

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا

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

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

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

سردبیر: دکتر محمد رضا کمالی، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

مدیر اجرایی: مهندس بهزاد مهرگینی

مدیر داخلی: مهندس میر محمود رضوی حسابی

ویراستار: ابوالفضل معتمدی و مهدی متاله

همکاران علمی این شماره مجله

۲۱. آقای دکتر سید علی موسوی

۲۲. آقای دکتر سید رضا موسوی حرمی

۲۳. آقای دکتر مسعود نعمتی

۲۴. آقای مهندس جواد هنرمند

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریتی خیابان، خواجه عبدالله  
انصاری،

خیابان ابوذر جنوبی، کوچه نهم، پلاک ۷ طبقه ۴

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۱

صندوق پستی: ۱۶۳۱۵-۴۹۹

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

۱۱. آقای مهندس امیر عباس عسگری

۱۲. آقای دکتر علی کدخدائی

۱۳. آقای دکتر محمد کرامتی

۱۴. آقای دکتر محمد کنشلو

۱۵. آقای مهندس محمد محمد نیا

۱۶. آقای مهندس سید محمد جواد مجتهدی

۱۷. آقای دکتر محسن مسیحی

۱۸. آقای مهندس سید علیرضا مرتضوی

۱۹. آقای دکتر بهرام موحد

۲۰. آقای دکتر عبدالمجید موحدی نیا

۱. آقای مهندس علی محمد باقری

۲. آقای دکتر محمود برگریزان

۳. آقای دکتر علیرضا بشری

۴. آقای مهندس فرهاد خوشبخت

۵. آقای مهندس زینالی

۶. آقای مهندس محمد سلیمانی

۷. آقای دکتر علی شکاری فر

۸. آقای دکتر عباس شهرآبادی

۹. آقای مهندس علیرضا عاضدی

۱۰. آقای دکتر علیرضا عرب امیری

این مجله دارای مجوز علمی - پژوهشی به شماره ۱۱/۵۱۱۵۳/ ۸۹/۳/ بتارخ ۰۶/ ۱۳۸۹/۰۹/ از وزارت علوم،

تحقیقات و فناوری می باشد.

## راهنمای نگارش مقالات

مجله علمی پژوهشی زمین شناسی نفت ایران دو بار در سال منتشر می‌شود. در این نشریه مقاله‌های پژوهشی در زمینه‌های زمین شناسی نفت، پتروفیزیک ژئوشیمی و علوم مرتبط که به زبان فارسی نگاشته می‌شود پذیرفته می‌شود. این مقاله‌ها را می‌توان به صورت فایل رایانه‌ای با فرمت word 2000 به صورت الکترونیکی از طریق سایت انجمن زمین شناسی نفت ایران ([www.ispg.ir](http://www.ispg.ir)) ارسال کرد. هیئت تحریریه مجله زمین شناسی 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 نامش 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 ماخذهای لازم آن‌ها باشد.

(۵) 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 ماخذهای لازم آن‌ها باشد.

(۶) 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 به خوبی تشریح گردد.

(۷) 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.

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

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

(۱۰) 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.

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

I

II

III

IV

V

VI

VII

VIII

IX

X

XI

XII

XIII

عنوان اصلی مقاله با قلم Lotus شماره ۱۸ ضخیم تایپ شود.  
عناوین اصلی داخل مقاله با قلم Lotus شماره ۱۶ ضخیم و عناوین فرعی با قلم Lotus شماره ۱۴ ضخیم تایپ شوند. هر تیترا از متن قبلی خود با یک خط فاصله جدا شود.

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

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

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

کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

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

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

از تکرار داده‌ها به صورت چندگانه (جدول و نمودار و ...) خودداری گردد.

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.

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

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.

(۱۲) 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 انتشار. 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 انتشار.

## بنام ایزد دانا

### سر مقاله

سپاس پروردگاری را که این سعادت را به این گروه عنایت نمود که در اسفند ۱۳۸۴ انجمن زمین شناسی نفت را بنیاد نهادند تا کار و جنبش خود را آغاز نماید. این انجمن به عنوان انجمن علمی غیر دولتی با عمر کوتاه خود توانست به دستاورد های با ارزشی به پشتکار آنانیکه همواره کار گروهی در سر لوحه فعالیتشان است نایل گردد.

اعطای امتیاز انتشار مجله زمین شناسی نفت ایران با اعتبار علمی پژوهشی از سوی وزارت علوم تحقیقات و فناوری به این انجمن یکی از دستاوردهای با ارزش این انجمن میباشد.

کاوش های زمین شناسی نفت در ایران به حدود یکصد سال پیش به عبارت دیگر خرداد ۱۲۸۷ بر میگردد زمانی که نخستین چاه حفاری شده در خاورمیانه در میدان نفتون مسجد سلیمان به نفت رسید.

آمارها نشان میدهد ۱۱٪ از ذخایر اثبات شده نفت جهان و ۱۸٪ از ذخایر خاور میانه در دل سازند های زمین شناسی ایران ذخیره شده است. در بخش گاز طبیعی بیش از ۱۵٪ ذخایر اثبات شده گاز طبیعی جهان و ۳۸٪ از ذخایر گاز طبیعی خاورمیانه را دارا می باشد. پژوهش های علمی گوناگون وجود ذخایر کشف نشده هیدروکربوری در مناطق گوناگون ایران عزیزمان را نوید میدهد.

پر کردن فاصله بین سهم ذخایر و سهم تولید در بازار نفت میتواند دورنمای مهم صنعت نفت را در خلال سال های آتی تشکیل دهد. این بیانگر وجود فرصتهای بی مانند برای حضور فعال در بخش بالا دستی صنعت نفت ایران در سالهای آتی میباشد.

توجه به سرمایه های بنیادی کشور یعنی نیروهای کار آزموده جوان به عنوان سنگ بنای هرم صنعت و مراکز علمی و پژوهشی از یکسو بهره گیری شایسته از این موهبت های ایزدی یعنی منابع نفت و گاز از سوی دیگر میتوان فرصت با ارزشی را برای پیشبرد و گسترش کشور مهیا نمود.

جا دارد از تمامی اساتید محترم، مدیران دلسوز صنعت نفت و کاشناسان ارجمند و دانشجویان عزیزی که ما را در رسیدن به این جایگاه مهم بدون هیچ چشم داشتی یاری نمودند سپاسگزاری نمایم. به امید روزی که جهانیان بیننده ایران عزیز در قله های سربلندی پیشرفت و بدور از وابستگی باشند.

علیرضا بشری

رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران

## ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان در میداین بینک، گچساران و مارون با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی و مدل‌سازی حرارتی

نغمه مرتاضیان<sup>۱\*</sup> و محمدرضا کمالی<sup>۲</sup>

۱- دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه زمین شناسی، ۲- پژوهشگاه صنعت نفت

[Naghmehtortazian@yahoo.com](mailto:Naghmehtortazian@yahoo.com)

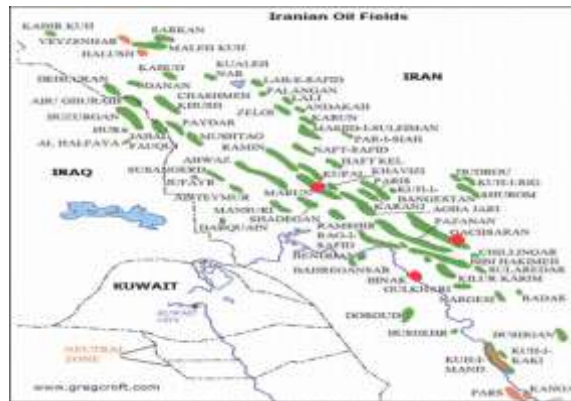
### چکیده:

بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان به عنوان سنگ منشاء احتمالی در میداین نفتی مارون، گچساران و بینک با استفاده از دستگاه پیرولیز راک-اول نشان می‌دهد که، این سازند در میداین مارون و گچساران دارای پتانسیل تولید هیدروکربنی است. در حالی که سازند مذکور در میدان نفتی بینک از پتانسیل تولید بسیار پایین برخوردار است. مواد آلی موجود در سازند گدوان در میداین نفتی مارون و گچساران دلالت بر کروژن نوع II و III (مخلوط) و میدان نفتی بینک از کروژن نوع III دارد. نمونه‌های سازند گدوان در میداین نفتی مارون و گچساران با توجه به مقادیر Tmax دارای بلوغ حرارتی لازم برای تولید نفت است و تمامی نمونه‌ها بالغ بوده و به مرحله پنجره نفتی رسیده‌اند. درمقایسه نمونه‌های مورد مطالعه در میدان نفتی بینک به علت نابالغ بودن، هنوز وارد پنجره نفت‌زایی نشده که این موضوع با توجه به نتایج حاصل از نرم افزار PBM تایید می‌شود. منحنی تعیین رخساره آلی سازند گدوان به ترتیب برای میداین نفتی مارون، گچساران و بینک رخساره-های آلی BC، BC و CD می‌باشد که نشانگر محیط دریایی نسبتاً احیاء تا اکسیدان می‌باشد.

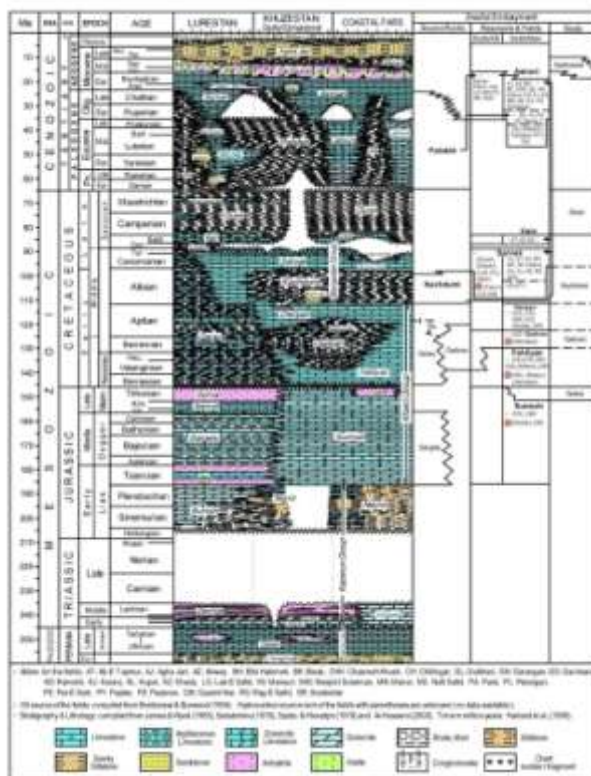
**کلید واژه:** سنگ منشاء، سازند گدوان، کروژن، بلوغ، میدان نفتی مارون، گچساران

## ۱- مقدمه

سازند گدوان در بخش هایی از فروافتادگی دزفول نهشته شده است. وجود لایه های شیلی و آهک های رسی همراه با مقادیر ماده آلی مناسب در این سازند معرف یک سنگ منشاء مولد هیدروکربن است. سن سازند گدوان بر اساس فسیل های یافت شده نئوکومین تا آپسین است [۱]. سازند گدوان در نواحی فارس و فروافتادگی دزفول دارای ضخامت کم، حدود ۱۰۰ متر و در نواحی فارس ضخامت آن به ۲۰۰۰ متر می رسد [۲]. جنس سنگ های این سازند از نوع مارن های تیره سبز و قهوه ای متمایل به زرد، شیل و آهک های رسی خاکستری متمایل به سیاه است. طبقات زیرین این سازند با سازند فهلیان و طبقات راس آن با سازند داریان همبری هم شیب دارد [۱]. در این مطالعه از آنالیزهای ژئوشیمیایی راک-اول به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان، شرایط محیط رسوب گذاری و نوع هیدروکربن احتمالی و همچنین نرم افزار مدل ساز Pars Basin Modeler (PBM) استفاده شده است. استفاده از پیرولیز راک-اول می تواند در تشخیص پتانسیل هیدروکربن زایی و خصوصیات سنگ منشاء تعیین کننده باشد [۳]. روش مدل سازی یکی از روش های غیر مستقیم به منظور ارزیابی سنگ های منشاء یک حوضه جهت پی بردن به وضعیت بلوغ و درجه پختگی مواد آلی، عمق و زمان تشکیل نفت آن است. هدف از این مطالعه بررسی جامع سازند گدوان به عنوان یک سنگ منشاء در فروافتادگی دزفول می باشد که، برای رسیدن به این منظور سه میدان در این منطقه انتخاب شده است (میداین بینک، گچساران و مارون) و با استفاده از روش های ژئوشیمیایی و نرم افزار مدل ساز PBM پتانسیل هیدروکربن زایی (نفت و یا گاز) و همچنین پنجره های تولید هیدروکربن آن در هر میدان مشخص شده است. موقعیت میداین تحت مطالعه در منطقه فروافتادگی دزفول و همچنین ستون استراتیگرافی در ناحیه جنوب غرب ایران به ترتیب در شکل های ۱ و ۲ نشان داده شده است.



شکل ۱- موقعیت میداین مورد مطالعه در منطقه فروافتادگی دزفول [۲]



شکل ۲- روابط بین سنگ‌های منشاء، مخزن و پوش سنگ‌های جنوب غرب ایران [۱]

## ۲- روش مطالعه

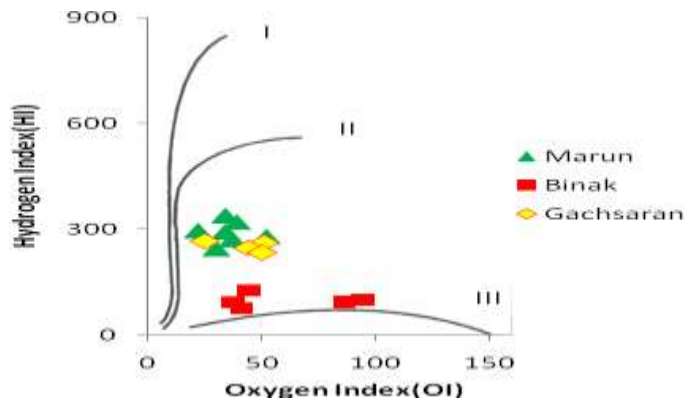
جهت انجام این مطالعه ۱۶ نمونه خرده حفاری‌های سازند گدوان مربوط به میادین بینک، گچساران و مارون جمع‌آوری و مورد آزمایش قرار گرفته است. پس از زدودن مواد افزودنی به گل حفاری و تاثیر گذار بر نتایج، مقدار ۵۰-۷۰ میلی گرم از هر نمونه پودر و هموژنیزه شده و سپس توسط دستگاه پیرولیز راک-اول مورد آنالیز قرار گرفت و پارامترهایی نظیر S1, TOC, HI, OI, TPI, S2, S3 اندازه‌گیری شد. پارامترهای مهم محاسبه شده توسط این دستگاه که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته به شرح زیر است:

S1, S2, S3, Tmax, TOC, (OI), (HI), (TPI)

با توجه به اطلاعات بدست آمده نوع کروژن، میزان پختگی و وضعیت پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان مورد ارزیابی قرار گرفت.

### أ. نوع کروژن:

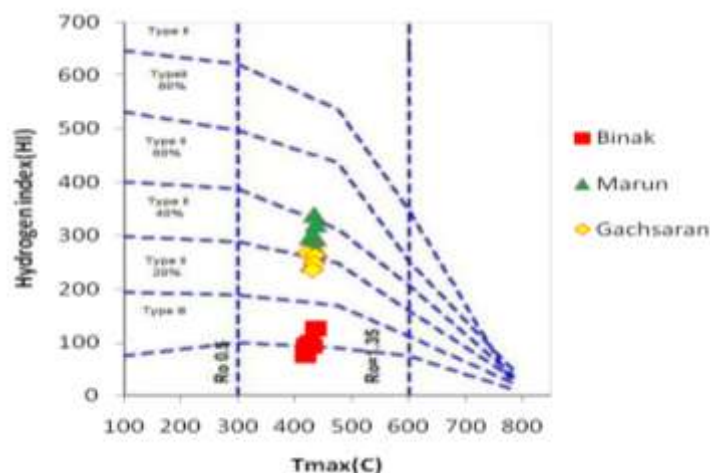
نوع ماده آلی (کروژن) فاکتور مهمی برای ارزیابی پتانسیل سنگ منشاء بوده و تاثیر زیادی بر ماهیت هیدروکربن تولیدی دارد [6]. کروژن‌های متفاوت توانایی تولید هیدروکربورهای مختلفی را دارند. به عنوان مثال، نمونه‌هایی دارای کروژن نوع I و II هستند توانایی تولید نفت بیشتری را دارند و کروژن نوع III معمولاً گاززا می‌باشد. جهت تعیین نوع کروژن سازند گدوان در میادین تحت مطالعه از شاخص HI در مقابل OI استفاده شده و نتایج آن در شکل ۳ آورده شده است.



شکل ۳- نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین نوع کروژن سازند گدوان در میداین تحت مطالعه [۶ و ۹]

بر اساس این نمودار همانطور که دیده می‌شود، سازند گدوان در میدان بینک دارای کروژن نوع III و در میداین مارون و گچساران دارای مخلوط کروژن‌های نوع II و III می‌باشد.

برای تعیین میزان هر نوع کروژن از نمودار HI در مقابل Tmax استفاده شده است (شکل ۴). هرچه میزان کروژن نفت‌زا (نوع II) بیشتر باشد، میزان هیدروکربن تولیدی نیز افزایش می‌یابد.

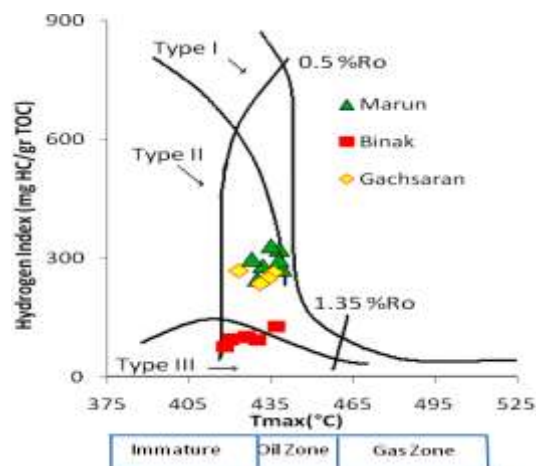


شکل ۴- نمایش تغییرات HI در مقابل Tmax به منظور شناسایی میزان ماده آلی [۵]

بر این اساس همانطور که دیده می‌شود میزان کروژن نوع II سازند گدوان، در میدان مارون حدود ۴۰٪، در میدان گچساران حدود ۳۰٪ و در میدان بینک فاقد کروژن نوع II است و دارای کروژن نوع III یا همان کروژن گاززا می‌باشد.

### ب. تعیین بلوغ حرارتی:

جهت تعیین بلوغ حرارتی سازند گدوان در سه میدان مورد مطالعه از نمودار مقادیر HI در مقابل Tmax استفاده شده است (شکل ۵).

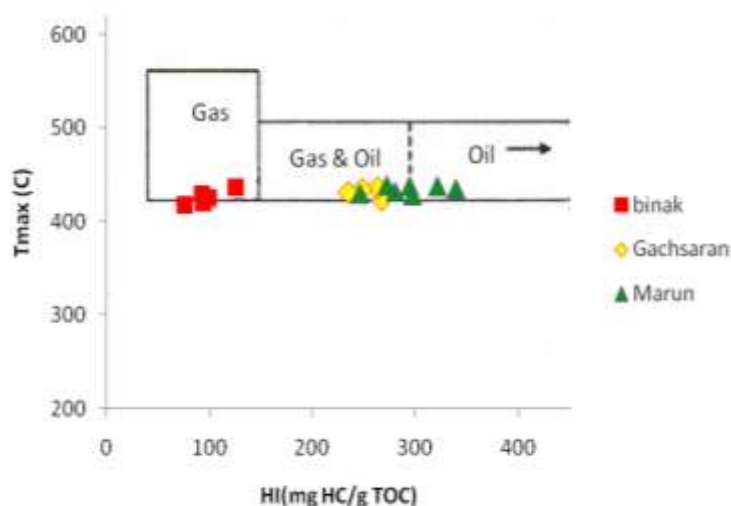


شکل ۵- نمودار مقادیر HI در مقابل Tmax جهت نمایش بلوغ حرارتی [۱۰]

در میدان بینک این سازند بالغ نشده ولی در میادین مارون و گچساران دارای بلوغ بیشتری است، بطوریکه وارد پنجره نفت-زایی شده است. سازند گدوان در میدان مارون به علت داشتن HI بیشتر توانایی تولید نفت بیشتری را دارد.

### ت. نوع هیدروکربن تولیدی:

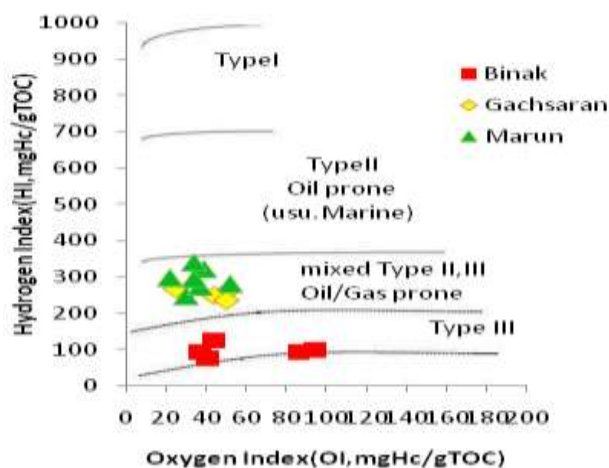
با توجه به دیاگرام HI در مقابل Tmax در میدان بینک پایین بودن میزان HI را شاهد هستیم و نوع هیدروکربن احتمالی در چاه مورد نظر گاز می‌باشد (شکل ۶). در مورد میادین گچساران و مارون وضعیت متفاوت است و هیدروکربن احتمالی اغلب از نوع مخلوط نفت و گاز می‌باشد، در میدان گچساران میزان HI کمتری دیده می‌شود و هیدروکربن احتمالی از نوع مخلوط نفت و گاز است ولی در میدان مارون با افزایش میزان HI هیدروکربن احتمالی در ناحیه بین زون نفت-گاز و نفت است و می‌توان که در بین این میادین سازند گدوان در میدان مارون دارای وضعیت بهتری بوده و قادر به تولید نفت بیشتری نسبت به سایر میادین می‌باشد.



شکل ۶- نمایش تغییرات HI در مقابل Tmax برای تعیین نوع هیدروکربن احتمالی [۵]

همچنین برای تعیین محدوده‌های نفت زا یا گاززا بودن این سازند بر اساس نوع کروژن‌های آن، از نمودار HI در مقابل OI استفاده شده است (شکل ۷).



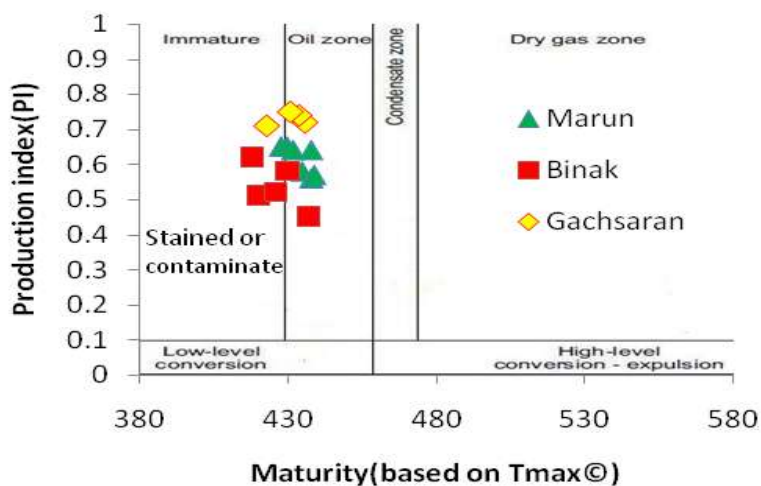


شکل ۷- نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین نوع هیدروکربور تولیدی [۱۱]

بر این اساس در میدان گچساران و مارون که کروژن‌های آن مخلوطی از نوع II و III است و توانایی تولید نفت و گاز را به صورت مخلوط دارد ولی در مورد میدان بینک وضعیت متفاوت است و قادر به تولید گاز است.

### ث. تعیین مچوریتی:

جهت تعیین مچوریتی و توانایی تولید هیدروکربور از نمودار PI در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax استفاده شده است (شکل ۸).



شکل ۸- نمودار PI در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax [۱۱]

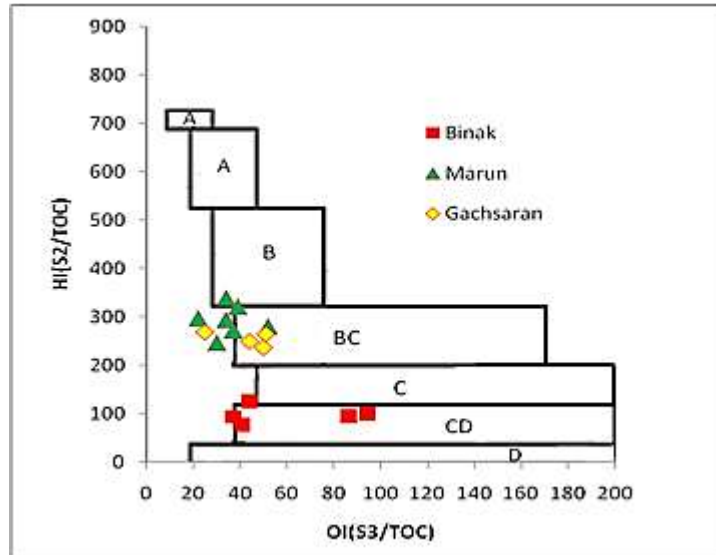
نتایج بدست آمده از این نمودار نشان می‌دهد که، سازند گدوان در میداین گچساران و مارون وارد پنجره نفت‌زایی شده، ولی در میدان بینک به علت درجه بلوغ کم در محدوده نابالغ (Immature) است. سازند گدوان بر اساس این نمودار در میدان مارون بالغ‌تر از میداین دیگر است.

### ج. تعیین رخساره آلی:

یکی دیگر از اهداف این مطالعه تعیین رخساره آلی نمونه‌های مورد نظر است که برای رسیدن به این منظور، از نمودار و جدول جونز [۷] استفاده شده است که به ترتیب در شکل ۹ و جدول ۱ نشان داده شده است. در این نمودار بر اساس تغییرات مقادیر HI در مقابل OI، محدوده رخساره‌های آلی نمونه‌های مورد مطالعه تعیین شده است.

جدول ۱- طبقه بندی رخساره‌های آلی بر اساس نمودار جونز [۷]

Organic Facies	H/C	O/C	HI	OI	TOC WT%	Dominant Organic Matter	Primary Organism	Depositional Environments	Primary Products	Examples Comments and Notes
A	>1.4 5		>8 50	10- 30	5-20	Algal Amorph	Botryococ- cus, Tasmanite s	Lacustrine, persistent anoxia, stratified H <sub>2</sub> O. Warm humid climate	Oil	Green River Oil Shale
AB	1.35 - 1.45		85 0- 65 0	20- 50	3-10	Amorpho- us, highly fluor. Minor terrestria l input	Conspicuo- us Tasmanite s	Persistent anoxia, transgressive, warm-equable climate. Well laminated	Oil	Upper J carbonate Saudi Arabia
B	1.15 - 1.35		65 0- 40 0	30- 80	3-10	Amorpho- us, common terrestria l input	Conspicuo- us Tasmanite s during K. Marine/no n-marine algae & associated bacteria	Less persistent anoxia marine or lacustrine. Transgressive seas shallow- medium depths. Laminated	Oil	Kimmerigia n, North Sea
BC	0.95 - 1.15		40 0- 25 0	40- 80	1-3	Mixed: some oxidation. Partially oxidized during K. Algal	Variable algal input. Diverse	Terrestrial & marine OM. Pro-delta muds- outer shelf, upper continental slopes. Rapid deposition in Oxic H <sub>2</sub> O. Rapid vertical variations	Liquids & Gas	Pro-delta muds
C	0.75 - 0.95		25 0- 12 5	50- 15 0	0.5-2	Terrestria l: some oxidation	Telinite & Colinite. Low amounts of spores, cuticles & resinite	Oxic H <sub>2</sub> O- Moderate rapid deposition in anoxic conditions	Gas prone	Lower T, off-shore Labrador
CD	0.60 - 0.75		12 5- 50	40- 15 0	0.5-2	Oxidized: Reworked Organic Matter	Varying amounts terrestrial & reworked OM some fine grain amorphous OM of unknown origin.	Marine fore- deeps in front of rising mountain ranges	Moderate Dry Gas capacity	K offshore eastern USA. Lower K Torok, Brooks Range
D	>0.6		<5 0	20- 20 0	<0.5-2	Highly oxidized	Dominant inertinite. Highly oxidized or re- deposited residual OM.	Deep ocean to terrestrial	Dry Gas only at high maturity	Carbonate shelves

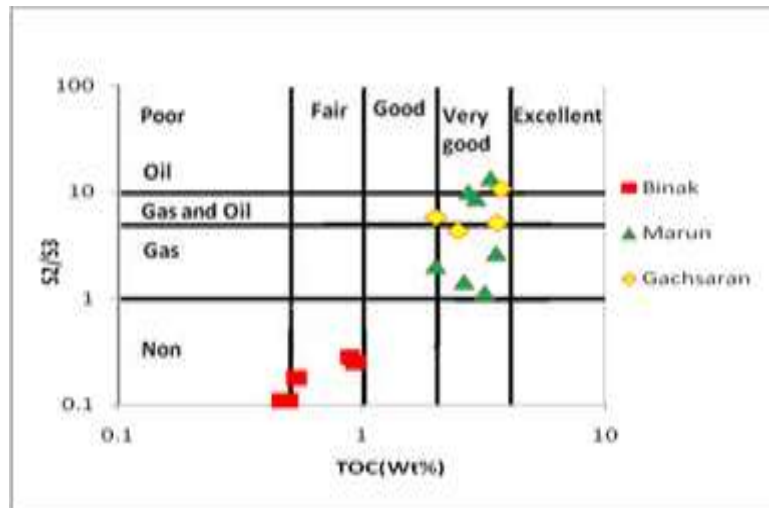


شکل ۹- نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین رخساره آلی

بر پایه طبقه بندی جونز و اطلاعات حاصل از پیرولیز راک-اول، رخساره آلی سازند گدوان در میدان بینک در محدوده CD یعنی محیط دریایی عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی قرار دارد. در میدان مارون عمدتاً در محدوده BC یعنی محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب گذاری سریع در شرایط اکسیدان و در میدان گچساران نیز در محدوده BC قرار گرفته است.

### ح. تعیین توانایی تولید هیدروکربن:

بمنظور تعیین توانایی تولید هیدروکربن از نمودار S2/S3 در مقابل TOC استفاده شده است و نتایج آن در شکل ۱۰ دیده می‌شود.

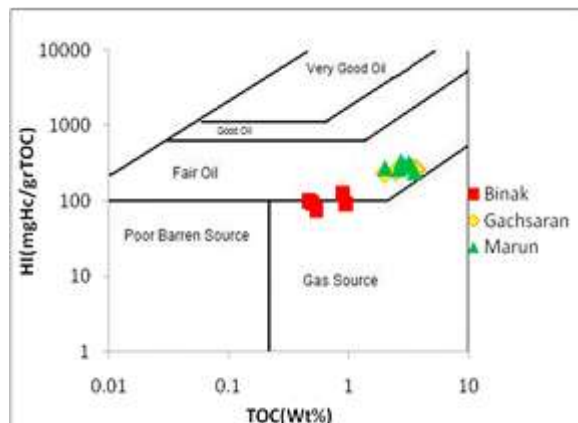


شکل ۱۰- نمودار S2/S3 در مقابل TOC جهت تعیین کیفیت و کمیت هیدروکربن تولیدی [۵]

این نمودار نشان می‌دهد سازند گدوان در میداین مارون و گچساران، توانایی تولید هیدروکربن از نوع گاز و نفت را دارد و از نظر میزان کل کربن آلی (TOC) در محدوده خیلی خوب است ولی، در میدان بینک دارای کل کربن آلی تقریباً ضعیف است و قادر به تولید هیچ نوع هیدروکربن در شرایط فعلی نیست.

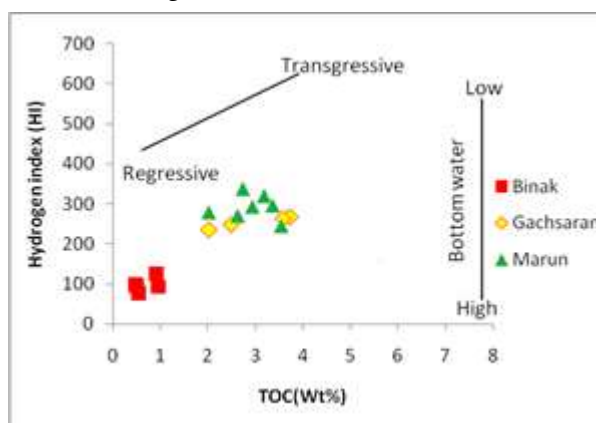
### خ. تعیین کیفیت هیدروکربن تولیدی:

جهت تعیین کیفیت هیدروکربن تولیدی از پارامتر HI در مقابل TOC استفاده شده است (شکل ۱۱).



شکل ۱۱- نمودار تغییرات HI در مقابل TOC جهت تعیین پتانسیل تولید هیدروکربن [۵]

نمودار فوق نشان می‌دهد این سازند در میداین گچساران و مارون قادر به تولید نفت با کیفیت متوسط است ولی، در میدان بینک این سازند قادر به تولید هیدروکربن نیست و در صورت رسیدن به بلوغ و داشتن TOC مناسب می‌تواند سنگ منشاء گاز باشد. جهت شناسایی شرایط محیط رسوب گذاری از نمودار HI در مقابل TOC استفاده شده است (شکل ۱۲).

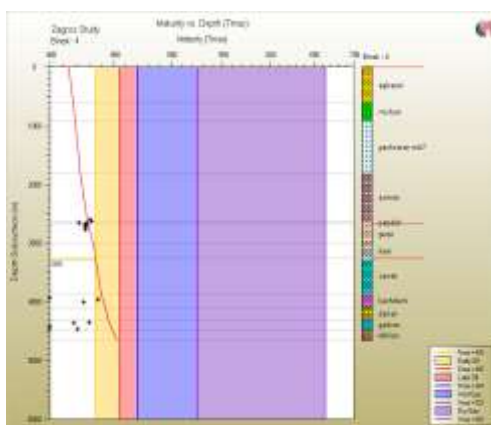


شکل ۱۲- نمودار HI در مقابل TOC جهت شناسایی شرایط محیط رسوبگذاری

نمودار مقادیر شاخص هیدروژن (HI) در مقابل میزان کل کربن آلی (TOC) در میداین مورد مطالعه نشان دهنده یک سیستم پسروده برای سازند گدوان در میدان بینک با شرایط اکسیدان در زمان رسوبگذاری است ولی، در میداین مارون و گچساران اوضاع متفاوت است و تقریباً در محدوده پسروده تا پیشرونده قرار گرفته‌است.

### د. تعیین پنجره‌های نفت‌زایی و گاززایی:

جهت تعیین پنجره‌های نفت‌زایی و گاززایی با استفاده از نرم افزار مدل ساز PBM، سه چاه در سه میدان مورد مطالعه مدل شده‌است. در این شکل‌ها هررنگ محدوده خاصی را نشان می‌دهد. محدوده رنگ زرد ابتدای پنجره نفت‌زایی، محدوده رنگ قرمز انتهای پنجره نفت‌زایی، محدوده رنگ آبی گاز مرطوب و محدوده رنگ بنفش محدوده تولید گاز خشک است. خط قرمز درون این شکل نشان دهنده بلوغ بدست آمده از مدل سازی حرارتی توسط نرم افزار PBM است و علامت‌های بعلاوه (+) نشان دهنده بلوغ بدست آمده از اطلاعات ژئوشیمیایی (Tmax) است.

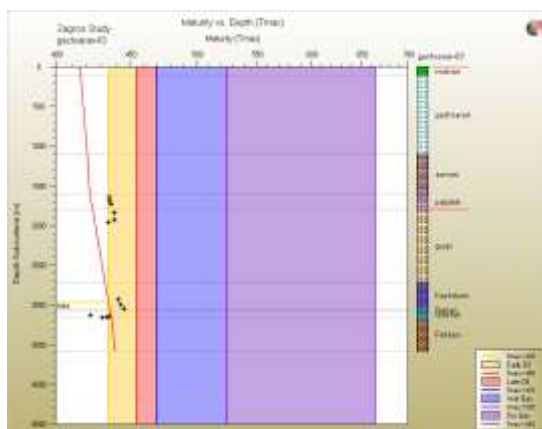


شکل ۱۳- نمودار عمق در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax در چاه بینک-۴

همانطور که در شکل دیده می‌شود، سازند گدوان در چاه بینک-۴ بر اساس داده‌های ژئوشیمیایی وارد پنجره نفت‌زایی نشده ولی بر اساس نمودار حاصل از مدل سازی نرم افزاری در دمای ۴۵۵ درجه سانتیگراد و عمق ۴۳۰۰ متری در ابتدای پنجره بلوغ اولیه قرار گرفته‌است. عدم همخوانی مقادیر Tmax اندازه گیری شده توسط دستگاه راک-اول با روند بلوغ ارائه شده توسط نرم افزار می‌تواند ناشی از:

- (۱) ریزش کنده‌های حفاری از لایه‌های جوان تر (Caving)
- (۲) آغشتگی سنگ منشاء به نفت مهاجرت یافته (Oil staining)
- (۳) پدیده اثر ماتریس کانی سبب جذب هیدروکربن توسط سطوح کانی‌های رسی در حین پیرولیز باعث عدم تحول پیک S2 و به تبع آن سبب کاهش مقادیر Tmax می‌گردد.

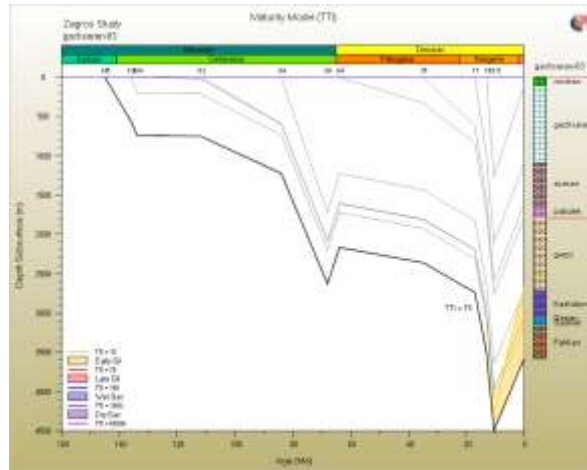
در حین پیرولیز به علت جذب هیدروکربن تولید شده از کروژن توسط سطوح فعال کانی‌های رسی پیک S2 به اندازه طبیعی تکامل نیافته، در نتیجه Tmax نیز عدد کمتری را نشان می‌دهد. این موضوع در مورد سازندها و چاه‌های دیگر نیز صادق است و علت پایین بودن مقادیر Tmax را نسبت به مدل حرارتی (PBM) توجیه می‌کند. در مدل‌سازی، دمای سطح زمین ۳۰ درجه سانتی‌گراد در نظر گرفته شده است و مقادیر شیب زمین گرمایی در عمق ۴۰۰۰ متر حدود ۱۴۲ درجه سانتی‌گراد می‌باشد که، با نتایج مدل حرارتی کاملاً مطابقت دارد [5]. عوامل مذکور به ویژه پدیده آغشتگی به نفت در اثر مهاجرت در بیشتر موارد مشاهده شده است [8].



شکل ۱۴- نمودار عمق در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax در چاه گچساران-۸۳

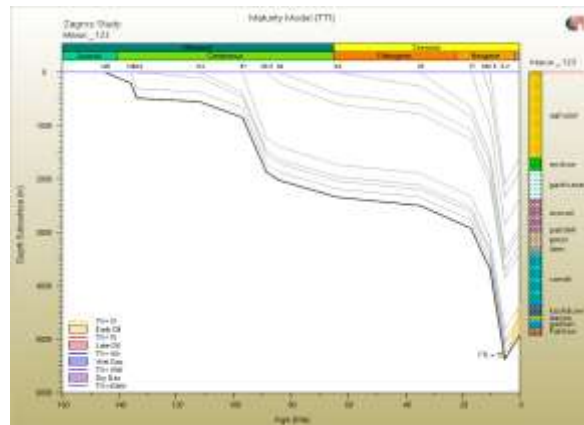
بر اساس این شکل سازند گدوان در چاه گچساران-۸۳ در دمای ۴۳۷ درجه سانتی‌گراد و عمق ۳۰۷۵ متری در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار گرفته‌است. نقاط مشخص شده با علامت (+)، نشان دهنده اندازه گیری‌های واقعی نمونه‌های بدست آمده از





شکل ۱۷- پنجره‌های بلوغ بر اساس روش TTI در چاه گچساران-۸۳

سازند گدوان از ۷ میلیون سال پیش وقتی در عمق ۳۹۱۰ متری قرار داشت، در پنجره نفت‌زایی قرار گرفت و با توجه به رنگ مشخص شده در نمودار، این سازند در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار گرفته و دارای بلوغ متوسط است و در حال حاضر نیز در همین محدوده قرار دارد.



شکل ۱۸- پنجره‌های بلوغ بر اساس روش TTI در چاه مارون-۱۲۳

سازند گدوان در ۲.۵ میلیون سال پیش در عمق ۴۸۴۰ متری، وارد شدن به پنجره نفت‌زایی را نشان می‌دهد و از آن زمان تا کنون افزایش بلوغ چندانی نداشته و هنوز در ابتدای پنجره نفت‌زایی بوده و دارای بلوغ متوسطی است.

### ۳- بحث و نتیجه‌گیری

به طور کلی با مطالعه پارامترهای ژئوشیمیایی در قالب نمودارها مشخص شده است که، سازند گدوان در میداین گچساران و مارون دارای بلوغ متوسط تا خوب است و قادر به تولید هیدروکربن از نوع نفت و گاز است، ولی در میدان بینک وضعیت متفاوت است و این سازند به بلوغ نرسیده و قادر به تولید هیچ نوع هیدروکربن نیست. سازند گدوان در میداین گچساران و مارون دارای کروژن نوع II و III بصورت مخلوط است، ولی در میدان بینک کروژن آن غالباً از نوع III می‌باشد. میداین مارون، گچساران و بینک در منطقه فروافتادگی دزفول روند شمالی-جنوبی دارند و می‌توان نتیجه گرفت که با نتایج بدست آمده در این منطقه هرچه از شمال به سمت جنوب می‌رویم (میدان بینک)، از پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند کاسته می‌شود.

بر اساس نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین رخساره آلی، مشخص شد که، سازند گدوان در بخش‌های جنوبی فروفاتادگی دزفول (میدان بینک) در یک محیط عمیق دریایی در مجاورت مناطق کوهزایی با مواد آلی نابرجا شده (رخساره CD) رسوبگذاری کرده است و در صورت رسیدن به بلوغ قادر به تولید هیدروکربن از نوع گاز است، ولی بخش‌های شمالی‌تر (میدان مارون و گچساران) در یک محیط دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوبگذاری سریع و در شرایط نسبتاً اکسیدان (رخساره BC) نهشته شده است که در این قسمت، سازند گدوان توانایی تولید هیدروکربن از نوع نفت و گاز را دارد. هر چند سازند گدوان در میدان مارون در مقایسه با میدان گچساران بعلت فراوانی کروژن نوع II وضعیت مطلوب‌تری از نقطه نظر تولید هیدروکربن دارد.

