

پتروگرافی، محیط‌رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لب‌سفید جنوب‌غربی ایران

رضا میرزایی محمودآبادی^{۱*} و افشین آرمون^۲

۱- دانشیار گروه زمین‌شناسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد استهبان، استهبان، ایران

۲- شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، ایران

نویسنده مسئول: r_mirzaem@iauest.ac.ir

نوع مقاله: پژوهشی

پذیرش: ۱۴۰۲/۵/۲۵

دریافت: ۱۴۰۲/۳/۲۳

چکیده

به‌منظور مطالعه رخساره‌های میکروسکوپی، فرایندهای دیاژنتیکی، محیط‌رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لب سفید تعداد ۲ چاه (شماره ۱ و ۵) از این میدان مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. بر اساس مطالعه ۲۵۰ مقطع نازک تهیه شده از خرده‌های حفاری تعداد ۸ ریزرخساره شناسایی گردید که در یک رمپ کربناته هم‌شیب در بخش‌های لاگون و دریای باز رسوب‌گذاری شده‌اند. در مقیاس بزرگ‌تر و در نظر گرفتن هم‌ارزی چینه‌شناختی رسوبات پالئوسن-ائوسن در منطقه مورد مطالعه می‌توان یک محیط رسوبی شلف کربناته را نیز برای سازند تله‌زنگ پیشنهاد داد. فرایندهای دیاژنتی عمده که بر روی سازند تله‌زنگ تأثیرگذار بوده‌اند شامل میکرایتی شدن، نوشکلی، دولومیتی شدن، انحلال، سیمانی شدن، فشردگی، پیریتی شدن، هماتی شدن و شکستگی هستند. فرایندهای دیاژنتیکی شناسایی شده محصول دیاژنز کم‌ژرفای دریایی تا عمیق دفنی هستند. با توجه به تغییرات سنگ‌شناسی، تغییرات لاگ گاما، تغییرات عمودی ریزرخساره‌ها چینه‌نگاری سکانسی سازند تله‌زنگ در چاه شماره ۱ میدان مورد مطالعه مورد ارزیابی قرار گرفت و تعداد ۱ سکانس رسوبی درجه سوم کامل تشخیص داده شد. در چاه شماره ۵ یک سکانس رسوبی درجه سوم مشترک با سازند پابده تشخیص داده شد به‌طوری‌که دسته رخساره بسته رسوبی TST رخساره پلاژیک سازند پابده با مقادیر بالای لاگ گاما و مقاومت الکتریکی پایین و دسته رخساره بسته رسوبی HST آهک‌های نازک تا ضخیم لایه سازند تله‌زنگ با مقادیر متوسط تا پایین لاگ گاما و مقاومت الکتریکی متوسط تا بالا را شامل می‌شود. به‌طور کلی سیستم تراکت تراز پیش‌رونده در توالی مورد مطالعه با افزایش کمی مقدار لاگ گاما در سکانس و سیستم تراکت تراز بالا در طول ضخامت سکانس رسوبی تفکیک شده با کاهش و یا ثابت ماندن مقادیر لاگ گاما مشخص می‌شود. نکته مهم در مورد این سیستم تراکت هم‌ارزی این سیستم تراکت با افزایش پتانسیل مخزنی در طول مخزن است. گسترش رخساره‌های دانه‌پشتیان متأثر از محیط رسوب‌گذاری و فرایندهای دیاژنتیکی از قبیل انحلال، دولومیتی شدن و شکستگی‌ها از عوامل بالا بودن پتانسیل مخزنی در دسته رخساره‌های HST است.

واژه‌های کلیدی: رخساره‌های میکروسکوپی، دیاژنز، محیط‌رسوبی، سازند تله‌زنگ، میدان نفتی لب‌سفید

۱- پیشگفتار

رسوبات ته‌نشین شده در منطقه‌ای با طول تقریبی ۲۰۰۰ کیلومتر و عرض ۳۰۰-۱۰۰ کیلومتر گسترش دارد (مطبیعی، ۱۳۷۲ و ۱۳۷۴). کمر بند چین خورده زاگرس در امتداد لبه شمالی-شمال شرقی صفحه عربی از جنوب شرق ترکیه، سوریه و عراق تا نزدیکی گسل میناب در جنوب ایران ادامه دارد (بهرودی و کویی، ۲۰۰۴). به‌طور کلی تاکنون مطالعه مستقیم جامع شامل پتروگرافی، محیط‌رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی بر روی سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لب‌سفید انجام نشده است. میدان

مناسب‌ترین حوضه‌های رسوبی جهت تجمع مواد هیدروکربوری حوضه‌های رسوبی کم‌ژرفا یا پیش‌بوم^۱ هستند (بردناو و هگری، ۲۰۱۰). حوضه رسوبی زاگرس به عنوان بخشی از سیستم کوهزایی آلپ-همالیا در جنوب غرب ایران یکی از غنی‌ترین کمر بندهای چین‌خورده-رانده^۲ جهان بوده که به‌صورت یک حوضه پیش ژرفا دارای ذخیره بیش از ۸۱ بیلیون بشکه نفت است. این کمر بند چین‌خورده-رانده با توالی ضخیم ۷ تا ۱۴ کیلومتری از

² Trust Belt Zone

¹ Forland

تله‌زنگ با ضخامت کمتر از ۱۰ متر دوباره بین سازندهای امیران و کشکان ظاهر می‌شود (مغفوری‌مقدم و همکاران، ۱۳۸۳). همچنین در بررسی انجام شده توسط مغفوری‌مقدم و همکاران در سال (۲۰۲۲) مشخص شد که نهشته‌های پالئوسن-اتوسن در منطقه لرستان به‌طور کلی از دو رخساره کم‌عمق (سازند تله‌زنگ، کشکان و شهبازان) و رخساره عمیق (سازند پابده) تشکیل شده است. بدین ترتیب کربنات‌های فوقانی سازند پابده (سازند تله‌زنگ) می‌تواند بخشی از سازند پابده در نظر گرفته شود که در یک توالی به‌طرف بالا کم‌عمق شونده رسوب کرده است. هدف از این مطالعه بررسی هم‌زمان خصوصیات پتروگرافی مخزن تله‌زنگ و تعیین فرایندهای دیاژنتیکی و انطباق داده‌های چینه‌نگاری سکانسی این سازند در میدان نفتی لفسفید است تا بتوان با استفاده از مقایسه داده‌های پتروگرافی و پتروفیزیکی مخزن مورد مطالعه را زون‌بندی کرد. توصیف اختصاصات سنگ‌های مخازن زمینه‌ساز اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز است. در این راستا، تفکیک مناسب زون‌های مخزنی از غیرمخزنی در شناخت واحدهای جریان‌ی، تهیه مدل‌های استاتیک، بررسی پویایی مخازن هیدروکربنی و توسعه میادین نفتی از اهمیت بالایی برخوردار هستند.

۲- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی لفسفید

میدان لفسفید یکی از میادین نفتی و گازی نسبتاً کوچک واقع در بخش شمالی فروافتادگی دزفول و در ۴۰ کیلومتری شهر دزفول قرار گرفته است. در غرب این میدان نفتی، میادین نفتی قلعه‌نار و بالارود و در جنوب، میدان نفتی پلنگان و در جنوب شرق میدان‌ها نفتی لالی، کارون و همچنین تاقدیس‌های ریت و کورناس در ناحیه لرستان و در شمال این میدان نفتی قرار گرفته‌اند.

۲-۱- چینه‌شناسی میدان لب سفید

میدان نفتی لفسفید از لحاظ چینه‌شناسی سازندهای آسماری، شهبازان، کشکان، تله‌زنگ و امیران و همچنین سازندهای پابده و گورپی با روند تقریبی شمال‌غرب جنوب‌شرق دیده می‌شود. این سازندها به لحاظ خصوصیات سنگ‌شناسی و سنگواره‌شناسی و ریخت‌ساختارشناسی دارای ویژگی‌های متفاوتی می‌باشند. ضخامت سازند تله‌زنگ در چاه شماره یک ۱۲۷ متر و در چاه شماره پنج

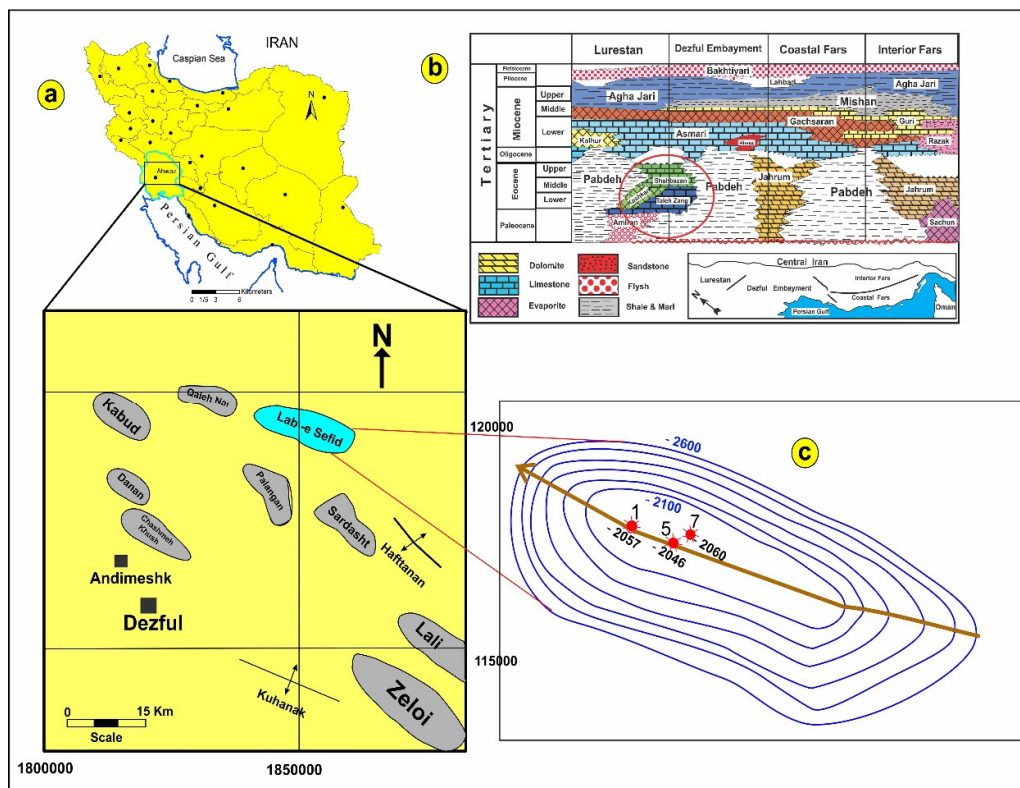
هیدروکربوری لفسفید در فاصله ۴۰ کیلومتری شمال غرب شهرستان دزفول و در حاشیه شمالی فروافتادگی دزفول و دامنه جنوبی گسل بزرگ بالارود قرار گرفته است. موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه بین طول‌های ۴۸ درجه و ۳۰ دقیقه و ۴۸ دقیقه و ۳۲ دقیقه طول شرقی و عرض‌های ۴۵ درجه و ۳۰ دقیقه و ۳۲ دقیقه عرض شمالی است (شکل ۱). در این ناحیه سازند اصلی رخنمون یافته سازند آغاچاری است که در بخش کوچکی از یال شمالی سازند گچساران نیز رخنمون دارد. ابعاد این میدان بر روی افق سازند ایلام (بر اساس داده‌های لرزه‌نگاری ۲ بعدی) ۲۱ در ۸ کیلومتر است. از جمله مطالعات مستقیم انجام شده بر روی سازند تله‌زنگ می‌توان به مطالعات (جعفری‌زاده و همکاران، ۱۴۰۲؛ آدابی و زهدی، ۲۰۰۸؛ اکبرزاده و همکاران، ۱۳۹۹؛ یوسفی‌راد و نوروزپور، ۲۰۱۵؛ صفدری، ۱۳۸۷؛ شفیع، ۱۳۸۹؛ زهدی و آدابی، ۱۳۸۸؛ اسدی مهماندوستی و همکاران، ۲۰۱۶؛ رجبی، ۱۳۹۷؛ هزاریان و همکاران، ۱۴۰۰؛ شالوند و همکاران، ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱) اشاره کرد. سازند تله‌زنگ شامل آهک‌های صخره‌ساز و غنی از فرامینفرهای بنتیک بزرگ به سن پالئوسن تا ائوسن میانی هست. این سازند بعد از فاز کوهزایی لارامید و به دنبال پیشروی آب دریا در اوایل تشریری به‌صورت یک رخساره محلی در منطقه لرستان در حوضه رسوبی زاگرس نهشته شده است و به‌صورت بارز در شمال شرق لرستان گسترش دارد. به‌طورمعمول سازند تله‌زنگ بر روی سازند آواری امیران و در زیر سازند کشکان قرار گرفته است ولی گاهی به‌صورت جانبی و به‌تدریج با این دو سازند جانشین می‌شود. جدا از دو سازند امیران و کشکان، سازند تله‌زنگ می‌تواند با سازند پابده نیز پیوند جانبی داشته باشد (مطیعی، ۱۳۷۴). سازند تله‌زنگ برای اولین بار توسط جیمز و وایند (۱۹۶۵) به‌صورت برش نمونه در تنگ دو واقع در ۴/۵ کیلومتری جنوب خاوری ایستگاه تله‌زنگ معرفی شد. ضخامت آن ۲۴۱/۲ متر و سنگ‌شناسی آن شامل سنگ‌آهک‌های ضخیم لایه تا توده‌ای هست که غنی از روزن‌بران کفزی و شناور است. این سازند در فواصل کم تغییرات رخساره‌ای و ضخامت بسیار زیادی را نشان می‌دهد و در برخی مناطق مانند اطراف شهرستان معمولان (در ۶۰ کیلومتری جنوب خرم‌آباد) به‌طورکلی حذف می‌شود. در این محل سازند کشکان مستقیماً بر روی سازند امیران قرار می‌گیرد اما بعد از مسافت بسیار کمی سازند

دزفول در فاصله ۴۰ کیلومتری یک ساختار نسبتاً کوچک و جزء تاقدیس‌های ناحیه فروافتادگی دزفول است که محصول چین‌خوردگی سازندهای قدیمی‌تر نظیر آسماری است. سازند رخنمون یافته در سطح این ساختار، سازند آغاچاری با ضخامت قابل‌توجه حدود ۱۵۰۰ متر است. تا کنون ۲۰ حلقه چاه در این میدان نفتی حفر شده که به جز ۳ حلقه چاه شماره ۱، ۵ و ۷ که در سازند سروک تکمیل شده‌اند، بقیه در سازند آسماری تکمیل گردیده‌اند. سازند تله‌زنگ به همراه سازندهای کشکان و شهبازان به‌عنوان هم‌ارزهای کم‌عمق سازند پابده محسوب می‌شوند. از آنجایی‌که سازند پابده در قسمت شمالی فروافتادگی دزفول دارای بیشترین ضخامت است و در کنار آن سه سازند کم‌عمق در منطقه جنوبی لرستان تشکیل شده‌اند، ضرورت بررسی محیط رسوب‌گذاری سازندهای کم‌عمق هم‌ارز آن جهت تحلیل حوضه رسوبی سازند پابده ضروری است.

۱۰۰ متر است. در ستون چینه‌شناسی چاه‌های مورد مطالعه علاوه بر تغییرات لاگ گاما، مرز پایینی سازند تله‌زنگ بر روی شیل‌های خاکستری تیره سازند پابده پایینی و مرز بالایی در زیر شیل‌های خاکستری تیره تا قهوه‌ای سازند پابده بالایی قرار دارد.

