

استفاده از ابعاد و شکل هندسی دانه‌های سنگ مخزن برای تصحیح مقادیر پتروفیزیکی با شبیه‌سازی فضای متخلخل بین دانه‌ای

مجتبی رحیمی^۱، خسرو قاسمی^۲

۱- استادیار، گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد خمینی شهر، خمینی شهر، اصفهان
۲- کارشناسی ارشد، گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد خمینی شهر، خمینی شهر، اصفهان

(دریافت ۱۳۹۸/۰۹/۰۳، پذیرش ۱۳۹۹/۰۲/۰۳)

چکیده

در سال‌های اخیر استفاده از تصاویر اسکن‌شده ریزپرتو ایکس در حد ۱۰۰ نانومتر در زمینه‌های مختلف علمی، سبب به وجود آمدن روش‌های نوین برای انجام برخی محاسبات و اندازه‌گیری‌ها شده است. استفاده از این تصاویر توسط پژوهش‌گران برای به‌دست آوردن برخی از مقادیر مرتبط با سنگ مخزن مانند خواص پتروفیزیکی و نیز موارد مرتبط با سنگ و سیال مخزن به‌طور هم‌زمان مانند فرآیند ریزش و آشام در سنگ جایگاه ویژه‌ای پیدا کرده است. به‌این منظور، ابتدا با استفاده از تصاویر ریز پرتو ایکس و با به‌کار بردن نرم‌افزارهای لازم، برخی مقادیر هندسی مربوط به دانه‌های سنگ دو نمونه مغزه محاسبه و نتایج به‌دست آمده با یکدیگر مقایسه می‌شوند. سپس با استفاده از همین تصاویر، اطلاعات لازم برای شبیه‌سازی فضای متخلخل بین دانه‌های سنگ به‌دست می‌آید. در ادامه، با استفاده از اطلاعات حاصل و نرم‌افزارهای دیگر، فضای متخلخل مرتبط با هر یک از این سنگ‌ها، شبیه‌سازی شده و با استفاده از آن‌ها، مقادیر تخلخل و تراوایی هر سنگ محاسبه می‌شود. در فرآیند شبیه‌سازی برای جلوگیری از پیچیده‌شدن محاسبات، از برخی فرضیاتی استفاده می‌شود که سبب انحراف مقادیر به‌دست آمده نسبت به مقادیر حقیقی (آزمایشگاهی) می‌شود. به‌همین دلیل با استفاده از مقادیر هندسی به‌دست آمده در بخش اول، رابطه‌ای را به‌دست می‌آوریم که این مقادیر را از طریق شبیه‌سازی، تا حد امکان به مقادیر حقیقی نزدیک کند. در این پژوهش، براساس مراحل ذکرشده و بر مبنای کربوت، تحذب و نسبت تصویر حاصله از تصاویر دو بعدی، رابطه‌ای توسعه داده شد که خواص اندازه‌گیری شده از تصاویر را با خواص اندازه‌گیری شده آزمایشگاهی مغزه مرتبط می‌سازد.

کلمات کلیدی

ریز پرتو ایکس، تخلخل، تراوایی، شبیه‌سازی، سنگ مخزن.

۱- مقدمه

بر اساس اختلاف چگالی است. در این روش بدون این که به بدن یا اجسام دیگر آسیبی برسد از داخل آنها مقاطعی از زوایای مختلف به دست می‌آید [۱]. این مقاطع برخلاف مقاطع نازک که از خود نمونه برداشت می‌شود، به نمونه آسیبی نمی‌زند؛ علاوه بر آن می‌توان در تمام جهات، نمونه‌ای در دست داشت. در حالی که این امر در مقاطع واقعی امکان پذیر نیست. همانند آن چه که هنگام تصویربرداری سی‌تی‌اسکن در پزشکی اتفاق می‌افتد، برای تهیه تصاویر از سطح مقطع یک جسم، نیازی به برش فیزیکی جسم وجود ندارد و تکنولوژی تصویربرداری سی‌تی‌اسکن این قابلیت را دارد که از هر جهتی و هر زاویه‌ای بدون برش جسم و تغییر در خواص فیزیکی جسم، از سطح مقطع آن عکس برداری کند.

۲-۲- اشعه ایکس^۲

اشعه ایکس، شکل خاصی از امواج الکترومغناطیس^۴ است. پرتوهای الکترومغناطیس حالتی از انرژی هستند که به شکل میدان‌های نوسان الکتریکی و مغناطیسی از ماده عبور می‌کنند. واحد معمول مورد استفاده در توصیف و یا بیان انرژی یک فوتون ایکس، کیلوالکترون ولت است. دستگاه سی‌تی‌اسکن از تجهیزات غیرتهاجمی اشعه ایکس محسوب می‌شود [۱]. با تابش اشعه ایکس با زوایای مختلف بر روی یک جسم در یک مقطع معین و اندازه‌گیری مقدار تضعیف پرتوها بعد از عبور از جسم، می‌توان از موقعیت و مشخصات اجزا تشکیل‌دهنده جسم اطلاع حاصل کرد [۲]. هم‌چنین با استفاده از پردازش داده‌ها توسط رایانه، می‌توان تصاویر مقطع یا برش دو بعدی جسم را نشان داد. برای این که اجزا داخل نمونه مشخص باشد، نیاز به تابش اشعه ایکس از زوایای مختلف است.

۲-۳- عوامل موثر در کیفیت تصاویر سی‌تی‌اسکن

● نویز^۵: تغییر عدد سی‌تی‌اسکن در تعیین عدد سیتی یک جسم همگن، نویز نامیده می‌شود و جزئی از ویژگی دستگاه است.

● کنتراست^۶: عبارت از اختلاف سطح چگالی جسم با محیط اطراف است.

در آزمایش‌هایی که در آزمایشگاه‌های مغزه^۷ صورت می‌گیرد، نتایج آنالیز سیتی‌اسکن به دو صورت تصویری و عددی ارائه می‌شود. نتایج تصویری، نمایانگر کیفیت نمونه و مغزه و اعداد، نمایانگر کمیت تصویری است که برای محاسبات مختلف مانند تخلخل^۸ و تراوایی^۹ از آن استفاده می‌شود [۳].

یکی از مهم‌ترین دستاوردهای بشر در یک قرن پیش که زندگی انسان را شدیداً تحت تأثیر قرار داد، کشف نفت و گاز بود. این کشف آن چنان مهم و استراتژیک بود که آینده بشر و زندگی او را در همه زمینه‌ها تحت‌الشعاع قرار داد. در این بین، اکتشاف، حفاری و برداشت نفت و گاز از مخازن و فرآیندهای پس از آن، مستلزم به‌کارگیری علم و تکنولوژی است.

یکی از مهم‌ترین مسایل در توسعه و برداشت از میادین نفتی و گازی، به‌دست آوردن اطلاعات از شرایط و خصوصیات مخزن و نیز سنگ و سیال مخزن است. به‌دست آوردن اطلاعات از هر یک از موارد فوق، مستلزم صرف هزینه و زمان زیاد و نیز کاربرد تکنولوژی‌های پیچیده است. برخی از این اطلاعات مانند ابعاد مخزن بر اساس اطلاعات استخراج‌شده از لرزه‌نگاری^۱ و حفر چاه‌های اکتشافی به‌دست می‌آید، برخی دیگر نیز با استفاده از راندن تجهیزات خاص به درون چاه و با عملیات پیچیده چاه‌پیمایی و یا کار بر روی نمونه‌های سنگ و سیال استحصال‌شده از مخزن و در آزمایشگاه‌های پیشرفته حاصل می‌شود. بر این اساس، شرکت‌ها و محققان همواره سعی بر آن داشته‌اند که روش‌های نوین، دقیق‌تر و مقرون به صرفه‌تر را در این زمینه ارائه و معرفی نمایند.

