

ارزیابی تأثیر ناهمگنی بر تغییرات تخلخل در فشارهای مخزنی سازندهای کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج فارس

زینب آقازاده خانشیر و وحید توکلی*
دانشکده زمین‌شناسی، دانشکدگان علوم پایه، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۲/۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۹/۶

چکیده

افزایش تخلخل و تراوایی سنگ‌های مخزنی در شرایط سطحی به سبب کاهش فشار روباره، سبب می‌شود تا مقدار هیدروکربن برجا بیشتر از مقدار واقعی آن محاسبه گردد. در این مطالعه، تأثیر فشارهای مخزنی بر تغییرات تخلخل سازندهای کربناته کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفته است. تخلخل و تراوایی ۱۱۱ نمونه پلاگ در فشارهای روباره ۱۴/۷، ۲۲۰۰، ۳۷۰۰، ۵۰۰۰ و ۵۷۰۰ psi اندازه‌گیری شد. با اعمال حداکثر فشار، میزان تخلخل در اغلب نمونه‌ها تا ۲٪ کاهش می‌یابد. رفتار تخلخل نمونه‌ها در برابر فشار در نمونه‌های مختلف، متفاوت بود و در نتیجه نمونه‌ها به دسته‌های همگن‌تر تقسیم شدند. به منظور ارزیابی ناهمگنی و بررسی دقیق این رفتار، در این مطالعه از شناخته‌شده‌ترین روش‌های تعیین گونه‌سنجی شامل وینلند، شاخص منطقه جریان، لوسیا و محدوده داده تخلخل و تراوایی استفاده شد. تغییرات تخلخل در برابر فشار برای هر نمونه رسم گردید و رابطه کاهش میزان تخلخل با افزایش فشار برای هر نمونه تعریف شد. با توجه به اینکه هدف این مطالعه بررسی چگونگی تغییرات تخلخل در برابر فشار است، شیب خط حاصل به عنوان شاخص تغییرات در نظر گرفته شد و نمونه‌هایی با شیب یکسان به عنوان نمونه‌های مشابه در نظر گرفته شدند. به عبارت دیگر، چنانچه آهنگ تغییرات تخلخل در نمونه‌ها با تغییرات فشار یکسان بود، این نمونه‌ها در این مطالعه مشابه هم در نظر گرفته شدند. سپس، ضریب تغییر به عنوان شاخص پراکندگی شیب خطوط، در هر گونه سنگی محاسبه شد. نتایج حاصل از روش‌های گوناگون تعیین گونه‌سنجی نشان داد که بهترین روش‌ها برای ارزیابی ناهمگنی آزمایش تغییر تخلخل با فشار، به ترتیب کارایی عبارت از شاخص منطقه جریان، محدوده تراوایی، وینلند و لوسیا هستند. این امر به سبب تأثیر هم‌زمان تخلخل و تراوایی در فرمول محاسبات این روش‌ها است.

کلمات کلیدی: تغییرات تخلخل، فشارهای مخزنی، گونه‌سنجی، کنگان، دالان

مقدمه

دارد و اکثر سازندهای مخزنی، دارای سنگ‌شناسی کربناته می‌باشند. به همین سبب شناخت عوامل مؤثر بر سرشست‌نمایی این مخازن دارای اهمیت زیادی است. فشار روباره یکی از این عوامل است که تأثیر چشم‌گیری بر محاسبه ویژگی‌های

موقعیت کشور ایران به گونه‌ای است که در قسمت‌های مختلفی از آن، انباشت هیدروکربن وجود

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2021.4463.3019)
vtavakoli@ut.ac.ir

کنگان و دالان در مرکز خلیج فارس استفاده شده است. در ابتدا تمامی داده‌ها بررسی شده و داده‌های خارج از محدوده حذف شدند. سپس با استفاده از نمودار توزیع احتمالی، مرز دسته‌بندی داده‌ها برای روش‌های وینلند، لوسیا، شاخص منطقه جریان، محدوده تخلخل و محدوده تراوایی مشخص گردید و در هر روش داده‌ها در چند دسته قرار گرفتند. سپس، نمودارهای تغییرات تخلخل در برابر فشار برای هر گروه رسم گردید و با استفاده از منحنی‌های هر نمودار، میزان شیب و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار محاسبه شد و در نهایت، مؤثرترین روش برای بررسی تأثیر فشار بر روی تخلخل و تراوایی و ارزیابی ناهمگنی به دست آمد.

زمین‌شناسی منطقه

سازندهای دالان و کنگان به سن پرمین-تریاس از مهم‌ترین سنگ‌های مخزن کربناته در میدین خلیج فارس هستند که تاکنون مطالعات فراوانی در خصوص دیاژنز [۵-۷]، کیفیت مخزنی [۸-۱۰]، رخساره‌ها [۱۱] و محیط رسوبی [۱۲] آنان انجام شده است. این سازندها در بخش مرکزی خلیج فارس در پرمین پایانی-تریاس زیرین در آب‌های کم‌عمق یک رمپ کربناته نهشته شده‌اند [۱۳]. از پرمین میانی، افت حرارتی سریع حاشیه فعال جدید شمال شرق ورقه عربی و ادامه اشتقاق قاره‌ای رو به شمال (از ۲۵ درجه جنوبی به ۵ درجه شمالی) موجب پیشروی سازند خوف (معادل سازندهای کنگان و دالان) در ابتدای پرمین پیشین شده است [۱۴]. در ابتدای تریاس میانی که نئوتتیس دارای گسترش اقیانوسی پایدار بوده، میزان فرونشست ورقه عربی کم شده است. ورقه‌های قاره‌ای جدا شده شامل سنندج، سیرجان و ایران مرکزی به سرعت در طول نئوتتیس جابه‌جا شده و با حاشیه جنوبی اوراسیا (ورقه توران حدود ۲۲۰ میلیون سال قبل) برخورد کرده‌اند [۱۱ و ۱۵].

مخزنی از جمله تخلخل و تراوایی دارد. تأثیر فشار روباره می‌تواند سبب کاهش تخلخل و تراوایی در مخازن کربناته ناهمگن شود [۱]. با افزایش عمق، فشار روباره افزایش یافته و فشردگی سنگ‌ها افزایش می‌یابد و در نهایت، تخلخل و تراوایی کاهش می‌یابد. فشار روباره کل در مخزن در نتیجه حضور ماتریکس سنگ و سیالات ایجاد می‌گردد. آزمایش سنگ‌های مخزنی در فشارهای متفاوت نشان داده که با افزایش فشار، میزان تراوایی کاهش می‌یابد چرا که فشردگی ساختار سنگ‌ها باعث کاهش حجم حفرات می‌شود [۲]. تراوایی عاملی ضروری برای مخزن است چرا که جریان هیدروکربن فقط در صورت وجود تراوایی کافی وجود خواهد داشت و تراوایی به عنوان قابلیت جریان سیالات در محیط متخلخل تعریف شده است [۳]. با توجه به ناهمگنی بسیار زیاد در مخازن کربناته، لازم است پیش از بررسی تأثیر فشار بر تغییرات خصوصیات مخزنی، این نمونه‌ها به دسته‌های همگن‌تر (گونه‌های سنگی) تقسیم شوند. این ناهمگنی خصوصیت ذاتی سنگ‌ها است که در سنگ‌های کربناته بیشتر دیده می‌شود. ناهمگنی یک ویژگی عمومی در تمامی مخازن کربناته بوده و فاکتور مهمی در مطالعات مخزنی است و باعث ایجاد تنوع در ویژگی‌های مخزنی در فضا و زمان بوده است [۴]. در تعیین گونه‌های سنگی مخزن، قابل اعتمادترین داده‌ها، اندازه‌گیری‌های مغزه هستند زیرا بسیار دقیق بوده و مهم‌ترین داده‌های مخزنی یعنی تخلخل و تراوایی براساس مغزه قابل اندازه‌گیری است و پارامترهای مخزنی از جمله تخلخل و تراوایی تحت تأثیر فشارهای روباره قرار می‌گیرند. این مطالعه براساس داده‌های مطالعه مغزه (شامل تخلخل و تراوایی) و داده‌های حاصل از مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی، به بررسی خصوصیات مخزنی در فشارهای مختلف می‌پردازد. در ابتدا تأثیر فشار روباره بر تغییرات تخلخل بررسی شده است و سپس از روش‌های مختلف ارزیابی ناهمگنی برای سنگ‌های کربناته

آهکی است. ضخامت متوسط این واحد $115/8$ m است. واحد K_4 بهترین واحد مخزنی میدان مدنظر بوده و از بالا با دولایه انیدریتی آغاز می‌شود. سپس، آهک و در پایین‌ترین بخش دولومیتی است. ضخامت متوسط این واحد $60/35$ m است. مطالعات پیشین نشان می‌دهند که این مجموعه کربناته-تبخیری در یک رمپ کربناته با شیب بسیار ملایم تشکیل شده است [۹]. در شکل ۱ موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه و میداین اصلی هیدروکربنی در خلیج فارس و مناطق مجاور آن نشان داده شده است.

