

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

عادلہ جمالیان^۱، مرتضی آسمانی^{۲*}، یاسمن احمدی^۳ و آرمین امیدپور^۴

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

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

۳ دانشکده زمین شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۱۲/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۲۴

چکیده

مطالعه کیفیت مخازن کربناته نیازمند بررسی دقیق رسوب شناسی و فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر آنها می‌باشد. در این مقاله به منظور درک عوامل کنترل کننده کیفیت مخزنی توالی‌های آسماری-جهرم در میدان نرگسی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی، مطالعات گسترده پتروگرافی جهت شناسایی ریزرخساره‌ها 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 زیرمحیط‌های پهنه جزرومدی، لاگون، سد و رمپ میانی در امتداد یک کربناته هموکلینال نهشته شده‌اند. شواهد پتروگرافی بیانگر وجود دو مرحله دیاژنزی (اژونز و مزوژن) و سه محیط دیاژنزی (دریایی، جوی و تدفینی) در توالی پاراژنزی سازندهای مذکور می‌باشد. براساس نتایج بدست آمده در سازندهای مورد مطالعه مشخص شد که فرآیندهای انحلال و شکستگی از عوامل افزایش دهنده کیفیت مخزنی در واحدهای مخزنی بوده ولی فرآیندهای تراکم، سیمانی شدن و انیدریتی شدن باعث کاهش کیفیت مخزنی در این سازندها شده‌اند. مطالعات چینه‌نگاری سکانسی به روش سکانس پیشرونده-پسرونده، بررسی مشخصه‌های 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 گونه‌های سنگی (روش‌های وینلند، لوسیا، و شاخص منطقه‌ای جریان)، سکانس‌های رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی، رخساره‌ها و تغییرات نگارهای پتروفیزیکی بیانگر ۸ واحد مختلف (واحدهای مخزنی، سرعت و سدی) در مخزن آسماری-جهرم می‌باشد. تأثیر ریزرخساره‌های رسوبی و تنوع فرآیندهای دیاژنزی در هر یک از واحدها با در نظر گرفتن جایگاه آن‌ها در سکانس‌ها نیز تأییدکننده روند تغییرات مشاهده شده در خصوصیات مخزنی واحدهای شناسایی شده است. به طور کلی واحدهای 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 داشته‌اند. در سازند جهرم در واحد ۷ ریزرخساره‌های گل‌غالب در محیط‌های لاگون و رمپ میانی فراوان هستند. انحلال به فرم تخلخل حفره ای، ریزشکستگی و تخلخل بین بلورین ناشی از دولومیتی شدن مهم‌ترین تأثیر را در بهبود کیفیت این واحد مخزنی داشته‌اند.

کلمات کلیدی: کیفیت مخزنی، ریزرخساره، دیاژنزی، گونه‌بندی سنگی، افتادگی دزفول

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی m.asemani@khu.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5379.3397)

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٪ ذخایر کلی جهان و بیش از ۷۰٪ منابع هیدروکربنی متعارف در خاورمیانه را در خود جای داده‌اند [۵-۱]. همچنین بیش از ۹۰٪ منابع هیدروکربنی ایران در مخازن کربناته تجمع یافته است. البته این مخازن ناهمگنی بسیار زیادی از نظر خصوصیات پتروفیزیکی خصوصاً سیستم حفرات، نسبت به مخازن ماسه سنگی دارند [۷ و ۶]. سیستم حفرات و ناهمگنی‌های مربوط به آن نقش کلیدی در جریان سیال، مقادیر تخلخل-تراوایی، اشباع آب، تراوایی نسبی و فشار مویینه در مخازن کربناته دارند [۸]. مخازن ناهمگن معمولاً دشواری‌های زیادی برای مهندسی و زمین‌شناسان برای تعیین واحدهای هیدرولیکی جریان، گونه‌بندی سنگ‌ها، تعیین واحدهای سدی یا تولیدی و پیش‌بینی بازبایی هیدروکربن از مخزن را ایجاد می‌کنند [۹]. شناسایی و تفسیر تغییرات در سیستم حفرات به همراه طبقه‌بندی 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 و ۱۲]. محاسبه دقیق ذخیره هیدروکربنی اغلب با چالش‌های متعددی همراه می‌باشد. این چالش‌ها بیشتر به تغییرات رخساره مخزنی و تأثیر آن بر روی پارامترهای مخزنی و در نهایت تأثیر 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 تأثیر مستقیم دارد. خصوصیات پتروفیزیکی یک مخزن

هیدروکربنی با درک عمیق فرآیندهای رسوبی اتفاق افتاده و به طور کلی شرایط محیط رسوبی به‌دست 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]. مطالعه یکپارچه خصوصیات مخزنی با استفاده از مجموعه داده‌های مختلف برای ارزیابی خصوصیات استاتیک و دینامیک بسیار حائز اهمیت می‌باشد [۱۷ و ۱۸]. ارزیابی تأثیر 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]. 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 تأثیر می‌گذارد [۲۰ و ۲۱]. علاوه بر این فرآیندهای دیاژنتیکی (شامل فشردگی، انحلال و سیمان‌شدگی) به‌طور معمول بر روی ارتباط بین حفرات، هندسه گلوگاه حفرات و بنابراین بر روی خصوصیات استاتیک و دینامیک سنگ مخزن تأثیر می‌گذارند [۲۱، ۲۳، ۲۵-۲۰].

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 پیش‌بینی خصوصیات استاتیک و دینامیک گونه‌های مختلف سنگ مخزن ضروری است [۲۷-۲۵].

توصیف دقیق خصوصیات مخزن نیازمند ادغام داده‌های نگارهای پتروفیزیکی و مغزه برای درک تغییرات در خواص هیدرولیکی همچون تخلخل، تراوایی و فشار مویینه می‌باشد. مفهوم واحدهای هیدرولیکی جریان یا به‌طور خلاصه واحدهای جریانی به‌طور معمول برای توصیف مخزن و پیش‌بینی تراوایی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۲۸-۳۲]. با تعریف واحدهای جریانی امکان توصیف

نشانگر واحد جریان یا FZI برای شناسایی واحدهای جریان متکی به داده‌های مغزه می‌باشند [۴۰ و ۳۳]. میدان نرگسی در قسمت جنوب شرقی فرفاقتادگی 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 تداخل اولیه کم در سازندهای آسماری- جهرم، اعتقاد بر این است که پتانسیل مخزنی این سازندها به دلیل ایجاد تداخل‌های ثانویه ناشی از فرآیندهای دیاژنزی مختلف همچون دولومیتی شدن، شکافدار شدن و انحلال فراهم گردیده است [۴۱]. علی‌رغم مطالعات بسیار زیادی که در مورد میادین مختلف فرفاقتادگی 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 مؤثر 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 تداخل- تراوایی از طریق مطالعه مغزه، نگارها و مطالعات میکروسکوپی انجام خواهد شد.

زمین‌شناسی

حوضه رسوبی زاگرس یکی از مهم‌ترین مناطق جهان از نظر پتانسیل هیدروکربنی می‌باشد و این حوضه میادین عظیم و فوق‌عظیم زیادی را در بر می‌گیرد. اشتوکلین سه مرحله شامل فلات قاره‌ای (پراکامبرین پسین- تریاس میانی)، بزرگ ناودیسسی^۱ (تریاس میانی- پلیوسن) و مرحله پس از کوهزایی (پلیوسن- عهد حاضر) را در تکوین ساختاری حوضه زاگرس مؤثر می‌داند [۴۲]. در زمان کرتاسه به واسطه برخورد صفحه آفریقایی- عربی با فلات قاره ایران

بهتر خصوصیات پتروفیزیکی مخزن فراهم می‌شود و به عنوان داده ورودی برای ساخت مدل مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد [۳۱]. اولین تعریف از واحدهای جریان توسط آمافول و همکاران ارائه گردید [۳۳]. براین اساس یک واحد هیدرولیکی جریان به عنوان بخشی از یک سنگ مخزن تعریف می‌شود که خصوصیات پتروفیزیکی و زمین‌شناسی مؤثر بر جریان سیال در این قسمت از سایر قسمت‌ها متمایز است. واحدهای هیدرولیکی با توزیع رخساره‌های زمین‌شناسی مرتبط است ولی الزاماً از مرز رخساره‌ها تبعیت نمی‌کند [۲۸]. تغییرات دیاژنزی همچون سیمانی شدن، فشردگی و انحلال باعث تغییر زیاد خصوصیات رخساره‌ها می‌شوند. بنابراین واحدهای هیدرولیکی الزاماً پیوسته نمی‌باشند [۲۸ و ۳۲-۳۴]. براساس تعریف، گونه‌بندی سنگی به طبقه بندی سنگ‌های مخزنی به واحدهای هیدرولیکی جریان مختلف گفته می‌شود. این واحدها در شرایط یکسانی رسوب‌گذاری کرده‌اند و همچنین شرایط یکسانی از نظر فرآیندهای دیاژنزی را متحمل شده‌اند [۳۵]. لذا برای هر واحد جریانی یک رابطه تداخل-تراوایی مشخص، یک پروفایل فشاری یکسان و اشباع آب مشابه برای یک ارتفاع مشخص بالای سطح آب آزاد وجود دارد [۳۶]. 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 بخش‌بندی صحیح مخزن به واحدهای مختلف با پارامترهای هیدرولیکی یکسان اهمیت دارد [۳۳]. گونه‌بندی سنگی یک روش چندوجهی 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 [۳۸ و ۳۷، ۳۲، ۱۴] یا روش‌های پیشرفته گونه‌بندی سنگ همچون روش ۳۵ ویلند Winland 35 [۲۰]، تعیین اندیس کیفیت مخزن یا RQI [۳۹]، و روش

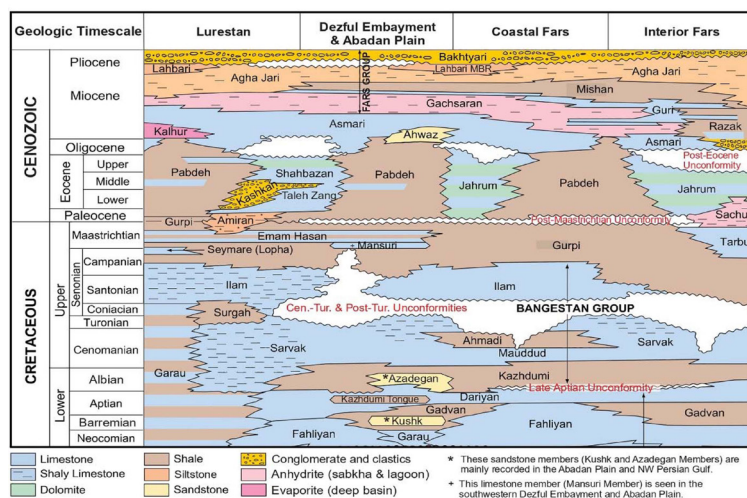
1. Geosynclinal

حدود ۶۰۰۰۰ km² بیش از ۸٪ ذخایر هیدروکربنی جهان را در برمی گیرد [۴۶ و ۴۷]. سازند آسماری مهمترین مخزن در حوضه زاگرس است و بیش از ۸۰٪ 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 پالئوسن 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).