یکی از مواردی که در سال‌های اخیر پیشرفت قابل توجهی داشته، استفاده از تصویربرداری و اسکن اشعه ایکس در مقیاس‌های کوچک و در حد میکرومتر و نانومتر است. استفاده از این روش مورد توجه محققان در زمین نفت و گاز نیز قرار گرفته و بر این اساس، نتایجی هم منتشر شده است. در حال حاضر با توجه به وجود برخی محدودیت‌های موجود در این زمینه که عمدتاً سخت‌افزاری و گاهی نرم‌افزاری است، سبب کاهش میزان دقت اطلاعات به‌دست آمده می‌شود، ولی با توجه به پیشرفت علم و تکنولوژی، این موارد یقیناً قابل حل خواهد بود و سبب بالا رفتن میزان دقت اطلاعات در حد قابل قبول خواهد شد.

۲- تئوری

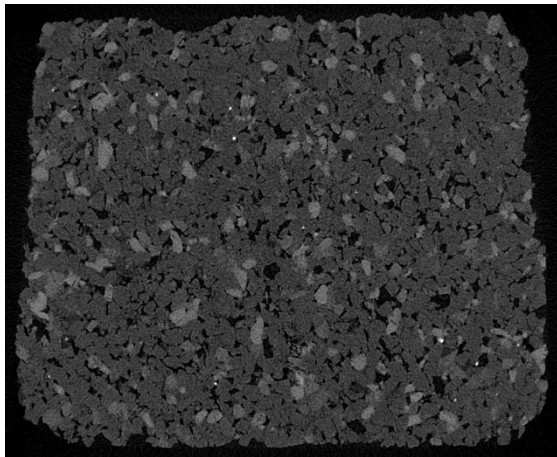
۱-۲- سی‌تی‌اسکن^۲

سی‌تی‌اسکن سیستمی است که تصاویری از مقاطع نازکی از بدن یا اجسام دیگر را تهیه می‌کند. این روش ابتدا در علم پزشکی مورد استفاده قرار گرفت، اما با گذشت زمان در علوم و صنایع دیگر نیز به کار می‌رود. مبنای کار دستگاه سی‌تی‌اسکن

فرضیاتی است و سبب می‌شود نتایج نهایی حاصل از روش شبیه‌سازی نسبت به مقادیر مشابه آزمایشگاهی، اختلاف داشته باشند. بخش عمده‌ای از این اختلاف، مربوط به شکل هندسی دانه‌های سنگ است. چون شبیه‌سازی فضای متخلخل سنگ و به‌دست آوردن خواص پتروفیزیکی آن، با فرض کروی بودن دانه‌های سنگ و استوانه‌ای بودن گلوله‌های بین آنها انجام شده است، در صورتی که در واقعیت، چنین فرضیاتی نمی‌تواند درست باشد. به این دلیل با استفاده از مقادیر هندسی به‌دست آمده در مرحله قبل، معادلاتی را به‌دست می‌آوریم که مقادیر پتروفیزیکی حاصله از شبیه‌سازی را به مقادیر مشابه آزمایشگاهی نزدیک کند.

۳-۱- سنگ‌های استفاده شده

- Alberta Sandstone: سنگی با رخنمون^{۱۳} در ناحیه Alberta کشور کانادا با دانه‌های سنگ ترکیبی درشت^{۱۴} تا متوسط^{۱۵} کوارتز^{۱۶} و فلدسپار^{۱۷} است [۵]. مکعبی با ابعاد $۷,۲ \times ۷,۶ \times ۸,۱$ میلی‌متر به صورت برش خرده از مغزه این سنگ تهیه و تعداد ۱۲۲۰ تصویر با رزولوشن $۶,۳۶$ میکرومتر بر پیکسل تهیه شد. (شکل ۱)



شکل ۱: Alberta Sandstone

- Berea Sandstone: نوعی ماسه‌سنگ که در چند ایالت آمریکا مانند اوهایو، میشیگان و پنسیلوانیا به‌چشم می‌خورد و عمدتاً از دانه‌های کوارتز هم‌شکل با درجه زبری متوسط تشکیل شده است [۶]. مکعبی با ابعاد $۶,۶ \times ۶,۷ \times ۷,۲$ میلی‌متر برای آنالیز و تصویربرداری از

با توجه به آن که ضریب تضعیف در انواع کانی‌های سنگ‌ها و مایعات متفاوت است، می‌توان در مورد نوع کانی سنگ و نوع مایعات و تخلخل آن نظر داد. هم‌چنین می‌توان ساختار رسوبی اولیه موجود و نوع تخلخل را نیز نشان داد. اگر عامل زمان نیز به آزمایش‌ها اضافه شود یعنی در طول زمان تزریق سیال، عکس‌برداری سیتی‌اسکن صورت گیرد، می‌توان تراوایی نسبی^۱ و چگونگی حرکت سیال را هم به‌دست آورد. چون عدد سیتی جامدات و سیالات، اختلاف زیادی با یکدیگر دارند، بنابراین به‌راحتی قابل تشخیص و جداساز هستند. اما به علت نزدیکی چگالی آب و هیدروژن، تشخیص این دو از یکدیگر، مشکل‌تر است. در مورد تخلخل نیز می‌توان گفت چون درون فضاهای متخلخل از مایعات و سیالات پر می‌شود، ضریب تضعیف مایعات و سیالات با سنگ یا بدنه سنگ که تخلخل را محصور کرده‌اند، تفاوت زیادی دارد. بنابراین می‌توان تخلخل درون سنگ و مغزه را به‌راحتی تشخیص داد. با توجه به موارد بیان‌شده، می‌توان به اهمیت کاربردی روش اسکنر و به‌دنبال آن، اشعه ایکس در تعیین خواص پتروفیزیکی^{۱۱} سنگ‌ها و مغزه پی‌برد [۴].

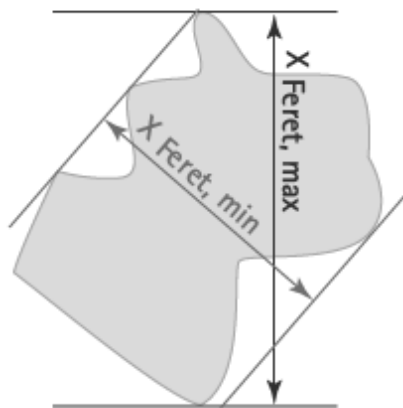
۳-۲ روش و مراحل تحقیق

در تحقیق پیش‌رو، ابتدا دو نمونه مغزه از دو ماسه سنگ Alberta و Berea تهیه شد و در آزمایشگاه، مقادیر تخلخل و تراوایی آنها به‌دست آمد. سپس از هر یک از این نمونه‌ها، یک مکعب با ابعاد چند میلی‌متر تهیه و از آنها تصاویر ریز پرتو ایکس^{۱۲} گرفته شد. در ادامه با استفاده از نرم‌افزار ImageJ، فرآیندهای مختلفی بر روی تصاویر مذکور انجام و برخی از مقادیر هندسی مربوط به دانه‌های تشکیل‌دهنده سنگ در هر یک از این نمونه‌ها به‌دست آمد. به‌منظور ارزیابی، نتایج حاصل از دو سنگ باهم مقایسه شد که برخی از اطلاعات به‌دست آمده در ادامه ذکر شده است. مجدداً با استفاده از همین نرم‌افزار، فرآیندهای دیگری بر روی این تصاویر انجام و تمامی تصاویر به‌صورت کدهای صفر و یک ذخیره شدند. سپس با استفاده از این کدهای صفر و یک و نرم‌افزارهای Network Visualization، Network Extraction و Code و Non-Newtonian Code، فضای متخلخل بین دانه‌های تشکیل‌دهنده سنگ، شبیه‌سازی و با استفاده از این شبکه شبیه‌سازی شده، مقادیر تخلخل و تراوایی هر یک از نمونه‌های سنگ استفاده‌شده به‌دست آمد. استفاده از این روش برای یافتن مقادیر پتروفیزیکی، همراه با برخی خطاها و نیز

بیان می‌کند که اگر جسم یا شکل با یک دایره که از نظر مساحت یکسان هستند، مقایسه شود، شکل یا جسم تا چه اندازه به دایره و برای جسم سه بعدی، چه میزان به کره شبیه و نزدیک است [۸].