جهت تعیین بلوغ حرارتی سازند گدوان در سه میدان مورد مطالعه از نمودار مقادیر HI در مقابل Tmax استفاده شده است که نشان می‌دهد، در میدان بینک این سازند بلوغ کافی پیدا نکرده ولی در میدان مارون و گچساران دارای بلوغ بیشتری است و وارد پنجره نفت‌زایی (Oil Zone) شده است. میدان مارون به علت داشتن HI بیشتر توانایی تولید نفت بیشتری را نیز نشان می‌دهد.

## منابع:

۱. خسرو تهرانی، خسرو، ۱۳۸۴، زمین شناسی ایران
۲. مطیعی، همایون، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، سازمان زمین شناسی
3. Espitalié, J., Marquis, F., Barsony, I., 1984. Geochemical logging. In: Voorhees, K.J. (Ed.), Analytical Pyrolysis-Techniques and Applications. Butterworth, Guildford, pp. 276-304.
4. Hakimi, M.H., Abdullah, W.H., and Shalaby, M.R., 2010. Source rock characterization and oil generating potential of the Jurassic Madbi Formation, onshore East Shabowah oilfields, Republic of Yemen. Organic Geochemistry, Vol. 41, P. 513-521.
5. Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), The Petroleum System from Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir, vol. 60, pp. 93-120.
6. -Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology (second ed), W.H. Freeman, San Francisco, USA, 743p.
7. Jones, R.W., 1987. Organic facies. In: Brooks, J., and Welte, D., Editors, Advances in Petroleum geochemistry 2. Academic Press, London, 1-90.
8. Burwood, R., & Bordenave, M.L. 1991. Source rock Distribution and maturation in the zagros organic belt: province of Asmari and Bangestan reservoir oil accumulation. Bull.A.A.P.G No. 369-386.
9. Espitalie, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., and Boutefeu, A., 1977, Methode Rapide de Characterisation des Roches Meres de leur Potentiel Petrolier
10. Tissot, B., and Welte, D.N., 1984, Petroleum Formation and Occurrence, 2nd edition: Springer Verlag, Heidelberg, 699 p.
11. Thamer K. Al-Ameri, Amer Jassim Al-Khafaji and John Zumberge, 2009. Petroleum system analysis of the Mishrif reservoir in the Ratawi, Zabair, North and South Rumaila oil fields, southern Iraq.
12. Boboye, O.A and Abimbola, A.F., 2009. Hydrocarbon Potential of the Lithostratigraphic Units in Late Cenomanian-Early Paleocene Shale, Southwestern Chad Basin Department of Geology, University of Ibadan, Ibadan, Nigeria. World Applied Sciences Journal 7 (5): 567-573



## **Evaluation of hydrocarbon potential of Gadvan Formation in Binak, Gachsaran and Marun fields by geochemical methods and thermal modeling.**

**Naghmeh Mortazian and Mohamad reza Kamali**

### **Abstract:**

Investigation on hydrocarbon source rock potentiality of Gadvan Formation in Marun, Gachsaran and Binak oil fields using Rock-eval pyrolysis shows that Gadvan Formation in Marun and Gachsaran oil fields is an effective source rock and is capable of generating hydrocarbon (oil and gas) , whereas the same formation in the Binak oil field has no hydrocarbon generation potential. The presence of organic matter in Gadvan Formation from Marun and Gachsaran oil fields suggests a mixture of kerogen type II/III and in Binak oil field kerogen type III is dominant. Based on Tmax values derived from Rock-Eval pyrolysis, Gadvan Formation in Marun and Gachsaran oil fields is thermally mature and entered oil window stage but in Binak oil field this formation is immature and has not entered oil window yet. The results obtained from pyrolysis and vitrinite reflectance measurements are in good agreement with thermal history modeling using PBM software program. Organic facies curve plotted for the Gadvan Formation indicates organic facies BC for Marun and Gachsaran oil fields and organic facies CD for Binak oil field suggesting marine persistent anoxic to oxidizing conditions prevailed during early deposition.

**Keywords:** Source rock, Gadvan Formation, kerogen, maturation,

## مقایسه نتایج سیستم‌های هوشمند و روابط تجربی در تخمین تراوایی: مطالعه موردی در یکی از مخازن کربناته جنوب ایران

الهام عزیز آبادی فراهانی<sup>۱\*</sup>، عزت الله کاظم زاده<sup>۲</sup> و مجتبی رجبی<sup>۳</sup>

۱- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه زمین شناسی

۲- پژوهشگاه صنعت نفت تهران ۳- دانشگاه تهران، دانشکده زمین شناسی

eli\_136211@yahoo.com

### چکیده

تخمین تراوایی که یکی از مهم‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی مخازن نفت و گاز می‌باشد، همواره یکی از چالش‌های پیش روی محققین صنعت نفت بوده است. دقیق‌ترین روش برای بدست آوردن این پارامتر، آنالیز مغزه می‌باشد اما، مشکلات تهیه مغزه از یک سو و صرف زمان و هزینه بالا از سوی دیگر، محققان را بر آن داشته است که، تراوایی را از روش‌های غیر مستقیم بدست آورند. از جمله روش‌هایی که از دیرباز برای محاسبه این پارامتر مورد استفاده قرار گرفته، روابط تجربی می‌باشد. اگرچه این روابط در بعضی موارد پاسخ قابل قبولی می‌دهد، ولی موارد بسیار زیادی وجود دارد که پاسخ روابط تجربی چندان جالب نیست. از طرفی در سال‌های اخیر سیستم‌های هوشمند به عنوان یک روش جدید در پیش‌بینی و تخمین پارامترهای پتروفیزیکی مورد استفاده قرار گرفته است. در این مطالعه سعی بر این است که توانایی این دو روش (روابط تجربی و سیستم‌های هوشمند) در یکی از مخازن کربناته، با استفاده از داده‌های مربوط به ۴ چاه (۳ چاه مدل و ۱ چاه آزمون) مورد بررسی قرارگیرد. برای نیل به این هدف، در ابتدا تراوایی با استفاده از روابط تجربی (نظیر رابطه تیمور، تیکسر و ...) محاسبه شده، سپس با استفاده از سیستم‌های فازی و عصبی-فازی، مدل تخمین تراوایی در مخزن مورد نظر ساخته می‌شود. در بین روش‌های استفاده شده، نتایج به دست آمده در مورد سیستم فازی (با ضریب همبستگی برابر با ۰/۸۸) قابل قبول‌تر می‌باشد. همچنین در بین روابط تجربی، رابطه وایلی-رز بالاترین ضریب همبستگی و کمترین میزان میانگین مربعات خطا را نسبت به بقیه روابط تجربی دارد. با مقایسه نتایج بدست آمده، مدل فازی ساخته شده برای تخمین تراوایی در مخزن مورد بررسی پیشنهاد می‌گردد.

کلید واژه: روابط تجربی، مخازن کربناته، منطق فازی، سیستم عصبی-فازی، تراوایی

## ۱- مقدمه

توانایی عبور یک سیال از محیط متخلخل را، تراوایی می‌نامند. برای این‌که یک سازند تراوا باشد، لازم است که سازند متخلخل بوده و فضاهای خالی به هم پیوسته باشند [۱]. دقیق‌ترین روش برای بدست آوردن این پارامتر، آنالیز مغزه می‌باشد. اما مشکلات تهیه مغزه از یک سو و صرف زمان و هزینه بالا از سوی دیگر، محققان را بر آن داشته‌است که این پارامتر را از روش‌های غیر مستقیم بدست آورند. مرسوم‌ترین روش غیر مستقیم به منظور دستیابی به تراوایی، روابط تجربی است. اگرچه این روابط در برخی موارد پاسخ قابل قبولی می‌دهند، ولی موارد بسیار زیادی وجود دارد که پاسخ چنین روابطی به دلیل اینکه این روابط مربوط به منطقه و لیتولوژی خاصی بوده، چندان جالب نیست. از طرف دیگر، امروزه سیستم‌های هوشمند به‌عنوان روشی سودمند، در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی مورد توجه محققین قرار گرفته‌اند، این روش‌ها به دلیل ارزان بودن، بهره‌وری بالا، صرفه‌جویی در زمان و به دلیل اینکه در حجم بالای اطلاعات کارایی خوبی از خود نشان می‌دهند، نسبت به سایر روش‌ها دارای برتری هستند. به همین دلایل، تکنیک‌های هوشمند به عنوان یک گزینه مناسب جهت تخمین پارامترهای مختلف در علوم زمین به کمک محققین آمده‌است. تاکنون مطالعات گسترده‌ای در مورد تخمین پارامترهای مختلف پتروفیزیکی توسط سیستم‌های هوشمند صورت گرفته است [۲،۳،۴،۵،۶،۷،۸،۹،۱۰].

## ۲- معرفی روش‌ها

### ۲-۱- منطق فازی

منطق کلاسیک هر چیزی را بر اساس یک سیستم دوتایی نشان می‌دهد (صفر یا یک). ولی در منطق فازی، هر چیزی با یک عدد که مقدار آن بین صفر و یک است نشان داده می‌شود. به عبارت دیگر در مجموعه‌های فازی درستی یا نادرستی هر چیز با درجه عضویت نشان داده می‌شود [۱۱]. امروزه منطق فازی به عنوان یک ابزار قدرتمند در علوم مختلف جایگزین ریاضیات کلاسیک شده‌است، که این امر موجب کاهش پیچیدگی روابط ریاضی حاکم بر مدل‌ها، انعطاف پذیری در مقابل نظر تصمیم گیرنده و نیز صرفه‌جویی در وقت و هزینه‌ها می‌گردد. مهم‌ترین قسمت در ساخت مدل با استفاده از منطق فازی، فرآیند فرموله کردن نگاشت ورودی داده شده به یک خروجی یا همان استنتاج فازی می‌باشد. امروزه انواع مختلفی از سیستم‌های استنتاج فازی وجود دارد که نوع ممدانی [۱۲] و سوگنو [۱۳] دو نوع پرکاربرد آن‌ها هستند. این دو نوع سیستم در بسیاری موارد شبیه به هم هستند و تنها تفاوت آن‌ها در خروجی‌شان است. به طوری که در سیستم ممدانی خروجی بصورت یک مجموعه فازی است که باید دفازی<sup>۱</sup> شوند، ولی در سیستم سوگنو خروجی بصورت خطی یا ثابت است [۱۴].

### ۲-۲- سیستم عصبی-فازی<sup>۲</sup>

رمز موفقیت منطق فازی در امکان توصیف رفتار سیستم مورد نظر به دستورات و روابط ساده شرایطی<sup>۳</sup> است، که در بیشتر کاربردها این امکان راه‌حلی ساده‌تر با صرف زمان کمتر را برای طراحی سیستم میسر می‌سازد. به علاوه تمامی اطلاعات و دانش مهندسی مربوط به چگونگی عملکرد سیستم برای بهینه‌سازی کارایی آن، به طور مستقیم قابل استفاده است. این امکان

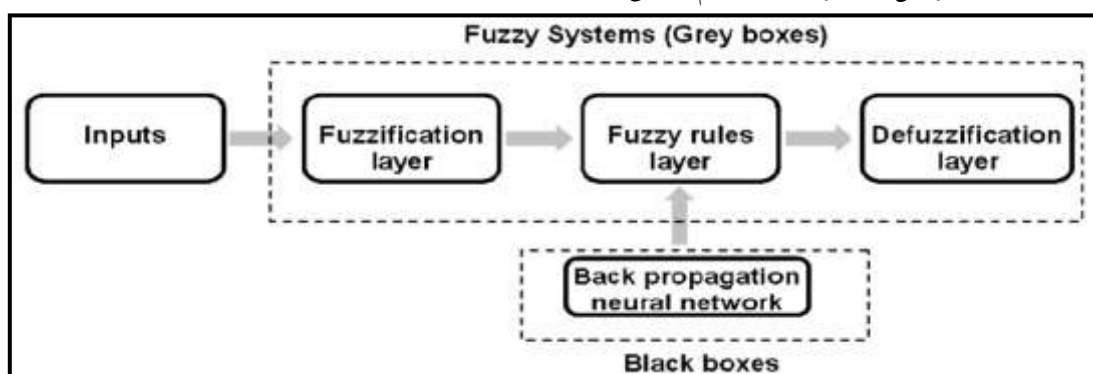
<sup>1</sup> defuzzify

<sup>2</sup> Neuro-Fuzzy

<sup>3</sup> if-then

جالب و قدرتمند منطق فازی در عین حال یک محدودیت بزرگ برای آن محسوب می‌شود. زیرا در بسیاری از کاربردها، دانش مربوط به توصیف رفتار سیستم در خود مجموعه داده‌های آن مستقر می‌باشد، که استخراج اطلاعات آن به صورت دستی، از میان حجم بالای اطلاعات، به زمان بسیار زیاد و دقت بالایی نیاز دارد [۱۵].

تلفیق منطق فازی و شبکه‌های عصبی منجر به ایجاد سیستم عصبی - فازی می‌شود، که حاوی مزیت‌های هر دو سیستم فازی و شبکه عصبی می‌باشد [۱۶، ۱۷]. به عبارت دیگر یک سیستم عصبی - فازی یک سیستم فازی است که برای تعیین پارامتر-هایش (مجموعه‌ها و قوانین فازی) از نمونه آموزشی پردازش شده از الگوریتم آموزش، که بوسیله تئوری شبکه عصبی مشتق-شده و یا الهام گرفته شده، استفاده می‌کند [۲]. در این مطالعه از سیستم استنتاج تطبیقی فازی عصبی (ANFIS) که توسط Jang معرفی گردیده است استفاده شده است [۱۸]. سیستم استنتاج تطبیقی فازی عصبی، یک سیستم استنتاج فازی است که پارامترهای تابع عضویت آن به روش پیش-انتشار به تنهایی و یا همراه با روش حداقل مربعات تعدیل می‌شود [۱۴]. در شکل ۱ بصورت شماتیک، مراحل عملکرد یک سیستم عصبی - فازی نشان داده شده است.



شکل ۱- شماتیک نحوه عملکرد یک سیستم عصبی - فازی [۹].

## ۲-۳- روابط تجربی

از جمله روش‌هایی که از گذشته برای محاسبه تراوایی مورد استفاده قرار گرفته، روابط تجربی می‌باشد. به منظور محاسبه تراوایی از روابط تجربی اغلب پارامترهایی نظیر تخلخل موثر، اشباع آب کاهش نیافتنی و فاکتورهای مقاومت سازندی مورد نیاز است. برای بدست آوردن تراوایی در زیر به چند نمونه از این روابط اشاره شده که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته است.

$$k = \left[ C \cdot \Phi^3 / Swir \right]^2 \quad (1) \quad [19]$$

C: به دلیل کربناته بودن مخزن،  $3 \times 10^6$  در نظر گرفته می‌شود.

$\Phi$ : تخلخل مؤثر بر حسب درصد می‌باشد.

$Swir$ : اشباع آب کاهش نیافتنی که به صورت کسری از یک می‌باشد.

K: تراوایی بر حسب میلی داری می‌باشد.

$$k = (0.136) \cdot \Phi^{4.4} / Swir^2 \quad (2) \quad [20]$$

$\Phi$  و  $Swir$  بر حسب درصد بیان می‌شوند.

$$k = 62500 \Phi^6 / Swir^2 \quad (3) \quad [21]$$

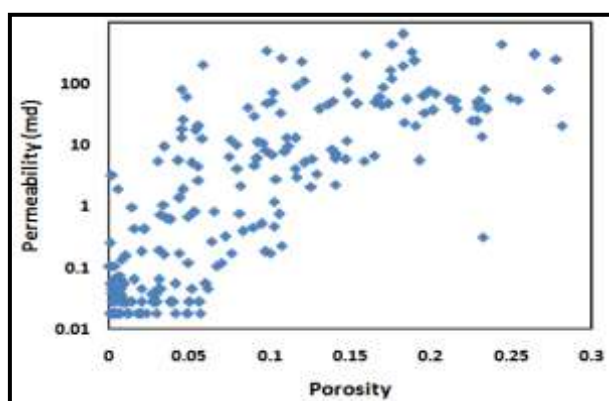
### ۳- تخمین تراوایی با استفاده از منطق فازی، سیستم عصبی - فازی و روابط تجربی

یکی از اهداف مطالعات پتروفیزیکی، تخمین دقیق تراوایی در چاههایی است که، اطلاعات مغزه در آنها به هر دلیلی موجود نمی باشد. در این مطالعه با استفاده از روابط تجربی، منطق فازی و سیستم عصبی - فازی سعی در پیش بینی این پارامتر اساسی شده است. این مطالعه با استفاده از داده های نگارهای چاه پیمایی و مغزه مربوط به ۴ چاه انجام شده است. به این صورت که ابتدا تراوایی توسط منطق فازی و عصبی-فازی و به کمک نگارهای پتروفیزیکی و نرم افزار MATLAB تعیین می شود و در بخش دیگر مطالعه با استفاده از روابط تجربی میزان تراوایی محاسبه و نتایج حاصل از سه روش مذکور با داده های واقعی مغزه مقایسه می شوند.

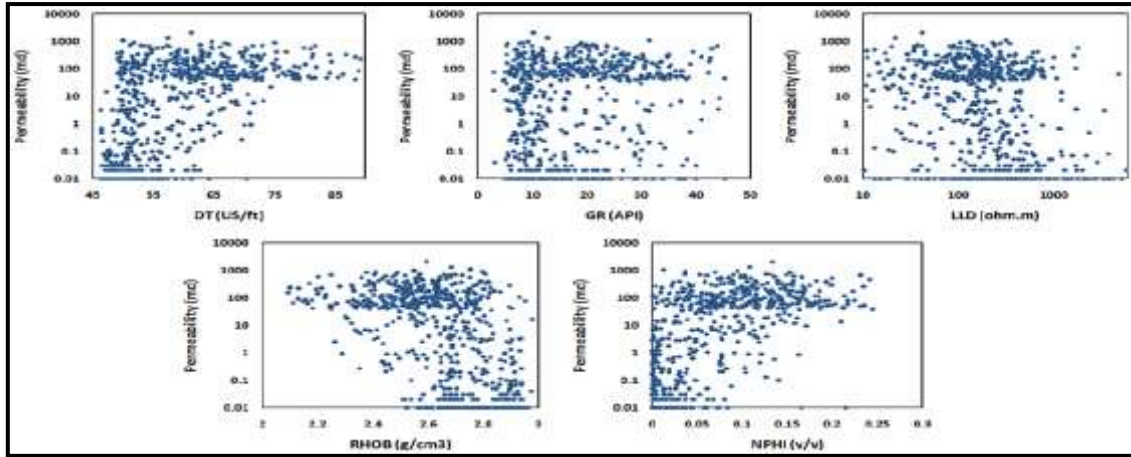
#### ۳-۱- تخمین تراوایی با استفاده از منطق فازی

سیستم فازی طراحی شده دارای پنج ورودی نگار مقاومت (LLD)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، صوتی (DT)، گاما (GR) و یک خروجی (تراوایی) می باشد. در ابتدا داده های مربوط به چهار چاه در یکی از میداین گازی جنوب ایران به دو قسمت، داده های مدل (شامل داده های سه چاه) و داده های آزمون (شامل یک چاه) تقسیم می شوند.

در بین نگارهای موجود، سعی شده است از نگارهایی به عنوان ورودی استفاده شود که بهترین رابطه را با تراوایی داشته باشند. در این مطالعه از نگار کلی گاما، تخلخل و مقاومت به عنوان ورودی استفاده شده است. دلیل استفاده از این نگارها، رابطه منطقی است که، بین نگارهای مذکور و تراوایی وجود دارد. مثلاً نگار گاما بیانگر حجم شیل است و حجم شیل در ارتباط با تراوایی می باشد. همچنین به دلیل رابطه خوب تراوایی با تخلخل در مخزن مورد مطالعه (شکل ۲)، از نگارهای تخلخل (چگالی، نوترون و صوتی) نیز به عنوان ورودی استفاده شده است. نگارهای مقاومت نیز از جمله نگارهایی هستند که، برای شناخت بخش های حاوی هیدروکربن، آب و تشخیص قسمت های تراوا به کار برده می شود. شکل ۳ بیان کننده ارتباط ورودی-ها با تراوایی است.



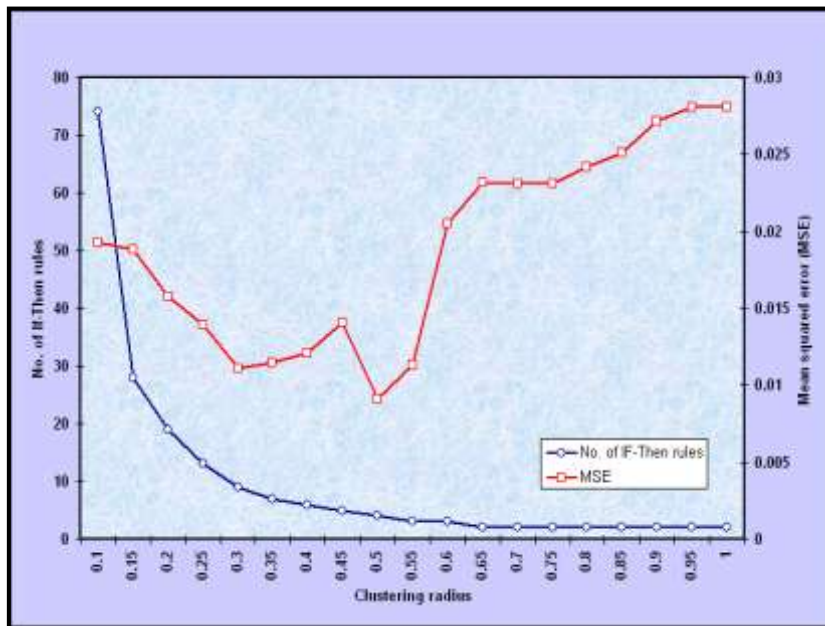
شکل ۲- رابطه تخلخل و تراوایی در یکی از چاه های مورد مطالعه



شکل ۳- ارتباط هر یک از ورودی ها با خروجی مورد نظر (تراوایی).

بعد از مشخص شدن داده‌های ورودی و خروجی، باید توابع عضویت تعریف شوند. برای مشخص کردن تعداد بهینه قوانین و توابع عضویت، ۱۹ مدل فازی بر اساس شعاع دسته‌بندی متفاوت (از ۰/۱ تا ۱) ساخته شده است. برای یافتن کاراترین مدل، تمامی مدل‌ها با داده‌های چاه آزمون (چاهی که به منظور آزمون مدل‌ها مورد استفاده قرار گرفته‌اند) مورد بررسی قرار گرفته‌اند. بدین صورت که تراوایی بدست آمده توسط تمام مدل‌ها تخمین زده شده، سپس برای مشخص شدن کاراترین مدل، نتایج مدل‌ها با داده‌های واقعی مقایسه و میانگین مربعات خطا<sup>۱</sup> برای هر مدل محاسبه می‌گردد (شکل ۴ نشان‌دهنده خطای هر مدل و تعداد قوانین روابط ساده شرایطی می‌باشد). بهترین سیستم، سیستمی است که کمترین MSE را داشته باشد (در این مطالعه، سیستم فازی با شعاع ۰/۵ کمترین میزان خطا (۰/۰۰۹۱) را دارد).

در ادامه ویژگی‌های بهترین مدل که کمترین میزان خطا را داشته و به عنوان مدل فازی تخمین زنده تراوایی در این مخزن معرفی شده است آورده می‌شود. در این مدل ابتدا داده‌های دسته‌بندی شده (داده‌های مدل) با استفاده از تابع عضویت نوع گوسی تعریف می‌شود (شکل ۵). بعد از مراحل عنوان شده در بالا نوبت به تعریف قوانین اگر-آنگاه و انتخاب عملگرهای فازی می‌رسد که عملگر انتخاب شده در این سیستم (AND) می‌باشد.

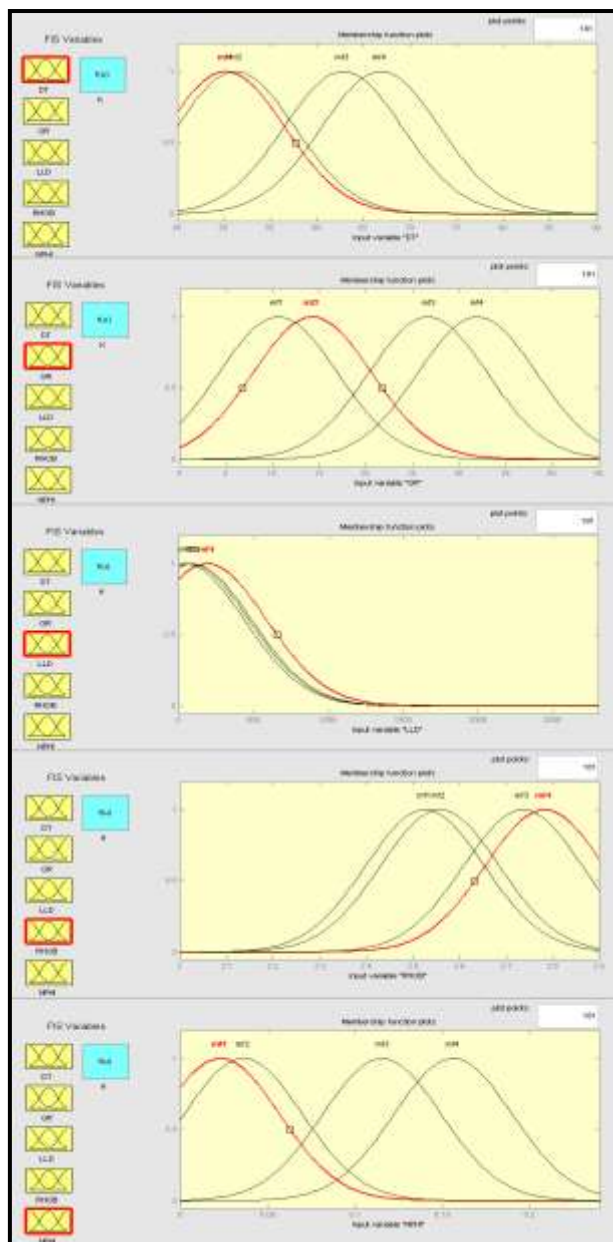


شکل ۴- مقایسه میزان خطا و تعداد قوانین شرطی ۱۹ مدل فازی ساخته شده برای تخمین تراوایی در مخزن مورد مطالعه.

<sup>1</sup> Mean Squared Error

همچنین قوانین موجود به شرح زیر است:

1. If (DT is mf1) and (GR is mf2) and (LLD is mf4) and (RHOB is mf4) and (NPHI is mf1) then (K is mf1)
2. If (DT is mf3) and (GR is mf1) and (LLD is mf3) and (RHOB is mf2) and (NPHI is mf3) then (K is mf2)
3. If (DT is mf2) and (GR is mf4) and (LLD is mf1) and (RHOB is mf3) and (NPHI is mf2) then (K is mf3)
4. If (DT is mf4) and (GR is mf3) and (LLD is mf2) and (RHOB is mf1) and (NPHI is mf4) then (K is mf4)



شکل ۵- توابع عضویت بدست آمده برای داده‌های ورودی با استفاده از دسته‌بندی تفریقی (با شعاع ۰/۵).

همان‌طور که مشخص است، تعداد قوانین به کار رفته در این سیستم چهار قانون می‌باشد که با عملگر AND به هم ارتباط داده شده‌اند.

در نهایت و پس از ساختن سیستم استنتاج فازی (شکل ۶) مراحل زیر و به ترتیب برای داده‌های آزمون به منظور دستیابی به خروجی انجام می‌شود:

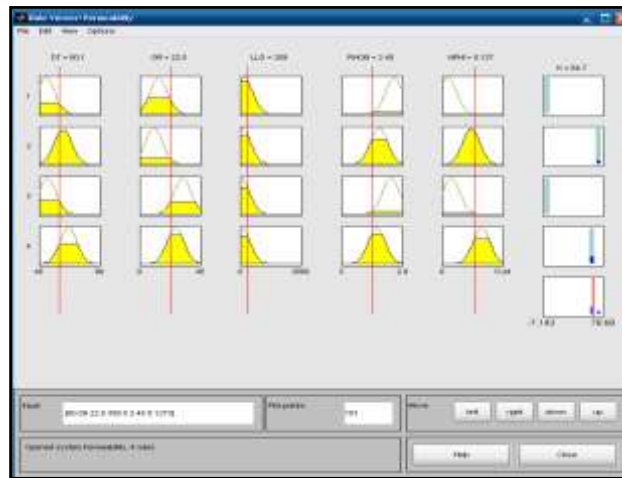
۱- فازی سازی ورودی‌ها: در این مرحله، ورودی‌ها توسط توابع عضویت مربوط به مجموعه فازی مناسب، فازی می‌شوند.

۲- اعمال عملگرهای فازی و روش دلالت: در صورتی که مقدمه قوانین شرطی، دارای بیش از یک قسمت باشد، عملگرهای فازی به کار گرفته می شود تا یک عدد که نمایانگر حاصل مقدمه بر آن قانون است بدست آورده شود. سپس این عدد در تابع خروجی به کار گرفته می شود.

۳- اجتماع تمام خروجی ها: روشی است که به وسیله آن تمام مجموعه های خروجی هر قانون را به یک مجموعه فازی واحد ترکیب می کند.

۴- دفازی کردن: ورودی این مرحله نتیجه خروجی مرحله قبل (اجتماع خروجی ها) است که به صورت مجموعه فازی است، در حالی که خروجی نهایی مورد علاقه برای هر متغیر، تنها یک عدد است. پس وظیفه این مرحله تبدیل مجموعه فازی به یک عدد است. در این مطالعه از روش weighted average استفاده شده است.

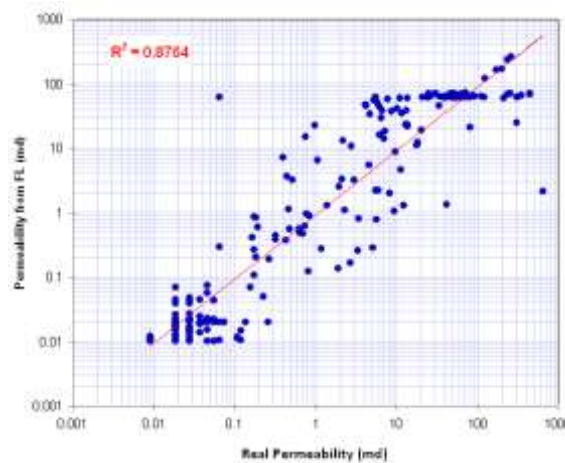
بعد از ساختن سیستم فازی سوگنو نتایج با داده های واقعی مغزه مقایسه گردیده است (شکل ۶).



شکل ۶- شمای کلی از سیستم استنتاج فازی ساخته شده در این مطالعه. در این مدل برای ارتباط ورودی ها از عملگر (AND) استفاده شده-

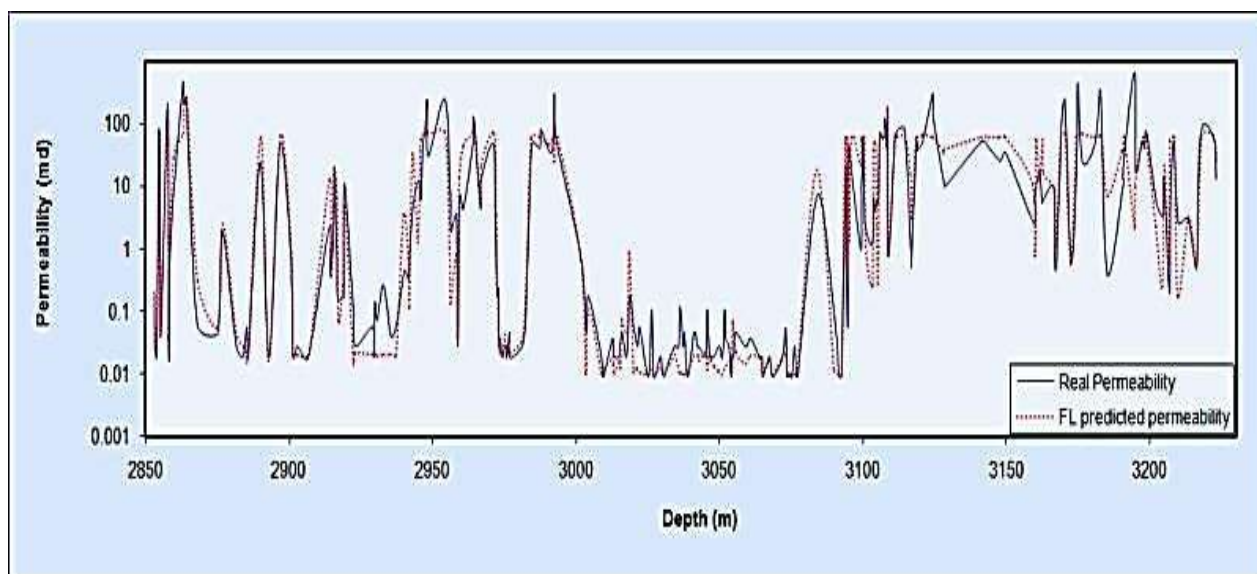
است

ضریب همبستگی بین داده های واقعی و تخمین زده شده از روش فازی ۰/۸۸ می باشد (شکل ۷). همچنین میزان مربعات خطا بین داده های واقعی مغزه و تراوایی بدست آمده از منطق فازی ۰/۰۰۹۱ بدست می آید. مقایسه گرافیکی تراوایی تخمین زده شده توسط سیستم فازی و داده های واقعی مغزه در قابل رویت است (شکل ۸).



شکل ۷- کراس پلات و ضریب همبستگی بین تراوایی واقعی و تراوایی بدست آمده از روش فازی





شکل ۸- مقایسه گرافیکی تراوایی تخمین زده شده توسط مدل فازی و تراوایی مغزه

### ۳-۲- تخمین تراوایی با استفاده از سیستم عصبی-فازی

همانند کار با یک شبکه عصبی مصنوعی، در سیستم عصبی-فازی نیز داده‌ها باید به سه قسمت تقسیم شوند:

۱- داده‌های آموزش: آموزش فرایندی است که شبکه طی آن می‌آموزد تا قانون موجود در ورودی‌های آموزشی را بشناسد.

۲- داده‌های آزمون: به منظور آزمودن مدل

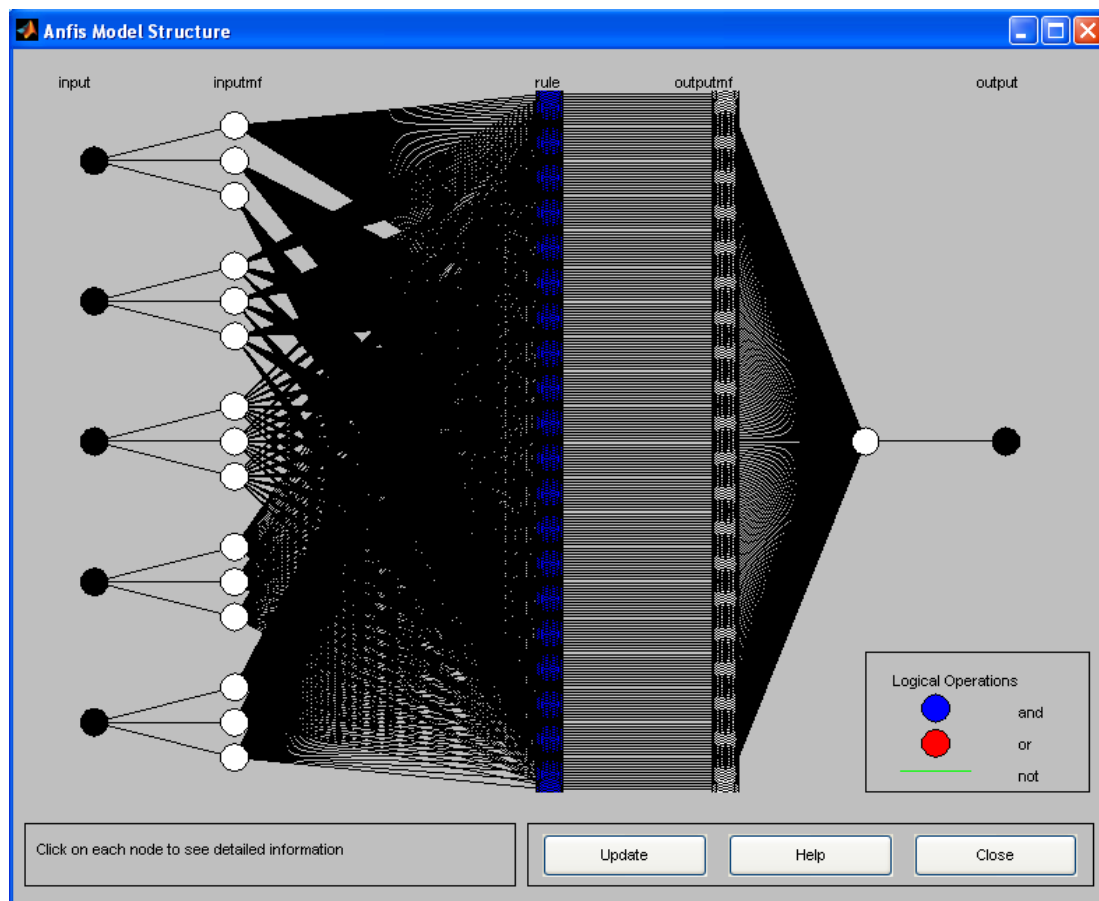
۳- داده‌های اجرا: به منظور اجرای مدل نهایی

برای انجام این بخش از پژوهش از سیستم استنتاج تطبیقی فازی عصبی در نرم افزار MATLAB استفاده شده است. در این قسمت برای یافتن کاراترین مدل، چندین مدل ANFIS با پارامترهای متفاوت ساخته شده است. از بین مدل‌های ساخته شده، بهترین مدل، مدلی است که، دارای کمترین میانگین خطا باشد. در ادامه ویژگی های بهترین مدل شرح داده می‌شود:

این مدل دارای سه تابع عضویت نوع گوسی است که به وسیله روش قسمت‌بندی شبکه‌ای<sup>۱</sup> برای هر ورودی استخراج شده و پارامترهای بهینه آن‌ها توسط شبکه عصبی با الگوریتم پس انتشار خطا<sup>۲</sup> محاسبه گردیده‌است. سیستم ساخته شده شامل پنج لایه، ۵۲۴ گره و ۲۴۳ قانون اگر-آنگاه می‌باشد که با عملگر AND با یکدیگر ارتباط داده شده‌اند (شکل ۹).

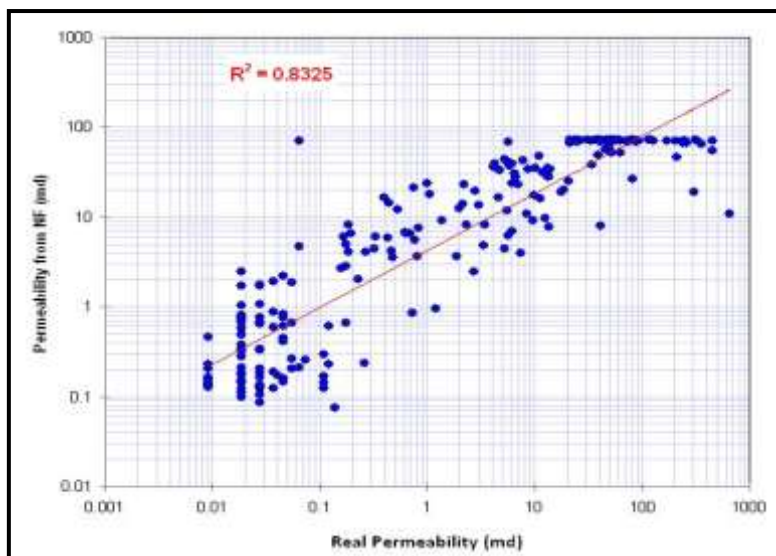
<sup>1</sup> Grid partitioning

<sup>2</sup> Back propagation



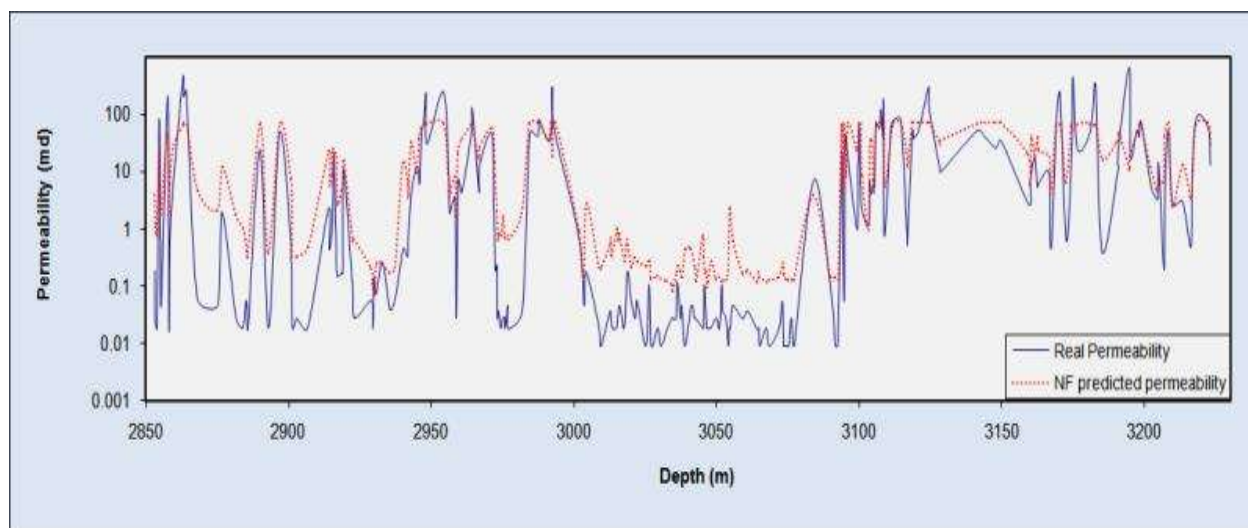
شکل ۹- ساختار سیستم استنتاج تطبیقی فازی عصبی برای فرمولبندی بین داده‌های ورودی و خروجی

پس از ۱۸ دوره آموزشی، خطای مدل به مقدار کمینه خود (۰/۰۳۷) می‌رسد. پس از آموزش سیستم عصبی - فازی، از داده‌های چاه آزمون به منظور تخمین تراوایی استفاده شده، ضریب همبستگی و میزان مربعات خطا، بین تراوایی واقعی و پیش‌بینی شده به ترتیب برابر ۰/۸۳ و ۰/۰۱۱ می‌باشد (شکل ۱۰).



شکل ۱۰- کراس پلات و ضریب همبستگی بین تراوایی واقعی و تراوایی بدست آمده از روش عصبی-فازی.

نمودار مقایسه‌ای تراوایی واقعی و پیش‌بینی شده در شکل ۱۱ نشان داده شده است.