و فرونشست پیش ژرفا^۱ در طول خط درز زاگرس (شمال غربی- جنوب شرقی)، حوضه زاگرس توسعه می‌یابد. این منطقه قبلاً در حاشیه شلف پایدار صفحه قاره‌ای آفریقایی- عربی بوده است [۴۳]. جیمز و وایند حوضه زاگرس را به مناطق زمین‌شناسی مختلفی شامل خوزستان، لرستان، فارس داخلی و فارس ساحلی تقسیم‌بندی کردند [۴۴]. خوزستان در مرکز حوضه زاگرس واقع شده است و از دو بخش ایذه و فروافتادگی دزفول تشکیل شده است (شکل ۱). بخش فروافتادگی دزفول یک منطقه فرو افتاده است که سازند آسماری در این منطقه رخنمون ندارد و به عنوان مهم‌ترین منطقه زمین‌شناختی نفتی در حوضه زاگرس شناخته می‌شود. هیدروکربن‌ها در این ناحیه در تاقیدس‌های بزرگ با روند شمال غربی- جنوب شرقی انباشته شده‌اند [۴۵]. این منطقه با وسعتی در



شکل ۱ نمایش مناطق مختلف زمین‌شناسی حوضه زاگرس به همراه موقعیت میداین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول [۴۹].



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

زیر است:

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 قفس مرغی^۱ می‌باشند که از شواهد پهنه‌های بالای جزرومدی (سوپراتایدال) است [۵۴-۵۲]. 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-الف).

مادستون با تخلخل فنسترال (MF-2)

این ریزرخساره با ضخامت حدود ۱ m 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 [۵۷-۵۲]. این ریزرخساره معادل رخساره RMF 23 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می‌باشد که معرف محیط‌های جزرومدی است (شکل ۳-ب).

انیدریت (MF-3)

این ریزرخساره فاقد هر گونه دانه اسکلتی یا غیر اسکلتی می‌باشد و در تناوب با رخساره‌های دولومیتی شده در سازند آسماری مشاهده می‌شود. در این ریزرخساره، انیدریت به صورت بلورهای بسیار

این سازند دارای لیتولوژی آهک، آهک دولومیتی و دولومیت می‌باشد. به‌طور معمول تمایز بین سازندهای آسماری و جهرم برای زمین‌شناسان دشوار است و هرکجا که این دو سازند وجود دارند به‌صورت یک واحد و با نام آسماری-جهرم نام‌گذاری می‌کنند [۴۴].

داده‌ها و روش‌ها

در این مقاله داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی m ۴۱۲ 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 m مغزه و ۵ نگار معمول شامل اشعه گاما مجموع^۱، اشعه گاما محاسبه شده، زمان عبور موج صوتی^۲، تخلخل نوترون و دانسیته کلی 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 واحدها نیز کمک گرفته شد. ابتدا ریزرخساره‌ها، مدل محیط رسوبی، مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی و تاریخچه دیاژنز در مقاطع نازک توسط طبقه‌بندی‌های دانه‌ها [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^۳، وینلند^۴ و لوسیا^۵ مشخص گردید. در انتها واحدهای مخزنی براساس روند تغییرات شاخص مخزنی، نگار تخلخل مؤثر، تراوایی، مشخصات گونه‌های سنگی، مطالعات ریزرخساره‌ها و دیاژنز تعیین شد و سپس جایگاه هر واحد مخزنی در سکانس‌ها بررسی و اثر کنترل‌های زمین‌شناسی مطالعه شد.

نتایج

تحلیل ریزرخساره‌ها و محیط رسوب‌گذاری

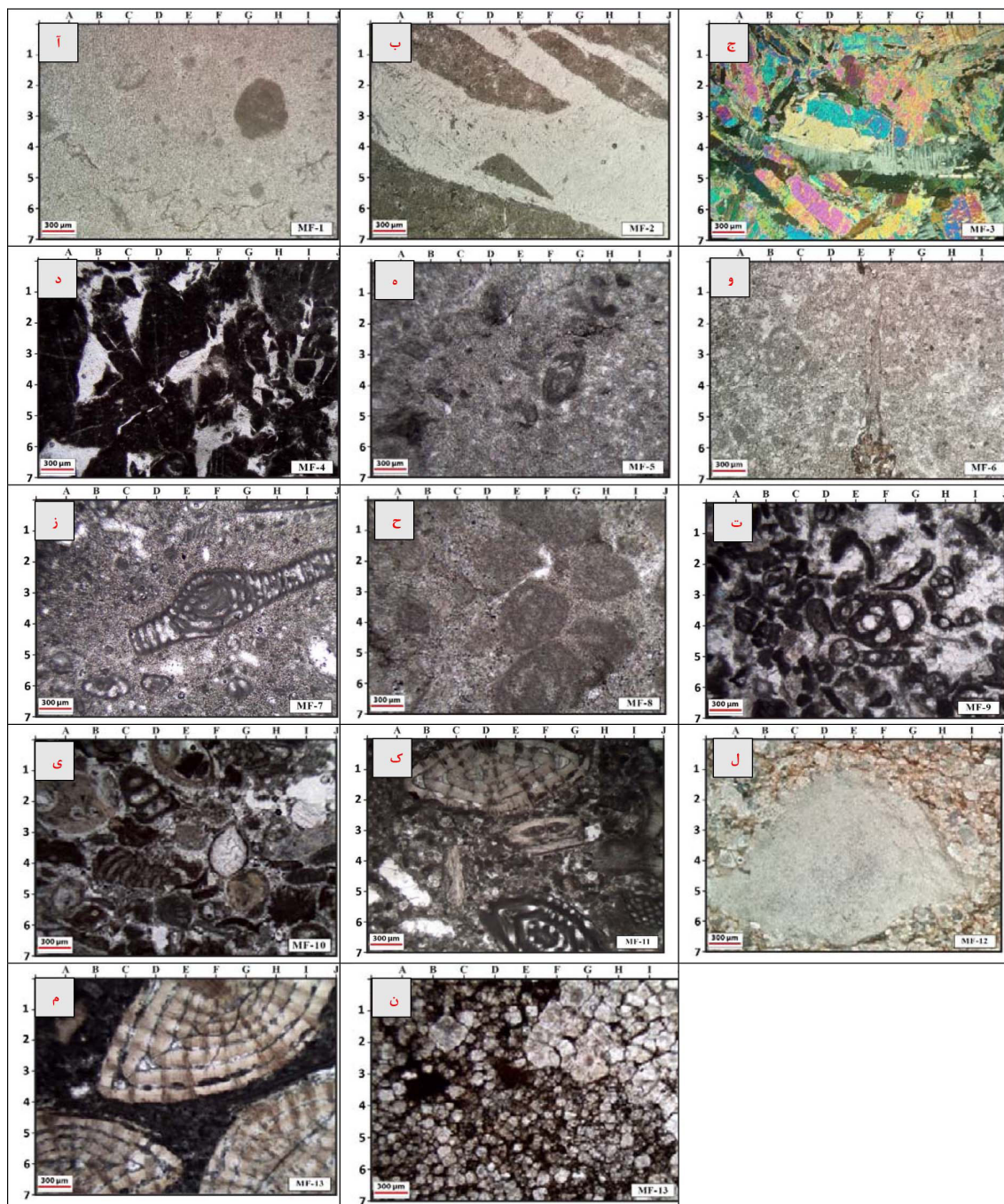
گروه ریزرخساره پهنه جزرومدی

این کمربند رخساره‌ای دارای ۳ ریزرخساره به شرح

1. Sum Gamma Ray (SGR)
2. Sonic Transit Time (DT)
3. FZI
4. Winland
5. Lucia
6. RQI
7. Chicken-wire Structure

نازک و کشیده به فرم موازی یا غیر موازی و درهم حضور دارد. ریزرخساره انیدریت، معادل رخساره RMF 25 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] می باشد که

بیانگر محیط‌های بالای جزرومدی و سبخی است (شکل ۳-ج).



شکل ۳ ریزرخساره‌های شناسایی شده در چاه ۶ از میدان نفتی نرگسی. الف: ریزرخساره مادستون دولومیتی شده (PPL) (MF-1). ب: ریزرخساره مادستون با تخلخل فنسترال (PPL) (MF-2). ج: ریزرخساره انیدریت (XPL) (MF-3). د: ریزرخساره مادستون/وکستون اینتراکستی (PPL) (MF-4). ه: ریزرخساره وکستون/بایوکلاستی دولومیتی شده (PPL) (MF-5). و: ریزرخساره مادستون فسیل‌دار دولومیتی شده (PPL) (MF-6). ز: ریزرخساره وکستون/پکستون (گل غالب) بایوکلاستی دارای فرامینیفراهای بدون منفذ (MF-7) / (PPL, 300 μm). ح: ریزرخساره وکستون/پکستون (گل غالب) بایوکلاستی دارای میلیولید (PPL) (MF-8). ت: ریزرخساره پکستون/گرینستون بایوکلاستی دارای فرامینیفراهای بدون منفذ (PPL) (MF-9). ی: ریزرخساره گرینستون بایوکلاستی (PPL) (MF-10). ک: ریزرخساره وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای فرامینیفراهای منفذدار و بدون منفذ (PPL) (MF-11). ل: ریزرخساره وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای خارپوست (PPL) (MF-12). م: ریزرخساره وکستون/فلوتستون بایوکلاستی دارای نومولیت و پلوئید (MF-13). ن: این تصویر معرف بافت بلورین است و در آن بلورهای دولومیکرواسپارایت و دولواسپارایت قابل رویت است (PPL) (13).