- نسبت ابعادی^{۲۰}: نسبت ابعادی نشان دهنده نسبت بین عرض و طول و یا تناسب بین کوچک‌ترین و بزرگ‌ترین بعد در یک جسم یا شکل است [۷] (رابطه ۳ و شکل ۳).

$$\text{Aspect Ratio} = \frac{\text{Min Feret}}{\text{Max Feret}} \quad (3)$$

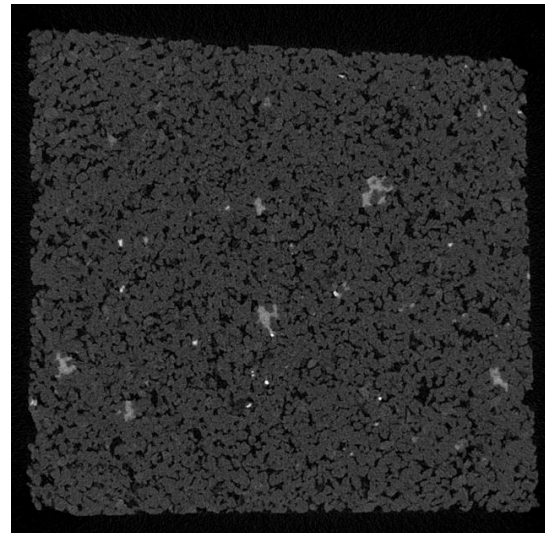


شکل ۳: مقادیر Max Feret و Min Feret

۳-۳- آنالیز تصاویر

در شکل ۴، تصویری از دانه‌های یکی از سنگ‌ها و شکل ۵، تصویر آنالیزشده همان تکه تصویر را نشان می‌دهد. در ادامه و در جدول ۱، قسمت بسیار کوچکی از نتیجه بررسی تصاویر نشان داده شده است. در آزمایش انجام‌شده، برای هر سنگ، نزدیک به سه میلیون دانه سنگ در تصاویر تشخیص داده شده و علاوه بر مقادیر مندرج در این جدول، برخی مقادیر دیگر نیز به دست آمده است. در تمام تصاویر، برای تعیین مقادیر پتروفیزیکی با استفاده از نرم افزار مربوطه، پس از تعیین مقادیر خواص هندسی، تصاویر به صورت کد صفر و یک (کد باینری) در آمدند.

این سنگ آماده و تعداد ۱۲۲۰ عکس با رزولوشن ۵/۷۵ میکرومتر بر پیکسل تهیه شد. (شکل ۲)



شکل ۲: Berea Sandston

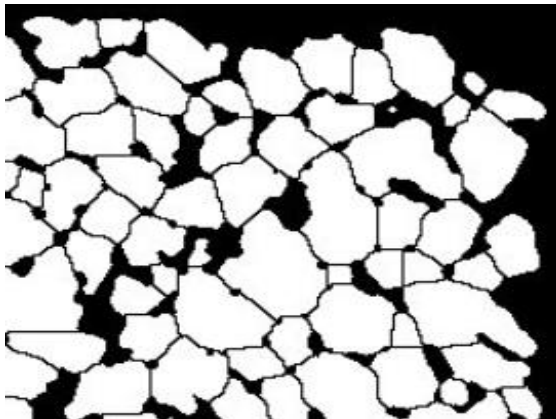
۳-۲- خواص هندسی

- تحدب^{۱۸}: معیاری برای سنجش زبری و خشن بودن سطح است و مقداری بین صفر تا یک دارد. هرچه یک جسم دارای فرورفتگی و بیرون زدگی کمتری باشد، مقدار تحدب به عدد یک نزدیک‌تر می‌شود. برای به دست آوردن این مقدار، فرض می‌کنیم که دور تا دور جسم را با یک نخ یا نوارکشی می‌بندیم. شکلی که گوشه‌های بیرونی جسم یا شکل را به یکدیگر متصل است، حاصل می‌شود. تحدب برابر است با مساحت شکل اصلی، تقسیم بر مساحت حاصل از غلاف احاطه‌کننده (رابطه ۱) [۷].

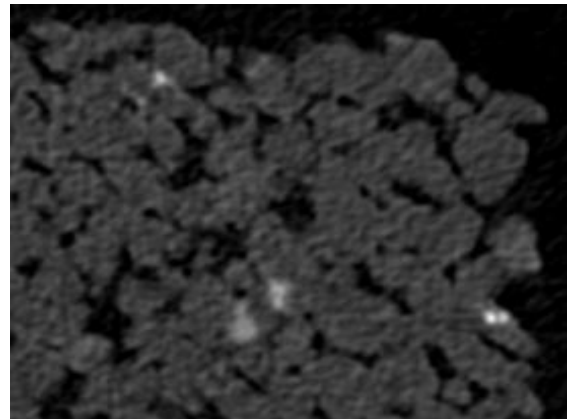
$$\text{Convexity} = \frac{\text{Actual Area of Projection}}{\text{Minimum Convex Area}} \quad (1)$$

- کرویت^{۱۹}: مشخصه‌ای است که کروی بودن شکل را نشان می‌دهد (رابطه ۲). در فضای دو بعدی، این مشخصه، گرد و دایره‌ای بودن شکل را مشخص می‌کند. این مولفه

$$\text{Sphericity} = \frac{\text{Perimeter of the Circle with the Same Area as the Projected Grain Shape}}{\text{Actual Perimeter of Projection}} = \frac{\pi d}{P} \quad (2)$$



شکل ۵: تصویر همان سنگ پس از آزمایش



شکل ۴: تصویری از یکی از سنگ‌های استفاده شده پیش از آزمایش

جدول ۱: نمونه ای از نتایج آزمایش تصاویر

شماره	مساحت ^{۲۱} (میکرومتر مربع)	مساحت جسم فرضی احاطه کننده جسم ^{۲۲} (میکرومتر مربع)	جسم محیط ^{۲۳} (میکرومتر)	محیط جسم فرضی احاطه کننده جسم ^{۲۴} (میکرومتر)	Min. Feret (میکرومتر)	Max. Feret (میکرومتر)	قطر دایره با محیط برابر با محیط جسم ^{۲۵} (میکرومتر)	تحدب	کرویت	نسبت ابعادی
۱	۳۷۲۰.۵۲	۳۸۷۸.۸۴	۲۱۷.۹۱	۲۲۴.۷۴	۵۳.۴۳	۹۲.۳۱	۶۸.۸۳	۰.۹۶	۰.۹۹	۰.۵۸
۲	۷۱۲۴.۴۰	۷۸۳۶.۸۵	۳۲۱.۳۶	۳۲۳.۴۵	۸۶.۳۲	۱۱۲.۵۸	۹۵.۲۴	۰.۹۱	۰.۹۳	۰.۷۷
۳	۳۸۴۷۱.۷۹	۴۳۸۵۴.۶۷	۸۰.۰۸۸	۷۷۲.۹۳	۲۲۹.۶۵	۲۵۷.۶۶	۲۲۱.۳۲	۰.۸۸	۰.۸۷	۰.۸۹
۴	۴۸۰۸۹.۷۳	۵۳۴۳۳.۰۳	۹۱۴.۵۴	۸۳۹.۸۴	۲۳۶.۳۱	۳۰۴.۳۴	۲۴۷.۴۵	۰.۹۰	۰.۸۵	۰.۷۸
۵	۸۸۲۶۳.۳۵	۹۴۹۹۲.۱	۳۴۶.۹۸	۳۵۴.۶۰	۸۵.۱۵	۱۳۸.۸۸	۱۰۶.۰۱	۰.۹۳	۰.۹۶	۰.۶۱
۶	۲۲۱۶.۴۸	۲۳۳۵.۲۲	۱۶۰.۹۹	۱۶۴.۰۵	۳۷.۳۱	۶۲.۴۵	۵۳.۱۲	۰.۹۵	۰.۹۰	۰.۶۰
۷	۳۷۲۴۴.۸۰	۳۹۴۶۱.۲۹	۷۳۷.۶۸	۷۲۹.۴۷	۱۹۱.۶۲	۲۶۸.۱۴	۲۱۷.۷۶	۰.۹۴	۰.۹۳	۰.۷۱
۸	۵۱۷۷۰.۶۷	۵۷۹۴۵.۱۶	۹۲۷.۷۵	۹۱۲.۴۰	۲۰۸.۶۱	۳۴۴.۰۰	۲۵۶.۷۴	۰.۸۹	۰.۸۷	۰.۶۱
۹	۱۰۵۶۷.۸۷	۱۱۸۷۴.۰۱	۴۰۵.۱۴	۴۰۸.۷۲	۹۶.۴۶	۱۶۲.۹۹	۱۱۶.۰۰	۰.۸۹	۰.۹۰	۰.۵۹
۱۰	۱۸۶۸۱.۷۷	۲۳۱۵۴.۳۲	۶۳۵.۰۲	۵۷۹.۵۹	۱۳۲.۰۱	۲۲۹.۸۸	۱۵۴.۲۳	۰.۸۱	۰.۷۶	۰.۵۷

