

تأثیر فرآیندهای رسوبی، دیاژنزی و زمین‌ساختی در تکامل مخزن سروک در میدان سرکان، زون لرستان

مرصاد معینی^۱، وحید توکلی^{۲*} و حسین رحیم‌پوربناب^۳

۱- دانش‌آموخته دکترا، دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

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

۳- استاد دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

نویسنده مسئول: vtavakoli@ut.ac.ir

دریافت: ۱۴۰۳/۳/۲۱ پذیرش: ۱۴۰۳/۸/۱۹

نوع مقاله: پژوهشی

چکیده

شناسایی خاستگاه حفرات، بررسی ویژگی‌های آن‌ها و نیز شناخت از چگونگی ارتباط آن‌ها با یکدیگر در فابریک رخساره‌ها نقش اصلی را در تفکیک زون‌های مخزنی ایفا می‌کند. در این پژوهش با استفاده از داده‌های مغزه، مقاطع نازک، نمودارهای الکتریکی و داده‌های پتروفیزیکی در دسترس از ۳ چاه موجود در میدان سرکان (چاه‌های ۱، ۲ و ۳)، توالی‌های سازند سروک در دو فاز میکروسکوپی و ماکروسکوپی مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند. با بررسی مخزن در سه مرحله جداگانه (رسوبی، دیاژنزی و زمین‌ساختی)، چگونگی تکوین و تکامل شبکه تخلخل مشخص شده و نقش هر یک از فرآیندها در شکل‌گیری مخزن سروک مورد ارزیابی قرار گرفته است. با انجام مطالعات رخساره‌ای، ۵ رخساره شناسایی شده‌اند. با ارجاع به رخساره‌های استاندارد، سکوی رسوبی رمپ کم شیب برای رخساره‌های این مخزن پیشنهاد گردید. به دلیل شرایط عمیق در زمان رسوب‌گذاری، رخساره‌ها در بیشتر موارد گل‌پشتیبان و فاقد ویژگی‌های مخزنی بوده است. بررسی فرآیندهای دیاژنتیکی و نیز مطالعه شکستگی‌ها در دو مقیاس کوچک و بزرگ بر مبنای مقاطع نازک (روش روابط بافتی)، مطالعات صحرایی، داده‌های مغزه و اطلاعات پتروفیزیکی نشان داد که ایجاد بخش‌های مخزنی توالی‌های سروک در این میدان در درجه نخست به سبب حضور شکستگی‌های کوچک تا بزرگ مقیاس بوده و در درجه دوم، فرآیندهای دیاژنزی به ویژه انحلال و دولومیتی‌شدن، کیفیت مخزنی را افزایش داده است. در نهایت ۴ سیستم منفذی موثر شامل سیستم تخلخل حفره‌ای، سیستم تخلخل بین‌بلورین، سیستم تخلخل انحلال در راستای استیلولیت و سیستم تخلخل ریزشکستگی (مهم‌ترین سیستم تخلخل مخزن سروک در میدان سرکان) مشخص گردید که میزان تولید مخزن سروک را در میدان سرکان کنترل می‌نمایند.

واژگان کلیدی: شبکه تخلخل، دیاژنز، کیفیت مخزنی، سازند سروک، تکامل مخزن

۱- پیشگفتار

هدف از انجام مطالعات مخزنی، شناسایی ناهمگنی‌های قائم و جانبی در مخزن و استفاده از این اطلاعات در یک مدل زمین‌شناسی سه‌بعدی جهت شبیه‌سازی جریان در فواصل مختلف مخزن می‌باشد (گومز و همکاران، ۲۰۰۸؛ مهرابی و باقرپور، ۲۰۲۲). در بررسی ویژگی‌های مخزنی، اطلاعات مختلفی به منظور فراهم آوردن یک توصیف کامل از خصوصیات استاتیک و دینامیک مخزن به ویژه آن‌هایی که جریان سیال را در مخزن تغییر و تحت تأثیر قرار می‌دهند، تلفیق می‌گردد. طبق نظریه آر (آر، ۲۰۰۸)، مخازن کربناته از سه دسته خصوصیات، اعم از ویژگی‌های

بنیادی سنگ (مانند بافت، ساخت، ترکیب و فابریک)، ویژگی‌های وابسته (مانند تخلخل، تراوایی و فشار مویینه) و نیز ویژگی‌های درجه سوم (خصوصیات لاگی و اطلاعات پتروفیزیکی حاصل از آن‌ها) تشکیل شده‌اند. آر (۲۰۰۸) ویژگی‌های وابسته و درجه سوم مخزن را اطلاعاتی اکتباسی و تحت کنترل ویژگی‌های بنیادی و رسوب‌شناسی سنگ در نظر گرفت و آن‌ها از نظر میزان اهمیت نام‌گذاری کرد. آر شناخت مخازن درست از مخازن را در گرو مطالعه درست ویژگی‌های بنیادی سنگ در نظر گرفت و درک درست از اطلاعات وابسته و درجه سوم را منوط به مطالعه مستقیم سنگ مخزن می‌دانست. از همین‌رو، شناسایی این

(بریتیش پترولیوم، ۱۹۷۴؛ حقی، ۱۹۸۲؛ امینی، ۱۹۹۸؛ لاسمی و همکاران، ۱۹۹۷، ۲۰۰۵، ۲۰۰۶؛ شرکتی و همکاران، ۲۰۰۴؛ موحد و همکاران، ۲۰۰۵؛ لطفی‌پور و همکاران، ۲۰۰۵، ۲۰۰۶؛ زینلی و همکاران، ۲۰۰۶؛ غبیشاوی و همکاران، ۲۰۰۹؛ دانشیان و همکاران، ۲۰۱۳). از همین‌رو اهمیت اقتصادی سروک لرستان (خاصه در توسعه میادین هیدروکربوری) نسبت به سایر زون‌های زاگرس مورد غفلت واقع شده است. با وجود تلاش پژوهشگران در دهه‌های گذشته برای شناسایی سازند سروک در لرستان، هنوز بسیاری از جنبه‌ها و ویژگی‌های آن ناشناخته باقی مانده است. به طور مثال امینی (امینی، ۱۹۸۸) نهشته‌های سروک در مناطقی از لرستان و کرمانشاه را مورد مطالعه قرار داده و به ارائه مدل رسوبی و شناسایی تاریخچه دیانزنی توالی‌های رسوبی پرداخته است. حقی (۱۹۸۲) ویژگی‌های زمین‌شناسی سروک را در میادین سروک و ماله‌کوه مورد بررسی قرار داده است. لاسمی و جلیلیان (۱۹۹۷) محیط‌های رسوبی و چین‌نگاری سکانسی سازند سروک در کوه سفید در شمال‌غرب خرم‌آباد را مطالعه کردند. آن‌ها چرخه بزرگ پس‌رونده‌ای برای این ناحیه مشخص کرده و سکوه‌های رسوبی از نوع پلاتفرم‌های مجزا را برای نهشته‌های سروک در این منطقه پیشنهاد کرده‌اند. لاسمی و کاووسی (۲۰۰۵) چین‌نگاری سکانسی سازند سروک در لرستان را مطالعه کرده‌اند و چهار سکانس به سن سنومانین - تورونین تشخیص داده‌اند. لاسمی و همکاران (۲۰۰۶) محیط رسوبی و چین‌نگاری سازند سروک در شمال‌شرق الشتر مورد مطالعه قرار داده‌اند.

در این مطالعه زیر محیط‌های جزرومدی، لاگون، سد و دریای باز نیمه‌عمیق تا عمیق شناسایی و سه سکانس رسوبی رده سوم مشخص گردید. دانشیان و همکاران (۲۰۱۳) ریزرخساره‌های سازند سروک در تنگه چنارباشی در حوضه لرستان را مورد تجزیه تحلیل قرار دادند و مدل رسوبی برای رخصاره‌های عمیق آن ارائه داده‌اند. ویژگی‌های رخصاره‌ای، بازسازی شرایط محیطی و تاریخچه دیانزنی سازند سروک لرستان تا حدودی توسط محققان بررسی شده است اما ویژگی‌های مخزنی و عوامل تأثیرگذار بر شکل‌گیری مخزن سروک به ویژه تأثیرات شکستگی‌ها تا حد زیادی تا حد زیادی ناشناخته مانده است. لذا انجام چنین مطالعاتی می‌تواند در شناسایی هر چه بیشتر مخزن

ویژگی‌ها نقش قابل‌توجهی در فهم صحیح از مخزن و تشریح معماری درون آن ایفا می‌کنند. ویژگی‌های بنیادی سنگ تحت تأثیر فرآیندهای رسوبی، دیانزنی و زمین‌ساختی، در طی یک فرآیند طولانی مدت در حال تکوین و تکامل بوده و به دنبال آن سیستم تخلخل تحت کنترل الگوهای رسوبی اولیه در حال بازآرایی و آرایش مجدد در گستره مخزن قرار می‌گیرد. تمام آنچه که گفته شد، ناهمگنی مخازن کربناته را در مقیاس‌های بسیار کوچک تا بسیار بزرگ تحت کنترل خود دارند (آر، ۲۰۰۸؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۲؛ اسرافیلی‌دیزجی و همکاران، ۲۰۱۵؛ حاجی کاظمی، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷؛ غلامی‌زاده و آدابی، ۲۰۱۹). مخازن کربناته‌ای که کاملاً تحت کنترل تخلخل‌های رسوبی (ته‌نشستی) باشند، بسیار نادر هستند و مخازن اغلب دارای خاستگاه تخلخل دوگانه یا چندگانه - ای هستند. تأثیرپذیری بالای سنگ‌های کربناته از فرآیندهای دیانزنی و ثانویه عامل تأثیرگذاری در بالا بودن ناهمگنی‌های آن‌ها می‌باشد (آر، ۲۰۰۸). دولومیتی شدن به همراه عوارض انحلالی ثانویه می‌توانند موجب افزایش کیفیت مخزنی شوند اما دولومیتی شدن و افزایش کیفیت مخزنی به عواملی نظیر منبع تأمین منیزیم، نوع سنگ میزبان (بافت، ساخت و ترکیب)، سازوکار دولومیتی شدن، محیط دیانزنی بسته یا باز (تأمین منیزیم از داخل یا خارج سیستم) و نیز به میزان دفعات دولومیتی‌شدن رخصاره‌ها در طول عمر مخزن بستگی دارد و گاهی ممکن است سبب کاهش شدید کیفیت مخزنی گردد (رحیم‌پور بناب، ۱۳۸۹؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۰؛ اسرافیلی‌دیزجی و همکاران، ۲۰۱۵؛ وینسنت، ۲۰۱۵؛ توکلی، ۲۰۲۱). شکستگی‌ها در مخازن به ویژه مخازنی با رخصاره‌های گل‌پشتیبان و کیفیت مخزنی اندک بسیار حائز اهمیت هستند و در صورت حادث شدن در مخزن، موجب بالارفتن ستون زهکشی در آن‌ها می‌شوند و ارتباط تخلخل‌های جدا از هم در فابریک رخصاره‌ها را افزایش می‌دهند (نلسون، ۲۰۰۱؛ گلد و همکاران، ۲۰۲۰). شکستگی‌ها در مخازن عمدتاً دارای خاستگاه زمین‌ساختی می‌باشند و شکستگی‌های ریز توسط شکستگی‌های بزرگ مقیاس کنترل می‌گردند (مطیعی، ۱۳۷۸؛ مک‌گولین، ۱۹۷۴). مخزن سروک در زون لرستان نسبت به سایر زون‌های زاگرس ناشناخته‌تر است و مطالعات معدودی بر روی ویژگی‌های رسوبی و پتروفیزیکی آن انجام شده است.

دیده می‌شود. تاقدیس‌هایی که در جنوب و غرب لرستان رخنمون دارند حاوی بیرون‌زدگی‌هایی از سازندهای سخت گروه بنگستان هستند (علوی، ۲۰۰۴، ۲۰۰۷). در بررسی‌های دیرینه‌جغرافیا، (کوپ و استونلی ۱۹۸۲) مشخص شد که به تدریج در طی کرتاسه با بالا آمدن سطح دریا سکوه‌های رسوبی با فیزیوگرافی رمپ بخش اعظم منطقه خاورمیانه را احاطه کردند. دوره کرتاسه یکی از گرم و مرطوب‌ترین دوره‌های زمین‌شناسی به شمار می‌رود و سطح دریاهای آزاد در این دوره تا حد قابل توجهی بالا آمده بودند (هوبر و همکاران، ۲۰۰۲) و صفحه عربی در زمان نهشت توالی‌های بنگستان (کرتاسه) در مناطق گرمسیری و مرطوب واقع شده بود. همین امر، تأثیرات قابل ملاحظه‌ای بر روی ماهیت و اجزای تشکیل دهنده رخساره‌ها داشته و نیز شرایط خاصی را به جهت اعمال نوع فرآیندهای دیانرژی و شدت تأثیر آن‌ها بر روی رخساره‌ها در زمان پس از نهشت و افزایش میزان دسترسی آن‌ها به سیالات جوی در مرحله جوی را فراهم کرده است. عوامل متعددی نظیر افت قابل ملاحظه سطح دریا به صورت محلی و منطقه‌ای، بالا آمدگی‌های محلی در پی آغاز فرارانش افیولیت بر روی حاشیه شمال شرقی صفحه عربی و نیز وجود بلندی‌های دیرینه باعث ایجاد ناپیوستگی‌هایی در زمان‌های سنومانین پیشین، سنومانین - تورونین و تورونین میانی شده است (حاجی‌کاظمی و همکاران، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷)، همچنین در طی عبور عظیم سیالات جوی به داخل رسوبات به تبع حاکم بودن شرایط اقلیمی گرم و مرطوب، عارضه‌های کارستی شدن در مقیاس و گستردگی‌های متفاوت صورت گرفته است و از همین رو ویژگی‌های مخزنی قابل ملاحظه‌ای برای توالی‌های گروه بنگستان به ویژه سازند سروک ایجاد کرده است (غضبان، ۲۰۰۷؛ مطیعی، ۱۹۹۳؛ جیمز و وایند، ۱۹۸۰؛ موریس، ۱۹۸۰؛ مهربابی و همکاران، ۲۰۱۳؛ حاجی‌کاظمی و همکاران، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷). ناپیوستگی‌های مذکور به سمت شمال غرب و منطقه لرستان به تدریج محو شده و به صورت پیوستگی‌های معادل در توالی گروه بنگستان ثبت گردیده‌اند (غضبان، ۲۰۰۷). در طی این زمان‌ها، در منطقه لرستان به دلیل تداوم حاکمیت شرایط عمیق در حوضه نهشت در طی رسوب‌گذاری توالی‌های مورد مطالعه، شانس قرارگیری رخساره‌ها در سطح و تأثیرپذیری آن‌ها از فرآیندهای سطحی به کمترین میزان خود رسیده است

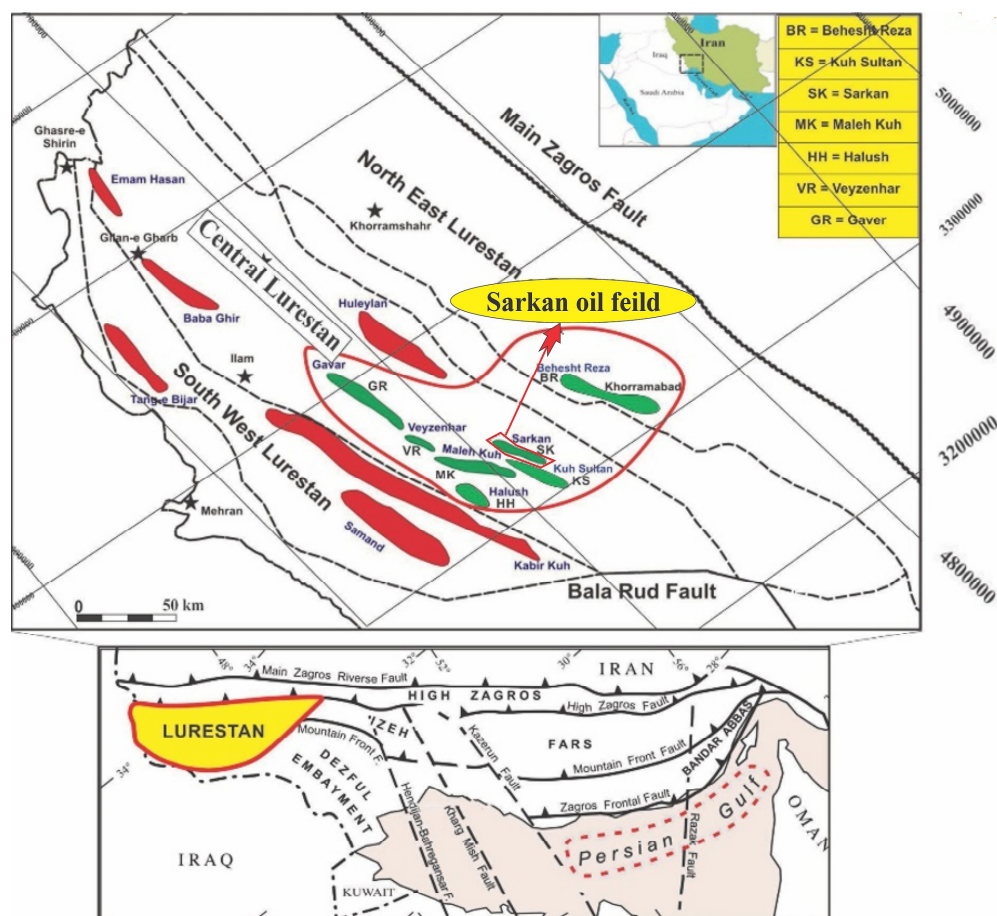
سروک و ویژگی‌های آن و توسعه میادین هیدروکربوری در زون لرستان راهگشا باشد. بررسی زایش و تکامل سیستم حفرات در این سازند می‌تواند به عنوان الگویی برای این فرآیند مخزنی در سایر سازندهای کربناته باشد. همچنین این مطالعه اهمیت بررسی تأثیر متقابل فرآیندهای رسوبی، دیانرژی و زمین‌ساختی را در مخازن کربناتی نشان می‌دهد. شناخت ناهمگنی‌ها در مخازن کربناته (در مقیاس‌های مختلف) در ابتدا با شناسایی عوامل به وجود آورنده آن‌ها امکان‌پذیر است (حاجی‌کاظمی، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۲، b۲۰۱۲؛ آدابی و اسدی‌مهماندوستی، ۲۰۰۸؛ مهربابی و رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۴؛ اسرافیلی دیزجی و همکاران، ۲۰۱۵؛ وینسنت و همکاران، ۲۰۱۵؛ سلیمانی و اعلائی، ۲۰۱۶؛ غلامی‌زاده و آدابی، نادری خوجین و همکاران، ۲۰۲۰؛ میرزایی، ۲۰۲۰؛ کاکم و همکاران، ۲۰۲۲؛ یحیایی، ۲۰۲۴). هدف اصلی این مطالعه درک چگونگی تکامل تخلخل در مخزن سروک واقع در میدان سرکان تحت تأثیر فرآیندهای رسوبی، دیانرژی و زمین‌ساختی می‌باشد (چگونگی تکوین و تکامل تخلخل در طول زمان). به طور کلی این مطالعه می‌تواند شناخت درستی از ناهمگنی‌ها و عوامل به وجود آورنده آنها، تغییرات سیستم تخلخل در طول زمان و نیز سیستم‌های منفذی موثر در تولید کنونی مخزن سروک ارائه دهد.

