



Tectono-sedimentary Effects of the Balarud Basement Fault on the Reservoir Quality of the Taleh Zang Formation at the Boundary of the Lurestan Sub-Basin and the Dezful Embayment

Mohammad Reza Zakerzadeh ^{*1}

1- Department of Geology, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

Keywords

Balarud Basement Fault,
Distally Steepened LBF,
Ramp,
Reservoir Quality,
Tectonic Activity

Extended Abstract

Introduction

This study investigates the role of the Balarud basement fault (BRF) in controlling sedimentation geometry, carbonate platform evolution, and reservoir quality of the Taleh Zang Formation at the boundary between the Lurestan sub-basin and the Dezful Embayment. A multidisciplinary approach integrated surface data (Chenareh section, 140 meter-thick, 320 thin sections) and sub-surface data (three oil wells in the Lab-e Safid oil field including cuttings petrography, petrophysical logs, and daily drilling reports) along with microfacies analysis, larger benthic foraminifera (LBF) biostratigraphy, and petrophysical evaluation (porosity, water saturation, fluid losses). The Balarud fault activity caused a pronounced structural drop in the southern block. The northern block developed a homoclinal ramp with tidal flat, lagoon, nummulitic shoals, and open marine facies belts, whereas the southern block exhibits a distally steepened ramp with slump facies containing crushed LBFs and planktonic foraminifers, indicating deep open marine settings. The fault is interpreted as the primary trigger of intrabasinal variations, including a mechanical response that fundamentally altered basin physiography and created slope failures and debris flows. Critically, 4-meter-thick dolomite-sandstone layers with average porosity 20% and significant hydrocarbon saturation were identified in the southern block. Severe fluid drilling losses indicate fault-related fracturing and enhanced secondary permeability. These hydrocarbon-bearing horizons, accumulated within stratigraphic traps, represent promising new and directional/horizontal drilling targets for field development programs in the northern Dezful Embayment.

Receive: 2026-05-14

Accepted: 2026-07-24

Published: 2026-08-23

*Corresponding Author: Mohammad Reza Zakerzadeh; E-mail: mrz223.geo@gmail.com

How to cite this article: Zakerzadeh, M.R. (2026). Tectono-sedimentary Effects of the Balarud Basement Fault on the Reservoir Quality of the Taleh Zang Formation at the Boundary of the Lurestan Sub-Basin and the Dezful Embayment. *Structural Geology and Applied Tectonics*, 1(1): 1–21. DOI:[10.30473/SGAT.2026.78046.1009](https://doi.org/10.30473/SGAT.2026.78046.1009)



Copyright © 2026, by the author(s). Published by Payame Noor University, Tehran, Iran. This is an open access article under the CC BY 4.0 license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Methodology

To achieve a comprehensive tectono-sedimentary reconstruction, a multidisciplinary dataset was synthesized. Surface Data: The Chenareh Anticline, located immediately north of the BRF, was selected as the reference section for the stable Lurestan block. A 140-meter-thick sequence was measured and sampled systematically. 260 rock samples were collected at 1–2-meter intervals, from which 320 thin sections were prepared.

Subsurface Data: Data from three deep exploration wells (Wells A, B, and C) in the Lab-e Safid field (South of the BRF) were analyzed. This included the petrographic examination of 120 sets of drilling cuttings, interpretation of Graphic Well Logs, and final geological reports.

Laboratory Analysis: Microfacies analysis followed Dunham's (1962) classification, updated by (Flügel & Munnecke, 2010). Biostratigraphic zonation was based on Larger Benthic Foraminifera (LBF) using the Shallow Benthic Zones (SBZ) framework established by (Serra-Kiel *et al.*, 1998).

Petrophysical Evaluation: A detailed reservoir characterization was conducted using a suite of wireline logs, including Gamma Ray (GR), Neutron-Density, Sonic, and Resistivity logs. Petrophysical parameters such as effective porosity (Phie) and water saturation (Sw) were calculated using the Archie equation to evaluate the hydrocarbon potential of the basal units. Daily drilling reports were also scrutinized for drilling fluid losses (BPD) data to estimate secondary fracture porosity.

Results and Discussion

The diagnostic LBF assemblages, including various species of *Alveolina*, *Nummulites*, and *Discocyclina*, indicate a Late Thanetian to Cuisian age. In the Chenareh section, the presence of porcellaneous LBFs suggests a shallower setting, whereas the Lab-e Safid sections are dominated by hyaline forms, specifically *Discocyclina* and *Assilina*, indicating significantly deeper bathymetric conditions during the same chronostratigraphic interval.

The study identifies a stark contrast in the depositional geometry across the Balarud Fault:

The Lurestan Block (Chenareh): The Taleh Zang Formation here represents a Homoclinal Ramp. The facies belt follows a predictable gradient from inner-ramp tidal flats and lagoons (porcellaneous foraminifera-rich wackestone) to mid-ramp nummulitic shoals and outer-ramp open marine settings. The platform was relatively stable, with thickness variations controlled primarily by regional sea-level fluctuations.

The Dezful Block (Lab-e Safid): South of the BRF, the basin architecture shifts abruptly to a Distally Steepened Ramp. The transition is marked by a "Shelf Break" created by the 3000–5000 meters structural relief of the Balarud Fault. The dominant facies are "allodapic" limestones, characterized by crushed and poorly sorted LBF fragments Debris Flows intermixed with planktonic foraminifera (*Globigerina* and *Morozovella*). These "Slump" deposits indicate that the Balarud Fault acted as a trigger for gravity-driven sediment transport from the unstable shelf edge into the subsiding depocenter.

The Balarud Fault functioned as a "Structural Step". During the Cuisian, rapid subsidence in the southern block increased the accommodation space suddenly. This led to the development of steep clinoforms. The geometry of these clinoforms, as observed in seismic and field data, indicates that the progradation was hindered by the rapid deepening of the basin floor. The fault-controlled topography transformed a uniform ramp into a high-relief margin, which facilitated the influx of siliciclastics in the basal parts of the formation.

One of the most significant findings is the identification of a high-quality reservoir interval at the base of the Taleh Zang Formation in the Lab-e Safid field.

Basal Units: A 4-meter thick interval comprising dolomites and sandstones was identified. Petrophysical logs reveal an average porosity of 20%, which is exceptional for Paleogene carbonates in this region.

Stratigraphic Trapping: These porous basal units are encased by the impermeable Pabdeh shales below and tight, fine-grained Taleh Zang limestones above, forming a perfect stratigraphic trap.

Fracture Intensity: Analysis of mud loss data (reaching 160 BPD in some intervals) correlates with the proximity to the Balarud Fault hinge. The tectonic stress associated with the fault movement has generated a dense network of macro-fractures, significantly enhancing the secondary permeability of the reservoir, even in tighter carbonate intervals.

Conclusions

Based on the integration of surface, sub-surface, biostratigraphical, petrophysical, and structural data from both sides of the Balarud basement fault, the following conclusions are drawn;

1-Confirmation of the Taleh Zang Formation in the Chenareh Anticline: This study confirms the deposition of the Taleh Zang Formation within the Paleogene sedimentary succession at the southern plunge of the Chenareh Anticline. Consequently, the geological map of the Balarud quadrangle requires revision.

2-Role of the Balarud Fault in basin architecture: The Balarud basement fault acted as the primary control on basin floor geometry and physiography at the boundary between the Lurestan sub-basin and the Dezful Embayment. The mechanical response of the basin to fault activity was a pronounced structural drop in the southern block, which directly transformed the depositional pattern from a low-dip homoclinal ramp in the north to a distally steepened ramp setting in the south.

3-Depositional environment and biota changes: North of the Balarud Fault (Chenareh section), a complete and normal distributed depositional facies belts (tidal flat, lagoon, nummulitic shoals, and open marine) are developed. In contrast, south of the fault (Lab-e Safid oil field), only an open marine environment dominated by hyaline foraminifera (mainly *Discocyclina*) and planktonic foraminifera is identified. Dispersed, crushed, and fragmented *Discocyclina*-bearing and planktonic foraminifera indicate sediment slump on steep slopes generated by fault activity and the formation of debris flows. Thus, the Taleh Zang Formation in the entire study area is interpreted as a distally steepened ramp setting, with the Balarud being the main cause of the intra-basinal steep slope.

4-New reservoir potential: A key applied finding is the identification of a new stratigraphic reservoir horizon of the Taleh Zang Formation in the Lab-e Safid oil field. This horizon comprises two dolomite and sandstone layers with average porosity of 20%, low water saturation (10-12%), and a 1.1-meter-thick hydrocarbon column. These layers are confined by interfingering Pabdeh Formation layers and impermeable dense Taleh Zang limestones, forming an ideal stratigraphic trap.

5-Role of tectonic fractures in enhancing reservoir quality: Analysis of drilling fluid losses (up to 160 BPD) and their relation to mud weight and distance from the main fault indicates that the Balarud faulting generated a fracture network in near-fault areas. These fractures significantly increased drilling fluid losses.

6-Explorational and Operational recommendations: Based on these findings, hydrocarbon exploration in the northern Dezful Embayment should extend beyond conventional anticlinal traps toward stratigraphic traps. In the Lab-e Safid oil field and adjacent fields (e.g., Balarud and Qaleh Nar oil fields), priority should be given directional and horizontal drilling targeting the basal dolomite-sandstone interval of the Taleh Zang Formation and fault-adjacent areas. Acquisition of image logs and fracture-intensity zonation are essential for future reservoir management.

In summary, at the boundary between the Lurestan sub-basin and the Dezful Embayment, the Taleh Zang Formation not only provides a scientific record of a carbonate platform's response to active tectonics but also represents a new, independent exploration target with significant hydrocarbon potential.



تحلیل اثرات زمین‌ساختی-رسوبگذاری گسل پی‌سنگی بالارود بر کیفیت مخزنی سازند تله‌زنگ در مرز زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول

محمدرضا ذاکرزاده^{۱*}

۱- گروه زمین‌شناسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

کلیدواژه‌ها

گسل پی‌سنگی بالارود،
روزنبران درشت کفزی،
رمپ کربناته پرشیب،
کیفیت مخزنی،
فعالیت زمین‌ساختی

چکیده

این پژوهش با هدف تحلیل نقش گسل پی‌سنگی بالارود در کنترل هندسه رسوبی، تکامل سکوی کربناته و کیفیت مخزنی سازند تله زنگ در مرز زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول انجام شده است. مطالعه ترکیبی از داده‌های سطحی برش چناره به ضخامت ۱۴۰ متر، ۳۲۰ مقطع نازک و زیرسطحی سه حلقه چاه در میدان نفتی لب سفید، شامل پتروگرافی خرده‌های حفاری، نمودارهای پتروفیزیکی و گزارش‌های روزانه حفاری به همراه تحلیل ریزرخساره‌ها، زیست‌چینه‌نگاری بر اساس روزنبران درشت کفزی و ارزیابی پتروفیزیکی از قبیل تخلخل، اشباع آب، هرزروی گل انجام شد. فعالیت گسل بالارود باعث ایجاد افت ساختمانی شدید در بلوک جنوبی شده است. در بلوک شمالی، سکوی کربناته از نوع رمپ همشیب با رخساره‌های پهنه جزر و مدی، لاگون، پشته‌های نومولیتی و دریای باز است، در حالی که در بلوک جنوبی از نوع رمپ پرشیب بود و رخساره‌های لغزشی حاوی روزنبران خردشده به همراه روزنبران پلانکتونیک نشان‌دهنده حوضه عمیق و دریای باز است. به طور کلی، احتمالاً گسل بالارود عامل اصلی ایجاد تغییرات درون حوضه بوده و پاسخ مکانیکی حوضه منجر به تغییر اساسی هندسه رسوبی، ایجاد محیط‌های لغزشی عمیق شده است. مهم‌ترین یافته، شناسایی لایه‌های دولومیتی-ماسه‌سنگی به ضخامت ۴ متر و با میانگین تخلخل ۲۰٪ و اشباع هیدروکربنی قابل توجه در بلوک جنوبی است. تحلیل هرزروی شدید سیال حفاری نیز بیانگر توسعه شکستگی‌های مرتبط با گسل و افزایش تراوایی ثانویه است. این افق‌های هیدروکربن‌دار که در تله‌های چینه‌ای محصور شده‌اند، می‌توانند به عنوان اهداف اکتشافی جدید و مستقل در برنامه‌های توسعه میادین شمال فروافتادگی دزفول مورد توجه قرار گیرند.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۲/۲۴

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۵/۰۲

تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۶/۰۱

*نویسنده مسئول: محمدرضا ذاکرزاده

رایانامه:

mrz223.geo@gmail.com

ارجاع به این مقاله: ذاکرزاده، م. ر. (۱۴۰۵). تحلیل اثرات زمین‌ساختی-رسوبگذاری گسل پی‌سنگی بالارود بر کیفیت مخزنی سازند تله‌زنگ در مرز زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول. زمین‌شناسی ساختمانی و زمین‌ساخت کاربردی، ۱(۱): ۲۱-۱.

