

بررسی تاثیر فرآیندهای دیاژنزی بر واحدهای مخزنی در چارچوب چینه نگاری سکانسی: مخزن آسماری - جهرم، میدان نفتی نرگسی

عادلہ جمالیان^۱، مرتضی آسمانی^{۲*}، یاسمن احمدی^۲، آرمین امیدپور^۴

^۱ دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

^۲ گروه زمین شناسی، دانشکده زمین شناسی، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

^۳ دانشکده زمین شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

^۴ شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

چکیده

مطالعه کیفیت مخازن کربناته نیازمند بررسی دقیق رسوب شناسی و فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر آنها می باشد. در این مقاله به منظور درک عوامل کنترل کننده کیفیت مخزنی توالی های آسماری-جهرم در میدان نرگسی در چارچوب چینه نگاری سکانسی، مطالعات گسترده پتروگرافی جهت شناسایی ریزرخساره ها و فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر آنها انجام شد. با مطالعه ۲۰۹ عدد مقطع نازک میکروسکوپی در چاه NI-06، تعداد ۱۴ ریزرخساره معرفی شد که در زیرمحیط های پهنه جزرومدی، لاگون، سد و رمپ میانی در امتداد یک رمپ کربناته هموکلینال نهشته شده اند. شواهد پتروگرافی بیانگر وجود دو مرحله دیاژنزی (اوتوزن و مزوژنز) و سه محیط دیاژنزی (دریایی، جوی و تدفینی) در توالی پاراژنزی سازندهای مذکور می باشد. براساس نتایج بدست آمده در سازندهای مورد مطالعه مشخص شد که فرآیندهای انحلال و شکستگی از عوامل افزایش دهنده کیفیت مخزنی در زون های مخزنی بوده ولی فرآیندهای تراکم، سیمانی شدن و انیدریتی شدن باعث کاهش کیفیت مخزنی در این سازندها شده اند. مطالعات چینه-نگاری سکانسی به روش سکانس پیشرونده-پسرونده، بررسی مشخصه های رسوبی و دیاژنزی اولیه و تحلیل تغییرات نگارهای پتروفیزیکی نشان دهنده شش سکانس رسوبی رده سوم در سازندهای آسماری-جهرم در میدان نرگسی است. همچنین نتایج گونه های سنگی (روش های وینلند، لوسیا، و شاخص منطقه ای جریان)، سکانس های رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی، رخساره ها و تغییرات نگارهای پتروفیزیکی بیانگر ۸ زون مختلف (زون های مخزنی، سرعت و سدی) در مخزن آسماری-جهرم می باشد. تأثیر ریزرخساره های رسوبی و تنوع فرآیندهای دیاژنزی در هر یک از زون ها با در نظر گرفتن جایگاه آنها در سکانس ها نیز تأیید کننده روند تغییرات مشاهده شده در خصوصیات مخزنی زون های شناسایی شده است. به طور کلی زون های ۱ و ۲ و ۳ سازند آسماری (بخش فوقانی) در میدان نفتی نرگسی نسبت به سازند جهرم از کیفیت مخزنی بهتری برخوردار است و این امر حاکی از آن است که فرآیندهای دیاژنزی به ویژه شکستگی نقش مهمی در کنترل پتانسیل مخزنی سازند آسماری داشته اند. در سازند جهرم در زون ۷ ریزرخساره های گل غالب در محیط های لاگون و رمپ میانی فراوان هستند. انحلال به فرم تخلخل حفره ای، ریزشکستگی و تخلخل بین بلورین ناشی از دولومیتی شدن مهم ترین تأثیر را در بهبود کیفیت این زون مخزنی داشته اند.

Investigating the effect of diagenetic processes on reservoir units in the sequence stratigraphy framework: The Asmari-Jahrum reservoir, Nargesi oil field

Adeleh Jamalian¹, Morteza Asemani^{2*}, Yasaman Ahmadi³, Armin Omidpour⁴

¹ *Department of Petroleum Engineering, AmirKabir University of Technology, Tehran, Iran*

² *Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran*

³ *School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran*

⁴ *National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran*

Abstract

The study of reservoir quality in carbonates requires a detailed investigation of sedimentology and diagenesis processes. In this paper, the factors controlling the reservoir quality of Asmari-Jahrum formations in the Nargesi oil field in the framework of sequence stratigraphy were evaluated by a comprehensive petrographic study to identify the microfacies and diagenesis processes. By studying 209 microscopic thin sections in the NI-06 well, 14 microfacies were introduced in the sub-environments of the intertidal zone, lagoon, shoal, and middle ramp which have deposited along a homoclinal ramp. Petrographic evidence indicates the occurrence of two diagenesis stages (eogenesis and mesogenesis) and three diagenesis environments (marine, meteoric, and burial) in the paragenesis sequence of the studied formations. The obtained results showed that the dissolution and fracturing processes have increased the reservoir quality, but the compaction, cementation, and anhydritization processes have decreased the reservoir quality in the studied formations. Sequence stratigraphic studies using the Transgressive-Regressive sequence method, investigation of sedimentary characteristics and early diagenesis, and examining the variations of petrophysical logs show six third-order sedimentary sequences in the Asmari-Jahrum formations from the Nargesi field. Also, the rock types (Wineland, Lucia, and Flow Zone Index), sedimentary sequences, diagenetic processes, facies, and petrophysical logs variations imply 8 different zones (e.g., reservoir, speed, and baffle zones) in the Asmari-Jahrum reservoir. The influence of sedimentary microfacies, the considering their position in the sequences, diversity of diagenesis processes in each zone and corroborate the observed changes trend of the reservoir characteristics in the identified zones. In general, the Asmari Formation in zones#1, 2, and 3 (upper part) in the Nargesi oil field has a better reservoir quality than the Jahrum Formation, and this indicates that the diagenesis processes especially fracturing, played a vital role in controlling the reservoir potential of the Asmari Formation. In the Jahrum Formation in Zone 7, mud-dominated microfacies are abundant in the lagoon and middle ramp environments. Dissolution in the form of vuggy porosity, microfracture, and intercrystalline porosity caused by dolomitization has had the most important effect in improving the quality of this reservoir zone.

کلمات کلیدی: کیفیت مخزنی، ریزرخساره، توالی پاراژنزی، گونه سنگی، مخزن آسماری-جهرم، میدان نرگسی، فرو

افتادگی دزفول

۱- مقدمه

درک بهتر مخازن کربناته برای یافتن، استخراج و مدیریت بهتر منابع هیدروکربنی موجود در این سنگ‌ها از مهمترین ضرورت‌های مطالعه این مخازن می‌باشد. کربنات‌ها بیش از ۶۰ درصد ذخایر کلی جهان و بیش از ۷۰ درصد منابع هیدروکربنی متعارف در خاورمیانه را در خود جای داده‌اند [۱-۵]. همچنین بیش از ۹۰ درصد منابع هیدروکربنی ایران در مخازن کربناته تجمع یافته است. البته این مخازن ناهمگنی بسیار زیادی از نظر خصوصیات پتروفیزیکی خصوصاً سیستم حفرات^۱، نسبت به مخازن ماسه سنگی دارند [۶،۷]. سیستم حفرات و ناهمگنی‌های مربوط به آن نقش کلیدی در جریان سیال، مقادیر تخلخل-تراوایی، اشباع آب، تراوایی نسبی و فشار موئینه در مخازن کربناته دارند [۸]. مخازن ناهمگن معمولاً دشواری‌های زیادی برای مهندسی و زمین شناسان برای تعیین واحدهای هیدرولیکی جریان، گونه بندی سنگ‌ها، تعیین زون‌های سدی یا تولیدی و پیش بینی بازایی هیدروکربن از مخزن را ایجاد می‌کنند [۹]. شناسایی و تفسیر تغییرات در سیستم حفرات به همراه طبقه بندی پتروفیزیکی آن‌ها به درک بهتر ناهمگنی‌های مخزن کمک می‌کند [۱۰]. کیفیت مخازن هیدروکربنی توسط حجم ذخیره و ظرفیت جریان تعیین می‌شود که این پارامترها بطور ذاتی وابسته به نوع حفرات و توزیع اندازه آن‌ها می‌باشد [۱۱،۱۲]. محاسبه دقیق ذخیره هیدروکربنی اغلب با چالش‌های متعددی همراه می‌باشد. این چالش‌ها بیشتر به تغییرات رخساره مخزنی و تاثیر آن بر روی پارامترهای مخزنی و در نهایت تاثیر بر روی حجم کلی حفرات حاوی هیدروکربن، وابسته است [۱۳].

پدیده‌های اولیه رسوبگذاری همچون توزیع مکانی رخساره‌های رسوبی، پدیده‌های ثانویه همچون فرآیندهای دیاژنزی و چرخه‌های رسوبگذاری که توسط سکانس‌های رسوبی کنترل می‌شود، بر روی کیفیت مخازن کربناته و سیستم حفرات آن‌ها تاثیر مستقیم دارد. خصوصیات پتروفیزیکی یک مخزن هیدروکربنی با درک عمیق فرآیندهای رسوبی اتفاق افتاده و به طور کلی شرایط محیط رسوبی بدست می‌آید. فرآیندهای دیاژنزی مخزن نقش کلیدی در بهبود یا کاهش کیفیت مخزنی ایفا می‌کنند و باعث افزایش ناهمگنی و پیچیدگی مخازن کربناته می‌شوند [۱۴-۱۶] [14-16] مطالعه یکپارچه خصوصیات مخزنی با استفاده از مجموعه داده‌های مختلف برای ارزیابی خصوصیات استاتیک و دینامیک بسیار حائز اهمیت می‌باشد [۱۷،۱۸] [17,18]. ارزیابی تاثیر متقابل فرآیندهای اولیه رسوبگذاری و فرآیندهای ثانویه دیاژنتیک به همراه درک خصوصیات رسوب‌شناسی و روندهای دیاژنتیک در مقیاس میدان به بازسازی معماری مخزن کمک می‌کند [۱۹] [19]. ویژگی‌های رسوبگذاری اولیه اغلب خصوصیات بافتی سنگ‌های مخزن (مثل اندازه دانه‌ها و جورشدگی) را کنترل می‌کند و در نتیجه بر روی ساختار حفرات و هندسه آن‌ها تاثیر می‌گذارد [۲۰،۲۱] [21,22]. علاوه بر این فرآیندهای دیاژنتیکی (شامل فشردگی، انحلال و سیمان شدگی) بطور معمول بر روی ارتباط بین حفرات، هندسه گلوگاه حفرات و بنابراین بر روی خصوصیات استاتیک و دینامیک سنگ مخزن تاثیر می‌گذارند [۲۱،۲۳] [21-24]. لذا یک آنالیز دقیق از رخساره‌های رسوبی سنگ مخزن، فابریک آن‌ها، ترکیب و همچنین ارتباط بین ویژگی‌های رسوبگذاری و دیاژنتیکی برای درک تکامل سیستم حفرات و پیش بینی خصوصیات استاتیک و دینامیک گونه‌های مختلف سنگ مخزن ضروری است [۲۴] [25]. [26][27].

توصیف دقیق خصوصیات مخزن نیازمند ادغام داده‌های نگارهای چاه‌پیمایی و مغزه برای درک تغییرات در خواص هیدرولیکی همچون تخلخل، تراوایی و فشار موئینه می‌باشد. مفهوم واحدهای هیدرولیکی جریان یا بطور خلاصه واحدهای جریانی بطور معمول برای توصیف مخزن و پیش بینی تراوایی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۲۸-۳۲] [28-31,33]. با تعریف واحدهای جریانی امکان توصیف بهتر خصوصیات پتروفیزیکی مخزن فراهم می‌شود و به عنوان داده ورودی برای ساخت مدل مخزن مورد

¹ Pore system

استفاده قرار می‌گیرد [۳۱] [31]. اولین تعریف از واحدهای جریان‌ی توسط آمافول و همکاران ارائه گردید [۳۳] [33]. براین اساس یک واحد هیدرولیکی جریان به عنوان بخشی از یک سنگ مخزن تعریف می‌شود که خصوصیات پتروفیزیکی و زمین‌شناسی موثر بر جریان سیال در این قسمت از سایر قسمت‌ها متمایز است. واحدهای هیدرولیکی با توزیع رخساره‌های زمین‌شناسی مرتبط است ولی الزاما از مرز رخساره‌ها تبعیت نمی‌کند [۲۸] [28]. تغییرات دیاژنزی همچون سیمانی شدن، فشردگی و انحلال باعث تغییر زیاد خصوصیات رخساره‌ها می‌شوند. بنابراین واحدهای هیدرولیکی الزاما پیوسته نمی‌باشند [۲۸،۳۲-۳۴] [28,32-34]. براساس تعریف، گونه بندی سنگی به طبقه بندی سنگ‌های مخزنی به واحدهای هیدرولیکی جریان‌ی مختلف گفته می‌شود. این واحدها در شرایط یکسانی رسوب‌گذاری کرده‌اند و همچنین شرایط یکسانی از نظر فرآیندهای دیاژنزی را متحمل شده‌اند [۳۵] [35]. لذا برای هر واحد جریان‌ی یک رابطه تخلخل-تراوایی مشخص، یک پروفایل فشاری یکسان و اشباع آب مشابه برای یک ارتفاع مشخص بالای سطح آب آزاد^۲، وجود دارد [۳۶] [36]. خصوصیات یک واحد جریان‌ی توسط هندسه حفرات تعیین می‌شود و هندسه حفرات به خصوصیات کانی‌شناسی، گلوگاه‌های حفرات و خصوصیات بافتی همچون اندازه ذرات، شکل ذرات و آرایش ذرات، بستگی دارد. شناسایی ویژگی‌های گلوگاه‌های حفرات برای زون بندی صحیح مخزن به واحدهای مختلف با پارامترهای هیدرولیکی یکسان اهمیت دارد [۳۳] [33]. گونه بندی سنگی یک روش چند وجهی برای توصیف مخزن و بهینه کردن تولید یک میدان است که از داده‌های مختلف زمین‌شناسی، پتروفیزیکی و مهندسی برای توصیف بهتر واحدهای یک مخزن ناهمگن و تعریف پتانسیل تولیدی آن‌ها استفاده می‌کند [۳۷،۳۸،۳۹،۴۰] [14,32,37,38]. روش‌های پیشرفته گونه بندی سنگ همچون روش ویلند ۳۵ یا Winland 35 [۲۰] [20]، تعیین اندیس کیفیت مخزن یا RQI [۳۹] [39] و روش نشانگر زون جریان یا FZI برای شناسایی واحدهای جریان‌ی متکی به داده‌های مغزه می‌باشند [۴۰] [33,40].

میدان نرگسی در قسمت جنوب شرقی فروافتادگی دزفول قرار گرفته است. سازندهای آسماری- جهرم در این میدان به عنوان سنگ مخزن در برگیرنده عمده نفت موجود در این میدان می‌باشند. به دلیل تخلخل اولیه کم در سازندهای آسماری- جهرم، اعتقاد بر این است که پتانسیل مخزنی این سازندها به دلیل ایجاد تخلخل‌های ثانویه ناشی از فرآیندهای دیاژنزی مختلف همچون دولومیتی شدن، شکاف‌دار شدن و انحلال فراهم گردیده است [۴۱] [41]. علی‌رغم مطالعات بسیار زیادی که در مورد میداین مختلف فروافتادگی دزفول انجام شده است اما تاکنون مطالعه‌ای در رابطه با بررسی خصوصیات مخزنی میدان نرگسی انجام نشده است.

