

شناسایی رخساره‌های الکتریکی با استفاده از روش‌های خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسه‌مراتبی؛ کاربرد در زون‌بندی مخزن آسماری در میدان چشمه‌خوش

مریم اللهیاری^۱، زهرا نریمانی^۲، مهدی دارایی^{۳*} و نارام بایت‌گل^۴

۱- دانشجوی کارشناسی‌ارشد، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه تحصیلات تکمیلی علوم‌پایه، زنجان، ایران

۲- استادیار دانشکده فناوری اطلاعات و علوم رایانه، دانشگاه تحصیلات تکمیلی علوم‌پایه، زنجان، ایران

۳- استادیار دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه تحصیلات تکمیلی علوم‌پایه، زنجان، ایران

۴- دانشیار دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه تحصیلات تکمیلی علوم‌پایه، زنجان، ایران

نویسنده مسئول: daraeimehdi@iasbs.ac.ir

دریافت: ۱۴۰۳/۶/۲۱ پذیرش: ۱۴۰۳/۸/۱۶

نوع مقاله: پژوهشی

چکیده

این پژوهش با هدف شناسایی و توصیف دقیق واحدهای مخزنی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش، از دو روش خوشه‌بندی بدون نظارت سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی (Single-linkage hierarchical) و خوشه‌بندی کا- میانگین (k-means) بر روی داده‌های لاگ پتروفیزیکی در کنار داده‌های پتروگرافی و رسوب‌شناسی استفاده کرده است. سازند آسماری مهم‌ترین مخزن هیدروکربنی ایران است و بیش از ۹۰ درصد ذخایر نفت بازاریابی شده در کشور را شامل می‌شود. این سازند در محیط دریایی کم‌عمق در دوران الیگوسن- میوسن رسوب کرده است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش را می‌توان به سه سنگ‌شناسی مجزای کربناته، آواری و تیخیری تقسیم کرد. سنگ‌شناسی کربناته که غالب‌ترین سنگ‌شناسی در این میدان است، توسط ۱۰ ریزرخساره مختلف دولومیتی و آهکی نشان داده می‌شود. با استفاده از روش‌های خوشه‌بندی، ۱۲ واحد مخزنی در این سازند شناسایی شد که از میان آن‌ها زون‌های EZ10، EZ12، EZ11 و EZ9، به ترتیب، بهترین کیفیت مخزنی را دارند و زون‌های سرعت میدان هستند. نتایج حاکی از این است که واحدهایی با رخساره‌های آواری ماسه‌سنگی، دولومیتی و تخلخل بین‌دانه‌ای یا واگی بالا، بهترین پتانسیل تولید را دارند. عوامل رسوب‌شناسی مانند فراوانی رخساره‌های رسوبی با کیفیت بالا شامل PF-1، MF-6، MF-2، MF-7، MF-9 و فرایندهای دیاژنزی افزایشده کیفیت مانند دولومیتی‌شدن و انحلال، نقش مهمی در تعیین کیفیت مخزنی واحدهای شناسایی شده دارند. نتایج حاصل از خوشه‌بندی، دقت بیشتری نسبت به پهنه‌بندی‌های پتروفیزیکی قبلی در این میدان دارد.

واژگان کلیدی: واحد جریانی، توصیف مخزن، نمودار لورنز، خوشه‌بندی تک‌پیوندی، لاگ چاه‌پیمایی، رخساره، آسماری

۱- پیشگفتار

لاگ‌های ژئوفیزیکی، به توصیف دقیق‌تر مخازن بیردازند (کدخدایی و همکاران، ۲۰۰۶؛ رضایی و همکاران، ۲۰۰۸؛ جمیل‌پور و همکاران، ۱۴۰۰؛ موسوی و همکاران، ۱۴۰۱). از این رو، یکی از چالش‌های مهم در صنعت نفت و گاز، تعیین دقیق مناطق مخزنی باکیفیت بالاست؛ چرا که از یک‌سو داده‌های مستقیم از مغزه‌ها هزینه‌ی بسیار زیادی به صنعت نفت وارد می‌کنند و از سوی دیگر روش‌های مبتنی بر داده‌های غیرمستقیم حاصل از لاگ‌ها نیز عمدتاً کاربرد محلی و متناسب با منطقه دارند. مناطق یا زون‌های مخزنی با کیفیت بالا که زون‌های سرعت نامیده می‌شوند،

هدف اصلی توصیف مخازن، ترسیم تصویری جامع از ویژگی‌های مختلف آن‌ها است. برای این منظور، معمولاً مخزن را با پردازش داده‌های مستقیم یا غیرمستقیم به دست آمده از حفاری، به واحدهای طبیعی مجزایی تفکیک می‌کنند که هریک ویژگی‌های پتروفیزیکی خاص خود را دارند و با نام زون مخزنی شناخته می‌شوند. با توجه به محدودیت‌ها و هزینه‌ی زیاد داده‌های مستقیم (حاصل از آنالیز معمول مغزه)، پژوهشگران به دنبال روش‌های جدیدی هستند که بر اساس داده‌های غیرمستقیم، به‌ویژه

۲- زمین‌شناسی منطقه

رشته‌کوه‌های زاگرس حاصل برخورد صفحه‌ی عربستان با صفحه‌ی اوراسیا و بسته‌شدن دریای نئوتتیس هستند. پیش از تکمیل کوهزایی، این ناحیه به‌عنوان حوضه فورلندی در مرز میان این دو صفحه قرار داشت. فشار ایجاد شده از برخورد قاره به قاره، به شکل‌گیری کوهزایی زاگرس منجر شد (علوی، ۲۰۰۴؛ بیدون و همکاران، ۱۹۹۲؛ سپهر و کاسگروف، ۲۰۰۴؛ شارلند و همکاران، ۲۰۰۱؛ شرکتی و لتوزی، ۲۰۰۴). این رویداد زمین‌شناسی، به شکل‌گیری چندین زون ساختاری با روند کلی شمال‌غربی- جنوب شرقی در اطراف مرز برخورد دو قاره منجر شد (علوی، ۲۰۰۷؛ بربریان و کینگ، ۱۹۸۱) که از جمله آن‌ها می‌توان به پهنه‌ی ارومیه-دختر (UDMA)^۲، ناحیه‌ی فلسی زاگرس (ZIZ)^۳ و کمربند گسلی راندگی زاگرس (ZFTB)^۴ اشاره کرد (شکل ۱). زاگرس، یکی از مناطق بزرگ نفت‌خیز جهان است و حدود ۸ درصد از ذخایر هیدروکربنی جهان را در خود جای داده است (بوردناو و هگر، ۲۰۱۰).

گسل‌های زاگرس نقشی کلیدی در شکل‌گیری این رشته کوه ایفا کرده‌اند. فعالیت‌های تکتونیکی این گسل‌ها در طول زمان، به ایجاد نواحی با ویژگی‌های تکتونواستراتیگرافی متفاوت منجر شده است. یکی از مهم‌ترین نتایج این فعالیت‌ها، تشکیل حوضه‌های فروافتاده درون پلتفرمی در برخی مناطق زاگرس بوده است. به عنوان مثال، بخشی از سازند آسماری (از جمله عضو تبخیری کلهر) در چنین حوضه‌ای در دوران الیگومیوسن تشکیل شده است (مک‌کویلن، ۱۹۹۱؛ سپهر و کاسگروف، ۲۰۰۴؛ شرکتی و لتوزی، ۲۰۰۴).

سازند آسماری آخرین سیستم رسوبی دریایی حوضه فورلندی زاگرس و جزئی از مگاسکانس XI (علوی، ۲۰۰۴) یا TMS API (شارلند و همکاران، ۲۰۰۱) محسوب می‌شود. هم‌زمان با تشکیل این مگاسکانس و گسترش دریای سرخ، ماسه‌های سیلیسی‌آواری وارد حوضه فورلندی زاگرس شده‌اند که امروزه به‌عنوان ماسه‌سنگ اهواز شناخته می‌شوند (زیگلر، ۲۰۰۱). سازند آسماری در شرایط اقلیمی نیمه‌خشک تا خشک محیطی تشکیل شده است (اهرنبرگ و همکاران، ۲۰۰۷؛ حیدری، ۲۰۰۸). در بیشتر مناطق

نقش مهمی در بهره‌برداری بهینه از مخازن دارند (المظفر و همکاران، ۲۰۲۴). در دو دهه‌ی گذشته، مطالعات بسیار زیادی درباره‌ی مشخصات مختلف سازند آسماری، از رسوب‌شناسی و فسیل‌شناسی تا پتروفیزیک و مهندسی مخزن صورت گرفته است و امروزه تصویر بسیار خوبی از شرایط این سازند برای پژوهشگران فراهم شده است (برای مثال جیمز و وایند، ۱۹۶۵؛ علوی، ۲۰۰۴؛ مطیعی، ۲۰۰۳؛ آدابی و همکاران، ۲۰۰۸؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۳؛ وزیری‌مقدم و همکاران، ۲۰۰۶؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰؛ مرادی و همکاران، ۲۰۱۵). با این وجود، این سازند به دلیل اهمیت مخزنی فوق‌العاده آن، همچنان نیازمند مطالعات تکمیلی به‌ویژه در توسعه مدل‌های منطقه‌ای زمین‌شناسی (رخساره، چین‌نگاری سکانسی، سن‌سنجی) و نیز تعیین نقش کنترل‌گرهای بزرگ مقیاس بر مشخصات مخزنی و پتروفیزیکی آن است و این مهم با توسعه‌ی مطالعات موردی از میادین مختلف هیدروکربنی به دست می‌آید. در این پژوهش، تعیین واحدهای جریان‌ی مخزن آسماری در میدان چشمه‌خوش با ادغام نتایج دو روش خوشه‌بندی اعمال شده بر روی داده‌های لاگ‌های پتروفیزیکی، موسوم به روش خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی^۱ و روش کا- میانگین (K-means) مدنظر قرار گرفته است. هدف اصلی از این کار، مقایسه‌ی نتایج ترکیبی حاصل از این دو روش با زون‌بندی‌های مخزنی پتروفیزیکی که پیش‌تر برای این سازند ارائه شده‌اند (برای مثال، دارائی و همکاران، ۲۰۱۷) و ارزیابی توانایی رخساره‌های الکتریکی در زون‌بندی مخزنی است. همچنین، در این مطالعه نقش فاکتورهای رسوب‌شناختی در تعیین کیفیت مخزنی زون‌های تعیین شده ارزیابی خواهد شد. سازند آسماری به سن اولیگو- میوسن مهم‌ترین سنگ مخزن ایران است که بیش از ۹۰ درصد نفت قابل بازیافت کشور را در خود جای داده است (بوردناوی، ۲۰۱۴؛ عکراوی و همکاران، ۲۰۰۶؛ غضبان، ۲۰۰۷). این سازند منشأ کربنات دریای کم‌عمق دارد، اما به‌طور محلی با دو عضو تبخیری کلهر و آواری ماسه‌سنگ اهواز متمایز می‌گردد (جیمز و وایند، ۱۹۶۵؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰). این سازند در هر دو بخش آواری و کربناته تولید نفت و گاز دارد.

^۴ Zagros Fold-Thrust Belt

^۱Single-linkage hierarchical

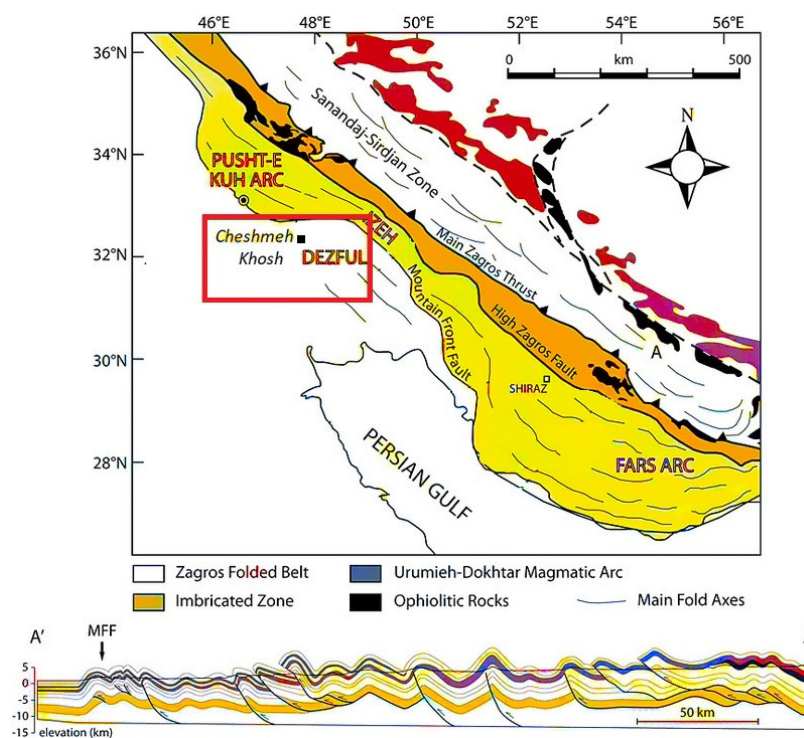
^۲ Urmia-Dokhtar Magmatic Arc

^۳ Zagros Imbricate Zone

شکل تاقدیس چین‌خورده است. در این تاقدیس که ابعادی در حدود ۲۸/۵ در ۴/۵ کیلومتر دارد، حرکت گسل‌های اصلی منطقه مانند گسل پیشانی‌کوهستان، بالارود و کازرون تأثیر زیادی بر ساختار و شکل‌گیری میدان داشته‌اند (شرکتی و همکاران، ۲۰۰۶). نکته قابل‌توجه درباره این میدان نفتی، وجود گسل بزرگ و فعال بالای یال جنوب‌غربی آن است. این گسل که به نام «گسل چشمه خوش» شناخته می‌شود، بر ساختار میدان و توزیع مخازن نفتی تأثیرگذار بوده است. بهره‌برداری از این میدان نفتی از سال ۱۳۵۴ آغاز شد و به‌طور میانگین روزانه ۱۸ هزار بشکه نفت خام تولید می‌کند.

زاگرس، آسماری، بین دو سازند پابده در زیر و گچساران در بالا قرار دارد. عضو ماسه‌سنگ اهواز، در مرکز زاگرس (فرورفتگی دزفول) و عضو تبخیری کلهر در بخش شمالی آن گسترش یافته‌اند (جیمز و وایند، ۱۹۶۵).

میدان نفتی چشمه‌خوش یکی از ذخایر مهم نفت خام در ایران، در جنوب‌غربی ایران (استان ایلام) واقع شده است. این میدان در زون تکتونیکی-چینه‌شناسی زاگرس چین‌خورده و در فروافتادگی دزفول قرار دارد (دارائی و همکاران، ۲۰۱۷). میدان چشمه‌خوش، با فاصله از شهرهای دهلران و اندیمشک، در میان میدان‌های نفتی پایدار و دانان قرار گرفته است. ساختار زمین‌شناسی این میدان به



شکل ۱. پهنه‌های رسوبی-ساختاری رشته‌کوه‌های زاگرس (اقتباس شده از مک‌کواری (۲۰۰۴)). موقعیت میدان چشمه‌خوش، منطقه مورد مطالعه، با یک کادر مستطیلی قرمز در شکل مشخص شده است.

Fig. 1. Sedimentary-structural zones of the Zagros Mountains (adopted from Macquarie (2004)). The location of the Chamshekhosh Field, the studied area, is marked with a red rectangular box in the figure.

۳- داده‌ها و روش‌ها

۱۰۷۷ مقاطع نازک با روش استاندارد تهیه و رنگ‌آمیزی شدند (دیکسون، ۱۹۶۵). از این میان، ۱۹۸ نمونه برای بررسی دقیق‌تر منافذ با رزین‌آبی آغشته شدند و برای ملاحظات پتروگرافی، مورد مطالعه قرار گرفتند. برای نام-گذاری رخساره‌های کربناتی از روش‌های دانهام و امبری و کلوان استفاده شد (امبری و کلوان، ۱۹۷۱؛ دانهام، ۱۹۶۲). در مطالعات پتروگرافی، علاوه بر اجزای سنگ (نوع و

این مطالعه بر اساس داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی شش چاه از میدان چشمه‌خوش، واقع در فروافتادگی دزفول، انجام شده است. علاوه بر مقاطع نازک مغزه و داده‌های پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی از سه چاه میدان (۸، ۱۰ و ۱۲)، لاگ‌های چاه‌پیمایی از این سه چاه در کنار سه چاه دیگر از میدان نیز در دسترس بوده است. تعداد

با رسم نموداری، مناسب‌ترین تعداد خوشه‌ها مشخص می‌شود. خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی، داده‌ها را بر اساس شباهت‌هایشان به یکدیگر متصل می‌کند و خوشه‌هایی در سطوح مختلف تشکیل می‌دهد. این خوشه‌ها را می‌توان با نمودار درختی نشان داد. در این پژوهش، از روش Ward برای محاسبه فاصله‌ی خوشه‌ها استفاده شده است (فرسنادیا و قهرمان، ۲۰۱۵؛ قسمونه و همکاران، ۲۰۱۶). روش وارد (Ward) دقیق‌ترین روش در تحلیل خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی است و اعضا را در گروهی جای می‌دهد که مجموع مربعات انحرافات درون‌گروهی به حداقل برسد. نتایج خوشه‌بندی با روش وارد به‌صورت نمودار درختی ارائه می‌شوند و مراحل تحلیل خوشه‌ای با نرم‌افزار متلب (MATLAB) انجام شد.