شناسه دیجیتال مقاله: 10.30473/sgat.2026.78046.1009

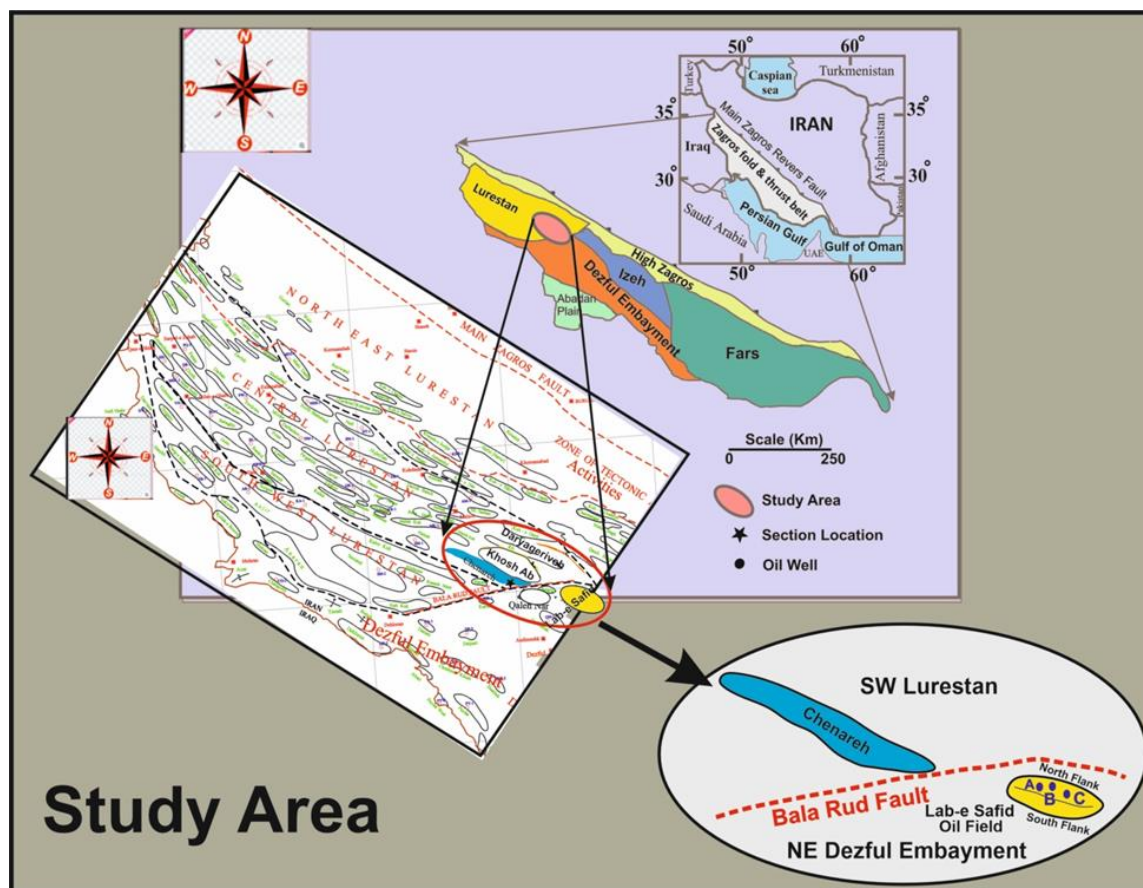


مقدمه

یکی از عوامل بسیار مهمی که در رسوب گذاری نهشته‌های کربناته نقشی اساسی ایفا می‌کند زمین‌ساخت است. زمین‌ساخت تعیین‌کننده ورود آواری‌ها به محیط رسوبی، جهت‌یابی خطوط ساحلی، نوع و تغییرات فیزیوگرافی کف حوضه، تغییر شکل سکوه‌های کربناته، و به طور کلی مسبب ایجاد تغییرات عمده در حوضه رسوبگذاری است (Rahimpour Bonab, 2020). محیط‌های رسوبی بخش‌های مختلف یک حوضه رسوبی هستند که دارای ویژگی‌های فیزیکی، شیمیایی و زیستی مختص به خود می‌باشند و به واسطه این خصوصیات از سایر محیط‌های رسوبی اطراف خود متمایز می‌گردند. با مطالعه و بررسی محیط‌های رسوبی و خصوصیات رسوبات نهشته شده در حوضه‌های مختلف از زمان‌های متفاوت زمین‌شناسی، می‌توان اطلاعات مهمی را در زمینه نوع محیط رسوبی، تغییرات سطوح آب دریا‌های قدیمی، جغرافیای دیرین و همچنین الگوهای انتشار و توزیع جوامع زیستی گوناگون گسترش یافته و حتی فعالیت‌های زمین‌ساختی رخ داده در این حوضه‌ها به دست آورد. آخرین مرحله تکامل زمین‌ساختی-رسوبی زاگرس نتیجه بسته شدن اقیانوس نئوتتیس بین صفحات ایران و عربی-آفریقا و برخورد متعاقب آنها بوده که با تشکیل حوضه پیش‌بوم^۱ همراه بوده است. در انتهای کرتاسه و در اثر پدیده‌های زمین‌ساختی و پسروی دریای نئوتتیس، حوضه‌های فراوانی با ساختارهای ویژه ایجاد شده‌اند و سپس پیشروی دریای پالئوژن با فراز و نشیب‌هایش توالی‌های زیست‌چینه‌ای و سنگ‌چینه‌ای متفاوتی را به وجود آورده است. یکی از مهم‌ترین این حوضه‌ها، حوضه پیش‌بوم زاگرس در جنوب غرب ایران است. با توجه به توالی‌های سنگ‌چینه‌ای موجود در گستره زاگرس چنین به نظر می‌رسد که در زمان پالئوسن-ائوسن رسوبات کم‌عمق از نوع کربناتی نظیر سازند جهرم در فارس و سازند تله زنگ در لرستان همراه با فرونشینی در کف حوضه تشکیل شده‌اند. تکامل حوضه‌های رسوبی زاگرس همواره تحت تأثیر فعالیت گسل‌های بزرگ و پی‌سنگی بوده است. در طی مدت زمان پالئوسن-ائوسن، حوضه زاگرس در معرض حرکات زمین‌ساختی ناحیه‌ای قرار داشته که این فعالیت‌های زمین‌ساختی سبب تشکیل و یا توسعه گسل‌ها و خطواره‌های متعددی نظیر گسل پی‌سنگی بالارود گردیده است (Homke et al., 2009). از طرف دیگر، این حرکات زمین‌ساختی ناحیه‌ای منجر به بروز تغییرات فراوان در فیزیوگرافی حوضه به ویژه در کف حوضه و همچنین تشکیل ساختارهای شیب‌لایه^۲ کربناته سازند تله زنگ در زیر حوضه لرستان (Nikfard, 2023)، ایجاد شیب‌های تند در کف حوضه و عامل احتمالی ریزش و لغزش رسوبات به بر روی این شیب‌ها در کف حوضه (Zakerzadeh et al., 2025) و در نهایت سبب بروز دوزمانگی^۳ در نهشته‌های برخی سازندها مانند سازند تله زنگ در توالی رسوبی پالئوژن زیرین در زیرحوضه لرستان به واسطه رشد ناهمگن تاق‌دیس‌ها همزمان با فرآیند رسوبگذاری گردید (Saura et al., 2011; Zakerzadeh et al., 2023). نهشته‌های مورد مطالعه در این پژوهش مربوط به رسوبات عمدتاً کربناته کم‌عمق سازند تله زنگ در دو سوی گسل بزرگ بالارود است که بخشی از آن در ناحیه لرستان شامل تاق‌دیس چناره و بخش دیگر در ناحیه فروافتادگی دزفول (میدان نفتی لب سفید) واقع شده‌اند. بهره‌گیری از تمامی محتویات سنگواره‌ای و ریزسنگواره‌ای توالی‌های رسوبی منتهی به نتایج دقیق و قابل قبولی برای تعیین سن، شناسایی محیط رسوبی، سیر تکاملی سکوی کربناته و همچنین تحلیل اثرات فعالیت‌های زمین‌ساختی بر روی حوضه‌های رسوبی می‌گردد. یکی از مهم‌ترین عناصر مورد اسناد در این مطالعه، بررسی خصوصیات و تغییرات رخساره‌ای در سکوه‌های کم‌عمق کربناته سازند تله زنگ در دو طرف گسل بالارود، با تحلیل تغییرات گونه‌های مختلف روزنبران درشت کفزی^۴ و محیط‌های رسوبی آنها است. این روزنبران در مدت زمان پالئوژن مهم‌ترین محتوای رسوبی نهشته‌های کربناته این دوره به شمار می‌آیند. محدوده مورد مطالعه این پژوهش در بخش جنوب غربی ناحیه لرستان و شمال شرقی فروافتادگی دزفول قرار گرفته است. این منطقه در زون انتقال ساختاری

^۱Forland Basin^۲Clinofolds^۳Diachronosity^۴Larger Benthic Foraminifera (LBF)

بین کمان لرستان و دزفول شمالی واقع شده است (شکل ۱). گسل بالارود در این منطقه نه تنها به عنوان یک مرز جغرافیایی، بلکه سبب افت ساختاری شدیدی شده است. داده‌های زیرسطحی و لرزه‌نگاری مؤید آن است که این گسل بزرگ در زمان کوئیزین ائوسن میانی، باعث فرونشست سریع بلوک جنوبی (سمت دزفول) شده است. این فرونشست، فضای جای‌گیری^۱ را به طور ناگهانی افزایش داده و ژئومتری حوضه را از یک سکوی کربناته یکنواخت و کم‌شیب به یک سکوی وسیع شیب‌دار تبدیل کرده است. در دهه‌های اخیر توجه زیادی به مطالعه و بررسی نهشته‌های کربناته پالئوژن به ویژه در منطقه خاورمیانه و به خصوص ایران، عراق، عمان و مصر معطوف شده است، نه تنها به خاطر ارزش‌های علمی بلکه برای شناسایی و دستیابی به منابع قابل توجه نفت، گاز و حتی سفره‌های آب‌های زیرزمینی (Serra-Kiel *et al.*, 2016). اهداف کلی این مقاله به شرح ذیل می‌باشند: ۱- تأیید وجود و تعیین موقعیت سازند تله زنگ در توالی پالئوژن تاقدیس چناره در شمال گسل بالارود، به عنوان یک برش سطحی کلیدی در زیرحوضه لرستان. ۲- مقایسه سیستماتیک ویژگی‌های سنگ‌چینه‌ای و رخساره‌ای سازند تله زنگ در دو پهنه ساختاری متفاوت مورد مطالعه. ۳- تعیین نقش گسل پی‌سنگی بالارود به عنوان عامل اصلی کنترل‌کننده هندسه حوضه و فیزیوگرافی سکوی کربناته در مرز بین زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول. ۴- بازسازی محیط رسوبی و الگوی سکوی کربناته بر اساس توزیع جوامع زیستی. ۵- ارزیابی اثرات زمین‌ساخت هم‌زمان با رسوبگذاری در محدوده مورد مطالعه. ۶- شناسایی و معرفی افق‌های مخزنی احتمالی جدید در سازند تله زنگ در میدان نفتی لب سفید و معرفی این افق‌ها به عنوان اهداف جدید اکتشافی برای حفاری‌های آینده.



شکل (۱): نقشه محدوده و موقعیت چاه‌های مورد مطالعه.

Fig (1): The location map of the study area and the examined oil wells.

¹ Accommodation Space

روش‌شناسی پژوهش

الف- روش پژوهش

پژوهش حاضر با هدف تحلیل هم‌زمان عوامل زمین‌ساختی و رسوبی موثر بر محیط رسوبی و کیفیت مخزنی سازند تله زنگ، بر مبنای یک رویکرد چند جانبه شامل بررسی مطالعات قبلی، برداشت‌های صحرایی، مطالعات میکروسکوپی، پتروگرافی و پتروفیزیکی طراحی گردید. این مطالعه از نوع توصیفی-تحلیلی و مقایسه‌ای بوده و با تلفیق داده‌های سطحی و زیرسطحی در دو سوی گسل بالارود انجام شده است. راهبرد کلی پژوهش بر پایه مقایسه سیستماتیک ویژگی‌های سنگ‌چینه‌ای و مخزنی در دو پهنه ساختاری مجزا، یعنی زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول استوار است.

