

ارائه روش نوین ارزیابی کیفیت مخزن هیدروکربوری با تلفیق روش‌های

مختلف تعیین نوع سنگ؛ مطالعه موردی

عباس دیلی^{2,1}، مهدی بهاری مقدم^{*1}، سیاوش عاشوری¹

۱- گروه مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- گروه مهندسی نفت، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران، تهران، ایران

bahari@put.ac.ir

چکیده:

اگرچه روش‌های متعددی برای تعیین نوع سنگ مخزن ارائه شده است، اما این روش‌ها عموماً با محدودیت‌ها و فرضیات ساده‌کننده‌ای همراه هستند که مانع از تعریف دقیق واحدهای جریانی و طبقه‌بندی پویای سنگ‌های مخزن می‌گردند. مطالعات نشان می‌دهند که انتخاب روش مناسب برای تعیین نوع سنگ به ویژگی‌های ذاتی سنگ مخزن و همچنین کمیت و کیفیت داده‌های موجود بستگی دارد. دسته‌بندی سنگ مخزن به عنوان یک راهکار کلیدی برای کاهش این چالش‌ها مطرح است که در آن سنگ‌های مخزن با ویژگی‌های پتروفیزیکی و جریان مشابه گروه‌بندی می‌شوند. در این مطالعه، چندین روش دسته‌بندی سنگ، از جمله شاخص جریان (FZI)، شاخص جریان اصلاح‌شده (FZIM/FZIMstar)، روش وینلند و طبقه‌بندی مبتنی بر تراوایی، بر روی یک مخزن کربناته در میدان نفتی جنوب غرب ایران به کار گرفته شدند. برای ارزیابی اثربخشی این روش‌ها، از تکنیک‌های آماری مانند روش Elbow و تحلیل همبستگی استفاده شد. از میان مدل‌های مورد بررسی، روش‌های FZIM، طبقه‌بندی مبتنی بر تراوایی و مدل شعاع حفرات (R-model) بر اساس تحلیل نمودارهای تراوایی نسبی عملکرد بهتری نشان دادند. بنابراین، این مدل‌ها برای شبیه‌سازی دینامیکی مخزن انتخاب شدند. علاوه بر این، دو رابطه جدید دسته‌بندی سنگ با استفاده از مقادیر نقاط انتهایی تراوایی نسبی به عنوان مبنای طبقه‌بندی ارائه گردید. نتایج شبیه‌سازی نشان داد که مدل‌های پیشنهادی موفق به تطابق قابل قبول با روند تولید آب شدن و تا حدود ۵۰ درصد در بهبود تطابق پذیری و کاهش خطا موثر واقع شدند. با این حال، طبقه‌بندی نوع سنگ تأثیر محدودی بر تطابق تاریخچه نسبت گاز به نفت و افت فشار مخزن داشت.

کلمات کلیدی: تعیین نوع سنگ، واحدهای جریانی، تطبیق تاریخچه، توابع اشباع، فشار مؤئینه، تخلخل، تراوایی نسبی،

شعاع حفرات

مقدمه

تعیین نوع سنگ به فرآیند طبقه‌بندی سنگ مخزن به واحدهای مجزا با خواص پتروفیزیکی و رفتار جریان‌ی مشابه اطلاق می‌شود. عملیات مورد اشاره نقش اساسی در مشخصه‌یابی مخزن، مدل‌سازی و برنامه‌ریزی توسعه آن ایفا می‌کند. دقت پیش‌بینی‌های حاصل از مطالعات شبیه‌سازی مخازن و موفقیت سناریوهای تولیدی تا حد زیادی وابسته به کیفیت توصیف مخزن می‌باشد [۱]. برای توصیف دقیق یک مخزن، لازم است مدل پتروفیزیکی با دقت بالا برای هر سلول شبیه‌سازی تهیه شود. به این منظور، باید ویژگی‌های پتروفیزیکی به هر سلول تخصیص یابد، که این امر از طریق بهره‌گیری از روابط میان خواص پایه و پارامترهای ویژه یا توابع اشباع انجام می‌پذیرد. در این راستا، روش‌های تعیین نوع سنگ و شاخص‌های پتروفیزیکی به عنوان ابزارهای کلیدی در ایجاد ارتباط بین مقیاس‌های مختلف داده‌های مخزنی مورد استفاده قرار گرفته تا تصویری دقیق‌تر از توزیع فضایی خصوصیات مخزن حاصل گردد [۲]. تعیین نوع سنگ به‌عنوان فرآیند خوشه‌بندی سنگ مخزن به واحدهایی با رفتار جریان‌ی مشابه، ویژگی‌های استاتیکی همگن، و پاسخ‌های یکسان نسبت به سیال و فشار، تعریف می‌شود. این واحدها معمولاً دارای منحنی‌های مشابه فشار موئینه و تراوایی نسبی هستند [۳]. یکی از دلایل اصلی بروز خطا در نتایج شبیه‌سازی مخزن، عدم شناخت دقیق پارامترهای کلیدی کنترل‌کننده رفتار دینامیکی سنگ مخزن است. به‌کارگیری روش‌های نادرست در تعیین نوع سنگ می‌تواند تأثیر قابل‌توجهی بر دقت مدل‌سازی داشته باشد. از این رو، برای دستیابی به طبقه‌بندی صحیح سنگ مخزن، ضروری است کلیه داده‌های در دسترس از جمله تخلخل، تراوایی، نتایج تست تزریق جیوه، فشار موئینه، و تراوایی نسبی، در مقیاس‌های مختلف مورد استفاده قرار گیرند تا از بیشینه اطلاعات موجود در جهت بهبود دقت تحلیل بهره‌برداری شود.

آرچی [۳] را می‌توان به‌عنوان بنیان‌گذار مفهوم تعیین نوع سنگ مخزن معرفی کرد. پس از وی، پژوهشگران متعددی روش‌های متنوعی برای طبقه‌بندی سنگ مخزن ارائه داده‌اند. این روش‌ها شامل دسته‌بندی بر مبنای تخلخل، تحلیل نمودارهای تخلخل-تراوایی، روابط تجربی برگرفته از تست فشار موئینه جیوه، و روش‌هایی مبتنی بر معادله کارمن-کازنی^۱ هستند [۴، ۵]. همچنین، وینلند^۲ را می‌توان از پیشگامان رویکردهای مبتنی بر هندسه حفرات در تعیین نوع سنگ دانست. [۶، ۷]. در حوزه نظری، شاخص‌های گوناگونی مبتنی بر روابط کارمن-کازنی توسعه یافته‌اند که یکی از شناخته‌شده‌ترین آن‌ها شاخص FZI است. این شاخص به‌عنوان یک معیار جریان‌محور برای تعیین نوع سنگ مخزن شناخته می‌شود و پارامترهایی نظیر تخلخل نرمال‌شده و تراوایی در محاسبه آن نقش دارند. با این حال، در مخزنی با ناهمگونی شدید، دقت این شاخص کاهش می‌یابد و ممکن است منجر به خطا شود [۸]. در سال ۲۰۱۱، حسین و نورالدین نسخه اصلاح‌شده‌ای از این شاخص با

^۱ Carman-Kosney

^۲ Winland

عنوان $FZIM (FZI^*)$ ارائه کردند. این شاخص ضمن حفظ ساختار پایه روش FZI، عوامل مؤثر دیگری از جمله ضریب مقاومت سازند و میزان سیمان‌شدگی را نیز در نظر می‌گیرد که موجب بهبود عملکرد آن در تحلیل‌های دقیق‌تر سنگ مخزن می‌شود [۱۰،۹].

پوراس و کامپوس^۱ یکی از مخازن کشور ونزوئلا را با هدف طبقه‌بندی سنگ مخزن مورد مطالعه قرار دادند. آن‌ها در این تحلیل، از داده‌های تخلخل، تراوایی، فشار موئینه حاصل از تست تزریق جیوه، تراوایی نسبی و اطلاعات کانی‌شناسی استفاده کردند. پس از بررسی روش‌های مختلف، روش پیتمن با در نظر گرفتن ۴۵ درصد اشباع جیوه، به‌عنوان مناسب‌ترین روش برای دسته‌بندی نوع سنگ شناسایی شد. در نهایت، نتایج این پژوهش نشان داد که نقشه توزیع سطحی نوع سنگ می‌تواند به‌عنوان ابزاری مؤثر در شناسایی نواحی بهینه مخزن برای بهره‌برداری مورد استفاده قرار گیرد [۱۱]. گدان^۲ و همکاران، رویکردی برای تعیین نوع سنگ دینامیکی مخزن ارائه دادند که مبتنی بر یک دسته‌بندی استاتیکی بوده و در آن خاصیت ترشوندگی نیز لحاظ شده است. با وجود نوآوری این روش در لحاظ نمودن اثر ترشوندگی، یکی از چالش‌های اصلی آن، تعداد زیاد دسته‌های سنگی حاصل از طبقه‌بندی و همچنین نبود توضیح شفاف در خصوص نحوه پیاده‌سازی این دسته‌بندی در محیط شبیه‌سازی مخزن است؛ موضوعی که به‌عنوان یکی از نقاط ضعف عمده این روش شناخته می‌شود [۱۲،۱۳]. صبوریان و همکاران، روش‌های گوناگون تعیین نوع سنگ مخزن را در یکی از مخازن کربناته ایران مورد ارزیابی قرار دادند. نتایج این مطالعه نشان داد که برای این مخزن، هیچ روش مشخص و یکسانی به‌عنوان راه‌حل عمومی قابل ارائه نیست. در واقع، انتخاب روش مناسب برای طبقه‌بندی نوع سنگ در این مخزن، به تنوع و پیچیدگی پارامترهای پتروفیزیکی و ویژگی‌های خاص سنگ آن بستگی دارد [۱۴]. چودران و همکاران به بازنگری یکی از فرضیات پایه‌ای در مدل کارمن-کازنی پرداختند؛ فرضی که در آن، برهم‌کنش بین سنگ و سیال به‌صورت ثابت در نظر گرفته می‌شود. آن‌ها با هدف بهبود دقت مدل‌سازی، رابطه‌ای بین تخلخل و اشباع آب غیرقابل کاهش ارائه دادند که بتواند تأثیر متقابل سنگ و سیال را به‌طور واقع‌بینانه‌تری در تحلیل‌های مخزنی منعکس کند [۱۵].

