

انواع دولومیت‌های سازند آسماری در میدان نفتی آغاچاری و تاثیر آنها بر روند نمودارهای تزریق جیوه

مصطفی مرادی، رضا موسوی حرمی*، اسداله محبوبی و محمد خانه‌باد

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۹/۱ تاریخ پذیرش: ۹۷/۴/۳۱

چکیده

سازند آسماری در میدان نفتی آغاچاری (واقع در فروافتادگی دزفول) با حدود ۴۰۰ m ضخامت، در یک محیط رمپ کریناته نهشته شده و تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی مختلفی قرار گرفته است. مطالعه مغزه‌های حفاری، مقاطع میکروسکوپی و تصاویر میکروسکوپ الکترونی پنج چاه این میدان نشان می‌دهد، دولومیتی شدن، یکی از موثرترین فرآیندهای دیاژنزی بر روی خواص مخزنی سازند آسماری بوده و عمدتاً قسمت‌های بالایی این سازند را تحت تاثیر قرار داده است. پنج نوع دولومیت شامل دولومیکریت (کوچک‌تر از ۱۶ μm)، دولومیکرواسپاریت (۱۶ تا ۶۲ μm)، دولواسپاریت (بزرگ‌تر از ۶۲ μm)، دولومیت‌های پراکنده در ماتریکس و سیمان‌های دولومیتی در نمونه‌های مورد مطالعه قابل شناسایی است که هر یک تاثیر متفاوتی بر روی روند منحنی‌های تزریق جیوه و در نتیجه خواص مخزنی سازند آسماری داشته‌اند. دولومیکرواسپاریت‌ها فراوان‌ترین نوع دولومیت در نمونه‌های مورد مطالعه بوده که به سبب داشتن تخلخل‌های بین‌بلورین، دارای تخلخل و تراوایی بسیار بالایی (به ترتیب میانگین ۱۶٪ و ۳۵ mD) هستند. به همین دلیل با اندک فشار ورودی (حدود ۵ psi)، از جیوه اشباع می‌شوند و لذا منحنی‌های فشار موئینه آنها دارای شیب تند می‌باشد. دولومیکریت‌ها به سبب ماهیت دانه‌ریز بلورها، به‌طور اولیه دارای تخلخل خوب و تراوایی نسبتاً پایینی (۱/۵٪ و ۴ mD) هستند، اما چنانچه با فرآیند انحلال همراه شوند خواص مخزنی مشابه با دولومیکرواسپاریت‌ها پیدا می‌کنند و منحنی‌های فشار موئینه آنها به سمت چپ جابه‌جا خواهد شد. دولومیت‌های پراکنده در ماتریکس نقش چندانی در خواص مخزنی سازند آسماری ندارند، دولواسپاریت‌ها به سبب تاثیر بیش از حد فرآیند دولومیتی شدن و قفل شدن بلورها در هم و سیمان‌های دولومیتی به سبب قطع ارتباط فضاهای خالی سبب کاهش تخلخل و تراوایی شده‌اند. با توجه به فراوانی دولومیکرواسپاریت‌ها و دولومیکریت‌های دارای حفرات انحلالی در زون‌های یک، دو و سه سازند آسماری، به نظر می‌رسد این زون‌ها پتانسیل بهتری برای حفاری و تکمیل چاه‌های آتی میدان نفتی آغاچاری داشته باشند.

کلمات کلیدی: سازند آسماری، حوضه زاگرس، دولومیتی شدن، تزریق جیوه، منحنی فشار موئینه

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی

um.ac.ir@Moussavi شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2018.3266.2506)

مقدمه

نئوتتیس در زمان ائوسن-الیگوسن، صفحه عربی با بلوک ایران برخورد کرد و موجب تشکیل کمر بند چین خورده-رورانده زاگرس گردید [۱۳]. فروافتادگی دزفول بخشی از این کمر بند تکتونیکی است که در آن بیش از ۴۵ میدان هیدروکربوری تمرکز یافته و تقریباً همه نفت تولیدی حوضه زاگرس را در خود جای داده است [۱۴]. میدان نفتی آجاجاری یکی از بزرگ‌ترین میداین هیدروکربوری در این ناحیه بوده که از نظر جغرافیایی در استان خوزستان و ۹۰ km جنوب شرق اهواز، در محدوده طول‌های جغرافیایی ۲۰' ۴۹° تا ۵۰' ۴۹° و عرض‌های جغرافیایی ۳۴' ۳۰° تا ۱۵' ۳۱° واقع شده است. از نظر زمین‌شناسی، تاقدیس آجاجاری یک چین ناهماهنگ مرتبط با گسل، با پلانژ دوگانه و دارای روند زاگرسی (شمال‌غربی- جنوب‌شرقی) است که در مرز فروافتادگی دزفول شمالی و دزفول جنوبی واقع شده و در افق آسماری دارای ۵۶ km طول و ۶ km عرض می‌باشد [۱۵ و ۱۰]. این میدان از شمال توسط میدان کرنج، از جنوب توسط میدان رامشیر، از شرق توسط میدان پازنان و از غرب توسط میدان مارون احاطه شده است [۱۶] (شکل ۱-الف). در این میدان، سازند آسماری حدود ۴۰۰ m ضخامت داشته و از بالا به پایین به ۵ زون مخزنی تقسیم می‌شود. زون یک به صورت همشیب و با تماس مشخص در زیر سازند تبخیری گچساران قرار گرفته و زون پنج با تماس تدریجی سازند پابده را می‌پوشاند [۱۶].

روش مطالعه

به منظور بررسی فرآیند دولومیتی شدن و نقش آن در خواص مخزنی سازند آسماری، از مغزه‌های حفاری، مقاطع میکروسکوپی و نتایج آزمایش‌های خاص^۳ مغزه‌های حفاری ۵ حلقه چاه میدان نفتی آجاجاری (چاه‌های شماره ۳۰، ۶۱، ۶۴، ۶۶ و ۱۴۹) استفاده شد (شکل ۱-ب).

در بسیاری از میداین هیدروکربوری خاورمیانه (به‌ویژه ایران و عراق)، میزان دولومیتی شدن و فراوانی شکستگی‌ها، مقدار تولید از سنگ مخزن را تعیین می‌نمایند [۱]. به سبب این اهمیت‌ها، تاکنون مطالعات زیادی در جهان و ایران بر روی چگونگی تشکیل دولومیت‌ها و نقش آنها در کیفیت مخزنی صورت گرفته است [۲-۵]. تزریق جیوه^۱ یکی از سریع‌ترین و آسان‌ترین روش‌ها برای اندازه‌گیری خواص مخزنی یک سنگ است که در آن میزان فشار موئینه و تراوایی سنگ از طریق نفوذ جیوه به داخل نمونه تعیین می‌شود [۶]. مطالعات محققین مختلف نشان داده است که رفتار دولومیت‌ها (و در نتیجه شکل منحنی‌های فشار موئینه^۲ آنها) در برابر تزریق جیوه متفاوت بوده و تابع عواملی مانند نوع دولومیت، میزان دولومیتی شدن، اندازه و ارتباط فضاهای بین بلورین سنگ است [۶-۱۱]. با توجه به خواص مخزنی بسیار خوب افق‌های دولومیتی سازند آسماری در میدان نفتی آجاجاری و دیگر میداین هیدروکربوری حوضه زاگرس [۱، ۱۰ و ۱۲]، این مطالعه به بررسی فرآیند دولومیتی شدن، نقش انواع دولومیت‌ها در روند نمودارهای تزریق جیوه و در نتیجه کیفیت مخزنی آنها خواهد پرداخت. نتایج حاصل از این پژوهش می‌تواند به شناسایی و گسترش دولومیت‌های دارای خواص مخزنی و شناسایی زون‌های مستعد برای تولید هیدروکربور در چاه‌های آتی میدان نفتی آجاجاری و دیگر میداین هیدروکربوری جنوب‌غرب ایران کمک نموده و در کاهش هزینه‌ها و ریسک حفاری بسیار موثر باشد. همچنین، با توجه به گسترش وسیع سازند آسماری در محدوده وسیعی از کشورهای عراق و سوریه، نتایج این مطالعه می‌تواند گام موثری برای اکتشاف افق‌های مخزنی جدید در خاورمیانه باشد.

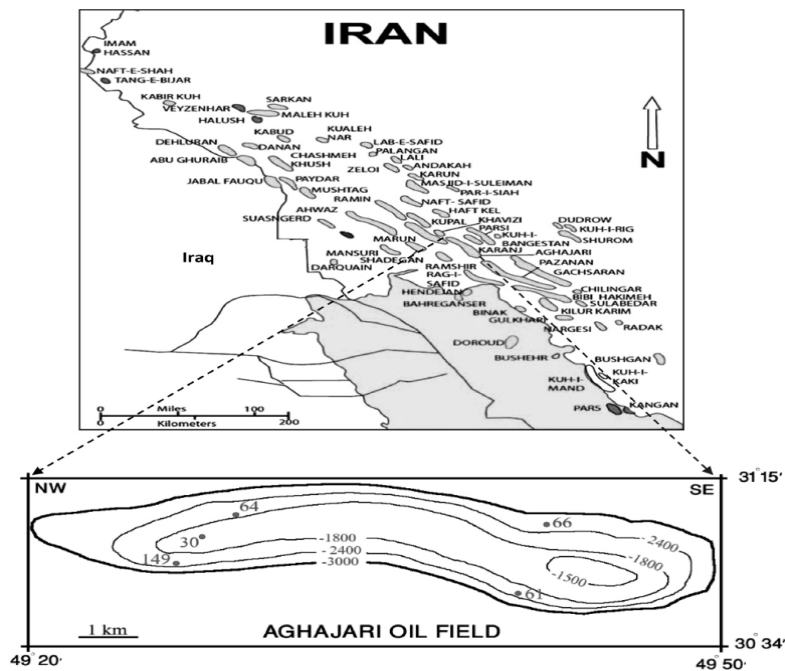
زمین‌شناسی میدان نفتی مورد مطالعه

با ادامه حرکت صفحات و بسته شدن اقیانوس

1. Mercury Injection

2. Capillary Pressure Curve; (Pc)

3. Special Core Analysis; SCAL



شکل ۱ الف) موقعیت جغرافیایی میدان نفتی آغاچاری در جنوب غرب ایران و ب) نقشه خطوط تراز زیرسطحی میدان نفتی آغاچاری در افق آسماری. با استفاده از [۱۰].

برروی پلاگ‌های ۵-۲ cm تهیه شده از مغزه‌های دولومیتی صورت گرفت. اندازه‌گیری تخلخل با استفاده از روش تزریق گاز هلیوم (استفاده از قانون بویل) به درون نمونه انجام شد و برای اندازه‌گیری تراوایی و فشار موئینه از آزمایش تزریق جیوه استفاده گردید. در این آزمایش، جیوه تحت افزایش تدریجی فشار، به نمونه تزریق می‌شود تا رفتار فضاهای خالی سنگ در مقابل فشار ورودی جیوه مورد بررسی قرار گیرد. هرچقدر فضاهای خالی ریزتر باشد، سنگ دارای فشار موئینه بالاتری بوده و جیوه به سختی و با فشار بیشتری به داخل آن نفوذ می‌نماید که بیانگر کیفیت مخزنی پایین‌تر آن است. در جدول ۱ داده‌های مورد استفاده در هر یک از چاه‌های مورد مطالعه ارائه شده است.