۲-۲- زمین‌شناسی ساختمانی میدان نفتی لب‌سفید

میدان نفتی لب‌سفید در سال ۱۳۴۷ شمسی با حفر چاه اکتشافی شماره یک کشف گردید. طول این میدان در افق تله‌زنگ حدود ۲۰ کیلومتر و عرض آن ۵ تا ۷ کیلومتر است. شیب لایه‌ها در یال شمال غربی بیشتر از یال جنوب شرقی میدان است. این میدان در ناحیه شمالی خود توسط یک گسل چپ‌گرد از میدان بالارود جدا شده و در قسمت جنوبی توسط یک گسل تراستی که سبب بالا آمدن این میدان نسبت به میدان پلنگان شده است از آن جدا می‌شود. تاقدیس میدان نفتی لب‌سفید در شمال شهر



شکل ۱. (a) موقعیت جغرافیایی میدان نفتی لب‌سفید (با تغییرات از مقصودی و شرکتی، ۱۳۸۰)؛ (b) هم‌ارزی چینه‌شناختی سازندهای ترشیری و موقعیت چینه‌شناسی سازند تله‌زنگ و (c) نقشه خطوط هم‌تراز زیرزمینی افق تله‌زنگ در میدان لب‌سفید و موقعیت چاه‌های مورد مطالعه.

Fig. 1. a) Geographical location of Lab Sefid oil field (Mofified from Maghsoudi and Shrekhti, 2010) b) Stratigraphic equivalence of Tertiary formations and stratigraphic position of Tele Zang formation c) Isopachous Map of Tele Zang horizon in Lab Sefid oilfield and location of wells studied.

۳- مواد و روش‌ها

به‌منظور بررسی و مطالعه خواص مخزنی سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لب‌سفید تعداد ۳ حلقه چاه انتخاب و مورد تجزیه و تحلیل پتروفیزیکی و میکروسکوپی قرار گرفت. در این مطالعه برای تعیین رخساره‌های میکروسکوپی و فرایندهای دیاژنتیکی از تعداد ۲۵۰ مقاطع نازک تهیه شده از خرده‌های حفاری استفاده شده است. جهت مطالعه پتروگرافیکی ریزرخساره‌ها از میکروسکوپ پلاریزان استفاده شده است. جهت تشخیص تخلخل از رنگ بلودای اپوکسی و جهت تشخیص کلسیت از دولومیت از پودر آلیزارین قرمز به روش دیکسون (۱۹۶۵) استفاده شده است. طبقه‌بندی و نام‌گذاری سنگ‌ها بر اساس طبقه‌بندی دانهام (۱۹۶۲) صورت گرفته است. بررسی و تحلیل ریزرخساره‌ها و تفسیر محیط‌های رسوب‌گذاری بر اساس رخساره‌های استاندارد فلوگل (۲۰۱۰) و مدل ویلسون (۱۹۷۵) مستند شده‌اند. نمودارهای موجود در چاه مورد مطالعه شامل نمودارهای چگالی (RHOB) و پرتو گاما (GR) هستند. جهت مطالعات چینه‌نگاری سکansı از تغییرات ریخت‌شناسی لاگ گاما در طول ضخامت سازند استفاده شده است. سیستم تراکت‌ها به‌صورت فواصل مشخص با روند کاهشی، افزایشی و ثابت در روی منحنی تغییرات لاگ گاما پدیدار می‌شوند. کاهش، افزایش یا ثابت ماندن به ترتیب نشان‌دهنده سیستم تراکت پیشرونده، پسرونده و افزایشی است (میچلسن و دانیلسن، ۱۹۹۶). در سیستم تراکت^۱ TST افزایش مقدار اشعه گاما مشاهده شده که در حداکثر سطح غرقایی^۲ MFS^۲ بیشترین میزان گاما مشاهده می‌شود؛ که دلیل آن وجود کانی‌های نظیر گلوکونیت، کانی‌های رسی و مواد آلی حین پیشروی سریع آب دریا و افزایش ماتریکس سنگ است. در سیستم تراکت^۳ HST^۳ کاهش گاما بسته به طرح برانبارش به‌صورت محسوس کاهشی و یا ثابت می‌ماند (آیگنر، ۱۹۹۵؛ کاستنر و همکاران، ۲۰۰۸؛ کاتونینو، ۲۰۰۶).

۴- پتروگرافی

۴-۱- ریزرخساره‌ها و محیط‌رسوبی

در بررسی‌های پتروگرافیکی مقاطع مورد مطالعه، طیف وسیعی از ریزرخساره‌های کربناته شناسایی گردید. برای

تفکیک و شناسایی آن‌ها از مواردی نظیر نوع اجزای تشکیل‌دهنده سنگ‌های کربناته اعم از ارتوکم، آلوکم، نوع دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی، اندازه دانه و درصد فراوانی آن‌ها استفاده شده است. بیشترین دانه‌های اسکلتی مشاهده شده در رخساره‌های میکروسکوپی از خانواده میلیولیده، نومولیتیده، دیسکوسیکیلینیده و جلبک‌ها هستند. در جدول ۱ ریزرخساره‌های شناسایی شده همراه با معادل کمربندهای رخساره‌ای ویلسون (۱۹۷۵) و فلوگل (۲۰۱۰) و زیرمحیط رسوبی آمده است. اشکال رخساره‌های میکروسکوپی شناسایی شده در شکل ۲ آمده است.

۴-۲- تفسیر رخساره‌های میکروسکوپی و محیط‌رسوبی

جهت ارزیابی محیط‌رسوبی سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه ابتدا از روش سلی (۱۹۷۸) و قانون والتر الگوی برهم‌نهی ریزرخساره‌ها مشخص و مجموعه‌های رخساره‌ای تعیین شدند، سپس با مقایسه خصوصیات ریزرخساره‌ها با کمربندهای رخساره‌ای استاندارد نظیر ویلسون (۱۹۷۵) و فلوگل (۲۰۱۰) مدل رسوبی پیشنهادی سازند تله‌زنگ پیشنهاد گردید. رخساره‌های سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه در چهار کمر بند پهنه جزرومدی، سد (شول)، لاگون و دریای باز در یک پلاتفرم رمپ هم‌کلینال نهشته شده‌اند (شکل ۷).

الف) ریزرخساره‌های کمر بند رخساره‌ای دریای باز^۴ (A1): پکستون روزندار بیوکلاستی پلاژیک^۵؛ بافت این ریزرخساره گل‌بشتیبان و درصد روزنداران پلانکتونیک بین ۵ تا ۳۰ درصد متغیر است. دانه‌های اسکلتی بیشتر شامل بیوکلاست‌های مشتق شده از اکتینوئیدها، پوسته دوکفه‌ای‌ها و روزنداران پلانکتونیک است. وجود مقادیر بالای میکرایت و نبود فونای کم‌عمق نشان از رسوب‌گذاری این ریزرخساره در شرایط هیدرودینامیکی آرام و آب‌های عمیق با شوری طبیعی در رمپ خارجی دارد (ویلسون ۱۹۷۵؛ کاروزی ۱۹۸۹؛ فلوگل ۲۰۱۰). رخساره A1 به همراه سایر ریزرخساره‌های رمپ خارجی در چاه‌های شماره ۱، ۳ و چاه شماره ۵ بخصوص در دسته رخساره‌های تراز پیشرونده مشاهده می‌شوند. از عمده فرایندهای دیاژنتیکی در این رخساره انحلال و استیلولیتی شدن را می‌توان نام برد. (شکل ۸).

⁴ Open Marine

⁵ Pelagic bioclast packstone

¹ Transgressive Systems Tract

² Maximum Flooding Surface

³ Highstand Systems Tract

و ریزرخساره استاندارد شماره SMF3 ویلسون (۱۹۷۵) است. ریزرخساره A2 در کمربند رخساره‌های FZ1^۱ و FZ2 و کمربند رخساره‌ای FZ3 ویلسون (۱۹۷۵) می‌تواند نهشته شود. رخساره A2 به همراه سایر ریزرخساره‌های رمپ خارجی در همه چاه‌ها بخصوص بخش بالایی چاه شماره ۳ در دسته رخساره‌های تراز پیشرونده مشاهده می‌شود. از عمده فرایندهای دیاژنتیکی در این رخساره انحلال و سیمانی شدن را می‌توان نام برد (شکل b2).

A2: پکستون بیوکلاستی نومولیت‌دار^۲: اجزای اصلی این ریزرخساره شامل روزنیران پلانکتونیک مانند خانواده گلوبیژرنیده و نومولیتیده است. سوزن اسفنج، خرده‌های اکیئوئید و پلوییده‌های ریز از دیگر سازنده‌های این ریزرخساره هستند. فراوانی فونای پلاژیک، بافت گل‌پشتیبان، فراوانی ناچیز موجودات کفزی و نبود ذرات درشت نشان‌دهنده محیط ژرف و کم انرژی و نهشته شدن این رخساره در زیرخط اثر امواج دانست. این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF2 فلوگل (۲۰۱۰)

جدول ۱. رخساره‌های میکروسکوپی شناسایی شده سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه به همراه رخساره‌های استاندارد، کمربندهای رخساره‌ای و محیط رسوب‌گذاری

Table 1. Microfacies identified in Tele Zang Formation in the studied field along with standard facies, facies belts and depositional environment

| ردیف | کد | ریزرخساره | رخساره استاندارد ویلسون | کمربند رخساره‌ای ویلسون (۱۹۷۵) فلوگل (۲۰۱۰) | کمربند محیط رسوبی | زیر محیط رسوبی | محیط رسوبی |
|------|----|------------------------------------|-------------------------|---|-------------------|----------------|------------------|
| ۱ | A1 | پکستون بیوکلاستی پلاژیک | RMF2 SMF3 | FZ1, FZ2, FZ3 | دریای باز | رمپ خارجی | } } رمپ داخلی |
| ۲ | A2 | پکستون بیوکلاستی نومولیت‌دار | RMF2 SMF3 | FZ1, FZ2, FZ3 | | | |
| ۳ | A3 | پکستون بیوکلاستی دیسکوسیکلینا‌دار | RMF5 SMF4 | FZ1, FZ2, FZ3 | | | |
| ۴ | A4 | وکستون-پکستون بیوکلاستی بنتوپلاژیک | RMF5 SMF4 | FZ3 | | | |
| ۵ | B1 | پکستون بیوکلاستی سیپیسیدس‌دار | RMF18 SMF8 | FZ7 FZ8 | لاگون | رمپ داخلی | |
| ۶ | B2 | پکستون بیوکلاستی الفیدوم‌دار | RMF18 SMF8 | FZ7 FZ8 | | | |
| ۷ | B3 | پکستون بیوکلاستی جلبک‌دار | RMF27 SMF18 | FZ7 FZ8 | | | |
| ۸ | B4 | وکستون بیوکلاستی بنتیک | RMF27 SMF18 | FZ7 FZ8 | | | |

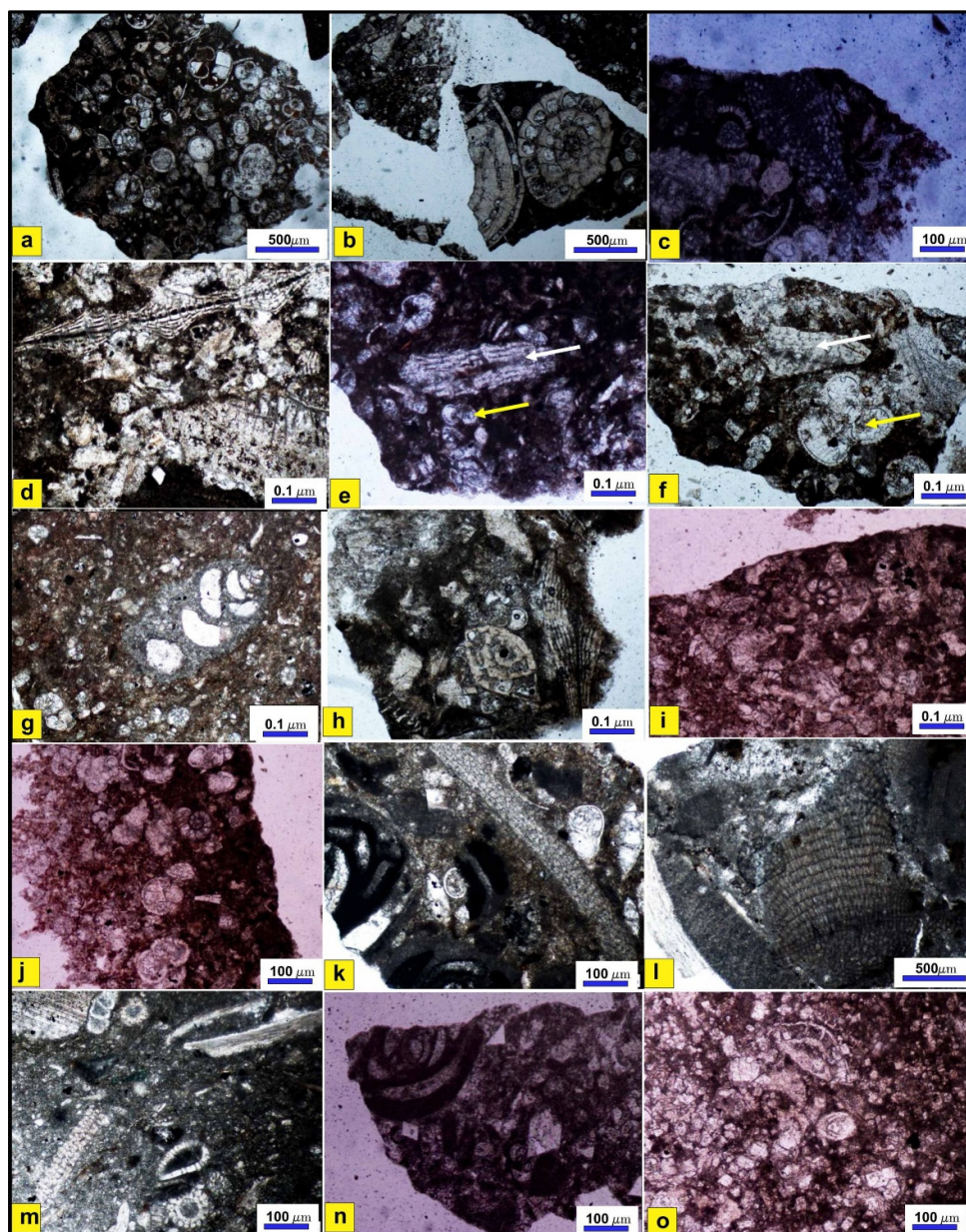
(۲۰۰۲). این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF5 فلوگل (۲۰۱۰) و ریزرخساره استاندارد شماره SMF4 ویلسون (۱۹۷۵) است. ریزرخساره A3 در کمربند رخساره‌ای FZ3 ویلسون (۱۹۷۵) نهشته شده است. رخساره A3 به همراه سایر ریزرخساره‌های رمپ خارجی در همه چاه‌ها بخصوص در چاه‌های شماره ۳ و ۵ در دسته رخساره‌های تراز پیشرونده مشاهده می‌شود. از عمده فرایندهای دیاژنتیکی در این رخساره انحلال و سیمانی شدن را می‌توان نام برد (شکل‌های c2، d2 و e2).

