

تعیین انواع تخلخل، ریز رخساره‌ها و گونه‌های سنگی در مخزن بنگستان میدان گچساران، جنوب غرب ایران

بهمن سلیمانی^{۱*}، رامین مالدار^۱ و علی غبیشاوی^۲

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهیدچمران اهواز، ایران

۲- اداره مطالعات زمین‌شناسی، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۱۲/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۵/۲۸

چکیده

تعیین نوع تخلخل، ریز رخساره‌ها و گونه‌های سنگی ابزارهای مهمی در شناخت توزیع ویژگی‌های مخزنی محسوب می‌شوند. هدف اصلی این مطالعه، بررسی این پارامترها در مخزن بنگستان میدان نفتی گچساران واقع در ناحیه فرو افتادگی دزفول، جنوب غرب ایران، است. با استفاده از ۲۰۰ مقطع نازک، انواع تخلخل و میکروفاسیس‌ها در سه چاه مخزن بنگستان، مورد بررسی قرار گرفت و بر این اساس، ۴ میکروفاسیس تعیین گردید. در بررسی کیفیت مخزنی و به منظور شناسایی واحدهای مخزنی و غیرمخزنی، از روش تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی استفاده شد. تعیین واحدهای جریانی بر مبنای روش نمودار اصلاح شده چینه‌ای لورنز و نشانگر منطقه جریانی انجام شد. براساس نمودار لورنز، حداقل تعداد ۴ واحد جریانی به دست آمد. توسط روش نشانگر منطقه جریانی ۴ واحد جریانی و در نهایت، ۴ گونه سنگی مجزا (DRT) حاصل شد که هر یک از این واحدها، خصوصیات پتروفیزیکی مربوط به خود را دارا هستند. از DRT1 به سمت DRT4، خصوصیات مخزنی رو به بهبود هستند و بر میزان تراوایی افزوده می‌شود.

کلمات کلیدی: میدان نفتی گچساران، نشانگر منطقه جریانی، گونه‌های سنگی، انواع تخلخل، مخزن بنگستان

مقدمه

است [۱]. تعیین گونه‌های سنگی اغلب یک کار بسیار پیچیده است که شامل برقراری ارتباط بین منابع داده‌ها از قبیل لاگ‌های با قدرت تفکیک بالا، داده‌های مغزه و داده‌های دینامیکی است [۲]. آموفوله و همکاران [۳] برای اولین بار شاخص کیفیت مخزنی و نشانگر منطقه جریانی را با استفاده

هدف اصلی از بررسی ویژگی‌های مخزنی، مشخص کردن توزیع فضایی ویژگی‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی و اشباع شدگی در فضای سه بعدی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی soleimani_b@scu.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4095.2858)

تخلخل متوسطی حدود ۵ تا ۷٪ هستند. برای اولین بار مخزن بنگستان در سال ۱۹۶۱ با حفاری چاه اکتشافی شماره ۳۶ در مرکز میدان، نزدیک به محور ساختمان کشف گردید. گروه بنگستان در ناحیه گچساران، با رخساره رسوبات دریایی عمیق تا رسوبات سطحی و نیمه محدود، معرف عقب‌نشینی دریا از زمان آلبین تا اوایل کامپانین هستند [۲۱].

روش کار

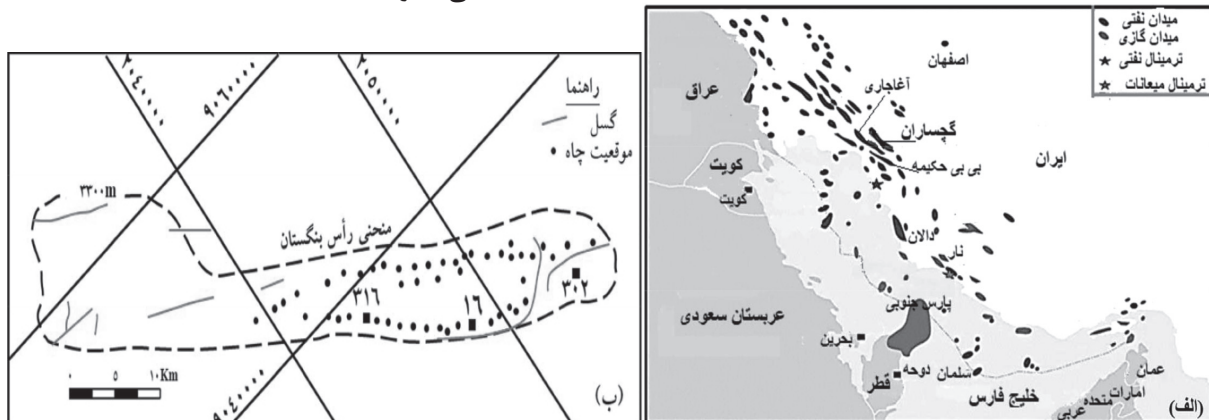
این مطالعه مبتنی بر مطالعه ۲۰۰ مقطع نازک متعلق به ۳ حلقه چاه در مخزن بنگستان میدان نفتی گچساران است (شکل ۱ ب). از این تعداد، ۱۵۰ مقطع نازک مربوط به چاه شماره ۳۱۶، ۲۵ عدد مربوط به چاه شماره ۳۰۲ و ۲۵ عدد مربوط به چاه شماره ۱۶ است که این مقاطع نازک از نمونه‌های مغزه‌هایی انتخاب شده‌اند که داده‌های تخلخل و تراوایی آن‌ها نیز در دسترس است. به‌طور کلی، می‌توان مراحل انجام این تحقیق را به دو بخش تقسیم‌بندی نمود:

۱. مطالعه مقاطع نازک: این مرحله شامل مطالعه تخلخل‌ها و ارتباط آن‌ها با یکدیگر و همچنین، مطالعه بافت رسوبی و تعیین ریز رخساره‌ها است. به‌منظور ارائه بهتر تغییرات تخلخل و تشخیص آن‌ها از عوارض کاذب ناشی از تهیه مقطع نازک، مقاطع نازک مربوط به انواع ریز رخساره‌ها، با استفاده از رزین‌های رنگی تهیه شده است، لذا منافذ و حفرات اشاره شده در مقاله در تصاویر میکروسکوپی، رنگی مشاهده می‌شوند.

از مدل کوزنی-کارمن [۴ و ۵] معرفی کردند که به منظور توصیف واحدهای جریان و پیش‌بینی تراوایی در چاه‌ها و فواصل عمقی فاقد مغزه بود. سوتو و همکاران [۶] نفوذپذیری را با استفاده از روش واحد جریان هیدرولیکی تعیین کرده‌اند. همایی [۷] با استفاده از نسبت نفوذپذیری به تخلخل یا R35، اطلاعات فشار موئینه، نفوذپذیری نسبی آب-نفت، نفوذپذیری حاصل از مغزه‌ها و آزمایشات تولیدی چاه، ۶ واحد جریان در مخزن سروک میدان کوپال تعیین و مورد ارزیابی قرار دادند. مقالات متعددی در زمینه تعیین و توزیع واحدهای جریان هیدرولیکی [۸-۱۰]، تخمین تراوایی براساس واحد جریان [۱۱-۱۳]، رخساره الکتریکی [۱۴]، و گونه‌های سنگی [۱۵-۱۹] منتشر شده است. در این مقاله سعی شده است که مخزن بنگستانی میدان نفتی گچساران به دلیل اهمیت اقتصادی و به‌منظور افزایش تولید از نقطه نظر نوع تخلخل، توزیع ریز رخساره‌ها و گونه سنگی مورد بررسی قرار گیرد و در نتیجه، بهترین افق‌های تولیدی پیشنهاد گردد.

موقعیت میدان مورد مطالعه

میدان نفتی گچساران (شکل ۱ الف) در ناحیه فروافتادگی دزفول و در شمال غرب میادین بی‌بی حکیمه و چلینگر واقع شده است، دارای ساختمانی نامتقارن که از نظر ابعاد دارای ۶۵ km طول و حدود ۵-۸ km عرض است [۲۰]. مخزن بنگستان دارای



شکل ۱ نقشه موقعیت میدان گچساران (الف) [۲۱] و چاه‌های مورد مطالعه بر روی نقشه UGC میدان (ب)

سازنده سنگ است. درصد فراوانی این نوع تخلخل در مخزن بنگستان بسیار کم بوده و فقط محدود به رخساره پکستون تا گرینستون است. این تخلخل در صورت مرتبط بودن حفرات به یکدیگر، نقش مؤثری در تولید هیدروکربن خواهند داشت. به عبارت دیگر، افزایش تخلخل بین ذره‌ای مستقیماً در بالا رفتن کیفیت مخزنی مؤثر است.

هندسه این نوع تخلخل توسط اندازه، جورشدگی و آرایش ذرات کنترل می‌شود [۲۳]. در مخزن بنگستان منطقه مورد مطالعه، به دلیل کم انرژی بودن محیط تشکیل رخساره‌ها، عمل جورشدگی ذرات خیلی ضعیف بوده و بنابراین فضای بین ذرات به‌طور غالب با گل پر شده است (شکل ۳ الف).

