

مطالعه رخساره‌ها، محیط رسوبی و زون‌بندی مخزن بخش بالایی سازند سورمه (سازند عرب) در یکی از میادین خلیج فارس

علیرضا شاکری، سمیه پرهام* و کنایون رضایی‌پرتو

گروه پژوهش زمین‌شناسی نفت، پژوهشکده علوم زمین، پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۴/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۱۱/۰۴

چکیده

سازند سورمه یکی از سازندهای مخزنی عمده در خلیج فارس است. در این پژوهش، رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیکی موثر بر این سازند در یکی از میادین موجود در خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفته و در نهایت زون‌بندی مخزن انجام گردید. مطالعه رسوب‌شناسی مغزه‌ها و مقاطع نازک ۳ حلقه چاه از این میدان منجر به شناسایی ۸ رخساره شده است. این رخساره‌ها در چهار کمر بند رخساره‌ای سوپراتایدال، پهنه جزرومدی، لاگون و تپه‌های سدی زیرآبی نهشته شده‌اند که در یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ هم‌شیب و در شرایط آب‌وهوایی گرم و خشک ته‌نشست یافته‌اند. فرآیندهای دیاژنتیکی موثر بر این رسوبات شامل میکریتی شدن، دولومیتی شدن، نئومورفیسم، فشردگی، سیمانی شدن و انحلال است. از میان این فرآیندها دولومیتی شدن و انحلال تاثیر مثبت و سیمانی شدن (به ویژه سیمان انیدریتی) و فشردگی تاثیر منفی بر کیفیت مخزنی داشته‌اند. براساس داده‌های سنگ‌شناسی، رخساره‌ها و داده‌های تخلخل و تراوایی، ۶ گروه سنگی در این توالی شناسایی شده است. تلفیق داده‌های مذکور، منجر به تفکیک ۷ زون مخزنی در این توالی گردید که هر کدام نشان‌دهنده یک چرخه به سمت بالا کم‌عمق‌شونده است. هر زون از یک لایه دولومیت با کیفیت مخزنی متوسط تا عالی تشکیل شده که توسط یک لایه انیدریتی پوشیده شده که نقش لایه غیرمخزنی یا سدی دارد. بر این اساس، سنگ‌شناسی، رخساره و دیاژنز به ترتیب از عوامل اصلی کنترل‌کننده مخزن در در توالی مورد مطالعه است.

کلمات کلیدی: خلیج فارس، سازند عرب، محیط رسوبی، رخساره‌ها، دیاژنز، زون‌بندی مخزن

مقدمه

مقطع نمونه سازند عرب در چاه شماره هفت دمام (واقع در میدان دمام در شرق عربستان) با ضخامت ۱۲۷ m و سنگ‌شناسی آهک، دولومیت و انیدریت قرار دارد [۱]. در میدان مورد مطالعه سازند عرب، به‌عنوان مخزن اصلی محسوب می‌شود و بنابراین با هدف بررسی کیفیت مخزنی و تعیین لایه‌های

سازند سورمه یکی از سازندهای مخزنی عمده در خلیج فارس است [۱]. بخش بالایی این سازند معادل سازند عرب در جنوب خلیج فارس است.

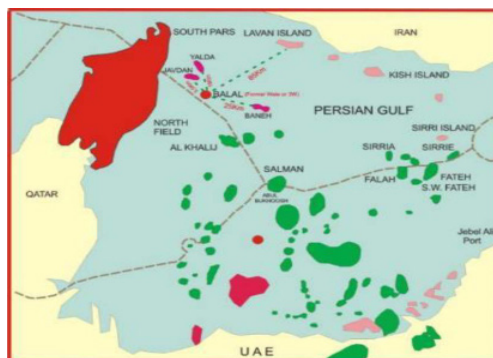
*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2023.4856.3169) parhams@ripi.ir

و عوامل مؤثر بر کیفیت مخزنی [۱۷-۲۲] به بررسی آن پرداخته شده است. در میدان مورد مطالعه این سازند از دولومیت و میان‌لایه‌های انیدریت و سنگ آهک چاکی تشکیل شده است. با توجه به اهمیت مخزنی این سازند، در این مطالعه به بررسی رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی و عوامل تأثیرگذار بر روی کیفیت مخزنی، تعیین گروه‌های سنگی و زون‌بندی مخزن این سازند در میدان مورد مطالعه پرداخته شده است. میدان نفتی مورد مطالعه در خلیج فارس در نزدیکی مرز آبی ایران و قطر و در جنوب غرب جزیره لاوان قرار دارد. محدوده میدان مورد مطالعه عبارت از فواصل جغرافیایی $26^{\circ} 12' 30''$ تا $23^{\circ} 23' 50''$ عرض شمالی و $52^{\circ} 27' 50''$ تا $36^{\circ} 20' 52''$ طول شرقی است. در شکل ۱ موقعیت جغرافیایی منطقه نشان داده شده است.

چینه‌نگاری سازند سورمه

برش نمونه این سازند در شمال غرب دامنه شمالی کوه سورمه قرار دارد و از دولومیت و آهک دولومیتی تشکیل شده است. بهترین گسترش‌یافتگی سازند سورمه در استان فارس است و همچنین در شرق خوزستان و شمال لرستان این سازند وجود دارد و به سمت عراق و جنوب لرستان به وسیله شیل، آهک و رسوبات تبخیری جانشین می‌شود [۲۳]. در بخش‌های وسیعی از ناحیه فارس، سنگ‌های ژوراسیک میانی- بالایی از سنگ‌های کربناتی تشکیل شده است.

مخزن، این بخش از نظر رسوب‌شناسی مورد مطالعه قرار گرفته است. کیفیت مخزنی نهشته‌های کربناته عموماً تحت کنترل چند عامل است که مهم‌ترین آنها نوع رخساره‌های رسوبی، گسترش و توزیع فضایی آنها و همچنین عوامل دیاژنزی ثانویه و شکستگی است [۳-۵]. به دلیل پتانسیل بالای نفتی و گستردگی حوضه رسوبی این سازند در خلیج فارس مطالعات متعددی به‌ویژه در کشورهای حاشیه جنوبی خلیج فارس از جمله قطر و عربستان صورت گرفته است [۶-۱۱]. در این مطالعات از جنبه‌های مختلف از جمله بررسی توالی‌های کربناته-تبخیری و چینه‌نگاری سکانسی [۴]، توصیف واحد مخزنی عرب-D و ارتباط رخساره‌های ناحیه‌ای و چینه‌نگاری سکانسی در این واحد [۵ و ۶]، ویژگی‌های مخزنی و عوامل کنترل‌کننده تخلخل در کمپلکس‌های آئیدی [۸ و ۹] پرداخته شده است. برای نمونه در یکی از جدیدترین مطالعات مطالعه ال‌موجل و همکاران [۱۱] به بررسی رسوب‌شناسی چینه‌نگاری سکانسی با وضوح بالای این توالی در بخش مرکزی عربستان پرداخته شده و محیط آن را یک حوضه درون‌شلفی در یک پلاتفرم اپیریک گسترده در محیط گرمسیری و نیمه خشک معرفی کرده است. توالی از چند سکانس رده سوم تشکیل شده است که توسط یوستازی مبتنی بر آب و هوا و تکتونیک کنترل می‌شود. در ایران نیز مطالعاتی روی این سازند و معادل آن یعنی بخش بالایی سازند سورمه در ناحیه زاگرس انجام شده و از جنبه‌های مختلف رسوب‌شناسی [۱۲-۱۶]



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

رسوبات سازند مذکور است. در نام‌گذاری نمونه‌ها از طبقه‌بندی دانه‌ام [۲۶] و امری و کلوان [۲۷] استفاده شده است. برای بازسازی محیط رسوبی از مدل ویلسون [۲۸] و فلوگل [۲۹] استفاده گردیده است. از داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز معمول مغزه کلیه سرپلاگ‌های موجود جهت بررسی کیفیت مخزنی و ترسیم نمودارها استفاده شد. برای زون‌بندی مخزن از تلفیق داده‌های رسوب‌شناسی، داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، و لاگ‌های پتروفیزیکی از جمله اشعه گاما، نوترون، چگالی، صوتی استفاده شده است.

رخساره‌ها

براساس مطالعه مغزه‌ها و مقاطع نازک هفت رخساره در توالی مورد مطالعه مورد شناسایی قرار گرفت. این رخساره‌ها در ادامه مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرند. با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی، به ویژگی‌های مخزنی هر رخساره نیز اشاره شده و دیاگرام تخلخل در برابر تراوایی برای هر رخساره تهیه و ارائه گردیده است.

MF1 - انیدریت

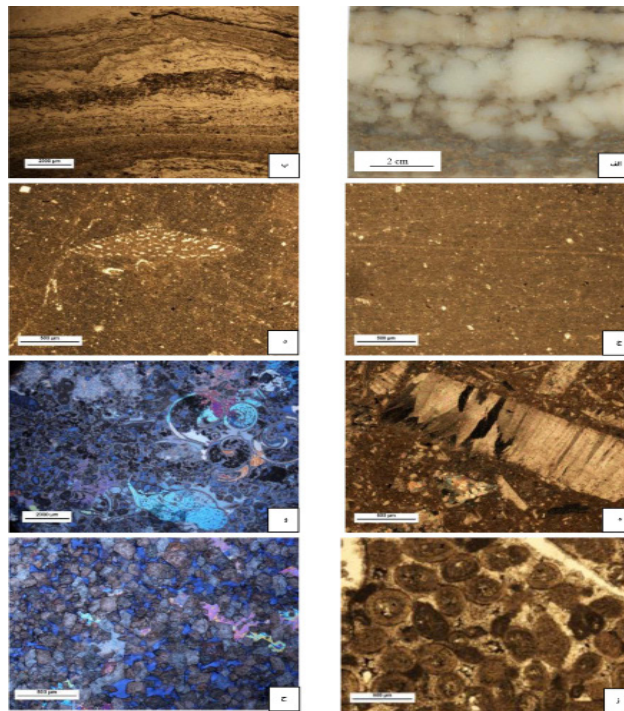
انیدریت به دو صورت عمده در این ترووال مورد مطالعه دیده می‌شود؛ ۱- به صورت انیدریت متوسط تا ضخیم لایه که ضخامت آن گاهی به بیش از ۱ m هم می‌رسد. ۲- به صورت ندول‌های منفرد در اندازه‌های مختلف به صورت پراکنده در ماتریکس دولومیتی. گاهی از به هم پیوستن ندول‌ها بافت انترولیتی ایجاد شده است. گاهی نیز ندول‌های انیدریتی بافت لانه مرغی^۱ نشان می‌دهند. سودومورف‌های انیدریت به دلیل جانشینی با ژیپس نیز در مغزه‌ها دیده می‌شود. در مقطع نازک ندول‌های انیدریتی از بلورهای سوزنی با جهت‌گیری موازی تا نیمه‌موازی و بعضاً تصادفی تشکیل شده‌اند (شکل ۲-الف).

این سازند در فارس ساحلی با اندریت هیث پوشیده می‌شود. در محل برش الگو واقع در ۱۲۰ km جنوب غربی شیراز سازند سورمه با ۷۶۲ m ضخامت از سنگ آهک دولومیتی و دولومیت تشکیل شده است. این سازند یک بخش سنگ آهک رسی نازک لایه و با مقاومت ضعیف در قسمت میانی دارد. در اثر لایه آهکی رسی یاد شده، سازند سورمه سیمای سه قسمتی دارد. قسمت پایینی سازند با لایه‌های دارای دوکفه‌ای لیتوتیپس مشخص می‌شود. مرز بالایی سازند یکسان نیست. گاهی این مرز با سازند هیث است و گاهی با سازند فهلیان. در حالت دوم گذار از ژوراسیک بالا به کرتاسه دارای Thimininnid که معرف محیط دریایی عمیق است، به‌عنوان گذر انتخاب می‌شود. زون‌های زیستی نشانگر آن هستند که بخش بالایی سازند سورمه معرف تمام دوره ژوراسیک است و هم‌ارز سازند عرب در عربستان و دیگر کشورهای عربی است و مخزن بسیار عظیم نفت را در خود دارند [۲۴].