۳-۴- نتایج آنالیز تصاویر

- دامنه تغییرات مقادیر هندسی: در جدول ۲ دامنه تغییرات برای مقادیر هندسی دانه‌های سنگ نمونه‌های به‌کار رفته، نشان داده شده است.
- نمودار هیستوگرام: نمودارهای ۱ تا ۶، تصاویر هیستوگرامی مربوط به فراوانی خواص هندسی دانه‌های هر سنگ در بازه بین حداقل و حداکثر را نشان می‌دهد. به دلیل حجم بسیار زیاد داده‌ها و عدم امکان وارد کردن تمام اطلاعات به دست آمده از تعیین خواص هندسی سنگ‌ها در جدول ۱ و نیز

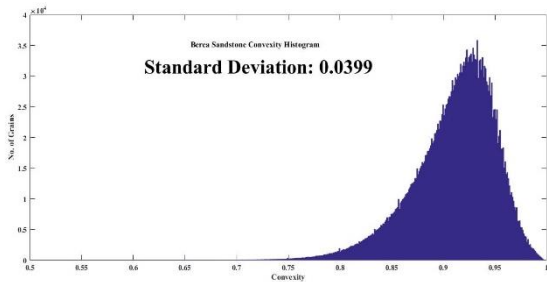
با هدف کمک به بررسی کمی داده‌ها و نمودارهای ۱ تا ۶، مقادیر انحراف معیار برای هر یک از نمودارها در جدول ۳، نشان داده شده است.

مقایسه نمودارهای فراوانی (هیستوگرام) برای مقادیر هندسی تحدب نشان می‌دهد که این مقدار در سنگ Berea نسبت به سنگ Alberta، مقدار خیلی کمی به سمت راست نمودار (عدد یک) تمایل دارد. اگرچه این موضوع با نتایج مندرج در جدول ۲ مطابقت دارد، ولی در عین حال با مقایسه چشمی نمودارها نیز می‌توان به این نتیجه رسید که مقدار

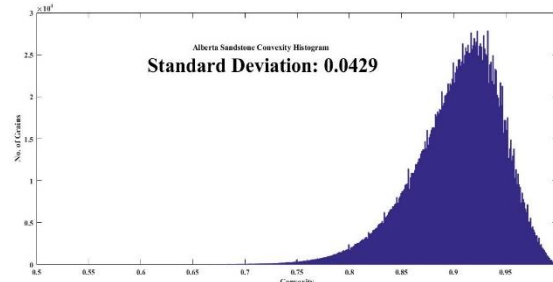
تحدب در دانه‌های این دو نمونه سنگ، تفاوت چندانی با یکدیگر ندارند. هم‌چنین مقایسه نمودارهای هیستوگرام مقادیر کرویت برای این دو سنگ، نشان می‌دهد که تعداد دانه‌هایی که مقدار کرویت آنها به عدد یک نزدیک‌تر است در سنگ

جدول ۲: دامنه تغییرات مقادیر هندسی

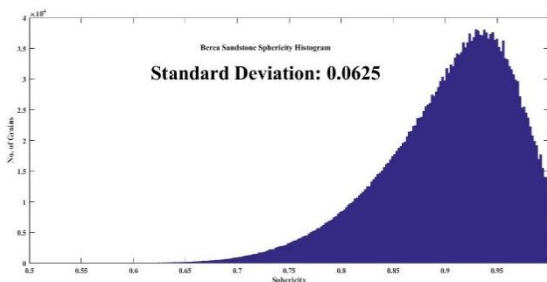
مقدار متوسط ^{۲۸}	مقدار بیشینه ^{۲۷}	مقدار کمینه ^{۲۶}	سنگ	خواص هندسی
۰٫۹۱۲۳۴	۱	۰٫۵۴۷۰۱	ماسه سنگ Berea	تحدب
۰٫۹۰۵۸	۱	۰٫۵۳۳۹	ماسه سنگ Alberta	
۰٫۹۱۱۶	۱	۰٫۵۴	ماسه سنگ Berea	کرویت
۰٫۸۸۲۸۹	۱	۰٫۴۹۹۴۲	ماسه سنگ Alberta	
۰٫۶۷۸۹۴	۰٫۹۵۵۶۲	۰٫۱۲۳۴	ماسه سنگ Berea	نسبت ابعادی
۰٫۶۷۰۵	۰٫۹۵۶۴۶	۰٫۰۰۲۳	ماسه سنگ Alberta	



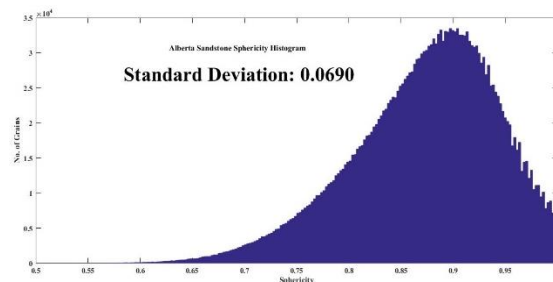
نمودار ۲: نمودار هیستوگرام تحدب دانه‌ها در سنگ Berea



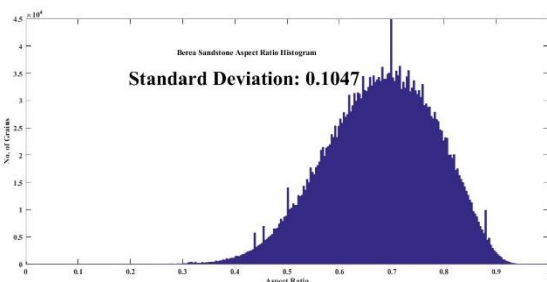
نمودار ۱: نمودار هیستوگرام تحدب دانه‌ها در سنگ Alberta



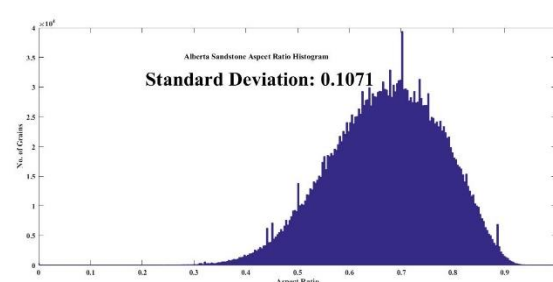
نمودار ۴: نمودار هیستوگرام کرویت دانه‌ها در سنگ Berea



نمودار ۳: نمودار هیستوگرام کرویت دانه‌ها در سنگ Alberta



نمودار ۶: نمودار هیستوگرام نسبت ابعادی دانه‌ها در سنگ Berea



نمودار ۵: نمودار هیستوگرام نسبت ابعادی دانه‌ها در سنگ Alberta

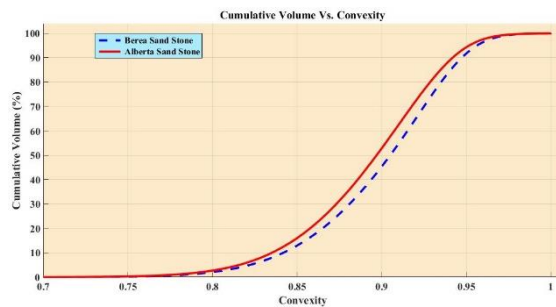
استفاده کرد [۹]. (نمودار ۸ تا نمودار ۱۰) همان‌گونه که در تصاویر مشخص است نمودارهای توزیع تجمعی ذرات براساس تحدب و نسبت ابعادی، تقریباً یکنواخت و مشابه یکدیگر هستند که به معنای یکسان بودن نسبی این دو سنگ از این منظر می‌باشد. ولی در نمودار ۹ که براساس کرویت است، در سنگ Alberta شیب نمودار برای مقادیر کرویت نزدیک به ۰٫۹ شروع به کاهش می‌کند، ولی برای سنگ Berea، این کاهش شیب از مقادیر بعد از ۰٫۹۵ شروع می‌شود که نشان‌دهنده بالاتر بودن مقدار کرویت در دانه‌های سنگ Berea نسبت به سنگ Alberta و منطبق با نتایج نمودارهای هیستوگرام است.

