

تأثیر پارامترهای زمین‌شناسی بر نسبت تراوایی افقی به عمودی در مخازن کربناته سازندهای کنگان و دالان بالایی

مهناز حسین‌زاده و وحید توکلی*

دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۲/۰۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۰/۱۲

چکیده

هدف از مطالعه حاضر، بررسی تغییرات تراوایی و نسبت مقدار تراوایی افقی به عمودی در مخازن کربناته کنگان و دالان بالایی است. تأثیر پارامترهای زمین‌شناسی از جمله نوع سنگ‌شناسی، بافت، رخساره و تخلخل بر مقدار تراوایی افقی و عمودی و تغییرات آنها و نیز نسبت مقدار تراوایی افقی به عمودی در این سازندها در بخش مرکزی خلیج فارس بررسی شده است. برای این منظور، از روش‌های آماری بر روی داده‌های به‌دست آمده از مطالعه پلاگ‌ها و مقاطع میکروسکوپی از مغزه‌های یک چاه به ضخامت ۴۰۲ m استفاده شده است. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که مقدار میانگین تراوایی افقی در دو نوع سنگ‌شناسی دولومیت و آهک، در نوع بافت کربنات بلوری و در گروه رخساره مادستون و کربنات بلوری به مقدار میانگین تراوایی عمودی نزدیک است. با افزایش تخلخل بدون در نظر گرفتن دیگر شاخص‌های زمین‌شناسی، تراوایی‌ها افزایش و نسبت تراوایی افقی به عمودی کاهش می‌یابد. همچنین، دو عامل ناهمگنی و افزایش میزان دانه (از بافت مادستون به گرینستون) نسبت به خمیره و سیمان در تغییرات و نسبت مقدار تراوایی افقی به عمودی مؤثر است و حضور دانه‌ها سبب افزایش ناهمگنی می‌شود. در محیط‌های رسوبی پراورزی و در رخساره‌های دانه‌پشتیبان تراوایی افقی بیشتر از تراوایی عمودی خواهد بود. همچنین، مشاهده شد که دولومیتی شدن نسبت تراوایی افقی به عمودی را به سبب افزایش ناهمگنی کانی‌شناسی افزایش می‌دهد، اما در مقادیر بسیار بالای این کانی (بیش از ۹۰٪) به دلیل همگن شدن بافت سنگ، نسبت تراوایی افقی به عمودی کاهش می‌یابد. بنابراین، نسبت تراوایی افقی به عمودی به میزان ناهمگنی، میزان دانه، سنگ‌شناسی بستگی دارد و افزایش تخلخل و تراوایی، همگن بودن نمونه هم از نگاه نوع کانی تشکیل‌دهنده سنگ و هم از نگاه بافت، سبب نزدیک شدن میزان تراوایی افقی و عمودی است.

کلمات کلیدی: تراوایی افقی، تراوایی عمودی، ناهمگنی، دولومیتی شدن، بافت سنگ

مقدمه

توصیف خصوصیات سنگ مخزن، تراوایی و چگونگی توزیع آن است. دقیق‌ترین و معتبرترین روش به‌دست آوردن مقدار تراوایی، تحلیل مغزه است. مشکلات تهیه مغزه یعنی صرف زمان و هزینه بالا

یکی از مهم‌ترین پارامترهای زمین‌شناسی در

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی vtavakoli@ut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2022.4465.3020)

این مخازن نیز اغلب دارای لایه‌بندی مشخصی هستند، بیشتر بودن میزان تراوایی افقی نسبت به عمودی در این مخازن طبیعی است. میزان تراوایی افقی و عمودی، هر دو پس از تشکیل رسوبات کاهش می‌یابند [۱۴]، اما نسبت آنها ممکن است تغییر کند [۱۵]. با وجود اهمیت مخازن کربناته در تولید هیدروکربن در جهان، مطالعات چندانی بر روی تفاوت تراوایی افقی و عمودی و تأثیر شاخص‌های زمین‌شناسی بر آنها انجام نشده است. با توجه به اینکه جریان در مخزن در تمام جهات وجود دارد، شناسایی میزان جریان سیال در جهت‌های گوناگون اهمیت زیادی دارد. در این مطالعه به بررسی تأثیر پارامترهای سنگ‌شناسی، بافت، رخساره و تخلخل بر تغییرات تراوایی افقی و عمودی و نیز نسبت تراوایی افقی به عمودی در سازندهای کنگان و دالان بالایی پرداخته شده است. نتایج نشان می‌دهد که چه عواملی باعث تغییرات مقادیر این تراوایی‌ها می‌شود و میزان جریان سیال را در جهت‌های افقی و عمودی کنترل می‌نماید.

زمین‌شناسی منطقه

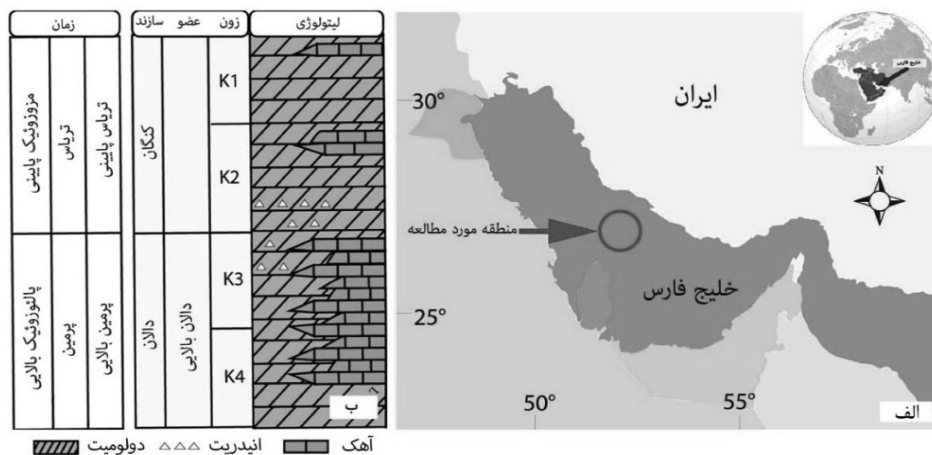
سازندهای کنگان و دالان عمده‌ترین مخازن گازی خلیج فارس را تشکیل می‌دهند (شکل ۱-الف). بعد از پرمین میانی ایران مرکزی از بلوک اصلی جدا شده، به طرف شمال حرکت کرده است و اقیانوس نئوتتیس در بخش‌های شرقی صفحه عربی گسترش یافته است. پس از این در بخش‌های شرقی صفحه عربی، رسوب‌گذاری رسوب‌های دریایی خلیج فارس تا زمان ترشیاری ادامه یافته است [۱۶]. در پرمین میانی تا پسین آب‌وهوا به تدریج گرم‌تر و خشک‌تر شده است. در نتیجه سکوی وسیع کربناته - تبخیری گسترش یافته و سبب رسوب‌گذاری توالی ضخیم کربناته - تبخیری سازندهای کنگان - دالان شده است.