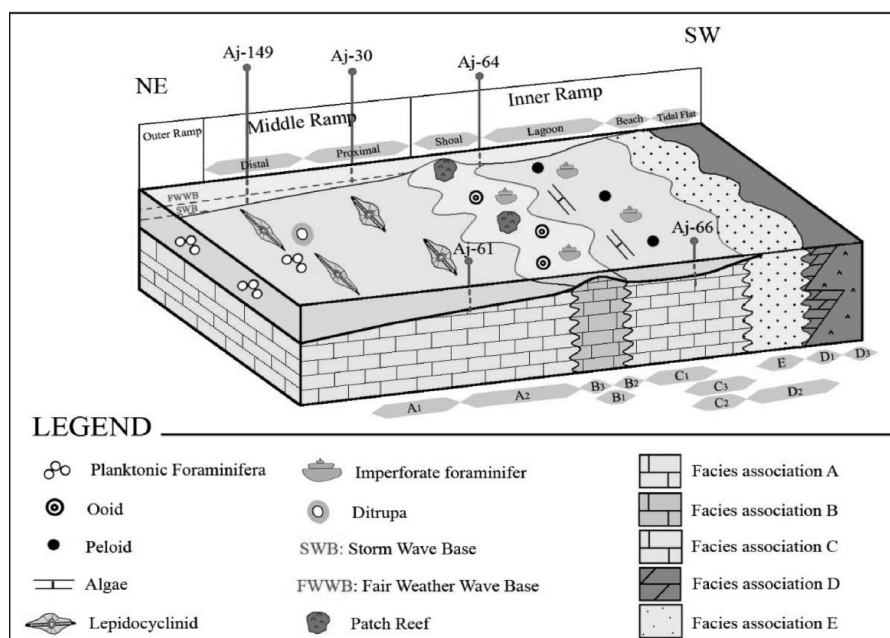
رخساره‌ها و محیط رسوبی

سازند آسماری در میدان نفتی آغاچاری در یک رمپ کربناته هموکلینال نهشته شده و از ۵ مجموعه رخساره‌ای شامل ۱۲ رخساره رسوبی تشکیل شده است [۲۱] (شکل ۲).

۱۲۰۰ m مغزه حفاری و ۲۵۰۰ مقطع میکروسکوپی (که همه آنها از مغزه‌های حفاری تهیه شده بودند) مورد مطالعه قرار گرفت. در مطالعه مغزه‌های حفاری از تقسیم‌بندی آرچی [۱۷] استفاده شد که در آن کربنات‌ها به سه نوع متراکم (I)، چاکی (II) و دانه‌ای (III) و دارای تخلخل‌های غیرقابل رویت (A) تا درشت (D) تقسیم می‌شوند. در مقاطع میکروسکوپی نیز تقسیم‌بندی و نام‌گذاری انواع دولومیت‌ها براساس اندازه بلور، شکل بلوری و تخلخل و براساس مطالعات سیبلی و گرگ و فریدمن [۱۸-۱۹] انجام شد. به منظور تفکیک دولومیت از کلسیت، تعداد ۷۰ مقطع میکروسکوپی توسط محلول آلزارین قرمز به‌روش دیکسون [۲۰] رنگ‌آمیزی شد و تعداد ۱۰ نمونه دولومیت توسط میکروسکوپ الکترونی روبشی (SEM) مدل Leo 1450VP در آزمایشگاه مرکزی دانشگاه فردوسی مشهد مورد مطالعه قرار گرفت. در مرحله بعد، با هدف بررسی تاثیر انواع دولومیت‌ها در کیفیت مخزنی سازند آسماری، نتایج آزمایش‌های خاص مغزه‌های حفاری (شامل فشار موئینه و تراوایی) و آزمایش‌های معمول (شامل تخلخل) مورد مطالعه قرار گرفت. این آزمایش‌ها

جدول ۱ داده‌های استفاده شده در هر یک از چاه‌های مورد مطالعه

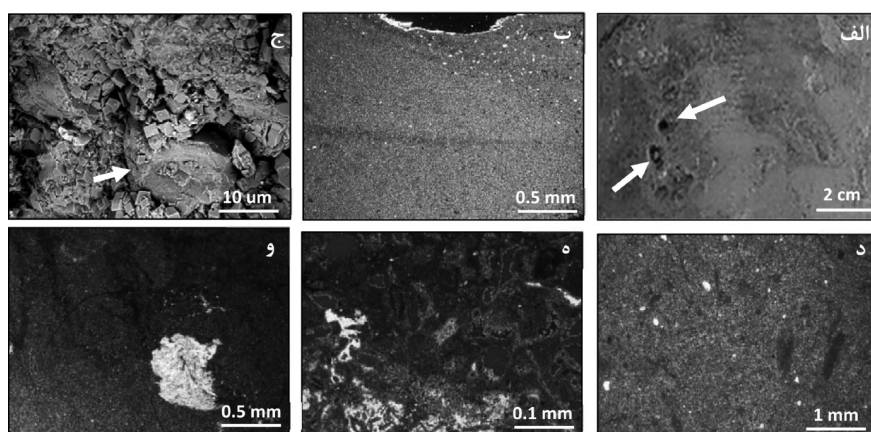
نام چاه	آگاجاری ۳۰	آگاجاری ۶۱	آگاجاری ۶۴	آگاجاری ۶۶	آگاجاری ۱۴۹	مجموع
ضخامت حفاری شده سازند آسماری (m)	۴۳۹	۴۰۶	۳۴۴	۲۷۹	۴۱۴	۱۸۱۹
ضخامت مغزه در سازند آسماری (m)	۳۶۶	۳۳۷	۱۰۵	۲۳۳	۱۷۰	۱۲۱۱
تعداد مقاطع میکروسکوپی مغزه‌ها	۶۴۵	۷۰۵	۳۷۰	۴۸۰	۳۰۰	۲۵۰۰
تعداد مقاطع میکروسکوپی رنگ‌آمیزی شده توسط آلیزارین قرمز	۳۵	۱۰	۱۲	۸	۵	۷۰
تعداد آزمایش‌های خاص مغزه‌های حفاری	۳	۱	۱	۲	-	۷
تعداد آزمایش‌های معمول مغزه‌های حفاری	۳	۱	۱	۲	-	۷
تعداد آزمایش‌های SEM	۴	۴	۲	-	-	۱۰



شکل ۲ مدل رسوبی ارائه شده برای سازند آسماری در میدان نفتی آگاجاری همراه با موقعیت شماتیک چاه‌های مورد مطالعه. با استفاده از مرادی و همکاران [۲۱].

و کستون حاوی دوکفه‌ای و جلبک)، رخساره C_2 (پکستون/ وکستون حاوی فرامینیفرهای بدون منفذ و پلت) و رخساره C_3 (مادستون) مربوط به محیط لاگون، مجموعه رخساره D شامل رخساره‌های D_1 (دولومادستون دارای بافت فنسترال و قالب‌های تبخیری)، D_2 (ماسه‌سنگ میکریتی) و D_3 (انیدریت) متعلق به پهنه‌های جزر و مدی و مجموعه رخساره E شامل رخساره کوارتزآرنایت متعلق به محیط ساحل.

مجموعه رخساره A، شامل دو رخساره A_1 (رخساره وکستون/ پکستون حاوی فرامینیفرهای بنتیک بزرگ و فرامینیفرهای پلانکتون) و A_2 (پکستون/ وکستون حاوی فرامینیفرهای بنتیک بزرگ و بایوکلست) متعلق به محیط دریای باز، مجموعه رخساره B شامل سه رخساره B_1 (باندستون مرجانی)، رخساره B_2 (گرینستون حاوی فرامینیفرهای بدون منفذ) و رخساره B_3 (گرینستون دولومیتی اوئیدی- بایوکلستی) متعلق به محیط سد کربناته پر انرژی، مجموعه رخساره C شامل رخساره‌های C_1 (پکستون/



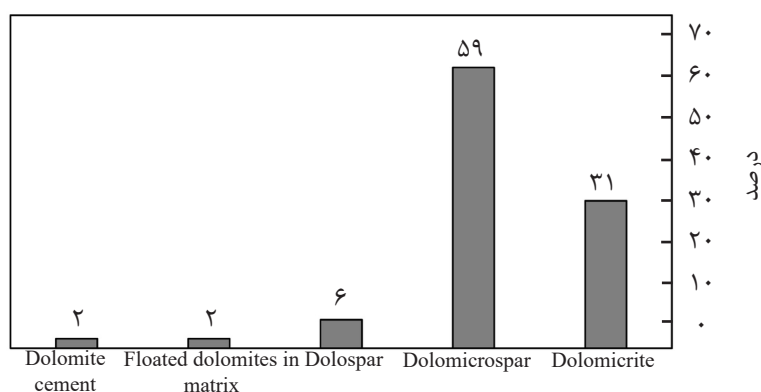
شکل ۴ (تصویر مغزه حفاری، میکروسکوپ الکترونی و مقاطع میکروسکوپی دولومیت‌های خیلی ریزبلور (دولومیکریت‌ها). الف) وجود تخلخل‌های ماکروسکوپی نوع C و D (فلش‌ها) ناشی از انحلال در مغزه‌های حفاری دولومیکریت‌ها، آجاجاری ۳۰، عمق ۱۹۷۸ m، ب) وجود دانه‌های آواری در اندازه سیلت در دولومیکریت‌ها، رخساره D_۱، آجاجاری ۳۰، عمق ۲۰۶۱ m. (نمونه توسط آلیزارین قرمز رنگ‌آمیزی شده است)، ج) تصویر میکروسکوپ الکترونی از بلورهای ریز دولومیکریت همراه با دانه کوارتز موجود در زمینه (فلش). آجاجاری ۳۰، عمق ۲۰۶۱ m، د) همراهی پلوئید و دانه‌های کوارتز در دولومیکریت‌ها، رخساره D_۱، آجاجاری ۶۱، ۲۵۲۵ m. (نمونه توسط آلیزارین قرمز رنگ‌آمیزی شده است). ه، فابریک فنسترال و حفرات انحلالی در دولومیکریت‌ها، رخساره D_۱، آجاجاری ۳۰، عمق ۲۰۶۵ m. و) وجود نودول‌های انیدریت در دولومیکریت‌ها، رخساره D_۱، آجاجاری ۳۰، عمق ۱۹۶۱ m. کلیه تصاویر میکروسکوپی در XPL تهیه شده است.

گچساران) مشاهده می‌شود (شکل‌های ۳ و ۵).

