



Sequence stratigraphy analysis and reservoir characterization of the Fahliyan Formation (Lower Cretaceous) in southern Dezful Embayment, SW Iran

Ali Hossein Jalilian

Assist. Prof., Dept. of Geology, Payame Noor University, Tehran, Iran

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Article type: Original Research	The Fahliyan Formation (Neocomian) is a major hydrocarbon reservoir in the southern and southwestern oil-prone regions of Iran, particularly in the Dezful Embayment and Abadan Plain. This study integrates core, thin-section, gamma-ray and sonic log data from two wells in the Rudak and Milatun fields to investigate the depositional setting, sequence stratigraphy and reservoir quality of the formation in the southern Dezful Embayment. The studied subsurface sections are about about 445-460 m thick and they consist of 5 microfacies which deposited in a homoclinal carbonate ramp. Facies and well-log analyses indicate the presence of two third-order depositional sequences corresponding to the lower part of the Mehrdad supersequence and the K30 and K40 maximum flooding surfaces in the Zagros Basin. Based on the stacking pattern of various depositional microfacies and reservoir quality of the studied intervals, the Fahliyan Formation can be divided into two reservoir units. The upper part consists mostly of bioclastic wackestones of the protected lagoon and open marine settings, which has a low reservoir quality. On the other hand, the good reservoir quality of the underlying carbonates is related to high pro-perm values of the peloidal grainstones and algal packstones deposited in a high-energy mid-ramp setting.
Article history: Received: 2025 November 24 Accepted: 2025 February 8	
Keywords: Fahliyan Formation Reservoir characterization Dezful Embayment Sequence stratigraphy	

DOI: 10.22084/psj.2026.32116.1491

Corresponding author: Ali Hossein Jalilian, **E-mail:** jalilian@pnu.ac.ir

Cite this article: Ali Hossein Jalilian (2026). Sequence stratigraphy analysis and reservoir characterization of the Fahliyan Formation (Lower Cretaceous) in southern Dezful Embayment, SW Iran, *Applied Sedimentology*, Vol. 14, No. 27, pp: 55-73.



Journal of Applied Sedimentology by Bu-Ali Sina University Press is licensed under CC BY-NC 4.0
Web Site: <https://psj.basu.ac.ir> **E-mail:** nfag@basu.ac.ir

Extended Abstract

Introduction

Carbonate successions of the Fahliyan Formation and its stratigraphic equivalents, including the Yamama, Minagish and Ratawi formations of Early Cretaceous age, represent some of the most significant hydrocarbon reservoirs in the Zagros and Persian Gulf Basins (Motiei 1995; Al-Sharhan and Nairn 2003, Ghazban 2007). The Fahliyan Formation constitutes a lithostratigraphic unit of the Khami Group (Jurassic–Lower Cretaceous) which also includes the Surmeh, Hith (Jurassic), Gadvan and Dariyan formations (Cretaceous). Following the Asmari Formation (Oligo–Miocene) and the Bangestan Group (Middle–Upper Cretaceous), the Khami Group represents the third most important oil and gas–producing interval in southern and southwestern Iran (Bordenave and Hegre 2005; Alhusseini 2007). Collectively, the Khami Group hosts approximately 15% of Iran's oil reservoirs and 4% of its gas reservoirs (Esrafil-Dizaji and Rahimpour-Bonab 2019). Despite its proven hydrocarbon potential, the Fahliyan reservoir has received less development attention compared to the shallower reservoirs such as the Asmari and Bangestan units, mainly due to its greater burial depth. Consequently, it has remained a primary target of exploration activities, highlighting the need for detailed studies on its depositional architecture and reservoir characteristics. In current research, we focus on the microfacies, type of platform, sedimentary sequences and pero-perm properties of the Fahliyan Formation in Rudak and Milatun oil-gas fields in the southern Dezful Embayment. The area in question is a part of the Gachsaran Oil and Gas Exploitation Company and a subsidiary of the National Iranian South Oil Company. The findings can be useful in the better management and planning for optimal exploitation of these fields.

Materials and methods

This study integrates core, thin-section, and well-log data from the Fahliyan Formation in two wells located in the Roudak and Milatun oil fields, southern Iran. The study area is situated north and northwest of Khesht city in Kazerun County, Fars Province, with an approximate distance of 15 km between the

two fields. A total of 300 thin sections were prepared from cores of the Milatun field and drill cuttings from the investigated intervals. Petrographic analyses were conducted using an Olympus BX50 polarizing microscope, focusing on textural characteristics, skeletal and non-skeletal components, and the relative abundance of allochems, cement and micrite. Carbonate rocks were classified following the Dunham (1962) and Embry and Klovan (1971) schemes, with the upper micrite size limit set at 60 μm . For petrophysical measurements, an average of two core plugs per meter was prepared, resulting in 80 plugs in total. Porosity and absolute permeability were measured using helium gas injection and dry air. In addition, gamma-ray and sonic logs were analyzed to evaluate lithological variations and porosity trends along the studied wells. Core-derived petrophysical parameters were correlated and calibrated with well-log responses to ensure data consistency. The results of thin-section petrography and well-log analysis led to the identification of several microfacies. By comparing these microfacies with standard facies models described in the literature, including Wilson (1975) and Flügel (2010), the depositional environments and paleogeography of the studied succession were reconstructed. Based on the lateral continuity of genetically related microfacies within adjacent sub-environments, in accordance with Walther's Law, the carbonate platform type was determined and illustrated through a depositional model. The vertical stacking pattern of microfacies within the sedimentary succession reflects the repeated migration of depositional sub-environments through time and records variations in relative sea level, the development of stratigraphic surfaces, and the formation of depositional sequences. According to the position of key stratigraphic surfaces and the parasequence stacking patterns defined by Van Wagoner et al. (1988) and Vail et al. (1991), each depositional sequence was subdivided into transgressive systems tracts (TST) and highstand systems tracts (HST). Furthermore, based on the biostratigraphic zones introduced by Wynd (1965) the age of the studied sequence was determined and the maximum flooding surfaces were correlated with their regional equivalents (e.g., Sharland et al., 2001; Ziegler, 2001). To evaluate the global

eustatic sea-level conditions during the Cretaceous, published datasets from Golonka and Kiessling (2002) and Haq and Al-Qahtani (2005) were used.

Discussion and Results

Petrography of thin sections and close examination of cores and well logs showed that the Fahliyan Formation in southern Dezful Embayment is mainly composed of bioclastic and peloidal limestones. Benthic foraminifera, green algae and peloids are the main components of this carbonate succession, which in some samples accompanied by ancooids, intraclasts and remains of bivalves, echinoderms, gastropods and sponge spicules. According to the texture and composition of the rocks of this lithostratigraphic unit, it can be separated into five microfacies, which are introduced in table 1 and figures 3 to 5.

