

تعیین گروه‌های سنگی با استفاده از مفهوم واحدهای جریان و روش تحلیل خوشه‌ای: مطالعه موردی از سازند داریان، میدان پارس جنوبی، خلیج فارس.

ناصر آقازاده^{۱*}، حسین رحیم پور بناب^۱، علی کدخدائی-ایلخچی^۲، اشکان اسدی^۳

^۱ دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

^۲ گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

^۳ شرکت نفت و گاز پارس، تهران، ایران

*مسئول مکاتبات - آدرس الکترونیکی: Aghazadeh64@gmail.com

(دریافت: ۸۸/۱۱/۱۴؛ پذیرش: ۸۹/۲/۲۱)

چکیده

سازند داریان به سن آپتین، به عنوان یکی از مخازن حاوی نفت در میدان پارس جنوبی به شمار می‌رود (لايه نفتی). وجود ناپیوستگی بزرگ جهانی در انتهای آپتین، سبب شده است که این سازند شدیداً تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنتیکی جوی قرار گرفته و گسترش شدید حفرات انحلالی در این سازند را موجب شده است. هدف از بررسی ویژگی‌های مخزنی، مشخص کردن توزیع فضایی شاخص‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی و اشباع شدگی است. روابط تخلخل-تراوایی می‌تواند در چارچوب واحدهای جریان هیدرولیکی به منظور تعیین سنگ‌های مخزنی ناهمگن به کار گرفته شود. یک واحد جریانی، حجمی از سنگ مخزن است که به طور عمودی و جانبی پیوسته و قابل پیش‌بینی بوده و خصوصیات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی تأثیرگذار بر روی جریان سیال در درون آن ثابت است و به طور مشخص از سایر حجم‌های سنگ متفاوت می‌باشد. هر واحد جریانی هیدرولیکی با نشانگر زون جریانی مرتبط می‌باشد. بنابراین زون بندی یک مخزن با استفاده از نشانگرهای زون جریانی (FZI) و شناسایی واحدهای جریانی (Flow Unit) می‌تواند برای ارزیابی کیفیت مخزنی بر اساس روابط نفوذپذیری-تخلخل استفاده شود. در مطالعه حاضر، سازند داریان به پنج واحد جریانی هیدرولیکی براساس نشانگر زون جریانی تقسیم شد. به منظور شناسایی رخساره‌های با بهترین و بدترین وضعیت مخزنی، درصد هر یک از واحدهای جریانی در رخساره‌های شناسایی شده تعیین شد. هدف آنالیز خوشه‌ای قرار دادن یک مجموعه از داده‌ها در گروه‌هایی (که خوشه نامیده می‌شود) می‌باشد، به طوری که داده‌های درون هر یک از گروه‌ها اختلاف چندانی با یکدیگر نداشته و همگن باشند و نسبت به داده‌های سایر خوشه‌ها ناهمگن باشند. خوشه‌سازی سلسله‌ای (Hierarchical Clustering)، روشی برای گروه بندی داده‌ها به طور همزمان در مقیاس‌های مختلف با استفاده از درخت خوشه‌ای است، که در آن بهترین مقیاس به منظور گروه بندی داده‌ها استفاده می‌شود. در مطالعه حاضر با استفاده از این روش به منظور گروه بندی داده‌های تخلخل-تراوایی با ویژگی‌های مشابه در خوشه‌های جداگانه، تعداد پنج خوشه تعیین و به منظور ایجاد ارتباط با فابریک‌های سنگی، درصد هر یک از رخساره‌ها در خوشه‌ها تعیین شد. هر دو روش نتایج رضایت‌بخشی را در مطالعه سازند داریان در میدان پارس جنوبی نشان می‌دهند.

واژه‌های کلیدی: داریان، میدان پارس جنوبی، کیفیت مخزنی، واحدهای جریانی هیدرولیکی، تحلیل خوشه‌ای

مقدمه

(بخش قطری میدان) می‌باشد. قرارگیری سازند داریان با ترکیب سنگ شناسی شیل، آهک و مارن در بین سازندهای شیلی عمیق گدون (در زیر) و کم عمق کژدمی (در بالا) (کمیته چینه شناسی ایران، ۱۹۷۶) به عنوان دو سازند والد هیدروکربور در میدان نفت و گاز پارس جنوبی (Rahmani et al. 2010) و همچنین وجود ناپیوستگی بزرگ جهانی در انتهای آپتین (Alsharhan & Narin 1997) که موجب رخنمون تحت الجوی و دیاژنز مربوطه در این سازند شده، مجموعاً شرایط مناسبی را برای میزبانی هیدروکربورها فراهم آورده است. به

سازند داریان به سن آپتین، در بزرگترین میدان گازی غیر همراه جهان یعنی پارس جنوبی، به عنوان یکی از سازندهای مخزن نفتی (لايه نفتی پارس جنوبی) مطرح می‌باشد (Rahmani et al. 2010). این میدان، در آبهای خلیج فارس و دور از ساحل ایران در شمالی‌ترین بخش بلندی دیرینه کمان قطر قرار گرفته است (Kashfi 1992) و به لحاظ زمین‌شناسی بخش شمالی میدان نفتی قطر (میدان نفتی الشاهین) است. به لحاظ زمانی سازند داریان معادل سازند شعیبا در میدان نفتی الشاهین

شرق- جنوب غرب می-باشد. از زمان اینفرا کامبرین، یک بلندی ساختاری (کمان قطر) حوضه خلیج فارس را به دو فرو افتادگی تقسیم کرده است: زیرحوضه های شرقی- جنوب شرقی و غربی- شمال غربی. این رویداد بویژه در زمان های اینفرا کامبرین، سیلورین زیرین، پرمین پسین، تریاس پسین، ژوراسیک پسین و سنوزوئیک اتفاق افتاده است (Alsharhan & Narin 1997). کمان قطر یا کمان قطر- فارس جنوبی، که یک بلندی ساختاری با امتداد شمال، شمال شرقی - جنوب، جنوب غربی است، مکررا از زمان اینفرا کامبرین متحمل بالآمدگی و فعالیت مجدد شده است (Edgell 1996). در گذشته زمین-شناسی، ایالت های مختلف زاگرس سرگذشت یکسان تکتونیکی و رسوبگذاری با ایالت کمان قطر- فارس جنوبی داشته اند، قسمت های مختلف زاگرس محصول چهار مرحله مختلف زمین شناسی است که با اختلاف های کمی در جزئیات آن در مورد ایالت کمان قطر- فارس نیز این مراحل صادق است (Alavi 2004):

از زمان نئوپروتروزوئیک تا کربونیفر توالی ها به طور کلی در یک حاشیه غیر فعال قاره ای پایدار در شمال شرق خشکی گندوانا نهشته شده اند.

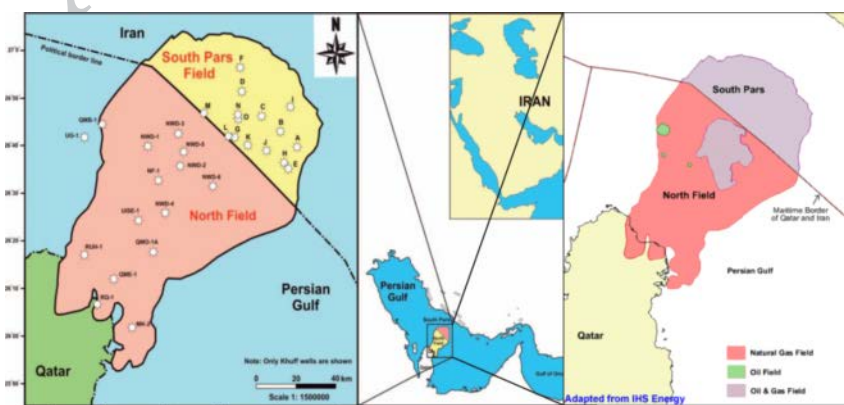
از زمان پرمین تا تریاس فعالیت دوباره یکسری گسل های نرمال و گسترش گرابن ها و نیمه گرابن ها در ارتباط با باز شدن نئوتتیس بوده است. رسوبات کربناته در این زمان در زاگرس و ایالت کمان قطر - فارس جنوبی عمدتا در یک پلانفرم حاشیه پانگه آ نهشته شده است (Alavi 2004; Insalaco et al. 2006). از زمان ژوراسیک تا کرتاسه فوقانی یک حاشیه غیر فعال جدید (فلات قاره ای کم عمق) برای رسوبگذاری فراهم آمد که حاصل آن نهشته شدن توالی های ژوراسیک تا کرتاسه فوقانی است. از زمان تورونین پسین تا حال حاضر، برخورد قاره ای، ایجاد حوضه پروفورلند و بسته شدن نئوتتیس در این مناطق اتفاق افتاده است.

طور کلی، هدف از بررسی ویژگیهای مخزنی، مشخص کردن توزیع فضایی تخلخل، تراوایی و اشباع شدگی است (Lucia 1995). تعیین گونه های سنگی و گروههای پتروفیزیکی براساس ویژگی های پتروفیزیکی و زمین شناسی از مهمترین اهداف در مطالعه مخازن می باشد.