تخلخل درون دانه‌ای

این نوع تخلخل، برخلاف تخلخل بین دانه‌ای که در بین ذرات تشکیل می‌شود، در فضای درون دانه‌های اسکلتی و به‌صورت تخلخل ریز در درون دانه‌های غیراسکلتی تشکیل می‌شود و از انواع تخلخل معمول در سازند سروک و ایلام است. این تخلخل ممکن است اولیه باشد و یا در طی ترادیس آغازین بر اثر تجزیه مواد آلی پرکننده فضاهای اسکلتی موجودات آهک‌ساز، حاصل شود. میزان این نوع تخلخل به فراوانی قطعات فسیلی، غیرفسیلی، اندازه و نوع موجود بستگی دارد. با توجه به گسترش روزن‌بران بزرگ (فرامینیفرهای بزرگ) معمول در زمان کرتاسه زیرین مانند اریتولین‌ها و نیز دوکفه‌ای‌های بزرگ از جمله رودیست‌ها، این تخلخل در درون قطعات اسکلتی این نوع موجودات دیده می‌شود. هر چند که وجود این نوع تخلخل باعث بالا بردن تخلخل کل می‌شود اما به دلیل محصور بودن رابطه خوبی با تخلخل مؤثر و تراوایی نداشته و لذا تأثیری در کیفیت مخزنی ندارد (شکل ۳ ب). این تخلخل معادل با تخلخل حفره‌ای مجزا در طبقه‌بندی لوسیا [۲۳] است.

۲. تعیین واحدهای جریان‌ی و گونه‌های سنگی: به منظور بررسی و توصیف ویژگی‌های مخزنی و تعیین مکان‌های مخزنی و غیرمخزنی در مخزن بنگستان، از روش تعیین واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی توسط نمودار اصلاح شده چینه‌ای لورنز و نشانگر منطقه جریان‌ی استفاده شد و در پایان، انواع گونه‌های سنگ مخزن تعیین شدند.

تقسیم‌بندی انواع تخلخل

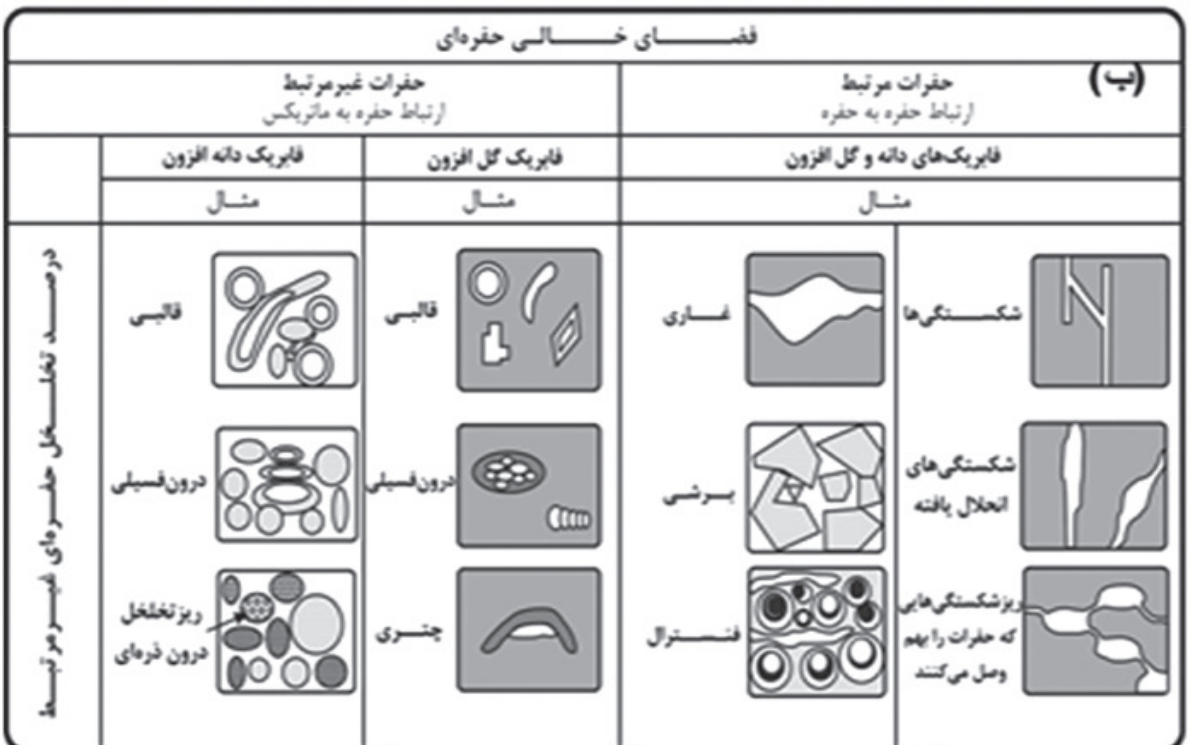
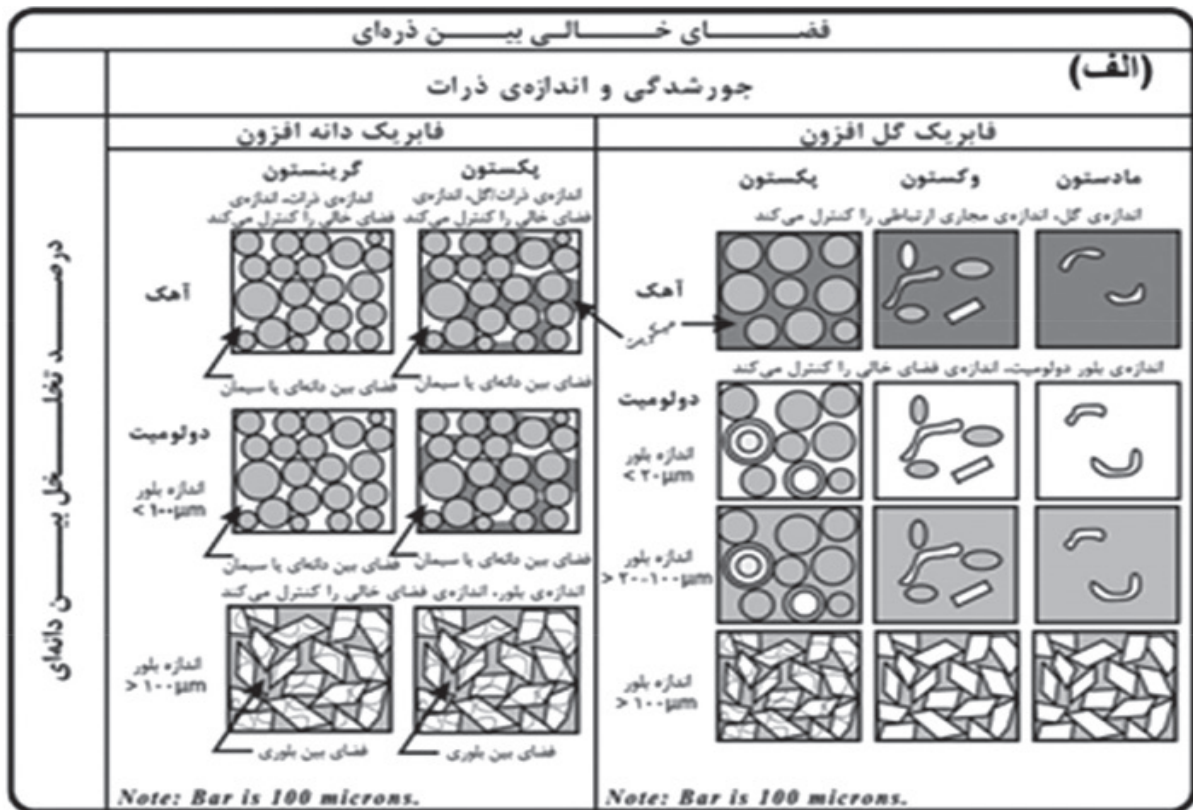
تاکنون طبقه‌بندی‌های متعددی برای تخلخل در سنگ‌های کربناتی ارائه شده است [۲۲] و از آن میان، تنها سه طبقه‌بندی در شرکت‌های نفتی دنیا مورد توجه قرار گرفته و به کار گرفته شده‌اند که شامل طبقه‌بندی آرچی، چوکت و پری و لوسیا هستند. در طبقه‌بندی آرچی توجه خاصی به برآورد تخلخل شده است، هر چند که این طبقه‌بندی می‌تواند برای تقریب تراوایی و خواص مویینه نیز به کار رود، اما از آنجایی که این ویژگی‌های توصیفی را نمی‌توان در قالب اصطلاحات رسوبی یا ترادیسی تعریف کرد، ارتباط دادن این ویژگی‌ها با مدل‌های زمین‌شناسی مشکل است [۱]. لوسیا [۲۳] طبقه‌بندی پتروفیزیکی تخلخل در سنگ‌های کربناته را ارائه کرد و بر این اساس است که توزیع اندازه فضاهای خالی، کنترل‌کننده تراوایی و اشباع‌شدگی بوده و در ارتباط با فابریک سنگ است. لوسیا [۲۳] نشان داد که مؤثرترین تقسیم‌بندی فضاهای خالی، تقسیم‌بندی به فضاهای خالی بین دانه‌ای یا بین بلوری (تخلخل بین ذره‌ای) (شکل ۲ الف) و سایر انواع فضاهای خالی (تخلخل حفره‌ای) است (شکل ۲ ب).