۲- زمین‌شناسی و چینه‌نگاری

حوضه زاگرس در طی پرمین-تریاس دستخوش کشش قرار گرفته است که در اثر ریفیتی شدن به دو بخش لرستان در شمال غربی و فارس در جنوب شرق تقسیم شده، که زون حد واسط آن‌ها در طول روند امروزی زون گسله کازرون-ایذه (به صورت شمالی-جنوبی) واقع شده است (سپهر و کاسگرو، ۲۰۰۵). زون لرستان در مرز شمال و شمال غرب تقریباً بر مرز ایران و عراق منطبق بوده در حالی که مرز شمال و شمال شرقی آن محدود به گسل‌های تراستی می‌باشد. مرز جنوبی آن خمش بالارود و امتداد کلی آن موازی زون تراستی بوده و مرز غرب و شمال غرب آن آخرین حد تاقدیس‌های زاگرس می‌باشد. در لرستان یک تناوب بین تاقدیس‌های بزرگ (در جنوب تا غرب) مانند کبیرکوه، انجیر، سمند، اناران و کوه‌سیاه با تاقدیس‌های کوچک‌تر (در شمال) به موازات کبیرکوه در سطح زمین

اولیه بسیار پایینی برخوردار هستند. همچنین رخساره‌های دانه‌پشتیبان مخزن بیشتر از تجمع خرده‌های رودیستی و خارپوستی ناشی از تخریب هسته اصلی ریف تشکیل شده‌اند (شکل ۱) (جلیلیان، ۱۹۹۶؛ امینی، ۱۹۹۸؛ غبیشاوی و همکاران، ۲۰۰۹؛ اسرافیلی‌دیزجی، ۲۰۱۵). تاقدیس سرکان در جنوب شرق منطقه لرستان، شمال تاقدیس ماله کوه و در حدود ۲۰ کیلومتری شهرستان پلدختر در کنار جاده اندیمشک-خرم‌آباد واقع شده است. روند کلی ساختمان هم راستا با کمربند کوهزایی زاگرس می‌باشد و در عرض دارای دو کوهان بوده که از این نظر منحصر به فرد محسوب می‌شود. این میدان دارای ابعاد ۲۵ کیلومتر در ۵ کیلومتر و مساحت ۱۲۵ کیلومتر مربع بوده و دارای توپوگرافی سطحی بسیار ناهمواری است که در غرب تا حدود ۲۰۰۰ متر و در شرق به ۸۰۰ متر می‌رسد (بریتیش پترولیوم، ۱۹۷۴).

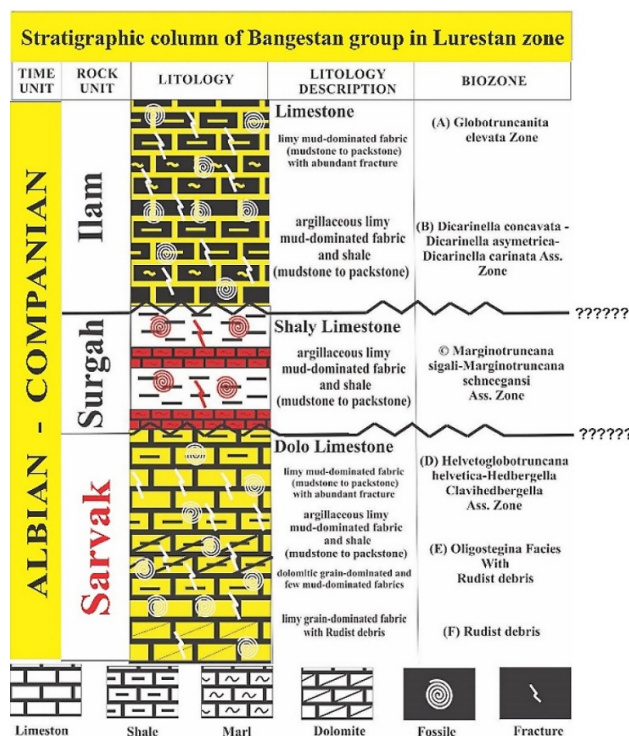
(ناپوستگی‌های مذکور در زون لرستان به ندرت دیده می‌شوند). با کم عمق شدن دریا در اواخر آلبین تا سنومانین با رسوب‌گذاری سنگ‌آهک‌های کم عمق سازند سروک در پهنه وسیعی از حوضه زاگرس آغاز می‌شود (مطیعی، ۱۹۹۳؛ علوی، ۲۰۱۷؛ آدابی و اسدی‌مهماندوستی، ۲۰۰۸؛ غبیشاوی، ۲۰۰۹، ۲۰۱۰؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۲؛ آدابی و اسدی‌مهماندوستی، ۲۰۰۸؛ مهرابی، ۲۰۱۳؛ وینسنت و همکاران، ۲۰۱۵؛ غلامی‌زاده و آدابی، ۲۰۱۹) (شکل ۱). در شمال غربی حوضه زاگرس و منطقه لرستان به تدریج با حاکم شدن شرایط عمیق در زمان رسوبگذاری، رخساره‌های این مخزن تغییر ماهیت داده و بر میزان گل در رخساره‌های تشکیل دهنده آن افزوده می‌شود (بیدون، ۱۹۹۱؛ مطیعی، ۱۹۹۳؛ فرجی و زندی‌فر، ۱۹۸۸). لذا، رخساره‌های تشکیل‌دهنده مخزن سروک در میدان سرکان، بیشتر گل‌پشتیبان بوده و از ویژگی‌های مخزنی



شکل ۱. موقعیت منطقه مورد مطالعه در شرق و جنوب شرقی پهنه لرستان، میدان سرکان (برگرفته از بریتیش پترولیوم، ۱۹۷۴).
Fig. 1. Location of the studied area of the east and southeast of the Lurestan zone, Sarkan Field (BP, 1974).

کربنات‌های شیلی تشکیل شده است که میکروفسیل‌های نواحی کم‌عمق به همراه قطعات رودیستی در کنار میکروفسیل‌های نواحی عمیق دیده می‌شوند. بخش زیرین سازند سروک را به طور عمده کربنات‌ها حاوی قطعات رودیستی در برگرفته‌اند (بریتیش پترولیوم، ۱۹۷۴) (شکل ۲). شارلند (شارلند و همکاران، ۲۰۰۱) بر مبنای مطالعات رخساره‌ای، نسبت فونای بنتیک و پلاژیک و با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی برای توالی‌های معادل سازند سروک در صفحه عربی چهار سیکل رده سوم شناسایی کرده است که این سیکل‌ها شامل دو سیستم تراکت HST و TST هستند که توسط مرزهای سکانشی نوع دوم (SB₂) و بیشینه سطح غرقابی (MFS) از هم تفکیک می‌شوند.

میدان سرکان در سال ۱۳۴۸ با حفر اولین چاه اکتشافی بوسیله کنسرسیوم کشف گردیده و مخزن اصلی آن گروه بنگستان بوده و حاوی نفت و گاز می‌باشد. تاکنون ۴ حلقه چاه در میدان حفر گردیده و در اواخر دهه ۶۰ شمسی بهره‌برداری شده است. بر اساس محاسبات اولیه یک بیلون بشکه نفت خام (با ۴۵ درجه API و حاوی کمتر از یک درصد سولفور) و ۲/۵ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی برآورد شد (بریتیش پترولیوم، ۱۹۷۴). سازند سروک در میدان سرکان از توالی کربناته و کربناته-شیلی تشکیل شده است. بخش بالایی سازند را سنگ‌آهک‌های خاکستری تا تیره رنگ، دانه ریز و رسی در برگرفته‌اند که از میکروفسیل‌های نواحی عمیق حوضه غنی هستند. بخش میانی سازند بیشتر از کربنات‌های دولومیتی شده و



شکل ۲. ستون چین‌نگاری مخزن بنگستان در زون لرستان
Fig. 2. Stratigraphic column of Bangestan reservoir in the Lurestan zone

۳- داده‌ها و روش مطالعه

۱)، ۴۲۰ (چاه ۲) و ۲۴۰ متر (چاه ۳) انجام شده است. تجزیه و تحلیل توالی‌های سروک در میدان سرکان و درک عوامل شکل دهنده ویژگی‌های بنیادی سنگ و همچنین خاستگاه حفرات و آرایش فضایی آن‌ها در گستره مخزن، با استفاده از روش طبقه‌بندی زایشی تخلخل آر (۲۰۰۸) صورت گرفته است. این پژوهش در سه مرحله انجام شده است. در مرحله اول به بررسی ریزرخساره‌ها و رخساره‌های

این پژوهش با استفاده از داده‌های مقطع نازک به تعداد ۴۵۰ عدد (برگرفته از مغزه‌های در دسترس و خرده‌های حفاری) و اطلاعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی حاصل از آنالیز مغزه‌های حفاری (۵۲ متر از چاه ۱، ۳۰۵ متر از چاه ۲ و ۱۵۵ متر چاه ۳) و نیز داده‌های چاه‌پیمایی گاما از ۳ چاه موجود در میدان به ترتیب با ضخامت ۵۱۰ متر (چاه

تشکیل دهنده مخزن و بازسازی شرایط محیطی و نیز میزان کنترل آن‌ها بر سیستم حفرات پرداخته شده است. بررسی و نام‌گذاری ویژگی‌های بنیادی سنگ و ریزرخساره‌ها، به ترتیب بر اساس رده‌بندی دانهام (۱۹۶۲) و امبری و کلوان (۱۹۷۱) صورت پذیرفته و در ادامه ریزرخساره‌های تعیین شده با ریزرخساره‌های استاندارد، مقایسه و تطبیق گردیده‌اند (ویلسون، ۱۹۷۵؛ تاکر و رایت، ۱۹۹۰؛ رایت و بورجت، ۱۹۹۶؛ آر، ۲۰۰۸؛ فلوگل، ۲۰۱۰). در مرحله دوم، با استفاده از روش‌های متداول پتروگرافی و تکیه بر اصول روابط بافتی، فرآیندهای دیاژنزی و محیط‌های مختلف دیاژنزی که مخزن در طی زمان از آن‌ها عبور کرده، مورد ارزیابی قرار گرفته و میزان نقش این فرآیندها در تغییر ویژگی‌های مخزنی اولیه (تحت کنترل الگوهای رسوبی) و بازآرایی مجدد حفرات، از زمان نهشت تا وضعیت کنونی مخزن با ارائه تاریخچه دیاژنزی به تصویر کشیده شده است. در مرحله سوم شکستگی‌ها در دو مقیاس میکروسکوپی و ماکروسکوپی در مخزن مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند. در ابتدا سه نسل از شکستگی‌های میکروسکوپی با استفاده از روش روابط بافتی (مطالعه شکستگی‌ها به همراه سایر عوارض دیاژنزی مربوط به محیط‌های دیاژنزی مختلف، تشخیص سیمان‌های پرکننده شکستگی‌ها از نظر بافت و محیط تشکیل، ارتباط شکستگی‌ها با سایر عوارض دیاژنزی مربوط به محیط دفنی کم‌عمق تا عمیق و عوارض دیاژنزی همراه آن‌ها) با استفاده از مقاطع نازک شناسایی شده است و در ادامه شکستگی‌های موجود در رخساره‌های مخزن با استفاده از داده‌های مغزه، مقاطع نازک، بررسی نتایج حاصل از گم‌شدگی گل حفاری از نظر جهت‌گیری، میزان پرشدگی، و تراکم مورد بررسی قرار گرفته‌اند. این پژوهش با شناسایی ویژگی‌های بنیادی رخساره‌های سروک در میدان، سیستم حفرات کنترل کننده مخزن و همچنین رخداددهای زمین‌شناسی موثر در شکل‌گیری سیستم منافذ موثر در تولید مخزن، به پایان می‌رسد.

۴- نتایج

۴-۱- رخساره‌ها و مدل رسوبی

با انجام مطالعات پتروگرافی بر روی مقاطع نازک (برگرفته از مغزه‌های حفاری و خرده‌های حفاری) و آنالیز مغزه‌های

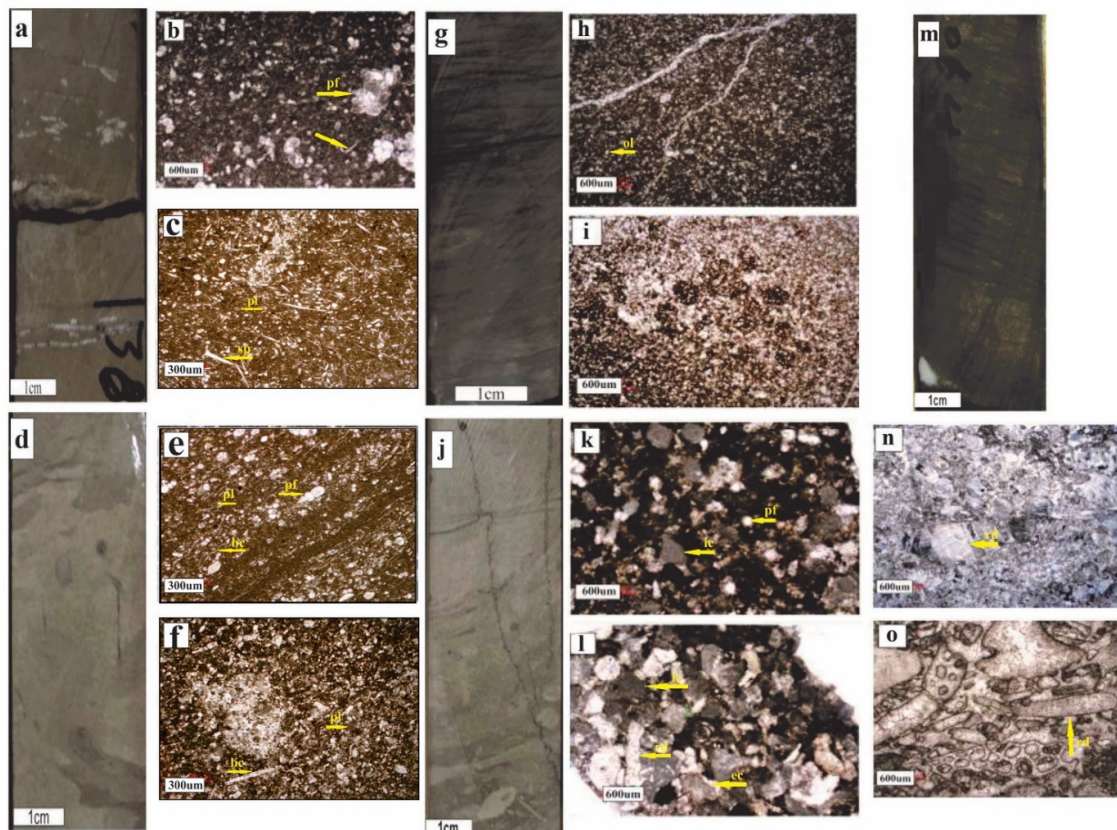
حفاری و داده‌های چاه‌پیمایی، تعداد ۵ رخساره شناسایی شده است که به شرح آنان پرداخته می‌شود.

وکستون پلانکتونیک به همراه خرده‌های اسکلتی ریز (CF1): این ریزرخساره از فرامینیفرهای پلانکتون، اسپیکول‌های اسفنج و پلوئیدهای بسیار ریز تشکیل شده که در یک زمینه گلی قرار گرفته‌اند. سنگ‌شناسی شناسایی شده برای این ریزرخساره‌ها در مقیاس مغزه، آهک‌های ریزدانه با میان‌لایه‌های شیلی می‌باشد. همچنین ساخت‌هایی نظیر زیست‌آشفته‌گی و لایه‌بندی نازک در فواصل مربوط به گسترش این ریزرخساره‌ها مشاهده شده است (شکل ۲a). میانگین گامای اندازه‌گیری شده برای این فواصل بین ۱۵ تا ۷۵ API بوده است. عواملی نظیر فراوانی فرامینیفرهای پلانکتون (از قبیل روتالپورا، هدبرگلا، سوزن‌های اسفنجی)، فابریک گل‌پشتیان، عدم حضور فونای کفزی و نبود بایوکلاست‌های درشت در مقیاس میکروسکوپی و همچنین شاخص‌های بیان شده در مقیاس ماکروسکوپی (مغزه‌حفاری)، بیانگر نهشت این رخساره در قسمت‌های عمیق سکوی رسوبی هستند (جمالیان و همکاران، ۲۰۱۱؛ ویلسون، ۲۰۱۲، کاکم و همکاران، ۲۰۲۲). لذا وجود پیریت‌های دانه تمشکی و رنگ خاکستری متمایل به سیاه که ناشی از وجود ماده آلی در این رخساره است، گواه بر حاکم بودن شرایط نیمه‌احیا و احیایی در زمان نهشت، خواهند بود (فلوگل، ۲۰۱۰) (شکل‌های ۳c, d). این رخساره توسط لاسمی و جلیلیان (۱۹۹۷) در برش کوه سفید و غیشاوی و همکاران (۲۰۰۹) در تاق‌دیس کبیرکوه شناسایی شده است.

وکستون تا پکستون پلانکتونیک به همراه پلوئید و خرده‌های اسکلتی ریز (CF2): این ریزرخساره، از اجزایی همانند فرامینیفرهای پلانکتونیک و سوزن‌های اسفنجی، خرده‌های خارپوستی، رودیستی و پلوئید (عمدتاً از میکرایتی شدن فرامینیفرهای بنتیک حاصل شده‌اند) به مقدار اندک، تشکیل شده است. لیتولوژی در فواصل در برگیرنده این ریزرخساره‌ها، آهک‌های رسی با رنگ خاکستری و خاکستری متمایل به سیاه تشخیص داده شده است (شکل ۲d). از ساخت‌های رسوبی شاخص در این فواصل، می‌توان به لایه‌بندی ظریف و زیست‌آشفته‌گی اشاره کرد. میانگین مقدار لاگ گاما برای این ریزرخساره‌ها بین ۱۵ تا ۴۵ API محاسبه شده است. با توجه به مطالب بحث شده محل نهشت این رخساره را می‌توان قسمت‌های

(شکل‌های، f، ۳e) این رخساره توسط دانشیان و همکاران (۲۰۱۳) در برش سطحی چنارباشی و توسط امینی (۱۹۹۸) در زون لرستان و مناطقی از کرمانشاه شناسایی شده است.

نیمه‌عمیق دریای باز دانست که در مواقعی تحت تأثیر جریان‌های دور شونده از ساحل قرار گرفته و توسط کانال‌های زیردریایی از آلوکم‌های مربوط به قسمت‌های کم‌عمق سکوی رسوبی تغذیه شده است (فلوگل، ۲۰۱۰).



شکل ۳. تصاویر مربوط به ریزرخساره‌ها و نمونه‌های دستی رخساره‌های تعیین شده در مخزن سروک. CFI: (a). تصویر مربوط به نمونه دستی و فابریک تشکیل دهنده رخساره، تصاویر (b) و (c)، ریزرخساره‌های متعلق به رخساره و کستون پلانکتونیک به همراه خرده‌های اسکلتی ریز. CF2: (d). تصویر مربوط به نمونه دستی و فابریک تشکیل دهنده رخساره، تصاویر (e) و (f)، ریزرخساره‌های متعلق به رخساره و کستون تا پکستون پلانکتونیک به همراه پلوئید و خرده‌های اسکلتی ریز. CF3: (g) - تصویر مربوط به نمونه دستی و فابریک تشکیل دهنده رخساره، تصاویر (h) و (i)، ریزرخساره‌های متعلق به رخساره، پکستون الیگوسترژینی. CF4: (j) - تصویر مربوط به نمونه دستی و فابریک تشکیل دهنده رخساره، تصاویر (k) و (l)، ریزرخساره‌های متعلق به رخساره، پکستون تا گرینستون اینتراکلاستی به همراه خرده‌های اسکلتی. CF5: (m) - تصویر مربوط به نمونه دستی و فابریک تشکیل دهنده رخساره، تصاویر (n) و (o)، ریزرخساره‌های متعلق به رخساره رودستون.

Fig. 3. Photomicrographs of the microfacies and lithofacies types of the Sarvak Formation. CFI: (a). Photo of lithofacies and fabric of the facies, photos of (b) and (c), Microfacies of the facies, skeletal wackestone with planktonic fossils. CF2: (d). Photo of lithofacies and fabric of the facies, photos of (e) and (f), Microfacies of the facies, skeletal wackestone to packston with planktonic fossils. CF3: (g). Photo of lithofacies and fabric of the facies, photos of (h) and (i), Microfacies of the facies, Globotruncana packston. CF4: (j). Photo of lithofacies and fabric of the facies, photos of (k) and (l), Microfacies of the facies, skeletal packston to grainstone with intraclast. CF5: (m). Photo of lithofacies and fabric of the facies, photos of (n) and (o), Microfacies of the facies, rudstone.

فواصل آهک‌های ریزدانه با میان لایه‌های شیلی و ماری، همراه با ساخت‌های رسوبی شاخص اعم از لایه‌بندی ظریف و زیست‌آشفته‌گی می‌باشد (شکل ۳g). متوسط گامای محاسبه شده برای این قسمت‌ها بین ۱۵ تا ۷۵ API متغیر بوده است. با توجه به مطالب ذکر شده، این رخساره مربوط

پکستون الیگوسترژینی (CF3): در این ریزرخساره الیگوسترژین‌ها، فراوان‌ترین آلوکم هستند و اجزای فرعی آن، از پلوئیدها، بایوکلست‌های بسیار ریز نظیر خارپوست، رادیولر، سوزن اسفنج و به مقدار بسیار کم خرده‌های رودیستی، تشکیل شده است. لیتولوژی مربوط به این

به زیر محیط قسمت‌های عمیق تا نیمه‌عمیق سکوی رسوبی بوده است (فلوگل، ۲۰۱۰؛ آدابی و همکاران، ۲۰۱۰) (شکل‌های ۳h, i). این رخساره توسط لاسمی و جلیلیان (۱۹۹۷) در برش کوه سفید، دانشیان و همکاران (۲۰۱۳) در برش چنارباشی و نیز مهرابی (مهرابی و همکاران، ۲۰۱۳) در فروافتادگی دزفول شناسایی شده است.