مال‌دار و همکاران با ادغام روش‌های تعیین دسته‌بندی سنگ هیدرولیکی و داده‌های پتروفیزیکی اعم از داده‌های صوتی و چگالی به ارائه روش دسته‌بندی سنگ در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداختند. نتایج حاکی از آن بود که رخساره‌های الکتریکی جاصل از داده‌های پتروفیزیکی مطابقت قابل قبولی با دسته‌بندی‌های سنگ بر اساس اطلاعات

^۱ Porras and Campos

^۲ Ghedan

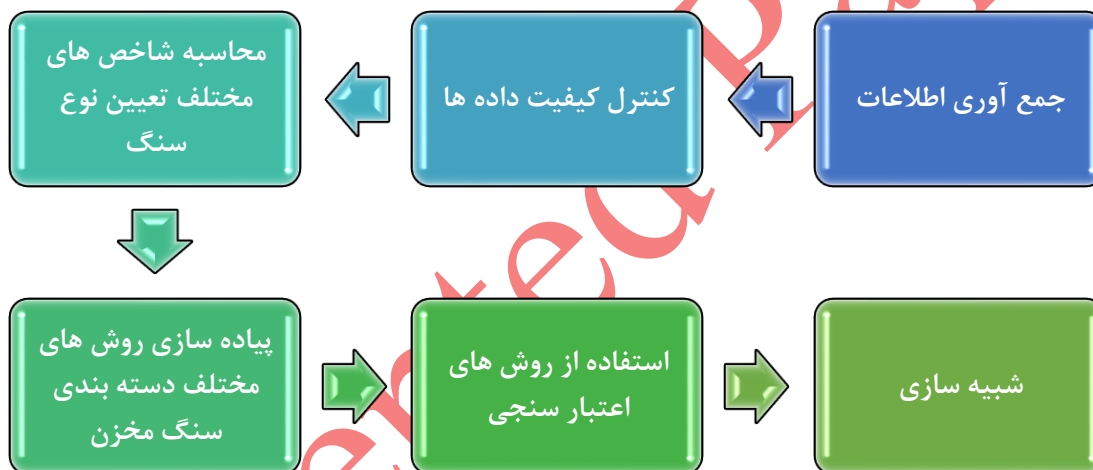
هیدرولیکی مخزن دارد. [۱۶]. ال-گندی^۱ و همکاران با بهره‌گیری از داده‌های نمودارهای تصویری، دسته‌بندی‌های هیدرولیکی سنگ را مورد ارزیابی قرار دادند و نتایج حاکی از مطابقت اطلاعات نمودار تصویری با دسته‌های مختلف سنگ بود به نحوی که میکرو شکاف‌ها کیفیت سنگ مخزن را افزایش و حفرات سیمانی شده سبب کاهش کیفیت مخزن می‌گردد [۱۷]. میرزائی و همکاران پیرامون دسته‌بندی سنگ بر مبنای داده‌های آزمایشگاهی خصوصاً تراوایی نسبی مطالعه‌ای انجام دادند. نتایج حاکی از عملکرد دقیق‌تر روش پیشنهادی به نسبت روش‌های هیدرولیکی دسته‌بندی سنگ بود. [۱۸]. موسوی و همکاران به ارائه روش تلفیقی دسته‌بندی سنگ با بهره‌گیری از داده‌های رخساره‌های الکتریکی و واحدهای جریان‌ی در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداختند و نهایتاً تعداد دسته‌بینه سنگ را گزارش دادند [۱۹]. سعادت و همکاران نیز به ارائه روش جدیدی مبتنی بر اندازه حفرات محیط متخلخل پرداختند. نتایج نشان‌دهنده این موضوع بود که صرفاً توجه به خصوصیات مربوط به کیفیت مخزن، اغناکننده نمی‌باشد و اخذ نتایج دقیق، مستلزم دخیل نمودن پارامترهای تولید در روش‌های دسته‌بندی سنگ است [۲۰].

هرچند روش‌های متعددی برای تعیین نوع سنگ مخزن ارائه شده‌اند، اما در بسیاری از مطالعات، سازوکار مناسبی برای ارزیابی و اعتبارسنجی این روش‌ها لحاظ نشده است. این فقدان می‌تواند منجر به کاهش اطمینان‌پذیری نتایج و ایجاد عدم قطعیت در فرآیند مدلسازی و شبیه‌سازی مخزن شود [۲۱]. در واقع هدف نهایی از شناسایی نوع سنگ، فراهم‌سازی داده‌های ورودی معتبر و قابل استفاده برای شبیه‌سازی استاتیکی و دینامیک مخزن می‌باشد. بنابراین، روش‌های طبقه‌بندی سنگ باید به‌گونه‌ای طراحی شوند که خروجی آن‌ها به‌راحتی و با دقت کافی در فرآیند شبیه‌سازی قابل استفاده باشد. در این پژوهش، ضمن پیاده‌سازی و مقایسه روش‌های مختلف دسته‌بندی نوع سنگ بر روی داده‌های یکی از مخازن مورد مطالعه، تلاش شده است تا با تعریف و به‌کارگیری سازوکارهای مناسب اعتبارسنجی، میزان کارایی هر روش به‌صورت نظام‌مند ارزیابی شود. همچنین با بهره‌گیری از نتایج حاصل از تطابق تاریخچه، امکان انتخاب بهینه‌ترین روش طبقه‌بندی نوع سنگ فراهم شده است تا ارتباط منطقی میان دسته‌بندی سنگ و رفتار دینامیکی مخزن به‌صورت دقیق‌تری برقرار گردد.

روش مطالعه:

شکل ۱ نمای کلی از روش پیشنهادی برای تعیین نوع سنگ در این تحقیق را نمایش می‌دهد. در گام نخست، پارامترهای مورد نیاز برای طبقه‌بندی نوع سنگ شناسایی می‌شوند. این داده‌ها نتایج آزمایشگاهی اعم از آنالیزهای معمولی و ویژه مغزه

۳۰ عدد مغزه از ۳ حلقه چاه مربوط به یکی از میداین جنوب غرب ایران و همچنین اطلاعات سرچاهی و میدانی نظیر نگاره‌های چگالی، تولید، لیتولوژی آن میدان می‌باشند. در مرحله بعد، فرآیند کنترل کیفیت داده‌ها صورت می‌گیرد تا از تأثیر اطلاعات نامعتبر یا دارای خطا جلوگیری شود. به عنوان نمونه، در ابتدا مغزه‌ها از نظر ظاهری بررسی می‌گردند تا در صورت مشاهده ناهنجاری فیزیکی از ادامه روند بررسی کنار گذاشته شوند. همچنین داده‌های مربوط به مغزه‌های شکسته یا نتایج آزمایش‌های تراوایی نسبی و فشار موئینه با رفتار غیرمنطقی و انحراف از الگوهای فیزیکی معتبر، از آنالیز حذف می‌شوند. در ادامه، متناسب با روش‌های مختلف تعیین نوع سنگ، بخشی از پارامترهای ورودی مستقیماً از داده‌های اولیه استخراج می‌شوند، در حالی که سایر پارامترها با استفاده از روابط تجربی یا مدل‌های نظری و بر پایه داده‌های موجود محاسبه و تخمین زده می‌شوند.



شکل ۱ روش کار پیشنهادی تعیین نوع سنگ در پژوهش

نتایج به‌دست‌آمده از تحلیل داده‌ها، ابتدا با بهره‌گیری از روش‌های آماری گوناگون طبقه‌بندی شده و سپس از طریق تکنیک‌های آماری راستی‌آزمایی مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. هدف از این مرحله، دستیابی به بیشترین میزان همگنی درون‌گروهی و بالاترین تمایز میان گروه‌های مختلف سنگ مخزن است به گونه‌ای که صحت طبقه‌بندی انجام‌شده به حداکثر برسد. پس از انجام تحلیل‌های آماری، رفتار سناریوهای مختلف حاکم بر مخزن مورد ارزیابی قرار می‌گیرد تا اعتبار نتایج به‌دست‌آمده بررسی و تأیید شود. در این راستا، روش‌هایی نظیر الگوریتم ال‌بو (Elbow Method)، تحلیل هیستوگرام و محاسبه مجذور ضریب همبستگی به عنوان ابزارهای اعتبارسنجی می‌توان به کار گرفته می‌شوند. در مرحله نهایی از فرآیند تعیین نوع سنگ مخزن، داده‌های حاصل به شبیه‌ساز مخزن منتقل شده و در مدل‌سازی استاتیک و دینامیک به کار گرفته می‌شوند.