بررسی انواع تخلخل در مخزن بنگستان

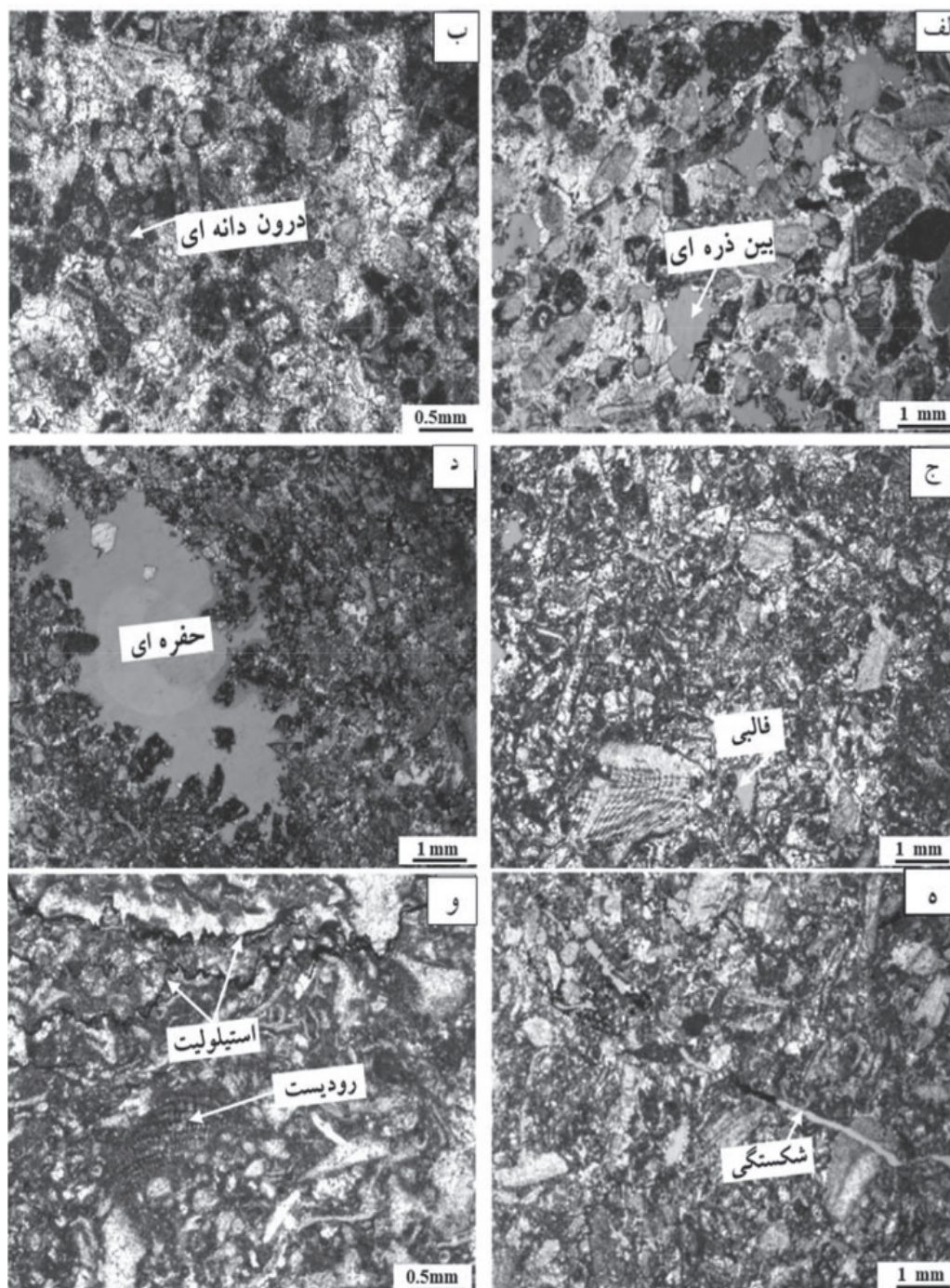
در مطالعه مقاطع نازک، انواع تخلخل شناسایی شد که به‌طور خلاصه ارائه می‌گردد.

تخلخل بین ذره‌ای

این نوع تخلخل، تخلخل اولیه رسوبی بین ذرات



شکل ۲ طبقه‌بندی پتروفیزیکی / زمین‌شناسی فضاهای خالی بین ذره‌ای در سنگ‌های کربناته براساس اندازه و جوړشدگی دانه‌ها و بلورها (الف) و پیوستگی حفرات با یکدیگر (ب) [۲۳]



شکل ۳ تصاویر میکروسکوپی مربوط به انواع تخلخل: بین ذره‌ای الف)، درون دانه‌ای ب)، قالبی ج)، حفره‌ای د)، شکستگی ه)، و استیلولیتی و) در مخزن بنگستان میدان گچساران

۳. تخلخل قالبی

و شدت انحلال بستگی دارد. دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی با ترکیب کلسیت پرمییزیم و آراگونیت پایدار در محیط ترادیدی فراتیک دریایی، هنگامی که در محیط ترادیدی وادوز جوی قرار می‌گیرند به دلیل تحت اشباع بودن سیالات موجود در این

این نوع تخلخل ناشی از انحلال انتخابی دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی کربناته مانند صدف‌ها و ائیدها است که خود دانه حل می‌شود و قالب آن بر جای می‌ماند. اندازه این حفرات به اندازه دانه حل شده

تخلخل، فابریک سنگ را قطع می‌کند و عموماً حاصل نیروهای جهت‌دار (تکتونیک)، فروریزش و یا انحلال در آهک‌ها و تبخیری‌ها هستند. به‌علت تأثیر فرآیندهای ترادیدی، این شکستگی‌ها توسط سیمان پر شده و گاهی اوقات به‌صورت باز و پر نشده باقی مانده‌اند. شکستگی‌های پر شده علاوه بر اینکه تخلخل‌ها را پر می‌کنند، با ایجاد سد بین گلوگاه‌های تخلخل، ارتباط آن‌ها را قطع می‌کنند و لذا، نقش عمده‌ای در کاهش تراوایی دارند. اندازه شکستگی‌های مشاهده شده در مقاطع نازک سازند سروک و ایلام، به لحاظ طول و ضخامت متغیر است به‌طوری که گاهاً شکستگی‌ها سرتاسر مقطع را پیموده و بعضاً به‌صورت شکستگی ریز و نازک در مقطع نازک مشاهده می‌شوند (شکل ۳ ها). در طبقه‌بندی لوسیا [۲۳]، این تخلخل در گروه تخلخل‌های حفره‌ای به هم مرتبط است.

تخلخل استیلولیتی

تخلخلی است ثانویه که در طول رگچه‌های فشاری - انحلالی گسترش می‌یابد، و در محیط‌های تدفینی تشکیل می‌گردد. در بسیاری از اوقات سنگ آهک‌های استیلولیتی به‌صورت منطقه‌هایی با تخلخل خیلی کم یا حتی صفر هستند، این نوع حفرات معمولاً به‌عنوان سدهای جریان‌ی هستند به‌دلیل اینکه به‌طور معمول با مواد غیرقابل حل پر می‌شوند. اما در برخی موارد این عوارض به‌عنوان مسیرهای مهاجرت مهم سیالات عمل می‌کنند. این نوع تخلخل اغلب همراه با تخلخل‌های نوع شکستگی مشاهده می‌گردد [۲۲]. به‌دلیل گل غالب بودن اکثر ریز رخساره‌های سازندهای سروک و ایلام و شرایط لازم برای تشکیل استیلولیت، تخلخل نوع استیلولیتی نیز فراوان تشکیل شده است اما به خاطر همان دلایلی که در بالا ذکر شد اغلب با مواد غیر قابل حل مانند سیمان اکسید آهن، مواد رسی و مواد آلی و نیز سیمان کربناته پر شده‌اند (شکل ۳ و). در طبقه‌بندی لوسیا [۲۳]، این تخلخل در گروه تخلخل حفره‌ای به هم مرتبط است.

محیط نسبت به آراگونیت و کلسیت پرمینیم، به نسبت‌های مختلف ناپایدار گشته و در طی پایدارسازی، آراگونیت حل شده و کلسیت پرمینیم با از دست دادن منیزیم تبدیل به فاز پایدار در این محیط یعنی کلسیت کم منیزیم می‌شوند. طی مراحل ترادیدی این نوع تخلخل ممکن است که باعث ایجاد تخلخل از نوع حفره‌ای را کرده و باعث افزایش کیفیت مخزن بشود. این نوع تخلخل به‌دلیل ایزوله بودن معمولاً رابطه‌ای با تخلخل و تراوایی مؤثر ندارد مگر اینکه فضاهای آن به هم مرتبط گردند (شکل ۳ ج). این تخلخل معادل با تخلخل حفره‌ای مجزا در طبقه‌بندی لوسیا [۲۳] است.