محققان را بر آن داشته است که تراوایی را از روش‌های غیرمستقیم به دست آورند. از جمله این روش‌ها استفاده از روابط تجربی است [۱ و ۲]. تغییرات تراوایی در جهات مختلف بر جریان سیال، میزان بازیافت، تکمیل چاه و در چاه‌آزمایی مؤثر است [۳-۶]. پرداختن به تأثیر مقدار تراوایی عمودی از طریق ایجاد شکاف به منظور بهره‌برداری بیشتر از چاه از دیگر موارد تعیین تغییرات تراوایی در مخزن است [۷]. همچنین تفاوت در تراوایی‌های افقی و عمودی در مطالعات مطبق‌شدگی^۱ مخزنی نقش عمده‌ای دارد [۷]. بنابراین بررسی تغییرات تراوایی در جهات مختلف با توجه به ناهمگنی مخازن کربناته امری مهم و ضروری است [۸-۱۰]. در مخازن آواری که اغلب، ته‌نشست از حالت معلق در آب اتفاق می‌افتد، ذرات عمود بر بزرگ‌ترین سطح تصویری خود رسوب کرده و در نتیجه، همواره بزرگ‌ترین سطح دانه به صورت افقی قرار می‌گیرد. همچنین، انرژی محیط تأثیر زیادی در کنترل شکل و اندازه دانه دارد و در نتیجه، آرایش ذرات در سنگ اغلب توسط نوع عامل حمل‌کننده و محیط رسوب‌گذاری تعیین می‌شود و پیش‌بینی توزیع فضایی خصوصیات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی در این سنگ‌ها ساده‌تر خواهد بود. در مخازن کربناته، اغلب رسوب در محل تشکیل شده است. همچنین، شکل و اندازه دانه‌ها در بسیاری از موارد تأثیر کمتری از محیط رسوبی می‌پذیرد و در نتیجه، پیش‌بینی ناهمگنی^۲ و یا ناهمسان‌گردی^۳ یک قابلیت جهت‌دار مانند تراوایی در آنها بسیار پیچیده‌تر است. بررسی تراوایی در جهت‌های گوناگون در سال‌های اخیر موضوع مطالعات فراوانی بوده است. در این مطالعات اغلب از داده‌های تولید برای بررسی میزان تراوایی در دو جهت افقی و عمودی استفاده شده است [۱۱]. این موضوع به‌ویژه زمانی که لایه‌بندی افقی در مخزن وجود داشته باشد اهمیت دوچندانی خواهد داشت، چراکه لایه‌بندی‌ها در میزان جریان در مخزن تأثیر بسیار زیادی دارند [۱۲ و ۱۳]. با توجه به اینکه

1. Compartmentalization

2. Heterogeneity

3. Anisotropy



شکل ۱ الف) موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه در بخش مرکزی خلیج فارس و ب) ستون چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه همراه با سنگ‌شناسی واحدها

مطالعات میکروسکوپی روی ۱۴۴۸ مقطع نازک و به‌منظور بررسی نوع سنگ‌شناسی، نوع بافت، نوع و میزان تخلخل انجام شد. برای تشخیص کانی کلسیت از دولومیت، یک‌سوم از هر مقطع با استفاده از محلول آلزاین قرمز رنگ‌آمیزی شد [۱۹]. نوع و میزان کانی‌ها و درصد هر یک از اجزای تشکیل‌دهنده در مقطع نازک به‌صورت چشمی و با مقایسه نمودارهای استاندارد تعیین شد. از طبقه‌بندی دانه‌ها برای انواع بافت استفاده گردید [۲۰].

نتایج

برای بررسی تغییرات تراوایی، تأثیر پارامتر زمین‌شناسی سنگ‌شناسی مطالعه شد. سنگ‌شناسی‌های مشاهده‌شده در نمونه‌ها شامل انیدریت (نمونه‌هایی با بیش از ۹۰٪ کانی انیدریت)، دولومیت (نمونه‌هایی با بیش از ۹۰٪ دولومیت)، دولومیت آهکی (نمونه‌هایی با بیش از ۵۰٪ دولومیت و بیش از ۱۰٪ کلسیت)، آهک دولومیتی (نمونه‌هایی با بیش از ۵۰٪ کلسیت و بیش از ۱۰٪ دولومیت) و آهک (بیش از ۹۰٪ کلسیت) بودند. سنگ‌شناسی انیدریت به‌دلیل عدم داشتن تراوایی در محاسبات لحاظ نشد.

سازندهای کنگان - دالان به سن پرمین - تریاس با سنگ‌شناسی سنگ‌آهک، دولومیت و انیدریت در این مطالعه بررسی شده است. پوش‌سنگ سازندها در بالا شیل آغار است. مرز زیرین با سازند فراقون از نوع پیوسته و تدریجی است [۱۷]. محیط رسوبی شناسایی‌شده برای این سازندها یک سکوی کربناته کم‌شیب است. سازندهای مورد مطالعه از بالا به پایین به محدوده‌های مخزنی K1 و K2 برای کنگان و K3 و K4 برای دالان بالایی تقسیم شده است [۱۸]. موقعیت میدان و توالی سازندها از [۱۷] اقتباس شده است (شکل ۱- ب).

مواد و روش‌ها

در مجموع ۴۰۲ مغزه از یک چاه مورد مطالعه قرار گرفت. از هر ۱ m مغزه چهار پلاگ، به‌صورت سه پلاگ افقی و یک پلاگ عمودی با فاصله تقریباً ۳۰ cm از یکدیگر، برای اندازه‌گیری تراوایی مطلق افقی و عمودی تهیه شد. تعداد کل نمونه پلاگ‌های افقی ۱۰۸۰ و تعداد نمونه‌های عمودی ۳۶۸ عدد بود که برای هر نوع سنگ‌شناسی، بافت و رخساره این تعداد متفاوت بود. مقدار تراوایی مطلق با قانون دارسی و با استفاده از هوا و مقدار تخلخل به روش قانون بویل و با استفاده از گاز هلیوم در آزمایشگاه شرکت پنترا^۱ اندازه‌گیری شده است.

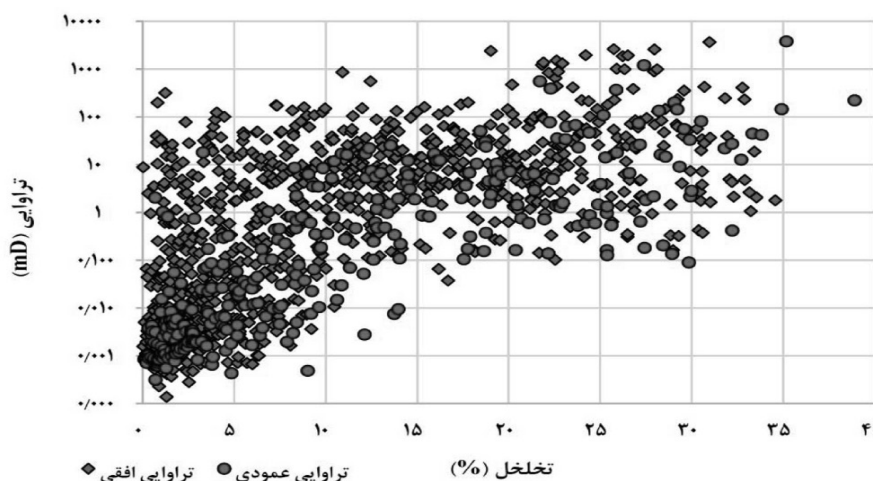
1. PanTerra

را در کل نمونه‌های افقی و عمودی به تفکیک نشان می‌دهد. براساس مطالعات انجام شده، پنج نوع بافت اصلی مطابق طبقه‌بندی دانه‌ها در سازندهای کنگان و دالان بالایی شناسایی شد. به‌دلیل بررسی ارتباط تغییرات تراوایی با توجه به نوع بافت، تراوایی افقی و عمودی و میانگین آنها در این پنج نوع بافت محاسبه شد. همچنین، تخلخل نمونه‌ها اندازه‌گیری و میانگین آنها محاسبه شد (جدول ۲). در جدول ۲ در بافت‌های گل‌پشتیبان همچون مادستون و وکستون، محدوده تراوایی پایین‌تر از سایر بافت‌های کربناته است و به همین سبب تراوایی افقی و عمودی به یکدیگر نزدیک است.

