



مجله علمی - پژوهشی

# زمین شناسی نفت ایران

سال دوم، شماره ۳، بهار-تابستان ۱۳۹۱

صفحه

فهرست مقالات

۱. مدل سازی معکوس با استفاده از روابط کاستر و توکسوز جهت تخمین درصد حفره ها و نوع آن ها در سنگ های کربناته  
اصغر نادری، مصطفی حیدری، ایرج مداحی، ناصر کشاورز فرج خواه
۲. فرآیندهای دیاژنزی کنترل کننده کیفیت مخزنی توالی کربناته سازند آسماری در میدان چشمه خوش، جنوب غرب ایران  
جواد هنرمند، عبدالحسین امینی
۳. ارزیابی پتروفیزیکی و تعیین گونه های مخزنی عضو غار در میدان نفتی ابوذر خلیج فارس  
مهرانز نصیری، محمدرضا کمالی، علی کدخدایی، محمدرضا رجلی نوده
۴. مدل سازی تخلخل توسط رویکرد تئوری بیزین ترکیب اطلاعات و مقایسه آن با شبکه عصبی چندلایه و رگرسیون خطی چندگانه در میدان نفتی آزادگان  
عطیه مظاهری طرئی، حسین معماریان، بهزاد تخمچی، بهزاد مشیری
۵. عملکرد شاخص تخلخل ثانویه در بهبود تخمین نفوذپذیری از نمودارهای پتروفیزیکی به کمک روش های هوش مصنوعی و تکنیک فازی در مخزن سورمه میدان نفتی بلال  
سجاد کاظم شیرودی، محمد غفوری، مرتضی خانیان
۶. ارائه یک روش جامع برای تعیین ضریب اهمیت عوامل زمین شناسی، محیط زیست و اقتصادی برای به کارگیری فناوری چاه نفتی هوشمند  
تورج بهروز، سید مهدیا مطهری، مهدی ندری پری، سید صالح هندی
۷. مطالعه ژئوشیمیایی و تأثیر کانی ماتریکس بر پتانسیل سنگ های منشأ احتمالی میدان نفتی دارخوین واقع در دشت آبادان  
بهرام علیزاده، نسیم آزاد بخت، سید حسین حسینی، الهام ترهنده
۸. ارزیابی مخزنی سازند کنگان با استفاده از مطالعات پتروفیزیکی و پتروگرافی در یکی از میادین خلیج فارس  
سید نظام الدین طیبی، حسین اصیلان مهاباد، بهرام موحد، حسن حاجی حسینلو

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

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

سردبیر: دکتر محمد رضا کمالی، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

مدیر اجرایی: بهزاد مهرگینی

مدیر داخلی: میر محمود رضوی حسابدی، یاسر سلیمی دلشاد

ویراستار: میثم سلیمی دلشاد

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

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

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله  
انصاری، خیابان ابوذر جنوبی، کوچه نهم، پلاک ۷  
طبقه ۴

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۱

صندوق پستی: ۴۹۹-۱۶۳۱۵

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمایر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

۱- دکتر علیرضا بشری

۲- مهندس سمیه پرهام

۳- دکتر علی چهرآزی

۴- دکتر بهرام حبیب نیا

۵- دکتر الهام حاج کاظمی

۶- دکتر احمدرضا ربانی

۷- دکتر محمدرضا رضایی

۸- مهندس محسن زینالی

۹- مهندس سهراب زهره وند

۱۰- دکتر عباس شهرآبادی

۱۱- دکتر ایرج عبدالهی فرد

۱۲- دکتر علیرضا عرب امیری

۱۳- دکتر محمد کرامتی

۱۴- دکتر علی کدخدایی

۱۵- دکتر محمد علی کاوسی

۱۶- دکتر محمد کنشلو

۱۷- دکتر نادر کهنسال قدیم وند

۱۸- مهندس محمد محمد نیا

۱۹- دکتر محمد مختاری

۲۰- دکتر سید علی معلمی

۲۱- دکتر محمود معماریانی

۲۲- دکتر بهرام موحد

۲۳- دکتر علی میتاقی

این مجله دارای مجوز علمی- پژوهشی به شماره ۱۱/۵۱۱۵۳/ ۸۹/۳/ به تاریخ ۱۳۸۹/۰۹/ ۰۶ از وزارت علوم،  
تحقیقات و فناوری می باشد.

## راهنمای نگارش مقالات

مجله علمی پژوهشی زمین‌شناسی نفت ایران دو بار در سال منتشر می‌شود. در این نشریه مقاله‌های پژوهشی در زمینه‌های زمین‌شناسی نفت، پتروفیزیک، ژئوشیمی و علوم مرتبط زبان فارسی پذیرفته می‌شود. این مقاله‌ها را می‌توان به صورت فایل رایانه ای با فرمت word 2000 به صورت الکترونیکی از طریق سایت انجمن زمین‌شناسی نفت ایران ([www.ispg.ir](http://www.ispg.ir)) ارسال کرد. هیئت تحریریه مجله زمین‌شناسی نفت ایران، رعایت دقیق دستور عمل زیر را در حکم یکی از شرایط پذیرش مقاله ضروری می‌باشد

۱) عنوان: باید تا حد امکان کوتاه و کاملاً گویای موضوع مقاله باشد. نام نویسنده یا نویسندگان پس از عنوان مقاله و سپس آدرس و پست الکترونیکی ذکر شود. نویسنده طرف مکاتبات باید با علامت \* در کنار نام ایشان مشخص شود.

۲) چکیده: باید بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ کلمه و شامل هدف از تحقیق، روش کار، مهم‌ترین یافته‌ها و نتیجه‌گیری باشد. در بخش چکیده نباید ارجاعی به معادلات و یا مراجع مقاله داده شود.

۳) واژه‌های کلیدی: شامل ۳ الی ۶ واژه کلیدی که نکات اصلی در مقاله را معرفی می‌کند.

۴) مقدمه: مقدمه ضمن بیان هدف تحقیق، باید حاوی خلاصه‌ای از اهمیت موضوع، نتایج مطالعات و مشاهدات مرتبط با تحقیق مورد نظر که در گذشته انجام شده است، با ذکر منابع و مآخذ‌های لازم آن‌ها باشد.

۵) روش کار: در این بخش لازم است روش‌های آزمایشگاهی و مواد مصرفی و تجهیزات مورد استفاده به طور کامل معرفی شود. همچنین چگونگی و روش نمونه‌گیری با دقت بیان شود و آزمون‌های آماری مورد استفاده و مراحل استنتاج آماری به‌خوبی تشریح گردد.

۶) نتایج و بحث: در برگزیده نتایج حاصل از تحقیق به صورت متن، جدول، نمودار و تصویر و بحث در خصوص علل پدیده‌ها و مقایسه با یافته‌های مرتبط است.

۷) نتیجه‌گیری: در این بخش یافته‌های حاصل از تحقیق به صورت مختصر و شفاف ارائه می‌گردد.

۸) مراجع: کلیه مراجع مورد استفاده به ترتیب ارجاع آن‌ها در متن، در این بخش ارائه می‌گردند

۹) عنوان، چکیده و واژه‌های کلیدی انگلیسی: این بخش باید در صفحه‌ای جداگانه ارائه شود. تطبیق عنوان و چکیده فارسی با انگلیسی باید مورد توجه قرار گیرد. کلیه نکات مندرج در بند ۱، در ترجمه انگلیسی آن نیز رعایت می‌شود.

۱۰) لطفاً در تنظیم مقالات، نکات زیر را رعایت فرمایید:

### III

متن فارسی مقاله با قلم Lotus شماره ۱۲ نازک و واژه‌ها و متن انگلیسی با قلم Times New Roman شماره ۱۰ نازک تایپ شود.

### IV

عنوان جداول و شکل‌ها با قلم Lotus شماره ۱۰ ضخیم تایپ گردد. عنوان جداول در بالا و عنوان شکل‌ها در پایین آن‌ها نوشته می‌شود.

### V

محتوای فارسی جداول با قلم Lotus شماره ۱۱ نازک و عبارات انگلیسی جداول با قلم Times New Roman شماره ۹ نازک تایپ شود.

### VI

کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

### VII

واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

### VIII

کلیه فرمول‌ها باید به ترتیب شماره‌گذاری شده و با استفاده از بسته Equation Editor در نرم افزار Word تهیه گردند.

### IX

کلیه شکل‌ها باید بصورت سیاه و سفید و بصورت کاملاً واضح ارائه شوند.

### X

از تکرار داده‌ها به صورت چندگانه خودداری گردد.

### XI

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.

### XII

شکل‌های مقالات به صورت فایل اصلی (در همان نرم افزاری که توسط آن تهیه شده‌اند مانند Excel و غیره) ارسال گردد.

### XIII

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

۱۱) ارائه مراجع بر اساس الگوی زیر صورت می‌گیرد:

کتاب و گزارش فارسی و خارجی: نام خانوادگی، حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، نام کتاب، شماره ویرایش کتاب، ناشر، سال. مقاله فارسی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، عنوان مقاله، نام مجله، شماره مجله، شماره صفحات، سال. مقاله خارجی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، عنوان مقاله، نام اختصاری مجله، شماره مجله، شماره صفحات، سال.

I عنوان اصلی مقاله با قلم Lotus شماره ۱۸ ضخیم تایپ شود.

II عناوین اصلی داخل مقاله با قلم Lotus شماره ۱۶ ضخیم و

عناوین فرعی با قلم Lotus شماره ۱۴ ضخیم تایپ شوند. هر

تیتراژ متن قبلی خود با یک خط فاصله جدا شود.

## مدل‌سازی معکوس با استفاده از روابط کاستر و توکسوز جهت تخمین درصد حفره ها و نوع آن‌ها در سنگ‌های کربناته

اصغر نادری<sup>۱\*</sup>، مصطفی حیدری<sup>۱</sup>، ایرج مداحی<sup>۱</sup>، ناصر کشاورز فرج خواه<sup>۲</sup>

۱- کارشناس ارشد پژوهشگاه صنعت نفت [naderia@ripi.ir](mailto:naderia@ripi.ir)

۲- عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت

### چکیده

اصلی‌ترین پارامتر در مطالعات لرزه‌ای، سرعت امواج لرزه‌ای می‌باشد. این پارامترها تحت تأثیر عواملی مختلفی مانند خواص سنگ (تراکم، سن، سنگ شناسی، تخلخل، شکل حفره ها و ...)، خواص سیال (ویسکوزیته، چگالی، نوع سیال، درصد اشباع و ... ) و محیط (تاریخچه تنش، محیط رسوب گذاری، تاریخچه تولید، دما، فشار و ...) قرار دارند. با شناخت، مطالعه و بررسی رابطه بین سرعت‌های لرزه ای و این پارامترها می‌توان از داده‌های لرزه‌ای خواص سنگ، سیال و محیط را بدست آورد. عامل اصلی مؤثر در این پارامترها، تخلخل و فضاهای خالی می‌باشد. مطالعات زیادی در بدست آوردن و شناخت این روابط صورت گرفته اما بیشتر معادلات تئوری تغییرات بوجود آمده در خواص لرزه‌ای در نتیجه نوع فضاهای خالی را در نظر نمی‌گیرند. لذا در نتیجه وارون لرزه‌ای،  $AVO$  و محاسبه حجم حفره ها که بر اساس این معادلات پایه گذاری شده‌اند، در معرض عدم قطعیت‌های زیادی هستند. یکی از روابط ارائه شده، روابط کاستر - توکسوز است که می‌تواند چندین فاکتور و عوامل مؤثر مانند تخلخل، کانی شناسی، نوع حفره و سیال حفره را در محاسبات بکار گیرد. در این تحقیق سعی شده که با کمک این روابط و مدل سازی معکوس، با استفاده از داده‌های چاهی شکل، نوع و درصد فضاهای خالی را در سه چاه، تخمین زده شوند. در چاه‌های میدان مورد مطالعه بیشترین درصد شکل حفره ها به ترتیب مربوط به، اشکال کروی و ترک بودند.

کلید واژه‌ها: سرعت‌های لرزه‌ای، تخلخل، فضاهای خالی و شکل آن‌ها

## ۱. مقدمه

اگرچه بیش از نصف مخازن دنیا را سنگ‌های کربناته تشکیل می‌دهند ولی نتایج منتشر شده درباره خواص صوتی آن کم است. دلیل آن، این است که تکنیک اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی مرسوم معمولاً مناسب سنگ‌های کربناته نمی‌باشند. چرا که مسائلی مانند ناهمگنی، روابط پیچیده تخلخل و سرعت، جذب بالای امواج آلتراسونیک در کربنات‌ها نیز موثر هستند.

توسعه و بدست آوردن یک مدل فیزیک سنگی برای کربنات‌ها به دلیل سیستم فضاهای خالی موجود در آن‌ها بسیار مشکل است. سنگ‌های آواری عمدتاً فضاهای خالی بین دانه‌های نسبتاً ساده‌ای دارند ولی کربنات‌ها انواع فضاهای خالی مانند مولدیک، واگی، بین ذره‌ای و بین دانه‌ای را دارند و پیچیدگی فضاهای خالی باعث پراکندگی رابطه بین سرعت و تخلخل می‌شود. نتایج تحقیقات آزمایشگاهی و تجربی نشان می‌دهند که نوع حفره می‌تواند باعث تغییر سرعت موج تراکمی در یک تخلخل مشخص تا ۴۰ درصد شود. شکل حفره یک فاکتور مهم در فیزیک سنگ، سنگ‌های کربناته می‌باشد. معمولاً در سنگ‌هایی که، فضاهای خالی عمدتاً مولدیک، بین فریم<sup>۱</sup> و واگی<sup>۲</sup> است، سرعت بیشتر از حالتی است که فضاهای خالی بین ذره ای می‌باشند.

فرایندهای سیمانی شدن و انحلال در سنگ‌های کربناته بطور پیوسته باعث ایجاد و یا از بین رفتن تخلخل می‌شوند و در مواردی موجب تغییر کانی‌شناسی از آراگونایت/کلسیت به دولومیت سنگ شده و یا توزیع حفره ها را در سنگ برعکس می‌کند یعنی دانه‌های اصلی حل شده و تخلخل ایجاد می‌نمایند و فضاهای حفره‌ای اصلی سیمانی شده و دانه‌ها را تشکیل می‌دهند.

تمام این تغییرات، خواص الاستیکی سنگ و در نتیجه سرعت صوتی<sup>۳</sup> را تغییر می‌دهند. نتیجه این فرایندها، افزایش وسعت دامنه تغییرات سرعت‌های صوتی در سنگ‌های کربناته است بطوری که در این نوع سنگ‌ها سرعت موج تراکمی از ۱۷۰۰ تا ۶۰۰۰ متر بر ثانیه و سرعت موج برشی از ۶۰۰ تا ۳۵۰۰ متر بر ثانیه تغییر می‌کند.

عامل اصلی مؤثر در سرعت امواج لرزه‌ای سنگ‌ها، تخلخل است. بیشتر معادلات تئوری‌های موجود، نقش فضاهای خالی در تغییرات خواص الاستیک را در نظر نمی‌گیرند. در نتیجه وارون لرزه‌ای، AVO و محاسبه حجم حفره ها که بر اساس این معادلات پایه گذاری شده‌اند، در معرض عدم قطعیت‌های زیادی هستند.

مطالعات زیادی در زمینه تغییرات پارامترهای الاستیکی سنگ (سرعت‌های لرزه‌ای) در کربنات‌ها انجام شده که می‌توان به ورور<sup>۴</sup> و همکاران (۱۹۴۱)، گریگور<sup>۵</sup> و همکاران (۶)، کیز<sup>۶</sup> و همکاران (۳) و پلاتیر<sup>۷</sup>، و همکاران (۵) اشاره کرد.

<sup>1</sup> interframe

<sup>2</sup> Vuggy

<sup>3</sup> Sonic velocity

<sup>4</sup> Verwer K

<sup>5</sup> Gregor T.

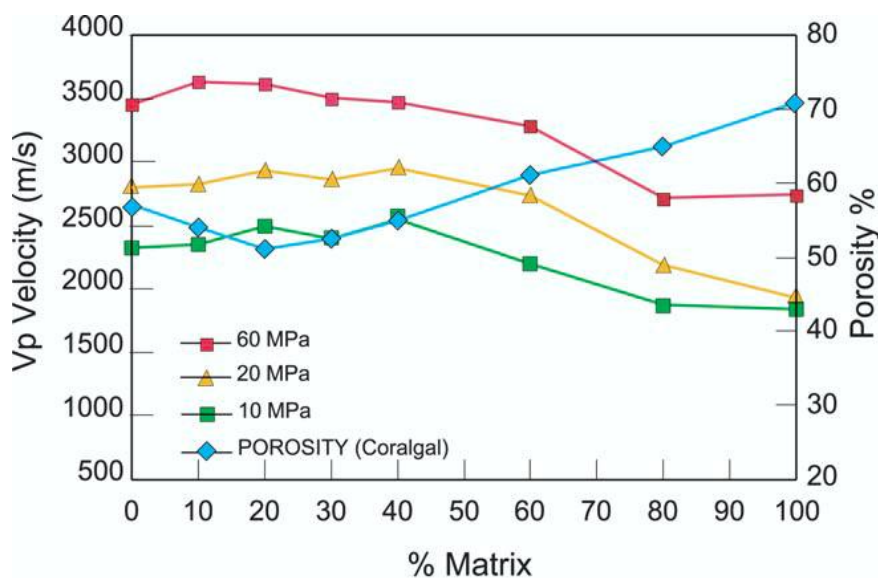
<sup>6</sup> Keys R

<sup>7</sup> Pelletier H.

## ۲. سرعت صوت در رسوبات کربناته

در رسوبات سست کربناته اندازه و شکل دانه‌ها، جورشدگی و نسبت دانه/ماتریکس بر روی سرعت صوتی تأثیر می‌گذارند. گل کربناته خالص دارای تخلخل متوسط ۶۰ درصد و  $V_p$  حدود ۱۷۰۰ متر بر ثانیه است. تحت فشار ۱۷۰ مگاپاسکال، تخلخل به ۲۹ درصد کاهش یافته و  $V_p$  به ۲۲۵۰ متر بر ثانیه افزایش می‌یابد در حالیکه  $V_s$  بین ۹۰۰-۱۲۰۰ متر بر ثانیه است. این نمونه‌ها دارای مدول برشی کوچک هستند، در نتیجه رفتاری شبیه مواد غیر صلب (مایعات) دارند. ماسه کربناته (دانه‌های اوونید و اسکلت) مقادیر  $V_p$  تقریباً ثابتی را نشان می‌دهند (۲۱۰۰-۲۴۰۰ متر بر ثانیه در فشار محدود کننده ۱۰ مگاپاسکال و ۳۵۰۰-۳۷۰۰ متر بر ثانیه در فشار ۸۰ مگاپاسکال). این دو عضو نهایی (گل و دانه) با هم مخلوط شده و کربنات‌های مختلف را می‌سازند. از جمله، مادستون (کمتر از ۱۰ درصد دانه)، وکستون (بیش از ۱۰ درصد دانه)، پکستون (بیشتر دانه) و گرینستون (بدون گل).

گریگور، ابرلی و بیچلی<sup>۱</sup>، در سال ۲۰۰۳ آزمایش‌هایی بر روی نمونه‌های ساخته شده از ترکیب گل و دانه‌های کربناته انجام دادند، تا تأثیر نسبت ماتریکس/دانه را روی سرعت در فشارهای مختلف اندازه‌گیری نمایند. در آزمایش‌های آنها دو نوع دانه، یکی دانه‌های گرد ۰/۳۷۵ میلیمتری و دیگری دانه‌های اسکلتی (پلاتی کراگال) ۰/۵۰۰ میلیمتری استفاده شدند و قسمت دانه ریز، گل لاگونی ۶۴ میکرونی بود. بدین ترتیب نمونه‌های مختلف رسوبات کربناته از مادستون تا ماسه‌های کربناته را تهیه کردند. تخلخل با افزایش گل ابتدا کاهش یافته و سپس افزایش می‌یابد. این نقطه برعکس شدن روند تخلخل در ۱۰ درصد اوونید و ۲۰ درصد اسکلت اتفاق می‌افتد. با افزایش ماتریکس، تخلخل افزایش یافته تا در نهایت به تخلخل طبیعی ماتریکس می‌رسد (شکل ۱).



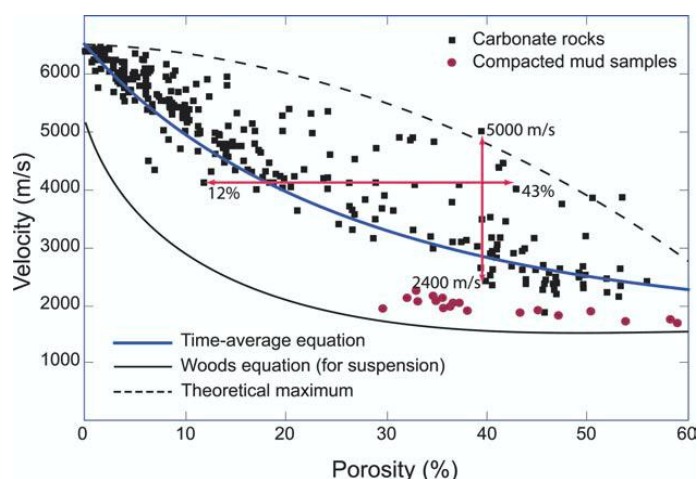
شکل ۱ ماتریکس در برابر سرعت و تخلخل مخلوط‌هایی از گل/دانه. ماتریکس از جنس گل است. تخلخل ابتدا با افزایش ماتریکس کاهش می‌یابد ولی پس از افزایش ۲۰ درصد گل، افزایش می‌یابد. سرعت بصورت عکس عمل می‌کند و ابتدا افزایش یافته و پس از افزایش ۴۰ درصد گل کاهش می‌یابد (Gregor P. Eberli G., Gregor T Bachle).

<sup>1</sup> Eberli and Baechle

افزایش اولیه ماتریکس از ۰ تا ۲۰ درصد در تمام فشارها باعث افزایش سرعت اکوستیکی می‌شود و این افزایش سرعت با کاهش تخلخل همراه است. روند معکوس با افزایش بیشتر ماتریکس دانه ریز شروع می‌شود. برای مخلوط مربوط به دانه‌های اوئیدی، سرعت در ۴۰ درصد ماتریکس شروع به کاهش می‌کند، در حالیکه برای مخلوط مربوط به دانه‌های اسکلتی سرعت در بیش از ۵۰ درصد شروع به کاهش می‌کند. تفاوت بین این دو سری داده نشان می‌دهد که شکل دانه و نسبت قطر دانه به ماتریکس در تغییرات پوروالاستیکی<sup>۱</sup> و تخلخل بحرانی<sup>۲</sup> در سنگ‌های کربناته مهم هستند.

### ۳. تخلخل و نوع حفره

از عوامل مهم کنترل کننده در سرعت امواج لرزه‌ای اندازه تخلخل سنگ است. شکل ۲ به خوبی رابطه بین تخلخل و سرعت را نشان می‌دهد. با این حال، مقادیر اندازه‌گیری شده، پراکندگی خاصی را حول این روند معکوس نشان می‌دهند. تفاوت سرعت‌ها در تخلخل‌های یکسان مخصوصاً در تخلخل‌های بالا می‌تواند بیش از ۲۵۰۰ متر بر ثانیه باشد. به عنوان مثال، سنگ‌های با تخلخل ۳۹ درصد می‌توانند سرعت‌های بین ۲۴۰۰ تا ۵۰۰۰ متر بر ثانیه داشته باشند. حتی در تخلخل‌های زیر ۱۰ درصد هم سرعت‌ها می‌توانند حدود ۲۰۰۰ متر بر ثانیه تفاوت داشته باشند که این مقدار تفاوت برای سنگ‌هایی که دارای ترکیب شیمیایی و تخلخل یکسان هستند، بسیار زیاد است. علاوه بر این، تخلخل سنگ‌های هم سرعت نیز می‌تواند مقادیر متفاوتی داشته باشد.



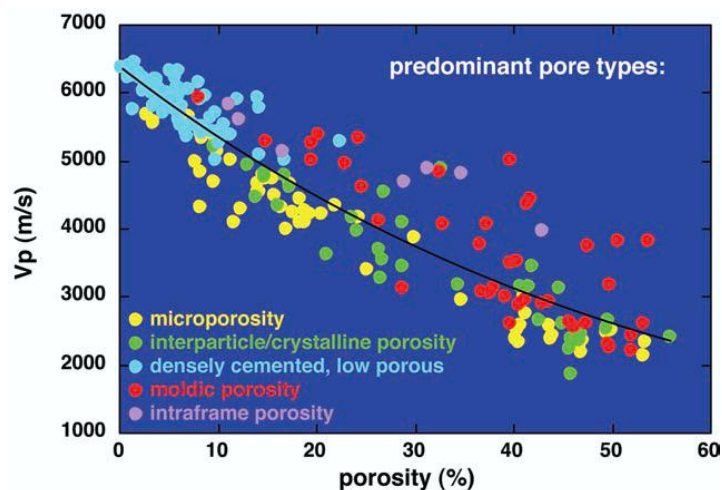
شکل ۲ نمودار  $V_p$  و تخلخل نمونه‌های کربناته خالص در مقایسه با معادلات متوسط زمانی و Woods. سرعت‌های نمونه‌های گل متراکم شده تنها کمی از معادله Woods بیشترند و این نشان دهنده این است که این نمونه‌ها هیچ سفتی ای (rigidity) ندارند و آن تراکم تاثیر جزئی روی  $V_p$  دارد. نمونه‌های کربناته دیاژنز شده رابطه معکوس سرعت-تخلخل را نشان می‌دهند ولی پراکندگی شدیدی از سرعت‌ها در تخلخل‌های یکسان و هم‌بند تخلخل‌های متنوع در سرعت‌های یکسان دیده می‌شود. این پراکندگی مقادیر، خطاهای زیادی را وارد وارون لرزه نگاری می‌کند (Gregor P. Eberli G., Gregor T Bachle).

برای نمونه، سنگ‌های با سرعت ۴۱۰۰ متر بر ثانیه می‌توانند تخلخل‌های ۱۲ تا ۴۳ درصد داشته باشند. روابط پیچیده بین سرعت و تخلخل در سنگ‌های کربناته از قابلیت کربنات‌ها برای تشکیل سیمان‌ها و چارچوب‌های مخصوص و نوع حفره‌ها ناشی می‌شود که می‌تواند خواص الاستیکی سنگ را بدون نیاز به پر کردن تمام حفره‌ها بهبود بخشد. اهمیت نوع حفره‌ها در

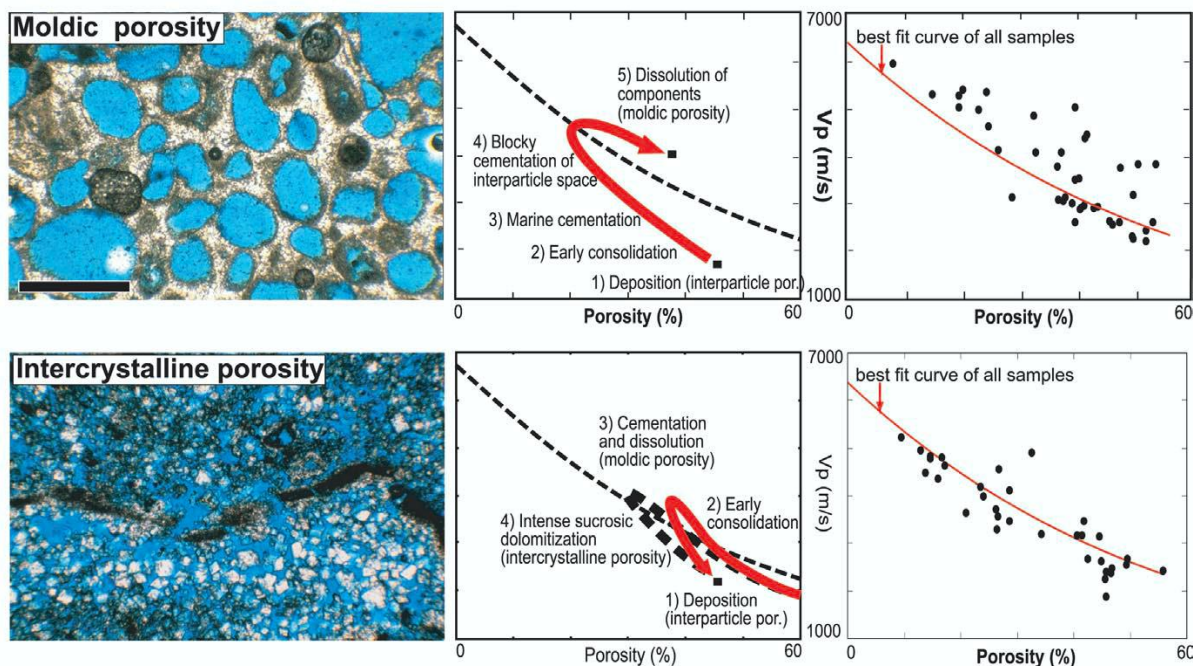
<sup>1</sup> Poroelastic properties

<sup>2</sup> Critical porosity

خواص الاستیکی و در نتیجه سرعت در شکل ۳ نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، انواع مختلف حفره‌ها در نمودار سرعت-تخلخل تشکیل دسته‌های مختلفی می‌دهند. این الگو، مشخصه هر گروه با نوع حفره، توضیح دهنده این مطلب است که چرا سنگ‌های با تخلخل یکسان، سرعت‌های متفاوت دارند.



شکل ۳ نمودار سرعت (در فشار موثر ۸ مگاپاسکال) در برابر تخلخل مربوط به انواع شکل حفره‌ها کرنات‌ها یا بهترین منحنی نمایی برازش شده به داده‌ها. انواع حفره‌ها نقاط مربوط به سرعت-تخلخل را کلاستر بندی می‌کنند و این نشان دهنده تاثیر نوع تخلخل بر خواص الاستیک سنگ‌هاست (Gregor P. Eberli G., Gregor T Bachle).

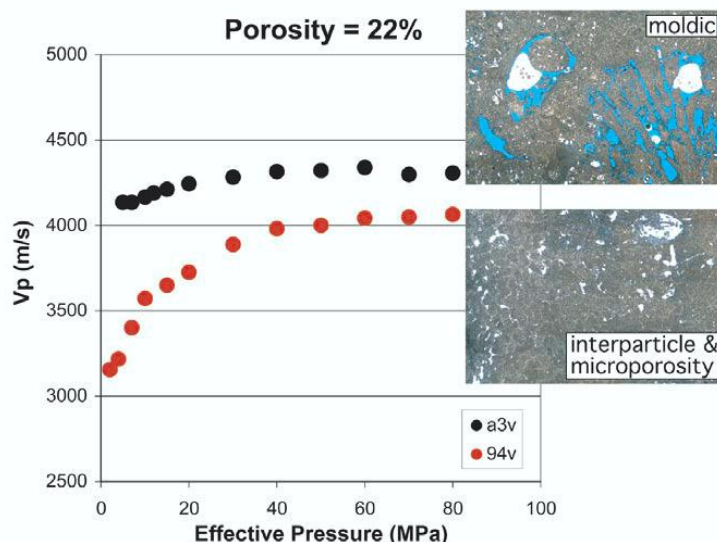


شکل ۴ مثال‌هایی از دو نوع حفره غالب با رفتارهای الاستیکی متفاوت. سنگ‌های قالبی از انحلال دانه‌ها و رسوب سیمان و تشکیل یک ساختار محکم ایجاد می‌شوند. در نتیجه، این سنگ‌ها نسبت به تخلخل‌شان دارای سرعت بالایی هستند. در مقایسه، دولومیتی شدن دانه شکر باعث ایجاد تخلخل بین کریستالی و سنتی و سرعت کم می‌شود (Gregor P. Eberli G., Gregor T Bachle).



این تفاوت‌ها در روابط تخلخل-سرعت در سنگ‌های کربناته نشان می‌دهند که تنها میزان تخلخل در تعیین سرعت مهم نیست، بلکه نوع حفره‌ها نیز عامل تعیین کننده می‌باشند. بیشترین تفاوت سرعت مشاهده شده در تخلخل‌های برابر بین سنگ‌های با تخلخل قالبی درشت و تخلخل بین دانه‌ای است. سنگ‌های با تخلخل قالبی دارای ۴۰ تا ۵۰ درصد تخلخل نمی‌توانند سرعت  $V_p$  تا ۵۰۰۰ متر بر ثانیه داشته باشند. در حالیکه سنگ‌های با تخلخل بین دانه‌ای یا ریز تخلخل، سرعت‌های کمتر از ۲۵۰۰ متر بر ثانیه دارند (شکل ۳ و شکل ۴). تغییرات سرعت ناشی از نوع حفره‌ها با افزایش فشار به قوت خود باقی است به‌طوری‌که سنگ‌های قالبی یا میان ساختاری دارای سرعت‌های بالا و رابطه مستقیم افزایش سرعت با افزایش فشار بر آن‌ها حاکم هست. در سنگ‌های ریز تخلخل و بین کریستالی سرعت کم بوده و با افزایش فشار افزایش سریع می‌یابد، ولی هیچ‌گاه به سرعت سنگ‌های قالبی یا میان ساختاری نمی‌رسد (شکل ۵). رابطه پیچیده تخلخل-سرعت، نشان می‌دهد که تغییر امیدانس می‌تواند بدون اینکه تفاوت تخلخل بین دو لایه وجود داشته باشد ایجاد شود. برعکس، دو لایه با تخلخل‌های متفاوت می‌توانند سرعت‌ها و امیدانس‌های بسیار شبیه به هم داشته باشند و هیچ‌گونه بازتابی مشاهده نگردد. نتایج تحقیقات صورت گرفته نشان داد که نوع و شکل حفره‌ها نقش مهمی در سرعت امواج لرزه‌ای دارند به همین دلیل درجه اعتبار معادله گاسمن در سنگ‌های کربناته نامشخص بوده و توسعه یک مدل فیزیک سنگ برای این نوع سنگ‌ها نیز بسیار مشکل به نظر می‌رسد. مدل‌های فیزیک سنگ تجربی به‌صورت گسترده- به دلیل ساده‌گی استفاده آن‌ها - در صنعت کاربرد پیدا کرده‌اند، این مدل‌ها نوعاً یک رابطه خطی بین تخلخل و سرعت‌های لرزه‌ای فرض می‌کنند و اغلب، یک رابطه خوب بین یک خصوصیت فیزیکی مانند نفوذپذیری و سرعت امواج به دست می‌آورند و در این حالت نفوذپذیری یک فاکتور مهم در کنترل سرعت در نظر گرفته می‌شود، در حالی که سرعت به شدت توسط تخلخل کنترل می‌شود. در نهایت می‌توان گفت که روابط تجربی تعداد بسیار محدودی از فاکتورها (معمولاً کمتر از سه فاکتور) را می‌توانند در نظر بگیرند.

مدل‌های **inclusion based** مانند مدل کاستر - توکسوز (۱۹۷۴) می‌تواند چندین فاکتور و عوامل موثر، مانند تخلخل، کانی شناسی، نوع حفره و سیال حفره را شامل شود. از آنجایی که شکل فضاهای خالی تأثیر زیادی روی مدول‌های الاستیکی و در نتیجه روی سرعت امواج می‌گذارد، لذا در این تحقیق سعی شده است پس از معرفی مختصر رابطه کاستر و توکسوز، با کمک مدل مذکور درصد و نوع حفره‌ها را در سنگ‌های کربناته با بکار بردن داده‌های چاهی محاسبه کنیم. در ادامه مراحل انجام کار، نتایج تخمین، محاسبه نوع و درصد حفره‌ها و فضاهای خالی بدست آورده شده است.



شکل ۵ مقایسه سنگ‌های با ۲۲ درصد تخلخل ولی نوع حفره‌ها متفاوت. نمونه دارای تخلخل قالبی دارای سرعت اولیه زیاد است که با افزایش فشار تنها به میزان کمی افزایش پیدا می‌کند. در مقابل، نمونه دارای تخلخل درون ذره‌ای و ریز تخلخل دارای سرعت اولیه کم و افزایش قابل توجه سرعت با اعمال فشار است ولی هیچ‌گاه به سرعت تخلخل قالبی نمی‌رسد. این امر نشان می‌دهد که تفاوت سرعت‌ها در نتیجه تفاوت نوع حفره‌ها در زیر زمین هم وجود دارد.

#### ۴. رابطه کاستر - توکسوز

مدلی که کاستر - توکسوز (۱۹۷۴) برای محاسبه مدول‌های الاستیکی براساس شکل فضاهای خالی سنگ (ضریب نسبت<sup>۱</sup>) ارائه کردند، بصورت زیر است.

$$(K_{KT}^* - K_m) \frac{\left(K_m + \frac{4}{3}\mu_m\right)}{\left(K_{KT}^* + \frac{4}{3}\mu_m\right)} = \sum_{i=1}^N x_i (K_i - K_m) P^{mi}$$

$$(\mu_{KT}^* - \mu_m) \frac{(\mu_m + \zeta_m)}{(\mu_{KT}^* + \zeta_m)} = \sum_{i=1}^N x_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi}$$

$K_{KT}^*$  و  $\mu_{KT}^*$  مدول‌های الاستیکی مؤثر با شکل فضاهای خالی،  $K_m$  و  $\mu_m$  مدول‌های الاستیکی ماتریکس سنگ،  $K_i$

$$\zeta = \frac{\mu(9K + 8\mu)}{6(K + 2\mu)}$$

مدول بالک آمین سیال درون فضای خالی و

ضرائب  $P^{mi}$  و  $Q^{mi}$  تأثیر آمین سیال درون محیط  $m$  را نشان می‌دهند و در جدول ۱ آورده شده‌اند.

<sup>1</sup> aspect ratio

جدول ۱ ضرایب P, Q برای برخی شکل‌های خاص زیرنویس‌های i, m به ترتیب، به سیال درون سنگ و مواد زمینه آن اشاره دارد.

Inclusion Shape	$P^{mi}$	$Q^{mi}$
Spheres	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}$	$\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_i + \zeta_m}$
Needles	$\frac{K_m + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}$	$\frac{1}{5} \left( \frac{4\mu_m}{\mu_m + \mu_i} + 2 \frac{\mu_m + \gamma_m}{\mu_i + \gamma_m} + \frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i} \right)$
Disks	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i}$	$\frac{\mu_m + \zeta_i}{\mu_i + \zeta_i}$
Penny Cracks	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m}$	$\frac{1}{5} \left( 1 + \frac{8\mu_m}{4\mu_i + \pi\alpha(\mu_m + 2\beta_m)} + 2 \frac{K_i + \frac{2}{3}(\mu_i + \mu_m)}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m} \right)$

$$\beta = \mu \frac{(3K + \mu)}{(3K + 4\mu)} \quad \gamma = \mu \frac{(3K + \mu)}{(3K + \mu)} \quad \gamma = \frac{\mu(9K + 8\mu)}{6(K + 2\mu)}$$

## ۵. برآورد سرعت موج عرضی با کمک روابط تجربی

به دلیل عدم برداشت نمودار مربوط به سرعت موج عرضی در چاه‌های میدان مورد مطالعه و به دلیل نیازمندی این تحقیق، اطلاعات موج برشی با کمک روابط تجربی ارائه شده توسط گاستاگنا و همکاران (۱۹۹۳) و مدل ارائه شده توسط پژوهش-گران پژوهشگاه صنعت نفت محاسبه شدند.

## ۶. روش کار

در این مطالعه سه نوع شکل فضای خالی در نظر گرفته شده است: کروی، سوزنی و ریزشکستگی. روش کار به این صورت است که:

الف) ورود اطلاعات مورد نیاز برای مدل‌سازی پتروفیزیکی ابتدا یک چاه که حاوی اطلاعات کافی باشد انتخاب می‌شود. این اطلاعات شامل نگارهای تخلخل، صوتی، چگالی و کانی شناسی است.

اطلاعات مربوط به محدوده مخزنی مورد نظر استخراج می‌شود.

نگار سرعت موج فشاری از نگار صوتی محاسبه می‌گردد (Vp).

نگار سرعت موج برشی از فرمول‌های تجربی محاسبه می‌گردد (Vs).

نگار مدول فشاری و برشی از نگارهای حاصل استخراج می‌گردد (Ksat,  $\mu_{sat}$ ).

نگار مدول فشاری و برشی ماتریکس از نگار کانی شناسی و جداول مرجع محاسبه می‌گردد ( $K_m, \mu_m$ ).  
مدول فشاری و برشی سیال مخزنی در فشار و دمای مخزن از اطلاعات مخزنی استخراج می‌شود ( $K_f, \mu_f$ ).  
برای نسبت تناسب<sup>۱</sup> مقدار مناسب در نظر گرفته می‌شود.

مقادیر متوسط برای  $K_{sat}$ ،  $\mu_{sat}$ ،  $\rho_{sat}$  و  $V_p$  ورودی محاسبه می‌گردد.

(ب) مدل‌سازی پتروفیزیکی

برای مدل‌سازی، نمونه‌های موجود در نگارها به کلاس‌های چند تایی تقسیم شده و عملیات در این محدوده انجام شده است. مثلاً اگر فاصله نمونه‌های چاهی ۱۵ سانتی‌متر باشد، آن‌ها به گروه‌های مثلاً ۹۰ سانتی تقسیم می‌شوند. بنابراین در هر گروه ۶ نمونه قرار می‌گیرد. فرض می‌شود این ۶ نمونه دارای ساختار تخلخل یکسان هستند.

برای هر نمونه موجود در نگارهای ورودی درصدهای مختلفی از هر نوع شکل فضای خالی (کروی، سوزنی، ترک) در نظر گرفته می‌شود. به‌عنوان مثال اگر درصدهای ۳ نوع حفره موجود را یک در صد یک درصد تغییر دهیم، ۵۱۵۱ حالت مختلف بوجود می‌آید. در واقع سعی می‌شود نمونه‌های ساختگی ایجاد شود و نمونه ساختگی که خواص الاستیکی شبیه نمونه واقعی دارد انتخاب می‌شوند.

شماره نمونه ساختگی	درصد کروی	درصد سوزنی	درصد ترک
	1	2	3
1	0	0	100
2	0	1	99
3	0	2	98
4	0	3	97
5	0	4	96
6	0	5	95
7	0	6	94
8	0	7	93
9	0	8	92
10	0	9	91
11	0	10	90
12	0	11	89
13	0	12	88
14	0	13	87
15	0	14	86
16	0	15	85
17	0	16	84
18	0	17	83
19	0	18	82
20	0	19	81
21	0	20	80
22	0	21	79
23	0	22	78
24	0	23	77
25	0	24	76
26	0	25	75
27	0	26	74
28	0	27	73
29	0	28	72
30	0	29	71
31	0	30	70
32	0	31	69
33	0	32	68
34	0	33	67
35	0	34	66
36	0	35	65
37	0	36	64
38	0	37	63
39	0	38	62
40	0	39	61
41	0	40	60
42	0	41	59
43	0	42	58
44	0	43	57
45	0	44	56
46	0	45	55
47	0	46	54
48	0	47	53
49	0	48	52
50	0	49	51
51	0	50	50
52	0	51	49
53	0	52	48
54	0	53	47
55	0	54	46
56	0	55	45
57	0	56	44
58	0	57	43
59	0	58	42
60	0	59	41
61	0	60	40
62	0	61	39
63	0	62	38
64	0	63	37
65	0	64	36
66	0	65	35
67	0	66	34
68	0	67	33
69	0	68	32
70	0	69	31
71	0	70	30
72	0	71	29
73	0	72	28
74	0	73	27
75	0	74	26
76	0	75	25
77	0	76	24
78	0	77	23
79	0	78	22
80	0	79	21
81	0	80	20
82	0	81	19
83	0	82	18
84	0	83	17
85	0	84	16
86	0	85	15
87	0	86	14
88	0	87	13
89	0	88	12
90	0	89	11
91	0	90	10
92	0	91	9
93	0	92	8
94	0	93	7
95	0	94	6
96	0	95	5
97	0	96	4
98	0	97	3
99	0	98	2
100	0	99	1
101	0	100	0

شکل ۶ نمونه‌های ساختگی ایجاد شده برای مدل‌سازی

<sup>1</sup> Aspect ratio

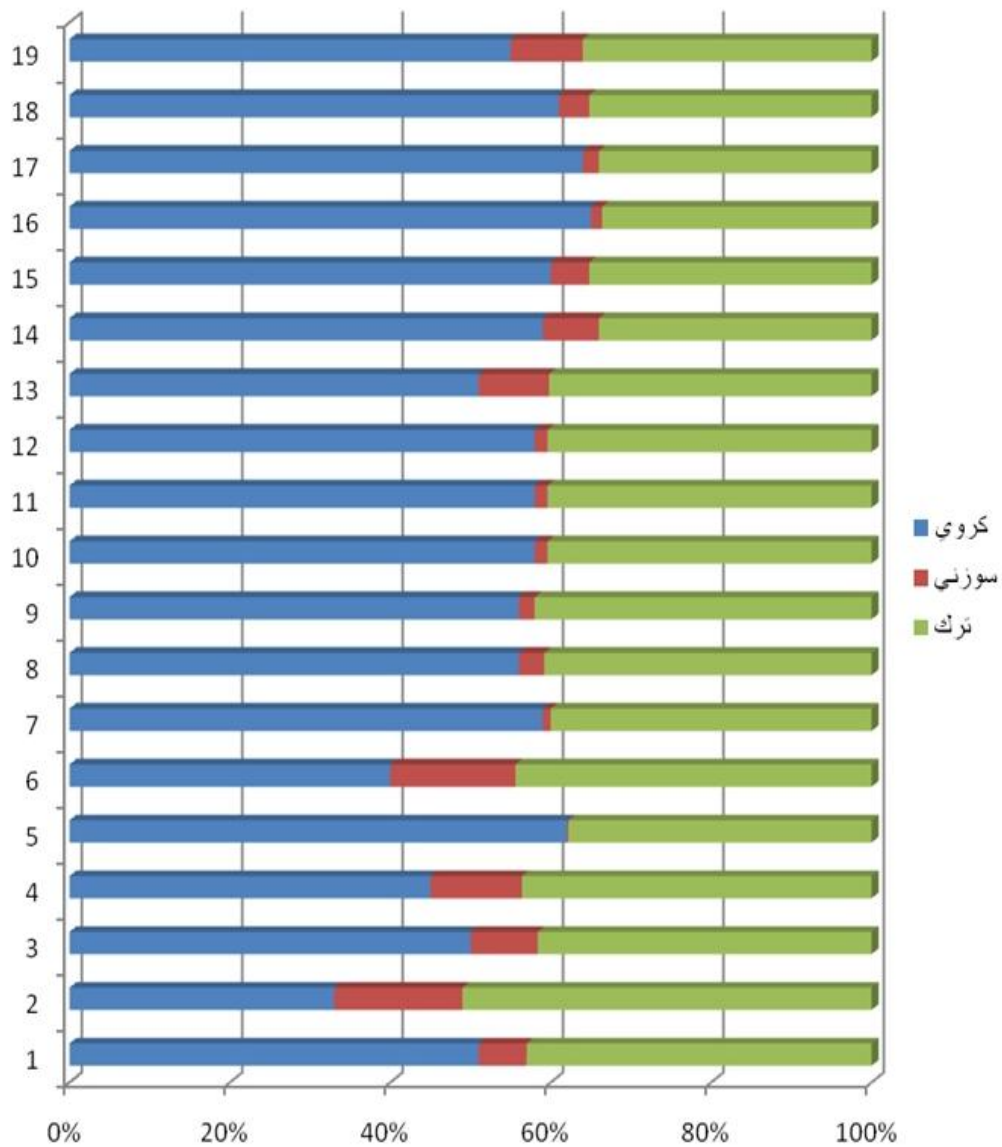
- ۱- برای تمامی این در صدها مدول بالک از طریق فرمول کاستر و توکسوز محاسبه می‌شوند. برای این مثال در نهایت ما ۵۱۵۱ مدول فشاری خواهیم داشت که باید با مدول های محاسبه شده در همان نمونه چاهی در نظر گرفته شده مقایسه گردد.
- ۲- تمامی مدول‌های محاسبه شده از مدول چاهی کم می‌شود و درصدهای دارای کمترین تفاوت انتخاب می‌شوند.
- ۳- برای تمام نمونه های چاهی موجود در گروه انتخاب شده مراحل ۱ تا ۴ انجام می‌شود تا در آن نقاط (فاصله‌ها) درصد هر نوع از انواع فضاهای خالی مشخص شود.
- ۴- با مشخص شدن نوع و درصد فضاهای خالی در سنگ و با وارد کردن پارامترهای سنگ در حالت خشک به روابط کاستر و توکسوز مدول بالک خشک سنگ محاسبه می‌شود.
- ۵- با کمک معادله گاسمن مدول بالک حالت اشباع سنگ از سیال تزریقی محاسبه می‌شود.
- ۶- با بکار بردن رابطه موجود بین مدول‌های بالک و برشی و چگالی سنگ سرعت‌های لرزه‌ای، سرعت‌ها در شرایط جدید سنگ مخزن محاسبه می‌شوند.
- ۷- تغییر سرعت‌ها در نتیجه جابه‌جایی سیال محاسبه می‌شود.
- ۸- تغییر زمان رفت و برگشت موج درون مخزن در نتیجه جابه‌جایی سیال محاسبه می‌شود.

## ۷. تخمین درصد و نوع حفره ها

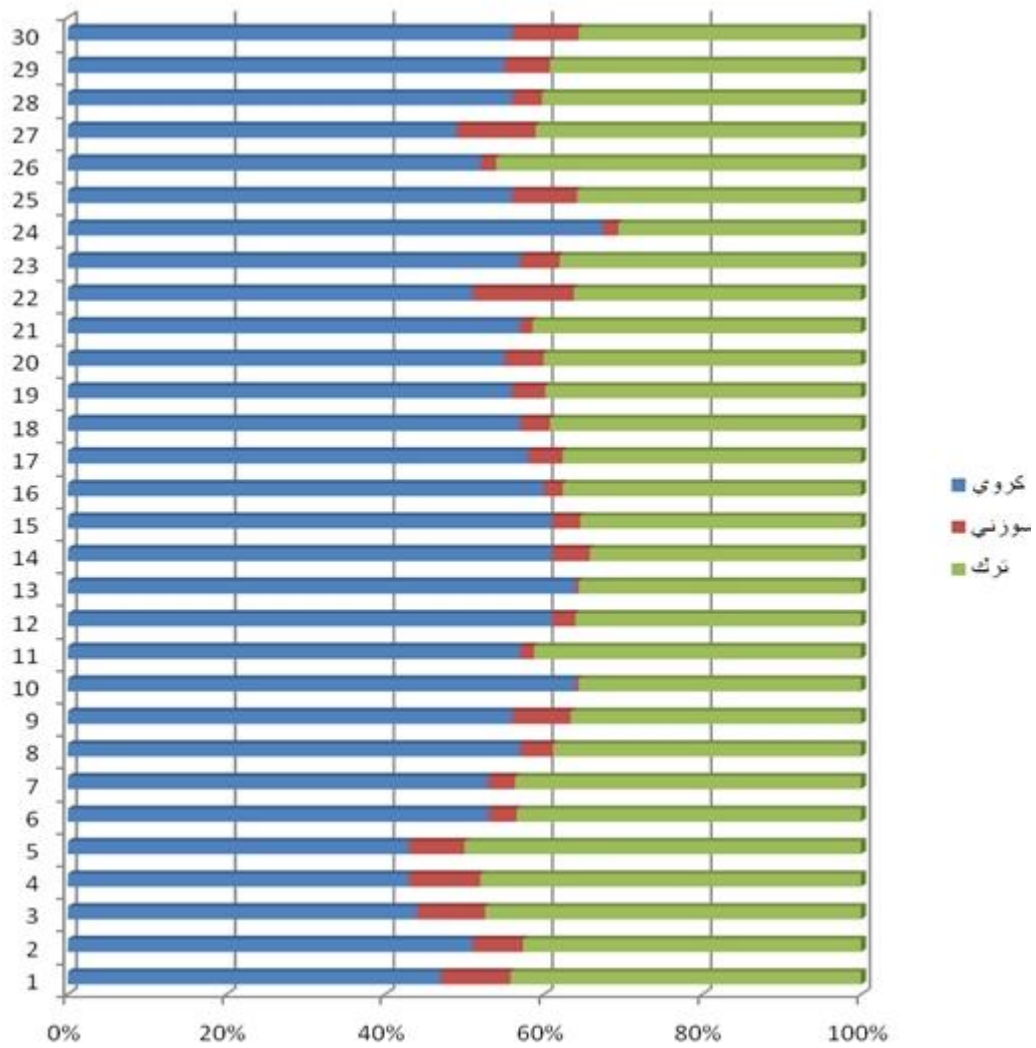
برای تعیین نوع و درصد فضاهای خالی در سازندهای مورد مطالعه، از نمودارهای چاهی (سرعت موج طولی، تخلخل، چگالی و کانی‌شناسی) موجود استفاده شده است و سرعت موج عرضی نیز با استفاده از روابط تجربی محاسبه شده‌اند. با کمک روابط تجربی حاکم بین مدول‌های الاستیک، سرعت امواج و چگالی، ابتدا مدول‌های الاستیک برای حالت اولیه و در شرایط مخزن برای سه چاه محاسبه گردید. سپس با کمک روابط کاستر و توکسوز برای اشکال مختلف فضاهای خالی و درصدهای متفاوت از هر کدام، مدول‌های بالک محاسبه شد. به این ترتیب که برای هر نوع از اشکال و هر درصد از فضاهای خالی، بیشترین نزدیکی را که مدول بالک محاسبه شده با این روش با مدول بالک بدست آمده از نمودارهای چاهی داشته باشد، آن درصد و نوع فضاهای خالی به سنگ مخزن نسبت داده شده است.

در نهایت نتایج این تحقیق به‌عنوان مدل‌سازی معکوس رابطه کاستر و توکسوز جهت تخمین درصد حفره‌ها و نوع آن‌ها در چاه‌های شماره ۱، ۲ و ۳ میدان مورد مطالعه استخراج گردید که به ترتیب در شکل ۷، شکل ۸ و شکل ۹ نشان داده شده است.

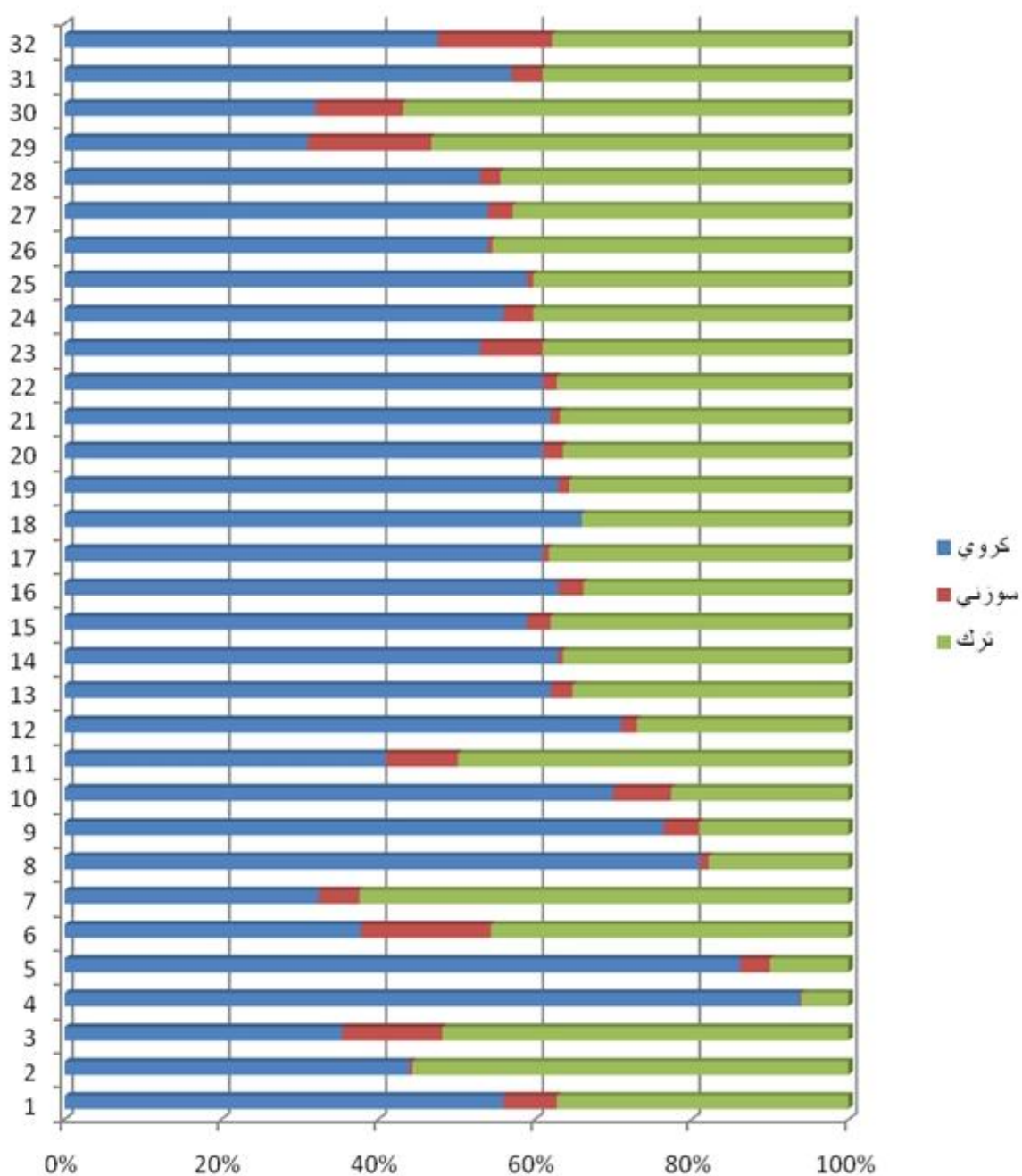
در این چاه‌ها به ترتیب برای مدل‌سازی معکوس تعداد ۱۹، ۳۰ و ۳۲ نمونه به فواصل یکسان در عمق برداشت شده‌است (هر نمونه بیانگر عمق است). همان‌طوریکه در شکل‌ها مشاهده می‌شود از نظر فراوانی شکل بیشتر حفره‌ها (بیش از ۵۰ درصد) کروی بوده و در مرحله بعد به ترتیب ترک و سوزنی قرار دارند. میزان تسلیم سنگ با نوع حفره‌ها کروی در برابر سنگ دارای ترک کم می‌باشد. در نتیجه تغییر تخلخل و در نتیجه تغییر پارامترهای الاستیکی سنگ (سرعت‌های لرزه‌ای) با تغییر فشار در این نوع سنگ‌ها در مقایسه کمتر بوده و امکان مشاهده تغییرات ایجاد شده در سنگ مخزن در نتیجه تغییر فشار با پارامترهای لرزه‌ای و نیز در مقاطع لرزه‌ای کم خواهد بود برعکس در حالتی که ترک در سنگ زیاد باشد با تغییر فشار، تغییر بیشتری در تخلخل و نیز پارامترهای لرزه‌ای ایجاد می‌شود که احتمال مشاهده تغییرات ایجاد شده در سنگ مخزن در نتیجه تغییر فشار، بالا می‌رود. با بررسی و مطالعه امکان مشاهده تغییرات ایجاد شده در سنگ مخزن با تغییر فشار، جابجایی سیال و تغییر دما می‌توان امکان پذیر بودن پایشگری لرزه‌ای مخزن را مطالعه کرد.



شکل ۷ درصد و نوع فضاهای خالی تخمین زده شده از طریق مدل‌سازی معکوس در چاه شماره ۱



شکل ۸ درصد و نوع فضاهاى خالى تخمين زده شده از طريق مدل‌سازى معکوس در چاه شماره ۲



شکل ۹ درصد و نوع فضاهاى خالى تخمین زده شده از طریق مدل‌سازی معکوس در چاه شماره ۳

مطالعه مقطع نازک برای بررسی درصد نوع تخلخل در این میدان در چند چاه دیگر نیز نشان می دهد که بیشترین نوع تخلخل را واگی و ریز شکستگی‌ها (ترک‌ها) تشکیل می‌دهند. نتایج نمونه این مطالعه در جدول ۲ آورده شده است.



جدول ۲ نوع و درصد تخلخل بدست آمده از مطالعه مقاطع نازک

شماره چاه	نوع تخلخل	
	واگی %	ریز ترک %
۱۴	۶۰	۴۰
	۵۰	۵۰
۳۳	۶۶	۳۳
	۵۰	۵۰

## ۸ نتیجه گیری

بیش از ۵۰ درصد فضاهای خالی شکل کروی داشته و درصد ناچیزی سوزنی هستند. کروی بودن حفره‌ها نشان دهنده استحکام بیشتر و در نتیجه سرعت بالای موج در سنگ می‌باشد. پس از شکل کروی، درصد ترک‌ها بیشتر از اشکال سوزی هستند. ترک‌ها برخلاف اشکال کروی در برابر فشار مقاومت کمتری داشته و زود تسلیم می‌شوند در نتیجه با افزایش فشار (روباره)، تخلخل و فضاهای خالی به شدت کاهش یافته و در نتیجه پارامترهای الاستیکی سنگ (سرعت‌های لرزه‌ای) افزایش می‌یابد. با مشخص شدن شکل و نوع حفره‌ها و درصد آن‌ها می‌توان میزان استحکام و سستی سنگ‌ها را به صورت کیفی مورد بررسی قرار داد و میزان موفقیت پایشگری لرزه‌ای مخزن را با کمک داده‌های لرزه‌ای پیش بینی کرد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر علی میثاقی و دکتر عبدالهی که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و

سپاس را دارد"

## منابع

1. Verwer K., Eberli G., Beechle G. and Weger R., 2010, Effect of carbonate pore structure on dynamic shear moduli : *Geophysics*,75,No.1,P.E1-E8
2. Baechle G.T., Weger R., Eberli G., Jose L., may 2005, Changes of shear moduli in carbonate rocks: Implications for Gassmann applicability: *The Leading Edge*,P. 507-510.
3. Keys R., G., Xu Sh., 2002, An approximation for the Xu-White velocity model : *Geophysics*,67,No.5,P.1406-1414
4. Verwer K., Braaksma H., Kenter A., M., 2008, Acoustic properties of carbonates: Effects of rock texture and implications for fluid substitution: *Geophysics*,73,No.2,P.B51-B65.
5. Pelletier H., Gunderson J., May 2005, Application of rock physics to an exploration play: A carbonate case study from the Brazeau River 3D: *The Leading Edge*,P. 516-519.
6. Gregor P. Eberli G., Gregor T Bachle, Flavio S., Michael L., July 2003, Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks, *The Leading Edge*,P. 654-660.

## **Application of Kuster and Toksoz equations in inverse modeling technique to estimate the percentages of pore types in carbonate rocks**

Naderi A., Heydari M., Maddahi I., Keshavarz Farajkhah N.

### **Abstract**

The most prominent parameter of seismic studies is seismic wave velocity. This parameter is influenced by different factors such as rock properties (Compaction, age, Lithology, Porosity, Pore Shape and etc), fluid properties (Viscosity, Density, fluid type, Saturation) and environment (Stress history, Depositional environment, production history, temperature, pressure, etc). Therefore, by identification, study and investigation of the relationship between seismic velocity and these parameters, properties of rock, fluid and environment from seismic data can be inferred. The main factors affecting these parameters are the porosity and pore ambiances. Many studies have been conducted to obtain and understand these relations. Most of the theoretical equations haven't considered changes in seismic properties from pores. Therefore, the seismic inversion, AVO and pore volume calculated based on these equations, include much uncertainties. One of the equations that consider several factors such as porosity, pore type, mineralogy and pore fluid is provided by Kuster and Toksoz. In this study, using this equation and inverse modeling technique, geometry and pore type and percentage of any type of pore shape in 3 wells penetrated one Irainain hydrocarbon reservoir were estimated. In this reservoir, Spherical and Disk shape have the highest percentage.

**Key words:** seismic velocity, porosity, pore type and pore shape

## فرآیندهای دیاژنزی کنترل کننده کیفیت مخزنی توالی کربناته سازند آسماری در میدان چشمه خوش، جنوب غرب ایران

جواد هنرمند<sup>۱\*</sup>، عبدالحسین امینی<sup>۲</sup>

۱. دانشجوی دکتری زمین شناسی دانشگاه تهران و عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت honarmandj@ripi.ir

۲. عضو هیئت علمی دانشگاه تهران

### چکیده

سازند آسماری به سن الیگو- میوسن در میدان نفتی چشمه خوش از توالی مخلوط کربناته- آواری تشکیل شده است. توالی کربناته این سازند ناهمگونی های عمودی شدیدی نشان می دهد که ناشی از تاریخچه دیاژنزی پیچیده آن می باشد. در این مطالعه که با هدف بررسی تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی توالی کربناته این سازند انجام شده، نمونه های مغزه و مقاطع نازک از نظر ویژگی های رسوب شناسی و دیاژنزی مورد مطالعه قرار گرفت. به منظور شناخت دقیق تر محصولات دیاژنزی، از میکروسکوپ الکترونی و کاتدولومینسانس استفاده گردید. داده های آنالیز مغزه (تخلخل و تراوایی) و نمودارهای پتروفیزیکی (تخلخل و اشباع نفت) سازند آسماری نیز جهت بررسی خواص مخزنی آن بکار گرفته شد. مطالعات دیاژنزی و مقایسه آن با داده های پتروفیزیکی نشان داد که دولومیتی شدن، سیمانی شدن (سیمان های کلسیت، انیدریت و سلسیت)، تراکم و انحلال مهم ترین پدیده های دیاژنزی کنترل کننده تخلخل و تراوایی در این سازند می باشند. بر مبنای توزیع عمودی پدیده های دیاژنزی و خواص مخزنی، زون های دیاژنزی در سازند آسماری معرفی شد. زون های دولومیتی با بلورهای متوسط که دارای آثار تراکم و سیمان انیدریتی خیلی کم هستند از بالاترین مقادیر تخلخل و تراوایی برخوردارند (زون های ۲۳، ۲۷ و ۳۰). در حالی که عملکرد شدید تراکم و تشکیل سیمان های انیدریت و سلسیت در برخی افق ها به شدت خواص مخزنی را کاهش داده است (زون های ۱۲، ۱۱ و ۲۴). اگرچه در بخش زیادی از افق های آهکی این سازند، تراکم و سیمان کلسیتی (اسپاری، هم بعد، فراگیرنده) باعث از بین رفتن بخش عمده تخلخل و تراوایی شده و زون های ناتراوایی را ایجاد کرده است (زون های ۳، ۲۰ و ۱۷) اما سیمانی شدن و تراکم محدود و وجود تخلخل بین دانه ای و انحلالی در بخش هایی از توالی آهکی سازند آسماری خواص مخزنی را بهبود بخشیده است (زون های ۳۱ و ۳۱).

با توجه به اینکه خواص مخزنی سازند آسماری در این میدان به شدت متأثر از فرآیندهای دیاژنزی است لذا مدل سازی استاتیک این مخزن و تعیین روند توزیع پارامترهای مخزنی مستلزم مطالعات دیاژنزی و تعیین زون های دیاژنزی در گستره میدان خواهد بود.

**کلمات کلیدی:** دیاژنزی، کیفیت مخزنی، آسماری و میدان نفتی چشمه خوش

## ۱. مقدمه

مطالعات نشان داده است که اگرچه بخش زیادی از خواص پتروفیزیکی مخازن می‌تواند توسط توزیع رخساره‌های رسوبی کنترل شود اما در بسیاری از مخازن به‌ویژه مخازن کربناته، فرایندهای دیاژنزی نقش بسیار مهم‌تری در توزیع تخلخل، تراوایی و مقدار تولید از مخزن دارند. بنابراین شناخت فرایندهای دیاژنزی بخش مهمی از توصیف مخازن کربناته و بازسازی مدل‌های مخزنی را تشکیل می‌دهد [۳،۲،۱].

در کشور ما نیز مطالعات گسترده‌ای در مورد نقش عوامل دیاژنزی بر روی تخلخل و تراوایی نمونه‌ها، در مقیاس یک یا چند چاه محدود انجام شده است. جدیدترین مطالعه بر روی سازند آسماری با عنوان "بررسی عوامل دیاژنزی مؤثر در کنترل جریان سیال در مخزن آسماری میدان گچساران" است که در سال‌های اخیر با مشارکت پژوهشگاه صنعت نفت و انستیتو نفت آی اف پی فرانسه انجام شده است [۴].

یک مجموعه رسوبی فقط یک بار نهشته می‌شود، درحالی‌که به دفعات ممکن است تحت تأثیر یک یا چند پدیده دیاژنزی قرار گیرد. لذا تعیین تاریخچه توالی وقایع دیاژنزی نقش مهمی در شناخت شدت تأثیر آن‌ها در زمان‌های مختلف و در محیط‌های دیاژنزی مختلف خواهد داشت. در برخی مواقع توالی وقایع دیاژنزی ممکن است فوق‌العاده پیچیده بوده و به‌ویژه در صورتی که این پدیده‌ها با الگوی رسوب‌گذاری انطباق نداشته باشد، پیش‌بینی الگوی توزیع محصولات دیاژنزی در گستره مورد مطالعه مشکل خواهد بود [۷،۲،۱،۶،۵].

باتوجه به اهمیت مطالعات دیاژنزی سازند آسماری در بررسی روند توزیع ویژگی‌های مخزنی این سازند، مطالعات دقیق دیاژنزی در مقیاس میکروسکوپی و ماکروسکوپی بر روی نمونه‌های میدان چشمه‌خوش انجام شد. این مطالعات نشان داد که مهم‌ترین پدیده‌های دیاژنزی مؤثر بر کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه تراکم، سیمانی‌شدن، تشکیل سیمان تبخیری، انحلال و دولومیتی‌شدن می‌باشند. پدیده‌های دیاژنزی مذکور چندان از رخساره‌های رسوبی سازند آسماری تبعیت نمی‌کند. تأثیر توأم پدیده‌های تراکم و سیمانی‌شدن باعث تشکیل افق‌های ناتراوا شده در حالی که انحلال و دولومیتی‌شدن در برخی افق‌ها، تخلخل و تراوایی را به‌طور محسوسی افزایش داده و افق‌های مخزنی را ایجاد نموده است.

## ۲. موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه

میدان چشمه‌خوش در منتهی‌الیه شمالی فروافتادگی دزفول، در نزدیکی مرز جنوبی لرستان و در فاصله حدود ۱۸۰ کیلومتری شمال غربی اهواز بین میداین نفتی دانان و پایدار قرار دارد (شکل ۱-۱). اولین چاه در این میدان در سال ۱۳۴۵ حفر شده، و در حال حاضر تعداد چاه‌های حفاری شده در این میدان به ۱۲ حلقه چاه رسیده است. در میدان چشمه‌خوش هم‌چون بسیاری از میداین واقع در فروافتادگی دزفول، سازند آسماری گسترش زیرسطحی داشته و مخزن مهم این میداین را تشکیل می‌دهد. در این بخش (فروافتادگی دزفول) قدیمی‌ترین سازند دارای رخنمون سازند آغاجاری با سن پلیوسن می‌باشد [۱].