نتایج و بحث

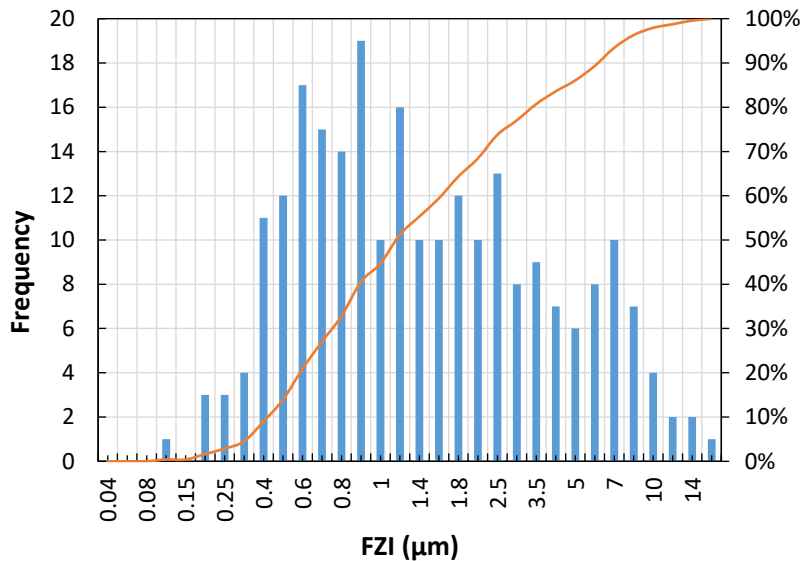
در این بخش، نتایج حاصل از پیاده‌سازی روش‌های مختلف طبقه‌بندی سنگ مخزن بر روی داده‌های آزمایشگاهی مربوط به یکی از میادین نفتی واقع در جنوب‌غربی ایران ارائه می‌گردد. در ابتدا مقادیر شاخص FZI (Flow Zone Indicator) بر اساس رابطه (۱) محاسبه شده و توزیع فراوانی آن مورد تحلیل قرار گرفته است.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (۱)$$

$$RQI = 0.314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (۲)$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (۳)$$

که در این رابطه K ، ϕ ، RQI ، ϕ_e و ϕ_z به ترتیب عبارت است از تراوایی، تخلخل، شاخص کیفیت مخزن، تخلخل موثر و تخلخل نرمال شده. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌گردد نتایج موید وجود بیش از یک توزیع نرمال مجزا بوده که دلالت بر وجود گونه‌های مختلف سنگ مخزن و ناهمگونی ذاتی در ساختار مخزن دارد.



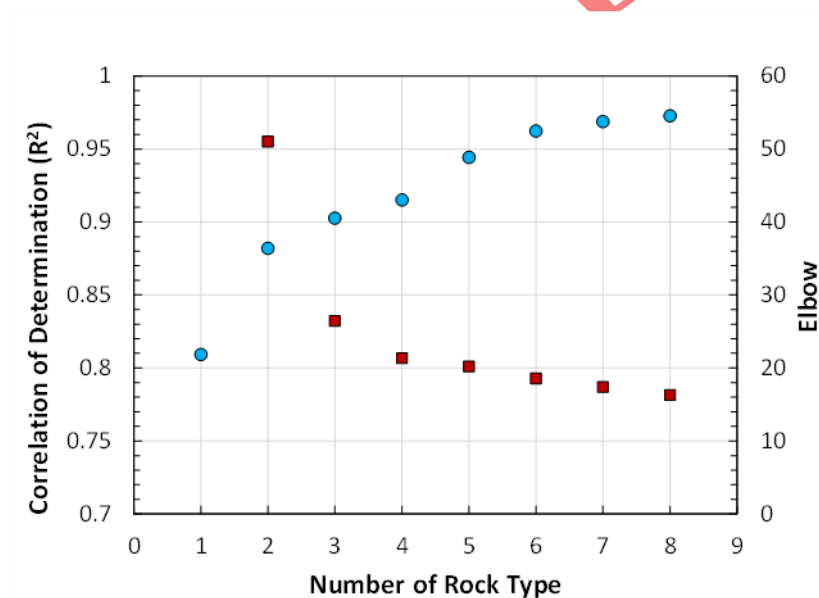
شکل ۲ توزیع فراوانی شاخص FZI

بدین منظور، مقادیر شاخص FZI براساس روش دسته‌بندی K-medoid از ۲ تا ۸ دسته طبقه‌بندی شده و برای هر یک از ۲ تا ۸ دسته تقسیم‌بندی، میبایست مقدار تابع Elbow و مجذور ضریب همبستگی R^2 براساس روابط (۴) و (۵) محاسبه گردید.

$$R^2 = \left(\frac{cov(X,Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \right)^2 \quad (۴)$$

Elbow number = optimum plot (number of clusters, percent of variance) (۵)

که در این رابطه COV و σ به ترتیب عبارت از کوواریانس و انحراف معیار داده‌های می باشند. روش مذکور یکی از روش های خوشه بندی آماری جهت دسته بندی مجموعه ای از داده ها است و با روش سعی خطا بر مبنای فاصله اقلیدسی هر داده از مرکز دسته تقسیم بندی حاصل می گردد. با ترسیم این مقادیر در برابر تعداد دسته‌ها، امکان تعیین تعداد بهینه لایه سنگ و مرزهای تفکیک آن‌ها بر اساس شاخص FZI و محل تغییر شیب نمودار فراهم شد (شکل ۳). لازم به ذکر است که میزان ضریب همبستگی و مقادیر البو با افزایش تعداد دسته دچار تغییرات می شود. و این روند تغییرات به طور پیوسته ادامه خواهد داشت. لذا جهت تعیین تعداد دسته بهینه در تعدادی که از شدت تغییرات نمودار کاسته می شود به عنوان دسته بهینه انتخاب می‌گردد. بر این اساس، وجود چهار دسته به عنوان تعداد بهینه لایه‌های سنگ مخزن شناسایی و انتخاب گردید.



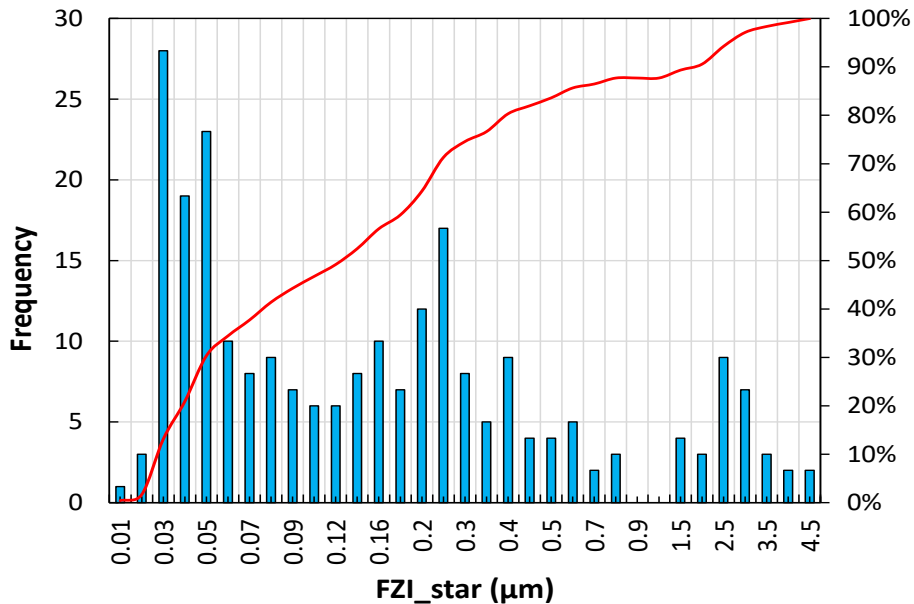
شکل ۳ مقدار Elbow و R2 برای تعداد دسته‌های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش FZI

شایان ذکر است که در تمامی دسته بندی‌های انجام شده با افزایش شماره طبقه‌بندی، کیفیت خواص مخزنی سنگ می‌باشد. به طور مثال در یک دسته بندی سنگ مشخص، دسته ۲ از خواص مخزنی مطلوب تری به نسبت دسته ۱ برخوردار است. در امتداد روند پیشین، مقادیر اصلاح شده شاخص جریان منطقه‌ای ($FZI^*/Modified FZI$) برای نمونه‌های موجود محاسبه گردید. در این روش بر خلاف روش FZI که بر مبنای رابطه کارمن کازنی بیشتر تابعی از اندازه و خواص دانه های سنگ

است و این در حالی است که جریان در محیط متخلخل بیشتر تحت تاثیر خواص محیط متخلخل و اندازه حفرات است تا خواص دادنه هایسنگ لذا روش با تاثر از رابطه کارمن کازنی رابطه زیر را تحت عنوان $FZIM^*$ بیان شد.

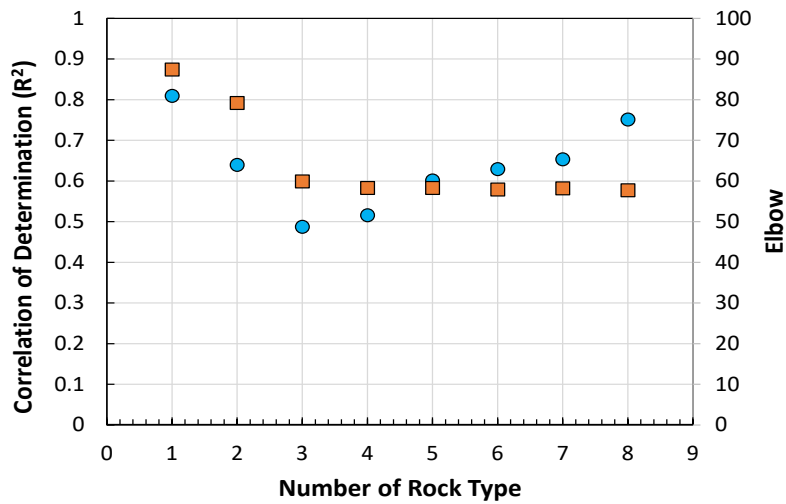
$$FZIM^*(FZIM) = 0/314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (6)$$