۴- نتایج

۴-۱- رخساره‌های رسوبی و مشخصات پتروگرافی

بر اساس مطالعات پتروگرافی و همچنین با استناد به پژوهش‌های پیشین، سه نوع سنگ‌شناسی متمایز (کربناتی، آواری و تبخیری) در سازند آسماری قابل شناسایی است. سنگ‌شناسی غالب در سازند آسماری، کربناتی است که به شکل رخساره‌های مختلف کربناتی (دولومیتی و آهکی) دیده می‌شود (شکل ۲). تبخیری‌ها به طور عمده تنها در عضو کلهر سازند آسماری در منطقه لرستان یافت می‌شوند و در دیگر بخش‌ها غالباً به صورت ندول، سیمان یا میان‌لایه‌های جزئی حضور دارند. رسوبات آواری سازند آسماری، به شکل رسمی در عضو اهواز، در فروافتادگی دزفول و میدان چشمه‌خوش یافت می‌شود. باتوجه به این تقسیم‌بندی، رخساره‌های رسوبی میدان چشمه‌خوش قابل تقسیم به یک ریزرخساره تبخیری (MF-1) نه ریزرخساره کربناتی (MF-2-10) و یک رخساره ماسه‌سنگی (PF-1) هستند (جدول ۱). بر اساس مطالعات پتروگرافی، فرامینی‌فرهای بنتیک با دیواره‌ی پرسلانوز، بقایای سیانوباکتری‌ها، جلبک‌های قرمز مرجانی، آلیید، پلویید، خارپوستان و فرامینی‌فرهای بنتیک با دیواره‌ی هیالین، اصلی‌ترین آلوکم‌های سازنده کربنات آسماری در میدان چشمه‌خوش هستند. همچنین، کوارتز متوسط دانه با جورشدگی و گردشدگی خوب نیز جزء اصلی سازنده‌ی

ترکیب آلوکم‌ها، مقدار گل و سیمان) به نوع و مشخصات حفره‌های سنگ و ویژگی‌های دیاژنزی رخساره‌ها توجه شده است. علاوه بر این، تفسیر محیط رسوبی دیرینه بر اساس مقایسه با مدل‌های رخساره‌ای معروف و استاندارد انجام شده است (ویلسون، ۱۹۷۵؛ باکستون و پدلی، ۱۹۸۹؛ بورشت و رایت، ۱۹۹۲؛ پدلی، ۱۹۹۸؛ پومار، ۲۰۰۱؛ فلوگل، ۲۰۰۴). چارچوب رخساره‌ای و محیط رسوب‌گذاری سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش، پیشتر توسط دارائی و همکاران (۲۰۱۷ و ۲۰۲۳) مطالعه شده بود و در این مطالعه نیز، تعاریف و کدهای رخساره‌ای مطابق آن مطالعات است. برای تعیین رخساره‌های الکتریکی از داده‌های لاگ‌های گاما، چگالی، تخلخل و صوتی (DT، NPHI، RHOB و GR) استفاده شد. برای انتخاب مجموعه لاگ‌های استفاده شده چند قدم پیش از آنالیز خوشه‌بندی انجام پذیرفت. پیش از هر اقدامی، مجموعه لاگ‌های در دسترس از میدان بررسی و لاگ‌هایی که در همه‌چاه‌ها مشترک بودند انتخاب شدند. سپس، لاگ‌هایی که بیش از بقیه با مشخصات پتروفیزیکی مورد نیاز برای زون‌بندی مخزنی (تخلخل، سنگ‌شناسی، رخساره رسوبی، حجم شیل، نوع حفرات سنگ مخزن، وجود سیال در سنگ) مرتبط و به نوعی مکمل یکدیگر بودند انتخاب شدند. این لاگ‌ها در اغلب مطالعات مشابه نیز مورد استفاده هستند. در نهایت، فرایند انتخاب ویژگی^۱ بر روی لاگ‌های منتخب صورت گرفت تا توزیع نرمال و تناسب داده‌ها برای استفاده در نرم‌افزار مشخص شود.

خوشه‌بندی داده‌ها با استفاده از روش‌های خوشه‌بندی کا- میانگین^۲ و خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی^۳ انجام شد. روش خوشه‌بندی تفکیکی کا- میانگین یکی از الگوریتم‌های یادگیری بدون نظارت است که داده‌ها را به تعداد مشخصی خوشه تقسیم می‌کند. این الگوریتم با پیدا کردن میانگین داده‌های هر گروه، مراکز خوشه‌ها را به‌طور تکراری به‌روز رسانی می‌کند تا زمانی که تغییری در آن‌ها ایجاد نشود (وتی و همکاران، ۲۰۲۱؛ نی و همکاران، ۲۰۱۹). هدف این الگوریتم به حداقل رساندن مجموع فاصله‌ی مجذور بین نمونه‌های داده و مراکز خوشه‌های آن‌هاست. برای تعیین بهترین تعداد خوشه در روش کا- میانگین از روش آرنج^۴ استفاده می‌شود. در این روش،

^۳ Single-linkage hierarchical

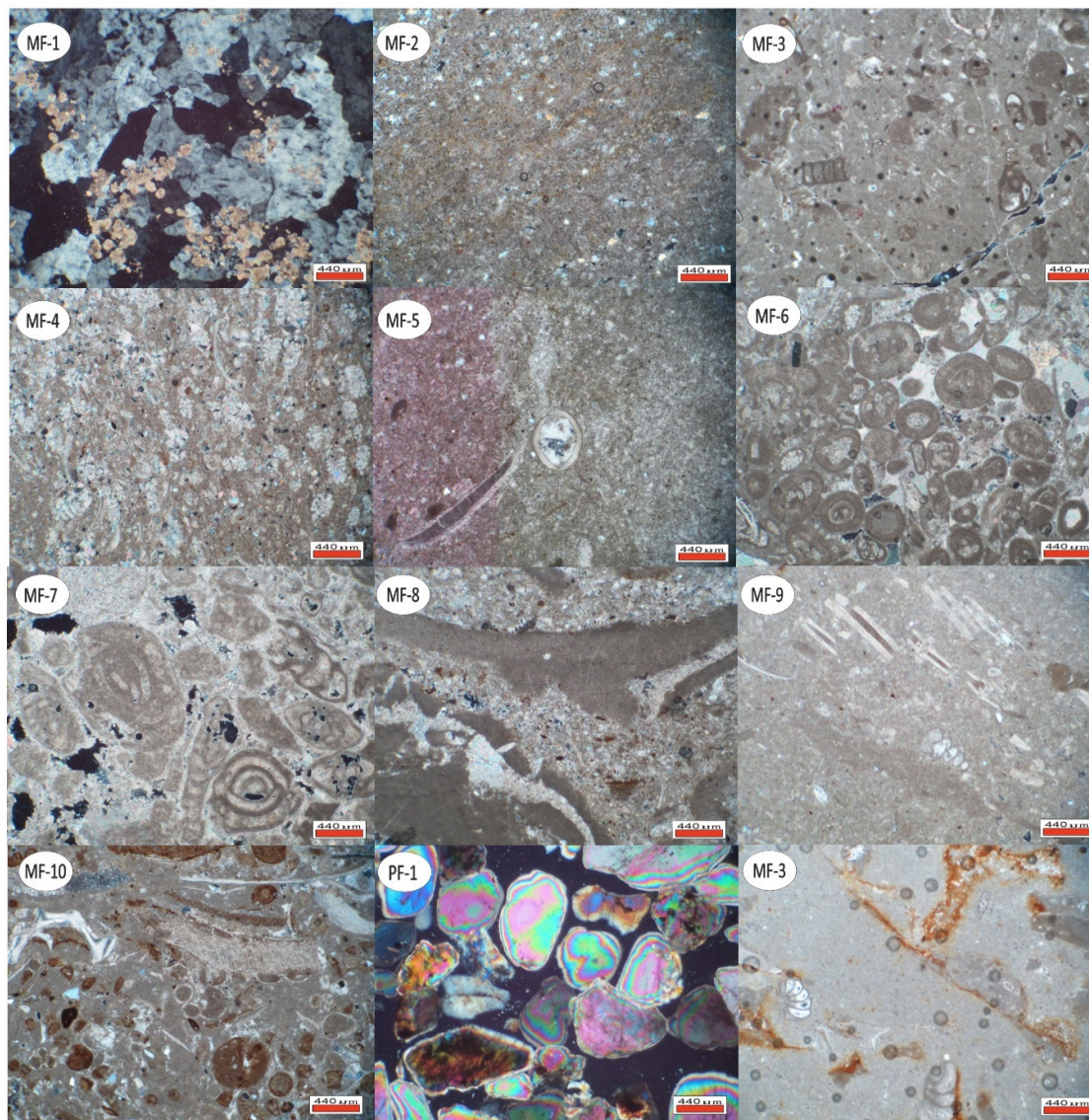
^۴ Elbow Method

^۱ feature selection

^۲ K-means

دارند و بیشترین حجم رسوبات سازند آسماری در این میدان در ابتدا متعلق به رخساره‌های رمپ داخلی و سپس رمپ میانی است.

بخش سیلیسی‌آواری این میدان است. از نظر درصد فراوانی، رخساره‌های MF9، MF2، MF6، MF7 به ترتیب بیشترین فراوانی را در سازند آسماری میدان چشمه‌خوش



شکل ۲. تصاویر رخساره‌های رسوبی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش. MF1- رخساره تبخیری MF2- رخساره باندستون استروماتولیتی MF3- رخساره وکستون بایوکلاستی MF4- رخساره وکستون تا مادستون دارای فرامینی‌فرهای بنتیک هیالین MF5- رخساره فلوئستون تا رودستون دارای اویستر و استراکود MF6- رخساره گرینستون‌آییدی MF7- رخساره پکستون دارای فرامینی‌فر پرسلاوز و جلبک قرمز MF8- رخساره بایندستون جلبک قرمز MF9- رخساره بایندستون تا فلوئستون دارای فرامینی‌فر بزرگ‌کفزی MF10- رخساره وکستون دارای فرامینی‌فر پلانکتونیک PF1- رخساره آواری. همه تصاویر به‌جز رخساره PF-1 در نور عادی تصویربرداری شده‌اند. مشخصات رخساره‌ها در جدول ۱ ارائه شده است.

Fig. 2. Photomicrographs of sedimentary facies of the Asmari Formation in the Cheshmekhosh Field. MF1- Evaporite facies MF2- Stromatolite (dolo) boundstone facies MF3- Bioclast wackestone facies MF4- Small hyaline benthic foraminifera (SBF) mud-wackestone MF5- Ostracoda, oyster, floatstone-rudstone facies MF6- Ooid (dolo) grainstone facies MF7- packstone facies with porcelaneous foraminifera and red algae MF8 - Coralline red algae bindstone facies MF9 - floatstone-bindstone facies with large benthic foraminifera MF10- wackestone facies with planktonic foraminifera PF1- Siliciclastic sand/quartzarenite facies. All photomicrographs, except for PF-1, were acquired using plain polarized light microscopy. Facies details are summarized in Table 1.

جدول ۱. مشخصات رسوب‌شناسی رخساره‌های سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش

Table 1. Characteristics of the sedimentary facies of the Asmari Formation in the Cheshmekhosh field

منبع	محیط نهشتی رخساره	ویژگی‌های رسوبی رخساره	رخساره استاندارد (RMF)	ترکیب رخساره	نام رخساره	کد رخساره
بورش و رایت، ۱۹۹۲؛ فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	این رخساره متعلق به محیط پری‌تایدال است و ویژگی‌های آن با رخساره‌های رمپ داخلی قابل مقایسه است.	رخساره‌ها کاملاً توده‌ای و ندولار، فیبری و آلاباسترین هستند و فرایند اصلی دیانز در این رخساره به دلیل نفوذ سیالات سطحی و شور، ژیبسی شدن است.	RMF 25	این رخساره فاقد هرگونه آلوم اسکلتی یا غیراسکلتی است بی‌شکل و نیمه‌شکل و تنها شامل انیدریت و ژیبس با زمینه‌ای گل ریز است.	رسوبات تبخیری	MF1
فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	این ساختارها در محیط‌های با شوری بالا در پهنه‌های جزرومدی سوپرا-اینترتایدال گرم و خشک شکل می‌گیرند.	در نتیجه دیانز دولومیتی شدن رخ می‌دهد و فرش‌های میکروبی، به لایه‌ها و ساختارهای موجی، پلویید و اینتراکلاست تبدیل می‌شوند.	RMF 23-25	ترکیب اصلی این رخساره استروماتولیت‌ها با لایه‌های تیره و روشن است.	رخساره استروماتولیت دولو باندستون	MF2
فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	نواحی لاگون (به علت وجود تنوع زیستی پایین و نیز حضور فرامینفرهای پرسلاز و بافت گل غالب آن با این نوع محیط هم‌سو است)	سوزن‌های اسفنجی به طور پراکنده و بدون جهت خاصی قرار گرفته‌اند و بیشتر آن‌ها تک‌محوری هستند.	RMF 20	اجزای اصلی این رخساره شامل خرده‌های خارپوست، فسیل‌ها، و به مقدار کمتر بقایای جلبک سبز، فرامینی‌فر، قطعات میلیلوپید و سوزن‌های اسفنجی است. همچنین اجزای اکینوید و ساختارهایی از پلسی‌پودا در یک زمینه میکرایتی دیده می‌شوند.	رخساره بایوکلاست وکستون-همراه با مولوسکا، میلیلوپید و اکینوید	MF3
فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	نواحی دریای باز و لاگون (ویژگی رسوبی و بافت رسوبی این رخساره، مانند میکرایت فراوان، فرامینفرهای بنتیک کوچک با دیواره همیالین، تغییرات در میزان رسوب‌گذاری دلایل وجود این رخساره هر دو محیط است).	سوزن‌های اسفنجی به طور پراکنده و بدون جهت خاصی و بیشتر به‌صورت تک‌محوری هستند. همچنین، مقداری پلت گردشده همراه با سوزن‌های اسفنجی مشاهده می‌شود.	RMF 17	این رخساره شامل ۲۵ تا ۳۰ درصد رادبولریت و سوزن‌های اسفنجی و ۵۰ درصد قطعات اکینوید و پلیسی‌پودا در یک زمینه گلی است. ساختار به‌صورت گل‌پشتیبان است.	رخساره بایوکلاست مادستون-وکستون	MF4
فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	نماینده مناطق لاگون و رمپ‌داخلی	در برخی مقاطع، خرده‌های بایوکلاستی شامل جلبک‌های داسی‌کلاسه مشاهده می‌شود.	RMF 15	اجزای اصلی آلوم‌های این رخساره شامل جلبک، مرجان، روزن‌داران و سایر اجزای دیگر از جمله لوفتوزیا و بایوکلاست‌هایی نظیر رودیست و روتالیا است. عناصر فرعی شامل خرده‌های خارپوست و قطعات بربوزوئر هستند.	رخساره بایوکلاست فلوستون رودستون	MF5
فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	حاشیه Shoal	این رخساره فاقد گل است، دارای جو‌رشدگی خوبی است و فابریک رسوبی اولیه خود را از دست داده و به پلویدهای نوع باهامیت تبدیل شده‌اند. تخلخل‌های اصلی این رخساره شامل تخلخل قالبی، بین‌دانه‌ای و واگی است.	RMF 29	آلوم‌های اصلی بیش از ۴۰ درصد الئید، ۱۰-۱۵ درصد بایوکلاست‌های دولومیتی و میکرایتی را شامل می‌شوند و فسیل‌های دوکفه‌ای، روزن‌داران و خارپوست را شامل می‌شوند.	رخساره الوید گریستون‌های دولومیتی	MF6
بولر و تاکر، ۲۰۰۲؛ براجرت و همکاران، ۲۰۰۱؛ فلوگل، ۲۰۱۰؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷	رخساره لاگونی با گردش نسبتاً باز	تنوع بافتی زمینه از وکستون تا پکستون است؛ اما بافت پکستون غالب است. میلیلوپیدها به‌طور انتخابی دولومیتی شده‌اند و فقط شکل بیرونی آن‌ها باقی‌مانده است.	RMF 17	بیش از ۴۰ درصد آلوم‌های اسکلتی این رخساره، فرامینی‌فرهای بنتیک خردشده هستند. همچنین، این رخساره شامل اکینوید و جلبک قرمز است. آلوم‌های اسکلتی این رخساره شامل جلبک‌های سبز آهکی از نوع داسی‌کلاسه هستند.	رخساره بایوکلاست پکستون دولومیتی	MF7

MF8	رخساره کورالین -الگا بایندستون	جلبک‌های مرجانی و سیمان کلسیت‌اسپاری	RMF12	رخساره پراانژی قطعاتی از مرجان، جلبک قرمز و دوکفه‌ای دارد.	نواحی رمپ خارجی و Shoal	باقرپور و وزیر، ۲۰۱۲؛ وسکوگنی و همکاران، ۲۰۱۶؛ دارائی و همکاران، ۲۰۱۷؛ فلوگل، ۲۰۱۰
MF9	رخساره بایوکلاست فلوتستون باندستون	بیش از ۵۰ درصد آن از میکرایت و اجزای اسکلتی بزرگ‌تر از ۲ میلی- متر دارد.	RMF28	این بخش آلوکم‌های شناور با اندازه بزرگ دارد و شامل ریزرخساره‌های فرعی، پوسته های رودیست، برخی جلبک ها، مرجان و فورامینی فره‌های بزرگ است.	نواحی مربوط به رمپ میانی	دارائی و همکاران، ۲۰۱۷؛ فلوگل، ۲۰۱۰
MF10	رخساره بایوکلاست (فرامینی‌فر- پلانگتون) و کستون	میکرایت	RMF 8- 16	بافت اصلی آن از گل به علت حضور روزن‌داران پلانگتونیک، فورامینی‌فرهای نومولیتید و لیپیدوکلیندا همراه با قطعات اکتینوئید است.	نواحی رمپ میانی، و بخش پایانی رمپ داخلی و حد پایین منطقه نوری	دارائی و همکاران، ۲۰۱۷؛ فلوگل، ۲۰۱۰
PF1	کوارتز آرنایت ماسه‌سنگ	دانه‌های کوارتز با فراوانی بین ۹۰ تا ۹۷ درصد دارد. به مقدار کمتر فلدسپات و میکا		دارای گردشگی و جورشدگی خوب، خاموشی مستقیم و سیمان سیلیس پرکننده حفرات است	جزایر سدی و دره‌های برشی	دارائی و همکاران، ۲۰۱۷؛ فلوگل، ۲۰۱۰؛ زند مقدم و همکاران، ۲۰۱۳

۴-۲- دیاژنز

در میدان نفتی چشمه‌خوش، سنگ‌های کربناتی پس از رسوب‌گذاری، تغییرات چشمگیری را تجربه کرده‌اند (شکل ۳). این فرایندها با ایجاد تخلخل و بهبود کیفیت سنگ‌های کربناتی، نقش مهمی برای شکل‌گیری و تجمع نفت و گاز فراهم کرده‌اند. مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی مشاهده شده شامل دولومیتی‌شدن، انحلال، میکرایتی‌شدن، سیمانی‌شدن، و تراکم فیزیکی و شیمیایی است.

