

تفسیر الکتروفاسیس‌ها با استفاده از شبکه عصبی SOM و ارتباط آن با لیتوفاسیس‌های گروه خامی در میدان نفتی مارون (جنوب غرب ایران)

محسن لیاقت*، محمدرضا نورایی‌نژاد و محمد حسین آدابی

گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۱/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۷/۳۰

چکیده

این پژوهش برای اولین بار به مطالعه مخزن خامی از جنبه الکتروفاسیس و تفکیک بخش‌های مخزنی در ۵ چاه و شناسایی واحدهای جریان‌ی در ۲ چاه در میدان نفتی مارون می‌پردازد. همچنین برای اولین بار در این میدان نفتی داده‌های واحدهای جریان‌ی با داده‌های حاصل از مطالعات پتروگرافی در این مطالعه مورد مقایسه قرار گرفتند. در این میدان براساس داده‌های حاصل از نگارهای چاه‌پیمایی و روش خوشه‌بندی ۵ الکتروفاسیس شناسایی و تفکیک شدند. در ادامه الکتروفاسیس‌های مورد مطالعه با واحدهای جریان‌ی حاصل از تخلخل و تراوایی مغزه‌ها مطابقت شدند. داده‌های حاصل از آزمایش فشار موئینه نشان می‌دهند که از واحد جریان‌ی ۱ به سمت واحد جریان‌ی ۴ به مقدار و اندازه گلوگاه‌های تخلخل اضافه شده و ارتباط این گلوگاه‌ها افزایش می‌یابد. مقایسه الکتروفاسیس‌ها و داده‌های واحدهای جریان‌ی همراه با مطالعات پتروگرافی مخزن نشان‌دهنده ارتباط مناسب الکتروفاسیس‌ها و لیتوفاسیس‌ها است. همچنین، ارتباط نزدیکی بین اطلاعات مربوط به الکتروفاسیس‌ها و لیتوفاسیس‌ها نشان می‌دهد که مخزن خامی تا حدودی یک مخزن پتروفیزیکی است، به طوری که تغییرات زون‌های تولیدی با تغییرات پتروفیزیکی همخوانی کامل و واضحی نشان می‌دهد. در خاتمه مدل نهایی حاصله در چاه مبنا براساس تلفیق الکتروفاسیس‌های تعیین شده و لیتوفاسیس‌های مورد مطالعه این مدل در کل چاه‌های موجود واقع در میدان نفتی مارون بسط داده شد. این مدل قادر به شناسایی و تفکیک نواحی دارای کیفیت مخزنی خوب و بد از یکدیگر است. مدل حاصله در مخزن خامی از میدان مارون می‌تواند جهت توسعه مدل استاتیک مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: الکتروفاسیس، لیتوفاسیس، خوشه‌بندی، روش SOM، گروه خامی، میدان نفتی مارون

مقدمه

توسعه میادین و مباحث تولید از مخزن در نواحی جنوب ایران و به‌ویژه مخزن خامی، در این پژوهش از تفکیک الکتروفاسیس‌ها که روشی تحلیلی یا قطعی در طبقه‌بندی پتروفیزیکی به حساب آمده و قادر به شناسایی تغییرات ویژگی‌های زمین‌شناسی یا مخزنی هستند [۵] استفاده شده است. تعیین این الکتروفاسیس‌ها جهت ارزیابی نهایی مخزن هیدروکربنی خامی بر پایه خوشه‌بندی خود سازمانده کوهنن (SOM) صورت گرفته است. با توجه به آن که تفکیک بخش‌های مخزنی از غیرمخزنی حائز اهمیت است و در همه چاه‌ها اطلاعات کامل مانند داده‌های چاه‌پیمایی از قبیل لاگ‌ها، مغزه‌های حفاری، مقاطع نازک میکروسکوپی وجود ندارد؛ لذا به منظور ارزیابی نهایی مخزن هیدروکربنی جهت تعیین و تفکیک زون‌های مخزنی از غیرمخزنی، این پژوهش بر پایه اطلاعات زمین‌شناسی (پتروگرافی) و پتروفیزیکی (داده‌های چاه‌پیمایی) و نیز مطالعات نرم‌افزاری صورت گرفت.

زمین‌شناسی منطقه و موقعیت جغرافیایی

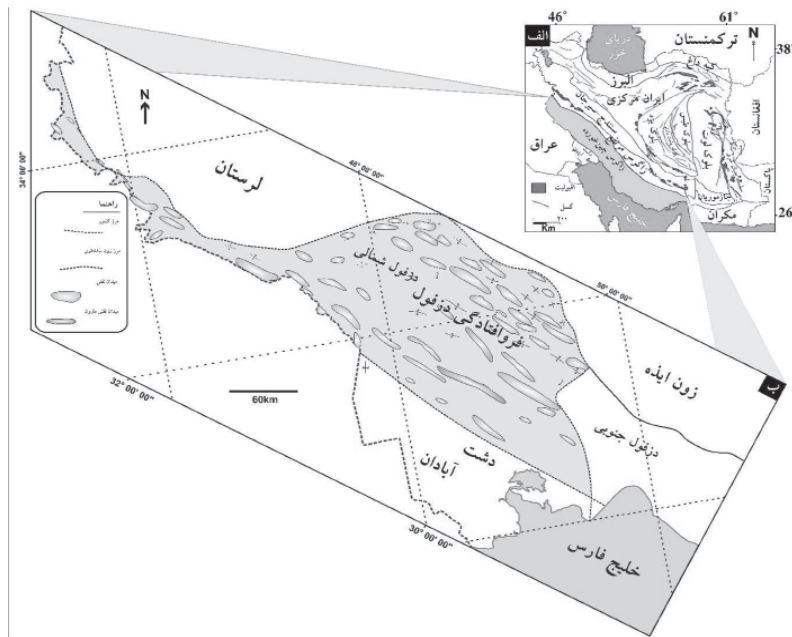
در بین زون‌های ساختاری مختلف معرفی شده در ایران، زون ساختاری زاگرس به سبب حضور منابع عظیم هیدروکربنی از اهمیت زیادی برخوردار است [۶]. شکل ۱- الف. این زون به بخش‌های مختلفی تقسیم شده که در آن زون چین‌خورده ساده شامل نواحی فارس، ایذه، فروافتادگی دزفول و لرستان است [۷]. شکل ۱- ب که فروافتادگی دزفول خود به دو بخش شمالی و جنوبی تقسیم شده است. میدان نفتی مارون در بخش شرقی فروافتادگی دزفول شمالی شکل ۱- ب واقع شده و با مخازن هیدروکربوری آسماری، بنگستان و خامی شناخته می‌شود.

بررسی سنگ‌شناسی سنگ‌های کربناته اطلاعاتی ارزشمند در ارتباط با ترکیب کانی‌شناسی، شکل‌های بلوری، فابریک‌های رسوبی، محتوای فسیلی و فرآیندهای دیانزی را فراهم می‌کند [۱]. از مهم‌ترین اطلاعات ارزشمند در این زمینه لیتوفاسیس‌های رسوبی هستند که با روش‌های مختلفی همچون طبقه‌بندی فولک نام‌گذاری می‌شوند. این تقسیم‌بندی‌ها که براساس ویژگی‌های ساختی هستند منجر به دستیابی به اطلاعات ارزشمندی در ارتباط با محیط رسوبی نمونه‌های مورد مطالعه می‌شود. با تلفیق اطلاعات حاصل از این مطالعات، مدل رسوبی دیرینه نمونه‌های مورد مطالعه ارائه شده و با مدل‌های رسوبی ایده‌آل ارائه شده توسط محققین همچون فلوگل، ویلسون، باکستون و پدلی و یا اشلاگر مقایسه و مطابقت می‌شود. در مطالعات داده‌های زیرسطحی علاوه بر مطالعات پتروگرافی از داده‌های دیگری نیز استفاده می‌شود. با توسعه انواع روش‌های غیرمستقیم در تفسیر و تحلیل حوضه و محیط‌های رسوبی در مطالعات زیرسطحی، انواع مختلفی از رخساره‌ها معرفی شدند [۲]. الکتروفاسیس که با پیشرفت تکنیک‌های نمودارگیری از چاه، با واژه عمومی‌تر لاگ فاسیس جایگزین شد و برای اولین بار توسط محققان شرکت شل-پکتن از داده‌های این نمودارها برای تشخیص رخساره مورد استفاده قرار گرفت [۳]. الکتروفاسیس که بیانگر مجموعه‌ای از پاسخ‌های یک لایه به ابزار نمودارگیری درون چاهی است توسط روش‌های مختلف خوشه‌بندی از قبیل خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی^۱، فازی میانگین (K)، چند تفکیکی گرافیکی^۲ و نیز خوشه‌بندی خود سازمانده کوهنن^۳ تفکیک می‌شوند [۴]. استفاده از روش تعیین واحدهای جریانی که در تعیین کیفیت مخزنی نقش بسیار بالایی دارد، جهت تشخیص بهترین روش خوشه‌سازی به منظور ایجاد مدل الکتروفاسیس مورد استفاده قرار می‌گیرد. بر این اساس و با توجه به اهمیت

1. Hierarchical Cluster Analysis (HCA)

2. Multi Resolution Graph-based Clustering (MRGC)

3. Self-Organizing Map (SOM)



شکل ۱ الف) نقشه شماتیک زون‌های ساختاری ایران و موقعیت زون ساختاری زاگرس چین‌خورده (با تغییرات از [۶]، ب) موقعیت فروافتادگی دژول در کمربند چین‌خورده ساده زاگرس همراه با موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مارون (با تغییرات از [۸-۱۰])

از بسته نرم‌افزاری پارادایم (Paradigm™) و نرم‌افزار ژئولاگ (Geolog®.18) پس از بارگذاری و تصحیح مورد مطالعه قرار گرفتند. همچنین ۶۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی جهت تعیین میکروفاسیس براساس روش نام‌گذاری دانهام [۱۳] مورد مطالعه قرار گرفت. الکتروفاسیس‌های موجود در مخزن خامی این میدان با استفاده از ماژول (FACIMAGE™) این نرم‌افزار از روش شبکه عصبی خود سازمانده تعیین شدند. به منظور تعیین کیفیت مخزنی هر زون، میکروفاسیس، درصد اشباع آب و مقادیر تخلخل و تراوایی هر الکتروفاسیس به‌طور جداگانه تعیین شدند. به منظور جداسازی واحدهای جریان‌ی‌میدان مارون با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ و تقسیم‌بندی پیتمن و همکاران [۱۴] صورت گرفت.