روش مطالعه

در این تحقیق حدود ۳۲۴ m از مغزه‌های مربوط به سه حلقه چاه در میدان مورد مطالعه، مورد بررسی قرار گرفت. پارامترهای مختلف شامل سنگ‌شناسی، بافت، رخساره‌ها، انواع آلوک‌ها و درصد آنها و نیز پارامترهای دیاژنتیکی مانند انحلال، انواع تخلخل و درصد آنها ثبت گردیدند. جهت تهیه مستندات از پدیده‌های مختلف، از مغزه‌ها عکس گرفته شد. تعداد ۵۵۴ مقطع نازک از مغزه‌ها تهیه گردید و نمونه‌ها با آلزارین قرمز به روش دیکسون [۲۵] رنگ‌آمیزی شدند. به منظور بررسی تخلخل، ۱۰ نمونه سرپلاگ برای تزریق اپوکسی رزین آبی انتخاب و از آن مقطع نازک تهیه گردید. مقاطع نازک توسط میکروسکوپ پلاریزان مطالعه شده‌اند. هدف از مطالعه پتروگرافی این سازند شناخت اجزاء، بررسی فراوانی و اندازه آن‌ها در هر رخساره و همچنین شناخت و بررسی شواهد دیاژنتیکی در

1. Chicken Wire



شکل ۲ تصاویر رخساره‌های شناسایی شده در ناحیه مورد مطالعه. الف- تصویر ماکروسکوپی (مغزه) از لایه انیدریت با بافت روده‌ای. ب- تصویر میکروسکوپی از رخساره باندستون استروماتولیتی، PPL. ج- رخساره دولومادستون بیوکلستی، PPL. د- رخساره وکستون بیوکلستی، PPL. ه- رخساره پکستون تا رودستون بیوکلستی، XPL. و- گرینستون بیوکلستی الییدی، PPL. ز- گرینستون الییدی، PPL. ح- دولوستون بلورین همراه با تخلخل بین‌بلوری PPL.

میلی‌متر تا چند سانتی‌متر) به‌طور پراکنده در این رخساره دیده می‌شود. بافت فنسترال، آثار فیلامنت‌های جلبکی و آثار کانی‌های تبخیری در بعضی قسمت‌ها مشاهده می‌شود. جانشینی با انیدریت و برشی شدن ناشی از انحلال بخش‌های انیدریتی از پدیده‌های دیاژنتیکی معمول در این رخساره است. در مغزه دولومادستون سخت و چگال بوده و به رنگ قهوه‌ای روشن تا بژ دیده می‌شود. فرآیندهای انحلال و دولومیتی شدن باعث ایجاد تخلخل‌های حفره‌ای و بین‌بلوری در این رخساره شده که متعاقب آن کیفیت مخزنی در این رخساره افزایش یافته است. میانگین تخلخل در این رخساره ۱۹/۶٪ و میانگین تراوایی mD ۱۶/۵ است (**شکل ۳-ب**).

MF4 - وکستون تا پکستون بیوکلستی

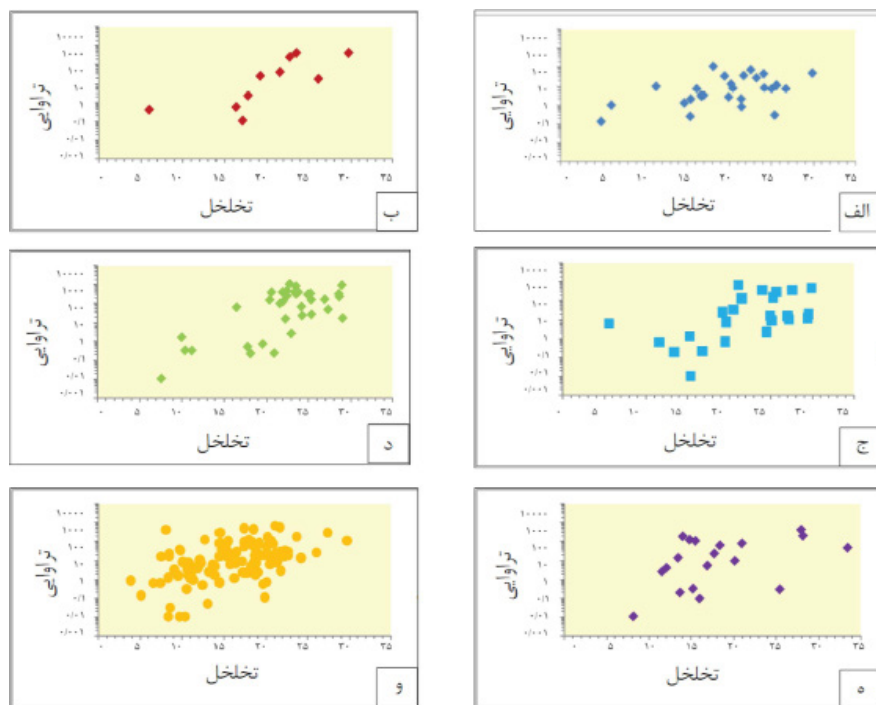
بافت این رخساره از وکستون تا پکستون در تغییر بوده و آلوکم‌های اصلی این رخساره را خرده‌های فسیلی (۲۰-۵۰٪) تشکیل می‌دهند.

MF2 - باندستون استروماتولیتی

این رخساره از لامیناسون‌ها و آثار فیلامنت‌های جلبکی به‌صورت نوارهای تیره و روشن تشکیل شده است (**شکل ۲-ب**). بافت فنسترال در این رخساره مشاهده می‌شود که در غالب موارد با سیمان انیدریتی پر شده است. استروماتولیت‌ها با دولومیت جانشین شده‌اند. جانشینی بافت اولیه با انیدریت نیز در این رخساره معمول است. این رخساره به‌صورت متناوب با لایه‌های انیدریتی دیده می‌شود. نمودار تخلخل تراوایی در **شکل ۳-الف** ارائه شده است.

MF3 - دولومادستون بیوکلستی

این رخساره متشکل از دولومادستون است که کمتر از ۱۰٪ خرده‌های اسکلتی به‌همراه دارد (**شکل ۲-ج**). خرده‌های اسکلتی شامل قطعات اکینودرم و پلسی‌پود است. اندازه بلورهای دولومیت ریز بوده و در زیر میکروسکوپ بلورها قابل رویت نیستند. ندول‌های انیدریتی در اندازه‌های مختلف (از چند



شکل ۳ نمودار تخلخل تراوایی ارایه شده برای رخساره‌های شناسایی شده- الف) رخساره MF2، ب) رخساره MF3، ج) رخساره MF4، د) رخساره MF5، ه) رخساره MF6، و) رخساره MF7

پلسی بود و اکینودرم اجزای اصلی تشکیل دهنده این رخساره هستند. بافت رودستونی از تجمع قطعات با اندازه‌های بیشتر از ۲ mm تا چند سانتی‌متر موجوداتی چون *Clypenia jurassica* و *Coral* ایجاد شده است. از آلوکوم‌های غیراسکلتی می‌توان به پلویید و اینتراکلت اشاره نمود. دولومیتی شدن یکی از فرآیندهای دیاژنتیکی اصلی است که روی این رخساره اثرگذار بوده و کل رخساره را جانشین کرده است (شکل ۲-ه). رگچه‌های انحلالی، استیلولیت، انواع دولومیت (بی‌شکل، شکل‌دار و نیمه‌شکل‌دار) و آثار آغستگی به نفت در این رخساره قابل گزارش است. انواع اصلی تخلخل در این رخساره تخلخل‌های انحلالی (حفره‌ای)، بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای است. میانگین تخلخل حدود ۲۱/۶٪ و میانگین تراوایی ۸۲/۸۰ mD است (شکل ۳-د).

MF6 - پکستون و گرینستون بیوکلتی پلوییدی اینتراکلتی

این رخساره بافتی دانه‌غالب و گرینستونی نشان می‌دهد.

از مهم‌ترین خرده‌های فسیلی مشاهده شده در این رخساره می‌توان به فرامینیفرای بنتیک مانند *Miliolid* و *Textularia sp.* اشاره کرد. قطعاتی از جلبک سبز (*Clypenia jurassica*) gastropod، bivalve، echinoderm و Stomatopod سایر اجزایی هستند که در این رخساره وجود دارند. بیوکلت‌ها عمدتاً در محیط دریایی تحت تاثیر فرآیند میکریتی شدن قرار گرفته‌اند (شکل ۲-د). پلویید و کوارتز در اندازه سیلت نیز در این رخساره قابل مشاهده است. دولومیتی شدن و انحلال از فرآیندهای دیاژنتیکی هستند که روی این رخساره اثرگذار بوده است. تخلخل حفره‌ای و درون‌دانه‌ای ناشی از انحلال از بخشی از تخلخل به‌وسیله سیمان کلسیت اسپاری پر شده است. تخلخل متوسط در این رخساره ۲۰٪ و تراوایی متوسط ۱۱۵/۴ mD است (شکل ۳-ج).

MF5 - پکستون تا رودستون بیوکلتی

این رخساره بافتی دانه‌پشتیبان داشته و از پکستون تا رودستون در تغییر است. خرده‌های اسکلتی جانورانی چون: جلبک سبز، مرجان، گاستروپود،

کوچکتر است [۳]. بازسازی محیط رسوبی دیرینه براساس بررسی بافت، عناصر تشکیل‌دهنده، ساختمان‌های رسوبی و محتوای فسیلی که در هر زیرمحیط در پلاتفرم کربناته تشکیل می‌شود و مقایسه با توالی‌های تفسیر شده معادل‌های امروزی آن امکان‌پذیر می‌شود. براساس مطالعات پتروگرافی انجام شده بر روی مغزه‌ها و مقاطع نازک، ۸ رخساره در نمونه‌های این سازند شناسایی گردید. از مقایسه این رخساره‌ها با کمربند رخساره‌ای ویلسون [۲۸] و فلوگل [۲۹] چنین نتیجه گرفته می‌شود که این رخساره‌ها در چهار کمربند رخساره‌ای مربوط به محیط سوپراتایدال، پهنه جزرومدی، لاگون و تپه‌های سدی بیوکلستی و اییدی مجزا ته‌نشست یافته‌اند. بر این اساس پتروفاسیس انیدریت (F1) چه به صورت لایه‌ای و چه به صورت ندولی و با بافت‌های روده‌ای^۱ و لانه‌مرغی و MF2 بایندستون استروماتولیتی در محیط سوپراتایدال و در آب و هوای گرم و خشک نهشته شده‌اند [۳۰ و ۳۱]. دولومادستون (MF3) با شواهدی چون دولومیت ریزبلور، فابریک فنسترال، وجود ندول‌های انیدریت و آثار فیلامنت‌ها جلبکی در محیط بالای پهنه جزرومدی نهشته شده‌اند [۲۹]. رخساره‌های محیط لاگون با حضور فرامینیفرهای بنتیک فراوان و متنوع مانند Miliolid، Circularis، Noutiloculina cf، Textularia sp، وجود گل‌آهکی، پلویید و جلبک سبز (Clipina jurasica) مشخص می‌شوند. بر این اساس چنین نتیجه‌گیری می‌شود که رخساره‌های MF4 و MF5 در یک محیط لاگون کم‌انرژی نهشته شده‌اند. بافت دانه‌پشتیان گرینستونی در رخساره MF6 و MF7، عدم وجود گل کربناته و وجود ایید و فراوانی قطعات اینتراکلستی حاکی از شرایط پراثری محیط است [۲۹ و ۳۲]. وجود قطعات فرامینیفرای کفزی و نیز ویژگی‌های مذکور دال بر تشکیل این رخساره در تپه‌های سدی زیرآبی اییدی و بیوکلستی و کانال‌های جزرومدی است [۲۹ و ۳۲].

