



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال پنجم، شماره ۹، بهار و تابستان ۱۳۹۴

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

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

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

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

سردبیر: دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

مدیر اجرایی: مهناز محمدی

مدیر داخلی: دکتر علی بهرامی، استادیار دانشگاه اصفهان

ویراستار: دکتر علی بهرامی، استادیار دانشگاه اصفهان

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

- ۱- دکتر مرتضی احمدی
- ۲- دکتر محمد رضا آصف
- ۳- دکتر علی بهرامی
- ۴- دکتر مهرداد پسندی
- ۵- دکتر علی رحمانی
- ۶- دکتر بهمن سلیمانی
- ۷- مهندس علیرضا شاکری
- ۸- دکتر سجاد کاظم شیرودی
- ۹- دکتر امراله صفری
- ۱۰- دکتر محمد رضا کمالی
- ۱۱- دکتر سید علی معلمی
- ۱۲- دکتر بهرام موحد
- ۱۳- مهندس ایرج مداحی
- ۱۴- دکتر علیرضا ندیمی
- ۱۵- مهندس مرتضی نوری

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله انصاری،

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

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۵

صندوق پستی: ۴۹۹-۱۶۳۱۵

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

این مجله دارای مجوز علمی- پژوهشی به شماره ۱۱/۵۱۱۵۳/ ۸۹/۳/ به تاریخ ۰۶/ 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 پنجم، شماره ۹، بهار و تابستان ۱۳۹۴

فهرست مقالات

صفحه

۱. تحلیل سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری در میدان نفتی مارون (بر اساس تفسیر نتایج نمودارهای تصویرگر)
میثم فارسی‌مدان، محمدرضا مهدور، زهرا کمالی
۲. مدل سازی سه بعدی زمین شناسی دو زون در بخش شرقی میدان نفتی اهواز
راضیه دوستی ایرانی، علی کدخدایی، مریم پیروی، محمد رحیم کریمی، مهدی دوستی ایرانی
۳. ارائه یک روش جایگزین در فیزیک سنگ رقومی استاندارد با استفاده از بازسازی ۳ بعدی تصاویر ۲ بعدی
صادق کریم پولی، پژمان طهماسبی
۴. ریز رخساره ها و مدل رسوبی سازند آسماری (الیگوسن) در شمال غرب روستای دریس (غرب استان فارس) و مقایسه ضخامت، سن و محیط رسوبی با سه برش دیگر در حوضه زاگرس
سمیر اخزری، علی صیرفیان، حسین وزیری مقدم
۵. مقایسه تفسیر لاگ‌های تصویرگر با مطالعه مغزه‌ها در آشکارسازی شکستگی‌های مخازن نفتی (مطالعه موردی مخزن آسماری میدان آغاچاری)
معصومه وطن دوست، علی فرضی پورصائین، اسماعیل سالاروند
۶. تصحیح داده های انعکاس ویترنیت اندازه‌گیری شده با استفاده از روش "تحول فلورسانس زایی چندماسرالی" و استفاده از آن‌ها در مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴
محمدکسایی نجفی، فرامرز شعبانی، مریم میرشاهانی، بیوک قربانی، ارسلان زینل زاده

راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

۱. مقدمه

نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران نتایج تحقیقات استادان و پژوهشگران رشته های مختلف زمین شناسی نفت، زمین شناسی مخازن نفت، پتروفیزیک، مهندسی اکتشاف نفت و گرایش های وابسته را منتشر می کند. از کلیه محققانی که برای این نشریه مقاله تهیه می کنند درخواست می شود ضمن رعایت دقیق مفاد آیین نامه نگارش نشریه علمی-پژوهشی انجمن زمین شناسی نفت، مقالات خود را در دو نسخه فایل Word و Pdf (یک خط در میان حداکثر ۲۵ صفحه) از طریق پست الکترونیکی ispg.paper@gmail.com که در سایت انجمن به نشانی: www.ispg.ir ارسال دارند.

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

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

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۱-۲ عنوان

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

۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

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

۲-۴ مقدمه و هدف

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

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

آزمایش)

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

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

۲-۶ نتیجه گیری

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

۲-۷ تشکر و قدردانی

۲-۸ منابع و مراجع

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

۳. ساختاری

۳-۱ شکل کلی مقاله اندازه صفحات باید برابر A4 و حدود بالا، پایین، چپ و راست به ترتیب برابر با 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	Times New Roman	متن انگلیسی
۱۰	Lotus Bold	عنوان جداول و شکل ها
۱۱	Lotus	محتوای فارسی جداول
۹	Times New Roman	محتوای انگلیسی جداول
۱۱	Times New Roman	متن انگلیسی
۱۱	Times New Roman	نام مؤلفان به انگلیسی

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

3-3- منابع فارسی و لاتین

منابع فارسی و لاتین به صورت مجزا و به ترتیب حروف الفبا در بخش فهرست منابع و به شرح مثال های ذیل تنظیم و ارائه گردد:

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

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

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

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

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

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

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

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

- کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

- واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

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

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

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

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

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

تحلیل سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری در میدان نفتی مارون (بر اساس تفسیر نتایج نمودارهای تصویرگر)

میشم فارسی‌مدان^۱، محمدرضا مهدور^{۱*} و زهرا کمالی^۲

^۱ معاونت زمین‌شناسی گسترشی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

^۲ دانشجوی دکتری زمین‌شناسی تکتونیک، دانشکده علوم پایه، دانشگاه بیرجند

mahdevar1138@gmail.com*

دریافت خرداد ۱۳۹۴، پذیرش آبان ۱۳۹۴

چکیده

در مطالعه ساختمان‌های نفتی، بررسی شکستگی‌های سنگ مخزن در مراحل تولید و توسعه میدان بسیار مهم و ضروری است. امروزه به کارگیری نرم افزارهای مخزنی در تحقق این مسئله به زمین‌شناسان نفتی کمک شایانی می‌نماید. میدان نفتی مارون یکی از بزرگترین میادین نفتی جنوب باختر ایران محسوب می‌شود که در شمال خاور شهر اهواز و از لحاظ زمین‌شناسی در قسمت خاوری حوضه فروافتاده دزفول شمالی قرار گرفته است. سازند آسماری مهم‌ترین سنگ مخزن میدان مارون می‌باشد. هدف از این تحقیق، بررسی سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری و نحوه گسترش این شکستگی‌ها در مخزن مذکور است. برای این منظور استفاده از نمودارهای تصویرگر بهترین و کامل‌ترین روش بوده و لذا نتایج تفسیر نمودارهای تصویرگر ۱۱ حلقه چاه در مطالعه شکستگی‌ها و ۱۶ حلقه چاه در مطالعه جهت تنش برجا مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به فراوانی شکستگی‌ها (براساس تفسیر نمودارهای تصویرگری در چاه‌ها) در یال جنوبی و شمال خاوری میدان، نظریه وقوع دو حادثه تکتونیک چین‌خوردگی و خمش که بعدها در اثر فعالیت‌های احتمالی در طول گسل‌های امتداد لغز شمالی-جنوبی تحت تأثیر نیروهای تراکمی ایجاد شده است را قوت می‌بخشد. داده‌های نمودارهای تصویرگری این چاه‌ها در میدان مارون دسته شکستگی‌های غالب با امتدادهای N155E, N130E, N95E, N60E, N30E دیده می‌شوند.

واژه‌های کلیدی: ساختمان نفتی، نمودارهای تصویرگر، شکستگی، میدان مارون، فروافتادگی دزفول.

۱. مقدمه

کمربند چین خوردگی - رورانندی زاگرس از جنوب شرق ترکیه به طرف شمال عراق و سوریه، تا غرب و جنوب ایران گسترش یافته است و با میداین هیدروکربوری بسیار عظیم خود پربارترین کمربند چین خوردگی - راندگی جهان می‌باشد. این کمربند یکی از نتایج تغییرشکل‌های ساختمانی سیستم حاشیه ای زاگرس است که نماد امروزه آن حوضه های بین‌النهرین قاره‌ای و خلیج فارس دریایی و نهشته های بطور عمده فلات قاره‌ای و سکوی قاره‌ای واقع در پیش خشکی می باشد. فروافتادگی دزفول قسمتی از کمربند چین خورده زاگرس است که در قسمت جنوب خوزستان واقع شده است. این ناحیه وسعتی در حدود شصت هزار کیلومتر را دارا می‌باشد، و ۴۵ میدان نفتی در این ناحیه قرار دارد (مطیعی، ۱۳۸۲). پدیده های تکتونیکی برای به تله انداختن هیدروکربن مخصوصاً در فروافتادگی دزفول از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است (Bordenave and Herge, 2005). تغییر شکل در زاگرس خاوری (فارس)، شامل کوتاه شدگی موازی با همگرایی است (Talebian and Jackson, 2004). منطقه مورد مطالعه در کمربند پیش خشکی زاگرس چین‌خورده واقع شده است (Sarkarinejad and Ghanbarian, 2014). کمربند پیش خشکی زاگرس چین‌خورده موازی کمربند پیش خشکی زاگرس رانده است. این کمربند به وسیله فروافتادگی دزفول، به دو ایالت فارس و لرستان تقسیم می‌شود. تغییرات ساختاری و توپوگرافی باعث تقسیم بندی این کمربند به دو قلمرو با روندهای SW, NE شده است (Agard et al., 2011). این دو قلمرو به ترتیب شامل: ۱- کمربند پیش خشکی زاگرس چین‌خورده تا محدوده خلیج فارس بصورت چین‌هایی با طول موج صدها کیلومتر بصورت نسبتاً منظم ادامه یافته (Falcon 1974, Sepehr and Cosgrove 2004, Mouthereau et al., 2006) و همچنین شامل چندین گسل اصلی پنهان می‌باشد (Berberian 1995, Leturmy et al., 2010) - ۲- زاگرس مرتفع (HZ). این قلمرو ارتفاع بیشتری نسبت به کمربند چین‌خورده دارد. شکستگی‌ها در میداین نفتی حوزه زاگرس نقش اساسی در مهاجرت و تولید از مخازن هیدروکربوری به ویژه سازند آسماری دارد و مخازن کربناته ایران از این نظر دارای شهرت جهانی هستند. این شکستگی‌ها عمدتاً منشأ ساختمانی دارند. در طی فازهای کوهزایی مختلف اغلب فعالیت‌های تکتونیکی و ساختارها در کمربند چین خورده زاگرس نتیجه جابجایی ورقه عربی به سوی اوراسیا می‌باشند. دگرشکلی فشاری از فاز لارامین (کرتاسه پسین) همزمان با جدایش صفحه عربستان از آفریقا ایجاد دریای سرخ با جهت N55E آغاز شده است و با تداوم بازشدگی این دریا در طی ترشیری و کواترنری بصورت N45E تا N40E ادامه یافته است (Berberian, 1976). یک شباهت بین حرکات پوسته‌های اخیر با آنهایی که در طی فاز پاسادین ایجاد شده و باعث رورانندی سمت جنوب غربی شده‌اند، وجود دارد. چنانچه امتداد گسل‌های ترانسفورم دریای سرخ و خلیج عدن امتداد بردار جابجایی صفحه عربستان تلقی شود، با توجه به سایر شواهد دگرشکلی و داده‌های نئوتکتونیکی به نظر می‌رسد که راستای N03E تا N07W امتداد جابجایی یا فشردگی اصلی در زاگرس است که در اثر تجزیه آن می‌توان مؤلفه‌های فشاری و مؤلفه‌های جابجایی راستگرد را استنباط نمود (Vernant et al., 2004). در مخازن کربناته، بررسی و مطالعه شکستگی‌ها اساساً از این نظر حائز اهمیت است که شکستگی‌ها تأثیر مهمی در مقدار تخلخل و تراوایی سنگ‌ها داشته و حرکت سیالات را تسهیل می‌کنند. وجود شکستگی‌ها حتی شکستگی‌های بسیار کوچک تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر نفوذپذیری دارد و آگاهی و شناخت از الگوها و نحوه توزیع آنها در هر میدان امکان طراحی صحیح مکان‌های حفاری چاه‌ها را به منظور امکان افزایش تولید و بهره‌وری حداکثر از مخزن و کاهش هزینه‌ها را فراهم می‌کند (ظهراب زاده، ۱۳۸۸).

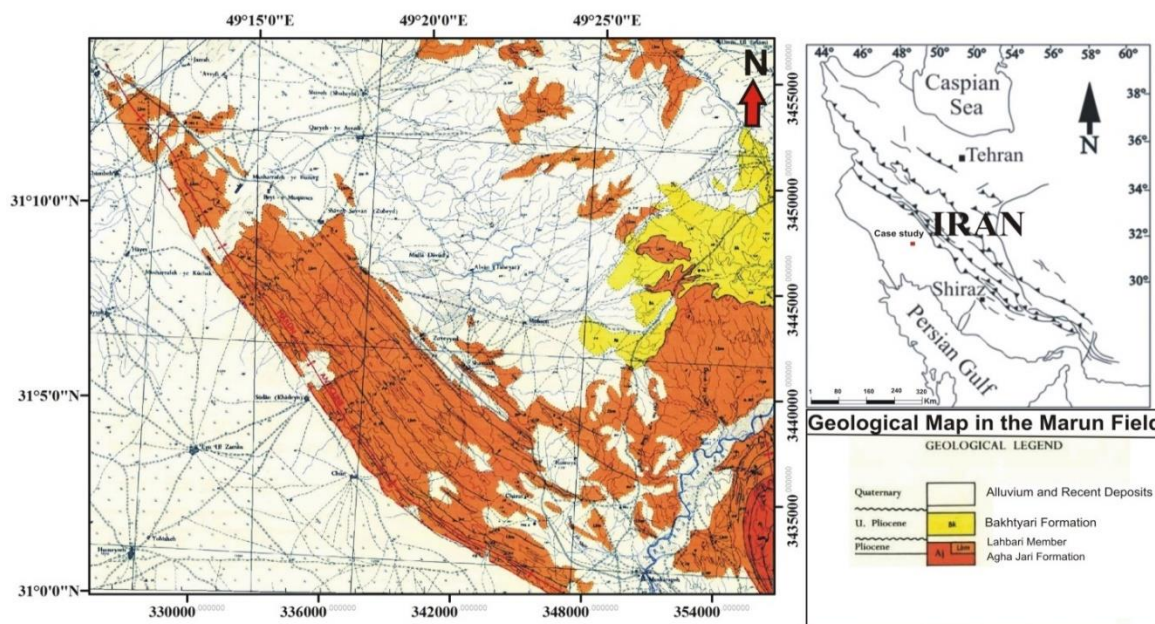
۲. زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی مارون یکی از بزرگترین میداین نفتی حوضه دزفول شمالی می باشد که از شمال باختر به میدان کوپال و از باختر به میدان رامین و از شمال خاوری به میدان آجاجاری محدود می گردد، این میدان در فاصله ۶۰ کیلومتری خاور شهرستان اهواز و ۴۰ کیلومتری جنوب شهرستان رامهرمز در مجاورت بخش خاوری جاده رامهرمز اهواز واقع شده است. این میدان در محدوده طول جغرافیایی $49^{\circ}30'$ الی $49^{\circ}30'$ و عرض جغرافیایی 31° الی $31^{\circ}30'$ در قسمت خاور حوضه عظیم فروافتادگی دزفول شمالی واقع شده است.

رخنمون سطحی میدان مارون سازند آجاجاری بوده، و همچنین گروه‌های بنگستان و خامی، مخازن نفتی موجود در این میدان یافت می‌شوند (شکل ۱). سازند آسماری فاقد بیرون زدگی سطحی است و سطح زمین توسط آبرفت و دربخش‌هایی از یال جنوبی سازند آجاجاری و در بخش خاوری در جوار میدان آجاجاری سازندهای میشان و آجاجاری با شیب توپوگرافی کم پوشیده شده است. سازند آسماری با ضخامتی در حدود ۳۱۴ متر شامل آهک، دولومیت و لایه های شیل می باشد. این سازند در غرب و جنوب غرب فرو افتادگی دزفول شامل ماسه سنگ های بخش ماسه سنگی اهواز است. در بعضی از میدان ها ماسه سنگ بیش از نیمی از ستون سنگ شناسی را تشکیل می‌دهد. تاکنون مطالعات متعددی در ارتباط با زمین شناسی مخزن آسماری میدان مارون انجام شده که منجر به ارائه زون بندی های مختلف در این مخزن گردیده است. ولی در نهایت نتایج زون بندی میرزاقلی پور و حقی (۱۳۶۹) و شرکت های ایترا و استات اوپل اصلی ترین زون بندی ارائه شده می باشد. میرزاقلی پور و حقی (۱۳۶۹) براساس اطلاعات ۱۷ چاه مخزن آسماری را به ۵ لایه ای اصلی و ۵ زیرلایه تقسیم کردند. در سازند آسماری میدان مارون لایه های ۱، ۲ و ۳ بیشتر از جنس آهک های دولومیتی بوده که بویژه لایه یک ۹۰ درصد دولومیتی می باشد. بنابراین تراکم شکستگی ها بخصوص در زون یک بیشتر بوده و در لایه های پائینی زون های ۴ و ۵ که به مقدار شیل و مارن لایه‌های آهکی افزوده می شود در نتیجه شکنندگی لایه ها کمتر شده است و شکستگی ها بیشتر میکروسکوپی می باشند. بالا آمدگی مرکزی تا شرقی مخزن آسماری در میدان مارون باعث توسعه شکستگی های زون چهار در نیمه شرقی نسبت به نیمه غربی و در نتیجه تراکم شکستگی-های بیشتری در این قسمت شده است. براساس داده های آنالیز مغزه حداکثر تراکم شکستگی ها در لایه های ۱، ۲ و ۳ دیده شده اند و شکستگی های باز در این میدان بیشتر در یال جنوبی قطاع های ۳، ۴ و ۶ مشخص شده اند (شیخ زاده، ۱۳۸۷).

۳. روش کار

روش‌های متعددی جهت بررسی و شناسایی وضعیت شکستگی‌ها در زیر زمین وجود دارد که هر یک از آنها دیدگاه‌ها و شناخت متفاوتی از وضعیت شکستگی‌ها ارائه می‌دهند. در این پژوهش از نمودارهای تصویرگر استفاده گردید تا با تفسیر آنها بتوان جهت و مقدار شیب، فاصله و پهنای شکستگی‌ها با توجه به وضعیت چاه در هنگام نمودارگیری همچنین اطلاعات هرزروی گل و اطلاعات دینامیکی مخزن، در رابطه با احتمال وجود شکستگی‌ها تعیین کرد.



شکل ۱- نقشه زمین شناسی منطقه مارون (ستودنیا، ۱۳۶۶)

۴. بحث

واژه شکستگی به هرگونه گسیختگی یا ناپیوستگی فیزیکی در سنگ اطلاق می‌شود که از حد آستانه مقاومت سنگ گذشته باشد، شکستگی‌ها، درزها و گسل‌ها را شامل می‌شود. تفاوت این دو دسته، در جابجایی یا سکون صفحات است. منشأ سیستم‌های شکستگی را میتوان از طریق شیب، امتداد، مورفولوژی، فراوانی نسبی و روابط زاویه‌ای بین دسته‌های شکستگی تعیین نمود. این اطلاعات را می‌توان از طریق داده‌های مغزه جهت‌دار و نمودارهای تصویرگر به دست آورد. شکستگی‌ها بر مبنای فرآیند پیدایش به سه دسته عمده زیر تقسیم بندی می‌شوند (Mattner and ozkaya-sait, 2002):

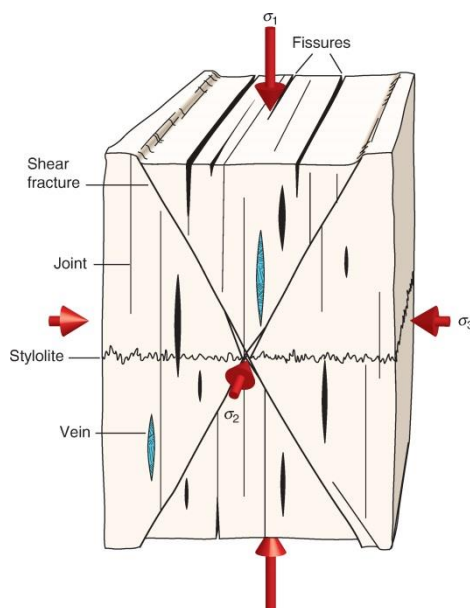
۱- شکستگی‌های طبیعی

۲- شکستگی‌های حاصل از عملیات حفاری یا مصنوعی

۳- شکستگی‌های توسعه یافته

۴-۱- شکستگی‌های طبیعی

این دسته شکستگی‌ها معمولاً تحت اعمال تنش‌های تکتونیکی بوجود می‌آیند و معمولاً در سازندهای کربناته به دلیل خواص مکانیکی آنها فراوان‌تر یافت می‌شوند. روند کلی این دسته شکستگی‌ها به کمک جهت تنش‌های تکتونیکی محلی تعیین می‌شود. نلسون (1985) معتقد است که کلیه شکستگی‌های طبیعی موجود در سنگ‌ها در اثر برش و کشش بوجود می‌آیند. شکستگی‌های برشی، معمولاً تحت تأثیر تنش‌های تراکمی ایجاد می‌شوند (شکل ۲). این دسته شکستگی‌ها که معمولاً به موازات و در امتداد محور σ_2 به وجود می‌آیند، فضای باز ندارند و به کمک مؤلفه‌های چپ‌گرد و یا راست‌گرد مشخص می‌شوند و نسبت به محور σ_1 (حداکثر تنش) دارای زاویه حاده (معمولاً 60 درجه) و نسبت به محور σ_3 (حداقل تنش) دارای زاویه منفرجه هستند. شکستگی‌های برشی وقتی ایجاد می‌شوند که هر سه محور σ_1 ، σ_2 و σ_3 فشارشی باشند. در این حالت زاویه بین شکستگی‌های برشی، زاویه مزدوج خوانده می‌شود (Nelson, 2001).



شکل ۲- شکستگی‌های طبیعی که در اثر تنش‌های تکتونیکی ایجاد می‌شوند (Fossen, 2010)

۲-۴- شکستگی‌های حاصل از عملیات حفاری

این شکستگی‌ها در اثر عوامل مرتبط با حفاری، بصورت مصنوعی و در اثر توزیع غیریکسان و نامساوی تنش‌های مماسی (که بر روی دیواره چاه در محل تلاقی با تنش افقی حداقل σ_3 و تنش افقی حداکثر σ_1 اعمال می‌شود) به وجود می‌آیند. از نقطه نظر کمی، مقدار این تنش‌های محلی بر روی دیواره چاه در محل تلاقی با تنش افقی حداکثر به کمترین مقدار خود می‌رسد. الگوهای این دسته شکستگی‌ها می‌تواند کاملاً عمودی (قائم) یا دندانه‌دار و به دو صورت کششی و برشی باشد. عوامل حفاری ایجاد کننده شکستگی‌های کششی که به شکستگی‌های القایی نیز معروف هستند، وزن گل بالا، بار روی مته، برداشته شدن وزن لایه‌های بالایی از روی لایه زیرین هنگام حفاری، خصوصیات سنگ و تنش‌های در جای محلی هستند. این شکستگی‌ها از نوع کششی بوده و در راستای تنش افقی حداکثر ایجاد می‌شوند. آنها از نظر سازوکار ایجاد و فرم، مشابه شکستگی‌های هیدرولیکی هستند (Schlumberger, 2003 , Nelson, 1985).

۳-۴- شکستگی‌های توسعه یافته

این شکستگی‌ها دسته‌ای از شکستگی‌های طبیعی هستند که از حالت شکستگی‌های بسته به شکستگی‌های باز تبدیل شده‌اند. عامل ایجاد آن‌ها استفاده از گل حفاری بسیار سنگین در طی عملیات حفاری است و معمولاً به صورت عمودی و به موازات تنش افقی حداکثر ایجاد می‌شود اما به دلیل بازشدگی، دهانه به مقدار ناچیز، تأثیر چندانی در تولید ندارند (Schlumberger, 2003 , Nelson, 1985).

تقسیم‌بندی تکتونیکی شکستگی‌های طبیعی براساس روند، گسترش، مورفولوژی و رژیم تکتونیکی محلی شامل:

الف- شکستگی‌های وابسته به گسل خوردگی

ب- شکستگی‌های وابسته به چین خوردگی

الف- شکستگی‌های وابسته به گسل خوردگی

در این سیستم شکستگی‌ها، صفحه گسل توسط صفحات برش تعریف می‌شود (Stearns, 1967).

۱- شکستگی‌های برشی نسبت به گسل موازی و حالت مزدوج دارند (با توجه به وجود دو جهت شیب مخالف شکستگی‌ها).

۲- شکستگی‌های کششی با زاویه حاده در بین شکستگی‌های مزدوج قرار می‌گیرند. به نظر می‌رسد که تراکم شکستگی‌های همراه با گسل تابع سنگ‌شناسی، فاصله از سطح گسل، میزان جابجایی در طول گسل، میزان تنش کل در سنگ، عمق تدفین و نوع گسل (راندگی، عادی) باشد که این پارامترها میزان تراکم شکستگی را از گسلی به گسل دیگر تغییر می‌دهد (Nelson, 2001).

ب- شکستگی‌های وابسته به چین خوردگی

تاریخچه تنش و تغییر شکل در طی ایجاد و رشد یک چین و سپس توسعه شکستگی‌ها در آن بسیار پیچیده است اما الگوهای ساختاری حاکم بر هر منطقه و روابط حاکم بر این الگوها در شناخت و درک این عوامل بسیار سودمند هستند. بنابراین مادامی که وضعیت و شدت این دسته شکستگی‌ها با شکل و روند چین همخوانی داشته باشد می‌توان آنها را در این رده قرار داد (شکل ۳ الف). استرنز (1967) هندسه شکستگی‌های وابسته به چین خوردگی را توصیف و ضمن نمایش شماتیک آنها (شکل ۳ ب)، آنها را در پنج دسته خلاصه نموده است (جدول ۱).

جدول ۱- هندسه شکستگی‌های وابسته به چین خوردگی (Stearns, 1967).

Fracture Geometry of Folds			
Type Set	σ_1	σ_2	σ_3
I	parallel to dip direction parallel to bedding	perpendicular to bedding	parallel to bedding
II	perpendicular to dip direction parallel to bedding	perpendicular to bedding	parallel to bedding
III	a perpendicular to bedding	parallel to bedding strike	parallel to dip direction
	b parallel to dip direction	parallel to bedding strike	perpendicular to bedding
IV	parallel to bedding	parallel to bedding strike	perpendicular to bedding
V	at an angle to bedding plane (dihedral angle)	parallel to bedding strike	at an angle to bedding plane (90° - dihedral angle)
I associated with bending in strike section			
II associated with bending dip section			
III associated with bending in cross-section: a. extensional, b. compressional			
IV associated with fold-related thrusting			
V associated with bedding plan slip			

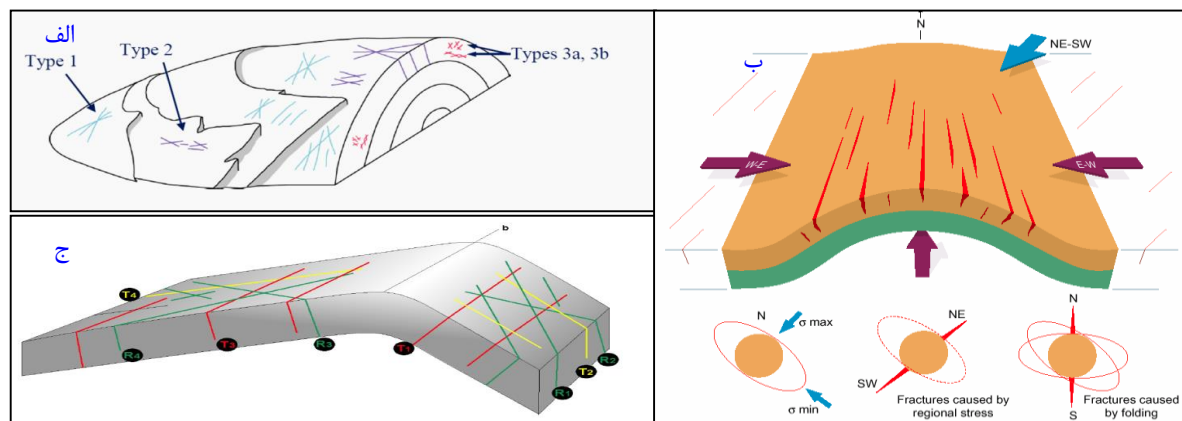
۵- الگوی شکستگی‌ها در جنوب غرب ایران

مخازن کربناته جنوب غرب ایران از نظر وجود شکستگی‌های طبیعی شهرت جهانی داشته و دارای اهمیت فراوانی از نظر تولید نفت و گاز هستند. ۳ الگوی اصلی و عمده شکستگی در این مجموعه به شرح زیر می‌باشد (شکل ۳ ب):

الگوی ۱- شکستگی‌های عرضی

الگوی ۲- شکستگی‌های طولی

الگوی ۳- شکستگی‌های مورب



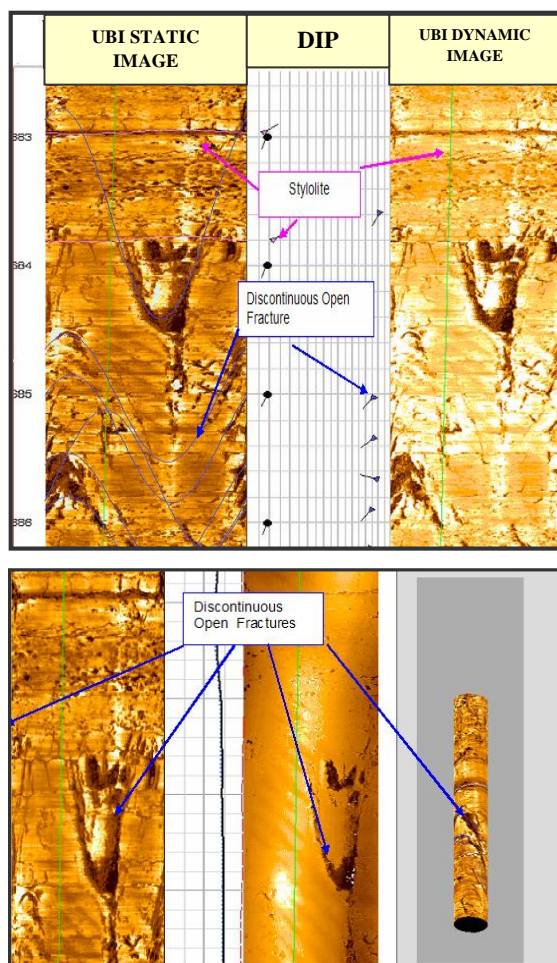
شکل ۳- الف و ب) شکستگی‌های کششی ایجاد شده در حین چین‌خوردگی (محمدیان، ۱۳۸۷)
ج) ۳ الگوی اصلی و عمده شکستگی در چین‌ها (Price, 1966).

۵-۱- بررسی جهت شکستگی‌ها

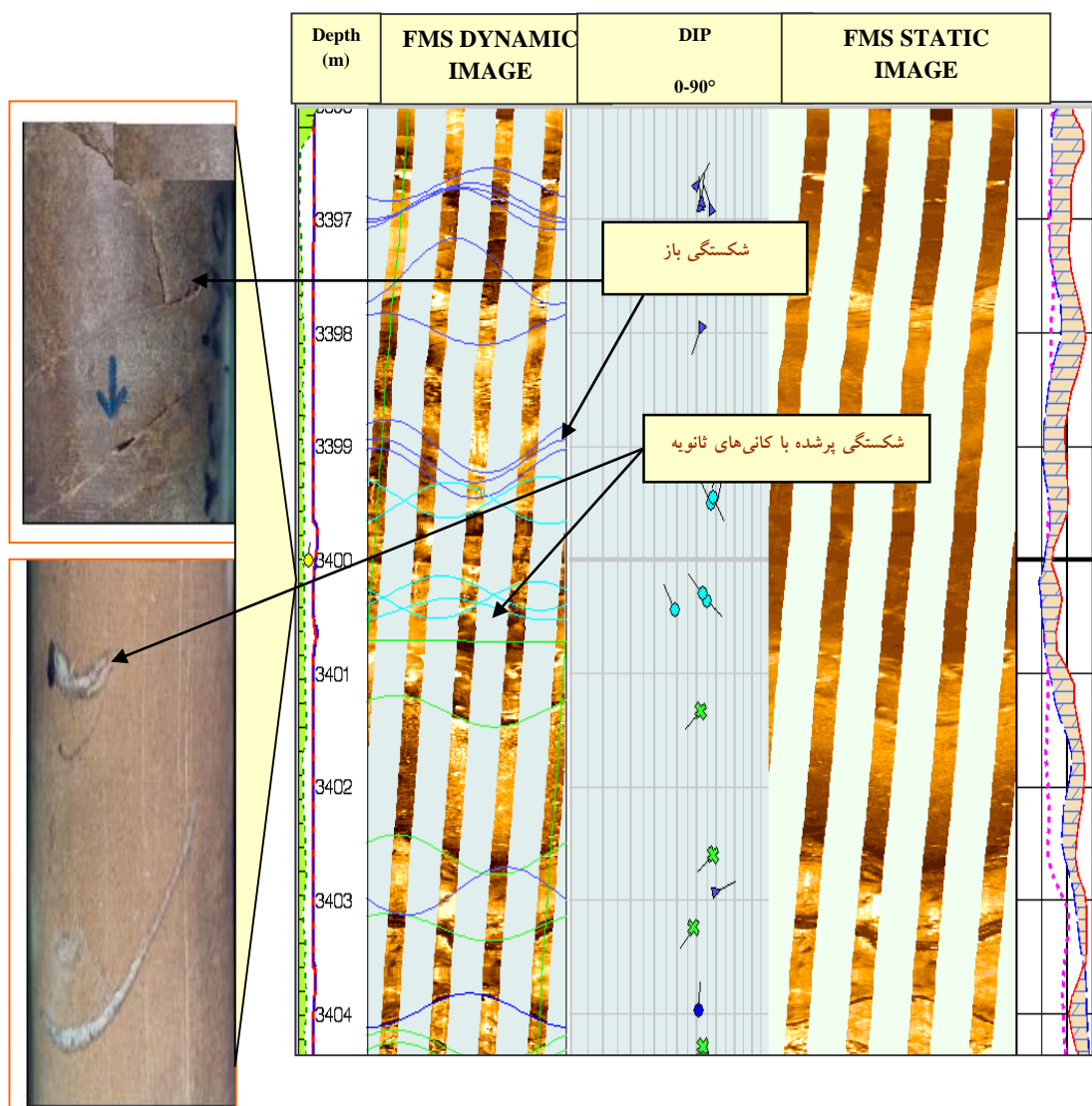
بهترین و واقعی‌ترین اطلاعات شکستگی‌های مخزن را می‌توان با استفاده از مشاهده مستقیم نمونه‌های مغزه گرفته شده در چاه‌ها گردآوری نمود. اما بدلیل مشکلات فراوان در تعیین امتداد و شیب حقیقی شکستگی‌ها همواره امکان‌پذیر نمی‌باشد. در این تحقیق اطلاعات نمونه‌های مغزه ۱۴ حلقه چاه مورد بررسی قرار گرفت و تنها چاه شماره ۱۸۱ دارای مغزه جهت‌دار بود. سپس مقدار شیب و آزمون شکستگی‌ها، لایه‌بندی و سایر عوارض ساختمانی مشخص گردید (شکل ۴). مشاهده تصاویر دیواره چاه حاصله از نمودارهای تصویری، پدیده‌های رسوبی همچون لایه‌بندی متقاطع در لایه‌های ماسه‌ای و استیلولیت‌ها یا شکستگی‌های انحلالی در لایه‌های کربناته، در مناطق مختلف ساختمان مارون مشاهده گردید (اشکال ۵، ۶ و ۷). یکی از ابهامات موجود در تفسیر شکستگی‌های چاه‌های میدان مارون وجود شکستگی‌هایی هم جهت با لایه‌بندی و در بعضی مواقع مقدار شیبی یکسان با لایه‌بندی می‌باشد.



شکل ۴- انواع پدیده‌های مشاهده شده در مغزه‌ها.

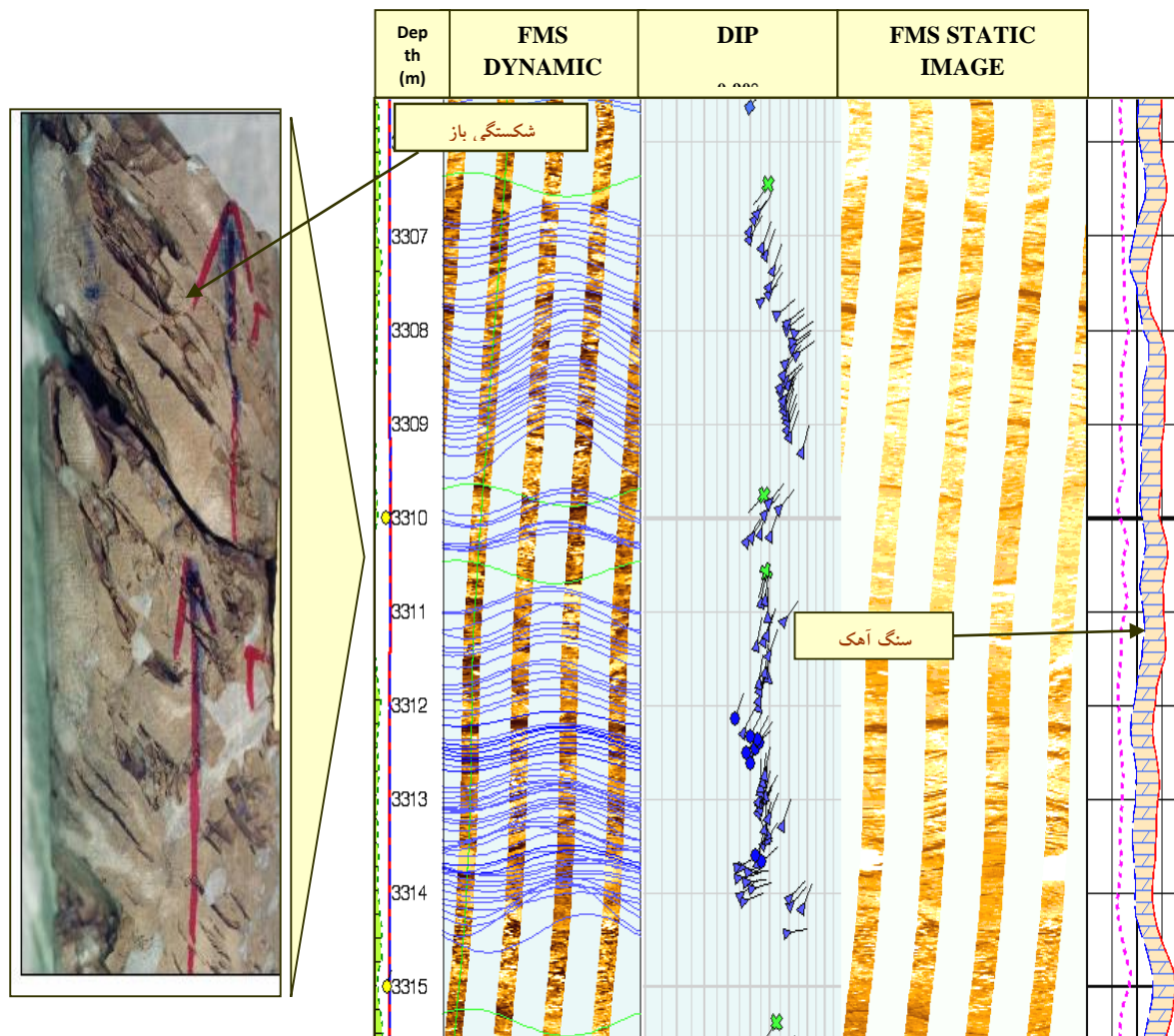


شکل ۵- بالا، نمایش شکستگی‌های باز و شکستگی‌های انحلالی (استیلولیت‌ها) در دیواره چاه مارون ۳۰۵ در تصویر نمودار UBI. در پایین تصاویر سه بعدی چاه مارون ۳۰۵ و وضعیت شکستگی‌های باز آن مشخص شده است.



شکل ۶- نمایش شکستگی‌های باز و بسته در تصاویر دینامیک و استاتیک نمودار FMS از دیواره چاه مارون ۱۸۱ که همخوانی بسیار خوبی با نمونه مغزه گرفته شده دارد.

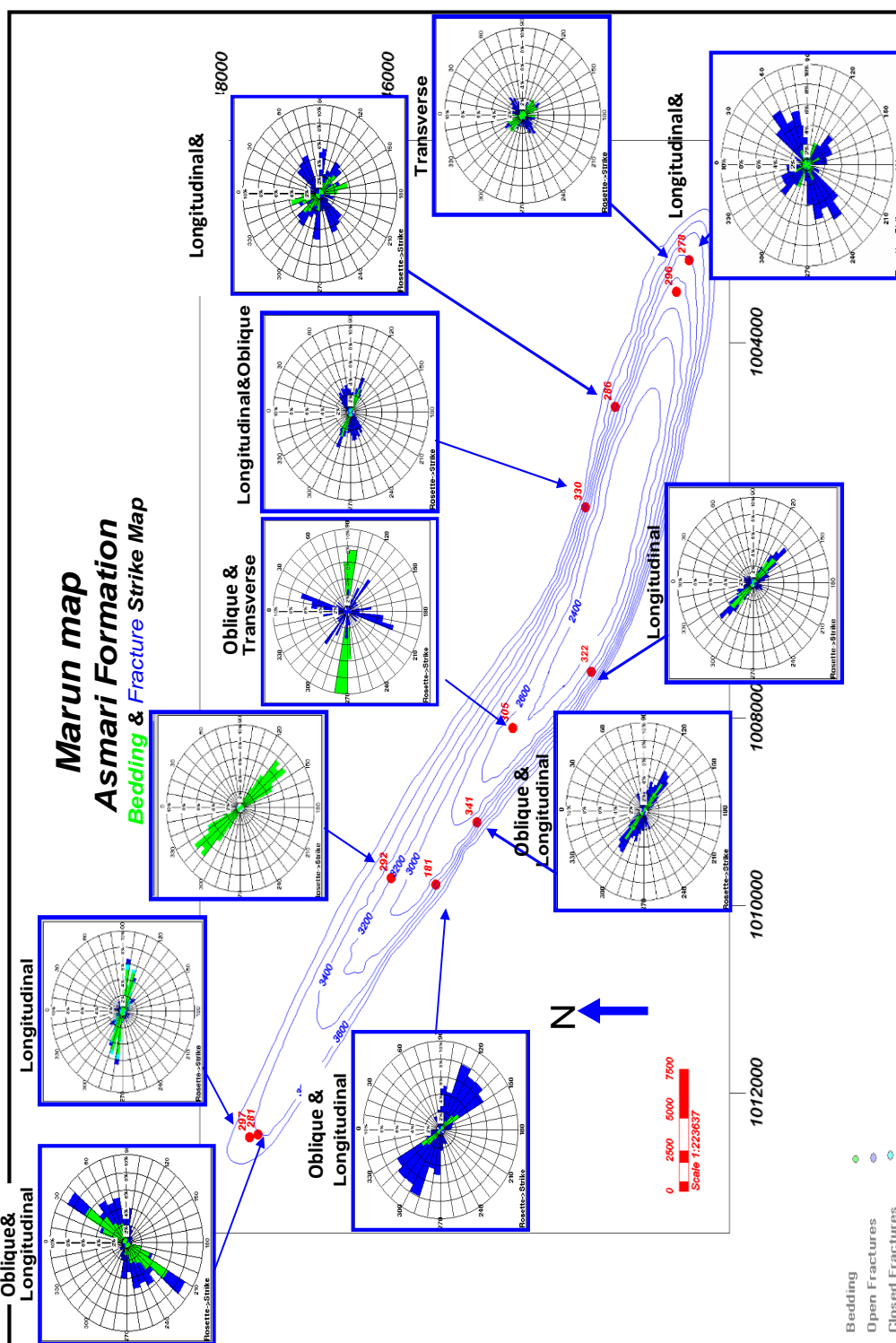
بر اساس نقشه‌های تهیه شده در نواحی واقع در یال جنوبی میدان در محل چاه‌های ۱۸۱، ۳۴۱، ۳۲۲ و چاه ۲۷۸ در دماغه خاوری، امتداد شکستگی‌های غالب جهت $N130^{\circ}E$ نشان می‌دهد، که جزء شکستگی‌های طولی کششی می‌باشند. در صورتیکه در شمال و شمال خاور و مرکز هر دو دسته شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی و خمش بصورت باز دیده می‌شود. بطوریکه در چاه‌های ۳۳۰، ۲۸۶ و ۲۹۶ دسته شکستگی‌های غالب از نوع کشش طولی و عرضی عمود بر لایه بندی و متقاطع دیده می‌شود که نشان دهنده وجود دو سیستم موثر چین خوردگی و خمش می‌باشد (شکل ۸).



شکل ۷- نمایش شکستگی‌های باز در تصاویر دینامیک و استاتیک نمودار FMS از دیواره چاه مارون ۱۸۱ که همخوانی بسیار خوبی با نمونه مغزه گرفته شده دارد.

سازند آسماری شامل تناوبی از لایه‌های آهک ماسه سنگ و شیل می‌باشد. چین خوردگی در این ساختار تحت کنترل لایه‌های آهکی (با توجه به ضخامت زیاد) می‌باشد. ضخامت لایه‌های شیلی در منطقه خط‌الرأس کم بوده و به طرف یال‌ها افزایش می‌یابد. شیب لایه‌ها در این ساختار در قسمت‌های مختلف متفاوت می‌باشد. شیب ساختمانی متغیر در محدوده ۶۰ تا ۷۰ درجه در انتهای یال غربی، یال جنوبی و مرکزی و ۱۵ تا ۲۰ درجه در یال شمالی که ناشی از چرخش محور تاقدیس مارون در انتهای شرقی به طرف شمال که در نتیجه آن ۲۲ درجه از حالت اولیه منحرف گردیده است. در اثر اعمال تنش به لایه‌های رسوبی ابتدا کوتاه شدگی و سپس چین خوردگی رخ می‌دهد که این موضوع باعث تشکیل تاقدیس مارون گردیده است. با توجه به ساختار زیرسطحی میدان مارون، این ساختار یک ساختار ساده نبوده و محور چین دچار انحراف گردیده است که در این مقاله از اصطلاح خمش برای بیان این موضوع استفاده گردیده است. اگر در منطقه فقط یک چین خوردگی ساده رخ دهد بایستی شاهد نظم خاصی در توزیع شکستگی‌های بوجود آمده مرتبط با شکستگی‌ها بود. نتایج مطالعات نشان می‌دهد نه تنها نظم خاصی در توزیع شکستگی‌ها در منطقه دیده نمی‌شود بلکه تراکم شکستگی‌ها نیز در نقاط مختلف میدان متفاوت است. در قسمتی از میدان که دچار خمش گردیده است تغییر سیستم شکستگی و تراکم آنها را می‌توان

مشاهده نمود. علاوه بر نمودارهای تصویری اطلاعات مربوط به تولید چاه‌های حفاری شده در منطقه خمش بیانگر این موضوع می‌باشند.