در این میدان مخزن خامی شامل سازندهای گرو، فهلیان، گدوان و داریان با لیتولوژی‌ها شیل، مارن و سنگ آهک و با سن کرتاسه پیشین شناخته می‌شود [۶] (شکل ۲). مخزن خامی این میدان که توسط محققین مختلفی از لحاظ ویژگی‌ها و زون‌بندی‌های مخزنی مورد مطالعه قرار گرفته است [۸-۱۰] در فروافتادگی دژول بیش از ۱۵۰۰ m ضخامت داشته و به‌وسیله سازند شیلی کژدمی از مخازن گروه بنگستان جدا شده که در قاعده نیز به تبخیری‌های سازند هیث محدود می‌شود [۱۱].

مواد و روش‌ها

در این مطالعه به منظور تعیین الکتروفاسیس‌های مخزنی در مخزن خامی میدان نفتی مارون از داده‌های لاگ از قبیل: لاگ گاما (SGR)^۱، لاگ صوتی (DT)^۲، لاگ‌های چگالی (RHOB)^۳، لاگ تخلخل موثر (PHI)^۴ و لاگ نوترون (NPHI)^۵ و نیز اشباع آب (Sw)^۶ مربوط به این میدان استفاده شد. این داده‌ها که مربوط به ۵ چاه از این میدان هستند که با استفاده

1. Sum Gamma Ray
2. Delta T Sonic Transit Time
3. Bulk Density
4. Porosity
5. Neutron Pulse Hydrogen Index
6. Water Saturation
7. Flow Units

راه‌نما	سیستم نفتی	لیتواستراتیگرافی	عضو	سازند	گروه	سری	سیستم	ارام	اثوتم
	پوش		۹۰-۲۵۰	گوربین	پنگسان	پسین	کرناسه	مزوزویک	فانروزویک
	مخزن		۳۰-۲۱۰	ایلام		میان			
	مشا		۱۰-۱۱۰	سروک		پیشین			
	مخزن		۲۰۰-۳۵۰	کژدمی		پسین			
	مشا		۱۲۰-۲۰۰	داربان		میان			
	مخزن		۱۵۰-۴۰۰	گندوان		پیشین			
	مشا		۲۰۰-۵۵۰	فهلپان		پسین			
	پوش/مخزن		۴۰۰-۹۰۰	گرو		میان			
	پوش		۴۰۰	گوتیا		پسین			
				نجمه-سرگلو-الن		میان			
				عدایه-موس		پیشین			
				دشتک		پسین			

شکل ۲ ستون چینه‌شناسی واحدهای مختلف رسوبی مزوزویک در فروافتادگی دزفول شمالی و موقعیت سازندهای مورد مطالعه در مخزن خامی واقع در میدان مارون (با اقتباس و تغییرات از [۱۲])

از واحدهای مخزن بوده که ویژگی جریان در آن به‌علت ویژگی‌های گلوگاه منافذ یکنواخت است [۱۵]. در تعیین واحدهای جریانی با توجه به عواملی همچون هدف، مقیاس مطالعه و داده‌های دسترس از روش‌های مختلفی استفاده می‌شود. در این مطالعه، واحدهای جریانی هر چاه به‌طور جداگانه‌ای با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به مغزۀ چاه‌ها جهت انتخاب مناسب‌ترین روش خوشه‌بندی براساس روش احتمال نرمال لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI)^۲ تعیین شدند (شکل ۳ الف). با توجه به نقاط شکستگی در این نمودار که نشان دهنده مرز بین واحدهای مختلف جریانی هستند تعداد ۴ واحد جریانی تشخیص داده شد (شکل ۳ ب). با توجه به مقدار لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان، واحدهای جریانی با کمترین و بیشترین مقدار لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان به ترتیب به‌عنوان بدترین و بهترین از نظر کیفیت مخزنی در نظر گرفته شدند (جدول ۱). بر این اساس، با توجه به اطلاعات موجود با حرکت از واحد جریانی ۱ به واحد جریانی ۴ که با افزایش مقدار لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان همراه است، کیفیت مخزنی افزایش یافته است.

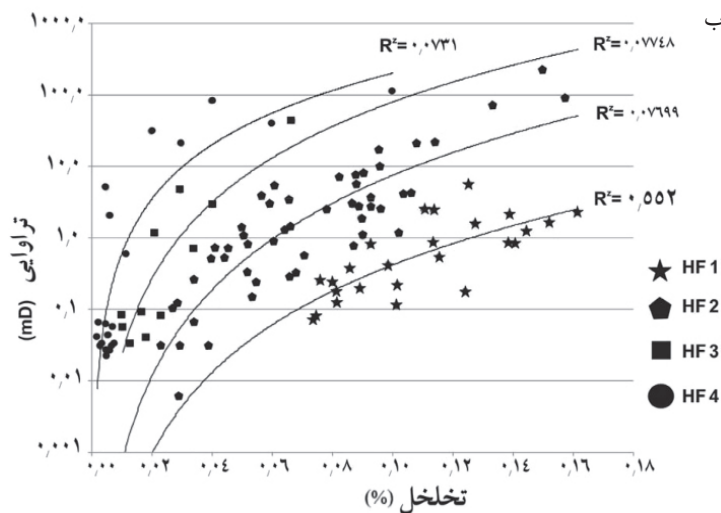
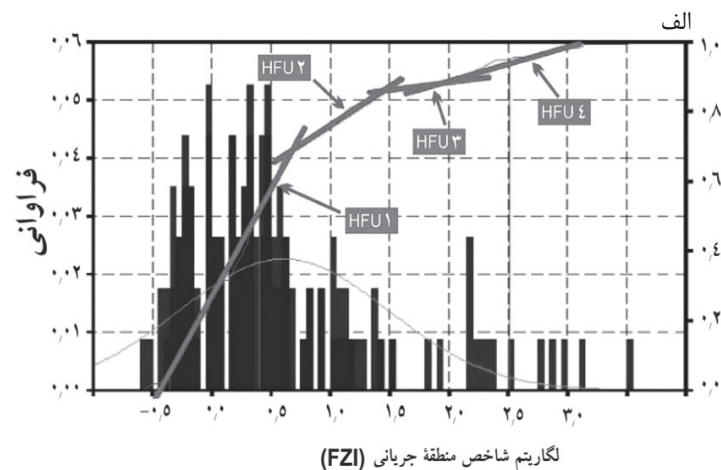
جهت نمایش تغییرات جانبی هر یک از زون‌های مخزنی ارائه شده در این پژوهش با نمودار تطابق چین‌ها از نرم‌افزار پارادیم ژئولاگ استفاده شد که به‌صورت طولی در راستای ستیخ ساختار ترسیم گردید. الکتروفاسیس‌های تخمین زده شده با واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده، به‌روش شاخص منطقه‌ای جریان با تهیه مدل بهینه الکتروفاسیس رخساره‌های مخزنی از یکدیگر تفکیک شدند. همچنین جهت تکمیل این مطالعه، داده‌های فشار موئینه (PC)^۱ ۱۴ نمونه با الکتروفاسیس‌ها مقایسه شدند. در پایان با استفاده از نرم‌افزار پترل یک مدل پتروفیزیکی از داده‌های موجود حاصل شد که نشان‌دهنده زون‌های مخزنی و غیرمخزنی بوده و از ویژگی‌های این مدل آن است که به راحتی در دیگر چاه‌های میدان قابل بسط بوده و نیازی به انجام مجدد تمام مراحل عنوان شده نمی‌باشد.

نتایج

تعیین واحدهای جریانی

واحدهای جریانی هیدرولیکی به مجموعه‌ای از نواحی قابل انطباق و نقشه‌برداری درون یک مخزن هیدروکربوری گفته می‌شود که جریان سیال را کنترل می‌کند. این واحدها به‌عنوان شاخصی

1. Capillary Pressure
2. Logarithm Flow Zone Index



شکل ۳ الف) نمودار توزیع تجمعی زون جریانی و واحدهای جریانی هیدرولیکی با ۴ واحد جریانی چاه‌های میدان نفتی مارون، ب) واحدهای جریانی هیدرولیکی مشخص شده بر روی نمودار تخلخل و تراوایی براساس روش شاخص منطقه‌ای جریان و فراوانی

جدول ۱ محدوده لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان واحدهای جریانی تعیین شده در چاه‌های مورد مطالعه

LOG FZI			
HFU4	HFU3	HFU2	HFU1
> ۱/۸	۱/۴ - ۱/۸	۰/۴ - ۱/۴	< ۰/۴

دسترس نیست.

