



# مجله زمین شناسی نفت ایران

سال دوازدهم، شماره ۲۳، بهار و تابستان ۱۴۰۱

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

مدیر مسئول: دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

سر دبیر: دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه

صنعت نفت

مدیر اجرایی و مدیر داخلی: دکتر الهه ستاری

ویراستار: دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه  
صنعت نفت

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

دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

دکتر ماریا الکساندرا بیتنر، استاد موسسه پالئوبیولوژی، ورشو  
لهستان

دکتر بهرام حبیب نیا، دانشیار دانشگاه صنعت نفت

دکتر عزت حیدری، استاد دانشگاه ایالت جکسون، آمریکا

دکتر وامق رسولی، استاد دانشگاه داکوتای شمالی، آمریکا

دکتر سید ناصر رئیس السادات، استاد دانشگاه بیرجند

دکتر مهدی زارع، استاد پژوهشگاه بین المللی زلزله شناسی و  
مهندسی زلزله

دکتر کمیل زاگرسک، استاد دانشگاه فنی لیبرک، جمهوری  
چک

دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز

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

دکتر سید رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد

دکتر علی وطنی، استاد انستیتو نفت دانشگاه تهران

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

۱- دکتر علیرضا بشری

۲- دکتر بهرام حبیب نیا

۳- مهندس خسرو جدلی

۴- دکتر پیمان رضایی

۵- دکتر افشین زهدی

۶- دکتر بهمن سلیمانی

۷- دکتر حسین قنبرلو

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله انصاری،

خیابان ابوذر جنوبی، کوچه نهم، پلاک ۷، طبقه ۴

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۵

صندوق پستی: ۴۹۹-۱۶۳۱۵

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

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



# زمین شناسی نفت ایران

سال دوازدهم، شماره ۲۳، بهار و تابستان ۱۴۰۱

## فهرست مقالات

صفحه

۱. سنگ‌چینه‌نگاری، ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند قم در برش‌های کوه چرخه (نطنز)، باختر زفره و ورتون (شمال خاور اصفهان)  
امیر پدram آرا، مهدی یزدی، زهرا ملکی، علی بهرامی
۲. بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک با استفاده از آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و مقایسه آن با داده‌های پتروگرافی در یکی از میدان‌های نفتی فروافتادگی دزفول  
سیده اکرم جویباری، پیمان رضائی، مجید مهدی پور
۳. ارزیابی اولیه منشاء نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال با استفاده از داده‌های ایزوتوپی و ژئوشیمیایی  
اشکان زردشتی، مرتضی طبایی، محمود معماریانی
۴. مدل‌سازی پتروفیزیکی بخش زیرین سازند رتاوی با بکارگیری شبکه عصبی در تلفیق داده‌های لرزه-ای و نمودارهای چاه‌پیمایی  
جاوید حناچی، علیرضا بشری
۵. بررسی تغییرات مداری آب و هوایی و نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام در میدان نفتی کوپال، فروافتادگی دزفول  
فروغ عباساقتی، آرمین امیدپور
۶. ارزیابی ژئوشیمیایی و محیط رسوبی واحدهای شیلی سازند پابده-گورپی و تاثیر کانی‌های رسی در پایداری دیواره چاه، مطالعه موردی: میدان نفتی آغاچاری  
بهمن سلیمانی، زهرا دهقانی

## راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

### ۱. مقدمه

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

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

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

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

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

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

### ۲-۴ 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 ۳، ۲/۵، ۲، ۲ 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:** آقاباتی، ع.، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.

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

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

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

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

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

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

- کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

- واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

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

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

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

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

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

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

۳-۳- منابع فارسی و لاتین

## سنگ چینه نگاری، ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانشی سازند قم در برش‌های کوه چرخه (نطنز)، باختر زفره و ورتون (شمال خاور اصفهان)

امیر پدرام آرا<sup>۱</sup>، مهدی یزدی<sup>۲</sup>، زهرا ملکی<sup>۳</sup> علی بهرامی<sup>۴\*</sup>

۱- دانشجوی دکتری چینه و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- استاد چینه شناسی و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

۳- استادیار تکتونیک، گروه زمین شناسی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۴- دانشیار چینه شناسی و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

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

دریافت اسفند ۱۴۰۱، پذیرش اسفند ۱۴۰۱

### چکیده

در این پژوهش، نهشته‌های الیگوسن-میوسن سازند قم در برش‌های کوه چرخه (نطنز)، باختر زفره و ورتون (شمال خاور اصفهان) مورد مطالعه قرار گرفت. بر مبنای بررسی‌های صحرایی و مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی از بخش کربناته سازند قم در برش‌های مذکور، ۸ ریزرخساره شناسایی گردید، که در بخش‌های کم ژرفا لاگون تا دریای باز ته نشست شده‌اند. محیط رسوبی ته نشست سه برش به دلیل عدم وجود ریف برجا و حضور سدهای بایوکلاستی و عدم وجود ریزش، یک رمپ همشیب کربناته تشخیص داده شد. بر اساس مطالعات چینه نگاری سکانشی، هر یک از برش‌های مورد مطالعه دارای ۲ سکانس رسوبی درجه‌ی ۳ هستند. در برش کوه چرخه هر دو سکانس دارای سیستم تراکت TST و HST بوده که با یک مرز سکانشی از نوع SB2 از هم جدا می‌شوند. در برش باختر زفره سکانس اول دارای سیستم تراکت TST و HST بوده و با یک مرز سکانشی از نوع SB1 از سکانس دوم که شامل سیستم تراکت TST، LST و HST بوده جدا می‌گردد. در برش ورتون سکانس اول از نوع تجمعی بوده و از سکانس دوم که شامل سیستم تراکت TST و HST بوده با یک مرز سکانشی از نوع SB2 جدا می‌شود. تطابق بین سکانس‌های رسوبی شناسایی شده در برش‌های مورد مطالعه گویای تاثیر فعالیت گسل‌های محلی بر تشکیل سکانس‌های رسوبی در دریای قم در طی زمان الیگوسن-میوسن است.

کلمات کلیدی: سازند قم، ریزرخساره، الیگوسن-میوسن، چینه نگاری سکانشی.

## ۱- مقدمه

به موجب عملکرد رخداد پیرنشن در زمان الیگوسن زیرین در زون ایران مرکزی محیط‌های اکسیدی - قاره‌ای تشکیل گردید و از این رو سنگ‌های الیگوسن زیرین ایران مرکزی گسترش محدود داشته و از منظر سنگ شناسی بیشتر از نوع مارن، ماسه‌سنگ و کنگلومرای سرخ رنگ (سازند سرخ‌پایینی) هستند [۲]. بر طبق نظر آقائباتی (۱۳۸۳) پس از رخداد پیرنشن، در اواخر الیگوسن بخش باختری ایران مرکزی (قم، ماکو، آذربایجان، تفرش، کاشان ...) با دریای پیشرونده الیگوسن - میوسن پوشیده شد. سنگ‌های این دریای پیش‌رونده کربنات‌های سکویی نوع رمپ هستند (سازند قم) که در محیط‌های کم ژرفا انباشته شده‌اند و نشان می‌دهند که در این زمان (الیگوسن - میوسن) قسمت‌های باختری ایران مرکزی توسط دریای پیشرونده‌ای پوشانده شده است. زمان پیشروی دریای مذکور در همه جا همزمان نبوده به طوری که در برخی مناطق مانند منطقه سبزواران و قم، در اشکوب روپلین (الیگوسن پیشین) و در برخی نقاط مانند آذربایجان، در آشکوب آکی‌تائین و حتی بوردیگالین می‌باشد. پسروی دریای مذکور هم در همه‌جا همزمان نیست. در طول زمان روپلین تا بوردیگالین و حتی جوان‌تر، این حوضه دچار تحولاتی گشته که در نهایت یک چرخه رسوبی عظیم را به وجود آورده است [۲]. گانسر و هوبر (۱۹۵۵)، برای سنگ‌های الیگوسن - میوسن زون ایران مرکزی از نام سازند قم استفاده کردند [۲۷]. گانسر (۱۹۵۵) این سازند را به شش عضو (a, b, c, d, e, f) تقسیم و [۲۶] و آبه و همکاران (۱۹۶۴) عضو C را به چهار بخش (c1- c4) تقسیم کردند [۱۲] و بدین ترتیب سازند قم، ۹ عضو دارد که با نشانه‌های a, b, c1, c2, c3, c4, d, e, f مشخص می‌شود. آقائباتی (۱۳۸۳) معتقد است عضوهای تبخیری c2 و d سازند قم، حسن ختام چرخه‌های رسوبی هستند [۲] و لذا، این سازند می‌تواند شامل سه چرخه رسوبی جداگانه باشد. هر چرخه رسوبی با رخساره‌های دریایی کم ژرفا آغاز و به رخساره کولابی پایان می‌یابد. نخستین چرخه رسوبی، به ضخامت ۴۱۰ تا ۷۸۰ متر، شامل عضوهای a, b, c1 و c2 است. چرخه دوم رسوبی، با ضخامت ۰ تا ۱۳۰ متر، شامل عضوهای c3, c4 و d است. چرخه سوم رسوبی، با ضخامت ۱۵۰ تا ۵۵۰ متر، شامل عضوهای e, f و تبخیری پایانی است. بربریان (۱۹۸۳) پیدایش حوضه رسوبی سازند قم را ناشی از فرورانش پوسته آقیانوسی تیس جوان به زیر زون ایران مرکزی می‌داند که با بازشدگی پشت کمانی و ته نشست رسوبات دریایی سازند قم و فرآیندهای آتشفشانی آکالن، همراه بوده است [۱۵]. بررسی ریزرخساره‌ها کمک قابل توجهی به بازسازی شرایط حاکم بر رسوب‌گذاری واحدهای رسوبی می‌نماید. مطالعات بر روی رخساره‌های زیستی و محیط رسوبی سازند قم نشانگر ته نشست آن در سیستم‌های رسوبی متفاوت است [۱]. بر اساس نظر رحیم زاده (۱۳۷۳) رخساره‌های این سازند به ۴ گروه رخساره رودخانه‌ای - دلتایی، رخساره سکوی کربناتی - تبخیری، رخساره سرایشب حاشیه سکوی کربناتی و رخساره منطقه عمیق تقسیم می‌شود. به دلیل گستردگی زیاد، شاخص بودن، و داشتن تمرکزهای هیدروکربنی، مطالعات انجام شده بر روی سنگ‌آهک‌های الیگوسن - میوسن باختر ایران مرکزی در خور توجه می‌باشد. بدین منظور مطالعات گسترده‌ای بر روی این سازند صورت پذیرفته است [۵]. وزیری مقدم و ترابی (۲۰۰۴) سازند قم را در جنوب باختر اردستان از دیدگاه ریزرخساره و محیط رسوبی مورد پژوهش قرار داده و بر این اساس تهنشت رسوبی در یک شلف باز را پیشنهاد دادند [۵۰]. صیرفیان و همکاران (۱۳۸۵) با مطالعه سازند قم در برش کوه چرخه با مطالعه مقاطع نازک ۱۰ ریزرخساره که در ۴ محیط رسوبی (دریای باز، سد، لاگون و پهنه جزر و مدی) شناسایی کرده که در یک رمپ تهنشت شده‌اند [۷]. بر طبق نظر خلیلی و همکاران (۲۰۰۷) عضو d در دریاچه‌های کویری کم ژرفا و احتمالاً در محیط نمک‌زا ته نشین شده است [۳۲]. محمدی و عامری (۱۳۹۵) در سازند قم در ناحیه خورآباد (جنوب خاوری قم) ۱۱ رخساره (۸ ریزرخساره کربناته و ۳ رخساره تبخیری، تخریبی و مارنی) که در یک رمپ (رمپ داخلی و رمپ میانی) نهشته شدند پیشنهاد دادند [۸]. مطالعه

سازند قم در برش کهک (جنوب باختر قم) توسط مهیاد و همکاران (۱۳۹۷) منجر به شناسایی ۶ ریزرخساره کربناته و یک رخساره آواری (شیل) در یک پلت فرم کربناته از نوع شلف باز شد [۱۰]. نوری و همکاران (۱۳۹۷) در برش کانسار سلسنتین مادآباد، (جنوب زنجان) ۵ رخساره رسوبی که عمدتاً در محیط دریای بازدر یک شلف (بخش‌های انتهایی شلف داخلی تا شلف میانی) تهنسست شده اند، تشخیص دادند [۱۱]. آفتابی آرانی و همکاران (۱۳۹۹) سازند قم در ناحیه نراق را از جنبه ریزرخساره‌ها مورد بررسی قرار داده که منجر به شناسایی ۶ ریزرخساره در بخش کربناته سازند قم متعلق به کمربندهای رخساره‌ای لاگون، ریف و شیب پلاتفرم شد که بیانگر تهنسست این سازند در یک پلاتفرم کربناته از نوع شلف باز است [۱]. منوچهری و همکاران (۱۴۰۰) ریزرخساره‌ها سازند قم در برش تاقدیس نواب در جنوب خاوری کاشان را مورد بررسی قرار داده و ۱۰ ریزرخساره کربناته و آواری که در یک پلتفرم کربناته شلف باز و در زیر محیط‌های دریای باز و لاگون نهشته شدند؛ پیشنهاد دادند [۹]. محمدی (۲۰۲۰) به مطالعه رخساره‌های رسوبی و محیط رسوبی سازند قم در ایران مرکزی (حوضه پشت کمان) در زمان اولیگوسن- میوسن زیرین در برش شمال نطنز و خورآباد پرداخت مطالعات او منجر به شناسایی ۱۴ ریزرخساره رسوبی در این دو برش شد و محیط رسوبی این رخساره‌ها را دریای باز، لاگون و جزرومدی در روی سکوی کربناته هموکلینال تشخیص داد [۳۴].

در این تحقیق به بررسی سنگ‌چینه‌نگاری، ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی بخش کربناته سازند قم در برش‌های (نطنز)، باختر زفره و ورتون (شمال خاور اصفهان) پرداخته شده است.

## ۲- موقعیت جغرافیایی برش‌های مورد مطالعه

در گستره‌ی شمال و شمال خاوری اصفهان، سه برش از سازند قم برای رسیدن به اهداف پژوهش انتخاب گردید که موقعیت جغرافیایی آن‌ها به شرح ذیل است:

### ۱-۲- برش کوه چرخه

این برش در ۹۵ کیلومتری شمال خاوری اصفهان و ۷ کیلومتری شمال خاوری شهر نطنز در کوه‌چرخه قرار دارد. این منطقه بخشی از نقشه زمین‌شناسی نطنز [۳] به مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰ سازمان زمین‌شناسی کشور می‌باشد. مختصات قاعده برش "۱۶،۷° N ۳۳° ۳۲' و ۵۶،۴° E ۵۱° ۵۹' است (شکل ۱).

### ۲-۲- برش باختر زفره

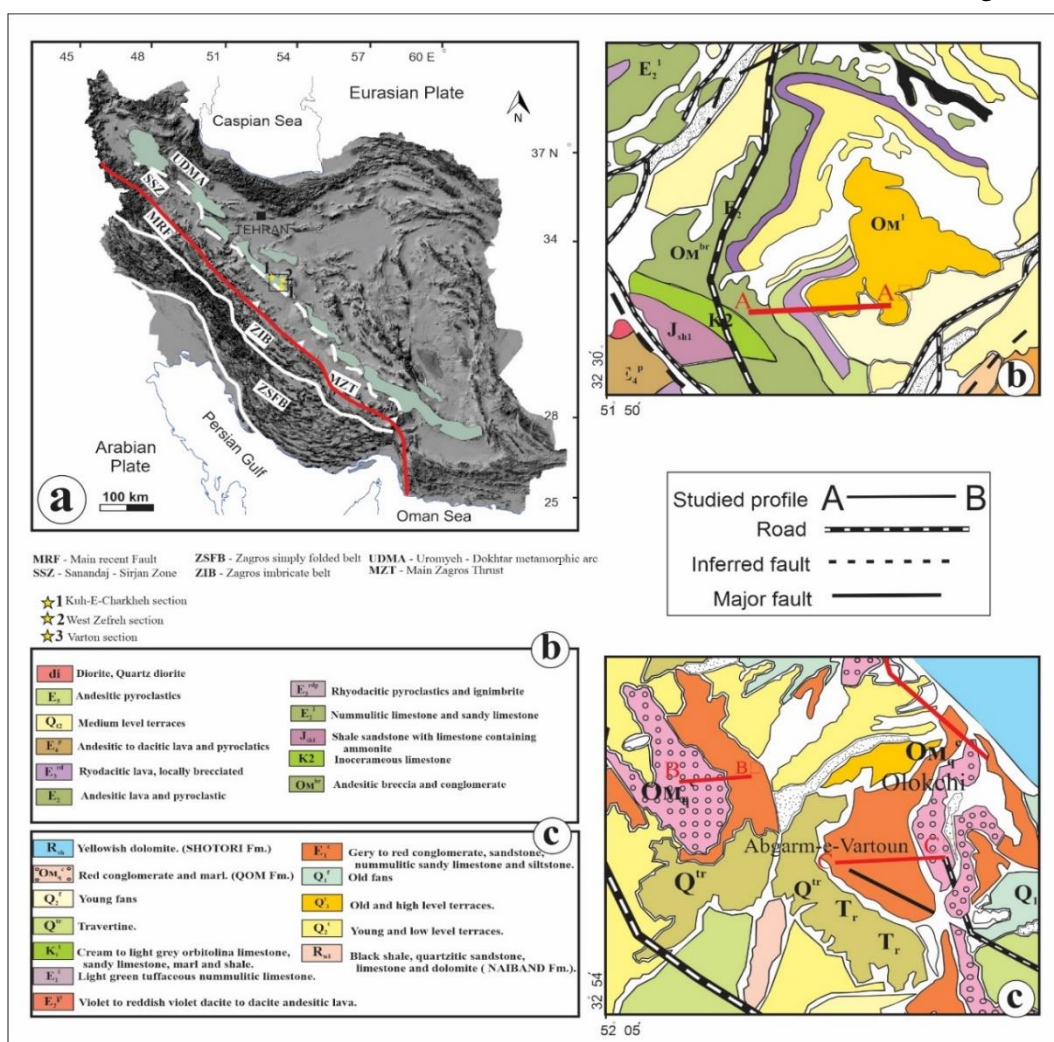
این برش در ۶۰ کیلومتری شمال خاوری اصفهان و ۹ کیلومتری شمال باختری روستای زفره قرار دارد. این منطقه بخشی از نقشه زمین‌شناسی کوهپایه [۴] به مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰ سازمان زمین‌شناسی کشور می‌باشد. مختصات قاعده برش "۲۱،۴° E ۵۵° ۵۵' و ۵۸،۳° N ۳۲° ۱۰' است (شکل ۱).

### ۲-۳- برش ورتون

این برش در محور خاوری اصفهان در جاده اصفهان - نائین و در ۱۱ کیلومتری شمال خاوری روستای ورتون (فاصله ۷۵ کیلومتری اصفهان) قرار دارد این منطقه بخشی از نقشه زمین‌شناسی کوهپایه [۴] به مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰ سازمان زمین‌شناسی کشور می‌باشد. مختصات قاعده برش "۵۲،۷° N ۳۲° ۵۵' و ۵۰،۵° E ۵۲° ۰۸' است (شکل ۱).

### ۳- روش مطالعه

برش‌های مورد مطالعه با بررسی نقشه‌های زمین‌شناسی پایه و نقشه راه‌ها انتخاب و سپس مطالعات صحرایی از جمله شناسایی واحدهای سنگ‌چینه‌ای و نمونه برداری سیستماتیک از واحدهای کربناته طی فواصل ۲ متری انجام گرفت. مطالعات آزمایشگاهی ابتدا با تهیه مقاطع نازک و مطالعه آن‌ها و تشخیص بافت و ریزرخساره‌ها و عناصر اسکلتی و غیر اسکلتی موجود با استفاده از مطالعات دانه‌م (۱۹۶۲)، امبری کلوان (۱۹۷۱)، فولگل (۲۰۱۰) انجام پذیرفت، و سپس تفسیر محیط رسوبی با استفاده از مطالعات گیل (۲۰۰۰)، پومار (۲۰۰۱ و ۲۰۱۷)، آسپریون و همکاران (۲۰۰۹) و فولگل (۲۰۱۰)، نبلسیک و همکاران (۲۰۱۳)، برسی و همکاران (۲۰۱۶) و توماستی و همکاران (۲۰۱۷) صورت گرفت. چینه‌نگاری سکانسی برش‌ها نیز با مطالعات صحرایی و ریزرخساره‌ها و با کمک پژوهش‌های کاتینینو و همکاران (۲۰۰۹، ۲۰۱۰، ۲۰۱۱) و امری و مایرز (۱۹۹۶) شناسایی و دسته بندی شد.



شکل ۱: a: نقشه واحد های ساختمانی تکتونیکی ایران [۱۴]، b: بخشی از نقشه زمین‌شناسی نطنز به مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰۰ سازمان زمین‌شناسی کشور [۳]، با کمی تغییرات و راهنمای آن، موقعیت برش مورد مطالعه در کوه چرخه کوه، c: بخشی از نقشه زمین‌شناسی کوهپایه به مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰۰ سازمان زمین‌شناسی کشور و راهنمای آن با کمی تغییرات [۴]، موقعیت برش‌های مطالعه ورتون و باختر زفره



## ۴- بحث

### ۴-۱- سنگ چیننگاری نهشته‌های برش‌های مورد مطالعه

#### ۴-۱-۱- برش کوه چرخه

سازند قم در این برش با ستبرای ۲۰۰ متر و میانگین شیب لایه‌ها حدود ۳۰ درجه می‌باشد. رسوبات سازند قم در این برش بر روی سنگ‌های ولکانیکی سازند قرمز زیرین قرار دارند [۷، ۳۴، ۳۸] (شکل ۲: a). این برش در انتها به صورت تدریجی از مارن و آهک مارنی به آهک سخت فرسا با ساخت لایه بندی مورب تبدیل می‌شود. بر اساس مطالعات سنگ چینشناسی برش مورد مطالعه به سه بخش تقسیم گردید: واحد ۱: آهک‌های ضخیم لایه و زرد مایل به خاکستری تا سفید مایل به زرد، در تناوب مارن و سنگ آهک مارنی همراه با فسیل‌های فراوان

واحد ۲: سنگ آهک‌های مارنی زرد تا سفید و گاهی مایل به سبز و فسیل‌دار

واحد ۳: سنگ‌آهک‌های ضخیم لایه و صخره‌ساز با میان لایه‌هایی از سنگ آهک مارنی همراه با فسیل فراوان

#### ۴-۱-۲- برش باختر زفره

سازند قم در این برش با ستبرای ۲۱۵ متر و بر روی رسوبات سازند قرمز زیرین به سن ائوسن-لیگوسن و در انتها به صورت تدریجی از مارن و آهک مارنی به آهک سخت فرسا تبدیل می‌شود. بر اساس مطالعات سنگ چینشناسی برش مورد مطالعه به سه بخش تقسیم گردید (شکل ۲: b):

واحد ۱: لایه‌ی بتونیتی دارای فسیل (فسیل‌های اپرکولینا (*Operculina ammonoides*) و خارپوست (*Arbacina sp.*))، ماسه‌سنگ قهوه‌ای تا خاکستری رنگ و در نهایت آهک‌های مارنی پرفسیل و آهک‌های ماسه‌ای پرفسیل است.

واحد ۲: سنگ‌آهک‌های ضخیم و صخره‌ساز با میان لایه‌هایی فرعی از سنگ آهک مارنی همراه با فسیل فراوان است.

واحد ۳: مارن و سنگ‌آهک‌های ضخیم و صخره‌ساز با میان لایه‌هایی فرعی از سنگ آهک مارنی همراه با فسیل فراوان می‌باشد.

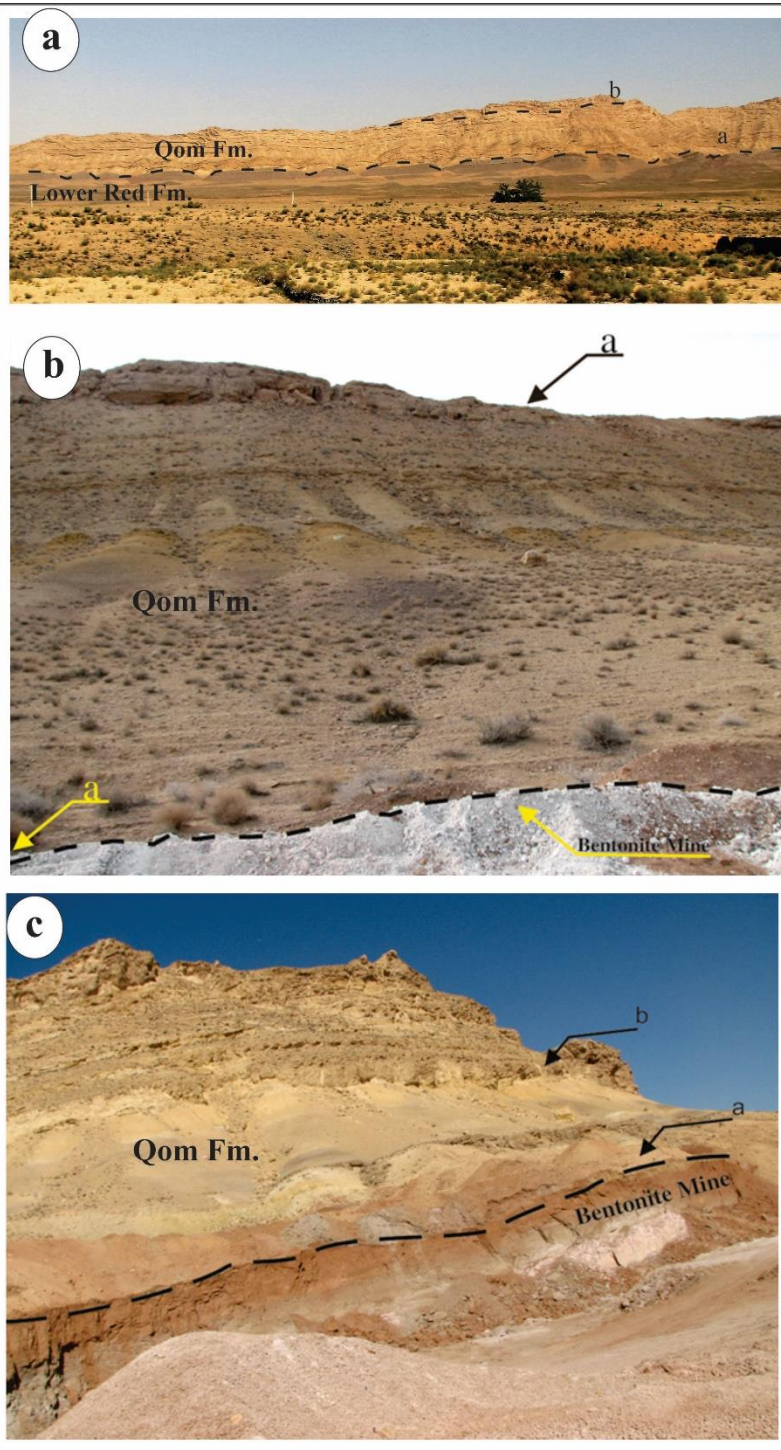
#### ۴-۱-۲- برش ورتون

این برش ۱۳۰ متر ستبرای دارد و بر روی رسوبات سازند قرمز زیرین به سن ائوسن-لیگوسن قرار گرفته است. نهشته‌های بتونیتی در قاعده برش دارای فسیل‌های اپرکولینا (*Operculina ammonoides*) و خارپوست (*Arbacina sp.*) می‌باشد [۳۸] و در انتها به شکل تدریجی از مارن و آهک مارنی به آهک سخت فرسا تبدیل می‌شود. بر اساس مطالعات سنگ چینشناسی برش مورد مطالعه به سه بخش تقسیم گردید (شکل ۲: c):

واحد ۱: تناوب مارن و سنگ آهک مارنی همراه با فسیل‌های فراوان

واحد ۲: تناوبی از سنگ آهک مارنی زرد تا سفید مایل به سبز، مارن‌ها سنگ‌آهک فسیل‌دار

واحد ۳: سنگ‌آهک‌های ضخیم و صخره‌ساز با میان لایه‌هایی فرعی از سنگ آهک مارنی همراه با فسیل فراوان



شکل ۲: عکس صحرایی و تفکیک واحدهای سنگ چینه‌ای برش‌های مورد مطالعه، a: برش کوه چرخه (جهت دید از جنوب شرقی)، b: برش باختر زفره (جهت دید از غرب)، c: برش ورتون (جهت دید شرق).

## ۴-۲- ریزرخساره‌های شناسایی شده در بخش کربناته برش‌های مورد مطالعه

با توجه به ویژگی‌هایی از قبیل بافت رسوبی، عناصر اسکلتی و عناصر غیر اسکلتی، ۸ ریزرخساره در بخش کربناته سازند قم در برش‌های مورد مطالعه شناسایی شد (اشکال ۳، ۴، ۵، ۶). آن‌ها عبارت هستند از:

### ۴-۲-۱- ریزرخساره‌های کمر بند رخساره‌ای لاگونی

#### L1: مادستون-وکستون بایوکلاستی ماسه‌ای

اجزای تشکیل دهنده این ریزرخساره شامل دانه های کوارتز (بیش از ۱۰٪) و حضور اندک فون‌هایی مانند براکیوپود، تکستولاریا، استراکد، نئوروتالیاها و کوچک و آلوکم‌هایی چون پلوئید است. در برخی از مقاطع نازک در برش کوه چرخه بافت دانه پشٹیبان (پکستون) مشاهده می شود. این ریزرخساره در هر سه برش مورد مطالعه مشاهده شد. تفسیر: ریزرخساره‌های حاوی دانه‌های تخریبی سیلیکوکلاستیک به میزان فراوان ممکن است در باتلاق‌های موجود در محیط لاگونی نزدیک به ساحل تشکیل شوند [۴۰]. از نظر جایگاه چینه شناسی این ریزرخساره در ارتباط با ریزرخساره‌های لاگون محصور بوده و تنوع بسیار پایین فونی را نشان می‌دهد که می‌تواند معرف ته نشست در محیط‌های کم ژرفا لاگون محصور باشد [۱۷، ۲۲] (شکل ۳: a).

#### L2: پکستون روزنداران بدون منفذ بایوکلاستی

اجزای اصلی تشکیل دهنده این ریزرخساره فرامینفر بدون منفذ شامل میلیولید، آرکیاس و پنروپلیس می‌باشد. به میزان کمتر فون‌هایی مثل گاستروپود، تکستولاریا، براکیوپود، دوکفه‌ای، اکینودرم و جلبک قرمز کورالیناسه‌آ نیز حضور دارند. ریزرخساره‌ی مذکور در هر سه برش مشاهده شد. در برش ورتون در برخی از مقاطع کوارتز وجود دارد. تفسیر: بر طبق نظر گیل (۲۰۰۰) حضور فراوان روزنداران بدون منفذ معرف شوری بالای دریایی و لاگون محصور می‌باشد. حضور روزنداران بدون منفذ (آرکیاس و پنروپلیس) شرایط محیطی پر انرژی، شوری بالا، شرایط یوفوتیک و وفور علف‌های دریایی را تداعی می‌کنند [۲۸] (شکل ۳: b).

#### L3: باندستون مرجانی

مرجانها در این ریزرخساره به صورت کلنی‌های پراکنده و ریفهای تکه‌ای و غیر قابل تعقیب در صحرا دیده می‌شوند به علاوه این کلنی‌ها کاملاً سالم و بدون خردشدگی هستند. ریزرخساره‌ی مذکور در کوه چرخه و برش باختر زفره مشاهده شد.

تفسیر: سالم بود این مرجان‌ها گویای محیط کم انرژی می‌باشد [۴۷]. نرخ شوری بالا و نرخ ورود مواد غذایی به محیط عامل اصلی عدم وجود ریف واقعی است [۴۳]. با توجه به غیر قابل تعقیب بودن ریزرخساره مذکور در صحرا این ریف یک ریف واقعی نبوده که وجود رخساره‌های لاگون نیمه محصور هم این امر را تایید می‌کنند (فلوگل) لذا ریزرخساره مذکور ریف تکه ای بوده که در لاگون نیمه محصور نهشته شدند (شکل ۳: c).

#### L4: پکستون-رودستون جلبک قرمزدار، روزنداران کنزی (بدون منفذ و منفذ دار) بایوکلاستی

اجزای اصلی تشکیل دهنده این ریزرخساره جلبک قرمز کورالیناسه‌آ از نوع لیتوتامینیوم و لیتوفیلوم و روزنداران بدون منفذ شامل پیرگو، میلیولیدها، آرکیاس و پنروپلیس، روزنداران منفذدار شامل نئوروتالیا، لپیدوسیکلینا، آمفیسترتینا، هتروسرتینا، میوژپسینوئیدس، دیسکوربیس و به میزان کمتر فون‌هایی چون گاستروپود، اکینودرم، براکیوپود و بریوزوئر می‌باشد. میزان

کوارتز و ایتراکلاست گلی در این ریزرخساره کمتر از ۱۰٪ است. ریزرخساره ی مذکور در هر سه برش مشاهده شد. در برخی از مقاطع نازک برش باختر زفره میزان بریوزوئرها درشت با اندازه بیش از ۲ میلی متر زیاد شده است. تفسیر: جلبک‌های قرمز در نواحی قطبی و گرمسیری در قسمت‌های کم ژرفا تا ژرفای ۲۰۰ متری و در شوری نورمال دریایی به فراوانی دیده می‌شوند [۴۲]. همراهی روزن‌داران بدون منفذ (که معرف محیط لاگونی هستند) با روزن‌داران منفذدار و جلبک‌های کورالیناسه‌آ (که معرف شوری نورمال دریایی هستند)، نشان دهنده تهنشست این ریزرخساره در محیط لاگونی نیمه محصور همراه با چرخش آزاد آب می‌باشد [۳۹]. وجود بافت دانه پشتیبان نشان دهنده نزدیکی این ریزرخساره به سد بایوکلاستی و انرژی نسبتاً بالای محیط است (شکل ۳: d).

#### ۴-۲-۲- ریزرخساره‌های کمربند رخساره‌ای سد بایوکلاستی

##### **B: پکستون-گرینستون بایوکلاستی**

بایوکلاست‌ها شامل جلبک قرمز کورالیناسه‌آ، بریوزوئر و خرده‌های روزن‌داران منفذدار از جمله اپرکولینا و الفیدیوم است. این ریزرخساره دانه پشتیبان بوده و سیمان اسپاریتی زمینه سنگ را پر کرده است. برخی بیوکلاست‌ها کورتوئیدی شده اند. ریزرخساره ی مذکور در سه برش مشاهده شد. تفسیر: تنوع پائین فونی، جورشدگی خوب دانه‌ها، مقدار کم گل، وجود سیمان اسپاریتی گسترده در بین آلوکم‌ها و دانه پشتیبان بودن این ریزرخساره نشانگر تهنشست آن در انرژی بالا در محیط سد بایوکلاستی به سمت لاگون است [۲۵] (شکل ۳: e).

#### ۴-۲-۳- ریزرخساره‌های کمربند رخساره‌ای دریای باز

##### **O1: پکستون-رودستون جلبک قرمزدار بایوکلاستی**

اجزای اصلی این ریزرخساره جلبک قرمز کورالیناسه‌آ (لیتوفیلوم و لیتوتامینیوم) بوده و سایر فون‌ها شامل براکیوپود، بریوزوئر، آمفیستژینا، لپیدوسیکلینا، گاستروپودا، اکینودرم، تکستولاریا و کورال است. ریزرخساره‌ی مذکور در برش باختر زفره مشاهده شد.

تفسیر: بافت دانه پشتیبان بوده که نشان دهنده انرژی بالا در محیط است و وجود کورالیناسه‌آ نشان دهنده نور کافی در محیط است لذا این ریزرخساره معرف کم ژرفاترین بخش‌های دریای باز در مجاورت سد بایوکلاستی است [۲۸، ۵۱] (شکل ۳: f).

##### **O2: پکستون-گرینستون روزن‌داران منفذدار بایوکلاستی**

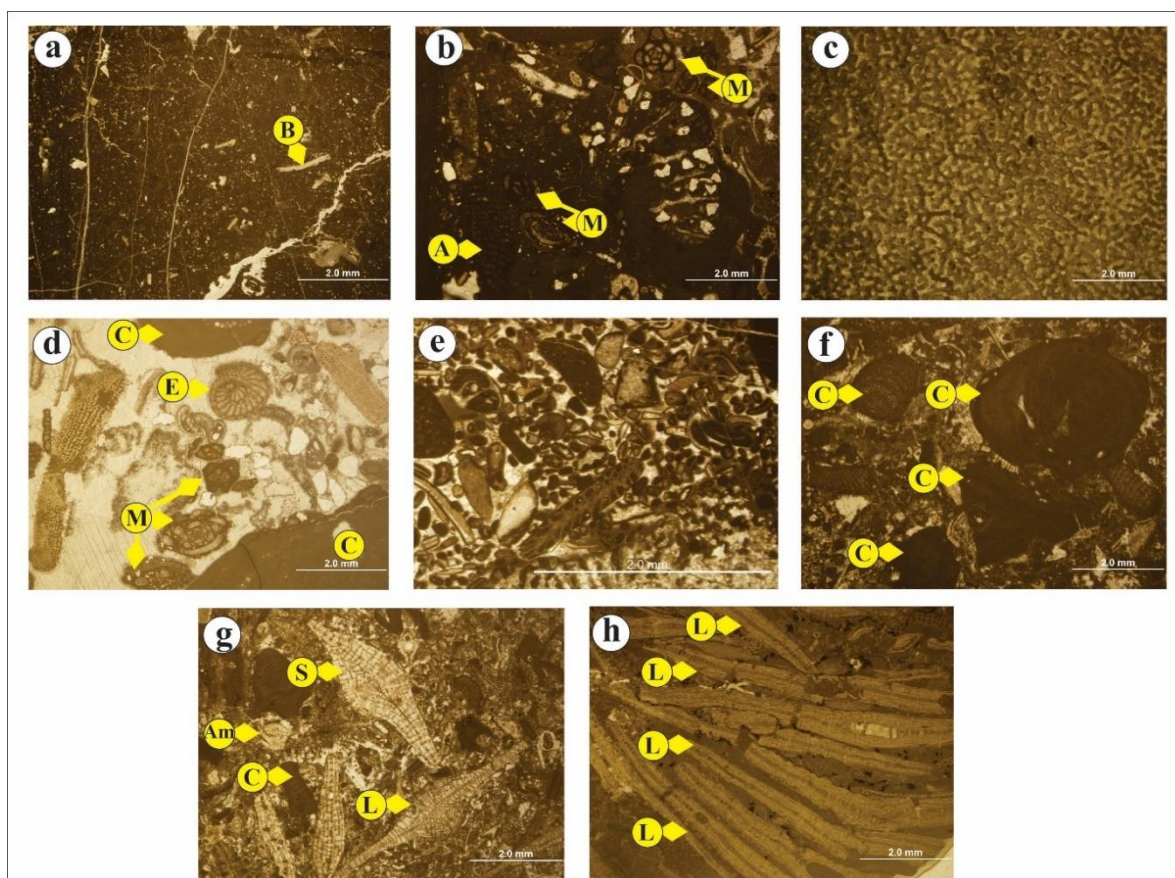
اجزای اصلی این ریزرخساره روزن‌داران منفذدار چون لپیدوسیکلینا، هتروستژینا، اپرکولینا، نئوروتایا، نومولیتس، آمفیستژینا، نئوروتالیا، اسپیروکلیپئوس است و سایر اجزا چون بریوزوئر، اکینودرم، براکیوپود، جلبک قرمز کورالیناسه‌آ نیز در آن دیده می‌شود. ریزرخساره ی مذکور در سه برش مشاهده شد.

تفسیر: عدم حضور روزن‌داران بدون منفذ، وجود روزن‌داران منفذدار، عدم تقارن آمفیستژینا و بافت دانه پشتیبان \_ معرف انرژی بالا (نزدیک سد بایوکلاستی)\_ نشان دهنده تهنشست این ریزرخساره در رمپ میانی بالاتر از حد امواج عادی است [۲۸، ۱۸] (شکل ۳: g).

### 03: رودستون لپیدوسکلینیده دار بایوکلاستی

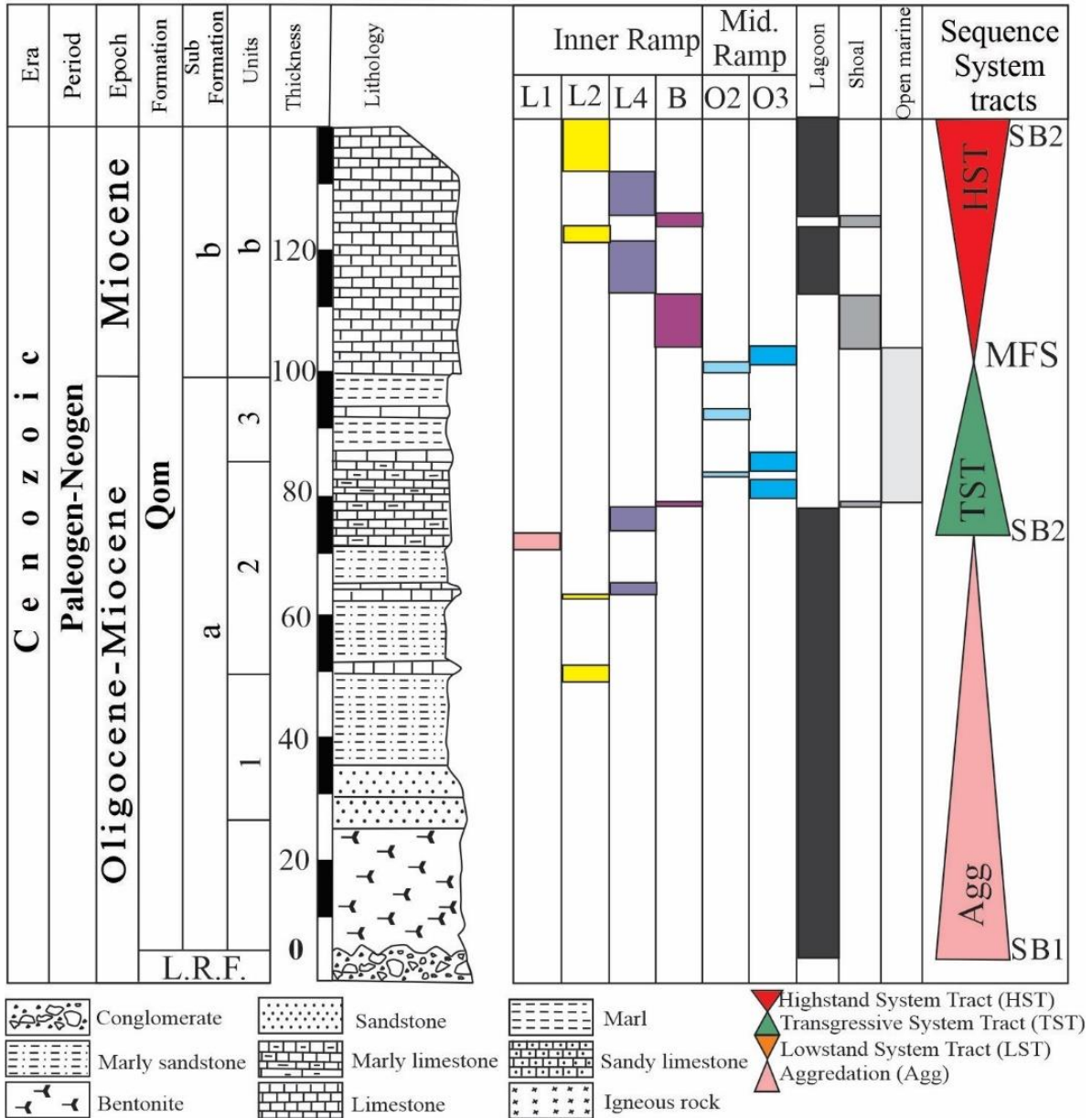
اجزای اصلی این ریزرخساره لپیدوسکلینهای کشیده هستند. بافت دانه پشتیبان بوده و سایر فسیلها به مقدار اندک شامل بریوزوئر، هتروستژینا، اپرکولینا، نئوروتایا، نومولیتس، آمفیستژینا، اکینودرم، براکیوپود، دیتروپا، جلبک قرمز کورالیناسه آ و میوزیپسینوئیدس می باشند. ریزرخساره ی مذکور در سه برش مشاهده شد.

تفسیر: وجود روزنداران کفزی همزیست دار کشیده (لپیدوسکلینهای کشیده) در این ریزرخساره معرف زون الیگوفوتیک هستند و در نور کم سطح خود را افزایش داده و در عوض دیوارهها نازکتر شده تا میزان جذب نور را افزایش دهند [۲۹، ۳۰]. این ریزرخساره متعلق به بخش پایین رمپ میانی زیر سطح اساس امواج عادی است [۲۸، ۴۹] (شکل ۳: h).



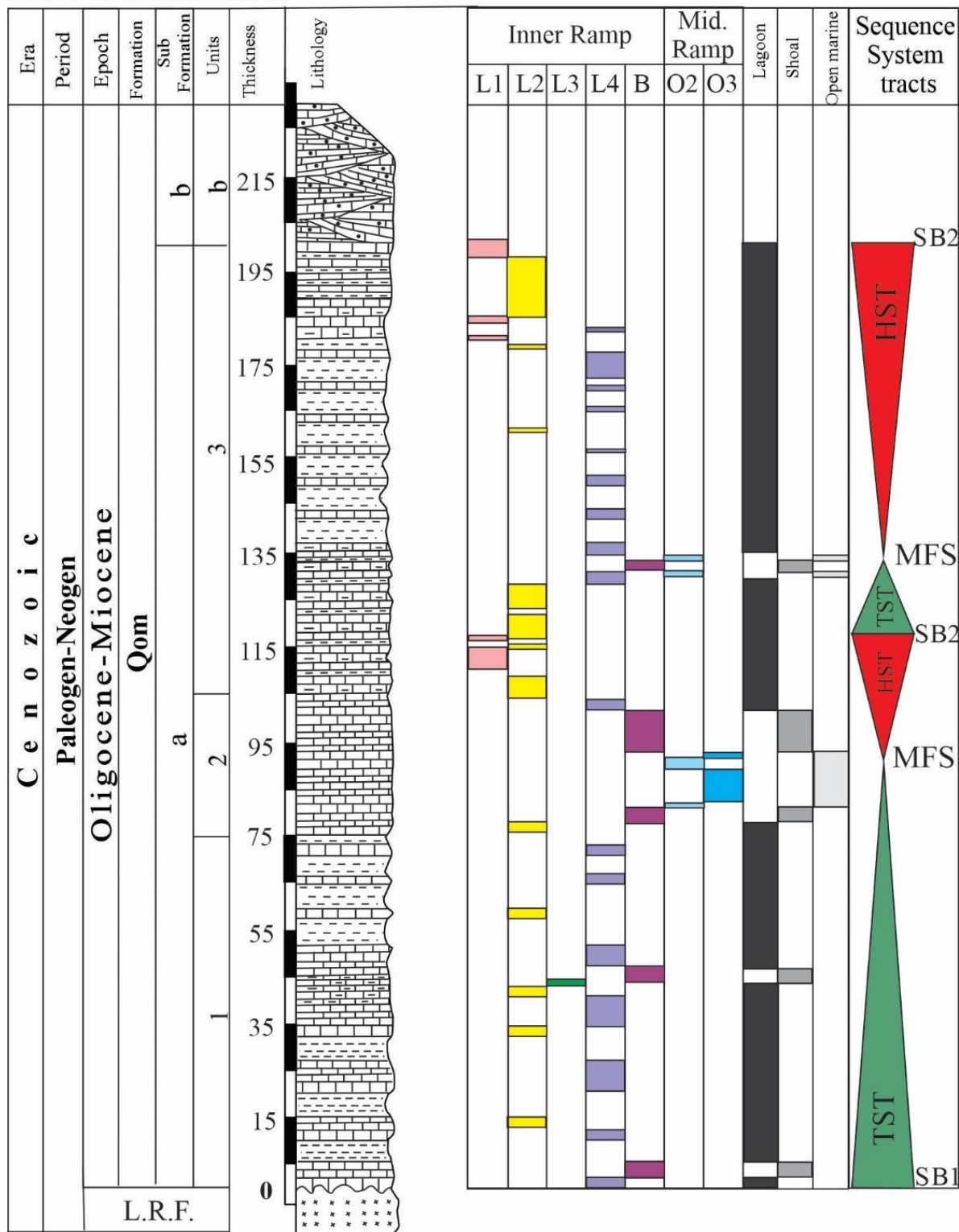
شکل ۳: a: ریزرخساره مادستون بایوکلاستی ماسه دار (L1) در برش باختر زفره (B: بیوکلاست)، b: ریزرخساره پکستون روزنداران بدون منفذ بایوکلاستی (L2) در برش ورتون (A: آرکیاس، M: میلیلید)، c: ریزرخساره باندستون مرجانی (L3) در برش کوه چرخه، d: ریزرخساره ی رودستون جلبک قرمزدار، روزنداران کفزی (بدون منفذ و منفذ دار) بایوکلاستی (L4) در برش باختر زفره (E: الفیدوم، C: کورالیناسه آ)، e: ریزرخساره پکستون-گرینستون بایوکلاستی (B) در برش ورتون، f: ریزرخساره پکستون-رودستون جلبک قرمزدار بایوکلاستی (O1) در برش باختر زفره، g: ریزرخساره پکستون-گرینستون روزنداران منفذدار بایوکلاستی (O2) در برش کوه چرخه (L: لپیدوسکلینا، Am: آمفیستژینا، S: اسپروکلپینوس)، h: ریزرخساره رودستون لپیدوسکلینیده دار بایوکلاستی (O3) در برش کوه چرخه.

**Varton Section**



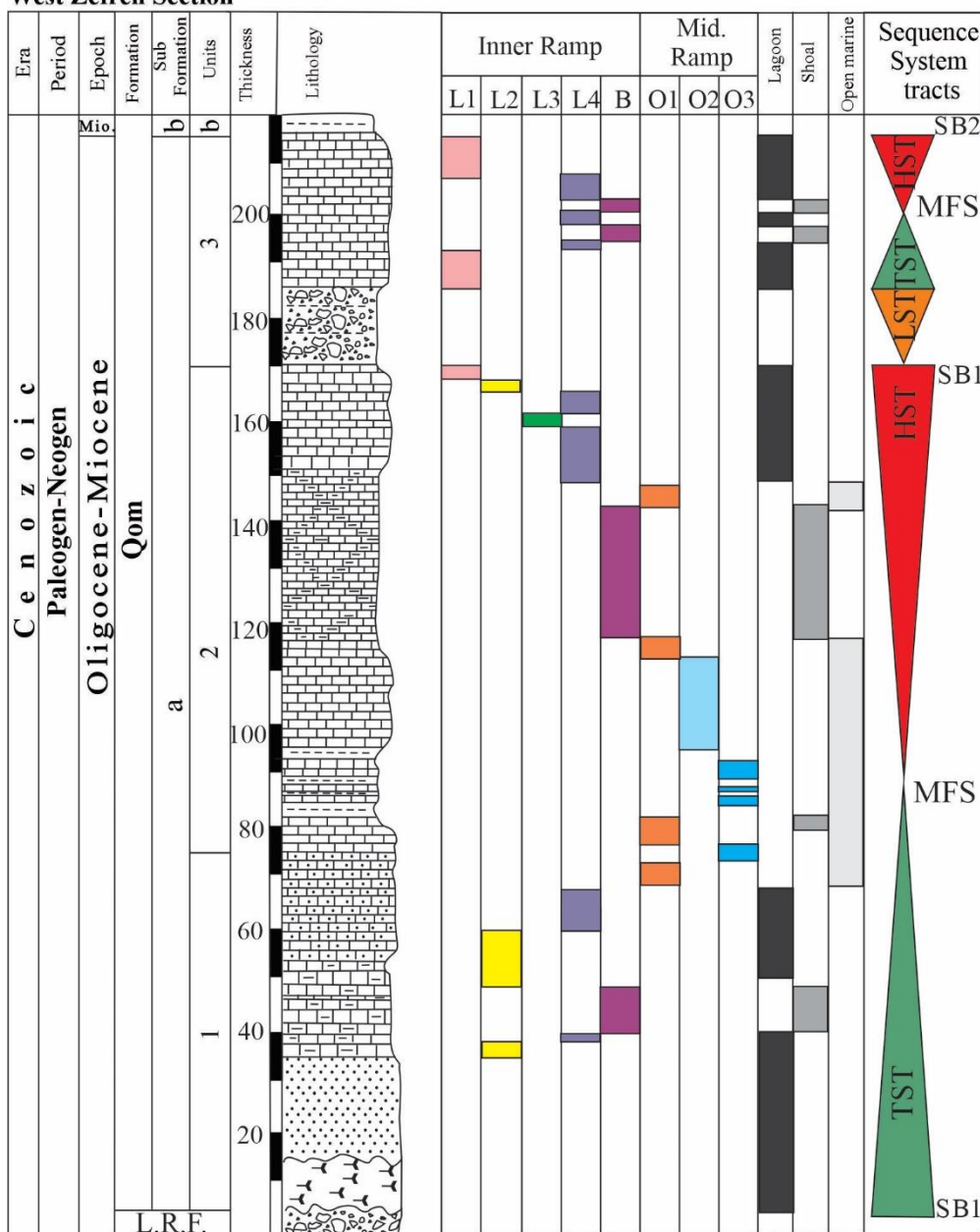
شکل ۴: ستون پراکندگی ریزرخساره‌ها و سکانس‌های درجه ۳ موجود در برش ورتون

**Kuh-e-Charkkeh Section**



شکل ۵- ستون پراکنندگی ریزرخساره‌ها و سکانس‌های درجه ۳ موجود در برش کوه چرخه (برای مشاهده راهنما، به شکل ۴ مراجعه شود).

West Zefreh Section



شکل ۶- ستون پراکنندگی ریزرخساره‌ها و سکانس‌های درجه ۳ موجود در برش باختر زفره (برای مشاهده راهنما، به شکل ۴ مراجعه شود).

۳-۴- محیط رسوبی

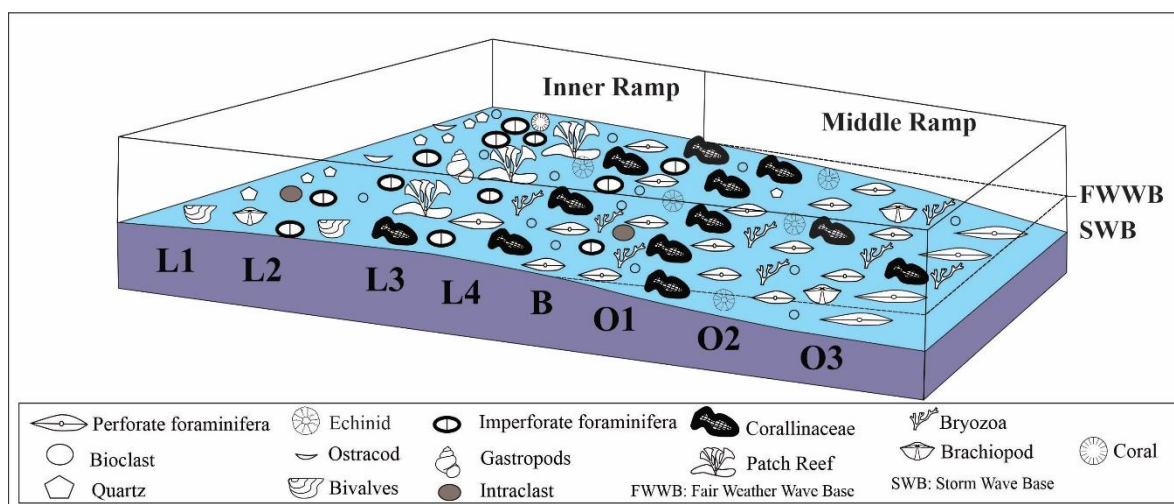
ویلسون (۱۹۷۵) محیط‌های کربناته را بر اساس محیط‌های کربناته عهد حاضر توصیف نمود و در تکوین آن، پومار (۲۰۰۱) انواع پلتفرم‌های کربناته (شلف‌های لبه‌دار و شلف‌های بدون لبه، رمپ‌های همشیب و رمپ‌های با انتهای شیب‌دار، پلت فرم-های ایپریک، پلتفرم‌های کربناته مجزا، آتول‌های اقیانوسی و پلتفرم‌های کربناته غرق شده) را بر مبنای ویژگی‌هایی چون جغرافیای طبیعی و مورفولوژیکی مانند پروفیل‌های رسوب گذاری، اندازه و اتصال یا عدم اتصال پلت فرم مورد نظر به خشکی مطابق با تکامل آن‌ها در طی زمان معرفی و توصیف کرد. بر طبق مشاهدات صحرائی، مطالعات آزمایشگاهی مقاطع نازک تهیه شده از برش‌های مورد مطالعه و برقراری ارتباط بین ریزرخساره‌های کربناته، محیط رسوبی سازند قم در هر سه



برش از نوع یک رمپ همشیب بوده که از مهمترین شواهد آن می‌توان به عدم وجود ریف گسترده و قابل تعقیب در صحرا، وجود سد بایوکلاستی، عدم مشاهده شواهد ریزشی و تبدیل تدریجی و آرام رخساره‌ها به یکدیگر، اشاره نمود که این رمپ به دو قسمت رمپ داخلی و رمپ میانی تقسیم می‌شود (شکل ۷) [۲۵].

**رمپ داخلی:** این قسمت از رمپ از خط ساحلی تا قاعده امواج آرام گسترش داشته [۱۳] ریزرخساره‌های مربوط به محیط لاگونی است که مرز جدا کننده آن از رمپ میانی با ریزرخساره‌ی مربوط به سد بایوکلاستی مشخص می‌شود. رمپ داخلی در برش‌های مورد مطالعه شامل ریزرخساره‌های L1: مادستون-وکتون بایوکلاستی ماسه‌ای، L2: پکتون روزنداران بدون منفذ بایوکلاستی، به دلیل حضور روزنداران بدون منفذ و عدم حضور یا میزان بسیار اندک فون‌های معرف شوری نرمال دریایی مانند روزنداران منفذدار، اکتینودرم‌ها، مرجان و جلبک‌های قرمز نشان دهنده‌ی زیر محیط لاگون محصور می‌باشد [۱۶]، ۳۷، ۴۱، ۴۸]. ریزرخساره‌های L3: باندستون مرجانی، L4: پکتون-رودستون جلبک قرمزدار، روزنداران کفزی (بدون منفذ و منفذ دار) بایوکلاستی، به دلیل حضور همزمان روزنداران منفذدار و بدون منفذ و فون‌های معرف شوری نرمال دریا گویای زیر محیط لاگون نیمه محصور می‌باشد [۱۶، ۴۰، ۴۱] و ریزرخساره‌ی B: پکتون-گرینستون بایوکلاستی نیز با دارا بودن بافت دانه شتیان و تنوع پائین فونی معرف سد بایوکلاستی می‌باشد.

**رمپ میانی:** این قسمت از رمپ که حد فاصل بین امواج عادی و طوفانی است، از نظر ترکیب زیست‌شامل انواع روزنداران کفزی منفذدار و سایر فون‌های معرف شوری نرمال دریا از قبیل جلبک قرمز کورالیناسه‌آ، کورال، براکیوپود، استراکد و ... می‌باشد [۲۸]. رمپ میانی در برش‌های مورد مطالعه شامل ریزرخساره‌های دریای باز: O1: پکتون-رودستون جلبک قرمزدار بایوکلاستی، O2: پکتون-گرینستون روزنداران منفذدار بایوکلاستی، O3: رودستون لپییدوسکلینیده دار بایوکلاستی می‌باشد.



شکل ۷- تصویر شماتیک از مدل رسوبی برش‌های مورد مطالعه که یک رمپ کربناته از نوع همشیب است.

#### ۵-۴- چینه‌نگاری سکانشی برش‌های مورد مطالعه

هر سکانشی رسوبی از یک یا چند سیستم ترکت که در قاعده و راس بین دو مرز ناپیوستگی یا پیوستگی قابل تطابق با ناپیوستگی احاطه گشته، تشکیل شده است. در واقع یک سکانشی بازه‌ای از رسوب‌گذاری است که بین دو برهه افت سطح آب (مرز سکانشی) واقع شده است [۳۱]. کاتینینو و همکاران (۲۰۰۹، ۲۰۱۰) سعی بر استانداردسازی مفاهیم مورد استفاده در چینه‌نگاری سکانشی داشته و بدین منظور این مفاهیم را به دو دسته مستقل از مدل (شامل مفاهیم اساسی چینه‌نگاری

سکانشی، مرز لایه‌ها، الگوی بر انباشت رسوبی، هندسه رسوبات، سیستم تراکت‌ها، سطوح سکانشی، مراحل و ابزار مورد استفاده) و وابسته به مدل (نامگذاری سیستم تراکت‌ها و سطوح سکانشی و انتخاب مرز سکانش) تقسیم کردند. مرز سکانشی نوع اول (SB1) زمانی اتفاق می‌افتد سطح آب پائینتر از شکستگی شلف باشد و معمولاً نشانه‌ی وقوع فرسایش است ولی مرز سکانشی نوع دوم (SB2) تنها تغییرات در رژیم رسوبگذاری است و خروج از آب را نشان نمی‌دهد. سیستم تراکت پیشرونده (TST) که در طی دوره صعود سریع آب دریا تشکیل می‌شود و نشانه آن تشکیل رخساره‌های مربوط به محیط عمیقتر بر روی رخساره‌های کم ژرفاتر است. سیستم تراکت تراز بالا (HST) که زمانی تشکیل می‌شود که نرخ افزایش فضای قابل رسوبگذاری کمتر از نرخ رسوبگذاری باشد لذا رخساره‌های کم ژرفاتر بر روی عمیقتر تهنشست می‌شوند. سیستم تراکت تراز پائین (LST) در زمان نزول آب تا لبه سکو یا پائینتر از آن و قرار گیری سکو در معرض فرسایش تشکیل می‌شوند. سطح پیشینه غرق شدگی (MFS) در اثر بالا آمدگی سریع آب دریا رخ می‌دهد و در واقع افقی است که بیشترین گسترش شرایط دریایی را نشان می‌دهد [۳۱]. لذا بدین منظور بررسی ریزرخساره‌ها و محتوای زیستای آن (به خصوص فرامینفرهای بنتیک به دلیل حساسیت بالا به تغییرات محیطی) و ژرفا تهنشست آن‌ها حائز اهمیت می‌باشد. با توجه به شواهد صحرائی و بررسی‌های آزمایشگاهی، توالی‌های مورد مطالعه بر اساس منابعی چون کاتینینو و همکاران (۲۰۰۹، ۲۰۱۰، ۲۰۱۱) و امری و مایرز (۱۹۹۶) قابل تقسیم به سکانش رسوبی رده سوم هستند که به شرح ذیل است:

#### ۱-۵-۴-چینه‌نگاری سکانشی برش باختر زفره

در این برش، ۲ عدد سکانش رسوبی وجود دارد که به شرح ذیل است (اشکال ۶ و ۸):

سکانش اول: این سکانش دارای ۱۷۰ متر ستبرا می‌باشد که مرز سکانشی زیرین آن با کنگلومراهای راس سازند قرمزیرین از نوع SB1 (زیرا مرز بین دو سازند به صورت فرسایشی است) می‌باشد. سیستم تراکت پیشرونده (TST) به ستبرا ۸۸ متر شامل ریزرخساره‌های لاگون (L2 و L4)، سد (B) و دریای باز (O2 و O3) می‌باشد. سطح پیشینه غرق شدگی (MFS) در این سکانش منطبق بر عمیقترین ریزرخساره‌ی (O3) می‌باشد. ستبرا سیستم تراکت تراز بالا (HST) در این برش ۸۲ متر است که شامل ریزرخساره‌های دریای باز (O1، O2)، سد بایوکلاستی (B) و لاگون (L1، L2، L3 و L4) است. مرز سکانش اول و سکانش دوم از نوع SB1 بوده که منطبق بر قاعده کنگلومرای قرمز رنگ می‌باشد.

سکانش دوم: شامل ۴۵ متر ستبرا بوده و از سیستم تراکت‌های LST، TST و HST تشکیل شده است سیستم تراکت تراز پائین (LST) با ۱۵ متر ستبرا از کنگلومرای قرمز رنگ (متر ۱۷۰ تا ۱۸۰ متری برش) پلی‌ژنتیک دارای قطعات آواری، قطعات کربناته دارای فسیل اوریتولین و قطعات ولکانیک تشکیل شده که نشان دهنده پائین افتادن سطح آب تا لبه سکو و ورود تخریبی‌ها به حوضه است [۱۹، ۳۱]. پس از آن سطح آب دوباره شروع به بالا رفتن کرده و سیستم تراکت پیشرونده (TST) تشکیل می‌دهد. ستبرا این بسته ۱۷ متر بوده که شامل ریزرخساره‌های سد بایوکلاستی (B) و لاگون (L1 و L4) است. سطح پیشینه غرق شدگی (MFS) آن منطبق بر ریزرخساره‌ی سد بایوکلاستی (B) می‌باشد. سیستم تراکت تراز بالا (HST) به ستبرا ۱۳ متر شامل ریزرخساره‌های لاگون (L1 و L4) است. مرز سکانشی بالایی آن از نوع SB2 می‌باشد.

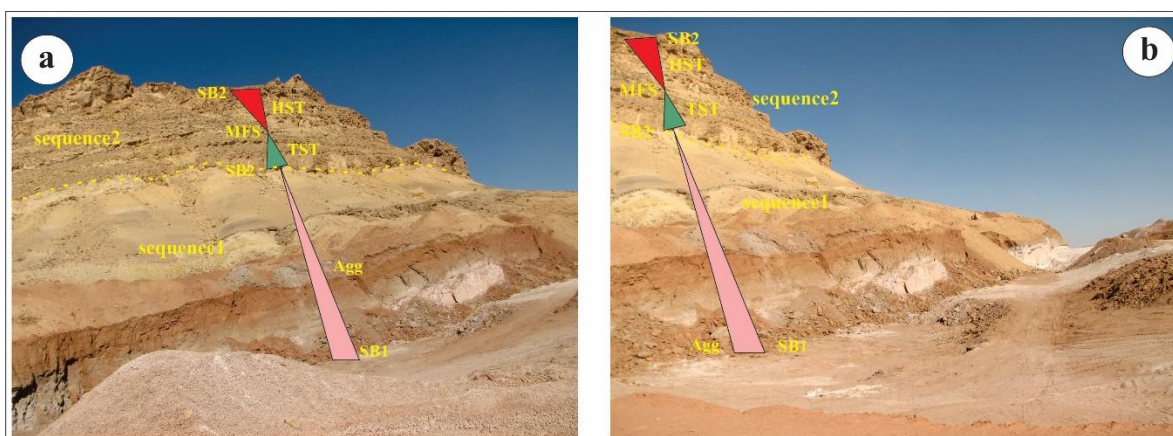


شکل ۸: a: تصویر صحرایی از سکانس شماره ۱ برش باختر زفره و سیستم تراکت‌های TST و HST آن، b: عکس سر زمین از شروع سکانس شماره ۲ با سیستم تراکت LST و کنگلومرای سرخ رنگ، c: عکس از سر زمین سکانس شماره ۱ و ۲ برش باختر زفره با مرز سکانسی از نوع SB1 جدا می‌شوند.

### ۲-۵-۴- چینه نگاری سکانسی برش ورتون

در این برش، ۲ عدد سکانس وجود دارد که به شرح ذیل است (اشکال ۴ و ۹):

سکانس اول: یک سکانس ناقص شامل سیستم تراکت تجمعی (Agg) بوده که با مرز سکانسی از نوع اول بر روی کنگلومرای سازند قرمز زیرین قرار دارد. ستبرای این بسته ۷۰ متر است که شامل تجمعی از بنتونیت، ماسه و ماسه سیلتی و آهک نازک لایه است. مرز سکانسی بین سکانس شماره ۱ و ۲ از نوع SB2 منطبق بر ریزرخساره لاگون (L1) می باشد. ستبرای زیاد و قابل توجه رسوبات آواری (ماسه و ماسه سیلتی) در این سکانس گویای نرخ بالای ورود مواد آواری به حوضه رسوبی باشد [۶]. سکانس دوم: یک سکانس کامل با ستبرای ۶۰ متر می باشد که سیستم تراکت پیشرونده (TST) به ستبرای ۴۰ متر شامل ریزرخساره لاگون (L1، L2، L4) و سد بایوکلاستی (B) و دریای باز (O2 و O3) می باشد. سطح پیشینه غرق شدگی (MFS) آن منطبق بر ریزرخساره O3 است. سیستم تراکت تراز بالا (HST) به ستبرای ۲۰ متر شامل ریزرخساره سد بایوکلاستی (B) و لاگون (L2 و L4) می باشد مرز سکانسی بالایی آن از نوع SB2 می باشد.