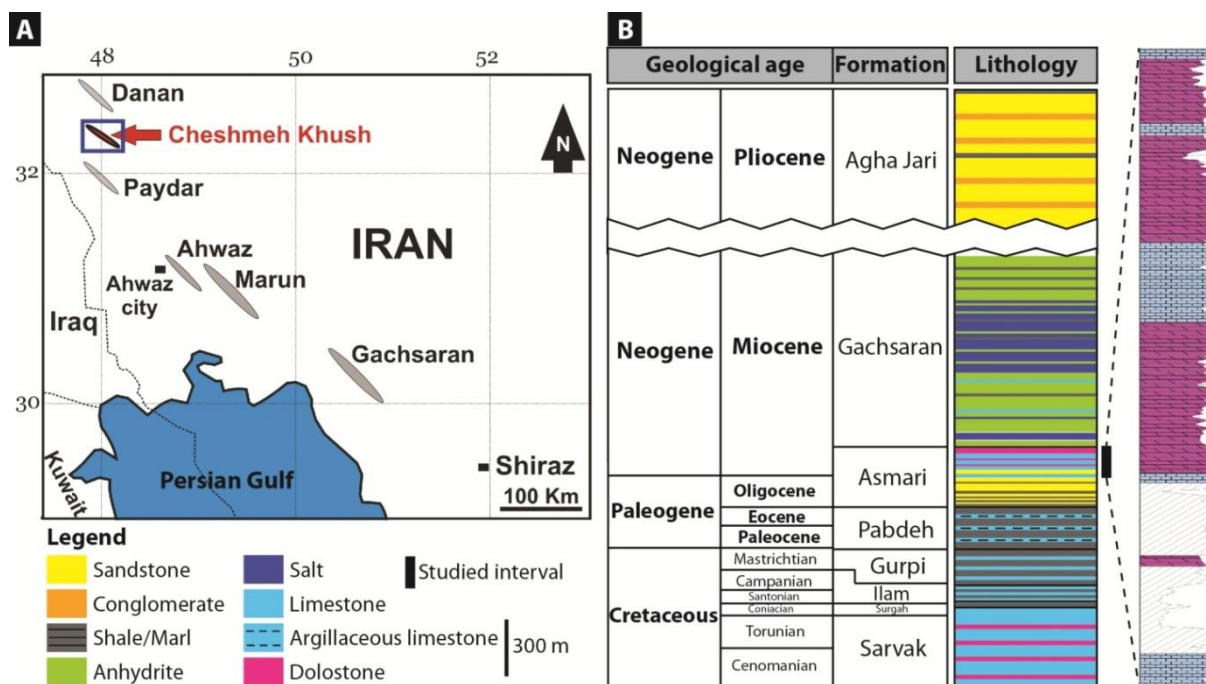
داده‌های لرزه‌نگاری دو بعدی نشان می‌دهد که تاقدیس چشمه‌خوش دارای طول ۲۸/۵ و عرض حداکثر ۴/۵ کیلومتر در بخش‌های مرکزی در افق آسماری می‌باشد. در سطح زمین ساختمان چشمه‌خوش یک ساختمان تک شیب می‌باشد که به-طرف شمال شرقی شیب دارد و بخش جنوب غربی آن توسط یک گسل تراستی محدود شده است.

مخزن آسماری، با ضخامت حدود ۳۲۰ متر (در چاه ۶)، در این میدان به علت نفوذ بخش ماسه سنگی اهواز به صورت یک مخزن هیبرید یا مخلوط ماسه سنگ و کربنات می‌باشد [۲]، (شکل ۱-B). در این مطالعه، پدیده‌های دیاژنزی و تأثیر آن‌ها بر کیفیت مخزنی توالی کربناته این سازند مورد مطالعه قرار گرفت.

### ۳. روش‌های مطالعه

این مطالعه با هدف تعیین زون‌های دیاژنزی در بخش‌های مختلف مخزن و ارتباط آن‌ها با خواص مخزنی تخلخل و تراوایی سازند آسماری در این میدان، انجام شد. به منظور شناسایی فرآیندهای دیاژنزی سازند آسماری در میدان مورد نظر، در ابتدا ۲۴۲ متر نمونه مغزه از سه چاه مورد مطالعه قرار گرفتند و پارامترهای در مقیاس مغزه هم‌چون سنگ‌شناسی، اندازه دانه‌ها، ساختمان‌های رسوبی، آثار تراکم (به‌ویژه رگچه‌های انحلالی و استیلولیت‌ها)، آثار زیست‌آشفته‌گی (مانند اثرات حفاری موجودات)، فضاهای خالی انحلالی، سیمان‌های کلسیتی و انیدریتی قابل روئیت، نودول‌های انیدریتی و نوع و مقدار تخلخل قابل روئیت بررسی گردید. در ادامه تعداد ۷۲۰ مقطع نازک تهیه شده از نمونه‌های مغزه که، مطابق روش دیکسون [۸]، با محلول آلزارین قرمز رنگ‌آمیزی شده بودند با میکروسکوپ پلاریزان (مدل نیکون) مورد مطالعات دقیق و کامل قرار گرفتند. کلیه پدیده‌های دیاژنزی در مقیاس میکروسکوپی هم‌چون زیست‌آشفته‌گی، میکرایتی‌شدن، دولومیتی‌شدن (اندازه و شکل بلورهای دولومیت)، تراکم مکانیکی و شیمیایی، تخلخل‌های انحلالی (از نوع قالبی اسکلتی، قالبی اوئیدی، حفرهای و کانالی)، سیمانی‌شدن کلسیتی (شامل انواع اسپاری درشت‌بلور، هم‌بعد، فراگیرنده، رشدی هم‌محور و حاشیه‌ای هم‌ضخامت) شناسایی و به تصویر کشیده شدند. همچنین به منظور بررسی ارتباط پدیده‌های دیاژنزی با رخساره‌های رسوبی، پارامترهایی هم‌چون بافت رسوبی و نوع و فراوانی آلوکم‌ها (همچون اوئیدها و فسیل‌ها) مطالعه و رخساره‌های رسوبی و کمربندهای رخساره‌ای معرفی شدند.

به منظور شناخت دقیق‌تر مورفولوژی سیمان‌های مختلف کلسیتی نمونه‌ها با استفاده از میکروسکوپ الکترونی و کاتدولومینسانس نیز مورد مطالعه قرار گرفتند [۹، ۱۰، ۱۱، ۱۲] جهت بررسی ارتباط گسترش پدیده‌های دیاژنزی با خواص مخزنی، نتایج آنالیز مغزه شامل مقادیر تخلخل و تراوایی از تعداد ۷۰۰ نمونه پلاگ و هم‌چنین نمودارهای پتروفیزیکی هم‌چون نمودار گاما، تخلخل و اشباع نفت نیز مورد استفاده قرار گرفتند. تخلخل و تراوایی مغزه در آزمایشگاه و به ترتیب، نسبت به گاز هلیوم و هوا اندازه‌گیری گردیدند. در این مطالعه به منظور تفسیرهای پتروفیزیکی و رسم نمودارها از نرم‌افزار ژئولاگ استفاده شد.



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میدان چشمه خوش، ستون چینه‌شناسی میدان و موقعیت چینه‌شناسی توالی کربناته مورد مطالعه

#### ۴. رخساره‌های رسوبی

به منظور بررسی نقش رخساره‌های رسوبی بر کنترل خواص مخزنی سازند آسماری، نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک از دیدگاه رسوب‌شناسی نیز مورد مطالعه قرار گرفت. براساس مشاهدات ماکروسکوپی و میکروسکوپی و مقایسه با رخساره‌های معرفی شده توسط محققین دیگر [۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۲۱، ۲۰، ۱۹، ۱۸، ۱۷] توالی کربناته سازند آسماری مطالعه و ۱۲ رخساره میکروسکوپی یا رخساره<sup>۱</sup> در قالب ۵ کمربند رخساره‌ای (A, B, C, D & E) معرفی گردید. توصیف رخساره‌های مذکور، به اختصار در جدول ۱ ارائه شده است.

<sup>1</sup> Microfacies

جدول ۱: رخساره‌ها و کمربندهای رخساره‌ای بخش‌های کربناته سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش

کمر بند رخساره‌ای	رخساره‌ها	
بخش عمیق دریای باز	بایوکلاست و کستون دارای فرامینفرهای پلاژیک	A
بخش کم عمق دریای باز	بایوکلاست پکستون دارای فرامینفرهای بتتیک بزرگ	B1
	بایوکلاست پکستون دارای جلبک قرمز، اکیئودرم و روتالیا	B2
سد	اوتیدگرینستون	C1
	بایوکلاست / فاورینا / اوتیدگرینستون	C2
	میلیولیدا دندریتینا گرینستون	C3
لاگون	میلیولید بایوکلاست پکستون	D1
	میلیولید دندریتینا و کستون - پکستون	D2
	باندستون مرجانی	D3
پهنه جزر و مدی	مادستون دولومیتی دانه‌ریز بدون لایه‌بندی	E1
	مادستون دولومیتی دانه‌ریز دارای لایه‌بندی و بین‌لایه‌های تبخیری	E2
	پیسونلیا پکستون	E3

در شکل ۲ ارتباط این رخساره‌ها با تخلخل و تراوایی مغزه ارائه شده است. این نمودارها نشان می‌دهد که در این میدان نیز هم‌چون بسیاری از میداین فروافتادگی دزفول، خواص مخزنی چندان از رخساره رسوبی تبعیت نمی‌کند. این حالت در رخساره‌های سد، حاشیه سد و لاگون به مراتب بیشتر مشاهده می‌شود. بنابراین انتظار می‌رود که پدیده‌های دیاژنزی نقش خیلی مهم‌تری در ایجاد ناهمگونی‌های افقی و عمودی در خواص مخزنی این سازند ایفا نمایند.

### - فرآیندهای دیاژنزی

مشاهدات ماکروسکوپی و میکروسکوپی نمونه‌های سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش نشان می‌دهد که توالی کربناته این سازند متأثر از فرآیندهای دیاژنزی متنوعی بوده که خواص پتروفیزیکی آن را دستخوش تغییرات زیادی نموده است. زیست-آشفتگی<sup>۱</sup>، تراکم<sup>۲</sup>، انحلال<sup>۳</sup>، سیمانی شدن<sup>۴</sup>، کانه‌زایی تبخیری<sup>۵</sup> و دولومیتی شدن، مهم‌ترین پدیده‌های دیاژنزی موثر بر سازند

<sup>1</sup> Bioturbation

<sup>2</sup> Compaction

<sup>3</sup> Dissolution

<sup>4</sup> Cementation

<sup>5</sup> Evaporite mineralization

آسماری در این میدان می‌باشند. در ادامه هر یک از پدیده‌های دیاژنزی مذکور و ارتباط آن‌ها با ویژگی‌های مخزنی این سازند بررسی می‌شود.

## - زیست‌آشفستگی

زیست‌آشفستگی فرآیندی است که معمولاً<sup>1</sup> بر اثر فعالیت موجودات در زمان رسوب‌گذاری (در محیط فرآتیک دریایی) می‌تواند باعث تغییراتی در بافت و یا رنگ رسوبات گردد. افزون بر آن فعالیت موجودات زنده بر روی رسوبات سخت نشده و گاهی سخت شده می‌تواند آثار حفاری ایجاد نماید [۲۲]. آثار زیست‌آشفستگی و حفاری موجودات در سازند آسماری میدان مورد مطالعه بسیار محدود و عمدتاً<sup>2</sup> در نهشته‌های گل-پشتیبان (مادستون، وکستون و پکستون) متعلق به محیط‌های لاگون (رخساره D2) و دریای باز (رخساره B1 و B2) مشاهده گردید (شکل‌های A-۳ و B-۳). از آنجا که حضور و فعالیت موجود و در نتیجه آثار زیست‌آشفستگی عمدتاً<sup>3</sup> در محیط‌های آرام و کم انرژی زیر سطح اثر امواج در شرایط عادی<sup>4</sup> می‌باشد و در چنین شرایطی رخساره‌ها عمدتاً<sup>5</sup> از زمینه میکرایتی با تخلخل کم برخوردارند [۲]، لذا هر چند در مواردی فرآیند زیست‌آشفستگی و حفاری موجودات می‌تواند باعث ایجاد ناهمگونی در بافت و در نتیجه تخلخل و تراوایی سنگ گردد اما تاثیر آن بر خواص مخزنی عمدتاً<sup>6</sup> قابل توجه نمی‌باشد.

## - تراکم

مطالعات پتروگرافی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه نشان می‌دهد که تراکم در سازند آسماری به دو شکل مکانیکی و شیمیایی مشاهده می‌شود [۲۳، ۲۴]. فرآیند تراکم مکانیکی در این سازند به شکل کاهش حجم فضاها بین‌دانه‌ای، درهم‌رفتگی و شکستگی دانه‌ها و هم‌چنین شکستگی سیمان ایزوپکوس اطراف آلوکم‌ها رخ داده است (شکل ۳-D). فرآیند تراکم مکانیکی در نهشته‌های دانه‌ریز با بافت گل-پشتیبان، به‌ویژه در اعماق تدفین کم، مؤثرتر بوده اما آثار این تراکم در نهشته‌های دانه-پشتیبان با بافت گرینستون و پکستون مشهودتر هستند. با توجه به فراوانی بیشتر رخساره‌های با بافت گرینستون و پکستون (رخساره‌های B1، B2، C1، C2، C3، D1 و D2) در سازند آسماری میدان مورد مطالعه و تأثیر زیاد تراکم مکانیکی بر این نوع بافت، بخش زیادی از فضاها خالی بین‌دانه‌ای در این سازند از بین رفته است. تراکم شیمیایی ناشی از افزایش فشار در محل تماس دانه‌ها و یا در امتداد سطوح لایه‌بندی می‌باشد. منشاء این فشار می‌تواند وزن طبقات بالایی و یا تنش‌های تکنونیک باشد. افزایش فشار باعث انحلال در مرز دانه‌ها شده و به تدریج فابریک‌های درهم،<sup>7</sup> رگچه‌های انحلالی<sup>8</sup> و استیلولیت‌ها<sup>9</sup> را تشکیل می‌دهد [۵]. این اشکال در گرینستون‌های اوئیدی و اسکلتی و پکستون اسکلتی محیط‌های لاگون و بخش کم عمق دریای باز به فراوانی مشاهده گردید (شکل‌های C-۳ و D-۳). با توجه به تغییرات ایجاد شده در بافت و فابریک سنگ در نتیجه تراکم، بخش زیادی از فضاها خالی بین‌دانه‌ای سازند آسماری از بین رفته و در حواشی زون‌های استیلولیتی نیز سیمان کلسیتی مرتبط با انحلال فشاری بخش زیادی از فضاها خالی را اشغال نموده است. به این ترتیب فرآیند تراکم شیمیایی به عنوان یکی از مهمترین پدیده‌های دیاژنزی کاهش‌دهنده تخلخل و تراوایی در سازند آسماری میدان مورد مطالعه محسوب می‌شود.

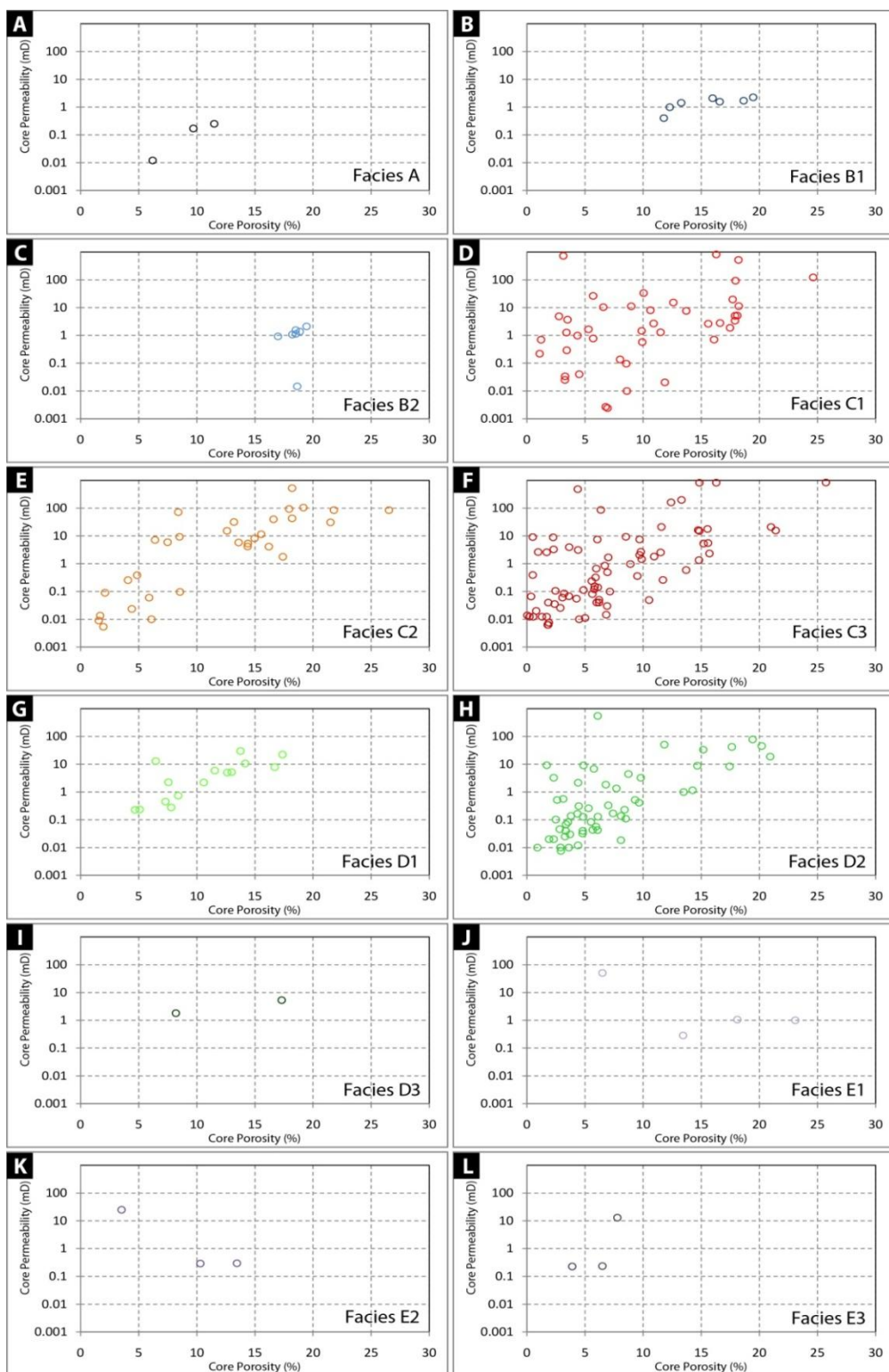
<sup>1</sup> Fair weather wave base

<sup>2</sup> Fitted Fabric

<sup>3</sup> Solution seams

<sup>4</sup> Stylolite





شکل ۲: نمودار تخلخل-تراوایی رخساره‌های کربناته سازند سماری در میدان چشمه خوش

- بیشترین آثار تراکم مکانیکی در نمونه‌های متعلق به رخساره‌های سد و حاشیه لاگونی سد (C1, C2 & C3) وجود دارد.  
بیشترین آثار تراکم شیمیایی شامل رگچه‌های انحلالی و استیلولیت نیز در نمونه‌های متعلق به رخساره‌های لاگون و سد (D1, D2, C1, C2 & C3) وجود دارد.

## - انحلال

فرآیند انحلال یکی از پدیده‌های مهم دیاژنزی افزایش‌دهنده تخلخل در سنگ‌های رسوبی محسوب می‌شود. حرکت آب‌های تحت اشباع نسبت به کربنات کلسیم عامل اصلی انحلال دانه‌های کربناته، سیمان و ماتریکس می‌باشد. این فرآیند در نهشته‌های کربناته در محیط‌های دیاژنزی نزدیک به سطح، محیط‌های مثنوریک، منطقه آمیختگی آب‌ها<sup>۱</sup> و همچنین محیط‌های دیاژنزی تدفینی رخ می‌دهد [۵،۲۵]. اهمیت این فرآیند به دلیل نقش آن در تشکیل فضاهای خالی جدید و یا توسعه فضاهای خالی اولیه در سنگ می‌باشد.

مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی نمونه‌های سازند آسماری در میدان مورد مطالعه نشان می‌دهد که فضاهای خالی قالبی و حفره‌ای (که در برخی نمونه‌ها اندازه آن‌ها به بیش از ۵ میلیمتر می‌رسد) در بسیاری از افق‌های کربناته این سازند به فراوانی تشکیل شده است (شکل‌های E-۳، F-۳ و G-۳). انحلال کامل اوئیدها یا بخشی از فضاهای درون لامینه‌های<sup>۲</sup> اوئید در رخساره اوئید گرینستون (رخساره‌های C1 و C2)، به ترتیب، تخلخل قالبی اوئیدی و تخلخل قالبی درون لامینه‌های<sup>۳</sup> را ایجاد کرده است [۷،۲۶]. این انواع تخلخل در صورت عدم ارتباط مناسب بین آن‌ها از طریق شبکه فضاهای خالی بین‌بلوری و یا بین‌دانه‌ای موجود در سنگ افزایش محسوسی در تراوایی ایجاد نخواهد کرد [۷].

## - سیمانی شدن

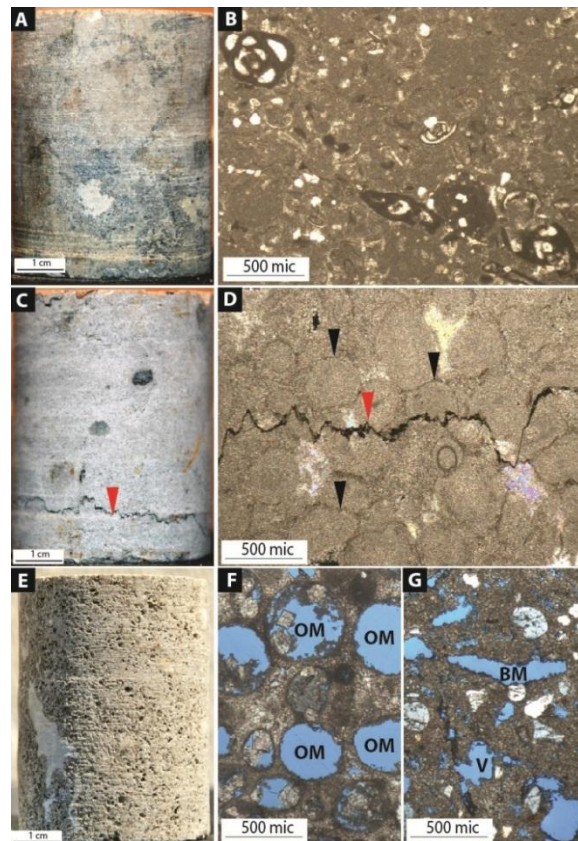
سیمانی شدن یکی از متداول‌ترین و مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر کیفیت مخزنی به‌ویژه در کربنات‌ها می‌باشد. به طور کلی فرآیند سیمانی شدن در جایی که سیالات درون‌سازندی از نظر کربنات کلسیم به حد فوق اشباع رسیده باشد رخ می‌دهد [۲۷].

مطالعات انجام شده بر روی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه نشان داد که سیمان‌های کلسیتی، انیدریتی و سلسیتی فراوان‌ترین انواع سیمان در این سازند می‌باشند. این نوع سیمان‌ها بخش زیادی از فضاهای خالی بین‌دانه‌ای، درون دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای و شکستگی در این سازند را فراگرفته‌اند. سیمان کلسیتی با توجه به محیط دیاژنزی به اشکال متفاوتی مشاهده شده، که در ادامه هر یک از این سیمان‌های کلسیتی و ارتباط آن با خواص مخزنی معرفی می‌شوند. افزون بر این، در این مطالعه به منظور شناسایی بهتر فرآیندهای دیاژنزی به‌ویژه انواع سیمان در سازند آسماری، تعداد ۳۴ نمونه آماده‌سازی و با استفاده از میکروسکوپ کاتدولومینسانس مورد مطالعه قرار گرفت.

<sup>1</sup> Mixing zone

<sup>2</sup> Cortices

<sup>3</sup> Intracortical moldic porosity



شکل ۳: تصاویر نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک از آشفته‌گی زیستی (شکل‌های A و B)، اشکال تراکم مکانیکی (درهم رفتگی و مرزهای مضرسی دانه‌های اوئید-شکل D، فلش‌های سیاه) و تراکم شیمیایی (استیلولیت-شکل C و D، فلش خاکستری) و همچنین انحلال (تخلخل‌های قالبی اوئیدی (OM)-شکل‌های E و F و قالبی اسکلتی (BM) و حفره‌ای (V)-شکل G).

### - سیمان کلسیتی هم‌بعد

سیمان کلسیتی هم‌بعد یکی از فراوان‌ترین سیمان‌های کلسیتی در سازند آسماری میدان چشمه‌خوش می‌باشد که بسیاری از حفرات، فضاهای خالی بین‌دانه‌ای و داخل قطعات فسیلی را فرا گرفته است (شکل ۴). سیمان کلسیت اسپاری هم‌بعد می‌تواند در محیط متئوریک و تدفینی تشکیل شود [۲۸،۵]. با توجه به رنگ لومینسانس تیره‌تر آن به نظر می‌رسد که این نوع سیمان در بسیاری از نمونه‌ها، در شرایط تدفینی کم عمق تشکیل شده باشند (شکل‌های A-۴، B-۴، F-۴، G-۴ و H-۴). فراوانی زیاد و گسترش وسیع سیمان کلسیتی هم‌بعد در رخساره‌های مختلف باعث شده که این نوع سیمان نقش مهمی در کاهش کیفیت مخزنی سازند آسماری داشته باشد. بیشترین گسترش سیمان‌های کلسیتی در افق آهکی بخش میانی آکی‌تاین است. سیمانی شدن گسترده در این افق باعث کاهش شدید تخلخل، تراوایی و در نتیجه اشباع نفت گردیده و آن را به یک افق آهکی ناتراوا تبدیل کرده است.

### - سیمان کلسیت رورشدی هم‌محور

یکی دیگر از سیمان‌های تشکیل شده در سازند آسماری میدان مورد مطالعه، سیمان کلسیت رورشدی هم‌محور است (شکل C-۴). این نوع سیمان که عمدتاً در اطراف قطعات اکتودرم تشکیل شده، ممکن است در محیط‌های مختلف دیاژنزی شامل محیط فرآتیک آب شیرین [۲۹] و تدفینی [۳۰] تشکیل شود. مطالعات پتروگرافی نمونه‌های سازند آسماری در میدان مورد

مطالعه بیانگر این است که سیمان رشدی هم‌محور در این سازند گسترش محدودی داشته و تنها در بخش‌هایی از رخساره‌های دریای باز و حاشیه لاگون مشاهده می‌شود.

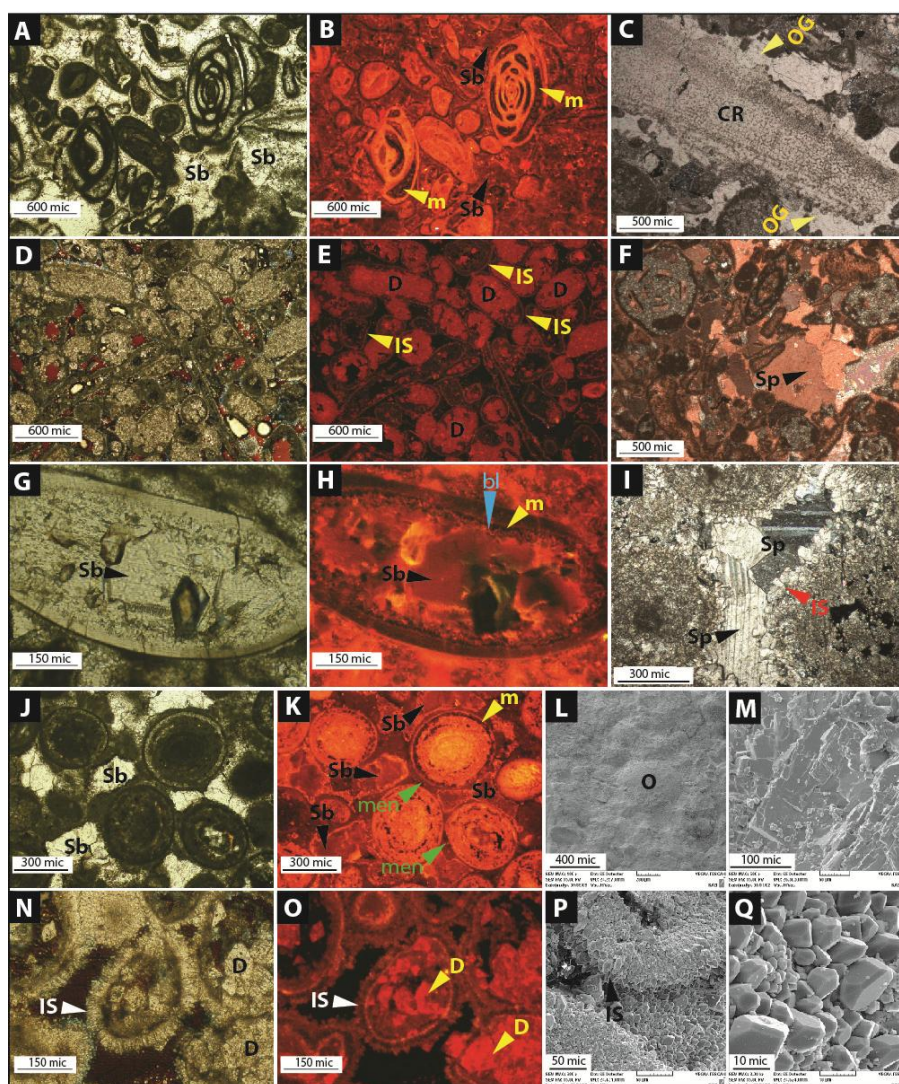
### - سیمان کلسیتی هم‌ضخامت

در سازند آسماری این نوع از سیمان دریایی به فراوانی در اطراف دانه‌های اوئید و اجزاء اسکلتی در بافت‌های گرینستون و پکستون مشاهده می‌شود (شکل‌های O-۴ و N-۴، E-۴، D-۴). مطالعات پتروگرافی نمونه‌های سازند آسماری در میدان مورد مطالعه بیانگر این است که سیمان حاشیه‌ای هم‌ضخامت اگرچه در اکثر رخساره‌های گرینستون اوئیدی و اسکلتی متعلق به رخساره‌های سد و حاشیه لاگونی سد (C1, C2 & C3) وجود دارد اما شکل و نحوه آرایش آن در اطراف دانه‌ها سبب می‌شود که بخش کمی از فضاهای بین‌دانه‌ای توسط این نوع سیمان اشغال شود و بنابراین تاثیر به مراتب کمتری نسبت به سایر اشکال سیمان‌های کلسیتی (کلسیت اسپاری، هم‌بعد و فراگیرنده) روی کاهش تخلخل و در نتیجه تراوایی سنگ می‌گذارد [۲۹،۵].

### - کانه‌زایی تبخیری

انیدریت (با فرمول شیمیایی  $\text{CaSO}_4$ ) فراوان‌ترین نوع گسترش سولفات می‌باشد که به صورت سیمان پرکننده در تخلخل‌های بین‌بلوری، بین‌دانه‌ای، قالبی، حفرات انحلالی و شکستگی‌ها، در سازند آسماری، مشاهده شده است. مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که انیدریت عمدتاً به شکل سیمان و نودول (شکل اولیه سولفات کلسیم) در این سازند گسترش دارد (شکل‌های A-۵، B-۵، F-۵، G-۵). در برخی افق‌ها نیز انیدریت به شکل جانشینی قطعات اسکلتی مشاهده شد. مقایسه زون‌های دارای نودول انیدریتی با زون‌های دولومیتی تراوا و ناتراوا نشان می‌دهد که تشکیل انیدریت به اشکال نودولی تاثیر چندانی بر کیفیت مخزنی سازند آسماری ندارد [۳۱،۳۲]. در صورتی که سیمان انیدریتی با اشغال انواع فضاهای بین‌دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای، بین‌بلوری و بعضاً "کانالی نقش مهمی در کاهش مقدار تخلخل و تراوایی بخش‌های دولومیتی این سازند دارد. این نوع انیدریت پرکننده فضاهای خالی در برخی افق‌های دولومیتی سازند آسماری تا ۴۰ درصد حجم سنگ را فرا گرفته و تخلخل و تراوایی سنگ را به نزدیک صفر کاهش داده است (شکل F-۵).

در سازند آسماری بیشترین فراوانی سیمان انیدریتی کاهش دهنده تخلخل و تراوایی در رخساره‌های سد و لاگون می‌باشد. در حالی که بیشترین گسترش انیدریت به شکل نودول در محیط لاگونی خیلی شور و پهنه جزر و مدی مشاهده شد.



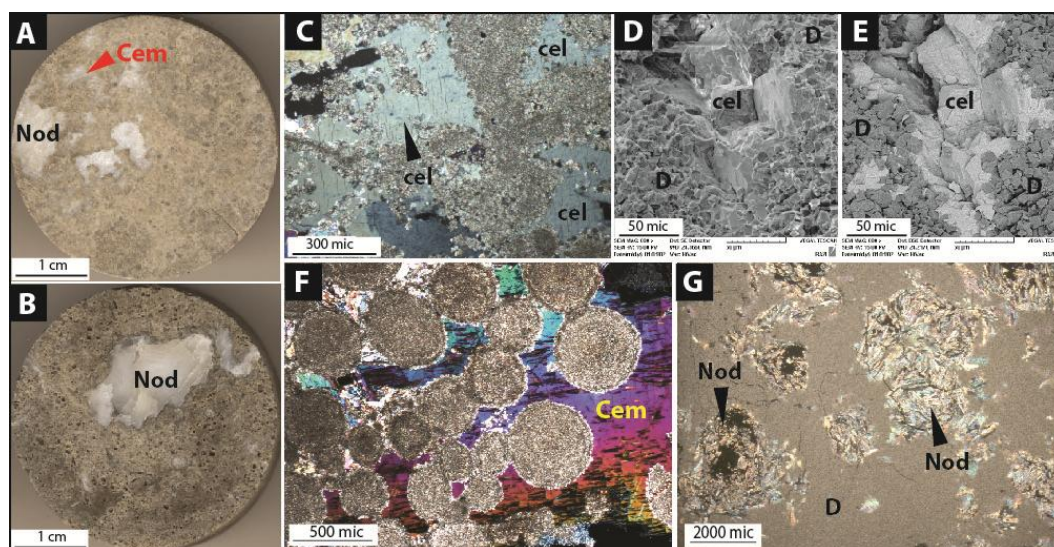
شکل ۴: تصاویر میکروسکوپی از انواع سیمان کلسیتی در بافت‌های گریستونی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه. (A و B) سیمان‌های کلسیتی نوع دریایی (m) و تدفینی کم عمق (sb)؛ (C) سیمان رشدی هم‌محور (OG) در اطراف ساقه کرینوتید (CR)؛ (D و E) سیمان‌های ایزوپکوس (IS) در اطراف دانه‌های اوئید و دولومیتی شدن اوئیدها (D)؛ (F) سیمان کلسیت اسپاری (SP)؛ (G و H) سیمان‌های کلسیتی فاقد لومینانس از نوع دریایی (m)، تیغه‌ای (bl) و تدفینی کم عمق (sb)؛ (I) سیمان کلسیت اسپاری (SP) در بین اوئیدها؛ (J و K) سیمان‌های دریایی (m)، مینسکوس (men) و تدفینی کم عمق (sb)؛ (L) تصویر میکروسکوپ الکترونی از سیمان کلسیت اسپاری در فضای بین اوئیدها (O-در شکل L)؛ (M) تصویر میکروسکوپ الکترونی از سیمان کلسیت اسپاری در فضای بین اوئیدها؛ (N و O) سیمان ایزوپکوس (IS) و بلورهای دولومیت (D)؛ (P و Q) تصویر میکروسکوپ الکترونی از سیمان ایزوپکوس.

یکی دیگر از کانی‌های تبخیری که به شکل سیمان بخشی از فضاهای خالی سازند آسماری را در زون‌های دولومیتی، فراگرفته و باعث کاهش تخلخل در این سازند شده، کانی سلسیت (با فرمول شیمیایی  $SrSO_4$ ) می‌باشد. این کانی متداول‌ترین کانی سولفات دارای استرانسیم، از گروه باریت، می‌باشد که همراه با انیدریت و ژپس در بسیاری از توالی‌های کربناته مشاهده می‌شود [۳۳، ۳۴]. سلسیت نیز هم‌چون انیدریت به اشکال سیمان، جایگزینی و نودول می‌تواند در نهشته‌های کربناته دیده شود. بیشترین گسترش سلسیت در سازند آسماری میدان چشمه‌خوش به شکل سیمان پرکننده فضاهای خالی است (شکل‌های ۵-۵، C، D-۵ و E-۵). گسترش نودولی و کومه‌ای سلسیت نیز هم‌چون انیدریت تأثیر چندانی بر اندازه فضاهای خالی و تراوایی سنگ ندارد.

این کانی باتوجه به خصوصیات فیزیکی، شیمیایی و کانی‌شناسی با روش‌های مختلف قابل شناسایی است. در این مطالعه جهت اطمینان در شناسایی، علاوه بر مطالعات پتروگرافی، از تصاویر BSE میکروسکوپ الکترونی<sup>۱</sup> و هم‌چنین آنالیز نقطه‌ای (EDS) استفاده شد [۳۴]، (شکل‌های ۵-D و ۵-E و ۶). این کانی با استفاده از تصاویر BSE به خوبی قابل تشخیص بوده و آنالیز EDS نیز با نشان دادن مقادیر بالای Sr و S وجود سلسیت را در نمونه‌های شناسایی شده تأیید می‌کند (شکل ۶).

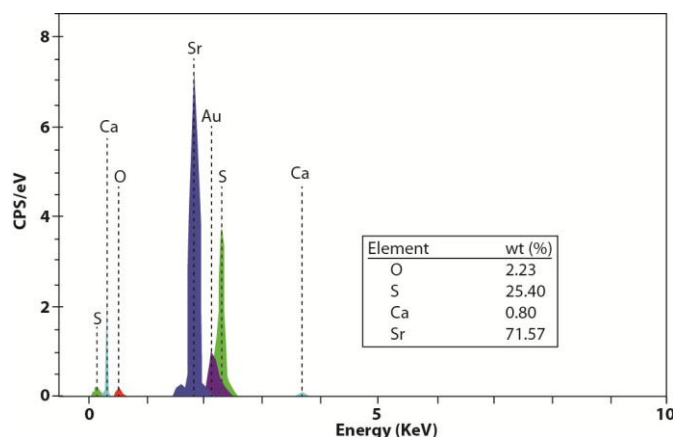
## – دولومیتی شدن

دولومیت یا کربنات مضاعف کلسیم و منیزیم با فرمول شیمیایی  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  یکی دیگر از محصولات دیاژنزی است که در نتیجه فرآیند دولومیتی شدن در بیشتر مراحل دیاژنز، بلافاصله پس از رسوب‌گذاری تا دفن عمیق و از آب‌های با ترکیب شیمیایی مختلف (شامل آب دریا، آب‌های بسیار شور و مخلوط آب‌های متوریک و دریایی) تشکیل می‌شود. دولومیت در شرایط هیدروترمال نیز می‌تواند تشکیل شود [۳۵، ۳۶]. دولومیتی شدن به دلیل نقشی که در افزایش حجم فضاهای خالی و امکان ایجاد ارتباط بهتر آن‌ها ایفا می‌کند از فرآیندهای مهم دیاژنزی در مخازن کربناته محسوب می‌شود [۲، ۵]. لذا مطالعات گسترده‌ای بر روی انواع دولومیت‌ها، مکانیسم‌های تشکیل و ارتباط آن‌ها با خواص مخزنی سنگ‌های کربناته انجام شده است [۴۱، ۴۰، ۳۹، ۳۸، ۳۷، ۳۶]. در سازند آسماری میدان چشمه‌خوش نیز دولومیتی شدن گسترده‌ترین و مهم‌ترین پدیده دیاژنزی مؤثر بر تخلخل و تراوایی می‌باشد.



شکل ۵: تصاویر مغزه و میکروسکوپی از سیمان‌های انیدریت و سلسیت در میدان مورد مطالعه. (A) سیمان انیدریتی (Cem) و نودول انیدریتی (Nod)؛ (B) نودول انیدریتی (Nod) در نمونه مغزه؛ (C) تصویر میکروسکوپی از سیمان سلسیتی (cel)؛ (D) گسترش سیمان انیدریتی در تصویر میکروسکوپ الکترونی؛ (E) تصویر BSE از سیمان سلسیتی (cel) در نمونه دولومیتی؛ (F) سیمان انیدریتی زیاد (Cem) در فضاهای بین‌دانه‌ای نمونه اوئید گریستون دولومیتی؛ (G) نودول‌های انیدریتی (Nod) در نمونه مادستون دولومیتی دانه ریز.

<sup>1</sup> Back Scattered Electron Microscopy



شکل ۶: فراوانی عناصر تشکیل دهنده کانی سلسیت در نمودار آنالیز نقطه‌ای

مطالعات میکروسکوپی نمونه‌های سازند آسماری نشان می‌دهد، که با وجود فراوانی زیاد دولومیت‌ها در این سازند، بخش کمی از این دولومیت‌ها در مراحل اولیه دیاژنز تشکیل شده‌اند (شکل‌های A-۷ و D-۷). این نوع دولومیت‌ها که در سازند آسماری میدان مورد مطالعه با گسترش محدود، بلورهای ریز، مرزهای مسطح شکل‌دار<sup>۱</sup> مشخص بوده و اغلب متراکم، فاقد تخلخل و همراه با نودول‌های انیدریتی می‌باشند. دولومیت‌های مذکور در پهنه جزر و مدی (رخساره‌های E1 و E2) دردمای پایین و تحت شرایط سطحی نهشته شده‌اند [۲۹،۳۷،۴۰]. تخلخل و تراوایی مغزه در این نوع دولومیت‌ها، به ترتیب، کمتر از ۱۰ درصد و ۰/۱ میلی‌داری می‌باشد.

گروه دوم دولومیت‌های موجود در سازند آسماری دولومیت‌های دانه درشت‌تری هستند که بر اثر رشد آرام بلورها در جریان پیوسته سیالات دولومیتی‌کننده در دمای پایین به وجود می‌آیند [۴۲،۳۶]. در این گروه که فراوان‌ترین گروه دولومیت‌ها در سازند آسماری میدان مورد مطالعه محسوب می‌شوند اندازه بلورهای دولومیت بطور متوسط حدود ۴۰-۵۰ میکرون بوده و اغلب این نوع دولومیت‌ها متراکم و دارای مرزهای مسطح نیمه شکل‌دار<sup>۲</sup> تا شکل‌دار، موزائیکی هم‌اندازه هستند (شکل‌های B-۷ و E-۷). بلورهای دولومیت با این اندازه دارای منافذ بین‌بلوری بهتری نسبت به نوع اول بوده و در نتیجه از تخلخل و تراوایی بهتری نیز برخوردار می‌باشد. به طوری که در صورت عدم تأثیر زیاد تراکم و سیمان‌های تبخیری، تخلخل و تراوایی مغزه در این نوع دولومیت‌ها، به بیش از ۲۶/۵ درصد و ۸۵۰ میلی‌داری می‌رسد.

این نوع دولومیت‌ها که بیشتر در رخساره‌های رمپ داخلی (نهشته‌های محیط لاگون) و سدهای بایوکلاستی و اوئیدی سازند آسماری مشاهده می‌شوند، فراوان‌ترین نوع دولومیت‌ها را تشکیل می‌دهند. عدم وجود فابریک‌های جانیشینی و نبود زون‌بندی در تصاویر تهیه شده با میکروسکوپ کاتدولومینسانس از این دولومیت‌ها حاکی از این است که دولومیت‌های متوسط بلور سازند آسماری در نتیجه تبلور مجدد دولومیت‌ها ریزبلور در شرایط دفن کم عمق تشکیل شده‌اند [۴۳،۳۶]. این دولومیت‌ها مهم‌ترین زون‌های مخزنی را در میدان مورد مطالعه تشکیل می‌دهند. این زون‌های دولومیتی ضخیم (به ضخامت چند ده متر) و متخلخل در گستره میدان چشمه‌خوش و حتی تعدادی از میداین هیدروکربوری فروافتادگی دزفول گسترش دارد [۳۶]. وارن دولومیت‌های متوسط بلوری را که در نهشته‌های حاشیه پلاتفرم کربناته و همراه با نهشته‌های تبخیری هم‌چون انیدریت تشکیل می‌شوند را به مدل آمیختگی آب‌های خیلی شور- دریایی- متئوریک نسبت می‌دهد و معتقد است که این نوع دولومیت در واحدهای چند ده تا چند صد متری در منطقه وسیعی گسترش می‌یابند.

<sup>1</sup> Planar-E

<sup>2</sup> Planar-S

نوع سوم دولومیت‌های تشکیل‌شده در سازند آسماری در میدان مورد مطالعه دانه درشت‌تر از دو نوع قبلی است. این نوع دولومیت دارای بلورهای درشت در اندازه ۱۰۰ میکرون و بزرگ‌تر و مرزهای نیمه‌شکل‌دار می‌باشد (شکل‌های C-۷ و F-۷). این نوع دولومیت‌های درشت بلور در سازند آسماری فراوانی زیادی نداشته و به طور محلی در تعدادی از نمونه‌ها در مجاورت استیلولیت‌ها و زون‌های متأثر از تراکم زیاد مشاهده شده است. این دولومیت‌ها دارای بافت مخرب<sup>۱</sup> بوده و بافت رسوبی اولیه سنگ میزبان را کاملاً<sup>۲</sup> از بین برده‌اند. بسیاری از این دولومیت‌ها دارای هسته کدر<sup>۳</sup> و حاشیه شفاف<sup>۴</sup> می‌باشند (شکل C-۷). با توجه به مشاهدات مذکور، این نوع دولومیت‌ها در برخی افق‌ها احتمالاً<sup>۵</sup> در اثر تبلور دوباره دولومیت‌های انواع قبلی طی تدفین تشکیل شده‌اند [۴۴]. دولومیت‌های درشت‌بلور تشکیل شده در سازند آسماری با توجه به شکل غیرصفحه‌ای و خاموشی موجی و فضاهای کم بین‌بلوری به دولومیت‌های تشکیل شده در درجه حرارت و عمق بالا (دولومیت‌های تدفینی) نسبت داده شدند [۴۴، ۴۵، ۳۶].

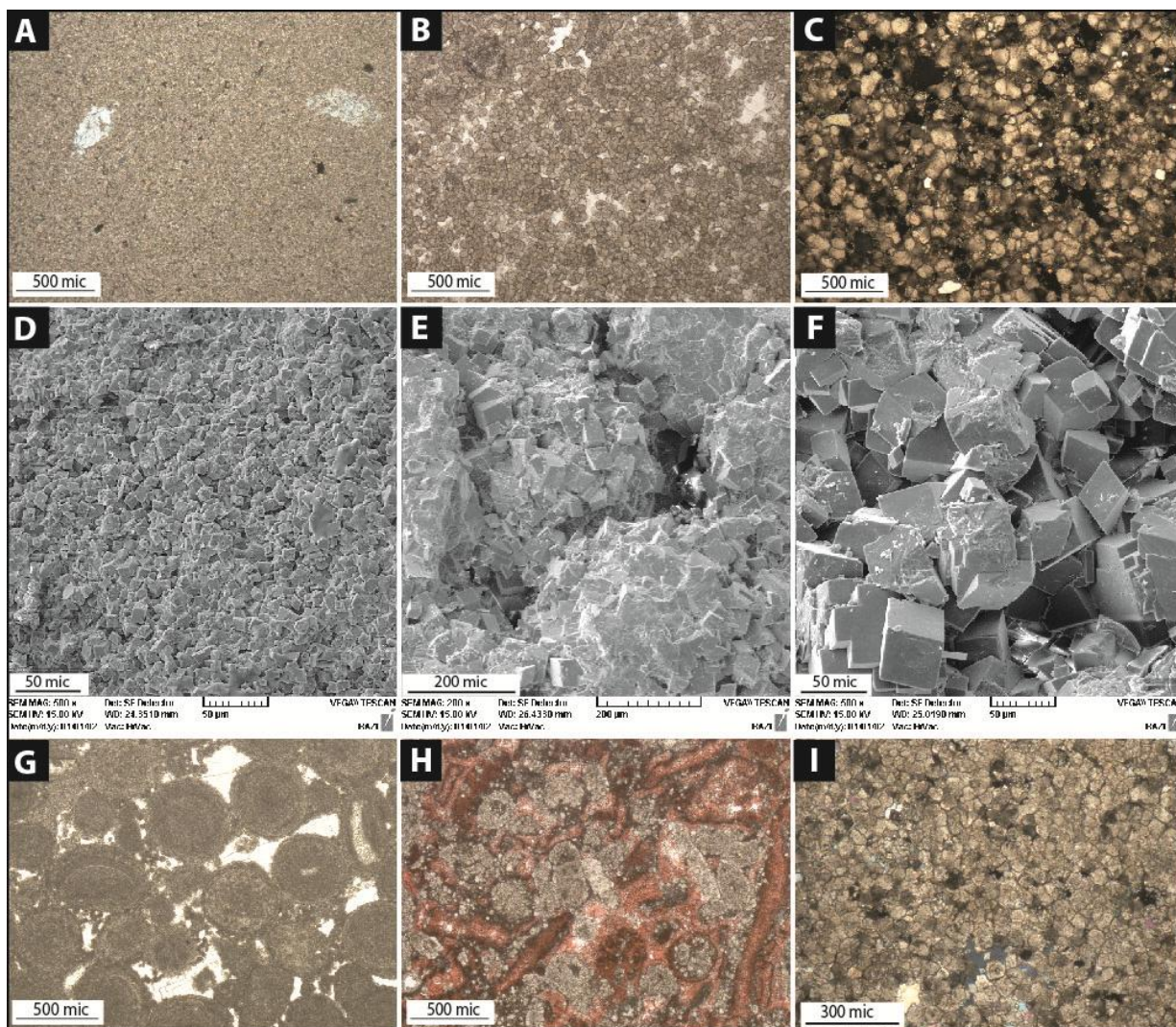
تفاوت در بافت، نوع و ترکیب کانی‌شناسی دانه‌ها، ترکیب شیمیایی سیالات دولومیت‌ساز و نرخ متفاوت دولومیتی‌شدن در سازند آسماری میدان مورد مطالعه سبب شده که حالت‌های مختلف از دولومیتی‌شدن در ارتباط با بافت سنگ مشاهده شود [۴۶، ۳]. این حالت‌ها شامل: (۱) دولومیتی‌شدن با حفظ فابریک اولیه سنگ<sup>۴</sup> و (۲) دولومیتی‌شدن مخرب<sup>۱</sup> یا از بین برنده فابریک سنگ<sup>۵</sup> هستند. در حالت اول ممکن است سنگ کاملاً<sup>۶</sup> دولومیتی شده باشد (شکل G-۷) یا اینکه دولومیتی‌شدن انتخابی<sup>۶</sup> بوده و دانه‌ها به تنهایی دولومیتی شده باشند (شکل H-۷). در حالت اول فابریک اولیه سنگ حفظ شده و بنابراین بافت رسوبی اولیه قابل تشخیص می‌باشد. در حالی که در حالت دوم یا دولومیتی‌شدن مخرب بافت اولیه کاملاً<sup>۶</sup> از بین رفته و قابل تشخیص نمی‌باشد (شکل I-۷).

## - توالی پاراژنزی فرآیندهای دیاژنزی

مطالعه پدیده‌های دیاژنزی در سازند آسماری میدان مورد مطالعه نشان می‌دهد که این پدیده‌ها فرآیندهای خطی، یک طرفه و با تأثیر مشابه و یکسان بر روی خواص مخزنی نیستند بلکه فرآیندهای متنوع و مستمری هستند که از زمان رسوب‌گذاری تا اعماق تدفین زیاد و حتی پس از بالآمدگی به دفعات نهشته‌های کربناته را تحت تأثیر قرار داده و وقوع هر یک ممکن است بر وقوع فرآیند دیگر تأثیر داشته و شدت عملکرد فرآیندهای دیگر را متأثر سازد. بنابراین علاوه بر شناخت این فرآیندها در مخزن، شناخت توالی یا تقدم و تأخر آن‌ها نیز موضوع مهمی در بازسازی شرایط مخزن و ارتباط آن با زمان مهاجرت هیدروکربور به داخل آن می‌باشد [۵].

<sup>1</sup> Destructive  
<sup>2</sup> Cloudy core  
<sup>3</sup> Clear rim  
<sup>4</sup> Fabric retentive  
<sup>5</sup> Fabric destructive  
<sup>6</sup> Selective dolomitization





شکل ۷: تصاویر میکروسکوپی از نمونه‌های دولومیتی سازند آسماری با اندازه‌های بلوری و بافت مختلف در میدان مورد مطالعه. (A) تصویر میکروسکوپی از مادستون دولومیتی خیلی دانه‌ریز یا میکروکریستالین با اندازه بلورهای ۴ میکرون و کوچکتر؛ (B) دولومیت دانه متوسط با اندازه بلورهای حدود ۵۰ میکرون؛ (C) تصویر میکروسکوپی از دولومیت دانه درشت با اندازه بلورهای بزرگتر از ۵۰ میکرون؛ (D, E, F) تصاویر میکروسکوپ الکترونی از دولومیت‌های دانه‌ریز، متوسط و درشت؛ (G) دولومیتی‌شدن انتخابی توسط فابریک با حفظ بافت اولیه؛ (H) دولومیتی-شدن انتخابی؛ (I) دولومیتی‌شدن مخرب که بافت اولیه یک رسوب از بین رفته است.

همزمان با رسوب‌گذاری نهشته‌های کربناته سازند آسماری و یا کمی پس از رسوب‌گذاری آن‌ها، فعالیت موجودات باعث ایجاد آشفستگی‌هایی در رسوبات گردیده که با آثاری هم‌چون تغییرات محلی رنگ و بافت رسوبات قابل تشخیص است. فعالیت‌های زیستی سیانوباکتری‌ها و جلبک‌ها باعث تشکیل پوشش‌های میکربایتهی در اطراف برخی از دانه‌های اسکلتی و اوئیدها شده و مراحل اولیه تراکم مکانیکی باعث تراکم اولیه و خروج بخش زیادی از آب درون منفذی و نزدیک شدن دانه‌ها شده است. در این مرحله، آب دریا با نسبت  $Mg/Ca$  بالا، سیمان‌های دریایی نوع حاشیه‌ای هم‌ضخامت یا ایزوپکوس را اطراف قطعات اسکلتی و غیراسکلتی به‌ویژه اوئیدها تشکیل داده که تا اندازه‌ای از تراکم بیشتر رسوبات در مراحل بعدی دیاژنز جلوگیری کرده است. در ادامه، سیمان‌های درشت بلور کلسیت اسپاری بخش زیادی از فضاهای بین‌دانه‌ای و درون دانه‌ای موجود در بسیاری از افق‌های گریستونی رسوبات آسماری فراگرفته‌اند. فاصله زیاد دانه‌ها یا حجم زیاد این نوع سیمان‌ها در فضاهای بین‌دانه‌ای و درون دانه‌ای که نشان‌دهنده تأثیر کم تراکم بر رسوبات تا این مرحله می‌باشد، مؤید تشکیل

این نوع سیمان‌ها در محیط دریایی یا مرحله اولیه دیاژنزی است. در برخی نمونه‌ها این نوع سیمان‌ها در دیواره داخلی و خارجی قطعات اسکلتی بلافاصله پس از تشکیل سیمان میکرایتی و دانه‌ریز دریایی تشکیل شده‌اند. در بخش‌های حاشیه‌ای و کم‌عمق رمپ کربناته آسماری (پهنه جزر و مدی) دولومیت‌های دانه‌ریز (موسوم به دولومیت‌های اولیه) در مراحل آغازین دیاژنزی تشکیل شده‌اند. شرایط آب و هوایی خشک حاکم بر حوضه رسوبی زاگرس در زمان میوسن باعث تشکیل گسترده نودول‌های انیدریتی در نهشته‌های کم‌عمق رمپ داخلی به‌ویژه در بخش‌های محدود شده و خیلی‌شور لاگون و حاشیه لاگون شده است. با توجه به اشغال فضاهای بین‌دانه‌ای زیاد توسط سیمان انیدریتی در برخی نمونه‌ها و ارتباط این نوع سیمان با سیمان‌های دریایی اولیه نوع ایزوپکوس و اشکال تراکم مکانیکی و شیمیایی، به نظر می‌رسد که بخشی از سیمان‌های انیدریتی نیز در اعماق تدفین کم تشکیل شده باشد. هم‌زمان با وقوع پدیده‌های دیاژنزی مذکور، در محیط فرآتیک دریایی تا عمق تدفین کم، تراکم به عنوان پدیده دیاژنزی مستمر رسوبات را تحت تأثیر قرار داده و باعث کاهش بیشتر حجم فضای بین‌دانه‌ای گردیده است.

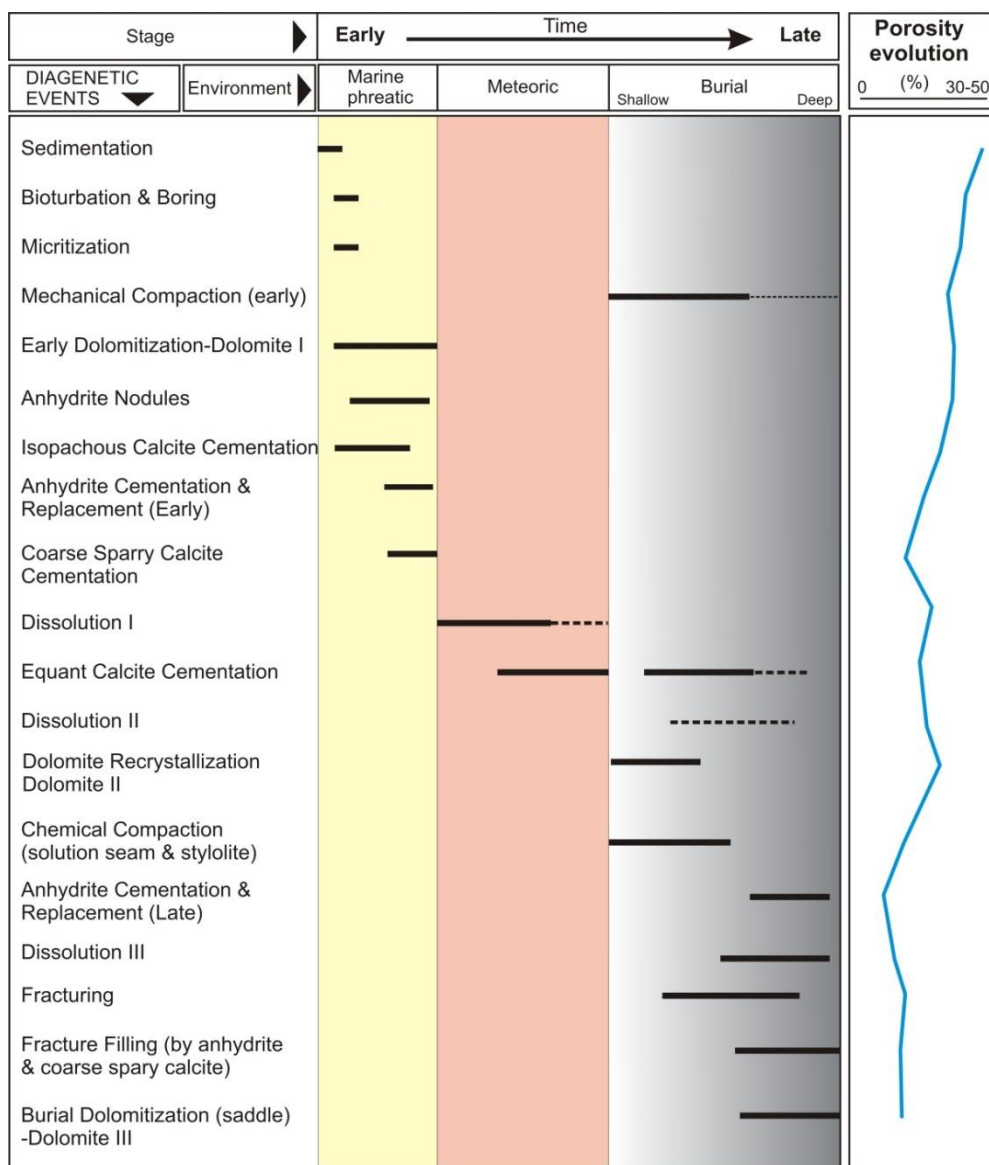
فرآیندهای دیاژنزی در محیط متئوریک ادامه پیدا می‌کند. نهشته‌هایی که تحت تأثیر دیاژنزی در محیط فرآتیک دریایی تا عمق تدفین کم، متحمل تراکم و سیمانی شدن اولیه (سیمان‌های ایزوپکوس و بخشی از سیمان‌های اسپاری درشت‌بلور) گردیده بودند، در این مرحله متأثر از نفوذ آب‌های متئوریک و تحت اشباع نسبت به کربنات کلسیم گردیده و بخشی از اجزاء اسکلتی و غیراسکلتی (اوئیدها) با ترکیب کانی‌شناسی ناپایدار (آراگونیت و کلسیت با منیزیم بالا) موجود در آن‌ها حل می‌شود. لذا مهم‌ترین پدیده دیاژنزی در این محیط، انحلال و تشکیل انواع تخلخل‌های ثانویه بین‌دانه‌ای، درون‌دانه‌ای، قالبی و حفره‌ای می‌باشد. البته مشاهدات پتروگرافی و رابطه بین اشکال مختلف دیاژنزی در سازند آسماری نشان می‌دهد که تمام فضاهای خالی انحلالی توسط آب‌های متئوریک بوجود نیامده و بخشی از این تخلخل‌های انحلالی در مرحله دیاژنزی تدفینی ایجاد شده‌اند. انحلال در این محیط عمدتاً<sup>1</sup> از نوع انحلال انتخابی<sup>1</sup> بوده و تخلخل‌های قالبی اسکلتی و قالبی اوئیدی را به‌ویژه در رخساره‌های دانه-پشتیبان متعلق به محیط رسوبی پرانرژی تشکیل داده است. به نظر می‌رسد که بخشی از سیمان‌های کلسیتی نوع هم‌بعد در این محیط دیاژنزی فضاهای خالی بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای را فرا گرفته باشند. در ادامه فرآیند تراکم، ضمن کاهش بیشتر فضاهای بین‌دانه‌ای، آلوکم‌های کربناته به هم نزدیک‌تر شده و مرزهای مسطح تا نیمه مسطح بین آن‌ها ایجاد می‌شود. در این محله هنوز آتاری از تراکم شیمیایی و تشکیل استیلولیت مشاهده نمی‌شود. با ادامه تدفین، ورود شورابه‌های با منیزیم بالا سبب شده تا نسبت Mg/Ca افزایش یافته و دولومیتی شدن رخ دهد. به نظر می‌رسد که دولومیت‌های سازند آسماری در میدان مورد مطالعه اکثراً طبق این مدل تشکیل شده باشند.

ظهور اشکال تراکم شیمیایی هم‌چون مرزهای محدب-مقعر دانه‌ها، رگچه‌های انحلالی و نهایتاً استیلولیت‌ها در سازند آسماری نشان دهنده دیاژنزی محیط تدفینی می‌باشد. تراکم مکانیکی شدید در برخی زون‌های اوئیدگرینستونی باعث کاهش چشم‌گیر تخلخل و ایجاد فابریک درهم شده است. البته در برخی افق‌های اوئید/بایوکلاست گرینستون، دولومیتی شدن و تشکیل وسیع سیمان دریایی ایزوپکوس در اطراف قطعات اسکلتی و اوئیدها از تراکم مکانیکی زیاد جلوگیری کرده است. بخشی از سیمان‌های اسپاری هم‌بعد به‌ویژه سیمان‌های مرتبط با انحلال فشاری (در مجاورت زون‌های استیلولیتی) و هم‌چنین سیمان‌های انیدریتی در شرایط تدفینی تشکیل شده‌اند. تشکیل دولومیت‌های مخرب با بلورهای بزرگ (بزرگتر از ۱۰۰ میکرون) و نیمه‌شکل‌دار، یکی دیگر از پدیده‌های دیاژنزی است که در شرایط تدفین عمیق رخ می‌دهد. شکستگی‌ها که تمام اجزاء تشکیل‌دهنده سنگ اعم از دانه‌ها، ماتریکس، سیمان و اشکال دیاژنزی هم‌چون دانه‌های متراکم‌شده و استیلولیت‌ها را

<sup>1</sup> Selective dissolution

قطع می‌کنند، و هم‌چنین سیمان‌های کلسیت اسپاری پرکننده شکستگی‌ها جزء آخرین پدیده‌های محیط دیاژنزی دفن عمیق می‌باشند.

در شکل ۸ توالی پاراژنزی پدیده‌های دیاژنزی در بخش‌های کربناته سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش و ارتباط آن‌ها با زمان، عمق تدفین و تغییرات مقدار تخلخل در این سازند ارائه شده است.



شکل ۸: توالی پاراژنزی فرآیندهای دیاژنزی در سازند آسماری میدان مورد مطالعه

## ۵. زون‌بندی دیاژنزی مخزن آسماری

به منظور بررسی ارتباط پدیده‌های دیاژنزی با خواص پتروفیزیکی (تخلخل و تراوایی مغزه و اشباع‌شدگی سیال)، نوع و مقدار تخلخل قابل روئیت، سنگ شناسی، بافت و رخساره رسوبی در توالی کربناته سازند آسماری، نمودار تغییر پارامترهای مذکور در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه ترسیم گردید (شکل ۹). این نمودار با هدف ارائه زون‌بندی دیاژنزی در بخش کربناته

سازند آسماری ارائه شد. محدوده‌های عمقی که در آن پارامترهای دیاژنزی خاصی باعث تغییر در خواص پتروفیزیکی افق-های با بافت، رخساره و سنگ‌شناسی متفاوت شده‌اند تفکیک و به عنوان زون‌های دیاژنزی<sup>۱</sup> معرفی گردیدند. باتوجه به تفاوت‌های اساسی در پدیده‌های دیاژنزی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی در آهک‌ها و دولومیت‌ها، در تفکیک زون‌های دیاژنزی مرز سنگ‌شناسی آهک و دولومیت مورد توجه بوده است.

تراکم که به دو شکل مکانیکی و شیمیایی ظاهر می‌شود هم‌چون سایر پدیده‌های دیاژنزی از زمان رسوب‌گذاری آغاز می‌شود، لذا تمام سنگ‌های رسوبی بر حسب تاریخچه تدفین با شدت‌های متفاوتی تحت تأثیر این پدیده قرار گرفته‌اند اما در این زون‌بندی تأثیر یا عدم تأثیر تراکم بر یک نمونه یا محدوده عمقی بر مبنای وجود یا عدم وجود آثار و علائم تراکم مکانیکی (درهم‌رفتگی و شکستگی دانه‌ها) و شیمیایی (رگچه‌های انحلالی و استیلولیت) مشخص گردید. به عبارت دیگر طبیعی است که کل توالی کربناته سازند آسماری متأثر از فرآیند تراکم بوده اما در زون‌های مشخصی تأثیر تراکم بیشتر بوده و اثرات آن به اشکال مشخصی قابل برداشت است. حال آن‌که نبود این سیمان‌ها یا اشکال دیاژنزی نشان‌دهنده عدم تأثیر این پدیده نمی‌باشد بلکه شدت کم عملکرد آن در این بخش‌ها محدود به از دست دادن آب، فشردگی ماتریکس سنگ و کاهش فضاها بین‌دانه-ای می‌باشد.

لازم به ذکر است که عدم وجود فضاها خالی انحلالی در یک بخش از توالی کربناته، دلیل بر عدم عملکرد پدیده انحلال در آن بخش نمی‌باشد چرا که در طی تاریخچه رسوب‌گذاری و تدفین، نهشته‌های کربناته می‌توانند به دفعات در معرض فرآیندهای انحلال و سیمانی‌شدن قرار گیرند. اما در هر صورت به منظور بررسی ارتباط شدت عملکرد پدیده انحلال با رخساره‌های رسوبی سازند آسماری، مجموع فراوان‌ترین اشکال تخلخل انحلالی (قالبی و حفره‌ای) در هر رخساره به عنوان شاخصی از شدت انحلال در آن رخساره ارائه گردید.

به منظور بررسی ارتباط بین شدت دولومیتی‌شدن و کیفیت مخزنی در سازند آسماری میدان چشمه‌خوش، شاخص دولومیتی-شدن<sup>۲</sup> (با استفاده از رابطه ۱) محاسبه و نمودار تغییرات آن در کنار سایر پارامترها ترسیم گردید.

$$\text{رابطه (۱)} \quad = \frac{(\text{دولومیت})}{(\text{کلسیت}) + (\text{دولومیت})} * 100 = \text{شاخص دولومیتی‌شدن}$$

شکل ۹ نشان می‌دهد که تأثیر پدیده‌های متنوع دیاژنزی با شدت‌های متفاوت بر سازند آسماری باعث تشکیل زون‌های باکیفیت مخزنی متفاوت شده است. زون‌های معرفی شده در محدوده‌های عمقی دارای مغزه، بر اساس افزایش عمق از ۱ تا ۳۲ نام‌گذاری شدند (شکل ۹). پس از تفکیک زون‌های با فرآیندهای دیاژنزی متفاوت، مقادیر متوسط پارامترهای کمی هم-چون انحلال، تخلخل موثر لاگ، تخلخل و تراوایی مغزه و اشباع‌شدگی نفت نیز برای هر یک از زون‌ها ترسیم گردید (شکل ۹).

با توجه به ضخیم‌تر بودن توالی دولومیتی سازند آسماری از تعداد ۳۲ زون معرفی شده تعداد ۲۱ زون به بخش‌های دولومیتی و ۱۱ زون به بخش‌های آهکی تعلق دارد.