هدف اصلی این مقاله شناسایی رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی موثر در مخزن آسماری- جهرم در میدان نرگسی می‌باشد تا بتوان تاریخچه رسوبگذاری و حوادث پس از آن را در این میدان بازسازی نمود. برای این منظور یک مطالعه جامع از خصوصیات مخزنی، ریزرخساره‌ها و زیرمحیط‌های مرتبط، فرآیندهای دیاژنزی رخ داده، سکانس‌های رسوبی موجود در توالی آسماری- جهرم و تأثیر آن‌ها بر رابطه تخلخل- تراوایی از طریق مطالعه مغزه، نگارها و مطالعات میکروسکوپی انجام خواهد شد.

۲- زمین‌شناسی

حوضه رسوبی زاگرس یکی از مهم‌ترین مناطق جهان از نظر پتانسیل هیدروکربنی می‌باشد و این حوضه میداین عظیم و فوق عظیم زیادی را در بر می‌گیرد. اشتوکلین سه مرحله شامل فلات قاره‌ای (پروکامبرین-پسین- تریاس میانی)، بزرگ ناودیس^۳ (تریاس میانی-پلیوسن) و مرحله پس از کوهزایی (پلیوسن-عهد حاضر) را در تکوین ساختاری حوضه زاگرس موثر می‌داند [۴۲]. در زمان کرتاسه به واسطه برخورد صفحه آفریقایی- عربی با فلات قاره ایران و فرونشست پیش ژرف^۴ در طول خط درز زاگرس (شمال غربی- جنوب شرقی)، حوضه زاگرس توسعه می‌یابد. این منطقه قبلا در حاشیه شلف پایدار صفحه قاره‌ای آفریقایی-

² The free water level

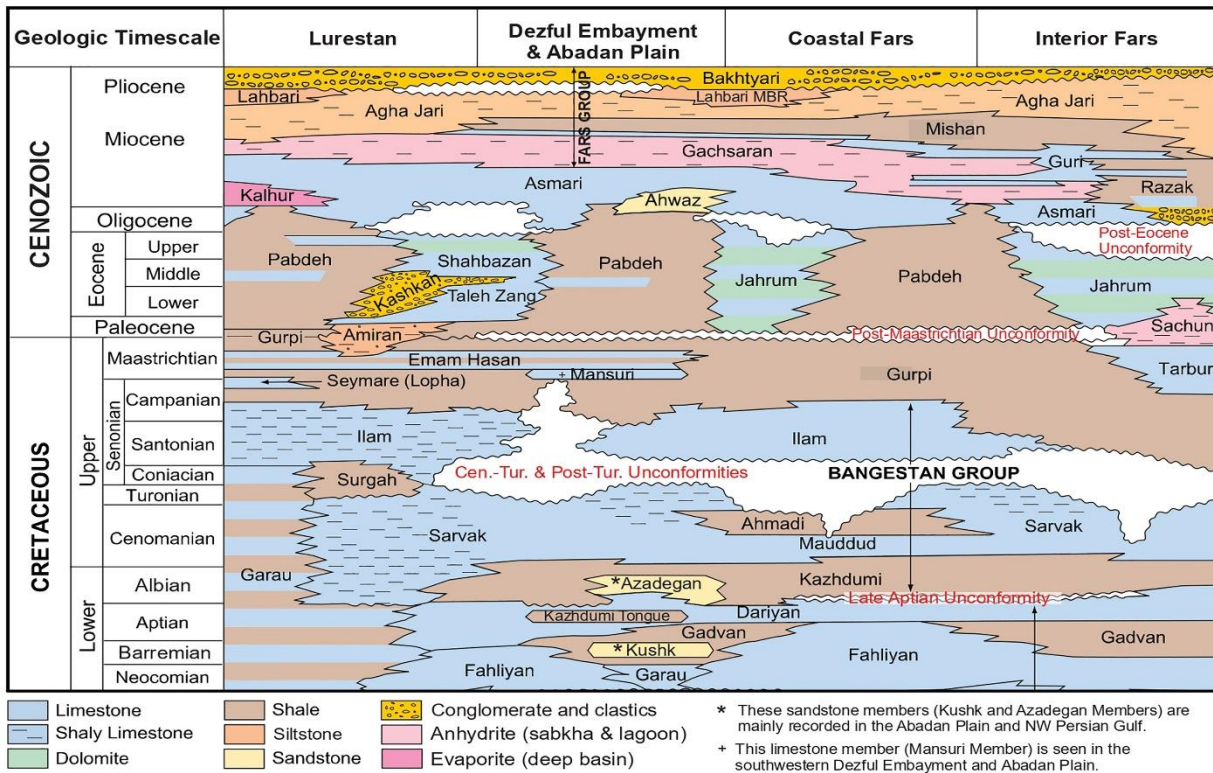
³ Geosynclinal

⁴Fore deep

عربی بوده است [۴۳]. جیمز و وایند حوضه زاگرس را به زون‌های مختلفی شامل خوزستان، لرستان، فارس داخلی و فارس ساحلی تقسیم بندی کردند [۴۴] [۴۴]. زون خوزستان در مرکز حوضه زاگرس واقع شده است و از دو زیر زون ایذه و فروافتادگی دزفول تشکیل شده است (شکل ۱). زون فروافتادگی دزفول یک زون فرو رفته است که سازند آسماری در این منطقه رخنمون ندارد و به عنوان مهم‌ترین زون نفتی در حوضه زاگرس شناخته می‌شود. هیدروکربن‌ها در این ناحیه در تاق‌پس‌های بزرگ با روند شمال غربی- جنوب شرقی انباشته شده‌اند [۴۵] [۴۵]. این منطقه با وسعتی در حدود ۶۰,۰۰۰ کیلومتر مربع بیش از ۸ درصد ذخایر هیدروکربنی جهان را در برمی‌گیرد [۴۶,۴۷] [۴۶]. سازند آسماری مهم‌ترین مخزن در حوضه زاگرس است و بیش از ۸۰ درصد ذخیره نفتی ایران را در خود جای داده است [۴۸]. این سازند با سن الیگوسن-میوسن از لایه‌های آهک، دولومیت، آهک ماسه‌ای، آهک دولومیتی و مارن تشکیل شده است. این سازند یک عضو به نام ماسه سنگ اهواز نیز دارد که دارای لیتولوژی ماسه سنگی است که در قسمت تحتانی این سازند قرار دارد و بیشتر در قسمت‌های مرکزی فروافتادگی دزفول این عضو دیده می‌شود [۴۴]. سازند جهرم دارای سن پالتوسن تا ائوسن بالایی است ولی در فارس داخلی سن بیش از ائوسن میانی دیده نمی‌شود و به وسیله یک ناپیوستگی فرسایشی توسط سازند آسماری پوشیده شده است (شکل ۲). این سازند دارای لیتولوژی آهک، آهک دولومیتی و دولومیت می‌باشد. بطور معمول تمایز بین سازندهای آسماری و جهرم برای زمین‌شناسان دشوار است و هرکجا که این دو سازند وجود دارند بصورت یک واحد و با نام آسماری-جهرم نام گذاری می‌کنند [۴۴].



شکل ۱. نمایش زون‌های مختلف حوضه زاگرس به همراه موقعیت میادین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول [۴۹].
 Click or tap here to enter text. میدان نرگسی با رنگ سبز نشان داده شده است.



شکل ۲. ستون لیتواستراتیگرافیک کلی حوضه زاگرس از زمان کرتاسه تا پلیوسن [۴۹].

۳- داده‌ها و روش‌ها

در این مقاله داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی ۴۱۲ متر از توالی‌های آسماری-جهرم در چاه شماره ۶ میدان نرگسی شامل مقاطع نازک، مغزه و نگارهای پتروفیزیکی مورد استفاده قرار گرفت. از ۲۶۷ داده تخلخل و تراوایی آنالیز روتین مغزه، اطلاعات پتروگرافی ۲۰۹ عدد مقطع نازک تهیه شده از ۱۸۸.۵ متر مغزه و ۵ نگار معمول شامل اشعه گاما مجموع^۵، اشعه گاما محاسبه شده^۶، زمان عبور موج صوتی^۷، تخلخل نوترون^۸ و دانسیته کلی^۹ برای انجام تفسیرها استفاده شد. همچنین از تراوایی و تخلخل مؤثر محاسبه شده توسط نگارهای پتروفیزیکی در قسمت‌هایی که تخلخل و تراوایی مغزه وجود نداشت در بررسی کیفیت مخزنی زون‌ها نیز کمک گرفته شد. ابتدا ریزرخساره‌ها، مدل محیط رسوبی، مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی و تاریخچه دیاژنز در مقاطع نازک توسط طبقه‌بندی‌های دانهام [۵۰]، امبری و کلوان [۵۱] و فلوگل [۵۲] مطالعه شد. سپس گونه‌های سنگی توالی‌های آسماری-جهرم در میدان نرگسی با استفاده از روش‌های شاخص منطقه‌ای جریان (FZI)، وینلند (Winland) و لوسیا (Lucia) مشخص گردید. در انتها زون‌های مخزنی براساس روند تغییرات RQI، نگار تخلخل مؤثر، تراوایی، مشخصات گونه‌های سنگی، مطالعات ریزرخساره‌ها و دیاژنز تعیین شد و سپس جایگاه هر زون مخزنی در سکانس‌ها بررسی و اثر کنترل‌های زمین‌شناسی مطالعه شد.

۴- نتایج

⁵ Sum Gamma Ray (SGR)
⁶ Computed Gamma Ray (CGR)
⁷ Sonic Transit Time (DT)
⁸ Neutron Porosity (NPHI)
⁹ Bulk Density (RHOB)

۴-۱ تحلیل ریزرخساره ها و محیط رسوبگذاری

۴-۱-۱ [۵۰][۵۱][۵۲] گروه ریزرخساره پهنه جزرومدی

این کمربند رخساره‌ای دارای ۳ ریزرخساره به شرح زیر است:

۴-۱-۱-۱ مادستون دولومیتی شده (MF-1)

این ریزرخساره فقط در سازند آسماری مشاهده شده و از دولومیکرایت‌هایی با بافت همگن و فاقد هرگونه آلوکم تشکیل شده است. دولومیکرایت‌ها عمدتاً فاقد فسیل بوده و دارای ندول‌های تبخیری با ساخت توری قفس‌مرغی^{۱۰} می‌باشند که از شواهد پهنه‌های بالای جزرومدی (سوپراتایدال) است [۵۲-۵۴]. وجود بافت همگن و عدم وجود آلوکم در این ریزرخساره، بیانگر تشکیل آن در پهنه‌های جزرومدی است و معادل رخساره RMF 22 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد (شکل ۳-۳a).

۴-۱-۱-۲ مادستون با تخلخل فنسترال (MF-2)

این ریزرخساره با ضخامت حدود ۱ متر فقط در بخش فوقانی سازند آسماری و در مجاورت با ریزرخساره دولومیکرایت مشاهده شده و تخلخل فنسترال آن نیز با سیمان انیدریتی پر شده است. از ویژگی‌های بارز این ریزرخساره می‌توان به تخلخل فنسترال، عدم وجود هر نوع فسیل و ذرات آواری، حضور ندول‌های تبخیری و شکستگی‌های پر شده با سیمان تبخیری اشاره نمود. ساخت فنسترال بیانگر تشکیل این رخساره در پهنه‌های جزرومدی می‌باشد [۵۲، ۵۳، ۵۴-۵۷]. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 23 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد که معرف محیط‌های جزرومدی است (شکل ۳-۳b).

۴-۱-۱-۳ انیدریت (MF-3)

این ریزرخساره فاقد هرگونه دانه اسکلتی یا غیر اسکلتی می‌باشد و در تناوب با رخساره‌های دولومیتی‌شده در سازند آسماری مشاهده می‌شود. در این ریزرخساره، انیدریت به صورت بلورهای بسیار نازک و کشیده به فرم موازی یا غیر موازی و درهم حضور دارد. ریزرخساره انیدریت، معادل رخساره RMF 25 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد که بیانگر محیط‌های بالای جزرومدی و سبخایی است (شکل ۳-۳c).

۴-۱-۲ گروه ریزرخساره لاگون

این کمربند رخساره‌ای دارای ۵ ریزرخساره به شرح زیر است:

۴-۱-۲-۱ مادستون/وکستون اینتراکلیستی-دولومیتی‌شده (MF-4)

آلوکم اصلی در این ریزرخساره، قطعات اینتراکلیست با فراوانی بیش از ۱۰ درصد می‌باشد. ذرات کوارتز به‌علاوه انیدریت در برخی قسمت‌ها به صورت پراکنده وجود دارند. این ریزرخساره نیز فقط در سازند آسماری مشاهده می‌گردد و تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال و دولومیتی‌شدن قرار گرفته و دارای تخلخل‌های حفره‌ای می‌باشد. شکستگی و پرشدگی متعاقب آن‌ها با سیمان تبخیری مهمترین فرآیند دیاژنزی آن می‌باشد. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 24 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] بوده که نشان دهنده پهنه جزرومدی است (شکل ۳-۳d).

۴-۱-۲-۲ وکستون بایوکلاستی-دولومیتی‌شده (MF-5)

آلوکم‌های این رخساره شامل قطعات اسکلتی (خرده‌های دوکفه‌ای و شکم‌پا میلیولید) و ذرات غیراسکلتی (پلوئید) است. اکثر خرده‌های اسکلتی و میلیولیدها تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال قالبی، دولومیتی‌شدن و میکرایتی‌شدن قرار گرفته‌اند. به طور کلی فراوانی کم و پراکنده بودن فسیل‌های محیط‌های ساحلی نشان‌دهنده شوری بیش از حد نسبت به آب دریای طبیعی است [۵۲، ۵۸]. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 20 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد که معرف محیط لاگون است (شکل ۳-۳e).

¹⁰ Chicken-wire structure

۴-۱-۲-۳ مادستون فسیل دار-دولومیتی شده (MF-6)

این ریزرخساره با زمینه گل آهکی تا حدودی و در بعضی مقاطع به میزان بالا دولومیتی شده و دارای فرامینفرهای بنتیک مانند میلیولید و خرده‌های نئومورف شده است. سیمان انیدریتی و ندول انیدریت نیز در این ریزرخساره دیده می‌شود. تفاوت اساسی این ریزرخساره با ریزرخساره MF-2 در نبود فابریک روزنه‌ای در آن و عدم وجود ذرات آواری در ریزرخساره MF-2 است. همراهی این ریزرخساره با سایر ریزرخساره‌های محیط لاگونی و با توجه به حضور فسیل‌هایی مانند میلیولید و استراکد و وجود سیمان و ندول انیدریت، می‌تواند نشان‌دهنده تشکیل این رخساره در در قسمت رو به خشکی یک لاگون کم‌عمق باشد [۵۲، ۵۹]. این ریزرخساره تحت‌تاثیر فرآیندهای دیاژنزی انحلال، نئومورفیسم و دولومیتی شدن قرار گرفته است و دولومیتی شدن مهمترین فرآیند دیاژنزی آن می‌باشد. این ریزرخساره فقط در سازند آسماری مشاهده شده است و معادل رخساره RMF 19 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد که بیانگر محیط‌های پهنه جزرومدی و لاگون می‌باشد (شکل ۳-f).

۴-۱-۲-۴ وکستون/پکستون (گل غالب) بایوکلاستی دارای فرامینفر (MF-7)

در این ریزرخساره فرامینفرهای بنتیکی مانند میلیولید، تکستولاریا، خرده‌های مرجان، دوکفه‌ای و استراکد در زمینه گل کربناته قرار گرفته‌اند. این ریزرخساره نیز فقط در سازند آسماری مشاهده شده است و با توجه به حضور بافت وکستون تا پکستون گل غالب می‌تواند نشان‌دهنده محیط‌های کم‌انرژی باشد به گونه‌ای که حضور فرامینفرهای بنتیک با بافت‌های مذکور در قسمت‌های داخلی و کم‌عمق پلانفرم تفسیر می‌شود [۶۰، ۶۱]. دولومیتی شدن، انحلال و نئومورفیسم از مهمترین فرآیندهای دیاژنزی این ریزرخساره می‌باشند. این ریزرخساره می‌تواند معادل رخساره RMF 13 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] باشد که نشان دهنده محیط‌های محدودشده دریایی مانند لاگون است (شکل ۳-g).

