

ویژه‌نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش‌های پایه آبی

بررسی المان حجمی نماینده برای تخمین پارامترهای پتروفیزیکی و دوفازی در فرآیند تزریق آب با استفاده از فیزیک سنگ دیجیتال

دبیا معماری، جواد سیاوشی و محمد شریفی*

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۳۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۳/۱۹

چکیده

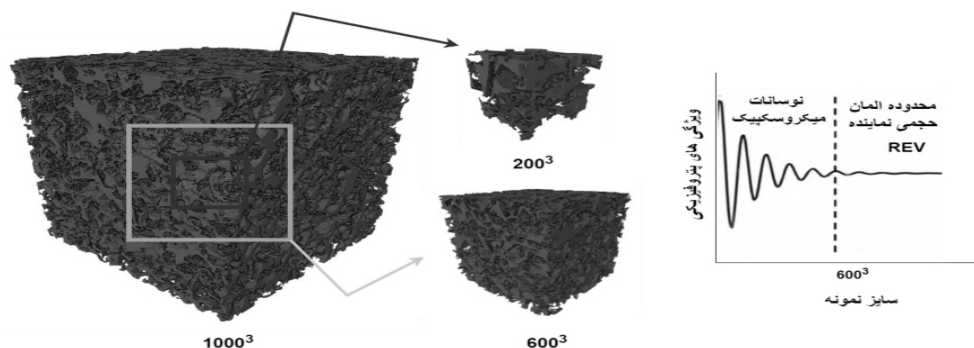
تعیین المان حجمی نماینده از اهمیت بالایی برخوردار است. این چالش در تعریف المان حجمی نماینده به دلیل ضرورت تعیین دقیق ویژگی‌های پتروفیزیکی نمونه‌های متخلخل، نقش بسیار حیاتی ایفا می‌کند. در این تحقیق، روش‌های فیزیک سنگ دیجیتال برای تعیین المان حجمی نماینده در نمونه‌ای ماسه‌سنگی استفاده شد. ابتدا، با استفاده از الگوریتم‌های پردازش تصویر از جمله حذف نوفه، تقسیم‌بندی و برش، ۱۰ زیرنمونه به صورت منظم از نمونه اصلی استخراج شد. ویژگی‌های پتروفیزیکی و خواص جریان دوفازی آب-نفت از جمله میزان تخلخل مؤثر، تخلخل کل، پیچش، تراوایی مطلق، تراوایی نسبی، میزان نفت باقی‌مانده، بیشینه تراوایی نسبی آب و نقاط تلاقی در نمودارهای تراوایی نسبی آب و تراوایی نسبی نفت برحسب اشباع آب برای هر زیرنمونه با استفاده از پردازش تصویر و مدل‌سازی شبکه حفرات محاسبه شد. با رسم نمودارهای مختلف برای پارامترهای مختلف بر حسب اندازه زیرنمونه‌ها، المان حجمی نماینده تقریباً 60.0^3 تعیین شد. انتخاب مناسب المان حجمی نماینده دقت مدل‌سازی و شبیه‌سازی را افزایش می‌دهد و درعین حال در مطالعات، هزینه و زمان را کاهش می‌دهد. این نتایج نشان می‌دهند که استفاده از روش‌های فیزیک سنگ دیجیتال برای تعیین المان حجمی نماینده جهت تحلیل‌های بیشتر اهمیت بسیار زیادی دارد. انتخاب نادرست آن ممکن است به نتایج غلط در فرآیند‌های دینامیک مانند شبیه‌سازی فرآیند تزریق آب در مقیاس بینجامد. در مقایسه با دیگر روش‌های تعیین المان حجمی، در این روش از خواص دینامیکی علاوه بر خواص استاتیکی استفاده شده است و در پایان نتایج به دست آمده برای هر خصوصیت با یکدیگر مقایسه شده است که موجب برتری این روش نسبت به سایر روش‌ها می‌باشد.

کلمات کلیدی: فیزیک سنگ دیجیتال، المان حجمی نماینده، جریان دوفازی، پردازش تصویر، روش مدل‌سازی حفرات

مقدمه

امروزه، فیزیک سنگ دیجیتال^۱ به عنوان یک ابزار بسیار ارزشمند شناخته می شود [۴-۱]. این فن آوری مهندسی، امکان تحلیل دقیق تر و جزئی تر خصوصیات مکانیکی سنگها را در مقیاسهای مختلف فراهم می کند و به مهندسان مخزن این امکان را می دهد که به ژئومکانیک مخزنها با دقت بیشتری نگرسته و ارتباط میان ساختار داخلی سنگها و عملکرد مخزن را بیشتر درک کنند [۵-۸]. همچنین، از طریق پردازش تصاویر و تجزیه و تحلیل داده های مخزنی، مهندسان مخزن می توانند به بهبود تصمیم گیری های مرتبط با تراوایی، تخلخل، و مشخصات دیگر مهم مخزنها بپردازند [۹-۱۲]. این رویکرد نوین به مهندسی مخزن، باعث بهبود کارایی و بهره وری در استخراج و بهره برداری از منابع مخزنی می شود و نقش بسیار مهمی در توسعه صنعت نفت و گاز دارد [۱-۳]. فیزیک سنگ دیجیتال دارای دو روش اصلی است روش عددی مستقیم^۲ و روش مدل سازی حفرات^۳ [۴]. [۱۳-۱۶]. از روش عددی مستقیم برای بررسی رفتار سنگها تحت فشار و دماهای مختلف استفاده می شود. این روش اجازه می دهد تا خصوصیات مکانیکی سنگها مانند تخلخل و تغییرات شکل آنها را در شرایط مخزن مورد بررسی قرار دهیم [۴].

[۱۳ و ۱۴]. در روش مدل سازی حفرات ساختار داخلی سنگ با در نظر گرفتن حفرات و تخلخل های موجود در سنگ مدل سازی می شود. همچنین میتوان از این روش برای مطالعه تراوایی و تخلخل سنگهای مخزن استفاده کرد. این روش به ما امکان می دهد تا فهم بهتری از جذب و نفوذ مایعات در ساختار داخلی مخزن داشته باشیم [۴، ۱۷-۱۹]. به طور کلی این تکنولوژی پیشرفته امکان مطالعه دقیق تر و شناخت عمیق تر از نمونه های سنگ را فراهم می کند، و در این تحقیق نیز از آن بهره گیری شده است. المان حجمی نماینده^۴ مفهوم مهمی در علم مخزن است که به تعیین حداقل حجم مورد نیاز جهت مطالعه خواص مکانیکی و فیزیکی سنگها می پردازد. این مفهوم بیشتر در سطح مقیاس حفرات^۵ مورد توجه قرار می گیرد [۲۰ و ۲۱]. به عبارتی حجم نماینده حداقل حجمی از سنگ است که پارامترهای پتروفیزیکی مورد نظر در ابعاد کوچک تر از آن تابع اندازه نمونه باشند (شکل ۱). در ادامه به مطالعات انجام شده در مورد المان حجمی نماینده می پردازیم. روشه و همکارش نشان دادند که با استفاده از تصاویر میکرو سیتی المان حجمی نماینده به دست آمده از پارامتر تخلخل را نمی توان به پارامترهایی همچون توزیع اندازه ذرات، نسبت تخلخل محلی و عدد هم آرایبی تعمیم داد [۲۶].



