

اصلاح گروه بندی وینلند بر اساس کیفیت مخزنی و پارامترهای تولیدی در سنگهای کربناته

کاظم سعادت و حسین رحیم پور بناب *

دانشگاه تهران، پردیس علوم، دانشکده زمین شناسی

rahimpor@ut.ac.ir

خلاصه:

گسترده‌گی 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 بوجود آمده‌اند. در این گروه‌بندیها به پارامترهای جریان سیال توجه مطلوبی صورت نمی‌گیرد و همچنین برخی از این گروه‌بندیها دارای پیچیدگی زیادی می‌باشند 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 بسزایی در مطالعات سنگهای کربناته ایفاء نماید. با این هدف، در این مطالعه، علاوه بر بررسی کیفیت مخزنی در گروه‌بندی وینلند، پارامترهای جریان سیال نیز بعنوان 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 غیر قابل کاهش بعنوان پارامتر کلیدی جهت بررسی کیفیت تولید، پیشنهاد می‌گردد.

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

۱- مقدمه:

مخازن کربناته از لحاظ مطالعه خواص مخزنی از 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. کربناته‌ها، از نظر کانی‌شناسی ممکن است ساده‌تر باشند، اما از نظر ساختار منافذ و بافت به‌طور غیرقابل مقایسه‌ای پیچیده‌تر هستند (Ham and Pray, 1962; Choquette and

Pray, 1970; Focke and Munn, 1987; Laubach, 1988; Akbar et al., 2001; Laubach et al., 2002; Lucia, 2007 and Tariq et al., 2020). سنگ‌های مخزن کربناته به دلیل فرآیندهای تشکیل، تاریخچه پیچیده دیاژنز و شکستگی‌های تکتونیک، طبیعتاً در مقیاس‌های مختلف ناهمگن هستند (Lucia 2007; Moore et al. 2013; Mehrabi et al. 2015; Rosid et al, 2019; Choquette and Pray, 1970; Lucia 1995, 1999; Kerans et al., 1994; Jenning et al. 2000). در نتیجه این ناهمگنی، توابع ارتفاع اشباع آب در سنگ‌های مخزن کربناته پیچیده‌تر از مخازن آواری است (Lian et al. 2016; Ma, 2019) و ترشوندگی متفاوتی نسبت به ماسه سنگها دارند (Lichaa et al, 1993). همچنین منحنی فشار موینگی در کربناته‌ها پیچیده‌تر است (Cuddy et al. 1993 and Al Waili, 2009) و معمولاً فاکتورهای بازیافت نفت پایینی دارند (Heide, 2008). بنابراین برای بررسی سنگهای کربناته، بایستی آنها در گروههای مختلف طبقه‌بندی شده و خواص مشترکشان مورد بررسی قرار گیرند (Gomes et al., 2008 and Rahimpour-Bonab et al, 2012). گروههای سنگی مختلفی بر اساس پارامترهای ارزیابی شده، بوجود آمده‌اند که در مهمترین گروه‌بندیها، پارامترهای لیتولوژیکی و خواص پتروفیزیکی بعنوان اساس لحاظ گردیده و جهت بررسی کیفیت مخزنی مورد استفاده قرار گرفته است. انواع گروه‌بندی سنگ مخزن مرسوم، بر اساس خواص پتروفیزیکی آنها که از طریق نمودارهای چاهپیمایی، همبستگی تخلخل-نفوذ پذیری، منحنی‌های تزریق جیوه و ویژگی‌های زمین شناسی به دست می‌آید، تعریف شده است (Aliakbardoostand, Rahimpour-Bonab, 2013; Lehmann et al, 2008). در عین حال، فقدان یک رویکرد جهانی برای نوع سنگ مخزن، بسیاری از محققین را وادار به معرفی روش‌های متفاوتی کرده است (Kolodzie et al. 1980; Pittman 1992; Lucia et al. 1999; Rezaee et al. 2006). 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 کمی قادر به ارائه انواع سنگ‌هایی بوده‌اند که ویژگی‌های پتروفیزیکی و جریان چند فازی ثابتی دارند و در یک چارچوب زمین‌شناسی قوی ریشه داشته باشند (Hollis, et al., 2010). مطالعات دیگر بر روی مخازن با سیستم‌های منفذی پیچیده و چندوجهی، نشان داده است که طبقه‌بندی نمی‌تواند عناصر فابریکی آن را تفکیک نماید (Collins et al., 2006; Johnson et al. 2010; Bust et al. 2011; Abbaszadeh et al. 2000). پاترسون اعلام می‌دارد، انتخاب اشتباه نمونه‌های همگن در یک مخزن ناهمگن، ممکن است به طور قابل توجهی نفوذپذیری نسبی را با خطا مواجه سازد (Paterson et al., 1998). نوع سنگ‌های مخزن یک فرآیند بسیار زمان بر است که نیاز به سطح بالایی از تخصص حرفه ای برای ادغام حجم زیادی از داده‌ها با مقیاس‌های مختلف دارد (Kharitontseva et al., 2021).

سیستم تخلخل شامل بررسی نوع تخلخل، اندازه آنها و نحوه توزیع آنها می‌باشد که بطور مستقیم خواص پتروفیزیکی را تحت تاثیر قرار می‌دهد. مطالعات سیستم تخلخل و طبقه‌بندی سنگها بر اساس 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 (Choquette and Pray, 1970; Lucia, 1999; Lonoy, 2006 and Ahr et al., 2008). خصوصیات سیستم منافذ، نقش مهمی در مطالعات مخازن هیدروکربنی ایفا می‌کند. زیرا اشباع سیالات و کیفیت سنگ مخزن را کنترل می‌کند (Rahimpour-Bonab, Aliakbardoust, 2014). واحدهای جریان 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 زمین شناسی و پتروفیزیکی است. گونه‌های تعیین شده بر اساس ویژگی‌های هندسی گلوگاهها هماهنگی بسیار خوبی با تراوایی و دیگر پارامترهای پتروفیزیکی سنگ مخزن نشان می‌دهند (ریاضی، ۲۰۱۸). 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 نفوذپذیری ماتریس مرتبط هستند (Skalinski and Kenter, 2014). یکی از شناخته شده‌ترین و پرکاربردترین روش‌های تعیین گونه‌های سنگی استفاده از روش وینلند می‌باشد (Pittman 1992، توکلی و همکاران، ۱۳۹۶). 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 تزریق جیوه بیان می‌کند. وینلند (Winland, 1972) با مطالعه نتایج فشار موئینگی به روش تزریق جیوه ۳۰۰ نمونه ماسه‌سنگی و نمونه کربناته بر روی میدان اسپیندل معادله‌ای برای ارتباط تخلخل (ϕ) و تراوایی (Kair) با اندازه گلوگاه ارائه کرد. او بیشترین همبستگی را در شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ یافت. کلودزی در سال ۱۹۸۰ روش وینلند را گسترش داد (Kolodzie, 1980) و پیتمن در سال ۱۹۹۲، روش اصلاح شده وینلند برای تعیین واحد‌های جریان را مطرح نمود و ضرایب معادله وینلند را اصلاح کرد (Pittman, 1992). توکلی و همکاران (۱۳۹۶) بر اساس 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 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.