ب- روش انجام کار

بررسی‌های کتابخانه‌ای و آماده سازی: مطالعه پیشینه پژوهش، گزارش‌ها و نقشه‌های زمین‌شناسی محدوده مورد مطالعه و اطلاعات موجود از میداین نفتی منطقه. مطالعات صحرایی: با توجه به عدم ثبت سازند تله زنگ در نقشه زمین‌شناسی چهارگوش بالارود در تاق‌دیس چناره (برش سطحی مورد مطالعه واقع در بخش شمالی گسل بالارود-زیرحوضه لرستان)، و تأیید وجود این سازند در توالی رسوبی پالئوژن در تاق‌دیس‌های همجوار مانند خوش آب، دریاگریوه و ریت، اولین قدم، مطالعه صحرایی و برداشت داده‌های سر زمین برای تأیید وجود سازند تله زنگ در تاق‌دیس چناره به ویژه در دماغه جنوب شرقی و یال جنوب غربی این تاق‌دیس و در مجاورت گسل بالارود بود، که در این راستا از سرسازند پابده به سمت سرسازند آسماری به صورت سیستماتیک مورد پیمایش و برداشت قرار گرفت. در این برش، ویژگی‌های سنگ‌شناسی، سطوح ناپیوستگی و هندسه لایه‌بندی ثبت و تعداد ۲۶۰ نمونه سنگی از فواصل ۱ الی ۲ متر به منظور مطالعات آزمایشگاهی برداشت شد. از نمونه‌های سنگی برداشت شده، ۳۲۰ مقطع نازک تهیه و مطالعات پتروگرافی و فسیل‌شناسی برای تعیین سازند تله زنگ و همچنین تعیین ریزرخساره‌های رسوبی تهیه گردید. با انجام مطالعات فوق مشخص شد که سازند تله زنگ در یال جنوبی تاق‌دیس چناره وجود دارد و بر روی سازند پابده و در زیر یکی از لایه‌های ماسه‌سنگ قرمز رنگ با ضخامت ۳ متر که زبانه سازند کشکان است قرار گرفته است. پس از این مرحله، از اطلاعات و داده‌های زیرسطحی سه حلقه چاه نفت در برش زیرسطحی میدان نفتی لب سفید (در بخش جنوبی گسل بالارود-فروافتادگی دزفول)، که توالی رسوبی حفاری شده سازند تله زنگ در آنها تأیید شده بود مورد استفاده قرار گرفت. این اطلاعات شامل حدود ۱۲۰ مقطع نازک تهیه شده از خرده‌های حفاری، نمودارهای ترسیمی سرچاهی، نمودارهای پتروفیزیکی برداشت شده از توالی‌های مورد مطالعه، گزارش‌های نهایی زمین‌شناسی، پتروفیزیک و حفاری چاه‌های مورد مطالعه و همچنین بررسی گزارش‌های جامع میدان مورد بررسی قرار گرفت. آنالیز ریزرخساره‌ها و تعیین محیط رسوبی: توصیف بافت سنگ بر اساس طبقه‌بندی (Dunham, 1962) و به‌روزرسانی صورت گرفت (Flügel & Munnecke, 2010). شناسایی اجزای غیرزیستی و زیستی با تمرکز بر روزن‌بران درشت کفزی (LBF) انجام شد. برای تعیین سن دقیق، تعیین زون‌بندی زیستی و انطباق زمانی توالی‌ها، از زون‌بندی استاندارد (Hottinger, 1983) و (Serra-Kiel et al., 1998) موسوم به زون‌های زیستی کم‌عمق استفاده گردید. برای تفسیر محیط رسوبی نیز با استفاده از مدل‌های (Flügel & Munnecke, 2010) و (Mattern, 2022)، محیط‌های رسوبی دیرینه بازسازی و بر اساس توزیع روزن‌بران درشت کفزی، گرادیان عمق و انرژی حوضه در دو سوی گسل بالارود ترسیم شد. سپس ارزیابی پتروفیزیکی و کیفیت مخزن با تفسیر نمودارهای مخزنی برداشت شده و داده‌های زیرسطحی و حفاری، انجام گردید. به منظور ارزیابی کاربردی یافته‌های پتروفیزیکی و مخزنی، داده‌های چاه‌پیمایی شامل نمودارهای پرتو گاما، نوترون-چگالی، صوتی و مقاومتی مورد تحلیل قرار گرفت. محاسبه پارامترهای مخزنی مانند تخلخل

¹Shallow Benthic Zones

مفید، ستون نفتی و اشباع آب با استفاده از روش‌های استاندارد (مانند معادله آرچی) در قسمت‌های مختلف سازند تله‌زنگ محاسبه گردید تا پتانسیل هیدروکربنی در سنگ آهک‌ها، دولومیت‌ها و ماسه‌سنگ‌ها برآورد شود. و در نهایت تلفیق همه داده‌های ساختاری، رسوبی، دیرینه‌شناسی و پتروفیزیکی برای ارائه مدل مفهومی از اثرات زمین‌ساخت هم‌زمان با رسوبگذاری گسل بالارود بر کیفیت مخزنی سازند تله‌زنگ.

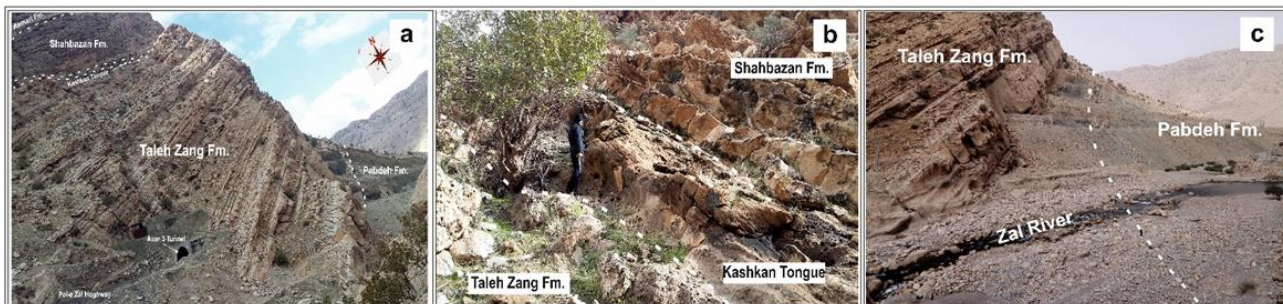
نتایج

زیرحوضه لرستان از لحاظ تقسیم‌بندی ساختمانی ایران در ناحیه زاگرس چین‌خورده و رانده در شمال شرق فروافتادگی دزفول قرار داشته و توسط گسل بالارود که حد جنوب شرقی این ناحیه است از فروافتادگی دزفول جدا می‌شود (Motiei, 1993). این زیرحوضه علیرغم اینکه بخشی از حوضه رسوبی زاگرس به شمار می‌رود اما دارای تفاوت‌های عمده‌ای از لحاظ نوع و شرایط رسوبگذاری، شدت چین‌خوردگی و ضخامت طبقات در مقایسه با فروافتادگی دزفول و ناحیه فارس است. این ناحیه بر اساس ویژگی‌های زمین‌ساختی، چین‌نگاری و هندسه ساختاری در راستای جنوب غرب-شمال شرق به سه بخش جنوب غربی، مرکزی و شمال شرقی تقسیم می‌شود. (Alavi, 2004). سازند تله‌زنگ یک توالی کربناته به سن پالئوسن بالایی تا ائوسن میانی است که بعد از فاز کوهزایی لارامید و به دنبال پیشروی آب دریا در اوایل ترشیری به صورت یک رخساره محلی در زیرحوضه لرستان، یکی از حوضه‌های پالئوژن حاشیه جنوبی تئیس واقع در حوضه رسوبی زاگرس نهشته شده است و به صورت بارز در شمال شرقی ناحیه لرستان گسترش دارد (Motiei, 1993). این سازند برای اولین بار توسط (James & Wynd, 1965) با معرفی برش نمونه در تنگ دو واقع در جنوب خاوری ایستگاه راه‌آهن تله‌زنگ معرفی گردید. ضخامت آن حدود ۲۰۴ متر و سنگ‌شناسی آن در برش نمونه شامل سنگ آهک‌های ضخیم لایه تا توده‌ای می‌باشد که غنی از روزنبران درشت کفزی است. به طور معمول سازند تله‌زنگ بر روی سازند آواری امیران و در زیر سازند آواری کشکان قرار گرفته است (شکل ۲)، ولی گاهی به صورت جانبی و به تدریج با این دو سازند جانشین می‌شود. در نواحی جنوب غربی ناحیه لرستان و همجوار با فروافتادگی دزفول، سازند تله‌زنگ می‌تواند با سازند پابده نیز پیوند جانبی داشته باشد و یا بر روی آن قرار گیرد (Motiei, 1993). همانگونه که عنوان شد این مطالعه بر روی سازند تله‌زنگ در دو سوی گسل بالارود و در دو برش سطحی و زیرسطحی از توالی رسوبی گسترش یافته این سازند در تاقدیس چناره و میدان نفتی لب سفید انجام گردیده است. در ادامه خصوصیات سنگ‌چینه‌ای و زیست‌چینه‌ای سازند تله‌زنگ در دو برش مورد مطالعه به اختصار ارائه می‌گردد:

برش سطحی تاقدیس چناره

تاقدیس چناره در ناحیه لرستان و در مجاورت بلافصل شمال فروافتادگی دزفول و حدوداً در ۳۰ کیلومتری شمال اندیمشک قرار دارد. این تاقدیس اولین تاقدیس واقع شده پس از عبور از لبه فروافتادگی دزفول و گسل بالارود به سمت لرستان است و از تاقدیس‌های معروف این ناحیه محسوب می‌شود که از شمال اندیمشک تا حوالی پلدختر ادامه دارد. از لحاظ ساختمانی تاقدیس چناره یک تاقدیس پشت‌نهنگی طویل با روند شمال غرب-جنوب شرق و هم‌راستا با غالب ساختارهای زاگرس می‌باشد. درازای تاقدیس چناره ۶۰ کیلومتر و پهنای آن ۸ الی ۱۲ کیلومتر است. قدیمی‌ترین سازندهای برونزد یافته در هسته آن متشکل از سازندهای گروه بنگستان است. برش انتخابی در این تاقدیس دارای مختصات جغرافیایی عرض $33^{\circ}51'46''$ شمالی و طول $48^{\circ}06'54''$ شرقی است. مسیر دسترسی به این برش از طریق بزرگراه پل زال-خرم‌آباد، کیلومتر ۶ این بزرگراه بعد از عوارضی به سمت خرم‌آباد، در مجاورت و سمت راست تونل هرندی می‌باشد. سازند تله‌زنگ در این برش حدود ۱۴۰ متر ضخامت داشته و به طور همشیب بر روی سازند پابده و ظاهراً با یک ناهمسازی در زیریک لایه حدوداً ۲ الی ۳ متری ماسه‌سنگ قرار می‌گیرد که این ماسه‌سنگ نیز در زیر سازند شهبازان قرار گرفته است (شکل ۲). این لایه ماسه‌سنگی که

دارای سیمان قرمز رنگ است به عنوان زبانه‌ای از سازند کشکان در نظر گرفته می‌شود. سازند تله زنگ در این برش متشکل از سنگ آهک‌های متوسط و ضخیم لایه دولومیت، مارن خاکستری، تناوب شیل و مارن‌های زیتونی و ماسه‌سنگ قهوه‌ای روشن است. سازند تله زنگ در این برش غنی از روزنبران درشت کفزی با پوسته‌های پورسلانوز و هیالین است.