هدف اصلی در این مقاله، تعیین گروه های سنگی با بکارگیری روش واحدهای جریانیهیدرولیکی و مشخص کردن گونه های سنگی با استفاده از تکنیک آنالیز خوشه ای است. یکی از اهداف توصیف مخزن، تقسیم کردن مخزن به زیرواحدها و تعیین پارامترهای پتروفیزیکی با مقادیر مناسب در هر واحد می باشد. در این مطالعه، با تلفیق نتایج پتروگرافی (میکروفاسیس ها) و داده های تخلخل - تراوایی مغزه ویژگیهای مخزنی سازند داریان را مشخص نموده و سپس این سازند به واحدهای جریانیهی مختلف تقسیم شد. در ادامه از تکنیک آنالیز خوشه ای به عنوان روش تکمیلی و به منظور تعیین گونه های سنگی، استفاده شد. نتایج به دست آمده از این مطالعه رضایت بخش بوده و می توان از این روش در مطالعات موردی مشابه استفاده کرد.

وضعیت زمین شناسی منطقه

حوضه خلیج فارس شامل چندین واحد ژئوتکتونیکی با امتداد شمال غرب - جنوب شرق، مانند پلت فرم عربی، و یک زون فرورفتگی حاشیه ای، شامل کمربند چین خورده زاگرس بوده که به سمت شمال شرق توسط گسل معکوس زاگرس محدود می شود (Edgell 1996). میدان نفت و گاز پارس جنوبی و میدان شمالی به عنوان ادامه جنوبی میدان پارس جنوبی، حاوی دو مخزن هیدروکربنی مهم می باشد: سربهای کربناته پرمین بالایی و تریاس زیرین (معادل سازند خوف) که حاوی گاز بوده و عضوهای داریان بالایی (آپتین) و مودود (آلبین پسین) که سازندهای حاوی نفت می باشند (شکل ۱). میدان پارس جنوبی از میدان شمال قطر توسط خط مرز بین-المللی ایران- قطر جدا می شود. ساختار لایه نفتی پارس جنوبی- الشاهین دارای امتداد شمال



شکل ۱: راست: میداین نفتی و گازی در منطقه مورد مطالعه، وسط: موقعیت میداین گنبد شمالی (الشاهین) و پارس جنوبی (لایه نفتی) در حوضه خلیج فارس. چپ: تعدادی از چاههای حفر شده در این میداین.

داده ها و روش ها

در این مطالعه، از تعداد ۲۸۰ مقطع نازک میکروسکوپی و داده های به دست آمده از آنالیز معمولی (CCAL) 176 نمونه مغزه، در دو چاه حفر شده در سازند داریان استفاده شد. بنابراین، مطالعه حاضر اساساً بر بررسی داده های زیر سطحی لایه نفتی پارس جنوبی استوار است. از توصیف مقاطع نازک تهیه شده از مغزه، جهت تعیین انواع میکروفاسیس ها، مجموعه های رخساره ای و تعیین کمربندهای رخساره ای و در نهایت ارائه مدل رسوبگذاری سازند داریان استفاده شد. از نتایج آنالیز نمونه های مغزه (تخلخل و تراوایی) و به منظور تعیین گروه‌های سنگی از مفهوم واحدهای جریانی هیدرولیکی استفاده شد، همچنین در یک مطالعه تکمیلی و به منظور تعیین گونه های سنگی، از روش آنالیز خوشه ای نیز استفاده گردید.

انواع میکروفاسیس ها و محیط رسوبگذاری

به منظور آنالیز رخساره ای، تعداد ۲۸۰ مقطع نازک به دست آمده از مغزه، از دوچاه در لایه نفتی پارس جنوبی مورد مطالعه و بررسی قرار گرفت. بدین منظور و برای شناسایی رخساره ها و کمربندهای رخساره ای و در نهایت محیط رسوبگذاری سازند داریان، مقاطع نازک مورد مطالعات میکروسکوپی قرار گرفت. براساس بافت ها، اندازه و نوع آلوکم-ها، ساخت های رسوبی و عوارض دیگر، تعداد ۸ میکروفاسیس، یک پتروفاسیس و سه مجموعه رخساره ای برای سازند داریان در لایه نفتی پارس جنوبی معرفی گردید.

برای ارزیابی شرایط و مکان محیط رسوبگذاری، میکروفاسیس های تعیین شده با نمونه های مشابه قدیمی و امروزی موجود در نوشتجات مقایسه شد.

سه مجموعه رخساره ای، نشان دهنده رسوبگذاری در محیط-های بین جزرومدی، لاگون و دریای باز می باشد.

میکروفاسیس یک، بایوکلاستیک مادستون/وکستون می باشد، این میکروفاسیس متشکل از یکسری خرده های موجودات مختلف مانند نرم‌تنان، روزن بران کف زی همچون اوربیتولین، تکستولاریا، دخانیا و میلیولیده و خرده های خارپوستان در یک زمینه گلی می باشد که دارای جورشدگی بسیار ضعیف و گردشدگی بد می باشند و ویژگی های حمل و نقل و نابرجا بودن را نشان می دهند، بسیاری از آلوکم ها میکرایتی شده اند که نشان از شرایط کم انرژی محیط تشکیل دارد. با توجه به اینکه خرده های اسکلتی موجودات مبین حمل از محیط لاگونی هستند، نبود شرایط مناسب برای تشکیل دولومیت و تبخیری ها از یک طرف و نیز نبود جلبک با شرایط زیست مناسب در محیط جزرومدی، تشخیص محیط رسوبی این میکروفاسیس را با مشکل

مواجه می کند. اما براساس شواهد موجود، محیط تشکیل این میکروفاسیس را می توان به یک محیط با شرایط پهنه جزرومدی و قسمت بالای زیر جزرومدی نسبت داد (شکل 2a).

میکروفاسیس دو، بایوکلاستیک-پلوئیدال وکستون/پکستون می باشد. اجزای اصلی اسکلتی تشکیل دهنده آن شامل:

جلبکهای سبز داسی کلاداسه آ، روزن بران (مانند اوربیتولین، میلیولیداً) و خارپوستان می باشد. مهمترین و اصلی ترین ذره غیر اسکلتی تشکیل دهنده این میکروفاسیس پلوئید است که غالباً از میکرایتی شدن شدید آلوکم های تشکیل دهنده به وجود آمده است. مکان تشکیل این میکروفاسیس، محیط لاگونی محدود با چرخش کم آب و انرژی پائین می باشد (Flugel 2004; Wanas 2008) (شکل 2b).

میکروفاسیس سه، بایوکلاستیک-پلوئیدال پکستون/گرینستون است که اجزای اصلی اسکلتی تشکیل دهنده آن شامل جلبک سبز (مانند سالپینگوپورلا)، جلبک قرمز، خارپوستان، روزن-بران کف زی همچون تکستولاریده بوده و از اجزای فرعی اسکلتی تشکیل دهنده آن می توان به اوربیتولین، سفالوپودا و میلیولید به همراه قطعات غیراسکلتی همچون پلوئید و اینتراکلاست اشاره کرد. زمینه آن اغلب از میکرایت بوده که در برخی قسمتها سیمان دریائی ظریف بین آلوکم ها را فرا گرفته، به طوریکه سنگ فابریک گرینستونی به خود گرفته است. پلوئید به عنوان فراوان ترین ذره غیراسکلتی در این میکروفاسیس می باشد. محیط رسوبگذاری این میکروفاسیس مربوط به لاگون نیمه محدود سمت دریای باز می باشد (Raspini 1998) (شکل 2c).

میکروفاسیس چهار، اکینوئید مولوسک وکستون/پکستون می-باشد. اجزای اصلی اسکلتی آن شامل خارپوستان که گاه فراوانی آن به بیش از ۱۰ درصد نیز می رسد، نرم‌تنان شامل دوکفه ای ها، شکم پایان، لنتیکولینا، گونه Palorbitolina lenticularis از خانواده اوربیتولینیده و خرده هایی از جلبک سبز اکتینوپورلا می باشد. محیط رسوبگذاری این میکروفاسیس، از بخش های انتهایی رمپ داخلی تا ابتدای رمپ میانی می باشد (Flugel 2004) (شکل 2d).

میکروفاسیس پنج، اوربیتولین وکستون/پکستون بوده و اصلی-ترین ذره اسکلتی تشکیل دهنده روزن بران کف زی از نوع اوربیتولین می باشد که دارای مورفولوژی های دیسکی شکل، مخروطی، عدسی و حالات حد واسط بین اینها می باشد. قطعات خارپوست و جلبک قرمز از دیگر قطعات تشکیل دهنده میکروفاسیس می باشد. محیط رسوبگذاری این میکروفاسیس براساس ریخت شناسی اوربیتولین ها از ابتدای رمپ میانی تا انتهای رمپ میانی می باشد. به طور کلی نسبت عرض به ارتفاع اوربیتولین ها به عنوان شاخص عمق محیط رسوبگذاری می باشند (Pittete et al. 2002). بنابراین میکروفاسیس با

میکروفاسیس هشت، فلوتستون است. خرده های مرجان و میکروارگانیزم های لیتوکودیوم و باسینلا با اندازه های بزرگتر از ۲ میلی متر با فراوانی بیش از ۱۰ درصد به عنوان اصلی ترین جزء تشکیل دهنده این میکروفاسیس می باشد. اجزای فرعی اسکلتی شامل روزن بران کف زی اوربیتولین، ورکوسلا، تکستولاریا، نرمتان (دوکفه ای، گاستروپودها) و خارپوست می باشد. از اجزای غیراسکلتی می توان به اینتراکلاست اشاره کرد. این رخساره منشاء گرفته از ریفهای کومه ای و منفرد موجود در حاشیه رمپ داخلی می باشد (Flugel 2004) (شکل 2 h).