۴-۱-۲-۵ وکستون / پکستون (گل غالب) بایوکلاستی دارای میلیولید (MF-8)

این ریزرخساره عمدتاً از فرامینفرهای بنتیک خانواده میلیولید و مقادیر فرعی خرده‌های اسکلتی تشکیل گردیده است. فرآیند دیاژنزی عمده این رخساره شامل میکرایتی شدن، دولومیتی شدن، نئومورفیسم و انحلال می‌باشد که تخلخل ناشی از انحلال با انیدریت پر شده است. فراوانی میلیولیدها در یک ماتریکس گلی و میکرایتی شدن اجزای اسکلتی نشان‌دهنده شرایط محیطی دریای محصور شده، کم انرژی و با شوری بالا مانند لاگون می‌باشد. این ریزرخساره نیز فقط در سازند آسماری دیده می‌شود و پراکندگی بسیار کمی در طول توالی دارد و می‌تواند معادل رخساره RMF 16 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] باشد (شکل ۳-h).

۴-۱-۳ گروه ریزرخساره رمپ درونی - سد

این گروه رخساره‌ای دارای ۲ ریزرخساره به شرح زیر است:

۴-۱-۳-۱ پکستون/گرینستون بایوکلاستی دارای فرامینفر (MF-9)

این ریزرخساره از فرامینفرهای بنتیک، آلوکم‌های اسکلتی دیگری مانند خرده‌های دوکفه‌ای، خارداران و قطعات براکیوپد همراه با پلوئیدهایی حاصل از میکرایتی شدن اجزای اسکلتی تشکیل شده است. این فرامینفرهای بنتیک با بافت گرینستونی، عمدتاً زیر محیط سدی^{۱۱} را تشکیل می‌دهند [۶۲]. این ریزرخساره با فراوانی زیاد در طول توالی، فقط در سازند جهرم مشاهده شده و بیانگر تشکیل در محیط پرانرژی است. دولومیتی شدن، انحلال و نئومورفیسم از مهمترین فرآیند دیاژنزی این ریزرخساره می‌باشند. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 27 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد که بیانگر محیط پر انرژی زیر محیط سدی است (شکل ۳-i).

۴-۱-۳-۲ گرینستون بایوکلاستی (MF-10)

این ریزرخساره حاوی فرامینفرهای بنتیک میلیولید، قطعات خارداران، مرجان، جلبک قرمز، خرده‌های دوکفه‌ای شکم‌پا و استراکد می‌باشد. آلوکم‌های غیراسکلتی این ریزرخساره شامل اینتراکلت و پلوئید بوده و دارای بافت گرینستونی بوده که

¹¹ Shoal

بیانگر انرژی بالای محیط می‌باشد. در برخی موارد انحلال قطعات اسکلتی باعث ایجاد تخلخل قالبی شده است. از دیگر خصوصیات این ریزرخساره می‌توان به سیمان بین‌دانه‌ای و دروزی^{۱۲} و میکرایتی شدن جزئی و کامل اجزای اسکلتی اشاره نمود. این ریزرخساره فقط در سازند جهرم مشاهده می‌شود و می‌تواند معادل رخساره RMF 26 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] باشد که بیانگر محیط زیر محیط سدی می‌باشد (شکل ۳-ج).

۴-۱-۴ گروه ریزرخساره رمپ میانی

این کمر بند رخساره‌ای دارای ۳ ریزرخساره به شرح زیر است:

۴-۱-۴-۱ وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای فرامینیفرا (MF-11)

این ریزرخساره از فرامینیفراهای بنتیک و قطعات فسیلی دیگر مانند دوکفه‌ای، شکم‌پا و خارداران تشکیل شده است. این ریزرخساره ریزرخساره فقط در سازند جهرم و عمدتاً در قسمت‌های بالایی آن دیده می‌شود. حضور فرامینیفراهای با پوسته هیالین دریای باز و فرامینیفراهای شاخص بخش‌های درونی پلاتفرم حاکی از آن است که سد بایوکلاستی مؤثری برای تمایز پلاتفرم درونی از دریای باز وجود نداشته است. بر این اساس با توجه به میزان انرژی، بافت سنگ از وکستون تا گرینستون متغیر می‌باشد [۶۳]. انحلال، میکرایتی شدن، سیمانی شدن و دولومیتی شدن از مهمترین فرآیندهای دیاژنزی این ریزرخساره است. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 14 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] بوده که معرف محیط دریای باز می‌باشد (شکل ۳-ک).

۴-۱-۴-۲ وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای خارپوست (MF-12)

این ریزرخساره فقط در سازند جهرم قابل مشاهده است و قطعات خارداران و به مقدار کمتر لاله‌وشان مهمترین آلومک اسکلتی آن می‌باشند. بر پایه مدل پراکندگی رخساره‌ها در پلاتفرم کربناته [۵۲]، رخساره‌های حاوی خارپوست عمدتاً در قسمت‌های انتهایی رمپ درونی و ابتدای رمپ میانی حضور دارند. تقریباً در تمامی مقاطع مربوط به این ریزرخساره سیمان رو رشدی هم‌محور^{۱۳} در اطراف دانه خارپوست مشاهده می‌شود. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 7 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] بوده که معرف محیط دریای باز است (شکل ۳-ل).

۴-۱-۴-۳ وکستون/فلوتستون بایوکلاستی دارای نومولیت و پلوئید (MF-13)

این ریزرخساره که عمدتاً در قسمت‌های تحتانی سازند جهرم مشاهده می‌گردد، از نومولیت با میانگین اندازه ۲ میلی‌متر، به همراه مقادیر کمتر قطعات فسیلی مانند خارداران، جلبک قرمز، دوکفه‌ای و فرامینیفراهای شناور تشکیل گردیده است. فرآیند دیاژنزی دولومیتی شدن به صورت انتخابی فقط در زمینه میکرایتی رخ داده است. این ریزرخساره از لحاظ بلوغ بافتی نابالغ محسوب می‌شود. این ریزرخساره در واقع فراوان‌ترین رخساره‌ی این چاه می‌باشد و معادل رخساره RMF 9 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] بوده که بیانگر محیط رمپ میانی است (شکل ۳-م).

۴-۱-۵ ریزرخساره با بافت بلورین (MF-14)

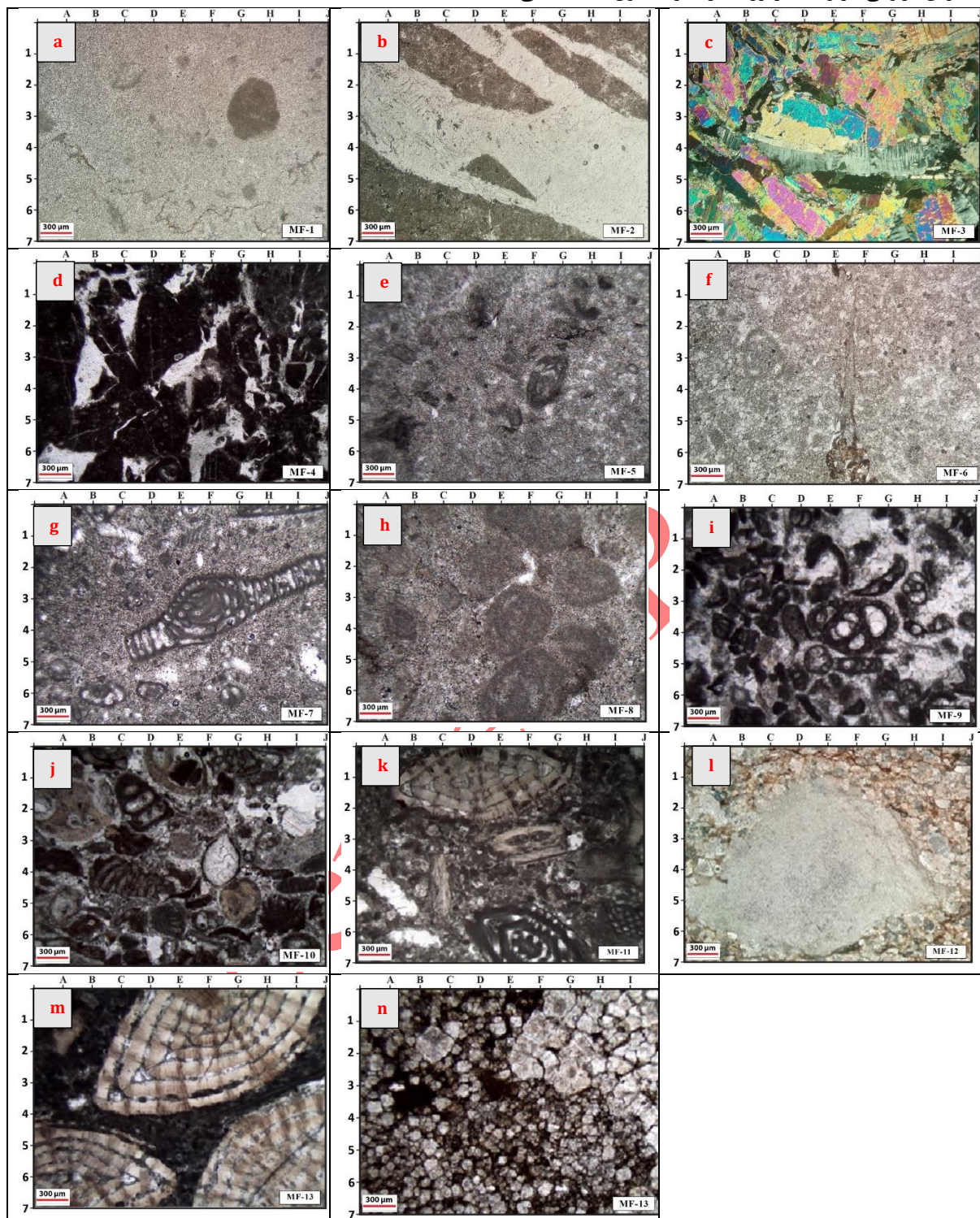
در اثر فرآیندهای دیاژنزی مختلف مانند تبلور مجدد و دولومیتی شدن بیش از حد، تعدادی از مقاطع میکروسکوپی کاملاً بلورین شده و بافت اولیه آن‌ها در اثر این فرآیند به طور کامل از بین رفته و قابل تشخیص نیست. در برخی موارد نمونه کاملاً دولومیتی شده و شامل دولومیکرواسپارایت، دولواسپارایت و دولومیت‌های زین اسبی است و در برخی دیگر زمینه بلورین شامل کلسیت و دولومیت بلورین می‌باشد. در این حالت تشخیص اجزای تشکیل‌دهنده رخساره و بافت رسوبی اولیه آن‌ها از طریق مطالعات میکروسکوپی امکان پذیر نبوده و به دنبال آن محیط رسوبگذاری آن‌ها نیز قابل شناسایی نخواهد بود. از این رو نمونه‌های با بافت بلورین در قالب ریزرخساره بلورین (MF-14) از سایر ریزرخساره‌ها تفکیک شده‌اند (شکل ۳-ن).

فراوانی ریزرخساره‌های مختلف در شکل ۴ آورده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود ریزرخساره وکستون با ۵۵.۱٪ فراوانی بیشتری نسبت به سایر ریزرخساره‌ها می‌باشد و ریزرخساره مادستون با ۲۳.۲٪ در مرحله بعدی از نظر فراوانی قرار دارد.

¹² Drusy cement

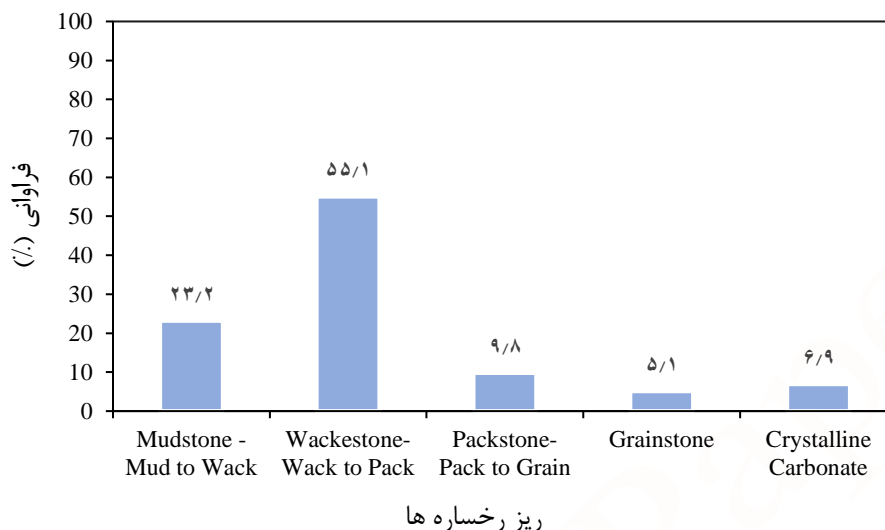
¹³ Syntaxial over-growth cement

کمترین فراوانی مربوط به ریزرخساره گرینستون با ۵.۱٪ می‌باشد.



شکل ۳. ریزرخساره‌های شناسایی شده در چاه ۶ از میدان نفتی نرگسی. a: ریزرخساره مادستون دولومیتی شده (MF-1) (PPL)، b: ریزرخساره مادستون با تخلخل فنسترال (MF-2) (PPL)، c: ریزرخساره انیدریت (MF-3) (XPL)، d: ریزرخساره مادستون/وکستون اینتراکلاستی (MF-4) (PPL)، e: ریزرخساره وکستون بایوکلاستی دولومیتی شده (MF-5) (PPL)، f: ریزرخساره مادستون فسیل‌دار دولومیتی شده (MF-6) (PPL)، g: ریزرخساره وکستون/پکستون (گل غالب) بایوکلاستی دارای فرامینیفرهای بدون منفذ (MF-7) (PPL، 300 μm)، h: ریزرخساره وکستون/پکستون (گل غلب) بایوکلاستی دارای میلیولید (MF-8) (PPL)، i: ریزرخساره پکستون/گرینستون بایوکلاستی دارای فرامینیفرهای بدون منفذ (MF-9) (PPL)، j: ریزرخساره گرینستون بایوکلاستی (MF-10) (PPL)، k: ریزرخساره

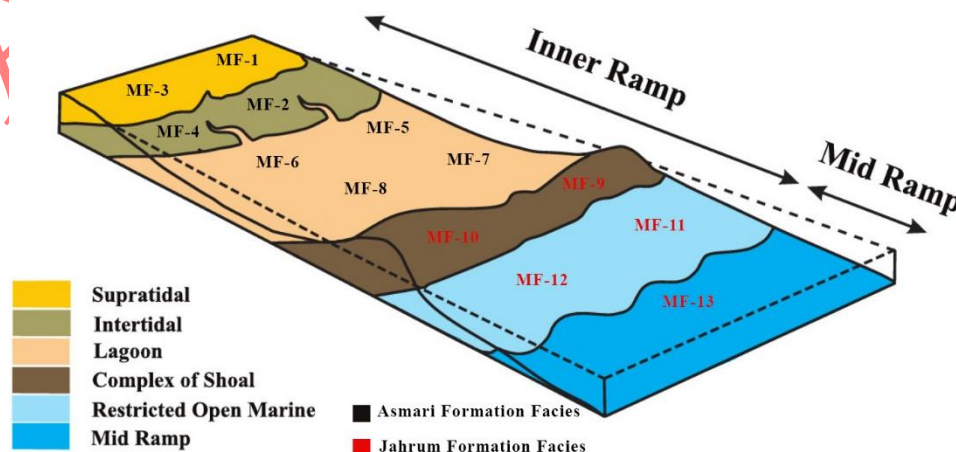
وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای فرامینفرهای منفذدار و بدون منفذ (MF-11) ، (PPL) ، 1: ریزرخساره وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای خارپوست (MF-12) (PPL) ، m: ریزرخساره وکستون/فلوتستون بایوکلاستی دارای نومولیت و پلوئید (MF-13) (PPL) ، n: این تصویر معرفبافت بلورین است و در آن بلورهای دولومیکرواسپارلیت و دولواسپارایت قابل رویت است (PPL).