Conclusions

Carbonates of the Fahliyan Formation in the southern Dezful Embayment comprise five microfacies which deposited on a homoclinal carbonate ramp. The high abundance of lagoonal (bioclastic wackestones) and barrier microfacies (peloidal grainstones) indicate extensive development of the inner and middle parts of the carbonate platform in the studied area. This microfacies distribution

largely controlled by an irregular depositional topography and a horst–graben structural framework related to inherited basement paleohighs. The Fahliyan sedimentary succession in the Roudak and Milatun fields is approximately 450 m thick and consists of two third-order depositional sequences (Types 1 and 2). These sequences correspond to the lower part of the Mehrdad supersequence and include two Early Cretaceous maximum flooding surfaces (K30 and K40) within the Zagros Basin. Reservoir property measurements indicate that the Fahliyan Formation can be divided into two reservoir units with different quality. In the lower unit, interparticle porosity within thick grainstone beds and dissolution (moldic) porosity in algal packstones are the main contributors to enhanced poro-perm characteristics. In contrast, the upper unit is dominated by bioclastic wackestones with permeability values generally lower than 1 mD. The microfacies architecture and nature of diagenetic processes are the primary controls on the reservoir potential of the Fahliyan Formation in the southern Dezful Embayment.



چینه‌نگاری سکansı و کیفیت مخزنی سازند فلهیان (کرتاسه زیرین) در جنوب فروافتادگی دزفول

علی حسین جلیلیان

استادیار گروه زمین‌شناسی، دانشگاه پیام‌نور، تهران، ایران

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: مقاله پژوهشی تاریخچه مقاله: تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۹/۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۱۱/۱۹ کلیدواژه‌ها: سازند فلهیان خواص مخزنی فروافتادگی دزفول چینه‌نگاری سکansı	سازند فلهیان (نئوکومین) یکی از مهم‌ترین سنگ‌های مخزن هیدروکربن در مناطق نفت‌خیز جنوب - جنوب باختری ایران، به‌خصوص فروافتادگی دزفول و دشت آبادان است. به‌منظور آگاهی از محیط تشکیل، سکانس‌های رسوبی و کیفیت مخزنی این سازند در جنوب فروافتادگی دزفول داده‌های زمین‌شناسی (مغزه‌ها و مقاطع نازک) و ژئوفیزیکی (نمودارهای پرتو گاما و صوتی) دو حلقه چاه از میدان‌های نفتی -گازی رودک و میلآتون بررسی شده است. در این نواحی سازند فلهیان حدود ۴۵۰ متر ضخامت دارد و شامل ۵ ریزخساره و کستون تا گرینستون و رودستون‌های پلوئیدی-بایوکلاستی و آنکوئیدی است که در یک رمپ هم‌کلینال نهشته شده‌اند. تغییرات عمودی ریزخساره‌ها و نمودارهای چاه‌پیمایی نشان داد که سازند فلهیان از دو سکانس رسوبی رده سوم با مرزهای نوع ۱ و ۲ تشکیل شده است. این سکانس‌ها معادل قسمت زیرین سوپرسکانس مهرداد و معرف سطوح حداکثر پیشروی دریا K۳۰ و K۴۰ در حوضه زاگرس هستند. با توجه به تنوع ریزخساره‌ها و تغییرات خواص مخزنی سازند فلهیان در جنوب فروافتادگی دزفول به دو بخش متفاوت قابل تفکیک است. بخش بالایی بیشتر از وکستون‌های بایوکلاستی تالاب و دریای باز تشکیل شده‌است که کیفیت مخزنی پایینی دارد. در مقابل، کیفیت مخزنی خوب کربنات‌های بخش زیرین سازند فلهیان مربوط به تخلخل و تراوایی بالای لایه‌های گرینستون پلوئیدی و پکستون‌های جلبکی حاصل از قسمت پرانرژی میانه پلتفرم است.

DOI: 10.22084/psj.2026.32116.1491

* نویسنده مسئول: علی حسین جلیلیان، E-mail: jalilian@pnu.ac.ir

استناد: علی حسین جلیلیان (۱۴۰۵). چینه‌نگاری سکansı و کیفیت مخزنی سازند فلهیان (کرتاسه زیرین) در جنوب فروافتادگی دزفول، رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۱۴، شماره ۲۷، صفحه ۵۵ تا ۷۳.

این نشریه علمی رایگان است و حق مالکیت فکری خود را براساس لایسنس کرییتیو کامنز (CC BY-NC 4.0) به نویسندگان واگذار کرده است.



آدرس وبسایت نشریه: <https://psj.basu.ac.ir> ایمیل نشریه: nfag@basu.ac.ir

۱- پیشگفتار

کربنات‌های سازند فهلیان و هم‌ارزهای آن (سازندهای یاماما، میناگیش و رتاوی)^۱ به سن کرتاسه پیشین از مهم‌ترین سنگ‌های مخزن هیدروکربن در حوضه‌های زاگرس و خلیج فارس هستند (مطیعی، ۱۳۷۵؛ الشهران و نیرن، ۲۰۰۳؛ غضبان، ۲۰۰۷). این سازند یکی از واحدهای سنگ‌چینه‌ای گروه خامی (ژوراسیک-کرتاسه زیرین) است که پس از مخازن آسماری (الیگو-میوسن) و گروه بنگستان (کرتاسه میانی - بالایی) سومین تولید کننده نفت و گاز در جنوب و جنوب باختری ایران است (الحسینی، ۲۰۰۷؛ بردنیف، ۲۰۱۴). گروه خامی شامل سازندهای سورمه و هیث از دوره ژوراسیک و سازندهای فهلیان، گدوان و داریان به سن کرتاسه است که حدود ۱۵٪ از مخازن نفت و ۴٪ از مخازن گاز ایران را در خود جای داده‌است (اسرافیلی دیزاجی و رحیم‌پورناب، ۲۰۱۹). با این حال، به‌دلیل ژرفای بیشتر این مخزن، در مقایسه با مخازن آسماری و بنگستان کمتر مورد توجه قرار گرفته و هدف فعالیت‌های اکتشافی بوده است. در سال‌های اخیر، بنا به ضرورت توسعه منابع نفت و گاز و به تبع آن اهمیت مطالعات پایه، جنبه‌های مختلف زمین‌شناسی، زمین‌شیمی و پتروفیزیک مخزن خامی به‌خصوص سازند فهلیان مطالعه شده است (برای نمونه آدابی و همکاران، ۲۰۱۰؛ فقهی و همکاران، ۲۰۱۲؛ صحرائیان و همکاران، ۲۰۱۳؛ کمالی و همکاران، ۲۰۱۳؛ جمالیان و همکاران، ۲۰۱۱ و ۲۰۱۵؛ عابدپور و همکاران، ۲۰۱۵؛ سلیمانی و همکاران، ۲۰۱۷؛ حسینی و همکاران، ۲۰۲۱؛ خاکسار منشاد و همکاران، ۲۰۲۱؛ اسفندیاری و همکاران، ۲۰۲۲؛ طاووسی و همکاران، ۲۰۲۳؛ کیوانی و همکاران، ۲۰۲۳؛ ولی‌نسب و همکاران، ۲۰۲۳؛ رستم‌تبار و همکاران، ۲۰۲۴؛ اکبرزاده و همکاران، ۲۰۲۵؛ درفشی و همکاران، ۲۰۲۵؛ صفری و کیانوش، ۲۰۲۵؛ ناظمی و همکاران، ۲۰۲۵). به‌منظور تکمیل پوشش مطالعاتی سازند فهلیان در جنوب فروافتادگی دزفول، در این مقاله ریزرخساره‌ها، نوع پلتفرم، سکانس‌های رسوبی و بعضی از خواص مخزنی این سازند در میدان‌های نفتی-گازی رودک و میلان بررسی شده است. واحدهای بالایی مخزن خامی در این میدان‌ها گاز دارد، اما مخزن آسماری در میدان رودک نفتی و در