میکرایتی‌شدن: فرایندی غالب در رخساره آئیدی و برخی رخساره‌های لاگونی با بافت بایوکلاستی است.

دولومیتی‌شدن: فراگیرترین فرایند دیاژنزی سازند آسماری است که معمولاً همراه با نهشت تبخیری‌ها دیده می‌شود. دولومیت‌ها غالباً ریز تا متوسط بلور و بی‌شکل تا شکل‌دار و اغلب حفظ‌کننده فابریک هستند. به‌طور کلی دولومیتی‌شدن به سمت دریای باز کاهش و به سمت بالای توالی آسماری افزایش می‌یابد. بیشتر دولومیتی‌شدن آسماری براساس روابط بافتی، پیش از فرایندهای تراکمی ایجاد شده و فرایندی اولیه‌ی دیاژنزی است.

انحلال: یک فرایند مهم در بخش کربناتی آسماری است که به ایجاد قالب‌های آئیدی یا بایوکلاستی و در مواردی

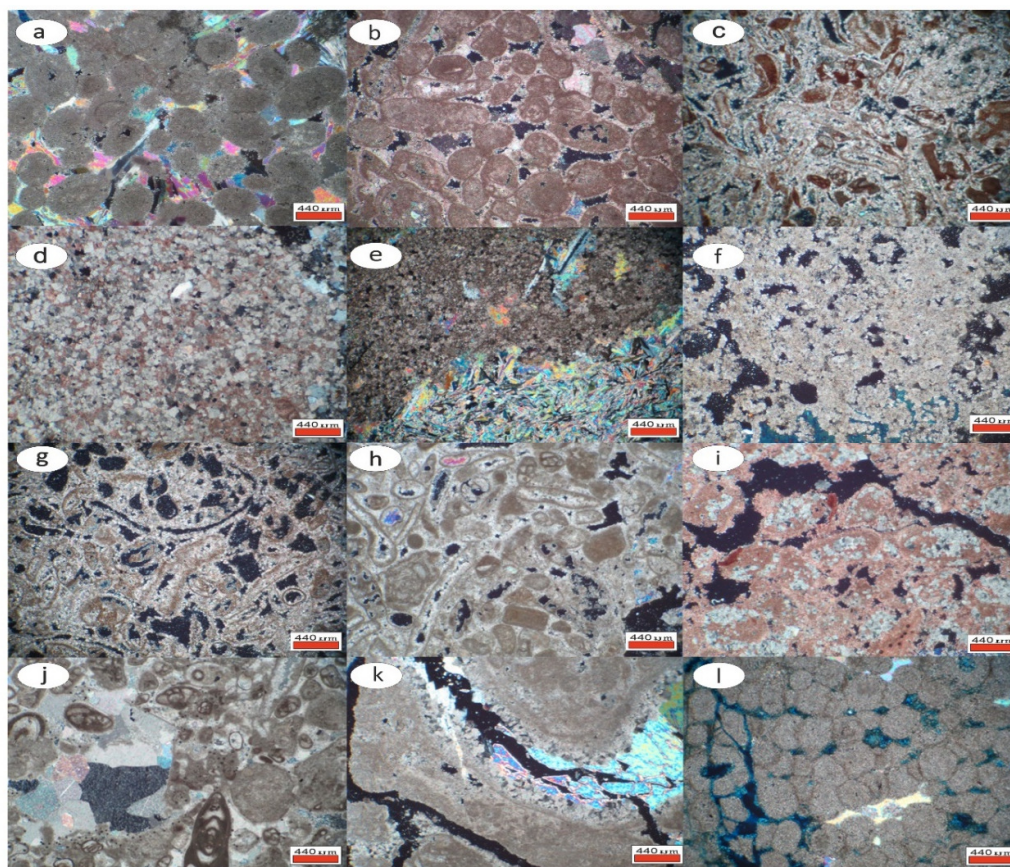
حفرات واگی منجر شده است. نهشت سیمان دولومیتی یا کلسیتی وادوز در حفرات انحلالی و نیز متأثر شدن برخی حفرات از تراکم، بیانگر اولیه بودن فرایند انحلال در آسماری است.

سیمانی‌شدن: یک فرایند متداول در سازند آسماری است که به شکل سیمان‌های کلسیتی، دولومیتی و تبخیری مشاهده می‌شود. سیمان دولومیتی اولیه، فراوان‌ترین سیمان آسماری است؛ ولی سیمان تبخیری، به‌ویژه با فابریک پویکلیوتوپیک بیشترین نقش را در انسداد حفرات داشته است. سیمان کلسیتی اغلب به‌صورت دروزی و گاهی به‌صورت دوردانه‌ای و بلوکی دیده می‌شود.

عوارض تراکم، هم به‌صورت تراکم فیزیکی و هم شیمیایی، در سازند آسماری مشاهده می‌شود. مرزهای محدب - مقعر، دانه‌های تغییرشکل‌یافته یا شکسته، استیلولیت و بافت‌های متراکم از شواهد تراکم است. مهم‌ترین و فراوان‌ترین نوع تخلخل در سازند آسماری به ترتیب شامل تخلخل حفره‌ای، تخلخل بین‌بلوری^۱، تخلخل کانالی، تخلخل اولیه بین‌دانه‌ای^۲ است. تخلخل ثانویه ناشی از فرایند انحلال، فراوانی بیشتری نسبت به تخلخل اولیه در سازند آسماری دارد.

² Interparticle porosity

¹ Inter-crystalline porosity



شکل ۳. فرایندهای دیاژنزی اصلی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش. a: در سنگ‌های آئیدی و بایوکلاستیک پکستون، فرایند میکرایتی شدن باعث پوشیده شدن دانه‌ها شده و مقاومت آن‌ها در برابر انحلال را افزایش داده است. در برخی موارد، این فرایند به حذف کامل بافت‌های اولیه منجر شده است. b: در این شکل، فرایند میکرایتی شدن به ایجاد پلوئید از آئید منجر شده است. c: بایوکلاست‌ها در این شکل دچار انحلال جزئی شده‌اند و حفره‌هایی از آن‌ها باقی‌مانده است. این حفره‌ها سپس توسط سیمان دولومیتی اولیه پر شده‌اند. d: دولومیتی شدن ثانویه در رخساره‌های مادستونی رخ داده و به ایجاد فابریک نیمه‌شکل‌دار منجر شده است. e: این شکل هم‌زمانی تشکیل تبخیری‌ها و دولومیت‌ها را نشان می‌دهد. در محیط‌های تبخیری، با افزایش شوری آب، شرایط برای رسوب‌گذاری مواد معدنی تبخیری مانند انیدریت فراهم می‌شود و هم‌زمان، تغییرات شیمیایی آب دریا منجر به دولومیتی شدن کربنات‌ها می‌شود. f: ترکیب اولیه آئیدها و ماتریکس، نقش مهمی در انحلال گزینشی و دولومیتی شدن آن‌ها داشته است. آراگونیت موجود در آئیدها به دلیل پایداری کمتر، حل شده و کلسیت با منیزیم بالا در ماتریکس باقی مانده و در نهایت به دولومیت تبدیل شده است. g: انحلال فسیل‌ها به ایجاد قالب زیستی منجر شده است که در مراحل بعدی توسط سیمان‌های اولیه پر شده‌اند. h: در این شکل، رخساره بایوکلاستیک و پکستون و پکستون مشاهده می‌شود. قالب‌های زیستی بر اثر انحلال تشکیل شده‌اند و برخی از فضاهای داخلی این حفره‌ها و فضاهای بین ذرات توسط سیمان دولومیتی اولیه پر شده‌اند. i: دانه‌های آئید در این شکل دچار انحلال شده‌اند ولی شواهد نشان می‌دهد در محیط دریایی با حاشیه‌ای از سیمان فیبری (اکتون کلسیتی قرمز رنگ) احاطه شده‌اند. این سیمان کلسیتی جایگزین آراگونیت شده است و در مرحله بعد، دولومیت بی‌رنگ بر روی آئیدها تشکیل شده است. j: سیمان کلسیتی فضاهای بین دانه‌ها را در سنگ حاوی قطعاتی از موجودات دریایی پر کرده است. k: نهشت سیمان انیدریتی در کانال. l: آئیدها در اثر فشرده شدن و تراکم دچار بافت فشرده و استیلولیتی شده‌اند. در سمت چپ تصویر، در سنگ، شکستگی دیده می‌شود (به دانه آئید با تخلخل قالبی دقت کنید).

Fig. 3. Major diagenetic processes affecting the Asmari Formation in the Cheshmekhosh field. a: In ooid and bioclastic packstones, micritization has resulted in the coating of grains with micrite, enhancing their resistance to dissolution. In some cases, this process has led to the complete obliteration of primary skeletal grains. b: Micritization has resulted in the formation of peloids from original ooids. c: Bioclasts have been partly dissolved, leaving behind biomolds. These pores have later been filled with dolomitic cement. d: Subsequent dolomitization in mudstone facies has resulted in a subhedral, mud-supported fabric. e: This figure illustrates the co-occurrence of evaporite mineralization (nodule) and dolomitization. Increasing salinity in evaporative environments promotes the precipitation of evaporites such as anhydrite, while also facilitating the dolomitization of pre-existing carbonate sediments. f: The original mineralogy of ooids and matrix exerted a significant control on their differential dissolution and subsequent dolomitization. The less stable aragonite within ooids preferentially dissolved, and only surrounding micrite preserved which was subsequently replaced by dolomite. g: The dissolution of fossil bioclasts has resulted in the formation of moldic porosity, which has been subsequently filled by early diagenetic cements. h: Bioclastic wackestone and packstone facies that exhibit moldic porosity resulting from the dissolution of bioclasts. These molds, along with interparticle pore spaces, have been partially filled by early dolomite cement. i: The predominantly ooid grains in this figure exhibit dissolution but showing evidence that in marine environment were rimmed by fibrous cement (now red calcific cement). This calcite cement is a replacement of aragonite, and the ooids subsequently been overprinted by colorless dolomite crystals. j: Calcite cement has filled the intergranular pores in the bioclastic limestone. k: Precipitation of anhydrite cement within channel porosity. l: Ooids have been either fractured or developed fitted fabrics due to compaction. In left, faractures are developed in the rock (notice the ooid grain with moldic porosity).

نتایج خوشه‌بندی کا- میانگین (K-means)

با بهره‌گیری از الگوریتم خوشه‌بندی کا- میانگین، داده‌های مورد مطالعه به شش گروه یا رخساره الکتریکی مجزا تقسیم‌بندی شدند (شکل ۴). پیش از انجام خوشه‌بندی، داده‌ها با استفاده از روش نرمال‌سازی Min-Max در بازه‌ی مشخصی قرار گرفتند تا تأثیر مقیاس‌های متفاوت متغیرها کاهش یابد. برای ارزیابی کیفیت خوشه‌بندی، از شاخص کالینسکی- هاراباز^۳ استفاده شد. این شاخص نشان می‌دهد که خوشه‌های ایجاد شده تا چه اندازه از یکدیگر متمایز هستند و داده‌ها درون هر خوشه به چه میزان متمرکز شده‌اند. مقدار بالای این شاخص نشان‌دهنده کیفیت بالای خوشه‌بندی است. نتایج خوشه‌بندی به‌دست‌آمده برای سه چاه منتخب از این میدان، به‌صورت گرافیکی در شکل ۵ نمایش داده شده است. در این شکل، توزیع خوشه‌ها یا رخساره‌های الکتریکی مشخص شده در طول سه چاه با رنگ‌های متمایز به نمایش درآمده است.

۳-۴ خوشه‌بندی و تعیین رخساره‌های الکتریکی

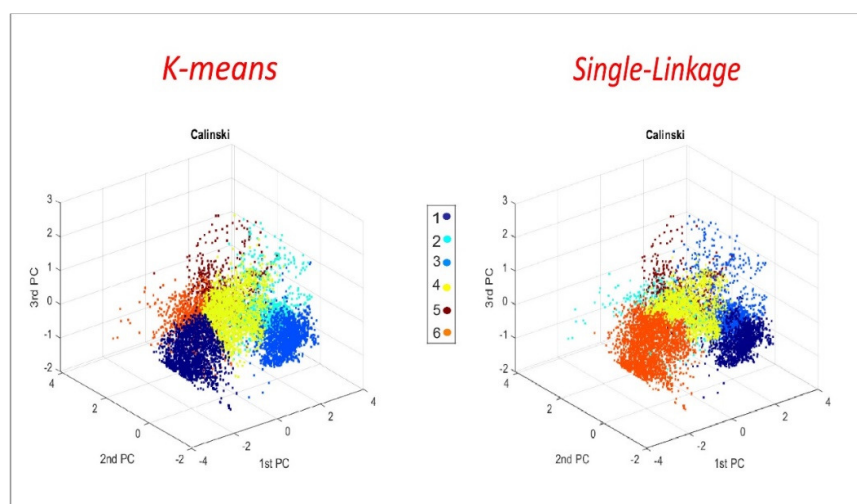
در این پژوهش، داده‌های چهار نوع لاگ ژئوفیزیکی (DT، NPHI، RHOB و GR) مربوط به شش چاه از سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش به‌منظور خوشه‌بندی و تحلیل مورد استفاده قرار گرفته است. هدف از این بخش، تقسیم‌بندی داده‌ها به گروه‌های همگن با استفاده از دو روش خوشه‌بندی کا- میانگین^۱ و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی^۲ بوده است.

پیش از انجام خوشه‌بندی، پارامترهای آماری داده‌ها در هر چاه محاسبه شد تا دامنه‌ی تغییرات و ویژگی‌های آماری آن‌ها مشخص شود (جدول ۲). همچنین، با استفاده از تحلیل مؤلفه‌های اصلی (PCA) مشخص شد که بیشترین واریانس داده‌ها در دو مؤلفه‌ی اصلی اول رخ می‌دهد. سپس، داده‌ها در نرم‌افزار متلب وارد شدند و با استفاده از دو روش خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی خوشه‌بندی انجام شد. نتایج حاصل از این دو روش در ادامه ارائه خواهد شد.