اجزای آن متوسط تا درشت‌دانه گرد تا نیمه‌گرد شده هستند. مهم‌ترین آلوکم‌های آن خرده‌های فسیلی است که می‌توان به خرده‌های Clipina jurasica، Pelecypod debris، Miliolid، Noutiloculina cf. Circularis، Echinoderam اشاره نمود (شکل ۲- و). آلوکم‌ها به‌طور عمده میکریتی شده‌اند. به میزان کمتر اینتراکلست و پلویید نیز در نمونه‌ها قابل گزارش است. سیمان حاشیه‌ای هم‌ضخامت اطراف آلوکم‌ها مشاهده می‌شود. دولومیتی شدن از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنتیکی موثر روی این رخساره است. فرآیند دولومیتی شدن به حدی است که در برخی موارد تنها شبیحی از آلوکم‌ها برجای مانده است. جانشینی با انیدریت و انحلال از فرآیندهای دیاژنتیکی موثر بر این رخساره است. تخلخل بین‌دانه‌ای و انحلالی تخلخل‌های اصلی هستند. تخلخل بین‌دانه‌ای به‌طور عمده به وسیله سیمان انیدریتی پر شده یا کاهش یافته است. میانگین تخلخل در این رخساره ۲۱/۸٪ و میانگین تراوایی ۲۱۳/۵ mD است (شکل ۳-۵).

MF8 - دولومیت بلورین

این رخساره در مغزه به‌صورت دولومستون سخت به رنگ قهوه‌ای روشن تا کرمی دیده می‌شود و بر اثر فرآیند دولومیتی شدن ثانویه تشکیل شده است (شکل ۲-ج). دولومیتی شدن به‌صورت تخریب‌کننده فابریک سنگ بوده و در اکثر نمونه‌ها بافت آهکی قبلی از بین رفته و آلوکم‌ها قابل شناسایی نیستند. تخلخل بین‌بلوری، دورن‌بلوری و انحلالی از مهم‌ترین تخلخل‌های موجود در این رخساره است. تخلخل در این رخساره بین ۰/۱٪ تا ۲۹/۷۳٪ با میانگین ۱/۱۶٪ و تراوایی بین ۰/۱ تا ۷۰۰ با میانگین ۵۹/۸ mD در تغییر است.

محیط رسوبی

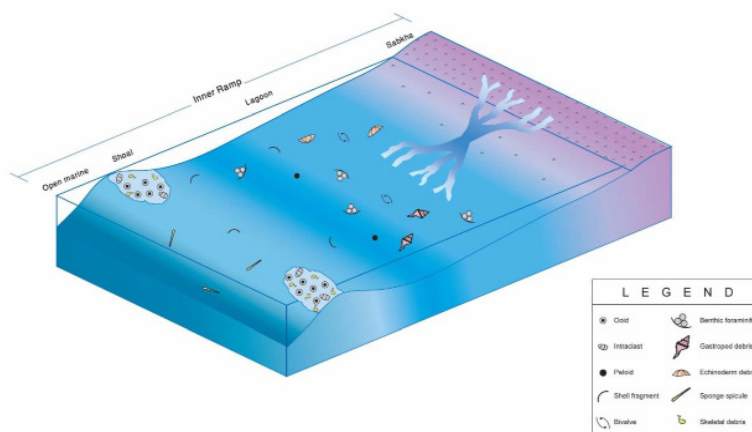
بیشتر مخازن کربناته منشا دریایی دارند در نتیجه تشخیص محیط‌ها به زیرمحیط‌های کوچکتر دلیل اصلی تقسیم محیط‌های دریایی به بخش‌های

گسترش بالای این رخساره نشان دهنده بزرگ بودن و پراکندگی بالای این تپه‌ها در زمان رسوب‌گذاری در پلاتفرم کریناته است. مقایسه مطالعه محیط رسوبی توالی این میدان با سایر مطالعات از جمله مطالعه انجام شده توسط اسعدی و همکاران [۳۳] نشان می‌دهد که بخش‌های رمپ خارجی در این منطقه مشاهده نشده در حالی که در مطالعات دیگر این بخش گزارش شده است. بر این اساس یک مدل مفهومی سه‌بعدی برای نهشته شدن رسوبات سازند سورمه در زمان رسوب‌گذاری در شکل ۴ ارائه شده است.

فرآیندهای دیاژنتیکی

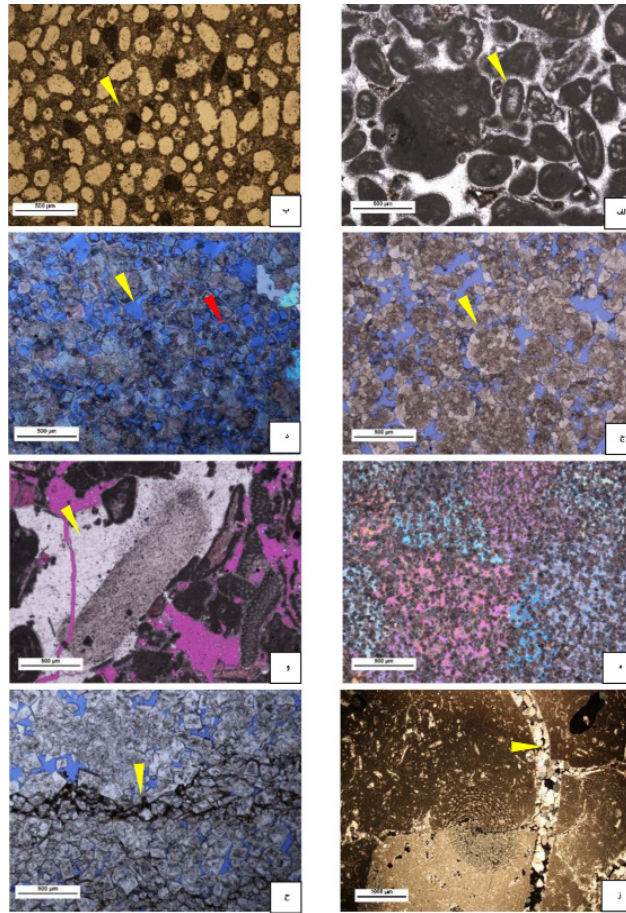
بر اساس مطالعات انجام شده بر روی مغزه‌ها و مقاطع نازک میکروسکوپی فرآیندهای دیاژنتیکی مختلفی روی این سازند تأثیرگذار بوده است. از جمله این فرآیندها می‌توان به میکریتی شدن، دولومیتی شدن، انحلال، سیمانی شدن، نفومورفیسم و فشردگی اشاره کرد. این فرآیندها در ادامه مورد بررسی قرار می‌گیرند. میکریتی شدن: این فرآیند در نتیجه عملکرد جلبک‌ها، قارچ‌ها و باکتری‌ها در محیط دیاژنتیکی دریایی رخ داده است [۳۲]. آلوکم‌های میکریتی شده به‌وفور در رخساره‌های مختلف از جمله MF4 و MF5 دیده می‌شود (شکل ۵-الف).

دولومیتی شدن: این فرآیند مهم‌ترین فرآیند مؤثر بر نمونه‌های سازند عرب است. فرآیند جان‌شینی بافت آهکی با دولومیت با دو حد انتهایی قابل مشاهده است: (۱) بافت آهکی با حفظ فابریک سنگ، با دولومیت جان‌شین شده است (شکل ۵-ب). در این نوع دولومیتی شدن، آلوکم‌ها و بافت سنگ قابل تشخیص هستند و جان‌شینی به‌صورت تقلیدی^۱ رخ داده است؛ (۲) دولومیتی شدن تخریب کننده فابریک سنگ بوده و تنها شبحی از آلوکم‌ها باقی مانده است (شکل ۵-ج). بلورها به‌صورت شکل‌دار، نیمه‌شکل‌دار و بی‌شکل بوده و تخلخل بین‌بلوری بالایی نشان می‌دهند. علاوه بر تخلخل بین‌بلوری، تخلخل درون‌بلوری نیز در این دولومیت‌ها معمول بوده (شکل ۵-د) و تخلخل بالایی ایجاد کرده است. تخلخل درون‌بلوری در بلورهای دولومیتی دیده می‌شود که دارای زون‌بندی بودند و بخش مرکزی اینکلوژن‌های بافت آهکی قبلی را دارا بوده است. بخش مرکزی این بلورها در برابر آب‌های تحت اشباع از دولومیت مقاومت کمتری داشته و در طی مراحل دیاژنز دچار انحلال شده و تخلخل درون‌بلوری ایجاد کرده است [۳۴]. انحلال: این فرآیند یکی از عوامل ایجاد تخلخل حفره‌ای و قالبی به‌ویژه قالب الیید در توالی مورد مطالعه شده است (شکل ۵-ب).



شکل ۴ مدل رسوبی شماتیک سازند عرب در میدان مورد مطالعه

1. Mimetic



شکل ۵ تصاویر میکروسکوپی از فرآیندهای دیاژنتیکی. الف) فرآیند میکریتی شدن قطعات فسیلی. PPL. ب) دولومیتی شدن با حفظ فابریک سنگ در یک گرینستون اییدی. انحلال باعث ایجاد تخلخل قالبی شده و سیمان انیدریتی بخشی از تخلخل‌های قالبی را پر کرده است. XPL. ج) دولومیتی شدن به صورت تخریب کننده فابریک سنگ، تنها شبحی از آلوکرها (ایید) باقی مانده است. د) تخلخل بین بلوری (فلش زرد) و درون بلوری (فلش قرمز) در دولومیت‌های جان‌شینی تخریب کننده فابریک سنگ. PPL. ه) سیمان انیدریتی به صورت فراگیر بلورهای دولومیت را احاطه کرده است. و) سیمان سین تکسیال اطراف خرده اکینودرم. XPL. ز- سیمان کلسیت اسپاری بخشی از تخلخل‌های موجود را پر کرده است. PPL. ح) رگچه‌های انحلالی PPL

نئومورفیسم افزایشی) در دولومیت‌ها دیده می‌شود و با ایجاد تخلخل بین بلوری نقش اصلی در افزایش کیفیت مخزنی در بافت‌های بلورین داشته است. فشردگی: به طور عمده به صورت رگچه‌های انحلالی و استیلولیت در توالی‌های مختلف مشاهده می‌شود (شکل ۵-ج) و به طور بخشی تا کامل فضای‌های خالی را پر کرده یا کاهش داده است.

تعیین گروه‌های سنگی

تعیین گروه‌های سنگی زمین‌شناسی براساس تلفیق معیارهای مختلفی که روی کیفیت مخزنی اثرگذار بوده انجام شده است.

سیمان انیدریت فراگیر: این نوع سیمان گستردگی بالایی در نمونه‌های مورد مطالعه دارد و از عوامل اصلی کاهش میزان تخلخل در نمونه‌ها است و بخشی از تخلخل‌های قالبی انحلالی و بین بلوری را پر کرده است (شکل ۵-ه).

سیمان سین تکسیال: بلور کلسیت به صورت هم بعد اطراف خرده‌های اکینودرم تشکیل شده است (شکل ۵-و). سیمان کلسیت اسپاری: این سیمان که بیشتر در دولومیت‌های بلورین مشاهده می‌شود یک سیمان تاخیری بوده و بخشی از فضای خالی بین بلوری را کاهش داده است (شکل ۵-ز).