پکستون تا گرینستون اینتراکلاستی به همراه خرده‌های اسکلتی (CF4): این ریزرخساره از خرده‌های رودیستی و خارپوستی در اندازه‌های ریز تا درشت، اینتراکلاست‌ها و فسیل‌های مرتبط با محیط پلاژیک تشکیل گردیده است. لیتولوژی در برگیرنده این ریزرخساره‌ها، از آهک‌های ریزدانه همراه با لایه‌بندی ظریف به آهک‌های متوسط لایه در حال تغییر بوده است (شکل ۳j). میزان گامای اندازه‌گیری شده بین ۱۰ تا ۴۰ API است. با توجه به بررسی دقیق بافت و فابریک این ریزرخساره‌ها و مشاهده آلومک‌هایی در اندازه‌های مختلف و جورشدگی بد تا متوسط و عواملی همچون برگشتگی بافتی و نیز مخلوط‌شدگی موجودات عمیق با کم‌عمق، چنین استنتاج می‌شود که این رخساره در شرایطی متغیر از سطوح انرژی که از شاخصه‌های زیر محیط کانال در سکوه‌های رسوبی محسوب می‌شود، نهشته شده است (جمالیان و همکاران، ۲۰۱۱؛ ویلسون، ۱۹۷۵؛ فلوگل، ۲۰۱۰؛ جز و همکاران، ۲۰۱۱؛ ویلسون، ۲۰۱۲؛ کاکم و همکاران، ۲۰۲۲؛ یحیایی و همکاران، ۲۰۲۴) (شکل‌های ۳k, l). این رخساره توسط مهرابی و رحیم‌پوربناب (۲۰۱۴) در میدان نفتی آب تیمور شناسایی شده است.

رودستون رودیستی (CF5): اجزای اصلی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره، خرده‌های رودیستی و خارپوستی در اندازه‌های متوسط تا درشت می‌باشند، جلبک‌های سبز و شکم‌پاها از اجزای فرعی این رخساره محسوب می‌شوند. سنگ‌شناسی این ریزرخساره‌ها، آهک با میان لایه‌های نازک آهک‌رسی تشخیص داده شده است (شکل ۳m). متوسط گامای اندازه‌گیری شده برای این فواصل بین ۱۰ تا ۳۰ API می‌باشد. این رخساره از اصلی‌ترین رخساره‌های مخزنی سازند سروک در اکثر قسمت‌های زاگرس محسوب می‌شود (سعدونی، ۲۰۰۵؛ غبیشاوی و همکاران، ۲۰۰۹؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۲؛ مهرابی و همکاران، ۲۰۱۳؛ میرزایی، ۲۰۲۰؛ کاکم و همکاران، ۲۰۲۲؛

یحیایی و همکاران، ۲۰۲۴) به سبب آنکه در بازه زمانی کرتاسه رودیست‌ها تنها موجودات ریف‌ساز به شمار می‌آمدند و غالباً به صورت دویعدی و منفرد رشد می‌نمودند و توانایی ایجاد یک چارچوب مستحکم در مقابل انواع جریان‌ات مکانیکی حادث شده بر روی سکوها را نداشته‌اند. به همین دلیل اغلب تخریب شده و در قسمت‌های جلویی و پشتی زیر محیط ریف، تجمع کرده‌اند (رحیم‌پوربناب، ۱۳۸۴). این رخساره‌ها در اکثر موارد از نظر کیفیت مخزنی نسبت به رخساره‌های مربوط به بدنه ریف، وضعیت بهتری دارند. با توجه به مطالب فوق و بررسی رخساره‌های همراه می‌توان این رخساره را متعلق به زیر محیط تالوس سکوی رسوبی (به صورت پراکنده و محلی بر روی سکوی رسوبی با توجه پراکندگی ریف‌های رودیستی) دانست (شکل‌های ۳n, o). این رخساره در برش‌های مختلفی از زون لرستان، فروافتادگی دزفول و ایذه شناسایی شده است (لاسمی و جلیلیان، ۱۹۹۷؛ غبیشاوی و همکاران، ۲۰۰۹؛ حاجی کاظمی و همکاران، ۲۰۱۰ و ۲۰۱۷؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۲؛ اسدی‌مهماندوستی و آدابی، ۲۰۱۳؛ مهرابی و همکاران، ۲۰۱۳؛ اسرافیلی‌دیزجی، ۲۰۱۵؛ غلامی‌زاده و آدابی، ۲۰۱۹؛ میرزایی، ۲۰۲۰؛ کاکم و همکاران، ۲۰۲۲؛ یحیایی و همکاران، ۲۰۲۴).

۴-۲- مدل رسوبی

در یک پژوهش وسیع با تکیه بر مطالعات رخساره‌ای، بررسی فراوانی هر یک از رخساره‌ها در یک منطقه وسیع، مطالعه گزارشات رخساره‌ای از قسمت‌های مختلف زون لرستان و تهیه هیستوگرام‌های آماری و نقشه‌های هم‌ضخامت و هم‌ارزش در مقیاس وسیعی از زون لرستان و همچنین ظهور بلندی‌های دیرینه در زمان سنومانین و تورونین در زون لرستان طبق مطالعات پالئوژئوگرافی فرزی‌پور و همکاران (۲۰۰۹)، دو رمپ کربناته با ویژگی‌های متفاوت برای توالی‌های سازند سروک در این منطقه معرفی گردیده است که دو سوی یک سکوی رسوبی مجزای عظیم را شکل می‌دهند (سکوی رسوبی مجزا با نیمرخ‌هایی از نوع رمپ) (معینی و همکاران، ۲۰۲۳) (شکل ۴). با توجه به رخساره‌های شناسایی شده از برش‌های زیرسطحی (میادین سرکان، ماله‌کوه، هالوش، گاور و ویزن‌هار) و برش سطحی (کوه‌سلطان) در زیر زون مرکزی، نیمرخ رمپی واقع در زیر زون مرکزی به سبب بالا بودن

دارد و برش سطحی کوهسلطان در شرق زیر زون مرکزی، در قسمت مرکزی و لاگونی سکوی مجزا (آتول) واقع گردیده است. برش سطحی بهشت‌رضا که در زیر زون شمالی زون لرستان مورد مطالعه قرار گرفته است، کلیه زیرمحیط‌های مربوط به نیمرخ رمپی زیر زون شمالی را در برمی‌گیرد (شکل ۴).

۴-۳- فرآیندها و تاریخچه دیاژنزی

توالی پاراژنزی و تاریخچه دیاژنزی مخزن

فرآیندهای دیاژنزی در این مخزن در دو گروه مولد و مخرب تخلخل بررسی شده است. در اینجا به تعیین ترتیب وقوع هر یک از آن‌ها و ارائه سرگذشت دیاژنزی مخزن و چگونگی تکامل سیستم حفرات، پرداخته می‌شود.

۱- فرآیندهای مخرب کیفیت مخزنی

تأثیرات فرایندهای میکرایتی‌شدن، نوشکلی‌افزایی و جانیشینی بر ویژگی‌های مخزنی سازند سروک به صورت موضعی و محلی در اکثرا رخساره‌های مخزن سروک قابل مشاهده است.

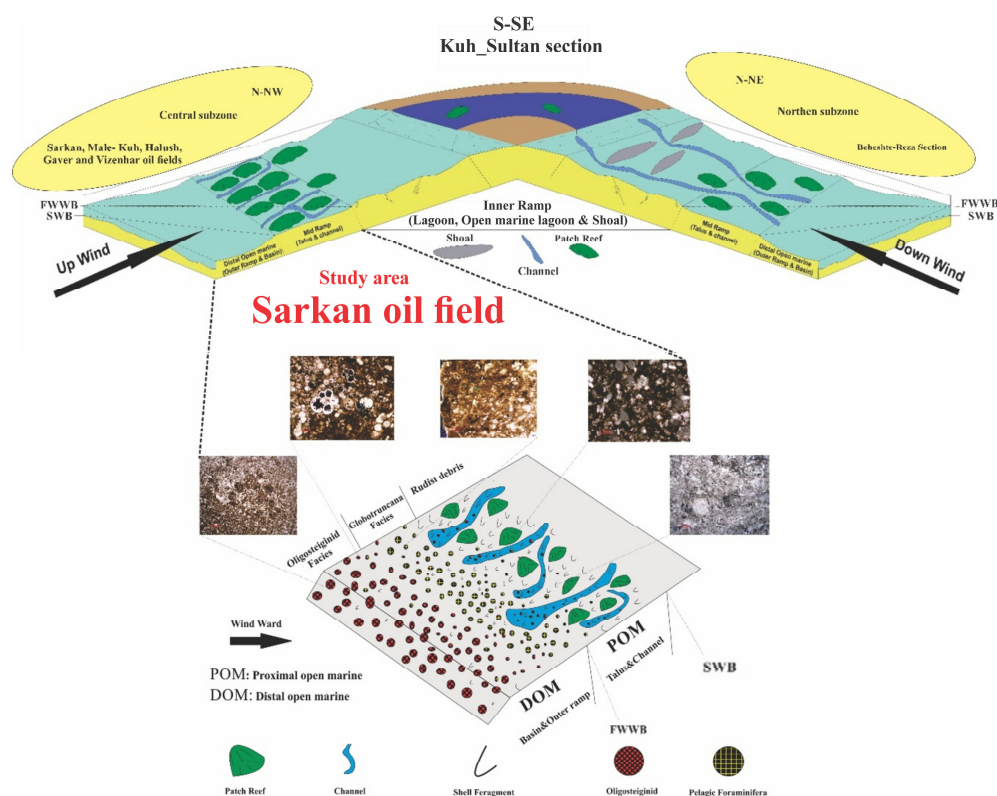
میکرایتی‌شدن: این فرآیند در نمونه‌های دانه‌پشتیبان مشهودتر بوده و در اکثر دانه‌های جابجا شده ناشی از تخریب و فرسایش (بایوکلاست‌های خرد شده) به چشم می‌خورد (شکل ۵d, f) این فرآیند، بیشتر حاشیه و گاهی سرتاسر دانه‌ها را در بر گرفته است.

فشرددگی یا تراکم: فشرددگی و تراکم در این رسوبات طی تدفین کم‌عمق تا عمیق ناشی از سه نوع فشار لیتواستاتیک، هیدرواستاتیک و فشار مستقیم (ناشی از تنش‌های زمین‌ساختی) ایجاد شده است. از آنجا که غالب رخساره‌های مخزن گل‌پشتیبان بوده و دارای میزان بالایی از رس و ماده آلی می‌باشند، لذا پتانسیل بالایی جهت تأثیرپذیری از این فرآیند داشته‌اند (هولیس، ۲۰۱۱؛ مهرابی و همکاران، ۲۰۱۳؛ حاج کاظمی و همکاران، ۲۰۱۰، ۲۰۱۳). در ریزرخساره‌هایی با آلوم‌های بیشتر، تأثیر این فرآیند به صورت عوارضی همچون بازآرایی مجدد دانه‌ها عمود بر محور تنش و متراکم‌شدن بافت و فابریک سنگ آشکار شده است. پرشدگی حجره‌های فسیلی توسط سیمان، در برخی موارد مانع از شکسته‌شدن آن‌ها طی تدفین کم‌عمق شده، اما در برخی از موارد به خصوص در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان که تأثیر این فرآیند مشهودتر

سطوح انرژی، ریف‌های رودیستی و کانال‌های ما بین آن‌ها بیشترین گسترش را داشته‌اند و پس از تخریب، حجم وسیعی از رخساره‌های تالوس را در رمپ میانی سکو به وجود آورده‌اند (میدان ماله‌کوه)، این امر تا حد زیادی مانع تأثیر گسترده انرژی مکانیکی حاصل از امواج، بر قسمت‌های داخلی‌تر نیمرخ رمپی گردیده و سبب حضور ناچیز رخساره‌های سدی در این قسمت‌ها شده است. به طور کلی از محل قرارگیری میادین سرکان، هالوش، گاور و ویزنهار (شمال و شمال‌غرب زیر زون مرکزی) به سمت مناطق جنوب و جنوب شرق (ابتدا ماله‌کوه و سپس برش سطحی کوهسلطان)، از عمق حوضه کاسته شده و بر انرژی آن افزوده می‌شود. نیمرخ سکوی رسوبی در زیر زون مرکزی، با توجه دلایل عنوان شده و ماهیت رخساره‌های شکل گرفته، یک نیمرخ رمپی پر انرژی و رو به باد (سکوی رسوبی مجزا) در نظر گرفته شده است. اما نیمرخ دیگر این سکوی رسوبی مجزا که در زیر زون شمالی واقع شده است، با استناد به بررسی‌های رخساره‌ای از سازند سروک در برش بهشت‌رضا و تنگه بالوک، یک رمپ پشت به باد با برتری رخساره‌های رمپ داخلی (زیر محیط‌های سدی و لاگون دریای باز) نسبت به رخساره‌های رمپ میانی (تالوس و کانال)، شناخته شده است، که به سبب عدم گسترش زیاد ریف‌های رودیستی و رخساره‌های سدی در بخش‌های داخلی پلاتفرم تجمع قابل‌ملاحظه‌ای ناشی از جریان‌های موازی ساحل داشته‌اند (معینی و همکاران، ۱۳۹۵؛ ۲۰۲۳). در این مناطق نیز همانند میدان سرکان در زیر زون مرکزی، رخساره‌های مرتبط با قسمت‌های عمیق تا نیمه‌عمیق دریای باز، تا حد زیادی نهشت کرده‌اند. به طور کلی حوضه رسوبی در این زون، یک روند عمیق‌شدگی را در شمال و شمال‌غربی زیر زون مرکزی طی کرده و پس از یک کاهش عمق در قسمت‌های شرقی و جنوب‌شرقی، مجدداً در سمت شمال و شمال‌غربی زیر زون شمالی، روند عمیق‌شدگی خود را دنبال می‌کند (احاطه شدن سکو توسط آب‌های عمیق). در نهایت با تجزیه تحلیل کلیه نتایج فوق امکان تعیین مکان هر یک از برش‌های مورد مطالعه بر روی این سکوی مجزا فراهم گردیده است. میادین نفتی سرکان، هالوش، گاور و ویزنهار در قسمت‌های نیمه‌عمیق تا بسیار عمیق نیمرخ رمپی زیر زون مرکزی واقع شده‌اند. میدان نفتی ماله‌کوه در قسمت کم‌عمق دریای باز (رمپ میانی) نیمرخ رمپی زیر زون مرکزی قرار

۲۰۱۰) از نوع نامنظم، پشته‌ای و حلقوی تشخیص داده شده است (شکل ۵a, b). اکثر عوارض استیلولیتی نسل اول در این رخساره‌ها قبل از تأثیر نیروهای زمین‌ساختی، به صورت سدهایی در برابر جریان، عامل کاهش تراوایی عمودی و نیز منبع یون‌های لازم جهت تشکیل سیمان دفنی در مخزن بوده‌اند (شکل ۵c, d, f).

است، سبب خمیدگی و گاه شکستگی دانه‌ها در متن سنگ شده است. استیلولیت‌های نسل اول را می‌توان ناشی از فشار روباره (در امتداد لایه بندی آرایش یافته‌اند) و نسل دوم را در اثر استرس‌های زمین‌ساختی (غالباً در جهت عمود بر لایه‌بندی آرایش یافته‌اند) منطقه دانست. اشکال این عارضه با استناد به تقسیم‌بندی فلوگل (۱۹۸۲، ۲۰۰۵،



شکل ۴. مدل رسوبی پیشنهادی از نوع سکوی رسوبی مجزا برای سازند سروک در دو زیر زون شمالی و مرکزی در زون لرستان و تعیین محل قرارگیری برش‌های مورد مطالعه بر روی سکوی رسوبی مجزای پیشنهادی (معینی و همکاران، ۲۰۲۳).

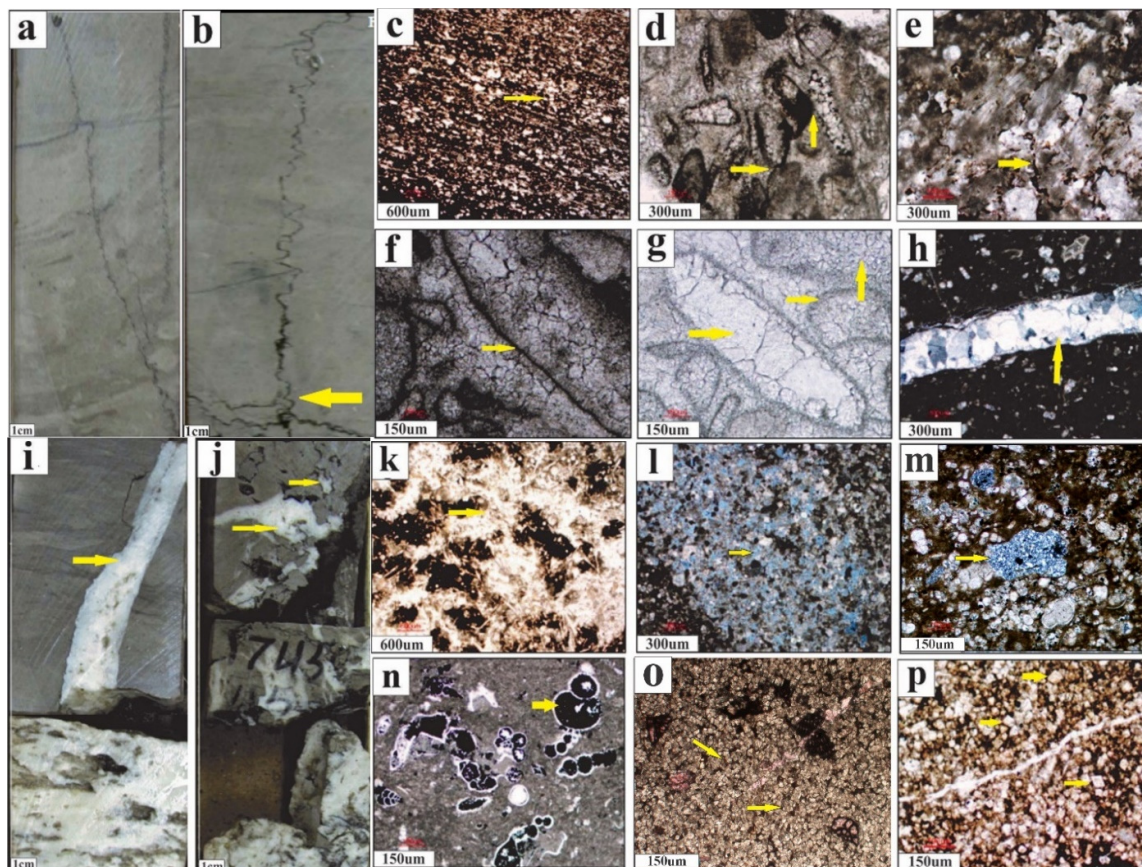
Fig. 4. Proposed isolated carbonate platform conceptual depositional model for the Sarvak Formation in the Central and Northern subzones of the Lurestan zone and determining location of studied sections on the proposed isolate platform (Moeini et. al., 2023).

این مخزن بیشتر در درون آلوکم‌ها، به ویژه فسیل‌های مربوط به محیط پلاژیک، خرده‌های رودیستی (با کانی-شناسی مخلوط) و نیز شکستگی‌های نسل اول تشکیل شده‌اند. سیمان‌های بلوکی درشت همراه با رخ که معرف محیط دفن عمیق می‌باشند، بیشتر در داخل شکستگی‌های نسل دوم و حفرات شکل گرفته در محیط دفنی مشاهده می‌شوند (شکل‌های ۵i, j). سیمان بلوکی به همراه سیمان هم‌بعد، اصلی‌ترین عامل در مسدود کردن تخلخل‌های تحت کنترل الگوهای رسوبی و یا شکل گرفته در محیط‌های دیاژنزی محسوب می‌شوند. گسترش عمده

سیمانی شدن: سیمان‌های گسترش یافته در این مخزن، به دلیل شکل‌گیری در محیط‌های مختلف دیاژنزی در فابریک‌های مختلف و کانی‌شناسی متنوع ظاهر شده‌اند (شکل‌های ۵f, g, h). سیمان‌های دروزی که بیشتر شاخص محیط‌های دیاژنزی نزدیک به سطح به شمار می‌روند (رحیم‌پوربناب، ۱۳۸۵)، در این مخزن موجب مسدود شدن حفره‌های بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای گردیده‌اند. گسترش این نوع سیمان به دلیل تأثیرپذیری اندک این مخزن از سیالات جوی کمتر بوده است. سیمان‌هایی با فابریک هم‌بعد که متعلق به محیط‌های جوی و دفنی هستند، در

صورت پراکنده در لایه‌بندی‌های بسیار ریز (چرت‌های لایه لایه) در فابریک رخساره‌های محیط عمیق، گسترش پیدا کرده است (وینسنت و همکاران، ۲۰۱۵؛ حاجی کاظمی، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷؛ یحیایی، ۲۰۲۴).