میدان میلان گاز است. ناحیه مورد نظر بخشی از حوزه فعالیت شرکت بهره‌برداری نفت و گاز گچساران و زیرمجموعه شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است. یافته‌های این تحقیق می‌تواند در مدیریت بهتر این میدان‌ها و برنامه‌ریزی برای توسعه و ازدیاد برداشت از آن‌ها مفید باشد.

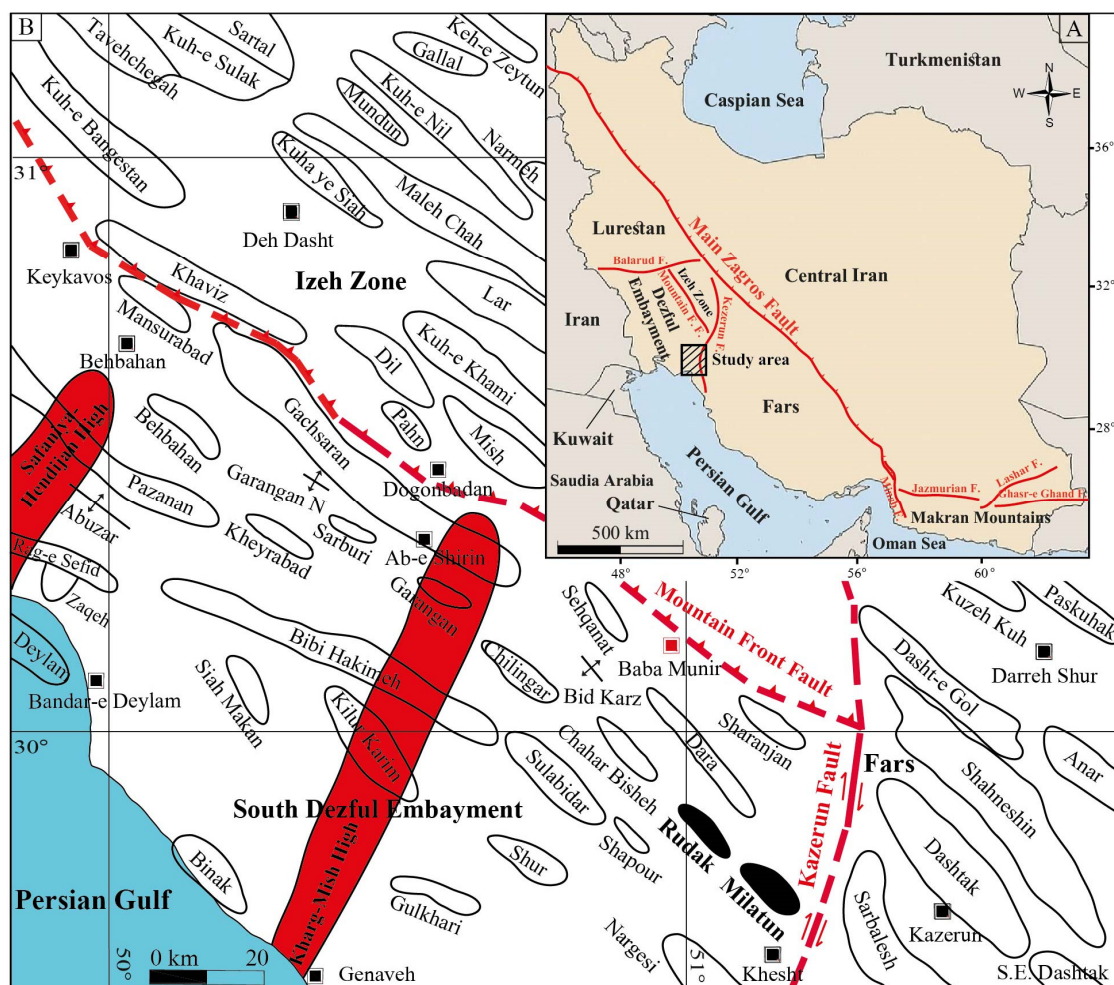
۲- زمین‌شناسی و چینه‌نگاری ناحیه مورد مطالعه

میدان‌های نفتی-گازی رودک و میلان در منطقه خوزستان و حاشیه جنوب خاوری فروافتادگی دزفول جای دارند (شکل ۱). فروافتادگی دزفول یک عارضه ساختاری مهم و شناخته شده در بخش میانی زاگرس مرکزی است که ویژگی‌های زمین‌شناسی آن با سایر نواحی زاگرس تفاوت‌های اساسی دارد. این فروافتادگی بخشی از زاگرس چین‌خورده است که سازند آسماری (الیگومیوسن) و طبقات کهن‌تر در آن رخنمون ندارند (مطیعی، ۱۳۷۲؛ آقائباتی، ۱۳۸۳). وجود شیل‌های غنی از هیدروکربن (سازند کژدمی)، سنگ مخزن‌های متعدد (آسماری، بنگستان و خامی) و پوشش سنگ‌های با کیفیت (تبخی‌ری‌های سازند گچساران) سبب شده است که فروافتادگی دزفول به‌عنوان یکی از مهم‌ترین ایالت‌های نفت و گاز مطرح شود. به‌گونه‌ای که حدود ۸٪ از کل ذخایر هیدروکربن جهان در این محدوده ۶۰/۰۰۰ کیلومتر مربعی شناخته شده است (کندال و همکاران، ۲۰۱۹؛ وطن‌دوست و همکاران، ۲۰۲۰). در شکل‌گیری فروافتادگی دزفول عملکرد توأم گسل‌های کازرون و بالارود نقش اساسی داشته است. این گسل‌ها به‌ترتیب حدود خاوری و باختری فروافتادگی دزفول را با پلتفرم فارس و حوضه لرستان مشخص می‌کنند. مرز شمالی فروافتادگی دزفول با زون ایزه بر گسل پیشانی کوهستان^۲ و مرز جنوبی آن با دشت آبادان و خلیج فارس بر گسل پیشانی زاگرس^۳ منطبق است (بربریان، ۱۹۹۵؛ شرکتی و همکاران، ۲۰۰۶؛ آلن و طالبیان، ۲۰۱۱). رخساره‌ها و ضخامت واحدهای رسوبی در نواحی مختلف فروافتادگی دزفول یکسان نیست، به‌همین خاطر آن را به دو بخش جنوبی و شمالی تفکیک کرده‌اند که با گسل صفانیا-هندیجان جدا شده‌اند (موحد و همکاران، ۲۰۱۴؛ فرحزادی و همکاران، ۲۰۱۹). دوره