گروه ریزرخساره رمپ درونی - سد

این گروه رخصاره‌ای دارای ۲ ریزرخساره به شرح زیر است:

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^۱ 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 فرآیندهای 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-ت).

گرینستون بایوکلاستی (MF-10)

این ریزرخساره حاوی فرامینفرهای بنتیک میلیولید، قطعات خارداران، مرجان، جلبک قرمز، خرده‌های دوکفه‌ای شکم پا و استراکد می‌باشد. آلوکم‌های غیراسکلتی این ریزرخساره شامل اینتراکست و پلوئید بوده و دارای بافت گرینستونی بوده که 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^۲ و میکرایتی شدن جزیبی 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-ی).

گروه ریزرخساره رمپ میانی

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

وکستون/پکستون بایوکلاستی دارای فرامینفر (MF-11)

این ریزرخساره از فرامینفرهای بنتیک و قطعات فسیلی دیگر مانند دوکفه‌ای، شکم پا و خارداران تشکیل شده است. این ریزرخساره فقط در سازند جهرم و عمدتاً در قسمت‌های بالایی آن دیده می‌شود. حضور فرامینفرهای با پوسته هیالین دریای باز و فرامینفرهای 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).

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 آلوکم 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^۱ 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).

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 mm، به همراه مقادیر کمتر

1. Shoal

2. Drusy Cement

3. Syntaxial Over-growth Cement

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. کمترین فراوانی مربوط به ریزرخساره گرینستون با ۵/۱٪ می‌باشد.

محیط رسوب‌گذاری رمپ

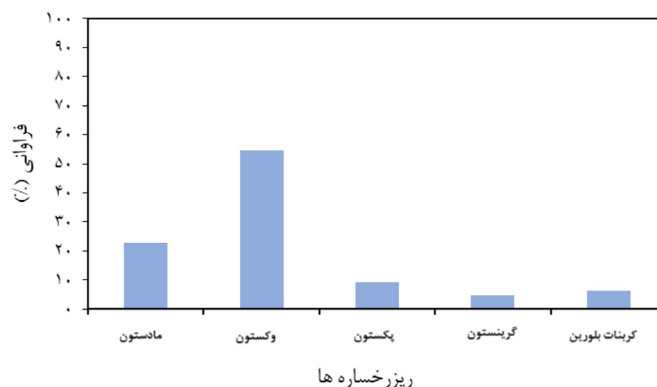
کربنات‌های پهنه جزر و مدی توالی‌های آسماری- جهرم در میدان نفتی نرگسی در تناوب با نهشته‌های کربناته لاگون‌های کم عمق قرار گرفته‌اند که این امر می‌تواند نشان‌دهنده تشکیل آنها در حوضه رسوبی با شیب و عمق کم باشد که در انتها به رسوب‌گذاری سازند تبخیری گچساران منجر شده است. با توجه به توالی ریزرخساره‌های شناسایی 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 کم عمق تا عمیق و در سطح انرژی محیطی پایین (رمپ میانی و لاگون) تا بالاترین سطح انرژی محیطی (رخساره‌های سدی) نهشته شده‌اند. عمیق‌ترین رخساره (MF-13) مربوط به رمپ میانی می‌باشد و فقط در سازند جهرم مشاهده شده است. رخساره‌های مربوط به بخش‌های عمیق‌تر حوضه و رمپ خارجی مشاهده نمی‌شود (شکل ۵).

قطعات فسیلی مانند خارداران، جلبک قرمز، دوکفه‌ای و فرامینیفرهای 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 رخساره این چاه می‌باشد و معادل رخساره RMF 9 ارائه شده توسط فلوگل [۵۲] بوده که بیانگر محیط رمپ میانی است (شکل ۳-م).

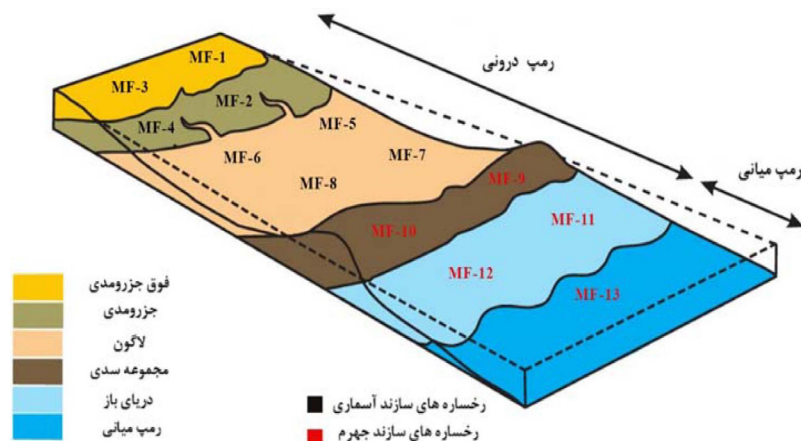
ریزرخساره با بافت بلورین (MF-14)

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 امکان‌پذیر 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



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



شکل ۵ مدل رسوب گذاری سازندهای جهرم (پالئوسن - آئوسن) و آسماری (الیگوسن - میوسن) در میدان نفتی نرگسی.

فرآیندهای دیاژنزی شاخص

فرآیندهای دیاژنزی متنوع و با شدت‌های مختلف با تأثیر بر روی ویژگی‌های پتروفیزیکی (شامل تخلخل کل و مؤثر، تراوایی، اندازه قطر گلوگاه حفرات و توزیع آنها)، باعث تولید واحدهایی 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 مؤثر بر کیفیت مخزنی در مخازن آسماری- جهرم در میدان نفتی نرگسی ارائه می‌گردد.

سیمانی شدن

سیمان‌های مشاهده شده در توالی‌های آسماری - جهرم را از نظر ترکیب می‌توان به سه دسته سیمان کربناته (کلسیت و دولومیت)، سیمان تبخیری انیدریت و همچنین سیمان آهن‌دار هماتیستی تقسیم‌بندی نمود. سیمان‌های کلسیتی مهم‌ترین سیمان در این توالی‌ها می‌باشند که به اشکال حاشیه‌ای هم ضخامت، رو رشدی هم محور، بلوکی، هم بعد، 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 کاهشده تخلخل و کیفیت مخزنی در این سازند می‌باشد.

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 متأثر 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 جوئی و هم در محیط دیاژنزی تدفینی توالی‌های آسماری- جهرم را تحت تأثیر قرار داده و نقش مؤثری در گسترش انواع تخلخل از جمله قالبی و حفره‌ای داشته است.

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 آلوم‌ها، شکستگی برخی از آلوم‌های فسیلی، تغییر شکل پلاستیک آلوم‌ها 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 به صورت 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 مؤثر در نمونه‌های مورد مطالعه دیده می‌شوند.

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 دیاژنزی 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 دانه غالب (MF-9) و (MF-10) که دارای تخلخل قالبی هستند باعث شکستگی قطعات فسیلی و ارتباط تخلخل‌های درون دانه‌ای 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].

دولومیتی شدن

در نمونه‌های مورد مطالعه، انواع مختلفی از دولومیت‌ها (اولیه و ثانویه) وجود دارند که بر اساس فابریک و توزیع اندازه بلورها (یونی مدال یا پلی مدال)، شکل مرز بلورها (مسطح یا غیرمسطح) و با توجه به طبقه‌بندی گرگ و سایبلی [۶۵] به گروه‌های مختلفی شامل دولومیت‌های بسیار ریزبلور (دولومیکرایت)، دولومیت‌های ریزبلور (دولومیکرواسپارایت)، دولومیت‌های متوسط بلور (دولواسپارایت)، دولومیت درشت بلور (زین اسبی) و دولومیت‌های پرکننده فضای خالی (حفره‌پرکن) تقسیم می‌شوند. دولومیکرایت‌ها مربوط به مراحل اولیه دیاژنزی با اندازه بلوری بسیار ریز هستند و سایر دولومیت‌ها از نوع ثانویه با ابعاد بلوری بزرگ‌تری بوده و مربوط به مراحل تاخیری دیاژنزی 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 سکانسی در نظر گرفت [۶۷]. دولومیکرواسپارایت‌ها (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 (D1) بیشتر است [۶۷]. دولواسپارایت‌ها (D3) در دفن عمیق‌تر و دمایی بیشتر از نوع (D1) و (D2) تشکیل می‌شوند و به عنوان دولومیت‌های دیاژنزی تاخیری در نظر گرفته می‌شوند که معمولاً دولومیت‌های اولیه (D1) را قطع می‌کنند [۶۷ و ۶۵]. در مقاطع مورد مطالعه، برخی از بلورهای این نوع دولومیت، دارای مراکزی کدر با لبه‌های شفاف هستند. این نوع دولومیت با توجه به فراوانی آن، بیشترین نقش را در کنترل کیفیت مخزنی توالی‌های آسماری-

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 تلوزنز رسوبات تجزیر 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 تلوزنز 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 ژئپسی‌شدن 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 تلوزنز، موجب تبدیل انیدریت به ژئپس ثانویه شده که صرفاً در سازند آسماری مشاهده شده است. توالی پاراژنزی فرآیندهای دیاژنزی سازندهای جهرم و آسماری در شکل ۶ ارائه گردیده است.

تعیین گونه‌های سنگی

در این مقاله از روش‌های شاخص منطقه‌ای جریان (FZI)، وینلند و لوسیا برای گونه‌بندی توالی‌های آسماری-جهرم در میدان نرگسی استفاده گردید.

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

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

جهرم داشته است. دولومیت زین‌اسبی (D4) درشت بلور و عمدتاً به صورت سیمان است که به صورت 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.

توالی پاراژنزی

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 ائوزنز، مزوزنز و تلوزنز روی داده‌اند (شکل ۵). ترتیب وقوع تمام فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در ادامه به تفکیک بیان و نمایش داده می‌شود.