این عوارض، در فواصل مربوط به رخساره‌های دانه‌پشتیبان و شکسته شده، به چشم می‌خورد (فراهم بودن شرایط هیدرولوژیکی مناسب). سیمان سیلیکاته بسیار کمیاب و در اکثر موارد در شکستگی‌های نسل دوم و همچنین به



شکل ۵. تصاویر مربوط به فرآیندها و عوارض دیاژنزی مخرب ویژگی‌های مخزنی - تصاویر (a) و (b) به ترتیب، متعلق به عارضه استیلولیتی شدن قائم و افقی، رگچه‌های انحلالی و ایجاد لایه‌بندی دروغین. تصاویر (c) و (d) و (e) نشان‌دهنده فرآیندهای تأثیر تراکم فیزیکی و شیمیایی بر روی دو بافت گل‌پشتیبان و دانه‌پشتیبان. تصاویر (f) و (g) و (h) نشان‌دهنده فرآیندهای سیمانی شدن در فابریک‌های متنوع نظیر، ایزوپکوس، دروسی، هم‌بعد و بلوکی و فرآیند میکرایتی شدن. تصاویر (i) و (j) نشان‌دهنده انواع عارضه‌های دیاژنزی، نظیر سیمانی شدن، پر کردن شکستگی‌ها، انحلال در راستای استیلولیت و انحلال حفره‌ای. تصویر (k) نتومورفیسم افزایشی. تصاویر (l) و (m) به ترتیب نشان‌دهنده سیمان سیلیسی، سیلیسی شدن، پیریتی شدن. تصویر (n) پیریت ثانویه، پرکننده تخلخل‌های درون حجره‌ای یا قالبی. تصاویر (o) و (p) - به ترتیب نشان‌دهنده دولومیتی شدن مضاعف و دولومیتی شدن خود شکل محیط دفنی کم عمق.

Fig. 5. Photomicrographs of the diagenetic processes of destructive porosity: Photos of (a) and (b) respectively belong to vertical and horizontal stylolite, dissolution seams and diagenetic layering. Photos of (c) and (d) Showing effects of chemical and physical compaction on two textures of mud-supported and grain-supported. Photos of (f) to (h) Indicating cementation in various fabrics such as isopacus, derusy, equant and blocky and micritization process. Photos of (i) and (j) Showing the types of diagenetic complications such as cementation, filled fractures, dissolution along stylolite and vuggy dissolution. photo of (k) Neomorphism. photos of (l) and (m) respectively Showing silica cement, silicification and deep burial pyrite replacement. Photos of (l) and (m) Secondary pyrite, filled mold porosity. Photos of (p) and (o) respectively, indication overdolomitization and dolomitization with euhedral texture in shallow burial zone.

می‌کنند. (رحیم‌پوربناب، ۱۳۸۹؛ تاکر و رایت، ۱۹۹۰؛ ییلماز و آلتونر، ۲۰۰۶؛ خلاف، ۲۰۱۱). این فرآیند در رخساره‌های مربوط به زیر محیط تالوس مخزن سروک به دلیل تجمع زیاد قطعاتی با کانی‌شناسی ناپایدار، حداکثر

نوشکلی افزایشی: این فرآیند جزء مشخصه‌های محیط تدفینی کم‌عمق می‌باشد (قطعاتی با کانی‌شناسی ناپایدار در شرایط دیاژنزی جوی و در طی دفن اولیه با تغییر در شرایط محیط دیاژنزی به سرعت شروع به پایدارسازی

هستند و در ماتریکس رخساره‌ها شناورند) (شکل‌های ۵a, ۵p). در این مخزن دولومیت‌ها در بافت‌های دانه‌پشتیبان گاهی به صورت انتخاب کننده و اغلب به صورت غیرانتخاب کننده فابریک تشکیل شده‌اند و به دلایلی مانند دانه‌پشتیبان بودن بافت میزبان، تبلور مجدد دولومیت‌ها طی فرآیند دفن (دولومیتی شدن مضاعف یا دولومیتی شدن رخساره‌ها در چندین مرحله طی مراحل دفن مخزن) و همچنین پر کردن حفرات موجود توسط بلورهای دولومیت به سبب پدیده تراکم، نه تنها موجب بهبود و افزایش کیفیت مخزنی نشده‌اند، بلکه تحت تأثیر عوامل ذکر شده موجب مسدود شدن حداکثری منافذ در این رخساره‌ها گردیده‌اند (فولک و لایتون، ۱۹۷۵؛ توکلی و جمالیان، ۲۰۱۹؛ توکلی، ۲۰۲۱). دولومیت‌های مربوط به مرحله تدفین کم‌عمق، در اکثر موارد در بافت‌های گل‌پشتیبان و ماتریکس سنگ مشاهده شده‌اند و عملکردشان را در مخزن به دلیل فراوانی اندک و عدم گسترش فراگیر در ماتریکس رخساره‌ها، می‌توان به صورت خنثی در نظر گرفت.

۲- فرآیندهای مولد کیفیت مخزن

انحلال: عارضه تخلخل دیاژنزی، اغلب معلول فرآیند انحلال می‌باشد که در محیط‌های مختلف دیاژنزی به روش‌های مختلف مخزن را توسط سیالات تحت‌اشباع تغییر می‌دهند (فورد، ۱۹۸۸؛ آر، ۲۰۰۰؛ آر، ۲۰۰۸؛ حاجی کاظمی، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷؛ مهرابی و باقرپور، ۲۰۲۲؛ یحیایی، ۲۰۲۴). میزان گسترش این فرآیند در مخازن به عوامل متعددی وابسته می‌باشد. در این پژوهش با بررسی فرآیندهای دیاژنزی و تعیین تقدم و تأخر آن‌ها مشخص شده است که، به سبب حاکم بودن شرایط عمیق رسوب‌گذاری در زمان نهشت مخزن و تأثیرپذیری حداقلی این توالی‌ها از سیالات جوی و اسیدی، شرایط برای وقوع فرآیند انحلال جوی و عارضه‌هایی نظیر کارستی شدن در زون لرستان نسبت به سایر زون‌های زاگرس چندان فراهم نبوده است. لذا این رسوبات با تأثیرپذیری بسیار کم از فرایندهای محیط دیاژنزی جوی، به طور مستقیم وارد محیط دفن شده‌اند و همین عامل سبب بالا بودن پتانسیل دیاژنزی این رخساره‌ها در حین ورود به محیط‌های دفنی بوده است. سه نوع تخلخل ناشی از این فرآیند در این سازند شناسایی شده است که عمدتاً نتیجه انحلال در محیط‌های

گسترش را داشته و در مواقعی در درون ماتریکس ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان و نیز حاشیه شکستگی‌ها مشاهده شده است (شکل‌های ۵g, k). تأثیر این فرآیند بر ویژگی‌های مخزنی در رخساره‌های دانه‌پشتیبان تا حدی چشمگیر بوده و موجب مسدود شدن منافذ بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای در آنها شده است، اما در بافت‌های گل‌پشتیبان تأثیر چندان قابل‌ملاحظه‌ای ایجاد نکرده است.

جانشینی: جانشینی در این مخزن (علاوه بر دولومیتی شدن) به دو صورت سیلیسی شدن و پیریتی شدن صورت گرفته است. جانشینی سیلیسی در این مخزن، در سه شکل بلوری، کوارتزهای خودشکل، میکروکوارتز و مگا کوارتز در داخل بایوکلاست‌های خرد شده و ماتریکس رخساره‌ها، شناسایی شده است (شکل‌های ۵l, m). این فرآیند طی تدفین کم‌عمق و قبل از شکل‌گیری استیلولیت‌ها، گسترش یافته است. پیریتی شدن در این مخزن به دو صورت اولیه و ثانویه می‌باشد. پیریت‌های اولیه و یا دانه‌تمشکی در بافت‌های شکل گرفته در شرایط احیایی و رس‌دار به وفور قابل مشاهده هستند (هولیس، ۲۰۱۱؛ وینسنت و همکاران، ۲۰۱۵؛ حاجی کاظمی، ۲۰۱۰، ۲۰۱۷؛ میرزایی، ۲۰۲۰؛ کاکم و همکاران، ۲۰۲۲؛ یحیایی، ۲۰۲۴). پیریت‌های ثانویه به صورت پرکننده رگچه‌های انحلالی، استیلولیت و تخلخل‌های حفره‌ای، قالبی و درون فسیلی گسترش یافته‌اند (شکل ۵n).

دولومیتی شدن در بافت‌های دانه‌پشتیبان و دولومیتی شدن مضاعف: تأثیرات دولومیتی شدن بر ویژگی‌های مخزنی ماهیتی سه گانه دارد، به طوری که هم قادر است در راستای بهبود ویژگی‌های مخزنی عمل کند و یا اینکه موجب کاهش آن شود و حتی می‌تواند نقشی خنثی در مخزن ایفا کند (توکلی، ۲۰۲۱؛ تقوی، ۲۰۲۱). به طور کلی دولومیتی شدن در این مخزن در دو مرحله تدفین کم‌عمق و تدفین عمیق رخ داده است. دولومیت‌های شناسایی شده از نظر بافتی، به سه صورت صفحه‌ای شکل‌دار (E)، صفحه‌ای نیمه‌شکل‌دار (S) و نیز بی‌شکل و فشرده (غیرمسطح S) و پورفیروتوپیک (P) تشکیل شده‌اند (سیبلی و گرگ، ۱۹۸۷). دولومیت‌های مربوط به تدفین کم‌عمق فراوانی کمتری نسبت به مدل دفنی عمیق در این مخزن داشته و اغلب در داخل بافت‌های گل‌پشتیبان، به صورت منفرد و پراکنده دیده می‌شوند (بافت دولومیت‌ها کم‌عمق نسبت به دولومیت‌های دفنی عمیق خود شکل‌تر

دفنی کم‌عمق تا عمیق هستند. تخلخل‌های قالبی بیشتر در رخساره‌های دانه‌پشتیبان تشکیل شده و در مواردی از پدیده سیمانی‌شدن مصون مانده‌اند. این عارضه مربوط به محیط دیاژنزی دفنی کم‌عمق، طی پایدار شدن مخزن صورت گرفته است. نوع دوم از تخلخل، به صورت حفره‌های غیرمرتبط و با ویژگی عدم تبعیت از فابریک رخساره‌ها، خصوصاً در رخساره‌های گل‌پشتیبان و در مواردی دانه‌پشتیبان تشکیل شده است. این نوع تخلخل در محیط دفنی عمیق بعد از پایدار شدن مخزن و در اکثر موارد پیش از شکل‌گیری شکستگی‌های نسل دوم، به وجود آمده‌اند. قطع کردن عارضه‌های دیاژنزی مربوط به دفن کم‌عمق و عمیق، همراهی با عوارض دیاژنزی دفنی و نیز عدم تبعیت از فابریک رخساره‌ها از نشانه‌های اصلی در تشخیص این نوع از تخلخل‌ها به شمار می‌روند (چوکت و پری، ۱۹۷۰؛ مازولا و هریس، ۱۹۹۱، مازولا و چیلینگریان، ۱۹۹۲؛ مازولا، ۱۹۹۵). نوع سوم تخلخل، عارضه انحلال در راستای استیلولیت در بافت‌های گل‌پشتیبان مخزن می‌باشد. این عارضه هم می‌تواند ناشی از فرآیند انحلال و حرکت سیالات تحت‌اشباع محیط دفنی در امتداد این عوارض ایجاد شود و هم می‌تواند در نتیجه اعمال فرآیندهای زمین‌ساختی، قطع شدن فشار طبقات بالایی و یک بالآمدگی موقت و کوتاه مدت در مخزن تشکیل گردد. در این مخزن هر دو حالت محتمل می‌باشد که در ادامه به آن‌ها پرداخته شده است. با توجه به مطالب ذکر شده می‌توان گفت که فرآیند انحلال و به دنبال آن شکل‌گیری حفرات دیاژنزی در این مخزن، تحت تأثیر انحلال مزوژنتیک در محیط‌های دفنی بوده است. اختلاط یا سرد شدن شورابه‌ها در شرایط تدفینی عمیق، اسید کربنیک ناشی از دی‌اکسیدکربن تولید شده از تجزیه باکتریایی نفت و یا انتقال دی‌اکسیدکربن غیرارگانیک توسط گسل‌ها و شکستگی‌ها، می‌توانند در تشکیل تخلخل‌های مزوژنتیک دخیل باشند (مور و دراکمن، ۱۹۸۱؛ مازولا و چیلینگریان، ۱۹۹۲؛ سوتو و گراسیا، ۲۰۰۱؛ گوز و همکاران، ۲۰۰۸؛ هولیس، ۲۰۱۱؛ رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۰۹، ۲۰۱۲). شکستگی‌ها که نقش اساسی در بالابردن ظرفیت جریان در این مخزن را داشته‌اند، به صورت جداگانه بررسی شده‌اند (شکل‌های ۶a تا ۶f و شکل ۱۲).

دولومیتی شدن در بافت‌های گل‌پشتیبان: دولومیت‌ها طی تشکیل و رشد در زمینه گلی با درشت‌تر شدن اندازه بلورها

و ساماندهی گلوگاه‌های بین حفرات و توزیع یکنواخت حفره‌ها در متن سنگ و نیز با افزایش دادن تماس حفره با دهانه حفره، موجبات بالارفتن ویژگی‌های مخزنی و توانایی ظرفیت جریانی را در بافت‌های گل‌پشتیبان را فراهم کرده‌اند. این حالت در قاعده سازند سروک در چاه شماره ۱ در میدان مشاهده می‌شود (شکل ۶g و شکل ۱۲). بالا بودن سطح واکنشی و در دسترس بودن مکان‌های هسته‌زایی فراوان در گل‌های آهکی، رشد دولومیت‌ها طی دفن با افزایش دما (کاهش موانع دولومیتی شدن) و فراهم شدن منبع منیزیم به صورت‌های مختلف، شرایط تشکیل این نوع از دولومیت‌ها را فراهم کرده است (رحیم‌پوربناب، ۱۳۸۹). احتمال تأمین منیزیم و کربنات لازم برای پیشبرد فرآیند دولومیتی شدن از خارج سیستم دیاژنزی به دلیل پایین بودن تراوایی در این رخساره‌ها بسیار اندک می‌باشد (یکی از دلایل افزایش تخلخل پس از دولومیتی شدن در این بافت‌ها)، بنابراین می‌توان عواملی نظیر گل‌های آهکی موجود در داخل سیستم و آزاد شدن منیزیم (انحلال کلسیت پرمینیزیم) طی فرآیند تراکم و نیز عامل تبدیل اسمکتیت به ایلیت در مراحل آغازین تشکیل نفت و خروج یون منیزیم در طول واکنش را، اصلی‌ترین فاکتورهای تأمین یون منیزیم در داخل سیستم دیاژنزی محسوب کرد (گرانیر، ۲۰۰۳؛ وارن، ۲۰۰۶؛ گومز و همکاران، ۲۰۰۸؛ توکلی و جمالیان، ۲۰۱۹؛ توکلی، ۲۰۲۱).

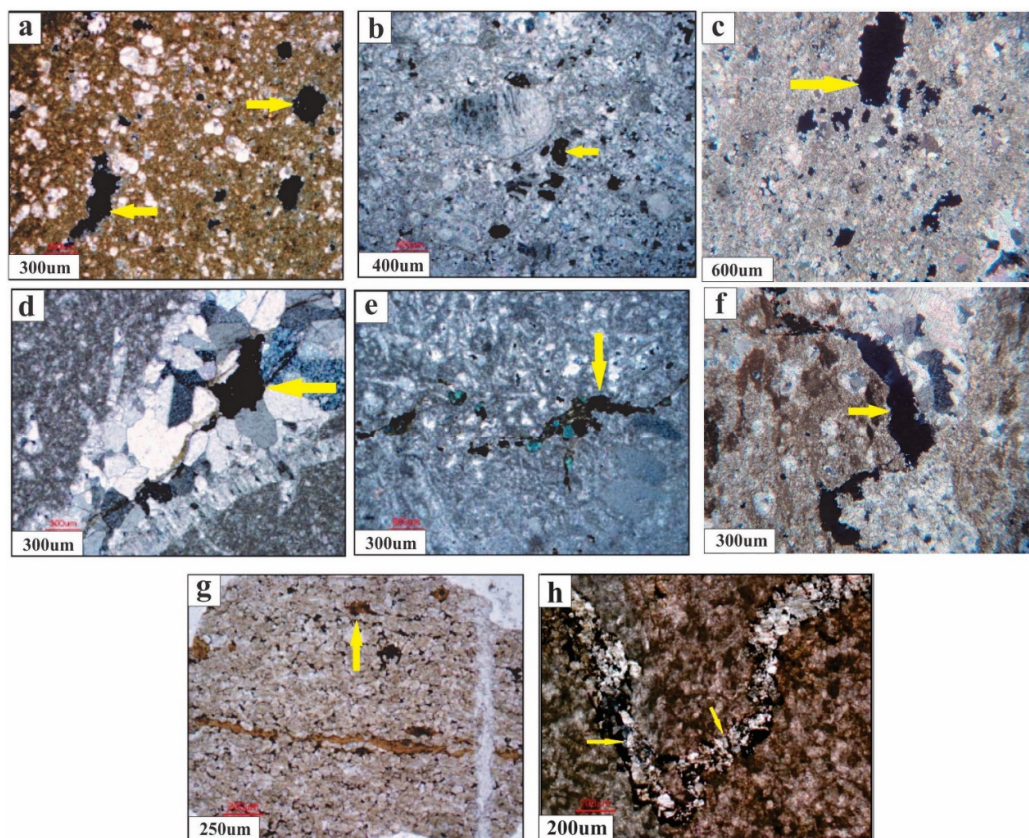
دولومیتی شدن در راستای استیلولیت‌ها و درزه‌های انحلالی: این نوع دولومیتی‌شدن یکی دیگر از عوامل مولد تخلخل بین‌بلورین در ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان این مخزن به شمار می‌رود. در برخی از فواصل مخزن که در برگیرنده رخساره‌های گل‌پشتیبان و کم‌انرژی به ویژه در چاه شماره ۱ می‌باشند، تنها به وسیله همین عارضه ویژگی‌های جریانی در مخزن افزایش پیدا کرده است. بلورهای با اندازه متوسط و به صورت خودشکل تا نیمه خودشکل این نوع از دولومیت‌ها را تشکیل می‌دهند. (شکل ۶h و شکل ۱۲).

توالی پاراژنزی و تاریخچه دیاژنزی مخزن

مهمترین فرآیندهای تأثیرگذار بر این مخزن در این میدان، تراکم در دو حالت فیزیکی و شیمیایی، سیمانی شدن در دو فاز کانی‌شناسی کربناته و سیلیسی، جانشینی اعم از سیلیسی شدن و پیریتی شدن، تبلور مجدد، میکرایتی شدن، انحلال در انواع شکل‌ها و مقیاس‌های متنوع و در

گرفتن حاکم بودن شرایط عمیق در زمان رسوب‌گذاری و نتایج حاصل از مطالعات دقیق رخساره‌ای در دو فاز میکروسکوپی و ماکروسکوپی و همچنین دسترسی به ترتیب زمان وقوع فرآیندهای دیاژنزی به روش روابط بافتی توجیه کرد.

آخر دولومیتی‌شدن در بافت‌های مختلف بوده است (جدول ۱). مخزن سروک در میدان سرکان در طول عمر خود در این منطقه، تأثیر بسیار ناچیزی از فرآیندهای جوی و کارستی شدن (بر خلاف سایر مناطق زاگرس) داشته است و رخساره‌های مربوطه، بلافاصله بعد از نهشت وارد محیط‌های دفنی شده‌اند. این امر را می‌توان با در نظر



شکل ۶. تصاویر مربوط به فرآیندها و عوارض دیاژنزی مولد تخلخل و ویژگی‌های مخزنی: تصاویر (a) تا (d) انواع انحلال مزوزنتیک مانند، تخلخل‌های حفره‌ای (عمدتاً از فابریک رخساره‌ها تبعیت نکرده‌اند) و قالبی (اغلب با سیمان‌ها پر شده‌اند). تصاویر (e) و (f) تخلخل‌های استیلولیتی. تصاویر (g) و (h) به ترتیب نشان‌دهنده دولومیت در بافت گل‌پشتیبان (ایجاد تخلخل بین‌بلورین)، دولومیتی‌شدن در راستای استیلولیت (افزایش تخلخل بین‌بلورین در متن و امتداد عارضه فشار و انحلال).

