

بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری سازند داریان با استفاده از نگارهای ناهمگنی در یکی از میادین خلیج فارس

مهناز حسینزاده و وحید توکلی*

گروه زمین‌شناسی نفت، دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۹/۱۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۵/۳۱

چکیده

بیان ناهمگنی به صورت کمی برای مقایسه مقدار ناهمگنی در ویژگی‌های مختلف مخزنی در مخازن کربناته از اهمیت زیادی برخوردار است. هدف از مطالعه حاضر کمی‌سازی ناهمگنی با محاسبه نگار ناهمگنی و کاربرد آن در بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری در سازند کربناته داریان به سن بارمین پسین - آپتین پیشین در بخش مرکزی خلیج فارس است. برای محاسبه نگارهای ناهمگنی از داده‌های چاه‌پیمایی پنج نگار اصلی پرتو گاما، چگالی ظاهری، تخلخل نوترون، صوتی و مقاومت عمیق و روش‌های آماری ضریب لورنز و ضریب تغییرات استفاده شده است. نتایج نشان می‌دهد محاسبه نگار ناهمگنی امکان مقایسه کمی ناهمگنی بین بخش‌های مختلف مخزنی را برای اهداف مختلف فراهم می‌سازد. محاسبه نگار ناهمگنی با هر دو روش برای محاسبه نگار ناهمگنی کارآمد است، اما باید توجه داشت که ضریب تغییرات برای حداکثر ناهمگنی مقدار مشخصی مانند ضریب لورنز ندارد. همچنین افزایش تخلخل با کاهش مقدار ناهمگنی در نگارهای ناهمگنی مقاومت عمیق، صوتی، تخلخل نوترون و چگالی همراه است. برخلاف سایر نگارها، نگار ناهمگنی پرتو گاما ارتباط مستقیم کمی با تخلخل در سازند داریان دارد. دو نوع نگار ناهمگنی تخلخل نوترون و مقاومت عمیق بیشترین استفاده را در تعیین خصوصیات مخزنی در این سازند دارند. نفوذپذیری ارتباط ضعیفی با نگارهای ناهمگنی نشان می‌دهد. در واحدهای کربناته ریزرخساره بایوکلاست و کستون با تخلخل بالا، ناهمگنی کمتری دیده می‌شود. همچنین واحدهای با تخلخل بالاتر ضخیم‌تر هستند و بنابراین اثرات میانگین قوی‌تری روی مناطق ناهمگنی اعمال می‌کنند. در مرز تغییرات رخساره‌ها، تغییرات مقدار ناهمگنی دیده می‌شود و تغییرات زیاد در سنگ‌شناسی، رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی و حضور کانی‌های رسی مقدار ناهمگنی را افزایش می‌دهد. بنابراین از نگار ناهمگنی می‌توان برای بررسی ناهمگنی‌های زمین‌شناسی، تخلخل، نفوذپذیری و همچنین پهنه‌بندی مخزن استفاده کرد.

کلمات کلیدی: نگار ناهمگنی، روش‌های آماری، تخلخل، تراوایی، سازند داریان.

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی vtavakoli@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2023.4982.3221)

مقدمه

ناهمگنی، تغییر یک یا ترکیبی از خصوصیات در مکان، زمان یا مکان و زمان مشخص و در حجم و مقیاس معین تعریف می‌شود [۱]. در زمین‌شناسی نفت به دلیل مطالعه ویژگی‌های استاتیک مخزن، تغییر خصوصیات در مکان مشخص و در حجم و مقیاس معین مهم است و برای بررسی ناهمگنی، نوع ویژگی یا پارامتر مورد مطالعه باید مشخص شود. در واقع تشخیص ناهمگنی‌ها اغلب به نحوه بررسی آن‌ها بستگی دارد [۲].

رخساره‌ها خواص مخزنی را در مقیاس‌های بزرگ کنترل می‌کنند، در حالی که دیاژنز ویژگی‌های مخزن را در مقیاس‌های کوچک تغییر می‌دهد. این ویژگی‌ها در فضاهای حفاری نشده از قوانین خاصی پیروی می‌کنند که بر اساس مفهوم ناهمگنی توسعه یافته‌اند [۳]. ویژگی‌های بسیار متغیر مخزن کربناته موجب مشکلاتی در ارزیابی‌های پتروفیزیکی این نوع مخازن می‌گردد [۴ و ۵]. از طرفی ناهمگنی مخازن کربناته مشکل اساسی در اکتشاف آن‌ها است و درک دقیق ناهمگنی‌ها، دقت اکتشافات را به میزان زیادی بهبود خواهد داد [۶]. بنابراین تجزیه و تحلیل ناهمگنی مخزن کربناته دارای اهمیت ویژه‌ای است. پژوهشگران سعی دارند تا روش‌های مختلفی را برای تعیین ناهمگنی در خصوصیات پتروفیزیکی که دارای تغییرات گسترده‌ای هستند، بیابند [۷]. یکی از روش‌ها استفاده از نگار ناهمگنی است که توزیع ناهمگنی و سهم تأثیر هر ویژگی را در ناهمگنی مخزن در قسمت‌های مختلف مشخص می‌سازد [۸]. به این ترتیب تعیین گونه‌های سنگی، تطابق و شبیه‌سازی رفتار مخزنی در زمان و هزینه کمتری نسبت به روش‌های آزمایشگاهی انجام خواهد شد. طبق پژوهش‌های پیشین، ناهمگنی تغییرات غیریکنواخت پارامترهای مخزن تعریف شده است [۹]. پژوهشگران ناهمگنی را تغییرات ویژگی‌ها در سه بعد مکانی تعریف کرده‌اند [۱۰ و ۱۱]. همچنین

ناهمگنی اصطلاحی برای نشان دادن ماهیت پیچیده مخزن تعریف شده است که دارای معنی تغییر و تنوع در ویژگی‌های مخزنی بوده و در مقیاس‌های مختلف استفاده می‌شود [۳]. در سال‌های اخیر، تلاش برای مدیریت ناهمگنی منجر به تعریف گونه‌های سنگی، رخساره‌های الکتریکی، رخساره‌های دیاژنزی، شبیه‌سازی و مدل‌سازی عددی برای شبیه‌سازی جریان شده است [۳]. شماره فابریک سنگ^۱، روش وینلند^۲ و شاخص زون جریانی^۳ از جمله پژوهش‌هایی هستند که در این زمینه انجام شده است [۱۲-۱۵]. همچنین پژوهشگران برای کمی‌سازی ناهمگنی و بیان ناهمگنی به عنوان مفهومی وابسته به مقیاس تلاش کرده‌اند [۱۶-۱۹]. استفاده از روش‌های آماری از جمله ضریب تغییرات^۴ در مدل‌های تخلخل و نفوذپذیری [۶ و ۲۰] و استفاده از ضریب لورنز^۵ برای محاسبه نگار ناهمگنی نشان داده‌اند که استفاده از روش کمی ناهمگنی امکان مقایسه درجه ناهمگنی بین ویژگی‌های مختلف را میسر خواهد ساخت [۸]. با توجه به مطالعات گذشته و اهمیت بررسی کمی ناهمگنی در مخازن کربناته، تاکنون مطالعاتی بر روی محاسبه نگارهای ناهمگنی و تأثیر آن‌ها در مطالعات مخزنی در صنعت نفت ایران انجام نشده است. در پژوهش حاضر به محاسبه نگارهای ناهمگنی و بررسی کمی ناهمگنی در تخلخل و نفوذپذیری سازند کربناته داریان در مرکز خلیج فارس پرداخته شده است. نتایج نشان می‌دهد که چگونه می‌توان از نگارهای ناهمگنی در مطالعات ناهمگنی مخزن استفاده کرد. بنابراین مهم‌ترین اهداف و نوآوری پژوهش حاضر به شرح ذیل هستند:

- بررسی میزان تأثیر ناهمگنی داده‌های چاه‌پیمایی هر نگار اصلی در مطالعه ناهمگنی سازند داریان با استفاده از روش‌های آماری
- ایجاد نگارهای ناهمگنی برای هر نگار چاه‌پیمایی

1. Rock Fabric Number (RFN)
 2. Winland
 3. Flow Zone Indicator (FZI)
 4. Coefficient of Variation
 5. Lorenz Coefficient (Lc)

قسمت‌هایی از آن مقداری کانی رسی نهشته شده است. تغییرات نسبی سطح آب دریا موجب هجوم رسوبات آواری در این سازند شده است [۲۶]. مرز زیرین سازند داریان با سازند گدوان تدریجی و مرز بالایی سازند کژدمی با سطح فرسایشی [۲۵] است. از نظر چینه‌شناسی به ترتیب از پایین به بالا، به‌طور غیررسمی دارای سه عضو داریان پایینی با ضخامت ۲۵ m، هوار با ضخامت ۳۰ m شامل کانی‌های رسی و دولومیت و داریان بالایی با ضخامت ۵۵ m است.

مواد و روش‌ها

در این تحقیق ۹۴ m مغزه از سازند داریان در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه قرار گرفت. از هر مغزه، سه پلاگ افقی و یک پلاگ عمودی گرفته شد. از ابتدا یا انتهای پلاگ‌ها، تعداد ۳۷۶ مقطع نازک برای مطالعات سنگ‌نگاری آماده شد. یک‌سوم از هر مقطع نازک با محلول آلیزارین قرمز برای تشخیص کانی کلسیت از دولومیت رنگ‌آمیزی شد [۲۷]. مطالعات سنگ‌نگاری با میکروسکوپ پلاریزان انجام و اطلاعات جمع‌آوری شد. از اطلاعات مقاطع نازک برای بررسی ریزرخساره‌ها، فرایندهای دیاژنزی و ناهمگنی در مقیاس میکروسکوپی استفاده شد. برای طبقه‌بندی بافت‌ها از طبقه‌بندی بافت دانه‌ام [۲۸] و اصلاح‌شده آن طبق طبقه‌بندی امبری و کلوان [۲۹] استفاده شد.

اصلی و مقایسه تعیین سهم هر یک در شناسایی ناهمگنی سازند کربناته داریان

- بررسی تأثیر استفاده از نگاره‌های ناهمگنی در مطالعات تخلخل و نفوذپذیری مخزن و راهکارهای ارتقای تعیین گونه‌های سنگی در مخزن کربناته به‌عنوان منبع مناسبی برای صنعت نفت جهت تولید و افزایش بهره‌برداری خواهد بود.

موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی

سازند کربناته داریان در میدان مورد مطالعه به‌عنوان یکی از مخازن نفتی شناخته شده است. موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه در شکل ۱ نمایش داده شده است. این میدان از نظر ساختاری با فعالیت‌های زمین‌ساختی در زمان پرکامبرین پسین تا پیشین مرتبط است [۲۱]. از ژوراسیک تا کرتاسه پسین، جدایش نئوتتیس موجب ایجاد حاشیه قاره‌ای غیرفعال و رسوب‌گذاری کربنات‌های این دوره‌ها در رمپ کربناته خلیج فارس شده است [۲۲]. در این زمان منطقه مورد مطالعه در حدود ۱۰° عرض جنوبی قرار داشته و آب‌وهوای گرم و مرطوب حاکم بوده است [۲۳].

سازند کربناته داریان در زمان بارمین پسین - آپتین پیشین تشکیل شده است [۲۴ و ۲۵]. سازند داریان سازندی کربناته (آهکی) و گل‌پشتیان است. در



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی و ستون چینه‌شناسی میدان مورد مطالعه در مرکز خلیج فارس.

برای بازه‌های عمقی مشخص برای مثال بازه‌های دو متری، ضریب لورنز داده‌ها محاسبه و یک نگار ناهمگنی در مقیاس عمقی قابل مقایسه با داده‌های اصلی رسم شد. مقدار ضریب تغییرات از تقسیم انحراف از معیار بر متوسط داده‌ها در هر بازه به دست آمد و به روش مشابه با لورنز به عنوان نگار ناهمگنی رسم گردید. محاسبه نگارهای ناهمگنی با ضریب لورنز و ضریب تغییرات به این ترتیب برای پنج نگار اصلی انجام شد. برای محاسبات آماری از نرم‌افزارهای Excel و R و برای رسم نگارهای ناهمگنی از نرم‌افزار Geolog استفاده شد (شکل ۲).

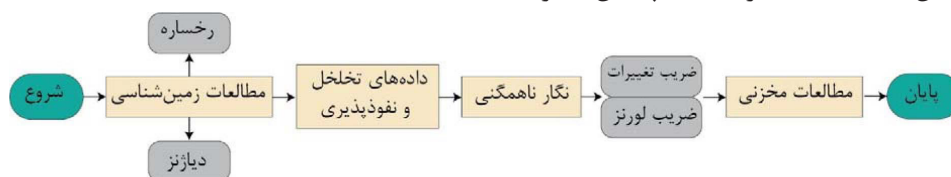
بحث و نتایج

نتایج مطالعات مقاطع نازک میکروسکوپی برای بررسی رخساره‌ها و فرایندهای دیاژنزی سازند داریان به شرح زیر حاصل شد. رخساره‌ها و محیط رسوبی این سازند در مطالعات پیشین نیز بحث شده است [۲۴، ۳۰ و ۳۱].

رخساره‌ها و محیط رسوبی

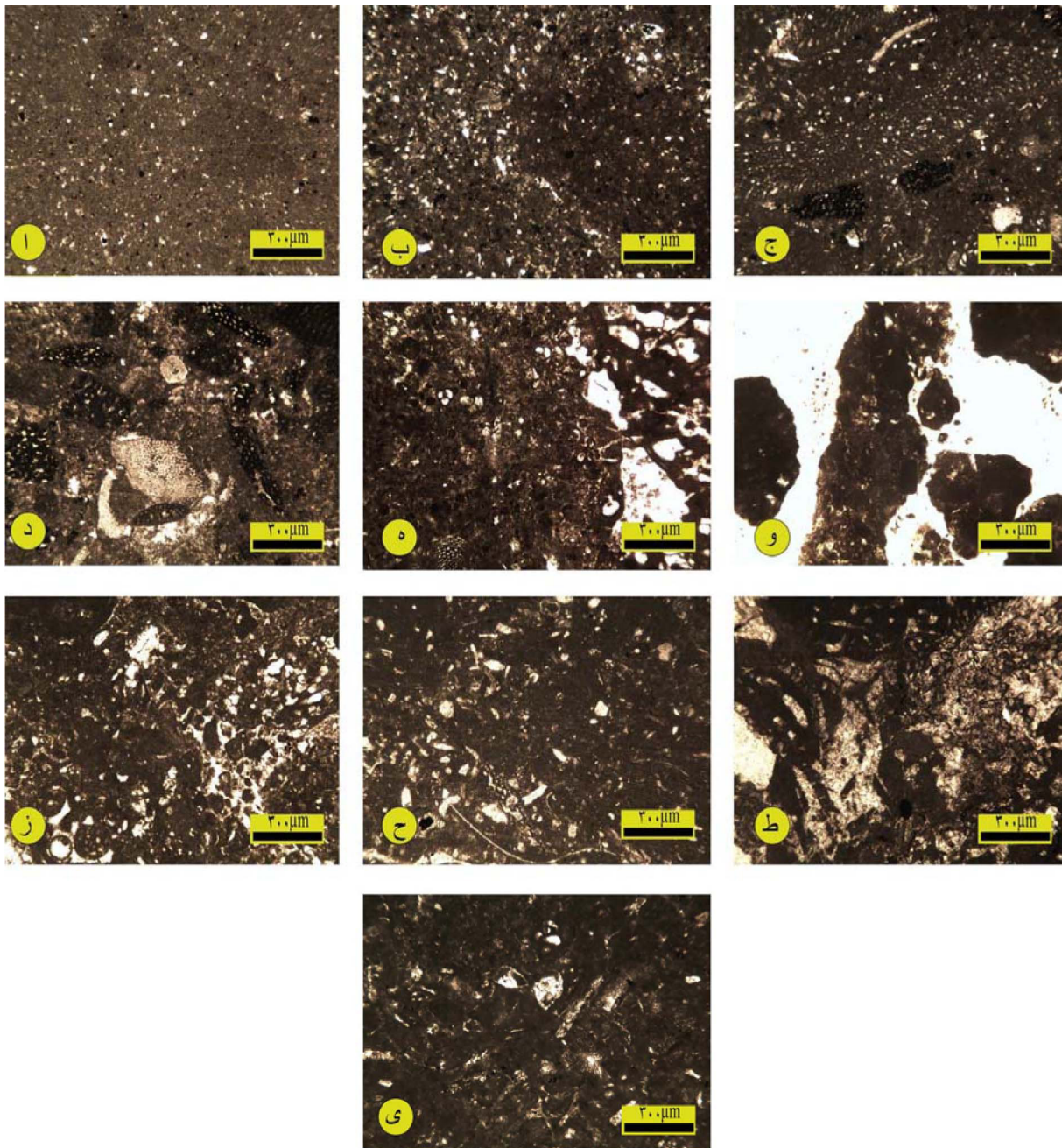
گروه رخساره‌ای زیرمحیط پهنه جزرومدی

ریزرخساره گل‌سنگ کربناته، گل‌سنگ کربناته فسیل‌دار (MF1): این ریزرخساره در بخش بالایی عضو هوار و در داریان بالایی دیده می‌شود. حداکثر ضخامت این ریزرخساره در توالی مورد مطالعه دو متر است. در نمونه‌های این ریزرخساره مقدار دانه‌های کربناته فسیلی کمتر از ۱۰٪ وجود دارد. دانه‌های کربناته فسیلی بیشتر از نوع روزن‌داران است. حفرات از نوع روزنه‌ای پر شده با سیمان کلسیتی در نمونه‌ها مشاهده می‌شود (شکل ۳، ۱).



شکل ۲ نمودار جریان‌ی روش مطالعه.

برای ارزیابی تخلخل و نفوذپذیری نمونه‌ها، از اندازه‌گیری تخلخل و نفوذپذیری پلاگ‌های تهیه شده از مغزه استفاده شد. جهت بررسی نوع تخلخل و به طور خاص ریزتخلخل‌ها، مطالعات میکروسکوپ الکترونی بر روی ۱۵ نمونه انجام شد. این نمونه‌ها با توجه به مقدار تخلخل از آزمایشات تخلخل و تراوایی و مطالعات پتروگرافی انتخاب گردید. برای محاسبه نگارهای ناهمگنی از داده‌های چاه‌پیمایی چاه مورد مطالعه به ضخامت ۱۱۰ m، به دلیل ماهیت عددی برای کمی‌سازی ناهمگنی استفاده شد. داده‌های چاه‌پیمایی توسط شرکت شلامبرژه^۱ تهیه شده بود. از داده‌های عددی پنج نگار اصلی پرتو گاما، چگالی ظاهری، تخلخل نوترون، صوتی و مقاومت عمیق استفاده شد. تصحیحات محیطی بر روی داده‌های چاه‌پیمایی انجام شد. حجم شیل با استفاده از روش خطی و نگار گامای طیفی محاسبه شد. نگارهای ناهمگنی با روش‌های ضریب لورنز و ضریب تغییرات طبق پژوهش فیچ [۸] محاسبه شد. برای محاسبه، ابتدا اختلاف عمق هر داده از داده قبل از خود، از بالا تا پایین محاسبه شد. سپس مقادیر ویژگی مورد نظر برای مثال تخلخل نوترون به صورت نزولی مرتب شد. مقدار ویژگی موردنظر در مقدار اختلاف عمق متناظر خود ضرب شد. سپس مقدار تجمعی آن‌ها محاسبه و به یک نرمال شد. همچنین مقدار تجمعی اختلاف عمق‌ها محاسبه و به یک نرمال شد. با داشتن مقادیر نرمال، منحنی تغییرات ضریب لورنز در برابر عمق رسم شد. برای محاسبه مقدار لورنز، مساحت زیر نمودار محاسبه شد و به عنوان عدد ناهمگنی در بازه موردنظر در نظر گرفته شد. در پژوهش حاضر از چهار بازه عمقی ده، پنج، دو و یک متری برای محاسبه نگار ناهمگنی در چهار مقیاس استفاده شد. از بالا تا پایین سازند،



شکل ۳ تصاویر مربوط به ریزرخساره‌های مطالعه شده. (همه تصاویر در نور طبیعی تهیه شده است)