جدول ۲. مشخصات آماری مربوط به داده‌های چاه‌پیمایی استفاده شده در خوشه‌بندی مخزن آسماری میدان چشمه‌خوش

Table 2. Statistical properties of well logging data used for the clustering of the Asmari reservoir in the Cheshmekhosh field

نوع لاگ	میانگین	بیشینه	کمینه	مد یا نما	واریانس
GR	40.25	99.95	0.88	42.05	1680.30
NPHI	0.14	0.3912	-0.08	0.12	0.01
RHOB	0.85	3.06	1.41	2.68	2669.48
DT	67.22	103.69	47.72	56.23	143.06



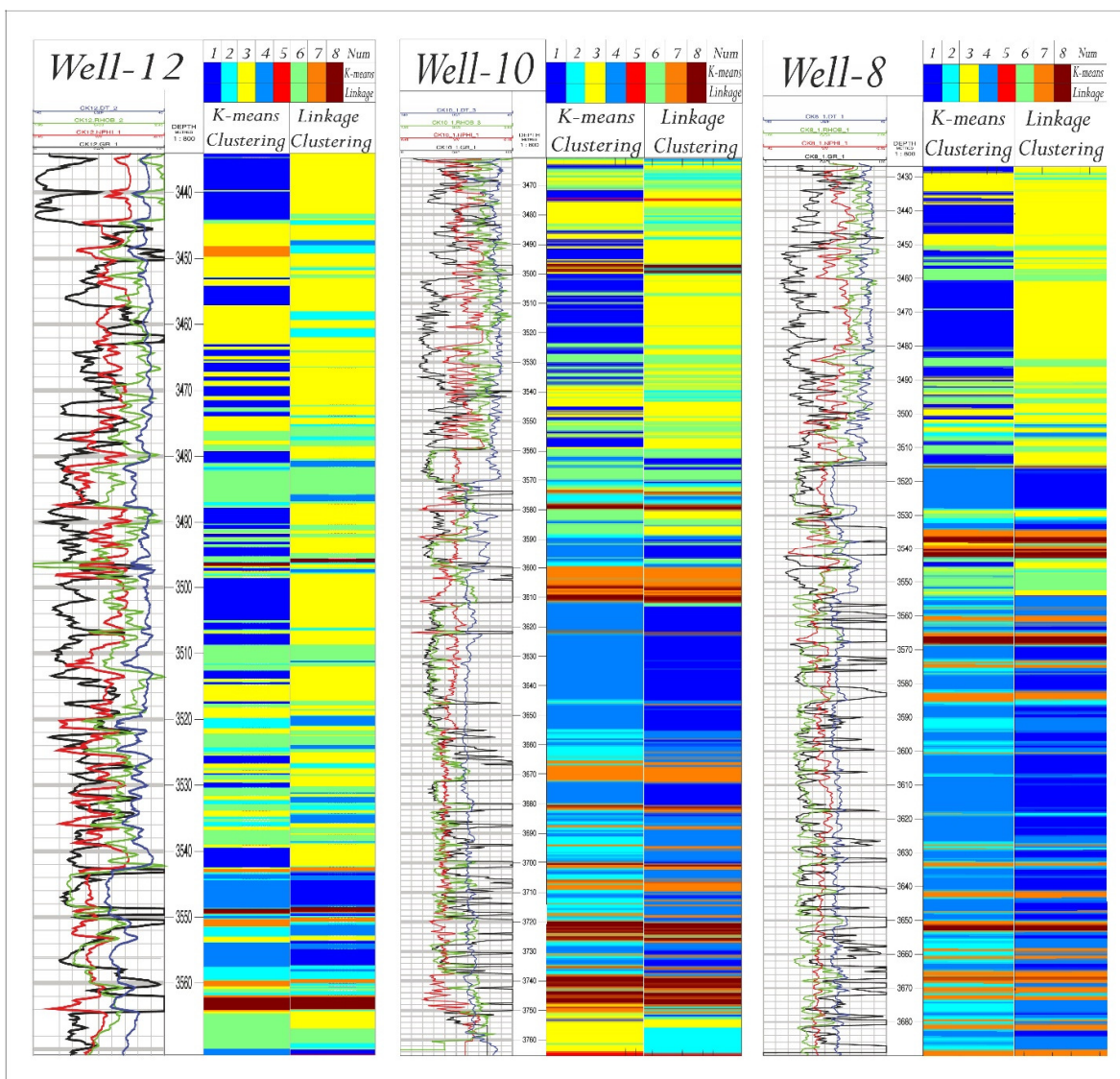
شکل ۴. نمایش خوشه‌های مشخص شده توسط خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش.

Fig. 4. Demonstration of the clusters specified by K-means and single-linkage hierarchical clustering of the Asmari Formation of Cheshmekhosh field.

³ Calinski-Harabasz

¹ K-means

² single-linkage hierarchical



شکل ۵. نتایج خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی برای مخزن آسماری در چاه ۸، ۱۰ و ۱۲ میدان چشمه‌خوش.
Fig. 5. K-means and single-linkage hierarchical clustering results for the Asmari reservoir in Cheshmekhosh field's Wells 8, 10, and 12.

چگونگی محاسبه شاخص کالینسکی- هاراباز: شاخص کالینسکی- هاراباز که به عنوان شاخص واریانس نیز شناخته می‌شود، برای ارزیابی کیفیت خوشه‌بندی در روش‌های دسته‌بندی^۱ به کار می‌رود (لیما و کروز، ۲۰۲۰). این شاخص به مقایسه نسبت بین تراکم‌پذیری^۲ و جداسازی^۳ خوشه‌ها می‌پردازد. مقدار بالاتر این شاخص نشان‌دهنده کیفیت بالاتر خوشه‌بندی است (مری و همکاران، ۲۰۱۵) (معادله ۱). هرچه مقدار این شاخص بزرگ‌تر باشد، نشان می‌دهد که خوشه‌بندی بهتری انجام

نتایج خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی

در این مطالعه، برای بهبود دقت نتایج و ایجاد امکان مقایسه، افزون بر روش خوشه‌بندی کا- میانگین، از خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی نیز استفاده شده است. نتایج روش سلسله‌مراتبی نشان داد که داده‌ها به شش رخساره‌ی الکتریکی مختلف تقسیم می‌شوند (شکل ۴). این رخساره‌ها هم در نمودارهای کلی و هم در مقاطع عمودی به وضوح دیده می‌شوند (شکل ۵).

³ separation

¹ Clustering
² compactness

۲) محاسبه مراکز خوشه‌ها: برای هر خوشه، مرکز خوشه (میانگین داده‌های موجود در آن خوشه) محاسبه می‌شود.

۳) محاسبه واریانس بین خوشه‌ای: اختلاف بین مرکز هر خوشه و مرکز کل داده‌ها محاسبه می‌شود. هرچه خوشه‌ها از هم دورتر باشند، مقدار این واریانس بیشتر خواهد بود.

۴) محاسبه واریانس درون خوشه‌ای: برای هر خوشه، فاصله داده‌ها از مرکز خوشه محاسبه می‌شود. هرچه داده‌ها به مرکز خوشه نزدیک‌تر باشند، مقدار این واریانس کمتر خواهد بود.

۵) محاسبه شاخص کالینسکی-هاراباز: نسبت واریانس بین خوشه‌ای به درون خوشه‌ای به ازای هر تعداد خوشه محاسبه می‌شود و با فرمول نهایی ترکیب می‌گردد (وانگ و همکاران، ۲۰۲۰؛ لیما و کروز، ۲۰۲۰).

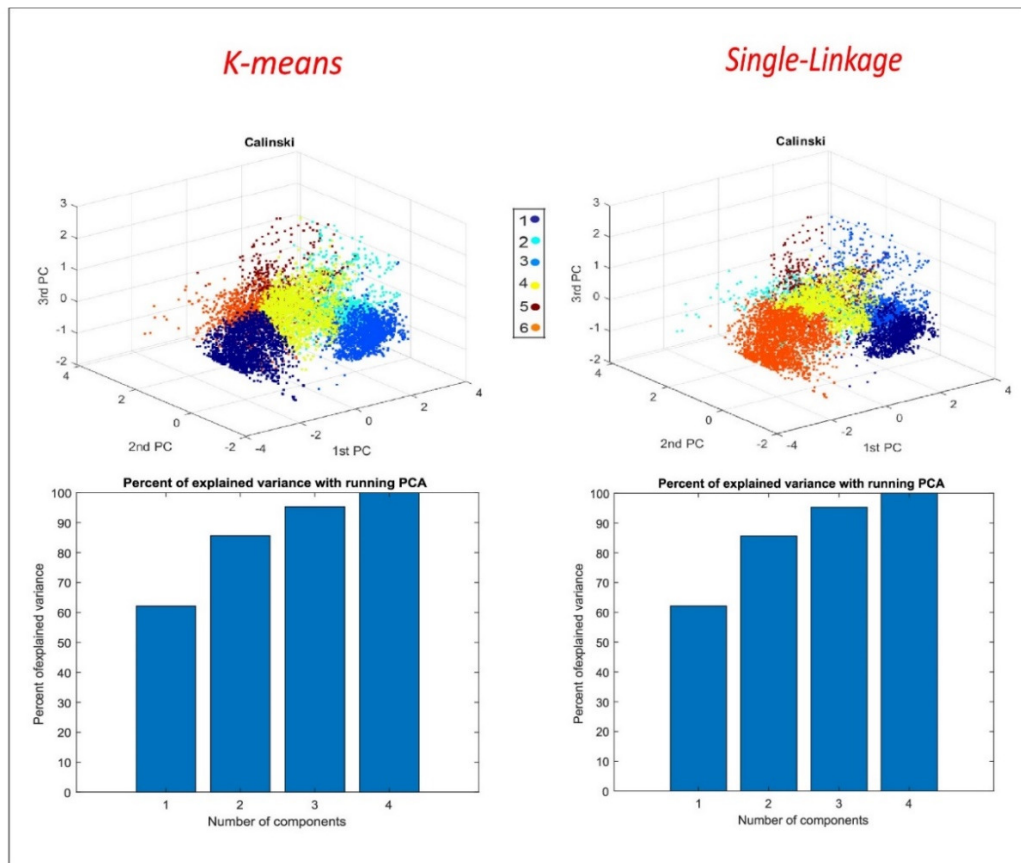
شده است. به این معنی که داده‌های درون خوشه‌ها به هم نزدیک و خوشه‌ها از هم دور هستند (عبدالامیر و همکاران، ۲۰۲۲). شاخص کالینسکی-هاراباز برای مقایسه کیفیت خوشه‌بندی‌های مختلف (با تعداد خوشه‌های متفاوت) به کار می‌رود (هنیگ، ۲۰۱۹).

$$\frac{N-K}{K-1} \times \frac{\text{بین خوشه ای}}{\text{درون خوشه ای}} = CK \quad (1)$$

که در آن: N تعداد کل نمونه‌ها و K تعداد خوشه‌ها است. همچنین پارامتر بین خوشه‌ای^۴ به مجموع مربعات فواصل بین مراکز خوشه‌ها و مرکز کل داده‌ها اشاره دارد و درون خوشه‌ای^۵ به مجموع مربعات فواصل داده‌ها نسبت به مراکز مراکز خوشه‌ها اشاره دارد.

مراحل محاسبه این شاخص نیز به شرح زیر است:

۱) محاسبه مرکز کل داده‌ها: ابتدا مرکز تمام داده‌ها محاسبه می‌شود که معمولاً به عنوان میانگین برداری داده‌ها است.



شکل ۶. ارزیابی خوشه‌بندی روش کا-میانگین و سلسله‌مراتبی تک پیوندی توسط معیار PCA برای تعیین تعداد بهینه خوشه‌ها.

Fig. 6. Evaluation of K-means and single-linkage hierarchical clustering methods using the PCA-based criterion to determine the optimal number of clusters.

⁵ Within-cluster dispersion

⁴ Between-cluster dispersion

توسط آرچی معرفی شده است و از آن زمان تاکنون به‌طور گسترده در صنعت نفت و گاز استفاده می‌شود. در این پژوهش، اعمال نتایج خوشه‌بندی به چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که روش کا- میانگین زون‌های کوچک‌تر و دقیق‌تری را ایجاد کرده است که برای تحلیل‌های کوچک مقیاس مناسب‌تر هستند. از سوی دیگر، روش سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی زون‌هایی را مشخص کرده است که با واحدهای رسوبی بزرگ‌تر، به‌ویژه واحدهای سنگ چینه‌شناسی و رخساره‌ای همخوانی بیشتری دارند و برای تحلیل‌های منطقه‌ای مناسب‌تر هستند.

برای بهره‌مندی از مزایای هر دو روش، در این مطالعه نتایج آن‌ها با یکدیگر ترکیب شدند. برای ترکیب نتایج دو روش تعیین رخساره الکتریکی معیار اصلی، تعریف واحد جریانی مبنای ادغام نتایج بوده است (ایبانکس، ۱۹۸۷). در این تعریف، یک زون مخزنی یا واحد جریانی حجمی اساسی و قابل نقشه‌برداری با مشخصات متمایز زمین‌شناسی و پتروفیزیکی است که می‌تواند از یک یا چند گونه سنگی یا رخساره الکتریکی تشکیل شده باشد و می‌تواند با مرز رخساره‌های رسوبی منطبق باشد یا نباشد. شاخص مهم در تعیین زون‌ها، قابلیت شناسایی و ردیابی توسط لاگ‌های چاه‌پیمایی در دیگر چاه‌های یک میدان است. به عبارت دیگر، هر زون باید الگوی مخصوص به خود را روی لاگ‌ها نشان دهد. این ترکیب، زون‌هایی تعریف می‌کند که هم ویژگی‌های دقیق روش کا- میانگین را داشته باشند و هم با واحدهای رسوبی بزرگ‌تر مطابقت می‌کنند. با استفاده از این روش ترکیبی، می‌توان تغییرات لایه‌های مختلف مخزن در مقیاس بزرگ‌تر، را دقیق‌تر دنبال نمود. شکل ۷ نتایج نهایی زون‌بندی مخزن را در چاه‌های مورد مطالعه را نشان می‌دهد. در این شکل، زون‌های مختلف با رنگ‌های متفاوت مشخص شده‌اند و ارتباط آن‌ها با ویژگی‌های ژئوفیزیکی سنگ‌ها قابل مشاهده است. نتایج این دو روش به ترتیب در ستون‌هایی تحت عناوین K-means Well Zone و Linkage Well Zone نشان داده شده است. حاصل ترکیب این دو زون‌بندی نیز در ستون Field-scale zoning نشان داده شده است. با ترکیب نتایج دو روش خوشه‌بندی، نقشه دقیقی از مخزن چشمه‌خوش در مقیاس میدانی تهیه می‌شود و می‌توان زون‌هایی تعریف کرد که قابلیت نقشه‌برداری و ردیابی در همه بخش‌های میدان را داشته باشند. در صورتی که بتوان به طریقی کیفیت مخزنی

ارزیابی روش‌های خوشه‌بندی توسط روش PCA

شاخص کالینسکی- هاراباز معیار مهمی برای سنجش کیفیت خوشه‌بندی است (حسن و عبدالعزیز، ۲۰۲۱). این شاخص نشان می‌دهد که خوشه‌های ایجاد شده تا چه اندازه از هم متمایز هستند. نمودارهای سه‌بعدی این شاخص، پراکندگی خوشه‌ها را به خوبی نشان می‌دهند. از سوی دیگر، تجزیه و تحلیل مؤلفه‌های اصلی (PCA) ابزاری قدرتمند برای کاهش ابعاد داده و استخراج ویژگی‌های مهم است. با استفاده از PCA می‌توان الگوهای پنهان در داده‌ها را آشکار کرد و داده‌ها را بهتر تجسم نمود. در این پژوهش، ارتباط میان شاخص کالینسکی- هاراباز و نتایج حاصل از الگوریتم‌های خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی بررسی شده است (شکل ۶). نتایج نشان می‌دهند که خوشه‌هایی با مقادیر بالاتر شاخص کالینسکی- هاراباز، معمولاً در نمودارهای PCA نیز به‌صورت خوشه‌های متمایز و مجزا ظاهر می‌شوند. نمودارهای PCA برای خوشه‌بندی کا- میانگین به‌وضوح نشان می‌دهند که خوشه‌ها به خوبی از هم تفکیک شده‌اند و الگوریتم توانسته است داده‌ها را به گروه‌هایی همگن تقسیم کند. در مقابل، نمودارهای PCA برای خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی، هم‌پوشانی بیشتری بین خوشه‌ها نشان می‌دهند که این امر به دلیل ماهیت سلسله‌مراتبی این الگوریتم است. به‌طور خلاصه، نتایج این پژوهش حاکی از آن است که شاخص کالینسکی- هاراباز و تجزیه مؤلفه‌های اصلی می‌توانند به‌عنوان ابزارهای مکمل برای ارزیابی و بهبود کیفیت خوشه‌بندی به کار روند.

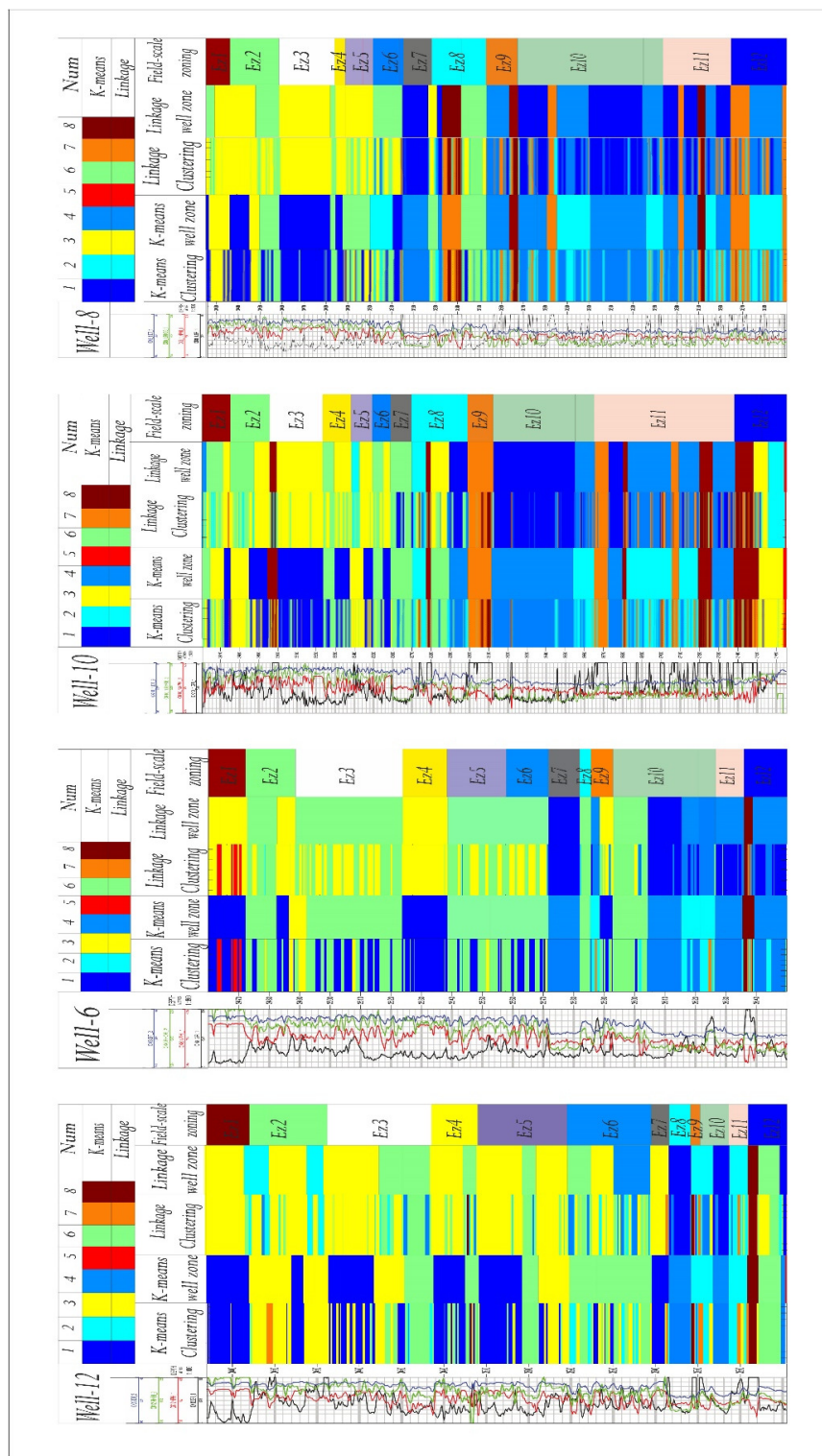
۵- بحث

۵-۱- زون‌بندی مخزنی در مقیاس میدان

رخساره‌های الکتریکی، الگوهای عددی مشخصی در داده‌های لاگ هستند که به ما کمک می‌کنند انواع مختلف سنگ‌های مخزن را از هم تشخیص دهیم و خواص آن‌ها را بهتر درک کنیم (سرا و ابوت، ۱۹۸۰). با استفاده از رخساره‌های الکتریکی می‌توانیم سنگ‌های مخزن را به واحدهای مجزایی تقسیم کنیم و تغییرات آن‌ها را در طول مخزن دنبال کنیم. این کار این امکان را می‌دهد تا نقشه‌های دقیقی از مخزن تهیه شود و مناطق با پتانسیل تولید بالاتر را شناسایی شود. این روش، یعنی تفکیک مخازن به واحدهای پتروفیزیکی مجزا، از سال ۱۹۵۰