³ Zagros frontal fault¹ Yamama, Minagish and Ratawi² Mountain front fault

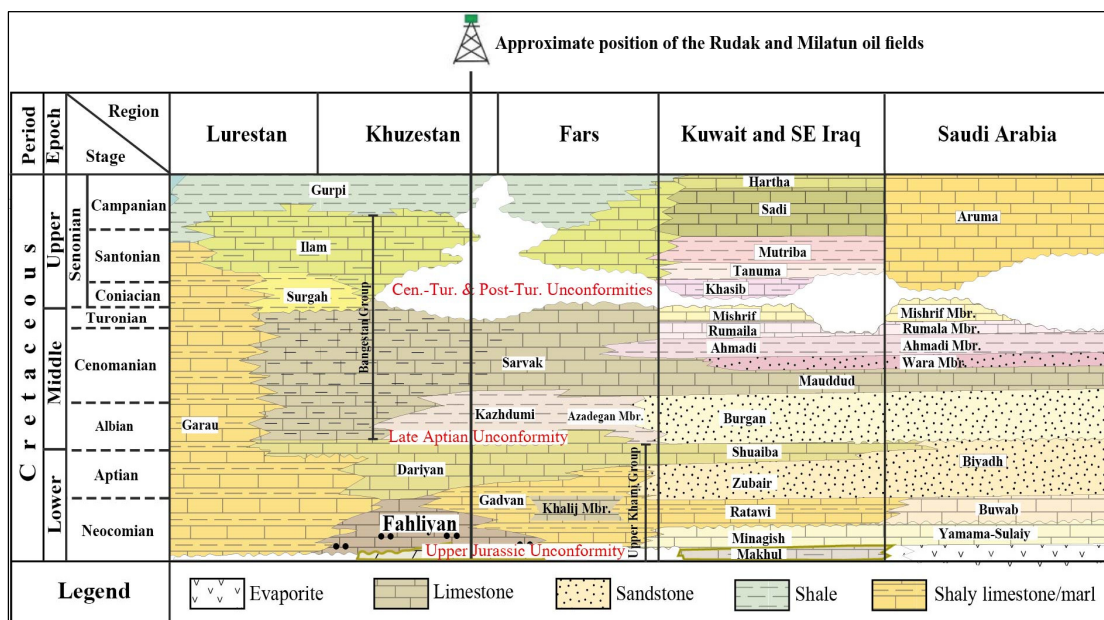
نهشته‌های عهد حاضر تا ژوراسیک میانی در عمق حدود ۴۱۰۰ متری حفاری شده است. در این بُرش‌ها، سازند فهلیان عمدتاً شامل ۴۴۵ تا ۴۶۰ متر سنگ‌های کربناته است که در میدان رودک اعماق ۲۸۵۰ تا ۳۳۱۰ متری و در میدان میلان اعماق ۲۵۳۲ تا ۲۹۷۷ متری را پوشش داده‌اند. مرز زیرین کربنات‌های فهلیان با سازند انیدریتی هیث (ژوراسیک) ناپیوسته و مرز بالایی آن با شیل و سنگ آهک‌های سازند گدوان تدریجی است.

کرتاسه در زاگرس عمدتاً شامل رسوبات دریایی و به‌خصوص کربنات‌های پلتفرمی است که در جنوب فروافتادگی دزفول بیش از ۲۳۰۰ متر ضخامت دارند (علوی، ۲۰۰۴؛ حیدری، ۲۰۰۸). در این ناحیه توالی کرتاسه شامل سازندهای فهلیان، گدوان، داریان، کزدمی، سروک، ایلام و گورپی است که با رخساره‌های دریایی عمیق سازند گرو در شمال فروافتادگی دزفول و لرستان هم‌ارز هستند (شکل ۲). در چاه‌های منتخب از میدان‌های نفتی-گازی رودک و میلان، ردیف نسبتاً کاملی از



شکل ۱. A: جایگاه زمین‌شناسی و گسترش جغرافیایی زیر پهنه‌های مختلف زاگرس در جنوب باختری ایران؛ مستطیل سیاه‌رنگ محدوده تقریبی ناحیه مورد مطالعه را نشان می‌دهد. B: چارچوب ساختاری بخش جنوبی فروافتادگی دزفول، زون ایذه و محدوده باختری پلتفرم فارس که با گسل‌های پیشانی کوهستان و کازرون از هم جدا شده‌اند. موقعیت میدان‌های نفتی رودک و میلان با رنگ سیاه مشخص شده است (براساس داده‌های بربریان، ۱۹۹۵؛ سپهر و کاسگروو، ۲۰۰۴؛ شرکاتی و لتوزی، ۲۰۰۴).

Fig. 1. A: Index map showing geological position and geographic expansion of different Zagros domains in the southwestern Iran; Black rectangle shows the approximate position of the study area. B: Structural framework of middle part of the central Zagros consisting of Dezful Embayment and Izeh zone bounded by Kazerun and Mountain Front faults to the east and north respectively. The Rudak and Milatun oil fields are marked in black ellipsoids (based on Berberian, 1995; Sepehr and Cosgrove, 2004; Sherkati and Letouzey, 2004).



شکل ۲. معرفی واحدهای سنگ‌چینه‌ای دوره کرتاسه در مناطق مختلف زاگرس از لرستان تا فارس و مقایسه آن‌ها با بعضی از نواحی پیرامون خلیج فارس از جمله کویت، جنوب خاوری عراق و عربستان (براساس داده‌های جیمز و وایند، ۱۹۶۵؛ مطیعی، ۱۳۷۲؛ الشرحان و نیرن، ۲۰۰۳).

Fig. 2. Stratigraphic classification of the Cretaceous succession in the Zagros Mountains of southwest Iran comparing with some areas around the Persian Gulf, including Kuwait, southeastern Iraq and Saudi Arabia (based on James and Wynd, 1965; Motiei, 1993; Alsharhan and Nairn, 2003).