مواد و روش‌ها

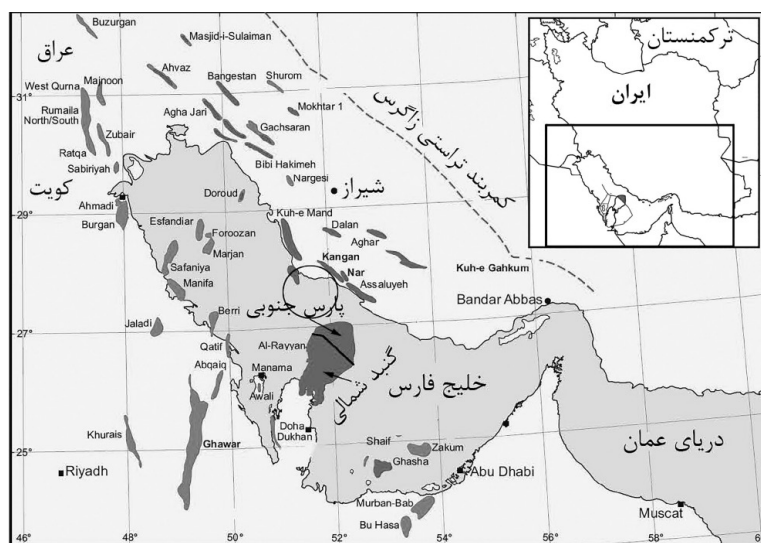
در مطالعه حاضر، $328/85$ m سنگ رسوبی کربناته از سازندهای دالان و کنگان در میدانی از بخش مرکزی خلیج فارس در قالب ۱۱۱ پلاگ بررسی شد. در ابتدا نمونه‌های پلاگ در آزمایشگاه به‌روش ساکسلت شسته شده و از هر پلاگ یک مقطع نازک تهیه گردید. تمامی مقاطع در زیر میکروسکوپ مطالعه شده و داده‌های رخساره و دیاژنز استخراج شد. علاوه بر داده‌های میکروسکوپی مقطع نازک، از داده‌های خصوصیات مخزنی (تخلخل و تراوایی) در ۵ فشار $14/7$ ، 2200 ، 3700 ، 5000 و 5700 psi در ۱۱۱ عمق متفاوت استفاده شد. جهت محاسبه فشارهای موردنظر، با در نظر گرفتن عدد $0/3$ برای نسبت پواسون [۱۰]، رابطه زیر بین تنش تک محوره و افقی مورد استفاده قرار گرفت [۱۰]:

$$\sigma_z = 0.62\sigma_H \quad (1)$$

که در آن σ_z تنش تک محوره و σ_H تنش هیدرواستاتیک است. با توجه به اینکه تنش خالص همه‌جانبه در عمق مخزن بر سنگ وارد می‌گردد، رابطه زیر جهت تعیین فشارهای مورد آزمایش استفاده شد. این رابطه، همان رابطه ۱ است که جهت محاسبه فشار وارده بر نمونه در عمق تغییر یافته است.

توسعه حاشیه غیرفعال جدید نئوتتیس به پیشروی^۱ دریایی وسیع و رسوب‌گذاری سازندهای مدنظر منجر شده است. در قسمت‌های شمالی ورقه، کافت‌زایی ممتد در تریاس به فرونشست چشمگیر و رسوب‌گذاری $2000-3000$ m رسوبات انجامیده و همچنین، رسوبات نهشته شده تریاس در ابوظبی m 650 [۱۶] و در ایران (سازندهای کنگان و دشتک) حدود m 1000 بوده است [۱۱]. علت این امر، وجود رشته‌ای از عوارض ساختمانی مرتفع (احتمالاً بقایای شانه‌های کافت یا سیستم‌های کافتی) موجود در طول لبه شمال شرقی حاشیه جدید بوده است [۱۱]. کربنات‌های دالان پایینی برروی سازند آواری فراقون تشکیل شده‌اند و سپس بخش تبخیری نار رسوب کرده است. عضو دالان بالایی پس از نهشت انیدریت‌های نار آغاز می‌شود و سپس سازند کنگان با یک مرز ناپیوستگی [۱۷] برروی سازند دالان قرار می‌گیرد. مرز کنگان-دالان در خلیج فارس بیشتر با استفاده از لایه‌ای ترومبولیتی مشخص می‌شود. پوش سنگ سازند کنگان، شیل‌های سازند دشتک است که به‌طور تدریجی روی کربنات‌های این سازند رسوب کرده است. در مطالعات قبلی این میدان سازندهای دالان و کنگان به بخش‌های مخزنی K_1, K_2 (سازند کنگان) K_3, K_4 (دالان بالایی) و بخش K_5 (دالان پایینی) تقسیم شده است. لیتولوژی غالب این سازندها در میدان مورد مطالعه کربناته است. ضخامت کل واحدهای مورد بررسی m $328/85$ است. بخش K_1 به‌طور عمده از دولومیت تشکیل شده است و میان لایه‌های آهک و انیدریت در آن دیده می‌شود. ضخامت میان لایه‌های آهکی در حد چند متر و لایه‌های انیدریتی در حد چند ده سانتی‌متر است. ضخامت متوسط این واحد در میدان m $105/5$ است. واحد K_2 از دو بخش بالایی دولومیتی و بخش پایینی آهکی تشکیل شده است و متوسط ضخامت آن در میدان m 47 است. مرز پرمین-تریاس بین واحدهای مخزنی K_2 و K_3 قرار دارد [۱۸]. واحد K_3 در بالا دولومیتی بوده و در پایین

1. Transgression



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه [۱۲]

که در آن σ مقدار انحراف از معیار و μ مقدار میانگین را نشان می‌دهند. با توجه به اینکه این شیب نشان‌دهنده آهنگ تغییرات تخلخل در برابر فشار است، این تغییرات می‌تواند به‌عنوان شاخصی از ناهمگنی در هر دسته مورد استفاده قرار گیرد. ضریب تغییرات شیب‌ها برای هر دسته، سه مرتبه محاسبه گردید: ۱. ضریب تغییرات برای تمامی شیب‌ها ۲. ضریب تغییرات برای تمامی شیب‌های منفی. با توجه به اینکه با افزایش فشار، تخلخل کاهش می‌باید، در این مرحله نمونه‌هایی با حداقل یک داده افزایشی (شیب مثبت) حذف شدند ۳. ضریب تغییرات برای شیب‌هایی با ضریب تطابق (R^2) بزرگ‌تر از 0.06 . این حد نشان می‌دهد که تغییرات تخلخل با افزایش فشار، روند یکسانی را طی نموده است. علت محاسبه ضریب تغییرات در ۳ مرحله، بررسی و قیاس میزان این شاخص با یکدیگر و یافتن بهترین روش برای ارزیابی ناهمگنی است. همچنین علاوه بر محاسبه میزان ضریب تغییرات منحنی‌های هر نمودار، عمق، جنس، رخساره، تخلخل و تراوایی هر نمونه در نمودارها برای قیاس نمودارها باهم جهت یافتن بهترین روش ارزیابی ناهمگنی ثبت شد.

(۲) تنش خالص همه‌جانبه = (فشار روباره - فشار سازند) $0.62 \times$
 با توجه به عمق مخزن مورد مطالعه، فشار روباره در این مطالعه 10000 psi در نظر گرفته شد و فشارهای سازندی به ترتیب از حداقل به حداکثر 800 ، 2000 ، 4000 و 6440 اندازه‌گیری شده بود. در نتیجه تخلخل در فشار روباره 2200 psi ، 3700 ، 5000 و 5700 اندازه‌گیری شد. فشار $14/7 \text{ psi}$ فشار آزمایشگاهی و محیط است. برای تفکیک گونه‌های سنگی و ارزیابی ناهمگنی از روش‌های وینلند، شاخص منطقه جریان، لوسیا، محدوده تخلخل و محدوده تراوایی استفاده شد. در هر یک از این روش‌ها، با حذف داده‌های خارج از محدوده، نمودارهای تغییرات تخلخل در برابر فشار رسم گردید. در روش وینلند و شاخص منطقه جریان ۵ گروه سنگی و در روش لوسیا، محدوده تخلخل و محدوده تراوایی، ۶ گروه سنگی حاصل شد. شیب منحنی تخلخل در برابر فشار هر نمونه به‌دست آمد. سپس، مقادیر انحراف معیار، میانگین و ضریب تغییرات شیب منحنی‌ها در هر دسته محاسبه شد. ضریب تغییرات از نسبت انحراف معیار به میانگین به‌دست می‌آید (رابطه ۳).

$$C_v = \frac{\sigma}{\mu} \quad (3)$$

نتایج

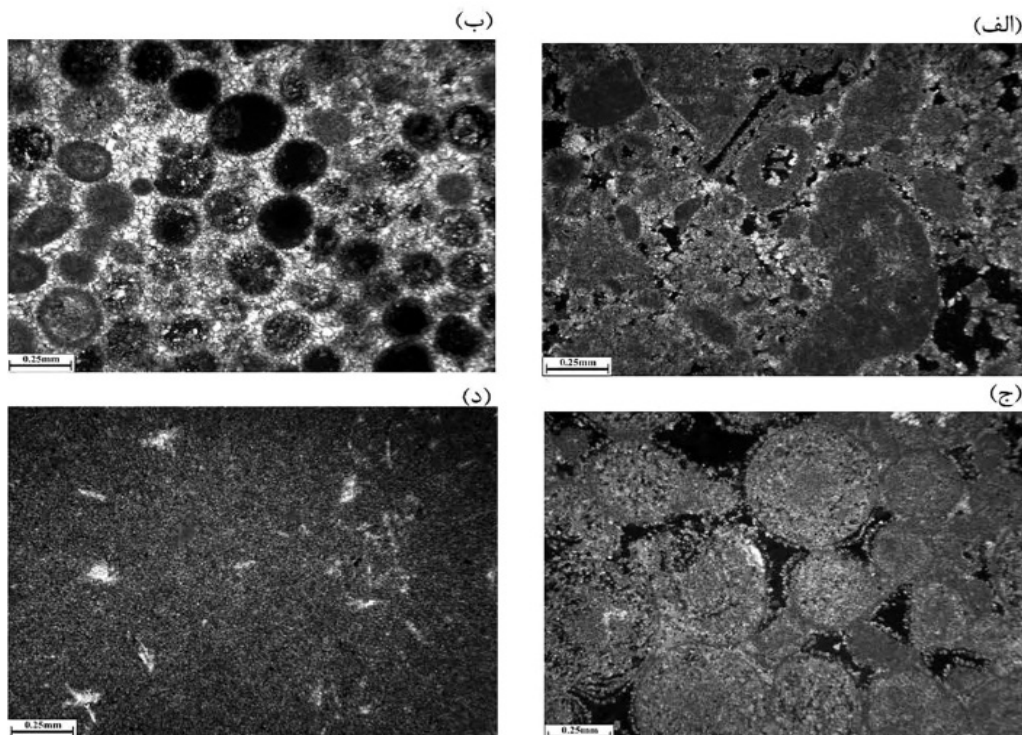
دیاژنزی شامل نوشکلی^{۱۰}، میکرایتی شدن^{۱۱} و نودول انیدریتی^{۱۲} نیز در نمونه‌ها قابل مشاهده است [۲۲]. در شکل ۲ تصاویر مقطع‌نازک رخساره‌های اصلی در این مطالعه نمایش داده شده است. همه عکس‌ها در نور پلاریزه گرفته شده است. شکل ۳ فرآیندهای دیاژنزی اصلی مشاهده شده در این مطالعه را در مقطع نازک میکروسکوپی نشان می‌دهد.