بخش‌های عضو داریان پایینی و هوار را ریزرخساره وکستون بایوکلاستی تشکیل می‌دهد. تقریباً ۷۰٪ ضخامت مورد مطالعه از این نوع ریزرخساره تشکیل شده است. سنگ‌شناسی این ریزرخساره آهکی است و کانی دولومیت به صورت اندک و پراکنده دیده می‌شود. زیست‌آوارها بیشتر از نوع روزن‌داران کفزی است که اجزای اصلی ریزرخساره را تشکیل می‌دهند. دانه‌های غیراسکلتی پلوئید در برخی

نوشکلی افزایشی در برخی نمونه‌ها دیده می‌شود. همچنین رسوبات دانه‌ریز آواری (کوآرتز) در برخی نمونه‌ها دیده می‌شود که میزان آن به ۳۰٪ می‌رسد (شکل ۳، ب). حضور ذرات آواری و حفرات روزنه‌ای زیرمحیط رسوبی پهنه جزرومدی را برای این رخساره تأیید می‌کند. گروه رخساره‌ای زیرمحیط لاگون ریزرخساره وکستون بایوکلاستی (MF2): بیشتر

اسکلتی مانند گاستروپود و دوکفه‌ای است. روزن‌داران کفزی از اجزای اصلی تشکیل‌دهنده است که در کنار سایر خرده‌های اسکلتی و پلوئیدها با فراوانی کمتر از ۱۰٪، بافت دانه‌پشتیان را ایجاد کرده‌اند. بافت گرینستونی به مقدار اندک در نمونه‌ها دیده می‌شود. میکرایت به مقدار کم و سیمان دریایی کلسیتی به مقدار فراوان در نمونه‌ها دیده می‌شود (شکل ۳، ز).

گروه خساره‌ای زیرمحیط دریای باز محدود

ریزرخساره و کستون بایوکلسیتی (MF7): این ریزرخساره در عضو داریان بالایی دیده می‌شود. خرده‌های اسکلتی گاستروپود، روزن‌داران کفزی از اجزای اصلی و پلوئیدها اجزای فرعی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره است. روزن‌داران کفزی و جلبک سبز نسبت به ریزرخساره و کستون بایوکلسیتی لاگون بیشتر است (شکل ۳، ج).

ریزرخساره فلوتستون بایوکلسیتی (MF8): این ریزرخساره براساس طبقه‌بندی بافت امبری و کلوان نام‌گذاری شده است. ریزرخساره فلوتستون بایوکلسیتی در بخش‌هایی از عضو داریان بالایی مشاهده می‌شود. اجزای اصلی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره شامل قطعات درشت موجودات ریف‌ساز است (شکل ۳، ط). این اجزا در حاشیه ورقه عربی در سکوی کم‌عمق کربناته در زمان آپتین نیز گسترش داشته است [۳۲]. ذرات دانه‌درشت در ریزرخساره‌های توالی مورد مطالعه مطابق شکل ۴ دیده شد.

گروه خساره‌ای زیرمحیط دریای باز

ریزرخساره گل‌سنگ کربناته - وکستون بایوکلسیتی (MF9): این ریزرخساره در عضو داریان بالایی دیده می‌شود. روزن‌داران پلانکتونیک ریز حوضه عمیق و مقدار کمی روزن‌داران کفزی در نمونه‌ها مشاهده می‌شود (شکل ۳، ی). همراهی این ریزرخساره با سایر ریزرخساره‌های انتهایی رمپ داخلی، حضور روزن‌داران کفزی انتهایی رمپ

نمونه‌ها به بیش از ۱۰٪ می‌رسد. رسوبات آواری، کانی‌های رسی و تیره در بعضی نمونه‌ها با فراوانی کم دیده می‌شود (شکل ۳، ج).

ریزرخساره وکستون اربیتولین‌دار (MF3): این ریزرخساره در عضو داریان پایینی و هوار دیده می‌شود. سنگ‌شناسی آهکی تا آهکی رسی دارد. اجزای اصلی تشکیل‌دهنده و غالب این ریزرخساره روزن‌داران کفزی اربیتولینیدها هستند. دانه‌های پلوئید و سایر روزن‌داران کفزی مانند میلیولید به مقدار کم در نمونه‌ها دیده می‌شود. ذرات آواری به میزان کمتر از ۱۰٪ وجود دارد (شکل ۳، د).

ریزرخساره وکستون بایوکلسیتی پلوئیددار (MF4): این ریزرخساره در عضو داریان پایینی دیده می‌شود. خرده‌های رودیست، جلبک سبز و دانه‌های غیراسکلتی پلوئید در نمونه‌ها مشاهده می‌شود. روزن‌داران کفزی میلیولید و اربیتولینا نیز به‌ندرت در نمونه‌ها دیده می‌شود (شکل ۳، ه).

گروه خساره‌ای زیرمحیط شول رو به خشکی

ریزرخساره وکستون تا پکستون بایوکلسیتی پلوئیددار (MF5): این ریزرخساره در عضو داریان پایینی و هوار مشاهده می‌شود. در این ریزرخساره کانی دولومیت به‌ندرت به‌صورت خودشکل دیده می‌شود. دارای بافت وکستون و پکستون با اجزای تشکیل‌دهنده روزن‌داران کفزی، خرده‌های دوکفه‌ای و پلوئید است. اینتراکست در نمونه‌ها با فراوانی کمتر از ۵٪ دیده می‌شود. حفرات از نوع شکستگی در نمونه‌ها دیده می‌شود که تنها نوع تخلخل مشاهده شده است. شکستگی‌ها با سیمان کلسیتی پر شده است (شکل ۳، و).

گروه خساره‌ای زیرمحیط بخش مرکزی شول

ریزرخساره پکستون بایوکلسیتی پلوئیددار (MF6): این ریزرخساره در بخش‌هایی از عضو داریان پایینی و داریان بالایی با ضخامتی کم و با سنگ‌شناسی سنگ‌آهک دیده می‌شود. اجزای اصلی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره خرده‌های

مشاهده می‌شود. سیمان دریایی به مقدار کم در اطراف دانه‌ها مشاهده می‌شود. یکی از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی در محیط دریایی میکرایتی شدن است. این فرایند در محیط‌های کم‌انرژی رخ می‌دهد [۳۴] و در تمام توالی سازند داریان به‌ویژه در زیرمحیط لاگون بیشتر دیده می‌شود. زیست‌آشفستگی از فرایندهای دیاژنزی محیط دریایی است [۳۵]. این فرایند تقریباً در تمام توالی سازند داریان و بیشتر در زیرمحیط لاگون دیده می‌شود. **محیط دیاژنزی جوی:** فرایندهای دیاژنزی محیط دیاژنز جوی در سازند مورد مطالعه شامل انحلال و نوشکی افزایشی است. فرایند انحلال در سازند داریان تحت تأثیر دیاژنز جوی موجب تشکیل حفرات قالبی و حفره‌ای شده است. این فرایند به‌صورت گسترده در سازند داریان مشاهده می‌شود [۲۴]. حفرات ایجاد شده از انحلال در مرحله دیاژنز دفنی با سیمان کلسیتی بلوکی شفاف، درشت‌اندازه و بدون ادخال پر شده است. در بیشتر نمونه‌ها فرایند دیاژنزی نوشکی افزایشی دیده می‌شود. **محیط دیاژنز دفنی:** در این محیط دیاژنزی فرایندهای تراکم، دولومیتی شدن، سیمانی شدن و شکستگی دیده می‌شود. تراکم به‌صورت فیزیکی و شیمیایی در توالی داریان مشاهده می‌شود. تراکم فیزیکی در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان دیده می‌شود. فشردگی شیمیایی با انحلال دانه‌ها همراه است و در توالی مورد مطالعه با تشکیل استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی مشاهده می‌شود.

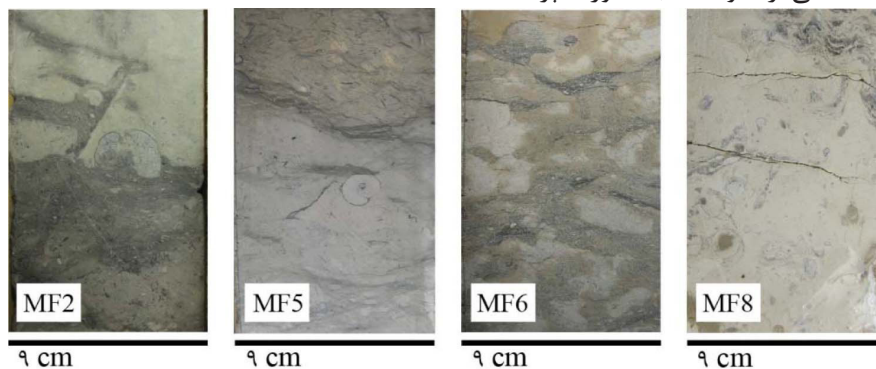
داخلی و روزن‌داران پلانکتونیک مناطق عمیق، گل زیاد و زیست‌آوارهای مشتق از ریف، زیرمحیط دریای باز در ابتدای رمپ میانی را تأیید می‌کند.

محیط رسوبی

مطالعه سنگ‌نگاری وجود نه نوع ریزرخساره مربوط به شش زیرمحیط را در سازند داریان نشان می‌دهد. زیرمحیط‌های رسوبی از کم‌عمق‌ترین به عمیق‌ترین بخش به‌ترتیب شامل زیرمحیط پهنه جزرومدی، لاگون، شول رو به خشکی، بخش مرکزی شول، دریای باز محدود و دریای باز هستند. ویژگی‌های ریزرخساره‌ها، تنوع کم آن‌ها و عدم وجود نهشته‌های توربیدیتی، گل فراوان و زیست‌آوارهای مشتق از ریف نشان می‌دهد که محیط رسوبی یک رمپ داخلی و ابتدای رمپ میانی است [۲۴، ۳۰ و ۳۱].