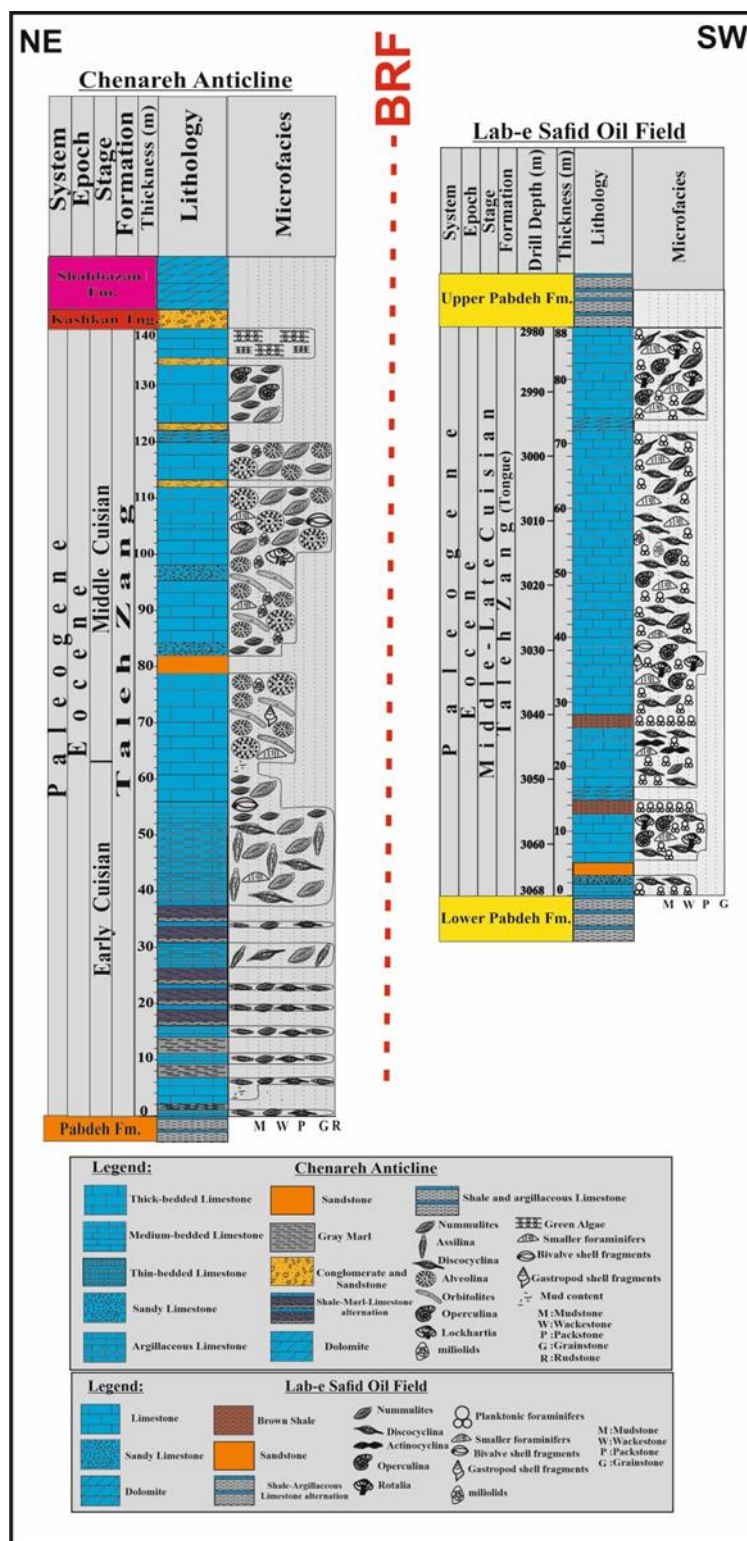


شکل (۲): (a) تصویر صحرایی سازند تله زنگ در برش تاقدیس چناره. نمایی از مرز بالایی (b) و مرز زیرین (c) سازند تله زنگ. دید به سمت جنوب.

Fig (2): (a) Field image of the Taleh Zang Formation at the Chenareh anticline section. Views of upper (b) and lower (c) contacts of the Taleh Zang Formation. The views are toward the south

برش زیرسطحی تاقدیس لب سفید

میدان نفتی لب سفید یکی از میادین نفتی و گازی نسبتاً کوچک واقع در بخش‌های شمالی فروافتادگی دزفول است و با فاصله اندکی از گسل بالارود قرار گرفته است. این میدان به صورت یک تاقدیس نسبتاً کوچک و نامتقارن در ۴۰ کیلومتری شهر دزفول واقع شده است. در غرب این میدان نفتی، میادین نفتی قلعه نار و بالارود و در جنوب، میدان نفتی پلنگان و در جنوب شرق میادین نفتی لالی و کارون و همچنین تاقدیس‌های چناره، ریت، دریاگریوه و کورناس در ناحیه لرستان در شمال این میدان نفتی قرار گرفته‌اند. طول این میدان در افق آسماری حدود ۲۰ کیلومتر و عرض آن ۵ تا ۷ کیلومتر است. شیب لایه‌ها، هم در افق آسماری و هم در افق بنگستان در یال شمال غربی بیشتر از یال جنوب شرقی میدان است. در برخی از گزارش‌های شرکت ملی نفت و تعدادی از مطالعات اندک انجام شده قبلی، در میدان نفتی لب سفید از سازند تله زنگ به عنوان بخش‌ها و حتی سازند تاربور یاد شده است (Motiei, 1993)، اما در این پژوهش از آن به عنوان سازند تله زنگ نام برده می‌شود. سازند تله زنگ در میدان نفتی لب سفید به صورت زبانه‌ای ضخیم درون سازند پابده نفوذ کرده است. 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. سازند تله زنگ در چاه C، برش مورد مطالعه، ۸۸ متر ضخامت داشته و بر اساس مطالعه و بررسی خرده‌های حفاری، نمودارهای الکتریکی و نمودارهای ترسیمی سرچاهی، سازند تله زنگ در میدان نفتی لب سفید از لحاظ سنگ‌شناسی متشکل از سنگ آهک‌های تمیز و همچنین رسی، دولومیت، ماسه‌سنگ و میان‌لایه‌های بین‌انگشتی شیلی از سازند پابده است. بر اساس داده‌های این پژوهش، سازند تله زنگ در این برش حاوی روزنبران درشت کفزی با پوسته هیالین و عمدتاً از جنس دیسکوسیکیلینا است. برای تدقیق تحلیل‌های زیرسطحی از داده‌های دو حلقه چاه نفت دیگر (A و B) نیز استفاده شد. هر سه حلقه چاه در یال شمال شرقی تاقدیس زیرسطحی لب سفید حفاری شده‌اند. در شکل ۳ توالی چینه‌شناسی سازند تله زنگ در برش‌های مورد مطالعه نمایش داده شده است.



شکل (۳): ستون‌های چین‌نگاری و سنگ‌شناسی سازند تله زنگ در برش‌های مطالعه شده.

Fig (3): The Biostratigraphic and Lithostratigraphic columns of the Taleh Zang Formation in the examined sections.

زمین‌شناسی مخزن و ویژگی‌های پتروفیزیکی

دیرزمانی نیست که برای تعیین عملکرد و بازدهی یک مخزن و عمر مفید آن فقط داده‌های پتروفیزیکی و یا به طور اجمالی داده‌های مخزنی به کار گرفته می‌شد. اما امروزه نقش عوامل و پارامترهای زمین‌شناسی نظیر نوع سنگ‌شناسی و خصوصیات

محیط‌های رسوبگذاری و نوع و ترکیب جوامع زیستی گسترش یافته در آنها در شناسایی عملکرد مخازن هیدروکربنی و توان تولید آنها مد نظر قرار گرفته است. اینگونه مطالعات کمک شایانی در رفع بسیاری از مسائل مربوط به مطالعات مخزن و زمین‌شناسی مخزن ایفا نموده است. برای تحلیل ویژگی‌های پتروفیزیکی سازند تله زنگ از اطلاعات چاه C استفاده شد که به طور خلاصه در جدول شماره ۱ نمایش داده شده است. با توجه به اینکه سازند تله زنگ در میدان نفتی لب سفید یک سازند مخزنی محسوب نمی‌شود، لذا زون‌بندی عملیاتی پتروفیزیکی در این سازند وجود ندارد و نتایج زیر به صورت میانگین محاسبه شده‌اند.

جدول (۱): خصوصیات پتروفیزیکی سازند تله زنگ در چاه C. (منبع: نمودارهای چاه پیمایی مخزنی چاه‌های مطالعه شده، ۱۳۹۶).

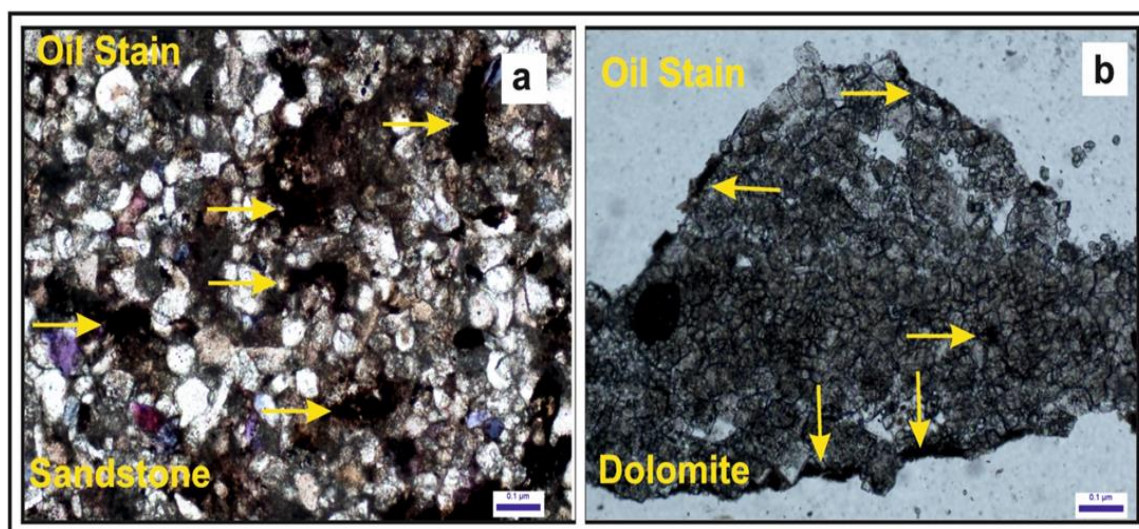
Table (1): Petrophysical features of the Taleh Zang Formation in Well C. (source: Reservoir logs of the examined oil wells, 2018).

Layer	Bed Thickness (m)		Net/ Gross	Average Porosity (%)		Sw Log (%)	Net Hydrocarbon Column (m)
	Net	Gross		Net	Gross		
Upper Carbonate Part	>1	75	0.013	16	10	53	0.5
Lower Dolomite Layer	1.5	2.6	0.51	21	14	13	1.35
Sandstone Layer	1.8	2.1	0.86	25	17	10	1.75

پتانسیل هیدروکربنی

یکی از یافته‌های کلیدی این پژوهش، شناسایی یک افق دولومیتی و ماسه‌سنگی در قاعده سازند تله زنگ در میدان نفتی لب سفید است (شکل ۴). این دو لایه که بر روی هم ته‌نشین شده‌اند، دارای ویژگی‌های مخزنی ممتازی هستند:

- تخلخل و تراوایی: تحلیل نگارهای پتروفیزیکی نشان‌دهنده تخلخل مفید بالا و مناسب در این دو لایه، به طور متوسط در حدود ۲۰٪ است.



شکل (۴): تصاویر خرده‌های حفاری از (a) لایه‌های ماسه‌سنگ قاعده‌ای در نور پولاریزه و (b) دولومیت در نور معمولی، با آغستگی زیاد به نفت، در سازند تله زنگ در برش زیرسطحی لب سفید.

Fig (4): Drilling cuttings images from layers of the (a) basal Sandstone under the polarized light and (b) Dolomite under the normal light, with high oil impregnation in the Lab-e Safid sub-surface section.

- تله اندازی: این لایه های دولومیت و ماسه سنگ که توسط شیل های سازند پابده در پایین و آهک های فشرده تله زنگ در بالا محصور شده به نوعی یک تله چینه ای ایده آل را تشکیل داده اند. داده های چاه پیمایی، اشباع هیدروکربنی قابل توجهی را در این افق نشان می دهند.

تحلیل شبکه شکستگی های زمین ساختی

به احتمال فراوان عملکرد گسل بالارود باعث ایجاد شکستگی های کشتی و برشی در بخش های مختلف سازند تله زنگ شده است. اگرچه این شکستگی ها تراوایی ثانویه را افزایش داده اند، در برخی زون ها منجر به ارتباط مخزن با لایه های آب خیز^۱ شده اند، به طوری که بر اساس تحلیل نمودارهای چاه پیمایی مخزنی بیشتر ضخامت توالی این سازند آب خیز است. لذا، در مطالعات آتی مهندسی مخزن این میدان، برداشت نمودارهای تصویرگر^۲ و زون بندی دقیق شدت شکستگی ها بر اساس تحلیل این نمودارها ضروری است. با توجه به داده های هرزروی سیال حفاری در قسمت های مختلف سازند تله زنگ در چاه های مطالعه شده نیز می توان اینگونه استنباط کرد که علیرغم به کارگیری گل حفاری پایه روغنی سبک^۳، میزان هرزروی سیال حفاری نسبتاً بالاست، که این خود می تواند دلیلی بر گسترش شکستگی های ایجاد شده توسط فرایندهای زمین ساختی در میدان باشد. در جدول ۲ میزان هرزروی سیال حفاری در سازند تله زنگ در هر سه چاه مورد مطالعه ارائه شده است. به وضوح مشخص است که هرچه وزن سیال حفاری بالاتر بوده، میزان هرزروی نیز بیشتر بوده است که نشانه ای از ارتباط حفارت و شکستگی های درون سازند دارد. لازم به ذکر است که میزان هرزروی گل حفاری در حین عملیات حفاری در گزارش های روزانه بر اساس بشکه در روز^۴ محاسبه می گردد و هر بشکه نیز حدوداً معادل ۱۶۰ لیتر است. وزن سیال حفاری نیز بر اساس پوند بر فوت مکعب^۵ محاسبه می گردد.