شکل ۱ شماتیکی از مفهوم المان حجمی نماینده

1. Digital Rock
2. Direct Numerical Simulation
3. Pore network Modeling
4. Representative Elementary Volume (REV)
5. Pore Scale

تصویر هم‌خوانی خوبی داشته‌اند [۳۰]. در این مطالعه براساس افزایش پله‌ای سایز زیر نمونه‌ها از نمونه اصلی و همین‌طور در نظر گرفتن تمامی خصوصیات از جمله خصوصیات پتروفیزیکی استاتیک و دینامیک و همین‌طور خصوصیات دوفازی روشی جامع با هزینه محاسباتی بهینه‌تر برای محاسبه المان حجمی نماینده ارائه شده است. با استفاده از فیزیک سنگ دیجیتال و به‌وسیله مدل‌سازی دقیق معماری داخلی سنگ و تغییرات آن در مقیاس حفرات، المان حجمی نماینده نمونه را می‌توان تعیین کرد. از این المان حجمی نماینده می‌توان برای بهبود مدل‌های مخزنی و تصمیم‌گیری بهتر در مهندسی مخزن بهره‌برداری نمود [۲۲]. در این پژوهش، هدف اصلی تحقیق به‌دست آوردن المان حجمی نماینده برای نمونه‌های سنگ متغیر است. ابتدا یک نمونه سه بعدی از ساختار حفرات نمونه سنگ بنتایمر^۱ که از روش ریز توموگرافی رایانه‌ای اشعه ایکس^۲ از درگاه دیجیتال راک پرتال^۳ انتخاب شده و به‌طور جزئی تغییراتی روی آن اعمال شده است. سپس، از داخل این نمونه ۱۰ زیرنمونه با اندازه‌ها و خصوصیات مختلف استخراج شده‌اند. با استفاده از نرم‌افزار پرژئوس^۴ که یک نرم‌افزار یکپارچه برای محاسبات سنگ دیجیتال است و از فرآیندهای پردازش تصویر و شبیه‌سازی به‌روش مستقیم برای خواص تک فاز و همین‌طور شبیه‌سازی به‌روش مدل‌سازی شبکه حفرات برای جریان دوفاز استفاده می‌کند، ما المان حجمی نماینده برای هر یک از این زیرنمونه‌ها به‌دست آورده‌ایم. این پژوهش به ما این امکان را می‌دهد که بهترین حجم المان حجمی نماینده برای این نمونه‌های سنگ را مشخص کرده و برای بهبود در کاربردهای مهندسی و صنعتی آنها را تعیین نماییم.

راینسون و همکارانش در از تصاویر توموگرافی رایانه‌ای اشعه ایکس برای تخمین المان حجمی نماینده برای تخلخل، اشباع و مساحت سطح مشترک هوا و آب در محیط‌های متخلخل استفاده کردند. آن‌ها دریافتند که برای محیط‌های همگن، المان حجمی نماینده‌ها کوچک و قابل اندازه‌گیری بودند، اما برای محیط‌های ناهمگن، به دلیل عدم وجود یک روند مشخص، نمی‌توانستند المان حجمی نماینده را تعیین کنند [۲۷]. در این مقاله مستقیمی و همکاران روش مبتنی بر حل روابط جریان را برای محاسبه تراوایی نمونه سنگ‌های مختلف توسعه دادند و با استفاده از تعداد زیادی نمونه تصادفی حجم‌ارای وی را براساس پارامترهای تخلخل و تراوایی برای نمونه‌های مختلف محاسبه کردند [۱]. برانز و همکارانش، عکس‌های تقسیم‌بندی نشده مربوط به تحلیل طیفی خاکستری از توموگرافی‌های سه‌بعدی سنگ گچی هود مورد بررسی قرار گرفتند و حجم نماینده المان حجمی نماینده با توجه به پارامترهای تخلخل، مساحت سطح ویژه و ضریب پیچش انتشار به‌دست آمد. همچنین، بر اهمیت تعیین وضوح مناسب برای تصویربرداری تأکید شده است [۲۸]. وو و همکارانش از مدل‌های تتراهدرون منظم (RTM) و میکروتوموگرافی انتقال نور (LTM) برای تخمین المان حجمی نماینده در محیط‌های متخلخل استفاده کردند و نشان دادند که مدل تتراهدرون منظم (RTM)، در توصیف سه‌بعدی پیچش، دقت بیشتری نسبت به مدل‌های دوبعدی ارائه می‌دهد [۲۹]. صادقی نژاد و همکاران با استفاده از عملگرهای مبتنی بر ریخت‌شناسی مینکوفسکی، المان حجمی نماینده را برای پارامترهایی مانند تخلخل، تراوایی، مساحت سطح و پیچیدگی محاسبه کردند. آن‌ها نشان دادند که پس از رسیدن به المان حجمی نماینده برای تخلخل، المان حجمی نماینده برای انتگرال‌های میانگین و کل انحنای المان حجمی نماینده تراوایی برای اندازه‌های بزرگ

1. Bentheimer

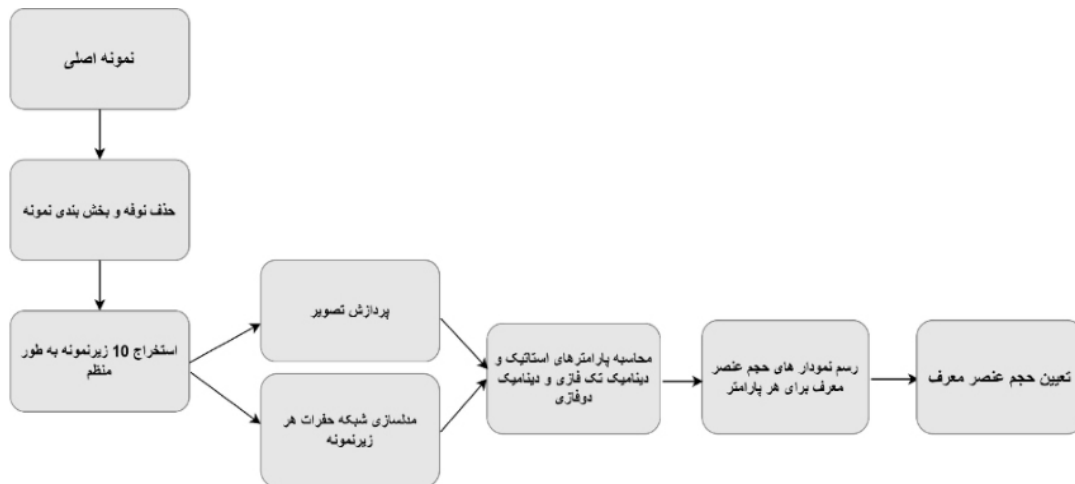
2. X-ray Micro Computed Tomography

3. https://www.digitalrockportal.org/projects/317/origin_data/1360/

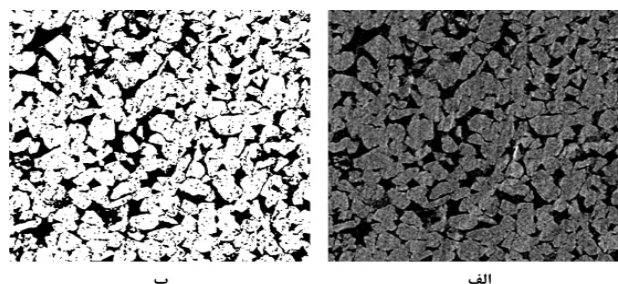
4. PerGeos

پردازش تصویر

یک مجموعه داده با استفاده از تصاویر با وضوح بالای ماسه سنگ بنتایمر از درگاه دیجیتال راک پرتال به صورت تقسیم بندی شده و نوفه زدایی شده تهیه شد. هر وکسل^۱ در تصاویر دارای وضوح ۲/۲۵ میکرومتر بود که از یک نمونه استوانه ای از ماسه سنگ با قطر ۶ mm استخراج شده بود. در ابتدا، مکعبی به اندازه ۱۰۰۰ به توان ۳ از نمونه اصلی استخراج شد. در این درگاه برای کاهش نوفه درون این مکعبها، یک فرآیند حذف نوفه^۲ با استفاده از روش فیلتر میانگین غیر محلی [۲۵] اجرا شده است. پس از آن، از یک الگوریتم تقسیم بندی^۳ با روش آستانه گذاری Iso data استفاده شده [۲۵] تا مکعبهای فیلتر شده به وکسلهای سیاه و سفید تبدیل شوند و این امکان را فراهم کنند که دانهها و حفرات داخل سنگ از یکدیگر جدا شوند [۴، ۲۲، ۳۱] (شکل ۳).



شکل ۲ فلوجارت روند انجام پژوهش



شکل ۳ مقطع دو بعدی از نمونه ماسه سنگ بنتایمر (الف) تصویر مقیاس خاکستری (ب) تصویر بخش بندی شده

1. Voxel
2. Denoising
3. Segmentation

استخراج زیر نمونه

در این بخش ۱۰ زیر نمونه با اندازه‌های مختلف از مرکز مجموعه داده به صورت غیر تصادفی انتخاب شده‌اند. این انتخاب با هدف بررسی خصوصیات استاتیک و دینامیک نمونه‌های سنگ صورت می‌گیرد. سایزهای این زیر نمونه‌ها از 10^3 تا 10^6 و کسل متغیر است تا اطلاعات کافی برای تحلیل ارتباط بین تخلخل و ویژگی‌های دینامیکی مخزن فراهم شود تا در نهایت، با محاسبه المان حجمی نماینده برای این نمونه‌های سنگ، تأثیر تخلخل بر ویژگی‌های دینامیکی مخزن مورد بررسی قرار گیرد.

