

## اعتبارسنجی و مقایسه دو روش شبکه عصبی مصنوعی و $\Delta\text{LogR}$ در ارزیابی محتوای ماده آلی سنگ‌های منشاء: مطالعه موردی از سازند پابده میدان نفتی مارون

بهرام علیزاده، دانشیار گروه زمین‌شناسی دانشگاه شهید چمران اهواز\*  
خالد معروفی، کارشناس ارشد زمین‌شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز  
محمد حسین حیدری‌فرد، کارشناس ارشد شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

### چکیده

سنگ‌های منشاء از چگالی کمتری نسبت به دیگر لایه‌ها برخوردار بوده و از طرفی سرعت عبور موج، تخلخل و مقاومت بیشتری را نشان می‌دهند. بنابراین می‌توان از نگاره‌های چاه‌پیمایی به منظور شناسایی این سنگ‌ها و بعنوان شاخصی جهت تعیین توان هیدروکربنی آنها استفاده نمود. این مهم معمولاً بوسیله روش‌های هوشمند نظیر شبکه عصبی مصنوعی و  $\Delta\text{LogR}$  انجام می‌گیرد. سنگ‌شناسی متغیر و وجود مقادیر گوناگون ماده آلی کل (TOC)، موجب شد تا سازند شیلی - آهکی پابده جهت اعتبارسنجی و مقایسه نتایج روش‌های نامبرده در زمینه سنجش TOC انتخاب گردد. آنالیز رگرسیونی نشان می‌دهد که انطباق نتایج شبکه عصبی با مقادیر پیرولیز راک‌ایول (۹۹٪)، به مراتب بهتر از انطباق نتایج روش  $\Delta\text{LogR}$  (۶۰٪) است. محاسبه مجذور خطای میانگین (Mean Square Error) روش‌های یادشده نیز نتیجه فوق را آشکار نمود (استفاده بدلیل کارایی بالاتر MSE در نمایش خطای واقعی)، به طوریکه خطای MSE روش شبکه عصبی (۰/۰۷)، بسیار کمتر از روش  $\Delta\text{LogR}$  (۰/۹۸) است. با افزایش محتوای ماده آلی و میزان رس نمونه‌ها، کارایی روش  $\Delta\text{LogR}$  نیز افزایش می‌یابد. در این مطالعه، MSE روش  $\Delta\text{LogR}$  از سنگ‌شناسی شیلی به آهکی، به ترتیب از ۰/۲۷ به ۱/۴۱ افزایش می‌یابد. براساس نتایج شبکه، TOC در سازند پابده میدان مارون از ۰/۴۵ تا ۴ درصد وزنی متغیر می‌باشد. این سازند را از نظر میزان TOC می‌توان به سه بخش A و C، با مقادیر ماده آلی کمتر از ۱٪ و B، با مقادیر ماده آلی بالاتر از ۱٪ تقسیم نمود. ضخامت کل، میزان ماده آلی و درصد رس سازند در راستای جنوب‌شرق میدان افزایش می‌یابد که این خود نشانگر افزایش عمق حوضه ته‌نشینی در این راستا می‌باشد. در نهایت، با توجه به انطباق مرز بالایی لایه غنی از ماده آلی B با نوسانات شدید نگاره گاما، می‌توان این مرز را بعنوان شاخصی مناسب جهت شناسایی مرز ائوسن - الیگوسن و رخداد پیرنین به کار گرفت.

**واژه‌های کلیدی:** TOC، سازند پابده، میدان نفتی مارون، شبکه عصبی مصنوعی، روش  $\Delta\text{LogR}$ .

## مقدمه

(Peters 1986; Langford 1990).

امروزه بدلیل هزینه‌های فراوان آنالیزهای ژئوشیمیایی و نیاز به داده‌های فراوان، بهره جستن از روش‌های غیرمستقیم جهت تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی مورد توجه فراوان قرار گرفته است.

امکان توصیف وضعیت مواد آلی از طریق نگاره‌های درون‌چاهی از خصوصیات فیزیکی آنها نشأت می‌گیرد، بدین معنی که ویژگی‌های فیزیکی آنها تفاوت قابل ملاحظه‌ای با خصوصیات کانی‌های سنگ میزبان‌شان دارد (چگالی کمتر، سرعت صوت کمتر یا زمان عبور صوت بالاتر، غالباً مقدار اورانیوم بیشتر، مقاومت بالاتر و هیدروکربن و غنی شدگی کربن بیشتر). بنابراین نگاره‌هایی که عموماً جهت ارزیابی سنگ‌های منشاء مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از: نگاره‌های چگالی، صوتی، اشعه گاما، نوترون و مقاومتی (Serra 1986; Herron 1988; Luffel 1992).

محققان مختلف در مطالعاتشان کارایی نگاره‌ها را در ارزیابی سنگ‌های منشاء آشکار کرده‌اند. (Beers (1945، Fertle، Schmoker (1981، Swanson (1966 (1988) و Hertzog et al. (1989) از نگاره اشعه گاما برای شناسایی سنگ‌های غنی از ماده آلی استفاده کردند. (Dellenbach et al. (1983 و Hussain (1987 بوسیله منحنی‌های زمان عبور صوت و اشعه گاما روشی ابداع کردند که پارامتر حاصل از آن با میزان غنی‌شدگی ماده آلی ارتباطی خطی داشت. روشی دیگر که حاصل ادغام نگاره‌های مقاومتی، چگالی و صوتی بود، توسط Meyer و Nedrolf در سال ۱۹۸۴ ارائه شد. این روش صرفاً جهت تشخیص سنگ‌های منشاء از غیرمنشاء بکار رفت و در آن هیچ کوششی در جهت تعیین میزان غنای ماده آلی صورت نگرفت. از سوی دیگر Mendelson و Taksoz در سال ۱۹۸۵ آنالیزی چند متغیره از داده‌های نگاره را جهت تشخیص سنگ‌ها منشاء بکار بردند

سنگ‌های منشاء عموماً شیل‌ها و سنگ آهک‌هایی هستند که حاوی مقادیر قابل ملاحظه‌ای از ماده آلی باشند (Tissot and Welte 1984). سنگ‌منشاء به عنوان سنگی معرفی می‌شود که توانایی تولید و خارج کردن هیدروکربن کافی جهت تشکیل تجمعی از نفت یا گاز را داشته باشد. مهمترین فاکتور کنترل کننده میزان نفت و گاز، محتوای هیدروژن ماده آلی است (Hunt and Jaieson 1956; Hunt 1996). مقدار ماده آلی معمولاً به صورت مقدار کربن آلی کل (TOC) گزارش شده و بوسیله تکنیک راکایول محاسبه می‌شود. در این تکنیک ابتدا ۵۰ تا ۷۰ میلی گرم از پودر هر نمونه طی مرحله پیرولیز در دمای ۳۰۰ درجه به مدت ۳ الی ۴ دقیقه حرارت داده می‌شود، که در اثر آن، هیدروکربن‌های آزاد از نمونه خارج می‌شوند. سپس دمای کوره با یک برنامه دمایی ۲۵ درجه در دقیقه، تا دمای ۶۵۰ درجه سانتیگراد بالا می‌رود، که این عمل منجر به شکست حرارتی کروژن و تولید هیدروکربن می‌گردد. سپس مرحله اکسیدان آغاز می‌شود که طی آن نمونه تا دمای ۸۵۰ درجه و در یک اتمسفر مصنوعی سوزانده می‌شود تا تمامی کربن موجود در نمونه خارج گردد (Behar et al. 2001).

از این تکنیک پارامترهای گوناگونی حاصل می‌شود. پیک اول ( $S_1$ )، مقدار میلی گرم هیدروکربنی را نشان می‌دهد که از تقطیر حرارتی ۱ گرم سنگ حاصل می‌شود. پیک دوم ( $S_2$ )، میلی گرم هیدروکربن حاصل از پیرولیز کروژن موجود در ۱ گرم سنگ را نشان می‌دهد. سومین پیک ( $S_3$ )، میلی گرم دی‌اکسیدکربن در هر گرم سنگ و آخرین پیک ( $S_4$ )، میزان  $CO_2$  تولید شده بوسیله اکسیداسیون ماده آلی باقیمانده را نمایان می‌کند. پارامتر مهم دیگر TOC است که بصورت حاصل جمع کربن آلی پیرولیز شده و باقیمانده تعریف می‌شود (Espitalie et al. 1985;).

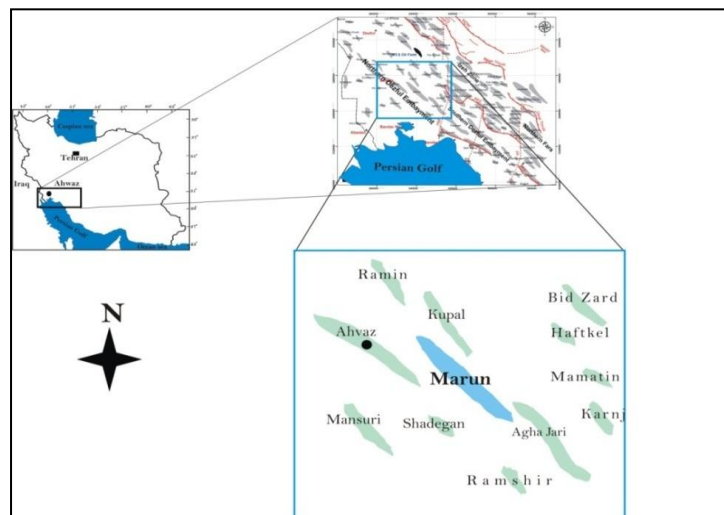
آلی کل سازند پابده بکار گرفته‌اند.

#### زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه

میدان نفتی مارون در فاصله ۴۰ کیلومتری شرق اهواز قرار گرفته‌است. از نظر موقعیت زمین‌شناسی، این میدان در ناحیه فروافتاده درفول شمالی و بین میداین کوپال، آغاچاری، شادگان و اهواز واقع شده‌است (شکل ۱). میدان نفتی مارون که به صورت یک تاقدیس تقریباً نامتقارن به ابعاد  $۶۵ \times ۱۰$  کیلومتر در افق آسماری می‌باشد، در سال ۱۳۴۳ با استفاده از روش لرزه‌نگاری و حفر اولین چاه در مخزن آسماری اکتشاف گردید. در سال ۱۳۴۷ با حفر چاه شماره ۲۱، مخزن بنگستان و در سال ۱۳۵۷ با حفر چاه شماره ۱۲۳، مخزن خامی آن کشف شد. تاکنون افزون بر ۳۰۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده‌است.

سرانجام Passey et al. (1990) روشی جدید با نام روش  $\Delta\text{LogR}$  را ابداع کردند. این روش از روی هم قراردادن نگاره‌های تخلخل و نگاره مقاومتی جهت محاسبه مقدار کربن آلی کل (TOC) استفاده می‌کند.

در دهه‌های اخیر استفاده از روش‌های کامپیوتری جهت تخمین TOC از طریق نگاره‌های پتروفیزیکی کاربرد فراوان یافته‌است. در این مطالعه سعی بر آن شده تا دقت نتایج دو روش  $\Delta\text{LogR}$  و شبکه عصبی مصنوعی در بررسی تغییرات TOC در سازند پابده میدان نفتی مارون، که عزیزاده و همکاران (۱۳۸۵) آن را به عنوان یکی از سنگ منشاءهای مهم این میدان معرفی کرده‌اند، مورد بررسی قرار گرفته و توان هیدروکربنی سازند بخش‌های مختلف میدان مورد ارزیابی قرار گیرد. اضافه می‌شود که کمالی و میرشادی (۲۰۰۴) نیز روش  $\Delta\text{LogR}$  و روش‌های هوشمند کامپیوتری را جهت تعیین مقدار ماده



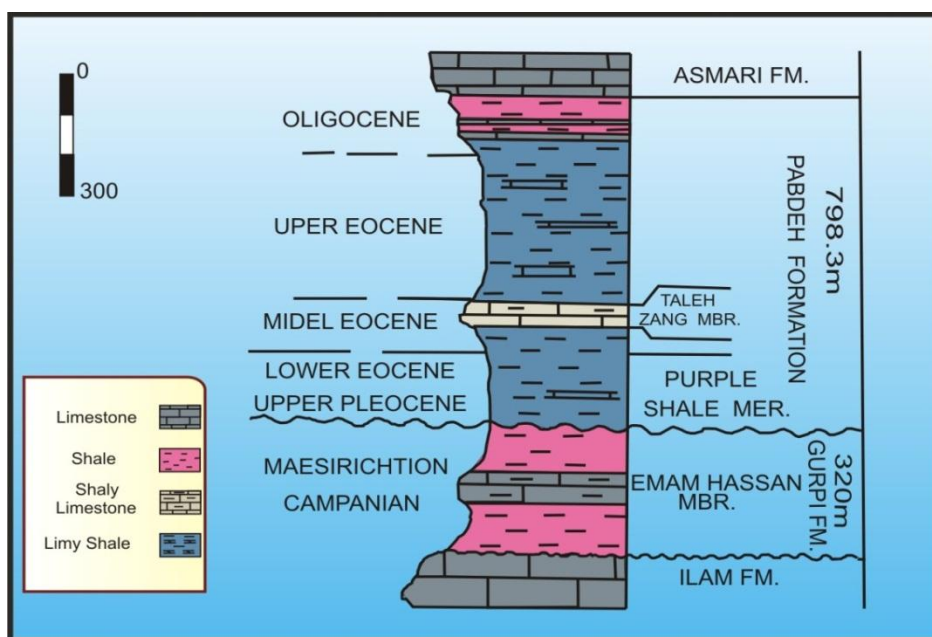
شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مارون

جنوب غرب لرستان، تا عراق ادامه پیدا می‌کند (Bordenave and Burwood 1990). نام این سازند از تنگ پابده در کوه گورپی واقع در شمال شهر لالی در استان خوزستان اقتباس گردیده‌است. محل مقطع نمونه

رسوبات شیلی که از پالئوسن تا الیگوسن پیشین در فروافتادگی دزفول و ناحیه فارس دیده می‌شود را جزو سازند پابده در نظر می‌گیرند. این سازند از حاشیه حوضه فارس شروع شده و پس از عبور از فروافتادگی دزفول و

آن از پالئوسن تا الیگوسن تعیین شده است (شکل ۲). میرزا قلی‌پور و حقی (۱۳۶۹) منشأ نفت مخزن آسماری میدان مارون را بدلیل داشتن نفت نیمه‌سنگین و پائین‌بودن درصد گاز  $H_2S$ ، به سازند پابده نسبت داده‌اند

این سازند، ادامه مقطع نمونه سازند گورپی در کوه گورپی بوده و ضخامت این واحد ۷۹۸/۵ متر می‌باشد. سنگ‌شناسی این سازند شامل مارن، شیل‌های آهکی و آهک‌های رسی بوده و بر اساس محتویات فسیلی، سن



شکل ۲- چینه شناسی سازند پابده در مقطع نمونه (James and Wynd 1965)

## روش مطالعه

### ۱- شبکه‌های عصبی مصنوعی پس انتشار خطا

شبکه عصبی یک سیستم پردازش اطلاعات است که در انجام وظایف خود مانند شبکه عصبی بدن عمل می‌کند و توانایی بسیار زیادی در انجام فرآیندهای یادگیری، آموزش و سازگار کردن ورودی‌ها و خروجی‌های مطلوب دارد (Al-Qahtani 2000).

این شبکه‌ها شامل چندین عنصر ساده از قبیل نرون، دندریت و غیره هستند. هر نرون دارای ورودی ( $I_i$ ) است که در وزن ( $W_i$ ) مختص به خود ضرب می‌شود. هر نرون مصنوعی می‌تواند دارای ورودی‌های فراوان باشد در حالی که تنها یک خروجی دارد. این ورودی‌ها با هم جمع می‌شوند و سپس به تابع فعال شبکه منتقل شده و

در نهایت خروجی بدست می‌آید. شبکه‌های پس انتشار خطا (BP-ANN) شبکه‌هایی هستند که دارای سه لایه ورودی، میانی و خروجی هستند. در این شبکه‌ها از دو نوع تابع sigmoid و purlin برای آموزش شبکه استفاده می‌گردد. فرآیند آموزش شبکه به نحوی است که ابتدا ورودی‌ها (اطلاعات نگاره‌ها) به نرون‌های لایه ورودی داده شده و پس از محاسبه اختلاف بین خروجی شبکه و خروجی مطلوب، خطای مربوطه به شبکه برگردانده شده و وزن‌ها مجدداً در جهت کاهش خطا، خود را با شرایط جدید سازگار می‌کنند. برای کاهش خطا و رسیدن به خروجی مطلوب، فرآیند آموزش چندین بار تکرار شده تا جایی که هدف نهایی حاصل گردد (Mohaghegh 1994). برای تعیین تعداد نرون‌ها و لایه‌های میانی رابطه

### بحث

به منظور سنجش TOC از طریق روش شبکه عصبی مصنوعی، شبکه عصبی مورد نیاز به وسیله نرم افزار مطلب طراحی گردید. این شبکه سه لایه ای بوده و حاوی ۵ نرون در لایه میانی یا پنهان می باشد. داده های ورودی شبکه عبارت از:

✓ مقدار نگاره مقاومت

✓ مقدار نگاره صوتی

✓ LOM

خروجی شبکه نیز مقدار TOC می باشد.

داده های ورودی شبکه مشابه با داده های ورودی روش  $\Delta \text{LogR}$  در نظر گرفته شد زیرا هر سه داده مورد استفاده ارتباط مستقیمی با میزان TOC دارند.

برای طراحی این شبکه از داده های آنالیز راک ایول ۷۰ نمونه، که مربوط به میادین مختلف فروافتادگی دزفول بودند استفاده شد. پس از وارد کردن داده های مربوطه به لایه ورودی، داده ها به سه دسته آموزش (۷۰٪)، اعتبارسنجی (۱۵٪) و تست (۱۵٪) تقسیم بندی شدند. ضریب همبستگی داده های دسته تست این شبکه (پس از پایان مرحله آموزش) حدود ۸۳ درصد و ضریب همبستگی کل ۸۹ درصد بوده است (شکل ۴).