شکل ۹- a, b: تصویر صحرایی از سکانس شماره ۱ و ۲ برش ورتون سیستم تراکت‌های Agg، TST و HST آن

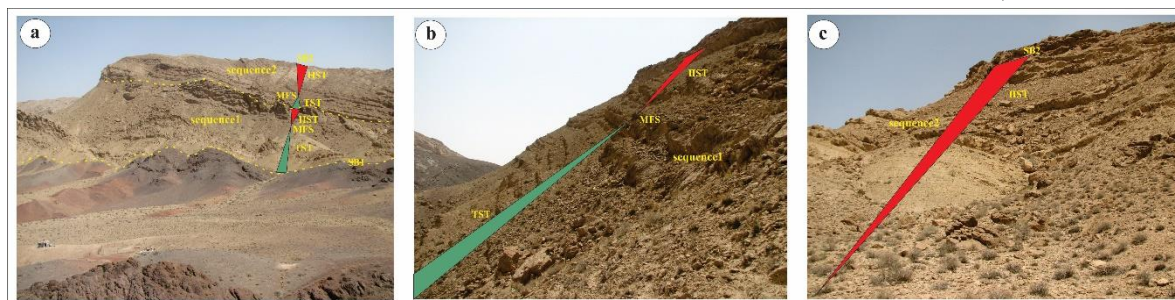
### ۳-۵-۴- چینه نگاری سکانسی برش کوه چرخه

در این برش، ۲ عدد سکانس وجود دارد که به شرح ذیل است (اشکال ۵ و ۱۰):

سکانس اول: یک سکانس کامل شامل سیستم تراکت پیشرونده (TST) و سیستم تراکت تراز بالا (HST) به ستبرای ۱۱۷ متر است. مرز زیرین سکانس اول با سازند قرمز زیرین به صورت مرز سکانسی درجه ۱ بین سنگ‌های ولکانیکی سازند قرمز

سنگ-چینه-نگاری، ریزرخساره-ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانشی سازند قم...

زیرین و آهک‌های قاعده سازند قم قرار دارد. سیستم تراکت پیشرونده (TST) به ستبرای ۹۳ متر شامل رخساره لاگون (L2, L3 و L4)، سد (B) و دریای باز (O2 و O3) است. سطح بیشینه غرق شدگی (MFS) آن منطبق بر رخساره O3 است. سیستم تراکت تراز بالا (HST) به ستبرای ۲۴ متر شامل رخساره سد (B) و لاگون (L1, L2 و L4) است. مرز سکانشی از نوع دوم منطبق با کم ژرفترین رخساره که همان ریزرخساره لاگونی (L1) است. مرز بین سکانس اول و دوم از نوع SB2 می‌باشد. سکانس دوم: ۸۳ متر ستبرای دارد و یک سکانس کامل است. سیستم تراکت پیشرونده (TST) به ستبرای ۱۹ متر شامل ریزرخساره لاگون (L1, L2 و L4)، سد (B) و دریای باز (O2) است. سطح بیشینه غرق شدگی (MFS) آن منطبق بر رخساره O2 است. بسته HST به ستبرای ۶۴ متر شامل ریزرخساره‌های لاگون (L1, L2 و L4) است. مرز بالایی این سکانس از نوع SB2 منطبق بر کم ژرفترین رخساره که همان رخساره (L1) است.

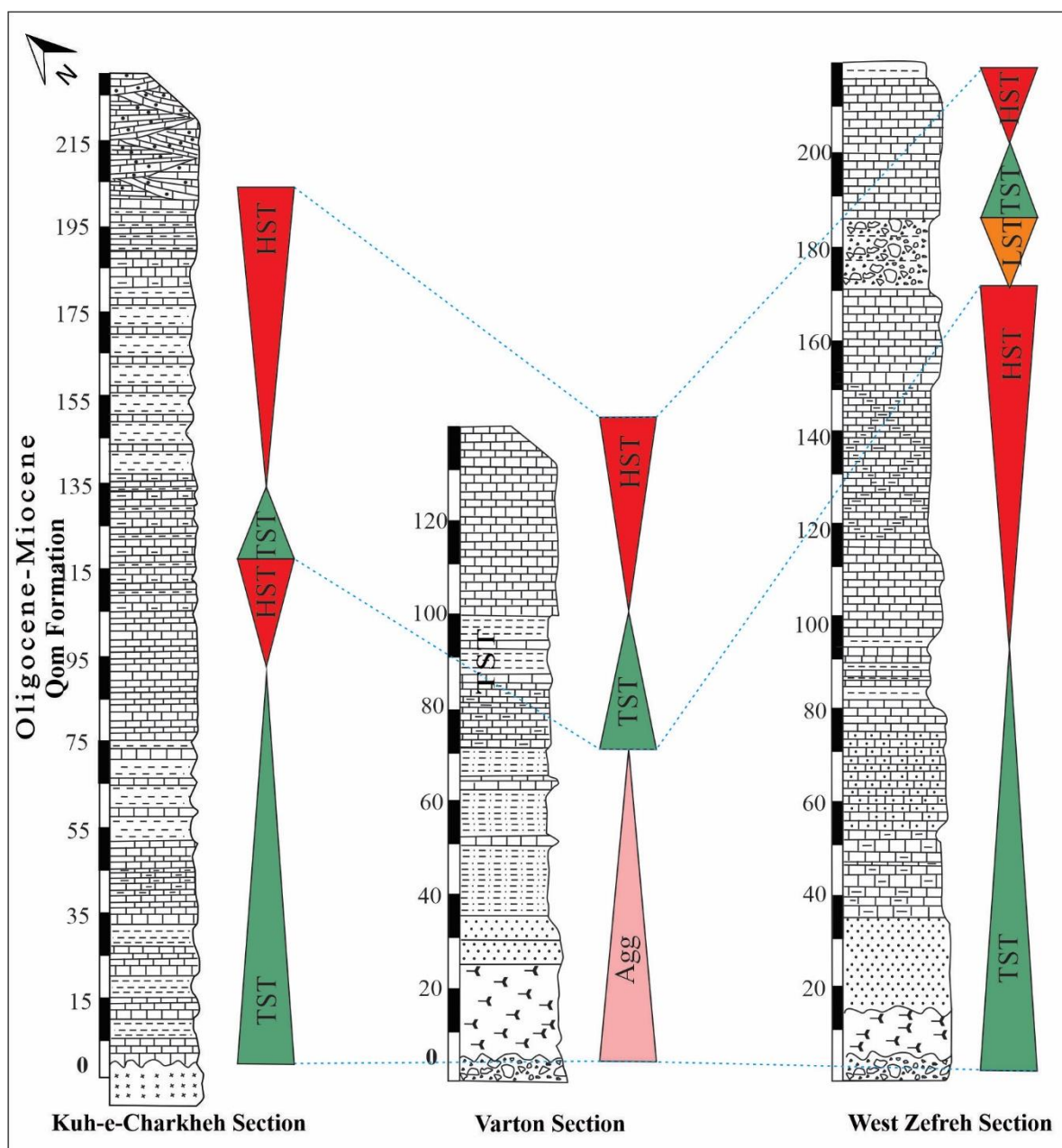


شکل ۱۰- a: تصویر صحرایی از سکانس شماره ۱ و ۲ برش کوه چرخه و سیستم تراکت‌های TST و HST آن، b: عکس سر زمین از سکانس شماره ۱، c: عکس از سر زمین سیستم تراکت HST سکانس شماره ۲ برش کوه چرخه.

## ۶-۴- تطابق سکانس‌های رسوبی سازند قم در برش‌های مورد مطالعه

تاثیر عملکرد گسل‌های محلی در زمان رسوبگذاری سازند قم در حوضه ایران مرکزی توسط محققانی از قبیل مورلی و همکاران (۲۰۰۹)<sup>۱</sup>، مهیاد و همکاران (۲۰۱۹)، صفری و همکاران (a, b, ۲۰۲۰) و (۲۰۲۲) به اثبات رسیده است [۳۳، ۳۵، ۴۴، ۴۵، ۴۶]. بر این اساس، سکانس‌های رسوبی شناسایی شده در برش‌های مورد مطالعه به منظور بررسی تاثیر گسل‌های محلی مورد بررسی و تطابق قرار گرفت. تطابق بین سکانس‌های رسوبی شناسایی شده گویای تشکیل رسوبات سازند قم در طی دو سکانس رسوبی درجه ۳ در برش‌های مورد مطالعه است. علاوه بر این، ستبرای سکانس رسوبی اول در برش باختر زفره نسبت به دو برش دیگر بیشتر بوده و گویای فرونشینی بیشتر کف حوضه در ناحیه زفره نسبت به دو برش دیگر در طی رسوبگذاری سکانس رسوبی اول است. ژرفای دریای قم در ناحیه ورتون نسبت به برش‌های دیگر کمتر و محیط لاگونی حاکم بوده است. تاثیر عملکرد گسل‌های محلی موجب کاهش سطح آب دریا و حاکم شدن محیط غیر دریایی در ناحیه غرب زفره در اوایل رسوبگذاری سکانس رسوبی دوم شده است. علاوه بر این، ستبرای رسوبات سکانس رسوبی دوم در ناحیه کوه چرخه بیشتر از نواحی ورتون و زفره بوده که گویای تاثیر عملکرد گسل‌های محلی است.

<sup>۱</sup> Morley et al. (2009)



شکل ۱۱- تطابق سکانس‌های برش‌های مورد مطالعه

## ۵- نتیجه گیری

با بررسی سازند قم در سه برش کوه چرخه، ورتون و باختر زفره بر اساس مطالعات سنگ‌چینه‌شناسی هر سه برش از سه واحد سنگی (با مقدار کربناته بیشتر نسبت به آواری) تشکیل شده‌اند. در برش ورتون و برش زفره شروع سازند قم با لایه‌ای بتونیتی است که به صورت مرز فرسایشی بر روی رسوبات آواری سازند قرمز زیرین قرار گرفته‌اند. ولی در برش کوه چرخه با مرز آذرین پی سازند قم بر روی ولکانیک‌های ائوسن قرار دارد. با مطالعه بخش کربناته سازند قم در سه برش مورد مطالعه ۸ ریزرخساره شناسایی شد که از محیط لاگون محصور تا دریای باز در یک رمپ کربناته هموکلینال ته نشست شده‌اند. بررسی چینه‌نگاری سکانسی در برش‌های مذکور منجر به شناسایی ۲ سکانس در هر برش گردید که سکانس‌های مورد

سنگ-چینه-نگاری، ریزرخساره-ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند قم...

شناسی در برش‌ها از تطابق نسبتاً بالایی برخوردارند. فعالیت گسل‌های محلی در طی الیگوسن-میوسن موجب نرخ فرونشینی متفاوت کف حوضه و همچنین تشکیل سکانس‌های رسوبی با ستبرای متفاوت در برش‌های مورد مطالعه شده است.

## سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر پیمان رضایی (دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه هرمزگان) و دکتر حسین قنبرلو (دانش آموخته دکتری دانشگاه اصفهان) تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [1] آفتابی آرانی، ا.، عاشوری، ع.ر.، دانشیان، ج.، قادری، ع.، آریانسب، م.ر.، آنالیز رخساره‌های، ۱۳۹۹، محیط رسوبی و چینه-نگاری سکانسی سازند قم در ناحیه نراق، مجله زمین شناسی نفت ایران، شماره ۱۹، ۲۳-۴۴.
- [2] آقائباتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ ص.
- [3] خلعت بری جعفری، م.، و اعلائی مهابادی، س.، ۱۳۷۱، نقشه زمین شناسی نطنز با مقیاس ۱:۱۰۰،۰۰۰، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور
- [4] رادفرج، ج.، ۱۳۸۱، نقشه زمین شناسی اردستان (مقیاس ۱:۱۰۰،۰۰۰)، سازمان زمین شناسی کشور.
- [5] رحیم زاده، ف.، ۱۳۷۳، زمین شناسی ایران: الیگوسن-میوسن-پلیوسن، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- [6] صفری، ا.، قنبرلو، ح.، و محمدی، ا.، ۱۳۹۹، ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند قم در ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان)، مجله زمین شناسی نفت ایران، شماره ۲۰ صفحه ۴۴-۶۱.
- [7] صیرفیان، ع.، ترابی، ح.، شجاعی، م.، ۱۳۸۵، میکروفاسیس و محیط رسوبی سازند قم در منطقه نطنز (کوه چرخه)، مجله پژوهشی علوم پایه اصفهان، دوره ۲۳، شماره ۱، ۱۳۷-۱۵۰.
- [8] محمدی، ا. و عامری، ح.، ۱۳۹۵، ریزرخساره‌ها و مدل رسوبگذاری سازند قم در ناحیه خورآباد (جنوب شرقی قم)، پژوهش‌های دانش زمین، جلد ۷، شماره ۲۸، ۳۷-۵۸.
- [9] منوچهری، ز.، محتاط، ط.، آقائباتی، ع.، خلعتبری جعفری، م.، وکیل باغمیشه، ف.، ۱۴۰۰، زیست چینه‌نگاری و سنگ چینه نگاری نهشته‌های سازند قم در برش تاقدیس نواب) جنوب خاور کاشان)، فصلنامه علمی علوم زمین، دوره سی و یکم، شماره ۳، پیاپی ۱۲۱، صفحه ۱۴۵ تا ۱۵۰.
- [10] مهیادی، م.، صفری، ا.، وزیری مقدم، ح. و صیرفیان، ع.، ۱۳۹۷، بازسازی شرایط محیط رسوبی دیرینه و شناسایی سکانس‌های رسوبی موجود در سازند قم براساس میکروفاسیس‌ها در ناحیه کهک (جنوب غرب قم)، نشریه زمین شناسی نفت ایران، جلد هشتم، شماره ۱۵، ۳۲-۴۸.
- [11] نوری، م.، کوهستانی، ح.، نباتیان، ق.، مختاری، م.ع.ا.، زهدی، ا.، ۱۴۰۰، زمین شناسی، کانه زایی و ژنز کانسار سلسنتین مادآباد، جنوب غرب زنجان، نشریه زمین شناسی ایران، شماره ۶۰، ۵۹-۷۵.

[12] ABAIE, I., 1964, History and development of the Alborz and Sarajeh fields of Central Iran: *Petrol. Inst. Bull.*, **15**, 561-574.

[13] ASPRION, U., WESTPHAL, H., NEIMAN, M. and POMAR, L., 2009, Extrapolation of depositional geometries of the Menorcan Miocene carbonate ramp with ground-penetrating radar: *Facies*, 37-46.

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

- [15] BERBERIAN, M., 1983, The southern Caspian; a compressional depression floored by a trapped, modified oceanic crust: *Canada Journal Earth Science*.
- [16] 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.
- [17] BRADY, M., and BOWIE, C.H., 2017, Discontinuity surfaces and microfacies in a stormdominated shallow Epeiric Sea, Devonian Cedar Valley Group, Iowa: *Depositional Record*, **2(3)**, 136–160.
- [18] BRANDANO, M., and CORDA, L., 2002, Nutrients, sea level and tectonics: constrains for the facies architecture of a Miocene carbonate ramp in central Italy: *Terra Nova*, **14**, 257–262.
- [19] CATUNEANU, O., ABREU, V., BHATTACHARYA, J.P., BLUM, M.D., DALRYMPLE, R.W., ERIKSSON, P.G., FIELDING, C.R., FISHER, W.L., GALLOWAY, W.E., GIBLING, M.R., and GILES, K.A., 2009, Towards the standardization of sequence stratigraphy: *Earth-Science Reviews*, **1**, 1–33.
- [20] CATUNEANU, O., BHATTACHARYA, J.P., BLUM, M.D., DALRYMPLE, R.W., ERIKSSON, P.G., FIELDING, C.R., FISHER, W.L., GALLOWAY, W.E., GIANOLLA, P., GIBLING, M.R., and GILES, K.A., 2010, Thematic Set: Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development: *First break*, **1**, 41–54.
- [21] CATUNEANU, O., GALLOWAY, W.E., KENDALL, C.G.S.C., MIALL, A.D., POSAMENTIER, H.W., STRASSER, A., and TUCKER, M.E., 2011, Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature: *Newsletters on Stratigraphy*, **44**, 173–245.
- [22] DA SILVA, A.C. and BOULVAIN, F., 2006, Upper Devonian carbonate platform correlations and sea level variations recorded in magnetic susceptibility: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **240**, 373–388.
- [23] 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*, **1**, 108–121.
- [24] EMBRY, A.F. and KLOVAN, J.E., 1971, A late Devonian reef tract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730–781.
- [25] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application. *Springer-Verlag*, Berlin, 976p.
- [26] GANSSER, A., 1955, New aspects of the geology in Central Iran: Proceedings, 4<sup>th</sup> world Petroleum Congress. Rome, Seciton L/A/S, 280-300.
- [27] GANSSER, A. and HUBER, H., 1955, Geological observations in the Central Elburz, Iran. Schweiz. Mineral. Petrography, Mitt., **42**, 583-630.
- [28] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequence in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **155**, 211-238.
- [29] HALLOCK, P., and GLENN, E. C., 1986, Larger foraminifera: a tool for paleoenvironmental analysis of Cenozoic carbonate depositional facies. *Palaios*, **1**: 44-64.
- [30] HALLOCK, P., and POMAR, L., 2008, July. Cenozoic evolution of larger benthic foraminifers: paleoceanographic evidence for changing habitats: *In Proceedings of the 11th International Coral Reef Symposium, Fort Lauderdale, Florida*, 16-20.
- [31] HUNT, D. T., and TUCKER, M. E., 1995, Stranded parasequences and the forced regressive wedge-systems tract: Deposition during base-level Fall-Reply: *Sedimentary Geology*, **95**.
- [32] KHALILI, M., BEAVERS, R. and TORABI, H., 2007, Depositional environment of the evaporitic unit (D-member) of the Qom Formation (Central Iran): *Carbonates and Evaporites*, **22**, p. 101-112.
- [33] MAHYAD, M., SAFARI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H. and SEYRAFIAN, A., 2019, Biofacies, taphofacies, and depositional environments in the north of Neotethys Seaway (Qom Formation, Miocene, Central Iran): *Russian Geology and Geophysics*, **60(12)**, 1368-1384.
- [34] MOHAMMADI, E., 2020, Sedimentary facies and depositional environments of the Oligocene-early Miocene marine Qom Formation, Central Iran Back-Arc Basin, Iran (northeastern margin of the tethyan seaway): *Carbonates and Evaporites*, **35**, DOI: [10.1007/s13146-020-00553-0](https://doi.org/10.1007/s13146-020-00553-0).
- [35] MORLEY, C.K., KONGWUNG, B., JULAPOUR, A.A., ABDOLGHAFOURIAN, M., HAJIAN, M., WAPLES, D., WARREN, J., OTTERDOOM, H., SRISURIYON, K., and KAZEMI, H., 2009, Structural development of a major late Cenozoic basin and transpressional belt in central Iran: The Central Basin in the Qom-Saveh area: *Geosphere*, **5**, 325-362.
- [36] NADIMI, A., and NADIMI, H., 2008, Tectonics Evolution of the Anarak Region, Central Iran: *Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata*, **49**, 79-84.

- [37] NEBELSICK, J.H, BASSI, D., and LEMPP, J., 2013, Tracking paleoenvironmental changes in coralline algal-dominated carbonates of the Lower Oligocene Calcareni di Castelgomberto formation (Monti Berici, Italy): *Facies*, **59**, 133–148.
- [38] PEDRAMARA A., ZÁGORŠEK K., BITNER M.A., YAZDI M., BAHRAMI A. and MALEKI Z., 2019, Bryozoans and brachiopods from the Lower Miocene deposits of the Qom Formation in North-East Isfahan (Central Iran): *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie Abhandlungen*, **294(2)**, 229-250.
- [39] POMAR, L., 2001, Type of carbonate platform: A genetic approach, *Basin Research*, **13**, 313-334.
- [40] 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.
- [41] 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.
- [42] RASSER, M. W., SCHEIBNER, C., and Mutti, M., 2005, A paleoenvironmental standard section for Early Ilerdian trooidal carbonate factories (Corbieres, France Pyrenees, Spain): *Facies*, **51**, 218-232.
- [43] 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.
- [44] SAFARI, A., GHANBARLOO, H., KASIRI, A. and PURNAJJARI, S.M., 2020a, Sedimentary environment and depositional sequences of the Oligocene Qom Formation in Central Iran based on micro-facies and microtaphofacies analysis: *Carbonates and Evaporites*, **35**, 1-22.
- [45] SAFARI, A., GHANBARLOO, H., MANSOURY, P. and ESFAHANI, M.M., 2020b, Reconstruction of the depositional sedimentary environment of Oligocene deposits (Qom Formation) in the Qom Basin (northern Tethyan seaway), Iran: *Geologos*, **26 (2)**, 93-111.
- [46] SAFARI, A., GHANBARLOO, H. and MAHYAD, M., 2022, Age determination and evolution of the paleoenvironmental conditions of Oligocene-Miocene sediments (Qom Formation) in the Qom Back-Arc Basin (northern margin of Neotethys), Central Iran: *Arabian Journal of Geosciences*, **15(1)**, 103.
- [47] SILVESTRI, G., BOSELLINI, F.R., and NEBELSICK, J.H., 2011, Microtaphofacies analysis of lower Oligocene turbid-water coral assemblages: *Palaios*, **26**, 805–820.
- [48] TOMASSETTI, L., BENEDETTI, A., and BRANDANO, M., 2016, Middle Eocene seagrass facies from Apennine carbonate platforms (Italy): *Sedimentary Geology*, **335**, 136–149.
- [49] TUCKER, M. E. and WRIGHT, V. P., 1990, Carbonate platforms: facies evolution and sequences: *Internal Association Sedimentary*, **2**, p.328.
- [50] VAZIRI-MOGHADAM, H., and TORABI, H., 2004, Biofacies and sequence stratigraphy of the Oligocene succession, Central Basin, Iran: *N. Jb. Geol. Palaont., Stuttgart*, 321-334.
- [51] WILSON, J. L., 1975, Carbonate facies in geologic history: *Springer Verlag*, 471.



## بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک با استفاده از آنالیز خوشه ای گرافیکی و مقایسه آن با داده های پتروگرافی در یکی از میدان های نفتی فروافتادگی دزفول

سیده اکرم جویباری\*<sup>۱</sup>، پیمان رضائی<sup>۲</sup>، مجید مهدی پور<sup>۳</sup>

۱- دکتری رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی دانشگاه هرمزگان، بندرعباس (نویسنده مسئول)

۲- دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه هرمزگان، بندرعباس

۳- کارشناس ارشد زمین شناسی نفت شرکت توسعه مهندسی نفت، تهران

\*[S.akramjooybari@gmail.com](mailto:S.akramjooybari@gmail.com)

دریافت اسفند ۱۴۰۱، پذیرش تیر ۱۴۰۲

### چکیده

سازند سروک یکی از مخازن مهم کربناته در فرو بوم دزفول است. به منظور ارزیابی کیفیت مخزنی این سازند در یکی از میدان های فروافتادگی دزفول از روش آنالیز خوشه ای گرافیکی و مقایسه با یافته های پتروگرافی استفاده گردید. یافته ها نشان داد که سازند سروک در میدان مورد مطالعه از ۸ ریزرخساره متعلق به زیرمحیط های لاگون، پشته کربناته، رمپ میانی و رمپ خارجی که در یک محیط رمپ تک شیب نهشته شده اند تشکیل شده است. عمده فرآیندهای دیاژنزی موثر بر این مخزن، شامل سیمانی شدن، انحلال، شکستگی، استیلولیتی شدن و دولومیتی شدن هستند. نتایج آنالیزخوشه ای گرافیکی منجر به شناسایی ۳ رخساره الکتریکی گردید که رخساره EF1 ضعیف ترین پارامترهای مخزنی و رخساره EF3 بهترین وضعیت مخزنی را به خود اختصاص دادند. عمده ریزرخساره های EF1 ریزرخساره های گرینستونی و عمده ریزرخساره های EF3 منطبق بر ریزرخساره های وکستونی و پکستونی بوده است. بر این اساس به نظر می رسد زیرمحیط لاگون نسبت به سایر زیرمحیط ها به خصوص پشته کربناته از وضعیت مخزنی بهتری برخوردار می باشد و این مهم نشانه عملکرد متفاوت فرآیندهای دیاژنزی در این زیر محیط ها می باشد. در یک روند قائم نیز بیشترین حجم ستون هیدروکربنی در سبترای رخساره الکتریکی EF3 و کمترین منطبق بر EF1 است این مهم حاکی از صحت و دقت رخساره های الکتریکی شناسایی شده است به منظور ارزیابی کیفیت مخزنی می باشد. درمجموع می توان بیان نمود که استفاده از آنالیز خوشه ای گرافیکی و مقایسه با یافته های پتروگرافی راهکار مناسبی برای ارزیابی دقیق از کیفیت مخزنی مخازن کربناته است.

واژگان کلیدی: کیفیت مخزنی، آنالیز خوشه ای گرافیکی، سازند سروک، پتروگرافی

## ۱. مقدمه

یکی از مراحل مهم ارزیابی کمی و کیفی مخازن هیدروکربوی تهیه نقشه و پهنه بندی دقیقی از توزیع خصوصیات مخزنی است بر همین اساس استفاده از روش های جدید به منظور درک بهتر ناهمگنی های مخزنی ضروری است [۱۹، ۱، ۴۱]. از میان روش های ارزیابی کیفیت مخازن، تعیین و استفاده از رخساره های الکتریکی امروزه یکی از مهمترین روش ها در مباحث تولید از مخازن هیدروکربنی و توسعه میادین است. سنگهایی که از نظر خصوصیات نگار یکسان و مشابه هستند با نام رخساره الکتریکی شناسایی می شوند [۱۳، ۲۵]. رخساره های الکتریکی رخساره های سنگی را بدون نیاز به مغزه و خرده های حفاری توصیف می نماید [۳، ۱۴]. رخساره های الکتریکی می توانند جانشین قابل اعتمادی برای مغزه بوده و تحلیل دقیقی از کیفیت مخزنی مخازن هیدروکربنی ارائه دهند [۳۳]. مفهوم رخساره های الکتریکی گروه بندی داده ها با توجه به تشابه های پتروفیزیکی است که موجب می شود یک مجموعه از داده های لاگ های پتروفیزیکی به واحدهای رخساره های الکتریکی دسته بندی شوند، که با داده های مغزه قابل قیاس هستند [۱۹، ۱۴]. امروزه تعیین رخساره های الکتریکی با هدف توصیف مخزن جایگاه ویژه ای در مطالعات مخازن هیدروکربوری دارد [۱۱، ۱۴]. الگوی دسته بندی رخساره ها بر اساس نمودارهای چاه پیمایی در تمام روش های دسته بندی بر این اساس است که داده های موجود در یک گروه بیشترین شباهت را با هم و کمترین شباهت را با داده های گروه های دیگر داشته باشند [۲۶]. در نتیجه این شباهت های درون گروهی و تفاوت های بین گروهی، سبب دسته بندی محدوده های قرائت شده از نمودارهای مورد استفاده خواهد شد و این محدوده های دسته بندی شده در توالی، موجب تفکیک رخساره های زمین شناسی و مخزنی می باشد [۴۵، ۱۴]. برای استخراج و تفکیک رخساره های الکتریکی با استفاده از داده های نمودارگیری چاه از خوشه بندی استفاده می شود. هدف از خوشه بندی، گروه بندی داده های نگارهای مشابه و متمایز ساختن این گروه ها از سایر گروه ها می باشد [۱۵، ۳۸]. روش های خوشه سازی امروزه از بهترین روش ها برای شناسایی رخساره های الکتریکی مخزن به شمار میروند [۳۶، ۳۰]. خوشه بندی داده ها، پایه و اساس الگوریتم های مدل سازی و دسته بندی محسوب می شود. هدف از این فرآیند تعریف گروه های طبیعی و اساسی کوچک از یک گروه بزرگ داده ها محسوب می شود [۲۷، ۱۴]. جهت تجزیه و تحلیل خوشه ها، اشیاء با نقاطی در فضای چند بعدی نمایش داده می شوند و هدف اصلی دسته بندی  $N$  داده به  $K$  خوشه است که اشیاء در هر خوشه بیشترین شباهت را باهم دارند [۲۲]. روش های زیادی برای خوشه بندی وجود دارد از جمله روش خود سازمان ده<sup>۱</sup>، روش سلسله مراتبی<sup>۲</sup>، پویا<sup>۳</sup> و آنالیز خوشه ای گرافیکی<sup>۴</sup> [۱۴]. روش آنالیز خوشه ای گرافیکی یک روش نوین و قدرتمند برای دسته بندی است [۳۳]. این روش میتواند بهینه ترین دسته ها را در بین حدود پایینی و بالایی از قبل تعیین شده ارائه دهد. این روش تلفیقی از روش هوش مصنوعی و روش خوشه بندی سلسله مراتبی است [۴۵] (شکل ۱).



شکل ۱- الگوی اجرایی روش آنالیز خوشه ای گرافیکی [۴۵]

با استفاده از رخساره های الکتریکی و تطبیق آن با داده های پتروگرافی و مغزه مخزن می توان بهترین مدل رخساره

<sup>1</sup> SOM

<sup>2</sup> AHC

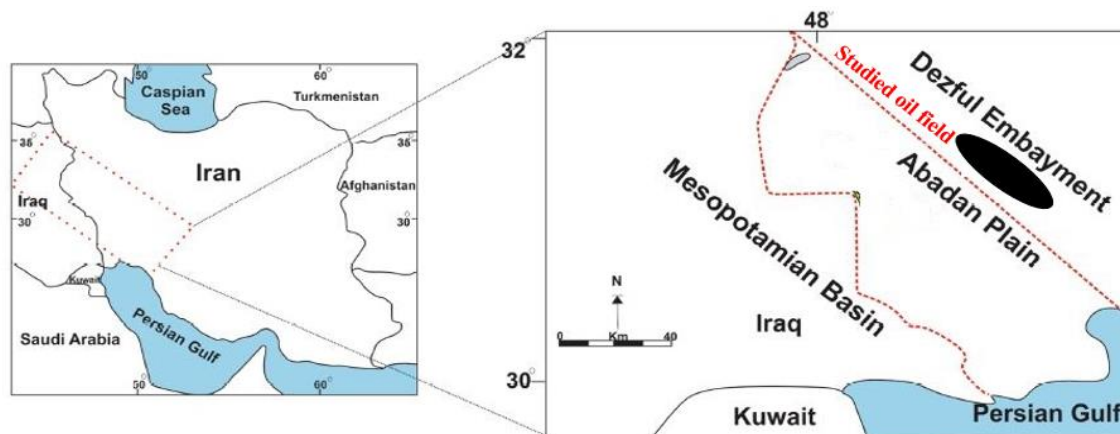
<sup>3</sup> Dynclust

<sup>4</sup> MRGC

الکتریکی را انتخاب کرد و آن را به چاه ها یا بازه های بدون مغزه تعمیم داد و خصوصیات مخزنی آن را به دست آورد. از این رو هدف از این مطالعه تعیین رخساره ای الکتریکی سازند سروک و مقایسه آنها با داده های پتروگرافی به منظور انتخاب بهترین مدل خوشه بندی برای تعمیم به سایر چاه های فاقد مغزه سازند سروک در میدان مورد مطالعه می باشد. از جمله پژوهش های مشابه می توان به پژوهش مهدی پور و همکاران [۳۰]، بر روی سازند سروک در دشت آبادان، مالدار و همکاران [۲۷]، بر روی مخزن بنگستان در میدان نفتی گچساران، خزایی و همکاران [۲۲] بر روی سازند آسماری در فروافتادگی دزفول و مرادی و همکاران [۲۹] بر روی مخزن گازی شورپیچ اشاره نمود.

## ۲. زمین شناسی منطقه

بیش از ۵۰ درصد مخازن هیدروکربوری خاورمیانه در توالی های کربناته کرتاسه قرار دارد [۶، ۴]. تجمع هیدروکربن ها در زاگرس به طور پیچیده ای در ارتباط با روند تکوین چینه شناسی و ساختاری این کمربند مهم نفتی بوده است [۴، ۲۱]. فروافتادگی دزفول بخشی از یک پیش گودال و یک موقعیت ساختمانی در قسمت جنوب غربی زاگرس است (شکل ۲) که به علت پوشیده شدن سنگ آهک های آسماری توسط تبخیری های گچساران در بر گیرنده اکثر میادین نفتی ایران می باشد [۳۴، ۳۷]. توالی کرتاسه خاورمیانه و زاگرس دارای دو ناپیوستگی مهم آپتین پسین و تورونین میانی می باشند [۳، ۴]. توالی کربناتی سازند سروک (سنومانین-تورونین)، در نواحی جنوبی و جنوب باختری ایران به خصوص فروافتادگی دزفول و معادل آن در کشورهای همجوار، دارای پتانسیل بزرگی از ذخایر هیدروکربوری است [۱۸، ۳۹]. مرز پایینی سازند سروک در میدان مورد مطالعه با سازند کژدمی پیوسته و تدریجی و مرز بالایی آن با سازند ایلام ناپیوسته و با یک نبود رسوبی مهم همراه است (شکل ۳). با پیشروی نسبی سطح آب دریاها در کرتاسه، سازند کربناتی سروک نهشته شد [۳۹، ۴۶، ۱].



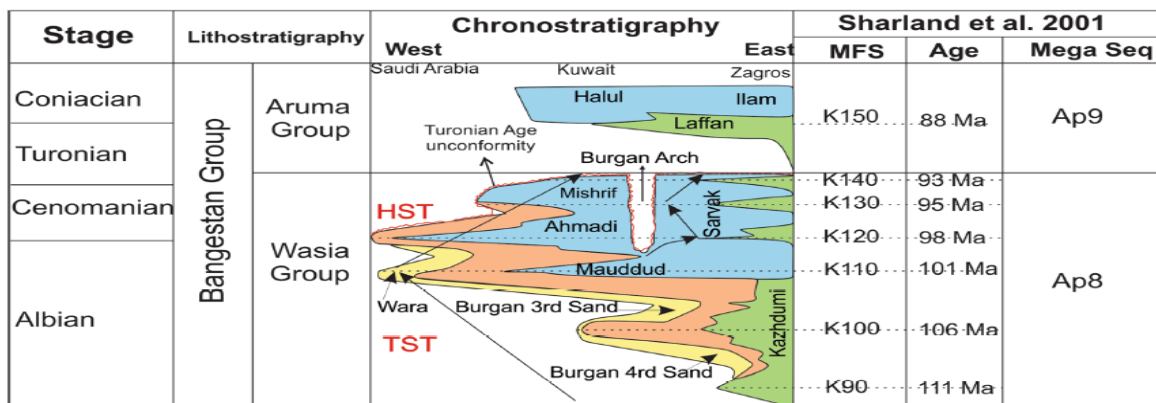
شکل ۲- موقعیت میدان مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول

سازند سروک در میدان مورد مطالعه واقع در فروافتادگی دزفول دارای تقریباً سبترای ۶۱۰ متر آهک کرم تا قهوه ای و گاهی سفید تا خاکستری می باشد. مرز پایینی سازند سروک با سازند کژدمی پیوسته و تدریجی و مرز بالایی آن با سازند ایلام ناپیوسته است و تشخیص آن جز با فسیل های شاخص امکان پذیر نیست.

## ۳. روش مطالعه

در این پژوهش تعداد ۹۰ مقطع نازک میکروسکوپی از مغزه یک چاه از سازند سروک به منظور تعیین ریزرخساره ها و فرآیندهای دیاژنزی مورد ارزیابی قرار گرفت. نامگذاری ریزرخساره های کربناته بر اساس طبقه بندی دانهام [۱۷] و تفسیر

شرایط ته نشینی با کمک رخساره‌ها و مدل‌های رسوبی استاندارد فلوگل [۲۰] انجام شد. به منظور ارزیابی خواص مخزنی از روش خوشه بندی گرافیکی MRGC با کمک داده های لاگ DT, CGR, NPHI, RHOB استفاده گردید. این مدل سازی توسط نرم افزار ژئولاگ انجام شد و رخساره های الکتریکی به دست آمده در برابر سایر لاگ ها و رخساره های سنگی و ستون هیدروکربن به صورت عمودی قرار گرفت.



■ Carbonate     
 ■ Mudrock     
 ■ Sandstone     
 ■ Mixed carbonate-siliciclastic

شکل ۳- جایگاه چینه شناسی سازند سروک در پهنه ساختاری زاگرس [۴]

## ۴. بحث و نتایج

### ۴-۱- ریزرخساره‌ها و شرایط ته نشینی

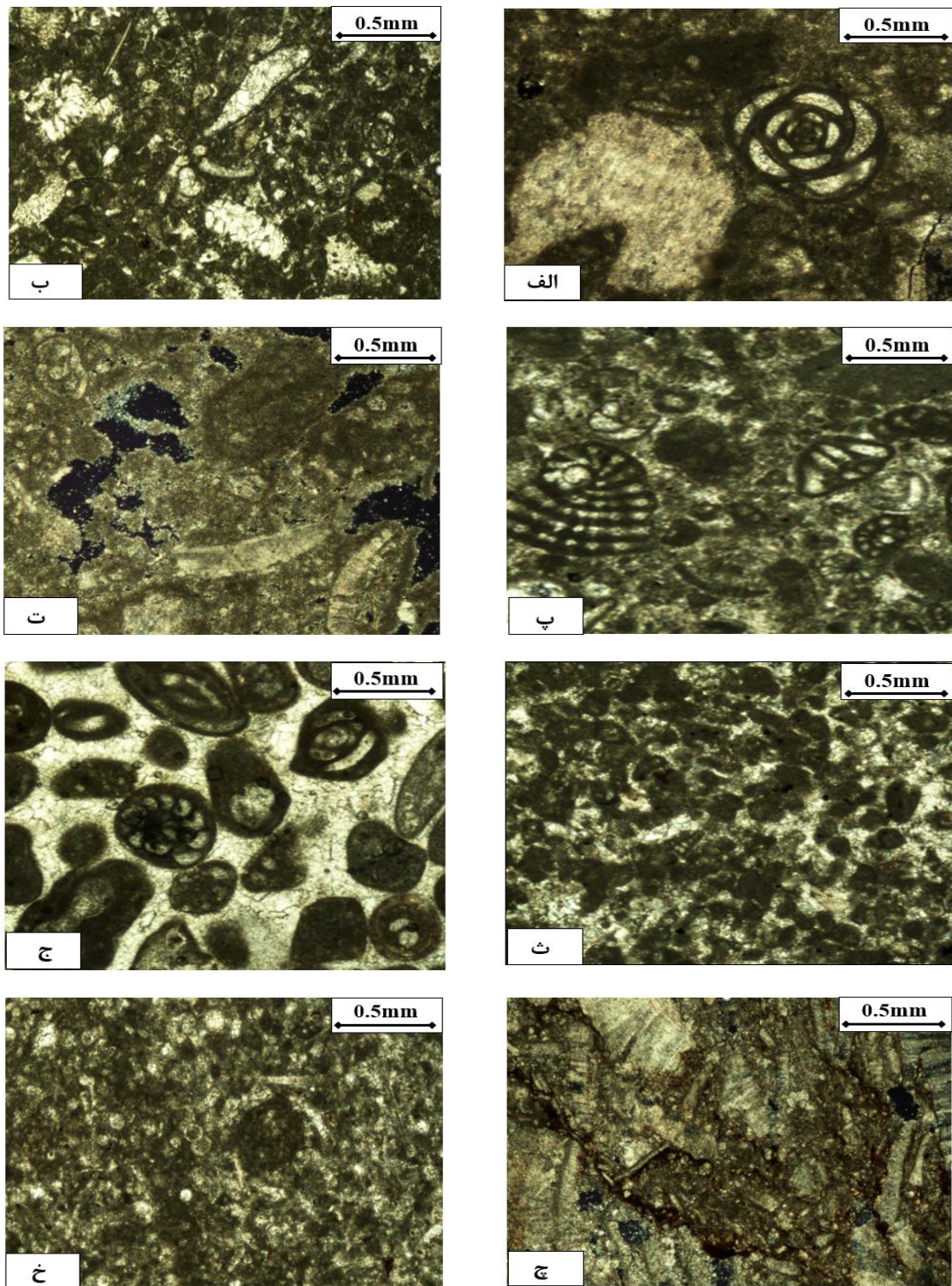
شناسایی ریزرخساره‌ها و شرایط ته نشینی به منظور آشنایی و شناخت ویژگی‌های مخزنی در میدان‌های نفتی امری متداول و رایج می‌باشد [۴۴، ۱]. بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی سازند سروک در گستره مورد مطالعه منجر به شناسایی ۷ ریزرخساره شد. جدول ۱ نشان دهنده ریزرخساره‌های شناسایی شده و توصیف این ریزرخساره‌ها می‌باشد. وجود بافت گل پشتیبان و جلبک سبز داسی کلاسه در کنار فراوانی فرامنیفرهای بتتیک مانند میلیولیدها و آلوئولینیدا نشان دهنده محیط لاگون می باشد [۳۳، ۵]. از این رو ریزرخساره های میلیولید و کستون، آگال و کستون/پکستون، پلوئید بیوکلاست و کستون/پکستون و رودیست و کستون متعلق به زیرمحیط لاگون می باشند. حضور قطعات رودیست در کنار فرامنیفرهای بتتیک در یک زمینه اسپارایتی نشان دهنده محیط پرانرژی پشته کربناته می باشد [۴۰، ۱]. دو ریزرخساره ایتراکلاست بیوکلاست و بیوکلاست گرینستون با داشتن این ویژگی ها در زیر محیط پشته کربناته نهشته شده اند. ریزرخساره رودیست فلوتستون با داشتن رودیست های درشت که دارای آثار شکستگی هستند نشان دهنده زیر محیط رمپ میانی و جلو پشته کربناته می باشند [۴۶، ۱۶]. ریزرخساره پلانکتونیک و کستون با داشتن فونای پلاژیک در کنار سوزن اسفنجی و فرامنیفرهای پلاژیک در زیر محیط رمپ خارجی نهشته شده اند [۳۵]. بررسی تصاویر میکروسکوپی ریز رخساره ۶ها در شکل ۴ و جدول ۱ نشان می‌دهد که کمر بند رخساره های کمر بند لاگون نسبت به دیگر کمر بندها گسترش بیشتری دارد و این مهم نشان دهنده کم عمق بودن توالی سروک در میدان مورد مطالعه می باشد.

در زمان کرتاسه به علت وجود آب و هوای حاره ۶ای مرطوب شرایط برای گسترش رودیست ۶ها فراهم شده بود اما این موجودات توانایی ایجاد اتصالات سه بعدی را نداشته و امکان تشکیل ریف ۶های سدی مشابه مرجان ۶ها در این بازه زمانی وجود نداشته است. گسترش رودیست ها در کرتاسه عمدتاً به صورت کومه ۶ای و با ارتفاع کم از بستر را داشتند [۳۹، ۴۰]. بر مبنای ریزرخساره های شناسایی شده در کنار عدم وجود ریف های سدی و مقایسه نتایج با ریزرخساره

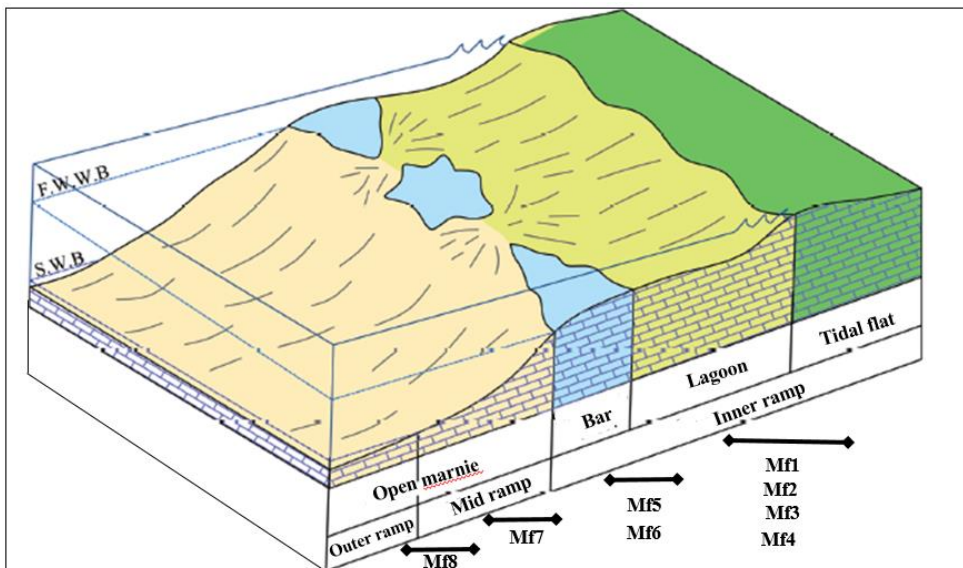
های استاندارد فلوگل [۲۰]، شرایط ته نشینی توالی سازند سروک در منطقه مورد مطالعه یک رمپ کربناته تک شیب یا هموکلینال شناسایی شد. (شکل ۵). مشابه این محیط را برای سازند سروک و نهشته‌های (سنومانین - تورونین) در زاگرس، پژوهشگران دیگری از جمله سیوحی و همکاران [۳۳]، زاده و همکاران [۴۶] و جویباری و همکاران [۱] معرفی شده است.

جدول ۱- مجموعه ریزرخساره‌های سازند سروک به همراه معرفی کمربند رخساره‌ای آنها در میدان مورد مطالعه

کد ریزرخساره	نام ریزرخساره	اجزا		انرژی	زیرمحیط	استاندارد
		اسکلتی	غیراسکلتی			
mf1	میلولید و کستون	میلولید، نزازتا		کم	لاگون	RMF20
mf2	آلگال و کستون/پکستون	جلبک داسی کلا، میلولیدا		کم	لاگون	RMF20
mf3	پلوئید بیوکلست و کستون/پکستون	فرامنیفرهای میلولیدا، آلوئولینیدا خرده های رودبست و اکینودرم	پلوئید	کم	لاگون	RMF20
mf4	رودبست و کستون/پکستون	رودبست، میلولیدا، آلوئولینیدا		کم	لاگون	RMF20
mf5	ایتراکلست بیوکلست گرینستون	قطعات رودبست، میلولیدا، نزازتا، گاستروپودا	ایتراکلست	زیاد	پشته	RMF29
mf6	بیوکلست گرینستون	میلولیدا، نزازتا، اکینودرم، قطعات رودبست		زیاد	پشته	RMF29
mf7	رودبست فلوستون	رودبست، اکینودرم		متوسط	رمپ میانی	RMF12
Mf8	پلانکتونیک و کستون	گلوبیترینا، الیگوسترینا، سوزن اسفنجی		کم	رمپ خارجی	RMF5



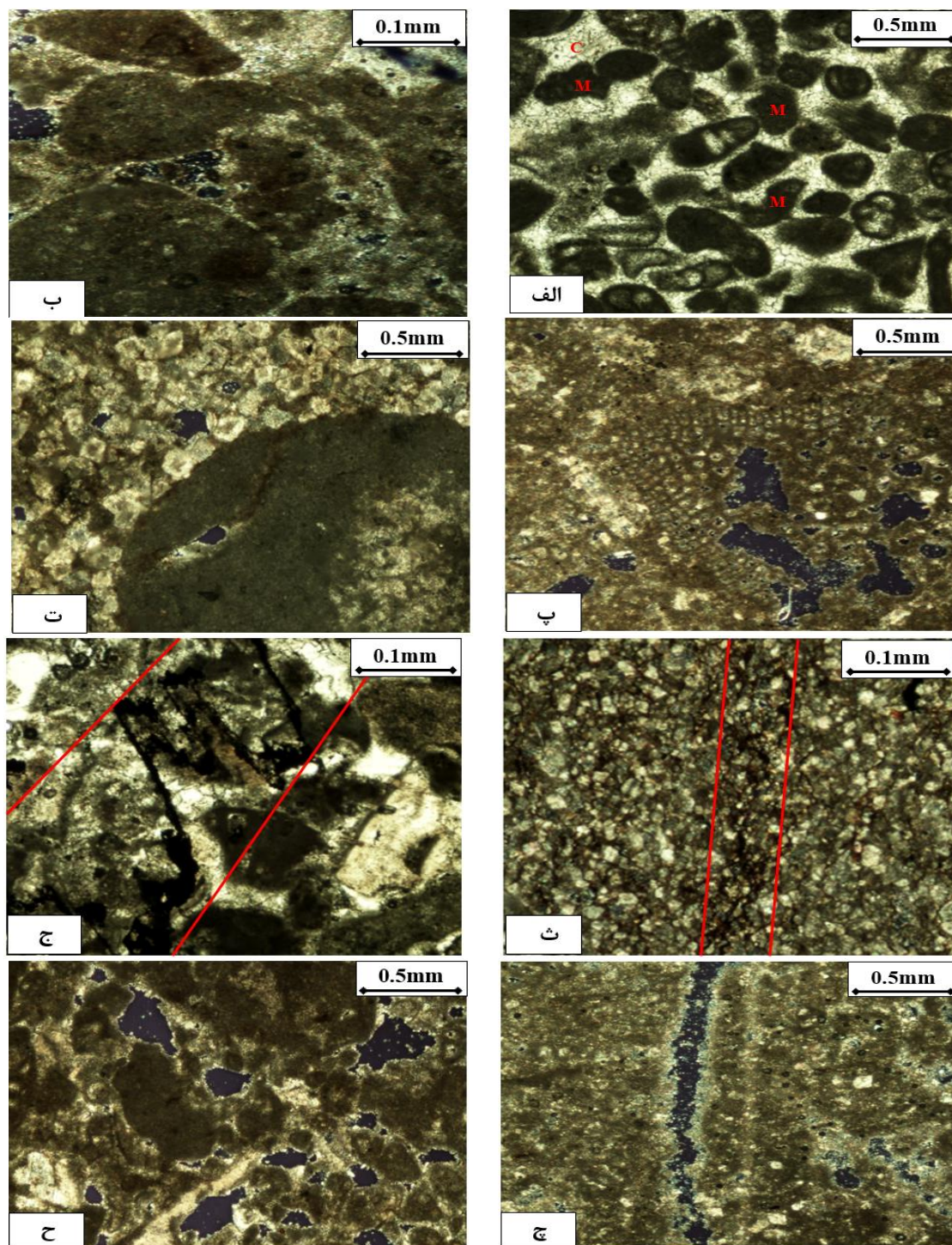
شکل ۴- تصاویر ریزرخساره سازند سروک الف: میلیولید وکستون ب: آگال وکستون/پکستون پ: پلوئید بیوکلست وکستون/پکستون ت: رودیست وکستون/پکستون ث: اینتراکلست بیوکلست گرینستون ج: بیوکلست گرینستون چ: رودیست فلوئستون خ: پلانکتونیک وکستون



شکل ۵- مدل محیط رسوبی سازند سروک در گستره مورد مطالعه.

#### ۴-۲- دیاژنز

فرآیندهای دیاژنتیکی بر روی کیفیت مخازن کربناته تاثیر مستقیم دارند [۲۸]. این فرآیندها با شدت های مختلف ویژگی های مخزنی سازند ها مانند تخلخل کل و مؤثر، تراوایی و اندازه حفرات گلوگاهی و توزیع آن ها را تحت تاثیر قرار می دهند [۲۴، ۴۴]. مهمترین فرآیندهای دیاژنزی سازند سروک در میدان مورد مطالعه شامل سیمان شدگی، دولومیت زایی، انحلال، شکستگی، فشردگی شیمیایی و میکرایتی شدن می باشد. بررسی توالی پاراژنتیکی سازند سروک در گستره مورد مطالعه حاکی از وجود این توالی در سه مرحله دیاژنز اولیه، میانی و تاخیری در سه محیط دریایی، جوی و دفنی تحمل می باشد. در نخستین مرحله دیاژنزی و در محیط دیاژنزی دریایی میکرایت زایی (شکل ۶-الف) و سیمان هم ضخامت (شکل ۶-ب) توالی سروک را دستخوش تغییر نموده است [۲۸]. این سیمان اطراف آلومک ها نهشته شده و چون در مراحل اولیه دیاژنز ایجاد شده است برای حفظ تخلخل های موجود نقش یک چارچوب را دارد و سبب حفظ وضعیت مخزنی رخساره های رسوبی می گردد [۳۱، ۲۴]. میکرایتی شدن نیز عموماً بر روی آلومک های اسکلتی از جمله فرامنفهای بتتیک رخ می دهد (شکل ۶-الف) و بر کیفیت مخزن بی تاثیر می باشد [۲۸]. در ادامه توالی رسوبی سازند سروک به سبب پایین افتادگی سطح آب دریا در معرض دیاژنز جوی قرار می گیرد [۸]. در این مرحله سیمان دروزی به همراه پدیده انحلال و دولومیتی شدن نهشته های سازند سروک را تحت تاثیر قرار می دهند. سیمان های دروزی و هم محور فضای خالی بین آلومک ها را پر کرده (شکل ۶-الف) و بر روی کیفیت مخزنی توالی های کربناته تاثیر منفی دارند [۲]. پدیده انحلال نیز که در این مرحله رخ می دهد با ایجاد انواع تخلخل تاثیر مثبتی بر کیفیت مخزنی کربناته دارد (شکل ۶-ب، پ و ج). با پایین رفتن سطح آب دریا محیط دیاژنز مخلوط دریایی-جوی ایجاد می شود و شرایط برای تشکیل دولومیت مساعد می گردد (شکل ۵-ت) از این رو دولومیت های سازند سروک در ارتباط با ناپیوستگی سنومانین-تورنین می باشند [۷، ۲۴]. در ادامه با قرار گرفتن توالی سازند سروک در مرحله مزوژنز و دفنی قرار می گیرد. در این مرحله فرآیندهای دیاژنزی شامل دولومیتی شدن، استیلولیت (شکل ۶-ج) و درزه های انحلالی (شکل ۶-ث) می باشند [۲].



شکل ۶- الف: فرآیند میکیراتی شدن آلوکم ها (M) و سیمانی شدن دروزی بین آلوکم ها در ریزرخساره بیوکست گریستون ب: سیمان هم ضخامت اطراف قطعات آلوکم و تخلخل بین دانه ای در ریزرخساره بیوکست گریستون پ: انحلال و ایجاد تخلخل حفره ای در ریزرخساره آگال بیوکست و کستون/پکستون ت: رگچه انحلالی با آثار هیدروکربور در ریزرخساره رودیست فلوتستون ج: استیلولیتی شدن با آثار هیدروکربن در ریزرخساره بیوکست پکستون چ: تخلخل کانالی در ریزرخساره میلیولید و کستون ح: تخلخل بین دانه ای در ریزرخساره رودیست و کستون/پکستون

استیلولیت و درزه های انحلالی در این مرحله نقش دوگانه در مخازن کربناته ایفا می نماید بدین گونه که گاه در نقش یک معبر سبب حرکت آزادانه هیدروکربن می شوند و گاه با رسوب و مسدود شدن این معابر در نقش یک سد در برابر عبور هیدروکربن عمل می نمایند [۴۳، ۴۲]. در سازند سروک در گستره مورد مطالعه پدیده استیلولیتی شدن و درزه های انحلالی



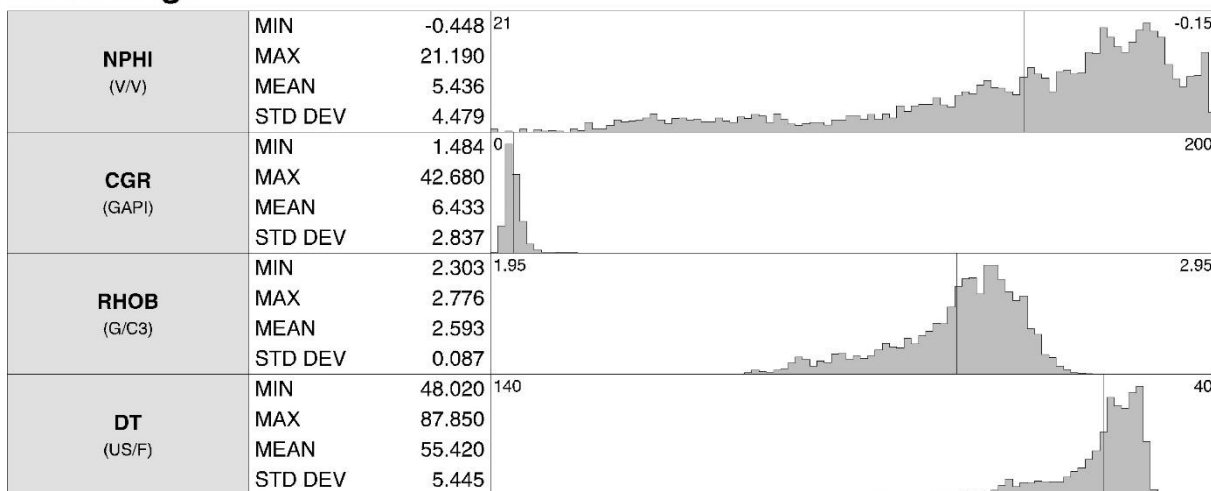
بر روی کیفیت مخزن تاثیر مثبت داشته و سبب عبور راحت تر هیدروکربن می شوند. دو لومیتی شدن در مرحله تدفین در ارتباط مستقیم با محلول های منیزیم دار منشا گرفته از نهشته های آرژیلیتی می باشد [۲۸]. آخرین مرحله دیاژنز توالی سازند سروک نیز در مرحله تلوزنز رخ داد. در این مرحله هنگام بالا آمدگی شکستگی رخ داده و تاثیر مجدد آب های جوی سبب انحلال در این نهشته و گسترش انواع تخلخل در این سازند گردید. این مرحله بیشترین تاثیر مثبت را بر کیفیت مخزنی سازند سروک دارد. عمده مطالعات پیشین بر روی نهشته های سازند سروک تاثیر دیاژنز جوی این سازند را در ارتباط با ناپیوستگی تورنین میانی می دانند و نقش این ناپیوستگی را در گسترش کیفیت مخزنی سازند سروک را پررنگ قلمداد نمودند [۱، ۸، ۳۱].

#### ۴-۳- رخساره های الکتریکی روش MRGC در مخزن سروک

MRGC یک روش نوین و قدرتمند برای دسته بندی است این روش مبتنی بر تشخیص الگوی نقطه ای چند بعدی بر مبنای نزدیکترین همسایگی و نمایش گرافیکی داده ها است. این الگوریتم اطاعات مفیدی در مورد رخساره های زمین شناسی از ساختار خود داده های ورودی به دست می آورد [۴۴، ۱۱]. در روش مورد بحث بعد از مدل توزیع ورودی های لاگ (شکل ۷) خوشه بندی با استفاده از نرم افزار ژئولاگ انجام می گیرد و خوشه هایی توسط نرم افزار پیشنهاد می گردد. از بین خوشه های پیشنهادی، مدل ۳ رخساره الکتریکی به دلیل شباهت و همخوانی بیشتر آن با داده های حاصل از مطالعه مغزه و

3834 Samples - 21 Samples outside plot limits

#### Model Logs



شکل ۷- آزمون توزیع لاگ های مورد استفاده برای ایجاد مدل در چاه مورد مطالعه موجود در مخزن سروک

روش MRGC برای آنالیز ساختارهای پیچیده و دسته بندی طبیعی گروه های داده ها در شکل، اندازه ها و چگالی های متفاوت بسیار مناسب است [۲۳]. در نتیجه با شناسایی رخساره های رسوبی در یک مخزن دید بهتری نسبت به پراکندگی پارامترهای مخزنی و سنگ شناسی مخزن ارائه می دهد لذا این روش برای تعیین و مقایسه با مشاهدات پتروفیزیکی و پتروگرافی به عنوان الگو در نظر گرفته شد. در پایین شرح پتروگرافی رخساره های الکتریکی مخزن سروک در گستره مورد مطالعه به روش خوشه بندی MRGC به عنوان شبکه ای که در تحلیل فضاهای پیچیده توانایی زیادی دارد [۹] آورده شده است.

	NAME	COL	PAT	WEIGHT	NPHI	CGR	DT	RHOB
1	FACIES_1			238				
2	FACIES_2			302				
3	FACIES_3			73				

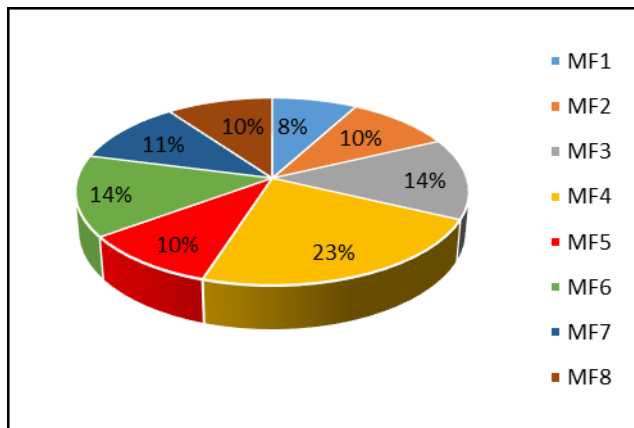
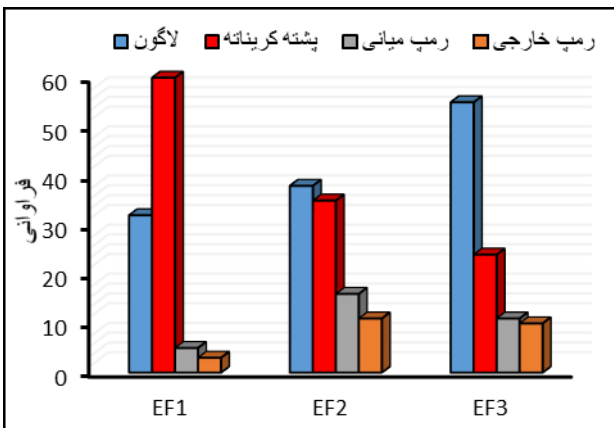
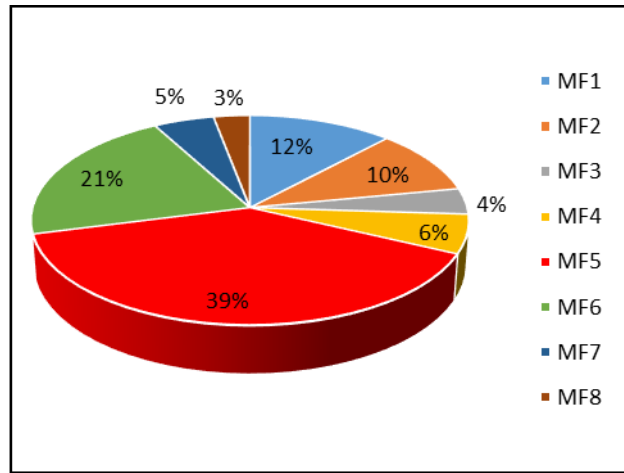
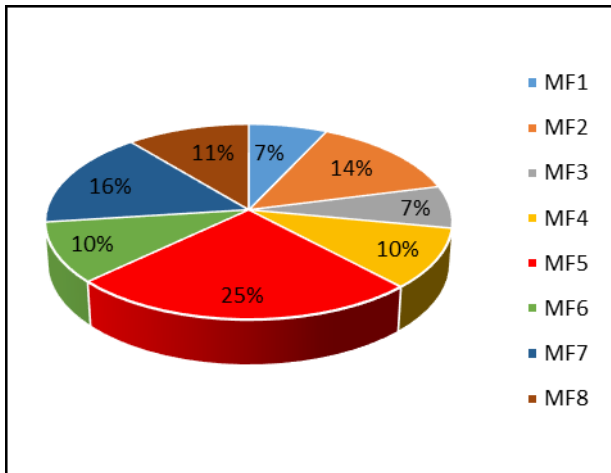
شکل ۸- رخساره های الکتریکی به دست آمده در چاه مورد مطالعه به روش MRGC

رخساره الکتریکی شماره ۱: این رخساره الکترونی به رنگ آبی تیره عمدتاً دارای رخساره های وکستون، پکستون گاهی گرینستون است. عمده ریزرخساره های این رخساره الکتریکی شامل ۳۹ درصد ریزرخساره MF5، ۲۱ درصد ریزرخساره MF6 و ۱۲ درصد ریزرخساره MF1 می باشد (شکل ۹). عمده ستبرای این ریزرخساره الکتریکی در زیر محیط پشته کربناته و لاگون می باشد. ریزرخساره های لاگون شامل پکستون و وکستون هایی است که دارای تخلخل های قالبی یا حفره ای مجزا بوده که روی تخلخل تاثیر داشته اند اما بر تراوایی بی تاثیر بوده اند. ریزرخساره های پشته کربناته این واحد نیز رخساره گرینستونی بوده که که سیمانی شدن شدید باعث کاهش تخلخل و تراوایی آن شده است.

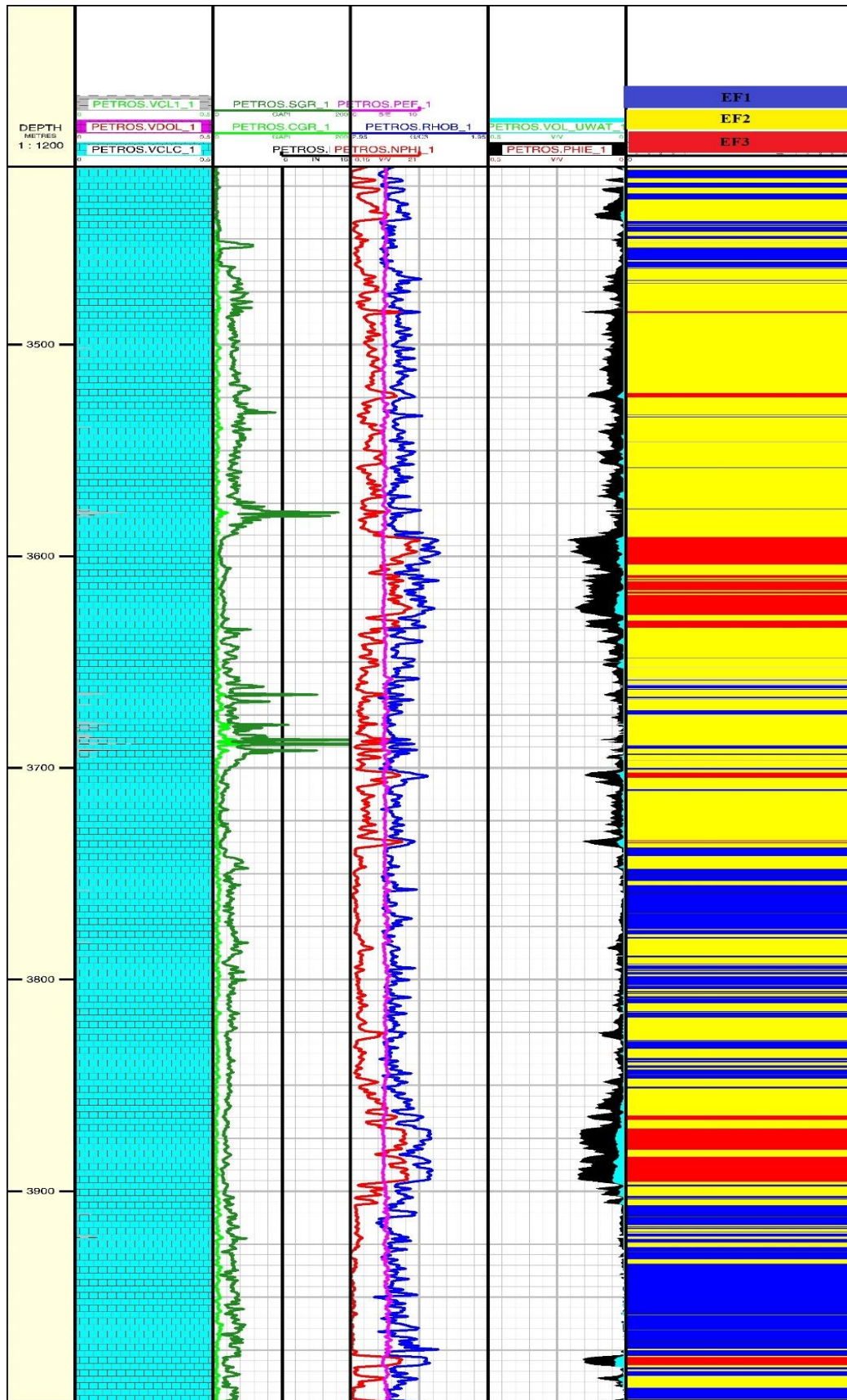
جدول شماره ۲- رده بندی رخساره های الکتریکی روش MRGC از نظر مشخصه های مخزنی

NAME	WEIGHT	RHOB	NPHI	CGR	DT
UNITE	M	G/C3	V/V	GAPI	US/F
FACIES1	238	2.54	0.05	3.82	55.74
FACIES2	302	2.76	0	2.91	49.41
FACIES3	73	2.66	0.03	1.02	52.24

رخساره الکتریکی شماره ۲: الکتروفاسیس شماره ۲ دارای رخساره های دانه پشتیبان پکستون و وکستون می باشد. عمده ریزرخساره هایی که در این واحد هیدرولیکی حضور دارند به ترتیب در زیر محیط های لاگون، رمپ میانی، پشته کربناته و رمپ خارجی نهشته شده اند. بیشترین ستبرای رخساره الکتریکی EF2 مربوط به ریزرخساره MF5، ۲۵ درصد، MF2 ۱۴ درصد و MF7 ۱۶ درصد می باشد (شکل ۹). در رخساره های وکستون و پکستون وجود تخلخل های مجزا در کنار تخلخل های بهم مرتبط سبب بهبود کیفیت مخزنی این رخساره الکتریکی شده شده اند هرچند در رخساره های گرینستونی سیمانی شدن نیز سبب کاهش کیفیت مخزنی این رخساره الکتریکی شده است.



شکل ۹- پراکندگی ریزرخساره ها در رخساره های الکتریکی و پراکندگی کمربندهای رسوبی در در رخساره های الکتریکی



شکل ۱۰- توزیع رخساره های الکتریکی در برابر ستون هیدروکربوری سازند سروک در میدان مورد مطالعه

**رخساره الکتریکی شماره ۳:** این رخساره شامل وکستون، پکستون و گاهی گرینستون است. ریزرخساره‌های این واحد به ترتیب ۲۳ درصد MF4 از لاگون، ۱۴ درصد MF6 از زیرمحیط پشته کربناته، ۱۴ درصد MF3 از لاگون و ۱۱ درصد MF7 از زیرمحیط رمپ میانی می‌باشد (شکل ۹). انحلال و ایجاد تخلخل‌های مرتبط، شکستگی و سیمانی شدن محدود سبب افزایش کیفیت مخزنی این رخساره الکتریکی شده است. دولومیتی شدن و حتی گاهی استیلولیتی شدن نیز در رخساره الکتریکی EF3 باعث ایجاد یک معبر برای عبور سیالات هیدروکربوری شده و کیفیت مخزنی را بهبود بخشیده است.