جدول (۲): میزان هرزروی سیال (گل) حفاری در سازند تله زنگ در چاه های مورد مطالعه. (منبع: گزارش های روزانه حفاری چاه های مطالعه شده).

Table (2): The amount of the fluid (mud) loss in the examined oil wells. (source: Daily drilling reports of the examined oil wells).

Well Code	Mud Weight (PCF)	Drilling Fluid	Mud Loss in Upper Carbonate Body (BPD)	Mud Loss in Lower Dolomite Layer (BPD)	Mud Loss in Sandstone Layer (BPD)
A	67	OBM	20-30	120-160	80-90
B	63	OBM	10-17	100-130	60-70
C	56	OBM	4-8	40-65	20-40

احتمال وجود منابع هیدروکربنی

با توجه به تأیید وجود هیدروکربن در قاعده سازند تله زنگ در برش زیرسطحی لب سفید، هر چند در یک توالی کم ضخامت، در حدود ۴ متر، می توان به منظور افزایش تولید هیدروکربن در میدان، همانند عملیات حفاری در بسیاری از مناطق دنیا که مخازنی کم ضخامت و کم وسعت دارند، این لایه های ماسه سنگی و دولومیتی قاعده ای سازند تله زنگ که سنگ شناسی و شرایط مطلوب و مناسب مخزنی دارند را برای انجام حفاری های انحرافی و حتی افقی، در صورت وجود امکانات مناسب، در طراحی های حفاری چاه های جدید و یا عملیات تعمیر چاه های قدیمی در نظر گرفت. در ناحیه لرستان نیز هر چند که از برخی ساختارهای تاکدیدی موجود مانند سرکان و ماله کوه منابع هیدروکربنی از سازند سروک استحصال می شود، اما مطالعه و بررسی

¹Water-bearing

²Image Logs

³Oli Base Mud (OBM)

⁴Barrel Per Day (BPD)

⁵Pound per Cubic Foot (PCF)

سایر ساختارهای تاق‌دیزی در این ناحیه نیز بسیار اهمیت دارد. زیرحوضه لرستان از لحاظ وجود منابع هیدروکربنی در میان دو مخزن هیدروکربن‌دار بسیار بزرگ یعنی مخزن سروک و مخزن آسماری قرار گرفته است. هندسه، ساختار و تکامل توالی‌های رسوبی سازندهای امیران، تله زنگ و کشکان به ترتیب بعنوان سنگ منشا، سنگ مخزن و پوش سنگ، می‌توانند به طور بالقوه مورد بسیار مناسبی باشد برای دورنمای اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده‌ای که هنوز در این باره جای کار زیادی دارد (Saura et al., 2011). هندسه و ساختار تحول جنبشی در کمربند چین‌خورده-رانده‌شده زاگرس به وسیله گسل‌های راندگی موجود در اعماق کنترل می‌شوند و این امر باعث شده که هندسه ساختاری چین‌ها پتانسیل ساختاری مناسبی برای مخزن و انباشت هیدروکربن داشته باشند. از آنجا که تمامی مخازن هیدروکربنی شناخته شده ایران در نفت‌گیرهای تاق‌دیزی متمرکز هستند، لذا شناخت بهتر و دقیق‌تر این ساختارها بسیار حائز اهمیت است.

بحث

در زیرحوضه لرستان نهشته‌های پالئوژن زیرین ضخامت‌های قابل توجهی دارند و شامل سنگ‌شناسی متنوعی هستند. توالی پالئوژن زیرین در این زیرحوضه به ترتیب شامل سازند های شیلی-آهک رسی پابده، آواری‌های امیران، آهکی تله زنگ و دولومیتی شهبازان می‌باشد که از آن میان ضخامت سازند امیران به بیش از ۸۷۰ متر هم می‌رسد (Motiei, 1993). این سازندها علاوه بر خصوصیات سنگ‌شناسی از لحاظ ویژگی‌های سنگواره‌شناسی و ریخت ساختار شناسی دارای ویژگی‌های متفاوتی می‌باشند که به خوبی آنها را از هم قابل تفکیک و تمایز ساخته است. از دیگر خصوصیات این توالی‌ها این است که سازندهای تشکیل دهنده توالی پالئوژن در فواصل کم، تغییرات رخساره‌ای و ضخامتی بسیار چشم‌گیر و بارزی را از خود نشان می‌دهند (Motiei, 1993; Homke et al., 2009; Saura et al., 2011). به طور کلی تغییرات در ضخامت لایه‌ها و تغییرات رخساره‌های در واحدهای سنگ‌چینه‌ای از زیر پهنه جنوبی لرستان به سمت نواحی مرکزی تر تاثیر قابل توجهی بر سبک ساختاری و هندسه چین‌خوردگی این نواحی گذاشته است (Homke et al., 2009). رخنمون‌های ناپیوسته از نهشته‌های کربناته دریایی کم‌عمق سازند تله زنگ، تغییرات رخساره‌ای عمده‌ای را در طول زیرحوضه لرستان از خود نشان می‌دهند. این تغییرات نه فقط به خاطر موقعیت رخنمون‌ها درون حوضه بلکه، همچنین به دلیل موقعیت و نحوه قرارگیری آنها نسبت به تاق‌دیس‌هاست (Homke et al., 2009; Saura et al., 2011). در زیرحوضه لرستان با تغییرات رخساره‌ای که در برخی از سازندها به سمت فروافتادگی دزفول اتفاق می‌افتد با دیگر بخش‌های کمربند چین‌خورده رانده زاگرس متفاوت است (Motiei, 1993). افزون بر این، تغییرات ضخامت و رخساره در نقاط مختلف زیرحوضه لرستان نیز به خوبی مشاهده می‌شود. به طور کلی تغییرات در ضخامت لایه‌ها و تغییرات رخساره‌های در واحدهای سنگ‌چینه‌ای از زیر پهنه جنوبی لرستان به سمت نواحی مرکزی تر تاثیر قابل توجهی بر سبک ساختاری و هندسه چین‌خوردگی این نواحی گذاشته است (Homke et al., 2009). وجود اختلافات و تغییرات زیاد در ضخامت توالی‌های سنگ‌چینه‌ای، رخساره‌های رسوبی نهشته شده و ویژگی‌های تکاملی سکوه‌های کربناته پالئوژن در زیرحوضه لرستان به ویژه در سازند تله زنگ تنها ماحصل فرآیندهای رسوبگذاری نبوده و عوامل تاثیرگذار دیگری همچون فرآیندهای زمین‌ساخت ناحیه‌ای و محلی نیز دخیل بوده‌اند که سبب ایجاد چین‌خوردگی‌های متعدد همزمان با رسوبگذاری در حوضه شده‌اند. در بسیاری از تاق‌دیس‌های موجود در زیرحوضه لرستان نظیر پشت جنگل، سلطان، ریت، چناره و بسیاری دیگر، شواهد رسوبگذاری همزمان با زمین‌ساخت، به خوبی دیده می‌شود که عمدتاً در زمان اشکوب‌های تانتین-ایپرزین متعلق به پالئوسن پسین-اؤسن پیشین رخ داده است و نشانگر جابه‌جایی و مهاجرت دپوسنتر یا مرکز بیش نهشت حوضه و تغییر شکل حوضه در اثر پدیده‌های قابل توجه زمین‌ساختی به سمت جنوب غرب است. رخنمون‌های ناپیوسته کربناته کم‌عمق به ویژه رخنمون‌های سازند تله زنگ، تغییرات جانبی بارزی را در رخساره‌های اصلی مرتبط با موقعیتشان در حوضه را از خود نشان می‌دهند. این تغییرات حتی نشانگر موقعیت این

رخساره‌ها نسبت به تاقدیس‌ها هستند که این امر بیانگر رشد چین در گستره توزیع رخساره‌ای است. به عبارت دیگر وجود حرکات زمین‌ساختی فعال و رشد چین‌ها همزمان با رسوبگذاری باعث ایجاد رخساره‌های متفاوت و در زمان‌های متفاوت از سازندهای موجود در زیر حوضه لرستان به ویژه سازند تله زنگ شده است. در تفسیر چگونگی تکامل ساختمانی یک حوضه، گسله‌های بزرگ و همچنین چینه‌های رشدی^۱ که عموماً در ارتباط با یک ساختار معین در عمق هستند، می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند (Saura et al., 2011).

در بخش‌های جنوب غرب زیرحوضه و مشخصاً در طول دره خوش‌آب، حدفاصل تاقدیس‌های چناره، دریاگریوه، خوش‌آب و ریت، سازند تله زنگ ضخامت‌های چند صد متری داشته و به صورت ساختارهای شیب‌لایه یا کلبینوفورم‌های توسعه یافته به سمت جنوب غرب دیده می‌شود. توضیح اینکه ساختار شیب‌لایه یک سطح شیب‌دار است که در زمان رسوبگذاری، نهشته‌های رسوبی روی آن به تبعیت از سطح شیب‌دار زیرین به صورت شیب‌دار رسوب می‌کنند. این ساختارهای شیب‌لایه غالباً در یال جنوب غربی این تاقدیس‌ها به خوبی قابل مشاهده‌اند. در این ناحیه دسته‌ای از ساختارهای شیب‌لایه قدیمی‌تر دارای شیب بیشتری هستند، و این بدین معنی است که رشد این تاقدیس‌ها همزمان با رسوبگذاری سازند تله زنگ در این ناحیه بوده‌اند و لذا انتشار و توسعه ساختارهای شیب‌لایه و هندسه آنها را تحت کنترل داشته‌اند (Saura et al., 2011).

فروافتادگی دزفول در جنوب غرب راندگی زاگرس واقع شده و در حدود چهار هزار کیلومتر مربع وسعت دارد. این ناحیه با وجود مساحت نسبتاً کم خود بخش اعظمی از نفت تولیدی ایران را در خود جای داده است (Motiei, 1993). این ناحیه بخشی از پیش‌ژرفای حوضه زاگرس می‌باشد و دارای ساختارهای چین‌خورده با روند شمال غرب-جنوب شرق است که این ساختارها از نوع چین‌خوردگی‌های مرتبط با گسل می‌باشند. فروافتادگی دزفول در میانه سه پدیده مهم ساختمانی قرار دارد یعنی: زون گسلی کازرون در شرق، زون جبهه کوهستان در شرق و شمال شرق و زون گسلی بالارود، در شمال. در شکل‌گیری این ناحیه عملکرد گسل‌های بالارود و قطر-کازرون نقش اساسی داشته‌اند. فروافتادگی دزفول نسبت به مناطق مجاور خود پایدارتر بوده لذا نسبت به نواحی لرستان و فارس کمتر چین‌خورده است (Alavi, 2004). پایداری این ناحیه در مقابل فشارهای وارده از طرف دو ناحیه فراخوابسته لرستان و فارس و فرونشست آن، موجب گردیده تا یک توالی ضخیم رسوبی از سنوزوئیک در این ناحیه تشکیل گردد. همین ضخامت زیاد رسوبات سبب فراهم آمدن شرایط جهت تشکیل مواد هیدروکربنی شده است، لذا فروافتادگی دزفول از دیدگاه زمین‌شناسی نفت حائز اهمیت زیادی است و اکثر مخازن نفتی ایران در این ناحیه قرار گرفته‌اند. مهم‌ترین عارضه جدا کننده ناحیه لرستان از فروافتادگی دزفول، خمش گسلی بالارود است. گسل پی‌سنگی بالارود شامل یک زون پیچیده ساختمانی است که فروافتادگی دزفول در دامنه جنوبی آن ایجاد شده است. این خمش کمربندی، خمشی با امتداد شرقی-غربی است که جدا کننده رخنمون‌های گروه فارس از ناحیه لرستان که در آن سازندهای آسماری و قدیمی‌تر رخنمون دارند، می‌باشد. مهم‌ترین ویژگی این خمش افت ساختمانی بین ۳ تا بیش از ۵ هزار متر است که می‌تواند متاثر از گسل‌خوردگی یا تداوم یال‌های پرشیب ساختارهای تاقدیسی باشد (Motiei, 1993). در محدوده خمش بالارود چهار تاقدیس نسبتاً کوچک با امتداد غیرعادی محوری غربی-شمال غربی و شرقی-جنوب شرقی دیده می‌شوند که عبارتند از کبود، قلعه نار، بالارود و لب سفید. گسل پی‌سنگی بالارود جدا کننده نواحی چین‌خورده لرستان از نواحی کمتر چین‌خورده شمال فروافتادگی دزفول است. در زمان پالئوژن پیشین، گسل بالارود با روند شرقی-غربی که مرز جدایش ایالت ساختاری لرستان از فروافتادگی دزفول را تعریف می‌کند، رسوبگذاری سازند تله‌زنگ در این منطقه را تحت کنترل شدید نوسانات زمین‌ساختی خود داشته است (Motiei, 1993).