در این بخش از تحقیق، نگاره های مقاومتی و صوتی مربوط به چاه های مربوطه توسط نرم افزار LogCard رقومی شده و پس از سنجش میزان LOM مخصوص به هر چاه (از طریق مطالعه تاریخچه حرارتی میدان)، مقادیر TOC در چاه های مربوطه (در بازه های ۱۵ سانتی متری) از طریق هر دو روش سنجیده شد (شکل ۵).

جهت سنجش LOM در این مطالعه از نرم افزار Pars Basin Modeler استفاده شد. بدین منظور با استفاده از لاگ دما و عمق، میزان ضریب انعکاس ویتروینایت در برابر افزایش عمق برای هر چاه مورد محاسبه قرار گرفته و بدین ترتیب، امکان محاسبه LOM نیز میسر گردید.

یا قانون خاصی وجود ندارد ولی افزایش و یا کاهش هر کدام از آن ها نقش بسزایی در فرآیند آموزش شبکه دارد (Callan 1999).

### ۲- روش $\Delta \text{LogR}$

پسی و همکاران (۱۹۹۰) یک ایده نسبتاً جدید در ارزیابی سنگ منشاء پیشنهاد کردند که به روش  $\Delta \text{LogR}$  موسوم است. قرار گرفتن نسبت های بین مقاومت های سازندی از یک طرف و قرائت های صوتی، دانسیته و نوترون از سوی دیگر می تواند برای محاسبه  $\Delta \text{LogR}$  استفاده گردد. جدایش  $\Delta \text{LogR}$  به شکل خطی مربوط به TOC و تابعی از بلوغ است. عملاً میزان بلوغ یا LOM از طریق آنالیز نمونه ها (انعکاس ویتروینایت، شاخص دگرسانی حرارتی یا  $T_{\text{max}}$ ) و یا از تخمین تاریخچه تدفین و حرارتی بدست می آید. اگر بلوغ (LOM) نادرست تخمین زده شود، مقدار TOC مطلق می تواند نادرست باشد. برای محاسبه  $\Delta \text{LogR}$  از طریق نمودار صوتی و مقاومتی، از فرمول زیر استفاده می شود:

$$\Delta \text{LogR} = \log_{10}(R/R_{\text{baseline}}) + 0.02 \times (\Delta T - \Delta T_{\text{baseline}})$$

$\Delta \text{LogR}$  : جدایش اندازه گیری شده از نمودار مقاومتی و صوتی می باشد.

$R_{\text{baseline}}$  : قرائت مقاومت در محل خط مبنا

$\Delta T_{\text{baseline}}$  : قرائت  $\Delta T$  در محل خط مبنا

$R$  : قرائت مقاومت از روی نمودار

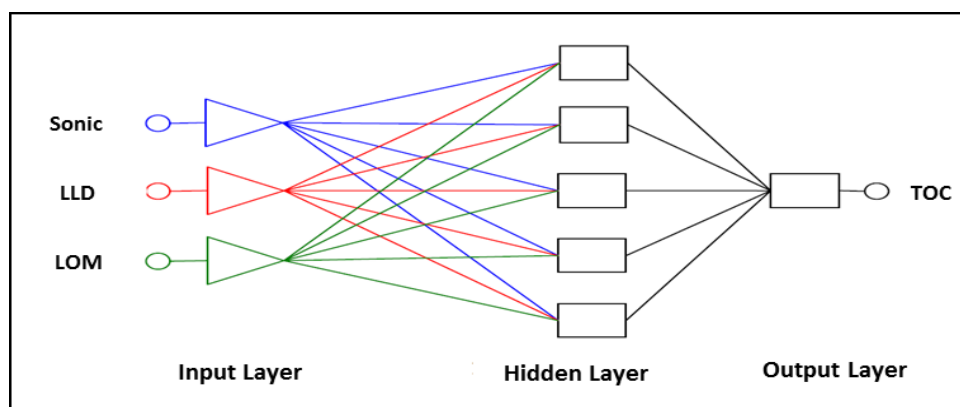
$\Delta T$  : قرائت صوت از روی نمودار

معادله تجربی برای محاسبه TOC بدین صورت است:

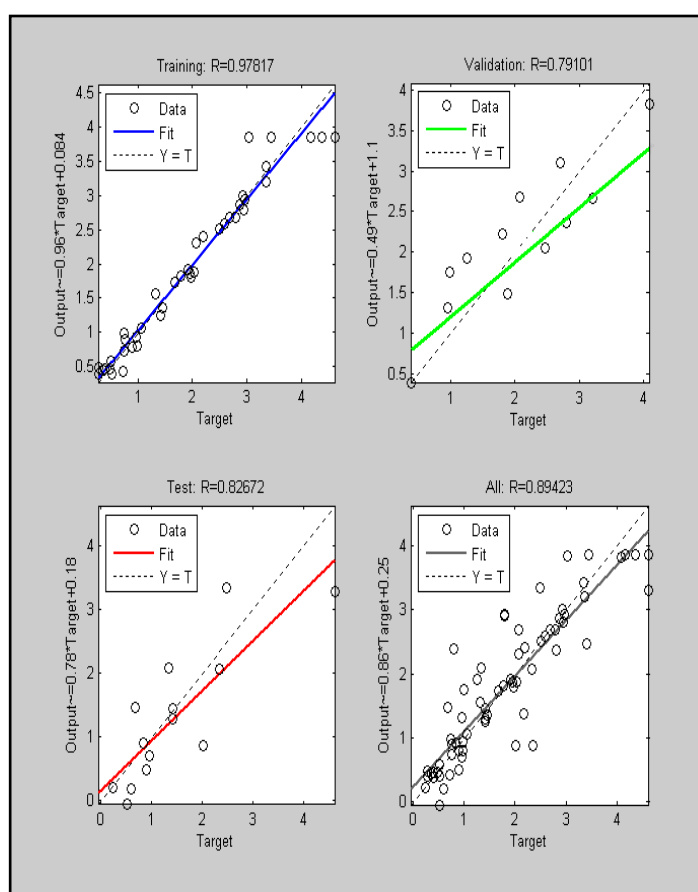
$$\text{TOC} = (\Delta \text{LogR}) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times \text{LOM})}$$

در رابطه فوق مقدار TOC بر حسب درصد وزنی (wt.%) است و LOM نیز میزان بلوغ<sup>۱</sup> را نشان می دهد. مقدار LOM ۸ تا ۹، آغاز پنجره نفتی را نشان می دهد در حالیکه پایان پنجره نفتی با مقادیر LOM ۱۲ تا ۱۳ مشخص می گردد (Hunt 1996).

<sup>1</sup> Level of Organic Metamorphism



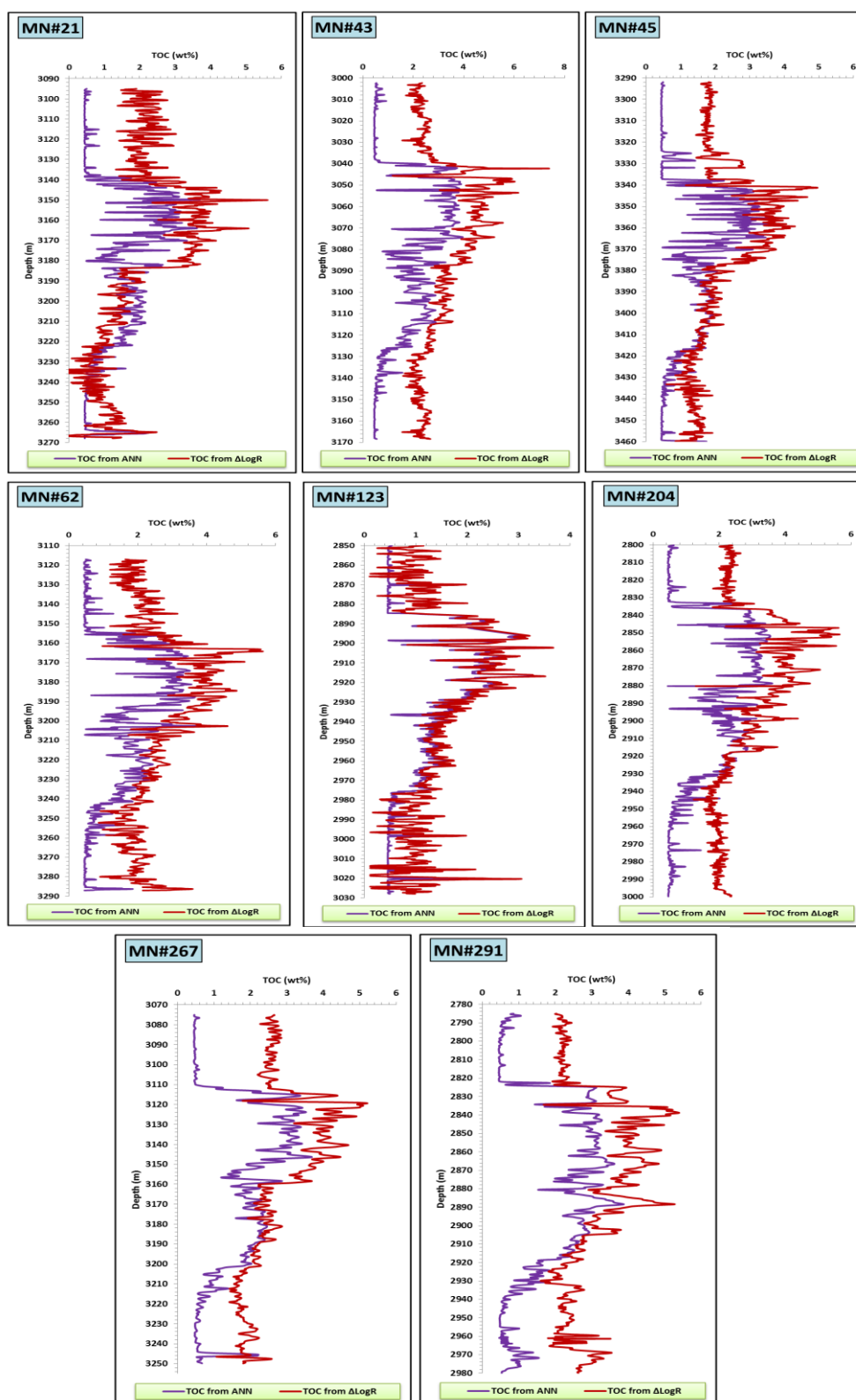
شکل ۳- شکلی شمایک از شبکه پس انتشار خطای مورد استفاده