A3: پکستون بیوکلاستی دیسکوسیکلینا‌دار^۳: این ریزرخساره با همراهی فرامینفرهای پلانکتون و بیوکلاست‌های دوباره حمل شده نظیر دیسکوسیکلینا در یک بافت گل‌پشتیبان مشخص می‌شود. حضور فرامینفرهای پلانکتون و بافت دانه‌ریز نشان‌دهنده رسوب‌گذاری در محیط آرام و ژرف با شوری نرمال دارد (کاسوویک و همکاران، ۲۰۰۴). نبود جلبک قرمز گواه بر رسوب‌گذاری این ریزرخساره در زیر ناحیه نور و بخش انتهایی رمپ بیرونی دارد (پومار، ۲۰۰۱؛ پومار و همکاران،

¹ Discoeyclina bioclast packstone

⁶ Nummulites bioclast packstone

⁷ Facies Belt Zone



شکل ۲. (a) پکستون بیوکلاستی پلاژیک، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۷۵ متر، نور PPL (b) پکستون بیوکلاستی نومولیت‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۹۲ متر، نور PPL (c) پکستون بیوکلاستی دیسکوسیکلن‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۶۴ متر، نور PPL (d) پکستون بیوکلاستی دیسکوسیکلن‌دار (جنس اکتینوسیکلینا)، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۶۱ متر، نور PPL (e) وکستون بیوکلاستی بنتوپلاژیک، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۲۵ متر، نور PPL (f) پکستون بیوکلاستی بنتوپلاژیک، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۵۲ متر، نور PPL (g) پکستون بیوکلاستی بنتوپلاژیک، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۵۸ متر، نور PPL (h) پکستون بیوکلاستی سبیبیسیدس‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۷۶۵ متر، نور PPL (i) پکستون بیوکلاستی الفیدیوم‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۸۸۴ متر، نور PPL (j) پکستون بیوکلاستی الفیدیوم‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۸۸۱ متر، نور PPL (k) پکستون بیوکلاستی جلبک‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۱۲ متر، نور PPL (l) پکستون بیوکلاستی جلبک‌دار، چاه شماره ۵، عمق ۲۸۸۵ متر، نور PPL (m) وکستون بیوکلاستی بنتیک، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۴۵ متر، نور PPL (n) وکستون بیوکلاستی بنتیک دولومیتی شده، چاه شماره ۵، عمق ۲۸۲۱ متر (o) وکستون بیوکلاستی بنتیک دولومیتی شده، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۰۶ متر، نور PPL

Fig. 2. a) Pelagic foraminifera bioclastic packstone, well No. 1, depth 2975 meters, light PPL b) *Nommilitic* bioclastic packstone, well No. 5, depth 2992 meters, light PPL c) *Discosyclina* bioclastic packstone, well No. 5, depth 2964 meters light PPL d) *Discosyclina* bioclast packstone (*Actinocyclina* sp.) well No. 5, depth 2961 meters, light PPL e) Benthopelagic bioclastic packstone, well No. 5, depth 2925 meters, light PPL f) Benthopelagic bioclastic packstone, well No. 5, depth 2952 meters, light PPL g) Benthopelagic bioclastic packstone, well No. 1, depth 2958 meters, light PPL h) *Cibicides* bioclast packstone, well No. 5, depth 2881 meters, light PPL i) *Elphidium* bioclast packstone, well No. 5, depth 2912 meters, light PPL j) *Elphidium* bioclast packstone, well No. 5, depth 2885 meters, light PPL k) Algal bioclastic packstone, well No. 1, depth 2945 meters, light PPL l) Algal bioclastic packstone, well No. 5, depth 2831 meters m) benthic bioclastic wackestone, well No. 1, depth 2906 meters, light PPL n) Dolomitized benthic bioclastic wackestone, well No. 5, depth 2740, light PPL o) Dolomitized benthic bioclastic wackestone, well No. 1, depth 3019, light PPL

(۲۰۱۰) و ریزرخساره استاندارد شماره SMF18 ویلسون (۱۹۷۵) است. این رخساره در کمر بند رخساره‌ای شماره FZ6 ویلسون رسوب‌گذاری شده است (شکل k۲).

B3: پکستون بیوکلاستی جلبک‌دار^۵: این ریزرخساره شباهت زیادی به ریزرخساره B1 دارد با این تفاوت که بین آلوکم‌های اسکلتی جلبکی با فراوانی حدود ۵۵ درصد ماتریکس میکرایتی مشاهده می‌شود. در بعضی رخساره‌های مشابه درصد بیوکلاست جلبک سبز به حدود ۷۰ درصد حجم کل نمونه نیز می‌رسد. این رخساره در روی زمین به صورت آهک کالکرنایت متوسط تا ضخیم لایه به رنگ خاکستری و در قسمت میانی برش بیضا رخنمون دارد. ریزرخساره C4 معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF20 فلوگل (۲۰۱۰) و ریزرخساره استاندارد شماره SMF18 ویلسون (۱۹۷۵) و در کمر بند رخساره‌ای شماره FZ7 و FZ8 ویلسون رسوب‌گذاری شده است (شکل‌های ۱۲ و m۲).

B4: وکستون بیوکلاستی بنتیک^۶: در این رخساره حدود ۳۵ درصد دانه‌های آلوکم از خانواده میلیولیده، روتالیده، دیسکوسیکیلینیده و آستریرجینیده وجود داشته که در زیررخساره‌های مشابه میزان کمی و کیفی میکروفسیل‌ها متغیر است. به همراه آلوکم‌های ذکر شده درصد کمی پلت و بعضاً اینتراکلت در زمینه‌ای میکرایتی شناور هستند. وجود آلوکم‌های ذکر شده و زمینه میکرایتی دلالت بر رسوب‌گذاری این دسته رخساره‌ها در محیط نسبتاً آرام پشت سد یا لاگون دارد (فلوگل، ۲۰۱۰). در برخی نمونه‌های مشابه پدیده دیاژنتیکی دولومیتی شدن مشاهده می‌شود که درصد آن بین ۱۵ تا ۷۵ درصد متغیر است. فابریک مخرب در پدیده دولومیتی شدن باعث تخریب و محو ظاهر آلوکم‌ها شده است و تشخیص نوع آلوکم و محیط رسوبی آن را مشکل می‌سازد. فرایند دیاژنتیکی نئومورفیسم به خوبی در نمونه مشهود است به طوری که سیمان اسپاریتی جایگزین صدف فسیل‌ها شده است. همچنین در برخی نمونه‌های مشابه در اطراف خرده‌های اکیوندرم رشد سیمان سین‌تکسیال مشاهده می‌شود. زاویه‌دار بودن بعضی از اینتراکلت‌ها نشان‌دهنده جابجایی کم و انرژی پایین محیط تشکیل است ریزرخساره C4

A4: وکستون-پکستون بیوکلاستی بنتوپلاژیک^۱: این رخساره شباهت بسیاری به رخساره A3 دارد با این تفاوت که حدود ۱۵ درصد فرامینفر پلاژیک خانواده گلوبیژرنیده در کنار فرامینفرهای بنتیک با پوسته آهک هیالین نظیر خانواده دیسکوسیکیلینیده و نومولیتیده مشاهده می‌شود. این رخساره در بخش انتهایی لاگون نزدیک به پشته‌های سد در محیط رسوبی انرژی متوسط تشکیل شده است. این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF5 فلوگل (۲۰۱۰) و ریزرخساره استاندارد شماره SMF4 ویلسون (۱۹۷۵) است. این رخساره در کمر بند رخساره‌ای شماره FZ6 ویلسون رسوب‌گذاری شده است (شکل‌های f۲، g۲ و h۲).

(ب) ریزرخساره‌های کمر بند رخساره‌ای لاگون^۲ (C)
B1: پکستون بیوکلاستی سیبیسیدس‌دار^۳: در این ریزرخساره بیش از ۵۵ درصد آلوکم اسکلتی از روزندان بنتیک نظیر خانواده سیبیسیده و میلیولیده به همراه خرده‌های اسکلتی و حدود ۲۰ درصد پلت در یک زمینه گل‌آهکی مشاهده می‌شود. وجود روزندان بنتیک مانند خانواده سیبیسیده در یک زمینه میکرایتی نشان از رسوب‌گذاری این ریزرخساره در شرایط لاگون دارد (ویلسون، ۱۹۷۵؛ فلوگل، ۲۰۱۰). این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF18 فلوگل (۲۰۱۰) و ریزرخساره استاندارد شماره SMF8 ویلسون (۱۹۷۵) است. این رخساره در کمر بند‌های رخساره‌ای شماره FZ7 و FZ8 ویلسون رسوب‌گذاری شده است (شکل j۲).

B2: پکستون بیوکلاستی الفیديوم‌دار^۴: خصوصیات این ریزرخساره شباهت زیادی به رخساره C1 داشته ولی عمده تشکیل دهنده دانه‌های اسکلتی از راسته روتالیده و خانواده الفیدینه و بخصوص جنس الفیديوم در یک زمینه میکرایتی است. قطر بعضی از دانه‌های اسکلتی به حدود نیم میلی‌متر نیز می‌رسد. فابریک دانه‌پشتیبان این رخساره در حین دیاژنز به صورت پوشش هماتیته مشاهده می‌شود. این ریزرخساره در محیط رسوبی لاگون به سمت پشته‌های کربناته و شول رسوب‌گذاری شده است. ریزرخساره C2 معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF27 فلوگل

⁵ Algal bioclast packstone

⁶ Benthonic bioclast wackestone

¹ Benthopelagic bioclast wackestone-packstone

² Lagoon

³ Cibicides bioclast packstone

⁴ Elphidium bioclast packstone

الف) محیط دیاژنتیکی دریایی

میکرایتی شدن: اولین فاز دیاژنتیکی در محیط‌های دیاژنتیکی دریایی است که به دو فرم پوشش میکرایتی در اطراف آلوکم‌های اسکلتی بخصوص فرامینیفرهای بنتیک و میکرایتی شدن کامل بیوکلاست‌ها صورت می‌گیرد. این فرایند بیشتر در محیط‌های آرام و کم انرژی مانند لاگون مشاهده شده و با ایجاد پوشش میکرایتی در اطراف آلوکم تا بخصوص دانه‌های اسکلتی باعث حفظ ساختار اولیه و قالب دانه‌ها شده و در نتیجه حفظ تخلخل اولیه رسوب را باعث می‌شود (شکل ۳a و ۳b).

نوشکلی: فرایند دیاژنتیکی نوشکلی به دو صورت نوشکلی ماتریکس میکرایتی گل‌آهکی در اثر تبلور دوباره و رشد بلورها به میکرواسپارایت تبدیل می‌شود. این فرایند در بسیاری از نمونه‌های نازک میکروسکوپی بسیار گسترده است؛ به گونه‌ای که تشخیص بافت اولیه رسوبی را در برخی از ریزرخساره‌ها غیر ممکن ساخته است. نوع دوم نوشکلی به صورت تبدیل آراگونیت به کلسیت (نوشکلی پلی‌مورفیک) است که در این حالت بیوکلاست‌هایی نظیر خرده‌های رودیست کلسیتی می‌شوند. در نمونه‌های مورد مطالعه این فرایند دیاژنتیکی در محیط‌های دیاژنتیکی فراتیک و وادوز در شرایط دفنی صورت گرفته است. وجود دانه‌های ناپایدار و آب‌های فقیر از منیزیم از شرایط اساسی این فرایند دیاژنتیک است (بترست، ۱۹۷۵). این نوع فرایند دیاژنتیکی بیشتر در بخش‌های کم‌ترافای رمپ میانی دیده می‌شود (شکل‌های ۳k و ۳l).

ب) محیط دیاژنتیکی دفنی

انحلال دفنی: به‌طور کلی فرایند دیاژنتیکی انحلال عمدتاً در محیط‌های دیاژنتیکی جوی صورت می‌گیرد (فلوگل، ۲۰۱۰؛ تاکر، ۲۰۰۱). ولی در مراحل پیشرفته‌تر دیاژنز در محیط دیاژنتیکی دفنی کم‌عمق و عمیق نیز انحلال صورت می‌گیرد. فابریک فرایند دیاژنتیکی انحلال در محیط دیاژنتیکی دفنی مخرب بوده و دانه‌ها، ماتریکس و سیمان رسوبات را تحت تأثیر قرار داده و محصول آن به صورت تخلخل حفره‌ای نمایان می‌شود. در محیط‌های دیاژنتیکی دفنی فرایند انحلال به عواملی نظیر عمق تدفین، ترکیب شیمیایی آب‌های حفره‌ای، ورود هیدروکربن و از همه

معادل ریزرخساره استاندارد شماره RMF18 فلوگل (۲۰۱۰) و ریزرخساره استاندارد شماره SMF8 ویلسون (۱۹۷۵) است. این رخساره در کمربند رخساره‌ای شماره FZ7 و FZ8 ویلسون (۱۹۷۵) رسوب‌گذاری شده است (شکل‌های ۱۲ و ۱۳).

۴-۳- فرایندهای دیاژنتیکی شناسایی شده در

میدان مورد مطالعه

دیاژنز عبارت است از تغییراتی که در مشخصات، ویژگی‌ها و ترکیب رسوب از زمان نهشته شدن تا سنگ شدن و وارد شدن به محیط دگرگونی روی می‌دهد. رسوبات در طی زمان معمولاً در چند محیط دیاژنتیکی قرار می‌گیرند، چرخه قرارگیری آن‌ها در سیستم سنگ - سیال به‌طور متناوب تغییر کرده و واکنش بین سنگ و سیال به صورت تشکیل حفرات، سیمانی شدن، دولومیتی شدن و غیره مشاهده می‌شود (رحیم‌پوربناب، ۱۳۸۴). مهم‌ترین تغییرات دیاژنتیکی کلی در سنگ‌های رسوبی شامل فشردگی، سیمانی شدن، انحلال، تبلور مجدد، تجزیه مواد آلی و تولید هیدروکربن‌ها است. رویدادهای دیاژنتیکی بر تخلخل و نفوذپذیری که از خواص کنترل‌کننده پتانسیل یک رسوب به‌عنوان مخزن نفت، گاز و آب است، تأثیر می‌گذارند. با افزایش ژرفا و سن رخساره‌ها که همراه با افزایش تدفین و دما است، میزان تأثیر فرایندهای دیاژنتیکی افزایش یافته و در نتیجه تخلخل بیشتر کاهش می‌یابد. بررسی و مطالعه مراحل دیاژنتیکی نیز به دلیل تغییراتی که در سنگ پدید می‌آورد بسیار حائز اهمیت است. با توجه به اینکه سنگ‌های رسوبی از نظر اقتصادی و وجود مواد هیدروکربوری اهمیت زیادی دارند، مطالعه فرایندهای دیاژنتیکی یکی از مراحل مهم در پیش‌بینی رفتار مخزن خواهد بود. از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنتیکی مؤثر بر توالی مورد مطالعه می‌توان به میکرایتی شدن، سیمانی شدن، انحلال، فشردگی مکانیکی، استیلولیتی شدن، پیریته شدن، هماتیتی شدن، دولومیتی شدن و شکستگی‌ها اشاره کرد که به تفکیک در محیط‌های دیاژنتیکی دریایی و دفنی آمده است. در بین فرایندهای دیاژنتیکی مؤثر بر توالی مخزن مورد مطالعه برخی باعث کاهش پتانسیل مخزنی و برخی باعث افزایش پتانسیل مخزنی شده‌اند.