Fig. 6. Related photomicrographs of the diagenetic processes of producing porosity: photos of (a) to (d): types of mesogenetic dissolution such as vuggy porosity (non fabric selected) and moldic porosity (filled with cement). Photos of (e) and (f): stylolytic porosity. Photos of (g) and (h) respectively, showing dolomitization in the mud-supported fabric (creating intercrystalline porosity) and dolomitization throughout stylolite (creating intercrystalline porosity in their direction), respectively.

نسبت به یکدیگر بین ۱ تا ۳ متر می‌باشد. گروه دوم، شکستگی‌های موازی با امتداد ساختمان، با فاصله ۱ تا کمتر از ۱ متر، دارای بیشترین فراوانی در میدان، گسترش یافته‌اند. با توجه به اینکه شیب در نقطه چرخش ساختمانی به ۳۰ تا ۵۰ درجه می‌رسد، شکستگی‌های گروه دوم حداکثر تراکم خود را در این قسمت از ساختمان نشان

شکستگی‌ها

شکستگی‌های بزرگ مقیاس: با انجام مطالعات زمین‌ساختی بر روی ساختمان تاقدیس سرکان سه گروه از شکستگی‌های بزرگ مقیاس با جهت‌گیری‌های مختلف، شناسایی شده‌اند. گروه اول عمود بر امتداد ساختمان با کمترین فراوانی مشخص شده‌اند و میانگین فاصله‌شان

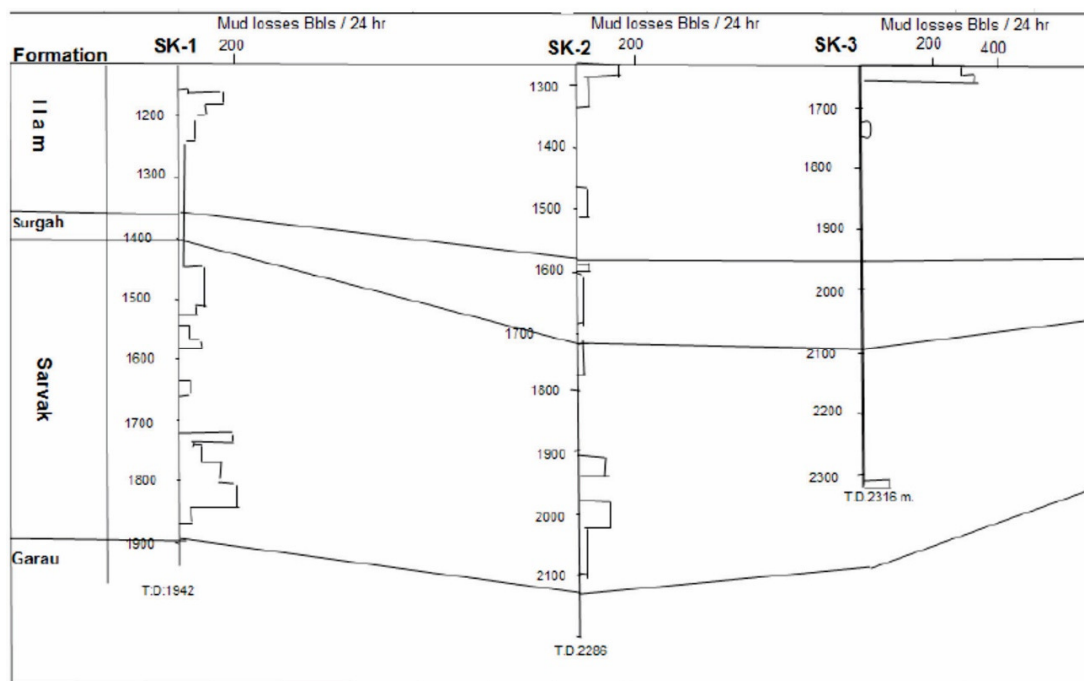
لیتولوژی‌ها مشاهده گردیده‌اند. نتایج حاصل از داده‌های هرزروی گل، گویای این مطلب است که تراکم شکستگی‌ها در چاه ۱، در بالاترین میزان خود قرار داشته و با حرکت به سوی غرب میدان و چاه‌های ۲ و ۳، از تراکم شکستگی‌ها کاسته می‌شود. مورد اخیر را می‌توان با در نظر گرفتن موقعیت چاه ۱ بر روی نقطهٔ چرخش ساختمانی (بیشترین تراکم) و قرارگیری چاه‌های ۲ و ۳ در دامنه‌ها و محور ساختمان تاق‌دیس (کمترین تراکم)، توجیه کرد (شکل‌های ۷، ۸، ۹، ۱۰ و ۱۱).

جدول ۱. توالی پاراژنزی مخزن سروک در میدان سرکان و چگونگی تکامل تخلخل در طول زمان به همراه فرایندهای دیاژنزی

شکستگی‌های کوچک مقیاس: در این مخزن با تکیه بر روش روابط بافتی فرآیندها و عوارض دیاژنزی در متن رخساره‌ها (تشخیص سیمان‌های پرکننده^۲ شکستگی‌ها از نظر بافت و محیط تشکیل، ارتباط شکستگی‌ها با سایر عوارض دیاژنزی مربوط به محیط دفنی کم‌عمق تا عمیق و عوارض دیاژنزی همراه آن‌ها)، سه نسل از شکستگی‌ها در مقیاس میکروسکوپی شناسایی شده است. شکستگی‌های نسل اول در شرایط تدفین کم‌عمق ایجاد و به وسیله

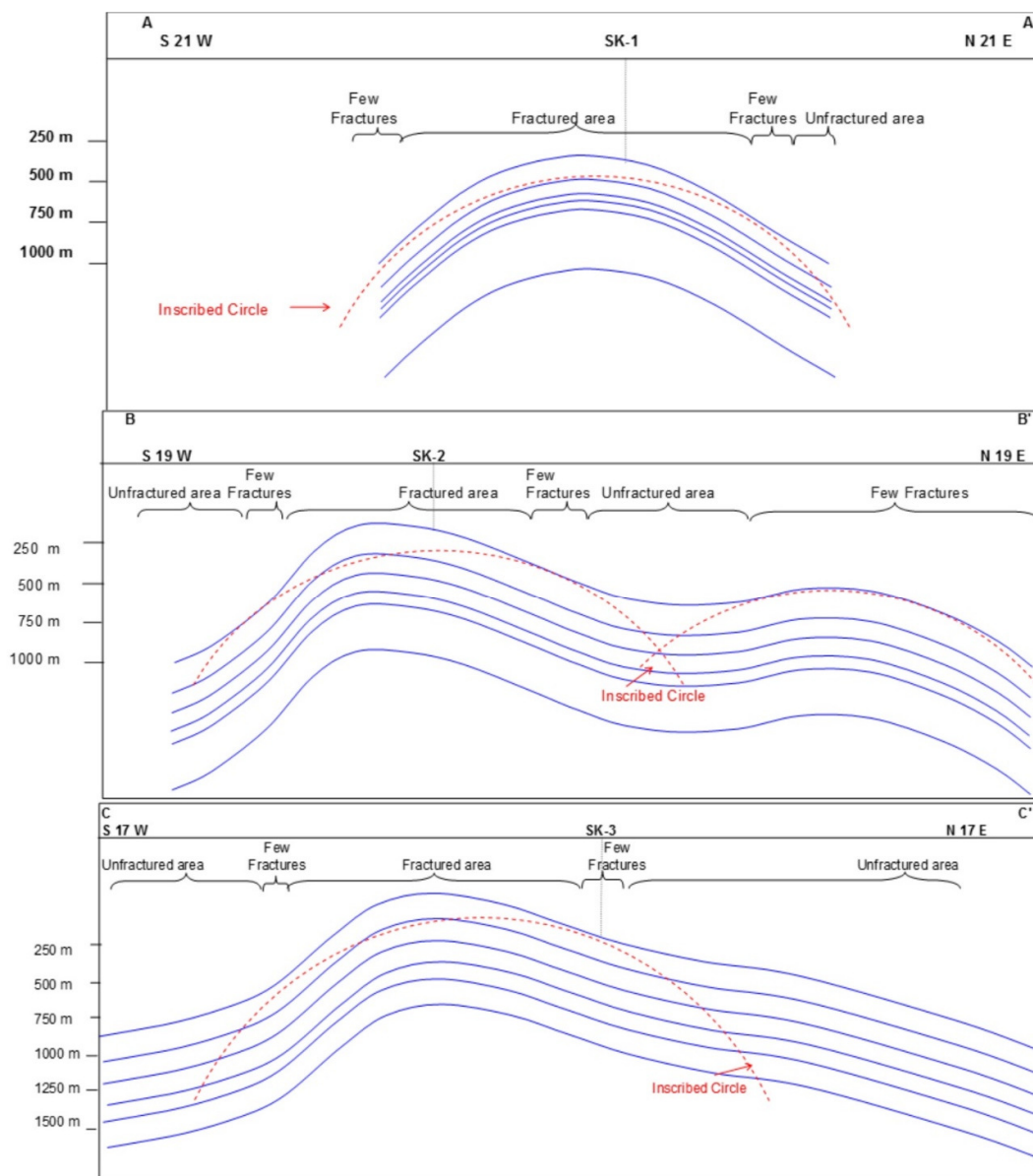
شکستگی‌هایی که با فازهای مختلف سیمان پر شده‌اند نسبت به شکستگی‌های باز در هر ۳ چاه مورد مطالعه از نظر فراوانی، برتری داشته‌اند. از دلایل بازماندگی و مسدود نشدن شکستگی‌های ریز، علاوه بر تأثیر اندازه دهانه شکستگی‌ها، می‌توان به ورود هیدروکربن به داخل آن‌ها و متوقف ساختن کنش سیال دپازنری با سنگ مخزن اشاره کرد. جهت‌گیری شکستگی‌ها در مقیاس مغزه به ۳ حالت قائم (موازی محور مغزه) با بیشترین فراوانی، افقی (عمود بر محور مغزه) با فراوانی متوسط و به طور مایل به محور مغزه با کمترین فراوانی شناسایی شده‌اند. با توجه به نتایج حاصل از مطالعات میکروسکوپی و مشخص شدن توزیع و تراکم شکستگی‌های ریز در چاه‌های میدان (چاه ۱ یا بیشترین تراکم شکستگی و چاه ۳ با کمترین تراکم شکستگی (شکل‌های ۱۳ و ۱۴) و اطلاعات حاصل از بررسی‌های صحرایی و چگونگی توزیع شکستگی‌های بزرگ بر روی تاق‌دیس، چنین استنتاج می‌شود که توزیع و پراکندگی شکستگی‌های کوچک مقیاس در کل میدان، تحت سیطره شکستگی‌های بزرگ مقیاس بوده‌اند که تحت تأثیر تنش‌های خمشی و فشارشی حاصل از فازهای کوهزایی زاگرس در حین تشکیل ساختمان چین‌خورده در این حوضه ایجاد شده‌اند.

نسل از شکستگی‌های ریز می‌باشند (بیشترین تأثیر را بر افزایش تراوانی رخساره‌ها داشته‌اند). شکستگی‌های نسل سوم با قطع کردن نسل دوم از شکستگی‌ها و همچنین با جانشینی پیریت به جای کلسیت بلوکی پرکننده شکستگی‌های نسل دوم، مشخص می‌شود (شکل‌های ۱۱a تا ۱۱h). طبق بررسی‌های انجام شده، شکستگی‌های ریز در رخساره‌های دولومیتی و آهک‌های دولومیتی شده این مخزن توسعه خوبی داشته‌اند، اما بیشترین شکستگی‌ها در وکستون و پکستون‌های حفره‌دار گسترش یافته‌اند. درباره نحوه توزیع و تراکم شکستگی‌ها علاوه بر کنترل‌های لیتولوژی در این مخزن و ماهیت رخساره‌ها، می‌توان به عواملی مانند نزدیک بودن و دور بودن توالی‌ها از سطح زمین (عمق بیشتر سبب کاهش قابلیت شکنندگی می‌شود) و موقعیت ساختمانی چاه‌های موجود در میدان اشاره کرد. میزان بازماندگی و تراکم شکستگی‌های باز در ریزرخساره‌های حفره‌دار در چاه شماره ۱ نسبت به سایر فواصل مخزن، فراوانی بیشتری داشته است. شکستگی‌های کوچک مقیاس در زون‌های A و B بیشترین گسترش را دارا هستند چرا که رخساره‌های تشکیل‌دهنده این زون‌ها از رخساره‌های دولومیتی‌شده و وکستون - پکستون‌های حفره‌دار تشکیل شده‌اند. لازم به ذکر است، میزان



شکل ۷. داده‌های مربوط به نرخ هرزروی گل در سه چاه از میدان سرکان.

Fig. 7. Data related to the rate of mud loss in the three wells of Sarkan Field.



شکل ۸. روش آنالیز منحنی برای تعیین تراکم شکستگی‌های بزرگ مقیاس مربوط به تاقدیس میدان سرکان.
Fig. 8. Curve analysis method to determine density of macrofractures related to anticline of the Serkan Field.

۵- بحث

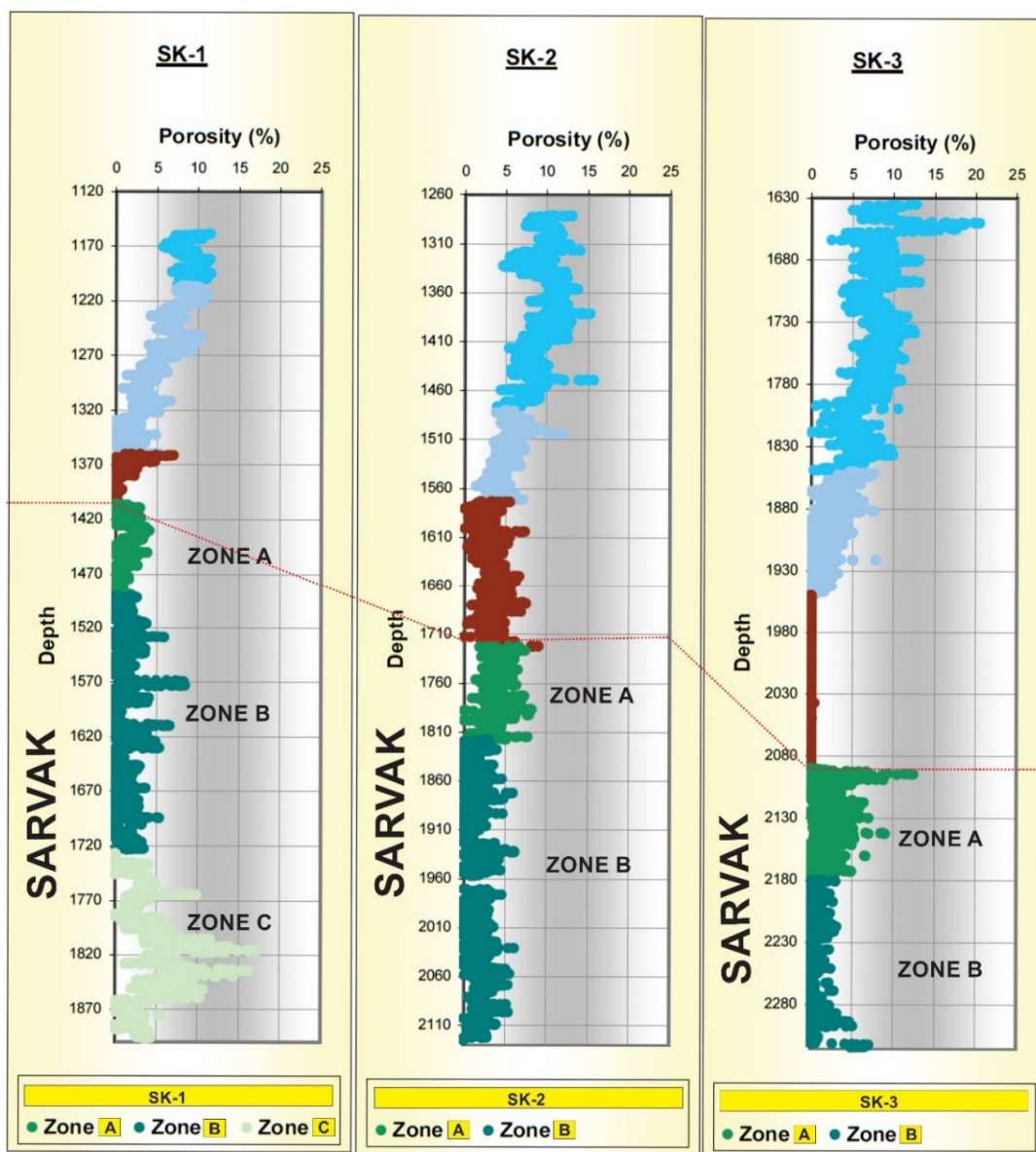
۵-۱- سکانس‌ها و زون بندی مخزن

توالی‌های سازند سروک در میدان سرکان در زون لرستان به چهار سکانس رده سوم تقسیم شده است و مرزهای سکانسی در این سکانس‌ها از نوع مرز سکانسی دوم (SB2) می‌باشد، این امر به دلیل حاکمیت شرایط عمیق رسوبگذاری سازند سروک در زون لرستان قابل توجیه می‌باشد. در چاه‌های شماره ۱، ۲ و ۳ فقط بخشی از سیستم تراکت TST توالی‌های سکانس شماره ۱ ظاهر شده است ولی سیستم تراکت HST این سکانس در هر سه

چاه به صورت کامل وجود دارد. سکانس شماره ۲ در چاه‌های شماره ۱، ۲ و ۳ به صورت کامل شناسایی شده است. توالی‌های مربوط به سکانس شماره ۳ در چاه‌های ۱ و ۲ به صورت کامل وجود دارد ولی در چاه شماره ۳ صرفاً توالی‌های مربوط به سیستم تراکت TST آن دیده می‌شود و در نهایت رخساره‌های مربوط به سکانس شماره ۴ در چاه‌های شماره ۱ و ۲ صرفاً توالی‌های مربوط به سیستم تراکت TST دیده می‌شود و سیستم تراکت HST این سکانس در آن چاه‌ها شناسایی نشده است و در چاه شماره ۳ توالی‌های مربوط به این سکانس شناسایی نشده است

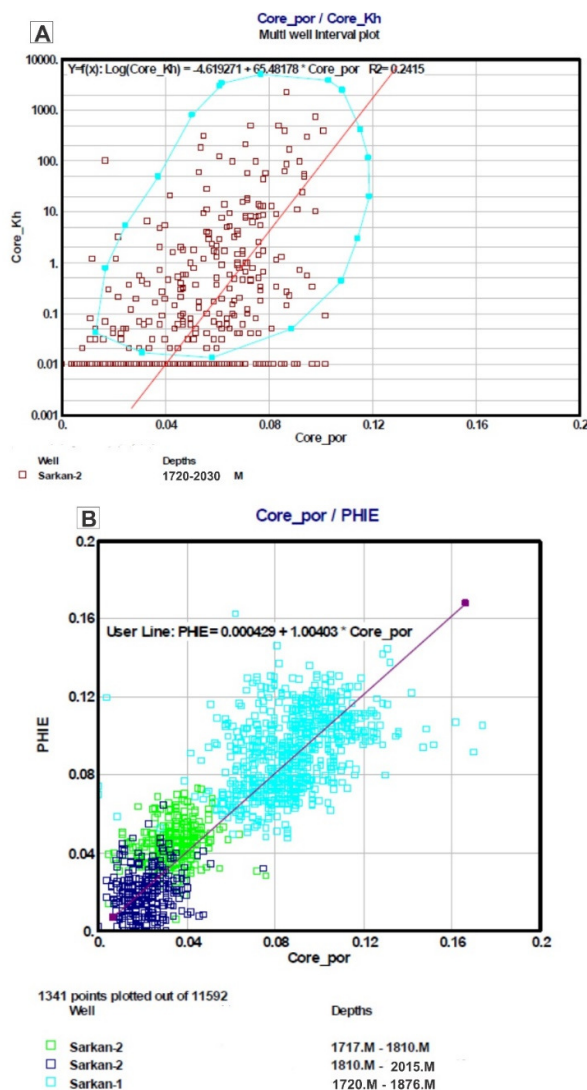
خارجی و حوضه نشانگر بیشینه سطح غرقابی هستند. بدنه اصلی توالی‌های مربوط به سیستم تراکت‌های TST در سکانس‌های شناسایی شده، رخساره‌های متعلق به قسمت‌های دور دریای باز (رمپ خارجی و حوضه) می‌باشند و توالی‌های مربوط به سیستم تراکت HST را رخساره‌های مربوط به قسمت‌های نزدیک دریای باز (رمپ داخلی و میانی) تشکیل داده‌اند.