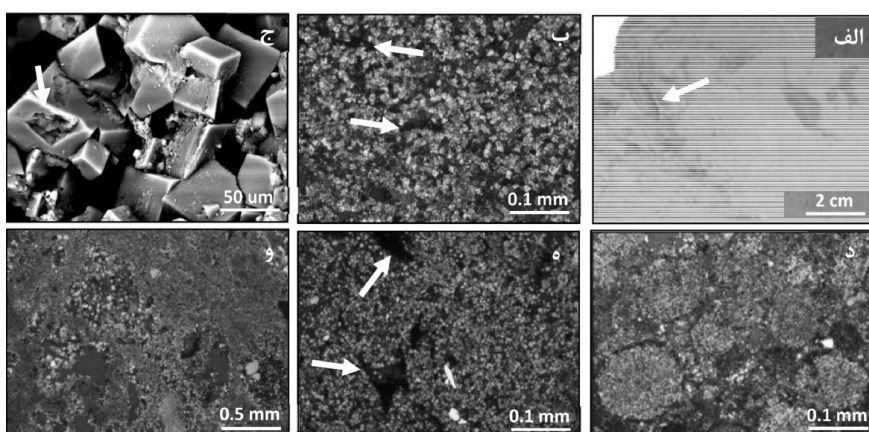
دولومیت‌های ریز بلور یا دولومیکرواسپارها

در مغزه‌های حفاری، دولومیت‌های ریز بلور به رنگ خاکستری روشن تا کرم، نوع III و گاه I دارای تخلخل‌های نوع C و D [۱۷] می‌باشند (شکل ۶-الف). در مقاطع میکروسکوپی این نوع دولومیت‌ها عمدتاً از بلورهای متراکم و هم اندازه، نیمه شکل‌دار تا بی‌شکل و دارای مرزهای بین بلوری مسطح^۱ تشکیل شده‌اند. اندازه بلورها بین ۱۶ تا ۱۰۰ μm (میانگین ۵۰ μm) بوده و تخلخل بین بلوری به مقدار فراوان در آنها دیده می‌شود. آغشتگی به مواد هیدروکربوری در این تخلخل‌ها بوفور مشاهده می‌شود (شکل ۶-ب). مرز بلورهای این نوع دولومیت عمدتاً به صورت مستقیم است و در بعضی از آنها سطوح کریستالی دچار خورده‌شدگی، انحلال و تبلور مجدد شده‌اند (شکل ۶-ج). در حقیقت این دولومیت‌ها بیشتر به فرم نوشکلی هستند و بافت آنها شبیه به بافت سنگ‌هایی است که تحت تاثیر نوشکلی قرار گرفته‌اند.

با توجه به اندازه ریز بلورها، وجود فابریک فنسترال، قالب‌های تبخیری و نودول‌های انیدریتی و همراهی دولومیکریت‌ها با رخساره‌های محیط جزرومدی (مجموعه رخساره D) می‌توان گفت این نوع دولومیت‌ها هم‌زمان با رسوب‌گذاری یا در مراحل اولیه دیاژنز در پهنه‌های بالای جزرومدی تا بین جزرومدی تشکیل شده‌اند. بنابراین وجود آنها نشان‌دهنده اولین فاز دولومیتی‌شدن است [۲۲]. آب دریا یا آب‌های بین‌دانه‌ای در حال تعادل با آب دریا به‌عنوان سیال دولومیتی‌کننده در نظر گرفته می‌شود [۱]. در این گونه محیط‌ها تمرکز کلسیم و سولفات در آب دریا به دلیل رسوب آراگونیت و ژپس کاهش یافته و موجب افزایش نسبت منیزیم به کلسیم (Mg/Ca) و در نتیجه تشکیل دولومیت شده است [۲۳]. یکنواختی و کوچک بودن اندازه بلورها در این نوع دولومیت بیانگر رشد سریع آنها و زیاد بودن مکان‌های هسته‌سازی در محیط سبخایی است [۲۴]. دولومیکریت‌ها ۳۱٪ از کل دولومیت‌های سازند آسماری را تشکیل می‌دهند و عمده تمرکز آنها در قسمت‌های بالایی سازند آسماری (در مجاورت تبخیری‌های سازند



شکل ۵ درصد فراوانی انواع دولومیت در سازند آسماری میدان نفتی آغاچاری



شکل ۶ (تصویر مغزه حفاری، مقاطع میکروسکوپی و میکروسکوپ الکترونی دولومیت‌های ریزبلور (دولومیکرواسپارها). الف) فراوانی تخلخل‌های حفره‌ای نوع C (فلش) در دولومیکرواسپارها، آغاچاری ۱۴۹، عمق ۲۶۶۵ m، ب) فراوانی تخلخل بین بلوری در دولومیکرواسپارها و وجود مواد هیدروکربوری در فضاهای خالی (فلش‌ها)، رخساره D_۱، آغاچاری ۶۶، عمق ۲۷۱۰ m، ج) تصویر میکروسکوپ الکترونی از دولومیکرواسپارها که در آن سطوح بلوری دچار خوردگی شده‌اند (فلش). آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۵۴ m. د: جانشرینی اوئیدهای رخساره گرینستون اوئیدی (رخساره B_۳)، توسط دولومیت‌های ریزبلور، آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۳۱ m. نمونه توسط آلیزارین قرمز رنگ‌آمیزی شده است، ه) پرشدن فضای بین‌بلوری دولومیکرواسپارها توسط کلسیت که از طریق رنگ‌آمیزی با آلیزارین قرمز مشخص شده است (فلش)، رخساره D_۱، آغاچاری ۶۱، عمق ۲۵۷۷ m (و) همراهی دولومیکرواسپار و دولومیکریت، آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۵۳ m. کلیه تصاویر میکروسکوپی در XPL تهیه شده است.

مواردی نیز دولومیکرواسپارها همراه با دولومیکریت‌ها مشاهده می‌شوند (شکل ۶- و). دولومیت‌های ریزبلور ممکن است حاصل تدفین کم‌عمق و تبلور مجدد دولومیکریت‌ها بوده و یا در اثر جانشرینی سنگ آهک در دمای زیر حرارت بحرانی (کمتر از ۶۰ °C) به وجود آمده باشند [۲۵]. آب‌های درون سازندی و آب حاصل از دیاژنز کانی‌های رسی از قبیل تبدیل مونتورونیت به ایلیت منشأ منیزیم برای تشکیل این دولومیت‌ها در نظر گرفته می‌شود [۲۲ و ۲۶]. بافت مسطح این دولومیت‌ها ناشی از رشد آهسته بلورهای ریز اولیه، تحت تاثیر سیال دولومیت‌ساز

دولومیکرواسپار فراوان‌ترین شکل دولومیتی‌شدن در سازند آسماری میدان نفتی آغاچاری است که تقریباً در سرتاسر سازند مشاهده می‌شوند و حدود ۵۹٪ از کل دولومیت‌های سازند آسماری را تشکیل می‌دهد (شکل‌های ۳ و ۵). این نوع دولومیت در رخساره گرینستون اوئیدی-بایوکلسیتی (B_۳) سبب دولومیتی‌شدن انتخابی اوئیدها شده، درحالی‌که زمینه کمتر تحت تاثیر دولومیتی‌شدن قرار گرفته است (شکل ۶- د). گاهی اوقات فضاهای بین بلوری توسط انیدریت یا کلسیت پر شده و گاه به صورت تخلخل بین بلوری باقی‌مانده است (شکل ۶- ه). در

کنار یکدیگر قرار گیرند و لذا فضاهای خالی کاهش یابد. دولواسپاریت ممکن است حاصل تبلور مجدد دولومیکرواسپار یا جاننشینی کامل سنگ آهک دانه‌ریز اولیه طی تدفین کم عمق، در دمای بالاتر از دمای بحرانی باشند و یا اینکه در زمان تشکیل آنها سیال دولومیت‌ساز فوق اشباع بوده است [۱]، ۴، ۲۳ و ۲۹]. ظاهر کثیف و مه‌آلود این دولومیت‌ها ممکن است به دلیل وجود ادخال کانی‌های ریزبلور باشد [۲].

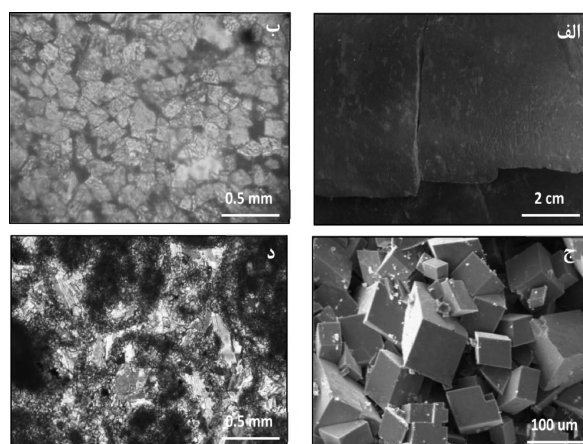
دولومیت‌های لوزی شکل پراکنده در ماتریکس

این دولومیت‌ها با اندازه بلورها بین ۵۰ تا ۱۰۰ μm ، به‌صورت لوزی‌های شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار، شفاف و با بافت پورفیروتاپیک در زمینه گل آهکی شناور بوده و عمدتاً در رخساره مادستونی محیط لاگون (C_3) مشاهده می‌شوند (شکل ۸-الف و ب). گاهی اوقات رومبوئدرهای دولومیت در مجاورت دولومیکرواسپارها و دولواسپاریت‌ها دیده می‌شوند (شکل ۸-ج). در برخی موارد نیز تحت تاثیر فرآیند انحلال قرار گرفته و تنها قالبی از آنها در زمینه دانه‌ریز سنگ باقی مانده است (شکل ۸-د). دولومیت‌های لوزی شکل پراکنده در ماتریکس، در مراحل اولیه دیاژنز و در شرایطی که هنوز سیال دولومیت‌ساز به حد فوق اشباع نرسیده بوده، شکل گرفته‌اند [۱۸].

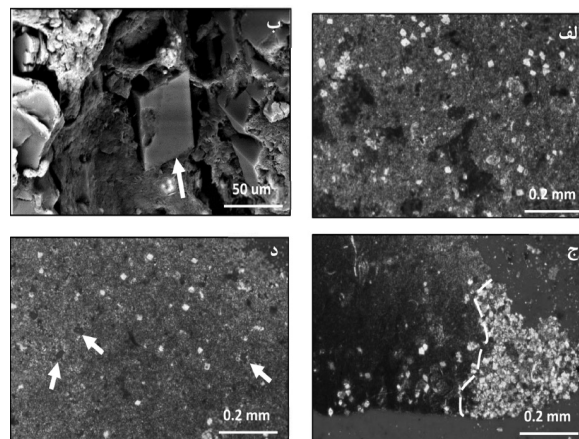
در دماهای پایین است [۲۷]. دولومیتی شدن انتخابی اوئیدها در رخساره B_3 را می‌توان به ترکیب اولیه آراگونیتی اوئیدها و هسته‌سازی بیشتر بر روی آنها نسبت به زمینه کلسیتی نسبت داد [۲۸].

دولومیت‌های متوسط بلور یا دولواسپاریت‌ها

این نوع دولومیت که در نمونه‌های مورد مطالعه فراوانی کمی دارد (حدود ۰.۶٪) در مغزه‌های حفاری به رنگ کرم تا قهوه‌ای، نوع III و دارای تخلخل‌های نوع A و B [۱۷] است (شکل ۷-الف). در مقاطع میکروسکوپی این نوع دولومیت عمدتاً از موزائیک‌های هم اندازه، نسبتاً درشت، متراکم، دارای مرکز ابری و مرزهای مسطح نیمه شکل‌دار تا بی‌شکل تشکیل شده است (شکل ۷-ب، ج). اندازه بلورها بین ۷۰ تا ۲۶۰ μm (میانگین ۲۰۰ μm) در تغییر بوده و دارای خاموشی موجی هستند. دولواسپاریت‌ها در بسیاری از موارد سبب تخریب بافت اولیه رسوبی شده و در نتیجه شناسایی بافت و اشکال اولیه رسوبی را مشکل ساخته است. (شکل ۷-د). اما در مواردی که بافت رسوبی اولیه قابل شناسایی باشد از این نوع دولومیت‌ها تحت عنوان دولوستون‌های آهکی نام برده می‌شود. در بیشتر مقاطع میکروسکوپی، گسترش فرآیند دولومیتی شدن باعث شده، بلورهای درشت دولومیت به‌صورت متراکم و قفل شده در



شکل ۷ تصویر مغزه حفاری، مقاطع میکروسکوپی و میکروسکوپ الکترونی دولومیت‌های متوسط بلور (دولواسپارها). الف) نمونه‌ای از مغزه حفاری دولومیت‌های متوسط بلور، آجاجاری ۶۱، عمق ۲۵۵۳ m. ب) بلورهای متوسط دولومیت با مراکز ابری و حاشیه‌های شفاف. نمونه توسط آلیزارین قرمز رنگ‌آمیزی شده است، آجاجاری ۶۱، عمق ۲۵۵۳ m. ج) بلورهای متوسط دولومیت با مرزهای مسطح در تصویر میکروسکوپ الکترونی. آجاجاری ۶۱، عمق ۲۵۵۳ m و د) تخریب بافت رسوبی اولیه در نتیجه وجود دولومیت‌های متوسط بلور، آجاجاری ۳۰، عمق ۲۱۳۳ m. تصاویر میکروسکوپی "ب" و "د" در XPL تهیه شده است.