هماتیته شدن: این فرایند دیاژنتیکی به صورت پراکنده در نمونه‌های مورد مطالعه، به فرم آغستگی دانه‌ها، ماتریکس و پرکننده حجرات روزنبران مشاهده می‌شود. همچنین در برخی نمونه‌ها منشأ احتمالی آن انحلال کانی‌های رسی و یا انتقال توسط آب‌های جوی فرورو در بازه زمانی دیاژنز دفنی و یا در هنگام مرحله تلوزنز در زمان بالامدگی باشد (تاکر، ۲۰۰۵)، (شکل ۱۳).

دولومیتی شدن: مهم‌ترین فرایند دیاژنتیکی در نمونه‌های مورد مطالعه فرایند دولومیتی شدن است که به فرم اولیه و ثانویه در نمونه‌های مورد مطالعه مشاهده می‌شود. فرایند دولومیتی شدن به صورت شکل‌گیری اولیه در طی فرایندهای دیاژنتیکی اولیه (ائوژنیک) و همچنین در حین دیاژنز تاخیری صورت گرفته و به اشکال لوزی شکل شناور و گاها هسته مه‌آلود و حاشیه شفاف مشاهده می‌شوند. (شکل ۱۳).

شکستگی‌ها: بیشتر در رخساره‌های گل‌پشتیبان در گروه‌های ریزرخساره‌های لاگون و رمپ خارجی در مراحل آخر دیاژنز مشاهده می‌شوند. برخی از شکستگی‌ها به فرم باز و برخی نیز پرشده توسط سیمان به خصوص انیدریت مشاهده می‌شوند. این فرایند تأثیر مستقیم بر تخلخل، تراوایی، مهاجرت و رفتار مخزن دارد. به‌طور کلی یکی از مهم‌ترین عوامل در روند تغییرات پتانسیل مخزنی سازند تله‌زنگ بخصوص تراوایی گسترش کمی و کیفی شکستگی‌ها است. جهت مطالعه خواص مخزنی در چاه‌های فاقد مغزه مطالعه و ارزیابی دقیق شکستگی با استفاده از نمودارهای تصویرگر و یا نمودارهای پتروفیزیکی می‌تواند مفید واقع شود (شکل ۱۳).

۴-۴- توالی پاراژنتیکی

سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه تاریخچه دیاژنتیکی پیچیده‌ای شامل دیاژنز دریایی و دفنی را متحمل شده است. در مرحله ابتدایی دیاژنز رسوبات دریایی هم‌زمان با رسوب‌گذاری تحت تأثیر فرایندهای دیاژنتیکی فرایندهای دیاژنتیکی همچون نئومورفیسم و میکرایتی شدن رسوبات را تحت تأثیر قرار داده‌اند. در ادامه در حین خروج از آب و حاکم شدن دیاژنز جویی انحلال و همچنین فرایندهای مانند دولومیتی شدن و انیدریتی شدن صورت می‌گیرد.

مهم‌تر عمق موازنه کربنات کلسیم^۷ بستگی دارد. اصولاً با کاهش دما و افزایش فشار گاز دی‌اکسید کربن بخصوص در عرض‌های جغرافیایی بالا شرایط پایداری کربنات کلسیم کاهش یافته و فرایند انحلال صورت می‌گیرد (تاکر، ۲۰۰۱). همچنین فرایند انحلال دفنی در امتداد استیلولیت‌ها در حین دیاژنز دفنی باعث ایجاد تخلخل شده که عمدتاً از مواد آلی بیتومن‌دار و یا بلورهای دولومیت پر می‌شوند (فلوگل، ۲۰۱۰) (شکل‌های g۳ و O۳).

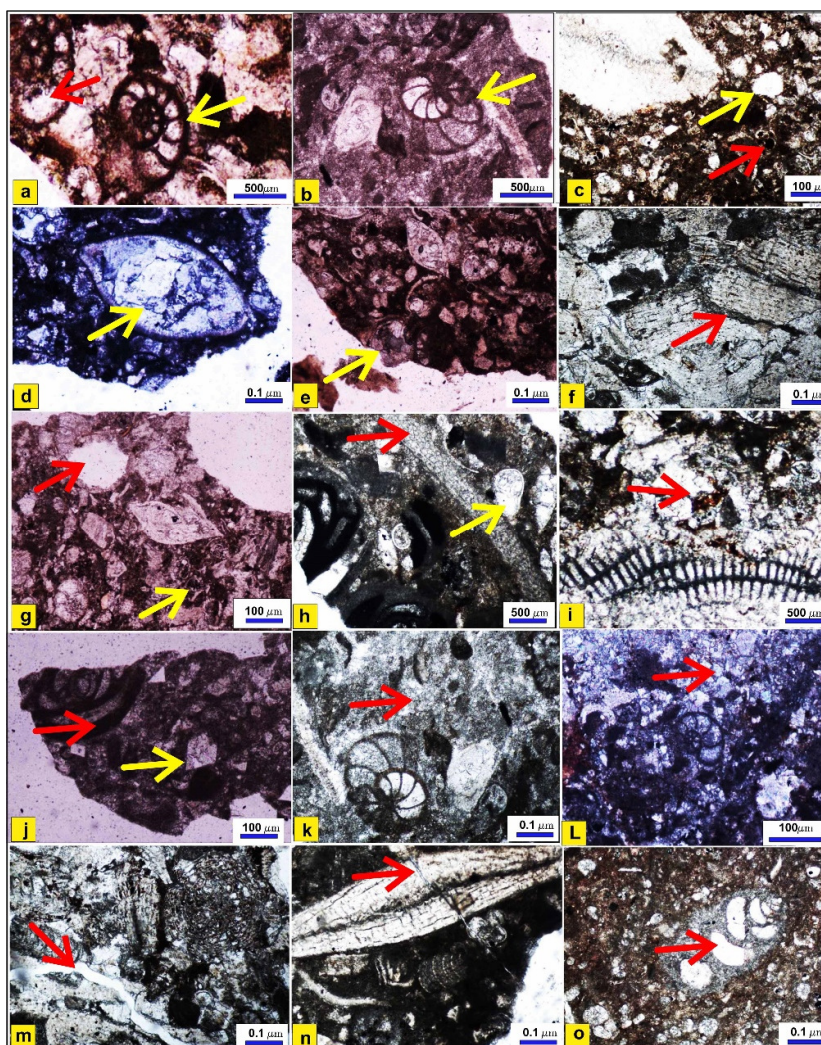
فشردگی مکانیکی: این فرایند در حین دیاژنز باعث شکستگی و تغییر شکل دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی، آرایش فشرده‌تر، ایجاد مرز محدب-مقعر و یا مضرس شده و در نهایت کاهش تخلخل و تراوایی را سبب می‌شود. از ویژگی‌های دیگر این فرایند می‌توان به کاهش ضخامت رسوبات، آبدهی، شکستن و جهت‌یابی مجدد دانه‌ها اشاره کرد. این فرایند شاخصه محیط دیاژنزی دفنی کم عمق است (شکل ۱۳).

سیمان کلسیتی بلوکی: از بلورهای کلسیت متوسط تا درشت‌بلور تشکیل شده و سیمان‌های نسل‌های دوم و سوم محسوب می‌شوند (محسنی و همکاران، ۲۰۱۶). این نوع سیمان معمولاً پرکننده حفرات ایجاد شده حین شکستگی و استیلولیتی شدن هستند (شکل h۳).

سیمان کلسیتی دروزی: این نوع سیمان در نمونه‌های مورد مطالعه با افزایش اندازه بلورهای سیمان به سمت مرکز حفره مشاهده می‌شود. سیمان کلسیت دروزی عمدتاً در محیط فرآتیک آب شیرین تشکیل می‌شوند ولی در محیط‌های دفنی عمیق و همچنین محیط‌های جوی نزدیک به سطح نیز تشکیل می‌شود (فلوگل، ۲۰۱۰)، (شکل d۳).

پیریتی شدن: پیریت فراوان‌ترین کانی سولفید آهن در سنگ‌های کربناته با منشأ هم‌زمان با رسوب‌گذاری، آواری و دیاژنتیکی است. تشکیل پیریت دیاژنتیک از احیای مواد آلی در محیط‌های دریایی نرمال کم اکسیژن و آب‌های شیرین است و به فرم جانیشینی درون حجرات دانه‌های اسکلتی و دانه تمشکی به صورت آگرگات‌های کروی و به فرم خودشکل مشاهده می‌شود. این فرایند دیاژنتیکی بیشتر در رخساره‌های گل‌پشتیبان مشاهده می‌شود (شکل g۳).

⁷ CCD: Carbonate Compensation Depth



شکل ۳. فرایندهای دیباژنتیکی مشاهده در میدان مورد مطالعه، (a) میکرایتی شدن، ایجاد پوشش میکرایتی در اطراف آلوکمه‌ها، فلش زرد: روزندار الفیدیوم، فلش قرمز رنگ: فرایند دیباژنتیکی انحلال، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۰۷ متر، نور PPL (b) میکرایتی شدن، ایجاد پوشش میکرایتی در اطراف آلوکمه‌ها، فلش زرد: روزندار الفیدیوم، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۳۴ متر، نور PPL (c) فلش زرد: فرایند دیباژنتیکی انحلال، فلش قرمز رنگ: پیریتی شدن درون حجرات روزنداران پلانکتونیک، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۱۹ متر، نور PPL (d) سیمان دروزی پر کننده حجره استراکد، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۵۴ متر، نور XPL (e) سیمان بلوکی پر کننده حجره روزندار، بلورهای دولومیت شناور درون ماتریکس مشخص است، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۳۹ متر، نور PPL (f) فشرده‌گی مکانیکی و تماس مضرس بین دانه‌های آلوکمه روزندار دیسکوسیکلینا، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۹۹ متر، نور PPL (g) فلش قرمز: انحلال دغنی و ایجاد تخلخل حفره‌ای، فلش زرد: پیریتی شدن درون حجرات روزنداران پلانکتونیک، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۸۰ متر، نور PPL (h) فلش قرمز: سیمان بلوکی پر کننده آلوکمه اسکلتی بنتونیک، فلش زرد: سیمان بلوکی پر کننده حجرات روزندار پلانکتونیک، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۰۲ متر، نور PPL (i) هماتیته شدن، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۹۲ متر، نور PPL (j) فلش قرمز: میکرایتی شدن صدف روزندار بنتونیک میلیولید، فلش زرد: دولومیتی شدن و ایجاد بلورهای لوزی شکل دولومیت به صورت شناور در ماتریکس، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۴۴ متر، نور PPL (k) نئومورفیسم (نوشکلی) افزایشی و تبدیل میکرایت به میکرواسپارایت، چاه شماره ۵، عمق ۲۸۸۶ متر، نور PPL (l) نئومورفیسم (نوشکلی) افزایشی و تبدیل میکرایت به میکرواسپارایت، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۳۷ متر، نور XPL (m) شکستگی و ایجاد تخلخل کانالی در حین دیباژنز دغنی، چاه شماره ۱، عمق ۲۹۵۴ متر، نور PPL روزندار *Sphaerogypsina globula* در سمت راست تصویر مشخص است. (n) شکستگی دانه اسکلتی در حین دیباژنز دغنی، چاه شماره ۵، عمق ۲۹۵۶ متر، نور PPL (o) انحلال درون دانه‌های درون حجرات روزندار بنتونیک، چاه شماره ۱، عمق ۳۰۰۴ متر، نور PPL

Fig. 3. Diagenetic processes observed in the studied field a) Micritization, creation of micrite (micrite envelope) cover around the allocames, PPL light b) Micritization, micrite envelope around allocames, PPL light c) yellow arrow: dissolution, red arrow: pyritization inside the cells of planktonic foraminifera, well No. 1, depth 2919 meters, PPL light d) Drusy cement filling the Ostracode cell, well No. 5, depth 2954 meters, XPL light e) Blocky cement filling the porous cell, dolomite crystals floating inside the matrix. Well No. 5, depth 2939 meters, PPL light f) Mechanical compaction and contact between Discocyclina skeletal grains, well No. 1, depth 2999, ppl light g) flash Red: burial dissolution and formation of cavity porosity, yellow arrow: pyritization inside the cells of planktonic foraminifera, well No. 1, depth 2980 meters, PPL light h) red arrow: block cement filling the benthic skeletal allocheme, yellow arrow: block cement filling Porous planktonic cells, well No. 5, depth of 2902 meters, PPL light i) Hematization, well No. 5, depth 2992 meters, PPL light j) Red arrow: micritization of benthic foraminifera, yellow arrow: dolomitization and formation of rhombic dolomite crystals floating in the matrix, well No. 1, depth 2944 meters, PPL light k) Neomorphism and conversion of micrite to microsparite, well No. 5, depth 2886 meters, PPL light l) Neomorphism and conversion of micrite to microsparite, well No. 1, depth 2937 meters, XPL light m) fracturing and creation of channel porosity during burial diagenesis, well No. 1, depth 2954, *Sphaerogypsina globula* is visible on the right side of the image. Ppl light n) Skeletal grain fracture during burial diagenesis, well No. 5, depth 2956 m, PPL light o) Intragranular dissolution in benthic foraminifera, well No. 1, depth 3004 m, PPL light.

فرایندهایی مانند تراکم، شکستگی و استیلولیتی شدن صورت می‌گیرد که برخی از آن‌ها باعث کاهش پتانسیل مخزنی می‌شوند تاریخچه دیاژنتیکی به همراه فازهای دیاژنز صورت گرفته بر روی مخزن تل‌زنگ در میدان مورد مطالعه در شکل شماره ۴ آمده است.