(شکل ۱۳). مبنای تفکیک سیستم تراکت‌ها در این سکانس‌ها مرزهای سکانشی از نوع مرز سکانشی نوع دوم (SB2) و بیشینه سطح غرقابی (MFS) می‌باشد، عمدتاً در توالی‌های مخزن سروک در میدان سرکان، رخساره‌های تالوسی و ریفی در بیشتر موارد نشانگر مرزهای سکانشی نوع دوم (بدون وجود علایم ناپیوستگی و خروج رسوبات از آب) می‌باشند و رخساره‌های گل‌پشتیان مربوط به رمپ



شکل ۹. توزیع تخلخل در چاه‌های ۱، ۲ و ۳ میدان نفتی سرکان در زون لرستان با تکیه بر داده‌های پتروفیزیکی و داده‌های مغزه حفاری. اطلاعات مربوط به میزان تخلخل مربوط به داده‌های استخراج شده از آنالیز مغزه‌های حفاری و تجزیه تحلیل نمودارهای چاه‌پیمایی مربوط به تخلخل به ویژه نمودار چاه‌پیمایی نوترون می‌باشد.

Fig. 9. Porosity distribution diagrams in SK-1, SK-2 and SK-3 wells in the Sarkan oil field of Lurestan Zone, according to petrophysical and core routine data. The information related to the amount of porosity is related to the data extracted from the analysis of the cores and the analysis of the well logs related to the porosity, especially the neutron well log.



شکل ۱۰. A- نمودار تخلخل و تراوایی برای چاه شماره ۲ میدان سرکان بر مبنای داده‌های مغزه حفاری. خط آبی نشانگر محدوده تغییرات مقادیر تخلخل و تراوایی در رخساره‌های تولیدی در چاه شماره ۲ می‌باشد و خط قرمز در تصویر نشانگر خط برازش است که وضعیت متغیر تخلخل را نسبت به متغیر تراوایی نمایش می‌دهد. B- نمودار تخلخل مغزه و تخلخل موثر حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی در چاه‌های میدان سرکان از مخزن سروک.

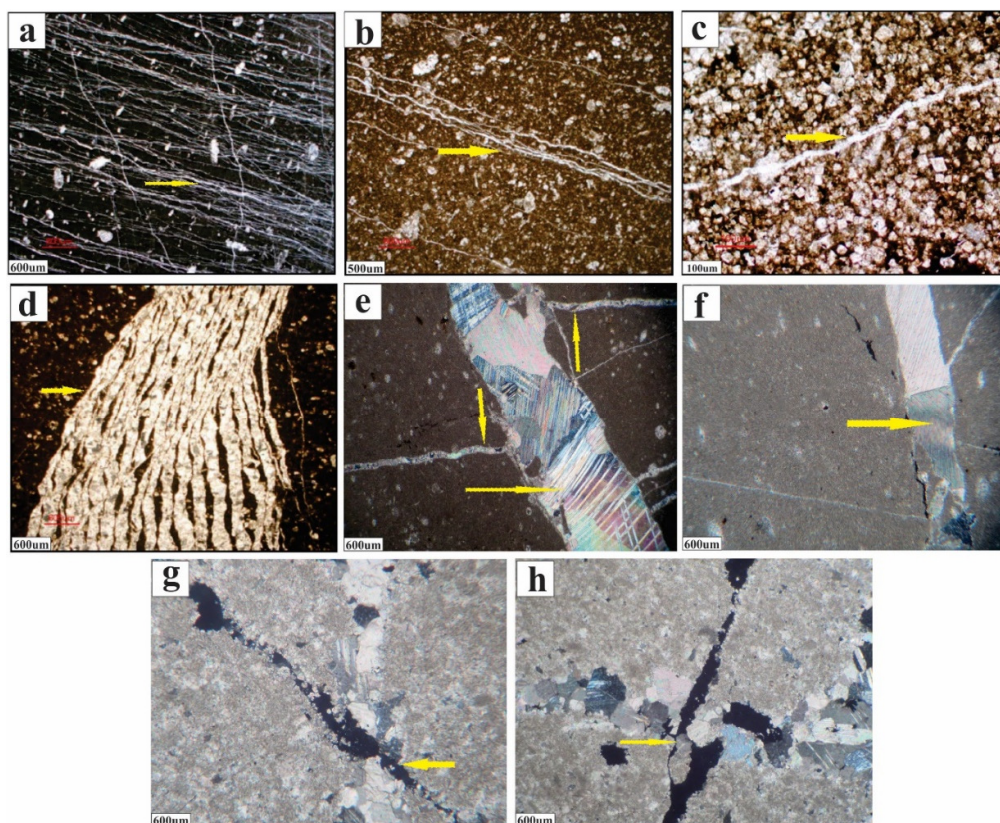
Fig 10. A- Permeability and porosity cross-plot based on core data for the SK2 well of Sarkan oil field. The blue line indicates the range of changes in porosity and permeability values in the production facies in well#2, and the red line in the image indicates the regression line, which shows the state of the porosity variable compared to the permeability variable. B- Crossplot of core porosity and effective porosity derived from logs in the Sarkan wells from the Sarvak reservoir.

شرایط تقریباً یکسانی دارند در یک زون آرایش داده شده‌اند (شکل‌های ۹، ۱۲ و ۱۴). رخساره‌های زون‌های شناسایی شده از فرایندهای دیانزنی خاصی تبعیت نمی‌کنند به همین دلیل در چارچوب سکانسی شناسایی شده از جایگاه مشخصی برخوردار نیستند، به عبارت دیگر فرایندهای دیانزنی از مرزهای رخساره‌ای و کمربندهای رخساره‌ای تبعیت نمی‌کنند. این امر برخلاف ویژگی‌های

در میدان سرکان بر اساس ترکیب نتایج حاصل از داده‌های زمین‌شناسی و اطلاعات پتروفیزیکی و با استناد به روش زون‌بندی لوسیا (۱۹۹۹) مخزن سروک به سه زون (زون‌های A, B, C) تقسیم شده است (شکل ۱۲). در تقسیم‌بندی مخزن سروک در این میدان ویژگی‌های رسوب‌شناسی و پتروفیزیکی رخساره‌ها مورد بررسی قرار گرفته و رخساره‌هایی که از نظر ویژگی‌های پتروفیزیکی در

(رحیم‌پوربناب و همکاران، ۲۰۱۲؛ میرزایی، ۲۰۲۰؛ کاکم و همکاران، ۲۰۲۲). لازم به ذکر است که زون C صرفاً در چاه شماره ۱ مشاهده می‌شود و عمدتاً تمامی رخساره‌های مربوط به این زون در شدت‌های مختلف دولومیتی شده‌اند (شکل ۱۲)، همچنین دولومیتی‌شدن باعث افزایش میزان تولید از این زون شده است (معینی و همکاران، ۱۳۹۵).

سازند سروک در سایر زون‌های زاگرس به ویژه فروافتادگی دزفول و دشت آبادان می‌باشد که عمدتاً تحت کنترل ناپیوستگی‌های چهارگانه می‌باشند و غالباً چارچوب زون‌بندی‌های ارائه شده از مرزهای ناپیوسته بسیار تاثیر پذیرفته‌اند و زون‌های مخزنی در زیر مرزهای سکانشی ناپیوسته سنومانین-تورونین و تورونین میانی قرار دارند و دارای جایگاه سکانشی بسیار مشخصی هستند



شکل ۱۱. تصاویر مربوط به ۳ نسل از شکستگی‌های موجود در مخزن: تصاویر (a) تا (c) - ریزشکستگی‌های نسل اول (تدفینی کم‌عمق). تصاویر (d) تا (f) - ریزشکستگی‌های نسل دوم، پر شده با سیمان دفنی رخ‌دار. تصاویر (g) و (h) - ریزشکستگی‌های نسل سوم (انقطاع در تداوم فشار در محیط دفنی عمیق و یک بالا آمدگی کوتاه مدت در محیط دیانزنی تلوزنتیک).

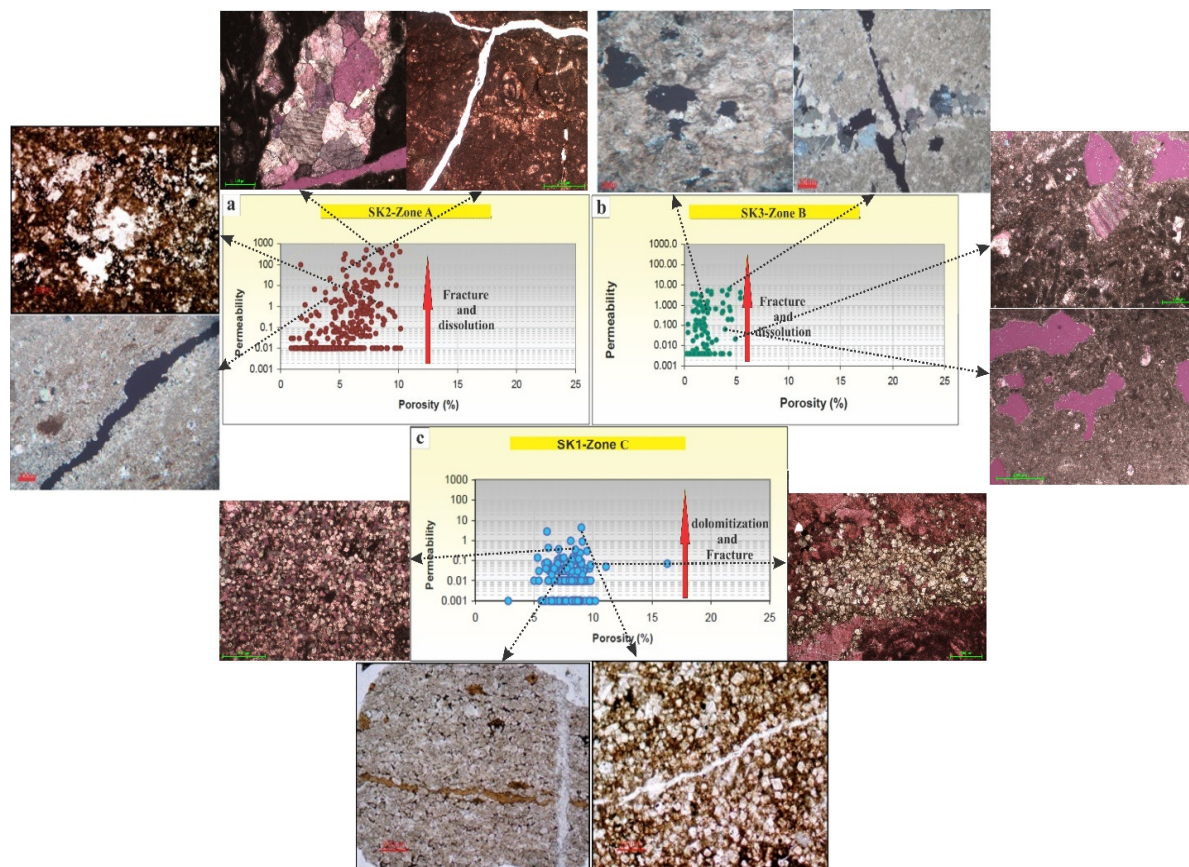
Fig. 11. Images related to three generations of microfractures in the reservoir: Photos of (a) to (c) showing the first generation microfractures (shallow burial zone). Photos of (d) to (f) showing the second generation microfractures that are filled with burial cement. Photos of (g) and (d) showing the third generation microfractures (the cese of pressure in the deep burial zone and a temporary upwelling in the telogentic zone)

حاصل از مغزه در این بازه‌ها تغییر چندانی نداشته است (شکل ۱۳). رابطه تخلخل و تراوایی در رخساره‌های مختلف مخزن رابطه مستقیمی نمی‌باشد به طوری که گاهی بدون افزایش میزان تخلخل، تراوایی به شدت افزایش یافته است و گاهی نیز تراوایی به همراه افزایش میزان تخلخل، روند صعودی داشته است (شکل‌های ۱۰ و ۱۲). به طور کلی یافتن رابطه منطقی میان تخلخل و تراوایی رخساره‌های

ارزیابی پتروفیزیکی رخساره‌های سازند سروک در چاه شماره ۳ نشان‌دهنده این می‌باشد که این توالی‌ها دارای تخلخل‌های بسیار پایینی می‌باشند (حد نمودار صوتی ۵۰ تا ۶۰ میکروثانیه) و افزایش تراوایی‌ها در مکان‌هایی با ظهور شکستگی‌ها و افزایش تراکم آن‌ها صورت پذیرفته است. همچنین میزان تخلخل کل در مخزن با افزایش میزان شیل افزایش یافته است اما میزان تخلخل موثر و تراوایی

ناهمگنی‌های زیاد در رخساره‌های مخزن و عدم وجود تخلخل‌های رسوبی و بین دانه‌ای می‌باشد. مقادیر تراوایی تا ۱۰۰۰ میلی‌داری توسط شکستگی‌ها در رخساره‌های مخزن ایجاد شده است (شکل‌های ۱۰ و ۱۲).

مخزن سروک سرکان با توجه به ناهمگنی‌های تحمیل شده بر رخساره‌ها تحت تاثیر فرایندهای ثانویه و خروج تخلخل‌های رسوبی از سیستم منفذی مخزن، امکانپذیر نمی‌باشد. وجود رخساره‌هایی با مقادیر تراوایی ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ میلی‌داری با تخلخل‌های متغیر نشانگر وجود

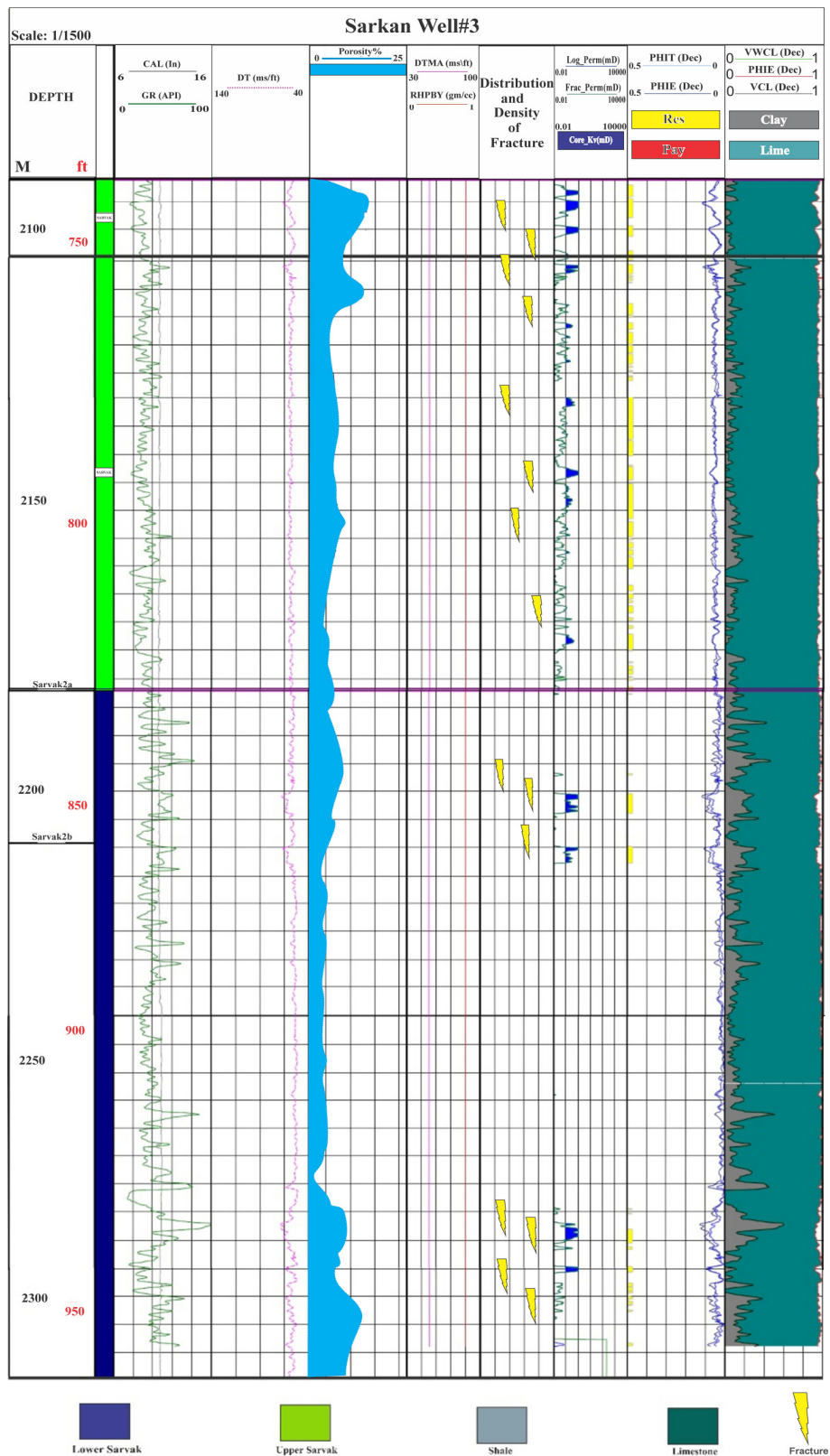


شکل ۱۲. نمودار تخلخل در مقابل تراوایی برای توالی‌های سروک بر اساس اطلاعات حاصل از مغزه‌های در دسترس به همراه تصاویر فرایندها و عوارض دیاژنزی موثر در زون‌های تعیین شده برای مخزن. a- زون A از چاه ۲.۲- ب- زون B از چاه ۳.۲- c- زون C از چاه ۱

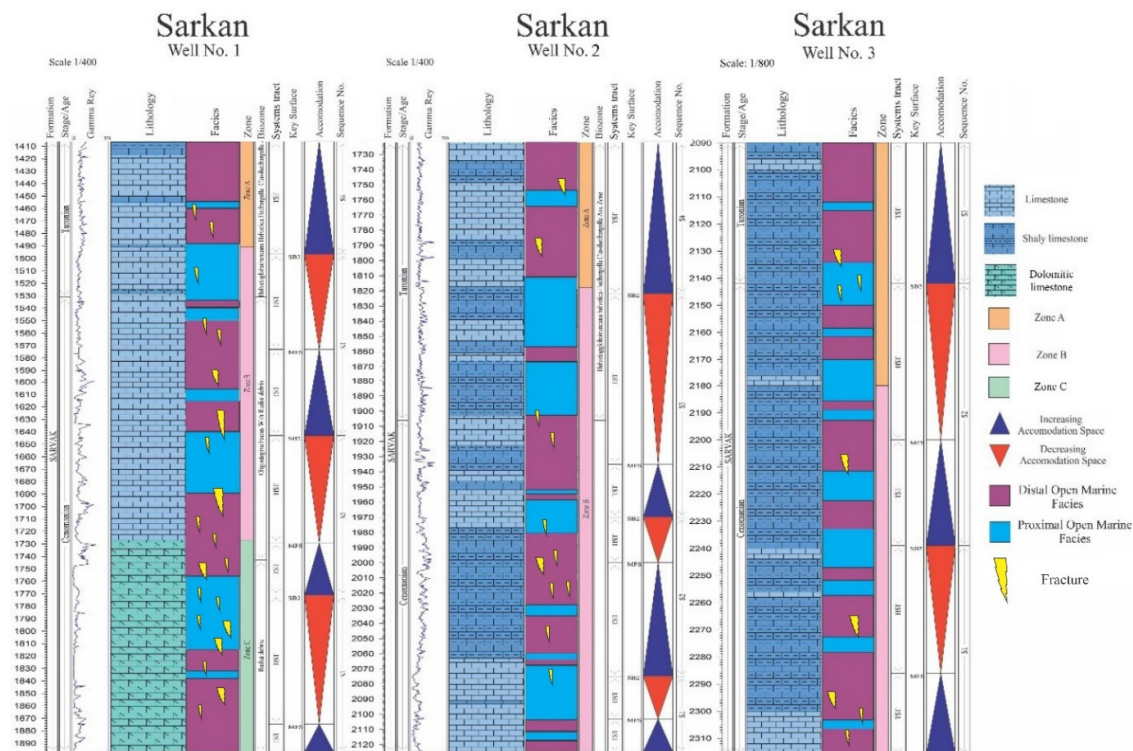
Fig. 12. Diagrams of porosity vs. permeability (mD) in the Sarvak Formation according to core routine data, along with images of effective diagenesis processes and complications in the designated zones for the reservoir. a- Zone A in SK2. b- Zone B in SK3. c- Zone C in SK1

(دانشیان و همکاران، ۲۰۱۳) در تنگه چنارباشی به وضوح مشاهده کرد. همچنین رخساره‌های دانه‌پشتیبان معدود این مخزن به دلیل بالا بودن پتانسیل مخزنی اولیه، تعامل بالایی با سیالات دیاژنزی در محیط‌های مختلف داشته‌اند، ولی به دلیل عدم رخنمون گسترده این توالی‌ها در زمان نهشت و نفوذ ناچیز سیالات جوی در داخل مخزن، در بیشتر موارد تخلخل‌های اولیه (تخلخل‌های بین‌دانه‌ای، درون‌دانه‌ای، به ویژه در رخساره‌های تالوس)، از سیستم تخلخل موثر مخزن حذف گردیده‌اند (شکل ۱۴).