تراوایی افقی، تراوایی عمودی و تخلخل در نمونه‌های مربوط به چهار نوع سنگ‌شناسی محاسبه و از آنها میانگین گرفته شد. برای محاسبه درصد فراوانی نمونه‌ها از نسبت تعداد نمونه‌های افقی هر نوع سنگ‌شناسی به کل تعداد نمونه‌های افقی و ضرب در عدد صد و برای درصد فراوانی نمونه‌های عمودی از تعداد نمونه عمودی هر نوع سنگ‌شناسی به کل تعداد نمونه‌های عمودی و ضرب در عدد صد استفاده شد. برای محاسبه چندین برابری بودن مقدار تراوایی افقی نسبت به تراوایی عمودی، از نسبت میانگین تراوایی افقی به میانگین تراوایی عمودی برای هر چهار نوع سنگ‌شناسی استفاده شد (جدول ۱). شکل ۲ توزیع تخلخل در برابر تراوایی

جدول ۱ میانگین تراوایی افقی، عمودی و تخلخل براساس نوع سنگ‌شناسی و نسبت میانگین تراوایی‌ها

سنگ شناسی	میانگین تراوایی افقی (mD)	فراوانی نمونه افقی (%)	محدوده تراوایی افقی (mD)	میانگین تراوایی عمودی (mD)	فراوانی نمونه عمودی (%)	محدوده تراوایی عمودی (mD)	میانگین تخلخل کل (%)	نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی
دولومیت	۷۵/۵۷	۵۸/۲	۰-۳۶۸۳/۲۹	۴۲/۵۶	۵۸/۸	۰-۳۸۲۷/۸۷	۹/۴۱	۱/۷۷
آهک دولومیتی	۶/۵۸	۱۶/۶	۰-۲۱۴/۵۸	۱/۵۸	۱۶/۱	۰-۲۳/۰۲	۱۰/۸۴	۴/۱۶
دولومیت آهکی	۱۶/۳۱	۳/۷	۰-۱۶۰/۳۷	۱/۳۹	۳/۳	۰-۴/۵۶	۱۱/۷۷	۱۱/۷۳
آهک	۷/۲۷	۲۱/۵	۰-۱۹۹/۰۹	۴/۰۹	۲۱/۸	۰-۶۸/۱۵	۱۲/۰۳	۱/۷۷



شکل ۲ توزیع تخلخل در برابر تراوایی افقی و عمودی در چهار مورد مطالعه، سازندهای کنگان و دالان بالایی

جدول ۲ میانگین تراوایی افقی، عمودی و تخلخل براساس نوع بافت و نسبت تراوایی‌ها

بافت	میانگین تراوایی افقی (mD)	میانگین تراوایی عمودی (mD)	محدوده تراوایی افقی (mD)	محدوده تراوایی عمودی (mD)	میانگین تراوایی افقی (%)	میانگین تراوایی عمودی (%)	نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی
مادستون	۴/۹۹	۲۰/۳	۰-۱۶۰/۳۷	۲/۱۴	۲۵/۳	۶/۵۴	۲/۳۳
وکستون	۱۰/۹۶	۱۹/۸	۰-۱۹۹/۰۹	۵/۲۷	۱۶/۳	۷/۱۹	۲/۰۸
پکستون	۴۲/۵۳	۳۵/۴	۰-۲۶۳۷/۶۹	۷/۸۴	۳۱/۹	۱۱/۰۲	۵/۴۲
گرینستون	۱۰۷/۵۳	۱۵/۷	۰-۳۶۸۳/۲۹	۲۱/۵۴	۱۶/۸	۱۵/۶۱	۴/۹۹
کربنات بلوری	۱۵۶/۵۷	۸/۸	۰-۱۹۴۰/۵۱	۱۹۵/۵۸	۹/۷	۱۵/۳۹	۰/۸۰

اطراف بایوکلاست‌ها، نوشکلی^۱، میکرایتی‌شدن و نیز تراکم هستند. تخلخل‌ها شامل حفره‌ای، بین بلوری و تخلخل حاصل از شکستگی است. این نمونه‌ها اغلب تخلخل و تراوایی اندکی دارند.

رخساره وکستون پلوئید- اینتراکلاست، بایوکلاست‌دار

کانی‌شناسی رخساره وکستون (پلوئید/اینتراکلاست، بایوکلاست) از آهک تا دولومیت متغیر است و بیشتر به صورت دولومیت آهکی مشاهده می‌شود. خرده‌های اسکلتی، پلوئید و اینتراکلاست اصلی‌ترین اجزاء تشکیل‌دهنده این رخساره هستند. تنوع و فراوانی خرده‌های اسکلتی در این رخساره نسبت به رخساره قبلی افزایش می‌یابد. بسیاری از خرده‌های اسکلتی تحت تأثیر میکرایتی‌شدن قرار گرفته‌اند. فرآیندهای دیاژنزی که این رخساره را تحت تأثیر قرار داده‌اند، عبارت است از: دولومیتی شدن، میکرایتی‌شدن و نوشکلی. تخلخل‌های حاصل از شکستگی، حفره‌ای و قالبی در این رخساره دیده شده‌اند. میزان تخلخل و تراوایی اندازه‌گیری شده در این رخساره متغیر و مقدار آن کم تا متوسط است.

رخساره پکستون آنکوئید- پلوئید‌دار

فراوانی بالای آلوکم‌های اسکلتی و غیراسکلتی سبب ایجاد بافت پکستون در نمونه‌های رخساره پکستون (آنکوئید/پلوئید) شده است. در تعداد زیادی از نمونه‌های معرف این رخساره، آلوکم‌های غیراسکلتی آنکوئید و پلوئید حضور چشم‌گیری دارند.

همچنین براساس مطالعات صورت گرفته روی مقاطع میکروسکوپی، دوازده گروه رخساره شناسایی شد (جدول ۳)

رخساره انیدریت

رخساره انیدریت به‌طور کامل از کانی انیدریت تشکیل شده است. بافت‌های انیدریتی قابل مشاهده در این رخساره شامل بافت‌های توده‌ای، لایه‌ای، ندولی و پرمغی هستند. این رخساره فاقد هرگونه آثار فسیلی بوده و به‌عنوان آخرین بخش از توالی رخساره‌ها در یک روند کم‌عمق‌شونده به سمت بالا محسوب می‌شود.

رخساره مادستون همراه با انیدریت

انیدریت به‌صورت ندولی در رخساره مادستون (همراه با انیدریت) دیده می‌شود. میکرایت‌ها در اغلب موارد دولومیتی شده و رشد بلوری مشخصی را نشان می‌دهند. تخلخل در این رخساره اندک و اغلب از نوع بین بلوری یا حفره‌ای است.

رخساره مادستون فسیل‌دار

رخساره مادستون (فسیل‌دار) در اغلب نمونه‌ها از گل آهکی تشکیل شده است. تقریباً در تمامی نمونه‌های این رخساره خرده‌های اسکلتی با فراوانی کمتر از ۱۰٪ حضور دارند. خرده‌های غیراسکلتی شامل پلوئید و اینتراکلاست با فراوانی کمتر از ۵٪ می‌باشند. کانی‌های تیره نظیر پیریت نیز اغلب قابل مشاهده است. مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی قابل مشاهده شامل دولومیتی شدن گسترده، حاشیه میکرایتی

1. Neomorphism

جدول ۳ میانگین تراوایی افقی، عمودی و تخلخل براساس نوع گروه رخساره و نسبت تراوایی‌ها

گروه رخساره	کد رخساره	میانگین تراوایی افقی (mD)	میانگین تراوایی عمودی (mD)	میانگین تخلخل (%)	نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی
مادستون (همراه با انیدریت)	MF2	۵/۷۷	۱/۶۶	۶/۶	۳/۴۷
مادستون (فسیل‌دار)	MF5	۳/۱۴	۳	۶/۴۲	۱/۰۴
وکستون (پلوئید/اینتراکلست، بایوکلست)	MF6	۱۰/۹۶	۵/۲۷	۷/۱۹	۲/۰۸
پکستون (آنکوئید/پلوئید)	MF7	۳۳/۲	۱۰/۷۲	۸/۹۹	۳/۱
پکستون (اوئید، بایوکلست)	MF8	۴۴/۵۷	۷/۴۱	۱۱/۷۳	۶/۰۱
گرینستون (پلوئید، اوئید/بایوکلست)	MF9	۷۲/۰۵	۵/۳۴	۱۷/۴۶	۱۳/۵
گرینستون (بایوکلست/اینتراکلست، اوئید)	MF10	۱۱۱/۵	۲۲/۷۹	۱۵/۴۱	۴/۹
پکستون (اینتراکلست، بایوکلست/اوئید)	MF11	۵۴/۷۴	۲/۰۴	۱۰/۲۷	۲۶/۸۳
کربنات بلوری	MF12	۱۵۶/۵۷	۱۹۵/۵۸	۱۵/۳۹	۰/۸

انحلال مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر این رخساره هستند. سیمان رشته‌ای هم‌ضخامت که یک سیمان اولیه است، در تعدادی از نمونه‌ها بر روی حاشیه دانه‌ها تشکیل شده است. داده‌های اندازه‌گیری شده معرف تخلخل و تراوایی متوسط برای این رخساره هستند.