## - زون‌های دیاژنزی در بخش‌های دولومیتی

همان‌طور که در شکل ۹ مشاهده می‌شود کیفیت مخزنی در افق‌های دولومیتی غالباً متأثر از درصد دولومیتی‌شدن، شدت تأثیر تراکم و سیمانی‌شدن تبخیری می‌باشد. بطورکلی مقایسه نمودار تغییرات تخلخل، تراوایی و به‌ویژه اشباع نفت با سنگ‌شناسی

<sup>1</sup> Diagenetic zones or DZ

<sup>2</sup> Dolomitization index

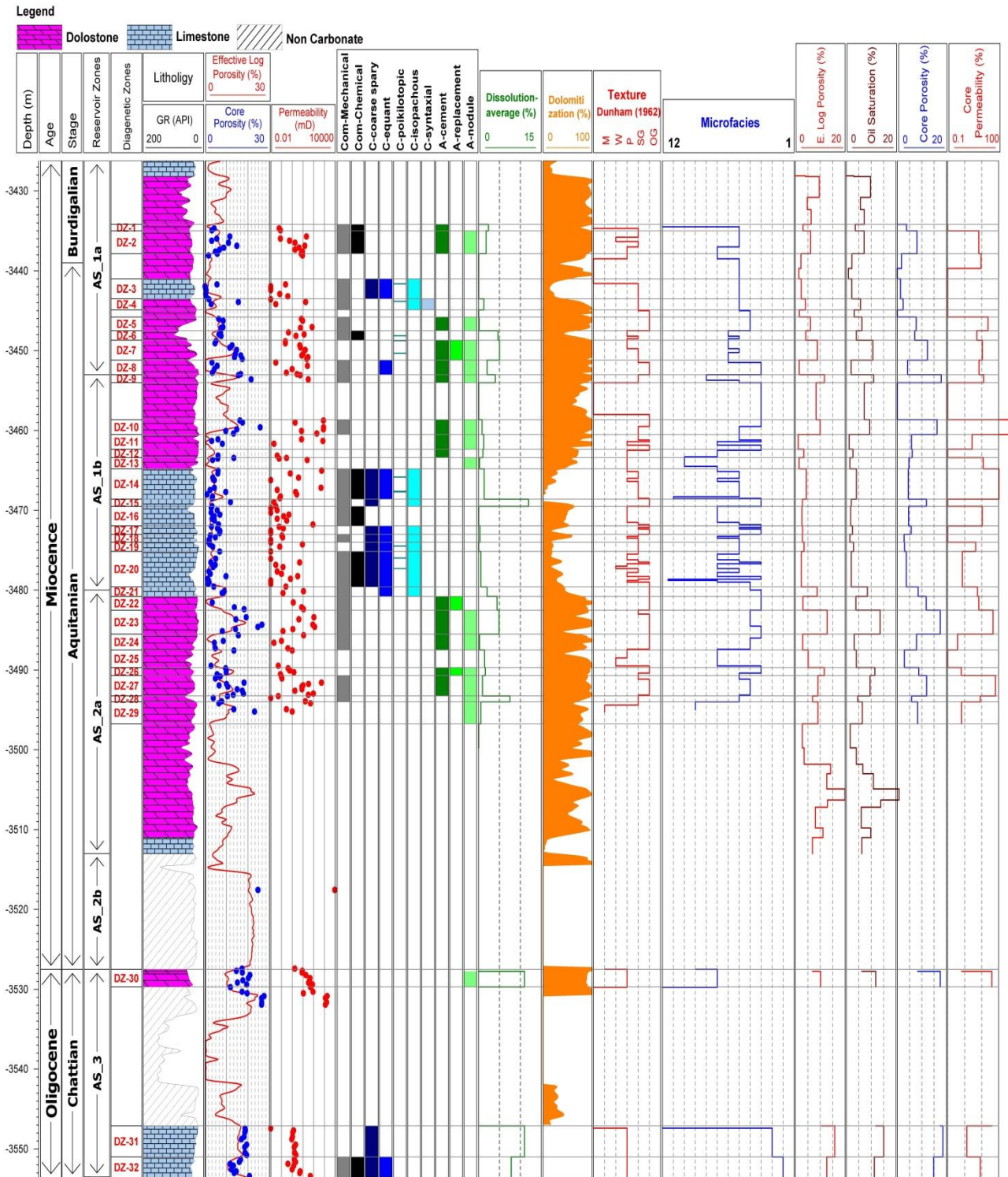
افق‌های کربناته سازند آسماری نشان می‌دهد که فرآیند دولومیتی شدن از طریق ایجاد تخلخل بین‌بلوری و ایجاد شبکه به هم پیوسته‌ای از فضاهای خالی از یک سو و کاهش تاثیر پدیده تراکم از سوی دیگر باعث افزایش تخلخل و تراوایی و کیفیت مخزنی شده است. در زون‌هایی که دولومیتی شدن در بافت دانه-پشتیبان رخ داده و سیمان انیدریتی گسترش کمی دارد کیفیت مخزنی به مراتب بیشتر می‌باشد (هم‌چون زون‌های ۲۳، ۲۷، ۳۰ و ۱۰)، (شکل ۱۰-A). وجود تخلخل‌های انحلالی (قالبی و حفره‌ای) در این شبکه فضاهای خالی بین‌بلوری باعث افزایش بیشتر مقادیر تخلخل و تراوایی خواهد شد. در افق‌های دولومیتی که سیمانی شدن انیدریت و یا تراکم گسترش زیادی یافته است بخش عمده‌ای از فضاهای خالی از بین رفته است (هم‌چون زون‌های ۱۲، ۱۱، ۱۳ و ۲۴)، (شکل‌های ۱۰-B و ۱۰-C).

## – زون‌های دیاژنزی در بخش‌های آهکی

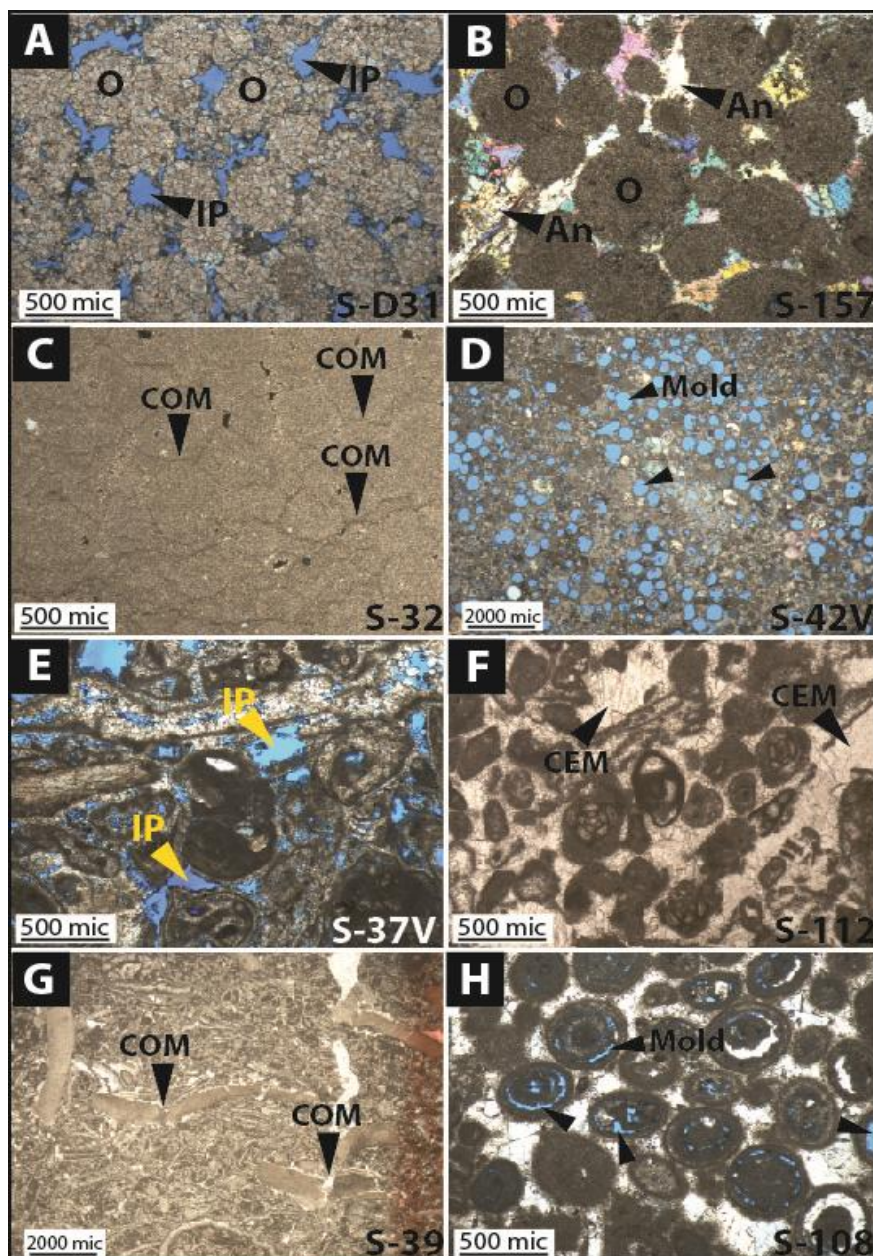
مقایسه نتایج مطالعات پتروگرافی با پتروفیزیکی در بخش‌های آهکی سازند آسماری نشان می‌دهد که عدم وجود دو پدیده دیاژنزی فراگیر و تأثیرگذار بر کیفیت مخزنی هم‌چون دولومیتی شدن و سیمانی شدن انیدریتی باعث شده تا پیچیدگی ارتباط خواص مخزنی با پدیده‌های دیاژنزی در این افق‌ها کمتر باشد.

در بخش‌های آهکی این سازند مهم‌ترین پدیده‌های دیاژنزی کنترل‌کننده تخلخل و تراوایی سیمانی شدن کلسیتی، تراکم و انحلال می‌باشند. در بسیاری از افق‌های آهکی سیمانی شدن شدید کلسیتی (به‌ویژه سیمان‌های اسپاری درشت، هم‌بعد و فراگیرنده) و تراکم باعث شده که حتی در صورت تأثیر انحلال و تشکیل فضاهای خالی قالبی و حفره‌ای، ارتباط مناسبی بین فضاهای خالی نبوده و تراوایی افزایش قابل توجهی نیابد (F-۱۰ و G-۱۰). به‌عنوان مثال در زون ۱۵ (گرینستون‌های اوئیدی) با وجود تأثیر شدید انحلال و تشکیل تخلخل قالبی اوئیدی تا ۱۵ درصد، سیمان کلسیت اسپاری فضاهای بین‌اوئیدی را فراگرفته و متوسط تراوایی را به ۰/۰۲ میلی‌داری کاهش داده است (شکل ۱۰-H). تأثیر شدید تراکم و سیمانی شدن کلسیتی در برخی از زون‌ها هم‌چون زون‌های ۳، ۲۰، ۱۷، ۱۸ و ۱۹ باعث کاهش شدید تخلخل و تراوایی (به کمتر از ۳ درصد و ۰/۷ میلی‌داری) و تبدیل آن‌ها به افق‌های غیرمخزنی شده است. از سوی دیگر انحلال گسترده در زون‌های ۳۱ و ۳۲ و وجود تخلخل بین‌دانه‌ای در پکستون‌های اسکلتی این زون باعث ارتباط فضاهای خالی انحلالی گردیده و تراوایی را افزایش داده به طوری که این زون‌ها از بهترین زون‌های تولیدکننده نفت در میدان مورد مطالعه محسوب می‌شوند.

با توجه به مهم‌ترین پدیده‌های دیاژنزی کنترل‌کننده تراوایی و قابلیت تولید از توالی کربناته سازند آسماری در میدان مورد مطالعه، نمودار لوزی‌شکلی که در گوشه‌های آن تراکم، سیمانی شدن، انحلال و تخلخل بین‌دانه‌ای قرار گرفته است طراحی گردید (شکل ۱۱). در این نمودار، محور تخلخل بین‌دانه‌ای (شامل تخلخل بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری) و انحلال در محدوده ۰ تا ۲۰ درصد مدرج گردید. درصد انحلال دربرگیرنده مجموع فضاهای خالی قالبی و حفره‌ای می‌باشد. تراکم و سیمانی شدن، بر حسب شدت تأثیر، از ۰ تا ۵ تقسیم‌بندی شده است (جدول ۲).



شکل ۹: نمودار ارتباط زون‌های دیاژنزی سازند آسماری با خواص مخزنی آن (تخلخل، تراوایی و اشباع نفت)



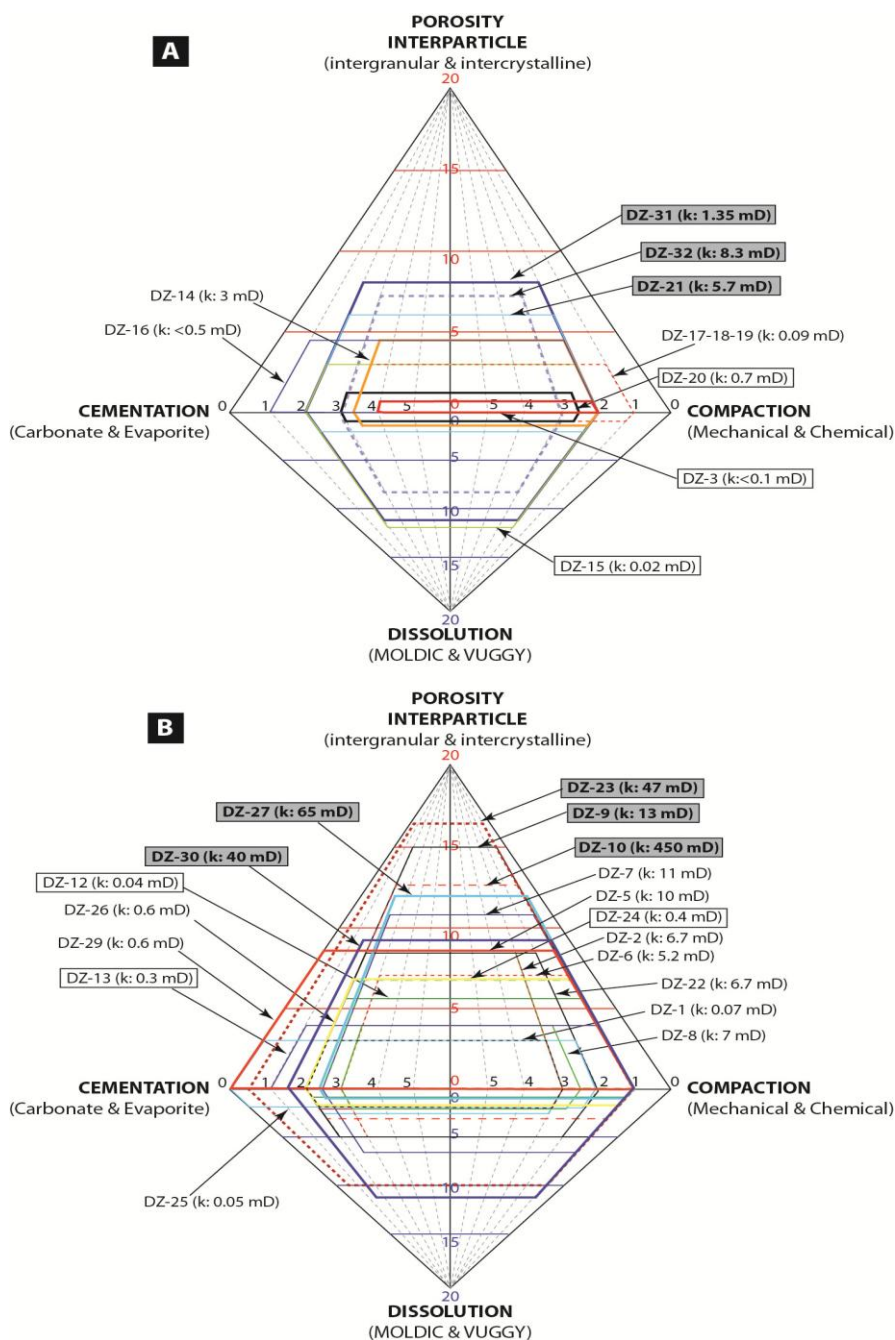
شکل ۱۰: تصاویر میکروسکوپی از نمونه‌های زون‌های دیاژنزی سازند آسماری. (A) اوئید گرينستون دولومیتی دارای تخلخل بین‌دانه‌ای زیاد (IP)، با تراکم و سیمانی‌شدن محدود، تخلخل مغزه ۱۸/۲ درصد و تراوایی مغزه ۵۲۳ میلی‌داری. (B) اوئید گرينستون دولومیتی دارای تخلخل بین‌دانه‌ای بسیار کم، با سیمان انیدریتی شدید (An)، تخلخل مغزه ۸/۵ درصد و تراوایی مغزه ۰/۱ میلی‌داری. (C) اوئید گرينستون دولومیتی فاقد تخلخل بین‌دانه‌ای، با تراکم شدید، تخلخل مغزه ۳/۹ درصد و تراوایی مغزه ۰/۳ میلی‌داری. (D) اوئید گرينستون دولومیتی دارای تخلخل قالبی زیاد (Mold)، ارتباط بسیار محدود فضاهای خالی قالبی، تخلخل مغزه ۱۶ درصد و تراوایی مغزه ۰/۷ میلی‌داری. (E) آهک اسکلتی با بافت گرينستون دارای تخلخل بین‌دانه‌ای زیاد (IP)، با آثار محدود تراکم و سیمانی‌شدن، تخلخل مغزه ۱۲/۴ درصد و تراوایی مغزه ۱۶۱ میلی‌داری. (F) آهک اسکلتی با بافت گرينستون، فاقد تخلخل بین‌دانه‌ای، با سیمانی‌شدن شدید از نوع کلسیت اسپاری فراگیرنده (CEM)، تخلخل مغزه ۱/۹ درصد و تراوایی مغزه ۰/۱ میلی‌داری. (G) آهک اسکلتی با بافت پکستون، با تخلخل بین‌دانه‌ای محدود و تراکم مکانیکی شدید (COM) و سیمانی‌شدن کلسیتی، تخلخل مغزه ۵/۰۸ درصد و تراوایی مغزه ۰/۲۳ میلی‌داری. (H) آهک اوئیدی با بافت گرينستون، فاقد تخلخل بین‌دانه‌ای، با سیمانی‌شدن شدید و تخلخل قالبی در داخل اوئیدها (Mold)، تخلخل مغزه ۶/۹ درصد و تراوایی مغزه ۰/۰۳ میلی‌داری.

جدول ۲: محدوده تغییرات شدت تراکم و سیمانی شدن

سیمانی شدن (%)	شدت تراکم	
۰-۵	بدون تراکم (رسوب کربناته)	۰
۵-۱۰	سنگ کربناته فاقد آثار تراکم	۱
۱۰-۲۰	آثار تراکم مکانیکی محدود	۲
۲۰-۳۰	تراکم مکانیکی زیاد	۳
۳۰-۴۰	آثار تراکم مکانیکی و شیمیایی	۴
۴۰-۵۰	تراکم مکانیکی و شیمیایی شدید	۵

مطابق این نمودار با افزایش شدت تراکم و یا درصد سیمان، درصد بیشتری از تخلخل بین‌دانه‌ای کاهش پیدا کرده و تراوایی سنگ نیز کم می‌شود (زون‌های ۳ و ۲)، (شکل‌های ۱۰-B، ۱۰-C، ۱۰-F و ۱۰-G). در مقابل کاهش شدت تأثیر تراکم و سیمانی شدن و وجود تخلخل بین‌دانه‌ای باعث افزایش تراوایی می‌گردد (زون‌های ۲۳، ۲۷، ۳۰ و ۱۰)، (شکل‌های ۱۰-A و ۱۰-E). انحلال و گسترش تخلخل انحلالی (قالبی و حفره‌ای) در صورتی که توسط فضاهای خالی مفید از نوع بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری با یکدیگر ارتباط پیدا نکنند تأثیری بر افزایش تراوایی نخواهد داشت (زون ۱۵)، (شکل‌های ۱۰-D و ۱۰-H). اما در صورت ارتباط فضاهای انحلالی با یکدیگر تراوایی افزایش قابل توجهی پیدا خواهد کرد (زون‌های ۳۱ و ۳۲). کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش غالباً "توسط پدیده‌های دیاژنزی کنترل شده و بنابراین مهم‌ترین بخش در مدل‌سازی استاتیک این مخزن و تعیین روند توزیع پارامترهای مخزنی، مطالعات دیاژنزی و تعیین زون‌های دیاژنزی در گستره میدان می‌باشد.





شکل ۱۱: دیاگرام ارتباط بین پدیده‌های مهم دیاژنزی (تراکم، سیمانی شدن و انحلال) با خواص مخزنی (تخلخل و تراوایی) در زون‌های دیاژنزی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش. دیاگرام A مربوط به زون‌های آهکی و دیاگرام B مربوط به زون‌های دولومیتی می‌باشد.

## ۶. نتیجه‌گیری

محدوده وسیع تغییرات تخلخل و تراوایی در غالب رخساره‌های سازند آسماری حاکی از عدم تبعیت خواص مخزنی از رخساره‌های رسوبی در این سازند است. بنابراین خواص مخزنی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه توسط فرآیندهای دیاژنزی کنترل می‌شود.

مقایسه مقادیر متوسط و حداکثر تخلخل و تراوایی در افق‌های دولومیتی با افق‌های آهکی نشان می‌دهد که دولومیتی شدن مهم‌ترین پدیده دیاژنزی افزایش‌دهنده تخلخل و تراوایی در این سازند می‌باشد. دولومیت‌های متوسط بلور که اثر تبلور مجدد

دولومیت‌های ریزتر و در طی تدفین در اعماق کم تشکیل شده‌اند، از بیشترین ضخامت و گسترش و بیشترین مقادیر تخلخل و تراوایی برخوردار هستند.

تراکم و تشکیل سیمان‌های تبخیری نظیر انیدریت و سلسیت مهم‌ترین پدیده‌های دیاژنزی کاهش‌دهنده تخلخل و تراوایی در افق‌های دولومیتی این سازند می‌باشند. سیمان انیدریتی و انیدریت جایگزینی با اشغال انواع فضاهای بین‌دانه‌ای، قالبی، حفره-ای، بین‌بلوری و بعضاً "کانالی نقش مهمی در کاهش مقدار تخلخل و تراوایی بخش‌های دولومیتی این سازند دارد. از طرف دیگر مشاهدات میکروسکوپی و داده‌های پتروفیزیکی از زون‌های دارای نودول انیدریتی نشان می‌دهد که تشکیل انیدریت به شکل نودول تأثیر چندانی بر کیفیت مخزنی سازند آسماری ندارد.

بنابراین زون‌های دولومیتی دانه متوسط که تأثیر تراکم و تشکیل سیمان تبخیری در آن‌ها کمتر بوده، بیشترین مقادیر تخلخل و تراوایی را داشته و بهترین افق‌های مخزنی محسوب می‌شوند.

تراکم و تشکیل سیمان کلسیتی مهم‌ترین فرآیندهای کاهش‌دهنده تخلخل و تراوایی در افق‌های آهکی سازند آسماری هستند. در صورتی که فضاهای خالی قالبی و حفره‌ای بتواند از طریق وجود شبکه فضاهای بین‌دانه‌ای و یا بین‌بلوری با یکدیگر ارتباط داشته باشد، فرآیند انحلال می‌تواند نقش مهمی در افزایش تخلخل و تراوایی داشته باشد (مانند زون ۳۱) اما در صورت عدم امکان ارتباط با یکدیگر، این فضاهای انحلالی نقشی در بهبود کیفیت مخزنی نخواهد داشت (مانند زون ۱۵).

شکل و نحوه آرایش سیمان حاشیه‌ای هم‌ضخامت در اطراف دانه‌ها سبب می‌شود که با وجود فراوانی آن‌ها در اکثر رخساره‌های گرینستونی، تأثیر کمی بر روی کاهش تخلخل و در نتیجه تراوایی سنگ داشته باشد. حال آن‌که سیمان‌های کلسیت اسپاری، هم‌بعد و فراگیرنده، که درصد زیادی از فضاهای خالی را اشغال می‌نمایند، نقش مهمی در تضعیف کیفیت مخزنی سازند آسماری دارند.

هیچ یک از پدیده‌های دیاژنزی به تنهایی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی نبوده بلکه تلفیق این پدیده‌های دیاژنزی است که باعث بهبود یا تضعیف خواص مخزنی می‌گردد. در هر حال شدت تأثیر برخی از پدیده‌های دیاژنزی می‌تواند در زون خاصی بیشتر بوده و بیشتر از سایر پدیده‌های دیاژنزی کیفیت مخزنی را متأثر سازد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکترسید علی معلمی، دکتر علیرضا بشری و دکتر حبیب نیا که داوری مقاله را بر عهده

داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

## منابع فارسی

- [۱] مطیعی، همایون، ۱۳۷۴، "زمین‌شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور"، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۰۰۹ صفحه.
- [۲] زاهدی‌نژاد، جعفر، ۱۳۶۶، "مطالعه زمین‌شناسی بخش ماسه‌سنگ اهواز در حاشیه جنوب غربی حوضه رسوبی آسماری"، اداره کل زمین‌شناسی گسترشی مناطق نفتخیز جنوب، گزارش ۴۰۲۸، ۱۲۵ صفحه.

## References

- [1] Ahr, W. M., 2008, *Geology of Carbonate Reservoirs; The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*, A JOHN WILEY and SONS, INC., 277 p.
- [2] Lucia, F. J., 2007, *Carbonate Reservoir Characterization*, Springer - Verlag, Berlin, 226 p. [3] Rahimpour-Bonab, H. and Esrafil-Dizaji, B., 2009, Effects of depositional and diagenetic characteristics on carbonate reservoir quality: a case study from the South Pars gas field in the Persian Gulf. *Petroleum Geoscience*, Vol. 15, pp. 325-344.
- [4] Nader, F. H., Moradpour, M., Samani, P., Hamon, Y., Hosseiny, A., Daniel, J. M., Moallemi, A., and Pickard, N., 2009, Diagenesis of the Asmari Formation (Oligo-Miocene, SW Iran): Implication of reservoir modeling of giant oil field, First International Petroleum Conference of EAGE, Iran.

- [5] Moore, C. H., 2001, Carbonate Reservoirs; Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework, *Developments in Sedimentology* 55, Elsevier, 444 p.
- [6] Ketzer, J. M. M., 2002, Diagenesis and Sequence Stratigraphy: An Integrated Approach to Constrain Evolution of Reservoir Quality in Sandstones, *Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology* 762.
- [7] Honarmand, J. and Amini, A., 2012, Diagenetic processes and reservoir properties in the ooid grainstones of the Asmari Formation, Cheshmeh Khush Oil Field, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 81 pp. 70–79.
- [8] Dickson, J. A. D., 1966, Carbonate identification and genesis as revealed by staining. *J. Sediment. Res.*, Vol. 36, pp. 491–505.
- [9] Meyers, W.J. and Lohmann, K.C, 1985, Isotopic geochemistry of regionally extensive calcite cement zones and marine components in Mississippian limestones, New Mexico: in *Carbonate Cements*, N. Schneiderman and P. Harris, eds., Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication, No. 36, pp. 223- 240.
- [10] Dorobek, S. L., Read, J. F., Niemann, J. M., Pong, T. C., and Haralick, R. M., 1987, Image analysis of cathodoluminescent-zoned calcite cements. *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 57, pp. 766–770.
- [11] Machel, H. G., 2005, Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir Rocks, *Geosci. Can.* Vol. 32, pp. 103-128.
- [12] Miller, J., 1988, Cathodoluminescence microscopy. In M. Tucker, *Techniques in sedimentology*, Oxford, Blackwell Scientific, pp. 174–190.
- [13] Buxton, M. W. N. and Pedley, H. M., 1989, A standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps. *Journal of the Geological Society, London*, Vol. 146, pp. 746-748.
- [14] Hunt, D. and Tucker, M. E., 1992, Standard parasequences and the forced regressive wedge system tract: deposition during base-level fall, *Sediment. Geol.*, Vol. 81, pp. 1-9.
- [15] Wilson, J.L., 1975, *Carbonate facies in geologic history*. New York (Springer), 411 p.
- [16] Seyrafian, A., and Hamedani, A., 2003, Microfacies and paleoenvironmental interpretation of the lower Asmari Formation (Oligocene), North-Central Zagros basin, Iran. *N. Jb. Geol. Palaont. Mh.*, no. 3, p. 164-167.
- [17] Read, J. F., 1982, Carbonate platforms of passive (extensional) continental margin-types, characteristics and evolution. *Tectonophysics*, Vol. 81, pp. 195-212.
- [18] Burchette, T.P. and Wright, V.P., 1992, Carbonate ramp depositional systems. *Sed. Geol.*, Vol. 79, pp. 3-57.
- [19] Aqrabi, A., Keramati, M., Ehrenberg, S., Pickard, N., Moallemi, A., Svåná, T., Darke, G., Dickson, J. A. D. and Oxtoby, N. H., 2006, The Origin of Dolomite in the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), Dezful Embayment, SW Iran, *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 29, No. 4, pp. 381-402.
- [20] Vaziri-Moghaddam, H., Kimiagari, M., and Taheri, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation SW Iran, *Facies*, Vol. 52, pp. 41-51.
- [21] Van Buchem, F.S.P., Allan, T., Lausen, G.V., Lotfpour, M., Moallemi, A., Monibi, S., Motiei, H., Pickard, N., Tahmasbi, A.R., Vedrenne, V., 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. *GEOL. SOC. SPEC. PUBL.*, London, pp. 219–263.
- [22] Nichols, G., Williams, E. and Paola, C., 2007, *Sedimentary Processes, Environments and Basins*. International Association of Sedimentologists, 648 p.
- [23] Meyers, W. J., and Hill, B. E., 1983, Quantitative studies of compaction in Mississippian skeletal limestones, New Mexico, *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 53, pp. 231-242.
- [24] Schmoker J.W., Halley R.B., 1982, Carbonate porosity versus depth: a predictable relation for south Florida. *AAPG Bull*, Vol. 66, No. 12: pp. 2561-2570.
- [25] Longman, M.W., 1980, Carbonate diagenetic textures from nearsurface diagenetic environments, *Amer. Ass. Petrol. Geol. Bull.*, Vol. 64, pp. 461-487.
- [26] Cantrell, D.L., 2006, Cortical fabrics of Upper Jurassic ooids, Arab Formation, Saudi Arabia: implications for original carbonate mineralogy, *Sediment. Geol.* Vol. 186, pp. 157–170.
- [27] Tucker, M.E., Wright, V.P., 1990, *Carbonate Sedimentology*, Blackwell Scientific, Oxford, pp. 482.
- [28] Bathurst, R. G. C., 1975, Carbonate sediments and their diagenesis, Elsevier, *Developments in sedimentology* ; No. 12, 620 p.
- [29] Flugel, E., 2010, *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*, Springer-Verlag, Berlin, 984 p.
- [30] Kaufman J., Meyers W.J., and Hanson G.N., 1990, Burial cementation in the Swan Hills Formation (Devonian), Rosevear Field, Alberta, Canada. *J. Sediment. Petrol.*, Vol. 60, No. 6, pp. 918-939.

- [31] Ruppel, S. C., and Cander, H. S., 1988, Dolomitization of shallow water platform carbonates by seawater and seawater-derived brines: San Andres Formation (Guadalupean), west Texas, in V. Sukloa and P. A. Baker, eds., *Sedimentology and geochemistry of dolostones: SEPM Special Publication 43*, pp. 245-262.
- [32] Jones, G.D. and Xiao, Y., 2005, Dolomitization, anhydrite cementation, and porosity evolution in a reflux system: Insights from reactive transport models, *AAPG Bulletin*, Vol. 89, No. 5, pp. 577–601.
- [33] Chang, L. L. Y., Howie, R. A. and Zussman, J., 1996, *Rock-forming Minerals: Non-silicates*, second ed., Longman.
- [34] Melvin, J. L., 1991, *Evaporites, Petroleum and Mineral Resources*, Elsevier, *Developments in Sedimentology*, No. 50.
- [35] Mazzullo, S. J. and Chilingarian, G. V., 1992, Diagenesis and origin of porosity (chapter 4). In: G. V. Chilingarian, S. J. Mazzullo, and H. H. Rieke (Editors), *Carbonate reservoir characterization: A Geologic-Engineering Analysis*, part I. Elsevier publ. Co., Amsterdam, pp. 199-270.
- [36] Warren, J., 2000, Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. *Earth-Science Reviews*, Vol. 52, pp. 1-81.
- [37] Gregg, J.M., Sibley, D.F., 1984, Epigenetic dolomitization the origin of xenotopic dolomite texture, *J. Sediment. Petrol.* Vol. 54, pp. 907–931.
- [38] Land, L.S., 1985, The origin of massive dolomite. *J. Geol. Educ.* Vol. 33, pp. 112–125.
- [40] Gregg, J.M., Shelton, K.L., 1990, Dolomitization and dolomite neomorphism in the back reef facies of the Bonnetterre and Davis formations -Cambrian., Southeastern Missouri, *J. Sediment. Petrol.*, Vol. 60, No. 4, pp. 549–562.
- [41] Kopaska-Merkel, D.C., Friedman, G.M., 1989, Petrofacies analysis of carbonate rocks; example from lower Paleozoic Hunton Group of Oklahoma and Texas. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, Vol. 73, No. 11, pp. 1289–1306.
- [42] Sibley, D. F., Gregg, J. M., 1987, Classification of dolomite rock textures, *J. Sediment. Petrol.* Vol. 57, pp. 967–975.
- [43] Adabi, M. H., 2009, Multistage dolomitization of Upper Jurassic Mozduran Formation, Kopet- Dagh Basin, N. E. Iran, *Carbonates and Evaporites*, v.24, p. 16-32.
- [44] Sibley, D.F., 1980, Climatic control of dolomitization, Seroe Domi Formation-Pliocene., Bonaire, N.A. In: Zenfger, D.H., Dunham, J.B., Ethington, R.L. \_Eds., *Concepts and Models of Dolomitization*, Spec. Publ.-SEPM Vol. 28, pp. 247–258.
- [45] Al-Aasm, I. S., Ghazban, F., and Ranjbaran, M., 2009, Dolomitization and related fluid evolution in the Oligocene –Miocene Asmari Formation, Gachsaran area, SW Iran: Petrographic and isotopic evidence, *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 32, No. 3, pp. 287–304.
- [46] Choquette P. W., and Pray, L. C., 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates, *AAPG Bulletin*, Vol. 54, No. 2, pp. 207–250.

## **Iagenetic controls on reservoir quality of the Asmari carbonate succession in the Cheshmeh Khush Field, SW Iran**

Honarmand J., Amini A.

### **Abstract**

The Oligo-miocence Asmari Formation in the Cheshmeh Kush Oil Field consists of a mixed carbonate-siliciclastic succession. The carbonate intervals of the Formation display a high degree of vertical heterogeneity created by a complex diagenetic history. This study is aimed to investigate the effect of diagenetic events on reservoir quality of carbonate intervals of the Asmari Formation. Core samples and thin sections were studied from sedimentological and diagenetic point of view. Results from cathodoluminescence and scanning electron microscopy were used to investigate diagenetic features in details. Core analysis data (porosity and permeability) and wire-line logs (porosity and oil saturation values) from studied interval were used in order to examine reservoir properties.

Diagenetic studies and their comparison with petrophysical data demonstrated that dolomitization, cementation (calcite, anhydrite and celestite cements), compaction and dissolution are the most important diagenetic events affecting porosity and permeability of the reservoir. Based on vertical distribution of diagenetic features and reservoir characteristics, diagenetic zones (DZ) of the carbonate succession were introduced. Medium crystalline dolostones with sparse compaction features and limited anhydrite cement (DZ-23, 27 and 30) comprise the highest value of porosity and permeability. Whereas intense mechanical and chemical compaction and evaporate (anhydrite and celestite) cementation in some dolomitic intervals have thoroughly reduced reservoir quality (DZ-12, 11 and 24). Compaction and calcite cementation (coarse spary, equant and poikilotopic types) in some limestone intervals damaged reservoir properties and created non-reservoir intervals (DZ-3, 20 and 17). In contrast, high value of interparticle and dissolution porosities along with minor compaction and cementation effects has improved reservoir properties of the Asmari limestones (DZ-31 and 32).

This study shows that the reservoir characteristics of the Asmari Formation in the studied field are dominantly affected by diagenetic events and therefore diagenetic studies and determination of diagenetic zones in field-scale are the most important part in static reservoir modeling and reservoir quality prediction of the reservoir.

**Key words:** Diagenesis, reservoir quality, Asmari, Cheshmeh Kush oil field

## ارزیابی پتروفیزیکی و تعیین گونه های مخزنی عضو غار در میدان نفتی ابوذر خلیج فارس

مهرناز نصیری<sup>۱\*</sup>، محمدرضا کمالی<sup>۲</sup>، علی کدخدایی<sup>۳</sup>، محمدرضا رجلی نوده<sup>۴</sup>

۱. دانش آموخته دانشگاه علوم و تحقیقات تهران nasirimehrnaz@yahoo.com

۲. عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت

۳. عضو هیئت علمی دانشگاه تبریز

۴. کارشناس ارشد شرکت نفت فلات قاره ایران

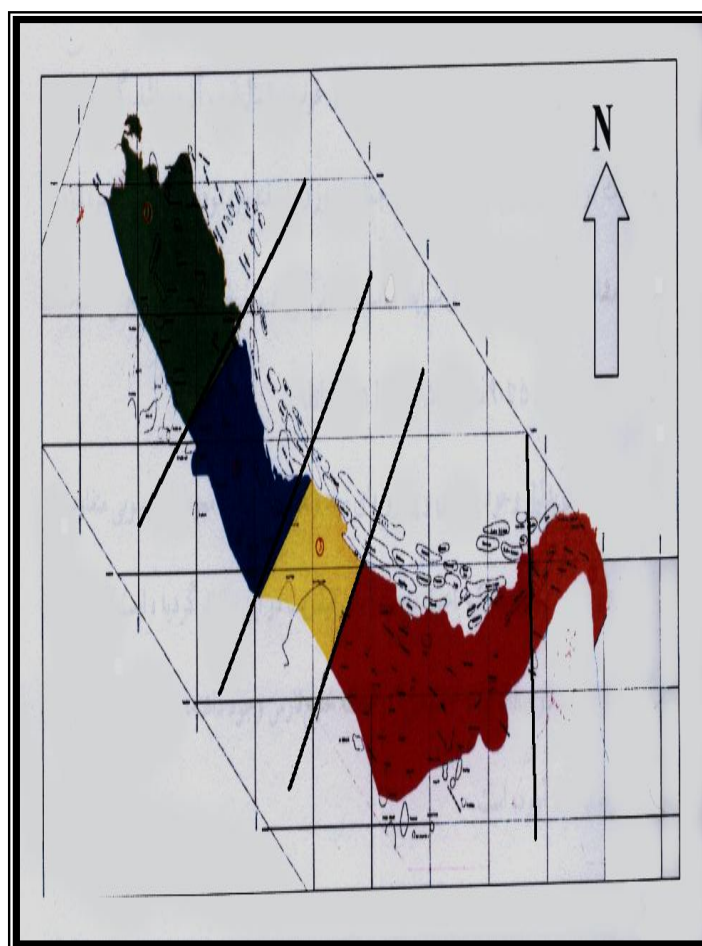
### چکیده

این مطالعه به منظور ارزیابی پتروفیزیکی افق غار به روش مولتی مین توسط نرم افزار تخصصی پتروفیزیک، Geolog 6.6، در پنج حلقه از چاه های میدان ابوذر با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی نظیر نگارهای نوترون، چگالی، صوتی، گاما، مقاومت و اثر جذب فتوالکتریک انجام گرفته که منجر به تعیین خواص پتروفیزیکی مخزن شامل دو دسته پارامترهای کمی: تخلخل، حجم شیل، حجم آب، نفت موجود در فضاهای خالی و پارامترهای کیفی: ترکیب سنگ شناسی، نوع یا انواع کانی- های رسی شده است. پس از آنالیز نهایی چاهها افق غار به سه زون A, B, C تفکیک شد و سه میان لایه ی شیلی در اکثر چاهها قابل ردیابی بود. با تعیین حدود برش (cut off) بر اساس حجم ذخیره ی غیر اقتصادی (OIP < 5%) با استفاده از نمودارهای طراحی شده در نرم افزار Excel پارامترهای پتروفیزیکی به صورت زون به زون تعیین شد و بر حسب Net / Gross بدست آمده بهترین زون از لحاظ استعداد مخزنی تعیین شد. در آخر با استفاده از روش الگوریتم خوشه سازی، گونه های مخزنی بر اساس سه گروه از ویژگی ها، یک گروه شامل لاگ چگالی، نوترون، گاماری، یک گروه شامل حجم شیل، اشباع آب، تخلخل و گروه نهایی تلفیقی از شش ویژگی ذکر شده در بالا به دست آمد که این رخساره های مخزنی به ترتیب کیفیت مخزنی ذکر شدند و تاییدی بر خصوصیات مخزنی به دست آمده در ارزیابی پتروفیزیکی می باشد. سنگ شناسی کلی این مخزن در بخش بالایی ماسه روان (Loose sand) است و در بخش های پایینی این ماسه ها توسط سیمان کربناته به همدیگر متصل می گردند، به طور کلی حجم کانی رسی محاسبه شده در بخش تولیدی بسیار پایین می باشد ولی این بخش های تولیدی توسط لایه های نازک رسی از همدیگر جدا می شوند. با توجه به ماهیت سنگ شناسی تخریبی، نوع کانی رسی در لایه های رسی با کانی مشاهده شده در بخش مخزنی یکسان نیست. تخلخل کل و تخلخل موثر تقریباً در بیشتر نقاط با هم برابرند که این به علت پایین بودن حجم شیل است.

واژه های کلیدی: حجم شیل، تخلخل، اشباع آب، لیتولوژی، حدبرش، رخساره های الکتریکی، افق غار، میدان ابوذر

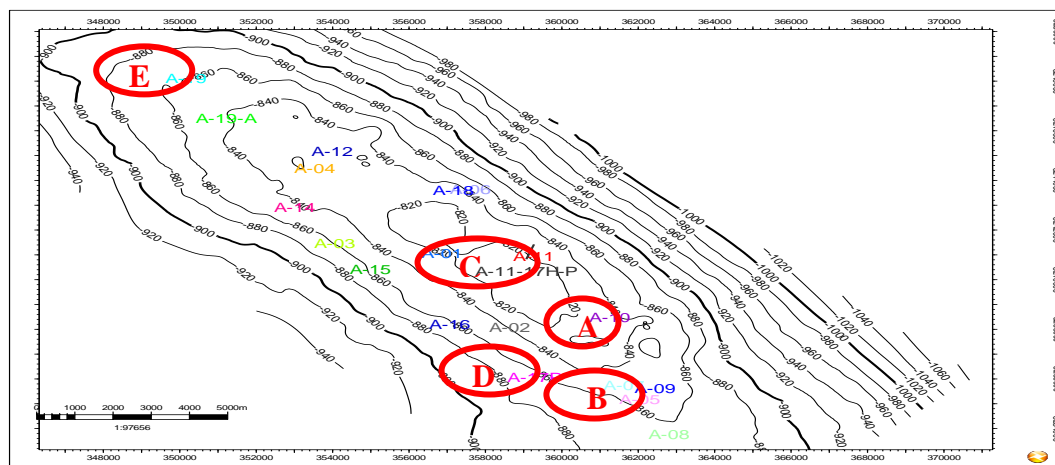
## ۱. مقدمه

میدان ابوذر در شمال غرب خلیج فارس به فاصله ۷۵ کیلومتری غرب جزیره خارک واقع شده است. ماسه سنگ غار که کل نفت میدان ابوذر را دارا می باشد تا ضخامت ۱۰۰ متر می رسد [۱]، سن آن الیگومیوسن است و از ماسه سنگ غیر متراکم، شیل و دولومیت تشکیل شده است. افق غار تداومی از سازند ماسه سنگی غار از جنوب عراق می باشد که در واقع معادل قسمت بالایی ماسه سنگ اهواز از سازند آسماری است [۲، ۱]. در تقسیم بندی پنج گانه خلیج فارس ماسه سنگ غار در ناحیه ی اول قرار دارد [۳] که در شکل ۱ با فلش قرمز نشان داده شده است و از رسوب گذاری ماسه های دوباره ته نشست شده مربوط به سپر عربی که با ماسه سنگ های دگرگونی با جورشدگی کم مخلوط شده و در محیط نسبتاً پراثری نزدیک ساحل طی سکانس پیشروی - پسروی الیگومیوسن رسوب کرده اند، تشکیل شده است [۴، ۵]. ضخامت عضو غار به سمت شمال کاهش می یابد تا جایی که در میداین رگ سفید و تنگو در شمال هندیجان از بین می رود [۶].



شکل ۱ - نقشه شماتیک پنجناحیه هیدروکربوری خلیج فارس (نجم آبادی، ۱۳۷۲)

موقعیت چاه های مورد مطالعه و فاصله ی چاه ها از یکدیگر در شکل ۲ مشخص شده است.



شکل ۲- موقعیت چاه های مورد مطالعه

## ۲. زمین شناسی افق ماسه سنگی غار

سازند آسماری در میدان ابوذر از سه بخش شامل کربنات های آسماری تحتانی، ماسه سنگ غار و کربنات های آسماری فوقانی تشکیل شده است. ماسه سنگ غار معادل ماسه سنگ اهواز است. به نظر می رسد مخلوطی از ماسه سنگ های حاصل از فرسایش سپر آذرین حجاز و ماسه سنگ های دگرگونی با جور شدگی کم طی سکانس پیشروی - پسروی الیگومیوسن در یک محیط پر انرژی نزدیک به ساحل رسوب گذاری و افق ماسه سنگی غار را به وجود آورده اند و نهایتاً تاقدیس ابوذر طی حرکات کوهزایی اواخر ترشیری با روند شمال غربی - جنوب شرقی ایجاد شد.

## ۳. تعیین دما و RW

برای محاسبه ی دما از فرمول

$$TF = ((BHT - ST) / TD) * FD + ST$$

استفاده شده است [۷]، در این فرمول تمامی عمق ها را بر حسب TVDSS وارد کرده سپس با استفاده از چارت Gen 9 شلومبرژه [۸] و با در نظر داشتن شوری آب سازندی که در این میدان ۲۰۰۰۰۰ ppm است، RW را در هر کدام از چاه ها تعیین نموده که در جدول ۱ نشان داده شده است.

جدول ۱- میزان دما و میانگین RW محاسبه شده در چاه های مورد مطالعه

Well name	RW (OHM)	BLIT C
A	0.028	49.2 c
B	0.028	48.04
C	0.023	49.5
D	0.023	48.87
E	0.023	50

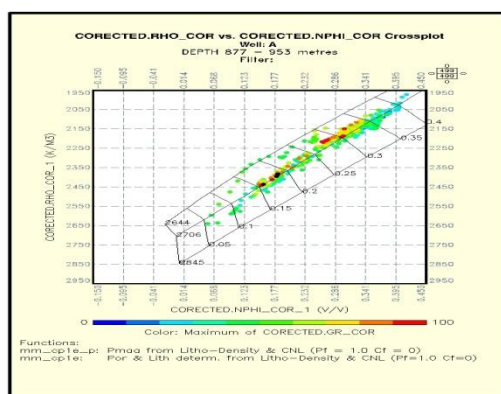


## ۴. تصحیحات لاگ‌ها

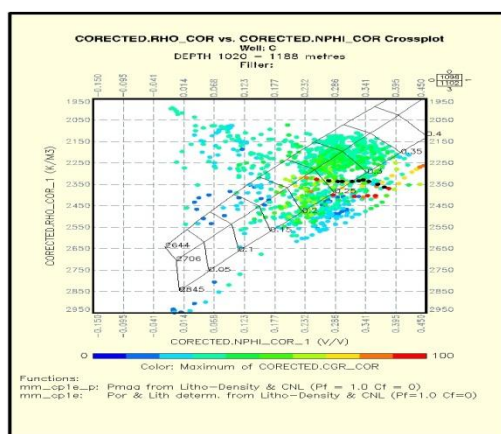
لاگ‌های  $DRHO$ ,  $LLS$ ,  $LLD$ ,  $DT$ ,  $RHOB$ ,  $NPHI$ ,  $CGR$ ,  $GR$ ,  $BS$ ,  $Cali$  در تمامی چاه‌ها و لاگ‌های  $PEF$ ,  $RXO$ ,  $POTA$ ,  $THOR$ ,  $URAN$  در تعدادی از چاه‌ها موجود بود. بعد از وارد کردن دپتاهای خام تصحیحاتی از قبیل جابجایی عمق ( $Depth$  Shifting)، هموار سازی ( $Smoothing$ ) و تصحیحات محیطی ( $Environmental$  Correction)، بر روی آن‌ها انجام شد.

## ۵. لیتولوژی

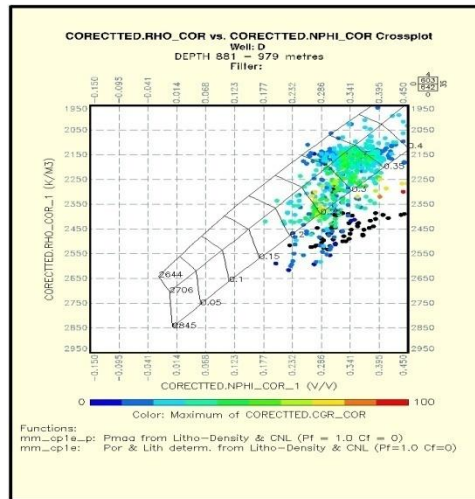
جهت تعیین لیتولوژی از کراس پلات نوترون چگالی [۸] استفاده شده است، حضور ترکیبات آهکی باعث تمایل تمرکز کانی‌های ماسه‌ای از خط مشخص کننده‌ی ماسه [۹] به سمت پایین شده است. لیتولوژی غالب همان گونه که در شکل ۳ نشان داده شده ماسه، ماسه با سیمان کلسیتی و شیل می‌باشد [۱۰].



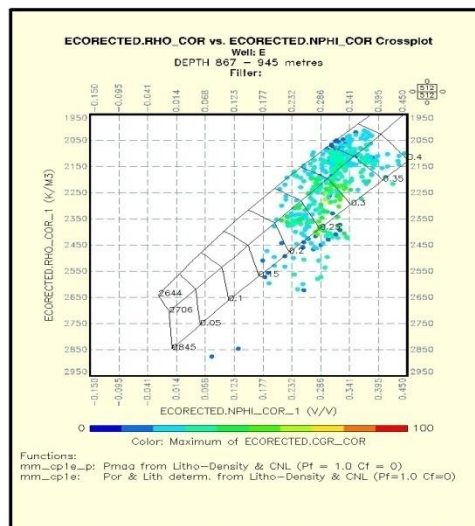
شکل ۳ الف - کراس پلات نوترون\_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه A



شکل ۳ ب - کراس پلات نوترون\_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه C



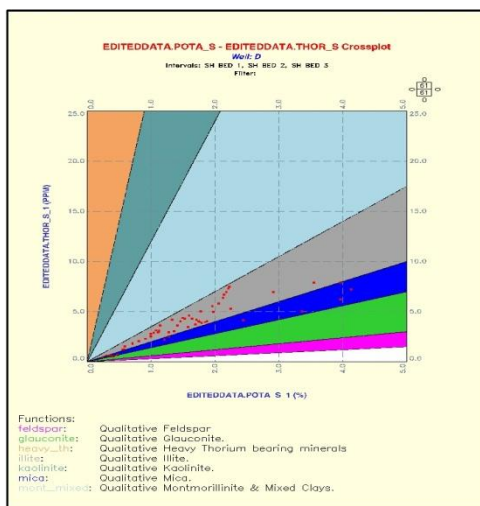
شکل ۳-ج- کراس پلات نوترون\_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه D



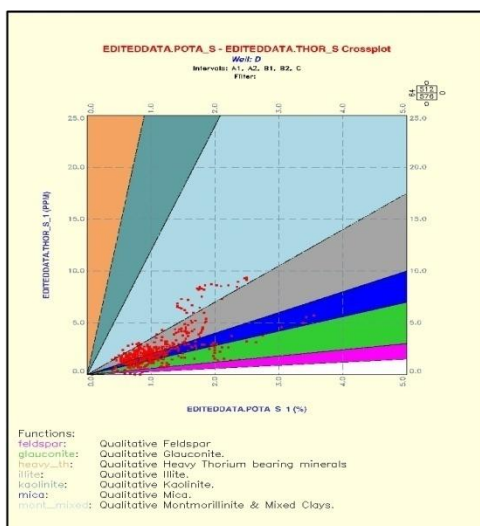
شکل ۳-د- کراس پلات نوترون\_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه E

## ۶. تعیین نوع کانی رسی

با استفاده از کراس پلات توریم \_ پتاسیم نوع کانی های رسی در اینتروال های مخزنی و در میان لایه های شیلی به طور جداگانه مشخص شد که همان گونه که در کراس پلات های شکل ۴ نشان داده شده است و با توجه به نتایج گزارشات شرکتی موجود در این عضو در اینتروال های مخزنی کانی رسی از نوع ایلیت می باشد اما در میان لایه های شیلی، کانی های رسی از مونت موریونیت، میکا، کائولینیت، ایلیت، گلاکونیت و حتی مقداری کانی فلدسپاتی تشکیل شده است که این به خاطر سرسیتی شدن کانی های فلدسپاته است.



شکل ۴الف- کراس پلات تورיום- پتاسیم در میان لایه‌های شیلی



شکل ۴ب- کراس پلات تورיום- پتاسیم در محدوده‌ی مخزنی

## ۷. تعیین حد برش (cut off)

با محاسبه‌ی ذخیره‌ی نفت درجا با استفاده از فرمول  $OIP = A * H * PHIE * (1 - SWE)$ ، میزان هیدروکربن درجا،  $A$ : مساحت میدان،  $H$ : ضخامت،  $PHIE$ : تخلخل،  $SWE$ : اشباع آب)، در نرم افزار Excel نمودار فراوانی تجمعی برای  $phie$ ،  $vol\_wcs$ ،  $swe$ ، بر حسب  $oip$  ترسیم شد و حد برش‌ها بر اساس ۵٪ حجم ذخیره تعیین شد، مقادیر حد برش برای  $swe=80\%$ ،  $phie=18\%$  و  $vol\_wcs=43\%$  به دست آمد.

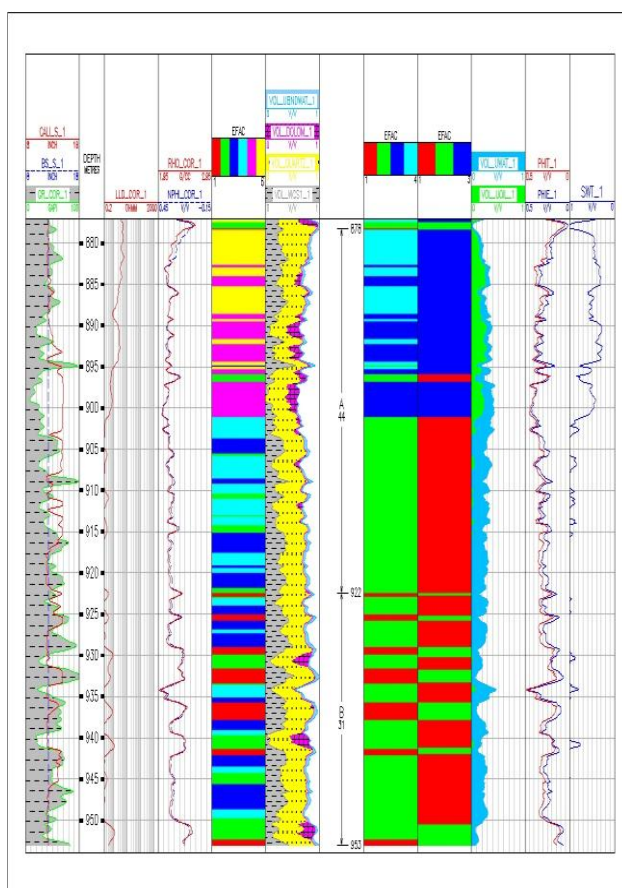
## ۸. پارامترهای پتروفیزیکی

جهت تعیین  $SW$  از مدل اشباع آب اندونزیا [۱۱] استفاده شد که در مقایسه با دیگر مدل‌ها نتایج مناسب‌تری برای افق غار داشت. برای محاسبه‌ی حجم شیل از لاگ گاماری پس از تصحیحات استفاده شده است، میانگین حجم شیل محاسبه شده در افق غار از ۱۲-۲۰ است، وجود میان لایه‌های شیلی در برخی قسمت‌ها کیفیت مخزنی افق غار را کاهش می‌دهد. در این

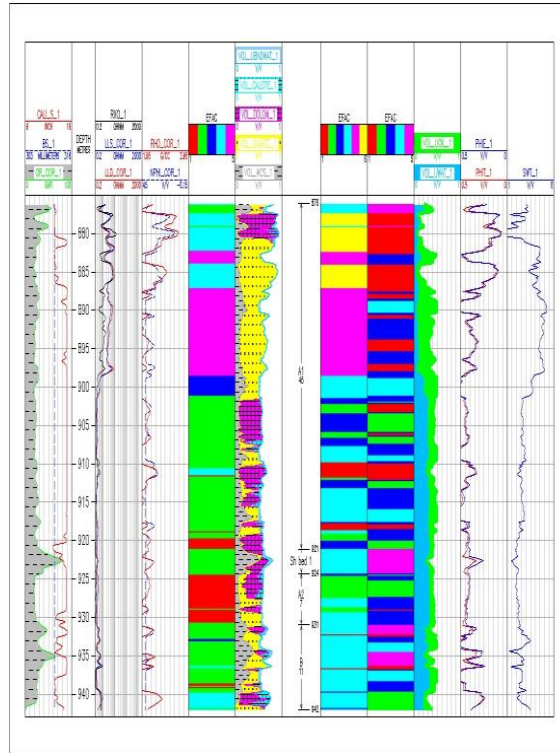
مطالعه محاسبه تخلخل با استفاده از لاگ های تخلخل (چگالی ، نوترون و صوتی) صورت گرفت، در بیشتر نقاط تخلخل کل و موثر با هم برابرند که بیانگر حجم شیل پایین در ایتروال های مخزنی و تخلخل ذاتی ذرات آواری ماسه می باشد. بعد از اعمال حد برش مقادیر  $sw, v_{wc}, \phi_{ie}, Net, Gross, N/G$  به صورت زون به زون محاسبه شد که مقادیر آن ها در جداول ۶ تا ۲ آورده شده است.

## ۹. زون بندی

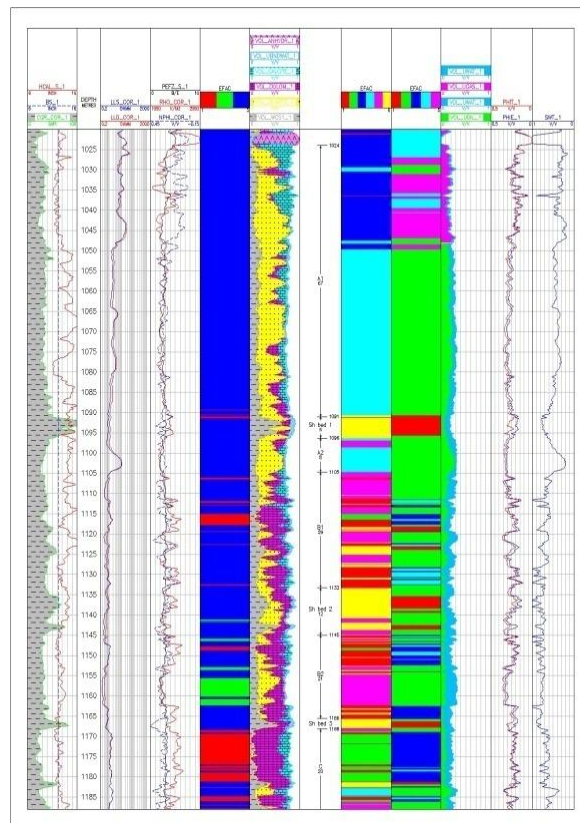
افق غار در این میدان به سه زون A, B, C تفکیک شد و سه میان لایه ی شیلی با نام های shale bed 1, shale bed 2, shale bed 3 در برخی از چاه ها قابل ردیابی است. میان لایه ی شیلی ۱ زون A را به دو زیر زون A1, A2، میان لایه ی شیلی ۲ زون B را به دو زیر زون B1, B2 تفکیک کرده و میان لایه ی شیلی ۳ در بالای زون C قابل ردیابی است. Shale bed 2 از سایر میان لایه های شیلی ضخامت بیشتری دارد. زون A در تمامی چاه ها حاوی نفت است اما در چاه C حاوی گاز می باشد. در زون A میزان ماسه غالب تر است و تخلخل بالای این ماسه کیفیت مخزنی مناسبی را در این زون ایجاد کرده است، در زون B میزان سیمان کربناته و دولومیتی و در زون C میزان شیل بیشتر از سایر زون ها است. زون بندی، OWC و GWC در شکل های زیر مشخص شده است.



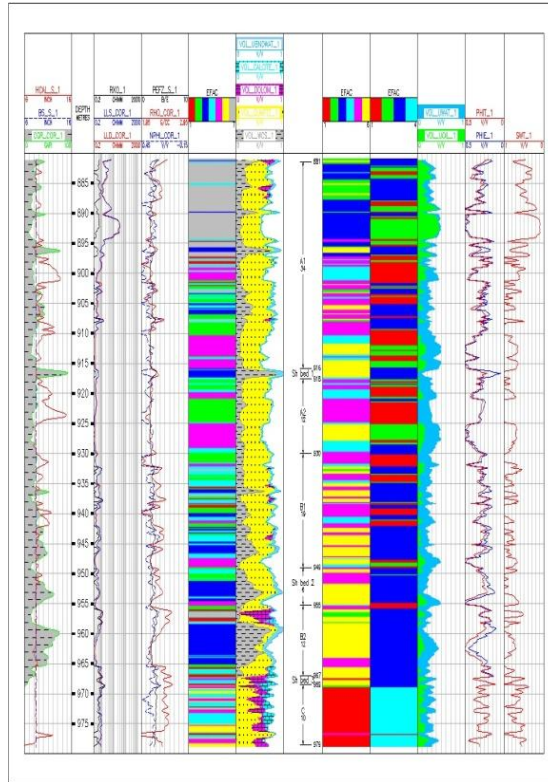
شکل ۵ الف - مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه A



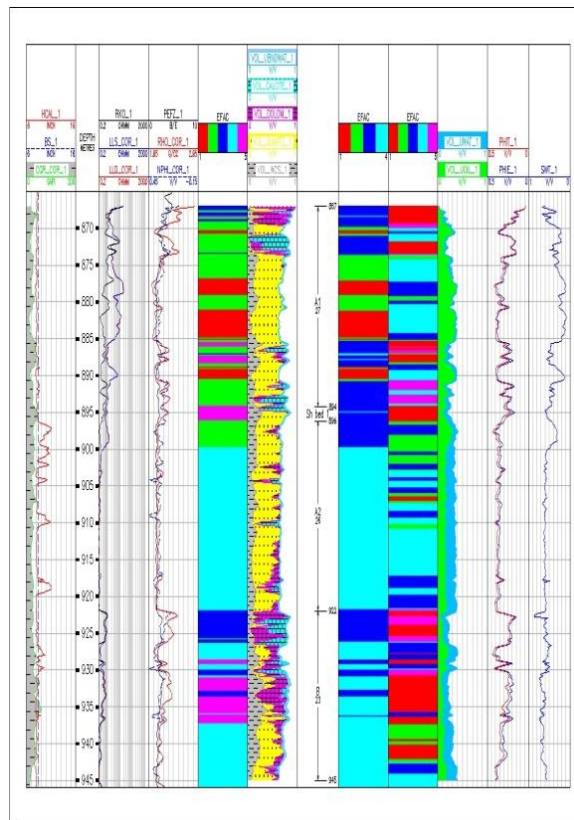
شکل ۵ب- مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه B



شکل ۵ج- مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه C



شکل ۵۰- مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه D



شکل ۵۱- مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه E

جدول ۲- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه A

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	45.1	36.62	0.85	41.5	49.7	13.6
A2	6.7	6.2	0.93	42.5	76.7	9.7
B	11	10.39	0.94	39.9	64.5	20.4
TOTA	66	55.26	0.83	41.3	55.5	14.5

جدول ۳- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه B

Zone	GR OS S (m)	NE T (m)	N/G (m/m)	PHI E (%)	SW E (%)	V_ W CS
A	44.1	21.1	0.48	31.8	39	20.5
B	30.6	0	0	-	-	-
TOT A	47.4	21.1	0.48	31.8	39	20.5

جدول ۴- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه C

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	67	54.86	0.8	26	34.3	16.3
A2	8.4	8.4	1	30.3	32.8	14.8
B1	28.6	20.85	0.72	26.3	61.3	18.3
B2	20.5	15.71	0.76	27.6	73.5	16
C	19.8	17.36	0.87	23.4	57.7	10.8
TOTA	164	124.9	0.76	26.2	49.1	16.2

جدول ۵- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه D

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	34.4	21.3	0.61	37.1	40.1	15
A2	12.4	5.18	0.41	43	71.2	14.1
B1	19	4.42	0.23	35.1	67	13.4
B2	11.7	1.06	0.09	27.8	56.2	7.1
C	10	8.24	0.82	31	59.7	0.2
TOTA	97.1	41.7	0.43	36.3	52	12

جدول ۶- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه E

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	27.3	25.08	0.91	29.2	28.8	11.1
A2	25.8	7.3	0.28	34.2	59.9	12.2
B	23	8.23	0.35	28.3	71.6	13.3
TOTA	78	42.36	0.54	29.7	44.1	12.2

## ۱۰. تعیین رخساره های مخزنی

محققین روش های متعددی برای آنالیز داده ها و خوشه سازی جهت تعریف دقیق تر رخساره های الکتریکی بکار برده اند. مهم ترین روش ها عبارتند از:

\_\_ منطق فازی

\_\_ شبکه عصبی

\_\_ روش خوشه بندی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC)

\_\_ روش AHC

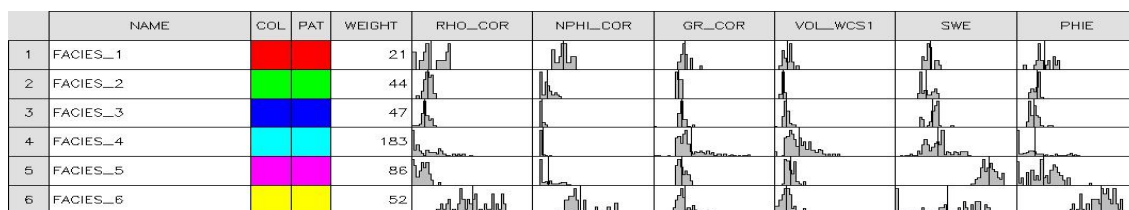
\_\_ روش خوشه های دینامیکی

در این مطالعه از روش خوشه بندی بر پایه ی گراف (MRGC) (Multi Resolution Graf Based Clustering) استفاده شده است که پایه ریاضی بسیار قوی دارد، تعداد خوشه های بهینه ای را پیشنهاد می کند و از این جهت در این مطالعه نتیجه مناسبی از نظر تشابه با نتایج ارزیابی پتروفیزیکی نسبت به سایر روش ها ارائه داد، در این روش تعداد خوشه های رخساره ای به صورت خودبه خود با استفاده از Kernel Representative Index Curve انجام می گیرد، هم چنین در این روش امکان تلفیق خوشه های کوچک به خوشه های بزرگ تر وجود دارد. هر خوشه نماینده ی یک زون مخزنی در نظر گرفته می شود. برای این منظور در بخش Facimage نرم افزار Geolog گونه های مخزنی را ابتدا بر حسب دو گروه از ویژگی ها و سپس تلفیقی از هر دو گروه تعیین کرده ایم که در این روش پارامترهای بیشتری در تعیین رخساره ها دخیل بوده بنا بر این امکان دسته بندی کامل تر و دقیق تر رخساره ها را دارد، گروه اول لاگ های چگالی، تخلخل و نوترون که رخساره های به دست آمده در ستون چهارم اشکال ۵ نشان داده شده است. گروه دوم تخلخل، اشباع آب و حجم شیل است که رخساره های به دست آمده از این ویژگی ها در ستون هشتم اشکال ۵ نشان داده شده است. تلفیق هر شش ویژگی، رخساره های ستون هفتم اشکال ۵ را نشان داد. مقادیر مربوط به هر کدام از پارامترها در هر رخساره در جداول زیر نشان داده شده است، در این جداول از بالا به پایین رخساره ها بر حسب بهترین کیفیت مخزنی دسته بندی شده اند. نتایج به دست آمده از این روش نتایج به دست آمده از ارزیابی پتروفیزیکی را تایید می کند.