تخلخل حفره‌ای

تخلخل حفره‌ای از انواع رایج تخلخل در سازند سروک است. این نوع تخلخل در اکثر رخساره‌ها کم و زیاد مشاهده می‌شود. تشکیل این نوع تخلخل در نتیجه عملکرد فرآیندهای ترادیدی مخصوصاً انحلال و بزرگ شدن تخلخل‌های قالبی و بین دانه‌ای بدون توجه به فابریک و به‌صورت حفرات انحلالی، بی‌نظم و ثانویه گسترش می‌یابد و لذا به‌دلیل اندازه نسبتاً بزرگ با چشم غیرمسلح قابل مشاهده هستند [۲۲]. فراوانی آن در رخساره پهنه جزر و مدی و گرینستون تا پکستون مربوط به زیر محیط لاگون باز است. معمولاً توسط سیمان پر شده‌اند و در بعضی از رخساره‌ها حفظ شدگی بیشتری را نشان می‌دهند به‌طوری که به‌عنوان فراوان‌ترین نوع تخلخل در آن رخساره محسوب می‌شوند. معمولاً این تخلخل‌ها به‌علت عدم ارتباط گلوگاه‌های تخلخل رابطه‌چندانی با تخلخل مؤثر و تراوایی ندارند، اما در صورت بزرگ شدن بیش از حد، به یکدیگر مرتبط خواهند شد (شکل ۳ د).

تخلخل شکستگی

شکستگی‌ها بیشتر از آنکه تخلخل را افزایش دهند، یکی از عوامل مهم ایجاد تراوایی هستند. این نوع

تعیین ریز رخساره در مخزن بنگستان

ریز رخساره یا میکروفاسیس شامل تمام مشخصات رسوبشناسی و دیرینه‌شناسی است که با مطالعه مقاطع نازک یا نمونه‌های دستی به دست می‌آید [۲۴]. ریز رخساره براساس مطالعه مقاطع نازک، رخساره‌ها را به واحدهایی از لحاظ ترکیبی مشابه تقسیم‌بندی می‌کند که منعکس کننده محیط رسوبی خاص و عوامل کنترل کننده آن محیط هستند. هدف از تعیین ریز رخساره در این مطالعه این است که در نهایت بتوان خصوصیات رسوبی و ریز رخساره‌های گونه‌های سنگی مختلف را تعیین کرد. از این رو، تعیین ریز رخساره کمک شگرفی در تعیین گونه‌های سنگی می‌کند.

معیارهای اصلی که در تشخیص ریز رخساره‌ها در این مطالعه به کار می‌رود شامل موارد زیر است [۲۴] که به علت دید کاربردی این مطالعه، برخی معیارها حذف شدند و یک سری پارامترها مانند انواع بافت رسوبی، وجود یا عدم وجود فسیل‌های بنتیک یا پلاژیک، و نوع و مقدار تخلخل که تأثیر بیشتری در تعیین گونه‌های سنگی دارند، آورده شده‌اند. بنابراین، ریز رخساره یا میکروفاسیس شامل تمام مشخصات رسوبشناسی و دیرینه‌شناسی است که با مطالعه مقاطع نازک یا نمونه‌های دستی به دست می‌آید [۲۴]. در این مطالعه، مخزن بنگستان میدان گچساران از چهار مجموعه ریز رخساره تشکیل شده است:

۱- ریز رخساره شماره ۱: بنتیک فرامینیفر رودیست وکستون تا پکستون گل افزون. در این ریز رخساره مقدار تخلخل پایین بوده، عمدتاً از نوع درون ذره‌ای هستند. شکستگی‌های مویی نیز در آن دیده می‌شود (شکل ۴ الف).

۲- ریز رخساره شماره ۲: رودیست پکستون گل افزون تا پکستون دانه افزون. این ریز رخساره عموماً فاقد فسیل‌های بنتیک است. تخلخل نیز ندارد و یا مقدار آن‌ها بسیار اندک است. گاهی شکستگی مویی در آن‌ها دیده می‌شود (شکل ۴ ب).

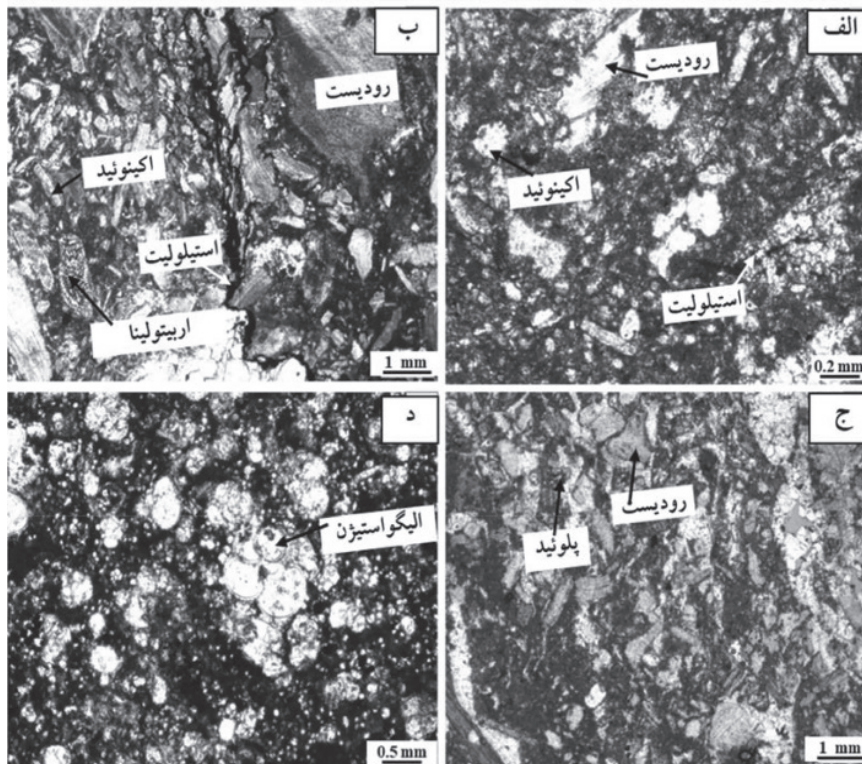
۳- ریز رخساره شماره ۳: رودیست پکستون تا گرینستون. انواع تخلخل درون ذره‌ای، بین ذره‌ای و حفره‌ای در این ریز رخساره دیده می‌شود. فسیل رودیست در این ریز رخساره نیز به وفور دیده می‌شود. در این ریز رخساره مقدار تخلخل بالا است (شکل ۴ ج).

۴- ریز رخساره شماره ۴: پلانکتونیک الیگوستژین وکستون تا پکستون گل افزون. دارای فسیل‌های پلانکتونیک الیگوستژین است. این ریز رخساره اغلب دارای شکستگی مویی است (شکل ۴ د).

واحدهای جریان هیدرولیکی

نخستین بار هارن و همکاران [۲۵] مفهوم واحد جریانی را به منظور تعیین توزیع گونه‌های سنگی که شدیداً جریان سیال را کنترل می‌کنند، معرفی کردند و یک واحد جریانی را به عنوان یک منطقه مخزنی معرفی کردند که هم به طور جانبی و هم به طور عمودی، پیوسته است و خصوصیات تراوایی، تخلخل و لایه‌بندی مشابه دارد [۲۶]. خصوصیات پتروفیزیکی اغلب از سوی فرآیندهای رسوبی، مانند اندازه دانه، جورشدگی و از سوی دیگر، عوامل ترادیسی، از قبیل نوع و میزان سیمان و رس‌های موجود، کنترل می‌گردند. لذا، واحدهای جریان هیدرولیکی^۱، به رخساره‌های رسوبی وابسته هستند اما الزاماً بر مرز آن‌ها منطبق نیستند. به عبارت دیگر، در بین یک منطقه رخساره‌ای، می‌توان چند واحد جریان هیدرولیکی تشخیص داد و در مقابل، یک واحد جریان هیدرولیکی براساس شاخص کانی‌شناسی و بافتی، می‌تواند چندین رخساره رسوبی را شامل شود [۲۷]. اصول روش واحد جریانی سیال بر این فرض است که ارتباط حفرات را می‌توان توسط مجموعه‌ای از لوله‌های مویینه نشان داد [۳ و ۲۸]، که در آن رابطه تغییراتی صورت گرفت و در نهایت منتج به رابطه ۱ شد:

$$K = \left(\frac{1}{F_v \tau^2 S_{gr}^2} \right) \left(\frac{\phi_c^3}{(1 - \phi_c)^2} \right) \quad (1)$$



شکل ۴ تصاویر میکروسکوپی مربوط به انواع ریز رخساره در مخزن بنگستان: ریز رخساره شماره ۱- بنتیک فرامینیفر رودیت و کستون تا پکستون الف)، ریز رخساره شماره ۲- رودیت پکستون ب)، ریز رخساره شماره ۳- رودیت پکستون تا گرینستون ج)، ریز رخساره شماره ۴- پلانکتونیک الیگوستیژن و کستون تا پکستون د)

و خم و سطح ویژه مؤثر بر طبق خصوصیات بافتی مدل رسوب‌گذاری همچون نوع پرکنندگی رسی حفرات، هندسه سیستم حفره و اثرات ترادیسی است [۳۰].

تعیین واحدهای جریان سیال با استفاده از روش لورنز پلات

تکنیک نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز برای تعیین تعداد حداقل واحدهای جریانی در مخازن است [۳۱]. روش کار این تکنیک بدین صورت است که ابتدا حاصل ضرب تراوایی در اعماق مربوطه و تخلخل در اعماق مربوطه، در یک نظم چینه‌شناسی محاسبه می‌شوند. مجموع جمع‌ی داده‌های حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، محاسبه شده و سپس داده‌های حاصله به ۱۰۰٪ نرمال می‌گردند.

