

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

فیزیک سنگ دیجیتال

دیبا معماری، محمد شریفی*، جواد سیاوشی

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

m_sharifi@aut.ac.ir, Tel: ۰۲۱۶۴۵۴۵۱۸۱

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 60.3 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 بدست 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

۱- مقدمه

امروزه، فیزیک سنگ دیجیتال^۱ به عنوان یک ابزار بسیار ارزشمند شناخته می‌شود [۴-۱]. این فناوری مهندسی، امکان تحلیل دقیق‌تر و جزئی‌تر خصوصیات مکانیکی سنگ‌ها را در مقیاس‌های مختلف فراهم می‌کند و به مهندسان مخزن این امکان را می‌دهد که به ژئومکانیک مخزن‌ها با دقت بیشتری نگریده و ارتباط میان ساختار داخلی سنگ‌ها و عملکرد مخزن را بیشتر درک کنند [۵-۸]. همچنین، از طریق پردازش تصاویر^۲ و تجزیه و تحلیل داده‌های مخزنی، مهندسان مخزن می‌توانند به بهبود تصمیم‌گیری‌های مرتبط با تراوایی^۳، تخلخل^۴، و مشخصات دیگر مهم مخزن‌ها بپردازند [۹-۱۲]. این رویکرد نوین به مهندسی مخزن، باعث بهبود کارایی و بهره‌وری در استخراج و بهره‌برداری از منابع مخزنی می‌شود و نقش بسیار مهمی در توسعه صنعت نفت و گاز دارد [۱-۳].

فیزیک سنگ دیجیتال دارای دو روش اصلی است روش عددی مستقیم^۵ و روش مدل‌سازی حفرات^۶ [۴، ۱۳-۱۶]. از روش عددی مستقیم برای بررسی رفتار سنگ‌ها تحت فشار و دماهای مختلف استفاده می‌شود. این روش اجازه می‌دهد تا خصوصیات مکانیکی سنگ‌ها مانند تخلخل و تغییرات شکل آنها را در شرایط مخزن مورد بررسی قرار دهیم [۴، ۱۳، ۱۴]. در روش مدل‌سازی حفرات ساختار داخلی سنگ با در نظر گرفتن حفرات و تخلخل‌های موجود در سنگ مدل‌سازی می‌شود. همچنین میتوان از این روش برای مطالعه تراوایی و تخلخل سنگ‌های مخزن استفاده کرد. این روش به ما امکان می‌دهد 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 دقیق‌تر و شناخت عمیق‌تر از نمونه‌های سنگ را فراهم می‌کند، و در این تحقیق نیز از آن بهره‌گیری شده است. المان حجمی نماینده^۷ مفهوم مهمی در علم مخزن است که به تعیین حداقل حجم مورد نیاز جهت مطالعه خواص مکانیکی و فیزیکی سنگ‌ها می‌پردازد. این مفهوم بیشتر در سطح مقیاس حفرات^۸ مورد توجه قرار می‌گیرد [۲۰، ۲۱]. به عبارتی حجم نماینده حداقل حجمی از سنگ است که پارامترهای پتروفیزیکی مورد نظر در ابعاد کوچکتر از آن تابع اندازه نمونه باشند (شکل ۱). در ادامه به مطالعات انجام شده در مورد المان حجمی نماینده می‌پردازیم. روشه و همکارش در سال ۲۰۱۰ نشان دادند که با استفاده از تصاویر میکرو سیتی المان حجمی نماینده بدست آمده از پارامتر تخلخل را نمیتوان به پارامترهایی همچون توزیع اندازه ذرات، نسبت تخلخل محلی و عدد هم‌آرایی^{۲۶} داد. رایبسنون و همکارانش در ۲۰۱۱ 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

¹ Digital rock

² Image processing

³ Permeability

⁴ Porosity

⁵ Direct numerical simulation

⁶ Pore network modeling

⁷ Representative Elementary Volume (REV)

⁸ Pore scale

یک روند مشخص، نمی‌توانستند المان حجمی نماینده را تعیین کنند [۲۷]. در این مقاله مستقیمی و همکاران در سال ۲۰۱۳ روش مبتنی بر حل معادلات جریان را برای محاسبه تراوایی نمونه سنگ های مختلف توسعه دادند و با استفاده از تعداد زیادی نمونه تصادفی حجم از ای وی را بر اساس پارامترهای تخلخل و تراوایی برای نمونه های مختلف محاسبه کردند [۱]. برانز و همکارانش در سال ۲۰۱۷، عکس های تقسیم بندی نشده مربوط به تحلیل طیفی خاکستری از توموگرافی های سه بعدی 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 بدست آمد. همچنین، بر اهمیت تعیین وضوح مناسب برای تصویربرداری تأکید شده است [۲۸]. وو و همکارانش در سال ۲۰۱۸ از مدل های تتراهدرون منظم (RTM) و میکروتوموگرافی انتقال نور (LTM) برای تخمین المان حجمی نماینده در محیط های متخلخل استفاده کردند و نشان دادند که مدل تتراهدرون منظم (RTM)، در توصیف سه بعدی پیچش، دقت بیشتری نسبت به مدل های دوبعدی ارائه می دهد [۲۹]. صادقی نژاد و همکاران در سال ۲۰۲۳ با استفاده از عملگرهای مبتنی بر ریخت شناسی مینکوفسکی، المان حجمی نماینده را برای پارامترهایی مانند تخلخل، تراوایی، مساحت سطح و پیچیدگی محاسبه کردند. آن ها نشان دادند که پس از رسیدن به المان حجمی نماینده برای تخلخل، المان حجمی نماینده برای انتگرال های میانگین و کل انحنای المان حجمی نماینده تراوایی برای اندازه های بزرگ تصویر همخوانی خوبی داشته اند [۳۰]. در این مطالعه بر اساس افزایش پله ای سایز زیر نمونه ها 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 بهینه تر برای محاسبه المان حجمی نماینده ارائه شده است.