Berea بیشتر از سنگ Alberta است که به معنای این است که دانه‌های سنگ Berea نسبت به دانه‌های سنگ Alberta از حالت گردی بیشتری برخوردار هستند. این موضوع با داده‌های ارزیابی شده در جدول ۲ مطابقت دارد. همچنین مقایسه بین دو نمودار مربوط به هیستوگرام مربوط به نسبت ابعادی نشان می‌دهد که از نظر نسبت ابعادی، دانه‌های این دو نمونه سنگ تفاوت چندانی با یکدیگر ندارند (مشابه با نتایج جدول ۲).

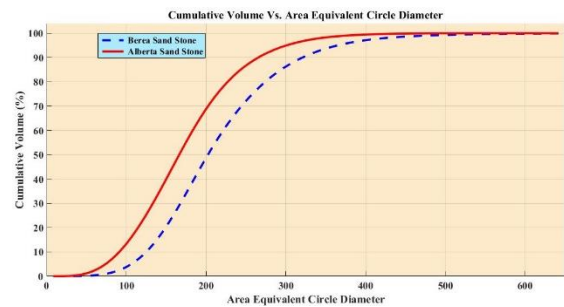
• نمودارهای آنالیز D-Value: در اینجا برای نشان دادن توزیع اندازه ذرات از نمودار مربوط به آنالیز ^{19}D -Value استفاده شده است. آنالیز D-Value اصولاً براساس جرم ذرات انجام می‌شود (نمودار ۷)، ولی برای بررسی‌های بیشتر، می‌توان به جای جرم ذرات، از سایر شاخص‌ها نیز

جدول ۳: مقادیر انحراف معیار به دست آمده برای خواص هندسی ماسه سنگ Alberta و Berea

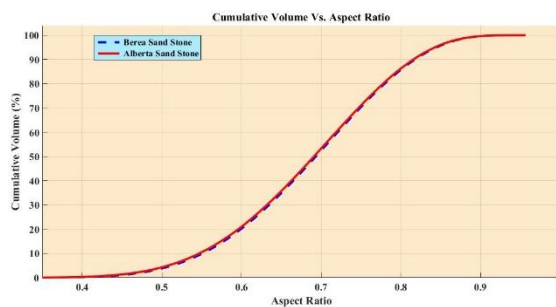
ماسه سنگ		خواص هندسی
Berea Sandstone	Alberta Sandstone	
۰٫۰۳۹۹	۰٫۰۴۲۹	تحدب (Convexity)
۰٫۰۶۲۵	۰٫۰۶۹۰	کرویت (Sphericity)
۰٫۱۰۴۷	۰٫۱۰۷۱	نسبت ابعادی (Aspect Ratio)



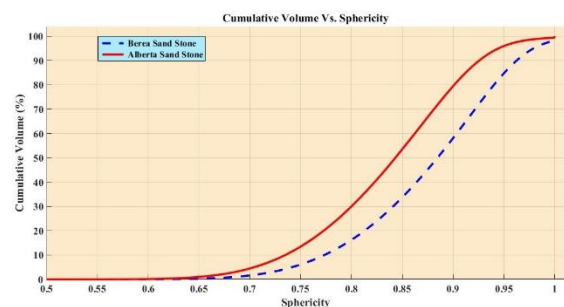
نمودار ۸: نمودار توزیع تجمعی ذرات بر اساس تحدب



نمودار ۷: نمودار PSD بر اساس قطر دایره با محیط برابر با محیط جسم



نمودار ۱۰: نمودار توزیع تجمعی ذرات بر اساس نسبت ابعادی



نمودار ۹: نمودار توزیع تجمعی ذرات بر اساس کرویت

۳-۵- شبیه‌سازی فضای متخلخل

پس از به‌دست آوردن مقادیر هندسی با استفاده از تصاویر ریز پرتو ایکس، تمام تصاویر با نرم افزار ابتدا به حالت سیاه و سفید (شکل ۶) و سپس به کدهای صفر و یک تبدیل می‌شوند (شکل ۷). در اینجا فضاهای خالی بین دانه‌های سنگ به رنگ سیاه و با مقدار صفر و دانه‌های سنگ به رنگ سفید و با مقدار یک مشخص می‌شوند.

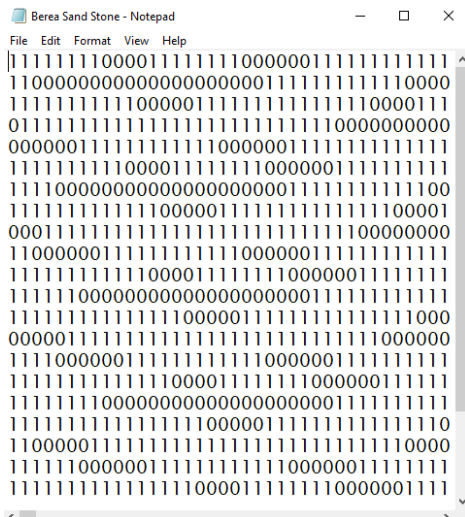
سپس با استفاده از فایل‌های آماده‌شده، فضای متخلخل (شکل ۸) و شکل سه بعدی سنگ (شکل ۹)، شبیه‌سازی می‌شود. شبیه‌سازی فضای متخلخل سنگ‌ها براساس دو فرضیه زیر انجام شده است. از این‌رو مقادیر تخلخل و تراوایی

حاصل، در مرحله بعد دارای خطا خواهند بود.

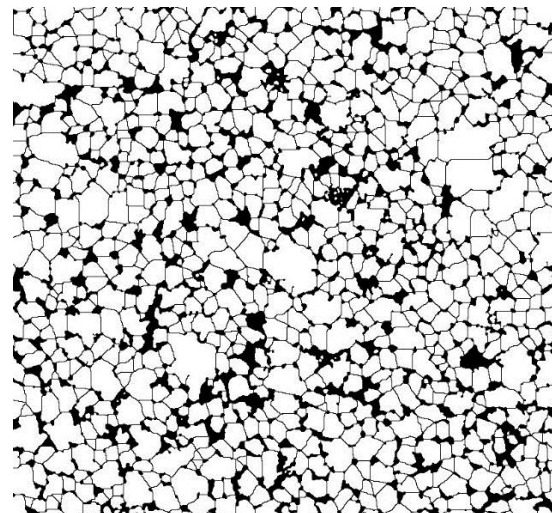
- گلوگاه^{۲۰}ها براساس طول و قطرشان به صورت استوانه در نظر گرفته شده‌اند.
- حفره^{۳۱}ها بر اساس حجمشان به صورت کره‌هایی با حجم متناظر با خود در نظر گرفته شده‌اند.

۳-۶- به‌دست آوردن تخلخل و تراوایی

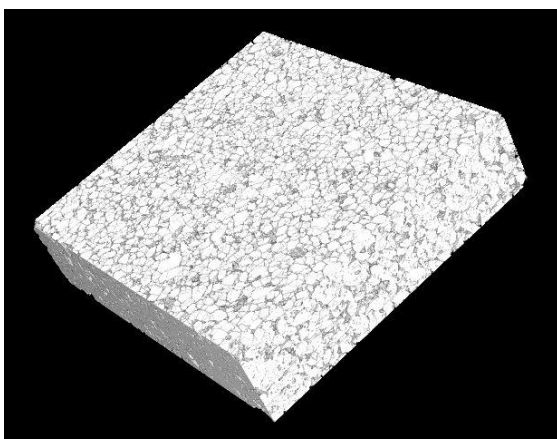
پس از آن‌که شبیه‌سازی فضای متخلخل سنگ و نیز شبیه‌سازی سنگ با استفاده از تصاویر ریزپرتو ایکس انجام شد، در مرحله بعد، مقادیر تخلخل و تراوایی هر یک از سنگ‌ها با استفاده از شبیه‌سازی‌های به‌دست می‌آید. اشکال ۱۰ و ۱۱