۲- روش انجام مطالعات

بعلت 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 بر اساس طبقه‌بندی دانهام (Dunham, 1962) و نوع تخلخل بر اساس طبقه‌بندی چوکت و پری انجام گرفت (Choquette and Pray, 1970) که توضیح مفصل آن در بخش مربوطه آمده است. اهمیت بافت و نوع تخلخل در گروه‌بندی بعلت اثرات آنها در ارتباط بین تخلخل و تراوایی است که در خود رابطه گروه‌بندی وینلند نیز نقش اساسی دارند. بهمین علت انتخاب بدون توجه به سازند و مخزن صورت گرفت تا سنگهای کربناته متنوعی انتخاب گردد. بدین منظور، لایه‌های مختلف کربناته مناطق نفت خیز جنوب غربی ایران از جمله سازندهای ایلام، سروک و فهلیان از سه چاه، بعنوان لایه‌های هدف این مطالعه انتخاب گردیده و بر اساس روش وینلند گروه‌بندی گردیدند. در این گروه‌بندی رابطه تخلخل و تراوایی به شعاع گلوگاهی منفذها ارتباط داده شده و بنابراین شعاع گلوگاهی بعنوان پارامتر مناسبی برای گروه‌بندی لحاظ می‌شود. نحوه تعیین گروه سنگی بر اساس 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 در گروه بندی نیز ۴۵ نمونه تحت آزمایشات تراوایی نسبی قرار گرفت. علاوه بر جریان سیال، پارامترهای لیتولوژیکی و منفذی نیز برای بررسی نتایج گروه‌بندی مورد استفاده قرار گرفت. برای این هدف، از نتایج آزمایشات فشار مویینگی به روش تزریق جیوه بر روی ۱۰۹ نمونه استفاده گردید. از نتایج این آزمایشات شامل شعاع گلوگاهی و تخلخل بایمدال برای بررسی خواص منفذی گروه‌بندیها استفاده گردید.

▪ مطالعات سنگ شناسی

به منظور مطالعات پتروگرافی، مقاطع نازک در جهت عمود با محور مغزه از پلاگهای انتخاب شده، در نورهای معمولی و پلاریزه 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، بر اساس بافت و بر مبنای طبقه‌بندی دانهام (Dunham, 1962) 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 می‌باشند. تعیین نوع تخلخل بر اساس طبقه‌بندی چوکت و پری (Choquette and Pray, 1970) تعیین شده است.

▪ تعیین گروه‌بندی بر اساس رابطه وینلند

معادله وینلند برای ارتباط تخلخل و تراوایی با شعاع گلوگاهی رابطه ذیل را ارائه کرده است که روشی مشابه با واحد جریان هیدرولیکی می‌باشد (Winland, 1972).

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

طبق رابطه هر نمونه با تخلخل و تراوایی مشخص دارای شعاع گلوگاهی مشخص می‌باشد که در این رابطه شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵ درصد 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 مگا پور بر اساس مرزهای با شعاع گلوگاهی ۰.۱، ۰.۵، ۲ و ۱۰ میکرومتر تعریف گردیدند (Spearing et al., 2001).

▪ آزمایشات تراوایی نسبی

مطالعات دینامیکی جریان همزمان سیالات در مخزن با استفاده از داده‌های تراوایی نسبی امکان پذیر می‌باشد. میزان تراوایی و جابجایی هر یک از دو سیال در جریان همزمان در داده‌های تراوایی نسبی، نسبت به تغییرات فاز ترکننده^۱ از آن مشخص می‌گردد. از آنجائیکه تمرکز ما در این مطالعه بر روی جریان آب و نفت بوده، لذا منحنی‌های تراوایی نسبی آب-نفت مورد بررسی قرار گرفت. از آنجائیکه 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 به علت تعداد زیاد نمونه‌ها به روش ناپایا و فشار ثابت با استفاده از دستگاه تراوایی نسبی به‌مراه دو پمپ آب و نفت انجام یافته است. در محاسبات مربوطه از روش گرافیکی جونز و راسل (Jones and Roszelle, 1978) استفاده گردیده که بسط یافته روش JBN ارائه شده توسط جانسون و همکارانش (Johnson et al., 1959) می‌باشد. این روش، روش ناپایدار سیلابزنی می‌باشد و نتایج از طریق تعیین غیرمستقیم جریانهای بخشی و ویسکوزیته‌های موثر دو فاز آب و نفت حاصل می‌گردد. تراوایی نفت در اشباع آب غیر قابل کاهش

¹ Wetting phase

به علت بالا بودن تراوایی نفت در برخی از نمونه‌ها، به عنوان تراوایی پایه^۲ در محاسبات در نظر گرفته شده است. فشار جانبی^۳ استفاده شده در آزمایشات برای تمامی نمونه‌ها، یکسان و ۳۰۰۰ پام^۴ بوده است.

در نهایت، آب غیر قابل کاهش و ضریب بازیافت از داده‌های تراوایی نسبی استخراج گردید. همچنین مقادیر ضرایب a و b با ضریب همبستگی بالای ۹۵ درصد از بخش خطی منحنی نیمه لگاریتمی نسبت تراوایی نسبی نفت به آب با اشباع آب طبق رابطه ذیل، حاصل گردید (Ahmed, 2006):

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

در این رابطه k_{ro} تراوایی نسبی فاز نفت، k_{rw} تراوایی نسبی فاز آب، S_w مقدار اشباع آب، (b) پارامتر شیب بخش خطی و (a) عرض از مبدا می‌باشند.