شکل ۱۱- مقایسه گرافیکی تراوایی تخمین زده شده توسط مدل عصبی - فازی و تراوایی مغزه

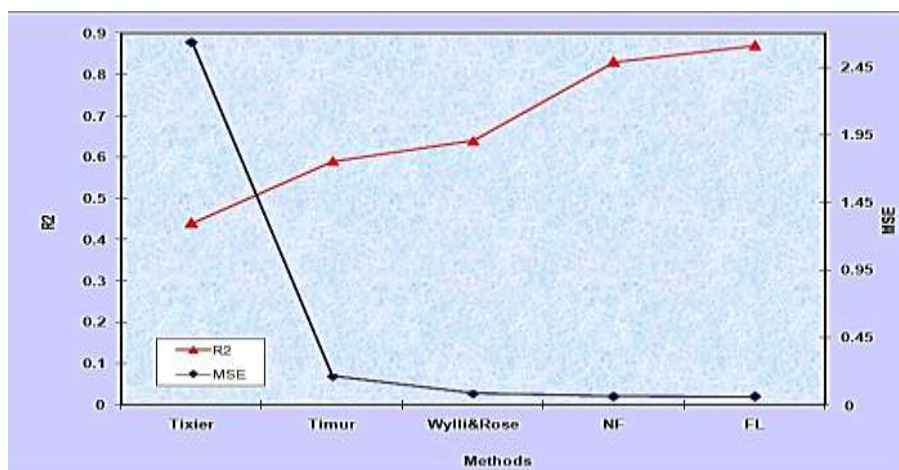
### ۳-۳- تخمین تراوایی با استفاده از روابط تجربی

بیشتر روابط تجربی که برای تعیین تراوایی به کار برده می‌شود، به اشباع شدگی آب کاهش نیافتنی نیاز دارند. در لایه هیدروکربن‌دار که هنوز از آن تولیدی صورت نگرفته باشد اشباع شدگی آب واقعی ( $S_w$ ) به عنوان اشباع شدگی آب کاهش نیافتنی ( $S_{wir}$ ) در نظر گرفته می‌شود [۲۲]. یکی از راه‌های خیلی مفید برای اندازه‌گیری اشباع شدگی آب کاهش نیافتنی، استفاده از ثابت بوکلس است. در این روش، حاصلضرب تخلخل و اشباع شدگی آب ( $\phi \times S_w$ ) در زون‌های هیدروکربنی (بالتر از زون تدریجی) را تعیین کرده و از این پارامتر در زونهای آبی و تدریجی به منظور بدست آوردن اشباع شدگی آب کاهش نیافتنی استفاده می‌گردد [۲۳]. مقدار به دست آمده با استفاده از ثابت بوکلس در این مطالعه برابر با ۰/۰۳۴ می‌باشد.

بعد از محاسبه اشباع شدگی آب کاهش نیافتنی و سایر پارامترهای مورد نیاز در روابط تجربی میزان ضریب همبستگی بین تراوایی واقعی مغزه و رابطه وایلی-رز، تیکسیر و تیمور به ترتیب، ۰/۶۴، ۰/۴۴، ۰/۵۹ بدست آمده است. همچنین میانگین مربعات خطا برای روابط مذکور به ترتیب، ۰/۰۳۴۱، ۲/۶۳۳ و ۰/۱۰۶۱ محاسبه گردیده است.

در شکل ۱۲ نتایج (ضریب همبستگی و میزان مربعات خطا) تمامی روش‌های مورد استفاده با یکدیگر مقایسه شده‌اند. در بین روش‌های استفاده شده، نتایج به دست آمده در مورد سیستم فازی (با ضریب همبستگی ۰/۸۸ و کمترین میزان میانگین مربعات خطا)، نسبت به سایر روش‌ها قابل قبول‌تر می‌باشد.

اگرچه پاسخ روابط تجربی بطور کلی چندان مطلوب نمی‌باشد، ولی رابطه وایلی-رز، بالاترین ضریب همبستگی و کمترین میزان میانگین مربعات خطا را نسبت به بقیه روابط تجربی دارد.



شکل ۱۲- نتایج روش‌های استفاده شده در تخمین تراوایی در مخزن مورد مطالعه

#### ۴- نتیجه گیری

در این مطالعه با استفاده از روابط تجربی، سیستم‌های استنتاج فازی سوگنو و عصبی-فازی تراوایی در یکی از مخازن گازی تخمین زده شده است. روش‌های به کار گرفته شده دارای روش‌های کاملاً متفاوتی با یکدیگر بوده‌اند و از این رو پاسخ‌های متفاوتی نیز به همراه داشته‌اند. در بین روش‌های استفاده شده، نتایج به دست آمده در مورد سیستم فازی قابل قبول‌تر می‌باشد. ضریب همبستگی سیستم فازی سوگنو برابر با ۰/۸۸ می‌باشد، که نسبت به سایر روش‌ها بهتر می‌باشد. همچنین میانگین مربعات خطای روش فازی از سایر روش‌ها کمتر است. اگرچه پاسخ روابط تجربی بطور کلی چندان مطلوب نبوده است، ولی رابطه وایلی-رز، بالاترین ضریب همبستگی و کمترین میزان میانگین مربعات خطا را نسبت به بقیه روابط تجربی دارد. دلیل نامطلوب بودن پاسخ روابط تجربی می‌تواند به عوامل زیر ارتباط داده شود:

۱) عمده روابط تجربی سعی دارند که تراوایی را تنها با دو پارامتر تخلخل و آب اشباع شدگی محاسبه کنند. حال آنکه تراوایی پارامتر بسیار پیچیده‌ای است (بخصوص در کربنات‌ها)، که با پارامترهای مختلفی در ارتباط می‌باشد.

۲) روابط تجربی مربوط به یک منطقه یا سنگ مخزن خاص می‌باشد و استفاده از این روابط در مناطق دیگر علی-رغم کالیبره‌سازی، به دلیل اینکه خصوصیات سنگ و سیال تغییر می‌کند پاسخ خوبی نمی‌دهد.

در مورد روش عصبی-فازی باید عنوان کرد که در این روش، داده‌ها به سه قسمت آموزش، آزمون و اجرا تقسیم شده‌اند. به عبارت دیگر از داده‌های دو چاه جهت ساخت مدل عصبی-فازی استفاده شده است و بنابراین نتوانسته آن طور که انتظار می‌رفت کارایی خود را نشان دهد. به نظر می‌رسد با افزایش تعداد چاه‌های آموزش، این مشکل نیز برطرف شود.

تعیین مقادیر تراوایی به عنوان یک ویژگی خاص سنگ همواره با دشواری روبرو بوده و با روش‌های عادی و در حیطه اطلاعات زمین‌شناسی امکان تخمین چندان دقیقی به خصوص در مخازن کربنات‌ها را ندارد، زیرا سیستم ایجاد تخلخل و پارامترهای آن در کربنات‌ها و ماسه‌سنگها بسیار متفاوت است. یک سازند کربنات‌ها پیچیدگی‌های بیشتری از نظر مخزنی و پتروفیزیکی دارد و اصولاً رسوبات کربنات‌ها مستعد دیاژنز سریع هستند، که کانی‌شناسی و ساختمان منافذ درون سنگ‌های کربنات‌ها را تغییر می‌دهد. در نتیجه، محاسبه تراوایی با عدم قطعیت‌های زیادی در مورد کربنات‌ها روبرو می‌باشد. به همین دلیل استفاده از این روش‌ها از جمله منطق فازی در مقایسه با بقیه در چنین مخازنی پیشنهاد می‌گردد.

## منابع

- ۱- رضایی، محمدرضا، چهارزی، علی، ۱۳۸۵، "اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی" انتشارات دانشگاه تهران، ۶۶۹.
- ۲- رجبی، مجتبی، بهلولی، بهمن، موسوی، سیدجلال، ۱۳۸۸، "تخمین سرعت موج استونلی از نگارهای پتروفیزیکی با استفاده از ماشین مشاوره هوشمند در سازند سروک دشت آبادان" مجله علوم دانشگاه تهران، جلد سی و پنجم، شماره ۲: ۱-۱۰.
- ۳- حق زاده، روح الله، ۱۳۸۴، "محاسبه و ارزیابی تراوایی از روی داده های لاگ و مغزه با استفاده از روشهای پتروفیزیکی و آنالیز رگرسیونی برای سازند قم در میدان گازی سراج" پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه علوم تحقیقات، تهران، ۱۰۰.
- ۴- زهیدی، رضا، ۱۳۷۹، "کاربردهای صنعتی منطق و شبکه های عصبی فازی" انستیتو ایزایران، تهران، ۲۸۸.
- 5- Cuddy.S.J; 2000; Litho-facies and permeability prediction form electrical loges using fuzzy logic, paper SPE, 49470, 1-12 Saggaf, M. M; Nebrija, Ed. L; 2003; A fuzzy approach for the estimation of facies from wireline logs, AAPG Bulletin 87, 1233-1240.
- 6- Lim J.S; 2005; Reservoir properties determination using fuzzy logic and neural net works from well data in offshore Korea, Journal of Petroleum Science and Engineering, 49,182-192.
- 7- Rezaee M.R.; Kadkhodaie-Ilkhchi A.; Alizadeh P.M; 2008; Intelligent approaches for the synthesis of petrophysical logs. J. Geophys. Eng. 5, 12-26.
- 8- Rezaee M.R.; Kadkhodaie-Ilkhchi A.; Barabadi A; 2006; 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, 201-212.
- 9- Rajabi, M.; Bohloli, B.; Gholampour Ahangar, E; 2010; Intelligent approaches for prediction of compressional, shear and Stoneley wave velocities from conventional well log data: A case study from the Sarvak carbonate reservoir in the Abadan Plain (Southwestern Iran), Computers & Geosciences, 36, 647-664.
- 10- Kadkhodaie Ilkhchi A.; Rahimpour-Bonab, H.; Rezaee, M.R; 2009a; A committee machine with intelligent systems for estimation of total organic carbon content from petrophysical data: An example from Kangan and Dalan reservoirs in South Pars Gas Field, Iran, Computers & Geosciences, 35, 459-474.
- 11- Kadkhodaie-Ilkhchi, A.; Rezaee, M.R.; Rahimpour-Bonab, H.; Chehrazi, A.; 2009b; Petrophysical data prediction from seismic attributes using committee fuzzy inference system, Computers & Geosciences, 35, 2314-2330.
- 12- Zadeh,L.A.; 1965; Fuzzy sets, Information and Control, 8, 338-353.
- 13- Mamdani E.H; Assilian S; 1975; An experimental in linguistic synthesis with a fuzzy logic control, Int.J.man-mach.stud, 7, 1-13.
- 14- Sugeno M.; 1985; Industrial applications of fuzzy control, Elsevier Publication Co. 278pp.
- 15- MATLAB user's guide, 2007; Fuzzy logic Toolbox, MATLAB CD-ROM Mathworks, Inc..
- 16- Jang J.S.R.; Sun C.T; Mizutani E.; 1997; Neuro-Fuzzy and Soft Computing A Computational Approach to Learning and Machine Intelligence, Prentice Hall, 640pp.
- 17- Srinivasan K; Fisher D; 1995; Machine Learning Approaches to Estimating Software Development Effort, IEEE Transactions on Software Engineering, 21(2), 126-137
- 18- Jang J.S.R; 1993; ANFIS: Adaptive-Network-Based fuzzy inference systems, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, 23(3), 665-585.

- 19- Wyllie M.R; Rose W.D; 1950; Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data, Trans. AIME, 189, 105-118.
- 20- Timur A; 1968; An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relations for sandstone reservoirs, The Log Analyst, 9, 8-17.
- 21- Tixier M.P; 1949; Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradient, Oil and Gas Journal, 48, 113-122.
- 22- Crain E.R. 2004. Crain's Petrophysical Handbook; Permeability, Productivity, Reservoir Volume, and Cash Flow. Rocky Mountain House. Alberta Canada. 530 p

## Comparisons of intelligent systems and empirical equation results in permeability prediction: a case study in one of the southern Iranian carbonate reservoirs

Elham Azizabadi Farahani, Ezatallah Kazemzadeh and Mojtaba Rajabi

### Abstract

Prediction of permeability that is one of the most important parameters in oil and gas reservoirs is probably the most challenging issue geologists, petrophysicists, and reservoir engineers have to deal with. This parameter control fluid flow in production stage. The most reliable data of permeability are taken from laboratory analysis of cores. Since coring is a costly and time consuming operation, researchers have tried to predict this parameter from other methods. Empirical equation is one of these methods, but results of these equations are not satisfied for all lithology and reservoirs.

So far, several studies have been carried out for the estimation of reservoir parameters using intelligent systems. These studies indicate the successful role of these methods such as fuzzy logic, neuro-fuzzy and genetic algorithms for reservoir characterization. In this study, we try to compare results of these two methods (empirical equations and intelligent systems) for permeability prediction in a carbonate reservoir. For this purpose, petrophysical and core data of four well in a carbonate reservoir in the Southern Iran were used. At first, using empirical equations permeability was calculated for the test well; then using data of three wells, intelligent models were constructed. A fourth well (test well) from the field was used to evaluate the models. The results show that fuzzy logic result (with  $R^2 = 0.88$ ) is the best method for prediction of permeability in the studied reservoir. Also between empirical equations, result of Wyllie-Rose equation is better than others. Finally we offer the constructed fuzzy model (as a best predictor) for permeability prediction in the studied reservoir.

Keywords: Carbonate reservoirs, Empirical equations, Fuzzy logic, Neuro-Fuzzy, Permeability

## بررسی ویژگی های مخزنی سازند سروک در میدان دالپری، با مطالعات رسوب

### شناسی و ارزیابی پتروفیزیکی

ابوالحسن آهنکار<sup>۱\*</sup>، علیرضا بشری<sup>۲</sup>، بیژن بیرانوند<sup>۲</sup> و علی اصغر عنایتی<sup>۱</sup>

۱- شرکت نفت مناطق مرکزی ایران ۲- پژوهشگاه صنعت نفت تهران

Ahankar.abolhasan@gmail.com

#### چکیده

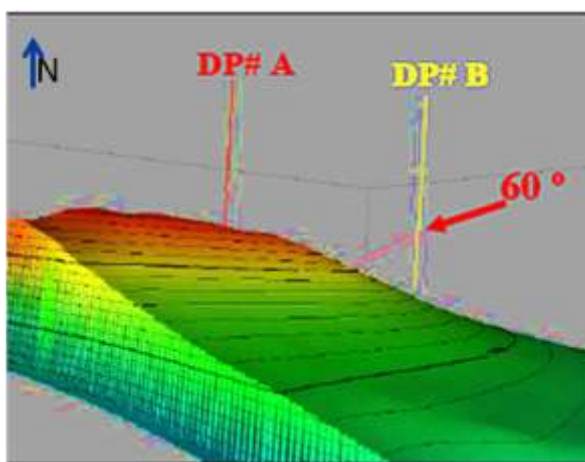
سازند های ایلام و سروک از سازندهای مخزنی گروه بنگستان در حوضه زاگرس می باشند، که دومین سنگ مخزن بعد از سازند آسماری به شمار می روند. مطالعه خواص مخزنی، بررسی پارامترهای پتروفیزیکی را در بر می گیرد و در این میان چگونگی تغییرات لیتولوژی نسبت به عمق، تأثیرات مهمی بر پارامترهای پتروفیزیکی خواهد داشت. در مطالعه حاضر ۲۵۰ مقطع نازک، برای مطالعه رخساره های سازند سروک مورد بررسی قرار گرفته است، که در نهایت تعداد هشت میکروفاسیس برای سازند سروک در سه گروه محیطی لاگون ( $L_1, L_2, L_3$ )، سد حاشیه ای ( $B_1, B_2$ ) و دریای باز ( $O_1, O_2, O_3$ ) شناسایی و نام گذاری گردید. نتایج این مطالعه نشان می دهد سازند سروک، حاصل رسوبگذاری بر روی یک پلاتفرم کربناته از نوع شلف های کربناته حاشیه دار است که در طی تاریخچه رسوبگذاری خود در سه محیط دیاژنز دریایی، متئوریک و دفنی تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی قرار گرفته است. سازند سروک در این مطالعه، پس از تفسیر و ارزیابی پتروفیزیکی با استفاده از نرم افزار IP، به ۳ زون (۴، ۵، ۶) تقسیم می گردد. بر اساس مطالعات و ارزیابی به عمل آمده، زون ۴ با مقدار ستون مفید هیدروکربن ۱۷ متر، نسبت Net/Gross ۰/۱۴ و تخلخل بیش از ۸ درصد و همچنین با متوسط اشباع آب کم ۱۴ درصد، نسبت به زون های دیگر از کیفیت مخزنی بهتری برخوردار است. به طور کلی میزان اشباع آب در زون ۴ نسبت به دو زون دیگر کاهش یافته و تفاوت چندانی مابین تغییرات اشباع آب در زون های ۵ و ۶ این چاه وجود ندارد. روند افزایش حجم شیل در زونهای ۵ و ۶ بیش از ۲۵٪ بوده و برعکس زون ۴ می باشند. بر اساس کراس پلات استاندارد K-Th و K-Pe، کلریت-مونت موریلونیت از مهمترین کانی های رسی موجود در این مخزن می باشد.

**کلید واژه:** سازند سروک، فرآیندهای دیاژنزی، شلف کربناته حاشیه دار، پارامترهای پتروفیزیکی، نرم افزار IP.



## ۱- مقدمه

میدان دالپری در افق بنگستان، تاقدیسی است کوچک که با مطالعات ژئوفیزیکی کشف شده و برخی از اطلاعات آن به صورت محرمانه طبقه بندی می شود. چاه اکتشافی A، به منظور ارزیابی مواد نفتی موجود در سازند آسماری، گروه بنگستان و گروه خامی حفر گردید که به دلیل مشکلات عملیاتی، حفاری در سازند سروک به پایان رسید. چاه B با هدف توسعه میدان، توصیف ساختار مخزن بنگستان و تعیین سطح تماس نفت-آب (OWC) حفاری شد. به دلیل پایین افتادن سر سازندها، حفاری انحرافی از داخل سازند آسماری شروع و با زاویه 60 درجه و آزیموت 300 درجه درون سازند سروک خاتمه یافت [1]. شکل 1 مدل سه بعدی مخزن بنگستان و موقعیت حفاری دو چاه A و B را که با نرم افزار RMS تهیه شده را نشان می دهد [2].



شکل 1- مدل سه بعدی مخزن بنگستان و موقعیت حفاری دو چاه A و B، تهیه شده با نرم افزار RMS.

## ۲- روش کار

در این مطالعه، تعداد 250 مقطع نازک از چاه A، برای مطالعه رخساره های میکروسکوپی سازند سروک مورد بررسی قرار گرفت. برای نامگذاری و توصیف رخساره های کربناته از طبقه بندی دانهام و برای دسته بندی رخساره های محیطی های شناخته شده از طبقه بندی ویلسون و فلوگل کمک گرفته شده است [3, 4, 5]. لازم به یادآوری است که میان تغییرات سنگ شناسی و پارامترهای پتروفیزیکی رابطه ای عمیق وجود دارد که اطلاعات حاصل می تواند منجر به تفسیر و بررسی بهتر خواص مخزن شود [6].

نرم افزارهای تخصصی استفاده شده در این مطالعه، عبارتند از:

1. نرم افزار RMS، جهت رسم مدل ساختمانی سه بعدی مخزن بنگستان
  2. نرم افزار IP، جهت ارزیابی و تفسیر پتروفیزیکی مخزن
  3. نرم افزار Petrel، جهت تطابق دقیق نمودارهای چاه پیمایی برای زون بندی مخزن
- پس از انجام تصحیحات اولیه و بارگذاری داده ها در نرم افزار تخصصی IP، حذف داده های نامفهوم و ثبت نشده ناشی از خطای ابزار نمودار گیری قسمت زیرین سازند مذکور، تصحیحات محیطی و انتخاب مدل های متنوع برای محاسبه حجم

رس، تخلخل و اشباع آب، سازند سروک در چاه B با استفاده از نرم افزار IP مورد ارزیابی و تفسیر پتروفیزیکی قرارگرفت و پارامترهای مخزنی آن محاسبه و بررسی شد و مشخص گردید اطلاعات حاصل از مطالعه پتروگرافی و رسوب شناسی مقاطع نازک، در جهت ارزیابی و تفسیر بهتر خواص مخزن و در نهایت تقسیم بندی مخزن به زون‌ها و زیر زون‌های اشاره شده کمک شایانی داشته‌اند.

این مطالعه از این حیث قابل اهمیت است، که تا به حال بررسی جدی از نظر رسوب شناسی و ارزیابی پتروفیزیکی بر روی میدان دالپری انجام نشده‌است.

### ۳- بحث

مشخصات هر یک از عناصر تشکیل دهنده میکروفاسیس‌ها از نظر مورفولوژی، اندازه، فراوانی نسبی، چگونگی نحوه تجمع آنها و، شرایط محیط تشکیل و نیز تغییر و تحولاتی که از بدو دیاژنز حاصل شده را بیان می‌کند.

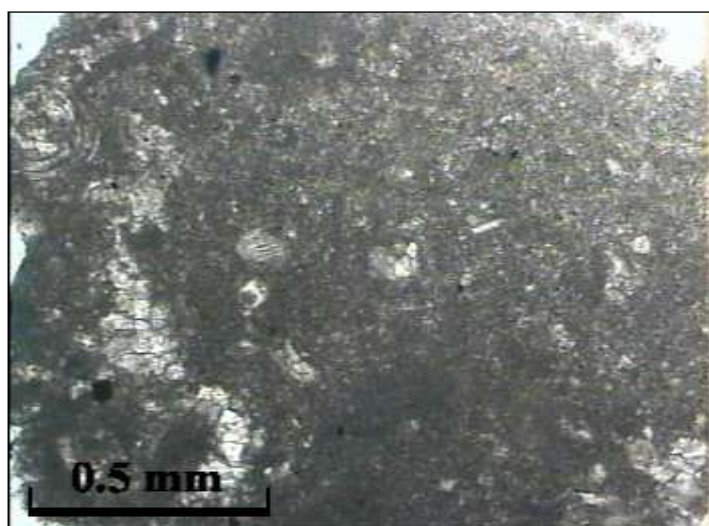
بر اساس مطالعات رسوب شناسی انجام گرفته در چاه A، تعداد هشت رخساره میکروسکوپی برای سازند سروک از پایین به بالا در سه گروه محیطی لاگون ( $L_1, L_2, L_3$ )، سد حاشیه‌ای ( $B_1, B_2$ ) و دریای باز ( $O_1, O_2, O_3$ ) به شرح ذیل شناسایی و نام گذاری گردیده‌است.

#### ۳-۱- رخساره های محیط لاگون<sup>۱</sup> از عمق ۲۲۷۶ تا ۲۳۸۰ متر

(a)  $L_1$ . وکستون بیوکلاستی فرامینفردار (شکل ۲)<sup>۲</sup>

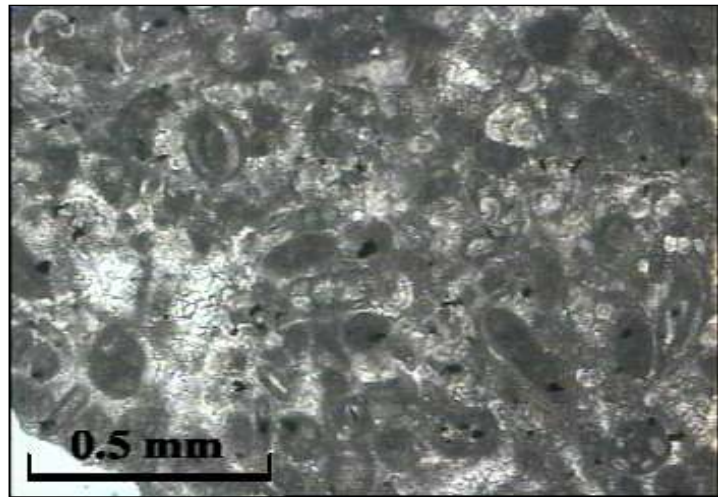
(b)  $L_2$ . پکستون بیوکلاستی میلیوئید دار (شکل ۳)<sup>۳</sup>

(c)  $L_3$ . پکستون رودیستی فرامینفردار (شکل ۴)<sup>۴</sup>



شکل ۲- میکروفاسیس  $L_1$ ، نور معمولی، عمق ۲۳۶۰ متر

- 1 Lagoonal facies
- 2 Foraminifera bioclastic wackestone
- 3 Milioidal bioclastic packstone
- 4 Foraminifera rudist packstone



شکل ۳- میکروفاسیس L<sub>2</sub>، نور معمولی، عمق ۲۳۱۶ متر



شکل ۴- میکروفاسیس L<sub>3</sub>، نور معمولی، عمق ۲۲۹۴ متر

### ۳-۲- رخساره های سد حاشیه‌ای<sup>۱</sup> از عمق ۲۱۳۶ تا ۲۲۷۶ متر

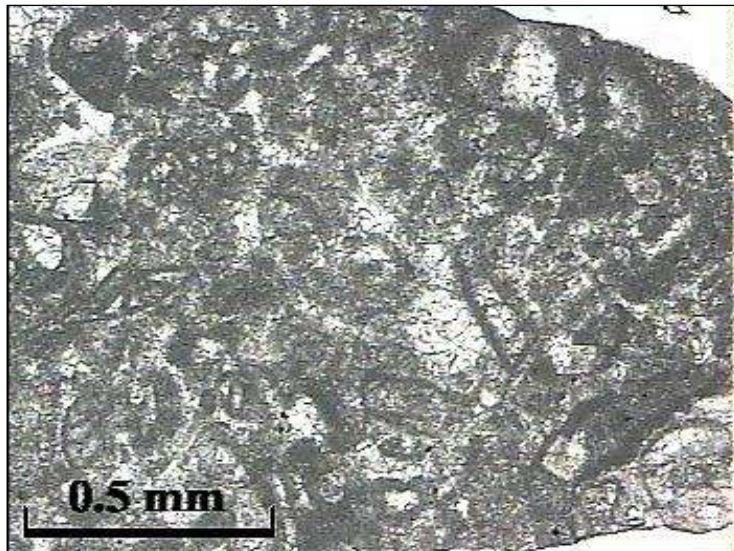
(B<sub>1</sub>) گرینستون - پکستون بیوکلاست‌دار (شکل ۵)<sup>۲</sup>

(B<sub>2</sub>) گرینستون رودیستی بیوکلاست‌دار (شکل ۶)<sup>۳</sup>

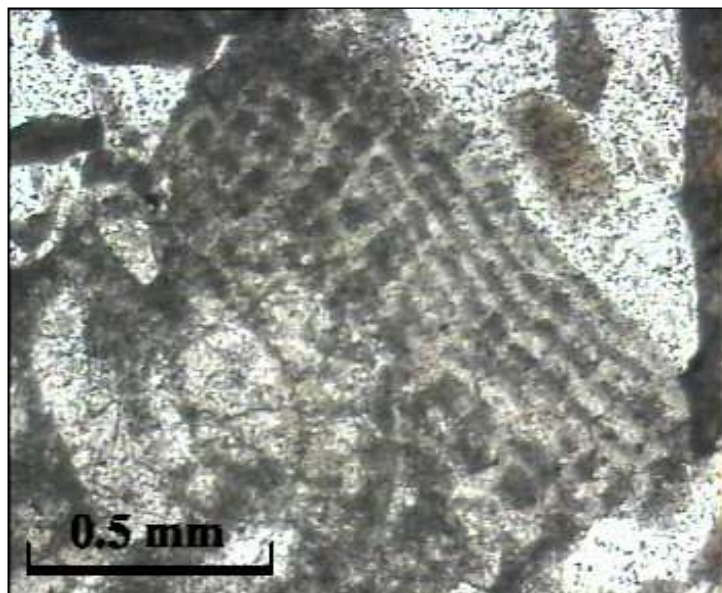
## 1. Barrier facies

<sup>2</sup> Bioclastic grainstone to packstone

<sup>3</sup> Bioclastic (Rudist) grainstone



شکل ۵- میکروفاسیس B<sub>1</sub>، نور معمولی عمق ۲۲۷۰ متر



شکل ۶- میکروفاسیس B<sub>2</sub>، نور معمولی عمق ۲۱۶۰ متر

(a) O<sub>1</sub>. وکستون بیوکلاستی فرامینیفر دار (شکل ۷)<sup>۱</sup>

(b) O<sub>2</sub>. وکستون-پکستون الیگوستژین دار (شکل ۸)<sup>۲</sup>

(c) O<sub>3</sub>. پکستون- وکستون الیگوستژین- گلبوترونکانادار (شکل ۹)<sup>۳</sup>

### ۳-۳- رخساره های دریای باز<sup>۴</sup> از ۲۱۱۰ تا ۲۱۳۶ متر

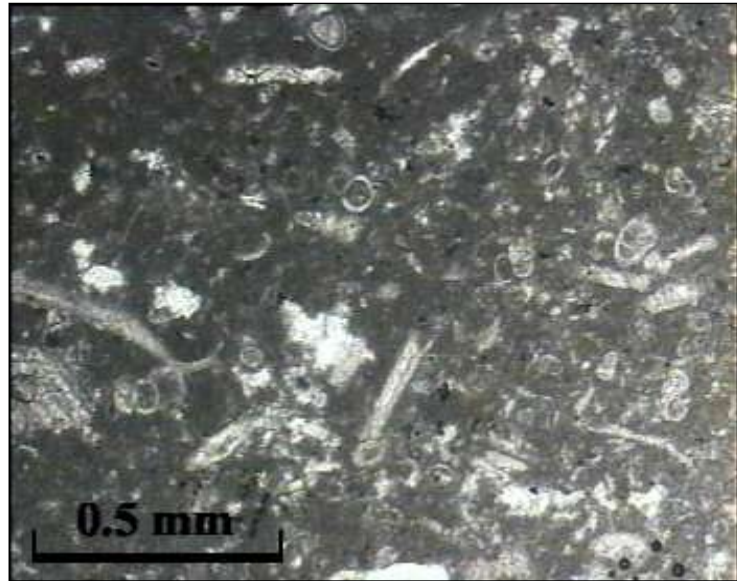
<sup>1</sup> Foraminifera bioclastic wackestone

<sup>2</sup> Oligosteginid packstone to wackestone

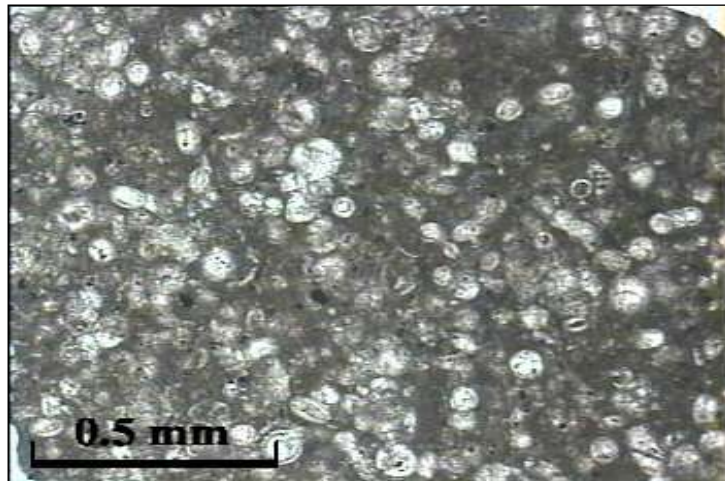
<sup>3</sup> Globotruncana-Oligosteginid wackestone to packstone

<sup>4</sup> Open marine facies

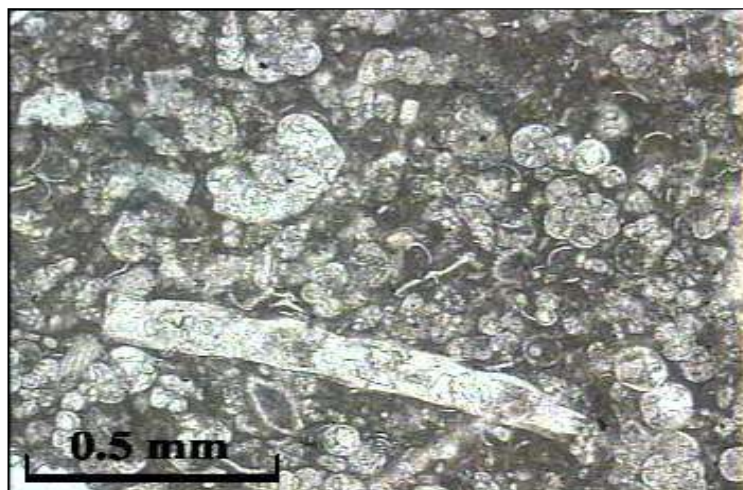




شکل ۷- میکروفاسیس  $O_1$ ، نور معمولی عمق ۲۱۲۸ متر



شکل ۸- میکروفاسیس  $O_2$ ، نور معمولی عمق ۲۱۱۸ متر



شکل ۹- میکروفاسیس  $O_3$ ، نور معمولی عمق ۲۱۱۰ متر

## ۳-۴- الگو و محیط رسوبی

نتایج حاصل از مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی، تعیین تغییرات رخساره‌ها و چیدمان آنها از محیط لاگون به سوی دریای باز بر حسب بافت رسوبی و انرژی محیط و توجه بیشتر به قانون والتر و سایر الگوهای رسوبی نشان می‌دهد [۱۰، ۹، ۸، ۷]، که توالی کربناته سازند سروک مورد مطالعه، حاصل رسوبگذاری بر روی پلاتفرم کربناته از نوع شلف‌های کربناته حاشیه‌دار است (شکل ۱۰).

در شلف‌های کربناته حاشیه‌دار محیط لاگون به دلیل حضور سدهای بیوکلاستی (رودیستی) دارای انرژی پایینی است. با این وجود، از نظر عملکرد انرژی و بر اساس رخساره‌های بر جای مانده این منطقه را می‌توان به دو قسمت آرام و متلاطم تقسیم نمود. این محیط با رخساره‌های ( $L_1, L_2, L_3$ ) مشخص شده و عمدتاً شامل فرامینفرهای بتیک شاخص محیط‌های محدود همچون میلیوئید، نزازاتا، کریزالیدینا، سودولیتونلا و ... است. بخش نزدیک به سد حاشیه‌ای این محیط، نسبت به بخش مرکزی و نسبتاً عمیق آن متلاطم‌تر بوده و رسوبات تشکیل شده در آنها بافت دانه پشتیبان<sup>۱</sup> دارند (شکل‌های ۲، ۳، ۴).

قسمت اصلی محیط سد حاشیه‌ای در بالای قاعده اثر امواج قرار داشته و انرژی زیاد سبب گردیده که آلوکم‌های بیوکلاستی و رودیستها در این قسمت ته نشست پیدا کنند. فضای بین دانه‌ها توسط سیمان اسپاری پر شده و به ندرت دارای میکریست است. این رخساره پراثری‌ترین و گسترده‌ترین رخساره سازند سروک می‌باشد که با میکروفاسیسه‌های ( $B_1, B_2$ ) معرفی شده اند (شکل‌های ۵ و ۶).

محیط رسوبی دریای باز با میکروفاسیسه‌ها ( $O_1, O_2, O_3$ ) مشخص می‌گردد. این رخساره‌ها دارای گل آهکی یا میکریست زیاد هستند و در واقع گل پشتیبان<sup>۲</sup> می‌باشند. بنابراین نسبت به دو محیط لاگون و سد حاشیه‌ای، میکروفاسیسه‌های  $O_2, O_3$  در عمق بیشتر و به عبارتی در زیر خط اثر امواج بر جای گذاشته شده است. به طوری که میکرو فسیلهای ناحیه عمیق نظیر الیگوستژینا و گلبوترونکانا به مقدار زیاد در آنها دیده می‌شود (شکل‌های ۷، ۸، ۹).

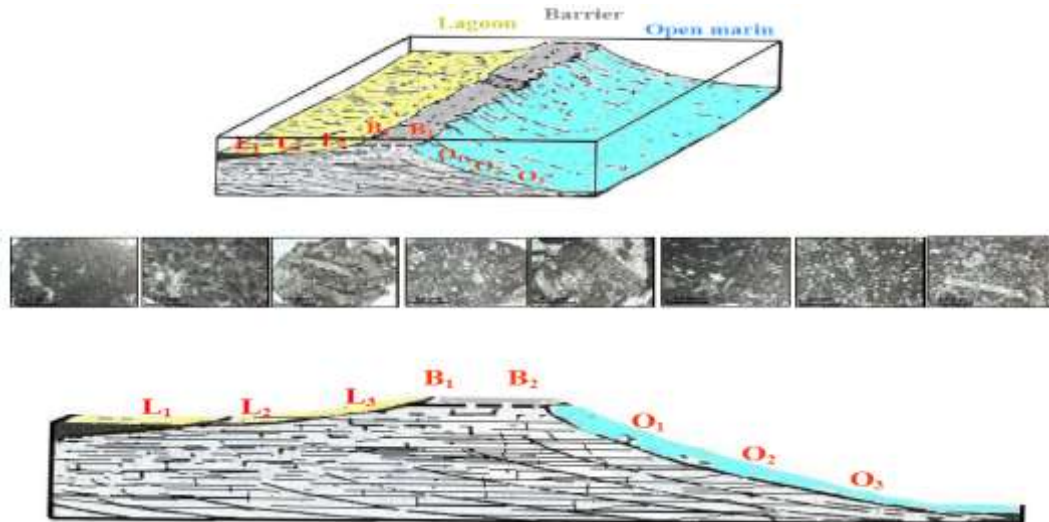
سیمان کلسیتی هم بعد و سیمان کلسیتی دروزی از فراوانترین سیمان‌ها و بعضاً هم سیمان کلسیتی هم محور و سیمان کلسیتی پوکیکلو تاپیک در رخساره‌های لاگونی و دریای باز به سمت سدهای بیوکلاستی هستند. اغلب این سیمان‌ها در محیط دیاژنزی دفنی و متئوریک تشکیل شده‌اند. فرآیند دولومیتی شدن محدود به میکروفاسیسه‌های وکستون-مادستونی نبوده ولی در میکروفاسیسه‌های پکستونی و سدهای بیوکلاستی کمتر دیده می‌شود. فرآیندهای فشردگی مکانیکی، استیلولیت‌ها و شکستگی‌ها بیشتر در رخساره‌های لاگون و سد بیوکلاستی مشاهده شدند، که می‌توان گفت که طی فرآیندهای دیاژنزی تدفینی حاصل شده‌اند.

انحلال عمدتاً در رخساره‌های سد بیوکلاستی و دریای باز صورت پذیرفته و تأثیر بسزایی در بهبود کیفیت مخزن ایفا کرده است. به عبارتی در بخش‌هایی که سازند سروک تحت تأثیر بالآمده‌گی ناحیه‌ای در تورنین بوده انحلال به صورت تخلخل حفره‌ای توسعه بیشتری داشته است.

<sup>1</sup> Grain Supported

<sup>2</sup> Mud Supported

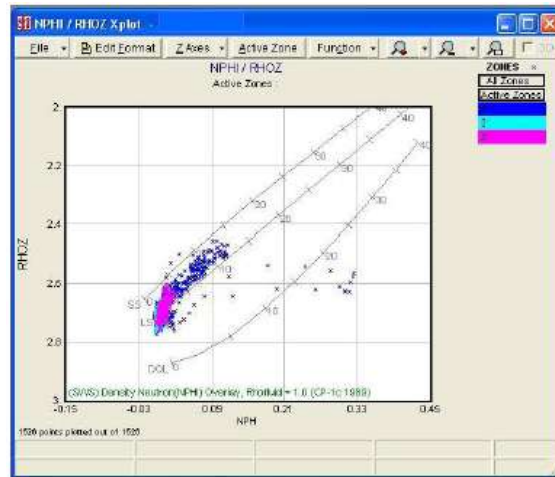
فرآیند میکریتی شدن در مقاطع مطالعه شده عمدتاً در محیط های لاگون و سدهای حاشیه ای با توسعه بیوکلاست های کربناته در اطراف بیوکلاست های نظیر رودیست، دوکفه ای ها، بعضاً خارپوستان و.... مشاهده می شود. آشفتگی زیستی عمدتاً در محیط های لاگون و دریای باز و به عبارتی بخش هایی که وکستون های کربناته کم انرژی توسعه بیشتری دارند، مشاهده می شود. تخلخل مشاهده شده بیشتر به صورت بین بلوری، تخلخل حاصل از شکستگی، درون دانه ای و سایبانی، بین دانه ای، قالبی و حفره ای است.



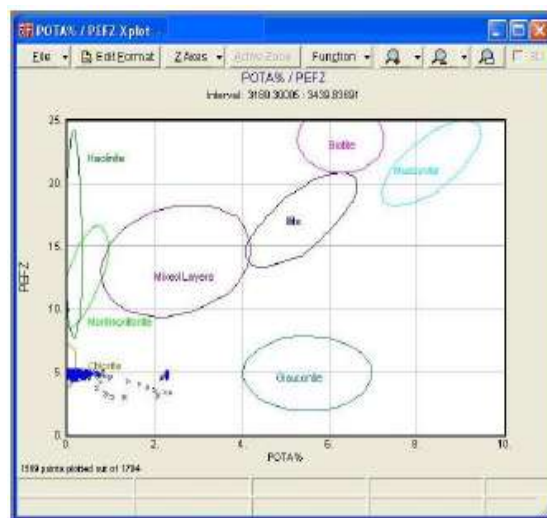
شکل ۱۰- مدل رسوبی شلف کربناته، چیدمان هشت میکروفاسیس سازند سروک از محیط لاگون به سوی محیط دریای باز، (از چپ به راست)

### ۳-۵- ارزیابی پتروفیزیکی مخزن سروک توسط نرم افزار IP

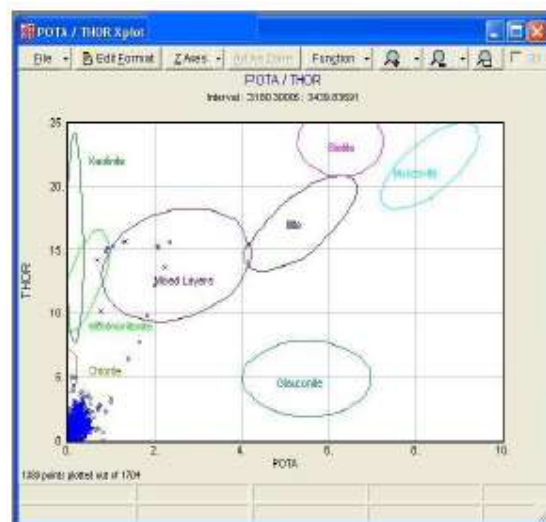
تفسیر پتروفیزیکی سازند سروک، توسط نرم افزار IP با استفاده از مدل، های تخمینی و تصحیحات محیطی شلومبرژر، برای محاسبه تخلخل، اشباع آب، حجم شیل و دیگر خواص زون های تعریف شده انجام شده است. نظر به قدیمی بودن نمودارگیری در چاه A و عدم برداشت نمودارهای RXOZ و PEFZ در زمان نمودارگیری، تفسیر پتروفیزیکی مزبور بر اساس داده های رقومی نمودارهای نوترون (NPHI)، چگالی (RHOZ, HDRA)، صوتی (DT)، مقاومت ویژه (RLA5, RLA3, RXOZ)، فتوالکترونیک (PEFZ) و گاما (CGR, SGR) از چاه B انجام شده است. سنگ شناسی سازند سروک بر اساس کراس پلات نوترون-دنیسیته آهک رسی و آهک دولومیتی بعضاً با میان لایه های نازک شیلی است، که مطالعه پتروگرافی ۲۵۰ مقطع نازک هم موید مطلب فوق می باشد (شکل ۱۱). از دو کراس پلات استاندارد K-Pef و K-Th برای تعیین نوع کانی رسی استفاده شده است که بر اساس دو شکل (۱۲ و ۱۳)، کلریت-مونتموریلونیت از مهمترین کانی های رسی موجود در مخزن مورد نظر است.