در مرحله ائوزنز ابتدا در محیط دریایی فرآیندهای میکرایتی‌شدن، آشفنگی زیستی، سیمان دریایی حاشیه‌ای هم‌ضخامت، پیریتی‌شدن (پیریت‌های دانه تمشکی) 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 دیاژنزی جوی در مرز بین سازندهای جهرم و آسماری میدان نرگسی می‌باشند. در ادامه تداوم تراکم فیزیکی و تشکیل دولومیکرواسپارایت و دولواسپارایت‌ها در محیط اختلاطی صورت می‌گیرد. طی مرحله مزوزنز در محیط تدفینی، عوارض تراکم فیزیکی تدریجاً به آثار تراکم شیمیایی تبدیل می‌شوند. سیمان‌های

زمان	آتوسن پسین					
	محیط های دیاژنزی	آئوزنز			مزوزنز	تلوزنز
		فرایندهای دیاژنزی	دریایی	جوی	مخلوط	دلفنی
میکرایتی شدن	=====					
پیریتی شدن	=====				=====	
سیمان دوردانه ای	=====					
تراکم فیزیکی	=====	-----		=====	-----	
دولومیتی شدن			=====			
گرهک های انیدریتی			=====		-----	
رگه های انیدریتی			=====			
سیمان هم محور	-----		=====			
انحلال			=====			-----
تجدید تیلور			=====	-----		
سیمان دروسی			=====		-----	
سیمان هم بعد			=====		-----	
دولومیتی شدن نیمه عمیق				=====		
دولومیتی شدن عمیق				=====	-----	
سیمان بلاکی			-----		=====	
سیمان پوئی کیلوتوپیک					=====	
سیمان فراگیر					=====	
سیمان انیدریتی پوئی کیلوتوپیک					=====	
سیمان انیدریتی فراگیر					=====	
دولومیت سدل					=====	
تراکم شعبیایی					=====	
شکستگی و پرشدگی						=====
ژیپسی شدن						=====
رگه اکسید آهن						=====

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

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 و ۳۳].

به منظور تفکیک و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از نشانگر واحد جریانی، روش‌های مختلفی توصیه شده است. در این پژوهش از مقادیر تخلخل مؤثر و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه برای تعیین واحدهای هیدرولیکی در کل چاه بر مبنای ترسیم نمودار فراوانی جمععی 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

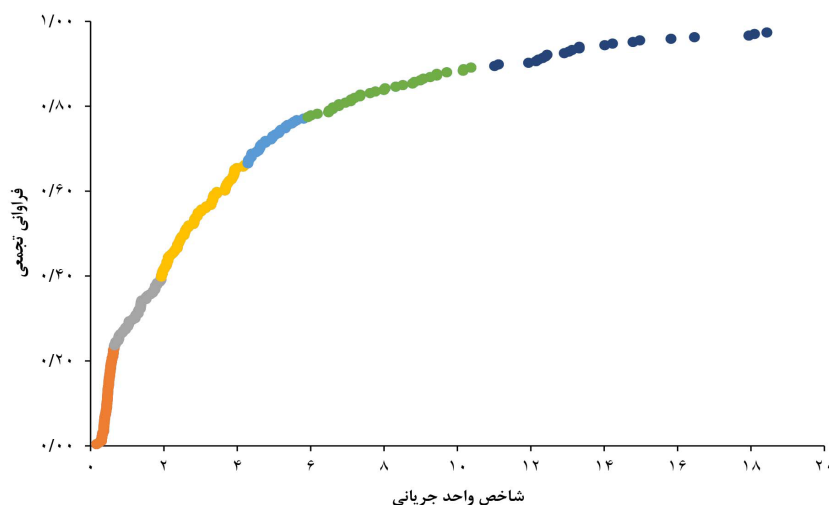
داشته‌اند. در واحد ۵ و نیز شکستگی مهم‌ترین نقش را ایفا کرده است. در شکل ۸ نمودار شاخص کیفیت مخزنی (RQI) در مقابل تخلخل نرمال شده (PMR) در واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی شده نیز ترسیم شده است. مطابق این نمودار با افزایش مقادیر RQI و PMR، واحدها نشان‌دهنده کیفیت بالاتر مخزن مورد مطالعه هستند که در گونه‌های سنگی ۴ تا ۶ بهترین کیفیت مشاهده می‌شود.

روش وینلند (Winland Method)

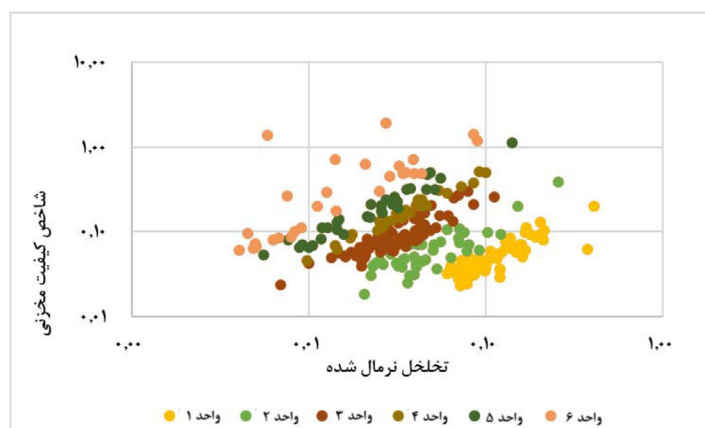
این روش بر اساس قطر گلوگاه حفرات در اشباع‌شدگی ۳۵٪ جیوه (R35) تعریف گردیده است [۲۰]. معادله وینلند به صورت رابطه ۱ تعریف می‌شود:

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

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



شکل ۷ نمودار فراوانی جمععی برای مقادیر شاخص واحد جریان (FZI) برای توالی آسماری-چهرم در میدان نرگسی که شش گونه سنگی با رنگ‌های مختلف در آن تفکیک شده 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، دیاژنزی و مخزنی در هر یک از واحدهای هیدرولیکی به روش FZI در توالی آسماری-چهرم

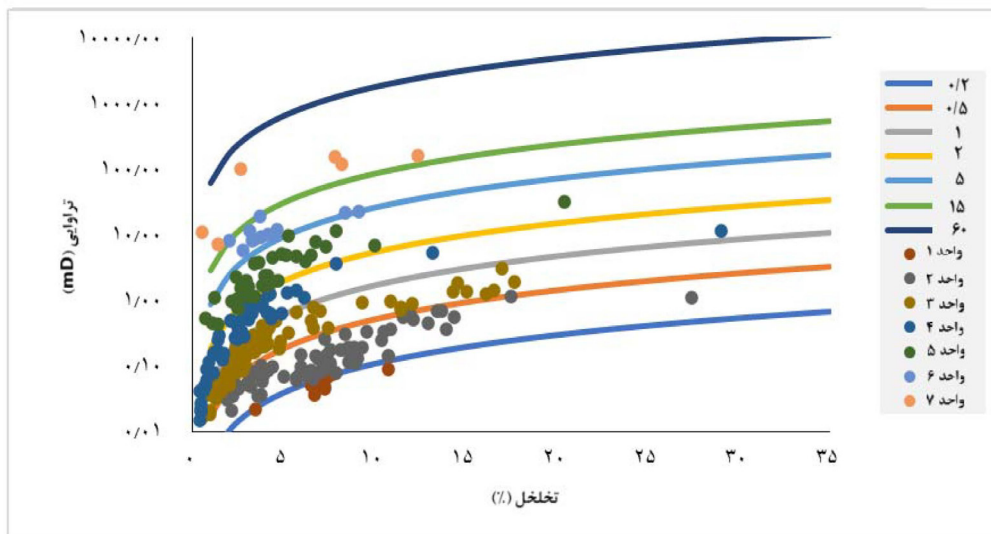
واحد	میانگین تراوایی (mD)	میانگین تخلخل (%)	میانگین شاخص کیفیت مخزنی	بافت	مهم‌ترین فرایندهای دیاژنتیکی	کیفیت مخزن
۱	۱	۹	۰/۰۷	مادستون	سیمان‌شدگی، دولومیتی شدن	بسیار ضعیف
۲	۳/۶	۵/۵	۰/۱۲	مادستون تا وکستون	سیمان‌شدگی، انیدریتی شدن، انحلال	ضعیف
۳	۱	۴/۱	۰/۱۳	پکستون	سیمان‌شدگی، انیدریتی شدن، تراکم	ضعیف تا متوسط
۴	۵/۶	۳/۴	۰/۲۳	پکستون تا گرینستون	سیمان‌شدگی، انیدریتی شدن، انحلال	متوسط
۴	۶/۹	۲/۷	۰/۲۱	وکستون- پکستون -فلوتستون	شکستگی، دولومیتی شدن، انحلال	خوب
۶	۹/۲	۲/۹	۰/۲۶	مادستون - فلوتستون	انحلال، سیمان‌شدگی، دولومیتی شدن	بسیار خوب

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 بافتی 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.

روش لوسیا (Lucia method)

جینینگ 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.



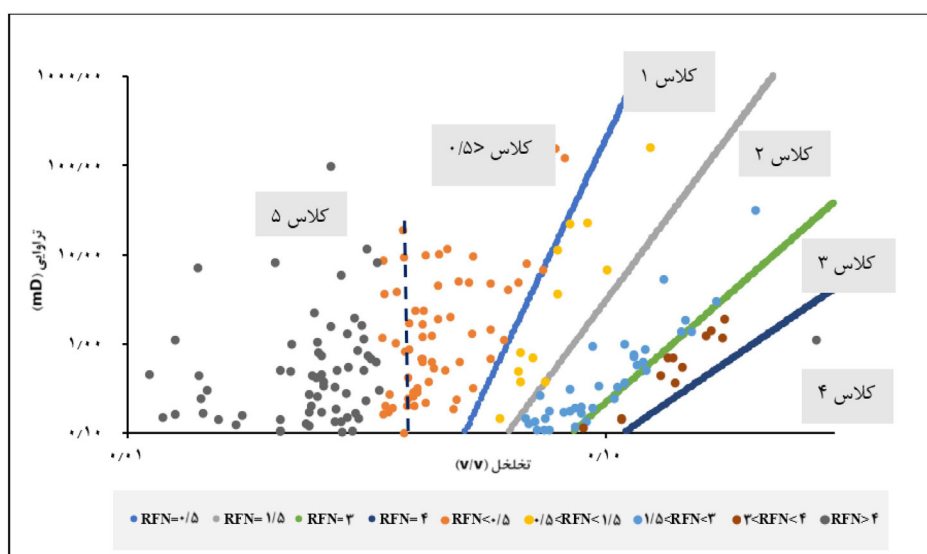
شکل ۹ تعیین گونه‌های سنگی با روش وینلند برای توالی آسماری-جهرم در میدان نرگسی.