▪ آزمایشات فشار موئینه با تزریق جیوه

داده‌های فشار موئینگی حاصل از تزریق جیوه^۵ بعلا دارا بودن محدوده زیادی از اندازه فضاهای خالی به وسیله تزریق در دامنه فشارهای مختلف، با استفاده از رابطه ذیل، برای تعیین توزیع اندازه فضای متخلخل استفاده می‌شود:

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

که در آن r شعاع گلوگاهی، σ کشش سطحی، θ 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 پام استفاده شده و با استفاده از دستگاه اتوپور^۶ انجام می‌گردد.

2 Base permeability

3 Confining Pressure

4 Psi

5 Mercury injection

6 Auto pore III

میزان ناهمگونی محیط متخلخل نیز از بخش خطی منحنی فشار موئینگی با ضریب همبستگی بالای ۰.۹۵ بدست 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 درصد توسط جنینگ ارائه شده است (Jenning, 1987):

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

PTS^۶ جورشدگی گلوگاهها است که نسبتی از فشارهای معادل سه چهارم و یک چهارم منحنی فشار موئینگی می‌باشد. بعبارت دیگر فشارهای معادل اشباعهای ۲۵ و ۷۵ درصد است. لیکن از آنجائیکه 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 ($< 0.5 \mu\text{m}$) و درشت- تخلخل ($> 1.5 \mu\text{m}$) دسته بندی گردید که بصورت درصدی از کل فضای متخلخل ارائه می‌گردد.

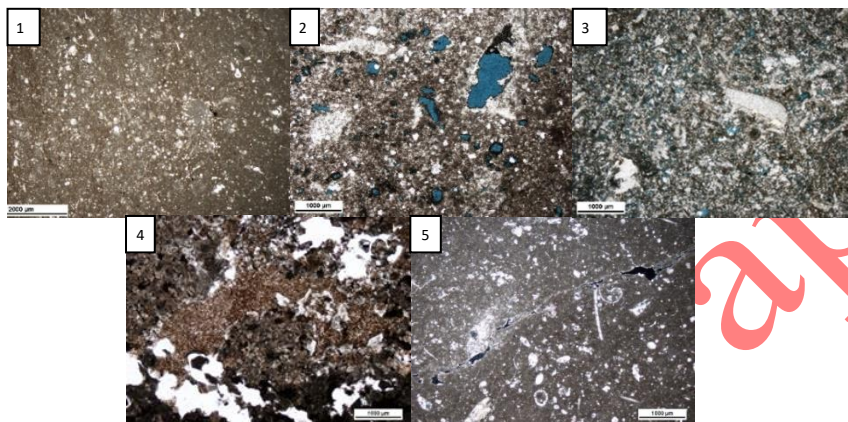
مقدار تخلخل نمونه‌های پلاگ با تزریق هلیوم به نمونه و با استفاده از قانون بویل اندازه‌گیری گردید. تراوایی مطلق نسبت به هوا (Ka) نیز با استفاده از قانون دارسی محاسبه گردیده است.

۳- نتایج و بررسی

جهت بررسی گروه‌بندی وینلند، پارامترهای مختلف شامل سنگ شناسی، 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. ابتداء کل نمونه‌ها، بر اساس 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 (Choquette and Pray, 1970 و Lucia, 1999). اما تنوع تخلخل در هر نمونه، باعث گردید که گروه‌بندی بر اساس نوع تخلخل غیر ممکن گردد. مطالعات نیز نشان می‌دهد که گروه-بندیهای صرفاً با اساس نوع تخلخل، بعلت تنوع تخلخلها ناکارآمد هستند (Johnson et al, 2010; Heide, 2008). 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 غیر مرتبط (مانند تخلخلهای درون دانه ای و قالبی که ارتباطی باهم ندارند) و نمونه‌های دارای تخلخل غیرمرتبط و مرتبط (مانند تخلخلهای بین دانه‌ای و بین بلوری 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. 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-

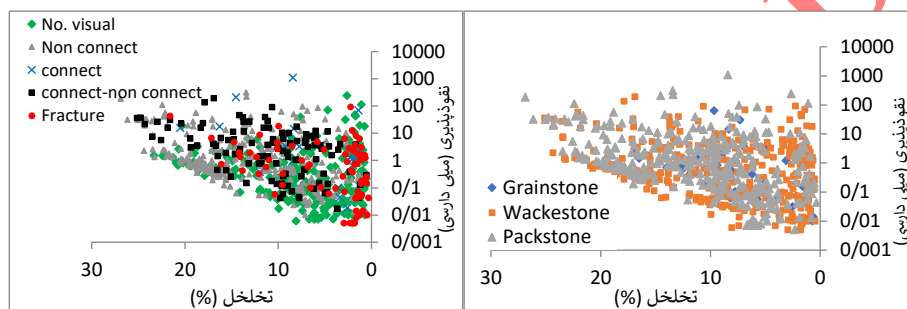


دارای تخلخل شکستگی، می‌باشند (شکل شماره ۱). مطالعات بافتی که بر اساس طبقه‌بندی دانهام انجام گرفته است (Dunham, 1962) ، نشان داد که عمده نمونه‌ها در سه گروه وکستون، پکستون و گرینستون واقع گردیده‌اند و بافت مادستون بجز چند نمونه محدود که خواص پتروفیزیکی نیز نداشته‌اند، وجود ندارد (شکل شماره ۱).

شکل شماره ۱: پنج گروه نوع تخلخل به‌مراه سه گروه بافتی را نشان می‌دهد که شامل ۱- گروه بدون تخلخل قابل مشاهده (وکستون)، ۲- گروه با تخلخل غیر مرتبط (پکستون با تخلخل حفره ای و مولدیک)، ۳- گروه دارای تخلخل غیر مرتبط و مرتبط (گرینستون با تخلخل دانه‌ای، قالبی و حفره‌ای)، ۴- گروه تخلخل مرتبط (پکستون با تخلخل حفره ای مرتبط) و ۵- گروه دارای تخلخل شکستگی (وکستون با تخلخل شکستگی) می‌باشند.