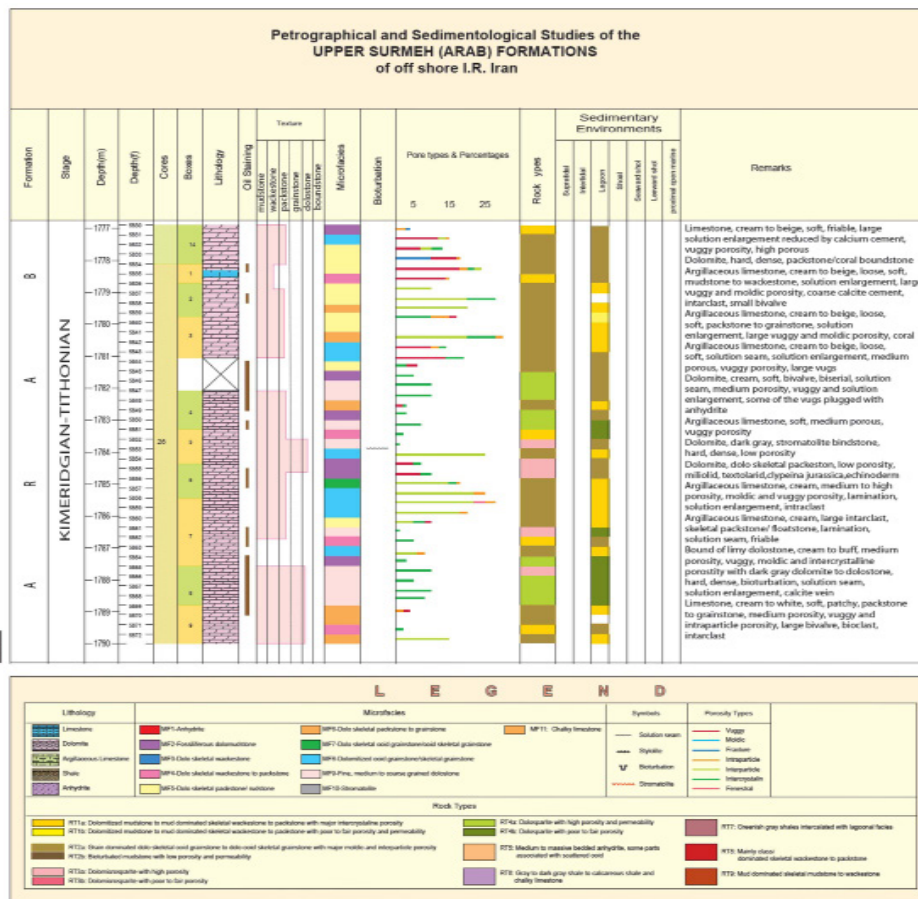
نئومورفیسم: به صورت افزایش اندازه بلورها

دولومیت به‌طور تقلیدی جایگزین سنگ آهک قبلی شده و بافت و ساختار قبلی حفظ شده است. این نوع را نیز می‌توان به دو بخش اصلی تقسیم کرد: الف- فابریک‌های گل پشتیبان و فابریک‌های دانه پشتیبان.

(۲) دولومیت غیرانتخابی فابریک سنگ که در آن دولومیتی شدن به‌صورت غیرانتخابی و غیرتقلیدی جانشین سنگ شده و تنها شبیحی از آلوکم‌های قبلی وجود دارد. در این نوع دولومیتی شدن، براساس اندازه بلورها سه گروه شامل دولومیکریت، دولومیکرواسپاریت و دولواسپاریت قابل شناسایی است. این گروه‌ها در ادامه مورد بررسی قرار می‌گیرند:

گروه سنگی a1 (RT1) - دولومیتی شدن به‌صورت تقلیدکننده فابریک سنگ، بافت گل‌پشتیبان و تخلخل بالا: این گروه از رخساره‌های دولومادستون و وکستون تا پکستون دولومیتی تشکیل شده است (شکل ۷- الف).

این معیارها شامل سنگ‌شناسی، رخساره، دیاژنز و داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه بوده است (شکل ۶). در سازند عرب از نظر سنگ‌شناسی سه گروه سنگی قابل جدایش است. (۱) دولومیت که عمده توالی را تحت تاثیر خود قرار داده و کیفیت مخزنی بالایی ایجاد کرده است. (۲) انیدریت به‌صورت سخت، محکم و فشرده با بافت توده‌ای تا متوسط لایه و ندولار که تخلخل و تراوایی نداشته و به‌عنوان واحد سدی در نظر گرفته می‌شود. (۳) سنگ آهک چاکی و سفید رنگ که به‌شدت ترد و شکننده است. نوع دولومیت و اندازه بلورهای آن در ایجاد کیفیت مخزنی تاثیر گذار بوده است. بنابراین براساس این ویژگی‌ها انواع مختلف گروه‌های سنگی ایجاد شده‌اند (جدول ۱). به‌طور کلی، دولومیت مشاهده شده در این سازند را می‌توان به دو گروه عمده تقسیم کرد: (۱) دولومیت انتخاب کننده فابریک سنگ، که در آن



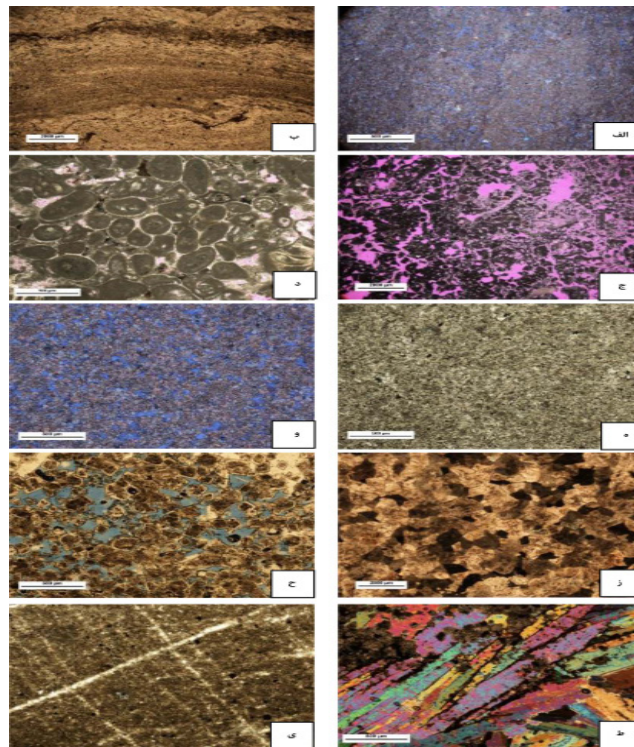
شکل ۶ ستون چینه‌شناسی، رسوب‌شناسی و پتروگرافی سازند عرب در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه

جدول ۱ گروه‌های سنگی شناسایی شده در توالی مورد مطالعه

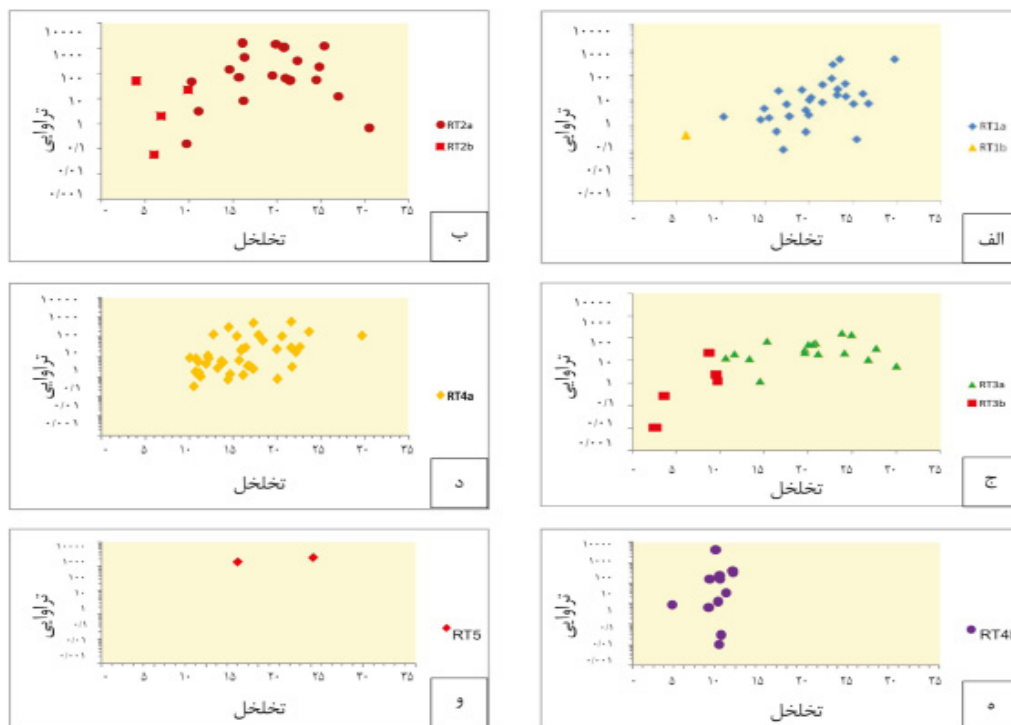
ردیف	گروه سنگی	سنگ‌شناسی	ویژگی	میانگین تخلخل (%)	میانگین تراوایی (mD)	کیفیت مخزنی
۱	RT1a	دولومیت	دولومادستون، وکستون تا پکستون با تخلخل بین‌بلوری بلورهای شکل‌دار نیمه‌شکل‌دار تا بی‌شکل تخلخل حفره‌ای	۲۰/۵	۴۷/۲	خوب
۲	RT1b	دولومیت	دولومادستون، وکستون تا پکستون	۶/۰	۰/۴	ضعیف
۳	RT2a	دولومیت	بافت دانه‌پشتیبان (گرینستون اییدی بیوکستی)، تخلخل‌های حفره‌ای، قالبی، بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری (انحلال گسترده)	۲۱/۹	۱۳۵/۱	عالی
۴	RT2b	دولومیت	بافت دانه‌پشتیبان (گرینستون اییدی بیوکستی) دانه‌ها به هم فشرده و تخلخل کم، با انیدریت پر شده یا کاهش یافته	۷/۸	۹/۴	ضعیف
۵	RT3a	دولومیت	دولومیکرواسپاریت بلورهای شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار، اندازه بلورها (۴۰ - ۶۰ μ) با تخلخل بین‌بلوری متصل	۱۸/۷	۴۲/۲	خوب
۶	RT3b	دولومیت	دولومیکرواسپاریت بلورهای شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار، اندازه بلورها (۴۰ - ۶۰ μ)، بدون تخلخل بین‌بلوری یا تخلخل پر شده با سیمان انیدریتی	۷/۰	۰/۶	ضعیف
۷	RT4a	دولومیت	دولواسپاریت متشکل از بلورهای درشت (۱۱ - ۳۰۰ - ۶۰) با تخلخل بین‌بلوری بالا و متصل به هم، و تخلخل حفره‌ای	۱۶/۰	۶۱/۸	بسیار خوب
۸	RT4b	دولومیت	دولواسپاریت بلورهای به هم پیوسته یا پر شده با سیمان انیدریتی	۸/۱	۴۷/۰۷	ضعیف
۹	RT5	انیدریت توده‌ای تا لایه‌بندی متوسط، ندولار	سخت، فشرده بدون تخلخل و تراوایی	-	-	ضعیف سد
۱۰	RT6	شیل تا شیل آهکی خاکستری روشن و سنگ آهک چاکی	این گروه سنگی به دلیل خاصیت تردی و شکنندگی بالا امکان تهیه نمونه پلاگ از آن وجود نداشته و تنها یک نمونه موجود است	-	-	ضعیف

تا پکستون دولومیتی و باندستون استرومانولیتی با تخلخل و تراوایی پایین را شامل می‌شود (شکل ۷-ب). مقدار تخلخل و تراوایی برای یک نمونه موجود است و به ترتیب ۵/۹۸٪ و ۰/۴۱ mD است. در این گروه تخلخل وجود نداشته یا در صورت وجود با سیمان انیدریتی پوئیکیلوتوپیک کاهش یافته و بنابراین کیفیت مخزنی این گروه سنگی ضعیف است (شکل ۸-الف).

دولومیت‌ها از بلورهای ریز، بی‌شکل تا نیمه‌شکل‌دار تشکیل شده و تخلخل بین‌بلوری (تا ۲۵٪ و میانگین ۷/۲٪) در این گروه وجود دارد (شکل ۸-الف). تخلخل حفره‌ای تا ۱۴٪ در آن دیده شده و تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و قالبی و فنسترال نیز وجود دارند. گروه سنگی b1 (RT1b) - دولومیتی شدن به صورت تقلید کننده فابریک سنگ، بافت گل‌پشتیبان و تخلخل پایین: این گروه دولومادستون، وکستون



شکل ۷ تصاویر میکروسکوپی از گونه‌های سنگی شناسایی شده در توالی مورد مطالعه. الف) گروه سنگی a1 (RT1a). ب) گروه سنگی b1 (RT1b). ج) گروه سنگی PPL (RT2a). د) گروه سنگی b2 (RT2b). ه) گروه سنگی a3 (RT3b). و) گروه سنگی PPL (RT3b). ز) گروه سنگی PPL (RT4b). ح) گروه سنگی b4 (RT4b). ط) گروه سنگی ۵ (RT5). ی) گروه سنگی ۶ (RT6).