شکل ۴- ضرایب همبستگی بین خروجی شبکه و خروجی مطلوب

می‌بایست دقت دو روش مورد سنجش قرار گرفته و پس از اطمینان از صحت نتایج، به‌منظور تفسیر وضعیت ماده آلی میدان مورد استفاده قرار گیرند.

همانطور که در شکل ۵ مبرهن است، علیرغم اینکه نتایج دو روش روند یکسانی را نشان می‌دهند اما در حین حال اختلاف قابل ملاحظه‌ای با هم دارند. بدین سبب ابتدا



شکل ۵- نتایج حاصل از سنجش TOC در سازند پابده میدان مارون بوسیله دو روش شبکه عصبی مصنوعی و  $\Delta\text{LogR}$

## ۴-۱) اعتبارسنجی و مقایسه دو روش

به منظور سنجش دقیق دو روش و افزایش دقت مقادیر TOC تخمینی، ۱۶ عدد نمونه از بخش‌های مختلف سازند پابده این میدان مورد آنالیز پیرولیز راک‌ایول قرار گرفت تا TOC واقعی نمونه‌ها حاصل گردد. سپس از طریق دو روش شبکه عصبی مصنوعی و  $\Delta\text{LogR}$  نیز TOC در همان نقاط محاسبه گردید (جدول ۱).

استفاده از آنالیز رگرسیونی (شکل ۶) نشان داد که میزان انطباق نتایج شبکه عصبی با مقادیر واقعی حاصل از پیرولیز (۹۹٪)، بسیار بالاتر از میزان انطباق روش  $\Delta\text{LogR}$  (۶۰٪) است. اما با توجه به اینکه در آنالیز رگرسیونی خطاها در دو طرف خط رگرسیون همدیگر را پوشش می‌دهند، به منظور ارزیابی دقیق‌تر کارایی دو

روش، مجذور خطای میانگین (MSE) نیز از طریق

فرمول زیر مورد محاسبه قرار گرفت:

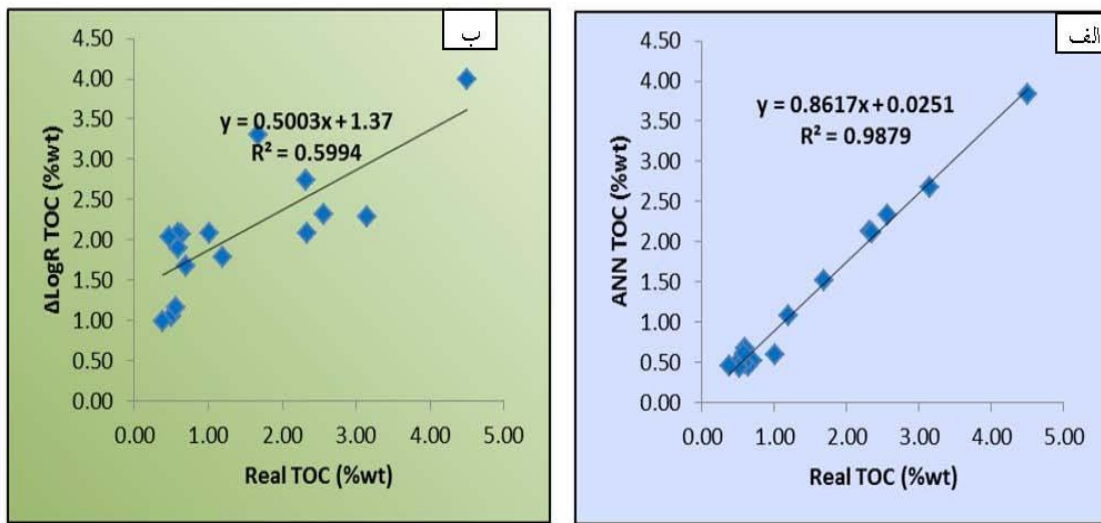
$$MSE = 1/N \sum (t_i - a_i)^2$$

N = تعداد سنجش،  $t_i$  = مقدار سنجیده شده و  $a_i$  = مقدار واقعی فاکتور

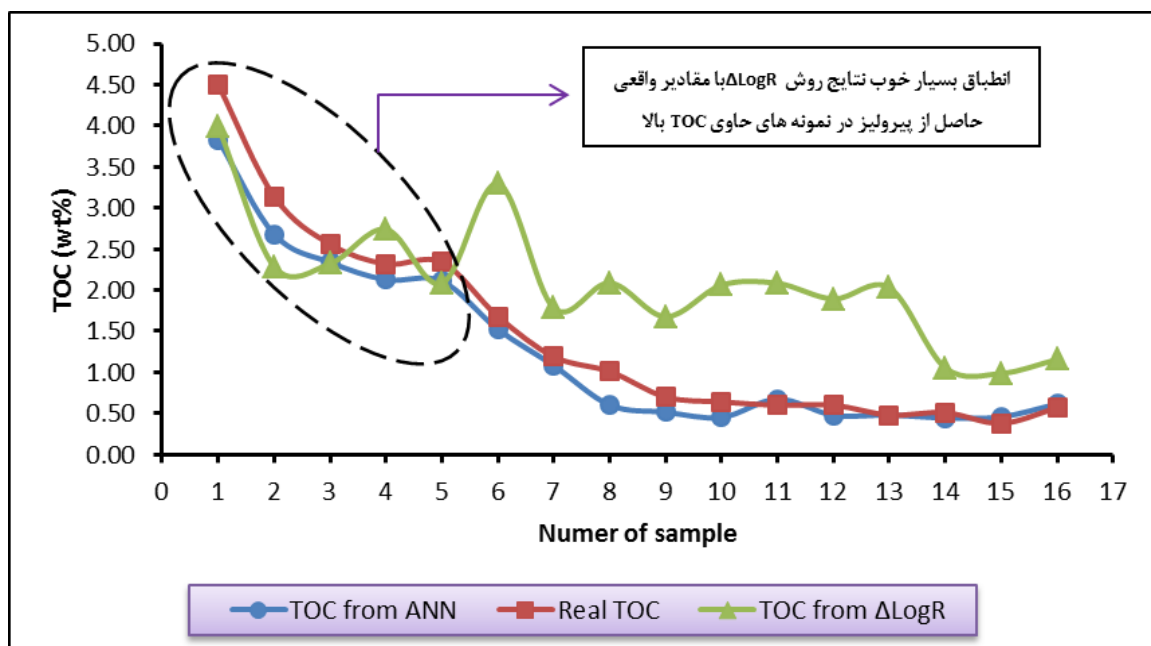
مجذور خطای میانگین محاسبه شده برای دو روش نیز، کارایی بالاتر روش ANN را به وضوح نشان می‌دهد. از سوی دیگر، مقایسه دو روش آشکار می‌کند که نتایج روش ANN در همه نمونه‌ها انطباق خوبی نشان می‌دهد، اما دقت روش  $\Delta\text{LogR}$  در نمونه‌های حاوی مقدار کربن آلی بالا، به مراتب بیشتر از نمونه‌های واجد مقدار کربن آلی پایین است (شکل ۷).