این فرایندها معمولاً باعث کاهش پتانسیل مخزنی بخصوص در رخساره‌های لاگونی و شول می‌شوند. به‌طور کلی گسترش کمی و کیفی رخساره‌ها و تغییرات دیاژنتیکی از کنترل‌کننده‌های اصلی کیفیت مخزنی محسوب می‌شوند (لوسیا، ۲۰۰۷؛ دو و همکاران، ۲۰۱۱؛ مور، ۲۰۰۱؛ مور، ۲۰۱۳). در ادامه در حین دیاژنز دفنی و تاخیری

| فاز دیاژنتیکی | دیاژنز اولیه | دیاژنز تاخیری |
|---------------------|---------------|---------------|
| فرایندهای دیاژنتیکی | دیاژنز دریایی | دیاژنز دفنی |
| نوشکلی | | |
| میکریتی شدن | | |
| انحلال | | |
| سیمانی شدن | | |
| فشردگی | | |
| پیریتی شدن | | |
| دولومیتی شدن | | |
| هماتیتی شدن | | |
| شکستگی | | |

شکل ۴. تاریخچه دیاژنتیکی به همراه فازهای دیاژنز صورت گرفته بر روی مخزن تل‌زنگ در میدان مورد مطالعه

Fig. 4. Diagenetic history along with the phases of diagenesis on the Tel Zang reservoir in the studied field

کربناته پیشنهاد شده است (برای مثال: موسوی و همکاران، ۱۳۹۱؛ شلالوند و همکاران، ۱۳۹۸؛ آدابی و همکاران، ۲۰۰۸؛ جعفری‌زاده و همکاران، ۱۴۰۲). اما در مقیاس بزرگ‌تر و در نظر گرفتن هم‌ارزی چینه‌شناختی رسوبات پالئوسن-اوسن در منطقه مورد مطالعه می‌توان یک محیط رسوبی شلف کربناته را نیز برای سازند تل‌زنگ پیشنهاد داد. در میدان مورد مطالعه با توجه به رخنمون سازند پابده در مرز زیرین و بالایی سازند تل‌زنگ در زمان بالا بودن و سکون نسبی آب دریا HST با بالا رفتن نرخ تولید کربنات در بخش شیب‌قاره آهک‌های کم‌عمق سازند تل‌زنگ به‌صورت آهک‌های توربیدیتی در بین سازند پابده مشاهده می‌شوند. مشابه این فرایند رسوب‌شناختی ریزش کربنات در زمان سکون نسبی آب دریا یا Highstand Shedding در منطقه فارس بین سازندهای چهارم و پابده مشاهده می‌شود (میرزایی محمودآبادی و همکاران، ۱۳۸۸). در بازه زمانی پالئوسن رسوب‌گذاری سازند آواری کشکان در محیط‌رسوبی خارج از آب در ساحل و پهنه جزرومدی صورت گرفته است که به‌صورت هم‌ارز سازند تل‌زنگ در منطقه کم‌عمق شلف کربناته در حال رسوب‌گذاری است. در بازه زمانی اوسن زیرین و پیشروی آب دریا و رسوب بسته‌های رسوبی TST و HST سازند پابده در منطقه عمیق حوضه به‌صورت هم‌ارز رسوب‌گذاری شده است. نرخ

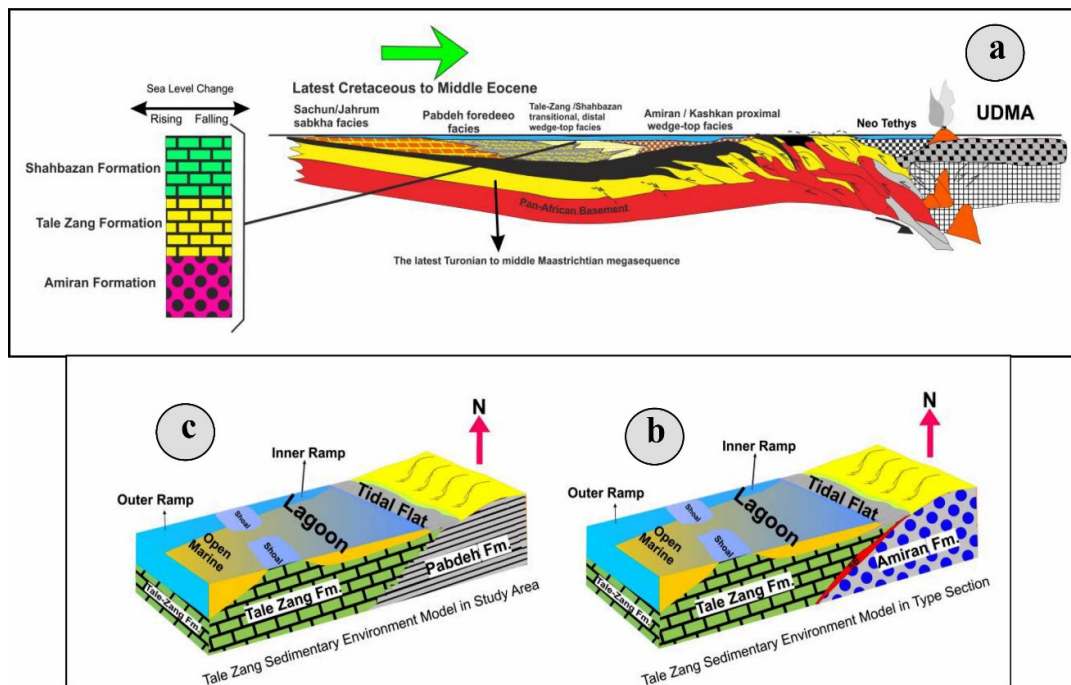
۴-۵- محیط رسوبی

به‌طور کلی رمپ‌های کربناته به سه محیط رمپ داخلی، میانی و خارجی تقسیم‌بندی می‌شوند (بورچت و رایت، ۱۹۹۲). عدم وجود رخساره‌های ریفی قابل توجه و نیز عدم حضور قطعات و بایوکلاست‌های مناطق کم‌عمق در مناطق عمیق که در شلف‌های لبه‌دار معمول هست، بیانگر نهشت توالی‌های کربناته سازندهای مورد مطالعه در یک رمپ کربناته است (تاگر و رایت، ۱۹۹۰؛ فلوگل، ۲۰۱۰). با توجه به مطالعه دقیق مقاطع نازک میکروسکوپی و تعیین ریزرخساره‌ها و ارتباط عمودی آن‌ها و بر اساس روند توزیع کمی و کیفی آن‌ها، و شواهدی نظیر: تبدیل تدریجی ریزرخساره‌ها به یکدیگر، عدم وجود ساختارهای لغزشی و ریزشی، عدم وجود ریف واقعی، گسترش ریزرخساره‌های پلوییدار و مقایسه ریزرخساره‌های با مدل‌های استاندارد نظیر ویلسون (۱۹۷۵) و فلوگل (۲۰۱۰) مدل رسوبی سازند تل‌زنگ در میدان نفتی مورد مطالعه یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ هم‌شیب معرفی می‌شود. ریزرخساره‌های شناسایی شده سازند مورد مطالعه در زیر محیط‌های لاگون و دریای باز نهشته شده‌اند (شکل ۵).

مدل رسوبی تک‌وینی سازند تل‌زنگ در میدان مورد مطالعه: همان‌طور که در بخش قبلی عنوان شد مدل رسوبی پیشنهادی برای سازند تل‌زنگ مدل رسوبی رمپ

رخساره‌های عمیق سازند تله‌زنگ در میان سازند پابده با رخساره‌های سازندهای مزدوران و چمن‌بید (لاسمی ۱۹۹۵؛ عسکری و لاسمی، ۱۹۹۷). سازند مبارک (لاسمی و مصدق، ۱۳۷۸)، سازند سروک (لاسمی و کاووسی ۱۳۸۴) و رخساره‌های دور از پلاتفرم باهاماس (بردمن و نیومن، ۱۹۸۴؛ ویلبر و همکاران، ۱۹۹۰؛ ابیرلی، ۱۹۹۱) همسان است (شکل ۵a الی ۵d).

بالای تولید کربنات در زمان بالا بودن سطح آب دریا در پلاتفرم سبب حمل نهشته‌های کربناته از پلاتفرم کربناته کم‌عمق به بخش ژرف دریا می‌شود (لاسمی، ۱۹۹۵؛ شلاگر و همکاران ۱۹۹۴). وجود بیوکلاست‌های بنتونیک و مخلوط بودن رخساره محیط عمیق و رخساره پلاتفرمی نشان دهنده نرخ بالایی رسوب‌گذاری و ایجاد جریان‌های توربیدیتی و ریزش کربنات از بخش حاشیه پلاتفرم با شیب تند و نهشته شدن آن در بخش عمیق دریا است.



شکل ۵. مدل رسوبی پیشنهادی سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه. (a) موقعیت چینه‌شناختی سازند تله‌زنگ در حوضه رسوبی زاگرس در بازه زمانی کرتاسه بالایی - آئوس میانی (با تغییرات از علوی، ۲۰۰۷). (b) رسوب‌گذاری سازند کربناته تله‌زنگ بر روی سازند امیران با یک مرز فرسایشی و (c) رسوب‌گذاری سازند کربناته تله‌زنگ به صورت یک زبانه در بین سازند پابده در میدان نفتی مورد مطالعه

Fig. 5. Proposed sedimentary environment model of Tele Zang Formation in the studied field. a) Stratigraphical position of Tele Zang formation in the Zagros sedimentary basin in the Upper Cretaceous-Middle Eocene period b) Sedimentary environment model of Tele Zang carbonate formation on Amiran formation with an erosional boundary c) Sedimentary environment model of Tele Zang carbonate formation as a tongue between Pabdeh formation in the studied oil field

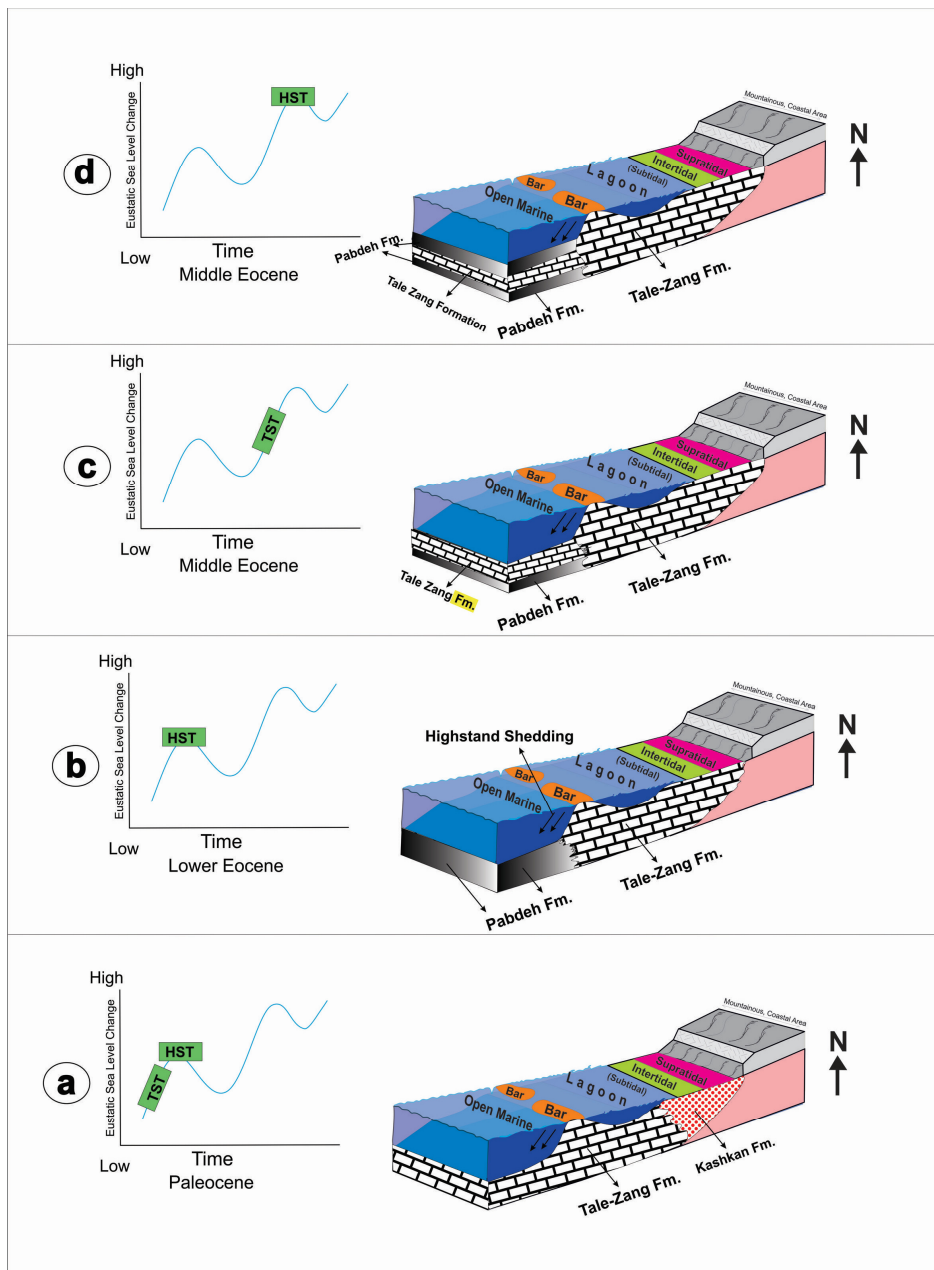
۵- چینه‌نگاری سکانشی

حین پیشروی سریع آب دریا و افزایش ماتریکس سنگ است. در سیستم تراکت بالا کاهش گاما بسته به طرح برانبارش به صورت محسوس کاهش و یا ثابت می‌ماند (کاستنر و همکاران، ۲۰۰۸؛ آیگنر، ۱۹۹۵؛ کاتونینو، ۲۰۰۶). در این مطالعه از تغییرات مورفولوژیکی نگاره گاما به همراه تغییرات ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و پتروگرافی در طول ضخامت مخزن تله‌زنگ جهت شناسایی سطوح سکانشی و سکانشی‌های رسوبی استفاده شده است. با توجه به تغییرات سنگ‌شناسی، تغییرات لاگ گاما، تغییرات عمودی ریزرخساره‌ها چینه‌نگاری سکانشی مخزن تله‌زنگ

سیستم تراکت‌ها به صورت فواصل مشخص با روند کاهش، افزایش یا ثابت در روی منحنی تغییرات لاگ گاما پدیدار می‌شوند. کاهش، افزایش یا ثابت ماندن نمودار گاما به ترتیب نشان‌دهنده سیستم تراکت پیشرونده، پسرونده و افزایشی است. در سیستم تراکت پیشرونده افزایش مقدار اشعه گاما مشاهده شده در حداکثر سطح غرقایی بیشترین میزان گاما مشاهده می‌شود. دلیل نوسانات نمودار گاما وجود کانی‌های نظیر گلوکونیت، کانی‌های رسی و مواد آلی

هر سکانس مشخص می‌شود. سیستم تراکت تراز بالا در طول ضخامت مخزن در هر دو سکانس رسوبی تفکیک شده در دو چاه مورد مطالعه با کاهش و یا ثابت ماندن مقادیر لاگ گاما مشخص می‌شود (شکل‌های ۷ و ۸).

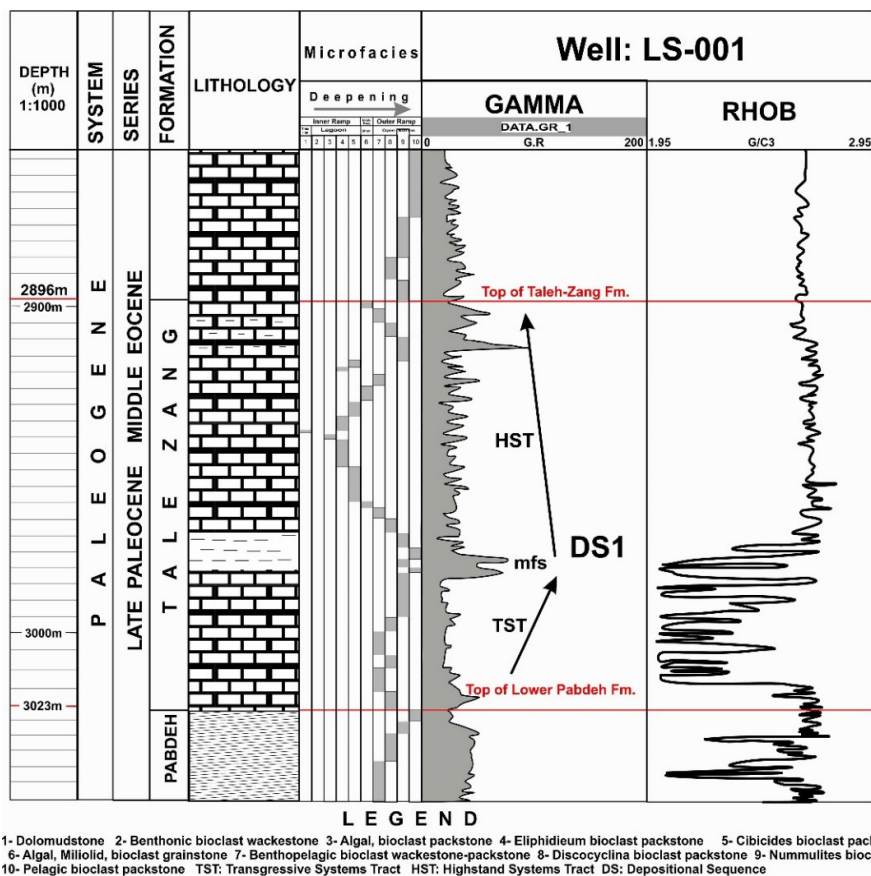
در چاه‌های شماره ۱ و ۵ از میدان مورد مطالعه مورد ارزیابی قرار گرفت و تعداد ۱ سکانس رسوبی درجه سوم تشخیص داده شد. به‌طور کلی سیستم تراکت تراز پیشرونده در توالی مورد مطالعه با افزایش کمی مقدار لاگ گاما در



شکل ۶. a) رسوب‌گذاری سازند آواری کشکان در محیط رسوبی خارج از آب و ساحلی و رسوب‌گذاری سازند تله‌زنگ صورت هم‌ارز در منطقه کم‌عمق شلف کربناته، b) رسوب‌گذاری سازند کربناته تله‌زنگ در بخش کم‌عمق و رسوب‌گذاری سازند پابده در بخش عمیق به‌صورت هم‌ارز، c و d) نرخ بالای تولید کربنات در زمان بالا بودن سطح آب دریا در پلاتفرم و حمل نهشته‌های کربناته سازند تله‌زنگ از پلاتفرم کربناته کم‌عمق به

بخش ژرف دریا درون سازند پابده Highstand Shedding

Fig. 6. a) Sedimentation of Keshkan clastic formation in offshore and coastal sedimentary environment and equivalent sedimentation of Tale Zang formation in the shallow carbonate shelf b) Sedimentation of Tale Zang carbonate formation in the shallow and Pabdeh formation in the deep part in equivalent c and d) High rate of carbonate production in HST systems tract and transportation of carbonate deposits of Tale Zang formation from the shallow carbonate platform to the deep part of the marine into the Pabde formation (Highstand Shedding).