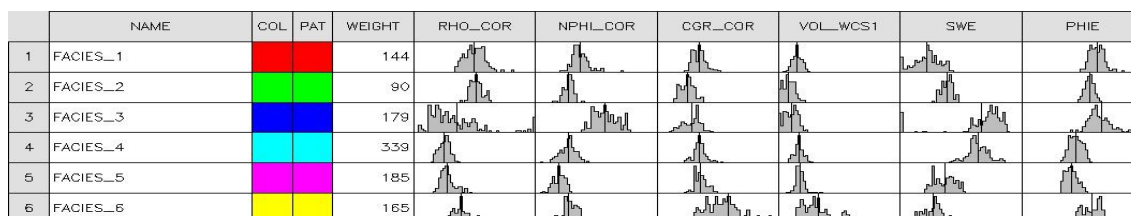
	NAME	COL	PAT	WEIGHT	PHIE	SWE	VOL_WCS1	GR_COR	NPHL_COR	RHO_COR
1	FACIES_1			51						
2	FACIES_2			303						
3	FACIES_3			74						
4	FACIES_4			71						

شکل ۶ الف- هیستوگرام و رخساره های الکتریکی توزیع شده در چاه A با استفاده از لاگ های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل

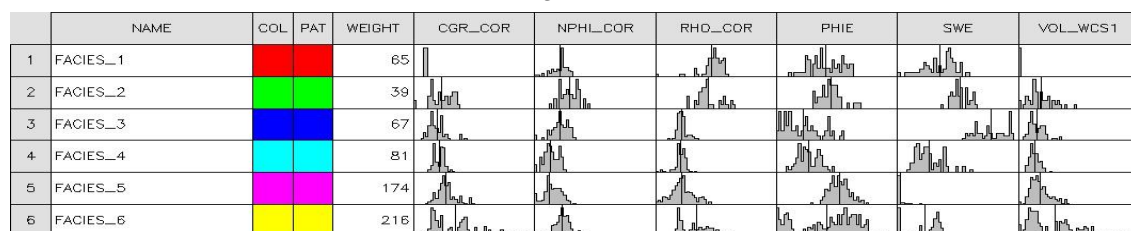




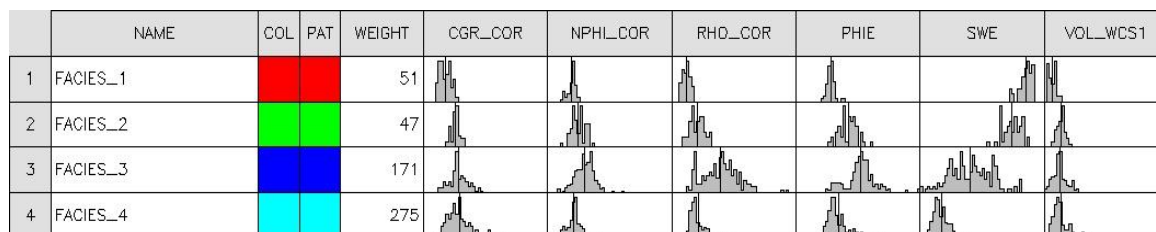
شکل ۶ ب- هیستوگرام رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه B با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



شکل ۶ ج- هیستوگرام و رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه C با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



شکل ۶ د- هیستوگرام و رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه D با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



شکل ۶ ه- هیستوگرام و رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه E با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل

جدول ۷- مقادیر خصوصیت رخساره‌های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی در چاه A

	RHO-	NPHI-	GR-	PHIE	SWE	VOL	توضیح
Blue	2.13	0.35	26.58	0.37	0.38	0.13	مخزن نفتی
Cyan	2.21	0.28	51.89	0.24	0.37	0.31	
Green	2.21	0.28	49.68	0.26	0.97	0.26	
Red	2.39	0.18	72.1	0.13	1	0.36	

جدول ۸- رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی و مقادیر خصوصیات آن در چاه B

	RHO-	NPHI-	GR-	PHIE	SWE	VOL	
	1.95	39	23.63	0.39	0.23	0.13	مخزن نفتی
	2.09	39.63	20.64	0.42	0.74	0.07	
	2.06	41.44	23.39	0.43	0.69	0.10	
	2.11	33.35	26.18	0.39	0.71	0.11	
	1.93	41.06	31.29	0.42	0.65	0.21	
	2.45	27.11	25.94	0.15	0.57	0.10	

جدول ۹- رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی و مقادیر خصوصیات آن در چاه C

	RHO_	NPHI_	CGR_	PHIE	SWE	VOL_	
	2.20	0.29	35.06	0.28	0.36	0.17	مخزن نفتی
	2.30	0.11	28.5	0.17	0.33	0.10	مخزن گاز
	2.23	0.33	35.81	0.30	0.64	0.17	
	2.47	0.29	24.77	0.22	0.61	0.08	
	2.45	0.23	34.57	0.19	0.78	0.15	
	2.34	0.29	58.37	0.21	0.73	0.33	میان لایه شیلی

جدول ۱۰- رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی و مقادیر خصوصیات آن در چاه D

	RHO-	NPHI-	CGR-	PHIE	SWE	VO-	
	2.17	0.33	19.16	0.39	0.23	0.15	مخزن نفتی
	2.15	0.37	21.46	0.37	0.74	0.13	
	2.16	0.37	26.35	0.24	0.97	0.18	آب شور
	2.39	0.28	22.93	0.28	0.48	0.18	
	2.29	0.31	34.82	0.29	0.77	0.30	میان لایه شیلی

جدول ۱۱- مقادیر خصوصیت رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی در چاه E

	RHO_	NPHI_	CGR_	PHIE	SWE	VOL_	توضیحات
	2.07	0.33	17.76	0.36	0.15	0.07	مخزن نفتی
	2.17	0.33	29.23	0.33	0.83	0.14	آب شور
	2.15	0.30	25.91	0.29	0.26	0.14	
	2.34	0.27	28.11	0.24	0.60	0.13	

## ۱۱. نتیجه گیری

با توجه به حضور شیل روش ایندونزیا بهترین روش برای محاسبه پارامتر اشباع شدگی در افق غار است. آنالیز داده های لاگ نشان داد که این مخزن از تخلخل مناسبی برخوردار است، تغییرات تخلخل در سطح این میدان چندان زیاد نمی باشد، تخلخل افق غار با توجه به پایین بودن حجم شیل آن در ایتروال های مخزنی بیشتر از نوع مفید می باشد. تخلخل مناسب در افق غار می تواند متأثر از نوع محیط رسوب گذاری باشد. میانگین حجم شیل در چاه های مطالعه شده ۱۲-۲۰ می باشد ولی در بعضی از قسمت های افق غار وجود میان لایه های نازک شیلی مانع از آن می شود که افق غار را جزو سازندهای تمیز به حساب آوریم.

\_\_ بر اساس کراس پلات‌های ترسیم شده لیتولوژی افق غار ماسه‌سنگ، دولومیت، انیدریت، شیل و مقداری آهک می‌باشد. بیشترین لیتولوژی افق غار ماسه و دولومیت است.

\_\_ کانی‌های رسی افق غار بر اساس کراس پلات توربوم-پتاسیم در میان لایه‌های شیلی متفاوت با محدوده‌های مخزنی است در محدوده‌های مخزنی مخلوطی از کانی‌های رسی وجود دارد که نشان دهنده‌ی شیلی شدن فلدسپات‌ها است. در میان لایه‌های شیلی کانی رسی از ایلیت و مقدار بسیار کمی میکا تشکیل شده است.

\_\_ بعد از ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی، افق غار به سه زون تقسیم گردید. زون‌های A, B و C. سه میان لایه شیلی در افق غار در اکثر چاه‌ها قابل ردیابی است که یکی از آن‌ها زون A را به دو زیر زون A1 و A2 تقسیم می‌کند یکی دیگر از میان لایه‌های شیلی زون B را به دو زیر زون B1 و B2 تقسیم می‌کند و یکی از میان لایه‌های شیلی در بالای زون C قابل ردیابی است.

\_\_ بر اساس حد برش‌های تعریف شده جهت تفکیک بخش‌های ناخالص و خالص و تولیدی ضخامت این زون‌ها محاسبه شده است. با توجه به حجم شیل نسبتاً پایین و تخلخل مناسب ضخامت زون خالص در بخش B, A نسبتاً بالا بوده است و در نتیجه نسبت ضخامت خالص به ناخالص که یک پارامتر جهت نشان دادن استعداد مخزنی است نسبتاً بالا می‌باشد. زون‌های A, B غار دارای استعداد مخزنی است اما با توجه به میزان اشباع هیدروکربور ضخامت زون تولیدی که در واقع زون هیدروکربور دار است در چاه‌ها متغیر است و بیشتر زون A به علت لیتولوژی خاص آن که از ماسه سست تشکیل شده است بهترین زون تولیدی است.

\_\_ در مجموع با توجه به پارامترهای اندازه‌گیری شده، افق غار در میدان ابوذر از نظر مخزنی دارای شرایط مناسبی می‌باشد. \_\_ در روش الگوریتم خوشه‌سازی جهت تعیین رخساره‌های مخزنی نیازی نیست که تعداد دقیق خوشه‌ها به الگوریتم داده شود و تنها یک بازه از تعداد بهینه‌ی خوشه‌ها را تعیین می‌کنیم. \_\_ هر خوشه نماینده‌ی یک زون مخزنی است.

\_\_ هر چه لاگ‌های بکار رفته بیشتر باشد رخساره‌های شناسایی شده جزئی تر تقسیم‌بندی می‌شوند. \_\_ رخساره‌های با مقادیر تخلخل بالا و کمترین میزان اشباع آب نشان‌دهنده مخزن نفتی و رخساره‌های با بالاترین میزان گاماری و حجم شیل نشان‌دهنده‌ی میان لایه‌های شیلی است که در زون‌بندی نیز کاملاً مشهود می‌باشد. \_\_ رخساره‌های مخزنی مناسب‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی را نشان می‌دهند که در هیستوگرام‌ها نیز کاملاً مشهود است. \_\_ توزیع رخساره‌های الکتریکی مطابق با خواص مخزنی حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی است و تاییدی بر آن می‌باشد.

## تشکر و قدردانی

ضمن عرض سپاس از اساتید راهنما و مشاورین محترم که در انجام این پژوهش نهایت همکاری را داشته‌اند از پژوهش و توسعه شرکت فلات قاره ایران نیز که این پژوهش را تحت حمایت مالی قرار داده است سپاس‌گزارم.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان مهندس محمد محمد نیا و دکتر بهرام موحد که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال

تشکر و سپاس را دارد"

## منابع و مراجع

- [۱] گزارشات داخلی شرکت نفت فلات قاره ایران
- [2] James, G. A and Wynd, J. G; (1965); Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium agreement Area, A.A.P.G. Bull., v.49, No 12, p.2182-2245
- [۳] نجم آبادی، سیاوش، ۱۳۶۶، "تاریخچه اکتشاف نفت و گاز در آب های فلات قاره ایران در خلیج فارس"، گزارشات داخلی شرکت ملی نفت ایران.
- [4] Alsharhan, A.S; and Nairn, A.E.M; (1997); Sedimentary basin and petroleum of the Middle East, Elsevier 942p
- [5] Koop, W. J., & Stoneley, R. (1982), Subsidence History of the Middle East Zagros Basin, Permian to recent, Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A, 305, 149-168
- [۶] مطیعی، همایون، (۱۳۷۴)، "زمین شناسی نفت زاگرس-جلد ۱"، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۱۰۰۹ ص
- [7] Asquith; G.B., And Case, C.R; (1983); CNT-A Dolomite Response, Trans. SPWLA 24th Annual Logging Symposium, paper.
- [8] Schlumberger; (2000); schlumberger log interpretation charts, Houston, Texas
- [9] Brock, J., 1986, Applied Open-hole Log Analysis, Gulf Publishing Company, Houston Texas.
- [۱۰] کمالی، محمدرضا، معلمی، سیدعلی و معین پور، محمد، (۱۳۸۰)، "ویژگی های زمین شناسی مخزن و بررسی شکستگی در بخش بالایی سازند آسماری و سازند غار میدان ابوذر"، مجله علوم دانشگاه تهران، جلد بیست و هشتم، شماره ۱، (۱۹-۳۲).
- [11] Poupon, A; And Leveaux, J; 1971; Evaluation of Water Saturation In Shaly Formation, Trans. SPWLA 12<sup>th</sup> Annual logging Symposium, O1-2.

## **Petrophysical evaluation and determination of reservoir rock types in the Ghar member, the Abouzar oilfield, Persian Gulf.**

Nasiri M., Kamali M. R., Kadkhodai A., Rajoli Nodeh M.

### **ABSTRACT**

This study is aimed at petrophysical evaluation of the Ghar reservoir using Multimin method by Geolog software in five wells from the Abouzar oilfield. For this purpose, well log data comprising of neutron, density, sonic, gamma, resistivity and photoelectric absorption were utilized and their analysis lead to determination of quantitative petrophysical properties such as porosity, volume of shale, water, oil saturation and qualitative parameters including lithology and clay mineral types. The analyses revealed that three zones could be identified in the Ghar reservoir. Meanwhile, there are three shaly interlayers within the Ghar foemation. By application of the cutoff values on oil in place (OIP), petrophysical properties were determined zone by zone and based on Net to Gross ratio (N/G) high reservoir quality zone was identified. Finally by using clustering algorithm, reservoir rock types were identified based upon six properties including density, neutron, gamma ray, volume of shale, water saturation and effective porosity. The facies were introduced on the basis of their priority in reservoir quality so that there is an agreement between petrophysical evaluation results and electrofacies. General lithology of the reservoir in composed of upper loose sands and consolidated sand in the lower part. The lower sands are consolidated by the calcite cement. Overall, the volume of clay minerals in the lower part is less than that of upper part. However, productive zones were separated by a thin shaly layer. The clay minerals type in the shaly layer differs from those present in the reservoir rocks. Total and effective porosity are almost identical which is due to low volume of shale.

**Keywords:** volume of shale, porosity, water saturation, lithology, cutoff, electrofacies, Ghar horizon, Abouzar oilfield.

## مدل‌سازی تخلخل توسط رویکرد تئوری بیزین ترکیب اطلاعات و مقایسه آن با شبکه عصبی چندلایه و رگرسیون خطی چندگانه در میدان نفتی آزادگان

عطیه مظاهری طرئی\*<sup>۱</sup>، حسین معماریان<sup>۲</sup>، بهزاد تخم‌چی<sup>۳</sup>، بهزاد مشیری<sup>۴</sup>

۱- دانش آموخته اکتشاف نفت، دانشگاه تهران، atie\_mazaheri@ut.ac.ir

۲- عضو هیئت علمی دانشگاه تهران

۳- عضو هیئت علمی دانشگاه صنعتی شاهرود

۴- عضو هیئت علمی دانشگاه تهران

### چکیده

پارامتر تخلخل یکی از مهم‌ترین خصوصیات مخزن می‌باشد که با مطالعه مغزه به‌دست می‌آید. با این وجود تمامی چاه‌های یک میدان دارای مغزه نیستند. هم‌چنین در برخی از چاه‌ها مانند چاه‌های افقی مغزه‌گیری عملاً غیر ممکن است. ولی تقریباً در تمامی چاه‌ها نمودارگیری صورت می‌گیرد. به‌طور معمول از نمودارهای چاه‌نگاری به‌منظور تخمین تخلخل نیز استفاده می‌شود. تخلخلی که از این نگارها به‌دست می‌آید تحت تأثیر عواملی هم‌چون دما، فشار، نوع سیال، میزان هیدروکربور و شیل موجود در سازند قرار می‌گیرند و در نتیجه با میزان واقعی تخلخل کمی متفاوت است. بنابراین تخمین‌ها توأم با خطا و عدم قطعیت هستند. شاید بهترین و در عین حال عملی‌ترین روش جهت کاهش عدم قطعیت تخمین، استفاده از منابع مختلف داده جهت تخمین و در واقع استفاده از تکنیک‌های ترکیب اطلاعات باشد. کارکرد اصلی این تکنیک‌ها، افزایش اطمینان و کاهش ریسک در تصمیم‌گیری‌ها است. در این تحقیق، برای تعیین مقادیر تخلخل، با استفاده از داده‌های چهار چاه واقع در میدان نفتی آزادگان، ابتدا از دو تکنیک شبکه عصبی چندلایه و رگرسیون خطی چندگانه استفاده شده و در نهایت نتایج این روش‌ها با تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) مقایسه شده است. برای بررسی قابلیت تعمیم این سه روش در هر تکنیک، پارامتر تخلخل در یک چاه دیگر میدان نیز تخمین زده شده است. تعداد متغیرهای ورودی برای تخمین تخلخل در چاه مورد مطالعه در روش‌های شبکه عصبی و رگرسیون خطی چندگانه ۷ است و در تکنیک ترکیب اطلاعات نیز از حداکثر ۷ متغیر ورودی استفاده شده است. در نهایت با مقایسه نتایج حاصل از ۳ روش نامبرده مشاهده شده است که تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) از اعتبار بالاتری برخوردار است و در تخمین تخلخل به مقدار قابل توجهی از دو تکنیک شبکه عصبی چندلایه و رگرسیون خطی چندگانه بهتر عمل نموده است؛ به نحوی که همبستگی نتایج با واقعیت بیش از ۹۰٪ به‌دست آمده است.

**کلمات کلیدی:** عدم قطعیت، تخمین، ترکیب اطلاعات، تئوری بیزین، شبکه عصبی چندلایه، رگرسیون خطی چندگانه، میدان آزادگان، سازند سروک، ایران

## ۱. مقدمه

تخلخل یک سنگ را می‌توان به دو دسته اولیه و ثانویه تقسیم بندی کرد. تخلخل اولیه در حین رسوب‌گذاری و تخلخل ثانویه در اثر فرآیندهای پس از رسوب‌گذاری شکل می‌گیرد. تخلخل وابسته به اندازه دانه‌ها و نحوه قرارگیری دانه‌ها و همین‌طور به مقدار سیمان یا مواد پرکننده و عمق تدفین بستگی دارد. تخلخل یک سنگ مخزن توسط مطالعات مغزه، تکنیک‌های چاه‌پیمایی و آزمایش چاه، قابل تعیین است. ولی هنگامی که حجم فضاهای خالی یک سنگ اندک باشد، اندازه گیری تخلخل با روش‌های ذکر شده بسیار دشوار است. در این‌گونه موارد از روش تزریق جیوه استفاده می‌شود [۱].

تخلخل یکی از سه متغیر مهم در ارزیابی ویژگی‌های یک میدان نفتی است. اطلاعات مربوط به تعیین متغیرهای پتروفیزیکی، غالباً با استفاده از مطالعه مغزه‌ها، حاصل می‌شوند؛ ولی استفاده از این روش در بسیاری موارد قابل اجرا نیست. از روش‌ها و روابط تجربی نیز به دلیل داشتن مشکلات خاص آن‌ها و تعلق نتایج مربوط به آن‌ها به منطقه ای خاص، نمی‌توان با اطمینان کامل استفاده کرد [۲].

تاکنون روش‌های متنوعی برای تخمین تخلخل در یک مخزن نفتی معرفی شده‌اند، که دامنه‌ای از روش‌های سنتی تا روش‌های هوشمند را شامل می‌شود. در مقابل روش‌های سنتی، روش‌های هوشمند، که در اصطلاح محاسبه نرم<sup>۳۸</sup> نامیده می‌شوند، قرار دارند. از جمله تکنیک‌های محاسبات نرم می‌توان به شبکه‌های عصبی مصنوعی و منطق فازی اشاره کرد. این روش‌ها نقش پررنگی در پردازش داده‌های پتروفیزیکی ایفا می‌کنند. ممکن است روش‌های سنتی در مخازن همگن پاسخگو باشند ولی در مخازن ناهمگن، اعتبار همبستگی‌ها کاهش می‌یابد [۳].

در سال‌های اخیر توجه روزافزونی بر روی مساله‌ی تلفیق اطلاعات تولید شده از منابع و سنجنده‌های مختلف به منظور افزایش قابلیت‌ها و توانایی‌های سیستم‌های هوشمند معطوف گردیده است [۴].

تکنیک‌های تلفیق اطلاعات، داده‌های اخذ شده توسط سنجنده‌های مختلف به همراه اطلاعات مربوطه را با هدف حصول به استنتاج بهتر و مشخص‌تر از آنچه که با بکارگیری هر یک از اطلاعات به شکل منفرد و مستقل بدست می‌آید، با یکدیگر ترکیب می‌کنند. از این‌رو موضوع تلفیق اطلاعات، یکی از موضوعات مورد علاقه پژوهش‌گران در چند سال اخیر بوده است [۵، ۶ و ۷]. با اینکه در تصمیم‌گیری بر مبنای اطلاعات هر منبع به صورت جداگانه، تصمیمات، بعضاً<sup>۱</sup> نتایج مختلفی را به دست می‌دهد، تصمیم‌گیری بر مبنای ترکیب اطلاعات نه تنها مشکل اختلاف در تصمیم‌گیری منابع گوناگون را ندارد، بلکه به علت استفاده از تمام منابع اطلاعاتی ممکن، اطمینان و قطعیت تصمیم‌گیری بیشتری را دارد. در این مقاله از روش نوین ترکیب اطلاعات (ثوری بی‌زین) جهت تخمین تخلخل و مقایسه با نتایج حاصل از تخمین به روش‌های رگرسیون خطی چندگانه و شبکه عصبی، استفاده شده است.

## ۲. تخلخل

تخلخل قسمتی از سنگ است که توسط دانه‌ها پر نشده و به صورت ریاضی با رابطه ۱ تعریف می‌شود [۸]:

$$\varphi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1)$$

که در آن  $\varphi$  = تخلخل،  $V_b$  = حجم کپه‌ای سنگ مخزن،  $V_{gr}$  = حجم دانه‌ها و  $V_p$  = حجم فضاهای خالی است.

<sup>۱</sup> Soft Computing

تخلخل مخازن ماسه‌ای معمولاً کمتر از درجه تخلخل مخازن آهکی است. اگر تخلخل مخزنی کمتر از ۵٪ باشد، حفاری از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست، چون نمی‌تواند نفت زیادی را در خود ذخیره نماید. در جدول ۱ کیفیت مخازن از نظر میزان تخلخل طبقه‌بندی شده است.

جدول ۱. کیفیت مخازن از نظر میزان تخلخل [۹].

درجه تخلخل (%)	کیفیت مخزن
۰-۵٪	قابل اغماض
۵-۱۰٪	ضعیف
۱۰-۱۵٪	متوسط
۱۵-۲۰٪	خوب
۲۰-۲۵٪	خیلی خوب

### ۳. رگرسیون خطی چندگانه

با روش‌های مطالعاتی چند متغیره، می‌توان هم‌زمان به تحلیل و بررسی چندین متغیر مختلف پرداخت. برای دسترسی به نتایج مطلوب‌تر از این روش‌ها، نیازمند به نمونه‌های فراوان و در عین حال درست است؛ زیرا این روش‌ها در مقابل اطلاعات نادرست، حساسیت بالایی دارند و ورود چنین داده‌هایی ممکن است منجر به بروز خطاهای بزرگی در نتایج به دست آمده شود. افزون بر این، برای استفاده از این روش‌ها، متغیرها باید توزیع نرمال داشته باشند و تغییر آن‌ها از یک رابطه خطی پیروی کند.

رگرسیون خطی چند متغیره در حقیقت، ارتباط بین یک سری از متغیرهای مستقل را با یک متغیر مورد نظر بیان می‌کنند. در صورت وجود متغیرهای مستقل  $x_1, x_2, \dots, x_n$  اگر بخواهیم ارتباط خطی بین آن‌ها و متغیر  $y$  که وابسته به آن‌هاست ایجاد کنیم، رابطه ۲ باید بین آنها برقرار باشد:

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n + e \quad (2)$$

که در این رابطه، از مقادیر  $a_1, a_2, \dots, a_n$  با عنوان ضرایب رگرسیون یاد می‌شوند. این ضرایب، ضرایب نامشخصی هستند که در حقیقت، مسئول برآورد متغیر وابسته‌اند. در صورتی که از طرفین رابطه فوق، امید ریاضی گرفته شود، به دلیل اینکه امید ریاضی مقدار خطای  $e$  برابر با صفر می‌باشد، می‌توان رابطه ۳ را نوشت:

$$E(y) = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n \quad (3)$$

که  $E(y)$  در حقیقت، مقدار مورد انتظار تابع تحت تاثیر و ورود مقادیر متغیرهای  $x_1, x_2, \dots, x_n$  است [۱۰].

### ۴. شبکه عصبی چندلایه

شبکه‌های عصبی مصنوعی یکی از مهم‌ترین روش‌های محاسبه نرم محسوب می‌شوند، که با پردازش داده‌های تجربی، دانش یا قانون نهفته در دل داده‌ها را به ساختار شبکه منتقل می‌کنند. این سیستم‌ها سعی در مدل‌سازی ساختار عصبی مغز بشر دارند [۱۱]. در سال‌های اخیر، شبکه‌های عصبی به‌عنوان ابزاری قدرتمند برای مدل‌سازی سیستم‌های پیچیده مطرح شده‌اند. با



استفاده از مجموعه‌ای از ورودی‌ها و اندازه‌گیری‌های هدف، این روش قادر به آموزش دیدن و استنتاج روابط غیرخطی پیچیده بین آن‌ها خواهد بود.

در یک فرایند عصبی پردازش داده‌ها، مجموعه داده‌ها به سه دسته آموزشی، اعتبارسنجی و آزمون تقسیم می‌شوند. دسته داده‌های آموزشی به منظور تنظیم وزن‌های شبکه به کار می‌روند. در این فرایند، خروجی ایده‌آل نیز در دسته داده‌های آموزشی به شبکه داده می‌شود. دسته داده‌های اعتبارسنجی برای اطمینان از یادگیری درست شبکه به کار می‌روند. پس از آنکه فرایند یادگیری با موفقیت به پایان رسید، داده‌های آزمون روی شبکه اعمال می‌شوند تا از یادگیری درست شبکه اطمینان حاصل گردد [۱۲].

## ۵. ترکیب اطلاعات

تلفیق اطلاعات ترکیب تجمعی اطلاعات به دست آمده از منابع متعدد دانش، نظیر سنجنده‌ها، به منظور فراهم ساختن درک صحیح و بهتر، از موضوع می‌باشد [۱۳]. تکنیک‌های ترکیب اطلاعات، اطلاعات منابع مختلف و سایر اطلاعات مرتبط را با هم ترکیب می‌کنند؛ به نحوی که بتوان استنباط‌های خاصی را ارائه کرد که پیش‌تر توسط یک منبع اطلاعاتی مستقل قابل ارائه نبوده‌اند [۱۴]. مهم‌ترین مزیت استفاده از ترکیب اطلاعات منابع چندگانه، این است که اطلاعات هر منبع اطلاعاتی یا عدم قطعیت دارد و یا دقیق نیست. هم‌چنین معمولاً یک ویژگی نمی‌تواند به‌تنهایی هدف موردنظر را تامین کند و حتی یک منبع اطلاعاتی، معمولاً نمی‌تواند یک نمونه را از بقیه‌ی نمونه‌ها با دقت مورد انتظار تشخیص دهد [۱۵]. به طور کلی، هدف از پردازش داده‌های حاصل از منابع مختلف، تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت می‌باشد [۱۶]. شاید امروزه در دنیای علم، محدود نمودن تکنیک‌های ترکیب اطلاعات میسر نباشد؛ چرا که بسیاری اوقات پژوهش‌گران، اطلاعات منابع مختلف را ترکیب می‌کنند، بدون این که نام ترکیب اطلاعات را در گزارشاتشان بیاورند. از طرف دیگر، محققان ترکیب اطلاعات، سعی در کلاسیک نمودن و طبقه‌بندی مفاهیم ترکیب اطلاعات به عنوان یک علم کاربردی دارند.

از تکنیک‌های متداول در ترکیب اطلاعات می‌توان به متغیرهای آماری، تکنیک احتمالات شرطی بیزین، دمپسترشیفر، میانگین وزنی مرتبه یافته، فیلتر کلمن، روش‌های کرنل و غیره اشاره کرد. روش‌های هوشمند نسبت به روش‌های متداول دارای درصد موفقیت و سازگاری بیشتری با شرایط مختلف هستند، اما پیچیدگی مدل‌هایشان نیز بیشتر است. کاربردی‌ترین تکنیک‌های هوشمند در ترکیب اطلاعات عبارت‌اند از شبکه‌های عصبی مصنوعی و فازی [۱۷]. در این مقاله، از تئوری احتمالات شرطی بیزین، برای تخمین تخلخل در یکی از مخازن نفتی میدان آزادگان استفاده شده است.

### ۵-۱. مبانی تئوری احتمالات شرطی بیزین

توماس بیز برخی روش‌های اساسی را در تئوری احتمالات ایجاد کرد. تئوری بیزین بیانگر رابطه بین احتمالات شرطی در تئوری احتمال است. فرض مهم در به‌کارگیری آن، این است که دانش اولیه یا پیشین را به‌توان با یک توزیع احتمال مدل کرد [۱۸]. وقتی که یک پدیده خاص و دقیق دیده می‌شود، یک دانش ثانویه و یا پسین را می‌توان با به‌کارگیری توزیع احتمال شرطی به دست آورد. در واقع تئوری بیزین یک روش عددی برای به‌روز رسانی<sup>۳۹</sup> احتمال یک فرضیه بنا بر یک مشاهده است. احتمال بیز از رابطه ۴ قابل محاسبه است.

$$P(W_i|X) = \frac{P(X \cap W_i)}{P(X)} = \frac{P(X|W_i) P(W_i)}{\sum_{j=1}^c P(X|W_j) P(W_j)} \quad (4)$$

<sup>۳۹</sup>Update

در این رابطه  $X$  متغیر ورودی،  $Wi$  کلاس مورد نظر و  $P(Wi \setminus X)$  احتمال پسین صحیح بودن کلاس  $Wi$  برای متغیر  $X$  می باشد [۱۹].

اگر چه به نظر می رسد که تئوری بیز برای پیشگویی مناسب می باشد، اما نکاتی وجود دارد که استفاده از این تئوری را در ترکیب اطلاعات محدود می کند. نقطه ضعف این تئوری آن است که عدم قطعیت منابع اطلاعاتی را در نظر نمی گیرد و با توجه به پیچیدگی در اندازه گیری احتمالات پسین، می تواند خطا داشته باشد [۱۸].

## ۶. معرفی میدان مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه، یکی از بزرگترین میداین نفتی ایران است که در ۸۰ کیلومتری غرب اهواز و نزدیک مرز ایران و عراق، در پهنه آبادان و قسمت غربی فروافتادگی دزفول واقع است. در این میدان چهار سازند سروک، کزدمی، گدوان، فهلیان، سازند نفتی ایلام و لایه ماسه سنگی کزدمی به عنوان سازندهای مورد بهره برداری شناخته شده اند. چاههایی که در این مطالعه مورد بررسی واقع شدند، ۵ چاه مربوط به مخزن سروک واقع در این میدان می باشند. سازند سروک به ۱۲ بخش تقسیم بندی شده است.

بخش های مخزنی ( $S_{11}, S_9, S_7, S_3, S_1$ ) دارای تخلخل متوسط تا عالی؛ که بیشتر از نوع حفره های هستند تا درون دانه ای؛ می باشند. بخش های غیرمخزنی ( $S_{12}, S_{10}, S_6, S_2$ ) دارای تخلخل پایین تا متوسط و گاهاً ضعیف هستند؛ که بیشتر از نوع حفره ای می باشد تا درون دانه ای؛ سازند حد متوسط ( $S_5$ ) دارای تخلخل متوسط تا عالی و گاهاً کم می باشد که آن نیز بیشتر از نوع حفره ای است. نواحی غیر مخزنی تا مخزنی متوسط سازند سروک ( $S_4, S_8$ ) دارای تخلخل پایین تا متوسط و گاهاً خوب و از نوع حفره ای می باشند. تخلخل از نوع قالبی در این دوازده ناحیه وجود ندارد. طول کلی مغزه گرفته شده از ۵ چاه از سازند سروک در این میدان ۳۴۹ متر می باشد که بیشتر قسمت های مغزه گیری شده (۳۳۰ متر) مربوط به قسمت های بالای سازند سروک است [۲۰].

## ۷. تخمین تخلخل با استفاده از رگرسیون خطی چند گانه و شبکه عصبی چندلایه

به منظور شناسایی داده های ورودی، که شامل داده های ۴ چاه از میدان ذکر شده می باشد، ابتدا ضرایب همبستگی بین چاه- نمودارهای مختلف با تخلخل تعیین شد. سپس، داده هایی که بیشترین مقدار مطلق همبستگی را با تخلخل داشتند، به عنوان داده های ورودی انتخاب شدند. به این منظور، ضرایب همبستگی برای چاه نمودارهای مختلف و تخلخل توسط نرم افزار SPSS به روش اسپیرمن محاسبه و نتایج آن در جدول ۲ درج شده است.

جدول ۲. ضریب همبستگی بین تخلخل و سایر متغیرها در چاه مورد مطالعه.

تخلخل	CGR	DT	LLD	LLS	MSFL	NPHI	RHOB	
۱	-۰/۲۴۶	۰/۸۴۸	۰/۳۷۰	۰/۲۸۰	۰/۰۱۲	۰/۷۷۱	-۰/۸۵۵	ضریب همبستگی با تخلخل

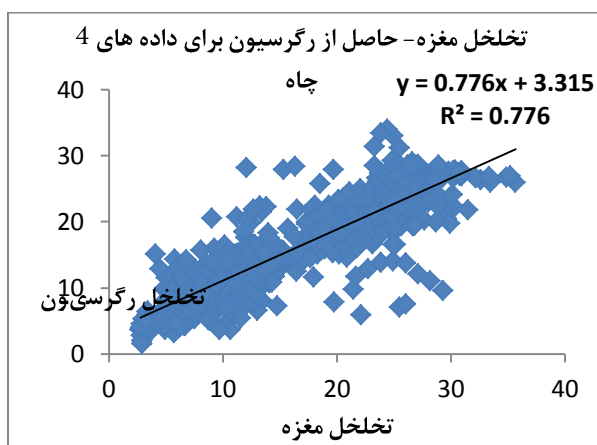
طبق جدول ۲، متغیرهای ورودی مورد استفاده در این تحقیق، شامل چاه نمودارهای صوتی (DT)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، مقاومت ویژه لئولوگ عمیق (LLD)، مقاومت ویژه لئولوگ کم عمق (LLS)، پرتو گاما (CGR) و مقاومت ویژه کروی میکرو (MSFL) می باشد. در نتیجه از ۷ متغیر ورودی جهت تخمین تخلخل به روش رگرسیون چند متغیره و شبکه عصبی استفاده شده است.

## ۱-۷. استفاده از رگرسیون خطی چندگانه

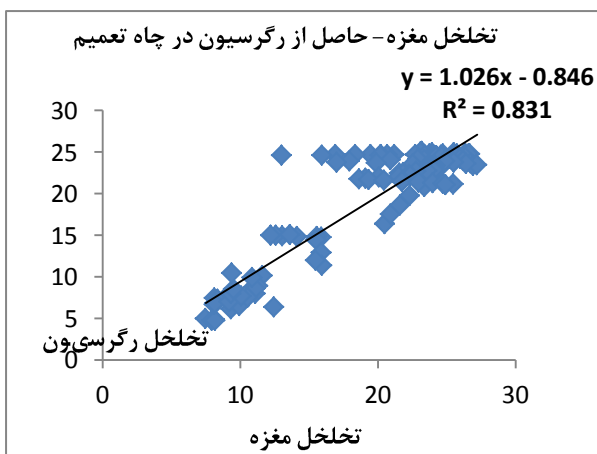
پس از انتخاب متغیرهای ورودی رگرسیون خطی چندگانه، به منظور تخمین تخلخل، از داده‌های چاه‌نگارها و مغزه ۴ چاه از میدان مورد مطالعه استفاده شد. پس از تعیین وزن‌های مختلف مربوط به متغیرهای مورد استفاده در معادله رگرسیون، معادله رگرسیون تخلخل به صورت معادله ۵ به دست آمد:

$$\text{Porosity} = -41.8982 * \text{RHOB} + 3.8287 * \text{NPHI} + 0.1430 * \text{MSFL} - 0.0395 * \text{LLS} + 0.0106 * \text{LLD} + 0.0794 * \text{DT} - 0.0183 * \text{CGR} + 99.9912 \quad (5)$$

نتیجه حاصل از تخمین توسط رگرسیون، در شکل ۱ آمده است. سپس به کمک رابطه به دست آمده از رگرسیون و مقادیر چاه‌نگارها، برای بررسی قابلیت تعمیم روش، تخلخل در یک چاه دیگر تخمین زده شده است (شکل ۲). همانطور که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، همبستگی بین مقادیر تخلخل تخمینی توسط رگرسیون خطی چندگانه با مقادیر تخلخل مغزه در چاه مورد مطالعه در حدود ۰/۸ می‌باشد.



شکل ۱. همبستگی تخلخل حاصل از رگرسیون چندگانه و مغزه برای داده‌های ۴ چاه مورد مطالعه.



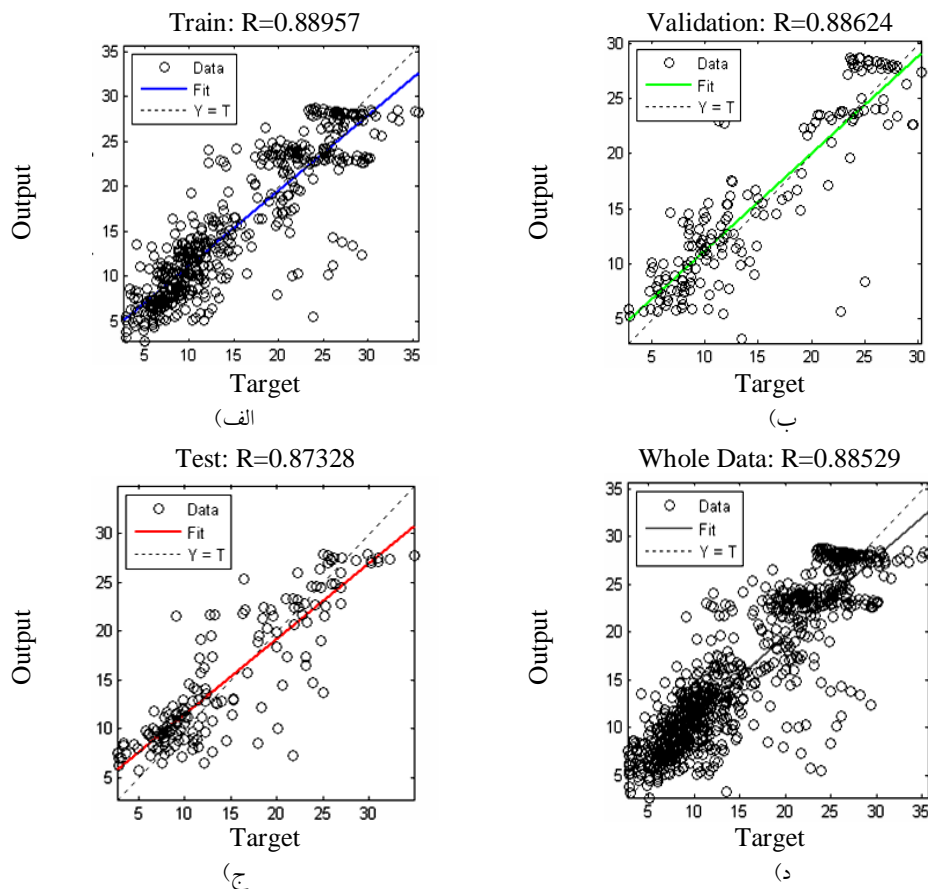
شکل ۲. همبستگی تخلخل حاصل از رگرسیون چندگانه و مغزه در حالت بررسی تعمیم‌پذیری روش در چاه دیگر.

## ۲-۷ شبکه عصبی چندلایه

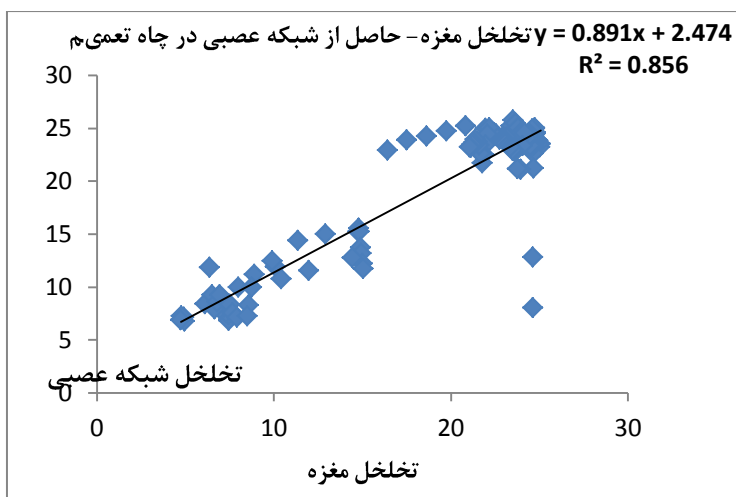
بر خلاف حالت قبل شبکه‌های عصبی، مدل‌های رگرسیون پیچیده‌ی غیرخطی هستند؛ که ساختار آن‌ها به صورت تجربی معین می‌شود. متغیرهای ورودی جهت آموزش شبکه، مقادیر چاه‌نمودارها در ۴ چاه از میدان مورد مطالعه، و خروجی شبکه مقادیر تخلخل مغزه می‌باشد. شبکه بهینه انتخاب شده برای تخمین تخلخل با متغیرهای ورودی ذکر شده و ضریب همبستگی بین

تخلخل واقعی و تخمین زده شده توسط شبکه عصبی در چهار حالت آموزش، اعتبارسنجی، آزمون و کل داده‌ها در شکل ۳ نشان داده شده است. این شبکه دارای ۳ لایه میانی است، که در لایه میانی اول ۱۰ نرون، در لایه میانی دوم ۸ نرون و در لایه میانی سوم ۶ نرون وجود دارد. هر کدام از این نمودارها، دارای خط برازش شده‌ای بین پاسخ شبکه و داده‌های چاه نمودار هستند. این خط دارای یک شیب و ضریب همبستگی است که پراکندگی داده‌ها را حول خط برازش شده نشان می‌دهد.

هر چه مقدار ضریب همبستگی و شیب خط به عدد ۱، نزدیک‌تر و پراکندگی داده‌ها حول خط برازش کمتر باشد، نشان از پیش‌بینی بهتر شبکه در تخمین تخلخل دارد. همانند حالت قبل برای بررسی تعمیم‌پذیری روش، از داده‌های یک چاه دیگر جهت تخمین تخلخل استفاده شده است (شکل ۴). همان‌طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود، همبستگی بین مقادیر تخلخل تخمینی توسط شبکه عصبی با مقادیر تخلخل مغزه در حدود ۰/۸۵ می‌باشد.



شکل ۳. همبستگی بین تخلخل واقعی و تخمین زده شده توسط شبکه عصبی در سه حالت، الف) آموزش ب) اعتبارسنجی ج) آزمون و د) کل داده‌ها برای داده‌های ۴ چاه مورد مطالعه.



شکل ۴. همبستگی بین تخلخل واقعی و تخمین زده شده توسط شبکه عصبی در حالت بررسی تعمیم پذیری روش در چاه دیگر.

## ۸. تخمین تخلخل با رویکرد ترکیب اطلاعات

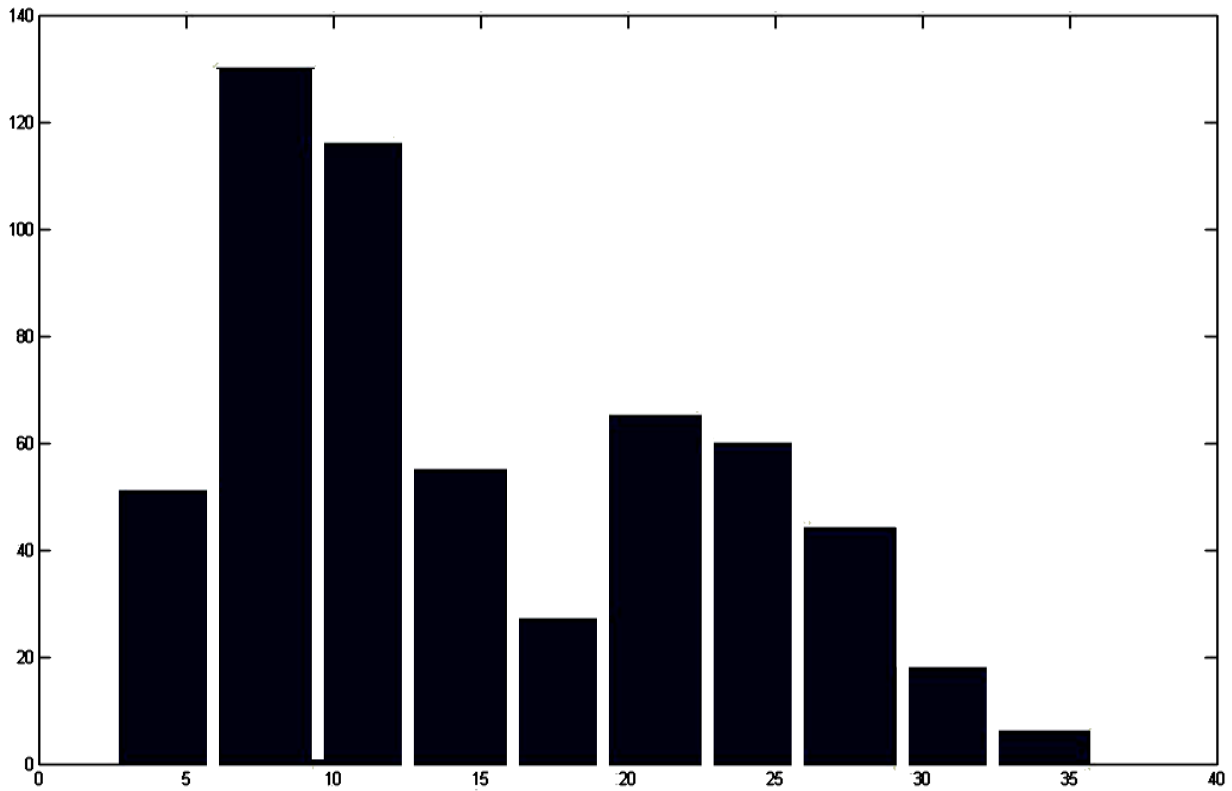
متغیرهای ورودی مورد استفاده در این تحقیق، شامل چاه‌نمودارهای صوتی ( $DT$ )، نوترون ( $NPHI$ )، چگالی ( $RHOB$ )، مقاومت ویژه لئولوگ عمیق ( $LLD$ )، مقاومت ویژه لئولوگ کم عمق ( $LLS$ )، پرتو گاما ( $CGR$ ) و مقاومت ویژه کروی میکرو ( $MSFL$ ) هستند. در نتیجه، حداکثر از هفت متغیر ورودی جهت تخمین تخلخل به روش تئوری بیزین استفاده شده است. در ادامه مراحل که در این تحقیق برای تخمین تخلخل با استفاده از تئوری بیزین به کار رفته، آمده است.

- استفاده از داده‌های چاه‌نمودارها و مغزه چهار چاه از میدان مورد مطالعه.
- تقسیم‌بندی داده‌های این چهار چاه به ۷۰٪ داده آموزش و ۳۰٪ داده آزمون.
- طراحی طبقه‌بندی کننده بیزین بر مبنای تعداد کلاس‌ها و متغیرهای ورودی در حالت‌های مختلف.
- کلاس بندی بر مبنای هیستوگرام توزیع فراوانی ۷۰٪ داده‌های تخلخل مغزه (داده‌های آموزش) که نمودار آن در شکل ۵ آمده است، در حالات ۲، ۳، ۴، ۵ و ۶ کلاس با در نظر گرفتن ۳، ۴، ۵، ۶ و ۷ متغیر ورودی برای هر یک از کلاس‌های ذکر شده.

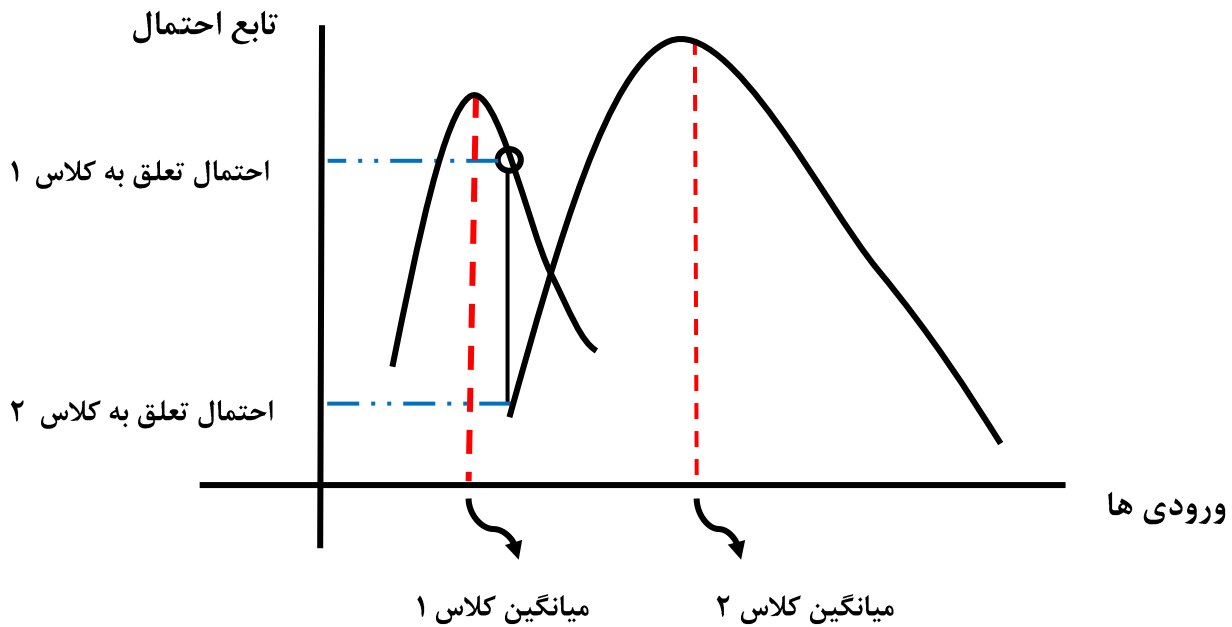
- تخمین تابع توزیع احتمال در هر یک از کلاس‌ها و محاسبه متغیرهای مربوط به آنها، یعنی میانگین و کوواریانس.
  - محاسبه احتمال درجه‌ی تعلق هر داده به هر یک از کلاس‌ها با استفاده از رابطه‌ی بیزین.
  - تخمین تخلخل با استفاده از رابطه‌ی امید ریاضی.
  - تعیین حالات بهینه تخمین از لحاظ تعداد کلاس و متغیرهای ورودی.
- رابطه‌ی امید ریاضی برای محاسبه‌ی تخلخل در حالت ۲ کلاس نشان داده شده در شکل ۶، به صورت زیر است:
- $$\text{امید ریاضی} = \text{مقدار تخلخل تخمینی} = \text{میانگین کلاس ۱} * \text{احتمال تعلق به کلاس ۱} + \text{میانگین کلاس ۲} * \text{احتمال تعلق به کلاس ۲}$$

در نهایت، حالات بهینه تخمین از لحاظ تعداد کلاس و متغیرهای ورودی مشخص شد. به عنوان مثال نمونه‌ای از بهترین نتایج حاصل از تخمین به روش بیزین در چاه‌های مورد مطالعه در جدول ۳ آمده است. با بررسی شکل‌های حاصل از تخمین بیزین، حالات بهینه (جدول ۴) انتخاب شد. نمونه‌هایی از تخمین‌های بهینه در نمودارهای شکل ۷ آمده است. همان‌طور که در این شکل دیده می‌شود، هر کدام از این نمودارها، دارای خط برازش شده‌ای بین پاسخ حاصل از تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) و داده‌های چاه‌نمودارها هستند. این خط دارای یک شیب و ضریب همبستگی است که پراکندگی داده‌ها را

حول خط برازش نشان می‌دهد. هر چه مقدار ضریب همبستگی و شیب خط به عدد ۱ نزدیک‌تر و پراکندگی داده‌ها حول خط برازش کمتر باشد، نشان از پیش‌بینی بهتر این تکنیک دارد. با توجه به ضریب همبستگی بالای بین مقادیر تخمین زده شده و واقعی، به خوبی می‌توان دریافت که تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) در تخمین تخلخل موفق بوده است.



شکل ۵. هیستوگرام تخلخل بر مبنای ۷۰ درصد داده‌های تخلخل مغزه (آموزش) در چاه مورد مطالعه.



شکل ۶. استفاده از امید ریاضی برای محاسبه تخلخل در حالت ۲ کلاس.

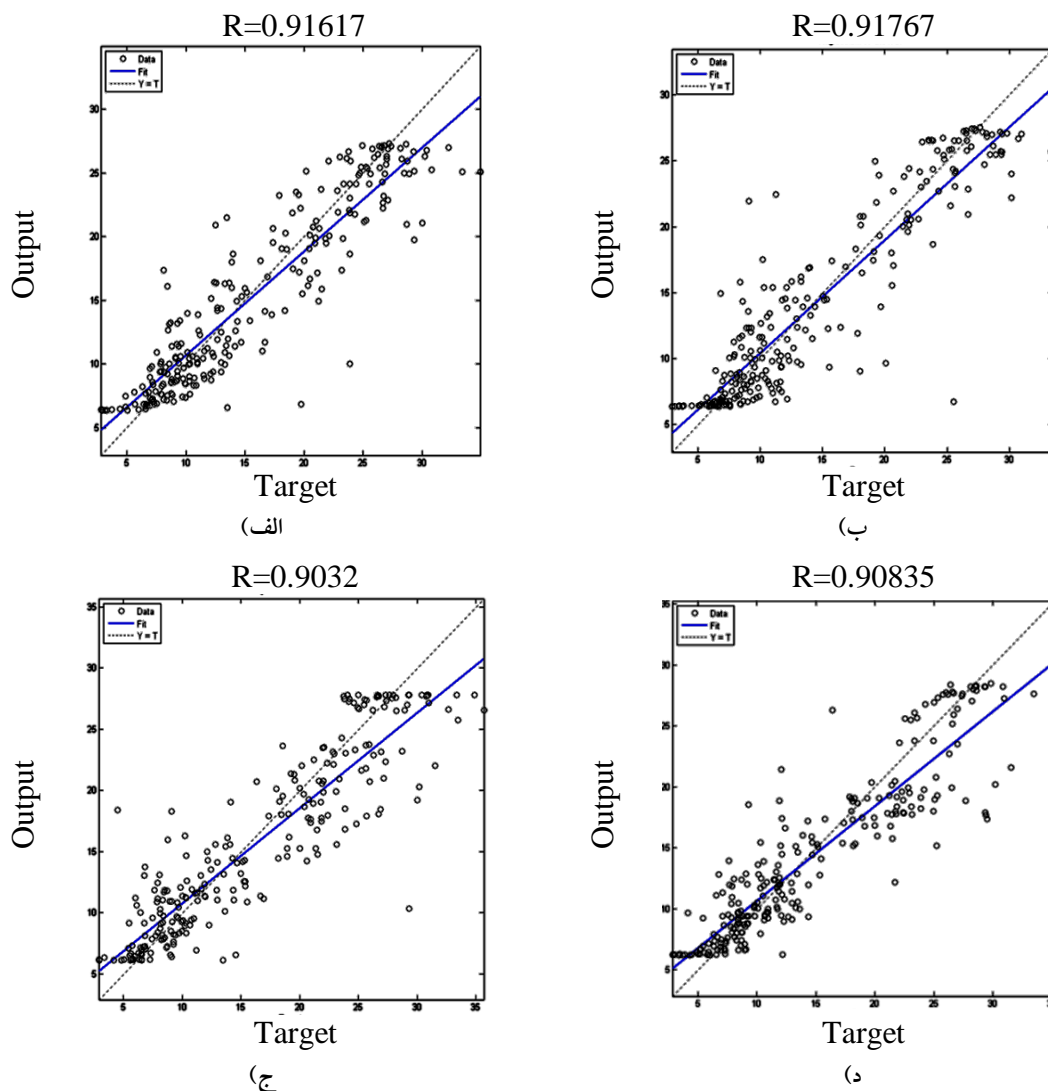
جدول ۳. نمونه‌ای از بهترین نتایج حاصل از تئوری بی‌زین برای تخمین تخلخل در ۴ چاه مورد مطالعه.

ضریب تعیین ( $R^2$ )	حالت مورد بررسی	
	کلاس	متغیر
٪۰.۶۷	۲	۳
٪۰.۷۷	۳	۳
٪۰.۷۹	۴	۳
٪۰.۷۹	۵	۳
٪۰.۸۳	۶	۳
٪۰.۷۶	۲	۴
٪۰.۷۷	۳	۴
٪۰.۷۷	۴	۴
٪۰.۷۹	۵	۴
٪۰.۸۳	۶	۴
٪۰.۷۶	۲	۵
٪۰.۷۷	۳	۵
٪۰.۷۷	۴	۵
٪۰.۸۱	۵	۵
٪۰.۷۹	۶	۵
٪۰.۷۲	۲	۶
٪۰.۷۷	۳	۶
٪۰.۸۳	۴	۶
٪۰.۸۱	۵	۶
٪۰.۸۱	۶	۶
٪۰.۷۷	۲	۷
٪۰.۸۳	۳	۷
٪۰.۸۱	۴	۷
٪۰.۸۶	۵	۷
٪۰.۸۳	۶	۷

جدول ۴. حالات بهینه تخمین از لحاظ تعداد کلاس و متغیرهای ورودی در ۴ چاه مورد مطالعه.

ضریب تعیین ( $R^2$ )	حالت مورد بررسی	
	کلاس	متغیر
٪۷۹	۵	۳
٪۸۳	۶	۳
٪۷۷	۴	۴
٪۷۹	۵	۴
٪۸۳	۶	۴
٪۷۹	۶	۵
٪۸۳	۴	۶
٪۸۱	۵	۶
٪۸۱	۶	۶
٪۸۱	۴	۷
٪۸۶	۵	۷
٪۸۳	۶	۷





شکل ۷. همبستگی بین تخلخل واقعی و تخمین زده شده توسط تئوری بیزین در سه حالت. الف) ۳ متغیر و ۶ کلاس ب) ۴ متغیر و ۶ کلاس ج) ۶ متغیر و ۵ کلاس و د) ۶ متغیر و ۶ کلاس برای داده‌های آزمون ۴ چاه مورد مطالعه.

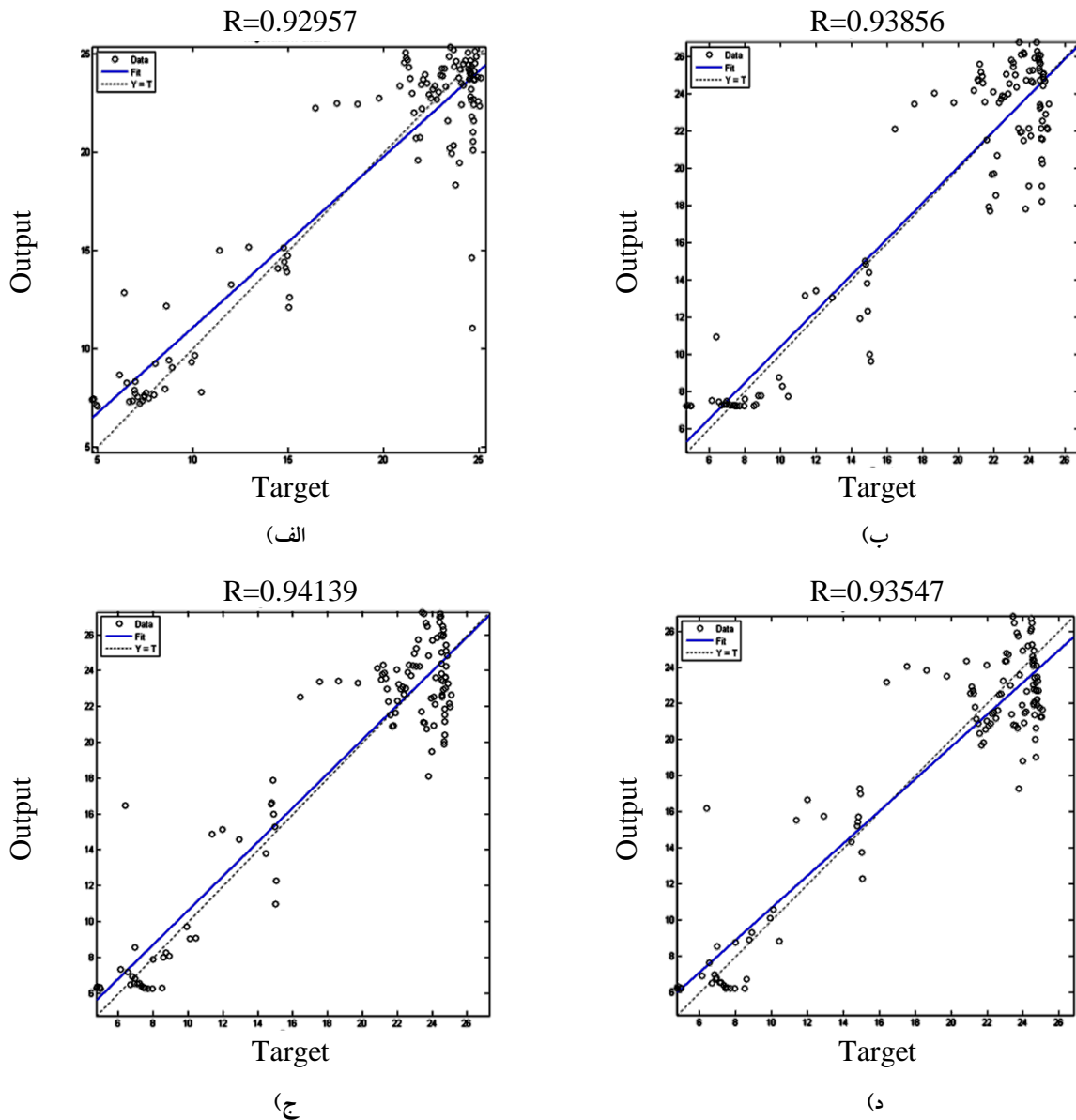
حال برای بررسی قابلیت تعمیم تخمین روش بیزین، از داده‌های یک چاه دیگر برای تخمین تخلخل استفاده شد؛ که نتایج این بررسی در جدول ۵ آمده است. با بررسی شکل‌های حاصل، حالات بهینه تخمین انتخاب شد، که نتایج بهینه در جدول ۶ آمده است. نمونه‌ای از تخمین‌های بهینه نیز در شکل ۸ نشان داده شده است. در این شکل همانند حالت آموزش، با توجه به ضریب همبستگی بالا (بیش از ۰/۹) حاصل بین مقادیر تخمین زده شده و واقعی، در حالت بررسی تعمیم‌پذیری روش، به خوبی می‌توان دریافت که تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) در تخمین تخلخل موفق ظاهر شده است. در انتها تخمین حاصل از ۳ روش رگرسیون خطی چندگانه، شبکه عصبی چندلایه و ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) در حالت تعمیم‌پذیری در چاه مورد مطالعه، با یکدیگر مقایسه شد. نتیجه آنکه تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) نسبت به دو روش رگرسیون خطی چندگانه و شبکه عصبی در تخمین تخلخل به مقدار قابل توجهی بهتر عمل نموده است (جدول ۷).

جدول ۵. نمونه‌ای از بهترین نتایج حاصل در بررسی تعمیم‌پذیری تخمین به روش بیزین در ۴ چاه مورد مطالعه.

ضریب تعیین ( $R^2$ )	حالت مورد بررسی	
	کلاس	متغیر
٪۸۳	۲	۳
٪۸۳	۳	۳
٪۸۵	۴	۳
٪۸۳	۵	۳
٪۸۵	۶	۳
٪۸۵	۲	۴
٪۸۳	۳	۴
٪۸۳	۴	۴
٪۸۵	۵	۴
٪۸۳	۶	۴
٪۸۶	۲	۵
٪۸۶	۳	۵
٪۸۵	۴	۵
٪۸۳	۵	۵
٪۸۱	۶	۵
٪۸۶	۲	۶
٪۸۸	۳	۶
٪۸۶	۴	۶
٪۸۸	۵	۶
٪۸۱	۶	۶
٪۹۰	۲	۷
٪۸۵	۳	۷
٪۸۶	۴	۷
٪۸۶	۵	۷
٪۷۷	۶	۷

جدول ۶. حالات بهینه تخمین از لحاظ تعداد کلاس و متغیرهای ورودی در بررسی تعمیم پذیری تخمین به روش بیزین در چاه مورد مطالعه.

ضریب تعیین ( $R^2$ )	حالت مورد بررسی	
	کلاس	متغیر
٪۸۳	۳	۳
٪۸۵	۴	۳
٪۸۳	۵	۳
٪۸۳	۳	۴
٪۸۵	۵	۴
٪۸۶	۳	۵
٪۸۵	۴	۵
٪۸۸	۳	۶
٪۸۶	۴	۶
٪۸۸	۵	۶
٪۸۶	۴	۷
٪۸۶	۵	۷



شکل ۸. همبستگی بین تخلخل واقعی و تخمین زده شده توسط تئوری بیزین در سه حالت، الف) ۳ متغیر و ۴ کلاس ب) ۶ متغیر و ۴ کلاس ج) ۶ متغیر و ۵ کلاس و د) ۷ متغیر و ۵ کلاس برای چاه تعمیم.

جدول ۷. مقایسه ضرایب رگرسیون تخمین با ۳ تکنیک رگرسیون خطی چندگانه، شبکه عصبی برگشت پذیر خطا و ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) در حالات تعمیم پذیری ۳ روش در چاه مورد مطالعه.

ضریب تعیین ( $R^2$ )	تکنیک مورد بررسی جهت تخمین تخلخل
۰/۸۳	رگرسیون خطی چندگانه
۰/۸۵	شبکه عصبی چندلایه
۰/۸۸	ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین، با ۶ متغیر ورودی و ۵ کلاس)

## ۹. نتیجه گیری

در این تحقیق، برای تعیین مقادیر تخلخل در چاه مورد مطالعه واقع در میدان نفتی آزادگان، از دو تکنیک شبکه عصبی چندلایه و رگرسیون خطی چندگانه استفاده شد و در نهایت، نتایج این دو روش با تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) مقایسه شد. با بررسی مقادیر تخلخل تخمین زده شده در حالات تعمیم پذیری هر یک از ۳ روش مذکور، افزایش مقدار ضریب تعیین تا حد ۸۸٪ در حالت ۶ متغیر ورودی و ۵ کلاس تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین)، مشاهده شد. یعنی ضریب تعیین با تئوری بیزین نسبت به تخمین با شبکه عصبی ۳٪ و نسبت به رگرسیون خطی چندگانه ۵٪ افزایش را نشان داد. هم چنین با استفاده ترکیب اطلاعات بیزین می توان، با تعداد متغیرهای ورودی (چاه نمودارهای) کمتر، به ضرایب همبستگی بالاتری نسبت به دو روش شبکه عصبی و رگرسیون خطی چندگانه دست یافت. از این رو تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) در تخمین تخلخل به مقدار قابل توجهی از دو تکنیک شبکه عصبی چندلایه و رگرسیون خطی چندگانه بهتر عمل نمود و در این حالت ضرایب رگرسیون بالایی بین مقادیر تخلخل تخمین زده شده و واقعی حاصل شد. در نتیجه تکنیک های ترکیب اطلاعات از جمله تئوری بیزین می توانند به عنوان ابزاری ساده، ارزان و قدرتمند به منظور تخمین تخلخل به کار روند.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر علیرضا عرب امیری و دکتر محمد کنشلو که داوری مقاله را بر عهده داشته اند

کمال تشکر و سپاس را دارد"

## منابع

- [1]- Tarek, A., 1946. "Reservoir rock properties and fluid flow in porous media" London.
- [2]. M. Jalali Lichaei & Dr. M. Nabi – Bidhendi., 2006- "Comparison between Multiple Linear Regression and Artificial Neural Networks for Porosity and Permeability Estimation"
- [3]. Rezaee M.R., Kadkhodaie A., Barabadi A., (2007), "Prediction of shear wave velocity from petrophysical data utilizing intelligent systems: An example from a sandstone reservoir of Carnarvon Basin, Australia", Journal of Petroleum Science and Engineering, 55, pp. 201–212.
- [4]. Luo, R. C. and Kay, M. G. (1995). "Multisensor integration and fusion for intelligent machines and system", Ablex Publishing Corp.
- [5]. Abidi, M. A. and Gonzalez, R. C. (1992). "Data fusion in robotics and machine intelligence."
- [6]. Hall, D.L. and Llinas, J., 2001. "Handbook of multisensor data fusion." CRC Press LLC, Boca Raton
- [7]. Worboys, M. and Duckham, M. (2004). GIS: "A Computing Perspective", CRC Press, Lon
- [8]. Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson, "Petrophysics"
- [9]. Balan, B., Mohaghegh, S., Ameri, S., 1995- "State - of -Art in permeability determination from well log data : Part - 1 -A , comparative study , Model development." SPE 30978 , PP:17-25.
- [10]. Balan, B., Mohaghegh, S., Ameri, S., 1995- "State - of -Art in permeability determination from well log data : Part - 1 -A , comparative study , Model development." SPE 30978 , PP:17-25.
- [11]. Mohaghegh S.D., (2000), "Virtual Intelligence and its Applications in Petroleum Engineering, 1. Artificial Neural Networks", Journal of Petroleum Technology, Distinguished Author Series.
- [12]. Helle H.B., Bhatt A.I and Ursin B., (2001), "Porosity and permeability prediction from wireline logs using artificial neural networks: a North Sea case study", Geophysical Prospecting, 49, pp. 431- 444
- [13]. Dasarathy, B.V., 1991. "Decision fusion strategies in multisensor environments Systems", Man and Cybernetics, 21(5): 1140-1154.
- [14]. Hall, D. L. and J. Llinas (2001). Handbook of multisensor data fusion. Boca Raton, CRC Press LLC.
- [15]. Tahani, H. and J. M. Keller (1990). "Information fusion in computer vision using the fuzzy integral. "

[16].Russo, F. and G. Ramponi (1994). "Fuzzy methods for multisensor data fusion." Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on 43(2): 288-294.

[17]. Gros, X.E., 1997, "NDT Data Fusion", John Wiley & Sons, New York, 205 pages.

[18].B. Huang, "Beysian methods for control loop monitoring and diagnosis," Jurnal of process Control, Vol. 18, pp. 829-838, Oct 2008.

[19]. James lines, Dheeraj Talreja, Christopher Bowman, June 2004. Design of a Performance Evaluation Methodology for Data Fusion – based Multiple Target Tracking Systems": Part 2: Analysis Methodologies.

[۲۰]. عاقبتی، رضا، "معرفی یک میدان- طرح توسعه میدان مورد مطالعه"، نشریه فنی تخصصی شرکت ملی نفت ایران- اکتشاف و تولید، شماره ۵۱، آبان ماه ۱۳۸۷

## Porosity modeling in Azadegan oil field: a comparative study of Bayesian theory of data fusion, multi layer neural network, and multiple linear regression techniques

Mazaheri T. A., Memarian H., Thokhmchi B., Moshiri B.

### Abstract

Porosity parameter is an important reservoir property that can be obtained by studying the well core. However, all wells in a field do not have a core. Additionally, in some wells such as horizontal wells, measuring the well core is practically impossible. However, for almost all wells, log data is available. Usually these logs are used to estimate porosity. The porosity value obtained from this method is influenced by factors such as temperature, pressure, fluid type, and amount of hydrocarbons in shale formations. Thus it is slightly different from the exact value of porosity. Thus, estimates are prone to error and uncertainty. One of the best and yet most practical ways to reduce the amount of uncertainty in measurement is using various sources and data fusion techniques. The main benefit of these techniques is that they increase confidence and reduce risk and error in decision making. In this paper, in order to determine porosity values, data from four wells located in Azadegan oil field are used. First, multilayer neural network and multiple linear regressions are used to estimate the values and then the results of these techniques are compared with a data fusion method (Bayesian theory). To check if it would be possible to generalize these three methods on other data, the porosity parameter of another independent well in this field is also estimated by using these techniques. Number of input variables to estimate porosity in both the neural network and the multiple linear regressions methods is 7, and in the data fusion technique, a maximum of 7 input variables is used. Finally, by comparing the results of the three methods, it is concluded that the data fusion technique (Bayesian theory) is a considerably more accurate technique than multilayer neural network, and multiple linear regression, when it comes to porosity value estimation; Such that the results are correlated with the ground truth greater than 90%.

**Keywords:** uncertainty, estimation, data fusion, Bayesian theory, multi layer neural network, multiple linear regression, Azadegan oil field, Sarvak formation, Iran.