تنها پتروفاسیس معرفی شده در این سازند، شیل خاکستری متمایل به رنگ سبز می باشد. این شیل تقریباً فاقد قطعات اسکلتی بوده ولی بعضاً خرده هایی از فرامینیفر بنتیک شوفاتلا مشاهده می شود. محیط تشکیل این میکروفاسیس به انتهای رمپ میانی و رمپ خارجی نسبت داده شده است.

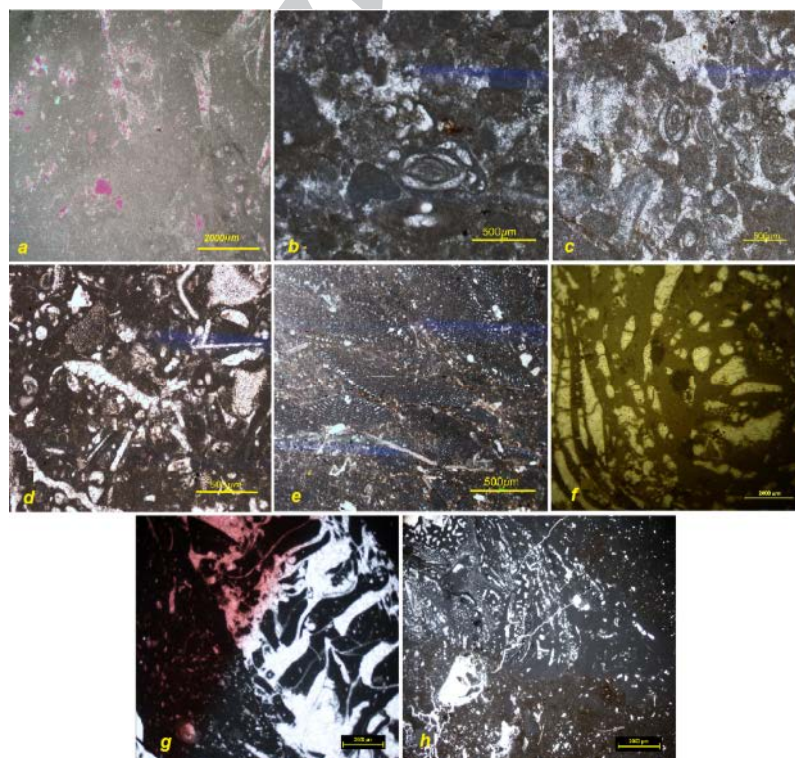
به صورت کلی می توان گفت که مجموعه رخساره ای یک تنها شامل میکروفاسیس یک بوده و نشان دهنده محیط جزرومدی تا ابتدای زیرجزرومدی می باشد.

مجموعه رخساره ای دو شامل میکروفاسیس های دو، سه و شش نشان دهنده محیط لاگونی می باشد. مجموعه رخساره ای سه شامل میکروفاسیس های چهار، پنج، هفت و هشت بوده و نشان دهنده انتهای رمپ داخلی تا انتهای رمپ میانی می باشد.

غلبه اوربیتولین های مخروطی شکل در بخش های کم عمق و ابتدای رمپ میانی و میکروفاسیس با غلبه اوربیتولین های دیسکی شکل در بخش های عمیق تر رمپ میانی نهشته شده اند (Banner & Simmons 1994) (شکل e2).

میکروفاسیس شش یعنی لیتوکودیوم باندستون می باشد. به صورت ساختار شبکه ای متراکم و برجها از ارگانیزم های با منشاء نامعلوم لیتوکودیوم تشکیل شده است. قطعات فرعی اسکلتی این میکروفاسیس شامل نرمتان (دوکفه ای، گاستروپودا و آمونیت)، بریوزوئر، خارپوست و اوربیتولین و با زمینه گلی می باشد. محیط تشکیل این میکروفاسیس، محیط های لاگونی و ریفی است (Flugel 2004) (شکل f2).

میکروفاسیس هفت، فریمستون مرجانی بوده که به صورت ساختار شبکه ای برجها و چارچوب ساز می باشد، ضخامت کمی داشته و اصلی ترین جزء اسکلتی تشکیل دهنده آن مرجان های هگزاگورال هستند. زمینه این میکروفاسیس از وکستون تا پکستون بایوکلاستی با قطعات اسکلتی اوربیتولین، خارپوست و دوکفه ای ایستر همراه با خرده های نرمتان تشکیل شده است. بعضاً همراه با میکروارگانیزم قشرساز لیتوکودیوم مشاهده می شود. محیط رسوبگذاری این میکروفاسیس، محیطی کم عمق با گردش آب خوب و اکسیژن بالا همانند ابتدای رمپ میانی بوده، به طوریکه در این مکان ریف های کومه ای را تشکیل داده اند (Palma et al. 2007; Flugel 2004) (شکل g2).



شکل ۲: میکروفاسیس های شناسایی شده در سازند داریان

تفسیر محیط رسوبگذاری

نبود و یا جزئی بودن موجودات سازنده ریف در این زمان مانند رودیست‌ها، تدریجی بودن تبدیل رخساره‌ها به یکدیگر، عدم تغییر ناگهانی در فابریک میکروفاسیس‌های معرفی شده، عدم حضور آثار اسلامپ، جریانی‌های خرده‌دار همگی نشان از نهشته شدن رسوبات در یک محیط کم شیب با تغییر تدریجی در شیب و عمق و در نهایت تغییر تدریجی در موجودات تشکیل دهنده رخساره‌ها مانند رمپ هم شیب می‌باشد. عدم گسترش رخساره شول در این محیط نشان از یک محیط رمپ با انرژی کم می‌باشد به طوریکه میزان انرژی موجود در محیط برای شستن گل و جورکردن ذرات و تشکیل رسوبات شول پراثری کافی نبوده است. مطالعات پالئوژئوگرافی دیرینه در این حوضه حاکی از آن است که این محیط رمپ در حاشیه یک حوضه رسوبگذاری از نوع اینتراشلف قرار داشته است. این رمپ که در یال شمال شرقی حوضه اینتراشلف قرار داشته و از طرفی جهت وزش بادهای دیرین در زمان آپتین و در منطقه مذکور از سمت شمال شرق به سمت جنوب غرب بوده (Greselle & Pittete 2005)، لذا این محیط رمپ ویژگی‌های رمپهای بادپناه (Leeward Ramp) کم انرژی را به خود گرفته است که دلیل بارز آن عدم گسترش رخساره‌های پراثری است.

تعیین گروه‌های سنگی پتروفیزیکی با استفاده از روش واحدهای جریانی هیدرولیکی

در سال‌های اخیر، مفهوم واحد جریانی هیدرولیکی (HFU) در صنعت نفت و جهت بهبود در پیش بینی تراوایی در چاه‌ها و یا فواصل فاقد مغزه استفاده شده است. این مفهوم برای اولین بار توسط آموفوله (Amaefule et al. 1993) ارائه شده است. تغییر در ویژگی‌های هندسه حفرات در واقع، وجود زون‌های مجزا (واحدهای جریانی) با ویژگی‌های جریانی سیال را معین می‌کند. تفکیک کلاسیک گونه‌های سنگی براساس مشاهدات زمین‌شناسی موضوعی و روابط تجربی بین نمودار نفوذپذیری در مقابل تخلخل پایه گذاری شده است (Amaefule et al. 1993). با این وجود در یک گونه سنگی تعیین شده، برای هر تخلخل، تراوایی ممکن است مقادیر متفاوتی را نشان دهد که مبین وجود چندین واحد جریانی می‌باشد (Amaefule et al. 1993). مفهوم واحد جریانی سیال ابزاری قدرتمند و منحصر به فرد برای تقسیم‌بندی مخزن به واحدهایی است که ساختار درونی مخزن را در مقیاس سازگار با مدل‌سازی‌های شبیه‌سازی مخزن، تخمین می‌زند. واحدهای جریانی هیدرولیکی به صورت زون‌های قابل نقشه برداری و قابل تطابق در درون حجم مخزن بوده که کنترل کننده جریان سیال می‌باشد (Abbaszadeh et al. 1996; Amaefule et al. 1993; Ebanks 1987).