شکل ۷. چینه‌نگاری سکانسی سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لب‌سفید در چاه شماره ۱
Fig. 7. Sequence stratigraphy of Tele Zang formation in Lab Sefid oil field in well No. 1

محمودآبادی، ۱۴۰۱، ۱۴۰۲ a و ۱۴۰۲ b؛ میرزایی محمودآبادی ۲۰۲۰ a و ۲۰۲۰ b؛ میرزایی محمودآبادی ۲۰۱۷ و ۲۰۲۳ و میرزایی محمودآبادی و ظهیری، ۲۰۲۲) استفاده شده است.

۵-۲- فرایندهای دیاننتیکی و بررسی تکامل تخلخل در سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه در چهارچوب چینه‌نگاری سکانسی

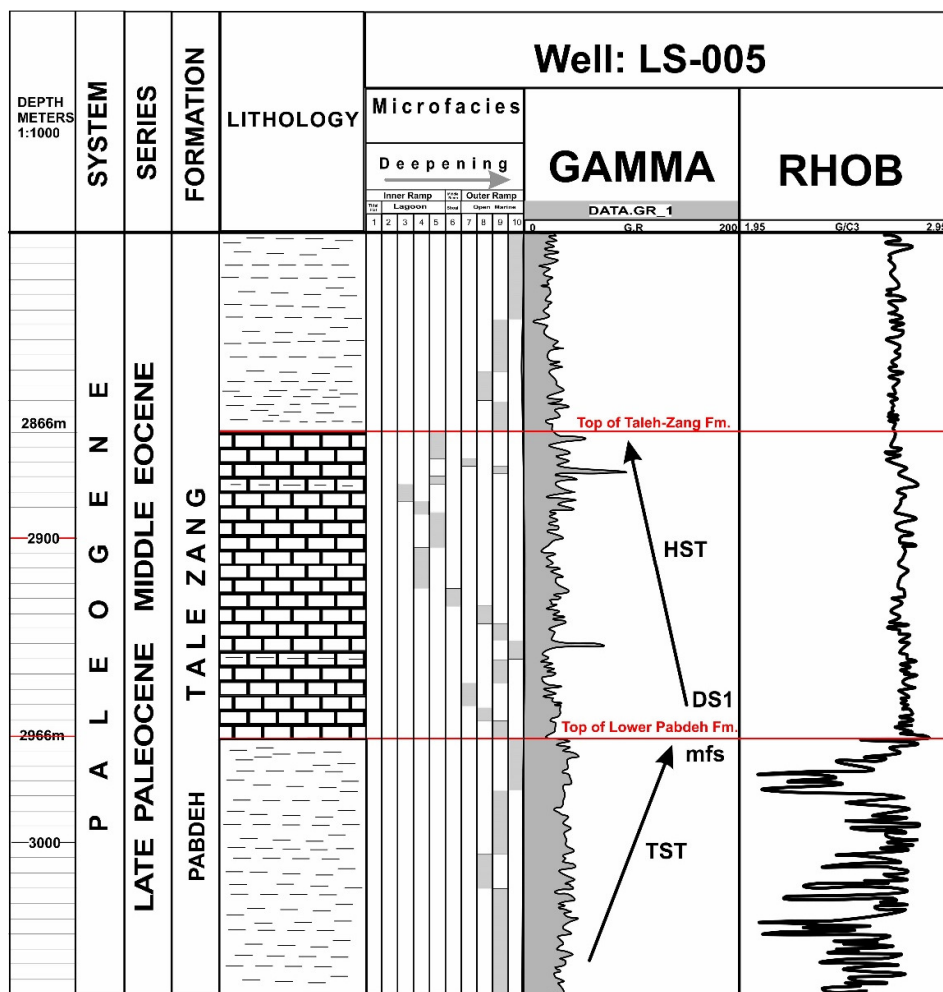
در این بخش ارتباط بین فرایندهای دیاننتیکی و پتانسیل مخزنی در چهارچوب چینه‌نگاری سکانسی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. به‌طورکلی تغییرات نسبی سطح آب دریا باعث تغییر در ترکیب شیمیایی سیالات حفره‌ای شده که در ادامه پتانسیل مخزنی را از لحاظ کمی و کیفی کنترل خواهد کرد. فرایندهای دیاننتیکی ارتباط تنگاتنگی با تغییرات نسبی سطح آب دریا دارد به‌نحوی که تغییرات دیاننت تحت تأثیر الگوی انباشتگی رسوبات در زمان پسروری و پیشروی آب دریا است.

۵-۱- بررسی فرایندهای دیاننتیکی سازند تله‌زنگ در چهارچوب چینه‌نگاری سکانسی

در این مطالعه پس از مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی و بررسی فرایندهای دیاننتیکی غالب در سازند تله‌زنگ، تغییرات آن‌ها به‌طور عمودی در برابر ژرفای مربوط به خود از قاعده چاه به سمت بالا ترسیم شده است، به‌طوری که پراکندگی آن‌ها در هر زون مخزنی کاملاً مشخص است. در شکل ۸ پراکندگی تغییرات فرایندهای دیاننتیکی و انواع اصلی تخلخل مربوط به سازند تله‌زنگ در محدوده پهنه‌های مخزنی آورده شده است. در مطالعات دیاننتیکی و پتانسیل مخزنی در چهارچوب چینه‌نگاری سکانسی از منابعی نظیر (مهرابی و همکاران، ۱۳۹۱؛ خانجانی و همکاران، ۱۳۹۳؛ محسنی و همکاران، ۱۳۹۴؛ حسونند و همکاران، ۱۳۹۵؛ آزادشهرکی و همکاران، ۱۳۹۶؛ فلاح بکتاش و همکاران، ۱۴۰۰؛ مور، ۲۰۰۱ و ۲۰۰۳؛ رینهولد و کوفمن، ۲۰۱۰؛ توفیک و همکاران، ۲۰۱۷؛ مراد و همکاران، ۲۰۱۲؛ مراد و همکاران، ۲۰۱۷؛ میرزایی

سیستم تراکت تراز پیشرونده فرایندهای دیاژنتیکی تحت کنترل آب دریا هستند. در بازه زمانی TST با پیشروی رسوبات عمیق بر روی رسوبات کم‌عمق و پیشروی رخساره‌ها به سمت خشکی^۱ رسوبات سیستم تراکت HST سکانس رسوبی قبلی به صورت یک سیستم بسته عمل کرده و فرایندهای دیاژنتیک از قبیل انحلال و سیمانی شدن به مقدار کم و دولومیتی شدن صورت می‌گیرد. در رخساره‌های پشته سدی انحلال و در لاگون و پهنه‌های جزرومدی دولومیتی شدن، سیمان انیدریتی و نودول‌های انیدریت تشکیل می‌شوند (شکل ۸a).

۳-۵- فرایندهای دیاژنتیکی و بررسی تکامل تخلخل در سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه در سیستم تراکت تراز پیشرونده TST از آنجایی که دسته رخساره‌های سیستم تراکت تراز پایین در همه بخش‌های حوضه رسوبی پدیدار نمی‌شوند. هر سکانس رسوبی معمولاً از دسته رخساره‌های TST و HST تشکیل می‌شوند. در توالی‌های مورد مطالعه سکانس‌های رسوبی مورد مطالعه دسته رخساره‌های TST HST مورد ارزیابی قرار گرفته است به طوری که در زمان پیشروی آب دریا و تشکیل دسته رخساره‌های مربوط به



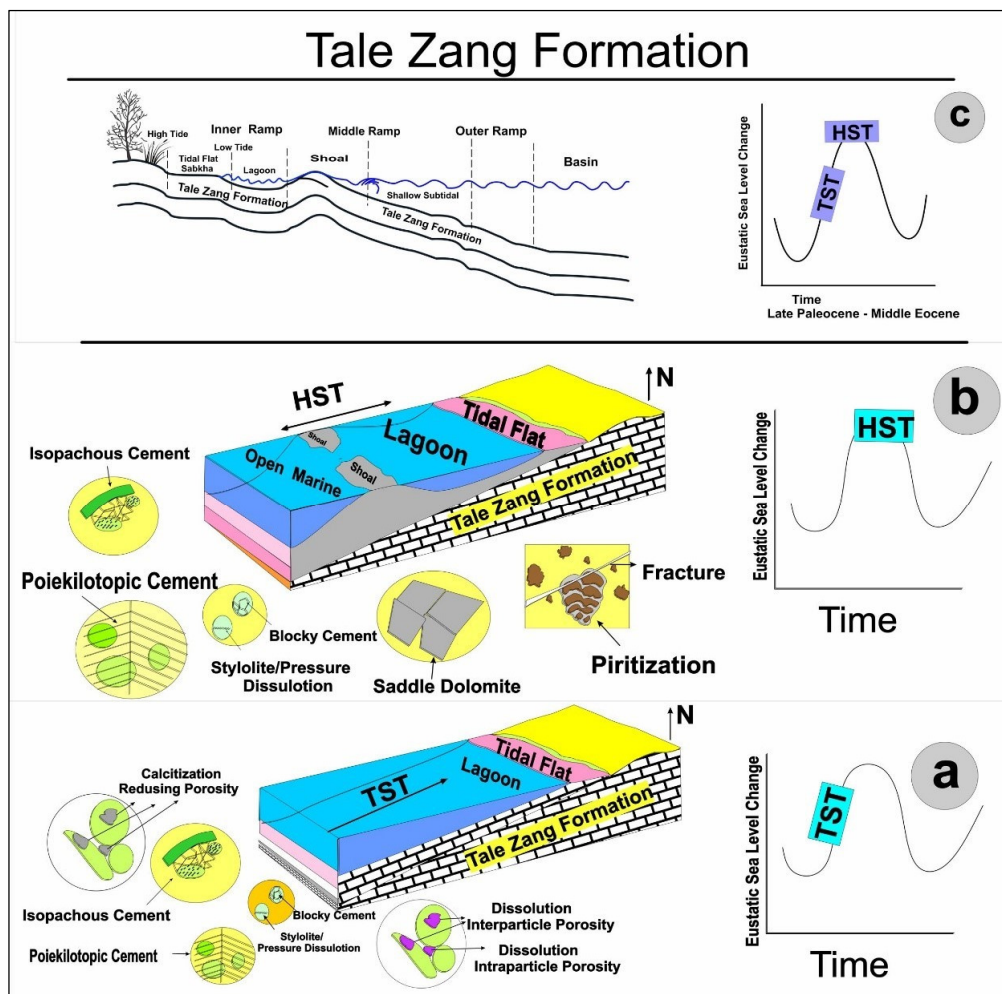
LEGEND

- 1- Dolomudstone 2- Benthonic bioclast wackestone 3- Algal, bioclast packstone 4- Eliphidium bioclast packstone
 - 5- Cibicides bioclast packstone 6- Algal, Miliolid, bioclast grainstone 7- Benthopelagic bioclast wackestone-packstone
 - 8- Discocyclusa bioclast packstone 9- Nummulites bioclast packstone 10- Pelagic bioclast packstone
- TST: Transgressive Systems Tract HST: Highstand Systems Tract DS: Depositional Sequence

شکل ۸. چینه‌نگاری سکانشی سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لب‌سفید در چاه شماره ۵

Fig. 8. Sequence stratigraphy of Tele Zang formation in Lab Sefid oil field in well No. 5

¹ Onlapping



شکل ۹. دیاگرام فرایندهای دیاژنتیکی غالب در محیط‌های رسوبی و تغییرات نسبی آب دریا، (a) فرایندهای دیاژنتیکی غالب در سازند تله‌زنگ در سیستم تراکت تراز پیش‌رونده، (b) فرایندهای دیاژنتیکی غالب در سازند تله‌زنگ در سیستم تراکت تراز بالا در میدان مورد مطالعه، (c) نمای دو بعدی از محیط رسوبی سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه.

Fig. 9. Diagram of dominant diagenetic processes in sedimentary environments and relative sea level changes a) dominant diagenetic processes in Tale Zang formation in TST systems tract b) dominant diagenetic processes in Tale Zang formation in HST systems tract in the studied field c) 2 dimensional of Tale-Zang sedimentary environment model in study area.

میکروبی و تشکیل میکروبیال موند مشاهده می‌شود (تاکر، ۲۰۰۵؛ مور، ۲۰۰۱؛ مراد و همکاران، ۲۰۱۲). سایر فرایندهای دیاژنتیکی در این بازه زمانی سیمانی شدن کاهنده تخلخل، کاهش نفوذپذیری بر اساس فرایند سیمانی شدن و دولومیتی شدن را می‌توان نام برد. محصولات دیاژنتیکی در اقلیم مرطوب کارست و ایجاد تخلخل‌های قالبی و در اقلیم خشک تشکیل کالچ و دولومیت‌های حاصل از تبخیر است. به‌طورکلی در دیاژنز جوی انحلال دانه‌های ناپایدار مانند بیوکلاست‌ها، تخلخل قالبی، سیمان کلسیت‌دروزی و پر کننده حفرات از

۴-۵- فرایندهای دیاژنتیکی سازند تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه در سیستم تراکت تراز بالا HST فرایندهای دیاژنتیکی در سیستم تراکت تراز بالا با توجه به نوع اقلیم، شرایط رسوب‌گذاری و نرخ ایجاد فضای رسوب‌گذاری تنوع فراوانی دارد. به‌طورکلی در زمان LST نرخ ایجاد فضای جدید برای انباشت رسوب کم و در زمان TST این نرخ افزایشی و تا MFS ادامه می‌یابد. در زمان HST نرخ ایجاد فضای جدید برای انباشت رسوب نزولی شده و چنانچه نرخ تولید کرنات بالا باشد، تولید رسوبات به سمت دریا^۱ صورت گرفته و فرایندهای دیاژنتیکی

¹ Progradation

سنگ‌شناسی، تغییرات لاگ گاما، تغییرات عمودی ریزرخساره‌ها چینه‌نگاری سکانسی مخزن تله‌زنگ در چاه‌های شماره ۱ و ۵ از میدان مورد مطالعه مورد ارزیابی قرار گرفت و تعداد ۱ سکانس رسوبی درجه سوم تشخیص داده شد. سیستم تراکت تراز پیشرونده TST در توالی مورد مطالعه با افزایش کمی مقدار لاگ گاما در هر دو سکانس مشخص می‌شود. سیستم تراکت تراز بالا HST در طول ضخامت سازند در دو سکانس رسوبی تفکیک شده با کاهش و یا ثابت ماندن مقادیر لاگ گاما مشخص می‌شود. به‌طور کلی در زمان پیشروی آب دریا و تشکیل دسته رخساره‌های مربوط به سیستم تراکت تراز پیشرونده فرایندهای دیاژنتیکی تحت کنترل آب دریا هستند. در بازه زمانی TST با پیشروی رسوبات عمیق بر روی رسوبات کم‌عمق و پیشروی رخساره‌ها به سمت خشکی رسوبات سیستم تراکت HST سکانس رسوبی قبلی به‌صورت یک سیستم بسته عمل کرده و فرایندهای دیاژنتیک از قبیل انحلال و سیمانی شدن به مقدار کم و دولومیتی شدن صورت می‌گیرد. در رخساره‌های پشته سدی انحلال و در لاگون و پهنه‌های جزرومدی دولومیتی شدن، سیمان انیدریتی و نودول‌های انیدریت تشکیل می‌شوند. فرایند دیاژنتیکی غالب در زمان سیستم تراکت تراز بالا در منطقه مورد مطالعه دولومیتی شدن و شکستگی‌های پر شده توسط کلسیت است.