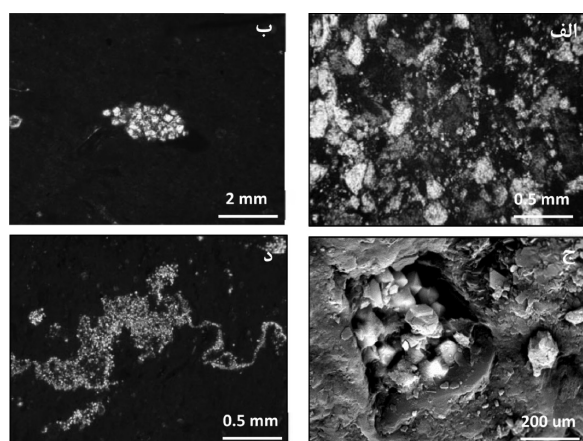
شکل ۸ (مقاطع میکروسکوپی و تصویر میکروسکوپ الکترونی از دولومیت‌های لوزی شکل پراکنده در ماتریکس. الف) دولومیت‌های لوزی شکل شناور در رخساره گل آهکی محیط لاگون (C₃)، آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۲۲ m، (ب) تصویر میکروسکوپ الکترونی از بلورهای لوزی شکل دولومیت (فلش) در زمینه گل آهکی، آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۲۲ m، (ج) همراهی میکرواسپار (سمت راست خط چین) و دولومیت‌های شناور در ماتریکس، رخساره D₁، آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۵۴ m، (د) انحلال بلورهای دولومیت و باقی ماندن تخلخل قالبی (فلش‌ها). آغاچاری ۳۰، عمق ۲۰۵۱ m، تصویر میکروسکوپی "الف" در PPL و تصاویر "ج"، "د" در XPL تهیه شده است.

(شکل ۹-ب، ج). در برخی موارد نیز شکستگی‌های درون دولومیت‌ها توسط این نوع دولومیت پر شده است. در مسیر حرکت سیال دولومیت‌ساز نیز گاهی اوقات این نوع دولومیت مشاهده می‌شود (شکل ۹-د). دولومیت‌های پرکننده فضاهای خالی در اثر تکرار فرآیند انحلال کلسیت و رسوب‌گذاری دولومیت در محیط تدفینی کم‌عمق و در دمای بالاتر از دمای بحرانی تشکیل می‌شوند [۳۱]. منشأ منیزیم برای این تشکیل این دولومیت‌ها مهاجرت سیالات دیاژنزی غنی از منیزیم حاصل از انحلال کانی‌های ناپایدار (مثل کلسیت پر منیزیم و آراگونیت) و یا دیاژنزی کانی‌های رسی (در سازند پابده) در طی تدفین در نظر گرفته می‌شود [۲۲ و ۳۰]. اما با توجه به شکل‌دار بودن بلورها می‌توان گفت این دولومیت‌ها در محیط‌های با شوری کم شکل گرفته‌اند [۲۸]. اگرچه دولومیت‌های پرکننده فضاهای خالی در سازند آسماری میدان نفتی آغاچاری کمترین فراوانی را دارند (کمتر از ۰.۲٪)، اما آنچه در مقاطع میکروسکوپی مشخص است این است که این نوع دولومیت سبب کاهش تخلخل و قطع ارتباط فضاهای خالی با یکدیگر شده و لذا تاثیر منفی بر کیفیت مخزنی سازند آسماری خواهد داشت.

همراهی این دولومیت‌ها با دولومیکرواسپار و دولواسپارها بیانگر افزایش غلظت سیال دولومیتی‌کننده و پیشروی فرآیند دولومیتی‌شدن است [۲۹]. تشکیل قالب‌های لوزی شکل دولومیت معمولاً در محیط دیاژنزی جوی و در نتیجه بالا رفتن نسبت Ca/Mg (ناشی از انحلال ژپیس یا انیدریت) صورت می‌گیرد [۲۷]. دولومیت‌های لوزی شکل پراکنده در ماتریکس کمتر از ۰.۲٪ کل دولومیت‌های سازند آسماری را تشکیل داده و به‌نظر می‌رسد تغییر چندانی در تخلخل سنگ ایجاد نکرده‌اند (شکل ۵).

سیمان‌های دولومیتی

این اصطلاح برای دولومیت‌هایی به کار می‌رود که به‌طور مستقیم از سیالات دیاژنزی در حفره‌ها، شکستگی‌ها و فضاهای خالی سنگ راسب شده است [۱۸]. سیمان‌های دولومیتی با اندازه بلورهای ۱۰۰ تا ۲۰۰ μm غالباً به‌صورت شفاف و شکل‌دار، دارای مرزهای بلوری مشخص بوده و در برخی موارد در رخساره‌های آواری (کوارتزآرنایت و ماسه‌سنگ میکریتی) در فضای بین دانه‌های کوارتز مشاهده می‌شوند (شکل ۹-الف). گاهی اوقات به‌صورت حفره پرکن، حفرات انحلالی درون رخساره‌های دانه‌ریز (مثل رخساره‌های C₃ و D₂) را پر کرده‌اند



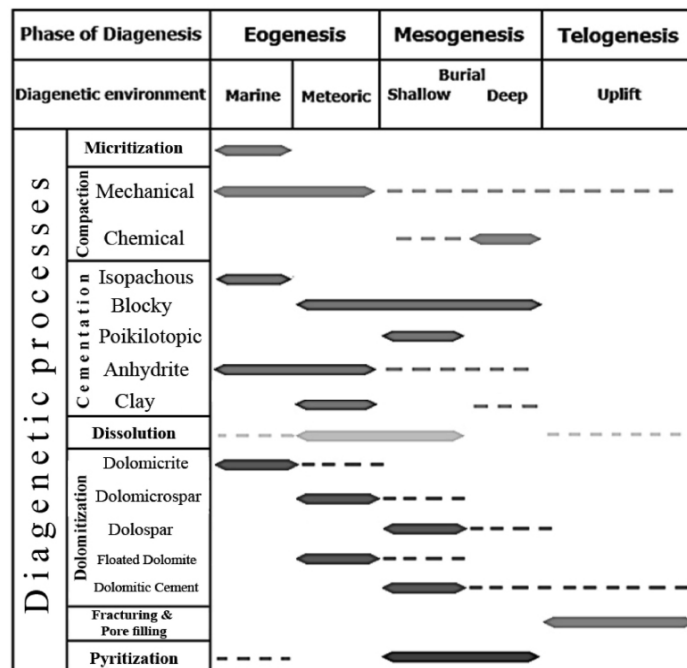
شکل ۹ (مقاطع میکروسکوپی و تصاویر میکروسکوپ الکترونی از دولومیت‌های پرکننده فضاهای خالی. الف) سیمان دولومیتی در رخساره آواری کوارتزآرنایت (E)، آجاجاری ۳۰، عمق ۱۹۹۶ m، ب) پرشدن حفرات رخساره مادستون (C₃) توسط دولومیت، آجاجاری ۶۱، عمق ۲۶۸۰ m، ج) تصویر میکروسکوپ الکترونی از دولومیت‌های پرکننده فضاهای خالی، آجاجاری ۶۱، عمق ۲۶۸۳ m و د) مسیر حرکت سیال دولومیتی کننده در رخساره مادستون (C₃)، آجاجاری ۳۰، عمق ۲۱۶۰ m. کلیه تصاویر میکروسکوپی در XPL تهیه شده است.

و نرخ افزایش فشار، اطلاعات زیادی درباره توزیع حفرات سنگ در اختیار قرار می‌دهد [۱۰ و ۳۴]. به منظور بررسی نقش فرآیند دولومیتی‌شدن در روند منحنی‌های فشار موئینه، نتایج آزمایش‌های خاص مغزه‌های حفاری (تخلخل، تراوایی و فشار موئینه) مورد بررسی قرار گرفت. بر این اساس، میانگین تخلخل و تراوایی دولومیت‌های سازند آسماری به ترتیب ۱۴/۵٪ و ۳۱ mD است. **دولومیکریت‌ها** در اکثر موارد دارای تخلخل متوسط و تراوایی نسبتاً پایینی هستند. میانگین تخلخل و تراوایی در آنها به ترتیب ۱۱/۵٪ و ۴ mD است. اما با توجه به اینکه این نوع دولومیت‌ها در پهنه‌های بالای جزرومدی شکل گرفته و تا حدود زیادی تحت تاثیر سیالات جوی بوده، لذا در اکثر موارد علاوه بر فابریک فنسترال، با حفرات انحلالی بزرگ همراه هستند (شکل ۶-الف). این موضوع باعث شده است در نمونه‌هایی که دولومیتی‌شدن با فرآیند انحلال همراه بوده است، تخلخل تا ۱۵٪ و تراوایی تا ۱۸ mD افزایش یابد. به همین دلیل، منحنی‌های فشار موئینه دولومیکریت‌ها دو روند نسبتاً متفاوت نشان می‌دهند.

در شکل ۱۰ رابطه تقدم و تاخر تشکیل انواع دولومیت‌ها نسبت به سایر پدیده‌های دیاژنزی سازند آسماری در میدان نفتی آجاجاری نشان داده شده است.