محاسبه خصوصیات استاتیک

در مرحله محاسبه خصوصیات استاتیک، از یک کد پایتون توسعه داده شده استفاده شده است. این کد به طور مستقیم از تصاویر دیجیتالی نمونه‌های سنگ برای محاسبه تخلخل کل استفاده می‌کند. این محاسبه توسط شمردن تعداد واحدهای وکسل با مقدار صفر (که نمایانگر فضای خالی در تصویر هستند) و تقسیم آن بر کل تعداد واحدهای وکسل صورت می‌گیرد. این روش به دقت مقدار تخلخل کل نمونه‌ها را به دست می‌آورد. همچنین، برای اطمینان از دقت محاسبات و محاسبه تخلخل مؤثر، از نرم‌افزار پرژئوس نیز استفاده شده است. این نرم‌افزار از یک الگوریتم تکرار شونده برای شناسایی واحدهای وکسل مجاور و اتصال آنها استفاده می‌کند که در نهایت حفرات ایزوله را حذف می‌کند. این فرآیند به محاسبه تخلخل کل و همچنین تخلخل مؤثر نمونه‌ها از یک زاویه دیگر می‌پردازد. سپس از نرم‌افزار مدل شبکه حفرات استخراج شده و پارامترهای استاتیک محاسبه شده است. به علاوه، برای محاسبه پارامتر پیچش^۱، از ماژول محاسبه پیچش نرم‌افزار استفاده شده است. این ماژول به تحلیل پیچش تصاویر می‌پردازد و نتایج دقیقی از پیچش نمونه‌ها به دست می‌آورد.

محاسبه خصوصیات دینامیک به روش مدل سازی

شبکه حفرات

با توجه به هزینه‌های بالای مرتبط با روش‌های شبیه سازی عددی مستقیم در مطالعه پدیده‌های پیچیده مثل جریان‌های چند فاز، روش مدل سازی شبکه حفرات به عنوان یک جایگزین مؤثر در نظر گرفته می‌شود. در این روش، ابتدا هندسه ابتدایی ساختار حفرات به یک شبکه حفرات ساده تبدیل می‌شود. این شبکه حفرات از دو مؤلفه اصلی تشکیل شده است: بدنه حفرات و گلوگاه حفره. در این روش، حفرات به عنوان فضای خالی بزرگ تعریف می‌شوند و گلوگاه‌ها به عنوان مسیریابی برای اتصال حفرات و حرکت سیال در نظر گرفته می‌شوند [۱، ۴، ۲۳]. استخراج شبکه حفرات یک نمونه در دو مرحله انجام می‌شود. در مرحله اول، هندسه ابتدایی ساختار حفرات به اجزا (بدنه حفرات و گلوگاه) تبدیل می‌شود. پس از آن، در مرحله دوم، ویژگی‌های هر جزء از شبکه حفرات استخراج و تعیین می‌شوند. این ویژگی‌ها شامل پارامترهایی مانند شعاع هیدرولیکی، طول، حجم و پارامتری که به عنوان ضریب شکل مورد استفاده قرار می‌گیرد، هستند و برای هر جزء از شبکه حفرات به طور جداگانه محاسبه و در مدل سازی جریان به کار می‌روند [۴]. برای به دست آوردن خصوصیات دینامیکی مهم مانند تراوایی مطلق و تراوایی نسبی از این روش استفاده کردیم. این مدل سازی با استفاده از نرم‌افزار پرژئوس انجام شد و این نتایج به ما این امکان را داد تا به دقت خصوصیات دینامیک مورد نظر را محاسبه کنیم. شرایط آغاز سازی قابل تنظیم شبکه مدل سازی حفرات با زاویه تماس حداقل ۰ تا ۴۰ درجه برای آب و ۱۱۰ تا ۱۳۰ درجه، چگالی آب (kg/m^3) ۱۰۰۰ و چگالی نفت (kg/m^3) ۸۰۰ و کشش سطحی آن مقدار (N/m) ۰/۰۳۲ می‌باشد.

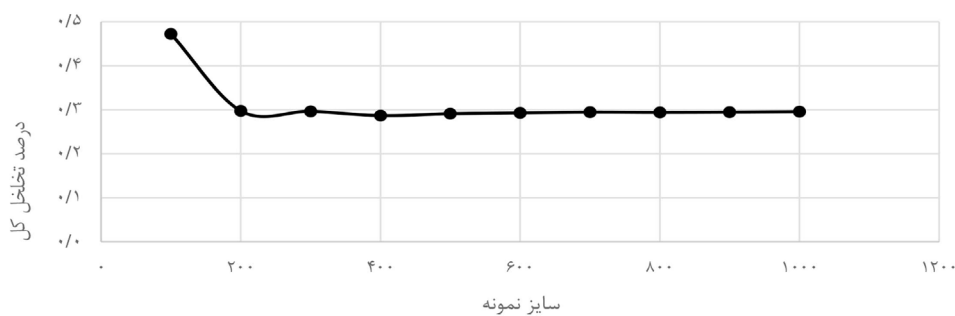
1. Tortuosity

نتایج و بحث

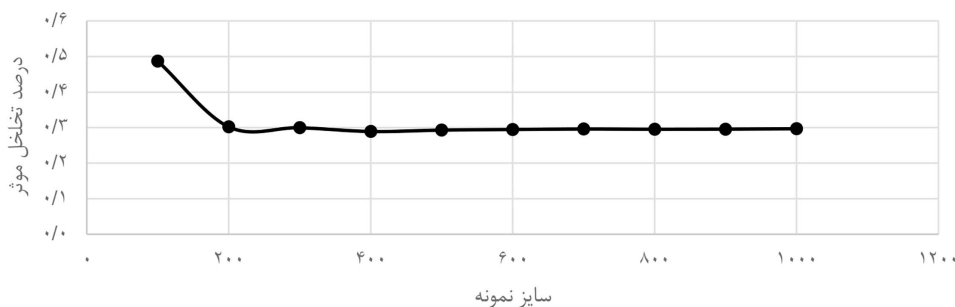
خصوصیات استاتیک

حجمی نماینده برای این نمونه‌ها، معادل 300^3 است (شکل ۴). این مقدار به‌عنوان یک تخمین بهینه برای مشخص کردن ویژگی‌های پارامتر پیش مورد استفاده قرار می‌گیرد. زیرا بعد از سایز 300^3 می‌توانیم شاهد ثبات نسبی روند پیشش باشیم. میانگین اختلاف در پیشش بعد از این سایز تقریباً به $1/5\%$ کاهش می‌یابد، درحالی‌که در سایزهای کمتر از این، میانگین اختلاف حدود 15% است. مهم‌ترین نکته در انتخاب صحیح المان حجمی نماینده آن است که اگر این مقدار به‌درستی محاسبه نشود، تحلیل‌های ما به نمونه‌های زیرنمونه محدود می‌شوند و از دقت کمتری برخوردار می‌شوند. این اشتباه می‌تواند منجر به اشتباهات و نادرستی‌های قابل توجه در پژوهش‌ها و مدل‌سازی‌های آتی شود؛ بنابراین، در انتخاب المان حجمی نماینده باید دقت کامل را داشته باشیم و بادقت به اندازه‌گیری‌ها و شرایط موردنیاز توجه کنیم تا نتایج تحلیل‌ها معتبر و قابل‌اعتماد باشند.