قبل از بررسی توزیع تخلخل و تراوایی و همچنین تغییرات بافتی در گروه‌بندی وینلند، تاثیر خواص بافتی و نوع تخلخل بر روی کل نمونه‌ها، مورد بررسی قرار گرفت. همانطور که در شکل شماره 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 شماره ۲). تاثیر 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 (Gomes et al., 2008 and Rahimpour-Bonab et al., 2012). در مورد تاثیر نوع تخلخل بر روی ارتباط تخلخل و تراوایی نیز، همانطور که در شکل شماره 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

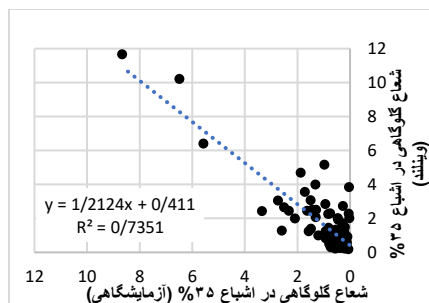
موفقی که بر اساس نوع تخلخل شکل گرفته است، طبقه بندی لوسیا است. اما ایشان در همان گروه بندی خود، مجموعه نوع تخلخل حفره ای مرتبط که شامل شکستگی نیز می شود را، از گروه بندی خود حذف نموده است (Ahr, 2008; Lucia, 1995) در حالیکه که مخازن کربناته، شدیداً تحت تاثیر این نوع تخلخل هستند. تنوع تخلخل در هر نمونه و عدم تطبیق نتایج مقطع نازک و پلاگ از موارد دیگر عامل عدم موفقیت گروه بندی بر اساس نوع تخلخل می باشند (Johnson et al, 2010; Heide, 2008). جانسون و همکاران (۲۰۱۰) تخلخل حاصل از روش مقاطع نازک و تخلخل آزمایشگاهی را مقایسه کرد و نتیجه گرفت که تخلخلهای ریز در مقطع نازک دیده نمی شوند ولی با توجه به متصل بودن در تخلخل آزمایشگاهی اندازه گیری می شوند و دومی تخلخل ریز درون دانه ای است که در مقطع نازک دیده می شوند ولی در اندازه گیری آزمایشگاه بعلت غیر مرتبط بودن، اندازه گیری نمی شوند.



شکل شماره ۲: توزیع تخلخل و تراوایی تمام نمونه های مورد مطالعه بر اساس بافت و نوع تخلخل را نشان می دهد.

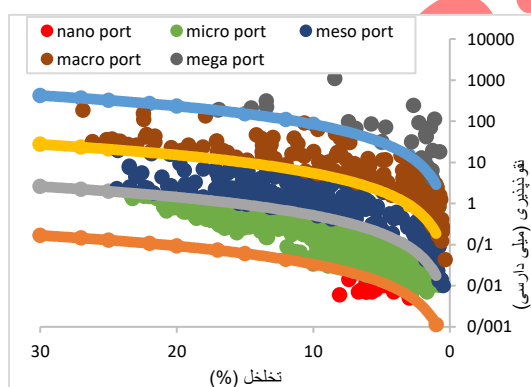
■ گروه بندی وینلند

گروه بندی وینلند که بر اساس توزیع مقادیر شعاع گلوگاهی وینلند انجام گرفته است، مقدار شعاع گلوگاهی را در اشباع ۳۵ درصد را، با استفاده از پارامترهای تخلخل و تراوایی محاسبه می کند. جهت استفاده از شعاع گلوگاهی وینلند جهت گروه بندی، ابتداء مقادیر آزمایشگاهی شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ با مقادیر محاسبه شده از رابطه وینلند، مورد مقایسه قرار گرفت (شکل شماره ۳). همانطور که در شکل شماره ۳ مشاهده می شود، 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 نمونه های مورد مطالعه، با استفاده از مرزهای تعیین شده توسط وینلند، پوشش خوبی از داده ها در منحنی تخلخل و تراوایی ایجاد گردید که استفاده از این روش را برای گروه بندی تایید نمود (شکل شماره ۴).



شکل شماره ۳: مقادیر شعاع گلوگاهی در اشباع ۳۵٪ از روش وینلند را با نتایج آزمایشگاهی در مقیاس میکرون مقایسه می‌کند.

بر اساس توزیع پارامتر و مرزهای مشخص شده توسط وینلند (Spearing et al., 2001)، ۵ گروه تحت عنوان گروه سنگی وینلند تفکیک گردیدند (شکل شماره ۴) که شامل گروههای با شعاع گلوگاهی نانوپور، میکروپور، مزوپور، ماکروپور و مگا پور می‌باشند. مشخصات بافت، نوع تخلخل و خواص پتروفیزیکی، گروههای تعیین شده در جدول شماره ۱ ارائه گردیده است.

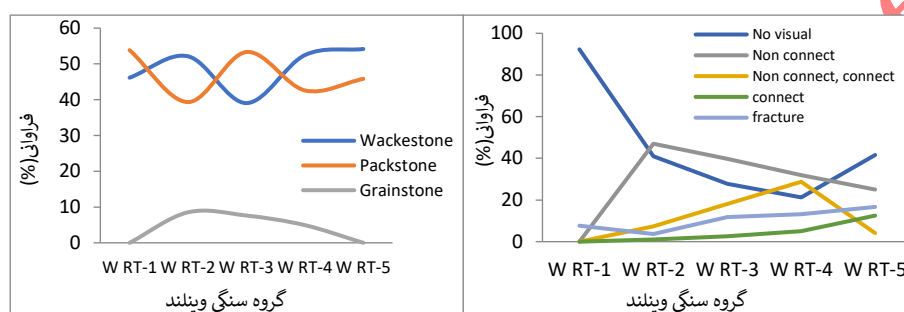


شکل شماره ۴: توزیع تخلخل و تراوایی گروه بندی وینلند را با مرزهای اصلی وینلند را نشان می‌دهد.

جدول شماره ۱: مرزهای گروه بندی وینلند و مرزهای اصلاح شده را نشان می‌دهد.