نمونه‌ها در فشارهای مختلف دارای رفتارهای متفاوتی می‌باشند. مقدار تخلخل هر نمونه در هر پنج فشار مورد آزمایش ثبت شده است. تغییرات تخلخل ($\Delta\Phi$) از تفاضل تخلخل نمونه در فشار معین نسبت به تخلخل در فشار قبلی (پایین‌تر) به دست آمده است. تغییرات تخلخل نمونه‌ها در فشارهای مورد آزمایش در شکل ۴ مشاهده می‌گردد. در اغلب نمونه‌ها، تخلخل با افزایش فشار کاهش می‌یابد اما میزان تغییرات بسیار متفاوت است. در ضمن برخی نمونه‌ها نیز افزایش تخلخل را در فشارهای ۲۰۰۰ و ۳۰۰۰ psi در برخی موارد نشان می‌دهند. افزایش شیب تغییرات در فشارهای ۲۰۰۰ و ۳۰۰۰ psi در برخی نمونه‌ها به سبب تغییر ساختار نمونه‌ها در این فشارها می‌باشد. جهت تفکیک گونه‌های سنگی و ارزیابی ناهمگنی از روش وینلند استفاده گردید [۲۳]. در این روش، ارتباط بین تخلخل، تراوایی و قطر گلوگاه‌ها در ۳۵٪ اشباع محاسبه می‌گردد. مقدار ۳۵٪ با استفاده از فرمول ۴ قابل محاسبه است.

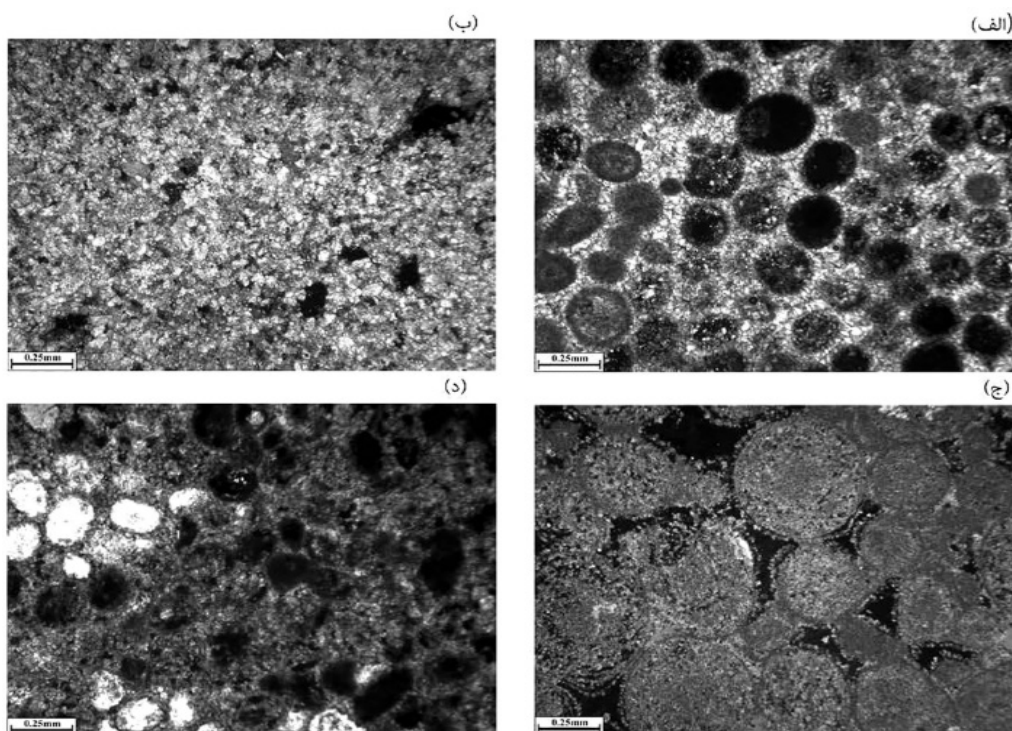
$$\text{Log}R_{35} = 0.732 + 0.588\text{Log}K_{air} - 0.864\text{Log}\phi_{core} \quad (4)$$

1. Fracturing
2. Main Lithology
3. Isopachous
4. Blocky
5. Anhydrite
6. Planar
7. Non-planar
8. Dolomierite
9. Sucrosic Dolomite
10. Neomorphism
11. Micritization
12. Anhydrite Nodule

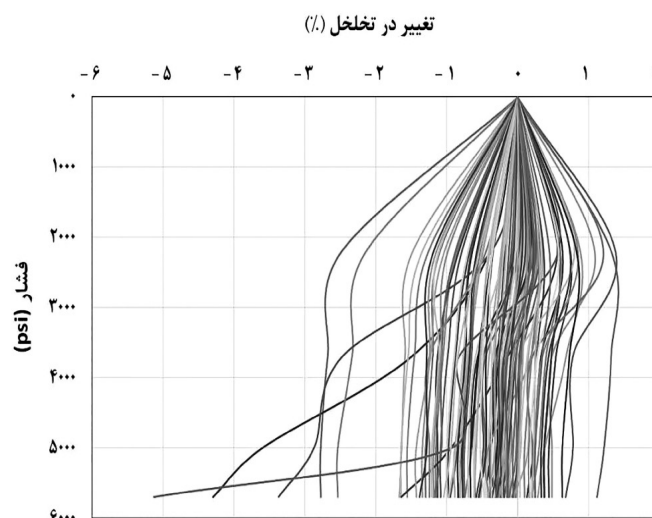
در مطالعه حاضر، عمق شروع بررسی‌ها ۳۹۹۵/۵۸ m و عمق پایان ۴۳۲۴/۴۳ m بود. میزان بیشینه تراوایی و تخلخل به ترتیب برابر با ۵۰۷/۸۵ و ۰/۳۳/۵۵٪ و میزان کمینه آن‌ها برابر با ۰/۰۰۲۲ mD و ۰٪ است. میزان تراوایی و تخلخل متوسط برابر با ۴/۹۹ mD و ۵/۵۶٪ مشاهده گردید. مطالعات زمین‌شناسی نمونه‌ها نشان می‌دهد که نمونه‌ها شامل رخساره‌های گرینستون، پکستون، وکستون، مادستون و کربنات بلوری هستند. قطعات بایوکلاستی، ائیدها و پلت‌ها فراوان‌ترین آلوکم‌ها در نمونه‌ها می‌باشند. رخساره غالب در نمونه‌ها گرینستون بوده و رخساره وکستون کم‌ترین تعداد نمونه را شامل می‌شود. با توجه به اینکه حوضه تحت تأثیر فرآیندهای تکتونیکی نظیر شکستگی^۱ نبوده لذا گسترش افق‌های مخزنی در ارتباط با نهشته‌شدن رخساره‌های گرینستون بوده است [۱۹]. سنگ‌شناسی اصلی^۲ ثبت‌شده برای نمونه‌ها شامل آهک، دولومیت و سنگ‌آهک دولومیتی است که هر واحد درصد خاصی از سنگ‌شناسی را به خود اختصاص داده است [۲۰]. با توجه به توزیع انواع سنگ‌شناسی نمونه‌ها در واحدهای مخزنی مشاهده می‌شود که بیشتر نمونه‌ها دارای سنگ‌شناسی آهک بوده و پس از آن سنگ‌شناسی دولومیت و سنگ‌آهک دولومیتی فراوان‌تر هستند [۲۱]. فرآیندهای دیاژنزی ثبت‌شده در نمونه‌ها شامل سیمانی شدن، انحلال، فشردگی (استیلولیت) و دولومیتی‌شدن است. انواع مختلف سیمانی‌شدن شامل هم‌ضخامت^۳، بلوکی^۴ و انیدریت^۵ می‌باشد که برخی نمونه‌ها فاقد هرگونه سیمانی بوده، برخی نمونه‌ها فقط دارای یک نوع سیمان و برخی دیگر دارای بیش از یک نوع سیمان می‌باشند. انواع مختلف دولومیت از نظر شکل شامل دولومیت‌های خودشکل^۶ و بی‌شکل^۷ و از نظر اندازه شامل دولومیکرایت^۸ و دولومیت دانه‌شکری^۹ در نمونه‌ها قابل مشاهده هستند. سایر فرآیندهای



