالی یا طبقه I) داشته و همچنین حفرات بسیار ریزی دارند، لذا بارگذاری باعث گردیده که تمامی دانه‌ها تحت تاثیر قرار گرفته و منافذ نمونه سنگ دچار کاهش شده و بعد از استراحت در شرایط محیطی، همه نقاط نمونه، فعال نمانده و کاهش ماندگار حجم منفذی حاصل می‌شود. بر خلاف انتظار نمونه‌های دارای تخلخل حفره‌ای کاهش حجم منفذی کمی داشته چرا که انتظار می‌رود که در اثر اعمال بار، قسمتی از فضای متخلخل در اثر متلاشی شدن منافذ<sup>۱</sup> شروع به از بین رفتن کرده و دوباره در حین استراحت بازیابی نشده و تنها، قسمت هایی از بافت سنگ<sup>۲</sup> بازیابی شوند [۷]. این تغییرات بسیار کم در میزان حجم منافذ می‌تواند به دلیل ایجاد ریز ترک‌هایی<sup>۳</sup> که باعث ایجاد فضای خالی در ساختار سنگ شده، باشند. در نمونه شماره ۱، کمترین کاهش حجم منفذی و در عین حال بیشترین کاهش تراوایی را شاهد هستیم. با توجه به دسته بندی آرچی و تصویر سی تی اسکن نمونه ۱، می‌توان گفت که بارگذاری بر نمونه مذکور بیشترین تاثیر را بر گلوگاه‌های عبور جریان سیال داشته است. نمونه ۴ کاهش حجم منفذی متوسط، اما کاهش تراوایی بالایی داشته است که با توجه حفره‌ای بودن و غیر مرتبط بودن تخلخل نمونه، می‌توان به اثر بارگذاری بر منافذ ریز مرتبط و بسته شدن آنها اشاره نمود. همچنین مشاهده گردیده است که نمونه شماره ۱۰ و ۱۱ که دارای ساختار و تصاویر سی تی اسکن مشابه هم می‌باشند، تغییرات خواص پتروفیزیکی بسیار شبیه به هم دارند.

## ۵- نتیجه گیری

با توجه به نتایج حاصل از این مطالعه می‌توان دریافت که در اثر بارگذاری سیکلیک بر روی تمامی نمونه‌های سنگ مخزن مورد مطالعه، خواص مخزنی کاهش یافته است، بطوریکه در اثر بارگذاری نمونه سنگ دچار آسیب شده که منجر به خستگی نمونه گشته و مقاومت تراکمی آن را تحت تاثیر مستقیم قرار داده است. همچنین مشخص شد که پدیده پسماند برای نمونه‌های که خواص پتروفیزیکی یکسانی دارند و بر اساس تصاویر سی تی اسکن همگن می‌باشند، یکسان است. علاوه بر آن به طور کلی می‌توان نتیجه گرفت که مقدار پدیده پسماند برای نمونه‌های دارای تخلخل حفره‌ای کمتر از نمونه‌هایی می‌باشند که تخلخل حفره‌ای ندارند و همگن‌تر هستند. افزون بر این مشخص شد که کاهش و نوع رفتار کاهش حجم منفذی نسبت به تغییرات فشار برای نمونه‌های با ناهمگنی و خواص مخزنی متفاوت، یکسان نیست. بنابراین همگنی و نوع تخلخل بر میزان پدیده پسماند اثرگذار می‌باشد. از آنجایی که مدت زمان اعمال بار بر روی نمونه‌ها در این مطالعه بسیار کم بوده است و در این مدت کم نیز پدیده پسماند مشهود بوده است، لازم است جهت مطالعه دقیق‌تر، اثرات اعمال بار سیکلیک بلند مدت نیز مورد بررسی قرار گیرد.

<sup>1</sup> pore collapse

<sup>2</sup> fabric compaction

<sup>3</sup> fracture

## سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکترسید علی معلمی و مهندس محمد صادق کریم پولی تشکر و قدردانی می گردد.

## مراجع

- [۱] سعادت، کاظم؛ شریفی گلوپیک، حمید. "تعیین برخی خواص سنگ شناسی و پتروفیزیکی با استفاده از تکنولوژی سی تی اسکن". اولین کنفرانس و نمایشگاه تخصصی نفت، تهران
- [2] KARACAN, C. O., GRADER, A. S., & HALLECK, P. M. (2001, January 1). 4-D Mapping of Porosity and Investigation of Permeability Changes in Deforming Porous Medium. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/72379-MS
- [3] FJAER, E., HOLT R. M., HORSRUD P., RAAEN A.M., RISNES R., "Petroleum Related Rock Mechanics", Elsevier, 1992
- [4] DAIM, F., EYMARD, R., HILHORST, D., MAINGUY, M., & MASSON, R. (2002). A preconditioned conjugate gradient based algorithm for coupling geomechanical-reservoir simulations. *Oil & Gas Science and Technology*, **57(5)**, 515-523.
- [5] HALL, H.N., (1953). Compressibility of reservoir rocks. *Petroleum Transactions, Alme*, **198**, 309-311.
- [6] HARARI, Z., SHU-TEH, W., & SALIH, S. (1995). Pore-compressibility study of Arabian carbonate reservoir rocks. *SPE Formation Evaluation*, **10(04)**, 207-214.
- [7] LIU, H. H., RUTQVIST, J., & BERRYMAN, J. G. (2009). On the relationship between stress and elastic strain for porous and fractured rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **46(2)**, 289-296.
- [8] TELKU, T. W., ZHOU, Z., Li, X., & ABASS, H. (2016, June 26). Cyclic Permeability and Porosity Hysteresis in Mudrocks &ndash; Experimental Study. *American Rock Mechanics Association*.
- [9] RANDOLPH, P. L., SOEDER, D. J., & CHOWIAH, P. (1984, January 1). Porosity and Permeability of Tight Sands. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/12836-MS
- [10] TEKLU, T. W., LI, X., ZHOU, Z., & ABASS, H. (2017, October 1). Experimental Investigation on Permeability and Porosity Hysteresis of Tight Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/180226-PA
- [11] AL-HARTHY, S. S., DENNIS, J. W., JING, X. D., & MARSDEN, J. R. (1998, January 1). Hysteresis, True-Triaxial Stress-Path and Pore Pressure Effects on Permeability. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/47269-MS
- [12] HUGHES, J. D. (2014). Drilling deeper. *Post carbon institute Mechanics*.
- [13] ANDERSON, D. M., NOBAKHT, M., MOGHADDAM, S., & MATTER, L. (2010). Analysis of production data from fractured shale gas wells. In SPE unconventional gas conference. *Society of Petroleum Engineers*.
- [14] EIA. (2016). "Drilling Productivity Report for Key tight oil and shale gas regions". Retrieved from <http://www.eia.gov/>.
- [15] EKER, I., KURTOGLU, B., & KAZEMI, H. (2014). Multiphase Rate Transient Analysis in Unconventional Reservoirs: Theory and Applications. In SPE/CSUR Unconventional Resources Conference–Canada. Society of Petroleum Engineers.
- [16] TEKLU, T. W., ZHOU, Z., LI, X., & ABASS, H. (2016). Experimental Investigation on Permeability and Porosity Hysteresis in Low-Permeability Formations. In SPE Low Perm Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- [17] SKINNER, J. T., TOVAR, F. D., & SCHECHTER, D. S. (2015, November 18). Computed Tomography for Petrophysical Characterization of Highly Heterogeneous Reservoir Rock. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/177257-MS

- [18] ADEBAYO, A. R., KANDIL, M. E., OKASHA, T. M., & SANNI, M. L. (2017). Measurements of electrical resistivity, NMR pore size and distribution, and x-ray CT-scan for performance evaluation of CO<sub>2</sub> injection in carbonate rocks: A pilot study. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **63**, 1-11.
- [19] CIVAN, F. (2018, April 22). Effect of Stress Shock and Pressurization/Depressurization Hysteresis on Petrophysical Properties of Naturally-Fractured Reservoir Formations. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/190081-MS
- [20] SHEERANG S. Ch., EDWARD M. B., SOMNATH S., MATTEW D. D., QUINN R. P., TIMOTHY E. Z., ALEX C. W., JEFF A. B., DANIEL W. B., SERGIO A. LEONARDI, and RYAN A. K. (2015). Steady-state stress-dependent permeability measurements of tight oil-bearing. ExxonMobil Upstream Research Company, *Petrophysics*, **56** (2): Page 116–124.
- [21] HUEVKEL, T., & NOVA, R. (1979). Some hysteresis effects of the behaviour of geologic media. *International Journal of Solids and Structures*, **15**(8), 625-642.
- [22] HOLT, R. M., FLORENCE, O., Li, L., & FJAER, E. (2004). Consequences of Depletion-Induced Stress Changes On Reservoir Compaction and Recovery. In Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS). *American Rock Mechanics Association*.
- [23] DUSSEAULT, M. B., & SANTARELLI, F. J., 1989. A Conceptual Model for Massive Solids Production in Poorly-Consolidated Sandstones," Rock at Great Depth, Maury & Fourmantraux (Eds.), Balkema, Rotterdam, 789–797.
- [24] ROEHL, P. O., & CHOQUETTE, P. W. (Eds.). (2012). Carbonate petroleum reservoirs. *Springer Science & Business media*.
- [25] KARACAN, C. O., GRADER, A. S., & HALLECK, P. M. (2001, January 1). 4-D Mapping of Porosity and Investigation of Permeability Changes in Deforming Porous Medium. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/72379-MS

## بازسازی شرایط محیط رسوبی دیرینه و شناسایی سکانس های رسوبی موجود در سازند قم براساس میکروفاسیس ها در ناحیه کهک (جنوب غرب قم)

مهديه مهیاد<sup>۱</sup>، امراله صفری<sup>۲\*</sup>، حسین وزیری مقدم<sup>۳</sup>، علی صیرفیان<sup>۴</sup>

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

<sup>۲\*</sup> دانشیار، 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 اصفهان

\*safari@sci.ui.ac.ir

دریافت تیر ۱۳۹۷، پذیرش آذر ۱۳۹۷

### چکیده

در این تحقیق، یک توالی از سازند قم در ناحیه کهک به منظور بازسازی محیط رسوبی و سکانس های رسوبی براساس توزیع میکروفاسیس ها انتخاب گردید. این سازند به طور کلی از تناوب شیل و آهک تشکیل شده و با ناپیوستگی بر روی سنگهای آتشفشانی ائوسن قرار گرفته و مرز بالایی آن با سازند سرخ بالایی به صورت ناپیوسته است. مطالعه نمونه های برداشت شده از ناحیه کهک منجر به شناسایی ۶ میکروفاسیس کربناته و یک فاسیس آواری (شیل) برای سازند قم شد. در این ناحیه سازند قم در یک پلت فرم کربناته از نوع شلف باز نهشته شده است. این پلت فرم کربناته را می توان به دو محیط شلف داخلی (لاگون محصور و نیمه محصور) و شلف میانی تقسیم کرد. در نهایت براساس توزیع میکروفاسیس ها دو سکانس رسوبی در ناحیه مورد مطالعه تشخیص داده شد.

**کلمات کلیدی:** میکروفاسیس، سکانس های رسوبی، سازند قم، ناحیه کهک.



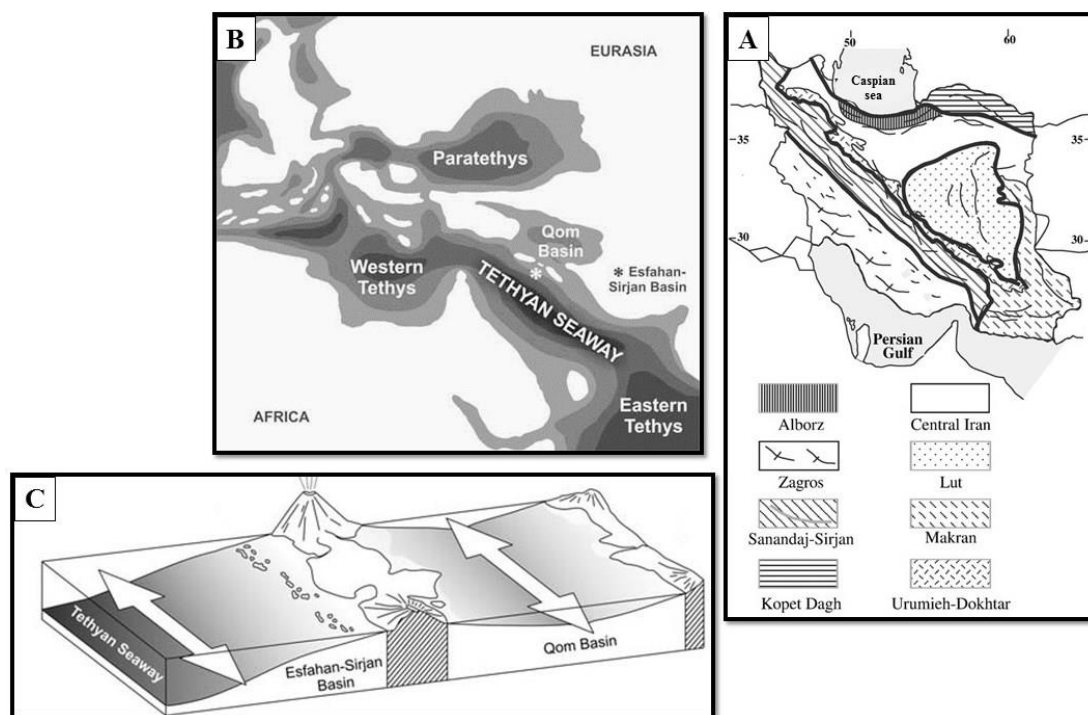
## ۱- مقدمه

پلیت ایران به هشت زون ساختاری-رسوبی: زاگرس، سنندج- سیرجان، کمان ماگمایی ارومیه-دختر، البرز، ایران مرکزی، لوت، کپه‌داغ و مکران تقسیم شده است [۲۵] (شکل ۱ A). زون ساختاری-رسوبی ایران مرکزی توسط خط درز اقیانوس پالئوتتیس و خط درز اقیانوس نئوتتیس محدود شده است [۲۵]. گسترش سازند قم بر روی زون ساختاری-رسوبی ایران مرکزی و وجود ذخایر نفتی قابل توجه در رسوبات مربوط به این سازند باعث شده است که سازند مذکور هدف مطالعاتی محققان زیادی شود [۱]. اولین مطالعات بر روی سازند قم بیشتر بر روی چینه شناسی و تفکیک عضوهای مختلف موجود در این سازند معطوف شده است [۶ و ۲۲]. در سال ۲۰۰۵ مطالعاتی بر روی میکروفاسیس‌ها و سکناس‌های موجود در رسوبات سازند قم به سن الیگوسن-اوایل میوسن در شمال نائین توسط صیرفیان و ترابی صورت پذیرفت [۳۹]. میکروفاسیس‌های موجود در سازند قم به همراه ویژگی‌های مخزنی این سازند در سال ۲۰۰۸ توسط محققان مطالعه گردید [۴۳]. روتر و همکاران (۲۰۰۹) براساس آنالیزهای رخساره‌ای در زیر حوضه‌های رسوبی قم و سنندج-سیرجان به تفسیر محیط دیرینه رسوبی پرداخته و موفق به شناسایی ۸ سکناس رسوبی در رسوبات الیگوسن-میوسن سازند قم شدند [۳۶]. محمدی و عامری در سال ۱۳۹۵ با مطالعه بر روی رسوبات الیگوسن-میوسن سازند قم در ناحیه خورآباد (جنوب شرقی قم) هشت میکروفاسیس کربناته و سه فاسیس تبخیری، تخریبی و مارنی را برای این سازند در نظر گرفتند [۵]. مطالعات دیگری نیز سال‌های اخیر بر روی میکروفاسیس‌ها و سکناس‌های رسوبی موجود در سازند قم صورت پذیرفته است [۲۸ و ۲۹]. هدف از این تحقیق شناسایی میکروفاسیس‌ها و سکناس‌های رسوبی و بازسازی محیط رسوبی دیرینه براساس میکروفاسیس‌های شناسایی شده در سازند قم ناحیه کهک می‌باشد.

## ۲- زمین شناسی منطقه

اختلاف نظر بر روی زمان برخورد بین صفحات ایران مرکزی و عربی و تشکیل حوضه فورلندی نئوتتیس در بین محققان مشهود است به طوری که تعدادی از محققان به زمان برخورد دو صفحه در طی اواخر کرتاسه قائل هستند [۷]. با این وجود تعدادی از محققان نیز به ایجاد حوضه فورلندی نئوتتیس، در طی اواخر ائوسن و الیگوسن اعتقاد دارند [۲۶]. پیشروی آب دریا تدریجی و طی زمان‌های مختلف بر روی زون ساختاری-رسوبی ایران مرکزی صورت پذیرفته است [۱ و ۳۶]. این دریای پوشاننده زون ایران مرکزی توسط کمان ماگمایی ارومیه-دختر به دو زیر حوضه پیش کمان (حوضه اصفهان-سیرجان) و حوضه پشت کمان (حوضه قم) تقسیم شده است [۳۶]. پیشروی آب دریا در حوضه‌ی پیش کمان (حوضه-اصفهان-سیرجان) در طی الیگوسن پیشین و در زیر حوضه‌ی پشت کمان (حوضه قم) در طی زمان اواخر الیگوسن اتفاق افتاده است [۳۶] (شکل ۱ B و C). سازند دریایی قم در زون ساختاری-رسوبی ایران مرکزی از توالی رسوبات دریایی، کربناته، تبخیری و آواری تشکیل شده است [۱ و ۳۶]. اولین مطالعه بر روی سازند قم توسط لوفتوس و در سال ۱۸۵۵ آغاز شد [۲۷]. فورر و سودر در ناحیه قم، سازند قم را مطالعه و مرزهای زیرین و فوقانی این سازند را معرفی کردند. این محققین این سازند را به ۶ بخش تقسیم نمودند [۲۲]. سال‌ها بعد آبه و همکاران بخش C را به ۴ بخش تقسیم نمودند [۶]. آقناباتی (۱۳۸۵) معتقد است در منطقه جنوب قم سازند قم از سه واحد تشکیل شده و این واحدها از پایین به بالا شامل رسوبات آهکی و مارنی، رسوبات آهکی و ماسه سنگ و مارن است [۱]. سازند قم در ناحیه کهک دارای ضخامت ۶۴۵ متر بوده و اساساً از تناوب شیل و آهک تشکیل شده است. شیل‌ها به رنگ سبز در بخش زیرین سازند قم غالب بوده ولی به سمت راس توالی مورد مطالعه به رسوبات آهکی نازک، متوسط تا ضخیم لایه تغییر رخساره می‌دهد. بدین ترتیب دو واحد سنگ شناسی می‌توان در ناحیه مورد مطالعه تشخیص داد که واحد یک تناوبی از رسوبات شیلی و آهکی بوده و ضخامت

زیادی در حدود ۵۵۰ متر را شامل می‌شود. ماکروفسیل هایی از قبیل بریوزتر، دوکفه ای، گاستروپود، خارپوست و مرجان را می‌توان در این واحد سنگ چینه‌ای مشاهده کرد. واحد دو شامل سنگ آهک با ضخامت ۹۵ متر بوده و قسمت انتهایی توالی قرار دارد. خارپوست و مرجان از جمله ماکروفسیل‌های موجود در این توالی می‌باشند. این سازند در ناحیه مورد مطالعه با ناپیوستگی بر روی سنگهای آتشفشانی ائوسن قرار دارد. همچنین مرز بالایی این سازند با سازند سرخ بالایی ناپیوسته است.

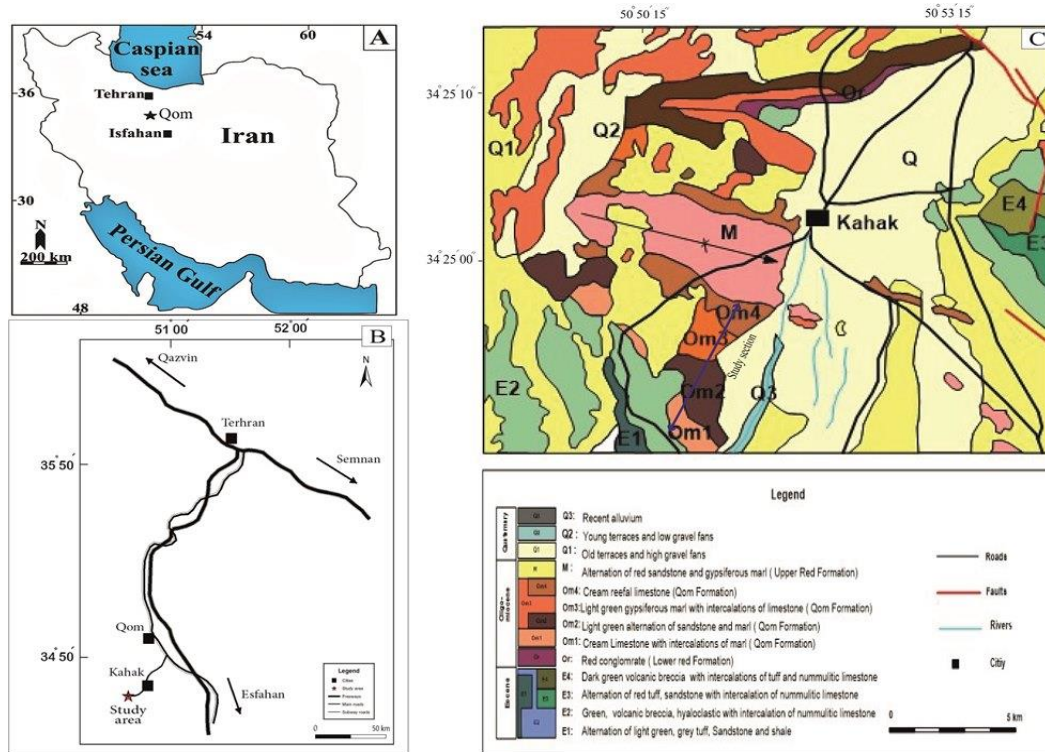


شکل ۱- (A) زون‌های ساختاری رسوبی معرفی شده برای پلیت ایران [۲۵]، (B) پالئوژئوگرافی الیگوسن حوضه آبراهه نئوتتیس و محل قرار گیری حوضه سنندج- سیرجان و حوضه قم [۳۶]، (C) بلوک دیاگرام شماتیک حوضه های قم و اصفهان - سیرجان در زمان الیگوسن [۳۶].

### ۳- روش و مواد

ناحیه کهک با مختصات جغرافیایی  $50^{\circ}50'20.2''$  شرقی و  $34^{\circ}23'01.1''$  شمالی در سه کیلومتری جنوب شرق شهرستان کهک، در جنوب غرب قم واقع شده است (شکل ۲). در مجموع ۱۱۶ نمونه آهکی و ۳۰ نمونه شیلی از سازند قم در ناحیه کهک به منظور شناسایی میکروفاسیس‌ها و سکانس‌های رسوبی و همچنین بازسازی شرایط محیط دیرینه برداشت گردید. از نمونه‌های سخت آهکی مقاطع نازک تهیه شد. میکروفسیلهای موجود در نمونه‌های نرم شیلی نیز با استفاده از آب حاوی هیدروژن پراکساید ( $H_2O_2$ ) ۱۰ درصد و روش انجماد و ذوب جداسازی شدند. مقاطع نازک میکروسکوپی مطالعه شده و میکروفسیلهای موجود در نمونه‌های نرم شیلی پیک شدند. شناسایی میکروفاسیس‌ها براساس بافت رسوبی، اندازه دانه، ترکیب دانه‌ها و محتوای فیسیلی صورت گرفت. بافت رسوبی مقاطع نازک براساس منابعی مانند دانهام [۱۸] و امبری و کلوان [۱۹] طبقه‌بندی شدند. حضور فراوان روزن‌داران بنتیک بزرگ، کورال، بریوزتر و جلبک کورالیناسه‌آ در این ناحیه برای تفسیر میکروفاسیس‌ها مورد توجه و استفاده قرار گرفتند. در نتیجه ویژگی‌های تافونومیکی از قبیل خرد شدگی، ساییدگی، فرسایش زیستی و قشرسازی آلوکم‌ها، بر اساس منابعی مانند آلیسون و بوتجر (۲۰۱۱) و سیلوستری و همکاران (۲۰۱۱) شناسایی شده اند [۸ و ۴۰]. سیلوستری و همکاران (۲۰۱۱) و بور-آرنال و همکاران (۲۰۱۷) از جمله منابعی هستند که برای ارزیابی کیفی ویژگی‌های تافونومیکی قبل از دفن در مقاطع نازک استفاده شده اند [۴۰ و ۱۳]. در سال ۲۰۰۴

طبقه‌بندی برای ارزیابی کیفی میزان آسیب‌دیدگی پوسته روزن‌داران کفزی بزرگ بر اثر امواج و انرژی آب و حمل و نقل توسط آب دریا ارائه شده است [۱۰]. این طبقه‌بندی کیفی شامل چهار رده: (۰) حاشیه پوسته روزن‌داران بتتیک بزرگ سالم و بدون آسیب دیدگی، (۱) حاشیه خارجی پوسته روزن‌داران بتتیک بزرگ در هر دو سمت آسیب‌دیده و حاشیه خارجی پوسته به شکل نامنظم، (۲) دیواره خارجی پوسته روزن‌داران بتتیک بزرگ از بین رفته و پوسته در قطبین صدف به شدت آسیب‌دیده، و (۳) پوسته روزن‌داران بزرگ همزیست‌دار به شدت آسیب‌دیده و به قطعات ریز خرد شده است [۱۰]. از این طبقه‌بندی برای ارزیابی کیفی میزان آسیب‌دیدگی روزن‌داران بتتیک بزرگ در ناحیه مورد مطالعه استفاده شده است.



شکل ۲- (A) نقشه ایران، (B) نقشه زمین‌شناسی برش مورد مطالعه در چهارگوش کهک [۳]، (C) راههای دسترسی برش مورد مطالعه در منطقه کهک [۲].

## ۴- بحث

### میکروفاسیس‌ها

براساس پراکندگی روزن‌داران بتتیک و دیگر آلوم‌های موجود در توالی مورد مطالعه ۶ میکروفاسیس کربناته و یک فاسیس آواری (شیل) تشخیص داده شد که عبارت اند از:

#### MF 1) بایوکلست و کستون-پکستون ماسه‌دار

از اجزای اصلی این میکروفاسیس می‌توان اجزای اسکلتی (دندریتینا، آمفیستژینا، میلیولید، هتروستژینا، میوزیپسینا، کورالیناسه‌آ) (۶۸ درصد) و اجزای آواری (کوارتز) (۱۵ درصد) را در این میکروفاسیس مشاهده کرد. اجزایی مانند تکستولاریا و خرده‌های بریوزتر، اکنودرم از اجزای فرعی این میکروفاسیس محسوب می‌شوند (شکل ۴ A). آهک‌های متوسط لایه حاوی این میکروفاسیس فاقد ساخت‌های رسوبی می‌باشند. بافت رسوبی در این میکروفاسیس از گل پشتیبان (وکستون) تا دانه پشتیبان (پکستون) متغیر است.

تفسیر:

فراوانی دانه‌های آواری (کوارتز)، میلیولید و خرده‌های صدف گاسترپود یک لاگون محصور با سطح شوری بالا را نشان می‌دهد [۳۸]. علاوه بر این حضور فراوان میلیولیدهای کوچک شرایط نوری یوفوتیک را تداعی می‌کند [۳۳]. شوری بالای دریا را می‌توان با حضور روزن‌داران بدون منفذ برای میکروفاسیس متصور شد [۲۱ و ۳۰]. همچنین رسوبات کربناته‌ی حاوی دانه‌های تخریبی سیلیکوکلاستیک ممکن است در باتلاق‌های موجود (Swamps) در بخش کم عمق ساحلی یک لاگون تشکیل شده باشند [۳۴]. فراوانی روزن‌داران فرصت طلب (به عنوان مثال میلیولید) در اثر افزایش مواد غذایی (شرایط غذایی یوتروفیک) بسیار محتمل است [۱۱]. مشابه این ریز رخساره از سازند قم توسط محققان گزارش شده است [۲۸].

### MF 2) بایوکلاست کورالیناسه آ روزن‌داران بدون منفذ و کستون-پکستون

کورالیناسه آ (۲۷ درصد)، میلیولید (۳۰ درصد)، دندریتینا (۱۶ درصد) و آرکیاس (۲۳ درصد) از اجزای اصلی این میکروفاسیس بوده و اجزای فرعی این میکروفاسیس شامل گاستروپود، بریوزئر و روتالیا‌های ریز می‌باشد (شکل ۴ B). این میکروفاسیس حاوی آهک‌های متوسط لایه بدون ساخت‌های رسوبی می‌باشد. ویژگی‌های تافونومیکی مانند خردشدگی و ساییدگی در این میکروفاسیس دارای نرخ متوسط تا زیاد هستند. اثری از قشرسازی و تخریب زیستی مشاهده نشده و آسیب‌دیدگی دیواره خارجی روزن‌داران بزرگ همزیست‌دار زیاد و صدف در قطبین به شدت آسیب‌دیده است (category 2) (شکل ۵ A). بافت گل پشٹیبان (وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون) در میکروفاسیس می‌توان مشاهده کرد.

#### تفسیر:

روزن‌داران بدون منفذ در محیط لاگون محصور شکوفا می‌شوند [۳۸]. با این حال همراهی روزن‌داران بدون منفذ با جلبک قرمز کورالیناسه آ در این میکروفاسیس یک محیط لاگونی نیمه محصور با بستری پوشیده از علف‌زارهای دریایی را نشان می‌دهد [۳۵ و ۴۲]. حضور روزن‌داران بدون منفذ (به طور مثال آرکیاس و میلیولید) شرایط محیطی پر انرژی را تداعی می‌کند [۳۵]. شوری بالای محیط برای زندگی و شکوفایی روزن‌داران بدون منفذ مناسب می‌باشد [۲۱ و ۳۰]. جنس‌هایی مانند آرکیاس و پنیروپلیس در آب‌های گرمسیری تا نیمه گرمسیری و بخش یوفوتیک زون نوری فراوان می‌باشند [۱۵]. بافت گل پشٹیبان (وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون) این ریزرخساره انرژی متوسط تا نسبتاً بالا را نشان می‌دهد [۲۱]. نبلسیک و همکاران (۲۰۱۱) معتقد هستند که خردشدگی با قاعده امواج و عمق آب دریا رابطه مستقیم داشته و به طوری که بالاترین مقدار و نرخ خردشدگی را می‌توان در محیط شلف داخلی (لاگون) مشاهده کرد [۳۱]. نرخ خردشدگی موجود در این میکروتافوفاسیس گویای انرژی بالای محیط است.

آسیب‌دیدگی پوسته روزن‌داران بتتیک بزرگ و از بین رفتن دیواره خارجی و خردشدگی در قطبین پوسته (category 2) نشان‌دهنده انتقال وسیع پوسته این روزن‌داران توسط امواج دریا و انرژی آب دریا است [۱۰]. مشابه میکروفاسیس MF 2 از سازندهای آسماری و جهرم گزارش شده است [۴۱].

### MF 3) بایوکلاست کورالیناسه آ روزن‌داران بدون منفذ و منفذ دار و کستون-پکستون

این میکروفاسیس با بافت گل پشٹیبان (وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون) حاوی اجزای اصلی مانند روزن‌داران منفذدار (میوزپسینا، هتروسنژینا، آمفیسنژینا و روتالیا‌های کوچک) با ۴۰ درصد فراوانی، روزن‌داران بدون منفذ (آرکیاس، میلیولید) با ۳۳ درصد فراوانی و کورالیناسه آ (۲۵ درصد) می‌باشد. از اجزای فرعی نیز می‌توان بریوزئر، دوکفه‌ای، استراکد، گاسترپود و تکستولاریا را نام برد (شکل ۴ C). هیچگونه ساخت رسوبی در آهک‌های متوسط تا نازک لایه زرد رنگ متعلق به این میکروفاسیس در مطالعات صحرایی مشاهده نگردید. نرخ خردشدگی و ساییدگی در این میکروفاسیس از کم تا زیاد متغیر

بوده و نرخ قشرسازی از کم تا متوسط متغیر است. تخریب زیستی در این میکروفاسیس دارای نرخ کم می باشد. دیواره خارجی روزن داران منفذدار از بین رفته و صدف در قطبین به شدت آسیب دیده است و در بعضی موارد علاوه بر موارد ذکر شده پوسته روزن داران به قطعات ریز تقسیم شده است (category 2 and 3) (شکل ۵ B).

#### تفسیر:

روزن داران بدون منفذ و منفذدار در یک لاگون نیمه محصور با بستری از علفزارهای دریایی فراوان هستند [۳۸ و ۴۲]. حضور روزن داران بدون منفذ همزیست دار همراه میلیولید و آمفیستزینا یک شرایط نوری یوفوتیک را اثبات می کند [۴۲]. فراوانی و حضور همزمان روزن داران بدون منفذ و منفذدار شرایط شوری بالا و همچنین شرایط غذایی الیگوتروفیک-مزوتروفیک را نشان می دهند [۳۰]. میکروفاسیسی مشابه از رسوبات میوسن ایتالیا گزارش شده و به بخش رمپ داخلی نسبت داده شده است [۱۴]. نرخ خردشدگی و ساییدگی در این میکروفاسیس یک محیط با انرژی متغیر محیط (کم تا زیاد) را نشان می دهد [۴۰]. قشرسازی نشان دهنده محیط پرانرژی است [۳۲]. نرخ قشرسازی کم تا متوسط در این میکروفاسیس نشان دهنده این مطلب است که محیط از لحاظ انرژی و رشد جلبک کورالیناسه آ دارای شرایط مناسب بوده است. خردشدگی شدید روزن داران بتتیک بزرگ و از بین رفتن دیواره خارجی و طناب حاشیه ای این روزن داران (category 2 and 3) نشان دهنده انتقال وسیع پوسته این روزن داران توسط امواج دریا و یا تخریب پوسته این جانوران توسط ماهی ها و دیگر ارگانیسم های تخریب گر است [۱۰]. امیر شاه کرمی و همکاران (۲۰۰۷) از سازند آسماری و کوردا و براندانو (۲۰۰۳) از رسوبات میوسن ایتالیا مشابه این میکروفاسیس را گزارش کرده اند [۹ و ۱۷].

#### MF 4 کورال باندرستون

کورال در این میکروفاسیس به صورت کلنی های پراکنده و ریف های تکه ای (Patch reefs) و غیر قابل تعقیب در صحرا دیده می شوند. در رسوبات مابین این کلنی های پراکنده می توان اجزای اسکلتی از قبیل میلیولید، کورالیناسه آ، دوکفه ای، استراکد و اکینودرم را مشاهده کرد (شکل ۴ D). خردشدگی در این میکروفاسیس دارای نرخ کم و ساییدگی دارای نرخ کم تا متوسط می باشد. قشرسازی و تخریب زیستی در ناحیه کهک دیده نمی شود (شکل ۵ C).

#### تفسیر:

این ریز رخساره از یکسری ریف های تکه ای کوچک در ناحیه کهک تشکیل شده و به عقیده محققان این ریف های تکه ای در محیط لاگونی بسیار فراوان هستند [۱۲]. علاوه بر این، نبود ریف واقعی را محققان به بالا بودن ورود مواد غذایی و شوری بالای محیط نسبت می دهند [۳۷]. مشاهده حضور همزمان کورال، روزن داران بدون منفذ و جلبک سبز داسی کلاداسه آ شرایط نوری یوفوتیک را نشان می دهد [۱۱]. کلنی های کورال دارای نرخ اندک خردشدگی محیط های کم انرژی را نشان می دهند [۴۰]. این مطلب نشان می دهد که این میکروفاسیس در محیط های کم انرژی و محافظت شده تشکیل گردیده است. مشابه این میکروفاسیس توسط محققان از سازند های آسماری و قم گزارش شده است [۹ و ۲۸].

#### MF 5 کورال کورالیناسه آ فلوتستون - رودستون

کورال (۴۱ درصد) و کورالیناسه آ (۵۲ درصد) از اجزای اصلی این میکروفاسیس محسوب می شوند. از اجزای فرعی این میکروفاسیس می توان به اکینودرم، میلیولید، بریوزتر، دوکفه ای، استراکد، روتالیا های کوچک و تکستولاریا اشاره کرد (شکل ۴ E). آهک های متوسط تا ضخیم لایه زرد تا خاکستری رنگ این میکروفاسیس حاوی خرده های کورال بوده و ساخت رسوبی در مطالعات صحرایی مشاهده نگردید. نرخ خردشدگی و ساییدگی در این میکروفاسیس کم تا متوسط می باشد. نرخ قشرسازی در این میکروفاسیس متوسط تا زیاد بوده و تخریب زیستی در این میکروفاسیس دارای نرخ کم تا

متوسط است (شکل ۵ D). بافت گل پشتيان (فلوتستون) تا دانه پشتيان (رودستون) در اين ميكروفاسيس قابل مشاهده است.

تفسير:

همراهي كورال و جلبك قرمز كوراليناسه آ در ميكروفاسيس MF 5 يك محيط دريای باز و شرايط نوري مزوفوتيك تا اليگوفوتيك را تداعي می کند [۳۵]. به عقیده محققين اين ميكروفاسيس در زير سطح اثر امواج عادی تشكيل شده است [۲۱]. علاوه بر اين شرايط شوري نرمال دريایی و شرايط غذایی مزوتروفيك تا اليگوتروفيك را می توان برای اين ميكروفاسيس در نظر گرفت [۳۵ و ۳۰]. نرخ قشرسازی در اعماق ۲۰ متری آب دريا به حداکثر مقدار خود می رسد [۲۳]. علاوه بر اين نرخ بالای قشرسازی نشان دهنده محيط پرانرژی و نرخ رسوب گذاری کم در اين ميكروفاسيس است [۱۳ و ۴۰]. نرخ کم تا متوسط خردشدگی يك محيط متغير از انرژی کم تا انرژی بالا را نشان می دهد [۴۰]. مشابه اين ريز رخساره از سازندهای قم و شهبازان توسط محققان گزارش شده است [۴ و ۲۹].

### MF 6) بايوكلست كوراليناسه آ روزن داران منفذدار رودستون- فلوتستون

جلبك قرمز كوراليناسه آ (۱۸ درصد) و روزن داران منفذدار (آمفيستژينا، اسپيروكلپئوس، هتروستژينا، لپيدوسيكلينا) (۷۰ درصد) از اجزای اصلی اين ميكروفاسيس محسوب می شود. از اجزای فرعی بريوزئر، اكينودرم، دوکفه ای، ميلويد و كورال را می توان نام برد (شکل ۴ F). آهک های فاقد ساخت های رسوبي در اين ميكروفاسيس به صورت آهک های نازک، متوسط تا ضخيم لایه حاوی ماکروفسيل های خارپوست و دوکفه ای می باشد. نرخ خردشدگی و سايدگی در اين ميكروفاسيس از مقدار کم تا زياد متغير است. قشرسازی در اين ميكروفاسيس دارای نرخ کم تا متوسط بوده و تخریب زيستی به مقدار کم دیده می شود. تخریب ديواره در روزن داران منفذدار زياد بوده و در بعضی موارد علاوه بر ديواره خارجی پوسته و قطبين صدف، پوسته روزن داران به قطعات ريز تقسيم شده است (category 2 and 3) (شکل ۵ E). اين ميكروفاسيس بافت گل پشتيان (فلوتستون) تا دانه پشتيان (رودستون) را نشان می دهد.

تفسير:

همراهي روزن داران بنتيك بزرگ (به عنوان مثال آمفيستژينا، اسپيروكلپئوس، هتروستژينا، لپيدوسيكلينا) و جلبك كوراليناسه آ نشان دهنده محيط شلف میانی و دريای باز برای اين ميكروفاسيس است [۱۶]. از لحاظ شرايط نوري، اين ميكروفاسيس را به دليل حضور همزمان روزن داران بزرگ همزیست دار و جلبك قرمز كوراليناسه آ به شرايط مزوفوتيك تا اليگوفوتيك می توان نسبت داد [۳۳]. حضور فوناهاي مربوط به دريای باز در اين ميكروفاسيس يك محيط دريای باز و زير سطح اساس امواج عادی و بالای امواج طوفانی را نشان می دهد [۳۳]. نرخ متغير کم تا زياد خردشدگی در اين ميكروفاسيس نشان دهنده انرژی کم تا زياد محيط تشكيل اين ميكروفاسيس است [۴۰]. نرخ کم تا متوسط قشرسازی با مطلب عنوان شده مطابقت دارد. تخریب پوسته روزن داران بزرگ به قطعات ريز و آسیب دیدن ديواره خارجی پوسته (category 2 and 3) نشان دهنده حمل پوسته اين روزن داران توسط امواج دريا و يا تخریب پوسته اين جانوران توسط ماهی ها، خارپوستان و ديگر ارگانيسم های تخریب کننده است [۱۰]. ميكروفاسيس های مشابه از سازند های آسماری و قم گزارش شده است [۹ و ۲۹].

### رخساره آواری (شیل)

شیل سبز رنگ اين رخساره آواری حاوی خرده های فراوان بريوزئر بوده و در مطالعات صحرایی فاقد ساخت های رسوبي می باشد (شکل ۳). اين رخساره آواری در ناحیه کهک شامل روزداران منفذدار (الفيدوم، آمفيستژينا، ديسکوربيس و روتاليا



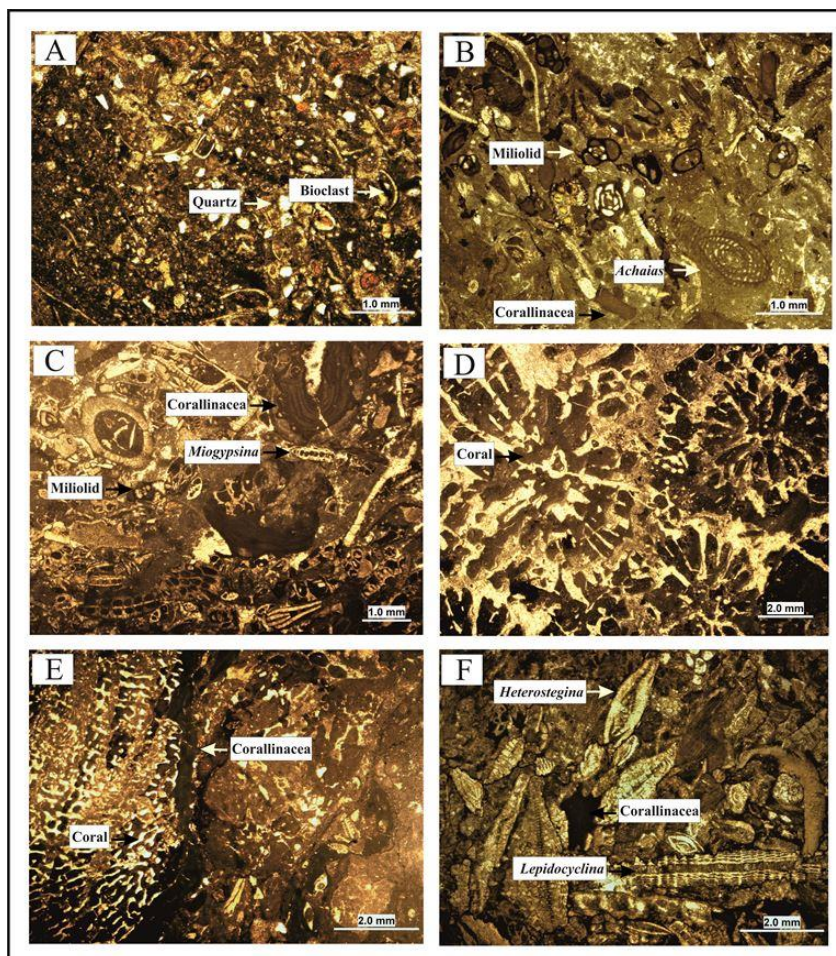
های کوچک)، روزن داران بدون منفذ (میلیولید و بورلیس)، بریوزوئر و استراکد بوده و این رخساره را می توان در تناوب با ریز رخساره های کربناته لاگونی MF 2 و MF 4 مشاهده نمود.

تفسیر:

رخساره آواری موجود در نواحی مورد مطالعه حاوی روزن داران منفذدار (الفیدیوم، آمفیستژینا، دیسکورپیس و روتالیا های کوچک) و روزن داران بدون منفذ (میلیولید و بورلیس) بوده که گویای شرایط لاگون نیمه محصور برای این رخساره آواری می باشد [۱۶]. علاوه بر این جایگاه چینه شناسی این رخساره آواری و تناوب آن با ریزرخساره های MF 2 و MF 4 گویای مطلب ذکر شده است. مشابه این رخساره آواری از سازند قم توسط محمدی و همکاران (۲۰۱۱) گزارش گردیده است [۲۸].