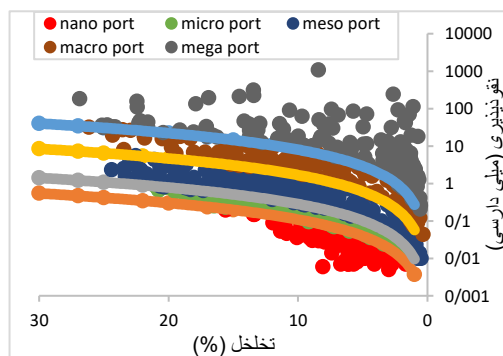
مرزهای شعاع گلوگاهی اصلاح شده (میکرون)	مرزهای شعاع گلوگاهی تعیین شده وینلند (میکرون)
0.2	0.1
0.35	0.5
1	2
2.5	10

نتایج بررسی نمونه‌های گروه‌بندی شده بر اساس شعاع گلوگاهی وینلند از نظر بافت و نوع تخلخل در اشکال شماره ۵ ارائه شده است. با تغییرات شماره گروه، نظم خاصی بافت‌های وکستون و پکستون نشان نمی‌دهند و حتی تغییرات بصورت 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، بطور 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.



شکل شماره ۵: توزیع فراوانی نوع بافت و نوع تخلخل گروه‌بندی تعیین شده بر اساس گروه‌بندی وینلند بر اساس مرزهای اصلی را نشان می‌دهد.

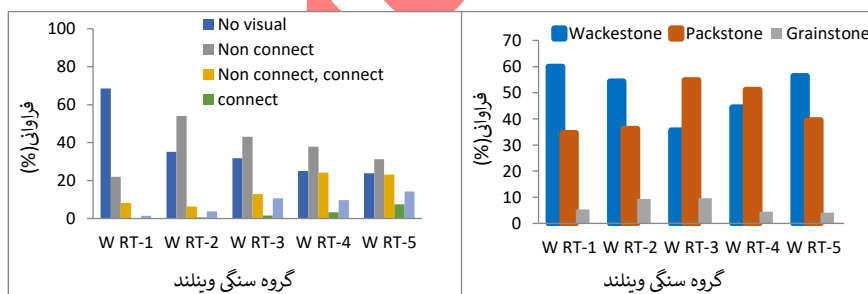
نتایج نشان می‌دهد که برخی بی‌نظمی‌ها بافتی، نوع تخلخل و پارامترهای جریان سیال و الکتریکی در گروه‌های مختلف وینلند وجود دارد که باعث گردید تغییراتی در مرزهای وینلند داده شود. کم بودن نمونه در گروه‌های مگاپور و نانوپور، روند متفاوت برخی نمونه‌های دارای تراوایی کم در گروه میکروپور و پخش بودن نمونه‌های دارای تخلخل بایمدال در دو گروه بالایی (ماکروپور و مگاپور) از دلایل دیگری است که تغییر مرزهای وینلند را لازم نمود. نتیجه گروه‌بندی جدید و مرزهای جدید در شکل شماره ۶ و جدول شماره ۱ آورده شده است. برای تعیین مرزهای جدید شعاع گلوگاهی، از روش سعی 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 تاثیر تخلخل بایمدال 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 ۷-۱۰).



شکل شماره ۶: توزیع تخلخل و تراوایی گروه بندی وینلند را بعد از اصلاح مرزهای گروهها را نشان می دهد. تغییر مرزهای جدید طبق جدول شماره ۱ انجام گرفته است.

در شکل شماره ۷، توزیع نوع و بافت برای گروه بندیهای مختلف ارائه گردیده است. نتایج نشان می دهد که تمام بافتها تقریباً در تمام گروههای گروه بندی، حضور دارند و در هیچ گروهی، بافتها تفکیک کامل نمی گردند. تقریباً نتایج توزیع نوع بافت در گروه بندی نشان می دهد که تجمع داده ها در مرکز منحنی است. به این معنی که بافت وکستون با افزایش شماره گروه کاهش و از گروههای میانه افزایش نشان می دهد. برعکس دو بافت پکستون و گرینستون ابتداء افزایش نشان می دهند، سپس از گروههای میانه کاهش نشان می دهند. بنابراین از نظر بافت، بافتهای دانه پستیان در گروههای میانه تمرکز نشان می دهد.

اما مقایسه نوع تخلخل با تغییرات گروههای سنگی نشان می دهد که با افزایش شماره گروه سنگی تغییرات نوع تخلخل بصورت یک ریتم عمل می کنند و با روند تغییرات بافت در گروهها متفاوت می باشد (شکل شماره ۷). به این صورت که با افزایش شماره گروه سنگی، فراوانی نوع تخلخلها یا افزایش نشان می دهد و یا کاهش نشان می دهد. تقریباً با افزایش شماره گروه، فراوانی نمونه های بدون تخلخل قابل مشاهده و همچنین نمونه های با تخلخل غیر مرتبط کاهش می یابد. در عین حال نمونه های با تخلخل مرتبط، نمونه های با تخلخل شکستگی و نمونه های با تخلخل غیر مرتبط و مرتبط افزایش نشان می دهد. مجموعاً با افزایش شماره گروه که همراه با افزایش مقدار تراوایی و بهبود خواص مخزنی است، نوع تخلخلهای مرتبط افزایش نشان می دهد.

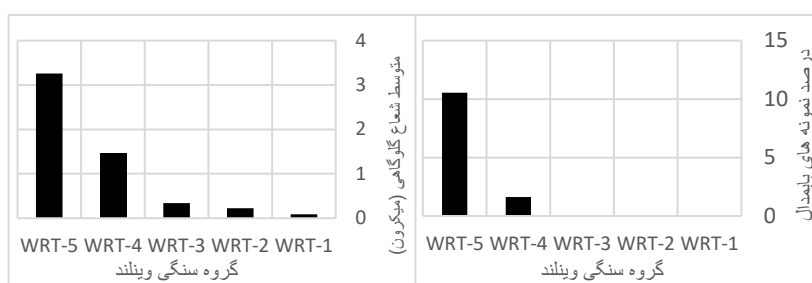


شکل شماره ۷: توزیع بافت و نوع تخلخل را در گروه بندی اصلاح شده وینلند را مقایسه می کند.

ارتباط گروه بندی با خواص منفذی

از پارامترهای منفذی جهت بررسی گروه بندی، متوسط شعاع گلوگاهی و درصد نمونه های بایمدال در اشکال شماره ۸ ارایه گردیده است. بر اساس نتایج در گروه بندی وینلند، افزایش شعاع گلوگاهی با افزایش شماره گروه همراه است. در شماره گروههای بالا، تخلخل بایمدال حضور قابل توجهی دارد که باعث افزایش چشمگیر شعاع گلوگاهی شماره گروههای بالا می گردد.