در تعریف دیگر، یک واحد جریانی، حجمی از سنگ مخزن است که به طور عمودی و جانبی پیوسته و قابل پیش بینی بوده و خصوصیات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی تاثیرگذار بر روی جریان سیال در درون آن ثابت است و به طور مشخص از سایر حجم‌های سنگ متفاوت می‌باشد. (Abbaszadeh et al. 1996). هر واحد جریانی با نشانگر زون جریانی (Flow Zone Indicator) مشخص شده و نشانگر زون جریانی تابعی از شاخص کیفیت مخزنی می‌باشد (Reservoir quality index). محاسبه نشانگر زون جریانی و شاخص کیفیت مخزنی براساس تخلخل و تراوایی مغزه‌ها انجام می‌شود. مبنای واحدهای جریانی هیدرولیکی برپایه ارتباط بین تخلخل و تراوایی می‌باشد که در اصل توسط کوزنی (Kozeny 1927) و کارمن (Carman 1937) پیشنهاد شد. ایشان عنوان کردند که ارتباط حفرات را می‌توان توسط مجموعه‌ای از لوله‌های مویینه نشان داد (Abbaszadeh et al. 1996; Amaefule et al. 1993). ترکیبی از قوانین دارسی (Darcy Law) و پویزوله (Poiseuille Law) برای لوله‌های استوانه‌ای مستقیم منتج به این رابطه شد (Abbaszadeh et al. 1996; Amaefule et al. 1993; Sirvisky et al. 2004).

$$k = \frac{r^2}{8} \phi_f$$

(معادله ۱)

جهت یک ارتباط واقع‌گرایانه بین حفرات، کوزنی (Kozeny) و کارمن (Carman)، تغییراتی را در معادله ۱ دادند؛ بدین صورت که ایشان فاکتور انحناء را به معادله ۱ اضافه کرده و با استفاده از میانگین شعاع هیدرولیکی، سطح ویژه در هر واحد حجم ذره را معرفی کردند، معادله ۲:

$$K = [\phi_e^3 / (1 - \phi_e)^2] [1 / Fst^2 Sgv^2]$$

(معادله ۲)

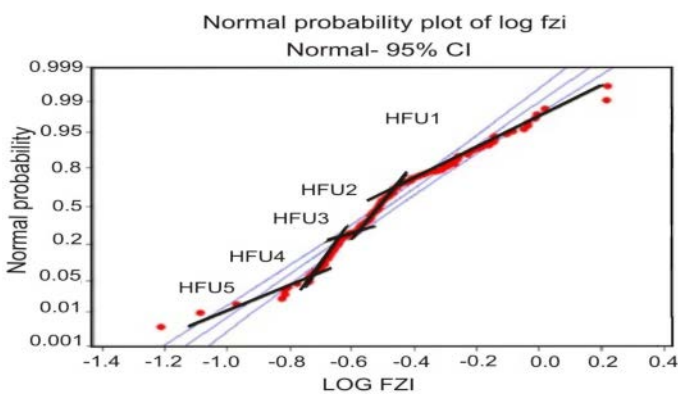
بر طبق معادله ۲، اگر متغیرهای Fs ، τ و Sgv شناخته شوند، تخلخل با قانون ریاضیاتی به تراوایی مرتبط می‌شود. در معادله ۲، Fst^2 به عنوان ثابت کوزنی شناخته شده و محدودیت اصلی در مطالعات پیشین جهت استفاده از معادله ۲ و به منظور محاسبه تراوایی بود (Sirvisky et al. 2004). روش تعیین واحد جریانی هیدرولیکی (HFU) در حقیقت مشخص کننده تنوع ثابت کوزنی و اصطلاح Sgv^2 با طبقه‌بندی پارامتر نشانگر زون جریانی است که این نشانگر حاوی کلیه ویژگی‌های زمین‌شناسی و هندسی ارتباطی حفرات می‌باشد (Sirvisky et al. 2004). روش آموفوله (۱۹۹۳) معادله ۲ را بدین صورت تغییر داد که طرفین معادله را به تخلخل موثر تقسیم کرد و سپس از طرفین جذر گرفت که منتج به معادله ۳ شد:

$$(K/\phi_e)^{0.5} = [\phi_e / (1 - \phi_e)] [1 / (Fs^{0.5} \tau Sgv)]$$

(معادله ۳)

در مرحله بعد از دو طرف معادله لگاریتم گرفته شده و معادله ۴ نتیجه می‌شود:

شده است اما روشی که در این مطالعه استفاده شده است، استفاده از نمودار احتمال نرمال (Normal probability) لگاریتم نشانگر زون جریانی (Log FZI) به دست آمده از داده های تخلخل و تراوایی مربوط به مغزه های بدست آمده از دو حلقه چاه از سازند داریان است (Soto *et al.* 2001). با ترسیم این نوع نمودار، تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی و تعداد بهینه این واحدها برای مخزن در گرو مشخص کردن نقاط شکستگی در روی نمودار احتمالی می باشد، به طوریکه این شکستگیها مشخص کننده مرزهای واحدهای جریانی هیدرولیکی می باشد. تلفیق داده های نشانگر زون جریانی (FZI) مربوط به دوچاه و ترسیم این نمودار برای سازند داریان، منجر به شناسایی ۵ واحد جریان هیدرولیکی شد (شکل ۳).



شکل ۳: نمودار احتمال نرمال برای نشانگر زون جریانی و تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی.

هر یک از واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده دارای مقدار مشخصی از FZI می باشد:

- HFU1: $\text{Log FZI} > -0.47231$
- HFU2: $-0.47231 > \text{Log FZI} > -0.58596$
- HFU3: $-0.58596 > \text{Log FZI} > -0.64982$
- HFU4: $-0.64982 > \text{Log FZI} > -0.72842$
- HFU5: $\text{Log FZI} < -0.72842$

ارتباط بین تخلخل و تراوایی در هر یک از واحدهای جریانی تعیین شده، با استفاده از نمودار پیشنهادی پیتمن نشان داده شده است (شکل ۴). تخلخل و تراوایی در هر پنج واحد جریانی تعیین شده ضریب همبستگی خوبی را نشان می دهند بطوریکه پنج سیستم حفره ای متفاوت از همدیگر و با ویژگیهای پتروفیزیکی متفاوت و مجزا از همدیگر در سازند داریان را تفکیک می کنند.

نشانگر زون جریانی لزوما وابسته به رخساره ها نمی باشد و رخساره های مختلف می توانند در داخل یک واحد جریانی هیدرولیکی خاص قرار بگیرند. به منظور برقراری ارتباط بین واحدهای جریانی و میکروفاسیس های معرفی شده در سازند داریان و نیز پی بردن به

$$\text{LogRQI} = \text{Log}\epsilon + \text{LogFZI} \quad (\text{معادله ۴})$$

در معادله ۴

$$\text{RQI} = 0.0314 \sqrt{k/\phi\epsilon}$$

$$\epsilon = \phi\epsilon/(1-\phi\epsilon)$$

Sgv: سطح ویژه ارتباطی حفرات

Fs: فاکتور شکل

$\phi\epsilon$: تخلخل موثر (به صورت نسبت بیان می شود)

K: نفوذپذیری (برحسب سانتیمتر مربع)

τ : فاکتور پیچ و خم

RQI به عنوان شاخص کیفیت مخزنی شناخته می شود و تقریبی از میانگین شعاع هیدرولیکی در سنگ مخزن می باشد. شاخص کیفیت مخزنی کلیدی برای واحدهای هیدرولیکی بوده، تخلخل، تراوایی و فشار موینگی را به هم مرتبط می سازد (Abbaszadeh *et al.* 1996; Amaefule *et al.* 1993).

$$\text{FZI} = [1/(\text{Fs}^{0.5} \tau \text{Sgv})] = \text{RQI}/\epsilon = 0.0314/\epsilon \sqrt{k/\phi\epsilon}$$

کوزنی و کارمن (۱۹۲۷، ۱۹۳۷) سنگ مخزن را به صورت ترکیبی از گروههای لوله موینه مطرح کردند که در آن زمان عبور سیال، مشابه زمان عبور در حجم سنگ اصلی می باشد. این شاخص به عنوان تابعی از عمق برای شناسایی زون های با کیفیت مخزنی بالا ترسیم می شود. ϵ به عنوان تخلخل نرمال شده توصیف شده و به صورت نسبت حجم حفره به حجم سنگ تعریف می شود (Abbaszadeh *et al.* 1996; Amaefule *et al.* 1993).