۳- روش مطالعه

این تحقیق براساس مطالعه مغزه‌ها، مقاطع نازک و نمودارهای پرتو گاما و صوتی سازند فلهیان در دو چاه از میدان‌های نفتی رودک و میلان تون انجام شده است. میدان‌های مورد نظر در شمال و شمال باختری شهر خشت از توابع شهرستان کازرون در استان فارس واقع شده‌اند و حدود ۱۵ کیلومتر با هم فاصله دارند. از مغزه‌های میدان میلان تون و خرده‌های حفاری دو بُرش مورد نظر در مجموع ۳۰۰ مقطع نازک تهیه و با میکروسکوپ پلاریزان الیمپوس مدل BX50 در آزمایشگاه زمین‌شناسی دانشگاه پیام نور اهواز مطالعه شدند. در سنگ‌نگاری مقاطع نازک ویژگی‌های بافتی، اجزای تشکیل دهنده، فراوانی نسبی آلومک‌ها، سیمان و میکرایت نمونه‌ها بررسی و براساس طبقه‌بندی دانه‌ها (۱۹۶۲) و امبری و کلوان (۱۹۷۱) نام‌گذاری شدند. البته، حد بالایی اندازه میکرایت ۶۰ میکرون در نظر گرفته شد. از هر متر مغزه به طور میانگین ۲ پلاگ^۴ (در مجموع ۸۰ عدد) آماده شد که با تزریق گاز هلیوم و هوای خشک^۵ تخلخل و تراوایی مطلق آن‌ها تعیین گردید. در بررسی

نمودارهای پتروفیزیکی نیز ترکیب کلی سنگ‌ها و تغییرات تخلخل در چاه‌ها بررسی شد. داده‌های حاصل از مطالعه پارامترهای پتروفیزیکی مغزه‌ها و مقاطع نازک با تغییرات نمودارهای چاه‌پیمایی مقایسه و کنترل شدند. یافته‌های حاصل از بررسی مقاطع نازک و نمودارهای چاه‌نگاری به شناخت ریزرخساره‌هایی انجامید که با مقایسه آن‌ها با انواع شناخته شده در منابع مختلف از جمله ویلسون (۱۹۷۵) و فلوگل (۲۰۱۰) محیط رسوبی و جغرافیای دیرینه بازسازی شد. با توجه به ارتباط ریزرخساره‌های پیوسته با زیرمحیط‌های کنار هم (اصل والتر^۶) نوع پلتفرم کربناته مشخص و در قالب یک مدل رسوبی نشان داده شده‌است. چیدمان عمودی ریزرخساره‌ها در توالی رسوبی ناشی از جابجایی مکرر زیرمحیط‌ها در گذر زمان و گویای تغییرات عمق نسبی، ایجاد سطوح چینه‌ای و سکانس‌های رسوبی است. براساس موقعیت سطوح چینه‌ای و الگوی جای‌گیری پاراسکانس‌ها در مدل وان واگنر و همکاران (۱۹۸۸) و ویل و همکاران (۱۹۹۱) هر سکانس به دسته رخصاره‌های پیش‌رونده و تراز بالا^۷ تفکیک شده‌است.

⁷ Transgressive and Highstand Systems Tracts

⁴ Plug

⁵ Helium porosimeter (HEP-P) and air permeameter

⁶ Walther's law

الف) ریزرخساره وکستون بایوکلاستی (روزنداران کفزی) (FMF-1)

توصیف: اجزای اصلی این ریزرخساره پوسته‌های روزنداران کفزی نظیر میلیولیدها، تروکولینا و سودوسیکللامینا هستند. مقادیر اندکی پلوئیدهای حاصل از میکرایتی شدن بایوکلاست‌ها، بقایای شکم‌پایان و جلبک‌های سبز هم حضور دارند (شکل‌های A-B-۳). میانگین اندازه آلوکم‌ها کوچک‌تر از ۰/۵ میلی‌متر، جورشدگی نسبتاً خوب و فراوانی آن‌ها ۲۰ تا ۳۰٪ است.

تفسیر: ترکیب میلیولیدها، شکم‌پایان و جلبک‌های سبز گواه رسوب‌گذاری در بخش کم‌عمق، روشن و گرم پلتفرم کربناته است (غییشاوی و همکاران، ۲۰۱۰؛ اسفندیاری و همکاران، ۲۰۲۲). فقدان میکروفسیل‌های پلاژیک و بافت وکستونی (گل‌پشتیان^۸) نمونه‌های این ریزرخساره نیز محیط آرام و محدود بخش داخلی رمپ (تالاب پشت سد) را تأیید می‌کنند. ترکیب و تنوع آلوکم‌ها حاکی از محیط نسبتاً باز تالاب و امکان ارتباط آن با سایر زیرمحیط‌ها است. این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد شماره ۲۰ فلوگل (۲۰۱۰) در کمر بند رخساره‌ای ۸ ویلسون (۱۹۷۵) محسوب می‌شود.

همچنین، با توجه به زون‌های زیستی که توسط وایند (۱۹۶۵) برای سنگ‌های کرتاسه زاگرس معرفی شده‌اند، سن توالی مورد مطالعه مشخص و سطوح حداکثر پیشروی^۹ با سطوح معادل در منطقه (برای نمونه زیگلر، ۲۰۰۱؛ شارلند و همکاران، ۲۰۰۱) مقایسه شده‌است. برای آگاهی از وضعیت سطح جهانی آب دریاها در کرتاسه به داده‌های گلونکا و کیسلینگ (۲۰۰۲) و حق و القحطانی (۲۰۰۵) استناد شده‌است.

۴- بحث

۴-۱- تجزیه و تحلیل ریزرخساره‌ها

سنگ‌نگاری مقاطع نازک، بررسی مغزه‌ها و نمودارهای چاه‌ها نشان داد که ترکیب سنگ‌شناسی سازند فهلپیان در جنوب فروافتادگی دزفول عمدتاً از سنگ‌آهک‌های بایوکلاستی و پلوئیدی است. روزنداران کفزی، جلبک‌های سبز و پلوئیدها اجزای اصلی این توالی کربناته هستند که در بعضی نمونه‌ها با مقادیری آنکوئید، اینتراکلاست و بقایای دوکفه‌ای‌ها، خارپوستان، شکم‌پایان و اسپیکول اسفنج‌ها همراهی می‌شوند. با توجه به بافت و ترکیب نمونه سنگ‌های این مجموعه رسوبی می‌توان آن را در قالب ۵ ریزرخساره تفکیک کرد که در جدول شماره ۱ و شکل‌های ۳ تا ۵ معرفی شده‌اند.

جدول ۱. شرح و تفسیر ریزرخساره‌های سازند فهلپیان در جنوب فروافتادگی دزفول

Table 1. Microfacies characteristics and interpretation of the Fahliyan Formation in southern Dezful Embayment

Microfacies code	Microfacies name	Allochems (skeletal and non-skeletal)	Grain size	Energy level	Depositional setting
FMF-1	Benthic foraminifera bioclastic wackestone	Benthic foraminifera, green algae, peloids	Mud-sand	Low	Inner ramp-Lagoon
FMF-2	Bioclastic algal wackestone-packstone	Green algae, benthic foraminifera, echinoderm debris	Sand-mud	Low-medium	Inner ramp-Patch reef
FMF-3	Oncoid peloidal Rudstone-floatstone	Coarse-grained oncoids, peloids, bivalve debris	Gravel-sand	Low-medium	Inner ramp-Leeward shoal
FMF-4	Bioclast peloid grainstone	Peloid, echinids debris and some intraclasts	Sand	High	Mid ramp-Shoal
FMF-5	Bioclast sponge spicule wackestone	Sponge spicule, bivalves, echinoderms	Mud-sand	Low	Outer ramp-Shallow open marine