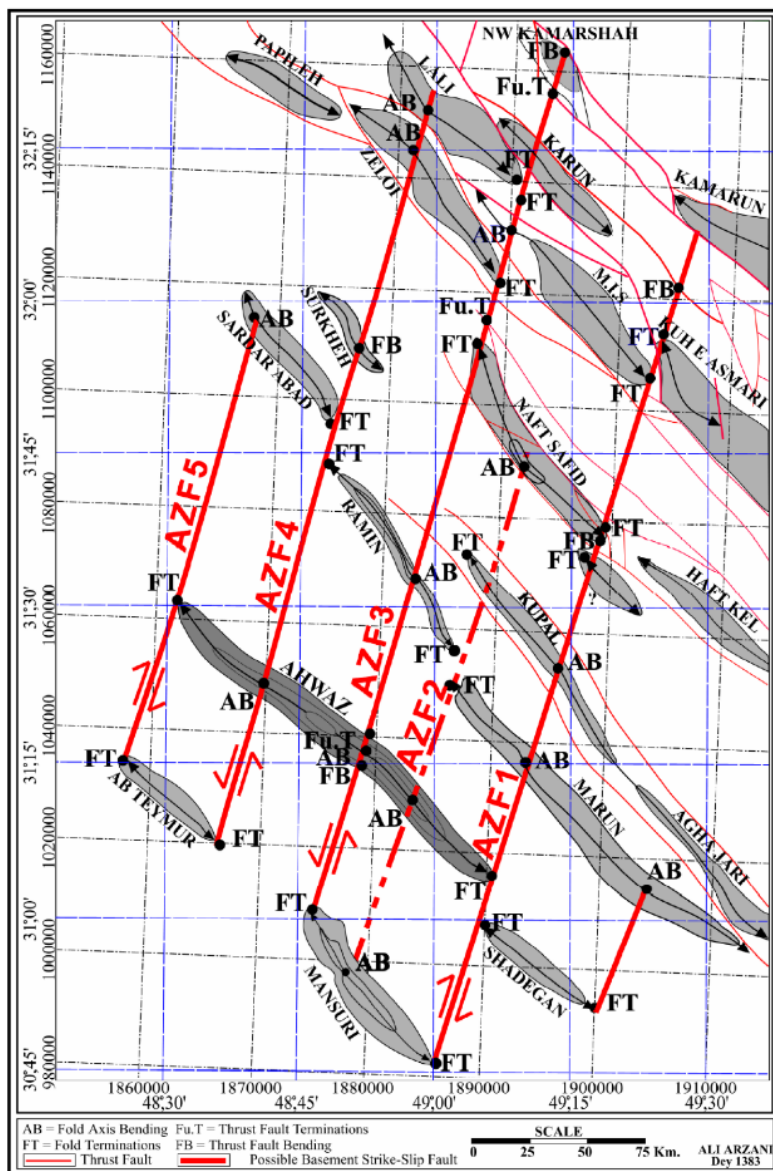
شکل ۸- نمایش امتداد غالب لایبندی (سبز) و شکستگی‌های (آبی) مخزن آسماری در چاه‌های حفاری شده (نقاط قرمز) میدان مارون با استفاده از اطلاعات

نمودارهای تصویرگر.

یکی از دلایل مطرح شده برای خمش نقش گسل‌های پی سنگی است که با توجه به مطالعات انجام شده در منطقه در ایجاد حادثه تکتونیک خمش، گسل‌های پی سنگی نقش مهمی را داشته‌اند (شکل ۹). گسل‌های پی سنگی دارای روند شمالی

جنوبی با امتداد E017N می‌باشند (ارزانی، ۱۳۸۷). ایجاد چین‌هایی با محور سینوسی بیانگر توام فشار و برش در زمان تشکیل می‌باشد.

این گسل‌ها در شکل‌گیری تاقدیس مارون نقش فعالی داشته‌اند که حداقل از دو جهت می‌توان این فعالیت را اثبات نمود. اول اینکه شکل کلی ساختار به گونه‌ای می‌باشد که نشان دهنده عملکرد فعالیت یک گسل شمالی جنوبی توام با چین خوردگی می‌باشد. نکته دوم وجود گاز H_2S در کلاهک گازی این میدان است که در میداین مجاور این گاز در کلاهک گازی مشاهده می‌شود که نشان دهنده عدم ارتباط این میدان با میداین مجاور است به طوری که این میدان در اثر عملکرد گسل‌های پی‌سنگی بالاتر از میداین مجاور قرار گرفته است.

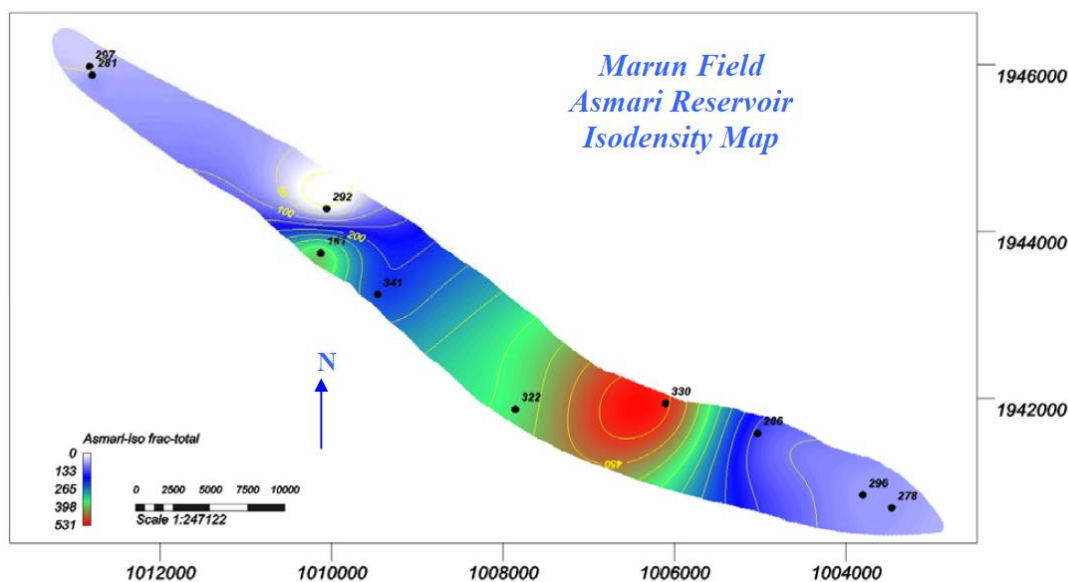


شکل ۹- پدیده‌های ساختمانی موجود در افق آسماری محدوده دزفول شمالی (بر اساس داده‌های لرزه‌ای) که یک سیستم گسلی پی‌سنگی احتمالی امتداد لغز را نشان می‌دهد (ارزانی، ۱۳۸۷).

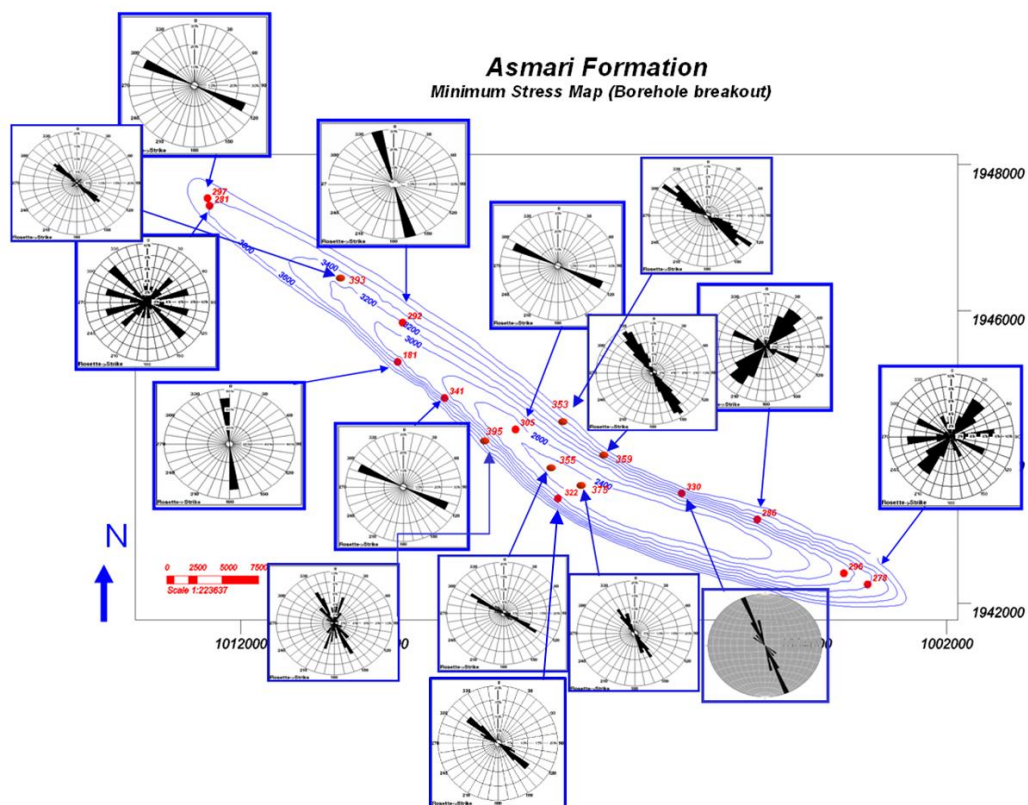
براساس نقشه‌های امتداد و شکستگی‌های لایه‌های یک تا چهار سازند آسماری (که نشان‌دهنده تغییرات روند غالب شکستگی‌ها در فاصله عمقی چاه‌های حفاری شده در یال جنوبی است) می‌توان علاوه بر شکستگی‌های طولی، شکستگی‌های عرضی و مقاطع را در لایه‌های پایین‌تر مشاهده کرد. بطوریکه در چاه ۳۲۲ نزدیک به منطقه خمش، شکستگی‌های غالب در لایه ۳

جزء دسته شکستگی‌های عرضی بوده که به همراه اندکی شکستگی طولی در این لایه مشخص شده است. همچنین در چاه ۱۸۱ واقع در یال جنوبی بخش‌های باختری تاقدیس در زون‌های ۲ و ۳ بتدریج دسته شکستگی‌های عرضی و متقاطع جزء شکستگی‌های غالب نسبت به لایه یک در این چاه مشخص شده اند.

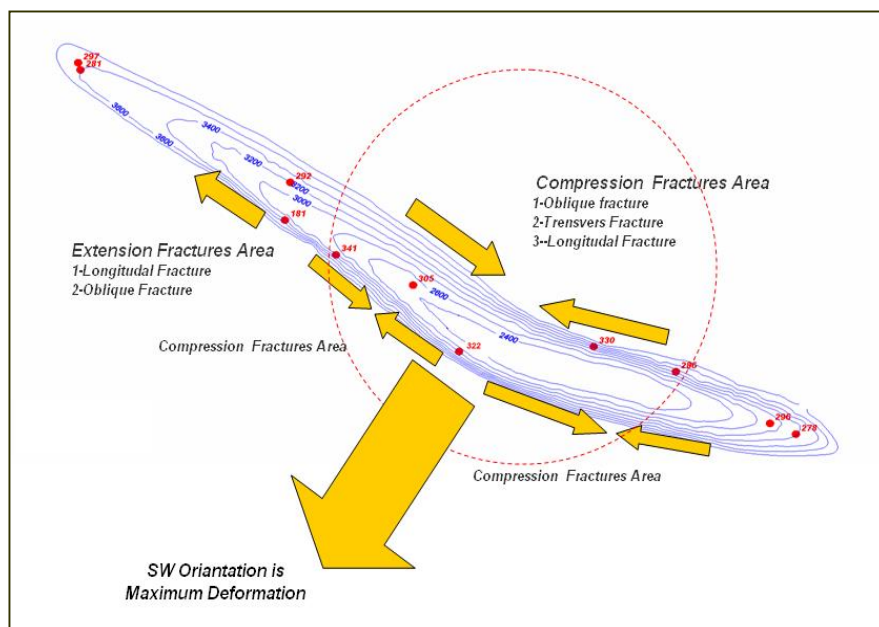
براساس نقشه‌های هم تراکم شکستگی‌های سازند آسماری، امتداد شکستگی و لایه‌بندی در نواحی واقع در یال جنوبی میدان در محل چاه‌های ۱۸۱، ۳۴۱، ۳۲۲ و چاه ۲۷۸ در دماغه خاوری امتداد غالب در جهت N۱۳۰E داشته، و جزء شکستگی‌های طولی کششی هستند (شکل ۱۰). در صورتیکه در شمال، شمال خاور و مرکز هر دو دسته شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی و خمش دیده می‌شود. بطوریکه در چاه‌های ۳۳۰، ۲۸۶ و ۲۹۶ دسته شکستگی‌های غالب از نوع کشش طولی و عرضی عمود بر لایه‌بندی و متقاطع دیده می‌شود که نشان دهنده وجود دو سیستم موثر چین‌خوردگی و خمش می‌باشد. شکستگی‌های خاوری-باختری که بیشتر در دماغه باختری در محل چاه‌های ۲۸۱ و ۲۹۷، در محور ساختمان در بخش مرکزی محل چاه ۳۰۵، در یال شمالی چاه ۲۸۶، در محل چاه ۲۷۸ در دماغه خاوری، چاه ۱۸۱ در یال جنوبی ساختمان دیده می‌شوند، به نظر می‌رسد این شکستگی‌های سیستماتیک در ارتباط با فعالیت‌های ناحیه‌ای بوده و بیانگر تغییرات جانبی توسعه شکستگی‌ها از محور به سمت یال‌ها می‌باشند (براساس تفسیر نمودارهای تصویری در چاه‌ها) بطوریکه در ناحیه خمش تحت تأثیر فشارش بیشتر شکستگی‌های تراکمی دیده می‌شود (نواحی مرکزی و شمال خاوری محل چاه‌های ۳۳۰ و ۲۸۶) در صورتیکه به سمت خارج انحنا تحت تأثیر نیروی کششی شکستگی‌های طولی و بزرگ ایجاد می‌شود. در یال جنوبی در محل چاه‌های ۱۸۱، ۳۴۱ و ۳۲۲، بنابراین مراحل تکاملی تشکیل ساختار با توجه به فشار وارده می‌تواند از عوامل کنترل شکستگی در مخزن باشد. در تمامی نقاط ساختمان، جهت حداقل تنش NW-SE می‌باشد و تنها در محدوده دماغه‌های خاوری و باختری و یال شمال‌خاوری در محل چاه ۲۸۶ تغییرات فراوان جهت تنش را در بازه زمانی حفاری چاه‌های میدان مارون مشاهده می‌کنیم که این امر را می‌توان به فعالیت‌های منطقه‌ای بعد از چین‌خوردگی نسبت داد (اشکال ۱۱ و ۱۲).



شکل ۱۰- نقشه هم تراکم شکستگی‌های سازند آسماری در چاه‌های (نقاط تیره) میدان مارون. فراوانی بالای شکستگی‌ها در منطقه خمش و یال جنوب باختری با حداکثر ۵۳۱ عدد مشخص شده است (محمدیان، ۱۳۸۷).



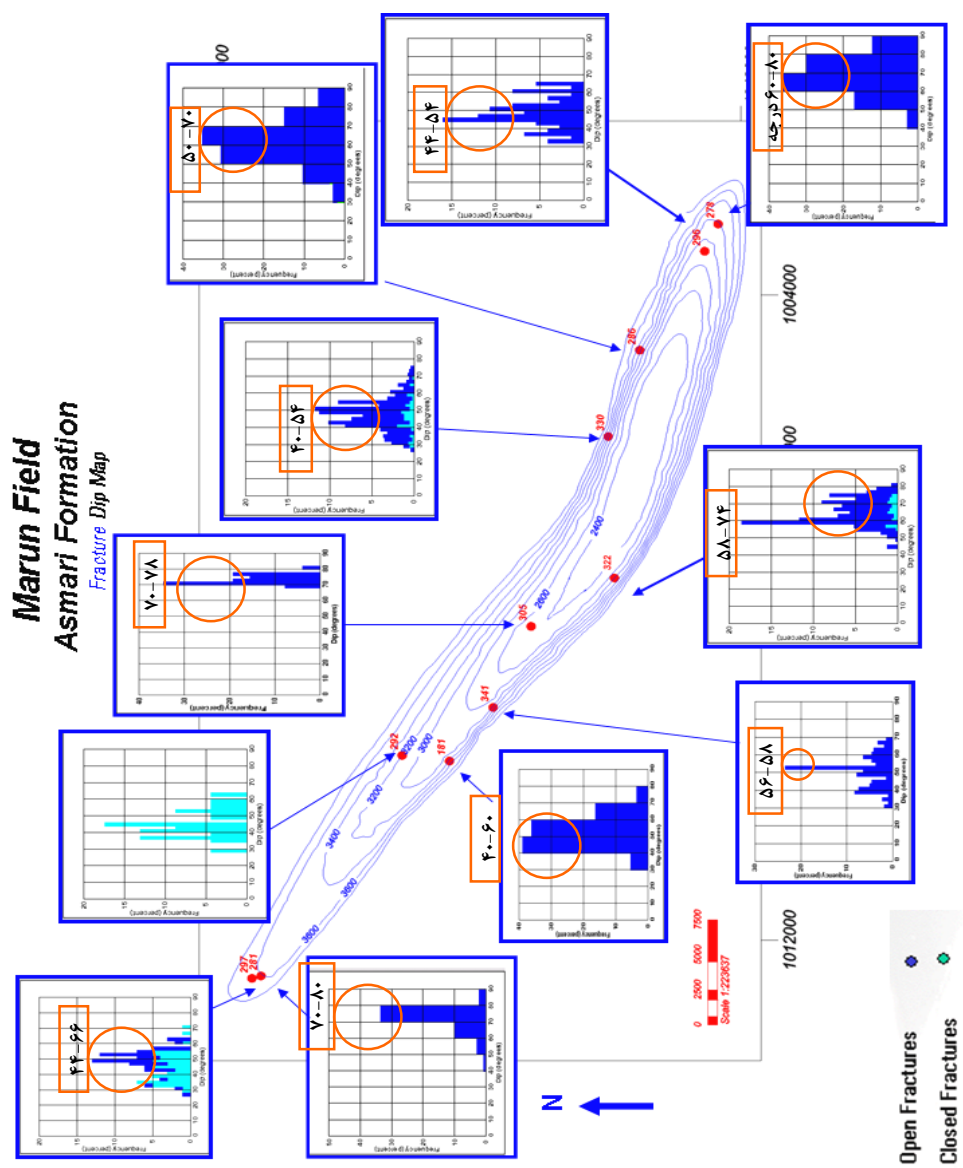
شکل ۱۱- نمایش جهت حداقل تنش افقی در چاه‌های (نقاط قرمز) مورد مطالعه میدان مارون بر اساس نتایج تفسیر نمودارهای تصویرگر (فارسی‌مدان و همکاران، ۱۳۹۲).



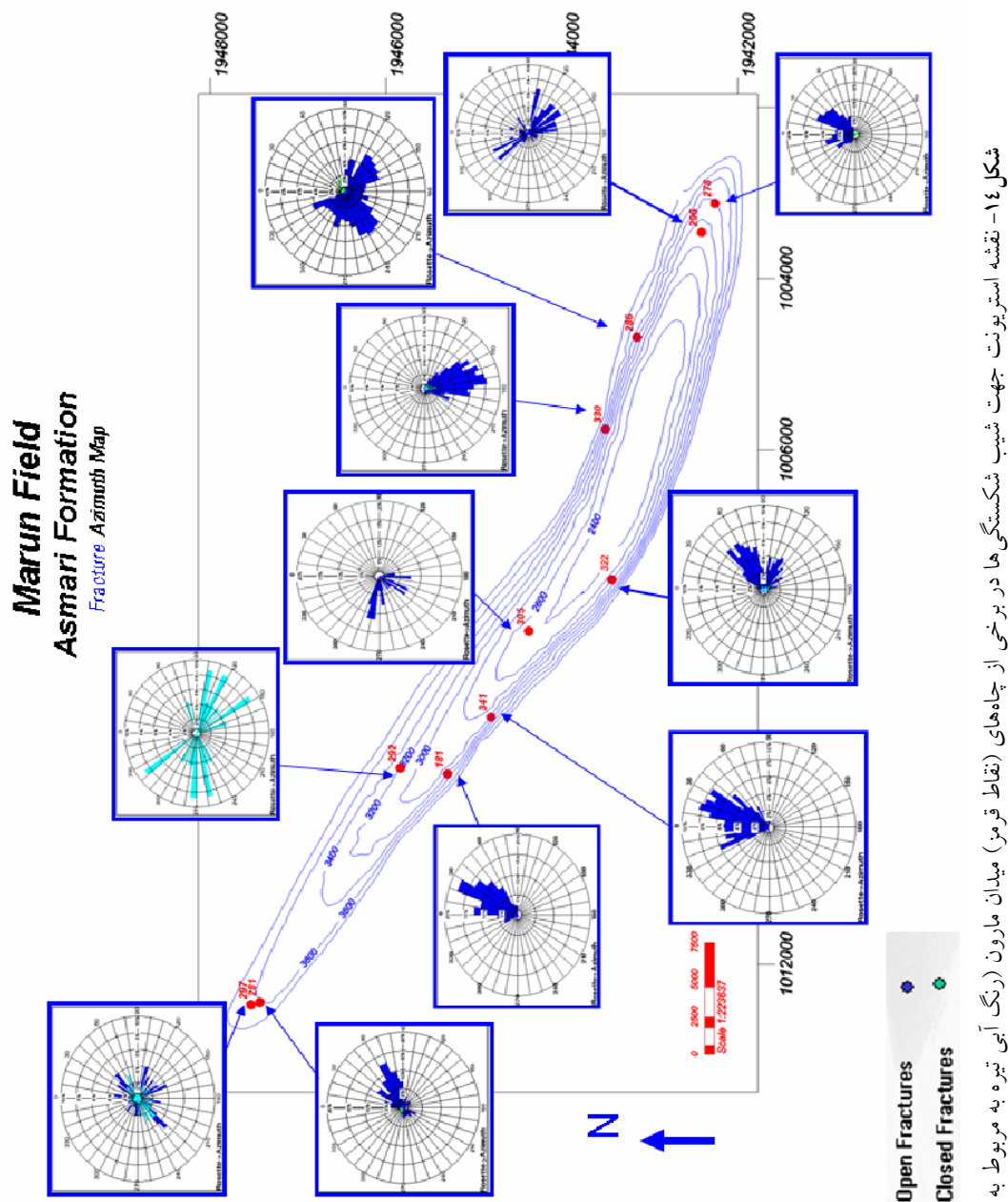
شکل ۱۲- نمایش محدوده حضور شکستگی‌های فشارشی و کششی در تاقدیس مارون که نشان دهنده عملکرد توام دو سیستم تراکمی ناحیه‌ای که به طور عمده در شمال خاور تاقدیس و دیگری که به دنبال چین خوردگی بوجود آمده و بیشتر در یال جنوبی دیده می‌شوند.

هیستوگرام‌های (براساس نتایج تفسیر نمودار تصویری درچاه‌ها) مربوط به جهات شیب سطوح شکستگی‌ها و خطوط کنترلی جهت شکستگی‌ها و موقعیت آنها نسبت به لایه‌بندی نشان می‌دهد که اکثر شکستگی‌های مخزن آسماری لایه‌بندی را قطع می‌کنند. همچنین بیانگر این است که، میزان شیب شکستگی‌ها در چاه‌های میدان مارون بیشترین شیب شکستگی‌ها را در دماغه‌های خاوری و باختری (محل چاه‌های ۲۷۸، ۲۸۱) است (اشکال ۱۳ و ۱۴).

برای یافتن نتیجه بهتر و قابل قبول‌تر در این پژوهش جهت مطالعه شکستگی‌های سطحی در این ناحیه از نتایج حاصل از مطالعات سطحی در رخنمون‌های سازند آسماری استفاده و الگوی شکستگی‌های سطحی و زیرسطحی در کنار یکدیگر قرار گرفته تا در صورت وجود شباهت، ارتباطی بین آنها مشخص گردد. همچنین در این تحقیق سعی شده است نتایج حاصل از مطالعه شکستگی‌های سطحی در تاق‌دیس خويز (بصورت تاق‌دیس رورانده غیرمقارن با امتداد محوری شمال‌غربی- جنوب- شرقی بطول ۴۳ و عرض ۲ کیلومتری شمال‌غرب ساختمان گچساران و ۱۲ کیلومتری شمال شهرستان بهبهان) که در آن سازند آسماری دارای رخنمون سطحی می‌باشد و نمودارهای تصویری زیرسطحی در میدان مارون، جهت مقایسه امتداد شکستگی‌های سطحی و زیرسطحی استفاده شود (Statoil, 2003).



شکل ۱۳- نقشه هیستوگرام میزان شیب شکستگی‌ها در چاه‌های (نقاط قرمز) میدان مارون (رنگ آبی تیره به مربوط به شکستگی‌های باز و رنگ آبی روشن مربوط به شکستگی‌های بسته می‌باشد).



شکل ۱۴- نقشه استریونوت جهت شیب شکستگی‌ها در برخی از چاه‌های (نقاط قرمز) میدان مارون (رنگ آبی تیره به مربوط به شکستگی‌های باز و رنگ آبی روشن مربوط به شکستگی‌های بسته می‌باشد).

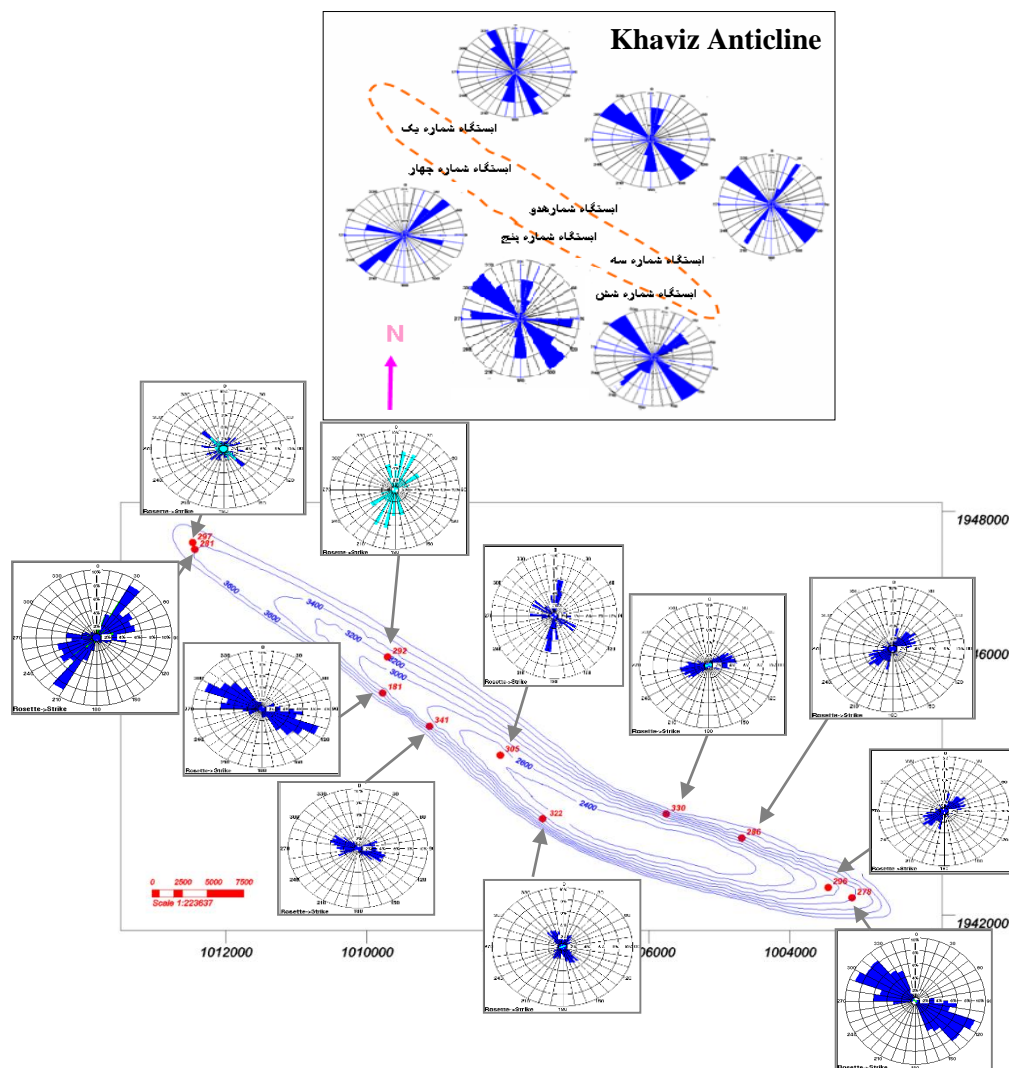
در زمان چین خوردگی نمودارهای گل سرخی شکستگی‌های تاقدیس خویز در ایستگاه‌های برداشت شده سطحی را با نمودار گل سرخی شکستگی‌های زیرسطحی سازند آسماری براساس نتایج نمودارهای تصویری ۱۱ حلقه چاه مارون مقایسه گردید (شکل ۱۵)، جهت‌گیری غالب شکستگی‌ها در ایستگاه‌های سطحی ۱ تا ۳ کاملاً در امتداد محور تاقدیس خویز و هم جهت با روند ساختمان‌های ناحیه چین خورده زاگرس می‌باشد در ایستگاه‌های سطحی ۵ و ۶ در یال جنوب خاوری نتایج برداشت‌های سطحی امتداد شکستگی‌های غالب را با روندی نزدیک به محور تاقدیس خویز با اندک چرخشی در خلاف عقربه‌های ساعت نشان می‌دهد. بعلاوه یک جهت عمده فرعی در برداشت‌های سطحی ایستگاه ۴ واقع در بخش شمال باختری یال جنوبی دیده می‌شود که کاملاً عمود بر محور تاقدیس سطحی می‌باشد. پنج دسته شکستگی اصلی در برداشت‌های سطحی شکستگی‌ها با امتدادهای N5E, N25E, N45E, N125E, N160E مشخص شده‌اند براساس داده‌های نمودارهای تصویری ۱۶ حلقه چاه میدان مارون دسته شکستگی‌های غالب با امتدادهای N155E, N130E, N95E, N60E, N30E دیده می‌شوند. در یال شمالی تاقدیس

بیرون زده خويز سه دسته شکستگی با امتدادهای N20E, N47E, N125E مشخص شده‌اند که می‌توان با سه دسته شکستگی زیرسطحی در یال شمالی تاقدیس مارون با امتدادهای N20E, N55E, N 125E مقایسه کرد که هماهنگی خوبی را نشان می‌دهند. در صورتیکه در یال جنوبی وضعیت متفاوتی را می‌توان دید بطوریکه دسته شکستگی‌های مشخص شده در یال جنوبی تاقدیس سطحی خويز با امتدادهای N160E, N135E, N53E, N94E, N30E, N45E جهت‌گیری متفاوتی را در مقایسه با امتدادهای غالب شکستگی‌های زیرسطحی تاقدیس مارون در یال جنوبی N95E, N130E, N30E, N60E نشان می‌دهند و تنها دو دسته شکستگی N30E, N94E با روندی یکسان مشخص شده‌اند. البته این تضاد در جهت‌گیری‌های اغلب شکستگی‌های سطحی و زیرسطحی می‌تواند به علت زمان‌های متفاوت شکل‌گیری چین‌ها و عوامل ساختمانی متفاوت در بروز شکستگی‌ها پدیدار شود. (McQuillan, 1991) نیز به نتایج مشابهی از مطالعه شکستگی‌های سطحی و زیرسطحی رسیده بود و علت این ناهماهنگی‌ها را در پیچیدگی‌های ساختمانی تاقدیس‌های زیرزمینی، حذف طبقات فوقانی در رخنمون‌های سطحی و در نتیجه تفاوت عمده در میدان‌های تنش همه‌جانبه در تاقدیس‌های مدفون نسبت به بیرون زده و همچنین اختلاف سنگ‌شناسی و زاویه اصطکاک داخلی را تفاوت در موقعیت ساختاری کمر بند چین خورده و در نتیجه آن عدم تطابق انبوهی شکستگی‌ها و شدت آنها در سطح و زیرزمین می‌داند.

علت تفاوت دسته شکستگی‌ها در یال جنوبی تاقدیس‌های خويز و مارون ناشی تأثیر عوامل مختلفی است که می‌توان به مهمترین آن‌ها اشاره داشت:

الف) گسل طولی یال جنوبی: این گسل‌ها به موازات میدان‌های مارون و خويز و به طول کل میدان در مقاطع سائیزمیک شناسایی شده‌اند (ارزانی و همکاران، ۱۳۸۷). این گسل‌ها از نوع معکوس با مولفه امتداد لغز چپگرد می‌باشند. احتمالاً پس از تشکیل هسته چین‌ها و در پی ادامه فشار وارده از طرف صفحه عربی این گسل‌ها تشکیل شده‌اند. عملکرد این گسل‌ها در میدان‌های خويز و مارون به گونه‌ای است که در سطح چین هیچ آثاری از آن‌ها قابل مشاهده نیست (عکس‌های هوایی و ماهواره‌ای فعالیت را نشان نمی‌دهند). حداکثر فعالیت این گسل‌ها در سازند هرمز بوده و به طرف بالا از فعالیت آن‌ها کاسته می‌شود و در نهایت در سازند گچساران ناپدید می‌گردند و به سطح نمی‌رسند. در یال شمالی این گسل‌ها را شاهد نبوده یا در صورت وجود عمق و فعالیت آنها خیلی کمتر از گسل‌های یال جنوبی است. بنابراین عملکرد این گسل‌ها می‌تواند یکی از دلایل عمده در تفاوت جهت‌گیری دسته شکستگی‌ها در یال جنوبی باشد.

ب) شیب زیاد یال جنوبی میدان مارون: تاقدیس مارون یک چین نامتقارن بوده به طوری که شیب یال جنوبی آن از یال شمالی بیشتر است. با توجه به اینکه در ساختار چین، سازند تبخیری گچساران وجود دارد که مکانیسم متفاوتی نسبت به لایه‌های آهکی و ماسه‌سنگی نشان می‌دهد، لذا اگر شیب لایه‌ها زیاد باشد لایه‌های تبخیری گچساران تمایل بیشتری برای مهاجرت داشته که این مهاجرت می‌تواند بر سیستم شکستگی‌های سطحی، ضخامت لایه‌ها، انحنای محور چین (Curvature) و... تأثیرگذار باشد.



شکل ۱۵- مقایسه نمودارهای گل سرخی امتداد شکستگی‌ها در ایستگاه‌های برداشت سطحی تاقدیس خوریز (با نمودارهای گل سرخی) رنگ آبی تیره به مربوط به شکستگی‌های باز و رنگ آبی روشن مربوط به شکستگی‌های بسته می‌باشد، (Statoil, 2003).

۴. نتیجه‌گیری

۱- میدان مارون تاقدیسی است با پیچیدگی‌های ساختمانی فراوان لذا منحصراً یک ساز و کار نمی‌تواند عامل چین‌خوردگی در این ناحیه باشد بلکه معمولاً بصورت توأم عمل نموده است. ساز و کار چین‌خوردگی در این ناحیه را می‌توان ترکیبی از دو ساز و کار چین‌خوردگی خمشی- لغزشی و چین‌خوردگی با سطح خنثی دانست. وجود لایه‌های انعطاف‌پذیر شیل و مارن بصورت متناوب در سازند آسماری میدان مارون (بخصوص در زون‌های ۴ و ۵) در طی چین‌خوردگی می‌تواند موجب لغزش لایه‌ها از یال‌ها به سمت لولای چین شده و در نتیجه یال‌ها و سطوح لغزش نیز دچار تراست شدگی شده‌اند.

۲- سازند آسماری میدان مارون در لایه‌های ۱، ۲ و ۳ بیشتر از جنس آهک‌های دولومیتی بوده که به‌ویژه لایه یک ۹۰ درصد دولومیتی می‌باشد. بنابراین تراکم شکستگی‌ها بخصوص در زون یک نسبت به لایه‌های پائینی زون‌های ۴ و ۵ که به مقدار شیل و مارن لایه‌های آهکی افزوده می‌شود در نتیجه شکنندگی لایه‌ها کمتر شده و شکستگی‌ها میکروسکوپی بیشتر دیده می‌شوند. بالآآمدگی مرکزی تا خاوری مخزن آسماری در میدان مارون باعث شده است که توسعه شکستگی‌های زون چهار در نیمه خاوری نسبت به نیمه باختری فراوان‌تر و در نتیجه تراکم شکستگی‌های بیشتری را در این قسمت مشاهده کنیم.

- ۳- براساس داده‌های آنالیز مغزه حداکثر تراکم شکستگی‌ها در لایه‌های ۱، ۲ و ۳ مشاهده گردید، و شکستگی‌های باز در این میدان بیشتر در یال جنوبی قطاع‌های ۳، ۴ و ۶ مشخص شده‌اند.
- ۴- میدان مارون چاه ۱۸۱، تنها چاهی است دارای مغزه جهت‌یافته در لایه‌های مخزنی ۱، ۲ و ۳ می‌باشد. دو دسته شکستگی غالب در امتدادهای N99E, N68E به شکل متمرکز در زون یک دیده می‌شود که این شکستگی‌ها اکثراً باز و در بعضی از قسمت‌ها توسط کانی‌های انیدریت و کلسیت پر شده‌اند. شکستگی‌های حفره‌ای (Vuggy Fracture) که در اثر پدیده انحلال بطور محلی تشکیل شده‌اند در این چاه قابل مشاهده هستند.
- ۵- فراوانی شکستگی‌ها (بر اساس تفسیر نمودارهای تصویری درچاه‌ها) در یال جنوبی و شمال خاوری، نظریه وقوع دو حادثه تکنونیک چین‌خوردگی و خمش که بعدها در اثر فعالیت‌های احتمالی در طول گسل‌های امتداد لغز شمالی- جنوبی تحت تأثیر نیروهای تراکمی ایجاد شده است را قوت می‌بخشد که در قسمتی از میدان که دچار خمش گردیده است تغییر سیستم شکستگی و تراکم آنها را می‌توان مشاهده نمود.
- ۶- یکی از دلایل مطرح شده برای خمش نقش گسل‌های پی‌سنگی است که با توجه به مطالعات انجام شده در منطقه در ایجاد حادثه تکنونیک خمش، گسل‌های پی‌سنگی نقش مهمی را داشته‌اند. گسل‌های پی‌سنگی دارای روند شمالی جنوبی با امتداد E017N می‌باشند.
- ۷- علت تفاوت دسته شکستگی‌ها در یال جنوبی تاقدیس‌های خویز و مارون را می‌توان به عواملی همچون گسل طولی یال جنوبی که به موازات میدان‌های مارون و خویز (به طول کل میدان در مقاطع سائزیمیک شناسایی شده‌اند) که از نوع معکوس با مولفه امتداد لغز چپگرد می‌باشند و همچنین شیب زیاد یال جنوبی میدان مارون (به طوری که از شیب یال شمالی بیشتر است) نسبت داد.
- ۸- با توجه به اینکه در ساختار چین، سازند تبخیری گچساران وجود دارد که در زمان چین خوردگی مکانیسم متفاوتی نسبت به لایه‌های آهکی و ماسه‌سنگی نشان می‌دهد، لذا اگر شیب لایه‌ها زیاد باشد لایه‌های تبخیری گچساران تمایل بیشتری برای مهاجرت داشته که این مهاجرت می‌تواند بر سیستم شکستگی‌های سطحی، ضخامت لایه‌ها، انحنای محور چین (Curvature) و... تأثیرگذار باشد.

تشکر و قدردانی

از آقایان دکتر ندیمی، دکتر معلمی و مهندس شاکری خاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

۶. منابع

- ارزانی، ع، ۱۳۸۷، تحلیل ساختاری میدان نفتی اهواز با نگرشی ویژه بر شکستگی‌های آن، گزارش شماره پ-۶۳۹۷، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران.
- ستودنیا، ا. و.، پری، تی جی.، ۱۳۶۶، شرکت ملی نفت ایران نقشه ۱/۱۰۰۰۰۰ مارون.
- شیخ زاده، ح.، ۱۳۸۷، مطالعه جامع مخزن آسماری میدان مارون، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران.
- ظهراپ زاده، م.، ۱۳۸۸، تحلیل سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری در یکی از میداين نفتی جنوب غرب ایران، مجله اکتشاف و تحلیل شماره ۶۳، صفحه ۵۴-۴۲.
- فارسی مدان، م.، مهدور، م. ر.، و محمدیان، ر.، ۱۳۹۲، بررسی عملکرد و تعیین جهت تنش برجا در سازند مخزنی آسماری میدان نفتی مارون (براساس نتایج تفسیر نمودارهای تصویرگر)، سی‌ودومین گردهمایی و نخستین کنگره بین‌المللی تخصصی علوم زمین، اهواز، ایران.
- محمدیان، ر.، ۱۳۸۷، گزارش تجزیه و تحلیل شکستگی‌های میدان مارون، شرکت ملی نفت ایران، گزارش شماره پ-۶۲۸۱.
- مطیعی، ه.، ۱۳۸۲، زمین‌شناسی ایران (چینه‌شناسی زاگرس)، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- میرزاقلی‌پور، ع.، و حقی، ع.، ۱۳۶۹، مطالعه زمین‌شناسی میدان نفتی مارون، اداره کل زمین‌شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، گزارش شماره پ-۴۲۱۰، صفحه ۵۵.
- AGARD, P., OMRANI, J., JOLIVET, L., WHITECHURCH, H., VRIELYNCK, B., SPAKMAN, W., MONIE, P., MEYER, B., and WORTEL, R., 2011, Zagros orogeny: a subduction-dominated process: *Geology Magazine, Cambridge University Press (CUP)*, **148** (5-6), 692-725.
- BEORDENAVE, M.L., 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.
- BERBERIAN, M., 1976, Contribution to the Seismotectonics of Iran, Rep. 11, publ: *Geological Survey of Iran*, **39**, 516.
- BERBERAIN, M., 1995, Master blind thrust fault hidden under the Zagros folds: Active basement tectonics and surface morphotectonics: *Tectonophys*, **241**, 143-224.
- FALCON, N., 1974, Southern Iran: Zagros Mountains. In *Mesozoic-Cenozoic Orogenic Belts: Data for orogenic studies* (Ed. A. M. Spencer): *Geological Society of London, Special Publication*, **4**, 199-211.
- FOSSON, H., 2010, *Structural Geology: Cambridge University Press, New York*.
- LETURMY, P., MOLINARO, M., FRIZON DE LAMOTTE, D., 2010, Structure timing and morphological signature of hidden reverse basement faults in the Fars Arc of the Zagros (Iran). In *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic– Cenozoic* (Eds P. Leturmy and C. Robin): *Geological Society of London, Special Publication*, **330**, 121-38.
- MATTFNER, J., and OZKAYA-SAIT, I., 2002, Fracture Connectivity from fracture intersections in borehole images logs. *Pergamoon publishing, USA*.
- MCQUILLAN, H., 1991, The Role Of Basement Tectonics in the Control of Sedimentary Facies: *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, **5**, 453-463.
- MOUTHEREAU, F., LACOMBE, O., and MEYER, B., 2006, The Zagros folded belt (Fars, Iran): constraints from topography and critical wedge modeling: *Geophysical Journal International*, **165**, 336-56.
- NELSON, R.A., 1985, *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoir: Gulf publishing Company, Houston, Texas, USA*, 320.

- NELSON, R.A., 2001, Geologic analysis of naturally fractured reservoirs: *Gulf publishing, Houston, Texas, Contr, in petrol. Geology & Eng., 2nd ed.*, 332.
- PRENSKY, S.E., 2008, Bibliography of well-log applications, annual update: *The Log Analyst*, **31**(6), 395-424.
- PRICE, N.J., 1990, Fault and joint development in brittle and semi-brittle rocks: *Pergamon, Oxford*.
- SARKARINEJAD, K., and GHANBARIAN, M.A., 2014, The Zagros hinterland fold-and thrust belt in-sequence thrusting: *Journal of Asian Earth Sciences*, **85**, 66-79.
- SCHLUMBERGER, 2003, Using Borehole Imagery to reveal key Reservoir Features: *Reservoir Optimization Conference, Tehran, Iran*.
- SEPEHR, M., and COSGROVE, J.W., 2004, Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 829-43.
- STATOIL, 2003, Marun Asmari full field study. *NISOC, Ahwaz, Iran*.
- STEARNS, E.W, 1967, Fracture & Mechanism of Flow in Naturally Deformed Rocks: *Geological Survey of Canada*, 68527995.
- TALEBIAN, M., and JACKSON, J.A, 2004, Reappraisal of earthquake focal mechanisms and active shortening in the Zagros mountains of Iran: *Geophysical Journal International*, **156**, 506-526.
- VERNANT, Ph., NILFOROUSHAN, F., HATZFELD, D., ABBASSI, M.R., VIGNY, C., MASSON, F., HANKALI, H., MARTINOD, J., ASHTIANI, A., BAYER, R., TAVAKOLI, F., and CHERY, J., 2004, Present-day crustal deformation and plate kinematics in the Middle East constrained by GPS measurements in Iran and northern Oman: *Geophysical Journal International*, **157**, 381-398.

مدل سازی سه بعدی زمین شناسی دو زون در بخش شرقی میدان نفتی اهواز

راضیه دوستی ایرانی*^۱، علی کدخدایی^۲، مریم پیروی^۳، محمد رحیم کریمی^۴ و مهدی دوستی ایرانی^۵
^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشکده علوم پایه، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد شیراز، شیراز، ایران؛
^۲ دکتری زمین شناسی نفت و عضو هیئت علمی، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران؛
^۳ دکتری رسوب و سنگ شناسی رسوبی، دانشگاه علوم تحقیقات تهران، تهران، ایران.
^۴ کارشناس ارشد زمین شناسی شرکت ملی منطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران
^۵ دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت دانشگاه غیر انتفاعی پالایش، اصفهان، ایران

* doosti69r@ymail.com

دریافت تیر ۱۳۹۴، پذیرش بهمن ۱۳۹۴

چکیده

میدان نفتی اهواز یکی از بزرگترین میدان های نفتی حوضه زاگرس می باشد. این میدان در فروافتادگی عظیم دزفول قرار دارد. این میدان دارای روند شمال غربی-جنوب شرقی (به موازات رشته کوه زاگرس) می باشد. این مطالعه با هدف مدل سازی سه بعدی زمین شناسی (مدل پتروفیزیکی) زون ۳ سازند ایلام و زون ۱ سازند سروک در بخش شرقی میدان اهواز و مقایسه آن ها انجام شده است. در این مطالعه مدل سازی تخلخل، اشباع آب و حجم شیل توسط روش شبیه سازی پی در پی گوسی (SGS) انجام شده است. در ابتدا لیست چاه هایی که زون ۳ سازند ایلام و زون ۱ سازند سروک در آن ها دارای نمودارهای چاه پیمایی بودند تهیه و اطلاعاتی در مورد مختصات چاه ها، عمق سرسازند و تعیین ضخامت سازندها در چاه ها جمع آوری گردید. در این مطالعه از اطلاعات ۲۵ چاه موجود در بخش شرقی میدان اهواز استفاده شده است. بعد از مدل سازی سه بعدی مخزن و توزیع پارامترهای مخزنی، محاسبات حجمی تخمین سیالات صورت گرفته است. برای مشخص شدن هم بستگی فضایی، واریوگرام ها برای تمامی زون ها بر اساس متغیرهای اشباع آب و تخلخل مفید رسم شدند و مدل سه بعدی پارامترهای پتروفیزیکی تخلخل، اشباع آب و نسبت خالص به ناخالص (NTG) ساخته شد.