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

واحد	میانگین تراوایی (mD)	میانگین تخلخل (%)	میانگین شاخص کیفیت مخزنی	بافت	مهم‌ترین فرایندهای دیاژنتیکی	کیفیت مخزن
۱	۱	۹	۰/۰۷	مادستون	سیمان شدگی، دولومیتی شدن	بسیار ضعیف
۲	۳/۶	۵/۵	۰/۱۲	مادستون-وکستون	سیمان شدگی، انیدریتی شدن، انحلال	ضعیف
۳	۱	۴/۱	۰/۱۳	پکستون	سیمان شدگی، انیدریتی شدن، تراکم	ضعیف تا متوسط
۴	۵/۶	۳/۴	۰/۲۳	پکستون-گرینستون	سیمان شدگی، انیدریتی شدن، انحلال	متوسط
۵	۶/۹	۲/۷	۰/۲۱	وکستون-پکستون-فلوتستون	شکستگی، دولومیتی شدن، انحلال	خوب
۶	۹/۲	۲/۹	۰/۲۶	مادستون-فلوتستون	انحلال، سیمان شدگی، دولومیتی شدن	بسیار خوب

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.

در این روش نیز از ۲۶۷ داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز روتین مغزه مربوط به سازندهای آسماری-جهرم در میدان نرگسی استفاده شد. طبق تقسیم‌بندی لوسیا، ۵ گونه سنگی در توالی‌های آسماری-جهرم 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



شکل ۱۰ پراکنش داده‌های تخلخل و تراوایی و تفکیک کلاس‌های پتروفیزیکی مطابق روش لوسیا در توالی آسماری-جهرم میدان نرگسی.

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

کلاس 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 ۰/۵ (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.

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

کلاس	میانگین تراوایی (mD)	میانگین تخلخل (%)	بافت	مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنتیکی	کیفیت مخزن
۱	۶/۳۹	۴/۴۹	مادستون	انحلال، شکستگی، دولومیتی شدن	خوب
۲	۱۳/۵۵	۷/۳۲	مادستون، وکستون، فلوتستون	انحلال، شکستگی، دولومیتی شدن	خوب
۳	۱/۱۳	۹/۴۴	مادستون، وکستون	انحلال، سیمان شدگی	متوسط
۴	۱/۴۷	۱۴/۷۷	وکستون، پکستون، گرینستون	انحلال، سیمان شدگی	متوسط تا خوب
۵	۱/۵۴	۲/۲۶	مادستون، وکستون، فلوتستون	سیمان شدگی، انیدریتی شدن، انحلال	ضعیف

توزیع واحدهای 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 ترک‌های یک چرخه سکانسی، در این مطالعه از تقسیم بندی امبری [۷۷] استفاده شد و سکانس‌های رسوبی به دو سیستم ترک‌ت 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 نهشته‌های دارای روند کم عمق‌شدگی تفکیک گردید. برای شناسایی سطح حداکثر سیلابی، فراوانی محتوای فونای پلاژیک در کنار سایر شواهد رخساره و دیاژنزی 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 جریان‌شناسایی شده و رخساره‌های رسوبی که اغلب تحت تأثیر دیاژنزی قرار گرفته‌اند، ارتباط برقرار گردید تا این واحدهای جریان‌ی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی بررسی شوند. نتایج سکانس‌های شناسایی شده و واحدهای مخزنی تعریف شده به صورت 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 ترک‌ت تراز پس‌رونده با ضخامت ۵۶ m است. سیستم ترک‌ت TST در سازند پاینده و خارج از محدوده مطالعه است. سیستم ترک‌ت HST-1 با ریزرخساره‌های گل پشتیان (مادستون و وکستون دولومیتی شده) رمپ میانی (Distal mid ramp) حاوی قطعات اسکلتی شکسته شده و فرامینیفیرهای پلانکتونیک آغاز شده و در یک توالی کم‌عمق شونده به سمت بالا به ریزرخساره‌های فلوتستونی نومولیت‌دار قسمت میانی رمپ میانی و بایوکلیست پکستون تا گرینستون ابتدای رمپ میانی ختم می‌شود. به لحاظ مخزنی واحد بفل ۸-Z با این سیستم ترک‌ت مطابقت دارد. فرآیندهای سیمانی شدن تدفینی و سیمان دولومیتی موجب کاهش خصوصیت مخزنی و انسداد حفرات در این واحد گردیده است. در واحد 8-Z میانگین تخلخل و تراوایی برابر ۰/۰۴٪ و ۰/۸۸ mD است.

سکانس SQ-2

سکانس SQ-2 در سازند جهرم قرار داشته و شامل سیستم ترک‌ت TST-2 و HST-2 است که ۶۳ m ضخامت دارد. واحد مخزنی ۷ (Z-7) با این سکانس تطابق دارد. این واحد را می‌توان به عنوان یک واحد مخزنی با درجه متوسط در نظر گرفت. میانگین تخلخل، تراوایی و پارامتر RPS در این واحد به ترتیب برابر ۰/۱۲٪، ۱/۸۶ mD و ۱۶ واحد می‌باشد. سکانس با توالی عمیق‌شونده به بالا با ریزرخساره فرامینیفردار 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 بین دانه‌ای 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 m ضخامت بوده و تقریباً به طور کامل دارای نمونه مغزه می‌باشد. واحد بفل ۶ (Z-6) با این سکانس مطابقت دارد. میانگین تخلخل و تراوایی در مقایسه با واحد 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 فرامینفردار 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 اکیئوئید پکستون و بنتیک فرامینفردار گرینستون در مرزسکانسی ظاهر می‌شوند. آثار تخلخل بین دانه‌ای و درون دانه‌ای 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 m می‌باشد که واحد بفلی Z-5 منطبق بر سیستم ترک ت TST-4 و واحد مخزنی Z-4 منطبق بر سیستم ترک ت TST-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 واحد بفل ۱۰ واحد و میانگین تخلخل و تراوایی واحد مخزنی ۴ به ترتیب برابر ۰/۰۳٪ و ۰/۵۳ md است.

سکانس SQ-5

سکانس ۵ با ضخامت ۸۰ m دربرگیرنده بخشی از واحد مخزنی ۴ (Z-4) و واحد مخزنی ۳ (Z-3) است. اطلاعات پتروگرافی در TST-5 در نواحی بالای مرز SB نشان‌دهنده ریزرخساره بایوکلست فرامینفردار 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 واحد مخزنی ۳ مقادیر میانگین تخلخل، تراوایی و RSP به ترتیب برابر ۰/۰۴٪، ۰/۴۷ md و ۲۵ واحد است. به لحاظ خصوصیات مخزنی واحدهای مخزنی ۳ و ۴ کیفیت متوسط تا خوب را نشان می‌دهند.

سکانس SQ-6

سکانس SQ-6 شامل یک واحد سرعت و یک واحد مخزنی بوده و در بالاترین بخش سازند آسماری قرار گرفته است. این سکانس با ضخامت ۶۸ بهترین خصوصیات مخزنی را نشان می‌دهد. واحد Z-1 با RSP معادل ۱۹۵ و تراوایی ۶/۸۸ mD پرسرعت‌ترین واحد در تمام زون‌های شناسایی شده است. این واحد در سیستم ترک ت 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 ت HST-6 با واحد مخزنی Z-1 مطابقت دارد که با بررسی میانگین تخلخل و تراوایی و پارامتر RSP کیفیت مخزنی مطلوبتری را در مقایسه با سایر واحدها نمایش می‌دهد. مرز MFS در این سیستم ترک ت با ریزرخساره‌های مادستون و کستون دولومیتی شده ابتدای رمپ میانی آغاز شده و در یک توالی کم عمق شونده به بالا، ریزرخساره‌های لاگون و پرتایدال پدیدار می‌شوند.

خلاصه خصوصیات مخزنی در واحدهای شناسایی شده در **جدول ۴** آورده شده است.

در صورتی که میان واحدهای شناسایی شده و ریزرخساره‌های رسوبی که اغلب تحت تأثیر دیاژنزی قرار گرفته‌اند، ارتباط برقرار شود، این واحدها در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی قابل تطابق خواهند بود [۱۷۸].

جدول ۴ میانگین تخلخل، تراوایی و سرعت جریان در واحدهای شناسایی شده در توالی‌های آسماری-چهرم، چاه ۶ میدان نرگسی

واحد‌ها	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

به ترتیب ۰/۷/۹٪ و ۰/۸ mD و در سازند آسماری ۰/۳/۸٪ و ۴/۷ mD است. گرچه میانگین مقادیر تخلخل ناشی انحلال قالبی و واگی در رخساره‌های دانه پشتیبان سدی در سازند چهرم به ویژه در واحد ۷ بیشتر است اما وقوع فرایندهای دیاژنزی انحلال، دولومیتی شدن و شکستگی و ریزشکستگی در سازند آسماری منجر به افزایش تراوایی در واحدهای ۴ و ۲ و ۱ شده است. این واحدها (۱ و ۲) حاوی ریزرخساره‌های مادستونی تا پکستونی لاگون و رمپ میانی هستند و مقادیر پایین تری از انواع تخلخل را دارا هستند. فرایند شکستگی نقش مهمی در میزان افزایش تراوایی در این رخساره‌ها در سازند آسماری ایفا نموده است.