شکل ۸ نمودار تخلخل تراوایی ارایه شده برای هر گروه سنگی. الف) نمودار تخلخل تراوایی RT1a و RT1b. ب) نمودار تخلخل تراوایی RT2a و RT2b. ج) نمودار تخلخل تراوایی RT3a و RT3b. د) نمودار تخلخل تراوایی RT4a. ه) نمودار تخلخل تراوایی RT4b. و) نمودار تخلخل تراوایی RT5.

پایین: بلورهای شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار، اندازه بلورها در حد دولومیکرواسپاریت ($40 - 60 \mu\text{m}$) بوده، تخلخل بین‌بلوری وجود نداشته یا همراه با سایر تخلخل‌ها با سیمان انیدریتی پر شده است (شکل ۷-۷). میانگین تخلخل ۷٪ و میانگین تراوایی 0.06 mD بوده و کیفیت مخزنی ضعیف است (شکل ۸-۸).
گروه سنگی 4a- (RT4a) دولومیتی شدن در اندازه دولواسپاریت به صورت غیرتقلیدی و تخریب کننده فابریک سنگ، بافت دانه‌پشتیبان و تخلخل بالا: دولواسپاریت با تخلخل و تراوایی بالا. دولومیت متشکل از بلورهای درشت $60 - 300 \mu\text{m}$ میکرون تخلخل بین‌بلوری در این گروه سنگی به خوبی توسعه یافته و تخلخل‌ها با هم متصل هستند (شکل ۷-۷). در برخی نمونه‌ها تخلخل حفره‌ای نیز مشاهده می‌شود. تخلخل بین $10/1$ تا $29/73$ ٪ و میانگین 16 ٪ بوده و تراوایی 0.01 تا 580 mD و میانگین $61/8$ است. تخلخل و کیفیت مخزنی این گروه بسیار خوب است (شکل ۸-۵).
گروه سنگی 4b- (RT4b) دولومیتی شدن در اندازه دولواسپاریت به صورت غیرتقلیدی و تخریب کننده فابریک سنگ، بافت دانه‌پشتیبان و تخلخل پایین: بافت مشابه گروه سنگی 4a است ولی بلورها به هم متصل و فشرده هستند و تخلخل بین‌بلوری وجود نداشته یا در صورت وجود با سیمان انیدریتی پر شده است (شکل ۷-۷). تخلخل بین $3/84$ تا $13/01$ ٪ با میانگین $8/15$ ٪ است. تراوایی 0.03 mD تا 120 و میانگین $47/07$ است. تخلخل و کیفیت مخزنی متوسط ارزیابی شده است (شکل ۸-۵).
گروه سنگی 5- (RT5) انیدریت: این گروه شامل انیدریت توده‌ای تا لایه‌بندی متوسط ندولار است (شکل ۷-۷). برخی قسمت‌ها با بخش‌های دولومیتی همراه است و گاهی الییدهای پراکنده در آن دیده می‌شود. انیدریت به صورت سخت و فشرده بوده و تخلخل تراوایی نشان نمی‌دهد و به‌عنوان لایه سدی برای اینتروال‌های دولومیتی عمل می‌کند (شکل ۸-۷).

گروه سنگی 2a- (RT1a) دولومیتی شدن به صورت تقلید کننده فابریک سنگ، بافت دانه‌پشتیبان و تخلخل بالا: بافت دانه‌پشتیبان بوده و عمدتاً از گرینستون الییدی بیوکلستی تشکیل شده است (شکل ۷-۷). تخلخل بین 10 تا $33/24$ ٪ بوده و میانگین $21/91$ ٪ است. تراوایی 0.01 تا 1067 mD و میانگین $135/10$ است. تخلخل‌های بین‌دانه‌ای قالبی، حفره‌ای، و بین‌بلوری و ماتریکس در این گروه دیده می‌شود. انحلال گسترده یکی از عوامل مهم ایجاد تخلخل محسوب می‌شود (شکل ۸-۸).
 این گروه کیفیت مخزنی عالی نشان می‌دهد.
گروه سنگی 2b- (RT2b) دولومیتی شدن به صورت تقلید کننده فابریک سنگ، بافت دانه‌پشتیبان و تخلخل پایین: بافت این گروه دانه‌پشتیبان بوده و گرینستون الییدی بیوکلستی تشکیل شده اما دانه‌ها به هم فشرده بوده و تخلخل بین دانه‌های پایین است (شکل ۷-۷). در برخی نیز تخلخل‌های اولیه با سیمان انیدریت پر شده یا کاهش یافته است. تخلخل بین $5/59$ تا $9/07$ ٪ بوده و میانگین $7/84$ ٪ است. تراوایی 0.01 تا $18/11 \text{ mD}$ و میانگین $4/9$ است. تخلخل و کیفیت مخزنی این گروه ضعیف ارزیابی می‌شود (شکل ۸-۸).
گروه سنگی 3a- (RT3a) دولومیتی شدن در اندازه دولومیکرواسپاریت به صورت غیرتقلیدی و تخریب کننده فابریک سنگ، بافت دانه‌پشتیبان و تخلخل بالا: این گروه دولومیکرواسپاریت‌های با تخلخل بالا را در برمی‌گیرد. بلورهای شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار، اندازه بلورهای دولومیت ($40 - 60 \mu\text{m}$) بوده و تخلخل بین‌بلوری مرتبط به هم وجود دارد (شکل ۷-۵).
 تخلخل بین $5/14$ تا $29/9$ ٪ بوده و میانگین $18/75$ ٪ است. تراوایی 0.05 تا 700 mD و میانگین $42/17$ است. تخلخل و کیفیت مخزنی این گروه سنگی خوب ارزیابی می‌شود (شکل ۸-۵).
گروه سنگی 3b- (RT3b) دولومیتی شدن در اندازه دولومیکرواسپاریت به صورت غیرتقلیدی و تخریب کننده فابریک سنگ، بافت دانه‌پشتیبان و تخلخل

واحد معادل انیدریت هیث بوده اما جهت سهولت نام‌گذاری زون‌بندی به نام عرب ۱ نام‌گذاری شده است.

زون عرب ۱- زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۹/۱ تا ۲۰/۱ m در چاه‌های مختلف متغیر است. این زون از دولومیت بودار، به رنگ خاکستری تا قهوه‌ای سخت و متخلخل تشکیل شده است. دولومیت‌ها دارای آغشتگی به نفت و مواد آلی هستند. مشاهدات در ۳ چاه نشان می‌دهد که این زون عمدتاً از دولومادستون تشکیل شده است. اندازه بلورهای در برخی نمونه‌ها در حد دولواسپاریت بوده و عمدتاً دارای تخلخل بین‌بلوری است با این حال، تخلخل قالبی، حفره‌ای و بزرگ شدن تخلخل‌ها بر اثر انحلال نیز قابل مشاهده است. میانگین تخلخل بین ۱۷-۸٪ است. شکستگی‌ها با انیدریت پر شده‌اند و ندول‌های انیدریت پراکنده نیز در آن دیده می‌شود. از مجموع مشاهدات می‌توان گفت که این زون، یک زون با کیفیت مخزنی متوسط تا بسیار خوب است.

زون عرب ۲- زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۵ تا ۸/۹ m در چاه‌های مختلف متغیر است. سنگ‌شناسی اصلی در این زون دولومیت به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری بوده که سخت و متخلخل، حاوی آغشتگی به نفت، و رگچه‌های انحلالی است. مشاهدات در ۳ چاه نشان می‌دهد که این زون عمدتاً از دولومیکریت، دولوسپاریت و دولومیکروسپاریت تشکیل شده است. گرینستون‌های اسکلتی اوپیدی نیز در برخی مناطق این زون دیده می‌شود. این زون عمدتاً حاوی تخلخل بین‌بلوری مرتبط به هم است. با این حال، تخلخل‌های قالبی، حفره‌ای، درون دانه‌ای و بین دانه‌ای نیز قابل مشاهده است. نوع غالب دیاژنز در این زون، تراکم به‌صورت تشکیل استیلولیت و رگچه‌های انحلالی و میکریتی شدن است. میانگین تخلخل بین ۹-۸٪ است. براساس پارامترهای فوق این زون نیز می‌تواند به‌عنوان یک زون مخزنی متوسط در نظر گرفته شود.

گروه سنگی 6 - (RT6): سنگ آهک چاکلی شیل تا شیل آهکی خاکستری روشن در این گروه قرار می‌گیرد (شکل ۷-ی). این گروه سنگی به دلیل ویژگی تردی و شکنندگی بالا امکان تهیه نمونه پلاگ وجود نداشته و تنها یک نمونه پلاگ موجود بوده و تخلخل ۸/۳۴٪ و میانگین تراوایی ۵/۶۱ mD است اما براساس مشاهدات مغزه تخلخل چشمی در این گروه بسیار کم است.

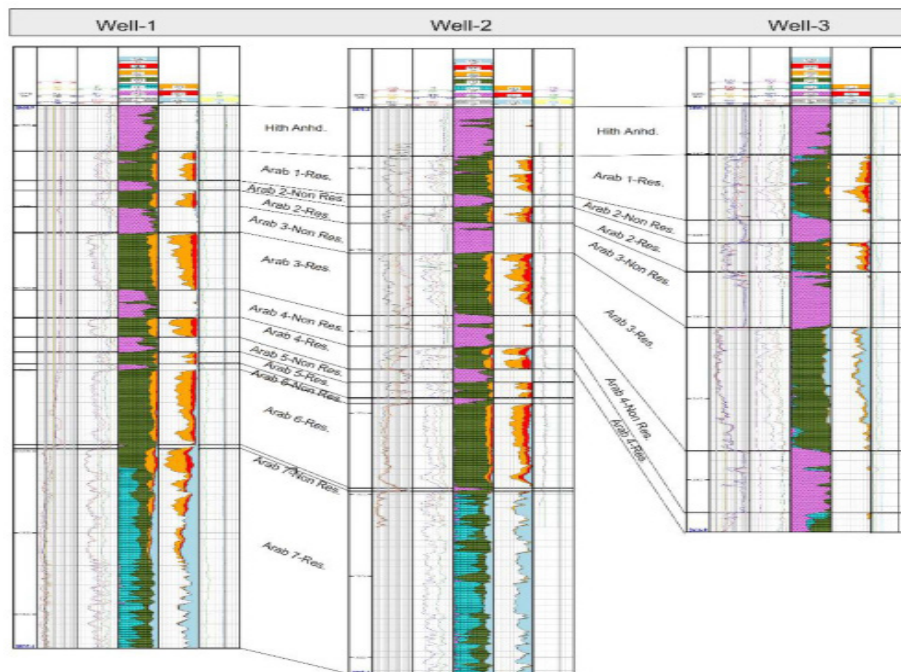
زون‌بندی مخزن

تعیین زون‌های مخزنی از این جهت حائز اهمیت است که به کاهش ریسک فعالیت‌های حفاری کمک می‌کند و علاوه بر آن به زمین‌شناس در توسعه و برنامه‌ریزی بهتر میدان کمک می‌کند. برای زون‌بندی مخزن، از داده‌های رسوب‌شناسی (داده‌های مغزه، مقطع نازک)، داده‌های مغزه (آزمایش روتین) و داده‌های پتروفیزیکی استفاده شده است. هفت زون در سازند عرب شناسایی شده که به نام عرب ۱ تا عرب ۷ نام‌گذاری شده است (جدول ۲). هر زون از یک بخش مخزنی تشکیل شده که از نظر سنگ‌شناسی از دولومیت تشکیل شده و تخلخل و تراوایی خوبی نشان می‌دهد. روی آن یک لایه انیدریتی وجود داشته که واحد سدی آن زون را تشکیل می‌دهد. این زون‌ها در چاه‌های مختلف، در شکل ۹ با یکدیگر تطابق داده شده‌اند. در ادامه جزئیات و نتایج در این بخش مورد بحث قرار می‌گیرد.