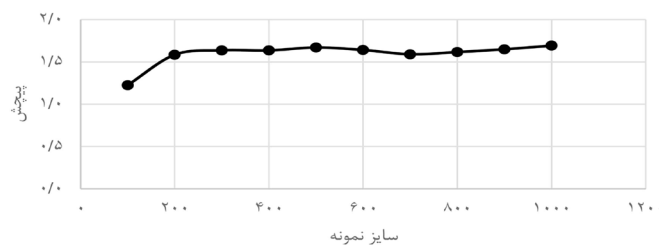
بعد از محاسبه مقادیر تخلخل مؤثر و تخلخل کل برای نمونه‌ها در اندازه‌های مختلف، نموداری به‌منظور ارزیابی المان حجمی نماینده مناسب برای این نمونه‌ها رسم شد. شکل ۴ و شکل ۵ نشان دادند که میزان به‌دست آمده تخلخل از سایز 200^3 به بعد نسبتاً ثابت است. قبل از این سایز درصد اختلاف میانگین در مقدار تخلخل کل و مؤثر ۵۸ و 61% است اما بعد از سایز 200^3 این اختلافات به $1/8$ و $2/3\%$ کاهش یافت. به همین دلیل سایز 200^3 به‌عنوان یک المان حجمی نماینده مناسب در زمینه تخلخل برای این نمونه‌ها مطرح می‌شود و می‌تواند به‌عنوان تخمینی بهینه برای مشخص کردن ویژگی‌های مخزن مورد استفاده قرار گیرد. پارامتر پیشش را از مدل شبکه حفرات به‌دست آوردیم و نتایج به‌دست‌آمده را برای هر اندازه نمونه تحلیل کردیم. این تحلیل نشان داد که بهترین المان



شکل ۴ المان حجمی نماینده تخلخل کل



شکل ۵ المان حجمی نماینده تخلخل مؤثر



شکل ۶ المان حجمی نماینده پیچش

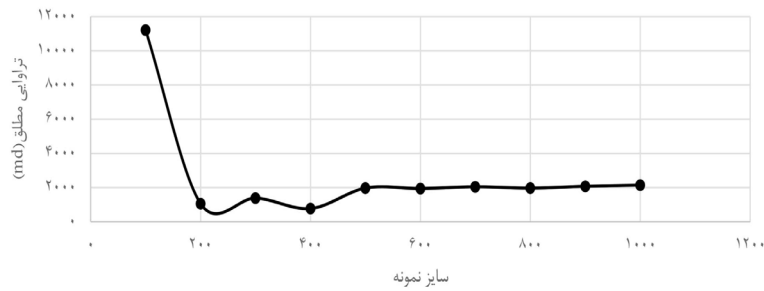
از مقادیر تراوایی نسبی آب (K_{rw}) و تراوایی نسبی نفت (K_{ro}) در میزان مختلف اشباع آب به دست آمده، نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت به ازای هر سایز نمونه تهیه شد. سپس نقاط تلاقی این دو نمودار برای هر اندازه نمونه ثبت و در نهایت نمودار نقاط تلاقی براساس سایز نمونه‌ها رسم گردید. نقاط تلاقی در نمودارهای تراوایی نسبی آب و تراوایی نسبی نفت بر حسب اشباع آب (S_{wi}) معمولاً به عنوان نمایانگرهای مهم برای شبیه‌سازی‌ها و مدل‌سازی‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. این نقاط ممکن است نقاط مهمی باشند که مشخص می‌کنند چگونه تغییرات در اشباع آب تأثیرگذاری روی تراوایی مخزن دارند. از روی نمودار رسم شده **شکل ۸** می‌توان فهمید زمانی که تعداد نمونه‌ها کافی و حجم نمونه‌ها به اندازه‌ای بزرگ باشد که نمودار نقاط تلاقی به طور مستقل از اندازه نمونه رفتار ثابتی از خود نشان دهد، می‌توان المان حجمی نماینده را بهینه به عنوان 500^3 در نظر گرفت. زیرا درصد اختلاف میانگین نقاط تلاقی در این نقطه از ۲۲٪ به ۶/۱٪ می‌رسد. البته باید در نظر گرفت که روش شبه استاتیک در مدل‌سازی حفرات برای شبیه‌سازی فرآیندهای دوفاز و نمودارهای تراوایی نسبی در سایزهای کوچکتر از المان حجمی نماینده نمودارهای با کیفیتی را برای خروجی نمی‌دهد همان‌طور که مشاهده می‌شود **شکل ۹** کیفیت نمودارها در سایزهای بزرگتر از المان حجمی نماینده بهتر است که یکی از محدودیت‌های ذاتی روش شبیه‌سازی حفرات است.

خصوصیات دینامیک

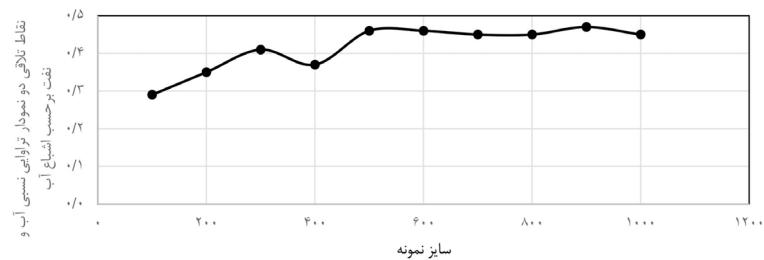
در این بخش از پژوهش، از مدل‌سازی شبکه حفرات برای شبیه‌سازی تک‌فازی و دوفازی استفاده شد. برای بخش تک‌فاز، پارامتر تراوایی مطلق محاسبه شد. برای بخش دوفازی، از روش شبه‌استاتیک برای محاسبه تراوایی نسبی آب و نفت، بیشینه تراوایی نسبی آب و اشباع نفت باقی‌مانده استفاده شد. در ادامه، نتایج حاصله از رسم نمودارهای این پارامترها بر حسب سایز نمونه‌ها را شاهد خواهیم بود.

تراوایی مطلق و تراوایی نسبی

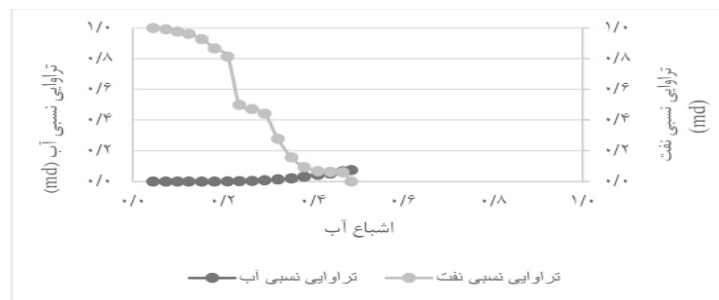
بعد از مدل‌سازی شبکه حفرات، پارامترهای مهمی مانند تراوایی مطلق و تراوایی نسبی آب و نفت در اشباع‌های مختلف برای هر نمونه مورد محاسبه قرار گرفت. در نتیجه، توانستیم توزیع تراوایی را بر حسب سایز نمونه‌ها نشان دهیم. از نمودارهای به دست آمده، مشخص شد که با انتخاب المان حجمی نماینده برابر با 500^3 ، می‌توان به دقت مقدار تراوایی را برای نمونه‌ها محاسبه کرد (**شکل ۷**). علاوه بر این، مشاهده شد که با افزایش حجم نمونه، مقدار تراوایی به طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. این پدیده به این دلیل اتفاق می‌افتد که با افزایش حجم نمونه، نمایندگی بهتری از ویژگی‌های ساختار داخلی نمونه به دست می‌آید. به این ترتیب، تغییرات میکروساختاری در نمونه‌ها به شکل متوسط تراوایی تأثیر بیشتری می‌گذارد که منجر به کاهش نوسانات و افزایش دقت در محاسبه تراوایی می‌شود. به طوری که درصد اختلاف میانگین ۱۵۰٪ سایزهای قبل از 500^3 به ۳/۸٪ کاهش می‌یابد.



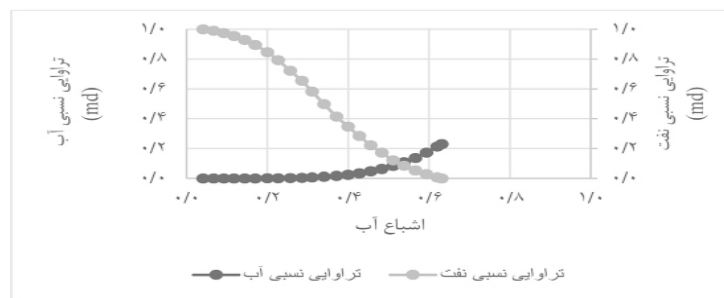
شکل ۷ المان حجمی نماینده تراوایی مطلق



شکل ۸ المان حجمی نماینده نقاط تلاقی دو نمودار تراوایی نسبی آب و نفت برحسب اشباع آب



الف



ب

شکل ۹ الف) نمودار تراوایی نسبی آب و نفت در اندازه 200^3 - ب) نمودار تراوایی نسبی آب و نفت در اندازه 800^3

اشباع نفت باقی مانده (Sor)

می یابد و به سایز 500^3 می رسد. میانگین اختلاف در اشباع نفت باقی مانده بعد از این سایز تقریباً به $1/7\%$ کاهش می یابد، درحالی که قبل از این سایز، میانگین اختلاف حدود $42/5\%$ است. این نشان می دهد که سایز 500 می تواند به عنوان المان حجمی نماینده مناسب برای اشباع نفت باقی مانده انتخاب شود.