در این روش نیز مشابه روش قبلی، توزیع فراوانی دسته‌ها نشان‌دهنده وجود الگوهای با توزیع نرمال متمایز است. این رفتار، حاکی از وجود پتانسیل حضور گونه‌های مختلف سنگی در مخزن مورد مطالعه است (شکل ۴)



شکل ۴ توزیع فراوانی شاخص $FZIM^*$

همچنین براساس نمودار مقدار تابع Elbow و میانگین ضریب همبستگی (R^2) در برابر تعداد خوشه‌های مختلف، عدد چهار به‌عنوان تعداد بهینه دسته‌های پتروفیزیکی سنگ مشخص و تعیین گردید. (شکل ۵)

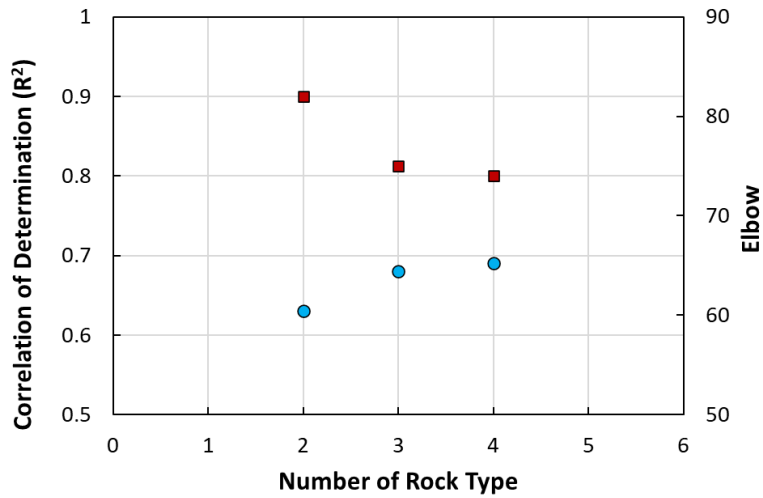


شکل ۵ مقدار Elbow و R2 برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش FZI*

علاوه بر روش های FZI و FZIM که در فوق به آن اشاره شد، از دیگر روش های مبتنی بر واحدهای جریان می توان به دسته بندی سنگ مجزا (DRT) اشاره کرد که از معادله (۷) حاصل می شود

$$DRT = Round [2 \ln(FZI) + 10.6] \quad (7)$$

شکل ۶ نشان دهنده مقادیر تابع Elbow و ضریب همبستگی مرتبط با روش دسته بندی سنگ به روش DRT است. که با توجه به شکل، تعداد ۳ دسته سنگ به عنوان مناسب ترین تعداد می باشد. لازم به ذکر است روش DRT غالباً در شرایطی که تعداد نمونه ها زیاد است کارآیی موثری دارد. زیرا در تعداد نمونه های کم، تعداد DRTها بسیار محدود بوده و قابلیت تعریف و تشخیص شکستگی وجود ندارد که منتج به خطا خواهد شد.



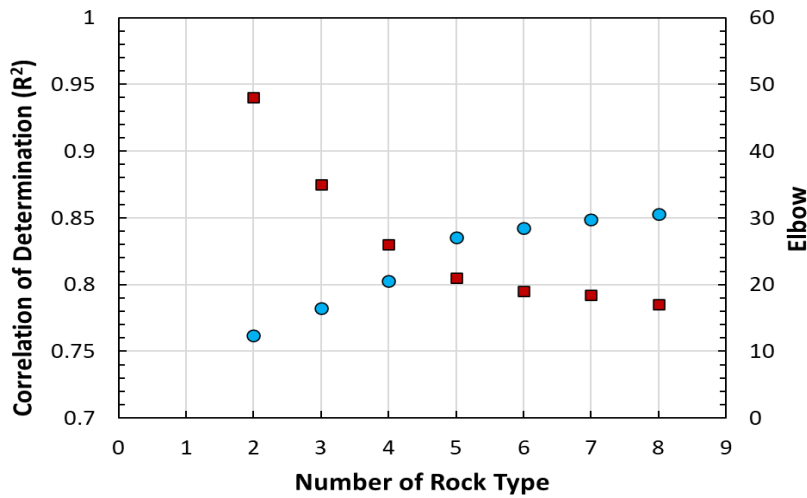
شکل ۶ مقدار Elbow و R² برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش DRT

همان گونه که پیش تر نیز اشاره شد، روابط مربوط به فشار موئینه می توانند در فرآیند دسته بندی سنگ مورد استفاده قرار گیرند؛ بر این اساس، با بهره گیری از داده های حاصل از آزمایش فشار موئینه جیوه (MICP)، مدل R₄₅ و مدل مدل وینلند (R₃₅) جهت تعیین دسته بندی سنگ در این مرحله انتخاب شد که روابط آن به شرح ذیل است.

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \log(K) - 0.864 \log(\emptyset) \quad (7)$$

$$\log(R_{45}) = 0.608 + 0.608 \log(K) - 0.974 \log(\emptyset) \quad (8)$$

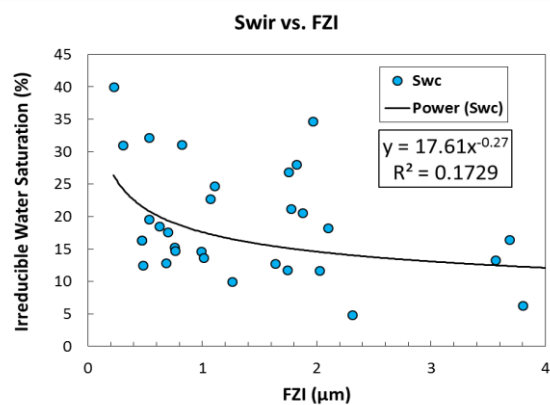
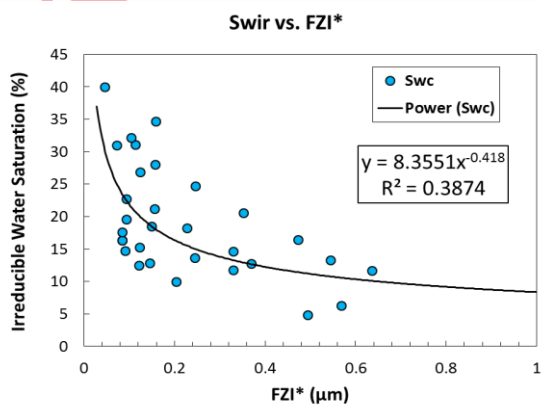
که با رسم نمودار مقدار تابع Elbow و میانگین ضریب همبستگی (R²) در برابر تعداد خوشه های مختلف (شکل ۷)، تعداد دسته به عنوان تعداد دسته بهینه در نظر گرفته شد.

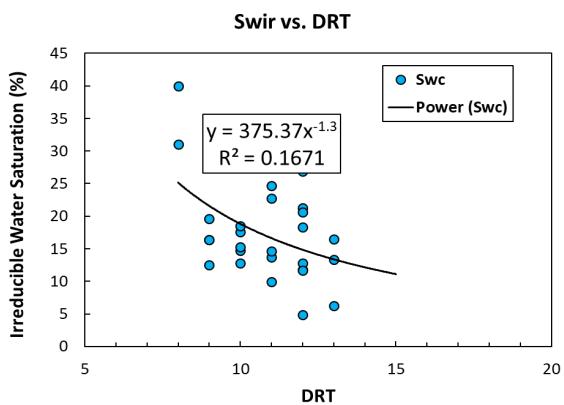
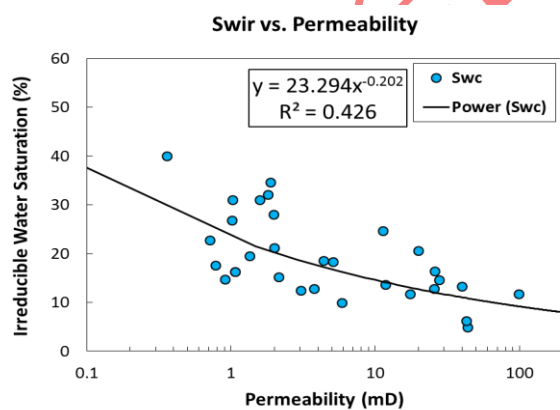
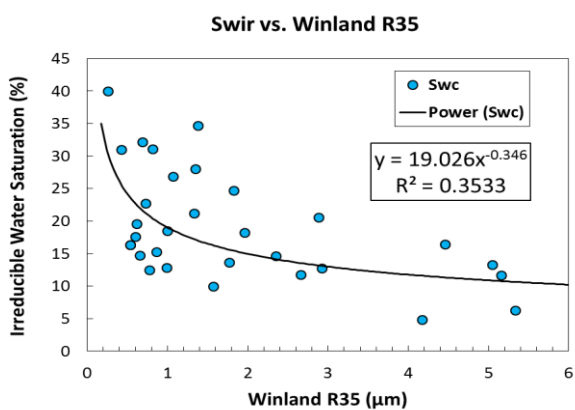
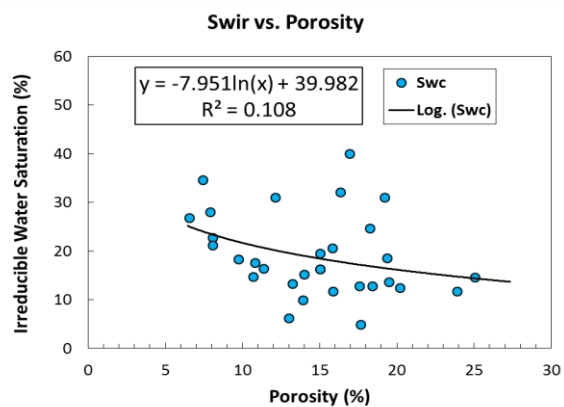
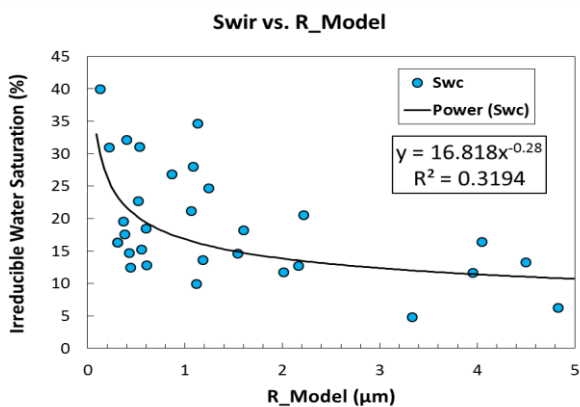