واژه های کلیدی: مدل سازی سه بعدی، نرم افزار Petrel، زون ۳ سازند ایلام، زون ۱ سازند سروک، روش شبیه سازی پی در پی گوسی.

۱. مقدمه

حوضه رسوبی زاگرس یکی از مهمترین حوضه های نفتی دنیاست که بیشترین گسترش آن در ایران می باشد و تا کشورهای عراق، ترکیه و سوریه توسعه یافته است این حوضه تقریباً دومین حوضه رسوبی در خاورمیانه است که در راستای شمال غرب-جنوب شرق ایران قرار دارد (اشکان، ۱۳۸۳). میدان نفتی اهواز قسمتی از زاگرس چین خورده می باشد که در جنوب غرب ایران قرار دارد. در زمان میوسن و به دنبال برخورد صفحه ی عربی با صفحه ی ایران، کوهزایی زاگرس ایجاد می شود و از این زمان به بعد این کمربند در طول زون های گسلی خود فعال بوده است (Tatar, 2004) تغییر شکل موجود در ناحیه زاگرس از نوع ساختمانی می باشد و در قسمت فرو افتادگی دزفول و کرکوک دو ناحیه فروافتاده را به وجود آورده است (Berberian, 1995). بر اساس گزارش جیمز و واینند، از آلبین تا کامپاین، یک چرخه ی رسوبی از سازندهای کژدمی، سروک، سورگه و ایلام را می توان در زاگرس شناسایی کرد. مجموعه ی سازندهای یاد شده، گروه بنگستان نام نامگذاری شده است (James and Wynd, 1965) مخزن بنگستان میدان اهواز شامل سازندهای ایلام و سروک می باشد (آقانباتی، ۱۳۸۳). سازند سروک مقطع نمونه آن در جنوب غربی دامنه کوه بنگستان، و در شمال شرقی میدان های نفتی پارسی و کرنج قرار گرفته است (آقانباتی، ۱۳۸۳). سازند ایلام برش نمونه آن در تنگ گراب واقع در یال جنوب غربی کوه سورگه و پلانج شمال غربی کبیر کوه و در ۴۵ کیلومتری جنوب شهرستان ایلام انتخاب و اندازه گیری شده است (مطیعی، ۱۳۷۲). مطالعاتی در زمینه پارامترهای پتروفیزیکی و کیفیت مخازن مختلف صورت گرفته است. نظری و همکاران در سال ۱۳۸۸ به بررسی مدل ساختمانی-پتروفیزیکی مخزن آسماری، میدان رامین پرداختند. آن ها نتیجه گیری نمودند که زون یک در این مخزن مفیدترین زون بهره ده بوده و ۹/۹۷٪ کل حجم نفت را در این میدان شامل می شود (نظری ۱۳۸۸).

در مطالعه علیزاده خصوصیات مخزنی زون های بهره ده مخزن آسماری در میادین شادگان و منصوری را مقایسه نمود (علیزاده پیرزمان، ۱۳۸۴). روشندل به بررسی و مطالعه پدیده های دیاژنتیکی و تاثیر آن در اختصاصات مخزن پرداخت (روشندل، ۱۳۸۵). در مطالعه دیگر یهودا ارزیابی پتروفیزیکی میدان اهواز سازندهای آسماری و بنگستان را انجام داد (یهودا، ۱۳۷۰). امروزه در مراکز تحقیقاتی دنیا، مدل سازی سه بعدی زمین شناسی به سرعت در حال رشد و پیشرفت بوده و شرکت های بزرگ نفتی برای توسعه نرم افزارها در مراکز تحقیقاتی خود تلاش می کنند (Zakrevsky, 2011) از کاربردهای مدل سازی در علم زمین شناسی عبارتند از: تعیین شدت شکستگی ها (Wong, 2003; Gauthier, 2003)، شبیه سازی دینامیکی مخزن (Labourdette et al. 2006)، چینه شناسی سه بعدی (Caumon & Mallet, 2006)، مدل سازی ساختاری سه بعدی (Mitra & Leslie 2003; Mitra et al. 2006)، مدل سازی گرابین راین (Behrmann et al. 2004)، مدل سازی حوضه جهت تعیین منشا فشار شیل ها (Bolas et al. 2004) و مدلسازی پیشگوئی مکان شکستگی ها توسط داده های لرزه ای سه بعدی (Masferro et al. 2003). نرم افزار Petrel ساخت شرکت Schlumberger یکی از مشهورترین نرم افزارهای موجود جهت مدل سازی سه بعدی زمین شناسی شناخته می شود و امکانات بسیار زیادی را در اختیار کاربران قرار می دهد (جان احمد، ۱۳۹۰). مدل سازی سه بعدی زمین شناسی به طور کلی به دو روش قطعی (Deterministic) و احتمالی (Stochastic) انجام می شود. در زمانی که اطلاعات ورودی طیف گسترده ای از داده ها را شامل شود (به عنوان مثال داده های لرزه نگاری به همراه تعداد زیادی چاه با توجه به وسعت میدان) از روش قطعی استفاده خواهد شد و این روش تنها یک جواب خواهد داشت. در زمانی که اطلاعات موجود از میدان مورد مطالعه کم و پراکنده باشد، از روشهای احتمالی برای انجام مدل سازی استفاده می شود. این روش ها قادر هستند که تحقق های گوناگون از یک مخزن را با داشتن احتمال یکسان تولید کنند. یکی از روش های قطعی مشهور روش کریجینگ (Kriging) می باشد و از روش های احتمالی موجود در نرم افزار Petrel نیز می توان به روش شبیه سازی متوالی گوسی (Sequential Gaussian Simulation) که به اختصار به آن SGS و روش Gaussian

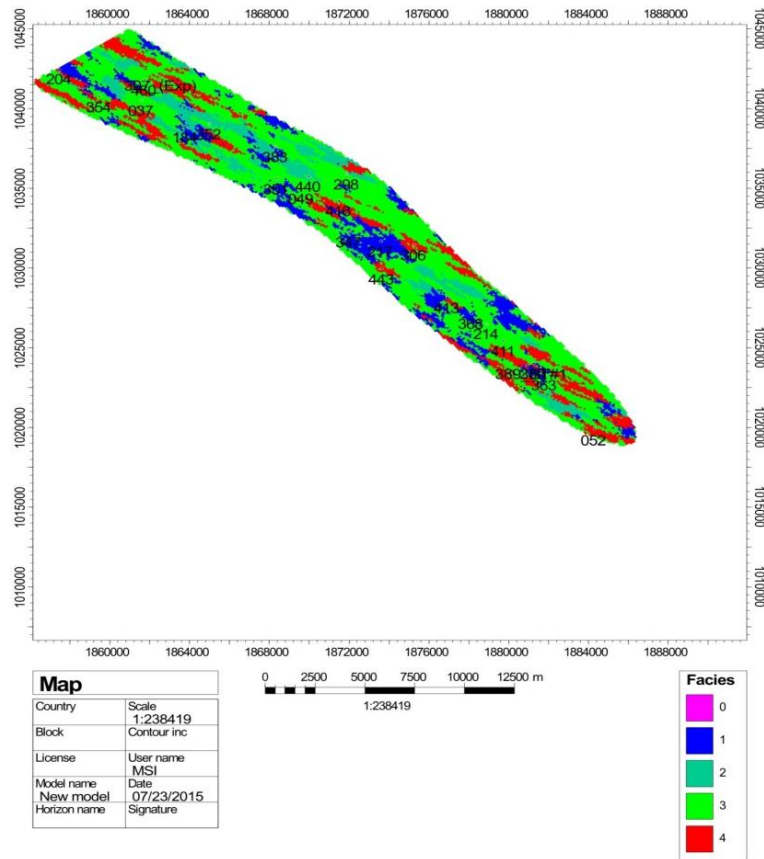
Random Function Simulation که به اختصار به آن GRFS می گویند اشاره کرد. (Schlumberger, 2009) روش SGS روشی شناخته شده و مشهور، جهت مدل سازی متغیرهای پیوسته محسوب می شود. این الگوریتم نیاز به داده های استاندارد نرمال جهت انجام شبیه سازی دارد. (Oliver, 2010) از انواع مدل ویژگی های مخزنی، مدل رخساره است که به بررسی گسترش رخساره های مخزنی از جمله رخساره های سنگی یا رسوبی مختلف که در سه بعد یک مخزن گسترش دارند می پردازد. مدل سازی پتروفیزیکی به بررسی ویژگی های مهم پتروفیزیکی که در تولید هیدروکربور مخزن اهمیت دارند می پردازد. در این مدل سازی، گسترش و توزیع میزان تخلخل، توزیع اشباع آب و میزان نفوذ پذیری در در زون های مختلف مخزن را در سه بعد (طول، عرض، عمق) بررسی می شود که این امر کمک قابل توجهی به تعیین بهترین مکان ها جهت تولید هیدروکربور از یک مخزن، تعیین مکان های حفاری و صرفه جوئی در هزینه حفاری چاه ها می کند (نظری و همکاران ۱۳۸۸).

مطالعه حاضر با هدف تهیه مدل سه بعدی زمین شناسی (مدل پتروفیزیکی) زون ۳ سازند ایلام و زون ۱ سازند سروک در بخش شرقی میدان اهواز برای اولین بار انجام می شود.

۲. روش کار

در این مطالعه ابتدا اطلاعات کلی میدان مورد مطالعه، نمودارهای چاه نگاری، نگاره های سرچاهی جمع آوری شد. مختصات چاه های میدان اهواز در سیستم UTM، اطلاعات لرزه نگاری تفسیر شده (تخلخل مفید)، سطح تماس سیالات درون مخزن، نمودارهای پتروفیزیکی خام و تفسیر شده برای ۲۵ چاه در بخش شرقی میدان اهواز و نقشه های UGC بخش شرقی میدان اهواز از شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب دریافت شد. با توجه به تعداد زیاد چاه های موجود در میدان اهواز و حجم بالای اطلاعات و پراکندگی آن ها، ابتدا لیست چاه های دارای نمودارهای Sonic و Gamma Ray تهیه گردید. همچنین لیست چاه هایی که زون ۳ سازند ایلام و زون ۱ سازند سروک در آنها دارای نمودارهای چاه پیمایی باشند نیز تهیه و اطلاعاتی در مورد مختصات چاه ها، عمق سرسازند و تعیین ضخامت سازندها در چاه ها جمع آوری شد. در مرحله بعد ورود اطلاعات به نرم افزار Petrel با معرفی چاه ها آغاز شد. در ابتدا مختصات، ارتفاع KB (ارتفاع میز دوار دکل حفاری از سطح زمین)، عمق نهایی چاه ها مشخص و در نرم افزار وارد شد. پس از بارگذاری ۲۵ چاه بخش شرقی میدان اهواز، نمودارهای پتروفیزیکی مربوط به این چاه ها با فرمت های ASCII و یا LAS 3 وارد نرم افزار گردید. میدان در جهت طولی و هم در جهت عرضی در فواصل ۱۰۰ متری بلوک بندی شد جهت ساخت مدل زمین شناسی نیاز به معرفی سرسازندها و قاعده مخزن است. سرسازندهای ایلام و سروک (سازندهای مخزنی)، زون ۲ سازند سروک جهت قاعده مخزن در نظر گرفته شد. به جهت انجام Petrophysical Modeling ابتدا مدل سازی رخساره (Facies Modeling) انجام شد به همین منظور با استفاده از نرم افزار ژئولاگ (Geolog® 6.7.1) و به کمک متد MRGC، به طور خودکار الکتروفاسیس های آزموده شده خوشه بندی شدند. تعداد بهینه خوشه ها با توجه به شناخت منطقه ای مورد مطالعه و طیف داده های پتروفیزیکی، انتخاب شدند و مدل رخساره با گسترش الکتروفاسیس های به دست آمده در بخش شرقی میدان اهواز تهیه شد. در این مطالعه جهت مدل سازی خواص مخزنی از روش میانگین گیری حسابی به منظور درشت نمایی (Scale Up) نمودارهای پتروفیزیکی (تخلخل، حجم شیل، اشباع آب) برای ورود آنها به درون شبکه بلوکی استفاده شد.

نرمال سازی توزیع کلیه داده ها در نرم افزار انجام شد. همچنین در زون هایی که روند قابل ملاحظه ای مشاهده شد روندها حذف گردید تا شرط پایایی سیستم برقرار باشد. این مرحله در بخش آنالیز داده ها (Data Analysis) انجام شد سپس داده های آنالیز شده جهت انجام مدل پتروفیزیکی و تعریف ساختار فضایی، در قالب واریوگرام تجربی استفاده شد. در مرحله



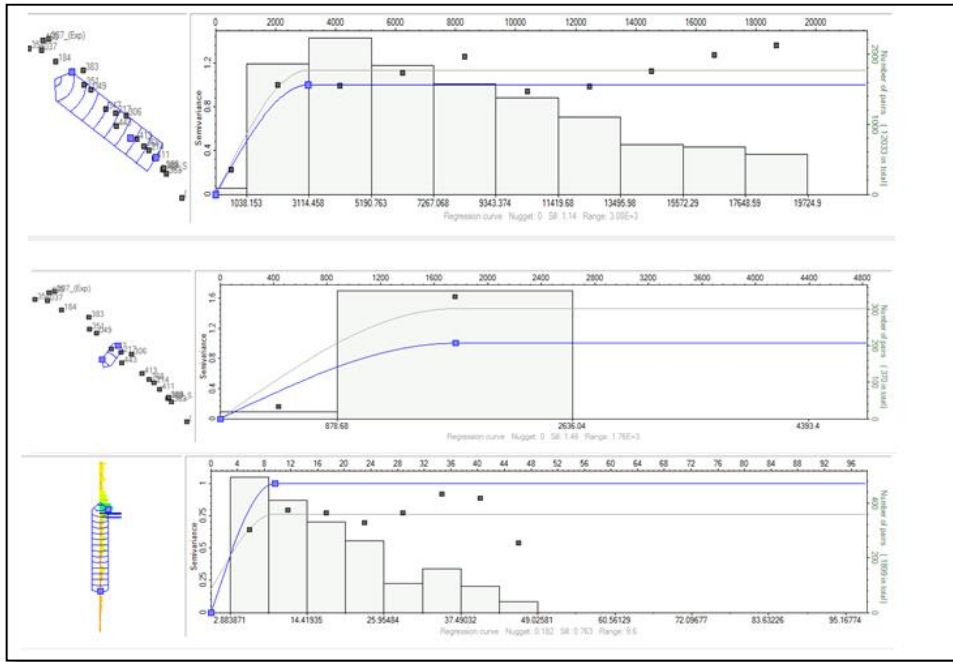
شکل شماره ۱: مدل رخساره ای بخش شرقی میدان اهواز

جدول شماره ۱: خوشه‌بندی بر اساس MRGC

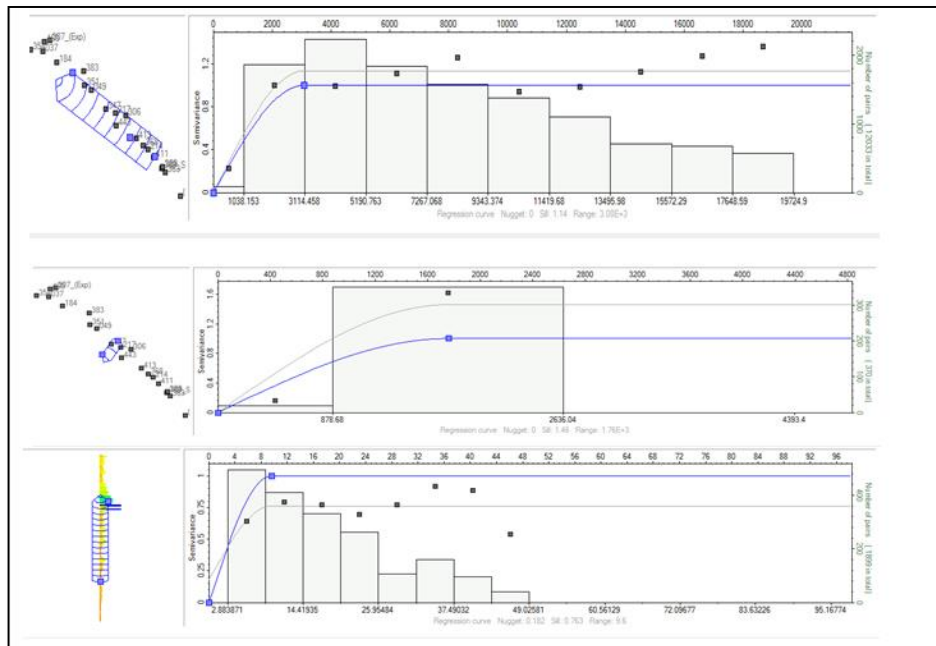
	FACIES	WEIGHT	DT	GR	NPHI	PHIE	RHOB	SWE
1	1	703	67.81	3.75	0.16	0.15	2.45	0.13
2	2	342	59.78	4.22	0.09	0.09	2.55	0.20
3	3	829	53.52	3.28	0.04	0.04	2.61	0.41
4	4	108	54.39	6.58	0.03	0.02	2.65	0.96

بررسی مدل رخساره در زون ۳ سازند ایلام نشان داد گسترش رخساره شماره ۳ (سبز فسفری، کیفیت متوسط) بیشتر و رخساره ۴ (قرمز، بدترین کیفیت) کمتر می باشد، اما در زون ۱ سازند سروک گسترش رخساره ۴ (قرمز، بدترین کیفیت) بیشتر و رخساره شماره ۳ (سبز فسفری، کیفیت متوسط) کمتر می باشد و در هر دو زون کمی هم رخساره شماره ۲ مشخص می باشد. در این مطالعه مدل سازی تخلخل و اشباع آب توسط روش SGS صورت گرفته است. روش های شبیه سازی قادر هستند که نقشه های گوناگون با احتمال رخداد یکسان را در اختیار زمین شناس قرار دهند و در میدانی که کمبود اطلاعات وجود دارد و یا تعدادی محدودی چاه حفر شده باشد، این روش می تواند راهنمای بسیار خوبی برای زمین شناس جهت شناسایی چهره احتمالی مخزن باشد. (Schlumberger, 2009) در مبحث مدل سازی پتروفیزیکی براساس واریوگرام های تجربی (شکل های شماره ۲ تا ۷) (جدول شماره ۲) در زون ۳ سازند ایلام میزان تخلخل از ۱ تا ۱۲ درصد و اشباع آب بین ۲۰ تا ۱۰۰ درصد مشاهده گردید و در زون ۱ سازند سروک میزان مقادیر تخلخل ۰ تا ۵/۴ درصد و اشباع آب ۲۰ تا ۱۰۰ درصد مشاهده گردید که با توجه به مکان چاه های مورد مطالعه و نتایج بدست آمده میزان اشباع آب در زون ۱ سازند

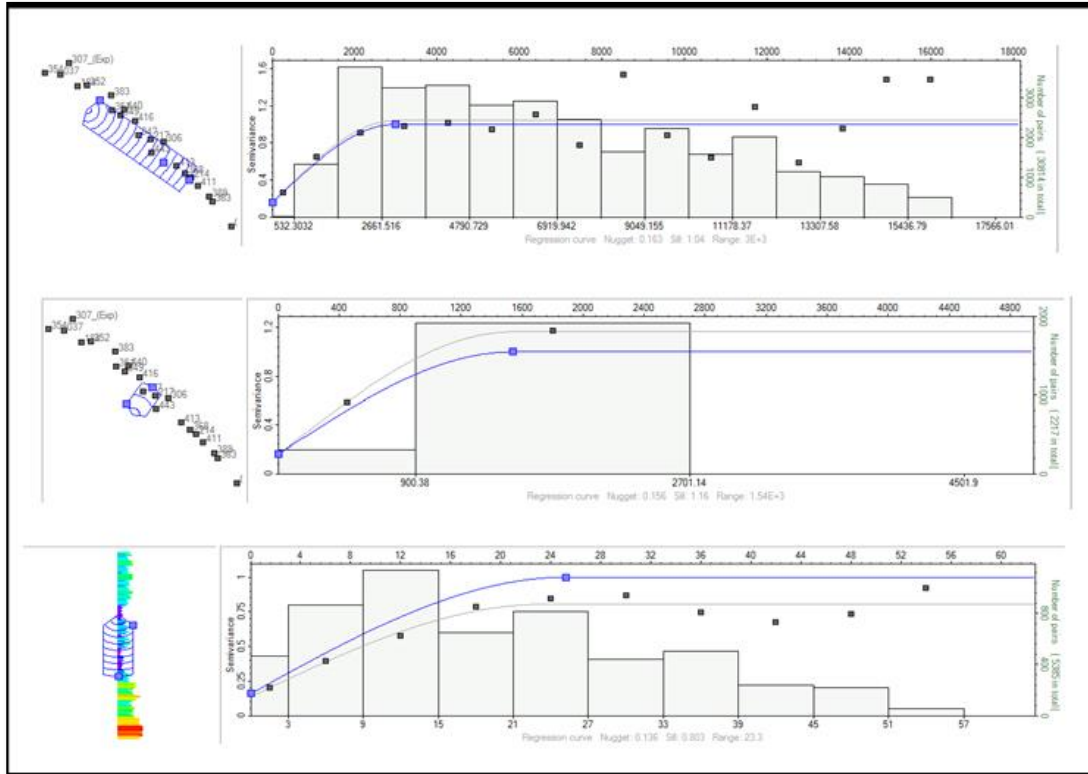
سروک نسبت به زون ۳ سازند ایلام بالاتر می باشد و میزان تخلخل در زون ۳ سازند ایلام نسبت به زون ۱ سازند سروک بیشتر می باشد، در نهایت مشخص می شود که زون ۳ سازند ایلام کیفیت مخزنی بالاتری نسبت به زون ۱ سازند سروک دارد. همچنین نتایج نشان داد بهترین زاویه جهت دریافت همبستگی فضایی برای نمودارهای اشباع آب زاویه ای بین $39/4$ الی $52/8$ است و بهترین زاویه جهت دریافت همبستگی فضایی برای نمودارهای تخلخل مفید زاویه ای بی $40/8$ الی $71/2$ است.



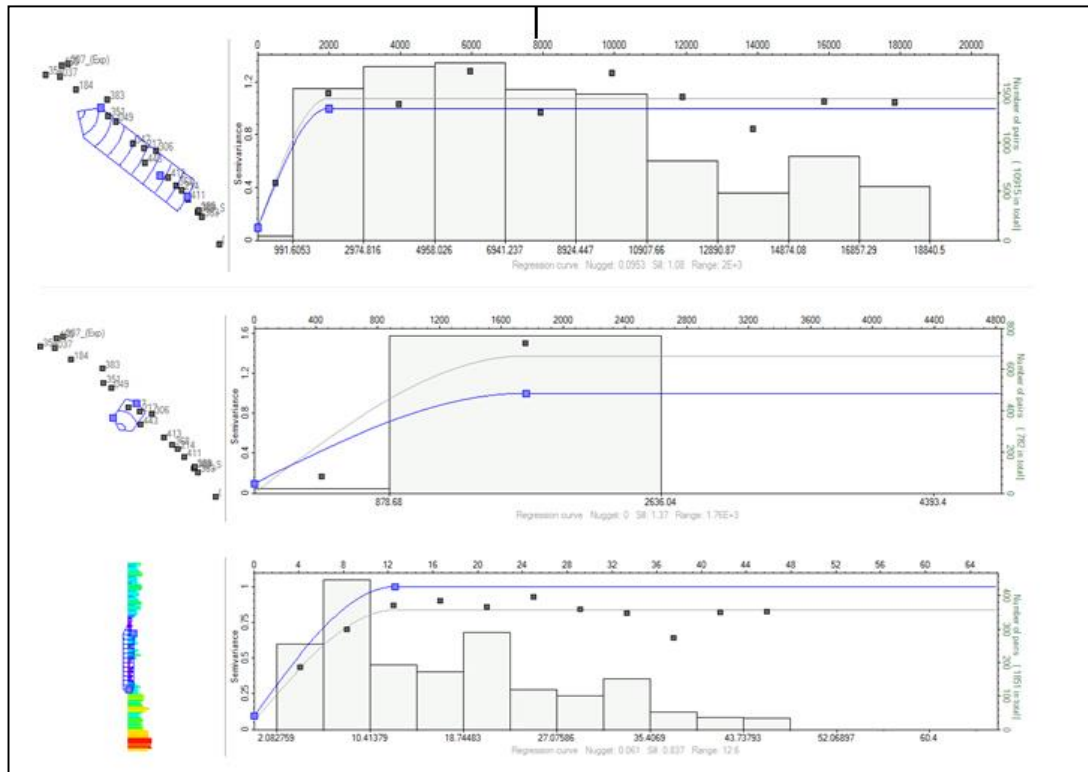
شکل شماره ۲: واریوگرام اشباع آب زون ۳ سازند ایلام



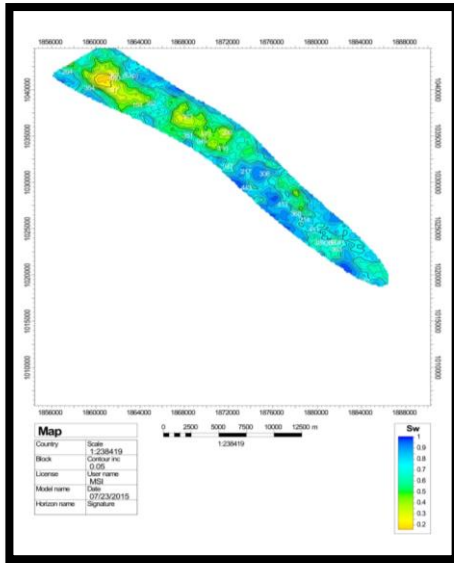
شکل شماره ۳: واریوگرام اشباع آب زون ۱ سازند سروک



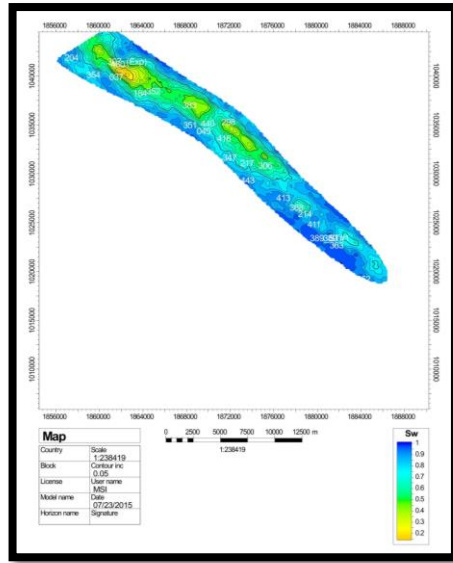
شکل شماره ۴: واریوگرام تخلخل مفید زون ۳ سازند ایلام



شکل شماره ۵: واریوگرام تخلخل مفید زون ۱ سازند سروک

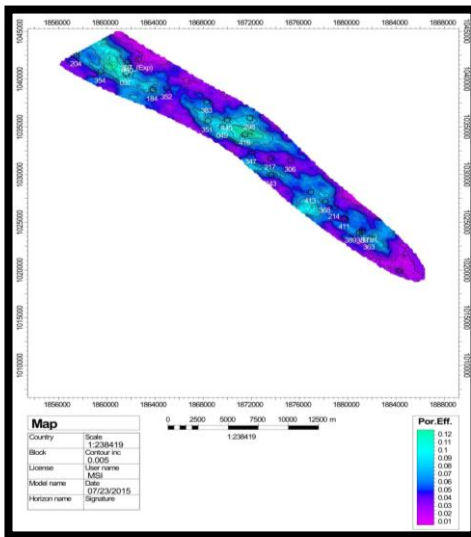


(ب)

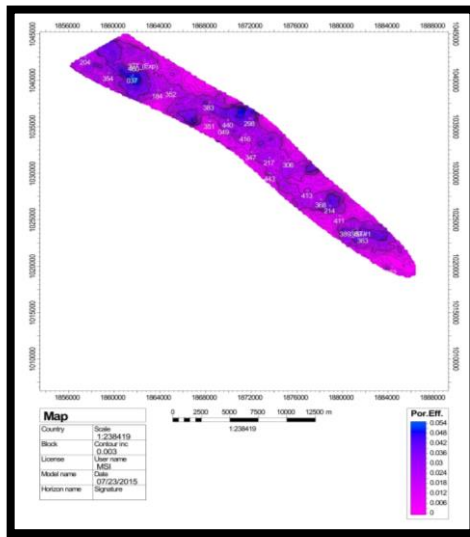


(الف)

شکل شماره ۶: نقشه میانگین اشباع آب (الف) زون ۱ سازند سروک (ب) زون ۳ سازند ایلام



(ب)



(الف)

شکل شماره ۷: الف) نقشه میانگین تخلخل در زون ۱ سازند سروک (ب) زون ۳ سازند ایلام
جدول شماره ۲: پارامترهای واریوگرام های پرازش شده برای نمودار اشباع آب و تخلخل مفید

Sill	Nugget	Vertical range	Minor range	Major range	مدل	زاویه	نام زون	اشباع آب
۱	۰/۰۸۹	۲۸/۵	۱۹۴۰/۶	۲۱۵۳/۱	کروی	۳۹/۴	زون ۳ ایلام	
۱	۰/۰۰	۹/۶	۱۷۵۷/۴	۳۰۷۶/۳	کروی	۵۲/۸	زون ۱ سروک	
Sill	Nugget	Vertical range	Minor range	Major range	مدل	زاویه	نام زون	تخلخل مفید
۱	۰/۱	۲۵/۲	۱۵۳۸/۹	۳۰۰۳/۴	کروی	۷۱/۲	زون ۳ ایلام	
۱	۰/۰۹	۱۲/۶	۱۷۵۷/۴	۲۰۰۴/۱	کروی	۴۰/۸	زون ۱ سروک	

با این وجود زون ۳ سازند ایلام طبق محاسبات حجم سنجی بیشترین سهم را در ذخیره مخزن دارد. مدل پتروفیزیکی دو زون مورد مطالعه بخش شرقی میدان اهواز نشان می دهد که زون ۱ سازند ایلام مفیدترین مکان بهره دهی نفت می باشد (جدول شماره ۳). به طوری که بر اساس محاسبات حجم سنجی تولید نفت درجای زون ۳ سازند ایلام بیش از دو برابر زون ۱ سازند سروک بوده است.

جدول شماره ۳: نتایج حاصل از محاسبات حجمی زون های مورد مطالعه در بخش شرقی میدان اهواز

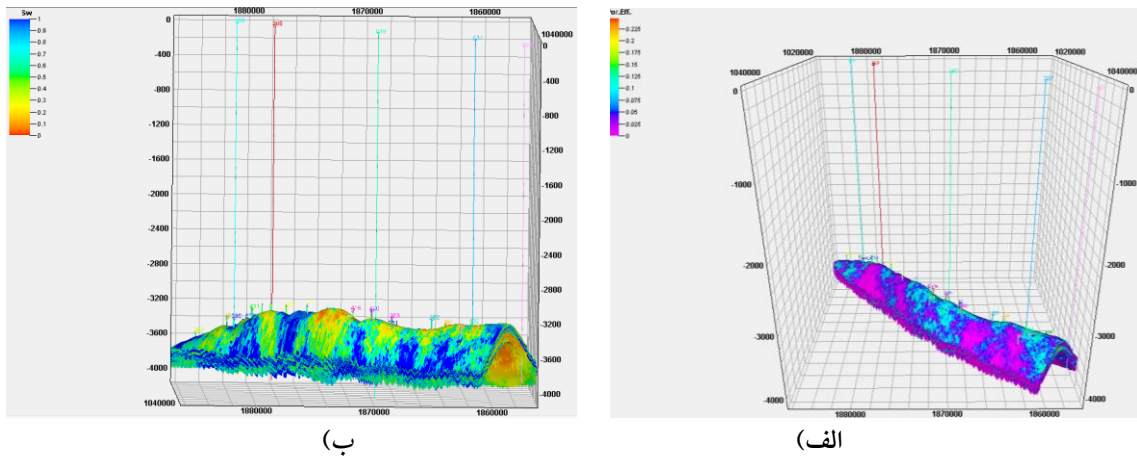
Zones	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCPVoil [*10 ⁶ m ³]	STOIIP (in oil) [*10 ⁶ sm ³]
Case	۱۸۳۸۴	۵۷۷۰	۵۴۷	۴۱۱	۳۶۸
Z3.ilam	۵۸۱۶	۱۵۵۴	۱۴۷	۱۰۴	۹۳
Z1.sarvak	۳۴۲۵	۱۷۵	۱۲	۹	۸
Z2.sarvak	۹۱۴۳	۴۰۴۱	۳۸۷	۲۹۷	۲۶۷

علم زمین آمار می تواند یک روش کاربردی ریاضی را بر اساس علم آمار در آنالیز، یکپارچه سازی، تفسیر و توزیع اطلاعات زمین شناسی، پتروفیزیک و یا هر اطلاعات دیگر مورد نیاز در مدل سازی زمین شناسی را تشریح کند (Bohling, 2005). به طور کلی تخمین ذخیره به روش زمین آمار شامل دو مرحله اساسی است. در مرحله نخست ابتدا باید ساختار فضایی و ارتباطی فضایی (پیوستگی، همگنی، ناهمگن) که در بین نمونه ها وجود دارد، شناسایی شود. در این مرحله با استفاده از ابزاری به نام واریوگرام، این ارتباط فضایی مشخص خواهد شد. سپس در مرحله دوم با استفاده از روش کریجینگ و یا شبیه سازی شرطی که به مشخصات مدل واریوگرام پردازش شده در مرحله اول وابسته است، تخمین ذخایر انجام می پذیرد (حسینی پاک، ۱۳۸۶). کریجینگ یک روش تخمین است که بر منطق میانگین متحرک وزن دار استوار می باشد. به ازای هر تخمینی خطای مرتبط با آن را می توان محاسبه کرد (حسینی پاک، ۱۳۸۶). مهم ترین روش احتمالی که در مدل سازی پتروفیزیکی بکار می رود روش شبیه سازی گوسی ترتیبی است که در این مطالعه نیز استفاده گردید. جهت تهیه مدل نسبت خالص به ناخالص (Net To Gross)، از رابطه شماره ۱ استفاده شد. به علت نابسامانی هایی که در نمودار حجم شیل در بخش شرقی میدان اهواز وجود دارد، مقدار حجم شیل از رابطه نسبت خالص به ناخالص حذف گردید و مدل نسبت خالص به ناخالص بر اساس مدل های تخلخل مفید و اشباع آب بدست آمد. رابطه زیر معرف آن است که اگر شرط زیر مورد قبول باشد، بلوک از لحاظ مخزنی کیفیت مطلوبی را دارا می باشد (امین زاده و همکاران، ۱۳۹۲).

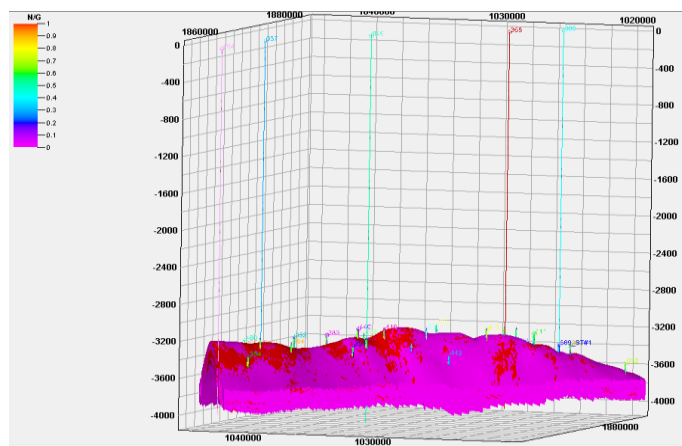
رابطه شماره (۱)

$$(NTG=If (PHIE \geq 0.05, If (SWE \leq 0.5, 1, 0), 0)$$

با توجه به مدل تخلخل اکثر چاه های حفر شده در بخش شرقی میدان اهواز در محدوده با تخلخل بالا (محدوده رنگ های گرم) قرار دارند و همچنین طبق مدل اشباع آب مشخص شد که اکثر چاه ها در محدوده ای که درجه اشباع آب کمترین میزان (محدوده رنگ های گرم) قرار دارند. به نظر می رسد حفاری های جدید می بایست در محدوده ی (NTG) بالا و حدود رنگ قرمز انجام شوند (تصویر شماره ۸ و ۹).



شکل شماره ۸ الف) مدل تخلخل مفید در بخش شرقی میدان اهواز. ب) مدل اشباع آب در بخش شرقی میدان اهواز



شکل شماره ۹: مدل نسبت خالص به ناخالص (NTG) در بخش شرقی میدان اهواز

۴. نتیجه گیری

روش شبیه سازی متوالی یکی از بهترین روش ها در مدل سازی گوسی پارامترهای پتروفیزیکی محسوب می شود. طبق نقشه های تهیه شده میزان اشباع آب در زون ۱ سازند سروک بالاتر می باشد و میزان تخلخل مفید در زون ۳ سازند ایلام بیشتر می باشد. در این مطالعه مدل سازی خواص مخزنی (مدل سازی پتروفیزیکی) با استفاده از روش شبیه سازی نشان داد که زون ۳ سازند ایلام نسبت به زون ۱ سازند سروک از لحاظ کیفیت مخزنی دارای کیفیت بالاتری است. تولید نفت درجا زون ۳ سازند ایلام بیش از دو برابر زون ۱ سازند سروک بود پیشنهاد می گردد حفاری های جدید در محدوده زون ۳ سازند ایلام انجام گیرد. با بکارگیری روش واحدهای جریان هیدرولیکی به منظور طبقه بندی نمونه های مخزنی ۴ واحد جریان تشخیص داده شد. مقادیر شاخص منطقه ای جریان برای واحدهای ۱ تا ۴ به ترتیب برابر ۰/۱۶، ۰/۳، ۰/۵۸ و ۱/۰۹ تعیین شد.

تشکر و قدردانی

از آقایان دکتر معلمی، دکتر شیرودی و مهندس نوری بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد. این مقاله مستخرج از پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی شیراز با کد ۴۸۱۳۰۴۰۱۹۲۱۰۰۳ و همکاری شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب می باشد بدینوسیله از آقای مهندس نوری و تمام کسانی که در انجام این مطالعه ما را یاری رساندند تقدیر می گردد.

۶. منابع

- آقاباتی، ع.، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.
- اشکان، ع. م.، ۱۳۸۳، اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگ های منشأ هیدروکربوری و نفت ها با نگرشی ویژه به حوضه رسوبی زاگرس، شرکت ملی نفت ایران، ۳۵۵ صفحه.
- امین زاده، ع.، میرجدوی، ن.، و نوری طالقانی، م.، ۱۳۹۲، مدل سازی استاتیک مخازن نفت و گاز و تفسیر سائیزمیک با استفاده از نرم افزار Petrel، انتشارات آزاده.
- جان احمد، ب.، ۱۳۹۰، مدل سازی زمین شناسی سازندهای ایلام و سروک در میدان نفتی سروستان (پایان نامه کارشناسی ارشد)، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شمال، زمستان ۱۳۹۰.
- حسینی پاک، ع. ا.، ۱۳۸۶، زمین آمار (ژئواستاتستیک)، دانشگاه تهران.
- روشندل، ب.، ۱۳۸۵، بررسی و مطالعه پدیده های دیاژنتیکی و تاثیر آن در اختصاصات مخزن، پایان نامه کارشناسی ارشد، زمین شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز.
- علیزاده پیرزمان، س.، ۱۳۸۴، مقایسه خصوصیات مخزنی زونهای بهره ده مخزن آسماری در میدین شادگان و منصوری، پایان نامه کارشناسی ارشد، زمین شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- نظری، ک.، سلیمانی، ب.، حق پرست، ق.، و امیری بختیار، ح.، ۱۳۸۸، مدل ساختمانی پتروفیزیکی مخزن آسماری، میدان رامین، مجله علوم دانشگاه تهران؛ جلد ۳۵، شماره ۲، صفحات: ۷۰-۶۳.
- یهودا، ب.، فروردین ۱۳۷۰، ارزیابی پتروفیزیکی چاه شماره ۱۸۴ میدان اهواز سازندهای آسماری و بنگستان، گزارش شماره پ-۴۲۲۸، اهواز.
- BEHRMANN, J.H., HERMANN, O., HORSTMANN, M., TANNER, D.C., and BERTRAND, G., 2003, Anatomy and kinematics of oblique continental rifting revealed: A three-dimensional case study of the southeast upper Rhine graben (Germany): *AAPG Bulletin*, **87**, 1105-1121.
- BERBERIAN, M., 1995, Master "blind" thrust faults hidden under the Zagros folds, active basement tectonics and surface morphotectonics: *Tectonophysics*, **241**, 193-224.
- BOHLING, G., 2005, Stochastic Simulation and Reservoir Modeling Workflow Analysis.
- BOLAS, H.M.N., HERMANRUD, C., and TEIGE, G.M.G., 2004, Origin of overpressures in shales: Constraints from basin modeling: *AAPG Bulletin*, **88**, 193-211.
- CAUMON, G., and MALLET, 2006, 3D stratigraphic models: representaton and stochastic modeling, Int. Assoc. for Mathematical Geology: *XIth International Congress, Universit de liege-Belgium*.
- GAUTHIER, B.D.M., 2003, Full field Fracture Modeling: an Integrated Approach with Application to three Carbonat Fractured Reservoirs: *AAPG Hedberg Conference, Paleozoic and Triassic Petroleum system in north Africa, Algiers, Algeria*.
- JAMES, G.A., and WYND, J.G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area: *AAPG Bulletin*, **49**, 2182-2245.
- LABOURDETTE, R., PONCET, J., SEGUIN, J., TEMPLE, F., HEGRE, J., and IRVING, A., 2006, Three-dimensional modeling of stacked turbidite channels in west Africa: impact on dynamic reservoir simulations: *Petroleum Geosciences*, **12**, 335-345.

- LI, H., and WHITE, C.D., 2003, Geostatistical models for shales in distributary channel point bars(Ferron Sandstone, Utah): From ground-penetrating radar data to three-dimensional flow modeling: *AAPG Bulletin*, **87**, 1851-1868
- MASAFERRO, J.L., BULNES, M., POBLET, J., and CASSON, N., 2003, kinematic evolution and fracture prediction of the Valle Morado structure in ferred from 3-D seismic data, Salta province, northwest Argentina: *AAPG Bulletin*, **87**, 1083-1104.
- MITRA, S., GONZALEZ, D.A.J., HERNANDEZ, J.G., GARCIA, S.H., and BANERJEE, S., 2006, Structural geometry and evolution of the Ku, Zaa, and Maloob structure: *AAPG Bulletin*, **90** (10), 1565-1584.
- MITRA, S., and LESLIE, W., 2003, Three- dimensional structural model of the Rhorde el Baguel field: *AAPG Bulletin*, **87**, 231-250.
- OLIVER, M.A., 2010, Geostatistical Applications for Precision Agriculture, *Springer*.
- SCHLUMBERGER, 2009, *Petrel Software Help*.
- TATAR, M., HIATZFELD, D., and GHAFORY-ASHTIANY, M., 2004, Tectonics of the central zagros(Iran) deduced from microearthquake seismicity: *Laboratoire de geophysique Internet Tectenophysique, Grenoble, France Geophys.J.Int*, 255-256.
- WONG, P.M., 2003, A novel technique for modeling fracture intensity: A case study from the pinedale anticline in Wyoming: *AAPG Bulletin*, **87**, 1717-1727.
- ZAKREVSKY, K.E., 2011, Geological 3D Modeling: *EAGE Publication bv*.

ارائه یک روش جایگزین در فیزیک سنگ رقومی استاندارد با استفاده از بازسازی^۳بعدي تصاویر^۲بعدي

صادق کریم پولی^۱ و پژمان طهماسبی^۲

^۱ استادیار گروه مهندسی معدن، دانشگاه زنجان

^۲ محقق ارشد، دانشکده نفت، دانشگاه تگزاس در آستین، ایالات متحده آمریکا.

^۲ محقق ارشد، دانشکده نفت و مهندسی شیمی، دانشگاه کالیفرنیا جنوبی، ایالات متحده آمریکا.

* s.karimpouli@znu.ac.ir

دریافت تیر ۱۳۹۴، پذیرش آذر ۱۳۹۴

چکیده

فیزیک سنگ رقومی روشی نوین است که براساس آن ویژگی های فیزیکی سنگ مانند تراوایی، ضرایب الاستیک و فاکتور سازند به صورت عددی و با استفاده از یک تصویر^۳بعدي از یک نمونه سنگ محاسبه می شود. این تصاویر توسط میکرو-سی-تی اسکنرهای پیشرفته تهیه می شوند. عدم دسترسی به این دستگاه ها و نیز زمان بر بودن چنین داده های پرهزینه و گرانی، اهمیت توسعه روش های جایگزین را به شدت نشان می دهد. پیشرفت های اخیر در بازسازی^۳بعدي تصاویر^۲بعدي مانند الگوریتم بازسازی CCSIM امکان ارائه چنین روش هایی را فراهم آورده است. در این مطالعه، یک روش جایگزین به صورت زیر ارائه می شود: ۱. تهیه تصویر^۲بعدي با بزرگنمایی بالا، ۲. تقسیم تصویر به زیرتصویرهای مختلف، ۳. بازسازی^۳بعدي زیرنمونه ها، ۴. تفکیک فازهای کانی و تخلخل از یکدیگر و ۵. محاسبه پارامترهای فیزیکی سنگ. این روش روی داده های استاندارد ماسه سنگ برای پیاده سازی شد. محاسبه نتایج ضرایب الاستیک و تراوایی از یک طرف، از روندهای مرجع سنگ پیروی کرده و از طرف دیگر، تا حدود زیادی مطابق با نتایج مطالعات قبلی هستند. این امر حاکی از دقت و کارایی مناسب روش پیشنهادی است. وجود دو روند متفاوت در محاسبات اولیه تراوایی این نمونه ناشی از وجود دو نوع متفاوت از تخلخل و اندازه گلوگاهی تشخیص داده شد که با تغییر اندازه تصویر و انتخاب زیرتصویرهای معرف تر این مشکل رفع شد.

واژه های کلیدی: فیزیک سنگ رقومی، بازسازی^۳بعدي، CCSIM، ماسه سنگ برا.