پارامتر دیگری که به طور مستقیم از تصاویر به دست آمده است و برای هر سایز نمونه محاسبه شد اشباع نفت باقی مانده است. نمودار این پارامتر برحسب سایز نمونه ها رسم شده است (شکل ۱۰). در شکل ۱۰ دیده می شود که با افزایش سایز نمونه ها مقدار اشباع نفت باقی مانده کاهش



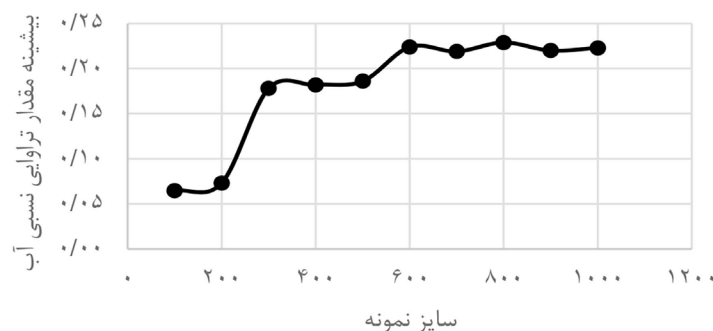
شکل ۱۰ المان حجمی نماینده اشباع نفت باقی مانده

مقایسه مقدار المان حجمی نماینده در پارامترهای مختلف با توجه به ماهیت سنگ و همگن بودن یا ناهمگنی آن، ویژگی‌های ساختاری، نوع سازند و ویژگی‌های ذاتی دیگر، المان حجمی نماینده برای پارامترهای استاتیک و دینامیک تک‌فازی و دینامیک دوفازی می‌تواند متفاوت باشد. در این پژوهش که از یک نمونه ماسه‌سنگ همگن بنتایمر استفاده شده، این مقادیر به هم نزدیک هستند. با این حال، لازم به ذکر است که برای نمونه‌های دیگر می‌توانند متفاوت باشند. به‌طور کلی المان حجمی نماینده این نمونه را می‌توان 60.3 در نظر گرفت. براساس اختلافات محاسبه شده در صورتی که حجم کوچک‌تر از المان حجمی نماینده در نظر گرفته شود به‌طور کلی میانگین اختلاف 11.0% را در محاسبات پارامترهای بررسی شده ایجاد خواهد کرد در صورتی که با در نظر گرفتن المان حجمی نماینده این اختلاف به 2% خواهد رسید.

تشخیص صحیح المان حجمی نماینده این پارامتر از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا هر گونه اشتباه در تشخیص آن ممکن است منجر به تخمین افزایش یافته اشباع نفت باقی مانده شود و دقت مدل‌سازی‌های جریان را کاهش دهد و اتکا به نتایج نادقیق حاصل از مدل‌سازی، باعث تخمین مقدار باز یافت نفت کمتر از مقدار واقعی شود.

بیشینه مقدار تراوایی نسبی آب (Krw Max)

بیشینه مقدار تراوایی نسبی آب پارامتر مهم دیگری است که در این مدل‌سازی برای هر سایز نمونه محاسبه گردیده است. این پارامتر از جهت پیش‌بینی تولید نفت، بهینه‌سازی تولید، طراحی و مدیریت مخزن مهم است. با توجه به شکل ۱۱ سایز 60.3 می‌تواند المان حجمی نماینده خوبی برای این نمونه باشد چراکه درصد اختلاف میانگین در سایزهای کمتر از 60.3 ، 38% بوده و در سایزهای 60.3 و بالاتر از آن به مقدار 1.6% می‌رسد.



شکل ۱۱ المان حجمی نماینده بیشینه مقدار تراوایی نسبی آب

نتیجه گیری

می‌باشد، بنابراین برای شناسایی دقیق پدیده های دوفازی و توپولوژی سیال نیاز هست که حجم بیشتری از المان حجمی نماینده نمونه برای مطالعات انتخاب بشود.

در نهایت، توجه به مفهوم المان حجمی نماینده در روش‌های مدل‌سازی حفرات به‌خصوص استفاده از روش‌های فیزیک سنگ دیجیتال از اهمیت بالایی برخوردار است و جهت استحصال نتایج قابل اتکا از این روش المان حجمی نماینده باید تعیین گردد. لازم به ذکر است که میزان المان حجمی نماینده وابسته به ذات نمونه می‌تواند برای پارامترهای استاتیک، دینامیک مبتنی بر جریان تک‌فاز و پارامترهای دوفازی متفاوت باشد که این مسئله اهمیت تعیین المان حجمی نماینده متناسب با آنالیزهای مدنظر را بیان کرده و آنالیز المان حجمی نماینده برای نمونه‌های دیجیتال مختلف از مراحل ضروری در فیزیک سنگ دیجیتال می‌باشد.

در این پژوهش به‌منظور تعیین المان حجمی نماینده یک نمونه سنگ ماسه‌سنگی از روش فیزیک سنگ دیجیتال استفاده کردیم. از فرآیند حذف نوفه و الگوریتم تقسیم‌بندی استفاده شد تا نمونه برای گرفتن ۱۰ زیر نمونه و محاسبه پارامترهای استاتیکی مانند تخلخل مؤثر، تخلخل کل، پیچش و پارامترهای دینامیکی مانند تراوایی مطلق، تراوایی نسبی و اشباع باقی‌مانده نفت برای هر زیر نمونه، آماده بشود. سپس با رسم نمودارهای این پارامترها برحسب سایز زیر نمونه‌ها مقادیر المان حجمی نماینده را برای هر کدام محاسبه شد و به مقداری تقریبی 60×10^{-2} برای این نمونه رسید. به‌خاطر پدیده‌های مختلف وابسته به رژیم‌های جریان و توپولوژی سیال، المان حجمی نماینده در پارامترهای دوفازی نسبت به سایر پارامترها من جمله تراوایی که پارامتری دینامیک است بیشتر

مراجع

- [1]. Mostaghimi, P., Blunt, M. J., & Bijeljic, B. (2013). Computations of absolute permeability on micro-CT images. *Mathematical Geosciences*, 45, 103-125, doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4.
- [2]. Blunt, M.J., Bijeljic, B., Dong, H., Gharbi, O., Iglauer, S., Mostaghimi, P., Paluszny, A. and Pentland, C., (2013). Pore-scale imaging and modelling, *Advances in Water Resources*, 51, 197-216, doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003.
- [3]. Bultreys, T., De Boever, W., & Cnudde, V. (2016). Imaging and image-based fluid transport modeling at the pore scale in geological materials: A practical introduction to the current state-of-the-art. *Earth-Science Reviews*, 155, 93-128, doi.org/10.1016/j.earscirev.2016.02.001.
- [4]. Siavashi, J., Najafi, A., Ebadi, M., & Sharifi, M. (2022). A CNN-based approach for upscaling multiphase flow in digital sandstones. *Fuel*, 308, 122047. doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122047.
- [5]. Saxena, N., Hows, A., Hofmann, R., Alpak, F. O., Freeman, J., Hunter, S., & Appel, M. (2018). Imaging and computational considerations for image computed permeability: operating envelope of digital rock physics. *Advances in Water Resources*, 116, 127-144. doi.org/10.1016/j.advwatres.2018.04.001.
- [6]. Bashtani, F., & Kantzas, A. (2020). Scale-up of pore-level relative permeability from micro-to macro-scale. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 98(9): 2032-2051, doi.org/10.1002/cjce.23745.
- [7]. Abu-Al-Saud, M., Gmira, A., Al-Enezi, S., & Yousef, A. (2020, January). Pore-scale simulation of fluid flow in carbonates using micro-CT scan images. In *International Petroleum Technology Conference (D022S160R004)*. IPTC. doi.org/10.2523/iptc-19832-ms.
- [8]. Guo, C., Wang, X., Wang, H., He, S., Liu, H., & Zhu, P. (2018). Effect of pore structure on displacement efficiency and oil-cluster morphology by using micro computed tomography (μ CT) technique. *Fuel*, 230, 430-439. doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.058.
- [9]. Diwakar, M., & Kumar, M. (2018). A review on CT image noise and its denoising. *Biomedical Signal Processing and Control*, 42, 73-88. doi.org/10.1016/j.bspc.2018.01.010.
- [10]. Bird, M. B., Butler, S. L., Hawkes, C. D., & Kotzer, T. (2014). Numerical modeling of fluid and electrical currents through geometries based on synchrotron X-ray tomographic images of reservoir rocks using Avizo and COMSOL. *Computers & Geosciences*, 73, 6-16. doi.org/10.1016/j.cageo.2014.08.009.