بدون شک در خلال سیستم/پریود پالئوژن یکی از مهم‌ترین گروه‌های جانوری که نقش بسیار عمده‌ای در دیرینه‌شناسی، زیست‌چینه‌نگاری، بوم‌شناسی و اقلیم‌شناسی دیرینه و همچنین شناخت ویژگی‌های حوضه‌های رسوبی ایفا نموده‌اند، روزنبران

¹Growth strata

درشت کفزی یا LBF ها هستند (Hottinger, 1997). این روزنبران برای مطالعات مربوط به رخساره‌های مختلف رسوبی و تعیین سن توالی‌ها اهمیت بسزایی دارند که در پالئوسن-پسین-اؤسن پیشین از اجزای اصلی سکوه‌های کربناته بوده و عمدتاً در سکوه‌های کربناته کم‌عمق و نسبتاً عمیق و بسیاری دیگر از محیط‌های رسوبی انتشار یافتند (Boudagher-Fadel, 2008). روزنبران درشت کفزی نیز همچون بسیاری از ریزروزنبران شاخص، مختص به رخساره‌های زیستی خاص هستند و غالباً به مقیاس‌های کوچک ناحیه‌ای محدود می‌شوند. انتشار گسترده، توانایی سازش با محیط، فراوانی گونه‌ها، پیچیدگی پوسته و حضور در شرایط مختلف دمایی، نوری، عمقی و شوری مختلف باعث شده که این گروه از روزنبران در مدت زمان پالئوژن در زمره مهم‌ترین اجزای سازنده نهشته‌های رسوبی در سکوه‌های کربناته مختلف این دوره زمین‌شناسی باشند (Hottinger, 1983; Spanicek et al., 2017). در مطالعات چینه‌نگاری می‌توان تاثیر رویدادهای زمین‌ساختی و ساختمانی در یک حوضه رسوبی را که در زمان رسوبگذاری نهشته‌های آن حوضه به وقوع پیوسته‌اند به ثبت رساند. این اصلی است که می‌تواند در مورد همه رسوبات و نهشته‌ها در هر مقطعی از زمان زمین‌شناسی مورد استفاده قرار گیرد (Nichols, 2009). لذا مطالعه رسوبات کم‌عمق کربناته سکوه‌های سازند تله‌زنگ در مرز میان زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول از لحاظ زیست‌چینه‌نگاری نیز مستثنی از این قاعده نیستند. ترکیب داده‌های ساختاری و رسوبی نشان می‌دهد که گسل بالاورد در زمان نهشت سازند تله زنگ، یک آستانه لبه قاره‌ای یا شکست لبه قاره‌ای پرشیب ایجاد کرده، در حالی که شمال گسل محیطی کم‌عمق‌تر، کم‌شیب‌تر و پایدارتر بوده است. در جنوب این گسل به دلیل افت ساختاری شدید سه تا پنج هزار متری، محیطی ناپایدار و عمیق گردید. این پدیده باعث انتقال رسوبات آواری به بخش‌های گود شد و سبب دفن رسوبات پیشین و تشکیل مخازن کربناته و ماسه‌سنگی در قاعده و رسوبات توریدایتی در بخش‌های بالاتر گردید. در بسیاری از حوضه‌های رسوبی به ویژه حوضه‌های پیش‌بومی نظیر حوضه پیش‌بوم زاگرس، فعالیت‌های زمین‌ساختی ناحیه‌ای، نوسانات سطوح آب دریاها، تنوع و ترکیب موجودات تولید کننده کربنات، عوامل بسیار مهم و تاثیرگذار در کنترل هندسه حوضه، کربنات سازی^۱ و تنوع محیط‌های رسوبگذاری به شمار می‌آیند (Nikfard, 2023). به طور کلی کنش و واکنش میان فعالیت‌های زمین‌ساختی، تغییرات مدام سطح آب دریا، ورود تخریبی‌ها و تغییرات در تنوع و ترکیب الگوی انتشار موجودات اصلی حاضر در حوضه، عوامل اساسی در تعیین فضای رسوبگذاری و فیزیوگرافی یا عارضه‌نگاری یک حوضه رسوبی محسوب می‌شوند. این عوامل در نهایت منجر به ایجاد شیب‌ها، فرورفتگی‌ها، برآمدگی‌ها، اندازه حوضه و به طور کلی شکل و هندسه نهایی یک حوضه رسوبی می‌گردند (Scheibner & Speijer, 2009; Hoentzsch et al, 2013; Nikfard, 2023). اثرات فعالیت‌ها و حرکات زمین‌ساختی اعمال شده در یک حوضه رسوبی می‌توانند توسط خصوصیات سنگ‌چینه‌نگاری و زیست‌چینه‌نگاری یک حوضه در طول زمان تاثیر ثبت گردند. بر این اساس، تاثیر گسل‌های فعال همزمان با فرآیند رسوبگذاری^۲ بر روی فرآیند رسوبگذاری در زمان نهشته شدن توالی‌های سنگ‌چینه‌ای و همچنین نوع محیط‌های رسوبی شکل گرفته، بسیار حائز اهمیت است.

اثبات وجود بسیاری از گسل‌ها و خطواره‌های بزرگ و مهم در ناحیه لرستان و نواحی هم مرز کار چندان ساده‌ای نیست، به خصوص که بسیاری از این گسل‌ها همچون گسل بزرگ بالاورد رخنمونی در سطح ندارند (Motiei, 1995; Hajjalibeigi, 2011)، بنابراین اثبات وجود و تأیید عملکرد آنها در ناحیه بر پایه بررسی شواهد و دلایل علمی و کاربردی امکان‌پذیر می‌باشد. تأیید وجود خطواره‌ها در ناحیه لرستان غالباً بر اساس مطالعات فتوژئولوژی و عملیات صحرایی صورت گرفته است (Motiei, 1995). در کتاب زمین‌شناسی نفت زاگرس (Motiei, 1993)، یکی از شواهد اثبات وجود خطواره‌ها در ناحیه لرستان را در تغییرات مرزهای زون‌های زیستی شناخته شده و ضخامت آنها منطبق بر روندهای ساختمانی و همچنین شواهد آثار سنگواره‌های ذره‌بینی در تأیید آثار حرکتی خطواره‌ها می‌داند. به عقیده او این آثار حداقل از کرتاسه تا ائوسن و در برخی از

¹ Shelf Break² Carbonate Factory³ Synsedimentary Faults

خطواره‌ها نیز تا به امروز قابل تشخیص و ردیابی هستند. لذا در این پژوهش نیز سعی شده است که از همین رویه استفاده گردد. از زمان کرتاسه به ویژه در پالئوژن پیشین، گسله‌های پی‌سنگی و خطواره‌های متعددی در ناحیه لرستان ایجاد شده‌اند که از آن جمله می‌توان به گسل بزرگ بالارود و خطواره‌های ایلام‌پاتاق، سمندویزنهار و سلطان نفت اشاره کرد. ایجاد این گسل‌ها و خطواره‌ها سبب تشکیل حوضه‌های رسوبی کوچک‌تر در حوضه زاگرس و در زیرحوضه لرستان و مناطق همجوار شده است (Motiei, 1995). در طول زیرحوضه لرستان و احتمالاً در نواحی هم‌مرز خود یعنی فروافتادگی دزفول، رخنمون‌های ناپیوسته‌ای از نهشته‌های کربناته دریایی کم‌عمق سازند تله زنگ همراه با تغییرات رخساره‌ای چشم‌گیر دیده می‌شوند. این تغییرات نه فقط به خاطر موقعیت رخنمون‌ها درون حوضه بلکه، همچنین به دلیل موقعیت و نحوه قرار گیری آنها نسبت به تاقدیس‌ها و ساختار مهم ساختمانی نظیر گسل‌های عمده و بزرگ بروز کرده‌اند. به طور کلی تغییرات شدید سنگ‌چینه‌ای، زیست‌چینه‌ای و ضخامتی سازند تله زنگ در زیرحوضه لرستان متأثر از رویدادهای رسوبگذاری و زمین‌ساختی هم‌زمان با فرآیندهای رسوبگذاری می‌باشد (Homke et al., 2009; Saura et al., 2011).

از ویژگی‌های مهم یک حوضه رسوبی، شیب آن حوضه است. ایجاد شیب حوضه به ویژه شیب‌های تند می‌تواند تحت تاثیر عوامل و فعالیت‌های زمین‌ساختی ایجاد گردند. انباشت رسوبات بر روی این شیب‌ها می‌تواند تحت تاثیر گرانش به پایین سقوط کرده، جریان رسوبات را ایجاد نماید (Nichols, 2009). به عقیده بسیاری از محققین ایجاد تغییرات اساسی در کف حوضه به همراه نوسانات سطح آب دریا می‌تواند عاملی مهم و تاثیرگذار در بروز تغییرات رخساره‌ها، محیط‌های رسوبگذاری و همچنین تغییرات جوامع زیستی غالب این حوضه‌ها باشد (Scheibner & Speijer, 2009). در مطالعات پیشین، محیط رسوبی سازند تله‌زنگ در زیر حوضه لرستان غالباً یک سکوی کربناته همشیب و کم‌عمق کربناته^۱ با روند عادی توسعه کمربند رخساره‌ای رسوبی (Bagherpour & Vaziri, 2012; Rajabi et al, 2013) و یا یک شلف بدون لبه^۲ معرفی شده است (Jafari Zadeh et al, 2023). در همه این مطالعات محیط‌های رسوبی و کمربندهای رخساره‌ای و همچنین توزیع جامعه زیستی موجود، روندی عادی و معمولی را از خود نشان داده‌اند. به عبارت دیگر توزیع کمربندهای رخساره‌ای از پهنه‌های جزر و مدی آغاز شده و سپس به لاگون و پس از آن به سد و یا پشته‌های نومولیتی و یا ریف‌های تکه‌ای و در نهایت به دریای باز ختم می‌گردند. این حالت کاملاً مشابه توزیع کمربند رخساره‌ای در برش تاقدیس چناره است که در شمال گسل بزرگ بالارود قرار دارد که معادل یک سکوی کربناته همشیب و کم‌عمق است. اما در برش زیرسطحی لب سفید شرایط بسیار متفاوت است. در ادامه مروری کوتاه بر تغییرات رخساره‌ای و محیط رسوبی در سکو کربناته سازند تله زنگ در دوسوی گسل بزرگ بالارود خواهیم داشت. همانگونه که پیش از این نیز به آن اشاره شد، توالی زبانه تله زنگ در برش زیرسطحی میدان نفتی لب سفید از لحاظ شرایط توزیع جوامع زیستی گسترش یافته در این توالی حائز شرایط خاصی است. جامعه زیستی غالب و گسترش یافته در این زبانه و شرایط محیط رسوبی دارای ویژگی‌های زیر است:

۱- جامعه زیستی غالب توسعه یافته در سرتاسر توالی زبانه تله زنگ در این برش تقریباً به طور کلی شامل روزنبران درشت کف‌زی منفذدار با پوسته هیالین می‌باشد. محیط رسوبی مناسب برای زندگی و رشد آنها، نواحی ابتدایی محیط دریای باز به سمت نواحی عمیق‌تر حوضه می‌باشد. لذا این امر نشان می‌دهد که در زبانه سازند تله‌زنگ در برش زیرسطحی میدان نفتی لب سفید فقط متشکل از یک محیط رسوبی از کمربند رخساره‌ای گسترش یافته که آن هم محیط رسوبی دریای باز است.

۲- از میان روزنبران موجود بیشترین حضور مربوط است به گونه‌های مختلف از جنس *Discocyclus* و تا حدودی *Assilina* است. هر چند که جنس *Assilina* را می‌توان در اغلب محیط‌های رسوبی بر روی سکوی کربناته مشاهده کرد، اما حضور این جنس در کنار جنس *Discocyclus* نشانگر بخش‌های عمیق‌تر سکوی کربناته در سکوی کربناته خارجی است.