جدول ۱- مقادیر کربن آلی کل بدست آمده از ۳ روش آنالیز پیرولیز راک‌ایول، شبکه عصبی مصنوعی و  $\Delta\text{LogR}$

| Sample No. | Well Name | Depth | TOC from $\Delta\text{LogR}$ | Real TOC | TOC from ANN |
|------------|-----------|-------|------------------------------|----------|--------------|
| 1          | MN#43     | 3057  | 3.99                         | 4.5      | 3.83         |
| 2          | MN#123    | 2900  | 2.29                         | 3.14     | 2.68         |
| 3          | MN#204    | 2918  | 2.32                         | 2.56     | 2.34         |
| 4          | MN#204    | 2833  | 2.74                         | 2.32     | 2.13         |
| 5          | MN#123    | 2886  | 2.08                         | 2.34     | 2.11         |
| 6          | MN#204    | 2886  | 3.3                          | 1.68     | 1.52         |
| 7          | MN#204    | 2646  | 1.78                         | 1.19     | 1.08         |
| 8          | MN#204    | 2982  | 2.09                         | 1.01     | 0.6          |
| 9          | MN#123    | 3038  | 1.68                         | 0.7      | 0.52         |
| 10         | MN#204    | 2812  | 2.06                         | 0.64     | 0.45         |
| 11         | MN#204    | 2985  | 2.08                         | 0.6      | 0.67         |
| 12         | MN#204    | 2994  | 1.89                         | 0.6      | 0.48         |
| 13         | MN#204    | 2964  | 2.03                         | 0.48     | 0.48         |
| 14         | MN#123    | 3180  | 1.05                         | 0.51     | 0.45         |
| 15         | MN#123    | 3002  | 0.99                         | 0.38     | 0.46         |
| 16         | MN#45     | 3340  | 1.16                         | 0.57     | 0.61         |



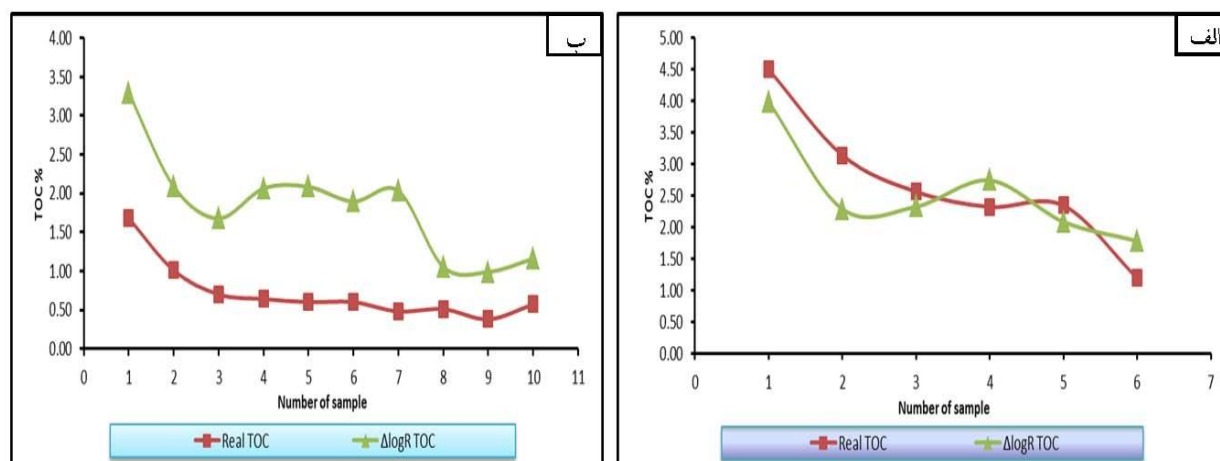
شکل ۶- (الف) - سنجش میزان انطباق نتایج شبکه عصبی، و (ب) - نتایج روش  $\Delta\text{LogR}$  با مقادیر واقعی TOC



شکل ۷- افزایش دقت روش  $\Delta\text{LogR}$  در نمونه های حاوی TOC بالا و کاهش آن در نمونه های واجد TOC کم

طراحی شده اند (MSE: ۰/۲۷). اما در نمونه های حاوی میزان آهک بیشتر از ۵۰ درصد (شکل ۸-ب)، دقت روش  $\Delta\text{LogR}$  به میزان بسیار زیادی کاهش می یابد (MSE: ۱/۴۱). بنابراین این روش در سنگ شناسی های غیر شیلی چندان کارا نبوده و نیاز به تصحیحات گوناگون (براساس منطقه و سنگ شناسی های مورد مطالعه) دارد.

همچنین تفکیک نمونه ها بر اساس وضعیت سنگ شناسی نشان داد که در نمونه هایی که میزان شیل آنها بیشتر یا مساوی ۵۰ درصد است، مقادیر TOC بدست آمده از روش  $\Delta\text{LogR}$  با مقادیر واقعی مطابقت خوبی دارند (شکل ۸-الف) که دلیل این امر این است که فرمول های این روش برای سنگ های غنی از رس



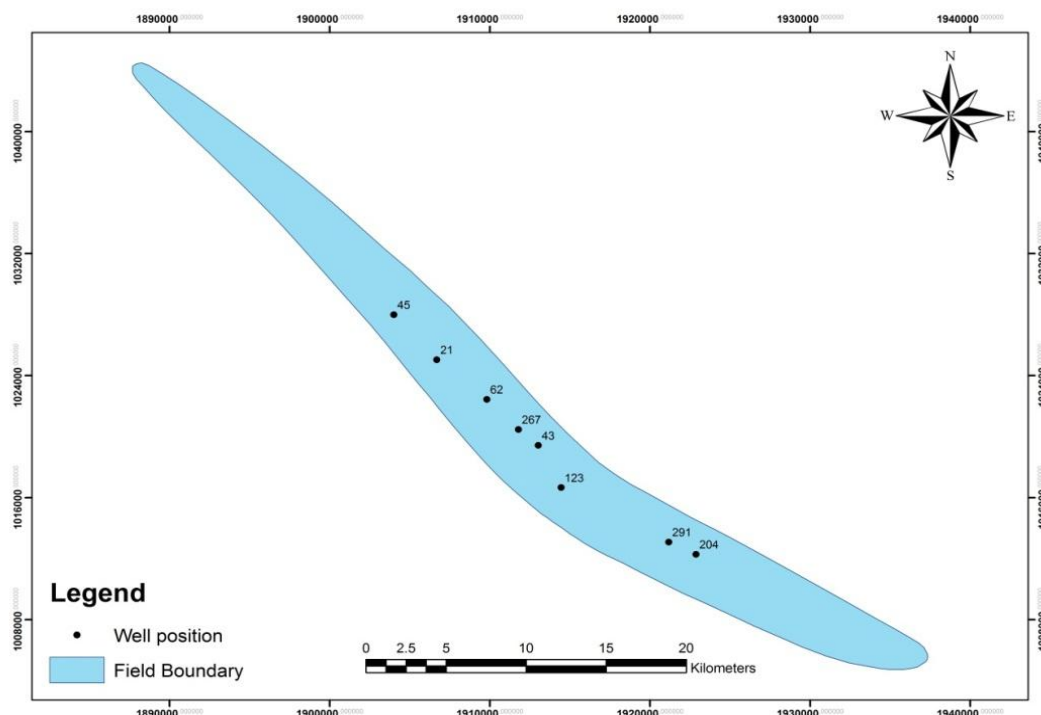
شکل ۸- (الف) - انطباق بسیار خوب نتایج روش  $\Delta\text{LogR}$  با مقادیر TOC واقعی در نمونه‌های حاوی شیل مساوی یا بالاتر از ۵۰٪. (ب) - کاهش دقت روش  $\Delta\text{LogR}$  در نمونه‌های حاوی آهک بالاتر از ۵۰٪.

بنابراین با توجه به قابلیت بسیار بالای شبکه عصبی مصنوعی در سنگ‌شناسی‌های گوناگون و مقادیر مختلف TOC، در این تحقیق تنها از نتایج این روش به منظور ارزیابی تغییرات TOC استفاده شده و از نتایج روش  $\Delta\text{LogR}$  صرف‌نظر می‌شود.

#### ۴-۲) بررسی نوسانات TOC در سازند پابده میدان مارون

به‌منظور بررسی تغییرات TOC در سازند پابده تعداد ۸ چاه به گونه‌ای انتخاب شدند تا کل میدان مارون را تحت پوشش قرار دهند (شکل ۹). پس از تشخیص سنگ‌شناسی سازند از طریق لاگ‌های زمین‌شناسی مربوط