⁸ Maximum Flooding Surface

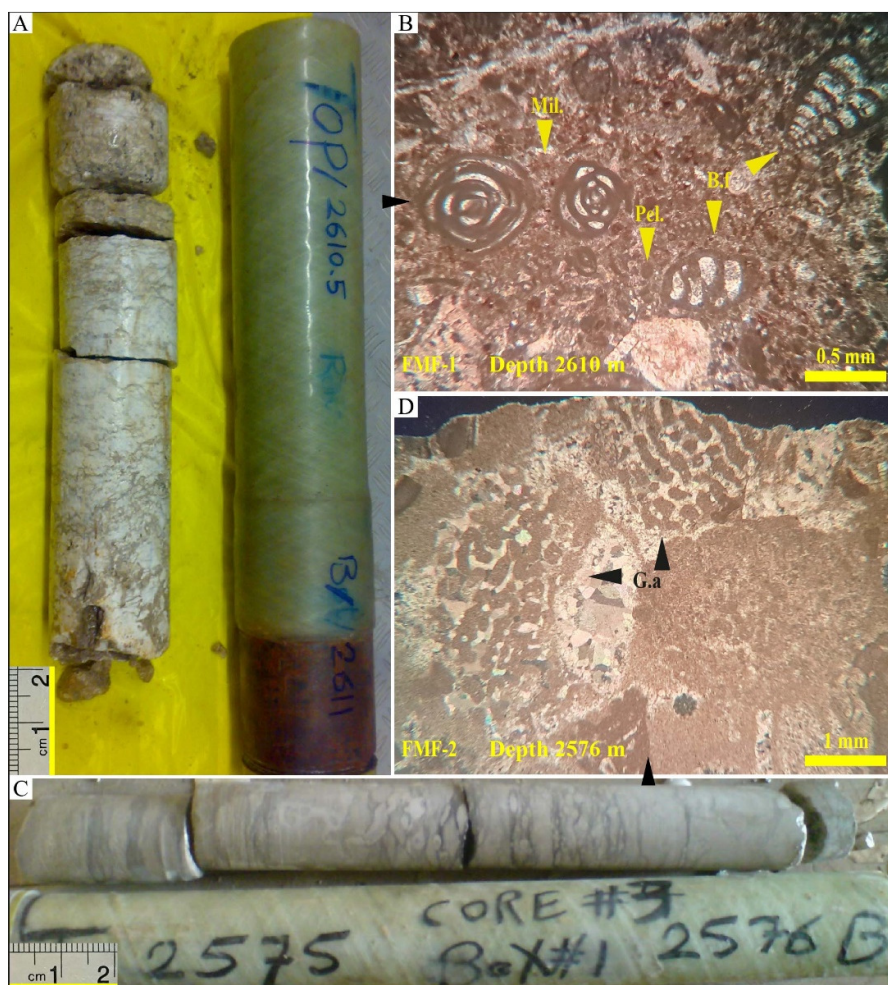
⁹ Trocholina, Pseudocyclamina and Miliolids

¹⁰ Mud-dominated texture

تفسیر: فراوانی غالب جلبک‌های سبز حاکی از رسوب‌گذاری این ریزرخساره در منطقه روشن و اعماق بین ۱۰ تا ۲۰ متری بخش داخلی رمپ کربناته است (تاکر و رایت ۱۹۹۰؛ دهکار و همکاران ۲۰۱۸؛ حسینی و همکاران ۲۰۲۱). تجمع جانداران کربنات‌ساز در شرایط مناسب این بخش از پلتفرم فاهلیان به ایجاد ریف‌های تکه‌تکه کوچک^{۱۳} نیز منجر شده‌است. این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد شماره ۱۸ فلوگل (۲۰۱۰) در کمربند رخساره‌ای ۷ ویلسون (۱۹۷۵) است.

ب) ریزرخساره وکستون-پکستون بایوکلستی (جلبک‌های سبز) (FMF-2)

توصیف: این ریزرخساره از ۳۰ تا ۴۰٪ تکه‌های نسبتاً درشت جلبک‌های سبز (داسی‌کلاداسه^{۱۱}) و ۱۰ تا ۲۰٪ پوسته‌های کوچک‌تر روزنداران کفزی نظیر تروکولینا، دوکفه‌ای‌ها و خارپوستان در زمینه‌ای از میکرایت تشکیل شده‌است (شکل‌های ۳C-D). بقایای جلبک‌ها اغلب خرد شده‌اند و ۱ تا ۲ میلی‌متر قطر دارند. بافت نمونه‌ها اغلب گل‌پشتیبان و در مواردی دانه‌پشتیبان^{۱۲} است.



شکل ۳. تصاویر نمونه مغزه‌ها (A و C) و مقاطع نازک ریزرخساره‌های مربوط به بخش داخلی رمپ کربناته فاهلیان در چاه منتخب میدان گازی میل‌اتون؛ B: روزنداران کفزی (B.f) و میلیولیدها (Mil.) در وکستون بایوکلستی و D: بقایای جلبک‌های سبز (G.a) در وکستون-پکستون بایوکلستی (XPL).

Fig. 3. Core sample images (A and C) and photomicrographs representing microfacies related to the inner part of Fahliyan carbonate ramp in the selected well of Milatun gas field; B: Benthic foraminifera (B.f) and miliolids (Mil.) in bioclastic wackestone and D: Green algae (G.a) remains in bioclastic algal wackestone-packstone (XPL).

¹³ Small patch reefs

¹¹ Dasycladacean algae

¹² Grain-dominated texture

ج) ریزرخساره رودستون-فلوتستون آنکوئیدی پلوئیدی (FMF-3)

توصیف: آنکوئیدهای درشت (بزرگ‌تر از ۲ میلی‌متر) و پلوئیدها (کوچک‌تر از ۰/۵ میلی‌متر) اجزای اصلی این ریزرخساره هستند (شکل‌های A-B). آنکوئیدها نسبتاً سالم هستند و حدود ۶۰٪ آلوم‌ها را به خود اختصاص داده‌اند. هسته آنکوئیدها بایوکلاستی و عمدتاً از پوسته‌های دوکفه‌ای‌ها است. همچنین، درصد کمی بقایای شکم‌پایان و آثار جلبک‌ها و مواد آلی در بعضی نمونه‌ها پراکنده است. مقاطع نازک این سنگ‌های آهکی غالباً دانه‌پشتیبان است و با وجود آنکوئیدها بافت رودستونی به نمایش می‌گذارند.

تفسیر: ترکیب خاص آلوم‌ها، آثار آشفستگی زیستی ناشی از فعالیت جانوران کفزی (شکل ۴A) و نبود جانداران آب‌های آزاد بیانگر تشکیل این ریزرخساره در محیط تالاب است. رخساره‌های آنکوئیدی از محصولات زیرمحیط پشت ریف یا قسمت نسبتاً آرام واقع در پناه شول‌های^{۱۴} کربناته محسوب می‌شوند (لاسمی و جلیلیان، ۲۰۱۰؛ صحرائیان و همکاران، ۲۰۱۳). این ریزرخساره با ریزرخساره استاندارد شماره ۱۳ فلوگل (۲۰۱۰) در کمربند رخساره‌ای ۷ ویلسون (۱۹۷۵) معادل است.