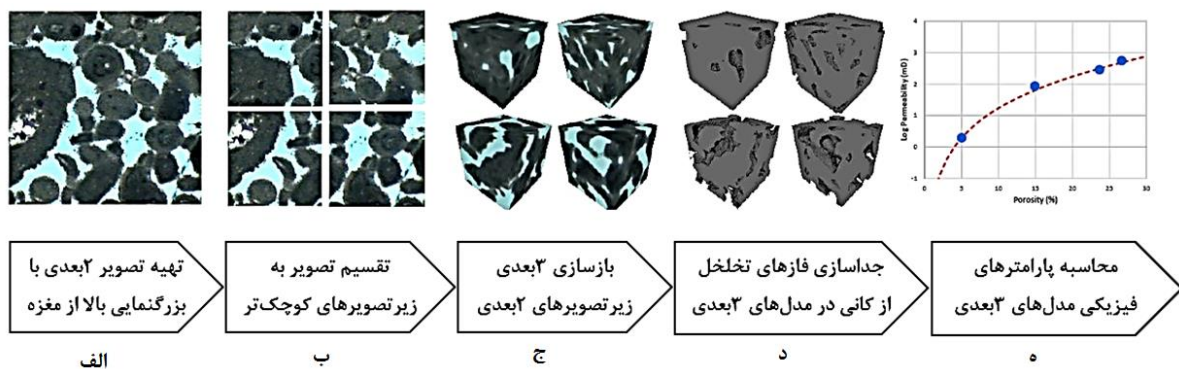
۱. مقدمه

هدف از مطالعات فیزیک سنگی شناسایی و مدل سازی روابط بین پارامترهای قابل اندازه گیری ژئوفیزیکی و ویژگی های برجای سنگ است. در فیزیک سنگ، روابط تئوری و تجربی براساس فرض های تئوریک و اندازه گیری های آزمایشگاهی بدست می آیند. با ظهور تصاویر ۳ بعدی با بزرگنمایی بالا از هندسه پیچیده دانه و تخلخل، فیزیک سنگ رقومی به عنوان روشی مناسب جهت ارزیابی پارامترهای سنگ به سرعت گسترش یافت. اصل اساسی در این روش بر مبنای تهیه تصویر و محاسبه عددی پارامترها است. به این صورت که ابتدا یک تصویر ۳ بعدی از هندسه فضاهای متخلخل و دانه ها تهیه شده و در مرحله بعد فرآیندهای فیزیکی به طور عددی در این تصویر رقومی شبیه سازی می شوند. این فرآیندهای فیزیکی عبارتند از: جریان سیال برای محاسبه تراوایی، شارش جریان الکتریکی برای تعیین مقاومت ویژه و تغییر شکل الاستیک برای محاسبه ضرایب الاستیک و سرعت امواج در سنگ (آندرا و همکاران ۲۰۱۳). مراحل مختلف روش فیزیک سنگ رقومی توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳ الف و ب) و دورکین و همکاران (۲۰۱۱) به صورت زیر معرفی شده است: ۱. تصویر برداری ۳ بعدی رقومی از نمونه های کوچک در مقیاس فضاهای متخلخل. ۲. پردازش تصاویر خام برای تفکیک فازهای متخلخل از ماتریکس و کانی و تهیه یک تصویر قطعه بندی شده، و ۳. شبیه سازی فرآیندهای فیزیکی در تصویر ۳ بعدی. مقایسه نتایج این روش و اندازه گیری های آزمایشگاهی نشان داد که نتایج فیزیک سنگ رقومی معتبر و قابل استفاده در صنعت نفت هستند (لوپز و همکاران ۲۰۱۲، رینگستاد و همکاران ۲۰۱۳، لیویس و هریث ۲۰۱۴). مشکلاتی از جمله عدم دسترسی به تکنولوژی های نوین مانند میکرو-سی-تی-اسکن ها برای تهیه تصاویر ۳ بعدی و نیز زمان بر بودن این داده ها در عین حال هزینه زیادی که برای تهیه آن ها صرف می شود، نیاز به استفاده از روش هایی جایگزین را به خوبی مشخص می کند. یک روش جایگزین برای رفع این مشکلات، بکارگیری مناسب از الگوریتم های بازسازی ۳ بعدی تصاویر ۲ بعدی است. ایده اصلی در چنین روش هایی تخمین آماری ویژگی های سنگ در یک تصویر ۲ بعدی و بازسازی این ویژگی ها با حفظ پارامترهای آماری به صورت ۳ بعدی است. مزیت این روش امکان تولید تعداد زیادی نمونه با ویژگی های ساختاری مشابه سنگ اولیه است. در حالی که چنین تصویرهایی ممکن است پیچیدگی طبیعی نمونه های واقعی را نداشته باشند (آندرا و همکاران ۲۰۱۳ الف). چنین الگوریتم هایی براساس اسکلت سازی مورفولوژیکی (لیانگ و همکاران ۲۰۰۰)، شبیه سازی شاخص سلسله مراتبی (کیم و همکاران ۲۰۰۳) و همچنین ویژگی های بلوری و پارامترهای دیاژنیتیک سنگ (لطیف و همکاران ۲۰۱۰) می باشند. با این وجود، در این مطالعه از روش دقیق بازسازی CCSIM که اخیراً توسط طهماسبی و سهیمی (۲۰۱۲ و ۲۰۱۳) ارائه شده، استفاده شده است. نکته قابل ذکر در این گونه مطالعات آن است که برخلاف کیم و همکاران (۲۰۰۳)، بازسازی تصویر نباید تنها روی یک نمونه انجام شود. دورکین و همکاران (۲۰۱۱) و دورکین و درژی (۲۰۱۲) نشان دادند که بجای مقایسه مستقیم نتایج روش های مختلف، روندی که یک یا چند ویژگی سنگ را به یکدیگر مرتبط می کند باید شناخته شود. آنها اثبات می کنند که مهمترین ویژگی این روندها آن است که مستقل از مقیاس داده ها هستند. به عبارت دیگر روندی که در نمونه های میکروسکوپی است مشابه رفتار سنگ و روند موجود در مقیاس آزمایشگاهی و مغزه است. از مهمترین جنبه های این مطالعه را می توان تلفیق الگوریتم های بازسازی تصویر و روندهای موجود در سنگ دانست. این روندها، با اندازه گیری تعداد زیادی نمونه در آزمایشگاه امکان پذیر است. اما در فیزیک سنگ رقومی استاندارد این روندها با استخراج زیرنمونه های مختلف از نمونه اصلی بدست می آید. بنابراین در روش حاضر نیز باید زیرنمونه های مختلفی بازسازی شده و روندهای مذکور شناخته شوند. این کار با استفاده از تصاویر مختلف واقعی از چند مقطع نازک، یا تصاویر مختلف شبیه سازی شده از یک مقطع نازک و یا تقسیم تصویر یک مقطع نازک به زیرتصویرهای مختلف قابل انجام است. مراحل بعدی این روش مانند

روش فیزیک سنگ استاندارد شامل تفکیک تصویر، محاسبه ویژگی های فیزیکی نمونه ها و تعیین روندهای مربوطه است که در ادامه در مورد هر یک بحث می‌شود.

۲. معرفی روش پیشنهادی

مراحل فیزیک سنگ رقومی استاندارد با جزئیات کامل در توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳ الف و ب) ارائه شده است که در بخش قبل نیز به آن اشاره شد. هدف از ارائه این روش در واقع رفع مشکلاتی از جمله عدم دسترسی به دستگاه مناسب، صرف زمان و هزینه زیاد برای تهیه تصاویر ۳ بعدی است. از آنجایی که هدف نهایی در این روش یافتن روندهای مناسب بین پارامترهای فیزیک سنگی است، ایده اصلی این کار تولید زیرنمونه‌های مختلف از یک تصویر ۲ بعدی است. شکل ۱ الگوریتم پیشنهادی این کار را که روش بهبود یافته فیزیک سنگ رقومی استاندارد است، نشان می‌دهد. همان طور که از این شکل برمی‌آید، مرحله اول فیزیک سنگ رقومی استاندارد با سه مرحله (شکل ۱-الف، ب و ج) جایگزین شده است و این در حالی است که مراحل دوم (شکل ۱-د) و سوم (شکل ۱-ه) آنها کاملاً شبیه یکدیگر است.



شکل ۱. الگوریتم پیشنهادی ارائه شده در این مطالعه.

۲.۱ تهیه تصویر ۲ بعدی

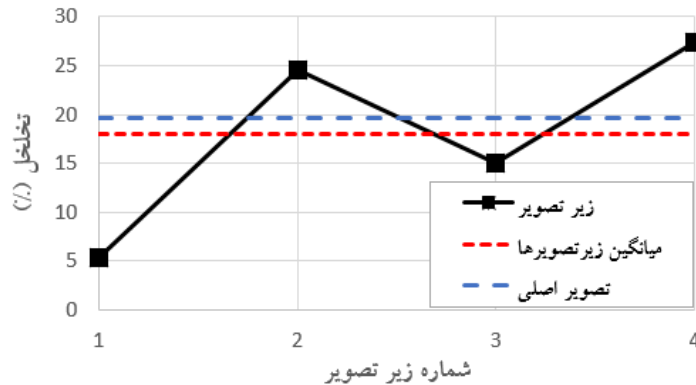
تهیه تصویر اولین مرحله در روش فیزیک سنگ آماری است، اما در روش حاضر به یک تصویر ۲ بعدی با بزرگنمایی بالا (در مقیاس میکرو و نانو) بجای یک تصویر ۳ بعدی نیاز است. یک مقطع نازک معمولی از نمونه سنگ می‌تواند برای این هدف مناسب باشد (شکل ۱-الف). این تصویر به سادگی و با استفاده از میکروسکوپ آزمایشگاهی و یک دوربین با بزرگنمایی بالا قابل تهیه است.

۲.۲ تقسیم تصویر به زیرتصویرهای کوچکتر

برای پیدا کردن روند بین پارامترهای فیزیک سنگی، به چندین نمونه یا زیرنمونه نیاز است. شیوه‌های متفاوتی برای بازسازی ۳ بعدی زیرنمونه‌های مختلف از روی تصاویر ۲ بعدی وجود دارد. اول آن که می‌توان چندین مقطع نازک تهیه نمود و در نتیجه تصاویر ۲ بعدی مختلفی تولید نمود. مزیت این کار آن است که سناریوهای بیشتری از ساختار نمونه واقعی سنگ در نظر گرفته می‌شود. روش دیگر شبیه‌سازی یک تصویر ۲ بعدی و تولید تصاویر مختلف ۲ بعدی است. در واقع یک محدودیت در اندازه تصویر ورودی به الگوریتم بازسازی وجود دارد که این تصویر باید حداکثر 128×128 پیکسل داشته باشد. بنابراین در دو شیوه قبل ممکن است نیاز به بریدن یا تغییر اندازه باشد. تغییر اندازه یک تصویر بزرگ به یک تصویر کوچک به معنای از دست دادن ریزساختارها و میکروتخلخل‌ها است که باعث تولید نتایج نامناسب می‌گردد. بنابراین روش سوم که در این مطالعه نیز از آن استفاده شده است، به صورت تقسیم تصویر ۲ بعدی به زیرتصاویری با اندازه 128×128 پیکسل در محیط متلب پیشنهاد می‌شود (مانند دورکین و همکاران ۲۰۱۱). این زیرتصاویر هم به صورت منظم و هم نامنظم

می‌توانند انتخاب شوند.

با وجود آن که انتظار نمی‌رود زیرتصویرها شباهت کاملی با تصویر داشته باشند، اما ممکن است زیرتصویرهایی تولید شوند که برای مثال به دلیل واقع شدن در گوشه‌ها یا لبه‌های تصویر و یا واقع شدن درون یک دانه یا تخلخل بزرگ، اختلاف فاحشی با تصویر اولیه داشته باشند. بنابراین پس از تولید زیرتصویرها، باید آن‌هایی را که نماینده مناسبی از محیط ناهمگن سنگ هستند، انتخاب نمود. در این صورت انتظار می‌رود که ویژگی‌های سنگ حول یک مقدار میانگین نوسان کنند دورکین و همکاران (۲۰۱۱). برای مثال، همان گونه که در شکل ۲ نشان داده شده است، مقدار تخلخل تصویر مقطع نازک در شکل ۱-الف، ۱۹/۷٪ است به طوری که مقدار تخلخل زیرتصویرها (شکل ۱-ب) از ۵/۳ تا ۲۷/۴٪ متغیر است. میانگین این مقادیر ۱۸/۱٪ است که بسیار به مقدار تخلخل تصویر مقطع نازک نزدیک است.



شکل ۲. مقادیر تخلخل موجود در تصویر مقطع نازک، زیرتصویرها و میانگین زیرتصویرهای نشان داده شده در شکل (۱-الف و ب).

۲.۳ بازسازی ۳ بعدی زیرتصویرهای ۲ بعدی

پس از انتخاب زیرتصویرهای مناسب، الگوریتم بازسازی تصویر CCSIM جهت تولید زیرنمونه‌های ۳ بعدی از زیرتصویرهای ۲ بعدی در محیط برنامه‌نویسی C++ مورد استفاده قرار می‌گیرد (شکل ۱-ج) (طهماسبی و سهمی ۲۰۱۲ و ۲۰۱۳). اساس این الگوریتم اما به شیوه‌ای کاملاً متفاوت است. در ابتدا تصویر ۲ بعدی اصلی به عنوان اولین لایه در پایین‌ترین بخش تصویر ۳ بعدی در نظر گرفته می‌شود. سپس، چهار تصویر ۲ بعدی دیگر یعنی وجه‌های جلو، عقب، چپ و راست مدل ۳ بعدی با استفاده از الگوریتم CCSIM شرطی تولید می‌شود. این وجه‌ها پیوستگی خارجی مدل ۳ بعدی را حفظ می‌کنند. در مرحله بعد، مکان‌های مناسب داده‌های شرطی لایه دوم بر اساس انترپولی‌شن تعیین می‌شود. این ایده باعث می‌شود که تولید الگوها و پیوستگی‌های عمودی بین لایه‌ها به طور مناسبی حاصل شود. لازم به ذکر است که برای حفظ پیوستگی لایه‌ها با وجه‌های خارجی، این وجه‌ها نیز به عنوان داده‌های شرطی برای لبه‌های جدید در نظر گرفته می‌شوند. در نهایت لایه جدید با استفاده از این داده‌های شرطی تولید می‌شوند. این رویه تا تولید بالاترین لایه در مدل ۳ بعدی ادامه می‌یابد. اطلاعات تکمیلی بیشتر توسط طهماسبی و سهمی (۲۰۱۲ و ۲۰۱۳) ارائه شده است. آن‌ها از این الگوریتم برای نمونه استاندارد ماسه‌سنگ برای استفاده کردند که نتایج قابل قبولی در پیش‌بینی تخلخل و تراوایی ارائه نمود.

۲.۴ قطعه‌بندی فازهای تخلخل و کانی

در این مرحله فازهای مختلف باید از هم تفکیک داده شوند و به هر وکسل (پیکسل ۳ بعدی) تصویر برجسته‌ی مطابق فاز مربوطه تعلق گیرد. این کار به طور معمول توسط نرم‌افزارهای پیشرفته و براساس مراحل از پردازش تصویر شامل فیلتر فضایی، حذف نوفه، رویه‌های مورفولوژیکی، مقادیر حد آستانه و تحلیل خوشه‌بندی انجام می‌گیرد. با این وجود در مطالعه حاضر از روش ساده رسم هسته‌گرام تصویر و انتخاب دستی حد آستانه (مدونا و همکاران ۲۰۱۲) برای قطعه‌بندی فاز

تخلخل و کانی در محیط متلب استفاده شد (شکل ۱-د).

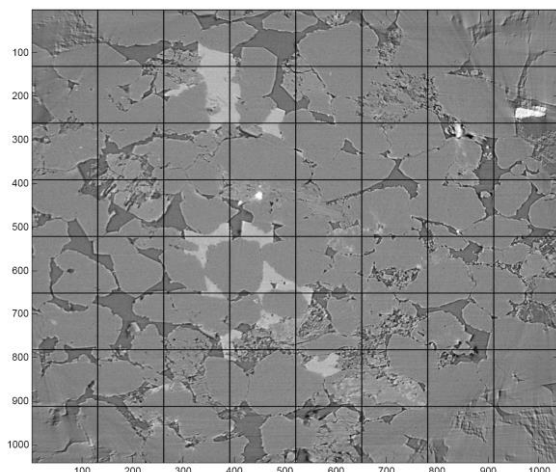
۲. ۵ محاسبه پارامترهای فیزیکی سنگ

در محاسبه ضرایب الاستیک از روش پرکاربرد گاربوچی و دی (۱۹۹۵) در محیط برنامه‌نویسی فورترن استفاده شد. این روش براساس حل معادلات الاستیک خطی بر مبنای قانون هوک به روش المان محدود است. بر این اساس، شش مولفه میانگین تانسور تنش و تانسور کرنش برای یک ساختار ۳ بعدی با فازهای مختلف محاسبه می‌شود. همچنین تراوایی مطلق با استفاده از روش لیتیک-بولتزمان که تکنیکی دقیق برای محاسبه جریان سیال در ساختار تخلخل سنگ است بدست آمد (آندرا و همکاران ۲۰۱۳-ب). این روش جریان را براساس قوانین ساده حاکم بین ذرات شبیه‌سازی کرده و معادلات ناویر-استوکس را در مقیاس ماکروسکوپی بدست می‌آورد (لیویس و هریث ۲۰۱۴).

۳. پیاده‌سازی روش پیشنهادی روی ماسه‌سنگ برا

نمونه ماسه‌سنگ برا دارای ۲۰٪ تخلخل مرتبط و تراوایی بین ۲۰۰ تا ۵۰۰ میلی‌داری است. مطالعات سنگ‌شناسی میکروسکوپی و میکروپ الکترونی نشان داد که ماتریکس این نمونه رفتاری مانند یک جامد الاستیک همسانگرد دارد. تصویر ۳ بعدی میکروسی-تی اسکن این نمونه شامل ۱۰۲۴ تصویر ۲ بعدی با اندازه 1024×1024 پیکسل و اندازه 0.74 میکرومتر برای هر پیکسل است (آندرا و همکاران ۲۰۱۳-الف، دورکین و درژی ۲۰۱۲). در این مطالعه تصویر ۲ بعدی شماره ۱۰۵ از میان داده‌های ۳ بعدی به عنوان تصویری که معرف ساختار کل نمونه است، انتخاب شد. براساس روش پیشنهادی این تصویر به $(8^2=64)$ زیرتصویر با اندازه 128×128 تقسیم شد (شکل ۳).

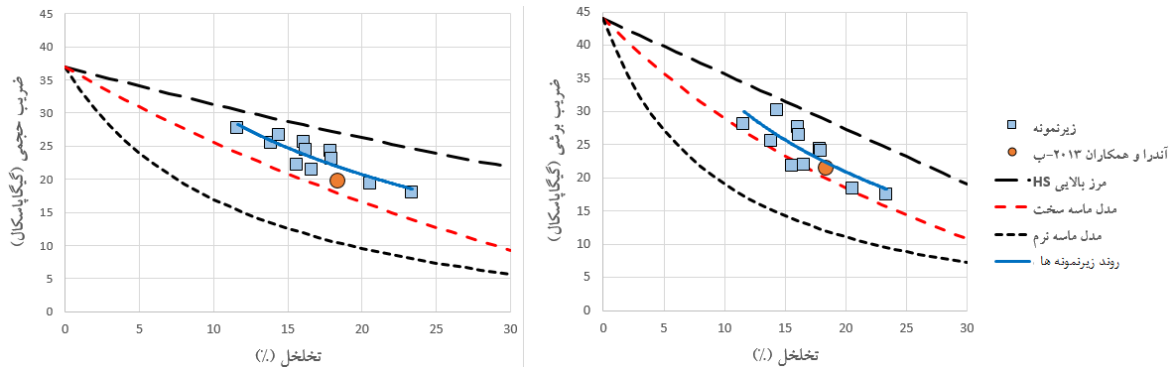
در شکل ۳ به وضوح دیده می‌شود که همه زیرتصویرها معرف کل نمونه سنگ نیستند و حتی بیشتر آن‌ها الگوی مناسبی از ساختار متخلخل سنگ ندارند، مانند آن‌هایی که در گوشه‌ها و یا مرکز تصویراند. بنابراین ۱۱ زیرتصویر معرف انتخاب شده و مراحل بعدی روش روی آن‌ها پیاده شد. در مرحله بعد، زیرنمونه‌های ۳ بعدی با بازسازی زیرتصویرهای ۲ بعدی بدست آمده و پس از تفکیک فازهای تخلخل و کانی ضرایب الاستیک و تراوایی محاسبه شدند.



شکل ۳. تصویر ۲ بعدی تقسیم شده شماره ۱۰۵، انتخاب شده از داده‌های ۳ بعدی میکروسی-تی اسکن نمونه ماسه-سنگ برا

شکل ۴. نمودار ضرایب حجمی و برشی محاسبه شده از این روش را نشان می‌دهد. برای بدست آوردن روند فیزیکی سنگ، این نتایج در مقابل تخلخل رسم شده‌اند. برخی دیگر از روندهای استاندارد ماسه‌سنگ نیز مانند مرز بالایی و بهبود یافته پایینی (مدل ماسه نرم) هاشین-اشتریکمن و مدل ماسه سخت در این شکل نشان داده شده‌اند. نتایج محاسبه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) برای همین نمونه ولی با اندازه $1024 \times 1024 \times 1024$ نیز برای مقایسه بهتر روی شکل آمده است. همان طور که از این شکل برمی‌آید، نتایج زیرنمونه‌ها حول روندی مشابه روندهای استاندارد توزیع شده‌اند. این روند از

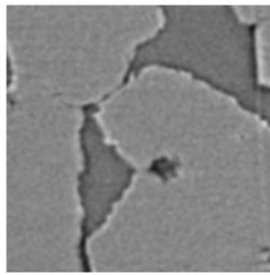
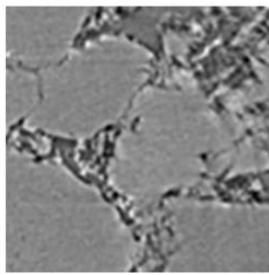
نقطه محاسبه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) و یا از نزدیکی آن می‌گذرد که نشان از دقت و صحت مناسب این نتایج و اعتبار روش پیشنهادی در تولید نتایج شبیه‌سازی شده قابل اعتماد دارد.



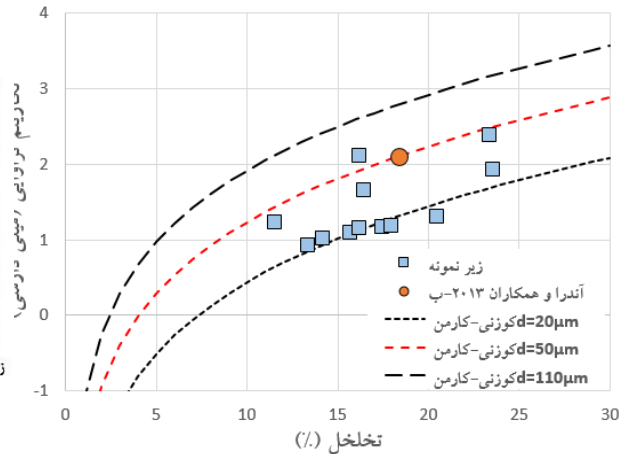
شکل ۴. ضرایب حجمی و برشی محاسبه شده از زیر نمونه‌های $128 \times 128 \times 128$ (چهار گوش) و نتیجه ارائه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) از همان نمونه ولی با اندازه $1024 \times 1024 \times 1024$ (دوایر). روند زیر نمونه‌ها (خط ممتد) به همراه روندهای مرجع شامل مرز بالایی (خط چین بلند) و بهبود یافته پایینی (مدل ماسه نرم-خط چین کوتاه) هاشین-اشتریکمن و مدل ماسه سخت (خط چین متوسط) نشان داده شده‌اند.

مطالعات آزمایشگاهی تطابق خوبی با مدل ماسه سخت (خط نقطه چین) نشان می‌دهند (آندرا و همکاران ۲۰۱۳-ب) که هر دوی آن‌ها نسبت به روش معمول پتروفیزیک رقومی و نتایج این مطالعه مقدار کمتری دارند. این امر به دو دلیل بزرگنمایی تصویر و نیز تفاوت در فشار محیط می‌باشد. بزرگنمایی تصویر کم تصویر باعث می‌شود تا ریزتخلخل و ریزترکهایی به مقدار قابل توجهی از سختی سنگ می‌کاهند در تصاویر موجود در نظر گرفته نشوند. در نتیجه مقادیر بیشتری برای ضرایب الاستیک بدست می‌آید که به معنای نمونه‌ای سخت‌تر از حالت واقعی است. همچنین برای رفع مشکل فشار محیط باید یا نتایج آزمایشگاهی در فشارهای بالاتر انجام پذیرند (درژی و همکاران ۲۰۱۱) و یا در مدل‌های رقومی فاز سومی به نام فصل مشترک دانه به دانه با مدولی بین فاز تخلخل (حداقل فشار) و کانی (حداکثر فشار) در نظر گرفته شود (مدونا و همکاران ۲۰۱۲).

نتایج تراوایی محاسبه شده براساس این روش در شکل ۵ نمایش داده شده است. این نتایج نیز برای پیدا کردن روند مناسب در مقابل تخلخل رسم شده‌اند. در این مورد روندهای مرجع با رابطه تراوایی کوزنی-کارمن و برای اندازه دانه‌های متفاوت محاسبه و نشان داده شدند. نتیجه محاسبه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) برای همین نمونه ولی با اندازه $1024 \times 1024 \times 1024$ نیز برای مقایسه بهتر روی شکل آمده است. همان گونه که در شکل ۵ نشان داده شده است، نتایج زیر نمونه‌ها روی دو روند متفاوت از یکدیگر قرار گرفتند: یکی با اندازه دانه ۲۰ میکرومتر و دیگری با اندازه دانه ۵۰ میکرومتر که روند دوم از نقطه محاسبه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) می‌گذرد. برای بررسی بیشتر، زیرتصویرهای مربوط به هر یک از این روندها کنترل شدند. علت وجود دو روند در نتایج، وجود دو نوع تخلخل مختلف در این تصاویر تشخیص داده شد. شکل ۶ زیرتصویرهایی از هر یک از این روندها را نشان می‌دهد. اگرچه این زیرتصویرها تخلخل مشابهی دارند (۱۸-۱۶٪)، اما دارای شکل تخلخل و اندازه گلوگاهی متفاوت از هم هستند. زیرتصویر شماره ۴۰ حاوی تخلخل شبه شکستگی با اندازه گلوگاهی نازک است در حالی که زیرتصویر ۳۳ دارای تخلخل شبه حفره‌ای با اندازه گلوگاهی باز است. به همین علت، تراوایی محاسبه شده برای زیرتصویر ۴۰ کمتر از زیرتصویر ۳۳ است.

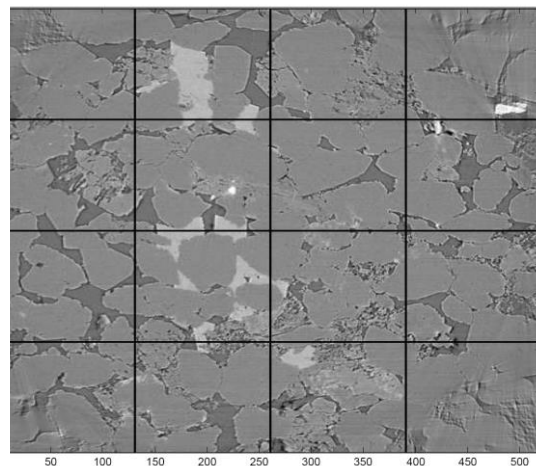
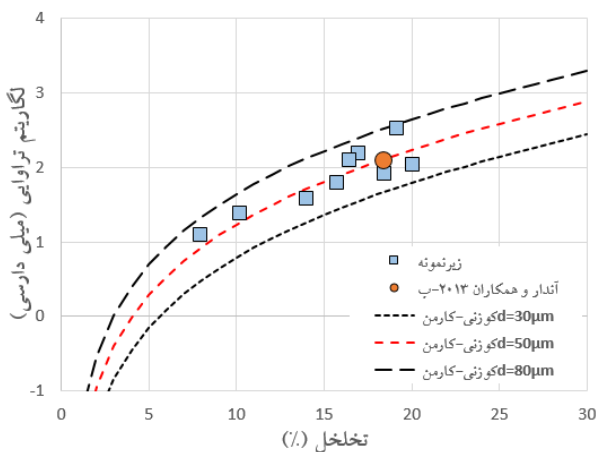


زیرتصویر شماره ۳۳ (اندازه دانه - ۵۰ میکرومتر) زیرتصویر شماره ۴۰ (اندازه دانه - ۲۰ میکرومتر)



شکل ۵. تراوایی محاسبه شده از زیرنمونه‌های $128 \times 128 \times 128$ (چهارگوش) و نتیجه ارائه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) با اندازه $1024 \times 1024 \times 1024$ (دوایر). روندهای مرجع براساس رابطه کوزنی-کارمن و اندازه دانه‌های ۱۱۰ (خط چین بلند)، ۲۰ (خط چین کوتاه) و ۵۰ میکرومتر (خط چین متوسط).

از آنجایی که ریزتخلخل‌ها تاثیر کمتری روی تراوایی دارند، برای بدست آوردن روند تراوایی ماسه‌سنگ برآ اندازه تصویر ۲ بعدی اولیه با ضریب ۰/۵ کوچک شده و سپس به $(\epsilon^2=16)$ زیرتصویر با اندازه 128×128 تقسیم شد (شکل ۷). این امر موجب بزرگ‌تر شدن اندازه پیکسل‌ها و تولید زیرتصویرهایی با الگوی پراکندگی تخلخل معرف‌تر شد. شکل ۸ نشان دهنده مقادیر تراوایی محاسبه شده در این مرحله است. همان طور که در این شکل دیده می‌شود، تراوایی زیرنمونه‌ها در امتداد روندی مناسب با اندازه دانه ۵۰ میکرومتر قرار گرفته‌اند که از نقطه محاسبه شده توسط آندرا و همکاران (۲۰۱۳-ب) نیز می‌گذرد.



شکل ۸. مانند شکل (۵) اما برای تصویر تغییر اندازه داده شده. روندهای مرجع براساس رابطه کوزنی-کارمن و اندازه دانه‌های ۸۰ (خط چین بلند)، ۳۰ (خط چین کوتاه) و ۵۰ میکرومتر (خط چین متوسط).

شکل ۷. تصویر ۲ بعدی تغییر اندازه داده شده با ضریب ۰/۵ و تقسیم شده به $(\epsilon^2=16)$ زیرتصویر با اندازه 128×128 .

۴. نتیجه گیری

فیزیک سنگ رقومی، روش مناسبی در پیش بینی و تخمین پارامترهای فیزیک سنگی به شمار می رود که با گسترش تکنولوژی های تصویربرداری با بزرگنمایی بالا پیشرفت های شگرفی داشته است. با این وجود، عدم دسترسی به تکنولوژی های نوین مانند میکرو سی-تی-اسکن ها و نیز زمان بر و هزینه بر بودن تهیه چنین اطلاعاتی، مشکلاتی را در استفاده از این روش ها به همراه داشته است. به عنوان یک روش جایگزین برای رفع این مشکلات، در این مطالعه از بازسازی ۳ بعدی تصاویر ۲ بعدی استفاده شده است. در این روش، یک تصویر ۲ بعدی با بزرگنمایی بالا (که تهیه آن بسیار ساده است) به زیرتصویرهای کوچکتر تقسیم شده و در مرحله بعد با الگوریتم CCSIM زیرنمونه های ۳ بعدی از روی آن ها بازسازی می شوند. سپس، فازهای تخلخل و کانی از هم تفکیک شده و در نهایت پارامترهای فیزیک سنگی زیرنمونه ها به صورت عددی محاسبه می شوند. در واقع ایده اصلی در ارائه نتایج، یافتن روندهای موجود در پارامترهای فیزیک سنگی به جای یک مقدار مشخص برای آن نمونه است. این روش روی داده های استاندارد ماسه سنگ برا پیاده سازی شد. نتایج نشان می دهد که روند حاصل از زیرنمونه ها مطابق با روندهای مرجع بوده و این روندها خود مقداری نزدیک به مقادیر واقعی نمونه دارند. این امر حاکی از دقت و کارایی مناسب روش پیشنهادی است. البته وجود دو روند متفاوت در محاسبات اولیه تراوایی این نمونه ناشی از وجود دو نوع متفاوت از تخلخل و اندازه گلوگاهی تشخیص داده شد که با تغییر اندازه تصویر و انتخاب زیرتصویرهای معرف تر این مشکل رفع شد.

تشکر و قدردانی

از آقایان دکتر آصف و مهندس مداحی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

۵- منابع

- ANDRÄ, H., COMBARET, N., DVORKIN, J., GLATT, E., HAN, J., KABEL, M., and Et al., 2013a, Digital rock physics benchmarks-Part I: Imaging and segmentation: *Computers and Geosciences*, **50**, 25–32.
- ANDRÄ, H., COMBARET, N., DVORKIN, J., GLATT, E., HAN, J., KABEL, M., and Et al, 2013b, Digital rock physics benchmarks-part II: Computing effective properties: *Computers and Geosciences*, **50**, 33–43.
- DERZHI, N., SISK, C., and KALAM, Z., 2011, Application of digital rock physics for geophysical rock properties: *Twelfth International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, 1472-1475
- DVORKIN, J., DERZHI, N., DIAZ, E., and FANG, Q., 2011, Relevance of computational rock physics: *Geophysics*, **76**, E141–E153.
- DVORKIN, J., and DERZHI, N., 2012, Rules of upscaling for rock physics transforms: Composites of randomly and independently drawn elements: *Geophysics*, **77**, WA129–WA139.
- GARBOCZI, E.J., and DAY, A., 1995, Algorithm for computing the effective linear elastic properties of heterogeneous materials: Three dimensional results for composites with equal phase poisson ratios: *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, **43**, 1349–1362.
- KEEHM, Y., MUKERJI, T., and NUR, A., 2003, Permeability prediction from thin sections: 3D reconstruction and lattice-Boltzmann flow simulation: *Geophysical Research Letters*, **31**, L04606.
- LATIET, F.D.E., BISWAL, B., FAUZI, U., and HILFER, R., 2010, Continuum reconstruction of the pore scale microstructure for Fontainebleau sandstone: *Physica A*, **389**, 1607-1618.
- LIANG, Z., IOANNIDIS, M.A., and CHATZIS, I., 2000, Permeability and electrical conductivity of porousmedia from 3D stochastic replicas of the microstructure: *Chemical Engineering Science*, **55** (22), 5247–5262.
- LIUBIS, L.A., and HARITH, Z.Z.T., 2014, Pore Type Classification on Carbonate Reservoir in Offshore Sarawak using Rock Physics Model and Rock Digital Images, IOP Conf. Series: *Earth and Environmental Science*, **19**, 012003.
- LOPEZ, O., MOCK, A., ØREN, P.E., LONG, H., KALAM, A., and Et al., 2012, Validation of fundamental carbonate reservoir core properties using digital rock physics: *International Symposium of the Society of Core Analysts*, SCA2012-19.
- MADONNA, C., ALMQVIST, B.S.G., and SAENGER, E.H., 2012, Digital rock physics: numerical prediction of pressure-dependent ultrasonic velocities using μ CT imaging: *Geophysical Journal International*, **189** (3), 1475–1482.
- RINGSTAD, C., WESTPHAL, E., MOCK, A., and AL-HAMMADI, M., 2013, Elastic Properties of Carbonate Reservoir Rocks Using Digital Rock Physics, *75th EAGE Conference & Exhibition*.
- TAHMASEBI, P., and SAHIMI, M., 2012, Reconstruction of three-dimensional porous media using a single thin section: *Physical Review E*, **85**, 066709.
- TAHMASEBI, P., and SAHIMI, M., 2013, Cross-correlation function for accurate reconstruction of heterogeneous media: *Physical Review Letters*, **110**, 078002.

ریز رخساره ها و مدل رسوبی سازند آسماری (الیگوسن) در شمال غرب روستای دریس (غرب استان فارس) و مقایسه ضخامت، سن و محیط رسوبی با سه برش دیگر در حوضه زاگرس

سمیر اخزری*^۱، علی صیرفیان^۲، حسین وزیری مقدم^۲

^۱ کارشناسی ارشد چینه شناسی و فسیل، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

^۲ استاد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

samir.akhzari@gmail.com*

دریافت آذر ۱۳۹۴، پذیرش بهمن ۱۳۹۴

چکیده

در این تحقیق ریز رخساره ها و مدل رسوبی سازند آسماری به سن الیگوسن (روپلین-شاتین) در شمال غرب روستای دریس، واقع در زون فارس داخلی حوضه زاگرس، بررسی و تفسیر گردیده است. مختصات جغرافیایی این برش $32^{\circ} 26'$ و 51° شرقی و $29^{\circ} 41' 59''$ شمالی می باشد. نهشته های سازند آسماری در برش دریس به ۵ واحد سنگ چینه نگاری تقسیم می شوند که شامل ۴۶۰ متر آهک خاکستری و کرم متمایل به خاکستری نازک، متوسط، ضخیم و توده ای و بعضاً دولومیتی با میان لایه های مارنی می باشد. با مطالعه گونه-های فرامینیفرهای کف زی و غیر فرامینیفرها، و بررسی ویژگی هایی از قبیل اجتماع عناصر اسکلتی و بافت رسوبی مقاطع میکروسکوپی، ۱۴ ریز رخساره برای سازند آسماری معرفی شده است. تغییرات تدریجی عمودی این ریز رخساره ها حاکی از ته نشست رسوبات سازند آسماری در یک رمپ هموکلینال می باشد. این رمپ هموکلینال شامل رمپ میانی و رمپ درونی بوده که این دو بخش توسط محیط سد از هم جدا می شوند. رمپ میانی با حضور و فراوانی فرامینیفرهای هیالین کف زی، جلبک قرمز کورالیناسه آ و اکینوئید معرفی می گردد. همچنین مهم ترین خرده های اسکلتی رمپ درونی فرامینیفرهای پرسلانوز می باشند. به منظور مقایسه ضخامت، سن و محیط های رسوبی، تطابق ناحیه ای سازند آسماری در برش دریس با سه برش دیگر (برش تاقدیس ناورا، برش تاقدیس دیل و برش دهلران)، در حوضه زاگرس انجام شده است. این تطابق بیان کننده جوان تر شدن سن سازند آسماری به سمت بخش های عمیق تر حوضه فورلند زاگرس می باشد.

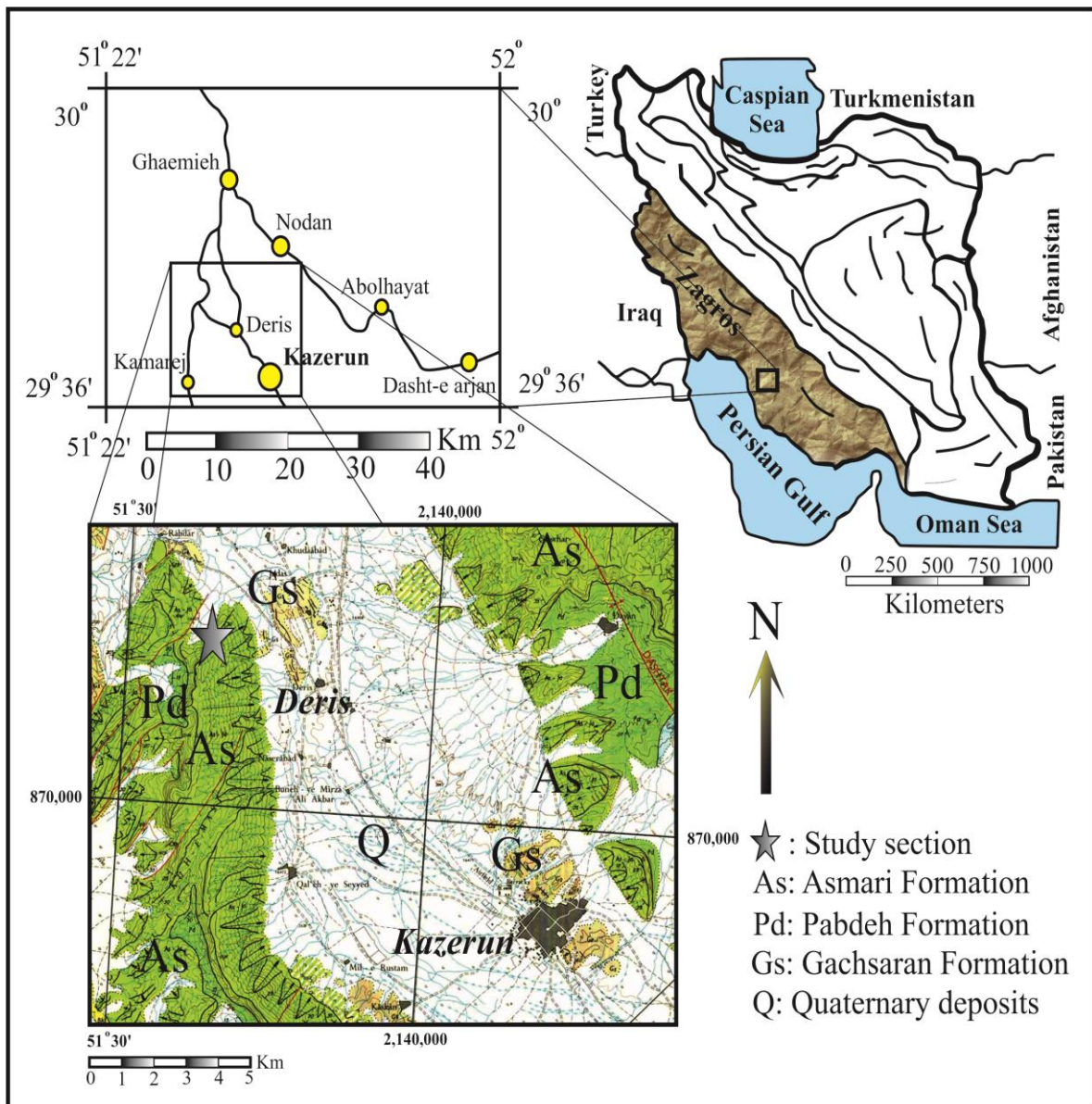
کلمات کلیدی: حوضه زاگرس، فارس داخلی، سازند آسماری، الیگوسن، ریز رخساره، رمپ هموکلینال.

۱. مقدمه

سازند آسماری توالی ضخیمی از سنگ های کربناته الیگو - میوسن است. کربنات های این سازند و بخش ماسه سنگی آن حاوی نفت و گاز بوده به طوری که این سازند مهم ترین سنگ مخزن در حوضه زاگرس محسوب می شود (صیرفیان، ۱۳۸۶). نام این سازند از کوه آسماری، واقع در شمال شرق شهرستان مسجد سلیمان اقتباس شده است (آقنابتی، ۱۳۸۳). به علت مقاومت و سختی خاص آهک های سازند آسماری، این سازند ارتفاعات و بخش های مقاوم منطقه زاگرس چین خورده را تشکیل می دهد (درویش زاده، ۱۳۸۸). این سازند در برش های کامل به دو بخش عضو ماسه سنگ اهواز در نواحی جنوبی فروفاتادگی دزفول و عضو تبخیری کلهر در جنوب غرب لرستان تقسیم می شود (مطیعی، ۱۳۷۲) و در زمان الیگوسن تا میوسن، در حوضه فورلند زاگرس تشکیل شده است (علوی، ۲۰۰۴). روزن داران نشانگرهای محیطی خوبی محسوب می شوند و اغلب می توان از آن ها در بازسازی محیط و تغییرات سطح آب دریا استفاده کرد (گیل، ۲۰۰۰). حساس بودن به کنترل کننده های اکولوژیکی از قبیل: عمق محیط و فشار هیدروستاتیک، انرژی هیدرولیکی، دما، نور و توربیدیت، مواد غذایی، شوری، ماهیت کف حوضه رسوبی، میزان گاز O₂ و PH محیط، و همچنین داشتن ویژگی هایی نظیر: چرخه زندگی کوتاه، تنوع زیاد، فراوانی بالا و حفظ شدگی در رسوبات موجب شده است که فرامینفرهای سنگواره شاخص ترین نشانه های دیرینه - محیطی در پلاتفرم های کربناته سنوزوئیک محسوب شوند. با مطالعه فرامینفرها در مقاطع نازک میکروسکوپی و شناسایی ریز رخساره ها، شرایط محیطی زمان ته نشست رسوبات کربناته را میتوان تفسیر کرد.

۲. روش مطالعه

برش مطالعه در حوالی روستای دریس در ۷ کیلومتری شمال غرب شهرستان کازرون واقع شده و از مسیر جاده کازرون - دریس - قائمیه در غرب استان فارس قابل دسترسی است (شکل ۱). برش دریس در دماغه شمال غربی تاقدیس سربالش و در یال شمالی آن واقع شده است. "۲۶' ۳۲' ۵۱° شرقی و "۵۹' ۴۱' ۲۹° شمالی، مختصات جغرافیایی این برش می باشد. از نظر موقعیت جغرافیایی، توالی های رسوبی و وضعیت ساختمانی برش مربوطه در زون فارس داخلی زاگرس قرار دارد. بر اساس مطالعات صحرایی و با توجه به ضخامت لایه ها، لیتولوژی، رنگ و آثار فسیلی، نمونه برداری با فواصل ۱ تا ۲ متری به صورت سیستماتیک انجام شد و از ۴۶۰ متر ضخامت سازند آسماری، ۴۵۰ نمونه برداشت و شماره گذاری گردید که از این مقدار تعداد ۲۷۲ مقطع نازک به منظور مطالعات میکروسکوپی تهیه شد. مرزهای تحتانی و فوقانی سازند آسماری به صورت پوشیده می باشد. سازند آسماری در برش دریس به ۵ واحد سنگ چینه نگاری تقسیم می شود. همچنین نتایج حاصل از مطالعه زیست چینه نگاری این برش در مطالعات قبلی منجر به شناسایی بیوزون های *Nummulites vascus-Nummulites* (Rupelian) *fichteli assemblage zone* و *Archaia asmaricus-Archaia hensoni-Miogypsinoides* (Chatian) *complanatus assemblage zone* گردیده است (اخزری و همکاران، ۱۳۹۴)؛ که بیانگر تشکیل سازند آسماری در زمان الیگوسن (روپلین - شاتین) می باشد (لارسن و همکاران، ۲۰۰۹؛ ون بوخم و همکاران، ۲۰۱۰). مطالعه حاضر به ریز رخساره ها و چگونگی تشکیل سازند آسماری در پلاتفرم کربناته در برش مورد مطالعه می پردازد.



شکل ۱: نقشه راه‌های دسترسی و زمین‌شناسی برش دریس در غرب استان فارس (سازمان جغرافیایی نیروهای مسلح، ۱۳۸۴؛ مکلنود و ماجدی، ۱۹۷۲).

۳. بحث

۴-۱- ریز رخساره‌ها

در این تحقیق مطالعه بافت رسوبی مقاطع میکروسکوپی بر اساس طبقه بندی دانهام (۱۹۶۲)، امبری و کلوان (۱۹۷۱) و رایت (۱۹۹۲) و همچنین تفسیر ریز رخساره‌ها بر اساس مطالعات گیل (۲۰۰۰) و فلوگل (۲۰۱۰) انجام گردیده است. با بررسی بافت رسوبی مقاطع میکروسکوپی و شناسایی عناصر اسکلتی و عناصر غیر اسکلتی، در مجموع ۱۴ ریز رخساره و ۴ زیر ریز رخساره رسوبی برای سازند آسماری در برش دریس معرفی گردید. رخساره‌های تعیین شده از دریای باز به سمت ساحل به ترتیب شرح داده می‌شوند:

۱- فلوتستون - رودستون نومولیتیده بایوکلاست‌دار

O₁- Bioclastic nummulitidae floatstone - rudstone

توصیف: عناصر اصلی این ریز رخساره فرامینفرهای منفذدار بزرگ از خانواده نومولیتیده (*Operculina Nummulites* sp. و *Heterostegina* sp.) می باشد (شکل ۲-۱). تشکیل دهنده های فرعی الفیدیوم، آمفی ستژینا، دندریتینا، تکستولارید، پلانوربولینا، نئوروتالیا، هاپلوفراگمیوم، اسفروژپسینا، بریوزوئر، اکینوئید و جلبک قرمز کورالیناسه آ هستند. به دلیل فراوانی اکینوئید در برخی از مقاطع، زیر ریز رخساره فلوتستون - رودستون نومولیتیده و اکینوئید بایوکلاست دار معرفی می گردد:

O₁₋₁- Bioclastic nummulitidae echinoids floatstone - rudstone

اندازه دانه های این ریز رخساره ریز تا درشت (بیشتر از ۲ میلی متر) بوده و در یک زمینه کربناته میکرایتی حضور دارند.