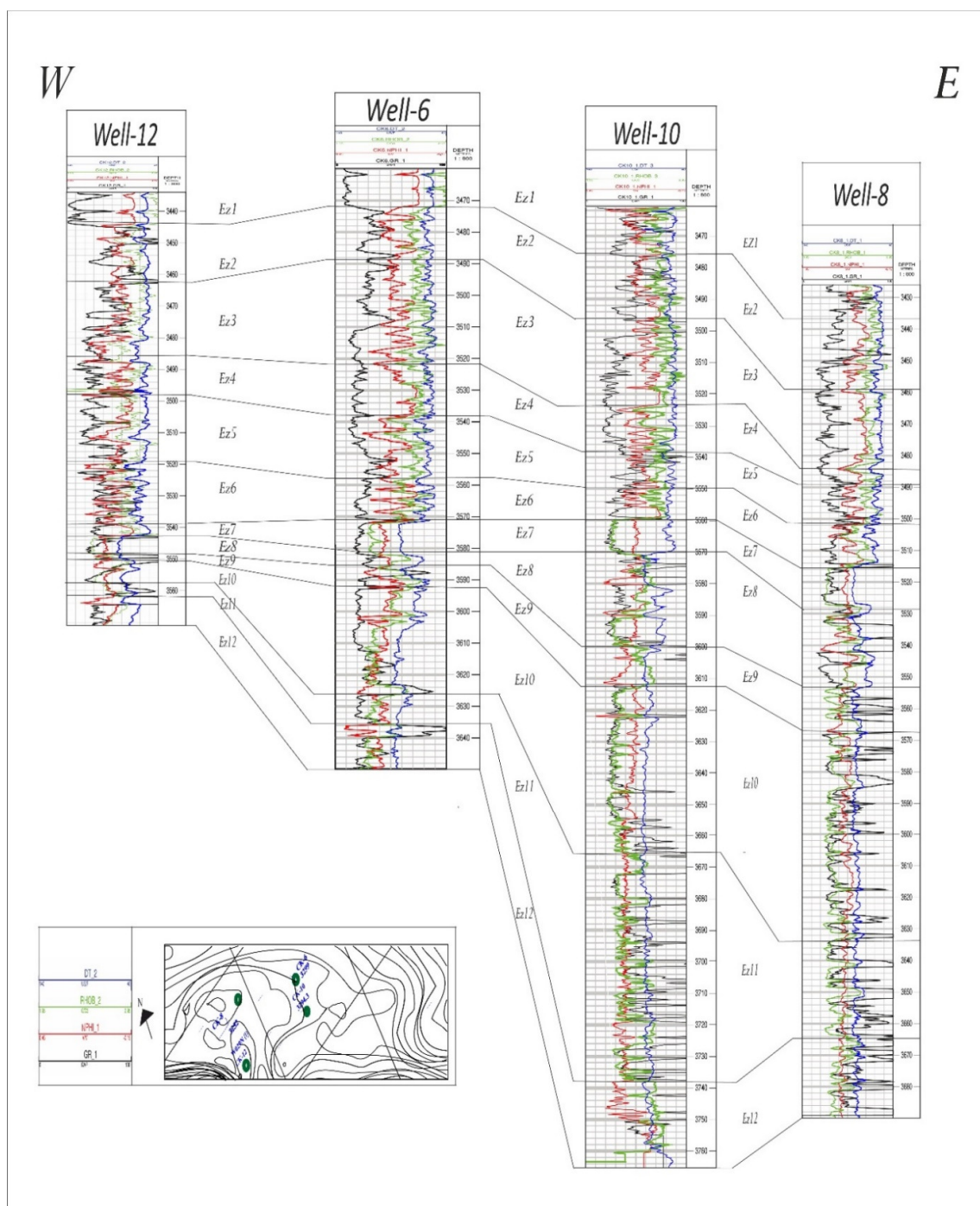
قرار داد. کیفیت مخزنی زون‌های معرفی شده در بخش‌های بعدی مورد بحث قرار می‌گیرد.

زون‌های تعریف شده را نیز به صورت نسبی مشخص نمود، می‌توان اینتروال‌های با کیفیت مخزنی را در سرتاسر میدان مشخص نمود و برای اهداف استخراجی مورد بهره‌برداری



شکل ۷. پهنه‌بندی مخزن آسماری در مقیاس میدان چشمه‌خوش، مبتنی بر خوشه‌بندی (رخساره‌های الکتریکی)

Fig. 7. Reservoir zonation map of the Asmari reservoir in the Cheshmekhosh field based on electrofacies clustering



شکل ۸. تطابق در مقیاس میدان پهنه‌بندی مخزن آسماری در میدان چشمه خوش با استفاده از لاگ‌های چاه‌پیمایی
Fig. 8. Log-based correlation of the reservoir zonation of the Asmari Formation in the Cheshmekhosh field

شده‌اند (شکل ۷). هر زون ویژگی‌های خاص خود را دارد و همان‌طور که بیان شد، در سراسر مخزن قابل‌تفکیک است. با این حال، این زون‌ها در قسمت‌های مختلف مخزن، تفاوت‌ها یا تغییراتی به صورت جانبی و عمودی دارند. مثلاً در برخی مناطق، دو زون ممکن است به هم پیوسته شوند

زون‌بندی نهایی و در مقیاس میدان نشان می‌دهد که با استفاده از روش‌های خوشه‌بندی، مخزن آسماری به ۱۲ بازه عمقی یا زون مخزنی مختلف تقسیم‌بندی شده است. شش زون در بخش بالایی کربناتی و شش زون در بخش پایینی مرز ماسه‌سنگ اهواز با کربنات‌های آسماری تعریف

و زون بزرگ‌تری را تشکیل دهند. این تفاوت‌ها به دلیل تفاوت در جنس سنگ‌ها یا به عبارت بهتر، تغییرات رخساره‌های رسوبی در زمان و مکان (طولی و عرضی) است. نتایج زون‌بندی مخزن آسماری در میدان چشمه‌خوش در چهار چاه منتخب از این میدان در شکل ۷ ارائه شده است. در این شکل زون‌بندی حاصل از دو روش خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله مراتبی تک‌پیوندی در ستون‌هایی مجزا نمایش داده شده‌اند. همچنین، زون‌بندی ترکیبی حاصل ادغام این دو خوشه‌بندی در ستون سمت راست نمودار هر چاه با کدهای Ez1 تا Ez12 به نمایش در آمده است. تطابق زون‌های تعریف شده برای این میدان نیز در شکل ۸ برای چهار چاه منتخب نمایش داده شده است. همان‌گونه که در شکل دیده می‌شود. این زون‌ها، به واسطه‌ی مشخصات ویژه نمودارهای چاه‌پیمایی خود، همگی قابلیت تطابق‌پذیری بالا و ردیابی آسان در گستره میدان دارند.

۵-۲- کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی

برای درک بهتر کیفیت هر بخش از مخزن، می‌توان از نمودارهای متقاطع استفاده کرد که متغیرهای مختلف لاگ‌ها را مقابل هم قرار می‌دهند (چهارازی و همکاران، ۲۰۱۱). این نمودارها نشان می‌دهند که چگونه ویژگی‌های مختلف خوشه‌ها یا رخساره‌های الکتریکی باهم در کنار یکدیگر قرار گرفته‌اند. سپس با ترکیب پلکانی^۱ مجموع نتایج نمودارها، می‌توان به ترتیبی کلی به رتبه‌بندی کیفیت مخزنی خوشه‌ها دست یافت. نمودارهای ذکر شده در شکل‌های ۹ و ۱۰ نمایش داده شده‌اند. با استفاده از دانش پایه‌ای درباره لاگ‌های چاه‌پیمایی (برای مثال ویلی و همکاران، ۱۹۵۶؛ شلومبرگر، ۱۹۹۱؛ رایدن، ۱۹۹۶) و نیز مقایسه‌ی مقادیر متغیرهای این شش رخساره‌ی الکتریکی با یکدیگر می‌توان درکی مقایسه‌ای از کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی مختلف به دست آورد. با این نگاه، جزئیات تحلیل داده‌های نمودارهای متقاطع در شکل‌های ۹ و ۱۰ ارائه شده است. بنابراین، ترتیب کیفیت مخزنی خوشه‌ها بر اساس الگوهای مشاهده شده در خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی می‌توان به صورت زیر پیشنهاد کرد: ۱- خوشه یا رخساره الکتریکی قهوه‌ای (بالاترین کیفیت) ۲- رخساره‌ی الکتریکی نارنجی ۳- رخساره‌ی

الکتریکی سبز ۴- رخساره‌ی الکتریکی آبی تیره ۵- رخساره‌ی الکتریکی زرد ۶- رخساره‌ی الکتریکی آبی روشن (پایین‌ترین کیفیت)، پراکندگی داده‌ها در هر رخساره نشان می‌دهد که هم‌پوشانی بین برخی رخساره‌ها در بعضی نمودارها می‌تواند حالت‌های انتقالی داشته باشد. نتایج خوشه‌بندی کا- میانگین نیز الگوی مشابهی را نشان می‌دهد. بر اساس این روش، کیفیت رخساره‌های الکتریکی از بالا به پایین به شرح زیر است: ۱- خوشه یا رخساره الکتریکی سبز (بالاترین کیفیت)؛ ۲- خوشه آبی روشن؛ ۳- خوشه نارنجی؛ ۴- خوشه آبی تیره؛ ۵- خوشه قهوه‌ای؛ ۶- خوشه زرد (پایین‌ترین کیفیت).

مقایسه نتایج دو روش خوشه‌بندی نشان می‌دهد که هر دو روش الگوهای مشابهی را نمایش می‌دهند، اما ترتیب دقیق کیفیت رخساره‌های الکتریکی بر اساس کیفیت کمی متفاوت است.

۵-۳- اعتبارسنجی کیفیت مخزنی نسبی تعیین شده برای رخساره‌های الکتریکی

نتایج حاصل از بررسی استدلالی کیفیت مخزنی خوشه‌های معرفی شده در بخش قبلی و شکل‌های ۹ و ۱۰ ارائه شد. برای اطمینان از صحت تفاسیر صورت گرفته، لازم است نتایج بدست آمده درباره ترتیب کیفیت مخزنی خوشه‌ها یا رخساره‌های الکتریکی، با داده‌های واقعی مربوط به تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌ها مقایسه شوند. این مقایسه و تفسیر در جدول ۳ به ما نشان داد که ترتیب به‌دست آمده معتبر و روش اتخاذ شده برای تعیین ترتیب کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی صحیح است.

نتایج تحلیل پلکانی کیفیت مخزنی خوشه‌بندی سلسله مراتبی (شکل ۱۰) و نیز تحلیل آماری داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه‌های این خوشه‌ها (جدول ۳) نشان می‌دهد که خوشه‌های ۱ و ۶، تخلخل و تراوایی بیشتری دارند، بهترین کیفیت را از نظر رخساره‌های الکتریکی خواهند داشت و این بخش‌ها پتانسیل بسیار زیادی برای وجود نفت یا گاز دارند. همچنین، تحلیل‌های مشابه برای خوشه‌بندی کا- میانگین، نشان می‌دهد بخش‌هایی از مخزن که شامل خوشه‌های ۲ و ۳ بودند به‌عنوان مناسب‌ترین خوشه‌ها مشخص شدند و کیفیت بالاتری داشتند.

¹ hierarchical

پژوهش، در بسیاری از موارد، به‌ویژه زمانی که داده‌های مستقیم از نمونه‌های سنگ (مغزه) در دسترس نباشند، روش خوشه‌بندی برای تقسیم‌بندی مخزن به بخش‌های مختلف، بسیار مفید واقع می‌شود و حتی می‌توان درکی مناسب از ترتیب کیفیت مخزنی زون‌ها به‌دست داد.

با ردیابی خوشه‌ها در میدان و استفاده از نتایج ذکرشده در بالا، می‌توان جمع‌بندی کرد که به‌ترتیب زون‌های Ez12، Ez8، Ez9، Ez10، Ez11 در مخزن آسماری میدان چشمه خوش، کیفیت‌مخزنی و پتانسیل تولید بالاتری دارند. نتیجه مهم دیگر این است که با اتخاذ روش‌های ذکر شده در این

نمودار پراکنش متغیر خوشه‌ها دو به دو	ترتیب کیفیت خوشه‌ها از بهترین تا ضعیف‌ترین	توضیحات
		خوشه ۱ با مقدار لاگ گامای بالا احتمالاً از جنس شیل می‌باشد این خوشه تخلخل خوب دارد ولی توان تولید ندارد و خوشه‌های ۲ و ۳ نسبت به سایر خوشه‌ها که تخلخل مناسب دارد بهترین خوشه محسوب می‌شود.
		خوشه ۴ با مقدار بالای لاگ چگالی می‌تواند از جنس دولومیتی باشد اما خوشه ۳ می‌تواند از جنس آهک یا ماسه باشد بنابراین بهترین خوشه، خوشه‌های ۳ و ۲ و ۴ هستند.
		مقدار بالای لاگ صوتی مقادیر بالای تخلخل را نشان می‌دهد مانند خوشه ۳ و ۲ از جنس آهک یا ماسه.
		خوشه‌هایی که تخلخل کم و چگالی زیاد دارند مقدار لاگ نوترون کم و لاگ چگالی بالا خواهند داشت مانند خوشه ۱ و ۵ که می‌تواند از جنس دولومیت باشد.
		خوشه‌های ۲ و ۳ به دلیل مقدار لاگ نوترون و صوتی بالا تخلخل بهتری دارند و خوشه ۵ به دلیل لاگ نوترون (تخلخل) کم می‌تواند از جنس شیل و تبخیری و یا وجود رس در مخزن باشد.
		خوشه ۴ و ۶ مقدار لاگ چگالی متوسط درواقع با تخلخل نسبتاً ضعیف عبور موج صوتی کمی دارد می‌تواند حاوی رس یا سیال باشد.
K-means خلاصه تفسیر خوشه‌بندی		مناسب‌ترین خوشه، خوشه ۲ و ۳ بدترین خوشه شماره ۵ می‌باشد خوشه ۶ و ۴ در وضعیت حد وسط دو خوشه قرار دارد.