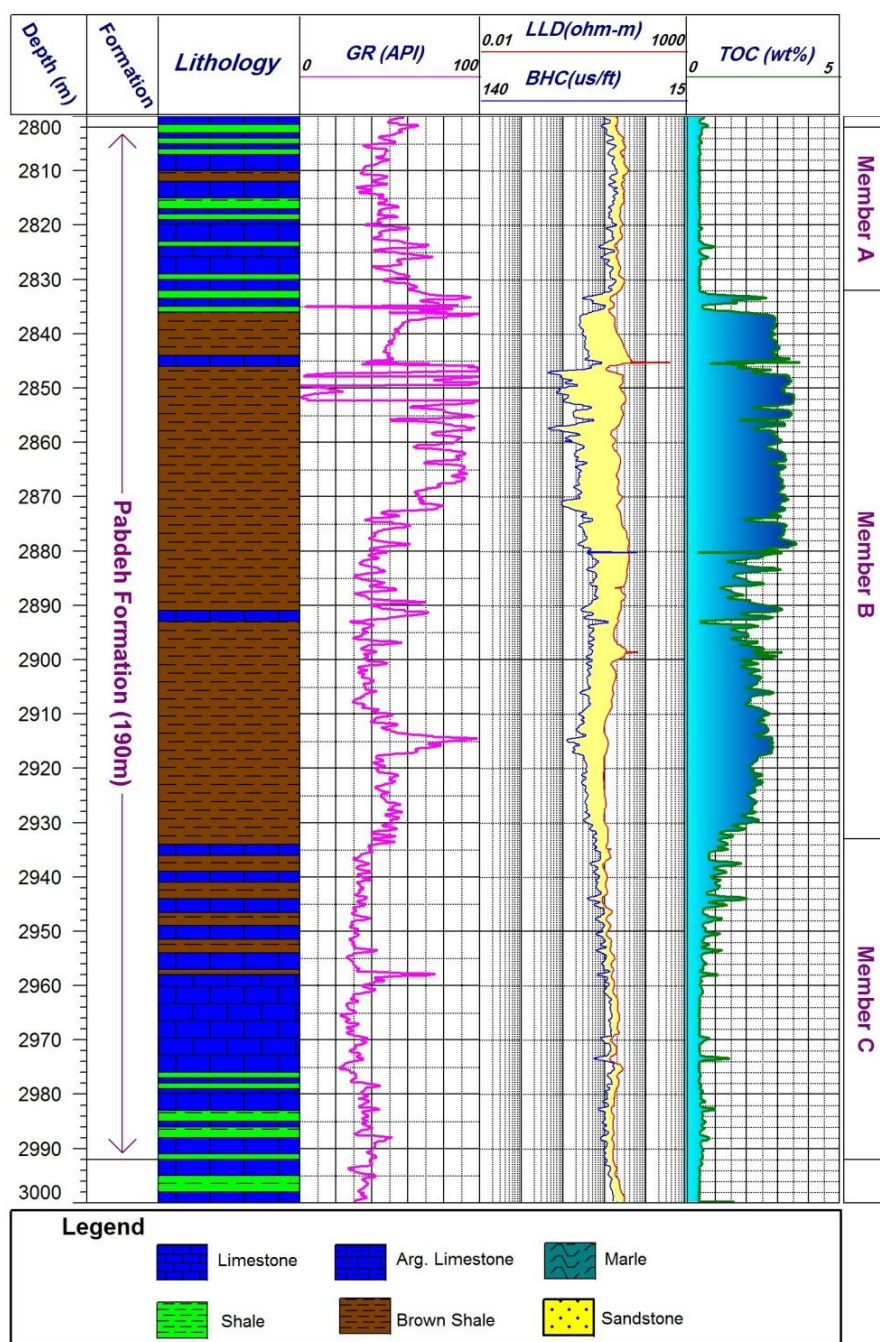
به چاه‌ها و نگاره‌های پتروفیزیکی، TOC در چاه‌های مربوطه و در بازه‌های ۱۵ سانتی‌متری در مقابل ستون سنگ‌شناسی مربوطه به مانند شکل ۱۰ رسم گردید. همانطور که در شکل ۱۰ مشخص است، از نظر میزان TOC، سازند پابده را می‌توان به ۳ بخش فوقانی و زیرین (A و C)، با میانگین TOC کمتر از ۱٪ و میانی، با میانگین TOC بالاتر از ۱٪ (بخش B)، تقسیم کرد که بخش‌های A و C غالباً آهکی بوده و در بخش B، شیل گسترش بیشتری دارد. پس از رسم لاگ پتروفیزیکی-ژئوشیمیایی برای تمام چاه‌ها، لاگ‌ها در مقابل هم ترسیم شده (شکل ۱۱) و با همدیگر مورد مقایسه قرار گرفتند.



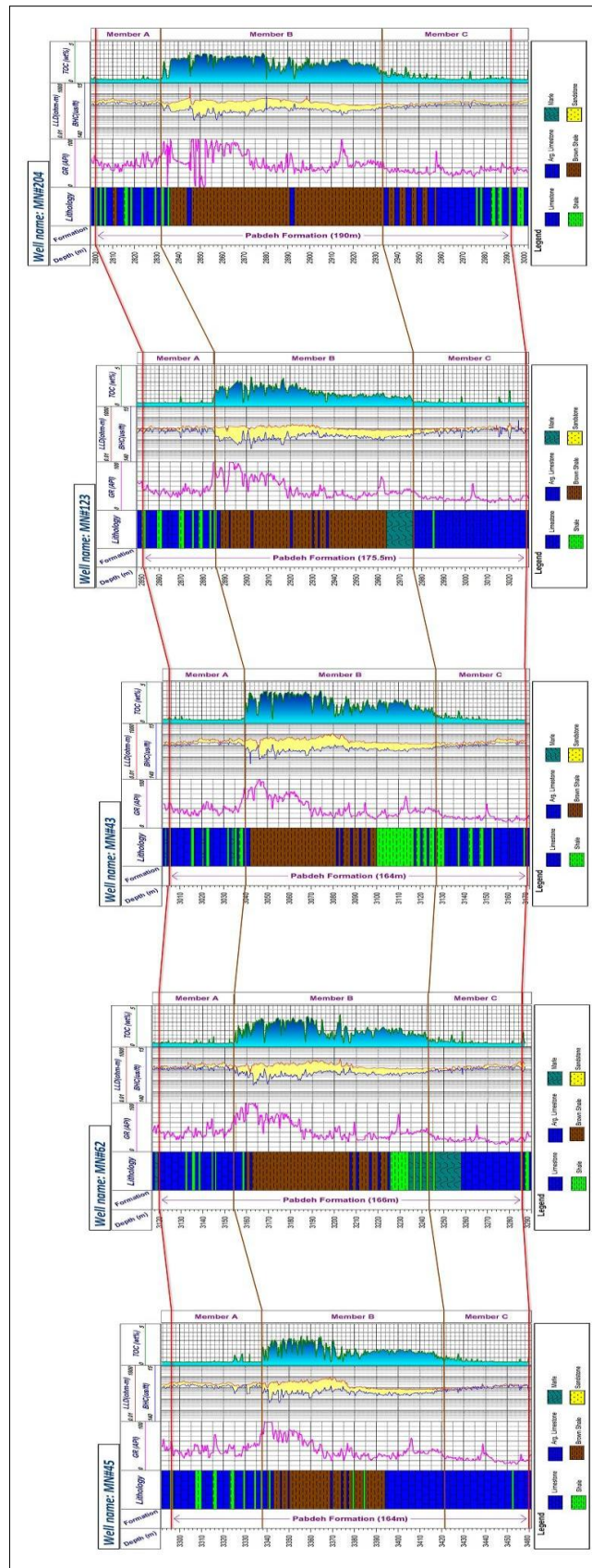
شکل ۹- موقعیت چاه‌های مورد مطالعه در میدان نفتی مارون

تەنشست آن دارد، که غنی بودن این بخش از نظر میزان ماده آلی کل نیز وجود شرایط ایده‌آل برای تجمع و حفظ مواد آلی را در زمان افزایش تراز آب دریا آشکار می‌کند. وجود کانی پیریت در اکثر نمونه‌های سازند پابده در این میدان نیز حاکمیت شرایط فقیر از اکسیژن (احیایی)، که جهت حفظ مواد آلی ضروری است را هویدا می‌کند. تطابق سازند در ۸ چاه میدان نشان داد که بیشترین ضخامت سازند پابده در محل چاه شماره ۲۰۴ (مربوط به جنوب شرق میدان) دیده شده و با حرکت به سمت شمال غرب، این ضخامت کاهش می‌یابد. عمق قرارگیری فعلی سازند نیز در راستای شمال غرب افزایش می‌یابد.

بخش غنی از ماده آلی B در بیشتر نقاط واجد TOC بالاتر از ۲٪ بوده و طبق تقسیم بندی Peters and Cassa (1994) در زمره سنگ‌منشاءهای بسیارخوب به حساب می‌آید. با توجه به سن سازند (پالئوسن-الیگوسن پیشین) به نظر می‌رسد سن این بخش ائوسن میانی- فوقانی باشد، زیرا تغییرات شدید نگاره گاما در مرز بالایی بخش B، مرز ائوسن - الیگوسن را آشکار می‌کند. افزایش نگاره گاما و شیلی شدن سازند در بخش B، و همچنین سن ائوسن آن (حق و همکاران در سال ۱۹۸۸ عنوان کردند که تراز جهانی آب دریا در این زمان در بیشترین حد بالآآمدگی قرار داشته است)، اشاره به افزایش تراز آب حوضه تەنشینی سازند در زمان



