

واحدهای جریانیهیدرولیکی ریزرخساره‌های مخزنی ناحیه پشته کربناته نهشته‌های سازند کنگان (تریاس پیشین) و ارتباط آن با محیط رسوبی و دیاژنز

مصطفی سبوحی*^۱ و پیمان رضائی^۲

۱ و ۲- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه هرمزگان، بندرعباس

نویسنده مسئول: m.sabouhi.phd@hormozgan.ac.ir

دریافت: ۹۸/۵/۲۳ پذیرش: ۹۸/۸/۱۱

چکیده

دسته‌بندی کمی و کیفی ویژگی‌های سنگ‌های مخزن هیدروکربنی یکی از مباحث پایه‌ای و مهم در پژوهش‌های زمین‌شناسی مخازن است. امروزه، واحدبندی‌های گونه‌های سنگ مخزن با اعمال روابط ریاضی بر روی شاخص‌های تخلخل و تراوایی انجام می‌پذیرد. از آنجا که ویژگی‌های مخزنی نهشته‌ها در وابستگی مستقیم با شرایط ته‌نشینی و رسوب‌گذاری آن‌ها است، تاثیر محیط رسوب‌گذاری و دیاژنز می‌بایست در این دسته‌بندی‌ها مورد توجه قرار گیرد. در این پژوهش، با بهره‌گیری از نتایج واکاوی مغزه از نهشته‌های سازند کنگان (تریاس پیشین) در ۶ چاه از یکی از میدان‌های هیدروکربنی خلیج فارس، واحدهای جریانیهیدرولیکی با بهره‌گیری از شاخص زون جریانیهی و گونه‌های سنگی ناپیوسته بررسی و معرفی شد. واحد شماره ۴ (HFU-4)، با دارا بودن ریزرخساره‌های گرینستونی وابسته به محیط پشته کربناته دارای بهترین کیفیت مخزنی است. بررسی جایگاه محیط‌رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی ریزرخساره‌های وابسته به واحد شماره-۴، نشان می‌دهد ریزرخساره‌های اوئید گرینستونی زیرواحد ۴ واقع در ناحیه مرکزی پشته کربناته بهترین ویژگی‌های مخزنی را دارا هستند. در این ریزرخساره‌ها به دلیل کارکرد دیاژنز، تخلخل‌های قالبی و درون‌دانه‌ای طی فرآیند انحلال بهم متصل شده و با مقدار میانگین تخلخل ۱۳ درصد و میانگین تراوایی ۱۹۹ میلی‌داری، بهترین واحد جریانیهیدرولیکی را ساخته‌اند.

واژه‌های کلیدی: واحد جریان هیدرولیکی، کیفیت مخزنی، دیاژنز، ریزرخساره، سازند کنگان

پیشگفتار

می‌دهند تعریف می‌شود (آمافوله، ۱۹۹۳). در هر واحد جریانیهی اندازه دهانه حفره‌ها و توزیع حفره‌ها یکسان است. توزیع واحدهای جریانیهی به نحوه پراکندگی ریزرخساره‌ها و گونه‌های سنگی بستگی دارد، اما مرز واحدهای جریانیهی لزوماً به مرزهای رخساره‌ای محدود نیست (ریاضی، ۲۰۱۸).

تاکنون پژوهشگران بسیاری بر روی بخش‌بندی واحدهای جریانیهی بر پایه مفاهیم واحدهای جریانیهی هیدرولیکی کار کرده‌اند (جعفرزاده و همکاران، ۲۰۱۹؛ الخطیب و همکاران، ۲۰۱۹؛ نصرتی و همکاران، ۲۰۱۹؛ فرجی و همکاران، ۲۰۱۹؛ کدخدائی و همکاران، ۲۰۱۹؛ محیبیان و همکاران، ۲۰۱۹؛ قراچلو و همکاران، ۲۰۱۸؛ سفیداری و همکاران، ۲۰۱۸؛ عباس‌زاده و همکاران، ۱۹۹۶؛ العجمی و همکاران، ۲۰۰۰؛ الشراوی و نبوی، ۲۰۱۶؛ هیر و همکاران، ۱۹۸۴؛ نبوی و باراکات، ۲۰۱۷؛ نبوی و گراود، ۲۰۱۶؛ نبوی و قصاب، ۲۰۱۴؛ اورودو و همکاران، ۲۰۰۹؛ پز و همکاران، ۲۰۰۵؛ درفشی و همکاران، ۱۳۹۸). برای

امروزه، دسته‌بندی واحدهای سنگی با بهره‌گیری از داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی در میدان‌های هیدروکربنی در حال انجام است. این دسته‌بندی‌ها با بهره‌گیری از داده‌های تخلخل و تراوایی انجام می‌شود (جعفرزاده و همکاران، ۲۰۱۹؛ الخطیب و همکاران، ۲۰۱۹؛ الشراوی و نبوی، ۲۰۱۹؛ باقری و ریاحی، ۲۰۱۵؛ نبوی و شحاتا، ۲۰۱۵؛ عابد، ۲۰۱۴؛ چکنی و خراط، ۲۰۱۲). روابط موجود بین تخلخل و تراوایی می‌تواند به عنوان نماینده‌ای از واحدهای مخزنی مورد بهره‌گیری و تحلیل قرار گیرد. در روش واحدبندی واحدهای جریانیهی مخزنی، واحدهای گوناگون با کیفیت مخزنی متفاوت از یکدیگر جدا می‌شوند (بله‌وچت و بنزاگوتا، ۲۰۱۹؛ گانتز و همکاران، ۱۹۹۷؛ ابانکس، ۱۹۸۷). واحد هیدرولیکی یا واحد جریانیهی، یک زون پیوسته است که با حجمی از مخزن که دارای ویژگی‌های لایه‌بندی و پارامترهای سنگی یکسان هستند و حرکت سیال را تحت تاثیر قرار

نمونه، بیر (۱۹۷۲) واحد هیدرولیکی را نماینده حجمی از سنگ مخزن که در آن ویژگی‌های پتروفیزیکی و زمین‌شناسی یکسان است تعریف نموده است. هیر و همکاران (هیر و همکاران، ۱۹۸۴) واحد جریان را واحدی از زون مخزنی تعریف نموده که به طور عمودی و جانبی پیوسته می‌باشد و تخلخل، تراوایی و ویژگی‌های زمین‌شناختی در آن یکسان است (هیر و همکاران، ۱۹۸۴). ابانکس (۱۹۸۷)، واحدهای جریان هیدرولیکی را به عنوان واحدی تعریف نموده که دارای ویژگی‌های ثابت جریان سیال از نگاه پتروفیزیکی (دوتون، ۲۰۱۴) و زمین‌شناسی بوده و قابل نقشه‌برداری و تطابق مخزنی می‌باشد. دیگر پژوهشگران مانند آمافوله و همکاران (۱۹۹۳) و عباس‌زاده و همکاران (۱۹۹۶) نیز مفاهیم مشابه با تعریف ابانکس (۱۹۸۷) ارائه داده و واحد جریانی را به عنوان حجم اولیه قابل نمایشی از کل سنگ مخزن که ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی که بر جریان سیال اثر می‌گذارند ثابت و قابل پیش‌بینی می‌باشد تعریف نموده‌اند. گانتر و همکاران نیز واحد جریان را به ضخامت پیوسته از منظر چینه‌شناسی نام نهاده‌اند که در آن فرآیندهای مخزنی و دیاژنزی مشابه می‌باشند (گانتر و همکاران، ۱۹۹۷). آنچه در این روش‌ها به عنوان نقطه مشترک در نظر گرفته شده است این است که ویژگی‌های مخزنی یک سنگ در معرفی گونه‌های سنگی بسیار دارای اهمیت می‌باشد و نقشی پایه‌ای دارد (ریاضی، ۲۰۱۸).

یکی از پرکاربردترین روش‌های تعیین گونه‌های سنگی بهره‌گیری از روش RQI بر مبنای شاخص FZI می‌باشد. مفهوم واحدهای جریانی هیدرولیکی در این روش بر این واقعیت استوار است که ارتباط بین تخلخل و تراوایی در واحدهایی از مخزن با ویژگی‌های حرکتی یکسان قابل بررسی است. شناسایی واحدهای جریانی و آگاهی از شاخص زون جریانی (FZI) برای دستیابی به ارتباط بین تخلخل و تراوایی از اهمیت بسزایی برخوردار است. آمافوله و همکاران در ۱۹۹۳ برای همبستگی شاخص‌های میکروسکوپی فضاهای خالی با پارامترهای ماکروسکوپی مخزن اندیس RQI را معرفی نمودند. آن‌ها با بهره‌گیری از رابطه داری شاخص RQI را به گونه زیر تعریف کردند:

در این رابطه شاخص RQI با حاصل ضرب عددی ثابت بر روی پارامترهای تخلخل (ϕ) و تراوایی (k) بدست می‌آید.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{k/\phi}$$

در این رابطه شاخص RQI با حاصل ضرب عددی ثابت بر روی پارامترهای تخلخل (ϕ) و تراوایی (k) بدست می‌آید.