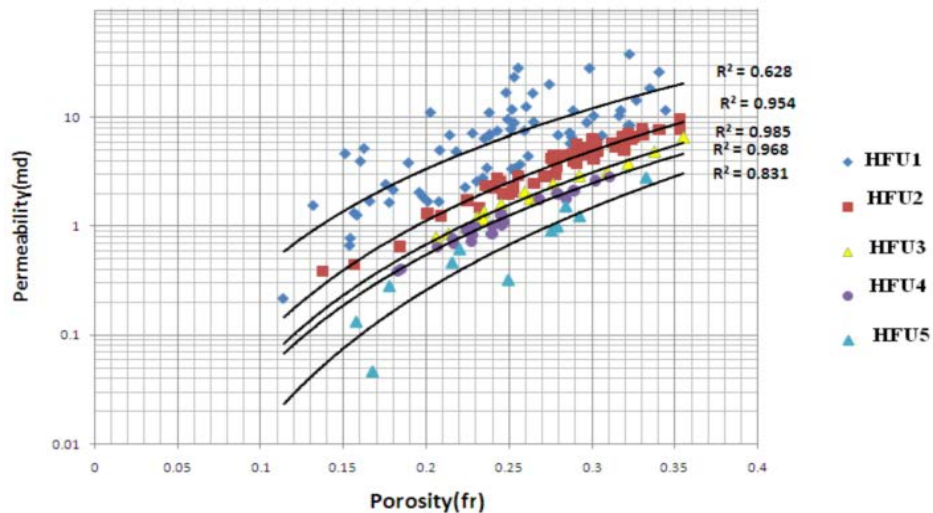
FZI یا نشانگر زون جریانی، باعث ارتباط بین گلوگاه حفره، پیچ و خم و سطح ویژه موثر بر طبق خصوصیات بافتی مدل رسوبگذاری همچون نوع پرکنندگی رسی حفرات، هندسه سیستم حفره و اثرات دیاژنزی می شود (Porras *et al.* 1999). واحدهای جریانی سیال می تواند بر پایه مقادیر نشانگر زون جریانی شناسایی شوند. بنابراین می توان گفت که واحدهای جریانی هیدرولیکی براساس نشانگر زون جریانی تعیین می شوند و نیز فرض شده است که مقادیر مشابه نشانگر زون جریانی در واحد جریان هیدرولیکی مشابهی قرار گیرند. با این تفاسیر می توان گفت نشانگر زون جریانی، همراه با متغیرهای مهمی همچون تخلخل مستقیما جهت تخمین تراوایی در یک زون می تواند به کار رود (Soto *et al.* 2001; Abbaszadeh *et al.* 1996).

تعیین واحدهای جریانی

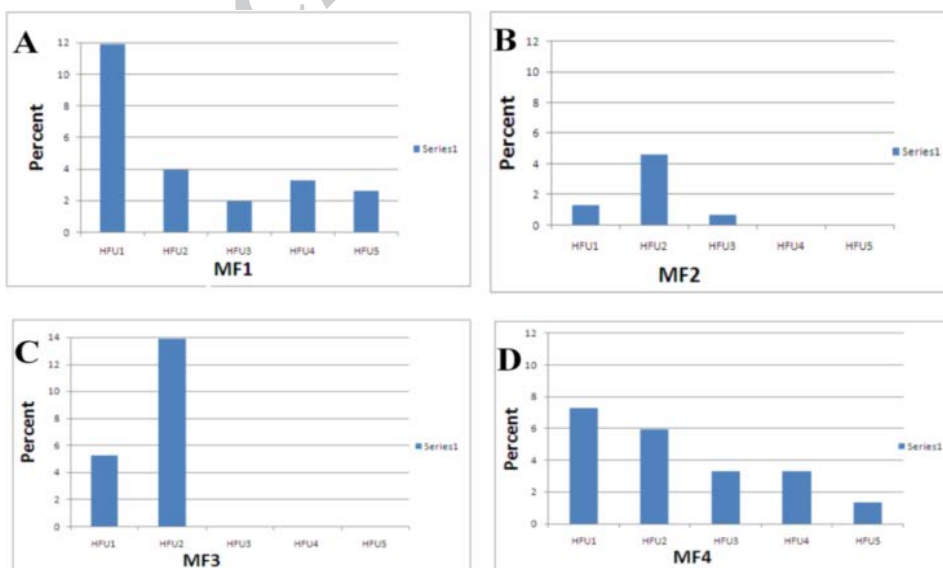
همانطوریکه عنوان شد هر واحد جریان هیدرولیکی توسط نشانگر زون جریانی (FZI) مشخص می شود (Abbaszadeh *et al.*, 1996; Sirvisky *et al.*, 2004). به منظور تفکیک و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از نشانگر زون جریانی روشهای مختلفی توصیه

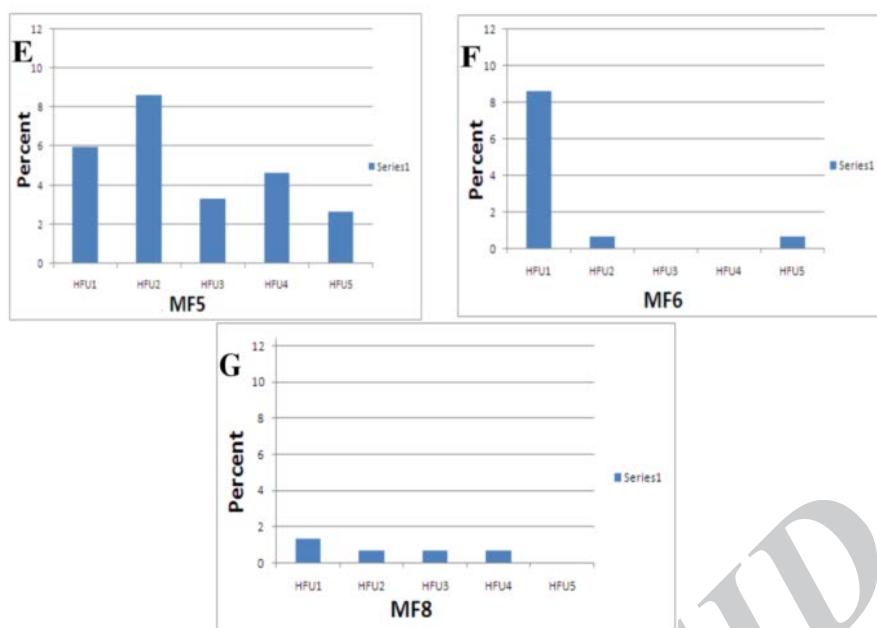
برقراری ارتباط ساده تر بین این موارد، و با دادن کد به هر یک از رخساره ها، مجموعه های رخساره ای و واحدهای جریانی معرفی شده، در نرم افزار Matlab ستون های کدگذاری برای هر سه مورد و نیز نشانگر زون جریانی در هر چاه به طور جداگانه ترسیم شد (اشکال ۶ و ۷). در این تصاویر، تعداد هشت میکروفاسیس، سه مجموعه رخساره ای، پنج واحد جریانی هیدرولیکی همراه با تغییرات مقادیر نشانگر زون جریانی در دو چاه از سازند داریان و در ستون های مختلف ترسیم شده است. همانطوریکه ذکر شد، میکروفاسیس شماره هفت به دلیل نبود داده تخلخل و تراوایی، با واحد جریانی صفر معادل گرفته شده است.

ویژگیهای مخزنی هر میکروفاسیس، درصد فراوانی مطلق هریک از واحدهای جریانی در رخساره های مختلف به طور جداگانه محاسبه شد. لازم به ذکر است که میکروفاسیس شماره هفت به دلیل کمبود داده های مغزه مربوطه، در نمودار نشان داده نشده است. (شکل ۵). در مطالعه حاضر، پس از معرفی ۸ رخساره و ۳ مجموعه رخساره ای در فاصله سازند داریان، ارتباطشان با واحدهای جریانی هیدرولیکی در هر دو چاه به طور جداگانه برقرار شد. ارتباط بین رخساره ها، مجموعه های رخساره ای و واحدهای جریانی هیدرولیکی هم ارزشان در اعماق مختلف از ضخامت سازند داریان تعیین شد، به منظور دید بهتر و

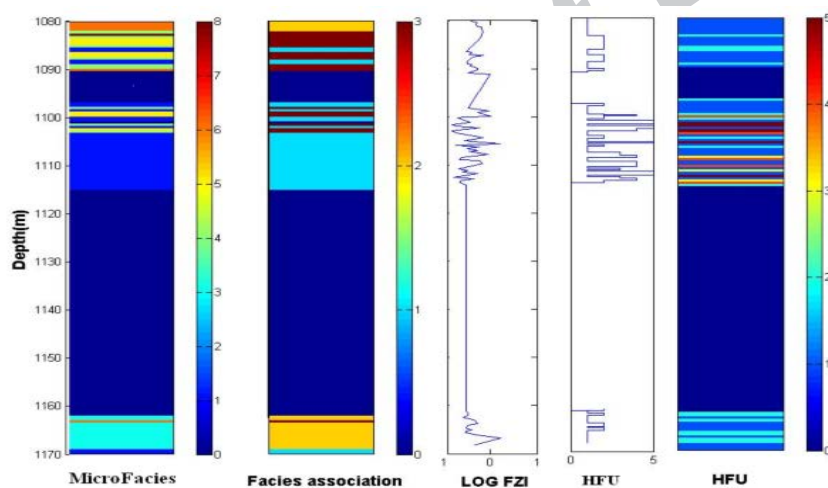


شکل ۴- نمودار نشان دهنده ارتباط تخلخل- تراوایی مربوط به واحدهای هیدرولیکی جریان ۱-۵، سازند داریان، میدان پارس جنوبی (لایه نفتی) (چاههای spo-a and spo-b).