شکل ۲ تصاویری از مقطع نازک نمونه‌ها (الف) گرینستون اینتراکستی بایوکلاستی دولومیتی، (ب) گرینستون با تخلخل قالبی، (ج) گرینستون با تخلخل بین دانه‌ای و (د) مادستون دولومیتی شده



شکل ۳ نمایش فرآیندهای دیاژنزی: (الف) تأثیر انحلال با گسترش تخلخل قالبی در رخساره گرینستون، (ب) دولومیتی شدن دانه‌های کربناته، (ج) سیمان دریایی اطراف دانه‌ها و (د) انحلال و تخلخل قالبی



شکل ۴ تغییرات تخلخل در برابر فشار در همه نمونه‌های مورد مطالعه

$$FZI = RQI / \phi_2 \quad (7)$$

که در آن RQI شاخص کیفیت مخزن، ΦZ تخلخل نرمال شده و FZI شاخص منطقه جریان است. با استفاده از مقدار FZI و نمودار توزیع احتمال (شکل ۶)، داده‌ها به ۵ دسته با مرزهای ۰/۵، ۰/۳، ۰/۱، ۱/۵ و ۲/۵ تقسیم شدند. مقدار چندک^۲ در محور قائم از تقسیم داده‌ها به گروه‌هایی با اندازه یکسان (برای مثال درصد) به دست می‌آید. در این مطالعه، داده‌ها با استفاده از محدوده تغییرات خود که رایج‌ترین روش در این خصوص است، بین صفر و ۱ نرمال شده‌اند. به عبارت دیگر، عدد ۱ به تعداد داده‌ها تقسیم و سپس این اعداد باهم جمع شد تا مقدار تجمعی چندک این تعداد از داده‌ها به دست آید. سپس جهت رسم توزیع نرمال، داده‌های مرتب شده در برابر مقدار چندک محاسبه شده آنان رسم شده است. در صورتی که توزیع داده‌ها کاملاً نرمال باشد، نمودار حاصل یک خط راست با زاویه ۴۵° است چرا که افزایش داده‌ها در همه چندک‌ها باهم برابر است. بدیهی است که اغلب داده‌ها چنین خصوصیتی ندارند و بنابراین هرشیب در انحراف از این خط، به عنوان یک دسته جداگانه در نظر گرفته می‌شود.

که در آن R_{35} شعاع فضاهای خالی در اشباع ۳۵٪ جیوه، K تراوایی برحسب میلی داری و Φ تخلخل برحسب درصد است. با استفاده از این روش ۵ دسته با مرزهای ۰/۲، ۰/۵، ۱، ۲/۵ و ۱۰ μm شعاع گلوگاه، مشخص شد. مقادیر تخلخل، تراوایی، ضریب تغییرات و جنس غالب هر دسته در روش وینلند در جدول ۱ آمده است. CV_1 ضریب تغییرات برای تمامی شیب‌های منفی و مثبت، CV_2 ضریب تغییرات برای تمامی شیب‌های منفی و CV_3 ضریب تغییرات برای تمامی شیب‌هایی با ضریب تطابق بزرگ‌تر از ۰/۶ می‌باشند. نمودارهای تغییرات تخلخل در برابر فشار مربوط به ۵ گروه وینلند در شکل ۵ دیده می‌شود. علاوه بر روش وینلند، روش شاخص منطقه جریان یکی از روش‌های شناخته شده برای ارزیابی ناهمگنی در مخازن است که توسط آمیفوله^۱ ارائه شده است. این روش ارتباط بین تخلخل و تراوایی را با استفاده از شاخص کیفیت مخزن نشان می‌دهد. با توجه به اینکه این مطالعه بر روی داده‌های تخلخل و تراوایی انجام می‌شود، از این روش نیز برای تفکیک گونه‌های سنگی و ارزیابی ناهمگنی استفاده شد (رابطه‌های ۵، ۶ و ۷).

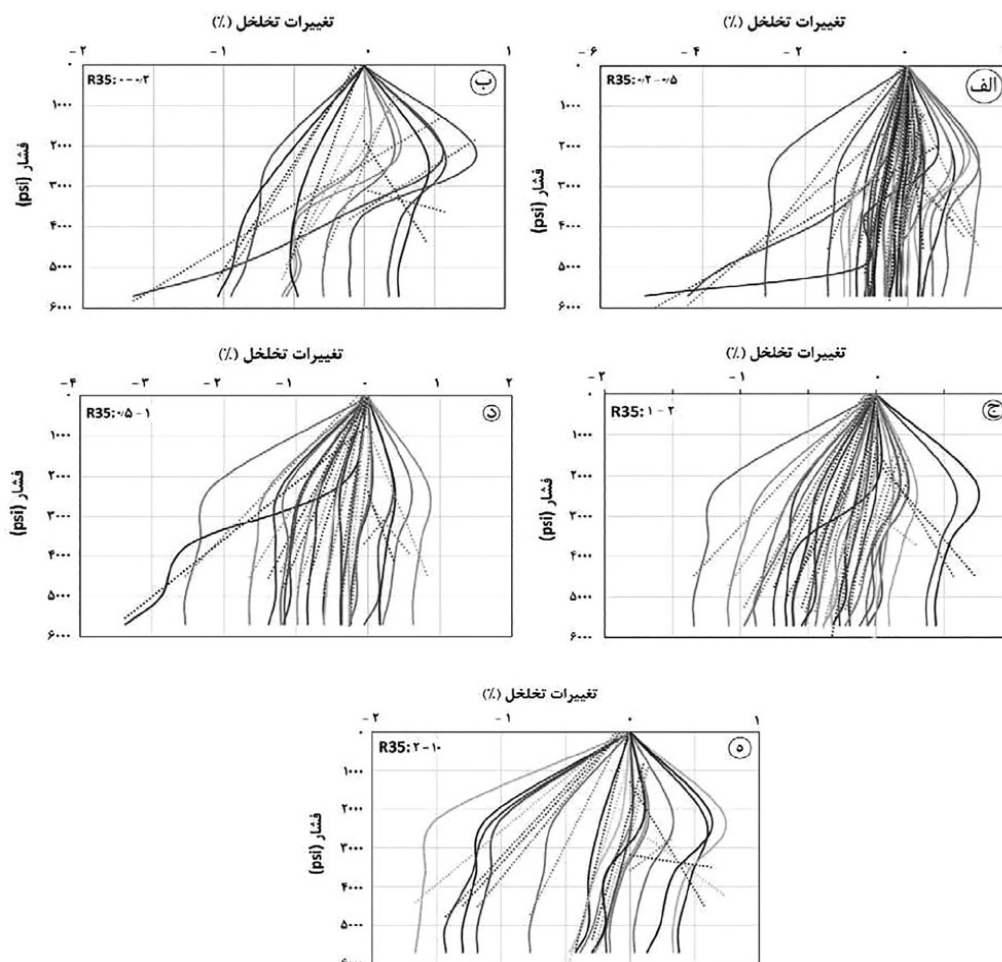
$$RQI = 0.0314(K / \phi)^{1/2} \quad (5)$$

$$\phi_2 = \phi / (1 - \phi) \quad (6)$$

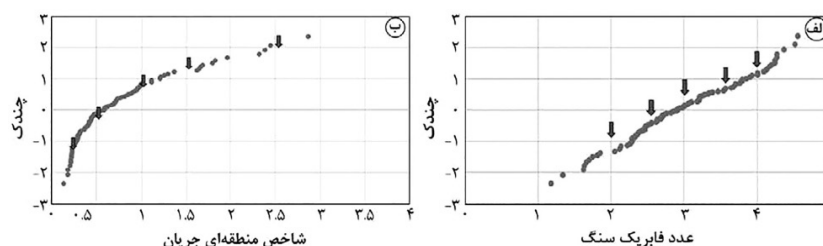
1. Amaefule
2. Quantiles

جدول ۱ میانگین تخلخل و تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار در هر دسته

گونه سنگی	Φ (%)	K (mD)	CV_1	CV_2	CV_3	R^2
۰/۲-۰	۱۳/۶	۰/۱۴	-۱/۱۸	-۰/۴۶	-۰/۴۸	۰/۵۶
۰/۵-۰/۲	۱۲/۸۹	۰/۳۷	-۱/۰۵	-۰/۶۱	-۰/۶۲	۰/۶۱
۱-۰/۵	۱۴/۷۴	۱/۶۲	-۱/۱۳	-۰/۸۳	-۰/۷	۰/۶۹
۲-۱	۱۶/۸۷	۷/۲۱	-۰/۷۸	-۰/۴۶	-۰/۱۵	۰/۶۷
۱۰-۲	۲۱/۷۴	۵۸/۶۲	-۱/۰۳	-۰/۶۲	-۰/۶۲	۰/۶۱
میانگین	۱۵/۹۶	۱۳/۵۹	-۱/۰۳	-۰/۵۹	-۰/۵۹	۰/۶۲



شکل ۵ نمودار تغییرات تخلخل در برابر فشار در روش وینلند در قطر گلوگاه ۰ تا ۲ (الف)، ۲ تا ۵ (ب)، ۵ تا ۱۰ (ج)، ۱ تا ۲ (د) و ۲ تا ۱۰ (ه)



شکل ۶ نمودار توزیع احتمالی داده‌ها در روش لوسیا (الف) شاخص منطقه‌ای جریان (ب)

نکته قابل توجه در این روش آن است که در دسته ۴-۳/۵ شیب مثبتی وجود نداشت، بنابراین مقدار CV_2 با مقدار CV_1 برابر است. با توجه به اینکه محدوده‌های تخلخل و تراوایی هم ممکن است بر روی تغییرات تخلخل و تراوایی با فشار تأثیرگذار باشند، بنابراین نمونه‌ها براساس محدوده تغییرات این دو عامل دسته‌بندی شدند. داده‌های خارج از محدوده تخلخل و تراوایی که عدد بسیار کوچک‌تر یا بزرگ‌تری از سایر نمونه‌ها بوده است، با استفاده از نمودار توزیع احتمال تخلخل و تراوایی شکل ۷ حذف شده و باقی داده‌ها در محدوده تخلخل به چند دسته با مرزهای ۱۰، ۱۲، ۱۵، ۱۷ و ۲۰٪ در محدوده تراوایی با مرزهای ۰/۳، ۰/۶، ۲، ۵ و mD ۱۱ تقسیم شدند. مقادیر تخلخل، تراوایی، ضریب تغییرات و جنس غالب هر دسته در روش محدوده تخلخل در جدول ۴ آمده است.