سازند کنگان (تریاس پیشین)، یکی از مهم‌ترین سنگ‌های مخزن میدان‌های هیدروکربنی در ایران است (غضبان، ۲۰۰۷). نهشته‌های این سازند و هم‌ارز آن (سازند خوف در واحدهای عربی محدوده خلیج فارس) در محدوده جنوبی ایران و خلیج فارس میزبان حجم عظیمی از ذخایر هیدروکربنی می‌باشد (شارلند و همکاران، ۲۰۰۱). هدف از این پژوهش بررسی واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU) رخساره‌های مخزنی سازند کنگان و ارتباط آن با محیط‌رسوبی و دیاژنزی در گستره مورد بررسی است.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

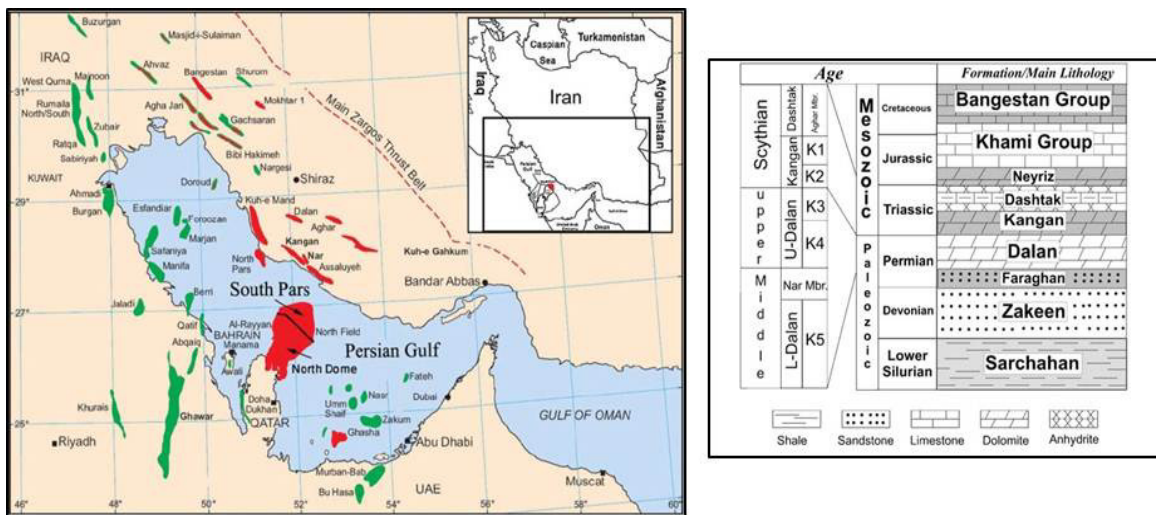
واحدهای شمالی صفحه عربی از گذشته تاکنون به دلیل دارا بودن ذخایر عظیم هیدروکربنی همواره مورد توجه بوده است (شارلند و همکاران، ۲۰۰۱). اکتشاف و توسعه میدان‌های واقع در خلیج فارس و جنوب، جنوب‌باختر ایران، مثال‌هایی از این نگاه می‌باشد. میدان‌های پارس جنوبی، گنبد شمالی قطر و میدان‌های واقع در خشکی شامل میدان‌های کنگان، تابناک، نار و دیگر میدان‌های واقع در محدوده جنوب- جنوب‌باختر ایران مثالی از این ذخایر بزرگ هیدروکربنی می‌باشند. میدان مورد مطالعه در این پژوهش در واحد مرکزی حوضه خلیج فارس واقع شده است (شکل ۱). زمین‌شناسی و چینه‌شناسی حوضه رسوبی محدوده مورد مطالعه، در برگزیده رسوبات و وقایعی از زمان پرکامبرین پسین تا عهد حاضر است (کونرت، ۲۰۰۱). بر پایه مطالعات پیشین در این حوضه، شیل‌های سیلورین سنگ منشاء ذخایر بزرگ هیدروکربنی می‌باشد (زابو و خردپیر، ۱۹۷۸؛ شارلند و همکاران، ۲۰۰۱).

در زمان پرمین پسین یک فاز کششی ناشی از ریفت‌زایی و کشش پوسته باعث جدایش ایران مرکزی از صفحه عربی شده و در میان آن اقیانوس نئوتتیس گسترش یافته است (زیگلر، ۲۰۰۱). در محدوده میدان مورد مطالعه در

آغار به صورت همساز می‌باشد (مطیعی، ۱۳۸۲؛ قربانی ۲۰۱۹). سازند کنگان در خلیج فارس هم‌ارز با واحد بالایی سازند خوف می‌باشد (شارلند، ۲۰۰۱) (شکل ۲). در محدوده چاه‌های مورد مطالعه، سازند کنگان با ویژگی‌های سنگ‌شناسی توالی سنگ‌آهک و دولومیت با میان لایه‌هایی از انیدریت شناسایی می‌شود. همچنین ریزرخساره‌های شناسایی شده با ناهمگونی بسیار زیاد از ریزرخساره‌های کم‌انرژی گل فراوان تا ریزرخساره‌های پرانرژی دانه فراوان را شامل می‌شود که فرآیندهای دیاژنزی گوناگونی بر آن‌ها تاثیر گذاشته است. فراوانی ریزرخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی متنوع باعث شده تا کیفیت مخزنی این سازند دستخوش تغییرات گردد. برپایه کارهی پیشین (نصرتی و همکاران، ۲۰۱۹؛ رحیم‌پورناب و همکاران، ۲۰۱۰) محیط‌رسوبی کربناته رمپ کم شیب برای نهشته‌های سازند کنگان پیشنهاد شده است.

زمان پرمین میانی تا پسین، شرایط آب و هوایی به تدریج گرم‌تر و خشک‌تر شده و یک پلت‌فرم کربناته - تبخیری را بوجود آورده است. در این زمان دریای کم ژرفای پرمین بر روی حاشیه فعال شمال خاوری پیش‌روی می‌کند (کشفی، ۲۰۰۰). از آنجا که ستبرای سنگ‌های کربناته و تبخیری‌های حاصل در مناطق مختلف متغیر است، این امر می‌تواند نشان‌دهنده رسوب‌گذاری هم‌زمان با فعالیت‌های تکتونیکی در این حوضه باشد (الجلال، ۱۹۹۵ و الشرحان، ۱۹۹۳). نهشته‌های سازند دالان (پرمین پسین) و سازند کنگان (تریاس پیشین) با توالی کربناته - تبخیری به عنوان اصلی‌ترین مخازن گازی در این حوضه به شمار می‌آیند.

نهشته‌های سازند کنگان به سن تریاس زیرین در این پژوهش بررسی گردیده است. حد پایینی این سازند به سازند دالان با ناپیوستگی فرسایشی همراه است. حد بالایی این سازند با سازند تبخیری دشتک واحد شیل



شکل ۱. جایگاه جغرافیایی میدان هیدروکربنی مورد بررسی به همراه ستون سنگ‌شناسی سازند کنگان (اینسالاکو، ۲۰۰۶)

داده‌های تخلخل و تراوایی بدست آمده از مغزه، پس از جداسازی نمونه‌های شکسته شده، شناسایی گونه‌های سنگی با بهره‌گیری از روش‌های RQI و FZI و روش DRT انجام شد. هر یک از این روش‌ها با بررسی روابط بین تخلخل و تراوایی، رفتار جریان هیدرولیکی در مخزن را مورد بررسی قرار می‌دهند. برخی از پژوهشگران مانند والاش و براسی (۱۹۸۴)، پترسون (۱۹۸۳)، و آمافوله (آمافوله و همکاران، ۱۹۹۳) برای اینکه بتوانند اشکال فضاهای خالی را در این

در این پژوهش از داده‌های شش چاه ($S-1$ to $S-6$) از یکی از میدان‌های مرکزی خلیج فارس بهره‌گیری شد. این داده‌ها شامل ۱۱۰۰ عدد داده تخلخل و تراوایی حاصل از واکاوی مغزه است. از نمونه‌هایی که در دسترس بود ۴۵۰ نمونه برش‌نازک تهیه شد و با میکروسکوپ پلاریزان مورد بررسی‌های پتروگرافی قرار گرفت. برای نام‌گذاری ریزرخساره‌های کربناته از روش دانهام (۱۹۶۲) و برای مقایسه ریزرخساره‌ها از ویلسون (ویلسون، ۱۹۷۵) و فولگل (فولگل، ۲۰۱۰) بهره‌گیری شد. با بهره‌گیری از

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{Q}}$$

در این رابطه‌ها، Q_c تخلخل نرمال شده و K تراوایی (میلی‌داریسی) است. گونه‌های سنگی با مقادیر FZI نزدیک به هم، متعلق به یک واحد جریانی هیدرولیکی می‌باشند و این بدان مفهوم است که ویژگی‌های جریان سیال این سنگ‌ها به یکدیگر شبیه است. بهره‌گیری از این روش در تعیین گونه‌های سنگی اگرچه در حال بهره‌گیری می‌باشد (کدخدائی و همکاران، ۱۳۹۳؛ لی و همکاران، ۲۰۰۲؛ و الشراوی و نبوی، ۲۰۱۹؛ استینکو، ۲۰۰۶؛ تی و همکاران، ۲۰۱۲؛ ریاضی، ۲۰۱۷؛ هولیس و همکاران، ۲۰۱۰)، اما به علت ناهمگونی مخازن کربناته دارای خطا است. در این پژوهش، نتایج بدست آمده از بخش‌بندی گونه‌های سنگی بر مبنای روش‌های گونه‌های سنگی ناپیوسته (DRT) و روش جریان هیدرولیکی (RQI) با FZI با شواهد رخساره‌های رسوبی و دیانزنی بررسی شده است. برای رسم نمودارها و تجزیه و تحلیل آن‌ها، از نرم‌افزارهای $PETREL, Matlab$ و $Excel$ بهره‌گیری شده است.