بحث

در این پژوهش، به بررسی روش‌های مختلف برای تعیین گونه‌های سنگی در توالی‌های آسماری-چهرم میدان نرگسی پرداخته شده است. این روش‌ها شامل شاخص منطقه‌ای جریان (FZI)، وینلند و لوسیا می‌باشند. در روش FZI شش واحد هیدرولیکی در توالی‌های آسماری-چهرم شناسایی شد. بهترین کیفیت مخزنی در واحدهای ۵ و ۶ مشاهده می‌شود که عمدتاً در سازند چهرم 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

براساس تطابق بین انواع گونه‌های سنگی شناسایی شده و بخش‌بندی مخزنی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی، در سازند چهرم بهترین خصوصیات مخزنی در واحد ۷ در سکانس SQ-2 مشاهده می‌شود. این واحد 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 واحد مخزنی داشته‌اند. در سازند آسماری به ترتیب واحدهای ۲ و ۳ در سکانس SQ-6 در قسمت فوقانی سازند مطلوب‌ترین کیفیت مخزنی را نشان می‌دهند. این زون‌ها معادل کلاس واحدهای 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 واحدهای مخزنی در بخش فوقانی سازند بوده‌اند. در بخش میانی سازند آسماری در واحد ۴، اغلب گونه‌های سنگی با کیفیت مخزنی متوسط تا بسیار خوب از هر سه روش توزیع یافته‌اند. در سازند چهرم، مقدار میانگین تخلخل و تراوایی مغزه

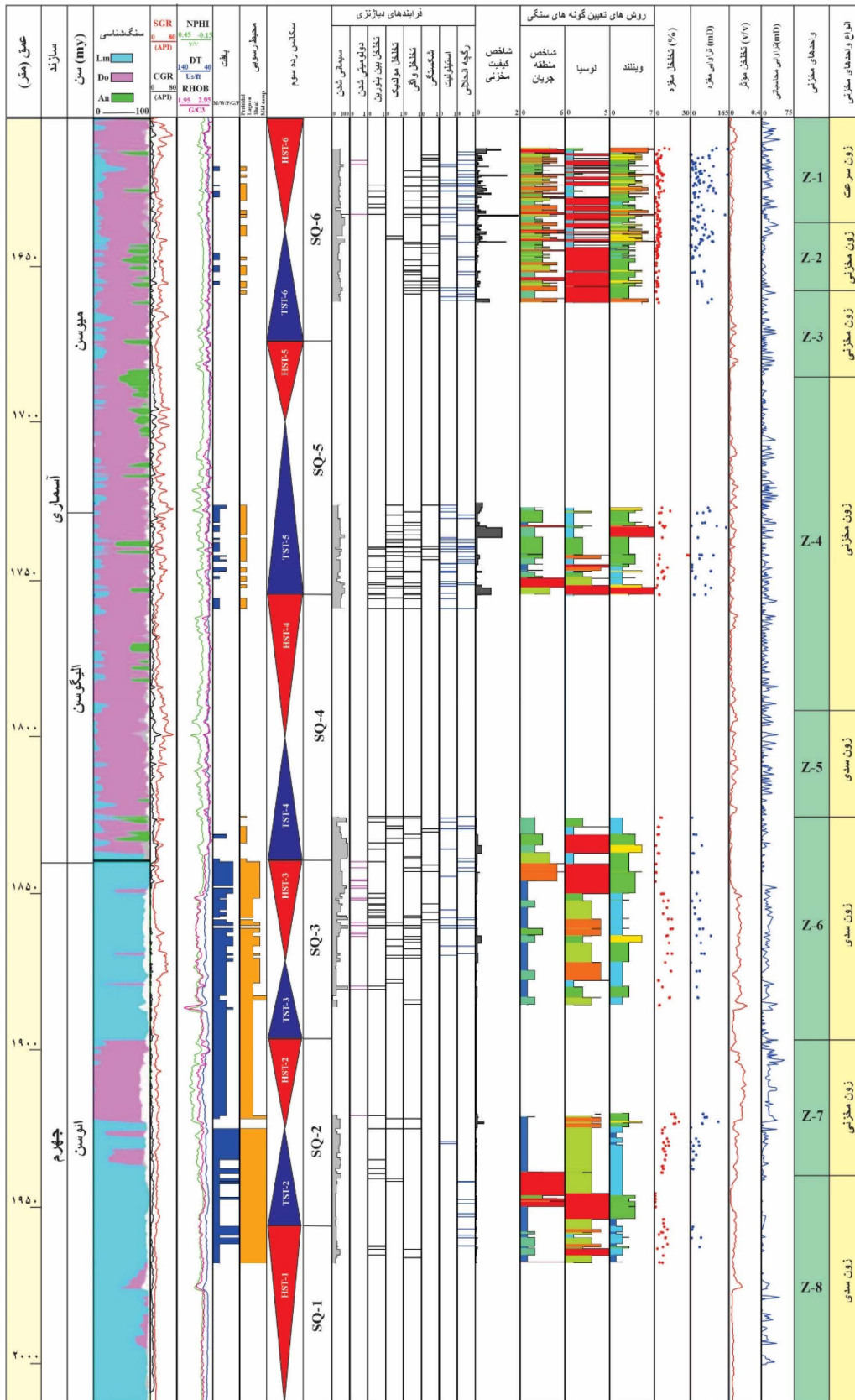
شدند. همچنین ارتباط بین واحدهای جریان‌ی شناسایی شده و رخساره‌های رسوبی که تحت تأثیر دیاژنزی قرار گرفته بودند، برقرار شد تا این واحدهای جریان‌ی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی مورد بررسی قرار گیرند. نتایج مربوط به سکانس‌های شناسایی شده و واحدهای مخزنی تعریف شده در یک نگار جامع در شکل ۱۱ ارائه شده است. ارتباط بین واحدهای مخزنی و رخساره‌های رسوبی در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی بررسی شد. واحدهای ۱ و ۲ با کیفیت مخزنی بسیار خوب در سازند آسماری در سکانس ۶ در سیستم ترک‌ت HST6 جای دارد. این واحد در بردارنده ریزرخساره‌های مادستونی تا پکستونی لاگون و رمپ میانی هستند و با مقادیر پایین‌تر تخلخل دارای تراوایی بالای ناشی از شکستگی می‌باشد. در سازند جهرم واحد مخزنی ۷ در سکانس ۲ و در سیستم ترک‌ت HST2 قرار دارد و میانگین مقادیر تخلخل ناشی انحلال قالبی و حفره‌ای در رخساره‌های دانه پشتیبان سدی در سازند جهرم به ویژه در واحد 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 برنامه‌ریزی توسعه میدان نرگسی ضروری می‌باشد.

نتیجه‌گیری

سازندهای آسماری جهرم 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 کرناته هموکلینال نهشته شده‌اند. سازند آسماری از رخساره‌های جزرومدی و لاگونی کم‌عمق و سازند جهرم از رخساره‌های سدی و رمپ میانی عمدتاً تشکیل شده است.

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 مطلوب‌تری دارد و کلاس ۴ کیفیت مخزنی بسیار ضعیفی دارد. با تجمیع داده‌های رسوبی، دیاژنزی و تخلخل و تراوایی ۸ واحد مخزنی شناسایی شد که ۵ واحد در سازند آسماری و ۳ واحد در سازند جهرم قرار دارد. نتایج نشان می‌دهد که در سازند جهرم واحدهای Z-6 و Z-8 کیفیت مخزنی پایین به دلیل سیمانی شدن تدفینی و سیمان دولومیتی دارند در حالی که واحد Z-7 کیفیت مخزنی نسبتاً بالا به دلیل تخلخل بین بلورین و بین دانه‌ای دارد. در سازند آسماری واحد Z-5 کیفیت مخزنی پایین و واحدهای Z-1، Z-2 و Z-3 کیفیت مخزنی بسیار خوب، خوب و مطلوبی را نمایش می‌دهند. دلیل افزایش کیفیت مخزنی در این واحدها متأثر از دولومیتی شدن و همچنین شکستگی و ریزشکستگی می‌باشد که سبب افزایش تراوایی در سازند آسماری شده است.

در این مقاله، سکانس‌های 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 سکانس‌ها استفاده شد. همچنین جایگاه واحدهای با کیفیت مخزنی مطلوب در سکانس‌ها 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 DT و GR \pm NPHI برای تعیین مرزهای سکانسی (SB) و سطوح حداکثر سیلابی (MFS) به کار گرفته شدند. با انجام بررسی‌ها، سه سکانس رسوبی در سازند جهرم و سه سکانس در سازند آسماری شناسایی



شکل ۱۱ نگار جامع رسوبی و کیفیت مخزنی سازندهای آسماری- چهارم در چاه ۶ میدان نرگسی.

نشان داد تطابق قابل قبولی با همدیگر دارند که منجر به شناسایی ۸ واحد 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 واحدها با در نظر گرفتن جایگاه آن‌ها در سکانس‌ها نیز تأییدکننده روند تغییرات مشاهده شده در واحدهای شناسایی شده است. در واحد ۱ سازند آسماری شکستگی مهم‌تری فرایند افزایش کیفیت مخزنی در رخساره‌های لاگونی تا رمپ میانی در بخش فوقانی سازند بوده است در حالی که در واحد ۷ در سازند جهرم، 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 واحد مخزنی داشته‌اند.

مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی در این سازندها شامل انحلال، دولومیتی شدن، و شکستگی به عنوان فرآیندهای افزایش کیفیت مخزنی در واحدهای مخزنی است و سیمانی شدن و انیدریتی شدن به عنوان فرآیندهای کاهش کیفیت مخزنی عمل نموده‌اند. مطالعات چینه‌نگاری سکانسی 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 سکانسی بین سکانس سوم و چهارم تنها مرز سکانسی نوع یک و منطبق بر مرز ناپیوسته میان جهرم و آسماری است. سایر مرزهای سکانسی از نوع دو و معادل ناپیوستگی می‌باشد. توالی آسماری نسبت به جهرم 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. تجمع سه روش استفاده شده در تعیین گونه‌های سنگی،

مراجع

- [1]. Akbar, M., Vissapragada, B., Alghamdi, A.H., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., Dutta, D., Olesen, J.R., Chourasiya, R.D., Logan, D. and Stief, D., (2000). A snapshot of carbonate reservoir evaluation. *Oilfield Review*, 12(4), 20-21.
- [2]. Ahr, W. M. (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، م. و توکلی، و. (۱۴۰۲). بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری سازند داریان با استفاده از نگارهای ناهمگنی در یکی از میداین خلیج فارس. پژوهش نفت، ۵، ۱۹-۳. doi: 10.22078/pr.2023.4982.3221
- [5]. ابراهیمی، ه.، کامکار روحانی، ا. و سلیمانی منفرد، م. (۱۳۹۷). معرفی اندیس کیفیت مخزن توسعه‌یافته در توصیف مخازن هیدروکربنی، مطالعه سازند کنگان در یکی از میداین جنوب ایران. پژوهش نفت، ۱۲۳، ۱۹-۳. doi: 10.22078/pr.2018.2935.2372
- [6]. Kiani, A., Saberi, M. H., ZareNezhad, B., & Mehmandosti, E. A. (2022). Reservoir zonation in the framework of sequence stratigraphy: A case study from Sarvak Formation, Abadan Plain, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109560. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109560.
- [7]. Tavakoli, V., & Jamalian, A. (2018). Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 52, 155-165. 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(12), 1464. doi.

org/10.3390/min13121464.