۷- قدردانی

از دواران محترم این نشریه که در جهت ارتقای کیفیت این مقاله پیشنهادات ارزنده‌ای ارائه نمودند، تشکر و قدردانی می‌شود. همچنین از سردبیر محترم، اعضای محترم هیات تحریریه و مدیر اجرایی مجله وزین یافته‌های نوین زمین‌شناسی کاربردی نهایت تشکر و قدردانی می‌شود.

References

- Adabi, M. H., Zohdi, A (2008) Applications of nummulitids and other larger benthic foraminifera in depositional environment and sequence stratigraphy: an example from the Eocene deposits in Zagros Basin, SW Iran, *Facies*, 54: 499-512, doi.org/10.1007/s10347-008-0151-7.
- Aigner, T. M., Schauer, W-D. Janghanns, and Reinhardt, L (1995) Outcrop gamma-ray logging and its applications: example from the German Triassic: *Sedimentary Geology*, 100: 47-61, doi.org/10.1016/0037-0738(95)00102-6.

محصولات دیاژنتیکی خواهد بود. در حین دیاژنز دفنی نیز دولومیتی شدن با فابریک مخرب، تراکم، سیمان انیدریت، سیمان کلسیتی، تشکیل دولواسپارایت از دولومیکریت و تشکیل سیمان‌های انیدریتی، سلسیتی و کلسیتی پرکننده شکستگی‌ها و استیلولیت‌ها صورت می‌گیرد. فرایند دیاژنتیکی غالب در زمان سیستم تراکت تراز بالا در منطقه مورد مطالعه دولومیتی شدن و شکستگی‌های پر شده توسط کلسیت است. (شکل b۹ و c۹).

۶- نتیجه‌گیری

مطالعه هم‌زمان خصوصیات پتروگرافیکی، فرایندهای دیاژنتیکی و داده‌های پتروفیزیکی مخزن تله‌زنگ در میدان مورد مطالعه منجر به نتایج زیر گردید.

بر اساس مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از خرده‌های حفاری تعداد ۱۰ رخساره کربناته شناسایی شد که در یک رمپ کربناته هم‌شیب رسوب‌گذاری شده‌اند.

سازند تله‌زنگ در میدان نفتی لفسفید به‌صورت زبانه‌ای ضخیم درون سازند پابده دیده می‌شود (هر سه چاه شماره ۱، ۵ و ۷). مرز پایینی بر روی شیل‌های خاکستری تیره سازند پابده پایینی و مرز بالایی در زیر شیل‌های خاکستری تیره تا قهوه‌ای سازند پابده بالایی قرار دارد.

از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنتزی مؤثر بر سازند تله‌زنگ در چاه مورد مطالعه می‌توان به میکرایتی شدن، نوشکلی، انحلال، سیمانی شدن، فشردگی، پیریتی شدن، هماتیته شدن، دولومیتی شدن و شکستگی‌ها اشاره کرد. فرایندهای دیاژنتزی هم نقش منفی و هم مثبت در کیفیت مخزنی سازند تله‌زنگ داشته‌اند. در مقیاس بزرگ‌تر و در نظر گرفتن هم‌ارزی چینه‌شناختی رسوبات پالئوسن - انوسن در منطقه مورد مطالعه می‌توان یک محیط رسوبی شلف کربناته را نیز برای سازند تله‌زنگ پیشنهاد داد. در میدان مورد مطالعه با توجه به رخنمون سازند پابده در مرز زیرین و بالایی سازند تله‌زنگ در زمان بالا بودن و سکون نسبی آب دریا HST با بالا رفتن نرخ تولید کربنات در بخش شیب قاره آهک‌های کم عمق سازند تله‌زنگ به صورت آهک‌های توربیدیتی در بین سازند پابده مشاهده می‌شوند.

تغییرات مورفولوژیکی نگاره گاما به همراه تغییرات ریزرخساره‌ها، محیط‌رسوبی و پتروگرافی در طول ضخامت مخزن تله‌زنگ جهت شناسایی سطوح سکانسی و سکانس‌های رسوبی استفاده شده است. با توجه به تغییرات

- carbonate platform (Istrian Peninsula): Facies, 50: 61-75. doi.org/10.1007/s10347-004-0006-9.
- Dickson, J (1965) Carbonate identification and genesis as revealed by staining. *Sedimentary Geology*, 205: 491-505.
- Dou, Q., Sun, Y., and Sullivan, C (2011) Rock-physics-based carbonate pore type characterization and reservoir permeability heterogeneity evaluation, Upper San Andres reservoir, Permian Basin, west Texas. *Journal of Applied Geophysics*, 74: 8-18. doi.org/10.1016/j.jappgeo.2011.02.010.
- Dunham, R (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: *Classification of Carbonate Rocks*. American Association Petroleum Geology. 121 p.
- Eberli, G. P (1991) Growth and demise of isolated carbonate platforms: Bahamin controversies. In: D. W. Muller, J. A. Mackenzi and H. Weissert (Editors), *Controversies in Modern Geology: Evolution of Geological Theories in Sedimentology, Earth History and Tectonics*. Academic Press, New York, 231- 248.
- Fallah Bagtash, R., Adabi, M. H., Sadeghi, A., Omidpour, A (2021) A Study of microfacies and diagenetic processes of the Asmari Formation in Khesht Oil Field with emphasis on reservoir characteristic: a case study from Zagros basin, Fars, SW Iran, *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 37: 1-34. (in Persian).
- Flügel, E (2010) *Microfacies analysis of Limestones, Analysis Interpretation and Application*. Springer Berlin, 976 p.
- Hasanvand, V., Homae, M (2016) Diagenesis and evaluation of the role of porosity changes on Asmari-Jahrum reservoir capacity in wells No. 2, 10 and 11 of Golkhari oil field, *Researches in Earth Sciences*, 7: 83-107. 20.1001.1.20088299.1395.7.3.5.0 (in Persian).
- Hazarian, H., Kordi, M., Ziiai, M., Soleimani Monfared, M., Yahyaei, A (2021) Reservoir properties evaluation based on sequence stratigraphy: A case study from the Asmari Formation in one of the Iranian oil fields, *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 31: 111-122. (in Persian).
- Jafarizadeh, H. R., Maghfouri Moghaddam, I., Aleali, S. M., Maleki, Z (2023) Study of microfacies and sedimentary environment of Taleh Zang Formation, Lorestan area, west Iran, *Applied Sedimentology*, 13: 469-482, 10.22055/aag.2022.40037.2280. (in Persian).
- James, G. A., and Wynd, J. D (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil consortium Agreement area. *American Association of petroleum Geologists Bulletin*, 49: 2182-2245.
- Khanjani, M., Mousavi Harami, R., Rahimpour-Bonab, H., Kamali, M. R (2015) Depositional Environment, Diagenesis and Sequence Akbarzadeh, S., Amini, A., Heydari, Kh (2020) Application of Morphology and Elemental Distribution of Gamma-Ray Log in Consideration of Environmental Conditions and Sequence Stratigraphy of Asmari Formation, Karun Field, *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 29: 193-202, doi.org/10.22071/gsj.2019.158266.1572 (in Persian).
- Alavi, M (2007) Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran. *American Journal of Science*, 307: 1064-1095. doi.org/10.2475/09.2007.02.
- Asadi Mehmandosti, E., Adabi, M. H., and 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.
- Askari, Z. & Lasemi, Y (1997) Highstand shedding of a carbonate platform: evidence from the Middle - Upper Jurassic Chaman Bid formation (Lower zuni A Sequence) of the Kopet Dagh Basin, northeast Iran. CSPG – SEPM Joint Convention, Calgary Canada, Abstr., p. 28.
- Azad Shahraki, L., Rahimpour-Bonab, H., Ranjbaran, M (2017) Sedimentary Environment, Diagenesis and Sequence Stratigraphy of the Fahliyan Formation in Kilur Karim Oil Field (well# B), *Applied Sedimentology*, 5: 64-80. (in Persian).
- Bathurst, R. G. C (1975) *Carbonate sediments and their diagenesis*: New York, Elsevier, science pub. Co, 658 p.
- Bahroudi, A., and Koyi, H. A (2004) Tectono-Sedimentary Framework of the Gachsaran Formation in the Zagros Foreland Basin, *Marine and Petroleum Geology*, 21: 1295-1310. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.09.001.
- Bordenave, M., Hegre, M (2010) Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geology Society of London. Specif Publication*, 330: 291–353. doi.org/10.1144/SP330.14.
- Boardman, M. R. & Neuman, A. C (1984) Source of - pri platform Carbonate: North west providence, channel, Bohamas. *J. Sedimentary petrology*, 54: 1110 – 1123.
- Burchette, T. P., and Wright, V. P (1992) Carbonate ramp depositional systems. In: B.W. Seliwood (Editor), *Ramps and Reefs*. *Sedimentary Geology*, 79: 3-57.
- Caruzzi, A. V (1989) Carbonate rocks depositional models: A microfacies approach. Prentice- Hall, New Jersey, 604 p.
- Catuneanu, O (2006) *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, Amsterdam, 386 p.
- Cosovic, V., Drobne, K. and Moro, A (2004) Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic

- in Shiraz area, Scientific Quarterly Journal of Geosciences, 19: 139-146. (in Persian).
- Mirzaee Mahmoodabadi, R (2023) Assessment of evolution of the sedimentary environment of Paleocene-Eocene succession in Shiraz area based on sequence stratigraphic evidences, Applied Sedimentology, 11: 182-207. 10.22084/psj.2022.26615.1364, (in Persian).
- Mirzaee Mahmoodabadi, R (2022a) Properties reservoirs assessment of Sarvak formation in Yadavaran oil field based on petrographical and petrophysical data, Applied Sedimentology, 9: 186-210. (in Persian).
- Mirzaee Mahmoodabadi, R (2022b) Petrography, sedimentary environment and reservoir potential assessment of Asmari Formation in Kilor Karim oil field in the framework of sequence stratigraphy, Applied Sedimentology, 10: 210-233. (in Persian).
- Mirzaee Mahmoodabadi, R (2020a) Sequence stratigraphy of Albian-Campanian carbonate deposits (Sarvak and Ilam formations) in Shiraz area, Fars, SW Iran. Carbonates Evaporites, 35: 2-21. doi.org/10.1007/s13146-020-00628-y.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R (2020b) Facies analysis, sedimentary environments and correlative sequence stratigraphy of Gachsaran formation in SW Iran, Carbonate and Evaporites, 35: 1-28.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R, Zahiri, S (2023a) Formation evaluation and Rock Type Classification of Asmari Formation based on petrophysical- petrographic data: A case study in one of super fields in Iran southwest, Petroleum, 9: 143-165.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R (2023b) Assessment of linking diagenesis history to sequence stratigraphy evidences (systems tract), (a case study: Sarvak Formation in one of the super oil fields, SW, IRAN). Carbonates Evaporites, 38: 1-27. doi.org/10.1007/s13146-023-00879-5.
- Michelsen, O., and Danielsen, M (1996) Sequence and systems tract interpretation of the epicontinental Oligocene deposits in the Danish stratigraphy: part 2: key definitions of sequence stratigraphy, in: Atlas of Seismic Stratigraphy (A.W. Bally, Editor): American Association of Petrologists and Geologists Student Geology, 27: 11-14.
- Mohseni, H., Esfandyari, M., Kavousi, M (2016) Diagenesis and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in the Yadavaran oil field (Koshk and Hosseiniyeh) in the north Dezful Embayment. Scientific Semiannual Journal Sedimentary Facies, 8: 236-255. 10.22067/sed.facies.v8i2.33283, (in Persian).
- Moore, C. H (2001) Carbonate reservoir; Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework, Elsevier, 444 p.
- Stratigraphy of Ilam Formation in Siri Alvand Oilfield, Scientific Quarterly Journal of Geosciences, 24: 253-262. (in Persian)
- Kastner, M., I., Schulke, J., Winsemann (2008) Facies architecture of a Late Jurassic carbonate ramp: The Korallenoolith of the Lower Saxony Basin: International Journal of Earth Sciences (Geol Rundsch), 97: 991-1011. doi.org/10.1007/s00531-007-0282-z.
- Lasemi, Y (1995) Platform carbonates of the Upper Jurassic Mozduran Formation in the kopet Dagh Basin; NE Iran, Facies, Paleoenvironments and sequences, Sedimentary Geology, 99: 151-164. doi.org/10.1016/0037-0738 (95)00041-6.
- Lucia, F. J (2007) Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. Springer Berlin, 366 p. doi.org/10.1007/978-3-662-03985-4.
- Lasemi, Y., Mossadegh, H (2009) Microfacies and sedimentary environments of the Mobarak formation in central Alborz and the introduction of Waulsortian stacks in the sedimentary environment of a compact deep ramp. papers of the third conference of the Iranian Geological Society, 548-546. (in Persian).
- Lasemi, Y. Kavossi, M. A (2006) Calciturbidite deposition of Pabde formation and their reservoir potential. Proceedings of the 22nd Earth Sciences Conference. (in Persian).
- Motiei, H (1994) Geology of Iran, Stratigraphy of Zagros, Publications of the Geological Survey and Mineral Exploration of Iran, 682 p. (in Persian).
- Motiei, H (1996) Geology of Zagros oil 1 and 2, Publications of the Geological Survey and Mineral Exploration of Iran, 682 p. (in Persian).
- Maghsoudi, M., Sharthi, S (2008) Zagros structural road map, internal report of National Iranian Oil Company, unpublished. (in Persian).
- Maghfouri Moghaddam, I (2008) Biostratigraphy of Taleh-zang Formation in type and kialu sections, southern Lorestan, Geophysical Research Abstracts, 10 EGU2008-A-00146,
- Maghfouri Moghaddam, I., Darabi, Gh., Mirsadzadeh, Y (2022) New findings on Stratigraphy of the Paleocene-early Eocene successions in Lorestan Zone, Iran. Carbonates Evaporites, 37: 1-14.
- Mehrabi, H., Rahimpour Bonab, H., Omidvar, H., Hajimashhadi, H (2012) Sedimentary environment, diagenesis and sequence stratigraphy of Sarvak Formation in Abteymour Oilfield in Western part of the Dezful embayment, Journal of stratigraphy and sedimentology researches, 28: 25-50. (in Persian).
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., Lasemi, Y., Afghah, M (2009) Depositional Environment and Sequence Stratigraphy of the Pabdeh Formation