رابطه قرار دهند، تغییراتی را در آن بوجود آوردند که کاربردی‌ترین آن‌ها رابطه آمافوله به صورت زیر است:

$$K = \frac{1}{Fst^2 S_{vgr}^2 (1 - \phi^2)}$$

رابطه بالا به طور نسبی برای پیش‌بینی تراوایی با بهره‌گیری از داده‌های تخلخل کارایی دارد. از آنجا که اغلب فضاهای خالی موجود در سنگ به صورت یک شکل و سیلندری نیستند، کاربرد این رابطه محدود می‌شود. همچنین با توجه به اینکه اطلاعات در مورد T و S_{vgr} و F_{gr} که بیانگر شکل هندسی فضاهای خالی در این رابطه می‌باشد به آسانی در دسترس نیست، رابطه بالا با تصحیحاتی به صورت زیر بهره‌گیری می‌شود:

$$\log RQI = \log FZI + \log \epsilon$$

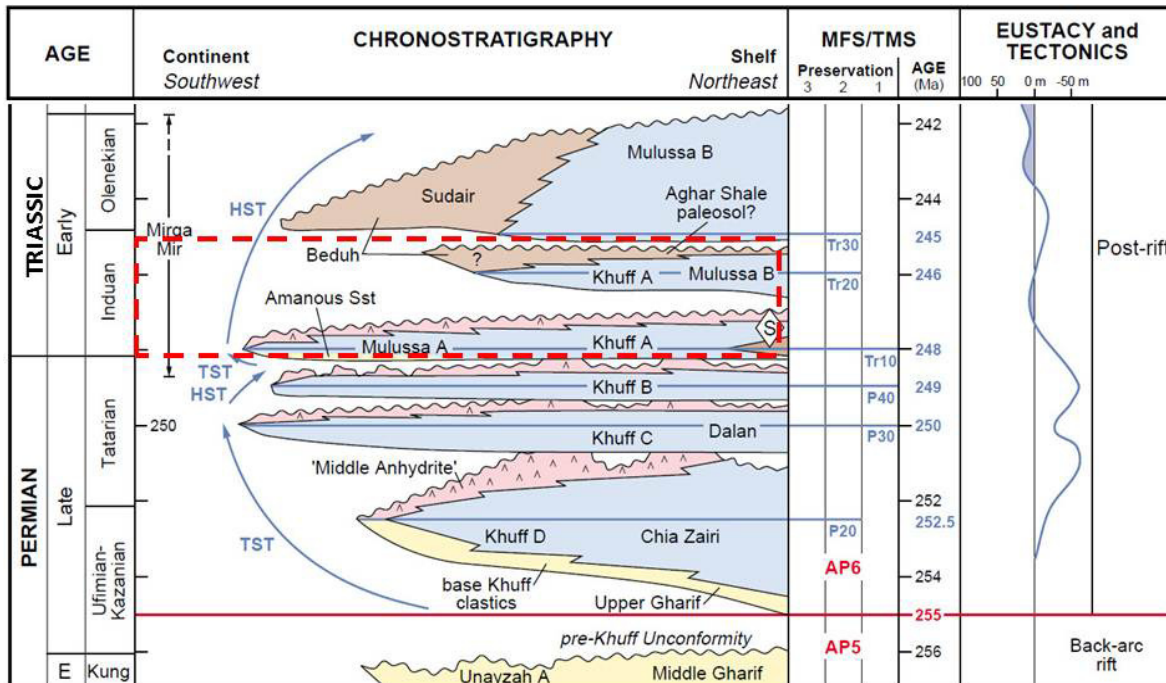
که ϵ معرف نسبت فضای خالی بوده و از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\epsilon = \frac{\phi}{1 - \phi}$$

و شاخص زون جریانی (FZI) از این رابطه محاسبه می‌شود:

$$FZI = \frac{RQI}{Q_r}$$

و شاخص کیفیت مخزن (RQI) از رابطه زیر بدست می‌آید:



شکل ۲. توالی پرمین پایانی - تریاس آغازین حوضه خلیج فارس و صفحه عربی، واحد A سازند خوف، هم‌ارز سازند کنگان است (شارلند، ۲۰۰۱).

گفتگو

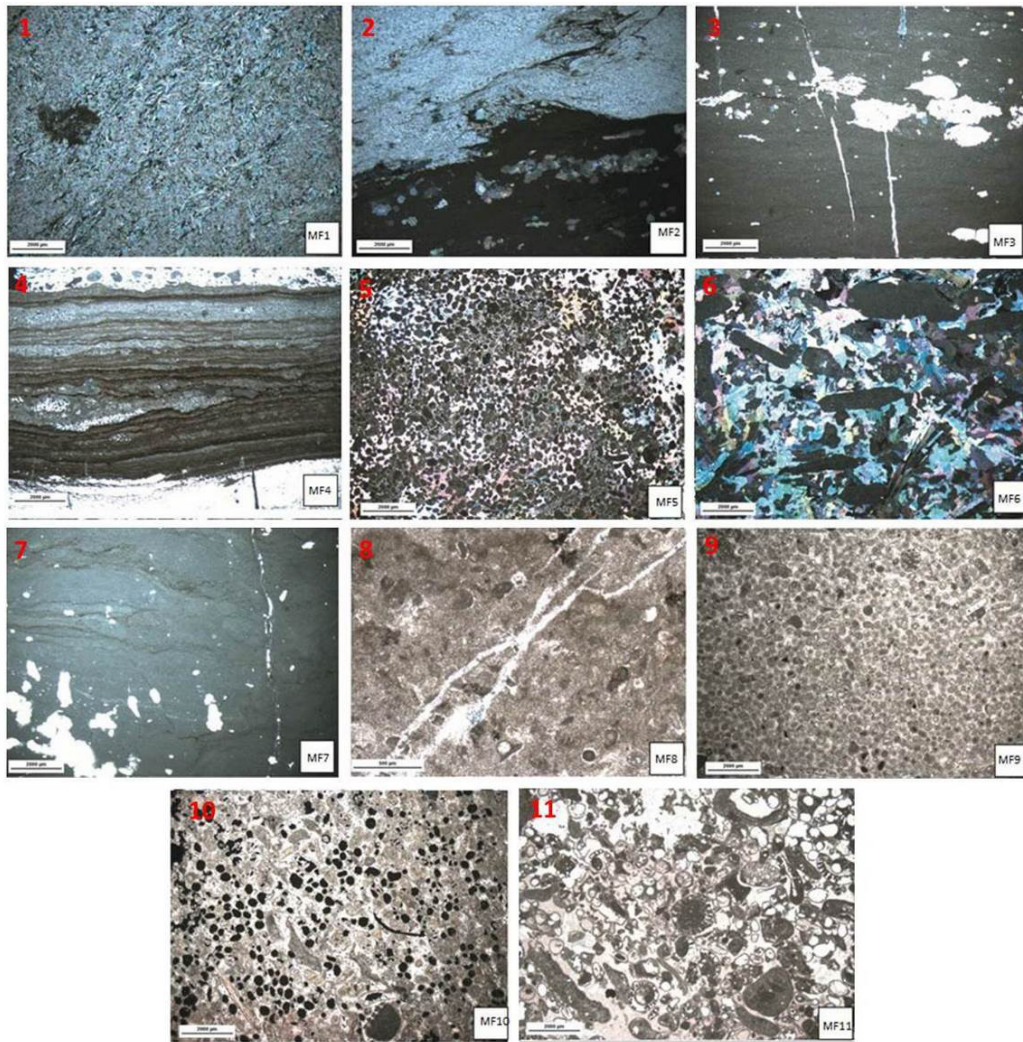
ریزرخساره‌ها و شرایط ته‌نشینی

شرایط ته‌نشینی و انباشتگی ریزرخساره‌ها و عوامل دیاژنزی ناشی از تغییرات نسبی سطح آب دریا، دو عامل تاثیرگذار بر ویژگی‌های مخزنی می‌باشد (اهر، ۲۰۰۸؛ بروچت و رایت، ۱۹۹۲). آشنایی با این فرآیندها می‌تواند به درک رفتار مخزن کمک شایانی نماید. در این پژوهش مطالعات پتروگرافی بر روی ۴۵۰ بُرش نازک میکروسکوپی بدست آمده از چاه‌های مورد مطالعه، منجر به شناسایی ۱۱ ریزرخساره شد (شکل ۳). جدول ۱ نشان‌دهنده ریزرخساره‌های شناسایی شده به همراه توضیحات مربوطه در راستای ویژگی‌های ریزرخساره‌ای و محیط

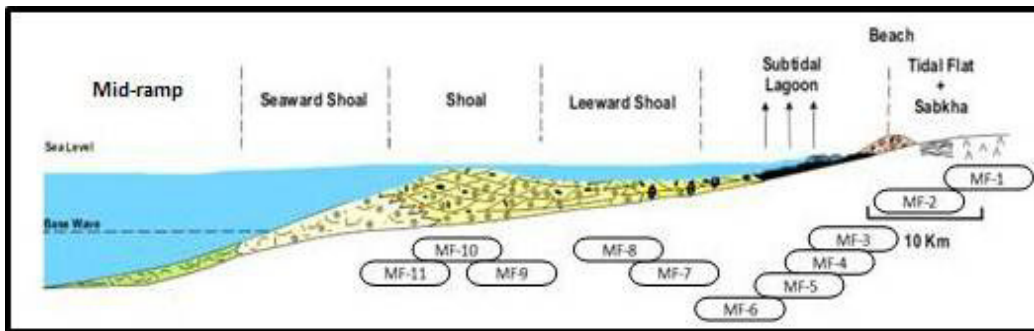
ته‌نشست آن‌ها است. بررسی مجموعه ریزرخساره‌های شناسایی شده و مقایسه آن با کمربندهای رخساره‌ای استاندارد (ویلسون، ۱۹۷۵؛ فلوگل، ۲۰۱۰)، نشان‌دهنده محیط رسوب‌گذاری رمپ کربناته با شیب کم برای نهشته‌های تریاس پیشین است. در پژوهش‌های گذشته (نصرتی و همکاران، ۲۰۱۹؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۰، ۲۰۰۹؛ توکلی، ۲۰۱۲؛ اسرافیلی و رحیم‌پوربناب، ۲۰۰۹؛ کیدر و ورثلی، ۲۰۰۴؛ مرادپور و همکاران، ۲۰۰۸؛ وفایی و همکاران، ۱۳۹۲) نیز مشابه این محیط برای نهشته‌های سازند کنگان در محدوده خلیج فارس و صفحه عربی معرفی شده است (شکل ۴).