شکل ۷ مقدار Elbow و R2 برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش R45

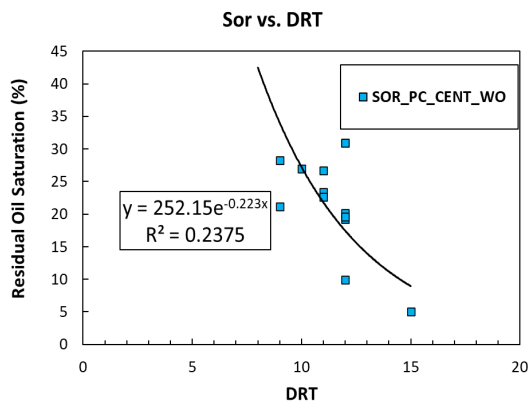
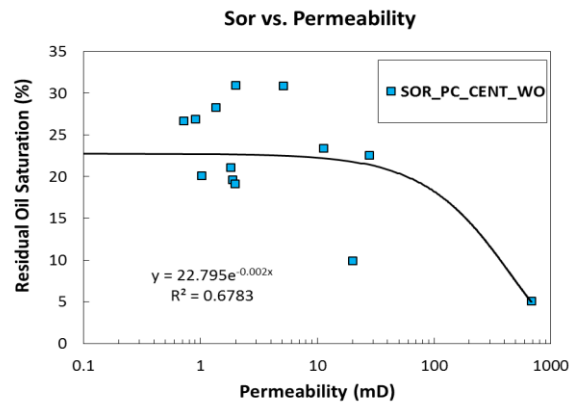
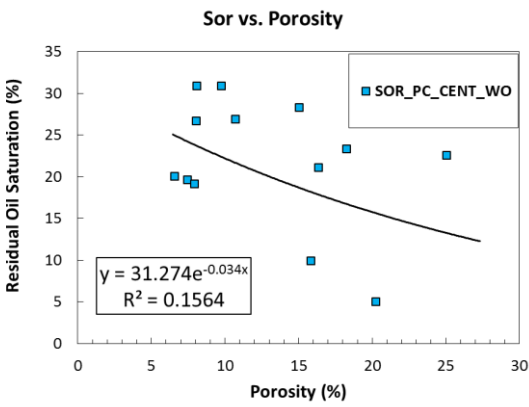
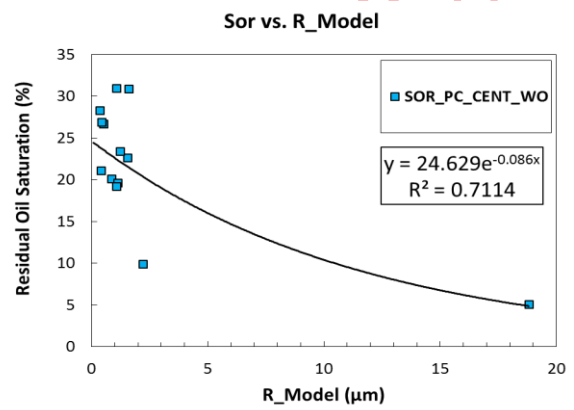
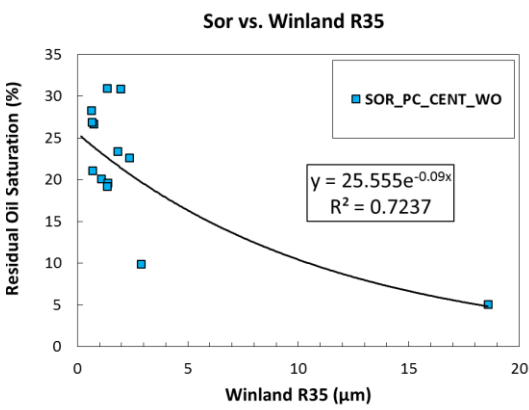
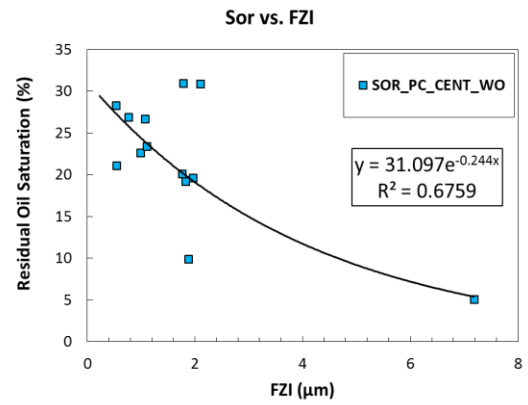
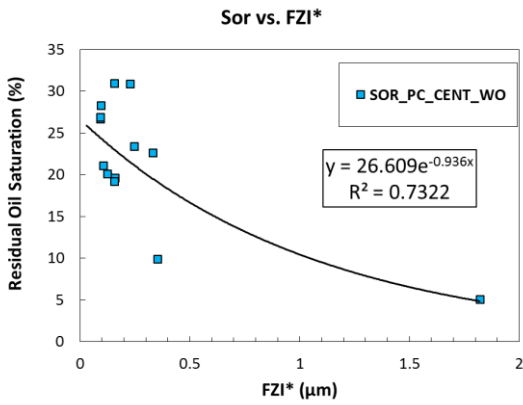
اعتبارسنجی:

در بخش قبلی، روش های مختلف دسته بندی سنگ و تعداد خوشه های بهینه حاصل از هر یک مورد بررسی قرار گرفت. به منظور ارزیابی دقت و کارآمدی این روش ها، قیاس ویژگی های اساسی جریان سنگ با شاخص هر یک از روش های مورد استفاده ضروری است تا انطباق پذیرترین روش به عنوان گزینه مطلوب انتخاب شود. نمودارهای تراوایی نسبی، به ویژه پارامترهای بحرانی آن ها نظیر اشباع آب غیرقابل کاهش، اشباع نفت باقیمانده، تراوایی نسبی انتهایی نفت و تراوایی نسبی انتهایی آب، اطلاعات مهمی در خصوص رفتار جریانی سنگ مخزن ارائه می دهند. در این راستا، شکل های ۸ و ۹ میزان انطباق هر یک از روش های دسته بندی سنگ را با پارامترهای مهم مذکور، به ویژه اشباع آب غیرقابل کاهش و اشباع نفت باقیمانده، نشان می دهند.





شکل ۸ تطابق پذیری میزان اشباع آب کاهش نیافتنی برحسب شاخص‌های مختلف روش‌های تعیین نوع سنگ



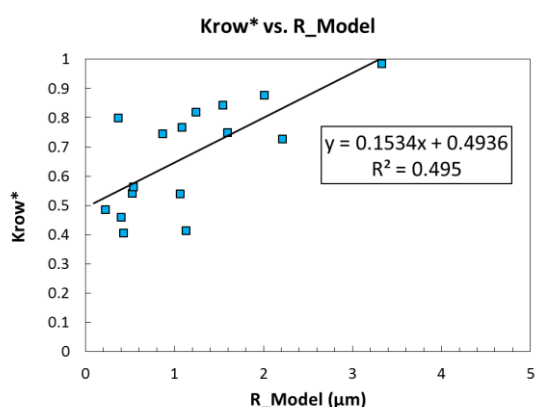
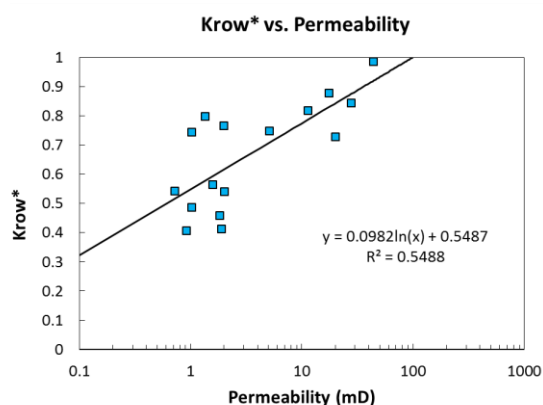
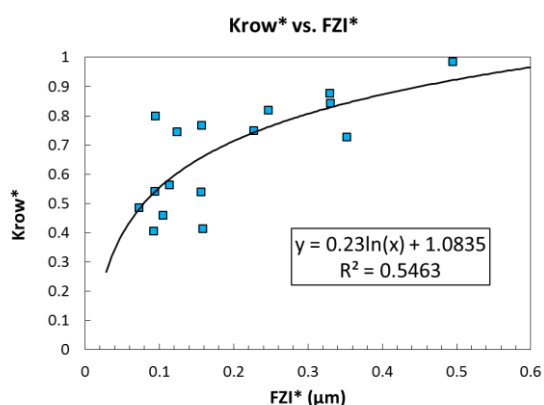
شکل ۹ تطابق پذیری میزان اشباع نفت باقی مانده بر حسب شاخص‌های مختلف روش‌های تعیین نوع سنگ

