

# اصلاح گروه‌بندی وینلند براساس کیفیت مخزنی و پارامترهای تولیدی در سنگ‌های کربناته

کاظم سعادت<sup>۱</sup> و حسین رحیم‌پور بناب<sup>۱\*</sup>

۱- دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم دانشگاه تهران، ایران

۲- پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۲/۲۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۸/۱۷

## چکیده

گسترده‌ی تنوع در سنگ‌های کربناته، ارتباط بین پارامترهای مخزنی و تولیدی با سنگ و تعمیم آن به مخزن را سخت می‌نماید. بنابراین جهت کاهش تنوع، گروه‌های سنگی مختلفی با لحاظ پارامترهای لیتولوژیکی، منفذی و خواص پتروفیزیکی به‌وجود آمده‌اند. در این گروه‌بندی‌ها به پارامترهای جریان سیال توجه مطلوبی صورت نمی‌گیرد و همچنین برخی از این گروه‌بندی‌ها دارای پیچیدگی زیادی هستند که استفاده از آنها را سخت می‌نماید. گروه‌بندی با ورودی‌های داده کم و در عین حال لحاظ شدن خواص جریان سیال در آن، می‌تواند نقش به‌سزایی در مطالعات سنگ‌های کربناته ایفاء نماید. با این هدف، در این مطالعه، علاوه‌بر بررسی کیفیت مخزنی در گروه‌بندی وینلند، پارامترهای جریان سیال نیز به‌عنوان پارامترهای تولیدی و دینامیکی مورد بررسی قرار گرفت. در این جهت، گروه‌بندی وینلند با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی ۷۷۹ نمونه سنگ کربناته از سازندهای ایلام، سروک و فهلیان تعیین گردیده و سپس مطلوبیت گروه‌بندی با استفاده از پارامترهای لیتولوژیکی، پتروفیزیکی، منفذی و دینامیکی مورد بررسی قرار گرفت. بررسی‌ها نشان داد با اصلاح مرزهای گروه‌بندی وینلند، ارتباطات منظمی با پارامترهای ذکر شده ایجاد می‌گردد. نتایج نشان داد با اینکه با افزایش شماره گروه، خواص مخزنی بهبود نشان می‌دهد، خواص دینامیکی این روند را نشان نمی‌دهد و در مجموع گروه‌های میانی مطلوب‌ترین بخش گروه‌بندی از لحاظ کیفیت مخزنی و پارامترهای تولیدی است. سوق گروه‌بندی استاتیکی به سمت گروه‌بندی دینامیکی و همچنین استفاده از نسبت ضریب بازیافت به اشباع آب غیرقابل کاهش به‌عنوان پارامتر کلیدی جهت بررسی کیفیت تولید، پیشنهاد می‌گردد.

**کلمات کلیدی:** گروه سنگی، وینلند، کیفیت مخزنی، ضریب بازیافت و سنگ‌های کربناته

## مقدمه

اهمیت بالایی برخوردار هستند، زیرا بیشتر ذخایر هیدروکربنی جهان را در خود جای داده‌اند. در عین حال پیچیدگی زیاد این سنگ‌ها، به اهمیت مطالعات آنها افزوده است.

مخازن کربناته از لحاظ مطالعه خواص مخزنی از

\*مسئول مکاتبات  
آدرس الکترونیکی

rahimpor@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2023.5127.3274)

مخازن با سیستم‌های منفذی پیچیده و چندوجهی، نشان داده است که طبقه‌بندی نمی‌تواند عناصر اصلی آن را تفکیک نماید [۳۳-۳۰]. پاترسون اعلام می‌دارد، انتخاب اشتباه نمونه‌های همگن در یک مخزن ناهمگن، ممکن است به‌طور قابل توجهی نفوذپذیری نسبی را با خطا مواجه سازد [۳۴]. نوع سنگ‌های مخزن یک فرآیند بسیار زمان بر است که نیاز به سطح بالایی از تخصص حرفه‌ای برای ادغام حجم زیادی از داده‌ها با مقیاس‌های مختلف دارد [۳۵]. سیستم تخلخل شامل بررسی نوع تخلخل، اندازه آنها و نحوه توزیع آنها می‌باشد که به‌طور مستقیم خواص پتروفیزیکی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. مطالعات سیستم تخلخل و طبقه‌بندی سنگ‌ها براساس آن، می‌تواند راه حلی برای سنگ‌های کربناته در ارتباط با بررسی کیفیت مخزنی باشد که در سال‌های اخیر مطالعات زیادی در این مورد، انجام گرفته است [۳۷ و ۳۶ و ۱۰، ۲]. خصوصیات سیستم منافذ، نقش مهمی در مطالعات مخازن هیدروکربنی ایفا می‌کند زیرا اشباع سیالات و کیفیت سنگ مخزن را کنترل می‌کند [۳۸]. واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی برای مشخص کردن گونه‌های سنگی و نیز جدا کردن بخش‌های گونه‌های سنگی با کیفیت مخزنی بالا از بخش‌های با کیفیت مخزنی پائین و حتی بخش‌های غیرمخزنی استفاده می‌شوند. روش‌های مختلفی برای تقسیم‌بندی گونه‌های سنگی وجود دارد که مبنای بسیاری از آنها، داده‌های تخلخل و تراوایی است که پایه و اساس همه آنها بر دسته‌بندی سنگ‌های مخزنی براساس شاخص‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی است. گونه‌های تعیین شده براساس ویژگی‌های هندسی گلوگاه‌ها هماهنگی بسیار خوبی با تراوایی و دیگر پارامترهای پتروفیزیکی سنگ مخزن نشان می‌دهند [۳۹]. انواع سنگی که با استفاده از اندازه منافذ و یا توزیع اندازه شعاع گلوگاهی تعریف می‌شوند، از جمله روش وینلند، بهتر به واحدهای جریان و

کربناته‌ها، از نظر کانی‌شناسی ممکن است ساده‌تر باشند، اما از نظر ساختار منافذ و بافت به‌طور غیرقابل مقایسه‌ای پیچیده‌تر هستند [۱-۸]. سنگ‌های مخزن کربناته به‌دلیل فرآیندهای تشکیل، تاریخچه پیچیده دیاژنز و شکستگی‌های تکتونیکی، طبیعتاً در مقیاس‌های مختلف ناهمگن هستند [۲، ۷ و ۹-۱۵]. در نتیجه این ناهمگنی، توابع ارتفاع اشباع آب در سنگ‌های مخزن کربناته پیچیده‌تر از مخازن آواری است [۱۷ و ۱۶] و ترشوندگی متفاوتی نسبت به ماسه سنگ‌ها دارند [۱۸]. همچنین منحنی فشار موینگی در کربناته‌ها پیچیده‌تر است [۲۰ و ۱۹] و معمولاً فاکتورهای بازیافت نفت پایینی دارند [۲۱]. بنابراین برای بررسی سنگ‌های کربناته، بایستی آنها در گروه‌های مختلف طبقه‌بندی شده و خواص مشترکشان مورد بررسی قرار گیرند [۲۳ و ۲۲]. گروه‌های سنگی مختلفی براساس پارامترهای ارزیابی شده، به‌وجود آمده‌اند که در مهم‌ترین گروه‌بندی‌ها، پارامترهای لیتولوژیکی و خواص پتروفیزیکی به‌عنوان اساس لحاظ گردیده و جهت بررسی کیفیت مخزنی مورد استفاده قرار گرفته است. انواع گروه‌بندی سنگ مخزن مرسوم، براساس خواص پتروفیزیکی آنها که از طریق نمودارهای چاه‌پیمایی، همبستگی تخلخل-نفوذ پذیری، منحنی‌های تزریق جیوه و ویژگی‌های زمین‌شناسی به‌دست می‌آید، تعریف شده است [۲۴ و ۲۵]. در عین حال، فقدان یک رویکرد جهانی برای نوع سنگ مخزن، بسیاری از محققین را وادار به معرفی روش‌های متفاوتی کرده است [۲۶-۲۸ و ۱۰]. علی‌رغم اهمیت شناخته شده تعیین گروه سنگی کربناته، صنعت نفت هنوز فاقد تعریف و استانداردهای مشترک برای آن است. براساس مطالعات هالیس و همکاران مشخص گردیده است که مطالعات کمی‌قادر به ارائه انواع سنگ‌هایی بوده‌اند که ویژگی‌های پتروفیزیکی و جریان‌چندفازی ثابتی دارند و در یک چارچوب زمین‌شناسی قوی ریشه داشته باشند [۲۹]. مطالعات دیگر برروی

- دامنه مطالعه استفاده گردیده است.
- در این مطالعه به تنوع نوع تخلخل‌ها توجه شده است و سنگ‌ها شامل فقط یک نوع تخلخل فرض نگردیده‌اند.
- خواص تولیدی در کنار کیفیت مخزنی بررسی گردیده‌اند.
- خواص مختلف لیتولوژیکی، سیستم تخلخل، خواص منفذی، پتروفیزیکی و جریان سیال در کنار هم مورد توجه قرار گرفته است.