با افزایش شماره گروه‌ها در گروه‌بندی، خواص مخزنی بهبود می‌یابد که با بهبود در خواص منفذی همراه است. با توجه به تاثیر PSD بر تخلخل و نفوذپذیری (Medina, 2019; Kianinejad and DiCarlo, 2016;) و تاثیر اندازه منافذ بر نفوذپذیری (Thomeer et al., 2009; Clerke, 2009; Rangel and Kovsky, 2002; Winland, 1972; 1960)، استفاده از گروه‌بندی محاسبه شده از تخلخل تراوایی نتایج مطلوبی را رقم می‌زند.



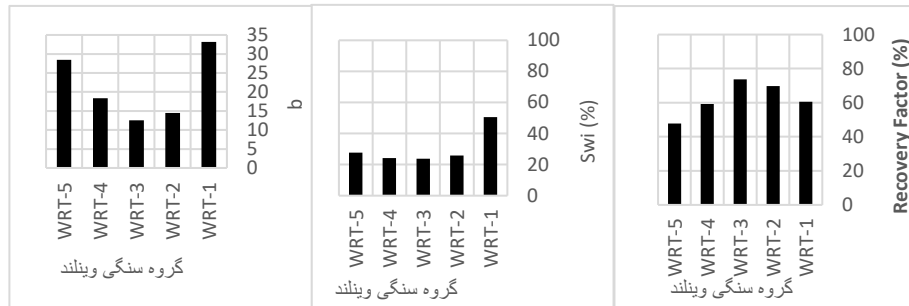
شکل شماره ۸ توزیع متوسط گلوگاهی و درصد نمونه های بایمدال را در گروه بندی وینلند را نشان می‌دهد.

▪ ارتباط گروه‌بندی با خواص جریان سیال

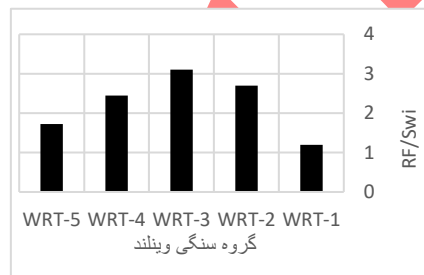
همانطور که قبلاً آمد، با افزایش شماره گروه در گروه‌بندی، خواص مخزنی بهبود می‌یابد که با بهبود در خواص منفذی همراه بود. اما بررسی پارامترهای جریان سیال با این روند همراهی نکرده و نتایج متفاوتی نشان می‌دهد. در گروه‌های میانی گروه‌بندی، مقدار ضریب بازیافت افزایش و مقدار اشباع غیر قابل کاهش آب کاهش نشان 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 شماره ۹). مطالعات نشان داده است که نسبت تراوایی نسبی نفت به آب (K_{ro}/K_{rw}) تأثیر مهمی بر بازیافت نفت دارد (Jun et al., 2016, Zhaojie et al, 2013). ضریب نسبت تراوایی نسبی کم، همگونی بیشتر را نشان می‌دهد که در مطالعات مختلف تأثیر مثبت همگونی بر افزایش ضریب بازیافت آمده است (Aggelopoulos and Tsakiroglou, 2008; Oh et al., 2015; Al-Bayati et al., 2019; Ding et al., 2017).

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) بعنوان معیار استفاده گردید که نتایج آن در شکل شماره ۱۰ نشان داده شده است. با افزایش این نسبت، ضریب بازیافت افزایش و اشباع آب غیر قابل کاهش، کمتر می‌گردد. مقادیر بدست آمده برای این نسبت بین ۱ تا ۴ در گروه‌های مختلف گروه‌بندی، متغیر است.

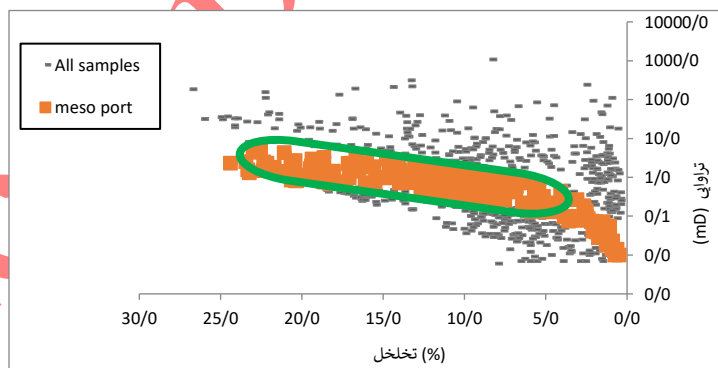
شکل شماره ۱۱ همپوشانی گروه مطلوب از گروه بندی را نشان می دهد که در بخش میانی داده ها جای گرفته اند.



شکل شماره ۹: توزیع آب غیر قابل کاهش (Swi)، ضریب بازیافت (RF) و توزیع ضریب نسبت تراوایی نسبی (b) را در گروه بندی وینلند را نشان می دهد.



شکل شماره ۱۰: ضریب نسبت (ضریب بازیافت به اشباع اب غیر قابل کاهش) را در گروه های مختلف گروه بندی را نشان می دهد.



شکل شماره ۱۱: محدوده توزیع تخلخل- تراوایی گروه با خواص مخزنی و تولیدی مطلوب را نشان می دهد. رنگ سبز محدوده مطلوب گروه بندی است که شامل گروه مزوپور می باشد.

بررسی توزیع نوع تخلخل و بافت داده ها را در منحنی تخلخل-تراوایی کل نمونه ها، پراکندگی نشان داد که با تعیین گروه بندی، توزیع آنها بهبود پیدا نمود. نتایج نشان می دهد که با افزایش شماره گروهها، نوع تخلخل مرتبط افزایش یافته است. در حالیکه از لحاظ بافت، تمرکز بافت دانه پشتیبان در گروه میانی است. 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. بر خلاف 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 می‌کند. در حالیکه 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 غیر قابل کاهش نظم خوبی را در این گروه‌بندی نشان می‌دهند. طبق نتیجه، بهترین خواص تولیدی، در گروه‌های میانی ملاحظه می‌شود.