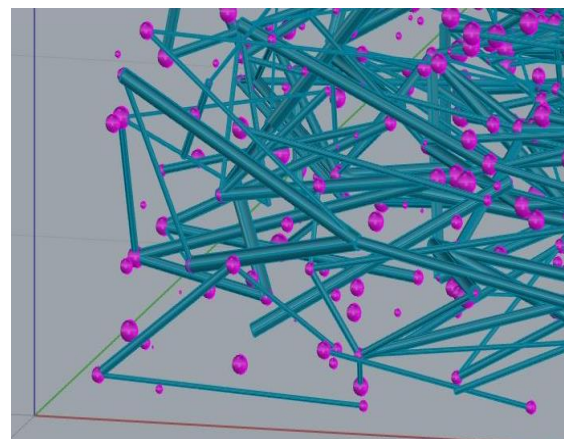
شکل ۷: کدهای صفر و یک جهت شبیه‌سازی سنگ



شکل ۶: تصویر سیاه و سفید سطح مقطع سنگ



شکل ۹: شبیه‌سازی دانه‌ها و فضای متخلخل سنگ



شکل ۸: شبیه‌سازی فضای متخلخل سنگ

$$\text{Coefficient by Geometry Parameters} = X \times \text{Con} + Y \times \text{Sph} + Z \times \text{As.Rt} \quad (4)$$

$$\varphi_{\text{Lab}} = \varphi_{\text{Sim}} \times (X \cdot \text{Con} + Y \cdot \text{Sph} + Z \cdot \text{As.Rt}) \quad (5)$$

$$K_{\text{Lab}} = K_{\text{Sim}} \times (X' \cdot \text{Con} + Y' \cdot \text{Sph} + Z' \cdot \text{As.Rt}) \quad (6)$$

که در این روابط:

X: ضریب تحذب برای تصحیح مقدار تخلخل

Y: ضریب کرویت برای تصحیح مقدار تخلخل

Z: ضریب نسبت ابعادی برای تصحیح مقدار تخلخل

X': ضریب تحذب برای تصحیح مقدار تراوایی

Y': ضریب کرویت برای تصحیح مقدار تراوایی

Z': ضریب نسبت ابعادی برای تصحیح مقدار تراوایی

به منظور حل معادلات فوق، حداقل به ۳ سری اطلاعات نیاز است. بدین منظور از اطلاعات سنگ Fontainebleau که در سایر پژوهش‌ها درج شده است، استفاده شد [۱۰، ۱۱]. اطلاعات این سنگ به شرح زیر است (جدول ۵):

به ترتیب شیوه محاسبه مقادیر تخلخل و تراوایی یکی از سنگ‌ها و جدول ۴ نیز نتایج آزمایشگاهی و شبیه‌سازی برای تخلخل و تراوایی این دو سنگ را نشان می‌دهد.

۳-۷- معادله تصحیح مقادیر پتروفیزیکی

با توجه به برخی محدودیت‌های نرم‌افزاری و سخت‌افزاری مانند کیفیت تصاویر و نیز فرضیاتی که در هنگام شبیه‌سازی و نیز به دست آوردن مقادیر پتروفیزیکی به کار می‌روند، نتایج حاصل از روش شبیه‌سازی نسبت به نتایج آزمایشگاهی، دارای انحراف هستند (جدول ۴). یکی از بزرگ‌ترین منابع خطا، شکل فیزیکی دانه‌های سنگ است. از این رو سعی شد با استفاده از مقادیر هندسی به دست آمده در مراحل قبلی، مقادیر پتروفیزیکی به دست آمده از شبیه‌سازی را به مقادیر آزمایشگاهی آنها نزدیک شود. برای این کار ضریبی را با استفاده از مقادیر هندسی به دست آورده و سپس با ضرب این مقدار در مقادیر پتروفیزیکی حاصل از شبیه‌سازی، این مقادیر را به مقادیر آزمایشگاهی تبدیل می‌کنیم (روابط ۴ تا ۶):

```

Command Prompt
Time (s): 28.847
*****
Network properties:
X-dimension (mm): 8.0764
Y-dimension (mm): 7.59232
Z-dimension (mm): 0.63694
Number of pores: 52425
Number of throats: 286546
Average connection number: 10.9015
Number of connections to inlet: 790
Number of connections to outlet: 790
Number of physically isolated elements: 0
Number of singlets removed: 0
Number of triangular shaped elements: 337914
Number of square shaped elements: 1059
Number of circular shaped elements: 0
Saturation box properties:
Lower X boundary: 0
Higher X boundary: 1
Porosity: 0.269783
Clay bound porosity: 0
Formation factor: -1.43456e-066
Absolute permeability (m^2): 1.23682e-012
Absolute permeability (D): 1.25321
*****
    
```

شکل ۱۱: به دست آوردن تراوایی

```

Command Prompt - porenet.exe input.dat
C:\Users\Khosro>
D:\Calc\Network Ext>cd\Calc\Network Ext
D:\Calc\Network Ext>ppd.exe input.dat
pore network: data preprocess program
datatype: raw data
datafile: Sample.dat
size: 1268 1192 100
resolution (um) : 6.3694 um/pixel
100% completed
D:\Calc\Network Ext>porenet.exe input.dat
Pore Network Extraction Code Version 0.1
step 1: load voxel data ...
load 151145600 voxels.
porosity: 26.9783%
step 2: search maximal balls ...
find 25338836 balls
    
```

شکل ۱۰: به دست آوردن تخلخل

جدول ۴: مقادیر تخلخل و تراوایی به دست آمده (آزمایشگاهی و شبیه‌سازی)

تراوایی (MD)		تخلخل (%)		خواص پتروفیزیکی
شبیه‌سازی	آزمایشگاه	شبیه‌سازی	آزمایشگاه	آزمایشگاه/شبیه‌سازی
۱۲۵۳	۱۵۱۹	۲۶٫۹۷	۲۷٫۷	ماسه سنگ Alberta
۹۱۲	۱۱۴۳	۲۵٫۱	۲۶٫۴	ماسه سنگ Berea

جدول ۵: اطلاعات سنگ Fontainebleau

مقدار هندسی			تراوایی (MD)		تخلخل (%)		خواص پتروفیزیکی
نسبت ابعادی	کروییت	تحدب	شبیه‌سازی	آزمایشگاه	شبیه‌سازی	آزمایشگاه	آزمایشگاه/شبیه‌سازی
۰٫۷۳	۰٫۹	۰٫۹۳	۳۴۵	۸۶۲	----	۱۳٫۶	ماسه سنگ Fontainebleau

- کیفیت پایین تصاویر و محدودیت در انجام این کار
- محدودیت‌های سخت‌افزاری کامپیوتری (آنالیز تعداد زیادی تصویر در سه بعد نیاز به دسترسی به کامپیوترهایی با قابلیت‌های بسیار زیاد است که این کامپیوترها در دسترس عموم نیست)
- محدودیت‌های نرم‌افزاری

هم‌چنین می‌توان با به دست آوردن برخی از شاخص‌های هندسی مربوط به دانه‌های سنگ و پیدا کردن رابطه‌ای خاص، این شاخص‌ها را در مقادیر پتروفیزیکی به دست آمده تاثیر داده و مقادیر پتروفیزیکی حاصل از شبیه‌سازی را تا حد امکان به مقادیر واقعی نزدیک‌تر کرد.

اعتبارسنجی به روش‌های مختلف برای فرمول‌نهایی و نیز بهبود هر چه بیشتر روابطی که برای تصحیح مقادیر تخلخل و تراوایی حاصل از شبیه‌سازی ارائه شده است، از جمله موضوعاتی است که در مطالعات آتی، می‌تواند مورد توجه قرار گیرد. هم‌چنین می‌توان برای به دست آوردن مقدار تراوایی مطلق با استفاده از سایر نرم‌افزارهای شبیه‌سازی موجود و فرمول‌داری و سایر روابطی که صحت و درستی آنها تایید شده است، اقدام کرد.