جدول ۱. ریزرخساره‌های شناسایی شده در این پژوهش به همراه ویژگی‌های رخساره‌ای و جایگاه محیط‌رسوبی

کد رخساره	نام ریزرخساره	ویژگی‌های رخساره‌ای	کمربند رخساره‌ای	تطابق با کمربند رخساره‌ای استاندارد (فلوگل ۲۰۱۰)	تطابق با کمربند رخساره‌ای استاندارد (فلوگل ۲۰۱۰)	تصویر
MF 1	انیدریت	حاوی بیش از ۷۰ درصد انیدریت	سبخا	RMF-25	SMF-25	شکل ۱-۳
MF 2	مادستون تا وکستون همراه با انیدریت	حاوی ندول‌های انیدریت و دولومیت های ریزدانه	محیط تبخیری - بالای کسندی	RMF-22	SMF-25	شکل ۲-۳
MF 3	مادستون تا وکستون	حاوی فابریک فنسترال	کسندی	RMF-23	SMF-21	شکل ۳-۳
MF 4	استروماتولیت باندستون	قطعات میکروبیال	کسندی	RMF-23	SMF-20	شکل ۴-۳
MF 5	پکستون تا گرینستون	حاوی اوئید با سیمان انیدریتی میکرایتی شده	کسندی	RMF-29	SMF-15	شکل ۵-۳
MF 6	پکستون تا گرینستون	حاوی قطعات لیتوکلست قطعات گرد شده	کسندی	RMF-27	SMF-18	شکل ۶-۳
MF 7	مادستون به همراه میان لایه‌های بسیار ریز شیلی	حاوی دولومیت‌های ریزدانه	تالاب	RMF-19	SMF-23	شکل ۷-۳
MF 8	مادستون تا وکستون	دانه‌های ریز (کمتر از ۲۵ mm)	تالاب	RMF-16	SMF-23	شکل ۸-۳
MF 9	پکستون تا گرینستون	همراه با پلوئید و اوئید	پشته سمت تالاب	RMF-29	SMF-16	شکل ۹-۳
MF 10	گرینستون	همراه با اوئید و بایوکلست و مقدار کمی آنکوئید-فاقد گل	پشته مرکزی	RMF-29	SMF-15	شکل ۱۰-۳
MF 11	گرینستون اوئید بایوکلستی	همراه با بایوکلست- فاقد گل	پشته دریای باز	RMF-29	SMF-15	شکل ۱۱-۳



شکل ۳. تصویرهای ریزرخساره‌های سازند کنگان، ۱: ریزرخساره انیدریت-*MF1* (چاه *S-1* ژرفای ۳۷۴۸متری)، ۲: ریزرخساره مادستون تا وکستون همراه با انیدریت-*MF2* (چاه *S-2* ژرفای ۳۷۳۴متری)، ۳: ریزرخساره مادستون تا وکستون-*MF3* (چاه *S-6* ژرفای ۳۸۱۲متری)، ۴: ریزرخساره استرومانولیت باندستون-*MF4* (چاه *S-1* ژرفای ۳۷۹۶متری)، ۵: ریزرخساره پکستون تا گرینستون-*MF5* (چاه *S-4* ژرفای ۳۷۴۴متری)، ۶: ریزرخساره پکستون تا گرینستون-*MF6* (چاه *S-4* ژرفای ۳۸۰۲متری)، ۷: ریزرخساره مادستون شیلی-*MF7* (چاه *S-1* ژرفای ۳۷۵۲متری)، ۸: ریزرخساره مادستون تا وکستون-*MF8* (چاه *S-4* ژرفای ۳۷۳۷متری)، ۹: ریزرخساره پکستون تا گرینستون-*MF9* (چاه *S-5* ژرفای ۳۷۸۷متری)، ۱۰: ریزرخساره گرینستون-*MF10* (چاه *S-5* ژرفای ۳۸۲۴متری)، ۱۱: ریزرخساره گرینستون اوئید بایوکلتی-*MF11* (چاه *S-6* ژرفای ۳۸۰۲متری).



شکل ۴. نیم رخ مدل رسوبی پیشنهادی برای نهشته‌های سازند کنگان در میدان مورد بررسی

گونه‌های سنگی شناسایی شده

تعیین گونه‌های سنگی به منظور آشنایی و شناخت ویژگی‌های جریان‌ی و هیدرولیکی سنگ‌های مخزنی در میدان‌های هیدروکربنی امری متداول و رایج می‌باشد (نبوی و باراکات، ۲۰۱۷؛ کدخدائی، ۲۰۱۵). در روش‌های تعیین گونه‌های سنگی به صورت رایج از ارتباط بین داده‌های تخلخل و تراوایی به‌همراه ضرایبی جهت واحدبندی سنگ‌های مخزنی بهره‌گیری می‌شود (محبیان و همکاران، ۲۰۱۹؛ نبوی و باراکات، ۲۰۱۷؛ نبوی و گاروت، ۲۰۱۶؛ دانیالی و همکاران، ۱۳۹۲؛ رحیم‌پور و همکاران، ۱۳۹۲؛ عبدی و همکاران، ۱۳۹۷؛ قره‌چلو و همکاران، ۱۳۹۳؛ کدخدائی و نوری، ۱۳۹۵؛ فرامرزی و همکاران، ۱۳۹۷). در این روش‌ها همواره ضرایبی به عنوان اندیس ثابت برای مخازن کربناته و آواری در نظر گرفته می‌شود تا رفتار جریان هیدرولیکی در مخزن کلاس‌بندی شود. بهره‌گیری از معادلاتی نظیر معادله وینلند (۱۹۷۲)، که همواره یکی از کاربردی‌ترین روابط موجود در مخازن بوده مثالی از این روش‌ها می‌باشد. پایه روش وینلند بر پایه روابط بین تخلخل و تراوایی و شعاع گلوگاه تخلخل می‌باشد (وینلند، ۱۹۷۲). شاخص قراردادن روابط تخلخل و تراوایی و قطر گلوگاه در این معادلات پایه تقسیم‌بندی گونه‌های سنگی می‌باشد. در

این مطالعه علاوه بر روش فوق، با بهره‌گیری از روش گونه‌های سنگی ناپیوسته (DRT) نیز تقسیم‌بندی گونه‌های سنگی انجام پذیرفت (شکل ۵). بهره‌گیری از روش گونه‌های سنگی ناپیوسته توسط چکنی و خراط (۲۰۱۲) برای مخازن کربناته بهره‌گیری شده است. در این روش با بهره‌گیری از رابطه زیر گونه‌های سنگی در دسته‌های مجزا تقسیم‌بندی می‌شوند.

$$DRT = ROND (2 * LOG FZI) + 10.7$$

پس از تعیین گونه‌های سنگی با بهره‌گیری از روش‌های اشاره شده، شواهد ریزرخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی تاثیرگذار بر کیفیت مخزنی نهشته‌ها در پلاگ‌های نازک رسوبی بدست آمده از مغزه بررسی گردید. در این مطالعه بر پایه داده‌های برگرفته شده از ۶ چاه (داده‌های مغزه و نتایج آزمایشگاهی بر روی ۴۵۰ نمونه) با بهره‌گیری از روش RQI/FZI چهار واحد جریان‌ی هیدرولیکی و با بهره‌گیری از روش گونه‌های سنگی ناپیوسته ۵ واحد شناسایی گردید (جدول ۲ و شکل‌های ۵ و ۶). با توجه به نزدیکی واحدهای جدا شده در دو روش مرسوم و مورد بهره‌گیری، در این مطالعه نتایج واحدبندی به روش RQI/FZI با توجه به کاربردی‌تر بودن در صنعت مورد بهره‌گیری قرار گرفت.

جدول ۲. ویژگی‌های پارامترهای مخزنی واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی جداشده سازند کنگان در میدان مورد بررسی

ویژگی مخزنی	مقدار تراوایی میانگین (میلی داریسی)	مقدار تخلخل میانگین (درصد)	واحد جریان‌ی FZI روش
ضعیف	۰/۲۸	۱۰/۰۷	$HFU-1$
متوسط	۶/۴۱	۱۰/۸۰	$HFU-2$
خوب	۴۵/۲۵	۱۱/۳۵	$HFU-3$
خیلی خوب	۲۸۹/۳۸	۱۲/۸۲	$HFU-4$

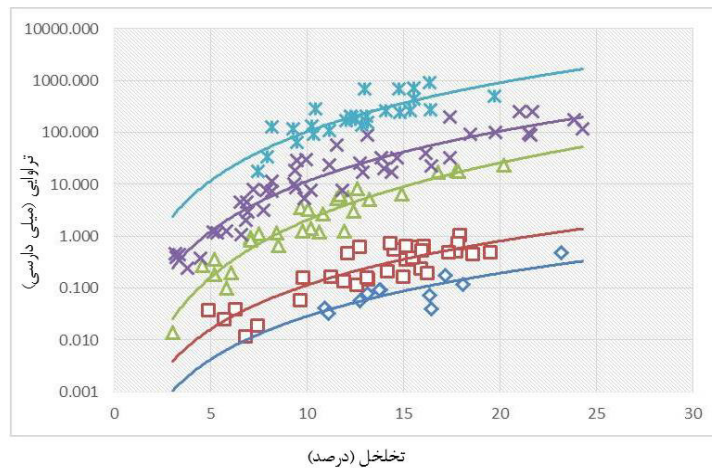
ویژگی مخزنی	مقدار تراوایی میانگین (میلی داریسی)	مقدار تخلخل میانگین (درصد)	واحد جریان‌ی DRT روش
ضعیف	۰/۱۱	۱۰/۱۵	$DRT-1$
متوسط	۰/۳۵	۱۱/۴۵	$DRT-2$
خوب	۴/۷۴	۱۲/۴۲	$DRT-3$
خوب	۴۱/۵۳	۱۴/۵۸	$DRT-4$
خیلی خوب	۲۷۸/۹۳	۱۵/۶۱	$DRT-5$

سازند کنگان می‌باشد. دارا بودن مقدار تخلخل میانگین ۱۰ درصد و مقدار تراوایی بسیار ناچیز این زون (۰/۲۸ میلی داریسی) نشان‌دهنده حضور حفرات و تخلخل‌های

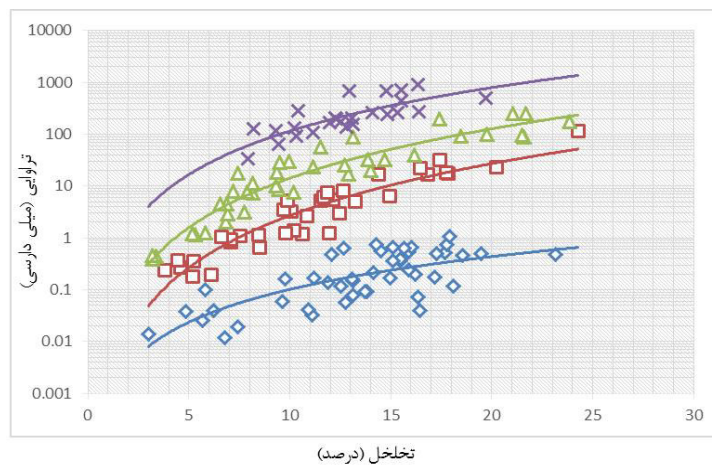
واحد $HFU-1$: این واحد جریان‌ی با دارا بودن مقادیر تخلخل متوسط ۱۰/۰۱ درصد و تراوایی ۰/۲۸ میلی داریسی ضعیف‌ترین زون تولیدی در نهشته‌های

MF-8 می‌باشد. مادستون‌ها و وکستون‌های دارای تخلخل‌های بسیار ریز و ناپیوسته در این واحد مشارکت بسیار کمی در تولید خواهند داشت (جدول ۳).