که K تراوایی برحسب (mD)، Φ_e تخلخل مفید، F_s فاکتور شکل گلوگاه تخلخل، τ پیچ‌پیچی و S_{gv} نسبت سطح ویژه به حجم دانه است. آموفوله و همکاران [۳] پارامتری به نام شاخص کیفیت مخزنی (RQI) معرفی کردند که از رابطه ۲ محاسبه می‌شود:

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} \quad (2)$$

سپس آنها [۳] اصطلاحی تعریف کردند رابطه ۳ که به‌عنوان نشانگر منطقه جریانی (FZI) شناخته می‌شود [۲۹]:

$$FZI = \left(\frac{RQI}{\Phi_z} \right) \quad (3)$$

که Φ_z یا تخلخل نرمال شده رابطه ۴ به‌عنوان نسبت حجم خلل و فرج به حجم دانه تعریف می‌شود [۳ و ۲۸]:

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \quad (4)$$

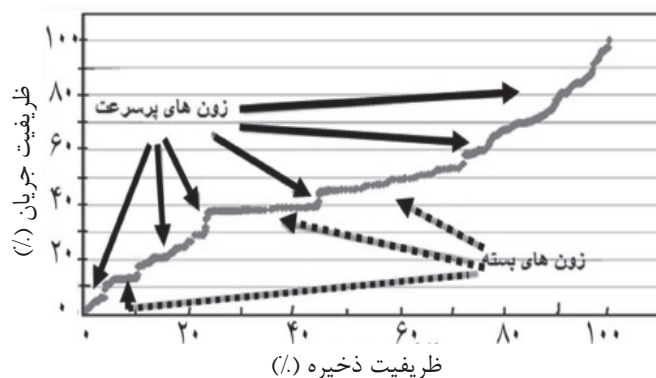
شاخص کیفیت مخزنی^۱ برآوردی از میانگین شعاع هیدرولیکی در سنگ مخزن است. نشانگر منطقه جریانی^۲، نشان‌دهنده ارتباط بین گلوگاه حفره، پیچ

1. RQI
2. FZI

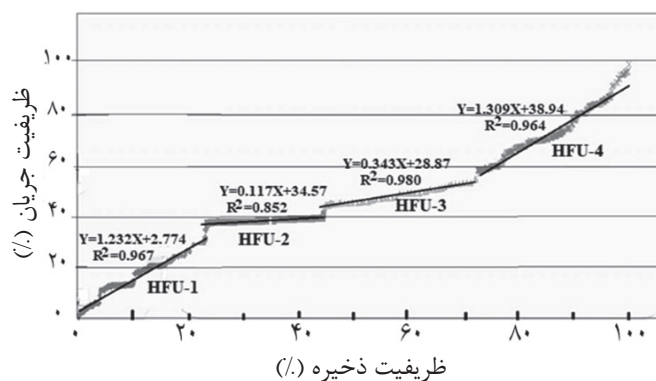
شده است؛ زیرا در دو چاه دیگر فواصل مغزه‌ها به صورت پیوسته نبوده است، در حالی که برای این کار پیوستگی داده‌ها [۳۱] لازم است. بر این اساس، تعداد چهار واحد جریانی تعیین شد. شاخص‌های آماری مهم مانند حداقل، حداکثر، انحراف از معیار، میانگین و میانگین داده‌های مربوط به هر یک از چهار واحد جریانی سیال تعیین شده شکل ۶، به طور جداگانه آورده شده است (جدول ۱). ویژگی هر کدام از واحدها با توجه به شکل ۶ و جدول ۱ در زیر بیان می‌گردد:

HFU1: این واحد جریانی، بیشترین ضخامت را در بین واحدها دارا است؛ این واحد از عمق ۲۵۹۹/۹۰ m شروع و تا عمق ۲۶۶۳/۷۹ m ادامه دارد. همچنین بیشترین شیب خط و بنابراین بیشترین ظرفیت جریان و در نتیجه بهترین کیفیت مخزنی را دارا است.

داده‌های به دست آمده از حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، به ترتیب با عنوان ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره نامیده می‌شوند. مرحله بعدی، پلات مقادیر ظرفیت ذخیره در مقابل ظرفیت جریان است [۳۲]. شکل منحنی‌های نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز^۱، نشانگر عملکرد جریان در مخزن است (شکل ۵). بخش‌های پر شیب نمودار، درصد ظرفیت جریان بیشتری نسبت به ظرفیت ذخیره داشته و بنابراین، دارای سرعت فرآیندهای مخزنی بالایی است که اصطلاحاً منطقه‌های پرسرعت نامیده می‌شوند. بخش‌هایی از نمودار که دارای شیب کمتر و مسطح‌تر هستند، ظرفیت ذخیره بالا و ظرفیت جریان کمی دارند که تحت عنوان منطقه‌های بسته نامیده می‌شوند [۳۳]. در این مطالعه، واحدهای جریانی تنها براساس داده‌های چاه ۳۱۶ بر پایه روش لورنز پلات، تعیین



شکل ۵ نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز چاه شماره ۳۱۶



شکل ۶ واحدهای جریانی تعیین شده براساس تغییرات شیب در چاه شماره ۳۱۶

جدول ۱ پارامترهای آماری مهم واحدهای جریانیه چاه شماره ۳۱۶.

واحد‌های جریان	پارامتر	حداقل	حداکثر	انحراف معیار	میان	میانگین
HFU1	تخلخل (%)	۰/۰۵۶۰	۸/۲۲۳۷	۱/۴۴۳۲	۱/۰۳۴۹	۱/۴۲۹۱
	تراوایی (mD)	۰/۰۰۶۲	۹/۹۱۳۶	۱/۷۰۶۸	۰/۰۷۹۰	۰/۶۹۴۱
HFU2	تخلخل (%)	۰/۰۴۴۸	۴/۷۷۰۲	۰/۷۷۶۳	۰/۸۳۷۴	۱/۰۴۴۱
	تراوایی (mD)	۰/۰۲۲۷۱	۱۰/۱۸۰۵	۱/۱۱۲۲	۰/۱۲۸۹	۰/۴۹۵۲
HFU3	تخلخل (%)	۰/۰۹۱۳	۹/۸۱۴۵	۳/۴۹۹۰	۳/۲۷۰۴	۳/۸۸۱۳
	تراوایی (mD)	۰/۰۰۵۳	۴/۲۷۳۰	۰/۸۳۴۰	۰/۱۴۲۰	۰/۴۶۰۴
HFU4	تخلخل (%)	۰/۰۸۳۵	۱۳/۵۶۸۳	۲/۷۵۲۵	۱/۵۵۲۷	۲/۷۰۴۰
	تراوایی (mD)	۰/۰۰۵۰	۸/۵۶۹۹	۱/۰۰۸۴	۰/۰۱۷۹	۰/۲۳۵۱

به واحدهای دیگر شامل می‌شود. کمترین میزان تراوایی مربوط به این واحد است. میانگین تراوایی برابر با mD ۰/۲۳۵۳ و میانگین تخلخل معادل ۰/۲/۷۰۴۰ است (جدول ۱).

طبقه‌بندی گونه‌های سنگی با استفاده از روش نشانگر منطقه جریانیه

برای تعیین یک گونه سنگی، اطلاعات RQI و FZI برای هر فاصله عمقی لازم است. با استفاده از معادلات ۲ و ۳، این مقادیر تعیین شوند. چون FZI یک متغیر پیوسته است، به همین دلیل در مدل زمین‌شناسی می‌تواند توزیع شود [۳۲]. برای میسر کردن انتقال گونه سنگی به مدل شبیه‌سازی، مدل سه بعدی FZI می‌تواند به مدل گونه سنگی مجزا تبدیل شود [۳۲]. برای تعیین DRT، از رابطه در نرم‌افزار اکسل استفاده شد [۳۴]:

$$DRT = \text{ROUND}(\text{Log}(FZI) + 2, 0) \quad (5)$$

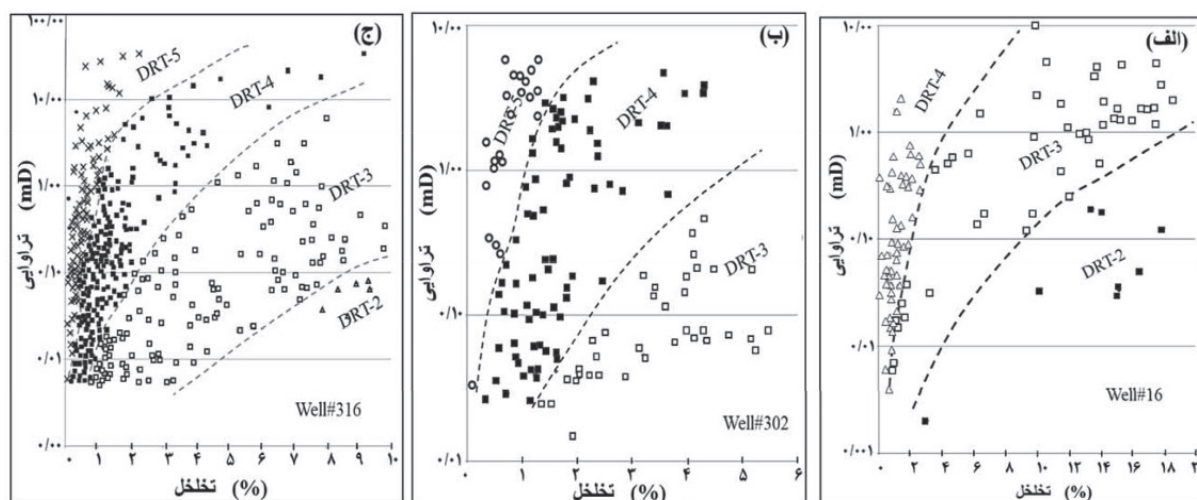
نتیجه اینکه در چاه ۱۶ از DRT2 تا DRT4 (شکل ۷ الف)، در چاه ۳۰۲ از DRT3 تا DRT5 (شکل ۷ ب) و در چاه ۳۱۶ از DRT2 تا DRT5 (شکل ۷ ج)، به‌دست آمد. DRT1 مقدار تخلخل پایینی دارد و به‌سمت DRT5 بر مقدار تراوایی و کیفیت مخزنی افزوده می‌شود. هر چند مقدار تخلخل تا حدودی کم می‌شود ولی بر کیفیت مخزنی افزوده می‌شود.