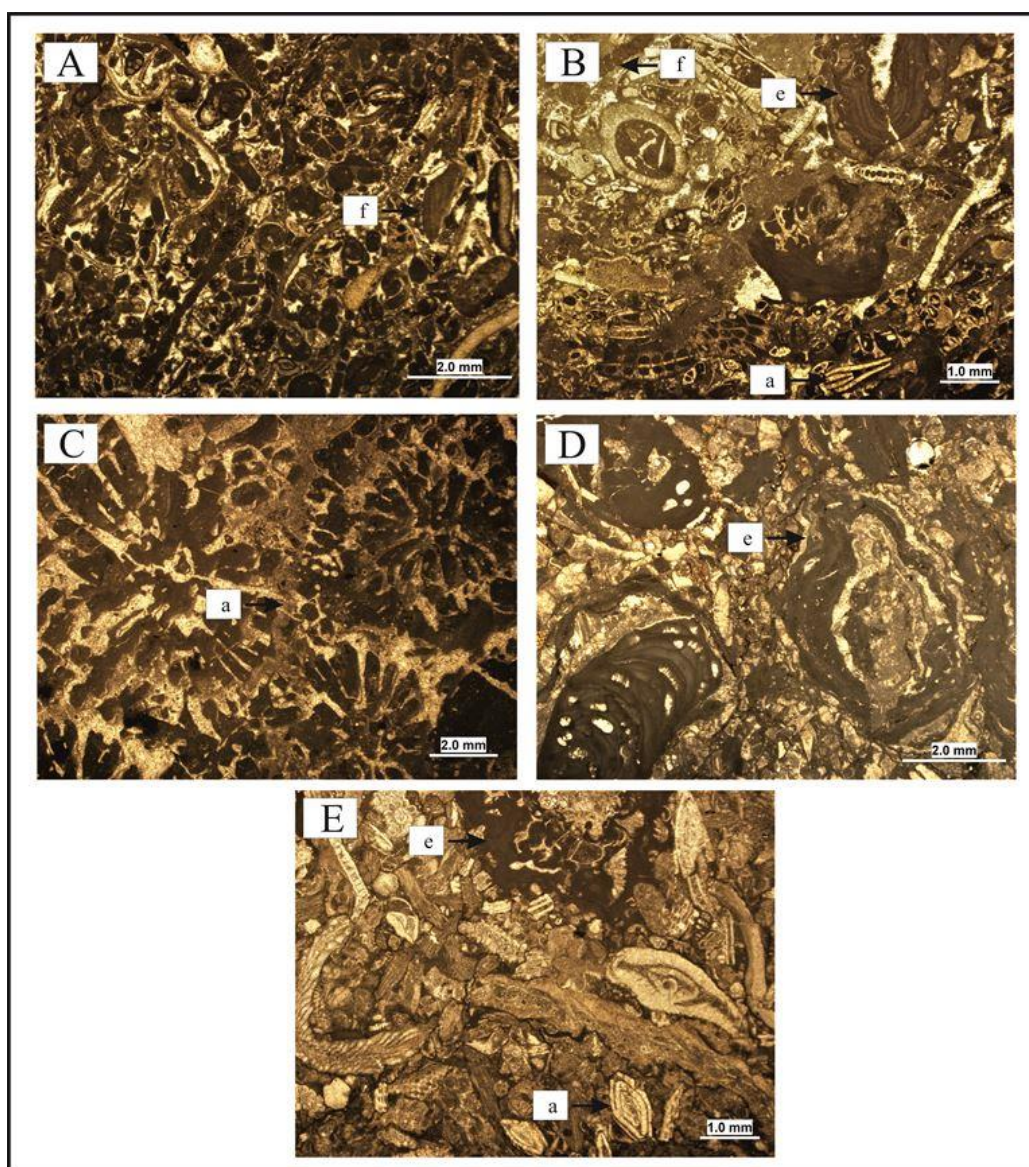


شکل ۳- (A و B) نمای کلی از شیل های قاعده برش مورد مطالعه.



شکل ۴- میکروفاسیس های سازند قم در ناحیه کهک، (A) بایوکلیست و کستون-پکستون ماسه دار، (B) بایوکلیست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و کستون-پکستون، (C) بایوکلیست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و کستون-پکستون، (D) کورال باندستون، (E) کورال کورالیناسه آ فلوستون -رودستون، (F) بایوکلیست کورالیناسه آ روزن داران منفذدار فلوستون -رودستون.





شکل ۵- میکروتافوفاسیس های سازند قم در ناحیه کهک، (A) میکروتافوفاسیس ۱، (F: خردشدگی، (B) میکروتافوفاسیس ۲، (F: خردشدگی، (C) میکروتافوفاسیس ۳، (A: ساییدگی، (D) میکروتافوفاسیس ۴، (E: قشرسازی، (E) میکروتافوفاسیس ۵، (A: ساییدگی، (E: قشرسازی، (E: قشرسازی.

## ۵- محیط رسوبی

بر اساس پراکندگی روزن داران بنتیک و پلاژیک، تغییرات عمودی میکروفاسیس ها و همچنین نبود میکروفاسیس های مربوط به سد بایوکلستی، ائیدی و ریفی (رخساره های حدواسط بین میکروفاسیس های مربوط به محیط های لاگونی و دریای باز) یک پلت فرم کربناته از نوع شلف باز را برای سازند قم در ناحیه کهک می توان در نظر گرفت (شکل ۶ و ۷). وجود میکروفاسیس های نشان دهنده سد بایوکلستی، ائیدی و ریفی از مشخصات بارز پلت فرم کربناته از نوع رمپ است [۲۱]. علاوه بر این مطالب عنوان شده وجود ریزش آلوکم های شاخص محیط لاگونی (مانند میلیولید) در میکروفاسیس های دریای باز (MF 5 و MF 6) گویای پلت فرم کربناته از نوع شلف باز است. پلت فرم شلف باز را می توان به دو محیط رسوب گذاری شلف داخلی و شلف میانی تقسیم کرد.

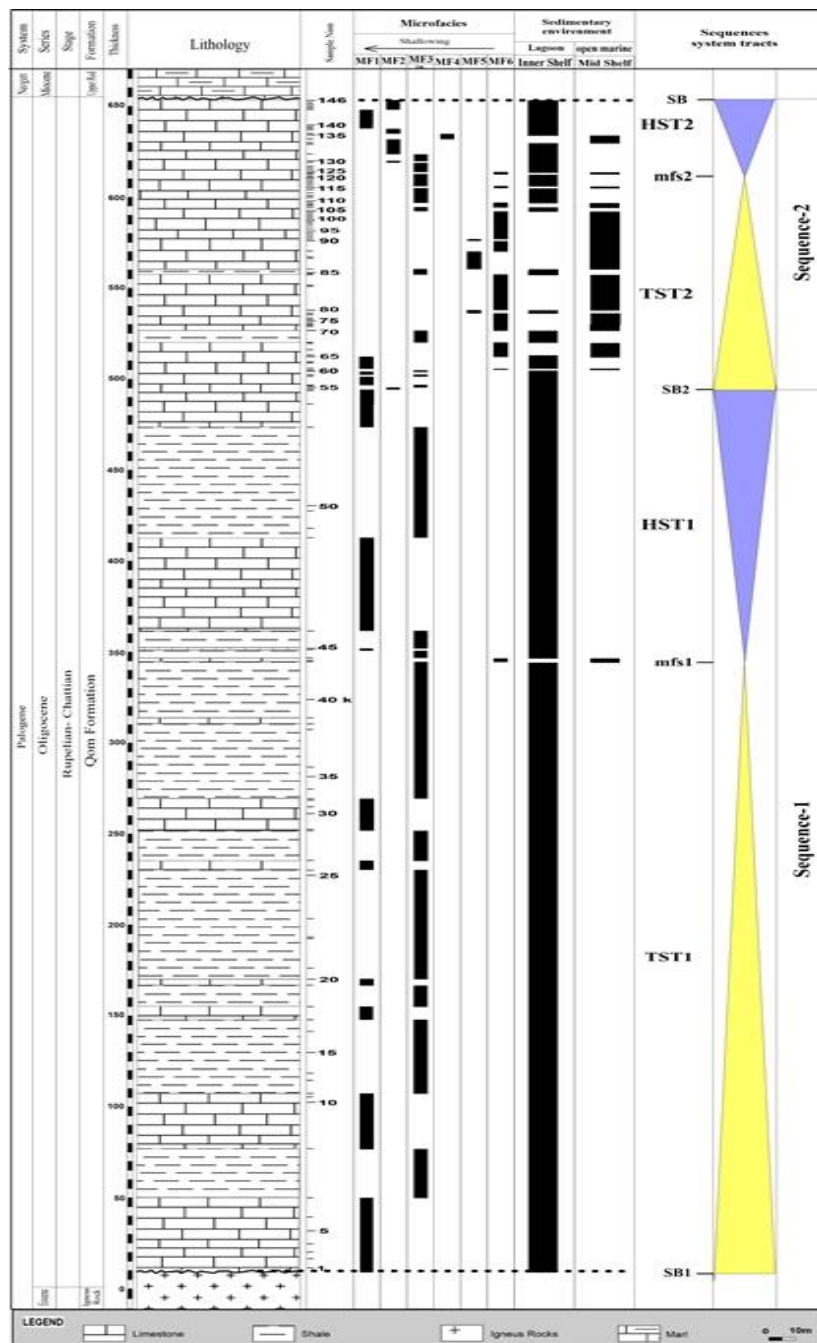
## شلف داخلی:



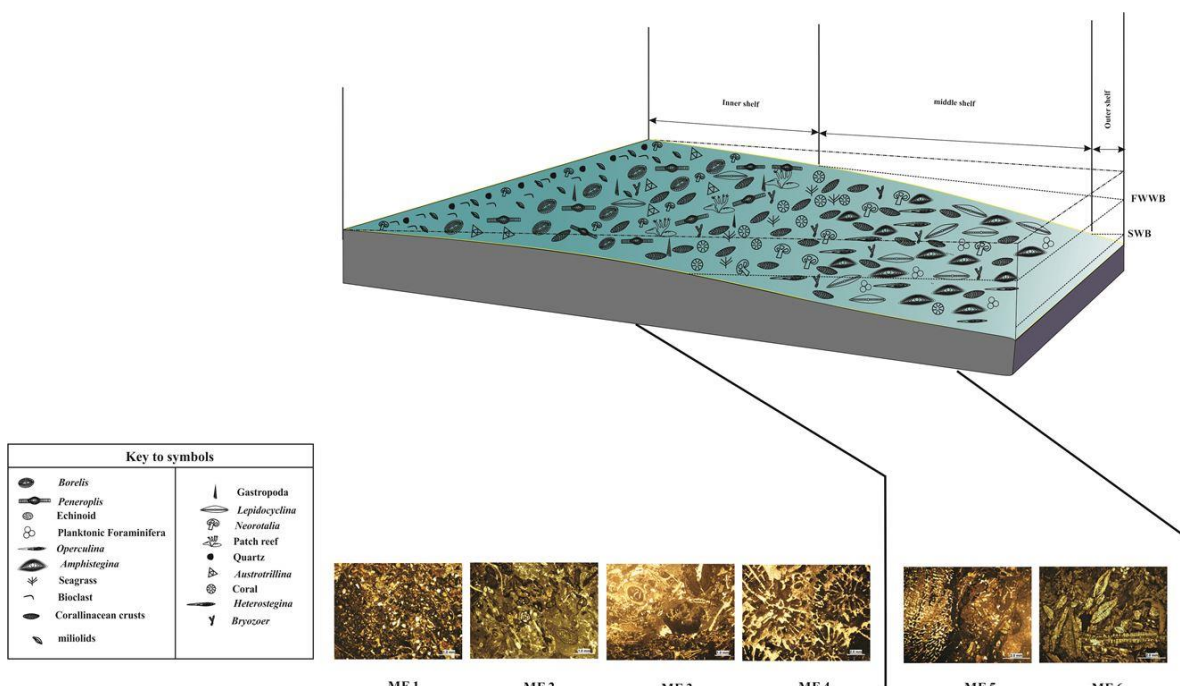
این محیط رسوبی را می توان به دو زیر محیط لاگون محصور و لاگون نیمه محصور تقسیم کرد. لاگون محصور شامل میکروفاسیس بایوکلیست و کستون-پکستون ماسه دار (MF 1) است. میکروفاسیس های بایوکلیست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و کستون-پکستون (MF 2)، بایوکلیست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و منفذدار و کستون-پکستون (MF 3)، کورال باندستون (MF 4) و همچنین فاسیس آواری شیلی به دلیل حضور روزن داران منفذدار، روزن داران بدون منفذ، جلبک قرمز کورالیناسه آ و کورال در زیر محیط لاگون نیمه محصور رسوب گذاری کرده است [۱۲ و ۳۵ و ۳۸ و ۴۲].

#### شلف میانی:

حضور روزداران منفذدار به همراه کورال و جلبک قرمز کورالیناسه آ گویای محیط دریای باز و شلف میانی است [۳۵ و ۴۲]. میکروفاسیس های کورال کورالیناسه آ فلوتستون-رودستون (MF 5) و بایوکلیست کورالیناسه آ روزن داران منفذدار فلوتستون-رودستون (MF 6) در بخش پروکسیمال شلف میانی تشکیل شده اند.



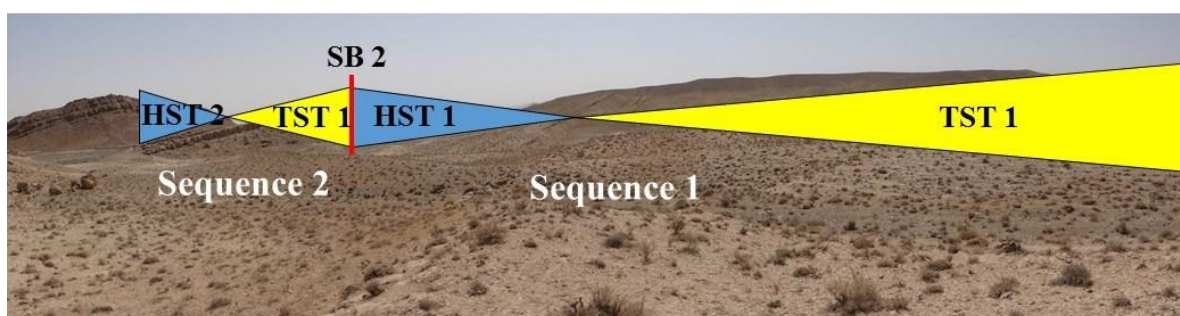
شکل ۶- میکروفاسیس ها و سکانسهای رسوبی سازند قم در ناحیه کهک (جنوب غرب قم).



شکل ۷- مدل رسوبی سازند قم در ناحیه کهک ( جنوب غرب قم).

## ۶-سكانس های رسوبی

چینه‌نگاری سکانشی در اواخر قرن بیستم از چینه‌نگاری لرزه‌ای تکامل پیدا کرد [۲۴] و تعاریف اجزا و مدل‌های مفهومی چینه‌نگاری سکانشی نیز در طی این سال‌ها توسط محققین ارائه شد [۲۰]. محققان چهار سیستم تراکت شامل Lowstand systems tract (LST)، Transgressive systems tract (TST)، Highstand systems tract (HST) و Falling-stage systems tract (FSST) براساس مفاهیم چینه‌نگاری سکانشی تعریف کردند. در ناحیه کهک دو سکانش رسوبی درجه سه تشخیص داده شد (شکل ۸).

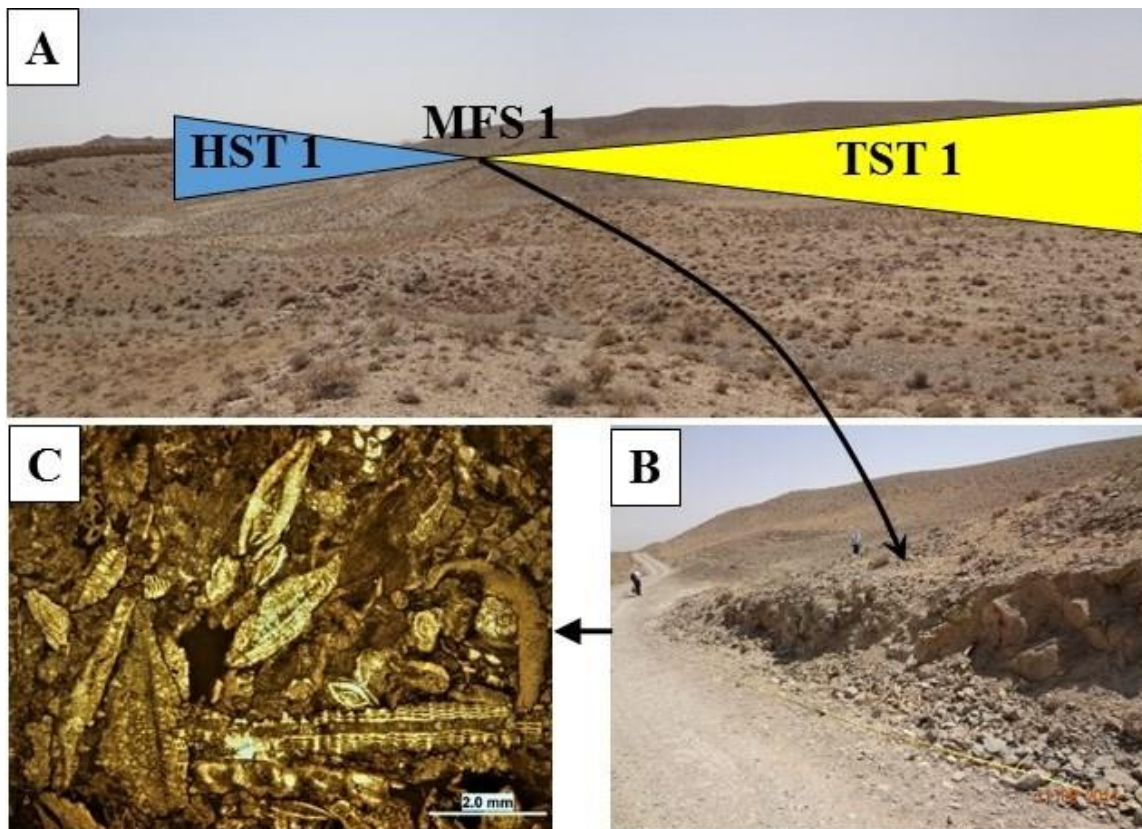


شکل ۸- نمای کلی از برش مورد مطالعه به همراه سکانش های رسوبی تشخیص داده شده.

## سكانس اول:

این سکانش شامل تناوبی از شیل و آهک بوده و دارای ضخامت ۴۸۴ متر است (شکل ۵). مرز این سکانش با سنگ‌های آتشفشانی ائوسن از نوع SB 1 می‌باشد. سیستم تراکت پیشرونده (TST) در این سکانش با ضخامت ۳۳۴ متر با میکروفاسیس بایوکلست و کستون-پکستون ماسه دار (MF 1) شروع می‌شود (شکل ۹ A). این سیستم تراکت شامل میکروفاسیس‌های بایوکلست و کستون-پکستون ماسه دار (MF 1)، بایوکلست کورالیناسه‌آ روزن‌داران بدون منفذ و منفذدار و کستون-پکستون (MF 3) و رخساره آواری شیل می‌باشد. میکروفاسیس بایوکلست کورالیناسه‌آ روزن‌داران منفذدار و کستون-پکستون (MF 6) در طی حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) تشکیل شده است (شکل ۹ B و C). میکروفاسیس-

های بایوکلست وکستون- پکستون ماسه دار (MF 1)، بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و منفذدار وکستون- پکستون (MF 3) و فاسیس آواری شیل در طی سیستم تراکت تراز بالا (HST) رسوب گذاری کرده اند. این سیستم تراکت دارای ضخامت ۱۵۰ متری می باشد (شکل ۹ A). میکروفاسیس بایوکلست وکستون-پکستون ماسه دار (MF 1) آخرین میکروفاسیس سکناس اول می باشد.



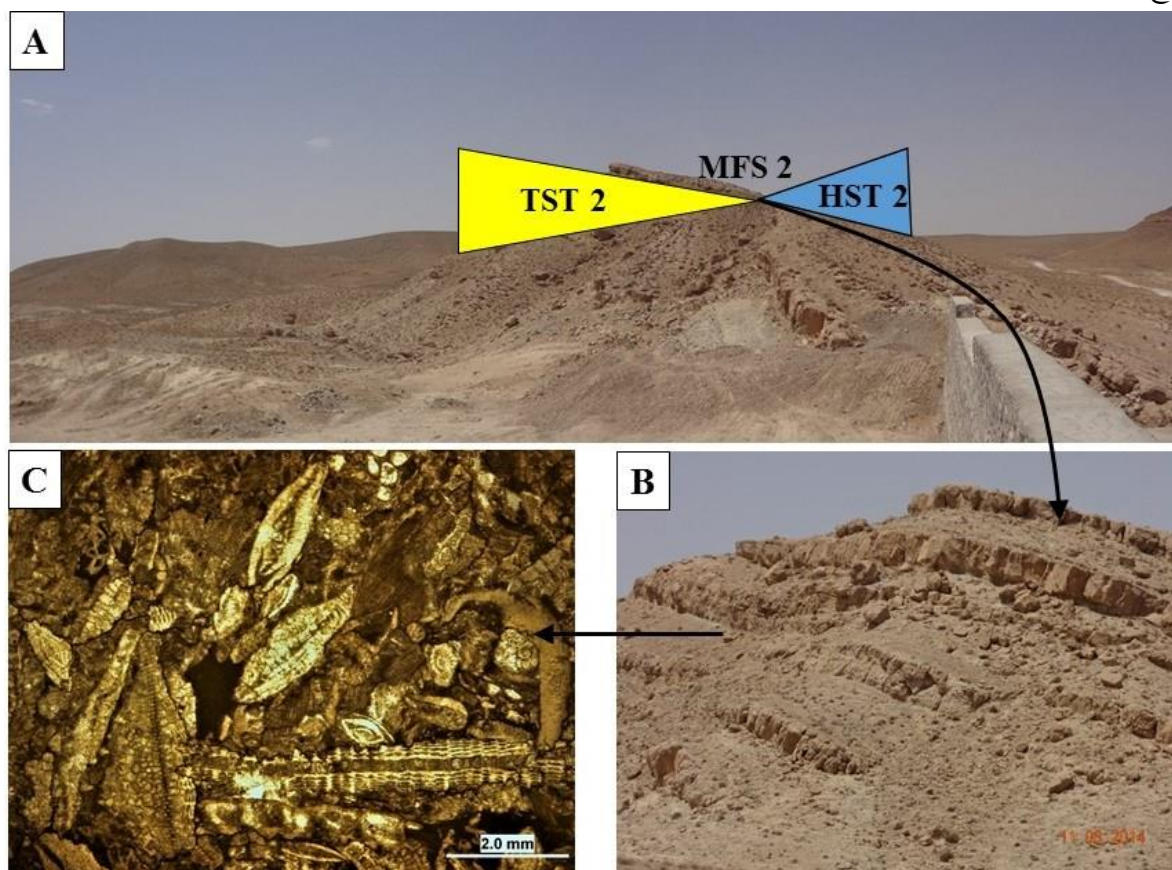
شکل ۹- A) عکس از سکناس اول و سیستم تراکت های TST 1، HST 1 و حداکثر پیشروی آب دریا (MFS 1)، B) عکس آهک های تشکیل شده طی حداکثر پیشروی آب دریا (MFS 1) C) عکس میکروسکوپی از مقطع نازک مربوط به آهک های تشکیل شده طی حداکثر پیشروی آب دریا (MFS 1).

### سکناس دوم:

این سکناس با ضخامت ۱۶۱ متر از آهک با میان لایه های شیلی در ابتدای سکناس آغاز شده و به رخساره آهکی ختم می گردد (شکل ۵). سیستم تراکت پیشرونده (TST) این سکناس با میکروفاسیس کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ وکستون- پکستون (MF 2) شروع شده و شامل میکروفاسیس های بایوکلست وکستون- پکستون ماسه دار (MF 1)، بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ وکستون- پکستون (MF 2)، بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و منفذدار وکستون- پکستون (MF 3)، کورال کورالیناسه آ فلوئستون- رودستون (MF 5) و بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران منفذدار فلوئستون- رودستون (MF 6) و فاسیس آواری شیل می باشد (شکل ۱۰ A). حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) در این سکناس با میکروفاسیس بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران منفذدار فلوئستون- رودستون (MF 6) مشخص می شود (شکل ۱۰ B و C). سیستم تراکت تراز بالا (HST) در این سکناس شامل میکروفاسیس های بایوکلست وکستون- پکستون ماسه دار (MF 1)، بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ وکستون- پکستون (MF 2)، بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران بدون منفذ و منفذدار وکستون- پکستون (MF 3)، کورال باندستون (MF 4) و بایوکلست کورالیناسه آ روزن داران منفذدار



فلوتستون-رودستون (MF 6) است (شکل ۱۰ A). مرز بالایی این سکانس با سازند سرخ بالایی به صورت ناپیوسته و از نوع SB1 می‌باشد.



شکل ۱۰- A) عکس سرزمین از سکانس دوم، B) عکس سرزمین از حداکثر پیشروی آب دریا (MFS 2). C) عکس میکروسکوپی از مقاطع نازک از رسوبات آهکی تشکیل شده در طی پیشروی آب دریا (MFS 2).

## ۶- نتایج

توالی مورد مطالعه در سه کیلومتری جنوب شرق شهرستان کهک (جنوب غرب قم) با مختصات جغرافیایی  $50^{\circ}50'20.2''$  شرقی و  $34^{\circ}23'01.1''$  شمالی، قرار دارد. این سازند در ناحیه مورد مطالعه با ناپیوستگی بر روی سنگهای آتشفشانی ائوسن قرار دارد. همچنین مرز بالایی این سازند با سازند سرخ بالایی ناپیوسته است. در این مطالعه ۱۱۶ نمونه آهکی و ۳۰ نمونه شیلی از سازند قم در ناحیه کهک برداشت گردید. با مطالعه میکروسکوپی نمونه‌های برداشت شده ۶ میکروفاسیس کربناته، یک فاسیس آواری (شیل) شناسایی شد. با توجه به توزیع میکروفاسیس‌ها، تغییرات عمودی میکروفاسیس‌ها وعدم وجود میکروفاسیس‌های مربوط به سد بایوکلستی، اتیدی و ریفی در ناحیه مورد مطالعه می‌توان یک پلت فرم کربناته از نوع شلف باز را برای سازند قم در نظر گرفت. پلت فرم شلف باز را می‌توان به دو محیط شلف داخلی (لاگون محصور و نیمه محصور) و شلف میانی تقسیم کرد. میکروفاسیس‌های MF 1، MF 2، MF 3 و MF 4 در محیط شلف داخلی و میکروفاسیس‌های MF 5 و MF 6 در شلف میانی رسوب گذاری کرده اند. دو سکانس رسوبی در منطقه مورد مطالعه شناسایی گردید. سکانس اول با ضخامت ۴۸۴ متر شامل سیستم تراکت پیشرونده (میکروفاسیس‌های MF 1 و MF 3 و رخساره آواری شیل (sh))، حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) (میکروفاسیس MF 6) و سیستم تراکت تراز بالا (HST) (میکروفاسیس‌های MF 1 و MF 3 و رخساره آواری شیل (sh)) می‌باشد. در طی سکانس دوم با ضخامت ۱۶۱ متر سیستم تراکت پیشرونده (میکروفاسیس‌های MF 2، MF 3، MF 5 و MF 6 و رخساره آواری شیل (sh))، حداکثر پیشروی

آب دریا (MFS) (میکروفاسیس MF 6) و سیستم تراکت تراز بالا (HST) (میکروفاسیس های MF 1, MF 2, MF 3, MF) MF 4 و MF 6 و رخساره آواری شیل (sh) را شامل می شوند.

## سپاس و قدردانی

نویسندگان مقاله از معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه اصفهان به واسطه حمایت‌های مادی و معنوی در تالیف این مقاله تشکر و قدردانی می نمایند. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر محمد علی صالحی و دکتر عزیز اله طاهری تشکر و قدردانی می گردد.

## منابع

- [۱] آقائباتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ ص.
- [۲] بختیاری، س.، ۱۳۹۲، اطلس راههای ایران: موسسه جغرافیایی و کارتوگرافی گیتا شناسی، ۱:۱۰۰۰۰۰۰.
- [۳] قلمقاش، ج.، و ع. ر. باباخانی، ۱۹۹۸، نقشه زمین شناسی چهارگوش کهک: انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، شماره ۶۱۵۸، مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰.
- [۴] قنبرلو، ح.، وزیری مقدم، ح.، صیرفیان، ع.، طاهری، ع. و رحمانی، ع.، ۱۳۹۶، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند شهبازان در چاه شماره ۳ میدان نفتی قلعه نار، جنوب غرب لرستان، فصلنامه زمین شناسی ایران، جلد ۱۱، شماره ۴۱، ۶۳-۷۸.
- [۵] محمدی، ا. و عامری، ح.، ۱۳۹۵، ریزرخساره ها و مدل رسوبگذاری سازند قم در ناحیه خورآباد (جنوب شرقی قم)، پژوهشهای دانش زمین، جلد ۷، شماره ۲۸، ۳۷-۵۸.

[6] ABAIE, I., ANSARI, H.J., BADA KHSHAN, A., and JAAFARI, A., 1964, History and development of the Alborz and Sarajeh fields of Central Iran: *Bulletin of Iranian Petroleum Institute*, **15**, 561-574.

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

[8] ALLISON, P.A. and BOTTJER, D.J., 2011, Taphonomy: process and bias through time: *Springer, New York*, 603.

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

[10] BEAVINGTON-PENNEY, S.J. 2004, Analysis of the effects of abrasion on the test of Palaeonummulites venosus: implications for the origin of nummulithoclastic sediments: *Palaios*, **19(2)**, 143-155.

[11] BEAVINGTON-PENNEY, S.J. and RACEY, A., 2004, Ecology of extant nummulitids and other large benthic foraminifera: applications in palaeoenvironmental analysis: *Earth-Science Reviews*, **67**, 219-265.

- [12] BERESI, M.S., CABALERI, N.G., LÖSER, H., and ARMELLA, C., 2016, Coral patch reef system and associated facies from southwestern Gondwana: paleoenvironmental evolution of the Oxfordian shallow-marine carbonate platform at Portada Covunco, Neuquén Basin, Argentina: *Facies*, **63**, 1–22.
- [13] BOVER-ARNAL, T., FERRANDEZ-CANADELL, C., AGUIRRE, J., ESTEBAN, M., FERNANDEZ-CARMONA, J., ALBERT-VILLANUEVA, E. and SALAS, R., 2017, Late Chattian platform carbonates with benthic foraminifera and coralline algae from the SE Iberian plate: *Palaios*, **32**, 61–82.
- [14] BRANDANO, M. and CORDA, L., 2002, Nutrients, sea level and tectonics: constrains for the facies architecture of a Miocene carbonate ramp in central Italy: *Terra Nova*, **14(4)**, 257-262.
- [15] BRANDANO, M., MORSILLI, M., VANNUCCI, G., PARENTE, M., BOSELLINI, F. and MATEU-VICENS, G. 2010, Rhodolith-rich lithofacies of the Porto Badisco Calcarenes (upper Chattian, Salento, southern Italy): *Italy Journal Geoscience*, **129(1)**, 119-131.
- [16] BRANDANO, M., CORNACCHIA, I., RAFFI, I. and TOMASSETTI, L., 2016, The Oligocene–Miocene stratigraphic evolution of the Majella carbonate platform (Central Apennines, Italy): *Sedimentary Geology*, **333**, 1–14.
- [17] CORDA, L., and BRANDANO, M., 2003, Aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy: *Sedimentary Geology*, **161**, 55-70.
- [18] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In, Ham, W.E. eds., *Classification of carbonate rocks: A symposium, American Association Petroleum Geologist*, 108–121.
- [19] EMBRY, A. F. and KLOVAN, J. E., 1972, Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730–781.
- [20] EMERY, D. and MYERS, K., 1996, Sequence stratigraphy: *BP Exploration, Stockley Park, London*, 297.
- [21] FLÜGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application: *Springer-Verlag, Berlin*, 976.
- [22] FURRER, M.A. and SODER, P.A., 1955, The oligo-Miocene marine formation in the Qom region (central Iran): In *Proceedings of the 4th World Petroleum Congress, Rome, Section I/A/5*, 267-277.
- [23] GREENSTEIN, B.J. and PANDOLFI, J.M., 2003, Taphonomic alteration of reef corals: Effects of reef environment and coral growth form II: The Florida Keys: *Palaios*, **18**, 495–509.
- [24] HANDFORD, C.R. and LOUCKS, R.G., 1993, Carbonate depositional sequences and systems tracts: responses of carbonate platforms to relative sea level changes, in Loucks, R.G., and Sarg, J.F. (eds.), *Carbonate sequence stratigraphy – Recent developments and applications: AAPG Memoir*, **57**, 3–41.
- [25] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451(1-4)**, 56-70.
- [26] HORTON, B.K., HASSANZADEH, J., STOCKLIN, D.F., AXEN, G.J., GILLIS, R.J., GUEST, B., AMINI, A., FAKHARI, M.D., ZAMANZADEH, S.M. and GROVE, M., 2008, Detrital zircon provenance of

Neoproterozoic to Cenozoic deposits in Iran: Implications for chronostratigraphy and collisional tectonics: *Tectonophysics*, **451(1-4)**, 97-122.

[27] LOFTUS, W.K., 1855, On the geology of portions of the Turko-Persian frontier, and of the districts adjoining: *Quarterly Journal of the Geological Society*, **11(1-2)**, 247-344.

[28] MOHAMMADI, E., SAFARI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., VAZIRI, M.R., and GHAEDI, M., 2011, Microfacies analysis and paleoenvironmental interpretation of the Qom Formation, South of the Kashan, Central Iran: *Carbonates Evaporites*, **26**, 255-271.

[29] MOHAMMADI, E., HASANZADEH-DASTGERDI, M., SAFARI, A. and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2018, Microfacies and depositional environments of the Qom Formation in Barzok area, SW Kashan, Iran: *Carbonates and Evaporites*, 1-14.

[30] MOSSADEGH, Z. K., HAIG, D. W., ALLAN, T., HDABI, M. H. and SADEGHI, A., 2009, Salinity changes during late Oligocene to early Miocene Asmari Formation deposition, Zagros Mountains. Iran: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **272**, 17-36.

[31] NEBELSICK, J.H., BASSI, D. and RASSER, M.W., 2011, Microtaphofacies: Exploring the Potential for Taphonomic Analysis in Carbonates, In: ALLISON, P.A., and BOTTJER, D.J. (Eds.), Taphonomy Aims and Scope Topics in Geobiology Book Series, 32: *Springer, Dordrecht*, 337-373.

[32] PERRY, C.T., 2005, Structure and development of detrital reef deposits in turbid nearshore environments, Inhaca Island, Mozambique: *Marine Geology*, **214(1-3)**, 143-161.

[33] POMAR, L., MATEU-VICENS, G., MORSILLI, M. and BRANDANO, M., 2014, Carbonate ramp evolution during the late Oligocene (Chattian), Salento Peninsula, southern Italy: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **404**, 109-132.

[34] POMAR, L., ESTEBAN, M., MARTINEZ, W., ESPINO, D., DE OTT, V.C., BENKOVICS, L. and LEYVA, T.C., 2015, Oligocene-Miocene carbonates of the Perla Field, Offshore Venezuela: Depositional model and facies architecture, In BARTOLINI, C., and MANN, P. (Eds.) Petroleum geology and potential of the Colombian Caribbean margin: *AAPG Mermior, The American Association of Petroleum Geologist*, 647-674.

[35] POMAR, L., BACETA, J.I., HALLOCK, P., MATEU-VICENS, G. and BASSO, D., 2017, Reef building and carbonate production modes in the west-central Tethys during the Cenozoic: *Marine and Petroleum Geology*, **83**, 261-304.

[36] REUTER, M., PILLER, W.E., HARZHAUSER, M., MANDIC, O., BERNING, B., RÖGL, F., KROH, A., AUBRY, M.P., WIELANDT-SCHUSTER, U. and HAMEDANI, A., 2009, The Oligo-/Miocene Qom Formation (Iran): evidence for an early Burdigalian restriction of the Tethyan Seaway and closure of its Iranian gateways: *International Journal of Earth Sciences*, **98(3)**, 627-650.

[37] RIEGL, B., POIRIEZ, A., JANSON, X. and BERGMAN, K.L., 2010, The gulf: facies belts, physical, chemical, and biological parameters of sedimentation on a carbonate ramp, In WESTPHAL, H., REIGL, B., and EBERLI, G.P. (Eds.), Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters: *Springer*, 1, 145-213.

[38] ROMERO, J., CAUS, E., and ROSELL, J., 2002, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Middle Eocene deposits on the margin of the South Pyrenean basin (NE Spain): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179**, 43-56.

- [39] SEYRAFIAN, A. and TORABY, H., 2005, Petrofacies and sequence stratigraphy of the Qom Formation (Late Oligocene-Early Miocene?), north of Nain, southern trend of central Iranian Basin: *Carbonates and evaporites*, **20(1)**, 82.
- [40] SILVESTRI, G., BOSELLINI, F.R. and NEBELSICK, J.H., 2011, Microtaphofacies analysis of lower Oligocene turbid-water coral assemblages: *Palaios*, **26**, 805–820.
- [41] TAHERI A., VAZIRI-MOGHADDAM H. and SEYRAFIAN A., 2008, Relationships between foraminiferal assemblages and depositional sequences in Jahrum Formation, Ardal area (Zagros Basin, SW Iran), *Historical Biology*, **20(3)**, 191-201.
- [42] TOMASSETTI, L., BENEDETTI, A., and BRANDANO, M. 2016, Middle Eocene seagrass facies from Apennine carbonate platforms (Italy): *Sedimentary Geology*, **335**, 136–149.
- [43] XU, G.S., MA, R.L. and ZHANG, C.J., 2008, Qom group microfacies and Reservoir characteristics of Garmsar block in Iran Basin [J]: *Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration*, 6, 5.



## بررسی ساختار منافذ و خصوصیات فرکتال سنگ های کربناته ریز دانه‌ی گرو و سرگلو با استفاده از آنالیز جذب در فشار پایین نیتروژن

محمدابراهیم شبانی<sup>۱</sup>، سیدعلی معلمی<sup>۲\*</sup>، هرمز قلاوند<sup>۳</sup>، زیبا زمانی پژوه<sup>۴</sup>

<sup>۱</sup>دانشجوی دکتری مهندسی نفت-اکتشاف، پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت

<sup>۲</sup>استادیار گروه زمین شناسی، پژوهشکده ازدیاد برداشت، شرکت ملی نفت ایران

<sup>۳</sup>استادیار گروه زمین شناسی، شرکت ملی نفت ایران

<sup>۴</sup>کارشناس ارشد زمین شناسی، پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت

\*s.a.moallemi@nioc.ir

دریافت مهر ۱۳۹۷، پذیرش دی ۱۳۹۷

### چکیده

در این مطالعه خصوصیات منافذ نمونه‌های سنگ‌های کربناته ریزدانه در ایران، بر روی ۹ نمونه برداشت شده از سازندهای گرو (۵) (نمونه) و سرگلو (۴ نمونه) با استفاده از روش جذب در فشار پایین نیتروژن مورد ارزیابی قرار گرفت. میزان کل کربن آلی موجود در نمونه‌های سازند گرو مابین ۰/۶۴ wt% تا ۵/۲۱ wt% (میانگین ۳/۲ wt%) و برای سازند سرگلو مابین ۰/۱۲ wt% تا ۱۰/۹۴ wt% (میانگین ۴/۳ wt%) متغیر می‌باشد. کانی کربناته بیشترین میزان کانی (میانگین ۶۴ wt%) موجود در نمونه‌های مطالعه شده در هر دو سازند گرو و سرگلو را شامل می‌شود. بعد از کربنات‌ها، کوارتز (میانگین ۱۵ wt%) و کانی‌های رسی (میانگین ۹ wt%) قرار می‌گیرند. حجم منافذ محاسبه شده مابین ۰/۶ cm<sup>۳</sup>/۱۰۰g و ۲/۵ cm<sup>۳</sup>/۱۰۰g با میانگین ۱/۰۰ cm<sup>۳</sup>/۱۰۰g می‌باشد. ۱/۴ متغیر است که مشابه تحقیقات انجام شده بروی شیل‌های گازی آمریکا می‌باشد. یک رابطه‌ی خطی میان میزان کربن آلی و خصوصیات منافذ برای نمونه‌های هر دو سازند گرو و سرگلو مشاهده شد. به دلیل تغییرات گسترده‌تر میزان کل کربن آلی در سازند سرگلو نسبت به سازند گرو، این رابطه خطی در سازند سرگلو مشهودتر می‌باشد. بعد فرکتال بدست آمده برای نمونه‌های مطالعه شده مابین ۲/۴۵ و ۲/۸۱ و با میانگین ۲/۶۴ متغیر است. مقادیر نسبتا بالای بعد فرکتال بدست آمده نمایانگر میزان بالای ناهمواری و پیچیدگی در سطوح منافذ نمونه‌های شیلی گرو و سرگلو می‌باشد. وجود رابطه‌ی مستقیم میان میزان ماده آلی و بعد فرکتال را می‌توان به وجود ریزمنافذ در مواد آلی و در نتیجه ساختار ناهموار و پیچیده منافذ نسبت داد. براساس مشاهدات میزان ماده آلی به عنوان مهمترین پارامتر کنترل کننده‌ی خصوصیات منافذ در نمونه‌های سازند گرو و سرگلو معرفی شد.

**واژه‌های کلیدی:** خصوصیات ساختاری، جذب در فشار پایین نیتروژن، حجم منافذ، بعد فرکتال، شیل گازی گرو و سرگلو

## ۱- مقدمه

منابع گاز موجود در سنگ‌های ریزدانه (شیل‌ها، کربنات‌ها و غیره) که بنام شیل‌های گازی شناخته می‌شوند از دیرباز مورد شناسایی قرار گرفته بوده‌اند اما با وجود داشتن میزان قابل توجهی از ذخایر هیدروکربنی به دلیل نداشتن خواص مخزنی و تراوایی بسیار کم، هدف فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی نبودند. پیشرفت گسترده تکنولوژی‌های حفاری افقی و شکاف‌های هیدرولیک در دهه‌های گذشته در کنار افزایش تقاضای انرژی سبب افزایش توجهات جهانی به مخازن نامتعارف و بخصوص شیل‌های گازی گشته است. میزان عظیم پتانسیل مخزنی شیل‌ها موجب گشته که این مخازن به عنوان اهداف اصلی فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی در سال‌های آتی در نظر گرفته شود، بخصوص در ایران که دارای سیستم شیل‌های بسیار گسترده می‌باشد.

برخلاف مخازن متعارف که گاز در آن به صورت "گاز آزاد در داخل خلل و فرج موجود در زمینه سنگ ذخیره شده است، میزان بالایی از گاز موجود در مخازن شیلی به صورت "گاز جذب شده در سطوح مواد آلی و غیر آلی موجود در شیل‌های گازی ذخیره شده است [۱-۳]. میزان نسبی گاز آزاد و جذب شده به عنوان یک پارامتر مهم و اساسی در ارزیابی‌های اقتصادی شیل‌های گازی به خصوصیات مربوط به ساختار منافذ و سطوح آن‌ها وابسته است [۴ و ۵].

ریزترین منافذ موجود در شیل‌ها که معمولاً همراه (درون و یا روی سطح) مواد آلی و کانی‌های رسی وجود دارند، غالباً در محدوده‌ی متوسط منافذ (قطر منافذ بین ۲ nm تا ۵۰ nm) و یا حتی ریزمنافذ (قطر منافذ کوچکتر از ۲ nm) قرار می‌گیرند بنابراین تکنیک‌ها و روش‌های آنالیزی محدودتری قادر به بررسی آن‌ها می‌باشد. به علاوه، داشتن منافذ با اندازه‌ی قطر بالاتر (درشت‌منافذ) سبب شده است که روند توزیع اندازه‌ی منافذ شیل‌ها از گستردگی بالایی برخوردار باشد. ترکیب روند توزیع گسترده، داشتن ریزتلخل‌ها، میزان پایین تراوایی و اندرکنش قوی میان آب و کانی‌های رسی سبب شده است که بررسی خصوصیات ساختار منافذ در مخازن نامتعارف به یک معضل بدل شود [۴، ۶-۱۰]. تاکنون از روش‌های مختلفی مانند تزریق پرفشار جیوه، جذب در فشار پایین نیتروژن، پوشش میکروسکپی الکترون، پراش میکروسکپی الکترون، پوشش میکروسکپی الکترون با استفاده از پرتوی یونی متمرکز شده/گسترده شده و پراش نوترون با زاویه ریز/خیلی ریز به منظور بررسی خصوصیات شیل‌ها استفاده گردیده است [۴، ۶-۸، ۱۰-۱۴]. در میان روش‌های ذکر شده، از روش جذب در فشار پایین نیتروژن به عنوان روش مناسبی به منظور بررسی حجم و مساحت سطح منافذ و روند توزیع اندازه‌ی منافذ و خصوصیات فرکتال شیل‌ها نام برده شده است.