رخساره رودیستی در پشته کربناته یکی از رخساره‌های سازند سروک است که در مطالعات سبوحی<sup>۱</sup> و همکاران [۳۹] نوری<sup>۲</sup> و همکاران [۳۵] ریزرخساره‌های رودیستی یکی از بهترین رخساره‌های مخزنی شناسایی شده است. در برش مورد مطالعه ریزرخساره رودیستی متعلق به محیط رمپ میانی است و گسترش گسترده دای در توالی ندارد. از سوی دیگر این ریزرخساره در زیر محیط رمپ میانی است و بیشترین فراوانی آن در رخساره الکتریکی EF2 با کیفیت مخزنی متوسط است. این مهم می‌تواند در ارتباط با زیر محیط رمپ میانی که کم انرژی تر از زیر محیط پشته کربناته است، می‌باشد. از سویی دیگر ذاکری و همکاران [۴۷] در پژوهشی در میدان نفتی کوپال اذهان نمودند که در رخساره‌های رودیستی اگر انرژی محیط زیاد نباشد تخلخل‌های این ریزرخساره‌ها که عموماً بین دانه‌ای و حفره‌ای است بهم مرتبط نمی‌شوند و می‌توانند کیفیت مخزنی ضعیفی داشته باشند. همچنین سیمانی شدن در این ریزرخساره می‌تواند عملکرد مخزنی این ریزرخساره را تضعیف نماید [۴۷]. آنچه مشهود است تفاوت شدت فرآیندهای دباژنزی و نوع فرآیندها در هر رخساره الکتریکی است که سبب شده تمایز کیفیت مخزنی خوشه‌ها شده است.

از این رو می‌توان استنباط نمود که کیفیت مخزن سازند سروک در ارتباط با فرآیندهای دیاژنتیکی است و این مخزن در گستره مورد مطالعه یک مخزن دیاژنتیک است شاهد این مهم کیفیت بهتر رخساره‌های گل پش‌تیبان لاگون نسبت به زیر محیط‌های دیگر مانند پشته می‌باشد مشابه این نتایج در بررسی کیفیت مخزن سروک در میدان نفتی کوپال [۴۷]، در یکی از میادین خلیج فارس [۴۸] و میدان منصوری [۴۹] گزارش شده است. پیش از این نیز پژوهشگرانی مانند ملک زاده<sup>۳</sup> و همکاران [۲۸]، اسدی<sup>۴</sup> و همکاران [۸] و جویباری و همکاران [۱] مخزن سازند سروک را از نوع دیاژنتیکی تشخیص دادند. هرچند نقش رخساره‌های رسوبی را نیز نمی‌توان نادیده گرفت. به منظور ارائه دید کلی نسبت به روند قائم، تغییرات رخساره‌های به همراه لاگ‌های پتروفیزیکی و ستون هیدروکربن رخساره<sup>۵</sup>‌ای که به روش ارزیابی پتروفیزیکی احتمالی و مدل پتروفیزیکی مولتی مین<sup>۵</sup> محاسبه گردید، در شکل ۱۰ ارائه شده است.

آنچه مشهود است تطابق ستون هیدروکربوری با رخساره‌های الکتریکی است به نحوی که در ستبرای رخساره EF3 بیشترین حجم ستون هیدروکربن وجود دارد و در ستبرای EF1 حجم ستون هیدروکربن بسیار ناچیز است و یا وجود ندارد. نتایج همچنین نشان می‌دهد که در کل توالی سازند سروک حدود ۱۲ درصد در خوشه EF3، ۵۰ درصد در خوشه EF2 و ۳۸/۸ درصد در خوشه EF1 قرار می‌گیرند. بر این اساس حجم کمی از سازند سروک دارای خصوصیت‌های مخزنی بهینه می‌باشد. از این رو به نظر می‌رسد تعیین رخساره‌های الکتریکی و مقایسه با توصیفات پتروگرافی در کنار هم می‌تواند ارزیابی دقیقی از مخزن سروک ارائه دهد.

<sup>1</sup> Sabohi

<sup>2</sup> Noori

<sup>3</sup> Malekzadeh

<sup>4</sup> Assadi

<sup>5</sup> Multimin

## ۵. نتیجه گیری

درک ویژگی‌های مخزن از مهمترین اهداف گسترش یک میدان است بنابراین بررسی وضعیت مخزنی با روش های شبکه بندی و داده های پتروگرافی یکی از الزامات بهره برداری و توسعه میادین نفتی می باشد. از این رو در این پژوهش از مطالعات پتروگرافی و آنالیز خوشه بندی برای بررسی وضعیت مخزنی سازند سروک در یکی از میادین فروفاتدگی دزفول استفاده گردید. مطالعات پتروگرافی بر روی مغزه یک چاه از سازند سروک منجر به شناسایی ۸ ریزرخساره کربناتی گردید. ریزرخساره های این سازند در ۴ زیر محیط لاگون، پشته کربناته، رمپ میانی و رمپ خارجی متعلق به یک رمپ کربناته تک شیب نهشته شده اند. فرآیندهای دیازنزی مهم که بر روی کیفیت مخزنی این سازند تاثیر داشته اند شامل سیمانی شدن، انحلال، دولومیتی شدن، استیلولیتی و شکستگی می باشد. در این میان انحلال، دولومیت-زایی، شکستگی و گاه استیلولیت-زایی بر روند مخزنی این سازند تاثیر مثبت داشته است و سیمانی شدن نیز تاثیر منفی بر روند مخزنی این سازند داشته است. فرآیندهای دیازنتیکی مذکور نشان دهنده سه محیط دیازنز دریایی، جوی و تدفینی دارد که تاثیر محیط دیازنز جوی مرتبط با ناپیوستگی تورنین میانی بر روی این توالی کربناتی به خوبی قابل اثبات می-باشد. نتایج آنالیز خوشه ای گرافیکی، مخزن سازند سروک را به سه رخساره الکتریکی با وضعیت مخزنی ضعیف، متوسط و خوب تقسیم نمود. بهترین رخساره الکتریکی عمدتا دارای ریز رخساره های وکستون، پکستون و گاهی گرینستون و ضعیف ترین رخساره الکتریکی نیز عمدتا دارای ریزرخساره های گرینستونی می باشد. وجود ریزرخساره های گرینستونی پشته کربناته که حاصل ته نشست در محیط پرانرژی می باشند، در قسمت های ضعیف مخزنی نشان دهنده نقش پررنگ فرآیندهای سیمانی شدن در این ریزرخساره ها و کاهش کیفیت مخزنی رخساره های مذکور می باشند. از سویی دیگر وجود تخلخل های شکستگی، استیلولیتی شدن و تخلخل های حفره ای بهم مرتبط در توالی های پکستونی و بعضا وکستونی سبب تقسیم بندی این ریزرخساره ها در رده کیفیت مخزنی خوب گشته است. بررسی ستون هیدروکربوری نیز حاکی از این مهم است که بیشترین حجم ستون در برابر رخساره الکتریکی با وضعیت مخزنی خوب می باشد که این مهم تایید کننده صحت مدل خوشه بندی می باشد. در مجموع می توان بیان نمود که روش آنالیز خوشه ای گرافیکی در کنار بررسی های می-تواند بررسی قابل قبولی از وضعیت مخزنی سازند سروک را ارائه دهد به نحوی که این مدل خوشه ای به چاه های فاقد مغزه نیز قابل تعمیم باشد.

## سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز)، دکتر بهرام حبیب نیا (دانشیار دانشگاه صنعت نفت) و دکتر افشین زهدی (دانشیار دانشگاه زنجان) تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

[۱] جویباری، س. ا.، رضائی، پ.، مهدی پور، م. ۱۴۰۱، بررسی توان مخزنی سازند سروک (سنومانین-تورونین) با تاکید واحدهای جریانی و تعیین ارتباط آن با ریزرخساره های رسوبی این مخزن در یکی از میادین نفتی استان خوزستان، زاگرس چین خورده. زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره ۱۲، شماره ۴، ص ۸۸۸-۹۰۹.

[۲] کدخدایی، ع. ۱۴۰۱، زمین شناسی نفت، انتشارات دانشگاه تبریز، ۵۱۲ص.

- [3] ABBAS, M. S., KHUDHAIR, M. H., and AL-SAAD, O. S., 2022, Electro-Facies and Petrophysical Properties of the Hartha Formation in Selected Wells of East Baghdad Oil Field. *Iraqi Journal of Science*, 1129-1145.
- [4] ABDEL-FATTAH, M. I., MAHDI, A. Q., THEYAB, M. A., PIGOTT, J. D., ABD-ALLAH, Z. M., and RADWAN, A. E., 2022, Lithofacies classification and sequence stratigraphic description as a guide for the prediction and distribution of carbonate reservoir quality: a case study of the Upper Cretaceous Khasib Formation (East Baghdad oilfield, central Iraq). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **209**, 109835.
- [5] AHMED, M. J., 2021, Microfacies analysis and depositional development of Shuaiba formation in the West Qurna oil field, Southern Iraq. *Modeling Earth Systems and Environment*, **7**(4), 2697-2707.
- [6] AL-ALI, A., SHAMS, A., and STEPHEN, K., 2019, Identification of Fault Systems and Characterization of Structural Model: A Case Study from the Cretaceous Reservoir in the Giant Oil Field, Southern of Iraq. In SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. OnePetro.
- [7] ASGHARI, M. R., JAHANI, D., SHEIKH ZAKARIAII, S. J. A., ARIAN, M., and ALE ALI, M., 2022, Sequence stratigraphy and its relationship with reservoir quality at Sarvak Formation in one of Zagros basin oil fields. *Advanced Applied Geology*, **12**(3), 520-536.
- [8] ASSADI, A., HONARMAND, J., MOALLEMI, S. A., and ABDOLLAHIE-FARD, I., 2018, An integrated approach for identification and characterization of palaeo-exposure surfaces in the upper Sarvak Formation of Abadan Plain, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **145**, 32-48.
- [9] ASTEL, A., TSAKOVSKI, S., BARBIERI, P., and SIMEONOV, V., 2007, Comparison of self-organizing maps classification approach with cluster and principal components analysis for large environmental data sets: *Water Research*, **41**(19), 4566-4578.
- [10] BARON, M., PARNELL, J., MARK, D., CARR, A., PRZYJALGOWSKI, M., and FEELY, M., 2008. Evolution of hydrocarbon migration style in a fractured reservoir deduced from fluid inclusion data, Clair Field, West of Shetland, UK. *Marine Petroleum Geology*, **25**, 153-172
- [11] BHATTI, A. A., ISMAIL, A., RAZA, A., GHOLAMI, R., REZAEI, R., NAGARAJAN, R., and SAFFOU, E., 2020, Permeability prediction using hydraulic flow units and electrofacies analysis. *Energy Geoscience*, **1**(1-2), 81-91.
- [12] CERPEI, A., BARDE, J.P., and LABAT, N., 2003, High-resolution characterisation and integrated study of a reservoir formation: the Danian carbonate platform in the Aquitaine Basin (France), *Marine Petroleum Geology*, **20**, 1161-1183.
- [13] DAS, S., WRAY, A., and DAS, R., 2021, Geo-mechanical Electro-facies Analysis Using High-resolution Unconfined Compressive Strength Derived from High-res Mechanical Property Image. In Fourth EAGE Borehole Geology Workshop, **1**, 1-3.
- [14] DAVIS, J. C., 2018, Electrofacies in reservoir characterization. *Handbook of Mathematical Geosciences: Fifty Years of IAMG*, 211-223.
- [15] DOS PASSOS, F. V., BRAGA, M. A., CARELLI, T. G., and PLANTZ, J. B., 2020, Electrofacies Classification of Ponta Grossa Formation by Multi-Resolution Graph-Based Clustering (MRGC) and Self-Organizing Maps (SOM) Methods. *Brazilian Journal of Geophysics*, **38**(1), 52-61.
- [16] DOUSTI MOHAJER, M., AFGHAH, M., DEHGHANIAN, M., and SHEIKH ZAKARIAII, S. J., 2021, Biostratigraphy, Microfacies and Depositional Environment of the Sarvak Formation at the Pyun Anticline (Zagros Basin, Southwest of Iran). *Acta Geologica Sinica -English Edition*, **95**(5), 1647-1667.
- [17] Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in W. E. Ham, ed., Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, p. 108-121  
Flügel, E., 2010. Microfacies of carbonate rocks analysis, Analysis, Interpretation and Application Second Edition Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 1006 p.
- [18] ESFANDYARI, M., MOHSENI, H., and HEIDARI, M., 2023, Facies analysis, depositional sequences and platform evolution of the Sarvak Formation (late Albian-Turonian) in the Zagros Basin, West of Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **198**, 104811.
- [19] FOROSHANI, J. S., MEHRABI, H., and RAHIMPOUR-BONAB, H., 2023, Reservoir heterogeneity of Upper Cretaceous Sarvak Formation in the Dezful Embayment, SW Iran: Implications of flow unit distribution, electrofacies analysis and geological-based reservoir zonation. *Journal of African Earth Sciences*, 104882.

- [20] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbonate rocks. *Springer-Verlag, Berlin*, 976 p.
- [21] KENDALL, J., VERGÉS, J., KOSHNAW, R., and LOUTERBACH, M., 2020, Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia. *Geological Society, London, Special Publications*, **490**(1), 79-103.
- [22] KHAZAIE, E., NOORIAN, Y., MOUSSAVI-HARAMI, R., MAHBOUBI, A., KADKHODAIE, A., and OMIDPOUR, A., 2022, Electrofacies modeling as a powerful tool for evaluation of heterogeneities in carbonate reservoirs: A case from the Oligo-Miocene Asmari Formation (Dezful Embayment, southwest of Iran). *Journal of African Earth Sciences*, **195**, 104676.
- [23] KHOSHBAKHT, F., AND MOHAMMADNIA, M., 2012, Assessment of Clustering Methods for Predicting Permeability in a Heterogeneous Carbonate Reservoir, *Journal of Petroleum Science and Technology*, **2**( 2), 50-57.
- [24] KIANI, A., SABERI, M. H., ASADI, E., and RAHMANI, N., 2020, Interpretation of sedimentary environment and factors affecting reservoir quality in upper Sarvak Formation in one the oil fields of Abadan plain. *Iranian Journal of Petroleum Geology*, **16**(16), 78.
- [25] MABROUK, I., 2021, Integrating XRD and Well Logging Data to Establish Electro-Facies and Permeability Models for an Unconventional Heterogeneous Tight Gas Reservoir, Obaiyed Giant Gas Field. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
- [26] MAHADASU, P., and SINGH, K. H., 2022, Electrofacies Estimation of Carbonate Reservoir in the Scotian Offshore Basin, Canada Using the Multi-resolution Graph-Based Clustering (MRGC) to Develop the Rock Property Models. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-12.
- [27] MALDAR, R., RANJBAR-KARAMI, R., BEHDAD, A., and BAGHERZADEH, S., 2022, Reservoir rock typing and electrofacies characterization by integrating petrophysical properties and core data in the Bangestan reservoir of the Gachsaran oilfield, the Zagros basin, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **210**, 110080.
- [28] MALEKZADEH, H., DARAEI, M., and BAYET-GOLL, A., 2020, Field-scale reservoir zonation of the Albian–Turonian Sarvak Formation within the regional-scale geologic framework: A case from the Dezful Embayment, SW Iran. *Marine and Petroleum Geology*, **121**, 104586.
- [29] MORADI, M., RAHIMPOUR-BONAB, H., KADKHODAIE, A., and CHEHRAZI, A., 2022, Analysis and distribution of Hydraulic flow unit and Electrofacies in the framework of sedimentary sequences in one of the gas fields in northeastern Iran. *Journal of Petroleum Research*, **32**(123), 3-18.
- [30] MEHDIPOUR, V., RABBANI, A. R., and KADKHODAIE, A., 2022, Porosity Modeling Using Simultaneously Seismic Attribute and Electrofacies Data in Sarvak Reservoir of an Iranian Oil Field. *Journal of Petroleum Research*, **32**(1401-4), 113-128.
- [31] MEHRABI, H., SOBHANI FOROSHANI, J., and RAHIMPOUR-BONAB, H., 2022, Controls of depositional and diagenetic processes on the distribution of reservoir rock types in carbonate reservoirs; a case from the Sarvak Formation in the Dezful Embayment. *Kharazmi journal of earth sciences*, **7**(2), 0-0.
- [32] MOHAJER, M. D., AFGHAH, M., DEHGHANIAN, M., and ZAKARIAII, S. J. S., 2022, Biozonation, microfacies analysis and depositional environment of the Cenomanian sediments (Sarvak Formation) in South Zagros Basin (SW Iran). *Carbonates and Evaporites*, **37**(3), 40.
- [33] MOHAMMED, A., DH AidAN, M., AL-HAZAA, S. H., FAROUK, S., and AL-KAHTANY, K., 2022, Reservoir characterization of the upper Turonian–lower Coniacian Khasib formation, South Iraq: Implications from electrofacies analysis and a sequence stratigraphic framework. *Journal of African Earth Sciences*, **186**, 104431.
- [34] NAJAFI, M., and LAJMORAK, S., 2020, Contractional salt-tectonic system in the south Dezful embayment, Zagros. *Journal of Structural Geology*, **141**, 104204.
- [35] NOORI, H., MEHRABI, H., RAHIMPOUR-BONAB, H., and FAGHIH, A., 2019, Tectono-sedimentary controls on Lower Cretaceous carbonate platforms of the central Zagros, Iran: An example of rift-basin carbonate systems. *Marine and Petroleum Geology*, **110**, 91-111.
- [36] NOORIAN, Y., MOUSSAVI-HARAMI, R., MAHBOUBI, A., and ABDOLLAHI-MOUSSAVI, A. A., 2017, Evaluation of reservoir characterization in the framework of electro-facies: a case study from the Bangestan reservoir in the Mansuri oilfield, SW Iran. *Geosciences Journal*, **21**(5), 713.
- [37] PASH, R. R., SARKARINEJAD, K., GHOOCHANINEJAD, H. Z., MOTAMEDI, H., and YAZDANI, M., 2020, Accommodation of the different structural styles in the foreland fold-and-thrust belts: northern



Dezful Embayment in the Zagros belt, Iran. *International Journal of Earth Sciences*, **109**, 959-970.

[38] RASTEGARNIA, M., TALEBPOUR, M., SANATI, A., and HAJIABADI, S. H., 2017, Prediction of electrofacies based on flow units using NMR data and svm method: A case study in cheshmeh khush field, southern iran. *Journal of Petroleum Science and Technology*, **7**(3), 84-99.

[39] SABOUHI, M., MOUSSAVI-HARAMI, R., KADKHODAIE, A., REZAAE, P., JALALI, M., and WOOD, D. A., 2023, Stratigraphic influences on reservoir heterogeneities of the Mid-Cretaceous carbonates in southwest Iran: Insight from an integrated stratigraphic, diagenetic and seismic attribute study. *Journal of Asian Earth Sciences*, **243**, 105514.

[40] SFIDARI, E., AMINI, A., KADKHODAIE-ILKHCHI, A., CHEHRAZI, A., and ZAMANZADEH, S. M., 2019, Depositional facies, diagenetic overprints and sequence stratigraphy of the upper Surmeh reservoir (Arab Formation) of offshore Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **149**, 55-71.

[41] TABATABAEI, H., 2019, relationships between sedimentary environment via geochemistry and mineralogy in sarvak formation, zagros oil fields, sw of iran. *Petroleum and Coal*, **61**(5).

[42] TOUSSAINT, R., AHARONOV, E., KOEHN, D., GRATIER, J. P., EBNER, M., BAUD, P., ... and RENARD, F., 2018, Stylolites: A review. *Journal of Structural Geology*, **114**, 163-195.

[43] VAN DER VOET, E., MUCHEZ, P., LAENEN, B., WELTJE, G. J., LAGROU, D., and SWENNEN, R., 2020, Characterizing carbonate reservoir fracturing from borehole data—A case study of the Viséan in northern Belgium. *Marine and Petroleum Geology*, **111**, 375-389.

[44] WANG, Z., TANG, H., YANG, J., and HUANG, L., 2022, Reservoir pore characteristics based on depositional microfacies control in the Neogene Guantao Formation, Bohai Bay Basin, China. *Energies*, **15**(8), 2870.

[45] WU, H., WANG, C., FENG, Z., YUAN, Y., WANG, H. F., and XU, B. S., 2020, Adaptive multi-resolution graph-based clustering algorithm for electrofacies analysis. *Applied Geophysics*, **17**, 13-25.

[46] ZADEH, P. G., ADABI, M. H., and SADEGHI, A., 2019, Microfacies, geochemistry and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation (Mid Cretaceous) in the Kuh-e Siah and Kuh-e Mond, Fars area, southern Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **160**, 103634.

[۴۷] ذاکری، م.، موسوی حرمی، ر.، خانه باد، م.، محبوب، ا. ۱۳۹۳. رخساره ها، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند سروک در میدان نفتی کوپال، در جنوب غرب ایران. زمین شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۱۴، ص ۵۹-۴۶

[۴۸] حسینی، ک.، رضائی، پ.، کاظم شیرودی، س.، معینی، م. ۱۳۹۸. بررسی ارتباط ریزرخساره ها، محیط رسوبی، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند میشریف (سنومانین آغازین- تورونین) در میدان نفتی اسفند (سیری E)، شمال خاوری خلیج فارس. پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، سال ۳۵، شماره ۲، ص ۱۰۹-۱۳۴.

[۴۹] نوریان، ی.، موسوی حرمی، ر.، محبوبی، ا.، عبدالهی موسوی، ع. ۱۳۹۴. تحلیل رخساره های میکروسکوپی و الکتریکی مخزن بنگستان در میدان منصور، مجله پژوهش نفت، شماره ۱۴، ص ۱۷-۲۹.

## ارزیابی اولیه منشاء نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال با استفاده از داده‌های ایزوتوپی و ژئوشیمیایی

اشکان زردشتی<sup>۱\*</sup>، مرتضی طبایی<sup>۲</sup>، محمود معماریانی<sup>۳</sup>

۱- کارشناسی ارشد اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران

۲- دانشیار دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران

۳- استادیار شیمی آلی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

\*ashkanzardashty@gmail.com

دریافت مرداد ۱۴۰۲، پذیرش شهریور ۱۴۰۲

### چکیده

به منظور تجزیه و تحلیل خصوصیات ژئوشیمیایی، نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان در میدان کوپال مورد مطالعه با استفاده از تکنیک‌های ژئوشیمیایی گوناگون همچون تکنیک آسفالتین‌گیری، تکنیک کروماتوگرافی گازی، تکنیک کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی و تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن، تحت آنالیز قرار گرفتند. سازندهای ستون چینه‌شناسی میدان کوپال، به ترتیب از سطح به عمق شامل: سازندهای آجاجاری، میشان، گچساران، آسماری، پابده، گورپی و گروه بنگستان (شامل سازندهای ایلام، سروک، کزدمی) است. هدف از این پژوهش مقایسه ایزوتوپ کربن و خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های آسماری و بنگستان در میدان کوپال برای تعیین سنگ مادر و منشاء آن‌ها است. با در نظر گرفتن نتایج تکنیک تست و تحلیل بیومارکهای خانواده استران‌ها و ترپان‌ها استخراج شده از برش اشباع، می‌توان بیان کرد که نفت‌های تجمع یافته در مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال، دارای ویژگی‌های نفت‌های پارافینیک هستند که این نشان دهنده وجود نفتی سبک با کیفیت خوب، بالغ، گرانی کمی و با سولفور بالا است. با قرار دادن نسبت پارامتر بیومارک‌ها در مقابل ایزوتوپ‌های کربن ۱۳ و بررسی نتایج کلی حاصل از نمودارها، مشخص شد که نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه از یک سنگ مولدی مشترک زایش یافته‌اند و دارای خصوصیات یکسانی هستند و تنها در میزان بلوغ، درجه سیالیت و میزان فرآیندهای مهاجرتی بین سنگ مولد و سنگ مخزن اندکی تفاوت دارند و همین‌طور سیر تحولی مواد آلی سنگ مولد به صورت طبیعی در میدان کوپال رخ داده است. مقادیر ایزوتوپ کربن در نفت‌ها بیانگر بلوغ متوسط سنگ مولد نفت‌ها است. رسم نمودار نسبت ایزوتوپ کربن ۱۳ آروماتیک در مقابل ایزوتوپ کربن ۱۳ اشباع نشان داد که هر دو نمونه نفت میدان مورد مطالعه متعلق به محیط‌های دریایی می‌باشد.

کلمات کلیدی: میدان کوپال، سازندهای آسماری و بنگستان، فرایند آسفالتین‌گیری، ایزوتوپ کربن ۱۳، بیومارکر

## ۱- مقدمه

در دهه‌های اخیر علم ژئوشیمی در کنار سایر علوم مرتبط با مطالعات اکتشافی به عنوان علم مهمی قلمداد می‌شود با استفاده از نتایج و بررسی‌های ژئوشیمیایی بر روی نمونه‌های سنگ و سیال می‌توان جنبه‌های مجهول و مبهم از نظر شناخت سیستم هیدروکربنی برای بهبود کارایی فعالیت‌های اکتشاف را شفاف نمود [۲۹]. علم ژئوشیمی (زمین‌شیمی) در اصل به مطالعه توزیع، ترکیبات شیمیایی و تحقیق و بررسی سرنوشت مواد آلی از گذشته تا به امروز (زمان پیدایش حیات انسان تا حال) است، به عبارت دیگر این علم پخش و مهاجرت عناصر شیمیایی در درون زمین و در جوانب زمان و مکان ارتباط دارد

[۱۸]. از پرکاربردترین روش‌های ژئوشیمی می‌توان به روش‌های تجزیه و تحلیل هیدروکربنی (اثر انگشت)، روش ایزوتوپ پایدار، روش تجزیه و تحلیل پیرولیز، روش کروماتوگرافی گازی، روش کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی اشاره کرد [۳۵]. از دهه‌های گذشته تا به امروز بیشتر گسترش و پیشرفت علم ژئوشیمی به دلیل پیشرفت تکنیک‌های تجزیه‌ای است. از تاسیس کنندگان اصلی علم ژئوشیمی مدرن می‌توان به Clarke و پس از آن به Vernadsky و Gold Schmid را می‌توان معرفی کرد [۱۸].

امروزه علم ژئوشیمی در زیر شاخه‌های مهندسی نفت کاربرد بسزایی دارد و شاخه ژئوشیمی نفت به کاربرد اصول شیمیایی در تحقیق و بررسی تولید، منشاء، تجمع، مهاجرت و دگرسانی نفت می‌پردازد، به طور دقیق‌تر می‌توان گفت روش‌های ژئوشیمی نفت برای جستجو و شناسایی نفت و گاز بیشتر، بررسی زمان نهایی مهاجرت نفت از سنگ منشاء، شناسایی و بررسی سنگ‌های منشاء و تعیین مقدار ماده آلی، جستجو ترکیب نفتی درون مخازن، تراوشات سطحی و نشست‌ها برای شناسایی حوضچه‌ی نفت و شناسایی نوع و سطح بلوغ ماده آلی استفاده می‌گردد [۳۵]. با گذشت زمان مشخص گردید که بکارگیری اطلاعات حاصل از آنالیزهای ایزوتوپی، در مطالعات ژئوشیمی روش و تکنیک بسیار مهمی می‌باشد. امروزه با استفاده از ایزوتوپ‌های پایدار می‌توانند، اطلاعات دقیقی همچون محیط رسوبی، بلوغ حرارتی، مطالعات همبستگی نفت - نفت - سنگ منشاء، رخساره‌های منشاء را بدست آورند [۴۷]. تغییرات طبیعی در ایزوتوپ‌های کربن به دلیل تفاوت و تعادل و فرایند شکنش جنبشی در چرخه کربن است، این امر باعث می‌شود که ایزوتوپ‌های کربن معلومات و داده‌هایی در مورد بلوغ، تولید و همبستگی ژنتیکی هیدروکربن‌ها و پیش‌سازهای آن را به ما بدهد، که می‌توان از این اطلاعات در اکتشاف گاز و نفت استفاده کرد [۵۱]. از آن جایی که ماده آلی بیوستز شده بیشتر از S.O.N.H.C ساخته شده است، شناخت ایزوتوپ‌های پایدار در عناصر برای اکتشاف منابع نفتی بسیار مهم و تاثیرگذار است [۵۰].

بیومارکرها در بررسی و تجزیه و تحلیل نفت‌ها بسیار مهم هستند، بیومارکرها می‌توانند اطلاعاتی مانند خواص زمین‌شناسی نفت‌ها، نشان دادن مناطق رسوبی، جزئیات بیشتر در مورد بلوغ و ... ارائه دهند [۵۴]. فراوانی بیومارکرهای نفت به صورت مقدار کم در سنگ منبع و در مخزن باعث حساسیت خاصی شده که برای از بین بردن حساسیت‌ها، از تکنیک‌های خاص کروماتوگرافی گازی و طیف سنجی جرمی استفاده می‌کنند [۴۶].

بررسی و مروری بر تاریخچه مطالعات ایزوتوپی و خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های موجود در مخازن آسماری و بنگستان نشان می‌دهد که محققین زیادی در این زمینه تحقیق کرده‌اند. معماریانی و همکاران (۱۳۹۱)، مطالعات ژئوشیمیایی را بر روی میدان‌های نفتی مارون و کوپال واقع در ناحیه فروافتادگی دزفول به اتمام رساندند [۲۷]. ربانی و همکاران (۱۳۹۳)، به مقایسه و بررسی خصوصیات شیمیایی و فیزیکی نفت‌های میدین واقع در بخش خلیج فارس که متعلق به ایران است پرداختند [۱۰]. علیزاده و همکاران (۱۳۹۴)، پژوهشی را در زمینه مطالعه و بررسی تاثیر غسل‌های میدان نفتی زیلابی بر

روی ترکیب ژئوشیمیایی نفت واقع در مخازن آسماری و بنگستان به اتمام رساندند [۲۱]. زرا سوندی و همکاران (۱۳۹۵)، پژوهشی را در زمینه مطالعه ایزوتوپی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میداین دشت آبادان، جنوب غرب ایران به اتمام رساندند [۲۰]. ربانی و همکاران (۱۳۹۶)، پژوهشی را در زمینه کاربرد مطالعات ژئوشیمیایی و آماری پیشرفته در تعیین خانواده نفتی خلیج فارس به انجام رساندند [۱۱]. قلندری و همکاران (۱۳۹۷)، پژوهشی را در زمینه تجزیه و تحلیل دمای دیرینه بخش بالایی سازند سورمه با استفاده از ایزوتوپ‌های پایدار کربن و اکسیژن در حوضه خلیج فارس به انجام رساندند [۲۶]. رشیدی و همکاران (۱۳۹۸)، مطالعاتی را در زمینه بررسی پیوستگی هیدروکربنی مخازن ایلام و سروک واقع در میدان نفتی آزادگان با استفاده از تلفیق داده‌های ژئوشیمیایی، مهندسی مخزن و زمین شناسی به انجام رساندند [۲۲]. نجفی و همکاران (۱۳۹۹)، پژوهشی را در زمینه تجزیه و تحلیل بایواستراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند کژدمی واقع در زون ایذه به انجام رساندند [۳۴]. فلاوند و همکاران (۱۴۰۰)، پژوهش و مطالعاتی را در زمینه ارزیابی و بررسی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی در موقعیت جنوب غربی ایران به انجام رساندند [۲۵]. فکته<sup>۱</sup> و همکاران (۲۰۱۱)، به تجزیه و تحلیل نوع ایزوتوپ هیدروژن منحنی‌های نفت خام پرداختند [۴۰]. ام ال نادى<sup>۲</sup> و همکاران (۲۰۱۴)، پژوهشی را در زمینه استفاده از روش‌های GC (کروماتوگرافی گازی)، GC-MS (کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی) برای همبستگی نفت - نفت در برخی از میدان‌های نفتی مصر واقع در خلیج سوئز به انجام رساندند [۳۹]. خلیفه<sup>۳</sup> و همکاران (۲۰۱۷)، مطالعاتی را در زمینه بررسی ژئوشیمیایی آلی نفت خام در میدان‌های نفتی کیکندا و ولبیت در صربستان به انجام رساندند [۴۴]. ژونگ پینگ<sup>۴</sup> و همکاران (۲۰۱۸)، پژوهشی در زمینه روش‌های نوین برای آنالیز و بررسی ترکیب مولکولی و ایزوتوپ کربن هیدروکربن در گاز طبیعی فرار به انجام رساندند [۳۶]. چن<sup>۵</sup> و همکاران (۲۰۲۱)، آنالیز و بررسی در زمینه بهینه سازی شاخص‌های همبستگی منبع نفت، مواردی از عضو چانگ ۱۰ در منطقه اوردوس حوضه ژوجیاوان پرداختند [۵۶].

با توجه به مطالعات قبلی انجام شده در رابطه با نفت‌های آسماری و گروه بنگستان و وجود برخی ابهامات در مورد تعیین سنگ‌های مولد در میدان و همچنین شناخت ویژگی‌های سنگ‌های منشاء احتمالی و آگاهی و شناخت کلی از وضعیت و خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های بنگستان و آسماری و محیط‌های تشکیل و سنگ مادر و ترکیبات آن‌ها از اهمیت فراوانی برخوردار است و در برنامه‌های حفاری و بهره‌برداری بسیار پراهمیت است، از سوی دیگر عدم شناخت خصوصیات ژئوشیمی و مدیریت ناکار آمد می‌تواند باعث کاهش بهره‌برداری و برنامه‌های حفاری پرهزینه می‌گردد [۳۳]. امروزه شناخت ویژگی‌ها و خصوصیات ژئوشیمیایی می‌تواند باعث بالا رفتن بازدهی کار در برنامه‌های اکتشافی و تولید در حوضه‌های نفتی و تعیین مسیرهای مهاجرت نفت، تعیین پارامترها و فاکتورهای زمین شناسی و شناخت و تعیین خویشاوندی نفت‌ها با سنگ‌های منشاء گردد [۶]. هدف اصلی از این تحقیق، ارزیابی و شناسایی ساختار آلی مانند بیومارکرها، ارزیابی میزان بلوغ، با استفاده از نتایج آزمایشات ایزوتوپ کربن، تکنیک‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی و طیف سنجی جرمی بر روی نمونه‌های نفت خام، از چاه‌های شماره ۵۸ و ۱۲ از مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال است.

<sup>1</sup> Fekete

<sup>2</sup> M. Elnady

<sup>3</sup> Khalifa

<sup>4</sup> Zhongping Li

<sup>5</sup> Chen



## ۲-۲- سازند آسماری

در میدان کوپال سازند آسماری دارای لیتولوژی متفاوتی است که آن را می‌توان به دو بخش تقسیم نمود این دو بخش عبارتند از:

الف) بخش ماسه سنگی اهواز واقع در نواحی جنوبی فروافتادگی دزفول

ب) بخش تبخیری کلهر واقع در شمال باختری فروافتادگی دزفول و جنوب باختری لرستان [۵]

در سایر مناطق زاگرس سازند آسماری از سنگ‌های آهکی و دولومیتی تشکیل شده است.

الف) بخش ماسه سنگی اهواز:

بخش ماسه سنگی اهواز خود نیز به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم می‌شوند:

۱- بخش بالایی: بیانگر آسماری بالایی و میانی است به این دلیل که این ماسه سنگ از بخش حاشیه جنوب باختری حوضه آسماری بیرونی فراتر رفته است و در جهت شمال خاوری با رسوبات آسماری بالایی و میانی رابطه زیانه ای دارد. در این بخش کانی‌هایی از نوع روتیل، تورمالین، گارنت، استارولیت، کیانیت، و هوربند یافت می‌شود که نشانگر یک منشاء آذرین و دگرگونی در این بخش است.

۲- بخش پایینی: در درون حوضه رسوبی آسماری به صورت عدسی‌های بزرگ پخش شده است ولی رخنمون ندارد و به سن ائوسن پسین تا الیگوسن است، ماسه سنگ‌های بخش پایینی از انواع کوارتز آرنایت و کوارتزوک با سیمان کربناتی و گاهی رسی است، خصوصیات سنگی این قسمت بیانگر نهشت در محیط‌های سبخای ساحلی است.

ب) بخش تبخیری کلهر:

بخش تبخیری کلهر در جنوب باختری لرستان واقع شده است. این بخش در ناحیه شمال خاوری به شکل بین انگشتی با آسماری میانی تداخل پیدا می‌کند. بخش تبخیری کلهر در پهلوی جنوبی کوه اناران با ضخامت ۱۱۸/۸ قرار دارد، سنگ شناسی آن شامل ژپس، حاوی دو لایه آهک در بالا، مارن به همراه لایه‌های نازک آهک در وسط و ژپس در پایین است. بخش تبخیری کلهر به سن زمین شناسی میوسن پیشین است [۲].

## ۲-۳- سازند گروه بنگستان

در میدان کوپال گروه بنگستان شامل سازندهای کژدمی، سازند سروک و سازند ایلام می‌باشد.

الف) سازند کژدمی

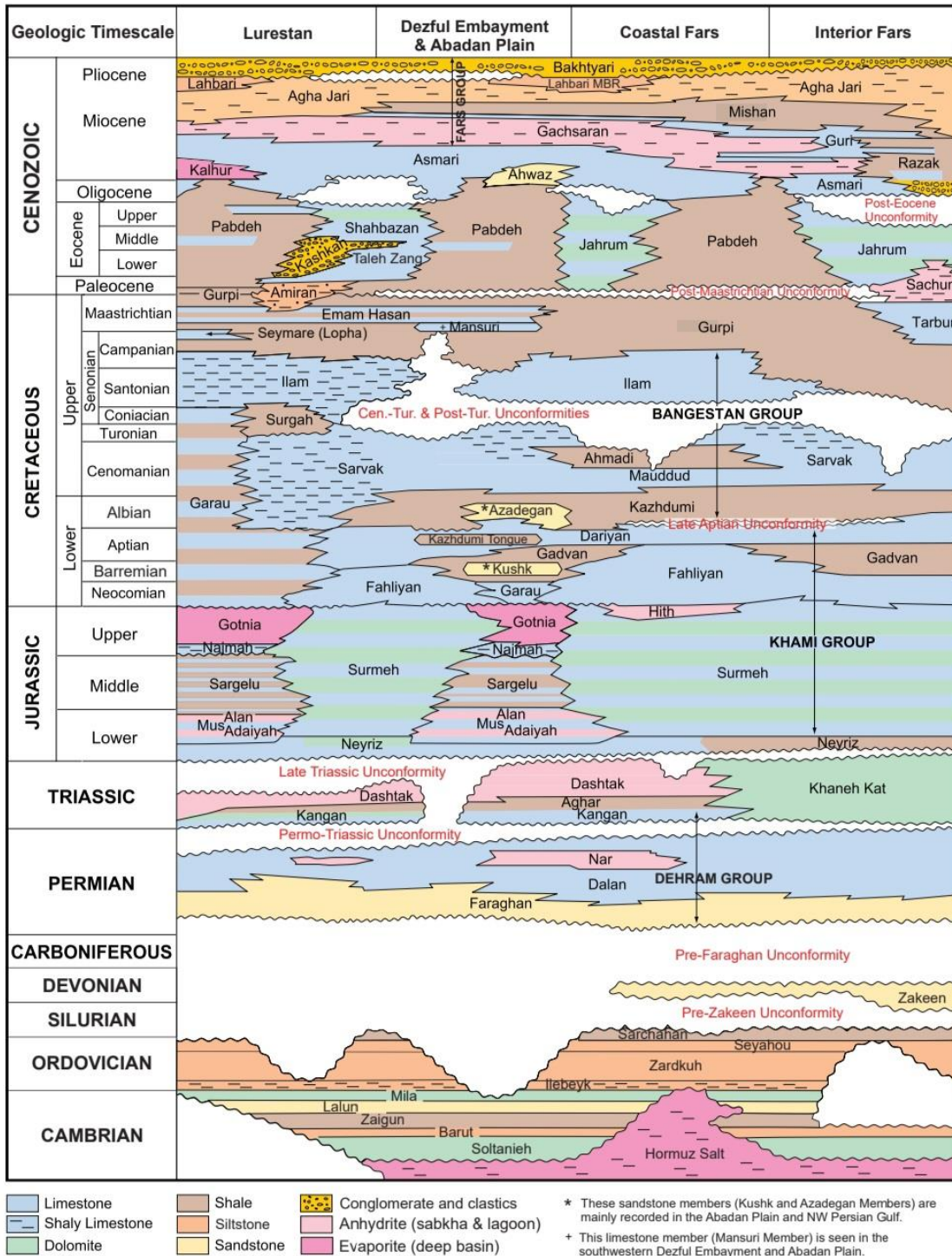
نام سازند کژدمی از قلعه کژدمی در تنگ گورگورا - شمال گچساران (فروافتادگی دزفول) گرفته شده است [۲]. نام قدیم این سازند، سازند عباد بود و این سازند جزئی از شیل‌های آمونیت دار به حساب می‌آید. سن این سازند به اواخر دوره زمین شناسی آپتین پیشین تا آلبین میانی ناحیه زمین شناسی زاگرس به حساب می‌آید. سن این سازند به اواخر دوره زمین شناسی آپتین پیشین تا آلبین میانی برمی‌گردد. سازند کژدمی در زون ساختاری زاگرس واقع در جنوب و جنوب غربی ایران قرار گرفته است [۳۲]. این سازند با ضخامت ۱۲۰ متر شامل آهک‌های رسی تیره، شیل‌های سیاه رنگ تیره و مارن است [۶]. از ناحیه شمالی فروافتادگی دزفول در جهت شمال شرق لرستان به صورت تدریجی رخساره سازند کژدمی به ریف‌های کربناته تبدیل می‌شود، سازند گرو در نواحی جنوبی غرب لرستان و نواحی مرکزی جانشین سازند کژدمی می‌شود [۲۴]. سازند کژدمی به دلیل غنی بودن از مواد آلی، به عنوان سنگ منشاء نفت مخازن واقع در ناحیه فروافتادگی دزفول به شمار می‌آید [۱].

ب) سازند سروک

نام سازند آهکی سروک از تنگ سروک در کوه بنگستان در شمال غرب شهرستان بهبهان در استان خوزستان گرفته شده است [۳۲]. نام قدیم این سازند، سنگ آهک‌های هیپوریت دار، سنگ آهک لشتکان و سنگ آهک‌های رودیست دار است [۲]. سازند سروک سازند سروک پس از سازند آسماری به عنوان دومین مخزن نفتی اصلی در ناحیه زاگرس معرفی می‌گردد [۱۲]. سن این سازند به دوره زمین شناسی آلبین - تورونین (کرتاسه میانه) بر می‌گردد. اولین نمونه سازند سروک در تنگ سروک در بخش مرکزی دامنه جنوبی کوه بنگستان واقع در استان کهگیلویه و بویراحمد شهرستان بهمئی گرفته شد [۱۴]. مرز زیرین این سازند با شیل کژدمی به صورت تدریجی است و مرز بالایی آن با شیل‌های فارس ساحلی به صورت فرسایشی و همراه با ترکیبات حاوی آهن است [۲۳]. از مهم‌ترین میدان‌های نفتی این سازند به میدان‌های بی‌بی حکیمه، اهواز، کلیورکریم، سیاه مکان و سروستان می‌توان اشاره کرد، و همین‌طور از مهم‌ترین میدان‌های گازی این مخزن، می‌توان میدان‌های دال پری، بی‌بی حکیمه و کومند نام برد. سازند سروک دارای تخلخل‌های زیادی از نوع شکستگی است [۱۴]. ایجاد یک ناپیوستگی موازی به سن زمین شناسی پس از سنومانین در بین سازند سروک، باعث شده این سازند به ۲ بخش سروک بالایی (تورونین) و سروک پایینی (سنومانین) تقسیم گردد [۲۳]. سازند سروک از ۲ رخساره متفاوت تشکیل شده است که در ناحیه لرستان رخساره عمیق سازند سروک و در ناحیه فارس ساحلی و کوه بنگستان رخساره‌های کم عمق این سازند را نیز می‌توان مشاهده کرد [۲].

#### ج) سازند ایلام

سازند ایلام اولین بار در تنگ گراب واقع در شمال غربی تاکدیس کبیر کوه در فاصله ۴۵ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام در منطقه استان لرستان مورد بررسی قرار گرفت [۱]. نام سازند ایلام از شهرستان ایلام واقع در غرب کشور ایران گرفته شده است. در زمان‌های گذشته سازند آهکی ایلام به صورت بخشی از آهک بنگستان، بخشی از آهک لشتکان، بخشی از آهک هیپوریت دار، بخشی از آهک رودیست دار و بخشی از آهک کرتاسه میانه معرفی می‌گردید [۳۲]. سن سازند ایلام متعلق به دوره زمین شناسی مانتونین تا کامپانین است. ضخامت این سازند حدود ۱۹۰ متر است. سنگ شناسی سازند ایلام شامل آهک‌های باریک لایه رس دار دانه ریز خاکستری رنگ است که این آهک‌ها حاوی شیل‌های به رنگ سیاه و دارای چینه بندی منظم هستند. این سازند دارای مخازن گازی در میدان هلوش و مخازن کوچک و فرعی نفتی در میدان‌های اهواز، آب تیمور، منصوری، دارخوین و امام حسن است [۱۷]. حد بالایی سازند ایلام سازند گورپی است که نسبتاً همساز هستند و حد پایینی این سازند، سازند سورگاه است، آهک‌های پایه ایلام در حد پایینی از جنس سیلتی و ماسه‌ای است و حاوی استوانه‌ها و نودولهایی از هماتیت است که این ویژگی نشان دهنده یک ناهمسازی فرسایشی در این بخش است (شکل ۲-۲) [۳۲].



شکل ۲-۲: ستون چینه شناسی زاگرس [۱۰]

### ۳- روش کار

از نمونه نفت‌های چاه ۵۸ مخزن آسماری و چاه ۱۲ مخزن بنگستان میدان کوپال با به کار بردن تکنیک آسفالتین‌گیری، تکنیک کروماتوگرافی گازی، تکنیک کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی، تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن به منظور بررسی ایزوتوپ کربن، مقایسه ژئوشیمی و شناخت منشأ نفت مخازن آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال



استفاده گردید. آزمایش آسفالتین‌گیری، کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی بر روی ۲ نمونه نفت آسماری و بنگستان میدان کوپال در پژوهشگاه صنعت نفت تهران انجام گرفت و آزمایش اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن بر روی ۸ نمونه اشباع، آروماتیک، رزین، آسفالتین نمونه نفت آسماری و بنگستان میدان کوپال در آزمایشگاه تحقیقاتی ایزوتوپ‌های پایدار اراک صورت گرفت.

### ۳-۱- روش آسفالتین‌گیری (جداکردن آسفالتین)

اغلب پس از تلیخیص بیتومن، باید اجزاء آسفالتین موجود در درون مواد بیتومن را از سایر ترکیبات شیمیایی همچون آروماتیک، رزین و اشباع جدا کرد که غالباً چنین تکنیکی، تکنیک آسفالتین‌گیری نامیده می‌شود. روش کار این روش به این شکل است که ابتدا بیتومن حل شده در حلال هپتان را بر روی یک هیتر به مدت ۱۵ دقیقه با درجه حرارت ۴۵ درجه سانتی‌گراد نگاه داشته می‌شود و سپس محلول از روی فیلتر مخصوص عبور داده می‌شود. با توجه به آن که ترکیبات آسفالتین توسط حلال هپتان حل نمی‌شود و فقط ترکیبات آروماتیک، رزین و اشباع را می‌تواند در خود حل کند، به همین دلیل ترکیب آسفالتین روی فیلتر باقی می‌ماند و سپس بقیه ترکیبات که مالتن نام دارند از فیلتر مخصوص عبور می‌کند. در ادامه برای خشک شدن فیلتر، آن را در محیط آزاد می‌گذارند و سپس وزن آسفالتین در مرحله بعد می‌توان مشخص کرد، در آخر ترکیبات مالتن و هپتان به وسیله دستگاه Rotary تبخیر می‌شود و انتهای کار تنها ترکیبات مالتن باقی خواهد ماند [۶].

### ۳-۲- کروماتوگرافی گازی

کروماتوگرافی یکی از روش‌های فیزیکی برای خالص‌سازی و جداسازی مواد، اندازه‌گیری اجزاء فرار در یک مخلوط است. کروماتوگرافی براساس بخش انتخابی اجزاء متفاوت شامل دوفاز است فاز اول، فاز ساکن است که دارای سطح گسترده، فاز دوم که فاز متحرک است، اساس کار این روش تقسیم یا جذب سطحی بین دو فاز متحرک و ساکن است، عامل جداکننده یا تفکیک‌کننده در اصل به مجموعه نیروی باز دارنده و محرکه گفته می‌شود [۷]. برای انجام این آزمایش ابتدا با استفاده از یک سرنگ، محلولی از نمونه را به داخل محفظه داغ انژکتور تزریق می‌شود، سپس اجزاء نمونه بر اثر ارتباط یا تماس با دمای بالای انژکتور خیلی زود تبخیر شده و در ادامه اجزاء نمونه تبخیر شده همراه با گاز حامل به سمت ستونی که درون آنی که قابلیت تنظیم دما را دارد هدایت می‌شود سپس هر یک از جزء نمونه، به صورت جداگانه با فاز ساکن درون ستون کروماتوگرافی بر هم‌کنش ایجاد کرده در این هنگام به دلیل تفاوت در مقدار بر هم‌کنش هر جزء نمونه با ستون، در طول ستون تفاوت سرعت حرکت برای اجزاء به وجود می‌آید، و پس از آن هر یک از جزءها از ستون خارج شده و به قسمت آشکارساز رسیده، سپس هر کدام یک سیگنال الکتریکی تولید می‌کنند، که شدت سیگنال الکتریکی آن با میزان کمی آن جزء متناسب است، سیگنال الکتریکی تولید شده از هر جزء با ستون با رسیدن به بخش آشکارساز، به دستگاه ترسیم کروماتوگرام و محاسبه نتایج فرستاده می‌شود [۱۳].

### ۳-۳- طیف سنج جرمی

طیف سنج جرمی یکی از روش‌های طیف سنجی است [۴۵]. امروزه برای انتخاب ماهیت و ساختارهای شیمیایی اجزاء مخلوط جداسازی شده نیاز به استفاده از روش‌های آشکارسازی اسپکتروسکوپی است. که امروزه موثرترین روش پرکاربرد، روش آشکارسازی طیف سنج جرمی است، که این امکان را به ما می‌دهد، تا بتوانیم یک طیف جرمی برای مولکول که مانند اثر انگشت است فراهم سازیم [۱۳]. طیف سنج جرمی در اصل یک روش تجزیه‌ایی است که از این روش می‌توان اطلاعات کیفی درباره ساختار مولکولی، ترکیبات آلی، و معدنی و وزن مولکولی را بدست آورد. از این روش نیز می‌توان مایعات، جامدات ... را به صورت کمی تجزیه کرد [۴۲]. روش کار این روش این‌گونه است که، ابتدا مولکول‌ها

به درون محفظه یونیزاسیون طیف سنج که در خلاء بسیار بالا قرار دارد وارد می‌شوند و سپس توسط الکترون‌ها بمباران الکترونی می‌شوند، انرژی که توسط بمباران الکترونی به مولکول‌ها منتقل شده، باعث یونیزه شدن آن‌ها می‌گردد و باعث تولید قطعات یونی مختلف می‌شود، یون‌های تولید شده ممکن است دارای بار مثبت یا منفی، تک بار، بار چندتایی باشند، در ادامه با استفاده از میدان الکتریکی یون‌های تشکیل شده شتاب گرفته و شروع به حرکت در جهت مسیر تجزیه‌گر جرمی می‌کنند و در آخر براساس و پایه نسبت جرم به بار ( $m/z$ )، جداسازی شده و به سمت شناساگر حرکت خودشان را ادامه می‌دهند.

### ۳-۴- کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی (GC - MS)

از دهه های گذشته تا به امروز GC-MS یکی از دستگاه‌های پرکاربرد در زمینه جداسازی و شناسایی ترکیبات به شمار می‌آید. روش های کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی برای تعیین صحت و ساختار شیمیایی اجزاء جداسازی شده مشخص کننده طیف سنج جرمی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۵]. از این دستگاه می‌توان اطلاعات کیفی و کمی درباره ساختار ترکیبات و وزن مولکولی را بدست آورد [۴۸]. مهم‌ترین عامل استفاده از روش GC-MS مطالعه و بررسی بیومارکرها است. در روش آنالیز کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی، از دستگاه گاز کروماتوگراف برای جداسازی هیدروکربن‌های آروماتیک و اشباع قبل از ورود به دستگاه طیف سنج جرمی به کار برده می‌شود [۶]. در روش کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی، ابتدا اجزاء مخلوط توسط کروماتوگراف گازی جداسازی می‌شوند و سپس به وسیله طیف سنج جرمی شناسایی می‌شوند. در این روش هنگامی که اجزاء یک مخلوط توسط کروماتوگرافی جدا شده، سپس وارد محفظه یونیزاسیون طیف سنج جرمی شده و یونیزه می‌شوند و در آخر با به کارگیری از تجزیه‌گر جرمی براساس نسبت ( $m/z$ ) جداسازی می‌شوند [۱۳] یا به عبارت دیگر به وسیله تجزیه و تحلیل کننده جرمی براساس جرم به بار جدا می‌شوند [۱۵].

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

روش طیف سنج جرمی - نسب ایزوتوپی یکی از پیشرفته‌ترین روش‌های ژئوشیمیایی برای اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن ۱۳ و تطابق نفت - نفت یا نفت - سنگ منشاء می‌باشد که توسط دستگاه اسپکترومتر جرمی اندازه‌گیری می‌شود [۹]. برای اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن ۱۳ از دستگاه های جدید به نام دستگاه آنالیز عنصری - طیف سنجی استفاده می‌گردد. روش کار این دستگاه به این گونه است که به طور مثال ماده هیدروکربنی ابتدا در دستگاه آنالیز عنصری قرار می‌دهند، تحت تاثیر حرارت بالا عناصر که عمدتاً کربن، اکسیژن، هیدروژن می‌باشند، به صورت گاز بالا آمده، به وسیله دستگاه گاز دی اکسید کربن تولید شده وارد دستگاه کروماتوگراف می‌گردد و پس از آن گاز دی اکسید کربن توسط فشار حاصل گاز هلیوم به طور اتوماتیک تزریق می‌گردد، به طور هم‌زمان با تزریق کردن گاز به دستگاه، عناصر کربن، هیدروژن، اکسیژن که ۳ نمونه استاندارد هستند هم تزریق می‌شوند و در مرحله بعدی دستگاه مربوطه ۳ پیک که مربوط به مقادیر کربن، هیدروژن، اکسیژن استاندارد است رسم می‌نماید و در آخر دستگاه به طور اتوماتیک مساحت پیک‌ها را از فرمول روبه‌رو محاسبه می‌کند [۴۹-۵۵].

$$\delta C13 = [(C13/C12)_{\text{sample}} - (C13/C12)_{\text{standard}}] / (C13/C12)_{\text{standard}} * 1000$$

در صورت نیاز، پس از محاسبه ایزوتوپ کربن برای شناسایی موارد همچون بلوغ حرارتی، سن زمین شناسی، میزان شوری، محیط رسوبی ... مقدارهای بدست آمده از آزمایش را بر روی نمودارهای بخصوص قرار می‌دهیم [۶].

## ۴- بحث و نتایج

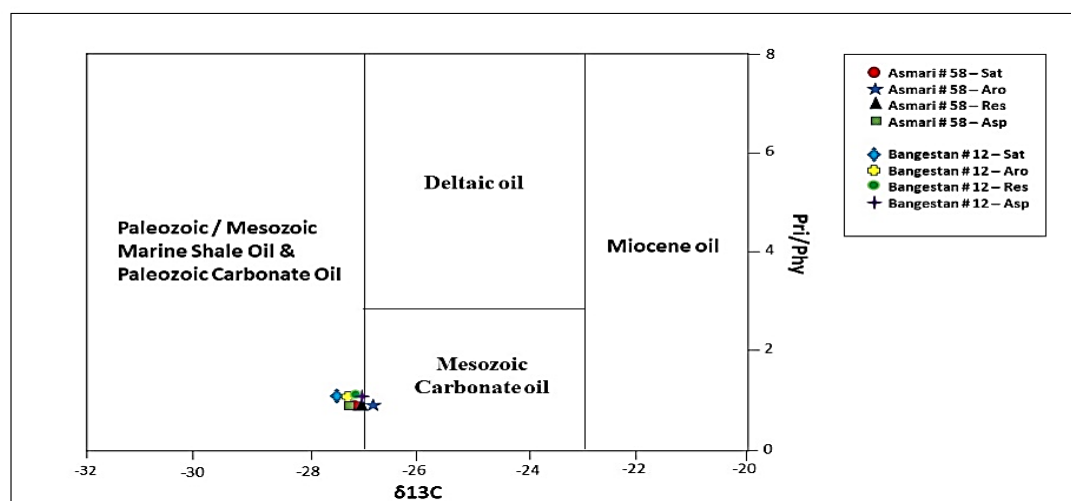
### ۴-۱- بررسی نتایج تکنیک ایزوتوپ کربن

نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه، با استفاده از تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن آنالیز شده و نتایج آن در (جدول ۴-۱) شرح داده شد.

جدول ۴-۱: نتایج تکنیک ایزوتوپ کربن برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه

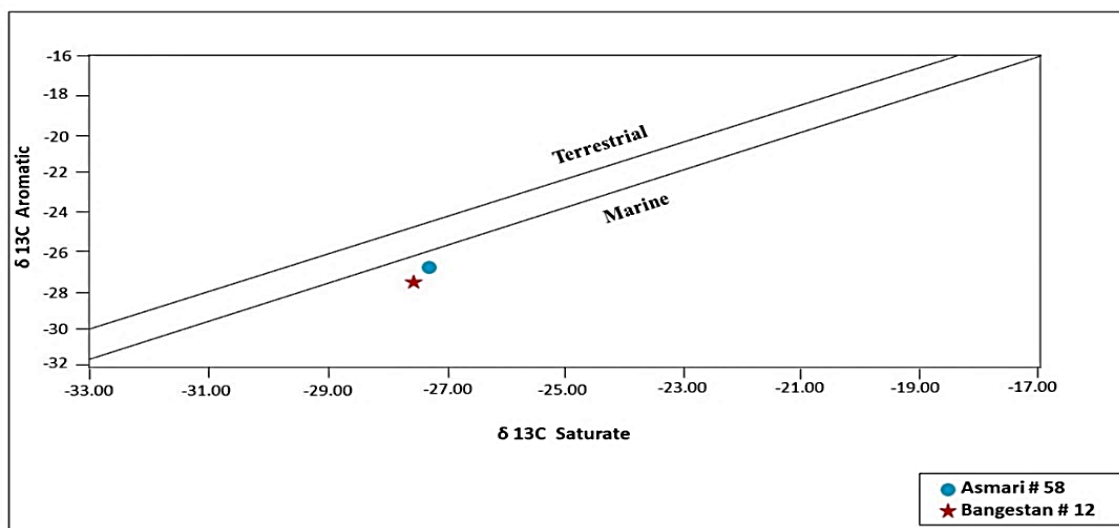
		Saturate	Aromatic	Resin	Asphaltene
Asmari	$\delta^{13}C(\%)_{\text{VS VPDB}}$	-27.22	-26.91	-27.09	-27.33
	STDEV	0.08	0.03	0.02	0.10
Bangestan	$\delta^{13}C(\%)_{\text{VS VPDB}}$	-27.60	-27.31	-27.25	-27.13
	STDEV	0.06	0.06	0.04	0.08

در این پژوهش آنالیز ایزوتوپ کربن ۱۳، بر روی نمونه‌های نفت در قالب برش های SARA برای نفت‌های آسماری و بنگستان صورت گرفت. رسم پارامتر Pri/Phy از ایزوپرینوئیدهای ۱۹ و ۲۰ کربنی در مقابل مقادیر کربن ۱۳ (جزء در هزار  $\delta^{13}C$ ) بر روی نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۴-۱) نشان داد که نفت موجود در این مخازن در محیط دریایی تشکیل و متشکل از شیل و شیل‌های آهکی می‌باشد (جدول ۴-۱).



شکل ۴-۱: نمودار نسبت Pri/Phy در مقابل  $\delta^{13}C$  برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۲۸]

به منظور تعیین محیط رسوبی و ویژگی‌های سنگ مولد احتمالی، از نمودار ایزوتوپی برش آروماتیک در مقابل برش اشباع استفاده گردید، نتایج حاصل بیانگر تولید از یک سنگ مولدی که در محیط دریایی رسوب کرده است، برای نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان می‌باشد (شکل ۴-۲).



شکل ۴-۲: نمودار نسبت  $\delta$  C13 Aromatic در مقابل  $\delta$  C13 Saturate برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۱۲]

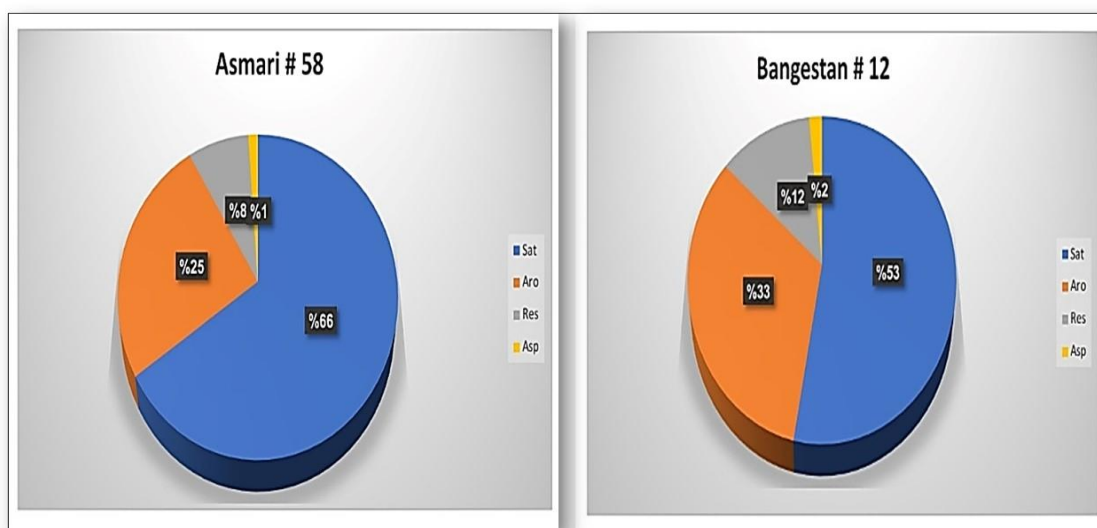
#### ۴-۲- بررسی نتایج آنالیز SARA

نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال با استفاده از آنالیز SARA بررسی شده و نتایج آن در (جدول ۲-۴) شرح داده شد.

جدول ۴-۲: جدول نتایج آنالیز تست SARA برای نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال

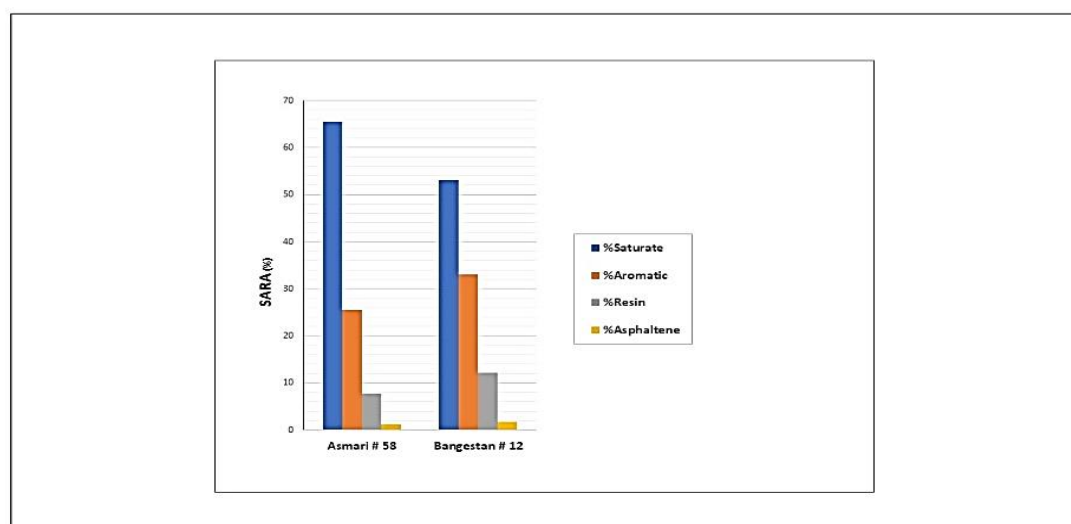
NO	Reservoir Sample	Saturate Content (%)	Aromatic Content (%)	Resin Content (%)	Asphaltene Content (%)
1	<b>Asmari # 58</b>	65.6	25.5	7.7	1.2
2	<b>Bangestan # 12</b>	53.1	33.0	12.2	1.7

برش‌های تشکیل‌دهنده نفت خام که شامل برش‌های اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین است که به صورت درصد گزارش می‌شود. در هر دو مخزن آسماری و بنگستان از میادین مورد مطالعه، اشباع بیش‌ترین سهم و اجزاء آسفالتین کم‌ترین را به خود اختصاص داده‌اند (شکل ۴-۳). بالا بودن مقدار درصد ترکیبات اشباع می‌تواند بیانگر: (۱) کیفیت خوب و بالای نفت خام (۲) بالا بودن بلوغ حرارتی کروژن و مواد آلی موجود در سنگ مولد این نفت‌ها می‌باشد. از طرف دیگر زایش نفت‌های سبک‌تر در مراحل بلوغ بالا کروژن باعث می‌شود تا سیالات سبک تولید شده، فرآیند مهاجرت به تله‌های نفتی به راحتی رخ دهد. در نتیجه در ادامه فرآیند‌های مهاجرتی افق‌ها و یا سکانس‌های مخزنی بالاتر می‌توانند محتوی نفت خام سبک‌تر باشند. با توجه به اینکه برش اشباع نمونه‌های نفت در شرایط مختلف به راحتی تحت فرایندهای دگرسانی قرار می‌گیرند، بنابراین مقدار درصد بالای برش اشباع در نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که هر دو نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان از پدیده‌های تخریب زیستی تا حدود بسیاری مصون بوده است.



شکل ۴-۳: درصد اجزاء تشکیل دهنده نمونه نفت مخازن بنگستان و آسماری میدان مورد مطالعه [۱۸]

مقایسه نتایج حاصل از درصدهای مختلف هیدروکربنی و غیر هیدروکربنی حاصل از نفت‌های خام مورد مطالعه که روند تغییرات مقادیر درصدی برش‌های SARA، برای نفت‌های آسماری در چاه ۵۸ و سازند بنگستان در چاه ۱۲ میدان کوپال نسبتاً به صورت یکنواخت و سازگار با یکدیگر می باشد. دیاگرام پراکندگی درصد برش‌های هیدروکربنی که در (شکل ۴-۴) ترسیم شده، مشخص می‌کند که نمونه نفت دو مخزن آسماری و بنگستان از یک الگو نسبتاً یکسانی تبعیت می‌کند. برش‌های هیدروکربنی مربوط به ۳ برش آروماتیک، رزین و آسفالتین نشان می‌دهد که درصد این برش‌ها در نفت بنگستان چاه ۵۸ کوپال نسبت به نفت آسماری چاه ۱۲ میدان کوپال بیشتر است و همین طور درصد برش اشباع نشان داد که برش اشباع نفت آسماری چاه ۵۸ کوپال نسبت به نفت بنگستان چاه ۱۲ دارای درصد بیش‌تری است.