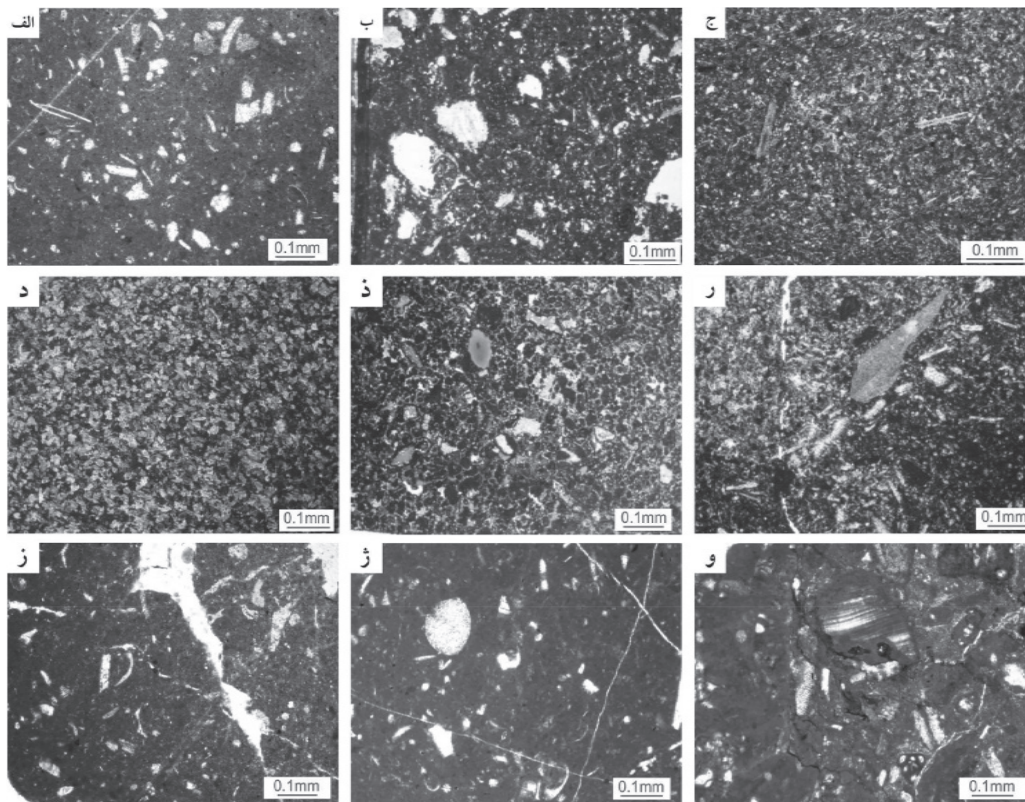
الکتروفاسیس ۲ و ۳

لیتوفاسیس‌های این الکتروفاسیس شامل بایوکلاست رودیست گرینستون، بایوکلاستی پلوئید و کستون/پکستون و فرامینیفر پکستون است (شکل ۴ الف-ج) و واحدهای جریانی شماره ۱، ۲ را پوشش می‌دهد.

پتروگرافی الکتروفاسیس‌های مورد مطالعه

الکتروفاسیس ۱

براساس اطلاعات و مغزه‌های تهیه شده در بخش‌های مختلف مخزن خامی در میدان مارون، نواحی دارای این الکتروفاسیس درون چاه‌ها مغزه‌گیری شده فاقد مغزه بوده و لذا اطلاعاتی از پتروگرافی آن در



شکل ۴ لیتوآسیس‌های مربوط به الکتروفاسیس‌های مورد مطالعه. الف-ج) لیتوفاسیس‌های الکتروفاسیس‌های ۲ و ۳ (الف) بیوکلاست و کستون، ب) بیوکلاست و کستون/پکستون، ج) بیوتوربیتد بیوکلاست پلوئید پکستون، د) و لیتوفاسیس‌های الکتروفاسیس ۴ (د) دولوستون، ذ. بیوکلاست پلوئید پکستون-گرین‌استون، ر) بیوتوربیتد بیوکلاست و کستون، ز) بیوکلاست و کستون، ژ) و و لیتوفاسیس‌های الکتروفاسیس ۵ (ژ) بیوکلاست و کستون، و. بیوکلاست اینتراکلاست و کستون)

سوم قرار می‌گیرد.

الکتروفاسیس ۴

با توجه به مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی، لیتوفاسیس‌های این الکتروفاسیس شامل بیوکلاست اکنودرم پکستون، بیوکلاست پلوئید و کستون/پکستون، فرامینیفرا و کستون و رودیست و کستون هستند (شکل ۴ الف-ج) و واحد جریانی شماره ۴ را پوشش می‌دهد. فراوانی بافت و کستون و رخداد فرآیندهای دیاژنزی از قبیل میکریستی شدن و استیلولیتی شدن کاهش تخلخل و تراوایی در این الکتروفاسیس را به دنبال داشته است، به طوری که مقدار تخلخل مفید در این الکتروفاسیس کمتر از ۰/۰۵ است. همچنین، تخلخل مفید این الکتروفاسیس در چاه شماره ۱ نسبت به چاه شماره ۲ مقدار بیشتری را نشان می‌دهد. این الکتروفاسیس در رتبه چهارم کیفیت مخزنی قرار می‌گیرد.

علاوه بر فرآیندهای دیاژنزی شکستگی و ریزشکستگی، فرآیند دولومیتی شدن در لیتوفاسیس و کستون فرامینیفرا پلاژیک باعث ایجاد تخلخل بین‌بلوری شده که موجب افزایش تخلخل این الکتروفاسیس شده است. با توجه به مقادیر میانگین نمودارهای چاه‌پیمایی لاگ صوتی و لاگ نوترون که به ترتیب ۵۶/۱۲ و ۰/۰۴ و میانگین لاگ‌های چگالی و لاگ گاما که به ترتیب ۲/۶۱ و ۱۴/۴۵ هستند؛ الکتروفاسیس ۲ دارای رتبه دوم کیفیت مخزنی است. همچنین، تخلخل مفید در الکتروفاسیس ۲ نسبت به الکتروفاسیس ۳ بیشتر است (شکل ۴ الف). مقادیر نمودارهای چاه‌پیمایی لاگ‌های صوتی، نوترون، چگالی و گاما الکتروفاسیس ۳ به ترتیب دارای میانگین ۵۴/۲۳، ۰/۰۳، ۲/۶۲ و ۱۸/۴۵ است. با توجه به مقادیر بالاتر نمودار چگالی و گامای طیفی الکتروفاسیس ۳، به لحاظ کیفیت مخزنی در رتبه

الکتروفاسیس ۵

با توجه به مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی، رخساره اصلی تشکیل‌دهنده الکتروفاسیس ۵ رخساره بایوکلاست پلویید و کستون/پکستون و رودیست پکستون می‌باشد (شکل ۴ ژ و و). مهم‌ترین فرآیند دیاژنزی در این لیتوفاسیس‌ها شکستگی‌های پر شده با سیمان کلسیتی بوده که کیفیت مخزنی را تحت تأثیر قرار داده است. الکتروفاسیس ۵ به‌علت متراکم بودن فاقد واحد جریانی و کمترین کیفیت مخزنی را دارد. این الکتروفاسیس دارای تخلخل مفید کمتر از ۰/۰۴ است. با توجه به مقادیر نسبتاً بالای نمودار چاه‌پیمایی گامای طیفی که می‌تواند نشان‌دهنده حجم بالای شیل در مخزن باشد [۱۴] و با توجه به آن که کانی‌های رسی تأثیر زیادی برروی تخلخل و تراوایی مخزن دارند [۱۵]، لذا مقدار بالای نمودار گاما می‌تواند حاکی از افزایش شیل در مخزن و در نتیجه کاهش تراوایی و به دنبال آن کاهش کیفیت مخزنی الکتروفاسیس شود. بنابراین مقدار نسبتاً پایین نمودارهای چاه‌پیمایی صوتی و نوترون و مقدار بالای نمودار گاما، مقدار بسیار پایین تخلخل مفید را در این الکتروفاسیس توجیه می‌کند. الکتروفاسیس ۵ دارای رتبه ۵ کیفیت مخزنی هستند. اندازه‌گیری فشار موئینگی برای توصیف اندازه فضا‌های خالی و توزیع سیال استفاده می‌شود [۱۴]. برای این منظور ۱۴ آزمایش فشار موئینگی برای سیستم تخلیه آب و نفت در سه چاه از میدان مارون صورت گرفت که در خاتمه منحنی‌های فشار موئینه مربوط به هریک از الکتروفاسیس‌ها تهیه و ارائه شدند (شکل ۵).