با استفاده از فیزیک سنگ دیجیتال و به وسیله مدل سازی دقیق معماری داخلی سنگ و تغییرات آن در مقیاس حفرات، المان حجمی نماینده نمونه را میتوان تعیین کرد. از این المان حجمی نماینده می توان برای بهبود مدل های مخزنی و تصمیم گیری بهتر در مهندسی مخزن بهره برداری نمود [۲۲]. در این پژوهش، هدف اصلی تحقیق به دست آوردن المان حجمی نماینده برای نمونه های سنگ متغیر است. ابتدا یک نمونه سه بعدی از ساختار حفرات نمونه سنگ بنتایمر^۹ که از روش ریز توموگرافی رایانه ای اشعه ایکس^{۱۰} از درگاه دیجیتال راک پرتال^{۱۱} انتخاب شده و به طور جزئی تغییراتی روی آن اعمال شده است. سپس، از داخل این نمونه ۱۰ زیرنمونه^{۱۳} با اندازه ها و خصوصیات مختلف استخراج شده اند. با استفاده از نرم افزار پرژئوس^{۱۴} که یک نرم افزار یکپارچه برای محاسبات سنگ دیجیتال است و از فرایندهای پردازش تصویر و شبیه سازی به روش مستقیم برای خواص تک فاز و همینطور شبیه سازی به روش مدلسازی شبکه حفرات برای جریان دوفاز استفاده میکند، ما المان حجمی نماینده برای هر یک از این زیرنمونه ها به دست آورده ایم. این پژوهش به ما این امکان را می دهد که بهترین حجم المان حجمی نماینده برای این نمونه های سنگ را مشخص کرده و برای بهبود در کاربردهای مهندسی و صنعتی آنها را تعیین نماییم. روش انجام شده در این پژوهش با افزایش سایز نمونه و در نظر گرفتن تمامی پارامترها مانند تخلخل، تراوایی و پارامترهای دوفازی (دینامیک و استاتیک) میتواند سریعتر از روش های متداول پیشین به جواب برسد و نتایج مطلوبی داشته باشد.

⁹ Bentheimer

¹⁰ X-ray micro computed tomography

¹¹ https://www.digitalrockportal.org/projects/317/origin_data/1360/

¹² Digital Rock Portal

¹³ Subsample

¹⁴ PerGeos

۲- روش کار

برای محاسبه المان حجمی نماینده این نمونه ابتدا با استفاده از روش های حذف نوفه و بخش بندی نمونه را برای استخراج زیرنمونه آماده کردیم سپس ۱۰ زیرنمونه به طور منظم استخراج و با استفاده از پردازش تصویر و مدل سازی شبکه حفرات خصوصیات استاتیک و دینامیک تک فازی و دینامیک دوفازی برای نمونه محاسبه و نمودار های این خصوصیات بر حسب سایز نمونه ها رسم شد (شکل ۲).

۲-۱- پردازش تصویر

یک مجموعه داده با استفاده از تصاویر با وضوح بالای ماسه سنگ بنتایمر^{۱۵} از درگاه دیجیتال راک پرتال بصورت تقسیم بندی شده و نوفه زدایی شده تهیه شد. هر وکسل^{۱۶} در تصاویر دارای وضوح ۲.۲۵ میکرومتر بود که از یک نمونه استوانه ای از ماسه سنگ با قطر ۶ میلیمتر 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 مکعب ها، یک فرایند حذف نوفه^{۱۷} با استفاده از روش فیلتر میانگین غیر محلی [۲۵] اجرا شده است. پس از آن، از یک الگوریتم تقسیم بندی^{۱۸} با روش آستانه گذاری Iso data استفاده شده [۲۵] تا مکعب های فیلتر شده به وکسل های سیاه و سفید تبدیل شوند و این امکان را فراهم کنند که دانه ها و حفرات داخل سنگ از یکدیگر جدا شوند [۴, ۲۲] (شکل ۳).

۲-۲- استخراج زیرنمونه

در این بخش ۱۰ زیرنمونه با اندازه های مختلف از مرکز مجموعه داده به صورت غیر تصادفی انتخاب شده اند. این انتخاب با هدف بررسی خصوصیات استاتیک و دینامیک نمونه های سنگ صورت می گیرد. سایزهای این زیرنمونه ها از ۱۰۰^۳ تا ۱۰۰۰^۳ وکسل متغیر است تا اطلاعات کافی برای تحلیل ارتباط بین تخلخل و ویژگی های دینامیکی مخزن فراهم شود تا در نهایت، با محاسبه المان حجمی نماینده برای این نمونه های سنگ، تأثیر تخلخل بر ویژگی های دینامیکی مخزن مورد بررسی قرار گیرد.

