

# بررسی دیاژنز، ژئوشیمی و کیفیت مخزنی سازند فهلیان در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران

امیر کاظمی<sup>۱</sup>، محمدعلی صالحی<sup>۱\*</sup>، جواد سبحانی<sup>۲</sup>، جواد هنرمند<sup>۳</sup> و نواب خدایی<sup>۳</sup>

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، ایران

۲- رسوب‌شناسی، دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، ایران

۳- پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۱/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۵/۲۰

## چکیده

سازند فهلیان (کرتاسه آغازین) از مخازن مهم نفتی در بسیاری از میادین حوضه زاگرس نظیر دشت آبادان و خلیج فارس محسوب می‌شود. به منظور بررسی دیاژنز، ژئوشیمی و کیفیت مخزنی این توالی کربناته در یکی از میادین واقع در ناحیه دشت آبادان، نتایج مطالعات زمین‌شناسی-پتروفیزیکی شامل مطالعه پتروگرافی مقاطع نازک میکروسکوپی، آنالیز معمول مغزه (تخلخل- تراوایی)، آنالیز پراش اشعه ایکس، نمودارهای پتروفیزیکی، آنالیز ایزوتوپ کربن-اکسیژن و آنالیز عنصری همراه با مطالعات میکروسکوپ الکترونی و کاتودولومینسانس تلفیق شده است. این سازند تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی مختلفی شامل میکرایتی‌شدن، آشفنگی زیستی، تراکم، سیمانی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن و شکستگی قرار گرفته است. سیمانی‌شدن کلسیتی، تراکم و دولومیتی‌شدن فراگیر عوامل اصلی کنترل‌کننده کاهش تخلخل و تراوایی می‌باشند، در حالی که انحلال (به صورت حفره‌ای و قالبی) و شکستگی، کیفیت مخزنی توالی مورد مطالعه را افزایش داده‌اند. تخلخل و تراوایی مغزه در بخش مخزنی سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه به ترتیب دارای تغییراتی در محدوده ۰/۰۱ تا ۲۷/۵٪ و کمتر از ۰/۰۱ تا بیشتر از ۶۳۰ mD می‌باشد. این تغییرات در تخلخل و تراوایی شدیداً وابسته به فرآیندهای دیاژنزی با پیروی از الگوی تغییرات رخساره‌ای است. بررسی‌های کیفیت مخزنی نیز نشان می‌دهد که دیاژنز تأثیر عمده‌ای به صورت مثبت و منفی در سازند فهلیان داشته و به میزان عمده‌ای توزیع سیستم منافذ را کنترل نموده است. با استفاده از داده‌های ژئوشیمی عنصری و ایزوتوپی اکسیژن و کربن یک سطح مطابق با حداکثر پایین افتادگی سطح نسبی آب دریا شناسایی گردید که می‌توان نتیجه گرفت که دیاژنز جوی تأثیر زیادی در بهبود کیفیت مخزنی توالی زیرین این سطح داشته است. به جهت بررسی کیفیت مخزنی رخساره‌ها و ایجاد ارتباط بین رخساره‌ها با رده‌های پتروفیزیکی لوسیا و تعیین گونه‌های سنگی، داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به رخساره‌های بخش پایینی (مخزنی) سازند فهلیان بر روی نمودار لوسیا ترسیم و منجر به تفکیک چهار گونه سنگی متفاوت گردید؛ در بین آنها فلوتستون/باندستون-گرینستون از کیفیت مخزنی بالاتری برخوردار است. در راستای تعیین واحدهای جریان‌ی از دو روش پتروفیزیکی شامل شاخص زون جریان‌ی و شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه استفاده گردید. نتایج نشان داد که شاخص زون جریان‌ی و شعاع گلوگاه تخلخل، عمدتاً ناهمگنی‌های مخازن کربناته را در مقیاس کوچک آشکار می‌کند. بر اساس روش شاخص زون جریان‌ی، یک واحد غیر مخزنی و چهار واحد جریان‌ی و بر اساس روش شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه چهار گونه سنگی و یک گونه غیرمخزنی با توجه به اندازه منافذ شناسایی گردید.

**کلمات کلیدی:** سازند فهلیان، دشت آبادان، دیاژنز جوی، ژئوشیمی ایزوتوپی، واحدهای جریان هیدرولیکی.

\*مسئول مکاتبات

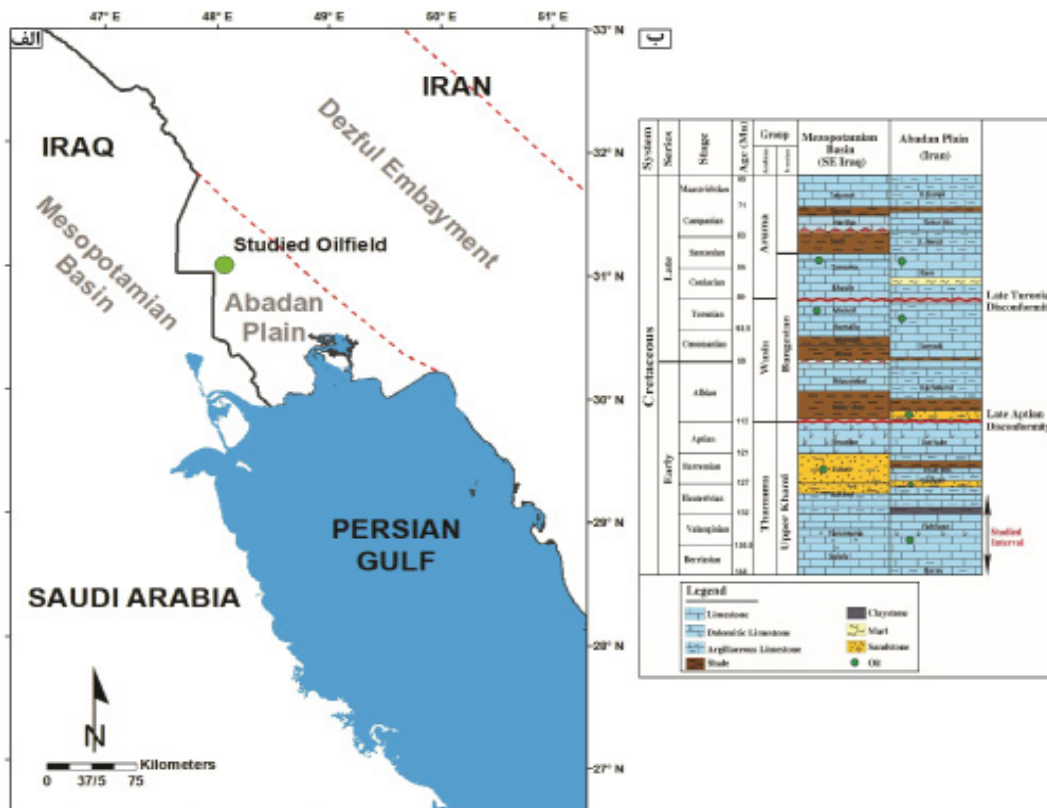
آدرس الکترونیکی ma.salehi@sci.ui.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5407.3406)

## مقدمه

مهم شناخته شده در میادین نفتی دشت آبادان نیز محسوب می‌شود. به دلیل مشترک بودن اغلب مخازن غرب دشت آبادان با کشور عراق (شکل ۱)، اهمیت شناخت دقیق در راستای افزایش تولید از این مخازن، از سوی شرکت ملی نفت ایران در اولویت قرار گرفته است. هدف این پژوهش، شناخت فرایندهای دیاژنزی حاکم بر سازند فهلیان در میدان نفتی مورد نظر، شناخت واحدهای جریانی و ارزیابی کیفیت مخزنی آن، مطالعات ژئوشیمیایی عنصری و ایزوتوپی در تعیین روند دیاژنوز و شناسایی عوامل موثر بر افزایش و کاهش کیفیت مخزنی است. با توجه به اهمیت شناخت دقیق مخازن این میدان در راستای اکتشافات آینده و افزایش تولید از آنها، شناسایی افق‌های بهتر از لحاظ کیفیت مخزنی از جایگاه مهم و ویژه‌ای برخوردار است.

با توجه به نیاز روزافزون صنعت به استفاده از منابع نفتی، اکتشاف مخازن جدید نفتی و نیز افزایش بهره‌وری از میادین نفتی در حال تولید اجتناب‌ناپذیر است. لازمه رسیدن به این مهم، شناسایی سنگ‌های منشاء، سنگ‌های دارای پتانسیل ذخیره هیدروکربن، پوش سنگ‌ها و نیز تأثیر فرآیندهای بعدی مانند عوامل دیاژنتیکی، در کاهش یا افزایش کیفیت آنها می‌باشد [۱]. بررسی دقیق و کسب اطلاعات کاربردی در راستای تشخیص ویژگی‌های مخزنی و بهبود راندمان تولید از مخازن، نیازمند مطالعات ریزرخساره و فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر سنگ‌های رسوبی است. سازند کربناته فهلیان یکی از سازندهای گروه خامی با سن بریازین-هوتروین است که عمدتاً در فارس و فروافتادگی دزفول گسترش دارد و از سنگ مخزن‌های



شکل ۱- الف: موقعیت میدان نفتی مورد مطالعه در دشت آبادان (با علامت دایره سبز مشخص شده است). ب: ستون چینه‌شناسی کوتاه دشت آبادان و حوضه مزوپتامین جنوب شرق عراق (اقتباس با تغییراتی از [۲ و ۶]).

### موقعیت زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه

دشت آبادان به عنوان بخشی از حوضه پیش‌گودال مزوپتامین در گوشه جنوب غربی فروافتادگی دزفول، بخش شمال شرقی صفحه عربی را تشکیل داده و ویژگی‌های زمین‌شناسی آن بیشتر شبیه صفحه عربی است [۲]. کرتاسه با یک پیشروی عمومی در ناحیه زاگرس آغاز می‌شود که نتیجه آن نهشته شدن سنگ آهک‌های کم‌عمق در جنوب شرقی زاگرس، قسمت اعظم خلیج فارس، عمان، قطر و ناحیه چین‌خورده حجاز در کرتاسه آغازین بوده است [۳] (شکل ۱). به طور کلی کرتاسه آغازین یکی از با اهمیت‌ترین چرخه‌های رسوبی در خاورمیانه از لحاظ حجم ذخیره هیدروکربن است [۴ و ۵].

کرتاسه در دشت آبادان با رسوب‌گذاری سازند گرو آغاز می‌گردد و این سازند در بخش بالایی به صورت تدریجی با سازند فهلیان تداخل داشته، و بخش فهلیان / گرو نامگذاری شده است اما در برخی از چاه‌ها این مرز با قطعیت قابل رویت نیست و تفکیک مرز بین آنها از جمله در چاه مورد مطالعه امکان‌پذیر نیست. سازند گدوان به سن بarmین-آپتین به صورت همساز (هم‌شیب) روی سازند فهلیان قرار می‌گیرد (شکل ۱).

سازند کربناتی فهلیان به سن بریازین-هوتروین، به طور عمده با ته نشست سنگ آهک‌های کم ژرفا، جزء سازندهای گروه خامی بالایی و از مخازن مهم نفتی در فروافتادگی دزفول و دشت آبادان به شمار می‌رود. در قاعده سازند، به طور محلی، برش انحلالی وجود دارد که ممکن است معادل سازند هیث باشد. مرز بالایی فهلیان با سازند گدوان واضح است ولیکن در شمال فروافتادگی دزفول که سازند گدوان وجود ندارد، سازند فهلیان و داریان قابل تفکیک نیستند. سازند فهلیان را می‌توان در تمام مناطق فارس، شمال شرقی خوزستان و شمال شرقی لرستان دید، ولی در جنوب غرب لرستان و خوزستان، این سازند به شیل و سنگ آهک‌های سازند گرو تبدیل می‌شود [۳].

میدان مورد مطالعه در این پژوهش در دشت آبادان واقع شده است. سازند فهلیان، در چاه مورد مطالعه دارای ضخامت ۵۳۸ m می‌باشد که به دو بخش فهلیان بالایی و فهلیان پایینی تقسیم می‌گردد. فهلیان بالایی از سنگ آهک‌های کرم و خاکستری گاهی با رس زیاد و پیریتی و لایه‌هایی از مارن و رس سنگ خاکستری تا خاکستری تیره و پیریتی و دارای سیلت و ماسه تشکیل شده است [۷]. فهلیان پایینی از سنگ آهک‌های کرم، نخودی و قهوه‌ای رنگ پیریت‌دار، گاهی کمی رسی، با میان لایه‌های نازک دولومیت و سنگ آهک دولومیتی قهوه‌ای رنگ تا خاکستری روشن دارای تخلخل و شکستگی تشکیل شده است که آثار نفت و بیتومین در تخلخل‌ها و شکستگی‌ها مشاهده شده است. در قسمت انتهایی، سنگ-آهک‌های کرم و خاکستری روشن تا تیره و مارن خاکستری تیره تا سیاه و پیریتی حضور دارند.

### داده‌ها و روش مطالعه

#### مطالعات پتروگرافی

به منظور بررسی پتروگرافی (تشخیص اجزای کربناته و غیرکربناته و فراوانی آنها)، تعیین رخساره‌های میکروسکوپی، محیط رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی، تعداد ۷۸۶ مقطع نازک میکروسکوپی تهیه شده از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری جمعاً به مترای ۲۳۹ m، توسط میکروسکوپ نوری پلاریزان مطالعه گردید. برای نام‌گذاری و طبقه‌بندی رخساره‌ها از روش دانه‌ام [۸] و امبری و کلوان [۹] استفاده شده و توصیف ریزرخساره‌ها و تعیین محیط رسوبی با استفاده از ریزرخساره‌های استاندارد فلوگل [۱۰] انجام شده است. تعداد ۵۳ نمونه مقطع نازک نیز جهت شناسایی بهتر تخلخل تزریق اپوکسی صورت گرفته است. در راستای بررسی نسل‌های مختلف سیمان سنگ‌های کربناته و تفسیر شرایط دیاژنتیک موثر بر این سنگ‌ها، علاوه بر مطالعات پتروگرافی توسط میکروسکوپ پلاریزان، از میکروسکوپ کاتدولومینسانس (CL مدل CTL Mk5-1) که بر روی میکروسکوپ

تراوایی ۳۹۶ پلاگ تهیه شده از مغزه‌های حفاری اندازه‌گیری شده است. برای تعیین تخلخل و تراوایی پلاگ‌های مغزه، تخلخل هلیم و تراوایی هوا در آزمایشگاه اندازه‌گیری شده است [۱۱]. براساس داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، از روش‌های تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از روش نشانگر زون جریان، و روش محاسباتی شعاع گلوگاه حفرات با استفاده از معادله وینلند و کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا استفاده شده است.

### نتایج

#### ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی

مطالعات پتروگرافی در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه منجر به شناخت نه ریزرخساره کربناته و دو رخساره آواری در دو محیط رسوبی کربناته و کربناته-تخریبی گردیده است که در سه کمر بند رخساره‌ای سد (شول)، لاگون و پهنه جزر و مدی نهشته شده‌اند (برای مطالعه بیشتر در این زمینه به [۱۲] مراجعه شود). خلاصه اطلاعات مربوط به ریزرخساره‌ها در جدول ۱ ارائه شده است.

پلاریزان نصب شده) استفاده گردیده است. همچنین جهت شناسایی و تهیه تصاویر سه بعدی از ریزتخلخل‌ها، برخی فرآیندهای دیاژنزی، کانی‌های رسی و سایر کانی‌های غیرکربناته تعدادی نمونه سنگی انتخاب شده و با استفاده از میکروسکوپ الکترونی (SEM) مدل VEGA\TESCAN-XMU مجهز به میکرو آنالیز EDS مورد مطالعه قرار گرفته‌اند.

#### مطالعات ژئوشیمیایی

به جهت شناخت شرایط ژئوشیمیایی حاکم بر حوضه رسوبی و تعیین روند دیاژنز کربنات‌های سازند فهلیان، پس از مطالعه دقیق مقاطع نازک، تعداد ۲۰ نمونه برای مطالعه عنصری انتخاب و به روش طیف‌سنجی تابشی پلاسمای جفت شده القایی (ICP-OES) تحت آنالیز عنصری قرار گرفته است. همچنین به منظور تعیین مقادیر ایزوتوپ‌های پایدار اکسیژن ( $\delta^{18}\text{O}$ ) و کربن ( $\delta^{13}\text{C}$ )، از پودر ۲۰ نمونه‌ای که تحت آنالیز عنصری قرار گرفتند، هر کدام به میزان ۰/۵ g در آزمایشگاه ژئوشیمی دانشکده علوم طبیعی دانشگاه اراک امان مورد آنالیز قرار گرفته شده است.

#### مطالعات پتروفیزیکی

به منظور ارزیابی خواص مخزنی، مقادیر تخلخل و

جدول ۱ رخساره‌های میکروسکوپی، اجزاء اصلی آنها و فراوان‌ترین تخلخل‌های شناسایی شده در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه (با تغییراتی از [۱۲]).