۵- مراجع

- [1] Oshita, T., and Okabe, H. (2000). "Early water breakthrough in carbonate core samples visualized with X-ray CT". International Symposium of the Society of Core Analysts, SCA2000-08: pp. 12.
- [2] Ashi, J. (1997). "Computed tomography scan image analysis of sediments". In Proceeding of Ocean Drilling Program, Sci. Results, Edited by Shipley, T. H., Ogawa, Y., Blum, P., and Bahr, J. M., 156: 151-159.
- [3] Hassanzadeh, E., and Hendi, S. (2003). "SCA2003-41: A method for estimating permeability of carbonate rocks from CT scan data". International Symposium of the Society of Core Analysts held in Pau, France, pp. 12.
- [4] Murat, D., and Birol, D. (2001). "Effect of pore size

در نهایت پس از به کار بردن تمام اطلاعات و نیز استفاده از رابطه ۷ [۱۲] برای محاسبه مقدار تخلخل شبیه‌سازی شده در سنگ Fontainebleau، فرمول تصحیح مقادیر پتروفیزیکی مطابق زیر به دست می‌آید (روابط ۸ و ۹):

$$K=10^{6.5+4.6 \times \log \phi} \quad R^2=0.95 \quad (7)$$

فرمول‌نهایی جهت تصحیح مقادیر پتروفیزیکی:

$$\phi_{Lab} = \phi_{Sim} \times \left(\frac{-1.61011 \times Con - 0.20535 \times Sph}{+ 3.97676 \times As.Rt} \right) \quad (8)$$

$$K_{Lab} = K_{Sim} \times \left(\frac{-17.34956 \times Con - 3.33089 \times Sph}{+ 29.63212 \times As.Rt} \right) \quad (9)$$

۴- نتیجه‌گیری

با پیشرفت تکنولوژی و نیز با استفاده از ایده‌های نو، به دست آوردن خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن از روش‌هایی غیر از روش‌های معمول آزمایشگاهی امکان‌پذیر خواهد بود. یکی از این روش‌ها، شبیه‌سازی سنگ مخزن و فضای متخلخل بین دانه‌ها است. برای انجام این کار لازم است که تصاویری از سطح مقطع سنگ تهیه شود تا پس از آنالیز، مقادیر پتروفیزیکی سنگ به دست آید. البته با توجه به برخی محدودیت‌ها که در ادامه به آن‌ها اشاره می‌شود، انجام این کار سبب انحراف مقادیر حاصل از طریق شبیه‌سازی نسبت به مقادیر آزمایشگاهی می‌شود و لازم است که در ابتدای راه، این مقادیر با مقادیر آزمایشگاهی مقایسه و با روشی مناسبی، یکسان‌سازی شود تا در موارد بعدی نیز بتوان با صراحت و قاطعیت از آن استفاده کرد. برخی از محدودیت‌های موجود فعلی در شبیه‌سازی سنگ عبارت‌اند از:

- هزینه‌بر بودن تهیه تصاویر ریزپرتو ایکس و نیز در دسترس نبودن تجهیزات ثبت این تصاویر در همه جا

-
- distribution on porosity measurement by computerized tomography". International Symposium of the Society of Core Analysts, SCA2001-49: pp. 4.
- [5] Crocq, C. S. (2010). "Building Stone in Alberta". Alberta Geological Survey, On the WWW, at https://www.ags.aer.ca/document/OFR/OFR_2010_01.pdf.
- [6] Wikipedia website, (2018). "Berea Sandstone". See URL https://en.wikipedia.org/wiki/Berea_Sandstone.
- [7] Sympatec website, (2018). "Particle Shape Analysis". See URL <https://www.sympatec.com/en/particle-measurement/glossary/particle-shape/>.
- [8] Wadell, H. (1932). "Volume, shape, and roundness of rock particles". The Journal of Geology, 40(5): 443-451.
- [9] Innopharmalabs website, (2018). "Applications & Processes: particle-size monitoring". See URL <https://www.innopharmalabs.com/tech/applications-and-processes/particle-size-monitoring>.
- [10] Dong, H., and Blunt, M. J. (2009). "Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images". Physical Review E., 80(3): 036307.
- [11] Altuhafi, F., O'sullivan, C., and Cavarretta, I. (2012). "Analysis of an image-based method to quantify the size and shape of sand particles". Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering, 139(8): 1290-1307.
- [12] Al Saadi, F., Wolf, K., and Kruijdsdijk, C. V. (2017). "Characterization of Fontainebleau Sandstone: Quartz Overgrowth and its Impact on Pore-Throat Framework". Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology, 7(328): 1-12.
- ¹ Seismic
- ² CT-Scan
- ³ X-Ray
- ⁴ Electromagnetic Wave
- ⁵ Noise
- ⁶ Contrast
- ⁷ Core
- ⁸ Porosity
- ⁹ Permeability
- ¹⁰ Relative Permeability
- ¹¹ Petrophysical Properties
- ¹² Micro X-Ray
- ¹³ Outcrop
- ¹⁴ Coarse
- ¹⁵ Medium
- ¹⁶ Quartz
- ¹⁷ Feldspar
- ¹⁸ Convexity
- ¹⁹ Sphericity
- ²⁰ Aspect Ratio
- ²¹ Area
- ²² Area Convexity Hull
- ²³ Perimeter
- ²⁴ Perimeter Convexity Hull
- ²⁵ Area Equivalent Circle Diameter
- ²⁶ Minimum Value
- ²⁷ Maximum Value
- ²⁸ Mean Value
- ²⁹ Particle Size Distribution (PSD)
- ³⁰ Throat
- ³¹ Pore
- ³² Millidarcy



Imam Khomeini International University
Vol. 5, No. 4, Winter 2021, pp. 6-9



نشریه مهندسی منابع معدنی
Journal of Mineral Resources Engineering
(JMRE)

DOI:10.30479/jmre.2020.12041.1340

Research Paper

Use of Dimensions and Geometrical Shape of Reservoir Rock Grains for Correction of Petrophysical Values Through Simulation of Interparticle Pore Space

Rahimi M.^{1*}, Ghasemi Kh.²

1- Assistant Professor, Dept. of Mechanical, Civil, and Architectural Engineering, Khomeinishahr Branch, Islamic Azad University, Khomeinishahr/Isfahan, Iran

rahimi@iaukhsh.ac.ir

2- M.Sc, Dept. of Mechanical, Civil, and Architectural Engineering, Khomeinishahr Branch, Islamic Azad University, Khomeinishahr/Isfahan, Iran

khosroqasemi@yahoo.com

(Received: 24 Nov. 2019, Accepted: 22 Apr. 2020)

Abstract: In recent years, the use of micro X-Ray images with very high resolution (as low as 100 nm) in different scientific fields has led to the development of modern methods for performing various calculations and measurements. The use of these images has become quite popular among petroleum engineers. This is because the reservoir rock-related properties like petrophysical properties and the properties that are simultaneously related to reservoir rock and fluid such as drainage and imbibition phenomena can be estimated using micro X-Ray images. To estimate these properties, some geometrical properties of grains of two different cores are calculated and compared to each other through micro X-Ray images and some software. Then, with the help of the micro X-Ray images, the necessary information for simulation of the pore network of the rock is gathered. Afterward, with the use of this information and some other software, the pore network of each of these rocks is simulated and consequently, the porosity and permeability of each of these rocks are estimated. In the simulation process, some assumptions are made to prevent the complexity of the calculations. These assumptions result in a deviation of the calculated values from real (laboratory) values. Therefore, using the calculated geometrical values obtained in the first step, a relationship is achieved by which the calculated values of the simulation are brought closer to those of the laboratory. In this research, based on the aforementioned steps and by using the sphericity, convexity, and aspect ratio of grains obtained from 2D images, a correlation is developed. Ultimately, the estimated rock properties procured by simulation are related to measured laboratory data through this correlation.

Keywords: Micro X-Ray, Porosity, Permeability, Simulation, Reservoir rock.

INTRODUCTION

One of the most crucial achievements of human beings during the last century is oil and gas exploration, that has significantly affected the life of human beings. This exploration has been so important and strategic such that it has affected people's lives in all aspects. It is clear that exploration, drilling, and exploitation



of oil and gas from reservoirs, and also the processes occurring after that require the application and employment of the science and technology.