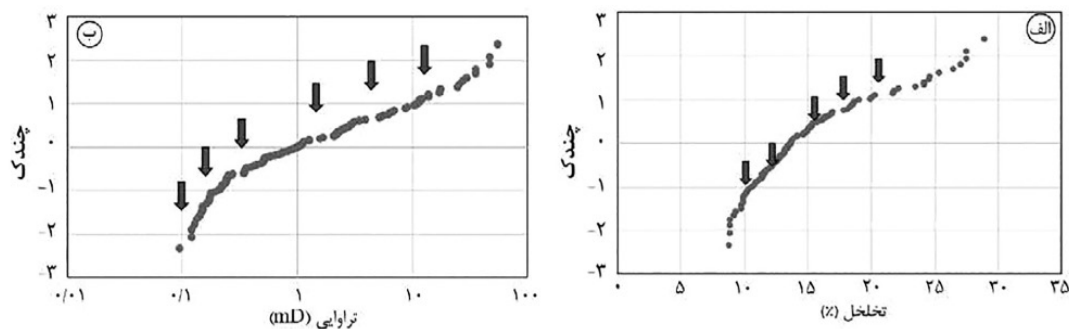
این بدان معنی است که این مجموعه از داده‌ها انحراف یکسانی نسبت به خط نرمال دارند. مقادیر تخلخل، تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار هر دسته در روش شاخص منطقه جریان در جدول ۲ آمده است. در روش لوسیا، ارتباط بین تخلخل بین‌دانه‌ای و تراوایی برقرار می‌گردد و همانند دو روش قبلی برای تفکیک گونه‌های سنگی و ارزیابی ناهمگنی استفاده شده است. مقدار rfn براساس فرمول ۸ قابل محاسبه است. $Log(rfn) = (A + C \log(\phi_p) - \log(K)) / (B + D \log(\phi_p))$ (۸) rfn عدد فابریک سنگ، Φ_{ip} تخلخل بین‌ذره‌ای و K تراوایی است. با استفاده از مقدار rfn و نمودار توزیع احتمال شکل ۶، داده‌ها به ۵ دسته با مرزهای ۱، ۲، ۵/۲، ۳، ۳/۵، ۴ و ۵ تقسیم شدند. مقادیر تخلخل، تراوایی، ضریب تغییرات و لیتولوژی غالب هر دسته در روش لوسیا در جدول ۳ آمده است.

جدول ۲ میانگین تخلخل و تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار در هر دسته در روش شاخص منطقه جریان

گونه سنگی	Φ (%)	K (mD)	CV_1	CV_2	CV_3	R^2
۰-۰/۳	۱۴/۲۹	۰/۲۵	-۰/۹۱	-۰/۶۸	-۰/۶۵	۰/۶۷
۰/۰-۳/۵	۱۴/۰۲	۰/۹	-۱/۲۹	-۰/۹۸	-۰/۵۷	۰/۶۴
۰/۱-۵	۱۶/۱۵	۷/۰۷	-۰/۹۲	-۰/۵۳	-۰/۵۴	۰/۶۱
۱-۱/۵	۱۷/۱۷	۱۵/۰۳	-۰/۷۳	-۰/۵۲	-۰/۵۴	۰/۶۹
۱/۲-۵/۵	۱۸/۰۵	۶۱/۰۲	-۱/۲۵	-۰/۵۶	-۰/۴۴	۰/۵۶
میانگین	۱۵/۹۳	۱۶/۸۵	-۱/۰۲	-۰/۶۵	-۰/۵۴	۰/۶۳

جدول ۳ میانگین تخلخل و تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار در هر دسته

گونه سنگی	Φ (%)	K (mD)	CV_1	CV_2	CV_3	R^2
۲-۱	۱۱/۹۷	۱۵/۹۲	-۱/۰۳	-۰/۵۱	-۰/۳۶	۰/۵۸
۲/۵-۲	۲۶/۴۴	۱۵/۷	-۰/۹۹	-۰/۶	-۱/۸۵	۰/۵۷
۲/۳-۵	۱۵/۹۷	۹/۲۳	-۰/۹۵	-۰/۵	-۵/۵۶	۰/۶۴
۳-۳/۵	۱۷/۱۳	۵/۴۵	-۱/۲۲	-۰/۵۶	-۳/۳۱	۰/۶
۳/۴-۵	۱۵/۳۵	۰/۷۱	-۰/۸۵	-۰/۸۵	-۰/۸	۰/۸
۵-۴	۱۳/۹۴	۰/۱۹	-۰/۹۲	-۰/۴۴	-۰/۳۷	۰/۵۸
میانگین	۱۶/۸	۷/۸۶	-۰/۹۹	-۰/۵۷	-۰/۴/۲	۰/۶۲



شکل ۷ نمودار توزیع احتمالی داده‌ها در روش محدوده تخلخل (الف) و تراوایی (ب)

جدول ۴ میانگین تخلخل و تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار در هر دسته

گونه سنگی	Φ (%)	K (mD)	CV_1	CV_2	CV_3	R^2
۱۰-۸	۹/۳	۳/۵	-۸/۳	-۰/۳۸	-	۰/۲۷
۱۲-۱۰	۱۰/۹۳	۱/۳۷	-۰/۹۵	-۰/۴۲	-۰/۳۵	۰/۶۱
۱۵-۱۲	۱۳/۳۱	۱/۲۷	-۰/۸۴	-۰/۶۵	-۰/۶۳	۰/۶۶
۱۷-۱۵	۱۸/۷۲	۳/۹	-۰/۷۱	-۰/۷۱	-۰/۷۳	۰/۷۱
۲۰-۱۷	۱۸/۰۷	۱۷/۲۶	-۱/۱۸	-۰/۴۲	۰/۴۲	۰/۷۲
۲۰-۳۰	۲۴/۱۵	۴۱/۲۱	-۱/۰۴	-۰/۶۲	-۰/۶۴	۰/۶۸
میانگین	۱۵/۲۴	۱۱/۴۱	-۲/۱۸	-۰/۵۳	-	۰/۶

کاهش می‌یابد. با کاهش تخلخل و تراوایی، حجم سیال موجود در مخزن نیز کاهش می‌یابد و چنانچه تصحیح مربوط به فشار روباره در نظر گرفته نشود، میزان نفت برجا بیش از مقدار واقعی به دست خواهد آمد. مخازن هیدروکربنی ناهمگن بوده و ناهمگنی یک ویژگی ذاتی همه مخازن کربناته است [۱۱]. ناهمگنی در مخازن کربناته نسبت به مخازن آواری بیشتر بوده و به همین دلیل بررسی مخازن کربناته پیچیده‌تر است. جهت بررسی ناهمگنی در سازندهای کنگان و دالان، از پنج روش تعیین گونه‌های سنگی وینلند، شاخص منطقه جریان، لوسیا، محدوده تخلخل و محدوده تراوایی برای بررسی تأثیر فشار بر روی تخلخل و ارزیابی ناهمگنی استفاده گردید. میزان ضریب تغییرات شیب نمونه‌های هر دسته محاسبه گردید. برخی نمونه‌ها با افزایش فشار، افزایش تخلخل را نشان داده و دارای شیب مثبت می‌باشند که این امر غیرطبیعی است.

در دسته ۸-۱۰ هیچ ضریب تطابق بزرگ‌تر از ۰/۶ برای شیب‌های این دسته وجود ندارد بنابراین مقدار CV_3 غیرقابل محاسبه است. در دسته ۱۷-۱۵ شیب مثبتی وجود نداشت، بنابراین مقدار CV_2 با مقدار CV_1 برابر است. در دسته ۱۷-۲۰ داده‌های با ضریب تطابق‌های بزرگ‌تر از ۰/۶ با داده‌های محاسبه شده در مقدار CV_2 برابر بوده، بنابراین مقدار CV_3 با مقدار CV_2 برابر است. مقادیر تخلخل، تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار هر دسته در روش محدوده تراوایی در جدول ۵ آمده است. در دسته ۲-۵ هیچ شیب مثبتی برای محاسبه مقدار ضریب تغییرات وجود ندارد بنابراین مقدار CV_2 با مقدار CV_1 برابر است.