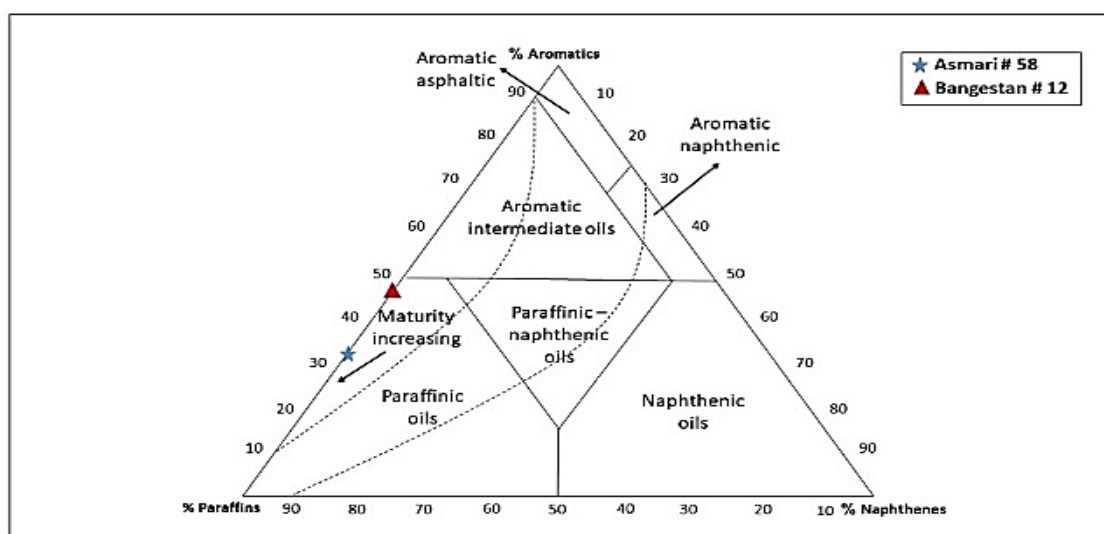
شکل ۴-۴: مقایسه درصد اجزاء SARA در نمونه‌های مخازن مورد مطالعه [۱۸]

ترسیم دیاگرام مثلثی تیسوت<sup>۱</sup> و ولته<sup>۱</sup> (۱۹۸۴) برای مقادیر یا درصد برش‌ها هیدروکربن‌های آروماتیک و پارافینیک و نفتنیک برای نمونه نفت‌های مورد بررسی (جدول ۴-۲)، نشان دهنده ویژگی شیمیایی یکسان پارافینی، برای نفت‌ها است

<sup>۱</sup> Tissot

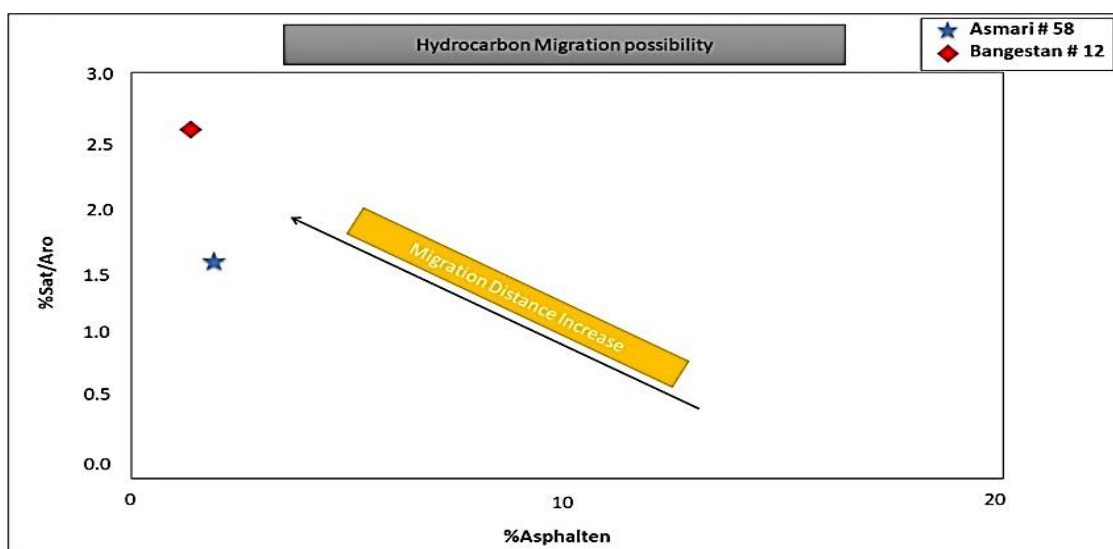
(شکل)

۴-۵) چگونگی توزیع نقاط مربوط به این نفت‌ها نشان می‌دهد که هر دو نفت تجمع یافته در مخازن آسماری و بنگستان، عمدتاً نفتی سبک، پارافینیک و با کیفیت خوب می‌باشند. چگونگی توزیع نمونه‌های مورد بررسی براساس درصد SARA نمونه در دیاگرام مثلی نشان می‌دهد که نفت‌های هر دو میدان احتمالاً از یک سنگ مولد تولید شده‌اند. هر دو نفت با توجه به درصد SARA پارافینیک می‌باشند که قاعدتاً دارای API نسبتاً بالا و از نظر اقتصادی نیز نفت‌هایی با کیفیت به شمار می‌آیند. فقط تفاوت آن‌ها در میزان بلوغ، سیالیت و رخداد مهاجرت‌های پی‌درپی از سنگ مولد دیده می‌شود. به عبارت دیگر زایش‌های اولیه که عمدتاً نفت‌های متوسط هستند، در اولین افق مخزنی (سروک) دیده می‌شوند و در زایش‌های بعد نفت‌های تولید شده اندکی سبک و با API بیشتر توانسته است تا به مخزن آسماری هم جابه‌جا شود و به همین خاطر بلوغ نفت آسماری اندکی بیشتر است.



شکل ۴-۵: دیاگرام مثلی درصد برش‌های تشکیل دهنده هیدروکربن‌های مخازن آسماری و بنگستان در میدان مورد مطالعه [۴۴]

جهت تجزیه و تحلیل میزان مهاجرت نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان از نسبت Sat/Aro. در مقابل Asphaltene % استفاده گردید. همان طوری که بر روی نمودار (شکل ۴-۶) دیده می‌شود مهاجرت نفت از سنگ مولد تا مخزن آسماری مسافت بیشتری را طی نموده و در مورد مخزن بنگستان فاصله طولانی دیده نمی‌شود. بالا بودن نسبت Sat/Aro نمونه نفت بنگستان نشان می‌دهد که نفت تولید شده از سنگ مولد در زمان‌های مختلف باعث شده برش اشباع با اجزاء سبک تری به این مخزن وارد شده در حالی که این نسبت در مورد نفت آسماری حاکی از زایش‌های قبلی (مقدار برش اشباع بیشتر نسبت به برش آروماتیک) از سنگ مولد می‌باشد.



شکل ۴-۶: نمودار نسبت %Sat/Aro در مقابل %Asphalten برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۲۱]

### ۴-۳- بررسی نتایج آنالیز کروماتوگرافی، کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی

نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه تحت آنالیزهای کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی قرار داده و نتایج آن را در جداول (۴-۳ و ۴-۴) شرح داده شد.

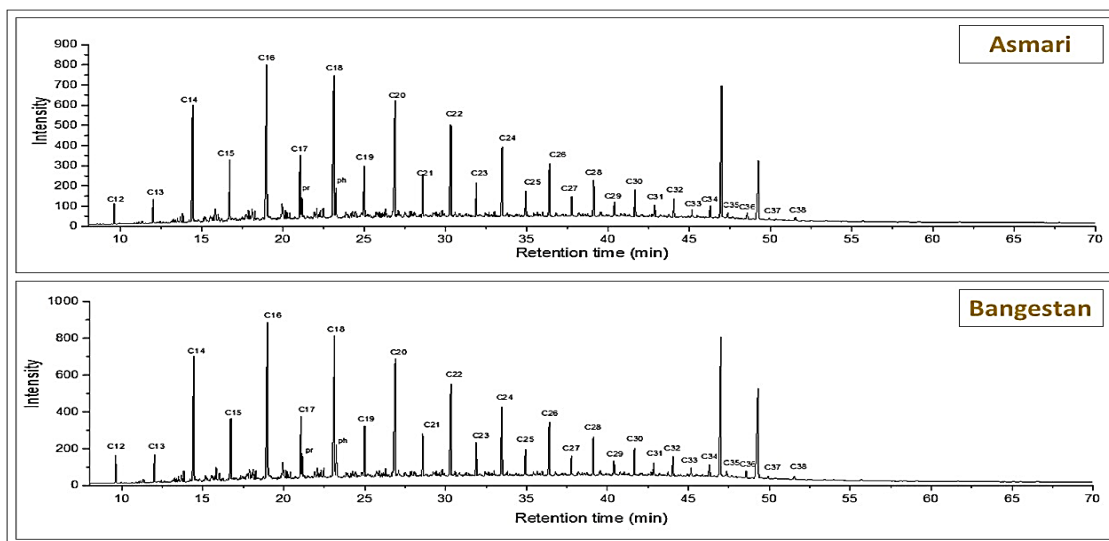
جدول ۴-۳: نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی بر روی برش اشباع نمونه‌های نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه

	Asmari # 58	Bangestan # 12
Phy/pri	0.79	0.80
Pri/n-17	0.47	0.53
Phy/n-18	0.48	0.48
C17/C18	0.32	0.29
C19/C20	0.34	0.31
C21/C22	0.40	0.37
C23/C24	0.44	0.42
C25/C26	0.48	0.47
C27/C28	0.50	0.49
C29/C30	0.56	0.55
C31/C32	0.58	0.63
C33/C34	2.25	2.50
C35/C36	1.92	1.90

جدول ۴-۴: نتایج حاصل از آنالیز برش اشباع جهت تعیین پارامترها و نسبت‌های مختلف بیومارکری با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی

	Asmari # 58	Bangestan # 12
% C27	38.54	35.32
% C28	21.25	24.06
% C29	40.19	40.60
C29/C27 Sterane (20)	0.98	0.99
C29 20S/(20S+20R)	0.46	0.45
C29 $\beta\beta$ /( $\beta\beta$ + $\alpha\alpha$ )	0.57	0.56
C34HS/C35HS	0.69	0.74
C29H/C30H	1.28	1.21
Ts/(Ts+Tm)	0.39	0.32
C29 S/(S+R)	0.46	0.45

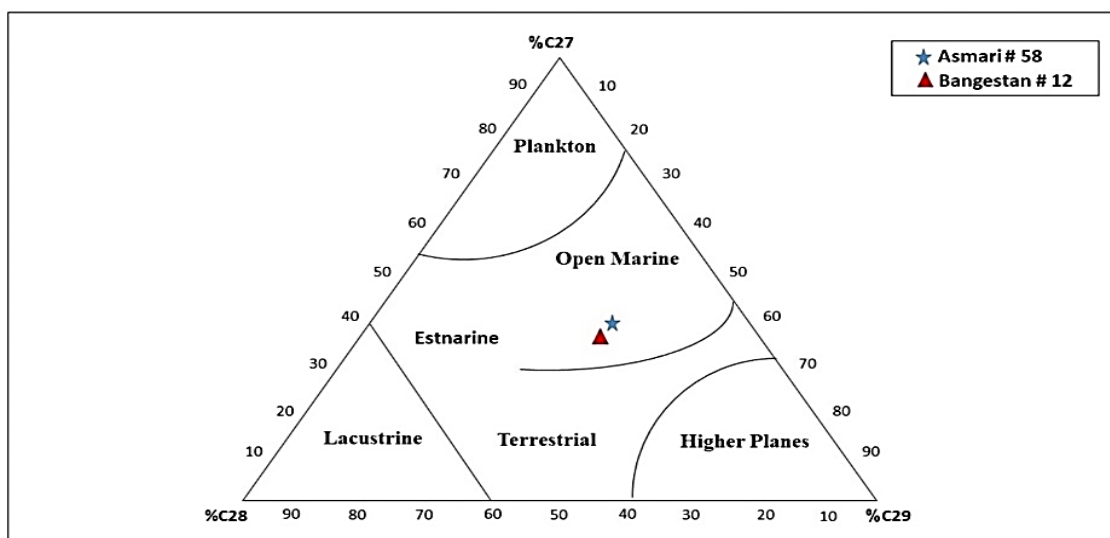
الگو کروماتوگرام‌های نمونه نفت مخازن آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال در (شکل ۴-۷) شرح داده شد.



شکل ۴-۷: الگو کروماتوگرام‌های نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه

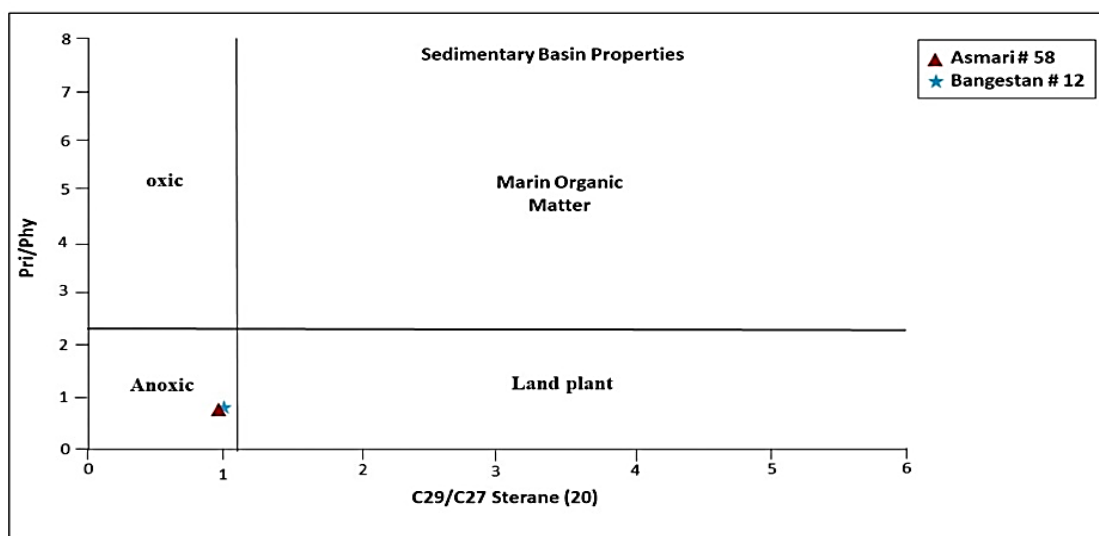
دیگرام مثلی با استفاده از درصد استران‌ها C27، C28، C29 بر روی نمونه‌های برش اشباع نفت‌های آسماری و بنگستان نشان داد که این نفت‌ها احتمالاً از سنگ منشأ واحدی زایش یافته‌اند. سنگ مولد این نفت‌ها در محیط دریایی نسبتاً عمیق رسوب گذاری و مواد آلی موجود در آن عمدتاً دریایی و با کروژنی از نوع II-S می‌باشد (شکل ۴-۸).





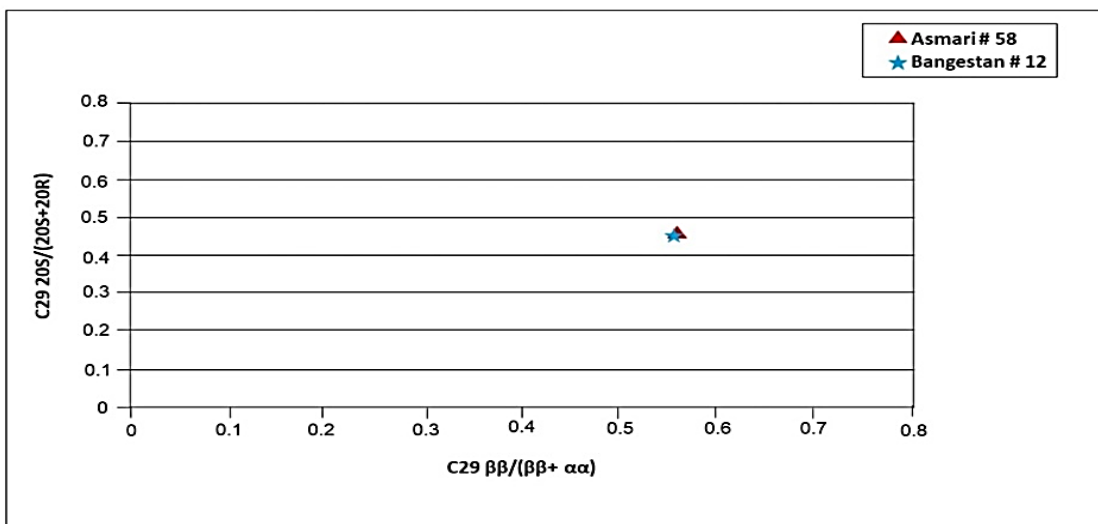
شکل ۴-۸: دیاگرام مثلثی مقادیر بیومارکرهای استرانی C29.C28.C27 [۳۲]

به منظور بررسی و ارزیابی شرایط محیط رسوبی نسبت Pri/Phy در مقابل C29/C27 برای نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان رسم گردید (شکل ۴-۹) نتایج حاصل نشان می‌دهد که هر دو نمونه نفت میدان مورد مطالعه متعلق به سنگ مولدی است که در محیطی کاملاً احيایی رسوب کرده است.



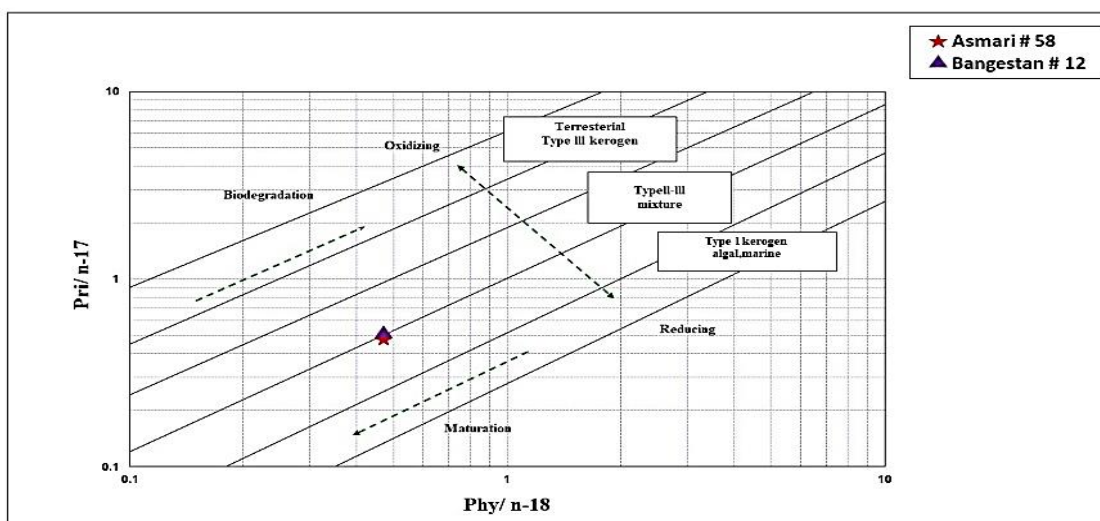
شکل ۴-۹: نمودار نسبت Pri/Phy در مقابل C29/C27 Sterane (20) برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۱۰]

جهت ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های مورد مطالعه از رسم پارامترهای ایزومرهای مختلف بیومارکرهای استران‌ها C29  $S/(S+R)$  در مقابل  $C29 \alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$  استفاده گردید (شکل ۴-۱۰). این نمودار نشان می‌دهد که نفت‌های موجود در مخازن آسماری و بنگستان در میدان کویال از سنگ مادری زایش یافته که در مرحله پنجره نفتی (کاتازنز) قرار دارد. به عبارت دیگر نفت‌های زایش یافته از سنگ مولد نه تنها در گروه بنگستان بلکه در مخزن آسماری هم تجمع یافته است.



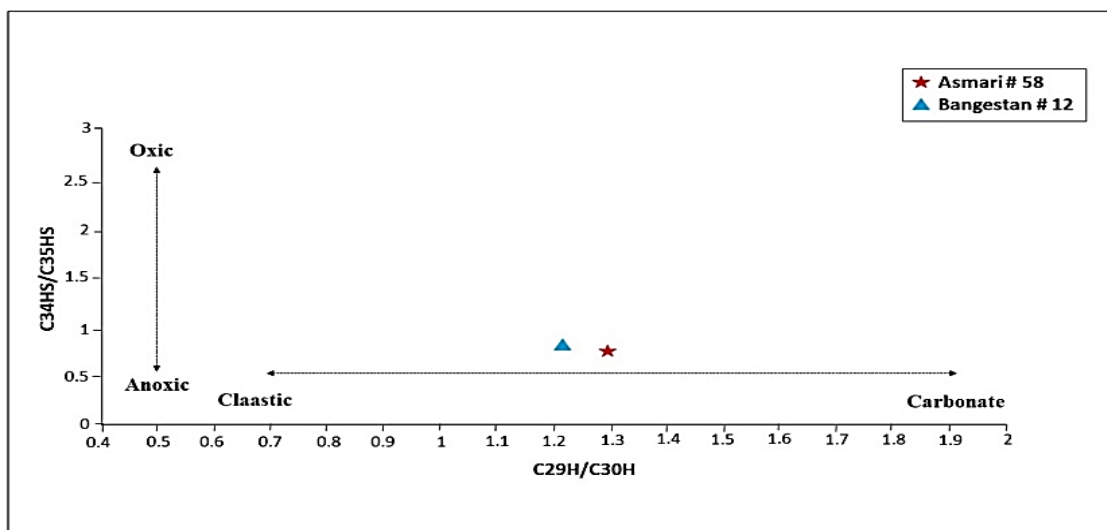
شکل ۴-۱۰: نمودار نسبت  $C29\ 20S/(20S+20R)$  در مقابل  $C29\ \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۱۰]

به منظور تجزیه و تحلیل نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال، نمودار نسبت  $Pri/n-17$  در مقابل  $phy/n-c18$  رسم گردید، نتایج نشان می‌دهد که هر دو نمونه نفت مخازن مورد مطالعه از نظر محیط رسوب گذاری در محدوده احیایی قرار گرفته‌اند علاوه بر این نتایج دیگر نمودار نشان می‌دهد که سنگ منشأ نمونه نفت میدان مورد مطالعه از نوع کروژن‌های II-S و تا حدودی III است همین طور نتایج بیانگر تشابه ژنتیکی هر دو نفت آسماری و بنگستان است و در نتیجه از یک سنگ مادر منشأ گرفته است (شکل ۴-۱۱).



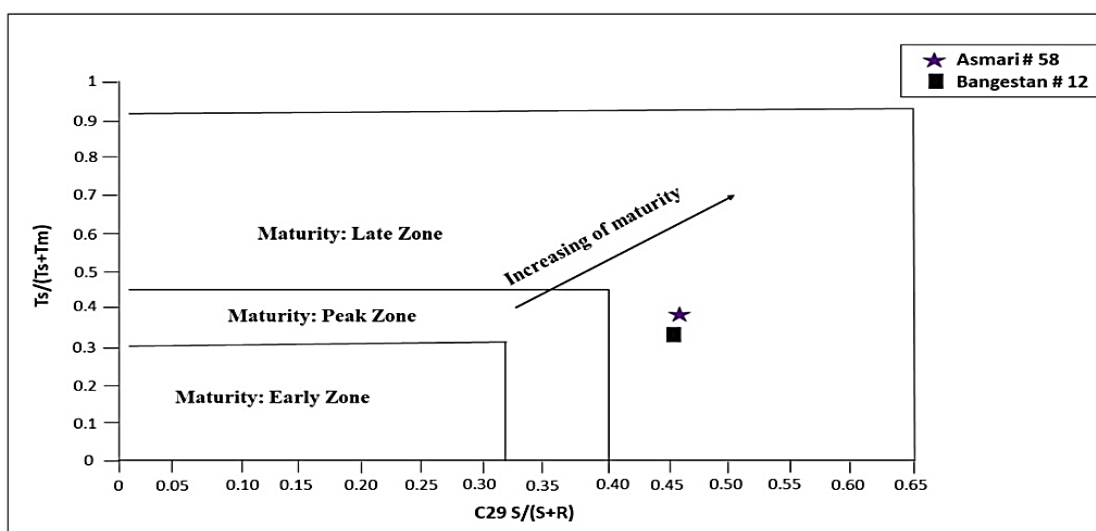
شکل ۴-۱۱: نمودار تغییرات مقادیر  $pri/n-17$  در مقابل  $phy/n-18$  برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۲۹]

جهت تعیین محیط رسوبی و همچنین پی بردن به لیتولوژی سنگ مولد نفت‌های مورد مطالعه از پارامتر  $C34HS/C35HS$  از هوپان‌ها در مقابل  $C29H/C30H$  از همین خانواده استفاده گردید. نمودار فوق‌الذکر (شکل ۴-۱۲) بیانگر این است که نفت‌های مورد مطالعه در میدان کوپال زایش از سنگی مولدی را نشان می‌دهد که مواد آلی و کروژن آن دریایی بوده و این سنگ مادر در محیط کاملاً احیایی رسوب کرده است.



شکل ۴-۱۲: نمودار نسبت  $C34HS/C35HS$  در مقابل  $C29H/C30H$  برای نمونه نفت‌های مورد مطالعه [۴۳]

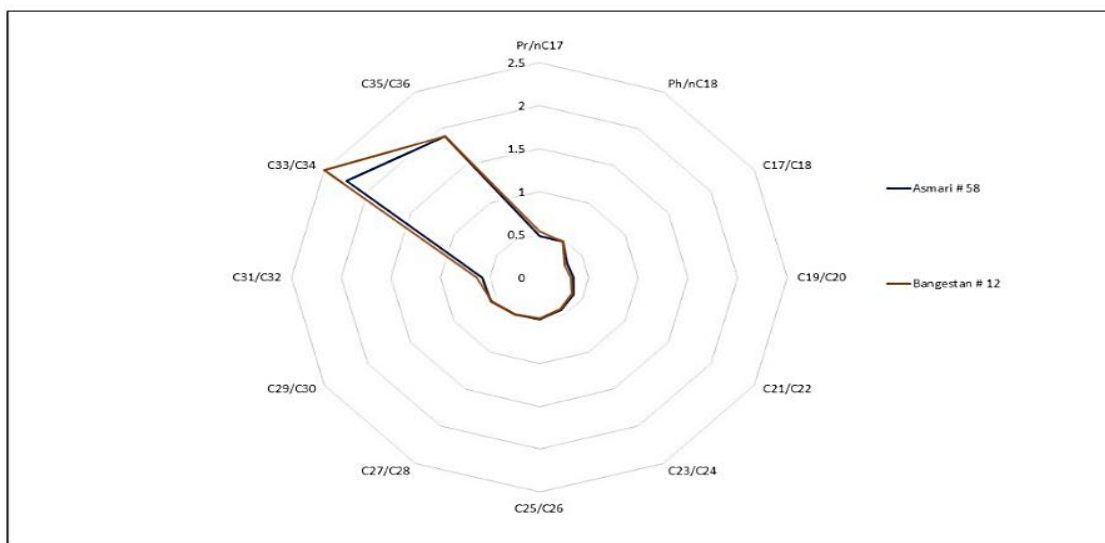
جهت ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های تجمع یافته در مخزن آسماری و گروه بنگستان از پارامترهای بیومتری هویانها  $(Ts/Ts+Tm)$  در مقابل نسبت استرانها منظم از خانواده ۲۹ کربنی استفاده شد (شکل ۴-۱۳). نتایج نشان می‌دهد که نفت‌های این مخازن (آسماری و بنگستان در میدان کوپال) از سنگ مادری زایش یافته که در داخل پنجره نفت‌زایی قرار دارد و مهاجرت هیدروکربن‌های تولیدی به مخازن بنگستان و آسماری نشان از جابه‌جایی عمودی به افق‌های بالایی سکانس‌های رسوبی رخ داده است، به گونه‌ای که آثار انگشت مواد آلی در هر دو مخزن یکسان و از سنگ مولد واحدی بوجود آمده‌اند.



شکل ۴-۱۳: نمودار نسبت  $Ts/(Ts+Tm)$  در مقابل  $C29 S/(S+R)$  برای نمونه نفت‌های مورد مطالعه [۱۹]

به دلیل تجزیه و تحلیل چگونگی توزیع ایزوپرنوئیدها و آلکان‌های نرمال نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال براساس نسب‌های بدست آمده از آنالیز کروماتوگرام گازی، دیاگرام ستاره‌ای رسم گردید (شکل ۴-۱۴)، نتایج حاصل نشان داد که نمونه نفت مخزن آسماری میدان کوپال و نمونه نفت مخزن بنگستان میدان کوپال از لحاظ خصوصیات

با یکدیگر تشابه دارند و همپوشانی نسبتاً خوبی در نسبت‌های ایزوپرینوئیدها و مقادیر آلکان‌های نرمال برای نمونه نفت‌های میدان کوپال دیده می‌شود.



شکل ۴-۱۴: دیاگرام ستاره‌ای و چگونگی توزیع آلکان‌های فرد به زوج و نسبت‌های ایزوپرینوئیدی نمونه‌های نفت مخازن آسماری و بنگستان [۳۴].

## ۵- نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن بر روی نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال نشان داد که سیر تحولی مواد آلی سنگ مولد به صورت طبیعی در میدان کوپال رخ داده است، هر دو نمونه نفت آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال متعلق به محیط دریایی می‌باشد، زایش هیدروکربن‌ها از سنگ مولد، با کروژنی از نوع II-S و تا حدودی III است و زایش هیدروکربن‌ها بدون رخداد دگرسایبی خاصی بر روی فرایند زایش و مهاجرت نفت‌ها صورت گرفته است. در ادامه نتایج حاصل از تکنیک آسفالتین‌گیری نشان داد که اجزا اشباع بیش‌ترین سهم و اجزاء آسفالتین کم‌ترین سهم را به خود اختصاص داده‌اند، فرایند مهاجرت به تله‌های نفتی به راحتی رخ داده است، هر دو نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان از پدیده‌های تخریب زیستی تا حدود بسیاری مصون بوده‌اند نمونه نفت دو مخزن آسماری و بنگستان از یک الگو نسبتاً یکسانی تبعیت می‌کند هر دو نفت تجمع یافته در مخازن آسماری و بنگستان، عمدتاً نفتی سبک، با کیفیت خوب، بالغ، گرانروی کم، و با سولفور بالا می‌باشند، مهاجرت نفت از سنگ مولد تا مخزن آسماری مسافت بیشتری را طی نموده و در مورد مخزن بنگستان فاصله طولانی دیده نمی‌شود. در آخر نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی نشان داد که نمونه نفت مخزن آسماری میدان کوپال و نمونه نفت مخزن بنگستان میدان کوپال از لحاظ خصوصیات با یکدیگر تشابه دارند و همپوشانی نسبتاً خوبی در نسبت‌های ایزوپرینوئیدها و مقادیر آلکان‌های نرمال دیده می‌شود و سنگ مولد این نفت‌ها در محیط دریایی نسبتاً عمیق رسوب گذاری و مواد آلی موجود در آن عمدتاً دریایی است و مواد آلی و کروژن سنگ مولد این نفت‌ها در داخل پنجره نفت زایی قرار دارد، هر دو نمونه نفت میدان مورد مطالعه متعلق به سنگ مولدی است که در محیطی کاملاً آحیایی رسوب کرده است نفت‌های موجود در مخازن آسماری و بنگستان در میدان کوپال از سنگ مادری زایش یافته که در مرحله پنجره نفتی (کاتازنز) قرار دارد.

قلاوند و همکاران (۱۴۰۰)، پژوهش و مطالعاتی را در زمینه ارزیابی و بررسی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی در موقعیت جنوب غربی ایران به انجام رساندند و دریافتند که سنگ منشاء نفت مورد مطالعه مربوط به محیط‌های احيایی دریایی کربناته است و از لحاظ بلوغ حرارتی، بلوغ حرارتی پایین تا متوسط است در حالی که در مطالعات انجام شده بر روی مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال منشاء نفت مربوط به محیط‌های کاملاً احيایی دریایی کربناته با بلوغ حرارتی بالا می‌باشد [۲۵]. اسدی مهماندوستی و همکارانش (۱۳۹۰)، به تجزیه و تحلیل ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء و نفت خام میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راک اول و کروماتوگرافی گازی پرداختند و نتایج نشان داد که با مطالعات انجام شده بر روی مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال مشابه است با این تفاوت که ایشان در مطالعات انجام شده در میدان مارون دریافتند که زایش هیدروکربن از سنگ مولد با کروژنی از نوع II و III است ولی در مطالعات انجام شده زایش هیدروکربن از سنگ مولد با کروژنی از نوع II-S و تا حدودی III است [۴].

## سپاس و قدردانی

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

## منابع

- [۱] آرین، م.، جعفری درگاهی، ه.، ۱۳۸۹، دیباچه‌ای بر زمین شناسی نفت ایران: انتشارات آثار نفیس، ۲۷۲ صفحه.
- [۲] آقانباتی، س.ع.، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی کشور، ۶۴۰ صفحه.
- [۳] ایرانی کورعباسلو، ب.، موسوی حرمی، س.، محبوبی، ا.، کدخدایی ایلخچی، ع.، ۱۳۹۱، فرایندهای دیازنزی و تاثیر آن بر روی کیفیت مخزنی سازند آسماری میدان نفتی کوپال: اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی.
- [۴] اسدی مهماندوستی، ا.، علیزاده، ب.، آدابی، م.ح.، ۱۳۹۰، ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء و نفت‌های خام میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راکایول و کروماتوگرافی گازی: فصلنامه علمی علوم زمین، دوره بیست و یکم، شماره هشتاد و دوم، صفحه ۳۸-۳۱.
- [۵] اسدی مهماندوستی، ا.، لشگری، س.، معلمی، س.ع.، دانشیان، ج.، ۱۴۰۰، مدل سازی سازند آسماری به منظور تعیین میزان تولید کربنات و تامین رسوب و پارامترهای موثر بر آن در میدادین نفتی انتخابی دشت آبادان: فصلنامه پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، دوره سی و هفتم، شماره دوم، صفحه ۹۶-۷۷.
- [۶] اشکان، ع. م.، ۱۳۸۳، اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء هیدروکربوری و نفت‌ها با نگرش ویژه به حوضه رسوبی زاگرس: شرکت ملی نفت ایران، صفحه ۴۰۳.
- [۷] اکبری نوشاد، آ.، ۱۳۹۳، مبانی کروماتوگرافی گازی: آزمایشگاه شرکت پالایش نفت تبریز، صفحه ۳۱.
- [۸] اورجانی، ش.، محبوبی، ا.، موسوی حرمی، س. ر.، ۱۳۹۰، ریز رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و چینه نگاری سکانس رسوبات الگیو - میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی کوپال، فروافتادگی دزفول مرکزی: نشریه زمین شناسی ایران، دوره پنجم، شماره نوزدهم، صفحه ۶۰-۴۵.
- [۹] ترابی، س.، کمالی، م.، ۱۳۹۴، مطالعه ژئوشیمیایی تشکیل میان لایه‌های قیری در مخزن بنگستان در میدان نفتی کوپال: نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، دوره پنجم، شماره دهم، صفحه ۱۷-۱.

- [۱۰] ربانی، ا.، بنی اسد، ع.، حسینی، ا.، ده یادگاری، ا.، ۱۳۹۳، مقایسه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت‌های میداین واقع در بخش ایرانی خلیج فارس: مجله پژوهش نفت، دوره بیست و چهارم، شماره هفتاد و نهم، صفحه ۹۵-۱۰۷.
- [۱۱] ربانی، ا.، بنی اسد، ع.، ر.، ۱۳۹۶، کاربرد مطالعات ژئوشیمیایی و آماری پیشرفته در تعیین خانواده‌های نفتی خلیج فارس: مهندسی منابع معدنی، دوره دوم، شماره دوم، صفحه ۶۹-۷۷.
- [۱۲] زین العابدینی، س.، طباطبایی ریسی، س.، ه.، فضلی، ل.، باقری، ح.، ۱۳۹۲، بررسی نقطه شکست سنگ مخزنی سازند سروک در یکی از چاه‌های واقع در میدان نفتی جفیر: زمین شناسی ژئوتکنیک، دوره نهم، شماره سوم، صفحه ۱۰-۱.
- [۱۳] سادات فتح الهی، س.، سلطان نژاد، م.، ۱۳۹۴، معرفی دستگاه کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی: مجله دانش آزمایشگاهی ایران، دوره سوم، شماره چهارم، صفحه ۲۸-۲۱.
- [۱۴] سعیدی رضوی، ب.، عسگری، ف.، کمالی، م.، ر.، کاظم زاده، ع.، ا.، ۱۳۹۸، زیست‌چینه نگاری، ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند سروک در یکی از میداین نفتی، جنوب غرب ایران: نشریه علمی رخساره‌های رسوبی، دوره دوازدهم، شماره بیست و دوم، صفحه ۹۱-۱۰۸.
- [۱۵] سلطانی، ا.، ابوالقاسمی، م.، ۱۳۹۷، معرفی دستگاه کروماتوگرافی گازی طیف سنج جرمی: فصلنامه رویکردهای نوین در آزمایشگاه‌های علمی ایران، دوره دوم، شماره یکم، صفحه ۳۹-۴۵.
- [۱۶] سلیمانی، ب.، محمدی، ی.، ۱۳۸۸، مطالعه سنگ شناسی پوش سنگ مخزن آسماری با استفاده از روش‌های چاه پیمایی (GR) و پتروگرافی میدان نفتی کوپال: زمین شناسی ژئوتکنیک، دوره پنجم، شماره چهارم، صفحه ۳۱۰-۳۰۰.
- [۱۷] شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مارون.
- [۱۸] صمدی، ر.، ۱۳۹۹، زمین شناسی اقتصادی: گروه آموزشی و پژوهشی زمین آزمون، صفحه ۶۶.
- [۱۹] طاهری نژاد، م.، آسمانی، م.، ربانی، ا.، ر.، ۱۳۹۵، طبقه بندی ژنتیکی نفت‌های میداین شرق خلیج فارس با استفاده از طیف سنجی مادون قرمز نمونه های آسفالتین: نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال ششم، شماره دوازدهم، صفحه ۷۹-۶۰.
- [۲۰] علیزاده، ب.، همیشه، ح.، زراسوندی، ع.، رشیدی، م.، ۱۳۹۵، مطالعه ایزوتوپی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میداین دشت آبادان، جنوب غرب ایران: فصلنامه زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره ششم، شماره دوم، صفحه ۷۷-۸۸.
- [۲۱] علیزاده، ب.، حسینی نژاد، س.، شایسته، م.، ۱۳۹۴، بررسی تاثیر گسل‌های میداین نفتی زیلایی بر ترکیب ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان: مجله پژوهش نفت، دوره بیست و پنجم، شماره یکم-هشتاد و پنجم، صفحه ۱۱۲-۱۰۰.
- [۲۲] علیزاده، ب.، رشیدی، م.، زراسوندی، ع.، سیدعلی، س.، علیی، م.، ۱۳۹۸، بررسی پیوستگی هیدروکربنی مخازن سروک و ایلام در میدان نفتی آزادگان با استفاده از تلفیق داده های ژئوشیمیایی، زمین شناسی و مهندسی مخزن: زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره نهم، شماره دوم، صفحه ۹۴-۸۳.
- [۲۳] غلامی زاده، پ.، آدابی، م.، ح.، ۱۳۹۰، مطالعه فرایندهای دیاژنتیکی و تغییرات ژئوشیمیایی عناصر فرعی سازند سروک در جنوب ایران: پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، دوره بیست و هفتم، شماره یکم، صفحه ۷۲-۵۱.
- [۲۴] قلاوند، ه.، ۱۳۷۵، لیتواستراتیگرافی و بیواستراتیگرافی سازند های داریان و کژدمی در جنوب غرب ایران (نواحی فارس و فروفتادگی دزفول): پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی تهران.
- [۲۵] قلاوند، ه.، کمالی، م.، ر.، باقری، ر.، بیرانوند، ب.، تزه، ف.، ۱۴۰۰، ارزیابی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخزنی نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی، جنوب غرب ایران: فصلنامه زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره یازدهم، شماره دوم، صفحه ۲۶۷-۲۵۰.

- [۲۶] قلندری، ز.، وحیدی نیا، م.، موسوی حرمی، س.، ۱۳۹۷، بررسی دمای دیرینه بخش بالایی سازند سورمه با استفاده از ایزوتوپ های پایدار کربن و اکسیژن (حوضه خلیج فارس): یازدهمین همایش ملی تخصصی زمین شناسی دانشگاه پیام نور و بیست و یکمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، صفحه ۷۶-۷۲.
- [۲۷] کمالی، م. ر.، معماریانی، م.، جعفری درگاهی، ه.، ۱۳۹۰، مطالعه ویژگی های ژئوشیمیایی هیدروکربن های مخازن ایلام و سروک در میداین مارون و کوپال: مجله پژوهش نفت، دوره بیست و یکم، شماره شصت و ششم، صفحه ۳۳-۲۳.
- [۲۸] کرمانشاهی، ه.، معماریانی، م.، کمالی، م. ر.، ۱۳۹۰، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند سورمه به عنوان سنگ منشاء احتمالی در میدان پارس جنوبی: نشریه علوم زمین، سال بیست و یکم، شماره هشتاد و یکم، صفحه ۱۳۴-۱۲۹.
- [۲۹] کرمی، آ.، معماریانی، م.، کمالی، م. ر.، حسینی، ا.، ۱۳۹۶، بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند های گورپی و پابده در تعدادی از میداین واقع در شمال غرب خلیج فارس: نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، دوره هفتم، شماره سیزدهم، صفحه ۷۷-۶۳.
- [۳۰] کرمی، ه.، احتشامی فر، ر.، کمالی، م. ر.، قربانی، ب.، هندی، س. ص.، قبادی، ر. ا.، صفحی، س. م.، ۱۳۸۹، ژئوشیمی آلی و سیستم های نفتی: پژوهشگاه صنعت نفت، صفحه ۵۷۸.
- [۳۱] محمدی، م.، سلیمانی، ب.، محمودیان، م.، ۱۳۹۶، پیش بینی فشار غیر عادی سازند با استفاده از داده های سرعت لرزه ای سه بعدی، میدان کوپال: پژوهش نفت، دوره بیست و هفتم، شماره نود و هفتم، صفحه ۱۱۵-۱۰۳.
- [۳۲] مطیعی، ه.، ۱۳۸۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس: سازمان زمین شناسی کشور، صفحه ۵۵۶.
- [۳۳] معروفی، خ.، علیزاده، ب.، رکنی، ا.، فجرک، م.، ۱۳۹۶، تلفیق راه کارهای زمین شیمی و مهندسی مخزن جهت بررسی ارتباط جریان های مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی گچساران: فصلنامه زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره هفتم، شماره چهارم، صفحه ۳۹-۲۷.
- [۳۴] نجفی، ز.، ۱۳۹۹، بایواستراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند کژدمی در زون ایذه: پایان نامه ارشد، صفحه ۷۴۷.
- [۳۵] هانت، ج.، قلی زاده گلولو، ق.، ۱۳۸۸، ژئوشیمی نفت و زمین شناسی: شرکت نفت فلات قاره ایران، صفحه ۸۹۸.
- [36] Cao, C., Li, Z., Li, L., and Du, L., 2018, Method for analyzing the molecular and carbon isotope composition of volatile hydrocarbons (C1-C9) in natural gas: *Hindawi Journal of Analytical Methods in Chemistry*, 2018, Article ID 4512081, 9 Pages <https://doi.org/10.1155/2018/4512081>.
- [37] Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M. B., and Claypool G. E., 1992, Carbon isotope composition of marine crude oils. *American Association of petroleum Geologists*, **76**, 1000-1007.
- [38] Connan J., and Cassou A.M., 1980, Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochemica et cosmochimica acta*, **44**, 1-23.
- [39] Elnady, M.M., and Saleh Mohamed, N., 2014, Application of gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry for oil-oil correlation of some egyptian oilfields in teh gulf of suez. *Egyptian petroleum Research Institute*, **2**, 5, 1-11.
- [40] Fekete, J., Sajgo, C., and Demény, A., 2011, Hydrogen isotope type-curves of very hot crude oils. *Rapid communications in mass Spectrometry*, **25(1)**, 19-191.
- [41] Huang, W.Y., and Meinschein, W.G., 1979, Sterol as ecological indicator. *Geochimica et cosmochimica acta*, **43**, 739-745.
- [42] James, W.R., 1923, Undergraduate instrumental analysis: 5<sup>th</sup> ed., Publisher: New York: M. Dekker, 1995, 858P.
- [43] Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., and Elsinger, R.J., 1990, Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Application in the Gulf of Mexico. In D. Schumacher and B. F. Perkins (eds.), *Gulf Coast oils and gases: Their characteristics, origin, distribution, and exploration and production significance: Proceedings of the ninth Annual research conference gcssep. Society of economic paleontologists and mineralogists' foundation*, 263-282.

- [44] Khalifa, H., et al., 2017, Gas chromatography-mass spectrometry (gc-ms) in organic geochemical investigation of crude oils from kikinda and velebit fields in Serbia. *International journal of research-granthaalayah*, **5**, 6.
- [45] Kitson, F.G., Larsen, B.S., and McEwen, C.N., 1996, Gas chromatography and mass spectrometry: A practical Guide: Aharcourt science and technology company, Uspany, Usa, 381.
- [46] Niessen, W.M.A., 2001, Current practice of gas chromatography-mass spectrometry: New York. Marcel Dekker, Inc, 55-94.
- [47] Obesejana, A.B., Liu, B., and Ostadhassan, M., 2022, Stable isotope geochemistry of the organic elements within shales and crude oils: A Comprehensive Review. *National Center for Biotechnology Information*, **27.1**, 34.
- [48] Rood, D., 1999, A Practical guide to the care, maintenance, and troubleshooting of capillary gas chromatographic systems. Wiley-VCH, 344.
- [49] Sherkati, S., and Letouzey, J., 2004, Variation of structural style and basin evolution in the central zagros (izeh zone and dezful embayment), iran. *Marine and petroleum geology*, **21(5)**, 535-554.
- [50] Sofer, Z., 1991, Stable isotopes in petroleum exploration: Chapter 9: Geochemical methods and exploration. Amoco production company Tulsa, Oklahoma, U.S.A, 103-106.
- [51] Stahl, W.J., 1979, Carbon isotopes in petroleum geochemistry, In: Lectures in isotope geology. Springer, Berlin, Heidelberg, 274-282.
- [52] Subroto E.A., Alexander R., and Kagi R.I., 1991, 30-Nrhopanes, Their occurrence in sediments and crue oils. *Chemical geology*, **93**, 179-192.
- [53] Tissot, B.P., and Welte D.H., 1984, Petroleum formation and occurrence: 2nd edition. Springer- verlog, New york, 723.
- [54] Wang, Z., and Stout, S., 2007, Oil spill environmental forensics: fingerprinting and source identification: Academic Press, 1-53.
- [55] Waples, D.W., 1985, Geochemistry in petroleum exploration: Publisher Springer Dordrecht, Boston, International Human Resources Development Corporation, 232P.
- [56] Xu, K., Chen, S., Hou, Y., Lu, Z., Li, C., and Han, M., 2021, Optimization of oil source correlation indexes: a case of chang 10 member in ordos basin'zhoujiawan area. *Arabian journal of geosciences*, **14(20)**, 1-12



## مدل سازی پتروفیزیکی بخش زیرین سازند رتاوی با بکارگیری شبکه عصبی در تلفیق داده های لرزه ای و نمودارهای چاه پیمایی

جاوید حناچی<sup>۱</sup>، علیرضا بشری<sup>۲\*</sup>

۱- زمین شناس ارشد شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

۲- هیات علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت، تهران ایران

\*a\_bashari@yahoo.com

دریافت تیر ۱۴۰۲، پذیرش مرداد ۱۴۰۲

### چکیده

میدان نفتی اسفندیار در بخش شمالی خلیج فارس و شمال میدان فروزان واقع شده است. این میدان یک ناقدیس بزرگ، که در بخش عرب به آن لوء لوء می گویند. طول بخش ایرانی میدان ۲۰ و عرض آن ۷ کیلومتر می باشد. این میدان در سال ۱۹۶۶ با حفر چاه E1 در شمال آن کشف گردید. در سال های بعد چاه های E2 و E3 در جنوب آن حفر شد. آزمایشات ساق مته و تولید در چاه E1 لایه ای ۱۵ متری در بالای رتاوی زیرین را حاوی نفت نشان داد. چاه E3 خشک ارزیابی گردید و آزمایش چاه E2 نیز موفق نبود. چاه E4 در لایه بورگان وجود نفت را تایید نمود و همانند چاه E1 لایه بالای رتاوی زیرین حاوی نفت بود ضمن اینکه ۱۴ متری از بخش زیرین لایه رتاوی زیرین نیز نفت دار گزارش شد، در بخش عربی میدان لایه تولید کننده نفت یاماما می باشد که در رتاوی زیرین قرار دارد. این لایه در نمودارهای چاه پیمایی بخش ایرانی نیز دارای نفت ارزیابی گردید. مدل سازی استاتیک زون های A و B در لایه رتاوی زیرین با استفاده از داده های لاگ و برداشت های لرزه ای برای رفع ابهامات موجود در این میدان می تواند گشا باشد. در این مدل سازی در افق مورد مطالعه داده های چاه پیمایی و لرزه نگاری به کمک نرم افزارهای پتروفیزیکی و ژئوفیزیکی نظیر ژئولاگ و همپسون راسل تفسیر و مدل شده است. در بسط اطلاعات پتروفیزیکی به کمک داده های لرزه ای از روش شبکه عصبی استفاده گردیده است. به کمک این مدل بخش های مناسب مخزنی و محل های مناسب جهت حفاری قابل پیش بینی خواهد بود.

کلید واژه ها: پتروفیزیک، اطلاعات لرزه ای، سازند رتاوی زیرین، میدان اسفندیار، شبکه عصبی، خلیج فارس

## ۱- مقدمه

در ارزیابی کمی و کیفی مخازن هیدروکربوری، آگاهی از زمین شناسی زیرزمینی و خصوصیات پتروفیزیکی آن‌ها یکی از ضروریات است. بکارگیری داده‌های زیرزمینی براساس بررسی و پردازش اطلاعات مختلف نظیر اطلاعات لرزه نگاری منطقه، مغزه‌ها (Core)، مطالعات سنگ‌شناسی و رسوب‌شناسی بر روی خرده‌های حفاری (Cuttings) و یا چاه‌های همجوار، و تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی، چاه‌های نزدیک ارزش مهمی دارد. به کمک ارتباط داده‌های لرزه‌ای با اطلاعات نمودارهای چاه پیمایی و دیگر اطلاعات زمین شناسی، خصوصیات پتروفیزیکی و مخزنی میدان با منطقه مجاور مورد مطالعه تعمیم می‌یابد. چنانچه از اطلاعات لرزه‌ای به همراه اطلاعات زمین شناسی اعم از اطلاعات پتروفیزیکی، رسوب شناسی و سنگ شناسی و سایر اطلاعات بدست آمده از چاه‌ها برای تعمیم اطلاعات زمین شناسی در نقاط دیگری از میدان که دارای چاه و اطلاعات نمودارگیری زمین شناسی نیست استفاده شود. در نتیجه با تلفیق تمامی اطلاعات فوق می‌توان به مدل زمین شناسی استاتیک مطلوب میدان مورد نظر دست یافت.

## ۲- اهداف تحقیق

هدف از تحقیق، ساخت مدل زمین شناسی در افق رتاوی زیرین (فهلین) در میدان اسفندیار با استفاده از داده‌های لرزه‌ای و نمودارهای پتروفیزیکی چاه‌های این میدان می‌باشد. نتایج بدست آمده از مراحل ساخت این مدل به طور خلاصه در عبارات ذیل بیان گردیده که لازم به ذکر است مدل تخلخل، مدل نهایی مورد توجه در پایان تحقیق خواهد بود؛

- ۱) تعیین سنگ شناسی با استفاده از داده مغزه‌ای، خرده سنگ‌های بدست آمده در هنگام حفاری و بکارگیری-های نمودارهای پتروفیزیکی، تعیین میزان تخلخل مؤثر با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی.
- ۲) تعیین میزان اشباع شدگی آب در قسمت‌های مختلف مخزن
- ۳) تعیین نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل Net / Gross
- ۴) تهیه مدل زمین شناسی از تخلخل مخزن رتاوی زیرین با استفاده از عمل وارون سازی داده‌های لرزه‌ای

## ۳- موقعیت جغرافیایی و پیشینه تحقیق در ناحیه مورد مطالعه

میدان اسفندیار در شمال باختری خلیج فارس، در ۳۰ کیلومتری شمال باختری میدان فروزان، در ۹۵ کیلومتری جنوب باختری خارگ (شکل ۱) در آب‌های خلیج فارس در عمق متوسط ۴۶ متری واقع شده است، بخش ایرانی، این میدان یک تاقدیس منفرد با طول ۲۰ و عرض ۷ کیلومتر و وسعت ۱۴۰ کیلومتر مربع می‌باشد که خط مرز آبی ایران و عربستان با امتداد شمال باختر - جنوب خاوری آن را قطع کرده است. براساس تعبیر و تفسیر

داده‌های لرزه‌ای بدست آمده تا سال ۱۹۶۵ تله ساختمانی نفتی اسفندیار به یک تاقدیس نفتی بوده که همانند میداین فروزان و درود از روند شمالی جنوبی پیروی می کند ( شکل ۱) و مساحتی قریب به ۳۴۰ کیلومتر مربع را در مجموع ایرانی و عربی پوشش می‌دهد در سال ۱۳۶۶ عملیات لرزه‌نگاری ۲ بعدی (2D) و در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲)، به منظور انجام مطالعات فاز توسعه‌ای میدان، عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی (3D) انجام شد که در سازند رتاوی زیرین از این مطالعات مورد استفاده قرار گرفت همچنین توسط پژوهشگران در کشور های کویت و عربستان با توجه به همجواری و اشتراک این میدان مورد بهره برداری قرار گرفته شده [۴، ۱۱، ۲۰، ۲۳، ۲۹].

تعداد ۴ حلقه چاه اکتشافی - توصیفی ( جدول ۱) در این میدان حفاری شده است که به ترتیب E-1 و E-4 در شمال میدان و E-2 و E-3 در جنوب آن قراردارند. درچاه شماره ۱ تا عمق نهایی ۴۰۰۸ متری در طبقات ژوراسیک زیرین، حفاری گردید، وجود نفت با حفر اولین حلقه چاه در سازند فهلیان (Lower Ratawi) تأیید شد. (توان تولید ۴۰۶۰ تا ۴۲۰۰ بشکه در روز و با چگالی ۳۱/۵ ، API). در چاه شماره ۳ که بلند ترین نقطه ساختمان اسفندیار می‌باشد، به منظور بررسی پتانسیل مخزنی سازندهای بورگان و فهلیان، حفاری شد، آزمایشات در سازند فهلیان ( Ratawi Lower) تخلخل مناسبی را نشان نداد. این چاه قادر به تولید نبوده و به عنوان چاه خشک رها گردید. چاه شماره ۲، در نزدیکترین محل به خط مرزی حفاری شد. نتایج حفاری در لایه فهلیان، تولید نفت معادل ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰ بشکه در روز را نشان داده است.

چاه شماره ۴ نیز به منظور بررسی پتانسیل تولیدی افق‌های پائین سازند فهلیان (لایه یاماما) در سال ۲۰۰۵ تا عمق نهایی ۲۹۰۰ متری در لایه یاماما حفاری شد. در چاه لوءلوء ۱ (LuLu-1) که در آب‌های عربستان سعودی قرار دارد حاوی ۷۰ پاستون نفت بوده و توان تولید آن در آزمایش ساق مته تا ۳۰۰۰ بشکه در روز گزارش شده است. در این چاه میزان تخلخل لایه هم ارز رتاوی زیرین بسیار پائین بوده و چاه تولیدی محسوب نمی‌گردد. لایه تولیدی متخلخل یاماما گزارش شده است.

جدول ۱: موقعیت جغرافیایی چاه‌ها در میدان اسفندیار

Well Name	X	Y	TD (m)
(E1A)	354174.70	3194207.24	4007.90
(E2)	355799.16	3182457.03	300.00
(E3)	357062.05	3184413.01	3192.60
(E4)	355465.00	3194473.00	2900.00

#### ۴- زمین شناسی و زمین ساخت میدان اسفندیار

سه عامل اساسی تاثیر گذار در شکل گیری ساختمان‌های زمین شناسی در حوضه خلیج فارس و میداین مجاور قابل مشاهده است، عبارتند از:

- ۱- حرکت نمک‌های پرکامبرین هرمز که منجر به تشکیل ساختمان‌های زمین شناسی گنبدی شکل گردید.
  - ۲- حرکت و فشار بر روی سنگ‌های قاعده ای (چین خوردگی های عربی)، که منجر به ایجاد چین خوردگی-هایی با امتداد شمالی جنوبی در رسوبات بالایی گردید (شکل ۱).
  - ۳- کوهزایی زاگرس در ترشیری پایانی (آلپین)، که منجر به تشکیل چین های تیز و کشیده با روند شمال غرب - جنوب شرق به موازات کمربند چین خوردگی زاگرس می‌گردد [1].
- برخی از مخازن هیدرو کربوری عظیم جهان که حاوی نفت با چگالی بالا هستند در خلیج فارس قرار دارند. بخش اعظم نفت و گاز این ناحیه متعلق به دوران‌های پرمین، تریاس، ژوراسیک و کرتاسه است اغلب سنگ‌های مخزنی این ناحیه از رخساره‌های گریستون‌های بایوکلاستیک پلتی-اوولیتی و یا ریف‌های آهکی که تخلخل و تراوایی اولیه بالایی دارند تشکیل شده‌اند. سنگ پوش‌های این مخازن از جنس آهک متراکم یا انیدریت‌های توده-ای و یا شیل هستند. تجمعات نفت سنگین و آسفالت طبیعی در سمت ایرانی خلیج فارس، در طول کمان قطر دارای امتداد شمال شرقی- جنوب غربی می‌باشند [15].



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میدانی نفتی اسفندیار

اولین حرکت قابل تشخیص در ژئوسینکلاين خلیج فارس از ژوراسیک آغاز شد. در این زمان گسل خوردگی بلوکی پی سنگ و یا جریان نمک‌های کامبرین باعث تشکیل بسیاری از ساختمان‌هایی شد که امروزه شناخته شده

هستند [15] بالا آمدگی سطحی ژوراسیک پایانی و کرتاسه آغازین ناحیه شرق و شمال شرق، صفحه عربی را تحت تاثیر قرار داده است.

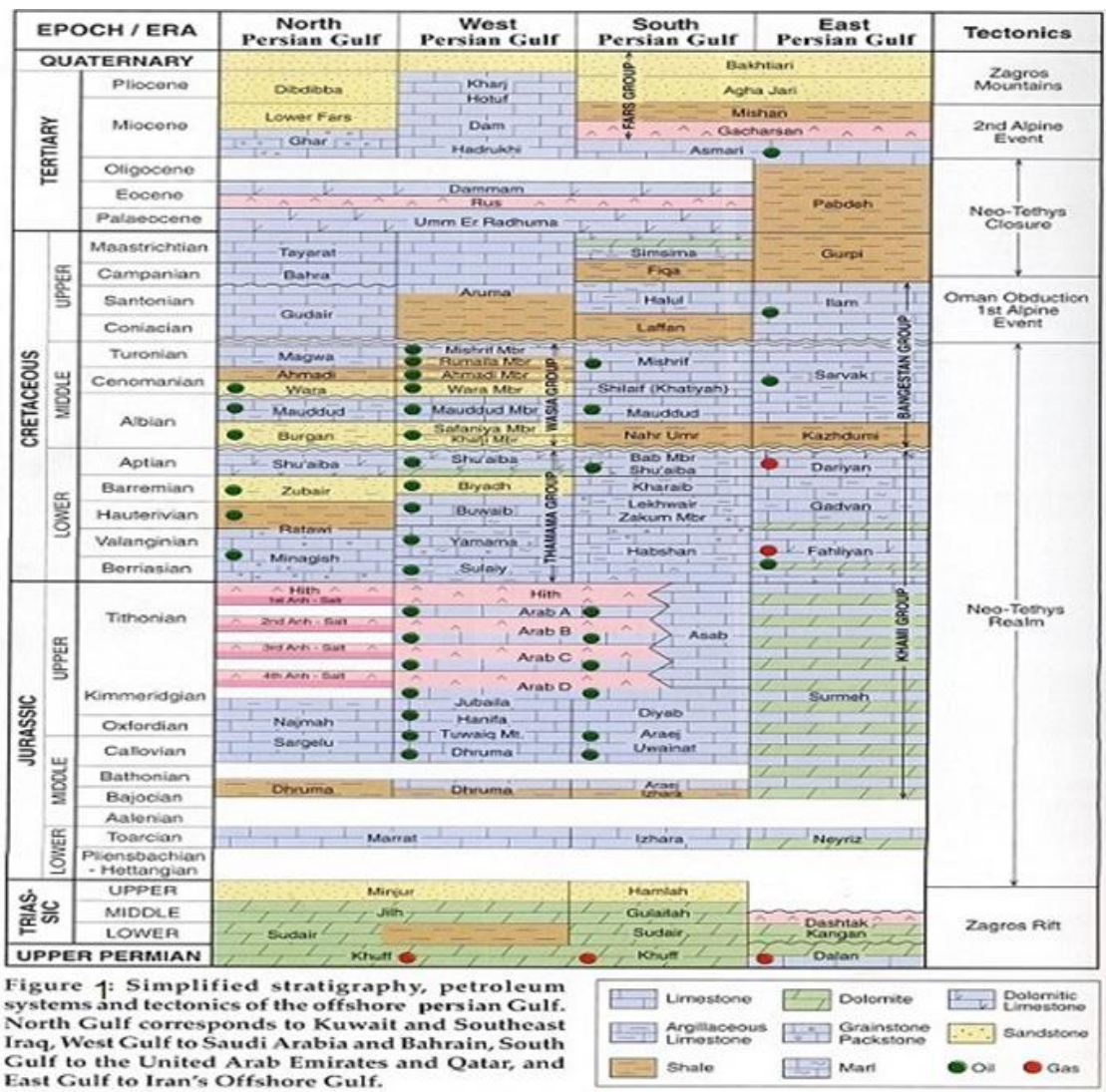
در کرتاسه زیرین تا میانی، ساختمان‌های زمین شناسی در ناحیه دریایی کویت شیب ملایم ناحیه‌ای به سمت شمال-شرق دارد و در فاصله بین کمان بورگان در غرب و کمان خفجی-نوروز در شرق هیچ ساختمانی ساخته نشده است و بنابر این تمام چاه‌های دریایی آن‌ها تا به امروز نیز، بر روی ساختمان‌های نه چندان برجسته حفاری شده‌اند. کمان خفجی-نوروز که با روند شمال-شمال شرق در انتهای شرقی مرز دریایی کویت واقع شده است [1]، یک ساختمان نامتقارن با شیب آرام به سمت شمال-شمال شرق و یال غربی شیب‌دارتر بوده و دارای یک فصل مشترک با کمان بورگان است. حرکات صفحه آفریقا-عربی در طول تاریخ زمین شناسی، بر روی زمین شناسی و توالی چینه شناسی کویت تاثیر بسزایی داشته است [17].

در ادامه کرتاسه این ناحیه یکی از پایدارترین نواحی از نظر تکتونیکی بوده است. در طی بریاسین و والانژینین محیط رسوبی در کویت به طور جانبی تدریجاً از یک پوسته کم عمق به یک محیط عمیق تر در عراق تغییر می کند. این تغییر محیط با تغییر رخساره از سازند رتاوی (والانژینین-هوتریونین) به سازند زیبر(هوتریونین) در جهات عمودی و افقی، همراه بوده است. واضح است که پیشروی دریا در عربستان سعودی دیرتر رخ داده است. که در ضمن آن سازند سولی (جدول ۲) که در طی ژوراسیک پایانی تا والانژینین رسوبگذاری شده است، توسط رسوبات سازند یاماما پوشیده می شود. سازند یاماما که با پکستون بیوکلاستیک آن مشخص است از سازند بوئیب (هوتریونین میانی تا بارمین میانی) با یک ناپیوستگی جدا می شود [10].

## ۵-چینه شناسی میدان اسفندیار

سازند فهلیان در میدان اسفندیار، (جدول ۲) معادل با رتاوی زیرین، یاماما و منیفا است و شامل تناوب لایه‌های آهک، آهک رسی، شیل آهکی و گاهی آهک‌های دولومیتی است. فهلیان در اسفندیار دارای دو بخش نفت دار آهک رتاوی زیرین و آهک یاماما می باشد. در بخش رتاوی بالایی (بخش غیر نفتی معادل گدون زیرین) عمدتاً از سنگ آهک‌های ریزدانه و آهک رسی تشکیل شده که اغلب تراکم و فاقد تراوایی هستند. این قسمت از سازند فهلیان، در چاه E-1A (شمال میدان)، ضخیم تر از چاه‌های E-2 و E-3 (جنوب میدان) بوده و به سمت میدان فروزان در جنوب میدان اسفندیار، از ضخامت آن کاسته می شود. که در این میدان دارای پتانسیل هیدروکربوری نیست.

جدول ۲: چینه شناسی و سیستم‌های نفتی در خلیج فارس [16].



۱-۵- مخزن رتاوی زیرین (یامامای بالایی):

معادل میانجیش در جنوب خاوری عراق و کویت و در عربستان سعودی سازندهای بویب، یاماما و سولای می- باشد [ ۱۱، ۲۳، ۲۴]. بخش میانی و پایینی سازند گدون در جنوب باختری ایران از نظر سنی معادل سازند فهلپان (یاماما) می‌باشد (جدول ۲). بخش بالایی سازند گدون در لرستان از نظر سنی معادل بخش زیرین سازند داریان نامگذاری گردیده است. بخش پائینی سازند رتاوی، با سنگ آهک شروع شده و در تمامی ناحیه (میادین اسفندیار، لوءلوء و فروزان) توسعه می‌یابد (شکل ۱). عمق شروع رتاوی زیرین در چاه‌های E-1A، E-2، E-3، E-4 به ترتیب ( ۲۵۶۹، ۲۵۲۷، ۲۵۴۰ و ۲۷۲۷) متر می‌باشد. این سازند آهکی (کربناته) با میان لایه‌هایی از شیل نازک است که شامل کالک آنریت تا کالسی رودایت (وکستون و پکستون) است. تخلخل در این مخزن شامل تخلخل بین دانه‌ای و حفره ای و ضخامت در شمال میدان اسفندیار نسبت به جنوب آن بیشتر بوده که در قسمت- های جنوبی میدان، این مخزن، تبدیل به شیل‌هایی با خواص ضعیف مخزنی می‌شود بنابراین یک لایه شیب‌دار

گوه‌ای شکل، در بین چاه‌های E-1A و E-3 بوده که خواص مخزنی خوبی را از خود نشان می‌دهد. نقشه هم ضخامت سازند فهلیان در این میدان، نشان می‌دهد که ضخامت این سازند در ناحیه چاه‌های اسفندیار ۲-E و اسفندیار (E-3) در جنوب میدان، دارای اختلاف کم و نسبت به چاه اسفندیار ۱ (E-1A) در شمال آن، در حدود ۲۵ متر ضخیم تر می‌گردد. در شمال میدان اسفندیار، ۱۷ متر از سازند رتاوی زیرین دارای شرایط مخزنی مناسب بوده و تخلخلی معادل ۲۱/۴ درصد دارد. در ناحیه جنوب باختری میدان اسفندیار (در چاه E-2)، این لایه مشتمل بر سنگ آهک ریزدانه میکریتی با تخلخل زمینه‌ای و نفوذپذیری نسبتاً پائین بوده و لذا تولید در این سازند در جنوب میدان کمتر از شمال آن گزارش شده است.

بر اساس اطلاعات ژئوفیزیکی، زمین شناسی، پتروفیزیکی، آزمایشات چاه‌ها و اطلاعات حاصل از مغزه‌ها، مهمترین مخازن این میدان شامل دو مخزن نفتی موجود در بخش رتاوی زیرین، به نام زون‌های A و B نامگذاری شده‌اند (گزارش داخلی نهایی زمین شناسی شرکت نفت فلات قاره).

زون (A) رتاوی زیرین: قسمت بالایی بخش رتاوی زیرین با ضخامتی در حدود ۱۵ متر، متخلخل و در شمال میدان حاوی نفت با چگالی ۳۴ (API) است، تخلخل این زون در قسمت‌های جنوبی میدان بسیار کاهش یافته و تبدیل به آهک نفوذناپذیر می‌شود. برای توسعه میدان، آگاهی از چگونگی گسترش این افق در مخزن ضروری است.

زون (B) رتاوی زیرین: زون دوم نفتی (B) با ۱۴ متر ضخامت، در بخش پائینی افق رتاوی زیرین در چاه E-4 دیده شده است. و از شمال تا جنوب مخزن، گسترش دارد و تخلخل زون (B) نیز در قسمت‌های شمالی میدان بیشتر از قسمت‌های جنوبی است. نفت خام قابل تولید در شمال و جنوب میدان، با چگالی ۳۲-۳۴ (API) از این زون تولید شده است.