ویژگی‌های اولیه رخساره‌ها و آرایش سیستم حفرات:
پتانسیل مخزنی اولیه در رخساره‌های گل‌پشتیبان به دلیل بالا بودن رس در فابریک سنگ بسیار اندک بوده است و در مراحل دیاژنزی اجازه چرخش سیالات در درون رخساره‌ها را نداده‌اند و حتی به دلیل ماهیت بنیادی‌شان، حداکثر تأثیر را از فرآیندهای تراکم در طی دفن مخزن پذیرا بوده‌اند. این موضوع را می‌توان در مطالعات لاسمی و همکاران (لاسمی و همکاران، ۱۹۹۷، ۲۰۰۶) در برش‌های مختلف لرستان و همچنین پژوهش‌های دانشیان و همکاران



شکل ۱۳. ارزیابی پتروفیزیکی توالی‌های سروک در چاه شماره ۳ میدان نفتی سرکان
Fig. 13. Petrophysical Evaluation of sarvak reservoir in the SK3 well of Sarkan oil field.



شکل ۱۴. ستون رخساره‌ای و چینه‌شناسی سکansı مخزن سروک از چاه‌های شماره ۱، ۲ و ۳ در میدان سرکان.

Fig. 14. Sequence stratigraphy and facies column of the Sarvak formatin in wells number 1, 2 and 3 of the Sarkan oil field.

ردیابی هستند. سه نوع سیستم تخلخل ناشی از فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده است. نوع اول سیستم تخلخل حفره‌ای بوده که در محیط‌های دفنی ایجاد شده‌اند. در این سیستم، حفرات اغلب از فابریک تبعیت نکرده و به صورت پراکنده و غیر متصل آرایش یافته‌اند (مهمترین سیستم منفذی مخزن). نوع بعدی سیستم تخلخل بین‌بلورین بوده که اکثریت آن‌ها در بافت‌های میزبان گل‌پشتیبان و در موارد نادر دانه‌پشتیبان دولومیتی شده و نیز در دولومیت‌های امتداد استیلولیت، تا حد قابل‌توجهی گسترش یافته‌اند. نوع سوم سیستم تخلخل، انحلال در راستای استیلولیت می‌باشد که بیشتر در بافت‌های گل‌پشتیبان توسعه یافته‌اند (شکل‌های ۱۲ و ۱۴). امینی (۱۹۹۸) و حق (۱۹۸۲) بر اهمیت فرآیندهای دیاژنزی به ویژه دولومیتی‌شدن و انحلال در ایجاد پتانسیل مخزنی سروک لرستان تاکید داشته‌اند.

نقش شکستگی‌ها در آرایش نهایی سیستم تخلخل:
حفرات و تخلخل‌های شکل گرفته در مخزن (تخلخل‌های رسوبی و دیاژنزی)، قبل از ایجاد شکستگی‌ها اغلب به

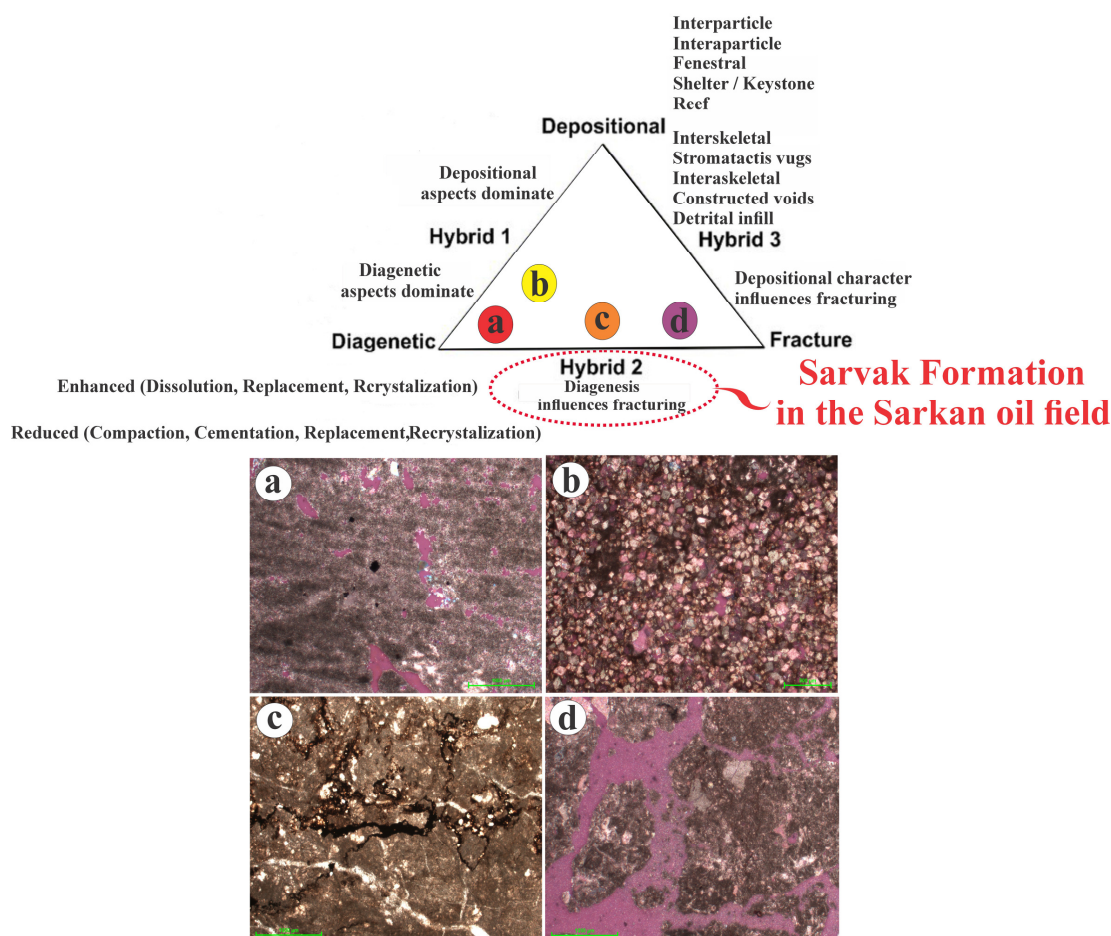
نقش فرآیندهای دیاژنزی در تغییر سیستم تخلخل:
از آنجا که این توالی‌ها تأثیر ناچیزی از فرآیندهای مربوط به پایدارسازی و گسترش انحلال و کارستی شدن (با توجه به اقلیم گرم و مرطوب کرتاسه (کوپ و استونلی، ۱۹۸۲)) در محیط دیاژنزی جوی داشته‌اند، حین ورود به محیط‌های دفنی پتانسیل دیاژنزی بالایی داشته‌اند و میزان تأثیرپذیری آن‌ها از فرآیندهای کاهنده تخلخل در بالاترین میزان خود بوده است. لذا اکثر تخلخل‌های مربوط به الگوهای رسوبی اولیه، تحت تأثیر فرآیندهای تراکم، سیمانی‌شدن و دولومیتی‌شدن مضاعف از چرخه سیستم تخلخل موثر بر تولید مخزن حذف گردیده‌اند. این امر در بافت‌های دانه‌پشتیبان نسبت به گل‌پشتیبان‌ها بسیار مشهود و واضح‌تر است، چرا که رخساره‌های دانه‌پشتیبان به دلیل بالا بودن الگوهای جریان اولیه، از فرآیندهای مخرب کیفیت مخزنی به مراتب بیشتر تأثیر پذیرفته‌اند. میزان تبعیت فرآیندهای دیاژنزی از فابریک رخساره‌ها اندک ولی از مرزهای رخساره‌ای نسبتاً بالا بوده است، به طوری که دولومیتی‌شدن مولد تخلخل و یا حفره‌های استیلولیتی در بافت‌های گل‌پشتیبان در سراسر میدان قابل

شکسته شده و دانه‌پشتیبان‌های دولومیتی نشده، از این نظر، در رده‌های بعدی قرار گرفته‌اند (شکل‌های ۱۲ و ۱۴).

سیستم‌های تخلخل موثر در تولید

در فرجام پژوهش، می‌توان این مخزن را با استناد به نتایج بدست آمده و ارجاع به طبقه‌بندی ارائه شده توسط آر (۲۰۰۸) در گروه مخازن هیبرید تحت کنترل دیاژنز و زمین‌ساخت قرار داد. با استناد به نتایج به دست آمده، تولید از این مخزن عمدتاً توسط ۴ سیستم تخلخل شامل سیستم تخلخل حفره‌ای غیرمتصل در متن، سیستم تخلخل بین‌بلورین (ناشی از دولومیتی‌شدن)، سیستم تخلخل انحلال در راستای استیلولیت و سیستم تخلخل ریز شکستگی‌ها کنترل می‌گردد (شکل ۱۵).

صورت غیرمتصل از هم در فابریک رخساره‌ها پراکنده بوده‌اند و ارتباط بین آن‌ها فقط از طریق تخلخل‌های میکرونی موجود در زمینه گلی (رخساره‌های گل‌پشتیبان) و اسپارایتی (رخساره‌های دانه‌پشتیبان)، امکان‌پذیر بوده است. سپس با وقوع و گسترش شکستگی‌های ریز در گستره مخزن، ارتباط این تخلخل‌ها افزایش یافته و سطوح زهکشی را در قسمت‌های مختلف بالا برده است. همچنین رخساره‌هایی با بافت وکستونی و پکستونی همراه با حفره‌های غیرمتصل در متن، پس از شکل‌گیری شکستگی‌ها به بهترین رخساره‌ها از نظر کیفیت مخزنی (ظرفیت ذخیره و عبور سیالات در مخزن) تبدیل شده‌اند و رخساره‌های گل‌پشتیبان دولومیتی شده، گل‌پشتیبان



شکل ۱۵. نمایش جایگاه مخزن سروک در مثلث طبقه‌بندی آر (۲۰۰۸). تصاویر a تا d مربوط به ۴ سیستم تخلخل شامل سیستم تخلخل حفره‌ای، سیستم تخلخل بین‌بلورین، سیستم تخلخل استیلولیتی و سیستم تخلخل ریزشکستگی می‌باشند که ظرفیت تولید مخزن سروک در میدان سرکان را کنترل می‌کنند.

Fig. 15. The position of the Sarvak reservoir in the Ahr classification (Ahr, 2008). Photos of (a) to (d) are related to four porosity systems including vuggy porosity system, intercrystalline porosity system, stylolytic porosity system and microfracture porosity system that control the production capacity of the Sarvak reservoir.

۶- نتیجه‌گیری

۱- تعداد ۵ رخساره برای توالی‌های سروک در میدان سرکان شناسایی گردید که مربوط به زیر محیط‌های رمپ میانی تا عمیق سکوی رسوبی از نوع رمپ کم‌شیب می‌باشند.

۲- عمده منافذ موثر در تولید مخزن در محیط‌های دیاژنزی دفنی کم‌عمق تا عمیق تشکیل شده‌اند که به صورت تخلخل‌های حفره‌ای غیرمرتبط، تخلخل‌های استیلولیتی و تخلخل‌های بین‌بلورین در مخزن توسعه یافته‌اند. همچنین تخلخل‌های تحت کنترل الگوهای رسوبی عمدتاً توسط فرآیندهای تراکم، سیمانی‌شدن و دولومیتی شدن مضاعف مسدود شده‌اند.

۳- ریزش‌شکستگی‌ها در این مخزن تحت کنترل شکستگی‌های بزرگ مقیاس می‌باشند و اصلی‌ترین نقش را در ارتباط دادن سایر سیستم‌های منفذی ایجاد شده در متن رخساره‌ها و نیز افزایش سطوح زهکشی از گستره مخزن ایفا می‌کنند.

۴- پایین بودن کیفیت مخزنی اولیه رخساره‌ها، عدم راهیابی مخزن به محیط دیاژنزی جوی، وارد شدن توالی‌ها به محیط‌های دفنی با حداکثر پتانسیل دیاژنزی و سپری کردن بیش از نیمی از عمر خود در این محیط‌ها و همچنین قرارگرفتن در معرض فرآیندهایی که اغلب سعی در حذف تخلخل‌های اندک شکل گرفته در مراحل قبل‌تر را داشته‌اند، تشکیل مخزن سروک را در این منطقه امری محال و دور از انتظار می‌نمودند. در ادامه، با ظهور شکستگی‌های ریز (تحت کنترل شکستگی‌ها ساختمانی) با خصوصیات و جهت‌گیری‌های مختلف در سرتاسر توالی‌های سروک این میدان، رویه فرآیند کاهش تخلخل به کلی تغییر یافته و شکستگی‌ها با شکل دادن یک آرایش جدید و بهم‌پیوستگی مطلوب در سیستم‌های منفذی موجود، آن‌ها را به سمت شکل‌گیری یک مخزن سوق داده‌اند. فرآیند تشکیل مخزن سروک در این منطقه و امکان استحصال مواد هیدروکربوری از آن، بدون گسترش و حضور شکستگی‌ها برای همیشه متوقف می‌گردد.

۵- فواصل مربوط به چاه شماره ۱، به خصوص نواحی با بالاترین میزان شکستگی، به عنوان بهترین کیفیت مخزنی در میدان تعیین شده‌اند و فواصل مربوط به چاه شماره ۳ را با بیشترین میزان شیل و کمترین مقدار

شکستگی، به عنوان پایین‌ترین کیفیت مخزنی مشخص گردیدند.

۶- در این میدان، ویژگی‌های مخزنی و سیستم حفرات در مرحله اول، تحت تأثیر شکل‌گیری و گسترش مجموعه‌ای از شکستگی‌ها و درزه‌های ریز در کلیه رخساره‌ها با تراکم و پراکندگی متفاوت بوده‌اند و در مرحله دوم، تحت کنترل فرآیندهای دیاژنزی در درجه نخست دولومیتی‌شدن (به ویژه در بافت میزبان گل‌پشتیبان) و سپس فرآیندهای انحلالی مژوژنتیک می‌باشد.

۷- مخزن سروک در این میدان با استناد به طبقه‌بندی ارائه شده توسط آر (۲۰۰۸) در مورد طبقه‌بندی مخازن از نظر سیستم تخلخل و خاستگاه ایجاد کننده آن‌ها، در زمره مخازن هیبرید تحت کنترل دیاژنزی و زمین‌ساخت قرار می‌گیرد.

۸- به طور کلی، تولید از این مخزن توسط ۴ سیستم تخلخل شامل سیستم تخلخل حفره‌ای غیرمتصل در متن، سیستم تخلخل بین بلورین (ناشی از دولومیتی‌شدن)، سیستم تخلخل انحلال در راستای استیلولیت و سیستم تخلخل ریزش‌شکستگی‌ها کنترل می‌گردد.

References

- Adabi, M. H., Asadi-Mehmandosti, E (2008) Microfacies and geochemistry of the Ilam Formation in the Tang-E Rashid area, Izeh, SW Iran. *J Asian Earth Sci*, 33: 267–277.
- Adabi, M. H., Salehi, M. A., Ghabeshavi, A (2010) Depositional environment, sequence stratigraphy and geochemistry of Lower Cretaceous carbonates (Fahliyan Formation), south- west Iran. *J Asian Earth Sci*, 39: 158–160, doi: 10.1016/j.jseaes.2010.03.011.
- Ahr, W. M (2008) *Geology of carbonate reservoirs* John Wiley & Sons, Inc., Publication, 296 p, doi: 10.1002/9780570370650.
- Alavi, M (2005) Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Science*, 305: 1–2, doi: 10.2575/ajs.305.1.1.
- Alavi, M (2007) Structure of Zagros Fold-Thrust belt in Iran. *American journal of Sciences*, 307 (27): 765-778. doi: 10.2575/09.2007.02.
- Amini, A (1998) Petrography and sedimentary environment of Sarvak and Ilam Formations in the Kermanshah and Lurestan area, Shahid Beheshti University, Geology Department, Msc. Thesis (Unpub.), 115 p, (in Persian).

- Ataei, R., Mehrabi, H., Tavakoli, V (2022) A Quantitative analysis of reservoir heterogeneities of the Sarvak Formation in an oilfield from the Abadan Plain, SW Iran, *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 38 (2): 55-82.
- Beydoun, Z. R (1991) Arabian plate hydrocarbon geology and potential — a plate tectonic approach: American Association of Petroleum Geologists, *Studies in Geology*, 33: 77 p, doi: <https://doi.org/10.1306/St33533>.
- BP (1975) Oil reservoir and production potential of the Maleh Kuh and Sarkan Fields Iran, *Geology and petrophysics*, volume I, November, 2563p, (in Persian).
- Choquette, P. W., Pray, L. C (1970) Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bulletin, 55: 207-250.
- Daneshian, J., Moallemi, S., Yunesi, K (2013) Microfacies of Sarvak Formation in Tang-e-Chenar Bashi, Lorestan basin: toward introducing a sedimentary model for the deep sequences. *Earth Science Research*, 13: 101-111, (in Persian).
- Dunham, R. J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.), *Classification of carbonate rocks*, AAPG Mem, 1: 108-121.
- Embry, A. F., Klovan, J. E (1971) A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island: *Can. Petroleum Geol.*, 19: 51p.
- Esfarili-Dizaji, B., Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Afshin, S., Harchegani, F., Shahverdi, N (2015) Characterization of rudist-dominated units as potential reservoirs in the middle Cretaceous Sarvak Formation, SW Iran. *Facies*, 61: 1-25. doi: [10.1007/s10357-015-0552-8](https://doi.org/10.1007/s10357-015-0552-8).
- Faraji, M., Zandifar, H (1998) General evaluation of Lurestan-Geology and Geophysics, (Vols. 1 and 2, unpublished). Exploration directorate, National Iranian Oil Company, (in Persian).
- Farzipour-Saein, A., Yassaghi, A., Sherkati, S., Koyi, H (2009) Basin evolution of the Lurestan region in the Zagros fold-and-thrust belt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 32 (1): 5-20. doi:[10.1111/j.1757-5557.2009.00532.x](https://doi.org/10.1111/j.1757-5557.2009.00532.x).
- Flügel, E (1982) *Microfacies Analysis of Limestones*: Berlin, Springer-Verlag, 633 p, doi:[10.1007/978-3-652-68523-5](https://doi.org/10.1007/978-3-652-68523-5).
- Flügel, E (2005) *Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application*. Springer, Berlin Heidelberg, New York, 976 p.
- Flügel, E (2010) *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*, 2nd edn. Springer, Berlin Heidelberg New York.
- Folk Robert, L., Land Layton, S (1975) Mg/Ca ratio and salinity: Two controls over crystallization of dolomite”, *AAPG*, 59 (5): 60-68.
- Ford, D (1988) Characteristics of dissolutional cave systems in carbonate rocks. In: James, N. P. & Choquette P. W. (Eds.) *Paleokarst*. Springer, New York, 25-57. doi:[10.1007/978-1-5612-3758-8_2](https://doi.org/10.1007/978-1-5612-3758-8_2).
- Ghabeishavi, A., Vaziri-Moghaddam, H., Taheri, A (2009) Facies distribution and sequence stratigraphy of the Coniacian-Santonian succession of the Bangestan Palaeo-high in the Bangestan Anticline, SW Iran, *Facies*, 55: 253-257. doi: [10.1007/s10357-008-0171-3](https://doi.org/10.1007/s10357-008-0171-3).
- Ghazban, F (2007) *Petroleum Geology of the Persian Gulf*. Tehran University and National Iranian Oil Company Publications, Tehran, (in Persian).
- Gholami Zadeh, P., Adabi, M. H., Sadeghi, A (2019) Microfacies, geochemistry and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation (Mid Cretaceous) in the Kuh-e Siah and Kuh-e Mond, Fars area, southern Iran. *J. African Earth Sci*, 19 P, doi: [10.1016/j.jafrearsci.2019.103635](https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.103635).
- Glad, A. C., Amour, F., Welch, M. J., Clausen, O. R., Nick, H. M (2020) A naturally fractured chalk reservoir in the Ekofisk Formation: characteristics, petrography and stable isotope signature of cemented fractures and faults (The Kraka Field, Danish North Sea) *Norw. J. Geol.*, 1-17. doi: [10.17850/njg100-2-5](https://doi.org/10.17850/njg100-2-5).
- Gomes, J. S., Riberio, M. T., Strohmer, C. J., Neghaban, S., Kalam, M. Z (2008) Carbonate reservoir rock typing the link between geology and SCAL. *SPE paper 118285*, doi: [10.2118/118285-MS](https://doi.org/10.2118/118285-MS).
- Granier, B (2003) A new approach in rock-typing documented by a case study of layer-cake reservoirs in field A, offshore Abu Dhabi (CG2003_A05_BG), doi: [10.5267/2052/296](https://doi.org/10.5267/2052/296).
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., Miller, J. D (1997) Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. *SPE 38679*, Annual Technical Conference and Exhibition, 373-380, doi:[10.2118/38679-MS](https://doi.org/10.2118/38679-MS).
- Haghi, A (1982) *Geology study of Bangestan reservoirs in Sarkan, Maleh Kuh and Halush Fields*. Unpublished NIOC report, 3788: 32 P, (in Persian).
- Hajihkazemi, E., Al-Aasm, I. S., and Coniglio, M (2010) Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran: Geological Society, London Special Publications, 330 (1): 253- 272, doi: [10.1155/SP330.12](https://doi.org/10.1155/SP330.12).
- Hajikazemi, E., Al-Asam I. S., Coniglio, M (2017) Diagenetic history and reservoir properties of the Cenomanian-Turonian carbonates in southwestern Iran and the Persian Gulf, *Journal of Marine and Petroleum Geology*, 855-857, doi: [10.1016/j.marpetgeo.2017.06.035](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.06.035).