شکل ۴. فراوانی ریزرخساره مختلف در سکانس‌های مورد مطالعه در مخزن آسماری- جهرم میدان نرگسی.

۲-۴ محیط رسوبگذاری رمپ

کربنات‌های پهنه جزر و مدی توالی‌های آسماری- جهرم در میدان نفتی نرگسی در تناوب با نهشته‌های کربناته لاگون‌های کم‌عمق قرار گرفته‌اند که این امر می‌تواند نشان‌دهنده تشکیل آن‌ها در حوضه رسوبی با شیب و عمق کم باشد که در انتها به رسوبگذاری سازند تبخیری گچساران منجر شده است. با توجه به توالی ریزرخساره‌های شناسایی شده و نیز ارتباط عمودی آن‌ها، عدم رشد ریف‌های سدی، وجود ریزرخساره‌های پهنه جزرومدی و نبود رخساره‌های توربیدیتی که شاخص شیب زیاد محیط می‌باشند [۵۲]، توالی‌های آسماری- جهرم در میدان نرگسی، در یک پلاتفرم از نوع رمپ هموکلینال شامل رمپ داخلی و رمپ میانی در چهار زیرمحیط پهنه جزرومدی، لاگون (سازند آسماری)، پشته سدی و رمپ میانی (سازند جهرم) در آب‌های کم‌عمق تا عمیق و در سطح انرژی محیطی پایین (رمپ‌میانی و لاگون) تا بالاترین سطح انرژی محیطی (رخساره‌های سدی) نهشته شده‌اند. عمیق‌ترین رخساره (MF-13) مربوط به رمپ‌میانی می‌باشد و فقط در سازند جهرم مشاهده شده است. رخساره‌های مربوط به بخش‌های عمیق تر حوضه و رمپ خارجی مشاهده نمی‌شود (شکل ۵).



شکل ۵. مدل رسوبگذاری سازندهای جهرم (پالئوسن - ائوسن) و آسماری (الیگوسن - میوسن) در میدان نفتی نرگسی. رسوبات سازند آسماری در زیرمحیطهای پهنه جزرومدی و لاگون تشکیل شده در صورتی که رسوبات سازند جهرم در زیرمحیطهای سدی و محیط دریای باز (رمپ میانی) ته‌نشست شده است.

۳-۴ فرآیندهای دیاژنزی شاخص

فرآیندهای دیاژنزی متنوع و با شدت‌های مختلف با تاثیر بر روی ویژگی‌های پتروفیزیکی (شامل تخلخل کل و موثر، تراوایی، اندازه قطر گلوگاه حفرات و توزیع آن‌ها)، باعث تولید زون‌هایی با ویژگی‌های پتروفیزیکی متفاوت می‌شوند [۶۴]. بنابراین بررسی وجود یا عدم وجود فرآیندهای دیاژنزی، شدت و نوع آن‌ها در تعیین ویژگی‌های مخزنی مخازن کربناته، اکتشاف، توسعه و تولید میادین حائز اهمیت است. بر پایه مطالعات ماکروسکوپی مغزه‌های حفاری و مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک میکروسکوپی تهیه شده از آن‌ها، در ادامه مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی موثر بر کیفیت مخزنی در مخازن آسماری- جهرم در میدان نفتی نرگسی ارائه می‌گردد.

۱-۳-۴ سیمانی شدن

سیمان‌های مشاهده شده در توالی‌های آسماری - جهرم را از نظر ترکیب می‌توان به سه دسته سیمان کربناته (کلسیت و دولومیت)، سیمان تیخیری انیدریت و همچنین سیمان آهن‌دار هماتیتهی تقسیم‌بندی نمود. سیمان‌های کلسیتی مهم‌ترین سیمان در این توالی‌ها می‌باشند که به اشکال حاشیه‌ای هم‌ضخامت، رو رشدی هم‌محور، بلوکی، هم‌بعد، دروزی و پوئی کیلوتوپیک مشاهده شده است. با توجه به حضور سیمان انیدریتی در طول توالی مخزن آسماری به نظر می‌رسد که سیمان انیدریتی مهم‌ترین عامل کاهش تخلخل و کیفیت مخزنی در این سازند می‌باشد.

۲-۳-۴ انحلال

انحلال یکی از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی در توالی‌های آسماری- جهرم در میدان نرگسی است که با ایجاد تخلخل‌های ثانویه باعث افزایش کیفیت مخزنی شده است. در بعضی موارد فرآیند انحلال باعث ارتباط بین تخلخل‌های غیرمرتبط و در نهایت افزایش تخلخل و تراوایی گردیده است. در نمونه‌های مورد مطالعه گسترش فرآیند انحلال هم به صورت انتخابی است، که گاهی زمینه سنگ، گاهی سیمان و گاهی دانه را متاثر کرده و هم به صورت غیر انتخابی رخ داده که به طور هم زمان سیمان، دانه و یا ماتریکس سنگ حل شده‌اند. در بعضی از مقاطع نیز انحلال فشاری تخلخل‌های حفره‌ای ایجاد کرده که مرتبط با استیلولیتی- شدن هستند. در رخساره‌های دولومیتی شده علاوه بر تخلخل ناشی از دولومیتی شدن، انحلال نیز این تخلخل را توسعه داده که باعث ایجاد تخلخل‌های حفره‌ای شده است. با توجه به شواهد موجود می‌توان گفت که فرآیند انحلال هم در محیط دیاژنزی جوی و هم در محیط دیاژنزی تدفینی توالی‌های آسماری- جهرم را تحت تاثیر قرار داده و نقش مؤثری در گسترش انواع تخلخل از جمله قالبی و حفره‌ای داشته است.

۳-۳-۴ تراکم فیزیکی و شیمیایی

در مراحل اولیه، فشردگی فیزیکی در سازندهای آسماری- جهرم منجر به آرایش نزدیکتر دانه‌ها و تماس نقطه‌ای بین دانه‌ها شده است. از مهم‌ترین آثار فشردگی فیزیکی در نمونه‌های مورد مطالعه می‌توان به جهت یافتگی آلوکم‌ها، شکستگی برخی از آلوکم‌های فسیلی، تغییر شکل پلاستیک آلوکم‌ها و فشردگی مواد آلی اشاره کرد. این فرآیند در سازندهای مورد مطالعه علاوه بر کاهش کیفیت مخزنی، باعث تشکیل شکستگی‌های نسل اول نیز شده است که در نهایت با سیمان پر شده‌اند.

اثرات تراکم شیمیایی در نمونه‌های مورد مطالعه عموماً بصورت استیلولیت، رگچه‌های انحلالی، ایجاد تماس از نوع محدب - مقعر بین دانه‌ها و مرزهای مضررسی می‌باشد. استیلولیت‌ها با اشکال و دامنه‌های مختلف به عنوان آخرین فاز دیاژنزی موثر در نمونه‌های مورد مطالعه دیده می‌شوند.

۴-۳-۴ شکستگی

در نمونه‌های مورد مطالعه شکستگی در اغلب موارد شامل شکستگی میکرایت زمینه، ماتریکس و قطعات اسکلتی موجود در زمینه می‌باشد. برخی از این شکستگی‌ها توسط رگه‌هایی از کلسیت و دولومیت پر شده‌اند. تشکیل این رگه‌ها در مراحل نهایی دیاژنز و بعد از سنگ‌شدگی کامل است. فرآیند شکستگی در رخساره‌های با کیفیت مخزنی پایین مانند رخساره‌های دانه‌ریز مادستونی و وکستونی (MF-3) و دولومیکرایت (MF-1) به عنوان عامل مثبتی در کیفیت مخزنی عمل کرده است. شکستگی‌ها در ریزرخساره‌های دانه‌غالب (MF-9) و (MF-10) که دارای تخلخل قالبی هستند باعث شکستگی قطعات فسیلی و ارتباط تخلخل‌های درون‌دانه‌ای با یکدیگر و در نهایت افزایش کیفیت مخزنی شده است. شکستگی در بخش‌های دولومیتی (سازند آسماری) بیشتر مشاهده شده است چون نسبت به بخش‌های آهکی (سازند جهرم) شکننده‌تر هستند [۵۲].

۴-۳-۵ دولومیتی شدن

در نمونه‌های مورد مطالعه، انواع مختلفی از دولومیت‌ها (اولیه و ثانویه) وجود دارند که بر اساس فابریک و توزیع اندازه بلورها (یونی‌مدال یا پلی‌مدال)، شکل مرز بلورها (مسطح یا غیرمسطح) و با توجه به طبقه‌بندی گرگ و سایلی [۶۵] به گروه‌های مختلفی شامل دولومیت‌های بسیار ریزبلور (دولومیکرایت)، دولومیت‌های ریزبلور (دولومیکرواسپاریت)، دولومیت‌های متوسط بلور (دولواسپاریت)، دولومیت درشت بلور (زین‌اسبی) و دولومیت‌های پرکننده فضای خالی (حفره‌پرکن) تقسیم می‌شوند. دولومیکرایت‌ها مربوط به مراحل اولیه دیاژنز با اندازه بلوری بسیار ریز هستند و سایر دولومیت‌ها از نوع ثانویه با ابعاد بلوری بزرگ‌تری بوده و مربوط به مراحل تاخیری دیاژنز می‌باشند [۶۶]. در مقاطع مورد مطالعه، دولومیت‌های نوع (D1) در طول توالی سازند آسماری (بویژه بخش فوقانی و در نزدیکی سازند تبخیری گچساران) و همچنین در مرز بین دو سازند آسماری و جهرم مشاهده شده‌اند. این دولومیت‌ها را می‌توان به عنوان مرزهای سکاسی در نظر گرفت [۶۷]. دولومیکرواسپاریت‌ها (D2) در مقاطع میکروسکوپی مخزن آسماری و عمدتاً به صورت انتخابی در زمینه میکرایتی مشاهده می‌شوند. این دولومیتی‌شدن به صورت حفظ‌کننده فابریک می‌باشد و تخلخل بین بلوری ایجاد شده در اثر آن از دولومیت‌های نوع یک (D1) بیشتر است [۶۷]. دولواسپاریت‌ها (D3) در دهن عمیق‌تر و دمایی بیشتر از نوع (D1) و (D2) تشکیل می‌شوند و به عنوان دولومیت‌های دیاژنز تاخیری در نظر گرفته می‌شوند که معمولاً دولومیت‌های اولیه (D1) را قطع می‌کنند [۶۵، ۶۷]. در مقاطع مورد مطالعه، برخی از بلورهای این نوع دولومیت، دارای مراکز کدر با لبه‌های شفاف هستند. این نوع دولومیت با توجه به فراوانی آن، بیشترین نقش را در کنترل کیفیت مخزنی توالی‌های آسماری- جهرم داشته است. دولومیت زین‌اسبی (D4) درشت بلور و عمدتاً به صورت سیمان است که بصورت جزئی یا به طور کامل حفرات، قالب‌ها و شکستگی‌ها را مسدود می‌کند [۶۷]. دولومیت زین‌اسبی به صورت پرکننده حفرات و شکستگی‌ها در مقاطع مورد مطالعه قابل مشاهده است. بلورهای دولومیت (D5) با فراوانی کم به صورت پراکنده در زمینه‌ای آهکی شناورند. این دولومیت‌ها از بلورهای شکل‌دار و نیمه شکل‌دار متوسط تا درشت بلور تشکیل شده‌اند. این نوع از دولومیت‌ها دارای بافت پورفیروتوپیک می‌باشند و فقط در سازند آهکی جهرم با فراوانی اندک مشاهده می‌شوند.

۴-۳ توالی پارازنزی

با توجه به مجموع شواهد حاصل از بررسی فرآیندهای دیاژنزی، الگوی تقدم و تأخر فرآیندهای دیاژنزی در چارچوب توالی دیاژنزی ارائه شد. بر اساس این مطالعات، فرآیندهای دیاژنزی سازندهای آسماری- جهرم در سه محیط ائوژنز، موزوژنز و تلوزنز روی داده‌اند (شکل ۵). ترتیب وقوع تمام فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در ادامه به تفکیک بیان و نمایش داده می‌شود. در مرحله ائوژنز ابتدا در محیط دریایی فرآیندهای میکرایتی‌شدن، آشفستگی زیستی، سیمان دریایی حاشیه‌ای هم‌ضخامت، پیریتی‌شدن (پیریت‌های دانه‌تمشکی) و تراکم فیزیکی صورت می‌گیرد. سپس فرآیندهای انحلال، نوشکلی، تشکیل سیمان‌های هم‌بعد، دروزی، رو رشدی هم‌محور، تشکیل دولومیکرایت و ندول و رگه‌های انیدریتی در محیط جوی رخ می‌دهد. در اثر پسروری‌های سطح آب دریا و خروج رسوبات از آب، رسوبات در معرض هوا قرار گرفته و عوارض انحلالی ناشی از رخنمون، مهمترین آثار دیاژنز جوی در مرز بین سازندهای جهرم و آسماری میدان نرگسی می‌باشند. در ادامه تداوم تراکم فیزیکی و تشکیل دولومیکرواسپاریت و دولواسپاریت‌ها در محیط اختلاطی صورت می‌گیرد.

طی مرحله مزوژنز در محیط تدفینی، عوارض تراکم فیزیکی تدریجاً به آثار تراکم شیمیایی تبدیل می‌شوند. سیمان‌های هم‌بعد و دروزی کمتر شده و اغلب سیمان‌ها از نوع بلوکی، دربرگیرنده و فراگیر هستند. در این مرحله پیریت اغلب به صورت خودشکل تشکیل می‌شود. تشکیل دولومیت‌های درشت زین‌اسبی مربوط به این مرحله می‌باشد و انیدریت نیز به صورت سیمان دربرگیرنده و فراگیر تشکیل می‌شود. تشکیل ندول‌های تبخیری متشکل از بلورهای انیدریت با رشد مماسی نسبت به بدنه اصلی ندول نیز در نتیجه قرارگیری در محیط دیاژنزی دفنی عمیق می‌باشد.

در مرحله تلوژنز رسوبات تحجیر شده چین‌خورده و بالا می‌آیند. عوارض این مرحله در سازندهای مورد مطالعه کمتر مشاهده شده‌اند. طی این بالآمدگی، شکستگی‌ها گسترش یافته و فرآیند شکستگی و پرشدگی مربوط به این مرحله می‌باشد. به طور کلی شکستگی در سازند دولومیتی آسماری در مقایسه با سازند آهکی جهرم فراوانی بیشتری در طول توالی دارد. در مرحله تلوژنز فرآیند انحلال صورت گرفته که در مقایسه با انحلال محیط جوی به میزان کمتری است. در این مرحله رگه‌های اکسید آهن تشکیل شده و فرآیند ژپسی شدن نیز مربوط به این مرحله می‌باشد. حضور سیالات با درجه شوری کمتر نسبت به سیالات تشکیل‌دهنده انیدریت، به همراه کاهش فشار ناشی از گسترش شکستگی‌ها در مرحله تلوژنز، موجب تبدیل انیدریت به ژپس ثانویه شده که صرفاً در سازند آسماری مشاهده شده است. توالی پاراژنزی فرآیندهای دیاژنزی سازندهای جهرم و آسماری در شکل ۶ ارائه گردیده است.