## ۶- مواد و روش تحقیق

ادغام روش‌های مختلف سنجش در علوم زمین به منظور غلبه بر محدودیت در هر روش مطالعاتی از راهکارهای اساسی به شمار می‌رود استفاده از برگردان (وارون سازی) لرزه‌ای یکی از این روش‌های تلفیقی است [28]. در این روش، داده‌های لرزه‌ای به امپدانس صوتی تبدیل شده و امکان محاسبه و تعمیم خواص پتروفیزیکی از آن فراهم می‌شود [3]. در برگردان (وارون سازی)، ابتدا از لاگ سونیک (صوتی) و چگالی، لاگ امپدانس صوتی (Z) و سپس از این لاگ، سری ضرائب بازتاب (Rc) محاسبه می‌شود [16]. با هم‌آمیختن یک موجک لرزه‌ای (Wi) در سری زمانی ضرائب بازتاب، یک لرزه نگاشت مصنوعی حاصل می‌شود [12] (شکل ۲). این لرزه نگاشت مدلی است که به روش مستقیم از زمین تهیه شده و در آن از خصوصیات زمین، داده‌های لرزه‌ای ساخته می‌شود، حال آنکه در برگردان (وارون سازی) لرزه‌ای، از داده‌های لرزه‌ای، ماهیت و خصوصیات زمین محاسبه می‌شود. به همین منظور، پس از ساخت لرزه نگاشت مصنوعی و تطابق آن با داده‌های لرزه‌ای (شکل ۳) واقعی، آن را کالیبره

کرده و بالا و پایین سازندها بر روی داده‌های لرزه‌ای را مشخص می‌کنند [30]. پس از شناسایی، بالا و پائین سازندها در محل چاه‌ها، داده‌های لرزه‌ای تفسیر (Pick) می‌گردد. سپس این مکعب از داده‌های لرزه‌ای مدل شده، با واهم‌آمیخت موجک لرزه‌ای، برگردان (وارون سازی) و سری ضرایب بازتاب (شکل ۴) و سپس مکعب امپدانس صوتی حاصل می‌شود. با رسم متقابل (Cross plot) امپدانس با لاگ‌های تخلخل، حجم شیل ... در محل چاه‌ها می‌توان روابطی را میان امپدانس و هر کدام از خصوصیات پتروفیزیکی فوق بدست آورد [5، 6] و با اعمال روابط فوق به کل مکعب امپدانس، می‌توان آن‌را به مکعبی از خصوصیات مورد نظر تبدیل کرد (اشکال ۶، ۷). مثلاً از رسم متقابل امپدانس و تخلخل در محل چاه، رابطه‌ای بین آنها بدست می‌آید که با اعمال این رابطه به مکعب امپدانس صوتی، مکعب تخلخل حاصل می‌شود. با داشتن این مکعب علاوه بر امکان تخمین دقیقتر میزان نفت برجا، میتوان بهترین محل‌های حفر چاه را نیز تعیین نمود (اشکال ۸ و ۹). بدیهی است کمی کردن عدم اطمینان در سنجش‌های ژئوفیزیکی و مخزنی مثل عدم اطمینان حاصل از خصوصیات امپدانس و تخلخل به جهت آنالیزریسک توسعه بسیار ضروری است [8]. در این راستا ابتدا داده‌های خام را با نرم افزار Geolog (شکل ۱۰) مورد بررسی قرار داده و پس از تجزیه و تحلیل در این تحقیق، داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی چاه‌ها را تجزیه و تحلیل نموده و نتایج استخراجی ثبت گردید (شکل ۱۱). سپس توزیع این پارامترها در چاه‌های مورد مطالعه بررسی شد و بر اساس حد برش‌های در نظر گرفته شده برای هر یک از این پارامترها زون بندی پتروفیزیکی در هر یک از چاه‌ها انجام گرفت. با پایان مراحل پتروفیزیکی و شروع مراحل ژئوفیزیکی به ترتیب ساخت لاگ مصنوعی (Synthetic log) و مقطع لرزه‌ای [3]، تطابق بین لاگ‌های چاه و داده‌های لرزه‌ای، پیک کردن افق‌های مختلف، ابتداً و سپس جهت وارون سازی استخراج موجک، وارون سازی داده‌های لرزه‌ای، و به دست آوردن سری ضرایب انعکاسی "Rc"، واهم‌آمیخت و تبدیل آنها به امپدانس صوتی (Z)، تبدیل امپدانس صوتی به تخلخل و مقایسه تخلخل حاصله با تخلخل حاصل از چاه شاهد آمده است.

## ۱-۶- مراحل اجرا

- ۱) گردآوری اطلاعات: داده‌های لرزه‌ای، نمودارهای چاه (نوترون، صوتی، چگالی، کلیپر، اشعه گاما و مقاومت) گردآوری شد.
- ۲) آماده سازی داده‌ها: نرم افزارهای این تحقیق فرمت‌های خاصی از داده‌های اولیه را می‌پذیرند (Las, Lis, Dlis, Ascii) لذا مرحله رقمی سازی لاگ‌های چاه از تصاویر آنولوگ صورت گرفت.
- ۳) ساخت تریس مرکب لرزه‌ای و تریس مصنوعی: از طریق داده‌های لرزه‌ای و داده‌های لاگ سرعت و چگالی، موجک مصنوعی، لاگ امپدانس Z و تریس ضرایب بازتاب لرزه‌ای Rc توسط نرم افزار ساخته شد. نرم افزار امکان مقایسه تریس مصنوعی ساخته شده با تریس لرزه‌ای برداشت شده در نزدیکترین نقطه به چاه را با یکدیگر فراهم می‌کند. برای ارتباط داده‌های لرزه‌ای و لاگ، بایستی برای هر چاه لرزه‌نگاشت‌های مصنوعی ساخته



و با داده های لرزه ای تطبیق داده شوند ( شکل ۲). سپس این سائیزموگرام مصنوعی از طریق فرایندهای کشیده و فشرده شدن با داده های لرزه ای مطابقت داده می شود. ساختن لاگ لرزه نگاشت مصنوعی به این معنا است که با توجه به لاگ های موجود شامل چگالی و سونیک یک تریس مصنوعی ساخته می شود. ساخت این لاگ لرزه نگاشت مصنوعی و در صد تطابق آن با داد های لرزه ای نشانگر صحت کار است.

رهگیری و تفسیر افق های زمین شناسی (**Horizon Picking**) تمام یک افق از نظر محل تلاقی چاه با داده های لرزه ای در **Xline ۱۷۵۳** بردشت انجام شده ( شکل ۳) توسط شرکت فلات قاره

زمانی، زمان برابر دارند، فاصله بین دو افق پیک می گردد که به عنوان یک سازند در نظر گرفته می شود. در این شکله محور افقی **Xline** و محور عمودی **Inline** را نشان می دهد. حاصل این کار شکل هندسی فضایی سطح فوقانی سازند مورد مطالعه است.

(۴) **تفسیر لاگ های چاه:** تفسیر این لاگ ها به کمک نرم افزار **Geolog** انجام شد ( شکل ۱۰،). (شرح بیشتر گفته خواهد شد).

(۵) **بارگذاری داده ها (Data Loading):** در مطالعات تفسیر و تعبیر داده های لرزه ای، ابتدا لازم است داده های مورد نیاز در نرم افزار بارگذاری شود. برای این منظور باید یک پایگاه داده توسط آن نرم افزار تهیه و داده ها در آن ذخیره شود. در بارگذاری داده های چاه (موقعیت چاه ها، سر سازندها و عمق آنها، لاگ های مختلف و....) در نرم افزار همپسون راسل (**HRS**) بارگذاری می گردند. در بارگذاری داده های لرزه ای داده های لرزه ای سه بعدی پس از برانبارش میدان در بخش (**HRS**) (**starta**) قرار می گیرند

(۶) **تطبیق چاه ها (Well ties):** همساز کردن اطلاعات چاه با داده های لرزه ای را تطبیق چاه (**well tie**) می گویند. در وارون سازی، آگاهی دقیق از محل قرار گیری سازند مخزن و مشاهده آن روی تریس لرزه ای، بسیار مهم است. به کمک لاگ های صوتی و چگالی نگاشت مصنوعی چاه مربوطه ایجاد شده با اثر لرزه ای واقعی مقایسه می گردد.

(۷) **برگردان (وارون سازی) داده های لرزه ای (ساخت مدل امپدانس):** که به معنی بدست آوردن خصوصیات زمین، نظیر امپدانس لایه ها و یا تخلخل افق مورد مطالعه از اطلاعات حاصل از واهمامیخت (**Rc**) می باشد. مدل ساخته شده در محل باز تابنده ها اطلاعات خاصی از حد فاصل بازتابنده ها (درون لایه ها)، ارائه نمی دهد. در برگردان (وارون سازی)، داده های لرزه ای. در بخش (**strata**) از نرم افزار (**HRS**) تبدیل به امپدانس شده و به این ترتیب خصوصیات سنگ شناسی و پتروفیزیکی درون لایه ها را نشان می دهد [27].

در ادامه، مکعب های امپدانس حاصل از روشهای مختلف برگردان (وارون سازی)، از نظر میزان انطباق (**correlation**) و مقدار خطای متوسط آنها در مقایسه با امپدانس محاسبه شده در محل چاه ها، تحلیل شده و بهترین روش (از نظر انطباق)، برای محاسبه تخلخل مخزن در پهنه میدان به روش شبکه عصبی، انتخاب خواهد شد

برخی تعاریف و مفاهیم اساسی و نگاهی بر جزئیات اجرای پروژه مطالعاتی

امپدانس صوتی: امپدانس صوتی حاصل ضرب سرعت موج P در چگالی محیط است. به تعبیر دیگر، امپدانس صوتی، مقاومت سنگها در برابر انتشار امواج الاستیک است. که می تواند اطلاعات و تفسیر درستی از توزیع سیال، ویژگیهای لیتولوژیکی، چینه شناسی و ساختمانی مخازن نسبت به داده های لرزه ای معمولی بدهد.

سری زمانی ضرایب بازتاب: سری ضرایب بازتاب یا بازتابندگی یکی از مفاهیم فیزیکی اساسی در لرزه نگاری می باشد.

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}v_{i+1} - \rho_i v_i}{\rho_{i+1}v_{i+1} + \rho_i v_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}$$

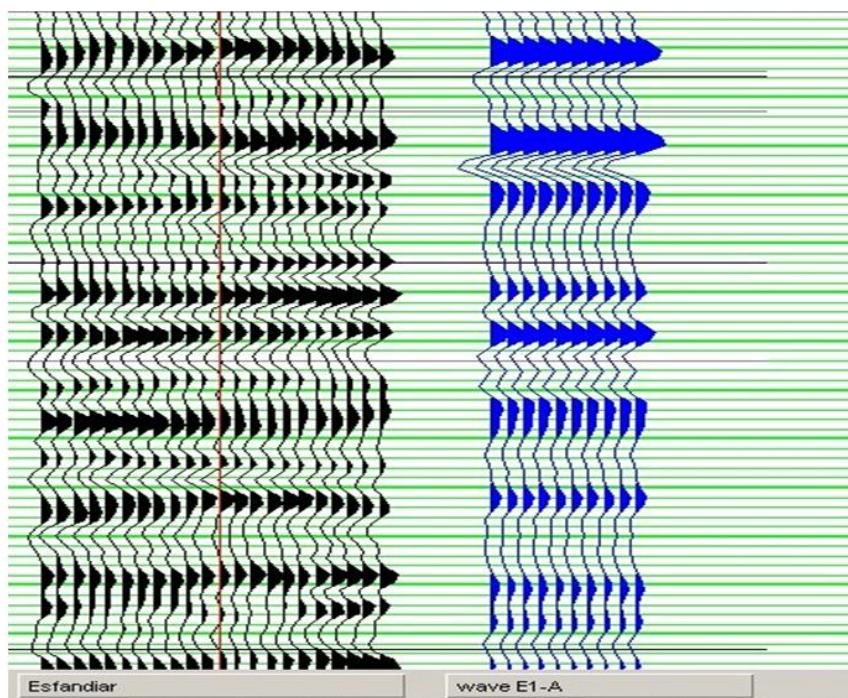
$r$  = ضریب بازتاب

$\rho_i$  = چگالی لایه  $i$  ام

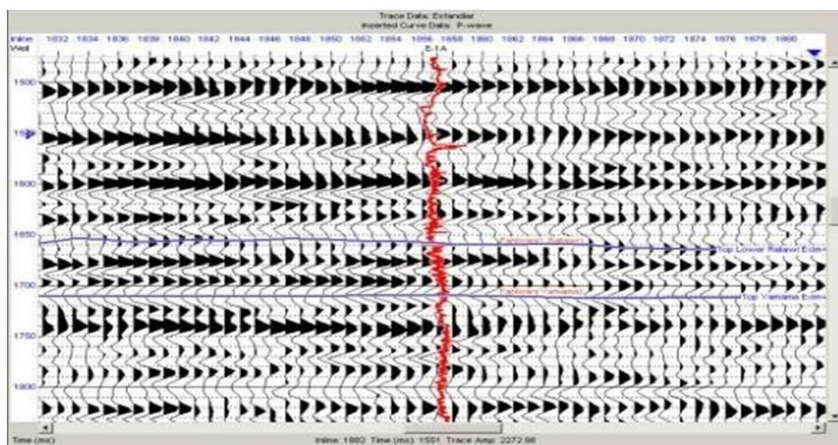
$v$  = سرعت موج P

$Z_i$  = امپدانس صوتی لایه  $i$  ام (لایه  $i$ ، در بالای لایه  $i+1$  قرار دارد)

$K$  = ضریب ثابت می باشد



شکل ۲: انطباق لرزه نگاشت مصنوعی (سمت راست) با داده های لرزه ای برداشت شده (سمت چپ) در چاه شماره ۴

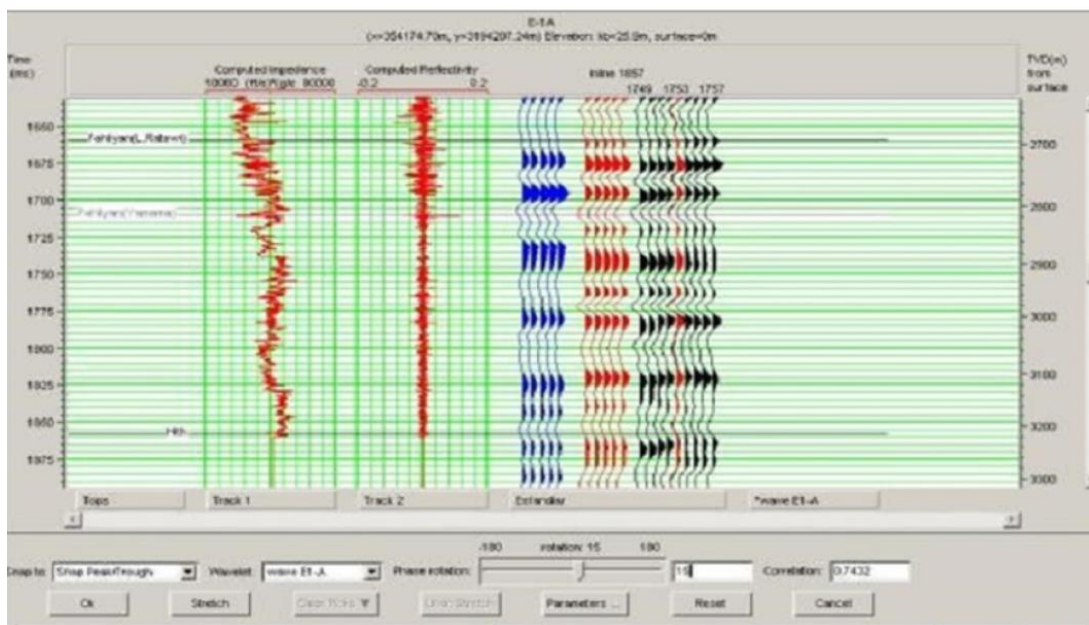


شکل ۳: محل تلاقی چاه بی ۱ با داده‌های لرزه‌ای

لرزه نگاشت مصنوعی: به کمک لاگ های صوتی و چگالی چاه، لاگ امپدانس حاصل از آنها ساخته میشوند (شکل ۲) این لاگها در حوزه عمق محاسبه شده اند در حالیکه داده های لرزه ای در حوزه زمان هستند. که لازم است که لاگ های فوق از حوزه عمق به حوزه زمان انتقال یابد. با دانستن ارتباط زمان - عمق در چاه، این کار به آسانی صورت می پذیرد. به این منظور اغلب از داده های سرعت نظیر VSP یا Checkshot استفاده می شود. سپس لاگ بازتابش (سری ضرائب بازتابش RC) محاسبه می گردد. که از هم آمیخت یک موجک لرزه ای با این توالی (سری ضرائب بازتابش، لرزه نگاشت مصنوعی، حاصل می شود. (شکل ۳)

استخراج موجک: یک تریس لرزه ای حاصل هم آمیخت بین موجک لرزه ای و سری ضرائب بازتاب زمین است، تریس (نگاشت) لرزه ای در حوزه فرکانس، حاصل ضرب تبدیل فوریه سری ضرائب بازتاب و تبدیل فوریه موجک است [26]. چنانچه طیف دامنه و فاز موجک لرزه ای مشخص شود، موجک مذکور تعریف شده است، ساخت آن به این ترتیب است که طیف دامنه ای موجک لرزه ای با استفاده از چندین تریس لرزه ای به عنوان ورودی محاسبه می شود و این دامنه برای ساخت یک موجک خروجی فاز صفر استفاده می شود [16]. استخراج موجک لرزه ای (رفع اثر وجود آن در یک تریس لرزه ای)، یک کار ضروری است که با انجام آن به سری ضرائب بازتاب (RC) خواهیم رسید. (استفاده از موجک فرضی مانند ریکر) سپس این لرزه نگاشت به روش کشیدن با تریس لرزه ای واقعی همساز و منطبق می شود. پس از آنکه درجه انطباق و همبستگی این دو دسته داده به میزان قابل قبولی رسید، از تلفیق آنها موجک قابل قبول تری (دقیق تری) استخراج می شود. با تطبیق دادن لرزه نگاشت مصنوعی و تریس لرزه ای واقعی و مشخص شدن محل دقیق قرارگیری سرسازندها، بر روی تریس لرزه ای، این سرسازندها در تمام گستره میدان تفسیر می شوند. در بخش (Strata) از نرم افزار (HRS) با پلات کردن داده های چاه (سرسازندها) بر روی داده های لرزه ای امکان ردیابی و تفسیر سرسازندها بر روی داده های لرزه ای فراهم می شود. برای شروع اینکار بهتر است خطوط Inline یا Xline از داده های لرزه ای انتخاب شود که با چاهها تلاقی داشته باشد به عنوان مثال Xline شماره ۱۷۵۳ از داده های سه بعدی میدان اسفندیار، با چاه E-IA

تلاقی دارد، این موضوع در شکل دیده می شود ( شکل ۳). با توجه به اینکه مخزن مورد مطالعه، مخزن بالایی فلهلیان (رتاوری زیرین) است، سرسازندهای رتاوی زیرین، سرسازند یاماما، و سرسازند هیث Pick شدند. همآمیخت: در زمین موجک (w) توسط لایه هایی که امپدانسهای صوتی متفاوت دارند فیلتر می شود. تفاوت امپدانسهای لایه های مختلف، سری زمانی ضرائب بازتابش را تشکیل می دهد ( شکل ۴). این سری را اغلب با RC نمایش می دهند نتیجه عبور موجک اولیه (W) از لایه های فوق، ردی (موجی) است که بر روی نگاشت (تریس) لرزه ای دیده می شود.



شکل ۴: لاگها و سری زمانی ضرائب بازتاب حاصل از آنها را در چاه بی ۱ نمایش می دهد

همآمیخت یعنی همآمیختن موجک اولیه (w) با سری زمانی ضرائب بازتابش (R) که منجر به تشکیل تریس لرزه ای (S) می شود که آن را با معادله زیر نشان می دهند:  $S=W*R$  در این معادله علامت \* نشان دهنده عمل همآمیخت است.

واهمآمیخت: در روش لرزه نگاری موجکی (w) تولید می شود که لازم است شکل این موجک محاسبه شود، موج (تریس) لرزه ای (S) نیز اندازه گیری (ثبت) می شود. در واهمآمیخت تنها مجهول، سری زمانی ضرائب بازتاب (R) است. برای استخراج سری ضرائب بازتاب (R) از تریس لرزه ای (S)، لازم است که تریس لرزه ای (S)، واهمآمیخت شود. در اینجا بیان یک نکته ضروری است و آن اینکه در طرف دوم معادله همآمیخت؛ \*، علاوه بر موجک (w) و سری ضرائب (R)، مولفه دیگری به نام نوفه وجود دارد به عبارت دیگر، تریس لرزه ای (S)، حاصل همآمیخت موجک در سری ضرائب بازتاب، در حضور مولفه هایی نظیر، انعکاسات (Reverberation)، شبه زایی (ghosting)، پراکندگیها (Diffractions)، چندگانه ها (Multiples) و نوفه (Noise) می باشد. در نتیجه ضروری است که در عمل واهمآمیخت، روشهایی برای حذف یا تضعیف سیگنالهای ناخواسته و در نتیجه فشرده کردن موجک (w) به پالس خاری شکل (Spike) به نام پالس دیراک وجود داشته باشد [18]. با انجام

این عمل، مولفه های مهم زمین شناسی (سری ضرائب بازتاب Rc)، واضح تر خواهد شد. واهمآمیخت، یک روش تحلیلی برای حذف اثرات فیلترهای قبلی نظیر آنچه که در عمل همآمیخت رخ می دهد، می باشد. عملگر واهمآمیخت یا فیلتر معکوس (I) به گونه ای طراحی میشود که از همآمیخت آن با موجک لرزه ای (w)، یک پالس خارشکل یا همان تابع دیراک ( $\delta$ ) حاصل شود (یعنی  $I*W = \delta$ ) سپس این فیلتر معکوس طراحی شده (I)، با تریس لرزه ای (S) همآمیخت شده و در نتیجه سری ضرائب بازتابش (Rc)، حاصل می شود (یعنی  $I*S=R$ ).

### روشهای وارون سازی داده های لرزه ای:

دو دسته کلی روش های وارون سازی قبل از مرحله انبارش (Pre stack) داده های لرزه ای و پس از بر انبارش (Post stack) وجود دارد [16]. از روشهای قبل از انبارش می توان به وارون سازی بر اساس دامنه موج و وارون سازی بر اساس زمان سیر موج (توموگرافی لرزه ای) اشاره کرد. تکنیک های پس از انبارش عبارتند از: وارون سازی زمین آماری، وارون سازی Band limited، وارون Sparse spike و وارون سازی Model based و وارون سازی از طریق شبکه عصبی [9].

### برگردان (وارون سازی) به روش شبکه عصبی:

شبکه عصبی مصنوعی (شکل ۵)، مدلی است که به وسیله نرم افزار، شبیه سازی می شود. عملکرد آن شبیه به مغز انسان است [11]. این شبکه یک سیستم پویا و غیر خطی است که از تعداد زیادی واحد پردازش (نرونها) و اتصالات بین آنها تشکیل می شود. شبکه عصبی برای حل مسائلی که راه حل آنها شناخته نشده و مدل علت و معلولی آنها وجود ندارد یا دارای ابهام قابل ملاحظه ای است، به کار می رود. شبکه عصبی بر خلاف کامپیوتر که نیازمند دستورهای کاملاً صریح و مشخص است، به مدل های ریاضی احتیاج ندارد بلکه مانند انسان تجربه کسب می نماید سپس نتیجه این تجربیات را تعمیم می دهد [7]. امروزه این شبکه ها در طیف وسیعی از صنایع و از جمله صنعت نفت کاربردهای عملی دارند. برای حل هر مسئله شبکه های عصبی سه مرحله را طی می کنند که این سه مرحله عبارتند از:

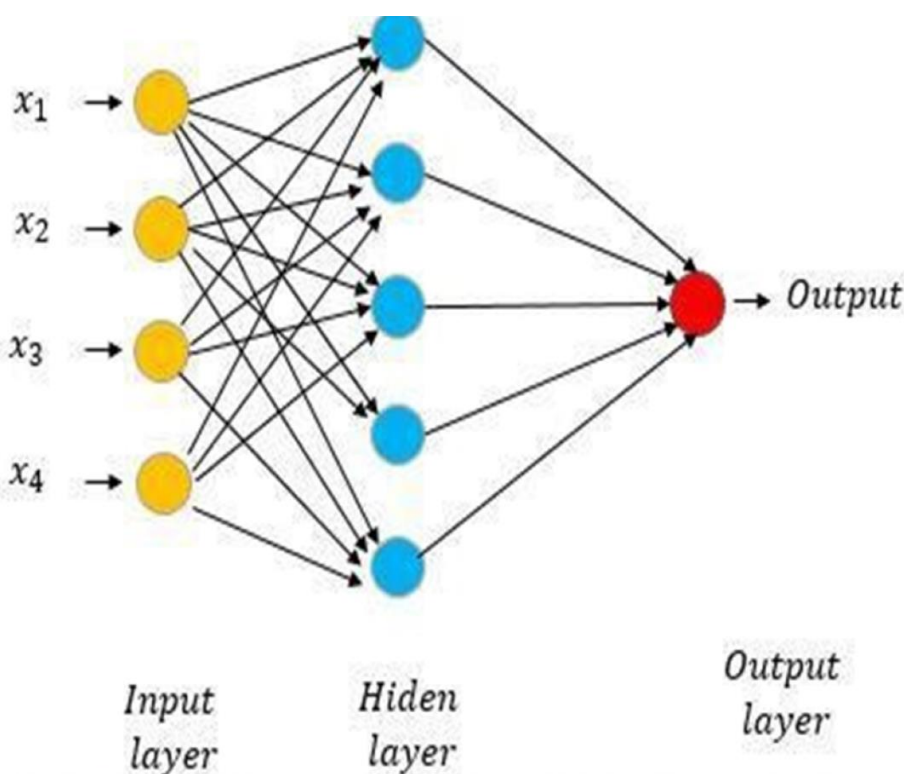
(۱) آموزش، (۲) تعمیم و (۳) اجراء آموزش، فرآیندی است که طی آن شبکه عصبی می آموزد تا الگوی موجود در ورودی ها را (که به صورت مجموعه داده های آموزشی هستند) بشناسد. برای این منظور هر شبکه عصبی از مجموعه ای از قوانین یادگیری که نحوه یادگیری را مشخص می کنند، استفاده می کند. تعمیم، توانایی شبکه عصبی برای ارائه جواب قابل قبول برای ورودی هایی است که در مجموعه داده های آموزشی مربوط به فرایند آموزش نبوده اند. استفاده از شبکه های عصبی برای انجام عملکردی که به آن منظور طراحی شده است را، اجرا می گویند. در مرحله آموزش، شبکه عصبی وزن هایی را به ورودی ها اعمال می کند، که به آنها وزن های داخلی می

گویند. در این مرحله وزن‌های داخلی آنقدر تغییر می‌کنند تا به وضعیت مناسب برسند. وضعیت مناسب عبارت است از بهترین ارتباط میان ورودی و خروجی. در حقیقت هر شبکه عصبی، سه لایه دارد که عبارتند از: لایه‌های ورودی، لایه میانی (رابط) و لایه خروجی. شبکه عصبی در لایه میانی (رابط) مقادیر متناسب وزن‌های داخلی را محاسبه کرده و بهترین حالت را برای رسیدن به خروجی مورد نظر، بر می‌گزیند. لایه میانی یک لایه مخفی بوده و از فعال و انفعالات انجام شده در این لایه اطلاعاتی داده نمی‌شود. از همین رو گاهی شبکه عصبی را مدل جعبه سیاه نیز می‌نامند. با این همه جوابهای شبکه عصبی غالباً صحیح و با شرایط کمی حاکم بر محیط سازگار می‌باشد. چنانچه شبکه‌های عصبی شرایط ذیل را داشته باشد قادر به پیش‌بینی خواهد بود (اشکال ۶، ۷)

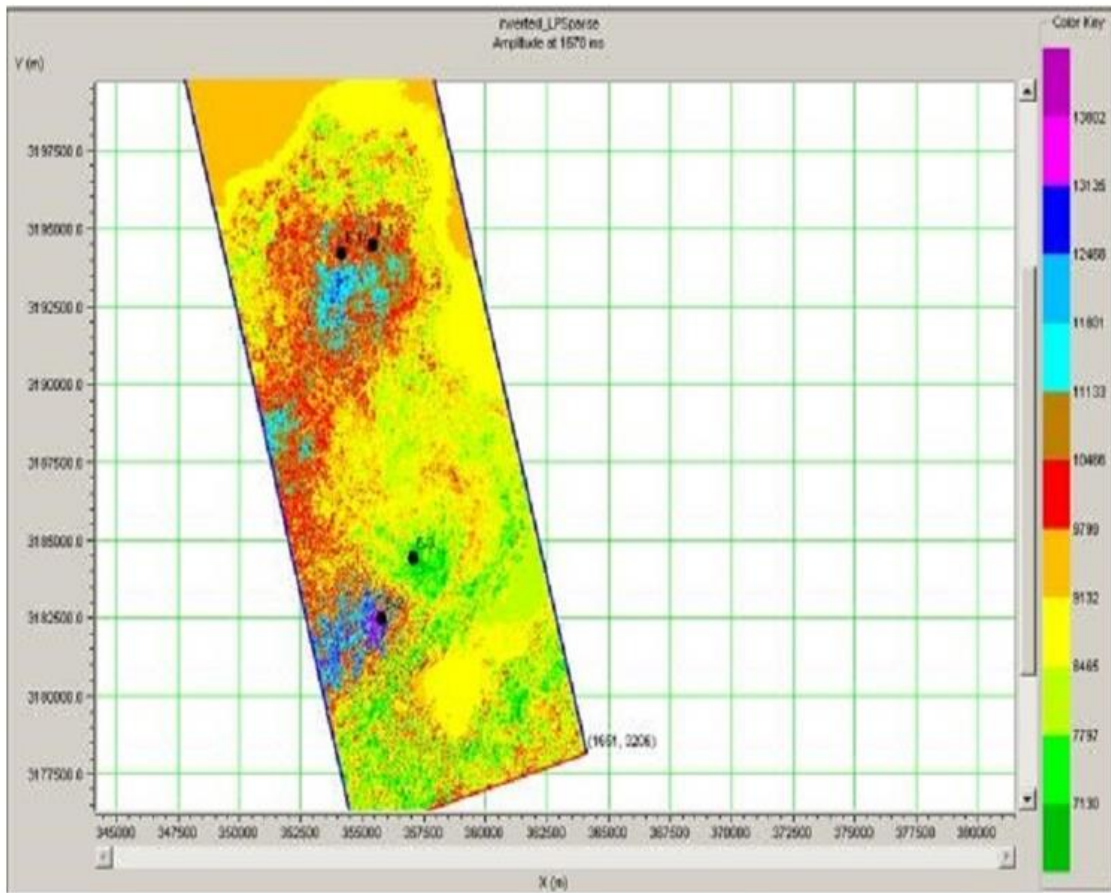
۱) ورودی‌ها شناخته شده باشند به عبارت دیگر متغیرهایی که جواب (مقادیر خروجی) را کنترل می‌کنند و روی آن‌ها تاثیر گذار هستند، مشخص باشند.

۲) خروجی شناخته شده باشد به این معنی که متغیری که مورد پیش‌بینی است کاملاً مشخص باشد.

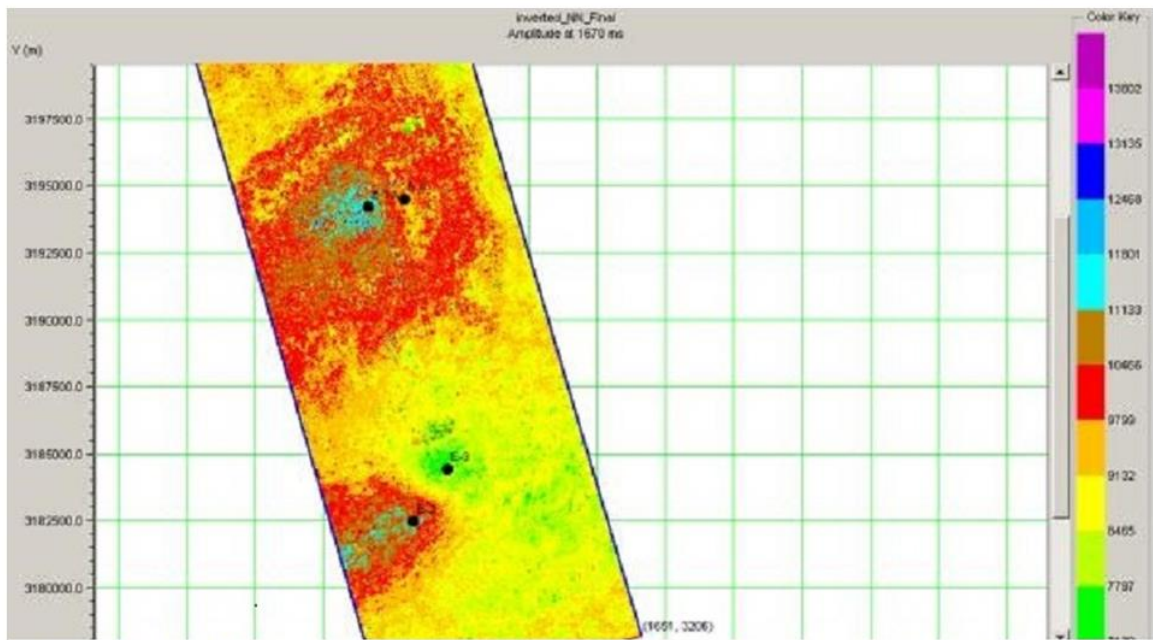
۳) داده‌های کافی برای آموزش شبکه عصبی در دسترس باشد. به عبارت دیگر مثال‌ها و حالات تحقق یافته کافی وجود داشته باشد. که در آنها ورودی‌ها و خروجی‌های متناظر آن‌ها، معلوم باشند (شکل ۵)



شکل ۵: دباگرام شبکه عصبی همراه با سه تابع ورودی و پنج گروه پنهان



شکل ۶: مقطع زمانی از مکعب امیدانس حاصل از الگوریتم خارهای پراکنده (برنامه سازی خطی)



شکل ۷: مقطع زمانی از مکعب امیدانس حاصل از الگوریتم شبکه عصبی، بخش های سبز در این مدل دارای امیدانس کمتر

## محاسبه تخلخل به روش شبکه عصبی

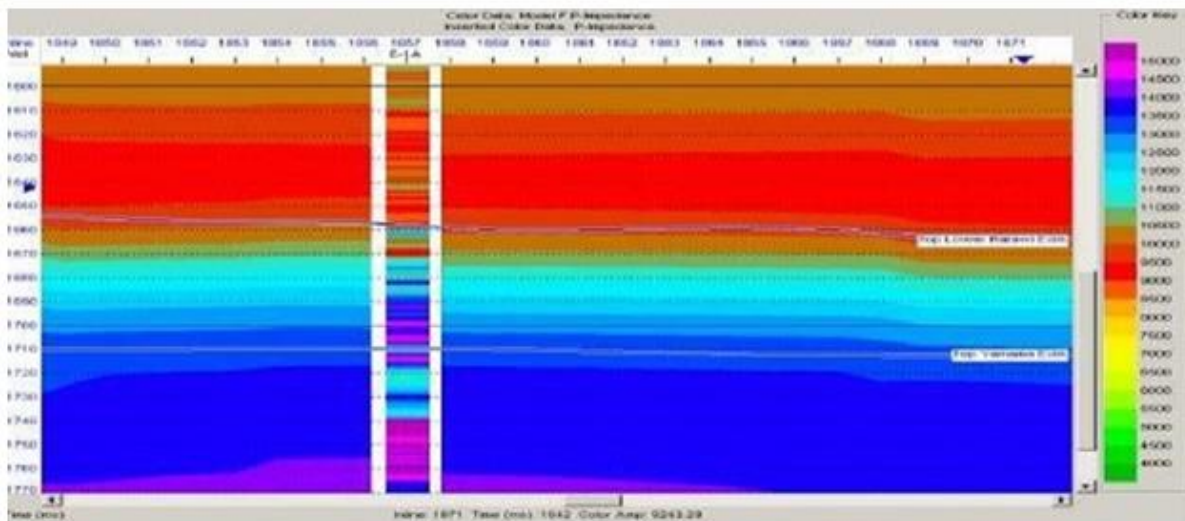
تخلخل، در مخازن عمدتاً توسط سیالاتی نظیر گاز، نفت و آب پر می شود و بصورت درصد (تخلخل. ۱۰۰) و با حرف لاتین  $\phi$  نمایش داده می شود تخلخل از روی مغزه ها و یا با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی [2]، بخصوص چگالی، صوتی و نوترون و از روی داده های لرزه ای نیز قابل محاسبه است. این شبکه عصبی جهت پیش بینی مستقیم لاگ های چاه، از داده های لرزه ای معرفی شده در شکل دیده می شود. این شبکه شامل یک لایه ورودی یک لایه خروجی و یک یا چند لایه پنهان است. هر لایه دارای گره هایی بوده و به هر یک از این گره ها، یک وزن، اختصاص می یابد [7].

این وزنها نتایج بدست آمده در لایه خروجی را تعیین می کنند. اگر به جای ضرب کردن وزنها در متغیرهای ورودی، از یک عملگر هم آمیختی استفاده شود. آنگاه، با افزایش طول این عملگر، تعداد نشانگرهای مؤثر در تعیین رابطه تبدیل، افزایش می یابد. لایه خروجی تنها یک گره دارد، زیرا خروجی قرار است یک ویژگی مخزنی منفرد باشد. مرحله آموزش شبکه شامل یافتن بهترین وزنها برای گره ها است. استفاده از تعداد یا مقادیر نشانگرها به اندازه بیش از میزان مناسب باعث ایجاد خطا در رفتار شبکه عصبی می شود (بیش آموزی). برای پرهیز از وقوع فرآیند بیش آموزی، بایستی تعداد مناسب نشانگرهای لرزه ای جهت استفاده در پیش بینی ها، محاسبه شود. این موضوع در فرآیندی به نام اعتبارسنجی (Validation) انجام می شود. با انجام اعتبارسنجی، تعداد مناسب نشانگرهای لرزه ای مشخص شده و نشانگرهای اضافه حذف می شوند.

در این تحقیق، برای محاسبه تخلخل مخزن رتاوی زیرین در کل میدان اسفندیار به روش شبکه عصبی، ابتدا حجم کل داده های لرزه ای در محدوده این مخزن به عنوان داده های خام و در ادامه امپدانس های حاصل از برگردان (وارون سازی) به روش شبکه عصبی در محل چاههای موجود به عنوان نشانگر لرزه ای بیرونی، جهت آموزش به شبکه عصبی معرفی گردید. سپس نتایج آموزش شبکه عصبی، به تمام حجم داده های لرزه ای در سرتاسر مخزن، اعمال گردیده و مکعب امپدانس و سپس تخلخل مخزن در گستره میدان اسفندیار محاسبه شد. (شکل ۱۵) (تخلخل مخزن فهلیان (رتاوی زیرین) در میدان اسفندیار را نشان می دهد. نتایج حاصل از اعمال شبکه عصبی انطباق فوق العاده ۹۵ درصدی را با تخلخل واقعی نشان می دهد.

با اجرای آزمون اعتبارسنجی مشخص شد که تعداد ۷ نشانگر لرزه ای برای محاسبه تخلخل مناسب است. لذا تخلخل مخزن در پهنه میدان اسفندیار، با استفاده از ۷ نشانگر (امپدانس صوتی یکی از این ۷ نشانگر است)، محاسبه شد شکلهای ذیل تخلخل محاسبه شده برای این مخزن و مقطع زمانی آن را (پس از تصحیح تعداد نشانگرها) نشان می دهند. (شکل ۸، ۹)





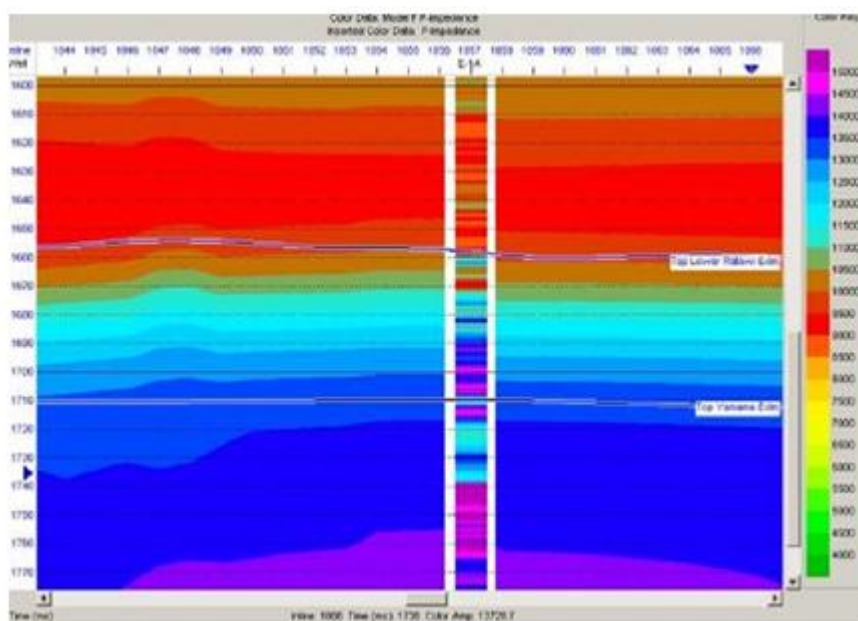
شکل ۸: یک مقطع عمودی از مکعب امپدانس حاصل ضرب الگوریتم خارهای پراکنده (برنامه ریزی خطی).

**تفسیر لاگ های چاه ها:** به طور کلی ارزیابی پتروفیزیکی به یکی از دو شیوه کلی زیر انجام می پذیرد. پتروفیزیک قطعی و پتروفیزیک احتمالی روش اول به شکل گام به گام، پاسخ های متوالی را برای پارامترهای تخلخل، سنگ شناسی و اشباع آب بدست می آورد. این روش از تعداد محدودی لاگ می تواند استفاده کند. و تعداد خطای تصادفی استفاده از این لاگها، از تعداد لاگها بیشتر است. روش پتروفیزیک احتمالی راه حل های آماری ارائه می دهد که با استفاده همزمان از همه لاگهای در دسترس، ارائه می شود. تعداد خطای تصادفی این روش از تعداد لاگ مورد استفاده کمتر است. راه حل های این شیوه، وابسته به مدل و پارامترهای وزنی است. شیوه بهینه جهت نیل به بهترین هماهنگی میان داده ها، مدل ها و نتایج، شیوه عملکردی کلید پتروفیزیک احتمالی است. از این شیوه احتمالی اغلب، حجم کانی ها و سیالات، تخلخل و اشباع سیالات سازند مدل شده نتیجه می شود در روش محاسبه قطعی (Deterministic Petrophysics) توسط آن دسته از پتروفیزیکی مورد استفاده قرار می گیرد که در ارزیابی خواص پتروفیزیکی مخازن از یک روش محاسبه گام به گام پیروی می کنند [13]. که نتایج هر مرحله وابسته به مرحله قبل است. در محاسبات احتمالی (Multimin) مخفف عبارت **Multiply Mineral** (چند کانیایی) است. اساساً تعیین پارامترها در بخش احتمالی بر پایه حل ماتریس پاسخ مربوط به این تابع است. تابع نامبرده به صورت زیر بیان می شود:  $t = \text{لاگ حاصل از اندازه گیری}$ ،  $v = \text{عناصر و پارامترهای مجهول}$ ،  $u = \text{عدم قطعیت معادلات پاسخ}$ . در تعیین مدل محاسبه در این تحقیق از سه لیتولوژی کلسیت، کوارتز و دولومیت که لیتولوژی های رایج در سازند می باشند. در تعیین آب اشباع شدگی نیز از روش آب دو گانه استفاده شده است. این روش که با توجه به حضور شیل در سازند انتخاب شده است آب اتصالی و آب آزاد را محاسبه می نماید. لاگ های تخلخل مفید و تخلخل کل برای آنالیز تخلخل سازند (Porosity Analysis) مورد استفاده قرار می گیرند. و با توجه به میزان اشباع شدگی آب و نفت، تخلخل و حجم شیل، محاسبه مقدار حجمی نفت متحرک (Movable Oil)، نفت درجا (Residual Oil)، آب آزاد (Free Water) و آب اتصالی غیر قابل حرکت (Bound Water) انجام پذیرفته و میزان نسبت هر کدام از سیالات ذکر شده در تخلخل سازند نشان داده می

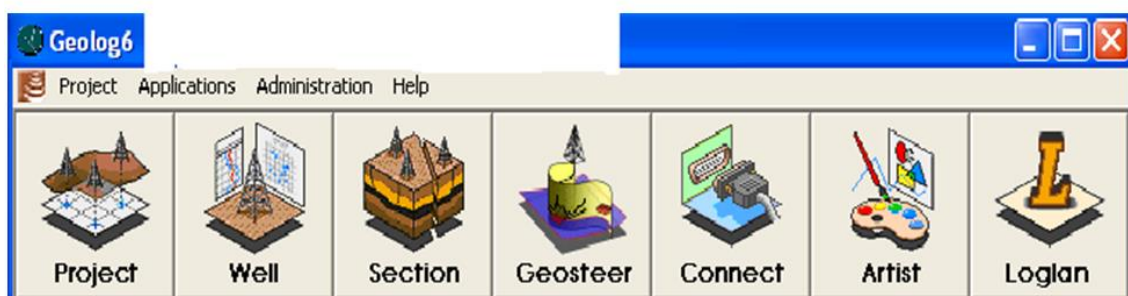
شود که از آن به نام آنالیز اشباع شدگی (saturation Analysis) یاد می‌گردد. میزان هر کدام از لیتولوژی‌های موجود در سازند به همراه حجم شیل سازندی در بخش آنالیز سازندی (Formation Analysis) بررسی می‌گردد (شکل ۱۱، ۱۰).

#### خلاصه مراحل اصلی کار تفسیر لاگ‌چاه‌ها

آماده سازی داده‌ها: با توجه به محدوده مشخص شده برای هر کدام از افق‌های مخزنی سازند فلهیان در اطلاعات مربوط به لاگ‌ها، عمق شروع و خاتمه هر لاگ و محدوده هر افق مشخص گردید. داده‌های رقومی لاگ‌های مختلف با فرمت LIS، XLS و یا DLIS ایجاد گردید. و این اطلاعات به فرمت TXT تبدیل شد. اطلاعات شامل سر برگ چاه‌ها که



شکل ۹: یک مقطع عمودی از مکعب امیدانس حاصل از الگوریتم شبکه عصبی



شکل ۱۰: نرم افزار ژئولاگ ویرایش ۶،۶ جهت مطالعات پتروفیزیکی

شامل مقاومت نمونه های گل، فیلتره گل و سله گل و درجه حرارت های مربوط به آنها چگالی گل حفاری، درجه حرارت انتهای چاه و اندازه سرمته حفاری می باشد، به همراه اطلاعات حاصل از گزارشات حفاری نظیر چگالی نفت، شوری گل حفاری و سیال سازندی شیب زمین گرمایی می باشد.

	Values	Units	Equivalent	Description
Calculate fluid responses	Yes			
Mud type	WATER			
KCl concentration of mud	0	%		
Formation temperature	185	DEGF		
Formation pressure	4753.13	PSI		
Resistivity of Water Sample	0.023	OHMM	149753.3	Salinity, ppm NaCl
Density of Water Sample			1.071377	True reservoir density (g/c3)
Temperature of Water Sample	185	DEGF		
Clay Bound Water Sample Cond.		MH/M		
Clay Bound Water Sample Temp.		DEGF		
Resistivity of mud filtrate sample	0.05	OHMM	163406.0	Salinity, ppm NaCl
Density of mud filtrate sample			1.080044	True reservoir density (g/c3)
Mud filtrate sample temperature	76	DEGF		
Oil Gravity Degrees API (STP)	32	DAPI	0.865443	Stock tank oil density (g/c3)
Gas Specific Gravity (STP)	0.685		0.224209	Reservoir gas density (g/c3)

شکل ۱۱: تصویری از مدل سازی در ژئولاگ ویرایش ۶,۶

شناسایی و حذف نواحی بد چاه:

در فواصلی از چاه که ناهنجاریهایی از قبیل ریزش دیواره چاه و یا نوسان قطر چاه به دلایل مختلف وجود دارد نمودارهایی که تحت تاثیر این ناهنجاریها قرار می گیرند نظیر چگالی سازند دارای کیفیت مناسبی نیستند. که با استفاده از اختلاف نمودار قطر یاب ابزار LDT (Caliper from Nuclear / Porosity) با اندازه مته حفاری مورد استفاده (Bit Size) و همچنین نمودارهای تصحیح چگالی سازند (DRHO) شناسایی گردید. بارگذاری داده های خام:

در بخش Load, connect و پس از Load کردن داده ها.

عمل تطابق عمقی (Depth Matching):

لاگ چگالی را به عنوان مبنا، در سمت راست و لاگ نوترون را در سمت چپ آن قرار داده، سپس از منوی زیر Tools\_ Depth Shifting \_ Create Manual استفاده می کنیم که پنجره ای باز می شود تا با استفاده از آن عمل تطابق عمقی را انجام دهیم (دو لاگ را با هم مقایسه و اصلاح نموده) و کلمه Dono را کلیک کرده تا

ثبت شود. اولین گام در مقایسه لاگ ها، تطابق عمقی است. (معمولا ابزارهایی که بالشتک دارند هنگام بالا آمدن اندکی متوقف شده و سپس به سمت بالا حرکت می کند).

### ایجاد مدل های جدید

با استفاده از منوی **Petrophysical\_Multimin\_Model Maintenance** برای ایجاد مدل نیاز به گرد آوری همه داده های در دسترس، یعنی لاگ ها، داده های سیال، داده های سنگ شناسی حاصل از لاگ و هر گونه آنالیز شیمیایی می باشد. مدل، بازتابی از حضور سنگ ها را ارائه می دهد اما از شرایط محیطی زمان نمودارگیری چیزی بروز نمی دهد بوده و البته می توان برای چاه های دیگر با سنگ شناسی و سیال مشابه کاربرد داشته باشد. با ورود به مرحله **Model Maintenance** با بخش های مختلف طراحی مدل در ژئولاگ مواجه می شویم که عبارتند از **Unknowns- Equations- Method- Verify** . بر اساس اطلاعات حاصل از پلات های سنگ شناسی تهیه شده و در بخش **Parameter Picking** نوع کانی های احتمالی موجود در چاه مورد نظر ارزیابی و مقادیر پاسخ ابزارها برای هر کدام از اجزای احتمالی سنگ و سیال تعیین می شود. پس از انتخاب اجزای احتمالی سنگ و سیال سازند مورد ارزیابی در بخش **Equations** نوع روش استفاده از ابزار نمودارگیری برای انجام محاسبات طبق منوی زیر انجام می شود. در بخش **Equations-Wire Line** طراحی مدل نرم افزار ژئولاگ برای محاسبه رسانایی زون های رخنه (آلوده) و غیر رخنه از روش **Indonesia- nonlinear** و برای پاسخ ابزارهای صوتی، چگالی، گاماو نوترون از شیوه **Linear** استفاده شده است. و همچنین بر مبنای اطلاعات موجود **API** نفت ۳۲ در نظر گرفته شده است. در بخش **Method** سه فاکتور **n, m, a** که  $a=2$  ضریب پیچاچی،  $m=2$  ضریب سیمان شدگی و  $n=1$  توان اشباع شدگی می باشد که با استفاده از منو بدست می آید. سپس **Method- Parameters**؛ در بخش **Verify** نیز گزینه های مربوط به گل حفاری، شوری آب سازندی، چگالی نفت و گاز موجود و میزان مقاومت آب سازندی وجود دارند و به کمک این بخش می توان میزان دقیق **Rw** را بدست آورد و در اجرای مدل آن را بکار برد.

### پیش محاسبات (Precalc):

در این مرحله دما در ته چاه (**BHT**) و دمای سطح (**ST**) و گرادیان آن، فشار؛ مجموع فشار لیتواستاتیک و فشار هیدرو استاتیک و گرادیان آن، مقاومت ویژه گل، فیلتره گل و سله گل (در سر برگ لاگ و درجه حرارت مربوط به آن) یا ضخامت سله گل بدست می آیند.

### تصحیحات محیطی (Environment correction):

در ادامه آماده سازی داده ها تصحیحات محیطی (**Enviromental Corection**) بر روی لاگ ها صورت می گیرد. این تصحیحات با توجه به اثر ریختگی چاه، ضخامت سله گل، نوع گل، و شوری آن انجام شده و به این منظور از چارت های استاندارد مختلف استفاده می شود. لازم است که داده های لاگ های مختلف به دست آمده را نسبت به عوامل فوق تصحیح نمود. مثلاً هنگامی که زون آغشته چاه دارای عمق کمی باشد وجود هیدروکربور به خصوص گاز در اندازه گیری ابزارصوتی (**DT**) تاثیر زیادی خواهد داشت که برای محاسبه تداخل باید به

دقت تصحیح شود. لازم است این عمل (اصلاح پرش نمودار صوتی) در زونهای بخش مورد مطالعه به دقت صورت می گیرد. با انجام **Parameter Picking** ابزارهای دارای نمودارهای متقاطع (از پیش تعیین شده)، از این منو قابل دسترسیست که جهت کمک در زون بندی، شناسایی مدل و محاسبه پارامتر کاربرد دارد.

تفسیر پتروفیزیکی نمودارهای چاه پیمایی:

این مرحله، مرحله نهایی تفسیر می باشد که در آن نمودارهای پتروفیزیکی با راندن مدل بدست می آیند. نرم افزار ژئولاگ (Geolog)، روش های متعددی برای محاسبه حجم شیل به کار می برد. حضور شیل ها و کانی های رسی تا حد زیادی روی خواص مخزنی و به طور کلی بر آورد ذخیره و توان تولید اثر گذار است [2]. روش های مختلفی برای تعیین حجم شیل در سازند وجود دارد. در بعضی از موارد تنها از یک نگاه و یا با استفاده از ترکیب دو یا چند لاگ می توان حجم شیل را محاسبه کرد. در این تحقیق از روش اندونزیا (Indonosha) جهت محاسبه اشباع آب استفاده گردید. این روش اولین بار در اندونزی به دلیل وجود آب های سازندی شیرین و درصد بالای شیل مورد استفاده قرار گرفت. معادلات این روش به ترتیب عبارتند از

$$SW = \left\{ R_t \left[ \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{(m/2)}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right]^2 \right\}^{-1/n}$$

$$1/RT = (V/RT_{SH} + PHIE^{**m}/(a * RW + 2 * SORT(V * PHIE^{**m}/(a * RW * RT_{SH}))) * SW^{**N}$$

اشباع آب سازندی  $SW$  مقاومت شیل  $RT_{SH}$  فاکتور پیچایی  $a$  فاکتور سیمان شدگی  $m$  ثابت اشباع شدگی  $N$  مقاومت آب سازندی  $RW$  مقاومت واقعی سازند  $RT$  و  $a$  و  $m$  اعدای هستند که تداخل را به فاکتور سازندی مرتبط می کنند و به ترتیب فاکتور پیچایی (tortousity factor) و فاکتور سیمانی شدن نامیده شد شیب خط بوده و مقدار آن از حدود ۱/۸ تا ۲ متغیر است.

تعیین مقاومت آب سازندی ( $R_w$ ):

برای تعیین آب سازندی از روش زیر استفاده می شود. با داشتن میزان شوری آب سازند بر حسب ppm ۱۵۰۰۰۰ و دمای ته چاه و قرار دادن مقادیر فوق در چارت ۹- Gen مقاومت آب سازندی بدست آمد.

تعیین حد برش (cut-off):

به روش آماری S shape صورت میگیرد. برای تعیین ضخامت ستون هیدروکربوری یک چاه، باید پس از محاسبه تداخل مفید، حجم رس و اشباع آب حد برش این پارامترها تعیین شوند. ضخامت ستون هیدروکربوری در یک چاه برابر است با: معادله ۳-۱۵  $(Av \text{ phie}) \times (\text{Net pay}) \times (Av \text{ phie So} * H) = (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay})$

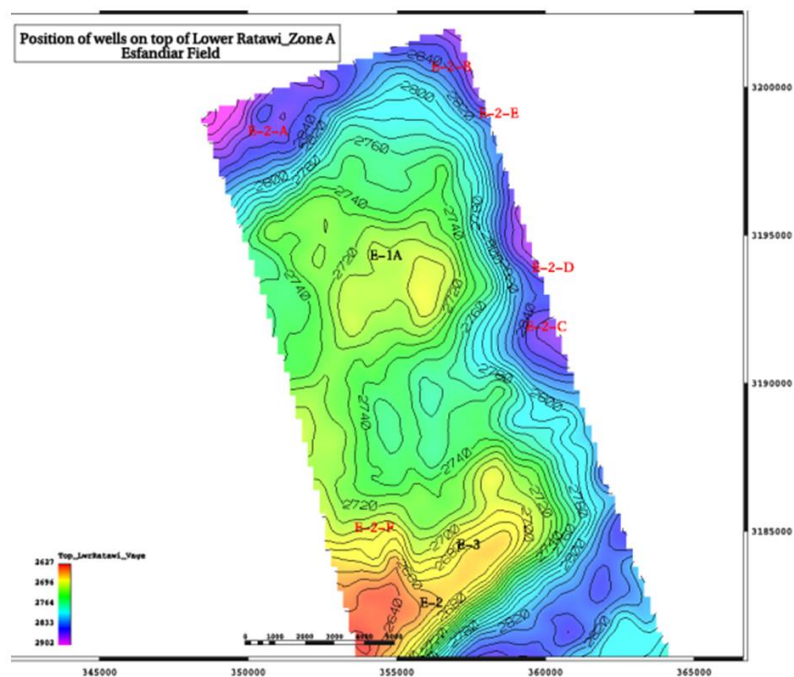
$(Av \text{ phie}) \times (\text{Net pay}) \times (Av \text{ phie So} * H) = (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay})$

$(Av \text{ phie}) \times (\text{Net pay}) \times (Av \text{ phie So} * H) = (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay})$

ضخامت زون مفید،  $(Av \text{ So}) = (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay}) \times (\text{Net pay})$

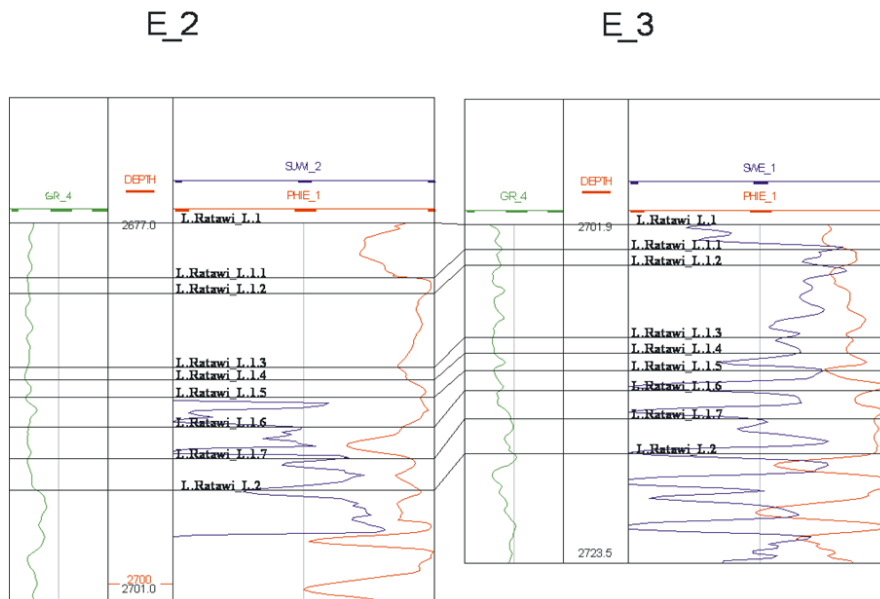
## نتایج مشاهده و بررسی مدل‌های نرم افزاری

در پایان مدل‌های گرافیکی و نقشه‌های زمین‌شناسی متعددی استخراج گردید (اشکال ۱۲ الی ۱۸) که به اهم موارد در این تحقیق ذیلاً ارائه شده است.

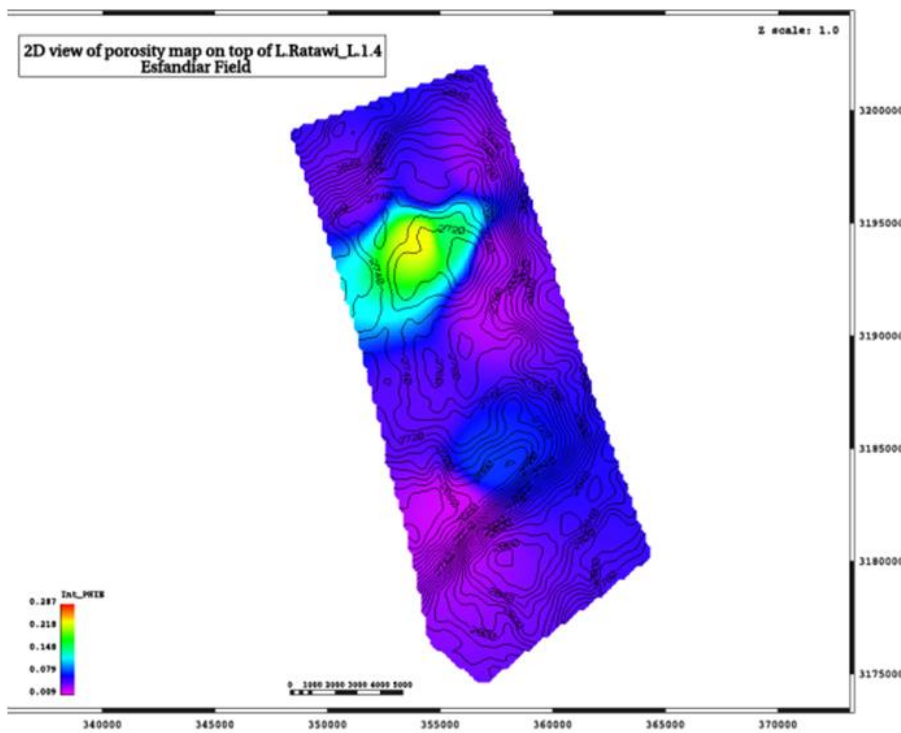


شکل ۱۲: نقشه افق آ سازند رتاوی زیرین (میدان اسفندیار) با نمایش موقعیت چاه‌ها

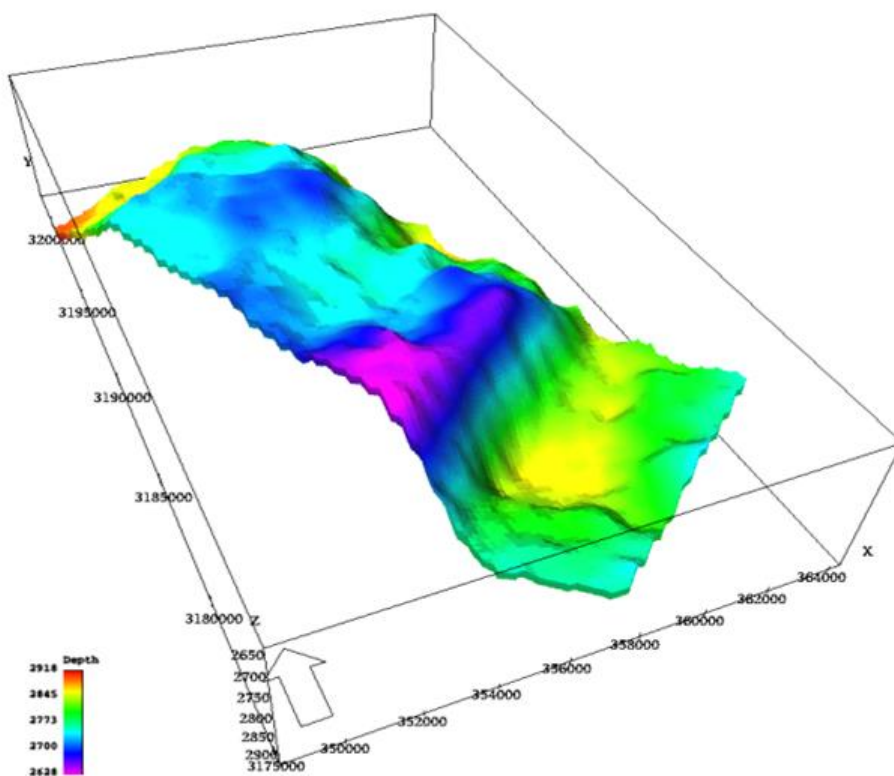
وجود دو برجستگی ساختمانی شمالی و جنوبی موقعیت مناسب‌تر ساختمانی را در نقشه نشان می‌دهد. برای بررسی بیشتر و مناسب‌تر در تعیین موقعیت مناسب برای حفر چاه لازم است علاوه بر آن از روش‌های دیگر تفسیر لرزه‌ای نظیر برگردان داده‌ها در میدان استفاده کرد.



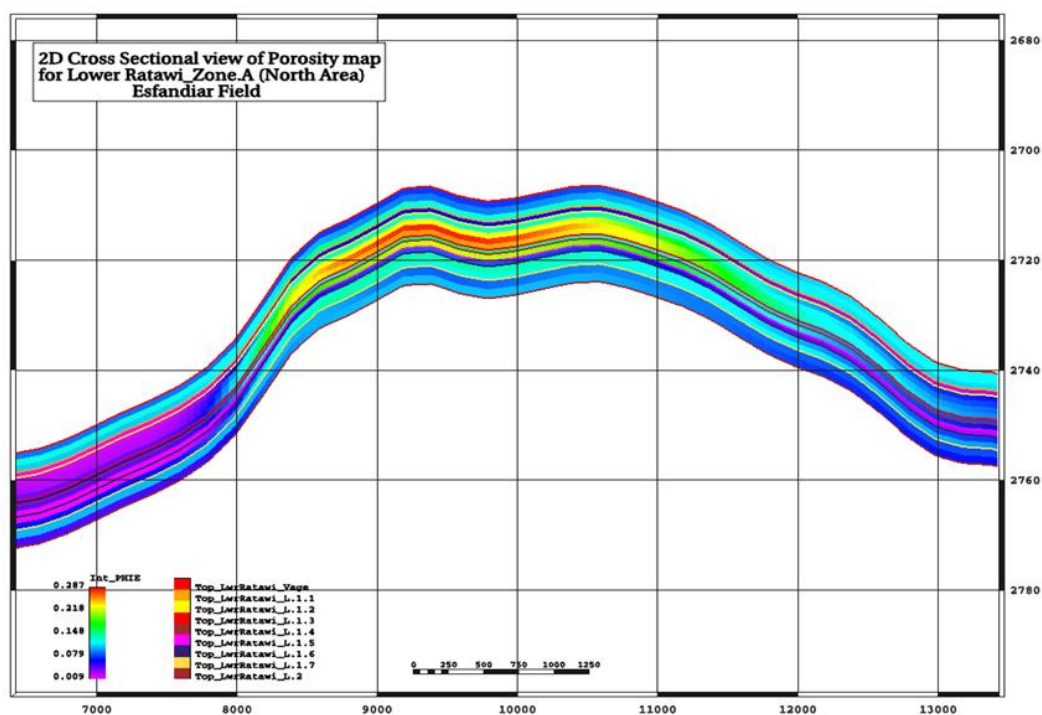
شکل ۱۳، ۱۴: تطابق چاه‌های ۲ و ۳ از سازند رتاوی زیرین (میدان اسفندیار)



شکل ۱۵: نقشه دو بعدی بخش تخلخل از افق رتاوی زیرین (ال ۱، ۴)

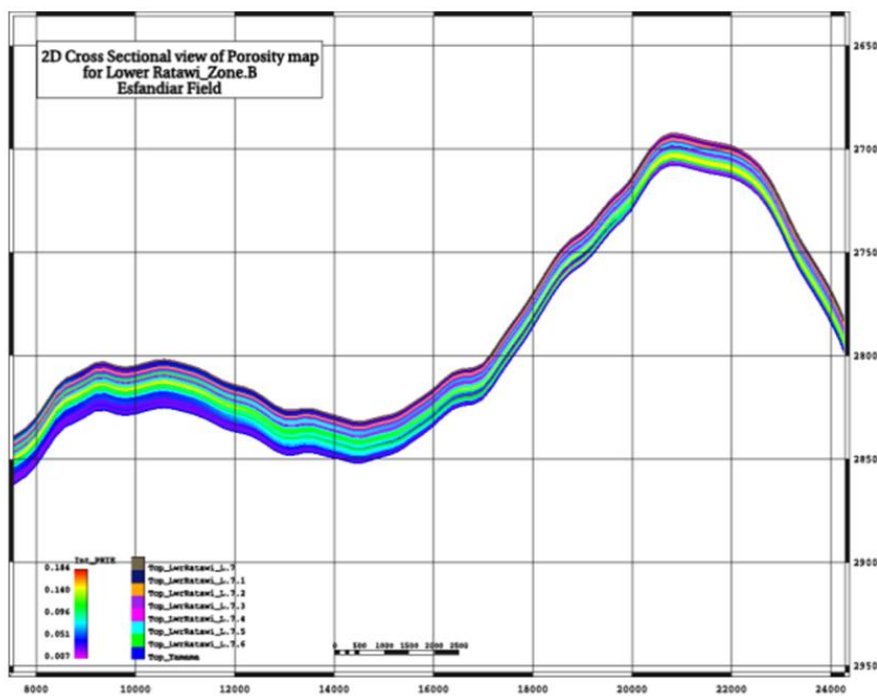


شکل ۱۶: مدل زمین شناسی سه بعدی بخش ب سازند رتاوی زیرین (میدان اسفندیار)



شکل ۱۷: مقطع عرضی دو بعدی از مدل تخلخل بخش آ سازند رتاوی زیرین (میدان اسفندیار)





شکل ۱۸: مقطع عرضی دو بعدی از مدل تخلخل بخش ب سازند رتاوی زیرین

## ۷- نتیجه گیری

در میدان اسفندیار، رسوبات ائوسن و کرتاسه فوقانی همانند سری رسوبات حفاری شده در میدان‌های بخش شمالی خلیج فارس می باشد.