- [11]. Zakirov, T., & Galeev, A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 415-426. doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119.
- [12]. Sidorenko, M., Orlov, D., Ebadi, M., & Koroteev, D. (2021). Deep learning in denoising of micro-computed tomography images of rock samples. *Computers & Geosciences*, 151, 104716. doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104716.
- [13]. Ramstad, T., Berg, C. F., & Thompson, K. (2019). Pore-scale simulations of single-and two-phase flow in porous media: approaches and applications. *Transport in Porous Media*, 130, 77-104. doi.org/10.1007/s11242-019-01289-9.
- [14]. Berg, C. F., Lopez, O., & Berland, H. (2017). Industrial applications of digital rock technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 131-147. doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.074.
- [15]. Raeni, A. Q., Blunt, M. J., & Bijeljic, B. (2014). Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces. *Advances in Water Resources*, 74, 116-126. doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012.
- [16]. Joekar-Niasar, V., Van Dijke, M. I. J., & Hassanizadeh, S. M. (2012). Pore-scale modeling of multiphase flow and transport: achievements and perspectives. *Transport in porous media*, 94(2), 461-464. doi.org/10.1007/s11242-012-0047-4.
- [17]. Dong, H., & Blunt, M. J. (2009). Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E—Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 80(3), 036307. doi.org/10.1103/PhysRevE.80.036307.
- [18]. Sheppard, A. P., Sok, R. M., & Averdunk, H. (2005). Improved pore network extraction methods. In *International Symposium of the Society of Core Analysts*, 2125, 1-11.
- [19]. Arns, J. Y., Robins, V., Sheppard, A. P., Sok, R. M., Pinczewski, W. V., & Knackstedt, M. A. (2004). Effect of network topology on relative permeability. *Transport in Porous media*, 55, 21-46. doi.org/10.1023/B:TIPM.0000007252.68488.43.
- [20]. van der Linden, J. H., Narsilio, G. A., & Tordesillas, A. (2016). Machine learning framework for analysis of transport through complex networks in porous, granular media: A focus on permeability. *Physical Review E*, 94(2): 022904. doi.org/10.1103/PhysRevE.94.022904.
- [21]. Meakin, P., & Tartakovsky, A. M. (2009). Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media. *Reviews of Geophysics*, 47(3). doi.org/10.1029/2008RG000263.
- [22]. Shan, X., & Chen, H. (1993). Lattice Boltzmann model for simulating flows with multiple phases and components. *Physical Review E*, 47(3), 1815. doi.org/10.1103/PhysRevE.47.1815.
- [23]. Garing, C., de Chalendar, J. A., Voltolini, M., Ajo-Franklin, J. B., & Benson, S. M. (2017). Pore-scale capillary pressure analysis using multi-scale X-ray micromotography. *Advances in Water Resources*, 104, 223-241. doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.04.006.
- [24]. Bultreys, T., Van Hoorebeke, L., & Cnudde, V. (2015). Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks. *Advances in Water Resources*, 78, 36-49. doi.org/10.1016/j.advwatres.2015.02.003.
- [25]. Neumann, R. F., Barsi-Andreetta, M., Lucas-Oliveira, E., Barbalho, H., Trevizan, W. A., Bonagamba, T. J., & Steiner, M. B. (2021). High accuracy capillary network representation in digital rock reveals permeability scaling functions. *Scientific Reports*, 11(1): 11370. doi.org/10.1038/s41598-021-90090-0.
- [26]. Al-Raoush, R., & Papadopoulos, A. (2010). Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography. *Powder Technology*, 200(1-2): 69-77. doi.org/10.1016/j.powtec.2010.02.011.
- [27]. Coștanza-Robinson, M. S., Eštabrook, B. D., & Fouhey, D. F. (2011). Representative elementary volume estimation for porosity, moisture saturation, and air-water interfacial areas in unsaturated porous media: Data quality implications. *Water Resources Research*, 47(7), doi:10.1029/2010WR009655.
- [28]. Bruns, S., Stipp, S. L. S., & Sørensen, H. O. (2017). Statistical representative elementary volumes of porous media determined using greyscale analysis of 3D tomograms. *Advances in Water Resources*, 107, 32-42, doi: https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.002.
- [29]. Wu, M., Wu, J., Wu, J., & Hu, B. X. (2018). A three-dimensional model for quantification of the representative elementary volume of tortuosity in granular porous media. *Journal of Hydrology*, 557, 128-136, doi: https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2017.12.030.
- [30]. Sadeghnejad, S., Reinhardt, M., Enzmann, F., Arnold, P., Brandstätter, B., Ott, H., Wilde, F., Hupfer, S., Schäfer, T. and Kersten, M., 2023. Minkowski functional evaluation of representative elementary volume of rock microtomography images at multiple resolutions. *Advances in Water Resources*, 179, 104501, doi: https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2023.104501.

[۳۱]. شیرافکن، س. احمدی، م. و شعبانی م. (۱۴۰۲). تعیین خصوصیات فضای متخلخل یک سنگ کربناته با استفاده از تصاویر میکرو سی تی اسکن توسط الگوریتم شبکه عصبی پیچشی، پژوهش نفت، ۳۳ (۱۴۰۲-۳)، ۱۰۰-۱۱۳. doi: 10.22078/pr.2023.4919.3198 ,2023 ,113-100



Special Issues on Water-based EOR

Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 19-23

DOI: 10.22078/pr.2024.5253.3332

Analyzing the Representative Elementary Volume for Estimating Petrophysical and Two-phase Parameters in water-flooding Process using Digital Rock Physics

Diba Memari, Javad Siavashi and Mohammad Sharifi*

Department of Petroleum Engineering, AmirKabir University of Technology, Tehran, Iran

m_sharifi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5253.3332

Received: September/22/2023

Accepted: June/08/2024

Introduction

Digital rock physics is an essential tool for analyzing rock mechanical properties at various scales, helping reservoir engineers understand the connection between rock structures and reservoir performance [1–4][5–8]. This technology, through image processing and data analysis, improves decisions related to reservoir characteristics such as permeability and porosity, thereby enhancing efficiency and productivity in the oil and gas industry [1–3]. The method includes direct numerical simulation and pore network modeling [4, 13–16], with the latter focusing on analyzing internal rock structures to study permeability and porosity [4, 13, 14] [4, 17–19]. The concept of representative elementary volume (REV) is critical in reservoir science, defining the minimum volume necessary to study rock properties accurately (Figure 1). Using digital rock physics, the REV for rock samples can be determined, which is crucial for refining reservoir models and aiding decision-making in reservoir engineering [22]. This research identifies the REV for different rock samples by analyzing the pore structure of Bentheimer sandstone using X-ray micro computed tomography and PerGeos software. Several studies on REV have been conducted. In 2010, Al-Raoush et al. found that particle size distribution, local porosity ratio, and coordination number could not be generalized from REV porosity data [26]. In 2011,

Robinson et al. estimated REV for porosity, saturation, and the air-water interfacial area, noting that REV was small and measurable in homogeneous environments but not in heterogeneous ones [27]. Mostaghimi et al. in 2013 used flow equations to calculate permeability and estimate REV based on porosity and permeability [1]. In 2017, Branz and colleagues used gray spectral analysis from tomographies of gypsum rock to obtain the representative volume element (RVE), highlighting the importance of imaging resolution [28]. Wu and colleagues in 2018 used regular tetrahedron models (RTM) and light transmission microtomography (LTM) to estimate REV, finding RTM models more accurate for three-dimensional tortuosity descriptions [29]. In 2023, Sadeghi Nejad and colleagues used Minkowski morphological operators to calculate REV, showing consistency between REV for porosity, mean integrals, total curvature, and permeability in larger image sizes [30].