شکل ۹. تفسیر کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده توسط خوشه‌بندی کا- میانگین
Fig. 9. Reservoir quality interpretation of electrofacies identified by using K-means clustering

توضیحات	ترتیب کیفیت خوشه‌ها از بهترین تا ضعیف‌ترین	نمودار پراکنش متغیر خوشه‌ها دو به دو
خوشه‌های ۳ با مقدار لاگ گامای بالا احتمالاً از جنس دولومیت می‌باشد این خوشه تخلخل ضعیف دارند و خوشه‌های ۱ و ۶ و ۲ نسبت به سایر خوشه‌ها که تخلخل مناسب دارد بهترین خوشه محسوب می‌شود		
خوشه ۵ با مقدار بالای لاگ چگالی می‌تواند ناشی از وجود دولومیت، رس یا تبخیری در مخزن باشد اما خوشه ۱ و ۶ می‌تواند از جنس ماسه باشد. بنابراین بهترین خوشه‌ها به ترتیب خوشه‌های ۴ و ۱ و ۶ می‌باشد		
مقدار بالای لاگ صوتی مقادیر بالای تخلخل را نشان می‌دهد مانند خوشه ۱ و ۳ بهترین خوشه‌ها و از جنس آهک یا ماسه		
خوشه‌هایی که تخلخل کمی دارند معمولاً پرچگال و مقدار لاگ نوترون کم و لاگ چگالی بالا خواهند داشت مانند خوشه ۵ و ۳ که می‌تواند از جنس دولومیت باشد خوشه ۱ و ۲ چگالی کمتری دارند و متخلخل هستند		
خوشه‌های ۴ و ۱ به دلیل مقدار لاگ نوترون و صوتی بالا تخلخل بهتری دارند و می‌تواند از جنس ماسه باشند. خوشه ۳ و ۵ به دلیل لاگ نوترون (تخلخل) کم ناشی از جنس دولومیت و تبخیری و یا وجود رس در مخزن باشد.		
خوشه ۴ و ۵ مقدار لاگ چگالی متوسط درواقع با تخلخل نسبتاً ضعیف عبور موج صوتی کمی دارد می‌تواند حاوی رس یا سیال و دولومیتی باشد. خوشه ۴ و ۳ و ۱ با کیفیت خوب		
مناسب‌ترین خوشه، خوشه ۱ و ۶ بدترین خوشه شماره ۳ می‌باشد خوشه ۴ در وضعیت حد وسط قرار دارد		خلاصه تفسیر خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک پیوندی

شکل ۱۰. تفسیر کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی شناسایی‌شده توسط خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک پیوندی

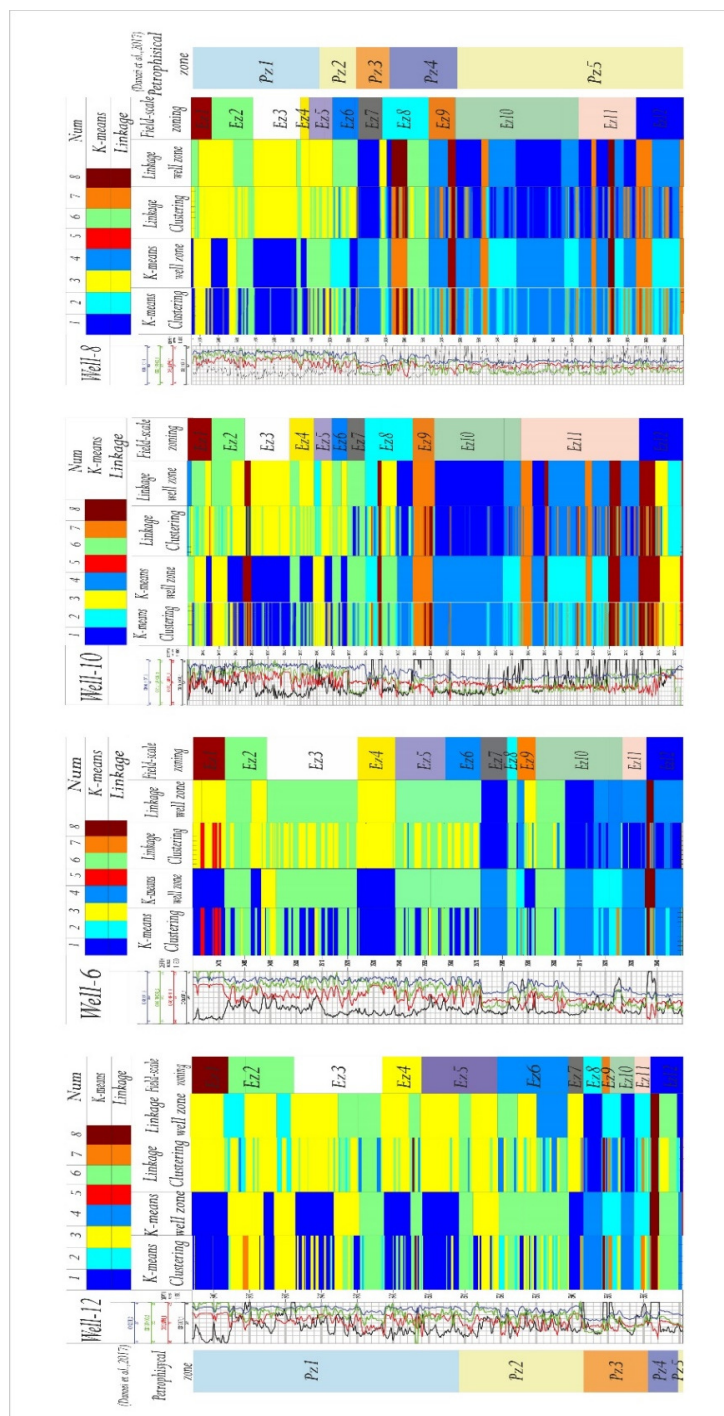
Fig. 10. Reservoir quality interpretation of electrofacies identified by using single-linkage hierarchical clustering

۵-۴- مقایسه زون‌بندی پتروفیزیکی میدان چشمه خوش با زون‌بندی بر مبنای رخساره‌های الکتریکی در پژوهشی که دارائی و همکاران در سال ۲۰۱۷، با هدف شناسایی و تفکیک زون‌های مخزنی آسماری در میدان چشمه خوش و پیش‌بینی و گروه‌بندی این بخش‌ها در سطح میدان انجام دادند، از روش‌های پتروفیزیکی همچون نشانگر واحد جریانی (FZI) و نمودار اصلاح شده لورنز (SMLP) برای زون‌بندی میدان چشمه خوش بهره گرفته شد. در پژوهش ایشان، با ترکیب روش‌های پتروفیزیکی، زون‌های مخزنی با توجه به ویژگی‌های پتروفیزیکی به دقت تفکیک شدند. در مطالعه‌ی مذکور، پنج زون مخزنی شناسایی شد. اما در مطالعه‌ی کنونی، با تحلیل دقیق‌تر داده‌ها و استفاده از روش‌های خوشه‌بندی داده‌های لاگ‌های چاه‌پیمایی، تعداد زون‌های مخزنی در میدان

خوش با زون‌بندی بر مبنای رخساره‌های الکتریکی در پژوهشی که دارائی و همکاران در سال ۲۰۱۷، با هدف شناسایی و تفکیک زون‌های مخزنی آسماری در میدان چشمه خوش و پیش‌بینی و گروه‌بندی این بخش‌ها در سطح میدان انجام دادند، از روش‌های پتروفیزیکی همچون نشانگر واحد جریانی (FZI) و نمودار اصلاح شده لورنز

بین زون‌بندی حاصل از رخساره‌های الکتریکی و زون‌های به‌دست‌آمده از روش پتروفیزیکی دارائی و همکاران (۲۰۱۷)، نمایش می‌دهد.

چشمه‌خوش به دوازده زون افزایش یافت. دلیل این تفاوت، محدودیت اطلاعات در روش اول (زون‌بندی پتروفیزیکی توسط دارائی و همکاران) بود. شکل ۱۱، مقایسه‌ی نتایج



شکل ۱۱. مقایسه نتایج زون‌بندی مخزن آسماری در میدان چشمه‌خوش با استفاده از دو روش مجزای زون‌بندی بر مبنای رخساره‌های الکتریکی (این مطالعه) و زون‌بندی پتروفیزیکی، زون‌های شناسایی‌شده توسط دارائی و همکاران (۲۰۱۷) با کدهای Pz1 تا Pz5 مشخص شده‌اند.

Fig. 11. Comparison of results from two separate reservoir zonation of the the Asmari in the Cheshmekhosh field including the electrofacies-based zonation (current study) and petrophysical zonation (Daraei et al., 2017). Reservoir zones identified by Daraei et al. (2017) are labelled as Pz1 to Pz5.

جدول ۳. صحت‌سنجی اعتبار روش خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله‌مراتبی با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه

Table 3. Validation of K-means and single-linkage hierarchical clustering methods using core porosity and permeability data.

تراوایی میانگین	تخلخل میانگین	تعداد داده‌های هر خوشه	خوشه‌ها در روش کا- میانگین
356.38	11.58	395	1
5733.72	24.38	57	2
712.32	15.50	35	3
903.95	14.33	212	4
98.16	11.56	165	5
1219.04	15.02	12	6
تراوایی میانگین	تخلخل میانگین	تعداد داده‌های هر خوشه	خوشه‌ها در روش سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی
6508.1	24.47	45	1
847.7	16.36	55	2
401.1	11.21	52	3
720.8	14.40	175	4
393.4	11.76	540	5
1465.6	18.3	9	6

پیمایی در صورت اتخاذ روش مناسب زون‌بندی از کیفیت، صحت و قابلیت تفکیک‌پذیری بالاتری برخوردار هستند.

۵-۵- مشخصات رسوب‌شناسی-پتروفیزیکی

زون‌های مخزنی و تعیین زون‌های سرعت

در این بخش، در ابتدا زون‌های مخزنی شناسایی شده در میدان، معرفی و سپس زون‌های سرعت میدان معرفی و توصیف می‌شوند.

زون مخزنی شماره یک (EZ1): این زون در چاه ۸، که در این مطالعه، به‌عنوان چاه مرجع برای توصیفات در نظر گرفته شده است، در محدوده عمقی ۳۴۲۶ تا ۳۴۳۶ متری با ضخامت ۱۰/۹۷ متر قرار دارند. میانگین مقادیر لاگ گاما، نوترون، چگالی و لاگ صوتی برای این زون به ترتیب ۴۷/۰۷، ۰/۱۰، ۲/۷، ۵۵/۶ (واحدهای استاندارد) می‌باشد. رخساره‌های رسوبی این زون بیشتر نمایانگر محیط‌های نواحی بین جزرومدی و زیر جزرومدی بوده و از دولومیت و سنگ‌آهک دولومیتی تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی مرتبط با آن MF7 و MF2 هستند که معمولاً بصورت گل‌غالب می‌باشند. دولومیتی‌شدن در این رخساره‌های رسوبی فراگیر است. فراوانی رخساره‌های الکتریکی این زون و دیگر زون‌ها در شکل ۱۲ ارائه شده است.

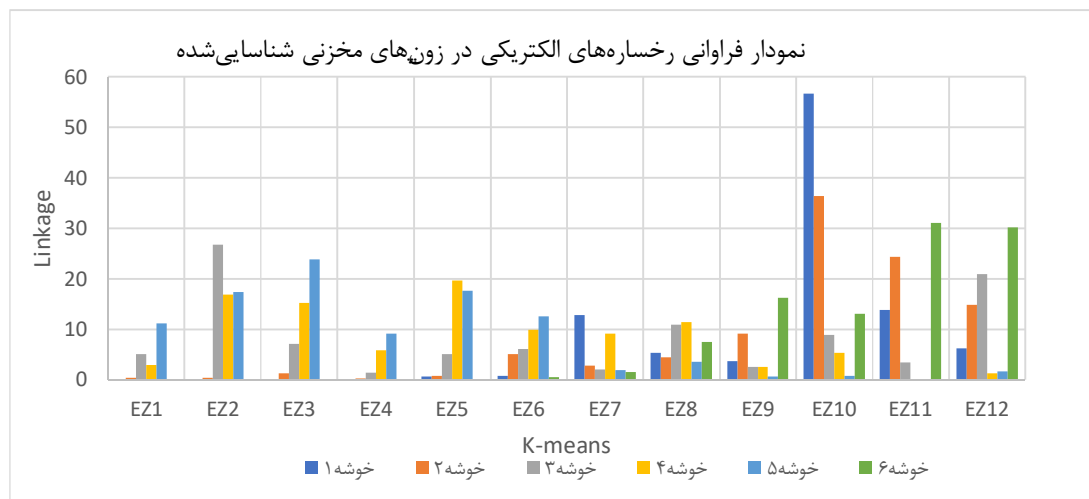
زون مخزنی شماره دو (EZ2): این زون، در محدوده عمقی ۳۴۳۷ تا ۳۴۵۹ متر با ضخامت ۲۲،۸۶ متر قرار دارند. میانگین مقادیر لاگ‌ها این زون به ترتیب ۳۶/۲۴،

یکی از تفاوت‌های مهم این دو روش در نحوه‌ی تقسیم‌بندی مناطق Ez1 تا Ez12 است. به‌عنوان مثال، در روش پتروفیزیکی، مناطق Ez1 تا Ez4 به‌عنوان یک منطقه‌ی واحد (Pz1) در نظر گرفته شده بودند؛ درحالی‌که در روش خوشه‌بندی، این زون به چهار زون مجزا تفکیک شده و علت این تفاوت، کمبود داده‌های مغزه در این بخش‌ها بوده است؛ به‌نحوی‌که نتایج حاصل از زون‌بندی پتروفیزیکی که وابسته به کیفیت داده‌های سنگی مستقیم (داده‌های آنالیز روتین مغزه) است، را تحت تأثیر قرار داده است و با وجود دقت روش استفاده شده، نتایج آن از واقعیت میدان مقداری فاصله دارند. همچنین، منطقه Ez5 در چاه ۸ به‌عنوان بخشی از منطقه‌ی Pz1 شناسایی شد. علت این امر آن است که نمودار خوشه‌بندی، مرزهای دقیق این منطقه را به‌وضوح نشان داده است، درحالی‌که روش نمودار اصلاح شده لورنز (SMLP) قادر به تشخیص این مرزها نبوده است؛ بنابراین، این بازه در چاه ۸ کمترین ضخامت را دارد و در چاه‌های دیگر با ضخامت مشابهی حفظ می‌شود که ممکن است باعث نامحسوس‌شدن این ناحیه در زون‌بندی روش نمودار اصلاح شده لورنز (SMLP) شده باشد. همچنین در چاه ۱۱، به‌دلیل نبود داده‌های کافی، اطلاعات مربوط به زون‌های EZ8 تا EZ12 در دسترس نبوده است؛ بنابراین روش پتروفیزیکی مبتنی بر داده‌های سنگی قادر به زون‌بندی اینتروال‌های این بخش از مخزن نبوده است؛ بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که زون‌بندی‌های مخزنی مبتنی بر داده‌های لاگ‌های چاه

دارند. میانگین مقادیر لاگ‌های این زون به ترتیب ۲۶/۸۵، ۰/۰۶، ۲/۷ و ۵۵/۱ است. بیشتر نمایانگر محیط‌های لاگون، نواحی بین جزرومدی، زیر خط جزرومدی، و برخی نواحی شول است و از دولومیت و سنگ‌آهک دولومیتی تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی مرتبط شامل MF2، MF7، MF6 و MF3 هستند که معمولاً به صورت دانه‌پشتیبان و گل‌غالب دیده می‌شوند. دیاژنز غالب این زون، دولومیتی‌شدن است و فرآیندهای فشردگی، سیمانی‌شدن کلسیتی و دولومیتی، و میکرایتی‌شدن نقش مهمی دارند. در رخساره‌های رسوبی MF3 و MF6، تشکیل سیمان کلسیتی و انحلال جزئی بایوکلاست‌ها همراه با دولومیتی‌شدن مشاهده می‌شود.

۰/۰۹۳، ۲/۷، ۵۵/۷ است. رخساره رسوبی این زون بیشتر نمایانگر محیط‌های شول و نواحی زیر خط جزرومدی است و معمولاً از دولومیت، سنگ‌آهک، و سنگ‌آهک دولومیتی تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی مرتبط شامل MF7، MF2 و MF6 هستند که از نظر رسوب‌شناسی، معمولاً به صورت گل‌غالب تا دانه‌پشتیبان بوده و از نظر جورشدگی، خوب تا متوسط هستند. دیاژنز غالب شامل فرآیندهای سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، و انحلال است. در این رخساره‌های رسوبی، سیمانی‌شدن کلسیتی و دولومیتی نیز ممکن است رخ دهد.

زون مخزنی شماره سه (EZ3): این زون در محدوده عمقی ۳۴۶۰ تا ۳۴۸۴ با ضخامت ۲۴/۸۴ متر گسترش



شکل ۱۲. نمودار فراوانی رخساره‌های الکتریکی برای خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله مراتبی تک پیوندی.

Fig. 12. Frequency diagram of electrofacies using K-means and single-linkage hierarchical clustering.

میانگین مقادیر لاگ‌ها در این زون به ترتیب ۴۰/۴۷، ۰/۱۲، ۲/۶ و ۵۸/۵۶ واحد می‌باشند. غنی از رخساره استروماتولیتی و شول و بیشتر معرف محیط‌های نواحی جزرومدی است. سنگ‌شناسی این زون عمدتاً از دولومیتی است. رخساره‌های رسوبی مرتبط مدتهاً MF6 و به طور محدود MF2 و MF7 هستند که معمولاً دارای بافت دانه‌پشتیبان می‌باشند. دیاژنز غالب دولومیتی‌شدن، میکرایتی‌شدن و انحلال است.

زون مخزنی شماره شش (EZ6): این زون در عمق ۳۵۰۲ تا ۳۵۱۲ با ضخامت ۱۰/۸۲ متر گسترش یافته است. میانگین مقادیر لاگ‌ها به ترتیب ۳۷/۶۱، ۰/۱۵، ۲/۵۵ و ۶۳ واحد است. این زون عمدتاً معرف محیط‌های رمپ

زون مخزنی شماره چهار (EZ4): این زون در محدوده عمقی ۳۴۸۵ تا ۳۴۸۹ با ضخامت ۴/۷ متر قرار دارد. میانگین مقادیر لاگ‌های این زون به ترتیب ۳۵/۸۵، ۰/۰۸، ۲/۷۳ و ۵۵/۱ واحد می‌باشند. این زون بیشتر معرف محیط‌های شول و نواحی زیر خط جزرومدی است و عمدتاً از دولومیت و سنگ‌آهک دولومیتی تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی MF7 و MF6 که معمولاً دارای بافت دانه‌پشتیبان تا گل‌غالب هستند، با EZ4 مرتبط می‌باشند. دیاژنز غالب در این زون، دولومیتی‌شدن جانشینی، تشکیل سیمان کلسیتی و تراکم است.

زون مخزنی شماره پنج (EZ5): این زون در محدوده عمقی ۳۴۹۰ تا ۳۵۰۱ با ضخامت ۱۱/۸۸ متر قرار دارد.