سیستم منافذ	زیر محیط	کد و نام ریز رخساره/پتروفاسیس
بین دانه‌ای و حفره‌های مرتبط	شول	ریزرخساره ۱: گرینستون ائیدی اینتراکستدار
بین دانه‌ای، حفره‌های مرتبط و درون دانه‌ای	شول	ریزرخساره ۲: گرینستون اینتراکستی پلوئیددار
بین دانه‌ای، حفره‌های مرتبط و درون دانه‌ای	لاگون	ریزرخساره ۳: پکستون اینتراکستی پلوئیددار
بین دانه‌ای، حفره‌های مرتبط و قالبی	لاگون	ریزرخساره ۴: پکستون پلوئیدی دارای خرده فسیل و فرامینیفر کفزی
رشدی، قالبی، حفره‌های مرتبط	لاگون	ریزرخساره ۵: فلوتستون/باندستون لیتوکودومی
قالبی، حفره‌های مرتبط، درون دانه‌ای	لاگون	ریزرخساره ۶: وکستون خرده فسیل دار
قالبی، حفره‌های غیرمرتبط و مرتبط	لاگون	ریزرخساره ۷: وکستون/پکستون دارای داسی کلاد و فرامینیفر کفزی
قالبی، حفره‌های غیرمرتبط و مرتبط	لاگون	ریزرخساره ۸: وکستون دارای فرامینیفر کفزی و خرده فسیل
قالبی، حفره‌های غیرمرتبط و مرتبط	لاگون	ریزرخساره ۹: مادستون فسیل دار
ریزتخلخل	پهنه جزر و مدی	پتروفاسیس ۱: مادستون آهکی-ماسه‌ای
ریزتخلخل	پهنه جزر و مدی	پتروفاسیس ۲: رس سنگ آهکی/مارن دارای ماسه

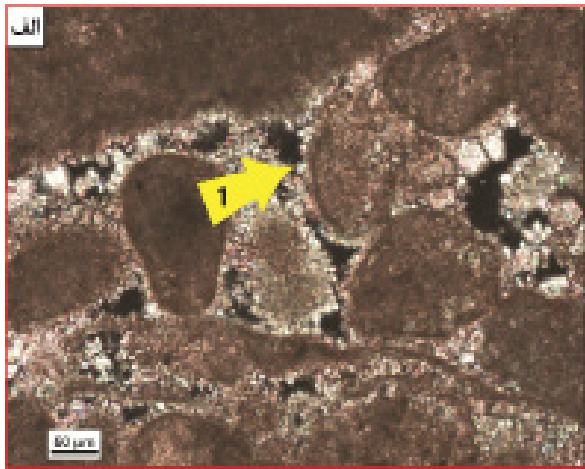
**دیاژنز**

شکستگی، نوشکلی، میکرایتی شدن، فابریک ژئوپتال، دولومیتی شدن، دولومیت زدایی، پیریتی شدن و سیلیسی شدن می‌باشند. خلاصه شرح مهم‌ترین عوارض دیاژنزی در **جدول ۲** و تصاویر میکروسکوپی آنها در **شکل ۲ و ۳** آورده شده است.

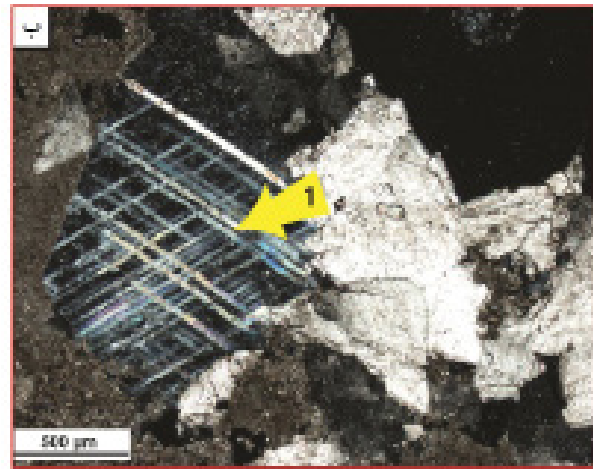
بر پایه مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی (پتروگرافی و تصاویر SEM) انجام شده، فرآیندهای دیاژنزی عمده سازند فلهیان در چاه مورد مطالعه شامل آشفستگی زیستی، تراکم، سیمانی شدن، انحلال،

**جدول ۲** خلاصه شرح مهم‌ترین عوارض دیاژنزی شناسایی شده در سازند فلهیان در چاه مورد مطالعه به همراه نقش آنها در کیفیت مخزنی.

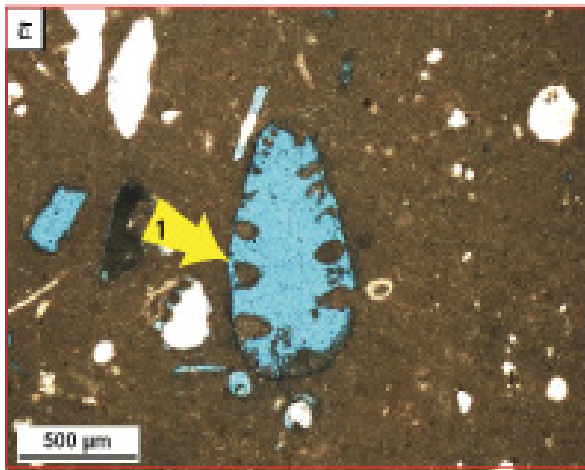
تأثیر بر کیفیت مخزنی	ویژگی	فرایند دیاژنزی
منوط به ارتباط مناسب بین حفرات و عدم پرشدگی آنها (حفظ حفرات به صورت کامل یا بخشی)، نقش فزاینده در افزایش کیفیت مخزنی	ایجاد حفرات قالبی بر اثر انحلال دانه‌ها یا آلوکم‌های ناپایدار در مقیاس‌های مختلف	انحلال انتخاب کننده فابریک
	ایجاد حفرات حفره‌ای و کانالی بر اثر انحلال تمامی اجزا (سنگ و زمینه) در مقیاس‌های مختلف	انحلال غیرانتخاب کننده فابریک
با ایجاد قشر سیمان دور اجزا و پر کردن حفرات و شکستگی‌ها، نقش فزاینده در کاهش کیفیت مخزنی	در اطراف قطعات فسیلی از قبیل آئیدها و نیز بیشتر در رخساره‌های دانه‌پشتیبان (گرینستون‌های آئیدی)	سیمان فیبری هم ضخامت
	به صورت بلورهای کلسیتی درشت (2-1 mm) و پر کننده فضاهای خالی بین دانه‌ها و دربرگیرنده چند دانه	سیمان پوئی کیلوتاپیک
	به صورت موزائیکی از بلورهای بی‌شکل تا نیمه شکل دار درشت و شفاف و جانشین شده در بخشی از صدف نرم‌تنان و پرکننده برخی از فضاهای بین آلوکم‌ها، حفره‌ها، رگه‌ها و شکستگی‌ها و نیز بیشتر در گرینستون‌های آئیدی	سیمان هم بعد
	به شکل بلورهای شفاف منفرد کلسیت بر روی دانه‌ها (اغلب خرده‌های اکینودرم) به ویژه در رخساره‌های گرینستونی	سیمان رشد اضافی هم‌محور
	به صورت بلورهایی که از حاشیه به مرکز درشت می‌شوند (از 0/1 تا 0/8 mm متغییر) و پرکننده فضاهای خالی بین ذره‌ای و قالبی	سیمان دروزی
	به صورت بلورهای کلسیت اسپاری متوسط تا درشت دانه و گاهی رخ یک جهتی و دو جهتی و سطوح صاف و مرز مشخص و پرکننده برخی از شکستگی‌ها و حفرات انحلالی	سیمان کلسیت بلوکی
	اندازه‌ای بین ۸۰ تا ۱۵۰ μ، اغلب در رخساره‌های لاگونی، در اکثر موارد بافت رسوبی اولیه را تخریب کرده‌اند	دولومیت‌های متوسط بلور
بدون تخلخل قابل توجه، عدم ایفای نقش در بهبود کیفیت مخزنی	عمدتاً شکل‌دار با اندازه‌های ۵۰ تا ۳۵۰ μ، دارای مرزهای صاف و سطح کدر و غبار گرفته، سطح بلوری مسطح و خاموشی مستقیم، به صورت پراکنده در زمینه‌ای از گل آهکی (میکرایتی)	دولومیت‌های متوسط تا درشت بلور
	دارای بافت غیرمسطح، سطوح رخ منحنی شکل و خاموشی موجی، اغلب درون شکستگی‌ها، استیلولیت‌ها و تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای	دولومیت زین‌اسبی (باروک)
	بلورهای متوسط تا درشت (۴۰ تا ۵۰۰ μ) و شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار با مرزهای مسطح و حالت مات یا کدر در حاشیه یا درون استیلولیت‌ها	دولومیتی شدن مربوط به استیلولیت‌ها



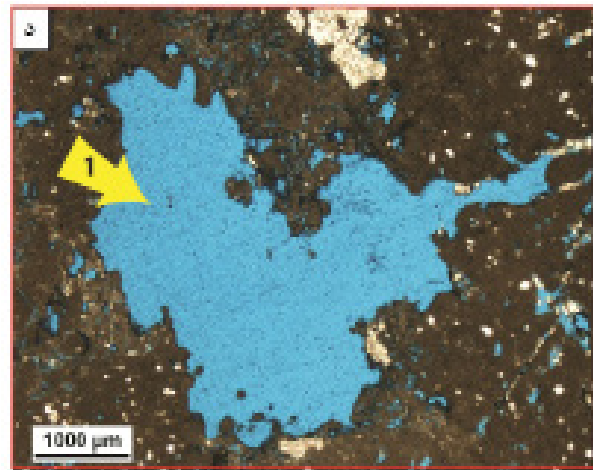
4098.32m, XPL.



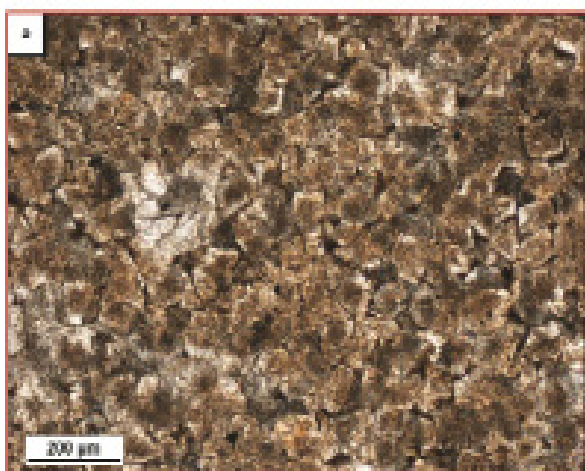
4370.40m, XPL.



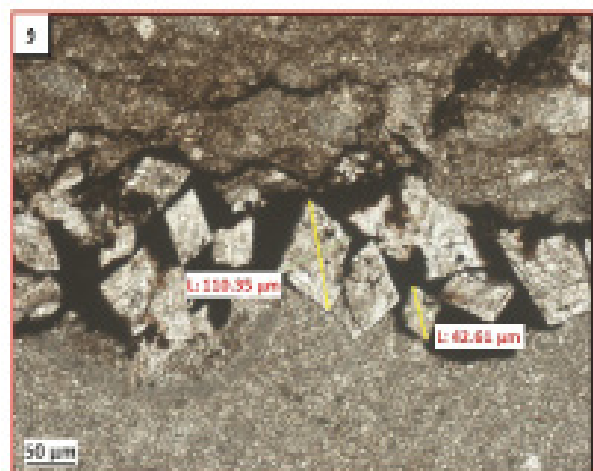
4293.54m, PPL.



4371.20m, PPL.



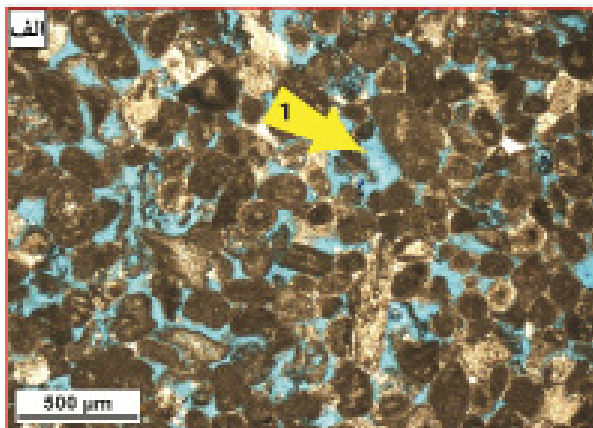
4243.12m, XPL.



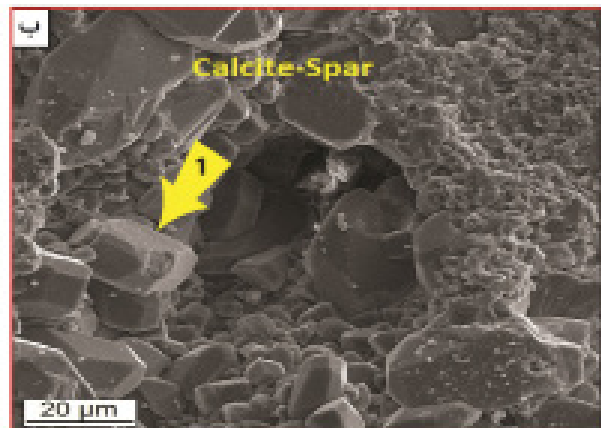
4367.83m, PPL.

شکل ۲ تصاویر میکروسکوپی از مهم‌ترین عوارض دیاژنزی شناسایی شده در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه. الف: سیمان فیبری هم‌ضخامت در اطراف دانه‌ها. ب: سیمان کلسیت بلوکی با رخ دوجبهتی. ج: انحلال قالبی در پوسته فرامینیفر (انتخاب-کننده فابریک). د: انحلال حفره‌ای در رخساره گل‌پشتیبان (غیرانتخاب‌کننده فابریک). ه: بلورهای متوسط شکل‌دار و نیمه-شکل‌دار دولومیت. و: بلورهای شکل‌دار دولومیت در طول استیلولیت با آغستگی نفتی.

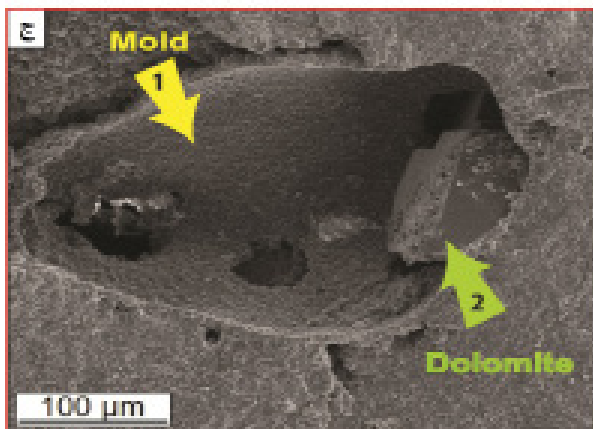




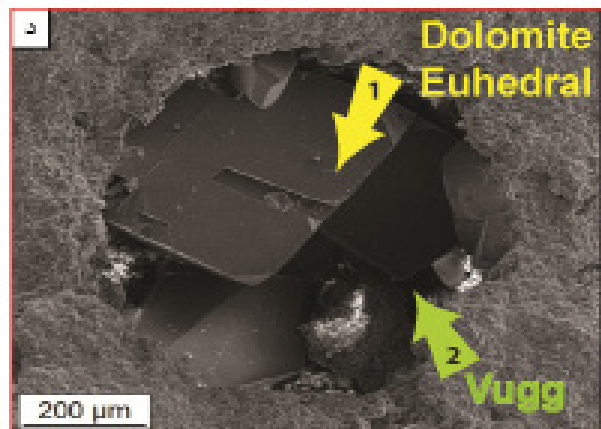
4258.12m, PPL.



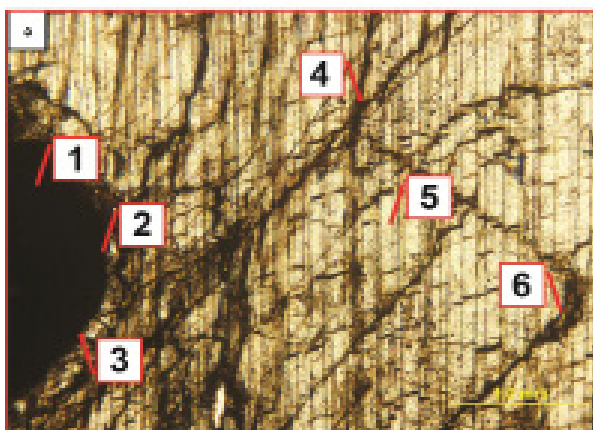
4101.55m, SEM.



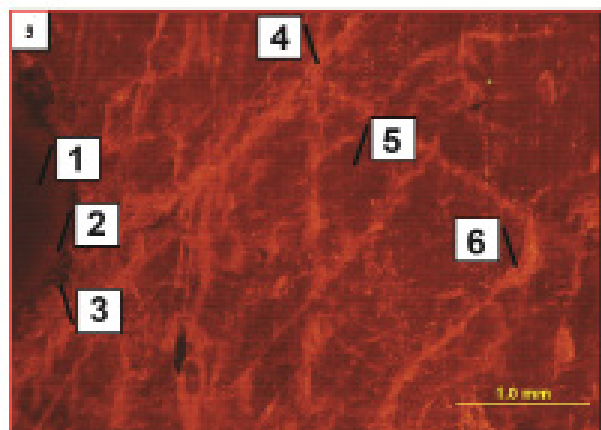
4237.58m, SEM.



4149.28m, SEM.



4342.88m, PPL.



4342.88m, CL.