تجزیه و تحلیل اطلاعات

شبکه عصبی خود سازمانده (SOM)

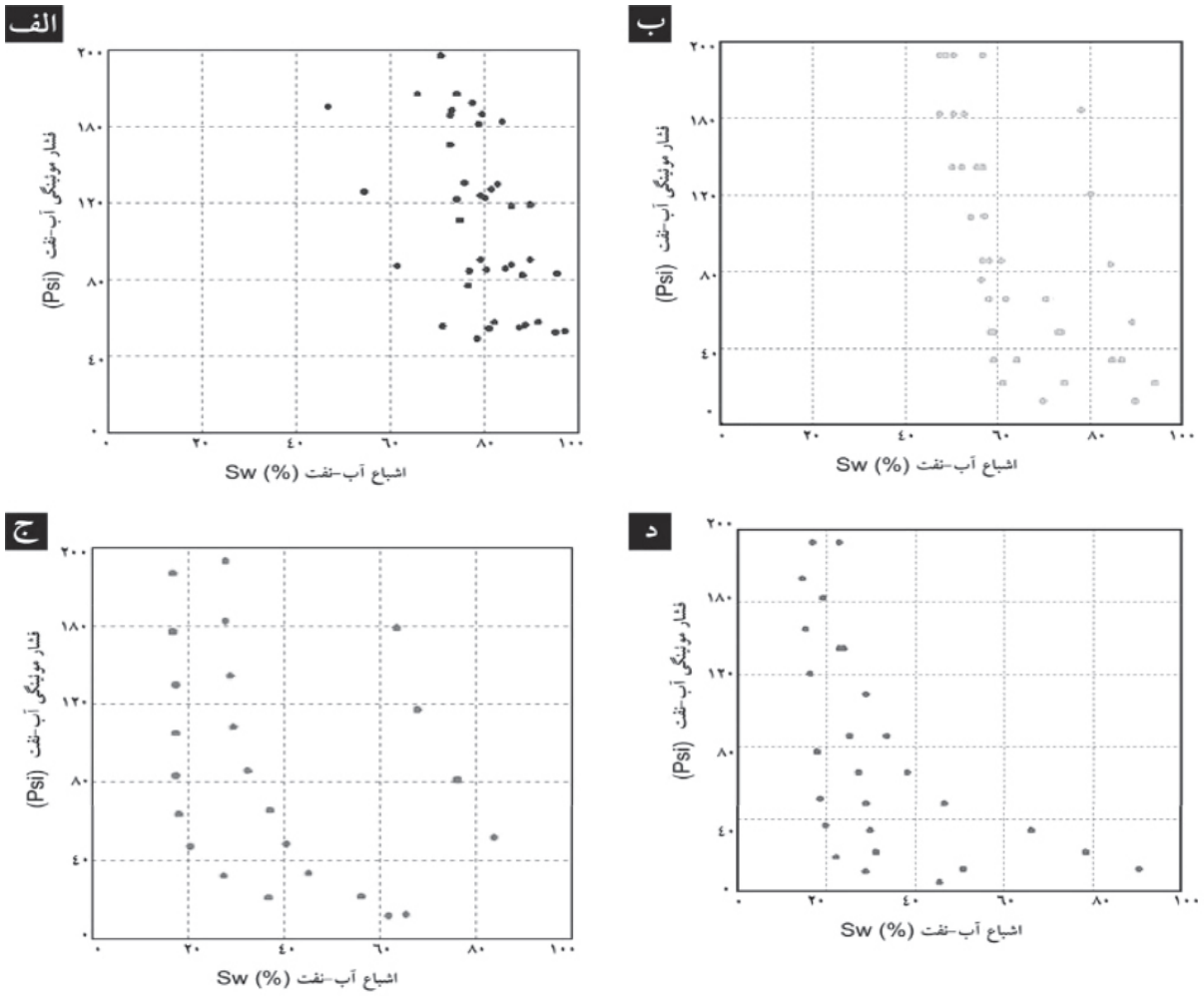
شبکه‌های عصبی معمولاً متشکل از سه لایه شامل لایه ورودی، لایه میانی و لایه خروجی هستند (شکل ۶). در میان انواع شبکه‌های عصبی، شبکه عصبی خود سازمانده یک ایده یا روش از مغز انسان بوده که از طریق یادگیری بدون نظارت برای تولید

فضای حالت با بعد کم، از فضای ورودی، آموزش داده می‌شود. نگاشت‌های خودسازمانده با شبکه‌های عصبی مصنوعی دیگر از این جهت تفاوت دارد، که از یک تابع همسایگی برای حفظ کردن ویژگی فضای ورودی استفاده می‌کند. این خصوصیت باعث می‌شود که این نگاشت‌ها، برای مطالعه یک مجموعه داده‌ها با بعد زیاد مناسب باشند. این روش یک مدل بدون ناظر است و توانایی وسیعی در حل مسائل شناخت و طبقه‌بندی الگوها دارد. شبکه‌های بدون ناظر، تنها قادر به گروه‌بندی رخساره‌ها بوده و تشخیص یا نام‌گذاری آن‌ها را انجام نمی‌دهند [۱۶]. این روش در مرحله اکتشاف میدان، در مناطقی که چاه‌های اکتشافی به تعداد زیاد وجود ندارد، به کار می‌رود. اطلاعات اضافی می‌تواند به شناخت طبقات کمک کند. انطباق اطلاعات چاه و نقشه تغییر رخساره‌ها، تخمینی از کیفیت مخزن در نواحی مختلف ارائه می‌کند [۱۷ و ۱۸]. در روش شبکه عصبی خود سازمانده پس از آموزش داده‌های لاگ، شبکه خود سازمانده انتخاب گردید. با توجه به تنوع لیتولوژیکی مخزن که به‌طور عمده متشکل از آهک و شیل می‌باشد ابعاد خوشه‌بندی به‌روش شبکه عصبی خود سازمانده خوشه‌بندی خام اولیه انتخاب شده است.

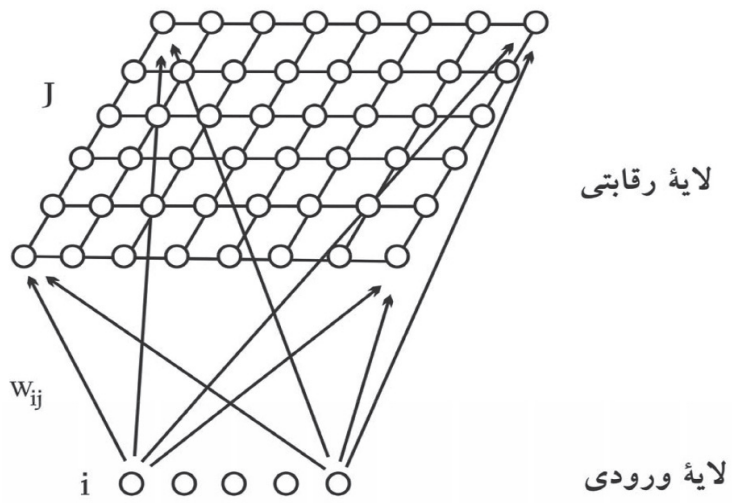
ساخت مدل الکتروفاسیس

روش‌های مختلف آماری شبکه عصبی و منطق فازی پایه، از روش‌های تعیین الکتروفاسیس می‌باشد. در این پژوهش از داده‌های ۵ چاه شکل - ۷ دارای مغزه که شامل کل ویژگی‌های مخزن هستند به‌عنوان مبنا جهت آزمایش و ایجاد مدل الکتروفاسیس مورد استفاده قرار گرفتند. از آنجایی که اطلاعات این لاگ‌ها به‌صورت کامل^۱ وجود دارد که به منظور دسترسی به بهترین نتایج از تمام لاگ‌های مشترک و موجود در این ۵ چاه از قبیل لاگ‌های صوتی، گاما، تخلخل مؤثر و چگالی و نیز آب اشباع شدگی استفاده شد.

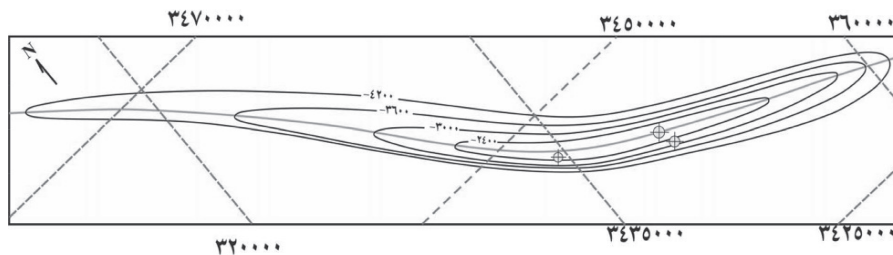
1. Full Set



شکل ۵ نمودار تغییرات درصد اشباع آب در برابر فشار موئینه. به ترتیب در الف) الکتروفاسیس ۱، ب) الکتروفاسیس ۲، ج) الکتروفاسیس ۳ و د) الکتروفاسیس ۴



شکل ۶ الگوی شبکه خود سازمانده با لایه‌های ورودی و رقابتی [۱۸]



شکل ۷ موقعیت چاه‌های دارای مغزه مخزن خامی میدان مارون [۸-۱۰]

نیز اطلاعات فشار مؤئینه مورد مقایسه قرار گرفتند و مدل بهینه نهایی که تفکیک‌کننده رخساره‌های مخزنی از یکدیگر هستند حاصل شد. سپس مدل نهایی حاصله جهت تهیه مدل رخساره‌ای در میدان به سایر چاه‌ها بسط داده شد.

انتخاب روش خوشه‌سازی

با پیشرفت روز افزون الگوریتم‌ها و روش‌های ریاضیاتی، روش‌های خوشه‌بندی داده‌ها نیز توسعه می‌یابد. در علم زمین‌شناسی نیز الکتروفاسیس بر مبنای خوشه‌بندی^۳ داده‌ها تعریف می‌شود. جهت خوشه‌بندی و قرار دادن لاگ‌های مشابه در خوشه‌های یکسان می‌توان از الگوریتم‌های مختلفی از قبیل خوشه‌بندی سلسله مراتب صعودی (AHC)^۴، خوشه‌بندی دینامیک^۵، میانگین^۶، چند تفکیکی گرافیکی (MRGC)^۷، خوشه‌بندی آستانه شباهت (STM)^۸ و همچنین خوشه‌بندی خود سازماندهی کوهنن استفاده کرد. در این مطالعه از روش شبکه عصبی خودسازمانده کوهنن استفاده شده است. این روش که توسط کوهنن [۲۳ و ۲۵] ایجاد شد یک شبکه عصبی رقابتی خود سازمان‌دهنده از نوع بدون ناظر است و توانایی وسیعی در حل و شناخت و طبقه‌بندی الگوها دارد. گونه‌های سنگی حاصله از روش خوشه‌بندی خود سازماندهی کوهنن با اطلاعات فشار مؤئینه مورد مقایسه قرار گرفتند.