بر اساس میزان تطابق روش‌های مختلف تعیین دسته‌بندی سنگ با مقادیر نقاط نهایی نمودار تراوایی نسبی، نتیجه گرفته شد که روش‌های FZI اصلاح‌شده، شعاع حفرات (R_{45}) و روش مبتنی بر تراوایی نسبت به سایر روش‌ها عملکرد بهتری دارند. لازم به ذکر است این تطابق سنجی بر مبنای مقدار ضریب همبستگی و همچنین ارزیابی کمی و کیفی پراکندگی داده‌ها ترسیم شده صورت پذیرفت. همچنین همانطور که اشاره شد روش DRT در مجموعه داده‌های با تعداد کمتر از ۲۰۰ از عملکرد مطلوبی برخوردار نیست. جهت بررسی دقیق‌تر، میزان تطابق پذیری سه دسته روش دتعیین نوع سنگ در مدلسازی دینامیک با تراوایی نسبی نفت در شکل ۱۰ مقایسه گردید. که نتایج حاکی از آن بود که روش FZI اصلاح‌شده و روش تراوایی از تطابق پذیری بهتری نسبت روش شعاع حفرات (R_{45}) برخوردار بودند. علیرغم اعمال روش‌های متفاوت دسته بندی فوق الذکر، تطابق پذیری حاصله در شکل‌های ۸ و ۹ قابلیت بهبود دارد لذا به منظور تعیین مطلوب نوع سنگ و با در نظر گرفتن پارامترهای موجود در مطالعات مغزه، دو نمونه فرمول پیشنهادی با به کارگیری تخلخل، تراوایی و اشباع آب کاهش نیافتنی جهت تعیین نوع سنگ ارائه شد:

$$Daili^* = \phi^a \times k^b \times S_{wir}^c \quad (9)$$

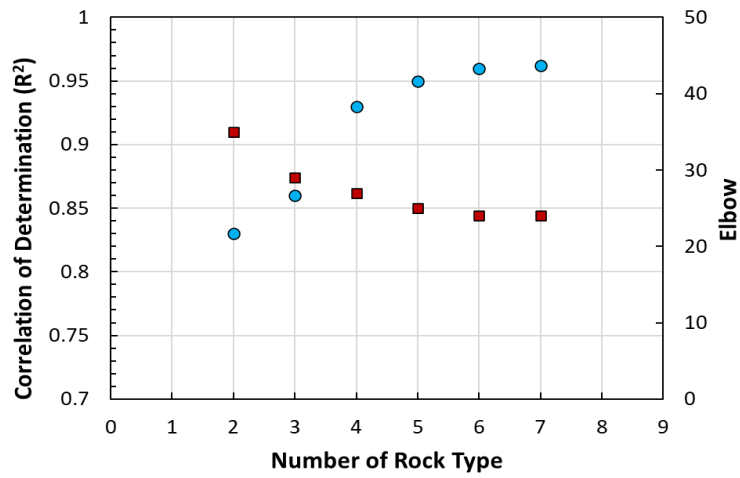
$$Daili^{**} = \phi^a \times k^b \times (1 - S_{wir})^c \quad (10)$$

که در روابط بالا نماهای a ، b و c پارامترهای تطابق مدل بوده و با تنظیم و هماهنگ کردن آن با داده‌های مربوط به نقاط انتهایی نمودار تراوایی نسبی به دست می‌آید (شکل ۱۳). بدین منظور میبایست معادلات ۹ و ۱۰ به عنوان معادلات مرجع با داده‌های آب کاهش نیافتنی و نفت باقی مانده در مغزه به صورت همزمان تطابق پذیرد که با توجه به ۳ مجهول موجود، از روش سعی و خطا مقادیر آن به دست آمد و در جدول ۱ ذکر شده است. این مقادیر صرفاً مقادیر بهینه برای مخزن مورد مطالعه می‌باشد.

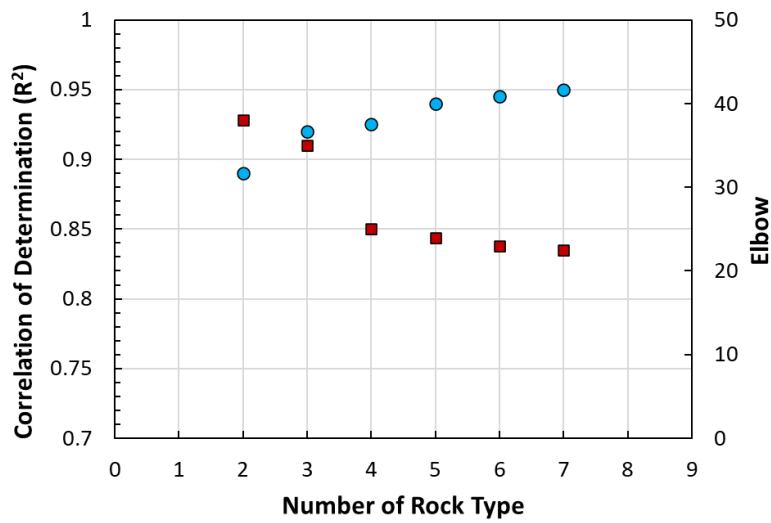


شکل ۱۰ تطابق پذیری میزان تراوایی نسبی نفت برحسب شاخص‌های مختلف روش‌های تعیین نوع سنگ مورد استفاده در شبیه سازی

لازم به ذکر است معادلات ۹ و ۱۰ قابلیت تعمیم به سایر میادین با ضرائب اختصاصی آن میدان را دارا می‌باشد. همچنین شکل‌های ۱۱ و ۱۲ نشان دهنده مقادیر تابع Elbow و میانگین ضریب همبستگی (R^2) در برابر تعداد خوشه‌های مختلف معادلات پیشنهادی می‌باشد و با توجه به نتایج، تعداد چهار خوشه به‌عنوان تعداد بهینه دسته‌های پتروفیزیکی سنگ مشخص و تعیین گردید.



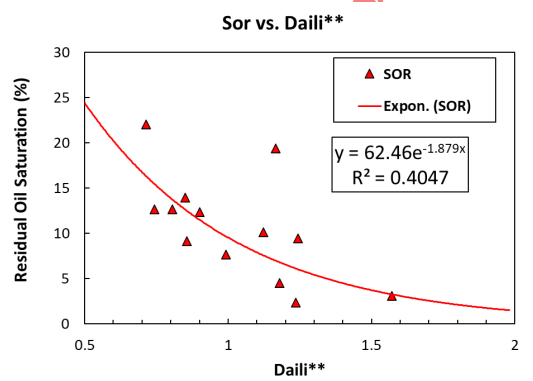
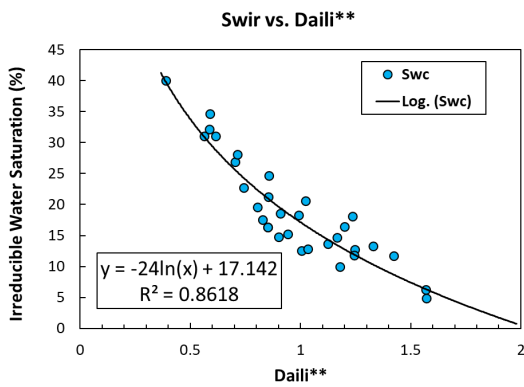
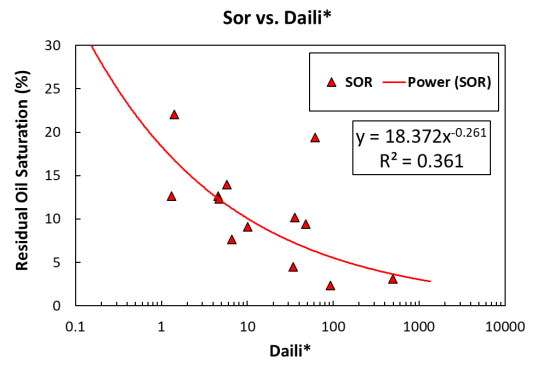
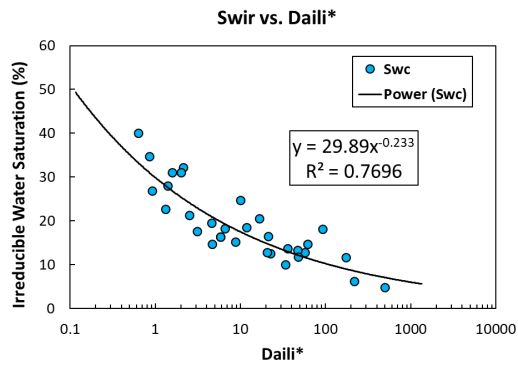
شکل ۱۱ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش $Daili^*$