دیاژنز

فرایندهای دیاژنزی در طی مراحل مختلف دیاژنز دریایی، جوی و دفنی، رسوبات سازند داریان را متأثر کرده است. مطابق مطالعات پیشین نیز سه محیط دیاژنزی دریایی، جوی و دفنی برای سازند داریان در نظر گرفته شده است [۳۱ و ۳۳]. محیط دیاژنز دریایی: فرایندهای دیاژنزی مشاهده‌شده در محیط دریایی شامل دولومیتی شدن، سیمانی شدن دریایی، میکرایتی شدن و زیست‌آشفستگی است. دولومیت‌های حاصل از دیاژنز دریایی در تعداد کمی از نمونه‌ها به‌صورت پراکنده

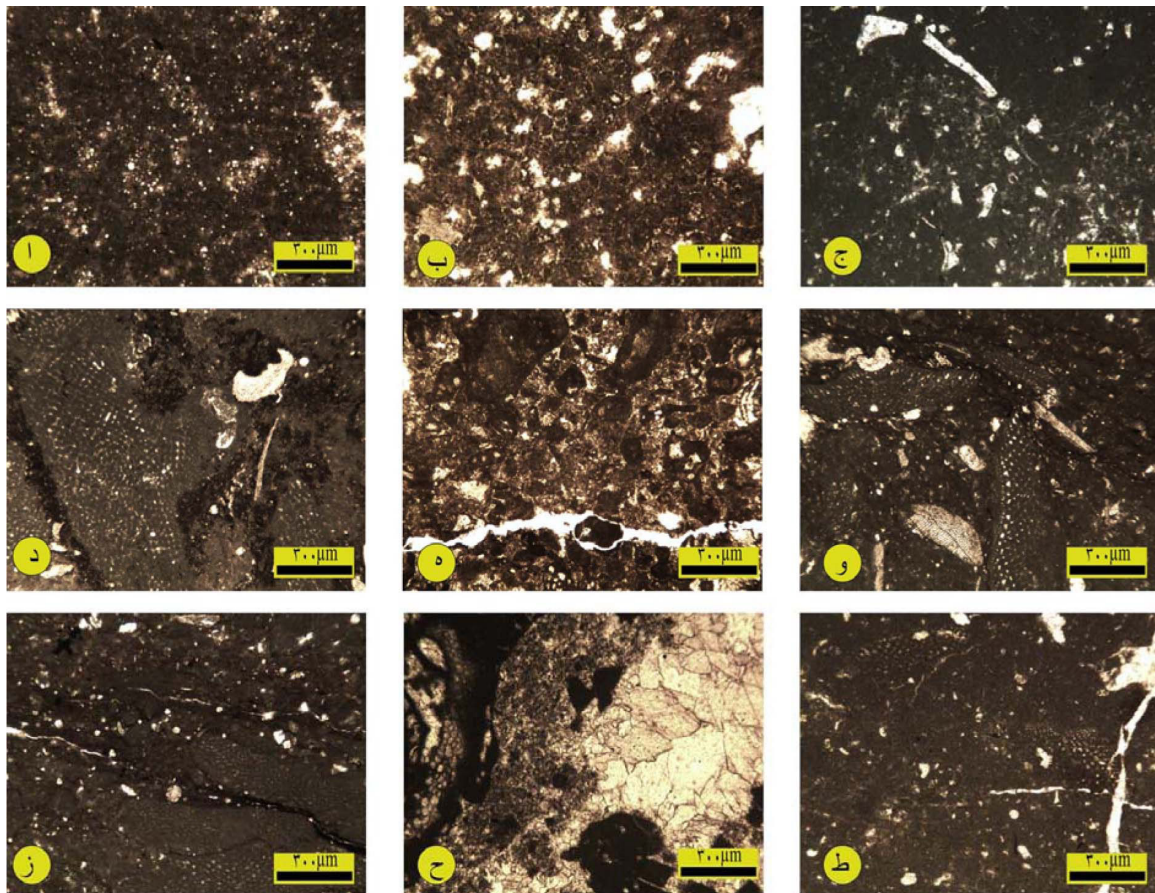


شکل ۴ تصاویر مغزه مربوط به ریزرخساره‌های دانه‌درشت.

تخلخل و نفوذپذیری

برای بررسی تغییرات تخلخل و نفوذپذیری در نه ریزرخساره شناسایی شده، میانگین تخلخل و نفوذپذیری در هر ریزرخساره محاسبه شد (جدول ۱). باتوجه به میزان تخلخل بالای نمونه‌ها، مطالعات میکروسکوپ الکترونی برای بررسی ریزتخلخل‌ها انجام شد (شکل ۶). همان‌گونه که در شکل مشاهده می‌گردد، میکرایت‌های با بافت بلوری گردشده و نیمه‌گردشده ریزتخلخل‌های زیادی ایجاد کرده‌اند.

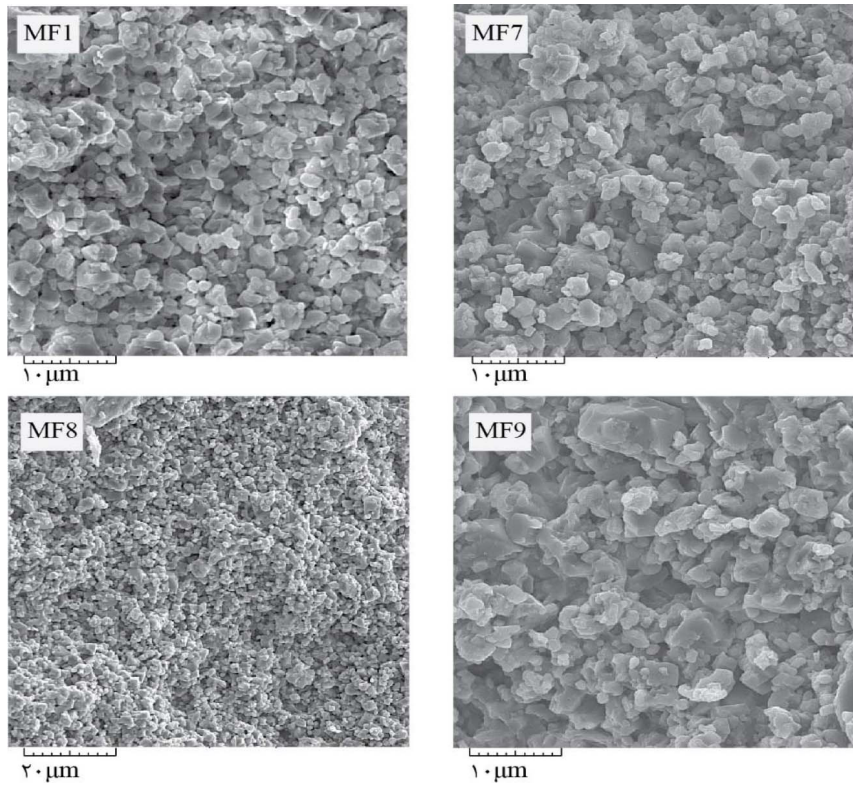
دولومیتی شدن در توالی داریان فرایند دیاژنزی رایجی نیست. دولومیتی شدن در عضو داریان پایینی و قسمت پایین عضو هوار به صورت پراکنده، خودشکل و بزرگ‌اندازه ($100 \mu\text{m}$) مشاهده می‌شود. سیمان کلسیتی به شکل بلوکی در سازند داریان فراوان است. در مقاطع مورد مطالعه برخی از شکستگی‌ها با سیمان کلسیتی پر شده است. سیمان‌های بزرگ و شفاف (فاقد ادخال) نشان‌دهنده تشکیل آن‌ها در محیط دیاژنز دفنی و پس از ایجاد شکستگی است. اصلی‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مشاهده شده، در شکل ۵ دیده می‌شود.



شکل ۵ تصاویر به ترتیب از چپ به راست از ا تا ط: دولومیتی شدن، میکرایتی شدن، زیست‌آشفتنگی، انحلال، نوشکلی، تراکم فیزیکی، استیلولیت، سیمان (بلوکی) و شکستگی. همه تصاویر در نور طبیعی تهیه شده است.

جدول ۱ میانگین تخلخل و نفوذپذیری در ریزرخساره‌های سازند داریان.

MF9	MF8	MF7	MF6	MF5	MF4	MF3	MF2	MF1	کدر خساره
۲۵/۱۰	۲۰/۰۸	۲۴/۶۶	۲۴/۶۹	۲۱/۳۵	-	۱۲/۷۱	۱۵/۵۳	۱۲/۴۱	میانگین تخلخل (%)
۱/۲۹	۱/۰۵	۱/۰۸	۲/۴۵	۲/۳۷	-	۰/۱۴	۰/۳۰	۰/۰۴	میانگین نفوذپذیری (mD)

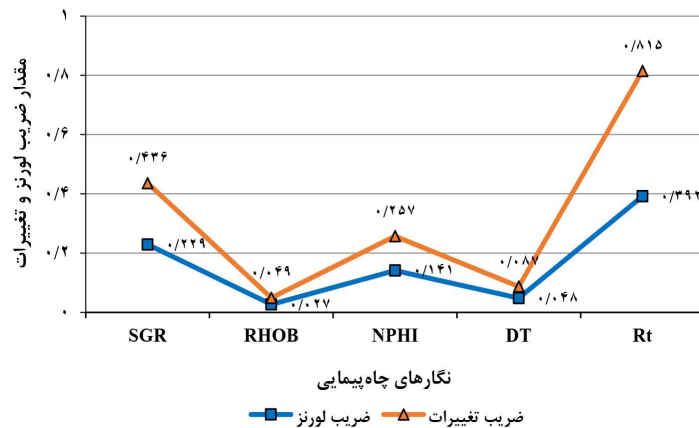


شکل ۶ تصاویر میکروسکوپ الکترونی از ریزرخساره‌ها.

ناهمگنی در نگارهای چاه‌پیمایی

برای بررسی ناهمگنی در داده‌های چاه‌پیمایی هر نگار اصلی، ضریب لورنز و ضریب تغییرات داده‌ها در کل سازند محاسبه شد (شکل ۷). برای محاسبه مقدار ناهمگنی براساس ضریب لورنز برای داده‌های هر نگار چاه‌پیمایی، ابتدا اختلاف عمق هر داده از داده قبل از خود از بالا تا پایین ستون داده عمقی محاسبه شد. سپس مقادیر ویژگی موردنظر برای مثال تخلخل نوترون به‌صورت نزولی مرتب شد.