شکل ۱۰- لاگ پتروفیزیکی-ژئوشیمیایی سازند پابده در چاه شماره ۲۰۴ میدان مارون



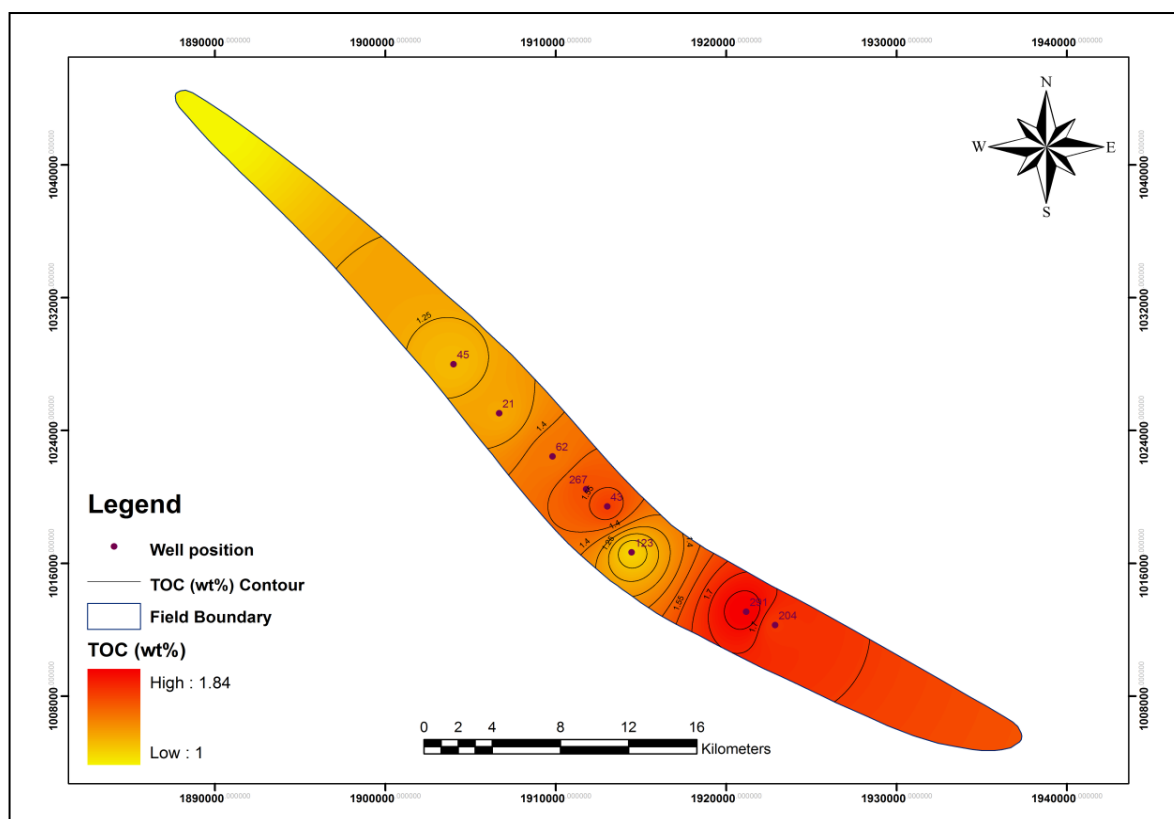
شکل (۱) تطابق ژئوشیمیایی سازند پابده میدان نفتی مارون

راستای جنوب شرق میدان، میزان ماده آلی سازند افزایش می‌یابد که بیشترین مقدار آن نیز در بخش جنوب شرقی میدان (مربوط به چاه ۲۹۱) وجود دارد.

نقشه هم مقدار ماده آلی سازند پابده در میدان مارون که براساس میانگین TOC سازند در هر ۸ چاه (جدول ۲) رسم شده‌است (شکل ۱۲) گویای این است که در

جدول ۲- میانگین ماده آلی کل سازند پابده در چاه‌های میدان

| Well no.            | 21   | 43  | 45  | 62   | 123 | 204  | 267  | 291  |
|---------------------|------|-----|-----|------|-----|------|------|------|
| TOC Average (wt. %) | 1.26 | 1.6 | 1.2 | 1.42 | 1.2 | 1.65 | 1.55 | 1.84 |



شکل ۱۲- نقشه هم مقدار ماده آلی سازند پابده در میدان نفتی مارون

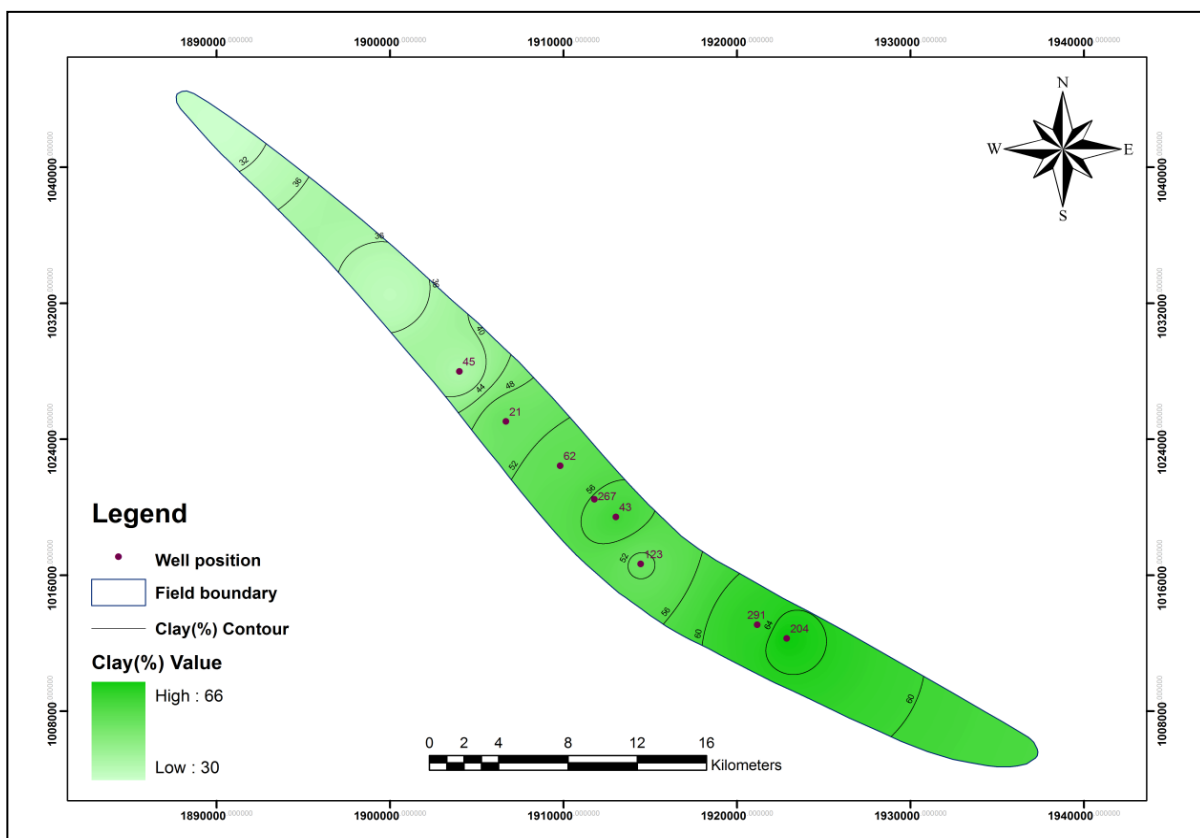
نشان می‌دهد که درصد رسوبات رسی سازند به سمت جنوب شرق میدان افزایش یافته و در عوض در بخش غربی، رسوبات آهکی گسترش بیشتری دارند. افزایش همزمان درصد رس و مقدار ماده آلی به سمت جنوب-شرق میدان با این اصل انطباق دارد که قابلیت جذب، حفظ و نگهداری مواد آلی در رسوبات ریزدانه بهتر از رسوبات درشت‌دانه است (Trask et al. 1932).

کاهش ناگهانی میانگین ماده آلی در محل چاه شماره ۱۲۳ را می‌توان در بیشتر بودن گرادیان حرارتی آن جستجو کرد. گرادیان حرارتی در این چاه به میزان ۳ الی ۵ درجه بالاتر از چاه‌های دیگر می‌باشد و احتمالاً سازند پابده در این بخش، به میزان بیشتری در روند تولید هیدروکربن میدان شرکت داشته و در نتیجه میزان ماده آلی آن نیز کاهش یافته است.

از سوی دیگر نقشه هم‌مقدار رس میدان (شکل ۱۳) هم

جدول ۳- میزان گسترش رسوبات رسی سازند پابده در چاه‌های میدان

| Well no. | 21   | 43 | 45   | 62   | 123   | 204 | 267 | 291  |
|----------|------|----|------|------|-------|-----|-----|------|
| Clay %   | 50.6 | 59 | 36.5 | 53.5 | 51.34 | 66  | 56  | 62.5 |



شکل ۱۳- نقشه هم مقدار رس میدان نفتی مارون

## نتایج

ارزیابی نتایج حاصل از دو روش شبکه عصبی مصنوعی  $\Delta\text{LogR}$  در زمینه تخمین  $\text{TOC}$  نشان داد که روش ANN دقت بسیار بالاتری (۹۹٪) نسبت به روش  $\Delta\text{LogR}$  (۶۰٪) دارد. خطای  $\text{MSE}$  محاسبه شده برای دو روش ( $\text{ANN}: 0.07$  و  $\Delta\text{LogR}: 0.98$ ) نیز این نتیجه را به وضوح تایید می‌کند. بررسی‌ها نشان داد که با افزایش میزان  $\text{TOC}$  نمونه‌ها، دقت روش  $\Delta\text{LogR}$  افزایش می‌یابد و تفکیک نمونه‌ها براساس میزان شیل و آهک آنها آشکار کرد که دقت این روش در سنگ‌شناسی‌های آهکی بسیار پایین بوده، درحالی‌که نتایج آن در نمونه‌های شیلی قابل اعتماد می‌باشد. در کل قابلیت بسیار بالای شبکه‌های عصبی مصنوعی در سنگ‌شناسی‌های گوناگون و مقادیر مختلف  $\text{TOC}$ ، کارایی بالاتر این روش را در زمینه سنجش میزان ماده آلی سنگ‌های منشاء اثبات کرده و بدین جهت از نتایج روش  $\Delta\text{LogR}$  صرف‌نظر شد. بیشترین ضخامت سازند پابده در محل چاه شماره ۲۰۴ (مربوط به جنوب شرق میدان) دیده شده و با حرکت به سمت شمال غرب، این ضخامت کاهش می‌یابد.