۴- نتیجه گیری

- 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 منفذی و جریان سیال نشان داد که همیشه افزایش کیفیت مخزنی با بهبود تولید همراه نیست. بر خلاف 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 بایمدال (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 شماره 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 به سمت گروه‌بندیهای دینامیکی سوق یابند. برای این منظور پارامتر نسبت ضریب بازیافت به اشباع آب غیر قابل کاهش بعنوان پارامتری برای بررسی کیفیت تولید پیشنهاد می‌گردد.

- Abbaszadeh, M., Koide, N., Murahashi, Y., 2000, Integrated characterization and flow modeling of a heterogeneous carbonate reservoir in Daleel Field, Oman. (SPE paper 62514.) SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 3, 150–159. <https://doi.org/10.2118/62514-PA>
- Ahmed, T., 2006, Relative permeability concepts (chapter 5) reservoir engineering handbook. 3rd ed. Elsevier. 288-330.
- Ahr, W.M., 2008, Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons, Hoboken.
- 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, 25–34. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2008.08.011>
- Akbar, M., B. Vissapragada, A.H. Alghamdi, D. Allen, M. Herron, A. Carnegie, D. Dutta, J.R. Olesen, R.D. Chourasiya, D. Logan, D. Stief, R. Netherwood, S.D. Russel, and K. Saxena, 2001, A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation: Oilfield Review, v. 12/4, p. 20-41.
- Al-Bayati, D., Saeedi, A., Myers, M., White, C., Xie, Q., 2019, Insights into immiscible supercritical CO₂ EOR: an XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media. Journal of CO₂ Utilization 32, 187–195. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2019.04.002>.
- Aliakbardoust E., Rahimpour-Bonab H., 2013, Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization, Journal of Geophysics and Engineering, 10,5. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/10/5/055004>
- Al Waili I.H., 2009, 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-STU. <https://doi.org/10.2118/136191-STU>
- Bust, V.K., Majid, A.A., Oletto, J.U., Worthington, P.F., 2011, The petrophysics of shale gas reservoirs: Challenges and Pragmatic solutions. (IPTC 14631.) In: International Petroleum Technology Conference, Volume 2. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1440–1454.
- Choquette, P.W., Pray, L.C., 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 54, 207–250. <https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Clerke, E.A., 2009, Permeability, Relative Permeability, Microscopic Displacement Efficiency and Pore Geometry of M₁ Bimodal Pore Systems in Arab-D Limestone, SPE Journal 14(3), 524-531. [10.2118/105259-PA](https://doi.org/10.2118/105259-PA)
- Collins, J.F., Kenter, J.A.M., Harris, P.M., Kuanysheva, G., Fischer, D.J., Steffen, K.L., 2006, Facies and reservoir quality variations in the Late Visean to Bashkirian outer platform, rim, and flank of the Tengiz buildup, Precaspian Basin, Kazakhstan. AAPG Memoir 88, 55-95. [10.1306/1215874M881469](https://doi.org/10.1306/1215874M881469)
- Cuddy, S., Allinson, G., Steele, R., others 1993, A simple, convincing model for calculating water saturations in Southern North Sea gas fields. In: SPWLA 34th annual logging symposium
- Ding, M., Yuan, F., Wang, Y., Xia, X., Chen, W., Liu, D., 2017, Oil recovery from a CO₂ injection in heterogeneous reservoirs: the influence of permeability heterogeneity, CO₂-oil miscibility and injection pattern. J. Nat. Gas Sci. Eng. 44, 140–149. [10.1016/j.jngse.2017.04.015](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.015)
- Dunham, R.J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture, Ed. W.E. Ham Classification of Carbonate Rocks. Memoir 1, AAPG, 108-21.
- Ham W.E. and Pray L.C., 1962, Modern concepts and classifications of carbonate rocks. In: Classification of Carbonate Rocks. AAPG Memoir 1, Tulsa, OK, 2–19.
- Focke J.W., and Munn D., 1987, Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs. SPE Form Eval 2 (02), 155–167. <https://doi.org/10.2118/13735-PA>
- Gomes, J.S., Ribeiro, M.T., Strohmenger, C.J., Negahban, S., Kalam, M.Z., 2008, Carbonate reservoir rock typing - The link between geology and SCAL, Society of Petroleum Engineers - 13th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC, 3, 1643–1656 .
- Heide, M., 2008, Dispersion and two-phase flow in material from different carbonate pore classes. Master thesis Department of chemistry, University of Bergen.
- Hollis, C., Vahrenkamp, V., Tull, S., Mookerjee, A., Taberner, C. & Huang, Y., 2010, Pore system characterization in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock typing methodologies. Marine and Petroleum Geology, 17, 772–793. [10.1016/j.marpetgeo.2009.12.002](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.12.002)
- Jennings, J.B., 1987, Capillary pressure techniques: Application to exploration and development geology, AAPG Bulletin, 10, 1196-1209.
- Jennings, J.W., Ruppel, S.C., Ward, W.B., 2000, Geostatistical Analysis of Permeability Data and Modeling of Fluid-Flow Effects in Carbonate Outcrops, SPE Res Eval & Eng 3 (04): 292–303. <https://doi.org/10.2118/65370-PA>
- Johnson, E.F., Bossler, D.P., Naumann V.O. 1959, Calculation of relative permeability from displacement experiments. Trans. AIME. 216.01:370–372.
- Johnson, K., Barnett, A., Wright, V.P., 2010, An evaluation of existing carbonate pore system classifications and rock-typing approaches. Paper presented at the AAPG Annual Convention and Exhibition, New Orleans, LA, 11–14.