شکل ۱۱- کراس پلات نوترون-دندستی



شکل ۱۲- کراس پلات استاندارد K-Th



شکل ۱۳- کراس پلات استاندارد K-PEF

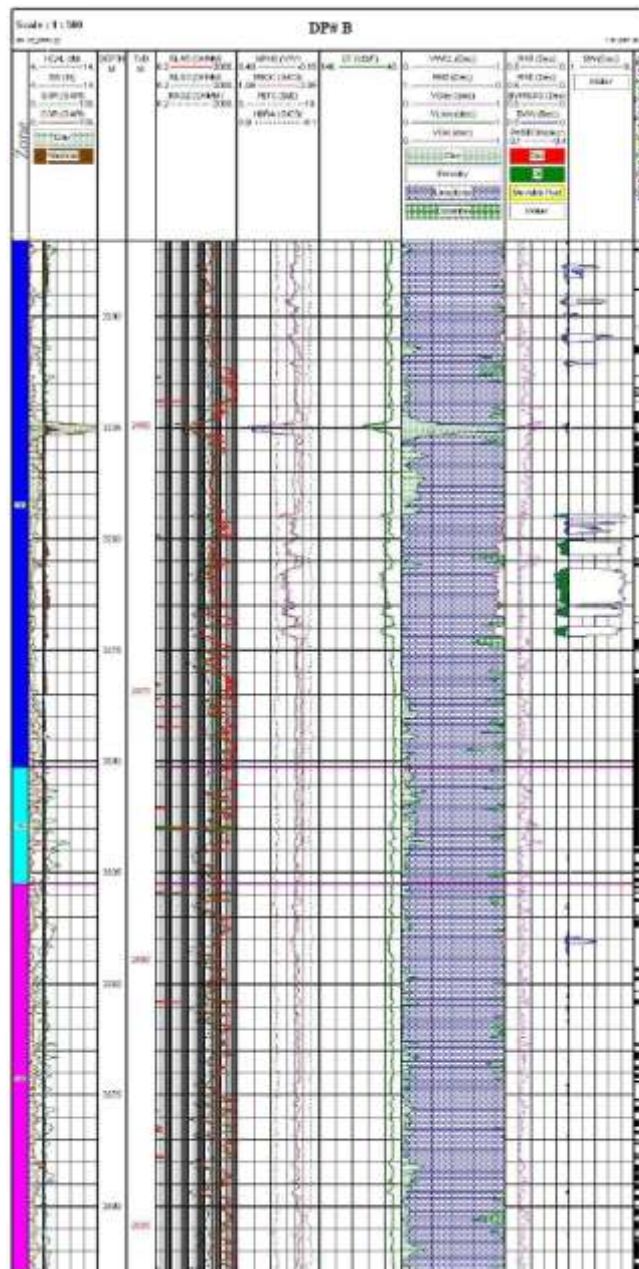
برای محاسبه میزان اشباع آب مخزن مورد مطالعه، نتایج حاصل از سه مدل Dual water ، Indonesia و Archie بررسی شد [۱۳،۱۲،۱۴]. به علت حجم شیل کم سازند سروک در این چاه، استفاده از آنالیز حساسیت در تعیین حد برش و نبود



اختلاف قابل توجه از نظر اشباع آب طی سه روش مذکور، نتایج نهایی بر اساس اعمال مدل اشباع آب Indonesia بدست آمده است. مقادیر مربوط به ضرایب  $m, n$  در این مطالعه ۲ و مقدار ۱ برای ضریب  $a$  در نظر گرفته شده است. مقادیر حد برش<sup>۱</sup> پارامترهای تخلخل، اشباع آب و حجم شیل که فاکتور تعیین کننده در تعیین زونهای بهره می باشند، بر اساس روش آنالیز حساسیت محاسبه شده اند. این مقادیر برای تخلخل ۵ درصد، اشباع آب ۷۰ درصد و حجم شیل ۲۵ درصد محاسبه و در تفسیر پتروفیزیکی مزبور اعمال شده اند. ( $\phi > 5\%$ ,  $Sw < 70\%$ ,  $Vsh < 25\%$ ).  
به منظور تعیین زونهای مخزنی و تفکیک زونهای بهره، در ابتدا سعی بر این شد که با استفاده از تلفیق روش های معمول همچون لاگهای ترکیبی<sup>۲</sup> و مطالعه رخساره ها، این فواصل در بخش های مختلف مخزن از هم جدا شوند [۱۶ و ۱۵].  
سازند سروک پس از تفسیر پتروفیزیکی توسط نرم افزار IP در چاه B، بر اساس تغییرات لیتولوژیکی و تغییر روند لاگ گاما، لاگهای تخلخل و مقاومت ویژه، به ۳ زون (۴ و ۵ و ۶)، از بالا به پایین تقسیم بندی شد. لازم به ذکر است، زونهای ۱ و ۲ و ۳ در چاه مجاور مربوط به سازند ایلام و سورگام می باشند که به همراه بخش های زیرین سازند سروک، به دلیل پایین افتادن سر سازندها در این چاه، وجود خطای ناشی از نمودارگیری و داده های نامفهوم و ثبت نشده حاصل از آنها، در تفسیر پتروفیزیکی این چاه لحاظ نشده و به عبارتی در مرحله آماده سازی داده ها، حذف شده است.  
شکل ۱۴ تفسیر پتروفیزیکی سازند سروک در چاه B و زون بندی های انجام شده را نشان می دهد.

<sup>1</sup> Cutoff

<sup>2</sup> Composite Logs

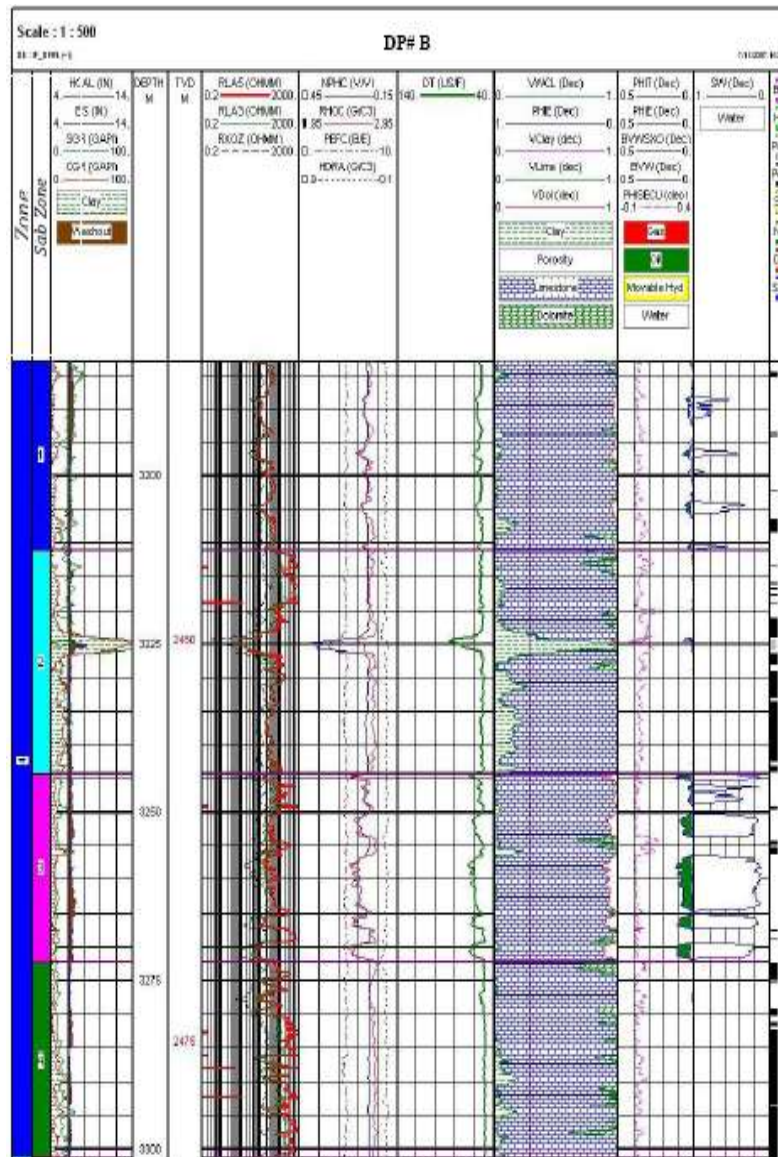


شکل ۱۴- تفسیر پتروفیزیکی سازند سروک در چاه B و زون بندی‌های انجام شده

به این ترتیب، داده‌ها و نتایج حاصل از لاگ‌های گاما، تخلخل، مقاومت و ... نشان می‌دهند که:

- ۱) زون ۴ (رنگ نیلی) عمدتاً با لیتولوژی آهکی-آهک رسی و بعضاً دولومیتی با میان لایه نازک شیلی دارای ضخامت ۱۱۸/۲۶ متر می باشد. این زون با توسعه تخلخل بیش از ۸ درصد، میانگین اشباع آب ۱۴ درصد، با ضخامت خالص یا مقدار ستون مفید هیدروکربن ۱۷ متر، نسبت Net/Gross بیش از ۰/۱۴ و حجم شیل کمتر از ۲۰ درصد، از نظر خواص مخزنی در مرتبه‌ای بالاتر از دو زون دیگر قرار دارد. این زون منطبق بر رخساره‌های گرینستون-پکستون بیوکلاستی سد حاشیه ای به سمت پکستون-وکستون دریای باز می‌باشد. شکستگی‌ها و انحلال در کنار

- استیلولیت ها و سیمانی شدن از مهمترین فرآیندهای دیاژنزی موثر در خواص مخزنی این زون می باشند. تخلخل عمدتاً از نوع شکستگی ها، انحلال و درون دانه ای است.
- (۲) زون ۵ (رنگ فیروزه ای) با لیتولوژی آهک رسی با ضخامت ۲۱/۲۶ متر، به علت داشتن درصد بیشتری از شیل (بیش از ۳۰ درصد)، تخلخل کمتر از ۲ درصد و مقدار ستون مفید هیدروکربن در حد صفر فاقد خواص مخزنی لازم برای تجمع هیدروکربن می باشد. این زون را می توان منطبق بر رخساره های وکستون-مادستون حاصل پیشروی کوتاه مدت حوضه رسوبی سروک دانست.
- (۳) زون ۶ (رنگ صورتی) با لیتولوژی آهک رسی بعضاً دولومیتی، با ضخامت ۸۷/۶۳ متر از نظر خواص مخزنی وضعیت مشابهی همچون زون ۵ داراست. بنابراین این زون با درصد شیل بیش از ۲۵ درصد، تخلخل کمتر از ۳ درصد و مقدار ستون مفید هیدروکربن کمتر از ۴ متر و نسبت Net/Gross کمتر از ۰/۰۵، فاقد خواص مخزنی لازم برای تجمع و تولید هیدروکربن می باشد. این زون منطبق بر رخساره های وکستون-پکستون بیوکلاستی لاگون به سمت رخساره پکستون رودیستی سد حاشیه ای است. تخلخل کم موجود عمدتاً از نوع بین بلوری (دولومیتی شدن) و شکستگی هاست و نسبت به دو زون دیگر بیشتر تحت تأثیر تراکم و سیمانی شدن می باشد.
- (۴) زون ۴ را بر اساس تغییر لاگ گاما و لاگ های تخلخل و مقاومت به ۴ زیر زون ۴a، ۴b، ۴c و ۴d از بالا به پایین (به ترتیب به رنگ های نیلی، فیروزه ای، صورتی و سبز) می توان تقسیم کرد که دو زیر زون ۴c و ۴a با تخلخل موثر ۶-۸ درصد و اشباع آب کمتر از ۲۰ درصد و در مجموع با حجم شیل کمتر از ۱۵ درصد کیفیت مخزنی بهتری نسبت به دو زیر زون ۴b و ۴d دارند. شکل ۱۵ زیر زون های تفکیک شده در زون ۴ را نشان می دهد.
- (۵) در هیچ کدام از زون های تراوا، تغییرات نمودار مقاومت ویژه سیال که مبین تغییر نوع سیال است و اینکه مقادیر مقاومت ویژه سیال، یک مقدار را قرائت کنند، وجود نداشت و به عبارتی سطح تماس آب و نفت (OWC) را نشان دهند، مشاهده نشده است.
- (۶) از آنجا که خواص پتروفیزیکی زون های مخزنی تابع تغییرات رخساره ها، محیط رسوبگذاری و تنوع فرآیندهای دیاژنتیکی است، نتایج حاصل از مطالعه رسوب شناختی مقاطع نازک در کنار نتایج حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی این امکان را فراهم آورد تا با اعمال و انتخاب دقیق پارامترهای مربوط به سنگ شناسی مخزن در داده های ورودی نرم افزار، بررسی تغییرات سنگ شناسی رسم شده توسط نرم افزار در کنار نمودارهای پتروفیزیکی و تأثیر انواع مختلف فرآیندهای دیاژنزی در فواصل مخزنی متفاوت و در نهایت تقسیم بندی مخزن به زون ها و زیر زون های اشاره شده با دقت بیشتری صورت پذیرد.
- (۷) به طور کلی کیفیت تغییر بافت های رسوبی زون های مخزن سازند سروک، از وکستون تا گرینستون می باشد. در زون ۴، زیر زون ۴b منطبق بر بافت وکستون دریای باز بوده و زون ۶ و زیر زون ۴d حالت بینابینی از بافت های رسوبی پکستون-وکستون یا وکستون-پکستون محیط لاگون به سمت محیط سد حاشیه ای است. درصد قابل ملاحظه ای از بافت گرینستون-پکستون منطبق بر زیر زون های ۴a و ۴c به ترتیب در محیط دریای باز و سد حاشیه ای است. زون ۵ هم منطبق بر پیشروی کوتاه مدت حوضه رسوبی سروک می باشد.



شکل ۱۵- زیر زونهای (۱)  $\epsilon a$ ، (۲)  $\epsilon b$ ، (۳)  $\epsilon c$ ، (۴)  $\epsilon d$  تفکیک شده در زون ۴

#### ۴- نتیجه گیری

۱. مطالعه پتروگرافی ۲۵۰ مقطع نازک نشان می‌دهد سنگ شناسی سازند سروک آهک رسی-آهک دولومیتی همراه با میان لایه‌های نازک شیلی است.
۲. تعداد هشت میکروفاسیس برای سازند سروک در سه گروه محیطی لاگون ( $L_1, L_2, L_3$ )، محیط سد حاشیه ای ( $B_1, B_2$ )، محیط دریای باز ( $O_1, O_2, O_3$ ) شناسایی و نام‌گذاری گردید.
۳. نتایج حاصل از این مطالعه نشان می‌دهد، سازند سروک حاصل رسوبگذاری بر روی یک پلاتفرم کربناته از نوع شلف‌های کربناته حاشیه‌دار (Carbonate Rimmed Shelf) است.

۴. سازند سروک در سه محیط دیاژنز دریایی، متوریک و دفنی تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بوده که از این میان شکستگی ها، انحلال، دولومیتی شدن، فشردگی و استیلولیتی شدن، سیمانی و میکریتی شدن از مهمترین این فرآیندها می باشند.
۵. تخلخل مشاهده شده بیشتر به صورت بین بلوری، تخلخل حاصل از شکستگی ها، درون دانه ای و سایبانی، بین دانه ای، قالبی و حفره ای می باشد.
۶. بر اساس کراس پلات استاندارد K-Th و K-Pe، کلریت-مونتوریلونیت از مهمترین کانی های رسی سازند سروک می باشد.
۷. بر اساس ارزیابی پتروفیزیکی توسط نرم افزار IP، سازند سروک به سه زون ۴، ۵، ۶ تقسیم بندی شده که زون ۴ با مقدار ستون مفید هیدروکربن ۱۷ متر، نسبت Net/Gross (۰/۱۴)، تخلخل بیش از ۸ درصد و همچنین با متوسط اشباع آب ۱۴ درصد، نسبت به دو دیگر از کیفیت مخزنی بهتری برخوردار است. این زون منطبق بر رخساره های گرینستون-پکستون بیوکلاستی سد حاشیه ای به سمت پکستون-وکستون دریای باز می باشد. در هیچ کدام از زون های تراوا سطح تماس آب و نفت (OWC) مشاهده نمی شود.
۸. دو زیر زون ۴c و ۴a با تخلخل ۶-۸ درصد و اشباع آب کمتر از ۲۰ درصد و در مجموع با حجم شیل کمتر از ۱۵ درصد کیفیت مخزنی بهتری نسبت به دو زیر زون ۴b و ۴d دارند.
۹. زون ۵ منطبق بر رخساره های وکستون-مادستون حاصل پیشروی کوتاه مدت حوضه رسوبی سروک و زون ۶ منطبق بر رخساره های وکستون-پکستون بیوکلاستی لاگون به سمت رخساره پکستون رودیستی سد حاشیه ای است.

## منابع

- [۱] گزارش زمین شناسی میدان دالپری، شرکت نفت مناطق مرکزی.
- [۲] آهنکار، ابوالحسن (۱۳۸۶). مطالعه تغییرات خواص مخزن بنگستان در یکی از میادین نفتی مناطق مرکزی ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشکده علوم پایه، رشته زمین شناسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، ۱۶۴ صفحه.
- [3] Dunham, R.J.,(1962). Classification of carbonate rock depositional texture: in W. E., Ham, ed., Classification of carbonate rocks. AAPG, Memoir 1,p.108-121.
- [4] Wilson, J.L. (1975). Carbonate facies in geology history, Springer-Verlag, Berlin, 471pp.
- [5] Flugel, E., (2004). Microfacies of carbonate rocks, Analysis, interpretation and application. Springer-verlag, 976pp.
- [6] Durrast, H & Siegesmund, S., 1999, Correlation between rock fabrics and physical properties of carbonate reservoir rocks, Int. J. Earth Sci., 88, 392-408.
- [7] Carozzi, A. V.,(1989). Carbonate rocks depositional model: Prentice Hall, New Jersey, 604pp.
- [8] Burchette, T. P. and Wright, V. P., (1992). Carbonate ramp depositional systems, Sedimentary Geology, v. 79, p. 3-57.

- [9] Reading, H. G.(1996). Sedimentary environments and facies. Blackwell Scientific Publ., Oxford, 615pp.
- [10] Walker, R. G., and James, N. P.,(1992). Facies Models: Geo Text 1, Geological Association of Canada, St. John's, New Found land, 454pp.
- [11] Lasemi, Y.,(1980). Carbonate microfacies and depositional environment of the kinkaid Formation (Upper Mississippian) of the Illinois Basin: Ph.D. Thesis.University of Illinois, U.S.A.139 pp.
- [12] Archie,G.E.,(1952). Classification of carbonate reservoir rocks and Petrophysical considerations. AAPG Bulletin,v.36, p.278-298.
- [13] Simandoux, D., (1963). Mesures Dieletriques En Milieu Poreux, Application a Measure des saturations En Eau, Etude Du Comportement Des Massifs argileux, Revue De 1, Institut Francais Du Petrole, Supplementray Issue.
- [14] Poupon, A., and Leveaux, J.,(1971). Evaluation of water saturation in shaly formation, Trans. SPWLA 12<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, O1-2.
- [15] Serra, O. And Abbott, H.T., (1980). The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphic, SPE 9270, 55<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas,19 p.
- [16] Serra, O., (1984). Fundamentals of well- log interpretation: 1. the acquisition of logging data, Elsevier Science Publisher B.V.

## **Sedimentological studies and Petrophysical interpretation: An approach to reservoir characterization of Sarvak formation in the Dalpari oil field**

**Abolhasan Ahankar, Alireza Bashari, Bijan Beiranvand and Ali Asghar Enayati**

### **Abstract:**

The Ilam and Sarvak Formations of Bangestan Group are the second important potential reservoirs after Asmari formation in the Zagros basin. Integration of petrographical factors and Petrophysical parameters resulted in better understanding of reservoir qualities of these formations. In this study, 250 thin sections were collected and subjected to microfacies and petrography studies. As a result eight microfacies from three sedimentary environments were identified: Lagoonal ( $L_1, L_2, L_3$ ), Barrier ( $B_1, B_2$ ) and Open marine ( $O_1, O_2, O_3$ ) and in three different of diagenetic environments such as marine, meteoric and burial. This Study shows Sarvak Formation is being formed on Carbonate Rimmed shelf platform. Petrophysical interpretations by using of IP software shows Sarvak reservoir is divided into 3 zones (4, 5, 6). This study reveals that zone 4 contains the best reservoir quality in compare with the others by having (17m) oil column, porosity (more than 8%) and water saturation less than (14%) in this field. There is also decreasing of water saturation in Pay zone 4, but no significant changes has been observed through out zones 5&6. In zone 4, shale volume increases in zones 5&6 ( $V_{sh}$  more than 25%). Crossplot K-Th and K-Pe reveals that Chlorite\_Montmorillonite are the dominant clay minerals in this reservoir.

**Keywords:** Sarvak reservoir, Diagenetic Processes, Carbonate Rimmed shelf, petrography Petrophysics, Dalpari Field.

## مطالعه بیومارگری نفت مخزن آسماری، میدین واقع در حاشیه شمال شرق دزفول فروافتاده

محمود معماریانی<sup>۱</sup> و علیرضا بنی اسد<sup>۲</sup>

۱- پژوهشگاه صنعت نفت، ۲- دانشگاه آزاد اسلامی - واحد علوم و تحقیقات

### چکیده

میدین مسجد سلیمان، هفتکل، پرسیاه و نفت سفید، از میدین تولیدی هستند که در حاشیه جبهه کوهستانی شمال شرقی فروافتادگی دزفول قرار دارند. در این کار تحقیقاتی به منظور تطابق ژئوشیمیائی و تعیین سیستم‌های نفتی مخزن آسماری میدین مذکور، نمونه‌های نفتی از این میدین بوسیله تکنیک‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی مورد مطالعات بیومارگری قرار گرفته‌است. بررسی نتایج بدست آمده از مطالعات بیومارگری نمونه‌های نفتی نشان دهنده وجود دو سیستم نفتی احتمالی در این منطقه می‌باشد، یک سیستم نفتی اصلی که تولید، مهاجرت و انباشت هیدروکربن در هر چهار میدان را تحت کنترل داشته‌است و یک سیستم نفتی فرعی که اختلاط نفت در میدین پرسیاه و مسجد سلیمان را با منشا دیگر باعث شده‌است. پارامترهای مختلف بیومارکرهای هوپانی، استرانی، مقادیر پرستان به فیتان و همچنین توزیع آلکان‌های نرمال بیانگر تولید این نفت‌ها از سنگ‌های منشاء دریائی کربناته و کربناته-کلاستیک در یک محیط احيائی می‌باشند، نوع کروژن تولید کننده نفت‌ها از نوع II با مشارکت اندکی از کروژن نوع III بوده و نفت‌ها دارای بلوغی در حد اوایل پنجره نفت‌زائی و عدم تحمل پدیده دگرسائی شدید می‌باشند. توزیع ایزوتوپ 13C و حضور بیومارکر اولینان در نفت مخزن آسماری میدین پرسیاه و مسجد سلیمان و اندک تفاوت‌ها عمدتاً در لیتولوژی و میزان بلوغ- احتمالاً ناشی از اختلاط نفت‌ها از دو سنگ منشاء می‌باشد، سازند پابده (اوسن- الیگوسن) با درجه اهمیت بسیار کمتر از سازند کزدمی (آلبین) که تغذیه کننده اصلی می‌باشد.

**کلید واژه :** فروافتادگی دزفول، آسماری، میدین حاشیه شرقی، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی، سیستم های نفت



## ۱- مقدمه

جنوب غربی ایران یکی از غنی‌ترین مناطق تولیدی نفت در جهان است [۱]، که رویهم‌رفته شامل ذخیره قابل برداشت ۱۳۷/۶ میلیارد بشکه نفت و ۱۰۴۵ تریلیون فوت مکعب از گازهای همراه و غیر همراه می‌باشد [۲]. اگرچه چهارچوب زمین شناسی این منطقه به خوبی تشریح شده‌است [۳-۶] با این وجود، ابهامات قابل توجهی در رابطه با منشأ هیدروکربن های موجود در این منطقه وجود دارد.

رشته کوه‌های زاگرس که در نتیجه کوه‌زائی میوسن-پلیوسن شکل گرفته‌اند دارای دو بالا آمدگی لرستان در شمال و فارس در جنوب می‌باشند [۷]. منطقه‌ای فروافتاده به مساحت ۶۰/۰۰۰ کیلومتر مربع واقع شده در این بین به نام فروافتادگی دزفول شناخته می‌شود که شامل ۴۵ میدان نفتی که اکثراً دارای کلاهدک گازی هستند می‌باشد [۷،۸]. در حدود ۹۵٪ نفت درجای این منطقه در مخازن آهکی (الیگومیوسن<sup>۱</sup>) و بنگستان (شامل سازند سروک به سن سنومانین- ترونین<sup>۲</sup> و سازند ایلام به سن سانتونین<sup>۳</sup>) جای گرفته‌است [۹]. از طرف دیگر ۷۵٪ ذخایر هیدروکربوری میدین واقع در خشکی ایران در سنگ آهک آسماری تجمع یافته‌است. سازند آسماری به ضخامت ۲۵۰ تا ۵۰۰ متر یک سازند آهکی با انرژی بالا<sup>۴</sup> و غنی از فرامینافرا (نظیر نومولیت ها<sup>۵</sup>، نئوالوئولینا<sup>۶</sup> و میوزیپسینا<sup>۷</sup>) است. این سازند در اکثر مناطق فروافتادگی دزفول دارای خواص مخزنی عالی می‌باشد. کیفیت مخزنی سازند آسماری بوسیله یک سیستم درز و شکاف قابل توجه که در نزدیکی قله تاقدیس‌ها واقع شده، به طرز چشمگیری افزایش یافته‌است. این سازند بوسیله سازند ضخیم و تبخیری گچساران که به عنوان یک پوش سنگ موثر عمل می‌نماید، پوشیده شده‌است [۸]. سنگ آهک سروک دارای ضخامتی بیش از ۱۰۰۰ متر می‌باشد که بوسیله مارن‌های ضخیم گورپی-پابده پوشیده شده‌است [۷].

میدین نفت سفید، مسجد سلیمان و هفتکل، واقع در مرکز و شمال شرق فروافتادگی دزفول و همچنین میدان نفتی پرسپاه در حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی، از میدینی هستند که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. خصوصیات نفت‌های میدین واقع در حاشیه شمال شرقی فروافتادگی دزفول (میدین مورد مطالعه)، با توجه به همجواری این میدین در این ناحیه دارای تفاوت‌هایی می‌باشد. در این تحقیق سعی شده‌است علت تفاوت‌های موجود از دیدگاه مطالعه بیومارکهای نمونه‌های نفتی، تطابق ژئوشیمیائی و بررسی خواص سنگ‌های منشأ، محیط رسوبگذاری، بلوغ و اختلاط احتمالی نفت‌ها که منجر به شناسائی سیستم‌های محتمل نفتی موجود در منطقه می‌شود، به بحث گذاشته شود. تا کنون از این نوع بررسی‌ها که بر پایه اطلاعات بیومارکری نفت‌ها استوار باشد، در این ناحیه صورت نگرفته‌است.

پس از بررسی اطلاعات عمومی میدین اعم از اطلاعات زمین شناسی، گزارش های حفاری، بررسی وضعیت چینه شناسی ناحیه‌ای و اطلاعات سازندهای حفاری شده میدین، نمونه‌های نفت میدین مختلف جمع‌آوری، آماده سازی و جدایش برشهای هیدروکربنی با تکنیک کروماتوگرافی ستونی<sup>۸</sup>، مطالعه بیومارکهای آنها با بکار گیری روش‌های کروماتوگرافی گازی<sup>۹</sup> و کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی<sup>۱۰</sup> انجام گرفت. با استفاده از پارامترهای حاصل و با کمک رسم گراف‌ها و

1 - Oligomiocene

2 - Cenomanian-Turonian

3 - Santonian

4 - high-energy limestone

5 - Nummulites

6 - Neoalveolina

7 - Myogyopsina

8 - Column Chromatography

9 - Gas Chromatography

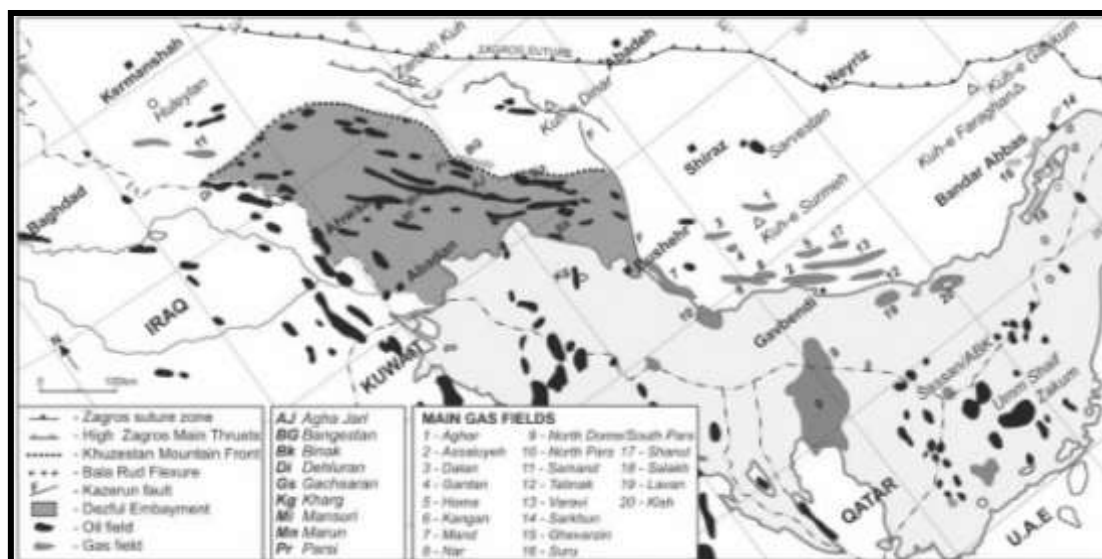
10 - Gas Chromatography – Mass Spectrometry

منحنی‌های لازم ویژگی‌های بیومارکری این نفت‌ها جهت شناخت خصوصیات نفت‌های آسماری مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرارگرفت.

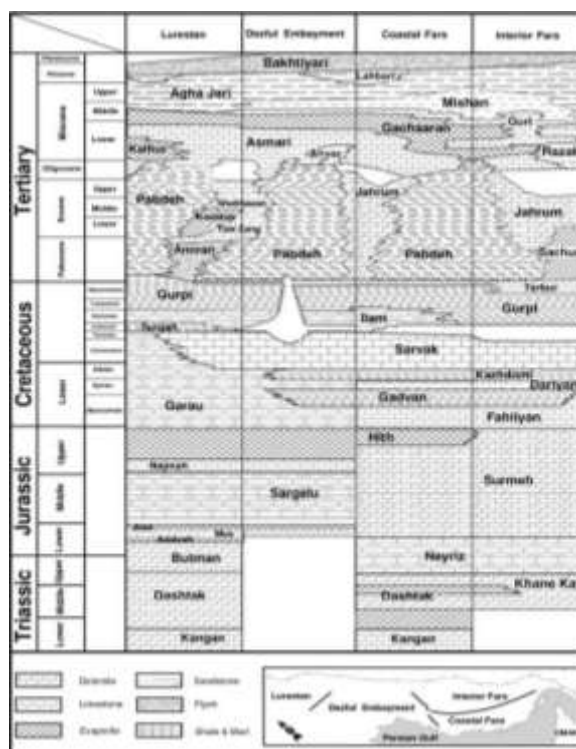
## ۲- منطقه زمین شناختی و میادین مورد مطالعه

تجمع هیدروکربن‌ها در خاورمیانه با تکامل چینه‌ای و ساختمانی کمربند چین خورده زاگرس در ارتباطی تنگاتنگ می‌باشد [۱۰]. کمربند چین خورده زاگرس در حاشیه شمال شرقی صفحه عربی واقع شده‌است. علاوه بر تقسیمات تکنونیکي به موازات کمربند کوهستانی، این کمربند چین خورده به صورت جانبی از شمال غربی به جنوب شرقی به بخش‌های لرستان، فروافتادگی دزفول و فارس تقسیم می‌گردد [۶]. فروافتادگی دزفول در جهت شمال بوسیله خمش بالارود، در شمال شرقی بوسیله جبهه کوهستانی و به سمت شرق بوسیله گسل کازرون محدود شده‌است (شکل ۱) [۸].

در زمان الیگوسن سنگ آهک کم عمق دریائی سازند آسماری (یکی از بهترین مخازن کربناته شناخته شده در دنیا)، بر روی سازند پابده در قسمت جنوب غربی حوضه زاگرس رسوب کرده‌است. مخزن آسماری در میادین مورد مطالعه از سنگ‌های آهکی، دولومیتی و انیدریت تشکیل شده‌است (شکل ۲). حداکثر ضخامت سازند آسماری در گوشه شمال شرقی فروافتادگی دزفول واقع شده‌است، جائیکه ضخامت این سازند بوسیله زون‌های گسلی جبهه کوهستانی و بالارود کنترل شده‌است [۶].



شکل ۱- نقشه کمربند چین خورده زاگرس و مناطق همجوار به همراه موقعیت میادین نفتی و گازی [۱۱].



شکل ۲- نمودار موقعیت چینه شناسی مزوزوئیک-سنوزوئیک بخش ایرانی حوضه زاگرس [۶]

میدان پرسپناه در حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی، میدان نفت سفید تقریباً در مرکز فروافتاده دزفول شمالی، مسجد سلیمان در شرق و هفتکل در بخش مرکزی تا شرق فروافتاده دزفول شمالی واقع شده اند [۱۲]. سایر مشخصات میداین تحت مطالعه و نتایج حاصل از آنالیزهای مقدماتی ژئوشیمیایی بر روی نفت‌ها، در جدول ۱، و موقعیت آنها در شکل ۳ دیده می‌شوند [۱۳].

### ۳- روش مطالعه

برای این مطالعه چهار میدان نفتی پرسپناه، نفت سفید، مسجد سلیمان و هفتکل واقع در حاشیه شمال شرق فروافتادگی دزفول انتخاب، و جمعاً چهار نمونه نفت خام از سازند آسماری آنها برداشت، و مورد بررسی‌های ژئوشیمیایی و تعیین اثر انگشت (بیومارکرها) نفت‌ها قرار گرفت. تلفیق اطلاعات بدست آمده، نتایج خوبی در ارتباط با ارزیابی خواص سنگ منشاء احتمالی، میزان بلوغ، تطابق و سیستم نفتی مخزن آسماری در میداین تحت مطالعه بدست داده است.

#### ۳-۱- مواد روش‌ها

نمونه برداری از چاه‌های شماره ۶۲ مسجد سلیمان<sup>۱</sup>، ۳۴ هفتکل<sup>۲</sup>، ۱ پرسپناه<sup>۳</sup> و چاه شماره ۳۴ نفت سفید<sup>۴</sup> بوده، که آنالیزهای مقدماتی و تفصیلی بر روی آنها انجام گرفته است. نمونه‌های جمع آوری شده از چاه‌های تولیدی بوده و مختص به زون‌های خاصی از مخزن آسماری نمی‌باشند. آزمایشات مقدماتی ژئوشیمیایی شامل تعیین درصد اجزاء نمونه‌های نفت خام، آنالیزهای مولکولی و شناسایی بیومارکرها در پژوهشگاه صنعت نفت و تعیین مقادیر ایزوتوپ کربن ۱۳، در آزمایشگاه ایزوتوپی دانشگاه نانسو فرانسه انجام گردید. نتایج حاصل از این آزمایشات در جدول (۲) نشان داده شده است.

<sup>۱</sup> - MIS # 62  
<sup>۲</sup> - Haft-Kel # 34  
<sup>۳</sup> - Par-e-Siah # 1  
<sup>۴</sup> - Naft Safid # 34

جدول ۱- مشخصات میدین و نتایج حاصل از آنالیزهای ژئوشیمیایی بر روی نفت‌های تحت مطالعه [۱۳و۱۲]

پارامترهای حاصل از کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه های نفت				٪ برش های مختلف نفت				عمق متوسط تدفین مخزن (آسماری متر)	موقعیت و ابعاد میدان در افق آسماری (کیلومتر)	نام میدان
Phy/n-C18	Pri/n-C17	Pri/Phy	CPI	آسفالتن	رزین	آروماتیک	اشباع			
۰.۵۱	۰.۵۱	۱.۱۷	۱.۱	۱.۵۴	۵.۹۵	۱۶.۳۳	۷۵.۷ ۲	۲۴۷۷	طول ۲۰، عرض متوسط ۶/۵	پرسیاه
۰.۴۹	۰.۴	۱.۰۴	۰.۹۴	۰.۷۱	۴.۷۳	۲۰.۲۵	۷۴.۰ ۱	۲۶۷۹	طول ۳۱، عرض متوسط ۴ در بیشترین حالت ۴/۵	نفت سفید
۰.۵۷	۰.۴۶	۱.۰۴	۰.۹۶	۱.۴۷	۱۱.۳ ۳	۲۹.۶۹	۵۶.۹ ۶	۷۹۴	طول ۳۰، عرض متوسط ۵ در بعضی نقاط ۷	مسجد سلیمان
۰.۶۲	۰.۶۴	۱.۱۸	۱.۱۷	۱.۱۵	۳.۵۹	۲۹.۱۴	۶۵.۷ ۶	۱۱۸۷	طول ۳۲، عرض متوسط ۴	هفتکل

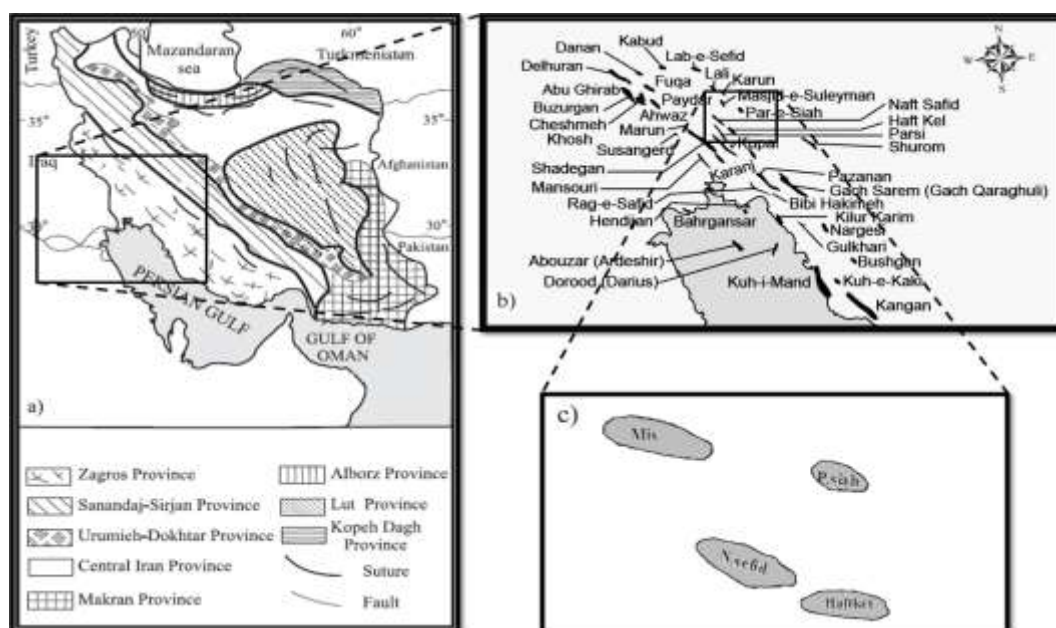
### ۳-۲- شرایط دستگاهی کروماتوگرافی گازی

جهت دستیابی به چگونگی توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفت و محاسبه پارامترهای مورد لزوم، نمونه‌ها توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی با تزریق ۰/۱ میکرولیتر از برش اشباع و طبق برنامه داده شده به دستگاه، مورد آزمایش قرار گرفتند [۱۶]. دستگاه کروماتوگراف گازی مورد استفاده از نوع Cp-sil-5 به طول ۲۵ متر با دمای اولیه ستون ۶۰ درجه سانتیگراد و دمای نهائی ۲۶۰ درجه سانتیگراد و افزایش دما ۴ درجه سانتیگراد بر دقیقه، گاز حامل هلیوم، مقدار نمونه تزریق شده ۰/۵ میکرو لیتر و نوع آشکارگر شعله یونی<sup>۱</sup>، بوده است.

### ۳-۳- کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی

به منظور شناسائی و تعیین آن دسته از ترکیبات نفتی که به علت غلظت کم و عدم جدایش مناسب، قابل شناسائی و ارزیابی دقیق توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی نیستند، بوسیله تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی مورد آزمایش قرار گرفتند [۱۷]. کروماتوگراف گازی-طیف سنج جرمی مورد استفاده در این مطالعه از دو قسمت تشکیل شده است، قسمت اول دستگاه کروماتوگراف گازی از نوع Varian مدل ۳۴۰۰ با ستون DB-5 به طول ۳۰ متر، با دمای اولیه ستون ۵۰ درجه سانتیگراد و دمای انتهائی ۲۵۰ درجه سانتیگراد (ایزوترمال به مدت ۲۰ دقیقه)، ازدیاد دما ۳ درجه سانتیگراد بر دقیقه، گاز حامل هلیوم و دمای رابط ۲۰۰ درجه سانتیگراد می باشد، قسمت دوم دستگاه طیف سنج جرمی از نوع، (Impact Mode) Turbo Molecular Pumps، (Electron: Magnetic Sector، حالت یونیزاسیون: Electron) سیستم خلاء از نوع Turbo Molecular Pumps، ولتاژ شتاب دهنده 3Kvolt، دمای منبع ۱۸۰ درجه سانتیگراد، جریان فیلامان 2.1 Amp، محدوده کاری جرم مولکولی Scanning rate: 1sec/decade و Amu:30-500 می باشد. شرایط دستگاهی فوق برای آنالیز تمامی نمونه‌ها مورد استفاده قرار- گرفت و پارامترهای محاسبه شده در جدول ۲ نمایش داده شده اند.

<sup>۱</sup> - Flame Ionization Detector



شکل ۳- a: نقشه زمین شناسی ایران، منطقه مورد مطالعه در محدوده زاگرس واقع شده است [۱۴]. b: موقعیت میدین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول [۱۵]. c: موقعیت میدین نفتی مسجد سلیمان، پرسیاه، نفت سفید و هفتکل واقع در شمال شرق فروافتادگی دزفول.

جدول ۲- پارامترهای حاصل از آنالیزهای GC-MS برای خانواده بیومارکرای هوپان ها و استرانهای

نمونه‌های نفتی از میدین تحت مطالعه به همراه مقادیر ایزوتوپ کربن ۱۳.