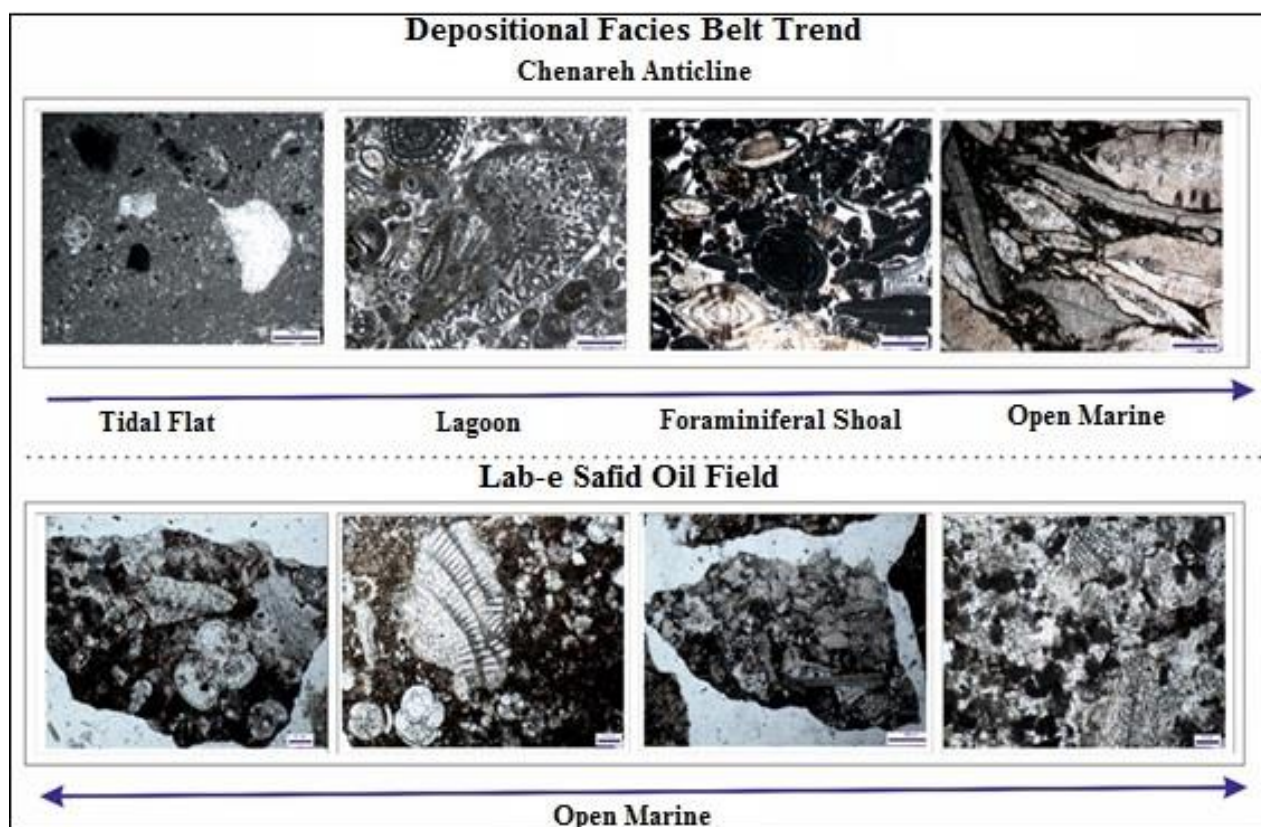
¹Homoclinal Ramp

²Non-Rim Shelf

(Rasser et al., 2005). از میان روزنبران درشت کفزی جنس *Discocyclus* در اعماق بیشتری نسبت به سایر اینگونه روزنبران یافت می‌شود. این جنس در اعماق تا ۲۰۰ متر نیز مشاهده شده است (Hottinger, 1997; Geel, 2000).

۳- عدم حضور جنس‌های روزنبران کفزی بدون منفذ با پوسته پورسلانوز به ویژه جنس *Alveolina* و همچنین *hamiliolid* که در اغلب مطالعات قبلی در کنار جنس‌های *Discocyclus* و *Assilina* گزارش شده‌اند، بسیار مشهود است. نبود جنس *Alveolina* که در محیط‌های رسوبی کم‌عمق‌تر حوضه مشاهده می‌شود، بیانگر محیط‌های رسوبی عمیق‌تر در سکو کربناته و به ویژه در سکوی کربناته خارجی است (Hottinger, 1997; Zhang et al, 2013).

۴- حضور بارز ریزروزنبران شناور شامل گونه‌های مختلف از جنس‌های *Globigerina*, *Globorotalia*, *Morozovella*, *Acarinina* در کنار روزنبران درشت کفزی از جنس *Discocyclus*، نشانه ته‌نشینی توالی زبانه سازند تله زنگ در برش زیرسطحی میدان نفتی لب سفید در یک محیط عمیق می‌باشد. در شکل ۵ موارد فوق به صورت شماتیک نمایش داده شده است.



شکل (۵): نمایش تصویری کمربندهای رخساره‌ای رسوبی گسترش یافته در توالی سازند تله‌زنگ برش سطحی چناره و برش زیرسطحی لب سفید (تصاویر میکروسکوپی در نور معمولی گرفته شده‌اند).

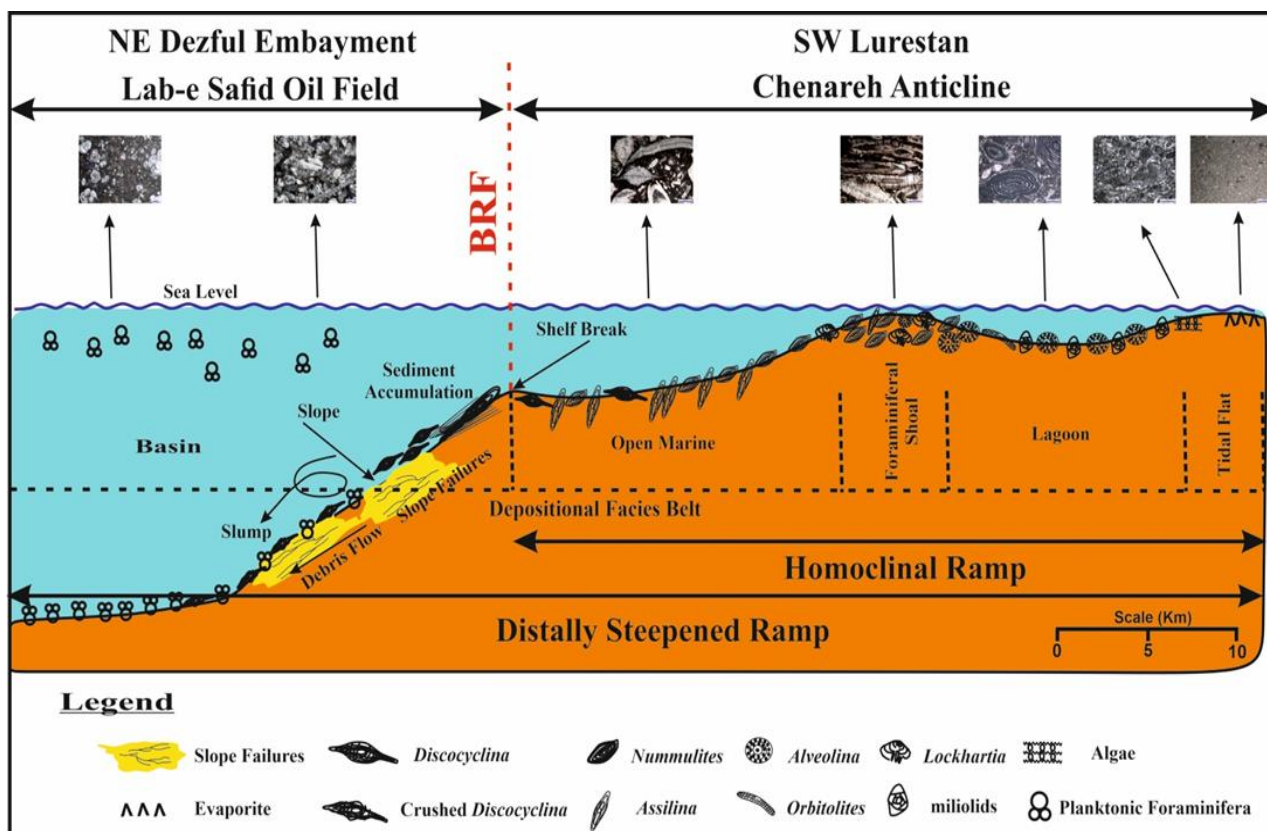
Fig (5): Image illustration of the depositional facies belts within the Taleh Zang Formation in the surface Chenareh and sub-surface Lab-e Safid sections (microphotographs are taken under the normal light).

۵- همانگونه که پیشتر نیز عنوان شد، اکثر قریب به اتفاق حجم جامعه روزنبری موجود در توالی زبانه تله‌زنگ در برش زیرسطحی لب سفید به شدت خرد شده و شکسته شده‌اند و فاقد جورشدگی بوده و کاملاً درهم آمیخته هستند. این امر می‌تواند بیانگر سقوط و لغزش رسوبات سازند تله زنگ بر روی شیب‌های تند درون حوضه باشد. یکی از دلایل احتمالی ایجاد این شیب‌های تند می‌تواند در نتیجه فعالیت‌های زمین‌ساختی ناحیه‌ای و عملکرد گسل‌های موجود در منطقه باشد.

(Nichols, 2009; Nikfard, 2023). به عبارت دیگر، جریان‌های واریزه‌ای^۱ که متشکل از رخساره‌های حاوی قطعات فسیلی خرد شده در کنار پلاژیک‌ها هستند، نشان‌دهنده لغزش رسوبات از بخش شمالی به سمت فروافتادگی دزفول می‌باشند. انباشت رسوبات در بالای شیب و ناپایداری شیب منجر به سقوط آنها در اثر فعالیت‌های احتمالی لرزه‌ای گسل بالارود و توفان‌های شدید دوره‌ای به عنوان عامل محرک شده و سبب گسیختگی رخساره‌ها در مرز سکو گردیده است. در شکل ۶ مدل رسوبی احتمالی و نحوه گسترش و توزیع کمربندهای رخساره‌ای سازند تله زنگ در محدوده مورد مطالعه نمایش داده شده است.

با توجه به شواهد و داده‌های فوق می‌توان حدس زد که محیط رسوبی زبانه سازند تله زنگ در برش زیرسطحی میدان نفتی لب سفید شامل بخش کوچکی از دریای باز و عمدتاً به سمت نواحی عمیق حوضه و بر روی شیب‌های تند درون حوضه بوده است. محتمل‌ترین گمان در مورد تشکیل شیب‌های تند درون حوضه، فعالیت‌های زمین‌ساختی ناحیه‌ای و عملکرد احتمالی گسل بالارود در ناحیه یال شمال شرقی این تاقدیس می‌باشد. در موردی تقریباً مشابه در ائوسن پیشین و در ناحیه تبت چین واقع در رشته کوه‌های هیمالیا (Zhang et al., 2013)، تغییرات رخساره‌ای و جایگزینی جامعه زیستی روزنبران منفذدار با پوسته هیالین شامل جنس‌های *Lockhatia*، *Nummulites*، *Discocyclina* و *Assilina* به جای تجمعات روزنبران بدون منفذ با پوسته پورسلانوز مانند *Alveolina* و *Orbitolites*، نشانه‌ای از عمیق‌تر شدن حوضه در اثر فرآیندهای زمین‌ساختی و رسوبگذاری در بخش Foredeep حوضه پیش‌بوم دانسته‌اند. به طور کلی این محققین بروز چنین تغییراتی را به فعالیت‌های زمین‌ساختی ناحیه‌ای در مدت زمان کوئیزین (ائوسن میانی) و در مراحل ابتدایی برخورد صفحه هندوستان به صفحه آسیا نسبت داده‌اند. حوضه پیش‌بوم زاگرس نیز در خلال پالئوسن-ائوسن مشتمل بر زیرحوضه‌های متعددی بوده‌است که در برخی از این زیرحوضه‌ها گسل‌های پی‌سنگی فعال بوده‌اند. این گسل‌های پی‌سنگی از عوامل اصلی تشکیل این زیرحوضه‌ها بوده و سبب بروز شرایط خاص در فیزیوگرافی حوضه و ویژگی‌های رسوبگذاری در آنها شده‌اند (Saura et al., 2011). تغییرات عمق آب و تغییرات کف حوضه رسوبی در زمان رسوبگذاری و به تبع آن ایجاد تغییرات در شرایط نهشته شدن رخساره‌های مختلف، از خصوصیات حوضه‌های متأثر از فعالیت‌ها و جنبش‌های زمین‌ساختی است (Saura et al., 2011). به نظر می‌رسد که بروز تغییرات شدید در رخساره‌های رسوبی در محدوده‌های مجاور پدیده‌های ساختمانی عمده نظیر گسل‌های بزرگ در نواحی شمال شرقی فروافتادگی دزفول هم رخ داده باشد که شاید یکی از دلایل آن، مشاهده جوامع زیستی و فونای مختلف و متفاوت در یک رخساره خاص باشد (Nikfard, 2023). یکی از اینگونه گسل‌ها که در بسیاری از مطالعات زمین‌ساختی و ساختمانی در جنوب غرب ایران به عنوان یک گسل پی‌سنگی از آن یاد شده، گسل بالارود است.