بحث و نتایج

فشار روباره حاصل از وزن سنگ‌ها باعث فشردگی و کاهش تخلخل بین ذرات شده و در نهایت، تراوایی

جدول ۵ میانگین تخلخل و تراوایی، ضریب تغییرات و ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار در هر دسته

گونه سنگی	Φ (%)	K (mD)	CV_1	CV_2	CV_3	R^2
۰/۰-۱/۳	۱۲/۷۷	۰/۱۹	-۱/۱	-۰/۴۷	-۰/۴۹	۰/۶۱
۰/۶-۰/۳	۱۲/۹۱	۰/۴۵	-۱/۰۳	-۰/۷	-۰/۶۶	۰/۵
۲-۰/۶	۱۳/۳۵	۱/۰۳	-۱/۲۱	-۰/۶۳	-۰/۵۹	۰/۶۴
۵-۲	۱۵/۳۳	۲/۶۹	-۰/۷	-۰/۷	-۰/۷۴	۰/۸
۱۱-۵	۱۶/۰۲	۷/۴	-۰/۹۷	-۰/۳۵	-۰/۲۳	۰/۴۹
۶۰-۱۱	۲۲/۵۱	۲۶/۷۸	-۰/۷۳	-۰/۶۱	-۰/۶۴	۰/۷۸
میانگین	۱۵/۴۸	۶/۴۲	-۰/۹۵	-۰/۵۷	-۰/۵۵	۰/۶۳

در هر دسته و برای محاسبه ضریب تغییرات سوم از منحنی‌هایی که میزان ضریب تطابق آن‌ها از ۰/۶ بزرگ‌تر بود، استفاده شد. با تحلیل ضرایب تغییر به دست آمده می‌توان دریافت که با افزایش فشار لایه‌های بالایی، به دلیل کاهش حجم فضای متخلخل توسط فشار ناشی از وزن لایه‌ها، تخلخل و تراوایی کاهش می‌یابد و میزان شیب منفی می‌شود. در تعدادی از نمونه‌ها با افزایش فشار روباره، میزان تخلخل افزایش یافته و میزان شیب مثبت شده است که با فرض عدم ورود یا خروج سیال این افزایش منطقی نمی‌باشد؛ بنابراین از عدد CV_1 (مربوط به همه داده‌ها) نمی‌توان برای قیاس روش‌ها استفاده کرد. تغییر مثبت شیب رابطه و به عبارت دیگر، افزایش تخلخل با فشار سبب می‌گردد که گستره تغییرات بسیار وسیع شده و در نتیجه ضریب تغییرات مقادیر بالایی را نشان دهد. همچنین، استفاده از نمونه‌هایی که در جریان آزمایش بافت آنها تغییر کرده است، سبب می‌گردد تا نتیجه صحیح حاصل نگردد. به همین دلایل، از ضریب تغییرات شیب معادلات در حالت اول صرف‌نظر شد. ضریب تغییرات دوم شامل نمونه‌هایی با شیب منفی و تمامی مقادیر ضرایب تطابق موجود (با ضریب تطابق کمتر یا بیشتر از ۰/۶) می‌باشد. به عبارت دیگر، نمونه‌هایی که در جریان آزمایش، افزایش تخلخل نشان داده بودند از محاسبات کنار گذاشته شدند.

این نمونه‌ها از نظر زمین‌شناسی و پتروفیزیکی ویژگی خاصی را نسبت به سایر نمونه‌ها از خود نشان نمی‌دهند و در نتیجه عامل زمین‌شناسی یا پتروفیزیکی در این افزایش تأثیر نداشته است. در شرایط سطحی، با توجه به اینکه دستگاه فشار خاصی را به نمونه وارد نمی‌کند، احتمال خطا در آزمایش حداقل است. با افزایش فشار ممکن است ساختار برخی نمونه‌ها به سبب عدم استحکام نمونه تغییر یابد. در نتیجه تخلخل برخلاف روند معمول، افزایش می‌یابد. با افزایش مجدد فشار، تخلخل کاهش پیدا می‌کند چراکه با فشار بیشتر بافت جدید سنگ نیز متراکم می‌شود و در نتیجه روند معمول کاهش تخلخل ادامه پیدا می‌کند. البته با توجه به اینکه بافت و ساختار نمونه تغییر یافته است، مقدار تخلخل همچنان حالت غیرعادی دارد اما از مقدار پیشین خود کمتر است و در نتیجه منحنی به روند عادی خود باز می‌گردد. علاوه بر این، برخی نمونه‌ها ضریب تطابق تغییرات تخلخل در برابر فشار کوچک‌تر از ۰/۶ را نشان داده‌اند. نزدیک بودن ضریب تطابق به مقدار ۱ نشان می‌دهد که رابطه برازشی حاصل توانایی پیش‌بینی داده‌های متغیر وابسته را دارد و به عبارت دیگر، داده‌ها روند تغییرات مشخصی دارند. برای محاسبه ضریب تغییرات، در ابتدا از تمامی شیب منحنی‌های هر دسته (هم مثبت هم منفی)، سپس از منحنی‌هایی با شیب منفی

مقدار ضریب تغییر $0/56$ - نتیجه بهتری را نشان می‌دهد و بعد از آن به ترتیب روش‌های محدوده تراوایی، وینلند و لوسیا با مقادیر $0/57$ ، $0/59$ - و $2/04$ - می‌باشند که در جدول ۶ قابل مشاهده است. بهترین روش جهت ارزیابی ناهمگنی از نگاه تغییرات خصوصیات مخزنی در برابر فشار در مخازن کنگان و دالان است. تخلخل و تراوایی تأثیر بسیار زیادی در روش شاخص منطقه جریان دارند. همچنین با افزایش فشار، تخلخل و تراوایی تحت تأثیر قرار می‌گیرند و تأثیر هم‌زمان این دو شاخص، سبب گردیده تا این روش در رتبه اول قرار گیرد. هم‌زمان با کاهش تخلخل، تراوایی نیز در مخزن کاهش می‌یابد و به همین دلیل روش محدوده تراوایی در رتبه دوم و بسیار نزدیک به روش شاخص منطقه جریان قرار دارد. در روش وینلند نیز داده‌های تخلخل، تراوایی و قطر گلوگاه مورد بررسی قرار می‌گیرد اما محاسبه قطر گلوگاه بر اساس رابطه از پیش تعریف شده‌ای است که ممکن است در همه مخازن با ثابت‌های تعریف شده در این فرمول، یکسان نباشد. همچنین در این فرمول تنها یک قطر و در درصدی خاص از اشباع جیوه مورد بررسی قرار می‌گیرد و در نتیجه این روش در رتبه سوم قرار گرفته است. تأکید روش لوسیا علاوه بر تخلخل، بر شاخص‌های زمین‌شناسی است که تأثیر کمتری از تغییرات فشار می‌پذیرند و در نتیجه این روش در رتبه آخر قرار گرفته است.

با توجه به اینکه تخلخل تمامی نمونه‌ها در ۵ فشار مختلف اندازه‌گیری شده‌اند، مشخص گردید که نمونه‌هایی با شیب مثبت همگی دارای ضریب تطابق کمتر از $0/6$ هستند. به عبارت دیگر، شیب‌ها مقادیر بزرگ و ضریب تطابق‌ها مقادیر کم را نشان می‌دهند و تعدادی از نمونه‌ها نیز با وجود شیب منفی، مقادیر ضریب تطابق کمی دارند. با توجه به وجود ضریب تطابق‌های کوچک‌تر از $0/6$ در این دسته، از این دسته‌بندی نمی‌توان استفاده کرد. عدد $0/6$ نشان می‌دهد که تغییرات تخلخل در این نمونه‌ها از رابطه مشخصی پیروی نمی‌کند و در نتیجه نمی‌توان به تفسیر قابل قبولی در مورد آنان رسید. دسته سوم ضریب تغییرات شامل نمونه‌هایی با شیب منفی و ضریب تطابق بزرگ‌تر از $0/6$ است. میزان ضریب تغییرات سوم همواره از ضریب تغییرات اول و دوم کمتر است. هرچه میزان ضریب تغییرات پایین‌تر و دارای مقدار کمتری باشد، نتیجه بهتر است و با قیاس مقادیر ضریب تغییرها به این نتیجه می‌رسیم (رابطه ۱۰):

$$CV_3 \leq CV_2 \leq CV_1 \quad (10)$$

در نتیجه برای رسیدن به بهترین روش تعیین ناهمگنی جهت فهم تغییرات خصوصیات مخزنی با فشار روباره، از مقدار ضریب تغییرات سوم استفاده گردید. با توجه به محاسبات انجام‌شده، روش محدوده تخلخل به دلیل عدم توانایی در محاسبه میزان CV_3 برای قیاس روش‌ها باهم مناسب نبوده و کنار گذاشته شد. روش شاخص منطقه جریان با

جدول ۶ مقایسه مقادیر ضریب تغییرات در روش‌های مختلف. روش شاخص منطقه جریان با کمترین ضریب تغییرات

روش	CV_1	CV_2	CV_3
وینلند	$1/04$	$0/6$	$0/59$
شاخص منطقه جریان	$1/02$	$0/66$	$0/56$
لوسیا	$0/99$	$0/57$	$2/04$
محدوده تخلخل	$2/18$	$0/55$	
محدوده تراوایی	$0/97$	$0/58$	$0/57$

نتیجه‌گیری

۳۰۰۰ به دلیل تغییر بافت نمونه‌ها است که در این فشارها بافت نمونه تغییر یافته و در نتیجه مقدار تخلخل بیشتر شده است. با افزایش فشار و تراکم بیشتر، مجدد تخلخل کاهش می‌یابد اما همچنان از مقدار اولیه بیشتر خواهد بود.