لاگ صوتی که نسبت به تغییرات قطر چاه حساسیت ندارد جهت تعیین تخلخل اولیه و شناسایی نواحی با شکستگی مورد استفاده قرار می‌گیرد. لاگ گاما که بیشتر در توالی‌های شیلی-ماسه‌سنگی مورد استفاده قرار می‌گیرد جهت تشخیص تغییرات عمودی رخساره‌ها و سکانس‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد [۳]. لاگ چگالی نیز در تعیین ارتباط رخساره‌ها در چاه‌های مختلف و نیز تعیین لیتولوژی به‌صورت مستقیم در سازندهای غیرمتخلخل و یا با همراهی سایر روش‌ها در سازندهای متخلخل به‌کار می‌رود [۱۹-۲۰]. تعیین رخساره با استفاده از لاگ‌های الکتریکی روشی بسیار متداول در طبقه‌بندی سنگ‌های مخزنی است. با توجه به وجود روش‌های مختلف در تعیین الکتروفاسیس [۱۹ و ۲۴] در این پژوهش از رایج‌ترین و دقیق‌ترین روش به نام خوشه‌بندی در تعیین الکتروفاسیس‌های گروه خامی در میدان مارون استفاده شد. آنالیز خوشه‌ای که آنالیز رده‌ای^۱ یا توزیعی^۲ نیز نامیده می‌شود به مجموعه‌ای از اطلاعات موجود در دست‌ها و یا خوشه‌ها گفته می‌شود که اجزاء هر خوشه نسبت به هم ویژگی‌های مشترک داشته درحالی‌که نسبت به دیگر خوشه‌ها خصوصیات متفاوتی دارند [۲۱]. این روش از دهه ۸۰ به‌وسیله پتروفیزیکدانان جهت تعیین الکتروفاسیس‌ها مورد استفاده قرار گرفته است [۲۲]. اطلاعات موجود در ۵ چاه مورد مطالعه براساس روش شبکه عصبی مطالعه و مدل اولیه الکتروفاسیس در آن‌ها تخمین زده شد. اطلاعات حاصله در مرحله بعد با اطلاعات مربوط به واحدهای جریان‌ی که توسط روش شاخص منطقه‌ای جریان‌ی و

1. Taxonomy
2. Segmentation
3. Clustering
4. Ascendant Hierarchical Clustering
5. Dynamic Clustering
6. K-Means
7. Multi Resolution Graph Clustering
8. Similarity Threshold Method

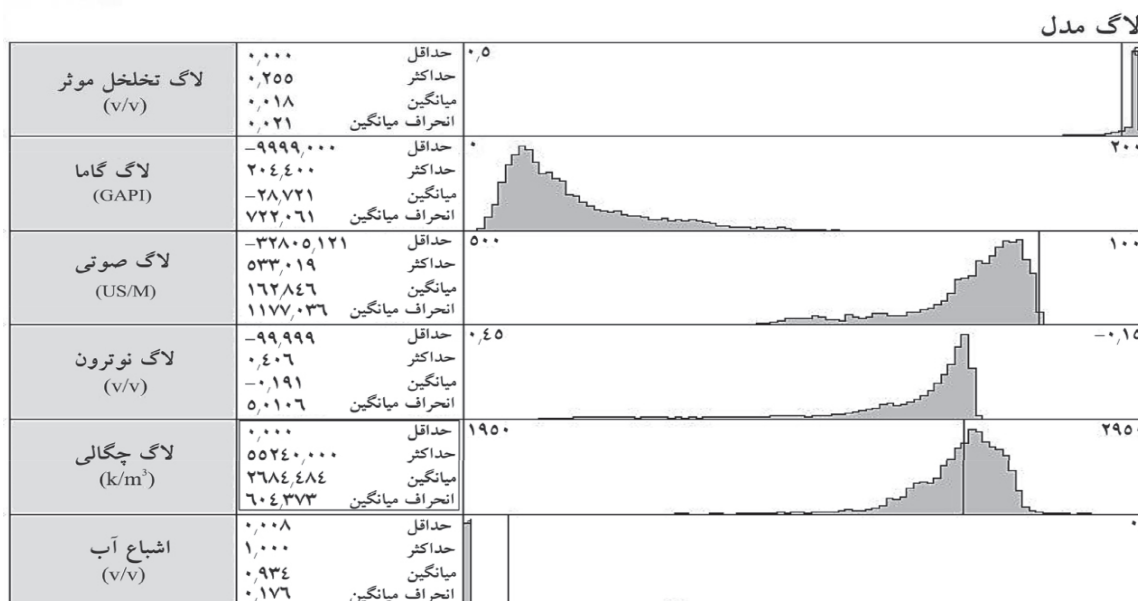
اقتصادی و هزینه‌ها در هر میدان تنها تعداد کمی از چاه‌ها دارای مغزه هستند. در این مطالعه براساس نمودارهای چاه‌پیمایی و انطباق با اطلاعات مربوط به تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌های حفاری، مخزن خامی در میدان مارون براساس روش واحد جریان‌ی هیدرولیکی به لحاظ کیفی مورد مطالعه قرار گرفت. داده‌های مدل اولیه در این پژوهش از ۳ حلقه چاه که دارای اطلاعات کامل بودند انتخاب شدند. با استفاده از روش خوشه‌بندی (SOM) خوشه‌های اولیه براساس اطلاعات نمودارهای چاه‌پیمایی در چاه‌های مورد مطالعه مشخص شدند که در نهایت تعداد ۵ خوشه/الکتروفاسیس مشخص شد (شکل ۹). با توجه به ارتباط بین الکتروفاسیس و کیفیت مخزنی در داده‌های موجود، در کل کیفیت مخزنی از الکتروفاسیس ۱ به سمت الکتروفاسیس ۵ افزایش می‌یابد. در بررسی فراوانی الکتروفاسیس‌ها در میدان مورد مطالعه مشاهده می‌شود که الکتروفاسیس ۵ که در شکل ۱۰ به رنگ خاکستری مشخص شده است فراوانترین رخساره بوده و سایر الکتروفاسیس‌ها مقدار بسیار کمی را به خود اختصاص می‌دهند. بر این اساس به‌طور کلی مخزن کیفیت مخزنی ضعیفی دارد.

در ادامه برای هر الکتروفاسیس اطلاعات فشار مؤئینه مربوطه به‌طور مجزایی ترسیم شد که در خاتمه با ۵ الکتروفاسیس دسته‌بندی مناسبی نشان داده شد.

مدل‌سازی

پس از مدل‌سازی برروی داده‌ها، مدل‌سازی برروی مجموعه‌ای از اطلاعات که در ساخت مدل مورد استفاده نشده‌اند منتشر می‌شود. به این ترتیب که در مجموعه مورد نظر هر نمونه عمقی لاگ با تمامی نمونه‌های عمقی لاگ از کل اطلاعات پایه مورد مقایسه قرار گرفته شکل ۸ و در نتیجه مقدار شاخص رخساره‌های الکتریکی داده‌هایی که بالاترین تشابه را دارند به عمق مورد نظر نسبت داده می‌شوند.

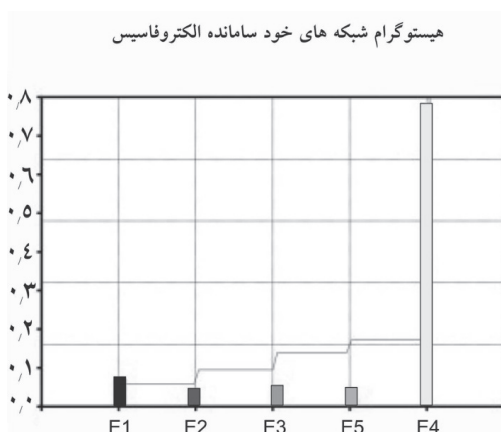
مدل‌سازی پدیده‌های فیزیکی روشی است جهت درک یک سیستم تحت مطالعه و به منظور پیش‌بینی رفتار پدیده‌های فیزیکی در حال رخداد که با به‌کارگیری قوانین طبیعی به‌کار می‌رود [۱۴]. با توجه به اهمیت داده‌های تخلخل و تراوایی به‌عنوان بهترین اطلاعات تفکیکی مناطق با کیفیت مخزنی متفاوت از یکدیگر، به دلایل



شکل ۸ آزمون داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌های حفاری چاه‌های مورد مطالعه در میدان مارون

	نام	نشانه	وزن	تخلخل مفید	لاگ گاما	لاگ صوتی	لاگ نوترون	لاگ چگالی	اشباع آب
۱	الکتروفاسیس ۱	E1	۸۶۷						
۲	الکتروفاسیس ۲	E2	۵۸۲						
۳	الکتروفاسیس ۳	E3	۶۹۸						
۴	الکتروفاسیس ۵	E5	۲۷۹						
۵	الکتروفاسیس ۴	E4	۱۲۵۱۶						