در چاه‌های اسفندیار، ستون زمین شناسی حفاری شده با تغییر ضخامت کم ولی قابل انطباق در تمامی چاه‌های میدان، قابل ملاحظه می‌باشد (شکل ۱۴)

معادل ۱۳ متر در بالاترین بخش سازند رتاوی زیرین (فهلپان)، به عنوان زون ۱ متخلخل با تخلخل حدود ۲۱٪، قابلیت تولید ۴۰۰۰-۳۰۰۰ بشکه نفت در روز را دارد. لایه دوم متخلخل و ضخیم (زون ۲) در سازند رتاوی زیرین (فهلپان) که معادل سازند یاماما بوده و از آهک تخریبی با تخلخل بالا تشکیل شده، در قسمت‌های شمالی میدان کم ضخامت تر (حدود ۷۷/۵ متر) و به سمت جنوب و جنوب باختری میدان ضخامت آن بیشتر می‌شود (۱۰۴ تا ۱۱۶ متر). این لایه با وجود شرایط مناسب مخزنی، حاوی هیدروکربن نمی‌باشد. ضخامت ۳ متر در بخشی از سازند کژدمی که شامل ماسه سنگ می‌باشد، هیدروکربن مشاهده می‌شود. به نظر می‌رسد که توان تولید لایه‌ها و زون‌های حاوی هیدروکربن در سازند فهلپان (رتاوی زیرین) میدان اسفندیار، علاوه بر عوامل ساختمانی، به تغییرات سنگ شناسی به ویژه نوسانات تخلخل و نفوذپذیری سنگ وابسته است. به همین دلیل تغییرات پتانسیل هیدروکربوری سنگ مخزن، در مقیاس میدان از ناحیه ای به ناحیه دیگر متفاوت است. بررسی چگونگی گسترش مخازن متخلخل و تولیدی (مانند رتاوی زیرین)، با توجه به محدود بودن تعداد چاه‌های حفاری شده، در پهنه

میدان، تنها با استفاده از اطلاعات چاه‌ها میسر نبوده و به این منظور استفاده از داده‌های لرزه‌ای برگردان (وارون سازی) شده ضروری است. نتایج به دست آمده از اجرای روش‌های به کار رفته در این تحقیق روش شبکه عصبی در مدل امیدانس حاصل از برگردان (وارون سازی)، کاهش امیدانس را برای افقی از مخزن رتای زیرین که بین عمق‌های ۲۷۳۰ تا ۲۷۵۰ متری قرار گرفته است، نشان می‌دهد. این موضوع وجود افق متخلخل آهکی واقع شده در این عمق از سازند را که در محل چاه E-1A نیز مشاهده شده است، تایید می‌کند. از روش شبکه عصبی، تخلخل بدست آمده برای مخزن رتای زیرین، نشان دهنده یک افق متخلخل با تخلخل بالاتر از ۱۳ درصد در قسمت شمالی میدان مشاهده می‌شود. این افق بخوبی با افق تولید کننده در چاه E-1A، قابل انطباق است

دقت در تخلخل محاسبه شده برای مخزن، نشان می‌دهد که در عمق‌های بین ۲۷۲۵ تا ۲۷۴۰ متری (محدوده زمانی بین ۱۶۶۵ تا ۱۶۸ میلی ثانیه) یک افق متخلخل (با تخلخل بیش از ۱۱ درصد) در قسمت‌های شمالی و بویژه در قسمت شمال باختری میدان، گسترش دارد. تخلخل این افق به سمت جنوب میدان و بویژه در جنوب خاوری آن کاهش می‌یابد. این موضوع با اطلاعات بدست آمده از چاه E-3 در جنوب خاوری میدان، مطابقت دارد. شبکه عصبی به نحو فوق العاده‌ای رابطه چندین نشانگر با تخلخل را یافته و آن را به تمام حجم امیدانس اعمال می‌کند. استفاده از روش تک نشانگری برای تخمین هر یک از خصوصیات پتروفیزیکی، به عنوان مثال استفاده از امیدانس برای تخمین تخلخل، به دلیل اعمال یک رابطه تبدیل خطی ساده بین آنها، نتایج ضعیف و نامعتبری ارائه می‌دهد. در حالیکه با استفاده از چند نشانگر و اعمال یک رابطه تبدیل غیر خطی، نتایج بسیار قابل قبول تری بدست می‌آید.

در ادامه، پیشنهاد می‌شود این مخزن به روش AVO (نیز مطالعه شده و نتایج آن با نتایج روش‌های پس از برانبارش (مانند این تحقیق) مقایسه شود. از دیگر روش‌های برگردان (وارون سازی) داده‌های لرزه‌ای پیش از برانبارش، روش تحقیق تغییرات دامنه تریس لرزه‌ای به ازاء تغییر فاصله چشمه و گیرنده است این روش که آن را به اختصار AVO می‌نامند از داده‌های لرزه‌ای گسترده تری استفاده می‌کند). استفاده از روش زمین آماری (Geostatistics) از دیگر روش‌های برگردان (وارون سازی) داده‌های لرزه‌ای است. در این روش عدم قطعیت موجود در داده‌ها را نیز می‌توان محاسبه نمود. پیشنهاد می‌شود که از این روش نیز برای برگردان (وارون سازی) و مطالعات بعدی این مخزن استفاده شود.

تفسیر (Pick) کردن افق‌ها (سر سازند‌ها)، به سختی انجام شده و نتایج حاصل از مدل ساخته شده نیز دارای خطا می‌باشد. پیشنهاد می‌شود به منظور رفع این نارسایی‌ها، داده‌های لرزه‌ای برداشت شده مجدداً پردازش شده و در آن، ملاحظات پردازشی جهت تفسیر داده‌های لرزه‌ای به روش برگردان (وارون سازی) لحاظ شود

این موضوع قبلاً به دلیل وجود نوفه های همراه و بازتاب های تکراری فراوان و همچنین پیوستگی ضعیف بازتابنده ها در تمام حجم داده های لرزه ای برداشت شده.

## سپاس و قدردانی

از واحد پژوهش و فناوری، شرکت نفت فلات قاره ایران، که با در اختیار قرار دادن امکانات، اطلاعات و حمایت های گوناگون جهت انجام این پروژه دانشجویی قدر دانی می گردد. از داوران مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز)، مهندس خسرو جدلی (زمین شناس ارشد سابق شرکت نفت فلات قاره و معاون آموزش شرکت نفت توتال فرانسه در ایران) تشکر و قدردانی می گردد.

## منابع

- [1] بشری ع.، ۱۳۹۸، علل پیدایش نفت سنگین در خلیج فارس، نشریه علمی زمین شناسی نفت ایران، سال هشتم، شماره ۱۶، ص ۶۶-۷۷.
- [2] بشری، ع.، ۲۰۰۰، جزوه آموزشی: مقدمه ای بر اصول چاه پیمایی در تفسیر حوضه های رسوبی، انتشارات واحد آموزش و برنامه ریزی نیروی انسانی، پژوهشگاه صنعت نفت ایران
- [3] بشری، ع.، ۱۴۰۱، تلفیق اطلاعات لرزه نگاری و پتروفیزیکی: تلاشی بر ساخت مدل زمین شناسی مخزن ایلام در یکی از میدادین ناحیه سیری واقع در خلیج فارس، نشریه علمی زمین شناسی نفت ایران، سال دوازدهم، شماره ۲۱، ص ۹۰-۱۰۰.
- [4] حناچی، ج.، ۱۳۸۹، مدل سازی استاتیک میدان نفتی اسفندیار در افق فهلیان (راتاوی زیرین)، بر اساس ارزیابی پتروفیزیکی پارامتر های مخزنی و استفاده از داده های لرزه ای، رساله کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه آزاد واحد تهران شمال، ۱۲۰ ص.
- [5] خیرالهی، م.، جوزانی کهن، گ.، محبیان، ر. و مراد زاده، ع.، ۱۴۰۱، مدل سازی سه بعدی سنگی با استفاده از ادغام مغزه، نگار لرزه ای، مطالعه یکی از مخازن کربناته جنوب ایران، نشریه علمی زمین شناسی نفت ایران، سال دوازدهم، شماره ۲۱، ص ۱-۱۵.
- [6] رضایی، م.، چهارزی، ع.، ۱۳۸۵، اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران.
- [7] محبی پور، ا.، سلیمانی، ب.، زحمت کش، ای.، ویسی، ا.، ۱۳۹۹، تخمین تراوایی با بکارگیری نگار های پترو فیزیکی و روش های هوش مصنوعی، مطالعه مخزن آسماری یکی از میدادین نفتی جنوب غربی ایران، نشریه علمی زمین شناسی نفت ایران، سال دهم، شماره ۲۰، ص ۱-۱۶.
- [8] مستقل، ب.، بشری، ع.، خاکزاد، ا.، ۱۳۸۴، کاربرد آنالیز (مدل سازی) استوکاستیک (ناقاطع) در خلال مطالعات جامع ویژگی های مخزن گازی گنبدی (مرز ایران و ترکمنستان)، مجله علمی پژوهشی علوم پایه، دانشگاه آزاد اسلامی، نشریه علمی زمین شناسی نفت ایران.
- [9] یمینی، م.، ۱۳۸۶، کاربرد شبکه عصبی در برگردان داده های لرزه ای، رساله کارشناسی ارشد ژئوفیزیک، گرایش لرزه، دانشگاه آزاد واحد تهران شمال
- [10] AL SHARHAN, 2002, A comparison of Khuff and Arab reservoir potential throughout the Middle East.
- [11] AL-HELAL, A., ALREFAI, Y., ALKANDARI, A., and ABDULLAH, M., 2023, Subsurface Stratigraphy of Kuwait. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-16727-0\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-031-16727-0_2).

- [12] ANGLERI, G.P., 1983, A Statistical Approach to the Extraction of the Seismic Propagation Wavelet. *Geophysical Prospecting*, **31**, 726-747
- [13] BASHARI, A., 2000, Application of Wireline Log on Sedimentary Basin (Petrophysics). *short course for Research Institute of Petroleum Industry*, (RIPI) Tehran.
- [14] BASHARI, A., 2000, Petrography and clay mineralogy of Volcanoclastic Sandstones in the Rewan Group, Southern, Bowen Basin, Australia. *Journal of Petroleum Geoscience*, **6**, 151-163.
- [15] BASHARI, A., 1988, Occurrence of Heavy Crude Oil in the Persian Gulf, in R.F. Myer and E. J. Wiggins, (Eds.): Fourth International UNITAR/ UNDP Conference on Heavy crude and Tar Sands, 2, Geology, Chemistry: International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, *Edmonton, Alberta, Canada*, **2**, 204-214.
- [16] BASHARI, A., 2007, Integrated 3D Seismic and Seismic and Petrophysical data of the Sarvak Formation, Sirri District in the Persian Gulf. *EAGE, First Break*, **25**.
- [17] BASHARI, A., 2008, Thermal History Reconstruction in the Soroosh and the Nowrooz Field, the Persian Gulf, Based on Apatite Fission Track Analysis and Vitrinite Reflection data. *Journal of Petroleum Geology*, **31**, 153-165.
- [18] DEBEYE, H.W.G., and SCHELLINGER, D., 2001, Constrained Spars Spike inversion, Jason Geoteam Technical papers.
- [19] EAGE, 2003, Geostatistics for seismic data integration in Earth model EAGE. Series No. 6 Dubrules. Oliver.
- [20] Foroozan and Esfandiar Fields Geological Report, IOOC, Internal Report, 2003.
- [21] HAMPSON, D., and GALBRAITH, M., 1981, Wavelet Extraction by sonic-log correlation. *Journal of the CSEG*, **17**, 24-42.
- [22] HAMPSON-RUSSELL software Manual, 2006, Hampson-Russell Services.
- [23] NAQI, M., ALSALEM, O., QABAZARD, S., and ABDULLAH, F., Petroleum Geology of Kuwait Open Access., First Online., November 2022. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-16727-0\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-031-16727-0_6)
- [24] Nath, p.k., coronado, j., bhukta, s., najem, a., singh, s.k., ali sajner, z.a., 2008, Integrated Approach For Stratigraphic Characterization Of Lower Cretaceous Carbonate Reservoir In North Kuwait. European Association of Geoscientists & Engineers Conference Proceedings, EAGE Conference on Reservoir Geoscience, 2018, .1 - 5 <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201803288>.
- [25] OMAR BASHIR. E., 2002, Lower Cretaceous Ratawi Formation Saudi Arabia, Depositional, Diagenesis and pet.
- [26] OLDENBURG, D. W., LEVY, S. and WHITTALL, K. P., 1981, Wavelet estimation and deconvolution. **46**, 1518-1542.
- [27] RAIGA CLEMENCEAU, J., MARTIN, J. P. and NICOLETHS, S., 1988, the concept of Acoustic formation factor for More Accurate porosity Determination from sonic Transit time data, the log analyst, January February, 54-59.
- [28] RUSSELL, B.H., 1988, Introduction to seismic inversion methods. *course Notes series*, **2**, SEG.
- [29] Stratigraphic Trap Potential in the Lower Cretaceous Ratawi Interval, Partitioned Zone PZ, Saudi Arabia and Kuwait Ibrahim Hakam; Niall Toomey; Sujoy Ghose; Joe Ponthier; Jeremy Zimmerman., 2021 SPE Middle East Oil & Gas Show November. <https://doi.org/10.2118/204733-MS>
- [30] ZANGWILL, G., 1982, Depth Matching: A computerized Approach, Trans.

## بررسی تغییرات مداری آب و هوایی و نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام در میدان نفتی کوپال، فروافتادگی دزفول

فروغ عباساقی\*<sup>۱</sup>، آرمین امیدپور<sup>۲</sup>

۱-دکترای رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، گروه زمین شناسی، دانشگاه فردوسی، مشهد، ایران

۲-دکترای رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

\*saghi0631@yahoo.com

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش آبان ۱۴۰۲

### چکیده

توالی های کربناته شاخص های اقلیمی دیرینه را به خوبی در خود ثبت می کنند و برای درک الگوهای آب و هوایی، شناسایی چرخه های میلانکوویچ و تاثیر آنها بر نوسانات سطح آب دریا در طول فائروزونیک بسیار مفید هستند. در مطالعه حاضر توالی های کربناته سازند ایلام به سن سانتونین و داده های لاگ گامای طیفی مربوط به آنها در میدان نفتی کوپال در فروافتادگی دزفول در جنوب غرب زاگرس جهت شناسایی این چرخه ها و عوامل موثر بر رسوبگذاری این سازند انتخاب شده است. شواهد موجود نشان می دهند که انواع چرخه های میلانکوویچ در زمان رسوبگذاری سازند ایلام بر روی شرایط آب و هوایی موثر بوده اند، اما چرخه های طولانی مدت گریز از مرکز محور زمین نقش بیشتری در این زمینه داشته اند. نرخ رسوبگذاری در این سازند به طور میانگین  $0.5 - 4$  سانتی متر در هر هزار سال محاسبه شده است. با توجه به میزان نرخ رسوبگذاری و تعداد چرخه های طولانی مدت گریز از مرکز محور زمین شناسایی شده، می توان گفت سازند ایلام در مدت زمان  $1/3 - 1/18$  میلیون سال در منطقه مورد مطالعه رسوبگذاری کرده است. تغییرات سطح آب دریا در چاه های مورد مطالعه تا حد زیادی با تغییرات جهانی سطح آب دریاها مطابقت نشان می دهد. رسوبگذاری سازند ایلام تا حد زیادی متأثر از عملکرد چرخه های طولانی مدت گریز از مرکز محور زمین، نوسانات جهانی سطح آب دریا و حوادث تکتونیکی کرتاسه بالایی بوده است.

کلیدواژه ها: سازند ایلام، زاگرس، سانتونین، چرخه های میلانکوویچ، نرخ رسوبگذاری

## ۱- مقدمه

یکی از مهم‌ترین عوامل تغییر الگوهای آب و هوایی در طول تاریخ زمین‌شناسی، به نیروهای مداری نسبت داده می‌شود که در چارچوب چرخه‌های میلانکوویچ مورد بررسی قرار می‌گیرند [۵۵، ۵۴، ۴۶، ۳۵، ۳۴، ۳۳، ۱۷]. این چرخه‌ها از پدیده‌های نجومی محسوب می‌شوند و براساس مقیاس زمانی در انواع حرکت‌های گریز از مرکز محور زمین<sup>۱۹</sup> (تغییر در شدت نیروی گریز از مرکز با دوره‌های ۴۰۵ هزار سال و ۱۳۱-۹۵ هزار سال)، حرکت انحرافی محور چرخش زمین<sup>۲۰</sup> (تغییر در زاویه کج‌شدگی محور زمین با دوره‌های ۴۴-۳۹ هزار سال) و حرکت تقدیمی محور زمین<sup>۲۱</sup> (تغییر در لرزش محوری یا رقص محوری با دوره‌های ۲۲-۱۹ هزار سال) تاثیرگذار هستند [۴۷]. این چرخه‌ها موجب تغییر میزان فاصله‌ی زمین تا خورشید و در نهایت تغییر شدت تابش خورشید می‌شوند. میزان تابش خورشید نیز به نوبه‌ی خود بر روی عواملی مثل جریان‌های اقیانوسی، روابط فیزیکی متقابل اتمسفر و اقیانوس، تشکیل و یا ذوب صفحه‌های یخی و نوسانات سطح آب دریا تاثیرگذار است. در نهایت برآیند این فعل و انفعالات به همراه عواملی مثل عرض جغرافیایی و توپوگرافی باعث تغییرات آب و هوایی در هر منطقه شده است. توالی‌های رسوبی از بهترین منابع برای بازسازی و درک تغییرات جهانی آب و هوایی گذشته زمین محسوب می‌شوند. این تغییرات در شاخص‌های مختلف ژئوشیمیایی، سنگ‌شناسی، ژئوفیزیکی و زیستی در توالی‌های رسوبی قابل ردیابی هستند. از آنجا که تغییرات این شاخص‌ها معمولاً به صورت چرخه‌ای در رسوبات ثبت می‌شوند، بررسی آنها در حیطه‌ی مطالعات چینه‌نگاری چرخه‌ای<sup>۲۲</sup> صورت می‌گیرد که به روش‌های مختلفی قابل اجرا است [۶۸، ۲۱، ۱۶].

در این مطالعه دو برش زیرسطحی از سازند ایلام (کرتاسه بالایی) در میدان نفتی کوپال در فروافتادگی دزفول برای شناسایی سیگنال‌های نجومی مربوط به چرخه‌های میلانکوویچ انتخاب شده‌اند. مطالعات رسوب‌شناسی حاکی از تغییرات جانبی و عمودی رخساره‌ای و تغییر شرایط رسوبگذاری و همچنین جوامع فسیلی برای سازند ایلام در نواحی مختلف زاگرس بوده است. محیط رسوبی این سازند به یک رمپ کربناته هموکلینال نسبت داده می‌شود، اما در ناحیه‌ی لرستان رخساره‌های عمیق دریای باز در این رمپ غالب‌تر هستند، اما به سمت نواحی خوزستان و فارس، رخساره‌های رمپ داخلی در این سازند گسترش بیشتری نشان می‌دهند [۱۰]. تغییرات عمق حوضه در زمان رسوبگذاری سازند ایلام به مجموعه‌ای از فعالیت‌های زمین‌ساختی، عملکرد گسل‌های پی‌سنگی، تغییر شرایط آب و هوایی و نوسانات سطح آب دریا نسبت داده شده است [۵۱، ۴۴، ۱۵].

توالی‌های کرتاسه بالایی زاگرس با توجه به اهمیت اقتصادی و نقش آنها در تولید مواد هیدروکربوری از دیرباز مورد توجه بسیاری از زمین‌شناسان قرار گرفته‌اند. اما این رسوبات از جنبه‌های اقلیمی چندان مورد مطالعه قرار نگرفته‌اند. سیستم کرتاسه از زمان‌های کلیدی در تاریخ زمین‌شناسی محسوب می‌شود و شاهد وقایع مهمی مثل انقراض‌های گروهی، رویدادهای کافتی قاره‌ای، فعالیت‌های شدید آتشفشانی، تغییر ناگهانی در شیمی آب اقیانوس‌ها و مسیر جریان‌های اقیانوسی

<sup>19</sup> long Eccentricity (E) and short Eccentricity (e)

<sup>20</sup> Obliquity (O)

<sup>21</sup> Precession (P)

<sup>22</sup> Cyclostratigraphy

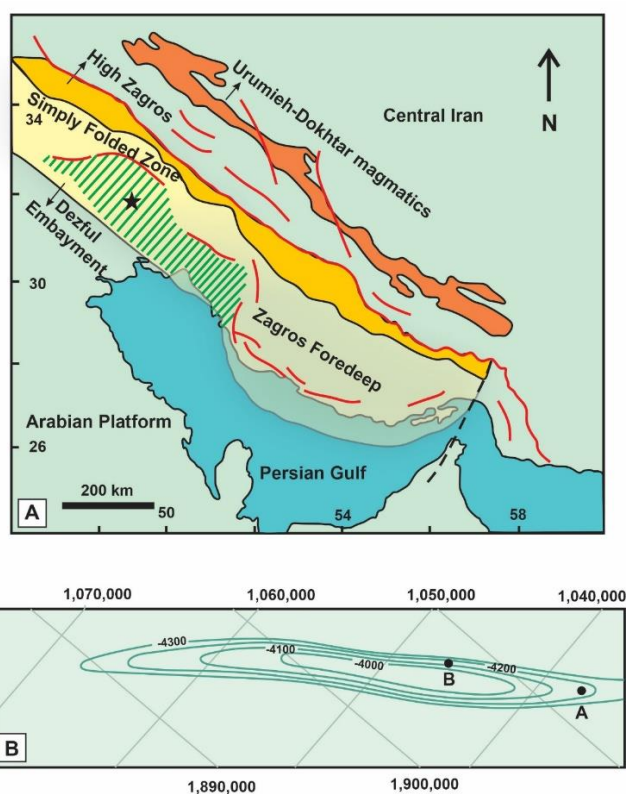
و افزايش شرايط گلخانه‌اي بوده است [۴۵، ۳۷، ۲۹، ۲۵]. بنابر اين مطالعه‌ي توالي‌هاي سازند ايلام از جنبه‌هاي اقليمي مي‌تواند پاسخگوي بخشي از ابهامات مربوط به اين زمان مهم زمين‌شناسي باشد. از طرفي با توجه به نقش شرايط آب و هوايي بر رخساره‌هاي رسوبي و عوارض دياژنزي، نتايج اين مطالعه مي‌تواند در بهبود مطالعات آتي در مورد شرايط مخزني سازند ايلام راهگشا باشد. در مطالعات پيشين، سازند ايلام در ميدان نفتي کوپال بيشتر با استفاده از پارامترهاي پتروفيزيکي در جهت ارزيابي كيفيت مخزني، تعيين گونه‌هاي سنگي و ارائه مدل‌هاي رخساره الكتريکي مورد بررسي قرار گرفته است. نتايج به دست آمده از اين مطالعات بيانگر گسترش زون‌هاي ناتراوا و كيفيت مخزني ضعيف اين سازند در بيشتر چاه‌هاي مورد مطالعه در اين ميدان نفتي بوده است [۹، ۳]. به طور کلي اهداف اين مطالعه عبارتند از: ۱) شناسايي چرخه‌هاي ميلانکويچ غالب در زمان رسوبگذاري سازند ايلام، ۲) بررسي نرخ رسوبگذاري و تغييرات سطح آب دريا، ۳) استفاده از نتايج به دست آمده جهت ارايه یک بازه زماني براي رسوبگذاري سازند ايلام و عوامل موثر بر رسوبگذاري اين سازند در کرتاسه بالايي.

## ۲- زمين‌شناسي منطقه مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه از لحاظ تقسيمات ساختاري ايران بخشي از کمربند چين‌خورده-رانده زاگرس محسوب مي‌شود. رشته کوه‌هاي زاگرس با روند شمال غرب-جنوب شرق به عنوان يکي از کوهزايي‌هاي برخوردی فعال در کمربند فعال آلپ-هيماليا در نظر گرفته مي‌شوند و با طول تقريبي ۲۰۰۰ كيلومتر و عرض ۳۰۰-۱۰۰ كيلومتر از شرق ترکيه تا شمال عراق تا جنوب غرب ايران و تنگه هرمز و عمان گسترش دارند [۶۰، ۱۴]. کوهزايي زاگرس در ارتباط با ريفتينگ و جدائش ايران مرکزي از حاشيه شمالي گندوانا و شروع گسترش اقيانوس نئوتيس در مرز پرمين-ترياس مي‌باشد. در ادامه بسته شدن اقيانوس نئوتيس جنوبي و برخورد خردقاره ايران مرکزي با حاشيه شمال شرقي صفحه عربي در اواخر سنوزويک (اواخر ميوسن تا عهد حاضر) منجر به تشکيل رشته کوه‌هاي زاگرس شده است [۶۲، ۵۰، ۲۲، ۱۳]. بربريان [۱۹] ناحيه زاگرس را به زون تراستي زاگرس مرتفع، کمربند چين‌خورده ساده، دشت ساحلي زاگرس، پيش‌گودال زاگرس و فروافتادگي دزفول تقسيم کرده است (شکل ۱).

فروافتادگي دزفول در جنوب غرب رشته کوه‌هاي زاگرس دربرگيرنده بخش زيادي از ميادين نفتي خاورميانه است. اين فروافتادگي نسبت به مناطق هم‌جوار خود در زاگرس پايداري تکتونيکي بيشترى را نشان مي‌دهد. ضخامت تقريبي رسوبات آن ۱۸ كيلومتر تخمين زده شده است و شروع شکل‌گيري آن به بعد از آکي تانين نسبت داده مي‌شود [۱۲]. در فروافتادگي دزفول نسبت به بخش‌هاي ديگر زاگرس، شدت چين‌خوردگي، ميزان توپوگرافي و سن واحدهاي رسوبي کاهش پيدا کرده است. فروافتادگي دزفول توسط گسل فروافتادگي دزفول در شمال، گسل پيش‌گودال زاگرس در جنوب غرب، گسل امتدادلغز کازرون-برازجان در شرق و جنوب شرق و گسل پيشاني کوهستان در شمال شرق احاطه شده است [۵۶، ۱۴]. روندهاي ساختاري، الگوهاي رسوبگذاري در فروافتادگي دزفول، تکامل تکتونيکي و ايجاد تله‌هاي نفتي بزرگ در اين منطقه آن تا حد زيادي توسط عملکرد اين گسل‌ها کنترل شده است [۴۷]. اگرچه گسترش دياپيرهاي نمکي سازند گچساران در ميوسن، وجود توالي‌هاي هالوکيتيکي و حرکات مرتبط با آنها نقش زيادي در تغييرات هندسي و رسوبگذاري

در فروافتادگی دزفول داشته است [۴۹]. میدان نفتی کوپال به صورت تاقدیسی کشیده و تقریباً متقارن با سطح محوری نرمال در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول شمالی قرار داشته و روندی مشابه زاگرس به صورت شمال غرب-جنوب شرق نشان می‌دهد. این میدان در ۵۰ کیلومتری شمال شرق اهواز قرار دارد. طول این میدان ۳۹ کیلومتر و عرض آن ۴ کیلومتر است. رخنمون سطحی میدان کوپال از سازندهای آجاجاری و بختیاری تشکیل شده و سازندهای آسماری و گروه بنگستان (سازندهای سروک و ایلام) از مخازن نفتی آن به شمار می‌روند [۸]. سازند ایلام در میدان نفتی کوپال بطور میانگین ۴۵ متر ضخامت دارد و از یک لیتولوژی کربناته با میان لایه‌های شیلی و آهک شیلی برخوردار است. سازند ایلام در میدانی نفتی فروافتادگی دزفول با ناپیوستگی فرسایشی که ناشی از عملکرد فاز تکتونیک سابهرسی‌نین بوده است، بر روی سازند کربناته سروک رسوبگذاری کرده است. مرز بالایی این سازند با توالی‌های شیلی سازند گورپی به صورت هم‌شیب مشخص می‌شود. محیط رسوبگذاری آن در این منطقه با توجه به اختصاصات رخساره‌ای، عدم وجود ریف‌های سدی و نهشته‌های ریزشی، لغزشی و توریدایتی، یک سکوی کربناته از نوع رمپ هموکلینال در نظر گرفته می‌شود [۱، ۶، ۷].



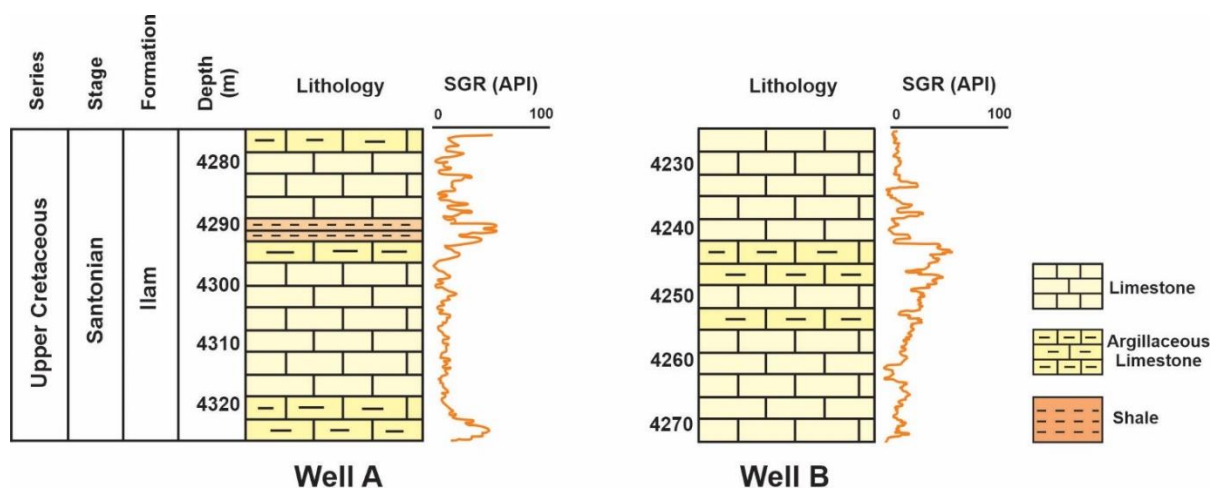
شکل ۱- A) شکل ساده شده از زون‌های ساختاری اصلی زاگرس شامل زاگرس مرتفع، زاگرس چین‌خورده، پیش‌گودال زاگرس و فروافتادگی دزفول [۱۹]. فروافتادگی دزفول در این شکل با هاشور و موقعیت میدان نفتی کوپال با ستاره مشخص شده است. میدان نفتی کوپال در عرض جغرافیایی ۱۰° ۳۱' الی ۳۲° ۳۱' و طول جغرافیایی ۸° ۴۹' الی ۲۷° ۴۹' واقع شده است. B) موقعیت چاه‌های مورد مطالعه در بخشی از نقشه هم‌تراز عمقی زیرزمینی میدان نفتی کوپال



### ۳- روش مطالعه

در اين مطالعه به منظور مطالعات چينه‌نگاري چرخه‌اي و استخراج چرخه‌هاي ميلانکوويچ ثبت شده در زمان رسوبگذاري سازند ايلام، از داده‌هاي لاگ گاماي طيفي<sup>۲۳</sup> به عنوان داده‌هاي سري زماني در دو برش زيرسطحي استفاده شده است. چاه شماره A به ضخامت ۵۲ متر و چاه B به ضخامت ۴۷ متر عمدتاً از توالي‌هاي کربناته با ميان‌لايه‌هاي شيلي تشکيل شده‌اند (شکل ۲). براساس مطالعات صورت گرفته، لاگ گاما نسبت به ديگر لاگ‌هاي پتروفيزيکي نسبت به شرايط محيطي حساس‌تر بوده و بنابر اين تغييرات چرخه‌اي ثبت شده در رسوبات را بهتر نمايان مي‌کند [۳۶، ۵۲، ۵۴، ۶۹].

داده‌هاي لاگ گاماي طيفي به نرم‌افزار آسيکل<sup>۲۴</sup> [۴۲] وارد شده و بعد از درون‌يابي، تنظيم فاصله‌ي داده‌ها و استانداردسازي براي آناليزهاي بعدي مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در اين مطالعه در ابتدا براي شناسايي و بررسي نسبت بسامدهاي چرخه‌هاي ميلانکوويچ از ابزار روش چندکاهنده<sup>۲۵</sup> [۶۳] استفاده شد. طيف‌نگار تبديل سريع فوريه<sup>۲۶</sup> [۳۸]، نمايش تبديل موجک [۶۴]<sup>۲۷</sup> و فيلتر گوسين<sup>۲۸</sup> [۳۸] نيز براي نمايش و ردیابی سيگنال‌هاي اين چرخه‌ها استفاده شده است. به منظور تخمين نرخ رسوبگذاري در زمان تشکيل سازند ايلام روش‌هاي ضريب همبستگي<sup>۲۹</sup> [۴۱]، طيف‌نگار ضريب همبستگي تکاملي<sup>۳۰</sup> [۴۱] و لحظه‌هاي طيفي<sup>۳۱</sup> [۵۹] بر روي لاگ گاماي طيفي اعمال شده است. براي بررسي تغييرات سطح آب دريا در زمان رسوبگذاري سازند ايلام، مدل نويز رسوبي<sup>۳۲</sup> [۴۰] در اين نرم‌افزار به کار گرفته شده است.



شکل ۲- ستون چينه‌شناسي و لاگ گاماي طيفي براي سازند ايلام در چاه‌هاي A و B در ميدان نفتي کوبال، فروافتادگي دزفول

<sup>23</sup> Spectral Gamma-ray log

<sup>24</sup> Acycle software

<sup>25</sup> Multiple Taper Method (MTM)

<sup>26</sup> Fast Fourier Transform (FFT)

<sup>27</sup> Wavelet Transform (WT)

<sup>28</sup> Gaussian filter

<sup>29</sup> Correlation Coefficient (COCO)

<sup>30</sup> evolutionary Correlation Coefficient (eCOCO)

<sup>31</sup> Spectral Moments (SM)

<sup>32</sup> DYNOT

## ۴- نتایج

با توجه به شناسایی بیوزون ۳۰ و ایند ۳۳ در توالی‌های سازند ایلام در میدان نفتی کوپال، سن این سازند در این ناحیه ساتونین تخمین زده شده است [۶۷، ۵۳]. رخساره‌های شناسایی شده در سازند ایلام در میدان نفتی کوپال معرف یک محیط رمپ داخلی تا میانی برای این سازند هستند [۸]. در این بخش به ارائه‌ی نتایج حاصل از آنالیزهای مختلف بر روی لاگ گامای طیفی استاندارد شده جهت شناسایی چرخه‌های میلانکوویچ، تخمین نرخ رسوبگذاری و تغییرات سطح آب دریا در سازند ایلام پرداخته خواهد شد.

### ۴-۱ شناسایی چرخه‌های میلانکوویچ

در این بخش جهت بررسی سری‌های زمانی موجود در لاگ گامای طیفی در سازند ایلام، ابتدا آنالیز روش چند کاهنده بر روی این داده‌ها در چاه A و B انجام شده است. نمودارهای ترسیم شده در شکل ۳ نشان می‌دهند که در چاه A، پیک‌های غالب که بالای سطح اطمینان ۹۰ درصد هستند، طول موج‌های ۱۷/۴، ۱۳/۱، ۹/۶، ۸/۱، ۶/۸، ۴، ۲/۲، ۱/۹ و ۱/۱ هستند. در چاه B پیک‌های مشاهده شده در نمودار دارای طول موج‌های ۱۴/۸، ۸/۷، ۶/۲، ۴/۷، ۲/۴، ۱/۵، ۱/۱ هستند. با توجه به نسبت‌های نجومی برقرار در کرتاسه بالایی [۳۹] می‌توان گفت طول موج‌های ۱۷/۴، ۱۳/۱ و ۱۴/۸ مطابق با چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت، طول موج‌های ۹/۶، ۸/۱ و ۸/۷ مطابق با چرخه‌های حرکت گریز از مرکز کوتاه مدت، طول موج‌های ۶/۸، ۴، ۶/۲ و ۴/۷ مطابق با حرکت انحرافی محور چرخش زمین و طول موج‌های ۲/۲، ۱/۹، ۱/۱، ۲/۴، ۱/۵ و ۱/۱ به حرکت تقدیمی محور زمین نسبت داده می‌شوند.

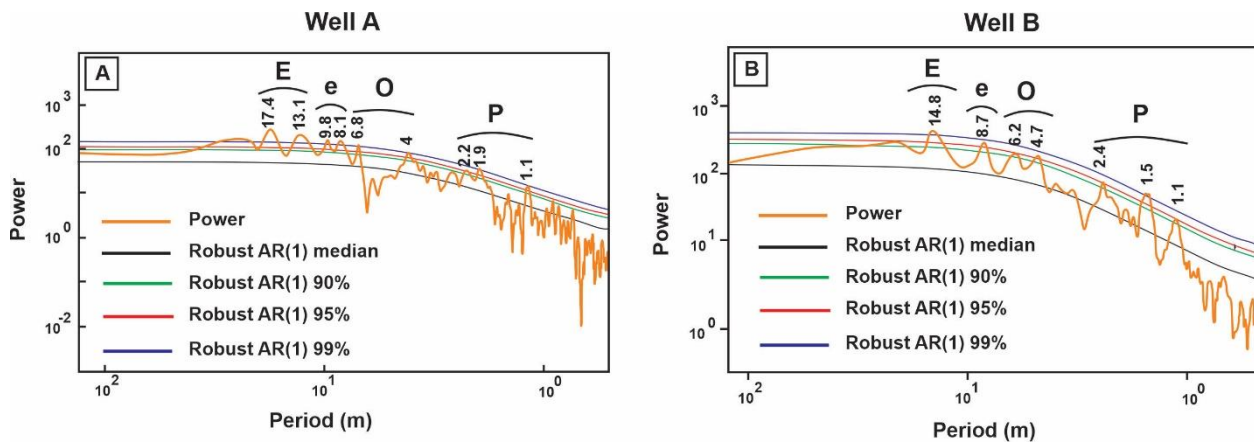
در ادامه روش طیف‌نگار تبدیل سریع فوریه برای شناسایی چرخه‌های میلانکوویچ در عمق‌های مختلف سازند ایلام مورد استفاده قرار گرفته است و نتایج آن همراه با آنالیز روش چندکاهنده در شکل ۴ نشان داده شده است. در هر دو چاه A و B از پایین به بالای سازند ایلام، طول موج‌های مختلف از چرخه‌های میلانکوویچ با توان‌های طیفی و فرکانس متفاوت شناسایی شده‌اند. برای مثال طول موج میانگین چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت در چاه A از پایین به بالا از ۰/۰۴ تا ۰/۵ (شکل ۴A) و در چاه B از ۰/۰۳ تا ۰/۲ (شکل ۴D) تغییر کرده است. چرخه‌های دیگر نیز با توان‌های طیفی کمتر در زمان رسوبگذاری سازند ایلام تاثیرگذار بوده‌اند.

نمایش تبدیل موجک روش دیگری برای اثبات تاثیر چرخه‌های میلانکوویچ در توالی‌های رسوبی است. اعمال این روش بر روی داده‌های لاگ گامای طیفی در چاه‌های A و B بیانگر تاثیر انواع چرخه‌های میلانکوویچ در زمان رسوبگذاری سازند ایلام است (شکل ۴B و ۴E). در این روش چرخه‌های مختلف با توان‌های طیفی بالا تا پایین در اعماق مختلف سازند ایلام ثبت شده‌اند، اما چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت توان طیفی بالاتری را نشان می‌دهند.

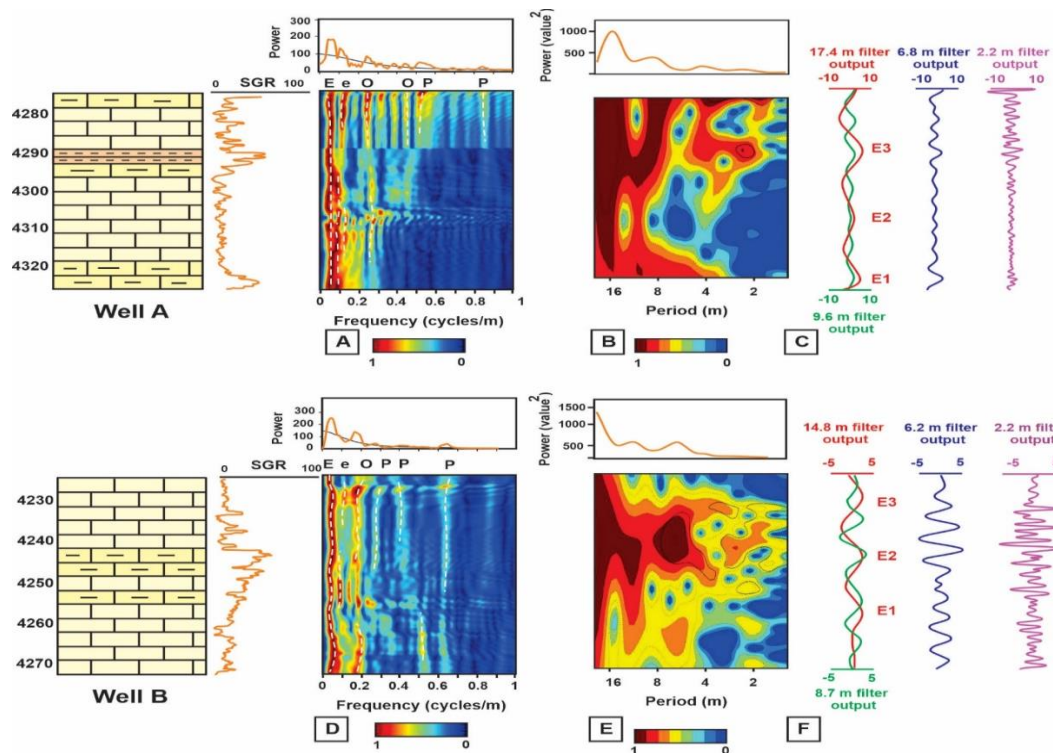
استخراج انواع چرخه‌های میلانکوویچ با استفاده از فیلتر گوسین نیز بر روی لاگ گامای طیفی در هر دو چاه A و B انجام شده است (شکل ۴C و ۴F). همانطور که در تصویر نشان داده شده است، در هر دو چاه سه چرخه‌ی حرکت گریز از

<sup>33</sup> Rotalia skourensis-algae assemblage zone

مرکز طولانی مدت شناسایی شده اما چرخه‌های حرکت گریز از مرکز کوتاه مدت، حرکت انحرافی محور چرخش زمین و حرکت تقدیمی محور زمین تعداد بیشتری را نشان داده‌اند.



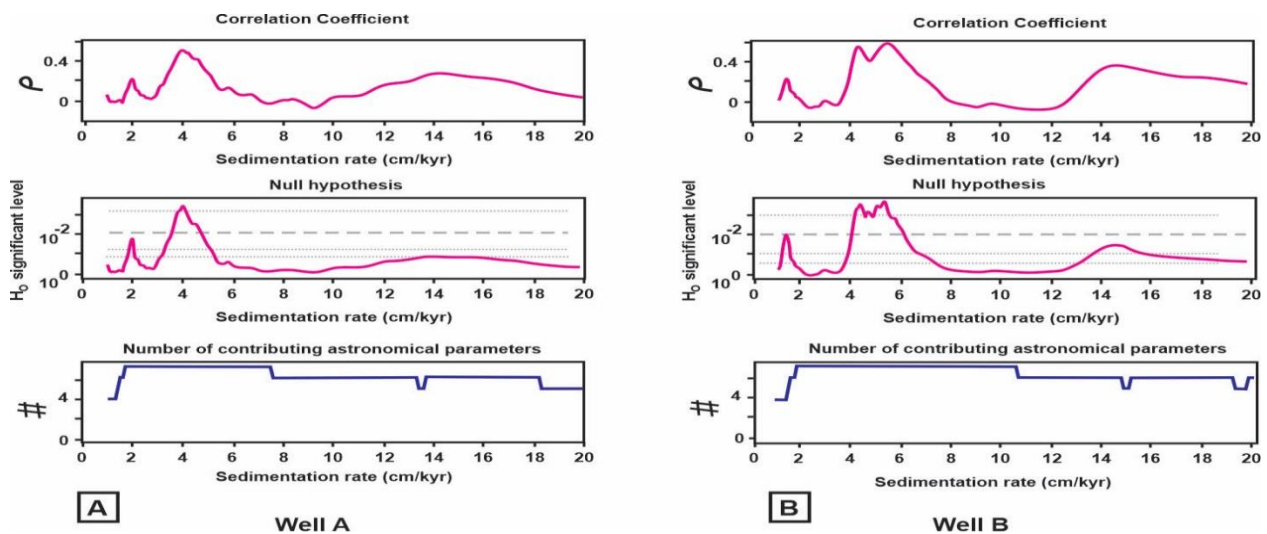
شکل ۳- آنالیز روش چندکاهنده برای داده‌های لاگ گامای طیفی در سازند ایلام به منظور شناسایی و نسبت بسامد انواع چرخه‌های میلانکوویچ (A) آنالیز روش چندکاهنده در چاه A، (B) آنالیز روش چندکاهنده در چاه B. در این آنالیز همه‌ی طیف‌ها با مدل‌های نویز قرمز در سطوح اطمینان ۹۰٪، ۹۵٪ و ۹۹٪ و سطح اطمینان میانه مورد آزمایش قرار گرفته‌اند.



شکل ۴- آنالیزهای چینه‌نگاری چرخه‌ای با استفاده از لاگ گامای طیفی به منظور شناسایی چرخه‌های میلانکوویچ در سازند ایلام، (A) و (D) آنالیز طیف‌نگار تبدیل سریع فوریه به همراه آنالیز روش چند کاهنده (در بالا) برای چاه‌های A و B بیانگر تغییر چرخه‌های میلانکوویچ، فراوانی آنها و غلبه‌ی چرخه حرکت گریز از مرکز طولانی مدت در کل چاه مورد مطالعه است، (B) و (E) نمایش تبدیل موجک در چاه‌های A و B حاکی از وجود انواع چرخه‌های میلانکوویچ و تاثیرگذاری بیشتر چرخه حرکت گریز از مرکز طولانی مدت در کل چاه مورد مطالعه در زمان رسوبگذاری سازند ایلام است، (C) و (F) فیلترهای گوسین خروجی مربوط به تعدادی از چرخه‌های شناسایی شده در چاه‌های A و B در سازند ایلام

## ۴-۲ تخمین نرخ رسوبگذاری

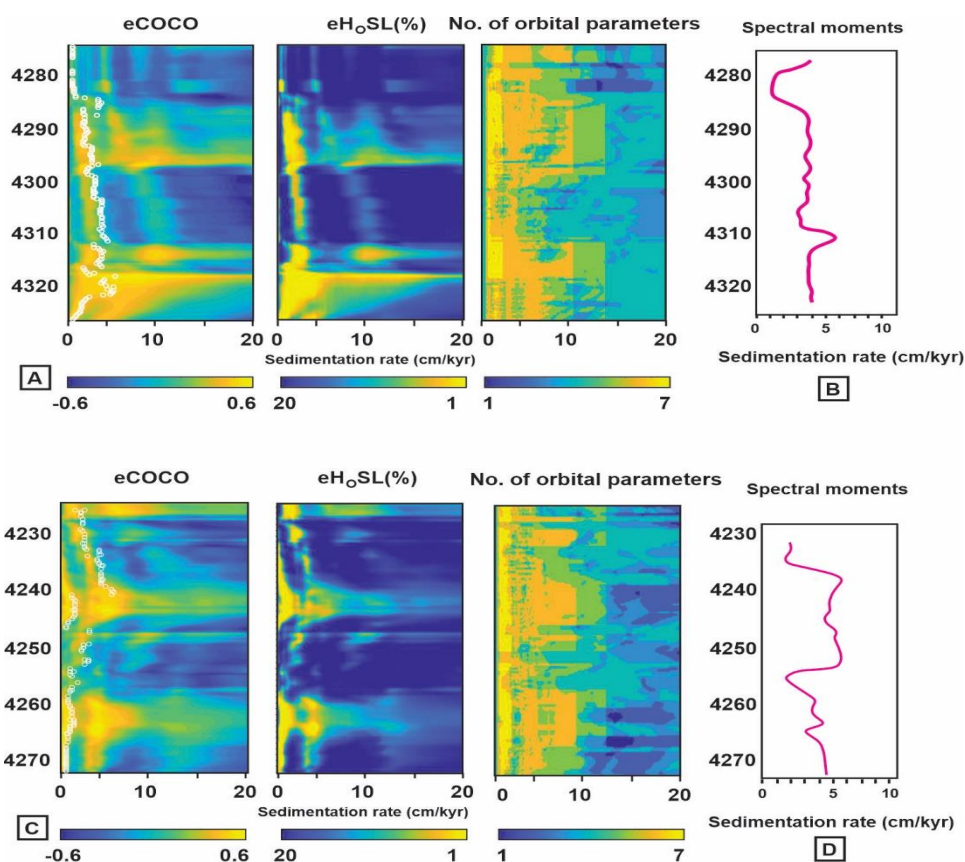
اعمال روش ضریب همبستگی برای روی داده‌های لاگ گامای طیفی برای تخمین نرخ رسوبگذاری در شکل ۵ نمایش داده شده است. نتایج این روش در چاه A پیک ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال (شکل ۵A) و در چاه B دو پیک ۴ و ۵/۵ سانتی-متر در هر هزار سال (شکل ۵B) را نشان می‌دهد. با توجه روش طیف‌نگار ضریب همبستگی تکاملی، در چاه A در بخش-های میانی و پایینی (شکل ۶A) و در چاه B در سه محدوده عمقی (شکل ۶C) شاهد بیشترین نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام هستیم. روش لحظه‌های طیفی نیز بیانگر بیشترین میزان نرخ رسوبگذاری در بخش پایینی چاه A بوده که به ۵ سانتی-متر در هر هزار سال رسیده است. اما در بیشتر اعماق مقادیری بین ۴-۵ سانتی‌متر در هر هزار سال را نشان می‌دهد (شکل ۶B). در چاه B براساس روش لحظه‌های طیفی نرخ رسوبگذاری در اعماق مختلف سازند ایلام مقادیری بین ۵/۵-۴ سانتی‌متر در هر هزار سال بوده که بیشترین آن مربوط به بخش‌های میانی و پایینی سازند ایلام است (شکل ۶D). شایان ذکر است روش‌های مورد استفاده در این نرم‌افزار برای تعیین نرخ رسوبگذاری بر مبنای محاسبات آماری بین داده‌های سری-زمانی و توان‌های طیفی نجومی بوده که با استفاده از پردازش شاخص مورد استفاده (لاگ گاما در این مطالعه) انجام می‌پذیرد. از آنجا که افزایش و کاهش لاگ گاما تا حد زیادی با نوع لیتولوژی در ارتباط است، بنابراین در محاسبات انجام شده در این نرم‌افزار بطور غیرمستقیم نوع لیتولوژی و سرعت رسوبگذاری ذرات آن نیز در نظر گرفته می‌شود. از طرفی این محاسبات با این فرض انجام شده است که رسوبگذاری در توالی‌های مورد مطالعه بدون وقفه زمانی قابل توجه رخ داده است. البته وجود داده‌های سن‌سنجی دقیق در تکمیل و تایید نتایج به دست آمده توسط این روش تا حد زیادی موثر است.



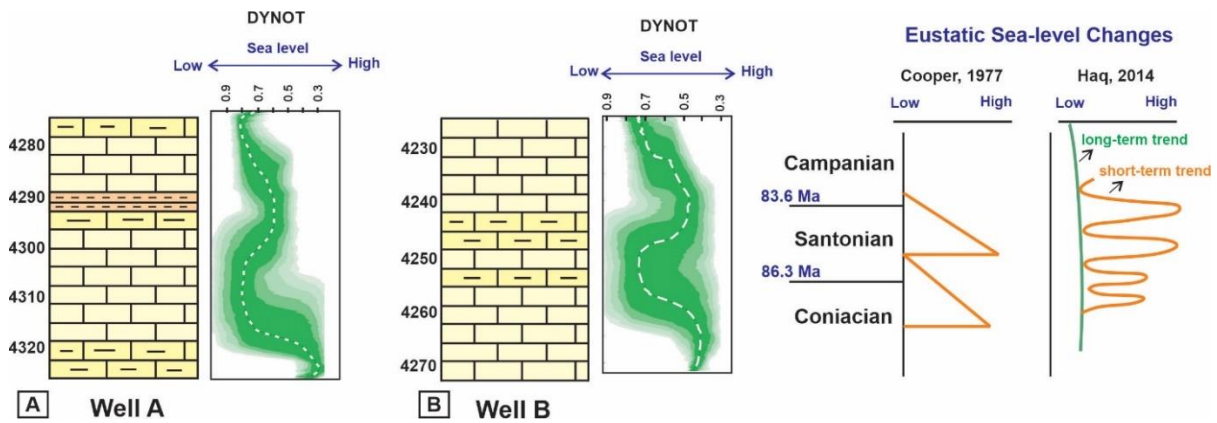
شکل ۵- آنالیز ضریب همبستگی برای تخمین میانگین نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام (A) نتایج آنالیز ضریب همبستگی در چاه A با شبیه-سازی مونت کارلو ۲۰۰۰ و نرخ رسوبگذاری آزمایش شده از ۲۰-۱ سانتی‌متر در هر هزار سال، یک پیک اصلی در محدوده ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال نشان می‌دهد، (B) نتایج آنالیز ضریب همبستگی در چاه B با شبیه‌سازی مونت کارلو ۲۰۰۰ و نرخ رسوبگذاری آزمایش شده از ۲۰-۱ سانتی‌متر در هر هزار سال، دو پیک اصلی در محدوده ۴ و ۵/۵ سانتی‌متر در هر هزار سال نشان می‌دهد. در هر دو چاه سطح معناداری فرضیه صفر از این نرخ‌های رسوبگذاری کمتر از ۰/۰۱ بوده و تعداد پارامترهای نجومی مشارکت کننده در زمان رسوبگذاری سازند ایلام بیشتر از چهار پارامتر بوده است.

### ۳-۴ تغييرات سطح آب دريا

با توجه به عدم مغزه‌گيري سازند ايلام در ميدان نفتي مورد مطالعه و كيفيت پايين خرده‌هاي حفاري، بررسي تغييرات سطح آب دريا در قالب چينه‌نگاري سكاني با استفاده از مطالعات پتروگرافي به طور دقيق قابل انجام نمي‌باشد. در اين شرايط داده‌هاي لاگ گاما بهترين منبع براي بررسي اين موضوع مي‌باشند. مدل نويز رسوبي در هر دو چاه A و B روندهاي مختلفی را نشان مي‌دهد که حاكي از نوسانات سطح آب دريا در زمان رسوبگذاري سازند ايلام است. با توجه به روندهاي مشاهده شده، در دو بازه زماني حوضه‌ي رسوبي با بيشترين کاهش سطح آب دريا مواجه شده است. اولين بازه براي چاه A (شکل ۷A) در اعماق ۴۳۱۵-۴۳۰۵ متر و براي چاه B (شکل ۷B) در اعماق ۴۲۵۵-۴۲۵۰ رخ داده و دومين بازه مربوط به بخش بالايي سازند و مرز آن با سازند گورپي است.



شکل ۶- آناليزهاي طيف‌نگار ضريب همبستگي تکاملي و لحظه‌هاي طيفي براي تخمين نرخ رسوبگذاري در چاه‌هاي A و B در سازند ايلام (A) آناليز طيف‌نگار ضريب همبستگي تکاملي در چاه A با شبیه‌سازي مونت کارلو ۲۰۰۰ و نرخ رسوبگذاري آزمايش شده از ۱-۲۰ سانتي‌متر در هر هزار سال در بخش‌هاي مياني و پاييني سازند ايلام بيشترين افزايش نرخ رسوبگذاري را نشان مي‌دهد، (B) آناليز طيف‌نگار ضريب همبستگي تکاملي در چاه B با شبیه‌سازي مونت کارلو ۲۰۰۰ و نرخ رسوبگذاري آزمايش شده از ۱-۲۰ سانتي‌متر در هر هزار سال در سه محدوده در سازند ايلام بيشترين افزايش نرخ رسوبگذاري را نشان مي‌دهد، (C) آناليز لحظه‌هاي طيفي در چاه A بيشترين نرخ رسوبگذاري را در عمق ۴۳۱۰ متری و معادل ۵ سانتي‌متر در هر هزار سال ثبت کرده است، (D) آناليز لحظه‌هاي طيفي در چاه B بيشترين نرخ رسوبگذاري را در اعماق ۴۲۴۰ تا ۴۲۵۰ متری و معادل ۵-۴/۵ سانتي‌متر در هر هزار سال نشان داده است.



شکل ۷- بررسی تغییرات سطح آب دریا با استفاده از مدل نویز رسوبی در (A) چاه شماره A و (B) چاه شماره B در سازند ایلام و مقایسه آنها با منحنی‌های جهانی سطح آب دریا [۲۳، ۳۰]

## ۵- بحث

### ۱-۵ تعیین مقیاس زمانی نجومی برای سازند ایلام

از مهم‌ترین کاربرد شناسایی چرخه‌های میلانکوویچ و تخمین نرخ رسوبگذاری، استفاده از داده‌های به دست آمده جهت تعیین یک مقیاس زمانی نجومی<sup>۳۴</sup> برای توالی‌های رسوبی است [۶۵، ۲۴]. همانطور که گفته شد این محاسبات با فرض عدم وجود وقفه‌های رسوبی بلند مدت و عدم تاثیر فشردگی بر رسوبات انجام می‌شوند. در این مطالعه با توجه به اینکه رسوبگذاری سازند ایلام تنها در بازه زمانی سانتونین صورت گرفته و مرزهای زمانی دیگری در این سازند وجود ندارد، احتمال وجود وقفه رسوبگذاری بلند مدت بعید به نظر می‌رسد.

همانطور که گفته شد، براساس مطالعات فسیل‌شناسی، سن سازند ایلام در میدان نفتی کوپال، سانتونین تعیین شده است [۸]. از آنجا که ضخامت سازند ایلام در میداین مختلف این ناحیه متفاوت بوده و تغییرات رخساره‌ای در این سازند قابل توجه است، بازنگری و بررسی مجدد سن این سازند در حوضه‌های مختلف زاگرس ضرورت دارد. در یکی از آخرین مطالعات انجام شده، سن رسوبگذاری سازند ایلام در میدان نفتی آب‌تیمور سانتونین-کامپانین؟ به دست آمده است [۲]. بطور کلی عدم مغزه‌گیری کامل در توالی‌های سازند ایلام و دسترسی نداشتن به داده‌های سن‌سنجی با استفاده از ایزوتوپ استرانسیوم، تعیین سن دقیق این سازند را در میداین مختلف فروفاتادگی دزفول از جمله میدان نفتی کوپال با محدودیت مواجه کرده است.

از میان چرخه‌های میلانکوویچ، تنها مدت زمان چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت (۴۰۵ هزار سال) در طول فناوری ویک تابت بوده است، اما مدت زمان چرخه‌های دیگر نوسانات مختلفی را نشان می‌دهند [۴۲، ۳۹]. در این مطالعه داده‌های به دست آمده از فیلتراسیون لاگ گاما (شکل ۴C و ۴F)، وجود سه چرخه حرکت گریز از مرکز طولانی مدت را در هر دو چاه سازند ایلام اثبات کرده‌اند. با توجه به ضخامت سازند، میانگین محاسبه شده برای نرخ رسوبگذاری سازند ایلام (۴-۵ سانتی متر در هر هزار سال) و مدت زمان و تعداد چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت (۴۰۵ هزار

<sup>34</sup> Astronomical Time Scale

سال) مي توان گفت، سازند ايلام در چاه‌هاي مورد مطالعه در مدت زمان ۱/۳ - ۱/۱۸ ميليون سال رسوبگذاري کرده است. از آنجا که مدت زمان اشکوب سانتونين (۸۳/۶ - ۸۶/۳ ميليون سال) حدود ۲/۷ ميليون سال تعيين شده است، سن به دست آمده براي توالي‌هاي سازند ايلام با استفاده از اين داده‌ها منطقي به نظر مي‌رسد و مي‌تواند به عنوان مبنايي براي مطالعات سن‌سنجي اين سازند در مطالعات آينده در نظر گرفته شود.

## ۲-۵ بررسی عوامل موثر بر رسوبگذاري و نوسانات سطح آب دريا در سازند ايلام

در بيشتر مطالعات انجام شده، زمان باز شدن اقيانوس نئوتتيس از پرمين تا ترياس در نظر گرفته مي‌شود، اما در مورد بسته شدن آن اتفاق نظر چنداني وجود ندارد و يك بازه زماني طولاني‌تر از کرتاسه بالايي تا نئوژن براي اين رويداد تکتونيكي در نظر گرفته مي‌شود. حوضه اقيانوسي نئوتتيس داراي دو شاخه شمالي و جنوبي بوده که شاخه‌ي جنوبي نسبتاً ساده تر بوده و رشته کوه‌هاي زاگرس به عنوان شاخه جنوبي آن در نظر گرفته مي‌شوند. مطالعات محجل و همکاران [۴۸] نشان مي‌دهد که باز شدن نئوتتيس جنوبي در ابتدا به علت گسترش بستر اقيانوس‌ها در پرمين رخ داده و در ادامه با ايجاد يك کافت ديگر در ترياس پسين و کشش دوباره‌ي حاشيه غيرفعال آن، نئوتتيس جنوبي در حاشيه شمال شرق صفحه عربي گسترش پيدا کرده است. در مطالعاتي که شروع بسته شدن نئوتتيس به اواخر مزوزويک منسوب شده است، فرارانش بخشي از پوسته اقيانوسي به روي صفحه زاگرس-عربستان باعث تبديل حاشيه غير فعال زاگرس در يك رژيم همگرابي به يك حوضه‌ي برخورد کماني، بسته شدن اقيانوس نئوتتيس، فعال شدن مجدد گسل‌هاي پي‌سنگي و ايجاد ساختارهايي با امتداد شمال غرب-جنوب شرق شده است [۵۷، ۲۸، ۲۶، ۱۴].

مطالعات جغرافيايي ديرينه نشان مي‌دهد که توالي‌هاي کرتاسه بالايي زاگرس در زمان رسوبگذاري در نزديكي عرض‌هاي جغرافيايي استوايي قرار داشته و متاثر از شرايط آب و هوايي گرم و مرطوب بوده‌اند [۳۲، ۲۷]. از طرفي در دوره کرتاسه به علت غلبه‌ي شرايط گلخانه‌اي و افزايش غلظت دي‌اکسيدکربن در جو، آب و هواي گرم و مرطوب در کره زمين غالب بوده است. با اشتقاق ابرقاره پانگه‌آ در امتداد بخش‌هاي استوايي قبل از کرتاسه، مسير جريان‌هاي اقيانوسي از شمالي-جنوبي به شرقي-غربي تغيير کرده و اين مساله نيز بر شرايط آب و هوايي کرتاسه تاثير گذاشته است [۳۱]. دماي آب اقيانوس‌ها در دوره کرتاسه در عرض‌هاي استوايي بطور ميانگين ۲۸-۳۰ درجه سانتی‌گراد ثبت شده است [۶۶]. مطالعات ژئوشيميايي در سازند ايلام بيانگر وجود دريايي با ترکيب آراگونيتي در زمان رسوبگذاري سازند ايلام بوده است [۷، ۶، ۴، ۱]، که اين مساله تاثيري بر وجود آب و هواي گرم در زمان تشکيل سازند ايلام است. براساس مطالعات ايزوتوپ اکسيژن دماي آب دريا براي سازند ايلام ۲۸ درجه سانتی‌گراد به دست آمده است [۱۱] که با دماي ميانگين جهاني در کرتاسه بالايي مطابقت دارد. براساس مطالعات انجام شده، علاوه بر موقعيت تکتونيكي و جريان‌هاي اقيانوسي، چرخه‌هاي ميلانکوويچ با تاثير بر ميزان تابش خورشيد تاثير بسزايي بر شرايط آب و هوايي و در نهايت پارامترهاي ژئوشيمي و ژئوفيزيكي توالي‌هاي رسوبي گذاشته‌اند [۶۵، ۴۶، ۱۸، ۵].

در اين مطالعه روند تغييرات سطح آب دريا و نرخ رسوبگذاري در سازند ايلام ثابت نبوده است. براساس نتايج به دست آمده، افزايش و کاهش اين دو پارامتر با تغييرات آب و هوايي و چرخه‌هاي ميلانکوويچ در ارتباط هستند. نمودارهاي به

دست آمده از آنالیزهای طیفی، فوریه و موجک نشان می‌دهند که چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت نسبت به چرخه‌های دیگر نقش بیشتری در تغییرات ذکر شده داشته‌اند. در چاه A، براساس روش ضریب همبستگی میانگین نرخ رسوبگذاری ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال محاسبه شده است. در روش‌های طیف‌نگار ضریب همبستگی تکاملی و لحظه-های طیفی که تغییر نرخ رسوبگذاری همزمان با تغییرات عمق سازند ایلام نمایش داده می‌شود، در اعماق ۴۳۲۰-۴۳۱۵ متری یک روند افزایشی در نرخ رسوبگذاری مشاهده می‌شود. به سمت بالای سازند ایلام، نرخ رسوبگذاری در روش لحظه‌های طیفی تا عمق ۴۲۸۷ متری تقریباً ثابت بوده (۴/۵ - ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال) اما ناگهان کم شده و در بالای سازند دوباره افزایش نشان داده است. در روش طیف‌نگار ضریب همبستگی تکاملی، در عمق ۴۲۹۵ متری نیز یک روند افزایشی اندک نشان داده شده است، اگرچه در این روش نیز مقادیر نرخ رسوبگذاری نوسانات کمی (۴/۵ - ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال) داشته است. تطابق این نمودارها با نمودار مدل نویز رسوبی در چاه A نشان می‌دهد که در اعماقی که سطح آب دریا کاهش یافته است، میزان نرخ رسوبگذاری نیز افزایش داشته است. این مساله در بخش بالایی سازند ایلام (مرز سازند ایلام و گورپی) با توجه به افزایش ورود رسوبات وارده به حوضه در زمان کاهش سطح آب دریا به علت افزایش فرسایش و هوازدگی قابل توجیه است. در چاه B، با توجه به آنالیز ضریب همبستگی، میانگین نرخ رسوبگذاری ۴-۵/۵ سانتی‌متر در هر هزار سال محاسبه شده است. در نمودارهای به دست آمده از آنالیزهای طیف‌نگار ضریب همبستگی تکاملی و لحظه‌های طیفی نرخ رسوبگذاری در اعماق ۴۲۶۰، ۴۲۵۰ و ۴۲۴۰ متری افزایش نشان داده است. در این چاه نیز انطباق نتایج نرخ رسوبگذاری با مدل نویز رسوبی بطور قابل توجهی بیانگر افزایش نرخ رسوبگذاری همزمان با پستی سطح آب دریا می‌باشد. در شکل ۷ مدل نویز رسوبی سازند ایلام در چاه‌های A و B با منحنی جهانی سطح آب دریاها در کرتاسه بالایی [۳۰، ۲۳] مقایسه شده است. براساس نمودار کوپر [۲۳] منحنی جهانی سطح آب دریاها در سانتونین یک روند کاهشی و براساس نمودار هک [۳۰] دو روند کاهشی در این بازه زمانی اتفاق افتاده است. بنابراین همانطور که در تصویر نشان داده شده است، کاهش سطح آب دریا در اعماق ذکر شده در سازند ایلام با کاهش موقتی سطح آب دریا در بخش‌هایی از سانتونین مطابقت دارد. تلفیق داده‌های به دست آمده از این مطالعه با یافته‌های پژوهش‌های پیشین [۳۰، ۲۶، ۲۳، ۱۴] نشان می‌دهد که رسوبگذاری سازند ایلام تا حد زیادی با رویدادهای تکتونیکی و نوسانات جهانی سطح آب دریا مرتبط بوده است (شکل ۷). علاوه بر عوامل ذکر شده، براساس یافته‌های این مطالعه، چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت نیز بر گرم شدن آب و هوای کرتاسه بالایی و نوسانات سطح آب دریا در زمان رسوبگذاری سازند ایلام موثر بوده‌اند. همچنین گسترش دریای کم عمق در این زمان که ناشی از رویدادهای تکتونیکی اواخر مزوزوئیک بوده است نقش زیادی در رسوبگذاری سازند ایلام داشته است.

## ۶- نتیجه‌گیری

نتایج به دست آمده از این مطالعه به شرح زیر بیان می‌شوند:

- در این پژوهش سازند ایلام به سن سانتونین (کرتاسه بالایی) در میدان نفتی کوپال جهت بررسی مطالعات چینه‌نگاری چرخه‌ای، شناسایی چرخه‌های میلانکوویچ و تاثیر آنها بر رسوبگذاری این سازند مورد ارزیابی قرار گرفته است. لاگ



گامای طیفی به عنوان یکی از قوی‌ترین شاخص‌های آب و هوایی تاثیر این چرخه‌ها بر روی رسوبات را به خوبی نمایان می‌کند.

- استفاده از آنالیزهای مختلف بر روی لاگ گامای طیفی نشان می‌دهد که انواع چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت، حرکت گریز از مرکز کوتاه مدت، حرکت انحرافی محور چرخش زمین و حرکت تقدیمی محور زمین در زمان رسوبگذاری سازند ایلام موثر بوده‌اند. هر چند چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت نقش بیشتری نسبت به چرخه‌های دیگر داشته‌اند.

- نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام با استفاده از روش‌های مختلف محاسبه شده است. میانگین نرخ رسوبگذاری در چاه-های A و B به ترتیب ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال و ۵/۵ - ۴ سانتی‌متر در هر هزار سال به دست آمده است. البته میزان آن از پایین به بالا تغییرات مختلفی را نشان داده است.

- با در نظر گرفتن نرخ رسوبگذاری و چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت، رسوبگذاری سازند ایلام در ساتونین در دو چاه مطالعه شده، در مدت زمان ۱/۳ - ۱/۱۸ میلیون سال به طول انجامیده است.

- بررسی تغییرات سطح آب دریا و نمودارهای مربوط به نرخ رسوبگذاری نشان می‌دهند که افزایش نرخ رسوبگذاری در سازند ایلام مطابق با دوره‌های کاهش سطح آب دریا بوده است.

- بطور کلی رسوبگذاری سازند ایلام تا حد زیادی متأثر از وجود چرخه‌های حرکت گریز از مرکز طولانی مدت، شرایط آب و هوایی کرتاسه بالایی، نوسانات جهانی سطح آب دریا و رویدادهای تکتونیکی این زمان بوده است.