رخساره گرینستون پلوئید- اوئید- بایوکلست‌دار

بیشترین اجزاء تشکیل‌دهنده رخساره گرینستون (پلوئید، اوئید/بایوکلست) پلوئیدها هستند. اوئیدها و خرده‌های اسکلتی در درجه دوم فراوانی قرار می‌گیرند. این رخساره به‌طور کامل از میکرایت شسته شده و فاقد زمینه گل آهکی است، به‌طوری‌که تمامی فضاهای بین دانه‌ای در این رخساره با سیمان اسپاری و انیدریت پر شده‌اند. سنگ‌شناسی این رخساره بین دولومیت، آهک و دولومیت آهکی متغیر بوده، ولی به‌طور عمده از دولومیت تشکیل شده است. سیمان فیبری هم‌ضخامت و تیغه‌ای^۱ به‌خوبی در اطراف آلوم‌های اسکلتی و غیراسکلتی توسعه یافته است. از دیگر سیمان‌های پرکننده تخلخل‌ها می‌توان سیمان انیدریتی را نام برد. دولومیتی شدن، میکرایتی شدن، نوشکلی و انحلال اصلی‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر روی این رخساره هستند.

خرده‌های اسکلتی نیز گاهی قابل مشاهده است. فراوانی آنکوئیدها و پلوئیدها در تعدادی از نمونه‌ها به بیش از ۴۰٪ نیز می‌رسد. سنگ‌شناسی این رخساره بین آهک و دولومیت متغیر است. آنکوئیدها در این رخساره اغلب تحت تأثیر انحلال قرار گرفته یا دولومیتی شده‌اند. نوشکلی و میکرایتی شدن از فرآیندهای اصلی دیاژنزی این رخساره هستند. تخلخل‌های حاصل از شکستگی، حفره‌ای و قالبی در این رخساره نیز دیده می‌شوند.

رخساره پکستون اوئید- بایوکلست‌دار

رخساره پکستون (اوئید، بایوکلست) با خرده‌های اسکلتی مربوط به محیط‌های محدود و نیز آلوم‌های اسکلتی مربوط به محیط‌های عادی دریایی به‌صورت توأم مشخص می‌شود. مهم‌ترین آلوم‌های غیراسکلتی در این رخساره که فراوانی آنها در بعضی از نمونه‌ها به بیش از ۶۰٪ نیز می‌رسد، اوئیدهای مماسی با ساختار هم‌مرکز هستند که در بیشتر موارد دولومیتی شده‌اند. میزان میکرایت در این رخساره نسبت به رخساره قبلی باز هم کاهش یافته و در بسیاری از قسمت‌ها فضاهای بین دانه‌ای با سیمان اسپاری پر شده‌اند. سنگ‌شناسی این رخساره از سنگ آهک تا دولومیت در تغییر است. سیمان بلوکی کلسیتی، میکرایتی شدن و

1. Bladed

و بین دانه‌ای هستند.
رخساره کربنات‌های بلوری

در بخش‌هایی از توالی کربناته سازندهای دالان بالایی و کنگان رخساره‌هایی حضور دارند که به دلیل شدت دولومیتی‌شدن، ساختار داخلی و ذرات تشکیل‌دهنده آنها غیرقابل تشخیص است. نمونه‌های معرف این رخساره معرف تخلخل و تراوایی بالایی هستند که این موضوع هم از طریق مقاطع نازک مطالعه شده و هم براساس داده‌های اندازه‌گیری‌شده تخلخل و تراوایی قابل تأیید است. سیمان‌های انیدریتی به فراوانی در رخساره کربنات‌های بلوری قابل مشاهده هستند. همچنین، در مواردی مقادیر ناچیزی از آلومک‌هایی نظیر پلوئید، اینتراکست و بایوکلست قابل مشاهده هستند. جهت محاسبات میانگین تراوایی، گروه رخساره با کد MF1 با سنگ‌شناسی انیدریت به دلیل عدم وجود تراوایی از مطالعات بعدی کنار گذاشته شد و گروه رخساره باندستون استروماتولیتی و باندستون ترومبولیتی به ترتیب با کد رخساره MF3 و MF4 به دلیل تعداد کم نمونه از مجموع دوازده گروه رخساره حذف شدند. مقدار میانگین تراوایی افقی، عمودی و تخلخل و نیز نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی برای هر گروه رخساره محاسبه شد (جدول ۳ و شکل ۳). تصویرهای شکل ۳ همگی در نور طبیعی تهیه شده است. مطابق جدول ۳ نسبت میانگین دو تراوایی برای کربنات بلوری به عدد یک بسیار نزدیک است. برای بررسی دقیق‌تر تأثیر مقدار میانگین تخلخل بر نسبت تراوایی‌ها، میزان تخلخل در بازه‌های مختلف بررسی شد (جدول ۴). همچنین انواع سیمان‌ها، میکرایت، نوع تخلخل غالب و مرتبط بودن یا نبودن تخلخل‌ها به صورت چشمی و با استفاده از نمودارهای استاندارد بررسی شد (جدول ۵ و شکل ۴). نوع تخلخل غالب در دو گروه رخساره MF5 و MF12 که نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی آنها برابر بود، بررسی شد.

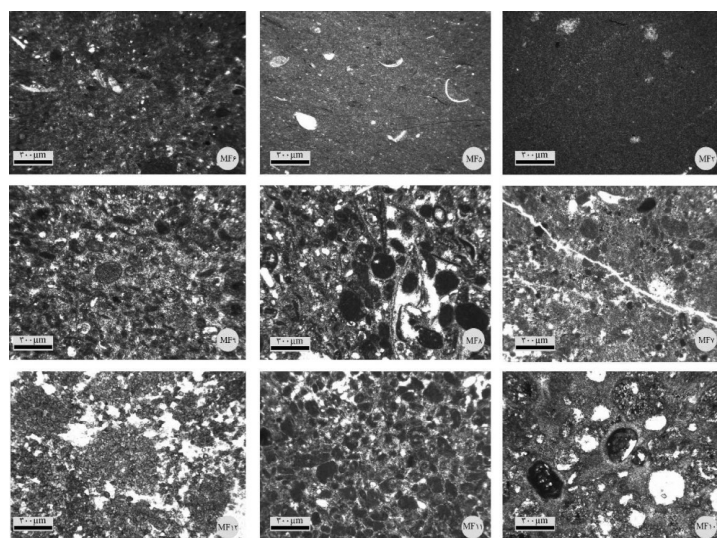
تخلخل‌های بین دانه‌ای و قالبی بیشترین تخلخل‌های موجود در این رخساره را تشکیل می‌دهند. داده‌های اندازه‌گیری‌شده تخلخل و تراوایی متوسط تا بالایی را برای نمونه‌های دولومیتی‌شده در این رخساره نشان می‌دهند.

گرینستون بایوکلست - اینتراکست - اوئیدار

در رخساره گرینستون (بایوکلست/اینتراکست، اوئید)، بیشتر خرده‌های اسکلتی موجودات محیط‌های عادی دریایی هستند. در این رخساره گل آهکی غایب بوده و فضاها بین دانه‌ای با سیمان اسپاری و انیدریت پر شده‌اند. این رخساره تحت تأثیر دولومیتی‌شدن قرار گرفته، به طوری که سنگ‌شناسی آن از نمونه‌های آهکی تا نمونه‌های کاملاً دولومیتی متغیر است. انحلال نیز به فراوانی در این رخساره مشاهده می‌شود، به طوری که تخلخل حفره‌ای در اغلب نمونه‌ها وجود دارد. بیشتر این تخلخل‌ها به یکدیگر مرتبط هستند، چراکه تخلخل و تراوایی بالایی برای تقریباً تمامی این نمونه‌ها به ثبت رسیده است.