### روش انجام مطالعات

به‌علت اینکه بررسی جریان سیال در گروه‌های مختلف حاصل از روش گروه‌بندی وینلند هدف اصلی در این مقاله بود، انتخاب نمونه از سنگ‌های کربناته متنوع، از نظر بافت براساس طبقه‌بندی دانه‌ها [۴۳] و نوع تخلخل براساس طبقه‌بندی چوکت و پری انجام گرفت [۲] که توضیح مفصل آن در بخش مربوطه آمده است. اهمیت بافت و نوع تخلخل در گروه‌بندی به‌علت اثرات آنها در ارتباط بین تخلخل و تراوایی است که در خود رابطه گروه‌بندی وینلند نیز نقش اساسی دارند. به همین علت انتخاب بدون توجه به سازند و مخزن صورت گرفت تا سنگ‌های کربناته متنوعی انتخاب گردد. بدین منظور، لایه‌های مختلف کربناته مناطق نفت‌خیز جنوب غربی ایران از جمله سازندهای ایلام، سروک و فهلیان از سه چاه، به‌عنوان لایه‌های هدف این مطالعه انتخاب گردیده و براساس روش وینلند گروه‌بندی گردیدند. در این گروه‌بندی رابطه تخلخل و تراوایی به شعاع گلوگاهی منفذها ارتباط داده شده و بنابراین شعاع گلوگاهی به‌عنوان پارامتر مناسبی برای گروه‌بندی لحاظ می‌شود. نحوه تعیین گروه سنگی براساس روش وینلند در بخش‌های بعدی ارائه گردیده است. در مطالعات گروه‌بندی وینلند، از داده‌های تخلخل و تراوایی ۷۷۹ نمونه سنگ کربناته از سه چاه استفاده شده است. جهت مطالعه پارامترهای جریان سیال

نفوذپذیری ماتریس مرتبط هستند [۴۰]. یکی از شناخته شده‌ترین و پرکاربردترین روش‌های تعیین گونه‌های سنگی استفاده از روش وینلند می‌باشد [۴۱ و ۲۷]. این روش بر مبنای معادله تجربی وینلند استوار است که رابطه بین تخلخل، تراوایی و قطر گلوگاه حفرات را در اشباع ۳۵٪ جیوه در آزمایش فشار موئینگی تریق جیوه بیان می‌کند. وینلند [۴۲] با مطالعه نتایج فشار موئینگی به روش تریق جیوه ۳۰۰ نمونه ماسه‌سنگی و نمونه کربناته بر روی میدان اسپندل معادله‌ای برای ارتباط تخلخل  $\phi$  و تراوایی (Kair) با اندازه گلوگاه ارائه کرد. او بیشترین همبستگی را در شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ یافت. کلودزی روش وینلند را گسترش داد [۲۶] و پیتمن، روش اصلاح شده وینلند برای تعیین واحدهای جریان را مطرح نمود و ضرایب معادله وینلند را اصلاح کرد [۲۷]. توکلی و همکاران [۴۱] براساس نتایج آزمایشگاهی شعاع گلوگاهی، مقادیر معادله وینلند را برای گونه‌های سنگی وینلند اصلاح نمودند. در مطالعات پیتمن و همچنین توکلی و همکاران برای بهبود در ارتباط بین داده آزمایشگاهی و نتایج معادله وینلند، ضرایب رابطه مذکور اصلاح گردیده است، ولی بررسی پارامترهای مختلف مخزنی و تولیدی در این گروه‌بندی، بررسی روند گروه‌های حاصل و آنالیز بخش‌های مختلف منحنی تخلخل-تراوایی برای اصلاح آن مدنظر نبوده است. در مطالعه حاضر، گروه‌بندی وینلند در سنگ‌های کربناته با تنوع بالا تعیین گردیده و نتایج آن علاوه بر خواص استاتیکی از لحاظ خواص دینامیکی از جمله خواص منفذی و پارامترهای جریان سیال مورد مطالعه قرار گرفته است. بررسی همپوشانی کیفیت مخزنی و تولیدی در گروه‌بندی و همچنین تعیین منطقه مطلوب منحنی تخلخل-تراوایی از اهداف این مطالعه خواهد بود. برخی ویژگی‌های این مطالعه شامل موارد ذیل می‌باشد:

- در این مطالعه از نمونه‌های متنوع سنگ کربناته از لحاظ نوع بافت و نوع تخلخل، جهت جامع شدن

مگا پور براساس مرزهای با شعاع گلوگاهی ۰/۱، ۰/۵، ۲ و  $10 \mu\text{m}$  تعریف گردیدند [۴۴].

### آزمایشات تراوایی نسبی

مطالعات دینامیکی جریان هم‌زمان سیالات در مخزن با استفاده از داده‌های تراوایی نسبی امکان‌پذیر می‌باشد. میزان تراوایی و جابجایی هر یک از دو سیال در جریان هم‌زمان در داده‌های تراوایی نسبی، نسبت به تغییرات فاز ترکنده<sup>۱</sup> از آن مشخص می‌گردد. از آنجائی که تمرکز ما در این مطالعه بر روی جریان آب و نفت بوده، لذا منحنی‌های تراوایی نسبی آب-نفت مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به اینکه منحنی‌های تراوایی نسبی متأثر از ترشوندگی می‌باشند، لذا تمامی نمونه‌های استفاده شده در آزمایشات اندازه‌گیری تراوایی نسبی، قبل از شروع آزمایشات به شرایط ترشوندگی مخزن در فشار و دمای مربوطه بازسازی گردیدند. اندازه‌گیری‌ها به‌علت تعداد زیاد نمونه‌ها به روش ناپایا و فشار ثابت با استفاده از دستگاه تراوایی نسبی به‌همراه دو پمپ آب و نفت انجام یافته است. در محاسبات مربوطه از روش گرافیکی جونز و راسل [۴۵] استفاده گردیده که بسط یافته روش JBN ارائه شده توسط جانسون و همکارانش [۴۶] می‌باشد. این روش، روش ناپایدار سیلاب‌زنی می‌باشد و نتایج از طریق تعیین غیرمستقیم جریان‌های بخشی و ویسکوزیته‌های مؤثر دو فاز آب و نفت حاصل می‌گردد. تراوایی نفت در اشباع آب غیرقابل کاهش به‌علت بالا بودن تراوایی نفت در برخی از نمونه‌ها، به‌عنوان تراوایی پایه<sup>۲</sup> در محاسبات در نظر گرفته شده است. فشار جانبی<sup>۳</sup> استفاده شده در آزمایشات برای تمامی نمونه‌ها، یکسان و  $3000 \text{ psi}$  بوده است.

$$k_{ro} / k_{rw} = a e^{b \cdot S_w} \quad (2)$$

در این رابطه Kro تراوایی نسبی فاز نفت، Krw تراوایی نسبی فاز آب،  $S_w$  مقدار اشباع آب، b پارامتر شیب بخش خطی و a عرض از مبداء هستند.

در گروه‌بندی نیز ۴۵ نمونه تحت آزمایشات تراوایی نسبی قرار گرفت. علاوه‌بر جریان سیال، پارامترهای لیتولوژیکی و منفذی نیز برای بررسی نتایج گروه‌بندی مورد استفاده قرار گرفت. برای این هدف، از نتایج آزمایشات فشار موینگی به‌روش تزریق جیوه بر روی ۱۰۹ نمونه استفاده گردید. از نتایج این آزمایشات شامل شعاع گلوگاهی و تخلخل دوگانه برای بررسی خواص منفذی گروه‌بندی‌ها استفاده گردید.

### مطالعات سنگ‌شناسی

به‌منظور مطالعات پتروگرافی، مقاطع نازک در جهت عمود با محور مغزه از پلاگ‌های انتخاب شده، در نورهای معمولی و قطبی شده مورد مطالعه قرار گرفت. در برخی نمونه‌ها، مقاطع نازک با تزریق اپوکسی نیز جهت بررسی خصوصیات تخلخل‌ها مورد استفاده قرار گرفت. لازم به ذکر است که در این مطالعه، تعیین نوع سنگ کربناته، براساس بافت و بر مبنای طبقه‌بندی دانهام [۴۳] انجام گرفت. در این گروه‌بندی وجود یا عدم وجود گل آهکی و دانه مد نظر قرار داشته و محدوده بافت‌ها از گرینستون، رودستون، پکستون به وکستون و مادستون هستند. تعیین نوع تخلخل براساس طبقه‌بندی چوکت و پری [۴۳] تعیین شده است.

### تعیین گروه‌بندی براساس رابطه وینلند

معادله وینلند برای ارتباط تخلخل و تراوایی با شعاع گلوگاهی رابطه ذیل را ارائه کرده است [۱] که روشی مشابه با واحد جریان هیدرولیکی می‌باشد [۴۲].

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \cdot \log k_{gr} - 0.864 \cdot \log \Phi \quad (1)$$

طبق رابطه هر نمونه با تخلخل و تراوایی مشخص دارای شعاع گلوگاهی مشخص می‌باشد که در این رابطه شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ جیوه می‌باشد. بنابراین شعاع گلوگاهی (وینلند) نمونه‌های مورد مطالعه، با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی تخلخل و تراوایی تعیین گردیدند. واحدهای وینلند در پنج گروه شامل نانوپور، میکروپور، مزوپور، ماکروپور و

1. Wetting Phase  
2. Base Permeability  
3. Confining Pressure

## آزمایشات فشار موئینه با تزریق جیوه

داده‌های فشار موئینگی حاصل از تزریق جیوه به‌علت دارا بودن محدوده زیادی از اندازه فضاهای خالی به‌وسیله تزریق در دامنه فشارهای مختلف، با استفاده از رابطه ذیل [۳]، برای تعیین توزیع اندازه فضای متخلخل استفاده می‌شود:

$$r = 2\sigma \cdot \cos \theta / P_c \quad (3)$$

که در آن  $r$  شعاع گلوگاهی،  $\sigma$  کشش سطحی،  $\theta$  زاویه تماس و  $P_c$  فشار موئینگی می‌باشد.