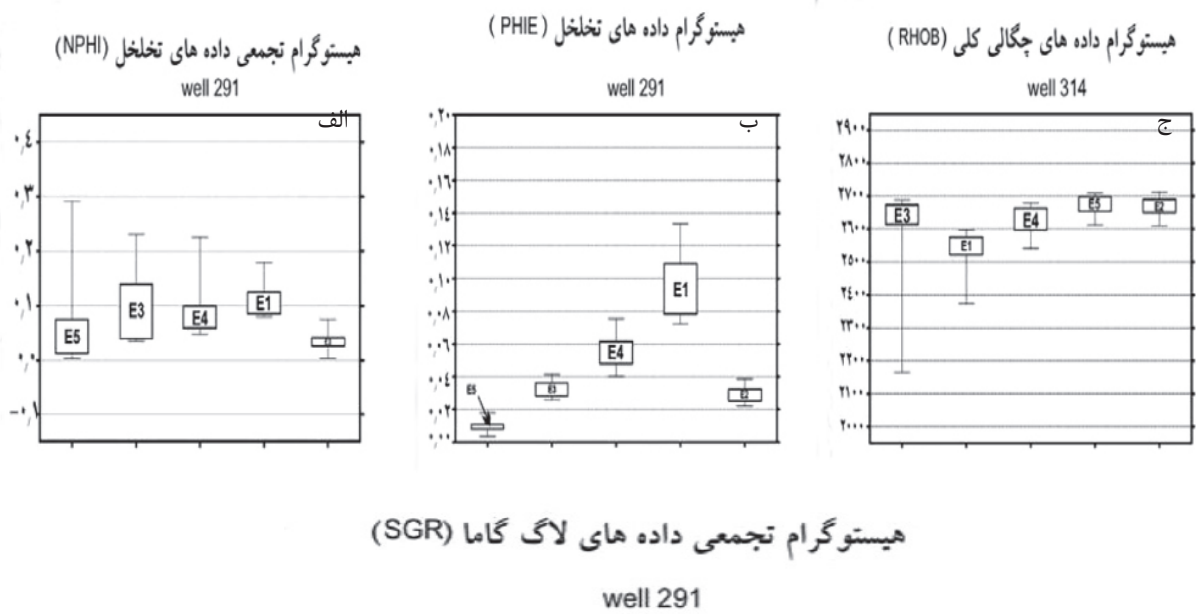
شکل ۹ رخساره‌های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی در چاه‌های مخزن خامی میدان مارون



شکل ۱۰ فراوانی الکتروفاسیس‌ها در چاه‌های مخزن خامی میدان مارون

است (شکل ۱۱). با توجه به مقادیر بالاتر نمودار چگالی و گامای طیفی الکتروفاسیس‌های شماره ۳ و ۴ به لحاظ کیفیت مخزنی در رتبه سوم قرار می‌گیرد. این دو رخساره مقدار تخلخل مفید متوسطی مابین الکتروفاسیس‌های تعیین شده داشته که مقادیر متوسط نمودار صوتی و نوترون و مقدار یکسان نمودار چگالی حاکی از آن است. تفاوت این دو رخساره در میزان آب اشباع شدگی آن‌ها است. در بخش‌های مربوط به الکتروفاسیس ۵ که نمودارهای چگالی و نوترون برهم منطبق شده‌اند، مقدار تخلخل مفید و اشباع آب (Sw) به ترتیب کاهش و افزایش بسیار چشم‌گیری را نشان می‌دهند. براساس موارد گفته شده بخش‌هایی از مخزن که توسط الکتروفاسیس ۵ پوشش داده می‌شوند کیفیت مخزنی بسیار پایینی دارد. در مجموع به‌طور نسبی با توجه به الکتروفاسیس ۱ به سمت الکتروفاسیس ۵ مقدار سرعت صوت و تخلخل مفید کاهش یافته و چگالی و مقدار پرتو گاما به‌طور نسبی افزایش می‌یابد.

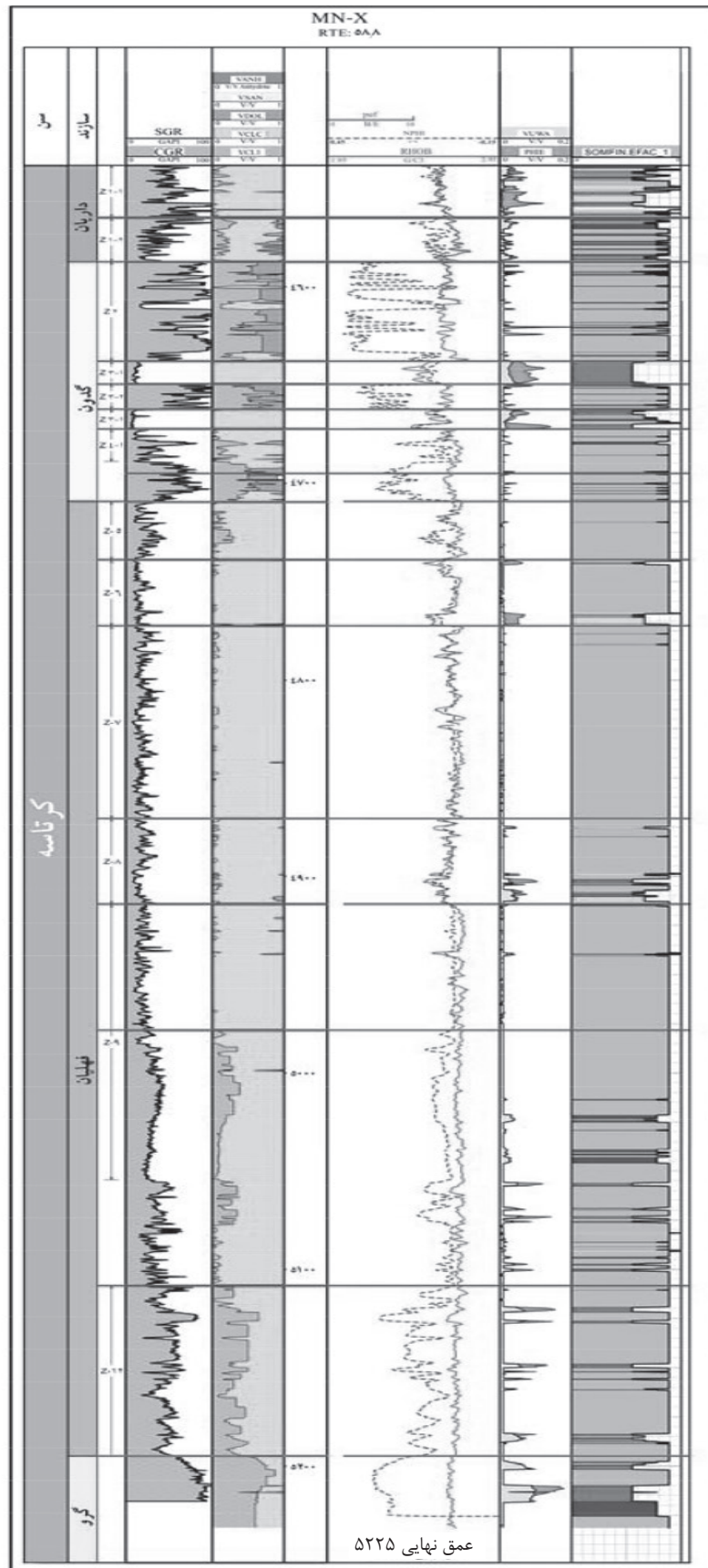
باتوجه به شکل ۱۰ در این مطالعه ارتباط مناسبی بین داده‌های فشار موئینه و الکتروفاسیس‌های تعیین شده وجود دارد. داده‌های فشار موئینه به خوبی نشان می‌دهد که در بین الکتروفاسیس‌ها، از الکتروفاسیس شماره ۱ به سمت الکتروفاسیس شماره ۴ به مقدار و اندازه گلوگاه‌های تخلخل افزوده شده، و ارتباط این گلوگاه‌ها نیز افزایش می‌یابد. همچنین، تغییرات الکتروفاسیس‌های مورد مطالعه با لاگ‌های مختلف در چاه‌های این میدان مورد بررسی قرار گرفت. به این ترتیب که الکتروفاسیس ۱ و ۲ بالاترین میانگین نمودار چاه‌پیمایی لاگ نوترون و تخلخل مفید و همچنین آن‌ها به ترتیب بالاترین و کمترین لاگ چگالی را داشته و بهترین کیفیت مخزنی را در بین الکتروفاسیس‌های تعیین شده به خود اختصاص داده‌اند (شکل ۱۱). این الکتروفاسیس‌ها دارای بیشترین مقدار تخلخل مفید در بین دیگر الکتروفاسیس‌های تعیین شده دارند، به‌طوری که مقادیر بالای نمودارهای صوتی و نوترون مقدار پایین نمودار چگالی توجیه کننده این مطلب