تفسیر: عدم وجود فرسایش و خردشدگی در پوسته فرامینفرها و همچنین حضور فرامینفرهای خانواده نومولیتیده با تنوع بالا و حفظ شدگی خوب در بافت فلوتستون تا رودستون حاکی از ته نشیست این ریز رخساره در یک محیط دریای باز با انرژی کم تا متوسط و زیر سطح اساس امواج عادی در بخش های تحتانی رمپ میانی است (گیل، ۲۰۰۰). محدوده این ریز رخساره از قاعده برش مطالعه تا ضخامت ۵۰ متر می باشد و به دلیل حضور جنس *Nummulites* sp. به زمان روپلین تعلق دارد (لارسن و همکاران، ۲۰۰۹؛ ون بوخم و همکاران، ۲۰۱۰). رخساره مشابه این ریز رخساره برای سازند آسماری در منطقه کازرون به شلف میانی نسبت داده شده است (صادقی و همکاران، ۲۰۰۹).

۲- رودستون نئوروتالیا، لپیدوسیکلینیده و نومولیتیده بایوکلاست دار

O₂- Bioclastic nummulitidae lepidocyclinidae Neorotalia rudstone

توصیف: نئوروتالیا، فرامینفرهای خانواده نومولیتیده و لپیدوسیکلینیده آلوکم های اصلی این ریز رخساره را تشکیل می دهند (شکل ۲-۲). لپیدوسیکلینیده ها شامل *Nephrolepidina* sp. و *Eulepidina* sp. می باشد. عناصر فرعی نیز شامل الفیدیوم، پلانوربولینا، آمفی ستژینا و جلبک قرمز کورالیناسه آ است.

تفسیر: این ریز رخساره به صورت دانه پشتیبان در زمینه میکرایت بوده و به دلیل حضور لپیدوسیکلینیده های کشیده که اکثراً از ۲ میلی متر بزرگ تر می باشند، بافت آن به عنوان رودستون معرفی می شود (امبری و کلوان، ۱۹۷۱؛ رایت، ۱۹۹۲). همانند ریز رخساره قبل، این ریز رخساره نیز بیان کننده ته نشیست رسوبات در یک محیط دریای باز با انرژی متوسط و زیر سطح اساس امواج عادی در بخش های تحتانی رمپ میانی می باشد (گیل، ۲۰۰۰). این ریز رخساره از ضخامت ۶۸-۶۳ متری برش مطالعه در حد مرز روپلین - شاتین ته نشین شده است. رخساره های مشابه این ریز رخساره در شمال غرب حوضه زاگرس (وزیری مقدم و همکاران، ۲۰۱۰) و در گچساران (شب افروز و همکاران، ۲۰۱۵) مطالعه شده است.

۳- پکستون - رودستون نومولیتیده و نئوروتالیا بایوکلاست دار

O₃- Bioclastic Neorotalia nummulitidae packstone - rudstone

توصیف: آلوکم های اصلی شامل نئوروتالیا و فرامینفرهای خانواده نومولیتیده می باشد (شکل ۲-۳). الفیدیوم، پلانوربولینا، تکستولارید، دندریتینا، اکینوئید، بریوزوئر و جلبک قرمز کورالیناسه آ دانه های فرعی این ریز رخساره می باشند. جلبک قرمز

شامل *Lithophyllum sp.* و *Subterraneanophyllum thomasi* است که در برخی از مقاطع به دلیل افزایش آن‌ها، زیر ریز رخساره پکستون - رودستون نئوروتالیا، نومولیتیده و کورالیناسه آ بایوکلاست دار معرفی می‌گردد:

O₃₋₁- Bioclastic Neorotalia nummulitidae corallinacean packstone - rudstone

تفسیر: بافت این ریز رخساره به علت حضور دانه‌های اسکلتی (با اندازه‌های متفاوت) به صورت غالب در زمینه میکرایت، به صورت پکستون یا رودستون معرفی می‌شود که حاکی از انرژی زیاد محیط می‌باشد. به علت حضور فرامینفرهای معرف شوری نرمال دریایی با دیواره آهک هیالین به صورت کشیده تا عدسی شکل، این ریز رخساره متعلق به بخش کم عمق دریای باز در زیر سطح اساس امواج عادی می‌باشد (Middle ramp) (گیل، ۲۰۰۰). این ریز رخساره نیز همانند ریز رخساره شماره ۱، به دلیل حضور گونه‌های جنس *Nummulites sp.* به زمان روپلین محدود می‌شود (لارسن و همکاران، ۲۰۰۹؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰).

۴- پکستون نئوروتالیا و لپیدوسیکلینید بایوکلاست‌دار

O₄- Bioclastic Neorotalia lepidocyclinidae packstone

توصیف: لپیدوسیکلیناهای عدسی شکل کوچک و نئوروتالیا به عنوان آلوکم‌های غالب و تکستولارید، الفیديوم، آمفی‌ستزینا، پلانوربولینا، هتروستزینا، اپرکولینا، اکینوئید و جلبک قرمز کورالیناسه آ عناصر فرعی این ریز رخساره محسوب می‌شوند (شکل D-۲). با افزایش جلبک قرمز در این میکروفاسیس، زیر ریز رخساره پکستون نئوروتالیا، لپیدوسیکلینید و کورالیناسه آ بایوکلاست‌دار معرفی می‌شود:

O₄₋₁- Bioclastic Neorotalia lepidocyclinidae corallinacean packstone

در این ریز رخساره عناصر اسکلتی (غالباً کوچک‌تر از ۲ میلی‌متر) به صورت دانه پش‌تیبان در زمینه گلی حضور دارند.

تفسیر: دانه پش‌تیبان بودن این ریز رخساره حاکی از انرژی زیاد محیط رسوبی می‌باشد. رسوبات حاوی لپیدوسیکلینیده‌های عدسی شکل و گرد نسبت به رسوبات حاوی نمونه‌های بزرگ و کشیده محیط کم‌عمق‌تری را نشان می‌دهند (باراتلو و همکاران، ۲۰۰۷). وجود این تاکسون (که معرف شوری نرمال دریایی می‌باشد) با تحذب زیاد، سبب می‌شود که این ریز رخساره را به بخش کم‌عمق دریای باز (Proximal middle ramp) در رمپ میانی نسبت دهیم (پومار، ۲۰۰۱). ریز رخساره مشابه این میکروفاسیس در منطقه فارس در حوضه زاگرس نیز شناسایی شده است (صادقی و همکاران، ۲۰۱۰).

۵- پکستون کورالیناسه آ و نئوروتالیا بایوکلاست‌دار

O₅- Bioclastic Neorotalia corallinacean packstone

توصیف: این ریز رخساره به علت همراهی جلبک قرمز کورالیناسه آ و نئوروتالیا به عنوان دانه‌های اصلی معرفی می‌شود (شکل E-۲). عناصر فرعی شامل پلانوربولینا، میلیولید، آمفی‌ستزینا، هتروستزینا، الفیديوم، بریوزوئر و اکینوئید می‌باشند.

تفسیر: حضور نئوروتالیا و کورالیناسه آ به صورت خرد شده به مقدار فراوان در زمینه گلی به صورت دانه‌پش‌تیبان بیان‌کننده انرژی متوسط تا زیاد محیط رسوبی با چرخش آب آزاد است. این ریز رخساره مربوط به بخش کم عمق دریای باز در رمپ میانی به سمت سد بایوکلاستی در نظر گرفته می‌شود (پومار، ۲۰۰۱).

۶- پکستون - رودستون نئوروتالیا، کورالیناسه آ و مرجان بایوکلاست دار

O₆- Bioclastic coral corallinean Neorotalia packstone - rudstone

توصیف: دانه‌های اصلی این ریز رخساره نئوروتالیا، جلبک قرمز کورالیناسه آ، مرجان و عناصر فرعی شامل رئوسلا، والولینید، میلیولید، اکینوئید و بریوزوئر می‌باشد. در این ریز رخساره آلوکم‌ها به صورت دانه پشتیبان در زمینه میکرایت حضور دارند (شکل ۲-F).

تفسیر: به دلیل حضور خرده‌های مرجان با اندازه بیش از ۲ میلی‌متر بافت پکستون تا رودستون برای این ریز رخساره معرفی می‌شود (امبری و کلوان، ۱۹۷۱؛ رایت، ۱۹۹۲). قطعات جلبک‌های قرمز کورالیناسه آ و سایر بیوکلاست‌های خرد شده و همچنین عدم ساختار باندستونی، این ریز رخساره را از رخساره ریفی متمایز می‌کند. همچنین عدم وجود فابریک برجا (ریف مرجانی) و حضور کورالیناسه آ و مرجان در یک بافت دانه‌پشتیبان حاکی از انرژی زیاد و نور در محیط رسوبی می‌باشد. بنابراین این ریز رخساره در کم‌عمق‌ترین بخش دریای باز به سمت سد بایوکلاستی تشکیل شده است (ویلسون، ۱۹۷۵). مشابه این ریز رخساره در ناحیه گچساران نیز گزارش شده است (شب‌افروز و همکاران، ۲۰۱۵).

۷- پکستون - گرینستون اکینوئید، کورالیناسه آ و نئوروتالیا

Sh- Neorotalia corallinean echinoids packstone - grainstone

توصیف: عناصر اصلی این ریز رخساره شامل نئوروتالیا، جلبک قرمز کورالیناسه آ و خرده‌های خارپوستان می‌باشد. این ریز رخساره با فابریک دانه پشتیبان با زمینه سیمان و در برخی از مقاطع با زمینه گلی مشاهده می‌شود (شکل ۲-G).

تفسیر: بافت دانه پشتیبان، تنوع کم و جورشدگی خوب آلوکم‌ها حاکی از ته‌نشست این ریز رخساره در یک محیط سد بایوکلاستی با انرژی نسبتاً بالا است (فلوگل، ۲۰۱۰). مشابه این ریز رخساره از زون فارس نیز گزارش شده است (صادقی و همکاران، ۲۰۱۰).

۸- فلوتستون - رودستون مرجان حاوی روزن‌داران کفزی

L₁- Coral benthic foraminifera floatstone - rudstone

توصیف: مرجان به همراه روزن‌داران کفزی از قبیل پتروپلیس، والولینید، رئوسلا، دیسکوربیس، میلیولید، آستروتیلینا، هاپلوفراگمیوم و روتالیدهای کوچک آلوکم‌های این ریز رخساره محسوب می‌شوند. میکرایت، خرده‌های اسکلتی و جلبک قرمز کورالیناسه آ، زمینه این ریز رخساره را تشکیل می‌دهند (شکل ۲-H).

تفسیر: همانند ریز رخساره شماره ۶، به علت عدم وجود فابریک برجا و ساختار باندستونی، نمی‌توان این ریز رخساره را به رخساره ریفی نسبت داد. حضور فرامینیفراهای با دیواره منفذدار و بدون منفذ و همچنین جلبک کورالیناسه آ، حاکی از چرخش آب و همچنین وجود نور در محیط می‌باشد. این ریز رخساره احتمالاً در یک لاگون نیمه محصور (در رمپ درونی) به سمت سد بیوکلاستی ته‌نشین شده است.

۹- پکستون پلوئیدی روزن‌داران کفزی هیالین و غیرهیالین

L₂- Benthic foraminifera (perforate and imperforate) peloidal packstone

توصیف: اجزای اسکلتی در این ریز رخساره شامل لپیدوسیکلینیده، هتروستژینا، نئوروتالیا، آستریتزینا، میلیولید، الفیدیوم، آستروتربیلینا، مئاندروپسینا، دندرتینا، بورلیس، والولینید، دیتروپا و جلبک قرمز کورالیناسه‌آ می‌باشد (شکل ۲-I). اجزای غیراسکلتی شامل پلوئید است که به میزان فراوان در این ریز رخساره یافت می‌شود.

تفسیر: حضور فرامینیفراهای منفذدار با آهک هیالین (که معرف شوری نرمال دریایی هستند) به همراه انواع بدون منفذ با آهک پرسلانوز با تنوع زیاد در این ریز رخساره علاوه بر اینکه بیانگر رسوب‌گذاری در یک محیط لاگون نیمه‌محصور با چرخش متوسط آب در رمپ داخلی می‌باشد (رومرو و همکاران، ۲۰۰۲)، نمایانگر آن است که در زمان ته‌نشست این رخساره، سد مؤثری وجود نداشته است.

۱۰- پکستون کورالیناسه‌آ و روزن‌داران بدون منفذ بیوکلاست‌دار

L₃- Bioclastic imperforate foraminifera corallinean packstone

توصیف: جلبک قرمز کورالیناسه‌آ و میلیولید اجزای اسکلتی اصلی و مئاندروپسینا، آرکیاس، آستروتربیلینا، والولینید، الفیدیوم، رئوسلا، پنروپلیس، اکینوئید و خرده‌های دوکفه‌ای و بریوزوئر آلوکم‌های فرعی این ریز رخساره هستند. این اجزا به صورت دانه پشتیبان در زمینه میکرایت حضور دارند (شکل ۲-J).

تفسیر: قطعات خرد شده جلبک قرمز کورالیناسه‌آ و بافت پکستون در این ریزرخساره حاکی از یک محیط با چرخش متوسط آب می‌باشد (نبلسیک و باسی، ۲۰۰۰). همچنین حضور فرامینیفراهای با دیواره پرسلانوز از جمله میلیولید در این ریز رخساره، رسوب‌گذاری در یک محیط نسبتاً محصور (بخش داخلی پلت فرم کربناته) را بیان می‌کند.

۱۱- پکستون - گرینستون بیوکلاست‌دار همراه با روزن‌داران بدون منفذ متنوع

L₄- High diversity imperforate foraminifera bioclastic packstone - grainstone

توصیف: روزن‌داران کفزی با دیواره بدون منفذ از قبیل پنروپلیس، آرکیاس، آستروتربیلینا، اسپیرولینا، میلیولید، مئاندروپسینا، والولینید، دندرتینا، پیروگو، تکستولارید، اسپیرولوکولینا به همراه دیسکوربیس، الفیدیوم، بریوزوئر، استراکود، جلبک قرمز کورالیناسه‌آ، جلبک سبز داسی‌کلاداسه‌آ، دوکفه‌ای و گاستروپود در این ریز رخساره حضور دارند. بافت این ریز رخساره به صورت پکستون تا گرینستون است. اندازه آلوکم‌ها به صورت ریز تا درشت بوده و جورشدگی ضعیف تا متوسط دارند (شکل ۲-K). از نظر ضخامت این ریز رخساره فراوان‌ترین رخساره در برش دریس است و از ضخامت ۲۶۷ متر تا انتهای برش مورد مطالعه به صورت متناوب به رخساره‌های مجاور (رخساره‌های لاگون و تایدال فلت در رمپ درونی) تغییر می‌یابد.

تفسیر: فابریک دانه‌پشتیبان و حضور فرامینیفراهای با دیواره بدون منفذ با تنوع بالا، حاکی از رسوب‌گذاری در یک لاگون کم‌عمق نسبتاً محصور و پرنور در رمپ داخلی می‌باشد (گیل، ۲۰۰۰). رخساره‌های مشابه نیز از بخش رمپ داخلی سازند آسماری در حوضه رسوبی زاگرس معرفی شده است (وزیری‌مقدم و همکاران، ۲۰۱۰؛ صادقی و همکاران، ۲۰۱۰؛ سلطانیان و همکاران، ۲۰۱۱).

۱۲- وکستون - پکستون میلیولید بیوکلاست دار

L₅- Bioclastic miliolids wackestone - packstone

توصیف: میلیولید به عنوان فراوانترین دانه اسکلتی در این ریز رخساره می باشد. در برخی از مقاطع به دلیل بیش تر شدن والولینید زیر ریز رخساره وکستون - پکستون والولینید و میلیولید بیوکلاست دار معرفی می شود (شکل ۲-L):

L₅₋₁- Bioclastic miliolids Valvulinid wackestone - packstone

سایر آلوکم ها الفیدیوم، آرکیاس، آستروتریلینا، دندریتینا و خرده های دوکفه ای می باشد.

تفسیر: فابریک گل پشתיبان به همراه میلیولیدهای با دیواره ضخیم (به علت شدت زیاد نور) و تنوع کم تاکسون ها حاکی از تشکیل این ریز رخساره در یک لاگون کم عمق با چرخش هیدرولیکی اندک می باشد (گیل، ۲۰۰۰؛ فلوگل، ۲۰۱۰). مشابه این ریز رخساره در حوضه رسوبی زاگرس در شمال گچساران نیز گزارش شده است (الله کرم پور دیل و همکاران، ۲۰۱۰)

۱۳- وکستون بیوکلاست دار حاوی دیسکوربیس و روتالیا های کوچک

L₆- Discorbis small rotaliids bioclastic wackestone

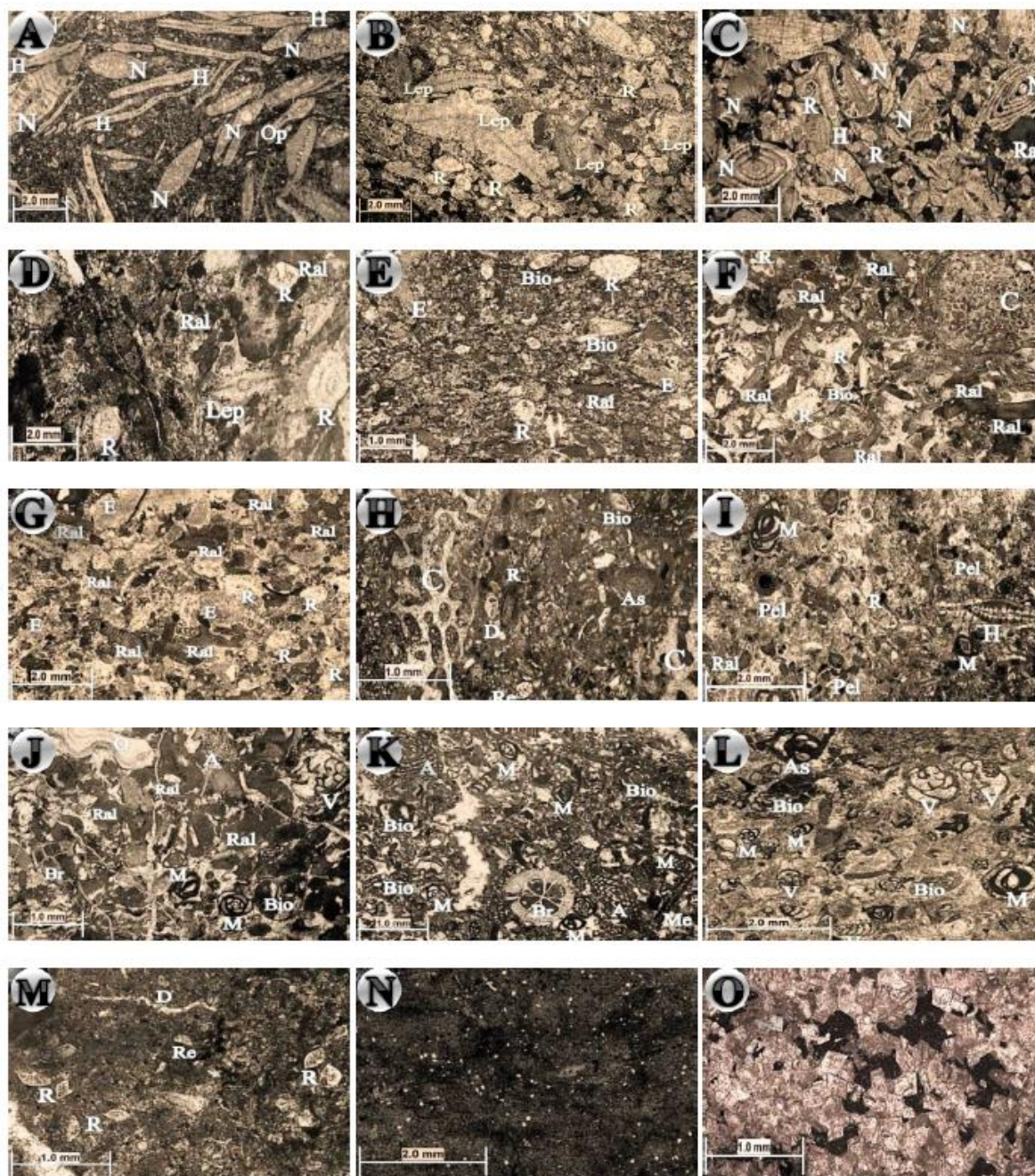
توصیف: این ریز رخساره با فراوانی روتالیا های کوچک و جنس دیسکوربیس مشخص می شود (شکل ۲-M). همچنین رئوسلا، میلیولید، الفیدیوم، والولینید و جلبک قرمز کورالیناسه آ به میزان کم تر وجود دارند. آلوکم ها به صورت گل پشתיبان در یک زمینه میکرایت و خرده های بیوکلاست، حضور دارند.

تفسیر: گل پشתיبان بودن این ریز رخساره بیان کننده رسوب گذاری در یک شرایط با انرژی کم در یک محیط بسته می باشد. همچنین عدم تنوع و فراوانی تاکسون ها در اثر بالا رفتن شوری آب و احتمالاً درجه حرارت، شرایط محیط محدود با گردش آب اندک را تأیید می کند. این ریز رخساره در یک محیط رسوبی بسته و محدود می تواند در بخش لاگون روبه پهنه جزر و مدی که آب شور یا فوق العاده شور است تشکیل شده باشد (ویلسون، ۱۹۷۵؛ دانیل و همکاران، ۲۰۰۸؛ فلوگل، ۲۰۱۰).

۱۴- مادستون کوارتزدار

T- Sandy mudstone

توصیف: این ریز رخساره فاقد آثار اسکلتی بوده و دارای دانه های تخریبی کوارتز در یک زمینه میکرایت می باشد که در اثر ورود مواد تخریبی در بخش تایدال فلت تشکیل شده است (شکل ۲-N). عدم وجود آثار زیستی احتمالاً به دلیل شوری بالای آب در این محیط می باشد. مشابه این ریز رخساره در شمال گچساران نیز مشاهده شده است (الله کرم پور و همکاران، ۲۰۱۰). برش مطالعه از ضخامت ۱۵۹ تا ۲۲۱ متر شامل دولومیت توده ای و ضخیم تا متوسط لایه است (شکل ۳). رنگ این دولومیت ها در مقاطع نازک سفید می باشد. دولومیت های موجود منشأ جانشینی داشته و از نوع دولومیت های نوع دوم (دولومیکرواسپارایت) می باشند به صورتی که بافت های رسوبی اولیه و آثار فسیلی به طور کامل از بین رفته اند (آدابی و همکاران، ۱۹۹۶). بنابراین برای این ضخامت از برش مطالعه، ریز رخساره ای معرفی نمی شود. اندازه بلورهای دولومیت، درشت تا متوسط بوده و اغلب به صورت شکل دار هستند و چهارچوب سنگ را می سازند (شکل ۲-O).

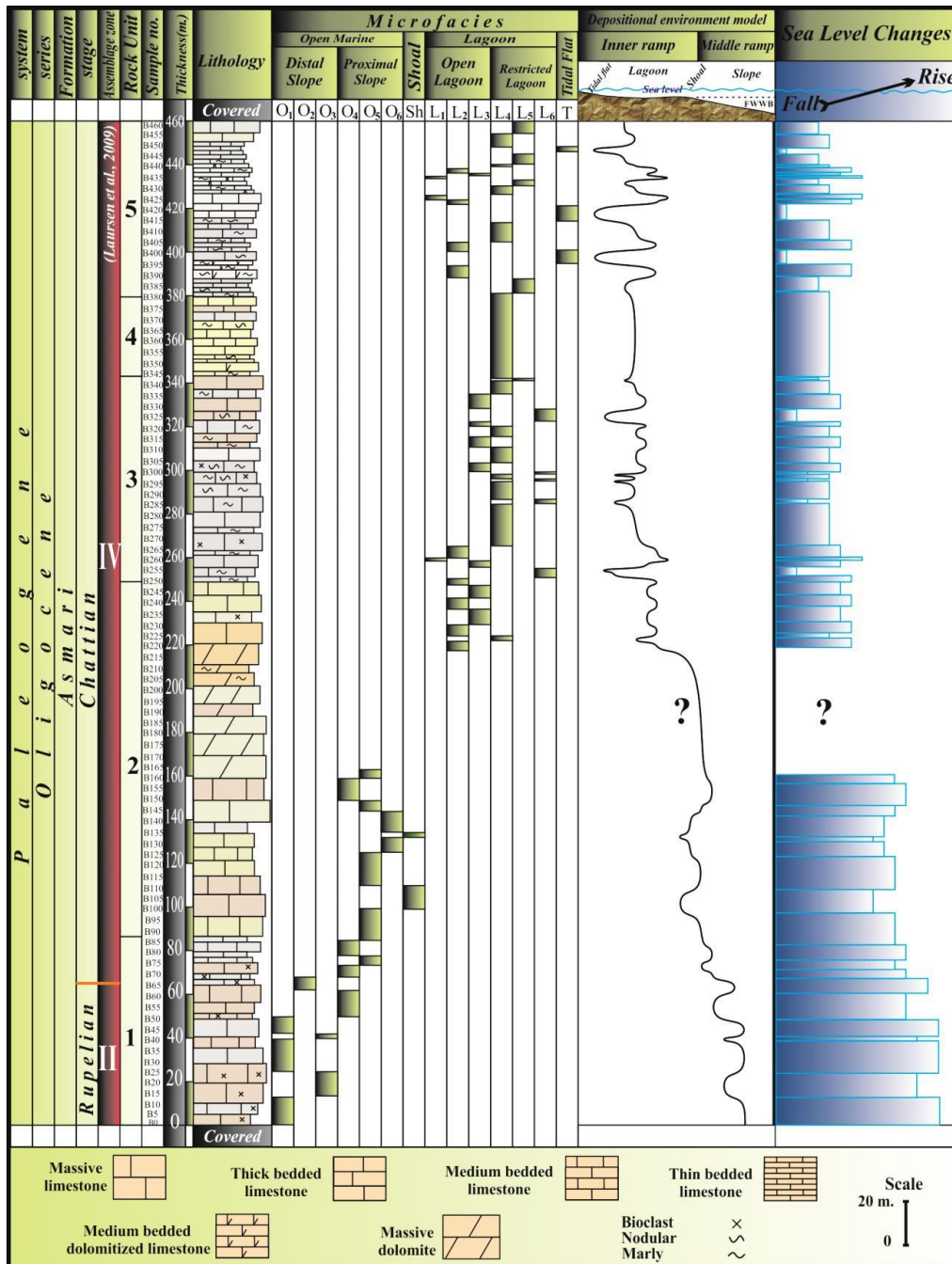


شکل ۲- ریز رخساره‌های سازند آسماری در برش دریس.

A: O₁- Bioclastic nummulitidae floatstone-rudstone, sample no. B₅; **B:** O₂- Bioclastic nummulitidae lepidocyclinidae Neorotalia rudstone, sample no. B₅₆; **C:** O₃- Bioclastic Neorotalia nummulitidae packstone-rudstone, sample no. B₁₇; **D:** O₄- Bioclastic Neorotalia lepidocyclinidae packstone, sample no. B₈₅; **E:** O₅- Bioclastic Neorotalia corallinacean packstone, sample no. B₆₉; **F:** O₆- Bioclastic coral corallinacean Neorotalia packstone-rudstone, sample no. B₁₃₅; **G:** Sh- Neorotalia corallinacean echinoids packstone-grainstone, sample no. B₁₀₀; **H:** L₁- Coral benthic foraminifera floatstone-rudstone, sample no. B₄₃₅; **I:** L₂- Benthic foraminifera (perforate and imperforate) peloidal packstone, sample no. B₂₂₅; **J:** L₃- Bioclastic imperforate foraminifera corallinacean packstone, sample no. B₄₃₇; **K:** L₄- High diversity imperforate foraminifera bioclastic packstone-grainstone, sample no. B₄₅₄; **L:** L₅₋₁- Bioclastic miliolids Valvulinid wackestone-packstone, sample no. B₃₆₅; **M:** L₆- Discorbis small rotaliids bioclastic wackestone, sample no. B₂₅₂; **N:** T- Sandy mudstone, sample no. B₃₉₆; **O:** Dolomite in xpl light, sample no. B₁₇₅.

Archaias (A), Austrotrillina (As), bioclast fragment (Bio), Bryozoan (Br), coral fragment (C), Discorbis (D), echinoids (E), Elphidium (El), Heterostegina (H), lepidocyclinids (Lep), miliolids (M), Meandropsina (Me),

Nummulites (N), Operculina (Op), Peneroplis (P), peloid (Pel), Neorotalia (R), corallinacean (Ral), Reussella (Re), textularids (T), Valvulinid (V).

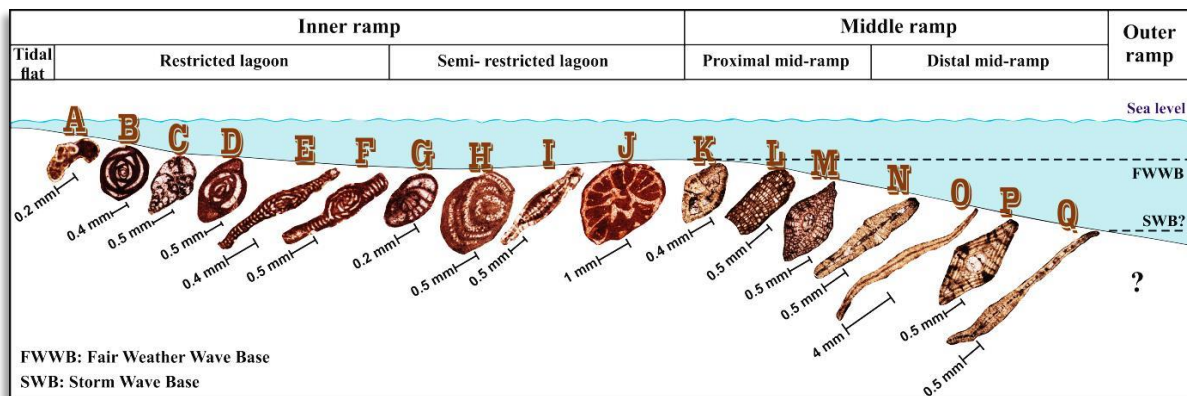


شکل ۳- ستون ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و تغییرات سطح آب سازند آسماری در برش دریس (غرب استان فارس).

۴-۲- محیط رسوبی

بر اساس مطالعه تاکسون‌ها، بافت رسوبی مقاطع میکروسکوپی و تغییرات عمودی ریز رخساره‌ها، مدل رسوبی سازند آسماری در برش مطالعه معرفی گردیده است. به دلیل وجود سد بیوکلاستی و تغییرات تدریجی رخساره‌ها و نیز عدم وجود مواردی همچون آثار ریزش، توربیدایت و رسوبات ناشی از جریان‌های آشفته و همچنین عدم وجود ریف گسترده برجها، پلت‌فرم کربناته رمپ هموکلینال برای سازند آسماری در برش دریس پیشنهاد می‌شود (گیل، ۲۰۰۰). این رمپ هموکلینال شامل دو

بخش رمپ درونی و رمپ میانی است. به دلیل عدم وجود رخساره‌های محیط عمیق دریایی و فرامینفرهای پلانکتون، رمپ بیرونی برای این محیط رسوبی پیشنهاد نمی‌گردد (شکل ۴). محیط رمپ میانی به دو بخش عمیق و کم عمق تقسیم می‌شود. قسمت عمیق رمپ میانی شامل ریز رخساره‌های O_1 ، O_2 و O_3 است که دارای فرامینفرهای هیالین با دیواره کشیده در یک بافت فلوتستون تا رودستون می‌باشند و در زمان روپلین تشکیل گشته‌اند. قسمت کم عمق تر رمپ میانی با ضخیم و عدسی تر شدن پوسته فرامینفرهای نومولیتیده و لپیدوسیکلینیده مشخص می‌شود (ریز رخساره‌های O_4 ، O_5 و O_6). رمپ درونی شامل بخش‌های لاگون باز یا نیمه‌محصور، لاگون محصور و پهنه جزر و مدی می‌باشد. در شرایط لاگون باز (ریز رخساره‌های L_1 ، L_2 و L_3) میکروفسیل‌هایی از قبیل فرامینفرهای منفذدار، جلبک قرمز کورالیناسه‌آ و مرجان همراه با فرامینفرهای بدون منفذ حضور دارند. تلاطم آب در حد اندک، عامل تنوع فرامینفرهای پرسلانوز در لاگون محصور در ریز رخساره L_4 محسوب می‌شود. در شرایط بسته‌تر، با شرایط انرژی هیدرولیکی بسیار کم آب تنوع گونه‌های پرسلانوزی کاهش یافته و بافت گل-پشتیبان غالب می‌گردد (ریز رخساره‌های L_5 و L_6).



شکل ۴- مدل گسترش گونه‌های فسیلی در رمپ کربناته الیگوسن سازند آسماری در برش دریس.

A: *Discorbis* sp., Sample no. B₂₆₇; **B:** miliolids, Sample no. B₄₄₀; **C:** *Valvulinid* sp., Sample no. B₂₇₅; **D:** *Austrotrillina howchini*, Sample no., B₄₄₀; **E:** *Archaias asmaricus*, Sample no. B₂₆₇; **F:** *Peneroplis thomasi*, Sample no. B₂₈₉; **G:** *Elphidium* sp.1, Sample no. B₂₄₉; **H:** coralline red algae, Sample no. B₃₁₃; **I:** *Heterostegina* sp., Sample no. B₂₂₅; **J:** coral particle, Sample no. B₂₉₇; **K:** *Neorotalia viennoti*, Sample no. B₇₁; **L:** coralline red algae, Sample no. B₄₁; **M:** *Nephrolepidina tournoueri*, Sample no. B₅₂; **N:** *Operculina complanata*, Sample no. B₂₇; **O:** *Eulepidina* sp., Sample no. B₆₃; **P:** *Nummulites vascus*, Sample no. B₁₇; **Q:** *Heterostegina* sp., Sample no. B₀.

۴-۳- تطابق سن و محیط رسوبی سازند آسماری در برش‌های دریس، تاقدیس ناورا، تاقدیس دیل و

دهلران

به منظور درک عمق و شیب نسبی حوضه فورلند زاگرس در زمان ته‌نشست سازند آسماری در مناطق مختلف این حوضه، ۴ برش تاقدیس ناورا (سلطانیان و همکاران، ۲۰۱۱)، دریس، تاقدیس دیل (الله‌کرم‌پور دیل و همکاران، ۲۰۱۰) و دهلران (وزیری مقدم و همکاران، ۲۰۱۰) از نظر سن و محیط‌های رسوبی با هم مقایسه می‌شوند. برش‌های ذکر شده در یک امتداد جنوب شرقی-شمال غربی با فواصل حداقل ۱۰۰ کیلومتری نسبت به هم واقع هستند (شکل ۵).

برش تاقدیس ناورا

سازند آسماری در برش تاقدیس ناورا با ضخامت ۲۷۰ متر در زون فارس داخلی حوضه زاگرس واقع است (سلطانیان و همکاران، ۲۰۱۱) (شکل ۶). در واقع سازند آسماری در این برش در بخش‌های کم‌عمق و در لبه حوضه فورلند زاگرس تشکیل شده است. در این برش مرز زیرین سازند آسماری با سازند پابده به صورت پیوسته بوده و ته‌نشست سازند آسماری در زمان روپلین با تشکیل رخساره‌های عمیق دریایی صورت می‌گیرد. با کاهش عمق آب و تشکیل رخساره‌های محیط لاگون در زمان شاتین، سرانجام ته‌نشست سازند آسماری به اتمام می‌رسد و به دلیل عمق کم حوضه زاگرس در این ناحیه، ته‌نشست رسوبات سازند گچساران در زمان شاتین شروع می‌شود.

برش دریس

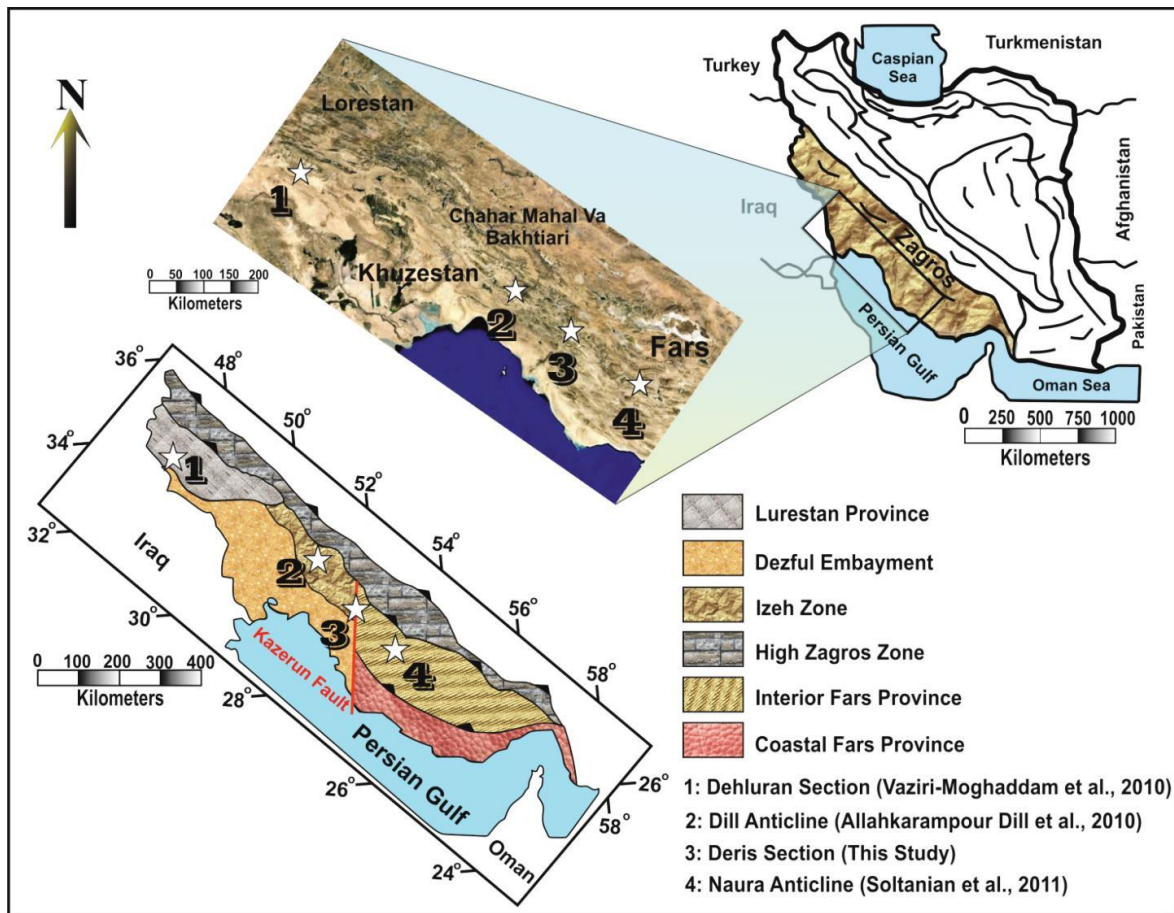
برش دریس با ضخامت ۴۶۰ متر در زون فارس داخلی قرار دارد (شکل ۶). مرزهای تحتانی و فوقانی سازند آسماری در این برش به صورت پوشیده می‌باشد. سن سازند آسماری در برش دریس معادل الیگوسن (روپلین-شاتین) است. همانگونه که در بخش ریز رخساره‌ها ذکر شده است، رسوبات روپلین سازند آسماری که شامل گونه‌های جنس نومولیتس می‌باشد، در بخش‌های عمیق‌تر رمپ میانی تشکیل شده‌اند. با کاهش عمق آب، رسوبات شاتین این برش در محیط‌های رمپ میانی، سد، لاگون نیمه‌محصور، لاگون محصور و پهنه جزر و مدی ته‌نشین شده است.

برش تاقدیس دیل

برش تاقدیس دیل با ضخامت ۲۰۶ متر در زون ایذه واقع است (الله‌کرم‌پور دیل و همکاران، ۲۰۱۰) (شکل ۶). در این ناحیه در زمان روپلین سازند پابده تشکیل و رسوب‌گذاری سازند آسماری از زمان شاتین آغاز می‌شود. بنابراین این برش در زمان روپلین در نواحی عمیق‌تری از حوضه فورلند زاگرس نسبت به برش‌های تاقدیس ناورا و دریس قرار داشته است. از طرفی ادامه ته‌نشست رسوبات سازند آسماری در محیط لاگون، تا سن بوردیگالین نیز تأیید کننده عمق بیش‌تر این برش نسبت به دو برش قبلی می‌باشد. مرز فوقانی این برش با سازند گچساران به صورت پیوسته است.

برش دهلران

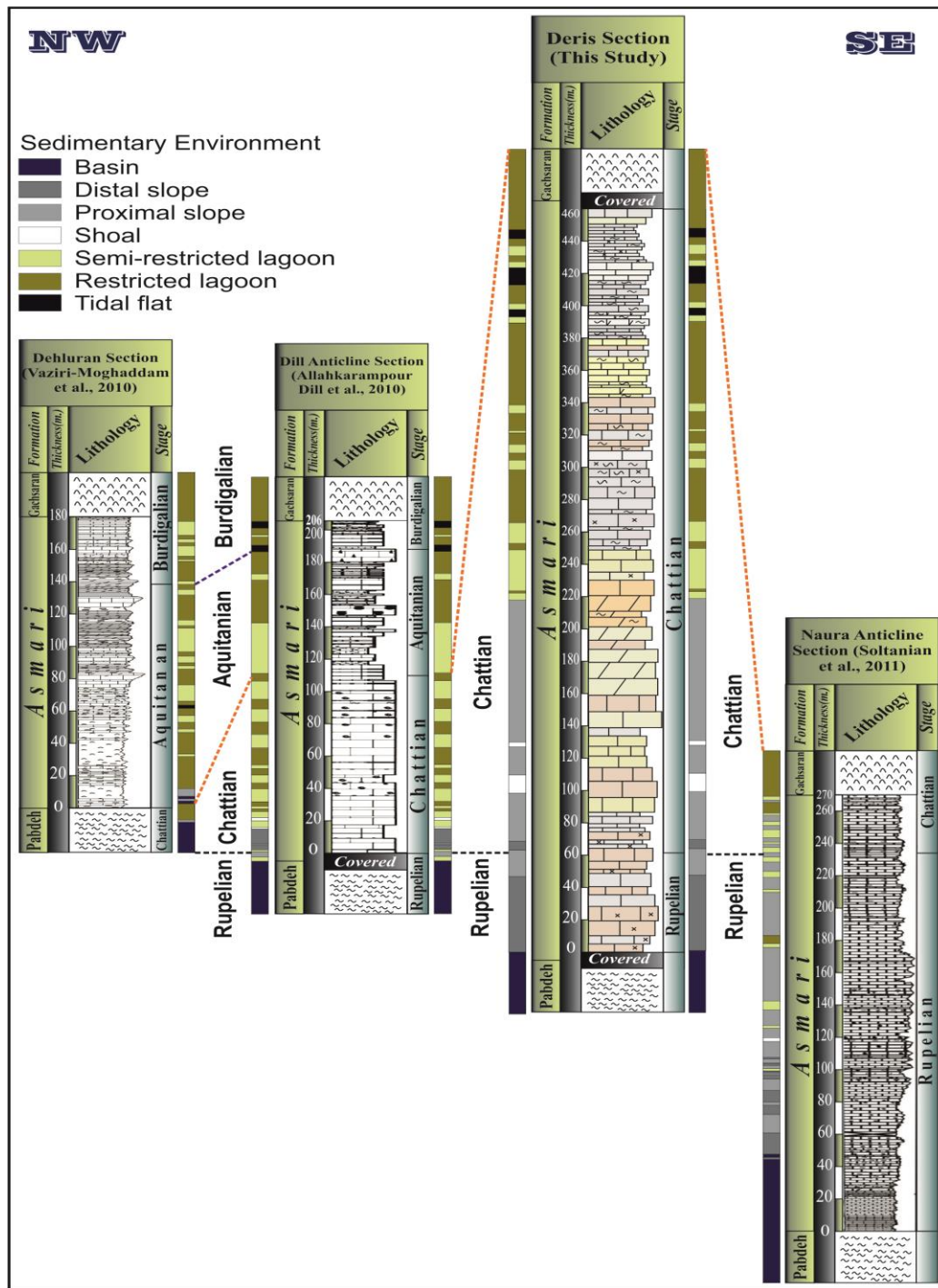
سازند آسماری در برش دهلران دارای ضخامت ۱۸۰ متر می‌باشد (وزیری‌مقدم و همکاران، ۲۰۱۰) (شکل ۶). این برش در زون لرستان حوضه زاگرس واقع است. ته‌نشست سازند پابده تا اواخر شاتین حاکی از عمق زیاد محیط رسوبی در این زمان می‌باشد. در این برش ته‌نشست سازند آسماری در محیط لاگون از زمان آکی‌تائین شروع شده و تا بوردیگالین ادامه می‌یابد. همچنین رسوب‌گذاری سازند گچساران بر روی سازند آسماری در سن بوردیگالین شروع می‌شود. ضخامت رسوبات بوردیگالین سازند آسماری در این برش نسبت به برش تاقدیس دیل بیش‌تر می‌باشد. احتمالاً این برش در عمیق‌ترین بخش‌های حوضه فورلند زاگرس قرار داشته است؛ به طوری که ته‌نشست رسوبات سازند آسماری در این برش نسبت به برش‌های تاقدیس ناورا، دریس و تاقدیس دیل، در زمان جوان‌تری اتفاق افتاده است.



شکل ۵- موقعیت برش‌های مورد تطابق با توجه به زون‌های ساختاری حوضه زاگرس (فرضی‌پور-سائین و همکاران، ۲۰۰۹).

۵. نتیجه گیری

برش مورد مطالعه در حوالی روستای دریس و در ۷ کیلومتری شمال غرب شهرستان کازرون واقع شده است. موقعیت جغرافیایی این برش $26^{\circ} 32' 32''$ شرقی و $29^{\circ} 41' 59''$ شمالی می‌باشد. سازند آسماری در برش دریس دارای ضخامت ۴۶۰ متر آهک خاکستری تا کرم متمایل به خاکستری نازک، متوسط، ضخیم، ماسیو و بعضاً دولومیتی با میان لایه‌های نودولار و مارنی می‌باشد که بر اساس مطالعات صحرایی و با توجه به ضخامت لایه‌ها، لیتولوژی، رنگ و آثار فسیلی ۵ واحد سنگ‌چینه نگاری برای برش مذکور معرفی گشته است. سن سازند آسماری در این برش معادل الیگوسن (روپلین-شاتین) می‌باشد. پس از مطالعات صحرایی و بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی، در مجموع ۱۴ ریز رخساره و ۴ زیر ریز رخساره رسوبی برای سازند آسماری معرفی، و محیط رسوبی این سازند به صورت یک رمپ هموکلینال در نظر گرفته می‌شود. این محیط رسوبی شامل رمپ میانی و رمپ درونی بوده و به دلیل عدم وجود رخساره‌های محیط عمیق دریایی، رمپ بیرونی برای این محیط رسوبی معرفی نمی‌گردد. همچنین با تطابق سازند آسماری در ۴ برش تاقدیس ناوورا، دریس، تاقدیس دیل و دهلران، در امتداد جنوب شرقی - شمال غربی، جوان تر شدن سن قاعده و رأس سازند آسماری به سمت بخش‌های عمیق تر حوضه فورلند زاگرس تأیید می‌شود.