Oil Field Well No.	13C, Isotope %	Biomarkers Summary												
		Hopanes						Steranes						
		C23 Tricyclic	C24/C23 Tricyclic	Ts/(Ts+Tm)	C29/C30	Oleanane	C32S/S+R	C34/C35	20S/(20S+20R)	$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	Dia C27/Dia C29	%C27	%C28	%C29
MIS # 62	-25.8	0.14	0.66	0.48	0.82	P	0.57	0.91	0.39	0.46	0.57	27.68	33.54	39.01
Haft-Kel # 34	-26.62	0.22	0.54	0.42	1.06	NP	0.57	0.93	0.38	0.47	0.51	27.44	31.38	41.46
Par-e-Siah # 1	-26.05	0.21	0.83	0.6	0.75	P	0.52	1.1	0.41	0.53	0.6	28.1	36.04	35.85
Naft Safid # 34	-26.54	0.16	0.54	0.41	1.12	NP	0.57	0.98	0.37	0.46	0.52	28.75	29	42.5

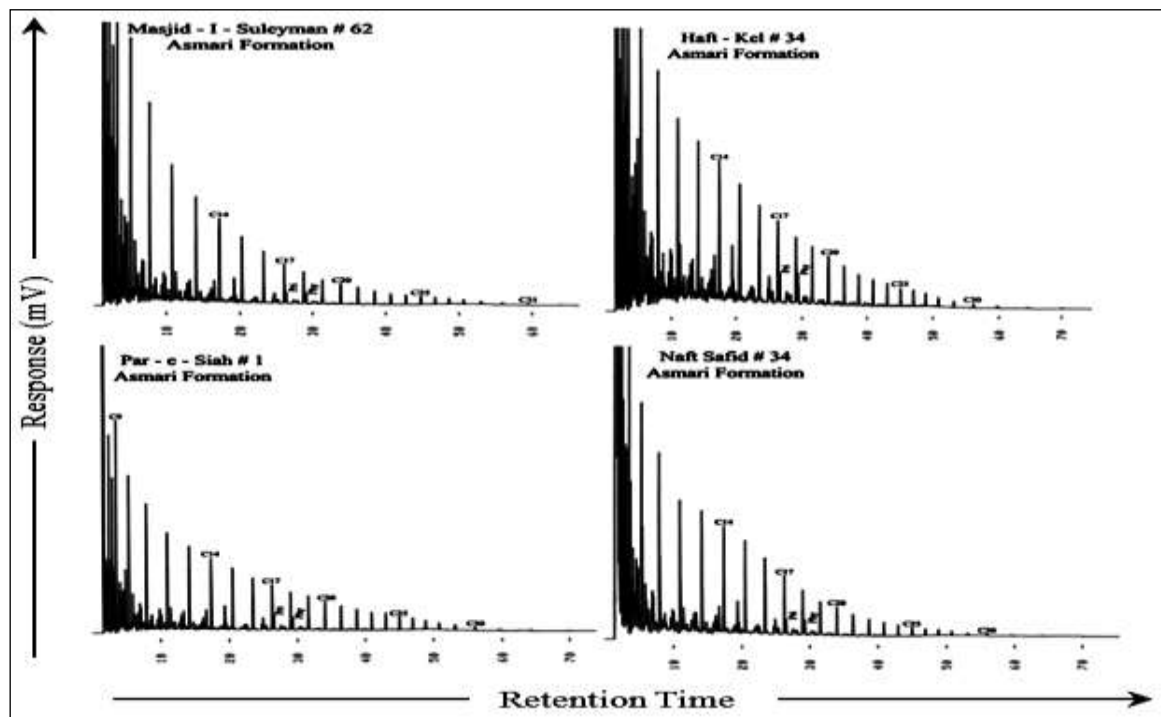
#### ۴- بحث

توزیع ترکیبات اشباع بویژه آلکان‌های نرمال، همانطوریکه از طیف‌های شکل ۴ پیداست، یک توزیع نرمال و طبیعی بوده و پارافین‌های C23+ در تمامی نمونه‌های نفت با غلظت‌های کمتری در زمینه طیف‌ها دیده می‌شوند، که نشانگر تولید از سنگ مولدی با مواد آلی با منشاء دریایی (جلبک‌ها) می‌باشد [۱۸].

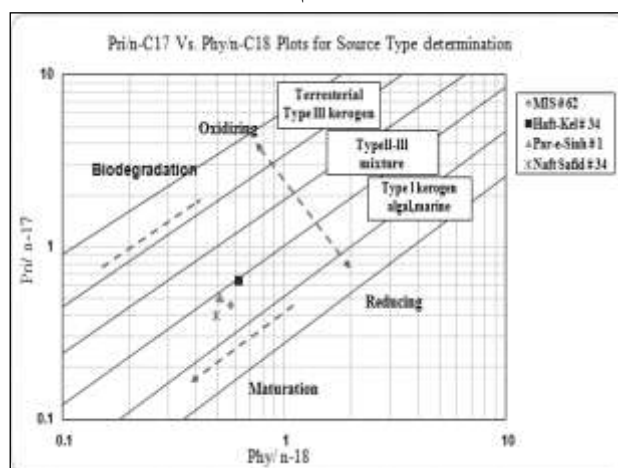
با توجه به کروماتوگرام برش اشباع نمونه‌های نفتی (شکل ۴)، مشاهده می‌شود که توزیع هیدروکربن‌های نرمال در این طیف‌ها محدوده‌ای از C7-C30 را شامل می‌شود که روند طبیعی این توزیع را نشان می‌دهد. روند کاهشی طبیعی غلظت‌های آلکان‌های نرمال نشان دهنده عدم رخداد پدیده دگرسانی از قبیل تخریب میکروبی و آبشویی بر روی این نفت‌ها می‌باشد. همچنین

توزیع یکنواخت این طیف‌ها حاکی از مرحله بلوغ متوسط این نفت‌ها می‌باشد. اندیس CPI برای تمام نمونه‌های نفتی حدود یک می‌باشد (مسجد سلیمان = ۰/۹۶، هفتکل = ۱/۱۷، پرسیاه = ۱/۱ و نفت سفید = ۰/۹۴) که بیانگر بلوغ طبیعی نفت‌های زایش یافته از سنگ مادر است.

بررسی پارامترهای پرستان و فیتان (از بیومارکرهای ایزوپرنوئیدی حاصل از زنجیره جانبی کلروفیل)، نسبت به آلکان‌های نرمال مجاور آنها، در طیف‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی (جدول ۲) و همچنین موقعیت نمونه‌ها بر روی نمودار Pri/n-C17 در برابر Phy/n-C18 بیانگر وجود شرایط احیائی در زمان ته نشست سنگ‌های منشاء و مولد نمونه‌های نفتی می‌باشد (شکل ۵) [۱۹]. از طرف دیگر بر اساس همین نمودار، تولید این نفت‌ها از مخلوط کروژنی با نوع II و III صورت گرفته‌است.



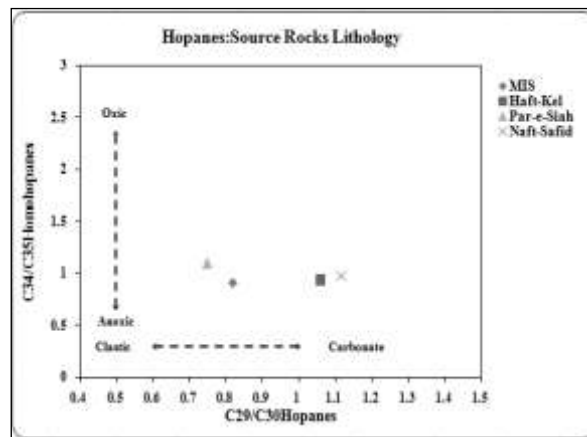
شکل ۴- طیف‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی بر روی برش اشباع نمونه‌های نفتی مخزن آسماری در میدین مورد مطالعه. توزیع طبیعی آلکان‌های نرمال در زمینه طیف‌ها حاکی از عدم رخداد هرگونه فرآیند دگرسانی بر روی نفت‌ها می‌باشد.



شکل ۵- تعیین سطح بلوغ، منشاء مواد آلی و نوع کروژن بر اساس نسبت ایزوپرنوئیدهای پرستان و فیتان نسبت به آلکان‌های نرمال، C17, C18 [۱۹].

جهت تعیین لیتولوژی سنگ منشاء مولد احتمالی، از دیاگرام نسبت‌های مقادیر بیومارکرهای هوپانی C29/C30 Hopane برابر C34/C35 Homohopanes [۲۰] استفاده گردیده‌است (شکل ۶). با توجه به اینکه فراوانی هوموهوپان C35 نسبت به

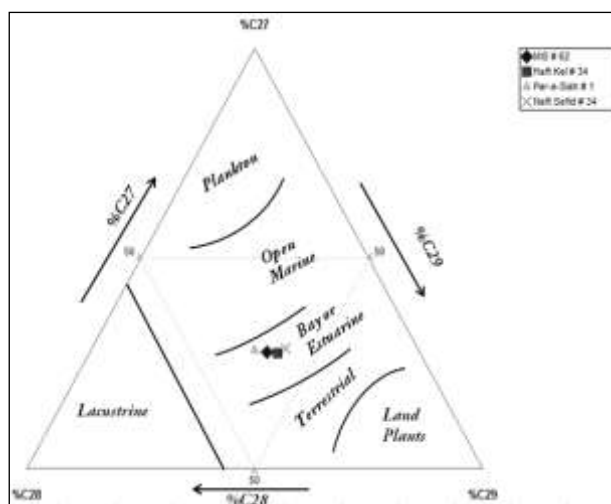
C34 هموهوپان‌ها ناشی از وجود شرایط احیائی برای سنگ منشاء مولد نفت‌های می‌باشد، و از طرف دیگر در سنگ‌های کربناته نیز مقادیر هوپان C29 نسبت به هوپان C30 بیشتر از یک است، ترسیم دیاگرام مذکور برای نمونه‌های نفت آسماری در میدین مورد مطالعه، نشان می‌دهد که هیدروکربن‌های میدین مسجد سلیمان و پرسیاه دارای منشائی کربناته-کلاستیک هستند و همچنین میدین هفت کل و نفت سفید از سنگ منشاء با لیتولوژی کربناته تغذیه شده‌اند. همانطور که در این نمودار مشاهده می‌گردد شرایط محیطی ته نشست سنگ منشاء مولد این نفت‌ها احیائی بوده‌است که با دیاگرام شکل ۵ همخوانی دارد.



شکل ۶- تعیین نوع و محیط رسوبی سنگ‌های مولد نفت بر پایه نسبت هوپان‌های منظم C29/C30 در برابر اندیس هموهوپان C34/C35 [۲۰].

ترکیب نورهوپانوئید اولیان<sup>۱</sup> یک تری تریپان ۳۰ کربنی از مشتقات آنژیوسپرم های گیاهان نواحی گرمسیری است و حضورش بیانگر منشاء با سن کرتاسه بالائی تا ترشیری می‌باشد [۱،۹،۲۱]. از آنجا که این بیومارکر در نمونه‌های نفتی میدین پرسیاه و مسجد سلیمان دیده شده‌است (شکل ۷). می‌توان سنگ منشاء تولید کننده نفت این میدین را سنگی با سن کرتاسه بالائی تا ترشیری در نظر گرفت. با توجه به گسترش سنگ‌های مولد در منطقه مورد مطالعه (شکل ۲)، سازندهای پابده (ائوسن- الیگوسن) و گورپی (کرتاسه پایانی) می‌توانند گزینه‌های احتمالی مولد بخشی از نفت‌های تجمع یافته در میدین پرسیاه و مسجد سلیمان باشند.

فراوانی نسبی استران‌های منظم C27 (شاخص محیط دریائی) و C28 (شاخص محیط دریاچه‌ای) و C29 (شاخص محیط قاره ای) در تعیین منشاء نفت‌ها، محیط رسوبی و ارتباط بین نفت‌ها و سنگ منشاء بکار می‌روند. منشاء استران‌های C29 عموماً گیاهان خشکی می‌باشند، که در کروژنهای نوع III فراوانند، در حالی که منشاء استران‌های C27 فیتوپلانکتون‌های دریائی و منشاء استران‌های C28 جلبک‌های دریاچه‌ای می‌باشد و به ترتیب در کروژن‌های نوع II و I فراوانی بیشتری دارند [۲۲]. رسم دیاگرام مثالی بر اساس مقادیر استران‌های منظم C27-C29 به منظور تعیین محیط رسوبی [۲۳] و در نهایت تشخیص و تفکیک خانواده‌های نفتی مربوط به سنگ‌های منشاء مختلف و یا رخساره‌های آلی متفاوت مربوط به سنگ منشاء می‌باشد [۲۴]. بر اساس، دیاگرام مثالی (شکل ۸)، منشاء مواد آلی مولد نفت‌ها، دریایی بوده و دریک محیط دریائی نسبتاً کم عمق با کروژنی از نوع II و اندکی III راسب شده‌اند.



شکل (۸): تعیین محیط رسوبی سنگ منشاء مولد نفت‌های تحت مطالعه بر اساس مقادیر استران‌های منظم C27، C28 و C29 که بیانگر محیط دریائی نسبتاً کم عمق با کروژنی از نوع II و [۲۳III]

جهت تعیین و ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های مورد مطالعه می‌توان از پارامترهای مختلف بیومارکرهای هوپانی و استرانی بهره گرفت.

با در نظر گرفتن مقادیر ایزواستران  $(C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha)$  در مقابل استران‌های منظم  $(C_{29} S/S+R)$  [۲۵] (جدول ۲) و با توجه به محدوده قرارگیری نمونه‌ها (شکل ۹) میتوان گفت، نمونه نفت‌های مورد مطالعه دارای بلوغی در حد ابتدای پنجره نفت زائی<sup>۱</sup> می‌باشند. مشاهده می‌شود که نمونه نفتی میدان پرسیاه دارای بلوغ بالاتری نسبت به دیگر نمونه‌ها می‌باشد که از دلایل احتمالی این امر می‌توان به تزریق نفت از یک سنگ منشاء با بلوغ بالا و ثابت به درون مخزن آسماری میدان پرسیاه، دو منشائی بودن (پابده و کزدمی) و میزان مشارکت<sup>۲</sup> هر یک از سنگ‌های منشاء و اختلاف در بلوغ سنگ‌های منشاء تولید کننده اشاره کرد.

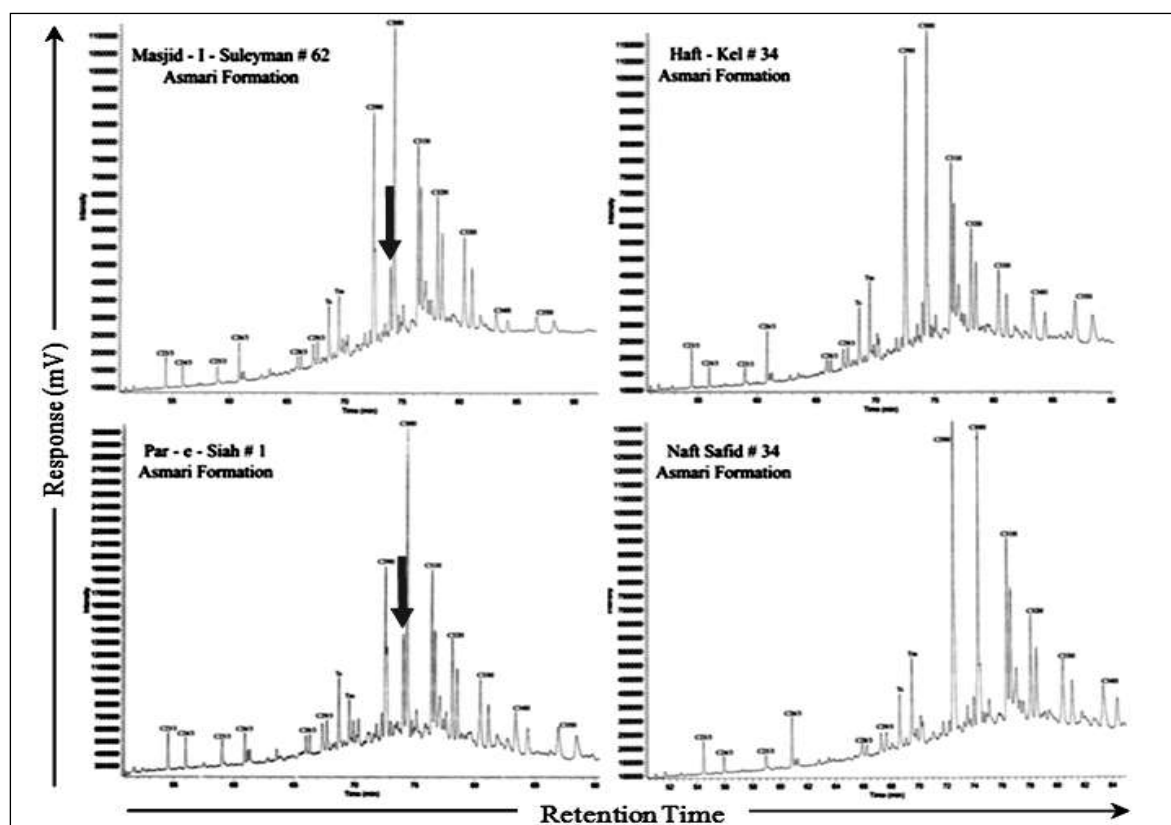
تطابق نفت-سنگ منشاء بر اساس این تفکر که بعضی از پارامترهای ترکیبی مشخص از نفت مهاجرت یافته تغییر زیادی نسبت به بیتومن باقی مانده در سنگ منشاء نمی‌یابد، استوار است. تطابق دقیق و جزئی نفت-سنگ منشاء می‌تواند، اطلاعات مهمی درباره منشاء و مسیرهای احتمالی مهاجرت نفت‌ها در اختیار ما قرار دهد. تطابق دقیق بیومارکرهای تخلیص شده از نفت‌ها، جهت تعیین منشاء مواد آلی، نوع و کیفیت کروژن، میزان بلوغ و خصوصیات محیط رسوبی سنگ مادر بیانگر وجود شباهت فراوان بین ویژگی‌های نفت‌ها می‌باشد. این شباهت‌ها گویای وجود منشاء واحد ژنتیکی برای این نفت‌ها می‌باشد، البته با توجه به حضور بیومارکر اولینان در هوپانوگرام‌های حاصل از نمونه‌های نفتی میداین پرسیاه و مسجد سلیمان و همچنین توزیع ایزوتوپ  $^{13}C$  در برابر ایزواستران‌ها [۲۶] (شکل ۱۰) و اندک تفاوت‌ها، عمدتاً در لیتولوژی و میزان بلوغ-نفت مخزن آسماری، میداین پرسیاه و مسجد سلیمان احتمالاً ناشی از اختلاط نفت از چند سنگ منشاء می‌باشد. با توجه به شباهت‌های زیاد ویژگی‌های هر چهار مخزن می‌توان چنین استنباط کرد، که سنگ منشائی واحد نقش تغذیه کننده اصلی این مخازن را بعهده داشته‌است. اما تفاوت‌های جزئی نفت میداین پرسیاه و مسجد سلیمان موید شارژ این مخازن از سنگ منشائی دیگر با درجه اهمیت بسیار کمتر از تغذیه کننده اصلی می‌باشد.

<sup>1</sup> - Early oil zone

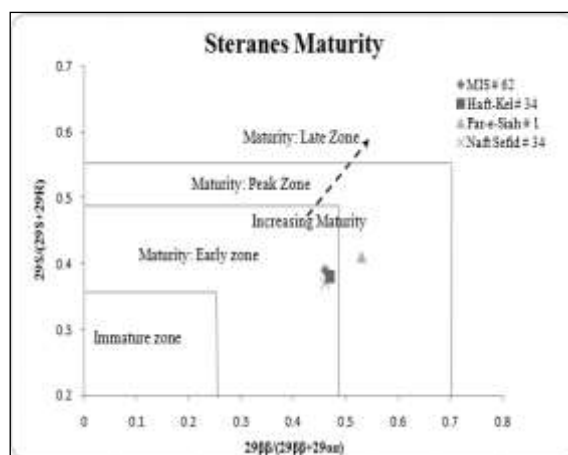
<sup>2</sup> Contribution



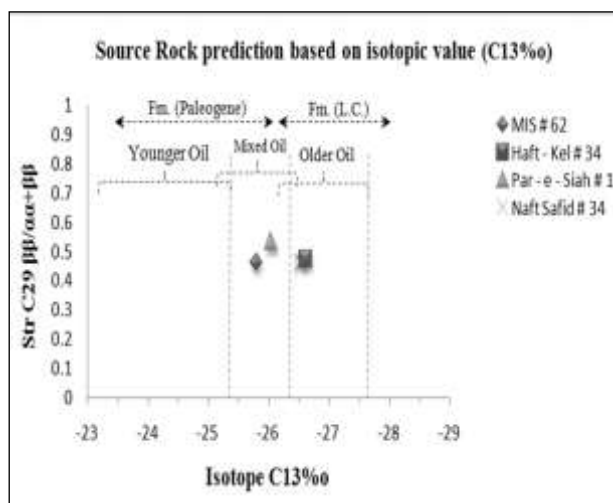
مطالعه بیومارکری نفت مخزن آسماری، میدین واقع در حاشیه شمال شرق دزفول فرافتاده



شکل ۷- مقایسه هویانوگرام‌های ( $M/Z = 191$ ) برش اشباع نمونه‌های نفتی مخزن آسماری در میدین مورد مطالعه. بیومارکر اولینان در نمونه-های میدین آسماری و پرسپاه (پیک‌های مشخص شده با فلش) در زمینه طیف به وضوح دیده می‌شود، در حالیکه نمونه‌های هفت کل و نفت سفید فاقد این بیومارکر می‌باشند.



شکل ۹- تعیین میزان بلوغ با استفاده از مقادیر ایزواستران  $(C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha)$  و استران‌های منظم  $(C_{29} S/S+R)$ . نمونه پرسیاه دارای بلوغ بالاتری نسبت به دیگر نمونه‌ها می‌باشد [۲۵].



شکل ۱۰- تعیین خصوصیات سنگ منشاء احتمالی مولد نفت‌های تحت مطالعه با استفاده از مقادیر ایزوتوپی  $C_{13}$  در برابر ایزواستران‌های  $(C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha)$  [۲۶]

با توجه به مطالب ذکر شده، تطابق نتایج حاصل و وجود بیومارکر نورهوپانوئید اولینان در نمونه‌های نفتی مسجد سلیمان و پرسیاه (بیانگر وجود نفت با منشاء با سن کرتاسه تا ترشیری) و همچنین پراکندگی و بلوغ سنگ‌های منشاء در منطقه مورد مطالعه (شکل ۲) و با توجه به جدایش نفت‌های این میداین بر اساس مقادیر ایزوتوپی کربن ۱۳ (شکل ۱۰)، وجود دو سیستم نفتی در میداین تحت مطالعه محرز گردید. یک سیستم نفتی به سن اواخر کرتاسه با سنگ منشاء کژدمی، که تولید و مهاجرت و انباشت هیدروکربن در هر چهار میدان را تحت کنترل داشته‌است و یک سیستم نفتی فرعی به سن پالئوژن که اختلاط نفت در میداین پرسیاه و مسجد سلیمان را با منشائی دیگر، پابده یا گورپی (نفت‌های مخلوط) باعث شده است. با توجه به میزان بلوغ مواد آلی، مقدار کل کربن آلی<sup>۱</sup>، اندیس هیدروژن بر اساس نتایج حاصل از آزمایشات راک اول [۹ و ۱۳] و پیرولیز کروژن [۲۷] می‌توان سازند پابده را به عنوان سیستم نفتی فرعی احتمالی در میداین مزبور در نظر گرفت.

<sup>1</sup> Total Organic Carbon (TOC)

## ۵- نتیجه گیری

با توجه به بررسی‌های به عمل آمده و تطابق نتایج حاصل، توزیع ایزوتوپ  $^{13}C$  و حضور بیومارگر اولیان در نفت مخزن آسماری میدین پرسیاه و مسجد سلیمان، وجود دو سیستم نفتی احتمالی در میدین واقع در شمال شرقی دزفول فروافتاده محرز گردید. سیستم نفتی اواخر کرتاسه (کژدمی) که تولید، مهاجرت و انباشت هیدروکربن در هر چهار میدان را تحت کنترل داشته‌است و سیستم نفتی فرعی پالئوژن (پابده، با درجه اهمیت بسیار کمتر از تغذیه‌کننده اصلی) که اختلاط نفت در میدین پرسیاه و مسجد سلیمان را با منشائی دیگر باعث شده‌است. با توجه به نمودارهای هوپان های منظم C29/C30 در برابر اندیس هومو هوپان C34/C35 مشاهده می‌شود که سنگ منشاء نفت میدین هفتکل و نفت سفید از نوع کربناته و میدین مسجد سلیمان و پرسیاه از نوع کربناته-کلاستیک می‌باشند همچنین با توجه به دیاگرام Pri/n-C17 در برابر Phy/n-C18 و دیاگرام مثلثی استران‌ها مشخص می‌شود، که شرایط احيائی در زمان ته نشست حاکم بوده‌است. نوع کروژن تولید کننده نفت-های مورد مطالعه از نوع II و III می‌باشد. پارامترهای مختلف بیومارگرهای هوپانی و استرانی بیانگر بلوغی متوسط برای نفت‌ها و عدم تحمل پدیده دگرسائی شدید توسط این نفت‌ها می‌باشد. همچنین با توجه به نمودار مقادیر ایزواستران (C29)  $\beta\beta/\alpha+\beta\beta$  در برابر استران‌های منظم (C29 S/S+R) مشاهده می‌شود، که نمونه‌ها دارای بلوغی در حد اوایل پنجره نفت‌زائی می‌باشند. واقع شدن میدان پرسیاه در کناره حوضه رسوبی، فازهای مختلف مهاجرتی و پارامترهای تاثیر گذار بر روی بلوغ نفت در میدان پرسیاه و... را می‌توان از علل احتمالی اختلافات مشاهده شده در نمونه نفتی میدان پرسیاه به شمار آورد.

## منابع

۱. سراج م، خرداد ۱۳۸۴، تحلیل ساختاری مقدماتی میدین نفتی مناطق نفت خیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول شمال)، گزارش شماره پ-۵۶۱۳، اهواز.
۲. معماریانی، م و همکاران، ۱۳۸۴، نتایج آنالیزهای ژئوشیمیایی بر روی نفت‌ها (اطلس نفت‌های ایران) و ارزیابی سنگ‌های منشاء احتمالی در دزفول فروافتاده. گزارشات داخلی پژوهشگاه صنعت نفت.
۳. رضائی م، ۱۳۸۴، زمین شناسی نفت، انتشارات علوی، زمستان
۴. میشل، ر، ۱۳۸۵، پروژه مطالعات جامع ژئوشیمیایی و تهیه نقشه‌های هم تراز سنگ‌های منشاء و نفت‌ها در ناحیه لرستان و دزفول شمالی، قرارداد شماره ۸۳۱۴۷، شرکت ملی نفت جمهوری اسلامی ایران.
5. Bordenave M.L., Burwood R; 1990; Source rock distribution and Maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations, Org. Geochem., Vol. 16, pp. 369-387.
6. U.S Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iran.html, 2010.
7. James G.A., Wynd J.G; 1965; Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, AAPG, Vol. 49, pp. 2182-2245.
8. Jackson J.A., Fitch T., McKenzie D.P; 1981; Basement faulting and focal depths of the larger earthquakes in the Zagros Mountains (Iran), Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, Vol. 64, pp. 561-586.

9. Furst M; 1990; Strike-slip faults and diapirism of the Southeastern Zagros Range, Proceeding of International Symposium on Diapirism with Special Reference to Iran, 15-182.
10. Sepehr M., Cosgrove J.W; 2004; Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran, Marine and Petroleum Geology, Vol. 21, pp. 829-843.
11. Bordenave M.L; 2002; The Middle Cretaceous to Early Miocene Petroleum System in the Zagros Domain of Iran, and its Prospect Evaluation, AAPG Annual Meeting, Houston, Texas.
12. Bordenave M.L., Hegre J.A; 2005; The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment Zagros foldbelt, Iran, Journal of Petroleum Geology., Vol. 28, No. 4, pp.339-368.
13. Leturmy P., Robin C; 2010; Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic, Special Publications., The Geological Society of London.
14. Alavi M; 2007; Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran, American Journal of Science., Vol. 307, pp. 1064-1095.
15. Bordenave, M. L; 2008; The Paleozoic Petroleum System in the Zagros Foldbelt of Iran and Contiguous Offshore, Journal of petroleum Geology, 33, 3-42.
16. Vaziri-Moghaddam H., Kimiagari M., Taheri A; 2006; Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran, Facies., Vol. 52, pp. 41-51.
17. Ziegler M. A; 2001; Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences, Geo Arabia., Vol. 6, No. 3, pp. 445-504.
18. Barker C.O; Organic Geochemistry in Petroleum exploration, AAPG Continuing Education Course Note, Series 10, 159p.
19. Waples D.W., Curiale J.A; 1999; Oil-oil and oil-source rock correlation. In: Beamont, E. A., Foster, N. H. (Eds), Exploring for Oil and Gas Traps, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, pp.
20. Connan J., Cassou A.M; 1980; Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels, Geochim Cosmochim Acta., Vol. 4, pp.1-23.
21. Subroto, E. A., R. Alexander, and R. I. Kagi; 1991; 30 Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils, Chemical geology, v. 93, p. 179-192.
22. Ekweozor, C. M., Okogun, J. I., Ekong, D. E. U. & Maxwell, J. R; 1979; Preliminary organic geochemical studies of samples from the Niger Delta (Nigeria) 1-Analysis of crude oils for triterpanes, Chemical Geology,
23. Peters, K.E., and Moldowan, J.M; 1993; The Biomarker Guide . Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Prentice-Hall , Englewood Cliffs, New Jersey. Wiley, Chichester, P.504-512.
24. Huang, W. Y., and W. G. Meinschein; 1979; Steroles as ecological indicators, Geochimica et cosmochimica Acta, v.43, 739-745.
25. Peters K. E, Walters C. C, Moldowan J. M; 2005; The biomarker guide. (2nd edition): Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History, Cambridge. Pp. 476-625.
26. Seifert, W. K., and Moldowan, J. M; 1986; Use of biological markers in petroleum exploration, Method in geochemistry and geophysics. V.24, p. 261-290.

## **Biomarker study of Asmari Reservoir oil in the oil fields situated in N.E. Dezful Embayment**

M. Memariani and A. Baniasad

### **Abstract**

Masjid-e-Solyman, Haft kel, Par-e-Siah and Naft Safid are productive oil fields which are located in mountain front of NE Dezful Embayment. In this research, in order to Geochemical correlation and Petroleum Systems determination of Asmari oils, a few oil samples were subjected to biomarker studies by GC and GC-MS techniques. Review of biomarkers fingerprints indicate two petroleum systems probably are active in studied oilfields. A major petroleum system that has controlled the hydrocarbon generation, migration and accumulation in all studied oilfields and a younger petroleum system, which has caused mixture of oils with another source in Masjed-Soleyman and Par-e-Siah oilfields, Biomarkers fingerprints, Steranes, Hopanes in addition to the main petroleum system. parameters, Pristane to Phytane ratios and also n- alkane's distributions among the studied oils, indicate that the Asamri oils were produced mainly from a marine and marine-carbonate source rock(s), which has been deposited in an anoxic conditions, with kerogen mainly of Type II with little contribution of terrestrial Kerogen (Type III) and oil samples has a maturity about early oil window without any severe biodegradation. <sup>13</sup>C isotope values distribution, presence of Oleannane biomarker and slightly differences - mainly from lithological aspects and maturation levels of oils - of Masjid-Soleyman and Par-e-Siah Oils, reveal that, the mixed oils in these two reservoirs have been probably produced from two source rocks, a younger source rock namely Pabdeh Formation (Middle Eocene and Early Oligocene) with less importance of Kazhdumi Formation (Albian) which is the main source rock.

**Keywords:** Dezful Embayment, Asmari, eastern margin oilfields, GC, GC-MS, petroleum systems.

## کاربرد هوش مصنوعی در تطبیق اطلاعات تاریخچه یکی از مخازن نفتی

### شکافدار

ناصر اخلاقی<sup>۱\*</sup>، ریاض خراط<sup>۲</sup> و صدیقه مهدوی<sup>۲</sup>

۱-دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران، دانشکده نفت و گاز ۲- پژوهشگاه صنعت نفت

[nakhoil@yahoo.com](mailto:nakhoil@yahoo.com)

### چکیده

یکی از کاربردهای عمده روشهای محاسبات نرم افزاری، پیشگویی نتایج فرآیندهای مختلف در صنایع نفت بوده است، که اندازه گیری آنها با روش های متداول بدلیل غیر خطی بودن دارای جواب واحدی نبوده و یا اینکه یافتن جواب آنها بسیار وقتگیر و هزینه بر می باشد. بدلیل وجود عدم قطعیت در برخی از اطلاعات استفاده شده در شبیه سازی ها، پیش گویی های این مدل ها با خطای بسیاری همراه است. در این راستا از اطلاعاتی نظیر فشار، دبی و سایر اطلاعات تولید در طول عمر مخزن جهت تطبیق تاریخچه و منطبق کردن نتایج شبیه سازی با واقعیت استفاده می گردد.

در این مطالعه از شبکه عصبی مصنوعی (ANN) برای ساخت مدل پیش گویی کننده فشار ته چاهی یکی از مخازن نفتی شکافدار، با تاریخچه تولید ۷ ساله استفاده شده است. تخلخل شکاف، تراوایی شکاف در جهت های افقی و عمودی، ارتفاع بلوک، تخلخل دوگانه ماتریکس-شکاف بعنوان پارامترهایی که روی آنها عدم قطعیت وجود دارد بعنوان ورودی شبکه و فشار بعنوان خروجی برای ساخت شبکه بکار رفته اند.

نتایج بدست آمده از این مطالعه نشان داد که، با استفاده از ۵۰ بار اجرای سناریوهای مختلف، مدل تخمین گر با خطای کمتر از ۴٪ ضمن کاهش زمان فرآیند، قابلیت مناسبی جهت تطبیق فشار ته چاهی را دارد.

کلید واژه : تطبیق تاریخچه، شبکه عصبی مصنوعی، شبیه سازی، عدم قطعیت، Feed Forward

## ۱- مقدمه

شبیه سازی به عنوان یک ابزار قدرتمند در فرآیند توسعه میدان جهت مدیریت تولید استفاده می‌گردد. معمولاً در ابتدای توسعه میدان بدلیل وجود عدم قطعیت در برخی از پارامترهای ورودی در ساخت مدل شبیه ساز، نتایج حاصل از شبیه سازی با نتایج واقعی و میدان تفاوت دارند، به این دلیل می‌بایست پس از یک دوره تولید مدل شبیه‌ساز با تاریخیچه تولید مطابقت داده‌شود.

مهندسین مخزن از تکنیک تطبیق تاریخیچه به منظور حداقل سازی اختلاف بین پیش بینی‌های حاصله از مدل شبیه‌ساز و اطلاعات بدست آمده از تولید و شناسایی پارامترهایی که در آن‌ها عدم قطعیت وجود دارد، استفاده می‌نمایند. هنگامی که مدل شبیه‌ساز بسیار پیچیده بوده و یا تعداد بلوکهای زیادی در ساخت آن استفاده شده باشد، فرآیند تطبیق تاریخیچه بسیار مشکل و زمانبر می‌گردد.

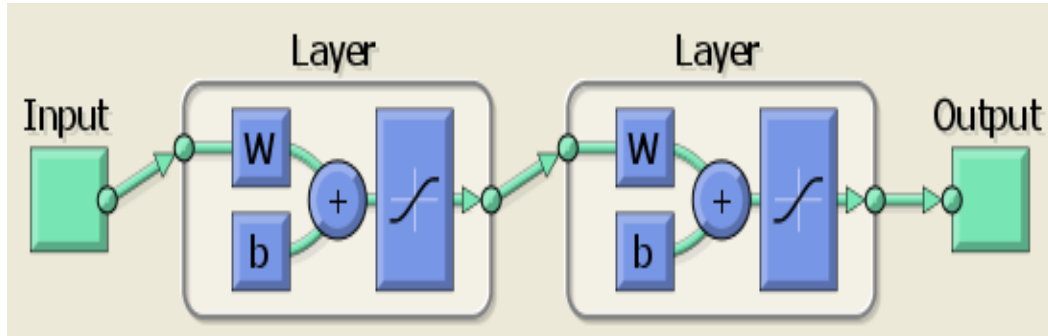
شبکه‌های عصبی مصنوعی (Neural Network) به عنوان ابزاری توانمند جهت کاهش زمان و هزینه، در فرآیند تطبیق تاریخیچه ارائه شده است [۱،۲]. از انواع مختلف شبکه‌های عصبی مصنوعی می‌توان جهت کاهش تعداد اجرای شبیه‌سازی به منظور حداقل سازی اختلاف بین پیش‌گویی شبیه‌ساز و مشاهدات میدانی در پارامترهایی نظیر فشار، دبی تولید نفت، تولید آب و تولید گاز استفاده نمود. اگرچه شبکه‌های عصبی مصنوعی فرآیند تطبیق تاریخیچه را سرعت می‌بخشد و آن را ساده‌تر می‌کند ولیکن استفاده از این روش نیازمند تجربه در بکارگیری نوع شبکه عصبی مناسب می‌باشد. همچنین تعداد لایه‌های مخفی، تعداد نرون‌های، تعداد ورودی‌های مناسب و نوع الگوریتمی که جهت آموزش شبکه استفاده می‌شود، از پارامترهای تاثیر گذار در نتایج شبکه عصبی مصنوعی هستند.

در این تحقیق امکان‌پذیری استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی جهت پیش بینی فشار ته چاهی در یکی از مخازن نفتی با تاریخیچه تولید ۷ ساله مورد بررسی قرار می‌گیرد. جهت آموزش شبکه از داده‌های حاصل از اجرای شبیه سازی استفاده گردیده‌است. سپس در مورد تعداد مناسب لایه‌ها و نرون‌های مخفی و تعداد داده‌های مناسب جهت آموزش شبکه بحث خواهد شد.

## ۲- شبکه‌های عصبی مصنوعی

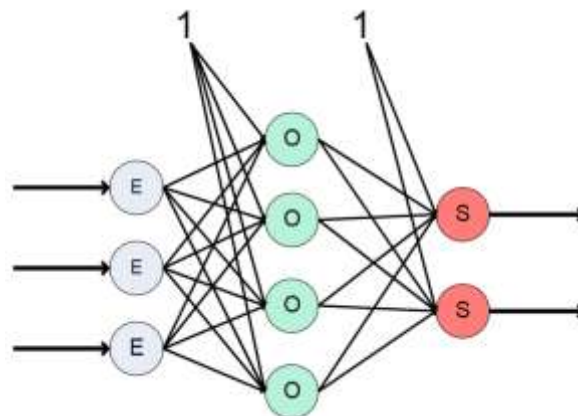
شبکه‌های عصبی مصنوعی از عناصر عملیاتی ساده‌ای ساخته می‌شوند که به صورت موازی در کنار هم عمل می‌کنند. این عناصر از سیستم‌های عصبی زیستی الهام گرفته شده‌اند، که در طبیعت عملکرد شبکه‌های عصبی از طریق نحوه اتصال بین اجزاء تعیین می‌شود. بنابراین می‌تواند یک ساختار مصنوعی به تبعیت از شبکه‌های طبیعی ساخته شود و با تنظیم مقادیر هر اتصال، تحت عنوان وزن اتصال، نحوه ارتباط بین اجزای آن را تعیین کند [۳]. شبکه‌های عصبی مصنوعی جزئی از یک گروه ابزار آنالیز می‌باشند که، تلاش می‌کنند از طبیعت تبعیت کنند [۴،۵].

اساس شبکه‌های عصبی مبتنی بر پایه محاسبات نرم افزاری می‌باشد و زیر مجموعه‌ای از هوش مصنوعی است که یکی از کاربردهای اساسی آن پیش‌بینی یک یا چند پارامتر بر اساس یک یا چند نوع داده ورودی می‌باشد. شکل شماره ۱ شماتیک شبکه عصبی مصنوعی را نشان می‌دهد.



شکل ۱- شماتیک یک شبکه عصبی مصنوعی

در این مطالعه یکی از پر کاربردترین انواع شبکه‌های عصبی مصنوعی Feed Forward معرفی می‌شود. یک شبکه عصبی مصنوعی شامل یک ماتریس ورودی و یک ماتریس هدف بوده که تعداد ستون‌های آن‌ها مبین انواع داده‌های استفاده شده و تعداد سطرهای آن‌ها نمایانگر تعداد داده‌های مورد استفاده جهت ساخت و آموزش شبکه می‌باشد. در ساخت شبکه یک سری ماتریس تحت عنوان ماتریس‌های وزن و ماتریس‌های بایاس<sup>۱</sup> نیز وجود دارند که ماتریس‌های وزن در ماتریس ورودی و ماتریس‌های لایه‌های مخفی ضرب شده و ماتریس‌های بایاس با این ماتریس‌ها جمع می‌شوند. نتایج حاصل از این عملگرها بر روی ماتریس ورودی، ماتریس خروجی را به ما می‌دهد که این همان نتایج حاصل از پیش‌بینی شبکه عصبی مصنوعی می‌باشد. شکل شماره ۲ شامل ساختار یک شبکه عصبی Feed Forward می‌باشد.



شکل ۲- شماتیک شبکه عصبی مصنوعی Feed Forward



در شبکه عصبی مصنوعی Feed Forward اطلاعات فقط در یک جهت در لایه‌ها حرکت می‌کنند و جریان اطلاعات همیشه از ورودی به سمت خروجی است. سه نوع لایه در شبکه عصبی Feed Forward وجود دارد که عبارتند از: لایه ورودی، لایه مخفی و لایه خروجی.

لایه ورودی: این لایه (رنگ آبی) شامل اطلاعاتی است که روی آنها عدم قطعیت وجود دارد. که در این تحقیق شامل تخلخل شکاف، تراوایی شکاف در جهت‌های افقی و عمودی، ارتفاع بلوک، تخلخل دوگانه ماتریکس-شکاف می‌باشد. لایه مخفی: این لایه (رنگ سبز) اطلاعات را از لایه ورودی یا لایه‌های مخفی قبل از خود می‌گیرد و هر لایه مخفی شامل یک تعداد نرون مخفی می‌باشد که درون آن قرار می‌گیرد. تعداد لایه‌ها و نرون‌های مخفی بر روی آموزش شبکه تاثیر می‌گذارد و انتخاب بهینه آنها می‌تواند به هرچه بهتر شدن آموزش شبکه کمک کند.