شکل ۱۲ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش $Daili^{**}$

جدول ۱ ضرائب نهایی روابط پیشنهادی تعیین نوع سنگ

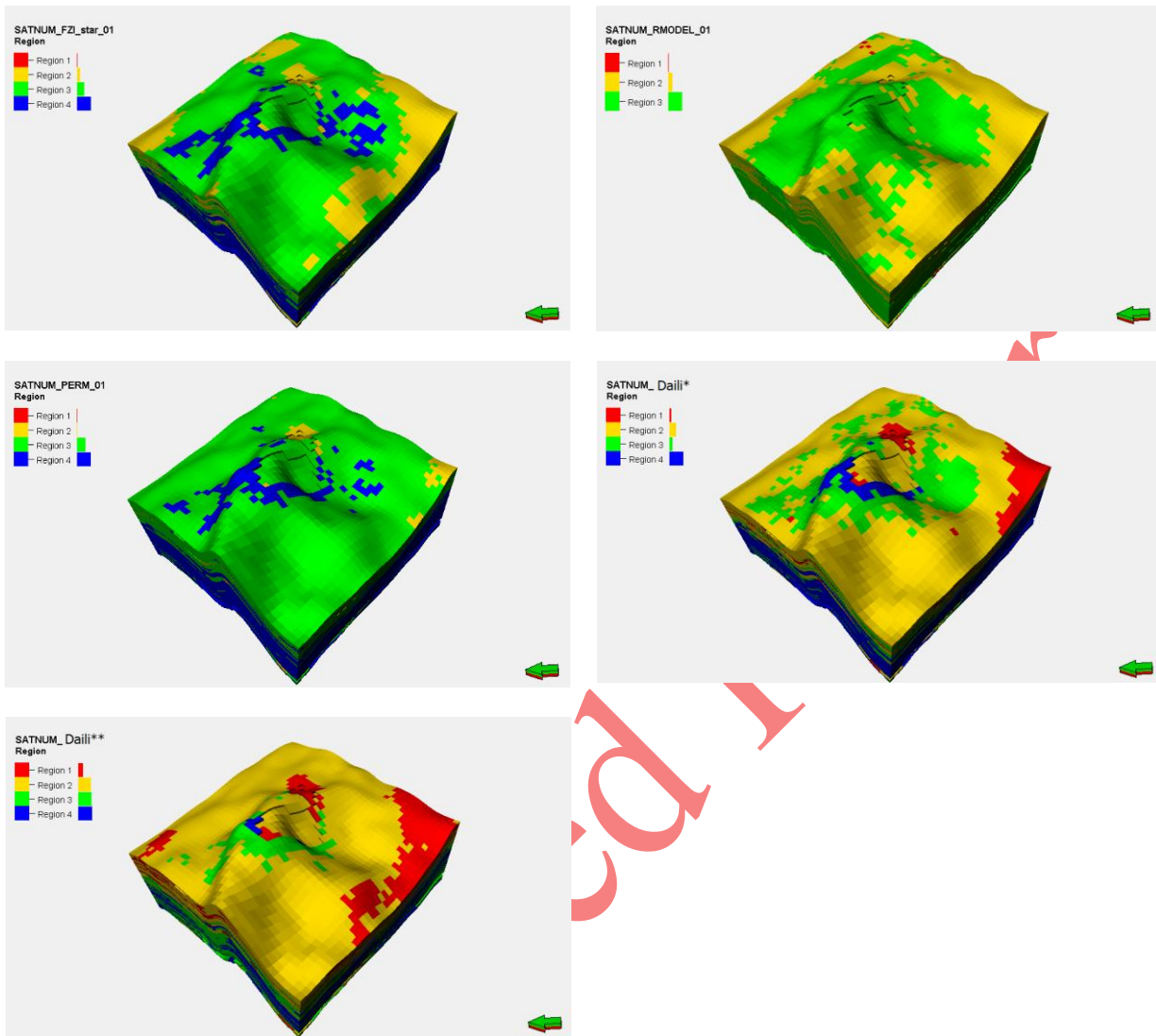
c	b	a	ضرائب رابطه
-۲	۰/۵	۱	$Daili^*$
۲	۰/۲	-۰/۲	$Daili^{**}$



شکل ۱۳ تطابق پذیری میزان اشباع آب کاهش نیافتنی و اشباع نفت باقی مانده بر حسب روش‌های پیشنهادی تعیین نوع سنگ

شبیه سازی رفتار مخزن و تطابق تاریخچه

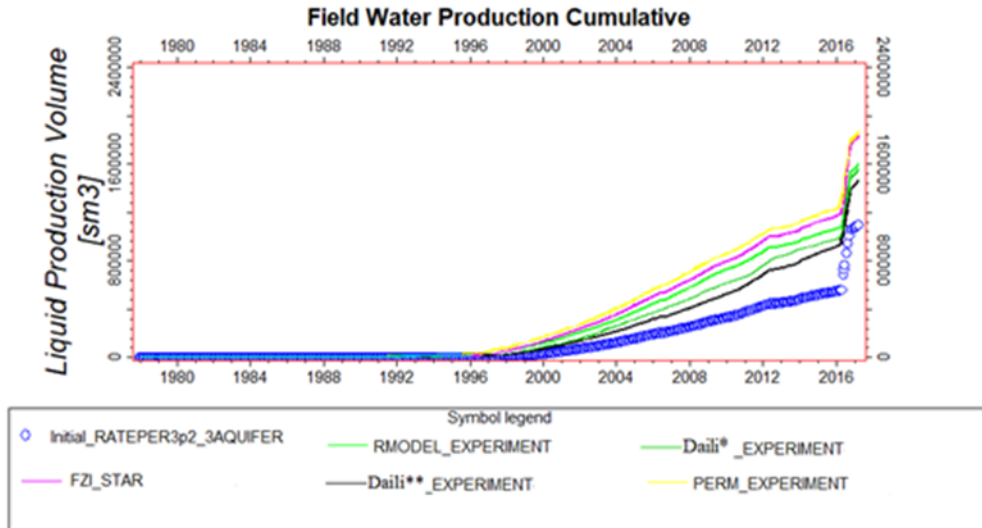
به منظور تکمیل فرآیند مدل سازی مخزن، روش‌های منتخب دسته بندی سنگ مورد اشاره در بالا جهت شبیه سازی عملکرد مخزن و تطابق تاریخچه به کار گرفته شد. شبکه مدل عددی مورد استفاده شامل ۴۱ سلول در راستای محور i ، ۴۳ سلول در راستای محور j و ۴۹ لایه در راستای محور k است که در مجموع، حدود ۸۵،۰۰۰ سلول فعال را در برمی گیرد. در این مدل، هفت حلقه چاه در نظر گرفته شده است. شکل ۱۴ توزیع انواع سنگ مخزن را بر اساس طبقه بندی‌های مختلف پتروفیزیکی نشان می دهد.



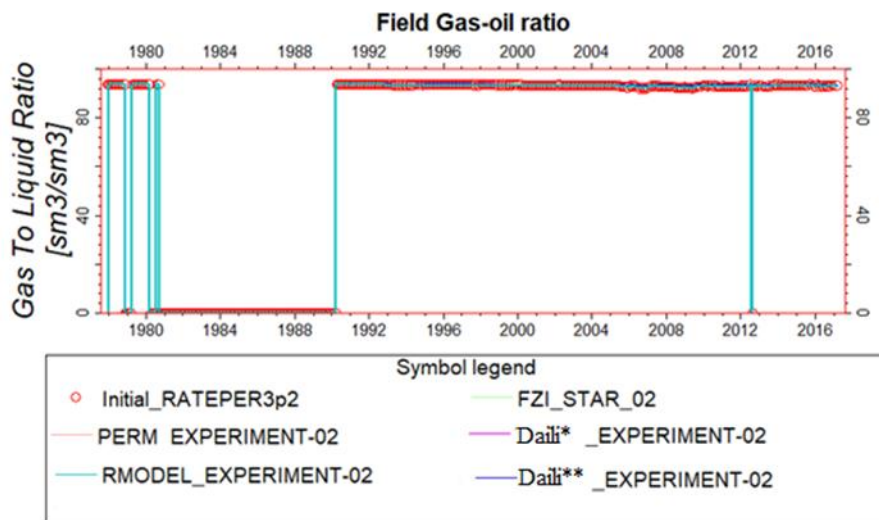
شکل ۱۴ توزیع تراوایی سنگ با روش‌های مختلف تعیین نوع سنگ

همچنین، نتایج حاصل از تطابق تاریخچه تولید برای مخزن مورد مطالعه در شکل‌های ۱۵ تا ۱۷ ارائه شده است. در رابطه با تطابق تاریخچه تولید آب این نکته شایان ذکر است که در وهله اول میزان تولید آب در هفت حلقه چاه با روش‌های ارائه شده تطبیق داده شد اما با نظر به اینکه روند کلی تولید آب در هر هفت حلقه چاه مشابه با میزان تولید آب تجمعی کل میدان است لذا صرفاً به ذکر مقایسه تطابق تاریخچه تولید آب کلی میدان با روش‌های تعیین نوع سنگ بسنده شد. یافته‌ها حاکی از آن است که تغییر در روش‌های دسته‌بندی سنگ تأثیر قابل توجهی بر روند تولید آب دارد، در حالی که تأثیر آن بر رفتار افت فشار مخزن و نسبت گاز به نفت تولیدی چندان ملموس نیست. در میان مدل‌های ارزیابی شده، مدل پیشنهادی دوم بالاترین میزان تطابق با داده‌های تاریخچه تولید را نشان می‌دهد. بر این اساس، با استفاده از روش‌های اعتبارسنجی مدل می‌توان تعداد روش‌های مورد استفاده در تعیین نوع سنگ را به یک یا دو گزینه‌ی بهینه محدود ساخت. این رویکرد نه تنها باعث صرفه‌جویی در زمان و منابع می‌شود، بلکه

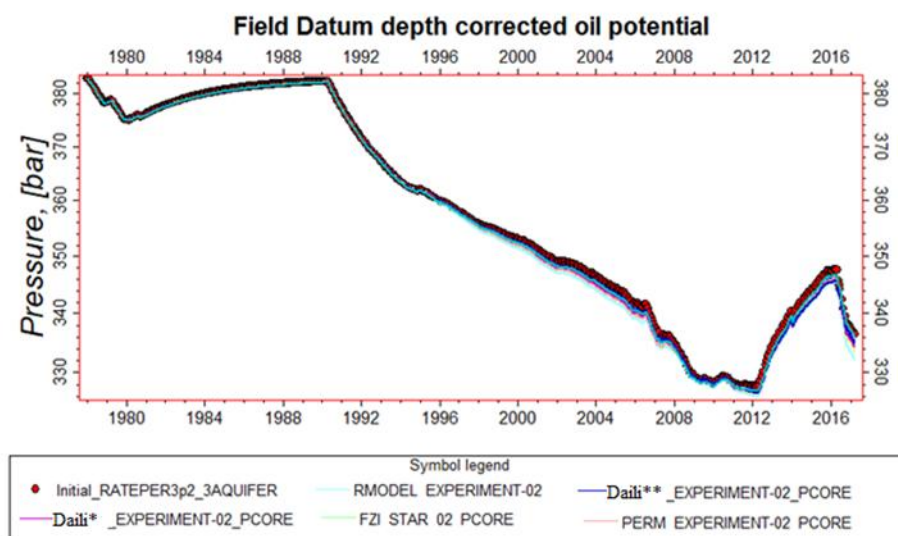
با تکیه بر اطلاعات موجود و کاهش نیاز به اعمال اصلاحات گسترده در فرآیند شبیه‌سازی، دستیابی به تطابق دقیق‌تر با داده‌های واقعی را تسهیل می‌کند.