شکل ۶- مقایسه ضخامت، سن و محیط‌های رسوبی برش‌های مورد تطابق (جوان‌تر شدن سازند آسماری از جنوب شرق به سمت شمال- غرب). برای مشاهده نقشه مأخذ و محل برش‌ها به شکل ۵ مراجعه شود.

تشکر و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر رحمانی و دکتر صفری به خاطر نظرات موثر و سازنده در جهت پیشبرد دستاوردهای این پژوهش و همچنین از دانشگاه اصفهان به خاطر حمایت‌های مالی و در اختیار گذاشتن امکانات لازم برای این تحقیق تشکر به عمل می‌آید.

۶. منابع

- اخزری، س.، صیرفیان، ع.، و وزیری مقدم، ح.، ۱۳۹۴، زیست‌چینه‌نگاری سازند آسماری در شمال غرب روستای دریس (غرب استان فارس): نهمین همایش انجمن دیرینه‌شناسی ایران، ص ۷-۱۱.
- آقابیاتی، ع.، ۱۳۸۳، زمین‌شناسی ایران: انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشاف معدنی، ۵۸۶ صفحه.
- سازمان جغرافیایی نیروهای مسلح، ۱۳۸۴، نقشه کشور جمهوری اسلامی ایران: تهران، مقیاس ۱:۲۰۰۰۰۰۰.
- درویش‌زاده، ع.، ۱۳۸۸، زمین‌شناسی ایران چینه‌شناسی، تکتونیک، دگرگونی و ماگماتیسم: تهران، موسسه انتشارات امیرکبیر، ۴۳۴ صفحه.
- صیرفیان، ع.، ۱۳۸۶، زمین‌شناسی نفت: انتشارات سمر، ۳۷۳ صفحه.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران (چینه‌شناسی زاگرس): انتشارات سازمان زمین‌شناسی، ۵۳۸ صفحه.
- ADABI, M.H., RAO, C.P., and KITTO, P.A., 1996, The source of hydrothermal fluids responsible for carbonate alteration, Renison, Tasmania, Australia: *13th Geol. Conv. Australia, (abst.)*, **41**, 7.
- ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Science*, **304**, 1-20.
- ALLAHKARAMPOUR DILL, M., SEYRAFIAN, A., and VAZIRI-MOGHADAM, H., 2010, The Asmari Formation, north of the Gachsaran (Dill anticline), southwest Iran, facies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy: *Carbonate and Evaporites*, **25**(2), 145-160.
- BARATTOLO, F., BASSI, D., and ROMERO, R., 2007, Upper Eocene larger foraminifera coralline algae facies from the Klokova Mountain (south continental Greece): *Facies*, **53**(3), 361-375.
- DANIEL, J.M., NADER, F., HAMON, J.Y., and CALLOT, J.P., 2008, Asmari Reservoir Modeling-Field Scale Study of Gachsaran-Final Report Part1: *The international IOR research cooperation for Iranian fields, Joint Study Program, Tehran, Iran*.
- DUNHAM, R.J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture, in W. E., Ham, ed., Classification of carbonate rocks. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **1**, 108-121.
- EMBRY, A.F., and Klovan, J.E., 1971, Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730-781.
- FARZIPOUR-SAEIN, A., YASSAGHI, A., SHERKATI, S., and KOYI, H., 2009, Basin evolution of the Lurestan region in the Zagros fold and thrust belt, Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **32**, 5-19.
- FLUGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks. *Springer*, 984.
- GEEL, H., 2000, Recognition of stratigraphic carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of paleogene deposits in southeastern Spain: *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology*, **1550**, 211-238.
- LAURSEN, G.V., MONIBI, S., ALLAN, T.L., PICKARD, N.A.H., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN BUCHEM, F.S.P., MOALLEMI, A., and DRUILLION, G., 2009, The Asmari Formation revisited: changed stratigraphic allocation and new biozonation: *First International Petroleum Conference and Exhibition, Shiraz, Iran*.
- MACLEOD, J.H., and MAJEDI, M., 1972, Geological compilation map of Kazerun: *Tehran, Geological and Exploration Division, 25484, 1: 100000, sheet no. 20846 E*.
- NEBELSICK, J., and BASSI, D., 2000, Diversity, growthforms and taphonomy: key factors controlling the fabric of coralline algae dominated shelf carbonates. in E. insalaco, P. Skelton, and T. Palmer, eds., Carbonate platform systems. Components and interactions: *Geological Society, London*, **178**, 89-107.

- POMAR, L., 2001, Types of carbonate platforms: *A genetic approach*, *Basin Research*, **13**, 313-334.
- ROMERO, J., CAUS., E., and ROSSEL, J., 2002, A model for the paleoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Eocene deposit on the margin of the south Pyrenean basin (SE Spain): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179**, 43-56.
- SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2009, Biostratigraphy and paleoecology of the Oligo-Miocene succession in Fars and Khuzestan areas (Zagros Basin, SW Iran): *Historical Biology*, **21**(2), 17-31.
- SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2010, Microfacies and sedimentary environment of the Oligocene sequence (Asmari Formation) in Fars sub-basin, Zagros Mountains, southwest Iran: *Facies*, **57**(3), 431- 446.
- SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., MOUSSAVI-HARAMI, R., GHABEISHAVI, A., and AL-AASM, I.S., 2015, Facies analysis and carbonate ramp evolution of Oligo-Miocene Asmari Formation in the Gachsaran and Bibi-Hakimeh oilfields and the nearby Mish anticline, Zagros Basin, Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, **276**(1), 121-146.
- SOLTANIAN, N., SEYRAFIAN A., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2011, Biostratigraphy and paleo-ecological implications in microfacies of the Asmari Formation (Oligocene), Naura anticline (Interior Fars of the Zagros Basin), Iran: *Carbonates Evaporites*, **26**(2), 167- 180.
- VAN BUCHEM, F.S.P., ALLAN, T.L., LAURSEN, G.V., LOTFPUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD, N.a.H., TAHMASBI, A.R., VEDRENE, V., and VINCENT, B., 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh formations) SW Iran: **329**, 219-263.
- VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., and MOTIEI, H., 2010, Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of Zagros Basin, Iran: *Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: Revisita Mexicana de Ciencia Geologica*, **27**, 56-71.
- WILSON, J.L., 1975, Carbonate facies in geologic history: Berlin, Heidelberg, New York. *Springer*, 471.
- WRIGHT, V.P., 1992, A revised classification of limestones, sedimentary: *Geology*, **76**, 177-185.

مقایسه تفسیر لاگ‌های تصویرگر با مطالعه مغزه‌ها در آشکارسازی شکستگی‌های مخازن نفتی (مطالعه موردی مخزن آسماری میدان آغاچاری)

معصومه وطن دوست^۱، علی فرضی پورصائین*^۲ و اسماعیل سالاروند^۳

^۱ دانشجوی دکتری تکتونیک، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه شیراز

^۲ استادیار گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

^۳ کارشناس ارشد تکتونیک، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

*asaein@gmail.com

دریافت دی ۱۳۹۴، پذیرش اسفند ۱۳۹۴

چکیده

سازند آسماری (الیگومیوسن) یکی از سنگ مخزن های اصلی جنوب غرب ایران با چندین دهه تاریخ تولید از میادین مختلف در کمربند چین و رانده زاگرس است. یکی از مهمترین دلایل کیفیت مخزن سازند آسماری وجود سیستم شکستگی های توسعه یافته در آن است. خصوصیات از شکستگی از قبیل نوع، باز شدگی و جهت، با تحلیل مغزه و تحلیل لاگ های تصویری قابل تعیین است. هدف این مطالعه بررسی توانایی لاگ های تصویرگر الکتریکی در آشکارسازی شکستگی و دیگر خصوصیات زمین شناسی در لایه های مخزنی مختلف سازند آسماری است. در این راستا، شکستگی ها و دیگر خصوصیات زمین شناختی در مغزه و لاگ تصویری چاه شماره ۸۹ میدان آغاچاری تشخیص داده شده و سپس اقدام به مقایسه آن ها به منظور تعیین توانایی لاگ تصویری در مطالعه شکستگی شد. مقایسه مغزه های بدست آمده از چاه ۸۹ میدان آغاچاری با لاگ تصویری این چاه نشان داد که آشکارسازی سطوح لایه بندی در مغزه نسبت به لاگ تصویری آسانتر و واقعی تر است. همچنین این مطالعه نشان داد که لاگ تصویری نسبت به مغزه در شناسایی شکستگی های باز تواناتر بوده در حالیکه برای شناسایی شکستگی های بسته (پر شده) مناسب نیست. لاگ تصویری ندرتا قادر به آشکارسازی شکستگی های برشی بوده ولی در صورتیکه با مغزه تطابق داده شود قادر به شناسایی شکستگی برشی با دقت مناسب خواهد بود.

کلمات کلیدی: زاگرس، مخزن آسماری، میدان آغاچاری، لاگ تصویرگر، تحلیل مغزه.

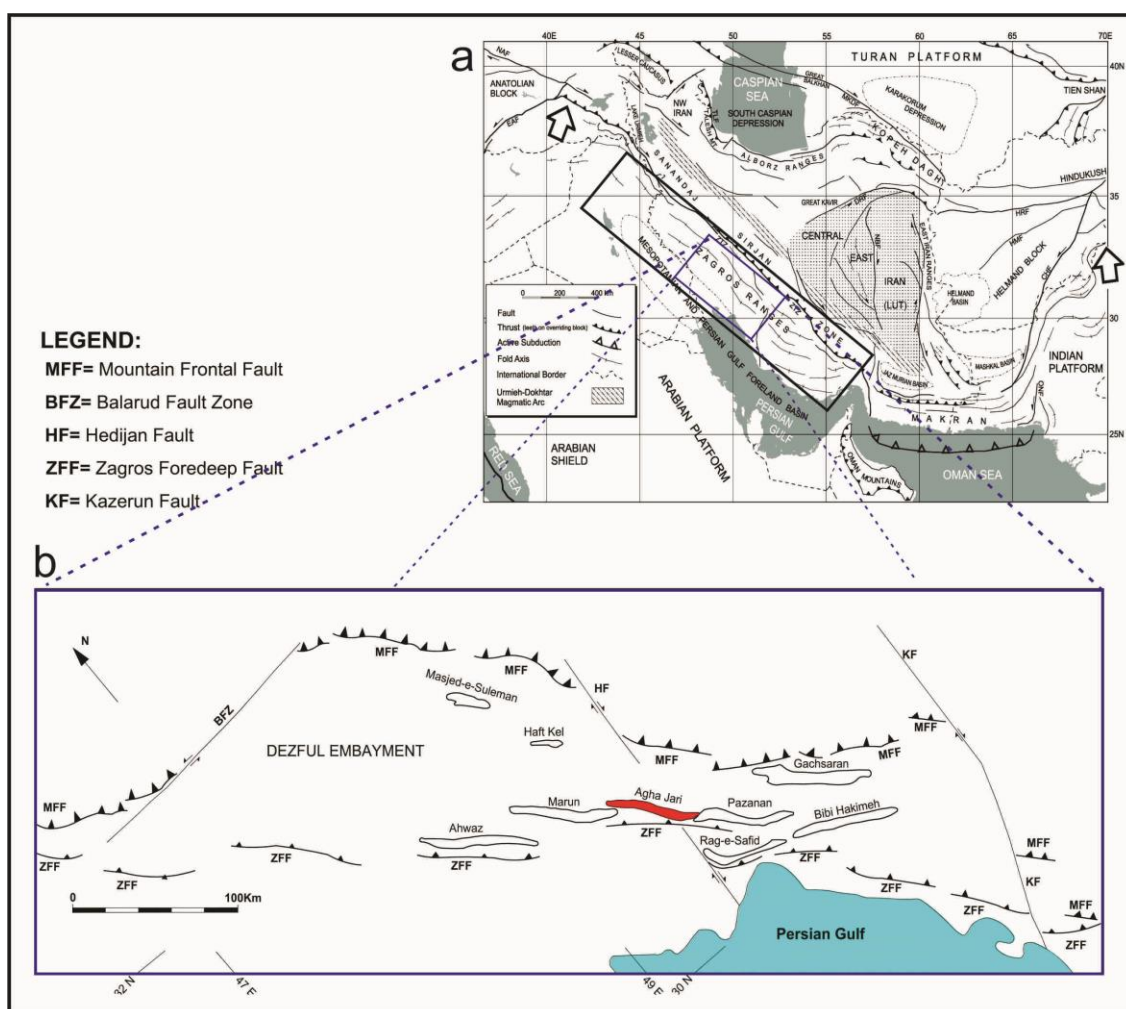
۱. مقدمه

در مخازن شکافدار طبیعی، تولید هیدروکربن تا حد زیادی وابسته به شکستگی‌ها است (Nelson, 2001). لذا تعیین خصوصیات شکستگی‌ها از جمله، نوع، امتداد، جهت شیب و میزان بازشدگی آن‌ها و یا بسته بودن و پر بودن آن‌ها توسط کانی‌های مختلف و ترسیم یک الگوی مناسب از شکستگی‌ها در جنبه‌های مختلف مدیریت و توسعه این مخازن حائز اهمیت فراوان است (Wennberg et al. 2007). تعداد زیادی مخازن شکافدار در جنوب غرب ایران وجود دارد. این منطقه در کمربند چین و رانده زاگرس، جایگاه تاقدیس‌ها تله‌های نفتی بیشماری را تشکیل داده‌اند، واقع شده است (Alavi, 2004) (شکل ۱). در این مخازن، تولید هیدروکربن وابسته به شکستگی‌ها بوده و شکستگی‌ها تراوایی مخزن را افزایش می‌دهند (McQuillan, 1985). سازند آسماری (کربناته الیگومیوسن) مخزن اصلی جنوب غرب ایران و یکی از انواع مخازن شکافدار جهان است (Nelson, 2001). روش‌ها و اطلاعات مختلفی برای شناسایی شکستگی در مخازن وجود دارد (محبی و همکاران، ۱۳۸۹). مغزه منبع اصلی کسب اطلاعات شکستگی‌های کوچک مقیاس چاه است. معمولاً مغزه در تعداد محدودی از چاه‌های میدان در دسترس می‌باشد. بعلاوه، مغزه سه محدودیت بزرگ در مطالعه شکستگی دارد: هزینه بالا، بازیافت کم در فواصل شکسته و تغییر جهت مغزه در طی برداشت مغزه که در مقابل لاگ‌های تصویری این محدودیت‌ها را ندارند (Nelson, 2001). لاگ‌های تصویری، تصویری استوانه‌ای شکل و مجازی از دیواره چاه با قدرت تفکیک بالا هستند که قادرند پدیده‌های ظریف دیواره را نشان دهند. نتایج تفسیر تصاویر چاه بدون جداره، شناسایی کیفی و توصیف کمی لایه‌بندی، شکستگی‌ها، عوارض صفحه‌ای، سنگ‌شناسی و حفرات است (Kulander et al. 1990). تحلیل لاگ تصویری و مغزه بمنظور شناسایی شکستگی‌های مخزن آسماری بطور گسترده بکار رفته است (Khoshbakht et al., 2009; Mohammadian, 2008)، (محبی و همکاران، ۱۳۸۹، شفیع و اکبری، ۱۳۹۰). اگرچه تعدادی از مطالعات به مقایسه لاگ تصویری و مغزه چاه‌های مناطق زمین‌شناسی مختلف پرداخته‌اند (e.g. Akbar et al., 2003; Azer et al., 2003; Davatzes & Hickman., 2005; Paulsen et al., 2002) تعداد محدودی مقایسه بین لاگ تصویری و مغزه در جهت تخمین و مقایسه امتیازهای این دو روش نسبت به همدیگر در سازند آسماری در دسترس است (Khoshbakht et al., 2012). میدان آجاجاری با ابعاد ۵۶ کیلومتر طول و ۶ کیلومتر عرض در فروافتادگی دزفول و در حدود ۹۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر اهواز قرار گرفته است (شکل ۱). مخزن آسماری در این میدان متشکل از سنگ آهک در بخش پایینی و دولومیت در بخش بالایی می‌باشد و برخلاف تخلخل و نفوذپذیری کم زمینه نرخ تولید در این مخزن بالاست. تولید بالای چاه‌های مخزن نشان‌دهنده حضور سیستم شکستگی‌های توسعه یافته در آن می‌باشد (Barker & Speers, 1977). آگاهی و شناخت از الگوها و نحوه توزیع شکستگی‌ها در هر میدان امکان طراحی صحیح مکان‌های حفاری چاه‌ها بمنظور حداکثر افزایش تولید و بهره‌وری از مخزن و کاهش هزینه‌ها را فراهم خواهد ساخت.

روش‌ها و اطلاعات مختلفی برای شناسایی شکستگی در مخازن وجود دارد، مغزه، لاگ تصویری، آزمایش چاه، فلومتر، برداشت‌های حرارتی یا ترمال، داده‌های فشار، داده‌های تولید، هرزروی گل حفاری، داده‌های سائیمیک از آن جمله‌اند. مغزه منبع اصلی کسب اطلاعات از شکستگی‌های کوچک مقیاس چاه است. معمولاً مغزه در تعداد محدودی از چاه‌های میدان در دسترس می‌باشد. بعلاوه، مغزه سه محدودیت بزرگ در مطالعه شکستگی دارد: هزینه بالا، بازیافت کم در فواصل شکسته و تغییر جهت مغزه در طی برداشت مغزه که در مقابل لاگ‌های تصویری این محدودیت‌ها را ندارند. زمانیکه مغزه در دسترس

باشد عوارض شناسایی شده بر روی تصاویر حاصل از نمودار می‌توانند با آن تطابق داده شوند و زمانی که مغزه موجود نباشد این تصاویر بعنوان یک جایگزین به کار می‌روند.

در این مطالعه، شکستگی‌ها و دیگر خصوصیات زمین‌شناختی در مغزه و لاگ تصویری چاه ۸۹ میدان آغاچاری تشخیص داده شده و سپس به مقایسه آنها به منظور تعیین توانایی لاگ تصویری در مطالعه شکستگی می‌پردازیم. بعبارت دیگر اطمینان داده‌های بدست آمده از لاگ‌های تصویری در مدلسازی شکستگی‌ها تعیین می‌شود.



شکل ۱ (a) نقشه زمین‌شناسی ساختاری ایران (Alavi, 1991) و موقعیت کمر بند چین خورده و رانده زاگرس (b) موقعیت میدان نفتی آغاچاری در فروافتادگی دزفول.

۲. روش تحقیق

داده‌های اولیه برای انجام این مطالعه، شامل یک لاگ تصویری و مغزه‌های چاه شماره ۸۹ میدان آغاچاری است (شکل ۲). چاه ۸۹ میدان آغاچاری تنها چاه دارای مغزه در سازند آسماری بوده که مغزه‌های بدست آمده از آن ورقه ورقه نشده و جهت‌دار نیز نمی‌باشد. با این وجود با توجه به امتداد و شیب لایه‌بندی در هر چاه و با توجه به موقعیت آن چاه بر روی نقشه‌های تراز ساختمانی که شیب و امتداد لایه‌بندی را مشخص می‌کند، این امکان وجود دارد که با تشخیص صفحه لایه‌بندی در هر مغزه آن را جهت‌دار نمود. به منظور جلوگیری از هرگونه تاثیر پارامترهای مختلف بر روی الگو و توزیع شکستگی‌ها (از جمله عمق، ضخامت و رخساره رسوبی، مکان هندسی لایه‌های رسوبی شکافدار در میدان و ...)، فواصل مشابه از مغزه و لاگ تصویری

در چاه ۸۹ میدان آجاجاری مورد مطالعه قرار گرفت (عمق ۲۶۱۲/۳ - ۲۵۴۱/۵ متر) (شکل ۲). در این فاصله عمقی به تفسیر شکستگی های باز و بسته (پرسیده) و لایه بندی در لاگ تصویری و مغزه های هم عمق با آن پرداخته شد. با استفاده از سی تی اسکن مغزه (اشعه گاما)، مغزه ها با لاگ تصویری مربوطه هم عمق شدند. سپس داده های بدست آمده از تعداد شکستگی ها و لایه بندی و همچنین موقعیت آنها با استفاده از نرم افزار پردازش شده و نهایتاً بصورت نمودارهای گلسرخی و تراکم خروجی گرفته شد.

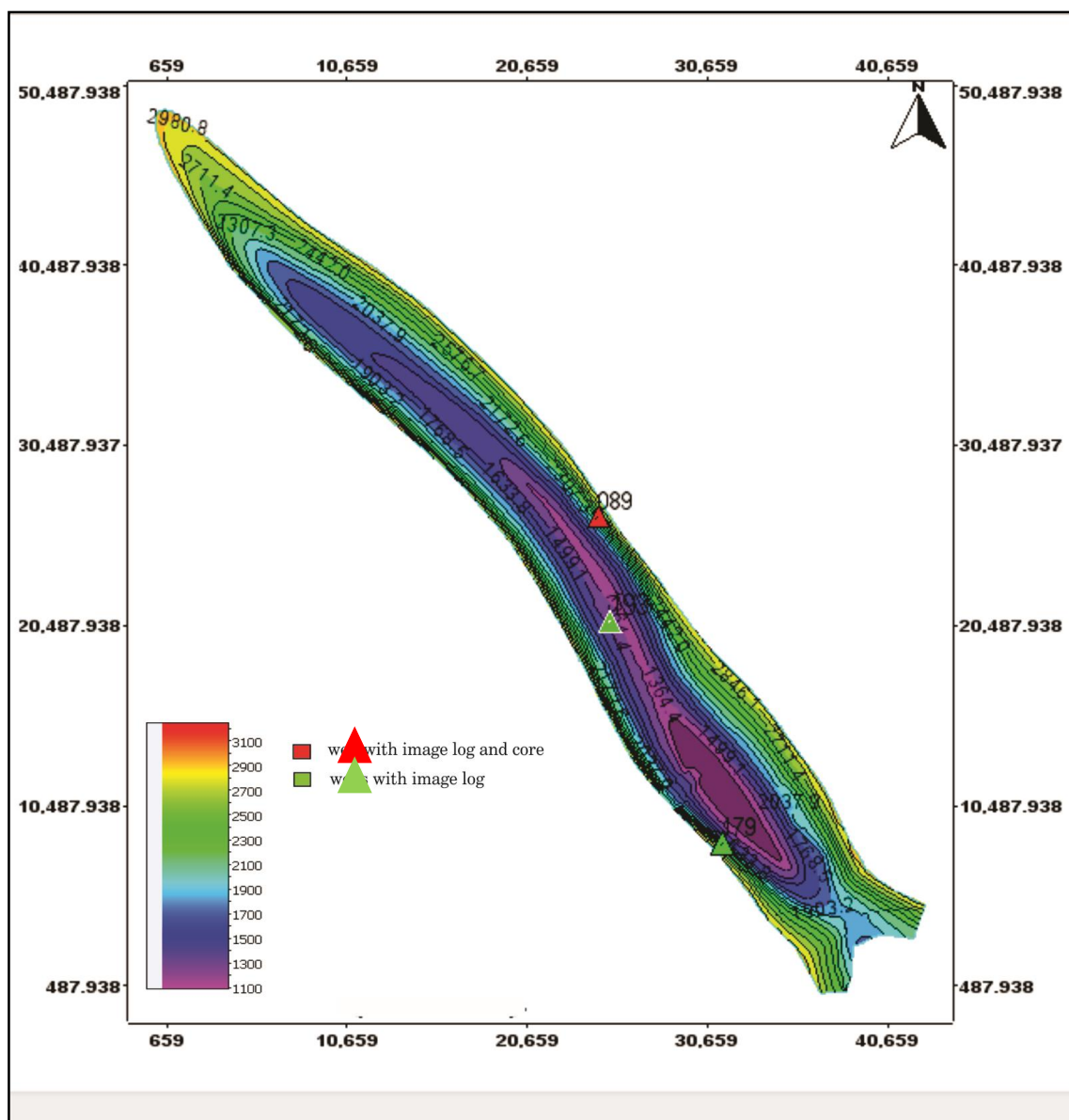
۲.۱ چارچوب زمین شناسی

جدایش ورقه عربی از آفریقا و برخورد آن به اوراسیا آخرین مرحله از سری وقایع جدایش - برخورد بوده، که همه آن ها منجر به ایجاد سیستم کوهزایی آلپ - هیمالیا شده است (Dewey et al., 1973; Sengor, 1984). کمربند چین و رانده زاگرس بعنوان بخشی از این سیستم از شمال غرب توسط گسل امتداد لغز چب بر آناتولی و از جنوب شرق با خط عمان محصور شده است (Falcon, 1969).

کمربند چین و رانده زاگرس بر اساس تاریخچه رسوبی و سبک ساختاری به چندین زون تقسیم شده است (Berberian & King, 1981; Falcon, 1974; Stocklin, 1968). از شمال شرق تا جنوب غرب، کمربند زاگرس در شمال شرق توسط گسل معکوس اصلی زاگرس و گسل جدید اصلی زاگرس محصور شده است. به سمت جنوب غرب، زون زاگرس مرتفع، حاوی قطعات فلسی حاشیه ورقه عربی و قطعاتی از افیولیت های کرتاسه است (Alavi, 1994; Berberian, 1995). دومین زون ساختاری اصلی زون چین خورده ساده است که شامل منطقه مطالعه ما نیز می باشد و توسط گسل جبهه کوهستان در جنوب محصور می شود (Berberian, 1995). بعلاوه، کمربند چین و رانده زاگرس بر اساس رخساره های رسوبی و سبک ساختاری مختلف و در جهت عمود بر امتداد کمربند به واحد های کوچکتری تقسیم می شود، لرستان، زون ایذه، فروافتادگی دزفول، دشت آبادان، ایالت فارس، زون تراستی، هیتترلند بندرعباس (مطیعی، ۱۳۷۴) (Sotodehnia, 1978).

یکی از مهم ترین زون های کمربند چین و رانده زاگرس، فروافتادگی دزفول است. فروافتادگی دزفول یک گودی است که در میوسن پیشین در قسمت جلویی زون ایذه توسعه پیدا کرده است (Kazemi, 2009). فرونشست آن مربوط به توسعه پیش گودال زاگرس است. بخش غربی این زون خمش بالارود و بخش شرقی آن گسل کازرون است (Abdollahi et al. 2006).

میدان آجاجاری یکی از میدان های بزرگ نفتی است که در فروافتادگی دزفول قرار گرفته است (شکل ۱). تاقدیس بصورت نامتقارن با جهت گیری محور شمال غرب - جنوب شرق است. یال جنوبی با شیب ۷۰ درجه پرشیب تر از یال شمالی با شیب ۳۰ درجه است. مخزن آسماری میدان آجاجاری با حفر چاه شماره ۲ در سال ۱۹۳۶ کشف شد. سازند آسماری از سنگ مخزن های اصلی جنوب غرب ایران بوده و علیرغم تخلخل و تراوایی کم زمینه در این مخزن، میزان تولید آن بخاطر توسعه شکستگی ها بالاست (Kazemi, 2009). تولید بالای چاه های مخزن نشان دهنده حضور سیستم شکستگی های توسعه یافته در آن است (Barker & Speers, 1977).



شکل ۲) موقعیت چاه مورد مطالعه (۸۹) بر روی نقشه منحنی های تراز زیرزمینی راس سازند آسماری. مختصات نقشه در سیستم متریک میباشد.

۲.۲ تحلیل شکستگی ها

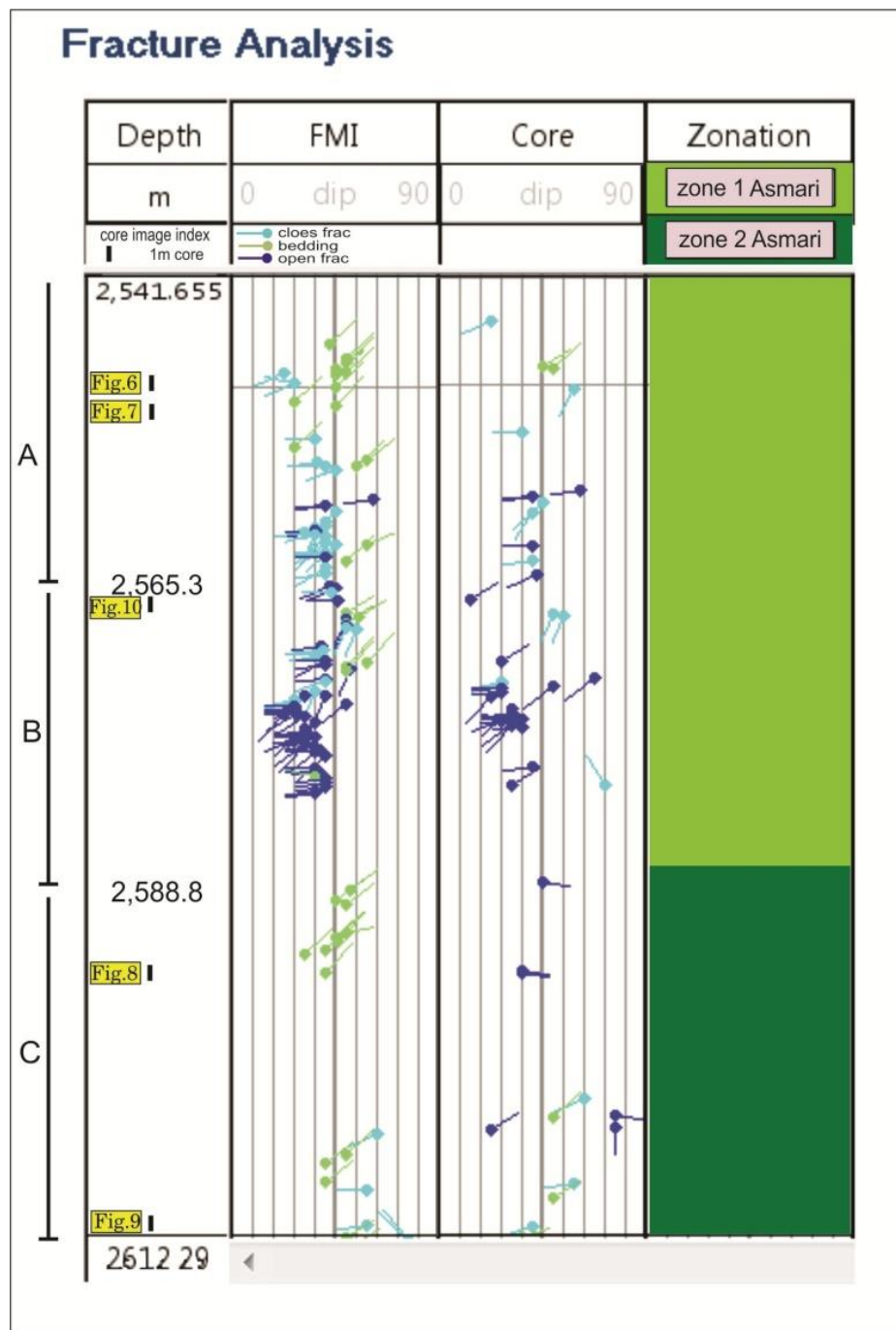
۲.۲.۱ بررسی و مطالعه مغزه

مغزه های چاه ۸۹ در آزمایشگاه مغزه شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب مورد بررسی قرار گرفت. مغزه ها جهت یافته نبوده و با استفاده از جهت یابی لایه ها در چاه و موقعیت چاه در نقشه منحنی های تراز زیرزمینی، جهت گیری مغزه تعیین شد. از عمق ۲۵۴۱/۵ تا ۲۶۱۲/۳ متر از مخزن آسماری، جهت یابی هندسی همه لایه های رسوبی و شکستگی ها از بالا تا پایین مغزه تعیین شد (شکل ۳). شکستگی های مغزه تحلیل شده و در نهایت همه خصوصیات در سه دسته تقسیم بندی شدند: سطوح لایه بندی، شکستگی های باز و شکستگی های بسته (شکستگی های پر شده با مواد حاصل از دیاژنز، (Nelson, 2001).

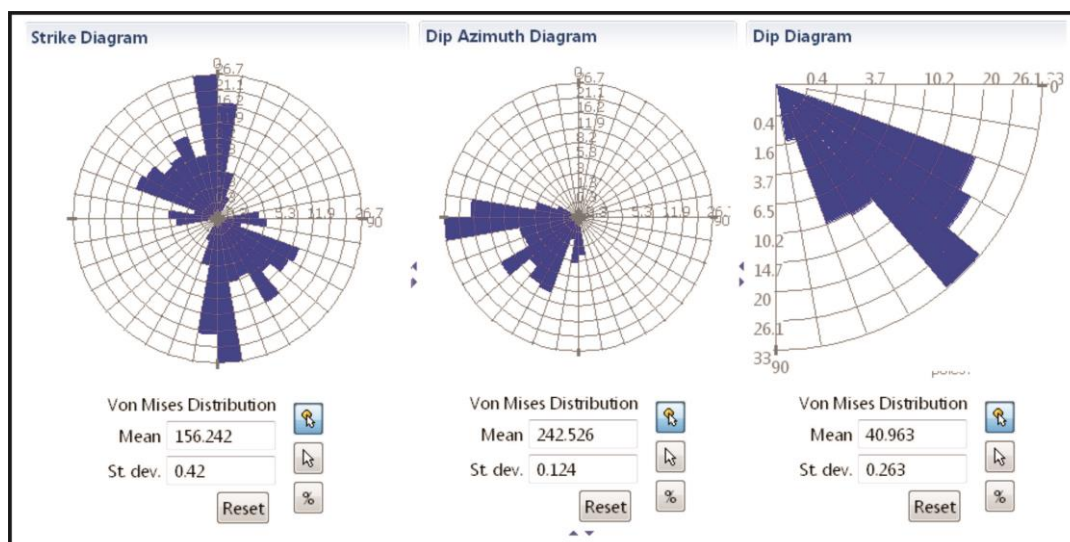
شکل ۳، نشان می دهد که در بخش بالایی فاصله عمقی ۲۵۴۱/۵ تا ۲۶۱۲/۳ متر، تراکم شکستگی های بسته از شکستگی های باز و سطوح لایه بندی بیشتر است. شکستگی های باز در بخش پایینی این محدوده تجمع یافته اند. از عمق ۲۵۶۵/۳ تا ۲۵۸۸/۸ متر

تراکم شکستگی های باز در بخش مرکزی بیشتر است. دو شکستگی بسته در بخش بالایی این فاصله وجود دارد (شکل ۳). از عمق ۲۵۸۸/۸ تا ۲۶۱۲/۳ متر، یک شکستگی باز در بخش بالایی و ۳ شکستگی باز در بخش پایینی دیده شد و همچنین شکستگی های بسته و سطوح لایه بندی در بخش پایینی این فاصله متمرکز شده اند. تراکم شکستگی ها در این فاصله از فواصل دیگر کمتر است.

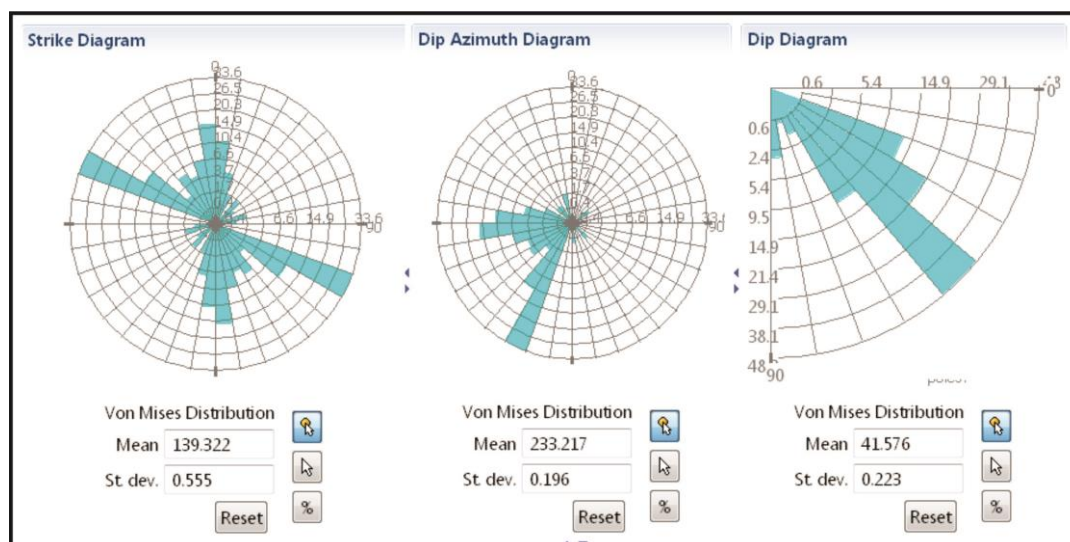
در کل تعداد ۷۲ شکستگی بسته، ۶۸ شکستگی باز و ۲۳ سطح لایه بندی در مغزه مشاهده شد (شکل ۳). جهت گیری شکستگی های باز در مغزه برابر با ۱۷۰ تا ۱۸۰ درجه و متوسط شیب این شکستگی ها ۴۱ درجه به سمت جنوب غرب است (شکل ۴). جهت یابی شکستگی های بسته در مغزه ۱۱۰ تا ۱۲۰ درجه و متوسط شیب آنها ۴۲ درجه به سمت جنوب غرب است (شکل ۵).



شکل ۳) مقایسه توزیع شکستگی ها با عمق در مخزن آسماری بر پایه لاگ تصویری و مغزه.



شکل ۴) نمودار گلبرخی شکستگی های باز در مغزه، چاه شماره ۸۹ مخزن آسماری میدان آغاچاری. به ترتیب از چپ به راست نمودار مربوط به امتداد، نمودار مربوط به آزیموت سمت شیب و نمودار مقدار شیب است.

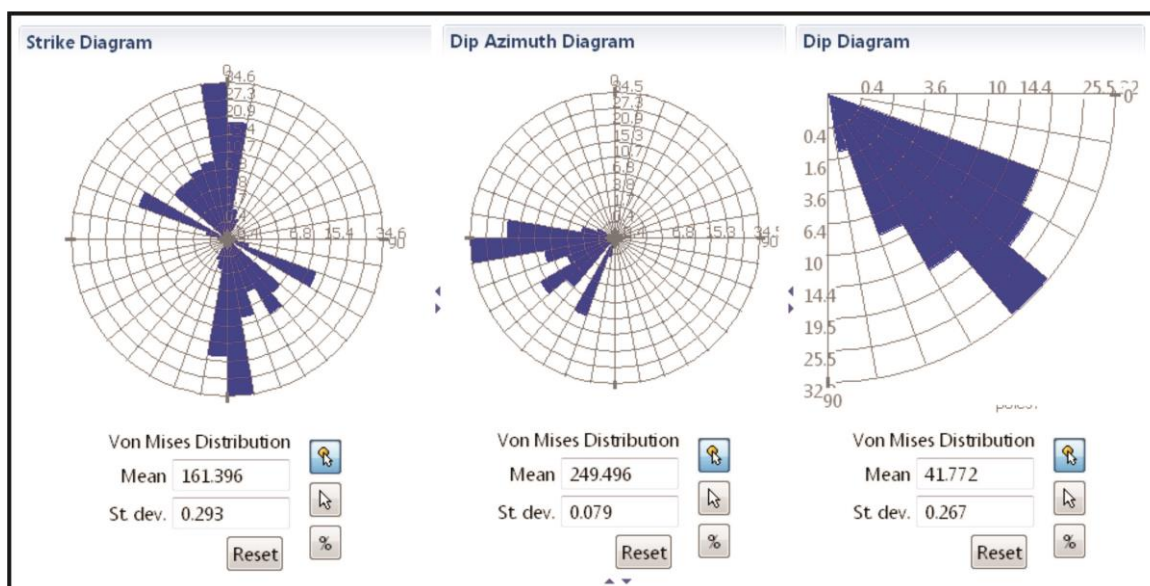


شکل ۵) نمودار گلبرخی شکستگی های بسته در مغزه، چاه شماره ۸۹ مخزن آسماری میدان آغاچاری. به ترتیب از چپ به راست نمودار مربوط به امتداد، نمودار مربوط به آزیموت سمت شیب و نمودار مقدار شیب است.

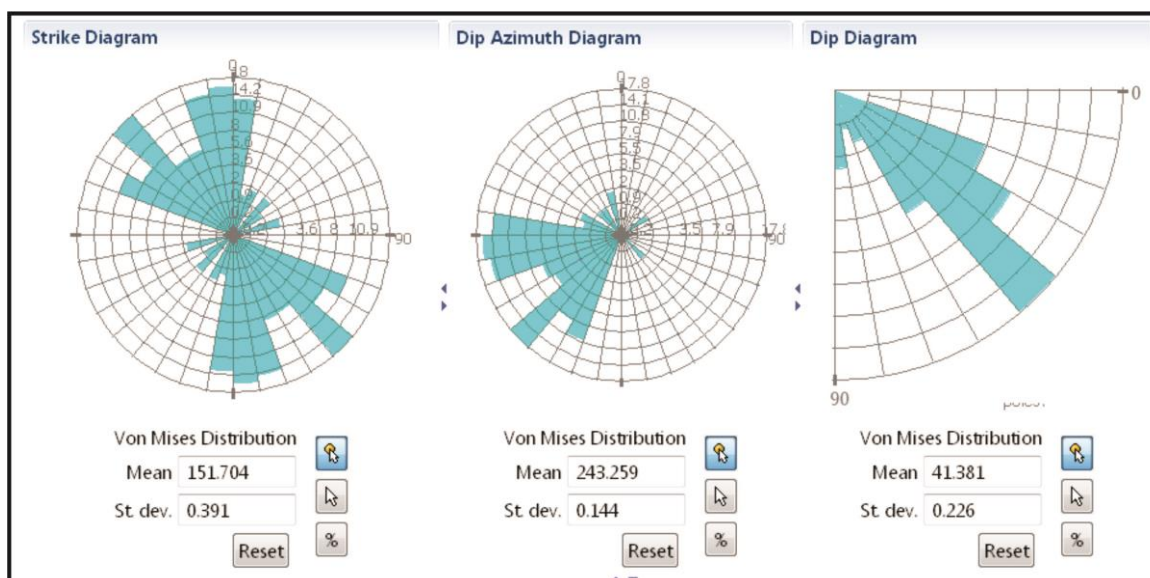
۲.۲.۲ بررسی و مطالعه لاگ تصویری:

با استفاده از لاگ تصویری در چاه ۸۹ میدان آغاچاری نیز به بررسی شکستگی ها و لایه بندی پرداخته شد. همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده است از عمق ۲۵۴۱/۸ تا ۲۵۶۵/۳ متر، ابتدا سطوح لایه بندی و سپس شکستگی های باز و بسته آشکار شده اند. در بخش پایینی این فاصله تمرکز بالایی از شکستگی های باز و بسته وجود دارد (شکل ۳). از عمق ۲۵۶۵/۳ تا ۲۵۸۸/۸ متر، تراکم شکستگی های باز در بخش مرکزی این فاصله بالاتر از فواصل دیگر است و تعدادی شکستگی بسته در بخش بالایی این فاصله تمرکز یافته است (شکل ۳). از عمق ۲۸۸/۸ تا ۲۶۱۲/۳ متر، تمرکز بالایی از سطوح لایه بندی در بخش بالایی و همچنین تمرکز پایینی از سطوح لایه بندی و شکستگی های بسته در بخش پایینی مشاهده می شود (شکل ۳). در مجموع تعداد ۹۲ شکستگی بسته، ۹۹ شکستگی باز و ۸۴ سطح لایه بندی در لاگ تصویری مشاهده شد (شکل ۳). جهت گیری شکستگی های باز در لاگ تصویری برابر با ۱۷۰ تا ۱۸۰ درجه و متوسط شیب آن ۴۱ درجه به سمت جنوب غرب است (شکل ۶). جهت

گیری شکستگی های بسته در لاگ تصویری برابر با ۱۳۰ تا ۱۴۰ درجه و متوسط شیب آن ۴۲ درجه به سمت جنوب غرب می باشد (شکل ۷).



شکل ۶) نمودار گل‌سرخ‌ی شکستگی های باز در لاگ تصویری، چاه شماره ۸۹ مخزن آسماری میدان آغاچاری. به ترتیب از چپ به راست نمودار مربوط به امتداد، نمودار مربوط به آزیموت سمت شیب و نمودار مقدار شیب است.



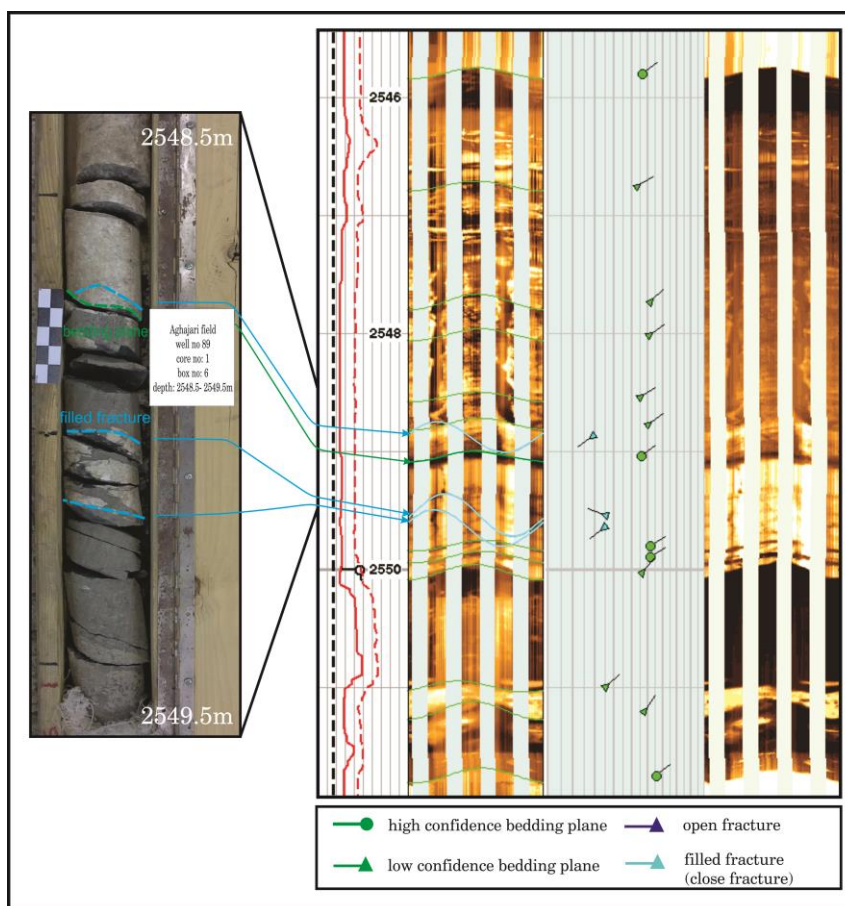
شکل ۷) نمودار گل‌سرخ‌ی شکستگی های بسته در لاگ تصویری، چاه شماره ۸۹ مخزن آسماری میدان آغاچاری. به ترتیب از چپ به راست نمودار مربوط به امتداد، نمودار مربوط به آزیموت سمت شیب و نمودار مقدار شیب است.