۲-۳- 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 نمونه های سنگ برای محاسبه تخلخل کل استفاده می کند. 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 می گیرد. این روش به دقت مقدار تخلخل کل نمونه ها را بدست می آورد. همچنین، برای اطمینان از دقت محاسبات و محاسبه تخلخل مؤثر، از نرم افزار پرژئوس نیز استفاده شده است. این نرم افزار از یک الگوریتم تکرار شونده برای شناسایی واحدهای وکسل مجاور و اتصال آنها استفاده می کند که در نهایت حفرات ایزوله را حذف می کند. این فرایند به محاسبه تخلخل کل و همچنین تخلخل مؤثر نمونه ها از یک زاویه دیگر می پردازد. سپس از نرم افزار مدل شبکه حفرات استخراج شده و پارامترهای استاتیک محاسبه شده است.

¹⁵ Bentheimer

¹⁶ Voxel

¹⁷ Denoising

¹⁸ Segmentation

به‌علاوه، برای محاسبه پارامتر پیچش^{۱۹}، از ماژول محاسبه پیچش نرم‌افزار استفاده شده است. این ماژول به تحلیل پیچش تصاویر می‌پردازد و نتایج دقیقی از پیچش نمونه‌ها به دست می‌آورد.

۲-۴- محاسبه خصوصیات دینامیک به روش مدل‌سازی شبکه حفرات

با توجه به هزینه‌های بالای مرتبط با روش‌های شبیه‌سازی عددی مستقیم در مطالعه پدیده‌های پیچیده مثل جریان‌های چند فاز، روش مدل‌سازی شبکه حفرات به‌عنوان 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 به‌عنوان فضای خالی بزرگ تعریف می‌شوند و گلوگاه‌ها به‌عنوان مسیرهایی 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 به‌عنوان ضریب شکل مورد استفاده قرار می‌گیرد، هستند و برای هر جزء از شبکه حفرات به‌طور جداگانه محاسبه و در مدل‌سازی جریان به کار می‌روند [۴]. برای بدست آوردن خصوصیات دینامیکی مهم مانند تراوایی مطلق^{۲۰} و تراوایی نسبی^{۲۱} از این روش استفاده کردیم. این مدل‌سازی با استفاده از نرم‌افزار پرژئوس انجام شد و این نتایج به ما این امکان را داد تا به‌دقت خصوصیات دینامیک موردنظر را محاسبه کنیم. شرایط آغاز سازی قابل تنظیم شبکه مدل‌سازی حفرات با زاویه تماس حداقل ۰ تا ۴۰ درجه برای آب و ۱۱۰ تا ۱۳۰ درجه، چگالی آب $[1000 \text{ kg/m}^3]$ و چگالی نفت $[800 \text{ kg/m}^3]$ و کشش سطحی آن مقدار $[0.032 \text{ N/m}]$ می‌باشد.

۳- نتایج و بحث

۳-۱- خصوصیات استاتیک

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 بدست آمده تخلخل از سایز 200^3 به بعد نسبتاً ثابت است. قبل از این سایز درصد اختلاف میانگین در مقدار تخلخل کل و موثر ۵۸ و ۶۱ درصد است اما بعد از سایز 200^3 این اختلافات به ۱.۸ و ۲.۳ درصد 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.

¹⁹ Tortuosity

²⁰ Effective Permeability

²¹ Relative Permeability

پارامتر پیچش^{۲۲} را از مدل شبکه حفرات بدست آوردیم و نتایج به دست آمده را برای هر اندازه نمونه تحلیل کردیم. این تحلیل نشان داد که بهترین المان حجمی نماینده برای این نمونه‌ها، معادل 300^3 است (شکل ۶). این مقدار به عنوان یک تخمین بهینه برای مشخص کردن ویژگی‌های پارامتر پیچش مورد استفاده قرار می‌گیرد. زیرا بعد از سایز 300^3 می‌توانیم شاهد ثبات نسبی روند پیچش باشیم. میانگین اختلاف در پیچش بعد از این سایز تقریباً به ۱.۵ درصد کاهش می‌یابد، در حالی که در سایزهای کمتر از این، میانگین اختلاف حدود ۱۵ درصد است.

مهم‌ترین نکته در انتخاب صحیح المان حجمی نماینده آن است که اگر این مقدار به درستی محاسبه نشود، تحلیل‌های ما به نمونه‌های زیر نمونه 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 مورد نیاز توجه کنیم تا نتایج تحلیل‌ها معتبر و قابل اعتماد باشند.

۳-۲- 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 باقی مانده استفاده شد. در ادامه، نتایج حاصله از رسم نمودارهای این پارامترها بر حسب سایز نمونه‌ها را شاهد خواهیم بود.

۳-۲-۱- 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. بطوریکه درصد اختلاف میانگین 150 درصدی سایزهای قبل از 500^3 به 3.8 درصد کاهش می‌یابد.

²² Tortuosity

از مقادیر تراوایی نسبی آب^{۲۳} و تراوایی نسبی نفت^{۲۴} 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 بر اساس سایز نمونه‌ها رسم گردید. نقاط تلاقی در نمودارهای تراوایی نسبی آب و تراوایی نسبی نفت بر حسب اشباع آب^{۲۵} 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 ۵۰۰^۲ در نظر گرفت. زیرا درصد اختلاف میانگین نقاط تلاقی در این نقطه از ۲۲ درصد به ۱.۶ درصد میرسد.