۵- ضریب تغییرات اول (CV_1) به دلیل وجود شیب‌های مثبت در محاسبه مورد استفاده قرار نگرفت. وجود شیب‌های مثبت نشان می‌دهد که تخلخل با افزایش فشار، افزایش یافته است. ضریب تغییرات دوم (CV_2) به دلیل وجود ضریب تطابق‌های تغییرات تخلخل در برابر فشار کوچکتر از ۰/۶ قابل استفاده نبودند. این مقدار از ضریب تطابق نشان می‌دهد که تغییرات تخلخل با فشار از رابطه مشخصی پیروی نمی‌کند.

۶- روش محدوده تخلخل به دلیل عدم توانایی در محاسبه میزان ضریب تغییرات سوم (CV_3) برای قیاس روش‌ها باهم مناسب نبوده و کنار گذاشته شد.

۷- میزان ضریب تغییرات در هر دسته بدین صورت است: $CV_3 \leq CV_2 \leq CV_1$. با استفاده از مقدار CV_3 روش‌ها و قیاس آن‌ها باهم، به این نتیجه می‌رسیم که در ابتدا روش شاخص منطقه جریان، سپس روش‌های محدوده تراوایی، وینلند و لوسیا برای رسیدن به اهداف موردنظر مناسب می‌باشند.

در این مطالعه، سازند کنگان و دالان در یکی از میادین بخش مرکزی خلیج فارس به منظور بررسی تأثیرات فشار بر روی تخلخل و ارزیابی ناهمگنی در مخزن توسط روش‌های تفکیک گونه‌سنجی بررسی شده است که نتایج آن به شرح زیر می‌باشد:

۱- بررسی تغییرات تخلخل نشان داد که در حداکثر فشار (فشار ۵۷۰۰ psi)، تخلخل در اغلب نمونه‌ها کاهش می‌یابد اما این تغییرات در نمونه‌های مختلف بسیار متفاوت است.

۲- به منظور بررسی تأثیر ناهمگنی بر تغییرات تخلخل با فشار در سازندهای کنگان و دالان از روش‌های وینلند، شاخص منطقه جریان، لوسیا، محدوده تخلخل و محدوده تراوایی استفاده شده است که روش شاخص منطقه جریان بهترین نتیجه را از دیدگاه ارزیابی ناهمگنی سازند نشان داد.

۳- برای قیاس روش‌ها باهم از پارامتری به نام ضریب تغییرات استفاده شده است. محاسبه ضریب تغییرات یک معیار برای اندازه‌گیری توزیع داده‌های آماری است که حاصل تقسیم انحراف معیار (δ) بر میانگین (M) است و با توجه به اینکه هرچه مقدار ضریب تغییرات کمتر باشد دسته‌بندی بهتری را نشان می‌دهد، بهترین روش شاخص منطقه جریان تعیین گردید.

۴- افزایش شیب تغییرات در فشارهای ۲۰۰۰ و psi

مراجع

- [1]. Shafiee M, Kantzas A (2009) Investigation on the effect of overburden pressure on vuggy carbonate oil reservoir core properties, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta.
- [2]. Mclatchie A S, Hemstock R A, Young J W (2011) The effective compressibility of reservoir rock and its effects on permeability, Journal of Petroleum Technology, 10, 06: 49-51.
- [3]. Ganat O (2020) Fundamentals of reservoir rock properties, 1st edition, Springer, 1-25.
- [4]. Tavakoli V (2020) Carbonate reservoir heterogeneity: overcoming the challenges, 1st ed., Springer, 1-108.
- [5]. Nazemi M, Tavakoli V, Rahimpour-Bonab H, Sharifi-Yazdi M (2021) Integrating petrophysical attributes with saturation data in a geological framework, Permian-Triassic reservoirs of the central Persian Gulf, Journal of African Earth Sciences, 179: 104203.
- [6]. Moradpour M, Zamani Z, Moallemi A (2008) Controls on reservoir quality in the lower Triassic Kangan Formation, Southern Persian Gulf, Journal of Petroleum Geology, 31: 367-385.
- [7]. Tavakoli V, Jamalian A (2019) Porosity evolution in dolomitized Permian-Triassic strata of the Persian Gulf, insights into the porosity origin of dolomite reservoirs, Journal of Petroleum Science and Engineering, 181: 106191.

- [8]. Rahimpour-Bonab H (2007) A procedure for appraisal of a hydrocarbon reservoir continuity and quantification of its heterogeneity, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58: 1-12.
- [9]. Rahimpour-Bonab H, Esrafil-Dizaji B, Tavakoli V (2010) Dolomitization and anhydrite precipitation in Permian-Triassic carbonates at the South Pars gas field, offshore Iran: controls on reservoir quality, *Journal of Petroleum Geology*, 33: 43-66.
- [10]. Zabok M (2010) *Reservoir geomechanics* (1st ed) Cambridge University Press, 1-524.
- [11]. Szabo F, Kheradpir A (1978) Permian and triassic stratigraphy, Zagros basin, South-West Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 1: 57-82.
- [12]. Tavakoli V, Rahimpour-Bonab H, Esrafil-dizaji B (2011) Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, an integrated approach, *Comptes Rendus Geoscience*, 343: 55-71.
- [13]. Peyravi M, Kamali M. R, Kalani M (2010) Depositional environments and sequence stratigraphy of the Early Triassic Kangan formation in the northern part of the Persian Gulf: Implication for reservoir characteristics, *Journal of Petroleum Geology*, 33: 371-386.
- [14]. Alsharhan A S, Nairn A E A (1997) *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*, (1st ed) Elsevier, Amsterdam, 1-878.
- [15]. Armstrong A C, Matthews A M, Portwood A M (2000) Crack-up: A pesticide leaching model for cracking clay soils, *Agricultural Water Management*, 44: 183-199.
- [16]. Loutfi G, Sattar A (1987) *Geology and hydrocarbon potential of the triassic succession in Abu Dhabi, U.A.E., Middle East Oil Show, Bahrain*.
- [17]. Tavakoli V (2015) Chemostratigraphy of the permian-triassic strata of the offshore Persian Gulf, Iran. In: Ramkumar M. (Ed.) *Chemostratigraphy: concepts, Techniques and Applications*, (1st ed), Elsevier, 373-393.
- [18]. Tavakoli V, Rahimpour-Bonab H (2012) Uranium depletion across permian-triassic boundary in Persian Gulf and its implication for paleoceanic conditions, *Paleography, Paleoclimatology, Paleoecology*, 350: 101-113.
- [۱۹]. لطف‌پور م، معلمی ع، آدابی م ح و تقوی ع ا (۱۳۸۱) ارزیابی سازندهای دالان و کنگان از دیدگاه زمین‌شناسی مخزن و چینه‌شناسی توالی‌ها در میدان پارس جنوبی خلیج فارس، ششمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، دانشگاه کرمان، ایران.
- [۲۰]. رضایی م، توکلی و، رحیم‌پور-بناب ح (۱۴۰۰) مقایسه انواع مدل‌های محاسبه تراوایی براساس قطر گلوگاه حفرات در سازندهای دالان و کنگان، بخش مرکزی خلیج فارس، پژوهش نفت، ۳۱، ۲: ۶۸-۷۷.
- [21] Taheri K, Hadadi A (2020) Improving the petrophysical evaluation and fractures study of dehrum group Formations using conventional petrophysical logs and FMI image log in one of the wells of South Pars Field, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 10, 4: 31-39.
- [22] Zohrevand M, Shekarifard A, Tavakoli V (2020) Petroleum geochemistry of the Albian-Turonian Sarvak reservoir in one of the oil fields of southwest Iran, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 10, 3:39-52.
- [۲۳]. قامتی ب، توکلی و، رحیم‌پور-بناب ح (۱۴۰۰) محاسبه ضریب تصحیح کلینکنبرگ و تأثیر تعیین گونه‌های سنگی بر آن در سازندهای کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج فارس، پژوهش نفت، ۳۱، ۵: ۶۶-۷۶.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2022(April-May), Vol. 32, No. 122, 16-18

DOI: 10.22078/PR.2021.4463.3019

Effect of Heterogeneity Evaluation on Porosity Changes at Reservoir Pressures, Kangan and Dalan Formations, the Central Persian Gulf

Zeynab Aghazadeh Khanshir and Vahid Tavakoli*

School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

vtavakoli@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/PR.2021.4463.3019

Received: April/22/2021

Accepted: November/27/2021

Introduction

Different parts of Iran have accumulations of hydrocarbon, and most reservoir formations have carbonate lithology. Therefore, recognizing the factors affecting the nature of these reservoirs are crucial. Overburden pressure is one of these factors that has a significant effect on the calculation of reservoir properties such as porosity and permeability. The overburden pressure can reduce porosity and permeability in heterogeneous carbonate reservoirs [1]. As the depth increases, the overburden pressure increases, and the compaction of the rocks also increases, and eventually, the porosity and permeability decrease. The total overburden pressure in the reservoir is due to the presence of rock and fluid matrix of the above strata. Experiments of reservoir rocks at different pressures have shown that by increasing pressure, the permeability decreases because the compactness of the rock structure reduces the volume of cavities [2]. Permeability is an essential factor for the reservoir because hydrocarbon flow will exist only if there is sufficient permeability [3]. Due to the high heterogeneity in carbonate reservoirs, it is necessary to divide these samples into more homogeneous categories (rock types) before examining the effect of pressure on changes in reservoir characteristics. This heterogeneity is an inherent feature of rocks that is more common in carbonates. Heterogeneity is

a general feature in all carbonate reservoirs, and it is an important factor in reservoir studies, and it causes variation in reservoir features in space and time [4]. In determining the rock types of the reservoir, the most reliable data are core measurements because they are very accurate and the most important reservoir data, i.e. porosity and permeability, can be measured based on the core and reservoir parameters such as porosity and permeability are affected by overburden pressures. This study examines reservoir properties at different pressures based on core study data (including porosity and permeability) and data from microscopic thin sections. First, the effect of overburden pressure on porosity and permeability changes has been investigated and then various heterogeneity evaluation methods have been used for Kangan and Dalan carbonate rocks in the center of the Persian Gulf. First, all data were reviewed and out-of-range data have been removed. Afterwards, using a probabilistic distribution diagram, the data classification boundaries for Winland, Lucia, flow zone index, porosity range and permeability range were determined, and in each method, the data were divided into several categories. Then, the graphs of porosity versus pressure changes were drawn for each group, and using the curves of each diagram, the slope and coefficient of determination were calculated, and finally, the most effective method to investigate the effect of pressure on porosity and permeability and

heterogeneity management was obtained.