رخساره پکستون اینتراکست - بایوکلست - اوئیدار

با توجه به حجم بالاتر گل کربناته در فضاها بین دانه‌ای و ماتریکس سنگ نسبت به سیمان اسپاری، بافت پکستون برای رخساره پکستون (اینتراکست، بایوکلست/اوئید) در نظر گرفته شده است. اوئیدها در کنار خرده‌های اسکلتی آلومک‌های اصلی تشکیل‌دهنده این رخساره هستند. اینتراکست‌ها نیز گسترش قابل توجهی دارند. بیشتر خرده‌های اسکلتی و اینتراکست‌ها زاویه‌دار بوده و دارای جورشدگی متوسط تا بدی هستند. در این رخساره نیز دولومیتی‌شدن گسترده‌ای به چشم می‌خورد، به طوری که سنگ‌شناسی آن از آهک تا دولومیت متغیر است. انحلال گسترده، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن و تراکم فرآیندهای اصلی دیاژنزی هستند. داده‌های اندازه‌گیری‌شده معرف تخلخل و تراوایی متوسطی برای این رخساره هستند. تخلخل‌های اصلی در این رخساره قالبی، حفره‌ای



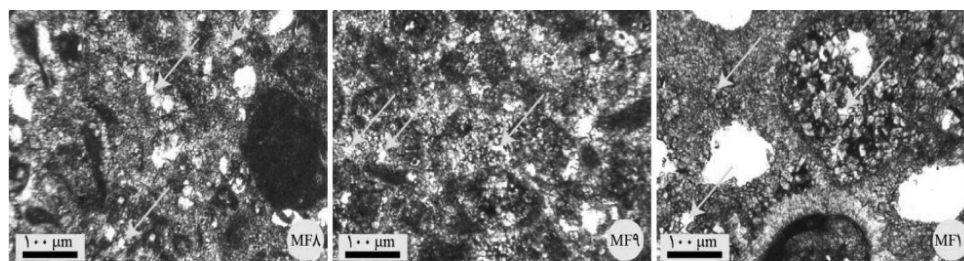
شکل ۳ تصاویر میکروسکوپی از انواع رخساره مورد مطالعه در سازند کنگان و دالان بالایی

جدول ۴ تغییرات نسبت تراوایی افقی به عمودی در بازه‌های مختلف تخلخل

بازه تخلخل (%)	محدوده تراوایی (mD)	میانگین تراوایی کل (mD)	نسبت تراوایی افقی به عمودی
۰ - ۵	۰ - ۳۲۰/۴۸	۲/۸۲	۲۱/۵۸
۵ - ۱۰	۰ - ۱۷۶/۲۱	۹/۵۵	۲۱/۲۷
۱۰ - ۱۵	۰ - ۸۶۴/۴۶	۲۱/۸۹	۶/۱۶
۱۵ - ۲۰	۰/۰۴ - ۲۴۳۲/۲۳	۴۰/۰۳	۵/۴
۲۰ - ۲۵	۰ - ۱۹۶۰/۷۰	۱۷۷/۸۸	۲/۹
۲۵ - ۳۰	۰/۰۹ - ۲۶۳۷/۶۹	۱۹۹/۱۳	۳/۳۸
۳۰ - ۳۵	۰/۳۸ - ۳۶۸۳/۲۹	۱۶۱/۸۲	۰/۴۲

جدول ۵ انواع تخلخل‌های غالب در گروه‌رخساره‌ها

کد گروه‌رخساره	MF2	MF5	MF6	MF7	MF8	MF9	MF10	MF11	MF12
نوع تخلخل غالب	بین بلوری، ریز تخلخل	ریز تخلخل، بین بلوری	بین بلوری، ریز تخلخل	واگی	قالبی، بین بلوری	قالبی، بین بلوری	قالبی، بین بلوری	بین دانه‌ای، ریز تخلخل	واگی
نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی	۳/۴۷	۱/۰۴	۲/۰۸	۳/۱	۶/۰۱	۱۳/۵	۴/۹	۲۶/۸۳	۰/۸



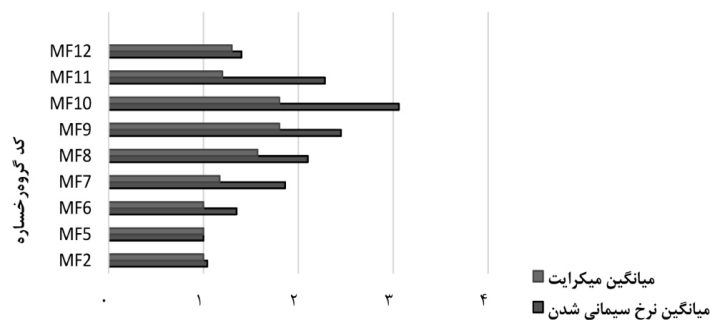
شکل ۴ تخلخل بین بلوری در گروه‌رخساره‌های ۸، ۹ و ۱۰. تخلخل‌های بین بلوری با علامت پیکان مشخص شده است

که نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در دو نوع سنگ‌شناسی دولومیت و آهک برابر است و با افزایش میزان دولومیت در سنگ، مقدار تراوایی افقی بیشتر از تراوایی عمودی می‌شود و در سنگ‌شناسی دولومیت آهکی چندین برابری چشمگیری مشاهده می‌شود. حضور کانی دولومیت در زمینه آهکی، سبب افزایش ناهمگنی سنگ می‌شود. با توجه به اینکه ناهمگنی به‌عنوان تغییر در خصوصیات یک سنگ در فضا تعریف می‌گردد، وجود کانی‌های متفاوت ناهمگنی را افزایش می‌دهد. مقادیر اندک دولومیت در آهک، ناهمگنی را افزایش می‌دهد و در نتیجه، نسبت تراوایی‌ها افزایش می‌یابد. با توجه به اینکه در زمان ته‌نشست، تراوایی افقی بیشتر از تراوایی عمودی است، افزایش ناهمگنی این اثر را تشدید می‌نماید. بیشتر بودن تراوایی اولیه افقی به‌سبب ته‌نشست دانه‌ها عمود بر بزرگ‌ترین سطح تصویری است. زمانی که دولومیت به‌صورت فراگیر سنگ را تحت تأثیر قرار می‌دهد، مجدداً سنگ همگن شده و میزان تراوایی در دو جهت افقی و عمودی به هم نزدیک می‌شود (شکل ۶). نتایج حاصل از بررسی نوع بافت طبق جدول ۲ نشان می‌دهد که در بافت کربنات بلوری نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی تقریباً برابر یک است و با افزایش میزان دانه از بافت مادستون به گرینستون و همچنین با افزایش میزان ناهمگنی، میانگین تراوایی افقی نسبت به میانگین تراوایی عمودی افزایش پیدا می‌کند.

نوع تخلخل غالب در گروه‌خساره MF5 ریزتخلخل و در گروه‌خساره MF12 واگی و نرخ مرتبط بودن و نبودن تخلخل‌های واگی به یک اندازه بود. در مادستون‌ها و به‌طور کلی رخساره‌های گل‌پشتیبان، با توجه به ماهیت گل‌پشتیبان بودن و به‌طور کلی کیفیت مخزنی پایین، نسبت دو تراوایی یکسان و کم است. همچنین گروه‌خساره‌های MF9 و MF10 دارای گل کربناته نیستند، درحالی‌که در گروه‌خساره MF11 گل کربناته دیده می‌شود. در نتیجه از تراوایی آن کاسته شده است. میکرایتی‌شدن و نرخ سیمانی‌شدن با مقیاس صفر تا چهار اندازه‌گیری شد (شکل ۵). اعداد صفر تا چهار به‌ترتیب برای عدم مشاهده، خیلی کم، متوسط، زیاد و خیلی زیاد در نظر گرفته شده است. سپس، میانگین هریک از این شاخص‌ها در گروه‌خساره مورد نظر به‌دست آمد. تأثیر این شاخص‌ها می‌تواند نسبت تراوایی را تغییر دهد.