البته باید در نظر گرفت که روش شبه استاتیک در مدلسازی حفرات برای شبیه‌سازی فرایند های دوفاز و و نمودار های تراوایی نسبی در سایز های کوچکتر از REV نمودار های با کیفیتی را برای خروجی نمیدهد همانطور که مشاهده میشود (شکل ۹) کیفیت نمودار ها در سایز های بزرگتر از المان حجمی نماینده بهتر است که یکی از محدودیت های ذاتی روش شبیه سازی حفرات است.

۳-۲-۲- اشباع نفت باقی مانده^{۲۶}

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 بر حسب سایز نمونه‌ها رسم شده است (شکل ۱۰). در شکل ۱۰ دیده می‌شود که با افزایش سایز نمونه‌ها مقدار اشباع نفت باقی مانده کاهش می‌یابد و به سایز ۵۰۰^۳ می‌رسد. میانگین اختلاف در اشباع نفت باقی مانده بعد از این سایز تقریباً به ۱.۷ درصد کاهش می‌یابد، در حالی که قبل از این سایز، میانگین اختلاف حدود ۴۲.۵ درصد است. این نشان می‌دهد که سایز ۵۰۰ می‌تواند به عنوان المان حجمی نماینده مناسب برای اشباع نفت باقی مانده انتخاب شود.

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 بازیافت نفت کمتر از مقدار واقعی شود.

۳-۲-۳- بیشینه مقدار تراوایی نسبی آب^{۲۷}

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 ۶۰۰^۳

²³ K_{rw}

²⁴ K_{ro}

²⁵ S_{wi}

²⁶ S_{or}

²⁷ K_{rw} Max

می‌تواند المان حجمی نماینده خوبی برای این نمونه باشد چراکه درصد اختلاف میانگین در سایز های کمتر از 600^3 ، ۳۸ درصد بوده و در سایز های 600^3 و بالاتر از آن به مقدار ۱.۶ درصد میرسد.

۳-۳- مقایسه مقدار المان حجمی نماینده در پارامترهای مختلف

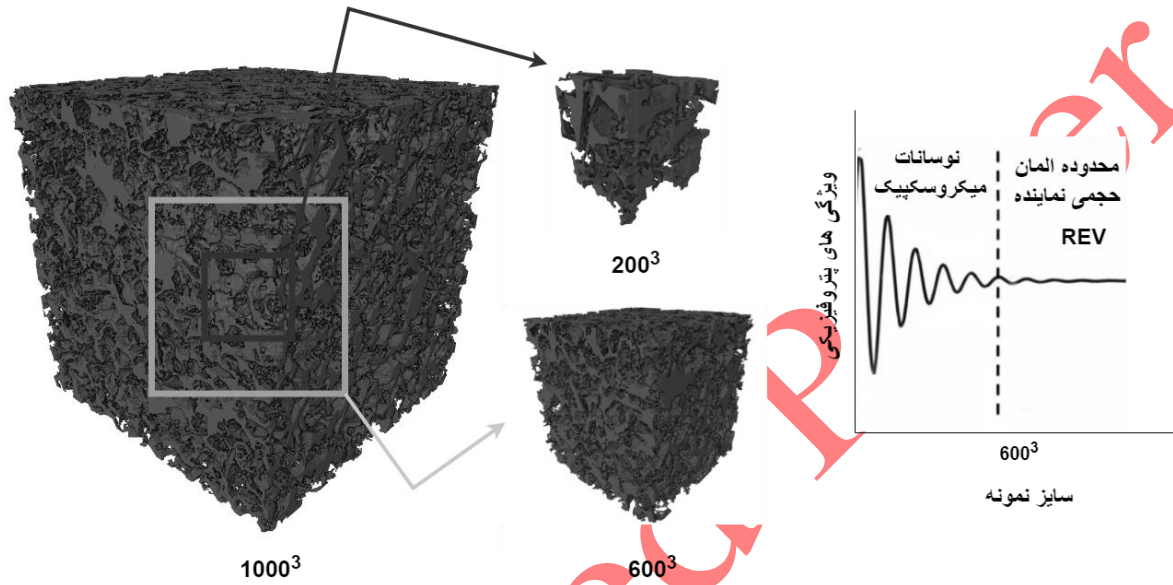
با توجه به ماهیت سنگ و همگن بودن یا ناهمگنی آن، ویژگی‌های ساختاری، نوع سازند و ویژگی‌های ذاتی دیگر، المان حجمی نماینده برای پارامترهای استاتیک و دینامیک تک‌فازی و دینامیک دوفازی می‌تواند متفاوت باشد. در این پژوهش که از یک نمونه ماسه‌سنگ همگن بنتایمر استفاده شده، این مقادیر به هم نزدیک هستند. با این حال، لازم به ذکر است که برای نمونه‌های دیگر می‌توانند متفاوت باشند. به‌طور کلی المان حجمی نماینده این نمونه را می‌توان 600^3 در نظر گرفت. بر اساس اختلافات محاسبه شده در صورتی که حجم کوچکتر از المان حجمی نماینده در نظر گرفته شود به طور کلی میانگین اختلاف ۱۱۰ درصد را در محاسبات پارامترهای بررسی شده ایجاد خواهد کرد در صورتی که با در نظر گرفتن المان حجمی نماینده این اختلاف به ۲ درصد خواهد رسید.