دلتایی بوده و کاملاً از جنس ماسه‌سنگی است. رخساره رسوبی مرتبط PF-1 می‌باشد. دانه‌های کوارتز با جورشدگی و گردشدگی خوب از ویژگی‌های این زون است. در توالی سازند آسماری به نام عضو ماسه‌سنگی اهواز شناخته می‌شود. دیاژنز غالب در این زون تراکم فیزیکی و شیمیایی، تشکیل سیمان سیلیسی و دگرسانی کانی‌ها است.

زون مخزنی شماره یازده (EZ11): این زون در محدوده عمقی ۳۶۳۵ تا ۳۶۶۴ با ضخامت ۲۹/۸۷ متر گسترش دارد. میانگین مقادیر لاگ‌های این زون به ترتیب ۶۷/۳، ۰/۱۷، ۲/۳۲ و ۸۰/۶ واحد می‌باشد. بیشتر نمایانگر محیط‌های نواحی دلتایی بوده و بطور غالب از ماسه‌سنگ تشکیل شده است. رخساره رسوبی مرتبط PF-1 است. دیاژنز غالب در رخساره‌های رسوبی این زون تراکم فیزیکی و شیمیایی، تشکیل سیمان سیلیسی و دگرسانی کانی‌ها است.

زون مخزنی شماره دوازده (EZ12): این زون در محدوده عمقی ۳۶۶۵ تا ۳۶۸۹ با ضخامت ۲۴/۶۸ متر گسترش یافته است. میانگین مقادیر لاگ‌ها در این زون به ترتیب ۴۳/۸۵، ۰/۱۹، ۲/۳۶ و ۷۹ واحد است. این زون عمدتاً معرف محیط‌های دلتایی بوده و کاملاً ماسه‌سنگی است. رخساره رسوبی مرتبط با این زون، PF-1 بوده و از نظر ویژگی‌ها مشابه رخساره الکتریکی EZ10 است.

ترکیب اطلاعات حاصل از آنالیز رسوب‌شناختی رخساره‌ای رسوبی سازند آسماری در میدان چشمه‌خوش با مشخصات پتروفیزیکی زون‌های مخزنی حاصل از آنالیز خوشه‌بندی لاگ‌های چاه‌پیمایی این میدان نشان می‌دهد که زون‌های سرعت در این میدان که شامل Ez10، Ez11، Ez12، Ez9، Ez8 (در زون‌بندی پتروفیزیکی دارائی و همکاران (۲۰۱۷)، PZ4، PZ5، PZ3)، عمدتاً از رخساره‌های رسوبی PF-1، MF-6، MF-2، MF-7 و MF-9 تشکیل شده‌اند. همچنین بررسی‌ها نشان می‌دهد که زون‌های سرعت در این میدان عمدتاً از رخساره‌های الکتریکی ۲ و ۳ (در خوشه‌بندی کا- میانگین) یا رخساره‌های الکتریکی ۱ و ۶ (در خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی) تشکیل شده‌اند. مطالعات پتروگرافی نشان می‌دهد که رخساره‌های رسوبی باکیفیت در این میدان، به دلیل وجود تخلخل بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری با تراوایی خوب تا زیاد، ماتریکس کم و فاقد سیمان و نیز فرایندهای دیاژنزی دولومیتی‌شدن، انحلال و شکستگی، کیفیت مخزنی بهتری نسبت به رخساره‌های

میانی، زیر جزرومدی و شول بوده و اغلب از دولومیت یا آهک دولومیتی تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی مرتبط عمدتاً MF9، MF2، MF7 و در حجم کمتر MF6 هستند و حاوی فرامینی‌فرهای بنتیک هیالین با اندازه بزرگ بوده که معمولاً بافت گل‌غالب دارند. دیاژنز غالب در این بخش شامل دولومیتی‌شدن، میکرایتی‌شدن و انحلال می‌باشد.

زون مخزنی شماره هفت (EZ7): این زون در عمق ۳۵۱۳/۰۲۰۴ تا ۳۵۲۹/۹۳۶۸ با ضخامت ۱۶/۹۱ متر گسترش یافته است. متوسط مقادیر لاگ‌ها در این زون به ترتیب ۳۹/۲، ۰/۱۵، ۲/۳۳ و ۷۸/۱ واحد است. این زون عمدتاً معرف محیط‌های دلتایی، زیر جزرومدی و بین جزرومدی بوده و از دولومیت و ماسه‌سنگ تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی مرتبط با آن MF7، PF-1 و MF2 هستند که آثاری از حمل و نقل و شرایط پراورزی در دانه‌های رسوبی مشاهده می‌شود. دیاژنز غالب در این بخش دولومیتی‌شدن، انحلال، تراکم و سیمانی‌شدن می‌باشد.

زون مخزنی شماره هشت (EZ8): این زون در محدوده عمقی ۳۵۳۰ تا ۳۵۵۴ با ضخامت ۲۴/۸۱ متر گسترش یافته است. میانگین مقادیر لاگ‌های این زون به ترتیب ۵۳/۵، ۰/۱۸، ۲/۵ و ۷۰/۶ واحد است. این زون عمدتاً معرف محیط‌های رمپ میانی، دلتایی و بین جزرومدی بوده و از دولومیت، سنگ‌آهک دولومیتی و ماسه‌سنگ تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی عمده MF9، MF2، PF-1 هستند. دیاژنز غالب در آن دولومیتی‌شدن، انحلال، تراکم، سیمانی‌شدن و میکرایتی‌شدن می‌باشد.

زون مخزنی شماره نه (EZ9): این زون در محدوده عمقی ۳۵۵۵ تا ۳۵۶۸ با ضخامت ۱۳/۸۶ متر گسترش دارد. میانگین مقادیر لاگ‌ها در این زون به ترتیب ۸۲/۲۳، ۰/۲۰، ۲/۳۹ و ۷۹/۶ واحد می‌باشد. این زون بیشتر نمایانگر محیط‌های نواحی شول، بین جزرومدی و نواحی رمپ میانی بوده و اغلب از دولومیت و سنگ‌آهک تشکیل شده است. رخساره‌های رسوبی مرتبط MF6، MF2، MF9 و PF-1 هستند. دیاژنز غالب این زون دولومیتی‌شدن، انحلال، تراکم و سیمانی‌شدن است.

زون مخزنی شماره ده (EZ10): این زون در محدوده عمقی ۳۵۶۹ تا ۳۶۳۴ با ضخامت ۶۵/۸۳ متر گسترش دارد. میانگین مقادیر لاگ‌های این زون به ترتیب ۴۸/۳۸، ۰/۱۶، ۲/۳ و ۸۰ واحد می‌باشد. بیشتر نمایانگر محیط‌های

۶- نتیجه‌گیری

در این پژوهش، رویکرد جدید و ترکیبی برای شناسایی سریع و اقتصادی مخازن کربناتی ارائه شد. با بهره‌گیری از داده‌های حاصل از چاه‌پیمایی و بدون نیاز به نمونه‌برداری مستقیم از سنگ‌های مخزن، امکان تفکیک دقیق مناطق باکیفیت مخزنی زیاد در سازند آسماری میدان چشمه خوش فراهم آمد. با به‌کارگیری الگوریتم‌های خوشه‌بندی پیشرفته مانند کا-میانگین (K-means) و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی (Single-linkage hierarchical)، تقسیم‌بندی دقیق‌تری نسبت به مطالعات پتروفیزیکی پیشین (دارائی و همکاران، ۲۰۱۷) ارائه شد و در نتیجه، درک بهتری از ویژگی‌های پتروفیزیکی هر بخش از مخزن حاصل شد. برخی از نتایج این مطالعه می‌توان به این‌صورت اشاره کرد:

- ادغام نتایج خوشه‌بندی کا- میانگین و سلسله‌مراتبی تک‌پیوندی امکان تعریف دوازده زون مخزنی متمایز (Ez1 تا Ez12) را فراهم کرد که می‌توان آن‌ها را به‌طور مطمئن در سراسر میدان ردیابی کرد.

- تعیین کیفیت مخزنی نسبی زون‌های شناسایی شده نشان داد که زون‌های مخزنی باکیفیت زیاد یعنی زون‌های سرعت (Ez8, Ez9, Ez12, Ez11, Ez10) با رخساره‌های رسوبی PF-1, MF-6, MF-2, MF-7, MF-9 مرتبط هستند که ویژگی‌های مطلوبی مانند تخلخل بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری بالا، تراوایی زیاد، ماتریکس حادقلی و تغییرات دیاژنتیکی مطلوب (دولومیتی‌شدن و انحلال) نشان می‌دهند.

نتایج این مطالعه می‌تواند کاربردهای گسترده‌ای در صنعت نفت و گاز داشته باشد. با استفاده از این روش، می‌توان به سرعت و با هزینه کمتر، توصیف دقیقی از مخزن تهیه کرد و در نتیجه، برنامه‌ریزی تولید را بهبود بخشید و بازیافت نفت را افزایش داد.

برای توسعه‌ی بیشتر این پژوهش، پیشنهاد می‌شود که در مطالعات آتی، تأثیر عوامل ساختاری بزرگ‌مقیاس همچون گسل‌ها و شکستگی‌ها، و نیز چینه‌نگاری سکانشی بر ویژگی‌های مخزن بررسی شود و این عوامل در مدل‌سازی مخزن لحاظ شوند. همچنین، می‌توان از این روش در مطالعه‌ی مخازن کربناتی دیگر، چه در حوضه زاگرس و چه در مناطق دیگر جهان، استفاده کرد تا بدین ترتیب، قابلیت تعمیم‌پذیری و کارایی این روش در شرایط زمین‌شناسی مختلف ارزیابی شود.

هم‌ارز در دیگر اینتروال‌های میدان نشان می‌دهند. لازم به ذکر است که رخساره‌ی رسوبی PF-1 رخساره آواری سازند آسماری است و به‌دلیل ماهیت ماسه‌ای سست و عدم وجود سیمان، بیشترین تخلخل و تراوایی میدان را دارد و سازنده بهترین زون‌های مخزنی میدان (Ez10 تا Ez12) است. بیشترین تغییرات دیاژنتیکی در سازند آسماری میدان چشمه‌خوش، به‌ویژه آن‌هایی که برکیفیت مخزن تأثیر می‌گذارند، تحت شرایطی رخ داده‌اند که دیاژنز مستقیماً از محیط رسوب‌گذاری اولیه تأثیر گرفته است. این تأثیر مستقیم در همه رخساره‌های رسوبی و بخش‌های مختلف مخزن به یک شکل اعمال نشده و بسته به پراکندگی و ضخامت هر رخساره‌ی رسوبی و نقش محیط رسوب‌گذاری به‌عنوان عامل کلیدی در کنترل کیفیت مخزن تغییر می‌کند. به بیان دیگر، این تغییرات دیاژنتیکی عمدتاً در مراحل ابتدایی دفن سنگ‌ها (ائوژنز) شکل گرفته است. انحلال و دولومیتی‌شدن که به‌طور گسترده در رخساره‌های رسوبی مورد بررسی دیده می‌شود، نقش برجسته‌ای در بهبود کیفیت مخزن داشته‌اند. گسترش این دو فرایند که به‌طور مستقیم تحت تأثیر شرایط محیطی شکل گرفته‌اند، آن‌ها را به عوامل مهمی در کنترل کیفیت مخزن تبدیل کرده است. با این حال، دولومیتی‌شدن در سازند آسماری هم‌زمان با رسوب‌گذاری یا در مراحل آغازین دفن اتفاق افتاده و آثار مثبتی بر کیفیت مخزن برجای گذاشته است (دارائی و همکاران، ۲۰۲۳). شکستگی‌ها نیز نقشی مؤثر در کنترل ناحیه‌ای کیفیت مخزن ایفا می‌کنند (مک‌کویلن، ۱۹۹۱) ولی در این میدان آثار مشهودی از شکستگی مشاهده نمی‌شود. باتوجه به اینکه اکثر تغییرات دیاژنتیکی تأثیرگذار برکیفیت مخزنی در مراحل اولیه‌ی دفن رخ داده‌اند، اهمیت محیط رسوب‌گذاری به‌عنوان عامل اصلی کنترل کیفیت مخزن افزایش می‌یابد. رخساره‌های آواری دانه‌درشت (PF-1)، بهترین پتانسیل تشکیل مخزن دارند و تغییرات دیاژنتیکی در این رخساره‌ها نیز تحت تأثیر شرایط اولیه‌ی دفن (ائوژنز) شکل گرفته است؛ بنابراین می‌توان محیط رسوب‌گذاری را به عنوان عامل اصلی در کنترل کیفیت مخزنی در این رخساره‌ها دانست. به طور کلی، هرچه گستره‌ی جانبی و ضخامت رخساره‌های رسوبی از نوع ماسه‌سنگی در میدان چشمه‌خوش بیشتر باشد، کیفیت مخزنی بهتر خواهد بود و این دو عامل کاملاً تحت تأثیر شرایط رسوب‌گذاری قرار دارند.

۷- تشکر و قدردانی

دانشگاه تحصیلات تکمیلی علوم پایه زنجان امکانات لازم برای انجام این پژوهش را فراهم نموده است که بدین وسیله از ایشان قدردانی می‌شود. نویسندگان مقاله مراتب سپاس خود را از شرکت ملی نفت مناطق مرکزی ایران برای در اختیار قرار دادن داده‌های لازم برای انجام این پژوهش را ابراز می‌دارند. از سردبیر محترم و اعضای هیئت تحریریه نشریه رسوب‌شناسی کاربردی به جهت تلاش‌ها و زحمات ایشان تشکر می‌شود.

References

- Berberian, M., and King, G. C. P (1981) Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian journal of earth sciences*, 18: 210-265. doi.org/10.1139/e81-163.
- Beydoun, Z. R., Clarke, M. H., and Stoneley, R (1992) Petroleum in the Zagros basin: a late tertiary foreland basin overprinted onto the outer edge of a vast hydrocarbon-rich paleozoic-mesozoic passive-margin shelf. *American Association of Petroleum Geologists Special*, 55: 309-339.
- Booler, J., and Tucker, M. E (2002) Distribution and geometry of facies and early diagenesis: the key to accommodation space variation and sequence stratigraphy: Upper Cretaceous Congost Carbonate platform, Spanish Pyrenees. *Sedimentary Geology*, 146: 225-247. doi.org/10.1016/S0037-0738 (01)00120-8.
- Bordenave, M. L (2014) Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan region. *Oil and Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole (Rev. IFP)*, 6: 727-752. doi.org/10.2516/ogst:1995044.
- Bordenave, M. L., and Hegre, J. A (2010) Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society, London, Special Publications*, 330: 291-353. doi.org/10.1144/SP330.14.
- Brachert, T. C., Hultsch, N., Knoerich, A. C., Krautworst, U. M., and Stückrad, O. M (2001) Climatic signatures in shallow-water carbonates: high-resolution stratigraphic markers in structurally controlled carbonate buildups (Late Miocene, southern Spain). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 175: 211-237. doi.org/10.1016/S0031-0182 (01)00373-X.
- Burchette, T. P., and Wright, V. P (1992) Carbonate ramp depositional systems. *Sedimentary geology*, 79: 3-57. doi.org/10.1016/0037-0738 (92)90003-A.
- Buxton, M. W. N., and Pedley, H. M (1989) Short paper: a standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps. *Journal of the Geological Society*, 146: 746-748. doi.org/10.1144/gsjgs.146.5.0746.
- Chehrizi, A., Rezaee, R., and Rahimpour, H (2011) Pore-facies as a tool for incorporation of small-scale dynamic information in integrated reservoir studies. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8: 202-224. doi.org/10.1088/1742-2132/8/2/008.
- Daraei, M., Bayet-Goll, A., and Ansari, M (2017) An integrated reservoir zonation in sequence stratigraphic framework: A case from the Dezful Embayment, Zagros, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154: 389-404. doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.038.
- Abdalameer, A. K., Alswaiti, M., Alsudani, A. A., and Isa, N. A. M (2022) A new validity clustering index-based on finding new centroid positions using the mean of clustered data to determine the optimum number of clusters. *Expert Systems with Applications*, 191: 116329. doi.org/10.1016/j.eswa.2021.116329.
- Adabi, M. H., Zohdi, A., Ghabeishavi, A., and Amiri-Bakhtiyar, H (2008) Applications of nummulitids and other larger benthic foraminifera in depositional environment and sequence stratigraphy: an example from the Eocene deposits in Zagros Basin, SW Iran. *Facies*, 54: 499-512. doi.org/10.1007/s10347-008-0151-7.
- Alavi, M (2004) Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American journal of Science*, 304: 1-20. doi.org/10.2475/ajs.304.1.1.
- Alavi, M (2007) Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran. *American Journal of Science*, 308: 104-104.
- Al-Mudhafar, W. J., VoThanh, H., Wood, D. A., and Min, B (2024) Stochastic lithofacies and petrophysical property modeling for fast history matching in heterogeneous clastic reservoir applications. *Scientific Reports*, 14: 22. doi.org/10.1038/s41598-023-50853-3.
- Aqrawi, A. A. M., Keramati, M., Ehrenberg, S. N., Pickard, N., Moallemi, A., Svåná, T., and Oxtoby, N. H (2006) The origin of dolomite in the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 29: 381-402. doi.org/10.1111/j.1747-5457.2006.00381.x.
- Archie, G. E (1950) Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 34: 943-961.
- Bagherpour, B., and Vaziri, M. R (2012) Facies, paleoenvironment, carbonate platform and facies changes across Paleocene Eocene of the Taleh Zang Formation in the Zagros Basin, SW-Iran. *Historical Biology*, 24: 121-142. doi.org/10.1080/08912963.2011.587185.