Materials and Methods

To determine the representative elementary volume (REV) of a sample, the process began with denoising and segmentation techniques to prepare for sub-sample extraction (Fig. 1). Ten systematically selected sub-samples were then taken, with static and dynamic properties computed for each and plotted against their sizes (Fig. 2).

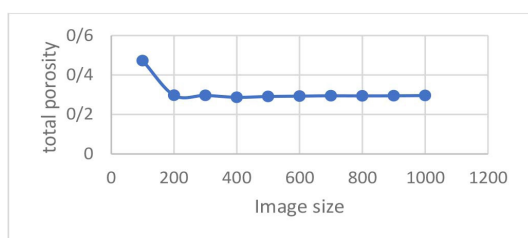


Fig. 1 Total porosity REV

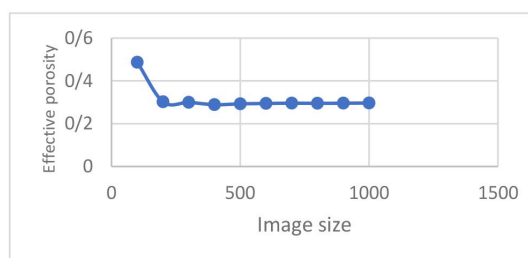


Fig. 2 Effective porosity REV.

Image Processing

High-resolution images of Bentheimer sandstone were used, each voxel representing 2.25 micrometers, derived from a 6-mm diameter cylindrical sample. Cubic regions of 1000^3 voxels were extracted and denoised. A segmentation algorithm was then applied to distinguish grains from pores, converting the filtered cubes into black and white voxels [22, 31].

Sub-sample Extraction

Ten sub-samples of varying sizes (ranging from 100^3 to 1000^3 voxels) were non-randomly selected to study static and dynamic rock properties. This selection aimed to explore the relationship between porosity and reservoir dynamics, and to calculate the REV for these rock samples.

Static Property Calculation

A Python code was used to compute total porosity from the digital images by counting zero-valued voxels and dividing by the total voxel count. For more precise calculations, PerGeos software was employed, using an iterative algorithm to connect neighboring voxels and exclude isolated pores, thereby determining both total and effective porosity. Tortuosity was also calculated using a twist analysis module in the software.

Dynamic Property Calculation using Pore Network Modeling

To study multiphase flows efficiently, pore network modeling was used instead of costly direct numerical simulations. This approach simplifies the pore structure into pore bodies and throats, with the properties of each component (such as hydraulic radius, length, volume, and shape coefficient) calculated separately. PerGeos software facilitated the modeling, allowing accurate

computation of dynamic properties like absolute and relative permeabilities.

Results and Discussion

Static Properties

After calculating the effective and total porosity values for samples of various sizes, a graph was plotted to determine the appropriate representative elementary volume (REV) for these samples. Fig. 1 and 2 show that porosity values stabilize beyond a sample size of 200^3 . Therefore, a size of 200^3 is recommended as a suitable REV for porosity estimation in these samples, serving as an optimal estimate for determining reservoir properties.

The tortuosity parameter was obtained using the pore network model, with results analyzed for each sample size. This analysis indicated that the optimal representative elementary volume (REV) for these samples is 300^3 (Fig. 3). This REV is used as an optimal estimate for determining tortuosity parameter properties. It's crucial to choose the correct REV, as incorrect calculations can limit analyses to sub-sampled specimens, leading to reduced accuracy and significant errors in future research and modeling. Therefore, careful attention must be given to selecting the REV, ensuring that measurements and conditions are precise to guarantee the validity and reliability of analysis results.

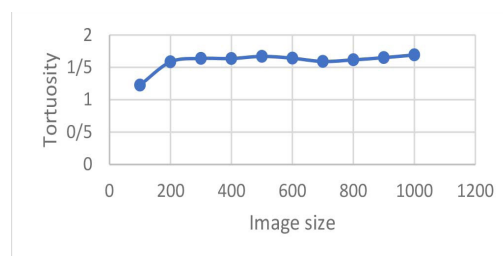


Fig. 3 Tortuosity REV.

Dynamic Properties

In this research section, pore network modeling was utilized for single-phase and two-phase simulations. For the single-phase analysis, the absolute permeability parameter was calculated. In the two-phase analysis, a quasi-static method was used to determine the relative permeability of water and oil, maximum relative water permeability, and residual oil saturation. The results for these parameters were then plotted against sample sizes.

Absolute and Relative Permeability

Through pore network modeling, essential parameters such as absolute permeability and relative permeability of water and oil at different water saturations were calculated for each sample. The data indicated that with a representative elementary volume (REV) of 500^3 , accurate permeability estimates could be achieved (Fig. 4).

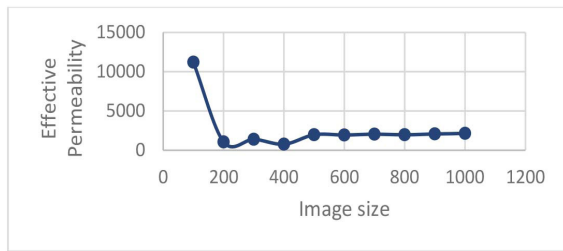


Fig. 4 Effective Permeability REV.

Additionally, it was noted that as the sample volume increased, permeability values significantly decreased. This phenomenon occurs because, with an increase in sample volume, a more accurate representation of the microstructure properties within the sample is achieved. As a result, microstructural variations in the samples have a more pronounced effect on the average permeability, leading to reduced fluctuations and increased accuracy in permeability calculations.

Relative Permeability to Water and Oil

Graphs of relative permeability to water and oil at various water saturations were created for each sample size, and intersection points of these curves were recorded. An intersection point graph was plotted against sample sizes (Fig. 5). These intersection points are crucial for simulations and modeling as they indicate how changes in water saturation affect reservoir permeability. The data suggests that when sample sizes are large enough for consistent intersection point behavior, a representative elementary volume (REV) of 500^3 is optimal.

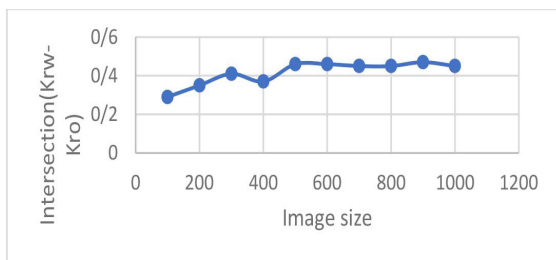


Fig. 5 Intersection (Krw-Kro) REV.

Residual Oil Saturation

The remaining oil saturation was calculated for each sample size and plotted (Fig. 6). It was observed that as the sample size increased, the remaining oil saturation decreased, stabilizing at a sample size of 500^3 . Accurate determination of this parameter's REV is crucial to avoid overestimating remaining oil saturation and ensuring accurate flow modeling.

Maximum Relative Permeability of Water

The maximum relative permeability of water, important for predicting oil production and optimizing reservoir management, was calculated for each sample size. According to Fig. 7, a sample size of 600^3 is a good REV for this parameter.

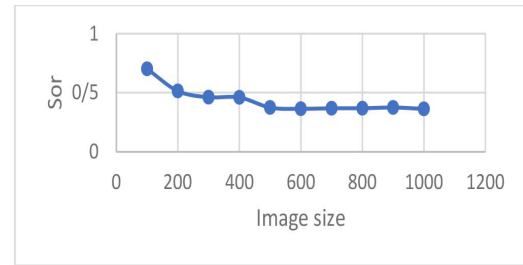


Fig. 6 Residual Oil Saturation REV.

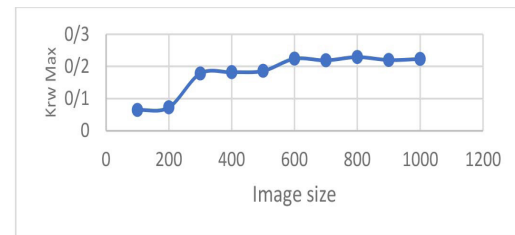


Fig. 7 Maximum Relative Permeability of water REV.

Comparison of the Representative Elementary Volume in Different Parameters

The REV for different parameters can vary based on rock characteristics such as homogeneity, structural properties, and formation type. In this study, using a homogeneous Bentheimer sandstone sample, the REV for various parameters are similar, generally around 600^3 . However, these values may differ for other samples. Thus, a representative elementary volume of 600^3 can be considered optimal for this sample.