- field, Report No. P-6814 National Iranian South Oil Company (NISOC), (in Persian).
- Safdari, M (2007) Bioterratigraphy of Tele Zang Formation sediments in the southwest of Lorestan, *Journal of Geotechnical Geology (formerly Applied Geology)*, 4: 271-276. (in Persian).
- Selley, R. C (1978) Concepts and methods of subsurface facies analysis, American Association of Petroleum Geologists, Contin Educ Course., 9, 82p. Notes, doi.org/10.1306/CE9397.
- Schalger, W., Reijmer, J. J. G. and Droxler, A (1994) Highstand shedding of carbonate platforms. *Sedimentary Research*, B64: 270-281.
- Towfik, K., M., EL-Sorogy, Abdelbaset, S., Moussa, M (2017) Relationships between sequence stratigraphy and diagenesis of corals and foraminifers in the Middle Eocene, northern Egypt, *Turkish Journal of Earth Sciences*, 26: 147-169. https://10.3906/yer-1602-2.
- Tucker, M (2001) Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in Sequence Stratigraphic Framework-By Clyde Moore, Published by Elsevier, Amsterdam, *Developments in Sedimentology*, 55: 444. *US Organic Geochemistry*, 11(32): 1373.
- Tucker, M (2005) Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in Sequence Stratigraphic Framework-By Clyde Moore, Published by Elsevier, Amsterdam, *Developments in Sedimentology*, 55: 444. *US Organic Geochemistry*, 11(32): 1373.
- Tucker, M. E. and Wright, V. P (1990) Carbonate Sedimentology. Oxford, Blackwell Scientific Publications, London, Engladn, 404 p. 10.1002/9781444314175.
- Wilber, R. J., Milliman, J. D. & Halley, R. B (1990) Accumulation of bank – top sediment on the western slope of Great Bahama Bank: rapid progradation of a carbonate mega – bank. *Geology*, 18: 970 -974.
- Wilson, J (1975) Carbonate Facies in Geological History. Springer, Berlin, 471 p. doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8.
- Yousefi Rad, M., Noroozpour, H (2015) Microbiostratigraphy of the Sediments of Talezang Formation in Ghalebi Section (Southwest Lorestan, Iran), *Open Journal of Geology*, 5: 399-404.
- Zohdi, A., Adabi, M. H (2009) Depositional History, Diagenesis and Geochemistry of the Tale-Zang Formation, South of Lurestan, *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 18: 105-114. (in Persian).
- Moore, C. H (2013) Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, Amsterdam, 370 p.
- Morad, S., Al-Aasm, I. S., Fadi, H. N., Ceriani, A., Gasparini, M., Mansuebeg, H (2012) Impact of diagenesis on the spatial and temporal distribution of reservoir quality in the Jurassic Arab D and C members, offshore Abu Dhabi oilfield, United Arab Emirates, *GeoArabia*, 17: 17-56. doi.org/10.2113/geoarabia170317.
- Morad, D., Fadi, N., Gasparini, M., Morad, S., Al Darmaki, F., Martines, M (2017) Comparison if the diagenetic and reservoir quality evolution between the anticline crest and flank of a Jurassic carbonate reservoir, Abu Dhabi, United Arab Emirates, Society of Petroleum Engineering (SPE), SPE-188938-MS. doi.org/10.2118/188938-MS.
- Mousavi, M., Bastami, L., Maleki, S (2012) Microfacies, sedimentary environment and sequence stratigraphy of Tele Zang Formation in Manshet and Cham Bor sections (north and southeast Ilam), *Earth Science Research*, 3: 30-44. (in Persian).
- Pomar, L (2001) Types of carbonate platforms: a genetic approach. *Basin Research*, 313-334. doi.org/10.1046/j.0950-091x.2001.00152.x.
- Pomar, L., Obrador, A. and Westphal, H (2002) Sub-wave- base cross-bedded grainstones on a distally steepened carbo- nate ramp, Upper Miocene, Menorca, Spain. *Sedimentology*, in press, 90- 110.
- Rahimpour Bonab, H (2006) Carbonate petrology, diagenesis, and porosity evolution, 487p. (in Persian).
- Rajabi, P (2018) Microbiostratigraphy of Tale Zang Formation in Kyalo Section, East of the Poldokhtar, *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 28: 129-136. doi.org/10.22071/gsj.2019.84277. (in Persian).
- Reinhold, C., Kaufman, B (2010) Sea-level changes as controlling factor of early diagenesis: the reefal limestones of Adnet (Late Triassic, Northern Calcareous Alps, Austria). *Facies*, 56: 231–248.
- Shalalvand, M., Adabi, M. H., Zohdi, A (2021) Biological evolution of the carbonate platform of the Taleh Zang Formation in Kermanshah region, *Journal of stratigraphy and sedimentology research*, 37: 45-66. 10.22108/jssr.2020.124937.1186. (in persian).
- Shalalvand, M., Adabi, M. H., Zohdi, A (2022) Geochemistry and the diagenetic sequence of the Taleh Zang Formation in southwest of Kermanshah, *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 32: 27-42. (in persian).
- Shafiei, A (2009) Geological study and preparation of static model of trap reservoir of Lab Sefid oil

Petrography, sedimentary environment, and sequence stratigraphy of Tale-Zang oilfield in Southwest Iran

R. Mirzaee Mahmoodabadi^{1*} and A. Armoon²

1- Assoc. Prof., Dept., of Geology, Islamic Azad University, Estahban Branch, Estahban, Iran

2- National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

* r_mirzaem@iauest.ac.ir

Received: 2023.6.13 Accepted: 2023.8.16

Abstract

In order to study microfacies, diagenetic processes, sedimentary environment, and sequence stratigraphy of the Tele Zang Formation in the Lab Sefid oil field, two wells (No. 1 and 5) were analyzed. Based on the study of 250 thin sections prepared from cuttings, 8 microfacies were identified and deposited in an homoclinal carbonate ramp. On a larger scale and considering the stratigraphic equivalence of the Paleocene-Eocene sediments in the studied area, a carbonate shelf sedimentary environment can also be proposed for the Tele Zang Formation. The major diagenesis processes that have affected the Tel Zang Formation include micritization, neomorphism, dolomitization, dissolution, cementation, compaction, pyritization, hematitization, and fracture. The identified diagenetic processes are the product of shallow marine to deep marine diagenesis. According to lithological changes, gamma log changes, and vertical changes of microfacies, the sequence stratigraphy of Tele Zang formation in well No. 1 of the studied field was evaluated, and one complete third depositional sequence was recognized. In well number 5, a typical third depositional sequence with Pabdeh Formation was detected, such that the closed sedimentary facies group TST is the pelagic facies of Pabdeh Formation with high gamma log values and low resistivity and the closed sedimentary facies group HST is thin to thick limestone layers of the formation. It includes bell traps with low log gamma values and medium to high resistivity. In general, the transgressive systems tract in the studied sequence is characterized by a slight increase in the log gamma value in the sequence, and a decrease or constant log gamma values characterize the highstand systems tract during the thickness of the segregated depositional sequence. The critical point about this systems tract is the equivalence of this systems tract with the increase of reservoir potential along the length of the reservoir. The expansion of the supporting grain facies affected by the depositional environment and diagenetic processes such as dissolution, dolomitization, and fractures is one factor in the high reservoir potential in the HST facies category.

Keywords: Microfacies, Diagenetic, Sedimentary Environment, Tale-Zang Formation, Lab Sefid oil field

Introduction

The most suitable sedimentary basins for accumulating hydrocarbon materials are shallow or foreland basins. The Zagros sedimentary basin, as a part of the Alpine-Himalayan orogeny system in the southwest of Iran, is one of the wealthiest fold-thrust belts in the world, which, as a foreland basin, has a reserve of more than 81 billion barrels of oil. The Tele-Zang Formation includes rock-forming limestones and is rich in large benthic foraminifers of the Paleocene to the Middle Eocene age. This formation was deposited as local facies in the Lurestan region in the Zagros sedimentary basin after the Laramide orogenic phase and following the progress of seawater in the early Tertiary, and it extends

prominently in the northeast of Lurestan. Usually, the Tele Zang Formation is located on the clastic Formation of Amiran and below the Keshkan Formation, but sometimes it is replaced laterally and gradually by these two formations. Apart from the Amiran and Keshkan formations, the Tele Zang formation can also have a lateral link with the Pabdeh formation. The purpose of this study is to investigate the petrographic characteristics of the Tele Zang reservoir simultaneously, determine the diagenetic processes, and match the sequence stratigraphic data of this formation in the Lab Sefid oil field so that the studied reservoir can be zoned using the comparison of petrographic and petrophysical data. Describing the characteristics of reservoir

rocks is the foundation for the exploration and development of oil and gas fields. In this regard, proper separation of reservoir zones from non-reservoir zones in the recognition of flow units, preparing static models, checking the dynamics of hydrocarbon reservoirs, and developing oilfields are of great importance.

Materials & Methods

In order to investigate and study the reservoir properties of Tele Zang formation in the Lab Sefid oil field, 3 wells were selected and subjected to petrophysical and microscopic analysis. This study used 250 thin sections prepared from drilling cutting to determine microfacies and diagenetic processes. A polarizing microscope was used for the petrographic study of microfacies. In order to detect porosity, blue dye epoxy paint was used, and to distinguish calcite from dolomite, alizarin red powder was used according to the Dickson (1965) method. The classification and naming of rocks is based on the classification of Dunham (1962). Investigation and analysis of microfacies and interpretation of depositional environments are documented based on the standard facies of Fluegel (2010) and Wilson's model (1975). The graphs in the study well include density (RHOB) and gamma-ray (GR) charts. Log gamma morphological changes along the thickness of the formation have been used for sequence stratigraphic studies.

Discussion and Results

1-Microfacies and Sedimentary environments

In the petrographic surveys of the studied sections, a wide range of carbonate microfacies was identified. To separate and identify them, things like the type of constituents of carbonate rocks, such as orthocom, allochems, type of skeletal and non-skeletal grains, grain size and their abundance percentage, have been used. The most skeletal grains observed in the microscopic facies are from the Miliolidae, Numulitidae, Discocyclinidae and Algae families. The recognized microfacies are: Pelagic Bioclast Packstone, *Nummulites* Bioclast Packstone, *Discocyclina* Bioclast Packstone, Benthic-Pelagic Bioclast Wackestone-Packstone, *Cibicides* Bioclast Packstone, *Elphidium* Bioclast Packstone, Algal Bioclast Packstone, and Benthic Bioclast Wackestone.

2- Developed Sedimentary Environment Model of Tele-Zang Formation in the Studied field

The high rate of carbonate production when the sea level is high in the platform causes carbonate deposits to be transported from the shallow carbonate platform to the deep part of the sea. The presence of benthic bioclasts and the mixture of deep environment sediments and platform sediments indicate a high rate of sedimentation and the creation of turbidity currents and carbonate fall from the marginal part of the platform with a steep slope and its deposition in the deep part of the sea. Deep facies of Tele Zang Formation between Pabdeh Formation and facies of Mazdooran and Chaman Bid formations.

3- Investigating the Diagenesis Processes of Tele-Zang Formation in the Framework of Sequence Stratigraphy

In this study, after studying the microscopic thin sections and investigating the dominant diagenesis processes in the Tele Zang formation, their changes have been drawn vertically against the corresponding depth from the base of the well to the top so that their distribution in each reservoir zone is clearly defined.

4- Diagenetic Processes and Investigation of Porosity Evolution in the Framework of Sequence Stratigraphy

This section evaluates the relationship between diagenetic processes and reservoir potential in the sequence stratigraphy framework. In general, the relative changes in the seawater level have caused a change in the chemical composition of the pore fluids, which will further control the potential of the reservoir in terms of quantity and quality. Diagenetic processes are closely related to the relative changes in sea water level in such a way that the changes of diagenesis are influenced by the pattern of accumulation of sediments during the transgression and regression of seawater.

5- Diagenetic Processes and Investigation of Porosity Evolution in TST Systems Tract

Since the LST systems tract facies do not appear in all parts of the sedimentary basin, each sedimentary sequence usually consists of TST and HST facies. In the studied sedimentary sequences, TST and HST facies were evaluated. In general, during the progression of seawater and the formation of the facies related to the TST systems tract, the diagenetic processes are under the control of seawater. In the TST period, with the advance of deep sediments on shallow sediments and

the advance of facies towards the landward side of the sediments of the HST tract system, the previous sedimentary sequence acts as a closed system, and diagenetic processes such as dissolution and cementation take place in a small amount and dolomitization. Anhydrite cement and anhydrite nodules are formed in the facies of the dissolution bar and the lagoon and dolomitization zones of the Mediterranean Sea

6- Diagenetic Processes and Investigation of Porosity Evolution in HST Systems Tract

Diagenetic processes in the TST systems tract vary depending on the climate, depositional conditions, and the depositional space creation rate. In general, during LST, the rate of creating new space for sediment accumulation is low, and during TST, this increasing rate continues until MFS. During HST, the rate of creation of new space for sediment accumulation has decreased, and if the rate of carbonate production is high, the production of sediments takes place towards the sea, and microbial diagenetic processes and microbial formation are observed. Other diagenetic processes in this period include porosity-reducing cementation, permeability reduction based on the cementation process, and dolomitization. Diagenetic products in wet climates are karst and form porosity, and in dry climates, the formation of Kalish and dolomites results from evaporation. In general, in atmospheric diagenesis, diagenetic products will dissolve unstable grains such as bioclasts, mold porosity, drusy calcite cement, and hole filling. During burial diagenesis, dolomitization with destructive fabric, compaction, anhydrite cement, calcite cement, formation of dolosparite from dolomite, and formation of anhydrite, celestite, and calcite cement filling fractures and stylolites take place. The dominant diagenetic process during the HST systems tract in the studied area is dolomitization and fractures filled by calcite.

Conclusions

Based on the study of the thin sections prepared from the drilling pieces, ten carbonate microfacies were identified, which were deposited in a carbonate ramp with the same slope. On a larger scale, considering the stratigraphic equivalence of the Paleocene-Eocene sediments in the studied area, a carbonate shelf sedimentary environment can also be proposed for the Tele-Zang Formation. In the studied field, according to the outcrop of the Pabdeh Formation at the lower and upper contact of the Tele Zang Formation at the time of the HST systems tract with the increase of carbonate production rate in the continental slope, shallow limestones of Tele Zang Formation in the form of turbidite limestones are observed between Pabdeh Formation.

The TST systems tract alignment is characterized by a slight increase in the log gamma value in both sequences. The HST high-level tract system is characterized by decreasing or remaining constant log gamma values during the thickness of the formation in two separated sedimentary sequences.

In general, during the HST systems tract and the formation of facies related to the progressive HST systems tract, diagenetic processes are controlled by seawater. In the TST systems tract, with the advance of deep sediments on shallow sediments and the advance of facies towards the landward side of the sediments of the HST tract system, the previous sedimentary sequence acts as a closed system, and diagenetic processes such as dissolution and cementation take place in a small amount and dolomitization.

Anhydrite cement and anhydrite nodules are formed in the facies of the dissolution bar and dolomitization in the lagoon and coastal zones. The dominant diagenetic process during the HST systems tract in the studied area is dolomitization and fractures filled by calcite.