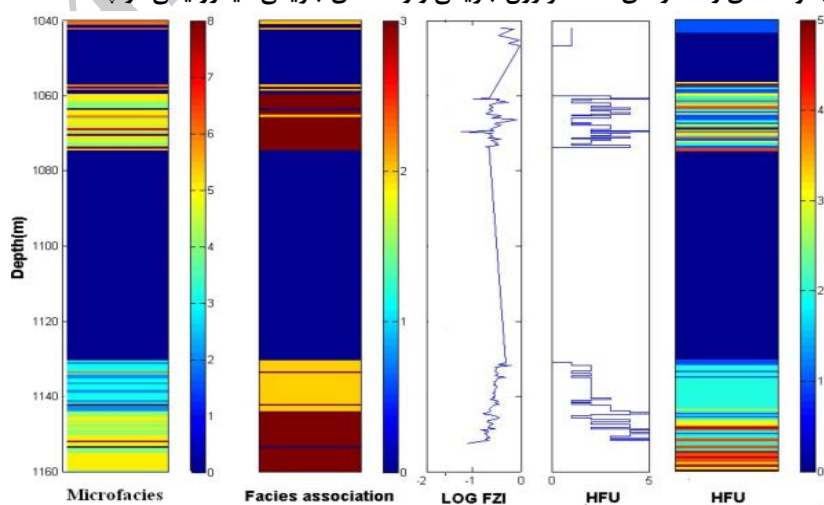




شکل ۵- انواع میکروفاسیس معرفی شده و درصد فراوانی مطلق واحدهای جریانیهی درولیکیهی: A: میکروفاسیس یک، B: میکروفاسیس دو، C: میکروفاسیس سه، D: میکروفاسیس چهار، E: میکروفاسیس پنج، F: میکروفاسیس شش، G: میکروفاسیس هشت.



شکل ۶- ارتباط بین رخساره ها، مجموعه های رخساره ای، نشانگر زون جریانی و واحدهای جریانی هیدرولیکیهی در چاه SPO-A، سازند داریان.



شکل ۷: ارتباط بین رخساره ها، مجموعه های رخساره ای، نشانگر زون جریانی و واحدهای جریانی هیدرولیکیهی در چاه SPO-B، سازند داریان

اجازه می دهد که تصمیم بگیریم کدام سطح یا مقیاس از خوشه سازی برای موضوع مورد نظر مناسبتر است (MATLAB USER'S GUIDE, 2007).

برای انجام تحلیل خوشه ای سلسله ای لازم است که مراحل زیر انجام گیرد (MATLAB USER'S GUIDE, 2007):

۱- محاسبه فاصله بین بردارهای ورودی

در این مرحله فاصله بین متغیرهای داده ای محاسبه می شود. برای این کار توابع مختلفی وجود دارد. فاصله، میزان جدا بودن دو شی از همدیگر را بازگو می کند. یکی از رایج ترین روش های به کار رفته برای محاسبه فاصله بین بردارهای ورودی و یا به عبارت دیگر فاصله بین تمام زوج داده ها، محاسبه فاصله اقلیدسی بین داده ها می باشد، که به صورت مجموع مربع تفاضل بین همه داده ها و یا متغیرها تعریف می شود در صورتیکه دو زوج داده (x_1, y_1) و (x_2, y_2) داشته باشیم، فاصله اقلیدسی آنها طبق فرمول زیر محاسبه می شود:

$$\text{فاصله اقلیدسی} = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} \quad (\text{معادله ۵})$$

با استفاده از معادله ۵، فاصله اقلیدسی بین تمام زوج داده ها محاسبه می شود.

۲- برقراری ارتباط بین اجزای مربوط به فواصل

در این مرحله لازم است تعیین شود که کدام یک از زوجهای تشکیل شده باید در یک خوشه قرار گیرند. توابع مختلفی برای برقراری ارتباط بین داده ها و گروه بندی آنها وجود دارد، به طوریکه حداکثر فاصله بین اجزاء، حداقل فاصله، میانگین فواصل و فاصله بین مرکز ثقل همه اجزای بردار می توانند در این تابع قرار گیرند. در این مطالعه از بیشترین فاصله بین اجزا در گروه ها و خوشه ها به منظور تولید خوشه های جدیدتر و بزرگتر استفاده شده است. در این نوع از محاسبه، نزدیکی دو خوشه و قرار گیری آنها در یک خوشه و تشکیل خوشه جدیدتر، به صورت حداکثر فاصله (حداقل شباهت) بین همه اجزای موجود در دو خوشه تعریف می شود. به عنوان مثال، اگر دو خوشه با نام های r و s داشته باشیم، طبق عبارت زیر خواهیم داشت:

$$D(r,s) = \max(\text{dist}(x_{ri}, x_{sj}), i \in \{1, \dots, n_r\}, j \in \{1, \dots, n_s\})$$

در عبارت فوق، n_r تعداد اجزای خوشه r ، n_s تعداد اجزای خوشه s ، x_{ri} i امین جزء خوشه r و x_{sj} j امین جزء خوشه s می باشد.

۳- تشکیل درخت خوشه

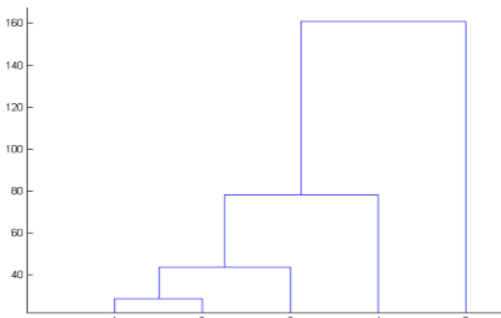
در این مرحله با استفاده از اطلاعات حاصل از درجه ارتباط داده ها که آنها را در گروههای مربوطه قرار می دهد، درخت خوشه ای (dendrogram) تشکیل می شود. درخت خوشه ای متشکل از مجموعه

طبقه بندی گونه های سنگی با استفاده از روش تحلیل خوشه ای

فاکتورهای مختلفی هستند که می توان براساس آنها رخساره های سنگی را در گروه های مختلف قرار داد، بدین ترتیب که برای هر گروه سنگی یک یا چند مشخصه کلیدی تعریف می شود که براساس آنها هر نمونه ای که بیشترین شباهت را به تعاریف مورد نظر داشته باشد در آن گروه قرار داده می شود. معمولاً داده های تخلخل و تراوایی مربوط به گروه های سنگی تعیین شده بر روی پلات تخلخل و تراوایی به خوبی تفکیکی نشده و دارای هم پوشانی می باشند، به منظور تفکیک دقیق داده ها و تعیین گروه های سنگی، از تکنیک آنالیز خوشه ای استفاده می شود. هدف آنالیز خوشه ای قرار دادن یک مجموعه از داده ها در گروههایی (که خوشه نامیده می شود) می باشد، به طوریکه داده ها در درون هر یک از گروهها اختلاف چندانی با یکدیگر نداشته و همگن باشند و نسبت به گروههای دیگر ناهمگن باشند (Holland 2006). آنالیز خوشه ای داده ها را در گروههایی قرار می دهد که معنادار، مفید و یا هر دو باشند (Loo et al. 2001). بیشترین شباهت (همگن بودن) در یک گروه و بیشترین اختلاف بین گروهها نشان دهنده بهترین حالت خوشه سازی می باشد (Loo et al. 2001). در این روش نوع رخساره اهمیت ندارد بلکه پتانسیل مخزنی سازند براساس تخلخل و تراوایی مورد توجه قرار می گیرد، چرا که فرآیندهای دیاژنزی بعضاً چنان تاثیری بر مخازن مخصوصاً کربناته می گذارند که هر رخساره می تواند هر نوع تخلخل و تراوایی را از خود نشان دهد (Kadkhodaie-Ilkhchi 2009). بنابراین صرف دانستن رخساره نخواهد توانست به شناخت پتانسیل مخزنی و تولید کمک کند. خوشه سازی به روش سلسله ای (Hierarchical clustering) یک ابزار مفید و موثر برای زون بندی مخازن نفت و گاز محسوب می شود (Kadkhodaie-Ilkhchi 2005). خوشه سازی سلسله ای روشی برای گروه بندی داده ها به طور همزمان در مقیاس های مختلف با استفاده از درخت خوشه ای است، به بیان دیگر، تولید یک سلسله خوشه از خوشه های کوچکتر با محتوای داده ای خیلی شبیه به هم برای تولید خوشه های بزرگتر که حاوی محتوای داده ای با بیشترین اختلاف می باشند از وظایف خوشه سازی سلسله ای می باشد (Holland 2006; Lukas 2009). این روش، یک خروجی گرافیکی تولید می نماید که به نمودار

دندروگرام یا درختی معروف است، به طوریکه نشان دهنده ساختار خوشه سازی سلسله ای می باشد (Castillo et al. 1997)، این درخت یک مجموعه مستقل از داده ها نیست، بلکه بیشتر به عنوان یک طبقه بندی چند سطحی است که خوشه ها در یک سطح پایین تر به خوشه های سطوح بالاتر متصل می شوند (Holland 2006). این خاصیت به ما