بیشترین میزان تراوایی مربوط به این واحد است (جدول ۱). میانگین تراوایی برابر با mD ۰/۶۹۴۱ و میانگین تخلخل معادل ۱/۴۲۹۱٪ است.

HFU2: این واحد جریانیه، پس از HFU1 بیشترین ضخامت را دارد. این واحد از عمق m ۲۶۶۳/۸۰ شروع و تا عمق m ۲۶۸۱/۷۸ ادامه دارد. نسبت به واحد جریانیه شماره یک، شیب کمتر ولی نسبت به واحدهای جریانیه سه و چهار شیب بالاتر و در نتیجه کیفیت مخزنی بالاتری را دارا است. میانگین تراوایی برابر با mD ۰/۴۹۵۲ و میانگین تخلخل معادل ۱/۰۴۴۱٪ است (جدول ۱).

HFU3: این واحد جریانیه کمترین ضخامت را در بین دیگر واحدها دارا است. این واحد از عمق m ۲۶۸۲/۱۱ شروع و تا عمق m ۲۶۹۸/۹۰ ادامه دارد. HFU3 از واحد جریانیه دو، شیب کمتری داشته ولی نسبت به واحد جریانیه چهار شیب بالاتری را دارا است. بنابراین می‌توان گفت که کیفیت مخزنی در این واحد جریانیه، نسبتی متوسط رو به پایینی را دارد. میانگین تراوایی برابر با mD ۰/۴۶۰۴ و تخلخل معادل ۳/۸۸۱۳٪ است (جدول ۱).

HFU4: این واحد جریانیه از لحاظ ضخامت در چاه شماره ۳۱۶، پایین است و بین HFU2 و HFU3 قرار می‌گیرد. این واحد از عمق m ۲۶۹۹/۰۳ شروع و تا عمق m ۲۷۶۴/۷۷ ادامه دارد. پایین‌ترین شیب و در نتیجه پایین‌ترین کیفیت مخزنی را نسبت



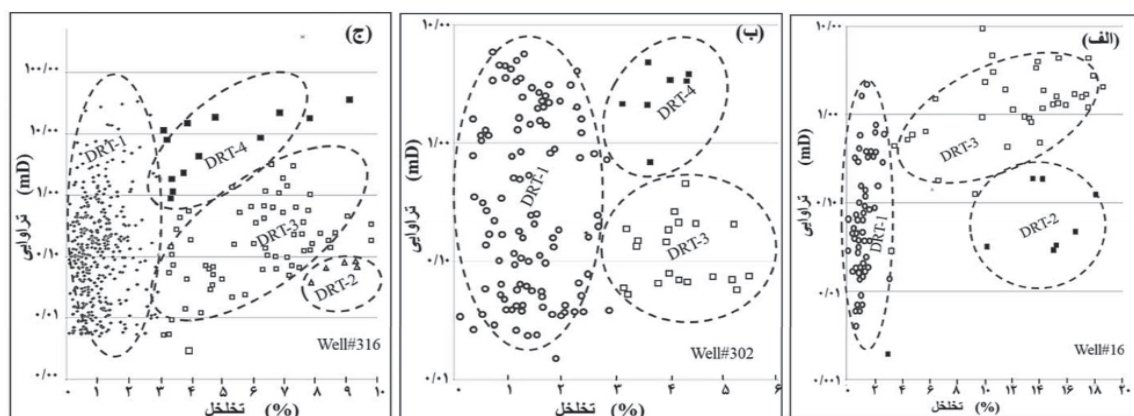
شکل ۷ نسبت تراوایی در مقابل تخلخل، طبقه‌بندی شده براساس واحدهای DRT: چاه ۱۶ الف)، چاه ۳۰۲ ب)، و چاه ۳۱۶ ج)

درون ذره‌ای و گاهی شکستگی‌های مویی است. DRT2: میانگین تخلخل این واحد ۱۱/۵ و متوسط تراوایی ۰/۰۷ mD است که حداکثر به ۰/۱۹ mD می‌رسد. میانگین FZI نیز ۰/۲۰ است. در این واحد می‌توان اثر حذف مقادیر تخلخل کمتر از ۳٪ را مشاهده کرد که به یکباره مقدار FZI نسبتاً واحد DRT1، اُفت فاحشی کرده است. تخلخل نسبتاً بالای واحد DRT2 و مقدار بسیار پایین تراوایی آن به ارتباط گلوگاه‌های خلل و فرج بر می‌گردد که عمدتاً جدا از هم و یا از نوع درون ذره‌ای است. این گونه سنگی معادل ریز رخساره شماره ۲ است که عمدتاً فاقد تخلخل یا دارای مقدار اندکی شکستگی‌های مویی است.

DRT3: متوسط تخلخل این واحد ۷/۴٪ و میانگین تراوایی ۰/۷ mD است که حداکثر تا ۹ mD هم می‌رسد. این مقادیر نشان‌دهنده ارتباط بهتر گلوگاه‌های تخلخل است. زیرا درحالی‌که مقدار تخلخل از واحد DRT2 کمتر است اما مقدار تراوایی افزایش یافته است. متوسط FZI برابر با ۱/۰۸۵ است. تمام این اوصاف دال بر این است که این واحد سنگی نسبت به واحد قبلی از شرایط مخزنی بهتری برخوردار است. این گونه سنگی معادل ریز رخساره شماره ۳ است که دارای انواع تخلخل‌های بین ذره‌ای و حفره‌ای است.

پس از بررسی‌های متعدد این نتیجه حاصل شد که محاسبات براساس مقادیر تخلخل‌های پایین سبب می‌شود تا مقادیر FZI به‌دست آمده، طیف گسترده‌ای از نتایج را شامل شوند و محاسبات را شدیداً تحت تأثیر قرار دهند [۳۵]. از این روی باید حدود بُرش تخلخل را در محاسبات وارد کرد. با توجه به مطالعات انجام شده در میدان گچساران حداقل حدود بُرش در این میدان مقدار ۳٪ است [۲۱]. بنابراین تمام واحدهای DRT که دارای مقادیر تخلخل کمتر از ۳٪ باشند به‌عنوان DRT1 در نظر گرفته و بقیه واحدهای DRT بدون تغییر گذاشته شدند (شکل ۸). پس از بررسی نمونه‌های تخلخل - تراوایی و با دسته‌های DRT (شکل ۸) و نتایج ریز رخساره‌ها، نتایج آنها با یکدیگر تلفیق شدند و در نهایت می‌توان واحدهای DRT تعیین شده در مخزن بنگستان را بدین صورت تعریف کرد:

DRT1: میانگین تخلخل این واحد سنگی ۱/۱٪ است که حداکثر تا ۲/۹٪ می‌رسد و اکثراً از نوع جدا از هم یا بسیار ریز هستند. میانگین مقدار تراوایی آن ۰/۸ mD است که مقدار بسیار پایینی است. متوسط FZI این واحد ۳۱/۵۱۲۴ است که به‌علت تأثیر مقادیر پایین تخلخل است. این گونه سنگی معادل ریز رخساره شماره ۱ و ریز رخساره شماره ۴ است که عمدتاً فاقد تخلخل یا دارای مقدار اندکی تخلخل



شکل ۸ نسبت تراوایی در مقابل تخلخل، طبقه‌بندی شده براساس واحدهای DRT با اعمال حدود برش: چاه ۱۶ الف، چاه ۳۰۲ ب، و چاه ۳۱۶ ج

لورنز، چهار واحد جریانی به‌دست آمد که کیفیت مخزنی این واحدهای جریانی، از یک تا چهار به ترتیب پایین می‌آید.

۴- در روش تعیین واحدهای جریانی توسط نشانگر منطقه جریانی، پس از اعمال حدود برش، ۴ نوع گونه سنگی مجزا تعیین شد و به‌طور کلی می‌توان گفت که منطقه‌های جریانی DRT3 و DRT4، دارای کیفیت مخزنی خوبی بوده، در صورتی که منطقه‌های جریانی DRT1 و DRT2 دارای کیفیت مخزنی پایینی هستند.