شکل ۳ تصاویر منتخب مقطع نازک میکروسکوپی، میکروسکوپ الکترونی (SEM) و کاتودولومینسانس (CL) از مهم‌ترین عوارض دیاژنزی شناسایی شده در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه. الف: تخلخل بین‌ذره‌ای و ارتباط بسیار خوب منافذ در رخساره دانه پشتیبان. ب: بلورهای متوسط و درشت سیمان کلسیت اسپاری در تصویر SEM. ج: قالب یک شکم‌پا (فلش ۱) همراه با بلور دولومیت شکل‌دار (فلش ۲) در تصویر SEM. د: بلور درشت و کاملاً شکل‌دار دولومیت (فلش ۱) در تخلخل حفره‌ای (فلش ۲) در تصویر SEM. ه و و: انواع سیمان در نور معمولی (PPL) و کاتودولومینسانس (CL). فازهای لومینسانس مشاهده شده عبارتند از: (۱) آلوکما: دارای لومینسانس ضعیف قهوه‌ای روشن-تیره هستند. (۲) لامینه‌های اطراف آلوکما: اغلب دارای لومینسانس همانند خود آلوکما می‌باشند. (۳) سیمان وادوز اولیه در حاشیه آلوکما: فاقد لومینسانس بوده و به رنگ تیره دیده می‌شود. (۴) تخلخل حاصل از شکستگی و یا فرآیندهای انحلالی. (۵) سیمان کلسیت بلوکی: دارای لومینسانس یک‌دست تیره، احتمالاً مربوط به دیاژنز دفنی می‌باشد. (۶) کلسیت نازک حاشیه‌ای: دارای لومینسانس قرمز روشن-نارنجی می‌باشد.

می‌کند (جدول ۳). تغییرات مقادیر استرانسیم با آراگونیت نسبت مستقیم و با کلسیت نسبت معکوس دارد [۱۳] و با افزایش دمای آب دریا مقدار آن افزایش می‌یابد [۱۴]. کاتیون‌های بزرگتر از کلسیم (مانند Sr و Na) ترجیحاً در شبکه باز اورتورومیک آراگونیت جایگزین می‌شوند، در نتیجه مقدار Sr در آراگونیت بیشتر از کلسیت است.

#### - سدیم (Na)

میزان سدیم در سنگ آهک‌های سازند فهلیان بین ۱۳۲ ppm و ۵۱۵ ppm (میانگین ۲۸۲ ppm) تغییر می‌کند (جدول ۳). افزایش شوری، عمق آب و میزان آراگونیت تأثیر مستقیمی بر افزایش مقادیر سدیم دارد [۱۵]. تمرکز سدیم در آب‌های جوی کم است، بنابراین تأثیر دیاژنز جوی بر سنگ‌های آهکی می‌تواند موجب کاهش مقادیر سدیم شود. همچنین تبلور مجدد در طی رژیم دیاژنزی دریایی تدفینی سبب کاهش تمرکز سدیم در کربنات می‌شود [۱۶].

#### - منگنز (Mn)

میزان منگنز در سنگ آهک‌های سازند فهلیان بین ۶ ppm و ۵۰ ppm (میانگین ۱۸ ppm) تغییر می‌کند (جدول ۳). ترکیب کانی‌شناسی اولیه آراگونیتی [۱۷]، و نیز وجود شرایط اکسیدان به دلیل ممانعت از ورود منگنز به شبکه کربنات کلسیم [۱۸]، موجب کاهش و دیاژنز جوی موجب افزایش میزان منگنز در کربنات‌ها می‌شود. مقادیر کم منگنز در کربنات‌های مورد مطالعه می‌تواند حاکی از آراگونیتی بودن ترکیب کانی‌شناسی اولیه سازند فهلیان در این منطقه باشد [۱۵].

#### - آهن (Fe)

میزان آهن در سنگ‌آهک‌های سازند فهلیان بین ۶ ppm و ۷۶۶ ppm (میانگین ۱۹۲ ppm) تغییر می‌کند (جدول ۳). شرایط احیایی موجب افزایش و شرایط اکسیدان موجب کاهش مقادیر آهن و منگنز در فاز سیال می‌شود [۱۵]. تمرکز پایین آهن در نمونه‌های مورد مطالعه می‌تواند بیانگر کاهش عمق آب و کاهش ورود مواد آواری باشد.

به دلیل ترکیب کانی‌شناسی آراگونیتی اغلب اجزای اسکلتی در ریز رخساره‌های شناسایی شده به ویژه جلبک‌های سبز و لیتوکودیموم و تأثیر عمده دیاژنز جوی، انحلال می‌تواند به عنوان مهم‌ترین فرآیند موثر در افزایش تخلخل و تراوایی سازند فهلیان نقش داشته باشد. نتایج بررسی انواع تخلخل نشان می‌دهد ریزتخلخلها در بخش فهلیان بالایی در مقایسه با فهلیان پایینی فراوانی بیشتری دارند. در مقابل، توسعه قابل ملاحظه تخلخل‌های حفره‌ای، قالبی، شبکه‌ای و بین دانه‌ای در بخش فهلیان پایینی نقش عمده‌ای در ذخیره و انتقال هیدروکربن ایفاء می‌کنند. توزیع منافذ در بخش مخزنی سازند فهلیان نشان داد که تخلخل‌های حفره‌ای غیرمرتبط سیستم منفذی غالب می‌باشد. بررسی نحوه عملکرد فرآیندهای سیمانی شدن و میکرایتی شدن بر کیفیت مخزنی، از پیچیدگی خاصی برخوردار است در حالی که دولومیتی شدن و تراکم به وضوح سبب از بین رفتن تخلخل و تراوایی در رخساره‌ها شده‌اند. در بررسی مقاطع منتخب توسط میکروسکوپ کاتدولومینسانس زون‌بندی واضحی در سیمان بلوکی پرکننده فضای بین دانه‌ها مشاهده نمی‌شود که احتمالاً حاکی از نیمه بسته بودن سیستم دیاژنتیکی در توالی مورد مطالعه می‌باشد.

#### ژئوشیمی

در این مطالعه تعداد ۲۰ نمونه از کربنات‌های سازند فهلیان مورد آنالیز عنصری و نیز آنالیز ایزوتوپی کربن و اکسیژن قرار گرفته که کلیه داده‌های عناصر اصلی و فرعی و داده‌های ایزوتوپی نمونه‌ها در جدول ۳ ارائه شده است. عناصر اصلی نمونه‌های کربنات‌ها شامل کلسیم با مقدار میانگین ۳۹/۴٪ و منیزیم ۰/۲۸٪ می‌باشد که بیانگر ترکیب سنگ آهک برای همه نمونه‌ها است (جدول ۳).

#### - استرانسیم (Sr)

میزان استرانسیم در سن آهک‌های سازند فهلیان بین ۲۴۹ ppm و ۳۴۴ ppm (میانگین ۲۸۶ ppm) تغییر



جدول ۳ فراوانی عناصر اصلی و فرعی و ایزوتوپ‌های اکسیژن و کربن به همراه مقادیر حداقل، حداکثر و میانگین در نمونه‌های آهکی مورد مطالعه سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه.

Sample No.	Ca	Mg	Fe	Mn	Na	Sr	d <sup>13</sup> C	d <sup>18</sup> O
	(/.)		(ppm)			(permil V-PDB)		
۳۸۷	۳۷/۷۵	۰/۶۴	۵۳۹	۵۰	۱۳۲	۲۷۹	۱,۳۴	-۳/۷۳
۴۲۹	۳۹/۸۵	۰/۲۴	۱۲۸	۲۵	۱۵۸	۲۵۸	۱,۷۱	-۴/۱۷
۴۳۳	۴۰/۱۱۳	۰/۲۰	۶	۳۴	۲۹۱	۲۵۰	۱,۸۴	-۴/۸۴
۴۸۴	۳۸/۶۷	۰/۳۵	۱۴۴	۴۳	۲۰۵	۲۷۴	۱,۳۴	-۴/۰۸
۴۹۳	۳۹/۵۸	۰/۲۹	۲۱۳	۲۹	۳۰۸	۲۷۹	۱,۱۶	۴,۵۳-
۵۰۳	۳۹/۵۴	۰/۲۶	۱۷۲	۱۹	۲۵۷	۲۶۵	۱,۱۷	-۴/۴۸
۵۱۰	۳۹/۸۱	۰/۲۱	۵۶	۱۹	۳۳۷	۲۵۳	۱,۴۶	-۴/۳۰
۵۱۴	۴۰/۱۱	۰/۲۰	۱۰۶	۱۵	۲۰۳	۲۷۱	۱,۳۲	-۴/۵۰
۵۱۹	۴۰/۲۹	۰/۲۰	۱۲۰	۱۴	۱۶۶	۲۶۱	۱,۳۶	-۴/۵۶
۵۲۴	۴۰/۲۷	۰/۲۱	۳۴۷	۱۵	۳۹۳	۲۸۲	۱,۱۱	-۴/۸۱
۵۲۹	۳۹,۵۹	۰/۲۴	۱۰۲	۱۲	۱۹۷	۲۶۵	۱,۳۷	-۴/۳۱
۵۳۳	۳۹/۵۸	۰/۲۲	۴۶	۱۰	۴۲۲	۲۶۷	۱,۳۱	-۴/۴۱
۵۴۲	۳۹/۱۸	۰/۲۳	۵۱	۱۲	۳۸۵	۲۸۴	۱,۵۸	-۳/۸۸
۵۵۵	۳۹/۷۳	۰/۲۵	۱۱۵	۱۲	۵۱۵	۳۴۴	۱,۵۲	-۳/۸۹
۵۸۰	۴۰/۲۵	۰/۲۵	۵۰	۹	۳۴۳	۳۱۳	۱,۲۶	-۴/۶۸
۵۹۰	۳۹/۳۳	۰/۳۹	۲۵۹	۱۱	۲۶۸	۲۹۳	۱,۰۲	-۵/۴۶
۶۰۹	۳۹/۰۸	۰/۲۴	۹۸	۶	۲۶۱	۳۰۷	۰,۸۹	-۴/۸۰
۶۲۴	۳۸/۶	۰/۲۷	۷۶۶	۱۱	۲۱۲	۳۳۷	۱,۰۸	-۴/۶۵
۶۷۴	۳۹/۴۶	۰/۳۱	۲۷۵	۷	۱۶۷	۳۲۳	۰,۸۸	-۴/۷۱
۷۰۲	۳۸/۳۷	۰/۳۷	۲۴۱	۱۲	۳۹۳	۳۱۷	۰,۷۴	-۴/۷۳
Min	۳۷/۷۵	۰/۲۰	۶	۶	۱۳۲	۲۵۰	۰,۷۴	-۵/۴۶
Max	۴۰/۲۹	۰/۶۴	۷۶۶	۵۰	۵۱۵	۳۴۴	۱,۸۴	-۳/۷۳
Mean	۳۹/۴۵	۰/۲۸	۱۹۲	۱۸	۲۸۲	۲۸۶	۱,۲۷	-۴/۴۸

#### اکسیژن (<sup>18</sup>Oδ) و کربن (<sup>13</sup>Cδ)

مقادیر <sup>18</sup>Oδ در کربنات‌های سازند فهلیان بین PDB %۳/۷۳ تا %۵/۴۶ (میانگین %۴/۴۸-PDB) و مقادیر <sup>13</sup>Cδ بین %۰/۷۴ تا %۱/۸۴-PDB (میانگین %۱/۲۷-PDB) تغییر می‌کند (جدول ۳). با استفاده از ایزوتوپ‌های پایدار اکسیژن <sup>18</sup>Oδ و کربن <sup>13</sup>Cδ می‌توان اطلاعات با ارزشی در رابطه با دمای محیط دیرینه، دمای دیاژنتیکی، روند دیاژنز در محیط‌های دیاژنتیکی و تفکیک کربنات‌ها در نواحی

مختلف به دست آورد [۱۲، ۱۹ و ۲۰]. مقادیر ایزوتوپ اکسیژن و کربن نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده ایزوتوپی سنگ آهک‌های سازند فهلیان در برش نمونه قرار می‌گیرد و مشابهت دارد [۲۱]. مقادیر ایزوتوپ اکسیژن نمونه‌ها بسیار مشابه نمونه‌های برش نمونه است اما مقادیر ایزوتوپ کربن نمونه‌ها مقادیر نسبتاً سنگین‌تری را نسبت به نمونه‌های برش نمونه نشان می‌دهند که می‌تواند حاکی از اثر کمتر دیاژنز متاوریک در این منطقه باشد [۱۲].

تاریخچه دیاژنتیکی سازند فهلیان

با توجه به همپوشانی فرآیندهای دیاژنتزی از نظر زمانی و مکانی و تأثیر آنها بر یکدیگر، تعیین ترتیب رخداد این فرآیندها با مطالعات مختلف در نظر گرفتن محیط رسوبی و شرایط زمین‌شناسی امکان‌پذیر می‌باشد. بر اساس شواهد دیاژنتیکی

موجود در نمونه‌های ماکروسکوپی و میکروسکوپی توالی مورد مطالعه و استفاده از روش‌های پتروگرافی نظیر میکروسکوپ پلاریزان، الکترونی و کاتدولومینسانس و همچنین مطالعات ژئوشیمیایی، تاریخچه فرآیندهای دیاژنتیکی سازند فهلیان به شرح **جدول ۴** می‌باشد:

جدول ۴ تاریخچه فرآیندهای دیاژنتیکی سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه.

تأخیری	افزایش زمان	ابتدایی	فرآیندهای دیاژنتیکی
←-----→			آشفستگی زیستی
←-----→			فابریک ژئوپتال
←-----→			تخلخل‌های اولیه (بین‌ذره‌ای، درون‌ذره‌ای)
←-----→			سیمان فیبری هم‌ضخامت
←-----→			میکرایتی شدن
←-----→			سیمان هلالی و آویزه‌ای
←-----→			تراکم فیزیکی (تماس نقطه‌ای و محدب-مقعر)
←-----→			سیمان کلسیت اسپاری هم‌بعد ریزبلور
←-----→			سیمان دروزی
←-----→			دولومیتی شدن انتخابی
←-----→			نوشکلی افزایشی
←-----→			تخلخل‌های (قالبی، حفره‌ای، بین‌بلوری، کانالی)
←-----→			سیمان کلسیت رشد اضافی هم‌محور
←-----→			سیمان کلسیتی درشت‌بلور-بلوکی
←-----→			شکستگی، درزه‌های انحلالی
←-----→			استیلولیتی شدن
←-----→			دولومیتی شدن مرتبط با استیلولیت‌ها
←-----→			دولومیت زین‌اسبی
←-----→			دولومیت‌زدایی
←-----→			پیریتی شدن
←-----→			سیلیسی شدن

### واحدهای جریان هیدرولیکی

#### تعیین گونه‌های سنگی به روش دسته‌بندی لوسیا

به منظور بررسی کیفیت مخزنی رخساره‌ها و ایجاد ارتباط بین رخساره‌ها با رده‌های پتروفیزیکی لوسیا و تعیین گونه‌های سنگی، داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به رخساره‌های بخش پایینی (مخزنی) سازند فهلیان بر روی نمودار لوسیا ترسیم گردیده‌اند (شکل ۴-الف). در این نمودار بیشتر نمونه‌های دانه‌غالب ریزرخساره‌های MF1 تا MF3 مربوط به محیط پشته‌های سدی در کلاس ۱ واقع شده‌اند، در صورتی که برخی از نمونه‌های ریزرخساره‌های MF2، MF3 و به‌ویژه MF4 در محدوده رده‌های مختلف پراکنده بوده و اثرات دیاژنز بر روی رخساره‌های پرانرژی را نشان می‌دهند. سایر ریزرخساره‌ها خارج از کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا و در کلاس فرضی شماره ۴ قرار گرفته‌اند که این موضوع می‌تواند برگرفته از موارد ذیل باشد:

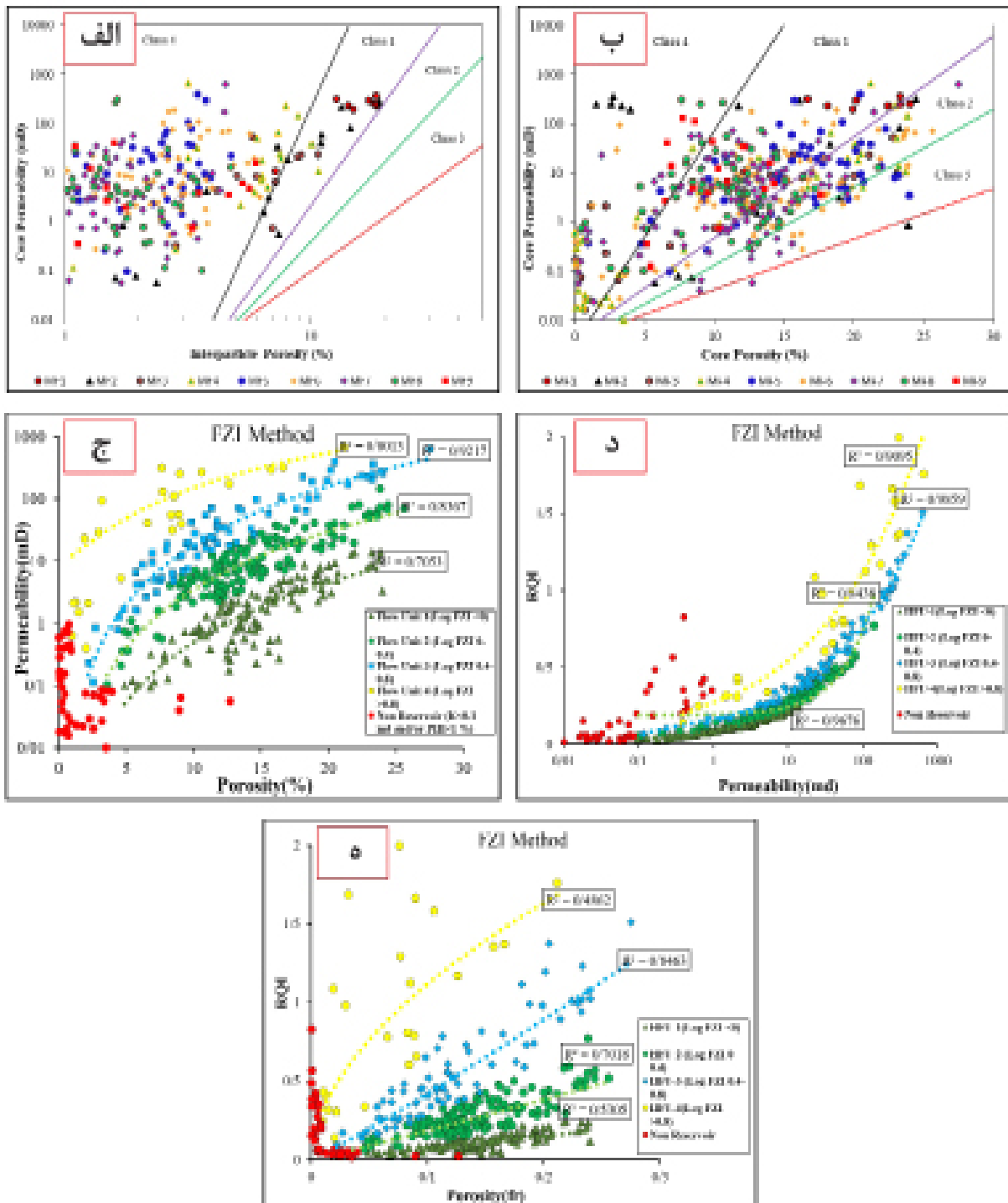
۱- تغییرات شدید و ناهمگن رخساره‌ای در فواصل اندک، ۲- عدم توسعه فرآیند دولومیتی شدن فراگیر (تخلخل بین‌بلوری) در نمونه‌ها، ۳- تأثیر شدید فرآیندهای دیاژنزی بر روی کیفیت مخزنی با تبعیت از الگوی رخساره‌ای.