تزریق جیوه یکی از روش‌های اندازه‌گیری فشار موئینگی است که برای نمونه‌های غیرمنتظم و بیشتر به هدف تعیین توزیع فضای متخلخل کاربرد دارد. در این روش اندازه‌گیری فشار موئینگی، از دو سیال هوا-جیوه و با فشارهای تزریق بالای ۴۰۰۰۰ psi استفاده شده و با استفاده از دستگاه اتوپور ۳ انجام می‌گردد. میزان ناهمگونی محیط متخلخل نیز از بخش خطی منحنی فشار موئینگی با ضریب همبستگی بالای ۰.۹۵ به‌دست آمد که برابر با شیب آن می‌باشد. شیب بخش خطی مزبور معادل پارامتر جورشدگی گلوگاه‌ها است که با استفاده از دو نقطه اشباع ۲۵ و ۷۵٪ توسط جنینگ [۴] ارائه شده است [۴۸]:

$$PTS = \sqrt{\text{Third-quartile pressure} / \text{first-quartile pressure}} \quad (4)$$

PTS جورشدگی گلوگاه‌ها است که نسبتی از فشارهای معادل سه چهارم و یک چهارم منحنی فشار موئینگی می‌باشد. به عبارت دیگر، فشارهای معادل اشباع‌های ۲۵ و ۷۵٪ است. لیکن از آنجائی که سنگ‌های کربناته دارای ناهمگونی زیادی می‌باشند، استفاده از مقدار شیب در بیان میزان ناهمگونی مناسب‌تر است زیرا در تعیین شیب، از تعداد زیاد داده استفاده گردیده است. اندازه فضای منفذی حاصل از داده‌های تزریق جیوه در دو گروه ریز- تخلخل  $> 0.5 \mu m$  و درشت-تخلخل  $< 0.5 \mu m$  دسته‌بندی گردید که به‌صورت درصدی از کل فضای متخلخل ارائه می‌گردد. مقدار تخلخل نمونه‌های پلاگ با تزریق هلیم به نمونه و با

استفاده از قانون بویل اندازه‌گیری گردید. تراوایی مطلق نسبت به هوا  $K_a$  نیز با استفاده از قانون دارسی محاسبه گردیده است.

## نتایج و بررسی

جهت بررسی گروه‌بندی وینلند، پارامترهای مختلف شامل سنگ‌شناسی، پتروفیزیکی، خواص منفذی و جریان سیال برای نمونه‌های مورد نظر تعیین و در گروه‌های این گروه‌بندی مورد مطالعه قرار گرفت. از پارامترهای لیتولوژیکی، نوع تخلخل و بافت نمونه‌ها جهت مطالعه کل نمونه‌ها و همچنین برای تاثیر آنها بر روی گروه‌بندی وینلند تعیین و مورد بررسی قرار گرفتند. ابتداءً کل نمونه‌ها، براساس توزیع پارامترهای لیتولوژیکی در منحنی تخلخل-تراوایی مورد بررسی قرار گرفتند. در بررسی نوع تخلخل از گروه‌بندی چوکت و پری و تعاریف لوسیا استفاده گردید [۱۰ و ۲]. اما تنوع تخلخل در هر نمونه، باعث گردید که گروه‌بندی براساس نوع تخلخل غیرممکن گردد. مطالعات نیز نشان می‌دهد که گروه‌بندی‌های صرفاً با اساس نوع تخلخل، بعلاوه تنوع تخلخل‌ها ناکارآمد هستند [۳۲ و ۲۱]. بنابراین تفکیک نمونه‌ها با لحاظ کردن ترکیب نوع تخلخل‌ها انجام گرفت. بررسی توزیع نوع تخلخل در کل نمونه‌ها نشان داد که نمونه‌ها دارای نوع تخلخل‌های متنوع بوده و عمده آنها، شامل نمونه‌های بدون تخلخل قابل مشاهده عدم مشاهده تخلخل در مقطع نازک، نمونه‌های با تخلخل غیرمرتبط مانند تخلخل‌های درون دانه‌ای و قالبی که ارتباطی با هم ندارند و نمونه‌های دارای تخلخل غیرمرتبط و مرتبط مانند تخلخل‌های بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری که باهم مرتبط بوده و باعث افزایش تراوایی می‌گردند می‌باشند. درصد کمتری از نمونه‌ها نیز فقط از تخلخل شکستگی و یا از نوع تخلخل مرتبط تشکیل یافته‌اند.

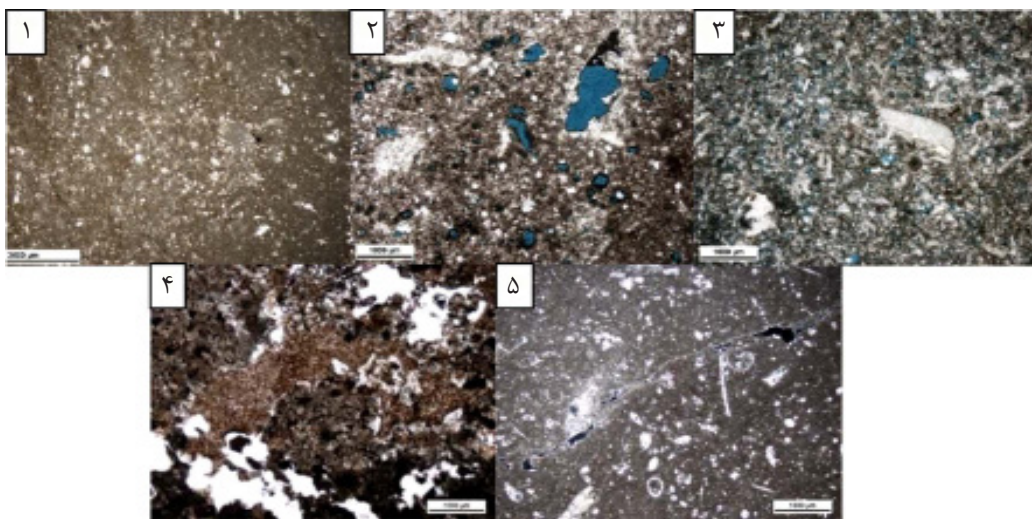
1. Auto Pore III

2. Pore Throat Sorting (PTS)

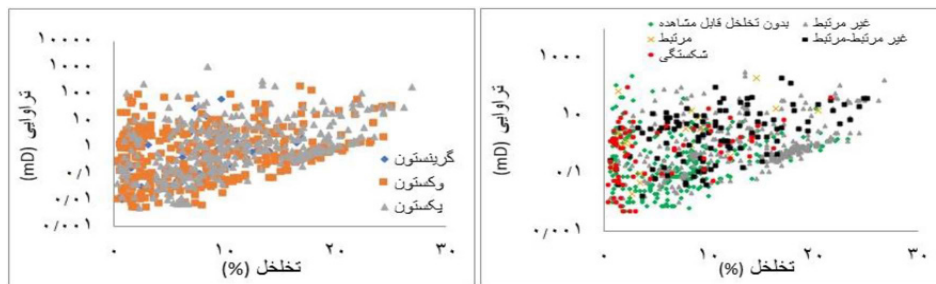


(شکل ۲). تأثیر دیاژنز و شکستگی‌های تکتونیکی از عوامل اصلی عدم ارتباط بافت با سیستم تخلخل در سنگ‌های کربناته بوده و مطالعه خواص مخزنی را از روی بافت سنگ دشوار نموده است [۲۲ و ۲۳]. در مورد تأثیر نوع تخلخل بر روی ارتباط تخلخل و تراوایی نیز، همان‌طور که در شکل ۲ دیده می‌شود، مشابه بافت، تفکیک خاصی بین گروه‌های مختلف نوع تخلخل ایجاد نگردیده است. تنها موردی که می‌توان به آن اشاره کرد، تمرکز زیاد داده نمونه‌های دارای شکستگی می‌باشد که در منطقه با تخلخل کم در منحنی سمت چپ از شکل ۲ مشاهده می‌گردد. از گروه‌بندی موفق‌تری که براساس نوع تخلخل شکل گرفته است، طبقه‌بندی لوسیا است. اما ایشان در همان گروه‌بندی خود، مجموعه نوع تخلخل حفره‌ای مرتبط که شامل شکستگی نیز می‌شود را، از گروه‌بندی خود حذف نموده است [۳۷ و ۹] درحالی‌که که مخازن کربناته، شدیداً تحت تأثیر این نوع تخلخل هستند. تنوع تخلخل در هر نمونه و عدم تطبیق نتایج مقطع نازک و پلاگ از موارد دیگر عامل عدم موفقیت گروه‌بندی براساس نوع تخلخل می‌باشند [۳۲ و ۲۱].

بنابراین ۵ گروه نوع تخلخل تفکیک گردید که شامل ۱- بدون تخلخل قابل مشاهده، ۲- دارای تخلخل غیر مرتبط، ۳- دارای تخلخل غیر مرتبط و مرتبط، ۴- دارای تخلخل مرتبط و ۵- دارای تخلخل شکستگی می‌باشند (شکل ۱). مطالعات بافتی که براساس طبقه‌بندی دانه‌ها انجام گرفته است [۴۳]، نشان داد که عمده نمونه‌ها در سه گروه وکستون، پکستون و گرینستون واقع گردیده‌اند و بافت مادستون به‌جز چند نمونه محدود که خواص پتروفیزیکی نیز نداشته‌اند، وجود ندارد (شکل ۱). قبل از بررسی توزیع تخلخل و تراوایی و همچنین تغییرات بافتی در گروه‌بندی وینلند، تأثیر خواص بافتی و نوع تخلخل بر روی کل نمونه‌ها، مورد بررسی قرار گرفت. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، داده‌ها پراکندگی زیادی در منحنی تخلخل- تراوایی نشان می‌دهند. نتایج نشان داد که تغییرات بافت، تفکیک خاصی در منحنی تخلخل- تراوایی ایجاد نمی‌کند و موقعیت داده‌ها در منحنی تخلخل- تراوایی برای گروه‌های بافتی مختلف وکستون، پکستون و گرینستون روند خاصی نداشته و داده‌ها همپوشانی بالایی دارند