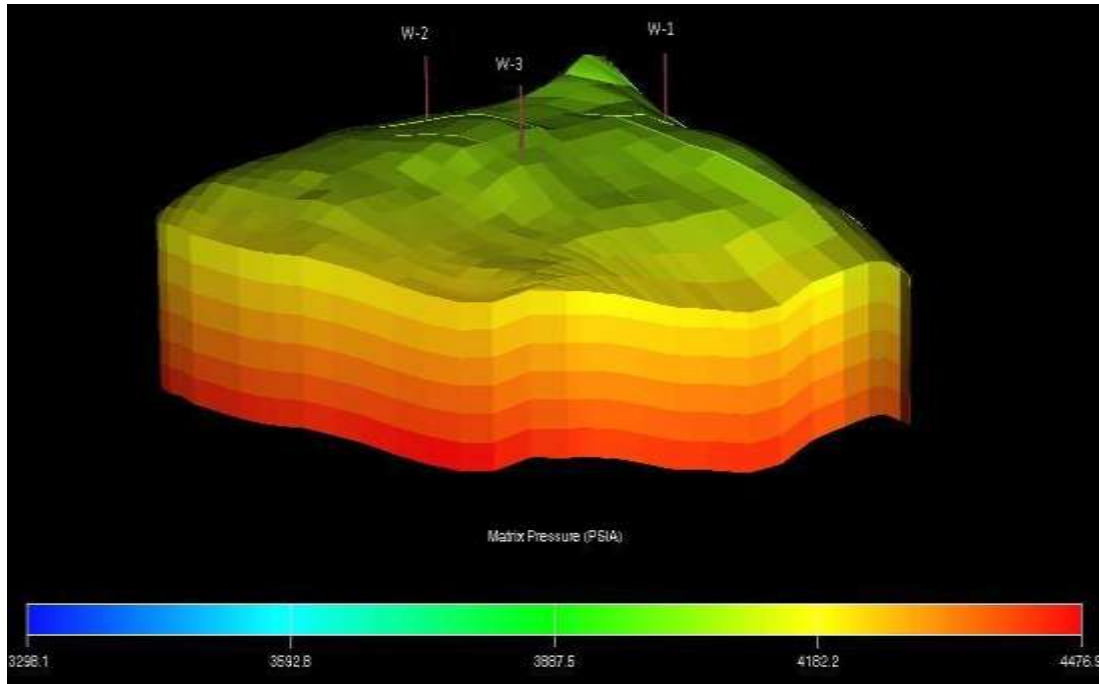
لایه خروجی: این لایه (رنگ قرمز) در واقع خروجی شبکه و نتایج آن بوده که در این تحقیق شامل فشار ته چاهی می‌باشد. یک روش بسیار کاربردی در آموزش شبکه‌های عصبی Feed Forward نوع پس انتشار<sup>۳</sup> می‌باشد. در این روش وزن‌ها و بایاس‌ها در مرحله اول بصورت تصادفی در نظر گرفته می‌شوند. یک گروه ورودی و خروجی که از روی مدل شبیه ساز بدست می‌آید برای آموزش شبکه انتخاب می‌شود. خروجی حاصل از قسمت آموزش با ماتریس هدف که برای آموزش شبکه استفاده شده است مقایسه شده و اختلاف آن‌ها از طریق روش حداقل مربعات<sup>۲</sup> بدست می‌آید که در واقع خطای حاصل از آموزش شبکه می‌باشد. عملکرد شبکه آموزش دیده در واقع تابعی از این خطا بوده و تابع عملکرد نامیده می‌شود. وزن‌ها و بایاس‌ها براساس این تابع عملکرد از خروجی‌ها تا ورودی‌ها بطور مکرر تنظیم می‌شوند، تا تابع عملکرد به اندازه کافی کوچک (خطا کمتر) گردد. موفقیت شبکه عصبی مصنوعی به شدت به اطلاعات استفاده شده برای آموزش آن وابسته است. اطلاعات ورودی باید قبل از بکارگیری در آموزش شبکه به شکل نرمال درآیند. بررسی‌های اخیر بکارگیری تنها یک لایه مخفی را برای ساخت شبکه عصبی مصنوعی Feed Forward بصورت پس انتشار مناسب دانسته‌اند [۶].

## ۱-۲ مدل شبیه‌سازی مخزن و تطبیق تاریخیچه آن

در این مطالعه موردی کارایی شبکه عصبی مصنوعی جهت تطبیق تاریخیچه اطلاعات یکی از مخازن نفتی شکافدار، با تاریخیچه تولید از سال ۱۹۹۹ تا سال ۲۰۰۶ با ۳ چاه تولیدی استفاده شده است. این مخزن شامل دو چاه عمودی به نام‌های W-1 و W-2 و یک چاه افقی به نام W-3 می‌باشد (شکل ۳).

1-Back Propagation

2 R-squared



شکل ۳- نمای سه بعدی مخزن

پارامترهای تخلخل شکاف، تراوایی شکاف در جهت افقی، تراوایی شکاف در جهت عمودی، ارتفاع بلاک ماتریکس و تخلخل دوگانه ماتریکس-شکاف، بعنوان نرون‌های ورودی و پارامتر فشار ته چاهی بعنوان نرون هدف در نظر گرفته شده‌اند. هدف این مطالعه تطبیق فشار ته چاهی، بوسیله بهینه‌سازی پارامترهای ورودی که در آن‌ها عدم قطعیت وجود دارد با فشار ته چاهی ثبت شده در میدان در مدت هفت سال تولید می‌باشد، که به وسیله کاهش تابع عملکرد صورت می‌پذیرد.

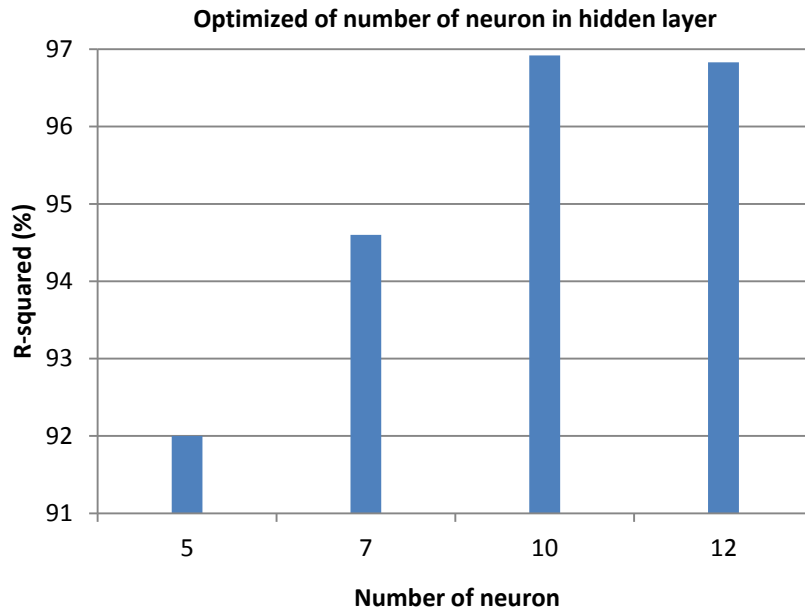
## ۲-۲- آموزش شبکه عصبی مصنوعی

همانطور که در قسمت‌های قبل گفته شد، یک شبکه عصبی مصنوعی Feed Forward با ۵ نرون ورودی (تخلخل شکاف، تراوایی شکاف در جهت افقی و عمودی، ارتفاع بلاک ماتریکس و تخلخل دوگانه ماتریکس-شکاف)، یک لایه مخفی و لایه خروجی با یک پارامتر (فشار ته چاهی در ۱۳ زمان مختلف با محدوده متغیر) و نیز با روش پس انتشار طراحی شده‌است. با توجه به اینکه نیازمند تعیین تابع مناسب جهت آموزش در روش پس انتشار و نیز تعیین تعداد نرون‌های لایه مخفی می‌باشیم، باید توابع و تعداد نرون‌های مخفی مختلف را بررسی و شبکه‌ای که کمترین خطا را ایجاد می‌نماید بعنوان مدل تخمین‌گر مناسب انتخاب کنیم. به منظور بررسی و مقایسه شبکه‌های مختلف از پارامتر خطای حداقل مربعات ( ) استفاده شد [۷].

$$R^2 = 1 - \frac{\sum(Y_i^P - Y_i)^2}{\sum(Y_i - \bar{Y})^2} \quad (1)$$

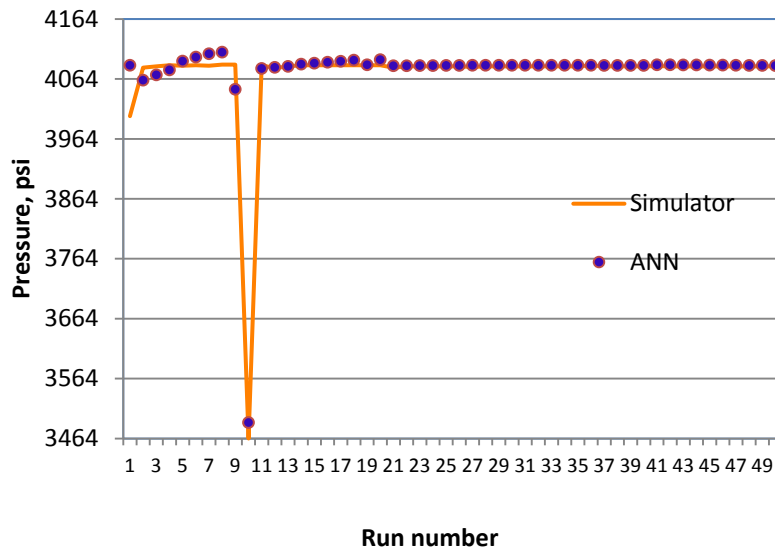
در معادله ۱ R2 خطای شبکه،  $Y_i^P$  مقدار پیشگویی شده توسط شبکه،  $Y_i$  مقدار مشاهده ای و  $\bar{Y}$  مقدار متوسط داده‌های مشاهده‌ای می‌باشد. در این مطالعه پس از بررسی الگوریتم‌های مختلف جهت آموزش شبکه در روش پس انتشار، تابع

لونبرگ-مارکوآد بعنوان بهترین الگوریتم جهت آموزش شبکه استفاده شد. در بررسی‌های صورت گرفته جهت تعیین تعداد نرون‌های لایه مخفی با توجه به توصیه‌های علمی پیشنهاد شده، در ابتدای بررسی‌ها باید، تعداد نرون‌های لایه مخفی با باید تعداد نرون‌های لایه ورودی برابر باشد [۸]. لذا تعداد ۵، ۷، ۱۰، ۱۲ نرون در لایه مخفی به منظور ساخت شبکه به کار گرفته شد و در مقایسه انجام شده، تعداد ۱۰ و ۱۲ نرون در مقایسه با ۵ و ۷ نرون دارای خطای کمتری بودند، لذا تعداد ۱۰ نرون مخفی برای ساخت شبکه استفاده شده است (شکل شماره ۴).

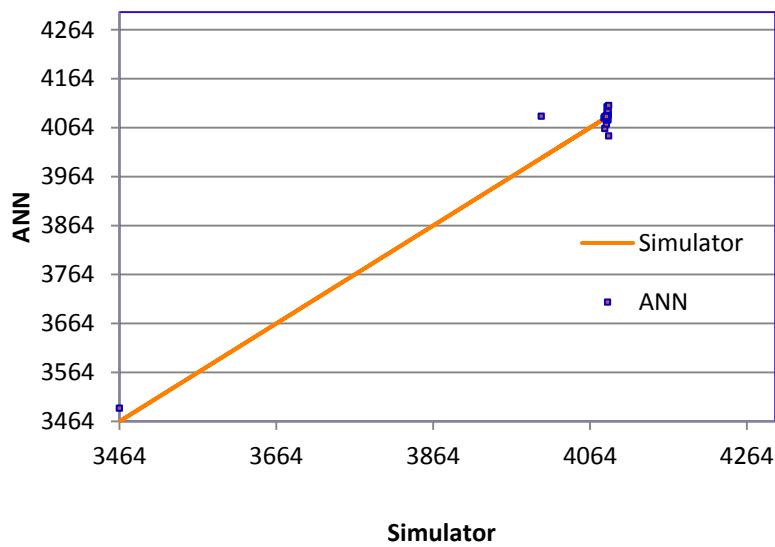


شکل ۴- مجذور خطای حاصل از تغییر تعداد نرونها در لایه مخفی

شکل شماره ۵ مقایسه مقادیر فشار پیش‌بینی شده توسط شبکه عصبی مصنوعی و شبیه ساز را نشان می‌دهد و شکل شماره ۶ نمودار پراکندگی این داده‌ها را نمایش می‌دهد.



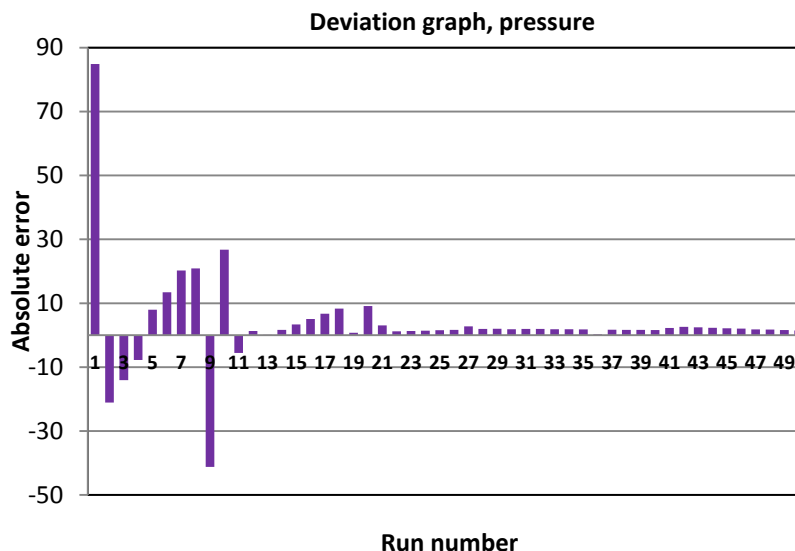
شکل ۵- مقایسه فشار ته چاهی محاسبه شده توسط شبکه عصبی با مقادیر واقعی میدان



شکل ۶: نمودار پراکندگی فشار ته چاهی محاسبه شده توسط شبکه عصبی با مقادیر واقعی میدان

### ۳- تطبیق تاریخچه

پس از آن که ساختار شبکه عصبی تعیین شد، از مدل تخمین‌گر با بیشترین خطای حداقل مربعات استفاده می‌شود. شکل شماره ۷ میزان خطای نسبی را برای ۵۰ ورودی (پارامترهایی که روی آنها عدم قطعیت وجود دارد) شبکه نشان می‌دهد که با افزایش تعداد داده‌ها نرخ ثابتی به خود گرفته‌است.



شکل ۷- میزان خطا را برای ۵۰ ورودی شبکه عصبی مصنوعی

برای تطبیق تاریخچه، ابتدا مدل شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌ساز ۵۰ بار با تغییر پارامترهایی که در آن‌ها عدم قطعیت وجود داشت، اجرا می‌شود. با استفاده از این داده‌ها شبکه عصبی به نحوی که توضیح داده شد آموزش می‌بیند و از آن برای بررسی سایر تغییرات استفاده می‌شود. محدوده تغییرات پارامترهای ورودی شبکه در جدول شماره ۱ نشان داده شده‌است.

جدول ۱- محدوده تغییرات پارامترهای ورودی شبکه عصبی

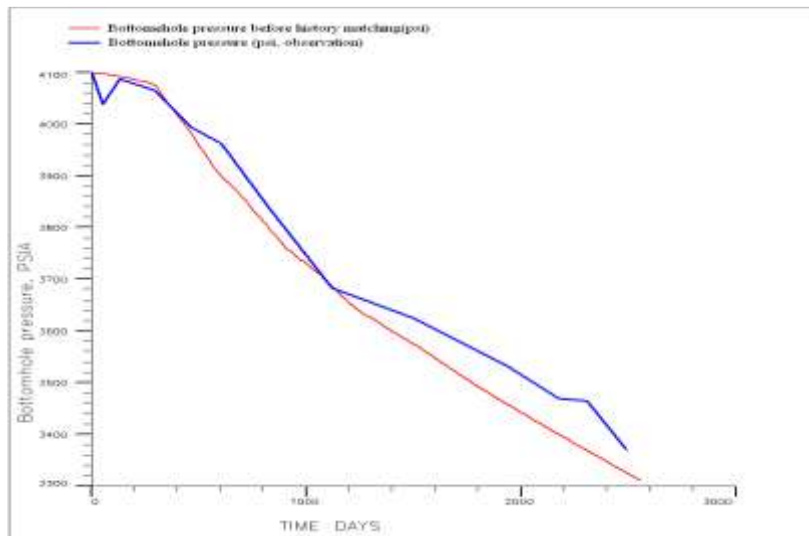
Input Parameters				
Fracture Poro.	Fracture Perm. (x), md	Fracture Perm. (z), md	Sigma	DZ Matrix,(ft)
۱0.00	100	10	0.01	۰1
0.01	1000	1000	0.1	20

۵۰ خروجی دیگر (فشار ته چاهی در هفت زمان) نیز با استفاده از مدل تخمین‌گر شبکه عصبی بدست آمد، که ۱۰ مورد از آن-ها به منظور بررسی حساسیت شبکه عصبی مجدداً با نرم‌افزار شبیه‌ساز مقایسه شدند و نتایج مطلوبی به دست آمد. جدول شماره ۲ مقایسه بین برخی از مقادیر فشارهای ته چاهی حاصل از شبکه عصبی و اجراهای مختلف نرم‌افزار شبیه‌سازی و خطای نسبی نتایج شبکه عصبی مصنوعی را نسبت به نتایج شبیه‌ساز نشان می‌دهد.

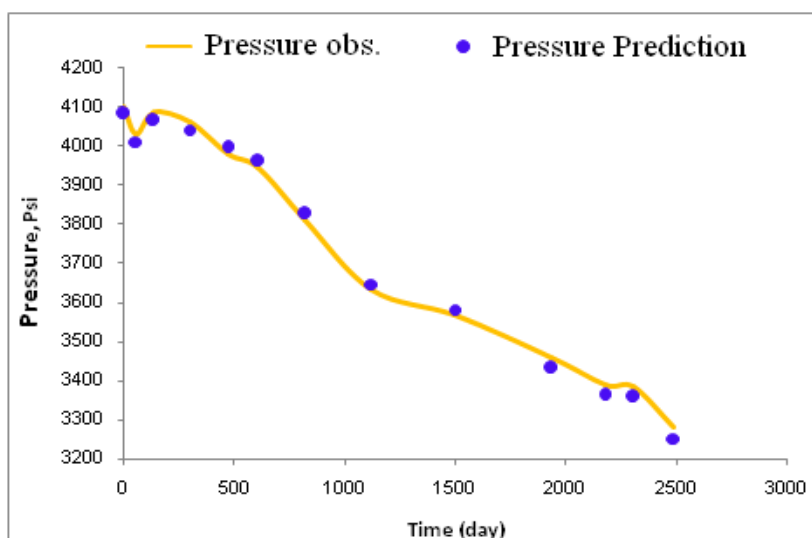
جدول ۲- مقایسه مقادیر فشارهای ته چاهی پیش بینی شده توسط شبکه عصبی و نرم افزار شبیه ساز

Target	Output Parameter			
	Forecasted )ANN(Pressures (psi)	Abs. Error	Rel. Error	Estimate
Pred. Pressure simulator (psi)				
4086	4093.96398	7.96397521	0.19%	Good
4087	4100.44501	13.4450097	0.33%	Good
4085	4085.1168	0.11679679	0.00%	Good
3924	3911.044	-12.95599	0.33%	Good
3907.5	3872.9282	-34.57179	0.88%	Good
3698	3733.031	35.030968	0.95%	Good
3757	3769.5217	12.521668	0.33%	Good
3777	3780.119	3.11905	0.08%	Good
3665	3662.9066	-2.093407	0.06%	Good
3680	3681.5705	1.5705142	0.04%	Good

اشکال شماره ۸ و ۹ مقایسه مقادیر فشار ته چاهی شبیه سازی با مقادیر واقعی، قبل و بعد از تطبیق تاریخچه در این مخزن نفتی را به تصویر می کشد.



شکل ۸- مقایسه مقادیر فشار ته چاهی شبیه ساز را با مقادیر واقعی قبل از تطبیق تاریخچه



شکل ۹- مقایسه مقادیر فشار ته چاهی شبیه ساز را با مقادیر واقعی بعد از تطبیق تاریخیچه به وسیله شبکه عصبی

#### ۴- نتیجه گیری

روش بکارگرفته شده در این مطالعه، کارایی شبکه عصبی مصنوعی در کاهش زمان و ، کاهش هزینه، با دقت مناسب در فرآیند تطبیق تاریخیچه در مخزن مورد مطالعه را به خوبی نشان داد. موارد زیر بعنوان نتایج حاصل از این مطالعه ارائه می گردند:

۱. شبکه عصبی مصنوعی بعنوان یک کاربرد موثر و قدرتمند در کاهش زمان و هزینه می تواند راه حل های بهتر و درست تری برای مسائل مربوط به فرآیند تطبیق تاریخیچه را ارائه دهد.
۲. پیش گویی بسیار مناسبی با استفاده از شبکه عصبی Feed Forward با روش پس انتشار صورت می گیرد.
۳. عملکرد شبکه عصبی به نوع تابع آموزش، تعداد لایه ها، تعداد نرون ها و تعداد لایه های مخفی بستگی دارد.
۴. شبکه عصبی ساخته شده با استفاده از ۵ پارامتر ورودی (تخلخل شکاف، تراوایی شکاف در جهت افقی و عمودی، ارتفاع بلوک ماتریکس و تخلخل دوگانه ماتریکس-شکاف) یک لایه مخفی با ۱۰ نرون و با یک پارامتر خروجی (فشار ته چاهی) کمترین خطا (۰/۰۳۳) را ایجاد نمود.
۵. تحلیل حساسیت داده ها با مقایسه ۱۰ مورد از پیش گویی های حاصل از شبکه عصبی و مدل شبیه سازی حاصل از نرم افزار شبیه ساز انجام شد و نتایج بسیار نزدیک به هم بود.

#### تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله بدین وسیله از دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات-دانشکده مهندسی نفت و گاز به جهت همکاری صمیمانه تشکر می نمایند.



## مراجع

- [1] A.S. Cullick, D. Johnson, G. SHI, Improved rapid history matching with a nonlinear proxy and global optimization, SPE San Antonio, Texas, 2006
- [2] P.C. Silva, C. Maschio, D.J. Schiozer, Evaluation of neuro-simulation techniques as proxies to reservoir simulation, Rio oil & gas expo and conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2006.
- [3] Kia.S.M, Soft computing using Matlab, 1, Kian Rayaneh Sabz, 1389
- [4] S.D. Mohaghegh, Virtual intelligence applications in petroleum engineering: Part 1-Artificial Neural Networks, Journal of Petroleum Technology [S.I], v. 52, n. 9, p. 8, 2000.
- [5] S.D. Mohaghegh, Quantifying uncertainties associated with reservoir simulation studied using surrogate reservoir models, SPE annual technical conference and exhibition, San Antonio, EUA, 2006.
- [6] B. Krose, P.V.D. Smagt, an Introduction to Neural Networks, University of Amsterdam, 1996.  
[URL:<www.avaye.com/files/articles/nnintro/mm\\_intro.pdf>](http://www.avaye.com/files/articles/nnintro/mm_intro.pdf).Date Accessed: December 11, 2008.
- [7] T.P. Sampaio, V.J.M. Ferreira, A.de. Sa Neto, An application of neural network as nonlinear proxies for the use during the history matching phase, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering conference, 2009.
- [8] A. Rumgulam, T. Ertekin and P.B. Feleming, Utilization of artificial neural network in the optimization of history matching, SPE 107468, 2007.

## Application of Artificial Intelligence during History matching in One of fractured oil Reservoirs

Naser Akhlaghi, Riyaz Kharrat and Sedigheh Mahdavi

### Abstract

Nowadays different methods of soft computing to reduce time and calculation content are widely used in oil and gas industry. One of the main applications of these methods is prediction of the results of different processes in oil industry which their estimation with usual methods is too difficult and has either no single response or their response finding need more time and cost due to their nonlinear of the related problems. Because of much uncertainty on information which used in simulators, the results of these simulation models may have lot errors so production data (Pressure, Production Rate, Water Oil Ratio (WOR), Gas Oil Ratio (GOR) and etc.) during reservoir life is used to historical accommodation between simulator results and actual data.

The main purpose of this study is investigation and feasibility study of a usual method of artificial intelligence in oil industry, which is based on the soft computing. In this study, Artificial Neural Network (ANN) is used to make a predicting model for bottom hole pressure and for one of the fractured oil reservoirs with the seven years history of production. Some unconditional parameters such as fracture porosity, horizontal and vertical fracture permeability, height of matrix and matrix-fracture dual porosity were applied as input data of the networks, and pressure was applied as an output in network making. Applied data in network making is achieved from the 50 runs with simulator.

The conclusion of this study showed that predicting model of ANN with error less than 4% and reduces the time of process, has a good ability to history matching.

**Key Words:** History Matching- Artificial Neural Network (ANN) - Simulation- Feed Forward.

## بررسی ژئوشیمیایی میعانات گازی میدان پارس جنوبی

### در حوضه خلیج فارس، ایران

محمود معماریانی<sup>۱\*</sup>، رویا خضریلو<sup>۱</sup> و هادی کرمانشاهی<sup>۱</sup>

۱- پژوهشگاه صنعت نفت ۲- دانشگاه آزاد تهران شمال

memarianim@ripi.ir

### چکیده

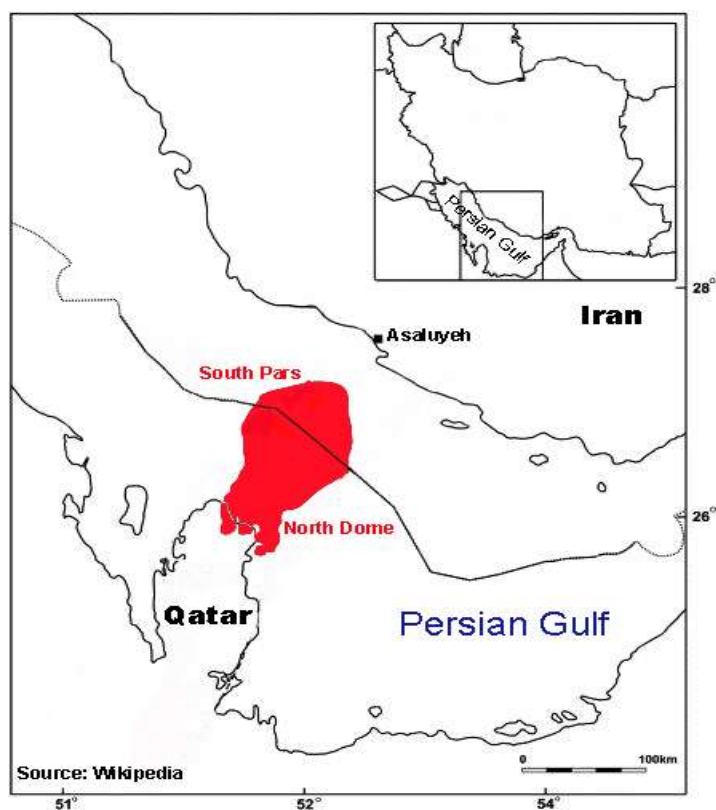
در این مطالعه به منظور تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی میعانات گازی میدان پارس جنوبی و پی بردن به منشأ آنها، تعداد ۴ نمونه میعانات گازی از افق‌های مخزنی کنگان (تریاس) و دالان (پرمین) جهت انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی ویژه مخزنی انتخاب گردید. تغلیظ نمونه‌ها طی سه مرحله پی در پی و با استفاده از تکنیک‌های حرارت ملایم، بکارگیری روش حرارت کنترل شده (Oil Topping) و به دام انداختن ترکیبات ناخواسته در کریستال‌های اوره، انجام گرفت. شناسایی بیومارکرها و اثر انگشت آنها در هر نمونه با استفاده از کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی صورت گرفت. بر اساس پارامترهای بدست آمده از اثر انگشت بیومارکرهای مختلف، این میعانات گازی از سنگ منشأی با لیتولوژی کربناته-کلاستیک و حاوی کروژن نوع II با ورود اندکی مواد آلی قاره‌ای (کروژن نوع III)، در محیطی دریایی تولید شده‌اند. میزان بلوغ میعانات گازی نشان داد که سنگ منشأ مولد این هیدروکربنها در حد اواخر پنجره نفت زایی و اوایل پنجره گاززایی می‌باشد. بررسی‌های تفصیلی نشان داد، که تولید هیدروکربن‌های تجمع یافته در مخازن پارس جنوبی از شیل‌های غنی از مواد آلی سیلورین (سازند سرچاهان) که عمدتاً در ایالت فارس و فراساحل فارس در خلیج فارس راسب شده‌اند، صورت گرفته‌است.

کلید واژه: میعانات گازی، خالص‌سازی، بیومارکرها، پارس جنوبی، خلیج فارس

## ۱- مقدمه

سازندهای فراقان، دالان و کنگان، از گروه چینه شناسی دهرم (به سن پرمو- تریاس) می‌باشند، که از عمده ترین مخازن گازی و میعانات گازی بخش‌های فرا ساحلی خلیج فارس به شمار می‌آیند. بعضی از افق‌های مخزنی پرمو- تریاس در بخش لرستان و بندرعباس نیز واقع شده‌اند [۱]. این مخازن به مخازن دالان-کنگان نیز معروفند. معادل این گروه به نام "سازند خوف"<sup>۱</sup> در کشورهای همسایه ایران مانند عربستان، بحرین، قطر و امارات متحده عربی نیز کاملاً شناخته شده‌است و اغلب میادین گازی این کشورها در این گروه قرار دارند [۲]. شواهد نشان می‌دهند که علاوه بر سازندهای دالان و کنگان، سازند فراقان، نیز دارای ویژگی‌های مخزنی می‌باشد (مانند: میادین گازی کبیرکوه، پارس جنوبی و شمالی) از طرف دیگر ممکن است افق‌های پایینی سازند دشتک نیز در کنار سازندهای دالان و کنگان، به عنوان مخازن گازی در بعضی از میادین از جمله سفیدزاخور، تابناک، شانول و وراوی عمل کرده‌باشند [۴].

میدان پارس جنوبی، بزرگترین ذخیره گازی جهان با پتانسیل مناسب برداشت میعانات گازی (Condensate) از مهمترین ذخایر هیدروکربنی خاورمیانه می‌باشد که در منتهی الیه مرز آبی ایران با کشور قطر قرار دارد. این میدان (شکل ۱)، دارای وسعت ۹۷۰۰ کیلومتر مربع بوده که سهم ایران ۳۷۰۰ کیلومتر مربع می‌باشد و سازندهای کنگان و دالان با لیتولوژی عمدتاً کربناته میزبان این ذخیره عظیم هیدروکربنی می‌باشد [۳].



شکل ۱- موقعیت میدان پارس جنوبی در خلیج فارس

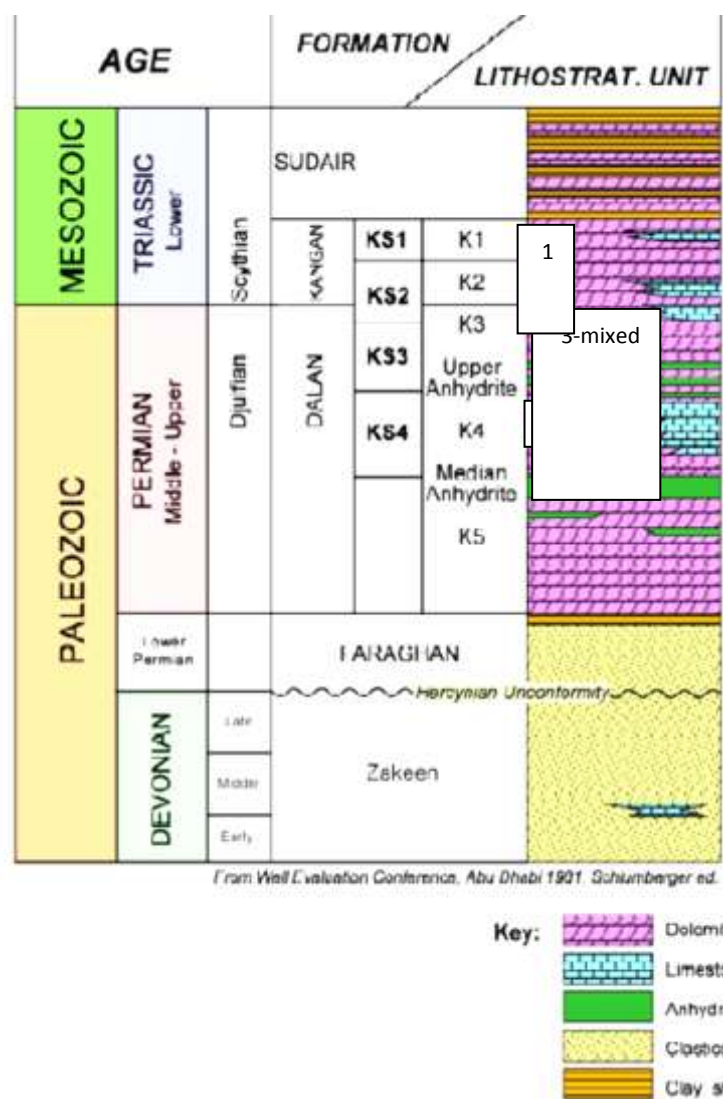
تاکنون تحقیقات زیادی در مورد منشأ هیدروکربن‌های این میدان صورت گرفته‌است، اما به دلیل اینکه تاکنون دسترسی به سازندهای سیاهو و سرچاهان که محتمل‌ترین منشأ تولید این هیدروکربن-ها هستند به صورت محلی میسر نگردیده‌است،

<sup>1</sup>Khuff Formation

اغلب مطالعات بر پایه شواهد ایزوتوپی، مدل‌های تاریخچه تدفین [۵] و یا با تکیه بر مطالعات سازندهای مذکور در کشورهای جنوب خلیج فارس صورت گرفته است [۶].

در این تحقیق ۴ نمونه میعانات گازی جمع آوری شده از لایه‌های مخزنی کنگان بالایی و پایینی (به سن تریاس پایینی) و مخلوطی از این لایه با سازند دالان (به سن پرمین میانی و بالایی) به همراه با نمونه سرچاهی مورد آزمایش قرار گرفت. ستون چینه‌شناسی این لایه در شکل ۲ همراه با جنس سنگ مخزن دیده می‌شود.

در این مطالعه با بکارگیری تکنیک‌های خاص و از طریق تست‌های آزمایشگاهی ویژه مانند حرارت ملایم تحت شرایط خاص، به تله انداختن آلکان‌های نرمال در کریستال‌های اوره جهت زدایش ترکیبات ناخواسته، بیومارکرهای آنها مورد استخراج قرار گرفت. پس از خالص‌سازی بیومارکرها آنالیز آنها توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی، جهت تعیین اثر انگشت بیومارکری انجام گرفت. بیومارکرها میکروفسیل‌هایی هستند، که به دلیل ویژگی‌های خاص خود اطلاعات ارزشمندی را درباره شرایط محیط رسوبگذاری، نوع و میزان بلوغ مواد آلی و همچنین منشأ آن در اختیار محققان قرار می‌دهند [۷].



شکل ۲- بخشی از ستون چینه‌شناسی میدان پارس جنوبی و لایه‌های مخزنی

## ۲- روش کار

در این مطالعه ابتدا، تعداد ۴ نمونه میعانات گازی از لایه‌های مخزنی دالان و کنگان میدان پارس جنوبی جمع-آوری گردید. از آنجائیکه اغلب میعانات گازی بواسطه بلوغ بیش از حد مواد آلی تولید-شده از سنگ مولد، تقریباً فاقد ترکیبات قطبی با وزن مولکولی بالا (رزین و آسفالتن) می‌باشند [۸]، بنابراین نمونه‌های جمع‌آوری شده بدون انجام فرآیند تفکیک به برش‌های مختلف هیدروکربوری و غیر هیدروکربوری (SARA) مورد آزمایش قرار گرفتند.

**مرحله اول:** ابتدا جهت آگاهی از کیفیت و چگونگی توزیع ترکیبات موجود در میعانات گازی نمونه‌ها توسط دستگاه کروماتوگراف گازی از نوع "شبه‌سازی تقطیر"<sup>۱</sup> مورد آزمایش قرار گرفتند. تمامی آزمایش‌های صورت گرفته در آزمایشگاه‌های واحد پژوهش ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت (RIPI)، ایران، انجام شده‌است.

### شرایط دستگاهی

دستگاه بکار گرفته برای این آنالیزها، کروماتوگراف گازی از نوع Chrompack-Cp-۹۰۰۰، نوع ستون Cp-sil-5 به طول ۱۰ متر، قطر داخلی ۰/۲۵ میلی‌متر، دمای اولیه آن ۶۰ درجه سانتیگراد، دمای نهایی ستون ۲۶۰ درجه سانتیگراد، افزایش دما ۴ درجه بر دقیقه، ایزوترمال در دمای ۲۶۰ درجه برای مدت ۲۰ دقیقه، گاز حامل هلیم، مقدار نمونه تزریق شده ۰/۵ - ۰/۲ میکرولیتر و نوع آشکارگر FID بوده‌است.

نتایج حاصل از مرحله اول آنالیزهای کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه‌های میعانات گازی در شکل ۳ دیده می‌شود.

**مرحله دوم:** در مرحله بعد نمونه‌های میعانات گازی، با استفاده از تکنیک‌های Oil Topping (حرارت دادن نمونه‌ها در دمای ۵۰ تا ۱۸۰ درجه سانتیگراد به مدت ۲۴ ساعت تحت برنامه افزایش دمای تدریجی) و Urea adduction (بدام انداختن آلکان‌های نرمال در محلول اشیاع اوره در متانول و اضافه کردن محلول نمونه‌های تغلیظ شده در کلروفرم به کریستال‌های اوره و با بازیابی ترکیبات مورد نظر توسط قیف جدا کننده و تبخیر حلال اضافی) نمونه‌ها مورد خالص سازی مجدد قرار گرفتند.

از آنجائیکه نمونه‌های میعانات گازی با توجه به ماهیت آنها دارای ترکیبات سیال بسیار سبک می‌باشند، بنابراین یافتن ترکیبات سنگین تر (در محدوده بیومارکرها ۲۵ تا ۳۵ کربنی) بسیار مشکل می‌باشد. در این تحقیق با سعی فراوان فقط مقادیر بسیار کمی (در حد جزء در میلیون) از نمونه‌های خالص شده جهت بررسی فسیل‌های ژئوشیمیایی تهیه گردید.

نتایج حاصل از مرحله دوم و طیف بدست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی، در شکل‌های ۴ تا ۷ آورده شده‌است. جداسازی و تغلیظ نمونه‌ها به منظور دستیابی به بیومارکرها بوسیله اوره در مرحله دوم به انجام رسید. با کمک این روش، آلکان‌های نرمال تحت شرایط ویژه‌ای در داخل کریستال‌های اوره به دام انداخته شد و بعد از جداسازی کریستال‌های اوره حاوی آلکان‌های نرمال به تله افتاده، مجموعه ترکیباتی که در داخل کریستال‌ها قرار نگرفته بودند (عمدتاً سیکلوآلکان‌ها و بیومارکرها) مورد جداسازی قرار گرفت (شکل ۵). این نمونه تغلیظ

<sup>1</sup>Simulation Distillation Chromatography

شده با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی (GC-MS) تحت آنالیز قرار گرفتند (شکل ۶ و ۷).

### شرایط دستگاهی

دستگاه کروماتوگراف گازی مورد استفاده از نوع Varian، مدل ۳۴۰۰، نوع ستون DB-5، به طول ۳۵ متر، دمای اولیه ستون ۵۰ درجه سانتیگراد، دمای نهایی آون ۲۵۰ درجه سانتیگراد (ایزوترمال به مدت ۲۵ دقیقه)، ازدیاد دما ۳ درجه بر دقیقه، گاز حامل هلیوم، دمای رابط ۲۰۰ درجه سانتیگراد. طیف سنجی جرمی از نوع کوادرپل با سیستم INCOS، حالت یونیزاسیون EI، سیستم خلاء Turbo molecular pumps، ولتاژ شتاب دهنده 3Kvolt، دمای منبع ۱۸۰ درجه سانتیگراد، جریان فیلامان 2.1Amp، محدوده کاری جرم مولکولی ۳۰ تا ۵۰۰ با زمان پیمایش<sup>۱</sup> 1sec/decade می باشد.

با استفاده از کروماتوگرام های بدست آمده از مرحله اول آزمایشات (شکل ۳) برای ۴ نمونه پارامترهای مربوط به نسبت آلکانهای فرد به زوج در محدوده C7 تا C18 محاسبه گردید. همچنین مقادیر پارامترهای بیومارکرهای ایزوپرینوئیدی غیرحلقوی<sup>۲</sup>، نظیر پرستان (C19) و فیتان (C20) و نسبت های آنها به یکدیگر محاسبه گردید (جدول ۱).