هدف از این مطالعه به عنوان اولین تحقیق انجام شده بر روی خصوصیات منافذ شیل گازی در ایران، بررسی ساختار منافذ ۹ نمونه برداشت شده از سازندهای گرو و سرگلو با استفاده از روش جذب در فشار پایین نیتروژن می‌باشد. در این مطالعه با استفاده از مدل‌ها و تئوری‌های مختلف مانند مدل‌های BET، BJH، D-A و مدل فرکتال FHH به بررسی خصوصیات ساختار منافذ می‌پردازیم. سپس تاثیر میزان ماده آلی و کانی‌های موجود در نمونه‌ها را بر این خصوصیات ارزیابی می‌کنیم.

## ۲- روش کار

## نمونه‌ها

نه عدد نمونه از سازندهای کرتاسه گرو (پنج نمونه) و ژوراسیک سرگلو (چهار نمونه) در ناحیه لرستان در جنوب غرب ایران به منظور انجام این مطالعه انتخاب گردیدند. نمونه‌ها به صورت چاهی و از مناطق مختلف ناحیه‌ی لرستان برداشت شدند. جزئیات در مورد مکان و عمق دقیق این نمونه‌ها محرمانه بوده و در اینجا اعلام نمی‌شود.

## ۲-۱- سازند گرو

رسوب گذاری سازند گرو در ناحیه لرستان از نئوکمین آغاز شده است که همزمان با رسوب گذاری گروه خامی در فروفتدگی دزفول می‌باشد [۱۵، ۱۶].

سازند گرو یک نهشته‌ی شیلی و کربناته مرتبط با حوضه‌ی دریایی عمیق می‌باشد که در یک محیط احیایی رسوب‌گذاری شده است. میزان کربن آلی موجود در این سازند مابین ۱/۵ تا ۱۰ گزارش شده است. در ناحیه‌ی لرستان این سازند در انتهای کرتاسه و اوایل میوزین (قبل از چین‌خوردگی زاگرس) به پنجره نفتی رسیده است [۱۷، ۱۸].  
به دلیل وجود لایه‌های عظیم مارنی در افق‌های فوقانی و لایه‌های انهدیریتی گوتنبا در افق‌های تحتانی سازند گرو، فرایند مهاجرت نفت‌های تولید شده به مخازن بالایی صورت نگرفته است. این لایه‌ها سبب محبوس شدن نفت‌های تولید شده در حسن فرایند بلوغ (پنجره نفت زایی سنگ منشاء) سنگ منشاء و در نتیجه تجزیه حرارتی<sup>۶</sup> آن‌ها به گاز در طول مراحل بعدی بلوغ (پنجره گاززایی سنگ منشاء) خواهد شد [۱۸، ۱۹].

## ۲-۲- سازند سرگلو

سازند ژوراسیک میانی و فوقانی سرگلو در ناحیه‌ی لرستان به خوبی گسترش دارد. این سازند مارلی دارای مواد آلی فراوانی (بیشتر از ۶٪) در ابتدای فرایند رسوب گذاری بوده است [۱۹].

به دلیل این وجود لایه‌های عظیم انهدیریتی در افق‌های فوقانی و تحتانی سازند سرگلو، این سازند هم‌مانند سازند گرو قادر به تغذیه‌ی سنگ‌های مخزن ناحیه‌ی لرستان نبوده است. این لایه‌های انهدیریتی به مانند مانع عمل کرده و از مهاجرت نفت‌های تولید شده جلوگیری به عمل آورده اند [۱۸].

از سازند سرگلو هم به عنوان یک سازند نهشته شده در محیط دریایی عمیق و شرایط احیایی یاد می‌شود. کروژن‌های این سازند حاوی مواد ساپروپلیک می‌باشد. در حواشی مناطق ناحیه لرستان وجود واریزه‌های آواری در رسوبات دیده می‌شود که بیانگر اختلاط مواد آلی از محیط‌های خشکی می‌باشد با مواد آلی دریایی می‌باشد، بنابراین در این سازند شاهد اختلاط کروژن‌های نوع ۲ و ۳ هستیم. سازند سرگلو در حدود ۶۵ میلیون سال قبل به مرحله‌ی آغاز پنجره‌ی نفتی خود رسیده است. هم‌اکنون این سازند تقریباً در تمامی مناطق ناحیه‌ی لرستان حداقل به مرحله‌ی گاززایی از نظر بلوغ رسیده است [۱۸].

## ۳- روش‌های آزمایشگاهی

### ۳-۱- میزان کربن آلی موجود

میزان کل کربن آلی موجود در نمونه‌ها توسط دستگاه (Elementar Analysensysteme GmbH, Germany) LiquiTOC II analyzer اندازه‌گیری شد. در این روش، نزدیک به ۱۰۰ میلی‌گرم از نمونه‌ی پودر شده و در یک محیط اکسیدان، تحت یک برنامه‌ی حرارتی دو مرحله‌ای قرار می‌گیرد. در مرحله‌ی اول نمونه‌ها با نرخ 300 °C/min و تا دمای ۵۵۰ °C حرارت می‌یابد. در نتیجه این فرایند مواد آلی موجود در نمونه تجزیه شده و گاز کربن دی‌اکسید آزاد می‌کنند. سپس دما تا ۱۰۰۰ °C درجه بالا رفته و به مدت ۶۰۰ ثانیه نگه‌داری می‌شود. در این مرحله کربن‌های غیر آلی موجود در نمونه تخریب شده و گاز کربن دی‌اکسید آزاد می‌کنند. میزان کربن دی‌اکسید آزاد شده در هر مرحله توسط گیرنده‌ها اندازه‌گیری شده و بمنظور محاسبه‌ی میزان کربن آلی و غیر آلی موجود در نمونه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند.

<sup>6</sup> Thermal cracking

## XRD

اندازه‌گیری‌های پراش اشعه ایکس<sup>۷</sup> بر روی نمونه‌های پودر شده (با اندازه‌ی کوچکتر از ۷۵ میکرون) توسط دستگاه اندازه‌گیری PHILIPS PW1800 XRD diffractometer انجام شد. در این دستگاه از تابش  $\text{CuK}\alpha$  تولید شده در شرایط ۴۰ kV و ۳۰ mA استفاده شده و دیفرکتوگرام‌ها در بازه  $2\theta$  بین  $4^\circ$ – $60^\circ$  اندازه‌گیری شدند.

### ۳-۱- جذب نیتروژن در فشار پایین

آنالیز جذب/واجذب نیتروژن در فشار پایین با استفاده از دستگاه Micrometrics Gemini VII در انستیتوی رس و کانی‌شناسی دانشگاه آخن<sup>۸</sup> اندازه‌گیری شد. برای انجام این آنالیز، نمونه‌ها به اندازه‌ی ۵۰-۶۰ mesh ( $250\text{--}297\ \mu\text{m}$ ) خرد شدند. قبل از انجام آزمایش، مقدار ۰/۵ g از نمونه‌های خردشده در طول شب و در دمای  $105^\circ\text{C}$  قرار داده شد تا تمامی رطوبت و گاز موجود در نمونه‌ها از آن‌ها خارج شود. سپس، نمونه‌ها درون نیتروژن مایع در دمای ۷۷ K غوطه‌ور شده و میزان جذب نیتروژن در گام‌های فشاری کنترل‌شده به دقت اندازه‌گیری گردید. فشار نیتروژن تا رسیدن به فشار اشباع<sup>۹</sup> ( $P^0$ ) آن افزایش یافت. در این روش هر دو ایزوترم‌های جذب و واجذب<sup>۱۰</sup> اندازه‌گیری گردید. میزان حجم منافذ با استفاده از مدل گورویچ<sup>۱۱</sup> اندازه‌گیری می‌شود. بعلاوه، ایزوترم‌های جذب و واجذب اندازه‌گیری شده با استفاده از مدل‌های برونائور-امت-تیلر<sup>۱۲</sup> (BET) [۲۰]، بارت-جونر-هلند<sup>۱۳</sup> (BJH) [۲۱] و دوینین-آستاکوف<sup>۱۴</sup> (D-A) [۲۲] تفسیر گردیدند. تئوری و کاربردهای مدل‌های اشاره شده در مراجع ارائه شده به صورت جامع پوشش داده شده است [۲۳-۲۵].

### ۳-۲- هندسه فرکتال

محققان از هندسه فرکتال به عنوان یک روش موثر در بررسی ساختار منافذ در سنگ‌های تخریبی یاد کرده اند [۲۶-۲۸]. اخیراً نیز از این روش در ارزیابی خصوصیات سطح و ساختار منافذ نمونه‌های زغال و شیلی استفاده شده است [۲۹-۳۱]. از بعد فرکتال معمولاً به عنوان یک شاخص کمی به منظور بررسی میزان سختی و ناهمواری سطوح در بررسی خصوصیات منافذ استفاده می‌شود. بعد فرکتال عددی مابین ۲ و ۳ می‌باشد. برای سطوح کاملاً صاف میزان بعد فرکتال به عدد ۲ تمایل پیدا می‌کند درحالی‌که بعد فرکتال برابر ۳ نمایانگر سطوح خشن و ناهموار می‌باشد. از اینرو با افزایش میزان ناهمواری سطوح منافذ، میزان بعد فرکتال افزایش یافته و به عدد ۳ متمایل می‌گردد. به صورت مرسوم از روش جذب در فشار پایین نیتروژن برای بررسی هندسه فرکتال در شیل‌ها استفاده می‌شود. در این مطالعه نیز به منظور محاسبه میزان هندسه فرکتال از روی داده‌های جذب نیتروژن نمونه‌های اندازه‌گیری شده، از مدل فرنکل-هالسی-هیل<sup>۱۵</sup> (FHH) استفاده شد.

براساس مدل FHH، میزان بعد فرکتال را می‌توان با استفاده از معادله ۱ محاسبه کرد.

$$\ln V = A \ln \left[ \ln \left( \frac{P_0}{P} \right) \right] + \text{constant} \quad (1)$$

در این معادله  $V$ ، میزان حجم گاز جذب شده در فشار  $P$ ؛  $P_0$  برابر فشار گاز اشباع و  $A$  پارامتر مرتبط به بعد فرکتال می‌باشد. میزان  $A$  را می‌توان با استفاده از شیب خط عبور داده شده از داده‌ها در تصویر  $\ln V$  در مقابل  $\ln(\ln(P_0/P))$  به

<sup>7</sup> X-ray diffraction (XRD)

Institute of Clay and Interface Mineralogy (CIM), RWTH Aachen University <sup>8</sup>

<sup>9</sup> Saturation pressure

<sup>10</sup> Adsorption and desorption

<sup>11</sup> Gurvich

Brunauer-Emmett-Teller <sup>12</sup>

<sup>13</sup> Barrett-Joyner Halenda

<sup>14</sup> Dubinin-Astakhov

Frenkel-Halsey-Hill (FHH) <sup>15</sup>

دست آورد.  $A$  را می‌توان از دو طریق به میزان بعد فرکتال مرتبط کرد،  $A=D-3$  و یا  $A=(D-3)/3$ . در این مطالعه تنها از معادله  $A=D-3$  به منظور تعیین بعد فرکتال نمونه‌ها استفاده گردید چراکه استفاده از  $A=(D-3)/3$  سبب بدست آمدن مقادیر خارج از محدوده  $2 < D < 3$  برای برخی از نمونه‌ها گردید.

## ۴- نتایج و بحث

### ۴-۱- میزان ماده آلی و کانی‌های موجود

نتایج آنالیزهای میزان ماده آلی و کانی شناسی انجام شده بر روی نمونه‌های مطالعه شده در جدول ۱ ارائه شده است. میزان کل کربن آلی موجود در سازند گرو مابین  $0.64 \text{ wt\%}$  تا  $5.21 \text{ wt\%}$  (میانگین  $3.72 \text{ wt\%}$ ) تغییر می‌کند و این میزان برای سازند سرگلو بین  $0.12 \text{ wt\%}$  تا  $10.94 \text{ wt\%}$  (میانگین  $4.3 \text{ wt\%}$ ) متغیر می‌باشد که مشابه با میزان کل کربن آلی شیل‌های گازی قابل تولید در کشور آمریکا است [۳]. نتایج نشان دادند که کانی کربناته (مابین  $37 \text{ wt\%}$  تا  $90 \text{ wt\%}$ ، میزان میانگین  $64 \text{ wt\%}$ ) بیشترین میزان کانی‌های موجود در نمونه‌های مطالعه شده در هر دو سازند گرو و سرگلو را شامل می‌شود. بعد از کربنات‌ها، کوارتز (بین  $2 \text{ wt\%}$  -  $28 \text{ wt\%}$  و میانگین  $15 \text{ wt\%}$ ) و کانی‌های رسی (بین  $3 \text{ wt\%}$  -  $23 \text{ wt\%}$  و میانگین  $9 \text{ wt\%}$ ) قرار می‌گیرند. در اکثر نمونه‌های سازند سرگلو میزان قابل توجهی از کانی دولومیت (به طور میانگین  $16 \text{ wt\%}$ ) نیز مشاهده می‌شود که وجود آن‌ها با مقادیر بالا در نمونه‌های سازند گرو مشاهده نشده است. همچنین هیچگونه رابطه‌ای میان میزان کانی‌های مختلف و میزان ماده آلی نمونه‌ها مطالعه شده یافت نشد. از نظر کانی شناسی نمونه‌های سازندهای گرو و سرگلو شباهت‌هایی را با سازند ایگلفورد<sup>۱۶</sup> آمریکا نشان می‌دهند. این سازند هم در ساختار خود حاوی مقادیر فراوانی از کانی‌های کربناته می‌باشد [۳]. نتایج انعکاس و پترینایت معادل بدست آمده در جدول ۱ لیست شده است. از اندازه‌گیری میزان انعکاس پیروپیتومن به منظور محاسبه‌ی انعکاس و پترینایت معادل از طریق معادله جاکوب استفاده شده است. در این مطالعه به دلیل تغییرات اندک میزان بلوغ حرارتی در نمونه‌های مطالعه شده، بررسی تاثیر این پارامتر بر روی خصوصیات ساختاری منافذ و بعد فرکتال ممکن نمی‌باشد.

جدول ۱: میزان کل کربن آلی، کانی‌های تشکیل دهنده و خصوصیات ساختاری نمونه‌های سازندهای گرو و سرگلو

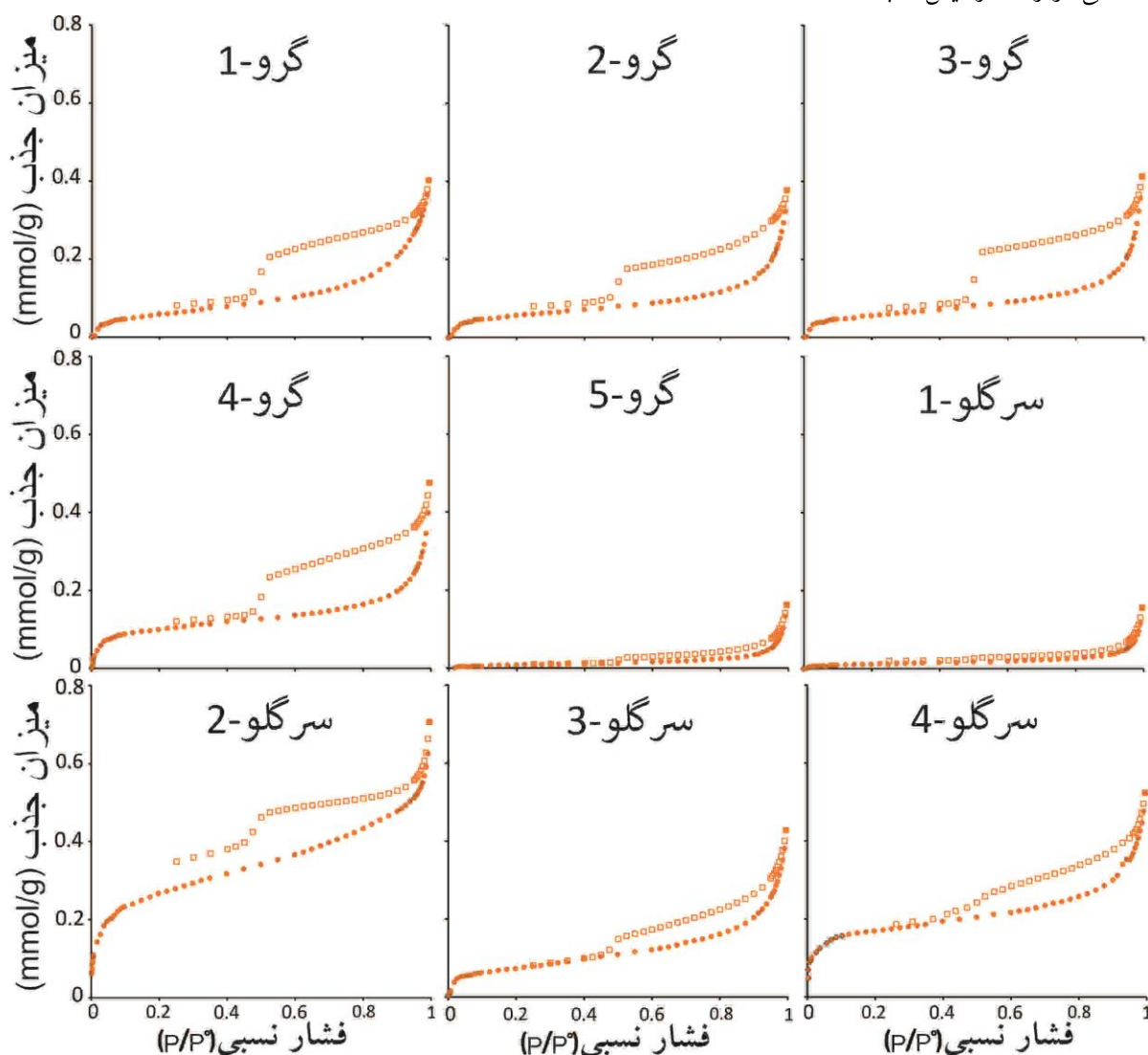
اندازه منافذ (nm)	متوسط	D-حجم ریزمنافذ A (g <sup>۳</sup> /۱۰۰cm <sup>۳</sup> )	حجم منافذ Gurvich (g <sup>۳</sup> /۱۰۰cm <sup>۳</sup> )	مساحت سطح BET (g <sup>۲</sup> /m <sup>۲</sup> )	کانی‌های رسی (%)	دولومیت (%)	کربنات (%)	کوارتز (%)	VRo (%)	TOC (wt%)	نمونه
۱۱/۴		۰/۱۷	۱/۳۹	۴/۸۹	-	-	۷۳	۸	۱/۲۱	۲/۹۱	گرو ۱
۱۱/۱		۰/۱۸	۱/۳۱	۴/۷۰	۱۸	۵	۶۰	۲۶	۱/۴۹	۴/۶۶	گرو ۲
۱۲/۸		۰/۱۶	۱/۴۳	۴/۴۷	۵	-	۶۰	۲۸	۱/۴۳	۲/۷۳	گرو ۳
۷/۶		۰/۳۷	۱/۶۵	۸/۷۰	۵	-	۹۰	۲	۱/۵۸	۵/۲۱	گرو ۴
۲۸/۹		۰/۰۲	۰/۵۶	۰/۷۸	۵	-	۸۴	۸	۱/۵۰	۰/۶۴	گرو ۵
۲۰/۷		۰/۰۷	۰/۵۴	۱/۰۵	۵	۸	۶۷	۱۷	۱/۵۹	۰/۱۲	سرگلو ۱
۴/۵		۱/۰۴	۲/۴۵	۲۱/۶۴	۶	۳۲	۴۰	۱۱	۱/۶۹	۱۰/۹۴	سرگلو ۲
۹/۹		۰/۲۴	۱/۴۸	۵/۹۹	۳	۱۰	۳۷	۲۱	۱/۶۶	۱/۰۶	سرگلو ۳
۶/۲		۰/۷۰	۲/۰۷	۱۰/۰۳	۲۳	۱۵	۶۳	۱۳	۱/۷۲	۵/۲۳	سرگلو ۴

<sup>16</sup> Eagle ford

## ۴-۲- ایزوترم های جذب و واجذب نیتروژن

ایزوترم های جذب و واجذب نیتروژن اندازه گرفته شده بر روی نمونه های سازند گرو و سرگلو در شکل ۱ به نمایش در آمده است. براساس طبقه بندی IUPAC ایزوترم های جذب و واجذب نیتروژن اندازه گرفته شده تحت دسته IV قرار می گیرند که مشخصه ی مواد دارای متوسط منافذ می باشد [۲۳].

شکل حلقه های هیستریزس<sup>۱۷</sup> بدست آمده نیز در دسته H<sup>۳</sup> براساس طبقه بندی IUPAC و B براساس طبقه بندی دیبوئر<sup>۱۸</sup> قرار می گیرند که هردو مشخصه ی منافذ رخنه ای<sup>۱۹</sup> می باشند [۲۳، ۳۲]. نتایج مشابه ای توسط دیگر محققان بر روی شیل ها و مخازن متراکم گزارش شده است [۴، ۳۳، ۳۴]. با این وجود، این نتیجه گیری باید با احتیاط مورد استفاده قرار گیرد زیرا شیل ها دارای سیستم منافذ پیچیده و دارای اشکال متفاوت می باشند [۱۲، ۳۵]. وجود هیستریزس در فشارهای پایین (۰/۴ < LPH: P/P<sup>0</sup>) برای برخی از نمونه ها (سرگلو ۲) مشاهده می شود که می تواند نشانه ی وجود ریزمنافذ در این نمونه ها باشد [۳۶]. با این حال برتیر و همکاران (۲۰۱۶) وجود هیستریزس در فشارهای پایین را به عدم رسیدن سیستم به شرایط تعادلی در زمان آزمایش نسبت داده اند [۲۵].



شکل ۱: ایزوترم های جذب و واجذب اندازه گرفته شده بر روی نمونه های سازندهای گرو و سرگلو

<sup>17</sup> Hysteresis loop

<sup>18</sup> De Boer

<sup>19</sup> Slit pore

### ۴-۳- خصوصیات ساختاری شیل‌ها

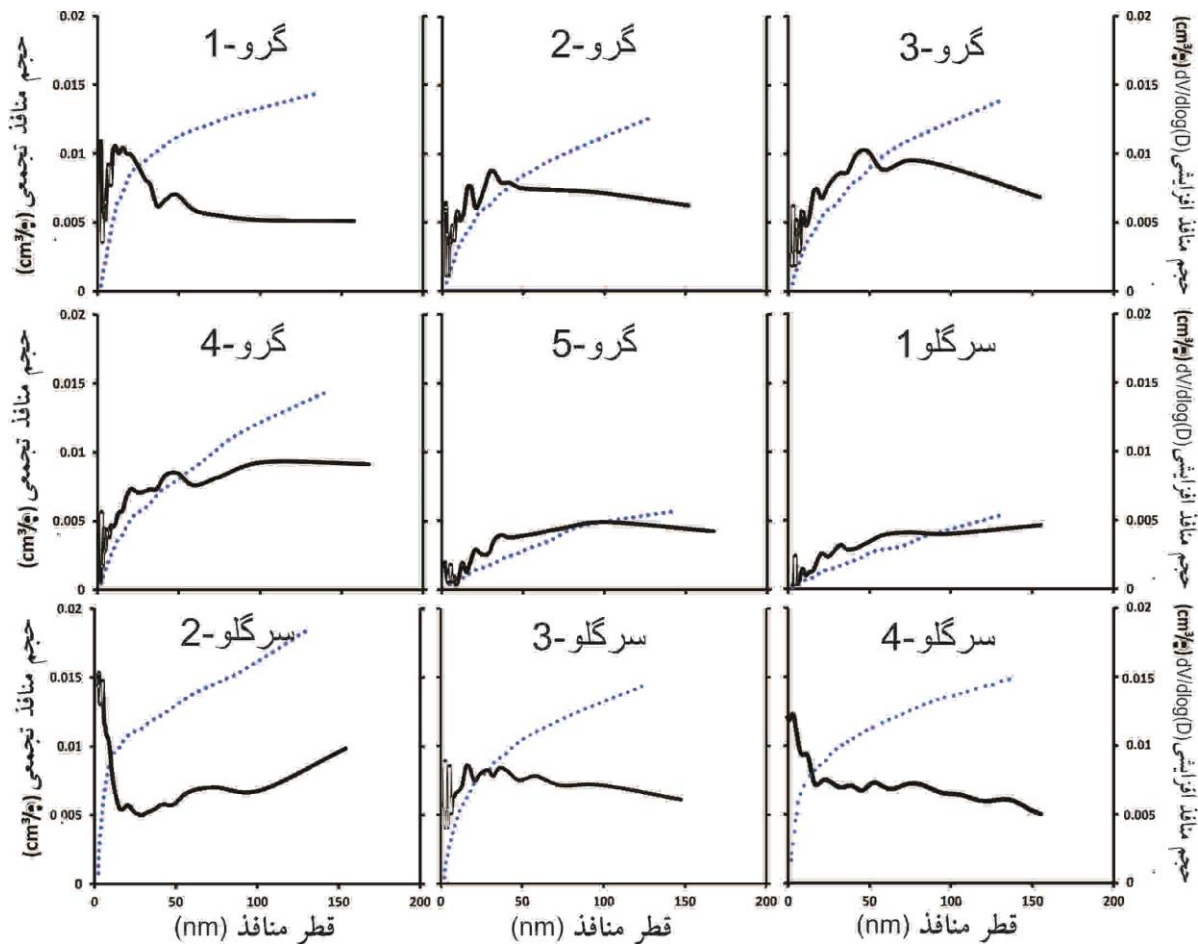
میزان مساحت سطح بدست آمده با استفاده از مدل BET، میزان حجم منافذ از روش Gurvich و میزان حجم ریزمنافذ با استفاده از مدل D-A محاسبه شده و در جدول ۱ لیست شده‌اند.

مساحت سطح اندازه گرفته شده میان  $0.78 \text{ m}^2/\text{g}$  تا  $21.64 \text{ m}^2/\text{g}$  با میانگین  $7.47 \text{ m}^2/\text{g}$  متغیر است. محدوده‌ی حجم منافذ محاسبه شده از ایزوترم‌های جذب مابین  $0.06 \text{ cm}^3/100\text{g}$  و  $2.5 \text{ cm}^3/100\text{g}$  با میانگین  $1.4 \text{ cm}^3/100\text{g}$  می‌باشد. حجم ریزمنافذ بدست آمده از مدل D-A نیز میان  $0.02 \text{ cm}^3/100\text{g}$  و  $1.04 \text{ cm}^3/100\text{g}$  با میانگین  $0.33 \text{ cm}^3/100\text{g}$  متغیر است که در طیف مشابه با دیگر داده‌های منتشر شده در مخازن متراکم قرار می‌گیرد [۴، ۳۳، ۳۴].

### ۴-۴- روند توزیع اندازه منافذ

از روند توزیع اندازه منافذ می‌توان به منظور بررسی کمی حجم منافذ و بدست آوردن اندازه منافذ غالب استفاده کرد. روند توزیع اندازه منافذ را می‌توان به صورت تجمعی و یا افزایشی به نمایش درآورد. در این مطالعه، به منظور محاسبه روند توزیع اندازه منافذ نمونه‌های مطالعه شده از مدل BJH استفاده شده است. از هر دو ایزوترم جذب و واجذب می‌توان در تعیین روند توزیع اندازه منافذ استفاده کرد. برتیر و همکاران (۲۰۱۶) اشاره کردند که روند توزیع بدست آمده از منحنی جذب نمایش دهنده‌ی روند توزیع اندازه‌ی منافذ می‌باشد درحالی‌که روند توزیع بدست آمده از منحنی واجذب حاوی اطلاعات در مورد روند توزیع اندازه گلوگاه‌های منافذ می‌باشد. آن‌ها همچنین ظهور یک قله مصنوعی (در اندازه‌ی منفذ برابر با  $4 \text{ nm}$ ) را در منحنی‌های روند توزیع اندازه‌ی منافذ بدست آمده از منحنی واجذب را بررسی و آن را به پدیده‌ی tensile strength effect مرتبط دانستند. از این رو استفاده از منحنی واجذب در محاسبه روند توزیع اندازه‌ی منافذ، برای منافذ کوچکتر از  $4 \text{ nm}$  ناصحیح می‌باشد [۲۵]. به همین دلیل در این مطالعه تنها روند توزیع اندازه منافذ بدست آمده از ایزوترم جذب نمایش داده شده است.

در محاسبات مدل BJH به منظور تعیین روند توزیع اندازه منافذ از ایزوترم‌های جذب نیازمند فرض کردن منافذ با شکل مشخص می‌باشد. به طور مرسوم در این مدل، منافذ با شکل هندسی استوانه‌ای فرض می‌شوند. توجه به این مطلب که به طور کلی در شیل‌ها فرض وجود منافذ استوانه‌ای به صورت کلی صادق نمی‌باشد، ضروری است. شکل ۲، روند توزیع اندازه منافذ بدست آمده از روش‌ها جذب نیتروژن را به تصویر کشیده است. نتایج حاصله نشان دهنده‌ی تفاوت‌های عمده‌ای میان روندهای توزیع اندازه‌ی منافذ بدست آمده برای نمونه‌های مختلف می‌باشد.

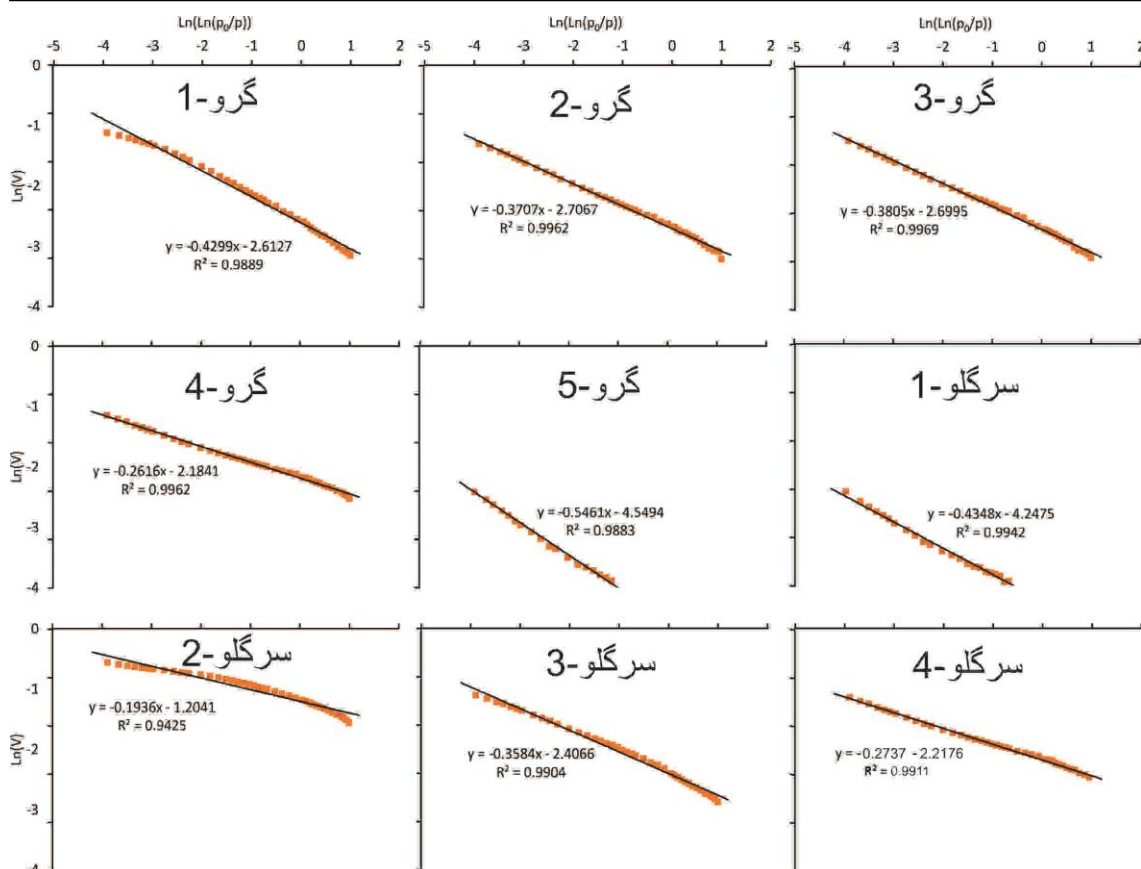


شکل ۲: روند توزیع اندازه منافذ به صورت تجمعی (نقطه چین) و افزایشی  $dv/d\log(D)$  (ممتد) نمونه‌های گرو و سرگلو

#### ۴-۵- خصوصیات فرکتال

نمودار  $\ln V$  در مقابل  $\ln(\ln(P_0/P))$  برای نمونه‌های اندازه گرفته شده در شکل ۳ نمایش داده شده است. خط منطبق شده با داده‌ها و میزان ضریب تعیین رابطه‌ها نیز در تصاویر مربوط به هر نمونه مندرج شده است. تمام ضرایب تعیین بدست آمده مقادیر بالاتر از ۰/۹۴ را نشان می‌دهد که بیانگر عملکرد خوب مدل FHH در تخمین میزان بعد فرکتال در نمونه‌های مطالعه شده می‌باشد. بعد فرکتال بدست آمده برای نمونه‌های مطالعه شده مابین ۲/۴۵ و ۲/۸۱ و با میانگین ۲/۶۴ متغیر است. مقادیر نسبتاً بالای بعد فرکتال بدست آمده نمایانگر میزان بالای ناهمواری و پیچیدگی در سطوح منافذ نمونه‌های کربناته‌ی گرو و سرگلو می‌باشد.

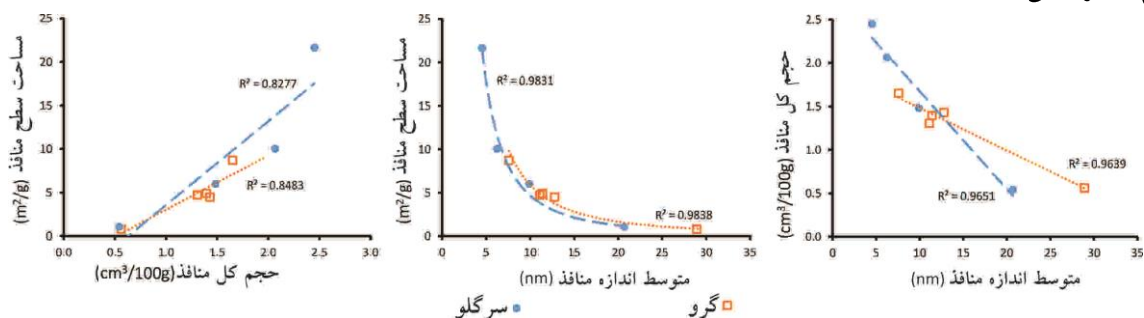




شکل ۳: نمودار LnV در مقابل Ln(Ln(P<sup>0</sup>/P)) نمونه‌های مطالعه شده جهت اندازه‌گیری میزان بعد فرکتال

#### ۴-۶- رابطه‌ی میان پارامترهای ساختار منافذ

رابطه‌ی میان میزان مساحت سطح، حجم و متوسط اندازه‌ی منافذ نمونه‌های مطالعه شده در شکل ۴ به تصویر در آمده است. برطبق شکل ۴، یک رابطه‌ی خطی میان میزان حجم منافذ و مساحت ویژه آن‌ها مشاهده می‌شود که با نتایج دیگر تحقیقات نیز همخوانی دارد. همچنین می‌توان وجود یک رابطه عکس را نیز میان اندازه‌ی منافذ و میزان مساحت و حجم منافذ را مشاهده کرد. رابطه میان متوسط اندازه‌ی منافذ و حجم آن‌ها به صورت خطی و رابطه میان اندازه منافذ و مساحت آن‌ها از نوع Power law می‌باشد. از اینرو می‌توان نتیجه گرفت که شیل‌های با منافذ کوچک‌تر دارای حجم و مساحت سطح بالاتری می‌باشند.

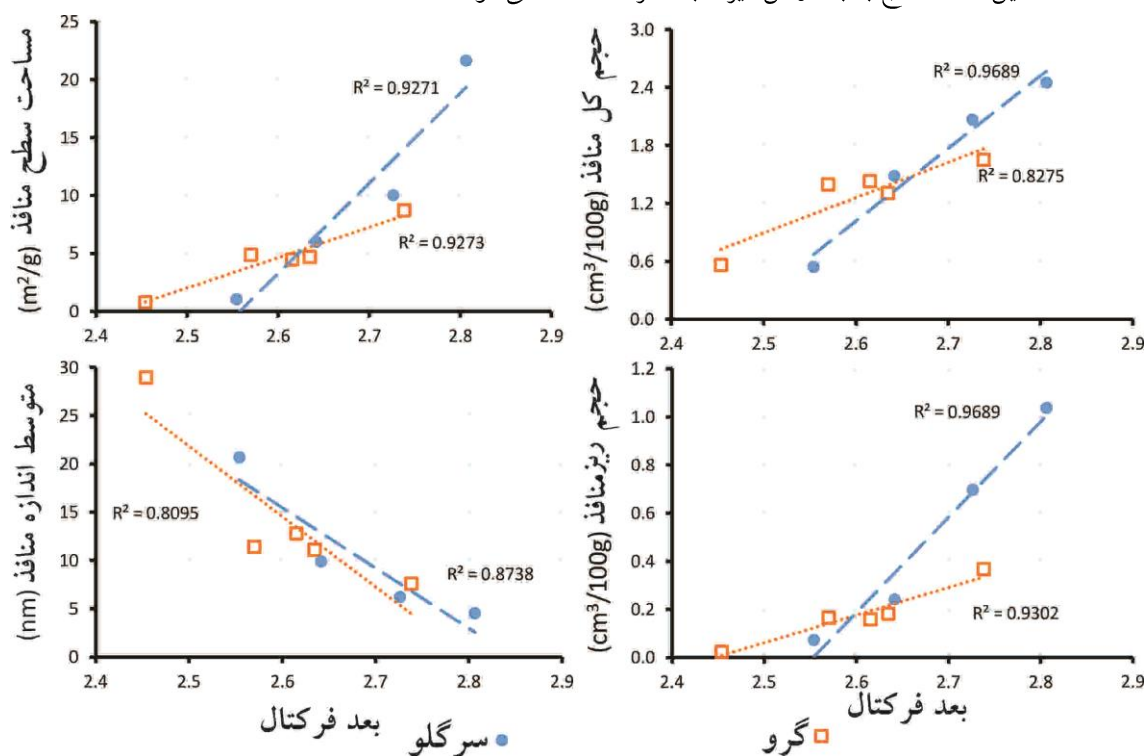


شکل ۴: رابطه‌ی میان خصوصیات ساختاری منافذ (حجم، مساحت سطح و اندازه‌ی منافذ) بدست آمده از آنالیز جذب در فشار پایین نیتروژن برای نمونه‌های گرو و سرگلو

#### ۴-۷- رابطه‌ی میان خصوصیات منافذ و بعد فرکتال

شکل ۵ نمایش دهنده‌ی رابطه‌ی میان خصوصیات منافذ نمونه‌های آنالیز شده و بعد فرکتال بدست آمده می‌باشد. با توجه به شکل ۵ می‌توان به وجود روابط خطی مستقیم میان میزان بعد فرکتال با میزان حجم و مساحت منافذ و حجم ریز منافذ پی

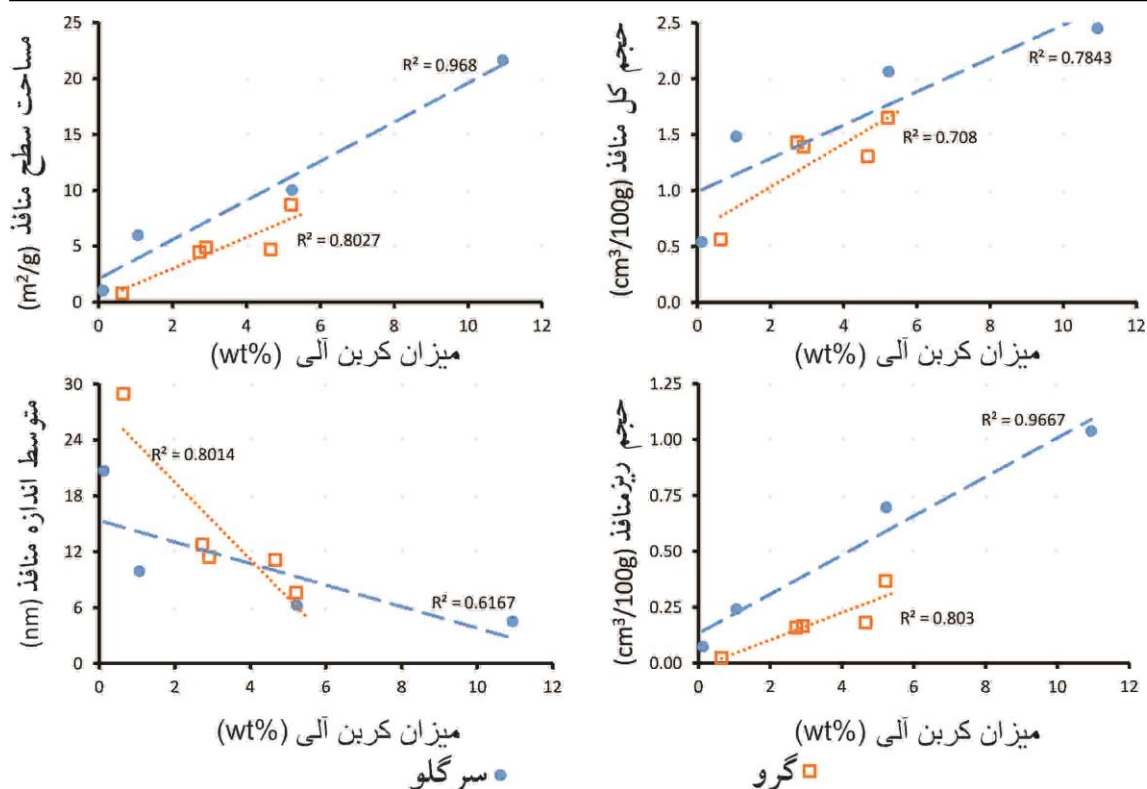
برد. همچنین یک رابطه‌ی عکس میان بعد فرکتال و اندازه منافذ قابل مشاهده است. رابطه‌ی عکس میان میزان اندازه منافذ و بعد فرکتال بیانگر این مطلب است که نمونه‌های با اندازه منافذ کوچکتر و در نتیجه آن مساحت ویژه بالاتر دارای ساختار پیچیده هستند که این مساله منتج به بالا رفتن میزان بعد فرکتال آن‌ها می‌شوند.