مجزا از هم است. بررسی ریزرخساره‌ها نشان می‌دهد نمونه‌های متعلق به این واحد در محدوده ناحیه کشندی و تالاب با ریزرخساره‌های *MF-6* و ریزرخساره‌های



شکل ۵. رده‌های جدا شده داده‌های تخلخل و تراوایی برپایه روش گونه‌های سنگی (*DRT*)





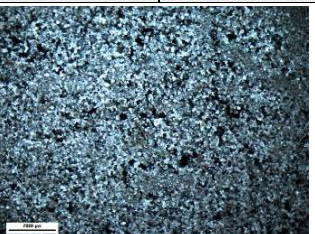
شکل ۶. واحدهای جدا شده گونه‌های سنگی برپایه روش هیدرولیک جریان *HFU*

میلی‌داری است. ریزرخساره‌های پکستون تا گرینستونی و وکستون تا پکستونی ناحیه جزرومدی و تالاب بیش‌ترین تشکیل‌دهنده‌های این واحد را تشکیل می‌دهد (*MF-7, MF-6*). افزایش مقادیر تراوایی در این واحد بیش‌تر به علت وجود منافذ بسیار ریز تخلخل و تخلخل‌های بین‌دانه‌ای در نمونه‌های دانه‌پشتیبان است که باعث افزایش متوسط تراوایی در نمونه‌های این واحد شده و باعث کیفیت مخزنی متوسط تا خوب در این واحد جریان یافته است (جدول ۳).

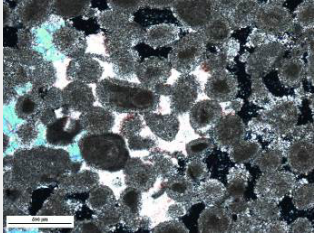
واحد *HFU-2*: مقدار تخلخل میانگین ۱۰/۸۰ درصد و تراوایی متوسط ۶/۴۱ میلی‌داری نماینده واحد ۲ واحدهای جریان در این پژوهش می‌باشد. ریزرخساره‌های تشکیل‌دهنده در این واحد شامل پکستون تا گرینستون‌های ناحیه جزرومدی می‌باشند (*MF-5* و *MF-3*). مقادیر متوسط تراوایی نشان‌دهنده مرتبط بودن برخی از حفره‌ها و تخلخل‌ها به یکدیگر می‌باشد. این ارتباط باعث شده است این واحد جریانی هیدرولیکی در ویژگی متوسط مخزنی قرار بگیرد.

واحد *HFU-3*: میانگین تخلخل در این واحد در حدود ۱۱/۶۷ درصد با مقدار تراوایی میانگین ۴۵/۲۵

جدول ۳. نتایج واحدبندی واحدهای جریان‌های هیدرولیکی بر پایه روش *FZI* به همراه میانگین مقدار تخلخل و تراوایی و شاخص کیفیت مخزنی. نمونه پلاگ رسوبی بررسی شده و بُرش‌نازک میکروسکوپی بدست آمده از مغزه در همان ژرفا، به عنوان نمونه برای هر واحد ارائه شده است.

نمونه شاهد		ویژگی مخزنی	مقدار تراوایی میانگین رده (میلی داریسی)	مقدار تخلخل میانگین رده (درصد)	واحد جریان <i>FZI</i> روش	
بُرش میکروسکوپی		نمونه پلاگ	ضعیف	۰/۲۸	۱۰/۰۱	HFU-1
						
ژرفا: ۳۸۷۶/۰۷ متر						
تخلخل (%)	تراوایی (md)					
۶/۷۶۵	۰/۰۱۲					
		متوسط	۶/۴۱	۱۰/۸۰	HFU-2	
ژرفا: ۳۹۲۶/۸۹ متر						
تخلخل (%)	تراوایی (md)					
۱۱/۶۷۳	۶/۳۷					
		خوب	۴۵/۲۵	۱۱/۶۷	HFU-3	
ژرفا: ۳۸۳۹/۸۶ متر						
تخلخل (%)	تراوایی (md)					
۱۲/۷۱۸	۲۵/۱۳۶					

ادامه جدول ۳

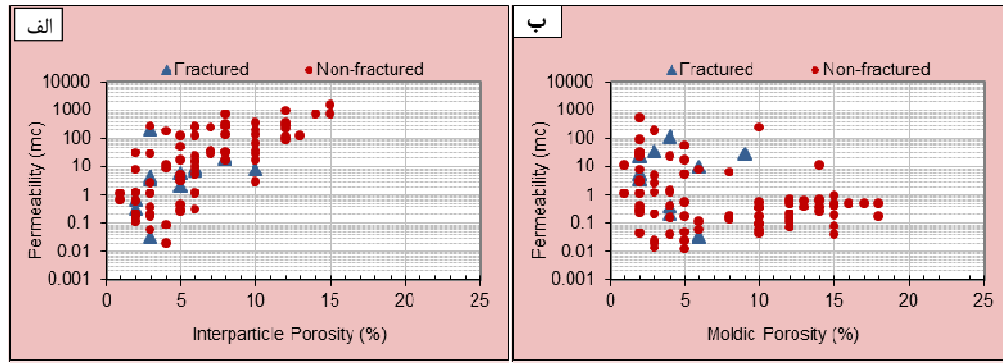
نمونه شاهد	ویژگی مخزنی	مقدار تراوایی میانگین (میلی داری)	مقدار تخلخل میانگین (درصد)	واحد جریانی FZI
 <p>ژرفا: ۳۹۳۳/۷۶</p>	خیلی خوب	۲۸۹/۳۸	۱۲/۸۲	HFU-4

کربناته برای این نمونه‌ها است. اگر چه نمونه‌های واحد ۴ از نگاه مقادیر تخلخل و تراوایی در یک رده قرار دارند، اما با توجه به تاثیر فرآیندهای دیاژنزی و جایگاه قرارگیری در ناحیه پشته کربناته می‌توان سه زیرواحد برای آن در نظر گرفت. این تقسیم‌بندی نشان‌دهنده تاثیر فرآیندهای دیاژنزی و کنترل کیفیت مخزنی توسط عوامل دیاژنزی است. (جدول ۴ و شکل‌های ۷ و ۸). مهم‌ترین رخداد دیاژنزی تاثیرگذار بر کیفیت مخزنی، پدیده انحلال و تخلخل‌های متصل شده درون‌دانه‌ای در ریزرخساره‌های ناحیه پشته کربناته می‌باشد. تاثیر این فرآیندها بر کیفیت مخزنی سازند کنگان در مطالعات پیشین نیز اشاره شده است (دانیالی و همکاران، ۱۳۹۲ و علی‌اکبر دوست و رحیم‌پوربناب، ۱۳۹۲). بر این پایه ویژگی‌های مخزنی تنها وابسته به بافت اولیه سنگ نبوده و اثر دیاژنز معمولاً خصوصیات اولیه سنگ را در مخازن کربناته کاملاً دگرگون می‌سازد. شکل ۷ نشان‌دهنده مقادیر آزمایشگاهی تخلخل و تراوایی برای دو فرآیند عمده دیاژنزی (تخلخل درون‌دانه‌ای و تخلخل‌های قالبی) تاثیرگذار در این مطالعه می‌باشد. مقادیر تخلخل و تراوایی گرفته شده از نمونه‌های پلاگ شکسته شده نیز نشان داده شده است. این نمونه‌ها از مطالعات بررسی‌های دیاژنزی حذف شده است.

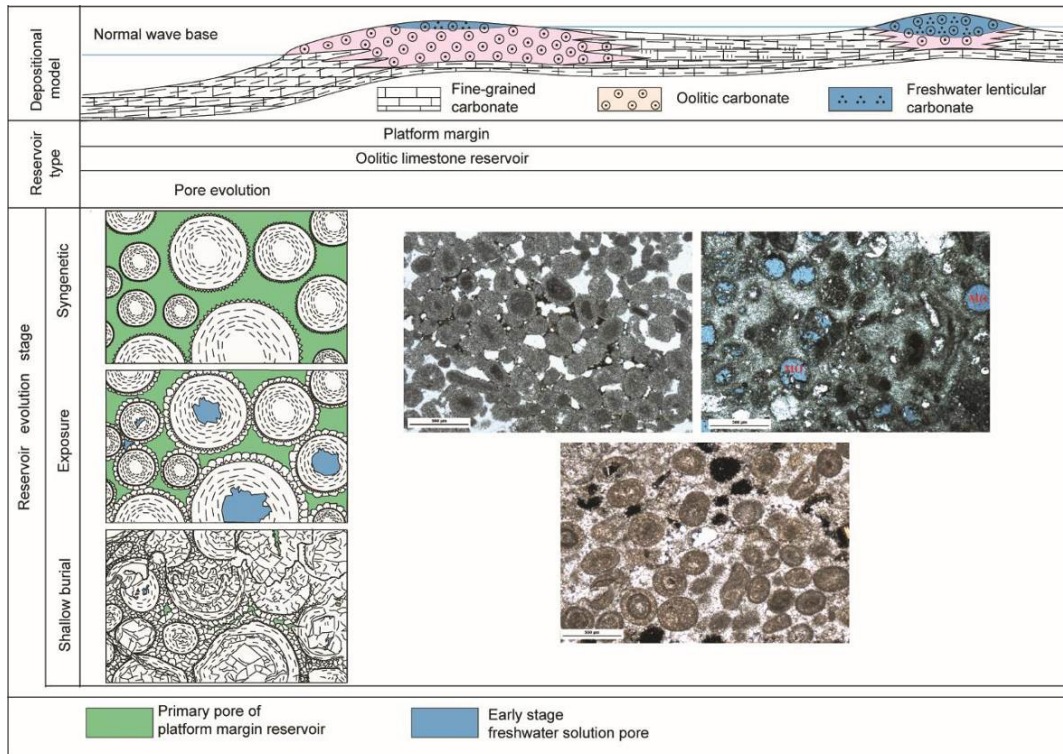
واحد HFU-4: واحد شماره ۴ دارای مقدار تخلخل میانگین ۸۲ / ۱۲ درصد و تراوایی متوسط ۲۸۹/۳۸ میلی‌داری می‌باشد. بیش‌ترین ریزرخساره‌ها در این واحد جریانی شامل MF-9، MF-10 و MF-11 می‌باشد. ریزرخساره‌های ناحیه پشته کربناته تشکیل‌دهنده اصلی این واحد جریانی است. این واحد با دارا بودن ریزرخساره‌های گریستونی بهترین واحد جریانی را تشکیل داده است. تاثیر دیاژنز انحلالی شدید باعث افزایش بسیارخوب کیفیت مخزنی در این واحد شده است. بررسی‌های بیش‌تر نشان‌دهنده زیرواحدهایی در این کلاس می‌باشد که در ادامه بدان پرداخته خواهد شد.