د) ریزرخساره گرینستون پلوئیدی بایوکلاستی (FMF-4)

توصیف: بیش از ۵۰٪ از آلوم‌های این ریزرخساره را پلوئیدها تشکیل داده‌اند (شکل‌های C-D). این آلوم‌ها گرد تا بیضی شکل با میانگین اندازه ۰/۲۵ میلی‌متر و بدون ساختمان داخلی مشخص هستند. پوسته‌های خردشده خارپوستان و اینتراکلاست‌ها هم از اجزای قابل ذکر این سنگ‌ها هستند. بافت نمونه‌ها دانه‌پشتیبان است و با سیمان‌های آهکی هم‌بعد و هم‌محور^{۱۵} استحکام یافته‌اند.

تفسیر: جورشدگی نسبتاً خوب آلوم‌ها و نبود گل آهکی از انرژی زیاد محیط رسوب‌گذاری آن‌ها حکایت می‌کند. این ریزرخساره بخش اصلی شول پلوئیدی-بایوکلاستی میانه پلتفرم فلهلیان است که در محدوده عملکرد امواج دریا گسترش یافته بود. چنین شول‌هایی در اغلب پلتفرم‌های بدون حاشیه مناطق گرمسیری گذشته شناخته شده‌اند (شلاگر، ۲۰۰۵؛ جیمز و بُن، ۲۰۱۱؛ کیوانی و همکاران، ۲۰۲۳). ریزرخساره گرینستونی هم‌ارز ریزرخساره استاندارد

شماره ۱۱ فلوگل (۲۰۱۰) است که در کمربند رخساره‌ای ۶ ویلسون (۱۹۷۵) جای دارد.

ه) ریزرخساره وکستون بایوکلاستی (اسپیکول اسفنج) (FMF-5)

توصیف: این ریزرخساره از ۲۰ تا ۳۰٪ اسپیکول اسفنج‌ها و حدود ۱۰٪ سایر آلوم‌های اسکلتی نظیر دوکفه‌ای‌های با پوسته نازک و خرده‌های خارپوستان تشکیل شده‌است. اندازه اسپیکول‌ها بین ۰/۲۵ تا ۱ میلی‌متر است که همراه با پوسته‌های نسبتاً سالم دوکفه‌ای‌های پلانکتونی در گل آهکی پراکنده‌اند (شکل‌های A-C).

تفسیر: اختلاط جانوران کفزی و آب‌های آزاد در یک زمینه میکرایتی، وجود بین لایه‌های شبیلی (مادستون آهکی) و موقعیت نمونه‌ها در ستون ریزرخساره‌ها نشانه رسوب‌گذاری آن‌ها در قسمت آرام و کم‌عمق دریای باز است (جمالیان و همکاران، ۲۰۱۱، اسفندیاری و همکاران، ۲۰۲۲). این قسمت معرف بخش بیرونی رمپ کربناته است که پایین‌تر از قاعده امواج و در محدوده نفوذ نور قرار دارد (پومار، ۲۰۰۱؛ حسینی و همکاران، ۲۰۲۱). وکستون‌های اسپیکول‌دار با ریزرخساره استاندارد شماره ۸ فلوگل (۲۰۱۰) در کمربند رخساره‌ای ۵ ویلسون (۱۹۷۵) معادل هستند. ریزرخساره‌های مربوط به رمپ بیرونی سازند فلهلیان در مقایسه با سایر زیرمحیط‌ها گسترش بسیار کمتری دارند و در افق‌های محدودی از بخش‌های میانی و بالای این توالی رسوبی شناخته شدند.

۴-۲- نوع پلتفرم و مدل رسوبی

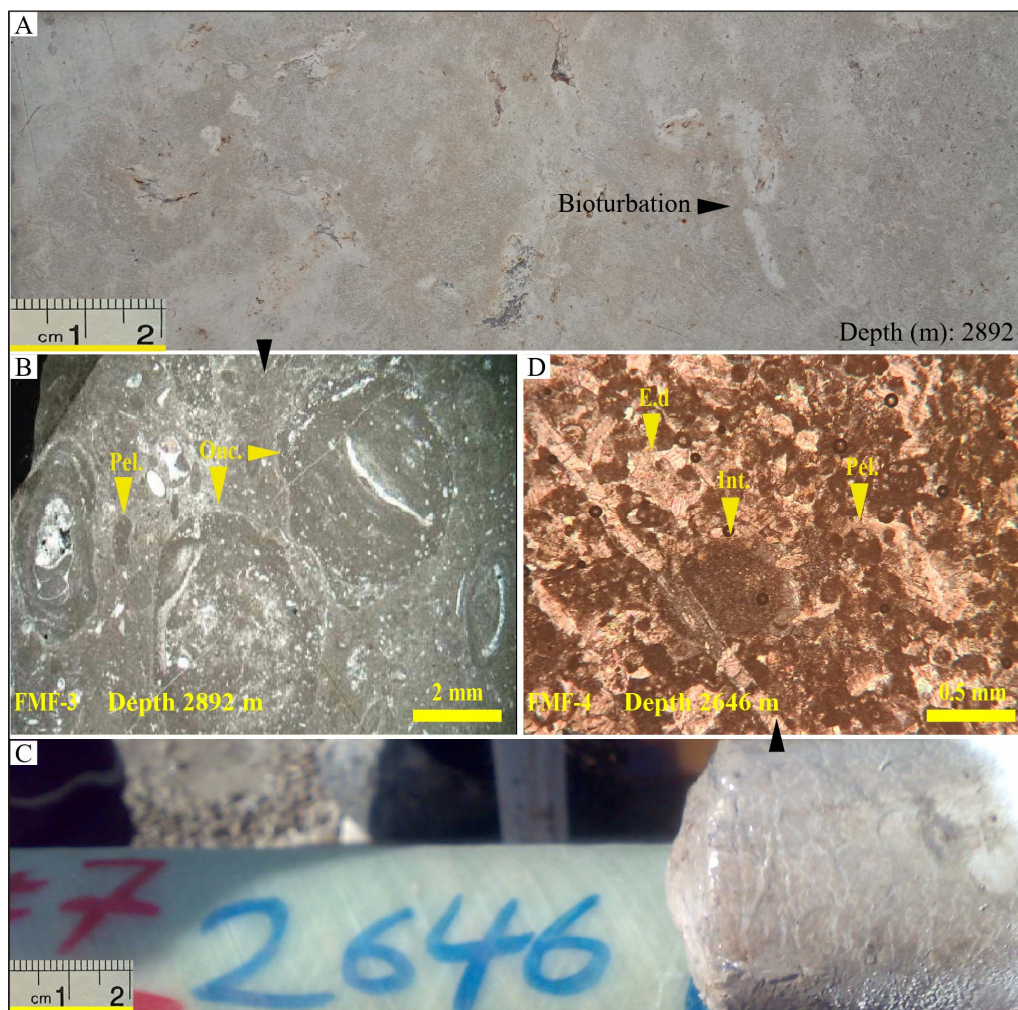
براساس نتایج حاصل از مطالعه مغزه‌ها و سنگ‌نگاری مقاطع نازک می‌توان نتیجه گرفت که نهشته‌سنگ‌های سازند فلهلیان در جنوب فروافتادگی دزفول در یک پلتفرم کربناته با شیب یکنواخت (هموکلینال^{۱۶}) تشکیل شده‌اند. حضور غالب آلوم‌های زیستی و غیرزیستی مربوط به محیط دریایی کم‌عمق، فقدان شواهد مربوط به تغییر ناگهانی شیب بستر از جمله آهک‌های دوباره نهشته‌شده (کلسی‌توربیدایت‌ها^{۱۷})، نبود ریزرخساره‌های پلاژیک خالص و ریف‌های حاشیه پلتفرم در توالی مورد مطالعه گواهان این موضوع هستند.