شکل ۵: رابطه‌ی میان بعد فرکتال و خصوصیات ساختاری منافذ از قبیل مساحت سطح، حجم منافذ و ریزمنافذ و اندازه منافذ نمونه‌های گرو و سرگلو

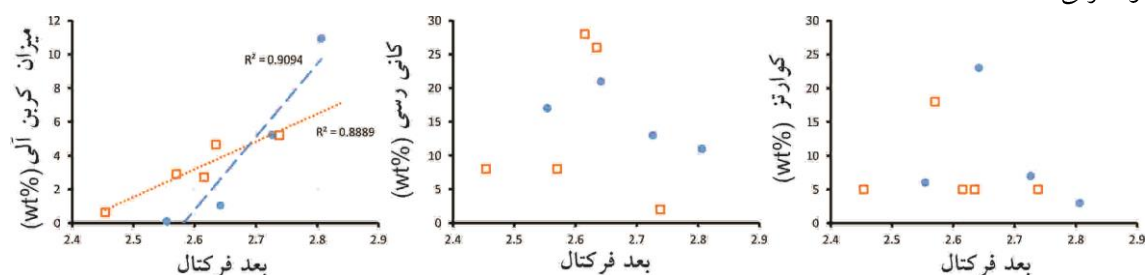
#### ۴-۸- تاثیر اجزاء تشکیل دهنده نمونه‌ها بر خصوصیات منافذ و فرکتال

در شکل ۶، میزان مساحت سطح بدست آمده از مدل BET و حجم ریزمنافذ بدست آمده از مدل D-A در مقابل میزان کل کربن آلی ترسیم شده است. همانطور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود یک رابطه‌ی خطی میان میزان ماده آلی و خصوصیات منافذ برای نمونه‌های هر دو سازند گرو و سرگلو مشاهده می‌شود. به دلیل تغییرات گسترده تر میزان کل کربن آلی در سازند سرگلو نسبت به سازند گرو، این رابطه خطی در سازند سرگلو مشهودتر می‌باشد. کانی‌های رسی و تخریبی (کوارتز) تنها درصد ناچیزی از نمونه‌های مطالعه شده را شامل می‌شوند. بنابراین همان‌گونه که انتظار می‌رفت، هیچگونه رابطه‌ای میان میزان کانی‌های رسی و خصوصیات ساختاری نمونه‌های مطالعه شده یافت نشد.



شکل ۶: رابطه‌ی میان میزان ماده آلی و خصوصیات ساختاری منافذ برای نمونه‌های گرو و سرگلو

به منظور مطالعه‌ی تاثیر میزان خصوصیات نمونه‌ها بر میزان بعد فرکتال بدست آمده، مقادیر بدست آمده از آزمایشات در شکل ۷ به تصویر در آمده‌اند. یک رابطه‌ی خطی میان میزان ماده آلی و میزان بعد فرکتال برای نمونه‌های هر دو سازند گرو و سرگلو دیده می‌شود. به دلیل تغییرات اندک میزان کانی‌های رسی و کوارتز موجود در نمونه‌ها بررسی تاثیر این پارامترها بر روی میزان بعد فرکتال عملاً امکان پذیر نمی‌باشد. وجود رابطه‌ی مستقیم میان میزان ماده آلی و بعد فرکتال را می‌توان به وجود ریزمنافذ در مواد آلی و در نتیجه ساختار ناهموار و پیچیده آن‌ها نسبت داد. بر اساس مشاهدات میزان ماده آلی به عنوان مهمترین پارامتر کنترل کننده‌ی خصوصیات منافذ در نمونه‌های سازند گرو و سرگلو معرفی شد.



شکل ۷: رابطه‌ی میان بعد فرکتال، میزان کربن آلی و کانی‌های موجود در نمونه‌های گرو و سرگلو

## ۵- نتایج

در این مطالعه میزان کل کربن آلی، خصوصیات کانی‌شناسی و ساختار منافذ نمونه‌هایی از سازندهای شیلی گرو و سرگلو مورد مطالعه قرار گرفت. میزان کل کربن آلی برای سازند گرو مابین ۰/۶۴ wt% تا ۵/۲۱ wt% (میانگین ۳/۲ wt%) و برای سازند سرگلو مابین ۰/۱۲ wt% تا ۱۰/۹۴ wt% (میانگین ۴/۳ wt%) متغیر می‌باشد. کانی کربناته بیشترین میزان کانی (میانگین ۶۴ wt%) موجود در نمونه‌های هر دو سازند گرو و سرگلو را شامل می‌شود. بعد از کربنات‌ها، کوارتز

میانگین ۱۵ wt% و کانی‌های رسی (میانگین ۹ wt%) قرار می‌گیرند. میزان قابل توجهی از کانی دولومیت (به طور میانگین ۱۶ wt%) در سازند سرگلو مشاهده می‌شود که وجود آن‌ها با مقادیر بالا در نمونه‌های سازند گرو مشاهده نشده است. از نظر کانی شناسی این سازندها به سازند ایگلفورد شباهت دارند.

حجم منافذ محاسبه شده مابین  $0.6 \text{ cm}^3/100 \text{ g}$  و  $2.5 \text{ cm}^3/100 \text{ g}$  با میانگین  $1.4 \text{ cm}^3/100 \text{ g}$  متغیر است که مشابه تحقیقات انجام شده بروی شیل‌های گازی آمریکا می‌باشد.

یک رابطه‌ی خطی میان میزان حجم منافذ و مساحت ویژه آن‌ها و یک رابطه عکس میان اندازه‌ی منافذ و میزان مساحت و حجم منافذ را مشاهده شد. همچنین، یک رابطه‌ی خطی میان میزان کربن آلی و خصوصیات منافذ برای نمونه‌های هر دو سازند گرو و سرگلو مشاهده شد. به دلیل تغییرات گسترده تر میزان کل کربن آلی در سازند سرگلو نسبت به سازند گرو، این رابطه خطی در سازند سرگلو مشهودتر می‌باشد.

بعد فرکتال بدست آمده برای نمونه‌های مطالعه شده مابین  $2.45$  و  $2.81$  و با میانگین  $2.64$  متغیر است. مقادیر نسبتا بالای بعد فرکتال بدست آمده نمایانگر میزان بالای ناهمواری و پیچیدگی در سطوح منافذ نمونه های شیلی گرو و سرگلو می‌باشد. وجود رابطه‌ی مستقیم میان میزان ماده آلی و بعد فرکتال را می‌توان به وجود ریزمنافذ در مواد آلی و در نتیجه ساختار ناهموار و پیچیده منافذ نسبت داد. براساس مشاهدات میزان ماده آلی به عنوان مهمترین پارامتر کنترل کننده‌ی خصوصیات منافذ در نمونه‌های سازند گرو و سرگلو معرفی شد.

## سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر محمود معماریانی و دکتر بهمن سلیمانی تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [1] GASPARIK, M., P. BERTIER, Y. GENSTERBLUM, A. GHANIZADEH, B.M. KROOSS, and R. LITTKE, 2014, Geological controls on the methane storage capacity in organic-rich shales: *International Journal of Coal Geology* **123**, 34-51.
- [2] CURTIS, J.B., 2002, Fractured shale-gas systems: *AAPG bulletin* **86**, 1921-38.
- [3] JARVIE, D.M., R.J. HILL, T.E. RUBLE, and R.M. POLLASTRO, 2007, Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: *AAPG bulletin* **91**, 475-99.
- [4] CLARKSON, C.R., N. SOLANO, R. BUSTIN, A. BUSTIN, G. CHALMERS, L. HE, Y.B. MELNICHENKO, A. RADLIŃSKI, and T.P. BLACH, 2013, Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion: *Fuel* **103**, 606-16.
- [5] MILLIKEN, K.L., M. RUDNICKI, D.N. AWWILLER, and T. ZHANG, 2013, Organic matter-hosted pore system, Marcellus formation (Devonian), Pennsylvania: *AAPG bulletin* **97**, 177-200.
- [6] CLARKSON, C.R., M. FREEMAN, L. HE, M. AGAMALIAN, Y.B. MELNICHENKO, M. MASTALERZ, R. BUSTIN, A. RADLIŃSKI and T.P. BLACH, 2012a, Characterization of tight gas reservoir pore structure using USANS/SANS and gas adsorption analysis: *Fuel* **95**, 371-85.

- [7] ROSS, D.J. and R.M. BUSTIN, 2008, Characterizing the shale gas resource potential of Devonian–Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation: *AAPG bulletin* **92**, 87-125.
- [8] ROSS, D.J. and R.M. BUSTIN, 2009, The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs: *Marine and Petroleum Geology* **26**, 916-927.
- [9] CHALMERS, G.R. and R.M. BUSTIN, 2007, The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous strata of Northeastern British Columbia, Canada: *International Journal of Coal Geology* **70**, 223-239.
- [10] CHALMERS, G.R., R.M. BUSTIN, and I.M. POWER, 2012, Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units: *AAPG bulletin* **96**, 1099-1119.
- [11] LOUCKS, R.G., R.M. REED, S.C. RUPPEL, and U. HAMMES, 2012, Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores: *AAPG bulletin* **96**, 1071-98.
- [12] LOUCKS, R.G., R.M. REED, S.C. RUPPEL, and D.M. JARVIE, 2009, Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale: *Journal of sedimentary research* **79**, 848-61.
- [13] KLAVER J., G. DESBOIS, R. LITTKE, and J.L. URAI, 2015, BIB-SEM characterization of pore space morphology and distribution in postmature to overmature samples from the Haynesville and Bossier Shales. *Marine and Petroleum Geology* **59**, 451-66.
- [14] KLAVER J., G. DESBOIS, J.L. URAI, and R. LITTKE, 2012, BIB-SEM study of the pore space morphology in early mature Posidonia Shale from the Hils area, Germany: *International Journal of Coal Geology* **103**, 12-25.
- [15] JAMES, G., and J. WYND, 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area: *AAPG bulletin* **49**, 2182-2245.
- [16] SETUDEHNIA, A., 1978, The Mesozoic sequence in south-west Iran and adjacent areas: *Journal of Petroleum Geology* **1**, 3-42.
- [17] BORDENAVE, M. and R. BURWOOD, 1990, Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations: *Organic Geochemistry* **16**, 369-387.
- [18] LETURMY, P. and C. ROBIN, 2010, Tectonic and stratigraphic evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic: introduction: *Geological Society, London, Special Publications* **330**, 1-4.
- [19] BORDENAVE, M. and J. HEGRE, 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology* **28**, 339-368.
- [20] BRUNAUER, S., P.H. EMMETT, and E. TELLER, Adsorption of gases in multimolecular layers. *Journal of the American chemical society* **60**, 309-319.
- [21] BARRETT, E.P., L.G. JOYNER, and P.P. HALENDA, 1951, The determination of pore volume and area distributions in porous substances. I. Computations from nitrogen isotherms: *Journal of the American Chemical society* **73**, 373-380.

- [22] DUBININ, M. and V. ASTAKHOV, 1971, Description of adsorption equilibria of vapors on zeolites over wide ranges of temperature and pressure: *ACS Publications*.
- [23] GREGG, S. and K. SING, 1982, Adsorption, Surface Area and Porosity (2nd end.): *Academic Press. New York*.
- [24] LOWELL S., J.E. SHIELDS, M.A. THOMAS, and M. THOMMES, 2012, *Characterization of porous solids and powders: surface area, pore size and density*. Springer Science & Business Media.
- [25] BERTIER P., K. SCHWEINAR, H. STANJEK, A. GHANIZADEH, C.R. CLARKSON, A. BUSCH, N. KAMPMAN, D. PRINZ, A. AMANN-HILDENBRAND, and B.M. KROOSS, 2016, On the use and abuse of N<sub>2</sub> physisorption for the characterization of the pore structure of shales. *Clay Clay Miner.*
- [26] KATZ, A.J. and A. THOMPSON, 1985, Fractal sandstone pores: implications for conductivity and pore formation. *Physical Review Letters* **54**, 1325.
- [27] ADLER, P.M. and J.F. THOVERT, 1993, Fractal porous media: *Transport in Porous Media* **13**, 41-78.
- [28] KLIMENKO, A. Y., D. N. SAULOV, P. MASSAROTTO, and V. RUDOLPH, 2012, Conditional model for sorption in porous media with fractal properties: *Transport in Porous Media* **92**, 745-765.
- [29] MAHAMUD, M.M. and M.F. NOVO, 2008, The use of fractal analysis in the textural characterization of coals: *Fuel*. **87**, 222-231.
- [30] YAO, Y., D. LIU, D. TANG, S. TANG, and W. HUANG, 2008., Fractal characterization of adsorption-pores of coals from North China: an investigation on CH<sub>4</sub> adsorption capacity of coals: *International Journal of Coal Geology* **73**, 27-42.
- [31] ZHANG, L., J. LI, H. TANG, J. GUO, 2014, Fractal pore structure model and multilayer fractal adsorption in shale. *Fractals* **22**, 1440010.
- [32] DE BOER, J., D. EVERETT, and F. STONE, 1958, The structure and properties of porous materials: *Academic Press, New York*.
- [33] Bustin R.M., A.M. Bustin., A. Cui, D. Ross and V.M.Pathi, 2008, Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics. In: *SPE shale gas production conference*. Society of Petroleum Engineers.
- [34] XIONG, J., X. LIU, and L. LIANG, 2015, Experimental study on the pore structure characteristics of the Upper Ordovician Wufeng Formation shale in the southwest portion of the Sichuan Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **22**, 530-539.
- [35] Kondla D., H. Sanei, C.R. Clarkson, O.H. Ardakani, X. Wang. and C.Jiang, 2016, Effects of organic and mineral matter on reservoir quality in a Middle Triassic mudstone in the Canadian Arctic: *International Journal of Coal Geology* **153**, 112-26.
- [36] Sing, K.S., 1985, Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984). *Pure and applied chemistry* **57**, 603-619.

## تلفیق شبکه‌های عصبی مصنوعی و الگوریتم ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده، جهت شناسایی، تفسیر و استخراج گسل‌ها

علیرضا غضنفری بروجنی\*<sup>۱</sup>؛ حسین محمدرضایی<sup>۲</sup>؛ حمیدرضا انصاری<sup>۳</sup>

۱- کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت؛ دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

۲- رییس زمین‌شناسی، شرکت نفت فلات قاره ایران

۳- کارشناس ارشد بخش زمین‌شناسی و ژئوفیزیک، شرکت نفت کیش

\*A.ghazanfari@aut.ac.ir

دریافت آبان ۱۳۹۷، پذیرش اسفند ۱۳۹۷

### چکیده

شناخت گسل‌ها و بررسی سیر تکاملی آنها از اهمیت ویژه‌ای در اکتشاف و توسعه منابع هیدروکربوری برخوردار است. موفقیت در اکتشاف و توسعه میادین هیدروکربوری، مستلزم شناسایی دقیق سیستم‌های نفتی منطقه بوده و در این راستا یکی از مهمترین مسائل شناسایی گسل‌ها و نحوه گسترش آنها، به عنوان مجرای اصلی مهاجرت سیال، مخصوصا در نواحی عمیق‌تر می‌باشد. گسل‌ها و شکستگی‌ها نقش مهمی را در ایجاد بخش‌هایی با تخلخل و تراوایی زیاد و قطع سنگ مخزنی و پوشش در مسیرهای مهاجرت سیال ایفا می‌کنند. علاوه بر اینها برای پیشینه کردن برداشت هیدروکربور از مخزن و نیز کاهش خطر پذیری حفاری، ضروری است تا اطلاعات مناسبی از هندسه و طبیعت گسل‌های مخزن به دست آورده شود.

در این مقاله هدف بررسی کارایی ترکیب شبکه عصبی و الگوریتم ردیابی خودکار احتمال گسل در شناسایی و تفسیر گسل‌ها در داده لرزه‌ای می‌باشد. ابتدا با استفاده از قابلیت هدایت شیب نرم‌افزار، فیلتر مورد نظر اولیه که برای شناسایی دقیق شیب ساختارها و پدیده‌های موجود در داده می‌باشد، طراحی و اعمال گردیده است. سپس با طراحی و اعمال فیلترهای مناسب، داده لرزه‌ای بهبود یافته است. پس از آن نشانگرهای لرزه‌ای مناسب برای شناسایی گسل‌ها از داده لرزه‌ای سه بعدی، شناسایی و محاسبه شده‌اند. با انتخاب نقاط نمونه برای دو کلاس گسل و غیر گسل از داده، شبکه عصبی نظارت شده با استفاده از نشانگرهای منتخب تشکیل شده و پس از آموزش بهینه شبکه، خروجی مناسب از شبکه ایجاد گردیده است. سپس خروجی شبکه عصبی به عنوان ورودی برای الگوریتم ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده، استفاده شده است. خروجی این قسمت شامل حجم احتمال گسل‌های ردیابی شده، ارائه و نمایش داده شده است. در نهایت با استفاده از ابزارهای زیرمجموعه قسمت احتمال گسل، و تنظیمات پارامترهای آن به صورت بهینه، صفحات گسل سه بعدی به صورت خودکار استخراج و تفسیر گردیده‌اند.

کلمات کلیدی: تفسیر گسل، ردیابی خودکار گسل، احتمال گسل، شبکه‌های عصبی مصنوعی، نشانگرهای لرزه‌ای

امروزه شناخت گسل‌ها و بررسی سیر تکاملی آنها از اهمیت ویژه‌ای در اکتشاف و توسعه منابع هیدروکربوری برخوردار است. با توجه به نیاز مبرم به منابع هیدروکربوری و کاهش روزافزون منابع شناخته شده و مطالعه شده‌ی فعلی، اکتشاف منابع هیدروکربوری با روش‌های نوین از اهمیت خاصی برخوردار است. موفقیت در اکتشاف و توسعه میدان‌های هیدروکربوری، مستلزم شناسایی دقیق سیستم‌های نفتی منطقه است و در این راستا یکی از مهمترین مسائل شناسایی گسل‌ها و نحوه گسترش آن‌ها، به عنوان مجرای اصلی مهاجرت سیال، مخصوصاً در نواحی عمیق‌تر می‌باشد [۱].

گسل‌ها شکستگی‌هایی هستند که بر اثر جابجایی‌هایی در سنگ‌ها ایجاد می‌شوند. معمولاً، گسل‌ها به صورت گروهی تشکیل می‌شوند. اهمیت گسل‌ها از لحاظ مهندسی مخازن نفت به این دلیل است که گسل‌ها ممکن است تراوایی لایه‌ها در مجاورت خود را کم کنند و به عنوان سد کننده عمل کنند و مخزنی را که در نگاه اولیه یکپارچه به نظر می‌رسید را بخش بخش<sup>۲۰</sup> کرده و ممکن است رفتارهای مخزنی هر بخش با بخش دیگر متفاوت باشد. همچنین ممکن است گسل تراوا باشد که در اینصورت به عنوان گذرگاهی برای عبور سیال مورد توجه قرار می‌گیرد. گسل‌ها همچنین ممکن است با شکافتن لایه‌های سدکننده بالای تله، باعث فرار هیدروکربور شوند که در غیر اینصورت ممکن بود تجمع اقتصادی از هیدروکربور را ایجاد نمایند. علاوه بر اینها برای پیشینه کردن برداشت هیدروکربور از مخزن و نیز کاهش خطر پذیری حفاری، ضروری است تا اطلاعات مناسبی از هندسه و طبیعت گسل‌های مخزن به دست آورده شود [۱]. این ساختارها ممکن است توسط تنش کششی و یا تنش فشارشی ایجاد گردند [۲]. صفحات گسل جنبه مهمی از زمین‌شناسی زیر سطحی می‌باشند که امکان استخراج آنها از تصاویر لرزه‌ای وجود دارد. جابجایی گسل‌ها نیز به طور مشابه دارای اهمیت زیادی می‌باشد [۳].

یکی از روش‌های شناسایی و تصویر گسل‌ها در یک حجم از داده‌های لرزه‌ای استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای مختلف و نیز ترکیب آنها به وسیله شبکه‌های عصبی می‌باشد. نشانگرهای لرزه‌ای یک ابزار کمکی بسیار مفید در تفسیر داده‌های لرزه‌ای جهت تهیه نقشه‌های کیفی و کمی از خصوصیات زمین‌شناسی در زیر زمین از جمله گسل‌ها هستند. بوسیله نشانگرهای لرزه‌ای سریع‌تر و بهتر می‌توان گسل‌ها و ساختارهای زیرزمینی را مشخص و تعیین کرد و تاریخچه ساختارها را بازسازی نمود. کاربرد نشانگرهای لرزه‌ای در تمام محیط‌های رسوبی از ماسه‌ای گرفته تا کربناته و در تشخیص رخداد‌های زمین‌شناسی از گسل‌های نرمال گرفته تا گسل‌های معکوس و پیچشی، اثبات شده است [۴].

امروزه همچنین روش‌های متعددی برای شناسایی گسل‌ها، که برای محاسبه تصاویر سه بعدی گسل‌ها از تصاویر سه بعدی لرزه‌ای می‌باشد، استفاده می‌شود. برخی روش‌ها مقادیر پیوستگی بازتابنده‌های لرزه‌ای را محاسبه می‌کنند، مانند شباهت<sup>۲۱</sup> [۵]، یا روش‌های دیگر همدوسی<sup>۲۲</sup> [۶]. یکسری از روش‌های دیگر میزان ناپیوستگی را محاسبه می‌کنند، مانند واریانس<sup>۲۳</sup> [۷] و [۸]، آنتروپی<sup>۲۴</sup> [۹]، یا قدر گرادیان<sup>۲۵</sup> [۱۰]. تمام این روش‌ها بر مبنای این مشاهده می‌باشند که در جایی که پیوستگی بازتابنده‌های لرزه‌ای کم باشد یا به طور معادل، ناپیوستگی زیاد باشد، امکان حضور گسل‌ها وجود دارد.

اگرچه در تصاویر لرزه‌ای سه بعدی، در یک محدوده کوچک، میزان پیوستگی بازتابنده‌ها ممکن است به علت‌های به جز وجود گسل، کم باشد. پدیده‌های چینه‌ای مانند کانال‌های مدفون در تصاویر لرزه‌ای به صورت پیوستگی کم، به خوبی مشخص می‌شوند. ضعف پیوستگی همچنین به علت نوفه‌های<sup>۲۶</sup> ناسازگار که قوی‌تر از بازتاب‌های لرزه‌ای ضعیف می‌باشند

<sup>20</sup> Compartmentalization

<sup>21</sup> Semblance

<sup>22</sup> Coherence

<sup>23</sup> Variance

<sup>24</sup> Entropy

<sup>25</sup> Gradient magnitude

<sup>26</sup> noise



نیز ظاهر می‌شود. حتی جایی که گسل موجود می‌باشد، پدیده‌های لرزه‌ای ممکن است در جایی که افت قائم گسل<sup>۲۷</sup> تقریباً برابر دوره یا طول موج غالب<sup>۲۸</sup> آن پدیده باشد، بسیار پیوسته باشند. در نتیجه پیوستگی پدیده‌ها به تنهایی برای شناسایی گسل‌ها کافی نمی‌باشد [۳].

به این علت، گرسنتکورن<sup>۲۹</sup> و مارفورت پیشنهاد دادند که اندازه‌گیری پیوستگی یا عدم پیوستگی پدیده‌ها و بازتابندها، باید بصورت میانگین‌گیری درون پنجره‌های عمودی صورت گیرد؛ که طول پنجره در زمان شناسایی گسل نسبت به طول پنجره در زمان شناسایی پدیده‌های چینه‌ای طولانی‌تر باشد [۱۱]. در این حالت، این پنجره‌های میانگین‌گیری، نواحی کوچک با پیوستگی کم، که به صورت عمودی در امتداد گسل‌های با گسترش عمودی زیاد واقع شده‌اند را باهم میانگین‌گیری و هموارسازی<sup>۳۰</sup> می‌کند. اخیراً آکراوی<sup>۳۱</sup> و بوو<sup>۳۲</sup> نیز اظهار داشتند که این هموارسازی عمودی مقادیر گرادیان تصاویر، برای برجسته کردن نمایش گسل‌ها مناسب می‌باشد [۱۰].

از آنجایی که، گسل‌ها دارای شیب بوده و همیشه عمودی نمی‌باشند، هنگامی که نشانگرهای لرزه‌ای استفاده شده برای برجسته کردن گسل‌ها میانگین‌گیری می‌شوند، باید جهت میانگین‌گیری را طوری تغییر داد تا با شیب و امتداد گسل مطابقت داشته باشد. نف و همکاران و کوهن و همکاران این کار را در محاسبات تصاویر گسل انجام دادند، به طوری که آنها برای هر نمونه در هر تصویر لرزه‌ای سه بعدی، محدوده‌ای از جهت‌گیری گسل‌ها را بررسی و اسکن کردند. از آنجایی که برای هر نقطه نمونه تصویر سه بعدی و برای هر جهت‌گیری ممکن گسل، در مجاورت و همسایگی نقطه نمونه باید تعداد نمونه‌های زیادی پردازش شود، هزینه محاسبات این اسکن بالا می‌باشد [۱۲] و [۹]. یک روش برای کاهش این هزینه، انجام یک توالی از اسکن‌ها روی برش‌های تصاویر دو بعدی می‌باشد. برای مثال کرافورد و مدودف با استفاده از نمونه‌های موجود در همسایگی کوچک هر نمونه در برش‌های ۲ بعدی افقی از تصاویر لرزه‌ای سه بعدی، روی یک بازه‌ای از آزیموت گسل‌ها، اسکن انجام دادند [۱۳]. دورن و همکاران توالی اسکن مشابهی را ارائه دادند؛ در ابتدا روی برش‌های تصاویر دو بعدی افقی، آزیموت گسل‌ها را اسکن و سپس شیب گسل‌ها را برای استفاده در هر نمونه تصویر سه بعدی که در جستجوی آزیموت در مرحله اول اسکن شده بود، اسکن کرد [۱۴]. یک نقطه ضعف بالقوه چنین روشی، عدم تفکیک و تشخیص دقیق آزیموت‌های گسل در یک برش افقی دوبعدی از تصاویر لرزه‌ای سه بعدی می‌باشد.

هر نشانگر ویژگی خاصی از داده‌های لرزه‌ای را نمایش می‌دهد و در نتیجه جزئیات استخراج شده از هر نشانگر با نشانگر دیگر متفاوت است. در نتیجه این امر باعث شد تا محققین راهی برای دریافت تمامی جزئیات در یک خروجی به دست آورند. جهت حل این مشکل، هونگ<sup>۳۳</sup> و یانگ<sup>۳۴</sup> [۱۵]، ملدهل<sup>۳۵</sup> و همکاران [۱۶] و امین‌زاده و دیگران<sup>۳۶</sup> [۱۷] نشان دادند که استفاده از شبکه‌های عصبی می‌تواند ارتباطی بسیار دقیق و محکم و البته از نوع غیر خطی بین داده‌های لرزه‌ای و عارضه‌های لرزه‌ای به وجود بیاورد.

برای استخراج صفحات (مولفه) گسل از تصاویر سه بعدی نمایش دهنده گسل‌ها، فرایندهای دیگری نیاز می‌باشد که مجدداً با روش‌های متفاوتی انجام گرفته است. برای مثال پدرسون و همکارانش روش ردیابی مورچه را برای الصاق<sup>۳۷</sup> نواحی با

<sup>27</sup> Fault throws

<sup>28</sup> Dominant period

<sup>29</sup> Gersztenkorn

<sup>30</sup> Smoothing

<sup>31</sup> Aqrawi

<sup>32</sup> Boe

<sup>33</sup> Huang

<sup>34</sup> Yang

<sup>35</sup> Meldahl

<sup>36</sup> deGroot

<sup>37</sup> merge

پیوستگی کم در تصاویر گسل سه بعدی، و تبدیل به صفحات یا سطوح گسل بزرگتر، توسعه دادند [۲۰-۱۸]. گیسون و همکاران روشی چند مرحله‌ای را برای ایجاد سطوح گسل بزرگتر توسط الصاق موارد کوچکتر طراحی کردند، که با سطوح کوچکی که متناظر با ناپیوستگی‌های محلی در تصاویر لرزه‌ای سه بعدی باشند، شروع می‌شدند [۲۱]. روش‌های دیگری برای تکامل و ایجاد سطوح گسل بزرگ، از سطوح اولیه کوچک نیز توسط کادلک و همکاران و آدامسو و همکاران، طراحی و پیشنهاد شدند [۲۲] و [۲۳]. در چنین روش‌هایی، مفسرهای لرزه‌ای می‌توانند نقاط انتخاب<sup>۳۸</sup> را برای نقطه شروع ایجاد صفحات گسل مشخص کنند. در یک روش کلی‌تر، شولتز<sup>۳۹</sup> و همکاران یک روش مستقیم برای استخراج ارائه دادند، که به اصطلاح تاخوردگی یا چین‌دار کردن سطوح<sup>۴۰</sup>، از تصاویر سه بعدی، بدون مشخص کردن نقاط انتخاب بود. در یک مثال، آنها سطوح متناظر با پشته‌ها یا لبه‌های<sup>۴۱</sup> موجود در تصاویر سه بعدی را استخراج کردند که با استفاده از تصاویر سه بعدی تشدید مغناطیسی انتشار- تانسور<sup>۴۲</sup> از مغز انسان محاسبه شده بود. روش آنها در استخراج سطوح، برای تصاویر سه بعدی با پشته یا لبه‌هایی که به خوبی مشخص و پیوسته باشند، به خوبی جواب داد [۲۴].

در این مقاله، با ترکیب خروجی شبکه عصبی مصنوعی و روش ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده<sup>۴۳</sup>، گسل‌های موجود در داده مورد نظر شناسایی و ردیابی شدند و سپس توسط ابزارهای زیرمجموعه TFL به تفسیر و استخراج صفحات گسل به صورت خودکار پرداخته شده است. کاربرد این روش ردیابی خودکار گسل، در این مقاله بررسی شده و کارآمد بودن آن اثبات گردیده است. همچنین مشخص گردید که استخراج صفحات گسل به صورت خودکار با این روش، سبب افزایش سرعت تفسیر و کاهش خطای انسانی در تفسیر گسل گردیده است. ترکیب شبکه عصبی مصنوعی و روش ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده، سبب بهبود کارایی این روش ردیابی خودکار در شناسایی گسل‌ها شده است.

## ۲- نشانگرهای لرزه‌ای

نشانگرهای لرزه‌ای مقادیر کمی از ویژگی‌های لرزه‌ای می‌باشند. با استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای، که توابع ریاضی مشتق شده از داده‌های لرزه‌ای هستند و در حیطه زمان و فرکانس به صورت لحظه‌ای یا پنجره‌ای استخراج می‌گردند، ویژگی‌های متعدد ذاتی ردلرزه<sup>۴۴</sup> از نظر کیفی (پیش‌بینی سنگ‌شناسی) و کمی (پیش‌بینی پتروفیزیکی) تجزیه و تحلیل می‌شوند و تجسم‌گرایی تفسیر لرزه‌ای برای شناسایی پدیده‌ها افزایش می‌یابد. بدین ترتیب پدیده‌های زمین‌شناسی به سبب تفاوت در پاسخ لرزه‌ای متفاوت با زمینه‌شان، که بر کیفیت داده‌های لرزه‌ای تاثیر می‌گذارند، با استفاده از نشانگرهای مختلف توصیف روشنی می‌یابند [۱۶]. هدف مطلوب در هنگام استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای این است که اطلاعات دقیق و جزء به جزء پارامترهای سنگ‌شناسی، ساختمانی، چینه‌شناسی و اطلاعات مخزن از تجسس‌های لرزه‌ای فراهم گردد و در معرض دید مفسر قرار گیرد، تا قادر باشد با قدرت تفکیک بالاتر و تجسم‌گرایی بهتر به تصاویر داده‌ها بنگرد و آنها را تفسیر نماید [۲۵].

## ۳- شبکه‌های عصبی مصنوعی

شبکه‌های عصبی مصنوعی جزو سیستم‌های دینامیکی هوشمند مبتنی بر داده‌های تجربی قرار دارند که با پردازش روی این داده‌ها دانش یا قانون نهفته در ورای داده‌ها را به ساختار شبکه منتقل می‌کنند. شبکه‌های عصبی مناسب‌ترین مورد برای

<sup>38</sup> seed points

<sup>39</sup> Schultz

<sup>40</sup> Crease surfaces

<sup>41</sup> Ridge

<sup>42</sup> Diffusion-tensor magnetic resonance images

<sup>43</sup> Thinned Fault Likelihood (TFL)

<sup>44</sup> trace

تطبیق الگویی، طبقه‌بندی، دسته‌بندی و تخمین در حین آموزش یا یادگیری هستند. به مفهوم ساده، شبکه‌های عصبی مصنوعی، مجموعه‌ای از تعداد نسبتاً زیادی واحدهای پردازشی یا گره‌ها است که در یک ساختمان منظم پیکره‌بندی می‌شوند. هر واحد دارای چندین ورودی است که این ورودی‌ها با هم ترکیب شده و بعد از انجام یک سری عملیات یک خروجی حاصل می‌گردد. واحدهای پردازشی در لایه‌های مختلف قرار می‌گیرند، به‌طوریکه ورودی‌های شبکه در لایه ورودی و خروجی‌ها در لایه خروجی ایجاد می‌شوند. به جز لایه ورودی، سایر لایه‌ها بر روی داده‌ها کار پردازشی انجام می‌دهند و در نهایت یک خروجی خواهند داشت. در میان لایه‌های ورودی و خروجی، لایه‌های دیگر قرار می‌گیرند که به آنها لایه‌های میانی یا لایه‌های پنهان گفته می‌شود. این گره‌ها قابلیت یادگیری، به‌خاطر سپاری و تعمیم از یک مجموعه داده آموزشی یا نقاط بنیادی را دارند [۲۶].

عمومی‌ترین و پرکاربردترین مدل شبکه عصبی مصنوعی، پرسپترون چند لایه‌ای<sup>۴۵</sup> است. در یک MLP، پرسپترون‌ها یا گره‌ها یا نورون‌های مصنوعی درون لایه‌ها سازماندهی می‌شوند. ساده‌ترین شکل آن سه لایه‌ای است که شامل یک لایه ورودی، یک لایه پنهان و یک لایه خروجی می‌باشد. همچنین توجه شود که هیچ ارتباطی بین گره‌های متعلق به یک لایه وجود ندارد. جریان داده بین لایه‌ها پیشخور است که تمامی اطلاعات از چپ به راست جریان دارد و MLPs روی مجموعه داده نمونه، آموزش داده می‌شوند که این در قالب یادگیری نظارت شده است. الگوریتم یادگیری شبکه عصبی پرسپترون چند لایه‌ای، پس انتشار<sup>۴۶</sup> است که به‌طور گسترده‌ای در آموزش این نوع شبکه به‌کار برده می‌شود و سعی بر این دارد که خطا بین نتایج پیش‌بینی شده شبکه و خروجی واقعی را با تعدیل وزن‌های ارتباطی حداقل سازد [۲۶] و [۲۷]. پرسپترون چند لایه‌ای در ایجاد سیستم‌های نظارت شده شبکه عصبی کاربرد دارد که در آن، هر نورون در لایه میانی دارای یک یا چند ورودی  $x_1, \dots, x_n$  از یک فضای  $n$  بعدی و با وزن‌های تجمعی  $w_1, \dots, w_n$  و یک خروجی  $\phi_i(x)$  است که به آن سطح فعال‌سازی گفته می‌شود. سطح فعال‌سازی از ورودی‌های گره در دو مرحله ساده به دست می‌آید:

۱. ورودی شبکه مربوط به گره  $x_s$ ، که از مجموع حاصل‌ضرب ورودی‌ها در وزن‌های مربوطه مطابق رابطه (۱)

محاسبه می‌شود:

$$x_s = w_1 * x_1 + w_2 * x_2 + \dots + w_n * x_n. \quad (1)$$

در این مورد، چنانچه مجموع وزن‌دار شده سیگنال‌های ورودی به نورون از یک مقدار حد آستانه تجاوز کند، نورون فعال خواهد شد.

۲. سطح فعال‌سازی با گذراندن ورودی شبکه از یک تابع فعال‌سازی یا انتقال محاسبه می‌شود. در اغلب موارد، برای

اطمینان از تحلیل روابط غیرخطی، این تابع فعال‌سازی، غیرخطی خواهد بود. معمول‌ترین تابع، تابع سیگموئید با

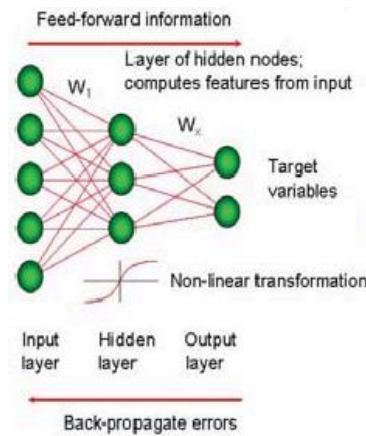
ضابطه زیر که عبارت است از:

$$\phi_i(x) = \frac{1}{(1 + \exp(-x_s))}. \quad (2)$$

فرآیند فعال‌سازی تعیین می‌کند که نورون مصنوعی باید برانگیخته شود یا خیر. در اکثر موارد، برانگیختگی نورون به مثبت یا منفی بودن ورودی تابع فعال‌سازی بستگی دارد. شکل ۱ مراحل انتقال اطلاعات از چپ به راست را نشان می‌دهد [۲۶].

<sup>45</sup> Multi-Layer Perceptron (MLP)

<sup>46</sup> Back-propagation



شکل ۱- شبکه عصبی مصنوعی از نوع پرسپترون چند لایه‌ای کاملاً متصل [۲۶].

گره‌ها در لایه ورودی، درجایی که ورودی شبکه از تابع فعال‌سازی می‌گذرد، به راحتی اطلاعات را به لایه پنهان عبور می‌دهند. خروجی نهایی از مجموع حاصل ضرب تمام خروجی‌های گره‌های لایه‌های پنهان در وزن‌های مربوطه مطابق رابطه (۳) محاسبه می‌شود:

$$g_{i(x)} = \sum_{j=1}^n w_{ji} \varphi_j(x) + w_{ji}, j = 1, \dots, n', \quad (3)$$

که  $w_{ji}$  مقدار وزن مربوط به هر گره در لایه میانی در نگاشت به لایه خروجی با یک فضای  $n'$  بعدی است. اگر تمام گره‌ها با وزن‌های مربوطه‌شان به تمام گره‌ها در لایه بعد متصل شوند، شبکه پرسپترون چند لایه‌ای کاملاً متصل نامیده می‌شود. عملکرد یک شبکه عصبی مصنوعی به وسیله طراحی آن تعیین شده و توسط کاربری کنترل می‌شود که ورودی، خروجی و تعداد گره‌های لایه پنهان و تابع فعال‌سازی را انتخاب می‌کند. اطلاعات یک شبکه عصبی مصنوعی در وزن‌های گره‌ها خلاصه می‌شود. یکی از شاخصه‌های اصلی شبکه‌های پرسپترون چند لایه‌ای این است که توانایی یادگیری از روی نمونه‌ها را دارند. این کار در مرحله آموزش انجام می‌شود، که شبکه، دربرگیرنده مجموعه‌ای آموزشی از ورودی‌ها و خروجی‌ها، با ترکیب مشخص است. در مرحله آموزش نمونه‌های معلوم، شامل الگوهای ورودی و الگوهای خروجی، مکرراً به شبکه معرفی می‌شوند. در فرآیند یادگیری نظارت‌شده، شبکه از اطلاعات موجود برای تنظیم وزن‌های مرتبط با گره‌ها استفاده می‌کند. برای تنظیم وزن‌های شبکه روش‌های مختلفی وجود دارد که عمومی‌ترین روش الگوریتم پس‌انتشار است، به طوریکه مستقل از مجموعه آزمایشی، برای آزمودن کارایی شبکه در حین مرحله آموزش در چند ثانیه انجام می‌شود. نمونه‌های مجموعه آزمایشی جهت نمایش خطای موجود از شبکه می‌گذرند، اما برخلاف نمونه‌های مجموعه آموزشی، این خطا در به روز کردن وزن‌ها استفاده نمی‌شوند. مجموعه آزمایشی به تعیین نقطه بهینه که نقطه‌ای با حداقل خطا در مجموعه آزمایشی است، برای توقف مرحله آموزش کمک می‌کند. در آموزش طولانی مدت، ممکن است خطا در مجموعه آموزشی کاهش یابد، درحالی‌که خطا در مجموعه آزمایشی افزایش می‌یابد. در این حالت، شبکه قابلیت تعمیم خود را از دست می‌دهد و شروع به تشخیص نمونه‌های انفرادی از مجموعه آموزشی می‌کند که اصطلاحاً بیش همپوشانی<sup>۴۷</sup> گویند [۲۸].

<sup>47</sup> Over-fitting

## ۴-روش تفسیر خودکار احتمال گسل نازک شده (Thinned Fault Likelihood)

هال<sup>۴۸</sup> برای یافتن راه حلی برای محاسبه تصاویر سه بعدی گسل و استخراج سطوح یا صفحات گسل، روش‌هایی را مورد بررسی قرار داد. در ابتدا تصاویر گسل سه بعدی را با استفاده از یک نشانگر که هال آن را احتمال گسل<sup>۴۹</sup> نامید، محاسبه کرد. مشابه کوهن<sup>۵۰</sup>، روش هال روی چندین مقدار شیب و امتداد گسل، اسکن انجام می‌دهد تا مقدار این نشانگر بر مبنای شباهت را حداکثر نماید. اگرچه، هزینه یا زمان محاسبات الگوریتم مورد استفاده توسط هال برای اسکن، مستقل از تعداد نمونه‌های استفاده شده در میانگین‌گیری صورت گرفته برای هر جهت یا موقعیت گسل بوده است. به بیانی دیگر، او با حذف فاکتور بزرگی که برابر بود با تعداد نمونه‌های موجود در پنجره‌ای که کوهن ارائه داده بود، بازده محاسبات را بهبود داد. سپس هال از تصویر سه بعدی احتمال گسل، تصویر شیب و تصویر امتداد حاصل شده، برای استخراج صفحات گسل با استفاده از روشی که شبیه به روش شولتز بود، اقدام کرد [۳]، [۹] و [۲۴].

### ۴-۱-تصاویر گسل<sup>۵۱</sup>

اولین گام کاربردی در استخراج صفحات گسل از داده لرزه‌ای، محاسبه تصاویری می‌باشد که در آن‌ها، گسل‌ها آشکارترین و برجسته‌ترین پدیده‌ها باشند. روشی که هال برای محاسبه شباهت در راستای گسل استفاده کرده است، روشی بر مبنای شباهت [۲۹] بوده و در نتیجه مشابه روشی که مارفورت و همکاران ارائه داده بودند، است [۵]. همانند مارفورت و همکاران [۶]، هال، شباهت را با استفاده از تعداد کم نمونه (۳ نمونه در تصاویر دو بعدی و  $3 \times 3 = 9$  نمونه در سه بعدی) از ردلرزه‌های مجاور بعد از همتراز کردن آن ردلرزه‌ها محاسبه کرده است [۳]. مرحله مرتب‌سازی یا همترازسازی، نیاز به پیش تخمین شیب بازتابنده‌ها دارد. هال این شیب‌ها را از تانسورهای ساختمانی برای تصاویر لرزه‌ای به دست آورد. باتوجه به تخمین‌ها و برآوردهای ارائه شده از شیب بازتابنده‌ها، نشانگر شباهت ساختارگرا این‌گونه تعریف می‌شود [۳]:

$$SE = semblance = \frac{\langle image \rangle_s^2}{\langle image^2 \rangle_s}, \quad (4)$$

که در آن، برای هر مقدار شباهت یا SE،  $\langle \cdot \rangle_s$  به معنی یک میانگین‌گیری یا هموارسازی در جهت ساختار، از هرآنچه در براکت می‌باشد (حجم یا تصویر لرزه‌ای) است؛ هرچند، نسبت‌های شباهت محاسبه شده (SE) با این روش، در جایی که صورت‌ها و مخروط‌ها کوچک باشند دارای تفاوت زیادی می‌باشند. این ناپایداری و همچنین برای کاهش نوفه‌ها و افزایش توان شناسایی گسل‌ها، از دلایلی می‌باشند که عموماً یکسری هموارسازی‌های بیشتری روی صورت‌ها و مخروط‌های کسر فوق، پیش از محاسبه نسبت شباهت، انجام داده می‌شود:

$$SE = semblance = \frac{\langle \langle image \rangle_s^2 \rangle_f}{\langle \langle image^2 \rangle_s \rangle_f}, \quad (5)$$

که در این رابطه زیرنویس  $f$  بیانگر این می‌باشد که این هموارسازی اضافه  $\langle \cdot \rangle_f$  باید در جهت امتداد و شیب گسل (گسل‌گرا) باشد.

دلیل دیگر این می‌باشد که ناپیوستگی‌های موجود در بازتابنده‌های لرزه‌ای، متناظر با گسل‌ها، برای قسمتی که بازتابنده‌ها به صورت گسترده و مشخصی سبب تفکیک و جدایش این ناپیوستگی‌ها شده باشند، دارای اهمیت می‌باشند و در جایی که

<sup>48</sup> Hale

<sup>49</sup> Fault likelihood

<sup>50</sup> Cohen

<sup>51</sup> Fault images

صورت کسر شباهت، بسیار کمتر از مخرج کسر شباهت باشد، هموارسازی گسل‌گرا اضافی، در رابطه بالا این ناپیوستگی‌های محلی را به همدیگر متصل می‌کند [۳]. با توجه به دومین دلیل، گرسنتکرون و مارفورت پیشنهاد استفاده از پنجره‌های هموارسازی عمودی طویل برای برجسته‌سازی پدیده‌های ساختمانی مانند گسل‌ها و استفاده از پنجره‌های کوچک برای برجسته‌سازی پدیده‌های چینه‌ای مانند کانال‌ها را ارائه دادند [۱۱].