Accepted Paper

Time	Late Eocene.....Recent				
Environment Diagenesis process	Eogenetic (Early diagenesis)			Mesogenetic	Telogenetic
	Marine	Meteoric	Mixed	Burial	Meteoric
Micritization	—				
Pyritization	—			—	
Ca Isopachous Cement	—				
Physical Compaction	—	----	—	----	
Dolomitization (D1)		—			
Anhydrite Nodule		—		----	
Anhydrite Seam		—			
Ca Syntaxial Cement	----	—			
Dissolution		—			----
Neomorphism		—	----		
Ca Drusy Cement		—		----	
Ca Equant Cement		—		----	
Dolomitization (D2)			—		
Dolomitization (D3)			—	----	
Ca Blocky Cement		----		—	
Ca Poikilotopic Cement				—	
Ca Pervasive Cement				—	
An Poikilotopic Cement				—	
An Pervasive Cement				—	
Dolomitization (D4)				—	
Chemical Compaction				—	
Fracture and Filling					—
Gypsification					—
Fe-Oxide Seam					—

شکل ۶. توالی پاراژنزی سازندهای چهارم و آسماری در چاه ۶ میدان نفتی نرگسی.

۴-۳ تعیین گونه‌های سنگی

در این مقاله از روش‌های شاخص منطقه‌ای جریان (FZI)، وینلند (Winland) و لوسیا (Lucia) برای گونه بندی توالی‌های آسماری-چهرم در میدان نرگسی استفاده گردید.

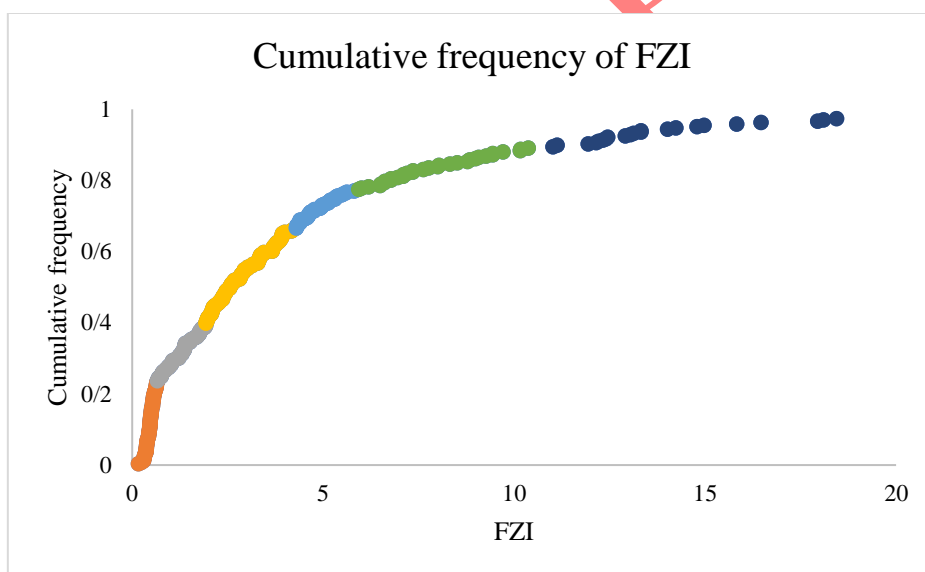
دو مرحله کلی زیر جهت تعیین واحدهای مخزنی در توالی‌های آسماری-چهرم میدان نرگسی اجرا شد:

- تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از روش‌های نامبرده
- تفسیر کیفی زمین‌شناسی هر یک از گونه‌های سنگی در روش‌های مختلف

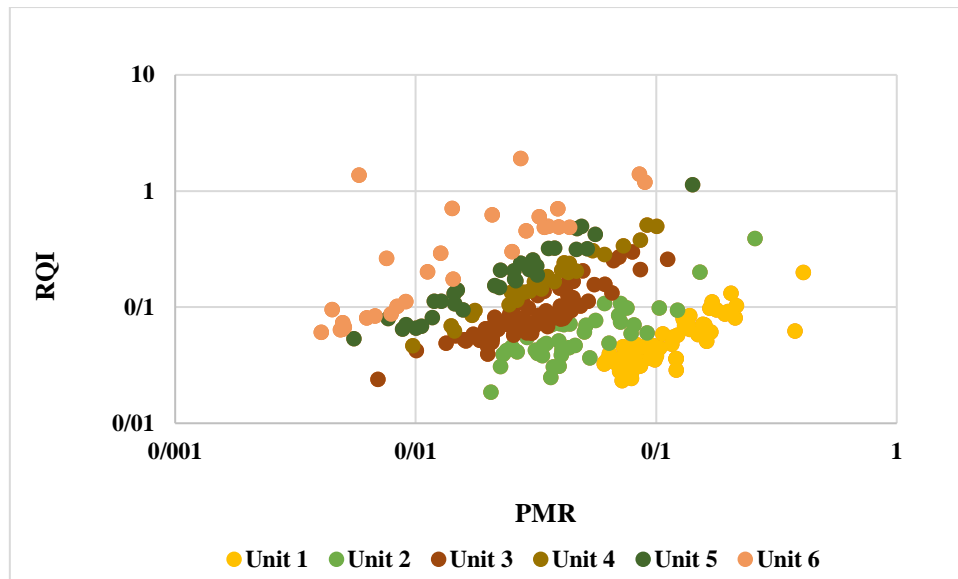
۴-۳-۱ روش شاخص منطقه‌ای جریان (FZI)

تئوری اصلی تعیین واحد جریان بر اساس روش شاخص منطقه‌ای جریان براساس نشان دادن ارتباط حفرات توسط مجموعه‌ای از لوله‌های مویینه می‌باشد [۲۸,۳۳].

به منظور تفکیک و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از نشانگر زون جریانی روش‌های مختلفی توصیه شده است، در این پژوهش از مقادیر تخلخل مؤثر محاسباتی حاصل از نمودار نوترون و تراوایی حاصل از فرمول تبدیل نفوذپذیری، برای تعیین واحدهای هیدرولیکی در کل چاه بر مبنای ترسیم نمودار فراوانی تجمعی استفاده شد. در این نمودار بازه‌هایی که شیب نمودار به صورت ناگهانی تغییر می‌کند به عنوان یک واحد گونه سنگی در نظر گرفته می‌شود. در این مطالعه شش گونه سنگی در توالی‌های آسماری-چهرم شناسایی شدند (شکل ۷). تأثیر مهمترین مشخصه‌های رسوبی و دیاژنزی و میانگین پارامترهای مخزنی در هر واحد هیدرولیکی به اختصار در جدول ۱ ارائه شده است. بر اساس مطالعات انجام شده بهترین خصوصیات مخزنی در واحدهای ۵ و ۶ عمدتاً در سازند چهرم مشاهده می‌شوند. فرآیندهای انحلالی به صورت تخلخل قالبی و واگی و تخلخل بین بلوری در نواحی دولومیتی شده نقش مؤثری در بهبود کیفیت مخزنی داشته‌اند. در واحد ۵ و نیز شکستگی مهم‌ترین نقش را ایفا کرده است. در شکل ۸ نمودار شاخص کیفیت مخزنی (RQI) در مقابل تخلخل نرمال شده (PMR) در واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی شده نیز ترسیم شده است. مطابق این نمودار با افزایش مقادیر RQI و PMR، زون‌ها نشان‌دهنده کیفیت بالاتر مخزن مورد مطالعه هستند که در گونه‌های سنگی ۴ تا ۶ بهترین کیفیت مشاهده می‌شود.



شکل ۷. نمودار فراوانی تجمعی برای مقادیر FZI که شش گونه سنگی با رنگ‌های مختلف در آن قابل تفکیک است.



شکل ۸. نمودار شاخص کیفیت مخزنی (RQI) در مقابل تخلخل نرمال شده (PMR) (در مقیاس لگاریتمی) در واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی شده در چاه شماره ۶ میدان نرگسی.

جدول ۱. خلاصه پارامترهای رسوبی، دیانژی و مخزنی در هر یک از واحدهای هیدرولیکی به روش FZI در توالی چهارم-آسماری

Unit	Average PERM (md)	Average Porosity (%)	Average of RQI	Texture	The most important Diagenetic processes	Reservoir quality
1	1.0	9.0	0.07	M	Cementation, Dolomitization	Very weak
2	3.6	5.5	0.12	M-W	Cementation, Anhydritization, Dissolution	weak
3	1.0	4.1	0.13	P	Cementation, Anhydritization, Compaction	Weak to moderate
4	5.6	3.4	0.23	P-G	Cementation, Anhydritization, Dissolution	moderate
5	6.9	2.7	0.21	W-P-F	Fracturing, Dolomitization, Dissolution	good
6	9.2	2.9	0.26	M-F	Dissolution, Cementation, Dolomitization	Very good

۲-۳-۴ روش وینلند (Winland Method)

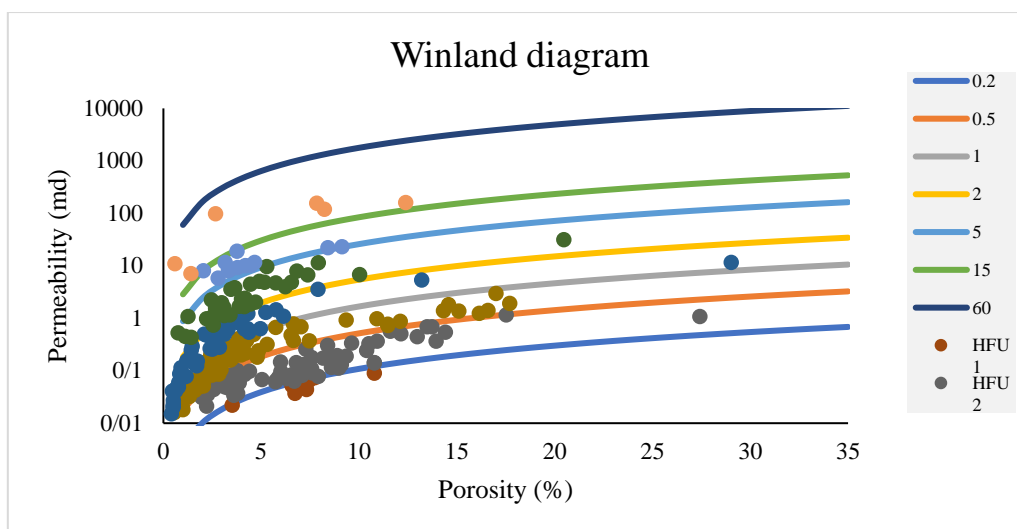
این روش بر اساس قطر گلوگاه حفرات در اشباع‌شدگی ۳۵٪ جیوه (R35) تعریف گردیده است [۷۰].
 enter text. معادله وینلند به صورت رابطه ۱ تعریف می‌شود:

$$\text{Log R35} = 0.732 + 0.588 \log ka - 0.864 \log \emptyset \quad (1)$$

که R35 برحسب میکرون، ka تراوایی هوا بر حسب میلی‌داری و \emptyset تخلخل بر حسب درصد است. در روش وینلند گونه‌های سنگی منعکس‌کننده هر دو فابریک رسوبی و دیانژی می‌باشند. (Hartmann, 1999). این واحدهای جریانی، زون‌های با نسبت تخلخل به تراوایی ثابت را ارائه می‌دهند که در ارتباط مستقیم با R35 بوده و ابزاری مناسب جهت تعیین زون‌های دارای پتانسیل سدی، بافلی و سرعت می‌باشند [۷۵].

در این مقاله از تعداد ۲۶۷ داده تخلخل مؤثر و تراوایی حاصل از مغزه از سازندهای آسماری-چهرم در میدان نرگسی برای محاسبه R35 استفاده گردید. مطابق روش وینلند ۷ گونه سنگی در توالی آسماری-چهرم شناسایی شد (شکل ۹). مشخصات

باقتی ریزرخساره‌ها و مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی در هر گونه سنگی از روش وینلند در جدول ۲ ارائه شده است. گونه سنگی ۶ و ۷ با تخلخل و تراوایی بالا بهترین خصوصیات مخزنی را نمایش می‌دهند. انحلال، شکستگی و دولومیتی شدن در بافت‌های مادستونی تا پکستونی مهم‌ترین عامل بهبود کیفیت مخزنی در این رخساره‌ها بوده است.



شکل ۹. تعیین گونه‌های سنگی با روش وینلند. داده‌های تخلخل و تراوایی بین خطوط کمتر از ۰.۲، ۰.۵-۱، ۱-۲، ۲-۵، ۵-۱۵، ۱۵-۶۰ و ۶۰-۱۵۰ میکرون توزیع یافته‌اند.

جدول ۲. خلاصه پارامترهای رسوبی، دیاژنزی و مخزنی در هر یک از واحدهای هیدرولیکی به روش وینلند در توالی چهارم-آسماری

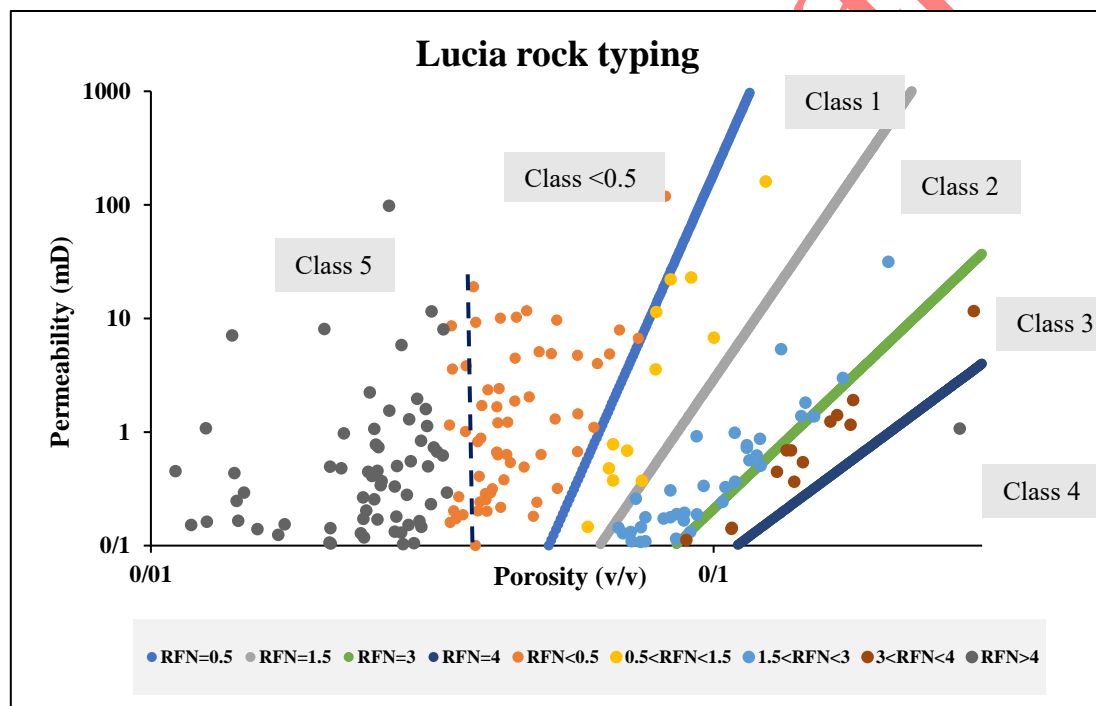
Unit	Average f Perm (mD)	Average of porosity (%)	R35	Texture	Diagenesis	Reservoir quality
1	0.05	6.6	R35<0.2	M	Cementation, Anhydritization	very weak
2	0.20	7.4	0.2-0.5	M, W, F	Cementation, Anhydritization, Dissolution	weak
3	0.36	4.7	0.5-1	M, W	Compaction, Dolomitization	weak to moderate
4	0.78	3.3	1--2	M, W, F	Dissolution, Cementation	moderate
5	3.95	4.5	2--5	W, P, G	Dissolution, Dolomitization	moderate
6	12.25	4.4	5--10	M, W, P, F	Dissolution, Fracturing, Dolomitization	good
7	91.85	5.5	10--60	M, W, P, F	Dissolution, Fracturing, Dolomitization	very good

۳-۳-۴ روش لوسیا (Lucia method)

جنینگ و لوسیا [۷۶] نموداری را برای تعیین گونه‌های سنگی و تخمین تراوایی مخازن کربناته پیشنهاد دادند. با ترسیم داده‌های تخلخل در مقابل تراوایی برای هر مخزن کربناته می‌توان کلاس‌های پتروفیزیکی آن را به دست آورد.