Conclusions

This study utilized digital rock physics to determine the representative elementary volume (REV) of a sandstone rock sample. The sample preparation involved noise removal and segmentation algorithms, followed by extracting 10 sub-samples. For each sub-sample, static parameters such as effective porosity, total porosity, and tortuosity, along with dynamic parameters like absolute permeability, relative permeability, and residual oil saturation, were calculated. The analysis indicated an approximate REV of 600^3 for the sample. Defining the REV is crucial in methods related to pore network modeling, especially in digital rock physics, to ensure reliable results. The REV may differ for static, single-phase flow, and multiphase flow parameters, highlighting the need for an appropriately scaled REV tailored to specific analyses. Overall, analyzing the REV for different digital rock samples is vital in digital rock physics, laying the foundation for accurate and dependable outcomes in various analyses.

Nomenclatures

REV: Representative Elementary Volume
 Krw: Relative Permeability of Water
 Kro: Relative Permeability of Oil

References

1. Mostaghimi, P., Blunt, M. J., & Bijeljic, B. (2013). Computations of absolute permeability on micro-CT images. *Mathematical Geosciences*, 45, 103-125, doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4.
2. Blunt, M.J., Bijeljic, B., Dong, H., Gharbi, O., Iglauer, S., Mostaghimi, P., Paluszny, A. and Pentland, C., (2013). Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resources*, 51, 197-216, doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003.
3. Bultreys, T., De Boever, W., & Cnudde, V. (2016). Imaging and image-based fluid transport modeling at the pore scale in geological materials: A practical introduction to the current state-of-the-art. *Earth-Science Reviews*, 155, 93-128, doi.org/10.1016/j.earscirev.2016.02.001.
4. Siavashi, J., Najafi, A., Ebadi, M., & Sharifi, M. (2022). A CNN-based approach for upscaling multiphase flow in digital sandstones. *Fuel*, 308, 122047. doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122047.
5. Saxena, N., Hows, A., Hofmann, R., Alpak, F. O., Freeman, J., Hunter, S., & Appel, M. (2018). Imaging and computational considerations for image computed permeability: operating envelope of digital rock physics. *Advances in Water Resources*, 116, 127-144. doi.org/10.1016/j.advwatres.2018.04.001.
6. Bashtani, F., & Kantzas, A. (2020). Scale-up of pore-level relative permeability from micro-to macro-scale. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 98(9): 2032-2051, doi.org/10.1002/cjce.23745.
7. Abu-Al-Saud, M., Gmira, A., Al-Enezi, S., & Yousef, A. (2020, January). Pore-scale simulation of fluid flow in carbonates using micro-CT scan images. In *International Petroleum Technology Conference (D022S160R004)*. IPTC. doi.org/10.2523/iptc-19832-ms.
8. Guo, C., Wang, X., Wang, H., He, S., Liu, H., & Zhu, P. (2018). Effect of pore structure on displacement efficiency and oil-cluster morphology by using micro computed tomography (μ CT) technique. *Fuel*, 230, 430-439. doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.058.
9. Diwakar, M., & Kumar, M. (2018). A review on CT image noise and its denoising. *Biomedical Signal Processing and Control*, 42, 73-88. doi.org/10.1016/j.bspc.2018.01.010.
10. Ird, M. B., Butler, S. L., Hawkes, C. D., & Kotzer, T. (2014). Numerical modeling of fluid and electrical currents through geometries based on synchrotron X-ray tomographic images of reservoir rocks using Avizo and COMSOL. *Computers & Geosciences*, 73, 6-16. doi.org/10.1016/j.cageo.2014.08.009.
11. Zakirov, T., & Galeev, A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 415-426. doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119.
12. Sidorenko, M., Orlov, D., Ebadi, M., & Koroteev, D. (2021). Deep learning in denoising of micro-computed tomography images of rock samples. *Computers & Geosciences*, 151, 104716. doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104716.
13. Ramstad, T., Berg, C. F., & Thompson, K. (2019). Pore-scale simulations of single-and two-phase flow in porous media: approaches and applications. *Transport in Porous Media*, 130, 77-104. doi.org/10.1007/s11242-019-01289-9.
14. Berg, C. F., Lopez, O., & Berland, H. (2017). Industrial applications of digital rock technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 131-147. doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.074.
15. Raeini, A. Q., Blunt, M. J., & Bijeljic, B. (2014). Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces. *Advances in water resources*, 74, 116-126. doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012.
16. Joekar-Niasar, V., Van Dijke, M. I. J., & Hassanizadeh, S. M. (2012). Pore-scale modeling of multiphase flow and transport: achievements and perspectives. *Transport in porous media*, 94(2), 461-464. doi.org/10.1007/s11242-012-0047-4.
17. Dong, H., & Blunt, M. J. (2009). Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E—Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 80(3), 036307. doi.org/10.1103/PhysRevE.80.036307.
18. Sheppard, A. P., Sok, R. M., & Averdunk, H. (2005). Improved pore network extraction methods. In *International Symposium of the Society of Core Analysts*, 2125, 1-11.
19. Arns, J. Y., Robins, V., Sheppard, A. P., Sok, R. M., Pinczewski, W. V., & Knackstedt, M. A. (2004). Effect of network topology on relative permeability. *Transport in Porous media*, 55, 21-46. doi.org/10.1023/B:TIPM.0000007252.68488.43.
20. van der Linden, J. H., Narsilio, G. A., & Tordesillas, A. (2016). Machine learning framework for analysis of transport through complex networks in porous, granular media: A focus on permeability. *Physical Review E*, 94(2): 022904. doi.org/10.1103/PhysRevE.94.022904.
21. Meakin, P., & Tartakovsky, A. M. (2009). Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media. *Reviews of Geophysics*, 47(3). doi.org/10.1029/2008RG000263.
22. Shan, X., & Chen, H. (1993). Lattice Boltzmann model for simulating flows with multiple phases

- and components. *Physical review E*, 47(3), 1815. doi.org/10.1103/PhysRevE.47.1815.
23. Garing, C., de Chalendar, J. A., Voltolini, M., Ajo-Franklin, J. B., & Benson, S. M. (2017). Pore-scale capillary pressure analysis using multi-scale X-ray micromotography. *Advances in Water Resources*, 104, 223-241. doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.04.006.
 24. Bultreys, T., Van Hoorebeke, L., & Cnudde, V. (2015). Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks. *Advances in Water resources*, 78, 36-49. doi.org/10.1016/j.advwatres.2015.02.003.
 25. Neumann, R. F., Barsi-Andrecta, M., Lucas-Oliveira, E., Barbalho, H., Trevizan, W. A., Bonagamba, T. J., & Steiner, M. B. (2021). High accuracy capillary network representation in digital rock reveals permeability scaling functions. *Scientific reports*, 11(1): 11370. doi.org/10.1038/s41598-021-90090-0.
 26. Al-Raoush, R., & Papadopoulos, A. (2010). Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography. *Powder technology*, 200(1-2): 69-77. doi.org/10.1016/j.powtec.2010.02.011.
 27. Coștanza-Robinson, M. S., Eștabrook, B. D., & Fouhey, D. F. (2011). Representative elementary volume estimation for porosity, moisture saturation, and air-water interfacial areas in unsaturated porous media: Data quality implications. *Water Resources Research*, 47(7), doi:10.1029/2010WR009655.
 28. Bruns, S., Stipp, S. L. S., & Sørensen, H. O. (2017). Statistical representative elementary volumes of porous media determined using greyscale analysis of 3D tomograms. *Advances in Water Resources*, 107, 32-42, doi: https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.002.
 29. Wu, M., Wu, J., Wu, J., & Hu, B. X. (2018). A three-dimensional model for quantification of the representative elementary volume of tortuosity in granular porous media. *Journal of Hydrology*, 557, 128-136, doi: https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2017.12.030.
 30. Sadeghnejad, S., Reinhardt, M., Enzmann, F., Arnold, P., Brandstätter, B., Ott, H., Wilde, F., Hupfer, S., Schäfer, T. and Kersten, M., 2023. Minkowski functional evaluation of representative elementary volume of rock microtomography images at multiple resolutions. *Advances in Water Resources*, 179, 104501, doi: https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2023.104501.
 31. Shirafkan S., Ahmadi M., and Shabani M. (2023) Determination of the porous space characteristics of a carbonate rock using micro-CT scan images by the convolutional neural network algorithm, *Petroleum Research*, 33(1402–3): 100–113, doi: 10.22078/pr.2023.4919.3198.