با توجه به موارد بالا می‌توان نتیجه گرفت که کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا ارتباط صحیحی با رخساره‌ها و به‌ویژه رخساره‌های گل‌غالب سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه نشان نمی‌دهند و با استفاده از این روش نمی‌توان کیفیت مخزنی رخساره‌ها را به خوبی بررسی کرد.

از آنجایی که تشخیص ریزتخلخل‌ها و تفکیک درصد فراوانی آنها در مقاطع نازک به سختی امکان‌پذیر است، اختلاف بین تخلخل کل حاصل از مغزه با مجموع تخلخل‌های مشاهده شده در مقاطع نازک به عنوان درصد ریزتخلخل برای هر نمونه در نظر گرفته شده است [۲۲] که این روش از نظر جامعه آماری دقت لازم را ندارد، لذا با ایجاد تغییراتی در

نمودار لوسیا، برای رسم داده‌ها از تخلخل کل به‌دست آمده از مغزه (با مقیاس عددی) به جای تخلخل بین‌دانه‌ای لوسیا (با مقیاس لگاریتمی) استفاده شده و دسته‌بندی رخساره‌ای و تعیین گونه‌های سنگی بر این اساس صورت گرفته است (شکل ۴-ب). برخی از محققین از این روش برای تعیین گونه‌های سنگی استفاده نموده‌اند (برای مثال: [۲۳]) با توجه به این نمودار در سازند فهلیان داده‌های تخلخل و تراوایی ریزرخساره MF1 که مربوط به کمربند رخساره‌ای سدی است و ریزرخساره‌های MF5، MF6، MF7 و MF8 که مربوط به کمربند رخساره‌ای لاگون هستند در کلاس ۱، ریزرخساره‌های MF2 و MF3 مربوط به کمربند رخساره‌ای سدی و ریزرخساره MF5 که مربوط به کمربند رخساره‌ای لاگون است در کلاس ۲ قرار می‌گیرند. همچنین بسیاری از نمونه‌های ریزرخساره MF4 و MF9 که مربوط به کمربند رخساره‌ای لاگون هستند، به دلیل تخلخل و تراوایی بسیار پایین در خارج از محدوده کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا در نواحی نزدیک به محور قائم و به صورت فرضی در کلاس ۴ واقع شده‌اند (شکل ۴-ب). تخلخل ۰/۰۷ تا ۰/۲۴/۴ با میانگین ۰/۱۲/۴۳٪ و تراوایی ۰/۰۲ تا ۳۶۰ mD با میانگین ۶۵ mD از خصوصیات رخساره‌های کمربند رخساره‌ای سدی و تخلخل ۰/۰۱ تا ۰/۲۷/۵ با میانگین ۱۷/۷ mD و تراوایی ۰/۰۱ تا ۶۳۶ mD با میانگین ۱۷/۷ mD از ویژگی‌های رخساره‌های کمربند رخساره‌ای لاگونی سازند فهلیان در منطقه مورد مطالعه می‌باشد.

با تطبیق رخساره‌های مورد مطالعه با کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا، ۴ گونه‌سنگی مختلف (RT1 to RT4) مرتبط با مخزن سازند فهلیان شناسایی و دسته‌بندی گردید. این گروه‌ها بر اساس نوع رخساره، شدت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی و با اصلاحاتی در کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا از یکدیگر متمایز شده‌اند. از گونه سنگی ۱ (RT1) به سمت گونه سنگی چهار (RT4) کیفیت مخزنی کاهش می‌یابد به نحوی که گونه سنگی ۱ بهترین و گونه سنگی ۴ ضعیف‌ترین کیفیت مخزنی (فاقد کیفیت مخزنی) را دارا می‌باشند.



شکل ۴ الف: توزیع تخلخل در برابر تراوایی در ریزرخساره‌های سازند فهلیان در نمودار پتروفیزیکی لوسیا که بر اساس آن سه محدوده پتروفیزیکی مجزا مشخص شده است [۲۴]. تنها ریزرخساره‌های گریستونی-پکستونی MF3-MF1 در محدوده کلاس ۱ و سایر ریزرخساره‌ها خارج از کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا (کلاس فرضی ۴) و تعدادی از نمونه‌ها به علت تخلخل کمتر از یک درصد بیرون از نمودار قرار گرفته‌اند. برخی از نمونه‌های ریزرخساره‌های MF3 و MF2 به دلیل سیمانی شدن گسترده دارای تخلخل و تراوایی بسیار ناچیز بوده و در کلاس فرضی ۴ واقع شده‌اند. ب: توزیع تخلخل در برابر تراوایی در ریزرخساره‌های سازند فهلیان با تغییراتی در نمودار پتروفیزیکی لوسیا که بر اساس آن سه محدوده پتروفیزیکی مجزا مشخص شده است [۲۴].

فاصله کم قرارگیری نقاط از منحنی بیانگر تفکیک صحیح آنها می‌باشد (شکل ۴-۵ و ۴-۵). در نمودار تخلخل در برابر RQI بیشترین پراکندگی مربوط به واحد جریانی ۴ می‌باشد (عدد رگرسیون پایین‌تر و فاصله نقاط از منحنی زیادت‌تر) که این امر برگرفته از تنوع سیستم منافذ و تأثیر متفاوت فرآیندهای دیاژنزی بر نمونه‌های این واحد جریانی است (شکل ۴-۵).

#### روش شعاع گلوگاه تخلخل

در این مطالعه از فرمول پیتمن [۲۵] که در آن ضرایب معادله وینلند تصحیح شده است برای تعیین گونه‌های سنگی استفاده شده است. گونه‌های سنگی که از طریق روش وینلند ارائه می‌شوند منعکس کننده هر دو فابریک رسوبی و دیاژنزی هستند [۲۳، ۲۵]. این گونه‌های سنگی زون‌های با نسبت تخلخل به تراوایی ثابت را ارائه می‌دهند که با شعاع گلوگاه تخلخل ارتباط مستقیم داشته و ابزاری کارآمد جهت تعیین زون‌های مخزنی به شمار می‌روند [۲۶]. در این مطالعه با استفاده از حد برش تخلخل بیشتر از ۱ درصد و تراوایی بیشتر از ۰/۱ mD، مقادیر R35 محاسبه شده برای سازند فهلیان در چهار دسته (گونه سنگی) و یک واحد غیرمخزنی به شرح زیر قابل تفکیک هستند:

واحد غیرمخزنی: منافذ در حد نانو با مقدار R35 کوچکتر از  $1 \mu$ .

گونه سنگی ۱: منافذ کوچک با مقدار R35 بین  $0/1$  تا  $0/5 \mu$ .

گونه سنگی ۲: منافذ متوسط با مقدار R35 بین  $0/5$  تا  $2 \mu$ .

گونه سنگی ۳: منافذ بزرگ با مقدار R35 بین  $2$  تا  $10 \mu$ .

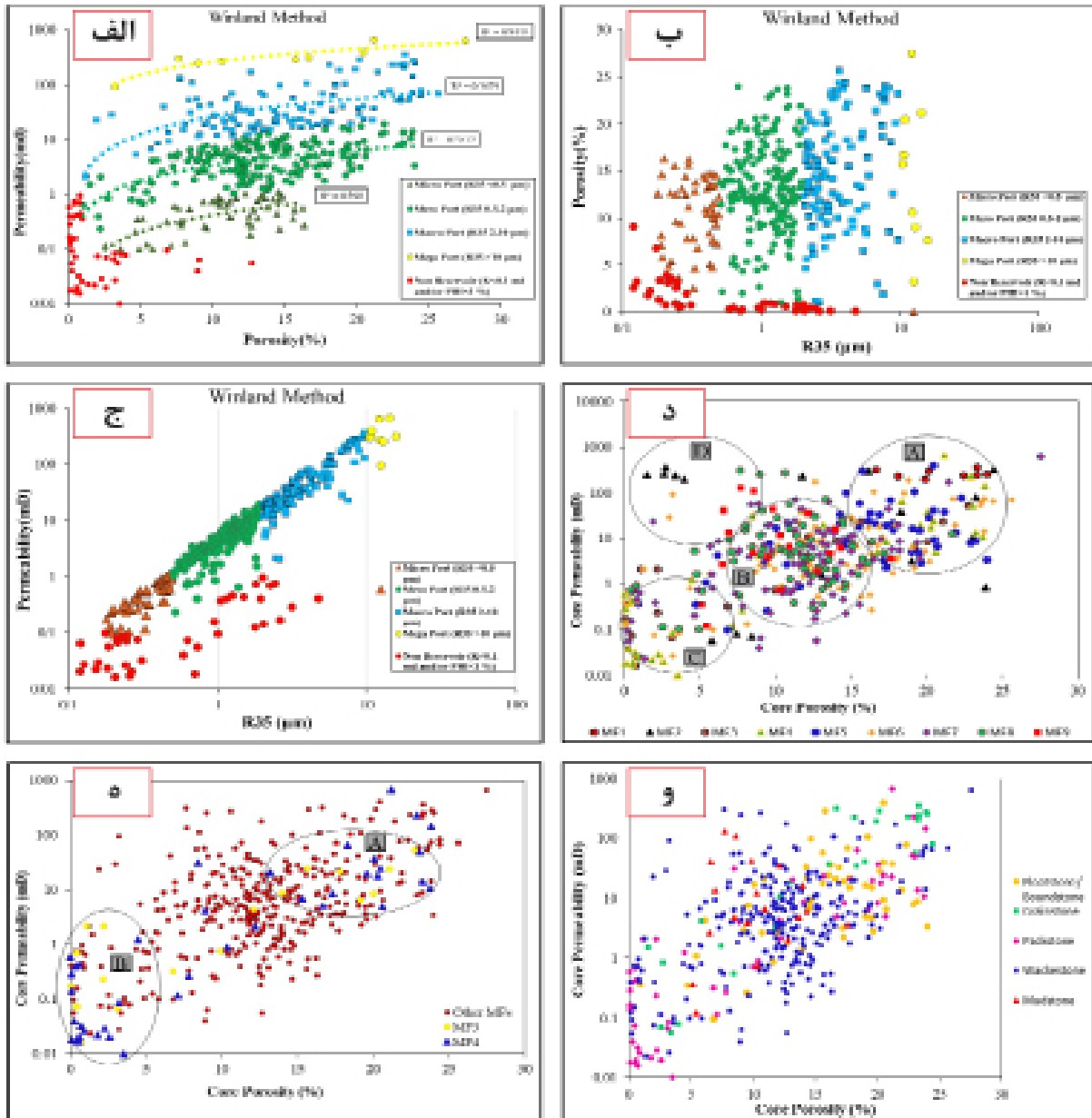
گونه سنگی ۴: منافذ خیلی بزرگ با مقدار R35 بزرگ‌تر از  $10 \mu$ .

تعیین گونه‌های سنگی از طریق روش وینلند در شکل ۵-الف نشان داده شده است. منافذ با شعاع گلوگاه بزرگتر تراوایی بالاتری نشان می‌دهند [۲۷].

مقایسه شکل ۴-الف با ۴-ب نشان می‌دهد که کیفیت مخزنی در سازند فهلیان در منطقه مورد مطالعه به شدت تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی به ویژه در رخساره‌های لاگونی قرار داشته و تغییر الگوی رخساره‌ای در رتبه بعد جای دارد. به عبارت دیگر با توجه به گسترش اندک رخساره‌های سدی در این منطقه، کیفیت مخزنی سازند فهلیان مرهون عملکرد فزاینده فرآیندهای دیاژنزی می‌باشد. در این مطالعه با انطباق فرآیندهای دیاژنزی با نمودار تخلخل در برابر تراوایی برای رخساره‌های مختلف بخش مخزنی سازند فهلیان گروه‌های مخزنی مختلف تفکیک شده‌اند که از سمت راست نمودار به سمت چپ در غالب فرآیندهای دیاژنزی مختلفی به ترتیب شامل توسعه انحلال در تخلخل‌های شبکه‌ای، انحلال قالبی اجزای اسکلتی، توسعه سیمانی‌شدن، تراکم و دولومیتی‌شدن و در نهایت شکستگی‌ها تفکیک شده‌اند [۱۲]. اثر فرآیند دیاژنز بر کیفیت مخزنی در بخش بحث مقاله تشریح خواهد شد.

#### روش شاخص زون جریانی

ابتدا حد برش تراوایی معین گردیده و نمونه‌هایی با تراوایی کمتر از ۰/۱ mD و یا تخلخل کمتر از ۱٪ در گروه واحدهای غیرمخزنی قرار داده شده‌اند. بر اساس روش شاخص زون جریانی، چهار واحد جریانی همراه با یک واحد غیرمخزنی تفکیک شده از طریق حد برش، در چاه مورد بررسی شناسایی شده است (شکل ۴-ج). روند تغییرات تخلخل-تراوایی نشان می‌دهد که از واحد جریانی یک به واحد چهار با وجود افزایش تراوایی، تخلخل روند کاهش نسبی نشان می‌دهد. با توجه به مقادیر تخلخل-تراوایی و میزان فراوانی نمونه‌ها می‌توان به ترتیب واحدهای ۳، ۲ و ۱ را به عنوان بهترین واحدهای جریانی در نظر گرفت. واحد جریانی ۴ با وجود تراوایی بالا به دلیل پایین بودن تخلخل و فراوانی کم نمونه‌ها از نظر کیفیت مخزنی در رتبه چهارم قرار می‌گیرد (شکل ۴-ج). منحنی‌های برازش شده مربوط به داده‌های تخلخل و تراوایی برای واحدهای جریانی شناسایی شده ترسیم شده‌اند که



**شکل ۵ الف:** گونه‌های سنگی تفکیک شده به روش شعاع گلوگاه تخلخل (R35) در بخش مخزنی سازند فهلیان. توزیع تخلخل-تراوایی در چهار گونه سنگی و یک واحد غیرمخزنی تفکیک شده نشان می‌دهد که با افزایش اندازه گلوگاه تخلخل از گونه سنگی ۱ به ۴، بدون تغییر قابل ملاحظه تخلخل، تراوایی افزایش می‌یابد و گونه سنگی ۴ دارای بهترین کیفیت مخزنی است. ب: ارتباط نامعین بین شعاع گلوگاه تخلخل با مقادیر تخلخل در بخش مخزنی سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه. ج: ارتباط مستقیم افزایش شعاع گلوگاه تخلخل با مقادیر تراوایی در بخش مخزنی سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه. د: تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر توزیع تخلخل و تراوایی مغزه در بخش مخزنی سازند فهلیان با تفکیک ریزرخساره‌ها. در نمونه‌هایی که فرآیندهای انحلال و شکستگی توسعه یافته کیفیت مخزنی بالا و در نمونه‌های دارای سیمانی شدن غالب، میکرایتی شدن و تراکم، کیفیت مخزنی پایین است. محدوده‌های رخساره‌ای مشخص شده در شکل به ترتیب عبارتند از: الف) رخساره‌های همراه با تخلخل شبکه‌ای و توسعه انحلال. ب) رخساره دارای انحلال قالبی اجزای اسکلتی. ج) رخساره‌های دارای توسعه سیمانی شدن، تراکم و دولومیتی شدن. د) رخساره دارای شکستگی‌های باز. ه: توزیع تخلخل و تراوایی در دو ریزرخساره MF3 و MF4 و مقایسه آن با سایر ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان. تأثیر متفاوت فرآیندهای دیاژنزی منجر به پراکندگی نمونه‌های این دو ریزرخساره و تفاوت چشمگیر کیفیت مخزنی در آن شده است. در محدوده الف تأثیر افزایش فرآیندهای دیاژنزی به‌ویژه انحلال سبب بهبود کیفیت مخزنی و در محدوده ب تأثیر مخرب فرآیندهای دیاژنزی به‌ویژه سیمانی شدن، تراکم، دولومیتی شدن و میکرایتی شدن سبب از بین رفتن کیفیت مخزنی این دو ریزرخساره شده است. و: توزیع تخلخل و تراوایی مغزه از دیدگاه بافت‌های مختلف رسوبی در رخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان. پراکندگی بالایی در بین گروه‌های مختلف دیده می‌شود و روند معینی قابل شناسایی نیست که حاکی از تأثیر متفاوت فرآیندهای دیاژنزی بر رخساره‌ها می‌باشد.