شکل ۲ (الف)، شباهت محاسبه شده با استفاده از یک فیلتر نمایی دوطرفه با کارایی بالا را برای به کارگیری  $f$  در معادله (۵) با هموارسازی عمودی، نمایش می‌دهد. پاسخ ضربه این فیلتر بازگشتی<sup>۵۲</sup>، بی‌نهایت زیاد می‌باشد و به آرامی به صفر ختم می‌شود و در این مثال یک فیلتر گوسین با نیم پهنا  $\sigma = 20$  نمونه تقریب زده شده است. هزینه محاسبات فیلتر، مستقل از این نیم پهنا می‌باشد.

این هموارسازی عمودی صورت و مخرج کسر شباهت، برای گسترش‌های عمودی پدیده‌های با ظاهر شباهت کم، در شکل ۲ (الف) استفاده می‌شود. برای برجسته‌سازی این پدیده‌ها هال نشانگر احتمال گسل ( $f$ ) را با رابطه زیر تعریف کرد [۳]:

$$f \equiv 1 - \text{semblance}^{\delta} \quad (6)$$

در رابطه بالا، انتخاب توان ۸، یک انتخاب دلخواه می‌باشد. همانگونه که در شکل ۲ (ب) نمایش داده شده است، این انتخاب، تفاوت بین نمونه‌های با احتمال گسل کم و زیاد را افزایش می‌دهد، تا جایی که احتمال گسل‌های  $f < 0.5$ ، برای بهبود نمایش بازتابنده‌های لرزه‌ای غیر گسل خورده، دارای نمایش شفاف یا محو شده می‌باشند.

اگرچه پدیده‌های موجود در تصاویر شباهت و احتمال گسل در شکل ۲ (ب)، گسترش عمودی قابل توجهی دارند، اما این پدیده‌ها به خوبی با روند گسل‌ها هماهنگ نیستند، زیرا گسل‌ها عمودی نمی‌باشند. جهت بهبود نشانگر احتمال گسل، باید صورت و مخرج کسر، در راستای گسل‌ها هموارسازی شوند. مسئله این می‌باشد که هنوز موقعیت یا جهت‌گیری گسل مشخص نشده است.

بررسی و جستجو برای جهت‌یابی گسل، در پردازش داده‌های لرزه‌ای یک امر معمول می‌باشد؛ در اینجا هال برای زاویه‌های شیب مثبت و منفی گسل ( $\theta$ ) اسکن انجام داده (که  $\theta = 0$  متناظر با گسل‌های عمودی می‌باشد) تا شیب‌هایی که نشانگر احتمال گسل  $f$  را حداکثر می‌کند، بیابد. برای اعمال موثر این هموارسازی غیرعمودی برای هر زاویه شیب گسل ( $\theta$ )، نویسنده تصاویر صورت و مخرج شباهت را به صورت افقی چرخش برشی<sup>۵۳</sup> می‌دهد، تا گسل با شیب مشخص را به صورت عمودی نشان دهد، فیلتر هموارسازی عمودی سریع که در بالا توضیح داده شد را اعمال می‌کند، و تصاویر هموارشده را پیش از محاسبه نسبتشان به حالت اول می‌چرخاند<sup>۵۴</sup>. چرخش برشی و بازگرداندن به حالت پیش از چرخش برشی افقی تصاویر، نیاز به جابجایی افقی ساده هر سطر پیکسل‌های تصویر دارد، که در آن میزان جابجایی به صورت خطی با اندیس سطر تغییر می‌کند. پس از چرخش برشی، گسل‌های غیرعمودی با شیب ( $\theta$ ) (غیرصفر)، به صورت عمودی نمایش داده می‌شوند، بنابراین می‌توان فیلتر بازگشتی هموارسازی را برای هر ستون پیکسل‌ها در تصویر چرخش یافته، به صورت مستقل، پیش از بازگرداندن چرخش برشی، اعمال کرد.

هدف از انجام اسکن روی محدوده امتداد و شیب گسل‌ها، یافتن زاویه ( $\phi$ ) و ( $\theta$ ) برای هر نمونه تصویر بوده که احتمال گسل  $f$  را حداکثر نماید. هال با تصویر احتمال گسل  $f = 0$  شروع کرده است. سپس، برای هر موقعیت ( $\phi, \theta$ ) در اسکن، در جایی که احتمال گسل  $f(\phi, \theta)$  فراتر از حداکثر احتمال گسل ذخیره شده در  $f$  رود،  $f$  به روزرسانی شده و همچنین

<sup>52</sup> Recursive filter

<sup>53</sup> Shear

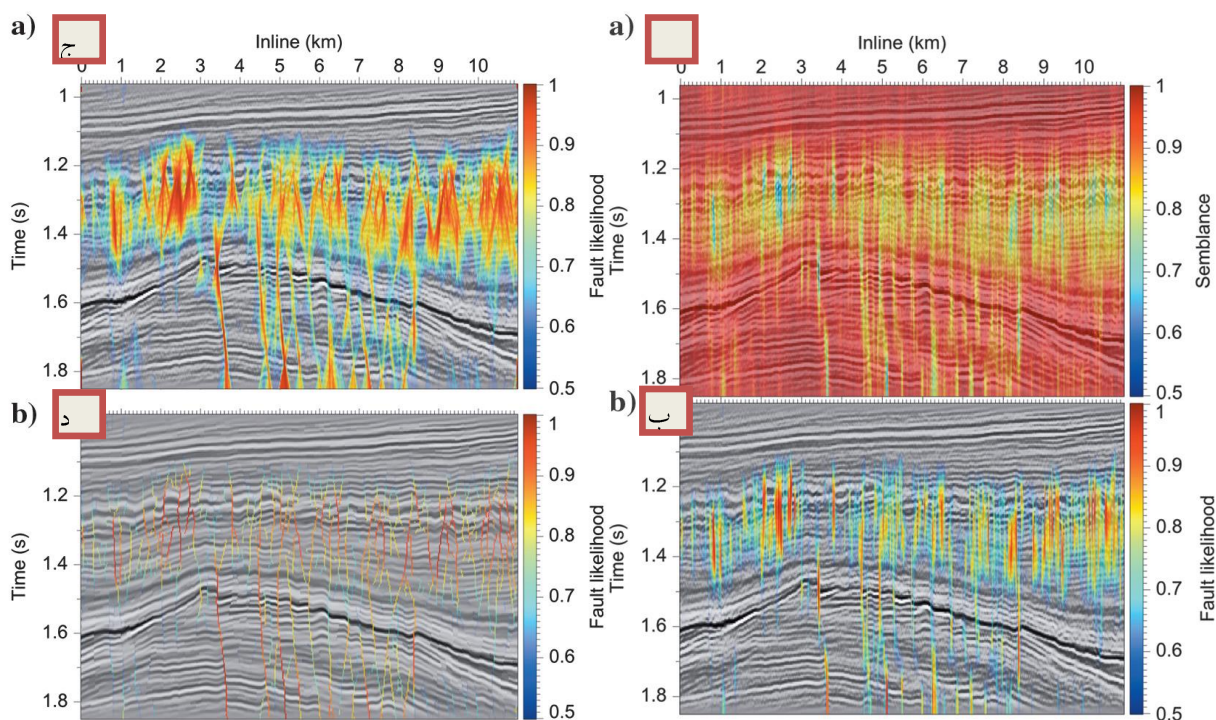
<sup>54</sup> Unshear

امتداد  $(\phi)$  و شیب  $(\theta)$  متناظر با آن ذخیره می‌گردند. زمانی که این فرایند تکمیل شد، نتایج این اسکن، تصاویر حداکثر احتمال گسل، امتداد و شیب متناظر می‌باشند.

شکل ۲ (ج)، احتمال گسل  $f$  محاسبه شده با این روش، با جستجو روی شیب‌های گسل، برای تصویر لرزه‌ای ۲ بعدی را نمایش می‌دهد. پشته‌های مربوط به احتمال گسل زیاد، به طور کلی با ظاهر گسل‌ها در تصاویر لرزه‌ای مطابقت می‌کنند. این پشته‌ها می‌توانند با اسکن کردن هر سطر از تصویر احتمال گسل، نگه داشتن ماکزیمم‌های محلی، و قرار دادن مقدار صفر برای پارامتر احتمال گسل در باقی درایه‌ها، استخراج شوند. به طور موثری این فرایند، تصاویر احتمال گسل را باریک و نازک می‌نماید و تعداد نمونه‌های تصویر که در آنجا ممکن است گسل در نظر گرفته شده باشد را کاهش می‌دهد.

شکل ۲ (د)، پشته‌های استخراج شده از تصویر گسل شکل ۲ (ج)، را نمایش می‌دهد. قسمت‌هایی از برخی پشته‌ها بخصوص مواردی که با احتمال گسل کمتر بوده‌اند، ممکن است با گسل‌ها تطابق آنچنانی نداشته باشند. در این مرحله روش‌ها این قسمت‌ها را از بین نمی‌برد، اگرچه می‌توان با قرار دادن حد آستانه برای احتمال گسل برخی از آنها را حذف نمود [۳].

تصویر لرزه‌ای نمایش داده شده در شکل ۲ (د)، نتیجه اعمال فیلتر ساختار گرا (بر مبنای جهت و موقعیت ساختار) روی تصویر شکل ۲ (ج)، بوده است. این فیلترینگ شبیه به مورد مشابه در فهمرز و هوکرز بوده [۳۰]، اما در اینجا به گونه‌ای محدود شده است تا در طول پشته‌های نازک حاصل از احتمال گسل، هموار نشود.



شکل ۲- (الف): شباهت محاسبه شده با استفاده از هموارسازی عمودی صورت و مخرج کسر شباهت. (ب): احتمال گسل محاسبه شده با استفاده از هموارسازی عمودی صورت و مخرج کسر شباهت. (ج): احتمال گسل محاسبه شده با اسکن روی شیب‌های گسل  $(\theta)$  پیش از نازک‌سازی. (د): احتمال گسل محاسبه شده با اسکن روی شیب‌های گسل پس از نازک‌سازی (در این مورد برای تسهیل در برآورد افت قائم گسل‌ها، تصویر لرزه‌ای در امتداد ساختارها (ولی نه در امتداد گسل‌ها) هموار شده است) [۳].

#### ۴-۲-صفحات گسل

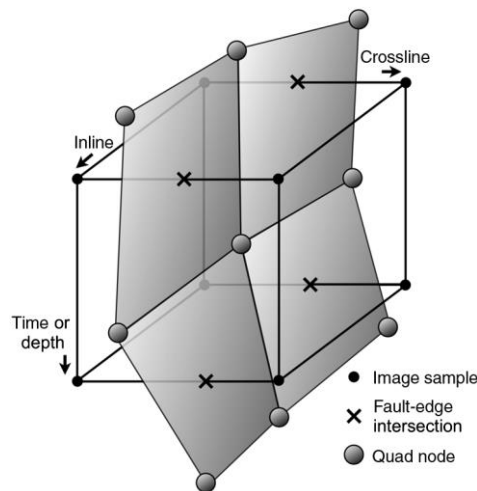
به راحتی می‌توان تصور کرد چگونه منحنی‌های گسل را از تصاویر دو بعدی گسل مانند شکل ۲ (د) استخراج کرد. برای مثال، بطریقی می‌توان نمونه‌های با مقدار غیر صفر از احتمال گسل در تصویر نازک شده شکل ۲ (د) را به یکدیگر متصل

نمود. برای ایجاد صفحات گسل مشخص از تصاویر گسل ۳ بعدی کار مشکلتر می‌باشد. بسیاری از سطوح گسل نمی‌توانند روی یک صفحه نگاشت شوند و نمی‌توانند به خوبی توسط تابع تک مقداره<sup>۵۵</sup> از مختصات درون یک صفحه نمایش داده شوند. حال سطوح گسل را با شبکه‌های بدون ساختار چهارگوشه‌ای<sup>۵۶</sup> ارائه کرده است [۳]. اولین گام در ایجاد شبکه‌های چهارگوش، استخراج مجموعه‌ای از چهارگوش‌ها، که هنوز متصل نشده‌اند، از تصویر سه بعدی احتمال گسل می‌باشد. آن تصویر سه بعدی مشابه تصویر دو بعدی احتمال گسل نمایش داده شده در شکل ۲ (ج) می‌باشد.

همانطور که در شکل ۳ نمایش داده شده است، هر چهارگوش در سطح گسل، دقیقاً به یک لبه از شبکه نمونه برداری سه بعدی از تصویر گسل برخورد دارد. حال این برخورد لبه - گسل را با استفاده از روشی مشابه روشی که شولتز و همکاران [۲۴] توسعه داده بودند، یافت. به ویژه، فرض شده است که مشابه منحنی‌های گسل ظاهر شده در تصاویر دو بعدی نمایش داده شده در شکل ۲ (د)، صفحات گسل پشته‌هایی در تصاویر سه بعدی احتمال گسل باشند.

برای تصاویر سه بعدی، پشته‌های موجود در تصاویر احتمال گسل، با لبه‌های سلول در شبکه نمونه برداری سه بعدی برخورد دارد (شکل ۳ را ببینید)، و می‌تواند یک به یک با در نظر گرفتن تمام لبه‌ها، یافت بشود. هر لبه با دو نمونه مجاور در تصویر سه بعدی از احتمال گسل مشخص می‌شود. برای هر کدام از آن دو نمونه از تصویر، تخمینی از احتمال گسل  $f$  امتداد  $(\phi)$  و شیب  $(\theta)$  زده می‌شود. این نشانگرها این امکان را فراهم می‌کنند که مشتقات احتمال گسل در جهت عمود بر گسل‌ها محاسبه شوند، و از این مشتق‌های جهت‌دار می‌توان مشخص نمود که پشته (یا ماکزیمم محلی) تصویر احتمال گسل با لبه شبکه نمونه‌برداری لرزه‌ای، بین دو نمونه مجاور برخورد دارد یا خیر [۳].

با بررسی و تحلیل تمام لبه‌ها در شبکه نمونه برداری سه بعدی در این مسیر، الگوریتم حال چهارگوش‌هایی که در حضور گسل‌ها لبه‌هایشان برخورد دارد را استخراج می‌کند. بیشتر چهارگوش‌ها نودهایی با چهارگوش‌های مجاور را به اشتراک می‌گذارند و هنگامی که نمایش داده می‌شوند، به عنوان قسمت‌هایی از سطوح گسل بزرگتر ظاهر می‌شوند. گرچه در این نقطه، در فرایند استخراج سطوح گسل، چهارگوش‌ها هنوز به یکدیگر متصل نشده‌اند تا یک شبکه سطح را ایجاد کنند. فقط یک مجموعه‌ای از چهارگوش‌ها وجود دارد [۳].



شکل ۳- چهار چهارگوش مجاور در یک سطح گسل نودی را به اشتراک می‌گذارند که درون یک سلول از شبکه نمونه برداری سه بعدی از یک تصویر گسل قرار گیرد. مختصات فضایی (مکانی) نوده چهارگوش، میانگین مختصات محل تقاطع سطح گسل و لبه‌های شبکه نمونه برداری تصویر می‌باشد. در جایی که دو لبه در هر یک از شش وجه یک سلول توسط یک گسل قطع شده باشند، چهارگوش‌ها به چهارگوش‌های همسایه اتصال می‌یابند و این مثال چهار اتصال را نمایش می‌دهد [۳].

<sup>55</sup> Single value

<sup>56</sup> Quadrilaterals (quads)



مرحله بعدی در استخراج صفحات گسل برقراری اتصال بین چهارگوش‌ها جهت ایجاد شبکه<sup>۵۷</sup> می‌باشد. هر چهارگوش در چنین شبکه‌ای نباید با بیشتر از چهار چهارگوش همسایه مجاور (چهارگوش‌هایی که یک لبه بین دو تا از نوده‌هایشان مشترک باشد) متصل باشد. یک روش ساده برای یافتن این چنین ارتباط‌هایی، بررسی مجدد به صورت یک حلقه، روی تمام سلول‌ها در شبکه نمونه برداری تصویر<sup>۵۸</sup>، همانند سلول‌های نمایش داده شده در شکل ۳ می‌باشد. هر سلول ۶ وجه دارد، و هر وجه چهار لبه دارد. برای هر وجه، جستجو برای لبه‌هایی که در تقاطع با گسل باشند صورت می‌گیرد، لبه‌هایی که قبلاً چهارگوش‌ها را ایجاد کرده‌اند. اگر تقاطع‌های گسل - لبه، برای دو لبه در یک وجه اتفاق بیفتد، باید دو چهارگوش ایجاد شده برای آن دو لبه متصل گردند. در شکل ۳، هر چهارگوش با این روش دقیقاً به دو همسایه خود متصل خواهد شد. اگر تقاطع‌های گسل - لبه برای بیشتر از دو لبه در یک وجه واحد از سلول شبکه نمونه برداری تصویر اتفاق بیفتد، هیچ یک از چهارگوش‌های متناظر که با آن لبه‌ها برخورد دارد نباید متصل گردند. این انتخاب بیان می‌کند که دو سطح گسل استخراج شده با این روش، نمی‌توانند دقیقاً برخورد داشته باشند، اگرچه آنها ممکن است با فقط یک نمونه از شبکه<sup>۵۹</sup>، جدا شده باشند. پس از اینکه تمام اتصالات ممکن بین چهارگوش‌ها و همسایه‌هایشان پیدا شد، چندین فیلتر برای حذف اتصالاتی که با سطوح گسل‌ها از لحاظ زمین‌شناسی ناسازگار باشند، اعمال شده است. پس از استخراج چهارگوش‌ها و اتصال آنها به همسایه‌هایشان، آخرین گام در استخراج سطوح گسل، یافتن مجموعه‌ای از چهارگوش‌ها می‌باشد که یا به طور مستقیم به عنوان همسایه متصل شده بودند یا به صورت بازگشتی به عنوان همسایه همسایه متصل شده بودند. این مجموعه‌ها شبکه چهارگوش‌ها را شکل می‌دهد که سطوح گسل را عرضه می‌کنند.

حال فرض کرد که برخلاف سطوح استخراج شده از تصاویر پزشکی توسط شولتز و همکاران [۲۴]، این سطوح گسل قابل جهتگیری باشند، که از لحاظ توپولوژیکی (مکان‌گرایی) دارای جلو و عقب متمایز باشند. به زبانی دیگر، حال فرض کرده است که بردارهای نرمال گسل‌ها می‌توانند به طور سازگاری برای هر چهارگوش در سطح انتخاب شوند، بنابراین قسمت جلو هر چهارگوش با قسمت عقب سطح تطابق داشته و هم رویداد (هم زمان) است. بنابراین زمانی که به صورت بازگشتی به جمع‌آوری چهارگوش‌ها برای تشکیل سطوح گسل پرداخته می‌شود، جهتگیری چهارگوش‌ها برعکس می‌شود زیرا لازم است با همسایگان سازگار باشد [۳].

انتخاب و فیلتر گسل‌ها می‌تواند بر مبنای مختلف از جمله اندازه آنها، شیب و امتداد میانگین آنها، احتمال گسل آنها، یا هر ترکیبی از آمار حاصله از نشانگرهای محاسبه شده برای چهارگوش‌هایی که سطوح را تشکیل می‌دهند، صورت گیرد [۷].

### ۳-۴- معرفی داده لرزه‌ای

F3 یک بلوک در بخش هلندی دریای شمال می‌باشد. این بلوک توسط لرزه‌نگاری ۳ بعدی، برای اکتشاف نفت و گاز در طبقات ژوراسیک بالایی - کرتاسه پایینی، پوشش داده شده است. داده سه بعدی این منطقه نسبتاً نویزی می‌باشد. شماره خطوط طولی لرزه‌ای از ۱۰۰ تا ۷۵۰ و خطوط عرضی لرزه‌ای از ۳۰۰ تا ۱۲۵۰ می‌باشد. محدوده زمانی برداشت این داده از ۰ تا ۱۸۴۸ میلی‌ثانیه با نرخ برداشت ۴ میلی‌ثانیه است. ابعاد برداشت این بلوک در اندازه ۲۴\*۱۶ کیلومتر و به مساحت ۳۸۶،۹۳ کیلومتر مربع می‌باشد [۳۱].

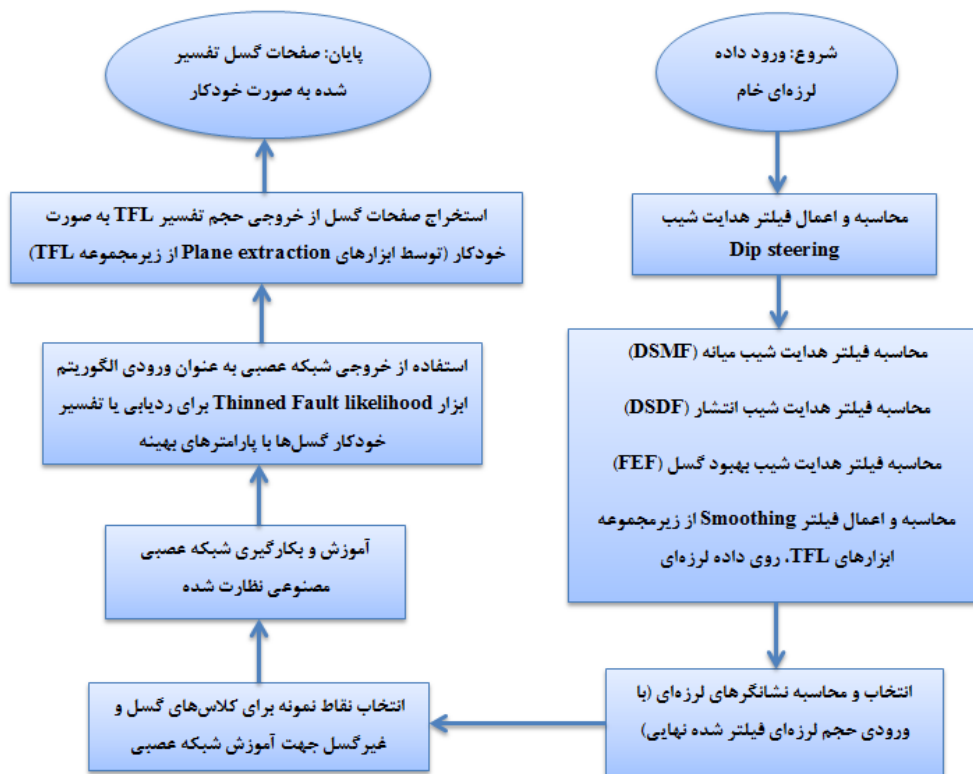
<sup>57</sup> mesh

<sup>58</sup> image sampling grid

<sup>59</sup> grid sample

## ۵- معرفی روند کار، تفسیر گسل‌ها و استخراج صفحات گسل

همانگونه که در نمودار شکل ۴ نمایش داده شده است، روند کار با استفاده از روش‌های استفاده شده در این پروژه، برای شناسایی، تصویرسازی، ردیابی و استخراج خودکار گسل‌ها از داده لرزه‌ای سه بعدی به این صورت بوده که، در ابتدا داده لرزه‌ای سه بعدی وارد نرم‌افزار OpendTect گردیده است. پس از آن با استفاده از قابلیت هدایت شیب<sup>60</sup> نرم‌افزار، فیلتر مورد نظر اولیه که برای شناسایی دقیق شیب ساختارها و پدیده‌های موجود در داده می‌باشد، طراحی و اعمال گردیده است. این فیلتر برای اعمال دقیق نشانگرهای لرزه‌ای با توجه به شیب دقیق ساختارها و پدیده‌های موجود در داده استفاده می‌شود. سپس با طراحی فیلترهای مناسب برای بهبود داده لرزه‌ای، کاهش نوفه‌ها و افزایش نسبت سیگنال به نوفه، داده لرزه‌ای بهبود یافته است. پس از آن نشانگرهای لرزه‌ای مناسب برای شناسایی گسل‌ها از داده لرزه‌ای سه بعدی با پارامترهای بهینه، شناسایی و محاسبه شده‌اند. با انتخاب نقاط نمونه برای دو کلاس گسل و غیر گسل از داده، شبکه عصبی نظارت شده با استفاده از نشانگرهای منتخب تشکیل شده و پس از آموزش بهینه شبکه، خروجی مناسب از شبکه ایجاد گردیده است. خروجی شبکه یک حجم لرزه‌ای سه بعدی می‌باشد که در آن گسل‌ها به صورت دیداری، به خوبی قابل تفکیک نسبت به سایر قسمت‌های داده لرزه‌ای می‌باشند. سپس خروجی شبکه عصبی به عنوان ورودی برای الگوریتم ردیابی خودکار گسل TFL، استفاده شده است. پس از تنظیم بهترین پارامترها برای این قسمت، خروجی این قسمت شامل حجم احتمال گسل‌های ردیابی شده، ارائه و نمایش داده شده است. در نهایت با استفاده از ابزارهای زیرمجموعه قسمت TFL، و تنظیمات پارامترهای آن به صورت بهینه، صفحات گسل سه بعدی به صورت خودکار استخراج<sup>61</sup> و تفسیر گردیده‌اند.

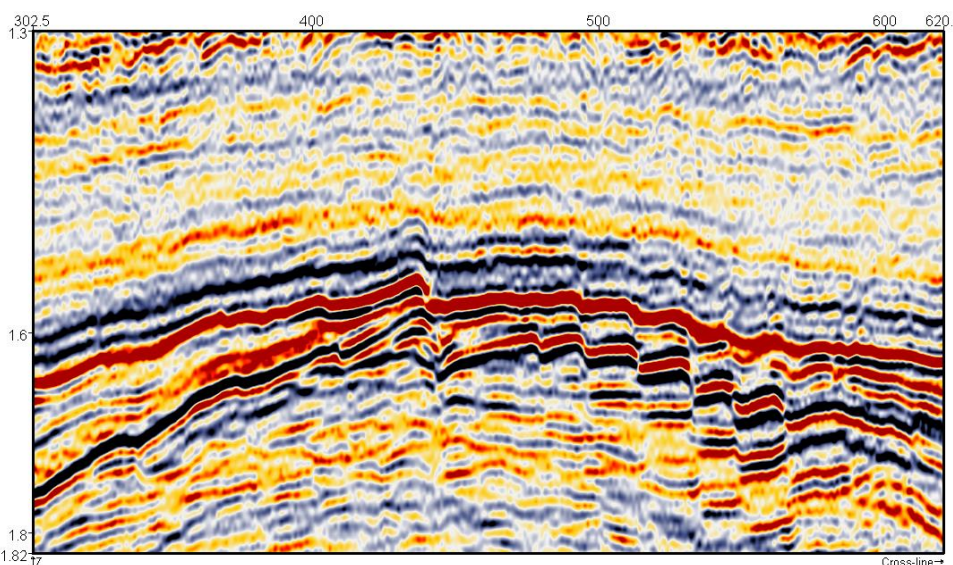


شکل ۴- نمودار روند فعالیت‌های صورت گرفته برای تفسیر گسل‌ها در این پروژه.

<sup>60</sup> Dip-steering

<sup>61</sup> Fault plane extraction

در شکل ۵ قسمتی از داده F3 که انتخاب شده است تا تفسیر گسل روی آن صورت گیرد روی مقطع طولی<sup>۶۲</sup> شماره ۳۲۰ نمایش داده شده است. محدوده حجمی انتخاب شده برای تفسیر گسل روی این داده بین مقطع طولی ۱۰۳ تا ۴۲۰، مقطع عرضی<sup>۶۳</sup> ۳۰۳ تا ۶۲۰ و زمان ۱۳۰۰ تا ۱۸۲۰ بوده است، که البته با اعمال و محاسبه فیلترها و انجام مراحل مختلف اندکی محدودتر شده است.



شکل ۵- مقطع طولی لرزه‌ای شماره ۳۲۰ از داده لرزه ای خام F3. محدود شده بین زمان ۱۳۰۰ تا ۱۸۲۰ میلی ثانیه و مقطع عرضی لرزه‌ای بین ۳۰۳ تا ۶۲۰. مقیاس: هر ۱۰۰ مقطع عرضی برابر ۲۵۰۰ متر می‌باشد.

برای افزایش کیفیت داده‌ها، کاهش نویز و بهبود ناپیوستگی‌های لرزه‌ای، فیلترهای جهت‌دار ساختمانی و تقویت تصویر به کار برده شدند. برای بهبود نتایج نهایی در محاسبات نشانگرها، از مکعب هدایت شیب استفاده گردید، این ابزار برای بهبود محاسبه شیب پدیده‌ها و در نتیجه افزایش دقت نشانگرها و فیلترهای اعمالی استفاده می‌گردد. به طور کلی با استفاده از این فیلترها سعی می‌شود نسبت سیگنال به نوفه داده افزایش یابد و پیوستگی بازتاب‌کننده‌ها بیشتر شود. این امر باید به صورتی انجام شود که ناپیوستگی بازتاب‌کننده‌ها در لبه‌های گسل حفظ شود و نیز از ایجاد پدیده‌های مصنوعی جلوگیری شود. روی داده لرزه ای خام به ترتیب فیلترهای هدایت شیب میان<sup>۶۴</sup>، انتشار<sup>۶۵</sup>، بهبود گسل<sup>۶۶</sup> و در نهایت فیلتر هموارسازی<sup>۶۷</sup> اعمال شده است. نتیجه اعمال فیلتر نهایی که فیلتر هموارسازی بوده است، روی داده مطابق شکل ۶ می‌باشد. همانگونه که مشاهده می‌شود، در قسمت‌های گسلی، گسل‌ها به طور مناسبی شارپ‌تر شده‌اند. فیلتر هموارسازی که در اینجا استفاده شده است مناسب برای شناسایی گسل می‌باشد و از ابزارهای زیرمجموعه ابزار TFL بوده و از الگوریتم TFL نیز به نحوی بهره برده است.

<sup>62</sup> Inline

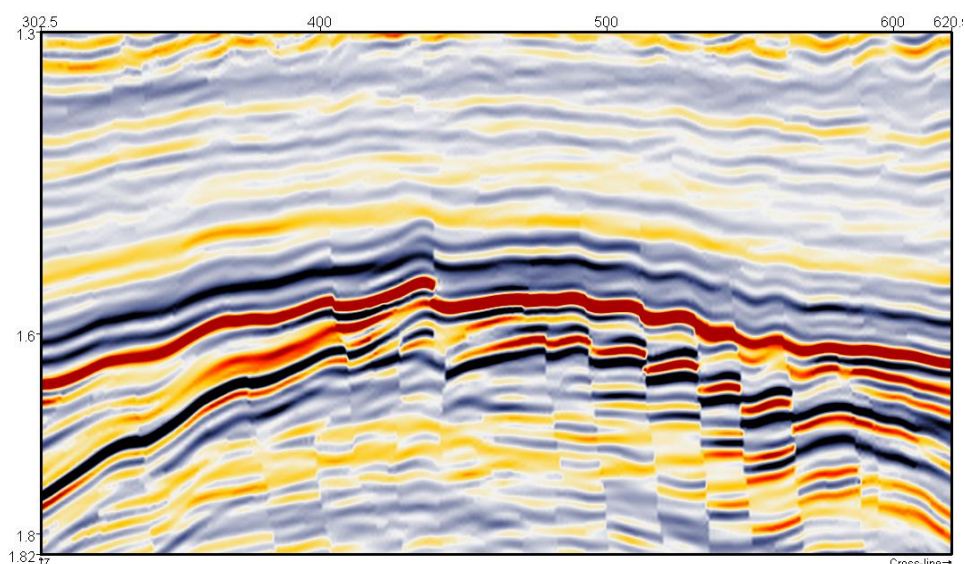
<sup>63</sup> Crossline

<sup>64</sup> Dip-steered median filter

<sup>65</sup> Diffusion filter

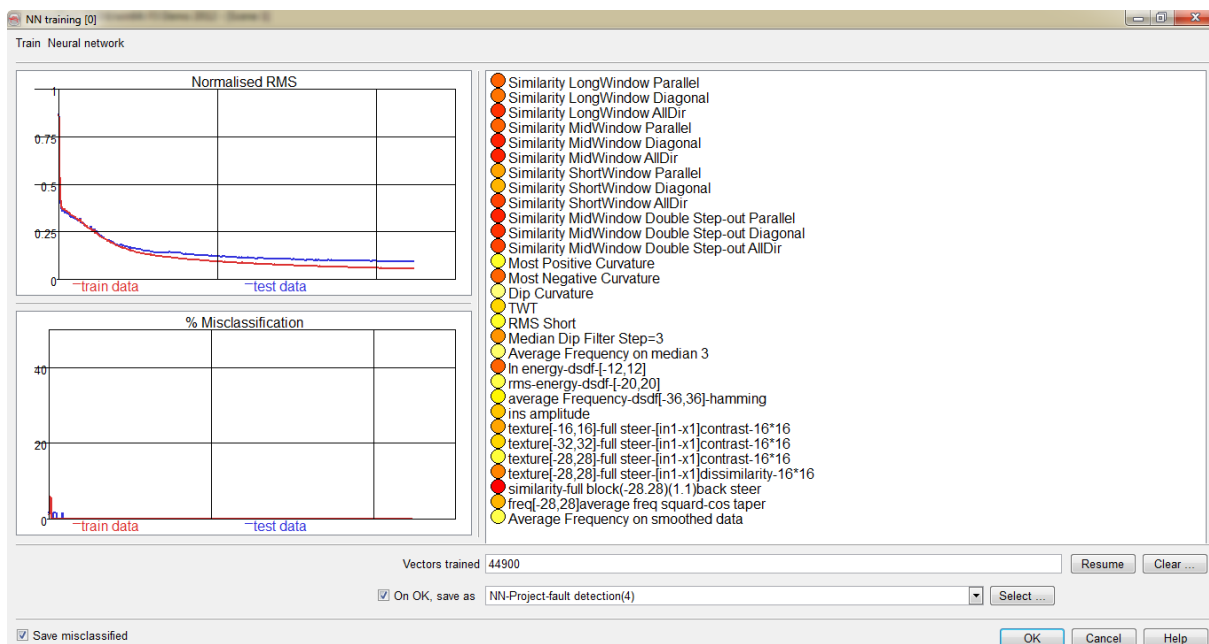
<sup>66</sup> Fault enhancement filter

<sup>67</sup> Smoothing



شکل ۶- اعمال فیلتر هموارسازی (فیلتر استفاده شده نهایی)، با پارامترهای بهینه، برای بهبود نمایش گسل‌ها.

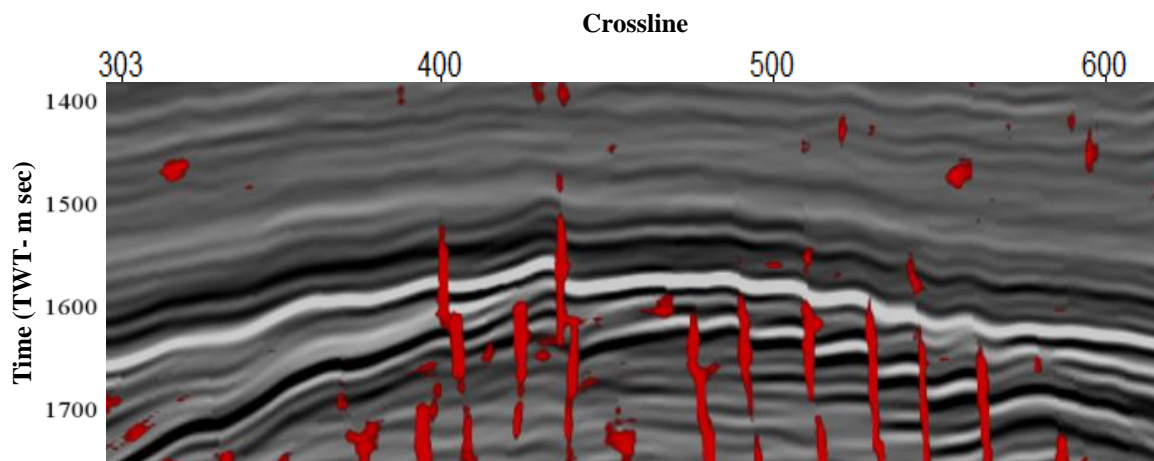
در نهایت مقطع فیلتر خورده شکل ۶، به عنوان داده بهبود یافته برای شناسایی گسل‌ها، به عنوان ورودی برای نشانگرهای منتخب در ایجاد شبکه عصبی مصنوعی نظارت شده شکل ۷ انتخاب شد. در شبکه عصبی، داده لرزه‌ای به دو کلاس گسل و غیر گسل تقسیم گردیده است. به این صورت که کاربر تعدادی از نمونه‌های داده لرزه‌ای در تصویر لرزه‌ای شکل ۶، که روی گسل باشند را به عنوان کلاس گسل انتخاب می‌کند و همچنین یکسری نقاط دیگر که بر روی گسل‌ها نیستند را به عنوان نمونه‌های مربوط به کلاس غیرگسل انتخاب می‌نماید و توسط این نقاط شبکه را آموزش می‌دهد.



شکل ۷- پنجره ایجاد شبکه عصبی نظارت شده پرسپترون چندلایه، با ورودی نشانگرهای مختلف، برای نمایش بهینه گسل‌ها و کلاسه بندی داده لرزه‌ای در دو کلاس گسل و غیر گسل. شبکه دارای یک لایه پنهان و ۱۵ نود در لایه پنهان می‌باشد.

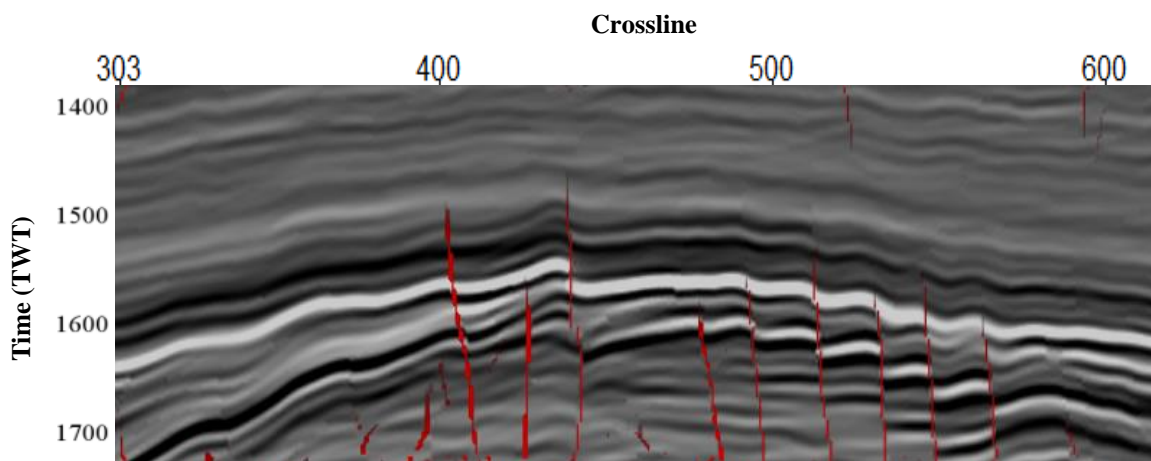
در شبکه عصبی از نشانگرهای شباهت، انحنای بیشترین مثبت، انحنای بیشترین منفی، انحنای شیب، انرژی، فرکانس، دامنه لحظه‌ای و بافت به عنوان ورودی استفاده گردیده است. انتخاب نشانگرهای مناسب و مرتبط در استفاده از شبکه عصبی از اهمیت بسزایی برخوردار است، به طوری که نتایج معتبر و قابل اطمینانی را ارائه دهد. شبکه عصبی مصنوعی استفاده شده

در اینجا از نوع پرسپترون چندلایه بوده است که دارای یک لایه پنهان و ۱۵ نود در این لایه پنهان بوده است. خروجی شبکه عصبی مصنوعی طراحی و اعمال شده، مطابق شکل ۸ می‌باشد؛ به طوری که خروجی شبکه عصبی کلاس گسل به صورت همزمان با رنگ قرمز روی داده لرزه‌ای نمایش داده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود، این شبکه توانسته است تا حد زیادی محل گسل‌ها را به خوبی مشخص نماید و نمایش گسل‌ها را بهبود داده است.



شکل ۸- نمایش خروجی شبکه عصبی مصنوعی طراحی شده، کلاس گسل، به صورت شفاف روی داده لرزه‌ای فیلتر خورده هموار شده. مقطع طولی شماره ۳۲۰.

پس از تعیین پارامترهای بهینه برای ابزار TFL، خروجی این ابزار که نمایش دهنده محل گسل‌های موجود در داده می‌باشد به صورت حجم احتمال گسل به صورت نمایش همزمان با داده لرزه‌ای، در شکل ۹ نمایش داده شده است. محل گسل‌ها در این تصاویر، با استفاده از ابزار نامبرده ردیابی شده است. همانگونه که پس از انتخاب بازه نمایش رنگی مناسب، مشاهده می‌شود، این ابزار با دقت خوبی محل گسل‌ها را شناسایی و نمایش داده است. همچنین این الگوریتم، نسبت به شکل ۸، گسل‌ها را با دقت بالاتری شناسایی و ردیابی کرده است و به عبارتی یکسری از قسمت‌ها که قبلاً به عنوان گسل شناخته شده بودند ولی در این الگوریتم شایستگی حضور به عنوان گسل را نداشتند، حذف شدند و دقت شناسایی گسل‌ها افزایش یافته است.

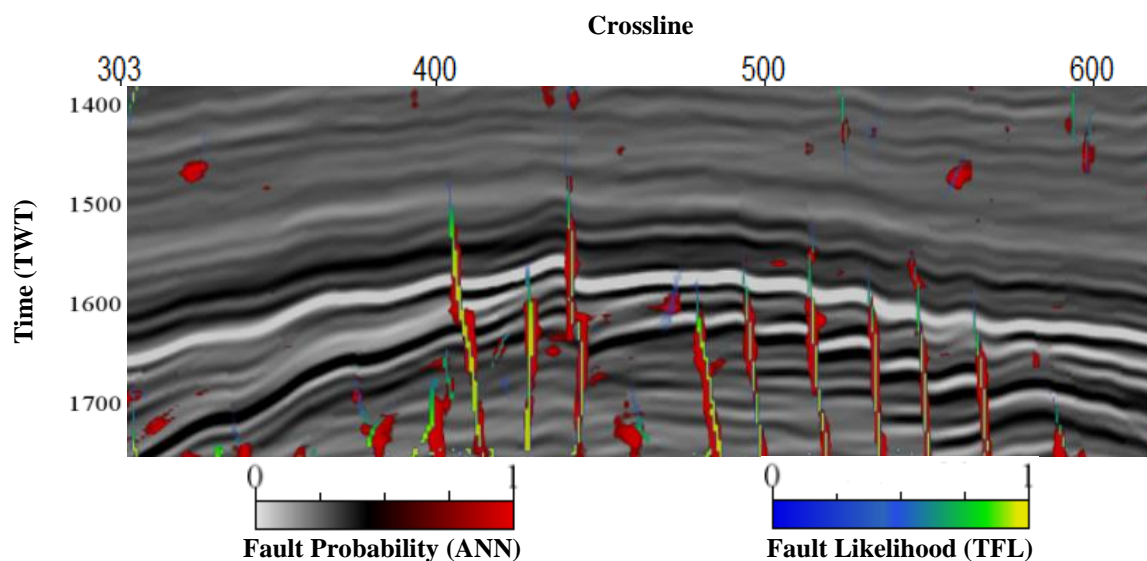


شکل ۹- نمایش خروجی TFL به صورت همزمان روی داده لرزه‌ای فیلتر شده. مقطع طولی شماره ۳۲۰.