زون عرب ۱: انیدریت هیث- زون غیرمخزنی (سدی): ضخامت این زون بین ۷۹/۲ تا ۱۴۲/۱ m در چاه‌های مختلف متغیر است. این زون از نظر سنگ‌شناسی از انیدریت تشکیل شده و فاقد تخلخل و تراوایی است. این زون به‌عنوان سدی برای واحد مخزنی زیرین عمل می‌کند. مشاهدات نشان می‌دهد که این زون به رنگ خاکستری متمایل به سفید تا سفید، عمدتاً سخت و متراکم بوده و در برخی نقاط دارای مواد آلی است. در زون ۱ این

جدول ۲ زون‌های شناسایی شده در سازند عرب

نام زون	واحد	سنگ‌شناسی	رخساره غالب	فرآیندهای دیاژنزی موثر	نوع دولومیت و نوع تخلخل	میزان تخلخل (%)	کیفیت مخزنی*
عرب ۱	انیدریت هیئت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۱	دولومیت	دولومادستون تا دولومادستون فسیل‌دار	دولومیتی شدن انحلال	دولواسپاریت با تخلخل بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	۸-۱۷	واحد مخزنی کیفیت متوسط تا بسیار خوب
عرب ۲	لایه انیدریت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۲	دولومیت	گرینستون‌های اسکلتی الییدی	دولومیتی شدن	دولومیکریت، دولوسپاریت و دولومیکروسپاریت با تخلخل بین‌بلوری مرتبط به هم	۸-۹	واحد مخزنی کیفیت متوسط
عرب ۳	لایه انیدریت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۳	دولومیت	پکستون تا گرینستون اسکلتی الییدی، گرینستون الییدی اینتراکلاستی و وکستون اسکلتی	دولومیتی شدن	دولومیکریت، دولومیکروسپاریت و دولوسپاریت با تخلخل بین‌بلوری به هم مرتبط	۱۴-۲۲	واحد مخزنی با کیفیت خوب تا عالی
عرب ۴	لایه انیدریت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۴	دولومیت	گرینستون الییدی تا گرینستون اسکلتی الییدی و دولومادستون‌های فسیل‌دار	دولومیتی شدن انحلال	دولومیکروسپاریت و تخلخل بین‌بلوری و قالبی	۲-۲۵	واحد مخزنی با کیفیت ضعیف تا عالی
عرب ۵	لایه انیدریت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۵	دولومیت	دولومیت	فشرده‌گی دولومیتی شدن انحلال	دولوسپاریت، دولومیکروسپاریت و دولومیکریت تخلخل بین‌بلوری متصل و قالبی الییدی	۶-۱۶	واحد مخزنی با کیفیت متوسط تا بسیار خوب
عرب ۶	لایه انیدریت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۶	دولومیت	بلورین	دولومیتی شدن و برشی شدن و شکستگی	دولوسپاریت و دولومیکروسپاریت و تخلخل بین‌بلوری و حفره‌ای به هم مرتبط	۱۱-۱۹	واحد مخزنی با کیفیت خوب تا بسیار خوب
عرب ۷	لایه انیدریت	انیدریت	انیدریت	-	-	-	واحد سدی
	عرب ۷	سنگ آهک چاکی با میان‌لایه‌های دولومیت	گرینستون الییدی اسکلتی	در بخش‌های آهکی تخلخل بین‌دانه‌ای در بخش‌های دولومیتی دولوسپاریت عمدتاً با تخلخل بین‌بلوری	۱۴-۲۳	واحد مخزنی با کیفیت خوب تا عالی	



شکل ۹ زون‌بندی مخزن سازند عرب و تطابق آن در چاه‌های مورد مطالعه

زون عرب ۴- زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۶ تا ۷ m متغیر است. سنگ‌شناسی اصلی دولومیت قهوه‌ای روشن در این زون، رگچه‌های انحلالی سخت، متخلخل، اینتراکلاست و ندول چرت است. براساس مشاهدات رسوب‌شناسی این زون عمدتاً از گرینستون اییدی تا گرینستون اییدی اسکلتی تشکیل شده است. دولومادستون‌های فسیل‌دار نیز در این زون مشاهده می‌شود. دولومیت از نوع دولومیکرواسپاریت است. این عمدتاً حاوی تخلخل بین‌بلوری و قالبی مرتبط است. با این حال، تخلخل‌های حفره‌ای و بین‌دانه‌ای نیز قابل مشاهده است. میانگین تخلخل بین ۲۵-۲٪ است. این زون نیز می‌تواند به‌عنوان یک مخزن با کیفیت ضعیف تا عالی در نظر گرفته شود. این زون با زون سدی عرب ۴ از جنس انیدریت و با ضخامت بین ۸/۵ تا ۱۹ m پوشیده شده است.

زون عرب ۵ زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۳/۵ تا ۵/۵ m متغیر است. سنگ‌شناسی اصلی در این زون دولومیت به رنگ قهوه‌ای روشن سخت و متخلخل، رگچه‌های انحلالی متعدد و استیلولیت است.

این زون با زون سدی عرب ۲ از جنس انیدریت و با ضخامت بین ۳ تا ۶/۹ m پوشیده شده است.

زون عرب ۳- زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۱۷/۵ تا ۳۷/۷ m در چاه‌های مختلف متغیر است. سنگ‌شناسی اصلی در این زون دولومیت‌های قهوه‌ای تا خاکستری سخت، متراکم، متخلخل، آغشته به نفت، رگچه‌های انحلالی متعدد، خرد شده در نظر گرفته شده است. مشاهدات مغزه و مقاطع نازک نشان می‌دهد که این زون عمدتاً از پکستون تا گرینستون اسکلتی اویدی، گرینستون اییدی اینتراکلاستی و وکستون اسکلتی تشکیل شده است. انواع دولومیت شامل دولومیکریت، دولومیکریسپاریت و دولوسپاریت هستند. این زون عمدتاً حاوی تخلخل بین‌بلوری به‌هم مرتبط است. با این حال، تخلخل‌های قالبی، بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای نیز قابل مشاهده است. میانگین تخلخل بین ۱۴ تا ۲۲٪ است. پارامترهای فوق نتیجه می‌دهد که این زون نیز کیفیت مخزنی خوب تا عالی نشان می‌دهد. این زون با زون سدی عرب ۳ از جنس انیدریت و با ضخامت بین ۸ تا ۱۷/۷ m پوشیده شده است.

عالی در نظر گرفته شود. این زون با زون سدی عرب ۷ از جنس انیدریت و با ضخامت بین ۰/۹ تا ۱/۲۵ m پوشیده شده است.

نتیجه‌گیری

مطالعه مغزه‌ها و مقاطع نازک موجود از ۳ حلقه چاه در میدان مورد مطالعه منجر به شناسایی ۸ رخساره در توالی مورد مطالعه شده است. مقایسه این رخساره‌ها با رخساره‌های استاندارد نشان می‌دهد که این رسوبات در کمربندهای سوپراتایدال، پهنه جزرومدی، لاگون و تپه‌های سدی زیرآبی نهشته شده‌اند. شواهدی چون تغییر تدریجی رخساره‌ها به یکدیگر، عدم وجود رخساره‌های سدی و ریف‌های بزرگ و عدم وجود رسوبات دوباره نهشته شده نشان می‌دهد که رسوبات این سازند در یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ ته‌نشست یافته‌اند. فرآیندهای دیاژنتیکی مختلفی بر رسوبات این سازند موثر بوده که از میان آنها دولومیتی شدن و انحلال باعث بهبود کیفیت مخزنی شده و سیمانی شدن (به‌ویژه سیمان انیدریتی) و فشردگی تاثیر منفی بر آن داشته است. از منظر عوامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی می‌توان نتیجه گرفت که سنگ‌شناسی، رخساره‌های رسوبی و دیاژنز از عوامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی هستند. به‌طوری‌که لایه‌های دولومیتی لایه مخزنی را تشکیل داده و لایه‌های انیدریتی پوشاننده آن، لایه‌های سدی را ایجاد کرده‌اند. تلفیق این اطلاعات با داده‌های تخلخل و تراوایی منجر به تفکیک و شناسایی ۷ زون مخزنی در این توالی شده است. که هر زون از یک لایه دولومیت با کیفیت مخزنی خوب تشکیل شده که توسط انیدریت به‌صورت لایه سدی پوشیده شده است. از میان رخساره‌های تشکیل‌دهنده نیز رخساره‌های دانه‌پشتیبان کیفیت مخزنی بهتری نسبت به سایر رخساره‌ها نشان می‌دهند.

رخساره اصلی در این زون عمدتاً گرینستون اییدی است. انواع دولومیت‌ها شامل دولوسپاریت، دولومیکروسپاریت و دولومیکریت بوده و عمدتاً حاوی تخلخل بین‌بلوری متصل هستند. با این حال تخلخل قالبی اییدی نیز می‌تواند مشاهده شود. رعایت پارامتر فوق به این نتیجه می‌رسد که می‌توان این زون را دارای کیفیت مخزن مناسبی نیز دانست. این زون با زون سدی عرب ۵ از جنس انیدریت و با ضخامت بین ۴ تا ۱۰/۵ m پوشیده شده است.

زون عرب ۶- زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۲۲/۹ تا ۲۶ m متغیر است. این زون از دولومیت قهوه‌ای روشن همراه با ندول‌های انیدریت و ندول‌های چرتی تشکیل شده است. بافت سنگ متخلخل بوده و عمدتاً دارای تخلخل بین‌بلوری و حفره‌ای به هم مرتبط است. برشی شدن و شکستگی‌های عمودی و افقی در آن مشاهده می‌شود. انواع دولومیت مشاهده شده شامل دولوسپاریت و دولومیکروسپاریت هستند. میانگین تخلخل بین ۱۱-۱۹٪ است. براساس پارامترهای فوق به این نتیجه می‌رسد که این زون نیز می‌تواند به‌عنوان یک مخزن با کیفیت خوب تا بسیار خوب در نظر گرفته شود. این زون با زون سدی عرب ۶ از جنس انیدریت و با ضخامت بین ۱/۷ تا ۶ m پوشیده شده است.