شکل ۱ پنج گروه نوع تخلخل به‌همراه سه گروه بافتی. شامل ۱- گروه بدون تخلخل قابل مشاهده (وکستون)، ۲- گروه با تخلخل غیر مرتبط (پکستون با تخلخل حفره‌ای و مولدیک)، ۳- گروه دارای تخلخل غیر مرتبط و مرتبط [گرینستون با تخلخل دانه‌ای، قالبی و حفره‌ای، ۴- گروه تخلخل مرتبط (پکستون با تخلخل حفره‌ای مرتبط) و ۵- گروه دارای تخلخل شکستگی] و کستون با تخلخل شکستگی)



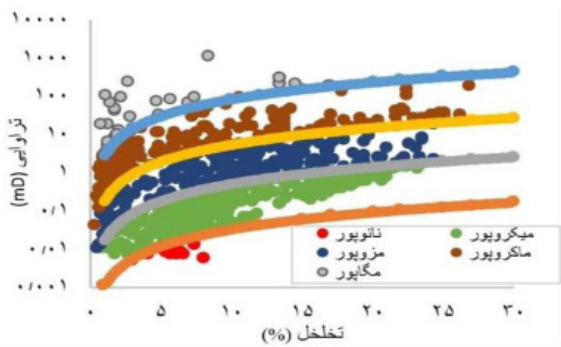
شکل ۲ توزیع تخلخل و تراوایی تمام نمونه‌های مورد مطالعه براساس بافت و نوع تخلخل

گردیدند **شکل ۴** که شامل گروه‌های با شعاع گلوگاهی نانوپور، میکروپور، مزوپور، ماکروپور و مگاپور می‌باشند. مشخصات بافت، نوع تخلخل و خواص پتروفیزیکی، گروه‌های تعیین شده در **جدول ۱** ارائه گردیده است. نتایج بررسی نمونه‌های گروه‌بندی شده براساس شعاع گلوگاهی وینلند از نظر بافت و نوع تخلخل در **شکل ۵** ارائه شده است. با تغییرات شماره گروه، نظم خاصی بافت‌های وکستون و یکستون نشان نمی‌دهند و حتی تغییرات به‌صورت سینوسی است و تمرکز بافت گرینستون بر خلاف آندو، در گروه‌های مرکزی مشاهده می‌گردد. در ارتباط با نوع تخلخل، با افزایش شماره گروه که با بهبود خواص مخزنی همراه است، به‌طور کل، نمونه‌های بدون تخلخل قابل مشاهده و نمونه‌های با تخلخل غیرمرتبط کاهش یافته است. همچنین با افزایش شماره گروه سنگی، نمونه‌ها با مجموع تخلخل‌های غیرمرتبط-مرتبط، نمونه‌های با تخلخل مرتبط و نمونه‌های با تخلخل شکستگی افزایش نشان می‌دهد که با بی‌نظمی‌هایی همراه است. نتایج نشان می‌دهد که برخی بی‌نظمی‌ها بافتی، نوع تخلخل و پارامترهای جریان سیال و الکتریکی در گروه‌های مختلف وینلند وجود دارد که باعث گردید تغییراتی در مرزهای وینلند داده شود. کم بودن نمونه در گروه‌های مگاپور و نانوپور، روند متفاوت برخی نمونه‌های دارای تراوایی کم در گروه میکروپور و پخش بودن نمونه‌های دارای تخلخل دوگانه در دو گروه بالایی ماکروپور و مگاپور از دلایل دیگری است که تغییر مرزهای وینلند را لازم نمود.

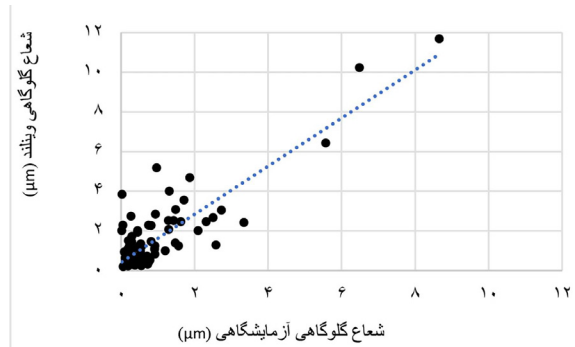
جانسون و همکاران تخلخل حاصل از روش مقاطع نازک و تخلخل آزمایشگاهی را مقایسه کرد و نتیجه گرفت که تخلخل‌های ریز در مقطع نازک دیده نمی‌شوند ولی با توجه به متصل بودن در تخلخل آزمایشگاهی اندازه‌گیری می‌شوند و دومی تخلخل ریز درون دانه‌ای است که در مقطع نازک دیده می‌شوند ولی در اندازه‌گیری آزمایشگاه به‌علت غیرمرتبط بودن، اندازه‌گیری نمی‌شوند.

#### گروه‌بندی وینلند

گروه‌بندی وینلند که براساس توزیع مقادیر شعاع گلوگاهی وینلند انجام گرفته است، مقدار شعاع گلوگاهی را در اشباع ۳۵٪ را، با استفاده از پارامترهای تخلخل و تراوایی محاسبه می‌کند. جهت استفاده از شعاع گلوگاهی وینلند جهت گروه‌بندی، ابتداء مقادیر آزمایشگاهی شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ با مقادیر محاسبه شده از رابطه وینلند، مورد مقایسه قرار گرفت (**شکل ۳**). همان‌طور که در **شکل ۳** مشاهده می‌شود، با توجه به وجود خطای آزمایشگاهی در تعیین شعاع گلوگاهی، تخلخل و تراوایی و تنوع بالای سنگ‌های کربناته، نتایج مطلوبی از مقایسه شعاع گلوگاهی وینلند با آزمایشگاه حاصل گردیده است. با توجه به گستره نمونه‌های مورد مطالعه، با استفاده از مرزهای تعیین شده توسط وینلند، پوشش خوبی از داده‌ها در منحنی تخلخل و تراوایی ایجاد گردید که استفاده از این روش را برای گروه‌بندی تایید نمود (**شکل ۴**). براساس توزیع پارامتر و مرزهای مشخص شده توسط وینلند [۴۴]، ۵ گروه تحت عنوان گروه سنگی وینلند تفکیک



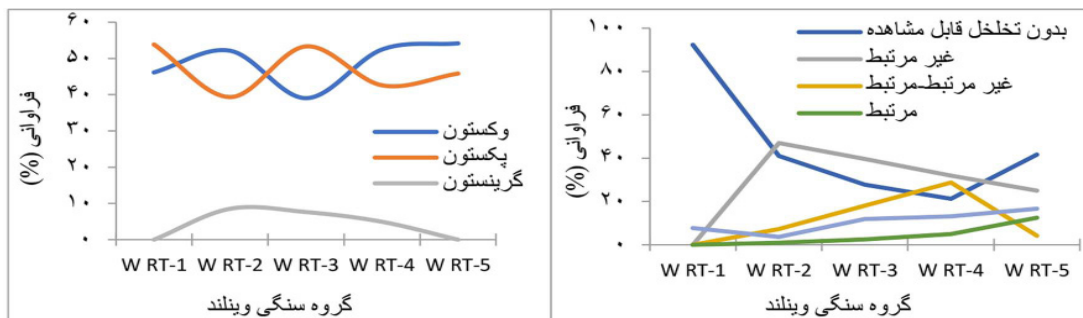
شکل ۴ توزیع تخلخل و تراوایی گروه‌بندی وینلند با مرزهای اصلی وینلند



شکل ۳ مقایسه مقادیر شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ از روش وینلند با نتایج آزمایشگاهی در مقیاس میکرون

جدول ۱ مرزهای گروه‌بندی وینلند به‌همراه مرزهای اصلاح شده

مرزهای شعاع گلوگاهی تعیین شده وینلند (μm)	مرزهای شعاع گلوگاهی اصلاح شده (μm)
۰/۱	۰/۲
۰/۵	۰/۳۵
۲	۱
۱۰	۲/۵

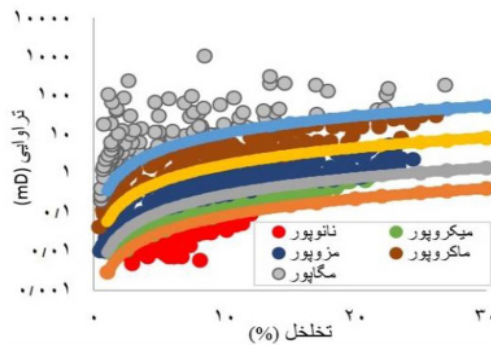


شکل ۵ توزیع فراوانی نوع بافت و نوع تخلخل گروه‌های تعیین شده براساس مرزهای اصلی گروه‌بندی وینلند

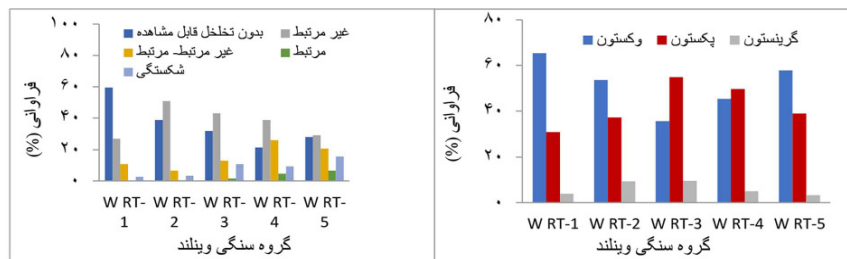
نتایج نشان می‌دهد که تمام بافت‌ها تقریباً در تمام گروه‌های گروه‌بندی، حضور دارند و در هیچ گروهی، بافت‌ها تفکیک کامل نمی‌گردند. تقریباً نتایج توزیع نوع بافت در گروه‌بندی نشان می‌دهد که تجمع داده‌ها در مرکز منحنی است. به این معنی که بافت وکستون با افزایش شماره گروه کاهش و از گروه‌های میانه افزایش نشان می‌دهد. برعکس دو بافت پکستون و گرینستون ابتدا افزایش نشان می‌دهند، سپس از گروه‌های میانه کاهش نشان می‌دهند. بنابراین از نظر بافت، بافت‌های دانه پستی‌بان در گروه‌های میانه تمرکز نشان می‌دهد.