تاثیر فرآیند دولومیتی‌شدن بر روند نمودارهای تزریق جیوه

یکی از بهترین روش‌های ارزیابی اندازه حفرات، قطر گلوگاه‌ها و توزیع حفرات در داخل یک سنگ، استفاده از منحنی‌های تزریق جیوه است [۶]. جیوه یک فاز غیر مرطوب بوده که تنها تحت فشارهای مناسب می‌تواند وارد فضاهای خالی سنگ شود. با اعمال فشار، ابتدا فضاهای خالی بزرگ از جیوه اشباع می‌شوند و سپس با افزایش فشار، جیوه به تدریج وارد حفرات کوچک‌تر سنگ می‌شود. در فشارهای بالاتر، همه فضاهای خالی موجود در سنگ حتی کوچک‌ترین گلوگاه‌ها نیز کاملاً از جیوه اشباع خواهند شد [۳۳]. رفتار سنگ در مقابل تزریق جیوه به وسیله اندازه گلوگاه‌ها کنترل می‌شود که مستقیماً با تراوایی سنگ در ارتباط است. مقدار فشار ورودی (Pd)، شکل منحنی‌های تزریق جیوه



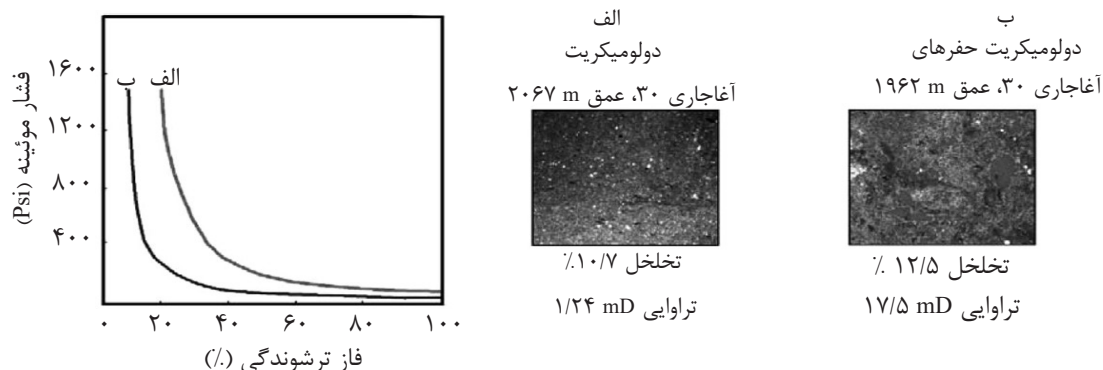
شکل ۱۰ (توالی پاراژنتیکی سازند آسماری در میدان نفتی آغاچاری و ارتباط زمانی تشکیل انواع دولومیت‌ها با سایر فرآیندهای دیاژنزی. با استفاده از مرادی و همکاران [۳۲].)

کاهش نیافتنی موجود در سنگ بسیار کم خواهد بود. لذا منحنی‌های فشار موئینه این نمونه‌ها دارای شیب نسبتاً بیشتری هستند (منحنی B در شکل ۱۱). سنگ‌هایی که در برابر تزریق جیوه چنین رفتاری را نمایش می‌دهند دارای فضاهای خالی بزرگ و حفره‌ای بوده و بسیاری از حفرات با یکدیگر متصل هستند [۳۵]. بنابراین، روند منحنی‌های فشار موئینه به خوبی نقش مثبت فرآیندهای دولومیتی‌شدن و انحلال در تبدیل یک رخساره غیر مخزنی (رخساره دانه‌ریز مادستون اولیه) به یک رخساره مخزنی را نشان می‌دهد. در حقیقت، همراهی فرآیند انحلال با دولومیتی‌شدن سبب مهاجرت منحنی‌های فشار موئینه به سمت چپ (که نشان‌دهنده افزایش کیفیت مخزنی است) می‌شود. با توجه به اینکه دولومیکریت‌های انحلال یافته در مجموعه رخساره جزرومدی (D) و در زون‌های یک و دو سازند آسماری فراوانی نسبتاً زیادی دارند، لذا می‌توان گفت در کیفیت مخزنی این زون‌ها بسیار موثر بوده‌اند.

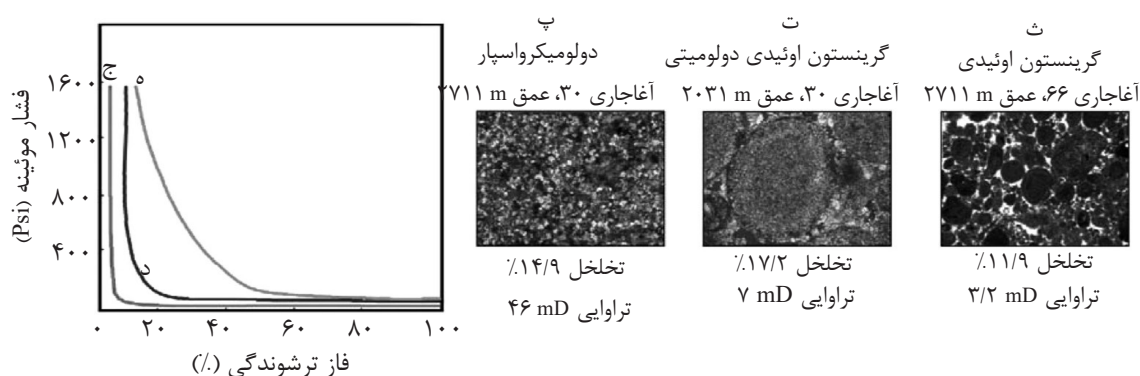
براساس آزمایش‌های فشار موئینه، دولومیکریت‌هایی که تحت تاثیر انحلال قرار نگرفته‌اند برای ورود جیوه به داخل منافذ خود به فشار ورودی نسبتاً بیشتری (حدود ۵۰ Psi) نیاز دارند.

با اعمال فشارهای بالاتر، جیوه به آرامی به تخلخل‌های بسیار ریز سنگ نفوذ می‌کند و این فرآیند تا زمانی ادامه می‌یابد که حدود ۷۰٪ فضاهای خالی از جیوه اشباع شوند. در این حالت با اعمال فشارهای بیشتر، آب محبوس در داخل فضاهای موئینه (آب کاهش نیافتنی) به راحتی نمی‌تواند از سنگ خارج شده و جای خود را به جیوه بدهد. بنابراین، منحنی‌های تزریق جیوه این نمونه‌ها شیب نسبتاً ملایمی نشان می‌دهند (منحنی A در شکل ۱۱). در دولومیکریت‌هایی که تحت تاثیر فرآیند انحلال قرار گرفته‌اند، با اعمال فشارهای بسیار کمتر (حدود ۱۰ Psi)، جیوه به راحتی وارد منافذ سنگ می‌شود و در فشاری تقریباً معادل با ۳۰۰ Psi، بیش از ۹۰٪ فضاهای خالی موجود در سنگ از جیوه اشباع می‌شوند و در نهایت نیز حجم آب

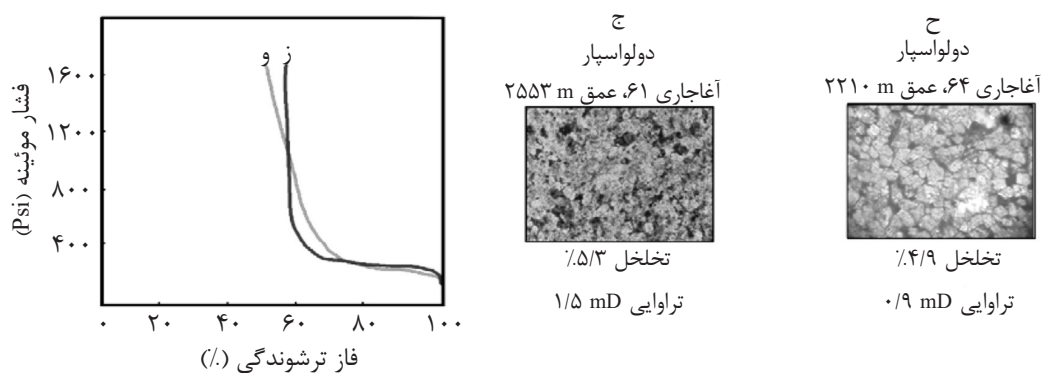
روند منحنی‌های فشار موئینه در دولومیکریت‌ها



روند منحنی‌های فشار موئینه در دولومیکرواسپارها



روند منحنی‌های فشار موئینه در دولواسپارها



شکل ۱۱ روند نمودارهای تزریق جیوه (فشار موئینه) در انواع دولومیت‌های موجود در سازند آسماری میدان نفتی آغاچاری

دولومیکرواسپارها بیشترین میزان تخلخل و تراوایی را در آزمایش‌های معمول مغزه‌های حفاری نشان می‌دهند، به طوری که میانگین تخلخل و تراوایی اندازه‌گیری شده برای آنها به ترتیب ۱۶٪ و ۳۵ mD اندازه‌گیری شده است. آزمایش‌های فشار موئینه این نوع دولومیت‌ها نشان می‌دهد با اعمال فشارهای بسیار کم (حدود ۵ Psi)، جیوه به راحتی به داخل سنگ نفوذ نموده و فضاهای خالی به سرعت از جیوه اشباع می‌شوند.

دولومیکریت‌ها به‌عنوان یکی از فراوان‌ترین انواع دولومیت‌ها در قسمت‌های بالایی سازند آسماری در بسیاری از میداین هیدروکربوری حوضه زاگرس (از جمله میداین گچساران، مارون، رامین، کوپال و بی‌بی حکیمه) گزارش شده‌اند [۱۲، ۳۶ و ۳۷] که در تمامی موارد، دولومیکریت‌های دارای تخلخل‌های حفره‌ای و فنسترال سبب افزایش چشمگیر کیفیت مخزنی این قسمت از سازند آسماری شده‌اند.

بر روی سازند آسماری میدان نفتی آغاچاری صورت گرفته، نشان می‌دهد که دولومیکرواسپارها همراه با دولومیکریت‌ها، بخش اصلی گونه سنگی شماره ۴ (EF-4) را تشکیل داده‌اند. این الکتروفاسیس از نظر کیفیت مخزنی بعد از رخساره آواری کوارتزآرنایت، بهترین کیفیت مخزنی را در سرتاسر میدان دارا بوده است. این موضوع به‌خوبی نقش سازنده دولومیکریت‌ها و دولومیکرواسپارها را در کیفیت مخزنی سازند آسماری در حوضه زاگرس نشان می‌دهد.

دولواسپارها دامنه وسیعی در مقدار تخلخل (بین ۴ تا ۹٪) و تراوایی (بین ۰/۱ تا ۱۰ mD) نشان می‌دهند که به‌نظر می‌رسد با مقدار دولومیتیزاسیون نمونه در ارتباط باشد. در اکثر نمونه‌های مورد مطالعه، به‌دلیل رشد زیاد بلورها و گسترش فرآیند دولومیتی‌شدن، بلورها به یکدیگر قفل شده و بخش قابل ملاحظه‌ای از تخلخل دولواسپارها از بین رفته است. منحنی‌های فشار موئینه این نوع دولومیت‌ها نشان می‌دهد، برای ورود جیوه به داخل فضاهای خالی سنگ، فشار ورودی نسبتاً زیادی لازم است (حدود ۱۰۰ Psi). با اعمال فشارهای بیشتر، نمونه تا حدود زیادی در برابر ورود جیوه به داخل فضاهای خالی سنگ مقاومت می‌کند. بنابراین منحنی‌های فشار موئینه دولواسپارها دارای شیب متوسط خواهند بود (منحنی ج و ح در شکل ۱۱). به‌نظر می‌رسد در ابتدا با اعمال فشار، جیوه وارد تخلخل‌های بین‌بلوری حفظ شده در نمونه (که تحت تاثیر افزایش فرآیند دولومیتی‌شدن از بین نرفته‌اند) می‌شود و این کار تا زمانی که همه فضاهای بین‌بلورین از جیوه اشباع شود ادامه می‌یابد. با پر شدن فضاهای خالی، جیوه نمی‌تواند به فضای متراکم بین بلورهای درشت دولومیت نفوذ نموده و لذا با اعمال فشار بیشتر نیز تغییری در میزان نفوذ جیوه به داخل نمونه صورت نمی‌گیرد. این موضوع به خوبی نقش افزایش بیش از حد دولومیتی‌شدن در کاهش کیفیت مخزنی را تایید می‌کند.