۳. بحث

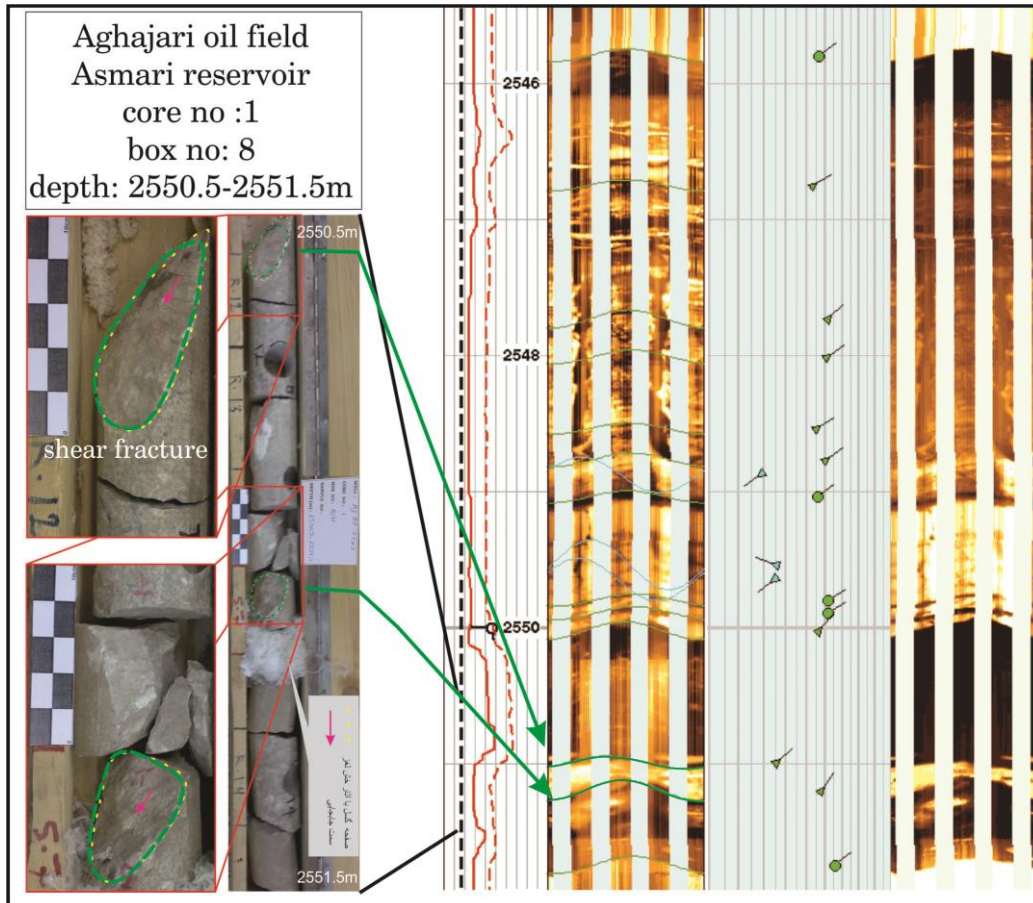
در این مطالعه، به بررسی شکستگی‌های بسته، شکستگی‌های باز و سطوح لایه بندی در مغزه و لاگ تصویری در چاه ۸۹ مخزن آسماری میدان آغاچاری و مقایسه آن‌ها با همدیگر پرداخته شد. شکل ۳ نتایج این بررسی را نشان می‌دهد. شکستگی‌های باز در لاگ تصویری به شکل منحنی‌های سینوسی با رنگ آبی تیره، شکستگی‌های بسته و سطوح لایه بندی به ترتیب با منحنی‌های

آبی روشن و سبز رنگ نشان داده شده اند (شکل ۸). در ادامه نتایج حاصل از مقایسه تحلیل شکستگی و لایه بندی در لاگ تصویری و مغزه ذکر شده است:

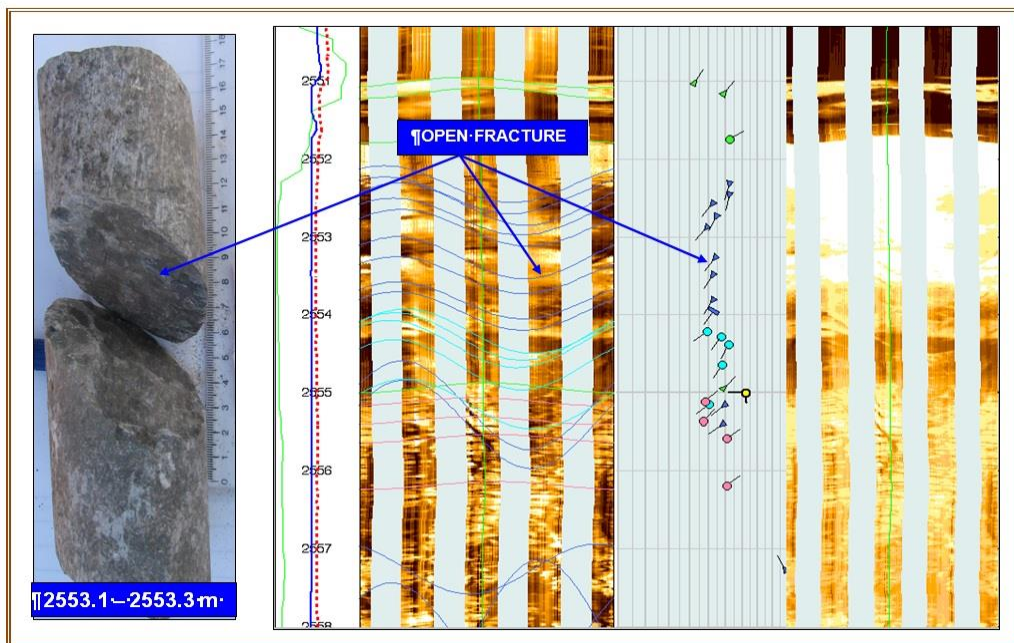
سطوح لایه‌بندی در لاگ تصویری (۸۴ لایه بندی) و مغزه (۲۳ لایه بندی) تطابق ضعیفی با هم نشان می‌دهند و تعداد سطوح لایه بندی آشکار شده در لاگ تصویری بیشتر از تعداد اندازه گیری شده در مغزه می‌باشد (شکل ۳). این عدم تطابق به این معنی است که در مغزه و لاگ تصویری دو نوع مختلف مرز لایه بندی تشخیص داده می‌شود. در مغزه هر تغییر واضحی در خصوصیات نظیر لیتولوژی، رنگ، بافت و مقدار شیل نشان‌دهنده مرز لایه‌بندی است ولی در لاگ تصویری، هر تغییر واضحی در خصوصیات الکتریکی دو لایه مجاور تشکیل یک مرز لایه‌بندی را می‌دهد (Sheridan et al., 2003). بطور مثال دولومیت و آهک مقاومت الکتریکی تقریباً مشابهی داشته و ممکن است در لاگ تصویرگر بعنوان یک لایه نمایان شوند در صورتیکه بر اساس اختلاف رنگ و واکنش با اسید و ... در نمونه طبیعی (در مغزه) میتوان این دو را از یکدیگر تفکیک کرد. شکل ۸، یک نمونه از سطح لایه بندی را نشان می‌دهد که در مغزه و لاگ تصویری آشکار شده است. قابل ذکر است که هر تغییر مشخصی که در لاگ تصویری بعنوان لایه بندی به شمار می‌رود، لزوماً نشان‌دهنده یک سطح لایه بندی واقعی نبوده و ممکن است که مربوط به شکستگی‌های برشی باشد که بر پایه لاگ تصویری نمیتوانند مشخص شود (شکل ۹). بخاطر اینکه در شکستگی‌های برشی جابجایی در مقیاس میلیمتر تا سانتیمتری بموازات سطح شکستگی اتفاق افتاده و هیچگونه بازشدگی عمود بر دیواره‌های سطح شکستگی دیده نمی‌شود. بنابراین شکستگی‌های برشی به آسانی در لاگ تصویری قابل شناسایی نبوده ولی در مغزه به راحتی شناسایی می‌شوند (شکل ۱۰) که خود این مساله نیز میتواند دلیلی بر زیادتیر بودن تعداد لایه بندی اندازه گیری شده در لاگ تصویری نسبت به مغزه باشد.



شکل ۸) مقایسه بین لاگ تصویری و مغزه در چاه ۸۹ مخزن آساماری میدان آغاچاری. سطوح لایه بندی، و گرهبک انهدیریتی در مغزه که بعنوان شکستگی پر شده با انهدیریت در لاگ تصویری نمایان شده است.



شکل ۹) مقایسه بین مغزه و لاگ تصویری در چاه ۸۹، مخزن آسماری میدان آغاچاری. شکستگی های برشی بصورت سطوح لایه بندی در لاگ تصویری آشکار شده اند. tadpole های به رنگ سبز در لاگ تصویری نشان دهنده سطوح لایه بندی و به رنگ آبی روشن نشاندهنده شکستگی های بسته می باشند.



شکل ۱۰) مقایسه لاگ تصویری و مغزه چاه ۸۹، مخزن آسماری میدان آغاچاری. شکستگی های باز که در مغزه و لاگ تصویری آشکار شده اند. tadpole های با رنگ سورمه ای نشان دهنده شکستگی های باز، tadpole های به رنگ آبی فیروزه ای نشاندهنده شکستگی های غیرقابل هدایت و رنگ صورتی نشاندهنده درزهای قابل هدایت است.

در لاگ تصویری شکستگی های بسته (پر شده) وقتی آشکار می شوند که با مواد ثانویه با مقاومت الکتریکی مختلف پر شوند (Sheridan et al., 2003). مقایسه بین لاگ تصویری و مغزه نشان داد که تعداد شکستگی های بسته (پر شده) که در مغزه شناسایی شدند (۹۲ شکستگی) بیشتر از آن هایی است که در لاگ تصویری تفسیر شدند (۷۲ شکستگی). لاگ تصویری قادر به آشکارسازی شکستگی های پر شده با انهدیریت است بخاطر اختلاف مقاومت الکتریکی بالای انهدیریت با سنگ میزبان (Davatzes & Hickman, 2005). بطور مثال همانطور که در شکل ۸ مشاهده می شود گرهک انهدیریتی در مغزه بصورت شکستگی پر شده با انهدیریت (شکستگی بسته) سازند آسماری متشکل از آهک و دولومیت بوده و شکستگی ها نیز معمولاً با انهدیریت پر شده اند. عدم تطابق بین تعداد شکستگی های بسته در مغزه و لاگ تصویری میتواند نشان دهنده این باشد که بعضی از شکستگی های پر شده در مخزن آسماری با مواد با اختلاف مقاومت الکتریکی پایین نسبت به سنگ میزبان پر شده اند (مانند کلسیت). با توجه به تعداد شکستگی های باز در مغزه (۶۸ شکستگی) و لاگ تصویری (۹۲ شکستگی)، تعداد شکستگی های باز در لاگ تصویری بیشتر از مغزه است که دلیل آن بازیافت کم مغزه در فواصل شکسته ی مخزن می باشد. تحلیل جهت یابی شکستگی ها در مغزه و لاگ تصویری نشان داد که جهت گیری شکستگی ها در مغزه و لاگ تصویری تطابق خوبی داشته و جهت گیری شکستگی های باز در مغزه برابر با ۱۷۰ تا ۱۸۰ درجه (شکل ۴) و در لاگ تصویری برابر با ۱۷۰ تا ۱۸۰ درجه است (شکل ۶). متوسط شیب این شکستگی ها ۴۲ درجه به سمت جنوب غرب در مغزه و لاگ است (اشکال ۵ و ۷). همچنین جهت یابی شکستگی های باز و بسته در مغزه پراکندگی بیشتری نسبت به لاگ تصویری نشان میدهد که به دلیل بازیافت مغزه بصورت قطعات شکسته است.

۴. نتیجه گیری

مقایسه بین نتایج حاصل از تحلیل شکستگی و لایه بندی در مغزه و لاگ تصویری نشان داد که تشخیص سطوح لایه بندی در مغزه آسانتر و واقعی تر از لاگ تصویری است. بدلیل بازیافت کم مغزه در فواصل شکسته، تعداد کل شکستگی های باز آشکار شده توسط لاگ تصویری بیشتر از مغزه می باشد، بنابراین لاگ تصویری برای شناسایی شکستگی های باز مناسب تر از مغزه است، البته بیشتر در مواقعی که اطلاعات مناسبی از مغزه در دسترس نباشد. تعداد شکستگی های بسته (پر شده) شناسایی شده با مغزه بیشتر از لاگ تصویری است، بخاطر اینکه لاگ تصویری تنها قادر به آشکارسازی شکستگی های پر شده با موادی با اختلاف مقاومت الکتریکی بالا با سنگ میزبان است، بنابراین مغزه در شناسایی شکستگی های بسته مناسب تر است. لاگ تصویری ندرتاً قادر به شناسایی شکستگی های برشی است، اما اگر با مغزه تطابق داده شود، قادر به شناسایی شکستگی های برشی با دقت مناسبی خواهد بود. جهت گیری شکستگی ها در مغزه در تطابق خوبی با لاگ تصویری است اگرچه در یک نگاه کلی جهت شکستگی ها در پراکندگی بیشتری نسبت به لاگ نشان می دهند که این امر می تواند ناشی از خطاهای احتمالی در توجیه جهت مغزه ها بویژه در بخش هایی بعلت خرد شدگی زیاد مغزه قطعه قطعه می باشد. بصورت کلی میتوان نتیجه گرفت که برای یک مطالعه و تحلیل شکستگی درست و دقیق از یک مخزن بهترین کار مطالعه همزمان مغزه و لاگ تصویری چاه ها می باشد به دلیل اینکه نقاط ضعف هم را بپوشانند. اما با وجود مشکلات مغزه گیری و هزینه های آن، لاگ تصویری تا حد مورد قبولی پاسخگوی نیاز مطالعه خواهد بود.

تشکر و قدردانی

از آقایان دکتر ندیمی، دکتر معلمی، دکتر پسندی و مهندس موحد بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد. این مطالعه برگرفته از بخشی از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم معصومه وطن دوست در دانشگاه اصفهان می‌باشد که انجام آن مورد حمایت شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب نیز واقع شد. لذا نگارندگان لازم می‌دانند از معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه اصفهان و نیز شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب قدردانی نمایند.

۵. منابع فارسی

- شفیعی، ق.، اکبری، ک.، ۱۳۹۱، مطالعه و مدل‌سازی شکستگی های مخزن آسماری میدان بی بی حکیمه، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب.
- محبی، ا.، شفیعی، م.، شکیب، م. س.، قزوینی، ا.، ۱۳۸۹، مطالعه و مدل‌سازی شکستگی ها در مخازن نفت و گاز. مجله اکتشاف و تولید، شماره ۸۳، صفحات ۲۰ تا ۲۶.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۸۹ صفحه.

-ABDOLLAHIE FARD, I., BRAATHEN, A., MOKHTARI, M., and ALAVI, S.A., 2006, Interaction of the Zagros Fold Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran: *Pet. Geo sci.*, **12**, 347-362.

-AKBAR, M., SAFARKHANLOU, Z., and TAMIMI, M., 2003, Evaluation of Arab formation using FMI data, Balal field. *NIOC unpublished report. 1 & 2.*

-ALAVI, M., 1991, Sedimentary and structural characteristics of the paleo- Tethys remanent in NE Iran: *Geol. Soc. Am. Bull.*, **103**, 983- 992.

-ALAVI, M., 1994, Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran; new data and interperitions: *tectonophysics*, **229**, 211- 238.

-ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *Am. J. Sci.*, **304**, 1-20.

-AZER, S., MACKENZIE, A., and THIEBOT, B., 2003, Observed fracturing in a Middle East oil well- a combined subsurface study. Paper SPE 81525. *Presented at the 13th Middle East Oil Show & Conference, Bahrain.*

-BARKER, S. N., and Speers, R.G., 1977, The geology of Asmari reservoir, Aghajari Field. v. 1, 2. *NIOC internal Report, No. P- 3319, Ahwaz.*

-BERBERIAN, M., 1995, Master blind thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics: *Tectonophysics*, **241**, 193-224.

-BERBERIAN, M., and KING, G.C.P., 1981, Paleogeography and tectonic evolution of Iran: *Can. J. Earth Sci.*, **18**, 210-265.

-DAVATZES, N.C., and HICKMAN, S., 2005, Comparison of acoustic and electrical image logs from the COSO Geothermal Field, CA. *Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, SGP-TR-176.*

-DEWEY, J.F., PITMAN, W.C., RYAN, W.B.F., and BONNIN, J., 1973, Plate tectonics and the evolution of the Alpine System: *Geol. Soc. Am. Bull.*, **84**, 3137-3180.

- FALCON, N., 1969, Problems of relationship between surface structure and deep displacement illustrated by Zagros. In: Kent, P.E., Satterthawate, G.E., Spencer, A.M. (Eds.). Time and place in orogeny: *Geol. Soc. London Spec. Publ.*, **2**, 9-22.
- FALCON, N., 1974, Southern Iran: Zagros Mountains, In: A. M. Spencer (Editor), Mesozoic-Cenozoic Organic belts, data for orogenic studies: *Geol. Soc. London, Spec. Pub.*, **4**, 199-211.
- KAZEMI, K., 2009, Seismic imaging of thrust fault structures in Zagros Iranian oil fields, from subsurface and well data. *71st EAGE Conference & Exhibition- Amsterdam, The Netherlands*.43.
- KHOSHBAKHT, F., MEMARIAN, H., and MOHAMMADNIA, M., 2009, Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from Image log: *J. Pet. Sci. Eng.*, **67**.
- KHOSHBAKHT, F., AZIZZADEH, M., MEMARIAN, H., NOUROZI, G.H., and MOALLEMI, S.A., 2012. Comparison of electrical Image log with core in a fractured carbonate reservoir: *J. Pet. Sci. Eng.*, **86-87**, 289-296.
- KULANDER, B.R., DEAN, S.L., and WARD, B.J.Jr., 1990, Fractured Core Analysis: Interpretation, logging, and Use of Natural and Induced Fractures in Core. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. Tulsa, OK: *AAPG Methods in Exploration Series*, **8**, 88.
- MCQUILLAN, H., 1985, Fractured- controlled production from the Oligo - Miocene Asmari formation in Gachsaran and Bibi Hakimeh fields. Southwest Iran, Carbonate Petroleum Reservoirs. *Springer-Verlag, New York, United States*, 511-523.
- MOHAMMADIAN, R., 2008, Geometrical analysis of Asmari reservoir Marun anticline. *National Iranian South Oil Company, report. P- 6281*.
- NELSON, R.A., 2001, Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. *Gulf publishing, Houston, Tx. Contr, In petrol. geology & Eng., 2nd ed.*, 332.
- PAULSEN, T.S., JARRAD, R.D., and WILSON, T.J., 2002, A simple method for orienting drill core by correlating features in whole-core scans and oriented borehole-wall imagery: *J. Struct. Geol.*, **24**, 1233-1238.
- SETUDEHNIA, A., 1978, The Mesozoic sequence in south- west Iran and adjacent areas: *J. Petrol. Geol.*, **1**, 3-42.
- SENGOR, A.M.C., 1984, The Cimmeride orogenic system and the tectonic of Eurasia: *Geol. Soc. Spec. Pap.*, **195**, 88.
- SHERIDAN, J., KOVAC, K., ROSE, P.E., BARTON, C., MCCULLOCH, J., BERARD, B., MOORE, J., PETTY, S., and SPIELMAN, P., 2003, In situ stress, fracture and fluid flow analysis-East Flank of the Coso Geothermal Field: *Proceedings 28th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford Univ.*, 34-49.
- STÖCKLIN, J., 1968, Structural history and tectonics of Iran: *AAPG bull.*, **52**, 1229- 1258.
- WENNBERG, O.P., AZIZZADEH, M., AQRAWI, A.A.M., BLANCE, E.P., BROCKBANK, K.B., LYSLO, Y.S., PICKARD, N., SALEML, L.D., and SVANA, T., 2007, The khaviz Anticline: an outcrop analogue to giant fractured Asmari Formation reservoirs in SW Iran: *Geol. Soc. London Spec. Publ.*, **270**, 23-42.

تصحیح داده های انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده با استفاده از روش "تحول فلورسانس زایی چندماسرالی" و استفاده از آن ها در مدل سازی یک

بعدی چاه بینک-۴

محمدکسایی نجفی*^۱، فرامرز شعبانی^۲، مریم میرشاهانی^۱، بیوک قربانی^۱ و ارسلان زینل زاده^۱

^۱عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت

^۲کارشناس ارشد پژوهشگاه صنعت نفت

*kassaiem@ripi.ir

دریافت دی ۱۳۹۴، پذیرش اسفند ۱۳۹۴

چکیده

در مطالعات ژئوشیمیایی اکتشاف نفت، انعکاس ماسرال های تشکیل دهنده کروژن، به ویژه انعکاس ویترنیت، یکی از مهم ترین شاخص-های تعیین بلوغ حرارتی مواد آلی و تشکیل نفت و گاز است. علی رغم اینکه انعکاس ویترنیت به طور معمول با افزایش عمق دفن شدگی رسوبات افزایش می یابد، خیلی اوقات مهندسیین اکتشاف هنگام مدل سازی بلوغ حرارتی، که با استفاده از مقادیر انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده با میکروسکوپ پتروگرافی آلی فتومتر دار کالیبره می شود، با مشکل مواجه می شوند. این مشکل به سبب وجود ماسرال های مختلف و تضعیف انعکاس ویترنیت (سپرشن) به وجود می آید. برای حل مشکل تضعیف انعکاس ویترنیت دانشمندان استرالیایی با استفاده از میکروسکوپ رامان لیزری یک روش چندپارامتری به نام "تحول فلورسانس زایی چندماسرالی" را توسعه دادند که به منظور اختصار آن را فَم نامیدند. در این مقاله، به منظور آشنا نمودن خوانندگان هدف با روش فَم و نحوه استفاده از داده های حاصل از آن، ابتدا این روش به طور خلاصه معرفی شده است. سپس برای کالیبره کردن مدل یک بعدی ارائه شده برای چاه بینک-۴ از داده های انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده و داده های انعکاس به دست آمده از به کارگیری روش فَم استفاده شده است. به منظور تبیین اهمیت تصحیح داده های انعکاس ویترنیت به عنوان معمول ترین و مهم ترین پارامتر جهت کالیبراسیون مدل های حرارتی و مشخص کردن زمان و عمق زایش هیدروکربن از سنگ های منشأ پابده، گورپی، کژدمی و گدوان، داده های انعکاس ویترنیت و فَم در مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴ به کار برده شده و نتایج حاصل باهم مقایسه شده اند. تفاوت های زیاد نتایج حاصل از کالیبراسیون مدل بلوغ با استفاده از داده های انعکاس ویترنیت معادل حاصل از روش فَم با داده های انعکاس اندازه گیری شده در روغن امرسیون، از نظر میزان پختگی، درصد تبدیل ماده آلی، گستره تولید و مقدار رانش نفت، با استفاده از نمودارهای حاصل از مدل سازی نشان داده شده اند. این تفاوت ها در استراتژی های اکتشاف بسیار تعیین کننده هستند.

کلمات کلیدی: بلوغ حرارتی، انعکاس ویترنیت، تضعیف انعکاس، فلورسانسی زایی ماسرال های چندگانه (فَم)، چاه بینک-۴.

۱. مقدمه

انعکاس و یترنیت یکی از شاخص های معتبر است که از آن، به نسبت، بیشتر از شاخص های دیگر برای تعیین مرحله بلوغ ماده آلی و شناسایی سنگ های منشأ نفت استفاده می شود. از این جهت، تغییراتی که به هردلیل در مقدار واقعی انعکاس اندازه گیری شده تأثیرگذار باشد، بایستی مشخص شوند و نتیجه گیری برای سنگ منشأ بر اساس آن ها صورت گیرد. چنانچه مسئله ای مثل و یترنیت تضعیف شده وجود داشته باشد و مورد توجه قرار نگیرد، چه بسا رسوباتی که به علت کمتر نشان داده شدن انعکاس و یترنیت فاقد بلوغ کافی برای سنگ منشأ بودن تشخیص داده شده اند، با لحاظ کردن مقدار تصحیح شده شرایط سنگ منشأ موثر را خواهند داشت. به علت وجود این مشکل تأکید می شود در روش انعکاس و یترنیت، به خصوص در شیل های دریایی غنی از ماده آلی، برای اطمینان از مقادیر انعکاس و یترنیت بایستی از شاخص بلوغ دیگری نیز استفاده شود. هانت (۱۹۹۶) انعکاس و یترنیت تضعیف شده را به عنوان یک مشکل ذکر کرده و استفاده از یک شاخص بلوغ دیگر برای اطمینان از نتایج اندازه گیری های انعکاس و یترنیت را پیشنهاد کرده است. شواهدی فراوان وجود دارند که نشان می دهند و یترنیت های موجود در زغال های هیومیکی و شیل های زغالی با و یترنیت های موجود در کروژن های نوع ۲ (منشأ دریایی) از نظر اندازه انعکاس و یترنیت اختلافی قابل توجه دارند (پرایس و بارکر، ۱۹۸۵). تیشمولر (۱۹۷۷) متوجه شد که و یترنیت- های حاصل از قطعات چوبی موجود در شیل های نفتی از جمله شیل پوزیدونیا در آلمان در مقایسه با زغال های معمولی یا سیلتستونی معادل شان دارای انعکاس بسیار کمتر و فلورسانس زایی بیشتر هستند. به این علت وی همیشه از اندازه گیری انعکاس و یترنیت در سنگ های منشأ نفت اجتناب می ورزید و ترجیح می داد که از سنگ های مجاور آن ها که رسی یا سیلتی بودند، برای اندازه گیری استفاده کند. او احساس می کرد که اختلاف انعکاس از مواد اصلی منشأ آن ها و همچنین دیاژنز اولیه ناشی می شود. تضعیف به عنوان کاهش در انعکاس به سبب وجود مقداری زیاد ماسرال لپتینیت، لپیدهای آلیفاتیکی و بیتومن های حاصل از لپتینیت های همراه، تولید و یترنیت غنی از هیدروژن در محیط های رسوبی غیرهوازی و قلیایی و وجود و یترنیت غنی از هیدروژن و آلیفاتیک حاصل از فلورهای خاص تعریف شده است. سیوالد و ایگلیتتون (۱۹۹۹) تأثیر شیمیایی سیال، درجه حرارت و زمان را در حین پختگی و یترنیت به روش پیرولیز، مورد بررسی و آزمایش قرار دادند. آن ها متوجه شدند که در یک درجه حرارت خاص از پختگی هنگامیکه از سیالی با PH بالا استفاده می شود، اندازه انعکاس و یترنیت ۱۰۶% تا ۱۱۹% می باشد، در حالی که وقتی از سیال با PH پایین استفاده می شود، انعکاس و یترنیت ۱۳۸% است. از آنجایی که شیل های دریایی در مقایسه با زغال ها در محیط هایی با PH بالاتر نهشته شده اند، این موضوع می تواند دلیلی بر وجود و یترنیت تضعیف شده باشد. پژوهشگر دیگری به نام لی ون (۱۹۹۳) برای بررسی انعکاس و یترنیت در زغال و شیل در درجات مختلف پختگی یک سری آزمایش های پیرولیزی به عمل آورد. وی دو روند مختلف پختگی برای زغال و برای و یترنیت تضعیف شده به دست آورد. روند مربوط به زغال براساس تغییر انعکاس در نمونه های آزمایشگاه در اثر پختگی زغال های هیومیکی و لیگنیت مربوط به یوتا، وایومینگ و گلف کوست به دست آمد و روند و یترنیت تضعیف شده بر مبنای انعکاس حاصل از نمونه های وودفورت، سنگ منشأ شیلی پوزیدونیا، شیل کامبرینی آلوم حاصل شد. مقدار اختلاف انعکاس دو روند (عادی و تضعیف شده) با افزایش استرس حرارتی افزایش می یابد و تا حداکثر به ۰۷% می رسد. لی ون هیچگاه زغال هیومیک را در روند تضعیف مشاهده نکرد، حتی زغال هایی که و یترنیت غنی از هیدروژن دارند نیز در این وضعیت قرار نمی گرفتند. شیل های غنی از ماده آلی با کروژن نوع ۲، مثل شیل های وودفورت، پوزیدونیا و آلوم همه در روند تضعیف قرار می گیرند. روش "تحول فلورسانس زایی چندماسرالی" که برای تشخیص و یترنیت تضعیف شده و تعیین اندازه آن توسط مرکز پژوهش های نفتی استرالیا ابداع شده، توسط آقای ویلکینز (۱۹۹۲) پیشنهاد شده است. با انجام چند پروژه تحقیقاتی در

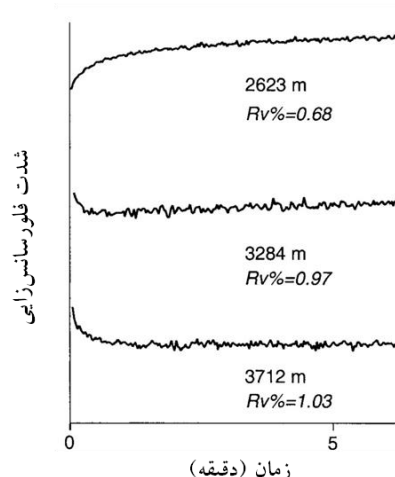
حوضه های نفتی استرالیا و چین و مقایسه نتایج آن ها با انعکاس و پترینیت نمونه های رسوبات بالایی و پایینی سازندهای بررسی شده، صحت این روش تایید و نتایج به چاپ رسیده است (ویلیکینز و همکاران، ۱۹۹۲؛ کالکریوتا و همکاران، ۲۰۰۴؛ ویلیکینز، ۱۹۹۲). به منظور آشنا نمودن خوانندگان هدف با روش فم و نحوه استفاده از داده های حاصل از آن، ابتدا این روش در زیر به طور خلاصه معرفی شده است. برای اطلاعات بیشتر درباره این روش و ارتباط آن با آنالیزهای انعکاس و پترینیت می توان به ویلیکینز و همکاران (۱۹۹۵، ۱۹۹۸ و ۲۰۰۲) نیز مراجعه کرد.

۲. روش کار

در بررسی هایی که بر روی نمونه های تعدادی از چاه ها با استفاده از روش فم انجام شد، نتایجی جالب توجه به دست آمد. در این مطالعه درجه بلوغ مواد آلی نمونه های سازندهای پابده، گورپی، کژدمی و گدوان به روش معمول اندازه گیری درصد انعکاس و پترینیت، با به کارگیری میکروسکوپ پتروگرافی آلی فتومتر دار، تعیین شد و برای تصحیح داده های انعکاس و پترینیت روش معرفی شده فم به کار برده شد. داده های انعکاس و پترینیت و فم به دست آمده در مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴ به کار برده شده است و نتایج حاصل با هم مقایسه شده اند.

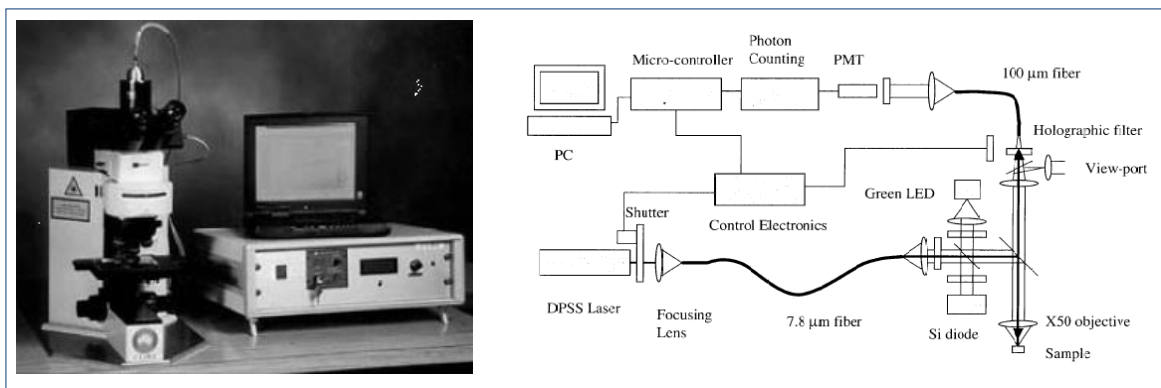
۲.۱ روش تحول فلورسانس زایی ماسرال های چندگانه (فم)

اساس و پایه روش فم، یا به بیانی دیگر، ایده اولیه این روش از کارهای تیشمولر و اوتنجان (۱۹۷۷) گرفته شده است. نامبردگان در مطالعات میکروسکوپی بر روی ماسرال های لیپتینی در نور ماوراء بنفش متوجه شدند که در مراحل مختلف بلوغ ماده آلی شدت فلورسانس زایی مواد لیپتینی که در اثر تابش نور ماوراء بنفش (به مدت نیم ساعت) تولید می شود، متفاوت است. به طوری که در مرحله دیاژنز شدت فلورسانس زایی نمونه افزایشی است و منحنی حاصل از اندازه گیری شدت فلورسانس در ۳۰ دقیقه تقریباً خطی و افزایشی است. در مرحله کاتاژنز منحنی به دست آمده تقریباً به شکل خطی مستقیم و افقی است و شدت فلورسانس زایی تغییرات چندانی ندارد. در مراحل پایانی نفت زایی (مرحله تولید گاز خشک یا متاژنز) شدت فلورسانس زایی کاهش می یابد و در نهایت، مواد لیپتینی فاقد فلورسانس زایی هستند (شکل ۱).



شکل ۱. تغییر شکل منحنی های تحول فلورسانس زایی و پترینیت با افزایش عمق دفن شدگی در یکی از چاه های استرالیا از مثبت در عمق ۲۶۲۳ متر به منفی در عمق ۳۷۱۲ متر (تیشمولر و اوتنجان، ۱۹۷۷).

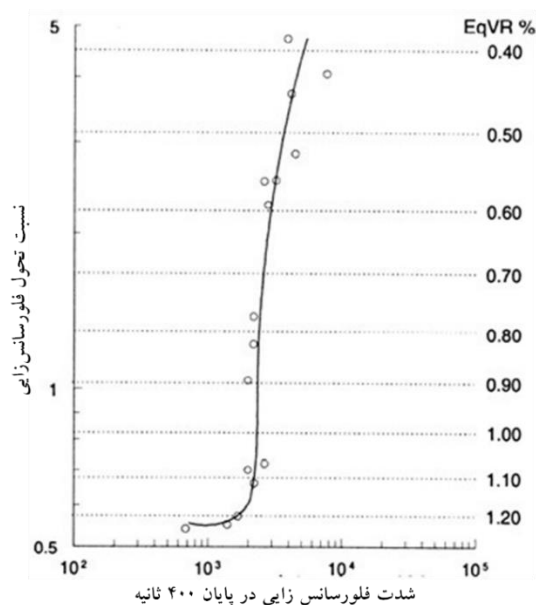
روش فم که ویلکینز آن را ابداع نمود، اندازه گیری فلورسانس زایی مواد آلی (کروژن) با استفاده از تابش نور لیزری روی ماسرال های مختلف گروه های لپتینیت، ویترنیت و اینترتیت بود. وی و همکارانش با استفاده از میکروسکوپ انعکاسی مجهز به نور لیزری، که از طریق فیبر نوری به میکروسکوپ منتقل و نهایتاً با یک سوراخ به قطر ۲ میکرومتر بر روی ماسرال مورد نظر تابانده می شود، تغییرات شدت فلورسانسی ماسرال های مختلف را می توان اندازه گیری کرد. نور فلورسانسی که به طور پیوسته در اثر این تابش تولید می شود به وسیله فتومولتی پلایر به کامپیوتر منتقل و در هر ثانیه مقدار عددی آن مشخص می شود. این ارقام به مدت ۴۰۰ ثانیه ثبت می شوند. از نسبت شدت فلورسانس زایی اولیه (در آغاز اندازه گیری) به شدت فلورسانس زایی در پایان ۴۰۰ ثانیه (پایان اندازه گیری) به عنوان شاخص مرتبه پختگی استفاده می شود. به طور ایده آل، در هر نمونه حداقل چهار ذره از هر یک از نواع ماسرال ها (لپتینیت، ویترنیت و اینترتیت) شناسایی و شدت فلورسانس زایی آنها اندازه گیری می شود و برای هر نمونه نسبت فلورسانس زایی در شروع تابش به پایان آن در چهارصدمین ثانیه محاسبه می شود. مقادیر حاصل بر روی نمودار نسبت تغییر فلورسانس در مقابل شدت فلورسانس در ۴۰۰ ثانیه ترسیم می شوند. از مقایسه منحنی به دست آمده با "نمودار نرمال" و خطوط انعکاس ویترنیت معادل، مقدار انعکاس ویترنیت واقعی مشخص می شود (به بخش های آتی مراجعه شود). در میکروسکوپ لیزری که برای مطالعات فم به کار برده می شود، برای تحریک فلورسانس زایی و انتخاب نقطه ردیابی (به قطر یک میکرومتر) بر روی نمونه از لیزر یون آرگون ۴۸۸ نانومتری استفاده شده است. شکل هندسی این دستگاه هم کانون است به طوری که فقط تابش فلورسانسی حاصل از سطح نمونه را دریافت می کند و انجام آنالیز فم بر روی ماسرال های کوچکی که ممکن است بر روی مواد بسیار فلورسانس زا قرار گرفته باشند، را امکان پذیر می سازد (شکل ۲-الف). این وسیله از سه دستگاه شامل میکروسکوپ، بخش لیزر-الکترونیک و یک سیستم کامپیوتری تشکیل شده است. برای ارسال نور لیزر به نقطه اندازه گیری انتخاب شده بر روی نمونه از فیبر نوری و برای مشاهده و گرفتن عکس از نمونه از یک سیستم دوربین دیجیتال استفاده شده است (شکل ۲-ب). به کمک یک وسیله تمرکز تعبیه شده در دستگاه، کاربر به آسانی می تواند بر روی سطوح بسیار صیقلی مانند زغال یا شیشه تمرکز (فوکوس) کند. یک سیستم ایمنی فعال از معرض نور لیزر قرار گرفتن کاربر جلوگیری می کند.



شکل ۲. (الف) نمودار شماتیکی دستگاه اندازه گیری فم (الف) و (ب) تصویر آن.

۲.۲ منحنی های تحول فلورسانس زایی

منحنی های تحول فلورسانس زایی را می توان به عنوان برآیند اجزای مثبت (افزایش فلورسانس زایی) و منفی (کاهش فلورسانس زایی) در نظر گرفت. نظر به اینکه منحنی فلورسانس زایی ویترنیت های پایین مرتبه (از نظر بلوغ حرارتی) با انعکاس ویترنیت کمتر از ۰/۷٪ فاقد جزء منفی قابل توجهی هستند و ویترنیت های بالاتر مرتبه (انعکاس ویترنیت بیشتر از ۰/۲٪) فاقد جزء مثبت هستند، وجود هر دو جزء مثبت و منفی در ویترنیت های مرتبه های میانی بلوغ موجب حاصل شدن منحنی فلورسانس زایی می شود که نخست رفتاری منفی و پس از آن مثبت دارند. در شکل ۱ نمونه ای از تغییر شکل منحنی فلورسانس زایی با افزایش عمق در نمونه های یکی از چاه های استرالیا نشان داده شده است. گرچه شکل منحنی تحول شدت فلورسانس بیانگر مرتبه تقریبی بلوغ است، شکل منحنی تحت تاثیر پرهیدروس بودن ویترنیت نیز قرار گرفته است. علاوه بر این، شناسایی ویترنیت همیشه بدون ابهام نیست و شکل منحنی فلورسانس زایی که از برخی اینترنیت ها و لیپتیت ها حاصل می شود ممکن است شبیه به منحنی ویترنیت های بالاتر مرتبه باشد. این مشکل با ایجاد منحنی تحول فلورسانس زایی برای بازه ای از ماسرال ها و تحلیل کردن ترکیبی از داده های به دست آمده بر روی یک نمودار تحول فلورسانس زایی برطرف شده است. با استفاده از نمودارهای تحول فلورسانس زایی می توان به آسانی داده های فم را تحلیل کرد. برای این کار دو پارامتر انتخاب می شوند: ۱- شدت فلورسانس زایی در انتهای ۴۰۰ دقیقه که به مقدار H/C ماسرال ارتباط دارد، ۲- نسبت شدت فلورسانس در پایان فلورسانس زایی به شدت آن در آغاز که یکی از شاخص های مرتبه بلوغ است. بر روی این نمودار، هریک از منحنی های تحول فلورسانس زایی به صورت یک نقطه رسم می شوند و ویترنیت های دارای ترکیب ارتوهیدروس بر روی یا در نزدیکی خط تقریباً عمودی (مربوط به ویترنیت عادی) که نشان دهنده مسیر بلوغ تلوویترنیت ارتوهیدروس است، رسم می شوند. برای کالیبره کردن نمودار برحسب میانگین انعکاس فم، می توان از نقاط داده ای ویترنیت مربوط به یک سری زغال های مرجع استفاده کرد. در شکل اولیه این نمودار، کالیبراسیون براساس زغال های پرمین، به طور عمده از استرالیا، انجام شده است (شکل ۳). در آزمایشگاه ژئوشیمی شرکت CSIRO استرالیا چند نمودار تحول فلورسانس زایی برای زغال های مربوط به زمان های زمین شناسی و گستره های جغرافیایی مختلف تهیه شده اند. این نمودارها نمونه هایی از پرمین-تریاس استرالیا، ژوراسیک استرالیا، ترشیری اندونزی و کربنیفر هلند را شامل می شوند.



شکل ۳. تعیین خط ویترنیت عادی برای یک سری از نمونه های زغال پرمین در شرق استرالیا. هریک از نقاط مشخص کننده منحنی نشان دهنده میانگین مقادیر مربوط به ۱۰ ذره تلوویترنیت در یک نمونه زغال هستند (اقتباس از ویلکینز و همکاران، ۱۹۹۲).

مشاهدات نشان داده اند که در نمودار تحول فلورسانس زایی نقاط داده ای مربوط به ماسرال های ویتربیت، اینرتیت و لپتیت موجود در زغال ها و سنگ های منشأ حاوی "ویتربیت نرمال" در نزدیکی یک منحنی هذلولی شکل که خط ویتربیت های عادی را در محل انعکاس ویتربیت معادل قطع می کند، واقع می شوند. در شکل ۴، به طور مثال، نمودار تحول فلورسانس زایی چنین زغالی نشان داده شده است. در این نمودار می توان دید که در حالی که ویتربیت های ارتوهیدروس در نزدیکی مرکز نمودار واقع شده اند، اینرتیت ها در ناحیه فلورسانس کم و لپتیت ها در ناحیه فلورسانس زیاد قرار گرفته اند. با توجه به اینکه برای نمونه های فروافتادگی دزفول نمودار فلورسانس زایی مخصوص تهیه نشده است، در این مطالعه برای نمونه های سازند پابده از نمودار ترشیری اندونزی و برای نمونه های سازندهای گورپی، کژدمی و گدوان از منحنی عمومی تهیه شده برای مزوزئیک استفاده شده است.

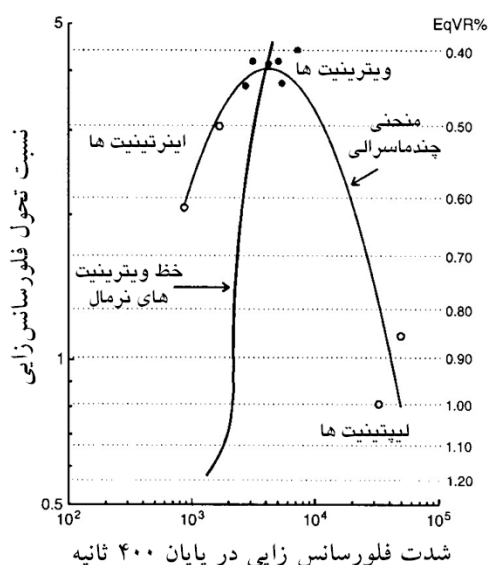
۳.۲ روش تعیین مقدار انعکاس ویتربیت براساس نمودار فم

برای کلیه نمونه هایی که حاوی ویتربیت ارتوهیدروس هستند، انعکاس ویتربیت معادل از مقدار مربوط به نقطه تقاطع منحنی چندماسرالی و خط ویتربیت های نرمال تعیین می شود.

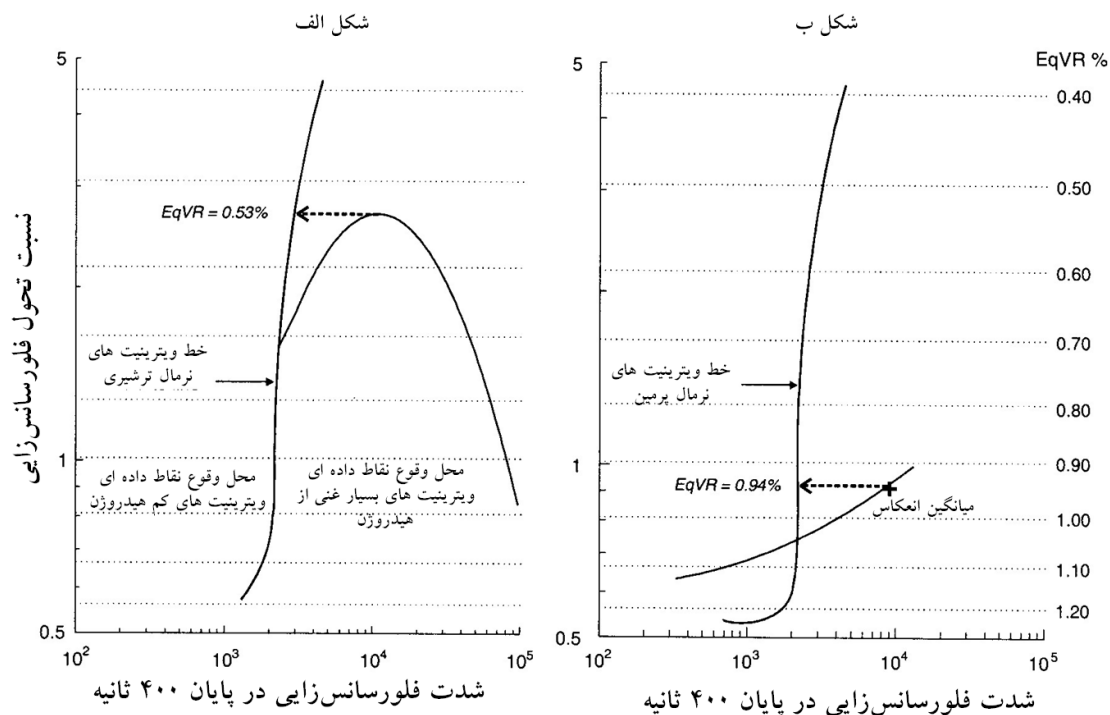
برای نمونه های حاوی ویتربیت پرهیدروس دو احتمال وجود دارد:

هنگامی که رأس منحنی چندماسرالی به طرف بالا است، مقدار معادل انعکاس ویتربیت مقدار مربوط به قله منحنی خواهد بود (شکل ۵-الف).

برای مواد آلی دارای بلوغ بالا، ممکن است رأس منحنی ماسرال های چندگانه منحنی به سمت پایین باشد (شکل ۵-ب). در این صورت، مقدار معادل انعکاس ویتربیت براساس میانگین نسبت تحول فلورسانس زایی تعیین می شود. در این حالت شناسایی صحیح جمعیت آماری ویتربیت لازم خواهد بود.



شکل ۴. نمودار تحول فلورسانس زایی (فم) برای یک نمونه زغال از اندونزی که انعکاس ویتربیت اندازه گیری شده آن ۰/۴۳٪ است. در این نمودار خط ویتربیت نرمال برای ترشیری در اندونزی ایجاد شده است (اقتباس از ویلکینز و همکاران، ۱۹۹۲).