- Daraei, M., Talebi, E., and Navidtalab, A (2023) The role of heterogeneity controls in shaping the Asmari Formation reservoirs in the Zagros region, Iran: insights for regional characterization. *Geopersia*, 13: 385-414.
- Dickson, J. A. D (1965) A modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, 205: 587. doi.org/10.1038/205587a0.
- Dunham, R. J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional textures. *American Association of Petroleum Geologists*, 108-121 p. doi.org/10.1306/M77973.
- Ebanks, Jr. W. J (1987) Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1: 521-522.
- Ehrenberg, S. N., Pickard, N. A. H., Laursen, G. V., Monibi, S., Mossadegh, Z. K., Svânå, T. A., and Thirlwall, M. F (2007) Strontium Isotope Stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 30: 107-128. doi.org/10.1111/j.1747-5457.2007.00107.x.
- Embry, A. F., and Klovan, J. E (1971) A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 19: 730-781. doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- Farsadnia, F., and Ghahreman, B (2015) Using hierarchical clustering in order to increase efficiency of self-organizing feature map to identify hydrological homogeneous regions for flood estimation. *Water and Soil*, 29: 1207-1218. (in Persian). doi.org/10.22067/jsw.v29i5.34143.
- Flügel, E (2004) *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*. Springer Verlag Berlin Heidelberg, 976p. doi.org/10.1007/978-3-662-08726-8_5.
- Flügel, E (2010) *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*. Springer Verlag Berlin, 976p. doi.org/10.1007/978-3-662-08726-8.
- Ghazban, F (2007) *Petroleum Geology of the Persian Gulf*. Tehran University and National Iranian Oil Company Publications Tehran, 722p.
- Ghesmoune, M., Lebbah, M., Azzag, H (2016) State-of-the-art on clustering data streams. *Big Data Analytics*, 1: 1-27. doi.org/10.1186/s41044-016-0011-3.
- Hasan, B. M. S., and Abdulazeez, A. M (2021) A review of principal component analysis algorithm for dimensionality reduction. *Journal of Soft Computing and Data Mining*, 2: 20-30. doi.org/10.30880/jscdm.2021.02.01.003.
- Hennig, C (2019) Cluster validation by measurement of clustering characteristics relevant to the user. *Data analysis and applications 1: Clustering and regression, modeling-estimating, forecasting and data mining*, 2: 1-24.
- Heydari, E (2008) Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran. *Tectonophysics*, 451: 56-70. doi.org/10.1016/j.tecto.2007.11.046.
- James, G. A., and Wynd, J. G (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 49: 2182-2245.
- Jamilpour, M., Mehboubi, M., Mousavi Harami, R., Khanehbad, M., and Hamed, A (2021) Distribution of reservoir electrofacies in Asmari formation sedimentary facieses - Qale Nar oilfield. *Applied Sedimentology*, 9: 1-20. (in Persian).
- Kadkhodaie Ilkhchi, A., Rezaee, M., and Moallemi, S. A (2006) A fuzzy logic approach for estimation of permeability and rock type from conventional well log data: an example from the Kangan reservoir in the Iran Offshore Gas Field. *Journal of Geophysics and Engineering*, 3: 356-369. doi.org/10.1088/1742-2132/3/4/007.
- Lima, S. P., and Cruz, M. D (2020) A genetic algorithm using Calinski-Harabasz index for automatic clustering problem. *Revista Brasileira de Computação Aplicada*, 12: 97-106. doi.org/10.5335/rbca.v12i3.11117.
- Mary, S. A. L., Sivagami, A. N., and Rani, M. U (2015) Cluster validity measures dynamic clustering algorithms. *Asian Research Publishing Network. Journal of Engineering and Applied Sciences*, 10: 4009-4012.
- McQuarrie, N (2004) Crustal scale geometry of the Zagros fold-thrust belt, Iran. *Journal of structural Geology*, 26: 519-535. doi.org/10.1016/j.jsg.2003.08.009.
- McQuillan, H (1991) The role of basement tectonics in the control of sedimentary facies, structural patterns and salt plug emplacements in the Zagros fold belt of southwest Iran. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, 5: 453-463. doi.org/10.1016/0743-9547(91)90061-2.
- Moradi, M., Moussavi Harami, S. R., and Sadeghi, G. O (2015) Geostatic Modeling of the Asmari Reservoir in Mansuri Oil Field Using RMS Software. *Petroleum Research Journal*, 84: 173-185. doi.org/10.22078/pr.2015.558.
- Motiei, H (2003) *Geology of Iran: Stratigraphy of Zagros*. Geological survey of Iran Thehran, 583 p. (in Persian).
- Mousavi, S. A., Vaziri Moghadam, H., Salehi, M. A., Shabafrouz, S., Qanawati, M., Kiaresh, S (2022) Biostratigraphy and Microfacies of the Asmari Formation in the Mansourabad Oilfield, Southwest of Iran, Southwestern Iran. *Applied Sedimentology*, 10: 194-209. (In Persian). doi.org/10.22084/psj.2022.26282.1353.
- Nie, F., Wang, C. L., and Li, X (2019) K-multiple-means: A multiple-means clustering method

- with specified k clusters. In Proceedings of the 25th ACM SIGKDD international conference on knowledge discovery and data mining, 959-967. doi.org/10.1145/3292500.3330846.
- Oti, E. U., Olusola, M. O., Esemokumo, P. A., and Enogwe, S. U (2021) K-Means Clustering Method That Generates Initial Cluster Centers And Also Updates Cluster Centroids. Journal of Basic Physical Research, 10: 139-148.
- Pedley, M (1998) A review of sediment distributions and processes in Oligo-Miocene ramps of southern Italy and Malta (Mediterranean divide). Geological Society, London, Special Publications, 149: 163-179. doi.org/10.1144/GSL.SP.1999.149.01.09.
- Pomar, L (2001) Types of carbonate platforms: a genetic approach. Basin research, 13: 313-334. doi.org/10.1046/j.0950-091x.2001.00152.x.
- Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Navidtalab, A., Omidvar, M., Enayati-Bidgoli, A. H., Sonei, R., Izadi-Mazidi, E (2013) Palaeo-exposure surfaces in Cenomanian-santonian carbonate reservoirs in the Dezful embayment, SW Iran. Journal of Petroleum Geology, 36: 335-362. doi.org/10.1111/jpg.12560.
- Rezaee, M. R., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., and Alizadeh, P. M (2008) Intelligent approaches for the synthesis of petrophysical logs. Journal of Geophysics and Engineering, 5: 12-26. doi.org/10.1088/1742-2132/5/1/002.
- Rider, M. H (1996) The geological interpretation of well logs, 2nd ed. Gulf Publishing Company Houston, 280p.
- Schlumberger, C (1991) Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications. Schlumberger Educational Services, 203p.
- Sepehr, M., and Cosgrove, J. W (2004) Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran. Marine and Petroleum geology, 21: 829-843. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006.
- Serra, O. T., and Abbott, H. T (1980) The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. Society of Petroleum Engineers Journal, 22: 117-131. doi.org/10.2118/9270-PA.
- Sharland, P. R., Casey, D. M., Davies, R. B., Simmons, M. D., and Sutcliffe, O. E (2001) Arabian plate sequence stratigraphy revisions to SP2. GeoArabia, 9: 199-214. doi.org/10.2113/geoarabia0901199.
- Sherkati, S., and Letouzey, J (2004) Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. Marine and petroleum geology, 21: 535-554.
- Sherkati, S., Letouzey, J., and Frizon de Lamotte, D (2006) Central Zagros fold-thrust belt (Iran): New insights from seismic data, field observation, and sandbox modeling. Tectonics, 25: 1-27. doi.org/10.1029/2004TC001766.
- Van Buchem, F. S. P., Allan, T. L., Laursen, G. V., Lotfpour, M., Moallemi, A., Monibi, S., and Vincent, B (2010) Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran. Geological Society, London, Special Publications, 329: 219-263. doi.org/10.1144/SP329.10.
- Vaziri-Moghaddam, H., Kimiagari, M., and Taheri, A (2006) Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran. Facies, 52: 41-51. doi.org/10.1007/s10347-005-0018-0.
- Vescogni, A., Bosellini, F. R., Papazzoni, C. A., Giusberti, L., Roghi, G., Fornaciari, E., and Zorzin, R (2016) Coralgall buildups associated with the Bolca Fossil-Lagerstätten: new evidence from the Ypresian of Monte Postale (NE Italy). Facies, 62: 1-20. doi.org/10.1007/s10347-016-0472-x.
- Wang, J., Zhang, W., Hua, T., and Wei, T. C (2021) Unsupervised learning of topological phase transitions using the Calinski-Harabaz index. Physical Review Research, 3: 013074. doi.org/10.48550/arXiv.2010.06136.
- Wilson, J. L (1975) Carbonate Facies in Geologic History. Springer-Verlag New York, 471p. doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, L. W (1956) Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. Geophysics, 21: 41-70. doi.org/10.1190/1.1438217.
- Zand-Moghadam, H., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., and Rahimi, B (2013) Petrography and geochemistry of the early-middle Devonian sandstones of the Padeha Formation in the north of Kerman, SE Iran. Implications for provenance, 83: 1-14.
- Ziegler, M. A (2001) Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. GeoArabia, 6: 445-504. doi.org/10.2113/geoarabia0603445.

Identification of electrofacies using K-means and Linkage clustering methods; Application to establishing a zonation for the Asmari reservoir in the Cheshmekhosh field

M. Allahyari¹, Z. Narimani², M. Daraei^{3*} and A. Bayet-Goll⁴

1- M. Sc., student. Dept., of Earth Sciences, Institute for Advanced Studies in Basic Sciences (IASBS), Zanjan, Iran

2-

3- Assist. Prof., Dept., of Earth Sciences, Institute for Advanced Studies in Basic Sciences (IASBS), Zanjan, Iran

4- Assoc. Prof., Dept., of Geology, Faculty of Sciences, University of Zanjan, Zanjan, Iran

* daraeimehdi@iasbs.ac.ir

Received: 2024.9.11 Accepted: 2024.11.6

Abstract

This research aims to accurately identify and describe the reservoir units of the Asmari Formation in the Cheshmekhosh field using two unsupervised clustering methods: single-linkage hierarchical clustering and k-means clustering, applied to petrophysical log data alongside petrographic and sedimentological data. The Asmari Formation is the most important hydrocarbon reservoir in Iran, containing over 90% of the country's recoverable oil reserves. This formation was deposited in a shallow marine environment during the Oligocene-Miocene period. The results of this study indicate that the Asmari Formation in the Cheshmekhosh field can be divided into three distinct lithologies: carbonate, siliciclastic, and evaporite. The carbonate lithology, which is the most prevalent in this field, is represented by 10 different dolomitic and limestone microfacies. Using the clustering methods, 12 reservoir units were identified in this formation, among which zones EZ10, EZ12, EZ11, EZ9, and EZ8, in descending order, have the best reservoir quality and are the speed zones. The results show that units with sandstone siliciclastic facies, dolomitic facies, and high intergranular or vuggy porosity have the best production potential. Sedimentological factors such as the abundance of high-quality sedimentary facies including PF-1, MF-6, MF-2, MF-7, and MF-9, and quality-enhancing diagenetic processes like dolomitization and dissolution, play significant roles in determining the reservoir quality of the identified units. The results of the clustering have greater accuracy compared to previous petrophysical zonations in this field.

Keywords: Flow unit, Reservoir characterization, Lorenz Plot, Single-linkage hierarchical clustering, Well log, Facies, Asmari

Introduction

The primary objective of reservoir characterization is to provide a comprehensive understanding of reservoir properties. To achieve this, reservoirs are divided into units based on direct or indirect data, each possessing distinct petrophysical characteristics and are known as "reservoir zones." Given the costs and limitations associated with direct data, such as core analysis, researchers are exploring methods that rely on indirect data, particularly geophysical well logs. A significant challenge in the oil industry lies in accurately identifying high-quality reservoir zones, as direct data are expensive and indirect

methods often have localized applications. High-quality reservoir zones, or "speed zones," play a crucial role in optimizing reservoir exploitation.

The Asmari Formation, a prominent hydrocarbon reservoir in Iran, accounts for more than 90% of the country's oil reserves and plays a vital role in its oil and gas economy. Despite extensive research, accurately characterizing the formation's heterogeneities remains a challenge. This study aims to precisely zone the Asmari Formation in the Cheshmekhosh field. To accomplish this, single-linkage hierarchical clustering techniques and K-means have been applied to well log data, in conjunction

with petrographic and sedimentological analyses. The goal is to compare the results of these methods with previous documented reservoir zonations of the studied field and to evaluate the influence of sedimentological factors on reservoir quality. Zagros, the nursery of the Asmari reservoirs, is one of the most important oil-rich areas in the world, containing about 8% of the world's hydrocarbon reserves. The tectonic activities of the Zagros faults have led to the creation of different areas with tectonostratigraphic features, and the Dezful Embayment has formed in this area. The Asmari Formation, as the last marine sedimentary system of Zagros, is located between the Pabdeh and Gachsaran Formations, with its Ahvaz Sandstone Member spreading in the central Zagros and Kalhor Evaporite Member in the northern part of Zagros.

The Cheshmekhosh Oil Field:

The Cheshmekhosh oil field, as the study field, is situated in southwestern Iran (Ilam Province) within the folded Zagros and Dezful embayment tectonic zone, and is a significant oil field in Iran. The structure of this field is folded in the form of an anticline, which is affected by the faults of the region, such as the Mountain Front Fault, Balaroud and Kazeroon faults. The Cheshmekhosh fault, located on the southwestern side of the field, has impacted the distribution of oil reservoirs within the field. Production from this field commenced in 1975, averaging 18,000 barrels of oil per day.

Materials & Methods

This study is based on geological and petrophysical data from six wells in the Cheshmekhosh oil field, located in the Dezful Embayment. Detailed information was collected and analyzed from 1077 thin sections and petrophysical data from three wells, as well as geophysical well logs from these, and three other wells (collectively six wells). In this research, a combination of unsupervised clustering techniques, including single-linkage hierarchical clustering and k-means, along with petrographic and sedimentological analyses, were employed to identify and differentiate reservoir units. These techniques were applied to a multi-parameter dataset

including gamma ray, density, neutron, and sonic logs. The resulting outputs were integrated with petrographic and sedimentological data to develop a precise reservoir model.

Discussion and Results

The Asmari Formation in the Cheshmekhosh field is divided into three main lithologies: carbonate, siliciclastic and evaporite. The carbonate part includes ten different dolomite and limestone microfacies. Based on petrographic studies, benthic foraminifers with porcelaneous walls, remains of cyanobacteria, red coral algae, ooids, ploydy, echinoderms and benthic foraminifers with hyaline shells are the main allochems forming Asmari carbonates in the Cheshmekhosh field. Medium-grained quartz with good sorting and roundness is also the main constituent of the siliciclastic part of this field. In terms of abundance, MF9, MF7, and MF6 facies are respectively the most abundant in the Asmari of the Cheshmekhosh field, and the largest volume of the Asmari Formation sediments in this field belongs to the inner ramp facies and then the middle ramp. Diagenesis processes including micritization, dolomitization and dissolution have been effective in the changes of carbonate rocks and the improvement of porosity.

Both K-means and the single-link hierarchy algorithm (linkage) led to the clustering of selected well log data into six clusters. These clusters were displayed graphically for three wells and the validity of clustering was evaluated with the Calinski-Harabasz index. The clustering analysis divided the Asmari reservoir in the Cheshmekhosh field into 12 separate reservoir units, each with unique petrophysical and sedimentological characteristics. These reservoir units show strong correlation either with specific types of carbonate, siliciclastic and evaporite facies or with specific diagenetic processes. By carefully analyzing the relationship between petrophysical properties and sedimentary units, it became possible to evaluate the reservoir quality in each unit.

In the study by Daraei et al. (2017), five reservoir zones in the Cheshmeh-Khosh field were identified using petrophysical methods

such as Flow Zone Indicator (FZI) and the Modified Lorenz Plot (SMLP). In the current study, with more detailed data analysis and clustering methods of well log data, the number of reservoir zones increased to twelve. This difference is due to the limited information in the first method. In the petrophysical method, zones Ez1 to Ez4 were considered a single zone (Pz1), while in the clustering method, this zone was divided into four zones. Additionally, zone Ez5 in well 8 was identified as part of zone Pz1. In well 11, due to insufficient data, information on zones Ez8 to Ez12 was not available using petrophysical approaches. The conclusion is that reservoir zoning based on well log data, when using an appropriate zoning method, has higher quality, accuracy, and resolution. The results of this study show that sedimentological factors such as the abundance of specific microfacies and/or dominance of specific diagenetic processes play an important role in determining the quality of Asmari reservoir in the Cheshmekhosh field. The results of the hierarchical analysis of the reservoir quality with the single-linkage hierarchical clustering, as well as the statistical analysis

of the porosity and permeability data of the cores of these clusters show that linkage clusters 1 and 6 have more porosity and permeability and will have the best quality. Also, similar analyses for K-means clusters, show that k-means clusters 2 and 3 are the most suitable clusters and have higher quality. Reservoir units Ez10, Ez7, and Ez6, which are mainly composed of siliciclastic (PF-1) or dolomitic facies with high intercrystalline and intergranular porosity (such as MF-7, MF-9, and MF-6), show the best reservoir potential on the field scale.

Conclusions

This research showed that unsupervised clustering techniques are an effective tool for delineating Asmari reservoir units in the Cheshmekhosh field. The obtained results provide a more accurate understanding of the reservoir heterogeneity and enable the optimization of production strategies. It is suggested that future studies focus on investigating the influence of structural factors and sequence stratigraphy on reservoir properties and integrating these results with dynamic data to develop more accurate reservoir models.