- Hollis, C (2011) Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian–Turonian of the Arabian Plate. *Petrol Geosci*, 17: 223–251, doi: 10.1155/1355-079310-032.
- Huber, B. T., Norris, R. D., MacLeod, K. G (2002) Deep-sea paleotemperature record of extreme warmth during the Cretaceous. *Geology*, 30(2): 123–126.
- Jalilian, A. H (1996) Microfacies and sedimentary environment of Sarvak Formation in the Luresatan and Khuzestan areas, Teacher Training University, geology department, (in Persian).
- Jamalian, M., Adabi, M. H., Moussavi, M. R., Sadeghi, A., Baghbani, D., Ariyafar, B (2011) Facies characteristic and paleoenvironmental reconstruction of the Fahliyan Formation, Lower Cretaceous, in the Kuh-e Siah area, Zagros Basin, southern Iran. *Facies*, 57: 101–122, doi: 10.1007/s10357-010-0231-3.
- James, G. A., Wynd, J. G (1965) Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area: AAPG Bulletin, 59: 2182–2255.
- Kakemem, U., Adabi, M., Sadeghi, A., Jalali, M., Dehyadegari, E (2022) Palaeoenvironment reconstruction, diagenetic overprint and geochemistry of the Upper Cretaceous Sarvak Formation in the north of Dezful, *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 1-35. doi.org/10.22108/jssr.2022.135679.1237.
- Khalaf, F. I (2011) Occurrence of diagenetic pseudobreccias within the paleokarst zone of the upper Dammam Formation in Kuwait, Arabian Gulf. *Arab J Geosci*, 5: 703–718, doi: 10.1007/s12517-009-0070-0.
- Koop, W., Stoneley, R (1982) Subsidence History of the Middle East Zagros Basin, Permian to Recent. *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, 305: 159-168, doi: 10.1098/rsta.1982.0031.
- Lasemi, A., Jalilian, A. H (1997) Microfacies Study of Deposition Environment in Sarvak in Khuzestan and Lorestan. *Journal of Earth Sciences*, 6: 50-56.
- Lasemi, Y., and Kavooosi, M (2005) Sequence stratigraphy of Sarvak Formtion in SE Lorestan and north of Izeh zone and their application in hydrocarbon exploration. *Proceedings of 9th Geological Society of Iran meeting*, 598-602, (in Persian).
- Lasemi, Y., Kavooosi, M., Mahmoodi, S (2006) Sedimentary environments and sequence stratigraphy of Sarvak Formtion in Aleshtar section and Khaneh sorkh-I well, NE Lorestan. *Proceedings of 10th Geological Society of Iran meeting*, 1781-1787, (in Persian).
- Lotfpour, M., Hosseini, A (2005) Petrography and sedimentological core descriptions of Maleh Kuh # 3”, Registration no. 1601, Sayeh Kish Engineering Company, 129 P. (in Persian).
- Macquillian, H (1975) Fracture patterns on Kuh-e Asmari anticline southwest Iran: *Amer. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, 58 (2): 236–256.
- Mazzullo, S. J (1995) Models of porosity evolution in Permian periplatform carbonate reservoirs (debrisflows and turbidites) in the Permian Basin: *West Texas Geological Society Bulletin*, 35 (1): 5- 12.
- Mazzullo, S. J., Chilingarian, G. V (1992) Diagenesis and origin of porosity (Chap 5). In: Chilingarian GV, Mazzullo SJ, Rieke HH (eds) *Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis*. Elsevier, Amsterdam, 199–270.
- Mazzullo, S. J., Harris, P, M (1991) An overview of dissolution porosity development in the deep-burial environment, with examples from carbonate reservoirs in the Permian Basin.
- Mazzullo, S. J., Harris, P, M (1992) Mesogenetic dissolution: its role in porosity development in carbonate reservoirs: *AAPG Bulletin*, 76: 607-620.
- Mehmandosti, E. A., Adabi, M. H., Woods, A. D (2013) Microfacies and geochemistry of the Middle Cretaceous Sarvak Formation in Zagros Basin, Izeh Zone, SW Iran. *Sedimentary Geology*, 293: 9-20, doi: 10.1016/j.sedgeo.2013.05.005.
- Mehrabi, H., and Rahimpour-Bonab, H (2013) Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian-early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. *Facies*, 60 (1), doi: 10.1007/s10357-013-0375-0.
- Mehrabi, H., Bagherpour, B (2022) Scale, origin, and predictability of reservoir heterogeneities in shallow-marine carbonate sequences: A case from Cretaceous of Zagros, Iran; *Journal of Petroleum Science and Engineering*, July 2022, 110571. doi: 10.1016/j.petrol.2022.110571.
- Mirzaee, M. R (2020) Facies analysis, sedimentary environments and correlative sequence stratigraphy of Gachsaran formation in SW Iran. *Carbonates and Evaporites*, (2020) 35. doi.org/10.1007/s13156-020-00555-y.
- Mirzaee, M. R (2020) Sequence stratigraphy of Albian–Campanian carbonate deposits (Sarvak and Ilam formations) in Shiraz area, Fars, SW Iran. *Carbonates and Evaporites*, 35: 92, doi.org/10.1007/s13156-020-00628-y.
- Moeini, M., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V (2023) Evidence for Isolated Platform Development in the Cenomanian on the Passive Margin of Neotethys, Southwest Iran. *Minerals*, 13: 757, doi: 10.3390/min13060757.
- Moore, C. H., Druckman Y (1981) Burial diagenesis and porosity evolution, Upper

- Jurassic Smackover, Arkansas and Louisiana: AAPG Bulletin, 65: 597-628.
- Moore, C. H (1980) Porosity in carbonate rock sequences in: Bebout, et al. (ed.) Geology of carbonate porosity. Continuing Education Course Note Series # 11. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Department of Education, 1-11, doi: 10.1007/978-3-030-13552-6_2.
- Moore, C. H (2001) Carbonate reservoirs porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework: Elsevier, 555 p.
- Motiei, H (1993) Geology of Iran. The stratigraphy of Zagros: Geological Survey of Iran, Tehran (in Persian).
- Movahed, Z., Akbar, M., Rezaie, A (2005) Evaluation of Oil-Based-Mud Imaging, Malekuh Field, Well: MK-3, well services of Iran (Schlumberger Methods), 78 P. MSc. thesis, 105 P, (in Persian).
- Murris, R. J (1980) Middle East: Stratigraphic evolution and oil habitat. AAPG Bull., 65: 21p.
- Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., Tavakoli, V (2016b) Characterization of the Late Aptian top-Dariyan disconformity surface offshore SW Iran: a multi-proxy approach. Journal of Petroleum Geology, 39 (3): 269-286.
- Nelson, R. A (2001) Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd ed. Gulf Professional Publishing, Boston, 332. doi: /dp/0885153177.
- Rahimpour-Bonab, H., Asadi-Eskandar, A., and Sonei, A (2009) Controls of Permian-Triassic Boundary over Reservoir Characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf. Geol, 55: 351-365, doi: 10.1002/gj.1158.
- 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: 53-66.
- Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Enayati-Bidgoli, A. H., Omidvar, M (2012a) Coupled imprints of tropical climate and recurring emersions on reservoir evolution of a mid-Cretaceous carbonate ramp, Zagros basin, SW Iran. Cretac Res, 37: 15-35.
- Sadooni, F. N (2005) The nature and origin of Upper Cretaceous basinmargin rudist buildups of the Mesopotamian Basin, southern Iraq, with consideration of possible hydrocarbon stratigraphic entrapment. Cret Res, 26: 213-225, doi: 10.1016/j.cretres.2005.11.016.
- Sepehr, M., Cosgrove, J. W (2005) Role of the Kazerun Fault Zone in the formation and deformation of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Tectonics, 25 (5): doi: 10.1029/2005TC001725.
- Shakeri, A. R., Biranvand, M., Moradpour, M., Samani, P (2005) Assessing the lateral variation of the Sarvak Formation in the Lurestan Area, Shell and RIPI joint project, unpublished, 200 P, (In Persian).
- Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davis, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A. D., Simmons, M, D (2001) Arabian Plate sequence stratigraphy", geoarabia, special publication, 2: 371 doi: 10.2113/geoarabia1205101.
- Sibley, D. F., Gregg, J. M (1987) Classification of Dolomite Rock Texture. Jour. Sed. Petrol, 57: 967-975.
- Sibley, D. F., Gregg, J. M (1987) Classification of Dolomite Rock Textures. Journal of Sedimentary Petrology, 57: 967-975.
- Soleimani, S. A and Aleali, M (2016) Microfacies Patterns and Depositional Environments of the Sarvak Formation in the Abadan Plain, Southwest of Zagros, Iran. Open Journal of Geology, 6: 201-209. doi.org/10.5236/ojg.2016.63018.
- Soto, R., Garcia, J. C (2001) Permeability prediction using hydraulic flow unit and hybrid soft computing system. SPE 71555, doi: org/10.2118/133209-MS.
- Taghavi, A. A., Mork, A., and Emadi, M. A (2006) Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehloran field, SW Iran. Petroleum Geoscience, 12: 115-126, doi:10.1155/1355-079305-672.
- Tavakoli, V (2021) Permeability's response to dolomitization, clues from Permian-Triassic reservoirs of the central Persian Gulf. Marine and Petroleum Geology, 123(2): doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.105723.
- Tavakoli, V., and Jmalian, A (2019) Porosity evolution in dolomitized Permian-Triassic strata of the Persian Gulf, insights into the porosity origin of dolomite reservoirs, 181: 106191, doi: 10.1016/j.petrol.2019.106191.
- Tucker, M. E (1993) Carbonate diagenesis and sequence stratigraphy. In: Wright VP (ed) Sedimentology review. Blackwell, Oxford, 51-72, doi: 10.1002/9781555305535.ch5.
- Tucker, M. E., Wright V. P (1990) Carbonate sedimentology. Blackwell, Oxford 582 pp.
- Vincent, B., Van Buchem, F. S. P., Bulot, L., Jalali, M., Swennen, R., Hosseini, A., and Baghbani, D (2015) Depositional sequences, diagenesis and structural control of the Albian to Turonian carbonate platform systems in coastal Fars (SW Iran). Mar. Pet. Geol, 63: 56-67, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2015.02.018,
- Warren, J (2006) Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. Earth-Science Reviews, 52: 1-81, doi: 10.1016/S0012-8252(00)00022-2.
- Wilson, J. L (1975) Carbonate facies in geologic history. Springer, New York, p 571.

- Wilson, M. E. J (2012) Equatorial carbonates: an earth systems approach. *Sedimentology*, 59: 1–31.
- Wright, V. P., Burchette, T. P (1996) Shallow-water carbonate environments. In: Reading HL (ed) *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy*, 3rd ed., Blackwell Science, Oxford, 325–395.
- Yahyaee, E., Abbasi, R., Mehrabi, H., and Navidtalab, A (2025) Controls of palaeoclimate condition on facies characteristics and diagenetic processes in the Cenomanian–Turonian sequences (upper Sarvak Formation) in the Abadan Plain, SW Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 1-28. doi: 10.22108/jssr.2025.150793.1278.
- Yilmaz, I. O., Altuner, D (2006) Cyclic palaeokarst surfaces in Aptian peritidal carbonate successions (Taurides, southwest Turkey): internal structure and response to mid-Aptian sea-level fall. *Cret Res*, 27: 815–827, doi: 10.1016/j.cretres.2006.03.011.
- Zeinali, M., Azedi, A (2006) Petrophysical evaluation, MK # 5, Ilam and Surgah Formations, Report No. 6552, Iranian Central Oil Field Company, petrophysics division, 37 P, doi:10.22035/jogpt.2020.113089.

The impact of depositional, diagenetic and tectonic processes on the pore network evolution of the Sarvak reservoir, Sarkan Oil Field, Lurestan zone

M. Moeini¹, V. Tavakoli^{*2} and H. Rahimpour-Bonab³

1- Ph. D. (graduated), School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

2- Assoc. Prof., School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

3- Prof., School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

* vtavakoli@ut.ac.ir

Received: 2024.6.10 Accepted: 2024.11.9

Abstract

Identifying the origin of pores, examining their characteristics, and understanding how they interrelate within the fabric of facies play a primary role in differentiating reservoir zones. In this study, Sarvak reservoir was evaluated at both microscopic and macroscopic scales based on available data from 3 wells in Sarkan Field. With investigating the reservoir in three separate phases, genesis and evolution of porosity during the time, influenced by mentioned process has been specified and the role of each of these processes has been evaluated. Most of the facies are mud-supported and have no reservoir characteristics because of the deep conditions at the time of deposition. Then, with surveying the diagenetic processes and providing a diagenesis history for the reservoir and also studying the fractures in both small and large-scale, it has concluded that the reservoir in this field has been influenced by both small- and large-scale fractures. Secondly, the reservoir properties have been changed by diagenetic processes, mainly dissolution and dolomitization. Finally, 5 pore systems have been recognized including vuggy, intercrystalline, stylolitic and fracturing. These pore types control the reservoir properties of this formation in the studied field.

Keywords: Pore network, Diagenesis, Reservoir qualify, Sarvak Formation, Reservoir evolution

Introduction

In the evolution of reservoir characteristics, various information is combined to provide a complete description of the static and dynamic characteristics of the reservoir, especially those that change and affect the fluid flow in the reservoir. According to theory, carbonate reservoirs have three types of properties, including the basic properties of the rock (such as texture, structure, composition, and fabric), related properties (such as porosity, permeability, and capillary pressure) and also the third degree (log features and petrophysical information derived from them) are formed. Dependent and tertiary characteristics are under the control of the fundamental characteristics of the reservoir rock. Therefore, the identification of these features plays a significant role in the correct understanding of the reservoir and the description of the architecture inside it. The fundamental characteristics of the rock are developing and evolving under the influence of sedimentary, diagenesis, and tectonic processes during a long-term process, and after that, the porosity system under the control of primary sedimentary patterns is being rearranged and rearranged. Carbonate

reservoirs that are completely under the control of sedimentary porosities are very rare, and most of the reservoirs have a single or multiple porosity origin. The high influence of carbonate rocks from diagenesis and secondary processes is the factor influencing their high heterogeneity. The Cretaceous Sarvak Formation with Late Albian to mid-Turonian age is the second most important reservoir unit (after the Asmari Formation), hosting giant hydrocarbon reserves in SW Iran. The depositional environment and reservoir quality of the Sarvak formation in Lurestan zone have been challenging issues for researchers.

Materials and Methods

This research based on 550 thin section data (taken from available cores and cutting) and geological and petrophysical information obtained from the analysis of cores (52 meters from well #1, 305 meters from well #2 and 155 meters of well #3) as well as gamma log data from 3 wells in the field with a thickness of 510 meters (well #1), 520 (well #2) and 250 meters (well #3), respectively.

The analysis of the Sarvak sequences in Sarkan oil field and the understanding of the factors that create the fundamental characteristics of the facies, as well as the origin of the vugs and their 3D arrangement in the area of the reservoir, has been done based on Ahr porosity classification. This research has been done in three stage includes sedimentary, diagenesis and fracture study. Most sedimentological features such as lithology, textures, sedimentary structures, rock facies, biofacies, visual porosity, and their types, rock color, grain size, allochems, stylolites, and fractures have been examined using a polarizing microscope and during the core description.

In the second stage, by using common petrographic methods and relying on the principles of cross cutting, diagenesis processes and different diagenesis environments that the reservoir has passed through in time, it evaluates the location and the role of this second process. In the change of primary reservoir characteristics (under the control of sedimentary patterns) and the rearrangement of holes, from the time of deposition to the state of the reservoir, it has been depicted by presenting diagenesis history. In the third stage, the fractures were evaluated in both microscopic and macroscopic scales in the reservoir.

Result and Discussion

Five core facies have been recognized in the Sarvak successions in Sarkan oil field, based on their texture sedimentological properties. These facies include:

CF1: Planktonic skeletal wackestone.

CF2: Planktonic skeletal wackestone/ packstone

CF3: Oligostegenid packstone

CF5: Interclastic skeletal packstone/ grainstone

CF5: Rudist rudestone

Based on facies studies and examination of standard facies, it was determined that the Sarvak Formation has been deposited in different environments of a carbonate ramp system.

The primary reservoir potential in mud-supported facies is very low due to the high clay in the rock fabric, and it does not allow the circulation of fluids within the facies during the diagenesis stages, and even due to their fundamental nature, it may have an effect. Condensation processes have been accepted during tank burial. Most of the Sarvak facies in Lurestan zone have this feature due to the deep conditions of the sedimentary basin in this area and also the low access of the facies to meteoric waters.

Based on diagenesis studies identified some important diagenetic event such as compaction, cementation, replacement, neomorphism, micritization, dolomitization and dissolution that

are introduced as the main diagenetic processes, modifying the primary porosity and reservoir quality in the Sarvak Formation.

Cementation and compaction decrease the porosity and has been recognized as a negative role in the reservoir characteristics, especially in the grain-supported facies of the Sarvak Formation. Different types of cements can be observed in the Sarvak Formation. These cements include calcite and siliceous cements that are partially or completely filled the pore spaces. Dolomitization increases the reservoir quality. Dolomitization also increases the pore throat size and reduces pore roughness and lead to an increase in permeability. According to petrographical study, mixing zone model and burial model were involved in dolomitization taken place in the Sarvak Formation.

The facies and diagenesis studies show the poor to fair porosity development in the Sarvak Formation. The most important type of porosity, which is observed in mud-supported intervals are matrix, vuggy and intraparticle porosity types. These vugs are mainly created in deep burial environments (mesogenetic) under the influence of acidic fluids. The most important type of porosity, which is observed in grain-supported intervals are interparticle, intraparticle, vuggy and moldic porosity types.

Fractures in the Sarvak reservoir of Lurestan are of special importance and play a major role in the evolution of the Sarvak reservoir in this zone. So that without the presence of fractures and their spread in the facies fabric, it was not possible to connect separate pores in the fabric facies of Sarvak successions.

Conclusion

Genetally, most of the facies are mud-supported and have no reservoir characteristics because of the deep conditions at the time of deposition and low energy levels in the basin. Therefore, it was not possible to create a reservoir only with sedimentary patterns. Then, with surveying the diagenetic processes and providing a diagenesis history for the reservoir and also studying the fractures in both small and large-scale, it has concluded that the reservoir in this field has been influenced by both small- and large-scale fractures. Secondly, the reservoir properties have been changed by diagenetic processes, mainly dissolution and dolomitization. Finally, 5 pore systems have been recognized including vuggy, intercrystalline, stylolitic and fracturing. These pore types control the reservoir properties of this formation in the studied field.