- [9]. Attia, A. M., & Shuaibu, H. (2015). Identification of barriers and productive zones using reservoir characterization. *Int. Adv. Res. J. Sci. Eng. Technol*, 2(12), 8-23. Doi: 10.17148/IARJSET.2015.21202.
- [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. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107699. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107699.
- [11]. Ringrose, P., & Bentley, M. (2016). *Reservoir model design*, 2. Berlin, Germany: Springer.
- [12]. Corbett, P. (2009). *Petroleum geoen지니어ing: integration of static and dynamic models*. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- [13]. Radwan, A. E., Wood, D. A., Mahmoud, M., & Tariq, Z. (2022). Gas adsorption and reserve estimation for conventional and unconventional gas resources. In *Sustainable geoscience for natural gas subsurface systems*, 345-382. Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-323-85465-8.00004-2.
- [14]. Nabawy, B. S., Abudeif, A. M., Masoud, M. M., & Radwan, A. E. (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 prospecting. *Marine and Petroleum Geology*, 140, 105678. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105678.
- [15]. Zhang, Q., Wu, X. S., Radwan, A. E., Wang, B. H., Wang, K., Tian, H. Y., & Yin, S. (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. *Marine and Petroleum Geology*, 145, 105883. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105883.
- [16]. Taylor, T.R., Giles, M.R., Hathon, L.A., Diggs, T.N., Braunsdorf, N.R., Birbiglia, G.V., Kittridge, M.G., Macaulay, C.I. and Espejo, I.S., (2010). Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality. *AAPG bulletin*, 94(8), 1093-1132. doi.org/10.1306/04211009123.
- [17]. Radwan, A. E. (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. *Environmental Earth Sciences*, 81(15), 382. doi.org/10.1007/s12665-022-10502-w.
- [18]. Jones, R.R., McCaffrey, K.J., Clegg, P., Wilson, R.W., Holliman, N.S., Holdsworth, R.E., Imber, J. and Waggott, S., (2009). Integration of regional to outcrop digital data: 3D visualisation of multi-scale geological models. *Computers & Geosciences*, 35(1), 4-18. doi.org/10.1016/j.cageo.2007.09.007.
- [19]. Jeong, J., Al-Ali, A.A., Jung, H., Abdelrahman, A., Dhaifra, A., Shebl, H.T., Kang, J., Bonin, A., de Perriere, M.D. and Foote, A., (2017), November. Controls on reservoir quality and reservoir architecture of early cretaceous carbonates in an Abu Dhabi Onshore Field Lekhwair, Kharaib and Lower Shuaiba Formations. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D011S001R002). SPE. doi.org/10.2118/188420-MS.
- [20]. Pittman, E. D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone (1). *AAPG bulletin*, 76(2), 191-198. doi.org/10.1306/BDF-F87A4-1718-11D7-8645000102C1865D.
- [21]. Coskun, S. B., Wardlaw, N. C., & Haverslew, B. (1993). Effects of composition, texture and diagenesis on porosity, permeability and oil recovery in a sandstone reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 8(4), 279-292. 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., & Moscariello, 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. *Marine and Petroleum Geology*, 101, 303-321. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.12.003.
- [24]. Kim, J. C., Lee, Y. I., & Hisada, K. I. (2007). Depositional and compositional controls on sandstone diagenesis, the Tetori Group (Middle Jurassic–Early Cretaceous), central Japan. *Sedimentary Geology*, 195(3-4), 183-202. doi.org/10.1016/j.sedgeo.2006.08.011.
- [25]. Hassan, A. R., Radwan, A. A., Mahfouz, K. H., & 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. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(11), 2171-2195. doi.org/10.1007/s13202-023-01677-4.
- [26]. Ahr, W. M., & Hammel, B. S. (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(3-4), 311-334. doi.org/10.1177/014459879901700.
- [27]. Ahr, W. M. (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(04), 263-271. doi.org/10.2118/30158-PA.
- [29]. Perez, H. H., Datta-Gupta, A., & Mishra, S. (2003, October). The role of electrofacies, lithofacies, and hydraulic flow units in permeability predictions from well logs: a comparative analysis using classification trees. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* SPE-84301. doi.org/10.2118/84301-PA.
- [30]. Shahvar, M. B., Kharrat, R., & Matin, M. (2010, June). 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. In *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference?* SPE-132898. doi.org/10.2118/132898-MS.
- [31]. Mahjour, S. K., Al-Askari, M. K. G., & 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(2), 215-220. doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.05.018.
- [32]. Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S., & Kalam, M. Z. (2008, November). Carbonate reservoir rock typing—the link between geology and SCAL. In *Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference*. SPE-118284. doi.org/10.2118/118284-MS.
- [33]. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* SPE-26436. doi.org/10.2118/26436-MS.
- [34]. Azadivash, A., Shaabani, M., & Mehdipour, V. (2021). 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*, 11(3), 473-492. Doi: 10.22055/aag.2020.34529.2147.
- [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*, 221-237.
- [36]. Bhatti, A. A., Ismail, A., Raza, A., Gholami, R., Rezaee, R., Nagarajan, R., & Saffou, E. (2020). Permeability prediction using hydraulic flow units and electrofacies analysis. *Energy Geoscience*, 1(1-2), 81-91. doi.org/10.1016/j.engeos.2020.04.003.
- [37]. Masalmeh, S. K., Wei, L., Hillgartner, H., Al-Mjeni, R., & Blom, C. (2012, November). Developing high resolution static and dynamic models for waterflood history matching and EOR evaluation of a Middle Eastern carbonate reservoir. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. SPE-161485. doi.org/10.2118/161485-MS.
- [38]. Barakat, M. K., 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(1), 5-15. doi.org/10.21608/jpme.2022.110315.1107.
- [39]. Leverett, M. (1941). Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*, 142(01), 152-169. doi.org/10.2118/941152-G.
- [40]. El Adl, H., Leila, M., Ahmed, M. A., 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. *Marine and Petroleum Geology*, 124, 104835. 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. doi.org/10.1007/s12517-015-2130-y.
- [42]. Stöcklin, J. (1968). Structural history and tectonics of Iran: a review. *AAPG Bulletin*, 52(7), 1229-1258. doi.org/10.1306/5D25C4A5-16C1-11D7-8645000102C1865D.
- [43]. Murriss, R. J. (1980). Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. *AAPG Bulletin*, 64(5), 597-618. doi.org/10.1306/2F918A8B-16CE-11D7-8645000102C1865D.
- [44]. James, G. A., & Wynd, J. G. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG Bulletin*, 49(12), 2182-2245. doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D.
- [45]. Leturmy, P., & Robin, C. (2010). Tectonic and stratigraphic evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic: introduction. 330, (1), 1-4. London: The Geological Society of London. 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]. Bordenave, M. L., & Burwood, R. (1995). The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems. In *Petroleum Source Rocks*. 183-207. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.104047.

- [48]. Mehrabi, H., Zamanzadeh, S. M., Sefidari, E., Amrai, J., Naderi, M., & Goudarzi, B. (2021). Reconstruction of depositional environment of sarchahan formation (Silurian) in the Persian Gulf. *Geopersia*, 11(2), 431-449. doi: 10.22059/geope.2021.308453.648574.
- [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(4), 343-370.
- [50]. Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional textures.
- [51]. Embry, A. F., & Klovan, J. E. (1971). A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 19(4), 730-781. doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- [52]. Flügel, E., & Munnecke, A. (2010). *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*. 976, 2004. Berlin: springer.
- [53]. Adabi, M. H. (2009). Multi-stage dolomitization of upper jurassic mozduran formation, Kopet-Dagh Basin, ne Iran. *Carbonates and Evaporites*, 24(1), 16-32. doi.org/10.1007/BF03228054.
- [54]. Warren, J. K. (2016). *Evaporites: A geological compendium*. Springer.
- [55]. Rasser, M. W., Scheibner, C., & Mutti, M. (2005). A paleoenvironmental standard section for Early Ilerdian tropical carbonate factories (Corbieres, France; Pyrenees, Spain). *Facies*, 51, 218-232. doi.org/10.1007/s10347-005-0070-9.
- [56]. Burchette, T. P., & Wright, V. P. (1992). Carbonate ramp depositional systems. *Sedimentary Geology*, 79(1-4), 3-57. 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(1), 56-71. ISSN 2007-2902 versión impresa ISSN 1026-8774.
- [58]. Cen, X. C., & Salad Hersi, O. (2006). A revised lithostratigraphic framework and characteristics of the Upper Devonian Duperow Formation, southeastern Saskatchewan. *Summary of Investigations*, 1, 2006-4.
- [59]. Moosavizadeh, S. M. A., Mahboubi, A., Moussavi-Harami, R. E. Z. A., Kavooosi, M. A., & 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). *Bulletin of Geosciences*, 90(1). 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(1), 41-51. doi.org/10.1007/s10347-005-0018-0.
- [61]. Hottinger, L. (2007). Revision of the foraminiferal genus *Globoreticulina* Rahaghi, 1978, and of its associated fauna of larger foraminifera from the late Middle Eocene of Iran. *Carnets de Géologie/Notebooks on Geology*, (A06), 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. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 155(3-4), 211-238. 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). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 179(1-2), 43-56. 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. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1-2), 1-12. doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.004.
- [65]. Gregg, J. M., & Sibley, D. F. (1984). Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture. *Journal of Sedimentary Research*, 54(3), 908-931. doi.org/10.1306/212F8535-2B24-11D7-8648000102C1865D.
- [66]. Aqrabi, A.A.M., Keramati, M., Ehrenberg, S.N., Pickard, N., Moallemi, A., Svånå, T., Darke, G., Dickson, J.A.D. & Oxtoby, N.H., (2006). THE origin of dolomite in the asmari formation (oligocene-lower miocene), dezful embayment, SW IRAN. *Journal of Petroleum Geology*, 29(4).
- [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. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109348. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109348.
- [68]. Tavakoli, V. (2018). *Geological core analysis: Application to reservoir characterization*, 99. Springer International Publishing.
- [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. doi.org/10.1126/science.235.4793.1156.