مقدار ویژگی موردنظر در مقدار اختلاف عمق متناظر خود ضرب شد. سپس مقدار تجمعی آن‌ها محاسبه و به یک نرمال شد. همچنین مقدار تجمعی اختلاف عمق‌ها محاسبه و به یک نرمال شد. با داشتن مقادیر نرمال، منحنی تغییرات ضریب لورنز در برابر عمق رسم شد. برای محاسبه مقدار ضریب لورنز، دو برابر مساحت زیر نمودار تا خط برابری کامل محاسبه شد و به‌عنوان عدد ناهمگنی در بازه عمقی موردنظر در نظر گرفته شد.



شکل ۷ ضریب لورنز و ضریب تغییرات برای داده‌های نگارهای چاه‌پیمایی.

ناهمگنی دارند. بنابراین، در محاسبه نگار ناهمگنی به روش ضریب تغییرات و مقایسه با روش ضریب لورنز در این پژوهش فقط از بازه‌های عمقی دو متری استفاده شد (شکل ۹). همان‌طور که مشاهده می‌شود، بازه‌های عمقی دو متری بیشینه‌ها و کمینه‌های ناهمگنی را با وضوح بهتری تفکیک می‌کند و نمایش می‌دهد (شکل ۹). مجموعه نگارها از چپ به راست برای داده‌های چاه‌پیمایی نگارهای پرتو گاما، چگالی ظاهری (کلی)، تخلخل نوترون، زمان عبور موج صوتی و مقاومت عمیق است. توجه شود که مقیاس‌های افقی برای اهداف نمایش متفاوت است و محدوده عددی ناهمگنی برای نگار ناهمگنی با ضریب تغییرات دارای اندازه حداکثری مشخصی نیست. Lc برای نمایش استفاده از روش ضریب لورنز برای نگار ناهمگنی (Het) است.

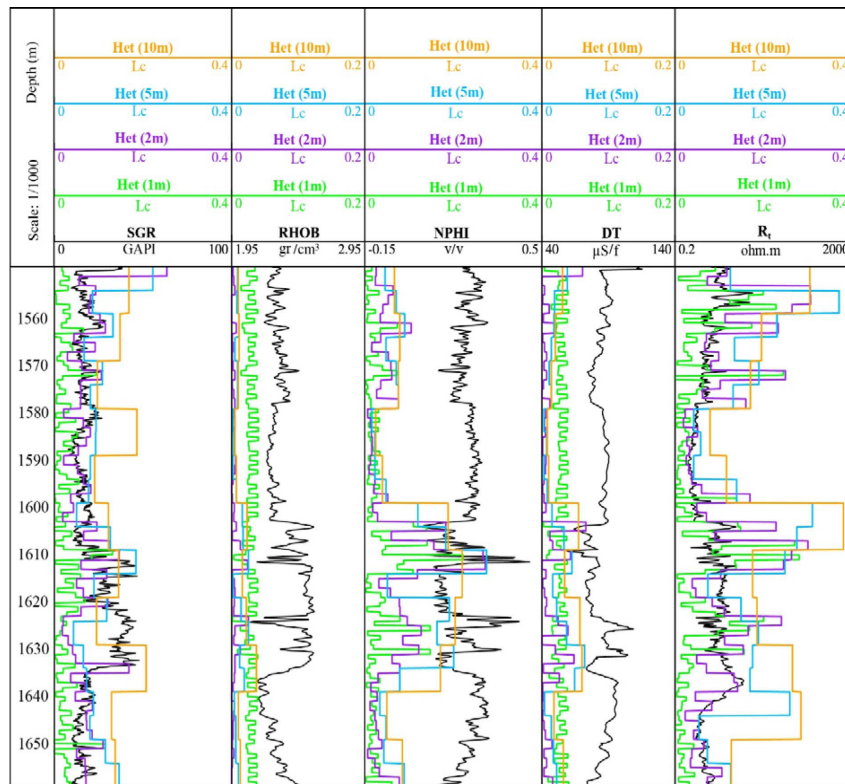
استفاده از نگارهای ناهمگنی برای بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری و پهنه‌بندی

از میانگین نگارهای ناهمگنی می‌توان برای پهنه‌بندی مخزن استفاده کرد. مرزهای نواحی ناهمگنی اغلب با مقایسه دامنه‌های اوج در سراسر توالی به صورت چشمی ارزیابی می‌شود (۱۱ و ۳۶). حتی با پیچیده‌ترین روش‌های آماری قراردادن مرزها در سری داده‌های عددی اغلب به تفسیر یک تحلیل‌گر از داده‌ها برمی‌گردد. اوج‌های نگارهای ناهمگنی، اوج‌های مرزی قوی را در سراسر سازند داریان به‌ویژه در عمق‌های ۱۵۶۲، ۱۵۷۸ و ۱۶۰۵ m نشان می‌دهد. نگارهای ناهمگنی تخلخل نوترون و مقاومت روند یکسانی را نشان می‌دهند (شکل ۱۰). توزیع ریزرخساره‌ها نیز در شکل مشخص است. Lc برای نمایش استفاده از روش ضریب لورنز برای نگار ناهمگنی (Het) است. Vsh حجم شیل سازند است که بر مبنای نگار SGR محاسبه شده است. خطوط خط‌چین تغییرات مقدار ناهمگنی برای پهنه‌بندی را نشان می‌دهد. این خطوط بنا به ارزیابی چشمی و تحلیل از توالی مورد مطالعه انجام می‌شود (۱۱ و ۳۶).

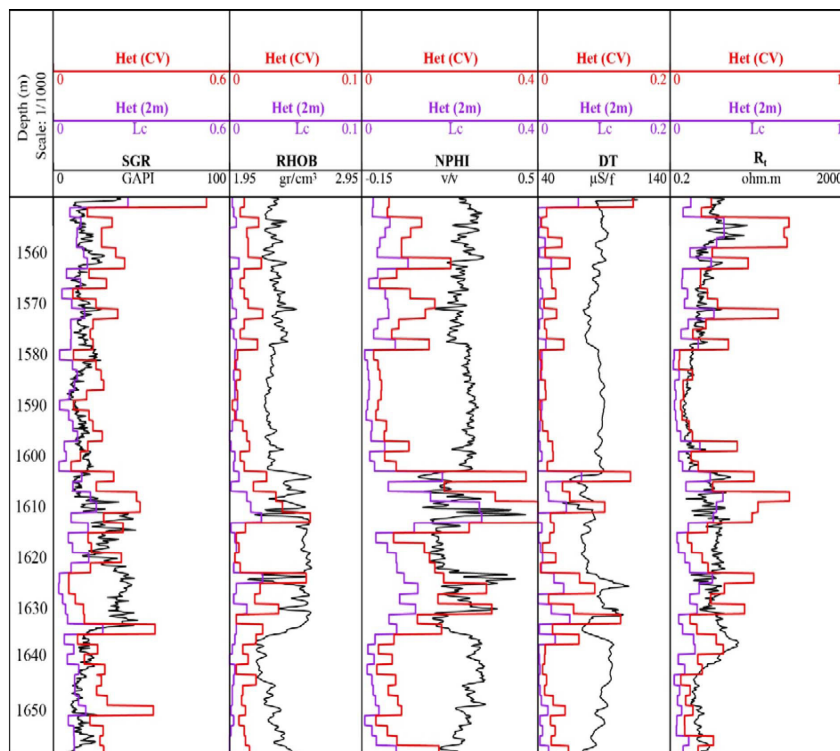
مقدار ناهمگنی با استفاده از روش آماری ضریب تغییرات نیز محاسبه شد. مطابق معادله ۱، Cv ضریب تغییرات، $\sqrt{\sigma^2}$ انحراف معیار و \bar{X} میانگین داده‌ها است. در این روش برای همگنی کامل، حداقل مقدار ضریب تغییرات برابر عدد صفر است. مطابق شکل ۷ مقدار تقریباً دو برابری در مقادیر ضریب تغییرات نسبت به ضریب لورنز در محاسبه ناهمگنی داده‌های چاه‌پیمایی (به استثنای داده‌های مقاومت عمیق) مشاهده می‌شود. همچنین روندی مشابه در تغییرات مقدار ناهمگنی در هر دو روش در پنج نگار اصلی دیده می‌شود. بنابراین استفاده از هر دو نوع روش آماری با توجه به اندازه‌گیری تغییرپذیری داده‌ها، برآوردی اولیه از توزیع کمی ناهمگنی در بین داده‌های نگارها به‌دست می‌دهد. روش ضریب لورنز به‌دلیل نرمال کردن داده‌ها، محدوده تغییرات مقدار ناهمگنی را بین عدد صفر برای همگنی کامل و عدد یک برای حداکثر ناهمگنی نمایش می‌دهد، اما در روش ضریب تغییرات هیچ مقدار حداکثری برای بالاترین میزان ناهمگنی تعریف نمی‌شود.