## عملکرد شاخص تخلخل ثانویه در بهبود تخمین نفوذپذیری از نمودارهای پتروفیزیکی به کمک روش‌های هوش مصنوعی و تکنیک فازی در مخزن سورمه میدان نفتی بلال

سجاد کاظم شیروودی<sup>۱\*</sup>، محمد غفوری<sup>۲</sup>، مرتضی خانیان<sup>۳</sup>

۱. دانشجوی دکتری زمین شناسی مهندسی دانشگاه فردوسی مشهد

۲. عضو هیئت علمی دانشگاه فردوسی مشهد

۳. کارشناس ارشد شرکت نفت فلات قاره

[sa\\_shiroodi@yahoo.com](mailto:sa_shiroodi@yahoo.com) [sshiroodi@iooc.co.ir](mailto:sshiroodi@iooc.co.ir)

### چکیده

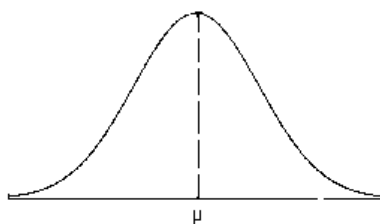
برآورد مقدار نفوذپذیری که به طور معمول توسط اندازه‌گیری‌های مستقیم روی نمونه‌های مغزه یا آزمایش چاه به دست می‌آید یکی از مشکلات قدیمی در تعیین پارامترهای مخزن است. معمولاً پارامترهای مخزن مانند تخلخل، لیتولوژی، نفوذپذیری از مغزه بدست می‌آیند که هزینه زیادی را در بر دارد و همچنین تهیه مغزه در تمام چاه‌ها امکانپذیر نیست و از لحاظ زمانی وقت‌گیر می‌باشد. در این تحقیق سعی بر آن است که پارامتر نفوذپذیری از طریق داده‌های چاه‌پیمائی به دست آید و برای ارزیابی نتایج بدست آمده با پارامترهای حاصل از مغزه مورد مقایسه قرار گیرد و عوامل موثر در افزایش عدم قطعیت از جمله تخلخل ثانویه تعیین گردد. برای این کار در چاهی که هر دو نوع داده شامل نمودارهای پتروفیزیکی و مغزه را دارد، مدل پیش بینی نفوذپذیری ساخته می‌شود و در چاهی که فقط دارای نمودارهای پتروفیزیکی است به پیش بینی نفوذ پذیری پرداخته می‌شود. امروزه استفاده از سیستم‌های هوشمند برای برآورد پارامترهای مخزن مطرح می‌باشند. هدف اصلی این تحقیق تخمین پارامتر تراوایی با استفاده از سیستم‌های مذکور می‌باشد. برای نیل به این هدف و ساخت مدل تخمین تراوایی از سه روش استفاده شده است. ابتدا تکنیک منطق فازی Gonzalez و Hambalek استفاده شد تا کاربرد آن برای کرنات‌های سازند سورمه مورد بررسی قرار گیرد. روش دوم از الگوریتم Cuddy و روش سوم از شبکه‌های عصبی مصنوعی، برای تخمین تراوایی استفاده شده است و در نهایت این سه روش با یکدیگر مقایسه شدند. در این مقاله داده‌های دو چاه BL-3I, BL-1P از سازند سورمه واقع در میدان بلال بکار رفتند. از داده‌های چاه شماره BL-1P برای ساخت مدل و از داده‌های چاه شماره BL-3I برای تعمیم و اعتبار سنجی مدل استفاده شد. پیش بینی نفوذپذیری توسط مدل اولیه، در بخش‌های زیرین چاه BL-1P و در اکثر نقاط چاه تعمیم دور از مقادیر واقعی (نفوذپذیری مغزه) بود که با بررسی‌های انجام گرفته، مشخص گردید سازند مورد مطالعه دارای تخلخل‌های از نوع ثانویه‌ای است که نمودار صوتی قادر به شناسایی آن نیست، به همین منظور شاخص تخلخل ثانویه (SPI) محاسبه و در ساخت مدل به کار گرفته شد. نتایج به دست آمده از این تحقیق نشان داد در حالت دوم که شاخص تخلخل ثانویه وارد مدل گردید پیش‌بینی نفوذپذیری بسیار دقیق‌تر (نزدیک‌تر به مقادیر مغزه) گردید.

**کلید واژه‌ها:** شاخص تخلخل ثانویه، نمودارهای پتروفیزیکی، منطق فازی، شبکه‌های عصبی مصنوعی، تخمین تراوایی



## ۱. مقدمه

در این قسمت از تکنیک منطق فازی Gonzalez و Hambalek که در سال ۲۰۰۳ برای سازندی ماسه‌ای در ونزوئلا ارائه شده [۱۵]، استفاده می‌شود تا کاربرد آن برای کربنات‌های سازند سورمه مشخص شود. این روش از تابع توزیع نرمال استفاده می‌کند. مهم‌ترین توزیع پیوسته در آمار و احتمال توزیع نرمال است. نمودار این توزیع در (شکل ۱) رسم شده است و کاملاً نسبت به یک حد متوسط  $\mu$  متقارن است و به آن منحنی نرمال گفته می‌شود. اغلب متغیرهای تصادفی پیوسته در طبیعت و صنعت دارای نمودار توزیع به فرم فوق می‌باشند. نمودار منحنی بستگی به دو پارامتر  $\mu$  و  $\sigma^2$  دارد و در زیر خواهیم دید که  $\mu$  میانگین توزیع و  $\sigma^2$  واریانس توزیع می‌باشد.



شکل ۱: منحنی نرمال [۲۶]

گوئیم متغیر تصادفی  $X$  دارای توزیع نرمال با میانگین  $\mu$  و واریانس  $\sigma^2$  است و آن را با نماد  $X \sim N(\mu, \sigma^2)$  نمایش می‌دهیم، هر گاه تابع چگالی احتمال آن به صورت زیر باشد

$$f_x(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \times \exp\left\{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right\} \quad (\text{رابطه ۱})$$

با افزایش  $\sigma^2$  پراکندگی توزیع افزایش می‌یابد و با افزایش  $\mu$  منحنی به سمت راست انتقال پیدا می‌کند.

## - خواص منحنی نرمال

۱- منحنی تنها دارای یک نقطه ماکزیمم در نقطه  $x = \mu$  است.

۲- منحنی دارای دو نقطه عطف در نقاط  $x = \mu \pm \sigma$  است.

۳- منحنی نسبت به خط  $x = \mu$  متقارن است، یعنی  $f_x(\mu - a) = f_x(\mu + a)$

۴- در دو طرف حد متوسط  $\mu$  منحنی به مجانب خود یعنی محور  $X$  ها نزدیک می‌شود، یعنی:

$$\lim_{x \rightarrow \pm\infty} f_x(x) = 0$$

۵- سطح محصور بین منحنی و محور طول‌ها برابر یک واحد است، یعنی:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f_x(x) dx = 1$$

۶- توزیع نرمال ناقوسی شکل است. فراوان‌ترین مشاهدات در نقطه میانی قرار می‌گیرد و چون از مرکز به سمت چپ و راست برویم از تعداد فراوانی‌ها به یک اندازه و به تدریج کاسته می‌شود. مشاهدات واقع در نقطه میانی به دلیل اینکه فراوان-

ترین هستند احتمال وقوعشان هم از بقیه مشاهدات دیگر در توزیع بیش تر است. به همین گونه هر چه از نقطه میانی دورتر شویم از فراوانی مشاهدات کاسته می شود و احتمال وقوعشان نیز کمتر می شود.  
 ۷- توزیع نرمال پیوسته است، بدین معنا که تعدد مقدارهایی که متغیر  $X$  می تواند به خود بگیرد، یعنی تعداد  $X_i$  ها، از دیدگاه تئوریک بی نهایت است.

## ۲. روش کار

این روش از تابع توزیع نرمال که در بخش قبلی توضیح داده شد استفاده می کند.  
 برای مثال اگر یک رخساره دارای توزیع تخلخل با میانگین  $\mu_{\Phi}$  و انحراف معیار  $\sigma_{\Phi}$  باشد، میزان فازی بودن از (رابطه ۲) به دست می آید:

$$P(\Phi_{eff..x}) = \frac{1}{\sigma_{\Phi_c} \sqrt{2\pi}} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\Phi_{eff..x} - \mu_{\Phi_c}}{\sigma_{\Phi_c}} \right)^2 \right\} \quad (\text{رابطه ۲})$$

که:

$$\Phi_{eff..x} = \text{مقدار تخلخل موثر حاصل از نمودار}$$

$$\mu_{\Phi_c} = \text{مقدار میانگین مقادیر توزیع تخلخل برای Bin های مشخص حاصل از آنالیز مغزه}$$

$$\sigma_{\Phi_c} = \text{مقدار انحراف استاندارد توزیع تخلخل برای Bin های مشخص حاصل از آنالیز مغزه}$$

$$P(\Phi_{eff..x}) = \text{درجه فازی بودن}$$

چون نمودارهای چاه پیمایی در چاه مدل برای تخمین تراوایی به چندین Bin تقسیم می شوند، مقدار تخلخل  $\Phi_{eff..x}$  ممکن است به هر کدام از آن ها تعلق داشته باشد، اما هر کدام از انواع Bin ها دارای مقادیر میانگین و انحراف معیار مخصوص به خود هستند به طور مثال برای  $N$  تا  $N$  Bin، جفت از  $\mu$  و  $\sigma$  وجود دارد. اگر تخلخل اندازه گیری شده بر فرض متعلق به Bin  $f_i$  باشد، مقدار فازی بودن آن توسط (رابطه ۲) با جایگزینی  $\mu_i$  و  $\sigma_i$  به جای  $\mu_{\Phi_c}$  و  $\sigma_{\Phi_c}$  برای هر کدام از Bin ها به دست می آید. ما می خواهیم نسبت درجه عضویت،  $P(\Phi_{eff..x})$ ، هر کدام از Bin ها را به درجه عضویت میانگین،  $P(\mu_{\Phi_c})$ ، بدانیم. درجه عضویت میانگین، (برای مثال برای تخلخل،  $\mu_{\Phi_c}$ ) به صورت زیر است:

$$P(\mu_{\Phi_c}) = \frac{1}{\sigma_{\Phi_c} \sqrt{2\pi}} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\mu_{\Phi_c} - \mu_{\Phi_c}}{\sigma_{\Phi_c}} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_{\Phi_c} \sqrt{2\pi}} \quad (\text{رابطه ۳})$$

درجه عضویت نسبی،  $R(x)$ ، برای تخلخل  $\Phi_{eff..x}$  متعلق به Bin نوع  $f_i$  ام از تقسیم رابطه ۲ بر ۳ به دست می آید:

$$R(\Phi_{eff..x}) = \frac{P(\Phi_{eff..x})}{P(\mu_{\Phi_c})} = \frac{\frac{1}{\sigma_{\Phi_c} \sqrt{2\pi}} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\Phi_{eff..x} - \mu_{\Phi_c}}{\sigma_{\Phi_c}} \right)^2 \right\}}{\frac{1}{\sigma_{\Phi_c} \sqrt{2\pi}} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\mu_{\Phi_c} - \mu_{\Phi_c}}{\sigma_{\Phi_c}} \right)^2 \right\}} \quad (\text{رابطه ۴})$$

که می دهد:

$$R(\Phi_{eff..x}) = \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\Phi_{eff..x} - \mu_{\Phi_c}}{\sigma_{\Phi_c}} \right)^2 \right\} \quad (\text{رابطه ۵})$$

برای مقایسه درجه عضویت بین Bin ها باید درجه عضویت نسبی به حساب آورده شود. که این امر با ضرب (رابطه ۵) در ریشه دوم مقدار انتظاری که از وقوع Bin  $f_i$  می‌رود، میسر می‌شود. اگر آن را با  $n_{f_i}$  نشان دهیم، مقدار فازی بودن تخلخل موثر متعلق به Bin  $f_i$  ام برابر است با:

$$F_{f_i, \Phi_{eff}}(\Phi_{eff, x}) = \sqrt{n_{f_i}} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\Phi_{eff, x} - \mu_{i, \Phi_c}}{\sigma_{i, \Phi_c}} \right)^2 \right\} \quad (\text{رابطه ۶})$$

امکان فازی  $F_{f_i, \Phi_{eff}}(\Phi_{eff, x})$  تنها به تخلخل موثر نمودار بستگی دارد. این فرآیند برای پارامتر بعدی (به طور مثال حجم شیل) تکرار می‌شود و رابطه زیر را می‌دهد:

$$F_{f_i, vsh}(vsh_x) = \sqrt{n_{f_i}} \times \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{vsh_x - \mu_{i, vsh}}{\sigma_{i, vsh}} \right)^2 \right\} \quad (\text{رابطه ۷})$$

که:

$vsh_x$  = حجم شیل در افق خاص

$\mu_{i, vsh}$  = میانگین توزیع حجم شیل متعلق به Bin نوع  $f_i$

$\sigma_{i, vsh}$  = مقدار انحراف استاندارد توزیع حجم شیل متعلق به Bin نوع  $f_i$

$F_{f_i, vsh}(vsh_x)$  = امکان فازی حجم شیل

این پروسه برای دیگر پارامترها می‌تواند تکرار شود. حال ما چندین امکان فازی  $F_{f_i, j}(j_x)$  که بر مبنای اندازه‌گیری امکان-های فازی پارامترهای مختلف  $j_x$  به دست آمده‌اند داریم. این امکان‌های فازی با هم ترکیب شده و امکان فازی مرکب را می‌سازند.

در این مثال برای اندازه‌گیری  $x$  در افق مشخص برای تخلخل موثر و حجم شیل، امکان فازی مرکب نوع  $f_i$  خواهد بود:

$$\frac{1}{F_{T, f_i}(x)} = \frac{1}{F_{f_i, \Phi_{eff}}(\Phi_{eff, x})} + \frac{1}{F_{f_i, vsh}(vsh_x)} \quad (\text{رابطه ۸})$$

این پروسه  $N$  بار برای هر کدام از انواع نمودارهای  $f_i$  تکرار می‌شود.

در این مطالعه پارامترهای ورودی، داده‌های نمودارهای چاه‌پیمایی می‌باشند، که برای پیش بینی تراوایی در هر افق به کار می‌روند. برای مثال اگر داده‌های ورودی نمودارهای چگالی، نوترون، صوتی و گاما برای تعیین امکان فازی مرکب هر کدام از Bin ها در افق خاص باشند، برای اولین Bin داریم:

$\rho_i$  ورودی‌ها شامل دانسیته  $\rho_b$ ، نوترون  $Nphi$ ، صوتی  $\Delta T$  و گاما  $GR$

$$F_{f_i p}(p_i) = \sqrt{n_{f_i}} \times \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{p - \mu_{1p}}{\sigma_{1p}} \right)^2 \right] \quad (\text{رابطه ۹})$$

$$\frac{1}{F_{Tf_i}} = \frac{1}{F_{f_i, \rho_b}(\rho_{bx})} + \frac{1}{F_{f_i, Nphi}(Nphi_x)} + \frac{1}{F_{f_i, \Delta T}(\Delta T_x)} + \frac{1}{F_{f_i, GR}(GR_x)} \quad (\text{رابطه ۱۰})$$

یا،

$$\frac{1}{F_{Tf_i}} = \sum_{vLog_s} \left( \frac{1}{F_{f_i, i}} \right)$$

حال این پروسه برای Bin بعدی تکرار می‌شود.

برای به دست آوردن تراوایی در چاه تعمیم، باید نمونه‌های مغزه از چاه مدل در خوشه‌هایی (Bins) به روش بالا با استفاده از ورودی‌هایی شامل دانسیته  $\rho b$ ، نوترون  $Nphi$ ، صوتی  $\Delta T$  و گاما  $GR$  دسته‌بندی شوند. این مقادیر برای تمام Binها محاسبه می‌شوند.

برای به دست آوردن تراوایی در چاه تعمیم، باید نمونه‌های مغزه از چاه مدل در خوشه‌هایی (Bins) دسته‌بندی شوند. در هر Bin یک مقدار از تراوایی به عنوان نماینده انتخاب می‌شود (برای مثال مقدار مینیمم، ماکزیمم، میانگین و یا مدیان). در یک عمق مشخص، امکان فازی برای هر کدام از نمودارها و برای هر کدام از Binها محاسبه می‌شود. دو مقدار از امکان-های فازی که نسبت به بقیه مقدار بیشتری دارند، تراوایی مربوط به آنها برای تخمین تراوایی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

$$KH(h)_{simulated} = \frac{F_{T,i(1)}(h)}{F_{T,i(1)}(h) + F_{T,i(2)}(h)} \times KH_{i(1)}^{representative} + \frac{F_{T,i(2)}(h)}{F_{T,i(1)}(h) + F_{T,i(2)}(h)} \times KH_{i(2)}^{representative} \quad (11) \text{ رابطه}$$

که:

$$KH(h)_{simulated} = \text{تراوایی افقی پیش بینی شده در عمق } h$$

$$KH_{i(1)}^{representative} = \text{مقدار تراوایی نماینده برای بیشترین امکان فازی از Bin } i$$

$$KH_{i(2)}^{representative} = \text{مقدار تراوایی نماینده برای دومین امکان فازی از Bin } i$$

$$F_{T,i(1)}(h) = \text{اولین ماکزیمم در بین امکان فازی‌ها برای Bin } i \text{ در عمق } h$$

$$F_{T,i(2)}(h) = \text{دومین ماکزیمم در بین امکان فازی‌ها برای Bin } i \text{ در عمق } h$$

باید توجه کرد که در هر Bin باید به اندازه کافی نقطه باشد تا بتوان از لحاظ آماری آن را ضمانت کرد. تعداد Bin بستگی به تعداد نقاط مغزه دارد، یک مقدار پذیرفته شده برای هر Bin حداقل ۳۰ نقطه است.

### - تخمین تراوایی با استفاده از نمودارهای صوتی و نوترون بدون SPI

مدل فازی بر اساس اطلاعات به دست آمده از نمودارها و مغزه چاه  $BL-3I$  ساخته شد، با توجه به کم بودن تعداد نقاط مغزه و اینکه در هر Bin حداقل باید ۳۰ نقطه وجود داشته باشد در انتخاب Binها محدودیت وجود دارد.

نمودارهای  $\Delta T$  و  $Nphi$  پس از تصحیحات محیطی به ابعاد چاه، وزن گل، فشار، درجه حرارت مطابق مرجع استاندارد شلومبرژه و انجام ویرایش‌های هم‌عمق سازی به عنوان ورودی در نظر گرفته شدند و امکان‌های فازی آنها محاسبه گردید و برای مقدار تراوایی نماینده<sup>۴۰</sup> هر کدام از مقادیر ماکزیمم، مینیمم، میانگین و مدیان به طور جداگانه برای تخمین تراوایی در نظر گرفته شدند و در نهایت مقدار مینیمم پیشنهاد می‌شود.

کودی<sup>۴۱</sup> مقادیر تراوایی تخمینی را به صورت لگاریتمی و گراف در مقابل عمق نشان می‌داد و خطایی را محاسبه نمی‌کرد [۱۵] اما در اینجا خطای نسبی کل (Relative Absolute Error , RAE) را محاسبه می‌کنیم. فرمول RAE به صورت زیر است:

$$RAE(h) = \frac{|K_c(h) - K_s(h)|}{K_c(h)} \quad (12) \text{ رابطه}$$

<sup>40</sup> Representative

<sup>41</sup> Cuddy

که:

$$RAE(h) = \text{خطای نسبی کل در عمق } h$$

$$K_c(h) = \text{تراوایی مغزه در عمق } h$$

$$K_s(h) = \text{تراوایی پیش بینی شده در عمق } h$$

کودی مقدار میانگین را برای تراوایی نماینده انتخاب کرد در اینجا علاوه بر میانگین، مقادیر ماکزیمم، مینیمم و مدیان نیز محاسبه شده است (جدول ۱).

جدول ۱: درصد RAE برای انتخاب مقدار تراوایی نماینده

RAE	% Minimum	% Median	% Average	% Maximum
RAE < 0.1	12	2	2	3
0.1 < RAE < 1	47	41	37	17
1 < RAE < 10	30	43	43	44
10 < RAE < 100	11	14	18	32
100 < RAE	0	0	0	4

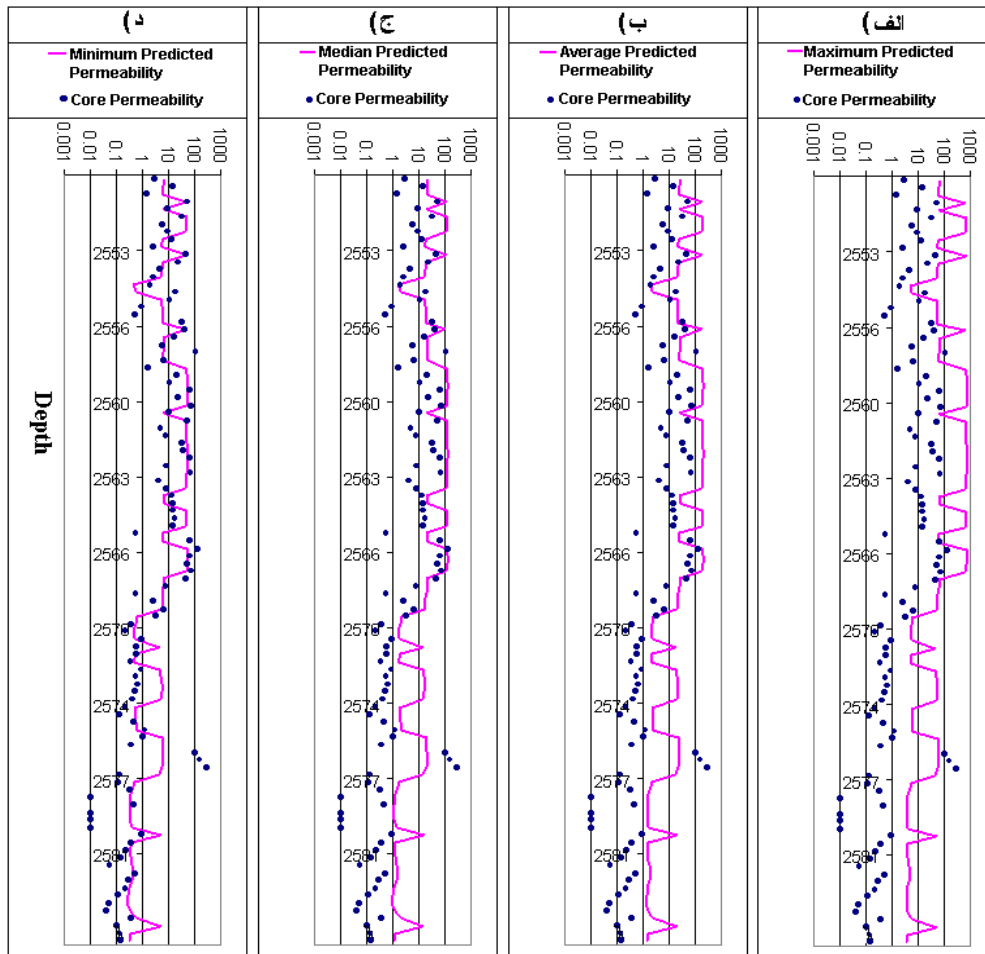
با توجه به (جدول ۱) مقدار مینیمم در دو ردیف اول و دوم از مقادیر مدیان، میانگین و ماکزیمم بیشتر و در سه ردیف آخر از آن‌ها کمتر است. بنابراین مقدار مینیمم به عنوان نماینده در تخمین تراوایی انتخاب می‌شود. توجه شود که با توجه به جدول مقدار ماکزیمم بدترین انتخاب خواهد بود. (شکل ۲) نمودار مقایسه تراوایی تخمینی در مقابل تراوایی مغزه در مقابل عمق را در چاه BL-3I نشان می‌دهد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود مقدار مینیمم بهترین پیش بینی را داده است. در ارتباط با مفهوم RAE باید گفت به طور مثال یک نقطه در چاه کنترل دارای تراوایی ۰/۰۰۱ میلی داری است و تراوایی پیش بینی شده ۰/۱ میلی داری باشد، بنابراین مقدار RAE برابر خواهد بود با:

$$RAE = \frac{|0.1 - 0.001|}{|0.001|} \times 100 = 99\% \quad (\text{رابطه ۱۳})$$

که از لحاظ ریاضی مقدار زیادی است، علی‌رغم این مقدار زیاد RAE، از لحاظ دید زمین شناسی، تراوایی پیش بینی شده خیلی کم است. از طرف دیگر تراوایی پیش بینی شده ۱۳۰۰ میلی داری را در برابر تراوایی ۱۲۰۰ میلی داری مغزه در نظر بگیرید، RAE برابر خواهد بود با:

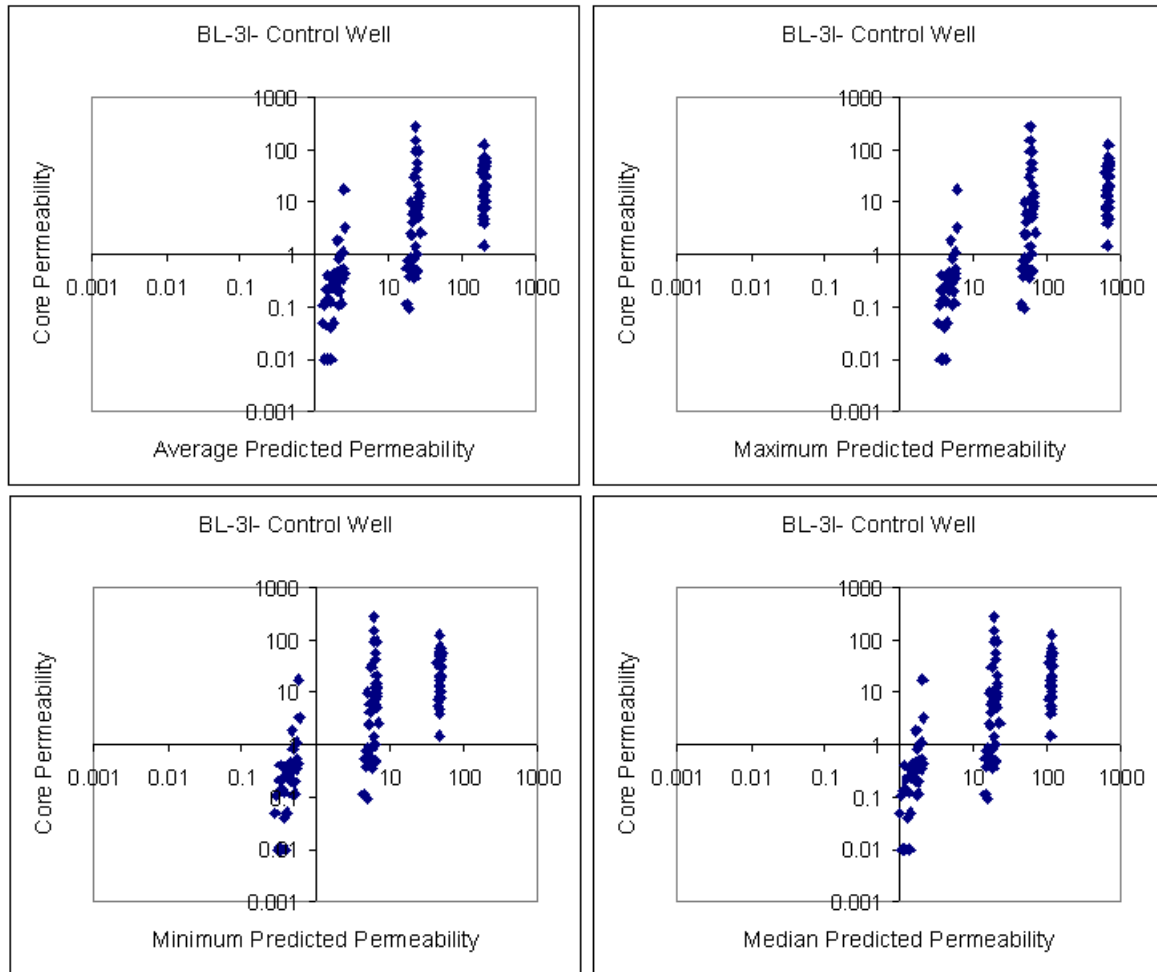
$$RAE = \frac{|1200 - 1300|}{|1200|} \times 100 = 8.3\% \quad (\text{رابطه ۱۴})$$

که مقدار کمی است. هر دو تراوایی پیش بینی شده کیفیت سنگ را به خوبی نشان می‌دهند اگرچه صد میلی داری اختلاف زیاد است.



شکل ۲: مقایسه تراوایی تخمینی در مقابل تراوایی مغزه در مقابل عمق در چاه تعمیر

(شکل ۳) مربع ضریب همبستگی تراوایی مغزه در مقابل تراوایی تخمینی را برای هر کدام از مقادیر ماکزیمم، میانگین، مدیان و مینیمم در چاه تعمیر BL-3I نشان می‌دهد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود مقدار مینیمم تقریباً در راستای خط  $y=x$  قرار گرفته و بهترین هم‌خوانی با مغزه را نشان می‌دهد.



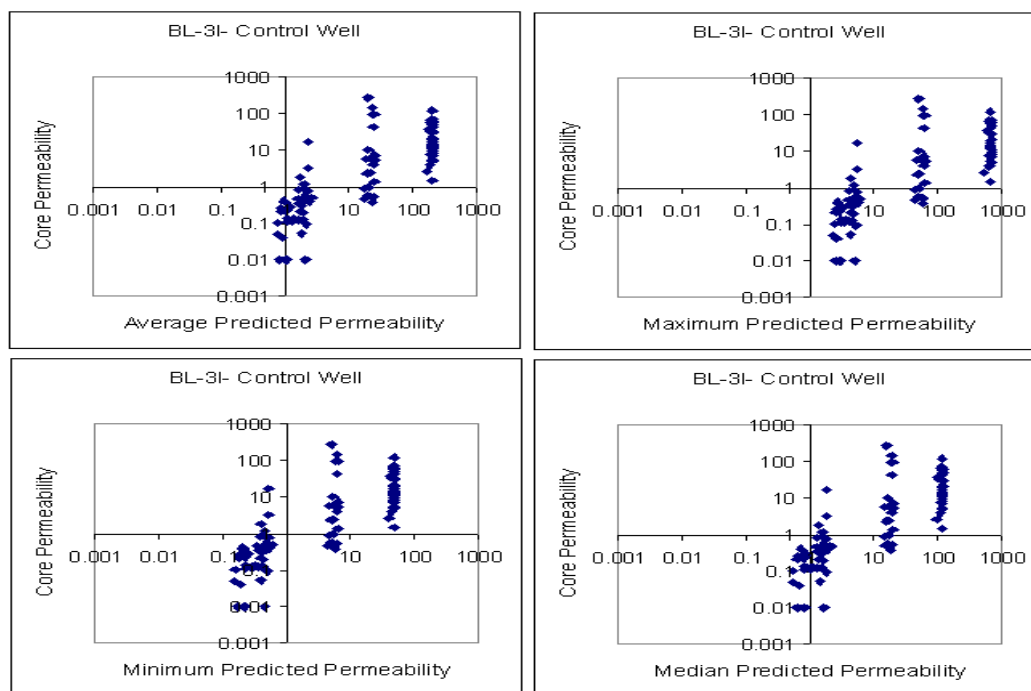
شکل ۳: تراوایی مغزه در مقابل تراوایی تخمینی

- تخمین تراوایی با استفاده از نمودارهای صوتی و نوترون با وارد کردن SPI

(جدول ۲) مقادیر خطای RAE را نشان می دهد.

جدول ۲: درصد RAE برای انتخاب مقدار تراوایی نماینده

RAE	% Minimum	% Median	% Average	% Maximum
RAE < 0.1	8	1	1	0
0.1 < RAE < 1	45	19	11	6
1 < RAE < 10	38	54	49	20
10 < RAE < 100	9	25	36	62
100 < RAE	0	1	0	12



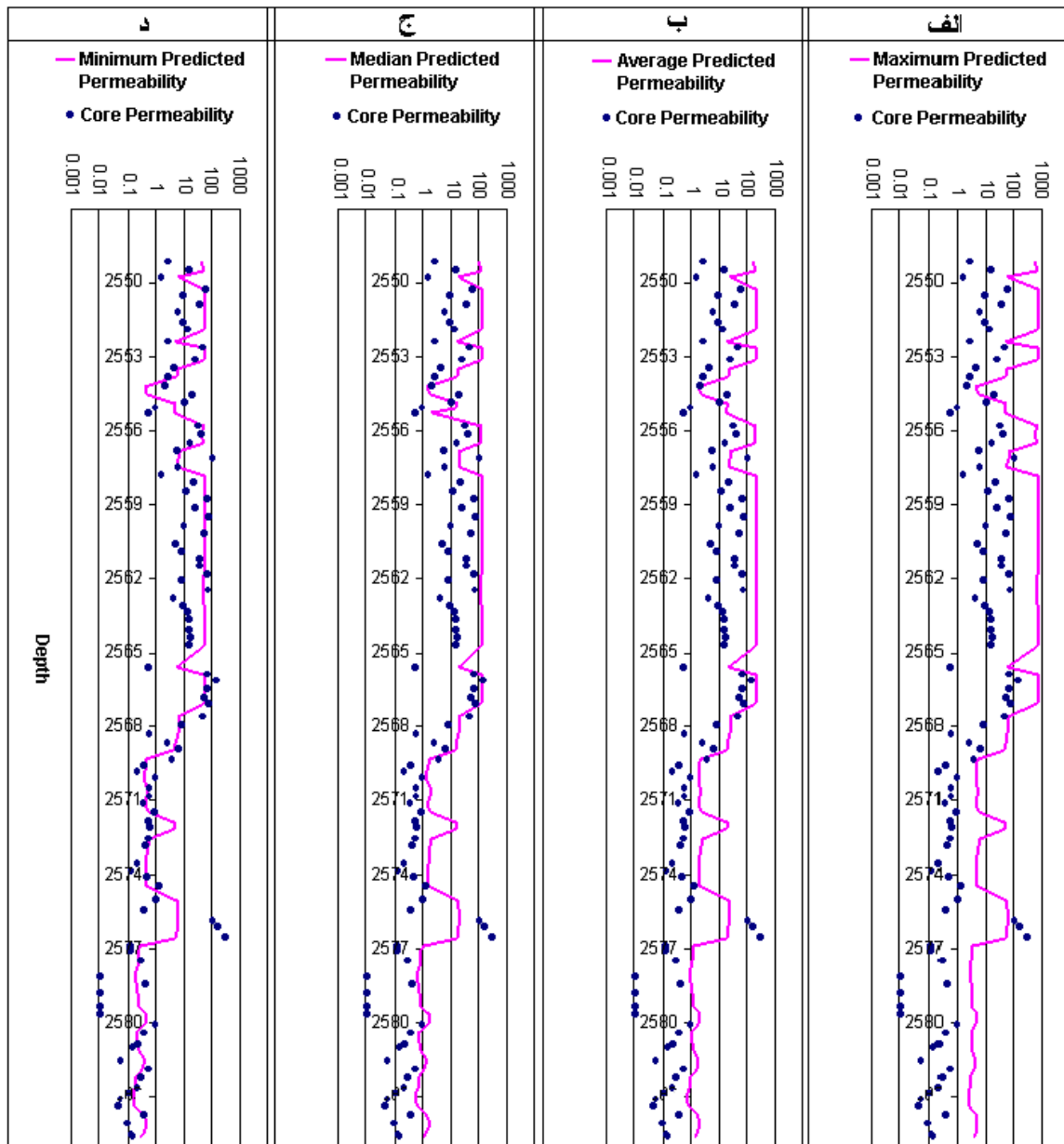
شکل ۴: تراوایی مغزه در مقابل تراوایی تخمینی در چاه تعمیر بعد از ورود SPI در مدل

### تخمین تراوایی به روش متداول شبکه همیش مصنوعی در سازند سورمه

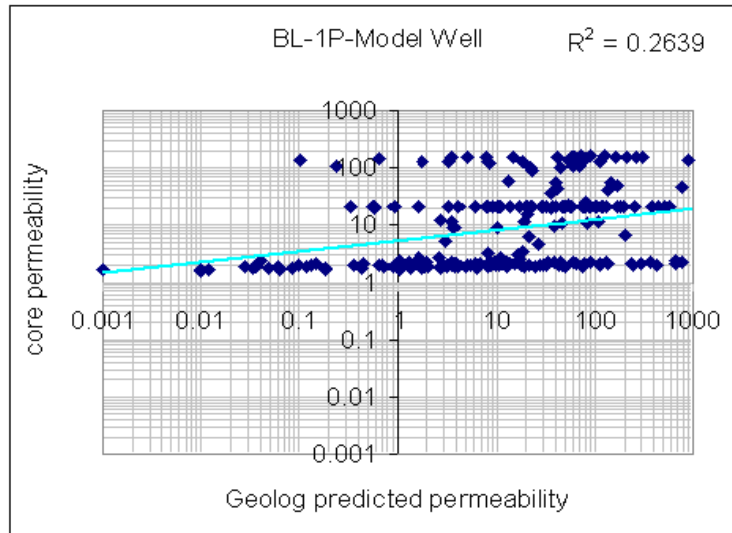
ساخت مدل تخمین تراوایی با استفاده از نمودارهای  $\Delta T$ ،  $Nphi$  و  $GR$

از آنجایی که کورلیشن تراوایی با تخلخل در سنگ‌های کربناته دشوار است در این پژوهش سعی شده تا به کمک خواص فیزیکی از جمله سرعت موج تراکمی و جذب نوترون که در واقع به‌گونه‌ای نشان‌گر توزیع هتروژنیته سنگ از دو فیزیک مختلف می‌باشند، به عنوان ورودی استفاده نمود. نمودارهای مقاومت ویژه به‌دلیل اینکه تحت تاثیر سیال محتوی هستند در نظر گرفته نشده‌اند. برای بررسی رابطه این ورودی‌های فیزیکی با تراوایی، از کورلیشن تراوایی پیش‌بینی شده و و تراوایی مغزه استفاده شد. تراوایی پیش‌بینی شده حاصل از مدل ساخته شده از نمودارهای  $\Delta T$ ،  $Nphi$  و  $GR$  در چاه BL-1P دور از تراوایی مغزه بوده و نتایج قابل قبولی ارائه نداده است (به علت تمیز بودن سازند، GR ایجاد اختلال کرده و نتایج خوبی از مدل ساخته شده گرفته نشد. در واقع به‌دلیل پدیده دولومیتی شدن میزان اورانیم سنگ به‌طور نا مشخص بالا می‌رود و GR قابل پیش‌بینی نیست). (شکل ۶) کراس پلات تراوایی پیش‌بینی شده را در مقابل تراوایی مغزه برای چاه BL-1P نشان می‌دهد.





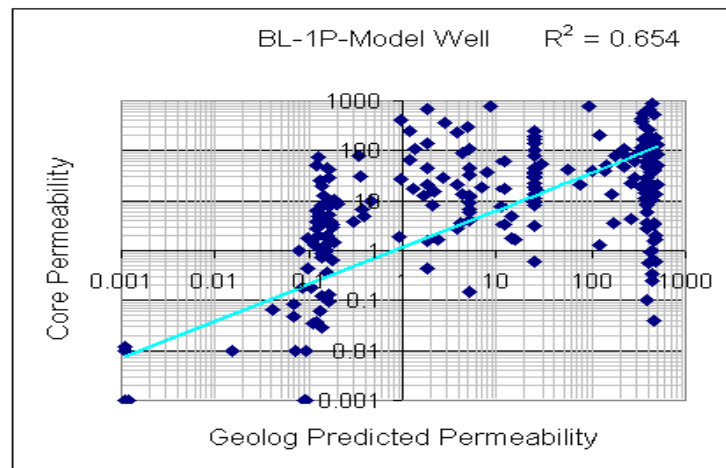
شکل ۵: مقایسه تراوایی تخمینی در مقابل تراوایی مغزه در مقابل عمق در چاه تعمیم بعد از ورود **SPI** در مدل همان‌طور که ملاحظه می‌شود پیش‌بینی نسبت به حالت قبل که **SPI** وارد مدل نشده بود بهتر شده است.



شکل ۶: مقادیر واقعی تراوایی (مغزه) در مقابل مقادیر تخمینی حاصل از مدل فازی

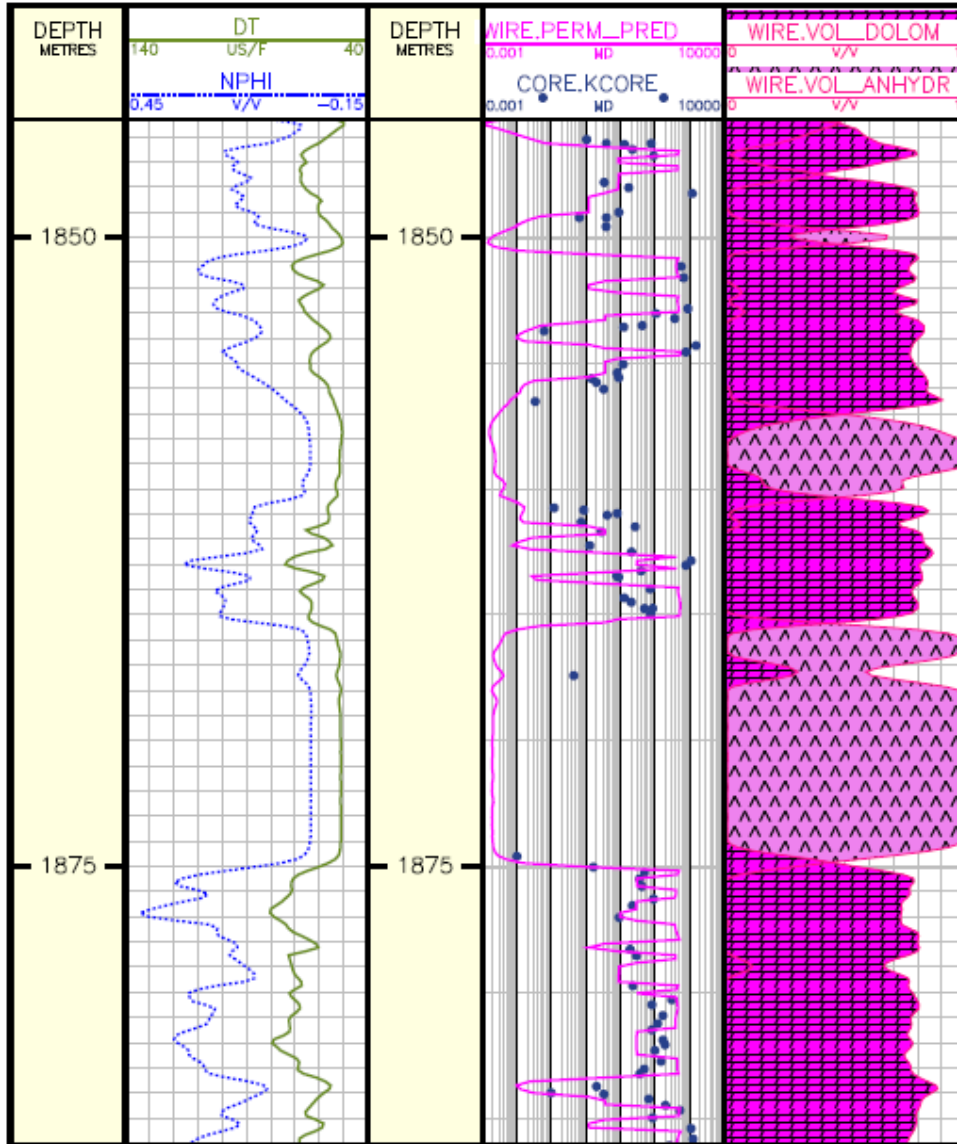
### - ساخت مدل تخمین تراوایی با استفاده از نمودارهای $\Delta T$ و $Nphi$

نتایج تراوایی پیش‌بینی شده حاصل از مدل ساخته شده از نمودارهای  $\Delta T$  و  $Nphi$  در چاه BL-1P دیک به مقادیر واقعی (مغزه) است. با این وجود در مقابل لایه‌های انیدریتی و هم‌چنین عمق‌های پایین تر چاه تراوایی را به خوبی پیش‌بینی نکرده است. برای رفع مشکل در مقابل لایه‌های انیدریتی چند نقطه با تراوایی بسیار پایین در مقابل یک لایه انیدریتی به نرم-افزار شناسانده شده، و این مشکل برطرف گردید. (شکل ۷) مقادیر تراوایی مغزه در مقابل تراوایی تخمینی را نشان می‌دهد.



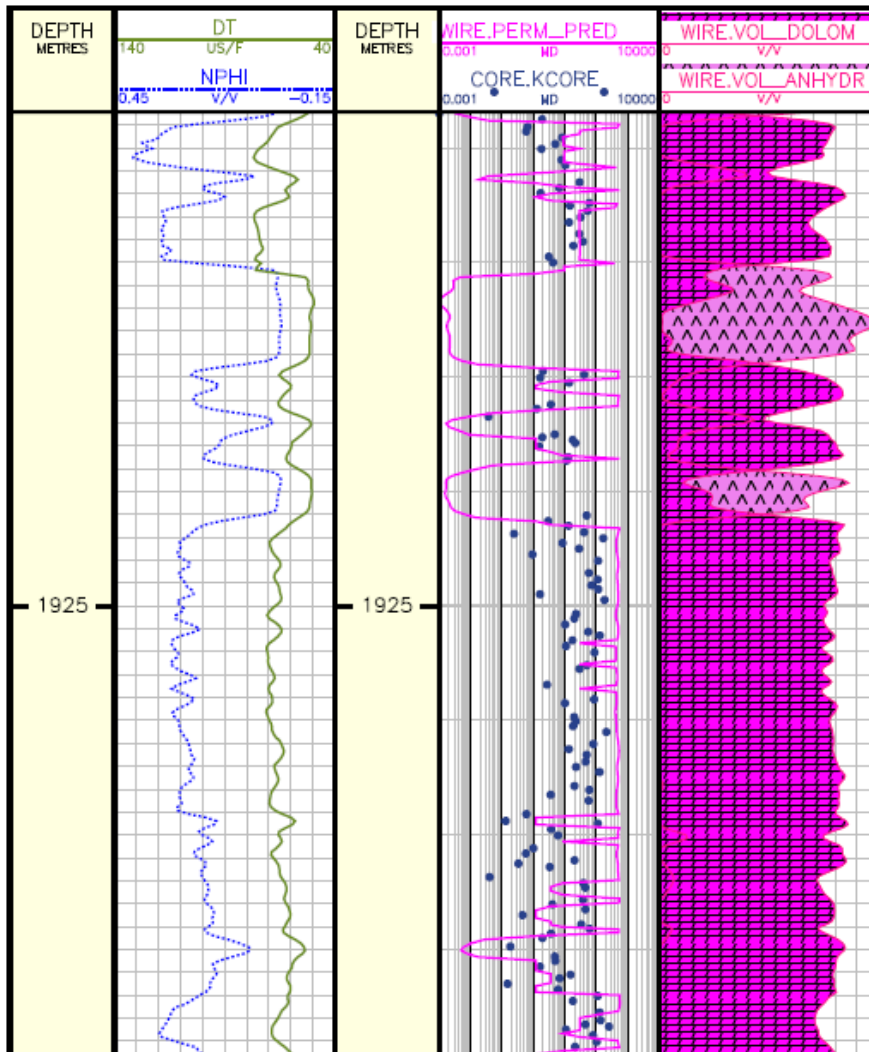
شکل ۷: مربع ضریب همبستگی مقادیر تراوایی مغزه و تخمینی در چاه مدل

نمودار تراوایی تخمینی در مقابل تراوایی مغزه و عمق مدل اولیه ای که در چاه BL-1P ساخته شد در (شکل‌های ۸ و ۹) نشان داده شده است.



شکل ۸: بخش بالایی چاه BL-1P

همان‌طور که در شکل فوق ملاحظه می‌شود نفوذپذیری پیش بینی شده تا حدود زیادی منطبق با نفوذپذیری مغزه است. اما در قسمت پایینی چاه پیش بینی انجام گرفته (شکل ۱۴) در قسمت‌های دولومیتی بیشتر از مقادیر مغزه می‌باشد. با بررسی‌های انجام گرفته مشخص شد در این قسمت تخلخل از نوع ثانویه وجود دارد که نمودار صوتی قادر به ثبت آن نیست.



شکل ۹: بخش پایینی چاه BL-1P

به همین دلیل تخلخل نمودار صوتی (SPHI) را حساب کرده و به

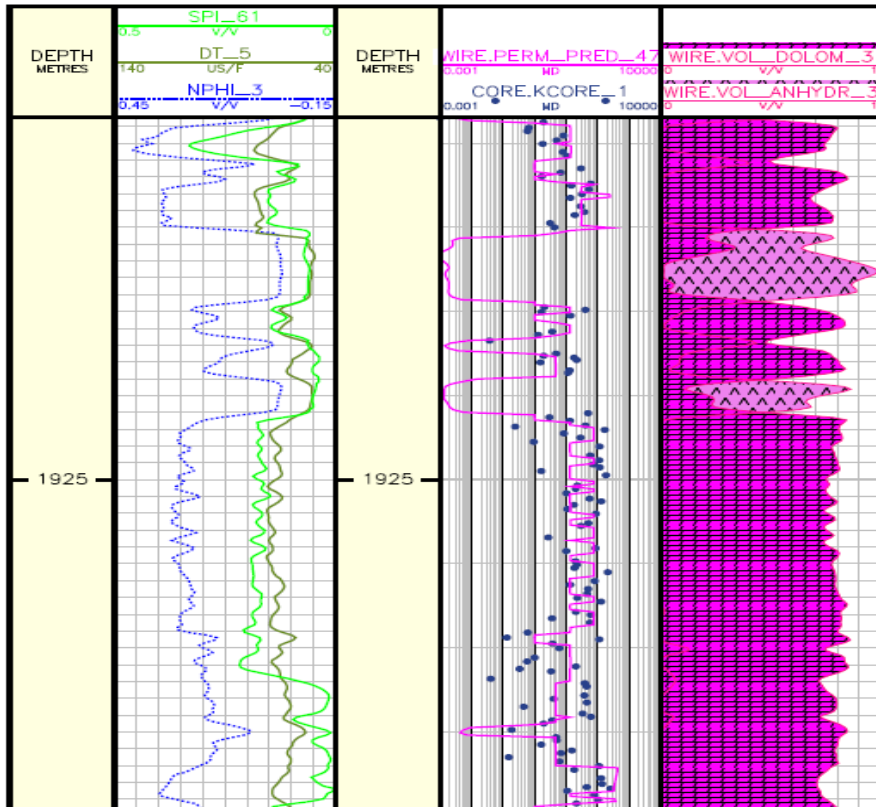
$$Sphi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (\text{رابطه ۱۵})$$

$$SPI = Nphi - Sphi \quad (\text{رابطه ۱۶})$$

وسیله آن شاخص تخلخل ثانویه (Secondary Porosity Index, (SPI) محاسبه گردید و در ساخت مدل تخمین تراوایی از آن استفاده شد.

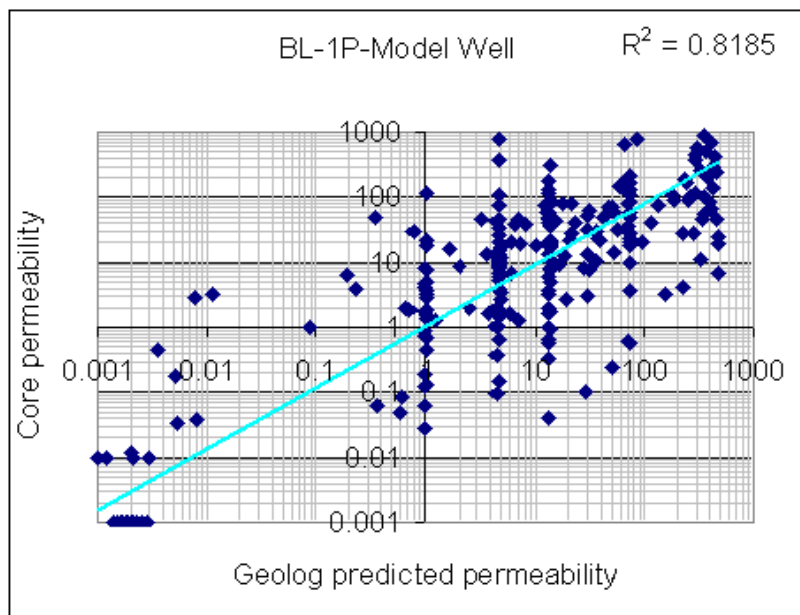
در حقیقت از آنجایی که  $Sphi$  شاخص تخلخل صوتی و  $Nphi$  شاخص تخلخل اند و نه خود تخلخل، SPI نیز به طبع آن یک شاخص تخلخل ثانویه می باشد نه تخلخل که به عنوان ضریب تغییرات تخلخل ثانویه در مدل سازی استفاده شده است. از سوی دیگر  $Nphi$  در سازندهای کربناته، نماینده بهتری نسبت به دانسیته برای محاسبه تخلخل می باشد که در این تحقیق استفاده شد.

(شکل ۱۰) بعد از ورود شاخص تخلخل ثانویه در مدل را برای بخش پایینی چاه نشان می دهد.



شکل ۱۰: مقادیر تراوایی تخمینی در بخش پایینی چاه بعد از ورود SPI در مدل

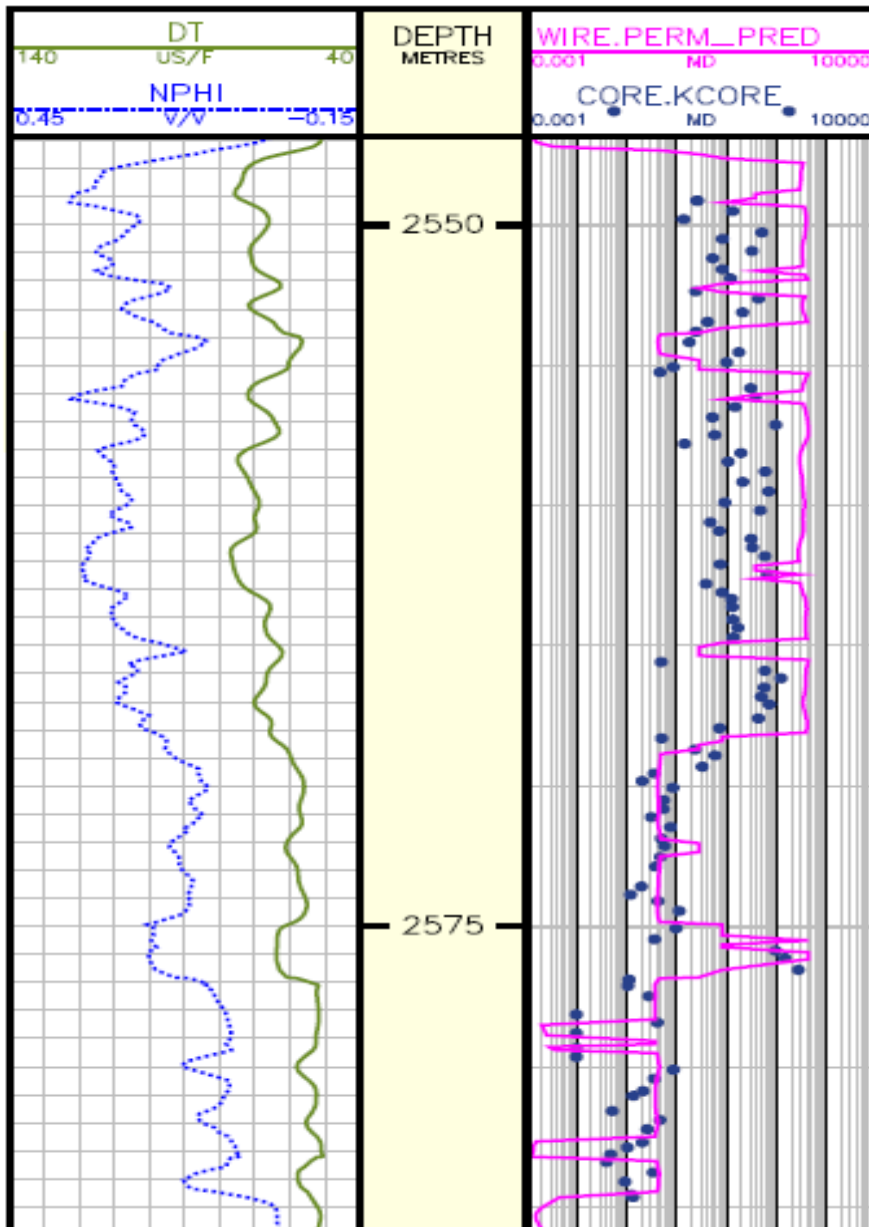
(شکل ۱۱) مقادیر تراوایی حاصل از مدل را در مقابل تراوایی مغزه نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که ضریب همبستگی به ۰/۸۱۸۵ افزایش یافته است.



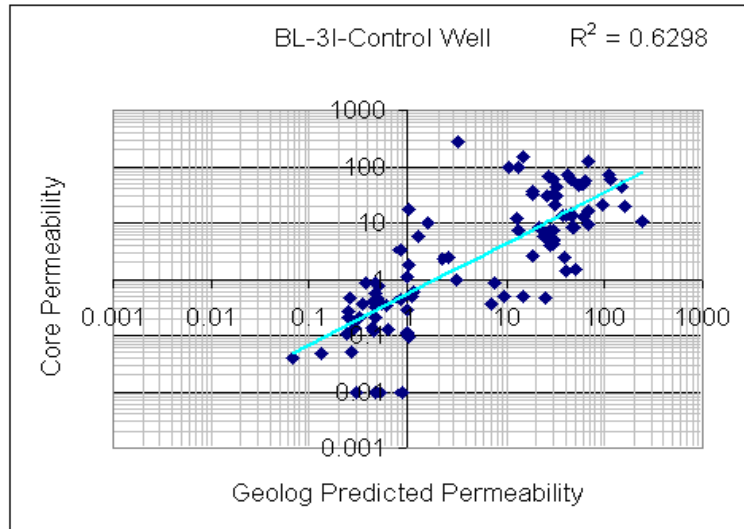
شکل ۱۱: مربع ضریب همبستگی مقادیر تراوایی مغزه و تخمینی در چاه بعد از ورود SPI در مدل

### ۳. تعمیم مدل

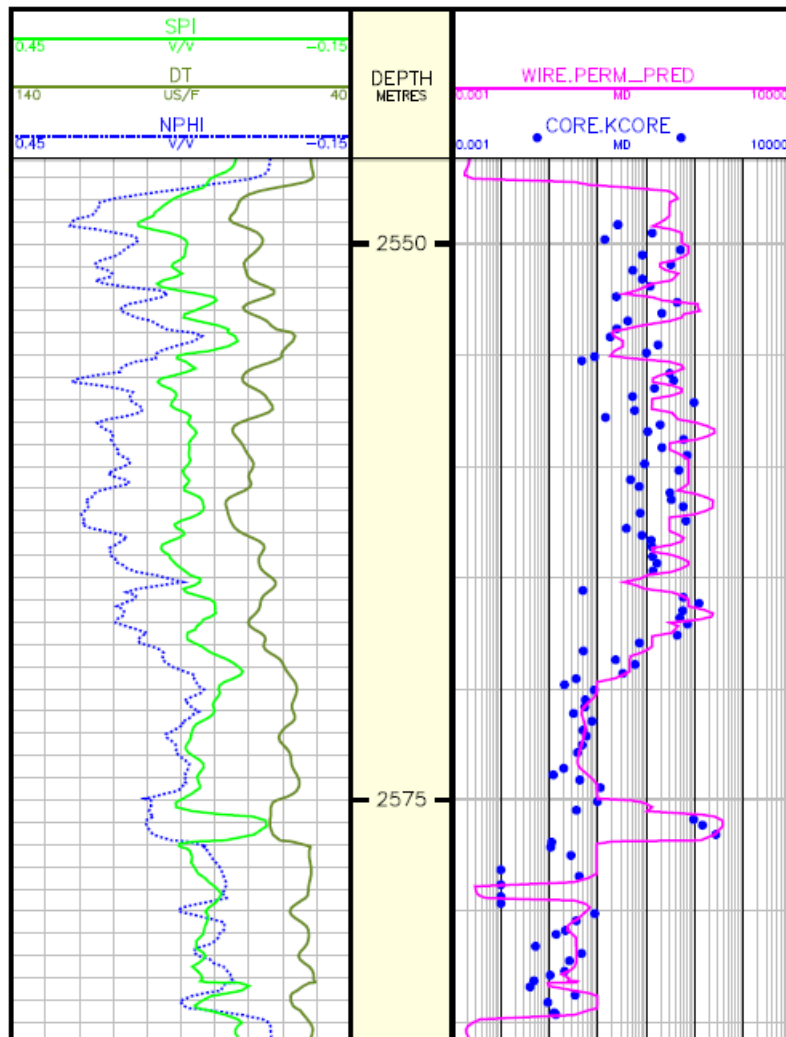
حال مدل ساخته شده در چاه BL-1P را در چاه BL-3I تعمیم می‌دهیم. (شکل ۱۲) نمودار تراوایی تخمینی در مقابل مغزه و عمق و (شکل ۱۳) مربع ضریب همبستگی بین تراوایی مغزه و تراوایی تخمینی را قبل از ورود SPI و (شکل‌های ۱۴ و ۱۵) مقادیر ذکر شده بعد از ورود SPI در مدل برای چاه تعمیم (BL-3I) را نشان می‌دهند. برای این کار از نمودارهای  $\Delta T$ ،  $Nphi$  و مغزه چاه BL-1P در قسمت Permeability Learn و از نمودارهای  $\Delta T$ ،  $Nphi$  و SPI چاه BL-3I در قسمت Permeability Apply استفاده می‌شود.



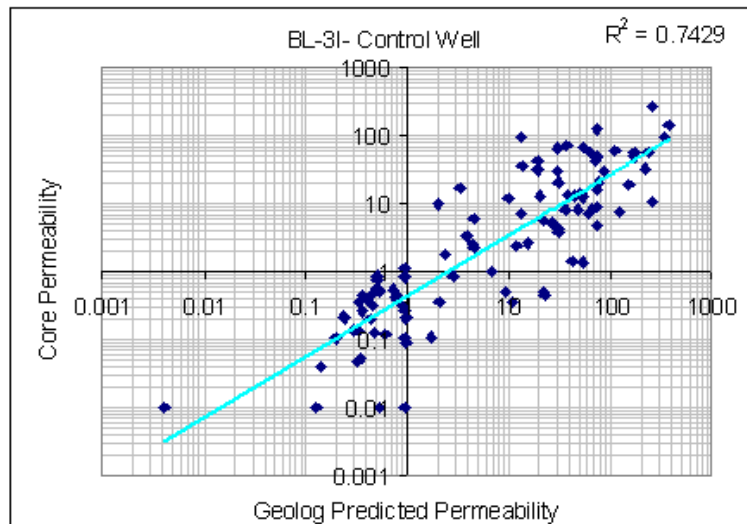
شکل ۱۲: نمودار تراوایی تخمینی در مقابل مغزه و عمق در چاه تعمیم قبل از ورود SPI در مدل



شکل ۱۳: مربع ضریب همبستگی مقادیر تراوایی مغزه و تخمینی در چاه تعمیم قبل از ورود SPI در مدل



شکل ۱۴: نمودار تراوایی تخمینی در مقابل مغزه و عمق برای چاه تعمیم بعد از ورود SPI

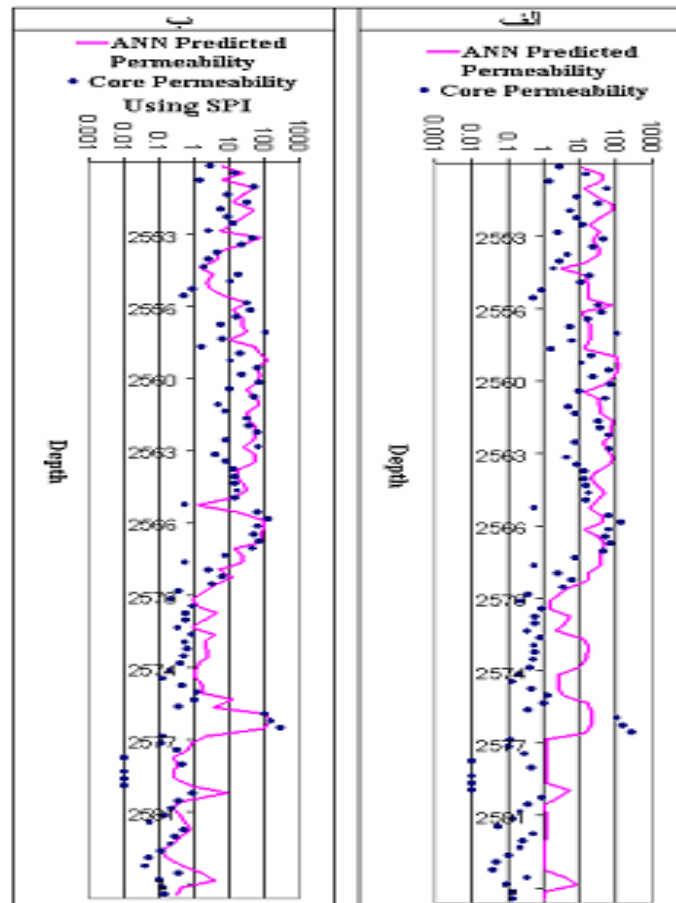


شکل ۱۵: مربع ضریب همبستگی مقادیر تراوایی مغزه و تخمینی در چاه تعمیم بعد از ورود SPI

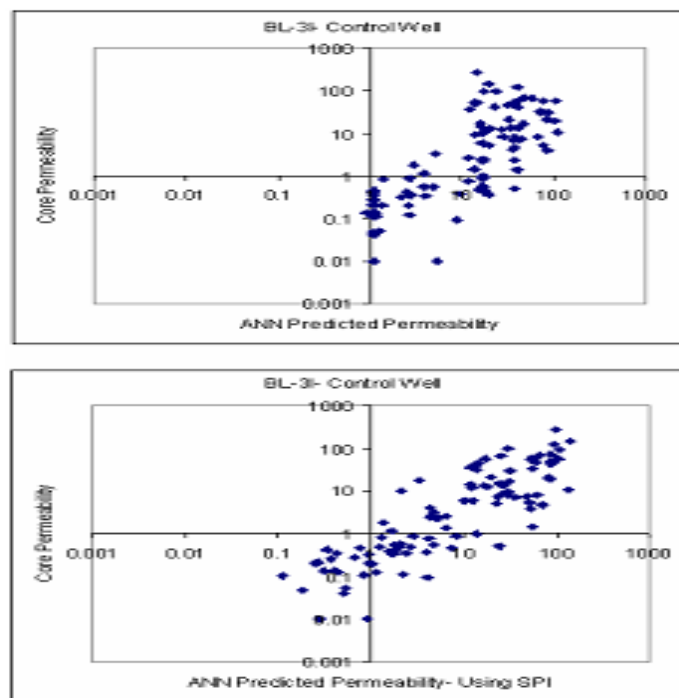
### - تخمین تراوایی توسط شبکه‌های عصبی در سازند عرب

الگوهای ورودی یعنی نگارهای موردنظر و نفوذپذیری مطلوب مربوطه به‌عنوان سه مجموعه آموزشی (Training)، آزمون (Testing) و آزمایش (Validation) وارد شبکه‌ای با ۳ نرون در لایه ورودی، ۱۰ نرون در لایه میانی و ۱ نرون در لایه خروجی شدند. شبکه پس از آموزش می‌تواند در برابر الگوهای ورودی جدید پاسخ مناسبی ارائه دهد. برای تعمیم پذیری شبکه نفوذپذیری، داده‌های خام مربوط به قرائت‌های نگارهای چاه شماره BL-31 به‌طور پیش‌خور به مدل اعمال شده و مقایسه بین نفوذپذیری تخمینی توسط عصبی با نفوذپذیری مغزه در مقابل عمق برای چاه تعمیم قبل و بعد از ورود SPI در (شکل ۱۰) و همبستگی بین آن‌ها در (شکل ۱۱) آمده است.

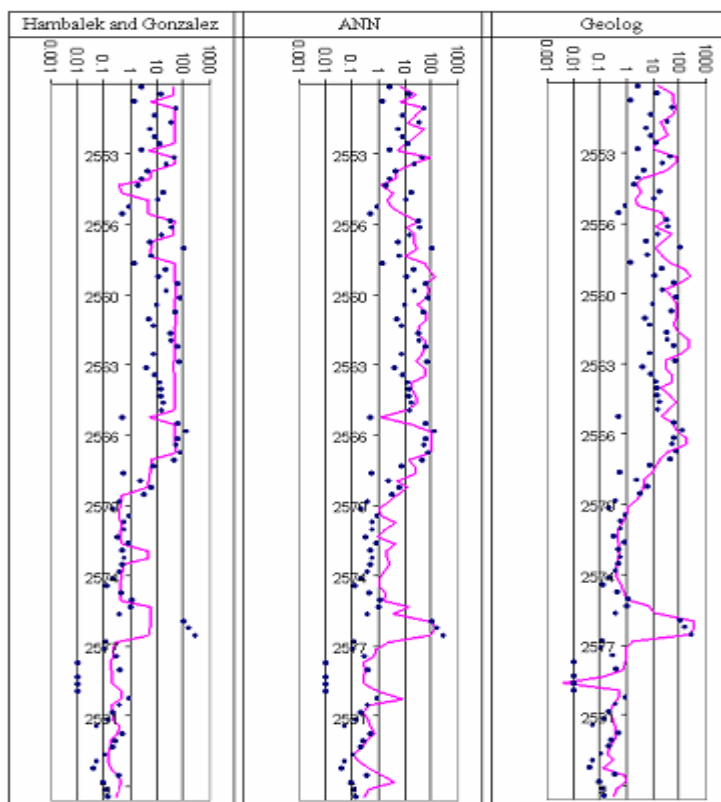




شکل ۱۶: نمودار مقایسه نفوذپذیری شبکه با نفوذپذیری مغزه برای چاه تعمیم. الف قبل و ب بعد از ورود SPI را نشان می دهند.



شکل ۱۷: تراوایی مغزه در برابر تراوایی پیش بینی شده شبکه، ملاحظه می شود بعد از ورود SPI نقاط در راستای خط  $Y=X$  قرار گرفته اند.



شکل ۱۸: مقایسه سه روش انجام شده برای پیش بینی نفوذپذیری

#### ۴. بحث و نتیجه گیری

با توجه به اینکه اکثر روش‌های تعیین نفوذپذیری برای تخلخل‌های بین دانه‌ای و سازندهای ماسه‌ای طراحی شده‌اند، ما در اینجا موفق شدیم برای سازند کربناته نفوذپذیری را به وسیله نمودارهای خام با خطای کم و قابل قبول پیش بینی کنیم. که نشان می‌دهد پارامتر نفوذپذیری را که توسط زمین‌شناسان از مطالعه مغزه تعیین می‌شود با صرف هزینه بسیار کمتری از نمودارها به دست آورد. نظر به اینکه بعد از در نظر گرفتن شاخص تخلخل ثانویه (SPI) در ساخت مدل پیش بینی نفوذ پذیری نزدیک‌تر به مقادیر واقعی گردید، سه روش انجام شده را بعد از ورود SPI در مدل مورد مقایسه قرار می‌دهیم و برای تکنیک Hambalek & Gonzalez پیش بینی به دست آمده، از مینیمم که بهترین بود در نظر گرفته می‌شود. (شکل ۱۲) نمودار پیش بینی نفوذپذیری را در مقایسه با نقاط مغزه برای سه روش انجام شده نشان می‌دهد. با توجه به این شکل هر سه روش پیش بینی نزدیک به هم دارند و انتخاب بهترین مدل ساخته شده دشوار است. به همین دلیل خطای RAE را برای هر کدام از مدل‌ها حساب کرده و روشی که کمترین خطا را برای RAE بین ۱ تا ۱۰۰ بدهد، به عنوان بهترین معرفی می‌شود که تکنیک Hambalek & Gonzalez خطای کمتر و پیش بینی نسبتاً بهتری نسبت به دو روش دیگر ارائه داده است.