۴- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

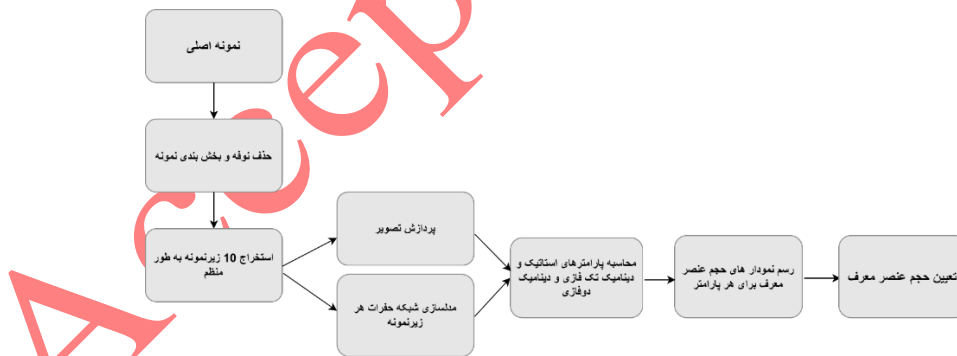
در این پژوهش به‌منظور تعیین المان حجمی نماینده یک نمونه سنگ ماسه‌سنگی از روش فیزیک سنگ دیجیتال استفاده کردیم. از فرایند حذف نوفه و الگوریتم تقسیم‌بندی استفاده شد تا نمونه برای گرفتن ۱۰ زیر نمونه و محاسبه پارامترهای استاتیکی مانند تخلخل مؤثر، تخلخل کل، پیچش و پارامترهای دینامیکی مانند تراوایی مطلق، تراوایی نسبی و اشباع باقی‌مانده نفت برای هر زیر نمونه، آماده بشود. سپس با رسم نمودارهای این پارامترها بر حسب سایز زیر نمونه‌ها مقادیر المان حجمی نماینده را برای هر کدام محاسبه شد و به مقداری تقریبی 600^3 برای این نمونه رسید. بخاطر پدیده‌های مختلف وابسته به رژیم های جریان و توپولوژی سیال، المان حجمی نماینده در پارامترهای دوفازی نسبت به سایر پارامترها من جمله تراوایی که پارامتری دینامیک است بیشتر 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.