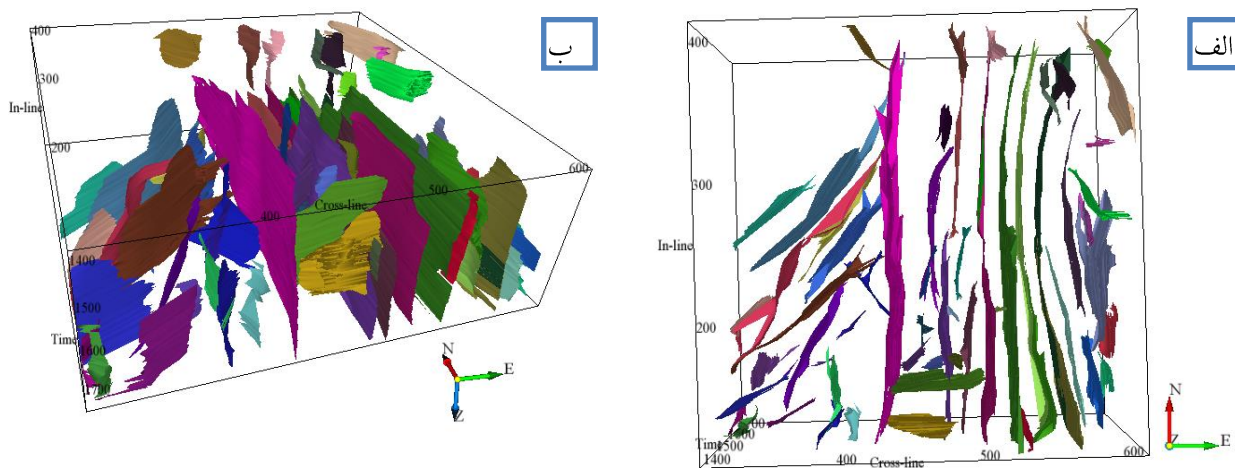
در شکل ۱۰ برای نمایش و مقایسه بهتر حالت‌های مختلف خروجی شبکه عصبی (نمایش رنگی قرمز) و خروجی TFL (نمایش رنگی سبز تا زرد)، هر دو خروجی به صورت همزمان روی داده لرزه‌ای هموار شده (فیلتر شده) نمایش داده شده‌اند.



همانطور که مشاهده می‌شود دقت بهینه کار در روش TFL کاملاً مشخص می‌باشد.

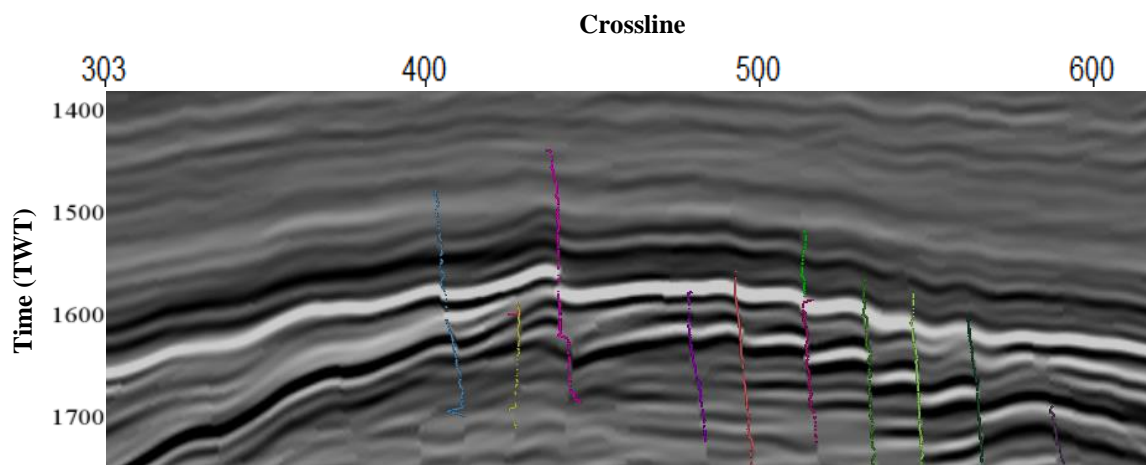


شکل ۱۰- نمایش همزمان خروجی TFL و خروجی شبکه عصبی مصنوعی روی داده لرزه‌ای فیلترشده. مقطع طولی ۳۲۰. در نهایت در شکل ۱۱ با تنظیم پارامترهای ورودی برای ابزار استخراج خودکار صفحه گسل از حجم TFL (که به عنوان ورودی انتخاب شده است) صفحات گسل که به صورت خودکار استخراج گردیدند، نمایش داده شده است. با بررسی و انتخاب پارامترهای بهینه، صفحات گسل با دقت بالا استخراج می‌گردند. با انتخاب پارامترهای مناسب در این قسمت، استخراج گسل‌ها با دقت بیشتری صورت گرفته است و حتی یکسری از مواردی که در قسمت قبل گسل تشخیص داده شدند، ممکن است در این قسمت با تنظیم پارامترهای مناسب فیلتر شده و از دایره وجود گسل‌ها خارج شده باشند. پس از استخراج خودکار صفحات گسل، به صورت دستی نیز می‌توان آنها را ویرایش نمود.



شکل ۱۱- نمایش صفحات گسل استخراج شده نهایی با روش‌های ذکر شده، از محدوده مورد نظر در داده لرزه‌ای F3 (شکل الف) نمای از بالا و شکل (ب) نمای پهلو می‌باشد).

در شکل ۱۲ محل برخورد صفحات گسلی استخراج شده با مقطع طولی لرزه‌ای شماره ۳۲۰ نمایش داده شده است.



شکل ۱۲- نمایش محل برخورد صفحات گسل با مقطع طولی لرزه‌ای شماره ۳۲۰.

## ۶- نتیجه گیری

در این مقاله، ابتدا با استفاده از روش شبکه عصبی مصنوعی و استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای تصاویر گسل‌ها و به عبارتی نشانگر گسل روی داده لرزه‌ای استخراج شدند؛ با ترکیب خروجی شبکه عصبی مصنوعی و روش ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده، گسل‌های موجود در داده مورد نظر شناسایی و ردیابی شدند و سپس توسط ابزارهای زیرمجموعه TFL به تفسیر و استخراج صفحات گسل به صورت خودکار پرداخته شده است. کاربرد این روش ردیابی خودکار گسل، در این مقاله بررسی شده و کارآمد بودن آن اثبات گردیده است. همچنین مشخص گردید که استخراج صفحات گسل به صورت خودکار با این روش، سبب افزایش سرعت تفسیر و کاهش خطای انسانی در تفسیر گسل گردیده است. ترکیب شبکه عصبی مصنوعی و روش ردیابی خودکار احتمال گسل نازک شده، سبب بهبود کارایی این روش ردیابی خودکار در شناسایی گسل‌ها شده است. همان‌گونه که مشاهده شد، در صورت انتخاب نقاط نمونه مناسب برای کلاس‌های شبکه عصبی و نیز انتخاب نشانگرهای مناسب، شبکه‌های عصبی مصنوعی به خوبی می‌توانند در شناسایی گسل‌ها عمل کنند. اما خروجی این شبکه به صورت یک حجم لرزه‌ای بوده است که فقط گسل‌ها در آن به خوبی به صورت دیداری تفکیک و مشخص شده‌اند. به عبارتی دیگر خروجی به فرمت گسل حاصل نشده است. ابزار TFL این عمل را انجام داده است و پس از مشخص کردن و ردیابی خودکار گسل‌ها به صورت کاملاً نازک در یک حجم لرزه‌ای، صفحات گسل را با فرمت گسل استخراج و خروجی گرفته است.

ورودی الگوریتم TFL می‌تواند خود داده لرزه‌ای فیلتر شده یا یک مکعب لرزه‌ای نمایش‌دهنده ناپیوستگی‌ها مانند واریانس باشد، اما در این مقاله با استفاده از خروجی شبکه عصبی مصنوعی (کلاس گسل) به عنوان ورودی الگوریتم TFL، عمل ردیابی و استخراج گسل‌ها کاملاً بهبود یافته است.

در نهایت نتایج و اثر بخشی کار برای شناسایی و استخراج گسل‌ها، در شکل‌های قسمت قبل، مربوط به داده لرزه‌ای مورد نظر، مشخص گردیده و هدف مشخص شده در ابتدای مقاله، که شناسایی و ردیابی گسل‌های موجود در داده لرزه‌ای و نهایتاً استخراج صفحات گسل‌ها با دقت مناسب، از داده لرزه‌ای بوده است، حاصل گردیده است.



## سیاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر محمد مختاری و دکتر سجاد کاظم شیرودی تشکر و قدردانی می گردد.

## منابع

- [1]. LIGTENBERG, J.H., 2005. Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis. *Basin Research*, **17(1)**, 141-153.
- [2]. SALAMOFF, S.I., 2006. *The use of complex seismic reflection attributes to delineate subsurface fracture networks: an example from Teapot Dome, Wyoming* (Doctoral dissertation, Colorado State University).
- [3]. HALE, D., 2013. Methods to compute fault images, extract fault surfaces, and estimate fault throws from 3D seismic images. *Geophysics*, **78(2)**, O33-O43.
- [4]. TANER, M.T., 2001. Seismic attributes. CSEG recorder, 26(7), pp.48-56.
- [5]. MARFURT, K.J., KIRLIN, R.L., FARMER, S.L. and BAHORICH, M.S., 1998. 3-D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm. *Geophysics*, **63(4)**, 1150-1165.
- [6]. MARFURT, K.J., SUDHAKER, V., GERSZTENKORN, A., CRAWFORD, K.D. and NISSEN, S.E., 1999. Coherency calculations in the presence of structural dip. *Geophysics*, **64(1)**, pp.104-111.
- [7]. RANDEN, T., PEDERSEN, S.I. and SONNELAND, L., 2001. Automatic extraction of fault surfaces from three-dimensional seismic data. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2001 (pp. 551-554). Society of Exploration Geophysicists.
- [8]. VAN BEMMEL, P.P. and PEPPER, R.E., SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION, 2000. Seismic signal processing method and apparatus for generating a cube of variance values. U.S. Patent 6,151,555.
- [9]. COHEN, I., COULT, N. and VASSILIOU, A.A., 2006. Detection and extraction of fault surfaces in 3D seismic data. *Geophysics*, **71(4)**, P21-P27.
- [10]. AQRAWI, A.A. and BOE, T.H., 2011. Improved fault segmentation using a dip guided and modified 3D Sobel filter. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011 (pp. 999-1003). Society of Exploration Geophysicists.
- [11]. GERSZTENKORN, A. and MARFURT, K.J., 1999. Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping. *Geophysics*, **64(5)**, pp.1468-1479.
- [12]. NEFF, D.B., GRISMORE, J.R. and LUCAS, W.A., PHILLIPS PETROLEUM COMPANY, 2000. Automated seismic fault detection and picking. U.S. Patent 6,018,498.
- [13]. CRAWFORD, M.F. and MEDWEDEFF, D.A., ATLANTIC RICHFIELD COMPANY, 1999. Automated extraction of fault surfaces from 3-D seismic prospecting data. U.S. Patent 5,987,388.
- [14]. DORN, G.A., KADLEC, B. and MURTHA, P., 2012. Imaging faults in 3D seismic volumes. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012 (pp. 1-5). Society of Exploration Geophysicists.
- [15]. HUANG, K.Y. and YANG, H.Z., 1992, June. A hybrid neural network for seismic pattern recognition. In Neural Networks, 1992. IJCNN., International Joint Conference on **3**, 736-741. *IEEE*.
- [16]. MELDAHL, P., HEGGLAND, R., BRIL, B. and DE GROOT, P., 2001. Identifying faults and gas chimneys using multiattributes and neural networks. *The Leading Edge*, **20(5)**, pp.474-482.
- [17]. AMINZADEH, F. and DE GROOT, P., 2005. A neural network based seismic object detection technique. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005 (pp. 775-778). Society of Exploration Geophysicists.
- [18]. PEDERSEN, S.I., SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION, 2007. Image feature extraction. U.S. Patent 7,203,342.
- [19]. PEDERSEN, S.I., RANDEN, T.R.Y.G.V.E., SONNELAND, L. and STEEN, O., 2002, May. Automatic 3D fault interpretation by artificial ants. In *64th EAGE Conference & Exhibition*.
- [20]. PEDERSEN, S.I., SKOV, T., HETLELID, A., FAYEMENDY, P., RANDEN, T. and SONNELAND, L., 2003. New paradigm of fault interpretation. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2003 (pp. 350-353). Society of Exploration Geophysicists.
- [21]. GIBSON, D., SPANN, M., TURNER, J. and WRIGHT, T., 2005. Fault surface detection in 3-D seismic data. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, **43(9)**, 2094-2102.

- [22]. KADLEC, B.J., DORN, G.A., TUFO, H.M. and YUEN, D.A., 2008. Interactive 3-D computation of fault surfaces using level sets. *Visual Geosciences*, 13(1), pp.133-138.
- [23]. ADMASU, F., BACK, S. and TOENNIES, K., 2006. Autotracking of faults on 3D seismic data. *Geophysics*, **71(6)**, 49-A53.
- [24]. SCHULTZ, T., THEISEL, H. and SEIDEL, H.P., 2010. Crease surfaces: From theory to extraction and application to diffusion tensor MRI. *IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics*, **16(1)**, 109-119.
- [25]. CHOPRA, S. and MARFURT, K.J., 2008. Seismic attributes for stratigraphic feature characterization. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2008* (pp. 1590-1594). Society of Exploration Geophysicists.
- [26]. AMINZADEH, F. and DE GROOT, P., 2006. Neural networks and other soft computing techniques with applications in the oil industry. Eage Publications.
- [27]. DE GROOT, P., 2006. Interactive multi-volume seismic attribute analysis in OpendTect. *Drilling & Exploration World*, **15(3)**.
- [28]. AMINZADEH, F. and DE GROOT, P., 2004. Soft computing for qualitative and quantitative seismic object and reservoir property prediction. Part 1: Neural network applications. *first break*, 22(3).
- [29]. TANER, M.T. and KOEHLER, F., 1969. Velocity spectra—digital computer derivation applications of velocity functions. *Geophysics*, **34(6)**, 859-881.
- [30]. FEHMERS, G.C. and HOCKER, C.F., 2003. Fast structural interpretation with structure-oriented filtering. *Geophysics*, **68(4)**, 1286-1293.
- [31]. OVEREEM, I., WELTJE, G.J., BISHOP-KAY, C. and KROONENBERG, S.B., 2001. The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply?. *Basin Research*, **13(3)**, 293-312.

## تلفیق روش‌های مختلف (لورنز، لوسیا، آمافول) در تعیین گونه‌های سنگی و واحدهای جریان‌ی در سازند رازک با سن میوسن پایینی در میدان گازی سرخون، حوضه رسوبی زاگرس، جنوب شرقی ایران

میلاذ کرپور حسنونند<sup>۱</sup>، سید علی معلمی<sup>۲</sup>، محمدحسین صابری<sup>۳\*</sup>

۱-دانشجوی کارشناسی ارشد، پردیس علوم و فناوری‌های فناوری، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران؛

۲-استادیار پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف نفت، شرکت ملی نفت ایران؛

۳-استادیار پردیس علوم و فناوری‌های نوین، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، ایران؛

\*mh.saberi@semnan.ac.ir

دریافت آبان ۱۳۹۷، پذیرش اسفند ۱۳۹۷

### چکیده

یکی از اساسی‌ترین مراحل سرشت‌نمایی مخازن هیدروکربنی شناسایی گونه‌های سنگی<sup>۶۸</sup> است. در مطالعه حاضرهدف مقایسه روش‌های مختلف در تعیین گونه‌های سنگی و شناخت چگونگی توزیع واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی در جهت ارزیابی کیفیت مخزنی سازند رازک با لیتولوژی کربناته ماسه سنگی، مارن و انیدریت به سن الیگوسن تا میوسن پایینی می‌باشد. در این تحقیق ۸۴ مقطع نازک میکروسکوپی، نتایج آزمایشگاهی تخلخل، تراوایی و منحنی‌های فشار موئینه از ۴۶ متر مغزه حفاری در یکی از میداین مهم جنوب شرق ایران، مورد بررسی قرار گرفت و مطالعات پتروگرافی در جهت بررسی تغییرات رخساره‌ای بخش مخزنی سازند رازک منجر به شناسایی هشت ریز رخساره (MF1) پکستون و وکستون در عمق ۲۸۲۹، متری MF2 پکستون گریستون در عمق ۲۸۴۴ متری MF3، وکستون مادستون در عمق ۲۸۵۶ متری، MF4 گریستون در عمق ۲۸۵۹ متری، MF5 مادستون وکستون در عمق ۲۸۴۸ متری، MF6 مادستون در عمق ۲۸۳۸ متری، MF7 وکستون مادستون در عمق ۲۸۴۰ متری، MF8 وکستون ماسه‌ای در عمق ۲۸۳۱ متری) در محیط رسوبی محصور یا پلت فرم کربناته و رمپ هموکینال و سیستم آواری رودخانه‌ای شده است. به منظور تعیین گونه‌های سنگی و ارزیابی واحدهای جریان‌ی براساس نتایج آنالیز مغزه، ابتدا با استفاده از روش لوسیا چهار رده پتروفیزیکی شناسایی گردید که رده پتروفیزیکی شماره یک بهترین کیفیت مخزنی و رده شماره چهار ضعیف‌ترین کیفیت مخزن را دارد. همچنین واحدهای جریان‌ی با استفاده از روش‌های آمافوله و لورنز شناسایی و تفکیک شدند. بر اساس روش آمافوله در بخش مخزنی سازند رازک، هفت<sup>۶۹</sup> واحد جریان‌ی شناسایی شده، که واحد جریان‌ی شش و هفت (FZI6, FZI7) بهترین و واحد جریان‌ی یک (FZI1) ضعیف‌ترین بخش مخزنی است. در روش لورنز واحد جریان‌ی شش (HF6) پرسرعت‌ترین و واحد جریان‌ی یک (HF1) ضعیف‌ترین بخش مخزنی در بین شش

<sup>68</sup>Rock type

<sup>69</sup>HFU

واحد جریان شناسایی شده است. همچنین بر اساس آنالیز منحنی‌های موئینگی شش گونه سنگی تفکیک گردید، که بر اساس آن گونه سنگی شماره پنج و شش (RT5, RT6) بهترین کیفیت مخزنی را دارا می‌باشند. همچنین با استفاده از کراس پلات‌های نرم افزار ژئولاگ مشخص شد لیتولوژی اصلی این بخش ماسه سنگ به همراه رس می‌باشد و وجود گاز در این سازند باعث انحراف نمونه‌ها به سمت شمال غربی کراس پلات شده است. در نهایت با ترکیب اطلاعات مختلف مشخص گردید، سازند مخزنی در میدان مورد مطالعه دارای پنج نوع گونه سنگی می‌باشد که گونه سنگی شماره چهار بهترین کیفیت مخزنی و گونه سنگی شماره پنج بزرگترین بخش مخزنی و بهترین واحد جریانی واحد شماره شش می‌باشد.

**کلمات کلیدی:** سازند رازک، واحدهای جریان، نوع سنگی، روش لورنز، روش لوسیا، روش آمافوله

## ۱- مقدمه

تشخیص بخش‌های مخزنی که خود وابسته به خواص اصلی سنگ می‌باشد نقش مهمی در مطالعات نفتی ایفا می‌کند، خواص اصلی سنگ‌ها معمولاً با مطالعات توصیفی در صحرا یا روی مغزه (لیتوفاسیس) و مطالعات آزمایشگاهی (میکروفاسیس و پتروفاسیس) تعریف می‌گردد [۱۳]. سفیداری و همکاران در سال ۲۰۱۵ بیان کردند، با توجه به اینکه داده‌های مغزه در تمام چاه‌های حفاری موجود نمی‌باشند، و در چاه‌های هم که مغزه‌گیری صورت می‌پذیرد، این داده‌ها معمولاً پیوسته نمی‌باشند بنابراین داده‌های چاه پیمایی تنها داده‌های هستند که تقریباً در همه چاه به صورت پیوسته وجود دارند. رحیم پور و اکبر دوست در سال ۲۰۱۳ اظهار کردند طبقه‌بندی سنگ مخزن به واحدهای که تحت شرایط زمین شناسی مشابه رسوب کرده‌اند شناسایی گونه سنگی نام دارد که شامل دو مرحله استاتیک و دینامیک است مرحله استاتیک شامل مطالعات زمین شناسی و پتروفیزیکی و مرحله دینامیک توزیع سیالات و اثر متقابل سنگ و سیال می‌باشد [۲]. بنابراین اولین مرحله برای نوع سنگی و شناسایی واحدهای جریان آنالیز رخساره و محیط رسوبی بر اساس مطالعات مقاطع نازک و اطلاعات مغزه حفاری می‌باشد، تغییرات دیاژنتیکی همچون سیمانی شدن، تراکم و انحلال به طور قابل توجهی خواص رخساره را می‌تواند تغییر دهند. با این وجود روش‌های متفاوتی برای شناسایی واحدهای جریان وجود دارد. هرن و همکاران در سال ۱۹۹۳ تئوری اولیه واحدهای جریان را معرفی کردند [۷]. اما تعاریف رایج و امروزی واحدهای جریان که مورد استفاده پژوهشگران قرار گرفته اولین بار توسط آمافوله و همکاران در سال ۱۹۸۳ ارائه شده است در روش آمافوله هر واحد جریان با یک شاخص زون جریانی<sup>۷۰</sup> مشخص می‌شود، اگر شاخص کیفیت مخزن<sup>۷۱</sup> (رابطه یک) و نسبت تخلخل به ماتریکس<sup>۷۲</sup> (رابطه دو) در یک مقیاس لگاریتمی در کنار یکدیگر رسم شود مقادیری که شاخص جریان (رابطه سه) یکسان دارند روی یک خط با شیب واحد قرار می‌گیرند [۳]. آمافوله و همکارانش<sup>۷۳</sup> شاخص کیفیت و شاخص زون جریانی<sup>۷۴</sup> را با استفاده از معادله کوزنی<sup>۷۵</sup> و کارمن<sup>۷۶</sup> معرفی کردند که منجر به شناسایی واحدهای جریان و همچنین مشخص کردن تخلخل و تراوایی در فواصل بدون مغزه شده است، که در نتیجه پارامتر شاخص زون جریانی منجر به شناسایی تعداد لایه‌های مورد نیاز برای اختصاص پارامترهای پتروفیزیکی و زمین شناسی و شناسایی گونه‌های سنگی‌های در مخازن می‌شود.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{K/\Phi}$$

رابطه (۱)

<sup>70</sup> Flow Zone Indicator

<sup>71</sup> Reservoir quality index

<sup>72</sup> normalized porosity index

<sup>73</sup> Amaefule

<sup>74</sup> Reservoir quality index/ normalized porosity index

<sup>75</sup> Kozeny 1927

<sup>76</sup> Carman 1937

$$PMR = \Phi / 1 - \Phi$$

رابطه (۲)

$$FZI = RQI / PMR$$

رابطه (۳)

در این روابط  $K$  تراوایی بر حسب میلی داری و  $\Phi$  تخلخل بر حسب درصد و  $RQI$  شاخص کیفیت مخزن نام دارد،  $PMR$  نسبت تخلخل به ماتریکس و  $0/0314$  عدد ثابت برای تبدیل تراوایی از حالت میکرومتر به میلی داری می باشد. لوسیا و همکاران<sup>۷۹</sup> در سال ۱۹۹۵، فابریک یک سنگ عبارت است از توزیع اندازه ذرات، چیدمان، تخلخل های بین دانه ای و تخلخل جدا از هم که در نتیجه فعالیت های زمین شناسی به وجود می آیند و اشباع آب و تراوایی را در سنگ کنترل می کنند. فابریک سنگ به پارامترهای پتروفیزیکی وابسته است که فضای خالی سنگ را به تخلخل بین دانه ای و تخلخل واگ (بهم پیوسته و جدا) و همچنین به گل پشתיبان و دانه پشתיبان تقسیم می کند سه کلاس معرفی شده در این طبقه بندی عبارت اند از کلاس ۱: گریستون، گریستون دولومیتی شده، کریستال های بزرگ دولستون، کلاس ۲: پکستون دانه پشתיبان، دولوپکستون دانه پشתיبان با کریستال های درشت شونده، کلاس ۳: فابریک های گل پشתיبان (پکستون و وکستون گل پشתיبان) و کریستال های ریز دولوپکستون گل پشתיبان. ویلسون و فلوگول برای شناسایی میکروفاسیس از پنج خصوصیت مهم کربنات ها استفاده کردند که عبارت اند از: ۱- انواع ذرات سازنده اصلی (فراوانی و نحوه همراهی آنها) ۲- انواع ماتریکس (میکرایت یا کلسی سیلتایت) ۳- فابریک یا ساخت رسوبی (کوچک مقیاس) ۴- فسیل (انواع آنها، فراوانی و تنوع فسیلی) ۵- بافت رسوبی و پارامترهای بافتی (اندازه، جورشدگی، گرد شدگی و ...) در روش ویلسون فلوگل شماره میکروفاسیس ها از سمت حوضه به طرف خشکی افزایش می یابد و اهتمام ویژه ای به پارامترهای بیولوژیکی (فسیل ها) داده می شود [۸،۹]. ریاضی در سال ۲۰۱۸ یکی از مخازن نفتی ایران با استفاده از داده های مغزه به روش لوسیا تقسیم بندی نمود، با توجه به نحوه قرار گیری داده ها در نمودار لوسیا و کلاس های موجود منجر به شناسایی سه رده پتروفیزیکی شد [۱۶]. بیتمن<sup>۸۰</sup> در سال ۱۹۹۲ روش استفاده از اندازه گیری شعاع دهانه منافذ در اشباع سی پنج درصدی جیوه<sup>۸۱</sup> را از روی آزمایش ترزریق جیوه با استفاده از روش اصلاح شده وینلند برای تعیین واحد های جریان مطرح کرد که شعاع دهانه منافذ در اشباع بیست پنج درصد<sup>۸۲</sup> بهترین نتیجه را برای پیش بینی تراوایی در ماسه سنگ ها در پی دارد [۵]. رضائی و همکاران در سال ۲۰۰۶ پیشنهاد کردند که شعاع دهانه منافذ در اشباع پنجاه درصدی جیوه قابل اعتماد ترین شعاع فضای خالی برای پیش بینی تراوایی در کربنات ها می باشد [۱۱]. بر طبق مطالعات پوراس<sup>۸۳</sup> و همکاران در سال ۲۰۰۱ پنج گروه پتروفیزیکی واحد جریان در محدوده شعاع دهانه منافذ در اشباع سی پنج درصدی قابل مشاهده می باشند [۱۵].

77 RQI

78 PMR

79 Jennings and Lucia

80 Pittman

81 R35

82 R25

83 Porras

تعیین واحدهای جریان با استفاده از نمودار لورنز<sup>۸۴</sup> یکی از بهترین راه برای تعیین تعداد واحدهای جریان در مخزن می باشد، در نمودار لورنز روش کار بدین صورت است که ابتدا تخلخل و تراوایی پیوسته در یک نظم چینه‌شناسی مرتب می شوند سپس حاصل ضرب تراوایی در اعماق مربوطه ( $k \times h$ ) و حاصل ضرب تخلخل در اعماق مربوطه ( $\Phi \times h$ ) محاسبه می گردد. مجموع جمع‌ی داده‌های حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، محاسبه شده، سپس داده‌ها به ۱۰۰ نرمال می گردد داده‌های بدست آمده از حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، به ترتیب با عنوان ظرفیت جریان<sup>۸۵</sup> و ظرفیت ذخیره<sup>۸۶</sup> نامیده می شوند. با رسم ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره در مقابل یکدیگر می‌توان در خصوص تعداد واحدهای جریان اظهار نظر نمود [۱۱]. پس از ترسیم نمودار مذکور در یک نظم چینه‌شناسی، بخش‌هایی از نمودار که دارای شیب متفاوت هستند، ظرفیت ذخیره و جریان متفاوتی را نشان می‌دهند. بخش‌های پرشیب نمودار، درصد ظرفیت جریان بیشتری نسبت به ظرفیت ذخیره داشته و بنابراین، فرآیندهای مخزنی دارای سرعت بالایی هستند، که اصطلاحاً زون‌های پرسرعت نامیده<sup>۸۷</sup> می‌شوند. بخش‌هایی از نمودار که دارای شیب کمتر و مسطح‌تر می‌باشند، ظرفیت ذخیره بالا و ظرفیت جریان کمی دارند که تحت عنوان زون‌های بسته<sup>۸۸</sup> نامیده می‌شوند. مطالعه محجور و همکاران در سال ۲۰۱۶ که در میدان تابناک انجام شد منجر به شناسایی هفت واحد جریانی شد [۱۰]. همچنین مارک اسکالینسکی<sup>۸۹</sup> و همکاران در سال ۲۰۰۶ با استفاده از منحنی‌های فشار موئینگی در ارتباط با رخساره رسوب گذاری شده و چینه‌شناسی شناسایی گونه‌های نوع سنگی انجام دادند [۱۹]. طبقه بندی نمونه‌های سنگ مخزن بر اساس هندسه گلوگاه‌ها نشان‌دهنده، کیفیت و پتانسیل آنها در عبور دادن و ذخیره‌ی سیالات مخزن است. منحنی‌های تزریق جیوه با قابلیت بازتاب کردن ویژگی‌های هندسه گلوگاه‌ها مهم ترین ابزار در تعیین رخساره‌های تخلخل هستند [۱۷]. رخساره‌های تعیین شده بر اساس ویژگی‌های هندسه گلوگاه‌ها هماهنگی بسیار خوبی با تراوایی و دیگر پارامترهای پتروفیزیکی سنگ مخزن نشان می‌دهند [۱۸].

## ۲- موقعیت میدان و زمین شناسی

میدان گازی سرخون در بیست کیلومتری شمال شرق شهرستان بندرعباس و ۱۲ کیلومتری شمال شرق میدان گازی سورو در طول جغرافیایی ۵۶ درجه و عرض حدود ۲۶/۸ درجه واقع شده است این میدان به طور متوسط دارای ۲۱/۷۵ کیلومتر طول . ۷/۵ کیلومتر عرض می باشد (شکل ۱). معلمی و همکاران در سال ۱۳۹۵ بیان کردند که ساختمان این میدان به شکل تاقدیسی نامتقارن بوده که در دامنه جنوبی به وسیله یک گسل قطع گردیده است [۲]. از نظر لایه بندی طبقات به صورت نرمال و دارای ساختاری عادی می باشند. میدان سرخون دو مخزن اصلی دارد بخش گوری بازده و جهرم رازک با میانگین تولید ۹ میلیون متر مکعب در روز است. میدان سرخون یکی از بزرگترین ذخایر گازی جنوب شرق کمربند چین خورده زاگرس می‌باشد که این کمربند به عنوان یکی از اصلی‌ترین مناطق زمین شناسی ایران است روند کمربند چین خورده زاگرس به صورت شمال غربی، جنوب شرقی که به علت برخورد بین صفحات عربستان و ایران مرکزی است به صورت دقیقتر کمربند چین خورده زاگرس به عنوان حاشیه شمال شرقی حدود ۲۰۰ کیلومتر در صفحات عربی گسترش می‌یابد در

<sup>84</sup> Lorenz plot

<sup>85</sup> Flow Capacity

<sup>86</sup> Storage Capacity

<sup>87</sup> Speed Zone

<sup>88</sup> Tight Zone or Baffle Zone

<sup>89</sup> Mark Skalinski

طول میوسن سطح آب دریا کاهش یافته و منطقه محصور و به دور از آب قرار گرفته که این رخداد سبب پدیدار شدن سازند تبخیری گچساران شده است که به عنوان سنگ پوشش برای سازند آسماری در میداین نفتی ایران و عراق کاربرد دارد سازند گچساران در ناحیه فارس به رازک تبدیل می‌شود که سازند رازک یکی ذخایر مهم گاز در میدان سرخون است [۴].

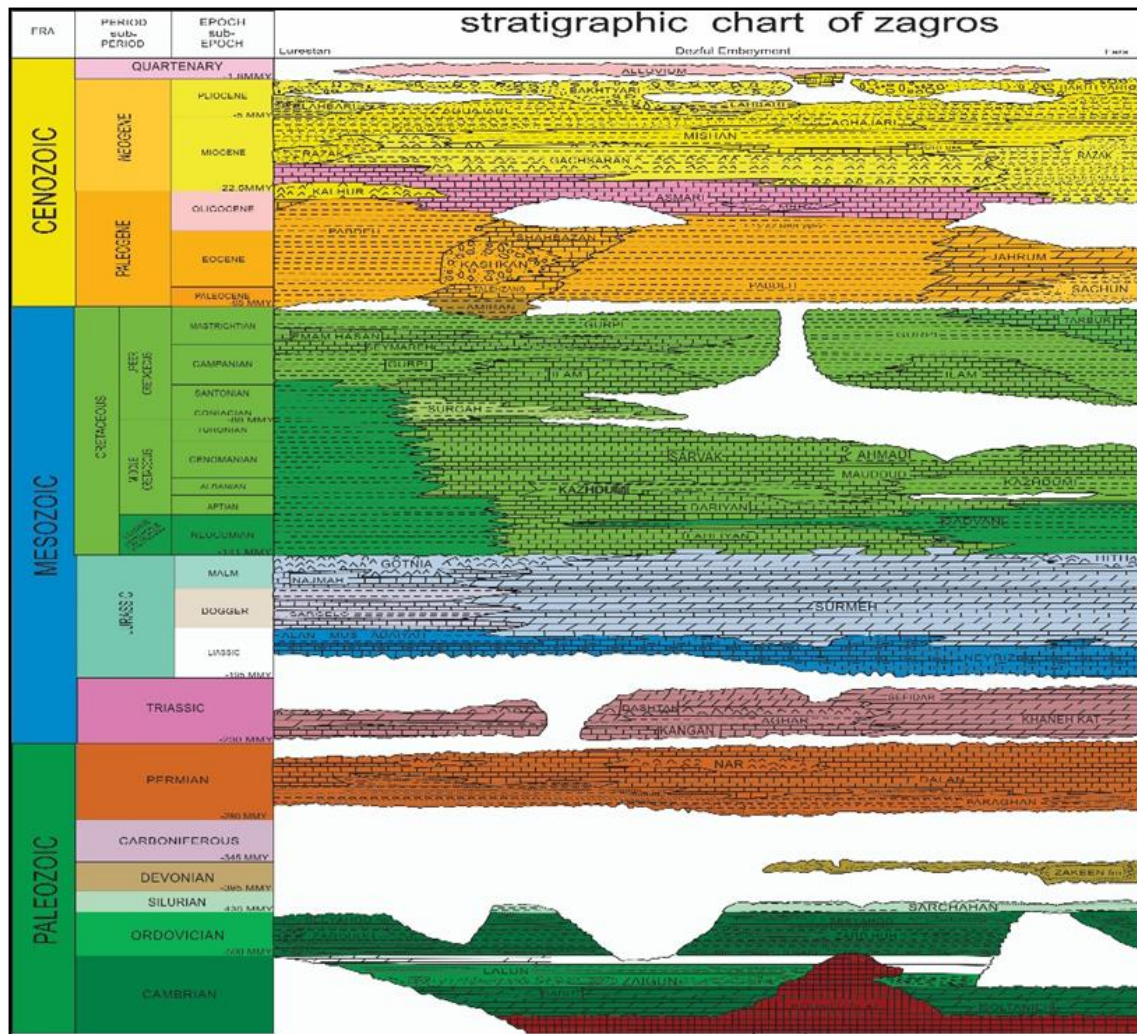


شکل ۱- موقعیت میدان سرخون

مطیعی در سال ۱۳۷۲ بیان کرد که ستون چینه شناسی (شکل ۲) در این بخش از میدان در چاه مورد مطالعه شامل سازندهای آغاچاری، میشان، گوری، گوری بازده، رازک، جهرم می‌باشد. لیتولوژی سازند آغاچاری ماسه سنگ‌های آهکی به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری و مارن است، لیتولوژی سازند میشان مارنی سیلتی و آهک رسی به رنگ خاکستری روشن می‌باشد. لیتولوژی سازند گوری شامل تناوبی از سنگ‌های کربناته و مارن سیلتی است. سازند جهرم که در میدان سرخون دارای ضخامت متفاوت از ۴۲۰ تا ۵۴۰ متر می‌باشد و به سه بخش بالایی میانی و پایینی تقسیم می‌شود. جهرم بالایی در قسمت پایینی دارای سنگ آهک رسی بطرف بالاتر سنگ آهکی، جهرم میانی بطرف میانی و در قسمت های شرقی اکثرا وکستون و یا پکستون تشکیل شده است [۳]. سازند رازک که گویای برخورد حاشیه شمال شرقی صفحه عربی با صفحه ایران مرکزی است، و از نهشته‌های کربناته، آواری و تخریبی به سن الیگومیوسن تشکیل شده است [۱]. حد بالایی این سازند آهک‌های گوری از سازند میشان و حد پایینی آهک آسماری و جهرم در برش نمونه به صورت تدریجی همساز است [۳]. فوراً در سال ۱۹۷۴ بیان کرد که بخش قاعده‌ای این سازند یک لایه‌ی کنگلومرا وجود دارد که در میدان سرخون این بخش کنگلومرای گاز خیز می‌باشد و تحت عنوان کنگلومرای قاعده رازک شناسایی می‌شود [۶]. مختاری و همکاران در سال ۲۰۰۶ اظهار داشتند که منشا رسوبات آواری و دانه درشت سازند رازک از پهنه زاگرس فلسی<sup>۹۰</sup> است، سازند رازک در برخی نقاط فرسایش یافته است و به سوی جنوب حوضه در پس کرانه بندرعباس بیشتر شامل رسوبات آواری دانه ریزتر است که به طور زبانه‌ای با سازند گچساران جایگزین می‌شود. ضخامت سازند رازک متغییر است. تغییر ضخامت به دلیل حرکت پلاستیکی نمک و بالا آمدگی نمک‌های سری هرمز می‌باشد که گاهی کمتر از ۱۵۰ متر و گاهی تا بیش از ۱۳۰۰ متر اندازه‌گیری شده است [۱۲].

<sup>90</sup> Zagros Imbricate Zone





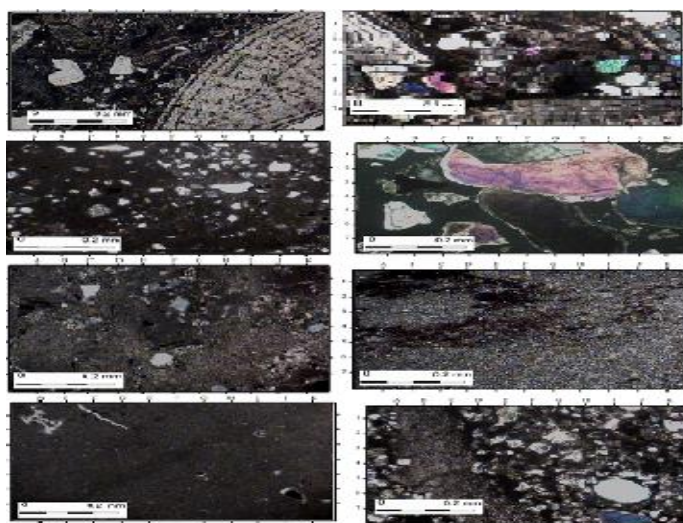
شکل ۲- توالی چینه‌شناسی رسوبات سنوزوئیک در منطقه مورد مطالعه همان گونه که دیده می‌شود در این منطقه (مرز فارس ساحلی و داخلی) سازند رازک به صورت ناپیوستگی بر روی سازند جهرم قرار گرفته است [۲]

با توجه به مطالعه سنگ‌شناسی قاعده رازک و همچنین تفسیر نمودارهای الکتریکی باید گفت رسوبات قاعده رازک از هیچ قانونی پیروی نمی‌کنند به علاوه در هرکدام از چاه‌ها ضخامت‌ها به همراه سیکل‌های رسوبی متفاوتی را نشان می‌دهند. تنها دلیل برای این رسوبات می‌توان به این اشاره کرد که رسوبات حد فوقانی سازند جهرم حالت منحنی شکل داشته‌اند [۲].

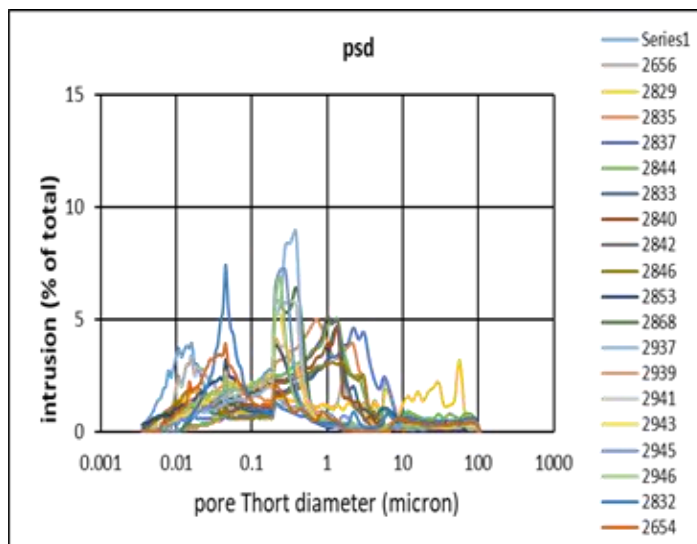
### ۳- داده‌ها و روش‌ها

بر طبق طبقه‌بندی‌های انجام شده گونه‌های سنگی بخش‌های از یک مخزن هستند که در شرایط زمین‌شناسی مشابه رسوب نموده و یک رابطه بین تخلخل، تراوایی و اشباع آب دارند. در بین چاه‌های حفاری شده در میدان مورد بررسی چاه شماره ۱۴ دارای اطلاعات پتروفیزیکی و داده‌های مغزه است. در این چاه تعداد ۸۴ عدد مقطع نازک (شکل ۳) به همراه ۴۶ متر مغزه حفاری شده مورد مطالعه قرار گرفتند. جدول شماره (۱) نشان‌دهنده مطالعاتی است که بر روی مغزه و مقاطع این میدان صورت گرفته است. جهت نامگذاری رخساره‌ها از روش دانهام و برای رده‌بندی پتروفیزیکی و شناسایی کلاس‌های

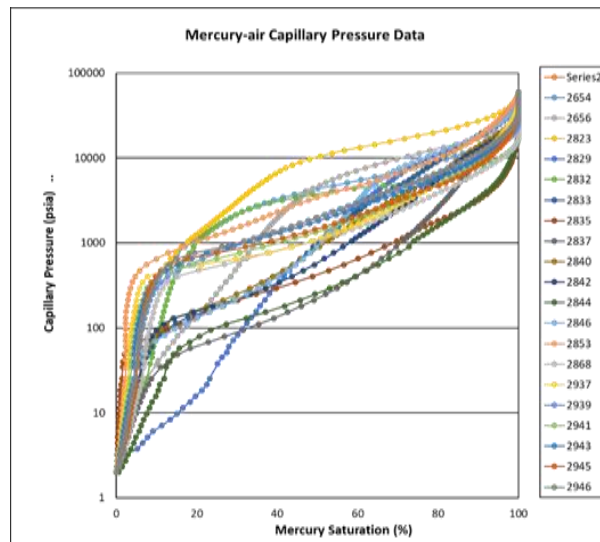
سنگی از روش لوسیا استفاده می شود [۹]. همچنین از روش آمافوله برای تعیین واحدهای جریان براساس شاخص کیفیت مخزن و نسبت تخلخل به ماتریکس استفاده گردید [۳]. همچنین با استفاده از روش اصلاح شده وینلند را برای تعیین واحدهای جریان کمک گرفته می شود [۵]. به علاوه از روش ارائه شده توسط گونتر و همکاران، که یک روش گرافیکی برای کیفیت واحد جریان مخزنی بر اساس چارچوب زمین شناسی و ویژگی های پتروفیزیکی ارائه نموده اند، استفاده شد. همچنین از روش مارک اسکالینسکی با استفاده از منحنی های فشار موئینگی و توزیع اندازه فضاها خالی که در اشکال ۴ و ۵ نشان داده شده اند و در ارتباط با رخساره رسوب گذاری می باشند برای تعیین گونه های سنگی استفاده گردید [۱۹]. در نهایت از نمودارهای چاه پیمایی و کراس پلات ها برای تعیین لیتولوژی تقریبی استفاده می گردد.