نگارهای ناهمگنی

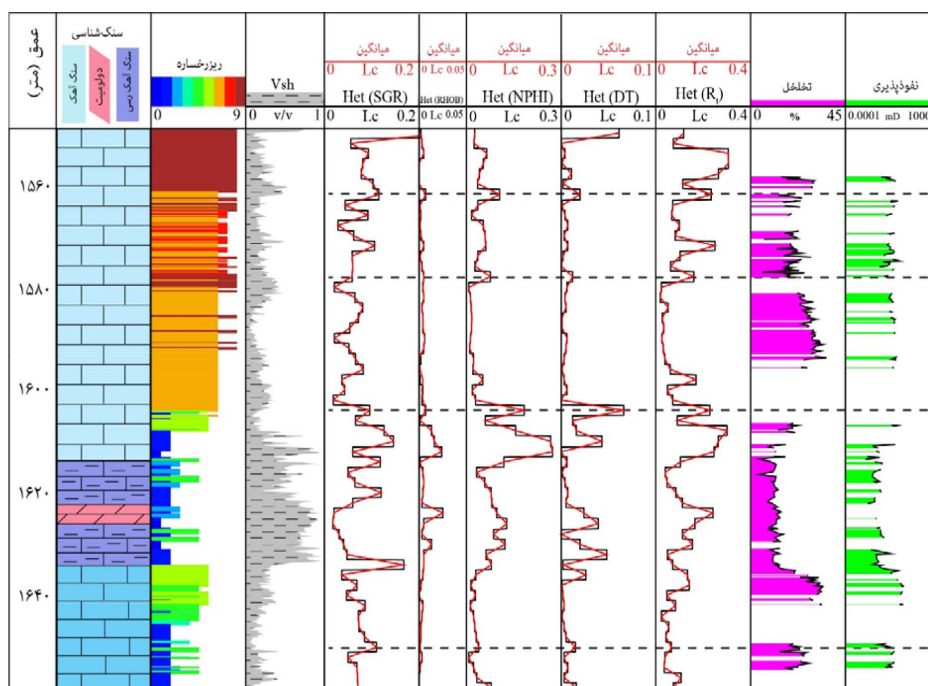
محاسبه نگارهای ناهمگنی برای تعیین مقدار ناهمگنی با ضریب لورنز در بازه‌های عمقی ده، پنج، دو و یک متری انجام و رسم شد (شکل ۸). مجموعه نگارها از چپ به راست برای داده‌های چاه‌پیمایی نگارهای پرتو گاما، چگالی ظاهری (کلی)، تخلخل نوترون، زمان عبور موج صوتی و مقاومت عمیق است. مقدار ضریب لورنز صفر برای قسمت همگن است. توجه شود که مقیاس‌های افقی برای اهداف نمایش متفاوت است و محدوده عددی ناهمگنی برای نگار ناهمگنی با ضریب لورنز بین صفر تا یک است. Lc برای نمایش استفاده از روش ضریب لورنز برای نگار ناهمگنی (Het) است. نگارهای ناهمگنی در بازه‌های مختلف عمقی داده‌ها، مطابق شکل ۸ روندهای مشابهی از لحاظ اوج و فرود در مقادیر و به‌عبارتی الگوهای مشابهی در تغییرات



شکل ۸ فواصل ده، پنج، دو و یک متری برای نگار ناهمگنی با ضریب لورنز برای چاه A از سازند داریان.



شکل ۹ نگارهای ناهمگنی با ضریب لورنز (Het)، ضریب تغییرات (CV) برای بازه‌های عمقی دو متری برای چاه A از سازند داریان.



شکل ۱۰. پهنه‌بندی با نگارهای ناهمگنی برای بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری.

بحث و نتایج

تا MF9 میزان تخلخل بسیار بالاست که به دلیل وجود ریزتخلخل‌ها است. محاسبه ناهمگنی با روش لورنز و ضریب تغییرات برای پنج نگار اصلی از داده‌های چاه‌پیمایی مطابق شکل ۷ نشان می‌دهد که ناهمگنی داده‌های نگار مقاومت عمیق به دلیل پراکندگی حضور کانی‌های رسی در کل توالی، با توجه به مقادیر نگار SGR، بیشترین مقدار را دارد. به دلیل حضور آب در ساختار کانی‌های رسی، مقادیر نگار مقاومت عمیق کمتر قرائت می‌شود (شکل ۱۰). کمترین مقدار ناهمگنی مربوط به داده‌های نگار چگالی ظاهری به دلیل حضور عمده نوع سنگ‌شناسی آهک و ناهمگنی کمتر در نوع سنگ‌شناسی است. همچنین مقدار تقریباً دو برابری در مقادیر ضریب تغییرات نسبت به ضریب لورنز در محاسبات مشاهده می‌شود. بنابراین استفاده از هر دو نوع روش آماری با توجه به اندازه‌گیری تغییرپذیری داده‌ها، برآوردی اولیه از توزیع کمی ناهمگنی در بین نگارها به دست می‌دهد. روش ضریب لورنز به دلیل نرمال کردن داده‌ها محدوده تغییرات ناهمگنی را بین عدد صفر برای همگنی

بیشتر پژوهش‌های پیشین در مورد ناهمگنی و ارتباط آن با کیفیت مخزنی صورت گرفته است [۳۷-۴۰]. پژوهش حاضر ابتدا به محاسبه نگارهای ناهمگنی و سپس به بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری با استفاده از نگارهای ناهمگنی برای مخزن کربناته داریان پرداخته است. کمی‌سازی ناهمگنی برای تعیین درجه ناهمگنی ویژگی‌ها و مقایسه بین آن‌ها در کربناته‌ها با توجه به ماهیت پیچیده آن‌ها بسیار مهم است. به این ترتیب میزان تأثیر هر ویژگی یا پارامتر پتروفیزیکی بر ناهمگنی مخزن با استفاده از مقادیر ناهمگنی مشخص می‌شود و مقایسه بین مخازن مختلف برای پیش‌بینی رفتار مخزنی به راحتی انجام می‌شود. مطابق مطالعات سنگ‌نگاری تخلخل مرئی زیادی در نمونه‌ها مشاهده نشد. اما در مطالعات پیشین ریزتخلخل‌ها اصلی‌ترین نوع تخلخل در سازند داریان شناخته شده است که موجب محاسبه تخلخل قابل ملاحظه‌ای در نمونه‌ها می‌شود [۴۱]. همچنین نتایج حاصل از جدول ۱ و شکل ۶ نشان می‌دهد که در ریزرخساره‌های MF1

و به دلیل تغییر در سنگ‌شناسی و تنوع کانی‌ها قابل توجیه است. نگار چگالی به تراکم دانه‌ها (کانی‌شناسی/سنگ‌شناسی) و تخلخل پاسخ می‌دهد [۴۲]. در نگار ناهمگنی چگالی مقادیر ناهمگنی در مرز تغییر عضوها به دلیل تغییر در سنگ‌شناسی افزایش یافته است. همچنین چگالی دانه‌ها و مسیرهای عبور بر روی نگار صوتی تأثیر می‌گذارد. در واقع نگارهای چگالی ظاهری و صوتی بیشتر تحت تأثیر دانه‌ها و ویژگی‌های بافتی در مقیاس کوچک‌تر در خمیره کربناته قرار دارند. هر دو نگار ناهمگنی چگالی ظاهری و صوتی روندهای مشابهی در تغییرات مقدار ناهمگنی نشان می‌دهند و در مرز تغییر رخساره‌ها به دلیل تغییر در میزان تخلخل و سنگ‌شناسی در آن‌ها، تغییرات مقدار ناهمگنی دیده می‌شود. نگار تخلخل نوترون حجم یون‌های هیدروژن در سنگ را اندازه‌گیری و ثبت می‌کند و بنابراین تحت تأثیر تخلخل و سنگ‌شناسی است. نگار تخلخل نوترون به شیل به دلیل دارا بودن آب در ساختار رس‌ها حساس است. بنابراین وجود شیل با ناهمگنی بالاتر در تخلخل نوترون تشخیص داده می‌شود [۴۲]. نگار تخلخل نوترون در بخش‌های کربناته تغییرات کمتری دارد و نگار ناهمگنی مقادیر کمتری را نشان می‌دهد. در نگار ناهمگنی تخلخل نوترون در بخش‌های مختلف به دلیل تغییر در ریزرخساره‌ها و تغییر در میزان تخلخل موجود در آن‌ها تغییرات ناهمگنی بالایی دیده می‌شود. در بازه عمقی ۱۵۸۲ تا ۱۶۰۲ m به دلیل ناهمگنی کمتر در نوع رخساره و نوع تخلخل مقدار ناهمگنی به عدد صفر و همگنی بسیار نزدیک است. روندی کاملاً مشابه در نگار ناهمگنی تخلخل نوترون و مقاومت عمیق معمولاً تحت تأثیر سیالات منفذی و در نتیجه تخلخل و وجود کانی‌های رسی است. شیل‌ها معمولاً مقاومت کمتری نسبت به کربناته‌ها نشان می‌دهند. در نگارهای ناهمگنی حداکثر تغییرات در عضو هوار به دلیل تغییرات کانی‌شناسی دیده

کامل و عدد یک برای حداکثر ناهمگنی نمایش می‌دهد، اما در روش ضریب تغییرات هیچ مقدار حداکثری برای بالاترین میزان ناهمگنی تعریف نمی‌شود. بنابراین برای مقایسه درجه ناهمگنی روش لورنز مناسب‌تر است. نگارهای ناهمگنی در بازه‌های عمقی مختلف مطابق شکل ۸ جنبه وابسته به مقیاس بودن ناهمگنی را نشان می‌دهد. نتایج شکل ۸ نشان می‌دهد که نگارهای ناهمگنی در مقیاس‌های مختلف دارای روندهای مشابهی از لحاظ کاهش و افزایش هستند. همچنین وضوح و دقت بازه‌های ده و پنج متری زیاد نیست و بازه یک متری به دلیل تعداد کم داده (شش عدد) خود نگار اصلی را بازتولید می‌کند. بازه‌های عمقی دو متری با دقت و وضوح بیشتری تغییرات را نشان می‌دهند. در پژوهش‌های مختلف می‌توان از هر مقیاسی به فراخور هدف پژوهشی استفاده کرد. در این پژوهش مقیاس دو متری انتخاب شد و بنابراین محاسبه نگارهای ناهمگنی با روش ضریب تغییرات برای بازه عمقی دو متری مطابق شکل ۹ انجام شد. شکل ۹ روند مشابه تغییرات در مقادیر ناهمگنی را برای هر دو روش در بازه‌های عمقی دو متری نشان می‌دهد. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت، استفاده از هر دو روش برای محاسبه نگار ناهمگنی کارآمد است. مطابق شکل ۱۰ با توجه به تغییرات رخساره‌ای و دیاژنزی، تغییرات در مقدار ناهمگنی در نگارهای ناهمگنی دیده می‌شود. در مرز تغییر عضوها در عمق‌های ۱۶۱۵ و ۱۶۳۰ m به دلیل تغییر زیاد در نوع سنگ‌شناسی و در عمق‌های ۱۵۶۲، ۱۵۷۸، ۱۶۰۵ و ۱۶۳۵ m افزایش زیاد ناهمگنی به دلیل تغییر رخساره‌ها با ضخامت‌های زیاد دیده می‌شود. وجود کانی‌های متفاوت کلسیت، دولومیت و کانی‌های رسی به‌ویژه در عضو هوار ناهمگنی را در داده‌های نگار پرتوگاما افزایش داده است. همچنین در بالای عضو داریان بالایی نگار ناهمگنی پرتو گاما به حداکثر مقدار خود می‌رسد که با توجه به مرز فرسایشی با سازند کژدمی