نتیجه گروه‌بندی جدید و مرزهای جدید در شکل ۶ و جدول ۱ آورده شده است. برای تعیین مرزهای جدید شعاع گلوگاهی، از روش سعی و خطا استفاده گردید و با تغییرات زیاد در مرزها و بررسی پارامترهای مختلف در گروه‌بندی‌های مختلف تعیین شده، به گروه‌بندی مطلوب منجر گردید. محدود شدن تأثیر تخلخل دوگانه در یک گروه مگاپور، نظم بیشتر در ارتباط بافت، نوع تخلخل و پارامترهای جریان سیال با تغییر شماره گروه، از نتایج مطلوب گروه‌بندی با مرزهای جدید است (اشکال ۱۰-۷). در شکل ۷، توزیع نوع و بافت برای گروه‌بندی‌های مختلف ارائه گردیده است.

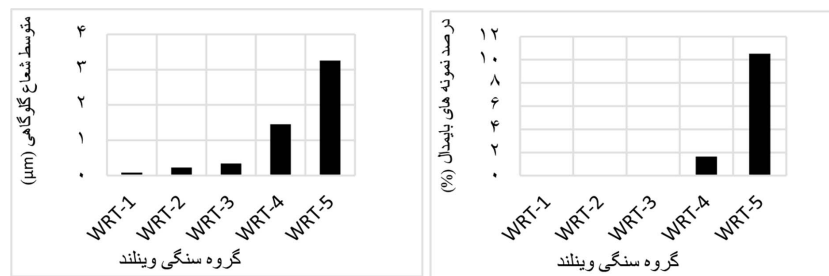




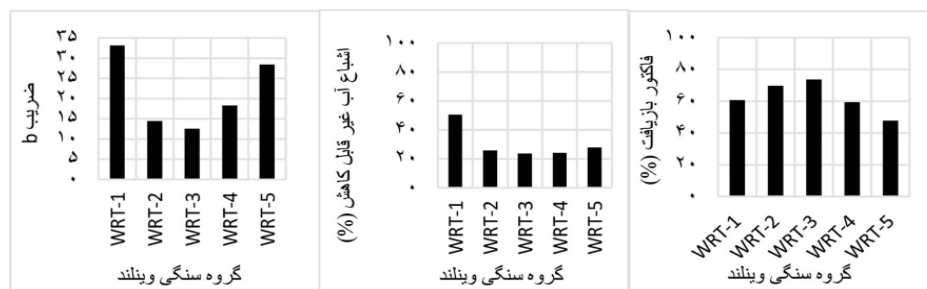
شکل ۶ توزیع تخلخل و تراوایی گروه‌بندی وینلند بعد از اصلاح مرزهای گروه



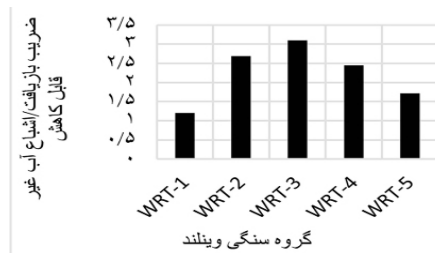
شکل ۷ مقایسه توزیع بافت و نوع تخلخل در گروه‌بندی اصلاح شده وینلند



شکل ۸ توزیع شعاع متوسط گلوگاهی و درصد نمونه‌های بافت دوگانه در گروه‌بندی وینلند



شکل ۹ توزیع آب غیر قابل کاهش (Swi)، ضریب بازیافت (RF) و توزیع ضریب نسبت تراوایی نسبی (b) در گروه‌بندی وینلند



شکل ۱۰ ضریب نسبت (ضریب بازیافت به اشباع آب غیر قابل کاهش) در گروه‌های مختلف گروه‌بندی

و نتایج متفاوتی نشان می‌دهد. در گروه‌های میانی گروه‌بندی، مقدار ضریب بازیافت افزایش و مقدار اشباع غیر قابل کاهش آب کاهش نشان می‌دهد که همراه با کمترین ضریب نسبت تراوایی نسبی (b) می‌باشد که هم‌گونی بالا در توزیع سیالات را در این گروه‌های میانی را نشان می‌دهند (شکل ۹). مطالعات نشان داده است که نسبت تراوایی نسبی نفت به آب (Kro/Krw) تأثیر مهمی بر بازیافت نفت دارد [۵۵ و ۵۴]. ضریب نسبت تراوایی نسبی کم، هم‌گونی بیشتر را نشان می‌دهد که در مطالعات مختلف تأثیر مثبت همگونی بر افزایش ضریب بازیافت آمده است [۵۹-۵۶].

این نتایج نشان می‌دهد که بهبود در خواص مخزنی، همیشه بهبودی در تولید ایجاد نمی‌کند. همان‌طور که آمد، برای آنالیز کیفیت تولید از دو پارامتر اشباع آب غیر قابل کاهش و ضریب بازیافت استفاده گردید که البته اثرات این دو، در ضرایب نسبت تراوایی نسبی نیز نمایان است. سنگی که دارای بیشترین ضریب بازیافت و کمترین اشباع آب غیر قابل کاهش باشد، کیفیت تولید بهتری خواهد داشت. بنابراین از ضریب نسبت (ضریب بازیافت به اشباع آب غیر قابل کاهش) به‌عنوان معیار استفاده گردید که نتایج آن در شکل ۱۰ نشان داده شده است. با افزایش این نسبت، ضریب بازیافت افزایش و اشباع آب غیر قابل کاهش، کمتر می‌گردد. مقادیر به‌دست آمده برای این نسبت بین ۱ تا ۴ در گروه‌های مختلف گروه‌بندی، متغیر است. شکل ۱۱ هم‌پوشانی گروه مطلوب از گروه‌بندی را نشان می‌دهد که در بخش میانی داده‌ها جای گرفته‌اند. بررسی توزیع نوع تخلخل و بافت داده‌ها را در منحنی تخلخل-تراوایی کل نمونه‌ها، پراکندگی نشان داد که با تعیین گروه‌بندی، توزیع آنها بهبود پیدا نمود. نتایج نشان می‌دهد که با افزایش شماره گروه‌ها، نوع تخلخل مرتبط افزایش یافته است درحالی‌که از لحاظ بافت، تمرکز بافت دانه پشتیبان در گروه میانی است.

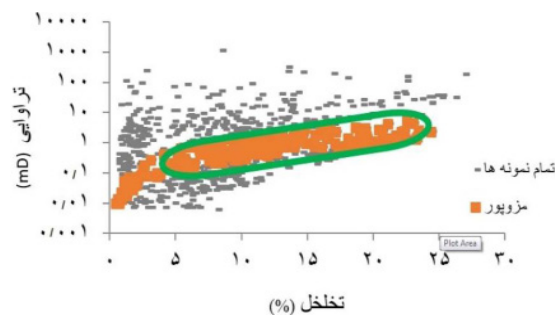
اما مقایسه نوع تخلخل با تغییرات گروه‌های سنگی نشان می‌دهد که با افزایش شماره گروه سنگی تغییرات نوع تخلخل به‌صورت یک حالت عمل می‌کنند و با روند تغییرات بافت در گروه‌ها متفاوت می‌باشد (شکل ۷). به این صورت که با افزایش شماره گروه سنگی، فراوانی نوع تخلخل‌ها یا افزایش نشان می‌دهد و یا کاهش نشان می‌دهد. تقریباً با افزایش شماره گروه، فراوانی نمونه‌های بدون تخلخل قابل مشاهده و همچنین نمونه‌های با تخلخل غیرمرتبط کاهش می‌یابد. در عین حال نمونه‌های با تخلخل مرتبط، نمونه‌های با تخلخل شکستگی و نمونه‌های با تخلخل غیرمرتبط و مرتبط افزایش نشان می‌دهد. مجموعاً با افزایش شماره گروه که همراه با افزایش مقدار تراوایی و بهبود خواص مخزنی است، نوع تخلخل‌های مرتبط افزایش نشان می‌دهد.

#### ارتباط گروه‌بندی با خواص منفذی

از پارامترهای منفذی جهت بررسی گروه‌بندی، متوسط شعاع گلوگاهی و درصد نمونه‌های با بافت دوگانه در شکل ۸ ارائه گردیده است. براساس نتایج در گروه‌بندی وینلند، افزایش شعاع گلوگاهی با افزایش شماره گروه همراه است. در شماره گروه‌های بالا، تخلخل دوگانه حضور قابل توجهی دارد که باعث افزایش چشم‌گیر شعاع گلوگاهی شماره گروه‌های بالا می‌گردد. با افزایش شماره گروه‌ها در گروه‌بندی، خواص مخزنی بهبود می‌یابد که با بهبود در خواص منفذی همراه است. با توجه به تأثیر PSD بر تخلخل و نفوذپذیری [۵۰ و ۴۹] و تأثیر اندازه منافذ بر نفوذپذیری [۴۲ و ۵۱-۵۳]، استفاده از گروه‌بندی محاسبه شده از تخلخل تراوایی نتایج مطلوبی را رقم می‌زند.