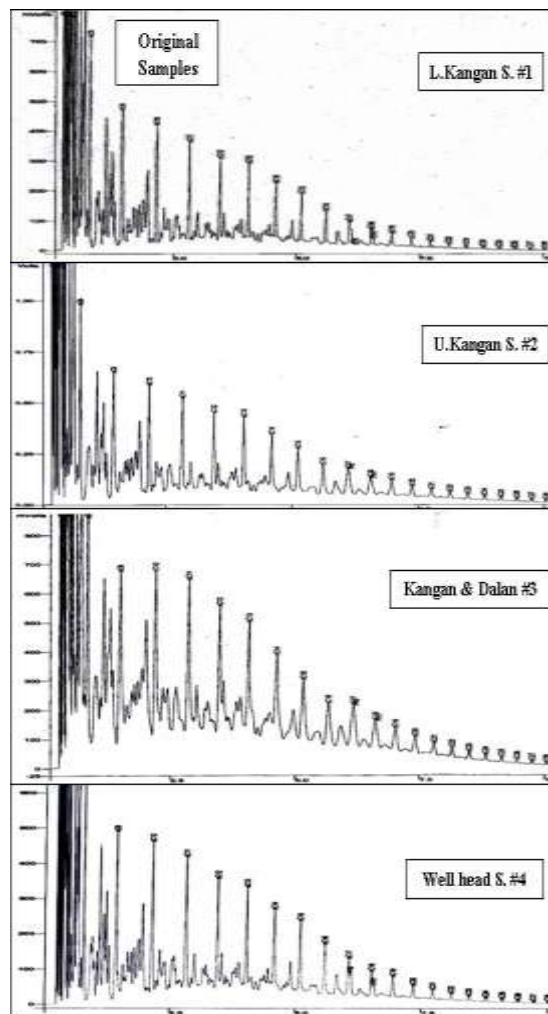
جدول ۱- نتایج بدست آمده از آنالیزها کروماتوگرافی گازی، بر روی نمونه های کاندانسیت و محاسبه نسبت آلکانهای فرد به زوج و

ایزوپرینوئیدهای پرستان و فیتان

parameters	نمونه ۱	نمونه ۲	نمونه ۳	نمونه ۴
C7/C8	۱/۱۴	۱/۱۶	۰/۹۵	۰/۶
C9/C10	۱/۰۹	۱/۲	۰/۹۴	۱/۱۳
C11/C12	۱/۲۶	۱/۳۳	۱/۳۶	۱/۳۴
C13/C14	۰/۸۱	۰/۸۲	۱/۱۴	۰/۸۳
C15/C16	۱/۰۷	۱/۰۸	۱/۲۷	۱/۰۹
Pri/Phy	۱/۳۱	۱/۱۵	۱/۲۵	۱/۱۴
Pri/nC17	۰/۴۷	۰/۶	۰/۴۵	۰/۴۸
Phy/nC18	۰/۵۱	۰/۶۷	۰/۵۲	۰/۵۶

<sup>1</sup> Scanning Rate

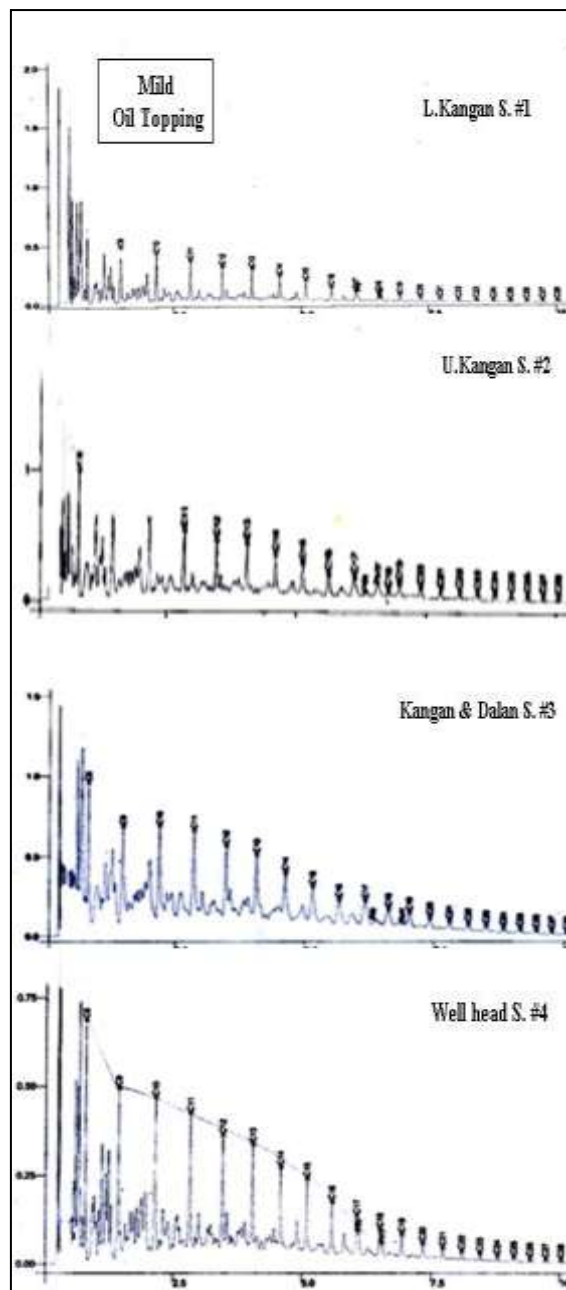
<sup>2</sup> Acyclic Isoprenoids



شکل ۳- طیف‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه‌های اولیه میعانات گازی

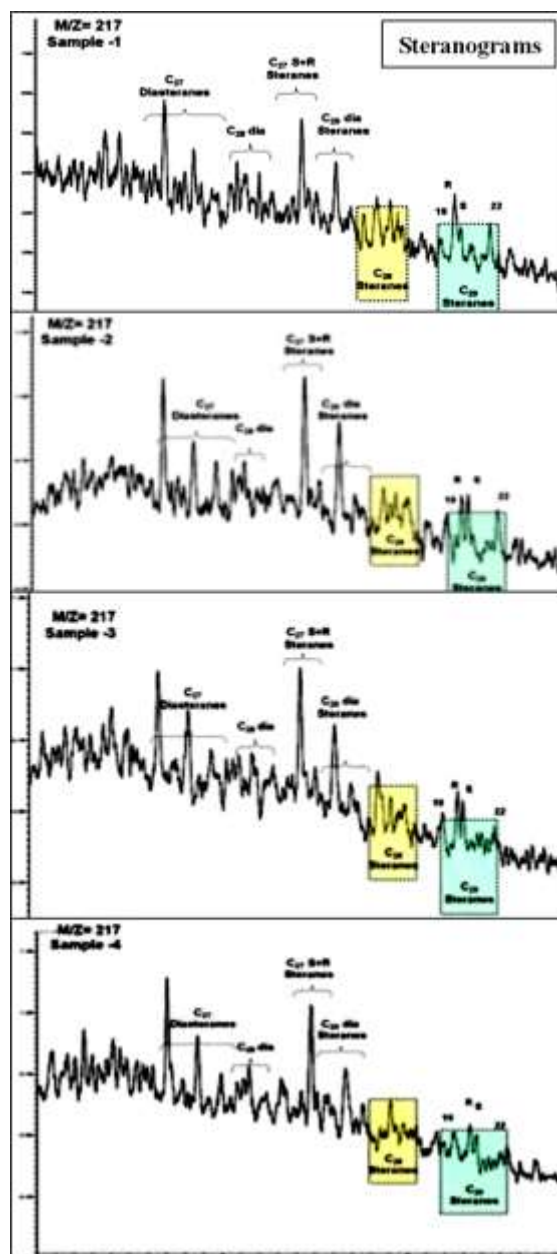
از آنجاییکه، غلظت‌های بیومارکرهاى مورد نظر در نمونه‌های میعانات گازی بسیار کم بود، لذا با استفاده از روش Oil topping (حرارت داده ملایم به مدت طولانی)، اندکی از ترکیبات سبک را تبخیر نموده، تا بیومارکرها تغلظت یابند. طیف‌های حاصل از روش حرارتی ملایم در شکل ۴ آورده شده‌است. علاوه بر اعمال این روش ج-«دایش آلکان‌های نرمال بوسیله تکنیک به دام انداختن آلکان‌ها نیز انجام گرفت که نتایج آن در شکل ۵ دیده می‌شود.





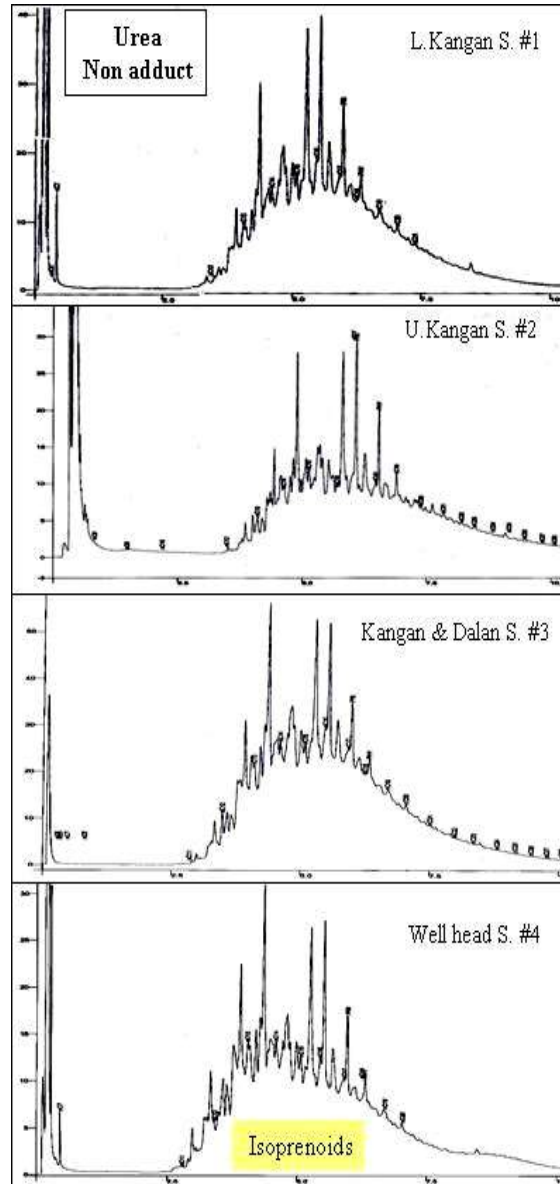
شکل ۴- طیف‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی، پس از اعمال روش ملایم حرارتی بر روی نمونه‌ها

نتایج بدست آمده از آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی در شکل‌های ۶ (هویانوگرام‌ها) و ۷ (استرانوگرام‌ها) آورده شده است.



شکل ۵: طیف‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی، پس از جدایش آلکان‌های نرمال از نمونه‌ها

محاسبه پارامترهای بیومارکری استرانی و هوپانی، از روی طیف‌های بدست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی بر پایه نسبت‌های بار به جرم ۲۱۷ و ۱۹۱ برای فسیل‌های ژئوشیمیایی استران‌ها و هوپانها به ترتیب صورت گرفت که نتایج آنها در جداول ۲ و ۳ آورده شده است. از پارامترهای استران‌ها و هوپان‌ها، تعداد بخصوصی برای تعیین و ارزیابی لیتولوژی سنگ مادر مولد، میزان بلوغ و تعیین محیط‌های رسوبی استفاده-گردید.



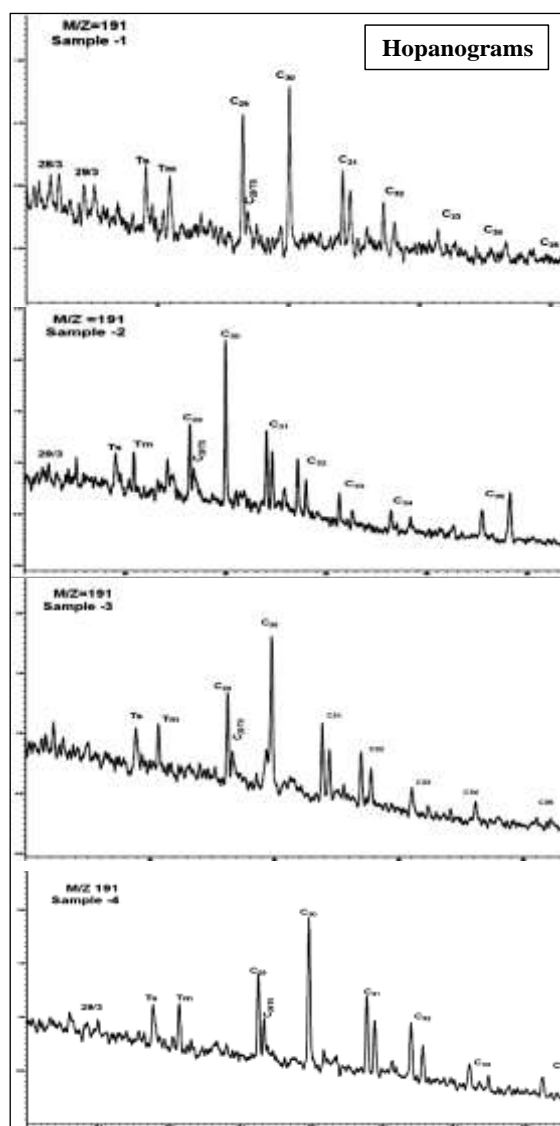
شکل ۶- طیف‌های حاصل (هوپانوگرام) با نسبت بار به جرم  $m/z$  ۱۹۱ از نمونه‌های تغلیظ شده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی.

جدول ۲- پارامترهای بیومارکرهای هوپانی حاصل از نمونه‌های کاندانسیت، توسط آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی

Hopane parameters	نمونه ۱-	نمونه ۲-	نمونه ۳-	نمونه ۴-
C29/C30	۰/۷۷	۰/۴۲	۰/۶۲	۰/۵۳
C34/C35	۱/۴	۰/۴۲	۱/۱۳	۱/۲
C32 S/S+R	۰/۶۳	۰/۶	۰/۵۸	۰/۵۶
TS/TS+Tm	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۲	۰/۴۹
C35s/C34s	۰/۸۱	۱/۷۷	۰/۸۹	۰/۸۷

جدول ۳- پارامترهای بیومارکرهای استرانی، حاصل از نمونه‌های کاندانسیت بوسیله آنالیزهای کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی

Steraneparameters	نمونه-۱	نمونه-۲	نمونه-۳	نمونه-۴
C29 S/S+R	۰/۵۸	۰/۵۱	۰/۴۱	۰/۵۹
C29 $\beta\beta$ / $\beta\beta$ + $\alpha\alpha$	۰/۶۱	۰/۴۲	۰/۵	۰/۶۳
% C27	۳۰/۵۳	۳۵/۵۳	۲۸/۵۷	۴۴/۴۹
% C28	۳۶/۶۴	۲۳/۹۶	۳۴/۲۲	۲۵/۵۱
% C29	۳۲/۲۲	۴۰/۴۹	۳۶/۵	۳۰

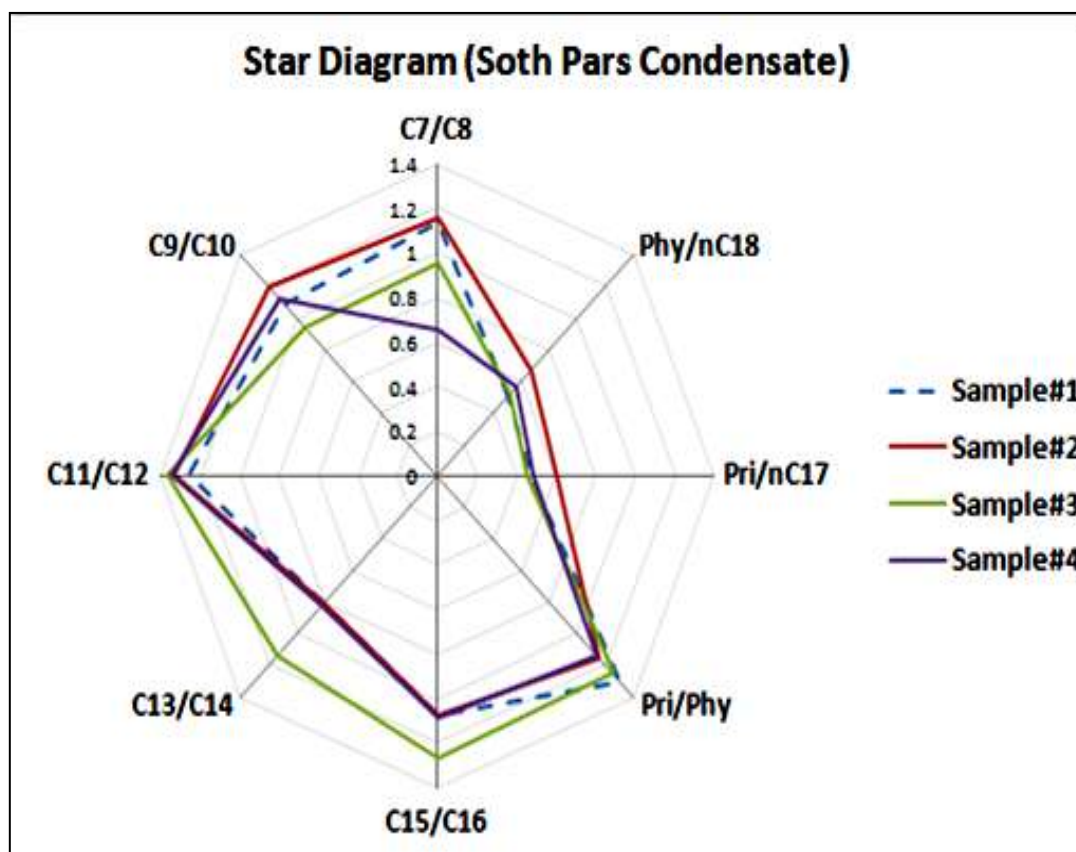


شکل ۷- طیف‌های حاصل (استرانوگرام)، با نسبت بار به جرم  $m/z$  ۲۱۷ از نمونه‌های تغلیظ‌شده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی

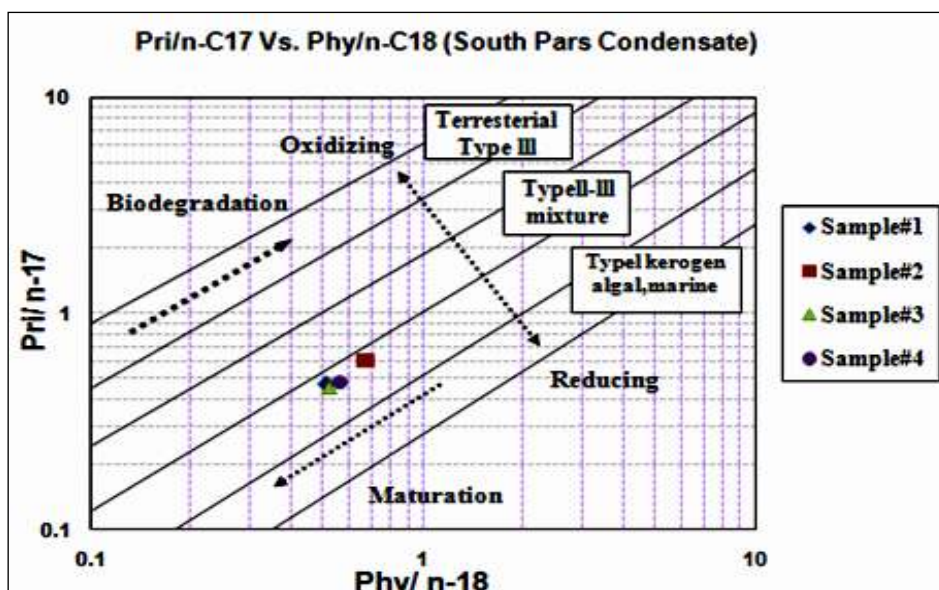
جرمی بحث

جهت دستیابی به اهداف برنامه‌ریزی شده این مطالعه برای مقایسه ویژگی‌های نمونه‌های میعانات گازی، از افق‌های مخزنی مختلف از میدان پارس جنوبی و پی بردن به سنگ(های) منشاء مولد احتمالی این هیدروکربورها، ابتدا بر اساس پارامترهای (جدول ۱) استحصالی از طیفهای تکنیک Sim.Dist دیاگرام ستاره‌ای در محدوده آلکان‌های نرمال C7 تا C18 [۸] ترسیم گردید (شکل ۸).

همانطور که از شکل پیداست، همپوشانی نسبی در الگو توزیع مقادیر پارامترهای مورد نظر دیده می‌شود. البته اندک تفاوت‌هایی نیز در بعضی از نسبت‌ها C13/C14 و C15/C16 مشاهده می‌گردد. به طور کلی الگوی توزیع یکسان دیاگرام فوق سنگ منشأ واحدی را معرفی می‌کند و تغذیه هیدروکربوری افق‌های کنگان و دالان، در میدان پارس جنوبی، از سنگ مادر واحدی صورت گرفته است. بمنظور تعیین شرایط محیط رسوبگذاری، سنگ منشأ احتمالی مولد میعانات گازی میدان پارس جنوبی از مطالعه پارامترهای مختلف بیومارکرها استفاده گردید. ترسیم نمودار Pri/n-C17 در برابر Phy/n-C18 [۱۰] جهت تفسیر محیط رسوبگذاری سنگ منشأ تولیدکننده میعانات گازی مخزن کنگان و دالان، میدان مذکور حاکی از ته نشست سنگ منشأ در یک محیط دریایی و شرایط احیایی می‌باشد، این هیدروکربن‌ها از مخلوط کروژن‌های نوع II و III زایش یافته است (شکل ۹). همچنین رخداد هیچ فرآیندی که منجر به تخریب احتمالی مواد آلی از جمله: تخریب میکروبی، پدیده آبشویی، سرد شدن مخزن و... شده باشد، بر پایه این پارامترها در میدان دیده نمی‌شود.

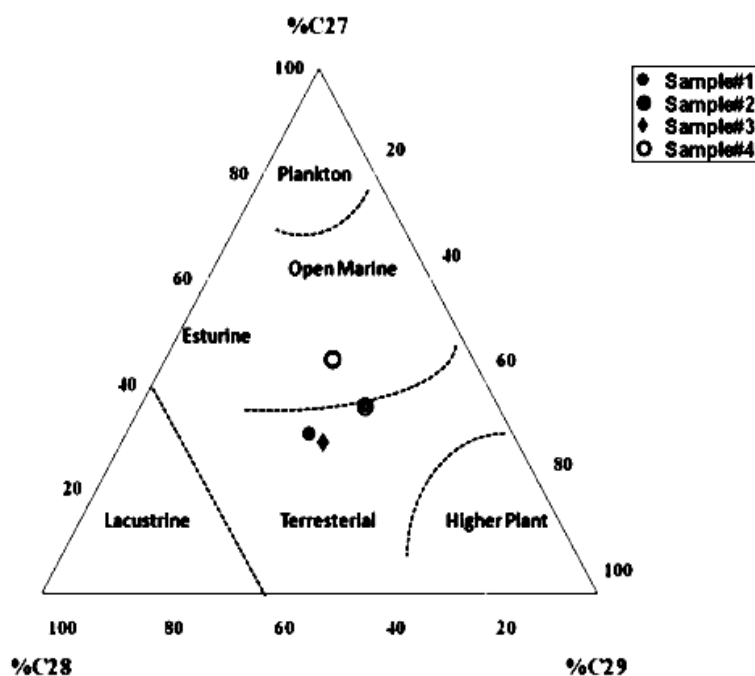


شکل ۸- دیاگرام ستاره ای جهت مقایسه توزیع نسبت آلکانهای نرمال و ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی



شکل ۹- دیاگرام phy/n-C18 در برابر pri/n-C17 جهت تعیین محیط رسوبگذاری و نوع مواد آلی تولید شده از سنگ مادر مولد

جهت تعیین دقیق منشاء و محیط رسوبی مواد آلی مولد احتمالی این میعانات گازی، دیاگرام مثلثی درصد مقادیر بیومارکهای استرانی C27 و C28، C29 حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی-طیفسنجی جرمی، ترسیم گردید، که برای اولین بار توسط یانگ و ماینسچین<sup>۱</sup> [۱۰]، پیشنهاد گردید (شکل ۱۰). با توجه به این دیاگرام و نحوه توزیع درصد مقادیر این بیومارکها می توان گفت منشأ مواد آلی تولیدکننده این هیدروکربنها از مواد آلی با منشأ دریایی همراه با ورود مواد آلی با منشأ قاره ای به حوضه رسوبی می باشد.



شکل ۱۰- دیاگرام درصد فراوانی استرانهای C27، C28 و C29 جهت تعیین منشأ مواد آلی سنگ منشأ

<sup>1</sup>Huang, W. Y., Meinschein, W. G

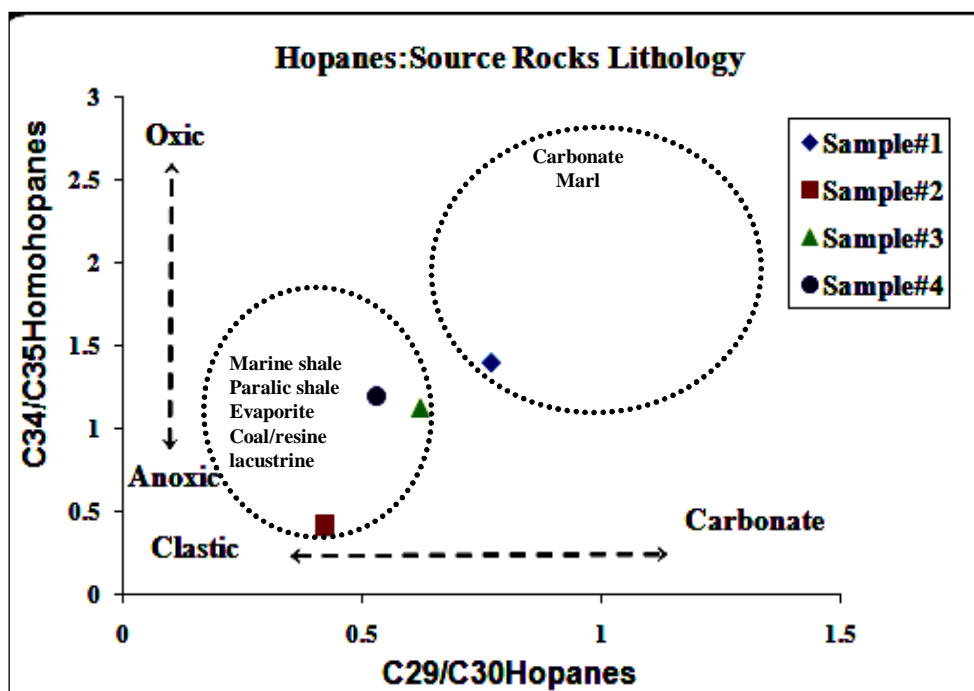
با استفاده از دیاگرام نسبت هوپان C29/C30 در برابر هوپان C34/C35 از خانواده هوپانها؛ می توان محیط رسوبی و لیتولوژی سنگ های منشاء تشکیل دهنده میعانات گازی را تشخیص داد [۱۲].

ترسیم این نمودار برای نمونه های تحت مطالعه بیانگر وجود سنگ منشاء ای با لیتولوژی غالباً کلاستیک و اندکی کربناته بوده که در شرایط محیطی احیایی راسب شده است. کاربرد مقادیر محاسبه شده نسبت هوپان C29/C30 در برابر اپیمر C35S/C34S از همین خانواده تأیید کننده تفسیر نوع لیتولوژی با استفاده از دیاگرام شکل ۱۱ می باشد [۱۱].

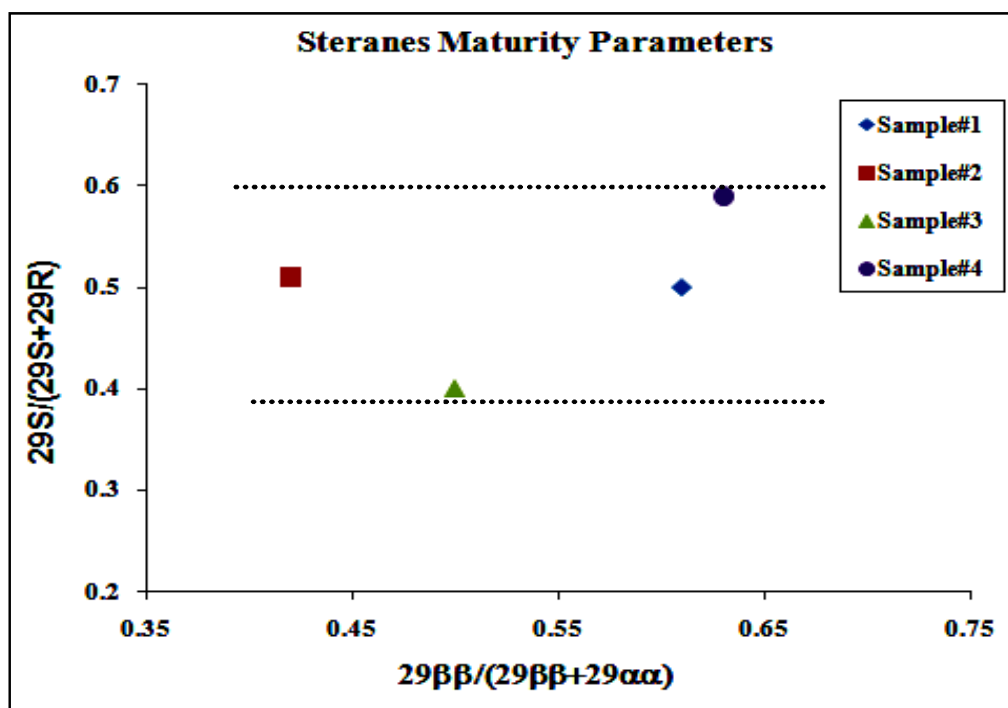
محدوده قرارگیری و توزیع نمونه ها در این نمودار بیانگر لیتولوژی کلاستیک (Marine shale) برای سنگ منشاء می- باشد. البته همانطور که مشاهده می شود. قرارگیری دو نمونه ۳ و ۲ که مربوط میعانات گازی مخزن کنگان بالایی و میعانات گازی مخلوط حاصل از افق های کنگان و دالان در محدوده ای بین خصوصیات سنگ های منشاء کربناته و کلاستیک می تواند، بطور محلی حاکی از تأثیر پذیری این هیدروکربنها از سنگ منشاء های کربناته نیز باشد.

جهت تعیین میزان بلوغ میعانات گازی میدان پارس جنوبی از پارامترهای گوناگون بلوغ بیومارکهای هوپانی و استرانی می- توان استفاده کرد. برای این منظور از استران های ۲۹ کربنی کمک گرفته شد. بطور کلی با افزایش روند بلوغ نفت ها و گرایش تدریجی آنها به میعانات گازی و گاز، از افزایش نسبت استرانهای (29S/29S+29R) C29Sterane در برابر  $(\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta)$  C29Sterane بهره گرفته می شود.

این نسبت هیچگاه به عدد ۱ نمی رسد، زیرا به موازات افزایش بلوغ و ادامه شکست مولکول های درشتتر، بیومارکر ها نیز شکسته شده و در میان سایر فراورده های هیدروکربوری از بین می روند. بنابراین کاربرد این پارامترها فقط تا مرحله قبل از کاتارز کامل و قبل از ورود به مرحله گاز زایی معتبر است.



شکل ۱۱- دیاگرام  $C_{29}/C_{30}H_p$  در مقابل  $C_{34}/C_{35}H_{oh}$  جهت تعیین نوع سنگ منشاء و لیتولوژی

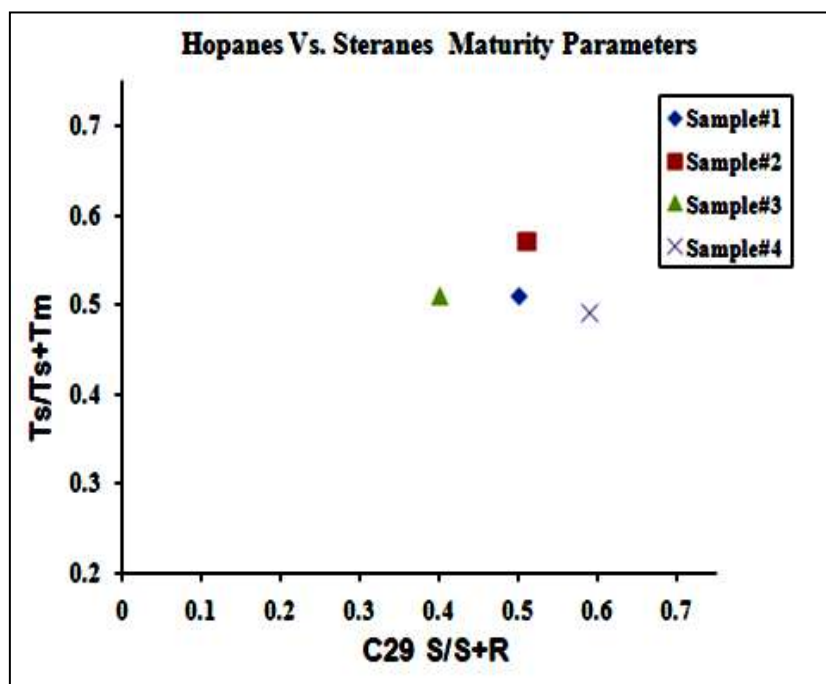


شکل ۱۲- دیاگرام مقادیر  $29S/(29S+29R)$  در برابر  $29\beta\beta/(29\beta\beta+29\alpha\alpha)$  جهت تعیین میزان بلوغ نمونه‌ها

نمودار شکل ۱۲ حاصل از ترسیم مقادیر پارامترهای فوق نشان دهنده بلوغی در حد اواخر پنجره نفت زایی تا اوایل پنجره گاززایی برای سنگ منشاء احتمالی مولد این هیدروکربن ها می باشد.



از دیگر پارامترهای مورد استفاده در تفسیر بلوغ و برآورد دقیق میزان پختگی، استفاده از ضریب نسبت هویان های  $TS/TS+Tm$  و ضریب استران منظم C29 به صورت ترسیم دیاگرام  $TS/TS+Tm$  در مقابل  $(29S/29S+29R)$  می باشد. هویان های TS دارای پایداری بیشتری نسبت به هویان های Tm هستند و پارامتر  $(TS/TS+Tm)$  با افزایش بلوغ افزایش می یابد (شکل ۱۳). دیاگرام ترسیم شده مؤید بلوغی در حد انتهای پنجره نفت زایی و ابتدای پنجره گاززایی است.

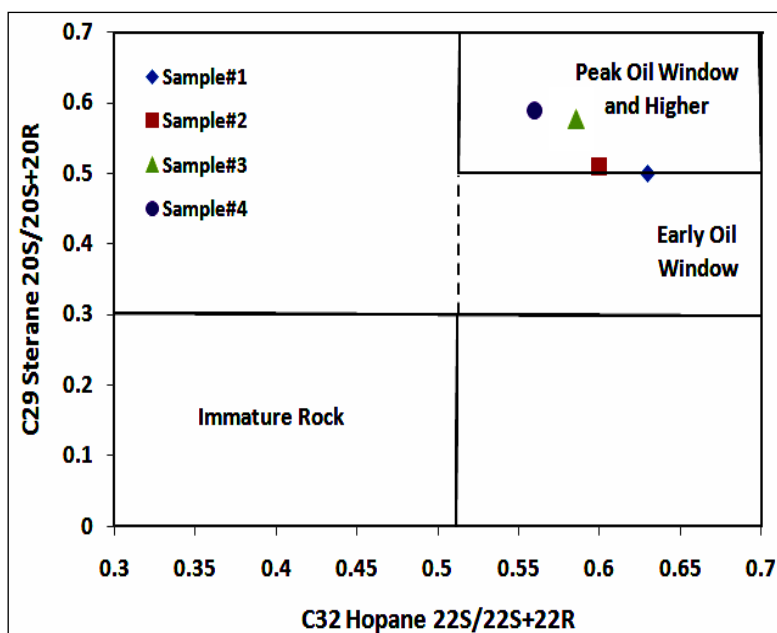


شکل ۱۳. دیاگرام مقادیر  $C29S/S+R$  در برابر پارامتر تعیین بلوغ کاندنسیت ها  $TS/TS+Tm$

جهت تعیین بلوغ و اطمینان از بلوغ تفسیر شده با دو روش فوق و همچنین بررسی زایش احتمالی هیدرو کربور از میان لایه های شیلی موجود در لایه های کنگان ودالن، از نمودار استاندارد نسبت  $(22S/22S+22R)$  C32Hopane در برابر  $C29Sterane(20S/20S+20R)$  استفاده گردید [۱۳]. همانطور که از (شکل ۱۴) پیداست نمونه های مورد مطالعه بلوغی مشابه سایر پارامترهای بلوغ بررسی شده فوق را نشان می دهد و بلوغ بالایی را به نمایش می گذارند.

### ۳- نتیجه گیری

بطور کلی با توجه به نتایج بررسی ژئوشیمیایی ۴ نمونه میعانات گازی میدان پارس جنوبی و بر اساس مطالعات اثرانگشت بیومارکهای تخلیص شده از این هیدروکربن ها می توان چنین نتیجه گیری کرد که، این میعانات گازی از سنگ منشاء های با لیتولوژی غالباً کلاستیک (شیل های دریایی)، که در شرایط محیطی احیایی و از کروژن های نوع II و III زایش یافته است.



شکل ۱۴- دیاگرام C32Hopane 22S/22S+22R در برابر C29sterane 20S/20S+20R جهت تعیین بلوغ

منشأ مواد آلی مولد آنها نیز دریایی همراه با اندکی مواد آلی با منشأ قاره ای با بلوغی در حد اواخر پنجره نفت زایی و اوایل پنجره گاززایی می باشد. براساس نتایج به دست آمده از این مطالعه و همچنین فرضیات مطرح شده قبلی که محتمل ترین منشأ تولیدکننده این هیدروکربن ها را شیل های سیلورین می دانند، نتایج این تحقیق تأییدی دیگر بر فرضیات مطرح شده قبلی [۵]، توسط محققان است. البته تأیید این مطلب که آیا این شیل ها به صورت محلی و با مهاجرت عمودی مخازن کنگان و دالان بزرگترین ذخیره گازی جهان را تغذیه نموده است و یا به صورت مهاجرت جانبی از نقاط دورتر، مستلزم دسترسی به نمونه های این سازندها (سیاهو و سرچاهان) در چاه های میدان پارس جنوبی می باشد که با توجه عمق قرار گیری آنها در اعماق پایین تاکنون حفاری نشده است.

#### منابع:

- 1- Bordnave, M.L.2008. The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore area: a review of the Paleozoic petroleum system. J. Pet. Geol. 31, 3–42.
- 2- Ehrenberg, S. N., Nadeau, P. H., and Aqrabi, A. A. M., (2007). A comparison of Khuff and Arab reservoir potential throughout the Middle East. AAPG Bulletin, 86. 1709–1732.
- 3- Ghazban, F. 2007. Petroleum geology of the Persian Gulf. Publ University of Tehran and NIOC. Reports, 707p.
- 4- Motiei, H. 1993. Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran (in Farsi), 536p.
- 5- Aali, J. 2006. Geochemistry and Origin of the World's Largest Gas Field from Persian Gulf, Iran, Ph.D. Theses title

- 6- Pollsatro, R.M., Total Petroleum Systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Arabian-Persian Gulf. U.S. Geological Survey Bulletin 2202-H. 107pp.
- 7- Whitehead E. V. (1973) Molecular evidence for the biogenesis of petroleum and natural gas. In Proceedings of Symposium on Hydrogeochemistry and Biogeochemistry (ed. E. Ingerson). Clarke Co., vol. 2, pp. 158–211.
- 8- Mango F. D. (1991) The stability of hydrocarbons under the time-temperature condition of petroleum genesis. *Nature* 352, 146–148.
- 9- Kaufman, R.I., Ahmad, A.S., Elsinger, R.J., (1990). Gas chromatography as development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the gulf of Mexico. In: GCSSEPM foundation Ninth annual Research Conference Proceedings, pp. 263-282. [10] Connan, J., Cassou, A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, V. 44, pp. 1-23
- 10- Huang, W. Y., Meinschein, W. G. (1979). Sterol as ecological indicator. *Geochimica et cosmochimica Acta*, V. 43, pp. 739-745
- 11- Subroto, E. A., Alexander, R., Kagi, R. I. (1991) 30-Nrhopanes: Their occurrence in sediments and crude oils. *Chemical*
- 12- Ourisson, G., albrecht, P., Rohmer, M. (1984) The microbial origin of fossil fuels. *Scientific american*. V. 251, pp. 44

## **Geochemical investigation of gas condensate from South Pars field in Persian Gulf, Iran.**

M. Memariani, R. Khezrloo and H. Kermanshahi

### **Abstract**

In this study, in order to determine the geochemical properties of condensates from South Pars Field, 4 samples from Kangan (Early Triassic) and Dalan (Middle- Late Permian) reservoir were subjected to geochemical analyses. Concentration and Identification of biomarkers and their fingerprint were achieved by successive treatments of condensate samples. These analyses were; i) Mild evaporation of light hydrocarbons, ii) Mild oil topping of samples and iii) Urea adduction. Based on different biomarkers fingerprints, the accumulated condensates were generated from a carbonate-clastic source rock containing organic matters with mainly kerogen type II and little terrestrial inputs, with marine origin, which has been deposited in anoxic conditions.

Maturity of condensate indicates, hydrocarbon generation from a source rock with late oil window and early gas generation stage. Further investigations revealed that, gas and condensates were originated from highly reach organic matter, Silurian shales (Sarchahan Formation) deposited in the Fars and offshore of Persian Gulf region.

Keywords: Condensate, Oil topping, Urea adduction, South Pars

## بهبود مدلسازی تخلخل، توسط رویکرد تئوری بیزین ترکیب اطلاعات، در میدان نفتی آزادگان

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

۱-دانشگاه تهران، دانشکده مهندسی معدن<sup>۲</sup>-دانشگاه تهران، دانشکده مهندسی معدن

۳-دانشگاه صنعتی شاهرود، دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک<sup>۴</sup>-دانشگاه تهران، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

*atie\_mazaheri@ut.ac.ir*

### چکیده

تخلخل یکی از سه متغیر مهم در ارزیابی ویژگی‌های یک میدان نفتی است. به‌طور معمول از نمودارهای چاه‌نگاری به‌منظور تخمین تخلخل 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 می‌گیرد و در نتیجه با میزان واقعی تخلخل کمی متفاوت است. بنابراین تخمین‌های توأم با خطا و عدم قطعیت هستند. شاید بهترین و در عین حال عملی‌ترین روش جهت کاهش عدم قطعیت تخمین‌ها، 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، با استفاده از تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) مقادیر تخلخل در ۴ چاه از میدان نفتی آزادگان تخمین زده شده‌است. برای بررسی قابلیت تعمیم این روش، تخلخل در یک چاه دیگر میدان نیز تخمین زده شده‌است. از حداکثر هفت متغیر ورودی برای تخمین تخلخل در چاه مورد مطالعه استفاده شده‌است. نتایج نشان داد که تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) نسبت به روش‌های متداول (رگرسیون چندمتغیره و شبکه عصبی) که همبستگی نتایج با یافته‌های مغزه در این روش‌ها حدود ۰/۷ تا ۰/۸ می‌باشد، تخلخل را به مراتب، بهتر تخمین زده است. به‌نحوی که همبستگی نتایج با نتایج مغزه حفاری بیش از ۰/۹ به دست آمده‌است.

**کلید واژه:** عدم قطعیت، تفکیک، نوفه، ترکیب اطلاعات، تئوری بیزین، تخمین، میدان آزادگان

## ۱- مقدمه

تخلخل یکی از سه متغیر مهم در ارزیابی ویژگی‌های یک میدان نفتی است. تخلخل یک سنگ را می‌توان به دو دسته اولیه و ثانویه تقسیم‌بندی کرد. تخلخل اولیه در حین رسوب‌گذاری و تخلخل ثانویه در اثر فرآیندهای پس از رسوب‌گذاری شکل می‌گیرد. تخلخل وابسته به اندازه و نحوه قرارگیری دانه‌ها بوده و همین‌طور به مقدار سیمان یا مواد پرکننده و عمق تدفین بستگی دارد. تخلخل یک سنگ مخزن از مطالعات مغزه، تکنیک‌های چاه‌پیمایی و آزمایش چاه قابل اندازه‌گیری یا تخمین است. اما هنگامی که حجم فضاها خالی یک سنگ ناچیز باشد، اندازه‌گیری تخلخل با روش‌های ذکر شده بسیار دشوار است. در این‌گونه موارد از روش تزریق جیوه به روی مغزه استفاده می‌شود [۱].

تاکنون روش‌های متنوعی برای تخمین تخلخل در یک مخزن نفتی معرفی شده‌اند که دامنه‌ای از روش‌های سنتی تا روش‌های هوشمند را شامل می‌شوند. در مقابل روش‌های سنتی، روش‌های هوشمند، که در اصطلاح محاسبه نرم<sup>۱</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 [۲].

در سال‌های اخیر توجه روزافزونی بر روی مساله‌ی تلفیق اطلاعات تولید شده از منابع و سنجنده‌های مختلف به‌منظور افزایش قابلیت‌ها و توانای‌های سیستم‌های هوشمند معطوف گردیده‌است [۳].

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 [۴، ۵ و ۶]. با این‌که تصمیم‌گیری بر مبنای اطلاعات هر منبع به صورت جداگانه، تصمیمات بعضاً مختلفی را نتیجه 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، بیشتر خواهد بود [۵]. در این مقاله از روش نوین ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) جهت تخمین تخلخل استفاده شده‌است.

## ۲- تخلخل

تخلخل قسمتی از سنگ است که توسط دانه‌ها پر نشده و به صورت ریاضی با رابطه ۱ تعریف می‌شود [۷]:

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

که در آن  $\phi$  = تخلخل،  $V_b$  = حجم کپه‌ای سنگ مخزن،  $V_{gr}$  = حجم دانه‌ها و  $V_p$  = حجم فضاها خالی است. تخلخل مخازن ماسه‌ای معمولاً کمتر از درجه تخلخل مخازن آهکی است. اگر تخلخل مخزنی کمتر از ۰.۵٪ 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 شده‌است.

<sup>1</sup> Soft Computing

جدول ۱- کیفیت مخازن از نظر میزان تخلخل [۸].