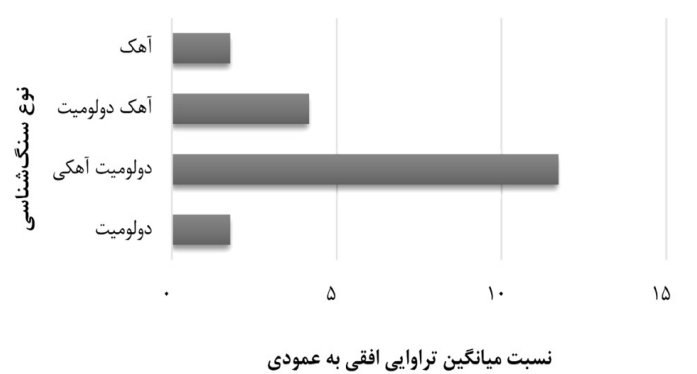
بحث

اکثر تحقیقات پیشین درخصوص تراوایی، پیرامون پیش‌بینی مقدار و ارتباط آن با تخلخل صورت گرفته است [۲۷-۲۱]. اما تحقیق حاضر به بررسی نسبت تراوایی افقی به عمودی و تأثیر پارامترهای زمین‌شناسی بر روی آن پرداخته است. این موضوع در کربناته‌ها با توجه به آنکه رسوب در محیط رسوبی تشکیل می‌شود (حمل نمی‌شود)، اهمیت بیشتری دارد. نتایج حاصل از بررسی نوع سنگ‌شناسی نمونه‌ها طبق جدول ۱ نشان می‌دهد



شده میکرایتی‌شدن و نرخ سیمانی شدن

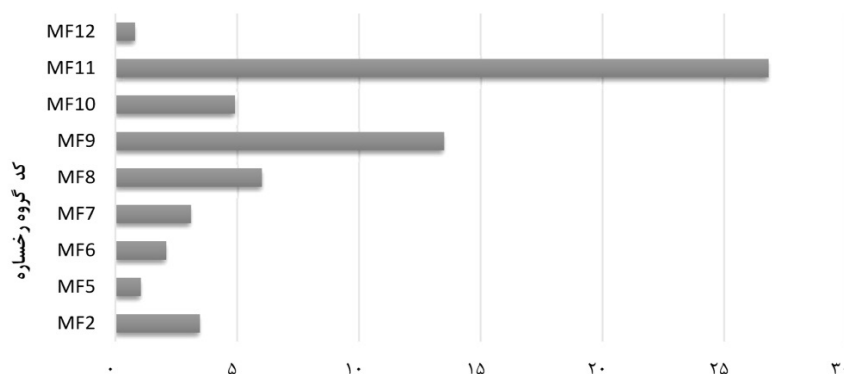
شکل ۵ شدت میکرایتی‌شدن و نرخ سیمانی شدن در گروه‌خساره‌ها که با کد گروه‌خساره مشخص شده است



شکل ۶ نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در انواع سنگشناسی

گروه‌رخساره‌ها، مقدار میانگین تراوایی افقی بیشتر از تراوایی عمودی می‌شود و نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی افزایش می‌یابد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود در گروه‌رخساره‌های دانه‌پشتیبان (گرینستون و پکستون) نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی بسیار بیشتر از دیگر گروه‌رخساره‌ها است (شکل ۷). در گروه‌رخساره‌های ۹ و ۱۱ این افزایش کاملاً مشهود است. گروه‌رخساره ۱۰ نیز یک گروه‌رخساره دانه‌پشتیبان است، اما دولومیتی شدن سبب شده است اغلب تخلخل‌ها در این گروه‌رخساره به یکدیگر متصل شوند که در نتیجه میزان تراوایی در هر دو جهت افقی و عمودی افزایش یافته است (جدول ۳). با توجه به اینکه میزان تراوایی در این گروه‌رخساره بسیار زیاد است، تأثیر ناهمگنی از نگاه تراوایی در این گروه‌رخساره کمتر شده است. به عبارت دیگر در این نمونه‌ها، اغلب فضاهای خالی با یکدیگر در ارتباط هستند و در نتیجه تراوایی در هر دو جهت زیاد است، هرچند همچنان نسبت تراوایی افقی به عمودی در آن بیشتر از گروه‌رخساره‌های گل‌پشتیبان است. در بررسی تأثیر درصد تخلخل و وجود ارتباط بین تخلخل و نسبت تراوایی‌ها طبق جدول ۴ مشاهده می‌شود که به‌طور کلی با افزایش تخلخل، نسبت تراوایی افقی به عمودی کاهش می‌یابد، اما توجه به سایر شاخص‌ها نشان می‌دهد که تخلخل به‌طور مستقیم کنترل‌کننده این نسبت نیست.

در این مورد، حضور دانه‌های متفاوت با توزیع ناهمگن در سنگ، سبب افزایش میزان ناهمگنی شده است. این امر علاوه‌بر تأیید تأثیر ناهمگنی بر تغییر تراوایی در دو جهت متفاوت، نشان می‌دهد که حضور دانه‌ها در یک سنگ کربناته سبب تغییر تراوایی در دو جهت می‌شود. به عبارت دیگر، ته‌نشست دانه‌ها عمود بر بزرگ‌ترین سطح تصویری سبب می‌گردد تا قابلیت انتقال سیال در جهت افقی بیش از جهت عمودی باشد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در دو بافت مادستون و وکستون که گل کربناته بخش اصلی سنگ را تشکیل می‌دهد، تقریباً نصف بافت‌های دانه‌پشتیبان (پکستون و گرینستون) است. در ضمن حضور دانه‌ها به نوبه خود سبب افزایش ناهمگنی در سنگ می‌شود و این ناهمگنی نیز نسبت تراوایی افقی به عمودی را افزایش می‌دهد. نتایج بررسی نوع رخساره طبق جدول ۳ نشان می‌دهد که در گروه‌رخساره مادستون (فسیل‌دار) و کربنات بلوری نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی تقریباً برابر عدد یک است. در نتیجه همگن بودن نمونه هم از نگاه نوع کانی تشکیل‌دهنده سنگ و هم از نگاه بافت، سبب نزدیک شدن میزان تراوایی افقی و عمودی است. در این سازندها، دولومیت‌ها و انیدریت‌ها اغلب همراه یکدیگر دیده می‌شوند. مشاهده می‌شود که با افزایش میزان دانه و افزایش ناهمگنی در



نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی

شکل ۷ نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در انواع گروه‌رخساره که با کد مشخص شده‌اند

گروه‌رخساره‌ها است، درحالی‌که نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی کمتری نسبت به سایر گروه‌رخساره‌های دانه‌پشتیبان دارد. چنین کاهش به سبب افزایش میزان تراوایی در این گروه‌رخساره است. هر دو تراوایی افقی و عمودی در این گروه‌رخساره بالا است و در نتیجه اغلب منافذ به یکدیگر متصل هستند. همین امر سبب شده است تا تأثیر ناهمگنی سنگ بر ناهمگنی تراوایی در این رخساره کاهش یابد. باید توجه داشت که همچنان نسبت تراوایی‌ها در این گروه‌رخساره نیز بیشتر از گروه‌رخساره‌های گل‌پشتیبان است. میکرایتی‌شدن نیز روند مشابهی را با نرخ سیمانی‌شدن طی می‌نماید. گروه‌رخساره‌های ۸، ۹ و ۱۰ دارای نوع تخلخل یکسانی هستند، اما نسبت تراوایی‌ها در آنها بسیار متفاوت است. این بررسی‌ها نشان می‌دهد که این سه متغیر تأثیری بر تغییرات تراوایی در دو جهت افقی و قائم ندارند. ذکر این نکته لازم است که شکستگی‌ها تأثیر زیادی بر میزان تراوایی دارند، اما سازندهای کنگان و دالان بالایی در مرکز خلیج فارس سازندهای شکسته‌ای نیستند [۲۸]. در ضمن نوع داده مورد استفاده نیز داده تراوایی پلاگ بوده است که اغلب از محل‌هایی انتخاب می‌شود که شکستگی نداشته باشند. به همین سبب شکستگی‌ها تأثیر ناچیزی بر مطالعه حاضر داشته‌اند.