¹Debris Flows



شکل (۶): مدل شماتیک و مفهومی از محیط‌های رسوبی و کمربندهای رخساره‌ای گسترش یافته در توالی سازند تله‌زنگ در محدوده مورد مطالعه.
 Fig (6): A conceptual and schematic depositional model and the dominated facies belts within the Taleh Zang Formation succession in the study area.

نتیجه‌گیری

بر اساس یافته‌های حاصل از تلفیق داده‌های سطحی، زیرسطحی، زیست‌چینه‌نگاری، پتروفیزیکی و ساختاری در دو سوی گسل بالارود، نتایج زیر به دست آمده‌اند:

۱- تأیید وجود سازند تله‌زنگ در تقادیس چناره: اولین نتیجه ملموس این پژوهش، تأیید رسوبگذاری سازند تله‌زنگ در توالی رسوبی پالئوژن در دماغه جنوب شرقی و یال جنوب غربی تقادیس چناره است. از این‌رو نقشه زمین‌شناسی چهارگوش بالارود باید تصحیح گردد.

۲- تأثیر گسل بالارود بر معماری حوضه: گسل پی‌سنگی بالارود به عنوان اصلی‌ترین عامل کنترل‌کننده هندسه و فیزیوگرافی کف حوضه در مرز زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول عمل کرده است. پاسخ مکانیکی حوضه به فعالیت این گسل ایجاد یک افت ساختاری شدید در بلوک جنوبی بوده که مستقیماً منجر به دگرگونی الگوی رسوبگذاری از یک رمپ کم شیب یکنواخت در شمال به یک رمپ پرشیب در جنوب شده است.

۳- تغییرات محیط رسوبی و جوامع زیستی: در شمال گسل بالارود توزیع کمربندهای رخساره‌ای به صورت عادی و کامل، از پهنه جزر و مدی، لاگون، پشته‌های روزنبری تا دریای باز، توسعه یافته است. در مقابل، در جنوب (میدان لب سفید) تنها محیط دریای باز با غلبه روزنبران با پوسته هیالین و روزنبران پلانکتونیک شناسایی شد. حضور رخساره‌های درهم ریخته و خردشده حاوی *Discocyclina* همراه با پلانکتون‌ها، بیانگر لغزش رسوبات بر روی شیب‌های تند ناشی از فعالیت احتمالی گسل بالارود و تشکیل جریان‌های واریزه‌ای است. بنابراین، محیط رسوبی سازند تله‌زنگ را در کل محدوده مورد مطالعه می‌توان یک رمپ پرشیب طویل تعریف کرد که گسل بالارود عامل اصلی ایجاد شیب تند درون حوضه بوده است.

۴- پتانسیل مخزنی جدید: یکی از مهم‌ترین یافته‌های کاربردی این پژوهش، شناسایی یک افق مخزنی چینه‌ای جدید در قاعده سازند تله زنگ در میدان نفتی لب سفید است. این افق شامل دو لایه دولومیتی و ماسه‌سنگی با تخلخل میانگین ۲۰٪، اشباع آب کم در حدود ۱۰ الی ۱۲٪ و ستون نفتی ۱/۱ متر است که توسط میان‌لایه‌های بین انگشتی سازند پابده و آهک‌های متراکم سازند تله زنگ محصور شده‌اند و یک تله چینه‌ای ایده‌آل را تشکیل می‌دهد.

۵- نقش شکستگی‌های زمین‌ساختی در افزایش کیفیت مخزن: تحلیل داده‌های هرزروی سیال حفاری تا ۱۶۰ بشکه در روز و مقایسه آن با وزن گل و فاصله از گسل اصلی نشان می‌دهد که عملکرد گسل بالارود باعث ایجاد یک شبکه شکستگی در قسمت‌های نزدیک به گسل شده است که این شکستگی‌ها سبب افزایش هرزروی سیال حفاری شده‌اند.

۶- توصیه‌های اکتشافی و عملیاتی: بر اساس یافته‌های این پژوهش توصیه می‌شود که راهبرد اکتشاف در شمال فروافتادگی دزفول فراتر از تله‌های تاکدیدی سنتی، به سمت تله‌های چینه‌ای نیز معطوف گردد. در میدان نفتی لب سفید و میداین همجوار مانند بالارود و قلعه‌نار، حفاری‌های انحرافی و افقی با هدف برخورد به افق قاعده‌ای دولومیتی و ماسه‌سنگی سازند تله‌زنگ و زون‌های شکستگی نزدیک به گسل در اولویت قرار گیرند. برداشت نمودارهای تصویرگر و زون‌بندی شدت شکستگی‌ها برای مدیریت بهینه مخزن در آینده ضروری به نظر می‌رسد.

در مجموع سازند تله زنگ در مرز زیرحوضه لرستان و فروافتادگی دزفول نه تنها یک ثبت علمی از پاسخ یک سکوی کربناته به زمین‌ساخت فعال را ارائه می‌دهد، بلکه به عنوان یک هدف اکتشافی جدید و مستقل با پتانسیل هیدروکربنی قابل توجه معرفی می‌گردد.

References

- Alavi, M. (2004). Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American journal of Science*, 304(1), 1-20. <https://doi.org/10.2475/ajs.304.1.1>
- Bagherpour, B., & Vaziri, M. R. (2012). Facies, paleoenvironment, carbonate platform and facies changes across Paleocene Eocene of the Taleh Zang Formation in the Zagros Basin, SW-Iran. *Historical Biology*, 24(2), 121-142. <https://doi.org/10.1080/08912963.2011.587185>
- Boudagher-Fadel, M. K. (2008). Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera. *Geobios*, 11, 67-81.
- Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture.
- Flügel, E., & Munnecke, A. (2010). Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application (Vol. 976): Springer.
- Geel, T. (2000). Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain. *Palaeogeography, palaeoclimatology, palaeoecology*, 155(3-4), 211-238. [https://doi.org/10.1016/50031-0182\(99\)00117-0](https://doi.org/10.1016/50031-0182(99)00117-0).
- Hajialibeigi, H. (2011). Signatures of the Balarud Deep Seated Fault Zone in Khushab Anticline, SW Iran, An Integrated Study. *Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran*, 22(1), 33-81.
- Hoentzsch, S., Scheibner, C., Brock, J. P., & Kuss, J. (2013). Circum-Tethyan carbonate platform evolution during the Palaeogene: the Prebetic platform as a test for climatically controlled facies shifts. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 22(6), 891-918. <https://doi.org/10.3906/yer-1207-8>
- Homke, S., Vergés, J., Serra-Kiel, J., Bernaola, G., Sharp, I., Garcés, M., . . . Goodarzi, M. H. (2009). Late Cretaceous–Paleocene formation of the proto–Zagros foreland basin, Lorestan Province, SW Iran. *Geological Society of America Bulletin*, 121(7-8), 963-978. <https://doi.org/10.1130/B26035.1>
- Hottinger, L. (1983). Processes determining the distribution of larger foraminifera in space and time. *Utrecht Micropaleontological Bulletins*(30), 239-253.
- Hottinger, L. (1997). Shallow benthic foraminiferal assemblages as signals for depth of their deposition and their limitations. *Bulletin de la Société géologique de France*, 168(4), 491-505.

- Jafari Zadeh, Hamid Reza, Maghfouri Moghaddam, I., Aleali, S. M., & Maleki, Z. (2023). Study of microfases and sedimentary environment of Taleh Zang Formation, Lorestan area, west Iran. *Advanced Applied Geology*, 13(2), 469-482. <https://doi.org/10.22055/AAG.2022.40037.2280>
- James, G., & Wynd, J. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, 49(12), 2182-2245.
- Mattern, F. (2022). A compiled synoptic table of the standard microfases and facies zone system of Flügel (2010): A practical tool. *Sultan Qaboos University Journal for Science*, 27(1), 74-76. <https://doi.org/10.53539/squjs>
- Motiei, H. (1993). Geology of Iran: Stratigraphy of Zagros. Iranian Geological Survey Publications, 1st ed.
- Motiei, H. (1995). Petroleum Geology of Zagros Iranian Geological Survey Publications, 1st ed.
- Nichols, G. (2009). Sedimentology and stratigraphy (Vol. 2): Wiley-blackwell Chichester.
- Nikfard, M. (2023). Lower Eocene carbonate ramp clinoforms of the southern Tethys; Zagros Foreland Basin, SW Iran: Sequence stratigraphy architecture, basin physiography and carbonate factory controlling parameters. *Basin Research*, 35(6), 2049-2077. <https://doi.org/10.1111/bre.12790>
- Rahimpour Bonab, H. (2020). Carbonate Petrology, Diagenesis and Porosity Evolution. 1st edition, University of Tehran press, Iran (ISBN: 964-03-5190-3), 250.
- Rajabi, P., Maghfouri, M. I., & Gharib, F. (2013). Microbiostratigraphy and microfases of Tale-Zang Formation in Lorestan basin. *Geosciences*, 22(86), 155-160. <https://sid.ir/paper/32049/en>
- Rasser, M. W., Scheibner, C., & Mutti, M. (2005). A paleoenvironmental standard section for Early Eocene tropical carbonate factories (Corbieres, France; Pyrenees, Spain). *Facies*, 51(1), 218-232.
- Saura, E., Vergés, J., Homke, S., Blanc, E., Serra-Kiel, J., Bernalola, G., . . . Casini, G. (2011). Basin architecture and growth folding of the NW Zagros early foreland basin during the Late Cretaceous and early Tertiary. *Journal of the Geological Society*, 168(1), 235-250. <https://doi.org/10.1144/0016-76492010-092>
- Scheibner, C., Speijer, R.P. (2009). Recalibration of the Tethyan shallow-benthic zonation across the Paleocene-Eocene boundary: the Egyptian record. *Geologica Acta*, 7(1-2), 195-214. <https://doi.org/10.1344/105.000000267>
- Serra-Kiel, J., Hottinger, L., Caus, E., Drobne, K., Ferrandez, C., Jauhri, A. K., . . . Samsó, J. M. (1998). Larger foraminiferal biostratigraphy of the Tethyan Paleocene and Eocene. *Bulletin de la Société géologique de France*, 169(2), 281-299.
- Serra-Kiel, J., Vicedo, V., Razin, P., & Grélaud, C. (2016). Selandian-Thauetian larger foraminifera from the lower Jafnayn Formation in the Sayq area (eastern Oman Mountains). *Geologica Acta: an international earth science journal*, 14(3), 315-333. <https://doi.org/10.1344/GeologicaActa2016.14.3.7>
- Spanicek, J., Cosovic, V., Mrinjek, E., & Vlahovic, I. (2017). Early eocene evolution of carbonate depositional environments recorded in the cikola canyon (North Dalmatian Foreland Basin, Croatia). *Geologia Croatica*, 70(1), 11. <https://doi.org/10.4154/gc.2017.05>
- Zakerzadeh, M. R., Majidifard, M. R., Arian, M., & Al Ali, S. M. (2023). Age and Platform variations evaluation of the Taleh Zang Formation based on the Early Paleogene LBFs changes trend, in two adjacent Rit and Daryagirveh anticlines in SW Lorestan. *Advanced Applied Geology*, 13(3), 814-835. <https://doi.org/10.22055/AAG.2023.42218.2324>
- Zakerzadeh, M. R., Majidifard, M. R., Arian, M., & Aleali, M. (2025). Carbonate platform evolution of the early eocene Taleh Zang formation on the border of the SW Lorestan province and the NE Dezful embayment (SW Iran). *Iranian Journal of Earth Sciences*, 17(1), 1-17. <https://doi.org/10.57647/j.ijes.2025.1701.05>
- Zhang, Q., Willems, H., & Ding, L. (2013). Evolution of the Paleocene-Early Eocene larger benthic foraminifera in the Tethyan Himalaya of Tibet, China. *International Journal of Earth Sciences*, 102(5), 1427-1445. <https://doi.org/10.1007/s00531-012-0856-2>