تاثیر دیاژنز بر کیفیت مخزنی ریزرخساره‌های پشته کربناته (HFU-4)

رخدادهای رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی به عنوان کنترل‌کننده‌های بافت اولیه سنگ در زمان رسوب‌گذاری و عامل ایجاد‌کننده تغییرات نهایی در آن، ویژگی‌های کنونی سنگ‌های مخزن و خصوصیات شبکه منفذی در آن را کنترل می‌کنند (علی‌اکبر دوست و رحیم‌پوربناب، ۱۳۹۲). همانگونه که اشاره شد، در این پژوهش، واحد جریانی شماره ۴ دارای بهترین ویژگی از نگاه شاخص FZIRQI می‌باشد. خصوصیات بافتی در نمونه‌های این واحد نشان‌دهنده محیط رسوب‌گذاری ناحیه پشته



شکل ۷. مقدار تخلخل و تراوایی بر پایه رخدادهای دیاژنزی تاثیرگذار در این پژوهش، الف) تخلخل درون‌دانه‌ای و ب) تخلخل قالبی. نمونه‌های شکسته شده (رنگ آبی) از روند بررسی حذف شده است.



شکل ۸. مدل شماتیک پراکندگی ریزرخساره‌های واحد ۴ ناحیه پشته کربناته و تاثیر فرآیندهای دیاژنزی با توجه به جایگاه قرارگیری آن‌ها بر روی پلت‌فرم کربناته

جدول ۴. زیرواحدهای جدا شده در واحد ۴ (HFU-4) بر پایه بافت رسوبی و جایگاه قرارگیری در پشته کربناته به همراه ویژگی‌های دیاژنتیکی، مقدار تخلخل و تراوایی

شماره ریزرخساره	میانگین تراوایی (میلی‌داریسی)	میانگین تخلخل (%)	رخداد دیاژنزی	جایگاه ریزرخساره در کمر بند رخساره‌ای	ترکیب بافت رسوبی	زیر واحد	واحد هیدروکلی (HFU)
MF-9	۲۰/۲۷	۱۱/۵۸	انحلال ضعیف- تخلخل قالبی - درون‌دانه‌ای	پشته سمت تالاب	پلوئید اوئید بایوکلیست پکستون تا گرینستون	الف	۴
MF-10	۱۵۸/۷۳	۱۳/۱۳	انحلال بالا- تخلخل قالبی متصل - بین‌دانه‌ای	پشته مرکزی	اوئید گرینستون	ب	
MF-11	۸۰/۵۸	۱۱/۲۲	انحلال متوسط- تخلخل قالبی متصل- بین‌دانه‌ای	پشته سمت دریای باز	اوئید بایوکلیست آنکوئید گرینستون	ج	

شامل اوئید با مقدار کمی انکوئید و اینتراکلیست است. جایگاه این زیرخساره در سمت رو به دریا پشته کربناته است (فلوگل، ۲۰۱۰). فاقد گل بودن و هم چنین حضور سیمان‌های کلسیتی از مشخصه‌های این ریزرخساره است. برخی از تخلخل‌های بین‌دانه‌ای در این زیرواحد توسط سیمان کلسیتی پر شده است، لذا مقدار تراوایی در این ریزرخساره به مقدار ریزرخساره قبلی (۳ب) نمی‌باشد (شکل ۸).

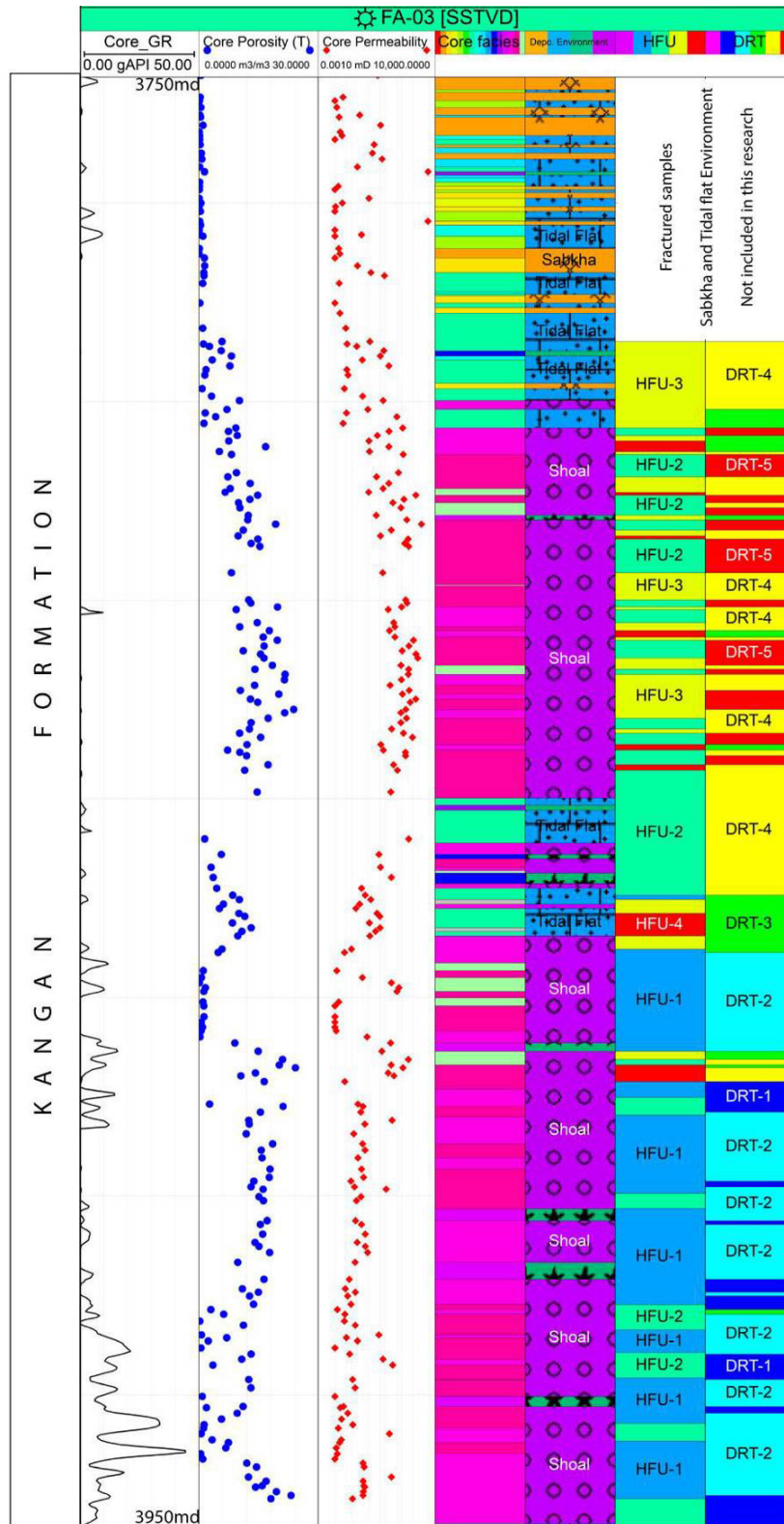
نتیجه‌گیری

در این پژوهش، نتایج واکاوی مغزه از نهشته‌های سازند کنگان (تریاس پیشین) در ۶ چاه از یکی از میدان‌های هیدروکربنی خلیج فارس جهت تعیین واحدهای هیدرولیکی جریان‌ی و تاثیر محیط رسوب‌گذاری و دیاژنز بر روی آن‌ها مورد بررسی قرار گرفت. نهشته‌های سازند کنگان در میدان مورد مطالعه بر روی یک رمپ کربناته کم‌شیب نهشته شده است. با بهره‌گیری از نتایج آنالیز مغزه، واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی با روش‌های معمول و مورد بهره‌گیری (*RQI/FZI-DRT*) بخش‌بندی گردید. با توجه به نزدیک بودن واحدهای جدا شده با بهره‌گیری از دو روش اشاره شده، بخش‌بندی با بهره‌گیری از روش *RQI/FZI* مورد بررسی قرار گرفت. با بهره‌گیری از این روش، چهار واحد هیدرولیکی مخزنی مورد شناسایی قرار گرفت. برپایه مطالعات انجام شده، واحد شماره ۴ (*HFU-4*)، با دارا بودن ریزرخساره‌های گریستونی محیط پشته کربناته، دارای بهترین کیفیت مخزنی می‌باشد. بررسی ریزرخساره‌های این ناحیه از نگاه جایگاه محیط‌رسوبی و تاثیر فرآیندهای دیاژنزی، منجر به جدا سه زیرواحد برای این ناحیه گردید. انحلال تخلخل‌های قالبی بهم پیوسته و درون‌دانه‌ای در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان نهشته شده در ناحیه پشته کربناته، مهم‌ترین عامل دیاژنزی تاثیرگذار بر کیفیت مخزنی نهشته‌های سازند کنگان معرفی می‌شود. مقادیر میانگین تخلخل و تراوایی بدست آمده از آزمایشگاه نیز این مطلب را تأیید می‌کند. از این‌رو، در این پژوهش ریزرخساره‌های ۴- ب متعلق به واحد *HFU-4* که در محیط مرکزی پشته کربناته توسعه یافته‌اند به عنوان بهترین ریزرخساره مخزنی که جریان هیدرولیکی مخزن را کنترل می‌کند، شناسایی و معرفی می‌شود.