زون عرب ۷- زون مخزنی: ضخامت این زون بین ۵۶/۳ تا ۶۱/۲۷ m متغیر است. سنگ‌شناسی اصلی در این زون سنگ آهک چاکی به رنگ سفید تا سفید مایل به خاکستری، متوسط تا درشت دانه، نرم، شکننده، متخلخل، همراه با میان لایه‌های دولومیت است. مشاهدات در ۳ چاه نشان می‌دهد که تخلخل در بخش‌های آهکی بین‌دانه‌ای و در بخش‌های دولومیتی عمدتاً بین‌بلوری است. رخساره اصلی در دولومیت‌ها دولوسپاریت است. میانگین تخلخل بین ۲۳-۱۴٪ است. این زون نیز می‌تواند به‌عنوان یک مخزن با کیفیت خوب تا

مراجع

- [1]. Ghazban F (2016) Petroleum geology of the Persian Gulf Tehran University, 1st edition, Tehran University and National Iranian Oil Company Publications, Tehran, 6, 1-707.
- [2]. Powers, R.W. (1962). Arabian upper jurassic carbonate reservoir rocks, In: W.E. Ham (Eds.), Classification of Carbonate Rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1, 122-192.
- [3]. Ahr WM (2011) Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks, John Wiley & Sons Publication, 1-277. ISBN: 978-0-470-16491-4.
- [4]. Alsharhan AS Whittle GL (1995) Carbonate-evaporite sequences of the Late Jurassic southern and south-western Arabian Gulf, Am Assoc Pet Geol Bull 79:1608-1630, doi.org/10.1306/7834DE2C-1721-11D7-8645000102C1865D.
- [5]. Al-Saad, H. & Sadooni, F. N. (2001). A new depositional model and sequence stratigraphic interpretation for the Upper Jurassic Arab "D" reservoir in Qatar, Journal of Petroleum Geology, 24(3):243-264, doi.org/10.1111/j.1747-5457.2001.tb00674.x.
- [6]. Cantrell, D. L., Swart, P. K., Handford, R. C., Kendall, Ch. G. & Westphal, H. (2001). Geology and production significance of dolomite Arab-D reservoir, Ghawar Field, Saudi Arabia, GeoArabia, 6(1):45-60, doi.org/10.2113/geoarabia060145.
- [7]. Handford, C. R. Cantrell, D. L. & Keith, T. H. (2002). Regional facies relationships and sequence stratigraphy of super-giant reservoir (Arab-D Member) Saudi Arabia, In: Proceedings of the 22 Annual Gulf Coast Section SEPM Foundation, Bob F. Perkins Research Conference, 539-563, doi.org/10.5724/gcs.02.22.
- [8]. Clark, D., Heaviside, J. & Habib, K. (2004). Reservoir properties of Arab carbonates, Al-Rayyan field, offshore Qatar, Geological Society, London, Special Publications, 235:193-232, doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.235.01.09.
- [9]. Hollis, C., Lawrence, D. A., De Periere, M. D. & Al-Darmaki, F. (2017). Controls on porosity preservation within a Jurassic oolitic reservoir complex, UAE. Marine and Petroleum Geology, 88:888-906, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.09.015.
- [10]. Marchionda, E., Deschamps, R., Cobianchi, M. Nader, F. H., Giuliu, A. D., Morad, D. J., Al-Darmaki, F. & Ceriani, A. (2018). Field-scale depositional evolution of the Upper Jurassic Arab Formation (onshore Abu Dhabi, UAE). Mar Pet Geol 89:350-369.
- [11]. Al-Mojel, A. Razin, P. & Dera, G. (2020). High-resolution sedimentology and sequence stratigraphy of the Oxfordian-Kimmeridgian, Hanifa, Jubaila and Arab outcrops along Jabal Tuwaiq, Central Saudi Arabia, Journal of African Earth Sciences, 165, 103803, https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103803.
- [۱۲]. اسعدی، ع.، شاکری، ع. ر.، کدخدایی، ع.، رحیم‌پور بناب، ح. و چهارازی، ع. (۱۳۹۵). تاثیر کانی‌زایی اندریت بر کیفیت مخزنی دولومیت‌های سازند عرب؛ مطالعه موردی در یکی از میداین هیدروکربنی خلیج فارس، پژوهش نفت، ۲۶، ۴-۹۵، ۱۳-۲۴.
- [۱۳]. صرفی، م. و اسعدی، ع. (۱۳۹۶). ویژگی‌های مخزنی توالی‌های دولومیتی سازند عرب، مطالعه موردی در یکی از میداین هیدروکربنی خلیج فارس، پژوهش نفت، ۲۷، ۶-۹۶، ۷۳-۸۷.
- [14]. Sefidari, E. Amini, A. Kadkhodaie-Ilkhchi, A. Chehrizi, A. & Zamanzadeh, S. M. (2018). Depositional facies, diagenetic overprints and sequence stratigraphy of the upper Surmeh reservoir (Arab Formation) of offshore Iran, Journal of African Earth Sciences, 149:55-71, doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2018.07.025.
- [15]. Sharifi-Yazdi, M., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., Nazemi, M. & Kamali, M. R. (2019). Linking diagenetic history to depositional attributes in a high-frequency sequence stratigraphic framework: a case from upper Jurassic Arab formation in the central Persian Gulf, Journal of African Earth Sciences, 153:91-110, doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.02.006.
- [16]. Sarfi, M., Asaadi, A., Imandoust, A., & Navidtalab, A. (2022). Depositional environments and sequence stratigraphy of the Arab Formation, Persian Gulf, Offshore Iran, Petroleum Science and Technology, DOI: 10.1080/10916466.2022.2048853.
- [۱۷]. صالحی، م. ع.، شیروودی، س. ک.، موسوی حرمی، ر.، غفوری، م. و لشکری‌پور، غ. ر. (۱۳۹۴). تلفیق روش‌های مختلف در تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی برای بخش بالایی سازند سورمه در یکی از میداین نفتی بخش مرکزی خلیج فارس پژوهش نفت، دوره ۲۵، (۸۴): ۷۲-۸۷.
- [18]. Daraei, M., Rahimpour-Bonab, H. & Fathi, N. (2014). Factors shaping reservoir architecture in the Jurassic Arab Carbonates: a case from the Persian Gulf, Journal of Petroleum Science and Engineering, 122:187-207, doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.010.

- [۱۹]. همپائیان، ر.، رحیم‌پور بناب ح کمالی، م. ر. و موسوی حرمی، ر. (۱۳۹۴). عوامل موثر بر کیفیت مخزنی سازند سورمه فوقانی (عرب) در میداین بلال و سلمان - خلیج فارس، پژوهش نفت، ۲۵، (۸۳)، ۶۸-۸۱.
- [20]. Assadi, A. Rahimpour-Bonab, H. & Kadkhodaie-Ilkhchi, R. (2018). Integrated rock typing of the grainstone facies in a sequence framework: a case from the Jurassic Arab Formation in the Persian Gulf, *Acta Geologica Sinica*, 92(4):1432-1450, doi.org/10.1111/1755-6724.13636.
- [21]. Sharifi-Yazdi, M. Rahimpour-Bonab, H. & Nazemi, M. Diagenetic impacts on hydraulic flow unit properties: insight from the Jurassic carbonate Upper Arab Formation in the Persian Gulf. *J Petrol Explor Prod Technol* 10, 1783-1802 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00884-7>.
- [22]. Mehdi Sarfi Ali Asaadi Ali Imandoust & Amin Navidtalab (2022) Depositional environments and sequence stratigraphy of the Arab Formation, Persian Gulf, Offshore Iran, *Petroleum Science and Technology*, DOI: 10.1080/10916466.2022.2048853
- [۲۳]. خسروتهرانی، خ. (۱۳۸۲). چینه‌شناسی رخدادهای دوران‌های زمین‌شناسی. مؤسسه انتشارات و چاپ دانشگاه تهران. ۴۶۳.
- [۲۴]. علوی نایینی، م. (۱۳۸۸). چکیده از چینه‌شناسی ایران. سازمان زمین‌شناسی کشور.
- [25]. Dickson JAD (1965) A modified staining technique for carbonate in thin section: *Nature*, 205(4971): 587, doi: 10.1038/205587a0.
- [26]. Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: W.E. Ham (Ed.), *Classification of carbonate rocks*. AAPG Memoir, 1, 108-121.
- [27]. Embry, A. F. & Klovan, J. E. (1971). A late devonian reef tract on northeastern banks Island, *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19(4): 730-781, doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- [28]. Wilson JL (1975) *Carbonate Facies in Geologic History*, Springer-Verlag, New York, 319- 439.
- [29]. Flügel E (2010) *Microfacies of carbonate rocks*, Springer - Verlag, New York, 967.
- [30]. Warren, J. K. (1989). *Evaporate Sedimentology: Importance in Hydrocarbon Accumulation*: Englewood Cliffs. 2nd edition, N.J Prentice Hall, Inc. Springer, 1-285, ISBN: 0126363757.
- [31]. Warren, J. (2000). Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations, *Earth-Science Reviews* 52 1-81, doi.org/10.1016/S0012-8252(00)00022-2.
- [32]. Tucker, M. E. & Wright, V. P. (1990). *Carbonate Sedimentology*, Blackwell, Scientific Research Publishing, 482, dx.doi.org/10.1002/9781444314175.
- [۳۳]. اسعدی، ع.، صرفی، م.، ایمن‌دوست، ع. و قانع عزآبادی، م. (۱۴۰۰). بررسی تاثیر رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی سازند عرب در یکی از میداین نفتی جنوب خلیج فارس، پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۷(۳): ۶۱-۹۰.
- [34]. Sibley, D. F., & Gregg, J. M. (1987). Classification of dolomite rock texture, *Journal of Sedimentary Petrology*, 57(6): 967-975, doi.org/10.1306/212F8CBA-2B24-11D7-8648000102C1865D.

Facies Analysis, Depositional Environment and Reservoir Zonation of the Upper Part of Surmeh Formation (Arab Formation) in one of the Persian Gulf Fields

Alireza Shakeri, Somayeh Parham* and Katayoon Rezaiee Parto

Petroleum Geology Department, Geology science Division, Research Institute of Petroleum Industry

Parhams@ripi.ir

DOI:10.22078/PR.2023.4856.3169

Received: July/17/2022

Accepted: January/24/2023

Introduction

The Surmeh Formation is one of the major reservoir formations in the Persian Gulf [1]. The upper part of this formation is equivalent to the Arab Formation in the south of the Persian Gulf.

The type section of the Arab Formation is located in well No. 7 of Dammam (located in the Dammam field in eastern Saudi Arabia) with a thickness of 127 meters and lithology of limestone, dolomite and anhydrite [2]. In the studied field (Figure 1), the Arab Formation is considered as the main reservoir, and so, sedimentologically investigated for study reservoir characterization and reservoir zonation. The reservoir characterization of carbonates is generally controlled by several factors, including sedimentary facies, their spatial distribution,

as well as secondary diagenesis and fractures [3]. Due to the high oil potential and wide distribution of this formation in Persian Gulf, several studies have been done, especially in the countries of the southern part of Persian Gulf, including Qatar and Saudi Arabia [4-11]. In Iran also, many studies have been done on this formation and its equivalent Surmeh in Zagros region [12-22]. In the studied field, this structure consists of dolomite with intercalation of anhydrite and chalky limestone. Considering the reservoir importance of this formation and in order to drill new wells in the region in the future, in this study, facies, diagenetic processes and factors affecting the reservoir quality, rock types and reservoir zonation of the under study. The studied oil field is located in the Persian Gulf near the water border of Iran and Qatar in southwest of Lavan Island.

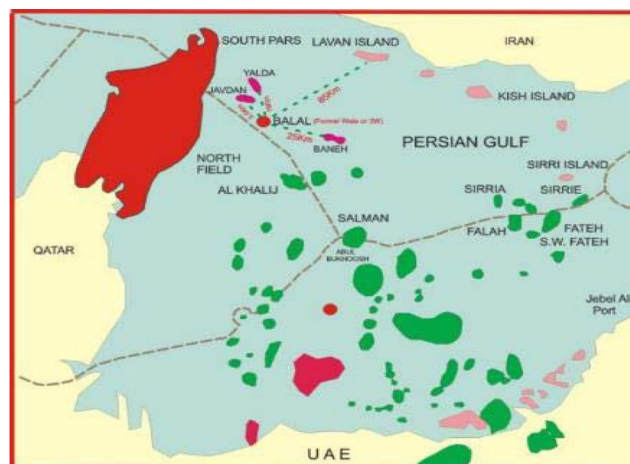


Fig. 1 Location map of the study area.

Geological Settings

Stratigraphy

This formation is one of the most important reservoirs in the Persian Gulf. The term “Arab” for this formation introduced by Steinek and Bramkamp [2]. This formation overlain gradationally by Hith Formation and overlying the Darb and Diyab Formation. The Arab Formation was deposited in the shallow environment with probably hot and arid climate. The Arab Formation reveals a period of marine regression with a shallowing-upward trend. Sedimentation of the Arab Formation and the overlying High Formation took place with a NW-SE depositional strike and regional thinning eastward. These formations are absence in the Eastern Abu Dhabi and Oman [1].

Material and Method

In this research, about 300 meters of cores from three wells in the studied field were investigated and various parameters including lithology, texture, facies, types of allochems and their percentage, as well as diagenetic parameters such as dissolution, types of porosity and their percentage were recorded. A number of 554 thin sections were prepared from the cores, and the samples were stained with alizarin red-s according to Dickson’s method [23]. Ten (10) samples were selected for impregnation with blue died epoxy. The classification of Dunham [24] and Emery and Klován [25] was used for texture classification. Wilson [26] and Flügel [27] models were used to reconstruct the depositional environment.