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

### ۳- 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 [۹]. 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 توسط یک منبع اطلاعاتی مستقل قابل ارائه نبوده‌اند [۱۰]. 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 به تنهایی هدف مورد نظر را تامین کند و حتی در حقیقت یک منبع اطلاعاتی، معمولاً نمی‌تواند یک نمونه را از بقیه‌ی نمونه‌ها با دقت مورد انتظار تشخیص دهد [۱۱]. به طور کلی، هدف از پردازش داده‌های حاصل از منابع مختلف، تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت می‌باشد [۱۲]. 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. اما 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 روش‌های چندمتغیره آماری، تکنیک احتمالات شرطی بیزین<sup>۱</sup>، دمپستر-شایفر<sup>۲</sup>، میانگین وزنی مرتبه یافته<sup>۳</sup>، فیلتر کلمن<sup>۴</sup>، روش‌های کرنل<sup>۵</sup> و غیره اشاره کرد. روش‌های هوشمند نیز نسبت به روش‌های متداول دارای درصد موفقیت بیشتر و سازگاری بیشتر با شرایط مختلف هستند، اما پیچیدگی مدل‌هایشان نیز بیشتر است. پرکاربردترین تکنیک‌های هوشمند در ترکیب اطلاعات عبارت‌اند از شبکه‌های عصبی مصنوعی و فازی [۱۳]. در این مقاله، به دلیل مزایای ذکر شده، پیرامون ترکیب اطلاعات؛ از تئوری احتمالات شرطی بیزین، برای تخمین تخلخل در یکی از مخازن نفتی میدان آزادگان استفاده شده‌است.

<sup>1</sup> Bayesian theory

<sup>2</sup> Dempster-Shafer

<sup>3</sup> Ordered Weighted Averaging (OWA)

<sup>4</sup> Kalman Filter

<sup>5</sup> Kernel methods

### ۳-۱- مبانی تئوری احتمالات شرطی بیزین

توماس بیز یک ریاضیدان انگلیسی بود که روش‌های اساسی را در تئوری احتمالات ایجاد کرد. تئوری بیزین بیانگر رابطه بین احتمالات شرطی در تئوری احتمال است. فرض مهم در بکارگیری آن، این است که، دانش اولیه یا پیشین را بتوان با یک توزیع احتمال مدل کرد [۱۴]. وقتی که یک پدیده خاص و دقیق مشاهده می‌شود، یک دانش ثانویه و یا پسین را می‌توان با بکارگیری توزیع احتمال شرطی بدست آورد. در واقع تئوری بیزین یک روش عددی برای به‌روزرسانی<sup>۱</sup> کردن احتمال یک فرضیه بنا بر یک مشاهده است. احتمال بیز از رابطه ۲ محاسبه می‌شود.

$$P(W_i|X) = \frac{P(X \cap W_i)}{P(X)} = \frac{P(X|W_i) P(W_i)}{\sum_{j=1}^c P(X|W_j) P(W_j)} \quad (2)$$

در این رابطه  $X$  متغیر ورودی،  $W_i$  کلاس مورد نظر و  $P(W_i|X)$  احتمال پسین صحیح بودن کلاس  $W_i$  برای متغیر  $X$  می‌باشد [۱۵].

اگر چه تئوری بیز برای پیشگویی استفاده می‌شود، اما نکاتی وجود دارد که استفاده از این تئوری را در ترکیب اطلاعات محدود می‌کند. نقطه ضعف این تئوری آن است که عدم قطعیت منابع اطلاعاتی را در نظر نمی‌گیرد و با توجه به پیچیدگی در اندازه‌گیری احتمالات پسین، می‌تواند خطا داشته باشد [۱۴].

### ۴- معرفی میدان مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه، یکی از بزرگ‌ترین میادین 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، کژدمی، گدوان و فهلیان و سازند نفتی ایلام و لایه ماسه‌سنگی کژدمی به عنوان سازندهای مورد بهره‌برداری شناخته شده‌اند. چاه‌هایی که در این مطالعه مورد بررسی واقع شدند ۵ چاه مربوط به مخزن سروک واقع در این میدان می‌باشند. سازند سروک به ۱۲ بخش تقسیم‌بندی شده است.

بخش‌های مخزنی ( $S_1, S_3, S_7, S_9, S_{11}$ ) دارای تخلخل متوسط تا عالی؛ که بیشتر از نوع حفره‌ای هستند تا درون دانه‌ای؛ می‌باشند. بخش‌های غیرمخزنی ( $S_2, S_6, S_{10}, S_{12}$ ) دارای تخلخل پایین تا متوسط و گاهاً ضعیف هستند، که بیشتر از نوع حفره‌ای می‌باشد تا درون دانه‌ای؛ سازند حد متوسط ( $S_5$ ) دارای تخلخل متوسط تا عالی و گاهاً کم می‌باشد که آن نیز بیشتر از نوع حفره‌ای است. بخش‌های غیر مخزنی تا مخزنی متوسط سازند سروک ( $S_4, S_8$ ) دارای تخلخل پایین تا متوسط و گاهاً خوب و از نوع حفره‌ای می‌باشند. تخلخل از نوع قالبی در این دوازده بخش وجود ندارد. طول کلی مغزه گرفته شده از ۵ چاه از سازند سروک در این میدان ۳۴۹ متر می‌باشد که بیشتر قسمت‌های مغزه‌گیری شده (۳۳۰ متر) مربوط به قسمت‌های بالایی سازند سروک است [۱۶].

<sup>1</sup> Update



## ۵- تخمین تخلخل با رویکرد ترکیب اطلاعات

متغیرهای ورودی مورد استفاده در این تحقیق، شامل چاه‌نمودارهای صوتی (DT)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، مقاومت ویژه لثرولوگ عمیق (LLD)، مقاومت ویژه لثرولوگ 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 شد. در ادامه مراحل کلی که در این تحقیق برای تخمین تخلخل با استفاده از تئوری بیزین به کار بردیم آمده است.

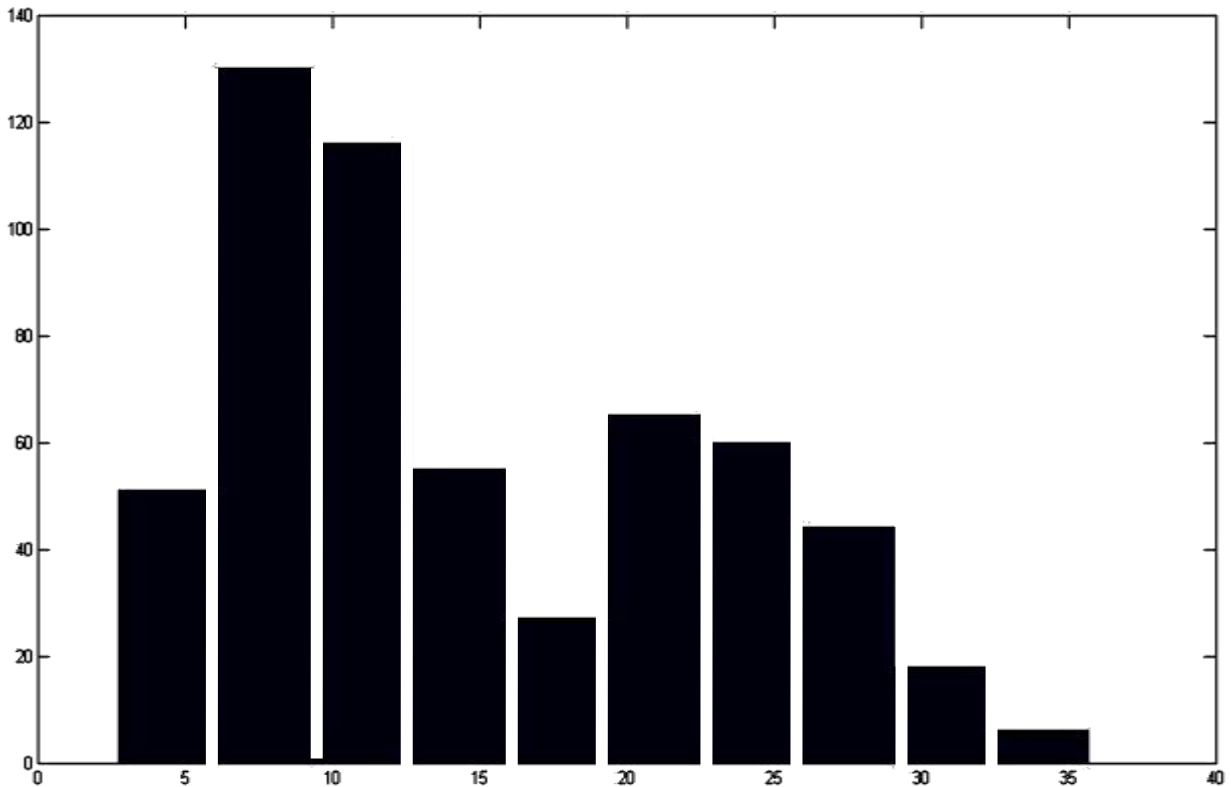
- I. استفاده از داده‌های چاه‌نمودارها و مغزه چهار چاه از میدان مورد مطالعه.
  - II. تقسیم‌بندی تصادفی داده‌های این چهار چاه به ۷۰٪ داده آموزش و ۳۰٪ داده آزمون.
  - III. طراحی طبقه‌بندی کننده بیزین بر مبنای تعداد کلاس‌ها و متغیرهای ورودی در حالت‌های مختلف.
  - IV. کلاسه‌بندی بر مبنای هیستوگرام توزیع فراوانی ۷۰٪ داده‌های تخلخل مغزه (داده‌های آموزش) که نمودار آن در شکل ۲ 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.
  - V. تخمین تابع توزیع احتمال در هر یک از کلاس‌ها و محاسبه متغیرهای مربوط به آن، یعنی میانگین و کوواریانس.
  - VI. محاسبه احتمال درجه‌ی تعلق هر داده به هر یک از کلاس‌ها با استفاده از رابطه‌ی بیزین.
  - VII. تخمین تخلخل با استفاده از رابطه‌ی امید ریاضی.
  - VIII. تعیین حالات بهینه تخمین از لحاظ تعداد کلاس و متغیرهای ورودی.
- به عنوان مثال رابطه‌ی امید ریاضی برای محاسبه‌ی تخلخل در حالت ۲ کلاس نشان داده شده در شکل ۳، به صورت زیر است:

$$\text{امید ریاضی} = \text{مقدار تخلخل تخمینی} = \text{کلاس ۱} \times \text{احتمال تعلق به کلاس ۱} + \text{میانگین کلاس ۲} \times \text{احتمال تعلق به کلاس ۲}$$

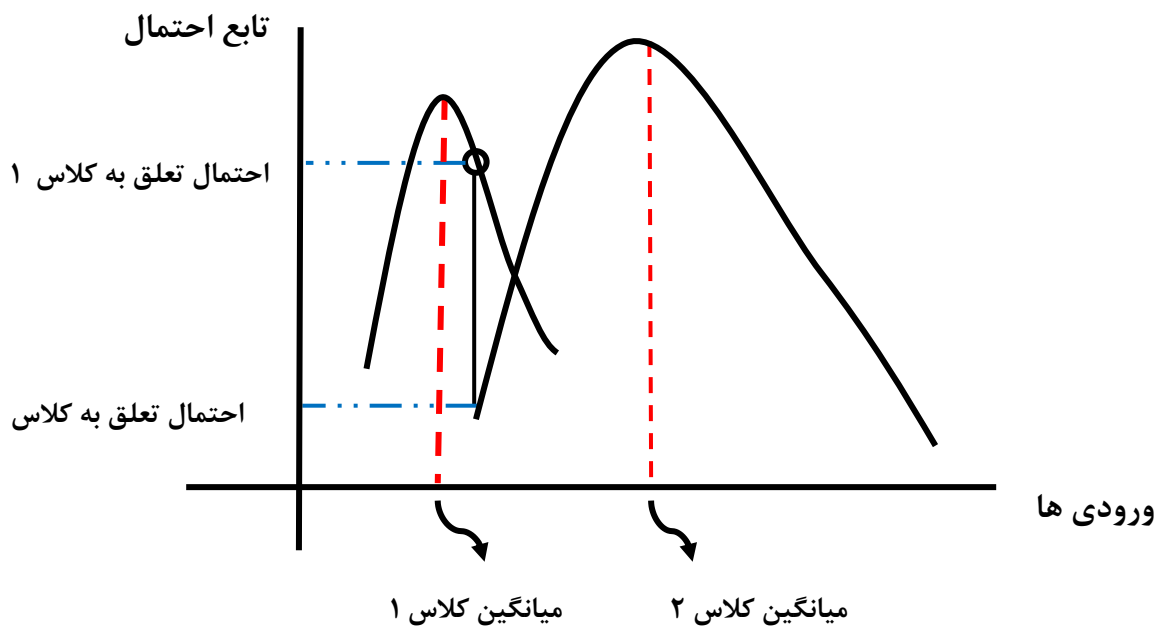
در نهایت پس از استفاده از رابطه ذکر شده، حالات مختلفی حاصل شد. نمونه‌ای از بهترین نتایج حاصل از تخمین به روش بیزین در چاه مورد مطالعه در جدول ۳ آمده است. با بررسی شکل‌های حاصل از تخمین بیزین حالات بهینه‌ای که در جدول ۴ آمده است، انتخاب شد. در دو جدول ۳ و ۴ مقدار CCR ماتریس درهم‌ریختگی؛ بیانگر نرخ صحیح کلاسه‌بندی تکنیک بیزین ترکیب اطلاعات است. نمونه‌هایی از تخمین‌های بهینه در شکل‌های ۴، ۵ و ۶ آمده است. همان‌طور که در این شکل‌ها دیده می‌شود، هر کدام از این نمودارها، دارای خط برازش شده‌ای بین پاسخ حاصل از تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) و داده‌های چاه‌نمودار 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 این تکنیک دارد. با توجه به ضریب همبستگی بالای بین مقادیر تخمین زده شده و واقعی، به‌خوبی می‌توان دریافت که تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) در تخمین تخلخل موفق بوده است.

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

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



شکل ۲- هیستوگرام تخلخل بر مبنای ۷۰ درصد داده‌های تخلخل مغزه (آموزش)، در چاه مورد مطالعه.



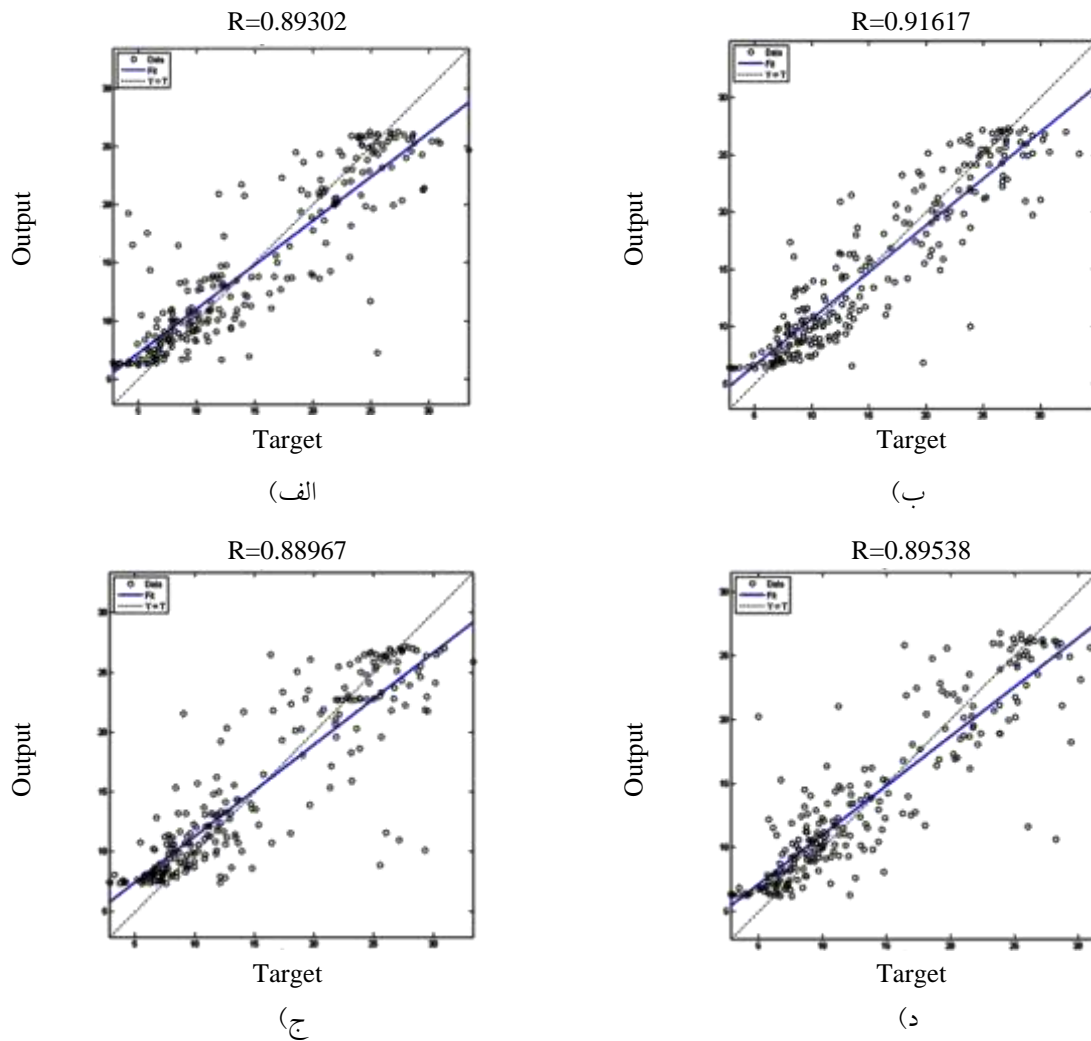
شکل ۳- استفاده از امید ریاضی، برای محاسبه‌ی تخلخل در حالت ۲ کلاس.

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

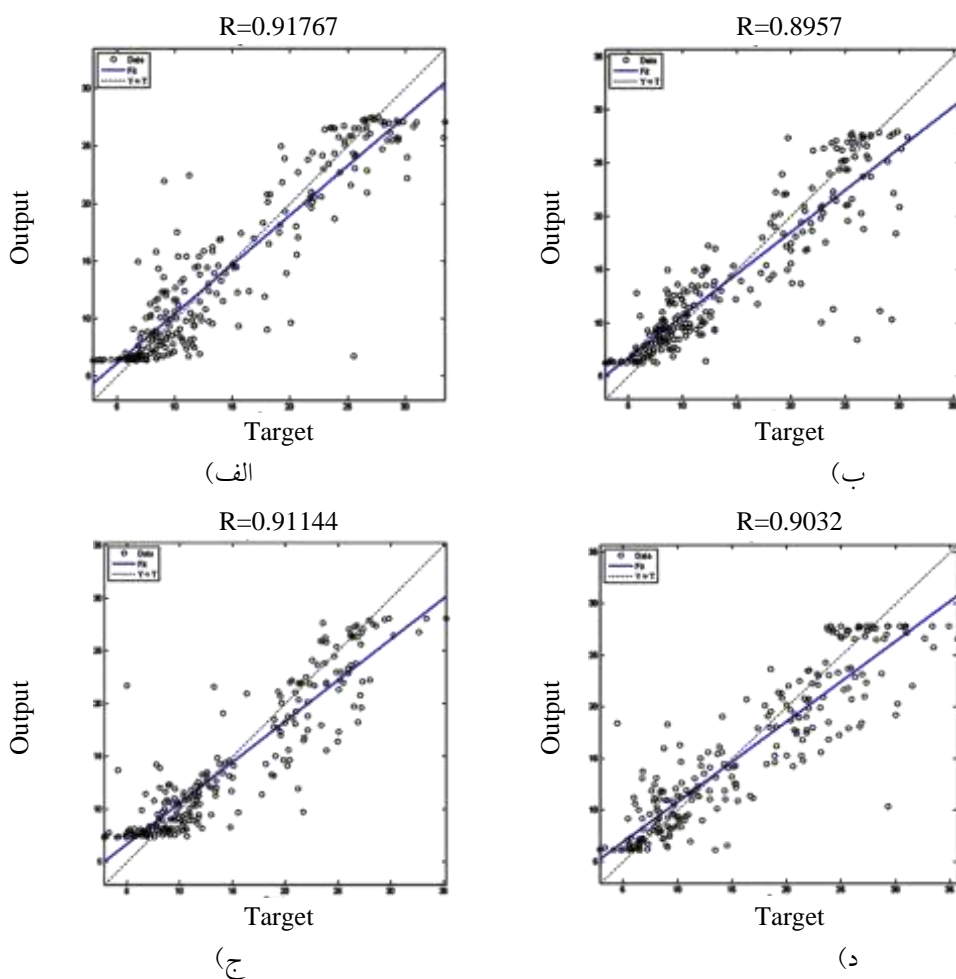
CCR	ضریب همبستگی	حالت مورد بررسی	
		کلاس	متغیر
٪۹۲	٪۸۲	۲	۳
٪۸۲	٪۸۸	۳	۳
٪۶۸	٪۸۹	۴	۳
٪۵۸	٪۸۹	۵	۳
٪۵۶	٪۹۱	۶	۳
٪۹۱	٪۸۷	۲	۴
٪۸۱	٪۸۸	۳	۴
٪۶۹	٪۸۸	۴	۴
٪۵۸	٪۸۹	۵	۴
٪۵۰	٪۹۱	۶	۴
٪۹۱	٪۸۷	۲	۵
٪۸۰	٪۸۸	۳	۵
٪۶۳	٪۸۸	۴	۵
٪۵۷	٪۹۰	۵	۵
٪۵۵	٪۸۹	۶	۵
٪۸۹	٪۸۵	۲	۶
٪۸۰	٪۸۸	۳	۶
٪۶۸	٪۹۱	۴	۶
٪۶۳	٪۹۰	۵	۶
٪۵۴	٪۹۰	۶	۶
٪۹۲	٪۸۸	۲	۷
٪۸۳	٪۹۱	۳	۷
٪۷۰	٪۹۰	۴	۷
٪۶۶	٪۹۳	۵	۷
٪۵۷	٪۹۱	۶	۷

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

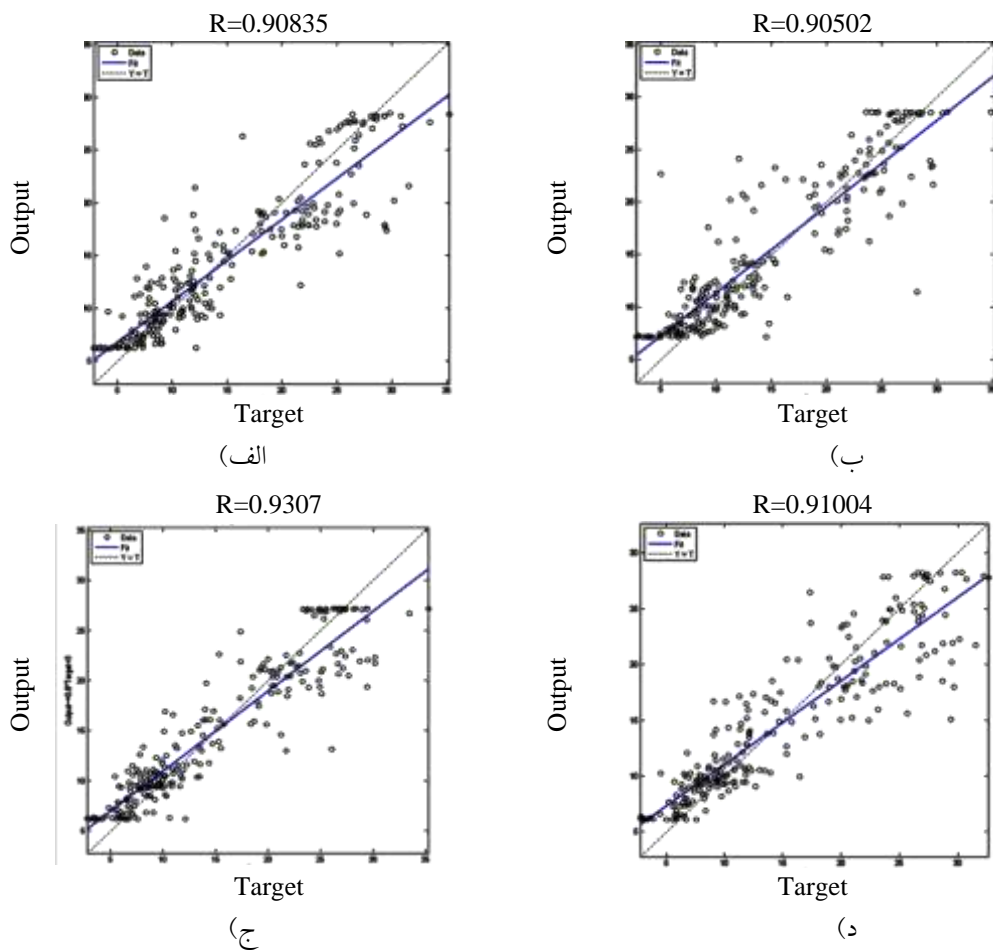
CCR	ضریب همبستگی	حالت مورد بررسی	
		کلاس	متغیر
%۵۸	%۸۹	۵	۳
%۵۶	%۹۱	۶	۳
%۶۹	%۸۸	۴	۴
%۵۸	%۸۹	۵	۴
%۵۰	%۹۱	۶	۴
%۵۵	%۸۹	۶	۵
%۶۸	%۹۱	۴	۶
%۶۳	%۹۰	۵	۶
%۵۴	%۹۰	۶	۶
%۷۰	%۹۰	۴	۷
%۶۶	%۹۳	۵	۷
%۵۷	%۹۱	۶	۷



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



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



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

سپس 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 در شکل‌های ۷، ۸ و ۹ آمده است. در این شکل‌ها همانند حالت آموزش، با توجه به ضریب همبستگی بالای 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.

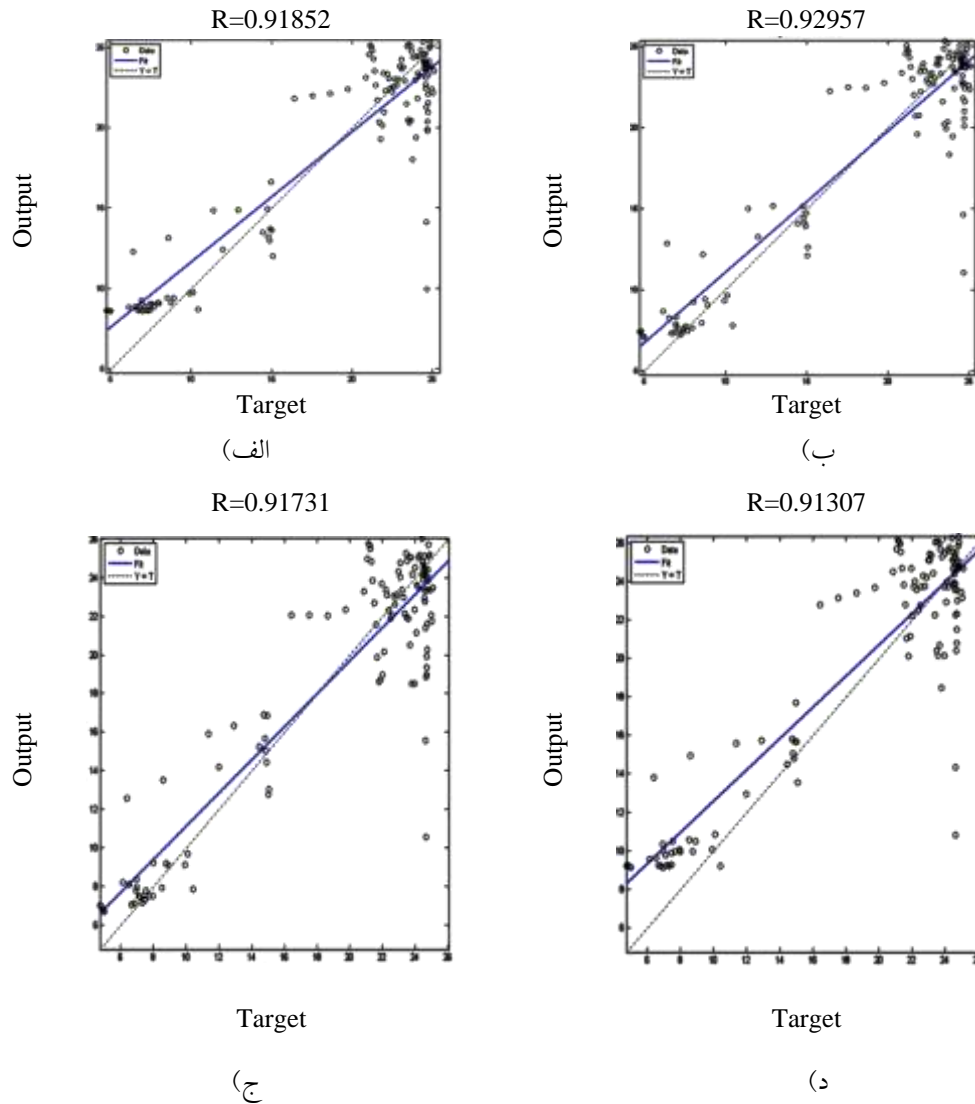
جدول ۵- نمونه‌ای از بهترین نتایج حاصل در بررسی تعمیم‌پذیری تخمین به روش بیزین در ۴ چاه مورد مطالعه.

ضریب همبستگی	حالت مورد بررسی	
	متغیر	کلاس
٪۹۱	۳	۲
٪۹۱	۳	۳
٪۹۲	۳	۴
٪۹۱	۳	۵
٪۹۱	۳	۶
٪۹۲	۴	۲
٪۹۱	۴	۳
٪۹۱	۴	۴
٪۹۲	۴	۵
٪۹۱	۴	۶
٪۹۳	۵	۲
٪۹۳	۵	۳
٪۹۲	۵	۴
٪۹۱	۵	۵
٪۹۰	۵	۶
٪۹۳	۶	۲
٪۹۴	۶	۳
٪۹۳	۶	۴
٪۹۴	۶	۵
٪۹۰	۶	۶
٪۹۵	۷	۲
٪۹۲	۷	۳
٪۹۳	۷	۴
٪۹۳	۷	۵
٪۸۸	۷	۶

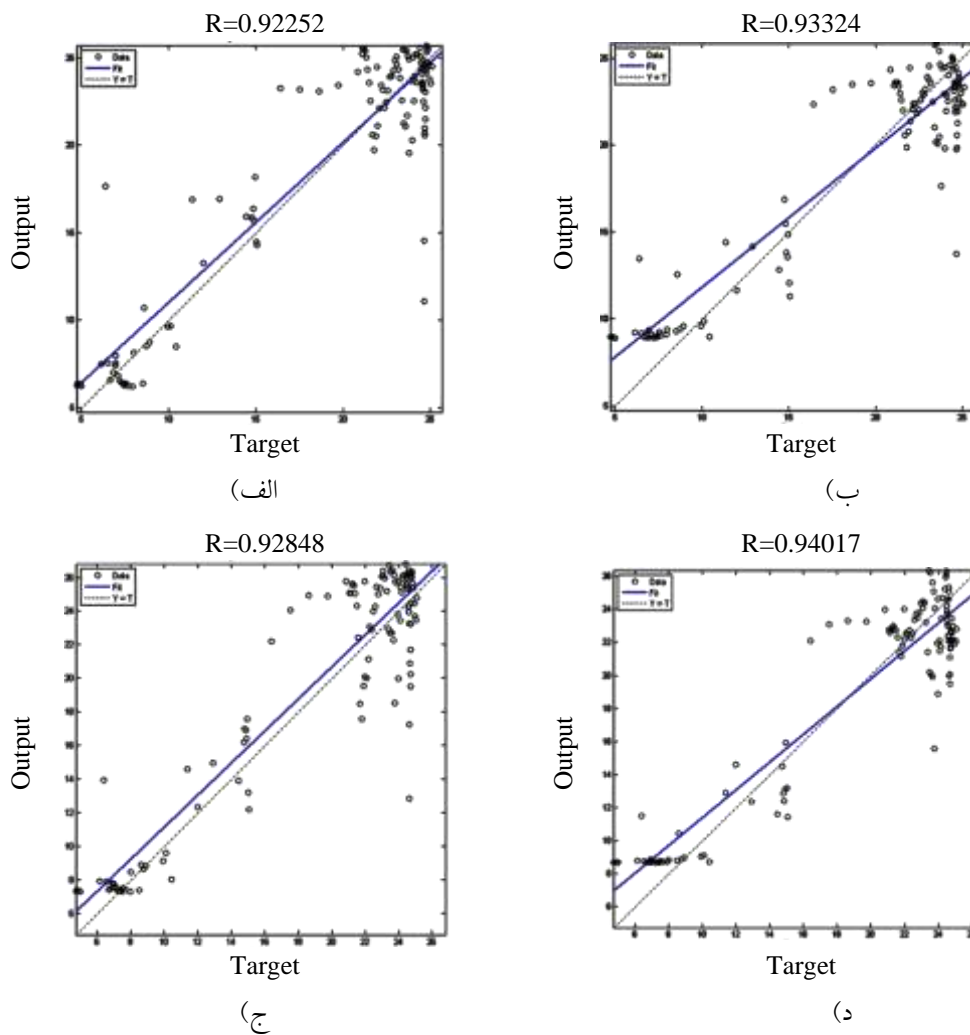


جدول ۶- حالات بهینه تخمین از لحاظ تعداد کلاس و متغیرهای ورودی در بررسی تعمیم پذیری تخمین به روش بی‌زین در چاه مورد مطالعه.

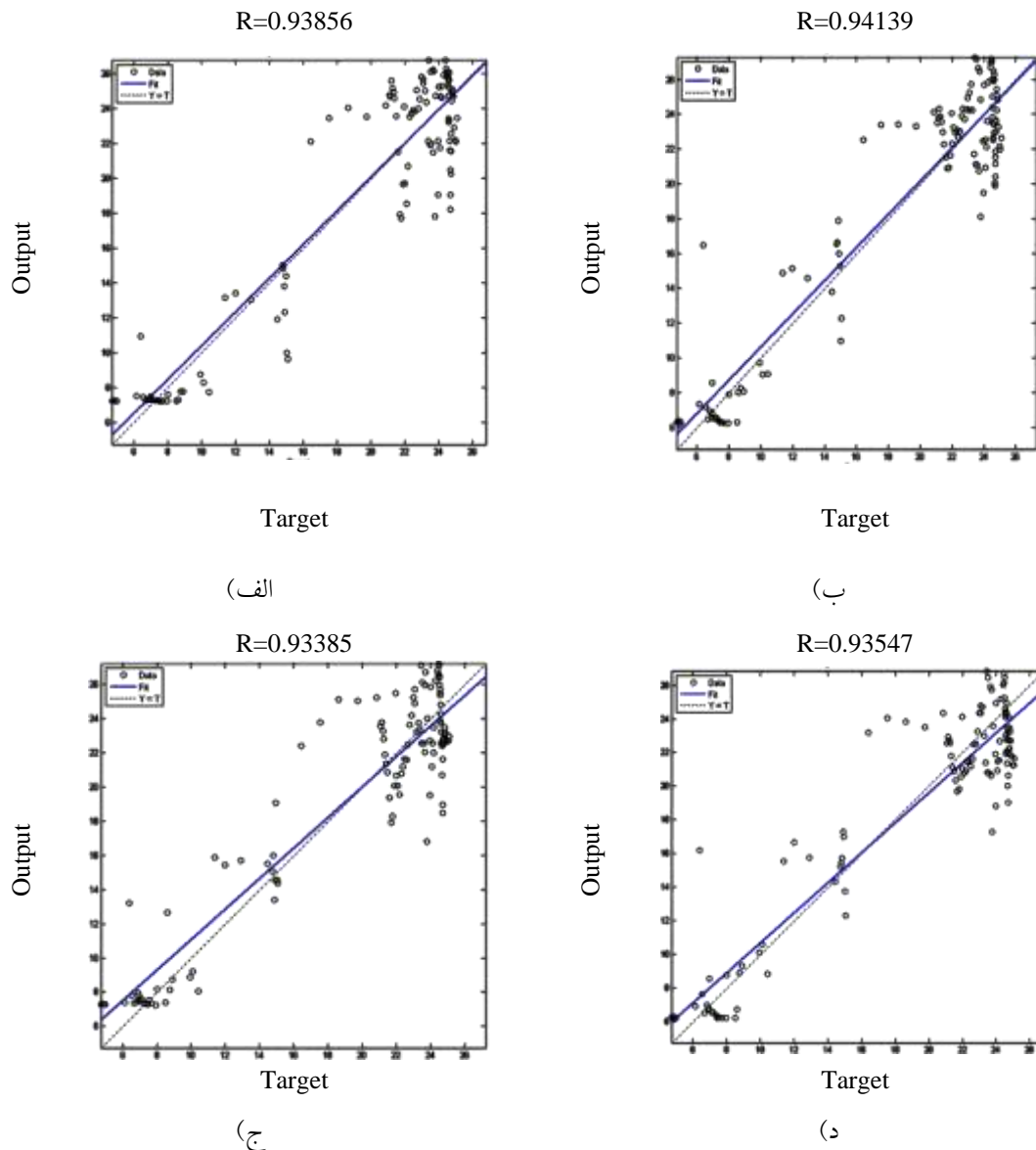
ضریب همبستگی	حالت مورد بررسی	
	کلاس	متغیر
%۹۱	۳	۳
%۹۲	۴	۳
%۹۱	۵	۳
%۹۱	۳	۴
%۹۲	۴	۴
%۹۳	۳	۵
%۹۲	۴	۵
%۹۴	۳	۶
%۹۳	۴	۶
%۹۴	۵	۶
%۹۳	۴	۷
%۹۳	۵	۷



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



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



شکل ۹- همبستگی بین تخلخل واقعی و تخمین زده شده توسط تئوری بیزین در سه حالت، الف) ۶ متغیر و ۴ کلاس ب) ۶ متغیر و ۵ کلاس ج) ۷ متغیر و ۴ کلاس و د) ۷ متغیر و ۵ کلاس برای چاه تعمیم.

## ۶- نتیجه گیری

در این مقاله از تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین)، برای تخمین تخلخل در میدان نفتی آزادگان که مقادیر تخلخل مغزه در چاه‌های آن موجود است، استفاده شد. در نهایت با بررسی نتایج حاصل از تخمین در حالت تعمیم‌پذیری روش در چاه دیگر میدان، حالت ۶ متغیر ورودی با ۵ کلاس، با ضریب همبستگی ۹۴٪ به عنوان بهترین حالت تخمین تکنیک ترکیب اطلاعات (تئوری بیزین) انتخاب شد. اما همانطور که مشاهده می‌شود در این مورد و دیگر حالات بهینه تخمین در بررسی تعمیم‌پذیری روش، بر خلاف ضریب همبستگی بالایی که حاصل شد، مقادیر CCR ماتریس درهم‌ریختگی الزاما بالا نبودند و برای بهترین مقادیر CCR الزاما بهترین مقادیر تخلخل حاصل نشد. پس بالا بودن ضریب همبستگی تخمین حاصل از تئوری

بیزین با تخلخل مغزه، دلیلی مبنی بر بالا بودن نرخ صحیح کلاسه بندی توسط این تکنیک نمی باشد. طبق نتایج به دست آمده از روش بیزین ترکیب اطلاعات که همبستگی بیش از ۰/۹ را با تخلخل حاصل از مغزه نشان داد می توان گفت، نسبت به روش های متداول (رگرسیون چندمتغیره و شبکه عصبی) که ضریب همبستگی نتایج با یافته های حاصل از مغزه حدود ۰/۷ تا ۰/۸ می باشد، از اعتبار بالاتری برخوردار بوده و 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.

## منابع

۱. 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
۲. رضایی، محمدرضا، ۱۳۸۵، اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، ۶۶۹ صفحه
3. Tarek, A., 1946. "Reservoir rock properties and fluid flow in porous media" London.
4. Rezaee M.R., Kakhodaie 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.
5. Luo, R. C. and Kay, M. G. (1995). "Multisensor integration and fusion for intelligent machines and system", Ablex Publishing Corp.
6. Abidi, M. A. and Gonzalez, R. C. (1992). "Data fusion in robotics and machine intelligence.. 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. Dasarathy ,B.V., 1991. "Decision fusion strategies in multisensor environments Systems", Man and Cybernetics, 21(5): 1140-1154.
10. .Hall, D. L. and J. Llinas (2001). "Handbook of multisensor data fusion". Boca Raton, CRC Press LLC.
11. .Tahani, H. and J. M. Keller (1990). "Information fusion in computer vision using the fuzzy integrzal. "
12. Russo, F. and G. Ramponi (1994). "Fuzzy methods for multisensor data fusion." Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on 43(2): 288-294.
13. Gros, X.E., 1997, "NDT Data Fusion", John Wiley & Sons, New York, 205 pages.
14. B. Huang, "Beysian methods for control loop monitoring and diagnosis," Jurnal of process Control, Vol. 18, pp. 829-838, Oct 2008.
15. 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.

## **Porosity estimation with data fusion approach (Bayesian theory) in wells of Azadegan oil field, Iran**

A. Mazaheri Torie, H. Memarian, B. Thokhmchi and B. Moshiri

### **Abstract**

Porosity is one of the main variables in evaluating the characteristics of an oil field. Petrophysical data are normally used to determine these variables. Measurements obtained from well logs, contains some errors and uncertainty. This porosity is influenced by different factors, such as temperature, pressure, fluid type, clay content and the amount of hydrocarbons. One of the best, and yet most practical ways to reduce the amount of uncertainty in porosity measurement is using various sources of data and data fusion techniques. Data fusion increase certainty and confidence and reduce risk and error in decision making. In this research, the porosity is estimated in 4 wells of Azadegan oil field, with data fusion method (Bayesian theory). To check the ability of generalization of the method, the porosity was also estimated in one other well of this field. A maximum of 7 input variables were used to estimate porosity in this new approach. The results showed that data fusion technique is more powerfull than traditional techniques for porosity estimation. According to the results, this method has higher credibility than traditional techniques that show 0.7 to 0.8 regressions with log data but data fusion technique showed solidarity over 0.9 with log data.

**Keywords:** uncertainty, resolution, noise, data fusion, Bayesian theory, estimation, Azadegan oil field, Sarvak formation, Iran.



# *Iranian Journal of Petroleum Geology*

Vol. 1, No. 1, 2011

ISSN :

**License 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 Mehrgini**

**Text Editor: Abolfazl Motamedi and Mehdi Metaleh**

**Internal manager: Eng. Mir Mahmoud Razavi Hesabi**

## **Editorial Board:**

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

Dr. Kazem Seyyed Emami, Tehran University

Dr. Ali Seyrafian: Isfahan University

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:

Dr, Ghoilamhossien Montazeri

Dr. Ali Vatani

## **Referees of this Issue:**

- |                                |                          |                                     |
|--------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| 1. Ali Kadkhodaei              | 11. Mohammad Kereamati   | 21. Abdolmajid Movahhedinia         |
| 2. Mohsen Masihie              | 12. Abbas Shahrabadi     | 22. Seyyed Alireza Mortazavi        |
| 3. Bahram Movahed              | 13. Seyyed Ali Mousavi   | 23. Masoud Nemati                   |
| 4. Alimohammad Bagheri         | 14. Amirabbas Askari     | 24. Seyyed Mohammad Javad Mojtahedi |
| 5. Alireza Azedi               | 15. Alireza Bashari      |                                     |
| 6. Mohsen Zinali               | 16. Mohammad Mohammadnia |                                     |
| 7. Mahmoud Bargrizan           | 17. Mohammad Soleymani   |                                     |
| 8. Farhad Khoshbakht           | 18. Ali Shekarifard      |                                     |
| 9. Javad Honarmand             | 19. Mohammad Koneshloo   |                                     |
| 10. Seyyed Reza Mousavi Harami | 20. Alireza Arabamiri    |                                     |

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