شکل ۳- نمونه ای از مقاطع مورد مطالعه



شکل ۴- نمودار توزیع فضای خالی دانه ها برای نمونه های سازند رازک



شکل ۵- منحنی‌های موئینگی

جدول ۱- مطالعه‌های انجام شده بر روی مقاطع و مغزه‌های میدان سرخون

نوع نمونه	عمق	لیتولوژی	تخلخل	تراوایی	رخساره سنگی	نوع تخلخل	محیط رسوبگذاری شده	دانه‌های اسکتی
مقطع نازک	۲۸۲۱-۲۸۲۵	آهک ماسه ای	۲/۷	<۰/۰۰۵	پکستون ماسه‌ای-خاوی اسکلت فسیلی	واگی	دریای باز	ماسه‌های خرد شده
مقطع نازک	۲۸۴۲-۲۸۴۹	ماسه سنگ	۱/۴	۰/۰۲۴	دانه‌های کوارتز با ساختارهای کربناته	ماتریکس و غیرقابل رویت	رودخانه و دلتایی	ماسه‌های ریز شونده
مقطع نازک	۲۸۳۸-۲۸۳۹	رس سنگ سیلتی	۱۴/۷	۰/۰۴۶	مادستون سیلتی	تخلخل ماتریکس و اندکی واک	لاگون	سیلت خرد شونده
مغزه	۲۸۳۲	-	-	-	پکستون با ساختار ماسه ای و اشفتگی	-	-	رخساره به شدت اشفته ساختارهای خرد شده بزرگ با سیلت خرد شده
مغزه	۲۸۶۷	-	-	-	کنگلومرای درشت دانه	-	-	خرده سنگ با ماتریکس آهکی و چرخه ریز شونده به سمت بالا

#### ۴- رخساره و محیط رسوبی

مطالعه پتروگرافی مقاطع نازک و مغزه‌های سازند رازک منجر به شناسایی هشت ریز رخساره گردید که در زیر محیط‌های لاگون دریای باز سیستم رودخانه‌ای دلتایی و سیستم آواری ته نشین شده‌اند. مقایسه بخش مورد مطالعه با برش نمونه واقع در یال شمالی کوه جهرم نشان می‌دهد که این بخش با واحدهای شماره یک و هشت از برش نمونه که لیتولوژی واحد یک سنگ آهک مارنی با بین لایه‌های مارن خاکستری و سنگ آهک ماسه‌ای همراه با لایه کنگلومرایی است. واحد شماره هشت ماسه‌سنگ کرم تا قهوه‌ای رنگ با میان لایه شیل و مارن می‌باشد. ریز رخساره‌ها به سه گروه کربنات، هیبرید و

آواری تقسیم بندی می‌شوند که ریز رخساره‌های گروه کربنات MF1، MF3، MF5، MF6، MF7، گروه هیبرید شامل MF2، MF8 و گروه آواری MF4 می‌باشند. بررسی مقاطع نازک نشان می‌دهد که:

**ریز رخساره MF1** در عمق ۲۸۲۹ متری دارای لیتولوژی سنگ آهک گلی و حاوی اسکلت فسیلی نومولیت، فرامینفرهای بتتیک و اسکلت های خرد شده می‌باشد که منبع اصلی اسکلت‌های خرد شده، میکرایتی شدن اسکلت‌های دیگر است. تخلخل‌های واگی و بین ذره‌ای در این ریز رخساره قابل شناسایی هستند که باعث کاهش کیفیت مخزنی می‌شوند (شکل ۷، MF1). در مطالعات مغزه این بخش به وسیله پیشروی از رخساره دانه پشٹیبان به رخساره گل پشٹیبان شناسایی می‌شود. ویژگی‌های اصلی دیاژنزی این بخش شامل انحلال فشاری، تراکم میکرایتی شدن و میکرایتی شدن بیشتر دانه‌ها (میکرایتی پلوئید و ساختمان‌های خرد شده) اغلب مربوط به سیمان کلسیتی پیچی و کریستاله شدن است. آشفستگی‌های فراوان موجود در مغزه وابسته به فرآیند تراکم است با این وجود محیط رسوبی این رخساره در دریای باز و لاگون رسوب کرده است که مربوط هستند به رمپ‌های هموکلینال کربناته خارجی و با رخساره استاندارد شماره سه ویلسون (SMF3) برابر است و با محیط خارجی یک پلت فرم برابر است.

**ریز رخساره MF2** در عمق ۲۸۴۴ متری دارای لیتولوژی ماسه سنگی که حاوی اسکلت های خرد شده و دانه‌های متوسط و درشت شونده ماسه، نومولیت‌های بازسازی شده و ساختارهای آهکی است (شکل ۷، MF2). مطالعات مغزه نشان می‌دهد که منشأ دانه‌های درشت ماسه سنگ و سنگ آهک شنی و ساختارهای بازسازی شده فسیلی سازند جهرم در همسایگی رازک می‌باشد. مراحل دیاژنزی شامل تراکم، میکرایتی شدن، انحلال ثانویه با این وجود محیط رسوبی این بخش در سیستم آواری رودخانه‌ای با تکرار و پیشروی فواصل کربناته مشخص می‌شود.

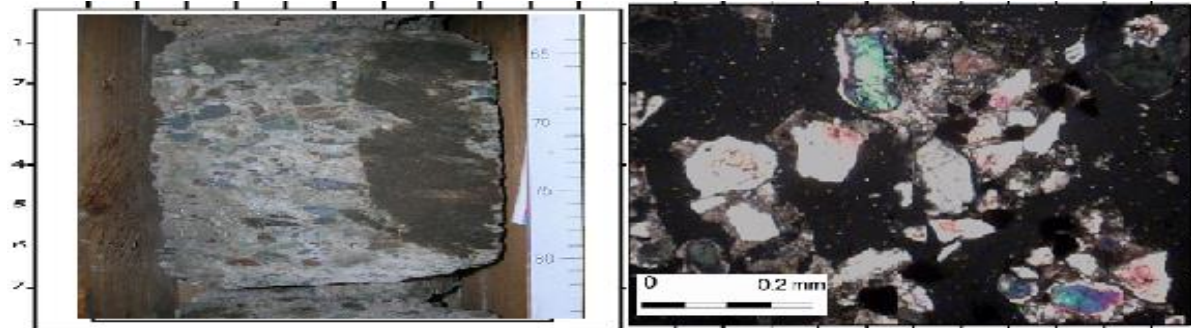
**ریز رخساره MF3** در عمق ۲۸۵۶ متری دارای لیتولوژی ماسه سنگ به سیلت و دارای ماسه سنگ غنی از کربنات می‌باشد (شکل ۷، MF3). در این رخساره تغییرات رنگی سیلت سنگ شامل رنگ قرمز، سبز و سیلتستون تیره می‌باشد. دیاژنزی اصلی این ریز رخساره شامل انحلال فشاری، فشردگی و تخلخل غیر قابل رویت می‌باشد. محیط رسوبی این بخش رودخانه‌ای (دشت سیلابی) به طرف دلتا است.

**ریز رخساره MF4** در عمق ۲۸۵۹ متری لیتولوژی این بخش ماسه سنگ به کنگلومرا و حاوی پیل و دانه های درشت شونده خرده سنگ است (شکل ۷، MF4). مطالعات مغزه نشان می‌دهد که سازند رازک با یک رخساره کلسیتی بطور ناگهانی وارد سازند جهرم می‌شود که با یک مرز چینه شناسی مشخص می‌شود. فرآیندهای دیاژنزی این بخش شامل انحلال ثانویه و سیمان کلسیتی (شکل ۶) که بین دانه‌های پیل و ماسه نفوذ می‌کند و همچنین فشردگی باعث کاهش کیفیت مخزن می‌شود محیط رسوبی این بخش در یک سیستم رودخانه‌ای ته نشین شده که از لحاظ ویژگی‌های مخزنی می‌تواند یک بخش کافی برای مخزن می‌باشد.

**ریز رخساره MF5** در عمق ۲۸۴۸ متری، دارای لیتولوژی ماسه آهکی و حاوی فسیل و مادستون و وکستون، اسکلت‌های ریز خرد شده است. دگرشکلی یا نئومورفیسم ثانویه تخلخل واگی و به مقدار کم تخلخل بین دانه‌ای در این ریز رخساره



دیده می‌شود (شکل ۷، MF5). مطالعات مغزه نشان می‌دهد که فواصل آهکی این قسمت توسط ساختارهای اسکلتی و کستون و مادستون مشخص می‌شوند که این ساختارها نشان دهنده محیط لاگون می‌باشند و برابر رخساره استاندارد شماره بیست می‌باشد (SMF20).

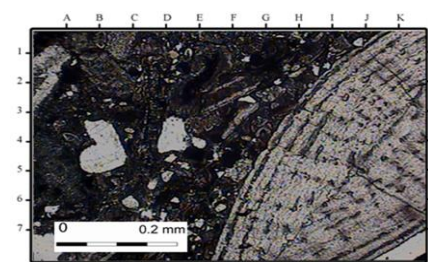


شکل ۶- سیمان کلسیتی موجود در ریزرخساره MF4

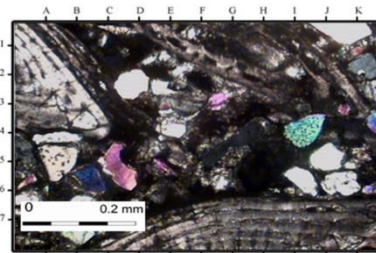
ریز رخساره MF6 در عمق ۲۸۳۸ متری مادستون سیلتی حاوی آشفستگی زیاد، سیلت خرد شده و ماسه زاویه دار کم، و حاوی تخلخل ماتریکس و تخلخل واگی می‌باشد (شکل ۷، MF6). مطالعات مغزه نشان می‌دهد که این بخش حاوی مادستون و سیلت‌های خرد شده که در محیط آرام لاگون ته نشین شده‌اند و رخساره استاندارد شماره بیست و سه را نشان می‌دهد (SMF23).

ریز رخساره MF7 در عمق ۲۸۴۰ متری سنگ آهک گلی، دارای مادستون فسیل دار و وکستون و فرامینفرهای کف زی، ساختمان‌های خرد شده و حاوی گل با آشفستگی فراوان است (شکل ۷، MF7). مطالعات مغزه نشان می‌دهد که این بخش از سیلت سنگ به گل سنگ حاوی آشفستگی و ساختارهای آهکی به همراه ساختمان‌های میکرایتی خرد شده ترکیب شده است که نشان دهنده محیط لاگون می‌باشد و رخساره استاندارد شماره بیست و سه را نشان می‌دهد (SMF23).

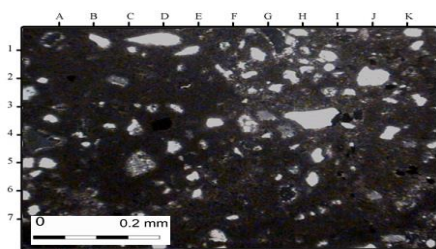
ریز رخساره MF8 در عمق ۲۸۳۱ متری سنگ آهک ماسه‌ای دارای رخساره فسیلی بازسازی شده و دانه‌های خرد شونده است (شکل ۷، MF8). سنگ آهک ماسه عموماً ترکیب شده از سیلت به سمت گل سنگ با آشفستگی زیستی و وکستون ماسه‌ای که دانه‌های ماسه به صورت تصادفی در این بخش آهکی حضور پیدا می‌کنند. دیاژنز اصلی این بخش انحلال فشاری، و مراحل انحلال ثانویه و میکرایتی شدن است که برابر با رخساره استاندارد شماره بیست پنج می‌باشد (SMF25). با توجه این ملاحظات این بخش در محیط رسوبی محصور یا یک پلت فرم کربناته با ورود مکرر ماسه به داخل حوضه رسوبی ته نشین شده‌اند. جدول ۲ و شکل ۷ نشان دهنده شماتیکی از محیط رسوبی و اطلاعات محیط نهشته شدن می‌باشد.



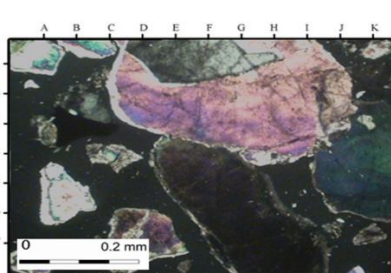
MF1، پکستون وکستون



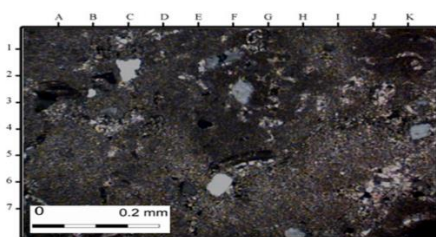
MF2، پکستون گرینستون



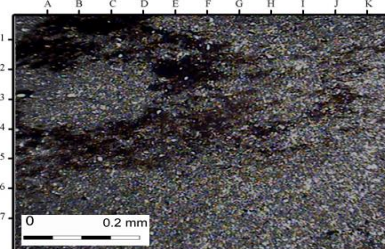
MF3، وکستون مادستون



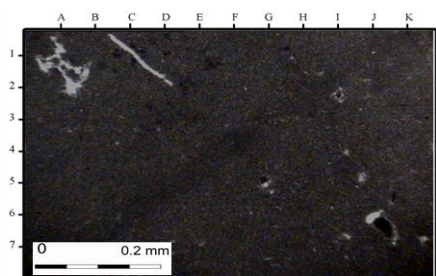
MF4، گرینستون



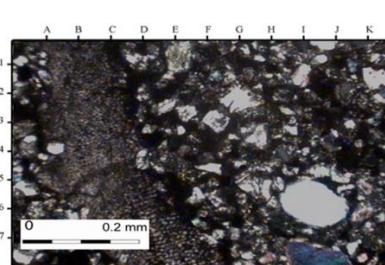
MF5، مادستون وکستون



MF6، مادستون



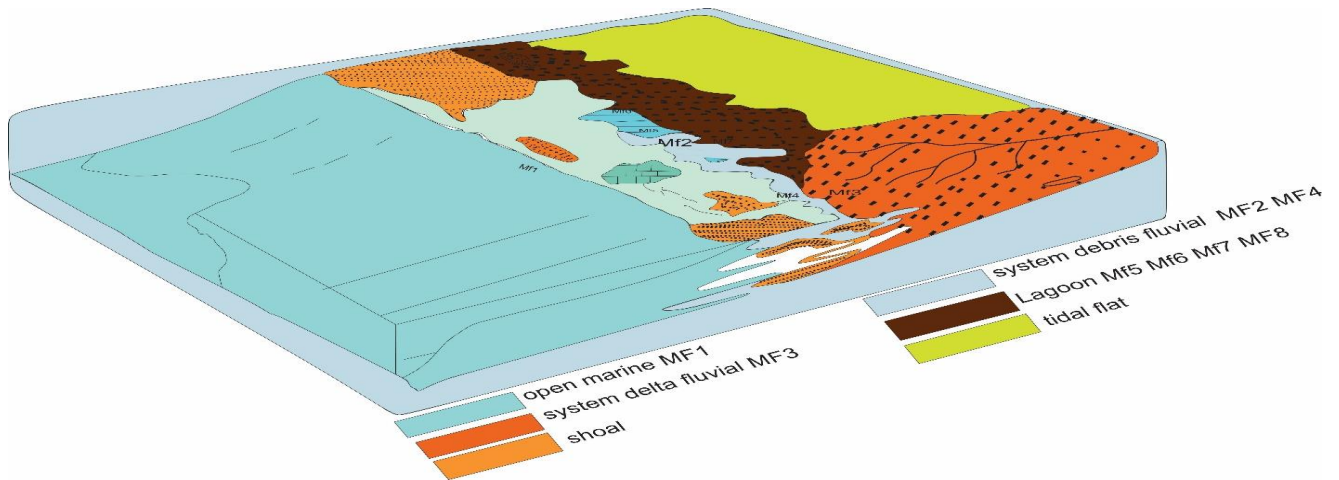
MF7، وکستون مادستون



MF8، وکستون ماسه ای

شکل ۷- ریز رخساره های شناسایی شده در مقاطع مورد مطالعه - MF1 پکستون و وکستون حاوی اسکلت فسیلی MF2 - پکستون و گرینستون حاوی آشفستگی MF3 - وکستون و مادستون دارای آشفستگی و کستون اینتراکست دار - MF4 گرینستون - MF5 مادستون و وکستون ساختارهای میکرایتی - MF6 مادستون MF7 - وکستون مادستون - MF8 وکستون ماسه ای سیلتستون

شکل ۸- مدل شماتیک محیط رسوبی سازند رازک در میدان سرخون



جدول ۲- گونه‌های سنگی تعیین شده در سازند رازک با تطبیق رخساره‌های میکروسکوپی با رده‌های پتروفیزیکی لوسیا

گونه سنگی RT	رخساره (بافت)	تخلخل (درصد)	تراوایی (میلی داریسی)	ریز رخساره	گروه پتروفیزیکی لوسیا
۱	گرینستون	۵/۲	۲/۳۵	MF4	۱
۲	گرینستون پکستون	۲/۷	۰/۲۳۴	MF2	۲,۱
۳	پکستون وکستون	۲/۵	۰/۰۷۶	MF1 MF3	۳,۲
۴	وکستون مادستون	۱/۵	۰/۰۴۲	MF5 . MF6 . MF7 . MF8	۴ و غیر مخزنی

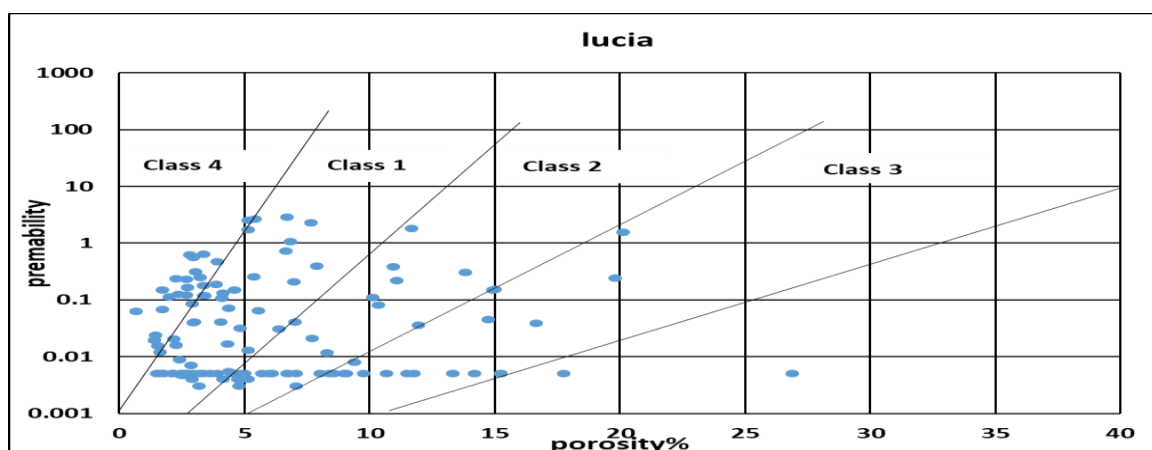
#### ۴-۱- تعیین گونه‌های سنگی به روش دسته بندی لوسیا

در سازند رازک از ترکیب رخساره‌های استاندارد معرفی شده توسط ویلسون و فلوگل و همچنین از طبقه بندی دانهام و لوسیا استفاده شده است. به منظور بررسی کیفیت مخزنی رخساره‌ها با برقراری ارتباط بین رخساره‌های معرفی شده در بخش بالایی سازند رازک با رده‌های پتروفیزیکی لوسیا و نیز تعیین گونه‌های سنگی، داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به رخساره‌های این سازند بر روی نمودار لوسیا ترسیم گردیده‌اند (شکل ۹-). در سازند رازک با توجه به اینکه مشخص شده یکی از رخساره‌ها مربوط به محیط لاگون است اکثر داده‌های تخلخل و تراوایی نظیر رخساره‌های میکروسکوپی (MF5, MF6, MF7, MF8) در محدوده خارج از دسته بندی لوسیا و در نواحی نزدیک به محور عمودی که فاقد تخلخل هستند قرار گرفته‌اند. این داده‌ها به طور قراردادی کلاس چهارم در نظر گرفته شدند. رخساره‌های دیگر در محدوده کلاس‌های مختلف پراکنده شده‌اند. پراکندگی که در داده‌ها مشاهده می‌شود به دلیل تاثیر فرآیندهای انحلال فشاری، سیمان کلسیتی،

میکریتی شدن بر روی سازند رازک می باشد. با تطبیق رخساره‌های مورد مطالعه با کلاس‌های لوسیا، گونه‌های سنگی مختلفی برای سازند رازک شناسایی شد. بر این اساس سازند رازک به چهار گونه سنگی تقسیم شد (جدول ۲). بهترین کیفیت مخزنی مربوط به کلاس یک با توجه به تراوایی و تخلخل بالا و ضعیف ترین بخش کلاس چهار با تخلخل و تراوایی پایین می‌باشد.

#### ۴-۲- واحدهای جریان

یک واحد جریانی بخشی از یک مخزن است که به طور جانبی و عمودی پیوسته است، به طوریکه ویژگی‌های زمین شناسی و پتروفیزیکی تاثیرگذار بر جریان سیال در آن واحد ثابت است. فضاهای خالی عواملی هستند که ویژگی‌های واحدهای جریان را کنترل می‌کنند، بنابراین هر واحد جریانی می تواند نشان دهنده یک واحد مخزنی خاص با سیستم فضای خالی منحصر به فرد باشد که در این مطالعه به دلیل شناسایی واحدهای جریانی همچنین در دسترس بودن داده‌های تخلخل و تراوایی و شناسایی بخش‌یافتل و همچنین بخش‌های پرسرعت مخزن و شناسایی اندازه فضاهای خالی از سه روش آمافوله، وینلند و لورنز استفاده شد [۳].



شکل ۹- نمودار تخلخل در مقابل تراوایی نمونه های سازند رازک در نمودار پتروفیزیکی لوسیا برخی از داده ها در محدوده خارج از رده بندی و در نواحی نزدیک به محور عمودی قرار گرفته اند که به طور قراردادی به عنوان رده چهار در نظر گرفته شده اند



جدول ۳- نتایج رقومی برای دو روش آمافوله و لوسیا

Amafule			Lucia		Depth (m)
IQI	PMR	FZI	Porosity (%)	Permeability (mD)	
0.13	0.09	0.01	8.3	0.011	2650.74
0.20	0.08	0.02	7.6	0.020	2651.02
2.06	0.03	0.07	3.3	0.178	2651.35
0.50	0.05	0.03	4.8	0.031	2651.65
0.29	0.03	0.01	3.1	0.003	2651.9
0.23	0.04	0.01	4.1	0.004	2652.17
0.08	0.08	0.01	7.0	0.003	2652.46
0.09	0.10	0.01	9.3	0.008	2652.78
0.29	0.11	0.03	10.1	0.108	2653.14
0.00	0.00	0.00	0.0	0.000	2653.48
0.39	0.03	0.01	2.9	0.004	2653.74
0.70	0.02	0.02	2.1	0.005	2654.02
0.42	0.03	0.01	2.9	0.005	2654.29
1.02	0.02	0.02	1.6	0.005	2654.57
0.45	0.03	0.01	2.8	0.005	2654.81
0.20	0.05	0.01	4.8	0.005	2655.17
0.01	0.37	0.00	26.8	0.005	2655.42
0.05	0.13	0.01	11.7	0.005	2655.93
0.15	0.06	0.01	5.7	0.005	2656.56
0.92	0.02	0.02	1.7	0.005	2656.81
0.50	0.03	0.01	2.6	0.005	2821.84
0.21	0.05	0.01	4.6	0.005	2822.12
0.07	0.11	0.01	9.7	0.005	2822.37
0.12	0.07	0.01	6.7	0.005	2822.7
0.35	0.03	0.01	3.3	0.005	2823.06
0.31	0.04	0.01	3.6	0.005	2823.34
0.22	0.05	0.01	4.4	0.005	2823.61
0.19	0.05	0.01	4.9	0.005	2823.9
0.09	0.09	0.01	7.9	0.005	2825.62
0.08	0.09	0.01	8.3	0.005	2825.88
0.08	0.09	0.01	8.5	0.005	2826.13
0.07	0.10	0.01	8.9	0.005	2826.44
0.07	0.10	0.01	9.0	0.005	2826.73
0.14	0.06	0.01	6.0	0.005	2827.04
0.04	0.17	0.01	14.1	0.005	2827.62
0.03	0.18	0.01	15.2	0.005	2827.97
0.04	0.15	0.01	13.3	0.005	2828.24
0.02	0.22	0.01	17.7	0.005	2828.81
0.03	0.18	0.01	15.2	0.005	2829.1

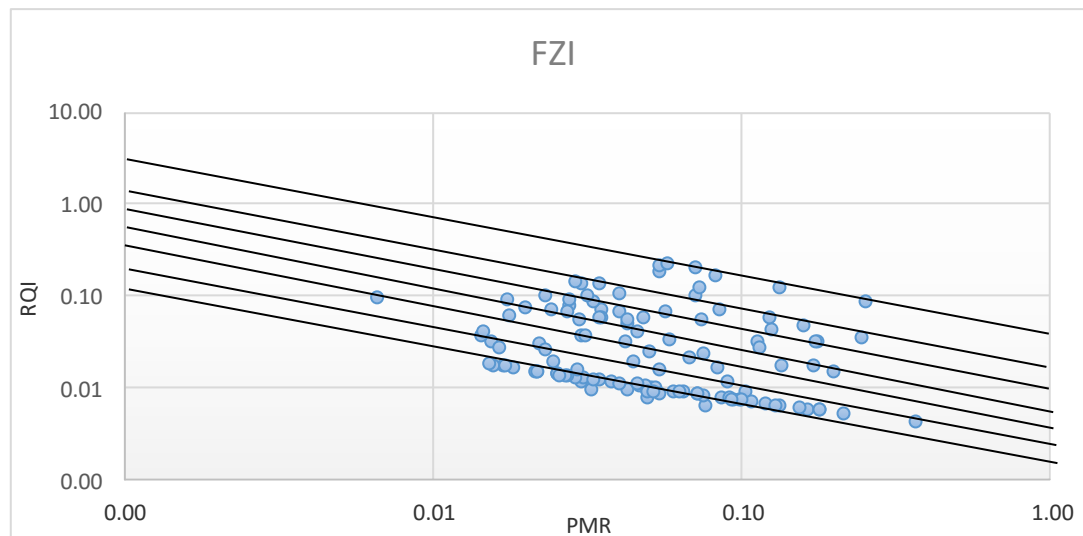
جدول ۴- رخساره‌های میکروسکوپی و مهم ترین فرایندهای دیاژنزی شناسایی شده در سازند رازک در چاه ۱۴ در این مطالعه

نام	زیرمحیط	فرایند دیاژنزی	آلوکم	بافت	رخساره استاندارد	عمق (m)
MF1	پکستون و وکستون حاوی اسکلت فسیلی	دریایی باز	انحلال فشاری، تراکم میکرایتی شدن و میکرایتی شدن مربوط به سیمان پیچی	فرامینیفر بنتیک- اسکلت‌های خرد شده	گل آهکی	SMF3 ۲۸۲۹
MF2	پکستون و گرینستون حاوی آشفنگی زیاد فرامینیفر کف زی و اسکلت خرد شده	آواری رودخانه‌ای	انحلال فشاری، تراکم، میکرایتی شدن و سیمان کلسیتی	اسکلت‌های باز سازی شده	ماسه سنگ	- ۲۸۴۴
MF3	وکستون مادستون دارای آشفنگی	سیستم آواری دلتایی	انحلال، تراکم، سیمان کلسیتی	فاقد آلوکم	ماسه سنگ به سیلت	- ۲۸۵۶
MF4	گرینستون	آواری رودخانه‌ای	انحلال ثانویه، سیمان کلسیتی	فاقد آلوکم	ماسه سنگ به کنگلوмера	- ۲۸۵۹
MF5	مادستون و وکستون ساختارهای میکراتی	لاگون	میکرایتی شدن، انحلال شده ریز	اسکلت‌های باسازی	سنگ آهک ماسه‌ای	SMF20 ۲۸۴۸
MF6	مادستون	لاگون	انحلال فشاری، انحلال ثانویه، میکرایتی شدن	فاقد آلوکم	رس سنگ ماسه‌ای	SMF23 ۲۸۳۸
MF7	وکستون مادستون	لاگون	تراکم، میکرایتی شدن	فرامینیفر بنتیک و اسکلت خرد شده	گل آهکی	SMF23 ۲۸۴۰
MF8	وکستون ماسه ای سیلستون ماسه‌ای	لاگون	انحلال، تراکم، میکرایتی شدن	فسیل‌های باسازی شده خرد شده	ماسه آهکی	SMF25 ۲۸۳۱

#### ۴-۳- روش آمافوله

همانطور که در بخش های قبل اشاره شد، داده‌های تخلخل و تراوایی در رابطه ۲۱ قرار گرفته و سپس نتایج در رابطه سه قرار می گیرد. با قرار دادن شاخص کیفیت مخزن<sup>۹۱</sup> و نسبت تخلخل به ماتریکس<sup>۹۲</sup> در مقابل هم مقدار شاخص زون جریان<sup>۹۳</sup> به دست می آید (شکل ۱۰). این نمودار نشان می دهد که در سازند رازک در میدان سرخون هفت واحد جریانی وجود دارد که هر کدام ویژگی ها و خواص گلوگاهی خود را دارند که به ترتیب به سمت بالا از شماره یک تا هفت کیفیت مخزنی بهتری می شود. واحد جریانی شماره یک پایتترین واحد جریانی می باشد که مربوط به محیط لاگون و ضعیفترین واحد جریانی است. شش واحد جریانی دیگر از پایین به سمت بالا محیط‌های دریایی، سیستم آواری رودخانه‌ای و دلتایی را نشان می دهند.

91 RQI  
92 PMR  
93 FZI



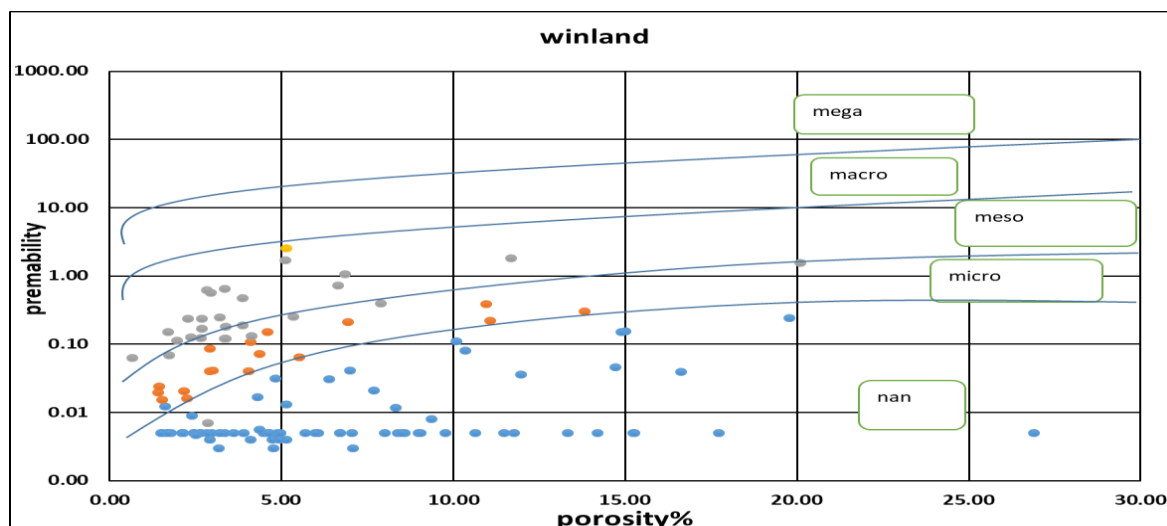
شکل ۱۰- نمودار RQI در مقابل PMR برای نمونه‌های سازند رازک

#### ۴-۴- روش وینلند R35

این معادله توسط وینلند از تخلخل جیوه در ۳۰۰ نمونه از میدان اسپیندل<sup>۹۴</sup> تعریف شده است. وینلند شعاع فضای خالی را در اشباع مختلف جیوه محاسبه کرد و به این نتیجه رسید که بهترین درصد برای اشباع جیوه ۳۵ درصد اشباع است، ۳۵ درصد اشباع تقریباً درصدی است که در آن اندازه فضاهای خالی کلاسی را تشکیل می‌دهند که بهترین مسیر برای جریان سیال است اساس این روش بر اساس استفاده از منحنی‌های فشار موینگی است. در رابطه چهار مناسب‌ترین تطبیق منحنی را نشان می‌دهد [۵].

$$\log(R35) = 0.732 + 0.538 \log(K_{air}) - 0.864 \log(\Phi) \quad \text{رابطه (۴)}$$

در این رابطه R35 شعاع فضاهای خالی در اشباع ۳۵ درصدی جیوه،  $K$  تراوایی برحسب میلی داری و  $\Phi$  تخلخل بر حسب درصد می‌باشد. رابطه چهار امکان دسته بندی داده‌ها و کیفیت مخزن بر مبنای اندازه ی دهانه ی منافذ را فراهم می‌کند که به همراه سایر روش‌ها به تعیین تعداد و توزیع واحدهای جریانی منجر می‌شود. شکل ۱۱ نشان دهنده تخلخل در مقابل تراوایی وینلند می‌باشد که نشان دهنده سه واحد جریانی نانو، میکرو و مزو بر مبنای اندازه دهانه منافذ برای تمامی داده‌های مغزه می‌باشد. با توجه به محدوده قرار گیری اکثریت داده‌ها در واحد نانو به دلیل تخلخل و تراوایی پایین نشان دهنده محیط لاگون و دریای باز می‌باشد دو واحد مزو و میکرو نشان دهنده محیط‌های رسوبی رودخانه‌ای آواری و دلتایی است.



شکل ۱۱- نمودار تخلخل در مقابل تراوایی نمونه های سازند رازک برای واحدهای جریان و قطر فضای خالی

#### ۴-۵- تعیین واحدهای جریان سیال با استفاده از روش نمودارلورنز اصلاح شده بر مبنای چینه نگاری<sup>۹۵</sup>

فضاهای خالی عواملی هستند که ویژگی های واحدهای جریان را کنترل می کنند، بنابراین هر واحد جریانی می تواند نشان دهنده یک واحد مخزنی خاص با سیستم فضای خالی منحصر به فرد باشد. واحدهای جریانی بر اساس تغییر در شیب نمودار جدا می شوند. قسمت های پرشیب با کیفیت مخزنی بالاتر و بخش های مسطح تر با کیفیت مخزنی پایین می باشند (شکل ۱۲). بر این اساس در این بخش شش واحد جریانی شناسایی شدند. نمودار لورنز تغییرات ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره در مقابل عمق را نشان می دهد (شکل ۱۳). در ادامه این واحدهای جریانی مورد بحث قرار خواهد گرفت.

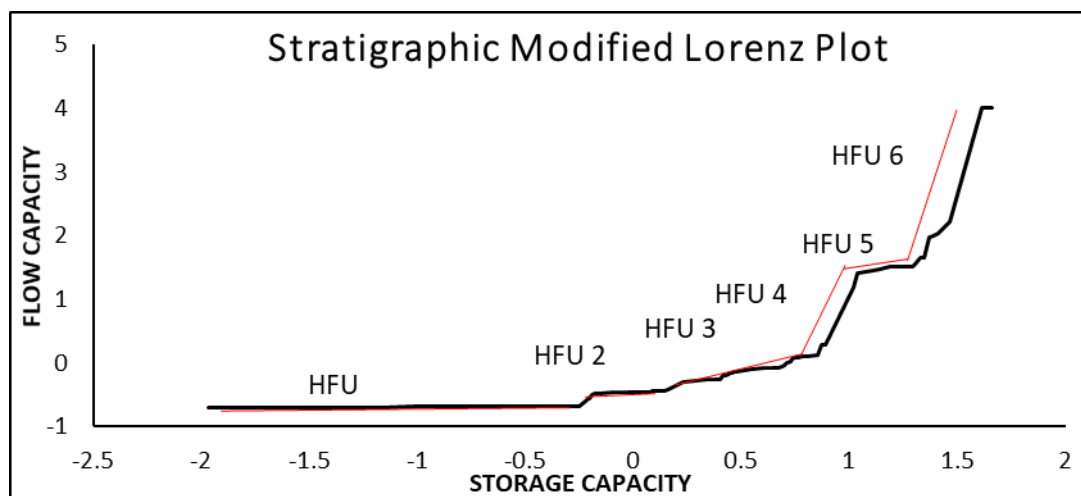
**واحد جریانی شماره یک HFU1:** این واحد سدی که از عمق ۲۸۲۱ متری شروع و در عمق ۲۸۳۵ متری خاتمه می یابد. لیتولوژی غالب در این بخش سنگ آهک گلی به همراه رس ماسه ای می باشد. که به ترتیب دارای رخساره های شماره MF1، MF2، MF6 و MF7 می باشد. FZI در این واحد جریانی ۰/۲۹ می باشد. در این بخش محدوده تراوایی ۰/۰۰۵ میلی داری و محدوده تخلخل به ترتیب بین ۱ تا ۵ درصد تغییر می کند. محیط رسوبی این بخش مربوط دریای باز است که وابسته به رمپ های هموکلینال است، بنابراین محیط رسوبی این بخش یک محیط محصور کربناته همراه با ورود مکرر ماسه به داخل حوضه می باشد و باتوجه به ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره پایین این واحد، واحد جریانی شماره یک آمافوله که در محیط لاگون ته نشین شده و تخلخل و تراوایی پایینی دارد را نشان می دهد. بنابراین از لحاظ کیفیت مخزنی یکی از ضعیفترین واحدهای جریانی این بخش از سازند رازک می باشد.

**واحد جریان شماره دو HFU2:** این واحد جریانی که از عمق ۲۸۳۸ متری شروع شده و در عمق ۲۸۴۱ متر به پایان می‌رسد مشابه با واحد جریانی شماره دو از روش لورنز می‌باشد. FZI در این واحد جریانی ۱/۰۲ می‌باشد. میانگین تراوایی ۰/۱۶ میلی داری و میانگین تخلخل ۷ درصد است، که دارای لیتولوژی مادستون و وکستون که به ترتیب رخساره‌های شماره MF5 و MF6 که ته نشین شده در محیط لاگون هستند را نشان می‌دهند. واحد جریانی شماره دو آمافوله و از لحاظ کیفیت مخزنی جز زون‌های سدی قرار می‌گیرد.

**واحد جریانی شماره سه HFU3:** این واحد جریانی که از عمق ۲۸۴۱ متری شروع شده و در عمق ۲۸۴۹ متری به پایان می‌رسد، این واحد دارای لیتولوژی ماسه‌ای همراه با میان لایه‌های کربناته است که دارای ساختارهای بازسازی شده فسیلی و رخساره آواری که منبع اصلی دانه‌های درشت و ساختارهای بازسازی شده این قسمت مربوط به سازند جهرم است که در همسایگی رازک می‌باشد و محیط رسوبی این بخش در سیستم آواری رودخانه‌ای با پیش روی و تکرار فواصل کربناته ته نشین شده است. FZI در این واحد جریانی ۱/۳ می‌باشد. که واحد جریان شماره چهار روش آمافوله را نشان می‌دهد. میانگین تراوایی ۰/۲۴ میلی داری و میانگین تخلخل ۶ درصد می‌باشد و رخساره MF3 را نشان می‌دهد که یک واحد مخزنی می‌باشد.

**واحد جریانی شماره چهار HFU4:** این واحد جریانی که از عمق ۲۸۴۹ متر شروع شده و تا عمق ۲۸۵۱ متری ادامه دارد. لیتولوژی این قسمت تناوبی از سنگ آهک ماسه‌ای و ماسه درشت شونده به سمت کنگلومرا و پیل است. سنگ آهک ماسه‌ای عموماً ترکیب شده از سیلت به سمت گل‌سنگ ماسه‌ای با آشفستگی زیاد لیتولوژی اصلی این قسمت ماسه سنگ و سنگ آهک ماسه‌ای با تعداد کمی سیلت و کوارتز خرد شده می‌باشد، FZI در این واحد جریانی ۱/۴ می‌باشد. که رخساره MF3 و MF6 واحد جریانی شماره پنج آمافوله را نشان می‌دهد. میانگین تراوایی ۱/۷۲ میلی داری و میانگین تخلخل ۰/۷ درصد می‌باشد و از لحاظ کیفیت مخزنی یک بخش پرسرعت مخزنی است.

**واحد جریانی شماره پنج HFU5:** این واحد جریانی که از عمق ۲۸۵۱ متری شروع شده و تا عمق ۲۸۵۵ متری ادامه دارد. این بخش یک بخش مخزنی است که لیتولوژی اصلی آن سنگ آهک ماسه‌ای با بخش قابل توجهی سیلت و ماسه خرد شده است که در داخل این رخساره آهکی توزیع شده‌اند. FZI در این واحد جریانی ۰/۷۹ می‌باشد. محیط رسوبی این بخش در سیستم آواری دلتایی ته نشین شده است و رخساره MF3 و MF8 را نشان می‌دهد. همچنین واحد جریانی شماره دو روش آمافوله را نشان می‌دهد. میانگین تراوایی ۰/۴۵ میلی داری و میانگین تخلخل این بخش ۰/۷ درصد می‌باشد و از لحاظ کیفیت مخزنی یک بخش مخزنی متوسط است.

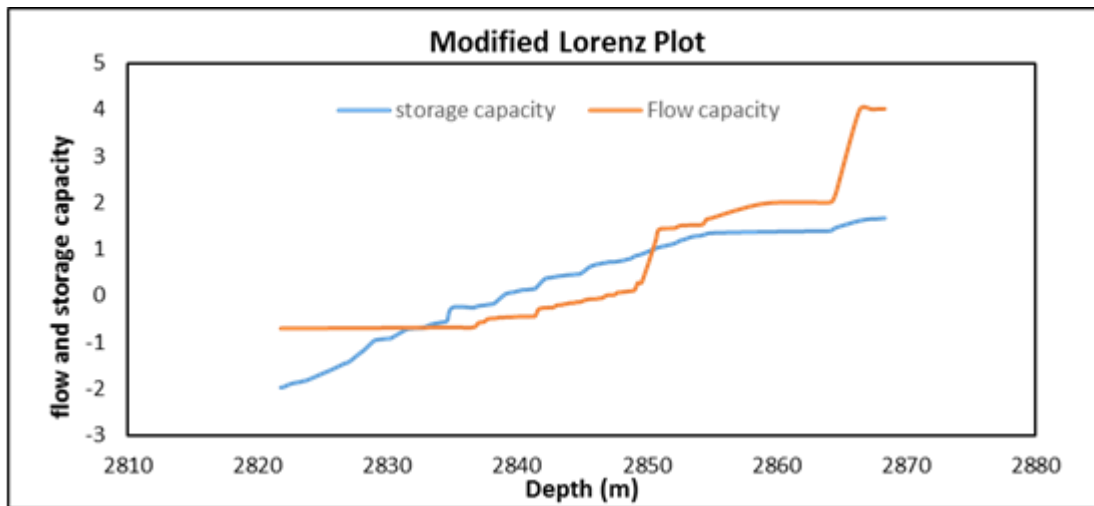


شکل ۱۲- مدل استراتیگرافی لورنز پلات برای نمونه های سازند رازک

واحد جریانی شماره شش HFU6: این واحد جریانی که از عمق ۲۸۵۴ متری شروع شده و تا عمق ۲۸۶۶ متری ادامه دارد. این بخش که قسمت تحتانی سازند رازک است و با یک رخساره کلسیتی به طور ناگهانی وارد سازند جهرم می‌شود، که یکناپیوستگی را مشخص می‌نماید. لیتولوژی این بخش دارای دانه های کنگلومرای بزرگ شونده و لایه‌های ماسه‌ای است. کنگلومرای پلی میکتایت با تنوعی از دانه‌های پبل در این بخش غالب شده است. FZI در این واحد جریانی ۱/۷ می‌باشد. محیط رسوبی این بخش در یک سیستم رودخانه ای به سمت دلتایی ته نشین شده است و واحد جریانی شماره شش و هفت روش امافوله را نشان می‌دهد. میانگین تراوایی این واحد ۱/۲۰ میلی داری و میانگین تخلخل ۰/۷ درصد است. این واحد رخساره MF4 را نشان می‌دهد و یک بخش نسبتاً مناسب برای مخزن می‌باشد.

#### ۴-۶- تعیین گونه های سنگی با استفاده از منحنی های موئینگی

در بحث شناسایی گونه‌های سنگی با استفاده از منحنی‌های موئینگی و نمودار قطر فضای خالی و همچنین نمودارهای موئینگی گونه‌های سنگی مشخص می‌شوند. همچنین نمونه‌ها از سیستم آب و گاز مخزن به سیستم جیوه و هوا آزمایشگاه منتقل شدند.



شکل ۱۳- مدل لورنز پلات برای نمونه‌های سازند رازک که ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره را عمق نشان می‌دهند.

مارک اسکالینسکی<sup>۹۶</sup> و همکاران در سال ۲۰۱۵ از پاسخ منحنی‌های تزریق موئینگی که در رابطه با رخساره رسوبی و چینه نگاری هستند، مشخص نموده‌اند که هر نوع گونه سنگی سیستم فضای خالی خاص خود را دارد و بر این اساس گونه‌های سنگی را تشخیص دادند [۱۸]. در این پژوهش با قرارگیری داده‌های فشار موئینگی در مقابل اشباع جیوه و قطر فضاهای خالی در مقابل درصد نفوذ جیوه به فضای خالی برای هر عمق منحنی‌های خاص خود بوجود آمدند، که هر منحنی نشانه دهنده یک نوع گونه سنگی می‌باشد. در ادامه این گونه‌ها مورد بحث و بررسی قرار خواهد گرفت.