در این روش نیز از ۲۶۷ داده‌ی تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز روتین مغزه مربوط به سازندهای آسماری-چهرم در میدان نرگسی استفاده شد. طبق تقسیم‌بندی لوسیا ۵ گونه سنگی در توالی‌های آسماری-چهرم تعیین گردید (شکل ۱۰). گونه سنگی کلاس یک بین مرزهای عدد فابریک سنگ ۰.۵ تا ۱.۵، کلاس دو بین ۱.۵ تا ۳ و کلاس سه بین مرزهای ۳ تا ۴ قرار دارد. هر یک از کلاس‌ها دارای مشخصه‌های رسوبی، دیاژنزی و پتروفیزیکی منحصر به خود هستند. کلاس یک با میانگین تخلخل و تراوایی بالاتر و تأثیر فرآیندهای دیاژنزی نظیر انحلال، شکستگی و دولومیتی شدن با بافت پکستون و گرینستون دارای کیفیت

مخزنی مطلوب‌تری است. کلاس دو عمدتاً شامل بافت‌های وکستون، فلوتستون و پکستون گل پشتیبان است که شدت فرآیندهای افزایش کیفیت مخزنی نظیر انحلال یا دولومیتی شدن بر این بافت‌ها کمتر بوده و کیفیت مخزنی متوسطی دارند. کلاس سه شامل ریزرخساره‌های مادستونی و وکستونی منطقه لاگون و جزرومدی است که تأثیر انیدریتی شدن سبب کاهش کیفیت مخزنی به درجه ضعیف تا متوسط شده است. تعدادی از نمونه‌ها بر روی مرزها قرار دارند که از نظر خصوصیات زمین‌شناسی و مخزنی دارای خصوصیات مشترکی از کلاس‌های واقع در دو طرف مرز می‌باشند. کلاس پتروفیزیکی چهار در زیر مرز $RFN=4$ قرار گرفته و کیفیت مخزنی بسیار ضعیفی دارد. این کلاس شامل ریزرخساره‌های رمپ میانی و جزرومدی است. در بالای مرز ۰.۵ دو کلاس فرعی خارج از کلاس‌های اصلی لوسیا مشاهده می‌شود که شامل داده‌های با تخلخل کمتر از ۵ درصد (نارنجی) که تخلخل پایین و تراوایی بالاتر حاکی از گسترش ریزشکستگی‌ها بر رخساره‌های رمپ میانی است و کلاس فرعی پنج (خاکستری) که شامل داده‌های با تخلخل و تراوایی پایین است که به عنوان کلاس غیرمخزنی در نظر گرفته می‌شود. خلاصه مشخصات هر گونه سنگی براساس روش لوسیا در جدول ۳ ارائه شده است.



شکل ۱۰. پراکنش داده‌های تخلخل و تراوایی و تفکیک کلاس‌های پتروفیزیکی مطابق روش لوسیا. براساس این نمودار داده‌های توالی‌های آسماری- جهرم در میدان نرگسی میان خطوط RFN با مقادیر کمتر از ۰.۵، ۱-۰.۵، ۳-۱.۵، ۴-۳ پراکنده شده‌اند.

جدول ۳. خلاصه پارامترهای رسوبی، دیازنزی و مخزنی در هر یک از واحدهای هیدرولیکی به روش لوسیا در توالی‌های آسماری- جهرم.

Class	Average f Perm (mD)	Average of porosity(%)	Texture	Diagenesis	Reservoir quality
1	6.39	4.49	M	Dissolution, Fracturing, Dolomitization	good
2	13.55	7.32	M, W, F	Dissolution, Fracturing, Dolomitization	good
3	1.13	9.44	M, W	Dissolution, Cementation	moderate

4	1.47	14.77	W, P, G	Dissolution, Cementation	moderate to good
5	1.54	2.26	M, W, F	Cementation, Anhydritization, Dissolution	weak

۴- توزیع زون‌های مخزنی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی

در این مقاله سکانس‌های رسوبی موجود در سازندهای آسماری-جهرم براساس تلفیق مطالعات رسوب‌شناسی، دیاژنزی و نگارهای متداول تفکیک شد. در نواحی فاقد مغزه صرفاً از آنالیز نگارهای متداول استفاده گردید. همچنین به دلیل محدودیت داده‌ها در شناسایی سیستم ترکتهای یک چرخه سکانسی، در این مطالعه از تقسیم بندی امبری [۷۷] استفاده شد و سکانس‌های رسوبی به دو سیستم ترکته پیشرونده (TST) و پسرونده (HST) تقسیم شدند. تغییرات رخساره‌ای (بافت و اجزای اسکلتی و غیراسکلتی) و زیر محیط‌های رسوبی (سطوح تغییرات انرژی محیط) و فرآیندهای دیاژنزی اولیه به عنوان مهم‌ترین داده‌ها در شناسایی مرزهای سکانسی (SB) و سطوح حداکثر سیلابی (MFS) مورد استفاده قرار گرفتند. بر این مبنا روند تغییر سطح آب دریا و زون‌های دارای روند کم‌عمق‌شدگی و عمیق‌شدگی تفکیک گردید. برای شناسایی سطح حداکثر سیلابی، فراوانی محتوای فونای پلاژیک در کنار سایر شواهد رخساره و دیاژنز مورد استفاده قرار گرفت. در شناسایی مرزهای سکانسی به دلیل حداکثر پایین افتادگی سطح آب دریا و امکان رخنمون، شواهد دیاژنزی اولیه مرتبط با رخنمون در نظر گرفته شد و در نواحی فاقد مغزه از تغییرات نگارهای GR، NPHI و DT استفاده گردید. بر مبنای ارزیابی‌های انجام شده، سه سکانس رسوبی در سازند جهرم و سه سکانس در سازند آسماری شناسایی شد. همچنین میان واحدهای جریان‌ی شناسایی شده و رخساره‌های رسوبی که اغلب تحت تأثیر دیاژنز قرار گرفته‌اند، ارتباط برقرار گردید تا این زون‌های جریان‌ی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی بررسی شوند. نتایج سکانس‌های شناسایی شده و زون‌های مخزنی تعریف شده بصورت یک نگار جامع در شکل ۱۱ نشان داده شده است.

سکانس SQ-1

این سکانس در پایین‌ترین قسمت توالی جهرم قرار داشته و شامل یک سیستم ترکته تراز پسرونده با ضخامت ۵۶ متر است. سیستم ترکته TST در سازند پابده و خارج از محدوده مطالعه است. سیستم ترکته HST-1 با ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان (مادستون و وکستون دولومیتی شده) رمپ میانی (Distal mid ramp) حاوی قطعات اسکلتی شکسته شده و فرامینفرهای پلانکتونیک آغاز شده و در یک توالی کم‌عمق شونده به سمت بالا به ریزرخساره‌های فلوئستونی نومولیت‌دار قسمت میانی رمپ میانی و بایوکلیست پکستون تا گرینستون ابتدای رمپ میانی ختم می‌شود. به لحاظ مخزنی زون بفل Z-8 با این سیستم ترکته مطابقت دارد. فرآیندهای سیمانی شدن تدفینی و سیمان دولومیتی موجب کاهش خصوصیت مخزنی و انسداد حفرات در این زون گردیده است. در زون Z-8، میانگین تخلخل و تراوایی برابر 0.04% و 0.88 md است.

سکانس SQ-2

سکانس SQ-2 در سازند جهرم قرار داشته و شامل سیستم ترکته TST-2 و HST-2 است که ۶۳ متر ضخامت دارد. زون مخزنی ۷ (Z-7) با این سکانس تطابق دارد. این زون را می‌توان به عنوان یک زون مخزنی با درجه متوسط در نظر گرفت. میانگین تخلخل، تراوایی و پارامتر RPS در این زون به ترتیب برابر 0.12%، 1.86 md و 16 واحد می‌باشد. سکانس با توالی عمیق‌شونده به بالا با ریزرخساره فرامینفردار گرینستون زیرمحیط سد آغاز شده و در انتهای سکانس به ریزرخساره اکیونوئید پکستون تا گرینستون رمپ درونی ختم می‌شود. از نظر لیتولوژی این سکانس ترکیب غالب دولومیتی دارد و تخلخل بین

بلورین و بین‌دانه‌ای بیشترین فراوانی را به خود اختصاص داده‌اند و لذا تشکیل این نوع تخلخل‌ها در بهبود کیفیت مخزنی مؤثر بوده است.

سکانس SQ-3

سکانس SQ-3 آخرین سکانس شناسایی شده در سازند جهرم با ۵۵ متر ضخامت بوده و تقریباً به طور کامل دارای نمونه مغزه می‌باشد. زون بفل ۶ (Z-6) با این سکانس مطابقت دارد. میانگین تخلخل و تراوایی در مقایسه با زون قبلی کاهش یافته و به ترتیب ۰.۰۸٪ و ۰.۵۷ md کاهش یافته و مقدار RPS به ۸ واحد رسیده است. در این سکانس توالی عمیق‌شونده به بالا با ریزرخساره‌های فرامینیفردار پکستون سدی و بایوکلست و کستون حاشیه لاگون در رمپ درونی آغاز شده با افزایش سطح نسبی آب دریا و حداکثر پیشروی رخساره‌ها به سمت خشکی به ریزرخساره پلوئیدال و کستون رمپ میانی می‌رسد. با کاهش سطح آب دریا ریزرخساره‌های اکینوئید پکستون و بنتیک فرامینیفر گریستون در مرزسکانسی ظاهر می‌شوند. آثار تخلخل بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای به صورت پراکنده در این بافت‌ها قابل مشاهده است. علی‌رغم حضور انواع تخلخل در این بافت‌ها، اما شدت سیمانی شدن سبب کاهش ظرفیت ذخیره شده است.

سکانس SQ-4

سکانس SQ-4 اولین سکانس سازند آسماری با ضخامت ۸۵ متر می‌باشد که زون بفلی Z-5 منطبق بر سیستم ترک ت- TST-4 و زون مخزنی Z-4 منطبق بر سیستم ترک HST-4 است. این سکانس فاقد اطلاعات پتروگرافی و آنالیزهای روتین مغزه است و مرزهای SB و MFS توسط تغییرات نگار مشخص شده‌اند. میانگین RSP در زون بفل ۱۰ واحد و میانگین تخلخل و تراوایی زون مخزنی ۴ به ترتیب برابر ۰.۰۳٪ و ۰.۵۳ md است.

سکانس SQ-5

سکانس ۵ با ضخامت ۸۰ متر دربرگیرنده بخشی از زون مخزنی ۴ (Z-4) و زون مخزنی ۳ (Z-3) است. اطلاعات پتروگرافی در TST-5 در نواحی بالای مرز SB نشان‌دهنده ریزرخساره بایوکلست فرامینیفردار پکستون حاشیه سد و لاگون است. در این رخساره‌ها در بخش پایینی TST-5 تخلخل قالبی و واگی فراوان‌تر از سایر انواع تخلخل مشاهده می‌شود. در زون مخزنی ۳ مقادیر میانگین تخلخل، تراوایی و RSP به ترتیب برابر ۰.۰۴٪، ۰.۴۷ md و ۲۵ واحد است. به لحاظ خصوصیات مخزنی زون‌های مخزنی ۳ و ۴ کیفیت متوسط تا خوب را نشان می‌دهند.

سکانس SQ-6

سکانس SQ-6 شامل یک زون سرعت و یک زون مخزنی بوده و در بالاترین بخش سازند آسماری قرار گرفته است. این سکانس با ضخامت ۶۸ متر بهترین خصوصیات مخزنی را نشان می‌دهد. زون Z-1 با RSP معادل ۱۹۵ و تراوایی ۶.۸۸ میلی داری پرسرعت‌ترین زون در تمام زون‌های شناسایی شده است. این زون در سیستم ترک HST-6 قرار دارد. تأثیر فرآیندهای انحلال آغازین در طی رخنمون در ریزرخساره‌های پکستونی لاگون و سد سبب افزایش ظرفیت مخزنی شده و شکستگی‌ها و ریزشکستگی‌ها پراکنده به ویژه در رخساره‌های دولومیتی شده در ایجاد شکستگی مؤثر بوده‌اند. سیستم ترک HST-6 با زون مخزنی Z-1 مطابقت دارد که با بررسی میانگین تخلخل و تراوایی و پارامتر RSP کیفیت مخزنی مطلوبتری

را در مقایسه با سایر زون‌ها نمایش می‌دهد. مرز MFS در این سیستم‌ترکت با ریزرخساره‌های مادستون و وکستون دولومیتی شده ابتدای رمپ میانی آغاز شده و در یک توالی کم‌عمق شونده به بالا، ریزرخساره‌های لاگون و پری‌تایدال پدیدار می‌شوند. خلاصه خصوصیات مخزنی در زون‌های شناسایی شده در جدول ۴ آورده شده است.