#### تشکر و قدردانی

این پژوهش تحت حمایت فنی شرکت نفت فلات قاره انجام شده است. از اداره زمین شناسی، پتروفیزیک و پژوهش به-خاطر در اختیار گذاشتن داده‌ها و اطلاعات لازم کمال تشکر را داریم.

" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر علی کدخدایی و مهندس سهراب زهره وند که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند

کمال تشکر و سپاس را دارد"

## منابع

- ۱- احمدی، م.، یزدیان، ع.، صائمی، م.، ۱۳۸۵، تعیین مقادیر تراوایی سنگ مخزن با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی، مجله علمی و پژوهشی مهندسی معدن.
- ۲- رضایی، م.، ۱۳۸۳، زمین شناسی نفت، انتشارات علوی.
- ۳- سحابی، ف.، ۱۳۷۵، زمین شناسی نفت دانشگاه تهران.
- ۴- شعبانی نیا، ف.، سعیدنیا، س.، ۱۳۸۶، مقدمه ای بر منطق فازی با استفاده از MATLAB، خانیان.
- ۵- شوندی، ح.، ۱۳۸۵، نظریه مجموعه‌های فازی و کاربرد آن در مهندسی صنایع و مدیریت، گسترش علوم پایه.
- ۶- صائمی، م.، ۱۳۸۵، تعیین تراوایی مخازن هیدروکربوری با استفاده از سیستم‌های هوشمند، دانشگاه تربیت مدرس.
- ۷- کدخدائی ایلخچی، ع.، ۱۳۸۳، شناسایی گروه‌های سنگی و ارزیابی کیفیت مخزنی بخش زیرین سازند کنگان در جنوب خلیج فارس با استفاده از تکنیک منطق فازی، دانشکده علوم دانشگاه تهران
- ۸- لطفی، س.، ۱۳۸۴، مطالعه محیط رسوبی و بررسی کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سورمه (عرب) در میدان بلال، دانشکده علوم دانشگاه تهران.
- ۹- لی وانگ، ترجمه: تشنه لب، م.، صفارپور، ن.، افیونی، د.، ۱۳۸۵، سیستم‌های فازی و کنترل فازی، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی.
- 10- Ahmad, Kh., 2006, Takagi-Sugeno controllers, Dublin-2, IRELAND.
- 11- Babuska, R., 1999, Fuzzy logic for engineering application, web page: Lce ft.nl.
- 12- Callan, R., 1999, The essence of neural networks, Southhampton Institute, Prentice Hall.
- 13- Cuddy, S. J., 1998, Litho-Facies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic, SPE 49470.
- 14- Fuzzy logic tool box, 2006, User, Guide matlab software, by the math works, Inc.
- 15- Hambalek, N., and Gonzalez, R., 2003, Fuzzy logic applied to lithofacies and permeability forecasting, SPE 81078.
- 16- Hagan, M. T., and Menhaj, M., 1994, Training feed forward networks with the marquardt algorithm, IEEE Transactions on Neural Networks, vol. 5, no. 6, pp. 989-993.
- 17- Hagan, M. T., H. B. and Demuth, M. H., 1996, Neural network design, Boston, MA: PWS Publishing.
- 18- Helle, H., Bhatt, A. and Ursin, B., 2001, Porosity and permeability prediction from wire-line logs using artificial neural networks, Geophysical prospecting, 49, 431-444.
- 19- Lacentre, P. and Carrica, P., 2003, A method to estimation permeability on uncored wells based on well logs and core data, SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference in Port - of- Spain, SPE 81058.
- 20- Li, J., Michel, A. N., and Porod, W., 1989, Analysis and synthesis of a class of neural networks: linear systems operating on a closed hypercube, IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 36, no. 11, pp. 1405-1422.
- 21- Lippman, R., 1987, An introduction to computing with neural nets, IEEE ASSP Magazine, pp. 4-22.
- 22- Mathisen. T., Less, S. H., and Datta, A., 2001, Improved permeability estimation in carbonate reservoirs using electrofacies characterization, SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, SPE 70034.
- 23- MATLAB, 2002. Software User Guide.
- 24- Mohaghegh, S., Salan, B. and S. Ameri, 1995, Permeability determination from well log data, SPE 30978.
- 25- Nakkrasae, S., Sophatathit, P. William, R. and Edwards, Jr., 2003, Fuzzy subtractive clustering based indexing approach for software components classification.

- 26- Rantala, J. and Koivisto, H., 2002, Optimized subtractive clustering for Neuro-Fuzzy models, 3<sup>rd</sup> Th WSES International.
- 27- Rezaei, M., 2006, Lithofacies Prediction and permeability determination from wireline well logs applying fuzzy logic, Petroleum university of technology.
- 28- Rumelhart, D. E., Hinton, G. E. and Williams, R. J. 1986. "Learning internal representations by error propagation," in D. E. Rumelhart and J. L. McClelland, eds. *Parallel Data Processing*, vol.1, Cambridge, MA: The M.I.T. Press, pp. 318-362.
- 29- Shokri, E., 2004, A novel model for permeability prediction in uncore wells, Asia pacific conference, SPE 87038.
- 30- Soloway, D. and Haley, P.J. 1996. "Neural Generalized Predictive Control," *Proceedings of the IEEE International Symposium on Intelligent Control*, pp. 277-281.
- 31- Soto, R. Gracia, J., Torres, F., and Perez, G., 2001, Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing, Annual technical conference, SPE 71455.
- 32- Tafazoli, S. Leduc, M. and Sun, X., 2006, Hysteresis modeling using fuzzy logic subtractive clustering, *International journal of computational cognition*, P: 13.
- 33- Wentworth, C. K., 1922, A scale of grade and class terms for clastic sediments: *Journal of geology*, V. 30, P. 377-392.
- 34- Zadeh, L., 1965, Fuzzy sets: *Information and control*, V. 8. PP 338-353.

## **Secondary porosity index effect on improving permeability estimation from petrophysical logs utilizing artificial intelligent approaches**

Kazem Shiroodi S., Ghafoori M., Khanian M.

### **Abstract**

Permeability estimation using core data and petrophysical logs is a conventional approach which bears high uncertainty especially in carbonate reservoir characterization. In essence, the problem consists not only due to coring expenses rate, but also ambiguity in finding proper explicit log correlation to core data. Moreover, utilizing the correlated formula in wells without core data can pose errors. In this research the permeability was estimated from conventional petrophysical logs and it was calibrated with permeability obtained from core lab experiments.

Applied intelligent systems are the matter of this research for permeability values estimation. To construct permeability estimation model, three techniques have been applied including conventional ANN, the Gonzalez, and Hambalek fuzzy logic techniques. These methods were applied in two wells drilled in Surmeh reservoir in Balal field to establish ANN and to derive a relation between core and well. The models were applied in control well in order to check the reliability and capability of models to estimate representative permeability value.

The result showed however three foresaid techniques for permeability estimation were successful the secondary porosity distributed the correlation due to its reduction effect on permeability so that they were not interconnected. Therefore this effect was omitted using secondary porosity index in which the permeability estimation were improved and were estimated close to core value.

**Keywords:** Permeability, Petrophysical logs, Fuzzy Logic, ANN, Secondary Porosity,

## ارائه یک روش جامع برای تعیین ضریب اهمیت عوامل زمین‌شناسی، محیط‌زیست و

### اقتصادی برای به‌کارگیری فناوری چاه نفتی هوشمند

تورج بهروز\*<sup>۱</sup>، سید مهدیا مطهری<sup>۲</sup>، مهدی ندری پری<sup>۲</sup>، سید صالح هندی<sup>۲</sup>

۱. کارشناس ارشد پژوهشگاه صنعت نفت، behrouzt@ripi.ir.

۲. کارشناس ارشد پژوهشگاه صنعت نفت

## چکیده

مخازن نفتی در اعماق چند هزار متری سطح زمین واقع شده و با شرایط دمایی و فشاری بالا، به لحاظ پارامترهای زمین‌شناسی به شدت ناهمگن است. مدیریت مخازن نفتی شامل تلفیق فناوری، نیروی انسانی و فرایندها به گونه‌ای است که منجر به حداکثر تولید و بازیافت از مخزن در کنار حداقل شدن هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی شود. یکی از فناوری‌های جدید در حوزه مدیریت مخازن که از آن به عنوان نسل آینده مخازن نفتی یاد می‌شود، فناوری چاه هوشمند است. این فناوری اخیراً مورد توجه اکثر شرکت‌های بزرگ نفتی قرار گرفته است. این تکنولوژی با استفاده از کاهش هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری، شتاب‌دهی به روند تولید، امکان تولید آمیخته و هم‌زمان و امکان افزایش بازیافت نهایی از مخازن سبب بهبود مدیریت مخازن می‌شود.

تعدد پارامترهای توصیف‌کننده مخزن نفتی و روابط غیرخطی پیچیده بین آن‌ها منجر به ایجاد محیط ناهمگنی می‌شود که با توجه به ابعاد بزرگ مخزن و در دسترس نبودن آن به شدت با عدم قطعیت همراه است. این شرایط ریسک سرمایه‌گذاری‌های هنگفت برای توسعه مخزن نفتی با استفاده از فناوری چاه هوشمند را تشدید می‌کند. از این‌رو ضروری است که با توجه به ارزش افزوده ناشی از به‌کارگیری این فناوری در مخازن نفتی و محدودیت‌های منابع مالی و تجهیزات هوشمندی، اولویت‌بندی دارایی‌ها (مخازن هیدروکربوری) برای استفاده از این فناوری انجام شود. با توجه به این نیاز در این مقاله با استفاده از یک روش جدید و طراحی یک جعبه ابزار تصمیم‌گیری چند معیاره، مخازن نفتی جهت به‌کارگیری این فناوری غربالگری می‌شوند. عمده ابزارهای مراحل مختلف، نظریات کارشناسی کارشناسان مبتنی بر تجربیات و مطالعات خویش و استفاده از روش‌های تحلیل سلسله مراتبی می‌باشد. در این مقاله پارامترهای اصلی فنی، زمین‌شناسی، اقتصادی، زیست‌محیطی و جغرافیایی استخراج و با توجه به اهمیت هر کدام در بهبود تابع هدف وزن دهی می‌شوند. این روش شامل مراحل نظیر ساخت سلسله مراتبی، مقایسه‌های زوجی پارامترها، ترکیب وزن‌ها، تحلیل حساسیت و رتبه‌بندی/اولویت‌بندی می‌باشد. که خروجی این مطالعات، استخراج و ارائه پارامترهای موثر زیست‌محیطی، جغرافیایی، فنی و اقتصادی در غربالگری مخازن و درصد سهم وزنی هر کدام نسبت به دیگران و جعبه ابزار تصمیم‌گیری چند معیاره می‌باشد.

**کلمات کلیدی:** چاه هوشمند، عوامل محیط‌زیستی، عوامل جغرافیایی، عوامل زمین‌شناسی، درخت تصمیم‌گیری، پارامترهای

فنی

## ۱. مقدمه:

چاه هوشمند چاهی است که به یک سری ابزار و ادوات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری تجهیز شده و از طریق یک پارچه کردن عملکرد تجهیزات، بهره‌دهی از مخازن را به طور چشم‌گیری بهبود می‌بخشد. استفاده از این تکنولوژی سبب کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه و عملیاتی شده و از طریق بهبود مدیریت مخازن سبب افزایش میزان هیدروکربور قابل استحصال می‌شود. برای تعیین میزان ارزش واقعی و کاملی که تکنولوژی میدان هوشمند می‌تواند ایجاد کند، یک حلقه‌ی بسته‌ای ارائه می‌شود که در شکل ۱ آمده است. ارزش افزوده کامل این تکنولوژی زمانی حاصل می‌شود که این حلقه به طور کامل بسته شده و به شیوه مناسب اجرا شود.

همان‌طور که در این شکل ۱ نشان داده شده است، به طور کلی می‌توان میدان هوشمند را به چهار بخش تقسیم نمود.

➤ سخت افزار

➤ داده

➤ مدل

➤ طرح و تصمیم‌گیری

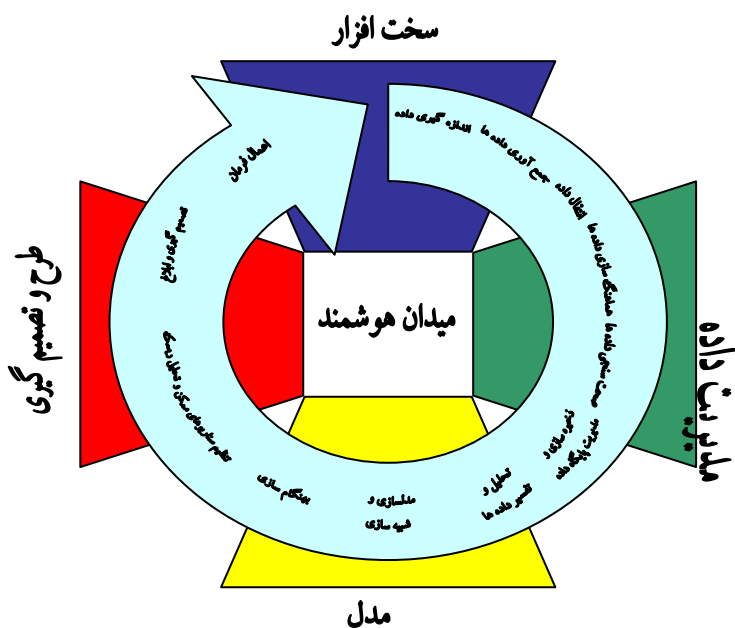
این چهار بخش توسط حلقه‌ای موسوم به حلقه ارزش<sup>۱</sup> با یکدیگر در ارتباط هستند به طوری که برخی فعالیت‌های مندرج در این حلقه حالت واسط بین چهار مرحله فوق دارند نظیر مرحله انتقال داده که نقش واسط بین مرحله سخت‌افزار و داده را بر عهده دارد.

این حلقه، بر اساس یک الگوریتم کنترلی نظیر کنترل بهینه، کنترل پیش‌بینی یا تطبیقی یک مسیر بهینه جهت رسیدن به شرایط عملیاتی بهینه را محاسبه می‌نماید. در نهایت سیگنال‌های کنترلی توسط سیستم انتقال فرمان به شیر کنترل‌های درون‌چاهی ارسال می‌گردند. بدین ترتیب حلقه ارزش میدان هوشمند تکمیل می‌گردد و مجدداً در لحظه بعدی کلیه داده‌های مربوط به شرایط عملیاتی توسط حسگرهای نصب شده اندازه‌گیری و جمع‌آوری می‌شوند و این حلقه تکرار می‌شود.

از آنجا که از بروز یک ایده جدید تا تولید یک محصول، ورود به بازار و استقبال مشتریان از محصول، مسیری طولانی باید طی شود، برای هر ایده جدید، تمهیدات و ریسک‌های خاص خود وجود دارد. مدیریت مرحله‌ای درگاهی، ابزاری برای نظارت مستمر بر پروژه‌های تجاری‌سازی و توسعه محصول جدید، بر مبنای شاخص‌های تجاری، از ابتدای ارایه ایده تا انتهای کاربرد تجاری است.

مراحل جریان کاری یا به عبارت دیگر الگوی هوشمند سازی و ملزومات آن که شکل آن در زیر آمده است به تفصیل مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در یک نگاه کلی این الگو به شش فاز تقسیم‌بندی می‌شود که عبارتند از: فازهای شناسایی، ارزیابی، انتخاب، تعریف، اجرا و عملیات.

<sup>1</sup> Value Loop



شکل ۱: حلقه ارتباط شاخه‌های درخت تکنولوژی (۱)



شکل ۲: فازهای مختلف تدوین الگوی هوشمندسازی (۱)

کلید موفقیت در پروژه مخازن هوشمند، شناسایی و به‌کارگیری وجه مشترک میان تخصص‌های مختلف و مرتبط است. در سه فاز اول الگوی تدوین شده هوشمندسازی، فرصت‌هایی که به واسطه به‌کارگیری تکنولوژی مخازن هوشمند به‌دست می‌آید شناسایی می‌شوند و امکان‌پذیری به‌کارگیری این تکنولوژی مورد ارزیابی واقع می‌گردد. در مرحله انتخاب با توجه به زمان بر و هزینه بر بودن مدل‌سازی و شبیه‌سازی هوشمندی مبتنی بر تحلیل ریسک، لازم است تا در مرحله اول در قسمت انتخاب، اولویت‌بندی بین گزینه‌ها (مخازن مختلف) انجام شود. در این مطالعه، با توجه به ماهیت مساله و وجود پارامترهای مختلف تصمیم‌گیری و اهمیت موضوع استقلال یا وابستگی پارامترها نسبت به هم، از روش‌های تحلیل سلسله‌مراتبی استفاده شده و به تفصیل مورد بحث قرار می‌گیرد. در فاز تعریف، اصولاً مسئله سازگاری اجزای چاه‌های هوشمند با اجزای دیگر در چاه، زیر دریا (در صورت فراساحلی بودن مخزن) و سیستم‌های سطحی مدنظر قرار می‌گیرد. کلید موفقیت در فاز اجرا، یک برنامه دقیق ارزیابی و کنترل کیفیت می‌باشد که در نصب موفق سیستم هوشمند کمک شایانی خواهد نمود. در فاز عملیات، یک محیط کاری همکارانه<sup>۱</sup> پیشنهاد می‌شود تا داده‌ها، اطلاعات و نیروی انسانی از مکان‌های مختلف شامل محل عملیات و اداره مرکزی در یک مکان گرد هم آیند تا تصمیم‌گیری به‌هنگام جهت بهینه‌سازی صورت پذیرد.

به‌طور کلی، سه فاز اول منجر به انتخاب مخزن با اولویت بالاتر جهت هوشمندسازی می‌شود. در سه فاز بعدی با توجه به انتخاب صورت گرفته، چگونگی انتخاب و اکتساب کلیه تجهیزات لازم تا اجرایی شدن پروژه هوشمندسازی مدنظر قرار خواهد گرفت.

شناسایی فرصت‌های هوشمندسازی مخازن اولین گام در انجام یک پروژه هوشمندسازی است. هدف از این فاز پاسخگویی به این پرسش است که آیا به‌کارگیری تکنولوژی هوشمند در توسعه میدان ارزش افزوده ایجاد خواهد کرد. به عبارت دیگر،

<sup>1</sup> Collaborative Work Environment



در این فاز با توجه به قابلیت‌هایی که این تکنولوژی دارد، مخازنی که پتانسیل جذب این قابلیت‌ها را دارند شناسایی شده و سپس برای انجام مراحل بعدی الگوی هوشمندسازی مورد بررسی و مطالعه قرار می‌گیرند.

## ۲. طرح مساله:

مساله اصلی این است که درست است که با به‌کارگیری تکنولوژی هوشمند در مخازن و چاه‌ها ممکن است ایجاد ارزش افزوده شود اما این تکنولوژی برای بعضی مخازن ذاتاً مناسب تر است ولی حتی اگر برای تمامی مخازن قابل استفاده باشد با توجه به محدودیت‌های مالی و زمانی بایستی میزان ارزش افزوده در هر کدام سنجیده شود و مخازن برای به‌کارگیری این تکنولوژی اولویت‌بندی شوند. لذا برای این تصمیم چه پارامترهایی برای غربالگری مخازن باید مد نظر قرار گیرد و وزن هر کدام و ارتباط درونی این پارامترها چگونه باید باشد؟

### روش حل مساله

فرآیند انتخاب یک مخزن جهت هوشمندسازی باید جامع باشد تا اطمینان خاطر نسبت به اولویت‌بندی ایجاد شود. باید کلیه جوانب علاوه بر بحث افزایش ضریب بازیافت<sup>۱</sup> و تحلیل حساسیت<sup>۲</sup> پارامترها و تمامی عوامل تاثیرگذار می‌بایست مدنظر قرار گیرد.

بر اساس بررسی‌های مفصل و طوفان مغزی<sup>۳</sup> های متعدد انجام شده پارامترهای فنی و غیرفنی متعدد نظیر تعداد و نوع چاه، تعداد و ضخامت لایه نفتی و ضخامت Net Pay، فاصله لایه نفتی از سطح تماس آب و نفت و گاز، دبی، تراوایی و فشار، نرخ تغییرات و مشکلات و عوامل غیر فنی استخراج شده است. براساس مطالعات مدون و منظم پارامترهای مختلف در گروه‌ها و زیرگروه‌های مختلف تقسیم‌بندی شده و جهت انجام اولویت‌بندی از طریق روش تحلیل سلسله مراتبی، درخت تصمیم‌گیری ترسیم گردیده است. در این بررسی دو سری ماتریس تولید شده که سری اول مربوط به اهمیت پارامترهای هوشمندسازی نسبت به همدیگر بدون توجه به مخازن واقعی و سری دوم ماتریس‌ها اهمیت کاربرد این پارامترها در مخازن نفتی نسبت به یکدیگر بوده است که در نهایت از تلفیق ضرایب وزنی در دو ماتریس مذکور و استفاده از نرم افزارهای تصمیم‌گیری، اولویت‌بندی مخازن جهت به‌کارگیری این فناوری انجام پذیرفته است.

## ۳. معرفی اجزای درخت تصمیم‌گیری

### ۳-۱. عوامل اقتصادی

- هزینه سرمایه: هزینه سرمایه شامل هزینه‌های حفاری، تکمیل (سیمان‌کاری، مشبک‌کاری)، هزینه لوله‌ها و وسایل درون چاه و تجهیزات سرچاهی است. استفاده از چاه هوشمند با توجه به مزایایی که ایجاد می‌کند سبب کاهش هزینه‌های سرمایه می‌شود. باید میزان کاهش هزینه سرمایه در هر یک از مخازن را با به‌کارگیری تکنولوژی مخازن هوشمند به صورت تخمینی بررسی کرد.
- هزینه عملیاتی: هزینه‌هایی است که صرف تولید نفت و ملزومات آن (تعمیر و نگهداری، نیروی انسانی و غیره) می‌شوند. باید میزان کاهش هزینه عملیاتی در هر یک از مخازن را با به‌کارگیری تکنولوژی مخازن هوشمند به صورت تخمینی بررسی کرد.

<sup>1</sup> Recovery Factor  
<sup>2</sup> Sensitivity Analysis  
<sup>3</sup> Brain storming  
<sup>4</sup> Generate

○ درآمد نفتی: میزان درآمد حاصل از افزایش ضریب بازیافت با استفاده از تکنولوژی مخازن هوشمند برای هر یک از مخازن بررسی می‌شود. البته در اینجا براساس آنچه که در مقالات مربوط به این تکنولوژی در مورد افزایش ضریب برداشت ذکر شده بسنده می‌شود و شبیه‌سازی بر روی مخازن انجام نمی‌پذیرد. به عنوان مثال در مقالات مختلف افزایش ضریب بازیافت حدود ۱۰-۲ درصد نیز وجود داشته است. این مقدار می‌تواند به عنوان مبنای محاسبات تخمینی در این بخش باشد.

### ۲-۳. عوامل محیط زیستی

با توجه به آنکه به کارگیری تکنولوژی هوشمند در حفظ محیط زیست از آلودگی کمک شایانی می‌کند، این عامل نیز به عنوان یکی از عوامل اثرگذار در اولویت‌بندی هوشمندسازی انتخاب شده است. در این مورد هر چه میدان از لحاظ شرایط محیط زیستی حساس‌تر باشد هوشمندسازی در آن اهمیت بیشتری پیدا خواهد کرد. در این زمینه موارد ذیل قابل ملاحظه است:

حساس بودن محل میدان از لحاظ مسئله بهداشت محیط‌زیست (تزریق آب‌های زائد و گاز به لایه‌های زیرین) کم شدن تولید سیال ناخواسته به دلیل قابلیت تکنولوژی هوشمند بر کنترل تولید این نوع سیالات باید به این مسئله توجه داشت که با توجه به آن‌که تکنولوژی هوشمند در جهت تغییر سناریوهای توسعه میدانی کمک مناسبی می‌کند می‌توان با تعداد چاه‌های کمتر البته با نوع متفاوت (افقی، چندشاخه) میدانی را توسعه داد.

### ۳-۳. عوامل زمین‌شناسی و فنی

#### درجه ناهمگونی

یکی از کاربردهای تکنولوژی هوشمند از بین بردن مشکلات تولید آب و گاز ناخواسته است. چون منشا تولید آب و گاز ناخواسته از ناهمگونی، فاصله مشبک کاری‌ها تا سطوح آب و نفت و گاز و فشار کلاهدک گازی و قدرت آبد ناشی می‌شود بنابراین به جای مقایسه مخازن بر مبنای مشکلات تولید، بر مبنای پنج عامل فوق‌الذکر در تولید آب و گاز ناخواسته مقایسه شده‌اند. وجود ناهمگونی زمین‌شناسی، تفاوت چشم‌گیر تراوایی افقی و عمودی و تخلخل در بخش‌های مختلف مخزن، لیتولوژی، مدل شکاف‌ها و غیره باعث می‌شود که تغییر و تحولاتی که در جریان سیال در ته چاه رخ می‌دهد، قابل پیش‌بینی نباشد. به طور کلی هر چه درجه ناهمگونی بیشتر باشد تمایل بیشتری جهت هوشمندسازی وجود دارد چرا که این تکنولوژی اثرات منفی این خصوصیت مخزن بر عملکرد تولید را کاهش می‌دهد.

#### عمر میدان

میدان سبز<sup>۱</sup> این معیار هم شامل میدانی است که هنوز وارد فاز توسعه نشده‌اند و اطلاعات خوبی از آن‌ها در دست نیست و هم میدانی است که از شروع فاز توسعه آن‌ها زمان زیادی نمی‌گذرد. میدان قهوه‌ای<sup>۲</sup>: میدانی که از شروع فاز توسعه آن‌ها زمان زیادی می‌گذرد. به‌طور کلی هر چه عمر میدان کمتر باشد هوشمندسازی با توجه به اطلاعات مناسبی که در اختیار قرار می‌دهد منجر به بهبود سناریوی تولید و بهبود طرح جامع توسعه<sup>۳</sup> می‌گردد. به عبارت دیگر هر چه زمان باقی مانده از عمر یک میدان بیشتر باشد، ارزش افزوده ناشی از هوشمندسازی بیشتر خواهد بود.

به دلیل آن‌که از زمان انتخاب و مطالعه و بررسی میدانی تا انجام مناقصه و خرید تجهیزات و نصب این تکنولوژی در چاه‌ها زمان زیادی طول می‌کشد، بنابراین تصمیم گرفته شد، در این فاز میدانی که عمر کمتر از ۱۵ سال دارند وارد فاز انتخاب نشوند.

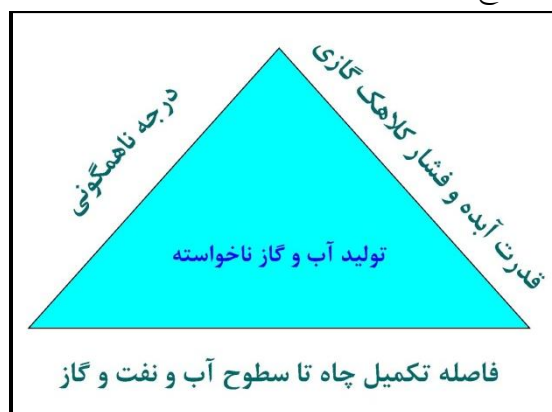
<sup>1</sup> Green Field

<sup>2</sup> Brown Field

<sup>1</sup> Master Development Plan

نوع چاه حفر شده: از لحاظ افقی، عمودی، انحرافی و چند شاخه بودن چاه‌ها در میداین و اینکه اکثریت چاه‌ها به چه شکلی هستند و یا به چه صورتی حفر خواهند شد؛ باید در تصمیم‌گیری برای هوشمندسازی لحاظ گردد. هر چه چاه‌ها از حالت عمودی فاصله داشته باشند هوشمندسازی از اهمیت بالایی برخوردار خواهد بود و منجر به ارزش افزوده بیشتری خواهد شد. **لایه‌بندی:** با توجه به قابلیت کنترل و بهینه‌سازی که در تکنولوژی هوشمند وجود دارد یکی از مواردی که باعث می‌شود به- کارگیری تکنولوژی در مخازن از اهمیت بالاتری برخوردار باشد لایه‌ای بودن مخزن می‌باشد که می‌توان به صورت آمیخته و یا تولید ترتیبی از آن‌ها تولید کرد.

اگر به ریشه یابی عوامل تولید آب و گاز ناخواسته پرداخته شود، این مسئله دارای سه عنصر می‌باشد که عبارتند از: درجه ناهمگونی، فاصله مشبک کاری‌ها تا سطوح آب و نفت و گاز، قدرت آبد و فشار کلاهدک گازی.



شکل ۲: عوامل ریشه ای تولید آب و گاز ناخواسته

**فاصله از سطح تماس آب و نفت:** همان‌طور که در قبل توضیح داده شد یکی از مواردی که منجر به مشکل تولید آب ناخواسته می‌شود فاصله مشبک کاری‌ها تا سطح تماس آب و نفت می‌باشد. با فرض یکسان بودن دیگر عوامل، هر چه چاه- های موجود در یک میدان دارای مشبک کاری‌هایی با فاصله کم از سطح تماس آب و نفت باشد به کارگیری تکنولوژی هوشمند در میدان فوق‌الذکر در اولویت بالاتری خواهد بود. نمونه‌ای از میداین که اجباراً فاصله مشبک‌ها از سطح تماس آب و نفت کم می‌باشد، میداین با ضخامت کم است.

**فاصله از سطح تماس نفت و گاز:** همان‌طور که در قبل توضیح داده شد یکی از مواردی که منجر به مشکل تولید گاز ناخواسته می‌شود، فاصله مشبک کاری‌ها تا سطح تماس نفت و گاز می‌باشد. با فرض یکسان بودن دیگر عوامل، هر چه چاه- های موجود در یک میدان دارای مشبک کاری‌هایی با فاصله کم از این سطح باشد به کارگیری تکنولوژی هوشمند در میدان فوق‌الذکر در اولویت بالاتری خواهد بود. نمونه‌ای از میداین که اجباراً فاصله مشبک‌ها از سطح تماس نفت و گاز کم می‌باشد، میداین با ضخامت کم است.

**قدرت آبد:** یکی از مهم‌ترین عواملی که در تولید آب ناخواسته می‌تواند اثر داشته باشد قدرت آبد است. در صورتی که عوامل دیگر در تولید آب ناخواسته در میداین مختلف یکسان فرض شود آنچه که باعث ارجح شدن یک میدان نسبت به دیگری برای هوشمندسازی می‌شود، قدرت آبد است.

**فشار کلاهدک گازی:** یکی از مهم‌ترین عواملی که در تولید گاز ناخواسته می‌تواند اثر داشته باشد فشار کلاهدک گازی می‌باشد. در صورتی که عوامل دیگر در تولید گاز ناخواسته در میداین مختلف یکسان فرض شود آنچه که باعث ارجح شدن یک

<sup>1</sup> Water-Oil Contact

<sup>2</sup> Gas-Oil Contact

<sup>3</sup> Aquifer Strength

<sup>4</sup> Gas Cap Pressure

میدان نسبت به دیگری برای هوشمندسازی می‌شود، این عامل است. لازم به ذکر است در صورتی که فشار کلاهدک گازی در دو میدان یکسان باشد حجم گاز کلاهدک گازی برای مقایسه مدنظر قرار خواهد گرفت.

### ۳-۴. عوامل جغرافیایی

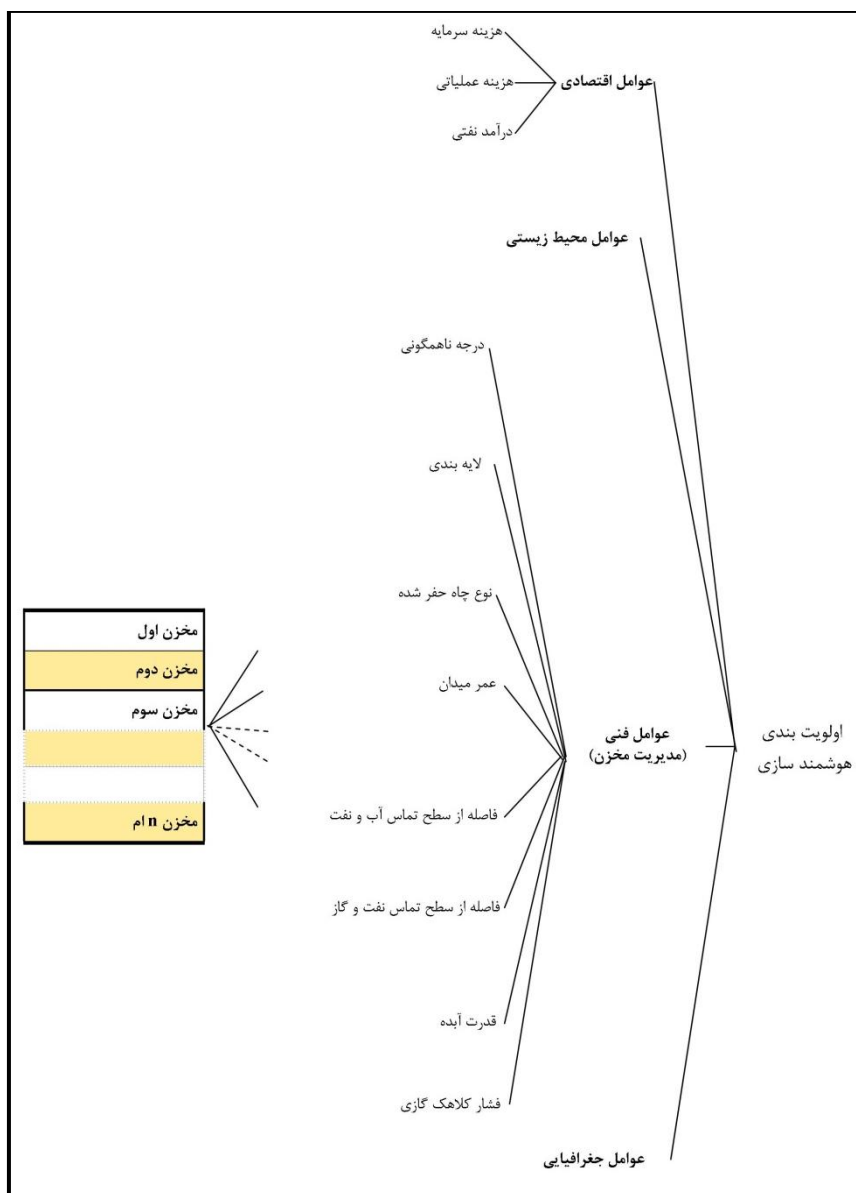
- **آب و هوا:** یکی از فواید و کاربردهای تکنولوژی هوشمند، استفاده از آن در شرایط آب و هوایی بد است. روحیات کارکنان در شرایط نامناسب جوی تحت الشعاع قرار می‌گیرد و به تبع آن بازدهی کار آن‌ها به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد. اما با به‌کارگیری این تکنولوژی و بهره‌گیری از قابلیت کنترل از راه دور این مشکل برطرف خواهد شد.
- **امنیت:** با توجه به توانایی کنترل از راه دور چاه‌های هوشمند، تعداد بازدیدهای پرسنل از تجهیزات بسیار کاهش می‌یابد. هم‌چنین در صورت احساس بروز خطر می‌توان از راه دور چاه‌ها را کنترل کرد.
- **مکان میدان:** فراساحلی بودن یا در خشکی بودن و به طور کلی دوری و نزدیکی میدان نیز باید در تصمیم‌گیری جهت هوشمندسازی مدنظر قرار می‌گیرد.

این معیارها با توجه به سطوحی که در آن قرار دارند در قالب جداولی بر مبنای آنچه که در توضیحات روش تحلیل سلسله مراتبی گفته شد با یکدیگر مقایسه می‌شوند و وزن هر یک از این معیارها استخراج می‌شود. بعد از این مرحله جداول تهیه شده بر مبنای معیارهای موجود در سطح آخر درخت تصمیم‌گیری در اختیار کارشناسان قرار گرفت. کارشناسان و مدیران مربوطه پس از آشنایی با روش تحلیل سلسله مراتبی و مفاهیم مخازن هوشمند، با توجه به تجربیات خود نسبت به میداین مربوط به این شرکت و تلفیق آن با مفاهیم تکنولوژی هوشمند جداول را تکمیل کردند. خروجی این مرحله اولویت‌بندی اولیه مخازن است.

یکی از عواملی که بعد از انجام مراحل فوق‌الذکر باید مدنظر قرار گیرد، سیاست‌های کلان و استراتژیک هر شرکت نفتی می‌باشد. بدین معنا که بعد از اولویت‌بندی اولیه، شرکت‌ها بر اساس سیاست‌هایی از جمله (نظر مدیران، توانایی مالی، و غیره)، ممکن است مسائلی را مدنظر داشته باشند که نخواهند از اولویت‌های موجود آمده پیروی کنند و نظر خود را اعمال کنند. در ادامه شکل نهایی درخت تصمیم‌گیری در فرآیند اولویت‌بندی هوشمندسازی آمده است.

### ۴. نحوه بدست آوردن وزن معیارها

اجزای اصلی روش تحلیل سلسله مراتبی شامل ساخت سلسله مراتبی، مقایسه‌های زوجی، ترکیب وزن‌ها، تحلیل حساسیت و رتبه‌بندی می‌باشد. یکی از مراحل اصلی روش تحلیل سلسله مراتبی انجام مقایسات زوجی میان معیارها و زیرمعیارها در درخت تصمیم‌گیری می‌باشد. که خروجی آن در نهایت بررسی میزان اهمیت وزنی پارامترهای مختلف نسبت به همدیگر برای به‌کارگیری تکنولوژی مخازن هوشمند است



شکل ۳: درخت نهایی معیارهای تصمیم گیری در فرآیند اولویت بندی هوشمندسازی

#### ۴-۱. مقایسات زوجی

اساس روش تحلیل سلسله مراتبی، بر مبنای مقایسات زوجی قرار دارد. لذا پس از تشکیل درخت سلسله مراتب تصمیم، عوامل و عناصر موجود در هر سطح به ترتیب از سطح پایین به بالا نسبت به تک تک عوامل و عناصر موجود در سطوح بالاتر به صورت دو به دو توسط تصمیم گیرنده، مورد مقایسه قرار می گیرند. بدین ترتیب، جدول های مقایسه ای ایجاد می گردد. مقایسات زوجی و امتیازدهی مربوطه براساس جدول استاندارد در تحلیل سلسله مراتبی به صورت جدول زیر انجام می گیرد.

جدول ۱: درجه اهمیت در مقایسه دو به دو

مقدار عددی	درجه‌ی اهمیت در مقایسه دو به دو
۱	ترجیح یکسان
۲	یکسان تا نسبتاً مرجح
۳	نسبتاً مرجح
۴	نسبتاً تا قویاً مرجح
۵	قویاً مرجح
۶	قویاً مرجح تا ترجیح بسیار قوی
۷	ترجیح بسیار قوی
۸	بسیار تا بی‌اندازه مرجح
۹	بی‌اندازه مرجح

جدول ۱ نشان می‌دهد که امتیازدهی در جدول‌های مقایسه‌ای و یا ماتریس مقایسات زوجی در دامنه  $1/9$  تا ۹ می‌باشد. هنگام مقایسه دو به دو، در ابتدا معادل اهمیت به طریق رتبه‌ای مشخص و سپس مقدار عددی متناظر با آن در جدول مقایسه‌ای ذکر می‌شود. حاصل این کار، تشکیل یک ماتریس است

با انجام مقایسات زوجی، وزن هر یک از معیارها در زمینه به‌کارگیری تکنولوژی هوشمند مشخص می‌گردد.

بر اساس درخت تصمیم‌گیری و برای پر کردن جداول مربوط به مقایسه دو به دو پارامترهای موجود، سوال‌هایی آماده گردید که تیم با توجه به داشتن اطلاعات کافی در زمینه تکنولوژی هوشمند از طریق پیش‌زمینه‌هایی که از مطالعه مقالات به‌دست آورده بودند، به رتبه‌بندی پارامترها و سپس وزن‌دهی آن‌ها به صورت جداگانه اقدام کردند. از آنجا که افراد مختلف در بیان نظرات خود با یکدیگر تفاوت دارند بالطبع در این زمینه نیز تفاوت‌هایی وجود دارد که نرخ ناسازگاری روش تحلیل سلسله مراتبی مشخص می‌کند، که آیا این تفاوت‌ها برای انجام مراحل بعدی قابل چشم‌پوشی هست یا خیر. نرخ ناسازگاری به این صورت عمل می‌کند که بعد از ترکیب کلیه قضاوت‌ها در صورتی که در نتیجه نهایی میزان ناسازگاری از ۱۰ درصد بیشتر باشد مشخص است که باید در قضاوت‌ها تجدیدنظر کرد.

پیش‌زمینه ذهنی در مورد هر سوال به این صورت است که در قالب یک نمونه ارائه می‌گردد: اگر تصمیم گرفته شود که در مخزنی تکنولوژی مخزن هوشمند به کار گرفته شود، پارامتر درجه ناهمگونی اهمیت بیشتری دارد یا لایه‌بندی آن مخزن؟ یا به عبارت دیگر پارامتر درجه ناهمگونی شما را بیشتر برای هوشمندسازی می‌انگیزاند یا لایه بندی مخزن؟ یا می‌توان به این صورت نیز مطرح کرد که هوشمندسازی روی درجه ناهمگونی ارزش افزوده بیشتری دارد یا روی لایه بندی؟ بدین منظور برای سایر پارامترها نیز سوالاتی با توجه به درخت سلسله مراتبی طرح شد.

## ۵. مقایسه زوجی معیارها

با توجه به آنکه بدست آوردن وزن معیارهای درخت تصمیم‌گیری برای اولویت‌بندی مخازن از اهمیت بالایی برخوردار است باید افرادی که در این زمینه قضاوت می‌کنند، دارای دانش لازم باشند. به جهت اهمیت اولویت‌بندی مخازن نفت، تیم هوشمندسازی قبل از انجام مقایسات زوجی ابتدا به اولویت‌بندی پارامترها هر سطح بدون تخصیص نمره پرداخت و بعد از آن اقدام به نمره‌گذاری بر مبنای جدول ۱ کرد.

## ۵-۱. اولویت بندی معیارها بدون نمره گذاری

در این مرحله تیم هوشمندسازی طی جلساتی و با ارائه دلایل کافی معیارها و زیرمعیارها را اولویت بندی کردند. لازم به ذکر است، اینکه معیار یا زیرمعیاری بالاتر از معیار یا زیرمعیار دیگر قرار می گیرد به این معنی نیست که از لحاظ اهمیت فاصله زیادی دارند؛ ممکن است آن‌ها به صورت جزئی نسبت به هم برتری داشته باشند که در مرحله قضاوت‌ها این قضیه کاملاً مشهود است. رتبه بندی در هر سطح به صورت زیر می باشد:

## سطح اول:

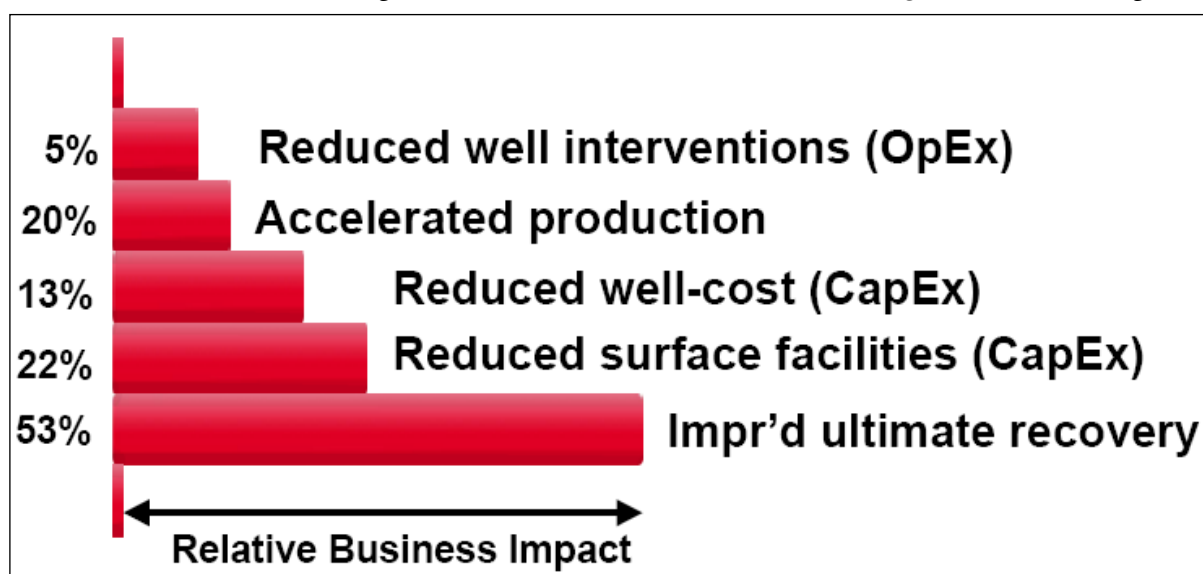
۱- عوامل اقتصادی ۲- عوامل فنی ۳- عوامل جغرافیایی ۴- عوامل محیط زیستی

دلایل این اولویت بندی را می توان به این صورت شرح داد که تمامی شرکت های نفتی در انجام هر پروژه به فکر سود اقتصادی می باشند. هم چنین مزیت کارکردهای هوشمندسازی در زمینه اقتصادی نسبت به معیارهای دیگر از قبیل کاهش تعداد چاه ها، کاهش تعداد عملیات مداخله در چاه، چاه آزمایی و دیگر موارد بیشتر است. اگر چه عوامل فنی نیز به نوبه خود دارای اهمیت می باشد ولی باید توجه داشت که به کارگیری تکنولوژی هوشمند اگر از لحاظ فنی به سود باشد ولی صرفه اقتصادی نداشته باشد به خودی خود تمایل برای به کارگیری آن از بین خواهد رفت. عوامل جغرافیایی در اولویت سوم است چرا که در مقایسه عوامل جغرافیایی نسبت به محیط زیستی مسئله ای که مدنظر قرار گرفته است این است که اولاً نیروی انسانی مهم ترین دارایی هر شرکت محسوب می شود و ثانیاً شرکت های مختلف به دنبال جذب نیروهای زنده هستند. برای این منظور هر چه محیط کار از لحاظ آب و هوا، امنیت و رفت و آمد مناسب تر باشد دسترسی به این مهم آسان تر خواهد بود. به علاوه برخی از مناطق به دلیل غیر قابل دسترس بودن و نیاز به کنترل از راه دور اهمیت بالایی برای انجام عملیات هوشمندسازی دارند. دیدگاه فوق مربوط به کسانی است که عوامل جغرافیایی را نسبت به عوامل محیط زیستی ارجح دانسته اند. اما در دیدگاه برخی اهمیت این دو پارامتر یکسان است و دلیل آن هم توجه جهان به اهمیت مسئله محیط زیست می باشد. مزیت های هوشمندسازی در زمینه عوامل فنی نسبت به عوامل جغرافیایی نیز با توجه به زیرمعیارهایی که دارند بیشتر می باشد، بنابراین در اولویت بهتری نسبت به عوامل جغرافیایی قرار می گیرد.

## سطح دوم (زیر معیارهای عوامل اقتصادی):

۱- درآمد نفتی ۲- هزینه سرمایه ۳- هزینه عملیاتی

دلیل این اولویت بندی را می توان در نمودار زیر که توسط دو شرکت رکسار و شل ارائه شده است مشاهده کرد [۲]



شکل ۴: اثر به کارگیری تکنولوژی هوشمند روی هر یک از معیارهای اقتصادی

همان‌طور که ملاحظه می‌شود تکنولوژی هوشمند ۳۵ درصد هزینه سرمایه را بهبود می‌دهد اما تنها ۵ درصد هزینه عملیاتی را تحت تاثیر قرار داده است. نکته دیگر این است که حذف یک چاه برای توسعه میدان نسبت به حذف چندین عملیات مداخله سودمندتر است. اما کسانی که اهمیت این دو پارامتر را یکسان بیان کردند دلیلشان این بود که اولاً با توجه به در نظر گرفتن تعداد چاه‌ها در یک میدان و طول عمر میدان و تعداد عملیات مداخله از سویی و کاهش تعداد چاه‌ها به واسطه عملیات هوشمندسازی از سوی دیگر و نیز استفاده از تجهیزات گران‌قیمت جهت هوشمندسازی اهمیت این دو معیار یکسان است. بیشترین درصد بهبود مربوط به ضریب بازیافت نهایی می‌باشد که تاثیر اصلی را در درآمد نفتی دارد. به‌علاوه ممکن است در صورت موفقیت‌آمیز بودن هوشمندسازی در میدانی توسعه یافته منجر به بهبود هزینه سرمایه نشود ولی مسئله کنترل و افزایش بهره‌وری، که در نهاد این تکنولوژی است باعث افزایش ضریب بازیافت شده و نهایتاً درآمد نفتی را افزایش می‌دهد. در مورد مقایسه درآمد نفتی با هزینه عملیاتی، اگرچه تکنولوژی هوشمند باعث کاهش مداخله در چاه می‌شود اما کمترین افزایش در ضریب بازیافت بیشترین سود را عاید شرکت‌های نفتی می‌کند.

**سطح دوم (زیرمعیارهای عوامل فنی):**

۱- درجه ناهمگونی ۲- نوع چاه حفر شده ۳- عمر میدان ۴- لایه‌بندی ۵- قدرت آبد و فاصله تکمیل تا سطح تماس آب و نفت ۶- فشار کلاهک گازی و فاصله تکمیل تا سطح تماس نفت و گاز.

این اولویت‌بندی در برخی از موارد با توجه به سناریوها و روش‌های جایگزین انجام شده است که در توضیحات به آن‌ها پرداخته خواهد شد.

ریشه بیشتر مشکلات چاه و مخزن اعم از مشکل تولید آب و گاز ناخواسته و تغییرات رفتاری چاه و مخزن در درجه ناهمگونی می‌باشد. بنابراین به‌کارگیری تکنولوژی هوشمند با قابلیت کنترل به‌هنگام و انعطاف‌پذیری لازم می‌تواند کمک شایانی را در رفع موارد فوق‌الذکر کند. مسائل مربوط به خصوصیات مخزن ۲ از قبیل وجود ناهمگونی زمین‌شناسی، تفاوت چشم‌گیر تراوایی افقی و عمودی و تخلخل در بخش‌های مختلف مخزن، لیتولوژی، مدل شکاف‌ها و غیره باعث می‌شود که تغییر و تحولاتی که در جریان سیال، در ته چاه رخ می‌دهد قابل پیش‌بینی نباشد. به‌علاوه در موضوع مدیریت مخزن بیشتر بحث مدیریت عدم قطعیت مطرح می‌باشد که یکی از عوامل عدم قطعیت درجه ناهمگونی می‌باشد. به‌طور کلی هر چه درجه ناهمگونی بیشتر باشد تمایل بیشتری جهت هوشمندسازی وجود دارد چرا که این تکنولوژی اثرات منفی این خصوصیت مخزن را کاهش می‌دهد.

در مورد نوع چاه حفر شده در مقالات متعدد اشاره به کاربرد بیشتر این تکنولوژی در چاه‌های افقی شده است که نشان از اهمیت نوع چاه می‌باشد. به‌علاوه هنگامی که به شرکت‌های خدماتی جهت پیاده‌سازی تکنولوژی هوشمند مراجعه می‌شود، اولین سوالی که پرسیده می‌شود نوع چاه حفر شده در میدان است چون ارزش افزوده تکنولوژی هوشمند به نوع چاه وابستگی زیادی دارد [۳].

در مقایسه عمر میدان و نوع چاه حفر شده نیز باید گفت اگر چه به‌کارگیری تکنولوژی هوشمند در میدانی که عمر باقیمانده زیادی دارند (میدان سبز) مناسب می‌باشد ولی اگر توجه شود در صورتی که چاه‌ها عمودی باشد ارزش افزوده کمی نصیب شرکت نفتی خواهد شد. بنابراین توجه به نوع چاه نسبت به عمر میدان از اهمیت بالاتری برخوردار است. برای مثال ارزش افزوده به‌کارگیری تکنولوژی هوشمند در میدانی که ۱۵ سال از عمر آن باقی مانده و دارای چاه افقی می‌باشد به مراتب بیشتر از میدانی است که ۲۰ سال دیگر عمر دارد ولی چاه‌های عمودی در آن حفر شده است. لازم به ذکر است که برای برطرف کردن مشکل تولید در چاه‌های افقی جایگزینی در مقابل هوشمندسازی وجود ندارد اما در انواع دیگر چاه‌ها این جایگزینی به صورت تکمیل‌های سنتی وجود دارد.

<sup>1</sup> Flexibility

<sup>2</sup> Reservoir Characteristics



علت آن که لایه بندی بعد از عمر میدان رتبه بندی شده این است که فلسفه هوشمندسازی در میداین با عمرهای مختلف مزیت یکسانی ایجاد نمی کند و نیز بر اساس مطالعات، به کارگیری تکنولوژی هوشمند در ابتدای توسعه میدان یا در میداین با عمر باقیمانده بیشتر ارزش افزوده بیشتری نصیب شرکت نفتی می کند. به علاوه عمر باقیمانده هر میدان با توجه به سناریوی سنتی آن تعیین شده و چه بسا با به کارگیری این تکنولوژی و با توجه به اطلاعاتی که در طول بهره برداری از میدان از طریق تکنولوژی هوشمند کسب می شود، به توان سناریوی توسعه بهتری برای مخزن برای آینده تدوین کرد که منجر به افزایش عمر شود. لایه بندی تنها مقوله شتاب در تولید را در خود دارد که در مقابل عمر از ارزش کمتری برخوردار است. جایگاه لایه بندی در رتبه بالاتری از دو معیار قدرت آبد و فاصله تکمیل تا سطح تماس آب و نفت است. علت این است که پارامتر لایه بندی علاوه بر داشتن مقوله کنترل و بهینه سازی تولید، در برخی شرایط شتاب در تولید در شرایط تولید آمیخته را در خود دارد اما دو پارامتر دیگر ذکر شده به عنوان دو مورد از ریشه های مشکلات چاه و مخزن محسوب می شوند. قدرت آبد و فاصله تکمیل تا سطح تماس آب و نفت با توجه به ماهیت شان در یک سطح دیده شده اند. هر دو معیار در مشکل تولید آب تاثیر دارند علت اینکه این معیار نسبت به معیارهای فشار کلاهدک گازی و فاصله تکمیل تا سطح تماس گاز و نفت در اولویت بالاتری قرار داده شده است این است که حل مشکل تولید آب بسیار مهم تر است چرا که اگر گاز نیز تولید شود می توان از جنبه مثبت فراآوری گاز به آن نگاه کرد. به علاوه به دلیل تحرک ۱ بالایی که گاز نسبت به آب دارد، اگر کنترل نواحی مشرف به گاز مد نظر قرار گیرد تنها راه حل مسدود کردن آن ناحیه می باشد در صورتی که در شرایط تولید آب می توان با بستن جزئی شیرهای کنترلی و کاهش دبی تولید، میزان آب را کاهش داد [۴].

## ۲-۵. مرحله دوم

مقایسه زوجی معیارها بر اساس جدول مقایسه دو به دو.

اساس قضاوت ها بر دو محور استوار است:

۱- تجربیات جهانی که در قالب مقالات و انتشارات بیان شده است.

۲- نظر کارشناسی با توجه به تخصص و تجربه کارشناسان

جدول ۲: مقایسه زوجی معیارهای درخت سلسله مراتبی اولویت بندی هوشمندسازی توسط کارشناسان

مقایسه دو به دو <sup>۲</sup>	قضاوت اول	قضاوت دوم	قضاوت سوم	قضاوت چهارم
سطح اول درخت سلسله مراتبی				
عوامل اقتصادی با عوامل محیط زیستی	۵	۶	۶	۶
عوامل اقتصادی با عوامل فنی	۳	۳	۲	۳
عوامل اقتصادی با عوامل جغرافیایی	۶	۵	۵	۶
عوامل فنی با عوامل محیط زیستی	۵	۴	۵	۳
عوامل فنی با عوامل	۵	۳	۴	۳

<sup>1</sup> Mobility

<sup>۲</sup> اعداد غیر کسری اهمیت طرف اول مقایسه و اعداد کسری اهمیت طرف دوم مقایسه را نشان می دهند.

مقایسه دو به دو <sup>۲</sup>	قضاوت اول	قضاوت دوم	قضاوت سوم	قضاوت چهارم
جغرافیایی				
عوامل جغرافیایی با عوامل محیط زیستی	۲	۲	۳	۱
<b>سطح دوم درخت سلسله مراتبی - عوامل اقتصادی</b>				
هزینه سرمایه با هزینه عملیاتی	۵	۱	۳	۳
درآمد نفتی با هزینه سرمایه	۴	۳	۴	۲
درآمد نفتی با هزینه عملیاتی	۸	۳	۵	۵
<b>سطح دوم درخت سلسله مراتبی - عوامل فنی (مدیریت مخزن)</b>				
درجه ناهمگونی با نوع چاه حفر شده	۳	۳	۳	۲
درجه ناهمگونی با لایه‌بندی	۴	۵	۵	۵
درجه ناهمگونی با عمر میدان	۳	۴	۴	۲
نوع چاه حفر شده با لایه‌بندی	۳	۴	۴	۴
نوع چاه حفر شده با عمر میدان	۲	۳	۳	۱
عمر میدان با لایه‌بندی	۲	۳	۳	۴
درجه ناهمگونی با <b>GOC<sup>۱</sup></b>	۷	۶	۷	۶
درجه ناهمگونی با <b>WOC</b>	۵	۶	۶	۶
نوع چاه حفر شده با <b>GOC</b>	۶	۵	۶	۵
نوع چاه حفر شده با <b>WOC</b>	۵	۵	۵	۵

<sup>۱</sup> منظور از GOC و WOC فاصله تکمیل چاه تا این سطوح است که به اختصار در جداول آمده‌اند.

مقایسه دو به دو <sup>۲</sup>	قضاوت اول	قضاوت دوم	قضاوت سوم	قضاوت چهارم
لایه بندی با GOC	۳	۴	۴	۳
لایه بندی با WOC	۲/۵	۳	۳	۳
GOC با WOC	۲	۱	۲	۱
عمر میدان با GOC	۵	۴	۵	۵
عمر میدان با WOC	۳	۴	۴	۵
لایه بندی با قدرت آبده	۲/۵	۳	۳	۳
لایه بندی با فشار کلاهیگ گازی	۳	۴	۴	۳
عمر میدان با قدرت آبده	۳	۴	۴	۵
عمر میدان با فشار کلاهیگ گازی	۵	۴	۵	۵
درجه ناهمگونی با قدرت آبده	۵	۶	۶	۶
درجه ناهمگونی با فشار کلاهیگ گازی	۷	۶	۷	۶
woc با قدرت آبده	۱	۱	۱	۱
woc با فشار کلاهیگ گازی	۲	۱	۲	۱
قدرت آبده با goc	۲	۱	۲	۱
goc با فشار کلاهیگ گازی	۱	۱	۱	۱
نوع چاه حفر شده با قدرت آبده	۵	۵	۵	۵
نوع چاه حفر شده با فشار کلاهیگ گازی	۶	۵	۶	۵

مقایسه دو به دو <sup>۲</sup>	قضاوت اول	قضاوت دوم	قضاوت سوم	قضاوت چهارم
قدرت آبدۀ با فشار کلاهِک گازی	۲	۱	۲	۱

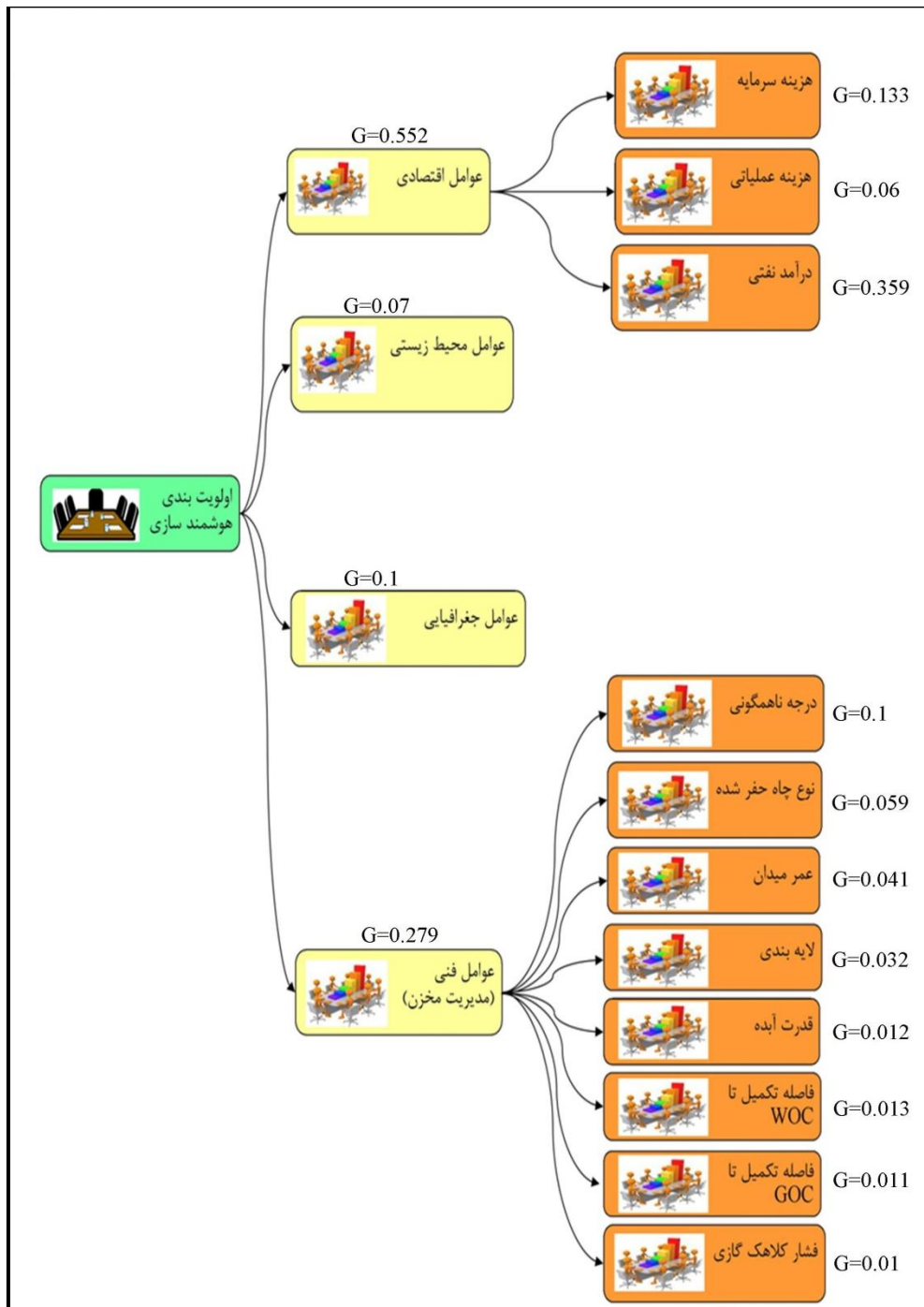
همان‌طور که جدول فوق نشان می‌دهد در مقایسه دو به دو بیشتر پارامترها، روند مشترکی میان نظرات کارشناسان وجود دارد. اگر عددگذاری‌ها با یکدیگر تفاوت دارد به دلیل آن است که اولاً اعداد معادل مقایسه کیفی میان دو پارامتر هستند که در جدول ۱ آمده است و ثانیاً نظر کارشناسی مشخص می‌کند که به چه صورت این عددگذاری‌ها انجام شود. در حقیقت در جدول ۲ مقایسات کیفی به صورت کمی گزارش شده است. لازم به ذکر است که این تفاوت‌ها زمانی اهمیت پیدا می‌کند که در هنگام ترکیب نظرات، ناسازگاری نهایی از ۱۰ درصد بیشتر باشد که در این صورت باید در قضاوت‌ها تجدیدنظر صورت گیرد [۵].

لازم به ذکر است تمامی پارامترهای ذکر شده در زمینه هوشمندسازی یک میدان دارای اهمیت بالایی می‌باشد و عددگذاری‌های فوق‌الذکر تنها نشان دهنده ارجحیت پارامترها نسبت به یکدیگر می‌باشند.

## ۶. نتیجه‌گیری

بعد از اینکه هر یک از اعضا قضاوت‌های خود را در مقایسه دو به دو معیارها انجام دادند تمام این قضاوت‌ها با تمام ویژگی‌هایی که دارند با یکدیگر ترکیب می‌شوند، که این ترکیب توسط نرم افزار صورت می‌پذیرد. شکل ۵ و جدول ۳ نتیجه نهایی وزن هر یک از معیارها را نشان می‌دهد. همان‌طوریکه در ادامه مشاهده می‌شود عوامل اقتصادی با ضریب ۰,۵۵۲ بیشترین ضریب اهمیت و عوامل محیط‌زیستی با ضریب ۰,۰۷ کمترین ضریب را در مقایسه با سایر عوامل دارد که نقش و اهمیت سایر ضرایب در ادامه آورده می‌شود.

خروجی این موضوع موید این است که یک تکنولوژی هر چند به لحاظ فنی و تکنیکی و سایر موارد مورد پذیرش باشد ولی کارایی اقتصادی نداشته باشد عملاً امکان توسعه آن وجود ندارد و باید از لحاظ اقتصادی قابل قبول باشد. هم‌چنین اهمیت خروجی این کار به مراتب از سایر روش‌ها به لحاظ پوشش بسیار مناسب تمامی عوامل درگیر از جمله اقتصادی، جغرافیا و محیط زیست، به شرط انجام درست، بالاتر است این درحالی است که بسیاری از این عوامل در سایر روش‌ها لحاظ نمی‌شوند و فقط عوامل فنی و اقتصادی را بررسی می‌نمایند. اعتقاد نویسندگان این مقاله براین است که دانش مهندسی نفت و مخازن و شبیه‌سازی مخازن یکی از ابزارهای این روش و متدلوژی می‌باشد. نکته مهم اینکه، در انتها، میدان انتخاب شده برای به‌کارگیری تکنولوژی مخازن هوشمند می‌بایست با طراحی جزئیات مورد مطالعات کامل شبیه‌سازی قرار بگیرد.



شکل ۵: وزن نهایی معیارهای اولویت بندی هوشمندسازی بر مبنای مقایسه زوجی

جدول ۳: وزن نهایی معیارهای اولویت‌بندی هوشمندسازی بر مبنای مقایسه زوجی

وزن نهایی (درصد)	زیرمعیار	وزن نهایی (درصد)	معیار	هدف
۱۳/۳	هزینه سرمایه	۵۵/۱	عوامل اقتصادی	اولویت‌بندی هوشمندسازی
۶	هزینه عملیاتی			
۳۵/۹	درآمد نفتی			
۱۰	درجه ناهمگونی	۲۷/۹	عوامل فنی و زمین شناسی	
۵/۹	نوع چاه حفر شده			
۴/۱	عمر میدان			
۳/۲	لایه‌بندی			
۱/۳	فاصله تکمیل تا WOC			
۱/۲	قدرت آبدی			
۱/۱	فاصله تکمیل تا GOC			
۱	فشار کلاهیگ گازی	۱۰	عوامل جغرافیایی	
-				
-		۷	عوامل محیط زیستی	

" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر محمد کرامتی و دکتر عباس شهرآبادی که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

## منابع و ماخذ

- [۱] گزارش پروژه کاربرد تکنولوژی در مخازن ایران، پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۸۹
- [2] S.A. Sakowski, A. Anderson, and K. Furui, Baker Oil Tools, "Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Developments", SPE 94672 presented at SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Apr 03 - 05, 2005, Dallas, Texas
- [3] E.A. Addiego-Guevara, SPE, and M.D. JaCKson, SPE, Department of Earth Science and Engineering, Imperial College London, UK, and M.A. Giddins, SPE, Schlumberger, " Insurance Value of Intelligent Well Technology Against Reservoir Uncertainty", SPE113918 presented at SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 20-23 April 2008, Tulsa, Oklahoma, USA
- [4] A.P. Leemhuis, SPE, S.P.C Belfroid, SPE, and G.J.N. Alberts, TNO Science and Industry, The Netherlands, " Gas Coning Control for Smart Wells", SPE110317 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A.

[۵] دکتر عادل آذر، دکتر علی رجب زاده، کتاب "تصمیم‌گیری کاربردی (رویکرد MADM)، انتشارات

نگاه دانش، چاپ سوم، ۱۳۸۸

## **Determining Geological, Environmental and Economical Impact Weight for Oil Field Prioritization to Implement Smart Well Technology**

Behrouz T., Motahari S.M., Nadri pari M., Hendi S.S.

### **Abstract**

Deep oil reservoirs with high heterogeneity need thorough management to maximize production and recovery along with minimizing OPEX and CAPEX. This management is integration between technology, human resource and processes.

Smart Well technology helps oil companies to meet aforementioned goals. Since smart well technology imposes high initial expenditure it is a risky and costly decision for oil companies to apply it for all companies. Indeed, this fact dictates prioritization of oil fields based on several parameters to decide where this technology should be implemented first.

In this paper we present a novel screening technique under Analytical Hierarchy Process (AHP) engine. This technique needs criteria and sub-criteria affecting smart well potential of fields such as Geological, Geographical, Environmental and Economical parameters.

In this study, the main components of the four main mentioned parameters have been extracted. All of them weighted according to our objective function. The result of this research would be impact weight of each parameter with respect to each other that can be used an engineering box for making decision among several fields for implementing smart well technology.