زیرواحد الف: پشته کربناته سمت تالاب: نمونه‌های قرار گرفته در این واحد با تخلخل میانگین ۱۱/۵۸ درصد و تراوایی میانگین ۲۰/۲۷ میلی‌داری شامل ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان با فراوانی ریزرخساره‌های پکستون تا گریستون می‌باشد. ریزرخساره‌های این زیرواحد در ناحیه رمپ داخلی پشته مرکزی به سمت لاگون نهشته شده است (فلوگل، ۲۰۱۰). وجود تخلخل‌های بین‌دانه‌ای در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان از عوامل اصلی بالا بودن مقادیر تخلخل و تراوایی در این زیرواحد می‌باشد. نمونه‌های این زیرواحد با توجه به جایگاه آن‌ها در کمربند رخساره‌ای کمتر تحت تاثیر امواج و تغییرات سطح آب قرار گرفته‌اند. لذا پدیده شاخص دیاژنزی مانند انحلال کمتر تاثیرگذار بوده است. اتصال برخی از تخلخل‌ها باعث افزایش مقدار تراوایی میانگین در این ریزرخساره شده است (شکل ۸).

زیرواحد ب: هسته مرکزی پشته کربناته: این زیرواحد با میانگین تخلخل ۱۳/۱۳ درصد و تراوایی میانگین ۱۵۸/۷۳ میلی‌داری بهترین زون مخزنی است. ریزرخساره‌های گریستونی همراه با دانه‌های اوئید و مقدار کمی بایوکلیست، تشکیل‌دهنده‌های اصلی در این ریزرخساره است. فراوانی اوئید، جورشدگی و گردشدگی و نبود میکرایت، انرژی مداوم و بالا را در زمان تشکیل این ریزرخساره تأیید می‌کند (تاکر، ۱۹۹۳). این ریزرخساره معادل ریزرخساره *SMF-15C* فلوگل می‌باشد (فلوگل، ۲۰۱۰). پدیده‌های دیاژنزی شامل انحلال دانه‌ها و آشفستگی زیستی در این نمونه‌ها دیده می‌شود. اتصال دانه‌های انحلال یافته به یکدیگر باعث افزایش مقادیر تراوایی شده است. این زیرواحد در هسته مرکزی ناحیه پشته کربناته قرار داشته و بیش‌ترین تاثیر را از تغییرات سطح آب دریا و فرآیندهای دیاژنزی ناشی از این تغییرات داشته است. تخلخل‌های قالبی متصل شده به یکدیگر در اثر انحلال باعث افزایش موثر ارتباط بین دانه‌ها شده و این امر منجر به افزایش مقدار تراوایی شده است. بهترین زون مخزنی را در این زیرواحد ایجاد نموده است (شکل ۸).

زیرواحد ج: پشته کربناته سمت دریای باز: نمونه‌های این زیرواحد با مقادیر تخلخل متوسط ۱۱/۲۲ درصد به همراه میانگین تراوایی ۸۰/۵۸ میلی‌داری در این واحد جدا شده است. تشکیل‌دهنده‌های اصلی این ریزرخساره



شکل ۹. ستون ارائه شده برای چاه S-I به همراه نمودار پرتو گاما (ستون اول)، مقدار تخلخل بدست آمده از آزمایشگاه (ستون دوم)، مقدار تراوایی برحسب میلی‌داریسی (ستون سوم)، کدهای ریزرخساره‌ای (ستون چهارم)، کمربندهای رخساره‌ای و محیط‌رسوبی ریزرخساره‌ها (ستون پنجم)، واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی به روش HFU (ستون ششم)، واحدهای جریان‌ی به روش گونه‌های سنگی ناپیوسته DRT (ستون هفتم).

منابع

- مطیعی، ه (۱۳۸۲) زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۰۹ ص.
- وفایی، ه، رحیم‌پوربناب، ح، جهانی، د، محسنی، ح (۱۳۹۲) تفکیک و معرفی الگوهای رخساره‌ای سازند کنگان در میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از لاگ‌های FMI. دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۱، شماره ۲، ص ۶۸-۸۱
- Abbaszadeh, M., Corp, O., Fujii, H., & Oil, A (1996) *Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units C Theory and Applications*, (December), 263-271.
- Abed, A. A (2014) *Hydraulic flow units and permeability prediction in a carbonate reservoir, Southern Iraq from well log data using non-parametric correlation. International Journal of Enhanced Research in Science Technology & Engineering*, 3(1): 480-486.
- Ahr W. M (2008) *Geology of carbonate reservoirs*, John Wiley and Sons, Chichester, p. 296.
- Al-ajmi, F. A., Aramco, S., & Holditch, S. A (2000) *SPE 63254 Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir*.
- Al-Jallal, I. A (1995) *The Khuff Formation: its regional reservoir potential in Saudi Arabia and other Gulf countries; depositional and stratigraphic approach*. In, M. I Al-Husseini (Ed.), *Middle East Petroleum Geosciences, GEO'94. Gulf PetroLink, Bahrain*, 1: 103-119.
- Al-sharhan, A. S (1993) *Facies and sedimentary environment of the Permian carbonates (Khuff Formation) in the United Arab Emirates: Sedimentary Geology*, 84: 89.
- 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. Society of Petroleum Engineers*.
- Bagheri M, Riahi MA (2015) *Seismic facies analysis from well logs based on supervised classification scheme with different machine learning techniques. Arab J Geosci*, 8: 7153.
- Bear, J (1972) *Dynamics of fluids in porous media*. New York, NY: Elsevier.
- Belhouchet, H. E., & Benzagouta, M. E (2019) *Rock Typing: Reservoir Permeability Calculation Using Discrete Rock Typing Methods (DRT): Case Study from the Algerian BH Oil Field Reservoir. In Advances in Petroleum Engineering and Petroleum Geochemistry (pp. 9-12). Springer, Cham*.
- Burchette, T. P. and V. P. Wright (1992) *Carbonate ramp depositional Systems. Sedimentary Geology*, 79: 3-57.
- دانیالی؛ ع، غضنفری، پ، کدخدائی، ع (۱۳۹۲) بررسی تخلخل و تراوایی در سنگ‌های مخزن سازندهای دالان و کنگان در میدان گازی پارس جنوبی. دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۱، شماره ۲، ص ۱۶-۲۸.
- درفشی، م، رحیم‌پوربناب، ح، کدخدایی، ع، احمدی، ا (۱۳۹۸) بررسی نقش نوع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ در تعیین واحدهای جریان با استفاده از نمودار انحراف سرعت و داده‌های مغزه در میدان نفتی دورود، سازند فهلیان. نشریه پژوهش نفت، شماره ۱۰۴، ص ۷۱-۸۳.
- رحیم‌پوربناب، ح، علی‌اکبردوست، ا (۱۳۹۲) تعیین رخساره‌های مخزنی در سنگ‌های کربناته براساس مغزه‌های تزریق جیوه و انواع تخلخل در سازندهای دالان و کنگان، میدان گازی پارس جنوبی، دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۱، شماره ۲، ص ۱-۱۵.
- عبدی، ف، کمالی، م، آل‌علی، م (۱۳۹۷) تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از مفهوم واحدهای جریان هیدرولیکی و بررسی توزیع آن توسط شبیه‌سازی شاخص متوالی، در مخزن سورمه بالایی (عرب) در یکی از میادین نفتی جنوب ایران. دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۶، شماره ۱۲، ص ۱۰۲-۸۷.
- فرامرزی، س، رحیم‌پوربناب، ح، رنجبران، م (۱۳۹۷) بررسی توزیع واحدهای جریان سازند سروک در چارچوب چین‌نگاری سکانسی، مطالعه موردی در یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان، جنوب‌غرب ایران. دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۶، شماره ۱۲، ص ۲۵-۳۹.
- قره‌چلو، س، امینی، ع، کدخدائی، ع، فرچپور، و (۱۳۹۳) شناسایی انواع منافذ و خواص مخزنی مرتبط با آن‌ها در سازند آسماری، یکی از میادین نفتی جنوب‌غرب ایران، دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۲، شماره ۳، ص ۱۲-۲۹.
- کدخدائی ایلخچی، ر، رضایی، م، ر، موسوی‌حرمی، ر، کدخدائی، ع (۱۳۹۳) بررسی رخساره‌های الکتریکی مخزنی در قالب واحدهای جریان هیدرولیکی در میدان ویچررنج مربوط به حوضه پرت واقع در استرالیا غربی: پژوهش‌های چین‌نگاری و رسوب‌شناسی، شماره پیاپی ۵۴، شماره اول.
- کدخدائی، ر، نوری، ب (۱۳۹۵) بررسی سامانه روزنه‌ها در ارتباط با ویژگی‌های مخزنی سازندهای دالان بالایی و کنگان در میدان لاوان واقع در جنوب خاوری خلیج فارس. دوفصل‌نامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۴، شماره ۸، ص ۱-۱۰.