۵- پس از بررسی عمقی و مقایسه ریز رخساره‌ها و واحدهای سنگی تعیین شده، مشخص شد که به‌طور کلی، ریز رخساره شماره ۱ و ۴ هم‌ارز با DRT1، ریز رخساره شماره ۲ معادل DRT2 و ریز رخساره شماره ۳ هم‌ارز با DRT3 و DRT4 هستند.

تشکر و قدردانی

مؤلفین بر خود لازم می‌دانند از همکاری بخش زمین‌شناسی مناطق نفت خیز جنوب در به اختیار گذاشتن داده‌ها و نیز زحمات کلیه همکاران و مسئولان پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و سایر افرادی که ما را در بهبود کیفیت ارتقاء این مقاله یاری نمودند، به‌ویژه داوران محترم مقاله، کمال تشکر را نمایند.

DRT4: میانگین تخلخل این واحد ۴/۵٪ و متوسط تراوایی آن ۲۳/۹۱ mD است. علی‌رغم این که مقدار تخلخل به نسبت واحد قبل کمتر شده است، اما تراوایی خوبی دارد که باز هم نتیجه ارتباط بهتر گلوگاه و البته وجود شکستگی‌ها است که مقدار تراوایی را به‌طور فاحشی افزایش می‌دهند [۳۶]. متوسط FZI برابر با ۸/۸۴۸ است. این گونه سنگی نیز معادل قسمت‌های با تخلخل خوب و بافت گرینستونی ریز رخساره شماره ۳ است.

نتیجه‌گیری

۱- در این مطالعه عمدتاً تخلخل‌های شکستگی، درون دانه‌ای، بین دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای و استیلولیتی شناسایی شدند که در این میان تخلخل شکستگی و درون دانه‌ای، از انواع معمول تخلخل در مخزن بنگستان هستند.

۲- براساس مطالعات صورت گرفته بر روی مقاطع نازک، مخزن بنگستان میدان گچساران از چهار مجموعه ریز رخساره تشکیل شده است که این ریز رخساره‌ها براساس انواع بافت رسوبی، وجود یا عدم وجود فسیل‌های بنتیک یا پلاژیک و نوع و مقدار تخلخل دسته‌بندی شده‌اند. ریز رخساره ۳، برترین رخساره به لحاظ ویژگی‌های رسوبی و مخزنی است.

۳- براساس روش نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری

مراجع

- [1]. Lucia FJ (1995) Rock-fabric/ petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, American Association Petroleum Geology Bulletin, 79, 9: 1275-1300.
- [2]. Rebelle M, Umbhauer F, Poli E (2009) Pore to grid carbonate rock-typing, International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 9 و Doi: 10.2523/IPTC-13120-MS.
- [3]. Amaefule JO, Altunbay M, Tiab D, Kersey DG, Keelan DK (1993) Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- [4]. Kozeny J (1927) Uber kapillare leitung des wassers im boden, stuzurbsberichte, Royal Academy of Science, Class1, 271-306.
- [5]. Carman PC (1937) Fluid flow through granular beds, Transactions of the Institution of Chemical Engineers, 15: 150-166.
- [6]. Soto BR, Garcia JC, Torres F, Perez GS (2001) Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 2001.
- [۷]. همایی م (۱۳۸۳)، بررسی خصوصیات پتروفیزیکی واحدهای جریان در مخزن سروک میدان نفتی کوپال، جنوب غرب ایران، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز، گروه زمین شناسی، ۱۱۵ ص.
- [8]. Martin AJ, Solomon ST, Hartmann DJ (1997) Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs, American Association Petroleum Geology Bulletin, 81, 5: 734-759.
- [9]. Davis DK, Vessell RK (1996) Identification and distribution of hydraulic flow units in a heterogeneous carbonate reservoir, North Robertson Unit, West Texas, 1996.
- [10]. Kadkhodaie-Ilkhchi A, Amini A (2009) A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz oilfield, South Iran, Journal of Petroleum Geology, 32: 67-78.
- [11]. Al-Ajmi FA, Stephen AH (2000) Permeability estimation using hydraulic flow units in a Central Arabia Reservoir, Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. SPE 63254, 1-4 Oct., 2000.
- [12]. Bagheripour Haghighi M, Shabaninejad M, Afsari K (2011) A permeability predictive model based on hydraulic flow unit for one of Iranian carbonate tight gas reservoir, SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat, Oman, Society of Petroleum Engineers. SPE-142183-MS, 31 Jan.-2 Feb., 2011.
- [13]. Soto BR, Garcia JC, Torres F, Perez GS (2001) Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. SPE 97033, Sept. 30-Oct.3, 2001.
- [14]. Stinco LP (2006) Core and log data integration. The key for determining electrofacies, SPWLA, 47th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists & Well Log Analysts, 2006.
- [15]. Guo G, Diaz MA, Paz FJ, Smalley J, Waninger EA (2007) Rock typing as an effective tool for permeability and water-saturation modeling: a case study in a clastic reservoir in the Oriente Basin, Society of Petroleum Engineers, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 10, 6: 730-739.
- [16]. Francesconi A, Bigoni F, Balossino P, Bona N, Marchini F, Cozzi M (2009) Reservoir rock types application – Kashagan”, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers, SPE 125342-PP. 19-21.
- [17]. Saboorian Jooybari H, Movazi GH, Jaber R (2010) A new approach for rock typing used in one of the Iranian carbonate reservoir (a case study), International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, Society of Petroleum Engineers, SPE 131915, 8-10.
- [18]. Abedini A (2011) Statistical evaluation of reservoir rock type in a carbonate reservoir, SPE-152359-STU, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October-2 November, Denver, Colorado, USA. SPE-152359-STU, 15p. <https://doi.org/10.2118/152359-STU>.
- [19]. Al-Ameri MB, Shebl H (2011) Reservoir Rock Typing of a Giant Carbonate Field”, SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers. SPE-148073, 9-11 Oct. 2011.
- [۲۰]. چیت فروش ا (۱۳۸۱) مطالعه زمین شناسی مخزن بنگستان میدان گچساران، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب ایران، اهواز، گزارش شماره پ - ۵۱۵۳.
- [۲۱]. شیرزاده م (۱۳۶۷) مطالعه مقدماتی مخزن بنگستان میدان گچساران، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب ایران، اهواز، گزارش شماره پ - ۴۱۰۸.
- [۲۲]. رحیم پور بناب ح (۱۳۸۴)، سنگ شناسی کربناته (ارتباط دیاژنز و تخلخل)، انتشارات دانشگاه تهران، ۴۸۷ ص.
- [23]. Lucia FJ (1983) Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of

- carbonate pore space, *Journal of Petroleum Technology*, 35, 3: 629-637.
- [24]. Flugel E (2004) *Microfacies of carbonate rock*, Springer Verlag Berlin Heidelberg, 976.
- [25]. Hearn CL, Ebank WJ, Tye RS, Ranganathan V (1984) Geological factors influencing reservoir performance of the hart-zog draw field wyoming, *Journal of Petroleum and Technology*, 36: 1335-1344.
- [26]. Orodu OD, Tang Z, Fei Q (2009) Hydraulic (Flow) unit determination and permeability prediction: A case study of block shen-95, liaohe oilfield, North-East China, *Journal of Applied Science*, 10: 1801-1816.
- [27]. Svirsky D, Ryazanov A, Pankov M, Poseysoev A (2004) Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian oilfield, Presented at Asia Pacific conf., Kuala Lumpur, Malaysia, Society of Petroleum Engineers.
- [28]. Abbaszadeh M, Fujii H, Fujimoto F (1996) Permeability prediction by hydraulic flow units – Theory and applications, *SPE Formation Evaluation*, 11: 4: 263-271.
- [29]. Uguru CI, Onyeagoro UO, Lin J, Okkerman J, Sikiru IO (2005) Permeability prediction using genetic unit averages of flow zone indicators (FZIs) and neural networks, Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria, Society of Petroleum Engineers, 2005.
- [30]. Porras JC, Barbato R, Khazen L (1999) Reservoir flow units: A comparison between three different models in the Santa Barbara and Piritall Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23, Caracas, Venezuela, In Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.
- [31]. Gunter GW, Finneran JM, Hartmann DJ, Miller JD (1997) Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- [32]. Chekani M, Kharrat R (2009) Reservoir rock typing in a carbonate reservoir- Cooperation of core and log data: Case study, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers.
- [33]. Chopra AK, Stein M H, Ader JC (1989) Development of reservoir descriptions to aid in design of EOR projects, *SPE Reservoir Engineering*, 4: 143-150.
- [34]. Kadkhodaie A, Kadkhodaie R (2018) A Review of Reservoir Rock Typing Methods in Carbonate Reservoirs: Relation between Geological, Seismic, and Reservoir Rock Types, *International Journal Oil and Gas Science and Technology*, 7, 4: 17-35.
- [35]. Lis-Śledziona A (2019) Petrophysical rock typing and permeability prediction in tight sandstone reservoir, *Acta Geophys*, 67: 1895–1911, <https://doi.org/10.1007/s11600-019-00348-5>, 2019.
- [36]. Zhang Y, Bao Z, Yang F, Mao S, Song J, and Jiang L (2018) The Controls of Pore-Throat Structure on Fluid Performance in Tight Clastic Rock Reservoir: A Case from the Upper Triassic of Chang 7 Member, Ordos Basin, China, *Geofluid*, 2018: 17 <https://doi.org/10.1155/2018/3403026>.