(به‌ویژه بخش مرکزی شول) از کیفیت مخزنی بسیار خوبی در توالی مورد مطالعه برخوردارند، ولیکن با توجه به نگاره‌های چاه‌پیمایی، بررسی مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک، فاقد آغشتگی نفتی بوده و در زیر سطح تماس آب و نفت واقع شده‌اند. از سوی دیگر کیفیت مخزنی برخی از رخساره‌های زیرمحیط لاگونی به دلیل تأثیر گسترده فرآیندهای دیاژنزی ثانویه بهبود قابل ملاحظه‌ای یافته و این رخساره‌ها را در سطح رخساره‌های مخزنی مطلوب قرار داده است. سنگ‌های مخزنی بر اساس دامنه تغییرات تخلخل و تقسیم‌بندی کیفی مخزنی به ۴ دسته اصلی بسیار ضعیف، ضعیف، متوسط و خوب قابل تقسیم می‌باشند [۳۰]. بر مبنای تغییرات تراوایی بیشتر سنگ‌های مخزنی به ۵ دسته بسیار ضعیف، ضعیف، متوسط، خوب و عالی قابل تقسیم می‌باشند [۳۰]. تقدم، تأخر و شدت فرآیندهای دیاژنزی با تأثیر عمده بر سیستم منافذ، منجر به افزایش و یا کاهش تخلخل و تراوایی و بهبود یا از بین رفتن کیفیت مخزنی در رخساره‌های مختلف شده و بررسی تأثیر هم‌زمان تمامی این فرآیندها بر کیفیت مخزنی سازند فلهیان در میدان مورد مطالعه بسیار دشوار است. در شکل ۵-د توزیع تخلخل و تراوایی در ریزرخساره‌های مختلف بخش مخزنی سازند فلهیان ترسیم شده است. بر اساس تأثیر دیاژنز می‌توان کیفیت مخزنی را به سه گروه عمده تفکیک نمود [۳۱]:

۱- کیفیت مخزنی بالا: حاصل توسعه انحلال (تمایل داده‌ها در سمت راست نمودار تخلخل در مقابل تراوایی) و شکستگی (تمایل داده‌ها در سمت چپ و بالای نمودار) و عدم تأثیر سیمانی شدن و تراکم می‌باشد.

۲- کیفیت مخزنی متوسط: برآیند تأثیر فرآیندهای دیاژنزی برابر بوده و نمی‌توان فرآیند دیاژنزی بارزی را به عنوان عامل تأثیر گذار غالب در افزایش یا کاهش تخلخل و تراوایی برشمرد.

۳- کیفیت مخزنی پایین: تأثیر سیمانی شدن،

ترسیم مقادیر شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه در مقابل تخلخل ارتباط معینی نشان نمی‌دهد که حاکی از این است که تخلخل دیاژنزی غیر مرتبط تأثیری بر شعاع گلوگاه تخلخل ندارد و بنابراین منجر به افزایش تراوایی نمی‌شود (شکل ۵-ب)، در حالی که با افزایش اندازه گلوگاه تخلخل، تراوایی افزایش می‌یابد و بالاترین مقادیر تراوایی در نمونه‌های با اندازه منافذ خیلی بزرگ مشاهده می‌شود (شکل ۵-ج).

## بحث

### تأثیر دیاژنز بر کیفیت مخزنی

فرآیندهای دیاژنزی نقش بسیار مهمی در تعیین کیفیت مخزنی نهایی توالی‌های کربناته دارند، لذا فرآیندهای دیاژنزی سازند فلهیان در مطالعات پتروگرافی بررسی شده‌اند. با توجه به مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی تأثیرگذار در بخش مخزنی سازند فلهیان شناسایی شده و همچنین بررسی تخلخل و تراوایی در بخش مخزنی سازند فلهیان در توالی مورد مطالعه نشان داد این تغییرات در تخلخل و تراوایی شدیداً وابسته به فرآیندهای دیاژنزی با پیروی از الگوی تغییرات رخساره‌ای است. سایر مطالعات بر روی سازند فلهیان در دشت آبادان نیز به عملکرد فرایند دیاژنز در ایجاد رخساره‌های مخزنی اشاره کرده‌اند [۲۸ و ۲۹]. بررسی کیفیت مخزنی با استفاده از پارامترهای پتروفیزیکی نیازمند در نظر گرفتن تأثیرات هم‌زمان کلیه پارامترهای تأثیرگذار به‌ویژه رخساره اولیه و تأثیر فرآیندهای دیاژنزی می‌باشد. به دلیل گل‌غالب بودن ماهیت بیشتر رخساره‌ها، ناهمگن بودن تغییرات رخساره‌ای و تأثیر عمده دیاژنز، تعیین روند تغییرات تخلخل و تراوایی به راحتی امکان‌پذیر نیست (شکل ۵-د). بنابراین کمربندهای رخساره‌ای از نظر کیفیت مخزنی به‌ویژه در رخساره‌های لاگونی سازند فلهیان فاقد نظم بوده و روند معینی را نشان نمی‌دهند. رخساره‌های دانه‌غالب زیرمحیط پشته‌های سدی

### ارتباط رخساره‌ها و گونه‌های سنگی تعیین شده به روش شاخص زون جریانی

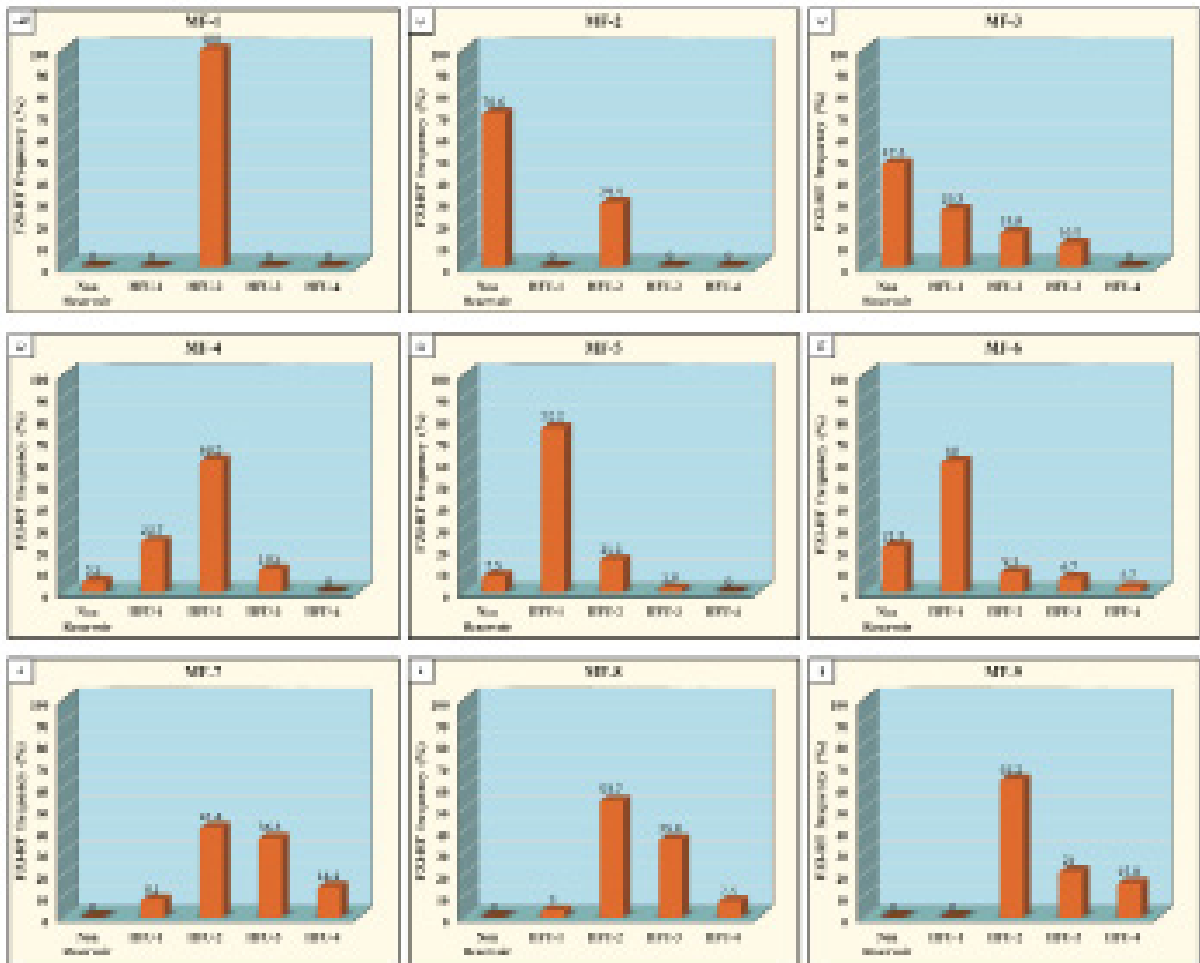
به منظور مشخص نمودن مفهوم زمین‌شناسی واحدهای جریانی تفکیک شده به روش FZI و تعیین کیفیت مخزنی رخساره‌ها، ارتباط آنها با ریزرخساره‌های شناسایی شده در سازند فهلیان بررسی گردیده است. سپس فراوانی واحدهای جریانی منفرد به روش شاخص زون جریانی در هر ریزرخساره و نیز مجموع ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان محاسبه شده (جدول ۵) و هیستوگرام مربوط به آنها ترسیم شده است (شکل ۶). با بررسی نحوه توزیع هر یک از واحدهای جریانی در ریزرخساره‌ها، می‌توان تا حدودی کیفیت مخزنی ریزرخساره‌ها را تعیین کرد، هرچند ممکن است که ارتباط معینی بین واحدهای FZI با رخساره‌ها وجود نداشته باشد. نتایج نشان می‌دهد که واحد ۲ با ۴۳/۲٪ و واحد ۴ با ۴/۵٪، به ترتیب دارای بیشترین و کمترین فراوانی واحدهای جریانی در ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان در منطقه مورد مطالعه می‌باشند. تأثیر ناهمگن فرآیندهای دیاژنزی و تنوع سیستم منافذ موجب کاهش کیفیت مخزنی و پراکندگی زیاد واحدهای جریانی مرتبط با ریزرخساره‌های دانه‌غالب MF3 و MF4 شده است (شکل ۶).

دولومیتی شدن، میکرایتی شدن و تراکم منجر به از بین رفتن خواص مخزنی می‌شود.

به منظور تشخیص بهتر تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی به صورت نمونه توزیع تخلخل و تراوایی در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان MF3 و MF4 سازند فهلیان مورد بررسی قرار گرفته است (شکل ۵-۵). همان گونه که مشاهده می‌شود این ریزرخساره‌ها دارای دو ساختار متفاوت می‌باشند به طوری که برخی از نمونه‌ها دارای تخلخل و تراوایی خوبی بوده و تأثیر دیاژنزی در بهبود کیفیت مخزنی را به وضوح نشان می‌دهند. در سوی دیگر تأثیر مخرب فرآیندهای دیاژنزی به ویژه سیمانی شدن، میکرایتی شدن فراگیر، تراکم و دولومیتی شدن در برخی نمونه‌های این ریزرخساره‌ها موجب از بین رفتن تخلخل و تراوایی و به دنبال آن کیفیت مخزنی شده است. بررسی توزیع تخلخل و تراوایی از دیدگاه بافت‌های مختلف رسوبی در رخساره‌های سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه حاکی از پراکندگی بالای نمونه‌ها در بین گروه‌های مختلف بوده و روند معینی قابل شناسایی نیست که این موضوع بیانگر تأثیر شدید و متفاوت فرآیندهای دیاژنزی بر خصوصیات مخزنی رخساره‌ها می‌باشد (شکل ۵-۶).

جدول ۵ درصد فراوانی واحدهای جریانی به روش شاخص زون جریانی در ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه.

Microfacies	Non Reservoir	HFU-1	HFU-2	HFU-3	HFU-4
MF-1	۰	۰	۱۰۰	۰	۰
MF-2	۷۰/۶	۰	۲۹/۴	۰	۰
MF-3	۴۷/۴	۲۶/۳	۱۵/۸	۱۰/۵	۰
MF-4	۵/۳	۲۳/۷	۶۰/۵	۱۰/۵	۰
MF-5	۷/۵	۷۵/۵	۱۵/۱	۱/۹	۰
MF-6	۲۱/۳	۶۰	۹/۳	۶/۷	۲/۷
MF-7	۰	۸/۱	۴۱/۴	۳۶/۴	۱۴/۱
MF-8	۰	۳	۵۳/۷	۳۵/۸	۷/۵
MF-9	۰	۰	۶۳/۲	۲۱	۱۵/۸
Total Percent	۱۶/۹	۲۱/۸	۴۳/۲	۱۳/۶	۴/۵



شکل ۶ الف-ه: درصد فراوانی واحدهای جریان هیدرولیکی به روش شاخص زون جریانی در ریزرخساره‌های MF1 تا MF9 بخش مخزنی سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه. تأثیر ناهمگن فرآیندهای دیاژنتیک و تنوع سیستم منافذ موجب پراکندگی زیاد واحدهای جریانی و کاهش کیفیت مخزنی در ریزرخساره‌های MF3 و MF4 شده است. ریزرخساره MF1 به دلیل کمترین تنوع (فقط شامل واحد جریانی ۲) و ریزرخساره MF6 به دلیل بیشترین تنوع واحدهای جریانی به ترتیب همگن‌ترین و ناهمگن‌ترین ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان در منطقه مورد مطالعه می‌باشند. تأثیر ناهمگن فرآیندهای دیاژنتیک و تنوع سیستم منافذ موجب پراکندگی زیاد واحدهای جریانی و افزایش کیفیت مخزنی در ریزرخساره‌های MF7 و MF8 شده است. واحد جریانی ۲ و ۴ به ترتیب دارای بیشترین و کمترین فراوانی در بخش مخزنی سازند فهلیان در منطقه مورد مطالعه می‌باشند. پراکندگی واحدهای جریانی بیانگر پیچیدگی مخزنی سازند فهلیان می‌باشد.

یکنواخت‌ترین (همگن‌ترین) و غیریکنواخت‌ترین (ناهمگن‌ترین) ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان را در چاه مورد مطالعه تشکیل می‌دهند.

#### ارتباط رخساره‌ها و گونه‌های سنگی وینلند

در راستای درک بهتر مفهوم زمین‌شناسی گونه‌های سنگی و تعیین کیفیت مخزنی رخساره‌ها، ارتباط آنها با ریزرخساره‌های شناسایی شده در سازند فهلیان بررسی شده است. ابتدا درصد فراوانی هر یک از گونه‌های سنگی وینلند در هر ریزرخساره و نیز مجموع ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان محاسبه شد (جدول ۶).

این موضوع در بخش مربوطه بررسی و کاهش کیفیت مخزنی متأثر از ناهمگنی دیاژنتیک در این دو ریزرخساره تفسیر شده است (شکل ۵-ه). از سوی دیگر افزایش کیفیت مخزنی و تنوع زیاد واحدهای جریانی ناشی از تأثیر شدید دیاژنز و تنوع سیستم منافذ به ترتیب در ریزرخساره‌های گل غالب MF7 و MF8 به چشم می‌خورد. با توجه به میزان پراکندگی واحدهای جریانی هیدرولیکی در رخساره‌ها می‌توان نتیجه گرفت ریزرخساره MF1 (صرفاً شامل یک واحد جریانی)، و ریزرخساره MF6 (شامل هر چهار واحد جریانی و نیز واحد غیرمخزنی) به ترتیب

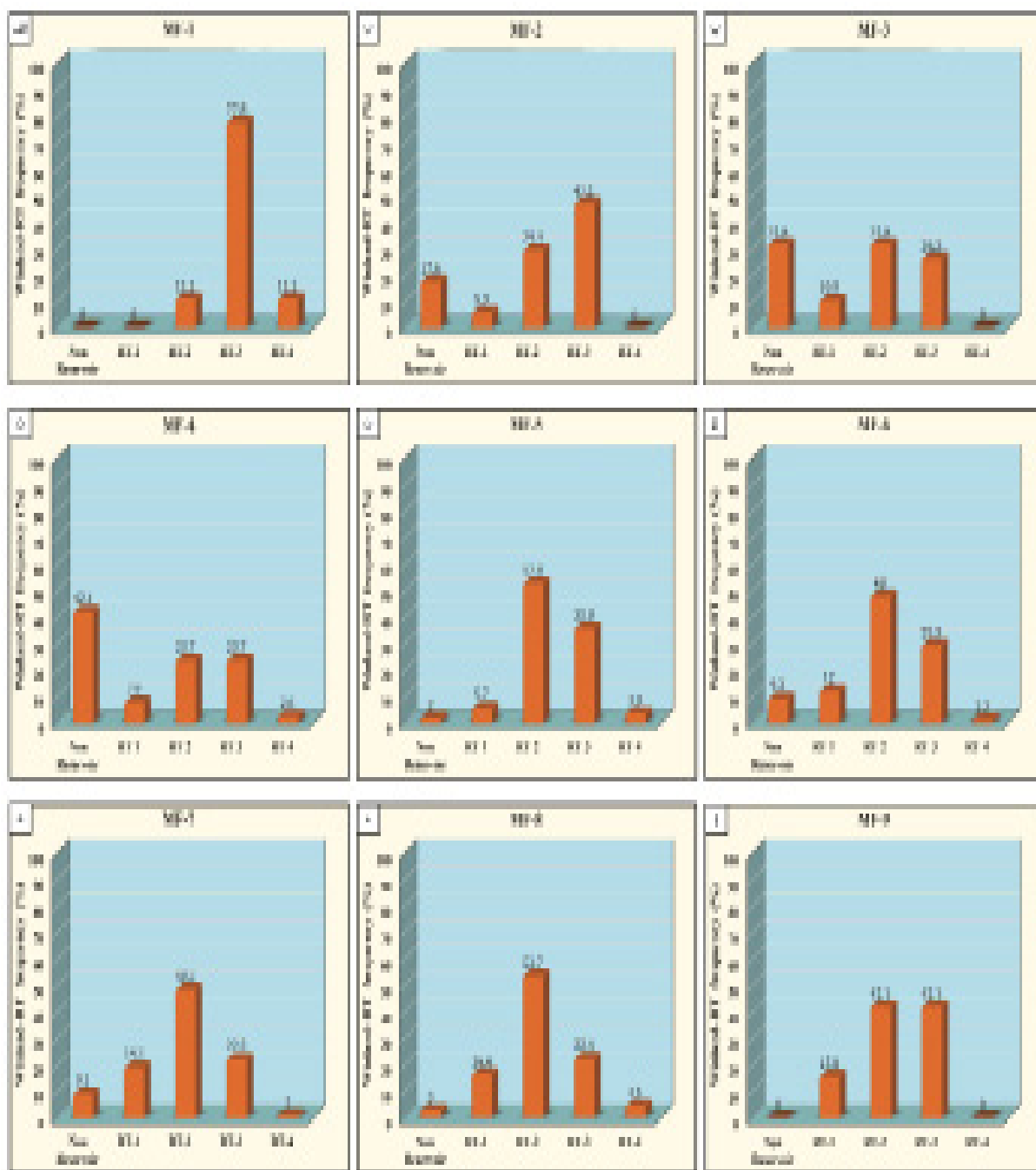
جدول ۶ درصد فراوانی گونه‌های سنگی وینلند در ریزرخساره‌های بخش مخزنی سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه.