#### ارتباط گروه‌بندی با خواص جریان سیال

همان‌طور که قبلاً آمد، با افزایش شماره گروه در گروه‌بندی، خواص مخزنی بهبود می‌یابد که با بهبود در خواص منفذی همراه بود. اما بررسی پارامترهای جریان سیال با این روند همراهی نکرده



شکل ۱۱ محدوده توزیع تخلخل- تراوایی گروه با خواص مخزنی و تولیدی مطلوب

منفذی و جریان سیال نشان داد که همیشه افزایش کیفیت مخزنی با بهبود تولید همراه نیست. برخلاف خواص مخزنی و منفذی، خواص تولیدی شامل ضریب بازیافت، اشباع آب غیر قابل کاهش و ضریب نسبت تراوایی نسبی نشان می‌دهند که گروه‌های میانی دارای خواص تولیدی مطلوب‌تری هستند که با نوع بافت سنگ همراهی می‌کنند. • نتایج مطالعه نشان می‌دهد برخی عوامل افزایش تراوایی مانند عوامل ناهم‌گونی، بافت دوگانه تخلخل‌های ریز در کنار تخلخل‌های درشت، و برخی عوامل کاهش تراوایی مانند حضور تخلخل‌های غیر مرتبط و ریز، از عوامل نامطلوب در خواص تولیدی مخزن می‌باشند که با افزایش مقادیر اشباع باقی‌مانده همراه هستند.

• در گروه‌بندی وینلند اصلاح شده طبق جدول ۱، ارتباط خوبی بین شماره گروه‌ها و متوسط شعاع گلوگاهی وجود داشته و نظم خوبی از لحاظ توزیع بافت، نوع تخلخل، مقدار ضریب  $b$  و نسبت ضریب بازیافت به اشباع آب غیر قابل کاهش مشاهده می‌گردد.

• مطالعه نشان داد تعیین گروه‌بندی صرف توجه به کیفیت مخزنی، کافی نبوده و لحاظ کردن پارامترهای تولیدی در آن اهمیت بسزایی دارد و بایستی گروه‌بندی‌ها یه‌سمت گروه‌بندی‌های دینامیکی سوق یابند. برای این منظور پارامتر نسبت ضریب بازیافت به اشباع آب غیر قابل کاهش به‌عنوان پارامتری برای بررسی کیفیت تولید پیشنهاد می‌گردد.

در گروه میانی، مقدار وکستون کاهش و بافت‌های گرینستون و پکستون افزایش نشان می‌دهند. در مقابل، با افزایش شماره گروه، تخلخل‌های مرتبط افزایش و خواص مخزنی و منفذی بهبود یافته است. برخلاف خواص مخزنی و منفذی، خواص تولیدی شامل ضریب بازیافت، اشباع آب غیرقابل کاهش و ضریب نسبت تراوایی نسبی نشان می‌دهند که گروه‌های میانی دارای خواص تولیدی مطلوب‌تری هستند که با نوع بافت سنگ همراهی می‌کند. درحالی‌که نوع تخلخل با خواص مخزنی همراهی می‌کند. گروه‌بندی وینلند با تغییر مرزهای تغییر یافته، نتایج مطلوبی از لحاظ توزیع بافت و نوع تخلخل نشان می‌دهد. از لحاظ خواص منفذی، ارتباط خوبی بین شماره گروه‌ها و متوسط شعاع گلوگاهی وجود دارد. مقدار ضریب  $b$  و نسبت ضریب بازیافت به اشباع آب غیرقابل کاهش نظم خوبی را در این گروه‌بندی نشان می‌دهند. طبق نتیجه، بهترین خواص تولیدی، در گروه‌های میانی ملاحظه می‌شود.

### نتیجه‌گیری

• توزیع منظمی از لحاظ نوع تخلخل و نوع بافت در منحنی تخلخل- تراوایی در مجموع نمونه‌ها، دیده نمی‌شود. نتایج گروه‌بندی وینلند نشان می‌دهد از لحاظ بافت، تمرکز بافت دانه پشتیبان در گروه‌های میانی است. در مقابل، با افزایش شماره گروه، تخلخل‌های مرتبط افزایش و خواص مخزنی و منفذی بهبود یافته است. • بررسی گروه‌بندی از لحاظ لیتولوژیکی، خواص

## مراجع

- [1]. Ham, W. E., and Pray, L. C. (1962). Modern concepts and classifications of carbonate rocks.
- [2]. Choquette, P. W., and Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG bulletin, 54(2): 207-250, doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D.
- [3]. Focke, J., and Munn, D. (1987). Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs. SPE formation evaluation, 2(02): 155-167, doi.org/10.2118/13735-PA.
- [4]. Laubach, S. E. (1988). Subsurface fractures and their relationship to stress history in East Texas basin sandstone. Tectonophysics, 156(1-2): 37-49, doi.org/10.1016/0040-1951(88)90281-8.
- [5]. Akbar, M., Vissapragada, B., Alghamdi, A. H., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., Dutta, D., Olesen, J.R., Chourasiya, R.D., Logan, D. and Stief, D. and Saxena, K. (2000). A snapshot of carbonate reservoir evaluation, Oilfield review, 12(4): 20-21.
- [6]. Laubach, S. E., Reed, R. M., Gale, J. F., Ortega, O. J., and Doherty, E. H. (2002). Fracture characterization based on microfracture surrogates, Pottsville Sandstone, Black Warrior basin, Alabama.
- [7]. Lucia, F. J. (2007). Limestone reservoirs. carbonate reservoir characterization, An Integrated Approach, 181-215.
- [8]. Tariq, Z., Mahmoud, M., Al-Youssef, H., & Khan, M. R. (2020). Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models. Petroleum, 6(1), 35-42, doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.005.
- [9]. Lucia, F. J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. AAPG bulletin, 79(9), 1275-1300, doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D.
- [10]. Lucia, F. J. (1999). Carbonate reservoir characterization, Springer, Berlin Heidelberg New York, 1-226.
- [11]. Kerans, C., Lucia, F. J., and Senger, A. R. (1994). Integrated characterization of carbonate ramp reservoirs using permian san andres formation outcrop analogs, AAPG bulletin, 78(2): 181-216, doi.org/10.1306/BDF-F905A-1718-11D7-8645000102C1865D.
- [12]. Jennings Jr, J. W., Ruppel, S. C., & Ward, W. B. (2000). Geostatistical analysis of permeability data and modeling of fluid-flow effects in carbonate outcrops, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 3(04): 292-303., doi.org/10.2118/65370-PA.
- [13]. Moore, C. H., and Wade, W. J. (2013). Carbonate reservoirs: Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. Newnes.
- [14]. Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., and Jamalain, A. (2015). Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran. Facies, 61, 1-24.
- [15]. Rosid, M. S., Haikel, S., & Haidar, M. W. (2019). Carbonate reservoir rock type classification using comparison of Naïve Bayes and Random Forest method in field "S" East Java. In AIP Conference Proceedings, 2168, 1, AIP Publishing, doi.org/10.1063/1.5132446.
- [16]. Lian, P. Q., Tan, X. Q., Ma, C. Y., Feng, R. Q., and Gao, H. M. (2016). Saturation modeling in a carbonate reservoir using capillary pressure based saturation height function: a case study of the Svk reservoir in the Y Field, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 6(1): 73-84.
- [17]. Ma, Y. Z., and Zhang, X. (2019). Quantitative geosciences: Data analytics, geostatistics, reservoir characterization and modeling, 640, Cham: Springer International Publishing.
- [18]. Lichaa, P. M., Alpuşun, H., Abdul, J. H., Nofal, W. A., Fuseni, A. B., & Worthington, P. F. (1992). Wettability evaluation of a carbonate reservoir rock, Advances in Core Evaluation III Reservoir Management.
- [19]. Cuddy, S., Allinson, G., & Steele, R. (1993, June). A simple, convincing model for calculating water saturations in Southern North Sea gas fields. In SPWLA Annual Logging Symposium, SPWLA-1993, SPWLA.
- [20]. Al Waili, I. H. (2009, October). Developing generalised capillary pressure curves and saturation height function for Shuaiba carbonate reservoirs in field A. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, SPE-136191, SPE, doi.org/10.2118/136191-STU.
- [21]. Heide, M. (2008). Dispersion and two-phase flow in material from different carbonate pore classes (Master's thesis, The University of Bergen).
- [22]. Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S., & Kalam, M. Z. (2008, November). Carbonate reservoir rock typing—the link between geology and SCAL, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, SPE-118284, SPE, doi.org/10.2118/118284-MS.
- [23]. Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Navidtalab, A., and Izadi-Mazidi, E. (2012). Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran. Journal of Petroleum Geology, 35(3): 213-236, doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x.
- [24]. Lehmann, C. T., Hosany, K. I. A., Cobb, D. O., and Al-Hendi, A. (2008, November). Rock-Typing of Upper Jurassic (Arab) Carbonates, Offshore Abu Dhabi, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, SPE-117889, doi.org/10.2118/117889-MS.
- [25]. Aliakbardoost, E., and Rahimpour-Bonab, H. (2013). Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization, Journal of Geophysics and Engineering, 10(5), 055004, doi.org/10.1088/1742-2132/10/5/055004.