کاهش کیفیت مخزنی نشان می‌دهد. این روند در نگار تخلخل نوترون و سایر نگارهای ناهمگنی نشان می‌دهد که فضای منافذ باید به‌طور همگن رفتار کند تا بهترین کیفیت مخزنی را به دست آورد. همچنین افزایش ناهمگنی در مرز تغییر رخساره‌ها به دلیل تغییر در نوع تخلخل‌ها و ناهمگنی در آن‌ها موجب کاهش کیفیت مخزنی شده است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت کاهش ناهمگنی در ویژگی‌های زمین‌شناسی، نوع تخلخل و افزایش تخلخل باعث توزیع یکنواخت‌تر تخلخل می‌شود. همچنین ممکن است، واحدهای با تخلخل بالا ضخیم‌تر باشند و بنابراین تأثیر میانگین بیشتری بر نگارهای ناهمگنی داشته باشند.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش از دو روش ضریب لورنز و ضریب تغییرات برای محاسبه نگارهای ناهمگنی استفاده شد. نگارهای ناهمگنی نشان داد که روش‌های آماری را می‌توان برای کمی‌سازی ناهمگنی در مخزن کربناته داریان استفاده کرد. نتایج نشان داد که هر دو روش خروجی‌های مشابهی تولید می‌کنند و می‌توان از هر روش برای تعیین سطوح مختلف ناهمگنی مخزن با نگارهای ناهمگنی استفاده کرد. ضریب لورنز خروجی‌های عددی را با اعداد صفر تا یک برای تفسیر و مقایسه میزان ناهمگنی فراهم می‌کند. نتایج حاصل از بررسی مقاطع نازک برای رخساره‌ها و فرایندهای دیاژنزی موجود در سازند داریان و ادغام آن با نگارهای ناهمگنی نشان داد که ناهمگنی در کانی‌شناسی، انواع تخلخل و سایر ویژگی‌های زمین‌شناسی در تمام مقیاس‌ها به‌طور عددی قابل مشاهده است. همچنین استفاده از نگار ناهمگنی، با تأکید بر مقدار عددی ناهمگنی، در مطالعات مخزن داریان نشان داد که عامل تغییر رخساره‌ها نقش مؤثرتری در ایجاد ناهمگنی در توالی مورد مطالعه داشته است. حداکثر ناهمگنی‌ها در توالی مورد مطالعه در عمق مربوط به تغییر

می‌شود. از طرفی کمترین مقدار ناهمگنی در بازه ۱۵۸۲ تا ۱۶۰۲ m دیده می‌شود که در این عمق رخساره MF7 زیرمحیط دریای باز محدود دیده می‌شود. در این بازه عمقی کمترین تغییر در نوع بافت و رخساره‌ها دیده می‌شود و به همین دلیل ناهمگنی دارای کمترین مقدار است. فرایند دیاژنزی غالب در این عمق جانشینی و نوع تخلخل شکستگی است. تنوع بسیار کمی در فرایندهای دیاژنزی دیده می‌شود که موجب کاهش مقدار ناهمگنی شده است. بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری مطابق شکل ۱۰ نشان می‌دهد که در سازند داریان مقدار تخلخل کمتر مقدار ناهمگنی بیشتری را در نگارهای ناهمگنی نشان می‌دهد. تخلخل و نفوذپذیری به شدت با انواع توزیع رخساره‌ها، هندسه آن‌ها و دیاژنز مرتبط است [۴۳] و در مرز تغییر رخساره‌ها با افزایش ناهمگنی، در تخلخل و نفوذپذیری نیز ناهمگنی زیادی دیده می‌شود. در بازه‌های عمقی‌ای که میزان تخلخل بالاتر است، مقدار ناهمگنی با توجه به نگارهای ناهمگنی پایین‌ترین اعداد را نشان می‌دهد. نگارهای ناهمگنی تخلخل نوترون، صوتی، چگالی و مقاومت عمیق یک روند کلی به سمت تخلخل کمتر با ناهمگنی بیشتر و نگار ناهمگنی پرتو گاما روندی مخالف با سایر نگارها را نشان می‌دهد. نگار تخلخل نوترون منعکس‌کننده تخلخل کلی است و اندازه‌گیری تخلخل عمدتاً فقط در سیالات موجود در فضای منافذ انجام می‌شود. در نتیجه افزایش پیچیدگی در حجم منافذ با کاهش اندازه‌گیری تخلخل ارتباط دارد. بنابراین نتایج نگارهای ناهمگنی تخلخل نوترون نشان می‌دهد که هر چه پاسخ نگار تخلخل نوترون همگن‌تر باشد، تخلخل بیشتر و همگن‌تر است. از طرفی رابطه بین داده‌های نفوذپذیری و مقادیر نگارهای ناهمگنی به‌طور قابل توجهی ضعیف‌تر از تخلخل است. اما به‌طور کلی مقدار نفوذپذیری کمتر در مقادیر بالای ناهمگنی در این سازند دیده می‌شود [۴۴ و ۴۵]. نگار ناهمگنی تخلخل نوترون افزایش ناهمگنی را با

مانند نمونه‌های آواری عمل کنند و تخلخل و نفوذپذیری خوبی داشته باشند. همچنین افزایش ناهمگنی با روند کاهش کیفیت مخزنی در نگارهای ناهمگنی قابل مشاهده است. کیفیت مخزنی بالا در ضخامت‌هایی از سازند که دارای حداقل ناهمگنی در ویژگی‌های زمین‌شناسی هست، قابل مشاهده است. ویژگی‌های زمین‌شناسی تقریباً همگن موجب ایجاد تخلخل و نفوذپذیری با حداقل ناهمگنی و در نتیجه موجب افزایش کیفیت مخزنی می‌شود.

رخساره‌های کربناته، مرز ناپیوستگی فرسایشی و افق‌های دارای کانی‌های رسی مربوط می‌شود. همچنین کاربرد نگارهای ناهمگنی در بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری در مخزن کربناته داریان نشان داد که از نگارهای ناهمگنی می‌توان روندهای کلی با مقدار کم و زیاد را برای تخلخل و نفوذپذیری شناسایی کرد. نتایج بررسی ناهمگنی تخلخل و نفوذپذیری با نگارهای ناهمگنی نشان داد کربناته‌های با ناهمگنی خیلی کم می‌توانند

مراجع

- [1]. Fitch, P. J., Lovell, M. A., Davies, S. J., Pritchard, T., & Harvey, P. K. (2015). An integrated and quantitative approach to petrophysical heterogeneity. *Marine and Petroleum Geology*, 63, 82-96. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2015.02.014
- [2]. Nurmi, R., Charara, M., Waterhouse, M., & Park, R. (1990). Heterogeneities in carbonate reservoirs: detection and analysis using borehole electrical imagery. Geological Society, London, Special Publications, 48(1), 95-111. DOI: 10.1144/GSL.SP.1990.048.01.09
- [3]. Tavakoli, V. (2019). Carbonate reservoir heterogeneity: overcoming the challenges, Springer Nature.
- [4]. Akbar, M., Vissapragada, B., Alghamdi, A. H., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., & Saxena, K. (2000). A snapshot of carbonate reservoir evaluation, *Oilfield review*, 12(4), 20-21.
- [5]. Cerepi, A., Barde, J. P., & Labat, N. (2003). High-resolution characterization and integrated study of a reservoir formation: the danian carbonate platform in the Aquitaine Basin (France). *Marine and Petroleum Geology*, 20(10), 1161-1183. DOI: 0.1016/j.marpetgeo.2003.09.005
- [6]. Elkateb, T., Chalaturnyk, R., & Robertson, P. K. (2003). An overview of soil heterogeneity: quantification and implications on geotechnical field problems. *Canadian Geotechnical Journal*, 40(1), 1-15. DOI: 10.1139/t02-090
- [7]. Ahr, W. M. (2011). Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons.
- [8]. Fitch, P. J. R. (2011). Heterogeneity in the petrophysical properties of carbonate reservoirs (Doctoral dissertation, University of Leicester).
- [9]. Weber, K. J. (1986). How heterogeneity affects oil recovery. *Reservoir characterization*, 487-544.
- [10]. Zhengquan, W., Qingheng, W., Yandong, Z. (1997). Quantification of spatial heterogeneity in Old Growth Forests of Korean Pine. *Journal of Forestry Research*. 8. 65-69. DOI: 10.1007/BF02864969.
- [11]. Li, H., & Reynolds, J. F. (1995). On definition and quantification of heterogeneity. *Oikos*, 280-284, doi: 10.2307/3545921.
- [12]. 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, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, doi: 10.2118/26436-MS.
- [13]. Kolodzie, S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smiths equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, doi: 10.2118/9382-MS.
- [14]. Lucia, F. J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, AAPG bulletin, 79(9), 1275-1300, doi: 10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D.
- [15]. Lucia, F. J., & Conti, R. D. (1987). Rock fabric, permeability, and log relationships in an upward-shoaling, vuggy carbonate sequence.
- [16]. Pranter, M. J., Hirstius, C. B., & Budd, D. A. (2005). Scales of lateral petrophysical heterogeneity in dolomite lithofacies as determined from outcrop analogs: Implications for 3-D reservoir modeling, AAPG bulletin, 89(5), 645-662, doi: 10.1306/11300404049.
- [17]. Westphal, H., Eberli, G. P., Smith, L. B., Grammer, G. M., & Kislak, J. (2004). Reservoir characterization of the Mississippian Madison formation, Wind river basin, Wyoming. AAPG bulletin, 88(4), 405-432, doi:

- 10.1306/12020301029.
- [18]. Jennings, J. W., & Lucia, F. J. (2003). Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(04), 215-225, doi: 10.2118/84942-PA.
- [19]. Frykman, P., & Duetsch, C. V. (2002). Practical application of geostatistical scaling laws for data integration, *Petrophysics-Houston-*, 43(3), 153-171.
- [20]. Sokal, R. R., & Rohlf, F. J. (2012). *Biometry*, fourth ed. W. H, Freeman and Company, New York.
- [21]. Aali, J., Rahimpour-Bonab, H., & Kamali, M. R. (2006). Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50(3-4), 161-175, doi: 10.1016/j.petrol.2005.12.004.
- [22]. Nairn, A. E. M., & Alsharhan, A. S. (1997). *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*, Elsevier.
- [23]. Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., & Simmons, M. D. (2001). Arabian plate sequence stratigraphy, *GeoArabia Spec. Publ, Bahrain: Gulf Petrolink*, 2, 374.
- [24]. Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., & Tavakoli, V. (2016). A record of global change: OAE 1a in Dariyan shallow-water platform carbonates, southern Tethys, Persian Gulf, Iran, *Facies*, 62, 1-19. doi: 10.1007/s10347-016-0476-6.
- [25]. Schroeder, R., van Buchem, F. S., Cherchi, A., Baghbani, D., Vincent, B., Immenhauser, A., & Granier, B. (2010). Revised orbitolinid biostratigraphic zonation for the Barremian–Aptian of the eastern Arabian Plate and implications for regional stratigraphic correlations, ISBN Electronic, 9781733475754.
- [26]. Naderi-Khujin, M., Tavakoli, V., Seyrafian, A., & Vaziri-Moghaddam, H. (2020). How a mud-dominated ramp changed to a carbonate–clastic oil reservoir: Sea-level fluctuations in cretaceous of the central Persian Gulf. *Marine and Petroleum Geology*, 116, 104301, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104301.
- [27]. Dickson, J. A. D. (1965). A modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, 205(4971), 587-587, doi: 10.1038/205587a0.
- [28]. Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional textures.
- [29]. Embry, A. F., & Klovan, J. E. (1971). A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT, *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 19(4), 730-781, doi: 10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- [30]. Vincent, B., van Buchem, F. S., Bulot, L. G., Jalali, M., Swennen, R., Hosseini, A. S., & Baghbani, D. (2015). Depositional sequences, diagenesis and structural control of the Albian to Turonian carbonate platform systems in coastal Fars (SW Iran). *Marine and Petroleum Geology*, 63, 46-67, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2015.02.018
- [31]. van Buchem, F. S., Al-Husseini, M. I., Maurer, F., Droste, H. J., & Yose, L. A. (2010). Sequence-stratigraphic synthesis of the Barremian–Aptian of the eastern Arabian Plate and implications for the petroleum habitat.
- [32]. Rameil, N., Immenhauser, A., Warrlich, G., Hillgaertner, H., & Droste, H. J. (2010). Morphological patterns of Aptian Lithocodium–Bacinnella geobodies: relation to environment and scale, *Sedimentology*, 57(3), 883-911. DOI: 10.1111/j.1365-3091.2009.01124.x.
- [33]. Haghghi, A. S., & Sahraeyan, M. (2014). Facies analysis and diagenetic features of the Aptian Dariyan Formation in Zagros Fold–Thrust Belt, SW Iran, *Journal of African Earth Sciences*, 100, 598-613, doi: 10.1016/j.jafrearsci.2014.08.009.
- [34]. Tucker, M., & Wright, V. (1990). *Carbonate Sedimentology*. ed. Blackwell Science Ltd, Oxford.
- [35]. Hollis, C. (2011). Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian–Turonian of the Arabian Plate. *Petroleum Geoscience*, 17(3), 223-241, doi: 10.1144/1354-079310-032.
- [36]. Fitch, P. J. (2011). Heterogeneity in the petrophysical properties of carbonate reservoirs, *Doctoral dissertation*, University of Leicester, 1-265.
- [37]. Kadkhodaie, R. (2021). Study of rock types and diagenetic facies based on velocity deviation log for unraveling the reservoir heterogeneity in a mixed siliciclastic-carbonate reservoir, Southwest of Iran, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 11(2), 43-52, doi: 10.22078/JPST.2021.4621.1760.
- [۳۸]. شجاعی پور م، رشیدی ف، دبیر ب، امیرسرداری م (۱۴۰۰) بررسی سناریوهای تزریق فوم برای کنترل نسبت گاز به نفت در مخازن کربناته با ناهمگنی تراوایی: شبیه سازی فرآیند در یک بخش از مخزن نفتی. پژوهش نفت، ۳-۱۴، ۳۱ (۴-۱۴۰۰)، doi: 10.22078/PR.2021.4425.3001.
- [۳۹]. حسین زاده ب، آیت اللهی ش، رستمی ب، بازارگان م (۱۳۹۷) مدل سازی اثر منحرف کننده ها در اسیدکاری مخازن ناهمگن کربناته در سیستم شعاعی. پژوهش نفت، ۱-۴، ۲۸ (۵-۹۷)، doi: 10.22078/PR.2018.3148.2462.
- [۴۰]. حسین زاده م، و توکلی و (۱۴۰۱) تأثیر پارامترهای زمین شناسی بر نسبت تراوایی افقی به عمودی در مخازن

- کربناته سازندهای کنگان و دالان بالایی. پژوهش نفت، ۳۲ (۱۴۰۱-۲)، doi: 10.22078/pr.2022.4465.3020.
- [41]. Tavakoli, V., & Jamalian, A. (2018). Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 52, 155-165. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.01.028.
- [42]. Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists*, 692, Dordrecht: Springer.
- [43]. Kupecz, J. A., Gluyas, J., & Bloch, S. (1997). Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates: An overview.
- [44]. Hosseini, M., Tavakoli, V., & Nazemi, M. (2018). The effect of heterogeneity on NMR derived capillary pressure curves, case study of Dariyan tight carbonate reservoir in the central Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 1113-1122. doi: 10.1016/j.petrol.2018.08.054..
- [45]. Tavakoli, V., Hassani, D., Rahimpour-Bonab, H., & Mondak, A. (2022). How petrophysical heterogeneity controls the saturation calculations in carbonates, the Barremian–Aptian of the central Persian Gulf, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109568, doi: 10.1016/j.petrol.2021.109568.



Investigating the Heterogeneity of Porosity and Permeability of Darian Formation using Heterogeneity Logs in One of the Central Persian Gulf Fields

Mahnaz Hosseinzadeh and Vahid Tavakoli*

School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran
vtavakoli@ut.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2023.4982.3221

Received: December/04/2022

Accepted: August/22/2023

Introduction

In petroleum geology, variations of the properties in a given volume and scale is important, due to the study of static characteristics of the reservoir. In order to investigate the heterogeneity, the type of characteristic or parameter under study should be determined. In fact, the diagnosis of heterogeneity often depends on how they are examined [1]. The heterogeneity of carbonate reservoirs is a major problem in their exploration, and an accurate understanding of heterogeneity will greatly improve the accuracy of exploration [2]. Researchers have tried to quantify heterogeneity and present it as a scale-dependent concept [3-6]. In this study, quantitative investigation of heterogeneity in porosity and permeability of Darian Carbonate Formation in the central Persian Gulf have been investigated.

Materials and Methods

A total of 376 thin sections were prepared for petrographic studies. Thin section data were used to investigate microfacies, diagenetic processes and heterogeneity in microscopic scale. Heterogeneity logs were calculated and plotted by Lorenz coefficient and coefficient of variation. The depth difference of each pair of data has been calculated. Then, the desired property values, e.g., neutron porosity, were sorted downwards. The value of the desired property was multiplied by the amount of difference in its corresponding depth. Then, their cumulative value was calculated and normalized to one. Also, the cumulative value of depth difference was calculated and normalized

to one. The changes in normal cumulative property were plotted against cumulative normalized depth. To calculate Lorenz value, the area under the diagram was calculated and considered as heterogeneity number in the desired range. The coefficient of variation was obtained from the division of standard deviation on the average of data in each interval and was plotted by the same method as a heterogeneous log.

Results and Discussion

Petrographic studies show the existence of nine types of microfacies related to six sub-environments in Darian Formation. Diagenetic processes during different stages of marine, meteoric and burial diagenesis have affected the sediments of Darian Formation. Heterogeneity logs were calculated to determine the heterogeneity value with Lorenz coefficient and coefficient of variation methods. Heterogeneity of deep resistivity well log data has the highest value due to dispersion of clay minerals in the whole sequence. Results show that heterogeneity logs on different scales have similar trends in terms of reduction and increase. Due to facies and diagenetic changes, changes in heterogeneity value are seen in heterogeneity logs. In the depth range of 1582 to 1602 meters, due to less heterogeneity in the diversity of the facies and the type of porosity, the amount of heterogeneity is very close to zero. In Darian Formation, less porosity shows a higher heterogeneity value in heterogeneity logs. In the boundary of facies change with increasing heterogeneity, there is also a lot of heterogeneity in porosity and permeability.

The relationship between permeability data and heterogeneity values is significantly weaker than porosity. In general, however, less permeability is seen in high heterogeneity values.

Conclusions

Heterogeneity logs showed that statistical methods can be used to quantify heterogeneity in Darian carbonate reservoir. Results of the study of thin sections for facies and diagenetic processes in Darian Formation and its integration with heterogeneity logs showed that heterogeneity in mineralogy, types of pores and other geological characteristics is numerically visible in all scales. Maximum heterogeneity in the studied sequence is related in depth to changes in carbonate facies, erosion discontinuity boundary and horizons with clay minerals. Also, the application of heterogeneity in the study of porosity and permeability heterogeneity in Darian carbonate reservoir showed that heterogeneity logs can identify general trends with small and high values for porosity and permeability. Almost homogeneous geological characteristics cause porosity and permeability with minimal heterogeneity and thus increase reservoir quality.

References

1. Nurmi R. Charara M. Waterhouse M. Park R (1990) Heterogeneities in carbonate reservoirs: detection and analysis using borehole electrical imagery. Geological Society, London, Special Publications. 48. 1: 95-111.
2. Elkateb T. Chalaturnyk R. Robertson PK (2003) An overview of soil heterogeneity: quantification and implications on geotechnical field problems. Canadian Geotechnical Journal. 40. 1: 1-15.
3. Pranter MJ. Hirstius CB. Budd DA (2005) Scales of lateral petrophysical heterogeneity in dolomite lithofacies as determined from outcrop analogs: Implications for 3-D reservoir modeling. AAPG bulletin. 89. 5: 645-662.
4. Westphal H. Eberli GP. Smith LB. Grammer GM. Kislak J (2004) Reservoir characterization of the Mississippian Madison formation, Wind River basin, Wyoming. AAPG bulletin. 88. 4: 405-432.
5. Jennings JW. Lucia FJ (2003) Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 6. 4: 215-225.
6. Frykman P. Duetsch CV (2002) Practical application of geostatistical scaling laws for data integration. PETROPHYSICS-HOUSTON. 43. 3: 153-171.