Microfacies	Non Reservoir	RT-1	RT-2	RT-3	RT-4
MF-1	۰	۰	۱۱/۱	۷۷/۸	۱۱/۱
MF-2	۱۷/۶	۵/۹	۲۹/۴	۴۷/۱	۰
MF-3	۳۱/۶	۱۰/۵	۳۱/۶	۲۶/۳	۰
MF-4	۴۲/۱	۷/۹	۲۳/۷	۲۳/۷	۲/۶
MF-5	۲	۵/۷	۵۲/۸	۳۵/۸	۳/۸
MF-6	۹/۳	۱۲/۰	۴۸	۲۹/۳	۱/۳
MF-7	۹/۱	۱۹/۲	۴۸/۵	۲۲/۲	۱
MF-8	۳	۱۶/۴	۵۳/۷	۲۲/۴	۴/۵
MF-9	۰	۱۵/۸	۴۲/۱	۴۲/۱	۰
جمع	۱۲/۷	۱۰/۴	۳۷/۹	۶۳/۳	۲/۷

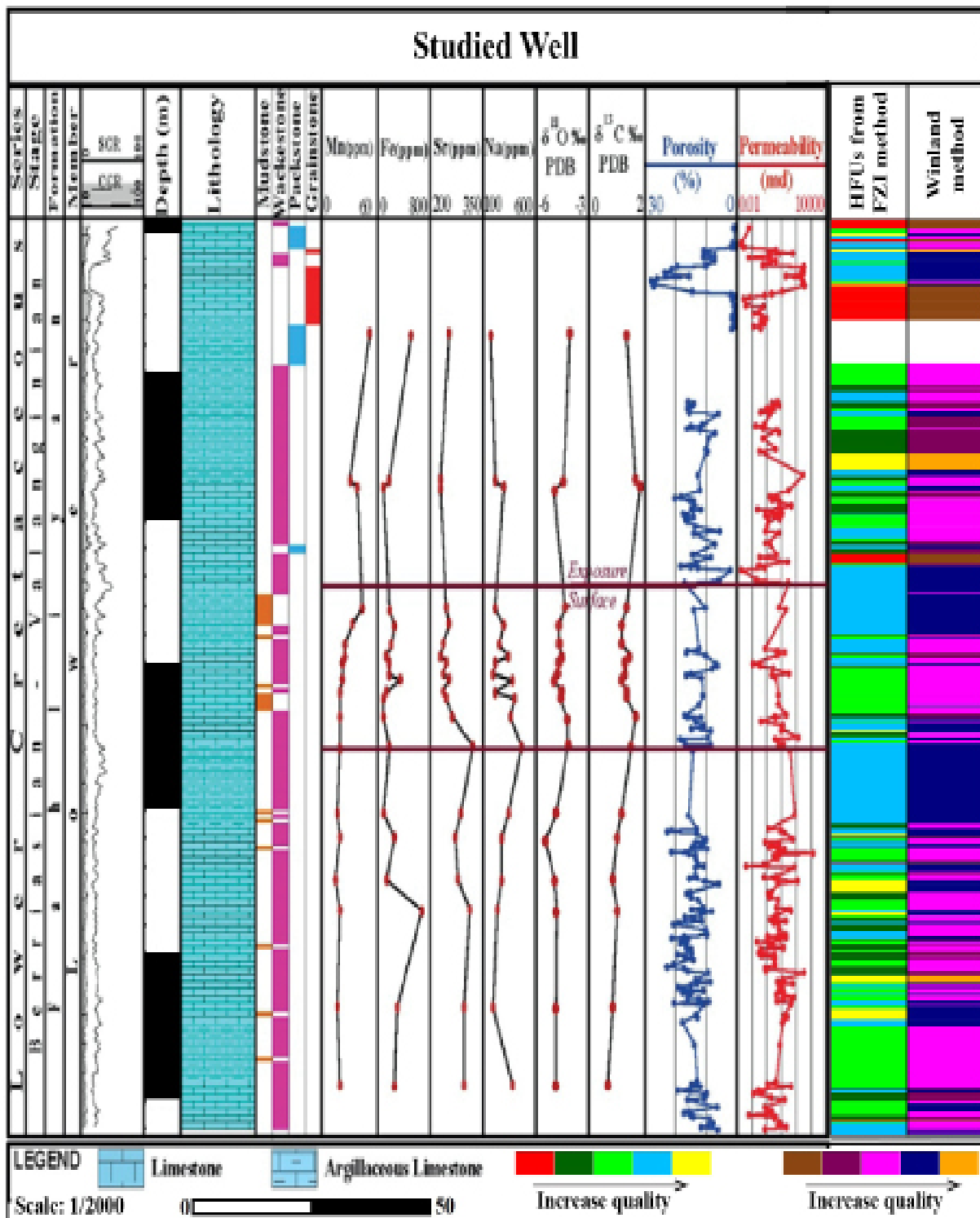
تلفیق نتایج مذکور با مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه می‌توان تأثیر دیاژنز بر افزایش و یا کاهش کیفیت مخزنی را توجیه نمود. تغییرات تخلخل و تراوایی وابستگی زیادی به فرآیندهای دیاژنزی و تغییرات رخساره‌ای دارد [۳۲]. تغییرات گسترده کیفیت مخزنی و ناهمگنی فراوان موجود در مخازن کربناته که حاصل تأثیر ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی، تحول تکتونیکی و مورفولوژی حوضه است، به دشواری تولید و ازدیاد برداشت از این مخازن منجر می‌گردد [۳۳]. روندهای مثبت یا منفی عناصر فرعی  $Mn$ ،  $Fe$ ،  $Sr$ ،  $Na$  و ایزوتوپ‌های اکسیژن ۱۸ و کربن ۱۳ در برابر ستون چینه‌شناسی، حاکی از تأثیر دیاژنز جوی بر سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه می‌باشد (شکل ۸). روند نامنظم پارامترهای مخزنی در بازه‌های مختلف و تلفیق آن با بافت رسوبی بیانگر تأثیر هم‌زمان دیاژنز و ریزرخساره‌ها در کنترل کیفیت مخزنی سازند فهلیان می‌باشد. به عنوان مثال با بررسی تغییرات در بازه  $m$  ۴۳۳۸-۴۳۱۳ بر اساس نگاره‌های چاه‌پیمایی و شناسایی یک سطح مطابق با حداکثر پایین‌افتادگی سطح نسبی آب دریا در عمق حدود  $m$  ۴۳۱۳، می‌توان گفت که دیاژنز جوی تأثیر قابل ملاحظه‌ای در بهبود کیفیت مخزنی توالی زیرین این سطح داشته است (شکل ۸).

سپس هیستوگرام مربوط به آن ترسیم گردید (شکل ۷). با محاسبه درصد فراوانی هر یک از واحدها در ریزرخساره‌ها می‌توان بهترین و ضعیف‌ترین ریزرخساره‌ها را از نظر کیفیت مخزنی تعیین کرد. یک رخساره می‌تواند در بخش‌های مختلف مخزن تخلخل ثابت داشته، اما تراوایی متفاوتی را نشان دهد که این امر حاکی از وجود واحدهای جریانی مختلف می‌باشد [۲۳]. با توجه به گسترش اندک گونه سنگی ۴ (بهترین کیفیت مخزنی) در سازند فهلیان، مجموع فراوانی گونه‌های سنگی ۳ و ۴ مبنای تعیین کیفیت مخزنی ریزرخساره‌ها قرار گرفته است. لذا می‌توان گفت که ریزرخساره‌های MF1 و MF2 مربوط به کمربند رخساره‌ای سدی و ریزرخساره‌های MF5، MF6 و MF6 مربوط به کمربند رخساره‌ای لاگون دارای بهترین کیفیت مخزنی می‌باشند. ریزرخساره‌های MF3 و MF4 به ترتیب مربوط به کمربند رخساره‌ای سدی و لاگون نزدیک سد ضعیف‌ترین کیفیت مخزنی را دارند. ارتباط دیاژنز و کیفیت مخزنی با استفاده از داده‌های ژئوشیمی

با ترسیم نتایج آنالیز عناصر فرعی و نتایج ایزوتوپ اکسیژن ۱۸ و کربن ۱۳ در یک نمودار می‌توان به‌خوبی روند دیاژنتیکی موثر بر سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه را مشخص کرد. همچنین از



شکل ۷ الف- درصد فراوانی گونه‌های سنگی وینلند در ریزرخساره‌های MF1 تا MF9 بخش مخزنی سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه. مجموع گونه‌های سنگی سه و چهار با بهترین کیفیت مخزنی دارای بیشترین فراوانی در MF1 می‌باشد، در حالی که واحد غیرمخزنی بیشترین فراوانی را در MF4 دارد. مجموع واحدهای جریان‌ی ۳ و ۴ با بهترین کیفیت مخزنی بیشترین فراوانی را در MF8 و واحد غیرمخزنی بیشترین فراوانی را در MF7 دارد.



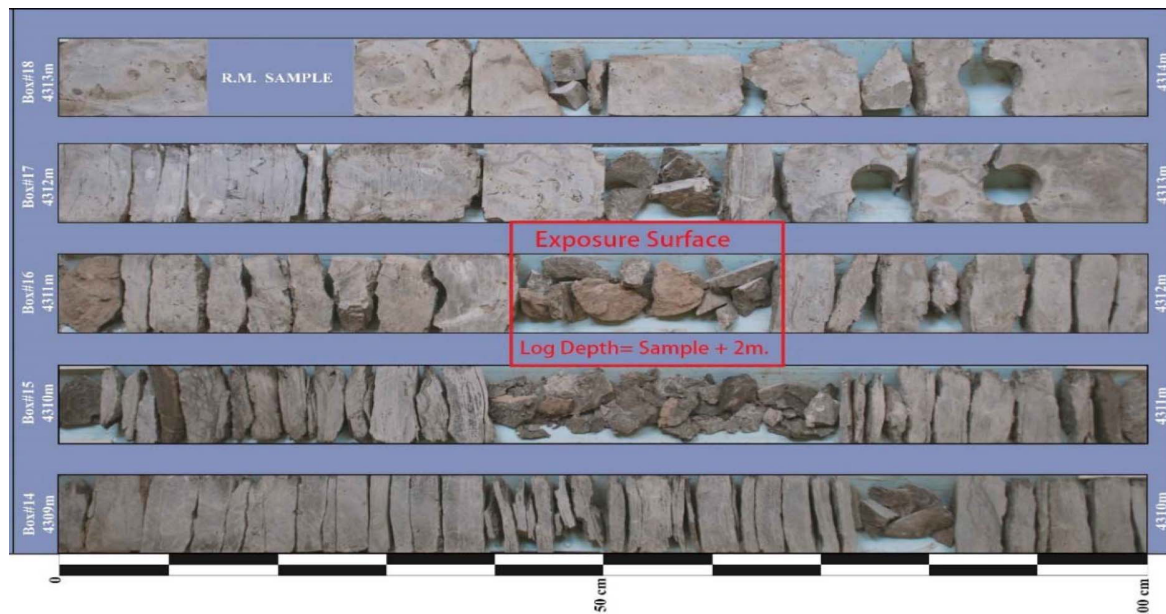
شکل ۸ تغییرات عناصر فرعی Na، Sr، Fe، Mn، ایزوتوپ‌های  $^{18}O$  و  $^{13}C$  و مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه به همراه توزیع واحدهای جریان‌ی براساس روش‌های شاخص زون جریان (FZI) و مقادیر شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه (R35) در امتداد ستون چینه‌شناسی بخش پایینی سازند فهلیان در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه.



عمق حوضه رسوبی سازند فهلیان و عملکرد دیاژنز جوی می‌باشد (شکل ۸). در عمق ۴۳۳۸ m ایزوتوپ اکسیژن دارای سنگین‌ترین و عناصر Sr و Na دارای بیشترین مقادیر خود در نمونه‌های آنالیز شده می‌باشند. مقادیر بسیار پایین Mn می‌تواند نشانه عمق بیشتر، تبادلات سنگ و آب کمتر و شرایط احیایی در حوضه رسوبی باشد. با توجه به موارد فوق می‌توان گفت که حوضه رسوبی در این بخش دارای عمق بیشتری بوده و تأثیر دیاژنز جوی در این عمق ضعیف‌تر می‌باشد.

شواهدی نظیر وجود اثرات انحلال جوی و خردشدگی شدید مغزه‌های حفاری (شکل ۹)، افزایش قابل توجه مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه وجود یک سطح مطابق با حداکثر پایین‌افتادگی سطح نسبی آب دریا و عملکرد دیاژنز جوی در عمق مذکور در سازند فهلیان در منطقه مورد مطالعه را تأیید می‌کنند.

همچنین از عمق ۴۳۳۸ m به سمت بالای توالی، مقادیر ایزوتوپ‌های اکسیژن و کربن، عناصر Sr، Na و تا حدودی Fe روند کاهشی، و فقط مقدار Mn روند افزایشی نشان می‌دهد که بیانگر کاهش



شکل ۹ سطح دیاژنز جوی (عمق ۴۳۱۱/۵ m) روی مغزه‌های حفاری توالی مورد مطالعه سازند فهلیان. اثرات خردشدگی و تغییر رنگ به دلیل ورود مواد رسی به خوبی مشاهده می‌شود.

شده است. ریزتخلخل‌ها در بخش فهلیان بالایی در مقایسه با فهلیان پایینی فراوانی بیشتری دارند. در مقابل، توسعه قابل ملاحظه تخلخل‌های حفره‌ای، قالبی، شبکه‌ای و بین‌دانه‌ای در بخش فهلیان پایینی نقش عمده‌ای در ذخیره و انتقال هیدروکربن ایفاء می‌کنند.

بررسی میزان فراوانی عناصر و روندهای مثبت یا منفی آنها (نظیر Na, Sr, Fe, Mn) و ایزوتوپ‌های پایدار (نظیر اکسیژن  $^{18}\text{O}$  و کربن  $^{13}\text{C}$ ) در

## نتیجه‌گیری

به‌منظور بررسی کیفیت مخزنی سازند فهلیان در یکی از میداین دشت آبادان تلفیقی از نتایج مطالعات پتروگرافی، ژئوشیمی عنصری و ایزوتوپی، داده‌های پتروفیزیکی (تخلخل و تراوایی حاصل از ۳۹۶ پلاگ مغزه و ۵۳ نمونه اپوکسی) استفاده شده است. مطالعات ماکروسکوپی مغزه و میکروسکوپی مقاطع نازک منجر به شناسایی فرآیندهای دیاژنز اثرگذار بر روی کیفیت مخزنی توالی مورد مطالعه

تراوایی بالاتر، به دلیل پایین بودن نسبی تخلخل و فراوانی بسیار کم نمونه‌ها، در رتبه پایین‌تری قرار می‌گیرد. ترسیم مقادیر تراوایی در مقابل RQI بیانگر انطباق خوب نمونه‌ها با منحنی‌های برآزش و تأثیر مستقیم افزایش تراوایی در بهبود شاخص کیفیت مخزنی می‌باشد، در حالی که ترسیم مقادیر تخلخل در مقابل RQI حاکی از پراکندگی بیشتر نمونه‌ها به‌ویژه در واحد جریانی ۴ می‌باشد و تنوع سیستم منافذ و تأثیر ناهمگن فرآیندهای دیاژنزی بر این واحد جریانی را نشان می‌دهد. توزیع مقادیر شاخص زون جریانی در هر یک از ریزرخساره‌ها و نیز در کل توالی حاکی از وجود بیشترین و کمترین میزان همسانی به ترتیب در ریزرخساره‌های MF1 و MF6 می‌باشد. همچنین واحدهای جریانی ۲ و ۴ به ترتیب دارای بیشترین و کمترین فراوانی در این توالی هستند.