برای مثال در سنگ‌شناسی آهک مقدار میانگین تخلخل کل بیشتر و در دولومیت کمتر از سایر سنگ‌شناسی‌ها است (جدول ۱)، ولی تراوایی افقی و عمودی تقریباً برابری دارند. همچنین نتایج نشان می‌دهد، محدوده تراوایی‌ها برای سنگ‌شناسی و بافت‌های مختلف متفاوت است و مقدار تراوایی نیز به تنهایی نمی‌تواند نسبت تراوایی‌های افقی به عمودی را کنترل نماید (جدول ۱ و ۲). در نتیجه در تخلخل‌های بالاتر نسبت دو تراوایی به هم نزدیک می‌شود، اما باید عواملی مانند نوع رخساره و نوع تخلخل غالب را هم در نظر داشت. نتایج حاصل از مطالعات تکمیلی شامل میزان سیمان، میکرایت و نوع تخلخل غالب نشان می‌دهد که پارامترهای موجود به تنهایی نسبت تراوایی افقی به عمودی در سازندهای کربناته کنگان و دالان بالایی را کنترل نمی‌نمایند. میزان سیمان در این گروه‌رخساره‌ها از MF2 به MF10 افزایش و سپس در MF11 و MF12 کاهش می‌یابد. این در حالی است که نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در گروه‌رخساره ۱۱ به حداکثر خود می‌رسد و در گروه‌رخساره ۹ بیشتر از گروه‌رخساره ۱۰ است. همچنین، این نسبت در گروه‌رخساره ۲ سه برابر گروه‌رخساره ۵ است و این در حالی است که نرخ سیمانی‌شدن در این دو گروه‌رخساره برابر است. در گروه‌رخساره ۱۰ میانگین نرخ سیمانی‌شدن بالاتر از همه

نتیجه گیری

می‌کند، مقدار تراوایی افقی بیشتر از تراوایی عمودی شده و در نتیجه مقدار نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی مقدار بیشتری خواهد شد. به عبارتی، هرچه ناهمگنی و میزان دانه در سنگ‌شناسی، بافت و رخساره کمتر شود، تراوایی افقی به عمودی نزدیک‌تر خواهد شد. دولومیتی شدن نسبت تراوایی افقی به عمودی را افزایش می‌دهد، اما در مقادیر بسیار بالای این کانی (بیش از ۹۰٪) به سبب یکنواختی و همگن شدن بافت، این دو نسبت تراوایی مجدد به یکدیگر نزدیک می‌شوند. بنابراین، نسبت تراوایی افقی به عمودی در کربناته‌های سازندهای کنگان و دالان بالایی به میزان دانه، سنگ‌شناسی، میزان ناهمگنی و تخلخل و تراوایی بستگی داشته و در محیط‌های رسوبی پرانرژی و در گروه‌رخساره‌های دانه‌غالب تراوایی افقی بیشتر از تراوایی عمودی است. همچنین، مقدار تراوایی نیز می‌تواند ناهمگنی این خصوصیت مخزنی را در دو جهت افقی و عمودی کنترل نماید. با افزایش میزان تخلخل و تراوایی، مقدار تراوایی در دو جهت مجدد به یکدیگر نزدیک می‌شود زیرا اغلب حفره‌های موجود در سنگ در این حالت به یکدیگر متصل هستند.

در این تحقیق با استفاده از تجزیه و تحلیل آماری و مقدار تراوایی‌های اندازه‌گیری‌شده در پلاگ‌های افقی و عمودی، نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در سنگ‌شناسی‌ها، بافت‌ها و گروه‌رخساره‌های مختلف در سازندهای کربناته کنگان و دالان بالایی به دست آمد. نسبت میانگین تراوایی افقی به عمودی در سنگ‌شناسی دولومیت و آهک، در بافت کربنات بلوری و در گروه‌رخساره‌های مادستون و کربنات بلوری تقریباً برابر عدد یک به دست آمد که نشان داد در موارد ذکر شده، تراوایی افقی تقریباً برابر تراوایی عمودی است. در نتیجه کانی‌شناسی همگن و دانه‌پشتیبان بودن یک نمونه کربناته سبب شده است تا تراوایی در دو جهت افقی و عمودی به یکدیگر نزدیک باشد. میزان پایین تراوایی در گروه‌رخساره‌های گل‌پشتیبان دلیل دیگری است که تراوایی در این دو جهت به یکدیگر نزدیک است. همچنین، تأثیر پارامترهای سیمان، میکرایت، دانه و نوع تخلخل غالب و مفید یا غیرمفید بودن تخلخل‌ها برای دقت و صحت بیشتر نتایج مطالعه شدند. نتایج نشان داد که هرچه ناهمگنی و هرچه میزان دانه در سنگ‌شناسی، بافت و گروه‌رخساره‌ها افزایش پیدا

مراجع

- [1]. Amaefule J O, Altunbay M, Tiab D, Kersey D G, Keelan D K (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in Uncored intervals/wells, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro.
- [2]. Mohebian R, Bagheri H, Kheirollahi M, Bahrami H (2021) Permeability estimation using an integration of multi-resolution graph-based clustering and rock typing methods in an Iranian Carbonate Reservoir, Journal of Petroleum Science and Technology, 11, 3: 49-58.
- [3]. Tariq S M, Ichara M J, Ayeşaran L (1989) Performance of perforated completion in the presence of anisotropy, laminations, or natural fractures, SPE Production Engineering, 4, 04: 376-384.
- [4]. Martyushev DA (2020) Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter, Journal of Mining Institute, 243: 313-318.
- [5]. Manifold L, El-Bozie A, Hollis C, Schröder S (2019) Characterizing facies, pore types, and diagenesis of a subtidal to peritidal carbonate platform for defining flow units, Journal of Sedimentary Research, 18: 108-125.
- [6]. Nabawy B S, Basal A M K, Sarhan M A, Safa M G (2018) Reservoir zonation, rock typing and compartmentalization of the Tortonian-Serravallian sequence, Temsah Gas Field, offshore Nile Delta, Egypt Marine and Petroleum Geology, 92: 609-631.
- [7]. McGuire W J, Sikora V J (1960) The effect of vertical fractures on wells productivity, Journal of Petroleum Technology, 12.10: 72-74.