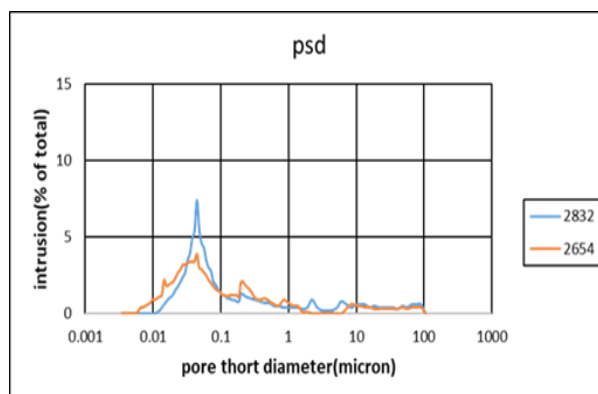
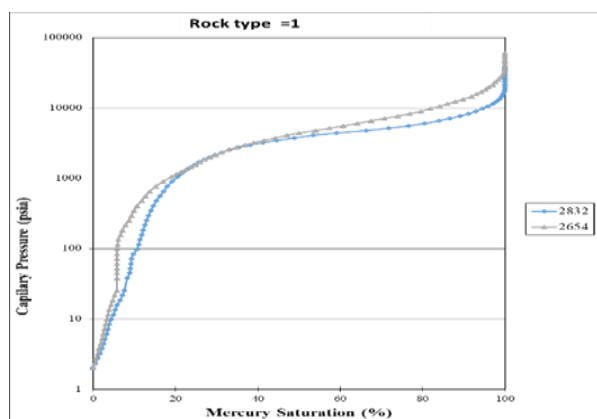
**گونه سنگی یک:** با توجه به منحنی‌های فشار موئینگی به دست آمده و نمودار توزیع قطر فضای خالی که در (شکل ۱۴) نشان داده شده و مشخص شده که لیتولوژی موجود در این گونه سنگی سنگ آهک ماسه‌ای می‌باشد. در این گونه سنگی تخلخل و تراوی به ترتیب ۱/۵ درصد و ۰/۰۰۵ میلی داری که برابر با رخساره MF1 و کلاس سه طبقه بندی لوسیا و گروه پکستون و وکستون طبقه بندی دانهام می‌باشد.

**گونه سنگی دو:** تمام ویژگی‌های این گروه مشابه با گونه سنگی شماره یک بوده با این تفاوت که لیتولوژی اصلی این قسمت سنگ آهک ماسه‌ای پکستون حاوی اسکلت فسیلی می‌باشد که (شکل ۱۴) نشان دهنده نمودار توزیع فضای خالی نمودارهای موئینگی برای گونه سنگی شماره دو، که تخلخل و تراوی به ترتیب ۵/۵ درصد و ۰/۲۷۸ میلی داری که برابر با رخساره MF1 و پکستون و وکستون در طبقه بندی دانهام و کلاس سه طبقه بندی لوسیا می‌باشد.

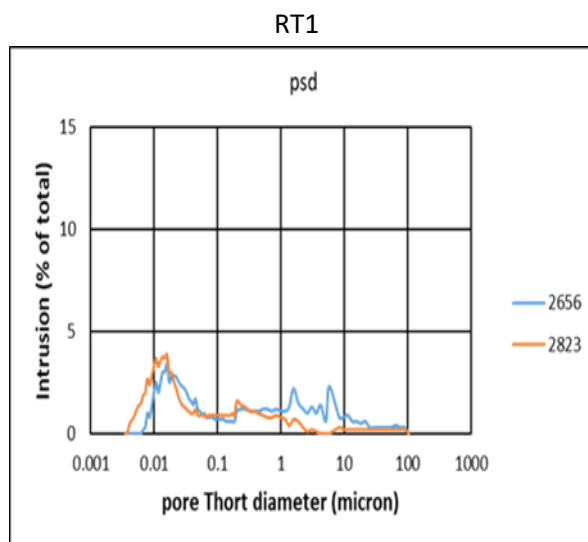
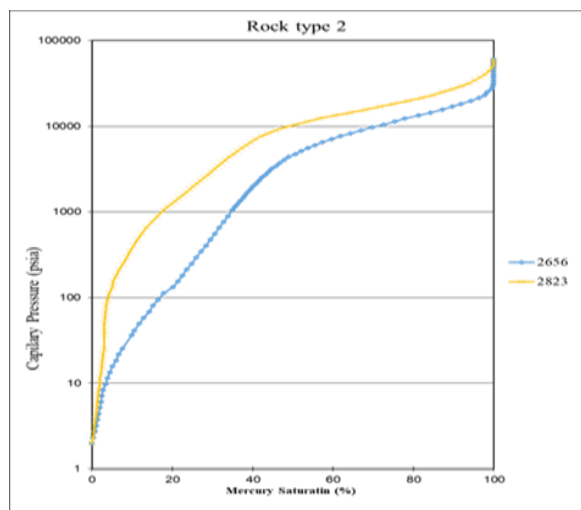
**گونه سنگی سه:** این نوع گروه سنگی با توجه به نمودارهای به دست آمده (شکل ۱۴) نشان می‌دهد که لیتولوژی این قسمت ماسه سنگی و تخلخل ۰/۱۴ درصد و تراوی ۰/۰۰۵ میلی داری دارد. دلیل تخلخل بالا و تراوی پایین این قسمت به دلیل این است که در میان رخساره‌های بازسازی شده ماسه سنگی فواصل سیلتی و گل آهکی باعث کاهش

<sup>96</sup> Mark Skalinski

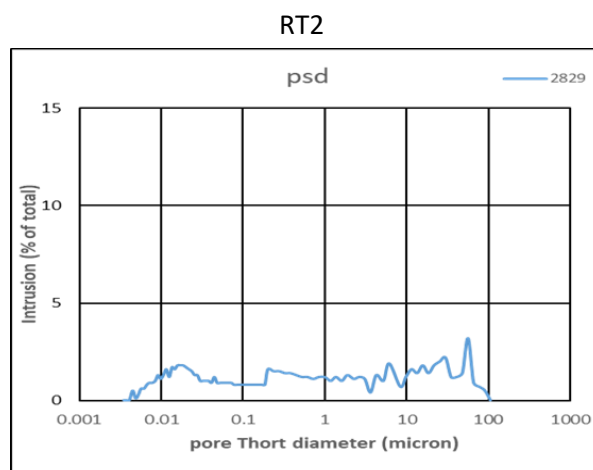
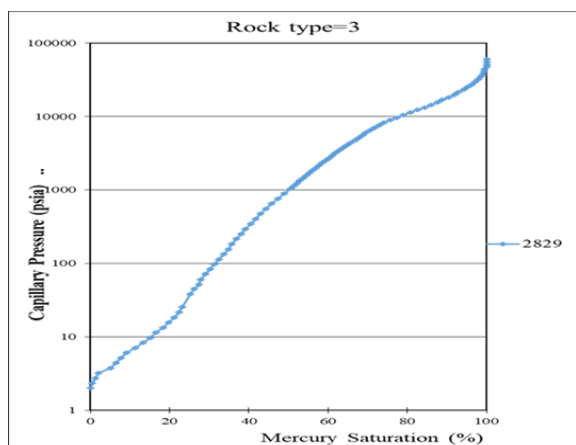
تراوایی این قسمت شده‌اند. این گونه در رخساره MF2 که در کلاس یک و دو، طبقه بندی لوسیا و گروه پکستون حاوی ساختار ماسه‌ای و گریستون آشفته قرار می‌گیرد.



RT1



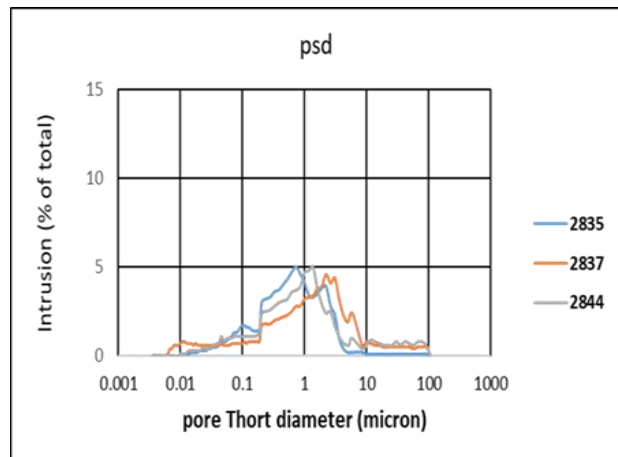
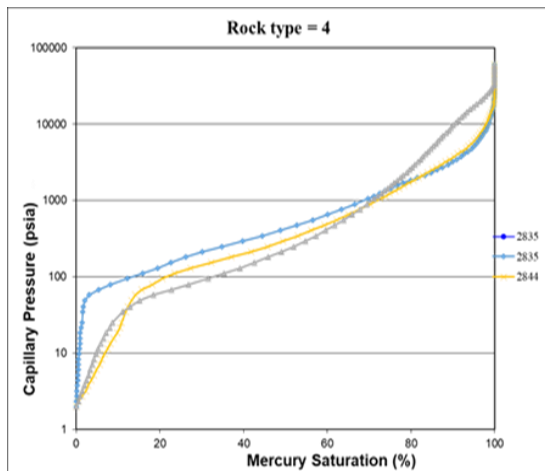
RT2



RT3

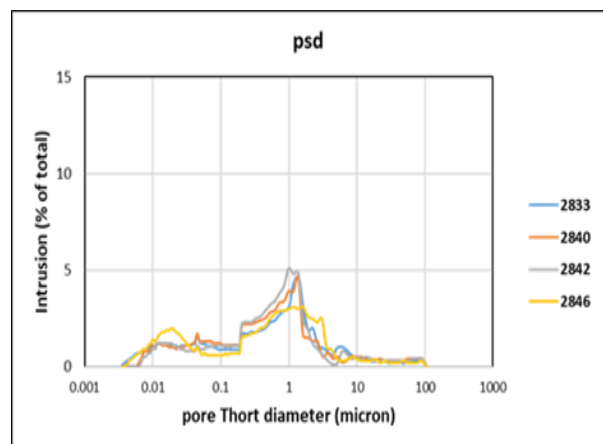
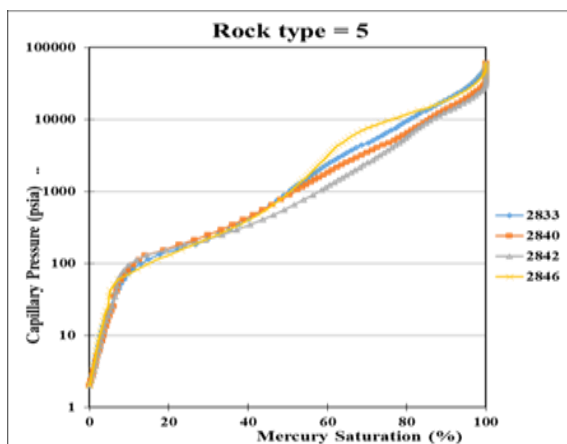
RT3





RT4

RT4



RT5

RT5

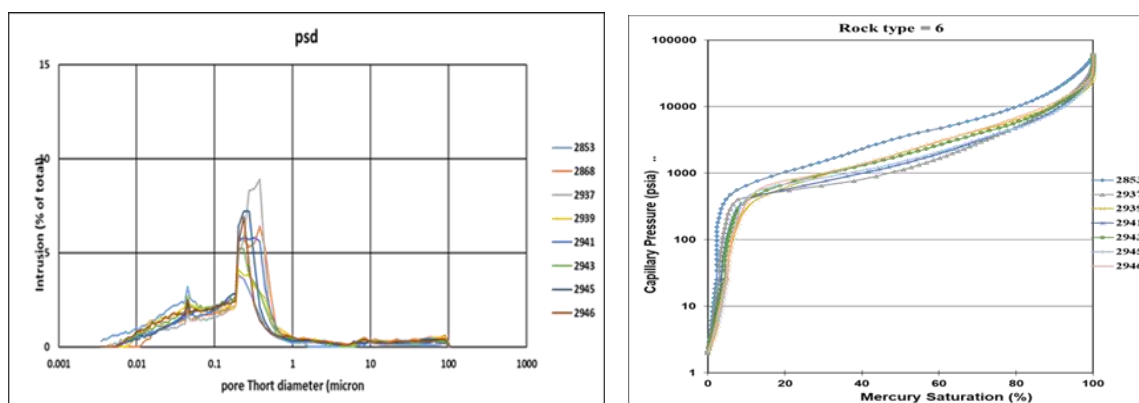
شکل ۱۴- نمودار توزیع فضای و نمودارهای موئینگی برای گونه سنگی شماره یک الی پنج

گونه سنگی چهار: در این قسمت با توجه به نمودارهای توزیع فضای خالی و نمودارهای موئینگی (شکل ۱۴) نشان می‌دهد که دارای لیتولوژی ماسه سنگی تخلخل در این قسمت ۳٪ درصد و تراوایی ۷۵ میلی داری است. این گونه معادل رخساره MF3، کلاس دوم و سوم طبقه بندی لوسیا و وکستون مادستون دارای آشفستگی و وکستون ایتراکلاست دار گروه دانهام است. و فواصل آهکی می‌باشد. رخساره اصلی این قسمت ماسه سنگ گلی با آشفستگی و آهک است،

گونه سنگی پنج: با توجه به نمودارهای توزیع فضای خالی و نمودارهای موئینگی (شکل ۱۴) این گونه سنگی مشابه با گروه سنگی شماره چهار می‌باشد، با این تفاوت که دارای سنگ آهک گلی نیز می‌باشد و علاوه بر رخساره MF3 رخساره MF5 را هم نشان می‌دهد و در کلاس سوم و چهارم طبقه بندی لوسیا قرار می‌گیرد.

گونه سنگی شش: نمودار توزیع فضای خالی و منحنی‌های موئینگی نشان می‌دهد (شکل-۱۵) که لیتولوژی این قسمت کنگلومراهای دانه درشت می‌باشد که میانگین تخلخل ۶ درصد و میانگین تراوایی ۱/۵ میلی داری را دارند و رخساره

MF4، کلاس یک طبقه بندی لوسیا و گروه گرینستون طبقه بندی دانهام را شامل می شود و یک بخش مناسب مخزنی است.



RT6

RT6

شکل ۱۵- نمودار توزیع فضای و نمودارهای موئینگی برای گونه سنگی شماره شش

## ۵- تعیین لیتولوژی با استفاد از کراس پلات های ژئولاگ

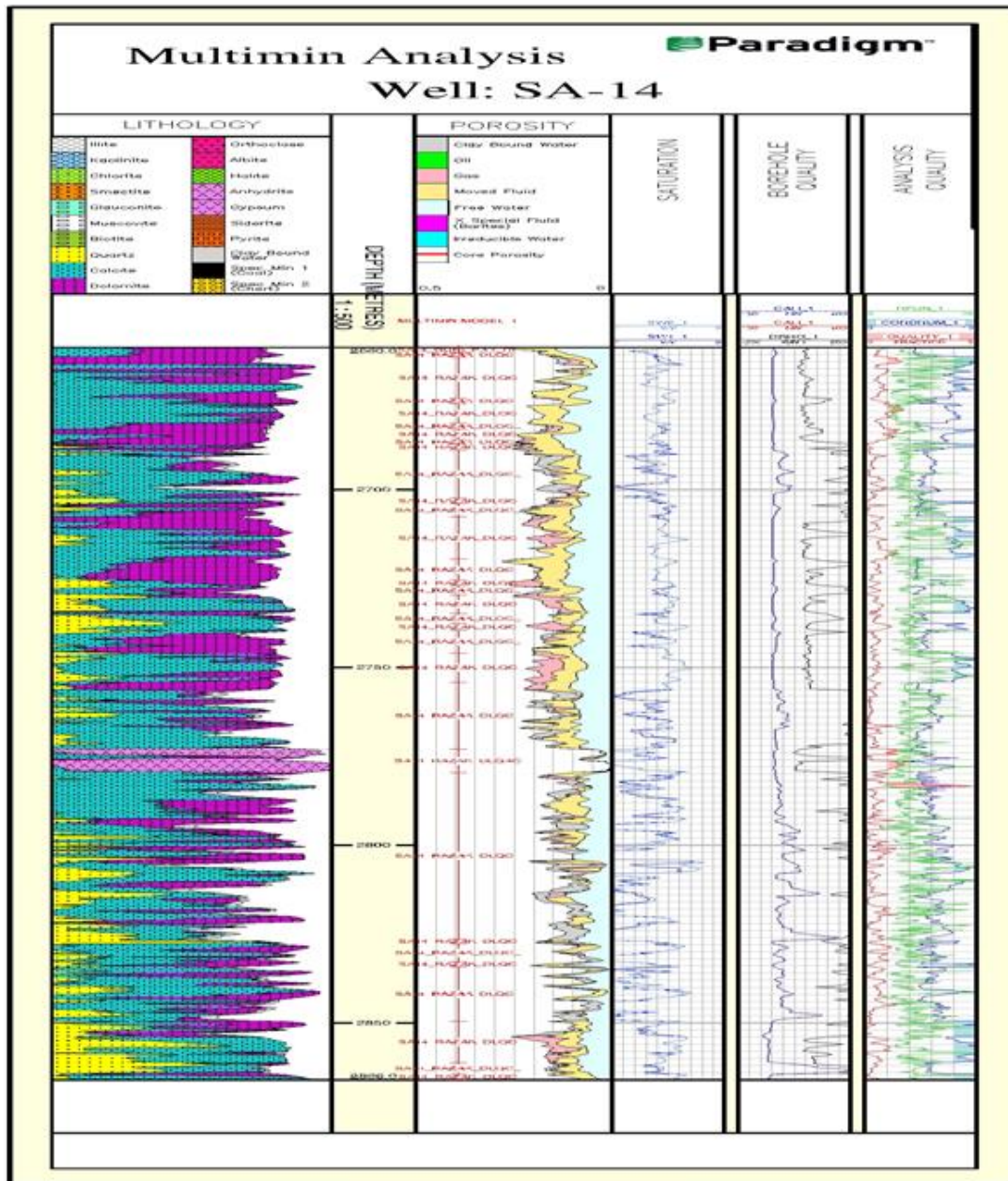
برای تطابق بیشتر بین گونه‌های سنگی به دست آمده از داده‌های مغزه و مقطع، در این مطالعه از نرم افزار ژئولاگ استفاده شده است. جهت این کار ابتدا نگارهای چاه پیمایی در نرم افزار ژئولاگ مورد بررسی و تصیحات مختلف روی آن‌ها اعمال شد، این نگاره‌ها برای ارزیابی پتروفیزیکی استفاده شدند و با استفاده از آن آنالیز مولتی مین برای این چاه رسم گردید. در این مطالعه برای تعیین لیتولوژی تقریبی و نقاط دارای گاز از نمودارهای نوترون، چگالی و سونیک در کراس پلات‌های مختلف استفاده شده است (شکل ۱۶).

### ۵-۱- کراس پلات M-N

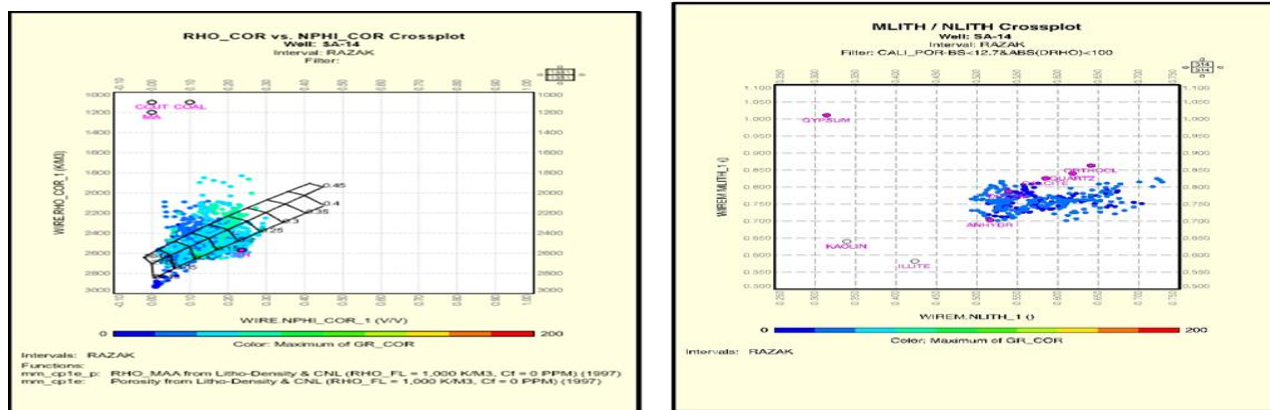
این کراس پلات که با استفاده از سه نگار تعیین تخلخل (نوترون، چگالی، سونیک) برای تعیین لیتولوژی استفاده می شود. در کراس پلات M شیب منحنی موجود در پلات  $\Delta t-pb$  و همچنین N شیب منحنی های حاصل از داده‌های نوترون و سونیک در پلات  $\Phi n-pb$  (شکل ۱۷)، کاربرد اصلی این نمودار حذف اثر تخلخل و تعیین کانی شناسی کاربرد می باشد. با توجه به پلات رسم شده برای این بخش از سازند رازک مشخص می شود که لیتولوژی این بخش دولومیت به همراه انیدریت، کوارتز و کلسیت می باشد.

**کراس پلات نوترون-چگالی:** بهترین و دقیق ترین پلات برای تعیین لیتولوژی و تخلخل در یک مخزن، پلات نوترون - چگالی است (شکل ۱۷). در این پلات سه منحنی مربوط به لیتولوژی‌های غالب آهک ماسه و دولومیت ترسیم شدند که به آن‌ها خطوط ماتریکس می‌گویند. به این ترتیب نقطه‌ای که لیتولوژی آن روی این خطوط قرار بگیرد، دارای سه لیتولوژی گفته شده و نقطه‌ای که خارج از این منحنی قرار بگیرد شامل کانی های غیر از دولومیت، آهک و کوارتز می باشد. با توجه به مطالعات انجام شده و نحوه قرار گیری داده‌ها بر روی خطوط ماتریکس مشخص شد که لیتولوژی غالب در این منطقه

ماسه بوده که اولین خط ماتریکس در کراس پلات نشان دهنده آن است. همچنین در این پلات می‌توان به وجود گاز در سازند پی برد. هیدروکربن و به ویژه گاز باعث می‌شود که داده‌ها در این کراس پلات در بخش شمال غرب واقع شوند. در این سازند وجود رس و گاز باعث انحراف داده‌ها به بخش پایین و بالایی نمودار می‌شوند. با وجود این اطلاعات سازند رازک دارای یک بخش ماسه سنگی به همراه وجود گاز می‌باشد.



شکل ۱۶- لایوت مالتی مین برای سازند رازک



شکل ۱۷- کراس پلات M-N برای تعیین لیتولوژی در چاه شماره ۱۴

## ۶- بحث

در این مطالعه با استفاده از داده‌های مغزه و مقطع پنج نوع گونه سنگی شناسایی شد. از مقایسه کلاس‌های سنگی لوسیا با دیگر روش‌ها متوجه شدیم کلاس یک طبقه بندی لوسیا با ریزرخساره MF4 و واحد جریانی HF6، گونه سنگی شماره شش به دست آمده از منحنی‌های موئینگی تطابق دارد. کلاس دو طبقه بندی لوسیا نشان دهنده ریزرخساره MF2، گونه سنگی شماره سه و همچنین HF1 می‌باشد. کلاس سه طبقه بندی لوسیا ریز رخساره MF3 و MF1 و همچنین واحد جریان HF3، گونه سنگی شماره یک و دو و چهار را نشان داد. کلاس چهار طبقه بندی لوسیا گونه سنگی شماره پنج و ریز رخساره MF5، MF6، MF7، MF8 و واحد جریانی HF2 را نشان می‌دهد. در نهایت پنج گونه سنگی از ترکیب اطلاعات به دست آمد. در این مطالعه، گونه‌های سنگی و واحد های جریانی در سازند رازک میدان مورد مطالعه توسط روش های متفاوت مورد مطالعه قرار گرفت که نتایج زیر حاصل شده است.

## ۷- نتیجه گیری

۱. مطالعه پتروگرافی مقاطع نازک منجر به شناسایی هشت ریز رخساره گردید که رخساره محیط رودخانه‌ای به سمت دلتا به دلیل تشکیل شدن در محیط پر انرژی بهترین کیفیت و بخش حاوی آهک گلی دارای کمترین کیفیت مخزنی است.
۲. به منظور تعیین گونه های سنگی داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به این سازند در نمودار پتروفیزیکی لوسیا رسم گردیده‌اند، با تطبیق رخساره مورد مطالعه با رده‌های پتروفیزیکی چهار کلاس سنگی (RT1 تا RT4) در سازند رازک شناسایی شد. کلاس سنگی شماره RT1 با لیتولوژی گرینستون در یک سیستم آواری ته نشین شده و با بالاترین تخلخل و تراوایی بهترین کیفیت مخزنی و کلاس سنگی RT4 با لیتولوژی مادستون و وکستون که در محیط لاگون ته نشین شده به عنوان یک بخش غیر مخزنی شناسایی شدند.
۳. نمودار شاخص زون جریان که با استفاده از داده‌های پیوسته تخلخل و تراوایی رسم شد، منجر به شناسایی هفت واحد جریانی گردید که واحد های HT6 و HF7 به دلیل داشتن تراوایی و تخلخل بالاتر دارای بهترین کیفیت مخزنی هستند و واحد HF1 که در یک محیط لاگون ته نشین شده تخلخل و تراوایی پایینی دارد و ضعیفترین بخش مخزنی است.

۴. منحنی‌های موئینگی نیز باعث شناسایی شش نوع واحد سنگی در این بخش شدند. بهترین گونه سنگی نوع RT5 و RT6 هستند، گونه RT5 کلاس شماره سه طبقه‌بندی لوسیا و گونه RT6 کلاس یک طبقه‌بندی لوسیا و گروه گریستون طبقه‌بندی دانهام را نشان می‌دهند. با توجه به منحنی‌های توزیع اندازه فضای خالی به دست آمده این نتایج تایید شد.

۵. نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز منجر به شناسایی شش واحد جریان‌ی گردید که واحد HF6 دارای لیتولوژی کنگلومرای بزرگ شونده و دارای لایه‌های ماسه‌ای که در یک سیستم رودخانه‌ای به سمت دلتایی ته‌نشین شده است، بخش پرسرعت و واحد مخزنی می‌باشد همچنین واحد HF1 با لیتولوژی سنگ آهک گلی و رس ماسه‌ای و واحد دو لیتولوژی مادستون و وکستون که هر دو واحد ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره‌پایینی دارند و ضعیفترین بخش مخزنی می‌باشند.

۶. با ترکیب اطلاعات مختلف مشخص گردید، سازند مخرنی رازک با لیتولوژی کربناته ماسه سنگی، مارن و به سن الیگوسن تا میوسن پایینی در میدان مورد بررسی دارای پنج نوع گونه سنگی می‌باشد. گونه سنگی شماره یک (RT1) کلاس سه طبقه‌بندی لوسیا ریز رخساره شماره یک (MF1)، واحد جریان‌ی شماره پنج (HF5) و منحنی‌های موئینگی شماره یک و دو را نشان می‌دهد. گونه سنگی شماره دو (RT2) کلاس دو طبقه‌بندی لوسیا منحنی‌های موئینگی شماره سه و ریزرخساره شماره دو (MF2) و واحد جریان‌ی شماره چهار (HF4) را نشان می‌دهد. گونه سنگی شماره سه (RT3) کلاس دوم و سوم طبقه‌بندی لوسیا، ریز رخساره شماره سه (MF3)، واحد جریان‌ی شماره سه (HF3) و منحنی‌های موئینگی شماره چهار را نشان می‌دهد. گونه سنگی شماره چهار (RT4) کلاس یک طبقه‌بندی لوسیا، ریز رخساره شماره چهار (MF4) و واحد جریان‌ی شماره شش (HF6) و منحنی‌های موئینگی شماره شش را نشان می‌دهد. گونه سنگی شماره پنج (RT5) ریز رخساره شماره سه، پنج هشت (MF5, MF3, MF8)، کلاس سوم و چهارم طبقه‌بندی لوسیا، واحد جریان‌ی شماره یک و دو (HF1, HF2) و منحنی‌های موئینگی شماره پنج را نشان می‌دهد. که RT4 بهترین کیفیت مخزنی و RT5 پنج بزرگترین بخش مخزنی و بهترین واحد جریان‌ی واحد HF6 می‌باشد.

## سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر حجت محبوبی و مهندس محمد حسن آهنکار تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] سفیداری، ا.، دشتی، ع.، کدخدایی، ع.، اسکندر، ا. ا.، ۱۳۹۴، مدل‌سازی گروه‌های رخساره‌ای بر اساس داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی (لاگ‌های چاه‌پیمایی) در میدان گازی پارس جنوبی، پژوهش نفت، دوره ۲۵، شماره ۸۳، صفحه ۸۲-۹۵.
- [۲] معلمی، س.ع.، صالحی، م.ع.، زهدی، ا.، ۱۳۹۵، ژئوشیمی ماسه سنگ‌های سازند رازک، جنوب خاور حوضه رسوبی زاگرس: کاربرد در تعیین جایگاه زمین‌ساختی، سنگ‌مادر و هوازدگی دیرینه، علوم زمین، ۲۸۶-۲۶۵.
- [۳] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران چینه‌شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی، ۵۸۳ صفحه.
- [4] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution.
- [5] ALIAKBARDOUST, E., & RAHIMPOUR-BONAB, H., 2013, Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization. *Journal of Geophysics and Engineering*, **10(5)**.
- [6] AMAEFULE, J. O., ALTUNBAY, M., TIAB, D., KERSEY, D. G., & KEELAN, D. K., 1993, Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, (c).
- [7] AMEL, H., WANAS, H. A., JAFARIAN, A., AMEL, A., GHAZI, S., & CAJA, M. A., 2018, Sedimentary facies, sequence stratigraphy and diagenesis of mixed fluvial siliciclastic-marine carbonate deposits of the Lower Miocene Razak Formation at Sarkhun Gas Field, Zagros Basin, SE Iran: A linkage with reservoir quality. *Marine and Petroleum Geology*.
- [8] PITTMAN, E., 1992, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone. *AAPG Bulletin*, **76(2)**, 191at198.
- [9] FAVRE, G., 1974, the post asmari formation of southwest iran. Ioc Report No.
- [10] HEARN, C.L.; EBANKS, W.J.; RANGANATHAN, V., 1993, Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field, Wyoming. SPE.
- [11] JR, J. W. J., LUCIA, F. J., 2003, Predicting Permeability from Well Logs in Carbonates with a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping, (August), 215-226.
- [12] LUCIA, F. J., 1995, Rock-Fabric / Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization 1, **9(9)**, 1275-1300.
- [13] MAHJOUR, S. K., AL-ASKARI, M. K. G., & MASIHI, M., 2016, Flow-units verification, using statistical zonation and application of Stratigraphic Modified Lorenz Plot in Tabnak gas field. *Egyptian Journal of Petroleum*, **25(2)**, 215-220.
- [14] REZAAE, A. J. & E. K., 2006, Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks. *Journal of Geophysics and Engineering*, 3, 4.

- [15] MOKHTARI, M., FARD, I. A., BRAATHEN, A., & ALAVI, S. A., 2006, Interaction of the Zagros Fold – Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran.
- [16] MOUSSAVI-HARAMI, R., MORADI, M., KHANEHBADA, M., ALI, & GHABEISHAVI, A., 2017, Rock typing using geological and petrophysical data in the Asmari reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **152**(January), 523–537.
- [17] PORRAS, J. C., EPM, P., & CAMPOS, O., 2001, SPE 69458 Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin.
- [18] RIAZI, Z., 2018., Journal of Petroleum Science and Engineering Application of integrated rock typing and flow units identification methods for an Iranian carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **160**, 483–497.
- [19] SHAHALIPOUR, G. R., JONEIDI, S., & HASANI, H., 2015, Feature Rock Typing, *the New Approach in Heterogeneous Carbonate Reservoirs*, (3).
- [20] SKALINSKI, M., & KENTER, J., 2015, Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society, London, Special Publications*, **406(1)**, 229–259.
- [21] SKALINSKI, M., & MOSS, G.-Z., 2006, Defining and Predicting Rock Types in Carbonates - Preliminary Results from an Integrated Approach using Core and Log Data from the Tengiz Field. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*, **47(1)**, 16.



# **Integrated different methods (Lorenz, Lucia, Amaefule) in rock types and flow units identification of lower Miocene Razak Formation at Sarkhun gas field, Zagros basin, SE Iran**

**M. Karampour Hassanvand, S.A. Moallemi, M.H. Saberi**

\* mh.saberi@seman.ac.ir

Received: November 2018, Accepted: March: 2019

## **Abstract**

One of the most important stages in the hydrocarbon reservoirs morphology is the identification of rocky type. In order to construct an efficient and correct model of a hydrocarbon reservoir, identification of rock types is one of the essential parameters in reservoir modeling. and its consequences are found in the identification of rock types. The aim of this study is to compare different methods of determining rocky type and understanding the hydraulic flow unit distributions in order to assess the quality of reservoir of Razak Formation with sandstone carbonate lithology, marl and anhydrite to San Oligocene to lower Miocene. In this research, the experimental results of porosity, permeability and capillary pressure curves for 84 samples with porous microscopic sections Related to a 46-meter drill bit in one of the important fields of southeast of Iran were analyzed. The petrographic studies were conducted to investigate the changes of the features in the reservoir section with Razak formation and resulted in the identification of eight microfeatures( The MF1 packstone and Wackstone are at a depth of 2829 meters- The MF2 is the grinstone packstone at a depth of 2844 meters-the MF3 is the wackstone mudstone at a depth 2856 meters-the MF4 is the grinstone at a depth 2859meters –the MF5 is the mudstone wackstone are at a depth2848 meters – the MF6 mudstone at a depth of 2838 meters the MF7is the wackstone mudstone at a depth 2840 meters- The MF8 is a wackstone with sandstone depth of 2831) meters- in open Marin lagoon and fluvial clastic systems. In order to determine the rocky species and assess the flow units based on the core analysis results, four petrophysical classes were identified using the Lucia method. The petrophysical category number 1 has the best reservoir quality and the fourth category has the weakest reservoir quality. Also, the flow units were identified and separated using Amalufee and





Lorenz's methods. Based on the Amalufee method, in the reservoir section of the Razak Formation, seven flow units have been identified, the sixth and seventh stream units were the best and one was the weakest reservoir segments among the seven units of the flow. Also, based on the analysis of capillary curves, six rocky species were distinguished, based on which the rocky type number five and six have the best quality. Also, using Geology software cross-sections, it was revealed that the main part of this section is sandstone with clay. The presence of gas in the formation causes cross-sectional deformation of samples to the northwest cross-platform. Finally, with the combination of various data, it was found the fossil formation in the study area has five types of rock in which the number 4 rock has the best quality of reservoir and rock number 5 has the largest reservoir and the unit number six is the best.

**Keywords:** Razak Formation, Flow Units, Rock Type, Rock Fabric, Lorenz method, Lucia method, Amaefule method.

# Compilation of artificial neural networks and the thinned Fault likelihood auto-tracking algorithm, for identification, interpretation and extraction of faults

A. Ghazanfari Borujeni, H. Mohammadrezaei, H.R. Ansari

\*A.ghazanfari@aut.ac.ir

Received: January 2018, Accepted: February 2019

## Abstract

Fault identification and investigating their evolution is of special importance in the exploration and development of hydrocarbon resources. Success in exploration and development of hydrocarbon fields, need to recognition of petroleum systems and in this regard one of the most important topics is identifying faults and their extension condition as a main fluid migration path, specially in deeper zones. Faults and fractures have crucial role in making high permeable and porous segments and cut reservoir and cap rock in the fluid migration path. In addition, for maximizing the production of hydrocarbon from reservoirs and also for reducing the risk of drilling, it is necessary to gain information about geometry and nature of faults of reservoirs. In this paper, the purpose is investigating the performance of combination of neural networks and Fault Likelihood auto-tracking algorithm for identification and interpretation of faults in seismic data. At first using the Dip-steering feature of software, the early filter for accurate identification of dip of structures in the data, have been designed and applied. Then with designing and applying the appropriate filters, the seismic data have been improved. After that proper seismic attributes for fault identification have been calculated from seismic data. With picking fault and non-fault points from data, a supervised neural network using the selected attributes was formed and after training the network, the appropriate output achieved. Then the output of neural network has been used as a input for Thinned Fault Likelihood auto-tracking algorithm. The output of this part contains a volume of tracked faults. Finally using sub-tools of TFL and optimal setting of parameters, 3D fault planes has been interpreted and extracted.

**Keywords:** Fault Interpretation, Fault Auto-tracking, Fault Likelihood, Artificial Neural Networks, Seismic Attributes.

## Pore structure and fractal characterization of Garau and Sargelu shales using low pressure nitrogen adsorption

M. Shabani, S.A. Moallemi, H. Ghalavand, Z. Zamani-Pozveh

\*s.a.moallemi@nioc.ir

Received: September 2018, Accepted: January 2019

### Abstract

The present paper tends to analyze the pore structure of Organic rich carbonaceous rock in 4 samples from Upper Jurassic Sargelu and 5 samples from Lower Cretaceous Garau formation using low pressure nitrogen adsorption. TOC content of Garau samples ranged between 0.64 wt% and 5.21 wt% (mean 3.2 wt%). TOC varied between 0.12 and 10.94 for Sargelu samples. XRD results shows that carbonates are the dominant minerals, followed by quartz and clay minerals. The calculated total pore volume vary between 0.6 cm<sup>3</sup>/100g to 2.5 cm<sup>3</sup>/100g with the mean values of 1.4 cm<sup>3</sup>/100g. A positive linear correlation were found between TOC content of measured samples with pore structure parameters. Due to the larger variation of TOC content this relationship was more obvious for the Sargelu samples. The calculated fractal dimension ranged between 2.45 and 2.81 emphasizing the irregular pore surface of the measured samples. Based on the result of this study organic matter content is recognized as a controlling factor for pore structure and fractal characteristics of the Garau and Sargelu samples.

**Keywords:** Pore structure, N<sub>2</sub> adsorption, Fractal dimension, Garau and Sargelu shale, Pore volume.

## Reconstruction of sedimentary environment, and depositional sequences based on microfacies of the Qom Formation in the Kahak area (Southwest of Qom city)

M. Mahyad, A. Safari, H. Vaziri-Moghaddam, A. Seyrafi

\*safari@sci.ui.ac.ir

Received: July 2018, Accepted: December 2018

### Abstract

In this study, sedimentary environment and depositional sequences were reconstructed based on distribution of microfacies in the sequence belong to the Qom Formation in the Kahak area. The formation was formed alternation of shale and limestone. The boundary between the Qom Formation and the volcanic rocks is unconformable. In addition, the Upper Red Formation in the Kahak area unconformably overlies the Qom Formation. In the study area, 6 microfacies, and 1 terrigenous facies (shale) for the Qom Formation were identified by study of these rock samples. The Qom Formation was deposited in an open-shelf carbonate platform in the study area. This platform can be divided into two environments that the environments consist of the inner shelf (restricted lagoon and semi-restricted lagoon) and middle shelf. Finally, two third-order sequences were identified based on distribution of microfacies in the Kahak area.

**Keywords:** Microfacies, Depositional sequences, Qom Formation, Kahak area.

## Effect of sequential pressure on petrophysical properties of carbonate reservoir rocks

Y. Salimi Delshad, A. Moradzadeh, E. Kazemzadeh, A. Majdi

\*a\_moradzadeh@ut.ac.ir

Received: July 2018, Accepted: December 2018

### Abstract

Today, oil industry significantly relies on the precise determination of rock reservoir properties, which reduces the costs and risks of production planning. The reservoir rock always is compacted by pressure drop of the reservoir, which rises effective stress, reservoir compaction and alterations of reservoir properties. As these pressure variations can considerably affect petrophysical properties, in this study, several carbonate reservoir rock samples with different fabric and porosity type (according to CT scan and Archie classification analysis) subjected to cyclic and short-term loading from 600 to 6000 psi. Their petrophysical and compressive properties including pore volume, permeability and compressibility were measured using CMS-300 apparatus. Moreover, structural analysis and heterogeneity of core samples were analyzed by CT scan images. By performing this study, it will be possible to identify the value of the hysteresis effect on the reservoir rock samples as a result of increasing and decreasing of the pressure during cyclic loading. The obtained results show that, pore volume and permeability are both decreased due to loading, whereas reduction of the permeability is several times than the pore volume ones. Moreover, this reduction of pore volume is less severe in vuggy porous samples that shows the effect of heterogeneity and porosity type on hysteresis. Also, the results obtained from the behavior of the reservoir rock under various pressure conditions can provide a suitable design for gas injection studies to enhance oil recovery and also natural gas storage.

**Keywords:** Carbonate reservoir rock, Archie classification, Cyclic loading, Porosity, Permeability, CT scan images.

## Enhancing volume and salinity of production water in oil and gas wells, Case study: Mozduran gas reservoir

M. Miri, R. Bagheri, F. Kheybari, M.R. Akhlaghi

\* rahim.bagheri86@gmail.com

Received: July 2017, Accepted: November 2018

### Abstract

The production of oil and gas in oil and gas fields is accompanied by production of water (Produced Water). Most of the reservoirs at the beginning of production have fresh water; but with passing time due to the increase in productions and decrease in pressure of reservoir, the produced water gradually becomes saline. The saline Production water causes severe corrosion in pipelines and well head facilities leading to reduction in gas production. Determining the origin of salinity for reducing the salinity is most important. Khangiran gas field is located in the northeast of Iran which composed of two separate gas formations, Mozduran at lower and Shurijeh at the upper part. The produced water samples were collected from fresh and salty wells in the Mozduran reservoir as well as two deep samples from brine below the gas reservoir (at depth of 3 km) for comparison and different analyzes. The Mozduran reservoir has two major problems, high salinity of the produced water, as well as the volume of water produced, rendering some wells unexploitable. The results revealed that two deep water samples have different behaviors. The deep sample No. 17, taken at a higher elevation than sample No. 13, showed the signs of salt dissolution; whereas the brine from sample no.13 had the origin of the evaporated old sea water. Therefore, any of these brines in the Khangiran reservoir can be the possible source of salinity in produced waters. The saline produced water samples showed a similar behavior to brine sample no.13. The source of fresh produced water is also the condensation of water vapor in the reservoir during production.

**Keywords:** Map produced water, Brine, Salinity origin, Mozduran gas reservoir.



## **Iranian Journal of Petroleum Geology** **Number 15, Spring & Summer, 2018**



### **Contents**

### **Page**

- Enhancing volume and salinity of production water in oil and gas wells, Case study: Mozduran gas reservoir 1  
M. Miri, R. Bagheri, F. Kheybari, M.R. Akhlaghi
- Effect of sequential pressure on petrophysical properties of carbonate reservoir rocks 19  
Y. Salimi Delshad, A. Moradzadeh, E. Kazemzadeh, A. Majdi
- Reconstruction of sedimentary environment, and depositional sequences based on Microfacies of the Qom Formation in the Kahak area (Southwest of Qom city) 32  
M. Mahyad, A. Safari, H. Vaziri-Moghaddam, A. Seyrafian
- Pore structure and fractal characterization of Garau and Sargelu shales using low pressure nitrogen adsorption 49  
M. Shabani, S.A. Moallemi, H. Ghalavand, Z. Zamani-Pozveh
- Compilation of artificial neural networks and the thinned fault likelihood auto-tracking algorithm, for identification, interpretation and extraction of faults 63  
A.R. Ghazanfari Borujeni, H. Mohammad rezaei, H.R. Ansari
- Integrated different methods (Lorenz, Lucia, Amaefule) in rock types and flow units identification of lower Miocene Razak Formation at Sarkhun gas field, Zagros Basin, SE Iran 82  
M. Karampour Hassanvand, S.A. Moallemi, M.H. Saberi





## Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 15, Spring & Summer 2018, pp. 1-109

## Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 15, Spring & Summer, 2018

**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, Retired faculty member at RIPI

**Executive manager:** G. Sharafi

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



### Editorial Board:

A. Bashari, Retired faculty member at RIPI

A. Bahrami, Associate Professor at University of Isfahan

B. Habibnia, Associate Professor at Petroleum University of Technology

B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University, Ahwaz

A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan

E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI

S.A. Moallemi, Assistant Professor at IOR Research Institute

R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad

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

### Referees:

M.H. Ahankar

R. Jahanshahi

B. Soleimani

M.A. Salehi

A. Taheri

S. Karim Poli

S. Kazem-Shirudi

S.A. Moallemi

M. Memariani

M. Mokhtari

H. Mahbubi

### 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)