**Keywords:** Smart well, Geological Parameters, Geographical Parameters, Decision tree, Technical parameter, Weighting

## مطالعه ژئوشیمیایی و تأثیر کانی ماتریکس بر پتانسیل سنگ‌های منشأ احتمالی میدان نفتی

### دارخوین واقع در دشت آبادان

بهرام علیزاده<sup>۱\*</sup>، نسیم آزاد بخت<sup>۲</sup>، سید حسین حسینی<sup>۳</sup>، الهام ترهنده<sup>۳</sup>

۱- عضو هیئت علمی دانشگاه شهید چمران اهواز Alizadeh@scu.ac.ir

۲- عضو هیئت علمی دانشگاه شهید چمران اهواز

۳- کارشناس ارشد شرکت ملی نفت ایران

### چکیده

تاقدیس دارخوین در فاصله ۵ کیلومتری شمال شرقی آبادان واقع است. این میدان دارای امتداد محوری شمالی جنوبی است. در این مطالعه سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو میدان نفتی دارخوین واقع در دشت آبادان مورد آنالیز راک ایول ۶ قرار گرفته است. نمودار S<sub>2</sub> در مقابل کل کربن آلی (TOC) نشان داد که تیپ کروژن این میدان غالباً مخلوطی از نوع II و III می‌باشد. مقدار قابل توجه S<sub>2</sub> جذب شده توسط ماتریکس در چاه‌های شماره ۲ و ۱ سازند کژدمی (۵/۳۳-۱۴/۰۶ mg HC/gr rock) و چاه‌های ۲ و ۳ سازند گدوان (۳/۱-۳/۲ mg HC/gr rock) به علت بلوغ حرارتی نسبتاً کم و نسبت پایین گاز - نفت می‌باشد. در سازندهای گرو و سرگلو مقدار S<sub>2</sub> جذب شده توسط ماتریکس به ترتیب ۰/۸۲ و ۰/۸۴ mgHC/gr rock بوده، که دارای بلوغ حرارتی نسبتاً متوسط و نسبت گاز - نفت متوسط تا بالا می‌باشند. مقدار کربن آلی فعال در سازندهای کژدمی ۱/۶-۰/۶، گدوان ۱/۹-۰/۲، گرو ۱/۵۳ و سرگلو ۸/۳۸ درصد وزنی است که بیانگر سنگ منشأهایی دارای توان هیدروکربورزایی متوسط تا غنی می‌باشد. هم‌چنین چاه‌های مورد مطالعه مدل‌سازی شده و مقدار Ro سازندهای سنگ منشأ بر حسب عمق محاسبه، و نسبت تبدیل ماده آلی و در نتیجه TOC اولیه برآورد گردید. نسبت دگرسایی کروژن در سازندهای مطالعه شده در محدوده ۰/۶۶-۰/۱۲ بوده که با توجه به Easy %Ro به دست آمده از نرم‌افزار PBM ۰/۹-۰/۵ می‌تواند نشانگر قرارگیری سنگ منشأهای مذکور به استثنای سازند کژدمی (Easy %Ro=0.5-0.65) در اوایل پنجره نفتی و آغاز تولید هیدروکربن باشد، که با مقادیر T<sub>max</sub> نیز تأیید می‌شود. فاکتور گاز - نفت سازندهای مذکور برای سازندهای کژدمی و گدوان (۰-۱)، نشانگر محدوده متغیر پتانسیل نفت‌زایی و گاززایی این سازندها می‌باشد. هم‌چنین این فاکتور برای سازندهای گرو و سرگلو (۰/۵۸-۱)، نشان می‌دهد که پتانسیل گاززایی این سازندها بیشتر از نفت‌زایی آنهاست. از نقشه‌های هم‌ارزش TOC<sub>oil</sub> و TOC<sub>gas</sub> سازند کژدمی می‌توان استنباط نمود که عمق حوضه در زمان ته‌نشست سازند مذکور، در غرب و جنوب-غرب میدان بیشتر از قسمت‌های دیگر میدان بوده است.

واژه‌های کلیدی: تأثیر ماتریکس، سنگ منشأ، آنالیز راک ایول، نسبت گاز - نفت، میدان نفتی دارخوین



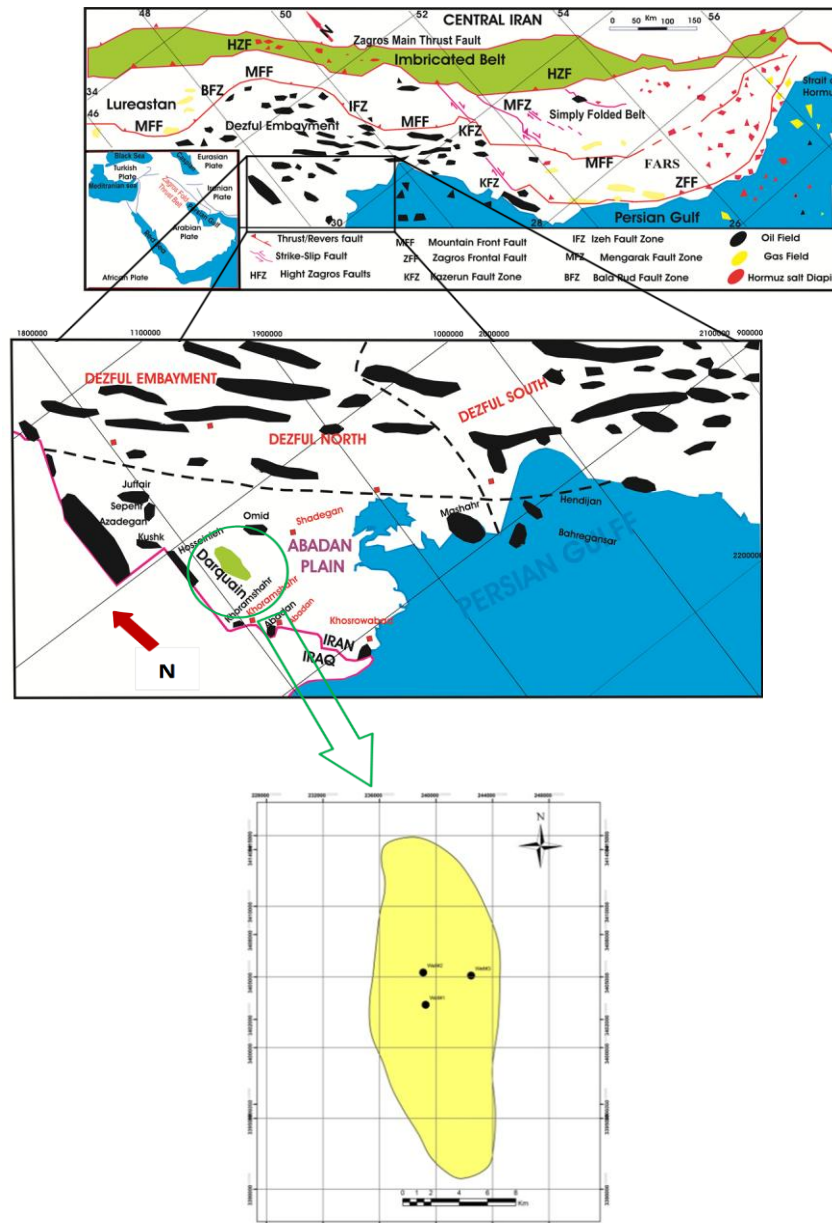
## ۱. مقدمه

یکی از مهم‌ترین ابزارهای مورد استفاده در مطالعات ژئوشیمیایی، دستگاه راک ایول می‌باشد که در مقیاسی بسیار وسیع برای اکتشاف نفت و گاز در حوضه‌های رسوبی سراسر جهان مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱]. با استفاده از این دستگاه می‌توان پتانسیل هیدروکربوری در مناطق مختلف یک میدان نفتی را مورد ارزیابی قرار داد [۲ و ۳]. زینل‌زاده و سجادیان در سال ۱۳۸۸ با استفاده از داده‌های پتروفیزیک و آنالیز راک ایول زون‌هایی از سازندهای سرگلو و گرو را از لحاظ ضخامت و مقدار کل ماده آلی، به عنوان سنگ منشأهای اصل میدان نفتی دارخوین در نظر گرفتند [۴]. این در حالی است که زون‌هایی از سازندهای کژدمی و نیریز را به عنوان زون‌های فرعی سنگ منشأ معرفی نمودند. علیزاده و همکاران در سال ۱۳۹۰ با بررسی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ احتمالی در میدان نفتی آزادگان در دشت آبادان سازند سرگلو را در زون اصلی تولید، سازند کژدمی در زون اولیه تولید تا اوایل زون اصلی و بقیه سازندها را در زون اولیه تولید نفت قرار دادند [۵]. از مهم‌ترین پارامترهای حاصل از دستگاه راک ایول که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفتند، می‌توان به پارامتر  $S_2$  (هیدروکربن‌های تولید شده توسط پیرولیز بر حسب میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ) و TOC (کل کربن آلی سنگ بر حسب درصد وزنی) اشاره نمود. از نمودار  $S_2$  (هیدروکربن‌های تولید شده توسط پیرولیز) در مقابل کل کربن آلی برای تعیین تأثیر ماتریکس و نوع ماده آلی استفاده می‌شود [۶]. هم‌چنین در این نمودار برای دست‌یابی به مقدار کربن آلی نفت‌زا و گاززا از ضرایبی استفاده می‌شود که از آنالیزهای پیرولیز - کروماتوگرافی گازی (PY-GC) و مطالعات میکروسکوپی کروژن به دست می‌آید [۷]. دال و همکاران در سال ۲۰۰۴ نمودار TOC در مقابل  $S_2$  را برای تعیین تأثیر ماتریکس بر جذب هیدروکربن، مقدار کربن آلی فعال (TOC<sub>live</sub>) و خنثی (TOC<sub>inert</sub>) و هم‌چنین تعیین مقدار کربن آلی نفت‌زا (TOC<sub>oil</sub>) و گاززا (TOC<sub>gas</sub>) به کار بردند. این روش به‌ویژه در مواردی که داده‌های PY-GC و میکروسکوپی کروژن کامل نیستند، به محققین در تعیین درصد ماده آلی نفت‌زا و گاززا کمک می‌کند [۸].

در این مطالعه از نمودار  $S_2$  در مقابل TOC برای تعیین نوع ماده آلی و از نمودار TOC در مقابل  $S_2$  برای تعیین کمی تأثیر ماتریکس، مقدار کربن آلی فعال و خنثی و نیز نسبت کربن آلی نفت‌زا و گاززا در سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو به عنوان سنگ‌های منشأ احتمالی در میدان نفتی دارخوین استفاده شده است. به منظور به‌دست آوردن تصویر جامع از میدان، نقشه هم‌ارزش نیز تهیه شد.

## ۲. زمین‌شناسی و جایگاه ساختاری منطقه مطالعاتی

تاق‌دیس دارخوین در جنوب غرب ایران و در تقسیمات زاگرس در دشت آبادان واقع شده است. امتداد محوری تاق‌دیس در جهت شمال - جنوب که با امتداد تاق‌دیس خارک موازی و با امتداد چین خوردگی‌های کمربند زاگرس جهت (شمال غرب - جنوب شرق) مغایرت دارد، و در زمره تاق‌دیس‌هایی است که به آن‌ها Arabian Trend می‌گویند. تاق‌دیس دارخوین در فاصله ۵ کیلومتری شمال شرقی آبادان به طول جغرافیایی  $48^{\circ}03' - 48^{\circ}$  شرقی و عرض  $31^{\circ} - 30^{\circ}05'$  شمالی واقع است. میدان دارخوین در سر سازند آسماری فاقد بستگی ساختمانی بوده ولی ابعاد آن در بنگستان و خامی حدود  $10 \times 25$  کیلومتر است. چین خوردگی تاق‌دیس دارخوین مربوط به شکستگی‌های پی‌سنگ است که احتمالاً در فاز Uralian پرمین یا قدیمی‌تر از آن آغاز شده‌اند [۹]. موقعیت میدان نفتی دارخوین در حوضه زاگرس در شکل شماره (۱) آورده شده است.



شکل ۱) جایگاه میدان نفتی دارخوین در حوضه زاگرس [۱۰] و موقعیت چاه‌های مورد مطالعه در میدان نفتی دارخوین

## ۳. روش مطالعه

در این مطالعه تعداد ۶۰ نمونه خرده حفاری برداشت شده از سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو در چاه‌های شماره ۱، ۲ و ۳ میدان نفتی دارخوین توسط دستگاه راکایول ۶ مورد آنالیز قرار گرفته‌است. در حدود ۷۰-۵۰ میلی‌گرم از نمونه پودر و پس از خشک شدن، توزین گردیده و به کوره پیرولیز با اکسیژن آتمسفری و دمای  $300^{\circ}\text{C}$  وارد می‌شود. دما با نرخ  $25^{\circ}\text{C}/\text{min}$  افزایش می‌یابد تا به  $650^{\circ}\text{C}$  برسد. پارامتر  $S_1$  مقدار هیدروکربن‌های آزاد شده تا دمای  $300^{\circ}\text{C}$ ، پیک  $S_2$  مقدار هیدروکربن‌های آزاد شده در پیرولیز برنامه‌ریزی شده ( $300-600^{\circ}\text{C}$ ) و پیک  $S_3$  مقدار گروه‌های اکسیژن‌دار موجود در کروژن را نشان می‌دهند. سپس دمای باقی مانده نمونه به  $300^{\circ}\text{C}$  رسیده و ثابت می‌ماند. نمونه وارد کوره اکسیداسیون شده که در آن دما با نرخ  $20^{\circ}\text{C}/\text{min}$  افزایش می‌یابد تا به  $850^{\circ}\text{C}$  برسد، آشکارگر (IR) Infra Red Detector مقدار  $\text{CO}_2$  نمونه (پیک  $S_4$ ) را ثبت می‌کند. کل کربن آلی (TOC) با اکسیداسیون بقایای پیرولیز در کوره دوم تعیین می‌شود. شاخص هیدروژن (Hydrogen Index, HI) مقدار نرمالیز شده  $S_2$  است که به صورت میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم TOC بیان شده و نوع ماده آلی را مشخص می‌کند. نتایج این آنالیز در جدول شماره (۱) ارائه شده است. نوع کروژن می‌تواند در کنار عمق بر پارامترهای بلوغ  $T_{\text{max}}$  تأثیر بگذارد [۱۱].

جدول (۱) نتایج حاصل از آنالیز راکایول ۶ بر روی نمونه‌های سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو در میدان نفتی دارخوین

چاه	سازند	عمق (m)	S1 (mg HC/gr rock)	S2 (mg HC/gr rock)	HI (mg HC/gr TOC)	OI (mg HC/gr TOC)	TOC (%wt)	PI	Tmax (°C)
۱		۳۴۴۹	۱/۱۵	۱۰/۳۵	۵۳۴	۴۵	۱/۹۴	۰/۱	۴۲۸
		۳۴۷۹	۰/۷۱	۶/۴۴	۴۲۶	۵۳	۱/۵۱	۰/۱	۴۲۹
		۳۵۶۸	۰/۴۴	۳/۰۶	۲۲۸	۴۵	۱/۳۴	۰/۱۳	۴۳۱
		۳۵۷۰	۰/۲۵	۵/۷۷	۵۰۲	۵۷	۱/۱۵	۰/۰۴	۴۲۵
		۳۵۸۵	۰/۲۳	۱۳/۸۵	۵۵۰	۲۹	۲/۵۲	۰/۰۱	۴۳۲
		۳۵۸۹	۰/۲۸	۱۳/۳۹	۵۵۶	۳۱	۲/۴۱	۰/۰۲	۴۲۹
		۳۶۱۳	۲/۷۵	۱/۵۹	۱۹۲	۵۱	۰/۸۳	۰/۱۵	۴۳۲
۲	کژدمی	۲۹۰۰	۱/۹۸	۷/۲۷	۲۷۱	۲۵	۲/۶۸	۰/۲۷	۴۳۱
		۲۹۳۰	۱/۲۱	۵/۷۹	۲۷۳	۲۲/۵	۲/۲۱	۰/۲۵	۴۲۹
		۲۹۷۰	۰/۷۵	۴/۳۲	۲۷۴	۲۰	۱/۷۵	۰/۲۱	۴۳۰
		۳۰۰۰	۱/۴۷	۳/۲۲	۱۴۵	۱۸	۲/۲۲	۰/۱۸	۴۳۱
		۳۰۴۰	۲/۲	۳/۱	۱۴۹	۱۵	۲/۰۸	۰/۳۲	۴۳۲
		۳۰۸۰	۱/۲	۲/۹۸	۱۵۲	۱۲	۱/۹۵	۰/۴۲	۴۳۲
		۳۱۲۰	۱/۵۵	۴/۲	۱۳۸	۲۱	۲/۷۵	۰/۲۲	۴۳۳
		۳۱۵۰	۱/۷۹	۲/۷۵	۱۴۵	۱۷	۱/۹۲	۰/۳۶	۴۳۲
		۳۲۰۰	۰/۹۵	۴/۱۸	۷۵	۱۵	۲/۷۴	۰/۲۹	۴۳۳
		۳۲۵۰	۲/۷۵	۳/۲۵	۱۴۷	۱۳	۲/۲	۰/۲۲	۴۳۳

		عمق (m)	S <sub>1</sub> (mg HC/gr rock)	S <sub>2</sub> (mg HC/gr rock)	HI (mg HC/gr TOC)	OI (mg HC/gr TOC)	TOC (%wt)	PI	Tmax (°C)
		۳۵۵۵	۱/۱۴	۵/۴۵	۵۷۱	۴۸	۱/۹۲	۰/۱۷	۴۳۵
		۳۵۶۰	۰/۸۷	۲	۳۴۰	۲۲	۱/۱	۰/۳۰	۴۳۲
		۳۵۷۲	۰/۷۸	۲/۵	۳۱۳	۲۸	۱/۵۶	۰/۲۳	۴۳۱
		۳۵۷۸	۰/۹۹	۵/۱۳	۲۴۸	۲۳	۲/۲۵	۰/۱۶	۴۲۹
۳	کزدمی	۳۵۸۵	۱/۲	۶/۲	۱۸۳	۱۸	۲/۹۴	۰/۱۶	۴۳۲
		۳۶۱۱	۰/۲۶	۱/۶	۲۰۹	۱۴۸	۰/۸۴	۰/۱۳	۴۳۴
		۳۶۵۰	۰/۳۹	۲	۱۹۸	۱۰۰/۵	۱/۰۲	۰/۱۶	۴۳۵
		۳۶۸۶	۰/۵۲	۲/۲۵	۱۸۶	۵۳	۱/۲۱	۰/۱۸	۴۳۵
		۳۶۹۵	۰/۰۹	۰/۰۹	۶۰	۶۴۰	۰/۱۵	۰/۵	۴۳۱
		۳۷۰۱	۰/۳۹	۷/۵۲	۱۳۷	۲۱	۳/۱	۰/۰۴	۴۳۴
		۳۷۳۱	۰/۰۹	۵/۲	۱۲	۱۶	۲/۵۶	۰/۰۱	۴۳۶
۱	گدوان	۳۸۱۵	۰/۱	۰/۳۸	۸۸	۱۱۹	۰/۴۳	۰/۲۲	۴۳۶
		۳۸۴۸	۰/۰۸	۰/۳۲	۷۱	۱۰۷	۰/۴۵	۰/۲	۴۳۸
		۳۸۶۰	۰/۰۴	۰/۱۵	۵۲	۱۹۰	۰/۲۹	۰/۲۱	۴۳۸
		۳۹۱۵	۰/۰۷	۰/۲۵	۷۱	۱۳۷	۰/۳۵	۰/۲۳	۴۳۷
		۳۹۳۲	۰/۰۹	۰/۲۹	۷۶	۱۷۱	۰/۳۸	۰/۲۳	۴۳۶
		۳۹۶۶	۰/۱۴	۰/۴۹	۸۸	۱۳۰	۰/۵۶	۰/۲۲	۴۴۱
		۴۰۱۹	۰/۴	۰/۴۵	۱۱۸	۱۷۹	۰/۳۸	۰/۴۷	۴۳۳
		۴۰۸۰	۰/۱۱	۰/۲۶	۸۱	۱۸۱	۰/۳۲	۰/۲۹	۴۳۷
۲	گدوان	۳۶۰۰	۲/۸	۵/۶۳	۲۷۰	۵۲	۱/۷۸	۰/۳۳	۴۲۲
		۳۷۱۰	۲/۸۹	۷/۲	۳۴۰	۳۱	۲/۱	۰/۲۸	۴۲۴
۳	گدوان	۳۹۶۰	۰/۶	۰/۸۱	۹۹	۱۷۱	۰/۸۲	۰/۴۳	۴۳۴
		۳۹۸۵	۱/۱۲	۰/۷۱	۱۱۳	۱۷۰	۰/۶۳	۰/۶۱	۲۹۴
		۴۰۶۵	۳/۶۵	۵/۲۲	۴۱۴	۴۹	۱/۲۶	۰/۴۱	۳۶۴
		۴۱۲۵	۲/۰۴	۵/۲۲	۴۱۱	۷۲	۱/۲۷	۰/۲۸	۳۶۳
		۴۲۱۰	۴/۵۲	۶/۸	۳۴۷	۳۹	۱/۹۶	۰/۴	۴۳۵
		۴۰۶۲	۱/۹۵	۲/۲۵	۴۴۵	۵۲	۰/۷۲	۰/۴۶	۴۳۳
		۴۱۰۰	۱/۰۷	۲/۵۸	۲۳۴	۴۳	۱/۱	۰/۲۹	۴۳۸

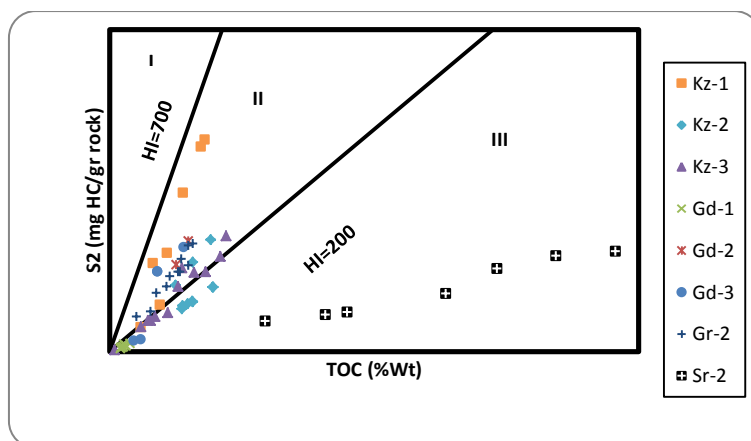
		عمق (m)	S <sub>1</sub> (mg HC/gr rock)	S <sub>2</sub> (mg HC/gr rock)	HI (mg HC/gr TOC)	OI (mg HC/gr TOC)	TOC (%wt)	PI	Tmax (°C)
۲	گرو	۴۱۷۵	۱/۷	۵/۶	۱۴۲	۲۹	۲/۱	۰/۲۳	۴۳۹
		۴۲۰۰	۱/۲۲	۵/۲	۱۶۸	۴۱	۱/۸۷	۰/۱۹	۴۴۰
		۴۲۲۵	۱/۸	۴/۹	۲۴۰	۴۵	۱/۶	۰/۲۶	۴۴۱
		۴۲۷۵	۱/۹۲	۴/۲۱	۲۷۷	۵۲	۱/۵۲	۰/۳۱	۴۴۰
		۴۳۰۰	۲/۲۲	۵/۱۸	۲۱۷	۳۹	۱/۸۲	۰/۳	۴۳۹
		۴۳۵۰	۲/۱۸	۷	۲۶۳	۲۸	۲/۲۲	۰/۲۳	۴۴۰
		۴۳۷۵	۱/۹	۶/۹	۲۵۹	۲۶	۲/۱	۰/۲۱	۴۳۸
		۴۴۰۰	۰/۸	۶	۲۵۸	۲۴	۱/۹	۰/۱۱	۴۴۲
		۵۱۵۰	۲/۲	۶/۵۳	۴۹	۵	۱۳/۴	۰/۲۵	۴۴۶
۲	سرگلو	۵۱۵۴	۰/۷۷	۶/۲۴	۵۳	۴	۱۱/۸۳	۰/۱۰	۴۴۶
		۵۱۵۸	۱/۹۵	۳/۷۵	۴۰	۴	۸/۹	۰/۳۴	۴۳۹
		۵۱۶۰	۰/۲۳	۵/۴۱	۵۳	۷	۱۰/۲۶	۰/۰۴	۴۵۷
		۵۱۶۷	۰/۷۹	۱/۹۵	۴۷	۱۹	۴/۱۳	۰/۲۸	۴۲۹
		۵۱۵۴	۰/۷۷	۶/۲۴	۵۳	۴	۱۱/۸۳	۰/۱۰	۴۴۶

#### ۴. بحث و بررسی

در این بخش نوع ماده‌ی آلی، میزان تأثیرماتریکس، مقدارکربن آلی خثی و فعال و نسبت گاز - نفت در سازندهای مورد مطالعه با استفاده از داده‌های S<sub>2</sub> و TOC مورد بررسی قرار گرفته است.

#### ۴-۱) نوع ماده آلی

از دیاگرام S<sub>2</sub> در مقابل TOC برای تعیین نوع کروژن استفاده می‌گردد. در طی پیرولیز، کروژن نوع I، ۸۰ درصد وزنی (mg HC/gr TOC HI=۵۰۰-۶۰۰) و کروژن نوع II، ۶۰-۵۰ درصد وزنی (mg HC/gr TOC HI=۸۰۰)؛ کروژن نوع III، ۳۰-۱۵ درصد وزنی (mg HC/gr TOC HI=۱۵۰-۳۰۰) هیدروکربن تولید می‌کند [۳]. بنابراین در این نمودار، HI=۷۰۰ (یعنی ماده آلی با ۷۰٪ وزنی هیدروکربن) به عنوان مرز کروژن نوع I و II و HI=۲۰۰ به عنوان مرز کروژن نوع II و III در نظر گرفته شده است [۶]. منحنی‌های ترسیم شده S<sub>2</sub> در مقابل TOC برای سازندهای کژدمی، گدوان و گرو در میدان نفتی دارخوین (شکل ۲) نشان می‌دهد که تیپ کروژن در سازندهای مذکور غالباً ترکیبی از نوع III و II بوده و برای سازند سرگلو با توجه به اینکه اعتبار شاخص هیدروژن در طبقه بندی کروژن‌ها بر اساس راکایول تا ابتدای پنجره نفت‌زایی می‌باشد، با توجه به بلوغ بالای سازند سرگلو که کاهش مقادیر هیدروژن و اکسیژن را به دنبال داشته و به مقادیر کمتر از ۱۰۰ سقوط کرده لزوماً نشان‌دهنده کروژن نوع III نیست بلکه افزایش بلوغ باعث افزایش ظاهری کروژن نوع III شده است.



شکل ۲) تعیین نوع کروژن با استفاده از داده‌های  $S_2$  و TOC در سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو در میدان نفتی دارخوین [۶]

#### ۴-۲) تأثیر ماتریکس کانی (Mineral Matrix Effect)

تأثیر ماتریکس می‌تواند پارامتر  $S_2$  حاصل از پیرولیز را کاهش داده و در نتیجه باعث کاهش شاخص هیدروژن و کیفیت سنگ منشأ شود. این امر به علت باقی ماندن هیدروکربن‌هایی با وزن ملکولی بالا در سنگ، تا زمانی است که فرایند شکست رخ می‌دهد [۳]. با استفاده از نمودار TOC در  $S_2$  مقدار کمی ماتریکس محاسبه شد. شیب خط رگرسیون در این نمودار (a) در معادله (۱)،  $1/HI_{live}$  است که  $HI_{live}$  شاخص هیدروژن کربن آلی فعال می‌باشد. معادله خط رگرسیون به صورت:

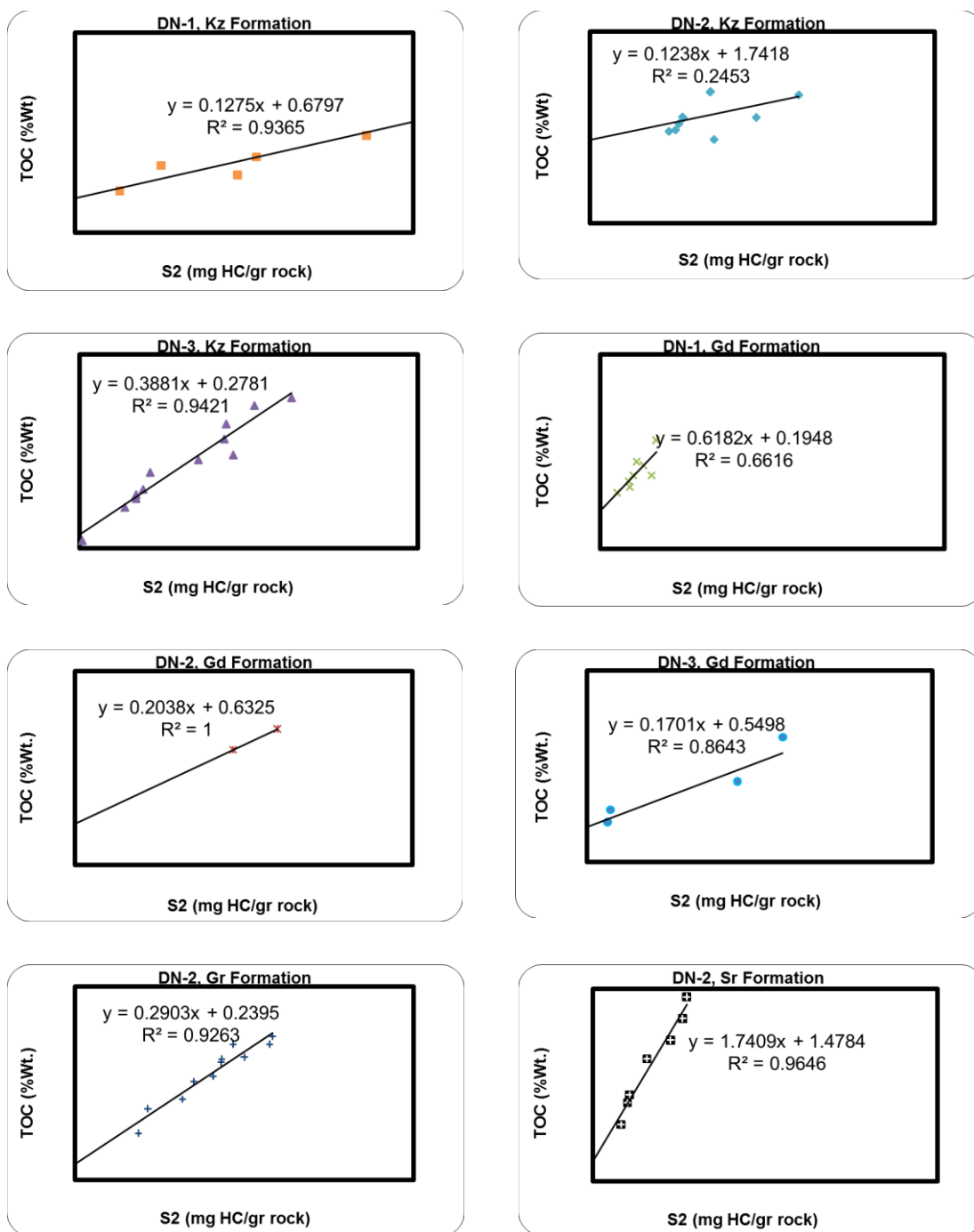
$$TOC = aS_2 + b \quad (\text{معادله ۱})$$

$$a = TOC/S_2 = 100/HI \quad (\text{معادله ۲})$$

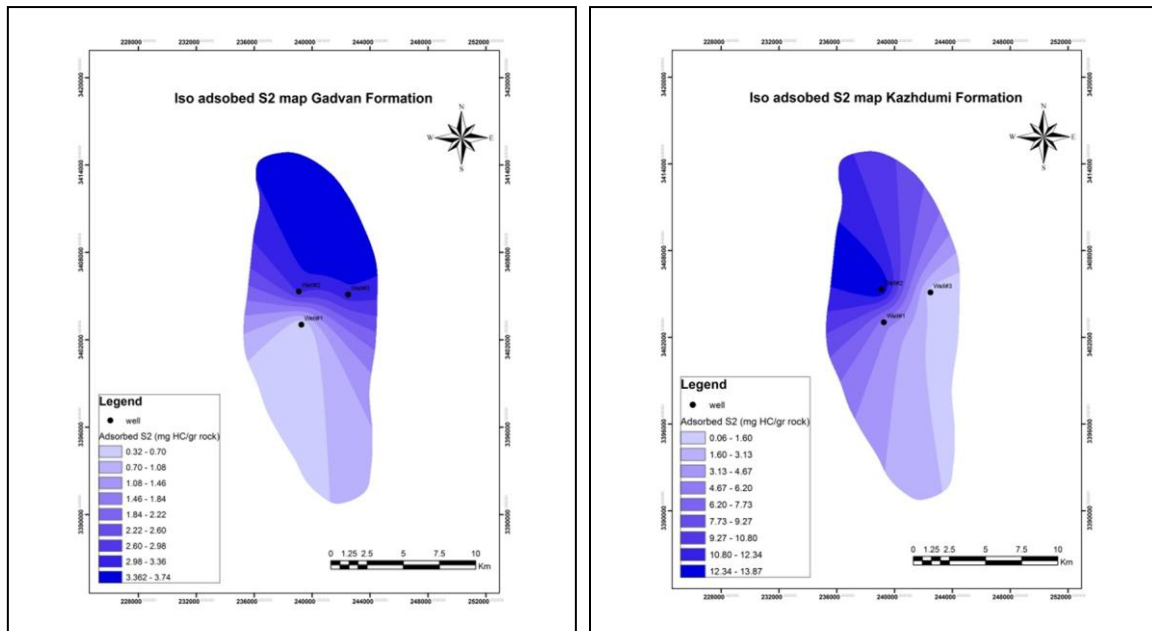
زیرا شاخص هیدروژن به صورت  $HI = 100S_2 / TOC$  تعریف شده است [۸].

در حالت ایده‌آل خط رگرسیون باید از مبدأ ( $b=0$ ) عبور کند، اما این حالت تنها در مواردی استثنایی رخ داده و معمولاً خط رگرسیون محور  $y$  (TOC) را قطع می‌کند. این جابه‌جایی ( $b$ )، حاصل تأثیر کربن آلی خنثی [۱۲] و تأثیر ماتریکس [۶] در طی پیرولیز است. برای تعیین تأثیر ماتریکس، محل برخورد خط رگرسیون با محور  $X$  در فاکتور استوکیومتری ( $\alpha$ ) ضرب شده تا مقدار کربن آلی جذب شده توسط ماتریکس ( $TOC_{adsorb}$ ) به صورت کمی درآید. نمودارهای TOC در مقابل  $S_2$  برای تعیین مقدار ماتریکس و ماده آلی خنثی در سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو میدان نفتی دارخوین، در شکل (۳) آورده شده است. قطع شدن محور منفی  $X$  ( $S_2$ ) توسط خط رگرسیون در سازندهای کژدمی و گدوان میدان نفتی دارخوین (به ترتیب  $0.7-1.4$  mgHC/gr rock و  $0.31-3.2$  mg HC/gr rock)، نشان دهنده تأثیر قابل توجه ماتریکس است. تأثیر ماتریکس سازندهای مذکور، در جذب TOC این میدان تا حدی است که مقدار کربن آلی جذب شده در سازند کژدمی چاه شماره ۱ و سازند گدوان در چاه شماره ۲ به  $0.6$  درصد وزنی می‌رسد. برای سازندهای گرو و سرگلو نیز مقدار  $S_2$  جذب شده توسط ماتریکس به ترتیب  $0.82$  و  $0.84$  mgHC/gr rock می‌باشد، که تأثیر ماتریکس در جذب  $S_2$  نسبت به سازندهای کژدمی و گدوان در سازندهای گرو و سرگلو میدان نفتی دارخوین کمتر است. نقشه‌های هم‌ارزش  $S_2$  جذب شده برای سازندهای کژدمی و گدوان (شکل ۴ الف و ب) نشان می‌دهد که در سازند کژدمی  $S_2$  جذب شده از جنوب شرق میدان به سمت شمال غرب میدان در حال افزایش است به طوری که در چاه شماره ۲ به بیشترین مقدار خود می‌رسد، نقشه هم‌ارزش  $S_2$  جذب شده برای سازند گدوان نیز نشان‌گر افزایش  $S_2$  جذب شده از جنوب غرب میدان به سمت شمال میدان است. علت اصلی تغییرات ماتریکس در سازندهای کژدمی و گدوان این میدان تغییرات بلوغ حرارتی و نسبت گاز - نفت سازندهای مذکور است. از آن‌جا که تنها اکتشافی چاه شماره ۲ میدان نفتی دارخوین حفاری

تا عمق ۷۱۲ متر زیر مخزن خامی ادامه یافته است و چاه‌های شماره ۱ و ۳ در مخزن خامی تکمیل شده‌اند لهذا رسم منحنی-های هم‌ارزش سازندهای گرو و سرگلو برای کل میدان امکان پذیر نخواهد بود.



شکل ۳) ترسیم خط رگرسیون در سازندهای کژدمی (Kz)، گدوان (Gd)، گرو (Gr) و سرگلو (Sr) در چاه‌های مطالعه شده در میدان نفتی دارخوین



(ب)

(الف)

شکل ۴) نقشه هم‌ارزش مقدار S<sub>2</sub> جذب شده در سازندهای کژدمی (الف) و گدوان (ب) میدان نفتی دارخوین

#### ۴-۳) تعیین کربن آلی فعال (TOC live) و خنثی (TOC inert)

مقدار کربن آلی فعال از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$TOC_{live} = TOC_{observe} - TOC_{inert} \quad (\text{معادله ۳})$$

برای تعیین مقدار کربن آلی خنثی (TOC<sub>inert</sub>)، میزان TOC جذب شده توسط ماتریکس (TOC<sub>adsorb</sub>) از مقدار برخورد خط رگرسیون و محور Y کسر می‌شود (جدول ۲). میانگین کربن آلی فعال در سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو به ترتیب ۱/۶ تا ۰/۶، ۱/۹ تا ۰/۲، و ۱/۵ و ۸ درصد وزنی می‌باشد. بر اساس تقسیم‌بندی آور در سال ۱۹۸۰ (جدول شماره ۳) سازندهای مذکور دارای تولید هیدروکربور متوسط تا غنی می‌باشند [۱۳]. در این میدان مقدار کربن آلی خنثی در سازندهای کژدمی در محدوده ۱/۵-۰/۶ درصد وزنی، گدوان ۰/۱-۰/۰۰۰۵ درصد وزنی، گرو ۰/۱ و سرگلو ۰/۲ درصد وزنی می‌باشد. نقشه‌های هم‌ارزش TOC<sub>inert</sub> برای سازندهای کژدمی و گدوان (شکل ۵ و ۶ ب) نشان‌گر افزایش مقدار کربن آلی خنثی از جنوب شرق میدان به سمت شمال غرب میدان برای سازند کژدمی، و برای سازند گدوان نیز نشان‌گر افزایش این مقدار از شمال غرب میدان به سمت جنوب و جنوب شرق میدان می‌باشد.

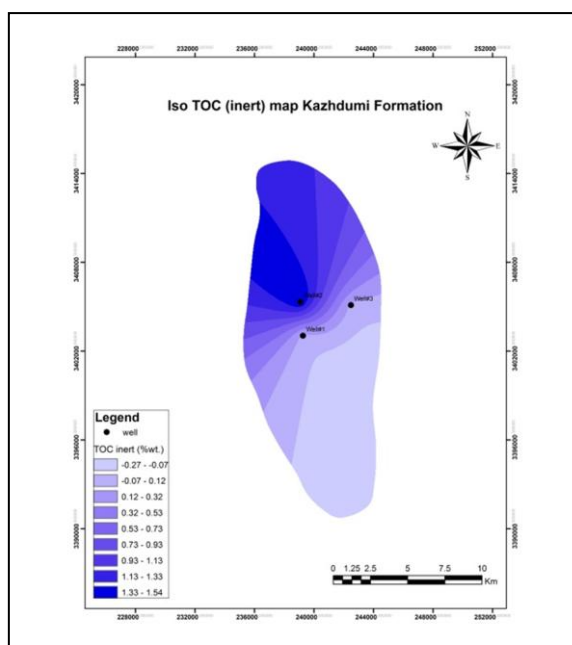


جدول ۲) نتایج حاصل از ترسیم خط رگرسیون در نمودار  $S_2$  در مقابل TOC در میدان نفتی دارخوین

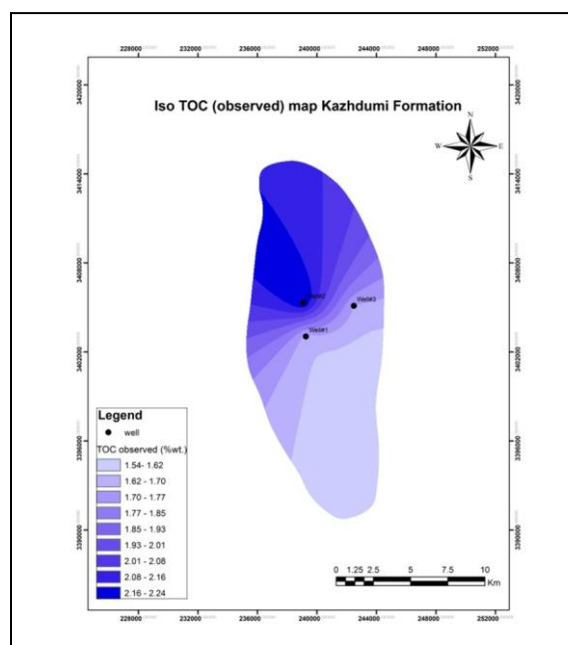
سازند	چاه	HI mean	HI live	$S_2$ observ	$S_2$ adsorb	TOC Observe	TOC adsorb	TOC inert	TOC live
کژدمی	۱	۴۲۷	۷۳۴	۷/۷۷	۵/۳۳	۱/۶۷	۰/۶۱۱	۰/۰۶۸	۱/۶۰۲
	۲	۱۷۷	۱۹۸	۴/۱	۱۴/۰۶۹	۲/۲۵	۰/۱۷۸	۱/۵۶۳	۰/۶۷۸
	۳	۲۲۴	۲۴۲	۳/۶۸	۰/۷۱۶	۱/۷	۰/۱۹	۰/۰۸۸	۱/۶۱۲
گدوان	۱	۸۰/۶	۱۰۷	۰/۳۲	۰/۳۱۵	۰/۳۹۵	۰/۰۹۲	۰/۱۰۲	۰/۲۹۳
	۲	۳۱۳	۴۹۰	۶/۴۱	۳/۱	۱/۹۴	۰/۶۳۲	۰/۰۰۰۵	۱/۹۳۹۵
	۳	۲۷۷	۵۰۸	۳/۷۵	۳/۲۳	۱/۱۸	۰/۴۴۹	۰/۱	۱/۰۷
گرو	۲	۲۵۸	۳۱۹	۴/۸۷	۰/۸۲۵	۱/۶۵	۰/۱۲۶	۰/۱۱۲	۱/۵۳۸
سرگلو	۲	۹۵/۴	۵۵۴	۴/۱۱	۰/۸۴۹	۸/۶۵	۱/۲۱	۰/۲۶۳	۸/۳۸

جدول ۳) تقسیم‌بندی سنگ‌های منشأ هیدروکربنی بر اساس محتوی کل کربن آلی (Ower, 1980)

میزان کل کربن آلی (TOC) (وزنی درصد)	$>0.5$	۰.۵-۱	۱-۲	۲-۱۰
میزان غنی شدگی (توان تولید هیدروکربن)	ضعیف	متوسط	خوب	غنی

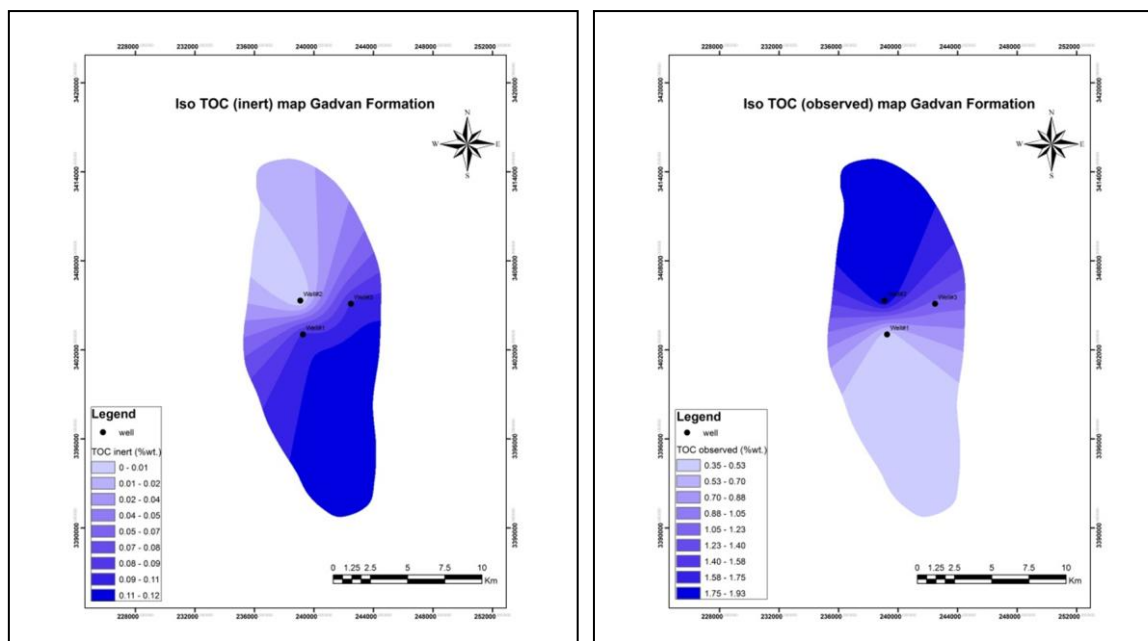


(ب)



(الف)

شکل ۵) نقشه هم‌ارزش کل کربن آلی (الف) و کربن مرده (ب) در سازند کژدمی میدان نفتی دارخوین



(ب)

(الف)

شکل ۶ نقشه هم‌ارزش کل کربن آلی (الف) و کربن آلی مرده (ب) در سازند گدوان میدان نفتی دارخوین

#### ۴-۴) ترکیب کروژن فعال

با استفاده از نمودار TOC در مقابل  $S_2$  می‌توان درصد ماده آلی نفت‌زا و گاززا را تعیین نمود. برای تعیین مقدار کربن آلی نفت‌زا و گاززا، باید فاکتور  $^{14}C$  GORP تعیین شود. برای به‌دست آوردن این نسبت از پارامتر TR استفاده شده، علاوه و TOC به مقدار اولیه خود (پیش از دگرسایي) بازگردانده شود. برای محاسبه TOC اولیه یکی از شاخص‌های پختگی ماده آلی انعکاس ویتربینایت می‌باشد. محدوده انعکاس ویتربینایت بین ۰/۶ تا ۱/۳ برای نفت و تا ۲ برای تولید گاز بکار می‌رود، لذا نسبت تبدیل ماده آلی به نفت که به Transformation ratio (TR) معروف است با میزان پختگی ماده آلی و در نتیجه با میزان انعکاس ویتربینایت رابطه دارد. بردیناو (1993) نمودار TR در مقابل ارائه نمود (شکل ۷)، بنابراین با داشتن انعکاس ویتربینایت (جدول ۴)، (شکل ۸) و با توجه به نوع کروژن سازندهای مورد مطالعه و به‌وسیله معادلات مربوطه (معادلات ۴ و ۵) برای این کروژن‌ها (مخلوط کروژن نوع ۳ و ۲ و کروژن نوع ۳) می‌توان نسبت تبدیل و در نتیجه TOC اولیه (جدول ۵) را محاسبه نمود [۱۴]. با استفاده از معادله‌های (۴ و ۵) و مقدار TR هر سازند، نمودارهای TOC در مقابل  $S_2$  با نسبت‌های معین نفت به گاز، تهیه و روی نمودار TOC در مقابل  $S_2$  سازند مربوطه طوری قرار داده می‌شود که مبدأ آن در محل برخورد خط رگرسیون با محور  $y$  قرار گیرد (شکل ۱۰). سپس درصد جزء نفت‌زا (m) و گاززا (n) قرائت و GORP با استفاده از معادله (۶) تعیین می‌شود [۸].

$$TR = 93.853(Ro)^6 - 378.24(Ro)^5 + 595.74(Ro)^4 - 467.93(Ro)^3 + 195.1(Ro)^2 - 40.941(Ro) + 3.3947 \quad (معادله ۴)$$

$$TR = -3.5028(Ro)^6 + 23.547(Ro)^5 - 62.431(Ro)^4 + 82.109(Ro)^3 - 55.205(Ro)^2 + 18.272(Ro) - 2.3333 \quad (معادله ۵)$$

$$TOC_{restore} = TOC_{observe} + [S_{2observe} TR / (1 - TR)] \alpha \quad (معادله ۶)$$

$\alpha$  ضریب استوکیومتری است. نمودارهای ترسیم شده برای میدان نفتی دارخوین در شکل (۱۰) ارائه شده‌اند.

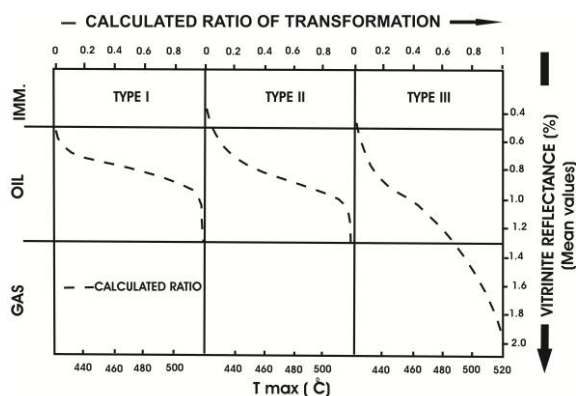
$$\text{GORP} = m/(m+n) \quad (\text{معادله ۷})$$

مؤلفه‌های تولید کننده نفت و گاز  $\text{TOC}$ ، به ترتیب  $\text{TOC}_{\text{oil}}$  و  $\text{TOC}_{\text{gas}}$  نامیده شده و به صورت زیر محاسبه می‌شوند [۸].

$$\text{TOC}_{\text{oil}} = \text{TOC}_{\text{live, restore}} (1 - \text{GORP}) \quad (\text{معادله ۸})$$

$$\text{TOC}_{\text{gas}} = \text{TOC}_{\text{live, restored}} \text{GORP} \quad (\text{معادله ۹})$$

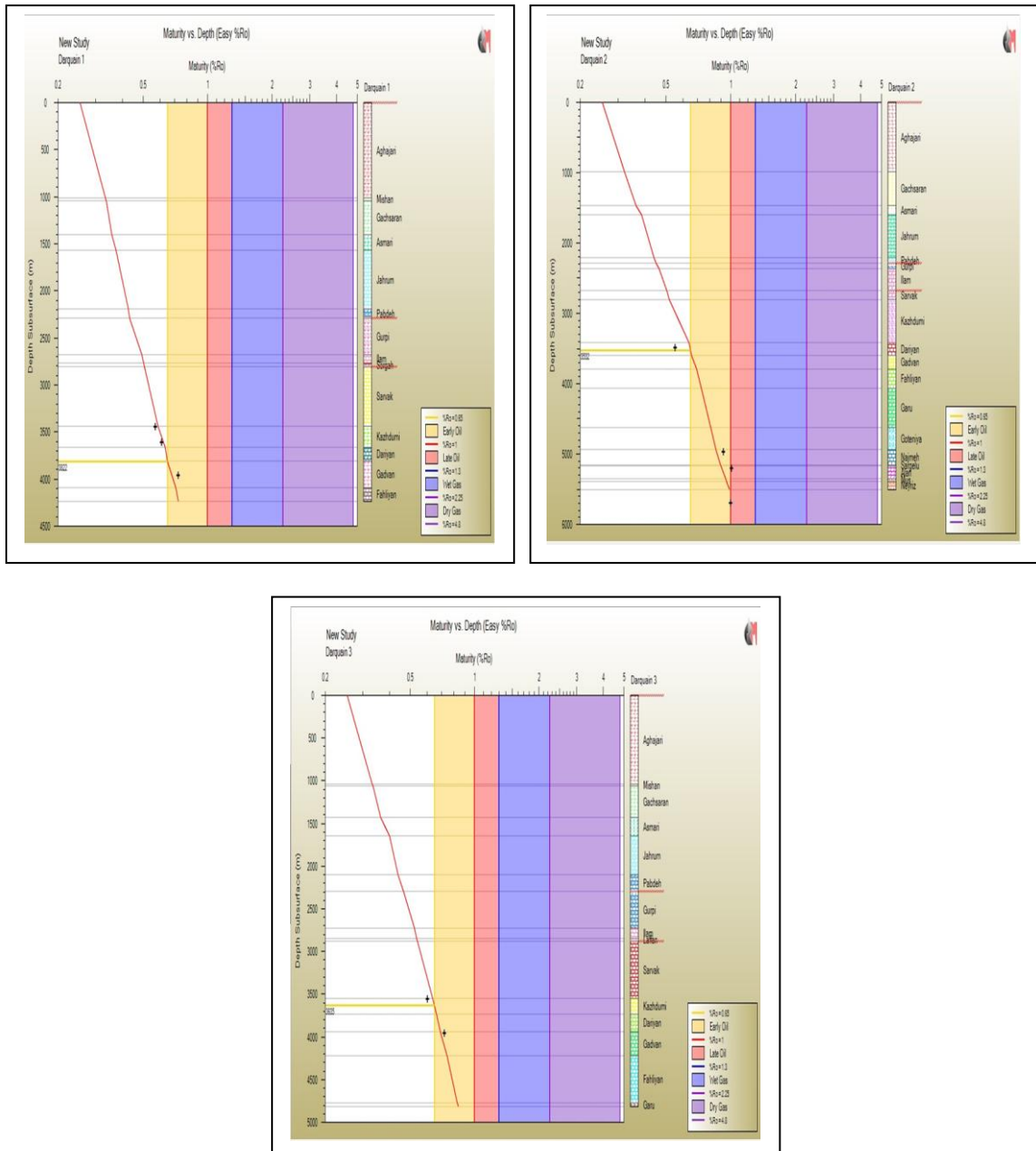
نتایج محاسبات در جدول ۵ ارائه شده است.



شکل ۷) نمودار نسبت تبدیل (Transformation Ratio) ماده آلی به نفت برای انواع کروژن‌ها (اقتباس از Bordenave., 1993)

جدول ۴) داده‌های Easy Ro سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو حاصل از نرم‌افزار PBM میدان نفتی دارخوین

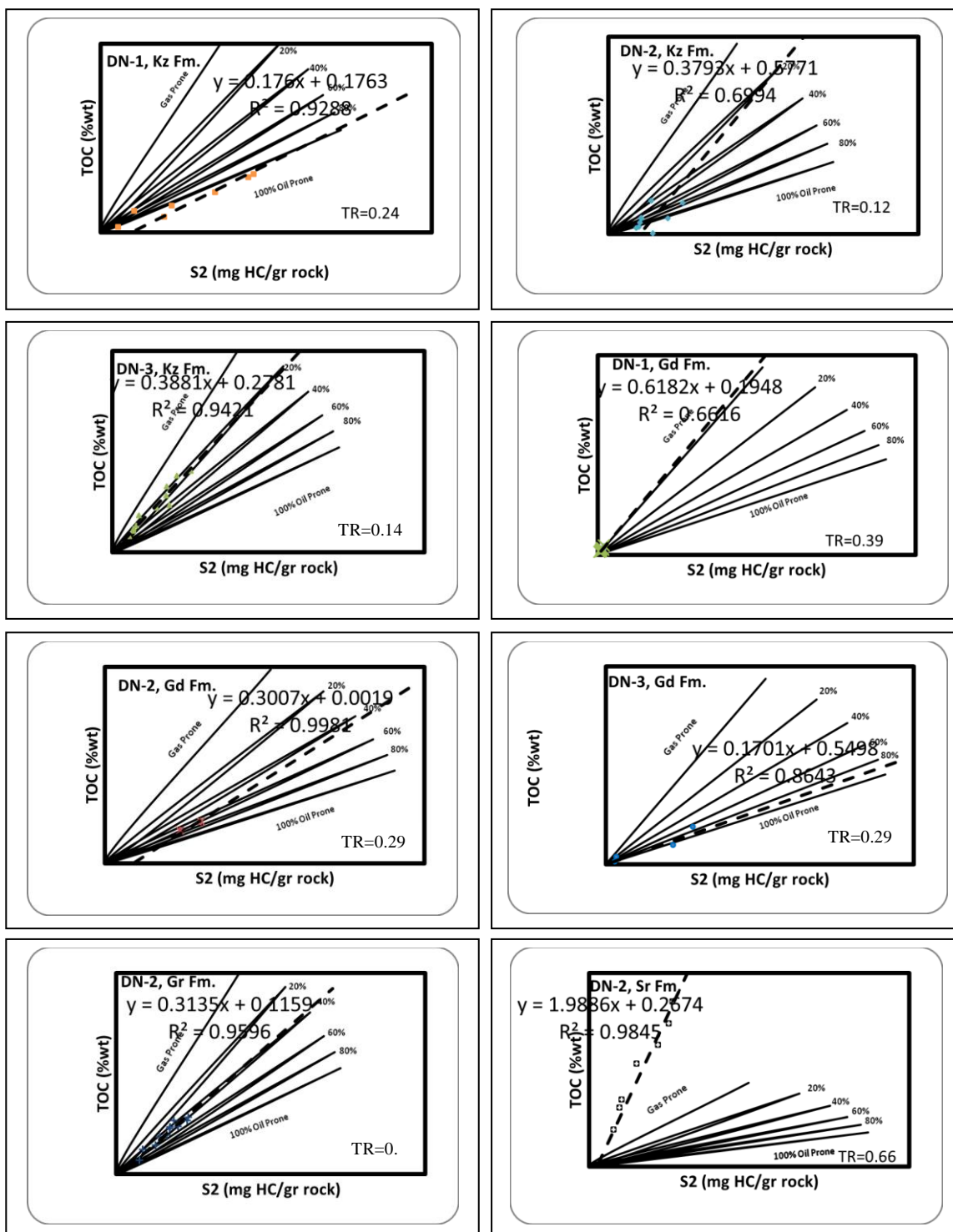
چاه	۱	۲	۳	۱	۲	۳	۲	۲
سازند	کژدمی			گدوان			گرو	سرگلو
Easy Ro	۰/۵۷	۰/۵۶	۰/۶۳	۰/۶۳	۰/۶۱	۰/۶۵	۰/۷۷	۰/۸۵



شکل ۸) نمودارهای تغییرات بلوغ با عمق براساس مدل **EASY%Ro** در چاه های شماره ۱، ۲ و ۳ میدان نفتی دارخوین

جدول ۵) تعیین درصد ماده آلی نفتزا و گاززا در سازندهای کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو در میدان نفتی دارخوین (در این جدول S<sub>2</sub> بر حسب mg HC/gr rock و TOC بر حسب درصد وزنی داده شده‌اند)

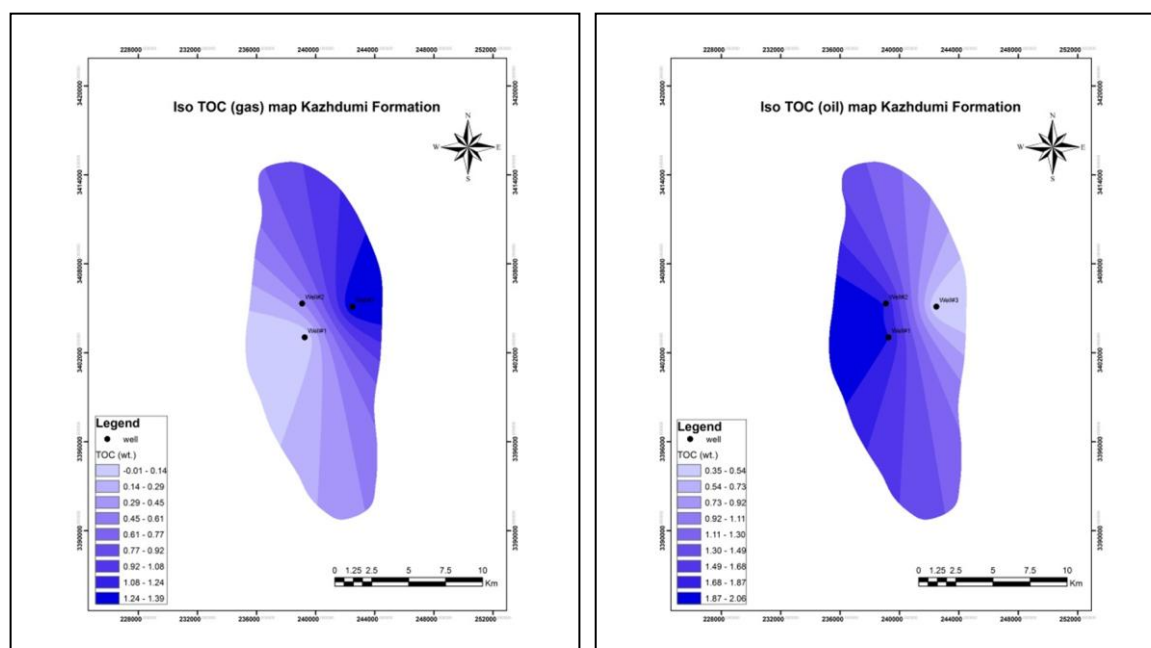
سازند	چاه	TR	S <sub>2</sub> Observ	S <sub>2</sub> Restore	S <sub>2</sub> Lost	TOC Lost	TOC Restore	GOR P	TOC II	TOC III	S <sub>2</sub> Oil	S <sub>2</sub> Gas
کژدمی	۱	۰/۲۴	۷/۷۷	۱۰/۲۲	۲/۴۵	۰/۲۱	۱/۸۸	۰	۱/۸۸	۰	۰/۲۲	۰
	۲	۰/۱۲	۴/۱	۴/۶۵	۰/۵۵	۰/۴۷	۲/۲۹	۰/۱۹	۱/۸۵	۰/۴۳۵	۳/۷۶	۰/۸۸
	۳	۰/۱۴	۳/۶۸	۴/۳۱	۰/۶۳	۰/۵۴	۱/۷۵	۰/۸	۰/۳۵	۱/۴	۰/۸۶	۳/۴۴
گدوان	۱	۰/۳۹	۰/۳۲	۰/۵۲	۰/۲۰	۰/۰۱	۰/۴۱	۱	۰	۰/۴۱	۰	۰/۵۲
	۲	۰/۲۹	۶/۴۱	۹/۰۹	۲/۶۸	۰/۲۳	۲/۱۷	۰/۳۲	۱/۴۷	۰/۶۹۴	۶/۱۸	۲/۹
	۳	۰/۲۹	۳/۷۵	۵/۳۱	۱/۵۶	۰/۱۳	۱/۳۱	۰/۱	۱/۱۷	۰/۱۳	۴/۷۷	۰/۵۳
گرو	۲	۰/۵	۴/۸۷	۹/۷۴	۴/۸۷	۰/۴۱	۲/۰۶	۰/۵۸	۰/۸۶۵	۱/۱۹	۴/۰۹	۵/۶۴
سرگلو	۲	۰/۶۶	۴/۱۱	۱۲/۰۸	۷/۹۷	۰/۶۸۵	۹/۳۳	۱	۰	۹/۳۳	۰	۰/۰۸
												۱۲



شکل ۱۰ نمودارهای ترسیم شده برای تعیین GORP در سازندهای کژدمی (Kz)، گدوان (Gd)، گرو (Gr) و سرگلو (Sr) در میدان نفتی دارخوین

مقدار فاکتور GORP سازندهای کژدمی و گدوان (۱-۰) نشانگر محدوده متغیر پتانسیل نفت‌زایی و گاززایی سازندهای مذکور است، مقدار فاکتور GORP برای سازند گرو ۰/۵۸ است که پتانسیل گاززایی نسبتاً بیشتری به پتانسیل نفت‌زایی دارد، و مقدار این فاکتور برای سازند سرگلو برابر با یک می‌باشد که نشانگر پتانسیل گاززایی این سازند در میدان نفتی دارخوین است. از طرف دیگر با توجه به  $T_{max}$  و  $Easy Ro$  به‌دست آمده برای این سازندها، بلوغ هر دو نوع از ماده آلی در

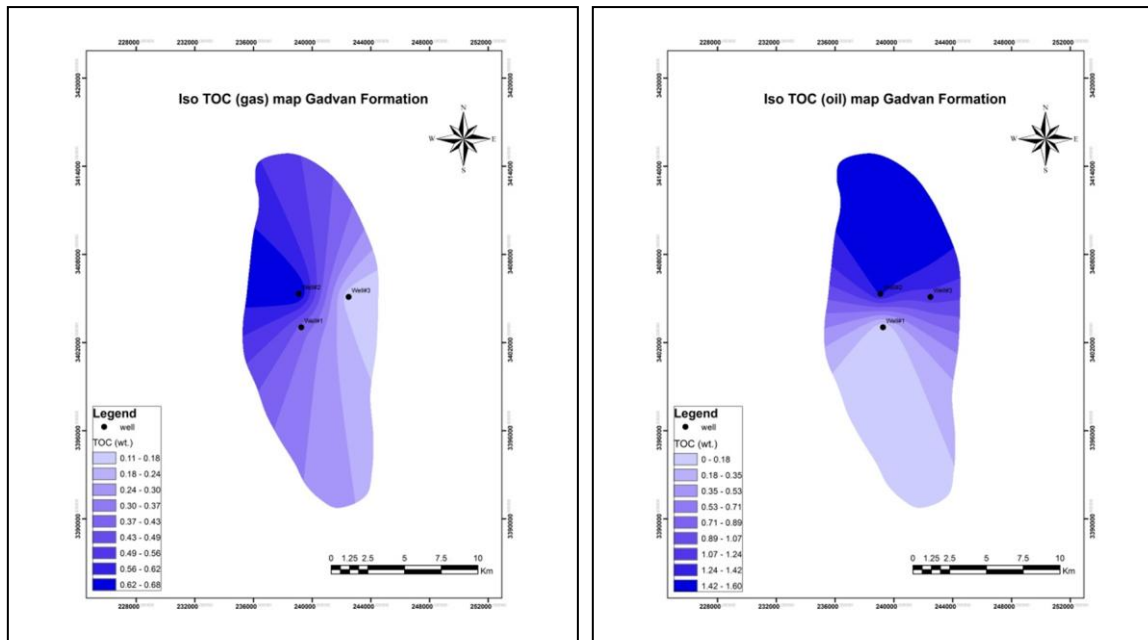
اوائل مرحله پنجره نفتی قرار دارند. نقشه هم‌ارزش  $TOC_{oil}$  (شکل ۱۱ الف) برای سازند کژدمی نشان‌گر افزایش کربن آلی نفت‌زا از شرق میدان به سمت غرب میدان است، و عکس آن مقدار کربن آلی گاززا (شکل ۱۱ ب) از سمت غرب میدان به سمت شرق میدان افزایش می‌یابد، و به علت وجود کربن آلی قاره‌ای بیشتر در سمت شرق این میدان می‌توان نتیجه گرفت که عمق حوضه در زمان ته‌نشست سازند کژدمی در غرب میدان بیشتر از قسمت‌های دیگر میدان بوده است. نقشه هم‌ارزش  $TOC_{oil}$  نیز برای سازند گدوان (شکل ۱۲ الف) نشان‌گر افزایش کربن آلی نفت‌زا از سمت جنوب میدان به سمت شمال میدان است، در حالی که کربن آلی گاززا (شکل ۱۲ ب) از سمت شرق میدان به سمت غرب و شمال غرب رو به افزایش است. به علت توزیع نامساوی از هر دو نوع کربن در سازند گدوان پیش‌بینی عمق حوضه در زمان ته‌نشست سازند مذکور در میدان نفتی دارخوین امکان‌پذیر نیست.



(ب)

(الف)

شکل ۱۱) نقشه هم‌ارزش کربن آلی نفت‌زا (الف) و گاززا (ب) در سازند کژدمی میدان نفتی دارخوین



(ب)

(الف)

شکل ۱۲) نقشه هم‌ارزش کربن آلی نفت‌زا (الف) و گاززا (ب) در سازند گدوان میدان نفتی دارخوین

## ۵. نتیجه‌گیری

بر اساس نمودار TOC در مقابل  $S_2$  کروژن در سازندهای کژدمی، گدوان و گرو غالباً مخلوطی از نوع II و III و برای سازند سرگلو از نوع III می‌باشد. میانگین کربن آلی فعال سازندهای مذکور نشان می‌دهد که از لحاظ پتانسیل هیدروکربورزایی در محدوده متوسط تا غنی قرار می‌گیرند. با توجه به فاکتور GORP، سازندهای کژدمی و گدوان دارای محدوده متغیر پتانسیل نفت‌زایی و گاززایی هستند، درحالی‌که سازند گرو پتانسیل گاززایی تقریباً بیشتری از پتانسیل نفت‌زایی دارد و سازند سرگلو فقط دارای پتانسیل گاززایی می‌باشد. تأثیر ماتریکس در سازندهای کژدمی چاه‌های شماره ۱ و ۲ (۲ mg HC/gr rock) و در سازند گدوان چاه‌های شماره ۲ و ۳ (۳/۱-۳/۲ mg HC/gr rock) قابل توجه است. چنین تأثیر قابل توجهی می‌تواند به علت بلوغ حرارتی پایین ( $T_{max} < 440^{\circ}C, Ro < 0.7, TR \sim 0.3$ ) و نسبت پایین نفت - گاز این سازندها در چاه‌های مذکور می‌باشد. با توجه به مقادیر GORP و TR به‌دست آمده برای سازندهای کژدمی و گدوان در میدان نفتی دارخوین و نقشه‌های هم‌ارزش  $TOC_{observe}$  برای این سازندها علت تغییرات هیدروکربن جذب شده در این سازندها تغییرات TOC تشخیص داده شد. هم‌چنین از نقشه‌های هم‌ارزش مقدار کربن آلی نفت‌زا و گاززا در سازند کژدمی می‌توان استنباط نمود که عمق حوضه در زمان ته‌نشست سازند مذکور در نیمه غربی میدان بیشتر از نیمه شرقی بوده است.

## تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند که از شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف و بهره‌برداری نفت جهت تأمین نمونه‌های مورد نیاز و بودجه مربوطه و هم‌چنین مرکز پژوهشی زمین‌شیمی و زمین‌شناسی نفت دانشگاه شهیدچمران اهواز جهت آنالیز نمونه‌ها و استفاده از امکانات مرکز تشکر و قدردانی نماید.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر محمود معماریانی و دکتر احمدرضا ربانی که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال

تشکر و سپاس را دارد"



منابع

- [1]- Behar, F., Beaumont, V., Pentea do, B. 2001 Rock-Eval 6 Technology. 'Performances and Developments'. Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFB, v. 56, pp.111-134.
- [2]- 4. Espitalie J., Marquis F. and Barsony I. 1984. 'Geochemical logging: In Analytical Pyrolysis-Techniques and Applications', K. J. Voorhees ed., Boston, Butterworth, 276- 304.
- [3]- Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. 'La pyrolyse Rock-Eval et ses applications Rev. Inst. Franç'. du Pétr., Part I, 40, pp. 563-578, Part II, 40, pp. 755-784, Part III, 41, pp. 73-89.
- [۴]- زینلزاده، ا.، سجادیان، و.ا.، ۱۳۸۸ "بررسی زون‌های سنگ منشاء در میدان دارخوین با استفاده از داده‌های پتروفیزیک و آنالیز راک‌اول"، مجله علوم دانشگاه تهران، شماره ۳، ص ۷۰-۶۳.
- [۵]- علیزاده، ب.، سعادت، ح.، صمصامی، ج.، حسینی، ح.، گندمی ثانی، ا.، ۱۳۹۰ "مطالعه ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان نفتی آزادگان، جنوب غرب ایران"، پنجمین همایش تخصصی زمین‌شناسی، دانشگاه پیام نور مرکز اهر.
- [6]- Langford, F. F. & Blanc-Valleron, M. M., 1990, 'Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon', AAPG. Bull., Vol. 47(6):799-840.
- [7]- Mukhopadhyay, P.K., Hagemann, H.W., Gormly, J.R.,. 'Characterization of Kerogens as seen under the aspect of maturation and hydrocarbon generation'. Erdö u. Kohle Edgas – Petrochem. V. mit Brennstoff-Chem, v. 38, pp. 7-18, 1985.
- [8]- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E. 2004. 'A new approach to interpreting Rock-Eval S<sub>2</sub> and TOC data for kerogen quality assessment'. Organic Geochemistry, v. 35, pp.1461-1477.
- [۹]- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴ "زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس".
- [10]- Sepehr, M., Cosgrove, J. W., 2004. 'Structural framework of the Zagros Fold–Thrust Belt, Iran'. Marine and Petroleum Geology, v. 21, pp. 829–843.
- [11]- Snowdon, L. R., 1995. 'Rock-Eval T<sub>max</sub> suppression Documentation and amelioration'. AAPG Bulletin, v. 79, pp. 1337–1348.
- [12]- Cornford, C., 1994. 'The Mandal-Ekofisk Petroleum System in the Central Graben of the North Sea'. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), From Source to Trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, pp. 537–571.
- [13]- Ower, J., 1980. 'Elements of geochemistry in petroleum exploration, North wales'. Robertson research institute, London.
- [14]- Bordenave. M. L 1993, 'APPLID PETROLEUM GEOCHEMISTRY'.