Materials and Methods

In the present study, 328.85 m of carbonate sedimentary rocks from Dalan and Kangan formations in a field in the central part of the Persian Gulf were investigated in the form of 111 plugs. First, plug samples were cleaned in the laboratory by Soxhlet method, and one thin section was prepared from each plug. All sections were studied under a polarizing microscope and facies and diagenesis data were extracted. In addition to thin section microscopic data, reservoir properties (porosity and permeability) were measured at 5 different pressures including 14.7, 2200, 3700, 5000 and 5700 psi at 111 different depths. To evaluate heterogeneity, Winland method, flow zone index, Lucia, porosity range and permeability range were used. In each of these methods, by removing the out-of-range data, graphs of porosity versus pressure changes were depicted. In Winland method and flow zone index, 5 rock groups were obtained and in Lucia method, porosity range and permeability range, 6 rock groups were determined. The slope of the porosity curve against the pressure of each sample was calculated. Then, the values of standard deviation, mean and coefficient of variation of the slope of the curves in each category were calculated. Given that this slope indicates the rate of change of porosity under pressure, these changes can be used as an indicator of heterogeneity in each category. The coefficient of variation of the slopes for each category was calculated three times: 1. The coefficient of variation for all slopes 2. The coefficient of variation for all negative slopes. Due to the fact that the porosity decreases with an increase in pressure, at this stage, samples with at least one incremental data (positive slope) were removed. 3. The coefficient of variation for slopes with a coefficient of determination (R^2) greater than 0.6. This limit shows that the porosity changes have gone through the same process by increasing pressure. The reason for calculating the coefficient of variation in 3 steps is to study and compare the amount of this index with each other and find the best way to evaluate the heterogeneity. Also, in addition to calculating the coefficient of variation of the curves of each diagram, the depth, lithology, facies, porosity and permeability of each sample were recorded to compare the diagrams and finding the best method to evaluate the heterogeneity.

Results and Discussion

In the present study, the start depth of samples was 3999.58 m, and the total depth was 4324.43 m. The maximum permeability and porosity were 507.85 mD and 33.55%, respectively, and the minimum were 0.2222 mD and 0%. The average permeability and porosity was equal to 4.99 mD and 5.56 %. The predominant lithologies in the samples includes

limestone, carbonate, anhydrite, dolomite and dolomitic limestone. Changes in the porosity of the samples at the pressures tested are shown in Figure 1.

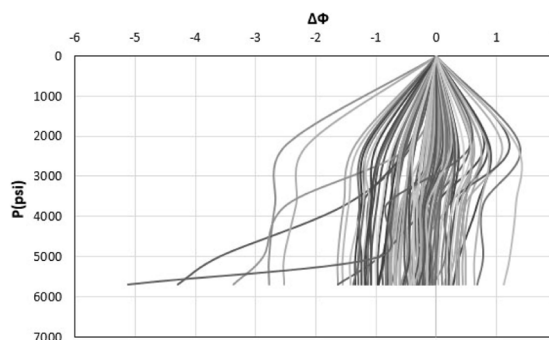


Fig. 1 Change in porosity by increasing overburden pressures for tested samples. Samples with positive slopes or less than 0.6 R^2 were ignored in the third stage of calculations. The positive slope of some samples at pressures of 2000 and 3000 psi is due to change in their textures. The porosity decreases at higher pressures because of more compaction but it is still higher than the ambient conditions.

The Winland method was used to manage the heterogeneity. In this method, the relationship between porosity, permeability and pore-throat size is calculated at 35% saturation of mercury. Using this method, 5 groups with borders of 0.2, 0.5, 1, 2, 5 and 10 microns of throat radius were identified. The values of porosity, permeability, coefficient of variation and the predominant material of each category in the Winland method have been calculated.

In addition to the Winland method, the flow zone index method is one of the well-known methods for evaluating heterogeneity in reservoirs proposed by Amaefule. This method shows the relationship between porosity and permeability using the reservoir quality index. Since this study is based on porosity and permeability data, this method was also used to evaluate heterogeneity. Using the FZI values and the probability distribution diagram, the data were divided into 5 categories with boundaries of 0.3, 0.5, 1, 1.5 and 2.5. The values of porosity, permeability, coefficient of variation and predominant lithology of each category in the flow zone index method have been calculated.

In Lucia method, the relationship between intergranular porosity and permeability is established and, as in the previous two methods, it is used to evaluate the heterogeneity in reservoirs. The value of rock fabric number (rfn) is then calculated. Using the rfn value and the probability distribution diagram, data were divided into 5 categories with 1, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, and 5 boundaries. The values of porosity, permeability, coefficient of variation and predominant lithology of each group in Lucia method has been calculated and compared with the other methods. The remarkable thing about this method is that there was no positive slope in the 4-3.5 category, so the value of CV_2 is equal to the value of CV_1 .

Given that the porosity and permeability ranges may also affect the porosity and permeability changes with pressure, the samples were classified based on the range of variation of these two factors. Data outside the porosity and permeability ranges were deleted using the porosity and permeability probability distribution diagram and the rest of the data were in the porosity range in several categories with 10, 12, 15, 17 and 20% limits and in the permeability range with 0.3 limits. 0.6, 2, 5 and 11 mD were divided. The values of porosity, permeability, coefficient of variation and the dominant material of each category in the porosity range method compared with the other methods. To investigate the effect of heterogeneity in Kangan and Dalan formations, five methods of determining Winland rock types, flow zone index, Lucia, porosity range and permeability range were used. Some samples show porosity increase by increasing pressure, and they have a positive slope, which it is abnormal. These samples did not show any special characteristics in terms of geology and petrophysics compared to other samples, and as a result, this is only related to laboratory error. In addition, some samples showed a coefficient of determination of less than 0.6. All slopes in each category (both positive and negative) have been used to calculate CV₁. Then, the curves with negative slopes have been removed in each category, and CV₂ has been determined. To calculate CV₃, samples with R² greater than 0.6 have been used.

In a number of samples, with increasing overburden pressures, the amount of porosity has increased, and the amount of slope has become positive, which is not reasonable assuming that no fluid enters or leaves; therefore, the CV₁ value cannot be used to compare methods. The second CV includes samples with both R² less than or greater than 0.6. Therefore, this CV is not also useable. Given that the porosity of all samples were measured at 5 different pressures, it was found out that samples with a positive slope all have a coefficient of determination less than 0.6. In other words, slopes show large values and R² have small values. Geological characteristics, porosity and permeability values, facies and lithology of these samples were studied and no similar trend or characteristics were observed. As a result, laboratory error has caused such a deviation.

In order to achieve the best method for determining the effect of heterogeneity, the value of the third coefficient of variation was used. According to the calculations, the porosity range method was not suitable for comparing the methods due to the inability to calculate the amount of CV₃. The flow zone index method with a coefficient of determination of -0.56 shows the best result, followed by the permeability range methods, Winland and Lucia with values of -0.57, -0.59 and -0.04, respectively (Table 1).

Table 1 Comparison of coefficient of variation values in different methods. The flow zone index method with the lowest coefficient of variation is the best method to evaluate the heterogeneity in terms of changes in reservoir properties against pressure in Kangan and Dalan reservoirs.

Methods	CV ₁	CV ₂	CV ₃
Winland	-1/04	-0/6	-0/59
FZI	-1.02	-0.66	-0/56
Lucia	-0.99	-0/57	-2/04
Porosity	-2/18	-0/55	-
Permeability	-0.97	-0/58	-0/57

Conclusions

Results of this study show that porosity averagely decreases up to 2 % by increasing the pressure to the maximum of 5700 psi but this increase is very different for various samples. To compare the effect of heterogeneity on porosity changes with an increase in pressures, coefficient of variation has been used. Given that the lower the coefficient of variation is, the better the classification is, the best method was determined as flow zone indicator. The porosity range method was not suitable due to the inability to calculate the amount of CV₃; and therefore, it was ignored for further studies. Samples which showed increasing porosity under the applied pressures were ignored from further calculations. The coefficient of variation in each category was found as CV₃ ≤ CV₂ ≤ CV₁. Using the CV₃ value of the methods and comparing them, it is concluded that first the flow zone index method, then the permeability range methods, Winland and Lucia are suitable to achieve the desired objectives.

References

1. Shafiee M E, Kantzas A (2009) Investigation on the Effect of Overburden Pressure on Vuggy Carbonate Oil Reservoir Core Properties, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, PETSOC-2009-110.
2. Mclatchie A S, Hemstock R A, Young J W (2011) The Effective Compressibility of Reservoir Rock and Its Effects on Permeability, Journal of Petroleum Technology, 10: 49-51.
3. Ganat T (2020) Fundamentals of Reservoir Rock Properties, 1st ed., Spreinger, 1-205.
4. Tavakoli V (2020) Carbonate Reservoir Heterogeneity: Overcoming the Challenges, 1st ed., Spreinger, 1-108.