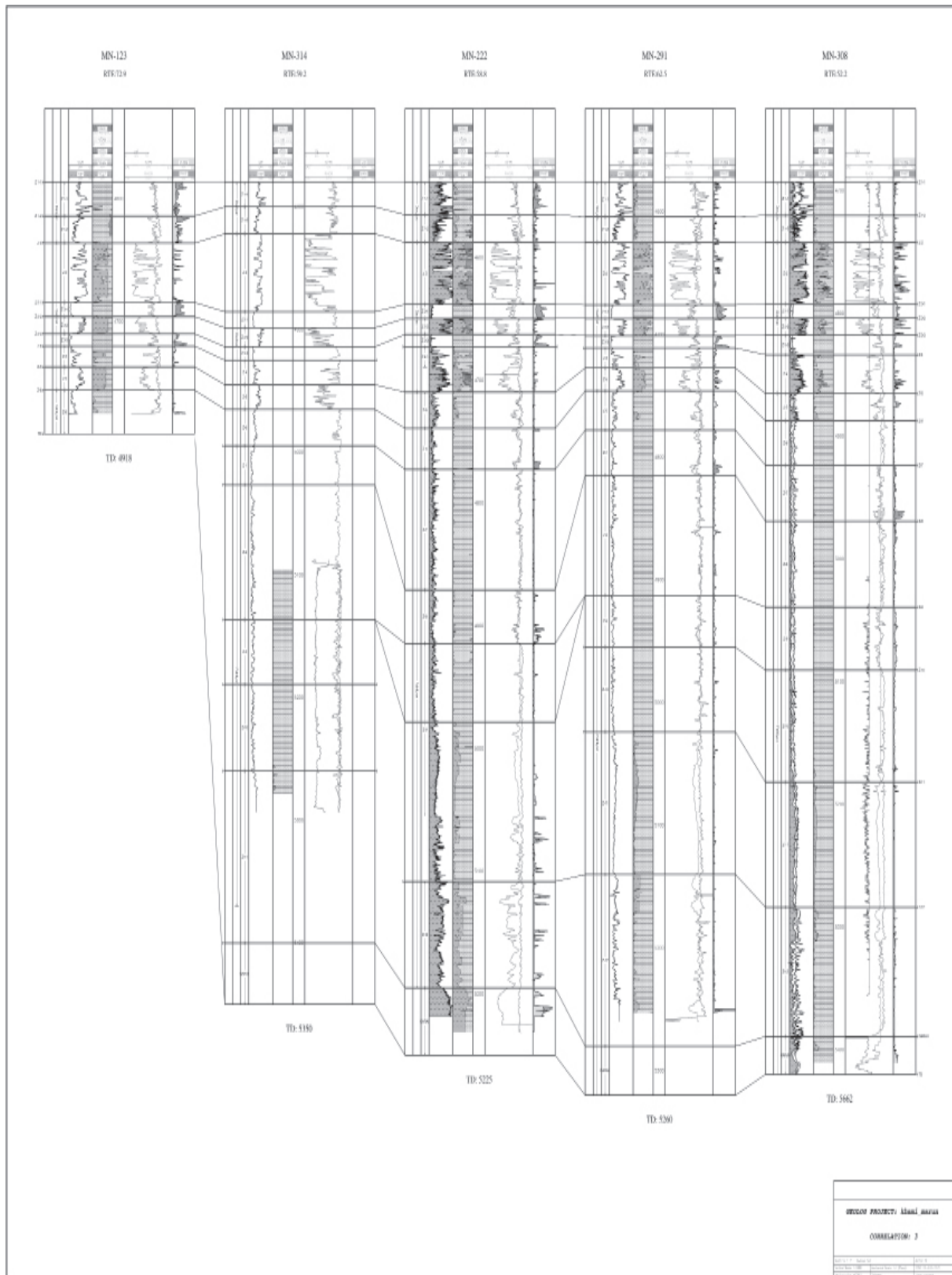
شکل ۱۱ نمودار جعبه‌ای الکتروفاسیس‌های مورد مطالعه براساس لاگ‌های مختلف در میدان مارون

شاخص الکتروفاسیس نمونه‌ای که حداکثر شباهت را با آن نشان می‌دهد اختصاص داده شد. در پایان پس از توزیع مدل نهایی ایجاد شده در کل چاه‌های موجود در میدان، مدل الکتروفاسیسی ارائه شد که توانایی جدایش مناطق با کیفیت مخزنی مناسب از نواحی با کیفیت مخزنی ضعیف است (شکل ۱۳). از کاربرد اصلی این مدل استفاده از آن جهت توسعه میدان و نیز ایجاد مدل استاتیک در مخزن مورد مطالعه است.

نمودار اشباع آب در الکتروفاسیس‌های ۱ تا ۳ به دلیل آب اشباع شدگی مخزن، طیف وسیعی را نشان می‌دهد (شکل ۱۱). در ادامه مطالعات مدل نهایی الکتروفاسیس مخزن در چاه‌های مینا تولید شد شکل ۱۲ و با توجه به انطباق مناسب با اطلاعات مربوط به دیگر چاه‌ها تعمیم داده شد (شکل ۱۳). مبنای این تطابق براساس تشابه الکتروفاسیس‌های شاخص هر نمونه عمقی درون دسته موجود در کل نمونه‌های عمقی نمودار حاصل از کل اطلاعات مینا مورد مقایسه قرار گرفته و مقدار



شکل ۱۲ انطباق مدل الکتروفاسیس در چاه مبنا واقع در میدان نفتی مارون



شکل ۱۳ نتیجه اجرای مدل و تطابق الکتروفاسیس مدل نهایی لایه‌های موجود در چاه‌های مورد مطالعه واقع در میدان نفتی مارون

نتیجه‌گیری

تعیین شده است. در خاتمه مدل نهایی حاصله در چاه مبنا با توجه به مطالعه صورت گرفته و تلفیق الکتروفاسیس‌های تعیین شده با لیتوفاسیس‌های مورد مطالعه در مطالعات پتروگرافی، این مدل در کل چاه‌های موجود در میدان نفتی مارون بسط داده شد. مدل نهایی قابلیت شناسایی و تفکیک نواحی با کیفیت مخزنی خوب و بد را از یکدیگر دارد. این مدل می‌تواند جهت توسعه مدل استاتیک در مخزن خامی از میدان مارون مورد استفاده قرار گیرد. نتایج نشان داد که الکتروفاسیس ۵ بالاترین کیفیت مخزنی را نسبت به سایر الکتروفاسیس‌ها داشته و به‌صورت افق‌های تولیدی در کل مخزن گسترش دارند. لذا قبل از هرگونه عملیاتی این افق‌ها تعیین شوند و می‌توانند در برنامه توسعه میدانی مورد استفاده قرار گیرند. بنابراین تغییرات لیتوفاسیس کنترل کننده کیفیت مخزنی محسوب می‌شوند. لذا با توجه به این که یک مدل مبنا حاصل شده است با قرار دادن نگارهای چاه‌پیمایی در این مدل می‌توان بهترین افق‌ها را جهت عملیات مشبک‌کاری و تولید از مخزن پیشنهاد نمود.

تشکر و قدردانی

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از مدیران و مسولین شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب (اداره زمین‌شناسی گسترشی) به سبب همکاری و در اختیار گذاشتن داده‌های مورد استفاده تشکر نمایند.

یکی از فاکتورهای مهم در توسعه مخازن هیدروکربوری استفاده از روش زون‌بندی مخزنی براساس لیتولوژی و لاگ‌های الکتریکی بر مبنای اختلاف تخلخل و تراوایی حاصل از داده‌های موجود به‌ویژه مغزه‌های حفاری است. با توجه به هزینه بالای مغزه‌گیری و نگهداری آن‌ها این امر در تمامی میادین نفتی انجام نمی‌شود که این امر باعث محدودیت در مطالعات یک میدان به سبب مسائل اقتصادی است. مطالعات سنگ‌شناسی به منظور ارتباط با مطالعات مخزنی و رخساره‌ها صورت گرفت که براساس مطالعات صورت گرفته لیتوفاسیس‌های مورد مطالعه شامل لیتوفاسیس‌های بیوکلاست و کستون، بیوکلاست و کستون/پکستون، بیوتوربیتد بیوکلاست پلوئید پکستون مربوط به الکتروفاسیس‌های ۲ و ۳، لیتوفاسیس‌های دولوستون، بیوکلاست پلوئید پکستون-گرین‌استون، بیوتوربیتد بیوکلاست و کستون، بیوکلاست و کستون الکتروفاسیس ۴ و لیتوفاسیس‌های بیوکلاست و کستون، بیوکلاست اینتراکلاست و کستون الکتروفاسیس ۵ شد. بر این اساس اطلاعات چاه‌پیمایی مخزن خامی میدان مارون با استفاده از روش خوشه‌بندی و در تلفیق با روش جریان هیدرولیکی جهت زون‌بندی مخزنی مورد استفاده قرار گرفت. براساس مطالعات صورت گرفته ۵ خوشه/ الکتروفاسیس شناسایی شد و نتایج ۱۴ آزمایش فشار در این میدان حاکی از ارتباط خوب بین داده‌های فشار موئینه و الکتروفاسیس‌های

مراجع

- [1]. Flügel E, Munnecke A (2013) *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*, 2ed. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- [2]. Serra O (1984) *Fundamentals of well logging interpretation*, Elsevier, Amsterdam.
- [3]. Yan J (2016) SOM: Self-Organizing Map, R package version 0.3-5.1, URL <https://CRAN.R-project.org/package=som>.
- [4]. Wehrens R, Kruisselbrink J (2018) Flexible self-organizing maps in kohonen 3.0., *Journal of Statistic Software*, 87, -18. .
- [5]. Serra O, Abbott H T (1982) The contribution of logging data to sedimentary sedimentology and stratigraphy, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1, 5: 117-131.

[۶]. آقائاتی ع. (۱۳۹۷) فرهنگ چینه‌شناسی ایران، دوره ۵، انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشاف معدنی کشور.