میزان ماده آلی کل سازند در این میدان از ۰/۴۵ تا ۴ درصد وزنی متغیر است. سازند پابده میدان مارون را می‌توان براساس میزان  $\text{TOC}$  به سه بخش A و C، با مقادیر ماده آلی کمتر از ۱٪ و B، با مقادیر ماده آلی بالاتر از ۱٪ تقسیم کرد که سنگ‌شناسی بخش‌های A و C غالباً آهکی بوده و در بخش C، شیل گسترش بیشتری دارد. بخش غنی از ماده آلی B در بیشتر نقاط واجد  $\text{TOC}$  بالاتر از ۲٪ بوده و در زمره سنگ‌منشاءهای بسیار خوب به حساب می‌آید.

کمترین مقدار میانگین  $\text{TOC}$  در یال غربی میدان دیده شده و با حرکت به سمت جنوب شرق، این مقدار افزایش یافته که بیشترین میزان آن نیز در محل چاه شماره ۲۹۱ دیده می‌شود. کاهش میانگین ماده آلی در

محل چاه شماره ۲۰۴ نسبت به چاه شماره ۲۹۱ ناشی از بیشتر بودن ضخامت سازند در این چاه و رخداد پدیده رقیق‌شدگی<sup>۱</sup> است.

افزایش نگاره گاما و شیلی شدن سازند در بخش B اشاره به افزایش تراز آب حوضه ته‌نشینی سازند در این زمان دارد که غنی بودن این بخش از نظر میزان ماده آلی کل نیز، وجود شرایط ایده‌آل برای تجمع و حفظ مواد آلی را در زمان افزایش تراز آب دریا آشکار می‌کند.

زیاد بودن گرادیان حرارتی در محل چاه شماره ۱۲۳ و در نتیجه هیدروکربن‌زایی بیشتر، موجب کاهش ناگهانی میانگین ماده آلی در محل این چاه شده است.

کاهش درصد رسوبات رسی، میزان ماده آلی کل و ضخامت سازند به سمت شمال غرب میدان نشان‌دهنده افزایش انرژی و کاهش عمق محیط رسوبی قدیمه در این راستا می‌باشد.

در نهایت، افزایش توامان درصد رسوبات رسی و مقدار ماده آلی به سمت جنوب شرق، با اصل "جذب و حفظ بهتر مواد آلی توسط رسوبات ریزدانه" انطباق دارد.

## منابع

۱- علیزاده، ب.، م. آدابی، و ف.، تژه، ۱۳۸۵، ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راک - ایول ۶: مجله علوم دانشگاه تهران، پاییز ۱۳۸۵، ش. ۳، ص. ۲۷۴-۲۶۷.

۲- میرزا قلی‌پور، ع. و ع.، حقی، ۱۳۶۹، مطالعه زمین شناسی میدان نفتی مارون: گزارش شماره پ-۴۲۱۰، اداره کل زمین‌شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۵۵ ص.

3- Abou Shagar, S., 2006, Source rock evaluation of some intervals in the Gulf of Suez: Egypt.

<sup>1</sup> Dilution

- B. S. Hastings, C. G. St. C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross and J. C. Van Wagoner, (Eds.), *Sea Level Changes—An Integrated Approach* p. 71–108. SEPM Special Publication 42.
- 14- Herron, S.L., 1988, Source rock evaluation using geochemical information from wireline logs and cores (abs): AAPG Bulletin, **v. 72**, 1007.
- 15- Hertzog, R., Colson, L., Seeman, B., O'Brian, M., and H., Scott, 1989, Geochemical logging with spectrometry tools: SPE Formation Evaluation 4, p. 153– 162.
- 16- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*: 2<sup>nd</sup> Edition, W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.
- 17- Hunt, J.M., and G.W., Jaieson, 1956, Oil and organic matter in source rock of petroleum: AAPG Bulletin, **v. 40**, p. 477– 488.
- 18- Hussain, F.A., 1987, Source rock identification in the state of Kuwait using wireline logs: SPE 15747, p. 477– 488.
- 19- Kamali, M.R., and A.A., Mirshabi, 2004, Total organic carbon content determined from well logs using  $\Delta\text{LogR}$  and Neuro Fuzzy techniques: Journal of Petroleum Science and Engineering, **v. 45**, p. 141– 148.
- 20- Langford, F.F., 1990, Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolizable hydrocarbon vs. total organic carbon: AAPG Bulletin, **v. 74**, p. 799– 804.
- 21- Luffel, D.L., 1992, Evaluation of Devonian shale with new core and log analysis methods: SPE 21297, p. 1192–1197.
- 22- Mendelson, J.D., and M.N., Toksoz, 1985, Source rock characterization using multivariate analysis of log data: Transactions of the Twenty-Sixth SPWLA Annual Logging Symposium, paper UU.
- Agyptian Jornal of Aquatic Research, **v. 32**, p. 70-87.
- 4- Al-Qahtani F. A., 2000, Porosity prediction using artificial neural network: MSc. Thesis, Morgautwn Virginia University.
- 5- Beers, R.F., 1945, Radioactivity and organic content of some Paleozoic shales. AAPG Bulletin, **v. 26**, p. 1 – 22.
- 6- Behar, F., V., Beaumont, and B., Pentea do, 2001, Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments, Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFB, **v. 56**, no. 2, p.111-134.
- 7- Bordenave, M.L., and R., Burwood, 1990, Source rock distribution and Maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations: Organic Geochemistry, **v. 16**, 369 p.
- 8- Callan R., 1999, The essence of neural networks: Southampton Institute. Prentice Hall Europe.
- 9- Dellenbach, J., J., Espitalie, and F., Lebreton, 1983, Source Rock Logging: Transactions of 8th European SPWLA Symposium, paper D.
- 10- Espitalie, J., G., Deroo, and F., Marquis, 1985, Rock Eval Pyrolysis and Its Application (Reprints): Institute Francais Du Petrol. Geologie, no. 207296, project B41 79008, 72 p.
- 11- Fertle, H., 1988, Total organic carbon content determined from well logs: SPE Formation Evaluation 15612, p. 407– 419.
- 12- James, G.A. and J.G., Wynd, 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, **v. 49**(12), p. 2182–2245.
- 13- Haq, B.U., J., Hardenbol, and P.R. Vail, 1988, Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change In: (C. K. Wilgus,

- L.B., . Dows, W.G (Eds.), The AAPG petroleum system - from source to trap Memoir 60, p. 93-117.
- 28- Schlumberger, 1999, Welcome to the Petrophysics Distance Learning Module (CD).
- 29- Schmoker, J.W., 1981, Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs: AAPG Bulletin, v. 65, p. 2165–2174.
- 30- Serra, O., 1986, Fundamentals of Well-Log Interpretation: The Acquisition Logging Data, v. 1, Elsevier. 679 p.
- 31- Swanson, V.E., 1960, Oil yield and uranium content of black shales: USGS professional paper 356-A, p. 1–44.
- 32- Tissot, B. and D. H., Welte, 1984, Petroleum Formation and Occurrence: Second Ed. Springer Verlag, Berlin.
- 33- Trask, P. D., H. E. Hammar, and C. C. Wu., 1932, Origin and environment of source sediments of petroleum. Houston: Gulf Publis
- 23- Meyer, B.L., and M.H., Nederlof, 1984, Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity cross plots: AAPG Bulletin, v. 68, 121– 129 p.
- 24- Mohaghegh S., R., Arefi, H. I., Bilgesu, S., Ameri and D., Rose, 1994, Design and development of an artificial neural network for estimation of formation permeability: SPE 28237, Proceeding of SPE Petroleum Computer Conference, Dallas TX.
- 25- Passey, Q. R., S., Creaney, J. B., Kulla, F. J., Moretti, and J. D., Stroud, 1990, A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity logs: AAPG Bulletin, v.74, n.12, p. 1777-179.
- 26- Peters, K.E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: AAPG Bulletin, v. 70, p. 318– 329.
- 27- Peters, K.E., and M.R., Cassa, 1994, Applied source rock geochemistry. In:: Magoon,