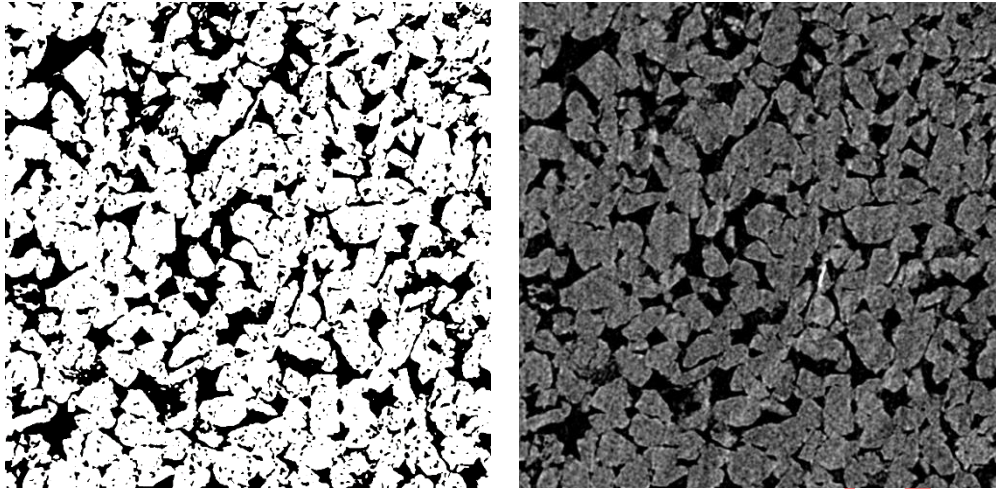
شکل‌ها



شکل ۱- شماتیکی از مفهوم المان حجمی نماینده



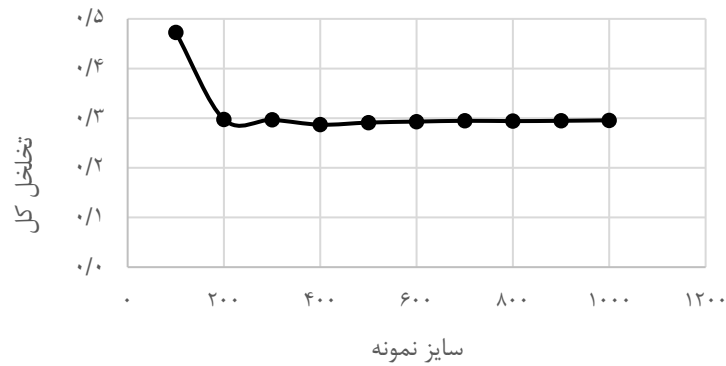
شکل ۲- فلوجارت روند انجام پژوهش



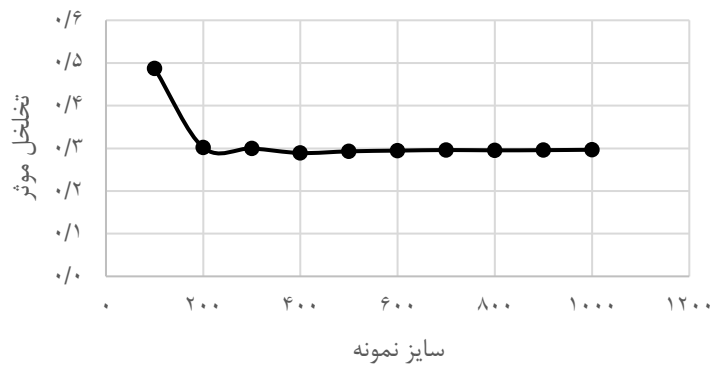
ب

الف

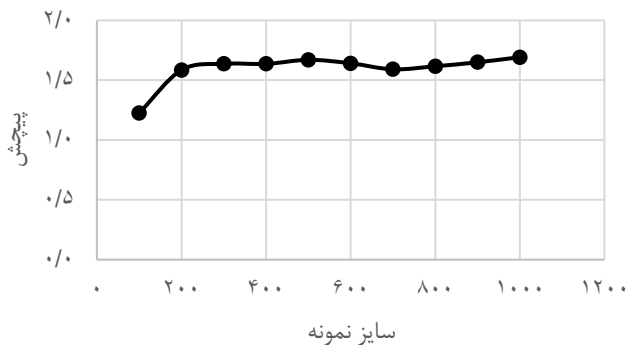
شکل ۳- مقطع دو بعدی از نمونه ماسه سنگ بنتا یمر الف) تصویر مقیاس خاکستری ب) تصویر بخش بندی شده