جدول ۴. میانگین تخلخل، تراوایی و سرعت جریان در زون‌های شناسایی شده در توالی‌های آسماری-جهرم، چاه ۶ میدان نرگسی

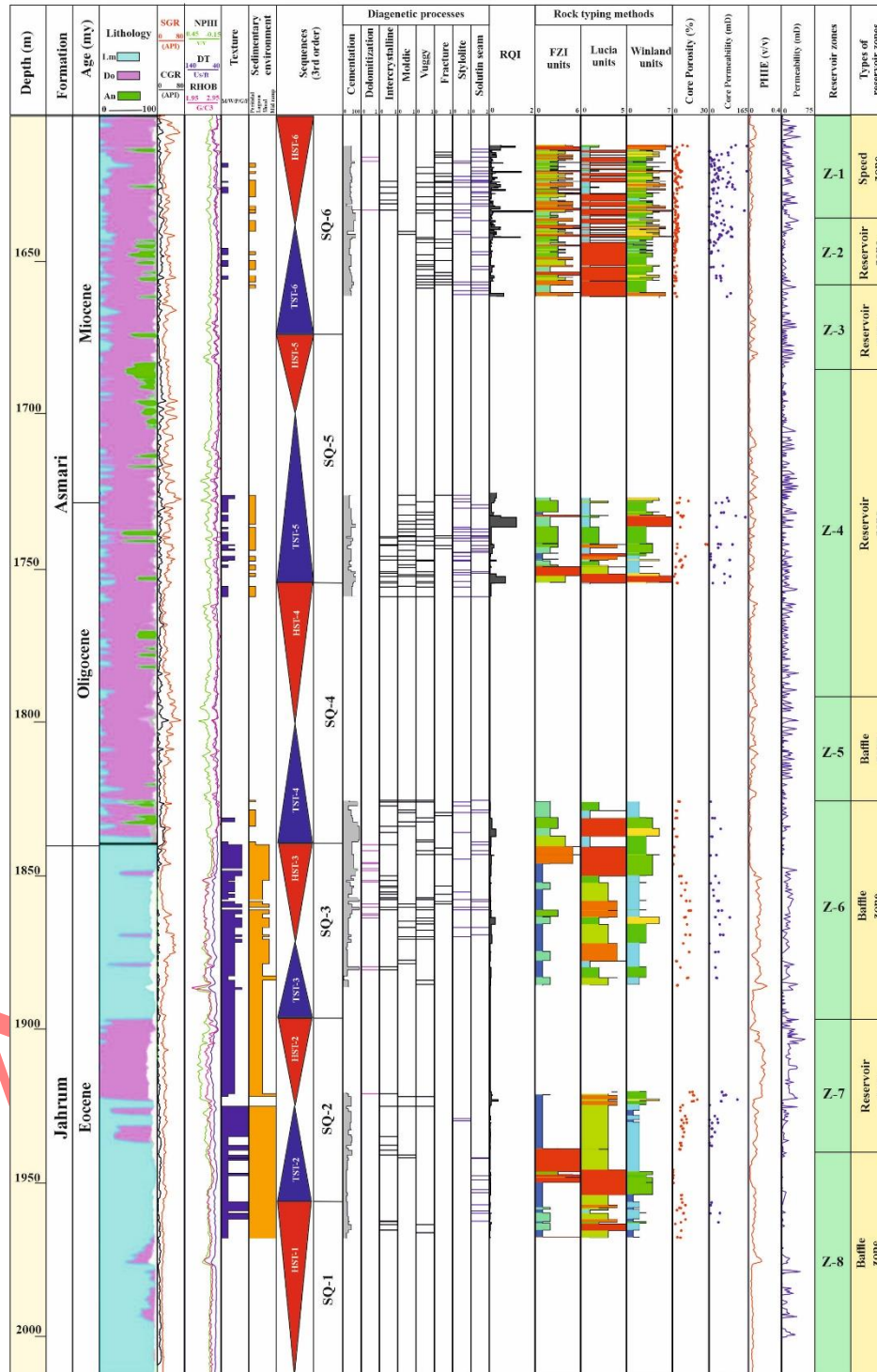
زون	ضخامت (m)	میانگین سرعت جریان (RPS)	میانگین تخلخل (%)	میانگین تراوایی (mD)
۱	۳۴	۱۹۵	۳.۵۲	۶.۸۸
۲	۲۴	۵۵	۲.۶۷	۱.۴۶
۳	۲۷	۱۳	۴.۱	۰.۴۷
۴	۱۰۷	۳۸	۷.۵۵	۲.۸۶
۵	۳۶	۱۰	۵.۱	۰.۵
۶	۷۲	۸	۷.۴۴	۰.۶۰
۷	۴۲	۱۵	۱۰.۳۳	۱.۵۸
۸	۷۱	۲	۴.۸۲	۰.۱۱

در صورتی که میان زون‌های شناسایی شده و ریزرخساره‌های رسوبی که اغلب تحت تأثیر دیاژنز قرار گرفته‌اند، ارتباط برقرار شود، این زون‌ها در چارچوب چینه‌نگاری سکansı قابل تطابق خواهند بود [۷۸]. براساس تطابق بین انواع گونه‌های سنگی شناسایی شده و زون‌بندی مخزنی در چارچوب چینه‌نگاری سکansı، در سازند جهرم بهترین خصوصیات مخزنی در زون ۷ در سکانس SQ-2 مشاهده می‌شود. این زون معادل کلاس ۳ و ۴ لوسیا، گونه‌های سنگی ۱ و ۶ در روش FZI و گونه‌های ۱ و ۲ و ۳ وینلند است. همه این گونه‌های سنگی شامل ریزرخساره‌های مادستونی، وکستونی و پکستون گل‌غالب در محیط‌های لاگون و رمپ میانی هستند. انحلال به فرم تخلخل واگی، ریزشکستگی و تخلخل بین بلورین ناشی از دولومیتی شدن مهم‌ترین تأثیر را در بهبود کیفیت این زون مخزنی داشته‌اند. در سازند آسماری به ترتیب زون‌های ۱ و ۲ در سکانس SQ-6 در قسمت فوقانی سازند مطلوب‌ترین کیفیت مخزنی را نشان می‌دهند. این زون‌ها معادل کلاس زون‌های ۱، ۲ و ۵ لوسیا، گونه‌های سنگی ۳ تا ۶ در FZI با کیفیت متوسط تا خیلی خوب و معادل گونه‌های سنگی ۳ تا ۷ در روش وینلند است. در سازند آسماری دولومیتی شدن، انحلال و شکستگی مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی تأثیرگذار بر بهبود کیفیت زون‌های مخزنی در بخش فوقانی سازند بوده‌اند. در بخش میانی سازند آسماری در زون ۴، اغلب گونه‌های سنگی با کیفیت مخزنی متوسط تا بسیار خوب از هر سه روش توزیع یافته‌اند.

در سازند جهرم، مقدار میانگین تخلخل و تراوایی مغزه به ترتیب ۷.۹ درصد و ۰.۸ میلی داری و در سازند آسماری ۳.۸ درصد و ۴.۷ میلی داری است. گرچه میانگین مقادیر تخلخل ناشی انحلال قالبی و واگی در رخساره‌های دانه پشتیبان سدی در سازند جهرم به ویژه در زون ۷ بیشتر است اما وقوع فرایندهای دیاژنزی انحلال، دولومیتی شدن و شکستگی و ریزشکستگی در سازند آسماری منجر به افزایش تراوایی در زون‌های ۴ و ۲ و ۱ شده است. این زون‌ها (۱ و ۲) حاوی ریزرخساره‌های مادستونی تا پکستونی لاگون و رمپ میانی هستند و مقادیر پایین‌تری از انواع تخلخل را دارا هستند. فرایند شکستگی نقش مهمی در میزان افزایش تراوایی در این رخساره‌ها در سازند آسماری ایفا نموده است.

در این پژوهش، به بررسی روش‌های مختلف برای تعیین گونه‌های سنگی در توالی‌های آسماری-جهرم میدان نرگسی پرداخته شده است. این روش‌ها شامل شاخص منطقی جریان (FZI)، وینلند (Winland) و لوسیا (Lucia) می‌باشند. در روش FZI شش واحد هیدرولیکی در توالی‌های آسماری-جهرم شناسایی شد. بهترین کیفیت مخزنی در واحدهای ۵ و ۶ مشاهده می‌شود که عمدتاً در سازند جهرم قرار دارند. فرآیندهای انحلال، شکستگی و دولومیتی شدن نقش مهمی در بهبود کیفیت مخزنی این واحدها داشته‌اند. در روش وینلند گونه‌های سنگی ۶ و ۷ با تخلخل و تراوایی بالا بهترین خصوصیات مخزنی را نشان می‌دهند. انحلال، شکستگی و دولومیتی شدن در بافت‌های مادستونی تا پکستونی مهم‌ترین عامل بهبود کیفیت مخزنی در این رخساره‌ها بوده است. در روش لوسیا بین پنج کلاس تفکیک شده، کلاس ۱ میانگین تخلخل و تراوایی بالاتر و کیفیت مخزنی مطلوب تری دارد و کلاس ۴ کیفیت مخزنی بسیار ضعیفی دارد. با تجمیع داده‌های رسوبی، دیاژنزی و تخلخل و تراوایی ۸ زون مخزنی شناسایی شد که ۵ زون در سازند آسماری و ۳ زون در سازند جهرم قرار دارد. نتایج نشان می‌دهد که در سازند جهرم زون‌های Z-6 و Z-8 کیفیت مخزنی پایین به دلیل سیمانی شدن تدفینی و سیمان دولومیتی دارند در حالی که زون Z-7 کیفیت مخزنی نسبتاً بالا به دلیل تخلخل بین بلورین و بین دانه‌ای دارد. در سازند آسماری زون Z-5 کیفیت مخزنی پایین و زون‌های Z-1، Z-2 و Z-3 کیفیت مخزنی بسیار خوب، خوب و مطلوبی را نمایش می‌دهند. دلیل افزایش کیفیت مخزنی در این زون‌ها متأثر از دولومیتی شدن و همچنین شکستگی و ریزشکستگی می‌باشد که سبب افزایش تراوایی در سازند آسماری شده است.

در این مقاله، سکناس‌های رسوبی موجود در سازندهای آسماری و جهرم با استفاده از رویکردی جامع که شامل مطالعات رسوب‌شناسی، دیاژنزی و چاه‌نگاری بود، مورد بررسی و تفکیک قرار گرفتند. در مناطقی که فاقد مغزه بودند، از تجزیه و تحلیل نگارها برای شناسایی سکناس‌ها استفاده شد. همچنین جایگاه زون‌های با کیفیت مخزنی مطلوب در سکناس‌ها ارزیابی گردید. تغییرات در رخساره سنگ‌ها (شامل بافت و اجزای اسکلتی و غیر اسکلتی)، زیرمحیط‌های رسوبی (سطوح تغییرات انرژی محیط) و فرآیندهای دیاژنزی اولیه و همچنین تغییرات در نگارهای GR، NPHI و DT برای تعیین مرزهای سکناسی (SB) و سطوح حداکثر سیلابی (MFS) به کار گرفته شدند. با انجام بررسی‌ها، سه سکناس رسوبی در سازند جهرم و سه سکناس در سازند آسماری شناسایی شدند. همچنین ارتباط بین واحدهای جریان‌شناسایی شده و رخساره‌های رسوبی که تحت تاثیر دیاژنزی قرار گرفته بودند، برقرار شد تا این زون‌های جریانی در چارچوب چینه‌نگاری سکناسی مورد بررسی قرار گیرند. نتایج مربوط به سکناس‌های شناسایی شده و زون‌های مخزنی تعریف شده در یک نگار جامع در شکل ۱۱ ارائه شده است. ارتباط بین زون‌های مخزنی و رخساره‌های رسوبی در چارچوب چینه‌نگاری سکناسی بررسی شد. زون‌های ۱ و ۲ با کیفیت مخزنی بسیار خوب در سازند آسماری در سکناس ۶ در سیستم ترک HST6 جای دارد. این زون در بردارنده ریزرخساره‌های مادستونی تا پکستونی لاگون و رمپ میانی هستند و با مقادیر پایین تر تخلخل دارای تراوایی بالای ناشی از شکستگی می‌باشد. در سازند جهرم زون مخزنی ۷ در سکناس ۲ و در سیستم ترک HST2 قرار دارد و میانگین مقادیر تخلخل ناشی انحلال قالبی و حفره‌ای در رخساره‌های دانه پشتیبان سدی در سازند جهرم به ویژه در زون ۷ بیشتر است. به طور کلی استفاده از روش‌های مختلف تعیین گونه‌های سنگی اطلاعات جامعی در مورد ویژگی‌های رسوبی، دیاژنزی و پتروفیزیکی توالی‌های آسماری-جهرم ارائه داد. تلفیق این اطلاعات برای ارزیابی پتانسیل مخزنی و برنامه ریزی توسعه میدان نرگسی ضروری می‌باشد.



شکل ۱۱. نگار جامع رسوبی و کیفیت مخزنی سازندهای آسماری - جهرم در چاه ۶ میدان نرگسی. این نگار تغییرات بافت، ریزرخساره، زیرمحیطهای رسوبی، فرآیندهای دیباژنزی افزایشدهنده و کاهشدهنده کیفیت مخزنی، چینه نگاری سکانسی و

واحدهای گونه‌های سنگی در چهار روش FZI، لوسیا، وینلند را نمایش می‌دهد. زون‌های مخزنی، بفل و زون سرعت نیز در یک ارزیابی جامع تفکیک شده اند.

۶- نتیجه گیری

سازندهای آسماری-چهرم در چاه ۶ میدان نرگسی در فروافتادگی دزفول از ۱۴ ریزرخساره تشکیل شده‌اند که در چهار زیرمحیط رسوبی شامل پهنه جزرومدی، لاگون، سد و رمپ میانی در یک محیط رسوبی از نوع رمپ کربناته هموکلینال نهشته شده‌اند. سازند آسماری از رخساره‌های جزرومدی و لاگونی کم‌عمق و سازند چهرم از رخساره‌های سدی و رمپ میانی عمدتاً تشکیل شده است. مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی در این سازندها شامل انحلال، دولومیتی شدن، و شکستگی به عنوان فرآیندهای افزایش کیفیت مخزنی در زون‌های مخزنی است و سیمانی شدن و انیدریتی شدن به عنوان فرآیندهای کاهش کیفیت مخزنی عمل نموده‌اند. مطالعات چینه‌نگاری سکansı با استفاده از مشخصه‌های رسوبی و دیاژنزی اولیه و تجزیه و تحلیل نمودارهای چاه‌پیمایی، شش سکانس رسوبی رده سوم دارای سیستم ترک‌ت پیشرونده و سیستم ترک‌ت پسرونده شناسایی شدند. مرز سکansı بین سکانس سوم و چهارم تنها مرز سکansı نوع یک و منطبق بر مرز ناپیوسته میان چهرم و آسماری است. سایر مرزهای سکansı از نوع دو و معادل ناپیوستگی می‌باشد. توالی آسماری نسبت به چهرم تخلخل بیشتری دارد و فرآیندهای دیاژنزی نقش مهمی در کنترل پتانسیل مخزنی سازند آسماری داشته‌اند. گونه‌های سنگی به روش‌های وینلند، لوسیا، و شاخص منطقه‌ای جریان تفکیک شدند. تجمیع سه روش استفاده شده در تعیین گونه‌های سنگی، نشان داد تطابق قابل قبولی با همدیگر دارند که منجر به شناسایی ۸ زون مخزنی، سرعت و سدی در سرتاسر توالی مورد مطالعه گردید. به عبارتی در هر قسمت که مقادیر تخلخل و تراوایی هر دو مقدار بالایی را نشان می‌دهند، گونه‌های سنگی نیز وضعیت مخزنی بهتری را نشان می‌دهند. تأثیر ریزرخساره‌های رسوبی و تنوع فرآیندهای دیاژنزی در هر یک از زون‌ها با در نظر گرفتن جایگاه آن‌ها در سکانس‌ها نیز تأییدکننده روند تغییرات مشاهده شده در زون‌های شناسایی شده است. در زون ۱ سازند آسماری شکستگی مهم‌تری فرایند افزایش کیفیت مخزنی در رخساره‌های لاگونی تا رمپ میانی در بخش فوقانی سازند بوده است که در حالی که در زون ۷ در سازند چهرم، انحلال به فرم تخلخل حفره‌ای، ریزشکستگی و تخلخل بین بلورین ناشی از دولومیتی شدن در ریزرخساره‌های گل‌غالب در محیط‌های لاگون و رمپ میانی مهم‌ترین تأثیر را در بهبود کیفیت این زون مخزنی داشته‌اند.

۷- منابع

- [1] Akbar M, Vissapragada B, Alghamdi AH, Allen D, Herron M, Carnegie A. (2000) A snapshot of carbonate reservoir evaluation. *Oilfield Review*, 12:20-1.
- [2] Ahr WM. (2011) *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons.
- [3] Aljuboori FA, Lee JH, Elraies KA, Stephen KD. (2019) Gravity drainage mechanism in naturally fractured carbonate reservoirs; review and application. *Energies (Basel)*, 12:3699. <https://doi.org/10.3390/en12193699>

[4] حسین‌زاده، مهناز و توکلی، وحید. (۱۴۰۲) بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری سازند داریان با استفاده از نگارهای ناهمگنی در یکی از میادین خلیج فارس. پژوهش نفت، ۵، ۳-۱۹.