One of the most important issues in the development and production of oil and gas fields is to acquire information concerning the conditions and properties of reservoir rock and fluid. Obtaining the aforementioned information needs an enormous dedication of time and money and also the employment of complex technologies. Some of this information such as the reservoir dimensions can be obtained using information extracted by the seismic and excavation of the exploration wells. Also, some of this information can be gained through running specific tools into the well during complicated well logging operations and some can be earned by the study of the extracted rock and fluid samples in advanced laboratories. In this regard, the companies and researchers have always tried to present and introduce modern, accurate, and affordable methods accordingly.

One of the cases that has experienced remarkable progress during current years is the application of imaging and scanning of the X-ray in microscales ranging from micrometer to nanometer. The use of this technology caught the attention of the oil and gas researchers. Hence, some research results were published in this area. At the moment, due to some existing limitations in this area predominantly related to the hardware-based problems and sometimes the software based-limitations, the information accuracy of the acquired information has diminished. However, considering the advancement of science and technology, these issues will soon be solved certainly, and thereby, the information accuracy will be in an acceptable limit shortly.

METHODS

CT-Scan

CT-scan is a system that provides pictures from thin sections of the body or other materials. This approach was used originally in the medical sciences, however, it is applied in other sciences and industries with the progress of time. The CT-Scan apparatus works based on the density difference. In this method, without damaging the body or other materials, some sections from different angles are procured [1]. Unlike the thin sections which are prepared from the sample itself, these sections do not damage the sample and we can have a sample in all directions, while this is not feasible in the actual samples. Similar to what takes place during CT-Scan imaging in medical cases, the physical cutting of the material is not needed for the preparation of the images from the cross-section of the material. Furthermore, the CT-Scan imaging technology can take an image from every direction and every angle without any need to cut the material. Hence, it does not cause any physical changes in the material.

X-Ray

X-Ray is a particular type of electromagnetic wave. The electromagnetic rays are a state of energy that pass through the material by the magnetic and electric oscillation fields. The usual unit for the description or representation of the energy of an X photon is kilo electron volts. The CT-Scan apparatus is considered as a non-damaging tool of the X-Ray [1]. Through the radiation of the X-Ray with various angles on a material in a given section and the measurement of the rays attenuation after passing through the material, we can have good information regarding the position and properties of the elements constituting the material [2]. The section pictures of a two dimensional cut of the material can be shown using the data processing by a computer. To cause every part inside the material to become known, the radiation of the X-Ray from different angles is required.

In this study, two core samples initially are prepared from the Alberta sandstone and Berea Sandstone, and their porosity and permeability are determined using the experimental observations. Then, a cube with few-millimeter dimensions is prepared from each of these samples and their micro X-Ray pictures are obtained accordingly. Various processes then are carried out on these pictures by using ImageJ software, and initially, some of the geometrical values relevant to the constituting grains of rocks are determined. To compare these two rocks, the achieved results are compared. Again using the same software, other processes are performed on these pictures and the entire pictures are stored by the zero and one codes. Thereafter, the pore space between the grains comprising the rocks is simulated by using these zero and one codes and other

software such as Network Extraction, Network Visualization Code, and Non-Newtonian Code. Afterward, the porosity and permeability values of each of these rock samples are determined through this simulated network. The use of this method for determining the petrophysical values is associated with some errors and some assumptions. This causes the ultimate results gained by the simulation to have discrepancies compared to the corresponding experimental outcomes. The major reason for these discrepancies stems from the geometrical shape of the rock grains. That is, the simulation of the porous media and the determination of the petrophysical properties of the rocks are carried out with the assumption that the rock grains are spherical and the rock pore throats are cylindrical. However, these postulates cannot be true certainly. Hence, using the geometrical values determined in the previous stage, some equations can be obtained that bring the simulation-based petrophysical results closer to those of the experimental observations.

FINDINGS

Table 1 exhibits the porosity and permeability values estimated through the experimental and simulation approaches. One of the greatest sources of error is the physical shape of the rock grains. Hence, using the geometrical values achieved in the previous stage, it is tried to bring the petrophysical values calculated through the simulation closer to those of experimental observations. To do this, a coefficient is obtained using the geometrical values (Equation 1) and then, it is multiplied by the simulation related petrophysical values. Finally, these values are converted to those of laboratory (Equations 2,3).

Table 1. The estimated porosity and permeability values (experimental and simulation)

Petrophysical properties	Porosity (%)		Permeability (MD)	
	Laboratory	Simulation	Laboratory	Simulation
Alberta Sandstone	27.7	26.97	1519	1253
Berea Sandstone	26.4	25.1	1149	912

$$\text{Coefficient by Geometry Parameters} = X \times \text{Con} + Y \times \text{Sph} + Z \times \text{As.Rt} \quad (1)$$

$$\varphi_{\text{Lab}} = \varphi_{\text{Sim}} \times (X \cdot \text{Con} + Y \cdot \text{Sph} + Z \cdot \text{As.Rt}) \quad (2)$$

$$K_{\text{Lab}} = K_{\text{Sim}} \times (X' \cdot \text{Con} + Y' \cdot \text{Sph} + Z' \cdot \text{As.Rt}) \quad (3)$$

At least three series of information are needed to solve the above equations. In this regard, the information of the Fontainebleau rock mentioned in other research [2,3] is employed. Ultimately, after application of all information and using Equation 4 [4] for calculation of the simulated value of porosity in the Fontainebleau rock, the following formulas (Equations 5,6) are suggested to rectify the petrophysical values:

$$K = 10^{6.5 + 4.6 \times \log \varphi} \quad R^2 = 0.95 \quad (4)$$

$$\varphi_{\text{Lab}} = \varphi_{\text{Sim}} \times (-1.61011 \times \text{Con} - 0.20535 \times \text{Sph} + 3.97676 \times \text{As.Rt}) \quad (5)$$

$$K_{\text{Lab}} = K_{\text{Sim}} \times (-17.34956 \times \text{Con} - 3.33089 \times \text{Sph} + 29.63212 \times \text{As.Rt}) \quad (6)$$

where stands for the convexity, denotes the sphericity, and signifies the aspect ratio.

CONCLUSION

With the progress of the technology and also by using the state of the art ideas, it is possible to acquire the petrophysical properties of the reservoir rock through new methods excluding the usual experimental techniques. The simulation of the reservoir rock and the pore space between the grains is one of these approaches. To do this, it is essential to prepare some pictures from the rock cross-section to estimate the petrophysical properties after the analysis. However, by virtue of some limitations mentioned in what

follows, this results in the discrepancies between the simulation related values and those of the laboratory. Therefore, it is required that these values are compared against the experimental observations and are brought closer to each other to employ these values in the future with high confidence and transparency. Some of the existing limitations in rock simulation are as follows:

1) Costly nature of the preparation of the micro X-Ray pictures and also the lack of the presence of the equipment needed for the preparation of these pictures in all places.

2) The low quality of these pictures and the limitation existing for preparing the pictures.

3) The computer hardware-based limitations (the analysis of many pictures in 3D requires to have access to computers with extremely high capabilities, while these computers are not available to the public).

4) Software-based limitations

Furthermore, after procuring some of these geometrical parameters relevant to the rock grains and finding a specific relationship, the obtained petrophysical values are affected by these parameters so that these parameters achieved through the simulation are brought closer to those of the actual laboratory ones.

The validation of the final suggested formula by various methods and improvement of the formulas proposed for correction of the porosity and permeability values obtained through the simulation are considered to be potential research areas for the way forward. Moreover, using other existing simulation software, Darcy's formula, and other relationships whose accuracy and correctness have been verified, the absolute value of permeability can be estimated with greater accuracy.

REFERENCES

- [1] Oshita, T., and Okabe, H. (2000). "Early water breakthrough in carbonate core samples visualized with X-ray CT". International Symposium of the Society of Core Analysts, SCA2000-08: pp. 12.
- [2] Dong, H., and Blunt, M. J. (2009). "Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images". Physical Review E, 80(3): 036307.
- [3] Altuhafi, F., O'sullivan, C., and Cavarretta, I. (2012). "Analysis of an image-based method to quantify the size and shape of sand particles". Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering, 139(8): 1290-1307.
- [4] Al Saadi, F., Wolf, K., and Kruijdsdijk, C. V. (2017). "Characterization of Fontainebleau Sandstone: Quartz Overgrowth and its Impact on Pore-Throat Framework". Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology, 7(328): 1-12.