- [26]. Aliakbardoost, E., and Rahimpour-Bonab, H. (2013). Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization. *Journal of Geophysics and Engineering*, 10(5), 055004, doi.org/10.2118/9382-MS.
- [27]. Pittman, E. D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone (1). *AAPG bulletin*, 76(2): 191-198.
- [28]. Rezaee, M. R., Jafari, A., and Kazemzadeh, E. (2006). Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks, *Journal of Geophysics and Engineering*, 3(4): 370-376, doi.org/10.1088/1742-2132/3/4/008.
- [29]. Hollis, C., Vahrenkamp, V., Tull, S., Mookerjee, A., Taberner, C., & Huang, Y. (2010). Pore system characterisation in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies. *Marine and Petroleum Geology*, 27(4), 772-793, doi:10.1016/j.marpetgeo.2009.12.002.
- [30]. Abbaszadeh, M., Koide, N., & Murahashi, Y. (2000). Integrated characterization and flow modeling of a heterogeneous carbonate reservoir in Daleel Field, Oman, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(02): 150-159, doi.org/10.2118/62514-PA.
- [31]. Collins, J. F., Kenter, J. A., Harris, P. M., Kuanysheva, G., & Steffen, D. F. K. (2006). Facies and reservoir-quality variations in the late Viséan to Bashkirian outer platform, rim, and flank of the Tengiz buildup, Precaspian Basin, Kazakhstan, doi: 10.1306/1215874M881469.
- [32]. Johnson, K. R., Barnett, A., and Wright, V. P. (2009). An evaluation of existing carbonate pore system classifications and rock-typing approaches (Doctoral dissertation, Department of Earth Science and Engineering, Centre for Petroleum Studies, Imperial College London).
- [33]. Buřt, V. K., Majid, A. A., Oletu, J. U., and Worthington, P. F. (2013). The petrophysics of shale gas reservoirs: Technical challenges and pragmatic solutions. *Petroleum Geoscience*, 19(2): 91-103, doi.org/10.1144/petgeo2012-031.
- [34]. Paterson, L., Painter, S., Zhang, X., and Pinczewski, W. V. (1998). Simulating residual saturation and relative permeability in heterogeneous formations, *SPE Journal*, 3(03): 211-218, doi.org/10.2118/50938-PA.
- [35]. Kharitontseva, P., Gardiner, A., Tugarova, M., Chernov, D., Maksimova, E., Churochkin, I., & Rukavishnikov, V. (2021). An integrated approach for formation micro-image rock typing based on petrography data: a case study in shallow marine carbonates. *Geosciences*, 11(6): 235, doi.org/10.3390/geosciences11060235.
- [36]. Lønøy, A. (2006). Making sense of carbonate pore systems. *AAPG bulletin*, 90(9), 1381-1405, doi.org/10.1306/03130605104.
- [37]. Ahr, W. M. (2011). *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons.
- [38]. Rahimpour-Bonab, H., & Aliakbardoost, E. (2014). Pore facies analysis: incorporation of rock properties into pore geometry based classes in a Permo-Triassic carbonate reservoir in the Persian Gulf. *Journal of Geophysics and Engineering*, 11(3): 035008, doi:10.1088/1742-2132/11/3/035008.
- [39]. Riazi, Z. (2018). Application of integrated rock typing and flow units identification methods for an Iranian carbonate reservoir, *Journal of petroleum science and engineering*, 160, 483-497, doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.025.
- [40]. Skalinski, M., & Kenter, J. A. (2015). *Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour*. Geological Society, London, Special Publications, 406(1): 229-259, doi:10.1144/SP406.6.
- [41]. Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., & Sahab Peyghambar Doust, M. (2018). Considering the Importance of Calculating the Winland Method Coefficients in Carbonate Reservoirs, Case Study of Kangan and Dalan Formations, Central Persian Gulf. *Journal of Petroleum Research*, 28(1-97): 4-14, doi: 10.22078/pr.2017.2717.2256.
- [42]. Winland H. D., (1972). Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report No. F72-G-25 197.
- [43]. Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional textures.
- [44]. Spearing, M., Allen, T., and McAulay, G. (2001). Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands, In *Proceedings of the 2001 International Symposium of the Society of Core Analysts*, 63.
- [45]. Jones, S. C., & Roszelle, W. O. (1978). Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments. *Journal of Petroleum Technology*, 30(05), 807-817, dx.doi.org/10.2118/6045-PA.
- [46]. Johnson, E. F., Bossler, D. P., & Bossler, V. N. (1959). Calculation of relative permeability from displacement experiments, *Transactions of the AIME*, 216(01): 370-372, doi.org/10.2118/1023-G.
- [47]. Ahmed, T. (2006). Relative permeability concepts ]chapter 5 (reservoir engineering handbook. 3rd ed. Elsevier. 288-330.
- [48]. Jennings, J. B. (1987). Capillary pressure techniques: application to exploration and development geology. *AAPG Bulletin*, 71(10), 1196-1209.



- [49]. Kianinejad, A., and DiCarlo, D. A. (2016). Three-phase oil relative permeability in water-wet media: A comprehensive study, *Transport in Porous Media*, 112, 665-687, doi:10.1007/s11242-016-0669-z.
- [50]. Medina, C. R. (2019). Influence of Porosity, Permeability, and Pore Size Distribution on Storability, Injectivity, and Seal Efficiency of Carbonate Reservoirs and Shale Caprock: A Multi-Technique Approach for Geologic Carbon Sequestration (Doctoral dissertation, Indiana University).
- [51]. Thomeer, J. H. M. (1960). Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve, *Journal of Petroleum Technology*, 12(03): 73-77, doi:10.2118/1324-G.
- [52]. Rangel-German, E. R., & Kovscek, A. R. (2002). Experimental and analytical study of multidimensional imbibition in fractured porous media, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 36(1-2): 45-60, doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00250-4 .
- [53]. Clerke, E. A. (2009). Permeability, relative permeability, microscopic displacement efficiency and pore geometry of m<sub>1</sub> bimodal pore systems in Arab D Limestone. *SPE Journal*, 14(03): 524-531, doi: 10.2118/105259-PA.
- [54]. Zhaojie, S. O. N. G., Zhiping, L. I., Fengpeng, L. A. I., Gang, L. I. U., and Huohua, G. A. N. (2013). Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields, *Petroleum Exploration and Development*, 40(2), 216-223, doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60025-7
- [55]. Jun, L., Kai, K., Xiaodong, P., Yan, L., and Lifu, J. (2016). Application and study on relationship between relative permeability ratio and water saturation curve, *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 12(1): 24-29, doi:10.11648/j.ogce.20160403.11.
- [56]. Aggelopoulos, C. A., & Tsakiroglou, C. D. (2008). The effect of micro-heterogeneity and capillary number on capillary pressure and relative permeability curves of soils, *Geoderma*, 148(1): 25-34, doi.org/10.1016/j.geoderma.2008.08.011.
- [57]. Oh, J., Kim, K. Y., Han, W. S., Park, E., & Kim, J. C. (2015). Migration behavior of supercritical and liquid CO<sub>2</sub> in a stratified system: Experiments and numerical simulations. *Water Resources Research*, 51(10): 7937-7958, doi.org/10.1002/2015WR017022.
- [58]. Ding, M., Yuan, F., Wang, Y., Xia, X., Chen, W., & Liu, D. (2017). Oil recovery from a CO<sub>2</sub> injection in heterogeneous reservoirs: The influence of permeability heterogeneity, CO<sub>2</sub>-oil miscibility and injection pattern. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 44, 140-149, doi: 10.1016/j.jngse.2017.04.015.
- [59]. Al-Bayati, D., Saeedi, A., Myers, M., White, C., and Xie, Q. (2019). Insights into immiscible supercritical CO<sub>2</sub> EOR: An XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 32, 187-195, doi.org/10.1016/j.jcou. 2019.04.002.



# Modification of Winland Rock Typing Based on Reservoir Quality and Production Parameters in Carbonate Rocks

Kazem Saadat<sup>1,2</sup> and Hossain Rahimpour-Bonab<sup>1</sup>

1. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

2. Petroleum Engineering Research Division, Research Institute of Petroleum Industry (Iran), Tehran, Iran

rahimpor@ut.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2023.5127.3274

Received: May/14/2023

Accepted: November/08/2023

## Introduction

Studying the reservoir properties of carbonate formations is crucial because of their high complexity and being a major part of the world's hydrocarbon reserves. Carbonate reservoir rocks are naturally heterogeneous at different scales due to their generation processes, complex history of diagenesis, and tectonic fractures [1-9]. Therefore, in order to assess the reservoir quality of carbonate rocks, it is necessary to classify them into distinct groups and thoroughly investigate their properties within these groups [10, 11]. This approach allows for a more detailed and targeted analysis of the reservoir characteristics, enhancing our understanding of their quality and behavior. Carbonate rock types play a crucial role in understanding petrophysical properties by establishing correlations with geological features. This correlation is essential for accurately representing the distribution of reservoir properties, including permeability and water saturation, within a reservoir model [12].

The pore system analysis includes the study of the type, size, and distribution of pores, which directly affects the petrophysical properties. Pore system studies and rock classification based on its results can be a solution to investigate the reservoir quality of carbonate rocks, which is a topic that has drawn significant attention in recent researches [5, 7, 13, 14]. Winland presented an equation for the relationship between porosity ( $\phi$ ) and permeability ( $K_{air}$ ) with pore throat size by studying the results of MICP of 300 sandstone and carbonate samples in the Spindle field [15]. Moreover, the highest

correlation in throat radius with 35 % saturation in the test was found by him. Kolodzie extended the Winland method [16]. Pittman proposed the modified Winland method for determining flow units and modified the coefficients of the Winland equation [17]. Tavakoli et al. in 2018 modified the Winland equation values for Winland rock types based on the throat radius laboratory results [18]. The present study investigated the Winland classification in high-diversity carbonate rocks. In addition, by examining static properties, the study also analyzed dynamic properties, such as pore characteristics and fluid flow parameters. Investigating the type of reservoir behavior and production quality in this classification, as well as analyzing different areas of the porosity-permeability curve, will be one of the goals of this research.

## Materials and Methods

The core samples were obtained from various carbonate layers of the southwestern regions of Iran, including Ilam, Sarvak, and Fahlyian formations from three wells. These carbonate samples with high textural diversity and pore systems were classified.