## تشکر و قدرانی

از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب جهت همکاری و در اختیار قرار دادن داده‌های مورد نیاز تشکر می‌شود. از داوران مقاله آقایان دکتر افشین زهدی و دکتر حسین قنبرلو تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] اسدی مهماندوستی، ا.، ۱۳۸۴، ژئوشیمی و دیازنز سازند ایلام در میداین نفتی آب‌تیمور و منصوری و رخنمون تنگ رشید کوه پیون، منطقه ایزه: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۹۰ صفحه.
- [۲] امیدی، ر.، صادقی، ع.، حسینی برزی، م.، اکبری بس‌کلایه، ن.، ۱۳۹۷، زیست‌چینه‌نگاری سازندهای سروک و ایلام در میدان نفتی آب‌تیمور (چاه‌های شماره ۱ و ۱۴): فصلنامه زمین‌شناسی ایران، شماره ۱۲، صفحه ۹۲-۷۵.
- [۳] ذاکری، م.، ۱۳۹۳، تعیین گونه‌های سنگی مخزن بنگستان در میدان نفتی کوپال با استفاده از تکنیک آنالیز خوشه‌ای: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه فردوسی مشهد، ۱۴۷ صفحه.
- [۴] رحمانی‌زاده، ح.، ۱۳۸۸، محیط رسوبی و ژئوشیمی سازند ایلام در کوه سورگه و مقایسه آن با برش سیاه‌کوه (ایلام): پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۰۳ صفحه.

- [۵] عباساقی، ف.، محبوبی، ا.، موسوی حرمی، ر.، اورجانی، ش.، ۱۳۹۴، کاربرد آنالیز طیفی در چینه‌نگاری سکانسی و تعیین چرخه‌های میلانکوویچ در سازند سروک در میدان کوپال: رسوب‌شناسی کاربردی، شماره ۵، صفحه ۷۰-۵۴.
- [۶] غریبی و رزقانی، س.، ۱۳۹۳، میکروفاسیس، محیط رسوبی و ژئوشیمی سازند ایلام در میدان نفتی آزادگان: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهیدبهشتی، ۲۱۷ صفحه.
- [۷] فولادوند، ر.، ۱۴۰۱، چینه‌نگاری سکانسی، تاریخچه رسوبگذاری، دیاژنز و مدلسازی هتروژنیته سازند ایلام در برخی از میداین بخش جنوبی فروافتادگی دزفول شمالی: رساله دکترا، دانشگاه شهیدبهشتی، ۲۴۲ صفحه.
- [۸] قلاوند، ه.، ۱۳۸۱، مطالعه تکمیلی زمین‌شناسی مخزن بنگستان میدان کوپال. گزارش منتشر نشده شماره ۵۲۵۴، ۲۱۰ صفحه.
- [۹] محمدخانی، ی.، ۱۳۹۷، بررسی خواص مخزنی و اشباع سیالات سازند ایلام در میدان نفتی کوپال: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد گچساران، ۱۰۱ صفحه.
- [۱۰] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس: انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، طرح تدوین کتاب، ۵۳۶ صفحه.
- [11] ADABI, M.H. and ASADI MEHMANDOSTI, E., 2008, Microfacies and Geochemistry of the Ilam Formation in the Tang-E Rashid Area, Izeh, SW Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **33**, 267-277.
- [12] ADAMS, T.D., 1969, Asmari Formation of Lurestan and Khuzestan Provinces, Iranian Oil Operation Company, Geological and Exploration Division: Interior report No 1154: 88p.
- [13] AGARD, P., OMRANI, J., JOLIVET, L. and MOUTHEREAU, F., 2005, Convergence history across Zagros (Iran): Constraints from collisional and earlier deformation: *International Journal of Earth Science*, **94**, 401-419.
- [14] ALAVI, M., 1994, Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran: new data and interpretations: *Tectonophysics*, **229**, 211-228.
- [15] AQRAWI, A.A.M., GOFF, J.C., HORBURY, A.D. and SADOONI, F.N., 2010, The Petroleum Geology of Iraq: Scientific Press Ltd. 424 pp.
- [16] BAHK, J.J., UM, I.K., YI, B.Y. and YOO, D.G., 2015, Paleocyanographic implications and cyclostratigraphy of variations in well-log data from the western slope of the Ulleung Basin, East Sea: *Quaternary International*, **392**, 58-68.
- [17] BAILEY, R.J., 2009, Cyclostratigraphy reasoning and orbital time calibration: *Terra Nova*, **21**, 340-351.
- [18] BECKMANN, B., FLOGEL, S., HOFMANN, P., SCHULZ, M. and WAGNER, T., 2005. Orbital forcing of Cretaceous River discharge in tropical Africa and ocean response: *Nature*, **437**, 241-244.
- [19] BERBERIAN, M., 1995, Master blind thrust faults hidden under the Zagros Folds: active basement tectonics and surface morphotectonics: *Tectonophysics*, **241**, 193-224.
- [20] CARMINATI, E., ALDEGA, L., TRIPPETTA, F., SHABAN, A., NARIMANI, H. and SHERKATI, S., 2014, Control of folding and faulting on fracturing in the Zagros (Iran): the Kuh-e-Sarbalesh anticline: *Journal of Asian Earth Sciences*, **79**, 400-414.
- [21] CHEN, D.Z. and TUCKER, M.E., 2003, The Frasnian-Famennian mass extinction: Insights from high-resolution sequence stratigraphy in South China: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **193**, 87-111.

- [22] CHIU, J.K., CHUNG, S.L., ZARRINKOUB, M.H., MOHAMMADI, S.S., KHATIB, M.M. and IIZUKA, Y., 2013, Zircon U–Pb age constraints from Iran on the magmatic evolution related to Neotethyan subduction and Zagros orogeny: *Lithos*, **162**–163, 70–87.
- [23] COOPER, M.R., 1977, Eustasy during the Cretaceous; its implication and importance: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **22**, 1-60.
- [24] FALAHATKHAH, O., KADKHODAEI, A., CIABGHODSI, A.A. and LI, M., 2021, Cyclostratigraphy of the Lower Triassic Kangan Formation in the Salman gas field, eastern Persian Gulf, Iran: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **561**, 110045.
- [25] FÖLLMI, K.B., 2012, Early Cretaceous life, climate and anoxia: *Cretaceous Research*, **35**, 230-257.
- [26] GEALEY, W.K., 1988, Plate tectonic evolution of the Mediterranean Middle East region: *Tectonophysics*, **155**, 285-306.
- [27] GOLONKA, J., 2000, Cambrian-Neogene plate tectonic in maps. Wydawnictwa Uniwersytetu Jagiellonskiego, Krakow. Provenance: the Cyprus case: *Journal of Geology*, **108**, 199-218.
- [28] GOLONKA, J., 2004, Plate tectonic evolution of the southern margin of Eurasia in the Mesozoic and Cenozoic: *Tectonophysics*, **381**, 235-273.
- [29] GRADSTEIN, F.M. and SHERIDAN, R.E., 1983, On the Jurassic Atlantic Ocean and a synthesis of results of deep-sea drilling project Leg 76: In: SHERIDAN, R.E. and GRADSTEIN, F.M. (Eds.), 1983, *Initial reports of the deep-sea drilling project*, 76, 913-943.
- [30] HAQ, B.U., 2014, Cretaceous eustasy revisited: *Global and Planetary Change*, **113**, 44-58.
- [31] HAY, W.W., 2011, Can Humans Force a Return to a “Cretaceous” Climate?: *Sedimentary Geology*, 235, 5-26.
- [32] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451**, 56–70.
- [33] HILGEN, F.J., AZIZ, H.A., KRIJGSMAN, W., RAFFI, I. and TURCO, E., 2003, Integrated stratigraphy and astronomical tuning of the Serravallian and lower Tortonian at Monte Dei Corvi (Middle- Upper Miocene, northern Italy): *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **199**, 229-264.
- [34] HINNOV, L.A., 2004, Earth’s orbital parameters and cycle stratigraphy: In: GRADSTEIN, F.M., OGG, J.G. and SMITH, A.G. (Eds.), A Geological Time Scale 2004. *Cambridge University Press, Cambridge*, 55-62.
- [35] JIN, S., LIU, S., LI, Z., CHEN, A. and MA, C., 2022, Astrochronology of a middle Eocene lacustrine sequence and sedimentary noise modeling of lake-level changes in Dongying Depression, Bohai Bay Basin: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **585**, 110740.
- [36] KALVODA, J.O., BABEK, F.X., DEVUYAST, G.S. and SEVASTOPOLO, G., 2011, Biostratigraphy, sequence stratigraphy and gamma-ray spectrometry of the Tournaisian-Visean boundary interval in the Dublin Basin: *Bulletin of Geosciences*, **86**, 683-706.
- [37] KELLER, G., 2008, Cretaceous climate, volcanism, impacts, and biotic effects: *Cretaceous Research*, **29**, 754-771.
- [38] KODAMA, K.P. and HINNOV, L., 2015, Rock Magnetic Cyclostratigraphy: Wiley-Blackwell, Oxford, 176.
- [39] LASKAR, J., ROBUTEL, P., JOUTEL, F., GASTINEAU, M., CORREIA, A.C.M. and LEVRARD, B., 2004, A long-term numerical solution for the insolation quantities of the Earth: *Astron Astrophys*, **428**, 261-285.
- [40] LI, M., HINNOV, L.A., HUANG, C. and OGG, J.G., 2018a, Sedimentary noise and sea levels linked to land–ocean water exchange and obliquity forcing: *Nature Communications*, **9**, 1004.
- [41] LI, M., KUMP, L.R., HINNOV, L.A. and MANN, M.E., 2018c, Tracking variable sedimentation rates and astronomical forcing in Phanerozoic paleoclimate proxy series with

- evolutionary correlation coefficients and hypothesis testing: *Earth and Planetary Science Letters*, **501**, 165-179.
- [42] LI, M., HINNOV, L. and KUMP, L., 2019b, Acycle: time-series analysis software for paleoclimate research and education: *Computers and Geosciences*, **127**, 12–22.
- [43] MAYER, H. and APPEL, E., 1999, Milankovitch cyclicity and rock-magnetic signatures of palaeoclimate change in the Early Cretaceous Biancone Formation of the Southern Alps, Italy: *Cretaceous Research*, **20**, 189-214.
- [44] MEHRABI, H., NAVIDTALAB, A., ENAYATI, A. and BAGHERPOUR, B., 2022, Age, duration, and geochemical signatures of paleo-exposure events in Cenomanian-Santonian sequences (Sarvak and Ilam formations) in SW Iran: Insights from carbon and strontium isotopes chemostratigraphy: *Sedimentary Geology*, **434**, 106136.
- [45] METZNER, N., NIEBUHR, B., PURNER, T. and WILMSEN, M., 2023, Chemostratigraphy of the lower Danubian Cretaceous Group (Cenomanian-lower Turonian, Bavaria, SE Germany)- A new carbon isotope reference curve and inter-basinal correlation: *Cretaceous Research*, **149**, 105568.
- [46] MEYERS, S.R., SAGEMAN, B.B. and ARTHUR, M.A., 2012, Obliquity forcing of organic matter accumulation during Oceanic Anoxic Event 2: *Paleoceanography*, **27**, 1–19.
- [47] MILANKOVICH, M., 1941, Kanon der Erdbestrahlungen und seine Anwendung auf das Eiszeitenproblem. Royal Serbian Academy, Section of Mathematical and Natural Sciences 33, Belgrade.
- [48] MOHAJJEL, M., FERGUSSON, C.L. and SAHANDI, M.R., 2003, Cretaceous-Tertiary convergence and continental collision, Sanandaj-Sirjan zone, western Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **21**, 397-412.
- [49] NAJAFI, M., VERGES, J., ETEMAD-SAEED, N. and KARIMNEJAD, H.R., 2018, Folding, thrusting and diapirism: Competing mechanisms for shaping the structure of the north Dezful Embayment, Zagros, Iran: *Basin Research*, **30**, 1200-1229.
- [50] NAJAFI, M., BEAMUD, E., RUH, J., MOUTHEREAU, F., TAHMASBI, A., BERNAOLA, G., YASSAGHI, A., MOTAMEDI, H., SHERKATI, S., HASAN GOODARZI, M.G. and VERGES, J., 2020, Pliocene growth of the Dowlatabad syncline in frontal Fars arc: Folding propagation across the Zagros Fold Belt, Iran: *Geological Society of America Bulletin*, **133**, 1381-1403.
- [51] NAVIDTALAB, A., SARFI, M., ENAYATI-BIDGOLI, A. and YAZDI-MOGHADAM, M., 2020, Syn-depositional continental rifting of the Southeastern Neo-Tethys margin during the Albian-Cenomanian: evidence from stratigraphic correlation: *International Geology Review*, **62**, 1698-1723.
- [52] OMIDPOUR, A., MOUSSAVI-HARAMI, R., MAHBOUBI, A. and RAHIMPOUR-BONAB, H., 2021, Application of stable isotopes, trace elements and spectral gamma-ray log in resolving high-frequency stratigraphic sequences of a mixed carbonate-siliciclastic reservoirs: *Marine and Petroleum Geology*, **125**, 104854.
- [53] OMIDVAR, M., MEHRABI, H., SAJADI, F., BAHRAMIZADEH-SAJJADI, H., RAHIMPOUR-BONAB, H. and Ashrafzadeh, A., 2014, Revision of the foraminiferal biozonation scheme in Upper Cretaceous carbonates of the Dezful Embayment, Zagros, Iran: integrated palaeontological, sedimentological and geochemical investigation: *Revue de Micropaleontologie*, **57**, 97–116.
- [54] QIU, R., FANG, L., LU, Y., CHEN, Y., HUANG, R., LEI, W., ZHANG, P. and LI, M., 2023, Cyclostratigraphy of the Lower Jurassic (Toarcian) terrestrial successions in the Sichuan Basin, southwestern China: *Journal of Asian Earth Sciences*, **250**, 105617.
- [55] SCOTCHMAN, J.I., PICKERING, K.T., SUTCLIFFE, C., DAKIN, N. and ARMSTRONG, E., 2015, Milankovitch cyclicity within the middle Eocene deep-marine guaso system, Ainsa Basin, Spanish Pyrenees: *Earth Science Reviews*, **144**, 107-121.

- [56] SEPEHR, M. and COSGROVE, J.W., 2004, Structural framework of the Zagros Fold–Thrust Belt, Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 829-843.
- [57] SHARLAND, P.R., ARCHER, R., CASEY, D.M., DAVIES, R.B., HALL, S.H., HEWARD, A.P., HORBURY, A.D. and SIMMON, M.D., 2001, Arabian Plate sequence stratigraphy. *GeoArabia*, **2**, 371.
- [58] SHERKATI, S. and LETOUZEY, J., 2004, Variation of Structural Style and Basin Evolution in the Central Zagros (Izeh Zone and Dezful Embayment) Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 535-554.
- [59] SINNESAEEL, M., ZIVANOVIC, M., DE VLEESCHOUWER, D. and CLAEYS, P., 2018, Spectral Moments in Cyclostratigraphy: Advantages and Disadvantages compared to more classic Approaches: *Paleoceanography and Paleoclimatology*, **33**, 493-510.
- [60] STAMPFLI, G.M. and BOREL, G.D., 2002, A plate tectonic model for the Paleozoic and Mesozoic constrained by dynamic plate boundaries and restored synthetic oceanic isochrons: *Earth and Planetary Science Letters*, **196**, 17–33.
- [61] TAJMIR RIAHI, Z., SARKARINEJAD, K., FAGHIH, A., SOLEIMANY, B. and PAYROVIAN, G.R., 2021, Impact of inversion tectonics on the spatial distribution of hydrocarbon traps in the NW Persian Gulf and southern Dezful Embayment, SW Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **134**, 105364.
- [62] TALBOT, C.J. and ALAVI, M., 1996, The past of a future syntaxis across the Zagros: In: ALSOP, G.I., BLUNDELL, D.J. and DAVISON, I., (Eds.), 1995, Salt Tectonics. *Geological Society, London*, 89–109.
- [63] THOMSON, D.J., 1982, Spectrum estimation and harmonic analysis: *Proceedings of the IEEE*, **70**, 1055–1096.
- [64] TORRENCE, C. and COMPO, G.P., 1998, A practical guide to wavelet analysis: *Bulletin of the American Meteorological Society*, **79**, 61-78.
- [65] WEI, X., DENG, Y., YAN, D., LOU, E., JIANG, P., ZHOU, J., HUANG, H., ZHANG, B., FU, H. and GONG, Y., 2023, Organic matter enrichment in Asia's palaeolake controlled by the early and middle Eocene global warming and astronomically driven precessional climate: *Marine and Petroleum Geology*, **154**, 106342.
- [66] WYGRALA, B.P., 1989, Integrated study of an oil field in the southern Po basin, northern Italy, Köln: Ph. D dissertation, University of Köln, 217.
- [67] WYND, J., 1965, Biofacies of the Iranian Consortium Agreement Area. Iranian Oil Corporation Companies. Geological and Exploration Division.
- [68] ZEEDEN, C., ULFERS, A., PIERDOMINICI, S., SARDAR ABADI, M., VINNEPAND, M., GRELLE, T., HESSE, K., LEU, K. and WONIK, T., 2023, Downhole logging data for time series analysis and cyclostratigraphy. *Earth-Science Reviews*, **241**, 104436.
- [69] ZHANG, T., ZHANG, C., FAN, T., ZHANG, L., ZHU, R., TAO, J. and LI, M., 2020, Cyclostratigraphy of Lower Triassic successions in the Junggar Basin, northwestern China: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **539**, 109493.

# ارزیابی ژئوشیمیایی و محیط رسوبی واحدهای شیلی سازند پابده-گورپی و تاثیر کانی‌های رسی در پایداری دیواره چاه، مطالعه موردی: میدان نفتی آغاچاری

بهمن سلیمانی\*، زهرا دهقانی<sup>۲</sup>

۱-استادگروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهیدچمران اهواز،

۲-کارشناسی ارشدگروه زمین شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات تهران

\*soleimani\_b@scu.ac.ir

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش آبان ۱۴۰۲

## چکیده

این پژوهش در ارتباط با شناخت کانیهای رسی و تغییرات ژئوشیمیایی سازندهای شیلی پابده - گورپی و نقش آنها در ناپایداری دیواره چاه در میدان آغاچاری صورت گرفته است. برای این منظور، این سازندها با استفاده از نمودار چاه پیمایی NGS (یک حلقه چاه)، روش پراش اشعه ایکس (XRD) و روش تجزیه عنصری XRF (یازده نمونه از دو حلقه چاه) مورد بررسی قرار گرفت. در نمودار NGS کانیهای شناسایی شده به ترتیب فراوانی عبارت از ایلیت، مونتوریلونیت، مخلوط لایه، گلاکونیت و فلدسپار است. در روش XRD، کانیهای رسی ایلیت، مونتوریلونیت، مخلوط لایه، کلریت و کائولینیت به ترتیب فراوانی شناسایی گردید. مجموعه این کانیها با توجه به حساس بودن آنها به واکنش با آب موجب ناپایداری دیواره چاه می گردند. نسبت بالای Si/Al و تغییرات Ti و بالا بودن  $Fe^{3+}$  و Mg نیز نشانه حضور گسترده ایلیت، کلریت و نیز مونتوریلونیت در سازندهای مذکور است. تغییرات عناصر اصلی و کمیاب نسبت به  $Al_2O_3$  به استثنای CaO، MnO و  $P_2O_5$  رابطه خطی مثبتی را نشان دادند. تغییرات میزان  $Fe_2O_3$  در بخش بالای پابده شرایط اکسیدان ولی به سمت گورپی شرایط احیا را نشان می دهد. براساس میزان آهن، منگنز و وانادیم، رسوبات تحت شرایط احیا، Eh احیا غیر سولفیدی و pH متوسط تا پایین تشکیل شده اند. تغییرات نسبت Th/U (۱-۴/۵) حاکی از شرایط دریایی تا حدواسط است. وجود افقهای غنی از ماده آلی (بیش از ۲٪) شرایط احیا را تایید می کند. براساس مقادیر پائین نسبت Zr/Rb رسوبات در بخش بالایی و پائین، نسبت به بخش میانی دانه ریزتر شده اند. تجمع نسبی کربنات بیوژنیک همراه شیل بصورت تناوبی بوده در تغییرات نسبت (Zr+Rb)/Sr منعکس شده است. براساس نسبت Sr/Ba در بخش زیرین شرایط دریایی و بسمت بالای سازند شرایط قاره ای و تحولی و گاه دریایی حاکم است. شرایط اکسیداسیون-احیا نیز بررسی شد. مقادیر نسبت V/(V + Ni) قلمرو نیمه احیا، نسبت Ni/Co محدوده احیا و نمودار V/Cr محدوده تقریباً احیا و در مواردی شرایط اکسیدان را نشان می دهند. شرایط دیرینه اقلیم در زمان ته نشست رسوبات برمبنای مقادیر پائین نسبت Rb/Sr (کمتر از ۰/۱۴) کاملاً گرم و خشک بوده است.

**کلید واژه:** پایداری دیواره چاه، نمودار NGS، سازندهای پابده و گورپی، محیط رسوبی، میدان نفتی آغاچاری

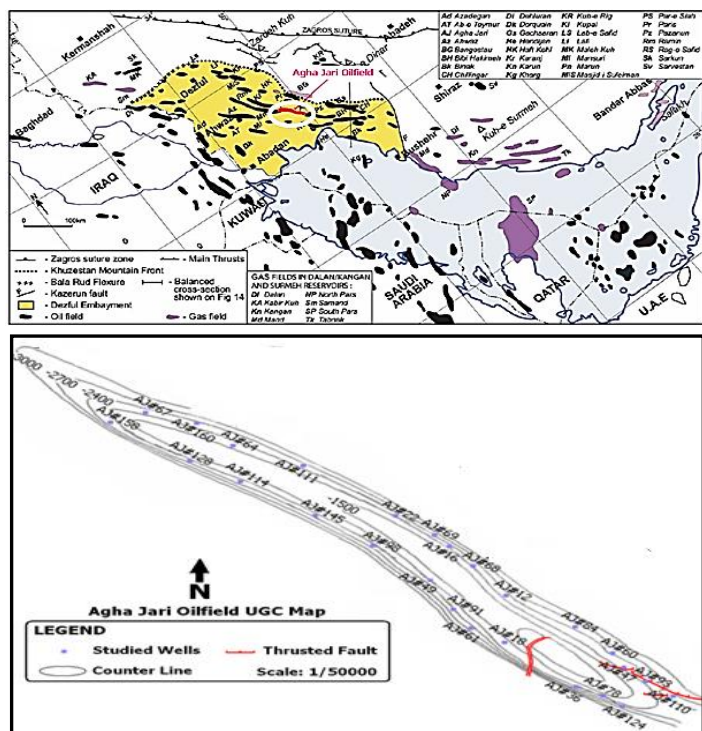
## ۱- مقدمه

پایداری دیواره‌ی چاه یکی از عوامل مهم در صنعت حفاری است، این موضوع در ریزش دیواره، گرفتگی لوله‌ها، ایجاد مسیرهای انحرافی و جانبی، مشکلات مرتبط با نمودارگیری، مشکلات مرتبط با مغزه‌گیری از جداره چاه، مشکلات جداره گذاری، سیمان شدگی ضعیف، هرزروی گل، اختلال در برنامه‌ریزی، صرف هزینه‌های بالا و حتی فوران چاه نقش دارد [۵، ۱۰، ۲۸، ۳۷]. در مجموع ناپایداری مشاهده شده در چاه حین عملیات حفاری به چهار دسته اصلی تقسیم می‌شود: گشاد شدگی با ریزش چاه؛ خزش یا همگرایی چاه؛ ایجاد زون خمیری، دگرگون شده یا آسیب دیده شکست سازند و هرزروی سیال حفاری. سه نوع اول ناپایداری به منطقه نزدیک دیواره چاه مربوط می‌شود [۶۳، ۷۳، ۹۸]. به دلیل عدم وجود مغزه از افق های شیلی ممکن است که طبقه بندی شیل های شکننده را با استفاده از تحلیل کانی شناسی (روش آنالیز XRD) و روش تیتراسیون (روش آنالیز MBT) از داده های خرده حفاری [۱۱، ۱۹، ۲۰، ۲۱، ۴۸، ۵۱، ۷۶] انجام داد.

ناپایداری چاه، در اثر یک تغییر ناگهانی در تنش های مکانیکی و یا خصوصیات فیزیکی و شیمیایی محیط در زمان حفاری ایجاد می‌شود. ناپایداری چاه معمولاً به صورت غار شدگی و از بین رفتن لایه شیلی دیده می‌شود که منجر به بزرگ شدن حفره، پرشدگی و همچنین ایجاد حفره‌های تنگ است [۱۳، ۴۷، ۶۶]. به طور کلی باید گفت که ناپایداری دیواره چاه بستگی دارد به پاسخ سنگ دیواره چاه به تمرکز تنش القایی ناشی از عملیات حفاری خواهد داد. بررسی عوامل مؤثر ریزش دیواره چاه که منجر به ناپایداری دیواره می‌شود دارای اهمیت مطالعاتی بالایی است. این پدیده موجب بروز مشکلاتی در حین حفاری و یا مچاله شدگی لوله ها بعد از حفاری می‌گردد. بر اساس داده های موجود، حل مشکلات مربوط به ناپایداری چاه سالانه بین ۰٫۵ تا ۱ میلیارد دلار برای صنعت نفت هزینه دارد [۶، ۵۵، ۷۴]. بنابراین موضوع ناپایداری دیواره چاه در صنعت بسیار مهم بوده و این نوشتار تلاش دارد این موضوع را در سازندهای شیلی پابده-گورپی از نظر تغییرات کانی شناسی و ژئوشیمیایی در میدان آجاجاری مورد بررسی قرار دهد. شناخت ویژگیهای سازندهای شیلی می‌تواند در مدیریت و صیانت از مخزن و نیز شناخت رفتاری این سازندها بسیار مؤثر باشد.

## ۲- زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی آجاجاری با موقعیت  $30^{\circ} 49'$  طول جغرافیایی و  $31^{\circ}$  عرض جغرافیایی در فاصله ۹۰ کیلومتری جنوب شرق شهر اهواز و حدود ۵ کیلومتری شمال شرق شهر امیدیه قرار گرفته است (شکل ۱). این میدان در فروافتادگی دزفول، در مرز بین دزفول شمالی و دزفول جنوبی واقع شده است. این میدان نسبت به میادین مجاور خود از شمال توسط میدان کرنج، از جنوب توسط میدان رامشیر، از شرق توسط میدان پازنان و از غرب توسط میدان مارون محدود شده است. این میدان به صورت یک چین نامتقارن با پلانچ دوگانه می‌باشد. در افق آسماری، این میدان دارای ۵۶ کیلومتر طول و ۶ کیلومتر عرض می‌باشد که در بخش شرقی میدان عرض آن به ۷ کیلومتر نیز می‌رسد. در این افق چین تک کوهانک بوده و با انحراف محوری نسبتاً زیاد چپ گرد مشخص می‌شود. شیب ساختمانی یال جنوبی به طور متوسط  $55^{\circ}$  و در بیشترین حالت در دماغه شرقی  $70^{\circ}$  می‌باشد. همچنین شیب یال شمالی به طور متوسط  $35^{\circ}$  بوده که در بیشترین حالت در میانه میدان  $48^{\circ}$  می‌باشد. میزان زاویه میل محوری در دماغه غربی  $6^{\circ}$  درجه و در دماغه شرقی  $8^{\circ}$  می‌باشد [۱، ۸۶]. مرز سازندهای پابده و گورپی تدریجی ولی مرز بالایی آن با سازند آسماری و مرز پائینی آن با سازند ایلام از نوع ناپیوسته است. ضخامت پابده-گورپی در این میدان بطور متوسط ۳۶۵ متر (۲۶۵ متر برای پابده و ۱۰۰ متر برای گورپی) محاسبه گردید. از نظر سنگ شناسی سازند پابده از آهک شیلی و در مواردی دارای پیریت و سازند گورپی از آهک و شیل و دارای گلاکونیت تشکیل شده است.



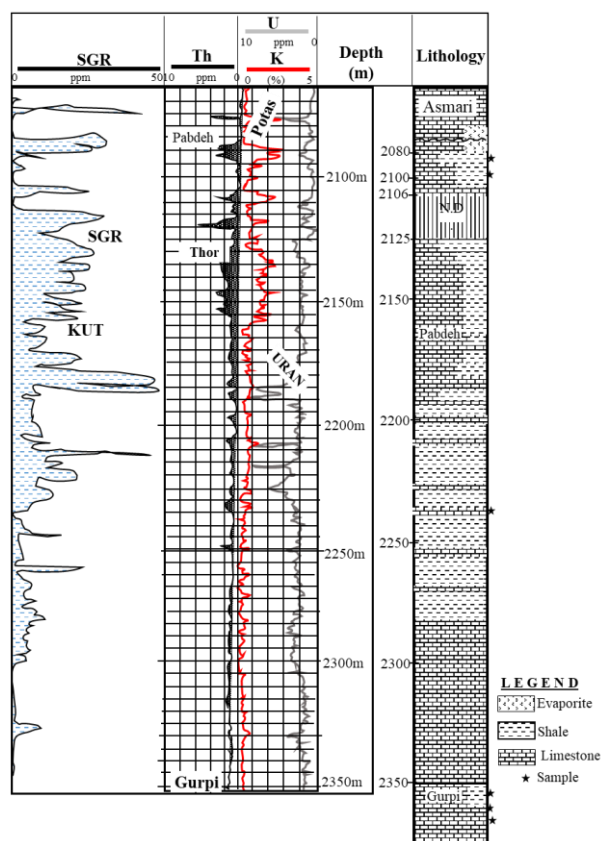
شکل ۱. موقعیت میدان مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول در کمربند چین خورده زاگرس [۱۶] و نقشه UGC میدان آغاچاری.

### ۳- مواد و روش‌ها

مطالعه کانی‌های رسی در سه شیوه اصلی: (۱) با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی (NGS) در یک حلقه چاه برای فواصل شیلی، (۲) پراش اشعه ایکس (XRD) تعداد ۱۷ نمونه از سه حلقه چاه و (۳) آنالیز شیمیایی با روش XRF (۱۱ نمونه از دو حلقه چاه) انجام گردید.

نمودارهای چاه‌پیمایی - نمودار الکتریکی (Natural Gamma Ray Spectroscopy) NGS و (Gamma ) GR رادیواکتیویته طبیعی سازندها را نشان می‌دهد [۳۰، ۴۱، ۱۲۳]. با توجه به اینکه هر نوع کانی رسی دارای مقدار مشخصی از عناصر رادیواکتیو U، Th و K است. بنابراین می‌توان با در دست داشتن مقادیر این عناصر از روی نمودار، کانی‌های رسی را شناسایی کرد [۲، ۳۰، ۹۰]. نمودار GR به دو صورت (Sum Gamma Ray) SGR و (Compensated Gamma Ray) CGR می‌باشد که به ترتیب بیانگر مجموع (Th + U + K) و (Th + K) می‌باشند و بر حسب واحد API و از صفر تا ۱۰۰ نشان داده می‌شوند. برای شناسایی افق‌های شیلی بیشتر از نمودار CGR استفاده می‌شود و بالا بودن پرتو گامای کلی یعنی SGR ارتباطی به شیل ندارد و می‌تواند دلایل دیگری داشته باشد. شکل ۲ نمودار NGS یکی از چاه‌های مورد مطالعه و ستون چینه‌ای همراه با موقعیت تقریبی نمونه‌های آنالیز شده را نشان می‌دهد. نمودارهای NGS و سرچاهی (GWL) متداول‌ترین نمودارها جهت بررسی توزیع لیتولوژی و به ویژه شیل‌ها می‌باشند [۱۷، ۶۷، ۱۲۲]. براساس مطالعه نمودارهای چاه‌پیمایی موجود در میدان آغاچاری، اتروال‌های مناسب جهت بررسی سازندهای پایده-گورپی از نظر مطالعه کانی‌های رسی و آنالیز شیمیایی انتخاب گردید (شکل ۲). همچنین سعی گردید مشکلات حفاری در زمان دسترسی به این سازندها، نیز مورد بررسی قرار گیرند.





شکل ۲ نمودار NGS یکی از چاه های مورد مطالعه و ستون چینه ای همراه با موقعیت تقریبی نمونه های آنالیز شده.

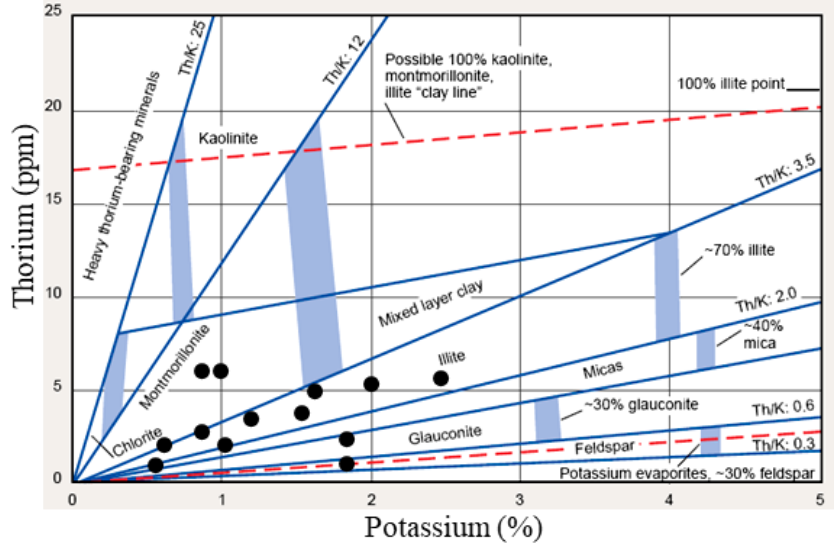
با مطالعه نمودار NGS در میدان مورد مطالعه وضعیت زمین شناسی - سنگ شناسی ستون چینه ای چاه ها بررسی و با احتساب میزان احتمالی شیل در بخش های مختلف سازندهای مورد نظر با استفاده از نمودارهای GR و NGS، محل برداشت نمونه های شیلی (به تعداد ۱۱) مشخص گردید. این انتخاب با توجه به نمونه های موجود در بایگانی شرکت نفت (مناطق نفت خیز جنوب)، صورت گرفت که پس از آماده سازی، مورد آنالیز XRF قرار گرفت. نتایج حاصل از شناسایی کانی های رسی با استفاده از نمودار پتروفیزیکی NGS در میدان مورد مطالعه در جدول ۱ آورده شده است. شناسایی کانیهای رسی با استفاده از نمودارهای استاندارد (شکل ۳) [۸۸، ۱۱۳]. صورت گرفت.

با مطالعه نمودارهای پراش اشعه ایکس XRD از لحاظ تئوری محاسبه نیمه کمی انواع کانی های رسی در نمونه های مورد مطالعه امکان پذیر است. زیرا به دلیل تأثیر فاکتورهای نظیر بلوری شدن، ترکیب نمونه، ناخالصی ها، جهت یافتگی کانی های رسی و کالیبراسیون دستگاه دیفراکتر، محاسبه کمی دقیق را با مشکلاتی مواجه می سازد. هرچند که می توان با ایجاد شرایط یکسان در آماده سازی و انجام آنالیز، میزان خطاها را به حداقل رساند [۸۲].

جدول ۱. نتایج کانی های رسی شناسایی شده به کمک نمودار NGS در یکی از چاه های مورد مطالعه

Depth (m)	U	Th	K	Th/K	Illite	Montm.	Mixed Layer	Glauconite	Kaolinite	Feldspar
2038-Pd	2.5	6	2.5	2.4	*					
2058	2.2	5	2	2.5	*					
2100	2.5	4	1.5	2.7	*					
2135	8	5	1.6	3.1	*					
2208	9	4	1.2	3.3	*					
2225	6	3	0.8	3.75		*				
2278	4	6	1	6			*			
2300	2	2	0.5	4		*				

2325	3	2	1	2	*				
2350-Gu	1	1	0.5	2	*				
2378	8	2	1.8	1.1				*	
2382	6	1	1.8	0.6					*
2465	2	6	0.8	7.5		*			
2467-II.	6	2	1	2	*				



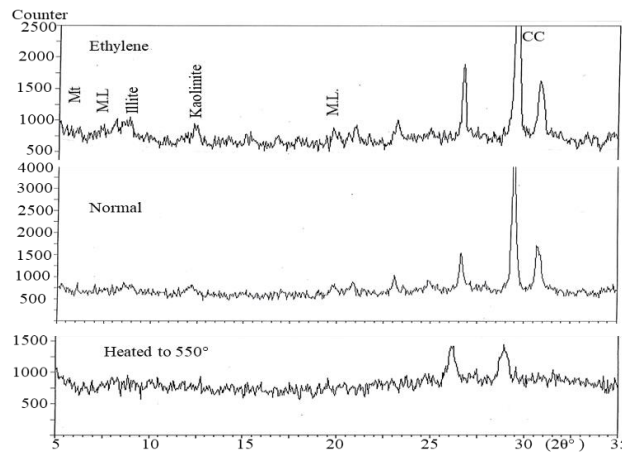
شکل ۳- کراس پلات توریم- پتاسیم [۸۸، ۱۱۳].

روش‌های نیمه کمی برای محاسبه درصد کانی‌های رسی ارائه شده که از آن جمله به رابطه ویر و همکاران [۱۱۱] می‌توان

$$I_{kaolinite}/2.5 + I_{illite} + I_{smectite} + I_{chlorite}/2 = \% 100$$

اشاره نمود:

در این روش مقدار کانی بر اساس ارتفاع پیک از یک سطح مبنا (I) بر حسب میلی متر اندازه‌گیری شده، سپس مقادیر مورد نظر به صد رسانیده و بر حسب درصد بیان می‌شوند. تعداد ۱۷ نمونه (سه اسلاید برای هر نمونه) که به صورت حرارتی، عادی و گلیکولی تیمار گردیدند، مورد بررسی قرار گرفت (شکل ۴). نتیجه آنالیز به صورت پیک‌هایی برای هر نمونه به دست آمد. کانی‌های رسی عمده در سازندهای مورد مطالعه شناسایی و نتایج حاصل در جدول ۲ ارائه گردید. نمونه‌های انتخابی از چاه شماره ۳۰ از اعماق ۲۷۱۸، ۲۵۷۵، ۲۷۲۷، ۲۸۱۶، ۲۹۱۹، ۲۹۲۲، از چاه شماره ۱۲۱ از اعماق ۲۰۸۵، ۲۰۹۱، ۲۲۳۳، ۲۳۸۳، ۲۳۸۷، ۲۳۸۸ و از چاه شماره ۱۴۰ از اعماق ۲۰۹۸، ۲۱۵۸، ۲۲۸۸، ۲۳۸۰، ۲۴۳۶ متری برداشت گردید (جدول ۲).



شکل ۴- نمایشی از سه نمودار دیفراکتوگرام و موقعیت کانی‌های رسی برای یکی از نمونه‌های مورد مطالعه.

جدول ۲. کانی‌های رسی عمده در نمونه‌های مورد مطالعه با استفاده از روش XRD

Well no.	Depth (m)	Illite	Chlorite	Montmorillonite	Chl-Illite	Illite-Mont.	Kaolinite
121	2085	20.6	27	12.7	12.7	27	----
	2091	27.1	---	13.6	14.8	17.3	27.2
	2233	27.8	16.6	27.8	----	27.8	----
	2383	25	25	25	----	25	----
	2387	26	----	24	----	21.7	28.3
	2388	26.6	20	24.5	---	28.9	----
140-	2098	20.4	----	22.2	----	18.5	38.9
	2158	19.5	----	29.3	----	19.5	29.3
	2288	17.4	----	28.3	13	15.2	26.1
	2380	26.7	----	23.3	26.3	23.3	----
	2436	29.7	18.9	27	---	24.4	----
30-	2718	20	22.5	27.5	----	30	---
	2575	21.3	----	21.3	17	19.1	21.3
	2727	24.3	29.7	27	---	18.9	----
	2816	20.4	----	25	18.2	18.2	18.2
	2919	19.2	----	12.8	----	19.3	48.7
	2922	19.7	----	12.7	----	16.9	50.7

روش فلورسانس پرتو ایکس (XRF) - در حال حاضر طیف سنجی فلورسانس پرتو ایکس، رایج ترین روش تجزیه‌ای عناصر اصلی و جزئی است [۳۸]. محدودیت اصلی XRF ناتوانی در تجزیه عناصر سبک تر از سدیم [۶۹، ۷۷، ۱۱۴] (عدد اتمی ۱۱) است. بر اثر جابه‌جایی الکترون‌ها، طیف اشعه X ثانویه (فلورسانس) با طول موج خاصی به وجود می‌آید که مبنای تجزیه کیفی عناصر بوده و شدت پرتوها متناسب با فراوانی یا کمی عناصر موجود در نمونه است [۱۱۹]. هرچند یکسان بودن روش آماده‌سازی، نمونه استاندارد و نیز یکنواخت بودن سطح مورد آزمایش، نقش مهمی در دقت و صحت نتایج حاصله دارند [۳۳].

مطالعات ژئوشیمیایی عمدتاً در ارزیابی سنگ منشأ و همچنین در تعیین شرایط تشکیل محیط رسوبی مورد استفاده قرار می‌گیرند. در این مطالعه به منظور ارزیابی ژئوشیمیایی تعداد ۱۱ نمونه از سازندهای پابده و گورپی توسط آزمایشگاه تحقیقاتی کانساران بینالود با دستگاه XRF مدل Philips 1480 آنالیز شدند. نتایج این آنالیز در جدول ۳ آمده است.

#### ۴- بحث

##### ۴-۱- تغییرات سنگ چینه‌ای سازندهای پابده - گورپی

بمنظور توصیف سازندهای مورد مطالعه براساس نمودار سرچاهی تغییرات سنگ چینه‌ای در سه حلقه چاه ۳۰، ۱۲۱، و ۱۴۰ ارائه شده است:

چاه شماره ۳۰- پابده از عمق ۲۳۲۱ متری شروع شده، دارای شیل و آهک بین لایه‌ای مارنی، سیلتی، خاکستری فسیل‌دار (مانند گلوبیترین) و در عمق ۲۴۵۴ متری مشتمل بر آهک خاکستری و شیل سبز خاکستری فسیل‌دار

(مانند گلوبیژرین) است. در عمق ۲۵۱۵ متری از شیپل، آهک سیلیسی نازک قهوه‌ای دارای *Hantkenina* و گلوبیژرینا و در عمق ۲۶۱۲ متری دارای روتالیا، گلوبوروتالیا و گلوبیژرینا است. در عمق ۲۶۲۷ متری از آهک مارنی خاکستری دارای روتالیا، گلوبوروتالیا و گلوبیژرینا تشکیل شده است. سازند گورپی (رأس کرتاسه فوقانی) که از عمق ۲۶۵۲ متری شروع می‌شود، دارای آهک خاکستری گلوبوترونکانا است. چاه شماره ۱۲۱- سازند پابده از عمق ۲۱۲۴ متری شروع می‌شود. این سازند از آهک نوع I آرژیلیتی خاکستری، سیلتی ریز دانه و دارای بین لایه‌های آهکی نوع II سفید تا خاکستری، چاکی و نرم تشکیل یافته است. دارای گلوبیژرینا و در اعماق بیشتر دارای فسیل اپرکولینا است. در اعماق دارای گلاکونیت و فسیل گلوبوروتالیا بوده و تا حدودی تبلور مجدد یافته است. در مواردی دارای سیلت سبز و سخت است. در عمق، آهک نوع III و ماسه-ای سفید درشت دانه همراه با گلاکونیت می‌باشد. این سازند در عمق ۲۳۴۱ متری به گورپی تبدیل شده، دارای شیپل خاکستری تیره، پیریت، آهک شیلی و یا دانه‌های آهکی است. دانه‌های گلاکونیت، سلسنتین، کوارتز، فون‌های گلوبیژرینیده، گلوبوروتالیده، گلوبوترونکانا و یا *Hetrohelix sp* مشاهده شده، و در عمق ۲۴۵۹ متری به ایلام ختم می‌شود.

چاه شماره ۱۴۰- سازند پابده در فاصله عمقی ۲۱۱۰ متری تا ۲۳۶۰ متری از شیپل و آهک دانه ریز سیاه - قهوه‌ای و ریز دانه تشکیل شده، تغییرات سنگ‌شناسی و فسیلی را نسبت به عمق نشان می‌دهد: فسیل گلوبیژرینا و *Zeauvigerina SP* (عمق ۲۱۵۲-۲۱۴۸)، گلوبیژرینا و *Hantkenina SP* (عمق ۲۲۰۵-۲۲۰۱)، آهک ماسه-ای سخت با گلوبیژرینا، گلوبوترونکانا، اپرکولینا و *Hantkenina SP* (عمق ۲۲۵۴-۲۲۴۸)، شیپل دانه ریز و بسیار دانه ریز (عمق ۲۲۹۶-۲۲۹۰)، آهک کرمی، سخت، متراکم، وکستون، آرژیلیتی تا ماسه‌ای، فسیل‌دار (مانند گلوبوترونکانا، و گلوبوروتالیا) (۲۳۲۵-۲۳۰۰)، آهک وکستون، پکستونی، آرژیلیتی تا ماسه‌ای، گلاکونیت-پیریت، شیپل دانه ریز و دارای گلوبوترونکانا (عمق ۲۳۵۰-۲۳۴۳ متری). سازند گورپی از عمق ۲۳۵۶ متری شروع می‌گردد. از آهک نوع I، گاهی نوع II، وکستون ریز-متوسط دانه تا پکستون آرژیلیتی دارای کمی پیریت و گلاکونیت، گاهی ماسه‌ای با فسیل گلوبوروتالیا (در عمق ۲۳۶۶ متر) تشکیل شده است. قاعده آن در ۲۴۵۳ متری پایان می‌یابد.

## ۲-۴- نمودار NGS

بررسی نمودار چاه‌پیمایی NGS نشان داد که در چاه‌های مورد مطالعه انواع کانی‌های عمده سازندهای پابده و گورپی شامل ایلیت، مونتموریلونیت، مخلوط لایه، فلدسپار و گلاکونیت می‌باشد. عدم شناسایی گسترده کائولینیت در نمودار NGS (یا حضور بسیار جزئی و پایین‌تر از حد آستانه حساسیت ابزار نمودارگیری) می‌تواند نشانه ترکیب شیمیایی و شرایط نامساعد محیط و یا تغییر و تبدیل دیاژنتیکی آن باشد. همچنین ممکن است این عدم شناسایی به واسطه رفتار ژئوشیمیایی متفاوت عناصر پتاسیم و توریم در کانی‌های رسی باشد، به عنوان مثال، K می‌تواند به راحتی شسته شود، ولی Th تقریباً بدون تغییر باقی می‌ماند [۳۰، ۹۰].

کانی‌های رسی شناسایی شده در نمودارهای XRD (جدول ۲). کانی‌های عمده رسی به ترتیب فراوانی عبارت است از ایلیت، مونتموریلونیت، مخلوط لایه، کلریت و کائولینیت (به صورت پراکنده). کانی‌های رسی ایلیت و مخلوط لایه بالاترین درصد را نشان می‌دهند.

ایلیت: کانی مقاومی نسبت به هوازدگی است و لذا در فواصل کوتاه حمل تغییر نمی‌کند. اکثر ایلیت‌ها ناشی از دیاژنز کائولینیت و مونتموریلونیت است [۱۰۳، ۱۰۸، ۱۰۹]. مونتموریلونیت نیز با تبادل کاتیون‌های بازیکی به ایلیت تبدیل می‌شود [۵۳، ۴۵]. میزان توریم آن ۱۰-۲۵ ppm و مقدار پتاسیم آن متغییر است. میزان پرتو گاما در ایلیت API ۱۶۰، کائولینیت ۱۰۴، اسمکتیت (مونتموریلونیت) ۱۶۸، کلریت ۵۶ و گلاکونیت ۱۵۰ (API) می‌باشد [۴۴، ۱۲۰].

مونتموریلونیت: یا اسمکتیت در نواحی خشک همراه با خاک‌های آلكالی فراوان بوده و آب راکد و شستشوی ضعیف و باقی ماندن کاتیون‌های Na و Ca.Mg در ساختمان آن‌ها و شرایط متناوب بسیار خشک و مرطوب مناسب است [۶۰، ۷۸، ۹۶]. این کانی در جریان فرسایش از بین می‌رود، فقدان و یا مقدار بسیار کم آن به تجمع رسوب در آب‌های شیرین نسبت داده می‌شود [۱۰۸، ۱۱۰]. کلر [۵۴] محیط غیر دریایی را برای تشکیل آن مناسب می‌داند. همچنین تشکیل آن را به شستشوی متوسط و محیط غنی از Mg نسبت می‌دهند [۱۴، ۱۱۶]. عدم وفور مونتموریلونیت می‌تواند به واسطه شرایط تقریباً دریایی حوضه باشد (دریایی کم‌عمق) و یا تبدیل بخشی از آن به ایلیت در نظر گرفته شود [۹۴]. عامل ترکیب شیمیایی سیال (دارا بودن Fe به جای Mg و مناسب برای تشکیل گلوکونیت) نیز حائز اهمیت است.

گلاکونیت: از نظر ترکیبی مشابه مونتموریلونیت است ولی به جای Mg دارای Fe است [۷۸] و به صورت ثانویه می‌تواند در سنگ‌های غنی از ماده آلی از ایلیت به وجود آید [۹۵، ۱۴]. اگرچه ظاهراً گلاکونیت تحت شرایط احیا تشکیل می‌گردد (در نواحی عمیق) ولی منحصر به آب‌های دریایی کم‌عمق و آشفته است که از عمق ۵۰ متر تا ۲۰۰ متر تغییر دارد و اکثراً در بخش کم‌عمق حوضه وجود دارد که در این بخش، از نظر رسوبات تخریبی، کمبود شدید وجود داشته یا نرخ رسوب گذاری بسیار پایین می‌باشد.

بنابراین حضور گلاکونیت، نشانه افق دریایی کم‌عمقی است که در معرض حفرشدگی وسیع و دیاژنز قرار گرفته و اصولاً محدود به نواحی فلات قاره است. همچنین سالینیته محیط بالا بوده و pH محیط نیز حدود ۷-۸ می‌باشد [۷۰، ۴۰]. بر اساس مطالعه عناصر کمیاب نیز تشکیل گلوکونیت را در مرز شرایط احیا-اکسیدان پیشنهاد نموده‌اند [۴۹].

چاه	Well 121						Well 140					Parameters		
	(m)	2085	2091	2233	2383	2387	2388	2098	2158	2288	2380	2436	r	P
%														
SiO <sub>2</sub>		۳۸,۹۹	۲۹,۵۵	۳۳,۱۶	۱۳,۵۲	۱۶,۸۸	۲۷,۵۵	۳۶,۵۵	۲۱,۳۹	۲۴,۱۱	۱۵,۱۹	۱۸,۴		
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		۱۲,۷۵	۹,۰۹	۴,۷۸	۴,۷۸	۶,۵۵	۳,۸۸	۱۲,۴۱	۴,۵۵	۴,۷۳	۲,۵۹	۵,۵۶	۰,۷۲	۰,۰۰۶
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		۴,۷۵	۴,۲۲	۱,۵۶	۱,۲۹	۱,۸۷	۱,۵۲	۴,۳۹	۲,۱۱	۱,۹۲	۱,۳۲	۲,۵۱	۰,۷۲	۱,۱۳۱
CaO		۱۵,۶۶	۲۴,۶۸	۲۹,۰۳	۴۲,۷۵	۳۷,۵۵	۳۲,۱۸	۱۶,۶۹	۳۵,۲۶	۳۳,۲۵	۴۱,۲۲	۳۶,۵	-۰,۹۵	۰,۹۲

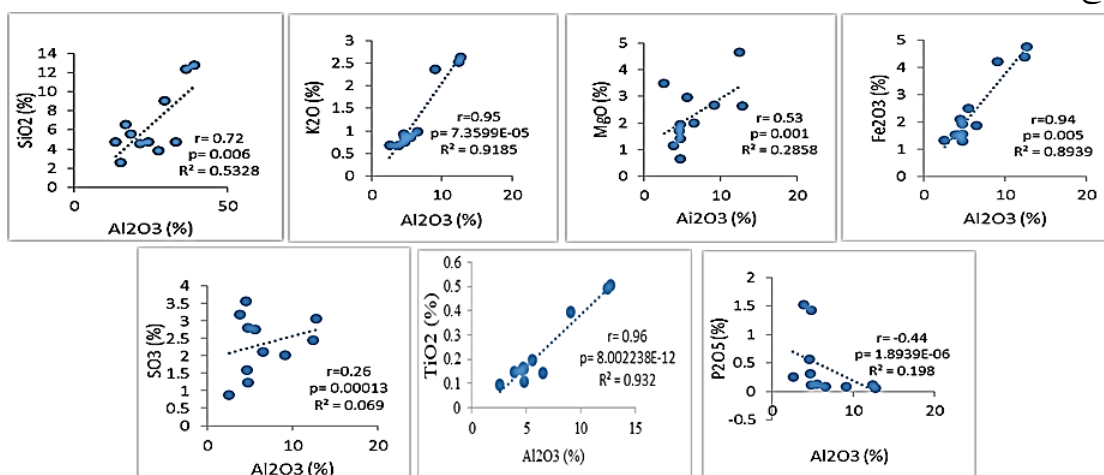
Na <sub>2</sub> O	۰,۱۱	۰,۰۸	۰,۲۱	۰,۰۵	۰,۰۹	۰,۱۲	۰,۱۲	۰,۰۹	۰,۱۴	۰,۰۷	۰,۰۶	۰,۶۱	۲,۹۴
K <sub>2</sub> O	۲,۶۳	۲,۳۶	۰,۸۴	۰,۷۵	۰,۹۸	۰,۶۸	۲,۵۳	۰,۹۳	۰,۸۹	۰,۶۹	۰,۸۶	۰,۷۴	۸,۲۵
MgO	۲,۶۳	۲,۶۶	۱,۴۲	۰,۶۵	۲,۰۱	۱,۱۵	۴,۶۵	۱,۷۲	۱,۹۳	۳,۴۸	۲,۹۶	۰,۳۱	۲,۸۹
TiO <sub>2</sub>	۰,۵۰۴	۰,۳۹۶	۰,۱۰۷	۰,۱۶۲	۰,۱۴۲	۰,۱۴۸	۰,۴۹۱	۰,۱۵۸	۰,۱۶۷	۰,۰۹۴	۰,۱۹	۰,۷۲	۶,۲۹
MnO	۰,۰۱۲	۰,۰۰۸	۰,۱۶۰	۰,۰۰۷	۰,۰۱۱	۰,۰۱۶	۰,۰۲۶	۰,۰۱۲	۰,۰۱۳	۰,۰۰۸	۰,۰۱	۰,۳۶	۲,۸۶
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	۰,۰۶۱	۰,۰۸۹	۱,۴۲۱	۰,۱۱۵	۰,۰۹۶	۱,۵۲۱	۰,۱۲۴	۰,۵۷۲	۰,۳۲۱	۰,۲۵۵	۰,۱۳	۰,۲۱	۱,۷۴
SO <sub>3</sub>	۳,۰۸	۲,۰۳	۲,۸۰	۱,۲۴	۲,۱۳	۳,۱۸	۲,۴۵	۳,۵۶	۱,۶۰	۰,۸۹	۲,۷۵	۰,۵۱	۱,۵۵
L.O.I	۲۰,۴	۲۵,۸	۲۷,۳	۳۵,۳	۳۲,۸	۳۰,۴	۲۱,۴	۳۲,۳	۳۱,۹	۳۴,۵	۳۱,۸	-۰,۹۵	۰,۰۹۵
(ppm)													
Cl	۱۴۴	۱۲۰	۱۳۹	۱۰۵	۲۳۱	۱۱۸	۹۴	۹۸	۱۴۲	۱۰۸	۱۵۴	-۰,۱۷	۶,۴۰
Ba	۳۴۴	۳۵۰	۴۴	۱۵	۵۶۸	۲۳۰	۳۲۵	۱۵۴۲	۳۱	۳۶	۹۳	۰,۰۰۸	۲,۴۷
Sr	۴۴۳	۲۶۱	۳۸۵	۲۴۱	۲۸۹	۴۱۷	۲۳۴	۲۹۷	۵۴۶	۲۸۲	۲۴۹	۰,۳۴	۵,۵۲
Cu	۲۵	۱۶	۵۴	۲۲	۲۱	۳۷	۳۰	۳۵	۲۰	۲۴	۲۸	۰,۳۳	۰,۵۶
Zn	۱۶۶	۳۱	۸۲	۱۸	۳۴	۶۵	۲۸	۲۷	۵۴	۹۵	۳۱	۰,۴۷	۱,۹۴
Pb	۹۸	۶۱	۶۱	۲۹	۳۰	۴۳	۴۶	۲۹	۳۲	۲۰	۲۴	۰,۸۴	۰,۰۰۵
Ni	۵۸	۵۶	۸۴	۳۵	۴۹	۶۶	۶۰	۷۸	۶۴	۵۷	۵۰	۰,۴۷	۰,۱۹
Cr	۴۴	۲۴	۳۶	۳	۴	۲۹	۲۲	۴۸	۱۹	۱۸	۹	۰,۶۳	۰,۱۰
V	۷۱	۴۳	۴۳	۲۶	۳۳	۴۱	۵۱	۳۵	۳۵	۱۷	۲۹	۰,۹۱	۰,۱۴
Ce	۶۷	۴۲	۹	۱۹	۳۲	۲۸	۲۷	۱۰	۲۶	۵	۲۲	۰,۵۵	۰,۰۴۲
La	۳۶	۱۹	۵	۱۲	۱۶	۱۳	۱۶	۶	۱۲	۳	۱۵	۰,۵۳	۰,۹۷
W	۲	۱۵	۴	۲	۱	۸	۹	۵	۲	۲	۶	۰,۳۸	۰,۰۲۹
Mo	۴	۵	۱۱	۱۵	۵	۴	۲	۹	۲۵	۶	۱۸	-۰,۳۸	۰,۵۳
Nb	۴	۲	۴	۶	۸	۲	۴	۷	۳	۳	۱۱	-۰,۴۶	۰,۰۰۱
Zr	۲۶۱	۳۹۲۵	۱۷۸	۲۷۲	۳۲۱۱	۱۶۳	۱۸۸	۳۷۴	۶۸۵	۱۹۱	۱۵۱	-۰,۰۷	۳,۴۵
Y	۴۳	۲۱۳	۲۰	۳۴	۱۴۳	۲۲	۳۰	۴۶	۶۵	۲۵	۲۰	۰,۰۰۶	۷,۲۲
Rb	۶۱	۲۶	۱۲	۷	۱۱	۱۵	۲۹	۱۱	۲۴	۱۶	۱۸	۰,۷۰	۰,۱۰
Co	۸	۵	۷	۵	۹	۵	۲	۴	۲	۱	۲	۰,۲۴	۰,۰۰۰۷
As	۵	۴	۶	۵	۴	۴	۳	۳	۵	۴	۲	۰,۲۳	۲,۸۳
U	۱	۲	۱	۱	۲	۱	۲	۱	۲	۱	۲	۰,۰۰۸	۱,۳۳
Th	۳	۲	۴	۲	۵	۲	۴	۴	۳	۳	۴	-۰,۰۲	۸,۹۱
Ga	۱۵	۱۶	۱۲	۱۳	۱۱	۱۲	۱۴	۱۴	۸	۹	۱۳	۰,۴۶	۰,۰۳
Ratio													
Zr/Rb	4.3	151	14.8	38.8	292	10.9	6.5	34	28.5	11.9	8.4	-	-
(Zr+Rb)/Sr	0.73	15.1	0.49	1.16	11.14	0.43	0.93	1.3	1.37	0.73	0.68	-	-
Th/U	3	1	4	2	2.5	2	2	4	1.5	3	2	-	-
Sr/Ba	1.3	0.74	8.75	16.06	0.52	1.8	0.72	0.19	17.6	7.8	2.68	-	-
V/(V+Ni)	0.55	0.43	0.34	0.43	0.4	0.38	0.46	0.31	0.35	0.23	0.37	-	-
Rb/Sr	0.14	0.1	0.03	0.03	0.04	0.036	0.12	0.037	0.04	0.057	0.07	-	-
Ni/Co	7.2	11.2	12	7	5.4	13.2	30	19.5	32	57	25	-	-
V/Cr	1.6	1.8	1.2	8.7	8.2	1.4	2.3	0.73	1.8	0.9	3.2	-	-

### ۴-۳- ارزیابی ژئوشیمیایی

محیط رسوبی سیستمی است که از روابط نزدیک عوامل محیطی مختلف تشکیل شده است، بنابراین شاخص‌های ژئوشیمیایی مختلف در یک محیط دارای روابط داخلی قابل توجهی هستند [۶۵]. شناخت و بازسازی محیط‌های رسوب‌گذاری قدیمی مستلزم تعیین خصوصیات فیزیکی (مانند عمق آب، تکتونیک)، شیمیایی (مانند انحلال و رسوبگذاری) و بیولوژیکی [۱۴، ۸۹] است که می‌توانند با پارامترهای ژئوشیمیایی محیط در ارتباط باشند که در مواردی تنها راه کار ممکن است [۱۰۳]. در این مطالعه از این معیار برای ارزیابی محیط رسوبی استفاده شده است.

ترکیب عناصر اصلی سنگ‌های رسوبی تخریبی تابعی از ترکیب شیمیایی ذرات تخریبی است [۶۵]. عناصری نظیر Si, Al, K, Na در کانی‌های تخریبی آن‌قدر فراوان هستند که نمی‌توانند به واسطه افزوده شدن این عناصر از محیط به رسوب باشند [۱۲۴]. در مقابل، ترکیب شیمیایی سنگ‌های رسوبی شیمیایی برجا نظیر کربنات‌ها، و تبخیری‌ها توسط شرایط محیط رسوب گذاری کنترل می‌گردند [۸۴]. لذا، ترکیب عناصر اصلی اندیکاتور حساسی از محیط رسوبی نبوده و شدیداً مرتبط با منشأ رسوب است [۲۲]. به علاوه تغییرات دیاژنتیکی موجب اضافه شدن یا کم شدن عناصر شیمیایی اصلی شده و تمرکز اولیه عناصر Ca, Fe, K, Mg را به طور مشخصی تغییر می‌دهد [۱۵، ۶۴]. لذا، این عناصر بعقیده بعضی از مؤلفین کاربرد کمی در آنالیز ژئوشیمیایی محیط دارند [۲۲، ۳۶]، و بعضی دیگر معتقدند که با ارزش می‌باشند [۶۲].

در این مطالعه، نمونه‌های انتخابی مورد آنالیز شیمیایی به روش XRF قرار گرفت که نتایج آن در جدول ۳ مشاهده می‌گردد. از آنجا که بررسی روابط مجموعه چند عنصری می‌تواند میزان تغییرات و محدوده دینامیکی بین اجزا را نشان دهد [۱۱۵]، در نمونه‌های شیلی مطالعه شده، تغییرات عناصر اصلی و کمیاب نسبت به عمق،  $SiO_2$  و  $Al_2O_3$  مورد بررسی اولیه قرار گرفت. در نهایت برای تفسیر نتایج از نمودارهای تغییرات عناصر نسبت به  $Al_2O_3$  (شکل‌های ۵ و ۶) (بدلیل دارا بودن روند منطقی) استفاده گردید. زیرا میزان این اکسید در نمونه‌های شیلی تابع میزان کانی‌های رسی است [۸۷].



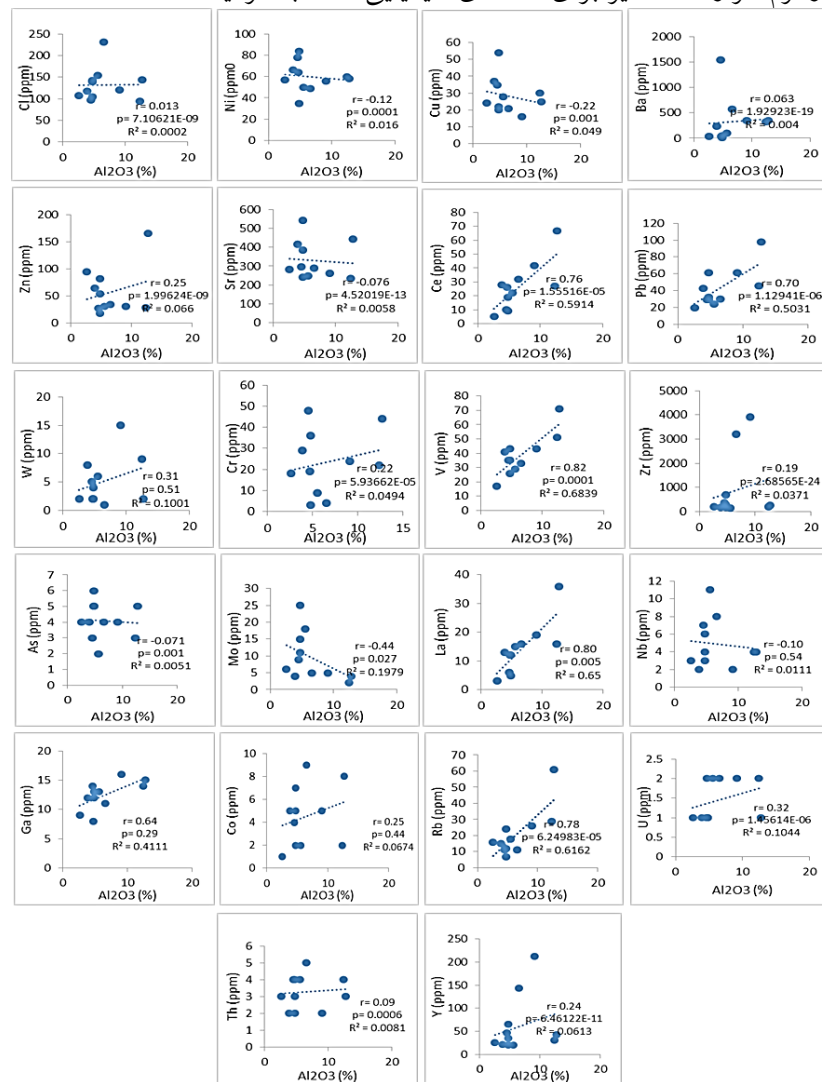
شکل ۵- نمودار تغییرات عناصر اصلی نسبت به  $Al_2O_3$  در نمونه‌های مورد مطالعه

در تحلیل داده‌های آنالیز XRF، پارامترهای آماری  $R^2$ ،  $r$  و  $P$  به منظور شناخت روابط میان فراوانی عناصر محاسبه گردید. ضریب همبستگی ( $R^2$ ) سنجش دقت پیش بینی کلی در مدل رگرسیون [۲۷] و به عبارتی نسبتی از تغییر پذیری مجموعه داده‌ها در مدل متغیر خطی [۴۳] است.

پارامتر  $R^2$  بیان کننده تناسب دو دسته داده یا نسبت متغیرها به یکدیگر بوده [۹۶] و حداکثر مقدار آن ۱ می‌باشد. در صورت داشتن روند معکوس، مقادیر آن منفی خواهد بود [۱۸]. میزان همبستگی با توجه به مقادیر زیر گروه بندی می‌شود: ۰/۰-۰/۰۹ (بسیار ضعیف)؛ ۰/۱-۰/۳ (ضعیف)؛ ۰/۳-۰/۵ (متوسط)؛ و بالاتر از ۰/۵ (قوی).

فاکتور  $P$  بی نهایت به همگنی نمونه حساس بوده، و به طور کلی تغییر پذیری داده‌ها (انحراف کلی) را نشان می‌دهد [۵۸، ۹۳]. در صورتی که کمتر از ۰/۰۵ باشد نشانه ارتباط داده‌ها است. این پارامتر با استفاده از بخش آماری

F-test در نرم افزار Excel نیز برای داده‌های شیمیایی محاسبه گردید.



شکل ۶- نمودار تغییرات عناصر کیمیا نسبت به Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> در نمونه های مورد مطالعه

تغییرات عناصر اصلی و کیمیا نسبت به Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> نشان داد که: تمامی عناصر اصلی رابطه خطی مستقیمی را نشان می‌دهند به استثنای CaO، MnO، و P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> که رابطه منفی دارند و احتمالاً به واسطه نوع رز و عدم شرکت آن‌ها در



ساختمان رس‌ها و شرایط سطح اساس و رسوب‌گذاری مربوط می‌باشد [۱۲]. همچنین عناصر اصلی نسبت به  $Al_2O_3$  ضریب تطابق پیرسون (P) کمتر از ۰/۰۵ ( $SO_3$ ،  $Fe_2O_3$  و  $MgO$ ) را نشان داده که نشانه عدم وجود تفاوت عمده میان متغیرها است. اکسیدهای  $Na_2O$ ،  $SO_3$  و  $MnO$  دارای ضریب تطابق پایینی هستند. عناصر کمیاب نسبت به تغییرات  $Al_2O_3$  در اکثر موارد به استثنای Sr، Cl، Cr، Ba، Cu، Ni، Zn، Zr، Th، As و Nb روند قابل قبولی را نشان نمی‌دهند و ضریب همبستگی پایینی را نشان می‌دهند. سایر عناصر کمیاب دارای ضریب همبستگی متوسط تا بالا هستند که می‌تواند در ارتباط با تغییرات شرایط رسوب‌گذاری و یا تغییرات مواد آلی باشد. تغییر شرایط رسوب‌گذاری در توزیع کانی‌های رسی نیز بیان شده است. وجود روند قابل قبول عناصر کمیاب ممکن است در ارتباط با کانی‌های رسی نیز باشد. نتایج مطالعه آشکار نمود که عنصر Sr نسبت به  $SiO_2$  رابطه مثبت و نسبت به  $P_2O_5$  و  $Na_2O$  دارای ضریب همبستگی بالاتری است. لذا می‌تواند به عنوان اندیکاتور سالیئته به کار رود.