شکل ۱۵ نتایج تطابق تاریخچه تولید آب مخزن با مدل‌های مختلف تعیین نوع سنگ



شکل ۱۶ نتایج تطابق تاریخچه نسبت گاز به نفت مخزن برای مدل‌های مختلف تعیین نوع سنگ



شکل ۱۷ نتایج تطابق تاریخچه فشار مخزن برای مدل‌های مختلف تعیین نوع سنگ

نتیجه گیری

در این پژوهش، با استفاده از داده‌های یکی از مخازن واقع در جنوب غرب ایران، روش‌های مختلف دسته‌بندی سنگ مخزن مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت. نتایج کلیدی این مطالعه به شرح زیر است:

- بر اساس شاخص‌های اعتبارسنجی، از جمله میزان تطابق با نمودارهای تراوایی نسبی، مشخص شد که روش FZI اصلاح‌شده، روش مبتنی بر شعاع حفرات و روش مبتنی بر تراوایی، عملکرد بهتری نسبت به سایر روش‌ها از خود نشان می‌دهند.
- نتایج حاصل از شبیه‌سازی دینامیکی مخزن نشان داد که روند افت فشار و نسبت گاز به نفت تولیدی، به‌طور قابل توجهی تحت تأثیر نوع دسته‌بندی سنگ قرار نمی‌گیرد. با این حال، میزان تولید آب از مخزن می‌تواند به‌عنوان یک شاخص مؤثر برای ارزیابی و تمایز میان روش‌های مختلف دسته‌بندی مورد استفاده قرار گیرد.
- با استناد به نتایج شبیه‌سازی و تطابق با تاریخچه تولید آب، رابطه‌های پیشنهادی در تعیین نوع سنگ، دقت و قابلیت اعتماد بالاتری نسبت به سایر روش‌ها ارائه داده است به نحوی که تا ۵۰ درصد از خطا را می‌تواند کاهش دهد.

[1] M. Faramarzi-Palangar, B. Sedaei, and M. Emami Niri, (2021), "A Further Investigation on the Application of Critical Pore Size as an Approach for Reservoir Rock Typing," *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 143, no. 11, pp. 1-13, <https://doi.org/10.1115/1.4049735>.

[2] M. Faramarzi-Palangar and A. Mirzaei-Paiaman, (2021), "Investigating dynamic rock quality in two-phase flow systems using TEM-function: A comparative study of different rock typing indices," *Petroleum Research*, vol. 6, no. 1, pp. 16-25, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.08.001>.

[3] G. E. Archie, (1942), "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics," *Transactions of the AIME*, vol. 146, no. 01, pp. 54-62.

[4] Kozeny, (1927), "Ber kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzungsberichte," *Royal Academy of Science Vienna. Proc. Cl. I* vol. 136, pp. 271-306.

[5] P. C. Carman, (1997), "Fluid flow through granular beds," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 75, pp. S32-S48.

[6] J. C. Porras and O. Campos, (2001), "Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin," in *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, vol. All Days, SPE-69458-MS, <http://dx.doi.org/10.2523/69458-MS>.

[7] K. Saadat and H. Rahimpour, (2023), "Modification of Winland Rock Typing Based on Reservoir Quality and Production Parameters in Carbonate Rocks", *Petroleum research*. <https://doi.org/10.22078/pr.2023.5127.3274>.

[8] J. O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D. G. Kersey, and D. K. Keelan, (1993), "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, , vol. All Days, SPE-26436-MS. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>

[9] H. A. Nooruddin and M. E. Hossain, (2011) "Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 80, no. 1, pp. 107-115, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.11.003>.

[10] A. Mousavi, M. Salehi, H. Vaziri-Moghaddam, R. Shabafrooz and K. Ghanavati, (2022) "Reservoir Quality Evaluation of the Asmari Formation by Integrating Diagenesis and Different Rock Typing Methods in Mansurabad Oilfield", *Petroleum research*, <https://doi.org/10.22078/pr.2023.5146.3285>.

[11] J. C. Porras and O. Campos, (2001) "Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin," in *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, , vol. All Days, SPE-69458-MS, <http://dx.doi.org/10.2523/69458-MS>.

[12] S. G. Ghedan, (2007), "Dynamic rock types for generating reliable and consistent saturation functions for simulation models," in *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*,: OnePetro, <https://doi.org/10.2118/111295-MS>.

[13] S. G. Ghedan and C. H. Canbaz, (2014), "Theory and experimental setup of the new Rise in Core reservoir wettability measurement technique," in *IPTC: International Petroleum Technology Conference*, , pp. cp-395-00276: European Association of Geoscientists & Engineers, <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.395.IPTC-17659-MS>.

[14] H. S. Jooybari, G. Mowazi, and S. Jaber, (2010), "A new approach for rock typing used in one of the Iranian carbonate reservoir (a case study)," in International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, OnePetro. <https://doi.org/10.2118/183643-PA>.

[15] A. Choudhary and S. Thapliyal, (2015), "Reservoir Zonation-A Novel Approach: Use of Core Derived K-Ø-Swirl Relationship to Define Reservoir Rock Types (RRTs)," in Offshore Technology Conference, OnePetro. <https://doi.org/10.4043/25650-MS>.

[16] R. Maldar, R. Ranjbar-Karami, A. Behdad, S. Bagherzadeh, (2021), "Reservoir rock typing and electrofacies characterization by integrating petrophysical properties and core data in the Bangestan reservoir of the Gachsaran oilfield, the Zagros basin, Iran" *Petroleum science and engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110080>

[17] N. H. El-Gendy, A. Radwan, M. Waziry, T. Dodd, M. Barakat, (2022), "An integrated sedimentological, rock typing, image logs, and artificial neural networks analysis for reservoir quality assessment of the heterogeneous fluvial-deltaic Messinian Abu Madi reservoirs, Salma field, onshore East Nile Delta, Egypt" *Marine and Petroleum Geology*, <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105910>.

[18] A. Mirzaei-Paiaman and B. Ghanbarian, (2022), "A new method for characterizing dynamic reservoir quality: Implications for quality maps in reservoir simulation and rock type classification" *Journal of Petroleum Science and Engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111049>

[19] A. Mousavi, M. Salehi, H. Vaziri-Moghaddam, R. Shabafrooz, K. Ghanavati, (2023), "Reservoir Quality Evaluation of the Asmari Formation by Integrating Diagenesis and Different Rock Typing Methods in Mansurabad Oilfield" *Petroleum Research*, DOI: 10.22078/pr.2023.5146.3285.

[20] K. Saadat and H. Rahimpour-Bonab, (2024), "Modification of Winland Rock Typing Based on Reservoir Quality and Production Parameters in Carbonate Rocks" *Petroleum Research*, DOI:10.22078/pr.2023.5127.3274

[21] M. Mohammadi, A. Kadkhodai, H. Rahimpour, R. Kadkodaie and M. Aleali, (2023), "Study of Facies Changes, Sedimentary Environment and Diagenetic Processes in Sequence Boundaries of Kangan Formation and its Effect on Reservoir Quality According to Lucia's Classification, in Salman and Lavan Fields" *Petroleum research*, <https://doi.org/10.22078/pr.2023.5051.3257>.

A Novel Approach for Hydrocarbon Reservoir Quality Evaluation through Integration of Multiple Rock Typing Methods: A Case Study

Abbas Daili^{1,2}, Mehdi Baharimoghadam¹, Siavash Ashoori¹

1. Department of Petroleum Engineering, Ahwaz Faculty of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology (PUT), Ahwaz, Iran.
2. Department of Petroleum Engineering, Iranian Central Oil Fields Company, Tehran, Iran.

Abstract

various methods have been proposed for reservoir rock typing; these approaches are often associated with limitations and simplifying assumptions that hinder accurate definition of flow units and dynamic classification of reservoir rocks. Studies indicate that the selection of an appropriate rock typing method depends on the intrinsic properties of the reservoir rock as well as the quantity and quality of the available data. Rock typing is a key strategy for mitigating these challenges by grouping reservoir rocks with similar petrophysical and flow properties. In this study, multiple rock typing methodologies—including the Flow Zone Indicator (FZI), Modified Flow Zone Indicator (FZIM), the Winland method, and permeability-based classifications—were applied to a carbonate reservoir in a southwestern Iranian oil field. To evaluate the effectiveness of these methods, statistical techniques such as the Elbow method and correlation analysis were employed. Among the evaluated models, the FZIM, the permeability-based classification, and the R-model exhibited superior performance based on relative permeability curve analysis. Consequently, these models were selected for use in dynamic reservoir simulation. In addition, two novel rock typing models were developed using relative permeability data as the basis for classification. Simulation results demonstrated that the proposed models achieved an acceptable history match for water production trends. However, rock type classification showed a limited impact on the history matching of gas-oil ratio and reservoir pressure decline.

Key words: Reservoir Rock Typing, Flow Zone Indicator, Saturation Function, History Matching, Winland.