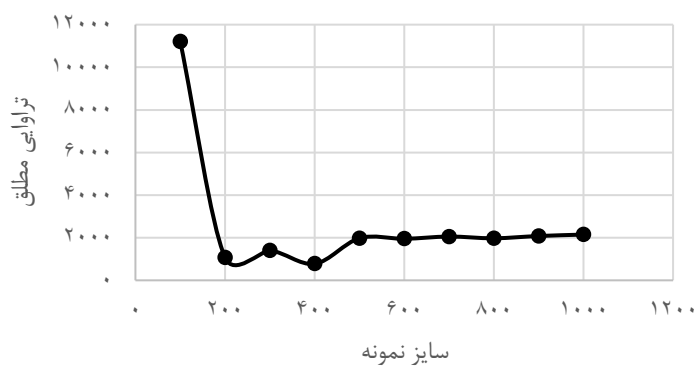
شکل ۴- المان حجمی نماینده تخلخل کل



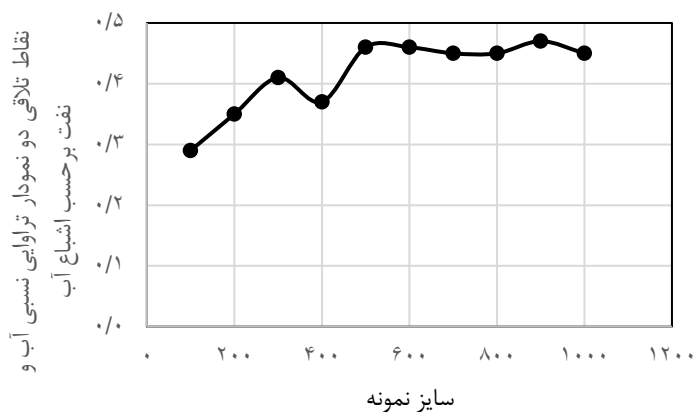
شکل ۵- المان حجمی نماینده تخلخل موثر



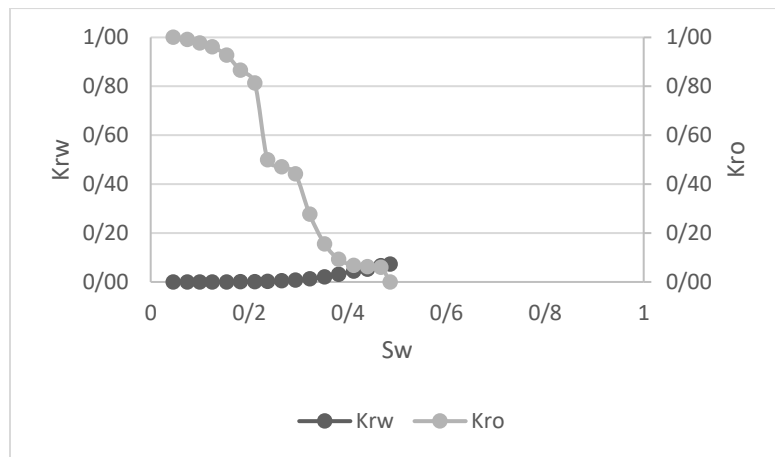
شکل ۶- امان حجمی نماینده پیچش



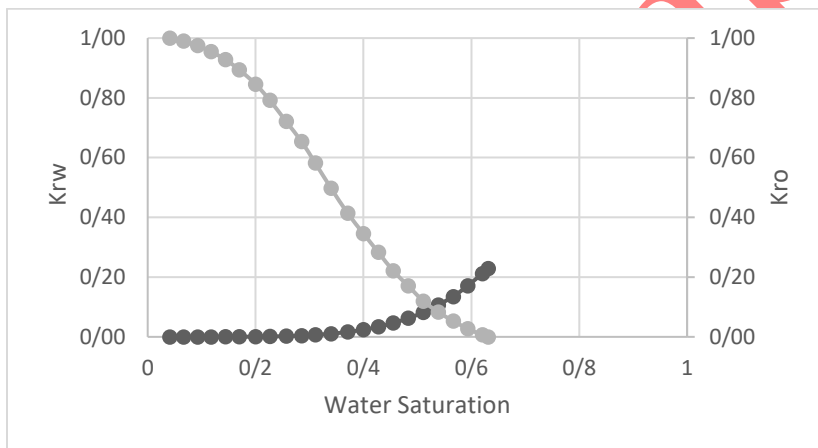
شکل ۷- امان حجمی نماینده تراوایی مطلق



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

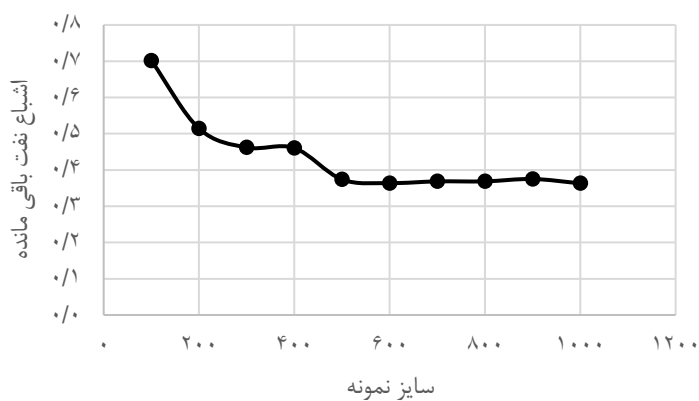


الف

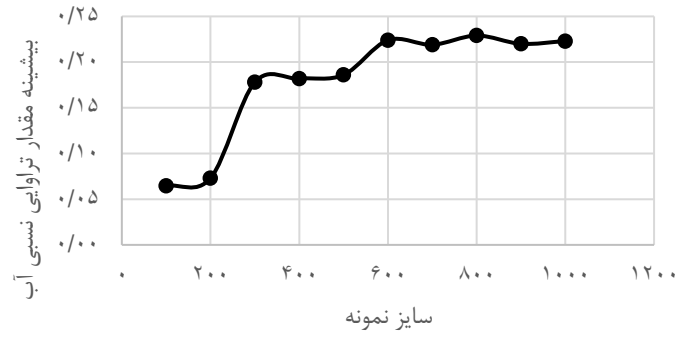


ب

شکل ۹- الف) نمودار تراوایی نسبی آب و نفت در اندازه ۲۰۰^۳ - ب) نمودار تراوایی نسبی آب و نفت در اندازه ۸۰۰^۳



شکل ۱۰- امان حجمی نماینده اشباع نفت باقی مانده



شکل ۱۱-المان حجمی نماینده بیشینه مقدار تراوایی نسبی آب

Accepted Paper

- [1] Mostaghimi P, Blunt MJ, Bijeljic B. Computations of Absolute Permeability on Micro-CT Images. *Math Geosci* 2013;45:103–25. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>.
- [2] Blunt MJ, Bijeljic B, Dong H, Gharbi O, Iglauer S, Mostaghimi P, et al. Pore-scale imaging and modelling. *Adv Water Resour* 2013;51:197–216. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003>.
- [3] Bultreys T, De Boever W, Cnudde V. 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 Rev* 2016;155:93–128. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2016.02.001>.
- [4] Siavashi, J., Najafi, A., Ebadi, M., Sharifi, M.: A CNN-based approach for upscaling multiphase flow in digital sandstones. *Fuel*. 308, 122047 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122047>
- [5] Saxena N, Hows A, Hofmann R, O. Alpak F, Freeman J, Hunter S, et al. Imaging and computational considerations for image computed permeability: Operating envelope of Digital Rock Physics. *Adv Water Resour* 2018;116:127–44. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2018.04.001>.
- [6] Bashtani F, Kantzas A. Scale-up of pore-level relative permeability from micro- to macro-scale. *Can J Chem Eng* 2020:1–20. <https://doi.org/10.1002/cjce.23745>.
- [7] Abu-Al-Saud M, Gmira A, Al-Enezi S, Yousef A. Pore-scale simulation of fluid flow in carbonates using micro-CT scan images. *Int Pet Technol Conf 2020, IPTC 2020* 2020. <https://doi.org/10.2523/iptc-19832-ms>.
- [8] Guo C, Wang X, Wang H, He S, Liu H, Zhu P. Effect of pore structure on displacement efficiency and oil-cluster morphology by using micro computed tomography (μ CT) technique. *Fuel* 2018;230:430–9. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.058>.
- [9] Diwakar M, Kumar M. A review on CT image noise and its denoising. *Biomed Signal Process Control* 2018;42:73–88. <https://doi.org/10.1016/j.bspc.2018.01.010>.
- [10] Bird MB, Butler SL, Hawkes CD, Kotzer T. Numerical modeling of fluid and electrical currents through geometries based on synchrotron X-ray tomographic images of reservoir rocks using Avizo and COMSOL. *Comput Geosci* 2014;73:6–16. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2014.08.009>.
- [11] Zakirov T, Galeev A. Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *Int J Heat Mass Transf* 2019;129:415–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119>.
- [12] Sidorenko M, Orlov D, Ebadi M, Koroteev D. Deep learning in denoising of micro-computed tomography images of rock samples. *Comput Geosci* 2021;151:104716. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104716>.
- [13] Ramstad T, Berg CF, Thompson K. Pore-Scale Simulations of Single- and Two-Phase Flow in Porous Media: Approaches and Applications. *Transp Porous Media* 2019;130:77–104. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01289-9>.
- [14] Berg CF, Lopez O, Berland H. Industrial applications of digital rock technology. *J Pet Sci Eng* 2017;157:131–47. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.074>.
- [15] Raeini AQ, Blunt MJ, Bijeljic B. Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces. *Adv Water Resour* 2014;74:116–26. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012>.