## Geochemical Investigation and Mineral Matrix Effect on Probable Source Rock's Potentiality, Darquain Oilfield in the Abadan Plain

Alizadeh B., Azadbakht N., Hosseini S.H., Tarhandeh.E

### Abstract

Darquain anticline is located at 5 km northeast of city of Abadan. The axis trend of this oilfield is north through south. In this study, Kazhdumi, Gadvan, Garu and Sargelu Formations in Darquain Oilfield, in Abadan Plain, were analyzed by Rock-Eval 6 instrument.  $S_2$  vs. TOC plot revealed that kerogen type in this oilfield predominantly is of mixed of types II & III. Significant  $S_2$  Adsorption by matrix of Kazhdumi Formation in well numbers 1 and 2 (5.33-14.06 mg HC/gr rock) and Gadvan Formation in well numbers 2 and 3 (3.1-3.2 mg HC/gr rock) is due to low thermal maturity as well as low Gas-Oil Ratio factor. In Garu and Sargelu Formations amounts of adsorbed  $S_2$  by matrix are respectedly 0.82 and 0.84 mg HC/gr rock, that represent a medium thermal maturation and medium to high Gas-Oil Ratio factor. Quantity of  $TOC_{live}$  in the Kazhdumi, Gadvan, Garu and Sargelu formations estimated to be in the range of 0.6-1.6, 0.2-1.9, 1.53 and 8.38 by weight percent respectively. This represents potential for the studied formations fair to excellent petroleum generation. Also the studied wells were modeled, by which the Ro of the source rocks were calculated according to their depth. Also transformation ratio of organic matter and the initial TOC is estimated. Transformation Ratio of Kerogen in studied formations ranges from 0.12 to 0.66. This is in accordance with estimated Easy Ro by PBM software (0.5-0.8). It can then be concluded that Kazhdumi Formation is in early oil window and already started to generate hydrocarbon. This is also verified by Tmax data. The Gas-Oil Ratio of Kazhdumi and Gadvan Formations is 0-1 indicating variable hydrocarbon generation. Also this factor for Garu and Sargelu is 0.58-1 indicates that they have more gas generation potential rather than oil generation potential. The inferences drawn from It can be inferred from iso  $TOC_{oil}$  and  $TOC_{gas}$  maps led to the conclusion that, in west and southwestern parts of the basin, the depth during deposition of mentioned formations was more in compare to other parts of Darquain.

**Keyword:** Matrix Effect, Source Rock, Rock-Eval Analysis, Transformation Ratio, Darquain Oilfield.

## ارزیابی مخزنی سازند کنگان با استفاده از مطالعات پتروفیزیکی و پتروگرافی در یکی از میادین خلیج فارس

سید نظام الدین طبیبی<sup>۱</sup>، حسین اصیلیان مهابادی<sup>۲</sup>، بهرام موحد<sup>۳</sup> و حسن حاجی حسینلو<sup>۴</sup>

(۱) گروه زمین شناسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد زرنند، کرمان nezamtabibi@yahoo.com

(۲) کارشناس ارشد مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

(۳) دکتری شرکت نفت و گاز پارس جنوبی

(۴) عضو هیئت علمی گروه زمین شناسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد خوی

### چکیده

سازند کنگان به سن تریاس زیرین یکی از مخازن اصلی در خلیج فارس می باشد در این مطالعه گروه های سنگی مخزنی بر مبنای لیتولوژی، فابریک سنگی، هندسه فضاها و خالی و میزان تخلخل تعیین گردیده اند. بر این اساس هفت گروه سنگی مخزنی تعیین و شناسایی شده است که عبارتند از ۱- انیدریت لایه ای، فاقد کیفیت مخزنی ۲- دولومیت آهکی با فابریک گل افزون، فاقد کیفیت مخزنی ۳- دولومیت آهکی با فابریک گل افزون دارای کیفیت مخزنی متوسط ۴- دولومیت با فابریک بلورین دارای کیفیت مخزنی بد ۵- دولومیت با فابریک بلورین دارای کیفیت مخزنی متوسط ۶- آهک با فابریک دانه افزون دارای کیفیت مخزنی خوب ۷- دولومیت با فابریک بلورین دارای کیفیت مخزنی خوب.

بر اساس لاگ های پتروفیزیکی (اشعه گاما، چگالی، نوترون و صوتی)، ایتروال های مخزنی و غیرمخزنی شناسایی و تفکیک شدند. بر این اساس ۵ واحد مخزنی و ۶ واحد غیرمخزنی تشخیص داده شده، واحدهای مخزنی دارای لیتولوژی آهک/دولومیت متخلخل با فابریک بلورین و در برخی موارد فابریک گلی می باشد و واحدهای غیرمخزنی عمدتاً شامل انیدریت و آهک/دولومیت فاقد تخلخل با فابریک گلی می باشند.

مطالعات پتروگرافی و پتروفیزیکی انجام شده نشان می دهد که تخلخل های قالبی به هم مرتبط، بین بلورین و بین ذره ای از بهترین تخلخل های موثر در کیفیت مخزنی این سازند به شمار می روند و دیگر تخلخل ها نظیر حفره ای، شکستگی و درون ذره ای عوامل فرعی در این امرند.

**واژه های کلیدی:** ارزیابی مخزنی، سازند کنگان، میدان گازی پارس جنوبی، مطالعات پتروفیزیکی، مطالعات پتروگرافی، خلیج

فارس.

## ۱- مقدمه

سازند کنگان با سن تریاس زیرین، دارای رخساره‌های کربناته با میان لایه‌های تبخیری است که در نواحی زاگرس و بخش هایی از خلیج فارس به عنوان اصلی ترین سازند گازدار به شمار می‌رود. مطالعات جامع اکتشافی و زمین شناسی زیادی نیز بر روی آن صورت گرفته است که بیانگر ارزش مخزنی فوق العاده زیاد این سازند به خصوص در میدانی استان های فارس و بوشهر است، که هم اکنون گاز و مایعات گازی زیادی از بخش های زیرین و بالایی آن به ویژه کنگان زیرین تولید می‌شود. با توجه به این که بخش مخزنی از رخساره های دولومیتی و آهکی تشکیل شده است شناسایی فرایندهای دیاژنزی مختلف و تأثیر آن‌ها بر روی کیفیت مخزنی، پراکندگی و گسترش ذخایر دولومیتی و محیط تشکیل آن‌ها، می‌تواند در توسعه میدانی هیدروکربنی بسیار مهم و حیاتی باشد.

در این پژوهش به منظور بررسی هر چه دقیق تر واحد کنگان زیرین در چاه های مورد مطالعه در میدان پارس جنوبی سعی شده است، با ادغام بررسی های میکروسکوپی مقاطع نازک، رفتارهای پتروفیزیکی متأثر از لاگ‌ها، نتایج آنالیزهای صورت گرفته بر روی مغزه ها و فابریک های سنگی، مواردی هم چون: رخساره های مخزنی، فرایندهای دیاژنزی مؤثر بر رخساره ها، گروه های سنگی و تخلخل های مؤثر شناسایی، تعیین و اثر هر یک بر کیفیت مخزنی بررسی و مشخص شود. از طرفی تلفیق رفتارهای پتروفیزیکی حاصل از لاگ‌ها، فابریک های سنگی و نوع تخلخل ها، می‌توان الگوهای احتمالی از آنان را ارائه نمود که جهت مطالعات جامع تر دیگر چاه های میدان مورد نظر به کار گرفته خواهد شد.

## ۲- روش مطالعه

در این مطالعه میکروفاسیس ها و محیط رسوبی و تخلخل های بیش از ۴۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی مطالعه گردیده و طی انجام پژوهش های مذکور، تأثیر عوامل دیگری هم چون فرایندهای دیاژنزی نیز بر نوع تخلخل های مؤثر مورد بررسی قرار گرفته است. پس از شناسایی تخلخل های مؤثر و انواع گروه های سنگی/مخزنی به همراه گسترش و فراوانی آن‌ها، با کمک اطلاعات لاگ های پتروفیزیکی زون های تخلخل دار شناسایی شده اند. سپس میزان عددی تخلخل ها در زون های فوق الذکر مورد محاسبه قرار گرفته است. پس از تطابق ایتروال های متخلخل و با استفاده از رفتار پتروفیزیکی سه لاگ NPHI، GR، RHOB، نسبت به یکدیگر، الگوهائی از این رفتارها حاصل خواهد شد که می‌توان برای هر نوع از تخلخل ها چنین الگوهائی را به دست آورد. بنابراین قادر خواهیم بود برای هر تخلخل (در صورت فراگیر بودن در زون مورد مطالعه) الگوهائی را معرفی نماییم تا در پروژه های بعدی مورد استفاده قرار گیرد.

### ۳- زمین شناسی میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه در موقعیت  $52^{\circ}$  و  $52^{\circ}30'$  درجه شمالی در حدود ۱۰۰ کیلومتری جنوب بندر عسلویه، ۱۷۵ کیلومتری جزیره کیش و ۱۰۵ کیلومتری شمال سواحل قطر واقع شده است. ساختمان زمین شناسی میدان پارس جنوبی که بخش شمالی گنبد پارس جنوبی شمال قطر را تشکیل می‌دهد دارای یال‌های ملایم بوده که این خود تشکیل دهنده یکی از چند قله ساختمانی برآمدگی قطر- پارس جنوبی بر روی پلاتفرم کریناته منطقه می‌باشد (شکل ۱).

میدان مزبور وسعتی بالغ بر ۶۰۰۰ کیلومتر مربع را شامل می‌شود. آنچه در نقشه‌های منطقه قابل مشاهده است، پارس جنوبی (گنبد شمالی قطر) دارای طول تقریبی ۱۵۰ کیلومتر و عرض تقریبی ۷۰ کیلومتر می‌باشد، که صحت این اعداد بستگی به درستی نقشه‌های لرزه‌نگاری دارد. تکتونیک نمک ساختمان مورد مطالعه را تحت تاثیر قرار نداده است. مطالعات لرزه‌نگاری انجام شده حاکی از عدم وجود نمک در ناحیه مورد مطالعه می‌باشد و بالآآمدگی قطر فارس حوضه نمکی هرمز را به دو حوضه نمکی شرقی و غربی تقسیم کرده است.



شکل ۱- نقشه موقعیت میدان در خلیج فارس [۴]

### ۴- بحث

سنگ‌های کریناته در سازند کنگان به سن تریاس زیرین حداکثر گسترش را دارند به طوری که شامل دولومیت‌های انیدریتی، دولومیت، آهک، دولومیت آهکی می‌باشند (مطیعی، ۱۳۷۲). به دلیل واکنش پذیری شیمیایی، کرینات‌ها دارای مخازن پیچیده-تری نسبت به سیلیسی آواری‌ها بوده و مخازن نفتی متنوعی را شامل می‌باشد. از نظر مخزنی سازند کنگان به دو واحد  $k2$  و  $k1$  و واحد بالایی یا  $k1$  به سه زیر واحد  $k1a, k1b, k1c$  و واحد پایینی یا  $k2$  به دو زیر واحد  $k2a, k2b$  تقسیم می‌شود [۸]. جهت تشخیص بهتر پتانسیل مخزنی کرینات‌ها، مطالعه رخساره‌های کریناته منطقه مورد مطالعه و تاثیر دیاژنز بر آن‌ها و شناخت تخریحات موثر در رخساره‌ها ضروری است.

براساس مطالعات پتروگرافی هشت رخساره مخزنی شاخص در توالی واحدهای k1 و k2 سازند کنگان در چاه A به شرح زیر مورد شناسائی قرار گرفتند:

#### ۴-۱- رخساره انیدریتی با بافت قفسه مرغی

این رخساره شامل لایه های انیدریتی بصورت بلورهای ریز سوزنی یا توری بدون کریستال های درشت، بیشتر در بخش پائینی زیر واحد k1a مشاهده می شود این لایه های انیدریتی احتمالاً در مراحل اولیه دیاژنز از رسوب گذاری مستقیم تبخیری- هائی نظیر ژپس تشکیل شده اند [۹] (شکل ۱-۲). میزان تغییرات تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۰/۵۰-۱/۳۶ درصد با میانگین ۰/۹۳ درصد و ۰/۰۷-۰/۲۵ میلی داری با میانگین ۰/۱۳ میلی داری است.

#### ۴-۲- رخساره استروماتولیتی

این رخساره دارای استروماتولیت های با لامیناسیون های موجی تا نواری در قاعده سازند کنگان در زیر واحد k2b ملاحظه می شود. وجود عوارضی مانند فابریک فنسترال و قالب های تبخیری در این رخساره مبین تشکیل در بالائی منطقه جزر و مدی در اقلیم گرم و خشک است (شکل ۲-۲). میزان تخلخل و تراوایی به ترتیب ۰/۵۵-۸ درصد با میانگین ۳/۷۸ درصد و ۰/۰۵-۱۷/۱۷ میلی داری با میانگین ۲/۸۴ میلی داری است.

#### ۴-۳- رخساره گل سنگ دولومیتی با فابریک فنسترال - با پورفیروتوپ های انیدریتی

این رخساره به صورت پراکنده در سازند کنگان گسترش دارد و شامل گل سنگ دولومیتی دانه ریز با پلاگ های بزرگ انیدریتی و اغلب دارای فابریک فنسترال است (شکل ۳-۲). در بسیاری از موارد تخلخل های فنسترال توسط تبخیری ها پر شده است. این رخساره عموماً فاقد آلوم می باشد ترک های گلی و دولومیتی شدن ابتدائی و قالب تبخیری ها که در این میکروفاسیس گسترش دارد، حاکی از تشکیل این میکروفاسیس در محیط جزر و مدی نسبتاً گرم و خشک است. میزان تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۰/۸-۲/۰۱ درصد با میانگین ۱/۶۹ درصد و ۰/۰۵-۰/۵۸ میلی داری با میانگین ۰/۲۲ میلی داری را نشان می دهد.

#### ۴-۴- رخساره وکستون - پکستون بایو کلاستی

در این رخساره خرده های اسکلتی از اجزاء اصلی محسوب می شوند و پلویدها در درجه اهمیت بعدی قرار می گیرند. خرده های اسکلتی از قبیل فرامینفرهای بتتیک، جلبک سبز، گاستروپودا در زمینه میکرایتی، بیان گر رسوب گذاری در یک محیط زیر جزر و مدی از نوع محیط های محدود لاگون است (شکل ۴-۲). نتایج آزمایشات آنالیز مغزه ها نیز یک طیف وسیعی از تخلخل و تراوایی را نشان می دهد. میزان تغییرات تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۰/۲-۲۷/۸۷ با میانگین ۵/۷ درصد و ۰/۰۰۱-۴/۳۶ میلی داری با میانگین ۳/۶۵ میلی داری است.

#### ۴-۵- رخساره مادستونی زیست آشفته

در این رخساره به علت کمی آب در محیط لاگون تنوع زیستی موجودات کم است و علائم زیست آشفتهگی توسط موجودات پر سلولی، به وفور یافت می شود و دارای رس و مارن فراوان می باشد. اجزاء اصلی این رخساره شامل خرده های اسکلتی دو

کفهای، میکروگاستروپودای لاگون، کرم‌های حلقوی و پلئوئید است. فقدان عوارض حاصل از خروج رسوبات از آب مانند ترک‌های گلی مبین تشکیل در زون‌های زیر محیط بین جزر و مدی و لاگون است (شکل ۵-۲). میزان تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۰/۵۵ - ۲/۴ درصد با میانگین ۱/۸۷ و ۰/۵ - ۳/۷۷ میلی داری، با میانگین ۱/۷۴ میلی داری می‌باشد.

#### ۴-۶- رخساره آئید گریستون دانه متوسط با تخلخل قالبی

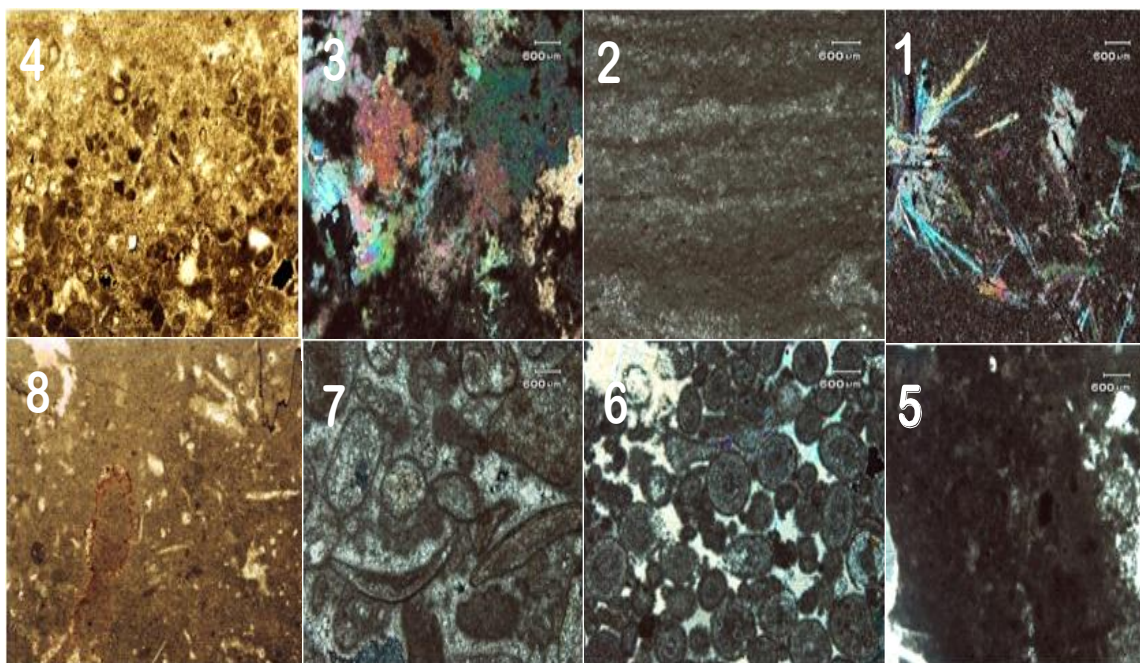
این رخساره شاخص محیط‌های کربناته کم عمق شول پر انرژی است. انواع چینه‌بندی مورب در این رسوبات گسترش دارد، اوویدهای آراگونیتی انحلال یافته و یا جانشین شده در اندازه ماسه در بخش پائینی سازند کنگان گسترش دارند (شکل ۶-۲). ظهور این حجم از آئیدهای آراگونیتی در ارتباط با تغییرات جهانی سطح آب دریا و به افت نسبی سطح آب دریا در اوایل تریاس برمی‌گردد [۶]. میزان تغییرات تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۰/۵۹ - ۳۶/۳۲ درصد با میانگین ۱۷/۸۲ درصد و ۰/۰۱ - ۳۶/۶۹ میلی داری با میانگین ۱۴/۹۲ میلی داری است.

#### ۴-۷- رخساره گریستون اینتراکلاستی، بایو کلاستی دانه درشت

به لحاظ تشکیل این میکروفاسیس در محیط پر انرژی شول تپه‌های سدی به سمت دریا، اینتراکلاست‌ها و خرده‌های اسکلتی در آن فراوان است (شکل ۷-۲). اندازه آلوکم‌ها و نوع خرده‌های اسکلتی بیان‌گر رسوب‌گذاری در محیط پر انرژی سدی و رو به دریای آزاد است. میزان تغییرات تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۰/۳۶ - ۲۶/۴۷ درصد با میانگین ۱۰/۵۳ درصد و ۰/۰۱ - ۲۷/۴۱ میلی داری با میانگین ۱۸/۷۳ میلی داری است.

#### ۴-۸- رخساره مادستون و کستون بایو کلاستی

این رخساره از خرده‌های اسکلتی نظیر سوزن اسفنج، خرده‌های ریز اکینودرم، استرکوداهای با دیواره نازک و آشفستگی زیستی تشکیل شده است و بیانگر استقرار رسوبات مربوط به بخش انتهایی پلاتفرم کربناته در سازند کنگان می‌باشد که نشانه حداکثر بالآمدگی سطح آب و رسوب‌گذاری در نواحی عمیق تر (زیر ۵۰ متر) پلاتفرم کربناته و در قاعده امواج طوفانی است (شکل ۸-۲). میزان تخلخل و تراوایی در این رخساره به ترتیب ۴/۴۴ - ۲۲/۹۹ درصد با میانگین ۱۴/۳۷ درصد و ۰/۲۳ - ۲۴/۱۹ میلی داری با میانگین ۷/۸۴ میلی داری است.



شکل ۴-۲- رخساره شماره (۱) انیدریت سوزنی با بافت قفسه مرغی. رخساره شماره (۲) میکروفاسیس باندستون استروماتولیتی با لامیناسیون های تیره و روشن. رخساره شماره (۳) پورفیروتوپ های ژپس و انیدریت در زمینه مادستونی. رخساره شماره (۴) بیوکلاست و کستون پکستون لاگونی. رخساره شماره (۵) مادستون زیست آشفته. رخساره شماره (۶) آئید گریستون با تخلخل قالبی. رخساره شماره (۷) گریستون ایتراکلاستی، بایوکلاستی دانه درشت. رخساره شماره (۸) دولومادستون تا دولوکستون بایوکلاستی. در همه تصاویر **40X (XPL)**.

#### ۴-۹- فرآیندهای دیاژنزی: انواع فرایندهای دیاژنزی شناسایی شده براساس مطالعات پتروگرافی عبارتند از:

##### ۴-۹-۱- فرآیندهای بیولوژیکی

الف- میکرایتی شدن دانه ها یکی از مهم ترین پدیده ها در زیر واحد **k2b** می باشد. به طوری که در اکثر رخساره های دانه پشتیبان که زمانی در شرایط آرامش در محیط رسوبی قرار گرفته اند اتفاق افتاده است. به طوری که جانداران میکروسکوپی مانند سیانوباکتری ها و جلبک های اندولیتیک با تجمع در اطراف دانه های آئید، بایوکلاست ها و آنکوئیدها موجب میکرایتی شدن دانه ها می شوند در بعضی مواقع این فرآیند باعث از بین رفتن بافت اولیه آلوم های کربناته می شوند (شکل ۳A).

##### ب- آشفته گی زیستی

از فرآیندهای مهم در ناحیه دیاژنزی دریائی آشفته گی زیستی رسوبات است. در رخساره های زیر واحد **k2b** به خصوص در بخش های پائینی که از رسوبات گل پشتیبان مانند رخساره های مادستون و دولومادستون فنسترال و رخساره و کستون پکستون لاگون می باشند، دیده می شوند (شکل ۳B). یکی از اختصاصات محیط های بین جزر و مدی روزنه های نامنظم با اشکال فراوان است. حفرات چشم پرنده ای در رخساره های بخش زیرین واحد **k2b** و هم چنین رخساره استروماتولیت باندستون در انتهای واحد **k2a** ملاحظه می شود [۸].



## ۴-۹-۲- فرآیندهای انحلال

انحلال فرآیندی دیاژنتیکی است که در نتیجه آن کانی‌های کربناته و تبخیری، حل و جابجا می‌شوند، بنابراین انحلال موجب ایجاد یا تغییر فضاهای خالی در سنگ مخزن می‌گردد. انحلال ممکن است به صورت انتخابی توسط فابریک باشد و فضاهای خالی قالبی را که به آن‌ها حفرات غیر مرتبط گفته می‌شود، تشکیل دهد. و یا این که به صورت انتخابی توسط فابریک نباشد و فضاهای خالی مرتبط به هم را که به آن‌ها حفرات مرتبط اطلاق می‌شود، تشکیل دهد (شکل ۳C).

## ۴-۹-۳- فرآیندهای فشردگی

## الف- فشردگی مکانیکی

در سازند کنگان فشردگی مکانیکی سبب کاهش تخلخل و سخت شدن رسوبات اولیه شده است. از طرفی شکستگی ایجاد شده باعث ارتباط تخلخل‌های مختلف شده و باعث افزایش تراوایی مخزن شده است. در رخساره‌های آئید گرینستونی سازند کنگان که دارای تخلخل‌های قالبی هستند، اطراف آئیدها سیمان‌های اولیه دریائی حاشیه‌ای هم ضخامت وجود دارد که به علت ایجاد چارچوبی مستحکم آثار شکستگی و تراکم ناشی از فشارهای دفنی دیده نمی‌شود.

ب- تراکم شیمیایی یا فشردگی شیمیایی: سبب ایجاد استیلولیت و رگچه‌های انحلالی می‌باشد. این خط واره‌ها شواهدی برای توجیه نقش آن‌ها در عبور سیالات دیاژنتزی و دفنی می‌باشد. به طور کلی فراوانی استیلولیت در رخساره‌های دانه افزون کمتر از رخساره‌های گل افزون است. رگچه‌های انحلالی شبیه استیلولیت بوده اما حالت مضرس ندارد و از بین دانه‌ها عبور می‌کنند. و عموماً در رسوبات گل پشתיان واحد زیرین  $k_2b$  و رسوبات لاگونی و جزر و مدی قاعده تریاس دیده می‌شوند.

## ۴-۹-۴- فرآیندهای دولومیتی شدن

سنگ‌های مخزن میدان گازی پارس جنوبی یعنی سازندهای دالان و کنگان، شامل توالی کربناته تبخیری هستند که در بخش‌های مختلف به درجات متفاوتی دولومیتی شده‌اند. این پدیده مهم موجب تغییرات اساسی در کیفیت مخزنی این واحدها شده است. به‌طور کلی به سنگی که حاوی بیش از ۵۰ درصد کانی دولومیت باشد سنگ دولومیت (دولوستون) گویند. عموماً دولومیت‌ها به دو گروه اولیه و ثانویه قابل تقسیم هستند.

## ۴-۹-۴-۱- دولومیت دانه شکری

این نوع دولومیت‌ها بیشتر در دولومیت‌های خود شکل [۲] و دولومیت شکل دار [۷] دیده می‌شوند. این دولومیت‌ها از نوع جانیشینی و بافت اولیه قبل از دولومیتی شدن را در آن‌ها به سختی می‌توان مشاهده نمود. در این نوع دولومیت بلورهای دانه متوسط و شکل‌دار دولومیت شبکه بین بلوری متخلخلی را ایجاد کرده‌اند که می‌تواند تخلخل بین بلوری را در بافت سنگ افزایش دهد (شکل ۳E).

۴-۹-۲-۴- دولومادستون یا دولومیت میکرایتی

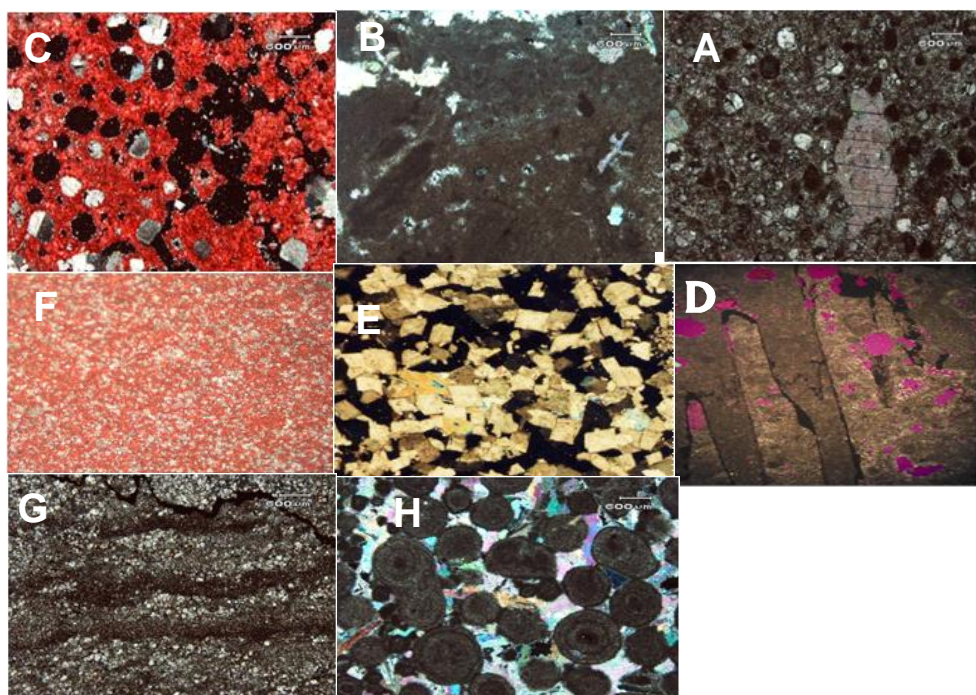
دولومیت‌های ریز بلوری هستند که جانشین گل آهکی شده و بر اثر تبلور مجدد در طی دیاژنز می‌توانند تبدیل به دولومیت-های از نوع نیمه شکل‌دار و شکل‌دار شوند. اشکالی نظیر فابریک فنسترال، قالب‌های تبخیری، ترک‌های گلی و قلوه‌های انیدریتی در زمینه دولومیکرایت دیده می‌شوند (شکل ۳F).

۴-۹-۳-۴- دولومیت ریز بلور با بافت تقلیدی، دولومیت جانشینی حفظ‌کننده فابریک

این دولومیت‌ها ریز بلور بوده و به صورت انتخاب‌کننده فابریک و تقلیدی جانشین آلومک در ماتریکس می‌شود و مشخصه جانشینی دولومیت به جای کلسیت پر منیزیم و یا آراگونیت می‌باشند. جایگزینی حجم به حجم دولومیت به جای کربنات کلسیم موجب ایجاد بافت تقلیدی می‌شود، از این رو بافت اولیه سنگ حفظ می‌گردد. دولومیت‌های تقلیدی در قسمت‌های زیرین و میانی زیر واحد k2a به صورت پراکنده مشاهده می‌گردند (شکل ۳G).

۴-۹-۴-۴- دولومیت‌های شکل‌دار یا نیمه شکل‌دار مرتبط با فرآیند (انحلالی - فشاری) استیلولیت‌ها

این نوع دولومیت‌ها دارای ظاهری روشن و شفاف‌اند که در طول سطوح استیلولیت‌ها تشکیل می‌شوند. دولومیت‌های مذکور در قسمت‌های زیرین زیر واحد k2a و به صورت پراکنده در k2b گسترش دارند (شکل ۳H).



شکل ۳- A) دانه‌های میکرایتی آئیدی همراه با سیمان بلوکی ماکل‌دار. B) آشفته‌گی زیستی در ناحیه دیاژنز دریایی. D) تصویر آئیدهای انحلالی به هم مرتبط. D) تصویر استیلولیت در رخساره مادستونی متعلق به محیط جزر و مدی. E) دولومیت دانه شکری. F) دولومادستون یا دولومیت میکرایتی. G) دولومیت‌های شکل‌دار یا نیمه شکل‌دار مرتبط با فرآیند انحلال - فشاری استیلولیت‌ها. H) دولومیت جانشینی حفظ‌کننده فابریک. در همه تصاویر 40X (XPL)

#### ۴-۱۰- معرفی انواع گروه‌های سنگی مخزنی

با به کارگیری تمامی اطلاعات موجود براساس پارامترهایی هم‌چون تخلخل، تراوایی، لیتولوژی هندسه فضای خالی و فابریک سنگ، در واحد کنگان، هفت گروه سنگی مخزنی تعیین شده است که به قرار زیر است:

##### ۴-۱۰-۱- گروه سنگی مخزنی شماره ۱

این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی از جنس انیدریت است که به صورت انیدریت لایه‌ای و مربوط به محیط سوپراتایدال بوده که به علت فقدان تخلخل و تراوایی مناسب از لحاظ کیفیت مخزنی مورد توجه قرار نمی‌گیرند. بررسی‌های انجام شده بر روی رفتار پتروفیزیکی لاگ‌ها بیان‌گر آن است که در این گروه سنگی لاگ دانسیته (RHOB) میزان بسیار بالایی را نشان می‌دهد و میزان اشعه گاما نسبتاً پایین است (شکل‌های A و ۴ و ۵). میزان تخلخل و تراوایی در این گروه سنگی به ترتیب ۲/۱۱ درصد و ۱/۵۰ میلی‌داری می‌باشد.

##### ۴-۱۰-۲- گروه سنگی مخزنی شماره ۲

این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی دولومیتی آهکی با فابریک گل افزون است بررسی‌های انجام شده بر روی رفتار پتروفیزیکی لاگ‌ها در این گروه سنگی بیان‌گر آن است که به علت وجود فابریک گل افزون، اشعه گاما (GR) میزان بسیار زیادی را نشان می‌دهد و لاگ‌های دانسیته و نوترون نیز جدایش زیادی را نسبت به یکدیگر دارند و هر دو لاگ در منتهی‌الیه سمت راست نمودار می‌باشند (شکل B و ۴) و (شکل ۵). میانگین تخلخل و تراوایی در این گروه سنگی مخزنی به ترتیب ۱۹/۴۹ درصد و ۱۸/۹۹ میلی‌داری است.

##### ۴-۱۰-۳- گروه سنگی مخزنی شماره ۳

این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی دولومیتی آهکی است که همراه با فابریک گل افزون می‌باشد. (شکل‌های C و ۴ و ۵). رفتارهای پتروفیزیکی مشاهده شده در لاگ‌ها نشان می‌دهد که اگرچه حضور فابریک گل افزون باعث بالا رفتن اشعه گاما (GR) شده است اما وجود تخلخل‌های قالبی و بین ذره‌ای باعث افزایش کیفیت مخزنی شده و لاگ سونیک افزایش یافته و لاگ‌های دانسیته و نوترون در این لیتولوژی دولومیتی بر هم منطبق شده‌اند. میانگین تخلخل و تراوایی در این گروه سنگی به ترتیب ۳/۴۴ درصد و ۶/۳۲ میلی‌داری است.

##### ۴-۱۰-۴- گروه سنگی مخزنی شماره ۴

این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی دولومیتی با فابریک دانه افزون می‌باشد. بررسی‌های رفتار سنجی در لاگ‌های پتروفیزیکی نشان می‌دهد که در این گروه سنگی به علت حضور فابریک دانه افزون اشعه گاما به شدت کاهش یافته است. از آن جایی که این گروه سنگی کیفیت مخزنی پایینی را داراست، لذا لاگ سونیک افزایش قابل ملاحظه‌ای را نشان نمی‌دهد و جدایش لاگ‌های دانسیته و نوترون در این لیتولوژی دولومیتی زیاد است (شکل‌های D و ۴ و ۵).

#### ۴-۱۰-۵- گروه سنگی مخزنی شماره ۵

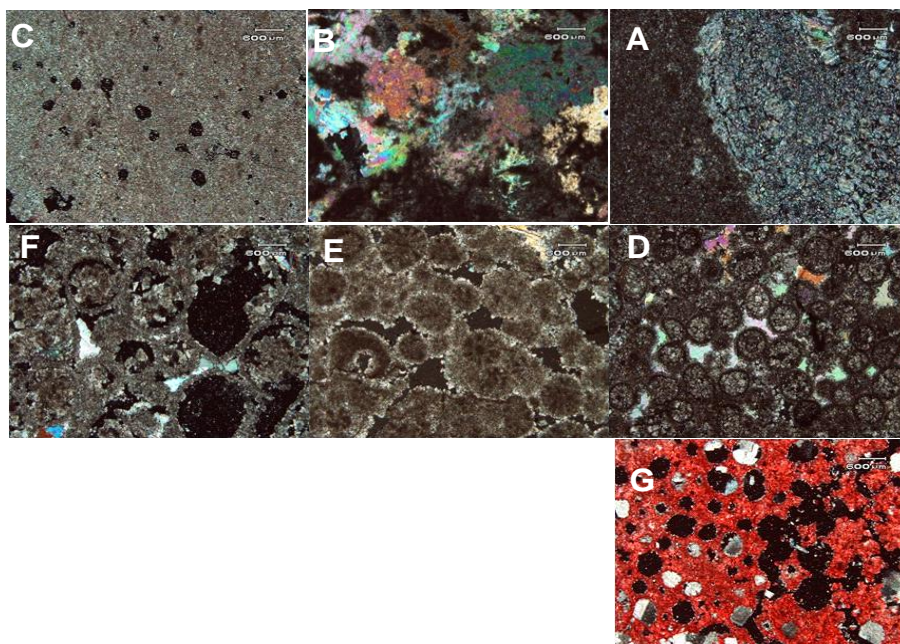
این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی دولومیتی با فابریک دانه افزون است. بررسی‌های پتروفیزیکی بر روی این گروه سنگی مخزنی نشان می‌دهد که به علت وجود تخلخل بین ذره‌ای لاگ سونیک افزایش یافته و لیتولوژی از حالت غیر متخلخل به متخلخل تغییر می‌یابد، به گونه‌ای که جدایش لاگ‌های دنیستی و نوترون نسبت به هم کمتر شده و به سمت چپ متمایل می‌شوند. در این گروه اشعه گاما (GR) نیز به علت حضور فابریک دانه افزون افزایش قابل ملاحظه‌ای را نشان نمی‌دهد (شکل های E و ۵). میانگین تخلخل و تراوایی در این گروه سنگی مخزنی به ترتیب ۷/۵۶ درصد و ۱۴/۸۶ میلی داری است.

#### ۴-۱۰-۶- گروه سنگی مخزنی شماره ۶

این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی آهکی با فابریک سنگی دانه افزون می‌باشد. الگوهای که از رفتار پتروفیزیکی لاگ‌ها در این گروه سنگی به دست آمده، همگی مبین این امر است، به گونه‌ای که فابریک دانه افزون باعث کاهش اشعه گاما (GR) شده و در مقابل به علت حضور تخلخل‌های قالبی و بین ذره‌ای زیاد، در لاگ سونیک افزایش قابل ملاحظه‌ای را شاهد هستیم. از طرفی جدایش بسیار زیاد لاگ‌های دنیستی و نوترون نسبت به یکدیگر (لاگ نوترون در سمت راست لاگ دنیستی قرار می‌گیرد) در لیتولوژی‌های آهکی حاکی از یک لیتولوژی متخلخل و حاوی گاز می‌باشد (شکل های F و ۵). میانگین تخلخل و تراوایی در این گروه سنگی مخزنی به ترتیب ۲۷/۵۲ درصد و ۱۰/۴۲ میلی داری است.

#### ۴-۱۰-۷- گروه سنگی مخزنی شماره ۷

این گروه سنگی مخزنی دارای لیتولوژی دولومیتی با فابریک دانه افزون می‌باشد. رفتارسنجی لاگ‌های پتروفیزیکی این گروه سنگی نیز حکایت از بالا بودن کیفیت مخزنی دارد. به نحوی که لاگ سونیک در نتیجه حضور تخلخل‌های قالبی و بین ذره‌ای افزایش قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهد، و جدایش لاگ‌های دنیستی و نوترون نیز بسیار کم است. لاگ دنیستی در سمت راست لاگ نوترون قرار دارد و این دو تقریباً بر هم منطبق‌اند لاگ اشعه گاما (GR) نیز در نتیجه وجود فابریک دانه افزون هم‌چنان میزان کمی را نشان می‌دهد (شکل های E و ۵). میانگین تخلخل و تراوایی در این گروه سنگی مخزنی به ترتیب ۱۸/۷۶ درصد و ۲۵/۲۰ میلی داری است.



شکل ۴- (A) عکس از مقطع نازک لامینه انیدریتی. (B) عکس مقطع نازک از پلاگ‌های انیدریتی. (C) عکس از مقطع نازک رخساره دولومادستون حاوی تخلخل بین ذره‌ای و قالبی. (D) عکس از مقطع نازک حاوی سیمان انیدریتی در فضای بین دانه‌ها. (E) عکس از مقطع نازک آلوم‌های دولومیتی شده حاوی تخلخل بین ذره‌ای. (F) تصاویر مقطع نازک آئیدهای آهکی حاوی تخلخل قالبی و بین ذره‌ای. (G) عکس از مقطع نازک آئیدهای دولومیتی حاوی تخلخل قالبی متصل به هم. در همه تصاویر 40X (XPL).

#### ۴-۱۱- انواع تخلخل در محدوده مورد مطالعه

تخلخل‌های سازند کنگان را به دو گروه انتخاب شده توسط فابریک (بین دانه‌ای، قالبی، بین بلوری، درون دانه‌ای) و بدون انتخاب فابریک (حفره‌ای، شکستگی) [۱]. و مرتبط و غیرمرتبط بودن حفرات بین ذرات [۵] تقسیم بندی می کنیم:

##### ۴-۱۱-۱- تخلخل بین دانه‌ای

بر اساس تقسیم‌بندی لوسیا این تخلخل جزء تخلخل‌های بین ذره ای است [۵]. این تخلخل طبق نظر چوکوت و پری تخلخلی است که تحت کنترل فابریک سنگ می‌باشد [۱]. و در رسوبات دانه افزون بخش  $k_2$  سازند کنگان به خصوص زیر واحد  $k_2b$  بیشتر دیده شده است (شکل A ۶).

##### ۴-۱۱-۲- تخلخل بین بلوری

بر اساس تقسیم‌بندی لوسیا، این تخلخل جز تخلخل‌های بین ذره‌ای قرار می‌گیرد [۵]. و طبق نظر چوکوت و پری جزء تخلخل‌های ثانویه و تحت کنترل فابریک سنگ است [۱]. که حاصل تبدیل کلسیت به دولومیت و انحلال قسمت‌های کلسیتی است. لذا در بخش‌هایی که دولومیتی شدن شدیدتر است دیده می‌شود (شکل B ۶).

#### ۴-۱۱-۳- تخلخل قالبی

طبق تقسیم‌بندی لوسیا این تخلخل به گروه تخلخل‌های حفره‌ای جدا افتاده مربوط می‌شود [۵] و در تقسیم‌بندی چوکت و پری این تخلخل از نوع ثانویه و تحت کنترل فابریک سنگ است [۱]. تخلخل قالبی در این سازند بیشتر ناشی از انحلال دانه‌های اسکلتی و غیر اسکلتی کربناته مانند صدف‌ها و آئیدها می‌باشد که خود دانه حل می‌شود و قالب آن بر جا می‌ماند (شکل ۶C).

#### ۴-۱۱-۴- تخلخل درون ذره‌ای

بر اساس تقسیم‌بندی لوسیا این تخلخل جزء تخلخل‌های حفره‌ای جدا افتاده است [۵] و تمامی حفرات اعم از درون ذره‌ای، درون فسیلی و درون بلوری را شامل می‌شود. و طبق نظر چوکت و پری از نوع اولیه و تحت کنترل فابریک سنگ می‌باشد [۱] (شکل ۶D).

#### ۴-۱۱-۵- تخلخل حفره‌ای

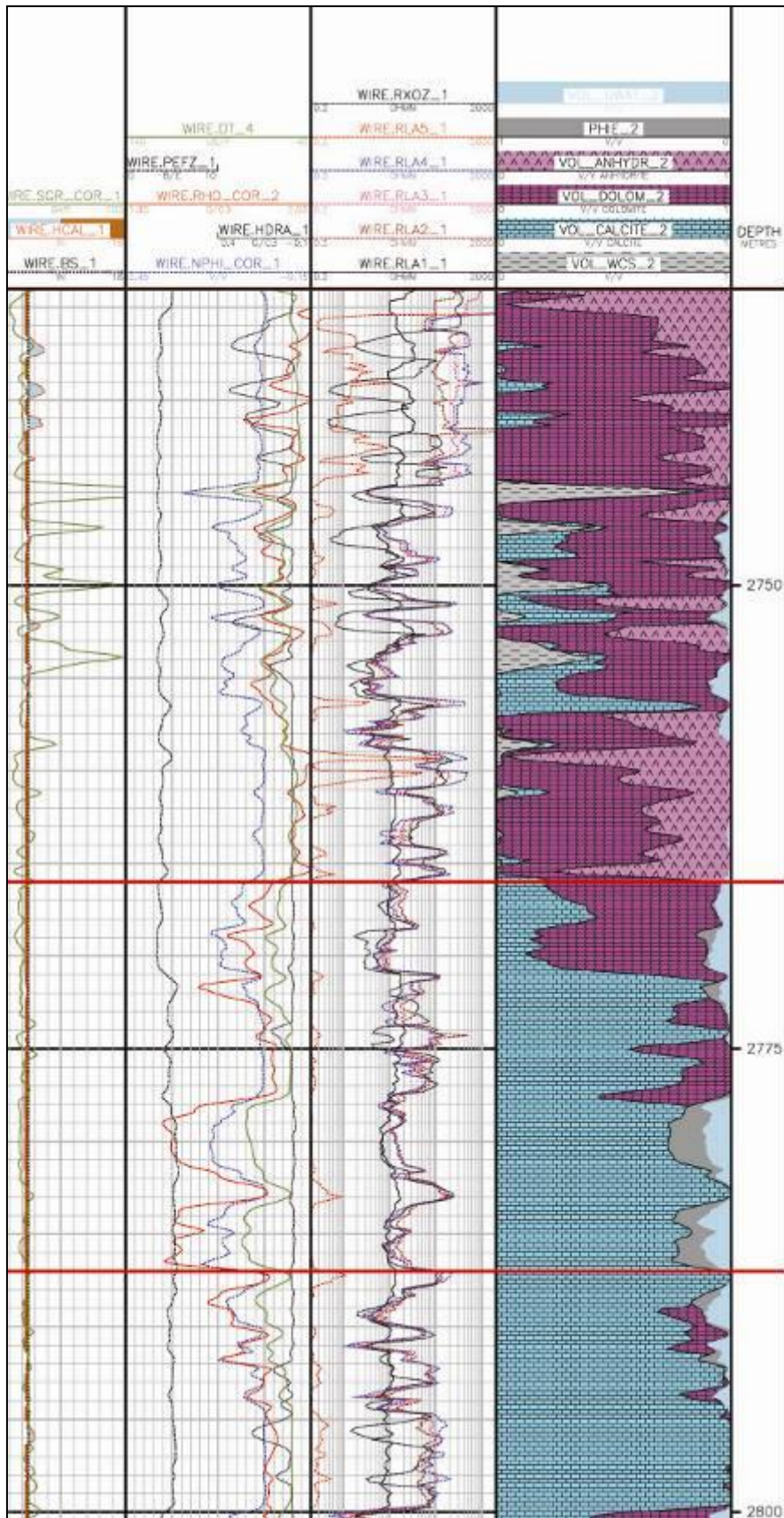
لوسیا این تخلخل را از نوع تخلخل به هم مرتبط [۵]، ولی چوکت و پری آنرا تخلخل ثانویه و غیر وابسته به فابریک سنگ می‌داند [۱]. این تخلخل یکی دیگر از انواع تخلخل‌های رایج در واحد کنگان می‌باشد که در نتیجه عملکرد فرآیندهای دیاژنزی مخصوصاً انحلال و بزرگ شدن تخلخل‌های قالبی به صورت حفرات بی‌نظم گسترش می‌یابد (شکل ۶E).

#### ۴-۱۱-۶- تخلخل شکستگی

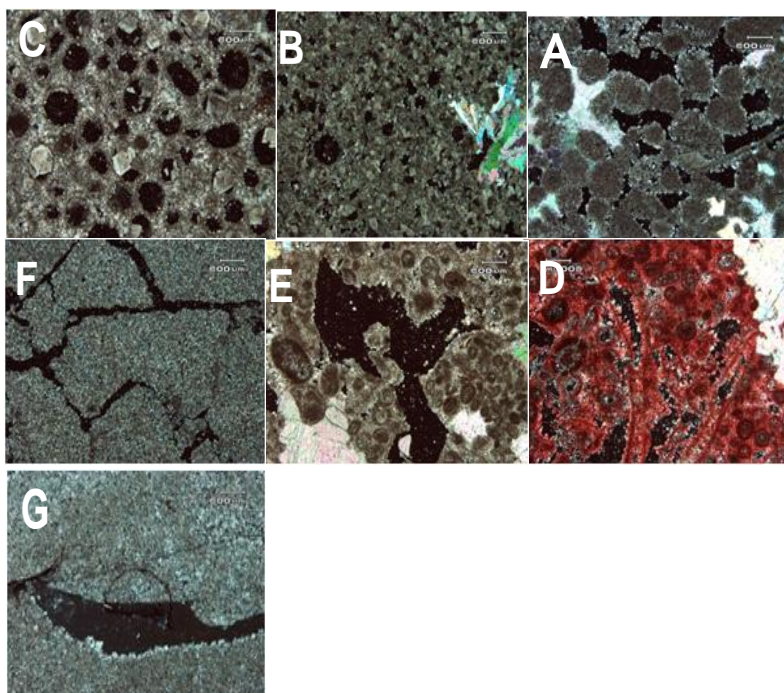
از نظر لوسیا، این تخلخل جزء تخلخل‌های به هم مرتبط است [۵]. این تخلخل در اثر فرآیند شکستگی ایجاد می‌شود و از جمله عوامل مهم در ایجاد تراوانی بالا محسوب می‌شود. در برخی موارد به علت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی این شکستگی توسط سیمان پر شده و گاهی هم به صورت باز و پر نشده باقی می‌ماند (شکل ۶F).

#### ۴-۱۱-۷- تخلخل روزنه‌ای

چوکت و پری این تخلخل را در گروه تخلخل‌های انتخاب کننده فابریک قرار می‌دهد [۱] و به دلیل محدود بودن، اهمیت زیادی در کیفیت مخزنی ندارد و غالباً به وسیله انیدریت ثانویه پر شده است (شکل ۶G).



شکل ۵- گراف تغییرات رفتاری لاگ‌ها برای گروه‌های سنگی مخزنی ۱ تا ۷



شکل ۶- A) تخلخل بین‌دانه‌ای همراه با تخلخل حفره‌ای ما بین اُئیدها. B) تخلخل بین بلوری که همراه تخلخل قالبی ناشی از انحلال اُئیدها دیده می‌شود C) تخلخل قالبی ناشی از انحلال اُئیدها. D) تخلخل درون ذره‌ای همراه با تخلخل بین ذره‌ای. E) عکس از تخلخل حفره‌ای. F) تصویر تخلخل شکستگی ناشی از فرآیند شکستگی. G) تصویر تخلخل روزنه‌ای.

#### ۴-۱۲- تفکیک اینتروال‌های مخزنی و غیرمخزنی در چاه A سازند کنگان

در این بخش با توجه به رفتارهای پتروفیزیکی که لاگ‌های سونیک و نوترون و دنیستی نسبت به هم نشان می‌دهند، جهت تفکیک واحدهای متخلخل از متراکم و هم‌چنین از میزان تغییرات لاگ گاما برای تفکیک رخساره‌های محدوده گلی از محدوده دانه‌ای استفاده می‌شود. در این منطقه رفتارهای پتروفیزیکی بر روی انیدریت، دولومیت و آهک انجام شده است، که به شرح زیر است:

##### ۴-۱۲-۱- رفتارهای پتروفیزیکی بر روی انیدریت

این لیتولوژی غالباً به صورت انیدریت لایه‌ای و سوزنی با بافت لانه مرغی مشاهده می‌شود. مطالعات انجام گرفته بیانگر آن است که انیدریت به صورت میان لایه‌ای و بیشتر در واحد  $k_1$  بوده و فاقد ارزش مخزنی است. رفتارهای پتروفیزیکی به دست آمده از لاگ‌ها نشان می‌دهد که لاگ دنیستی RHOB میزان فوق‌العاده بالایی را دارا است و اشعه گاما نیز نسبتاً پایین است. این عوامل را می‌توان به لیتولوژی انیدریتی نسبت داد که می‌تواند میزان دنیستی را تا حدود ۳ افزایش دهد (RHOB  $\approx 3$ ) در این مجموعه لاگ صوتی نیز به علت عدم وجود تخلخل میزان پایینی را دارا می‌باشد.

##### ۴-۱۲-۲- رفتارهای پتروفیزیکی بر روی دولومیت

الف- دولومیت آهکی متخلخل با فابریک گلی:



اینتروال‌هایی که دارای این چنین ویژگی می‌باشند در واحد کنگان زیرین اندک است مطالعات انجام شده بر روی چنین اینتروال‌هایی بیان‌گر آن است که به علت وجود فابریک گلی اشعه گاما میزان زیادی را نشان می‌دهد و از آن جایی که این اینتروال متخلخل می‌باشد، لاگ صوتی (DT) افزایش قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهد و لاگ‌های دانسیته و نوترون جدایش زیادی را از هم نشان نمی‌دهند و تقریباً به یکدیگر منطبق هستند (شکل ۷).

ب- دولومیت متخلخل با فابریک دانه ای:

اینتروال‌هایی با چنین ویژگی بیشتر در واحد  $k_2$  به خصوص قسمت زیر واحد  $k_2b$  مشاهده می‌شود. نتایج بررسی‌های صورت گرفته بر روی این مجموعه بیان‌گر آن است که اشعه گاما به علت حضور فابریک دانه‌ای کاهش یافته و وجود تخلخل نیز باعث افزایش لاگ صوتی شده است. متخلخل بودن لیتولوژی دولومیتی نیز باعث شده است که لاگ دانسیته و نوترون تقریباً بر هم منطبق شوند (شکل ۷).

ج- دولومیت غیر متخلخل با فابریک گلی:

این ویژگی نیز بیشتر در بعضی از اینتروال‌های واحد  $k_2$  کنگان دیده می‌شود. در این اینتروال‌ها میزان اشعه گاما بالا است که آن را می‌توان به فابریک گلی این اینتروال‌ها نسبت داد. به علت عدم وجود تخلخل در این اینتروال، لاگ صوتی میزان قابل ملاحظه‌ای را نشان نمی‌دهد، و از آن جایی که لیتولوژی این اینتروال دولومیت فاقد تخلخل یا متراکم می‌باشد، جدایش لاگ‌های دانسیته و نوترون از یکدیگر زیاد است.

د- دولومیت غیر متخلخل با فابریک دانه‌ای:

این ویژگی در بعضی از زیرواحدهای  $k_1a$  و  $k_1b$  مشاهده می‌شود. اگرچه به علت حضور فابریک دانه‌ای اشعه گاما میزان کمی را نشان می‌دهد، اما لیتولوژی دولومیتی متراکم این اینتروال، باعث شده است که جدایش لاگ‌های دانسیته و نوترون از یکدیگر افزایش یابد و اشعه گاما کاهش چشم‌گیری را نشان دهد.

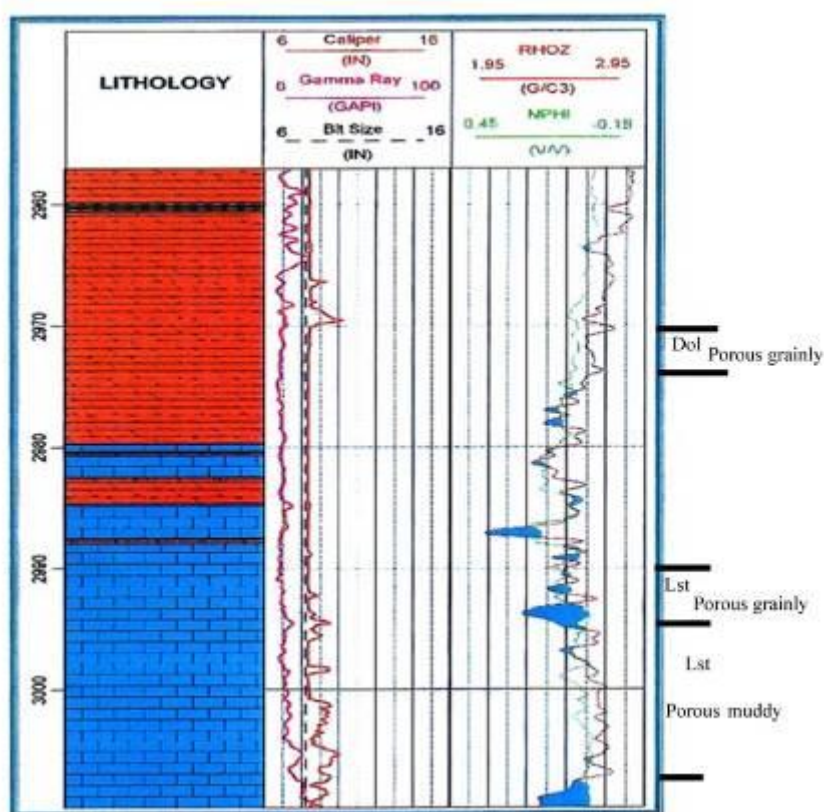
#### ۴-۱۲-۳- رفتارهای پتروفیزیکی بر روی آهک

الف- آهک متخلخل با فابریک گلی: اینتروال‌هایی که دارای این ویژگی می‌باشند در واحد  $k_2$  دیده می‌شوند. مطالعات انجام شده بر روی لاگ‌های پتروفیزیکی نشان می‌دهد که در این اینتروال به علت حضور فابریک گلی اشعه گاما میزان زیادی را نشان می‌دهد و هم‌چنین به علت وجود تخلخل در این اینتروال لاگ صوتی میزان قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهد علاوه بر این به علت لیتولوژی آهکی متخلخل، لاگ‌های دانسیته و نوترون جدایش قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهند (شکل ۷).

ب- آهک متخلخل با فابریک دانه‌ای: یکی از مهم‌ترین مطالعات صورت گرفته بر روی الگوهای رفتاری به دست آمده از لاگ‌های پتروفیزیکی بیان‌گر آن است که اشعه گاما به علت حضور فابریک دانه‌ای میزان کمی را نشان می‌دهد و لاگ سونیک در نتیجه تخلخل خوب که عمدتاً قالبی و بین ذره‌ای هستند میزان بالایی را نشان می‌دهد. لیتولوژی آهکی متخلخل نیز در این اینتروال باعث جدایش لاگ‌های نوترون و دانسیته از یکدیگر به مقدار بسیار زیاد می‌شود (شکل ۷).

ج- آهک غیر متخلخل با فابریک گلی: این ویژگی در بعضی از اینتروال‌های  $k_2$  به صورت محدود مشاهده می‌شود. اگرچه حضور فابریک گلی در این اینتروال‌ها باعث افزایش اشعه گاما می‌شود، اما به علت فقدان تخلخل در این اینتروال لاگ صوتی میزان کمی را نشان می‌دهد. حضور لیتولوژی آهکی متراکم نیز در این اینتروال باعث می‌شود که جدایش لاگ‌های نوترون و دانسیته از یکدیگر کاهش یافته و این دو تقریباً بر هم منطبق شوند و لاگ نوترون در سمت راست لاگ دانسیته قرار گیرد.

د- آهک غیر متخلخل با فابریک دانه‌ای: این اینتروال نیز با ویژگی مختص به خود در زیر واحدهای  $k_2a$ ,  $k_2b$  دیده می‌شود. نتیجه مطالعات پتروفیزیکی انجام شده بر روی لاگ‌ها نشان می‌دهد که اشعه گاما به علت حضور فابریک دانه‌ای کاهش یافته و لاگ‌های نوترون و دانسیته نیز به علت لیتولوژی آهکی متراکم تقریباً به هم منطبق می‌شوند (به گونه‌ای که لاگ نوترون در سمت راست لاگ دانسیته قرار دارد). لاگ صوتی نیز افزایش قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهد.



شکل ۷- نمایش ستون لیتولوژی در کنار نمودار نوترون-دانسیته برای واحد مخزنی  $K_1$

## ۵- نتیجه گیری

بر اساس مطالعات انجام شده تعداد ۸ رخساره در قالب پنج کمربند رخساره‌ای در سازند کنگان مورد شناسایی قرار گرفت. رخساره‌های شماره ۱، ۲ و ۳ نشان دهنده گسترش پهناهای جزر و مدی گرم و خشک می‌باشند. رخساره شماره ۵ و ۶ بیانگر محیط‌های لاگونی هستند. رخساره‌های تپه‌های سدی کربناته با سه رخساره، شامل رخساره شماره ۵ با محیط شول، رخساره شماره ۶ با محیط تپه‌های سدی رو به دریای باز و رخساره شماره ۷ با محیط تپه‌های سدی به سمت خشکی مشخص می‌گردند. هم‌چنین رخساره دریای باز با

شماره ۸ مشخص می‌شود که نشان دهنده گسترش بخش خارجی یا دورتر پلاتفرم کربناته است. بررسی‌های مخزنی انجام شده بر روی این رخساره‌ها حاکی از آن است که رخساره‌های سدی (۷ و ۶) با داشتن تخلخل و تراوایی مناسب دارای بهترین قابلیت مخزنی می‌باشند.

فرایندهای دیاژنزی متعددی از قبیل: میکرایتی شدن، آشفستگی زیستی، گسترش سیمان‌های دریائی مانند سیمان هم ضخامت و سیمان میکرایتی، همگی نشان دهنده تأثیر دیاژنز دریایی می‌باشند.

وجود سیمان‌های انیدریتی فراگیر به صورت گسترده در واحد کنگان زیرین بسیار مشهود است. در سیمان‌های انیدریتی به صورت پرکننده حفرات و شکستگی‌های دیده می‌شود. در این مطالعه گروه‌های سنگی نیز بر مبنای لیتولوژی، فابریک سنگی، هندسه فضا‌های خالی و میزان تخلخل و تراوایی تعیین گردید، بر این اساس ۷ گروه سنگی مخزنی تعیین و شناسایی شده است که عبارتند از: ۱- انیدریت لایه‌ای، فاقد کیفیت مخزنی، ۲- دولومیت آهکی با فابریک گل افزون، فاقد کیفیت مخزنی، ۳- دولومیت آهکی با فابریک گل افزون، دارای کیفیت مخزنی خوب، ۴- دولومیت آهکی با فابریک دانه افزون، دارای کیفیت مخزنی بد، ۵- دولومیت با فابریک دانه افزون دارای کیفیت مخزنی متوسط، ۶- آهک با فابریک دانه افزون، دارای کیفیت مخزنی خوب، ۷- دولومیت با فابریک دانه افزون، دارای کیفیت مخزنی خوب

بررسی‌های رفتارسنجی بر روی لاگ‌های پتروفیزیکی نیز نشان می‌دهد که با افزایش رخساره‌های مادستونی و گل افزون اشعه گاما نیز افزایش یافته و بالعکس با افزایش رخساره‌های گریستونی دانه افزون، GR کاهش می‌یابد، هم‌چنین در اینتروال‌های دولومیتی متخلخل لاگ سونیک افزایش قابل ملاحظه‌ای نشان می‌دهد و لاگ‌های نوترون و دانسیته بر یکدیگر منطبق‌اند. در حالی که در دولومیت‌های غیر متخلخل لاگ‌های دانسیته و نوترون جدایش قابل ملاحظه‌ای را از یکدیگر نشان می‌دهند و لاگ صوتی نیز خیلی کم است. در اینتروال‌های آهکی متخلخل نیز علاوه بر این که لاگ سونیک افزایش قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهد. لاگ‌های دانسیته و نوترون نیز جدایش زیادی را نسبت به هم نشان می‌دهند. مطالعات پتروگرافی انجام شده بر روی مغزه‌ها نشان می‌دهد که تخلخل‌های قالبی و بین ذره‌ای از بهترین تخلخل‌های مؤثر در کیفیت مخزنی واحد کنگان زیرین‌اند و دیگر تخلخل‌های نظیر حفره‌ای، شکستگی و درون ذره‌ای عوامل فرعی دخیل در این امر محسوب می‌شوند.

" هیئت تحریریه مجله از آقایان محمد علی کاوسی و نادر کهنسال قدیم وند که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند

کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Choquette, P.W., and Pery, L.c., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates, AAPG Bulletin, v.54, p.207-250
- [2] Friedman, G.M., Sanders, J.E., (1967) Origin and occurrence of dolostones. In: Chilingar, G.V., Bissell, H.J., Fairbridge, R.W. Eds., Carbonate Rocks, Origin, Occurrence, and Classification. Elsevier Amsterdam, pp. 267-348.
- [3] Gregg, J.M., Howard, S.A., Mazzullo, S.j., (1992) Early diagenetic recrystallization of Holocene -3000 years old peritidal dolomites, Ambergris Cay, Belize. Sedimentology 39, 143-160.

- [4] Konert, G., Afifi, A.M., AL-Hajari, S.A., Droste, H., (2001). Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*. 6, 407–442.
- [5] Lucia, F. J., 1983, Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space, *Journal of petroleum technology*, v. 35, p. 626-637.
- [6] Miall, 2000. Principles of sedimentary basin analysis, Springer-Verlag, New York, 668p.
- [7] Sibley, D.F., Gregg, G.M., (1987) Classification of dolomite rock textures. *G. Sediment. Petrol.*, 57, 967-975.
- [۸] رحیم‌پور، م (۱۳۸۴)، سنگ‌های کربناتی، محیط رسوبی و میکروفاسیس و چینه‌شناسی سکانسی سازند کنگان و دالان در میدان گازی پارس جنوبی.
- [۹] لطف پور، م، ۱۳۸۴. چینه‌شناسی توالی‌ها (Sequence Stratigraphy)، محیط رسوبی و بیواستراتیگرافی سازندهای دالان و کنگان در زاگرس جنوبی با نگرشی ویژه به مرز پرموتریاس. رساله دکتری، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید بهشتی، ۳۹۹ صفحه.
- [۱۰] مطیعی، ه، ۱۳۷۲. زمین شناسی ایران (چینه شناسی زاگرس)، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور
- [۱۱] طبیعی، س. ن.، ۱۳۹۰، " شناسایی انواع تخلخل‌های موثر بر کیفیت مخزنی سازند کنگان با استفاده از مطالعات پتروفیزیکی و پتروگرافی در چاه‌های A و B میدان گازی پارس جنوبی " پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد زرنند، کرمان. ۸۹ صفحه.

## **Reservoir Evaluation of the Kangan Formation based on petrophysical and petrographic studies in one of Persian Gulf fields**

Tabibi S.N., Asilian Mahabadi H., Movahed B., Haji Hosseinloo H.

### **Abstract:**

The Early Triassic Kangan Formation is the main reservoir in the Persian Gulf. In this study reservoir rock types were recognized according to lithology, rock fabric, geometry and amount of porosity. Therefore, 7 reservoir rock types were determined: - Anhydrite without reservoir quality, - limy- dolomite with mud dominated fabric without reservoir quality, - limy- dolomite with mud dominated fabric and an average reservoir quality, -limy- dolomite with mud dominated fabric and good reservoir quality, - dolomite with crystalline fabric and low reservoir quality, - limestone with grain dominated fabric with an average reservoir quality and - dolomite with crystalline fabric with a good reservoir quality.

Based on petrophysical logs(Gamma ray, sonic, neutron & density), 5 reservoir units and 6 non – reservoir units were identified. Reservoir units are mainly formed of porous grain dominated limestone ,crystalline dolomite and mud dominated fabric dolomite, and non – reservoir units include anhydrite and limy dolomite without porosity.

Petrophysical and petrographical studies indicate that moldic, intercrystalline and interparticle porosities are the most effective porosities in the reservoir units of this formation, whereas others like vuggy , fracture and intraparticle porosities have minor role in reservoir quality.

**Key words:** reservoir evaluation, Kangan Formation, South Pars field, Petrographic studies, petrophysical studies, Persian Gulf.



# Iranian Journal of Petroleum Geology

Vol. 3, No 3, 2012

**Licence Holder: Iranian Society of Petroleum Geology**

**Editorial Director: Dr. Ezatallah Kazemzadeh**

**Editor-in-Chief: Dr. Mohammad Reza Kamali**

**Associate Editor: Dr. Ali Reza Bashari**

**Executive manager: Eng. Behzad Mehrghini**

**Text Editor: Eng. Meysam Salimi Delshad**

**Internal manager: Eng. Mir Mahmoud Razavi Hesabi,  
Eng. Yaser Salimi Delshad**

## **Editorial Board:**

Dr. Ali Reza Bashari, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI)

Dr. Kazem Seyyed Emami, University of Tehran

Dr. Ali Seyrafian, University of Isfahan

Dr. Mohammad Reza Rezaie, Curtin University, Australia

Dr. Eraj Abdollahi fard, Exploration Directorate (NIOC)

Dr. Ezatallah Kazemzadeh, (RIPI)

Dr. Mohammad Reza Kamali, (RIPI)

Dr. Reza Mousavi Herami, Ferdowsi University of Mashhad

Dr. Ali Vatani, University of Tehran

## **Referees of this Issue:**

- 1- Dr. Alireza Bashari
- 2- Eng. Somayeh Parham
- 3- Dr. Ali Chehrazai
- 4- Dr. Bahram Habibnia
- 5- Dr. Elham Haj kazemi
- 6- Dr. Ahmad Reza Rabbani
- 7- Dr. Mohammad Reza Rezaei
- 8- Eng. Mohsen Zeynali
- 9- Dr. Sohrab Zohreband
- 10- Dr. Abbas Shahrabadi
- 11- Dr. Eraj Abdollahi fard
- 12- Dr. Alireza Arab Amiri
- 13- Dr. Mohammad Keramati
- 14- Dr. Ali Kadkhodaei
- 15- Dr. Mohammad Ali Kavousi

- 16- Dr. Mohammad Koneshloo
- 17- Dr. Nader Kohansal Ghadim Vand
- 18- Eng. Mohammad Mohammadnia
- 19- Dr. Mohammad Mokhtari
- 20- Dr. Seyyed Ali Moalemi
- 21- Dr. Mahmood Memariani
- 23- Dr. Bahram Movahed
- 22- Dr. Ali Misaghi

Iranian Journal of Petroleum Geology is published semiannually by Iranian Society of Petroleum Geology (ISPG), and its language is Persian.

For information on joining the (ISPG), contact secretarial office Via [info@ispg.ir](mailto:info@ispg.ir). All correspondence and communication for journal must be directed to: Iranian society of Petroleum Geology (ISPG), PO Box 16315-499, Tehran, 1661634151, Iran., Tel: (+98-21) 22856408, Fax: (+98-21) 22856407