- [8]. Fitch P J R, Jackson M D, Hampson G J, John C M (2014) Interaction of stratigraphic and sedimentological heterogeneities with flow in carbonate ramp reservoirs: Impact of fluid properties and production strategy, *Petroleum Geoscience*, 20, 1: 7-26.
- [9]. Adam A, Swennen R, Abdulghani W, Abdmutalib A, Hariri M, Abdulraheem A (2018) Reservoir heterogeneity and quality of Khuff carbonates in outcrops of central Saudi Arabia, *Marine and Petroleum Geology*, 89: 721-751.
- [۱۰]. 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، ۲-۳۱: ۶۸-۷۷.
- [11]. Zhang Z Ertekin T (2021) Proxy models for evaluation of permeability, three-phase relative permeability, and capillary pressure curves from rate-transient data simulation, 97, 2: 109-133.
- [12]. Wang Y, Liao Y, Ma Y, Wang R, Yang S (2021) Evaluation of tight sandstone reservoir properties of delta front subfacies in Ordos Basin, China, *Fresenius Environmental Bulletin*, 30, 1: 601-607.
- [13]. Zhang Z, Liu Y, Sun H, Xiong W, Shen K, Ba Q (2020) An internal swelling factor model to examine the influence of permeability anisotropy on coalbed methane extraction, *Energy Science and Engineering*, 8, 10: 3753-3768.
- [14]. Nourani M, Meyer A G, Lorentzen H J, Sigalas L, Taheriotaghsara M, Olsen D, Stemmerik L (2019) Determination of the overburden permeability of North Sea Chalk, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 52, 6: 2003-2010.
- [15]. Wang J, Zhang L, Ge K, Zhao J, Song Y (2020) Characterizing anisotropy changes in the permeability of hydrate sediment. *Energy*, 205: 117997.
- [16]. Sharland P R, Archer R, Casey D M, Davies R B, Hall S H, Heward A P, Horbury A, Simmons M D (2013) Arabian plate sequence stratigraphy, *GeoArabia, Journal the Middle East Petroleum Geosciences*, 18.4.
- [17]. Rahimpour Bonab H, Asadi-Eskandar A, Sonei R (2009) Controls of permian-triassic boundary over reservoir characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf, *Geological Journal*, 44, 341-364.
- [۱۸]. توکلی و، رحیم‌پور بناب ح، سحاب پیغمبر دوست م (۱۳۹۷) بررسی اهمیت محاسبه ضرایب معادله وینلند در سازندهای مخزنی کربناته، مطالعه موردی سازندهای کنگان و دالان، بخش مرکزی خلیج فارس، پژوهش نفت، ۲۸، ۹۷-۱: ۱۴-۴.
- [19]. Sibley D F, Gregg J M (1987) Classification of dolomite rock texture, *Journal of Sedimentology*, 57: 967-975.
- [20]. Dunham R J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional textures, *American Association of Petroleum Geologists*, 108-121.
- [21]. Huet C C, Rushing J A, Newsham K E, Blasingame T A (2005) A modified purcell model for estimating absolute permeability from mercury injection capillary pressure data, *International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar*, 10994.
- [22]. Nooruddin H A, Hossain M E, Al- Yousef H, Okasha T (2016) Improvement of permeability models using large mercury injection capillary pressure dataset for Middle East carbonate reservoirs, *Journal of Porous Media*, 19, 5: 405-422.
- [23]. Katz A J, Thompson A H (1986) Quantitative prediction of permeability in porous rock, *Physical review B*, 34, 11: 8179-8181.
- [24]. Kolodize S (1980) Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in spindle field, 55th Society of Petroleum Engineering Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, The USA, 9382-9386.
- [25]. Daštidar R, Sondergeld C H, Rai C S (2007) An Improved empirical permeability estimator from mercury injection for tight clastic rocks, *Petrophysics*, 48, 3: 186-190.
- [26]. Pittman E D (1992) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, *AAPG Bull*, 76, 2:191-198.
- [27]. Swanson B F (1981) A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures, *Journal of Petroleum Technology*, 33, 12: 2498-2504.
- [28]. Rafiei M, Rahimpour-Bonab H, Tavakoli V, Khorasani E (2016) Quantifying sedimentary and diagenetic controls on fracturing: An application in rock engineering systems, *Journal of Geophysics and Engineering*, 13, 6: 928-939.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2022(June-July), Vol. 32, No. 123, 15-16

DOI: 10.22078/pr.2022.4465.3020

The Effect of Geological Parameters on the Ratio of Horizontal to Vertical Permeability in Carbonate Reservoirs of Kangan and Upper Dalan Formations

Mahnaz Hosseinzadeh and Vahid Tavakoli

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

vtavakoli@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/PR.2022.4465.3020

Received: April/24/2021

Accepted: January/02/2022

Introduction

Permeability and its distribution is one of the most important geological parameters in describing the properties of reservoir rocks. Core analysis is the most accurate and reliable way to obtain the permeability values. The problems of core preparation, i.e. spending a lot of time and money, have led researchers to obtain permeability value through indirect methods. One of these methods is the use of empirical relationships [1]. Permeability changes in different directions affect fluid flow, recovery rate, well completion and well tests [2-5]. Therefore, it is important and necessary to study permeability changes in different directions due to the heterogeneity of carbonate reservoirs [6,7]. In this study, the effect of lithology, texture, facies and porosity parameters on permeability changes as well as the ratio of horizontal to vertical permeability in Kangan and Upper Dalan have been investigated. The results show what factors change the values of these permeabilities and control the amount of fluid flow in the horizontal and vertical directions.

Materials and Methods

The total length of the studied cores were 402 meters from one well. Four plugs were prepared from each meter of core to measure the horizontal and vertical permeabilities. Absolute permeability was measured by Darcy' law using air, and the porosity was measured by Boyle' law using helium gas. Microscopic studies were performed on 1448 thin sections to evaluate the

type of lithology, texture and porosity. The percentage of each component was determined visually from thin sections through comparison with standard diagrams.

Results and Discussion

Mean of horizontal and vertical permeabilities as well as porosity were calculated in various types of lithology, textures and facies. Also, based on studies performed on microscopic thin sections, 12 facies groups were identified. Most previous researches have been performed on the rate of permeability changes and its relationship with porosity. The present study investigates the ratio of horizontal to vertical permeability and the effect of geological parameters on its changes. Results indicate that with increasing the amount of dolomite in the rock, the amount of horizontal permeability becomes more than vertical permeability. When dolomitization affects the rock comprehensively, the rock became more homogenized and therefore, the mean of permeabilities are nearly the same in two directions. Mean of horizontal permeability increases compared to mean of vertical permeability with increasing grains from mudstone to grainstone texture and also with increasing heterogeneity. The presence of grains increases the heterogeneity in the rock, and this heterogeneity increases the ratio of horizontal to vertical permeability. The results of additional studies including the amount of cements, micrite and the type of dominant porosity show that these parameters did not have a direct effect on the ratio of horizontal to

vertical permeability in these formations. Also, it was observed that in general, as porosity increases, the ratio of horizontal to vertical permeability decreases, but attention to other indicators shows that porosity does not control this ratio directly.

Conclusions

In this research, the ratio of mean of horizontal to vertical permeability in different types of lithology, textures, and facies groups have been measured in Kangan and Upper Dalan carbonate formations. Results showed that as the heterogeneity and the amount of grains increase in the samples, the amount of horizontal permeability becomes more than vertical permeability and value of the ratio of horizontal to vertical permeability will be higher. Also, dolomitization increases the ratio but at very high amounts of this mineral (more than 90%) due to the uniformity and homogeneity of the texture, the ratio of two permeabilities come closer to each other. In energetic sedimentary environments and in the grain-supported facies, horizontal permeability will be higher than vertical permeability. Therefore, the ratio of horizontal to vertical permeability depends on heterogeneity, amount of grains, porosity and permeability in these formations.

References

1. Amaefule JO, Altunbay M, Tiab D, Kersey D G, Keelan D K (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in Uncored intervals/well, SPE annual technical conference and exhibition, OnePetro, 26436.
2. Tariq S M, Ichara M J, Ayeştaran L (1989) Performance of Perforated Completion in the Presence of Anisotropy, Laminations, or Natural Fractures. SPE Production Engineering, 4: 376-384.
3. Adam A, Swennen R, Abdulghani W, Abdmutalib A, Hariri M, Abdulraheem A (2018) Reservoir heterogeneity and quality of Khuff carbonates in outcrops of central Saudi Arabia, Marine and Petroleum Geology, 89: 721-751.
4. Katz A J, Thompson A (1986) Quantitative prediction of permeability in porous rock. Physical Review B, 34, 11: 8179-8181.
5. Nabawy B S, Basal A M K, Sarhan M A, Safa M G (2018) Reservoir zonation, rock typing and compartmentalization of the Tortonian-Serravallian sequence, Tensah Gas Field, offshore Nile Delta, Egypt, Marine and Petroleum Geology, 92: 609-631.
6. Fitch P J R, Jackson M D, Hampson G J, John C M (2014) Interaction of stratigraphic and sedimentological heterogeneities with flow in carbonate ramp reservoirs: Impact of fluid properties and production strategy, Petroleum Geoscience, 20, 1: 7-26.
7. Adam A, Swennen R, Abdulghani W, Abdmutalib A, Hariri M, Abdulraheem A (2018) Reservoir heterogeneity and quality of Khuff carbonates in outcrops of central Saudi Arabia, Marine and Petroleum Geology, 89: 721-751.