- Jones, S.C. and Roszelle, W.O., 1978, Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments, *J. Pet. Technol.*, 5, 807-817. <http://dx.doi.org/10.2118/6045-PA>
- 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.
- Laubach, S.E., Reed, R.M., Gale, J.F.W., Ortega, O.J., Doherty, E.H., 2002, Fracture characterization based on micro fracture surrogates, Pottsville Sandstone, Black Warrior Basin, Alabama Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., 52, 585–596.
- Laubach, S.E., 1988, Subsurface fractures and their relationship to stress history in east Texas basin sandstone, *Tectonophysics*, 156, 37–49. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(88\)90281-8](https://doi.org/10.1016/0040-1951(88)90281-8)
- Lehmann, C.T., Mohamed, K.I., Cobb, D.O., Al Hendi, A., 2008, Rock-typing of upper jurassic (Arab) carbonates offshore Abu Dhabi. In Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Society of Petroleum Engineers: Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2008.
- Lian, P.Q., Tan, X.Q., Ma, C.Y., Feng, R.Q., 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,:73–84.
- Lichaa, P.M., Alпустun, H., Abdul, J.H., Nofal, W.A., Fuseni, A.B. 1993, Wettability evaluation of a carbonate reservoir rock: Advances in Core Evaluation III, Reservoir Management, 327.
- Lonoy, A., 2006, Making sense of carbonate pore systems. *AAPG Bull.* 90, 1381 – 1405. <https://doi.org/10.1306/03130605104>
- Lucia, F.J., 1995, Rock fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, *Am Assoc Petrol Geol Bull.* 79, 1275–1300. <https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>
- Lucia, F.J., 1999, Carbonate reservoir characterization, Springer, Berlin Heidelberg New York, 1–226.
- Lucia, F.J., 2007, Carbonate reservoir characterization. An integrated approach, 2nd Ed., Springer.
- Kerans, Charles, Lucia, F. J., and Senger, R. K., 1994, Integrated characterization of carbonate ramp reservoirs using Permian San Andres Formation outcrop analogs: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 78, no. 2, p. 181–216.
- Kharitontseva, P., Gardiner A., , Tugarova, M., Chernov, D., Maksimova, E., Churochkin I., and 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, 235. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>
- Kianinejad, A., DiCarlo, D.A., 2016, Three-phase oil relative permeability in water-wet media: A comprehensive study, *Transp. Porous Media*, 112, 665–687. DOI: [10.1007/s11242-016-0669-z](https://doi.org/10.1007/s11242-016-0669-z)
- Kolodzie Jr. S., others 1980, Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindie Field, Colorado. In: SPE annual technical conference and exhibition, Dallas, 21-24 September 1980, SPE 9382. <https://doi.org/10.2118/9382-MS>
- Ma, Y.Z., 2019, Quantitative geosciences: data analytics, geostatistics, reservoir characterization and modeling. Springer
- 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, Ph.D. Thesis, Indiana University, Bloomington, IN, USA, 2019.
- 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, 23
- Moore, C.H., Wade, W.J., 2013, Carbonate reservoirs: Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework, *Developments in Sedimentology* 67, 1-374.
- Oh, J., Kim, K.Y., Han, W.S., Park, E., Kim, J.C., 2015, Migration behavior of supercritical and liquid CO₂ in a stratified system: experiments and numerical simulations. *Water Resour. Res.* 51, 7937–7958. <https://doi.org/10.1002/2015WR017022>.
- Paterson, L., and Painter, S., Zhang X., and Pinczewski, W.V., 1998, Simulating residual saturation and relative permeability in heterogeneous formations, *SPE Journal*, 211-218.
- Pittman, E.D., 1992, Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, *AAPG Bull.* 76, 191–198.
- Rahimpour-Bonab, H., Aliakbaroust, 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. [10.1088/1742-2132/11/3/035008](https://doi.org/10.1088/1742-2132/11/3/035008)
- 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. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x>
- Rangel-German, E.R., Kovscek, A.R., 2002, Experimental and analytical study of multidimensional imbibition in fractured porous media, *J. Pet. Sci. Eng.*, 36, 45–60. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00250-4](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00250-4)
- Rezaee, M.R., Jafari, A., Kazemzadeh, E. 2006, Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks, *J Geophys Eng*, 3, 370–376. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/3/4/008>
- 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.
- Rosid, M.S., Haikel, S., and Haidar, M.W., 2019, Carbonate reservoir rock type classification using comparison of Naïve Bayes and Random Forest method in field “S” East Java, AIP Conference Proceedings 2168, 020019. <https://doi.org/10.1063/1.5132446>

- Skalinski, M., and Kenter, J., 2014, Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior, Geological Society London Special Publications, 406(1), 229-259. DOI:[10.1144/SP406.6](https://doi.org/10.1144/SP406.6)
- Spearing M., Allen T., McAulay G., 2001, Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands, SCA 2001, 63.
- Tariq, Z., Mahmoud, M., Al-Youssef, H., Khan, M.R., 2020, Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models, Petroleum 6, 35-42. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.005>
- Tavakoli V., Bonab-Rahimpour H., Peyghambar Doust M.S., 2018, Considering the importance of calculating the winland method coefficients in carbonate reservoirs, case study of Kangan and Dalan formations, central persian gulf, Petroleum Research, 28(98), 1-5.
- Thomeer, J.H.M., 1960, Introduction of a pore geometrical factor defined by a capillary pressure curve. J. Pet Tech, 12(3), 73-77. DOI:[10.2118/1324-G](https://doi.org/10.2118/1324-G).
- Winland H.D., 1972, Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report No. F72-G-25 197.
- Zhaojie, S., Zhiping, L., Fengpeng, L., Gang, L., Huohua, G., 2013, Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields, Petroleum Exploration and Development, 40(2), 216-223.

Modification of Winland rock typing based on reservoir quality and production parameters in carbonate rocks

The high heterogeneity in carbonate rocks makes it difficult to relate the reservoir and production parameters to the rock and to generalize it to the reservoir. Therefore, in order to reduce diversity, Different rock types have been formed with respect to various parameters, including lithological parameters, porosity, and petrophysical properties. In these groupings, fluid flow parameters are not given proper attention, and also some of these rock groupings are very complicated, which makes them difficult to use. Grouping with low data input and at the same time paying attention to the characteristics of fluid flow in grouping can play a significant role in the studies of carbonate rocks. In this study, in addition to investigating the reservoir quality in the Winland throat radius rock typing, fluid flow parameters have also been examined as production and dynamic parameters. In this regard, using the petrophysical data of 779 carbonate rock samples from the Ilam, Sarvakk and Fahliyan formations, the Winland rock typing was determined, and then the appropriateness of the rock typing was investigated using lithological, petrophysical, pore and dynamic parameters. Investigations showed that by correcting the boundaries of the Winland rock typing, regular connections are established with the mentioned parameters. The results showed that although the reservoir properties show improvement with the increase in the group number, the dynamic properties do not show this trend, and in general, the middle groups are the most desirable part of the rock typing in terms of reservoir quality and production parameters. The shift of static rock typing towards dynamic rock typing and also the use of the ratio of recovery factor to irreducible water saturation as a key parameter to check production quality are suggested.

Keywords: rock typing, Winland, Reservoir Quality, recovery factor. production parameters, Carbonate Rocks