بر اساس روش شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه و با استفاده از حد برش چهار گونه سنگی و یک گونه غیرمخزنی با توجه به اندازه منافذ شناسایی گردید. توزیع تخلخل-تراوایی در گونه‌های سنگی تفکیک شده نشان می‌دهد که با افزایش اندازه گلوگاه تخلخل از گونه سنگی ۱ به ۴، بدون تغییر قابل ملاحظه تخلخل، تراوایی افزایش می‌یابد و گونه سنگی ۴ دارای بهترین کیفیت مخزنی است، هر چند گونه سنگی شماره ۲ و ۳ با پراکندگی بسیار نزدیک به هم، دارای بیشترین فراوانی در بخش مخزنی سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه می‌باشند. ترسیم مقادیر R35 در مقابل تخلخل بیانگر ارتباط نامعین می‌باشد در حالی که با تراوایی ارتباط مستقیم دارد. توزیع گونه‌های سنگی به روش شعاع گلوگاه تخلخل در رخساره‌های مختلف نشان داد که مجموع گونه سنگی ۳ و ۴ با بهترین کیفیت مخزنی دارای بیشترین فراوانی در MF1 می‌باشد، در حالی که واحد غیر مخزنی بیشترین فراوانی را در MF4 دارد.

نمونه‌های مورد مطالعه از بخش مخزنی، حاکی از تأثیر دیاژنز جوی بر سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه می‌باشد. روند کاهش مقادیر ایزوتوپ‌های  $^{18}\text{O}$  و  $^{13}\text{C}$ ، عناصر Sr و Na و تا حدودی Fe و روند افزایشی عنصر Mn بیانگر کاهش عمق حوضه رسوبی سازند فهلیان و عملکرد دیاژنز جوی می‌باشد.

با استفاده از داده‌های ژئوشیمی عنصری و ایزوتوپی اکسیژن و کربن یک سطح مطابق با حداکثر پایین‌افتادگی سطح نسبی آب دریا شناسایی گردید و می‌توان گفت دیاژنز جوی تأثیر زیادی در بهبود کیفیت مخزنی توالی زیرین این سطح داشته است. تقسیم‌بندی پتروفیزیکی لوسیا برای نمونه‌های مورد مطالعه منجر به تفکیک چهار گونه سنگی متفاوت گردید، که در بین آنها فلوتستون/باندستون-گرینستون از کیفیت مخزنی بالاتری برخوردار است. توزیع سیستم منافذ در این روش بیانگر تأثیر عمده فرآیندهای دیاژنزی در ایجاد و توسعه تخلخل‌های حفره‌ای است. به عبارت دیگر، سیستم منافذ در بخش مخزنی سازند فهلیان عمدتاً تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی شکل گرفته است، به طوری که در نمودار تخلخل در برابر تراوایی شکستگی‌های باز در رخساره‌های لاگونی آنها را به سمت چپ و بالای نمودار و توسعه انحلال در این رخساره‌ها آنها را به سمت راست نمودار سوق داده است.

در راستای تعیین واحدهای جریانی از دو روش پتروفیزیکی شامل: شاخص زون جریانی و شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه استفاده گردید. نتایج نشان داد که شاخص زون جریانی و شعاع گلوگاه تخلخل، عمدتاً ناهمگنی‌های مخازن کربناته را در مقیاس کوچک آشکار می‌کند.

بر اساس روش شاخص زون جریانی یک واحد غیرمخزنی و چهار واحد جریانی شناسایی گردید که به ترتیب، واحدهای جریانی ۳، ۲ و ۱ دارای کیفیت بهتری می‌باشند و واحد جریانی ۴ با وجود

## مراجع

- [۱]. رحیم‌پور بناب، ح. (۱۳۹۶)، سنگ‌شناسی کربناته با نگرشی بر کیفیت مخزنی، انتشارات دانشگاه تهران، چاپ سوم، ۵۷۶.
- [2]. Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M., & Alavi, A. (2006). Structural models for the South Khuzestan area based on reflection seismic data. Shahid Beheshti University Tehran.
- [۳]. مطیعی، ه. (۱۳۷۲)، چینه‌شناسی زاگرس، زمین‌شناسی ایران، طرح تدوین کتاب، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶.
- [۴] صالحی، م. ع.، بیرانوند، ب. و ایمن‌دوست، ع. (۱۳۹۵)، چینه‌شناسی و رخساره‌های سنگی سازندهای فهلیان-گرو در خلیج فارس با هدف کاربرد در مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی، فصلنامه پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۲، ۶۴، (۱۰۹-۱۳۰).
- [5]. Alsharhan, A.S. (2014). Petroleum systems in the Middle East. *Journal of Geological Society of London*, 392: 361-408.
- [6]. Christian, L. (1997). Cretaceous subsurface geology of the Middle East region. *GeoArabia*, 2(3): 239-256.
- [۷]. کاظمی، ا. (۱۳۹۷)، بررسی رخساره‌ها، محیط رسوبی، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند فهلیان در میدان یادآوران، جنوب غرب ایران. پایان‌نامه کارشناسی ارشد دانشگاه اصفهان. ۲۰۸.
- [8]. Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1: 108-121.
- [9]. 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.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- [10]. Flügel, E., & Munnecke, A. (2010). *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application* (Vol. 976, p. 2004). Berlin: Springer.
- [11]. Khodaei, N. (2012). Comprehensive geological study of YAD-020 (F15) well cores (Fahliyan Formation), Yadavaran Field. Research Institute of Petroleum Industry, Unpublished Report, 304.
- [۱۲]. کاظمی، ا.، صالحی، م. ع.، پاکزاد، ح. ر. هنرمند، ج. و خدایی، ن. (۱۳۹۹)، بررسی عوامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی و معرفی واحدهای جریان‌سازند فهلیان در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران، پژوهش نفت، دوره ۳۰ (۱-۹۹)، ۱۱۰، ۴-۲۰.
- [13]. Rao, C. P., & Adabi, M. H. (1992). Carbonate minerals, major and minor elements and oxygen and carbon isotopes and their variation with water depth in cool, temperate carbonates, western Tasmania, Australia. *Marine Geology*, 103(1-3), 249-272.
- [14]. Morse, J.W. and Mackenzie, F.T. (1990). *Geochemistry of Sedimentary Carbonates*. Developments in Sedimentology, Elsevier, Amsterdam, 48: 707.
- [۱۵]. آدابی، م. ح. (۱۳۹۰)، ژئوشیمی رسوبی، انتشارات آراین زمین، ۵۰۳.
- [16]. Adabi, M. H. & Asadi Mehmandošti, E. (2008). Microfacies and geochemistry of the Ilam formation in the Tang-E Rashid area, Izeh, S.W. Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 33: 267-277. doi.org/10.1016/j.jseaes.2008.01.002.
- [17]. Adabi, M. H. & Rao, C.P. (1991). Petrographic and geochemical evidence for original aragonitic mineralogy of Upper Jurassic carbonate (Mozduran formation), Sarakhs area, Iran. *Sedimentary Geology*, 72: 253-267. doi.org/10.1016/0037-0738(91)90014-5.
- [18]. Pingitore, N. E. (1978). The behavior of Zn 2+ and Mn 2+ during carbonate diagenesis; theory and applications. *Journal of Sedimentary Research*, 48(3), 799-814.
- [19]. Marshall, J. D. (1992). Climatic and oceanographic isotopic signals from the carbonate rock record and their preservation. *Geological magazine*, 129(2), 143-160.
- [20]. Rao, C.P. (1996). *Modern Carbonates, Tropical, Temperate, Polar*. Introduction to Sedimentology and Geochemistry, Art of Tasmania, 206.
- [21]. Adabi, M. H., Salehi, M. A., & Ghabeishavi, A. (2010). Depositional environment, sequence stratigraphy and geochemistry of Lower Cretaceous carbonates (Fahliyan Formation), south-west Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 39(3), 148-160. doi.org/10.1016/j.jseaes.2010.03.011.
- [22]. Cantrell, D. L., & Hargety, R. M. (1999). Microporosity in arab formation carbonates, Saudi Arabia. *Geo-*

Arabia, 4(2), 129-۱۵۴.

[۲۳]. صالحی، م. ع. (۱۳۹۳). بررسی کارآیی روش‌های تعیین گونه‌های سنگی سازندهای داریان و سورمه در میدان

رشادت، طرح نخبگان وظیفه، شرکت نفت فلات قاره ایران، پژوهش و فناوری، ۸۹.

[24]. Lucia, F.J. (1999). Carbonate Reservoir Characterization. Springer, 226.

[25]. Pittman, E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury Injection-capillary pressure curves for sandstone. American Association Petroleum Geologists Bulletin, 72(2): 191-198.

[26]. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997, October). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-38679). SPE. doi.org/10.2118/38679-MS.

[27]. Bliefnick, D. M., & Kaldi, J. G. (1996). Pore geometry: control on reservoir properties, Walker Creek Field, Columbia and Lafayette counties, Arkansas. AAPG bulletin, 80(7), 1027-1044. doi.org/10.1306/64ED8C82-1724-11D7-8645000102C1865D.

[۲۸]. رضائی اکبری، ع. ، رحیم‌پوربناب، ح.، کمالی، م. ر.، موسوی حرمی، ر. و کدخدایی، ع. (۱۳۹۵).

میکروفاسیس، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلیان در میداین نفتی دشت آبادان، پژوهش

نفت، شماره ۸۸ (۳)، صفحات ۸۱-۶۸.

[29]. Tavooosi Iraj, P. Rajabi, M. and Ranjbar-Karami, R. (2023). Integrated petrophysical and heterogeneity assessment of the karstified Fahliyan Formation in the Abadan Plain, Iran. Natural Resources Research, 32(3): 1067-1092.

[30]. Ahr, W. M. (2011). Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons.

[۳۱]. اسعدی، ع.، هنرمند، ج.، معلمی، ع.، عبداللهی‌فرد، ا.، (۱۳۹۵). تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت

مخزنی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین دشت آبادان، جنوب غرب ایران، نشریه پژوهش‌های

چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۲، ۱، (۸۰-۵۷).

[32]. Eshrafi-Dizaji, B., & Rahimpour-Bonab, H. (2014). Generation and evolution of oolitic shoal reservoirs in the Permo-Triassic carbonates, the South Pars Field, Iran. Facies, 60(4), 921-940.

[33]. Esteban, M., & Taberner, C. (2003). Secondary porosity development during late burial in carbonate reservoirs as a result of mixing and/or cooling of brines. Journal of Geochemical Exploration, 78, 355-359. doi.org/10.1016/S0375-6742(03)00111-0.



# Diagenesis, Geochemistry and Reservoir Quality of the Fahliyan Formation in One of the Oil Fields in Southwestern Iran

Amir Kazemi<sup>1</sup>, Mohammad Ali Salehi\*<sup>1</sup>, Javad Sobhani<sup>2</sup>, Javad Honarmand<sup>3</sup> and Navvab Khodaei<sup>3</sup>

1. Department of Geology, Faculty of Science, University of Isfahan, Isfahan, Iran

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

3. Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

ma.salehi@sci.ui.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5407.3406

Received: April/03/2024

Accepted: August/10/2024

## Introduction

Due to the increasing need of the industry to use oil resources, the discovery of new oil reservoirs and the increase in productivity of oil fields are inevitable. To achieve this goal, it is necessary to identify the source, reservoir and cap rocks, as well as the effect of subsequent processes such as diagenetic process, in reducing or increasing their quality [1]. The Berriasian–Hauterivian Fahliyan Formation is a carbonate succession and is considered one of the important reservoir rocks known in the many fields of the Zagros sub-basins such as Dezful Embayment, Abadan Plain and the Persian Gulf in the southwestern part of Iran. The studied field in this research is located in Abadan Plain (Fig. 1).

The Fahliyan Formation, in the studied well, has a thickness of 538 meters, which is divided into two lithostratigraphic units: Upper and Lower Fahliyan. The Upper Fahliyan is composed of cream and gray limestones, sometimes argillaceous and with diagenetic pyrite, marls and gray to dark gray silty and sandy claystone [2]. The lower Fahliyan consists of cream, yellowish and brown limestones with diagenetic pyrite, sometimes argillaceous, with thin interlayers of dolomites and brown to light gray dolomitic limestones. Oil and bitumen traces in the porosity and fractures of these reservoir rocks have been observed. This research aims to know the diagenesis processes affecting the Fahliyan Formation in the studied oil field, to know the flow units and to evaluate its reservoir quality. In addition, elemental

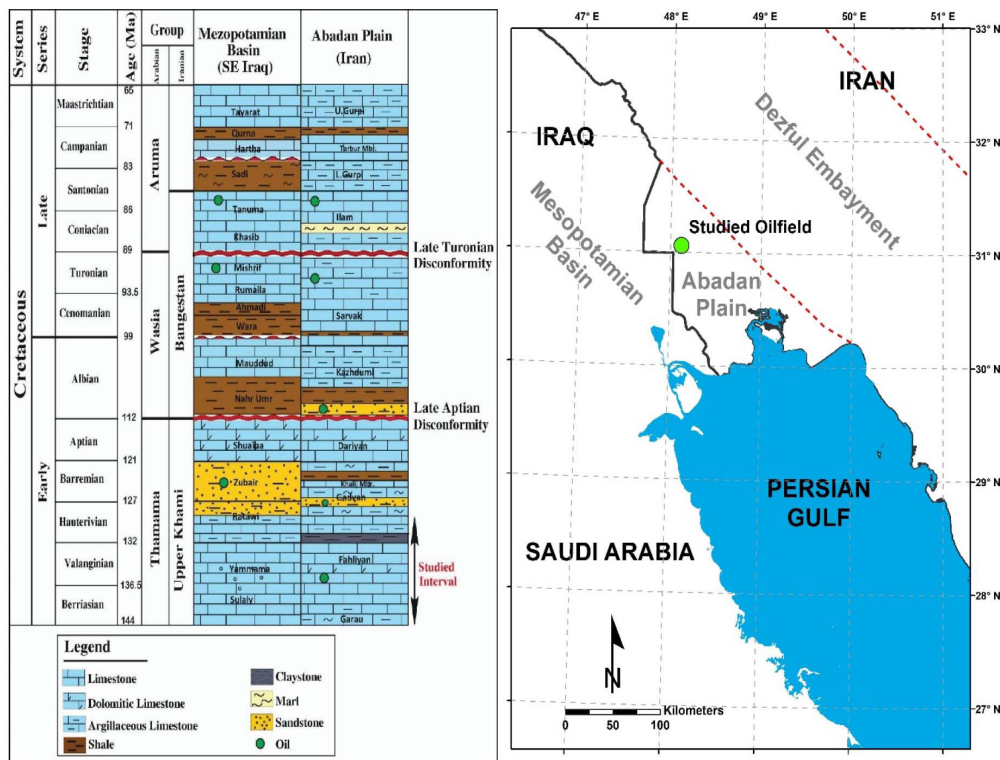
and isotopic geochemical studies have been carried out to determine the diagenesis process and to identify the factors affecting the increase and decrease in the reservoir quality.

## Materials and Methods

To investigate the petrography character of this reservoir rocks, a total of 786 microscopic thin sections prepared from cores and drill cutting, were studied by a polarizing light microscope. For naming and classifying facies, Dunham [3] and Embry and Klován [4] schemes were used. The description of microfacies and the determination of the sedimentary environment were done using Flügel's standard microfacies [5]. Fifty-three thin-sections were impregnated with blue-dyed epoxy to better identify the porosity types. In order to examine the different generations of carbonate cements a cathodoluminescence microscope (CL model CTL Mk5-1) was used. In addition, a few rock samples were analyzed with an electron microscope (SEM) VEGA\\TESCAN-XMU model to identify microporosity, diagenesis processes and clay minerals structures in the reservoir rocks.

For the geochemical analysis, 20 rock powder samples were selected and analyzed for major and minor elemental composition by inductively coupled plasma spectroscopy (ICP-OES). For the stable oxygen ( $\delta^{18}\text{O}$ ) and carbon ( $\delta^{13}\text{C}$ ) isotopes analysis, the same rock powder samples were analyzed in the isotope laboratory of the Faculty of Natural Sciences of the University of Erlangen (FAU), Germany.





**Fig. 1** Location map of the studied field in the Abadan Plain, southern Iran, and the Cretaceous stratigraphic column of the Abadan Plain and the Mesopotamian Basin of southeastern Iraq (modified after [11, 12]).

In order to evaluate the reservoir properties, the porosity and permeability values of 396 core plugs have been measured [6]. Based on the core porosity and permeability data, the methods of determining the hydraulic flow units using the flow zone indicator (FZI) method, and calculating the pores throat radius using the Winland equation and Lucia's petrophysical classes have been used [7-10].

## Results and Discussion

Petrographic studies in the Fahliyan Formation in the studied well have led to the recognition of nine carbonate microfacies and two petrofacies in the siliciclastics parts deposited on a shallow carbonate and mixed carbonate-siliciclastic ramp.