Characterization of Pore Types, Microfacies and Rock Types in the Bangestan Reservoir of Gachsaran Oilfield, SW Iran

Bahman Soleimani^{1*}, Ramin Maldar¹ and Ali Ghabeishavi²

¹ Department of Geology, Earth Science Faculty, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

² National Iranian South Oil Company, NISOC, Ahvaz, Iran

soleimani_b@scu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4095.2858

Received: March/13/2020

Accepted: October/19/2020

Introduction

Reservoir characterization is the main aim of 3D modeling of petrophysical parameters such as porosity, permeability and water saturation [1]. In this direction, rock typing as a complicated method attempt to make a connection between well logs, core and dynamic data of a petroleum well [2]. There are available several publications in literature [3]. In the present research work, is focused on the Bangestan reservoir in Gachsaran oil field, SW Iran, was surveyed in view of pore type, microfacies distribution and rock types to detect the richest production horizons.

Materials and Methods

The research is based on a) 200 thin sections analysis to study sedimentary textures and microfacies [4] and pore types [5], and b) determination of flow units and rock typing using Lorenz improved stratigraphic plot.

Results and Discussion

Microfacies (MF)

According thin sections petrograph four microfacies were determined in the Bangestan reservoir (Fig. 1): MF1 (mud supported benthic foraminifera, rudist wackestone –packstone) consists of intraparticle porosity and hair fractures. MF2 (mud supported rudist packstone –grain supported packstone) with low porosity and a less number of hair fractures. MF3 (rudist packstone-grainstone) having several pore types such as intra particle, inter particle and

vugs. MF4 (mud supported planktonic oiligostegina wackestone-packstone) indicating hair fractures.

Hydraulic Flow Units

The concept was introduced to define rock type distribution which is controlling fluid flow [6]. The method principle is based on a hypothesis that pore connection is such as a set of capillary tubes [7] and therefore by making some modifications in related equations, produced the following applicable equations:

$$K = \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \left(\frac{\Phi_e^3}{(1 - \Phi_e)^2} \right) \quad (1)$$

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} \quad (2)$$

$$FZI = \left(\frac{RQI}{\Phi_z} \right) \quad (3)$$

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \quad (4)$$

where k = permeability; Φ_e = effective porosity; F_s = pore throate shape factor; τ = sinosity; S_{gv} = specific surface to grain volume; RQI = reservoir quality index; FZI = flow zone indicator; Φ_z = normalized porosity. Using Lorenz plot (Fig. 2), four flow units were determined (Table 1).

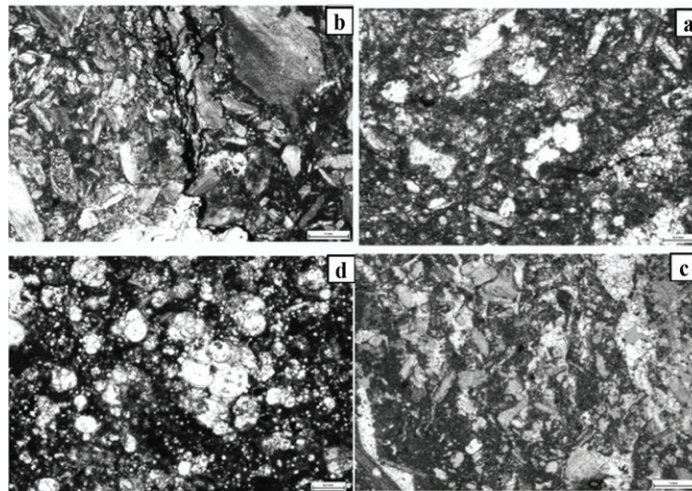


Fig. 1 Photo micrographs of determined microfacies: a) MF1; b) MF2; c) MF3; and d) MF4.

Table 1 Statistical main parameters of flow units in one of drilled wells.

Flow units	Parameters	Min.	Max.	Standard deviation	Media	Average
FU 1	Porosity (%)	0.056	8.2237	1.4432	1.0349	1.4291
	Perm.(mD)	0.0062	9.9136	1.7068	0.0790	0.6941
HFU 2	Porosity (%)	0.0448	4.7702	0.7763	0.8374	1.0441
	Perm. (mD)	0.0227	10.1805	1.1122	0.1289	0.4952
HFU3	Porosity (%)	0.0913	9.8145	3.4990	3.2704	3.8813
	Perm. (mD)	0.0053	4.2730	0.8340	0.1420	0.4604
HFU 4	Porosity (%)	0.0835	13.5683	2.7525	1.5527	2.7040
	Perm. (mD)	0.0050	8.5699	1.0084	0.0179	0.2351

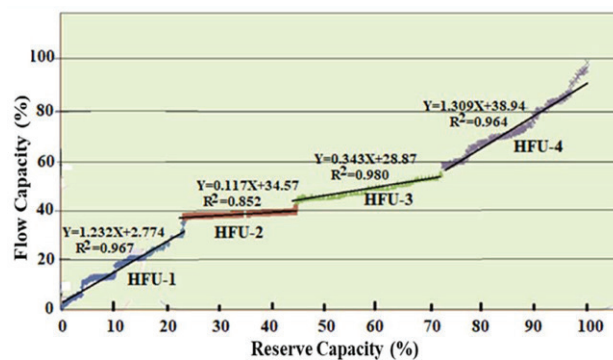


Fig. 2 Flow units determined in one of selected drilled wells.

The plot is showing high (higher flow capacity/ reserve capacity ratio) and low speed zones.

To determine rock types, RQI and FZI data of each interval were used to provide discrete rock type or DRT [8]. The process resulted to get five DRTs (Fig. 3) which the prosity is increasing from DRT1 to DRT4 and so the reservoir quality is also improved. DRT1 characterized low porosity (1.1%-2.9%, and mostly disconnected and very fine) and permeability (0.8 mD)

and equale to MF1, and 4. DRT2 indicated moderate porosity (11.5%-2.9%, and mainly disconnected and intra granular) and permeability (0.07-0.19 mD) and equal to MF2. DRT3 presents moderate porosity (7.4% and inter granular and vug) and permeability (0.7-9 mD) and consists of MF3. DRT4 exhibits lower porosity (4.5% and disconnected and very fine) and permeability (23.91 mD) and equal to grainsstone parts of MF3.

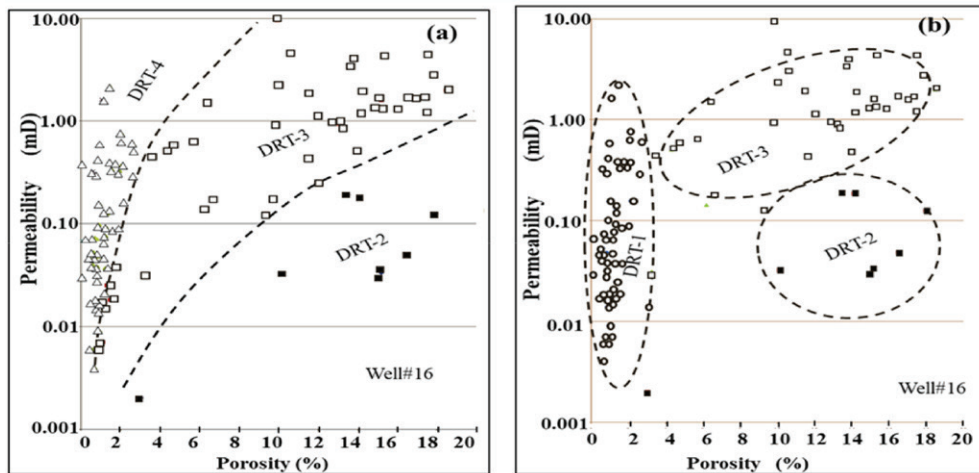


Fig. 3 Porosity/permeability plot based on (a) DRT and (b) DRT with the effect of cutoff in one of drilled wells.

Nomenclatures

HFU: Hydraulic flow units

SMLP: Stratigraphic modified Lorenz plot

DRT: Discrete rock types

References

- Lucia FJ (1995) Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, American Association Petroleum Geology Bulletin, 79, 9: 1275-1300.
- Rebelle M, Umbhauer F, Poli E (2009) Pore to grid carbonate rock-typing, International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 9, Doi: 10.2523/IPTC-13120-MS.
- Amaefule JO, Altunbay M, Tiab D, Kersey DG, Keelan DK (1993) Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- Flugel E (2004) Microfacies of carbonate rock, Springer Verlag Berlin Heidelberg, 976.
- Lucia FJ (1983) Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space, Journal of Petroleum Technology, 35, 3: 629-637.
- Hearn CL, Ebank WJ, Tye RS, Ranganathan V (1984) Geological factors influencing reservoir performance of the hartzog draw field wyoming, Journal of Petroleum and Technology, 36, 1335-1344.
- Abbaszadeh M, Fujii H, Fujimoto F (1996) Permeability prediction by hydraulic flow units – Theory and applications”, SPE Formation Evaluation, 11, 4: 263-271.
- Chekani M, Kharrat R (2009) Reservoir rock typing in a carbonate reservoir- Cooperation of core and log data: Case study, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers, 2009.