- [70]. Bhattacharya, S., Byrnes, A. P., Watney, W. L., & Doveton, J. H. (2008). Flow unit modeling and fine-scale predicted permeability validation in Atokan sandstones: Norcan East field, Kansas. *AAPG Bulletin*, 92(6), 709-732. doi.org/10.1306/01140807081
- [71]. Porras, J. C., & Campos, O. (2001, March). Rock typing: a key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, SPE-69458. doi.org/10.2118/69458-MS.
- [72]. Ebanks WJ. (1987) *Geology in enhanced oil recovery*.
- [73]. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2024). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Elsevier.
- [74]. Uguru, C. I., Onyeagoro, U. O., Lin, J., Okkerman, J., & Sikiru, I. O. (2005, August). Permeability prediction using genetic unit averages of flow zone indicators (FZIs) and neural networks. In *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. SPE-98828). doi.org/10.2118/98828-MS.
- [75]. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997, October). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?*, SPE-38679. doi.org/10.2118/38679-MS.
- [76]. Lucia, F. J. (2002). *Integrated outcrop and subsurface studies of the interwell environment of carbonate reservoirs: Clear Fork (Leonardian-age) reservoirs, West Texas and New Mexico*. University of Texas (US).
- [77]. Embry, A. F. (1995). Sequence boundaries and sequence hierarchies: problems and proposals. In *Norwegian petroleum society special publications*. 5, (1-11). Elsevier. doi.org/10.1016/S0928-8937(06)80059-7.
- [78]. Enayati-Bidgoli, A. H., & 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. *Marine and Petroleum Geology*, 73, 36-58. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.02.016.



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 and 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

DOI: 10.22078/pr.2024.5379.3397

Received: March/01/2024

Accepted: May/13/2024

Introduction

Accurate characterization of carbonate reservoirs for production and better management of hydrocarbon resources in these rocks is the cornerstone for studying these reservoirs. Pore systems and related heterogeneities are pivotal in fluid flow, porosity-permeability values, water saturation, relative permeability, and capillary pressure in carbonate reservoirs. Generally, the pore types and their distribution influence storage volume and flow capacity, which control the reservoir quality [1].

Integrating log and core data to achieve information about hydraulic characteristics, including permeability, porosity, and capillary pressure, is requisite for accurate reservoir characterization. The hydraulic flow unit, or simply flow unit, is a well-established concept for reservoir characterization and permeability prediction studies. The most important and advanced techniques for rock typing rely on core analysis data, including Windland R35 [2], the reservoir quality index (RQI) method [3], and the flow zone indicator (FZI) method. The Nargesi oil field is located southeast of the Dezful Embayment. The reservoir layers in this field include the Asmari-Jahrum formations. Unfortunately, reservoir characterization in the Nargesi field has not been performed previously.

This paper aims to identify sedimentary facies and

diagenetic processes influences on the Asmari-Jahrum reservoir from the Nargesi field to reconstruct sedimentation history and subsequent phenomena in this field. To achieve these goals, a comprehensive study of reservoir characteristics, the occurred microfacies and related sub-environments, diagenetic processes, sedimentary sequences in the Asmari-Jahrum reservoir, and their effects on porosity-permeability relation by the study of cores, petrophysical logs, and petrographically studies will be performed.

Materials and Methods

This paper studied the geological and petrophysical data of 412 m of the Asmari-Jahrum reservoir from well No. 6 in the Nargesi field, including thin sections, cores, and petrophysical logs. The interpretation was performed based on 267 data points of porosity and permeability from RCAL, the petrographically results of 209 thin sections from 188.5 m core, and 5 routine logs including SGR, CGR, DT, NPFI, and RHOB. Firstly, the microfacies, depositional environment model, major diagenetic processes, and history of diagenesis were studied. Subsequently, the rock typing of the Asmari-Jahrum reservoir was performed using the FZI, Winland, and Lucia methods. Finally, reservoir zones were determined according to variation of RQI, effective porosity log, permeability, rock type

characteristics, microfacies studies, and diagenetic processes. Also, the control of main sequence stratigraphy parameters (SB and MFS) on reservoir zone quality and their boundaries was investigated.

Result and Discussion

Analysis of Microfacies and Depositional Environment

The study of facies is one of the main tools in classifying and interpreting carbonate rocks. In this study, Dunham [4] and Embry and Klovan [5] classifications were used for naming the microfacies, and standard microfacies by Flugel [6] were used to describe microfacies and determine the sedimentary environment. The petrographic studies suggest 14 carbonate microfacies, which have occurred in 4 facies groups: intertidal, lagoon, inner ramp-shoal, and middle ramp. In most identified carbonate microfacies, the silt size of quartz grains was observed. According to identified microfacies, the lack of barrier reefs and reefs, the presence of microfacies of the intertidal zone, and the absence of turbidite facies indicate the Asmari-Jahrum formations were deposited in a homoclinal ramp platform, including the inner, middle and outer ramp with four sub-environments of the intertidal zone, lagoon (Asmari Formation), shoal and middle ramp (Jahrum Formation). The deepest facies (MF-13) are related to the middle ramp and are only observed in the Jahrum Formation. The facies related to the deeper parts of the basin and the outer ramp are not observed.

The Main Diagenesis Processes and Paragenesis Sequence

Different diagenesis processes have diverse impacts on petrophysical characteristics (e.g., total and effective porosity, and permeability). The most important diagenesis processes affecting reservoir quality in the studied field include dissolution, dolomitization, and fracturing processes, which increase reservoir quality parameters, and cementation and anhydritization processes, which decrease reservoir quality parameters.

Determination of Rock Types

Carbonate reservoirs are inherently heterogeneous. Reservoir characteristics in carbonate sequences change vertically and laterally due to deposition in different sedimentary environments and the evolution of the sedimentary basin during time [7]. Moreover, a heterogeneous reservoir can be classified into units with less heterogeneities using methods, namely rock typing [8]. In the literature, several methods have been suggested for rock typing. In this paper, the flow zone index (FZI), the Winland and the Lucia methods were used. In the FZI method, a cumulative abundance diagram was used and the Asmari-Jahrum formations were classified into 6 hydraulic units. In addition, according to Winland's method, 7 rock types were identified, and according to Lucia's classification,

5 rock types were determined in the Asmari-Jahrum formations.

Reservoir Zones in the Framework of Sequence Stratigraphy

The sedimentological studies, diagenesis, and conventional logs were used to identify sedimentary sequences in the Asmari-Jahrum formations. In the intervals without core samples, only the data of logs was used. Six 3-rd order of T-R sequences were recognized in the studied formations. The correlation between the identified zones and carbonate microfacies indicates the zones are compatible within the framework of sequence stratigraphy. In the studied sequences, the best reservoir characteristics are observed in zone 7 in the SQ-2 sequence from the Jahrum Formation. This zone is equivalent to Lucia class 3 and 4, rock types 1 and 6 in the FZI method, and Winland units of 1, 2, and 3. All these rock types include mudstone, wackestone, and packstone microfacies dominating the lagoon and middle ramp environments. Moreover, dissolution in the form of vuggy porosity, microfracture, and intercrystalline porosity from dolomitization is the most important parameter for improving the quality of this reservoir zone. In the Asmari Formation, zones 2 and 1 in the SQ-6 sequence from the upper part of the formation show the best reservoir quality. These zones are equivalent to Lucia class 1, 2, and 5, rock types 3 to 6 in FZI, and units 3 to 7 in the Winland method. In the Asmari Formation, dolomitization, dissolution, and fracturing are the most important diagenesis processes that affect the improvement of the quality of the reservoir zones in the upper part of the Asmari Formation. In the middle part of the Asmari Formation in Zone 4, most of the rock types with moderate to very good reservoir quality are distributed from all three methods. The average value of porosity and permeability of the core in the Jahrum Formation is 7.9% and 0.8 mD and in Asmari Formation is 3.8% and 4.7 mD, respectively.

Conclusions

The Asmari-Jahrum formations in the NI-6 well from the Nargesi field are composed of 14 microfacies that were deposited in a sedimentary environment of homoclinal carbonate ramp type. The Asmari Formation is mainly composed of intertidal and lagoonal facies, and the Jahrum Formation is mainly composed of shoal and middle ramp facies. The most important diagenesis processes in these formations include dissolution, dolomitization, and fracturing, which are increasing factors in reservoir quality, and cementation and anhydritization processes have acted as decreasing reservoir quality parameters. Six sedimentary sequences of the third order were identified in the sequence stratigraphic studies using the T-R method. The rock types were determined by

Winland, Lucia, and FZI methods. Combining these three methods showed that they have an acceptable correlation with each other, which led to the identification of 8 reservoirs, speed, and baffle zones throughout the studied intervals.

References

1. Ringrose P, Bentley M. (2016) Reservoir model design. vol. 467. Springer.
2. Pittman E. D. (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.
3. Leverett M. (1941) Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*, 142:152–69. <https://doi.org/10.2118/941152-G>.
4. Dunham RJ. (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional textures. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 38:108–121.
5. 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>
6. Fügel E. (2010) *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*. Springer.
7. Tavakoli V. (2018) *Geological core analysis: Application to reservoir characterization*. vol. 99. Springer.
8. Tavakoli V. (2020) Macroscopic Heterogeneity. *Carbonate Reservoir Heterogeneity: Overcoming the Challenges*, 69–96.