- [5] ابراهیمی، هادی؛ کامکار روحانی، ابوالقاسم و سلیمانی منفرد، مهرداد. (۱۳۹۷) معرفی اندیس کیفیت مخزن توسعه یافته در توصیف مخازن هیدروکربنی، مطالعه سازند کنگان در یکی از میادین جنوب ایران. پژوهش نفت، ۱۲۳، ۱۹-۳.
- [6] Kiani A, Saberi MH, ZareNezhad B, Mehmandosti EA. (2022) Reservoir zonation in the framework of sequence stratigraphy: A case study from Sarvak Formation, Abadan Plain, SW Iran. *J Pet Sci Eng*, 208:109560. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109560>
- [7] Tavakoli V, Jamalain A. (2018) Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf. *J Nat Gas Sci Eng*, 52:155–65. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.028>
- [8] Mehrabi H, Karami F, Fakhar-Shahreza N, Honarmand J. (2023) Pore-Type Characterization and Reservoir Zonation of the Sarvak Formation in the Abadan Plain, Zagros Basin, Iran. *Minerals*, 13:1464. <https://doi.org/10.3390/min13121464>
- [9] Attia AM, Shuaibu H. (2015) Identification of barriers and productive zones using reservoir characterization. *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*, 2:8–23.
- [10] Mehrabi H, Bahrehvar M, Rahimpour-Bonab H. (2021) Porosity evolution in sequence stratigraphic framework: a case from Cretaceous carbonate reservoir in the Persian Gulf, southern Iran. *J Pet Sci Eng*, 196:107699. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107699>
- [11] Ringrose P, Bentley M. (2016) Reservoir model design. vol. 467. Springer.
- [12] Corbett P. (2009) Petroleum geoenineering: integration of static and dynamic models. Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- [13] Radwan AE, Wood DA, Mahmoud M, Tariq Z. (2022) Gas adsorption and reserve estimation for conventional and unconventional gas resources. *Sustainable geoscience for natural gas subsurface systems*, Elsevier, p. 345–82. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85465-8.00004-2>
- [14] Nabawy BS, Abudeif AM, Masoud MM, Radwan AE. (2022) An integrated workflow for petrophysical characterization, microfacies analysis, and diagenetic attributes of the Lower Jurassic type section in northeastern Africa margin: Implications for subsurface gas prospection. *Mar Pet Geol*, 140:105678. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105678>
- [15] Zhang Q, Wu X-S, Radwan AE, Wang B-H, Wang K, Tian H-Y. (2022) Diagenesis of continental tight sandstone and its control on reservoir quality: A case study of the Quan 3 member of the cretaceous Quantou Formation, Fuxin uplift, Songliao Basin. *Mar Pet Geol*, 145:105883. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105883>
- [16] Taylor TR, Giles MR, Hathon LA, Diggs TN, Braunsdorf NR, Birbiglia G V. (2010) Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and

- reality. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 94:1093–132. <https://doi.org/10.1306/04211009123>
- [17] Radwan AE. (2022) Provenance, depositional facies, and diagenesis controls on reservoir characteristics of the middle Miocene Tidal sandstones, Gulf of Suez Rift Basin: Integration of petrographic analysis and gamma-ray log patterns. *Environ Earth Sci*, 81:382. <https://doi.org/10.1007/s12665-022-10502-w>
- [18] Jones RR, McCaffrey KJW, Clegg P, Wilson RW, Holliman NS, Holdsworth RE. (2009) Integration of regional to outcrop digital data: 3D visualisation of multi-scale geological models. *Comput Geosci*, 35:4–18. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2007.09.007>
- [19] Jeong J, Al-Ali AA, Jung H, Abdelrahman A, Dhafra A, Shebl HT. (2017) Controls on reservoir quality and reservoir architecture of early cretaceous carbonates in an Abu Dhabi onshore field Lekhwair, Kharaij and Lower Shuaiba Formations. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 2017, p. D011S001R002. <https://doi.org/10.2118/188420-MS>
- [20] Pittman ED. (1992) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 76:191–8. <https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D>
- [21] Coskun SB, Wardlaw NC, Haverslew B. (1993) Effects of composition, texture and diagenesis on porosity, permeability and oil recovery in a sandstone reservoir. *J Pet Sci Eng*, 8:279–92. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(93\)90005-Y](https://doi.org/10.1016/0920-4105(93)90005-Y)
- [22] Šperl, J., & Trčková, J. (2008). Permeability and porosity of rocks and their relationship based on laboratory testing. *Acta Geodyn Geomater*, 5(149), 41-47.
- [23] Leila M, Moscardello A. (2019) Seismic stratigraphy and sedimentary facies analysis of the pre-and syn-Messinian salinity crisis sequences, onshore Nile Delta, Egypt: implications for reservoir quality prediction. *Mar Pet Geol*, 101:303–21. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.12.003>
- [24] Kim JC, Lee Y Il, Hisada K. (2007) Depositional and compositional controls on sandstone diagenesis, the Tetori Group (Middle Jurassic–Early Cretaceous), central Japan. *Sediment Geol*, 195:183–202. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2006.08.011>
- [25] Hassan AR, Radwan AA, Mahfouz KH, Leila M. (2023) Sedimentary facies analysis, seismic interpretation, and reservoir rock typing of the syn-rift Middle Jurassic reservoirs in Meleiha concession, north Western Desert, Egypt. *J Pet Explor Prod Technol*, 13:2171–95. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01677-4>
- [26] Ahr WM, Hammel BS. (1999) Identification and mapping of flow units in carbonate reservoirs an example from the happy spraberry (permian) field Garza County, Texas USA. *Energy Exploration & Exploitation*, 17:311–34.

- [27] Ahr WM. (2011) *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons.
- [28] Abbaszadeh M, Fujii H, Fujimoto F. (1996) Permeability prediction by hydraulic flow units—theory and applications. *SPE Formation Evaluation*, 11:263–71. <https://doi.org/10.2118/30158-PA>
- [29] Perez HH, Datta-Gupta A, Mishra S. (2005) The role of electrofacies, lithofacies, and hydraulic flow units in permeability prediction from well logs: a comparative analysis using classification trees. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 8:143–55. <https://doi.org/10.2118/84301-PA>
- [30] Shahvar MB, Kharrat R, Matin M. (2010) Applying flow zone index approach and artificial neural networks modeling technique for characterizing a heterogeneous carbonate reservoir using dynamic data: Case study of an Iranian reservoir. *Trinidad and Tobago Energy Resources Conference*. <https://doi.org/10.2118/132898-MS>
- [31] Mahjour SK, Al-Askari MKG, Masihi M. (2016) Flow-units verification, using statistical zonation and application of Stratigraphic Modified Lorenz Plot in Tabnak gas field. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25:215–20. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.05.018>
- [32] Gomes JS, Ribeiro MT, Strohmenger CJ, Negahban S, Kalam MZ. (2008) Carbonate reservoir rock typing—the link between geology and SCAL. *Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference*, SPE–118284. <https://doi.org/10.2118/118284-MS>
- [33] Amaefule JO, Altunbay M, Tiab D, Kersey DG, Keelan DK. (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE annual technical conference and exhibition*. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- [34] Azadivash A, Shaabani M, Mehdipour V. Determining hydraulic flow units by using the flow zone indicator method and comparing them with electrofacies and microscopic sections in Sarvak Formation in one of the fields of Abadan plain. *Advanced Applied Geology* 2021;11:473–92.
- [35] Salman O, Al-Fatlawi O, Al-Jawad S. (2023) Reservoir Characterization and Rock Typing of Carbonate Reservoir in the Southeast of Iraq. *The Iraqi Geological Journal*, 221–37.
- [36] Bhatti AA, Ismail A, Raza A, Gholami R, Rezaee R, Nagarajan R. (2020) Permeability prediction using hydraulic flow units and electrofacies analysis. *Energy Geoscience*, 1:81–91. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.04.003>
- [37] Masalmeh SK, Wei L, Hillgartner H, Al-Mjeni R, Blom C. (2012) Developing high resolution static and dynamic models for waterflood history matching and EOR evaluation of a Middle Eastern carbonate reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, SPE–161485. <https://doi.org/10.2118/161485-MS>.

- [38] Barakat MK, Azab A, Michael N. (2022) Reservoir characterization using the seismic reflection data: Bahariya Formation as a case study Shushan Basin, North Western Desert, Egypt. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 24:5–15. <https://doi.org/10.21608/jpme.2022.110315.1107>
- [39] Leverett M. (1941) Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*, 142:152–69. <https://doi.org/10.2118/941152-G>
- [40] El Adl H, Leila M, Ahmed MA, Anan T, El-Shahat A. (2021) Integrated sedimentological and petrophysical rock-typing of the Messinian Abu Madi formation in South Batra gas field, onshore Nile Delta, Egypt. *Mar Pet Geol*, 124:104835. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104835>
- [41] Mohseni H, Hassanvand V, Homaie M. (2016) Microfacies analysis, depositional environment, and diagenesis of the Asmari–Jahrum reservoir in Gulkhari oil field, Zagros basin, SW Iran. *Arabian Journal of Geosciences*, 9:1–21. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-2130-y>
- [42] Stocklin, J. (1968). Structural history and tectonics of Iran: a review. *AAPG bulletin*, 52(7), 1229-1258.
- [43] Murriss, R. J. (1980). Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. *AAPG Bulletin*, 64(5), 597-618.
- [44] James GA, and Wynd JG. (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 49:2182–245. <https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D>
- [45] Hatzfeld D, Authemayou C, Van Der Beek P, Bellier O, Lavé J, Oveisi B. (2010) The kinematics of the Zagros mountains (Iran). *Geological Society, London, Special Publications*, 330:19–42. <https://doi.org/10.1144/SP330>
- [46] Bordenave ML, Burwood R. (1995) The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems. *Petroleum Source Rocks*, In: Katz B.J. (ed) *Petroleum Source Rocks. Casebooks in Earth Sciences*. Springer, Berlin, Heidelberg, p. 183–207. https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_11
- [47] Asemani, M., Rabbani, A. R., & Sarafdokht, H. (2021). Origin, geochemical characteristics and filling pathways in the Shadegan oil field, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 174, 104047. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.104047>
- [48] Motiei H. (1993) *Geology of Iran, the Stratigraphy of Zagros*. Geological Survey of Iran (In Persian), 536pp.
- [49] Esrafil-Dizaji B, Rahimpour-Bonab H. (2019) Carbonate reservoir rocks at giant oil and gas fields in SW Iran and the adjacent offshore: a review of stratigraphic occurrence and poro-perm characteristics. *Journal of Petroleum Geology*, 42:343–70.
- [50] Dunham RJ. (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional textures.

- [51] Embry AF, Klovan JE. (1971) A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19:730–81. <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730>
- [52] Fügel E. (2010) *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*. Springer.
- [53] Adabi MH. (2009) Multistage dolomitization of upper jurassic mozduran formation, Kopet-Dagh Basin, ne Iran. *Carbonates Evaporites*, 24:16–32. <https://doi.org/10.1007/BF03228054>
- [54] Warren JK. (2016) *Evaporites: A geological compendium*. Springer.
- [55] Rasser MW, Scheibner C, Mutti M. (2005) A paleoenvironmental standard section for Early Ilerdian tropical carbonate factories (Corbieres, France; Pyrenees, Spain). *Facies*, 51:218–32. <https://doi.org/10.1007/s10347-005-0070-9>
- [56] Burchette TP, Wright VP. (1992) Carbonate ramp depositional systems. *Sediment Geol*, 79:3–57. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(92\)90003-A](https://doi.org/10.1016/0037-0738(92)90003-A)
- [57] Vaziri-Moghaddam H, Seyrafian A, Taheri A, Motiei H. (2010) Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran: Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 27:56–71.
- [58] Cen XC, Salad Hersi O. (2006) A revised lithostratigraphic framework and characteristics of the Upper Devonian Duperow Formation, southeastern Saskatchewan. *Summary of Investigations*, 1:2004–6.
- [59] Moosavizadeh SMA, Mahboubi A, Moussavi-Harami R, Kavooosi MA, Schlagintweit F. (2015) Sequence stratigraphy and platform to basin margin facies transition of the Lower Cretaceous Dariyan Formation (northeastern Arabian Plate, Zagros fold-thrust belt, Iran). *Bull Geosci*, 90. <https://doi.org/10.3140/bull.geosci.1413>
- [60] Vaziri-Moghaddam H, Kimiagari M, Taheri A. (2006) Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran. *Facies*, 52:41–51. <https://doi.org/10.1007/s10347-005-0018-0>
- [61] Hottinger L. Revision of the foraminiferal genus *Globoreticulina* Rahaghi, 1978, and of its associated fauna of larger foraminifera from the late Middle Eocene of Iran. (2007) *Carnets de Géologie*, 1–51.
- [62] Geel T. (2000) Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol*, 155:211–38. [https://doi.org/10.1016/S0031-0182\(99\)00117-0](https://doi.org/10.1016/S0031-0182(99)00117-0)
- [63] Romero J, Caus E, Rosell J. (2002) A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Middle Eocene deposits on the margin of the South Pyrenean basin (NE Spain). *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol*, 179:43–56. [https://doi.org/10.1016/S0031-0182\(01\)00406-0](https://doi.org/10.1016/S0031-0182(01)00406-0)

- [64] Rahimpour-Bonab H. (2007) A procedure for appraisal of a hydrocarbon reservoir continuity and quantification of its heterogeneity. *J Pet Sci Eng*, 58:1–12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.004>
- [65] Gregg JM, Sibley DF. (1984) Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture. *Journal of Sedimentary Research*, 54:908–31. <https://doi.org/10.1306/212F8535-2B24-11D7-8648000102C1865D>
- [66] Aqrawi AAM, Keramati M, Ehrenberg SN, Pickard N, Moallemi A, Svana T. (2006) The origin of dolomite in the Asmari formation (Oligocene-Lower Miocene), Dezful embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 29:381–402.
- [67] Omidpour A, Mahboubi A, Moussavi-Harami R, Rahimpour-Bonab H. (2022) Effects of dolomitization on porosity–Permeability distribution in depositional sequences and its effects on reservoir quality, a case from Asmari Formation, SW Iran. *J Pet Sci Eng*, 208:109348. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109348>
- [68] Tavakoli V. (2018) *Geological core analysis: Application to reservoir characterization*. vol. 99. Springer.
- [69] Haq, B. U., Hardenbol, J. A. N., & Vail, P. R. (1987). Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. *Science*, 235(4793), 1156-1167. <https://doi.org/10.1126/science.235.4793.1156>
- [70] Bhattacharya S, Byrnes AP, Watney WL, Doveton JH. (2008) Flow unit modeling and fine-scale predicted permeability validation in Atokan sandstones: Norcan East field, Kansas. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 92:709–32. <https://doi.org/10.1306/01140807081>
- [71] Porras JC, Campos O. (2001) Rock typing: a key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin. *SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference*. <https://doi.org/10.2118/69458-MS>
- [72] Ebanks WJ. (1987) *Geology in enhanced oil recovery*.
- [73] Tiab D, Donaldson EC. (2015) *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.
- [74] Uguru CI, Onyeagoro UO, Lin J, Okkerman J, Sikiru IO. (2005) Permeability prediction using genetic unit averages of flow zone indicators (FZIs) and neural networks. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE–98828. <https://doi.org/10.2118/98828-MS>
- [75] Gunter GW, Finneran JM, Hartmann DJ, Miller JD. (1997) Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE–38679. <https://doi.org/10.2118/38679-MS>
- [76] Jennings Jr JW, Lucia FJ. (2001) Integrated outcrop and subsurface studies of the interwell environment of carbonate reservoirs: clear fork (Leonardian age) reservoirs, West Texas and New Mexico.

- [77] Embry AF. (1995) Sequence boundaries and sequence hierarchies: problems and proposals. Norwegian Petroleum Society Special Publications, vol. 5, Elsevier, p. 1–11. [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(06\)80059-7](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(06)80059-7)
- [78] Enayati–Bidgoli AH, Rahimpour–Bonab H. (2016) A geological based reservoir zonation scheme in a sequence stratigraphic framework: A case study from the Permo–Triassic gas reservoirs, Offshore Iran. *Mar Pet Geol*, 73:36–58. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.02.016>

Accepted Paper