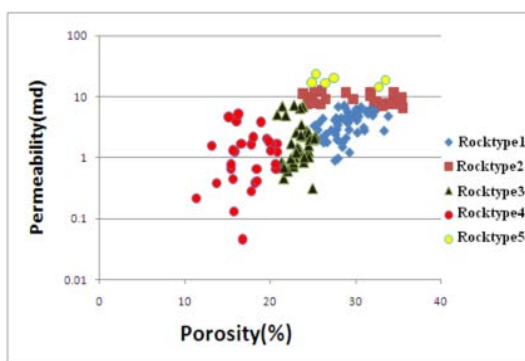
بین خوشه های مختلف با یکدیگر براساس حداکثر فاصله بین اجزای موجود در هر خوشه و تشکیل گروه یا خوشه های بزرگتر، درخت خوشه ای با خوشه های مختلف تشکیل گردید. هدف بعدی انتخاب بهترین و مناسبترین تعداد خوشه ترسیم شده بوده، به طوریکه این تعداد خوشه ترسیم شده که مجموعاً یک درخت خوشه ای را درست می کنند، بازگوکننده مناسبترین گونه های سنگی برای مخازن کربناته باشند. در مطالعه حاضر و با استفاده از روش آنالیز خوشه ای و به منظور پیوستگی و مطابقت داده ها با تعداد واحدهای جریانیهیدرولیکی معرفی شده، با تعیین مقدار $\text{cut off} = 5$ تعداد ۵ خوشه ساخته شد، بدین ترتیب تمام زوج داده های تخلخل و تراوایی براساس شباهت یا فاصله بینشان در پنج گروه مختلف جای داده شده و تشکیل پنج خوشه را دادند، سپس هر یک از خوشه ها به عنوان نماینده گونه سنگی (Rock Types) معرفی شدند (شکل ۸)



شکل ۸: دندروگرام استخراج شده از داده های تخلخل و تراوایی در حالت تفکیک ۵ خوشه مربوط به چاه های SPO-a و SPO-b در سازند داریان.

با تعیین مقدار $\text{cut off} = 5$ ، داده های تخلخل و تراوایی در پنج خوشه قرار می گیرند به طوریکه هر یک از خوشه ها نماینده یک گونه سنگی می باشد.

در ادامه و به منظور ایجاد ارتباط گونه های سنگی با میکروفاسیس های مختلف، درصد هر یک از میکروفاسیس ها در ۵ گونه سنگی تعیین گردید (شکل ۹).



شکل ۹: تفکیک ۵ گونه سنگی با استفاده از آنالیز خوشه ای

خوشه های مختلف بوده، بطوریکه هر یک از خوشه ها به یکدیگر مرتبط می باشند. در این نوع درخت، محور افقی شامل تعداد داده ها و محور عمودی مقادیری را نشان می دهد که خوشه های مختلف برای تشکیل خوشه های جدیدتر به یکدیگر می پیوندند. روش های مختلفی برای تشکیل درخت خوشه ای وجود دارد. اما روشی که در این مطالعه استفاده شده، خوشه سازی سلسله ای متراکم یا به هم پیوسته می باشد (Agglomerative Hierarchical Clustering). این روش خوشه سازی به مجموعه ای از تکنیک های خوشه سازی با روابط نزدیک به هم اشاره دارد که در آن، هر نقطه، به عنوان یک خوشه مجزا در نظر گرفته شده و سپس مکرراً دو خوشه نزدیک به هم را (براساس میزان فاصله) با یکدیگر ترکیب می کند، عمل ترکیب کردن خوشه ها تا جایی ادامه پیدا می کند که در نهایت یک خوشه بزرگتر، همه خوشه های زیرین را احاطه می کند. بنابراین، این روش نیازمند تعریف مفهوم نزدیکی خوشه ای (Cluster Proximity) می باشد. در واقع، محاسبه نزدیکی بین دو خوشه به عنوان عملکرد کلیدی در این روش بوده که از آن با عنوان نزدیکی خوشه ای یاد می شود. برای محاسبه مقادیر نزدیکی خوشه ای، از مقادیر فاصله حداقل (Minimum)، حداکثر (Maximum) و میانگین گروه (Group Average) استفاده می شود. در فاصله حداقل، نزدیکی خوشه ای، به صورت نزدیکی بین دو نقطه موجود در خوشه های جداگانه و با کمترین فاصله بین دو نقطه مذکور تعریف می شود. فاصله حداکثر، نزدیکی بین دو نقطه با حداکثر فاصله بین آنها را به عنوان نزدیکی خوشه ای تعریف کرده و در نهایت فاصله میانگین گروهی، نزدیکی خوشه ای را به صورت میانگین مقادیر نزدیکی زوج داده ها در خوشه های مختلف، محاسبه می کند. در این مطالعه و به منظور ایجاد درخت خوشه ای، از حداکثر فاصله (حداقل شباهت) بین هر دو نقطه در دو خوشه مختلف به عنوان نزدیکی دو خوشه استفاده می شود.

در این روش، تمام نقاط به عنوان یک خوشه مجزا در نظر گرفته می شود، سپس با اضافه شدن درجه ارتباط هر کدام از داده ها که در مراحل قبلی محاسبه شده است، در ابتدا داده های با حداقل فاصله به یکدیگر می پیوندند و تشکیل خوشه جدید را می دهند سپس داده های نزدیک تر به هر کدام از خوشه ها براساس حداکثر فاصله بین جفت داده ها به خوشه ها پیوسته و خوشه جدید تشکیل می شود، این عمل تا جایی ادامه پیدا می کند که همه داده ها و خوشه ها تشکیل یک خوشه واحد جدید را می دهند.

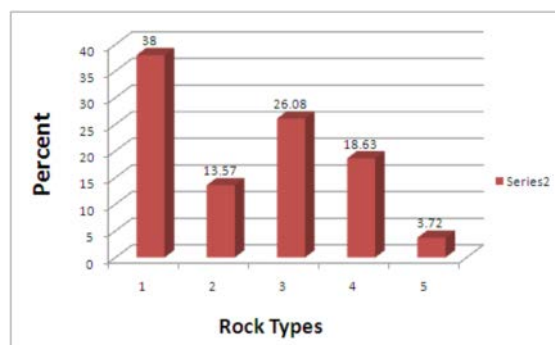
۴- ایجاد خوشه ها

بعد از تشکیل درخت خوشه ها می توان با تعریف یک سطح خاص به نام cut off خوشه های دلخواه بزرگ یا کوچک را تعریف نمود. در مطالعه حاضر و با استفاده از آنالیز خوشه ای، بعد از برقراری ارتباط

ارتباط این گونه های سنگی با مدل زمین شناسی و رخساره های تعیین شده برقرار شود، رخساره های با بهترین وضعیت مخزنی تعیین خواهند شد. بدین منظور و برای به دست آوردن دید زمین شناسی، درصد میکروفاسیس های تعیین شده در هر یک از گونه های سنگی تعیین شد (شکل ۱۱).

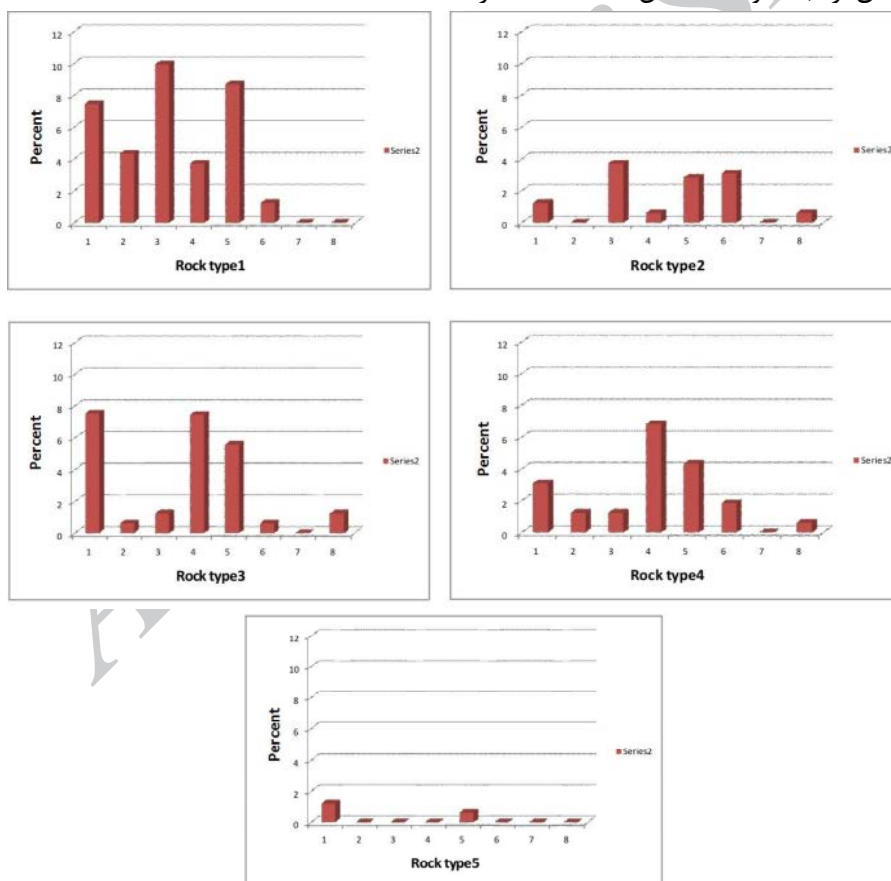
طبق شکل ۱۱ مشخص است که رخساره های مختلف در گونه های سنگی متفاوت قرار می گیرند و این نشان دهنده رفتار متفاوت رخساره ها به لحاظ تخلخل تراوایی می باشد. مثلا میکروفاسیس شمار یک در هر ۵ گروه سنگی تعیین شده قرار می گیرد و بنابراین روش آنالیز خوشه ای به طور جزئی و دقیق تر تقسیم بندی دیگری برای این میکروفاسیس انجام داده است، به طوریکه این میکروفاسیس را می توان به پنج زیررخساره (Subfacies) براساس رفتار تخلخل تراوایی تقسیم و جدا کرد.