#### ۴-۴- محیط رسوبی

پارامترهای ژئوشیمیایی رسوبی تحت تأثیر زمین ساخت، مواد منبع، درجه باز بودن محیط رسوبی، دیاژنز، بیولوژی و غیره قرار دارند [۷، ۲۳، ۲۴، ۱۰۰]. بنابراین، هنگام استفاده از ژئوشیمی رسوبی برای تعیین محیط رسوبی، لازم است ابتدا نمونه‌هایی انتخاب شوند که کمتر در معرض تغییرات دیاژنتیکی باشند [۹۱] و تأثیر قاره-ای باید با استفاده از برخی روش‌های خاص حذف شود [۲۴، ۱۰۰]. علاوه بر این، لازم است شاخص‌های ژئوشیمیایی که به محیط رسوبی حساس بوده و در فرآیند دیاژنتیکی اخیر نسبتاً پایدار باشند، اتخاذ شود [۵۲، ۵۹، ۷۵، ۸۵، ۱۰۷].

ثابت شده است که سنگ‌های ریزدانه مانند مادستون‌ها حامل موثر اطلاعات اولیه ژئوشیمیایی رسوبی هستند [۵۲، ۱۰۵]. شار آواری را می‌توان با ضریب اطمینان یا نمودار متقاطع بین یک عنصر کمیاب معین و یک عنصر قاره‌ای مانند Al، Zr یا Ti بررسی کرد و بخش درج‌ازا عناصر را می‌توان با افزایش میانگین فراوانی مادستون تخمین زد [۱۰۴، ۳۵]. تریووویلارد و همکاران [۱۰۰] بیان کرد که استفاده ترکیبی از غنی‌شدگی U، V و Mo اجازه می‌دهد تا محیط‌های تقریباً اکسیدان (suboxic) را از محیط‌های بدون اکسیژن (euxinic) با توجه به سنتز رفتار ژئوشیمیایی عناصر کمیاب خاص و نتایج قبلی بازسازی دیرینه محیطی تشخیص دهد [۱۰۰]. با توجه به حساسیت محیطی [۱۰۳]، شاخص‌های ژئوشیمیایی را می‌توان به طور تقریبی به صورت زیر طبقه بندی کرد:

(۱) نوع محیط، از جمله منشأ ( $Zr/Hf$ ،  $87Sr/86Sr$ )، احیا ( $DOP = \text{pyrite Fe}/\text{total Fe}$ )،  $U/Th$ ،  $U$  درج‌ازا،  $V/Cr$ ،  $Ni/Co$ ،  $Cu/Zn$ ، فاصله از ساحل یا عمق آب ( $Fe/Mn$ ،  $Mn/Ti$ ،  $Co/Ti$ )، سالیئته دیرین ( $B$ ،  $Ni$ ،  $Sr$ ،  $Ba/Ga$ ،  $Sr/Ba$ ،  $Na/Ca$ )، رخساره های رسوبی ( $Tv_{Ni+Cu}$ )؛ (۲) نوع آب و هوا، از جمله دما و رطوبت ( $Rb/Sr$ ،  $Sr/Cu$ ،  $Mg/Ca$ ،  $Al/Mg$ )؛ و (۳) نوع تکتونیک ( $V/Sc$ ).

توزیع عناصر در تشکیل سنگ از یک سو به خواص فیزیکوشیمیایی خود عناصر بستگی دارد، و از سوی دیگر تحت تأثیر اقلیم دیرینه و محیط دیرینه است [۵۰، ۶۱، ۱۲۱]. استرانسیوم (Sr)، باریم (Ba)، وانادیم (V)، و نیکل

(Ni) که همگی به محیط رسوبی حساس هستند، به عنوان شاخص‌های متمایز انتخاب شدند و محیط رسوبی سازند پابده و گورپی در میدان نفتی آغاچاری با ترکیب با شاخص‌های رسوبی مورد مطالعه قرار گرفت. در عمل، یک شاخص ژئوشیمیایی معین ممکن است بیش از یک نوع اطلاعات محیطی را منعکس کند. برای مثال، یک نوسان در نسبت Fe/Mn می‌تواند نشان‌دهنده تغییر در شوری، فاصله از ساحل، عمق آب یا آب و هوا باشد [۳۱، ۹۹].

-تغییرات عناصر متحرک Fe, Mn و V با استفاده از رده بندی کوبنای-هانت و وایلد [۸۰] به عنوان اندیکاتور شرایط دریایی اولیه بررسی گردید (جدول ۴). نمونه‌های مورد مطالعه در گروه ۳ این رده بندی قرار دارند. در این گروه آهن و منگنز احیا شده، و نسبتاً محلول هستند. این موضوع شرایط احیا ولی Eh احیا غیر سولفیدی و pH متوسط تا پایین را نشان می‌دهد.

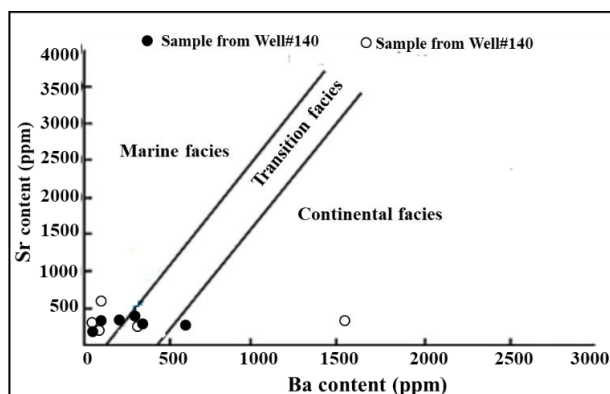
جدول ۴ میانگین غلظت (بر حسب ppm) اندیکاتورهای احیاء در شیلهای [۸۱].			
Group 1 Oxic	Group 2 Mn soluble	Group 3 Mn, Fe soluble	Group 4 V high
Mn > 800 Fe > 37500 V < 320	Mn < 750 Fe > 37500 V < 320	Mn < 750 Fe < 37500 V < 320	Mn < 750 Fe < 37500 V > 320
داده های مربوط به نمونه های مورد مطالعه (میدان آغاچاری)			
V<71;(except no. 3=Mn>800) Mn<120; Fe<16600			
نتیجه: همه نمونه ها در گروه ۳ قرار دارند به استثنای نمونه ۳ که در گروه ۱ واقع می شود.			

-نسبت Zr/Rb منعکس کننده تغییرات اندازه دانه رسوب است. مقادیر بالاتر در افقهای نسبتاً درشت دانه و مقادیر کمتر در سنگ‌های رسی و شیلهای دیده می‌شوند [۳۴]. بررسی داده‌ها (جدول ۳) نشان داد که در بخش بالایی و پایینی سازند، نسبت به بخش میانی رسوبات دانه ریز تر است.

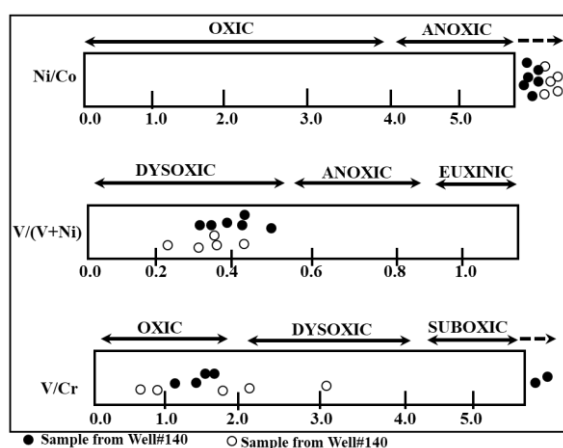
-نسبت (Zr+Rb)/Sr منعکس کننده تعادل بین اجزای آواری و کربناتی است که در برخی موارد معیاری از محتوای بیوژنیک رسوبات است. مقادیر بالا معمولاً در نمونه‌هایی با کربنات کم یافت می‌شود [۳۴]. تغییرات این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه نشان داد که تجمع نسبی کربنات بیوژنیک همراه شیلهای بصورت تناوبی بوده و در مکان‌های مختلف میدان نیز متفاوت است.

-نسبت Sr/Ba به عنوان شاخص شوری استفاده می‌شود زیرا رسوبات قاره‌ای در مقایسه با رسوبات دریایی معمولاً از Ba غنی شده و از Sr فقیر هستند [۲۹، ۱۲۴]. نتایج نشان می‌دهد که دامنه تغییرات این نسبت در سازندهای مورد مطالعه (شکل ۷) در چاه ۲۰۱ در بازه ۱۶۰/۰۶-۰/۵۲ و در چاه ۱۴۰ در بازه ۱۷/۶-۰/۱۹ بوده، نشان می‌دهد در بخش زیرین دریایی و بسمت بالای سازند شرایط قاره‌ای و تحولی حاکم بوده است. در چاه شماره ۱۴۰ در میان فازهای قاره‌ای و تحولی، شرایط دریایی نیز وجود دارد. بنابراین در بازه زمانی رسوب سازندهای پابده و گورپی شرایط دریایی و قاره‌ای و گاه متناوب حاکم بوده است.

-نسبت  $V/(V + Ni)$  بین ۰/۳۴ تا ۰/۵۵ در چاه ۱۲۱ و ۰/۲۳ تا ۰/۴۶ در چاه ۱۴۰ تغییر می‌کند (جدول ۳)، به این معنی که این ناحیه در قلمرو نیمه احیا قرار می‌گیرد (شکل ۸). در نمودار نسبت  $Ni/Co$  تمامی نمونه‌ها در محدوده احیا قرار دارند (شکل ۸). ولی در نمودار  $V/Cr$  بعضی از نمونه‌های چاه ۱۴۰ در محدوده تقریباً احیا و بقیه شرایط اکسیدان را نشان می‌دهند.



شکل ۷- نمودار رابطه میان  $Sr$  و  $Ba$  [۱۲۴] در سازندهای پابده و گورپی میدان نفتی آغاچاری



شکل ۸- نمودارهای  $Ni/Co$ ،  $V/(V+Ni)$  و  $V/Cr$  [۹] که شرایط اکسیداسیون-احیا دیرین را نشان می‌دهد. نکته اینکه سیستم آبی فاقد اکسیژن محلول (٪ اشباع) را بی‌هوای *anaerobic*، احیا یا *anoxic* نامیده می‌شود. سیستمی با غلظت کم، در محدوده بین ۱ تا ۳۰ درصد اشباع، *hypoxic* یا هیپوکسیک یا *dysoxic* نامیده می‌شود.

-نسبت  $Rb/Sr$  می‌تواند اندیکاتور آب و هوا باشد [۱۲۴]. این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه از ۰/۳۶ تا ۰/۱۴ در چاه ۱۲۱ و ۰/۳۷ تا ۰/۱۲ در چاه ۱۴۰ تغییر می‌کند. تغییرات  $Rb/Sr$  نشان داد که دیرینه اقلیم سازندهای پابده و گورپی از گرم و خشک بوده است.

با توجه به اینکه شیل‌های پابده-گورپی در این میدان در افق‌هایی غنی از ماده آلی (بیش از ۲٪) هستند [۳] می‌توان اظهار داشت که محیط رسوبی این شیل‌ها بایستی احیا باشد. نویسندگان زیادی [۳۴، ۹۷]، اشاره کرده‌اند که با استفاده از نسبت  $Th/U$  می‌توان رخساره ژئوشیمی نهشته‌های رسوبی را تعیین نمود. اگر این نسبت بیشتر از ۷ باشد معرف محیط شسته شده و اکسیدان (مثل شیل‌های قاره‌ای) و اگر کمتر از ۲ باشد معرف محیط‌های دریایی (نظیر شیل‌های سیاه دریایی) و اگر بین ۲ و ۷ متغیر باشد، معرف محیط حد واسط (مثل شیل‌های زرد و قرمز

دریایی) است. این نسبت در نمونه های مورد مطالعه (جدول ۳) در بازه ۱/۵-۴ بوده، نشانه محیط احیا و تأییدی بر تغییرات محیطی از دریایی تا حدواسط است.

#### ۵-۴- مشکلات حفاری در سازندهای پایده-گورپی

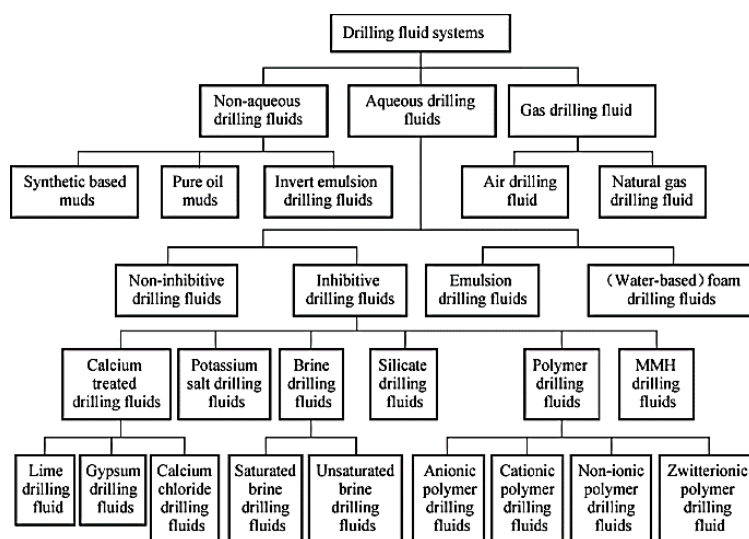
ابریان و چنورت [۷۱] از اولین کسانی بودند که سعی کردند مستقیماً ناپایداری شیلها را با ترکیب کانی رسی آنها مرتبط کنند. آنها شیلهای مشکل دار را به پنج دسته اصلی طبقه بندی کردند، که در آن کانی شناسی رسی به سختی نسبی و تمایل آنها به هیدراته شدن و پراکندگی مربوط می شد، بنابراین به مشکلاتی از قبیل ورود شیل به سیال حفاری (sloughing)، ایجاد حفره، پراکندگی و توبی شدن مته منجر شد [۳۲]. در این طبقه بندی، کانیهای رسی که در ایجاد ناپایداری شیل بیشترین فعالیت را دارند عبارتند از اسمکتیت، ایلیت و رسهای مخلوط لایه (عمدتاً ایلیت/اسمکتیت با لایه مخلوط، I/S) [۸۳]. درصد رسهای مخلوط لایه با تورم شیل رابطه خطی مثبتی دارند [۸۳]. کانیهای رسی کلریتی در درجه دوم اهمیت قرار گرفته و از کائولینیت بعنوان کانی نسبتاً غیرفعال ذکر شده است (جدول ۵).

جدول ۵- نقش کانیهای رسی در ناپایداری شیل [۳۲].

#	Mineralogy	Appearance	Dispersion	Sloughing
1	High smectite with little illite	Soft	High	Not observed
2	High illite with high smectite	Soft	High	Not observed
3	High S/I + illite + chlorite	Medium hard	Moderate	High
4	Moderate chlorite and illite	Hard	Little	Moderate
5	High illite + moderate chlorite	Very hard	Not observed	Not observed

جدول ۵ نشان می دهد که شیل های غنی از لایه مختلط S/I (اسمکتیت/ایلیت) بیشتر مستعد پراکندگی و ریزش به درون سیال حفاری هستند. اگرچه، شیل های فاقد اسمکتیت در معرض ایلیتی شدن قرار نمی گیرند، لذا، هیچ کانی مخلوطی لایه ای تشکیل نمی شود و در نهایت هیچ مشکل برجسته ناپایداری شیل نیز ایجاد نخواهد شد [۳۲]. بعقیده ویلسون و ویلسون [۱۱۷]، برخی از شیلها حاوی مقادیری از کانیهای رسی مانند ایلیت هستند که تورم بالایی ندارند ولی ممکن است در حین عملیات حفاری رفتاری ناپایدار داشته باشند. در مطالعات اخیر، ویلسون و همکاران [۱۱۸] استدلال شده که ویژگیهای ساختاری در کانی رسی ایلیت، غیرمرتبط با تورم، ممکن است تأثیر خاصی در ناپایداری سازندهای شیلی داشته باشد. این نشان می دهد که تورم کانی رسی قطعاً مهم بوده، اما مکانیسم اصلی ناپایداری آن نیست. این نتایج تأکید کرد که ناپایداریهای کانی رسی مستقیماً با تورم مرتبط نیست. کلریت ارتباط زیادی با ناپایداری شیل ندارد، اما در واقع این لایه های مخلوط لایه (S/I) و ایلیت هستند که منجر به ناپایداری شیل می شوند [۴۲]. مکانیسم های بی ثباتی دیگری نیز وجود دارند [۵۷]. کانی رسی بتونیت سدیم دار پتانسیل ناپایداری بالایی دارد. مطالعات متعددی در مورد عکس العمل سیال حفاری-شیل صورت گرفته که تایید می کنند علل مختلفی منشأ ناپایداری دیواره چاه هستند، نظیر: جذب آب [۴]، تورم اسمزی

[۲۵، ۴۶، ۱۱۲] و تبادل کاتیونی [۴]. رویکردهای متفاوتی برای طراحی WBM (گل پایه آبی) پیشنهاد شده است [۱۵، ۵۶، ۲۶، ۶۸، ۱۰۱]. با توجه به لیتولوژیهای مختلف، سیالات حفاری متعددی طراحی گردیده است [۳۹] (شکل ۹) اما بطور کلی در سه گروه قرار می گیرند [۸، ۹۲]: پایه آبی، پایه روغنی و سنتتیک. از این سیالات نه تنها برای کنترل پایداری چاه بلکه گاهی برای ایجاد شکاف نیز در سازند استفاده شده است. سیالات حفاری پایه آبی (WBFs) بهترین جایگزین برای جایگزینی سیالات پایه روغنی (OBFs) برای ایجاد شکستگی، و شکاف در سازندهای شیلی هستند [۱۰۶]. ولی سیال OBF از دیرباز به دلیل روانکاری عالی، مقاومت در برابر دمای بالا، پایداری چاه، تورم قوی و پتانسیل های بازدارندگی خوردگی، به عنوان بهترین سیال برای فرآیندهای شکست، به ویژه برای چاه های دور از ساحل، چاه های افقی و چاه های با زاویه بالا در نظر گرفته شده اند [۱۰۲]. اخیراً از گل بازدارنده دارای امینو اسید طبیعی برای جلوگیری از ناپایداری دیواره چاه ناشی از شیل های غنی از مونتمولیونیت نیز استفاده شده است [۷۹].



شکل ۹-انواع سیالات حفاری [۳۹]. منظور از MMH در این شکل مخلوط هیدروکسید فلز (mixed-metal-hydroxid) است. این گل بعنوان سیال حفاری غیر مخرب و کنترل شیل دیواره چاه بکار می رود.

بر اساس مجموعه کانی های رسی شناسایی شده می توان این شیل ها را در رده ۳ تقسیم بندی دو و همکاران [۳۲] (جدول ۵) قرار داد. با توجه به توضیحات قبل، و مقایسه فراوانی نسبی کانی های رسی در سازندهای پابده و گورپی (جدول ۱ و ۲) می توان بیان داشت که افقهای شیلی در زمان حفاری مشکل ساز خواهند بود. زیرا شیل های مورد مطالعه به واسطه دارا بودن کانی های مونتمولیونیت و ایلیت و در نتیجه وجود کانی مخلوط لایه از جمله اجزا حساس آبی به شمار می روند. آبدگیری شیل منجر به کاهش مقاومت و وارفتگی آن می شود. بنابراین برای رفع مشکل بایستی به گونه ای از جذب آب توسط شیل جلوگیری شود تا به این وسیله به افزایش مقاومت

شیل و در نتیجه از ریزش دیواره چاه جلوگیری شود. لذا بایستی با توجه به این موارد سیال حفاری را طراحی نمود. ضمناً پیشنهاد می شود ترکیب دقیق کانی‌های رسی در واحدهای شیلی با استفاده از داده‌های چاه‌های حفاری مجاور بررسی و بر آن اساس طراحی گل برای این افقها صورت گیرد.

## ۵- نتیجه گیری

نتایج این مطالعه بر پایه داده‌های نمودار سرچاهی، NGS، نمودارهای پراش اشعه ایکس (XRD) و آنالیز XRF استوار است. براساس نمودار سرچاهی تغییرات سنگ چینه‌ای سازند های پابده و گورپی در سه حلقه چاه (۳۰، ۱۲۱ و ۱۴۰) نشان داد که سازند پابده در بخش بالایی عمدتاً شیل و آهک بین لایه‌ای مارنی، سیلتی فسیل دار، در بخش میانی آهک سیلیسی فسیل دار و شیل و در عمق دارای آهک مارنی خاکستری و شیل گلاکونیت دار و پیریت است. سازند گورپی از آهک خاکستری و شیل گلاکونیت دار تشکیل شده است.

بر اساس داده‌های NGS انواع کانی‌های رسی عمده سازندهای پابده-گورپی شامل ایلیت، مونتموریلونیت، مخلوط لایه، و کانیهای فلدسپار و گلاکونیت در چاه مورد مطالعه می باشد. نمودارهای XRD نمونه های انتخابی از سه حلقه چاه نیز نشان داد که کانیهای رسی به ترتیب فراوانی شامل ایلیت، مونتموریلونیت، مخلوط لایه، کلریت و کائولینیت (به صورت پراکنده) است. بالاترین درصدها را کانی‌های رسی ایلیت و مخلوط لایه نشان دادند.

تغییرات عناصر اصلی و کمیاب نسبت به  $Al_2O_3$  نشان داد که عناصر اصلی در اکثر موارد رابطه خطی مستقیمی را نشان می دهند (به استثنای  $MnO$ ،  $CaO$  و  $P_2O_5$ ). عنصر Sr نسبت به  $P_2O_5$  و  $Na_2O$  دارای ضریب همبستگی بالاتری در مقایسه با سایر عناصر را نشان می دهد. و به عنوان اندیکاتور سالیئته پیشنهاد می گردد. نسبت بالای Si/Al نشانه غالب بودن ایلیت و کمبود کلی کائولینیت می باشد. تغییرات Ti نیز این موارد را تأیید می کند. بالا بودن  $Fe^{3+}$  و Mg نیز نشانه حضور گسترده ایلیت، کلریت و نیز مونتموریلونیت در سازند پابده است. میزان بالای آن در نمونه ها نشانه دریایی شدن محیط و تفاوت شرایط رسوبگذاری است. با توجه به میزان  $Fe_2O_3$ ، بخش بالای پابده شرایط اکسیدان ولی به سمت گورپی شرایط احیا حاکم است. تغییرات میزان آهن، منگنز و وانادیم به عنوان اندیکاتورهای محیطی نشان داد که سازندهای پابده و گورپی تحت شرایط احیا ولی Eh احیا غیر سولفیدی و pH متوسط تا پایین نهشته شده است. نسبت Th/U در نمونه های مورد مطالعه دارای گستره تغییرات از ۱/۵-۴ است که نشانه تغییرات محیطی از دریایی تا حدواسط می باشد. وجود افقهای غنی از ماده آلی (بیش از ۲٪) در سازند های پابده و گورپی وجود شرایط احیا را نشان می دهد.

مقادیر پائین نسبت Zr/Rb (تغییرات اندازه دانه رسوب) در بخش بالایی و پائینی سازند، نسبت به بخش میانی نشان دهنده دانه ریزتر شدن رسوبات است.

-با توجه به تغییرات نسبت  $(Zr+Rb)/Sr$  که منعکس کننده تعادل بین اجزای آواری و کربناتی است، تجمع نسبی کربنات بیوژنیک همراه شیل بصورت تناوبی بوده و در مکان های مختلف میدان نیز متفاوت است.

نسبت Sr/Ba در سازندهای مورد مطالعه نشان می‌دهد در بخش زیرین شرایط دریایی و بسمت بالای سازند شرایط قاره‌ای و تحولی و گاه دریایی حاکم بوده است. بنابراین در بازه زمانی رسوب سازندهای مذکور شرایط دریایی و قاره‌ای بصورت متناوب حاکم بوده است.

مقادیر نسبت  $V/(V + Ni)$  در نمونه‌ها (کمتر از ۰/۶) بوده قلمرو نیمه احیا را برای این سازندها نشان می‌دهد. در نمودار نسبت Ni/Co تمامی نمونه‌ها در محدوده احیا و در نمودار  $V/Cr$  بعضی از نمونه‌های چاه ۱۴۰ در محدوده تقریباً احیا و بقیه شرایط اکسیدان را نشان می‌دهند. مقادیر پایین نسبت Rb/Sr (کمتر از ۰/۱۴) نشان داد که دیرینه اقلیم در زمان ته نشست سازندهای پایده و گورپی کاملاً گرم و خشک بوده است. سازندهای پایده و گورپی در این میدان با توجه به فراوانی بالای کانی‌های مونتوریلونیت، ایلیت و مخلوط لایه می‌توانند در زمان حفاری مشکل ساز باشند. لذا بایستی در طراحی سیال حفاری این موضوع مورد توجه قرار گیرد. ضمناً پیشنهاد می‌شود ترکیب دقیق کانی‌های رسی در واحدهای شیلی با استفاده از داده چاه‌های حفاری مجاور بررسی و بر آن اساس طراحی گل برای این افق‌ها صورت گیرد.

## سپاس و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند که از همکاری بی‌شائبه بخش مدیریت پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران، شرکت ملی نفت خیز جنوب کمال تشکر و قدردانی را بعمل آورند. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر علیرضا بشری (رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران) و دکتر پیمان رضائی (دانشیار دانشگاه هرمزگان) تشکر و قدر دانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] امیری بختیار، ح.، ناصح، م.، ۱۳۸۲، پتروگرافی، میکروفاسیس و محیط رسوبی مخزن آسماری میدان آغاچاری، گزارش شماره پ-۵۲۷۸، ۸۶ ص.
- [۲] سلیمانی، ب.، فلاوند، ه.، و شیخ‌زاده، ح.، ۱۳۸۲، استفاده از نمودار الکتريکی NGS در شناسایی کانی‌های رسی سازندهای پایده و گورپی میدان نفتی اهواز، مجموعه مقالات یازدهمین کنفرانس بلورشناسی و کانی‌شناسی، ایران - یزد.
- [۳] عدالتی منش، ن.، کدخدایی، ع.، علیزاده، ب.، حیدری فرد، م.ح.، ۱۳۹۳، بررسی زون‌های غنی از ماده آلی با استفاده از داده‌های ژئوشیمیایی و پتروفیزیکی سازندهای پایده و کژدمی در میداین نفتی آغاچاری و پازنان. مجله پژوهش نفت، ۲۴ (۸۰)، ص. ۶۳-۷۴

- [4] ABBAS, A. K., FLORI, R. E., AL-ANSSARI, A., and ALSABA, M., 2018, Laboratory analysis to assess shale stability for the Zubair Formation, Southern Iraq. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **56**, 315–323. doi:10.1016/j.jngse.2018.05.041.
- [5] AJIMI, AL., and ZIMMERMAN, R. W., 2006, Wellbore stability analysis based on a new true-triaxial failure criterion. SPE Asia-pacific Drilling Technology Conference Bangkok, Thailand 13-15 November.
- [6] ALBOOYEH, M., KIVI, I.R., and AMERI, M., 2018, Promoting wellbore stability in active shale formations by water-based muds: A case study in Pabdeh shale, Southwestern Iran. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, **56**, 166–174.
- [7] ALGEO, T.J., 2004, Can marine anoxic events draw down the trace element inventory of seawater?. *Geology*, **32**, 1057–1060.

- [8] ALI, I., AHMAD, M., and GANAT, T., 2022, Biopolymeric formulations for filtrate control applications in water-based drilling muds: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **210**, 110021. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110021>
- [9] ARORA, A., BANERJEE, S., and DUTTA, S., 2015, Black shale in late Jurassic Jhuran Formation of Kutch: Possible indicator of oceanic anoxic event? *Journal of the Geological Society of India*, **85(3)**, 265–278. doi:10.1007/s12594-015-0215-6.
- [10] BAGHERI, H., TANHA, A.A., DOULATI ARDEJANI, F., HEYDARI-TAJAREH, M., and LARKI, E., 2021, Geomechanical model and wellbore stability analysis utilizing acoustic impedance and reflection coefficient in a carbonate reservoir. *J Petrol Explor Prod Technol*, **11**, 3935–3961. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01291-2>.
- [11] BAI, M., 2016, Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoirs. *Petroleum* **2(1)**, 1–19. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.01.001>.
- [12] BAIYEGUNHI, C., LIU, K., and GWAVAVA, O., 2017, Geochemistry of sandstones and shales from the Ecca Group, Karoo Supergroup, in the Eastern Cape Province of South Africa: Implications for provenance, weathering and tectonic setting. *Open Geosciences*, **9(1)**. doi:10.1515/geo-2017-0028.
- [13] BIRCHWOOD, R., 2002, Options for enhanced wellbore stability. Schlumberger oilfield services Caracas, Venezuela.
- [14] BOGGS, S., JR., 2006, Principles of Sedimentology and Stratigraphy, 4th ed.; Pearson Education, Inc.: New York, NY, USA.
- [15] BOLES, J.R., and FRANKS, S.G., 1979, Clay diagenesis in Wilcox Sandstone of southwest Texas; implication of smectite diagenesis on sandstone cementation. *J. Sediment. Petrol.* **49**, 55–70.
- [16] BORDENAVE, M. L., and HEGRE, J. A., 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran, *Journal of Petroleum Geology*, **28(4)**, 339 – 368.
- [17] BRISTOW, C.S., 2020, A virtual graphic log for clastic sediments. *Sedimentary Geology*, **405**, 105703. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2020.105703>.
- [18] BUDA, A and JARYNOWSKI, A., 2010, Life-time of correlations and its applications.1, Wydawnictwo Niezalezne: 5–21, December 2010, ISBN 978-83-915272-9-0.
- [19] BUNTORO, A., MURAJI, S. A., PRASETYADI, C., and WIBOWO, R.A., 2022, Shale reservoir characterization based on geomechanical and mineralogy analysis: a case study of well BS-03 data of brown shale formation in the Bengkalis Trough, Central Sumatra Basin, Indonesia, *Arabian Journal of Geosciences*, **15(12)**. DOI: 10.1007/s12517-022-10410-0.
- [20] BUNTORO, A., NURCHOLIS, M., RAHMAD, B., and LUKMANA, H.A., 2020a, Correlation of sillimanite & kaliophilite minerals, TOC, Ro, and MBT from drill cutting of well BS-03 in the development of shale hydrocarbon, Brownshale formation, Bengkalis Trough, Central Sumatra Basin, Indonesia No Title. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, **5**, 216–230.
- [21] BUNTORO, A., PRASETYADI, C., WIBOWO, R.A., and MURAJI, S.A., 2020b, Shale hydrocarbon development based on drill cuttings & TOC analysis: case study of brownshale drill cuttings of well BS-03, Pematang Formation, Bengkalis Trough, Central Sumatra Basin No Title. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, **6**, 87–102.
- [22] BUSCAROLI, A., ZANNONI, D., and DINELLI, E., 2021, Spatial distribution of elements in near surface sediments as a consequence of sediment origin and anthropogenic activities in a coastal area in northern Italy. *CATENA*, **196**, 104842. doi:10.1016/j.catena.2020.104842.
- [23] CAI, G.Q., GUO, F., LIU, X.T., and SUI, S.L., 2009, Carbon and oxygen isotope characteristics and palaeoenvironmental implications of lacustrine carbonate rocks from the Shahejie Formation in the Dongying Sag. *Earth Environ*, **37**, 347–354, (In Chinese with English abstract).
- [24] CHANG, H.J., CHU, X.L., and FENG, L.J., 2009, Redox sensitive trace elements as paleoenvironments proxies. *Geol. Rev.*, **55**, 91–99, (In Chinese with English abstract).
- [25] CHENEVERT, M.E., and AMANULLAH, M., 2001, Shale preservation and testing techniques for borehole-stability studies. *SPE Drilling and Completion*, **16**, 146-149.
- [26] COOK, J.M., GOLDSMITH, G., GEEHAN, T.M., AUDIBERT, A.M., BIEBER, M.T., and LECOURTIER, J., 1993, Mud/shale interaction: model wellbore studies using X-ray tomography. Drilling Conference, paper SPE/IADC 25729. Amsterdam, February 23–25.
- [27] DANCER, D., and TREMAYNE, A., 2005, R-squared and prediction in regression with ordered quantitative response. *J. Applied Statistics*, **32**, 483 – 493.
- [28] DARVISHPOUR, A., CHERAGHI SEIFABAD, M., ANTHONY WOOD, D., and GHORBANI, H., 2019, Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers. *Petroleum Exploration and Development*, **46 (5)**, 1031-1038. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60260-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60260-0).



- [29] DASHTGARD, S.E., WANG, A., POSPELOVA, V., WANG, P.L., LA CROIX, A., and AYRANCI, K., 2022, Salinity indicators in sediment through the fluvial-to-marine transition (Fraser River, Canada). *Sci Rep.* 2022; 12: 14303. doi: 10.1038/s41598-022-18466-4.
- [30] DAY-STIRRAT, R. J., HILLIER, S., NIKITIN, A., HOFMANN, R., MAHOOD, R., and MERTENS, G., 2021, Natural gamma-ray spectroscopy (NGS) as a proxy for the distribution of clay minerals and bitumen in the Cretaceous McMurray Formation, Alberta, *Canada. Fuel*, **288**, 119513. doi: 10.1016/j.fuel.2020.119513.
- [31] DENG, H.W., and QIAN, K., 1993, *Sedimentary Geochemistry and Environmental Analysis*; Gansu Science and Technology Press: Lanzhou, China. (In Chinese).
- [32] DU, J., CAI, J., CHEN, Z., LEI, T., ZHANG, S., and XIE, Z., 2019, A contrastive study of effects of different organic matter on the smectite illitization in hydrothermal experiments. *Applied Clay Science*, **168**, 249-259.
- [33] DUCHENSEN, J.C., and BOLOGNE, G., 2009, XRF major and trace element determination in Fe-Ti oxide minerals», *Geologica Belgica*, **12**, 205-212.
- [34] DYPVIK, H., and HARRIS, N. B., 2001, Geochemical facies analysis of fine-grained siliciclastics using Th/U, Zr/Rb and (Zr+Rb)/Sr ratios. *Chemical Geology*, **181(1-4)**, 131–146. doi:10.1016/s0009-2541(01)00278-9.
- [35] EL-ANWAR, E.A.A., MEKKY, H.S., and WAHAB, W.A., 2019, Geochemistry, mineralogy and depositional environment of black shales of the Duwi Formation, Qusseir area, Red Sea coast, *Egypt. Carbonates Evaporites*, **34**, 883–892.
- [36] ERNEST, W., 1970, *Geochemical facies analysis*: Elsevier, Amst., 152p.
- [37] GALLANT, C., and ZHANG, J., 2007, Wellbore stability considerations for drilling high-angle wells through finely laminated: a case study from Terra Nova. SPE Annual Technical, pp .1-5.
- [38] GOLDSTEIN, J.I., NEWBURY, D.E., ECHLIN, P., and JOY, D.C., 2003, *Scanning Electron Microscopy and X-ray Microanalysis: A text book for Biologists, Material Scientists and Geologists*, Plenum Press.
- [39] GUAN, Z., CHEN, T., LIAO, H., 2021, *Drilling Fluids*. In: *Theory and Technology of Drilling Engineering*. Springer, Singapore, 173-204. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-9327-7\\_3](https://doi.org/10.1007/978-981-15-9327-7_3)
- [40] HARDING, S.C., NASH, B.P., PETERSEN, E.U., EKDALE, A.A., BRADBURY, C.D., and DYAR, M.D., 2014, Mineralogy and Geochemistry of the Main Glauconite Bed in the Middle Eocene of Texas: Paleoenvironmental Implications for the Verdine Facies. *PLoS ONE*, **9(2)**, e87656. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0087656>.
- [41] HASSAN, M.A., ABDEH-WAHAB, M., NAD, A., DINE, N. and KHAZBAK, A., 1997, Determination of Uranium and Thorium in Egyptian Monazite by Gamma-Ray Spectrometry, *J. Appl. Radiat. Isot.*, **48(1)**, 149-152.
- [42] HAWKES, C.D., MCLELLAN, P.G., RUAN, C.G., and MAURER, W.C., 2010, Wellbore instability in shales: a review of fundamental principles and GRI-funded research final report (part 1 of 2). GRI-99/0025.1. <https://www.researchgate.net/publication/313915775>.
- [43] HEINZL, H., and MITTLBOCK, M., 2003, Pseudo R-squared measures for Poisson regression models with over- or underdispersion, *Computational Statistics & Data Analysis*, **44**, 253 – 271.
- [44] HERRON, M.M. & MATTESON, A., 1993, Elemental composition and nuclear parameters of some common sedimentary minerals. *Nucl. Geophys.*, **7**, 383–406.
- [45] HUGGETT, J.M., 2005, Sedimentary rocks | Clays and Their Diagenesis. *Encyclopedia of Geology*, 62-70, <https://doi.org/10.1016/B0-12-369396-9/00311-7>.
- [46] IRANFAR, S., KARBALA, M.M., SHAKIBA, M., SHAHSAVARI, M.H., 2023, Effects of type and distribution of clay minerals on the physico-chemical and geomechanical properties of engineered porous rocks. *Sci Rep.*, **13**, 5837. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-33103-4>.
- [47] JAHANBAKHSHI, R., KESHAVARZI, R., 2012, Intelligent Prediction of Wellbore Stability in Oil and Gas Wells: An Artificial Neural Network Approach.
- [48] JARVIE, D.M., HILL, R.J., RUBLE, T.E., POLLASTRO, R.M., 2007, Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *Am Assoc Pet Geol Bull*, **91(4)**, 475–499. <https://doi.org/10.1306/121906060608>.
- [49] JERRAR, G., AMIREH, B., and ZACHMANN, D., 2000, The major, trace and rare earth element geochemistry of glauconite, from the early cretaceous Kurunb group of Jordan. *geochemical.J.*, **30**, 207-222.
- [50] JI, H., TAO, H., and WANG, Q., 2019, Petrography, geochemistry, and geochronology of lower jurassic sedimentary rocks from the Northern Tianshan (west Bogdan area), northwest China: Implications for provenance and tectonic evolution, *Geological Journal*, **54**, 1688–1714.
- [51] JIN, X., SHAH, S.N., ROEGIERS, J.C., and ZHANG, B., 2014, Fracability evaluation in shale reservoirs — an integrated petrophysics and geomechanics approach. Society of Petroleum Engineers - SPE

- Hydraulic Fracturing Technology Conference 2014, October 2015, 153–166. <https://doi.org/10.2118/168589-ms>.
- [52] JONES, B., and MANNING, D.A.C., 1994, Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones. *Chem. Geol.*, **111**, 111–129.
- [53] KELLER, W.D., 1963, Diagenesis in Clay minerals – a review, in Bradley, V.F. *Clay & clay minerals*, Droc. Nas. Conf. NewYork, MacMillian, Co., **1011**, 36-157.
- [54] KELLER, W.D., 1970, Environmental aspects of clay minerals, *J. Sed. Pet.*, Vol.40, pp.783-813.
- [55] KHODJA, M., CANSELIER, J.P., BERGAYA, F., FOURAR, K., KHODJA, M., COHAUT, N., and BENMOUNAH, A., 2010, Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field. *Applied Clay Science*, **49** (4), 383-393. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2010.06.008>.
- [57] LEAL, C.A., BRUNET, M.N.C., AMORIM, L.V., LIRA, H.L., NOGUEIRA, F.C.C., and COSTA, W.R.P., 2019, Influence of reactivity and mineralogical composition on instability due to the disintegration of shales from Paraíba and Ceará States, Brazil. *Cerâmica*, **65**, 400-406. <http://dx.doi.org/10.1590/0366-69132019653752630>.
- [58] LI, J., and FINE, J. P., 2011, Assessing the dependence of sensitivity and specificity on prevalence in meta-analysis. *Biostatistics*, **12**(4), 710–722. doi:10.1093/biostatistics/kxr008.
- [59] Liu, B.L., 1994, *Fundamentals of Geochemistry*; Peking University Press: Beijing, China, 1994. (In Chinese).
- [60] LIU, J., GUAN, Y., SHAO, Z., and WANG, H., 2022, Mechanical effect of clay under the acid-base action: A case study on montmorillonite and illite. *Front. Earth Sci.* **10**, 991776. doi: 10.3389/feart.2022.991776.
- [61] LOPEZ, J.P., ALTENBERGER, U., and BELLOS, L.I., 2019, The Cumbres Calchaqués range (NW-Argentina). geochemical sedimentary provenance, tectonic setting and metamorphic evolution of a Neoproterozoic sedimentary basin, *Journal of South American Earth Sciences*, **93**, 480–494.
- [62] MALEKZADEH, M., HOSSEINI-BARZI, M., SADEGHI, A., CRITELLI, S., 2020, Geochemistry of Asara Shale member of Karaj Formation, Central Alborz, Iran: Provenance, source weathering and tectonic setting. *Marine and Petroleum Geology*, **121**, 104584. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104584>.
- [63] MATANOVIĆ, D., ČIKEŠ, M., MOSLAVAC, B., 2012, Introduction. In: *Sand Control in Well Construction and Operation*. Springer Environmental Science and Engineering. Springer, Berlin, Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-25614-1\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-642-25614-1_1).
- [64] MC LENNAN, S.M., 2001, Relationships between the trace element composition of sedimentary rocks and upper continental crust. G-cubed 2, C000109.
- [65] MCLENNAN, S.M., and MURRAY, R.W., 1998, Geochemistry of sediments. In: *Geochemistry. Encyclopedia of Earth Science*. Springer, Dordrecht. [https://doi.org/10.1007/1-4020-4496-8\\_143](https://doi.org/10.1007/1-4020-4496-8_143).
- [66] MEDVED, I., GAURINA-MEĐIMUREC, N., PAŠIĆ, B., and MIJIĆ, P., 2022, Green Approach in Water-Based Drilling Mud Design to Increase Wellbore Stability. *Appl. Sci.*, **12**(11), 5348; <https://doi.org/10.3390/app12115348>.
- [67] MEYER, R.F., 1966, Geology of Pennsylvanian and Wolf campian rocks in southeast New Mexico: New Mexico Bureau of Mines and Mineral Resources, *Memoir*, **17**, 123 p.
- [68] MODY, F.K., HALE, A.H., 1993, A borehole stability model to couple the mechanics and chemistry of drilling fluid shale interaction. SPE/IADC Paper 25728. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. February 23–25.
- [69] NORRISH, K., AND CHAPPELL, B.W., 1977, X-ray fluorescence spectrometry. In: Zussman J. (ed.), *physical methods in determinative mineralogy*, 2nd edition. Academic Press, New York, 201-272.
- [70] ODIN, G.S., FULLAGAR, P.D., 1988, Geological Significance of the glaucony facies. *Green marine clays* (Odin, G.S., ed.), pp.295- 332, Elsevier, Amsterdam.
- [71] O'BRIEN, D.E., AND CHENEVERT, M.E., 1973, Stabilizing sensitive shales with inhibited potassium-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Technology*, **255**, 1089-1100.
- [72] PAL, S., SRIVASTAVA, S., SHRIVASTAVA, J. P., 2013, Mineral chemistry of clays associated with the Jhilmili intertrappean bed in the eastern Deccan volcanic province: Palaeoenvironmental inferences and KTB transition. *Journal of the Geological Society of India*, **82**(1), 38–52. DOI: 10.1007/s12594-013-0119-2.
- [73] PAŠIĆ, B., GAURINA-MEĐIMUREC, N., DAVORIN, M., 2007, Wellbore instability: Causes and consequences. *Min Geol Pet Eng Bull*, **19**, 87–98.
- [74] PAŠIĆ, B.; GAURINA-MEĐIMUREC, N.; MIJIĆ, P.; MEDVED, I., 2020, Experimental research of shale pellet swelling in nano-based drilling muds. *Energies*, **13**, 46-62.

- [75] PENG, J.J.; ZHANG, M.; LIU, G.X.; PAN, W.L., 2014, Sedimentary environments and controlling factors of Permian source rocks in northeastern Sichuan Basin: A case study of Muguakou profile in Chengkou. *Pet. Geol. Exp.* 2014, **36**, 95–101.
- [76] PEREZ, R., and MARFURT, K., 2013, Calibration of brittleness to elastic rock properties via mineralogy logs in unconventional reservoirs. In: AAPG International Conference and Exhibition.
- [77] POTTS, P. J., WEBB, P. C., and WATSON, J. S., 1990, Exploiting energy dispersive X-ray fluorescence spectrometry for the determination of trace elements in geological samples, pp.67-70.
- [78] PROTHERO, D. R., & SCHWAB, F., 1996, An introduction to Sedimentary rocks and Stratigraphy; Sedimentary Geology, Freeman & Company, 575 p.
- [79] QUAINOO, A. K., NEGASH, B. M., BAVOH, C. B., and IDRIS, A., 2020, Natural amino acids as potential swelling and dispersion inhibitors for montmorillonite-rich shale formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 107664. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107664.
- [80] QUINBY-HUNT, M.S., and WILDE, P., 1993, Thermodynamic zonation in the black shale facies based on iron-manganese-vanadium content. *Chemical Geology*, **113**, 297-317.
- [81] QUINBY-HUNT, M.S., and WILDE, P., 1996, Chemical depositional environments of calcic marine black shales. *Eco. Geol.*, **91**, 4-13.
- [82] POPOVIĆ, S., 2020, Quantitative Phase Analysis by X-ray Diffraction—Doping Methods and Applications. *Crystals* 2020, **10(1)**, 27. <https://doi.org/10.3390/cryst10010027>.
- [83] RASOOL M.H., and AHMAD, M., 2023, Understanding shale instability through the lens of clay mineralogy and zeta Potential. *Geol Earth Mar Sci*, **5** (2): 1–10. DOI: 10.31038/GEMS.2023524.
- [84] RICHARDSON, J.A., 2019, The effect of depositional environment and early marine diagenesis on carbonate-associated sulfate. Arts & Sciences Electronic Theses and Dissertations. 1854. [https://openscholarship.wustl.edu/art\\_sci\\_etds/1854](https://openscholarship.wustl.edu/art_sci_etds/1854).
- [85] RIMMER, S.M., 2004, Geochemical Paleoredox Indicators in Devonian–Mississippian Black Shales, Central Appalachian Basin (USA). *Chem. Geol.*, **206**, 373–391.
- [86] SAEDI, G., SOLEIMANI, B., SAMANI, B., ARZANI, A., 2022, The interaction between faults and in-situ stress on the kinematic and subsurface natural fracture of Aghajari oilfield in southwest of Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, Part D. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109567>.
- [87] SCHIEBER, J., 1995, Anomalous iron distribution in shales as a manifestation of “non-clastic iron” supply to sedimentary basins: relevance for pyritic shales, base-metal mineralization, and oolitic ironstone deposits. *Mineral. Deposita*, **30**, 294–302 (1995). <https://doi.org/10.1007/BF00196365>.
- [88] SCHLUMBERGER, 1995, Log Interpretation Charts. Schlumberger Wireline and Testing: Sugarland, Texas.
- [89] SELLEY, R.C., 2000, Applied Sedimentology, 2nd ed.; Academic Press: San Diego, CA, USA.
- [90] SERRA, O., BALDWIN, J. and QUIREIN, J. 1980, Theory, Interpretation and Practical Applications of Natural Gamma Ray Spectroscopy. SPWLA, 21st Ann. Log. Symp. Trans., Paper Q.
- [91] SHI, J.; HUANG, W.H.; LV, C.H.; CUI, X.N., 2018, Geochemical characteristics and geological significance of the Upper Paleozoic mudstones from Linxing area in Ordos Basin. *Acta Pet. Sin.*, **39**, 876–889, (In Chinese with English abstract).
- [92] SLEITI, A.K., TAKALKAR, G., EL-NAAS, M.H., HASAN, A.R., and RAHMAN, M.A., 2020, Early Gas Kick Detection in Vertical Wells via Transient Multiphase Flow Modelling: A Review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 103391–. doi: 10.1016/j.jngse.2020.103391.
- [93] SNEDECOR, G. W., AND COCHRAN, W. G., 1967, Statistical Methods (6th ed.). p. 321.
- [94] SOLEIMANI, B., 2009, Paleoclimate Reconstruction during Pabdeh, Gurpi, Kazhdumi and Gadvan Formations (Cretaceous-Tertiary) Based on Clay Mineral Distribution. *International Journal of Civil and Environmental Engineering*, **1**, 59-63.
- [95] STATES, A., 2019, Glauconite Formation in Late Eocene ODP Site 696 Sediment in West Antarctica". Theses, Dissertations and Culminating Projects. 221. <https://digitalcommons.montclair.edu/etd/221>.
- [96] STEEL, R. G. D. & TORRIE, J. H., 1960, Principles and procedures of statistics.
- [97] SWANSON, V.E., 1960, Oil yield Uranium content of black shale, USGS professional paper, **356 A**, 1-44.
- [98] TARA, U.A. and MODY, F.K., 2002, Managing borehole stability problem: On the learning, Unlearning and Relearning curve, paper AADE presented at the AADE Technology conference, Houston, Texas.
- [99] TIAN, J.C., and ZHANG, X., 2016, Sedimentary Geochemistry; Geological Publishing House: Beijing, China, (In Chinese).
- [100] Tribouvillard, N., Algeo, T.J., Lyons, T., and Riboulleau, A., 2006, Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: An update. *Chem. Geol.*, **232**, 12–32.
- [101] VAN OORT, E., 2003, On the physical and chemical stability of shales. *J Petrol Sci Eng.*, **38(3)**:213–235.

- [102] VILLADA, Y., GALLARDO, F., ERDMANN, E., CASIS, N., OLIVARES, L., and ESTENOZ, D., 2017, Functional characterization on colloidal suspensions containing xanthan gum (XGD) and polyanionic cellulose (PAC) used in drilling fluids for a shale formation. *Appl. Clay Sci.*, **149**, 59-66. DOI:10.1016/j.clay.2017.08.020.
- [103] WANG, D.R., GUAN, P., and ZHOU, Z.H., 1998, Calculation of tectonic uplift of eastern Qaidam basin in Quaternary: Depending on the oxygen isotopic compositions within mudstone. *Pet. Explor. Dev.* 1998, **25**, 39-40, (In Chinese with English abstract).
- [104] WANG, M., QING, Y., LIAO, Z., LI, Y., LI, S., LV, Z., NI, S., FANG, J., TANG, S., and YANG, Y., 2022a, Reconstruction of Paleoenvironment and Paleoclimate of the Neogene Guantao Formation in the Liaodong Sub-Uplift of Bohai Bay Basin in China by Sedimentary Geochemistry Methods. *Water*, **14**, 3915. <https://doi.org/10.3390/w14233915>.
- [105] WANG, W., 2014, Trace Elements as Redox Paleoenvironments Proxies in Xiamaling Formation of the Mesoproterozoic in North China and Their Geological Significances. Master's Thesis, China University of Geosciences, Beijing, China. (In Chinese with English abstract).
- [106] WANG, Y., and MISKIMINS, J.L., 2010, Experimental investigations of hydraulic fracture growth complexity in slickwater fracturing treatments Tight Gas Complet. Conf (2010), **10**.2118/137515-MS.
- [107] WANG, X., FAN, A., VAN LOON, A.J., YANG, R., HAN, Z., and LI, J., 2022b, Chapter 11 - The influence of diagenesis on low-porosity, low-permeability gas reservoirs in the Sulige Gas Field (Ordos Basin, China), The Ordos Basin, Sedimentological Research for Hydrocarbons Exploration, 191-215. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85264-7.00024-2>.
- [108] WEAVER, C. E., 1989, *Developments in Sedimentology*, 44; Clays, Muds and Shales. Elsevier Sci., Publi., 819 p.
- [109] WEAVER, C.E., 1967, The significance of clay minerals in sediments. In: *Fundamental aspects of petroleum geochemistry*, Elsevier Publ. Co. Amsterdam, pp.37-76.
- [110] WEI, X., JIANG, W., ZHANG, Y., WANG, Z., LI, X., and WU, F., 2020, Investigation of clay type on low salinity water flooding using a glass micromodel. *Front. Energy Res.* **8**:600448. doi: 10.3389/fenrg.2020.600448.
- [111] WEIR, A.H., ORMEROD, E.C. & MANSEY, I.M.I.E.L., 1975, Clay mineralogy of sediments of the western Nile Delta. *Clay Minerals*, **10**, 369-387.
- [112] WHITWORTH, T.M., AND FRITZ, S.J., 1994, Electrolyte -induced solute permeability effects in compacted smectite membranes, *Appl. Geochemistry*, **9**, 533-546.
- [113] WIBOWO, R.C., PERTIWI, A.P., KURNIATI, S., 2020, Identification of Clay Mineral Content Using Spectral Gamma Ray on Y1 Well in Karawang Area, West Java, Indonesia. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, **5** (3), 136-142.
- [114] WILLIAMS K.L., 1987, *Introduction to X-ray spectrometry*. Allen and Unwin, London.
- [115] WILLIAMS, P.M., 2021, Statistical levelling of multi-element geochemical data. *Applied Computing and Geosciences*, **10**, 100060. <https://doi.org/10.1016/j.acags.2021.100060>.
- [116] WILSON, M.J., 1999, The origin and formation of clay minerals in soils: past, present and future perspectives. *Clay Minerals*, **34**, 7-25.
- [117] WILSON, M.J., WILSON, L., 2014, Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis. *Clay Miner.* **49**, 127-145. <https://doi.org/10.1180/claymin.2014.049.2.01>.
- [118] WILSON, M.J., WILSON, L., and SHALDYBIN, M.V., 2017, *Spec. Publ., Geol. Soc., London.* **454**, 253.
- [119] WOLSKA, J. A., and VREBOS, B.A.R., 2004, XRF: A powerful oil analysis tool, *Practicing oil analysis magazine*, No. 200405.
- [120] WORDEN, R., and MORAD, S., (EDT.), 2003, *Clay minerals cement in sandstone*. Published by Wiley, 524p.
- [121] XU X.B. LI Q.M. and GUI L., 2018, Detrital zircon U-Pb geochronology and geochemistry of early Neoproterozoic sedimentary rocks from the northwestern Zhejiang basin, south China, *Marine & Petroleum Geology*, **98**, 607-621.
- [122] YANG, H., PAN, H., LUO, M., LI, G., and YAO, J., 2015, The classification in metamorphic rocks using modified fuzzy cluster analysis from geophysical log data: evidence from Chinese Continental Scientific Drilling Main Hole. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **6**(1), DOI: 10.1007/s13202-015-0171-0.
- [123] YOUNGBLOOD, W.E., 1981, The Application of Natural Gamma Ray Spectrometry Log as An Aid In Log Evaluation In Saudi Arabia. The Middle East Technical Conference and Exhibition, Bahrain, March 1981. SPE-9615-MS. <https://doi.org/10.2118/9615-MS>.
- [124] ZUO, X., LI, C., ZHANG, J., MA, G., & CHEN, P., 2020, Geochemical characteristics and depositional environment of the Shahejie Formation in the Binnan Oilfield, China. *Journal of Geophysics and Engineering*. doi:10.1093/jge/gxaa013.

# Depositional Environmental Analysis of Shally Units of Pabdeh-Gurpi Formation and Clay Minerals Effect on Wellbore Stability, Aghajari Oil Field

Bahman Soleimani<sup>1\*</sup>, Zahra Dehghani<sup>2</sup>

1- Prof. in Petroleum Geology and Sedimentary basins, Earth Science Faculty, Shahid Chamran University of Ahvaz.

2-MSc Student, Department of Geology, Science and Research branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.

\*soleimani\_b@scu.ac.ir

Received: October 2023, Accepted: October 2023

## Abstract

This research is related to detect of clay minerals and geochemical changes of Pabdeh-Gurpi shale formations and their role in borehole instability in Aghajari oil field. For this purpose, these formations were investigated using NGS well log (one well ring), X-ray diffraction method (XRD) and XRF analytical method (11 samples from two wells). In the NGS log, the detected minerals are illite, montmorillonite, mixed layer, glauconite and feldspar. In the XRD method, clay minerals illite, montmorillonite, mixed layer, chlorite and kaolinite were identified in order of abundance. These minerals due to their sensitivity to react with water causes the instability of the borehole. The high ratio of Si/Al and changes of Ti and high level of Fe<sup>3+</sup> and Mg are also a sign of the widespread presence of illite, chlorite and montmorillonite in the mentioned formations.

The changes of major and trace elements compared to Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> except for MnO, CaO, and P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> showed a positive linear relationship. The changes in the amount of Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> show the oxidizing conditions in the upper part of the base, but the reducing conditions towards the upper side. Based on the amount of iron, manganese and vanadium, the sediments were formed under conditions of reduction, non-sulphide reduction Eh and medium to low pH. Variations in Th/U ratio (1-4.5) indicate marine to transitional environments. The existence of horizons rich in organic matter (more than 2%) confirms the reduction conditions.

Based on the low values of the Zr/Rb ratio, the sediments in the upper and lower parts are finer than the middle part of the grain. The relative accumulation of biogenic carbonate along with the shale is periodic and is reflected in the changes in the (Zr+Rb)/Sr ratio. Based on the Sr/Ba ratio, marine conditions prevail in the lower part and continental and metamorphic and sometimes marine conditions prevail in the upper part of the formation. Oxidation-reduction conditions were also investigated. The values of the V/(V + Ni) ratio of the semi-reduction region, the Ni/Co ratio of the reduction region and the V/Cr diagram show the almost reduction region and in some cases the oxidant conditions. Paleoclimatic conditions at the time of sedimentation based on low values of Rb/Sr ratio (less than 0.14) were completely hot and dry.

**Key words:** Wellbore stability, NGS log, Pabdeh-Gurpi Formation, sedimentary environment, Aghajari oilfield.

# Examination of climatic orbital changes and sedimentation rate in the Ilam Formation in the Kupal oilfield, Dezful Embayment

Forough Abasaghi<sup>1\*</sup>, Armin Omidpour<sup>2</sup>

1 PhD Sedimentology and sedimentary Petrology, Department of Geology, University of Ferdowsi of Mashhad, Mashhad, Iran

2 PhD Sedimentology and sedimentary Petrology, National Iranian South Oil Company, Ahvaz, Iran

\*saghi0631@yahoo.com

Received: October 2023, Accepted: October 2023

## Abstract

Carbonate successions are considered archives for recording the palaeoclimatic proxies and so they are suitable for understanding climatic patterns and identifying the Milankovitch cycles and cycles's impacts on sea-level changes during Phanerozoic. In the current study, the carbonate successions of the Ilam Formation (Santonian) and their spectral gamma-ray data were chosen to identify the cycles and influencing factors on the sedimentation in the Kupal oilfield in the Dezful Embayment, southwest of Zagros mountains. According to available evidence, all of Milankovitch cycles contributed to changes in climatic conditions simultaneously with development of the Ilam Formation, however, the long Eccentricity cycles were dominant and have played a greater role in this issue. The sedimentation rate was estimated at 4-5.5 cm/kyr on average in the Ilam Formation. Considering the sedimentation rate and number of identified long Eccentricity cycles, it could be said the deposition in the Ilam Formation lasted in 1.13-1.8 Ma. Our results indicate that the relative sea-level changes in the studied wells correspond to the eustatic sea level. The deposition process in the Ilam Formation was largely affected by the performance of long Eccentricity cycles, eustatic sea level, and tectonic events during the Upper Cretaceous.

**Keywords:** Ilam Formation, Zagros, Santonian, Milankovitch cycles, sedimentation rate

# Petrophysical Modeling of Lower Zone of Ratawi Formation, using Neural Network Method in Assimilating Seismic and Geological Well Log Data

Javid Hanachi<sup>1</sup>, Alireza Bashari<sup>2\*</sup>

1- Sr. Geologist, Iranian Offshore oil company

2- Retired faculty member at RIPI, Tehran, Iran

\*[a\\_bashari@yahoo.com](mailto:a_bashari@yahoo.com)

Received: July 2023, Accepted: August 2023

## Abstract

Esfandiyar field is located at the northern part of the Persian Gulf alongside with, Saudi Arabia border. This field is a single large anticline with Lulu field of Saudi Arabia, is about, 20 KM length and 7 KM width. The field was discovered in 1966 by drilling of well E1, on the northern culmination of the field. Later on wells E3 and E2 were drilled at the top of structure in the southern part of the field.

DSTs tests results of E1 proved that the top of Lower Ratawi formation contain 15 m producible oil column. E3 well test result regards as a dry hole

DSTs test results of E2 were not conclusive due to inadequate testing plans. E4 Appraisal well contained, 14 m producible oil column at the Lower Ratawi.

Log result interpretations indicated, E2 and E3 wells contains oil in Yamama formation in the southern part of the field which has not been tested properly.

Lower Ratawi (Top oil-bearing layer), Zone 'B' of Lower Ratawi (Oil bearing layer at bottom), Yamama were constructed based on the existing data. This study is concerned with oil accumulations in Lower Ratawi formation.

Petrophysical and geophysical data has been used for the Lower Ratawi reservoir, as a result the geological models (structural and porosity models), with applying, related software's and neural network geophysical method are generated.

At the conclusion, the recommended plan consists of horizontal drilling wells for oil production in Lower Ratawi in the north of the field has been proposed.

**Keywords:** Petrophysics, Seismic Data, Lower Ratawi Fm. Esfandiyar Field, Neural Network, Persian Gulf

# Preliminary assessment of the origin of oil in Asmari and Bangestan reservoirs of Kopal field using isotopic and geochemical data

\*Ashkan Zardashti<sup>1</sup>, Morteza Tabaei<sup>2</sup>, Mahmood Memariani<sup>3</sup>

1-MSc Petroleum Exploration, Department of Mining Engineering, Isfahan University of Technology Isfahan, Iran

2-Associate professor, Department of Mining Engineering, Isfahan University of Technology Isfahan, Iran

3-Assistant Professor, of Organic Chemistry, petroleum Industry Research Institute, Tehran, Iran  
ashkanzardashty@gmail.com\*

Received: August 2023, Accepted: September 2023

## Abstract

In order to analyze the geochemical characteristics, the oil samples of the Asmari reservoirs and the Bangestan group in the Kopal field were studied using various geochemical techniques such as asphaltting technique, gas chromatography technique, gas chromatography-mass spectrometry technique and carbon isotope measurement technique, were subjected to analysis. The formations of the stratigraphic column of the Kopal field, in order from the surface to the depth, include: Aghajari, Mishan, Gachsaran, Asmari, Pabdeh, Gurpi and Bangestan group (including Ilam, Saruk, Kozhdami formations). the purpose of This research is a comparison of carbon isotope and geochemical properties of Asmara and Bangestan oils in Kopal field to determine their parent rock and origin. Considering the results of the testing technique and analysis of biomarkers of the esteranes and terpanes family extracted from saturated cutting, it can be stated that the oils accumulated in the Asmari and Bangestan reservoirs of the Kopal field have the characteristics of oil. are paraffinic, which indicates the existence of light oil with good quality, mature, low viscosity and high sulfur. By placing the ratio of biomarker parameters against carbon 13 isotope and examining the general results of the graphs, it was found that the oil samples of Asmari reservoirs and Bangestan reservoirs in the studied field are from a common generative rock. have been found and have the same characteristics and only slightly differ in maturity, degree of fluidity, and the amount of migration processes between the source rock and the reservoir rock, and similarly, the transformation course of the source rock organic materials has occurred naturally in the Copal field. The values of carbon isotopes in the oils indicate the average maturity of the rocks producing the oils. The graph of the ratio of the aromatic carbon 13 isotope against the saturated carbon 13 isotope showed that both field oil samples The subject of study belongs to marine environments.

**Keywords:** Copal field, Asmari and Bangestan formations, asphaltting process, carbon 13 isotope, Biomarker



# Investigating the reservoir quality of Sarvk formation using multi-resolution graph-based and comparing it with petrographic data in an oilfield of Dezful Embayment

Seyede Akram Jooybari\*<sup>1</sup>, Payman Rezaee<sup>2</sup>, Majid Mehdipour<sup>3</sup>

1- PhD in Sedimentology and sedimentary petrology, University of Hormozgan,

2- Associate Professor, Department of Geology, University of Hormozgan

3- Master of Petroleum Geology, Petroleum Engineering Development Company, Tehran

\*[S.akramjooybari@gmail.com](mailto:S.akramjooybari@gmail.com)

Received: March 2023, Accepted: July 2023

## Abstract

Sarvak Formation is one of the important carbonate reservoirs in Dezful Embayment. In order to evaluate the reservoir quality of this formation in one of the Dezful Embayment fields, multi-resolution graph-based method was used and compared with petrographic findings. The findings showed that the Sarvak formation in the studied field consists of 8 microfacies belonging to the sub-environments of the lagoon, carbonate bar, middle ramp and outer ramp, which were deposited in a homoclinal ramp environment. The main diagenesis processes affecting this reservoir include cementation, dissolution, fracture, stylolitization, and dolomitization. The results of multi-resolution graph-based analysis led to the identification of 3 electrofacies, EF1 electrofacies had the weakest reservoir parameters and EF3 facies had the best reservoir status. The majority of EF1 microfacies are grainstone microfacies and the majority of EF3 microfacies correspond to wackstone and packstone microfacies. Based on this, it seems that the lagoon sub-environment has a better reservoir condition than other sub-environments, especially the carbonate bar, and this is an important sign of the different performance of diagenesis processes in these sub-environments. In a vertical trend, the highest volume of hydrocarbon column is in the EF3 electrofacies and the lowest is EF1. In general, it can be stated that the use of multi-resolution graph-based analysis and comparison with petrographic findings is a suitable solution for accurate evaluation of the reservoir quality of carbonate reservoirs.

**Keywords:** Reservoir quality, MRGC, Sarvak formation, Petrography

# Lithostratigraphy, microfacies, sedimentary environment and Sequence stratigraphy of the the Qom Formation in Kuh-e Charkheh (Natanz), Western Zefreh and Varton sections, northeastern Isfahan

Amir Pedramara<sup>1</sup>, Mehdi Yazdi<sup>2</sup>, Zahra Maleki<sup>3</sup>, Ali Bahrami<sup>4\*</sup>

1-PhD student, Stratigraphy and Paleontology, Department of Geology, Science and Research branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

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

3- Assistant Professor, Tectonics, Department of Geology, Science and Research branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

4- Associate Professor, Stratigraphy and Paleontology, Department of Geology, Faculty of Sciences, University of Isfahan, Isfahan, Iran

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

Received: February 2023, Accepted: March 2023

## Abstract

In this research, the deposits of the Oligocene-Miocene (Qom Formation) in the Kuh-e Charkheh (Natanz), Western Zefreh and Varton sections, northeastern Isfahan were studied. According to the field observations and thin section analysis in Carbonate units of the studied sections, 8 microfacies were identified, which were deposited from shallow part of lagoon to open marine. The sedimentary environment of 3 sections due to absence of reef and presence of bioclastic barrier and absence of spillage, the homoclinal carbonate ramp was detected. According to the sequence stratigraphic studies, each of the studied sections has two 3rd sequences. In the Kuh-e Charkheh section, both sequences include of TST and HST, which are separated by sequence boundary SB2. In the western Zefreh section, the first sequence include of TST and HST that is separated from the second sequence (include of LST, TST and HST) with sequence boundary SB1. In the Varton section, the first sequence is aggradation type and separated from the second sequence, which include TST and HST by a sequence boundary SB2. The correlation between the sequences were recognized in the study sections shows the influence of the activity of local faults on the formation of sequences in the Qom Sea during the Oligocene-Miocene.

**Keyword:** Qom Formation, Microfacies, Oligocene-Miocene, Sequence stratigraphy.

## **Iranian Journal of Petroleum Geology**

### **Number 23, Spring & Summer, 2022**



### **Contents**

### **Page**

Lithostratigraphy, microfacies, sedimentary environment and Sequence stratigraphy of the the Qom Formation in Kuh-e Charkkeh (Natanz), Western Zefreh and Varton sections, northeastern Isfahan A. Pedramara, M. Yazdi, Z. Maleki, A. Bahrami	1
Investigating the reservoir quality of Sarvk formation using multi-resolution graph-based and comparing it with petrographic data in an oilfield of Dezful Embayment S. A. Jooybari, P. Rezaee, M. Mehdipour	21
Preliminary assessment of the origin of oil in Asmari and Bangestan reservoirs of Kopal field using isotopic and geochemical data A. Zardashti, M. Tabaei, M. Memariani	38
Petrophysical Modeling of Lower Zone of Ratawi Formation, using Neural Network Method in Assimilating Seismic and Geological Well Log Data J. Hanachi, A. Bashari	61
Examination of climatic orbital changes and sedimentation rate in the Ilam Formation in the Kupal oilfield, Dezful Embayment F. Abasaghi, A. Omidpour	89
Depositional Environmental Analysis of Shally Units of Pabdeh-Gurpi Formation and Clay Minerals Effect on Wellbore Stability, Aghajari Oil Field B. Soleimani, Z. Dehghani	106



## Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 23, Spring & Summer 2022, pp. 1-128

## Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 23, Spring & Summer, 2022

**Publisher:** Iranian Society of Petroleum Geology

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

**Editor in Chief:** B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University of Ahwaz

**Co- Editor:** A. Bashari, Retired faculty member at RIPI

**Executive manager & Internal Officer:** E. Satari, PhD, University of Isfahan



### Editorial Board:

A. Bashari, Retired faculty member at RIPI

A. Bahrami, Associate Professor, University of Isfahan

I. Boncheva, Professor, Department of Palaeontology, Stratigraphy and Sedimentology, Sofia, Bulgaria

M.A., Bitner, Professor, Institute of Paleobiology: Warsaw, Poland

B. Habibnia, Professor, Petroleum University of Technology

E. Heydari, Professor, Jackson State University, USA

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

N. Raisossadat, Professor, University of Birjand

M. Zare, Professor, International Institute of Earthquake engineering and Seismology

K. Zágorský, Professor, Technická Univerzita v Liberci, Czech Republic

B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University, Ahwaz

E. Kazemzadeh, Retired faculty member at RIPI

R. Mosavi Harami, Professor, Ferdowsi University of Mashhad

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

### Referees:

A. Bashari

B. Habibnia

K. Jadali

P. Rezaei

A. Zohdi

B. Soleimani

H. Ghanbarloo

### 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)