در فشارهای کمتر از ۱۰۰ Psi، تقریباً تمامی فضاهای خالی از جیوه اشباع می‌شوند و در نهایت حجم آب کاهش‌نیافتنی موجود در نمونه بسیار کم (کمتر از ۱۰٪) خواهد بود (منحنی پ در شکل ۱۱). نمونه‌هایی که در برابر تزریق جیوه چنین رفتاری نمایش می‌دهند دارای فضاهای خالی مرتبط با یکدیگر بوده و تخلخل به‌صورت یکنواخت و همگن در شبکه آنها توزیع شده است [۳۵]. وجود تخلخل‌های نوع پ و ت [۱۷]، آغشتگی نمونه‌ها به هیدروکربور در مغزه‌های حفاری و وجود تخلخل‌های بین‌بلوری فراوان در مقاطع میکروسکوپی بخوبی این موضوع را تایید می‌کند. با توجه به اینکه فضاهای بین‌بلورین در دولومیکرواسپارها نسبت به سایر دولومیت‌ها بهتر حفظ شده و غالباً توسط سیمان پر نشده است و نیز با در نظر گرفتن اینکه این نوع دولومیت در رخساره گرینستون اوئیدی (B_3) فراوانی زیادی دارد، لذا همراهی تخلخل‌های بین‌بلورین همراه با تخلخل بین‌دانه‌ای سبب شده است تا این دولومیت‌ها، بیشترین میزان تخلخل و تراوایی (و در نتیجه بهترین کیفیت مخزنی) را داشته باشد. همچنین، منحنی‌های فشار موئینه اوئید گرینستون‌هایی که تحت تاثیر این نوع دولومیتی‌شدن قرار گرفته‌اند در سمت چپ منحنی‌های فشار موئینه اوئید گرینستون‌هایی که دولومیتی نشده‌اند، قرار می‌گیرند که بیانگر نقش مثبت این نوع دولومیت‌ها در افزایش کیفیت مخزنی رخساره B_3 است (منحنی‌های ت و ث در شکل ۱۱). با توجه به فراوانی زیاد این نوع دولومیت در مجموعه رخساره‌های محیط جزرومدی، لاگون و سد (که بیشتر در زون‌های یک تا سه سازند آسماری مشاهده می‌شوند) (شکل ۳)، به‌نظر می‌رسد همراهی این نوع دولومیت با دولومیکریت‌ها عامل اصلی کیفیت مخزنی خوب قسمت‌های بالایی سازند آسماری باشد. مطالعه مرادی و همکاران [۱۰] نیز که براساس نمودارهای پتروفیزیکی و تعیین گونه‌های سنگی

فشار موئینه از نمونه‌های حاوی این نوع دولومیت در دسترس نیست. اما آنچه مسلم است اینست که این نوع دولومیت باعث کاهش میزان تخلخل و تراوایی سازند آسماری می‌شود. براساس مطالعات انجام شده در دیگر میادین هیدروکربوری ایران و جهان، دولومیت‌های پرکننده شکستگی‌ها و سیمان‌های دولومیتی پرکننده که حفرات باندستون‌های مرجانی را پر کرده‌اند، با قطع ارتباط گلوگاه‌های حفرات تا حدود بسیار زیادی کیفیت مخزنی را کاهش داده‌اند [۱۰ و ۳۹].

نتیجه‌گیری

دولومیتی‌شدن یکی از فرآیندهای دیاژنزی موثر بر کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی آغاچاری بوده است. پنج نوع دولومیت شامل دولومیکریت، دولومیکرواسپار، دولواسپار، دولومیت‌های لوزی شکل پراکنده در ماتریکس و سیمان‌های دولومیتی در مطالعه مغزه‌های حفاری، مقاطع میکروسکوپی و تصاویر میکروسکوپ الکترونی شناسایی شد که هر یک تاثیر متفاوتی بر روی خصوصیات مخزنی سازند آسماری داشته‌اند. دولومیکریت‌ها به‌طور اولیه کیفیت مخزنی چندان خوبی ندارند و منحنی‌های فشار موئینه آنها نیز وجود تخلخل‌های بسیار ریز و موئینه در آنها را تایید می‌کند. اما چنانچه فرآیند انحلال روی آنها تاثیر گذاشته باشد، به‌سبب اتصال حفرات ریز به یکدیگر، به‌راحتی سیال را عبور می‌دهند و کیفیت مخزنی خوبی پیدا می‌کنند. دومیکرواسپارها بهترین نوع دولومیت‌ها از نظر تخلخل و تراوایی هستند که بیشترین فراوانی را نیز در میدان مورد مطالعه دارند. منحنی‌های فشار موئینه آنها دارای شیب تند بوده که نشان می‌دهد به‌سبب ارتباط تخلخل‌های بین‌بلوری، جیوه به‌راحتی می‌تواند به درون آنها نفوذ کند.

دولومیتی‌شدن بیش از حد^۱، در تعدادی از میادین هیدروکربوری دنیا گزارش شده که با کاهش کیفیت مخزنی همراه بوده است [۲۹ و ۳۸]. با توجه به فراوانی اندک این نوع دولومیت در سازند آسماری میدان نفتی آغاچاری، به‌نظر می‌رسد این نوع دولومیت‌ها تاثیر چندانی در کیفیت مخزنی این سازند نداشته باشند.

دولومیت‌های پراکنده در ماتریکس دارای فراوانی بسیار کمی هستند و عمدتاً به‌صورت شناور در زمینه دانه‌ریز مشاهده می‌شوند. بنابراین اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی آنها در مغزه‌های حفاری عملاً غیر ممکن است و به همین دلیل هیچ آزمایش فشار موئینه‌ای از آنها در دسترس نیست. اما به‌نظر می‌رسد در مواردی که این دولومیت‌ها، انحلال یافته و فقط قالب لوزی شکل آنها باقی مانده است می‌توانند باعث افزایش بسیار جزئی میزان تخلخل شوند. اما با توجه به اینکه (در صورت وجود) نیز این نوع تخلخل، از انواع جدا افتاده^۲ به حساب می‌آید [۳۹]، لذا نمی‌تواند تغییری در تراوایی سنگ ایجاد کند.

دولومیت‌های پرکننده فضاهای خالی در رخساره‌های آواری سازند آسماری سبب کاهش چشم‌گیر میزان تخلخل و تراوایی شده‌اند. به‌طوری‌که در ماسه‌سنگ‌های دارای سیمان سست یا فاقد سیمان، میزان تخلخل حدود ۲۳٪ و تراوایی حدود ۵۰۰ mD است. اما در مواردی که سیمان دولومیتی فضاهای خالی بین دانه‌های کوارتز را پر کرده (شکل ۹-الف)، تخلخل به ۱۱٪ و تراوایی تا ۱۲ mD کاهش می‌یابد. این موضوع به‌خوبی نقش سیمانی‌شدن را در کاهش کیفیت مخزنی نمایش می‌دهد. در مواردی که این نوع دولومیت، شکستگی‌ها را پر کرده، باعث انسداد مسیر حرکت سیال هیدروکربوری شده و علاوه‌بر کاهش تخلخل، تراوایی را نیز کاهش داده است. با توجه به فراوانی کم و اینکه این نوع دولومیت به‌صورت محدود در رخساره‌های رسوبی مشاهده می‌شود، لذا آزمایش

1- Over- Dolomitization

2- Isolated

مخزنی (دولومیکریت‌ها و دولومیکرواسپارها) در قسمت‌های بالایی سازند آسماری و در مجاورت سازند گچساران تمرکز بیشتری دارند، لذا پیش‌بینی می‌شود این زون‌ها برای تولید و تکمیل چاه‌های آبی میدان از پتانسیل بیشتری برخوردار باشند. با توجه به گسترش وسیع سازند آسماری در محدوده وسیعی از حوضه زاگرس، می‌توان نتایج حاصل از این مطالعه را به افق‌های دولومیتی این سازند در دیگر میادین هیدروکربوری خاورمیانه نیز تعمیم داد.

در بسیاری از دولواسپاریت‌های مورد مطالعه، افزایش بیش از حد فرآیند دولومیتی شدن باعث قفل شدن بلورهای دولومیت در یکدیگر و از بین رفتن تخلخل و تراوایی شده که این امر سبب می‌شود جیوه نتواند به راحتی به درون نمونه نفوذ کند. دولومیت‌های پراکنده در ماتریکس به سبب فراوانی اندک، نقش چندانی در کیفیت مخزنی سازند آسماری ندارند و سیمان‌های دولومیتی با مسدود کردن گلوگاه‌های منافذ، باعث کاهش شدید مقدار تخلخل و تراوایی سنگ می‌شوند. با توجه به اینکه دولومیت‌های

مراجع

- [1]. Aqrabi A. A. M., Keramati M., Ehrenberg S. N., Pickard N., Moallemi A., Svana T., Darke G., Dickson J. A. D., and Oxtoby N. H., "The origin of dolomite in the Asmari formation (oligocene-lower miocene), Dezful embayment, SW Iran," *Journal of Petroleum Geology*, 29: 381-402, 2006.
- [۲]. زهدی ا.، معلمی ع.، موسوی حرمی ر. و محبوبی ا.، "دولومیتی شدن فراگیر و تاثیر آن بر کیفیت مخزنی سازند جهرم در شمال و شمال غرب بندر عباس"، *مجله پژوهش نفت*، شماره ۱-۸۵، صفحات ۴۷-۳۱، ۱۳۹۴.
- [3]. Lašt F. M., Lašt W. M. and Halden N. M., "Modern and late Holocene dolomite formation: Manito Lake, Saskatchewan, Canada," *Sedimentary Geology*, Vol. 281, pp. 222-237, 2012.
- [4]. El-Tabakh M., Mory A., Schreiber B. C. and Yasin R., "Anhydrite cement after dolomitization of shallow marine carbonate of the Gascoyne Platform, Southern Carnarvon Basin, Western Australia," *Sedimentary Geology*, Vol. 164, pp. 75-87, 2003.
- [5]. Krmac M. Z., "Dolomitization of the late cretaceous-paleocene platform carbonates, Golky (Ordu), eastern Pontides, NE Turkey," *Sedimentary Geology*, Vol. 203, pp. 289-306, 2008.
- [6]. Jin L., Guiwen W., Min C., Shunan W., Yu C., Chao C. A. I., Zhang Y. and Jianlun L. I., "Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin," *Petroleum Exploration and Development*, Vol. 40, pp. 606-614, 2013.
- [7]. Tanaka H., Imai T., Abdelkarimi O. and Yamazaki T., "Capillary pressure using the centrifuge method and pore size distribution in reservoir rocks," *Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology*, Vol. 54, pp. 194-201, 1989.
- [8]. Zahaf1 K., Lecoq1 T. F., AL Badi1 B. S., Roth S., Dong H. and Blunt M. J., "Prediction of relative permeability and capillary pressure using digital rock physics: case study on two giant middle eastern carbonate reservoirs," *International Symposium of the Society of Core*, Austria, 1-9, 2017.
- [9]. Wang S. and Tokunaga T. K., "Capillary pressure-saturation relations for supercritical CO₂ and brine in limestone/dolomite sands: implications for geologic carbon sequestration in carbonate reservoirs," *Environmental Science and Technology*, Vol. 49, pp. 7208-7217, 2015.