Facies Association

Based on the study of cores and thin sections, 8 facies were identified in the studied interval. These facies are discussed in the following. Using the porosity and permeability data, the reservoir characteristics of each facies have been mentioned and the diagram of

porosity versus permeability has been prepared and presented for each facies. These facies briefly are as below:

Anhydrite (MF1), stromatolite bindstone (MF2), fossiliferous dolomudstone (MF3), skeletal wackestone to packstone (MF4), skeletal packstone to rudstone (MF5), intraclast peloid skeletal packstone to grainstone (MF6), ooid skeletal grainstone (MF7) and crystalline dolostone (MF8).

Depositional Environment

Based on cores descriptions and petrographic studies of thin sections, 8 facies were identified. From the comparison of these facies with the facies belt of Wilson [26] and Flügel [27], it is concluded that these facies were deposited in four facies belts including supratidal, tidal flat, lagoon and shoal. Due to the gradual change of facies to each other, the absence of barrier facies and great reefs, and the absence of calciturbidites and re-deposited sediments, it can be concluded that the sediments of this formation were deposited in a ramp carbonate platform (Figure 2).

Results and Discussion

Diagenetic Processes

Different diagenetic processes have been effected on this formation, including dolomitization, dissolution, cementation, neomorphism, compression and micritization. Among these processes, dolomitization and dissolution have a positive effect, and cementation and compaction have a negative effect on reservoir quality.

Rock Typing

Based on the integration of different parameters including, lithology, facies and texture, dolomite size and type and poroperm data 10 rock types have been identified.

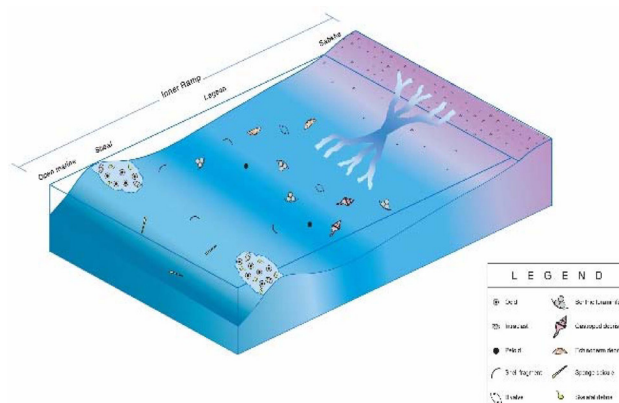


Fig. 2 Schematic block diagram of the Arab Formation in the studied field.

Reservoir Zonation

The determination of reservoir zones is important in the sense that it helps in reducing the risks of drilling activities and besides that it helps the geologist in further development and planning. To carry out the reservoir zonation, the Sedimentological data, core data (Routine analysis) and petrophysical data were used. The analysis of the data of Arab Formation resulted in to 7 zone, namely Arab-1 to Arab-7, each zone consists of dolostone and anhydrite, each cycle starts with restricted shallow marine carbonates (act as good reservoir zone) and ends with precipitation of evaporate (anhydrite act as barrier) (Figure 3).

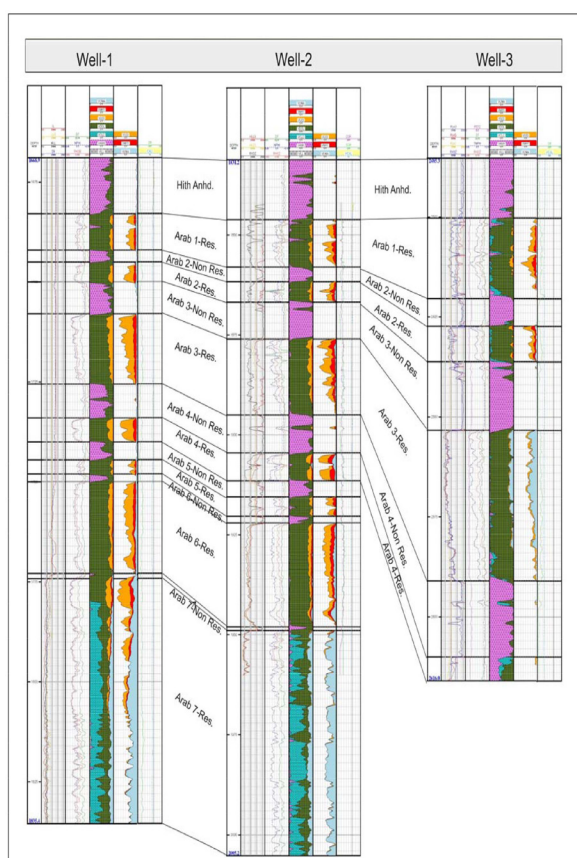


Fig. 3 Reservoir zoning of the Arab formation and its correlation in the studied wells.

Conclusions

The study of cores and thin sections from 3 wells in the studied field has led to the identification of 8 facies in the studied interval. The comparison of these facies with the standard facies shows that these sediments were deposited in supratidal, intertidal, lagoon and shoal. Evidences such as the gradual change of facies to each other, the absence of barrier facies and great barrier reefs, and the absence of calciturbidites show that the sediments of this formation were deposited in a homoclinal carbonate ramp platform in arid condition. Diagenetic processes affecting these sediments include micritization, neomorphism, compression, cementation, dolomitization, and dissolution. Among

these processes, dolomitization and dissolution have a positive effect, and cementation, especially anhydrite cement, and compaction have negative effect on reservoir quality. The analysis of the data of Arab Formation resulted in to 7 zone, namely Arab-1 to Arab-7, each zone consists of dolostone and anhydrite, each cycle starts with restricted shallow marine carbonates and ends with precipitation of evaporate. In each zone dolostone act as reservoir and anhydrite as non-reservoir and seal the lower reservoir zone.

References

- [1] Ghazban F (2007) Petroleum geology of the Persian Gulf. Tehran University. 707p.
- [2] Powers RW (1962) Arabian Upper Jurassic Carbonate Reservoir Rocks, In: W.E. Ham (Eds.), Classification of Carbonate Rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1 p. 122-192.
- [3] Steinke MRA Bramkamp PA and Sannder NJ (1985) Stratigraphic relationship of Arabian Jurassic oil, in weeks, LG Editor, Habitat of oil. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists Symposium, P. 1294-1329.
- [4] Ahr WM (2008) Geology of carbonate reservoirs. Wiley Pub. 277p
- [5] Alsharhan AS Whittle GL (1995) Carbonate-evaporite sequences of the Late Jurassic southern and southwestern Arabian Gulf. Am Assoc Pet Geol Bull 79:1608-1630
- [6] Al-Saad H Sadooni FN (2001) A new depositional model and sequence stratigraphic interpretation for the Upper Jurassic Arab "D" reservoir in Qatar. J Pet Geol 24(3):243-264. Doi:?
- [7] Cantrell DL Swart PK Handford RC Kendall ChG Westphal H (2001) Geology and production significance of dolomite Arab-D reservoir, Ghawar Field, Saudi Arabia. GeoArabia 6(1):45-60 Doi: ?
- [8] Handford CR Cantrell DL Keith TH (2002) Regional facies relationships and sequence stratigraphy of super-giant reservoir (Arab-D Member) Saudi Arabia. In: Proceedings of the 22 annual Gulf coast section SEPM foundation, Bob F. Perkins research conference, pp 539-563
- [9] Clark D Heaviside J Habib K (2004) Reservoir properties of Arab carbonates, Al-Rayyan Field, Offshore Qatar. Geol Soc Lond Spec Publ 235:193-232
- [10] Hollis C Lawrence DA De Periere MD Al-Darmaki F (2017) Controls on porosity preservation within a Jurassic oolitic reservoir complex, UAE. Mar Pet Geol 88:888-906
- [11] Marchionda E Deschamps R Cobiانchi M Nader FH Giulio AD Morad DJ Al-Darmaki F Ceriani A (2018) Field-scale depositional evolution of the Upper Jurassic Arab Formation (onshore

- Abu Dhabi, UAE). *Mar Pet Geol* 89:350–369
12. [12] Al-Mojel A Razin P Dera G (2020) High-resolution sedimentology and sequence stratigraphy of the Oxfordian-Kimmeridgian, Hanifa, Jubaila and Arab outcrops along Jabal Tuwaiq, Central Saudi Arabia, *Journal of African Earth Sciences*, Volume 165, , 103803, <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103803>.
 13. [13] Salehi MA Shiroudi S K Mousavi Harami R Ghafouri M Lashkaripour GR (2014) Integration of different methods in the determination of petrophysical rock types for the upper part of the Surme Formation in one of the oil fields of the central part of the Persian Gulf. *Petroleum research*, v 25, n 84, page 72-87.
 14. [14] Daraei M Rahimpour-Bonab H Fathi N (2014) Factors shaping reservoir architecture in the Jurassic Arab Carbonates: a case from the Persian Gulf. *J Pet Sci Eng* 122:187–207
 15. [15] Hampaian R Rahimpour Banabh Kamali MR Mousavi Harami R (2014) Factors affecting the reservoir quality of Upper Surme Formation (Arab) in Bilal and Salman fields - Persian Gulf, *Petroleum Research*, V 25, N 83 - Serial Number 83, Pages 68-81.
 16. [16] Asadi A Shakri AR Kodkhodaie A Rahimpour Bonab H Chehrazi A (2015) The effect of anhydrite mineralization on the reservoir quality of dolomites of the Arab Formation; A case study in one of the hydrocarbon fields of the Persian Gulf, *Petroleum Research*, V 26, 4-95, Pages 13-24.
 17. [17] Sarfi M Asaadi A (2016) Reservoir characteristics of dolomite sequences of the Arab Formation, a case study in one of the hydrocarbon fields of the Persian Gulf, *Petroleum Research*, V 27, 6-96, pages 73-87.
 18. [18] Sfidari E Amini A Kadkhodaie-Ilkhchi A Chehrazi A Zamanzadeh SM (2018) Depositional facies, diagenetic overprints and sequence stratigraphy of the upper Surme reservoir (Arab Formation) of offshore Iran. *J Afr Earth Sci* 149:55–71
 19. [19] Assadi A Rahimpour-Bonab H Kadkhodaie-Ilkhchi R (2018) Integrated rock typing of the grainstone facies in a sequence framework: a case from the Jurassic Arab Formation in the Persian Gulf. *Acta Geol Sin* 92(4):1432–1450
 20. [20] Sharifi-Yazdi M, Rahimpour-Bonab H, Tavakoli V, Nazemi M, Kamali MR (2019) Linking diagenetic history to depositional attributes in a high-frequency sequence stratigraphic framework: a case from upper Jurassic Arab formation in the central Persian Gulf. *J Afr Earth Sci* 153:91–110
 21. [21] Sharifi-Yazdi M Rahimpour-Bonab H Nazemi M Diagenetic impacts on hydraulic flow unit properties: insight from the Jurassic carbonate Upper Arab Formation in the Persian Gulf. *J Petrol Explor Prod Technol* 10, 1783–1802 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00884-7>.
 22. [22] Mehdi Sarfi Ali Asaadi Ali Imandoust & Amin Navidtalab (2022) Depositional environments and sequence stratigraphy of the Arab Formation, Persian Gulf, Offshore Iran, *Petroleum Science and Technology*, DOI: 10.1080/10916466.2022.2048853
 23. [23] Dickson JAD (1965) A modified staining technique for carbonate in thin section: *Nature*, v.205, p.587.
 24. [24] Dunham RJ (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: W.E. Ham (Ed.), *Classification of carbonate rocks*. AAPG Memoir, 1, 108-121.
 25. [25] Embry AF and Klovan JE (1971) A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bull. Can. Petroleum Geol.* 19:730–781.
 26. [26] Wilson JL (1975) *Carbonate Facies in Geologic History*, Springer-Verlag, New York, 439p.
 27. [27] Flügel E (2010) *Microfacies of carbonate rocks*, Springer – Verlag, New York, 967.