درصد فراوانی پنج گونه سنگی تعیین شده توسط آنالیز خوشه ای در سازند داریان در شکل ۱۰ نشان داده شده است.



شکل ۱۰: گروه‌های سنگی تعیین شده و درصد فراوانی مطلق آنها توسط روش آنالیز خوشه ای

طبق شکل ۱۰، گونه سنگی ۱ با محدوده مشخص تخلخل و تراوایی، بیشترین درصد فراوانی مطلق را به خود اختصاص داده است. اگر



شکل ۱۱: گونه های سنگی ۱ تا ۵ و درصد میکروفاسیس های معرفی شده در ارتباط با آنها.

فواصل عمقی مختلف استفاده می شود، به طوریکه با استفاده از این تکنیک، سازند داریان به ۵ واحد جریانی هیدرولیکی براساس داده های تخلخل تراوایی مغزه تقسیم بندی شد. این روش ناهمگنی های موجود

نتیجه گیری

روش واحد جریانی هیدرولیکی به عنوان ابزاری قدرتمند برای تعیین گروه های سنگی و نیز جدا کردن بخشهای مخزنی از غیر مخزنی در

گونه سنگی معرفی شده، محدوده مشخصی را دارد که آن را از گونه های دیگر تفکیک می کند. در این روش نوع رخساره اهمیت ندارد بلکه پتانسیل مخزنی سازند داریان براساس تخلخل و تراوایی مورد توجه قرار گرفته است، چرا که فرآیندهای دیاژنزی تاثیر زیادی بر روی میکروفاسیس ها داشته به طوریکه هر میکروفاسیس می تواند هر نوع تخلخل و تراوایی را از خود نشان دهد. بنابراین صرف دانستن رخساره نخواهد توانست به شناخت پتانسیل مخزنی کمک کند. براساس این روش، تعداد پنج گونه سنگی شناسایی و درصد هر یک از میکروفاسیس های معرفی شده در سازند داریان به منظور فهم چگونگی رفتار مخزنی شان، در گونه های سنگی به دست آمد.

در تعیین گونه های سنگی با استفاده از فابریک های سنگی را از بین برده و با برقراری ارتباط هر یک از واحدهای جریان با رخساره های معرفی شده و مجموعه های رخساره ای، ویژگیهای مخزنی رخساره ها و کمربندهای رخساره ای و نیز چگونگی کنترل آنها بر کیفیت و رفتار مخزنی نیز تعیین می شود. مشخص است که با برقراری ارتباط بین واحدهای جریانی و فابریک، و با توجه به اینکه چینه نگاری سکansı کنترل کننده توزیع فابریک ها می باشد، می توان گستردگی هر یک از واحدهای جریانی را با عمل تطابق چینه نگاری سکansı در وسعت زیادی پی جویی کرد. روش خوشه سازی فازی سلسله ای، در تعریف گونه های سنگی از روی داده های تخلخل و تراوایی در سازند داریان موفق عمل کرده است، به طوریکه در نمودارهای تخلخل تراوایی هر

منابع

- Abbaszadeh M., H. Fujii., F. Fujimoto, 1996: Permeability prediction by hydrolic flow units theory and applications *SPE Format. Evaluate.*, **11**: 263-271.
- Alavi M., 2004: Regional stratigraphy of the Zagros Fold-Thrust Belt of Iran and its proforeland evolution *American Journal of Science*. **304**: 1-20.
- Alsharhan A. S., Narin A.E.M. 1997: Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. Elsevier Science, the Netherland. 843pp.
- Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keeland D.K., 1993: Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Paper*26436, 1-16.
- Banner F.T., Simmons M.D. 1994: Calcareous algae and foraminifera as water-depth indicators: an example from the early Cretaceous carbonates of north-east Arabia. In SIMMONS M.D. (ed.), *Micropalaeontology and Hydrocarbon Exploration in the Middle East*. Chapman & Hall, London: 243-252.
- Castillo E., Gutierrez J.M. Hadi A.S. 1997: Sensitivity analysis in discrete Bayesian networks, *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*. **26**: 412-423.
- Ebanks W.J., 1987: Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects. *AAPG Meeting Abstracts*. **1**: 521-522.
- Flugel E., 2004: Microfacies of carbonate rock. *Springer Verlag Berlin Heidberg*, 976pp.
- Gomes J.S., Riberio M.T., Strohmenger C.J., Negahban S., Kalam M.Z., 2008: Carbonate Reservoir Rock Typing The Link between Geology and SCAL. *SPE paper*. 118284.
- Greselle B., Pittete B, 2005: Fringing carbonate platform at the Arabian Plat margin in northern Oman during the Late Aptian-Middle Albian: Evidence for highamplitude sea-level changes: *Sedimentary Geology*. **175**: 367-390.
- Holland M.S. 2006: CLUSTER ANALYSIS. Department of Geology, University of Georgia, Athens, GA 30602- 2501 January.
- Insalaco E., Virgone A., Courme B., Gaillot J., Kamali M.R., Moallemi A., Lotfpour M., Monibi S., 2006: Upper Dalan and Kangan formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: Depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. *Geo Arabia*. **11**: 75-176.
- Kadkhodaie-Ilkhchi A., Amini A., 2009: A Fuzzy logic approach To estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz oil field, South iran. *Journal of Petroleum Geology*. **32**: 67-78.
- Kadkhodayee-ilkhchi A., 2005: Rock Types Identification and Reservoir Quality Evaluation of the Lower Kangan Formation, Southern Persian Gulf, Utilizing Fuzzy Logic Technique., M.SC Thesis (in persian). Faculty of Sciences, University of Tehran, Tehran, Iran. 145p.
- Kashfi M S., 1992: Geology of the Permian 'supergiant' gas reservoirs in the greater Persian Gulf area. *Journal of Petroleum Geology* **15**: 465-480.
- Lapointe F.J., Legendre, 1995: P. Comparison tests for dendrograms: a comparative evaluation, *Journal of Classification*. **12**: 265-282.
- Loo B. H. A., Tan H. T. W., Kumar P. P., Saw L. G. 2001: Intraspecific variation in *Licuala glabra* Griff. (Palmae) in Peninsular Malaysia a morphometric analysis. *Biological Journal of the Linnean Society*. **72**: 115-128.
- Lucia F.J. 1995: Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization: *AAPG Bulletin*. **79**: 1275 - 1300.
- MATLAB USER'S GUIDE, 2007: Statistical toolbox, Matlab CDRoom. The Math Works, Inc.

- Palma R. M., Lopez-Gomez J., Piethe R. D. 2007: Oxfordian ramp system (La Manga Formation) in the Bardas Blancas area (Mendoza Province) Neuquén Basin, Argentina: Facies and depositional sequences. *Sedimentary Geology* **195**: 113–134.
- Pittet B., Vanbuchem F.S. P., Hillgartner H., Razin P., Grottsch J., Drostes, H. 2002: Ecological succession, palaeoenvironmental change, and depositional sequences of Barremian–Aptian shallow-water carbonates in northern Oman. *Sedimentology* (2002) **49**: 555–581.
- Rahmani O., Aali J., Mohseni H., Rahimpour-Bonab H., Zalaghiaie S. 2010: Organic geochemistry of Gadvan and Kazhdumi formations (Cretaceous) in South Pars field, Persian Gulf, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **70**: 57-66.
- Raspini A. 1998: Microfacies analysis of shallow water carbonates and evidence of hierarchically organized cycles: Aptian of Monte Tobenna, southern Apennines, Italy. *Cretaceous Research* (1998) **19**: 197-223.
- Sepehr M., Cosgrove J. W. 2006: The impact of cover rock Rheology on the style of folding in the Zagros fold- thrust belt, *Tectonophysics*. **427**: 265–28.
- Soto R., Garcia J, C. 2001: Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems. *SPE* 71455.
- Stratigraphic Committee of Iran. 1976: Permo-Triassic rock stratigraphic nomenclature in South Iran (unpublished). NIOC, Tehran.
- Svirsky D., Ryazanov A., Pankov M., Yukos E.P., Corbett P.W.M. 2004: Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian Oil Field. *SPE Paper* 87056, 12pp.
- Wanas H.A. 2008: Cenomanian rocks in the Sinai Peninsula, Northeast Egypt: Facies analysis and sequence stratigraphy. *Journal of African Earth Sciences* **52**: 125–138.

Archive of SID