- [16] Joekar-Niasar V, van Dijke MIJ, Hassanizadeh SM. Pore-Scale Modeling of Multiphase Flow and Transport: Achievements and Perspectives. *Transp Porous Media* 2012;94:461–4. <https://doi.org/10.1007/s11242-012-0047-4>.
- [17] Dong H, Blunt MJ. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Phys Rev E - Stat Nonlinear, Soft Matter Phys* 2009;80:036307. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.80.036307>.
- [18] Sheppard AP, Sok RM, Averdunk H. Improved pore network extraction methods. *Int. Symp. Soc. Core Anal.*, vol. 2125, 2005, p. 1–11.
- [19] Arns JY, Robins V, Sheppard AP, Sok RM, Pinczewski W V., Knackstedt MA. Effect of network topology on relative permeability. *Transp Porous Media* 2004;55:21–46. <https://doi.org/10.1023/B:TIPM.0000007252.68488.43>.
- [20] van der Linden JH, Narsilio GA, Tordesillas A. Machine learning framework for analysis of transport through complex networks in porous, granular media: A focus on permeability. *Phys Rev E* 2016;94:022904. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.94.022904>.
- [21] Meakin P, Tartakovsky AM. Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media. *Rev Geophys* 2009;47:RG3002. <https://doi.org/10.1029/2008RG000263>.
- [22] Shan X, Chen H. Lattice Boltzmann model for simulating flows with multiple phases and components. *Phys Rev E* 1993;47:1815–9. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.47.1815>.
- [23] Garing C, de Chalendar JA, Voltolini M, Ajo-Franklin JB, Benson SM. Pore-scale capillary pressure analysis using multi-scale X-ray micromotography. *Adv Water Resour* 2017;104:223–41. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.04.006>.
- [24] Bultreys T, Van Hoorebeke L, Cnudde V. Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks. *Adv Water Resour* 2015;78:36–49. <https://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.: High accuracy capillary network representation in digital rock reveals permeability scaling functions. *Sci. Rep.* 11, 1–8 (2021). <https://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. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2010.02.011>
- [27] Costanza-Robinson, M. S., B. D. Estabrook, and D. F. Fouhey (2011), Representative elementary volume estimation for porosity, moisture saturation, and air-water interfacial areas in unsaturated porous media: Data quality implications, *Water Resour. Res.*, 47, W07513, doi:[10.1029/2010WR009655](https://doi.org/10.1029/2010WR009655).
- [28] S. Bruns, S. L. S. Stipp, and H. O. Sørensen, “Statistical representative elementary volumes of porous media determined using greyscale analysis of 3D tomograms,” *Adv. Water Resour.*, vol. 107, pp. 32–42, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.002>.
- [29] M. Wu, J. Wu, J. Wu, and B. X. Hu, “A three-dimensional model for quantification of the representative elementary volume of tortuosity in granular porous media,” *J. Hydrol.*, vol. 557, pp. 128–136, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2017.12.030>.

- [30] S. Sadeghnejad *et al.*, “Minkowski functional evaluation of representative elementary volume of rock microtomography images at multiple resolutions,” *Adv. Water Resour.*, vol. 179, p. 104501, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2023.104501>.

Analyzing the representative elementary volume for estimating petrophysical and two-phase parameters in water-flooding process using digital rock physics

Abstract

Determining the representative elementary volume is of utmost importance. This challenge of defining the representative elementary volume plays a critical role due to the necessity for precise determination of the petrophysical properties of a porous sample. In this research, digital rock physics methods were employed to determine the representative elementary volume in a sandstone sample. Initially, via image processing algorithms including denoising, segmentation, and cropping, 10 subsamples were extracted regularly from the original sample. Petrophysical and two-phase flow properties such as effective porosity, total porosity, tortuosity, effective permeability, relative permeability, residual oil saturation, maximum water relative permeability, intersection points in relative permeability curves for water and oil, as well as the average pore radius, average throat radius, and coordination number were calculated for each sub-sample using image processing and pore network modeling. By plotting various parameter curves versus sub-sample sizes, the representative elementary volume was approximately determined to be 600^3 . Proper selection of the representative elementary volume enhances the accuracy of modelling and simulations while supporting cost and time reduction in studies. These results demonstrate the high significance of employing digital rock physics methods for determining the representative elementary volume for further analysis.

Keywords : Digital rock physics, Representative elementary volume, Two-phase flow, Image processing, Pore network modeling

Accepted Paper