- Ghazban, F (2007) *Petroleum Geology of the Persian Gulf*, Tehran University and National Iranian Oil Company, 964-03-9420-3, p 707.
- Ghorbani, M (2019) *Lithostratigraphy of Iran*. Springer.
- Gunter, G. W., Eptg, A., Finneran, J. M., Energy, D. J. H. D. J. H., Miller, J. D., & Amoco, E (1997) SPE 38679. *Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*, (1): 1–8.
- Hearn, C. L., Ebanks Jr, W. J., Tye, R. S., & Ranganathan, V (1984) *Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming*. *Journal of Petroleum Technology*, 36 (08): 1–335.
- Hollis C., Vahrenkamp V., Tull S., Mookerjee A., Taberner C. and Huang Y (2010) *Pore system characterization in heterogeneous carbonates: an alternative approach to widely-used rock-typing methodologies*,” *Marine Petroleum Geology*, 17 (3): 272-293.
- Insalaco, E., Virgone, A., Courme, B., Gaillot, J., Kamali, M. R., Moallemi, S. A., Lotfpour, M. and Monibi, S (2006) *Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture*. *GeoArabia*, 11 (2): 75-176.
- Jafarzadeh, N., Kadkhodaie, A., Jan Ahmad, B., Kadkhodaie, R., Karimi, M (2019) *Identification of electrical and petrophysical rock types based on core and well logs: Utilizing the results to delineate prolific zones in deep water sandy*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 69, 1-12. Paper 102923, Elsevier press.
- Kadkhodaie, A (2015) *Application of Fuzzy Inference System to Estimating Rock Properties from Well Logs and Seismic Data*, 1-36p in the Book titled “Application of Artificial Intelligence Methods in Geosciences and Hydrology” Edited by A. A. Nadiri Published by OMICS Group eBooks, 126p. ISBN: 978-1-63278-061-4, USA.
- Kadkhodaie, A., Rezaee, R., Kadkhodaie, R (2019) *An effective approach to generate drainage representative capillary pressure and relative permeability curves in the framework of reservoir electrofacies*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176: 1082-1094. Elsevier press.
- Kashfi, M. S (2000) *the greater Persian Gulf Permian- Triassic stratigraphic nomenclature requires study: Oil and Gas Journal*, Tulsa, November 6, p. 36-44.
- Kidder, D. L., Worsley, T. R (2004) *Causes and consequences of extreme Permo-Triassic warming to globally equable climate and relation to the Permo-Triassic extinction and*
- Burchette, T. P., Wright, V. P., & Faulkner, T. J (1992) *Oolitic sand body depositional models and geometries, Mississippian of southwest Britain: implications for petroleum exploration in carbonate ramp settings*. *Sedimentary Geology*, 68(1-2): 87-115.
- Chekani, M., & Kharrat, R (2012) *An Integrated Reservoir Characterization Analysis in a Carbonate Reservoir: A Case Study*. *Petroleum Science and Technology*, 30 (14): 1468–1485.
- Doveton, J. H (2014) *Principles of mathematical petrophysics*. Oxford: Oxford University Press.
- Dunham, R. J (1962) *Classification of carbonate rocks according to depositional texture*. In: *AAPG Bulletin, Memoir1*, p. 108–121.
- Ebanks Jr, W. J (1987) *Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects*. AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. (United States), 71 (CONF-870606).
- El Sharawy, M. S., & Nabawy, B. S (2019) *Integration of electrofacies and hydraulic flow units to delineate reservoir quality in uncored reservoirs: A case study, Nubia Sandstone Reservoir, Gulf of Suez, Egypt*. *Natural Resources Research*, 1-22.
- El Sharawy, M. S., Nabawy, B. S (2016) *Determination of electrofacies using wireline logs based on multivariate statistical analysis for the Kareem Formation, Gulf of Suez, Egypt*. *Environmental Earth Sciences*, 75 (21), Article 1394.
- Elkhateeb, A., Rezaee, R., Kadkhodaie, A (2019) *Prediction of high-resolution reservoir facies and permeability, an integrated approach in the Irwin River Coal Measures Formation, Perth Basin, Western Australia*. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 181, 1-12. Article 106226, Elsevier press.
- Esfarili-Dizaji, B., Rahimpour-Bonab, H (2009) *Effects of depositional and diagenetic characteristics on carbonate reservoir quality: a case study from the South Pars gas field in the Persian Gulf*. *Pet. Geosci*, 15: 1–22.
- Faraji, M. A., Kadkhodaie, A., Wood, D. A., Rahimpour-Bonab, H., Ghanavati, M (2019) *Estimation and mapping of vitrinite reflectance from seismic data in South Pars gas field, Persian Gulf*. *Journal of Applied Geophysics* 164, 1-10. Elsevier press.
- Flugel, E (2010) *Microfacies of carbonate rocks*, Springer-Verlag, Berlin, p. 976.
- Gharechelou, S., Amini, A., Kadkhodaie, A., Hosseini, Z., Honarmand, J (2018) *Rock typing and reservoir zonation based on the NMR logging and geological attributes in the mixed carbonate-siliciclastic Asmari Reservoir*. *Geopostia* 8(1), 77-98. University of Tehran Press.

- prediction: a case study of block Shen-95, Liaohe Oilfield, North-East China. *Journal of Applied Sciences*, 9 (10): 1801–1816.
- Paterson, Ms (1983) The equivalent channel model for the permeability and resistivity in fluid saturated rock: A re-appraisal. *Mechanics of Minerals*, 2 (4): 345-52.
- Perez, H. H., Datta-Gupta, A. and Mishra, S (2005) The role of electrofacies, lithofacies, and hydraulic flow units in permeability prediction from well logs: a comparative analysis using classification trees. *SPE Paper* 84301.
- Rahimpour-Bonab, H., Asadi-Eskandar, A., Sonei A (2014) Controls of Permian-Triassic Boundary over Reservoir Characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf, *Geological Journal*, 44: 341–364, 2009.
- Rahimpour-Bonab, H., Esrafil-Dizaji, B., Tavakoli, V (2010) Dolomitization and anhydrite precipitation in Permo-Triassic carbonates at the South Pars gas Field, Offshore Iran: controls on reservoir quality. *J. Pet. Geol*, 33: 43–66.
- Riazi, Z (2018) Application of integrated rock typing and flow units' identification methods for an Iranian carbonate reservoir. *Journal of petroleum science and engineering*, 160: 483-497.
- Riazi, Z (2017) Application of integrated rock typing and flow units' identification methods for an Iranian carbonate reservoir, *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Sfidari, E., Kadkhodaie, A., Ahmadi, B., Ahmadi, B., Faraji, M. A (2018) Prediction of pore facies using GMDH-type neural networks: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf basin. *Geopersia*, 8 (1): 43-60. University of Tehran Press.
- Sharland P. R., Archer R., Casey D. M., Davies R. B., Hall S. H., Heward A. P., Horbury A. D. and Simmons M. D (2001) Arabian plate sequence stratigraphy, *Geo-Arabia Special Publication*, p. 371.
- Stinco, L. P (2006) Core and log data integration; the key for determining electrofacies. In *SPWLA 47th Annual Logging Symposium* 7.
- Szabo F. and A. Kheradpir (1978) Permian and Triassic stratigraphy, Zagros Basin, south-west Iran. *J. of Petr. Geol*, 1(2): 57–82.
- Teh, W. J., Willhite, G. P., & Doveton, J. H (2012) Improved reservoir characterization using petrophysical classifiers within electro facies. *Society of Petroleum Engineers* 154341-PP 19.
- Tucker, M. E (1993) Carbonate Diagenesis and sequence stratigraphy. In: Wright, V. P., (Ed), *Sedimentary review/1*, Blackwell. Scientific Publication, p. 51-72.
- Walsh, J. B., Brace, W. F (1984) The effect of pressure on porosity and the transport recovery. *Paleogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol*, 203: 207–237.
- Konert, G (2001) Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*, 6 (3): 2001.
- Lee, S. H., Kharghoria, A., and Datta-gupta, A (2002) Electrofacies Characterization and Permeability Predictions in Complex Reservoirs: *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 237-248.
- Mohebian, R., Riahi, M. A., Kadkhodaie, A (2019) Characterization of hydraulic flow units from seismic attributes and well data based on a new fuzzy procedure using ANFIS and FCM algorithms, example from an Iranian carbonate reservoir. *Carbonates and Evaporites*, 34 (2): 349-358. Springer.
- Moradpour, M., Zamani, Z., Moallemi, S. A (2008) Controls on reservoir quality in the Lower Triassic Kangan Formation, Southern Persian Gulf. *J. Petrol. Geol*, 31: 367–386.
- Nabawy, B. S., Barakat, M. Kh (2017) Formation Evaluation using conventional and special core analyses: Belayim Formation as a case study, Gulf of Suez, Egypt. *Arabian Journal of Geosciences*, 10(25): 1-23.
- Nabawy, B. S., Geraud, Y (2016) Impacts of pore- and petro-fabrics, mineral composition and diagenetic history on the bulk thermal conductivity of sandstones, *Journal of African Earth Sciences*, 115: 48-62.
- Nabawy, B. S., Shehata, A. M (2015) Integrated petrophysical and geological characterization for the Sidi Salem-Wakar sandstones, offshore Nile Delta, Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, 110: 160-175.
- Nabway, B. S., & Kassab, M. A (2014) Porosity-reducing and porosity-enhancing diagenetic factors for some carbonate microfacies: a guide for petrophysical facies discrimination. *Arabian Journal of Geosciences*, 7 (11): 4523-4539.
- Nosrati, A., Kadkhodaie, A., Amini, A., Chehrizi, A., Mehdipour, V., Moslemnezhad, T (2019) Reservoir properties distribution in the framework of sequence stratigraphic units: A case study from the Kangan Formation, Iranian offshore gas field, the Persian Gulf basin. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 65: 1-15.
- Nosrati, A., Kadkhodaie, A., Amini, A. H., Mehdipour, V., Moslemnezhad, T (2019) Reservoir properties distribution in the framework of sequence stratigraphic units: A case study from the Kangan Formation, Iranian offshore gas field, the Persian Gulf basin. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 65: 1-15. Elsevier press.
- Orodu, O. D., Tang, Z., & Fei, Q (2009) Hydraulic (flow) unit determination and permeability

properties of rock. DOI: 10.1029/ JB089iB11p09425.

Wilson J. L (1975) Carbonate Facies in Geologic History, Springer-Verlag, New York, p. 471.

Winland, H., D (1976) Evaluation of gas slippage and pore aperture size in carbonate and sandstone reservoirs: Amoco Production Company Report F76-G-5, 25 p. (unpublished).

Zeigler, M. A (2001) Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian plate and its hydrocarbon occurrences: Geoarabia, Gulf Petrolink, Bahrain, 6 (3): 445 – 504.