- [7]. Sepehr M, Cosgrove J W (2004) Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran, *Marine and Petroleum geology*, 21, 7: 829-843.
- [۸]. ستوده‌نیا، م (۱۳۶۵) ارزیابی و مدل‌سازی مخزن خامی در میدان نفتی مارون، گزارش شماره پ-۳۴۵۶۳، اداره زمین‌شناسی تحت‌الارضی، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ۲۱۳ص، منتشر نشده.
- [۹]. شیخ‌زاده ع م (۱۳۸۹) مطالعات مخزنی و ارزیابی مغزهای توالی‌های فلهیان تا سورگاه در میدان نفتی مارون، گزارش داخلی اداره زمین‌شناسی تحت‌الارضی و ژئوفیزیک شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، منتشر نشده.
- [۱۰]. کرامت، ع (۱۳۸۳) خصوصیات مدل استاتیکی و کیفیت مخزنی واحدهای ۲۳ تا ۸۷ میدان نفتی مارون، گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، منتشر نشده.
- [11] Jooybari A, Rezaie P (2016) Petrophysical evaluation of the Sarvak formation based on well logs in Dezful Embayment, Zagros fold zone, South West of Iran, *Journal of Technology and Applied Science Research*, 7, 1: 1358-1362.
- [12] Colman-Sadd S P (1978) Fold development in Zagros simply folded belt, Southwest Iran, *AAPG*, 62, 6: 984-1003.
- [13] Dunham R J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture, *AAPG*, 1, 108-121.
- [14] Pittman E D (1998) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, *AAPG*, 76, 2, 191-198.
- [۱۵]. کدخدائی ایلخچی ر، رضایی م، موسوی حرمی، ر (۱۳۹۳) بررسی رخساره‌های الکتریکی مخزنی در قالب واحدهای جریان‌های هیدرولیکی در میدان ویچررنج مربوط به حوضه پرت واقع در استرالیا غربی، مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، دوره ۲۲، شماره ۵۴، صفحات ۲۲.
- [16]. Saggaf M M, Nebrija E L (2003) A fuzzy logic approach for the estimation of facies from wire-line logs, *AAPG*, 87, 7, 87: 1223-1240.
- [17]. Lippmann R P (1989) Review of neural networks for speech recognition, *Neural computation*, 1, 1, 1-38.
- [18]. Sefidari E, Kadkhodaie-Ilkhchi S, Najjari S (2012) Comparison of intelligent and statistical clustering approaches to predicting total organic carbon using intelligent systems, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45, 4: 86-87.
- [19]. Davis J C (2018) *Mathematical Geosciences*, 1st ed., 1 of Series Title, Springer, Cham, Publisher, Chap. 1, 211-223.
- [20]. Serra O (2008) *Well Logging Handbook*, Éditions Technip, Paris.
- [21]. Gill D, Shomrony A, Shomrony H J A B (1993) Numerical zonation of log suites and logfacies recognition by multivariate clustering, *AAPG*, 77, 10: 1781-1791.
- [22]. Kohonen T (1972) Correlation matrix memories, *Computer IEEE Trans*, 1, 5: 353-359.
- [23]. Nader F H (2017) *Multi-scale quantitative diagenesis and impacts on heterogeneity of carbonate reservoir rocks*, Springer, International Publishing.
- [۲۴]. موحد ب (۱۳۸۹) مبانی چاه‌پیمایی، انتشارات دانشگاه امیرکبیر.
- [25]. Ishido T, Pritchett J W (1999) Numerical simulation of electro kinetic potentials associated with subsurface fluid flow, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 104, B7, 15247-15259.



Determination and Interpretation of Electrofacies using SOM Neural Network and its Application to Prediction of Khami Group Facies in Marun Oil Field (South West Iran)

Mohsen Liaghat*, Mohammad Reza Nuraei-nedhad, Mohammad Hossein Adabi

Department of Sedimentary Basin and Petroleum, Faculty of Earth Science, Shahid Beheshti University, Iran

liaghat.mohsen@yahoo.com

DOI: 10.22078/pr.2020.4146.2882

Received: April/24/2020

Accepted: October/21/2020

Introduction

Among various structural zones in Zagros Orogenic Belt, the prolific and economic hydrocarbon-bearing zone i.e. Dezful Embayment has investigated in different aspects especially reservoirs evaluation along with sedimentology. Khami Group in this embayment, situated in Khuzeestan Provenance, with a thickness of about 1500m of the Lower Cretaceous Fahlyan, Gadvan and Daryan Formations (FMs.) composed of shale, marl and also limestone. These strata are limited to the Kazhdumi Fm. at the upper boundary and Hith Fm. at the lower boundaries in the Marun Oil field, respectively. Although previous researchers applied various petrophysical and geological data to evaluate heterogenetic reservoirs in the Marun Oil Field, this paper integrated studied data to reconstruct Khami reservoir conditions in the virtual aspect. Depositional environment interpretation and basin analysis in subsurface investigations along with developing indirect methods led to introduce various facies. Although electrofacies can be differentiated using a variety of clustering methods i.e. HCA, K, MRGC, and SOM, in this research the Kami Group strata in the Marun Oil Field are evaluated and modeled with applying SOM neural network.

Material and Methods

Reservoir electrofacies evaluation and determination occurred using SGR, DT, RHOB, PHI, NPHI as well as SW logs in Khami Group in Marun Oil Field. The

log data belong to five wells in the studied oil field loaded and interpreted with Paradigm™ and Geolog®.18 software packages. In addition, classification and interpretation of the studied facies among five drilling oil wells were examined using Dunham (1962) textural classification. Flow unit classification using Geolog software based on Pittman et al. (1998) classification. Finally, a petrophysical model was designed by Petrel software, showing reservoir and non-reservoir zones/horizons that are applicable in other wells in Marun Oil Field.

Result and Discussion

Hydraulic flow units (HFU's) as "can be creatable and mappable zones in the reservoir that control fluid flow" are calculated based on Pittman [1] method. It regarded as the main flow zone indicators (FZI) and characteristic parameter for determination of each HFUs. The HFUs in this research using measured cores porosity and permeability in five studied wells are calculated and used for the determination of appropriate clustering method based on Logarithm Flow Zone Index (Log FZI). Based on breakpoints in the bivariate Frequency/Log (FZI) graph, four hydraulic flow units were detected. The minimum and maximum hydraulic flow, based on Log (FZI), were regarded as low and high reservoir quality, respectively (Table 1). Generally, based on available data, reservoir quality is increased from flow unit 1 toward flow unit 4.

Table 1 Log FZI ranges determined HFUs in the studied wells.

LOG FZI			
HFU4	HFU3	HFU2	HFU1
> 1.8	1.4- 1.8	0.4-1.4	< 0.4

Self-organizing Maps (SOMs)

Self-organizing maps (SOMs) are popular tools for visualizing and classifying data in many sciences. The two-dimensional plane prepared from SOMs includes similar objects close together, whereas, dissimilar ones are far away. This method provides extensive

Table 2 Six main electrofacies studied and their general properties in the Khami Group in Marun Oil Field.

Electrofacies (#)	Microfacies	HFU	Reservoir quality degree
1	-	-	-
2 and 3	Bioclast wackestone, Bioclast wackestone/ packstone, Bioturbated bioclast peloid packstone	1, 2, 6	2 and 3
4	Dolostone, Bioclast peloid packstone- grainstone, Bioturbated bioclast wacke- stone, Bioclast wackestone	6	4
5 and 6	Bioclast wackestone, Bioclast intraclast wackestone	6, 7	5

Neural networks and basal fuzzy logic are the basic methods in determination of electrofacies. In this research, six wells contain core data representing total reservoir properties are used to experiment and develop electrofacies model. Logs data included a full set log in all 5 studied wells. The studied primary electrofacies are distinguished based on the clustering method in 5 wells. Following log data values of hydraulic flow unit along with capillary pressures measured, processed and final output integrated model developed in other Marun Oil Field wells.

Modeling

In this research, based on full set logs and their correlation with porosity and permeability values from core measurements, HFUs quantity in the Marun reservoir was evaluated. Primary clusters based on well-logging data in the five studied oil wells were investigated and finally five clusters/electrofacies were detected. In the studied data, electrofacies #5 involved high frequency inferring low reservoir quality for the studied reservoir. As measuring capillary pressure is applicable for fluid distribution and pores size, 14 capillary pressure tests carried out in 3 wells. Based on results, there is a good relationship among capillary pressure values and determined electrofacies. Capillary pressure represents an increasing trend in the amount and size of pore throats size from electrofacies #1 toward electrofacies #4. The electrofacies #1 and #2 involved the highest reservoir quality as well as maximum effective porosity among all studied electrofacies. Electrofacies

possibility of visualization along with fast training and mapping based on Kohonen methods. The SOMs in the oil industry are used in oil field exploration especially where there are no oil wells in large numbers. In SOM neural network, the SOM was selected after log training.

Electrofacies

Thin sections microscopy was carried out from 5 studied wells and their microfacies are presented in [Table 2](#).

#3 and #4 are in the third-ranked in the aspect of reservoir quality and included medium effective porosity. Some Khami Group horizons in the Marun Oil Field involving electrofacis #5 have very low reservoir quality.

Conclusions

Reservoir clustering is regarded as one of the main factors in developing hydrocarbon reservoirs Coring in drilling wells along with their maintains resulted in high economic investment for oil companies and lead to a limitation in drilling wells. For this reason, the clustering method i.e. SOM is an applicable method without mentioned limitations in drilling oil wells. This method in Khami Group, located in the Marun Oil Field, is integrated with hydraulic flow units (HFUs) for reservoir zonation. Based on analyzed data, 5 clusters/electrofacies involving good relationships with capillary pressure are determined in datum well. Finally, integration among electrofacies, microfacies as well as determined models were extended in all other studied wells. The integrated model could separate high and low reservoir quality zones/horizons and can be applied for developing a statistical model in the Khami reservoir in the Marun Oil Field.

References

1. Pittman E D (1998) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, AAPG, 76, 2, 191-198.