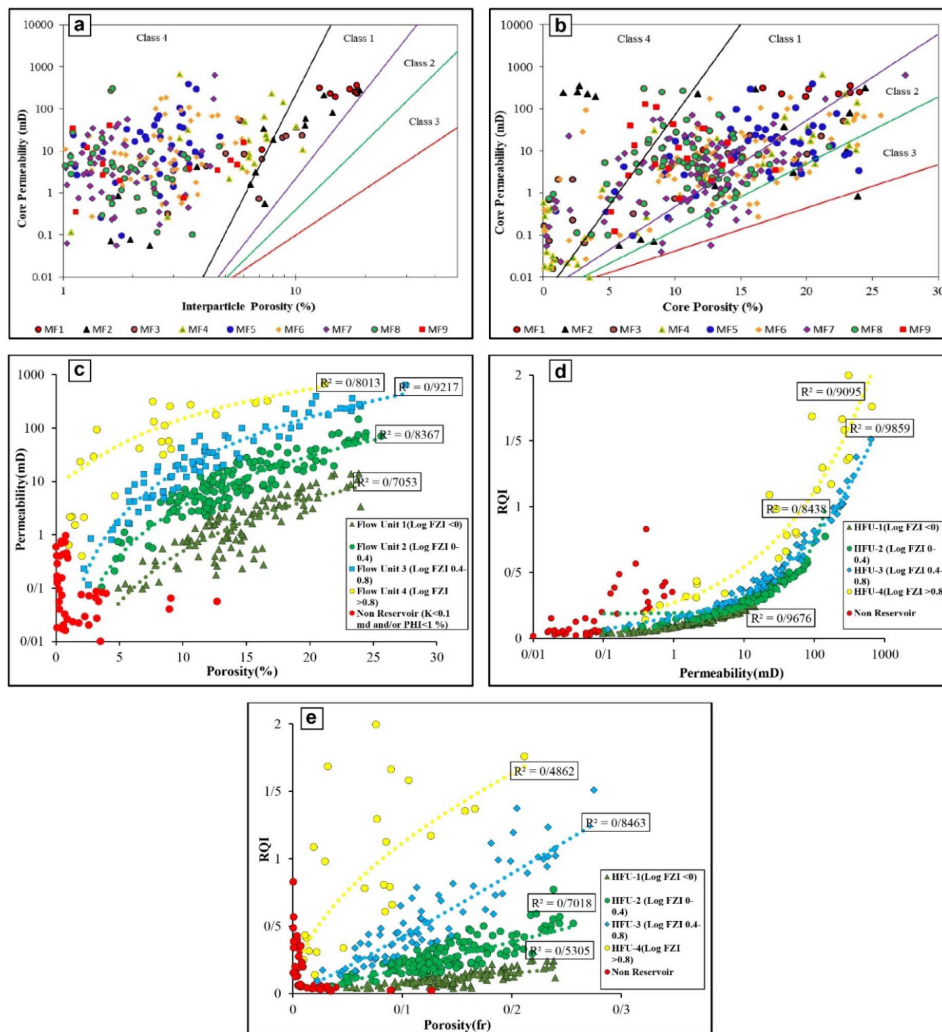
Based on the macroscopic and microscopic studies (petrography and SEM), the major diagenesis processes of the Fahliyan Formation in the studied well include bioturbation, compaction, cementation, dissolution, fracture, calcification, micritization, geopetal fabric, dolomitization, de-dolomitization, pyritization and silicification. The identified diagenesis processes and also the analysis of the porosity and permeability of rock samples showed that the changes in porosity and permeability in the reservoir part of the succession are strongly dependent on diagenesis processes. Calcite cementation, compaction and extensive dolomitization are the main factors that have controlled the decrease of porosity and permeability, while dissolution (in the

form of voids and molds) and fracturing have increased the reservoir quality of the studied succession.

The dominant grain-supported facies of the shoal facies belt have a very good reservoir quality in the studied succession. On the other hand, the reservoir quality of some facies of the lagoon sub-environment has been significantly improved due to the extensive influence of secondary diagenesis processes and has placed these facies at the level of desirable reservoir facies.

The core porosity and permeability data in the reservoir part of the Fahliyan Formation range from 0.01 to 27.5% and from less than 0.01 to more than 630 mD. In order to check the reservoir quality of the facies and to establish a relationship between the facies with the petrophysical rock classes of Lucia and to determine the rock types, the porosity and permeability data related to the samples of the lower part (reservoir) of the Fahliyan Formation have been plotted on the Lucia diagram (Fig. 2). According to this diagram, the porosity and permeability data of microfacies MF1, and microfacies MF5, MF6, MF7, and MF8 are plotted in class 1, and microfacies MF2 and MF3 and MF5 are plotted in class 2. Moreover, many samples of microfacies MF4 and MF9, which are related to the lagoon facies belt, due to very low porosity and permeability are outside the range of Lucia petrophysical classes.





**Fig. 2** a: The distribution of porosity versus permeability in the microfacies of the Fahliyan Formation on the Lucia petrophysical diagram [7]. b: The distribution of porosity versus permeability on the modified Lucia’s petrophysical diagram [7]. c: Flow units separated by the FZI method. d: RQI versus permeability. e: RQI versus porosity.

By comparing the studied facies with the petrophysical classes of Lucia, four different rock types (RT1 to RT4) associated with the Fahliyan Formation reservoir were identified and classified (Fig. 2). These groups are distinguished from each other based on the type of facies, the intensity of the impact of diagenesis processes.

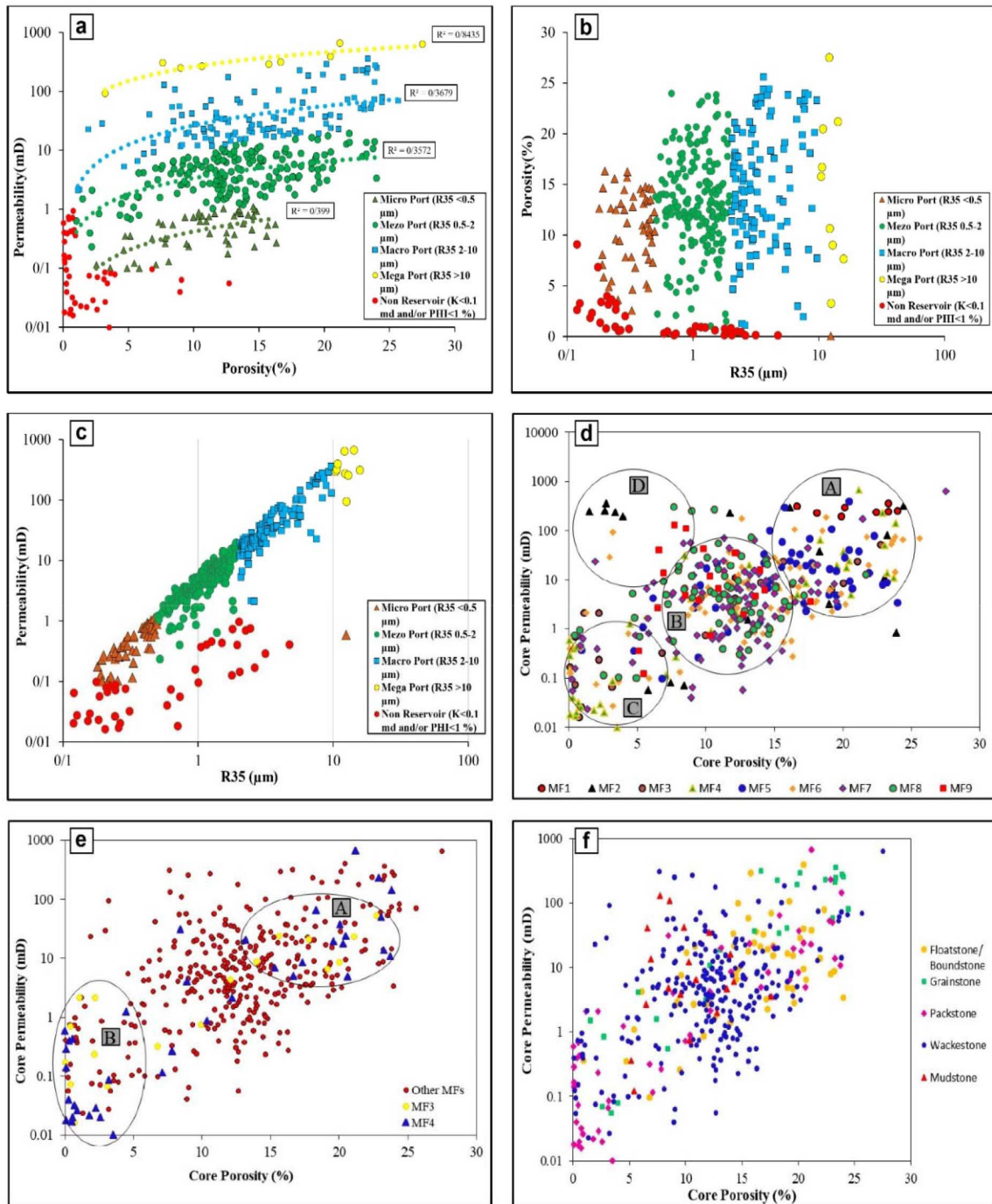
Based on the FZI method, four flow units along with one non-reservoir unit have been identified in the investigated well (Fig. 2). According to the values of porosity-permeability and abundance of samples, units 3, 2 and 1 can be considered as the best flow units, respectively. The flow unit 4, despite its high permeability, ranks fourth in terms of reservoir quality due to low porosity and low abundance of samples.

It can be concluded that microfacies MF1 (only includes one flow unit), and microfacies MF6 (including all four flow units as well as non-reservoir units) show the most uniform (homogeneous) and the most non-uniform (heterogeneous) microfacies form the reservoir part of Fahliyan Formation in the studied

well, respectively.

R35 values calculated for the samples of the Fahliyan Formation can be divided into four rock types and one non-reservoir unit (Fig. 3). It can be concluded that microfacies MF1 and MF2 related to the shoal facies belt and microfacies MF9, MF5 and MF6 related to the lagoon facies belt have the best reservoir quality. Microfacies MF3 and MF4, respectively, related to the facies belt of the shoal and the lagoon near the shoal, have the weakest reservoir quality. The positive or negative trends of minor elements including Mn, Fe, Sr and Na, and oxygen ( $\delta^{18}\text{O}$ ) and carbon ( $\delta^{13}\text{C}$ ) isotope values along the stratigraphic column indicate the influence of meteoric diagenesis on the Lower Fahliyan Formation (Fig. 4). Evidence of meteoric dissolution (at 4313-meter depth) in the cores and the significant increase in the values of porosity and permeability of the core, confirm the effect of meteoric diagenesis.

It can be concluded that meteoric diagenesis has had a major impact on improving the reservoir quality of the underlying strata of this surface.



**Fig. 3** a: Rock types separated by the porosity throat radius method (R35) in the reservoir part of the Fahlyian Formation. b: Indeterminate relationship between the porosity throat radius and porosity values. c: The direct relationship between the increase in the radius of the porosity throat and the permeability values. d: The influence of diagenesis processes on the distribution of porosity and core permeability in the reservoir part of the Fahlyian Formation considering the microfacies types. e: Distribution of porosity and permeability in two microfacies MF3 and MF4 and comparing it with other microfacies. f: Distribution of core porosity and permeability considering facies textures.

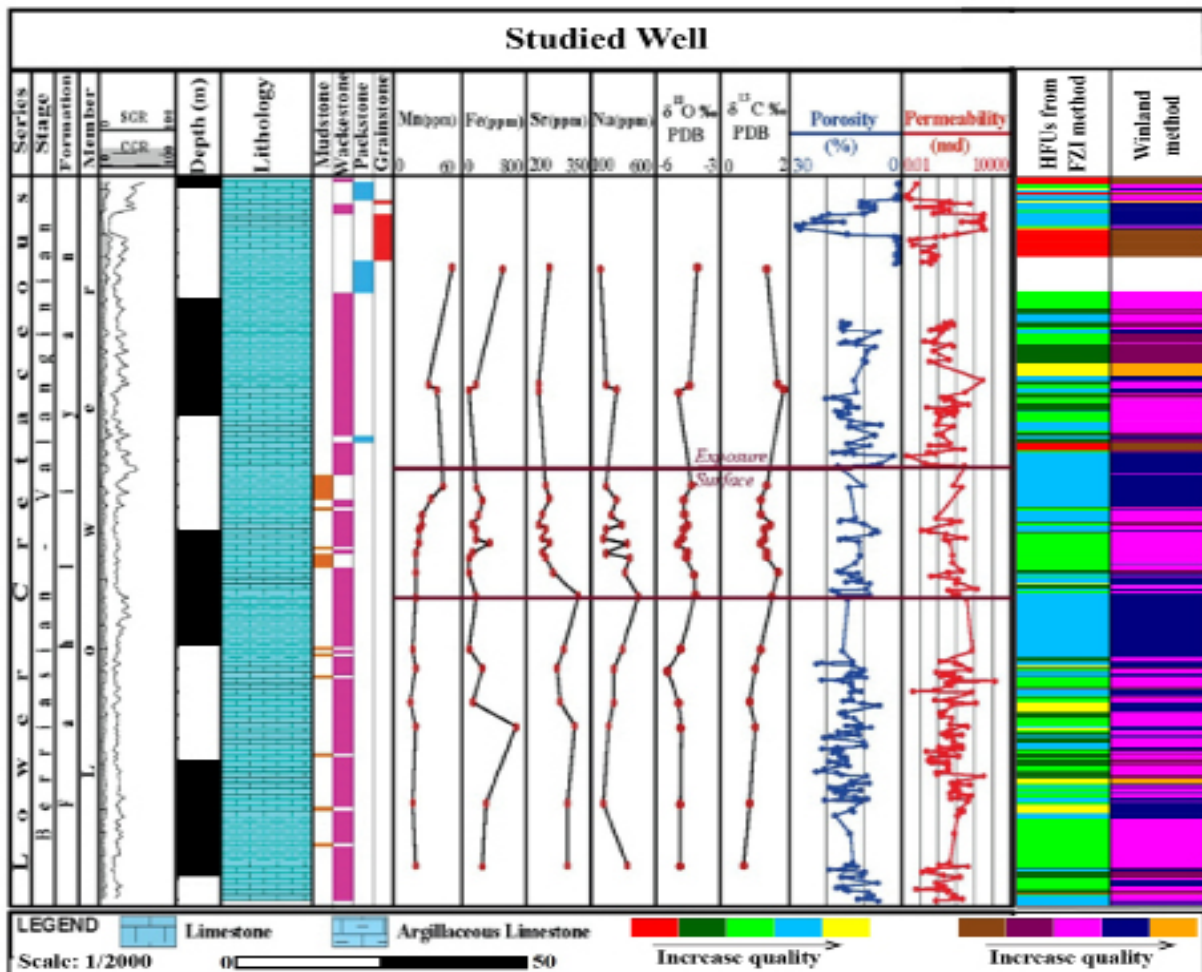


Fig. 4 Lithostratigraphic profile of the Lower Fahliyan Formation in the studied well, illustrating lithology, geochemistry data, porosity, permeability and flow units based on FZI and Winland methods.

The geochemical data (Sr, Na, Fe,  $\delta^{18}\text{O}$  and  $\delta^{13}\text{C}$ ) from 4338-meter depth upward of the secession, show a decreasing trend, and only the amount of Mn shows an increasing trend, which indicates the decrease in the water depth of the sedimentary basin of the Fahliyan Formation and the effect of meteoric diagenesis (Fig. 4). At the depth of 4338-meter depth, the oxygen isotope has the heaviest, and Sr as well as Na elements have their highest values in the analyzed samples. Moreover, very low values of Mn can be a sign of greater water depth.

### Conclusions

Macroscopic studies of the core and microscopic studies of thin sections have led to the identification of diagenesis processes affecting the reservoir quality of the studied reservoir succession in the Fahliyan Formation in one oil field of the Abadan Plain, SW Iran. Microporosity is more abundant in the Upper Fahliyan compared to the Lower Fahliyan lithostratigraphic unit. On the other hand, the significant development of vuggy, moldic and interparticle porosities in the Lower Fahliyan unit plays a major role in storing and

transporting hydrocarbons.

The trace elements (such as Mn, Fe, Sr, Na) and stable carbon and oxygen isotope data in the studied samples from the reservoir part of the formation indicate the effect of meteoric diagenesis on the Fahliyan Formation. The decreasing trend of  $^{18}\text{O}\delta$  and  $^{13}\text{C}\delta$  isotopes, Sr and Na and slightly Fe, and the increasing trend of Mn element indicate the decrease of the sedimentary basin water depth during deposition of Fahliyan Formation and the later effect of the meteoric diagenesis on improving the reservoir quality of the strata.

The petrophysical classification of Lucia for the studied samples led to the separation of four different rock types, among which floatstone/boundstone-grainstone has a higher reservoir quality. The distribution of the pore system in this method shows the major influence of diagenesis processes in the creation and development of vuggy porosity. In other words, the pore system in the reservoir part of the Fahliyan Formation was mainly formed under the influence of diagenesis processes.

Based on the flow zone indicator method, one non-

reservoir unit and four flow units were identified. Flow units 3, 2 and 1 have better quality, and flow unit 4 has higher permeability due to relatively low porosity and very low frequency of samples placed in a lower rank. Based on the pores throat radius method using the Winland equation, four reservoir rock types and one non-reservoir rock type were identified according to the pore size. Ultimately, the results showed that the FZI and the porosity throat radius mainly reveal the inhomogeneities of the carbonate reservoirs on a small scale.

### References

1. Rahimpour Bonab, H. (2017). *Petrology of Carbonate Rocks*. Tehran University Press, 556 p.
2. Kazemi, A. (2018) *Analysis of Facies, Sedimentary Environment, Diagenesis and Reservoir Quality of the Fahliyan Formation in an Oil Field, South West of Iran*. MSc Thesis, University of Isfahan, 208.
3. Dunham, R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1: 108-121.
4. Embry, A.F. and Klovan, J.E. (1971). A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island Northwest Territories. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19: 730-781.
5. Flügel, E. (2010). *Microfacies of Carbonate Rocks*. 2nd edition, Springer, 984p.
6. Khodaei, N. (2012). *Comprehensive geological study of X-020 (FX) well cores (Fahliyan Formation), X Field*. Research Institute of Petroleum Industry, Unpublished Report, 304p.
7. Lucia, F.J. (1999). *Carbonate Reservoir Characterization*. Springer, 226p. ISBN: 3540637826.
8. Pittman, E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury Injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association Petroleum Geologists Bulletin*, 72(2): 191-198.
9. Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J. and Miller, J.D. (1997). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method, SPE 38679, Annual Technical Conference and Exhibition, 373-380.
10. Bliefnick, D.M. and Kaldi, J.G. (1996). Pore geometry control on reservoir properties, Walker Creek Field, Columbia and Lafayette counties, Arkansas. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 80:1027-1044.
11. Abdollahie Fard, I. (2006). *Structural models for the South Khuzestan area based on reflection seismic data*. Shahid Beheshti University, Iran. Ph.D thesis, 171.
12. Christian, L. (1997). *Cretaceous subsurface geology of the Middle East region*. *GeoArabia*, 2(3): 239-256.