- [10]. Moradi M., Moussavi-Harami R., Mahboubi A., Khanehbad M. and Ghabeishavi A., "Rock typing using geological and petrophysical data in the asmari reservoir, Aghajari oilfield, SW Iran," *Journal of Petroleum Sciences and Engineering*, 152: 523-537, 2017.
- [11]. Alyafei N. and Blunt M., "Estimation of relative permeability and capillary pressure from mass imbibition experiments," *Advances in Water Research*, Vol. 115, pp. 88-94, 2018.
- [12]. Bahrami F., Moussavi-Harami R., Khanehbad M., Gharaie M. and Sadeghi R., "Identification of pore types and pore facies for evaluating the diagenetic performance on reservoir quality: A case study from the Asmari Formation in Ramin Oil Field, SW Iran," *Geosciences Journal*, pp. 1-13, 2017.
- [13]. Alavi M., "Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran," *American Journal of Science*, Vol. 307, pp. 1064–1095, 2007.
- [14]. Moghaddam I. M., "Microbiostratigraphy and sequence stratigraphy of asmari formation in Zeloi well No. 5, Southeast of Dezful embayment," *World Applied Science Journal*, Vol. 24, pp. 989–994, 2013.
- [15]. Vatandoust M. and Farzipour Saein A., "Prediction of open fractures in the Asmari Formation using geometrical analysis: Aghajari anticline, Dezful Embayment, SW Iran," *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 40(4), pp. 413-426, 2017.
- [۱۶]. قربانی قشقای ا.، "مطالعه تکمیلی زمین‌شناسی آسماری میدان آغاجاری"، گزارش شماره پ-۴۹۴۰، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اداره کل زمین‌شناسی گسترشی، اهواز، ۱۳۷۹.
- [17]. Archie G. E., "Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations," *American Association of Petroleum Geology*, Vol. 36, 278–298, 1952.
- [18]. Sibley D. F. and Gregg J. M., "Classification of dolomite rock textures," *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 57, pp. 967–975, 1987.
- [19]. Friedman G. M., "Terminology of crystallization textures and fabrics in sedimentary rocks," *Journal Sedimentary Petrology*, Vol. 35, pp. 643-655, 1965.
- [20]. Dickson J. A. D., "Carbonate identification and genesis as revealed by staining," *Journal of Sedimentary Petroleum*, Vol. 36 (2), pp. 491-505, 1966.
- [21]. Moradi M., Moussavi-Harami R., Mahboubi A. and Khanehbad M., "Relationship between depositional facies and reservoir characteristics of the oligo-miocene Asmari formation, Aghajari oil field, SW Iran," *Journal of Geopiersia*, In press, Accepted Manuscript , Available Online from 17 September 2018.
- [22]. Warren J. K., "Hydrocarbons and evaporites," Springer, Berlin, 1035, 2016.
- [23]. Daniel J. M., Nader F., Callot J. P. and Hamon Y., "Asmari reservoir modeling field scale study of Gachsaran," Final Report Part1. The international IOR research cooperation for Iranian fields Joint Study Program, Tehran, Iran, 2008.
- [24]. Mazzullo S. J., "Organogenic dolomitization in prittidal to deep sea sediments," *Journal of Sedimentary Research*, Vol. 70, pp. 10-23, 2000.
- [25]. Alsharhan A. S. and Kendall C. G. ST. C., "Holocene coastal carbonates and evaporites of the southern Arabian Gulf and their ancient analogues," *Earth Science Review*, Vol. 61, pp. 191-243, 2003.

- [26]. Vandeginste V., John C. M., Fliedert T. V. and Cosgrove J. W., "Linking process, dimension, texture, and geochemistry in dolomite geobodies: A case study from Wadi Mistal (northern Oman)," AAPG Bulletin, Vol. 97, pp. 1181–1207, 2013.
- [27]. Jacquemyn C., El Desouky H., Hunt H., Casini G. and Swennen R., "Dolomitization of the latemar platform: fluid flow and dolomite evolution," Marine and Petroleum Geology, Vol. 216, pp. 1- 25, 2014.
- [28]. Adabi M. H., "Multistage dolomitization of upper jurassic Mozduran formation, kopet-dagh basin, N.E. Iran," Carbonates and Evaporites, Vol. 24: 1-19, 2009.
- [29]. Bojiang F., Xiaoming Z., Jian Z, Xiongqi P. and Chenglin L., "Dolomitization and the causes of dolomitization in dolomite reservoirs," Chinian Journal of Geochemistry, Vol. 31, pp. 147–154, 2012.
- [30]. Al Aasm I. S., Ghazban F. and Ranjbaran M., "Dolomitization and related fluid evolution in the oligocene-miocene Asmari formation, gachsaran area, SW Iran, Petrographic and isotopic evidence," Journal of Petroleum Geology, Vol. 23, pp. 287-304, 2009.
- [31]. Zhao H. and Jones B., "Genesis of fabric-destructive dolostones: A case study of the brac formation (oligocene), cayman brac, British West Indies," Sedimentary Geology, Vol. 26, pp. 36–54, 2012.
- [۳۲]. مرادی م., موسوی حرمی ر., محبوبی ا., خانه‌باد م. و غبیشاوی ع., "دیاژنز و تاثیر آن بر کیفیت مخزنی سازند آسماری, میدان نفتی آغاچاری, جنوب غرب ایران," فصلنامه علوم زمین, در حال چاپ.
- [33]. Spain D. R., Liu S. and Devier C. A., "Petrophysical rock typing of tight gas sands-beyond porosity and saturation: example from the cotton valley formation, East Texas," In: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [34]. Rushing J. A., Newsham K. E. and Blasingame T. A., "Rock typing: keys to understanding productivity in tight gas sands," In: SPE Unconventional Reservoirs Conference. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [35]. Chandra V., Barnett A., Corbett P., Geiger S., Wright P., Steele R. and Milroy P., "Effective integration of reservoir rock-typing and simulation using near-wellbore upscaling," Marine and Petroleum Geology, Vol. 67, pp. 307–326, 2015.
- [۳۶]. شب‌افروز ر., "چینه‌نگاری سکانسی و دیاژنز سازند آسماری در جنوب شرق زون ایذه (جنوب یاسوج و شمال شرق گچساران), حوضه زاگرس," رساله دکتری, دانشگاه فردوسی مشهد, ۲۹۰ صفحه, ۱۳۹۴.
- [37]. Noorian y., Moussavi Harami R., Mahboubi A. and Abdollahi Moussavi A., "Evaluation of reservoir characterization in the framework of Electro-facies: a case study from the Bangestan reservoir in the Mansuri oilfield, SW Iran," Geosciences Journal, Vol. 21 (5), pp. 713-727, 2017.
- [38]. Baniak G., Gingras M. and Pemberton G., "Reservoir characterization of burrow-associated dolomites in the Upper Devonian Wabamun Group, Pine Creek gas field, central Alberta, Canada," Marine and Petroleum Geology, Vol. 48, pp. 275-292, 2013.
- [39]. Lucia F. J., "Carbonate reservoir characterization: an integrated approach," Springer Science and Business Media., Berlin, 336, 2007.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2019 (February-March), Vol. 28, No. 103, 12-16

DOI: 10.22078/pr.2018.3266.2506

Dolomite Types of the Asmari Formation in the Aghajari Oil Field and Their Effect on the Trend of Mercury Injection Curves

Mostafa Moradi, Reza Moussavi Harami *, Asadollah Mahboubi and Mohammad Khanehbad

Department of Geology, Ferdowsi University of Mashhad, Iran

Moussavi@um.ac.ir

DOI: ۱۰/۲۲۰۷۸/pr.۲۰۱۸/۳۲۶۶/۲۵۰۶

Received: January/21/2018

Accepted: July/22/2018

INTRODUCTION

Reservoir study and examination of the major parameters controlling reservoir qualities play considerable roles in producing a realistic picture of reservoir properties. In this context, carbonate reservoirs are more difficult to decipher for geologists and petroleum engineers due to the heterogeneity of reservoir characteristics [1], their commonly fractured nature and their complex diagenetic evolution [2]. In many oil fields located in the Middle-east and Iran, the amount of dolomitization and fracture densities determines hydrocarbon production from the reservoir rock [3]. There are a lot of published papers which are related to the role of dolomitization on the reservoir quality in Iran and the world [4-6]. Moreover, mercury injection is one of the best methods for measuring the capillary and permeability of a rock [7]. By considering the good reservoir quality of dolomitic zones in the Asmari Formation of the Aghajari oil field, this study will

focus on dolomite types' detection and their effects on the trend of mercury injection curves. The results of this research can be useful in the development of the field, taking a decision and proper strategy in the connection of hydrocarbon production and recovery in the future of this field and similar fields.

GEOLOGICAL SETTINGS

The Aghajari oil field is located about 90 km south-east of Ahwaz (SW Iran) in the Dezful Embayment (Fig. 1). This oilfield extends from 49° 20' to 49°50' E longitude, and 30°34' to 31°15' N latitude in the vicinity of other large hydrocarbon fields such as Pazanan and Marun [8]. The Asmari Formation in the Aghajari oil field, has been deposited in a homoclinal carbonate ramp. In addition, the formation has been affected by various diagenetic processes. Also, the thickness of the formation in the Aghajari oil field is about 380 meters [8].

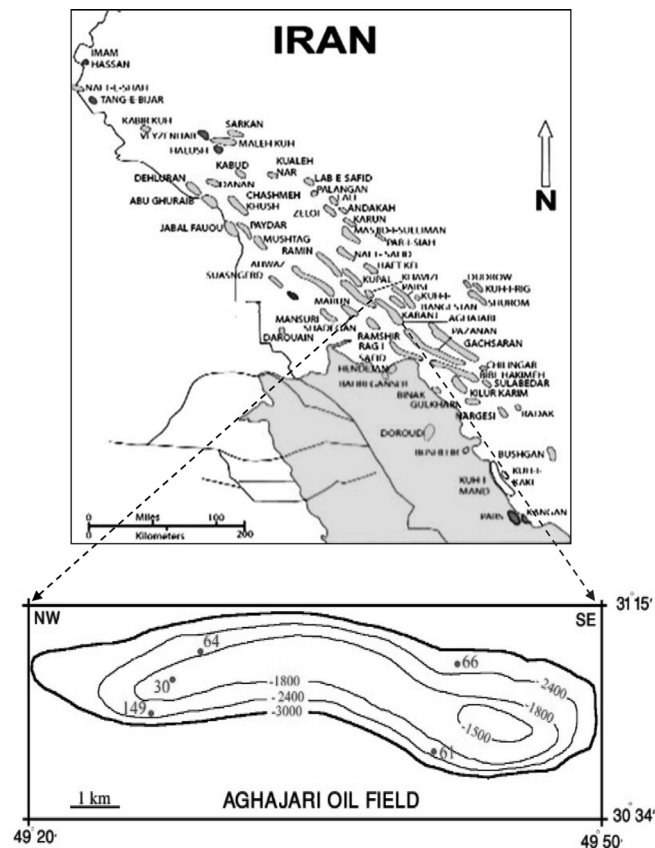


Figure 1: The location of the studied oil field in south-west Iran.

METHODOLOGY

This study is based on 1200 m cores from the five wells in the Aghajari oil field (Fig. 1). Cores have been analyzed for colour, presence of hydrocarbon and Archie classification [9] in macroscopic samples. In contrast, the classification of dolomites has been carried out based on Sibley and Gregg [10] and Fridman [11] in 2500 thin sections. Moreover, 10 samples of dolomites were studied by means of Scanning Electron Microscope (SEM) in Central laboratory of Ferdowsi University of Mashhad. Moreover, the next step was examining the reservoir characteristics of each types of dolomites by combining 7 SCAL (special core analyses) data with 7 RCA (routine core analyses) data to identify the dolomites with the best reservoir qualities in the oil field.