In addition to texture and pore type studies, Winland rock typing were determined and studied. Porosity and permeability data of 779 samples three boreholes were used in the Winland classification. The porosity of cleaned dry plug samples was measured by helium gas expansion into the sample holder and using Boyle's law. Absolute permeability to air ( $K_{air}$ ) was also measured by a steady state gas permeameter system

and calculated using Darcy's law for gases. In the pore facies studies, the results of capillary pressure tests of 109 samples by mercury injection method from these wells have been used. Apart from identifying the pore facies, the experiment findings, which include throat radius and bimodal pore sizes, have been utilized to analyze the pore properties of all the classifications. Furthermore, to study fluid flow parameters in different groups, 45 samples were subjected to relative permeability experiments.

Winland presented an equation to relate porosity and permeability of rock samples to a specific throat radius [15]:

$$r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k_{air} - 0.864 \log \phi \quad (1)$$

According to the above relationship, each sample with known porosity ( $\phi$ ) and permeability ( $k_{air}$ ) has a throat radius at the equivalent 35% of mercury saturation. Therefore, the Winland throat radius of the studied samples was calculated using the laboratory data of porosity and permeability.

### Results and Discussion

Prior to analyzing the distribution of porosity and permeability as well as texture changes in different classifications, the effect of texture and type of pores on all samples was investigated. The results showed that texture changes do not create a special separation in the porosity-permeability curve and the position of the data in the porosity-permeability curve for different texture groups of wackestone, packstone, and grainstone has no special trend, and the data have a high overlap. Regarding the effect of the type of pores on the relationship between porosity and permeability, similar to the texture, there is no special separation between different groups of pore types.

To employ the Winland throat radius as a classification criterion, a comparison was made between the laboratory-derived throat radius values at 35 % saturation and the values calculated using the Winland relationship. Taking into account the potential for laboratory mistakes in measuring throat radius, porosity, and permeability, as well as the wide variety of carbonate rocks, positive findings have arisen from comparing Winland's throat radius with the laboratory measurements.

Based on the parameter distribution and the boundaries specified by [19], 5 groups were separated under the title of Winland rock type, which they include groups with a throat radius of nanopore, micropore, mesopore, macropore, and megapore.

The results show some irregularities including texture, type of pores, and fluid and electrical flow parameters in different groups of Winland, which it caused changes in the boundaries of the Winland rock typing. Indeed, the classification with the new boundaries aimed to achieve certain desirable results, including limiting the impact of bimodal porosity within the megapore group and establishing a more orderly relationship

between texture, pore type, fluid flow, and electric flow parameters with group numbers.

The results of texture distribution in all classifications show that the data accumulation is almost in the center of the curve. This indicates that the frequency of wackestone texture declines as the group number rises and then rises again after reaching the middle groups. Conversely, packstone and grainstone frequencies indicate a rise at the beginning. Then, from the middle groups onwards, they show a decline. Therefore, in terms of texture, the concentration of grain-supported is in the middle groups. However, the comparison of the pore type with the changes in rock types shows that with the increase in the number of rock types, the changes in the pore type act as a rhythm and are different from the process of texture changes in the groups.

In the classifications, the increase in the radius of the throat is associated with an increase in the number of the group. In the upper group numbers, bimodal porosity has a significant presence, which it causes a significant increase in the throat radius of the upper group numbers. By increasing the number of groups, reservoir properties improve, which it is associated with improvement in pore properties.

As previously stated, the reservoir properties and pore properties improve with the increase in group number. The analysis of fluid flow parameters does not follow this pattern and indicates different outcomes. In the middle groups, the recovery factor value rises while the irreducible water saturation value goes down. It is accompanied by the lowest coefficient of the relative permeability ratio ( $b$ ) which it shows a high homogeneity in the fluid distribution in these intermediate groups. Studies have shown that the relative permeability ratio of oil to water ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) has an important effect on oil recovery [20-21]. A low relative permeability ratio indicates more homogeneity, which it has been shown in various studies to have a positive effect on homogeneity by increasing the recovery factor [22-25].

These findings indicate that enhancements in reservoir properties may not necessarily result in enhancements in production. To analyze the production quality, two irreducible water saturation parameters and recovery factor were used, and of course, the effects of these two are also visible in the coefficients of the relative permeability ratio. A rock with the highest recovery factor and the lowest irreducible water saturation will have better production quality. Therefore, the ratio coefficient (recovery factor to irreducible water saturation) was used as a criterion. Unlike the reservoir and pore properties, production properties including recovery factor, irreducible water saturation, and relative permeability ratio coefficient show that the intermediate groups have more favorable production properties that go along with the type of texture. In contrast, the pore type is associated with reservoir

properties.

### Conclusions

- In the porosity-permeability plot, there was no distinct separation based on porosity type and texture. Each texture and pore type were observed across all regions of the diagram. However, through the classification process, an improvement in the dispersion of pore type and texture data within the porosity-permeability plot was achieved.
- Winland rock typing was modified by changing the boundaries between its different groups, which it shows favorable results in terms of texture distribution and pore type. In terms of pore properties, there is a good relationship between the number of groups and the average throat radius in the modified Winland method.
- Analyzing different classifications based on lithology, pore properties and fluid flow indicated that reservoir quality is not always associated with improved production. Unlike the reservoir and pore properties, production properties including recovery factor, irreducible water saturation and relative permeability ratio coefficient are higher in intermediate groups which go along with the grain-dominated texture. In this study, the parameter of the ratio of recovery factor to irreducible water saturation was proposed as a parameter for assessing production quality.

### References

1. Lucia, F. J. (2007). Limestone Reservoirs. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach, 181-215.
2. Moore, C. H., & Wade, W. J. (2013). Carbonate reservoirs: Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. Newnes.
3. Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., & Jamalian, A. (2015). Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran. *Facies*, 61, 1-24.
4. Rosid, M. S., Haikel, S., & Haidar, M. W. (2019, November). Carbonate reservoir rock type classification using comparison of Naïve Bayes and Random Forest method in field "S" East Java. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2168, No. 1). AIP Publishing, doi.org/10.1063/1.5132446
5. Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG bulletin*, 54(2), 207-250, doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D.
6. Lucia, F. J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, *AAPG bulletin*, 79(9), 1275-1300.
7. Lucia, F. J. (1999). Carbonate reservoir characterization, Springer. Berlin Heidelberg New York. 1-226.
8. Kerans, C., Lucia, F. J., & Senger, A. R. (1994). Integrated characterization of carbonate ramp reservoirs using Permian San Andres Formation outcrop analogs. *AAPG bulletin*, 78(2), 181-216, doi.org/10.1306/BDF905A-1718-11D7-8645000102C1865D.
9. Jennings Jr, J. W., Ruppel, S. C., & Ward, W. B. (2000). Geostatistical analysis of permeability data and modeling of fluid-flow effects in carbonate outcrops. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(04), 292-303.
10. Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S., & Kalam, M. Z. (2008, November). Carbonate reservoir rock typing—the link between geology and SCAL. In *Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference* (pp. SPE-118284). SPE, doi.org/10.2118/118284-MS.
11. Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Navidtalab, A., & Izadi-Mazidi, E. (2012). Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 35(3), 213-236, doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x.
12. Skalinski, M., and Kenter, J. A. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society, London, Special Publications*, 406(1), 229-259, doi.org/10.1144/SP406.
13. Lønøy, A. (2006). Making sense of carbonate pore systems. *AAPG bulletin*, 90(9), 1381-1405.
14. Ahr, W. M. (2011). Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons.
15. Winland, H. D. (1972). Oil accumulation in Response to pore size changes, Weyburn Field, Saskatchewan. *Amoco Production Research Report*, 72.25:197.
16. Kolodzie Jr, S. (1980, September). Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?*, SPE-9382, doi.org/10.2118/9382-MS.
17. Pittman, E. D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone (1). *AAPG bulletin*, 76(2), 191-198.
18. Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., & Sahab Peyghambar Doust, M. (2018). Considering the Importance of Calculating the Winland Method Coefficients in Carbonate Reservoirs, Case Study of Kangan and Dalan Formations, Central Persian Gulf. *Journal of Petroleum Research*, 28(1-97),

- 4-14.
19. Spearing, M., Allen, T., & McAulay, G. (2001, September). Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands, In Proceedings of the 2001 International Symposium of the Society of Core Analysts, 63.
  20. Jun, L., Kai, K., Xiaodong, P., Yan, L., Lifu, J. (2016). Application and study on relationship between relative permeability ratio and water saturation curve, *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 4(3): 24-29.
  21. Zhaojie, S. O. N. G., Zhiping, L. I., Fengpeng, L. A. I., Gang, L. I. U., & Huohua, G. A. N. (2013). Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields. *Petroleum Exploration and Development*, 40(2), 216-223, doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60025-7.
  22. Aggelopoulos, C. A., & Tsakiroglou, C. D. (2008). The effect of micro-heterogeneity and capillary number on capillary pressure and relative permeability curves of soils. *Geoderma*, 148(1), 25-34, doi.org/10.1016/j.geoderma.2008.08.011.
  23. Oh, J., Kim, K. Y., Han, W. S., Park, E., & Kim, J. C. (2015). Migration behavior of supercritical and liquid CO<sub>2</sub> in a stratified system: Experiments and numerical simulations, *Water Resources Research*, 51(10), 7937-7958, doi.org/10.1002/2015WR017022.
  24. Ding, M., Yuan, F., Wang, Y., Xia, X., Chen, W., & Liu, D. (2017). Oil recovery from a CO<sub>2</sub> injection in heterogeneous reservoirs: The influence of permeability heterogeneity, CO<sub>2</sub>-oil miscibility and injection pattern. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 44, 140-14, doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.015.
  25. Al-Bayati, D., Saeedi, A., Myers, M., White, C., & Xie, Q. (2019). Insights into immiscible supercritical CO<sub>2</sub> EOR: An XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 32, 187-195, doi.org/10.1016/j.jcou.2019.04.002.