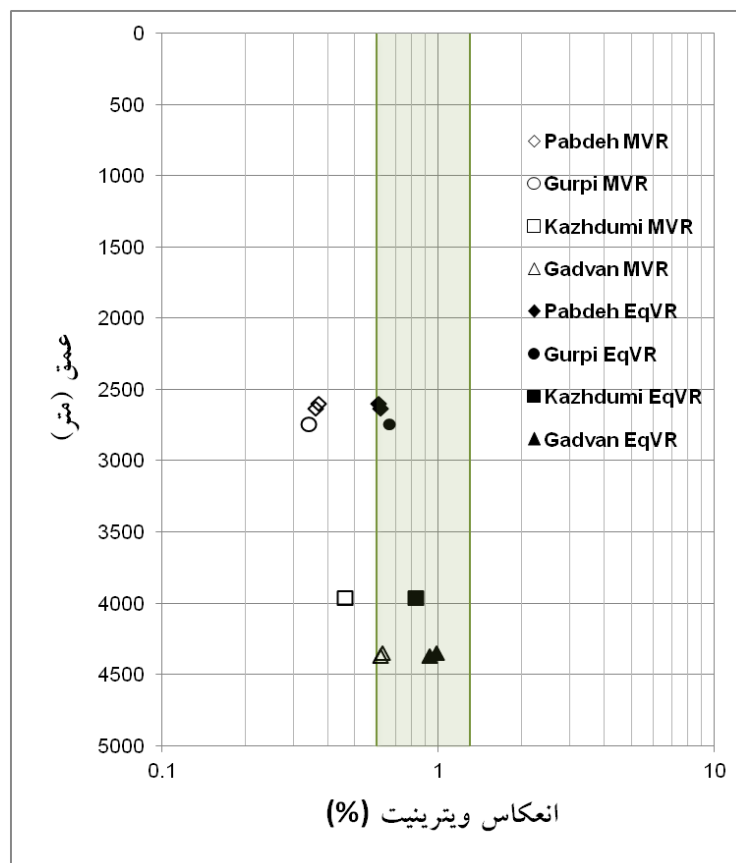
شکل ۵. در این نمودار، روش تعیین انعکاس ویترنیت معادل برای نمونه های حاوی ویترنیت های پرهیدروس به تصویر کشیده شده است. شکل الف- رأس منحنی چند ماسرالی به طرف بالا است. شکل ب- رأس منحنی چند ماسرالی به طرف پایین است (اقتباس از ویلکینز و همکاران، ۱۹۹۲).

۳. نتایج آنالیزها

داده های انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده و انعکاس ویترنیت معادل حاصل از آنالیز فم بر روی نمونه های سازندهای پابده، گورپی، کژدمی و گدوان در جدول ۱ آمده است. در این جدول مشاهده می شود که مقادیر انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده تا حدی قابل توجه (۰/۲۴ تا ۰/۳۷٪) از مقادیری که از آنالیز فم به دست آمده اند، کمتر هستند. طبق تفسیرهای انجام شده این مقدار تفاوت نشان دهنده تضعیف انعکاس در حد متوسط تا ضعیف است. بنابراین، سطح بلوغ حرارتی که براساس داده های انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده برآورد می شود تا حدی قابل توجه کمتر از واقع خواهد بود. در شکل ۶ روند تغییرات انعکاس ویترنیت اندازه گیری شده و مقادیر معادل حاصل از روش فم در مقابل افزایش عمق دفن شدگی نشان داده شده است و محدوده آغاز هیدروکربن زایی و پایان آن مشخص شده است. بر روی نمودار، موقعیت نقاط داده ای انعکاس ویترنیت تصحیح نشده نشان می دهد که مواد آلی سازندهای پابده، گورپی، کژدمی هنوز به مرحله نفت زایی نرسیده اند و سازند گدون در آغاز مرحله نفت زایی قرار گرفته است؛ در حالی که داده های تصحیح شده افزایش بلوغ مواد آلی این سازندها از آغاز مرحله نفت زایی در سازند پابده تا مرحله حداکثر تشکیل نفت در سازند گدوان را نشان می دهند که با واقعیت مطابقت دارد.

جدول ۱. داده های انعکاس و تیرینیت اندازه گیری شده و انعکاس و تیرینیت معادل حاصل از آنالیز فم بر روی نمونه های سازندهای پابده، گورپی، کژدومی و گدوان در چاه بینک-۴.

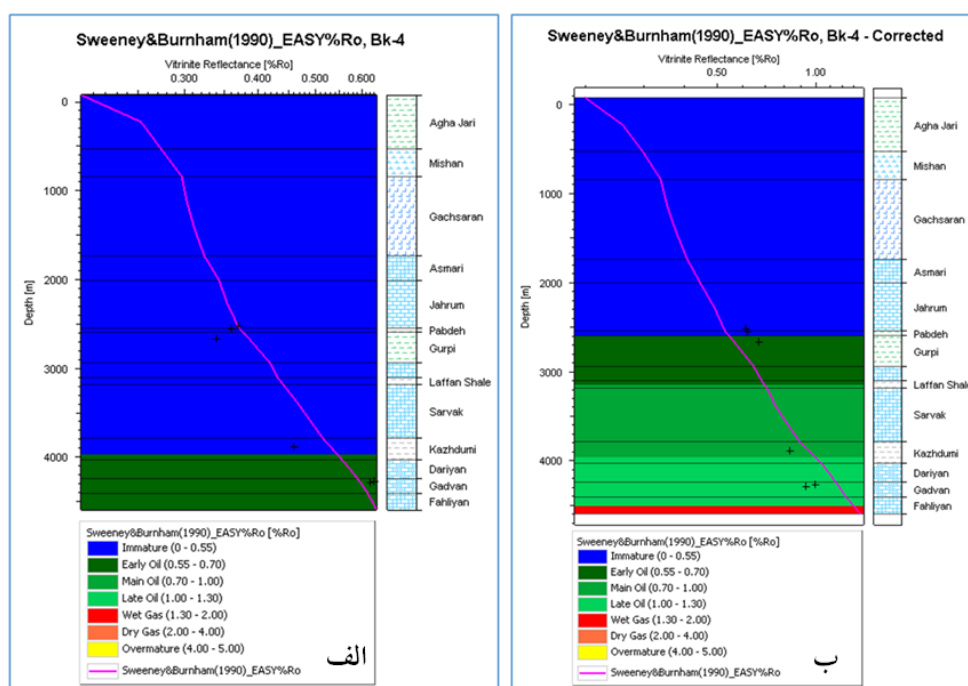
شماره نمونه	سازند	عمق (فوت)	میانگین انعکاس در R_o (روغن امرسیون) (%)	تعداد ذرات اندازه گیری	معادل انعکاس $EqVR$ (تیرینیت) (%)	شدت تضعیف (%)
۱	پابده	۸۵۲۵	۰/۳۷	۸	۰/۶۱	۰/۲۴
۲	پابده	۸۶۳۰	۰/۳۶	۴	۰/۶۲	۰/۲۶
۳	گورپی	۹۰۰۰	۰/۳۴	۱۲	۰/۶۷	۰/۳۳
۴	کژدومی	۱۳۰۰۵	۰/۴۶	۵	۰/۸۳	۰/۳۷
۵	گدوان	۱۴۲۷۵	۰/۶۳	۱	۰/۹۹	۰/۳۶
۶	گدوان	۱۴۳۳۴	۰/۶۲	۱	۰/۹۳	۰/۳۱



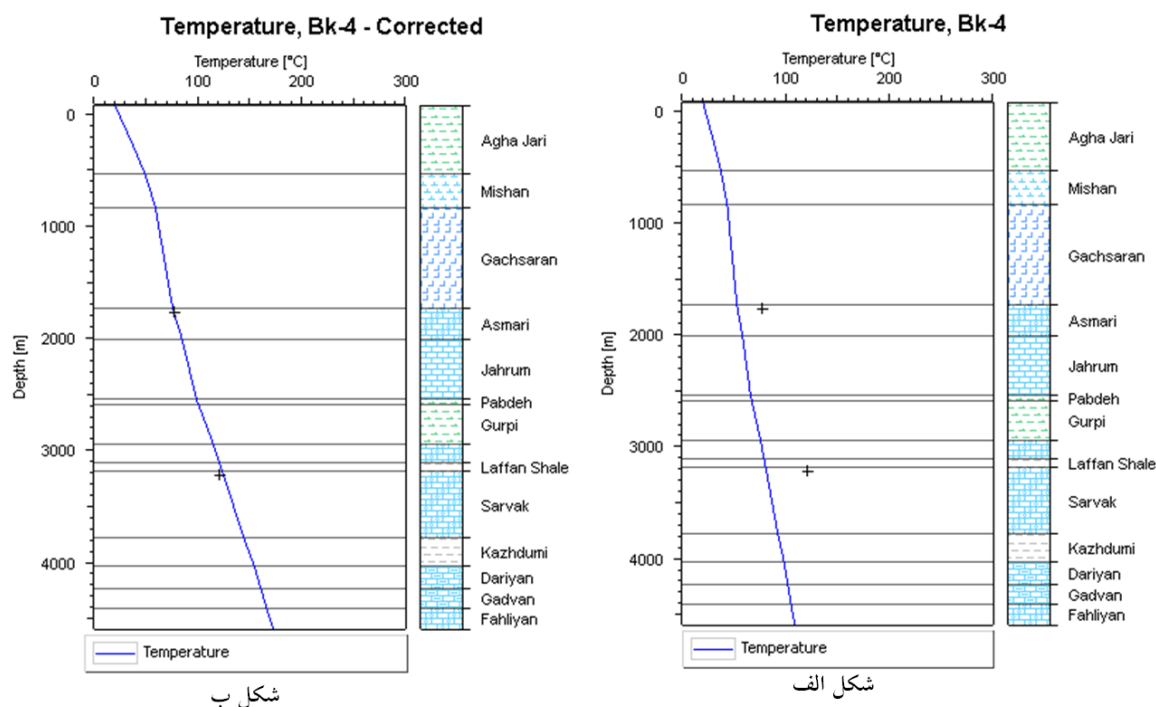
شکل ۶. روند تغییرات مقادیر انعکاس و تیرینیت اندازه گیری شده و مقادیر انعکاس حاصل از روش فم در مقابل افزایش عمق دفن شدگی سازندها در چاه بینک-۴ (MVR: انعکاس و تیرینیت اندازه گیری شده به روش معمول و EqVR: انعکاس و تیرینیت تصحیح شده با به کارگیری روش فم).

۴. مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴

به منظور تبیین اهمیت تصحیح داده های انعکاس ویترینیت به عنوان معمول ترین و مهم ترین پارامتر جهت کالیبراسیون مدل های حرارتی و مشخص کردن زمان و عمق زایش نفت و گاز از سنگ های منشأ مطالعه شده، داده های انعکاس ویترینیت و فم در مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴ به کار برده شده و نتایج حاصل باهم مقایسه شده اند. در شکل ۷ مدل بلوغ حرارتی حاصل از مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴ نشان داده شده است. هنگامی که برای کالیبره کردن مدل بلوغ از داده های تصحیح شده استفاده میشود (شکل ۷-الف)، در مقایسه با زمانی که با داده های تصحیح نشده کالیبره می شود، سازندهای مورد نظر بلوغی بالاتر را نشان می دهند. مدل کالیبره شده با داده ای انعکاس ویترینیت تصحیح نشده نشان می دهد که مواد آلی سازندهای پابده، گورپی و کژدومی هنوز وارد پنجره نفت زایی نشده اند و فقط سازند گدون در آغاز مرحله نفت زایی قرار گرفته است؛ درحالی که کالیبراسیون مدل با داده های تصحیح شده افزایش بلوغ مواد آلی این سازندها را، از آغاز مرحله نفت زایی در سازند پابده تا مرحله حداکثر تشکیل نفت در سازند گدوان، نشان می دهند که با واقعیت مطابقت دارد. در شکل ۸ منحنی روند بلوغ مواد آلی مدل سازی شده برای چاه بینک ۴، برای زمان عهد حاضر با استفاده از داده های دمای اندازه گیری شده سازندهای سروک و آسماری، نشان داده شده است. داده های دمای اندازه گیری شده در چاه برای کالیبره کردن جریان گرمای عهد حاضر به کار برده شده است که ادامه جریان گرمایی قدیمه کالیبره شونده با داده های انعکاس ویترینیت می باشد. همان طور که در این شکل دیده می شود، نقاط داده ای مربوط به دماهای اندازه گیری شده بر منحنی روند بلوغی که با استفاده داده انعکاس ویترینیت تصحیح نشده کالیبره شده است، منطبق نیستند (شکل ۸-الف). این امر بیانگر عدم مطابقت روند بلوغ کالیبره شده با داده های انعکاس ویترینیت تصحیح نشده با دمای اندازه گیری شده در سازندهای ذکر شده می باشد.

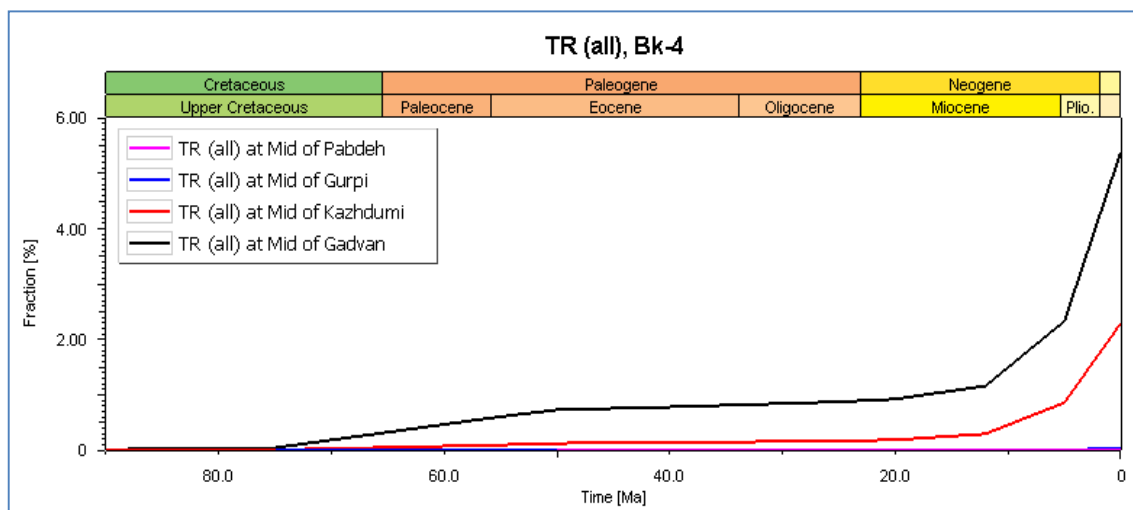
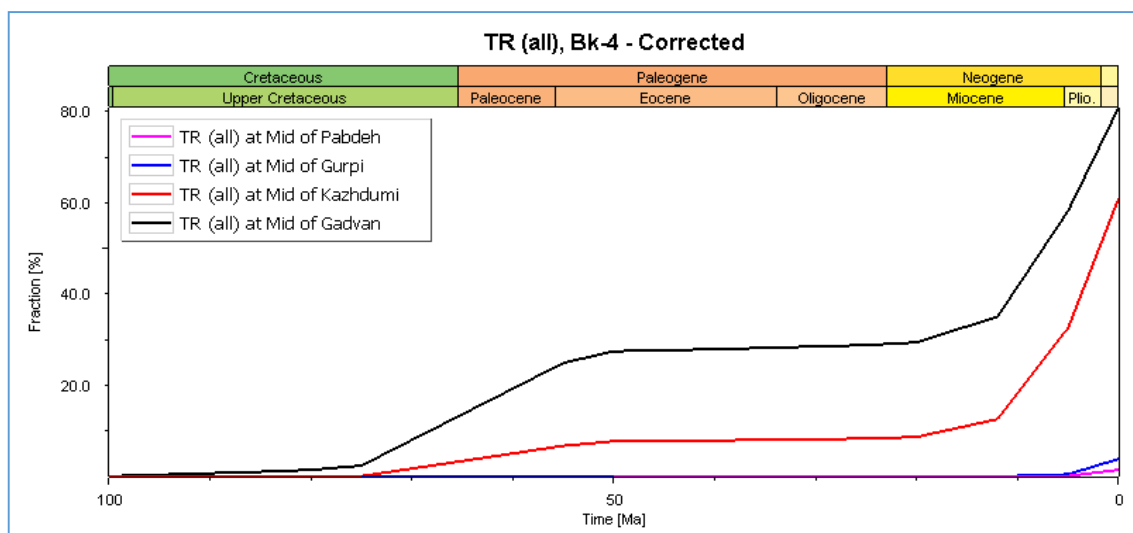


شکل ۷. مدل بلوغ کالیبره شده با مقادیر انعکاس ویترینیت تصحیح نشده (الف) و تصحیح شده (ب) برای چاه بینک-۴.



شکل ۸. مدل دما کالیبره شده با مقادیر دمای اندازه گیری شده در چاه بینک-۴؛ (الف) مدل های خروجی انعکاس ویترنیت تصحیح نشده و (ب) مدل های خروجی انعکاس ویترنیت تصحیح شده چاه بینک-۴.

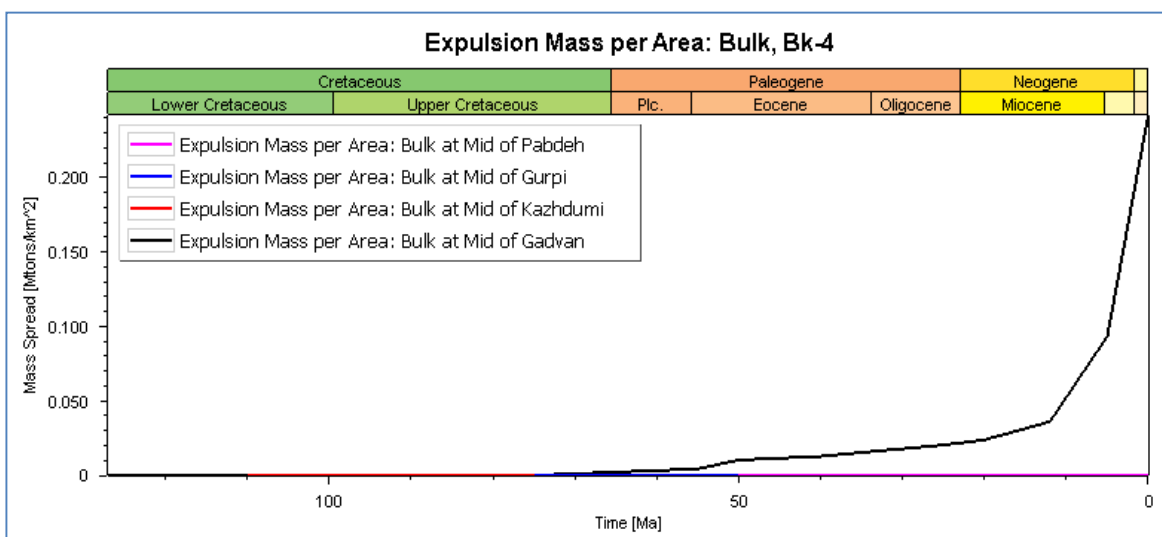
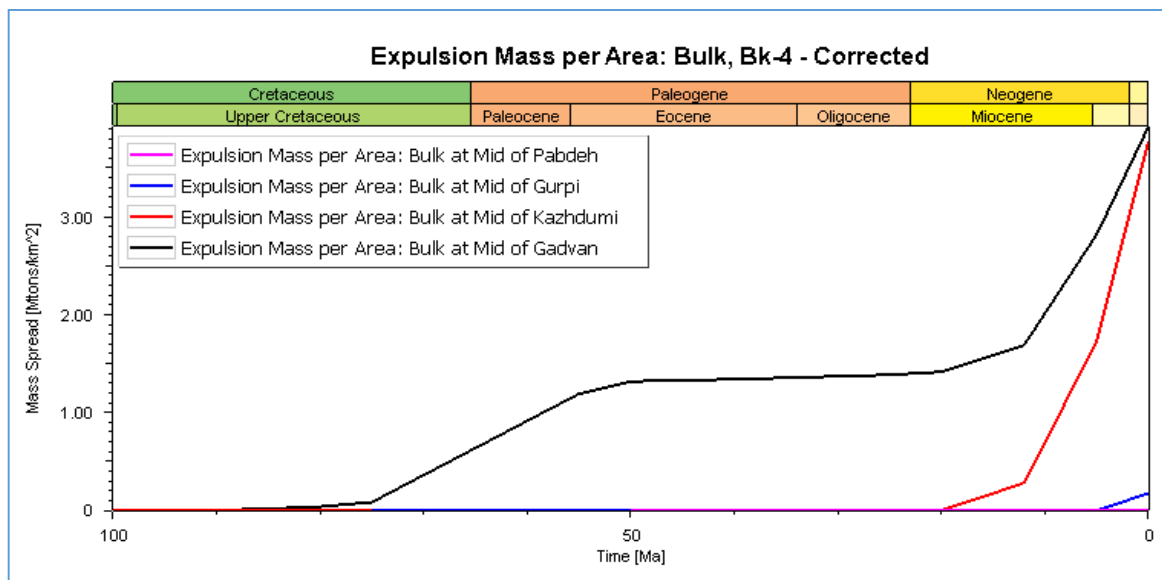
در حالی که در شکل ۸-ب نقاط داده ای مربوط به دماهای اندازه گیری شده بر روی منحنی روند بلوغی که با استفاده از داده های ویترنیت تصحیح شده کالیبره شده است، منطبق اند. این امر خود دلیلی بر تضعیف انعکاس ویترنیت در نمونه های اندازه گیری شده است. یکی از پارامترهایی که به طور مسقیم به بلوغ ارتباط دارد، نرخ تبدیل (کروژن به نفت) است. نرخ تبدیل، نسبت مقدار هیدروکربن تولید شده به حداکثر مقدار قابل تولید در یک فرایند بلوغ کامل است. در طی مرحله بلوغ، نرخ تبدیل به طور پیوسته از ۰ تا ۱۰۰٪ افزایش می یابد. در شکل ۹ مدل های نرخ تبدیل ماده آلی سازندهای پابده، گورپی، کژدمی و گدوان که با داده های انعکاس تصحیح شده و تصحیح نشده کالیبره شده اند، به عنوان مثال ارائه شده است. مدلی که با استفاده از داده های درصد انعکاس تصحیح نشده کالیبره شده است (شکل ۹-الف) نشان می دهد که هیچ بخشی از ماده آلی موجود در سازند پابده و گورپی به هیدروکربن تبدیل نشده است و مقدار تبدیل شده از سازند کژدمی و گدوان بسیار اندک (حدود ۲/۵٪ و ۵/۵٪) است؛ درحالی که مدلی که با استفاده از داده های انعکاس تصحیح شده کالیبره شده است (شکل ۹-ب) نشان میدهد که مقداری بسیار اندک از ماده آلی سازند پابده و گورپی و بخش بزرگی از مواد آلی سازند کژدمی و گدوان (حدود ۶۵٪ و ۸۰٪) به هیدروکربن تبدیل شده است. مقدار رانش نفت از سنگ منشأ پارامتر دیگری است که نشان دهنده مرتبه بلوغ است. برای اینکه نفت تولید شده در سنگ منشأ از آن خارج شود، باید مقدار آن به آستانه اشباع معینی برسد.



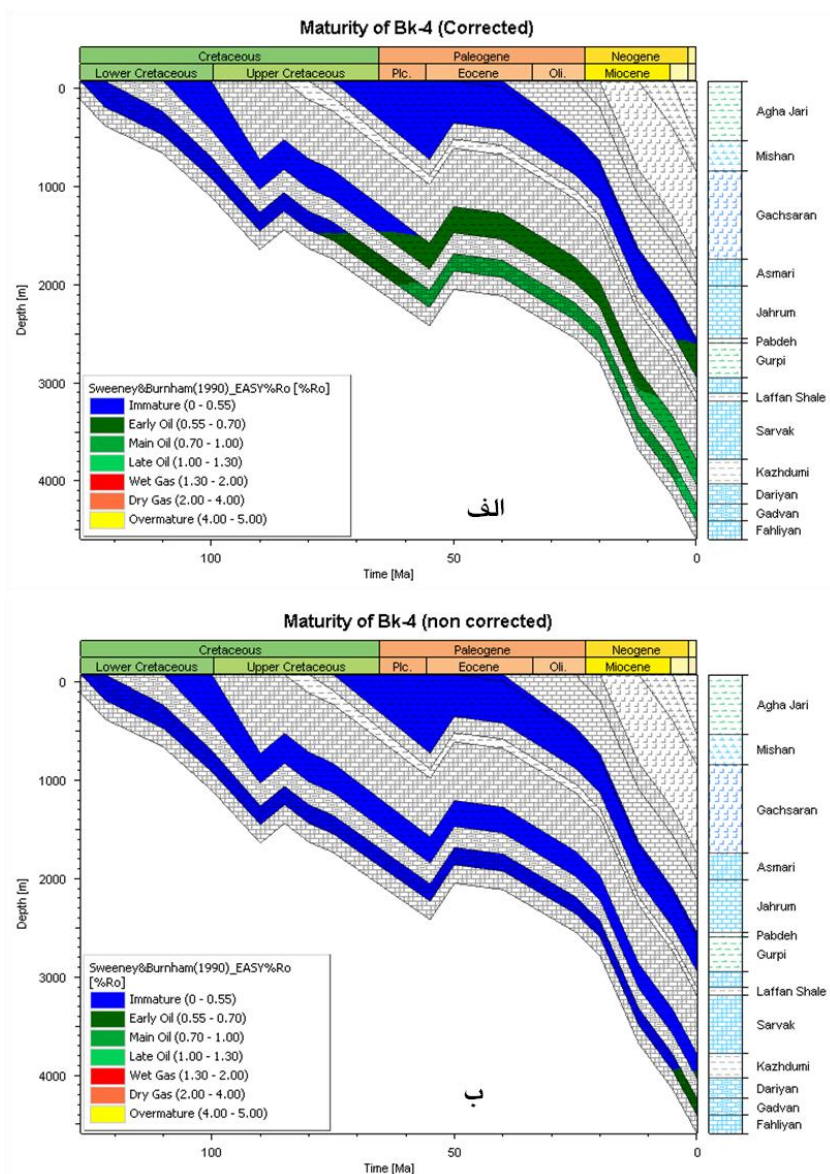
شکل ۹. نمودار درصد تبدیل مواد آلی به هیدروکربن در سازندهای منشاء پابده، گورپی، کژدمی و گدوان در اثر بلوغ؛ کالیبره شده با مقادیر انعکاس و تیرینیت تصحیح شده (الف) و تصحیح نشده (ب) در چاه بینک-۴.

این آستانه به حجم فضاهای خالی درون سنگ بستگی دارد. تا قبل از این آستانه، در مراحل اولیه بلوغ ماده آلی، نفت تولید شده در سنگ باقی می ماند. اما زمانی که در اثر بلوغ بیشتر درجه اشباع سنگ از مقدار آستانه فراتر رود، مقدار نفت اضافی تولید شده از سنگ خارج می شود. بنابراین، مقدار اشباع همواره با مقدار آستانه برابر باقی می ماند. در شکل ۱۰ نمودارهای جرم هیدروکربن رانده شده از چهار سازند منشاء پابده، گورپی، کژدمی و گدوان در چاه بینک-۴، که با استفاده مقادیر انعکاس و تیرینیت تصحیح شده و تصحیح نشده کالیبره شده اند، نشان داده شده است. براساس نمودار ۱۰-الف، از سازندهای پابده، گورپی و کژدمی هیچ نفتی رانده نشده است و مقدار نفت رانده شده از سازند گدوان بسیار ناچیز است. در حالی که نمودار ۱۰-ب، که با استفاده از داده های تصحیح شده کالیبره شده است نشان می دهد که از سازند کژدمی و گدوان مقداری نفت خارج شده است. تاریخچه تدفین رسوبات سازندها در چاه بینک-۱ بازسازی شده و توسط شکل ۱۱ نشان داده شده است. در حالی که کالیبراسیون با استفاده از داده های تصحیح نشده انجام شده است (شکل ۱۱-الف)، این نمودار نشان می دهد

که هیچ یک از سازندهای پابده و یا کژدمی به مرحله نفت زایی نرسیده اند و تنها سازند گدوان در مرحله اولیه پنجره نفتی قرار دارد. درحالی که کالیبراسیون با داده های تصحیح شده نشان می دهد که سازند کژدمی و گدوان در زمان حاضر در مرحله تولید عمده نفت قرار دارد.



شکل ۱۰. نمودار مقدار هیدروکربن رانده شده از چهار سازند منشاء پابده، گورپی، کژدمی و گدوان در چاه بینک-۴؛ کالیبره شده با مقادیر انعکاس و پترنیت تصحیح شده (الف) و تصحیح نشده (ب).



شکل ۱۱. نمودار تاریخچه تدفین-پختگی دو سازند منشاء پابده و کژدمی در چاه بینک-۴؛ کالیبره شده با مقادیر انعکاس و پترینیت تصحیح شده (الف) و تصحیح نشده (ب).

۴. نتیجه گیری

روند تغییرات انعکاس و پترینیت تصحیح نشده در مقابل افزایش عمق دفن شدگی نشان می دهد که مواد آلی سازندهای پابده، گورپی، کژدمی هنوز به مرحله نفت زایی نرسیده اند و سازند گدون در آغاز مرحله نفت زایی قرار گرفته است؛ درحالی که روند تغییرات انعکاس و پترینیت تصحیح شده (با استفاده از روش فم) افزایش بلوغ مواد آلی این سازندها را، از آغاز مرحله نفت زایی در سازند پابده تا مرحله حداکثر تشکیل نفت در سازند گدون، نشان می دهند که با واقعیت مطابقت دارد. مدل بلوغ حرارتی حاصل از مدل سازی یک بعدی چاه بینک-۴ نشان می دهد هنگامی که برای کالیبره کردن مدل از داده های تصحیح شده استفاده می شود (شکل ۷-الف)، در مقایسه با زمانی که از داده های تصحیح نشده استفاده می شود،

سازندهای مطالعه شده بلوغی بالاتر را نشان می دهند. نمودارهای روند بلوغ مواد آلی مدل سازی شده برای چاه بینک ۴، که با استفاده از داده های انعکاس ویترنیت تصحیح شده و تصحیح نشده کالیبره شده اند، همراه با داده های دماهای اندازه گیری شده در سازندهای سروک و آسماری، ارائه شده اند. در این نمودارها مشاهده می شود هنگامی که روند بلوغ مدل سازی شده با استفاده از داده های انعکاس ویترنیت تصحیح نشده کالیبره می شود، منحنی روند بلوغ بر نقاط داده ای مربوط به دماهای اندازه گیری شده منطبق نمی شود؛ در حالی که منحنی روند بلوغ که با استفاده از داده های ویترنیت تصحیح شده کالیبره شده است، بر این نقاط داده ای منطبق است. این امر خود دلیلی بر وقوع پدیده تضعیف انعکاس ویترنیت در نمونه های اندازه گیری شده است. نمودار نرخ تبدیل ماده آلی به هیدروکربن، که با استفاده از داده های انعکاس تصحیح نشده کالیبره شده است، نشان می دهد که هیچ بخشی از مواد آلی موجود در سازند پابده و گورپی به هیدروکربن تبدیل نشده است و مقدار تبدیل شده در سازند کژدمی و گدوان بسیار اندک است؛ درحالی که نمودار نرخ تبدیل، که با استفاده از داده های انعکاس تصحیح شده کالیبره شده است، نشان می دهد که مقداری اندک از مواد آلی سازند پابده و بخشی بزرگ از مواد آلی سازند کژدمی و گدوان به هیدروکربن تبدیل شده است. نمودارهای مدل سازی جرم هیدروکربن رانده شده از دو سازند منشاء پابده و کژدمی در چاه بینک-۴، نشان داده شده است. براساس نموداری که با استفاده از مقادیر انعکاس ویترنیت تصحیح شده کالیبره شده است، از سازندهای پابده، گورپی و کژدمی هیچ نفتی رانده نشده است و مقدار نفت رانده شده از سازند گدوان هم بسیار ناچیز است. در حالی که نموداری که با استفاده از داده های تصحیح شده کالیبره شده است نشان می دهد که از سازند کژدمی و گدوان مقداری نفت خارج شده است. تاریخچه تدفین رسوبات سازندهای حفرشده در چاه بینک-۱ بازسازی شده و نمودارهای مربوطه نشان داده شده اند. درحالی که کالیبراسیون با استفاده از داده های تصحیح نشده انجام شده است، نمودار مربوطه نشان می دهد که هیچ یک از سازندهای پابده، گورپی و کژدمی به مرحله نفت زایی نرسیده اند و فقط سازند گدوان در مرحله ابتدایی پنجره نفتی قرار دارد. درحالی که کالیبراسیون با داده های تصحیح شده نشان می دهد که سازند کژدمی و گدوان در زمان حاضر در مرحله اصلی تولید عمده نفت قرار دارد.

تشکر و قدردانی

از آقایان دکتر کمالی و دکتر سلیمانی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد. از واحد تحصیلات تکمیلی پژوهشگاه صنعت نفت که اجازه انتشار مقاله حاضر را به اینجانبان ارائه دادند، کمال تشکر را داریم. از جناب آقای دکتر علی صیرفیان سردبیر محترم نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران و داوارن محترم که با دقت نظر موجب ارتقای کیفیت مقاله شدند، قدردانی می شود.

۵. منابع

- HUNT, J.M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2nd Edition. W.H. Freeman and Company, New York, 332.
- KALKREUTHA, W., SHERWOOD, N., CIOCCARIA, G., CORRE`A DA SILVAA, Z., SILVAA, M., ZHONGC, N., and ZUFAD, L., 2004, The application of (Fluorescence Alteration of Multiple Macerals) analyses for evaluating rank of Parana´ Basin coals, Brazil: *International Journal of Coal Geology*, **57**, 167–185
- LEWAN, M.D., 1993, Identifying and understanding suppressed vitrinite reflectance through hydrous pyrolysis experiments (abstract): *TSOP Abstracts and Program*, **10**, 1-3.
- PRICE, L.C., and BARKER, C.E., 1985, Suppression of vitrinite reflectance in amorphous rich kerogen; a major unrecognized problem: *Journal of Petroleum Geology*, **8**, 59-84.
- SEEWALD J.S., and EGLINTON, T.I., 1999, Laboratory Simulations of Organic Matter Thermal Maturation. The Encyclopedia of Geochemistry. *Earth Science Encyclopedia Series (C.P. Marshall, ed.) Kluwer, The Netherlands*.
- TEICHMULLER, M., and OTTENJAN, K., 1977, Art und Diagenese von Liptiniten und lipoiden Stoffen in einem Erdolmuttergestein auf Grund fluoreszenzmikroskopischer Untersuchungen: *Erdöl und Kohle*, **30**, 387–398.
- WILKINS, R.W.T., WILMSHURST, J.R., RUSSELL, N.J., HLADKY, J, ELLACOTT, M.V., and BUCKINGHAM, C.P., 1992, Fluorescence alteration and the suppression of vitrinite reflectance: *Organic Geochemistry*, **18**, 629-640.
- WILKINS, R.W.T., RUSSELL, N.J., and ELLACOTT, M.V., 1994, Fluorescence alteration and thermal maturity modeling of Carnarvon Basin wells. In PURCELL, P.G., and PURECELL, R.R., (Eds.). *The sedimentary basin of Western Australia: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium, Perth*, 415-432.
- WILKINS, R.W.T., WILMSHURST, J.R., HLADKY, G., ELLACOTT, M.V., and BUCKINGHAM, C.P., 1995, Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal maturity determination in oil exploration: *Organic Geochemistry*, **22**, 191-209.
- WILKINS, R.W.T., BUCKINGHAM, C.P., SHERWOOD, N., RUSSELL, N.J., FAIZ, M., and KURUSINGAL, J., 1998, The current status of the FAMM thermal maturity technique for petroleum exploration in Australia: *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, **38**, 421-437.
- WILKINS, R.W.T., DIESSEL, C.F.K., and BUCKINGHAM, C.P., 2002, Comparison of two petrographic methods for determining the degree of anomalous vitrinite reflectance: *International Journal of Coal Geology*, **52**, 45– 62.

Fractures systematic analysis Asmari reservoir Formation in the Marun oil field (based on image logs interpretation results)

M. Farsimadan, M.R. Mahdevar* and Z. Kamali

mahdevar1138@gmail.com*

Received: June 2015, Accepted: November 2015

Abstract

In the oil buildings to investigate fractures in the reservoir rock fractures in stages of production and field development is very important and necessary. Now application of software repository in the realization of this issue will help to petroleum with the geologists.. Marun oil field is one of the largest oil fields in the South West Iran of the city of Ahvaz in the Northeast and the North embayment Dezful of geology in the eastern. Marun field is the most important Asmari reservoir. The aim of this study was to investigate systematically Asmari reservoir fractures and the development of fractures in the reservoir. For this purpose, using image logs, best and most complete method interpretation and results of 11 wells in fracture studying and 16 wells in in-situ stress direction studying. According to frequency of fractures (based on image logs interpretation results) in the southern and north-eastern limb of the field, The theory of tectonic folding and bending events later caused the possible activities during the north-south strike-slip faults affect the compression force has been created to strengthen. Most of image logs data in Marun field are fractures with extensions; N155E, N130E, N95E, N60E, N30E.

Key words: Oil Building, Image Logs, Fractures, Marun oil field, Embayment Dezful.

Three-dimensional geological modeling in two zones of eastern side of Ahvaz oil field

R. Doosti Irani*, A. Kadkhodaie, M. Peyravi

doosti69r@ymail.com*

Received: July 2015, Accepted: November 2015

Abstract

The Ahvaz field is one of the most important oil fields in the Zagros Basin which is located in the Dezful Embayment. The trend of Ahvaz oil field is northwest- southeast parallel to the Zagros mountains. The purpose of this study is the geological 3D simulation (petrophysical) for the zone one and two in the eastern part of the Ahvaz oil field. In this investigation, porosity modeling, water saturation and shale volume by using sequential Gaussian Simulation (SGS) was performed. At first, well logs, cores, well's coordination, top and thickness of formations of the zone three of Ilam Formation and zone one of Sarvak Formation were collected. These information related to 25 wells in the eastern part of the Ahvaz oil field was used for the 3D modeling of the reservoir by using Petrel software. For the recognition of spatial correlation, variograms based on water saturation and permeability and three dimensional model of the petrophysical parameters and net to gross ratio (NTG) were drawn.

Key words: Three-dimensional modeling, Petrel software, Zone 3 Ilam Formation, Zone1 Sarvak Formation, Sequential Gaussian Simulation.

Introducing of an alternative method in Digital Rock Physics using 2D-to-3D image reconstruction

S. Karimpouli* and P. Tahmasebi

s.karimpouli@znu.ac.ir*

Received: July 2015, Accepted: November 2015

Abstract

Digital Rock Physics (DRP) is a newly developed method to numerically compute rock physical properties such as permeability, elastic moduli and formation factor using high-resolution 3D images of rock sample. These images are acquired using high technology μ CT-scanners which are not widely available. Imaging by this technique is also expensive and time consuming. However, improvement of 3D reconstruction algorithms such as CCSIM reconstruction method made it possible to be used effectively as an alternative strategy in DRP. In this paper, we propose an alternative procedure described as follow: 1. high-resolution 2D imaging, 2. dividing the image to some sub-images, 3. 3D reconstructing of subsamples, 4. segmentation of porosity and mineral phases and, 5. computing of rock physical parameters. This method was implemented Berea sandstone formation. Obtained results show that, in one hand, average values of sub-samples properties follow a consistent trend with the reference trends of the rock sample. On the other hand, these trends pass the results presented by a previous work. Permeability results, however, show bi-trending. Investigation in sub-images revealed that there are two types of pore shape and pore throat size. To overcome this problem, 2D image were resampled and more representative sub-images were generated. According to these results, it can be concluded that this is a valid method where an alternative method for standard DRP.

Key words: Digital rock physics, 3D reconstruction, CCSIM, Berea Sandstone.

Oligocene microfacies and sedimentary environment of the Asmari Formation at northwest of Deris village, west of Fars province: correlation with three other sections in Zagros Basin

S. Akhzari*, A. Seyrafian and H. Vaziri-Moghaddam

samir.akhzari@gmail.com*

Received: November 2015, Accepted: January 2016

Abstract

In this disquisition, Oligocene (Rupelian-Chattian) microfacies and sedimentary environment of the Asmari Formation at the northwest of Deris village, located in interior Fars zone of the Zagros Basin have been interpreted. The coordinates of such section are N: 29° 41' 59", E: 51° 32' 26". The Asmari Formation deposits in this section are divided into 5 lithological units and consist of 460 m thin, medium, thick and massive bedded, gray and cream to gray limestone, slightly dolomitic with nodular and marly interbedded. By study of hyaline benthic foraminifera genera and non-foraminifera, and also recognition of some properties such as skeletal ingredient associations and sedimentary textures of thin sections, 14 microfacies have been introduced for the Asmari Formation. Gradual perpendicular changes of these microfacies represent that settling the Asmari Formation deposits took place in a homoclinal ramp. This homoclinal ramp consists of middle ramp and inner ramp, that are separated by shoal environment. Middle ramp is recognized by presence and domination hyaline benthic foraminifera, coralline red algae and echinoids. The most significant skeletal debris of inner ramp are porcelainous foraminifera. To compare the thickness, age and sedimentary environment, zonal correlation of the Asmari Formation done in Deris section with three other sections (Naura anticline, Dill anticline and Dehloran) in the Zagros Basin. This correlation represent that the age of the Asmari Formation gets younger to the deeper parts of the foreland basin of the Zagros.

Key words: Zagros Basin, Interior Fars, Asmari Formation, Oligocene, Microfacies, Homoclinal ramp.

Comparison of image log interpretation and core analysis advantages for study of fractures in hydrocarbon reservoir rocks: a case study in the Asmari reservoir Aghajari oil field

M. Vatandust, A. Farzipour Saein* and E. Salarvand

asaein@gmail.com*

Received: December 2015, Accepted: January 2016

Abstract

The Oligo-Miocene Asmari Formation is one of the main reservoir rocks of SW Iran with several decades of production history from different oil fields in the Zagros fold- thrust belt. One of the main reasons for the high quality of the Asmari reservoir is well developed fracture system in this formation. Characteristics of fractures such as type, opening and orientation can be determined by the core analysis and also interpreting the image logs. This paper attempts to compare the advantages of the image log and core analysis in detecting fractures and other geological features in different zones of the Asmari Formation. To achieve this goal, we have compared the image log and core of well no. 89 of the Aghajari oil field. Comparison of the core well no. 89 of the Aghajari oil field with its image log revealed distinguish of the bedding planes in the core easier and more reliable than the image log. This study demonstrates the image log is more capable than core to detect the open fractures, while it is not suitable for detecting filled fractures. Indeed, image log rarely can detect shear fractures, but if it is calibrated with core, it can detect shear fractures with reasonable accuracy.

Keywords: Zagros, Asmari reservoir, Aghajari oil field, Image log, Core analysis.

Correction of measured vitrinite reflectance data using the "Fluorescence Alteration of Multiple Macerals" (FAMM) and their application to Well Binak #4 one-dimensional thermal maturity modeling

M. Kassaie*, F. Sha'abani, M. Mirshahani, B. Ghorbani and A. Zainalzadeh

kassaiem@ripi.ir*

Received: December 2015, Accepted: March 2016

Abstract

Reflectance of maceral constituents of kerogens, particularly vitrinite (Ro%), commonly used in petroleum exploration, is a very important indicator for determining degree of thermal maturity and investigating status of hydrocarbon generation. Although in vitrinite reflectance profiles maturity generally increases with increasing depth of burial, basin modelers often experience problems when modeling thermal maturity using vitrinite reflectance data measured by using reflected light- photometer microscopes. The problem of reduced vitrinite reflectance mainly arises due to reflectance suppression in vitrinites. By using the laser Raman microprobe, a new multi-parameter technique called "Fluorescence Alteration of Multiple Macerals (FAMM)" was developed by Australian scientists to solve these problems. In this study, data obtained by application of this method were used to correct suppressed vitrinite reflectance values. In order to examine and demonstrate the extent of suppression effect on modeling results, maturity profile constructed by one-dimensional modeling of Well Binak-4 was calibrated using conventional measured vitrinite reflectance (Ro%) and FAMM equivalent vitrinite reflectance (EqVR) data and results were compared with present time measured well temperatures. The crucial differences in maturation, transformation ratio, hydrocarbon generation and expulsion resulted from application of these two type data as calibration parameters are discussed and demonstrated using relevant diagrams.

Keywords: Thermal maturity, Vitrinite reflectance, Suppression, Fluorescence Alteration of Multiple Macerals (FAMM).

Iranian Journal of Petroleum Geology

Number 9, Spring & Summer, 2015



Contents

Page

- | | |
|--|----|
| Fractures systematic analysis Asmari reservoir Formation in the Marun oil field
(based on image logs interpretation results)
M. Farsimadan, M.R. Mahdevar* and Z. Kamalit | 1 |
| Three-dimensional geological modeling in two zones of eastern side of Ahvaze oil fields
R. Doosti Irani*, A. Kadkhodaie, M. Peyravi, M.R. Karimi and M. Doosti Irani | 22 |
| Introducing of an alternative method in Digital Rock Physics using 2D-to-3D image reconstruction
S. Karimpouli* and P. Tahmasebi | 34 |
| Oligocene microfacies and sedimentary environment of the Asmari Formation at northwest of Deris village, west of Fars province: correlation with three other sections in Zagros Basin
S. Akhzari*, A. Seyrafian and H. Vaziri-Moghaddam | 43 |
| Comparison of image log interpretation and core analysis advantages for study of fractures in hydrocarbon reservoir rocks: a case study in the Asmari reservoir Aghajari oil field
M. Vatandust, A. Farzipour saein* and E. Salarvand | 59 |
| Correction of measured vitrinite reflectance data using the "Fluorescence Alteration of Multiple Macerals" (FAMM) and their application to Well Binak #4 one-dimensional thermal maturity modeling
M. Kassaie*, F. Sha'abani, M. Mirshahani, B. Ghorbani and A. Zainalzadeh | 72 |

Publisher: Iranian Society of Petroleum Geology
Editor in Charge: E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI
Editor in Chief: A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan
Co- Editor: A. Bashari, Assistant Professor at RIPI
Executive Officer: M. Mohammadi
Internal Officer: A. Bahrami, Assistant Professor at University of Isfahan
Literary Editor: A. Bahrami, Assistant Professor at University of Isfahan



Editorial Board:

A. Bashari, Assistant Professor at RIPI
K. Seyed Emami, Professor at University of Tehran
A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan
M. R. Rezaei, Professor at Curtin University, Australia
I. Abdollahi fard, NIOC, Exploration Department
E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI
.R. Kamali, Associate Professor at RIPI
R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad
A. Vatani, Associate Professor at Institute of Petroleum, University of Tehran

Referees:

M. Ahmadi
M. R. Asef
A. Bahrami
A. Rahmani
B. Soleimani
M. Soleimani
AR. Shakeri
S. K. Shirudi
A. Safari
M. R. Kamali
SA. Moallemi
B. Movahed
I. Maddahi
AR. Nadimi
M. Nouri

Address:

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

P. O. Box: 16315-499

Postal Code: 1661634155

Tel: (+98 21) 22856408

Fax: (+98 21) 22856407

Website: www.ispg.ir