DISCUSSION AND RESULTS

Core studies, microscopic thin section and Scanning Electron Microscope images (SEM) from the 5 wells indicate that dolomitization is of the most effective diagenetic processes on the reservoir quality of the Asmari Formation and mainly effected on upper parts of this Formation. Moreover, five types of dolomites including Dolomicrite (<16 micron) (Fig. 2a), Dolomicrosparite (16-62 micron) (Fig. 2b), Dolosparite (>62 micron) (Fig. 2c), floated dolomites in the fine grain matrix (Fig. 2d), and dolomite cements (Fig. 2e) are recognizable. Each type of these dolomites have different effects on the trend of mercury injection curves (Pc) and therefore on the reservoir quality of the Asmari.

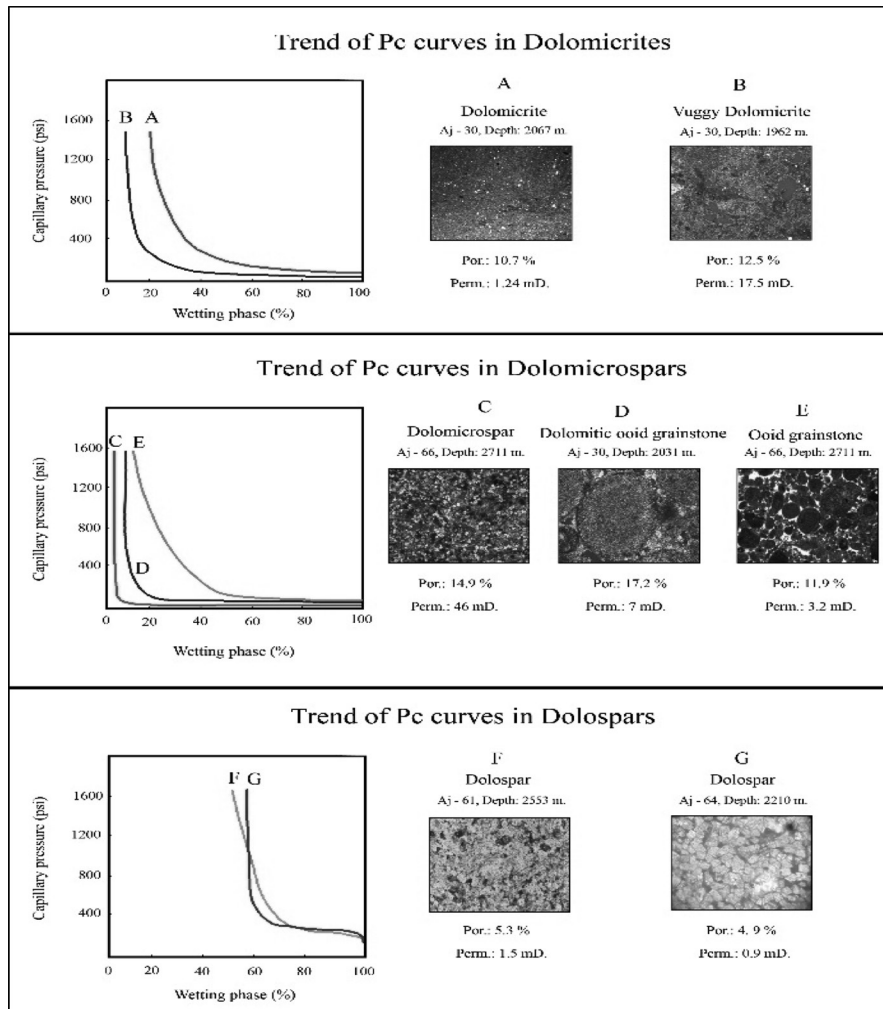


Figure 2: Types of dolomites in microscopic thin sections. a) Dolomicrite, Aj-30, 2061 m. b) Dolomicrospar, Aj- 66, 2710 m. c) Dolospar, Aj- 61, 2553 m. d) Floated dolomites in the fine grain matrix, Aj-30, 2051 m., e) Dolomite cement, Aj- 30, 1966 m. All photographs are taken with XPL.

Dolomicrospars are the most common type and have high porosity and permeability (average 16% and 35 mD. respectively) due to the presence of intercrystalline porosities. Therefore, they can saturate by mercury under low entry pressures (about 5 psi) and then show high-steep capillary pressure curves. Dolomicrites due to fine-grain nature, have initially high porosity and relatively low permeability (11.5% and 4 mD.,

respectively). But in along with dissolution, they show reservoir characteristics which are similar to Dolomicrospars and their Pc curves shift to the left. In addition, floated dolomites in matrix have no considerable role on the reservoir quality. Dolospars due to over-dolomitization and locking of dolomite crystals, and dolomite cements due to disconnecting of pore spaces led to a decrease in porosity and permeability (Fig. 3).

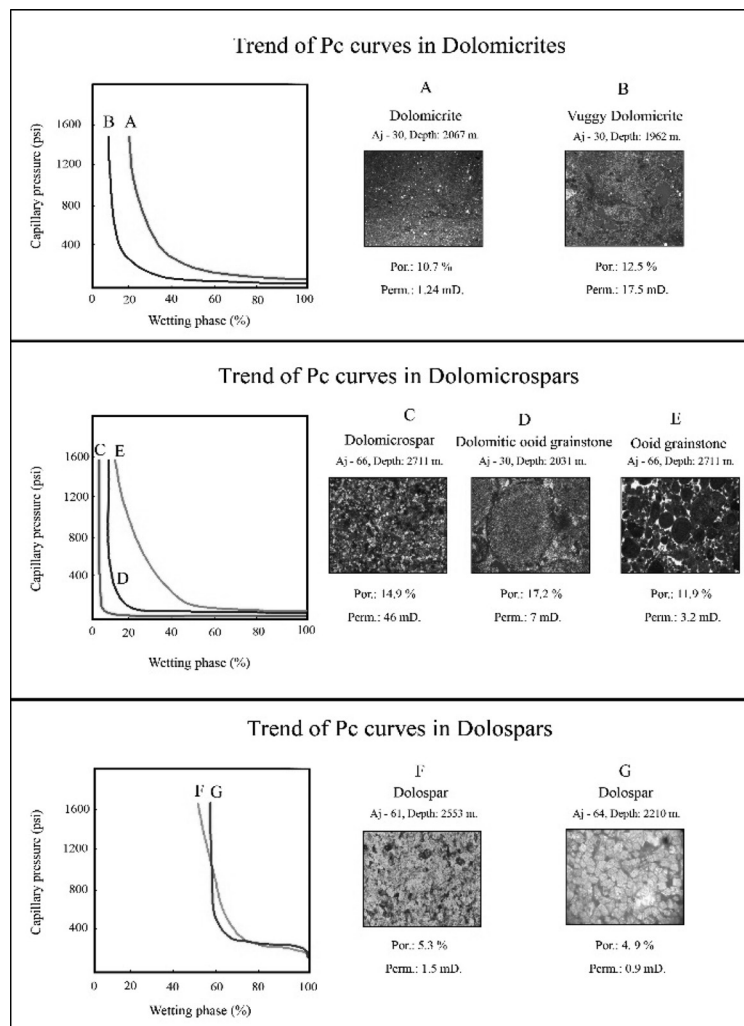


Figure 3: Trends of Pc curves in types of dolomites.

CONCLUSION

Based on the study of 1200-meter core, the petrography of 2500 microscopic thin sections along with 7 SCAL and 7 RCA, five types of dolomites including dolomicrite, dolomicrospar, dolospar, floated dolomite in the fine grain matrix and cement dolomite were recognized. Each type of these dolomites have different effects on the trend of mercury injection curves and therefore on the reservoir quality of the Asmari. Dolomicrospars are the most common type and have high porosity and permeability due to the presence of intercrystalline porosities. Moreover, dolomicrites due to fine-grain nature have initially

high porosity and relatively low permeability. But in along with dissolution, they show reservoir characteristics similar to Dolomicrospars and their Pc curves are shifted to the left. Floated dolomites in matrix have no considerable role on the reservoir quality. Dolospars due to over-dolomitization and locking of dolomite crystals, and dolomite cements due to disconnecting of pore spaces led to a decrease in porosity and permeability. It seems zones 1 - 3 of the Asmari Formation in the Aghajari oil field have more potential for drilling and well-completion in the future because of more concentration of dolomicrospars and vuggy dolomicrites.

ACKNOWLEDGMENT

The Authors would like to thank the National Iranian South Oil Company (NISOC) for providing data, and the Ferdowsi University of Mashhad for their logistic support during this study (Research project No. 3/28449). We also acknowledge the editor of Journal of Petroleum Research and the two reviewers for their constructive suggestions.

REFERENCES

- [1]. Moradi M., Moussavi-Harami R., Mahboubi A., Khanehbad M. and Ghabeishavi A., "Rock typing using geological and petrophysical data in the asmari reservoir, aghajari oilfield, SW Iran," Journal of Petroleum Sciences and Engineering, 152: 523-537, 2017.
- [2]. Aqrawi A. A. M., Keramati M., Ehrenberg S. N., Pickard N., Moallemi A., Svana T., Darke G., Dickson J. A. D., and Oxtoby N. H., "The origin of dolomite in the Asmari formation (oligocene-lower miocene), Dezful embayment, SW Iran," Journal of Petroleum Geology, 29: 381-402, 2006.
- [3]. Aqrawi A. A. M., Keramati M., Ehrenberg S. N., Pickard N., Moallemi A., Svana T., Darke G., Dickson J. A. D., and Oxtoby N. H., "The origin of dolomite in the Asmari formation (oligocene-lower miocene), Dezful embayment, SW Iran," Journal of Petroleum Geology, 29: 381-402, 2006.
- [4]. Last F. M., Last W. M. and Halden N. M., "Modern and late Holocene dolomite formation: Manito Lake, Saskatchewan, Canada," Sedimentary Geology, Vol. 281, pp. 222-237, 2012.
- [5]. El-Tabakh M., Mory A., Schreiber B. C. and Yasin R., "Anhydrite cement after dolomitization of shallow marine carbonate of the Gascoyne Platform, Southern Carnnarvon Basin, Western Australia," Sedimentary Geology, Vol. 164, pp. 75-87, 2003.
- [6]. Krmac M. Z., "Dolomitization of the late cretaceous-paleocene platform carbonates, Golky (Ordu), eastern Pontides, NE Turkey," Sedimentary Geology, Vol. 203, pp. 289-306, 2008.
- [7]. Jin L., Guiwen W., Min C., Shunan W., Yu C., Chao C. A. I., Zhang Y. and Jianlun L. I., "Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin," Petroleum Exploration and Development, Vol. 40, pp. 606-614, 2013.
- [8]. Moradi M., Moussavi-Harami R., Mahboubi A., Khanehbad M. and Ghabeishavi A., "Rock typing using geological and petrophysical data in the asmari reservoir, aghajari oilfield, SW Iran," Journal of Petroleum Sciences and Engineering, 152: 523-537, 2017.
- [9]. Archie G. E., "Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations," American Association of Petroleum Geology, Vol. 36, 278-298, 1952.
- [10]. Sibley D. F. and Gregg J. M., "Classification of dolomite rock textures," Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 57, pp. 967-975, 1987.
- [11]. Friedman G. M., "Terminology of crystallization textures and fabrics in sedimentary rocks," Journal Sedimentary Petrology, Vol. 35, pp. 643-655, 1965.