^{۱۶} Homoclinal ramp platform

^{۱۷} Calciturbidite

^{۱۴} Leeward shoal

^{۱۵} Equant and syntaxial calcite cementation



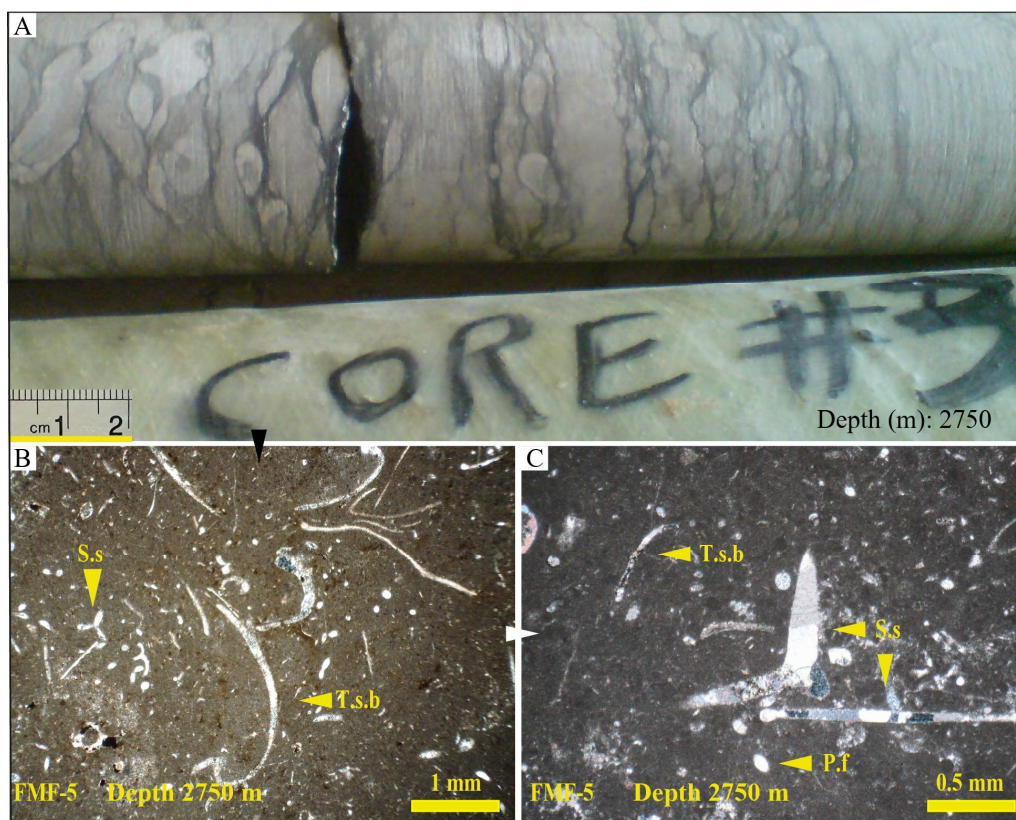
شکل ۴. تصاویر نمونه‌های مغزه (A و C) و مقاطع نازک ریزرخساره‌های مربوط به بخش‌های داخلی و میانی رمپ فهلیان در چاه منتخب میدان گازی میلان: B: رودستون-فلوتستون آنکوئیدی (Onc.) پلوئیدی (Pel.) و D: گرینستون پلوئیدی بایوکلستی (خرده‌های خارپوستان (E.d) با اینتراکلاست (Int.) که ریزرخساره اصلی زیرمحیط سد (شول) در میانه پلتفرم نتوکومین است (XPL).

Fig. 4. Images of core samples (A and C) and thin sections of microfacies related to the inner and middle parts of the Fahliyan ramp in the selected well of Milatun gas field; B: Oncoid peloidal rudstone-floatstone and D: Bioclastic peloid grainstone that forms the main microfacies of the mid ramp shoal of the Neocomian platform (XPL).

نتیجه این عوامل تشکیل یک توالی کربناته ضخیم با تنوع رخساره‌ای غالباً محدود به محیط تالاب و شول در جنوب فروافتادگی دزفول است. وجود ریزرخساره‌های مربوط به ساحل جنوب خاوری پلتفرم فهلیان در خلیج فارس (ولی‌نسب و همکاران، ۲۰۲۳؛ ناظمی و همکاران، ۲۰۲۵) و هم‌ارزی آن با رسوبات دریای عمیق گرو در لرستان (علوی، ۲۰۰۴؛ غضبان، ۲۰۰۷) حاکی از گسترش فوق‌العاده این دریای کم‌عمق (اپیریک)^{۱۸} در مناطق فارس و خوزستان است.

در این نوع رمپ‌ها، کمربندهای رخساره‌ای به‌صورت پهن و نسبتاً یکنواخت پخش می‌شوند و تغییرات کناری/عمقی شدیدی که به ایجاد طیف بزرگ‌تری از رخساره‌ها بیانجامد، کمتر مشاهده می‌شود. فقدان رسوبات پهنه جزرومدی و ریزرخساره‌های بخش عمیق دریا در بُرش‌های مورد مطالعه به همین موضوع مربوط است (برای نمونه بوسنس، ۲۰۰۵؛ وستفال و همکاران، ۲۰۱۰). به‌طور کلی، سازند فهلیان در نواحی مختلف ترکیب سنگ‌شناسی نسبتاً یکنواختی دارد که به آرامش زمین‌ساختی، نوع پلتفرم، پایداری اقلیم و ثبات سطح نسبی آب حوضه در نتوکومین مربوط است.

¹⁸ Epeiric sea



شکل ۵. تصاویر نمونه مغزه (A) و مقاطع نازک (B و C) ریزرخساره و کستون بایوکلاستی با اسپیکول اسفنج (S.s) و دوکفه‌ای‌های نازک پوسته (T.s.b) و روزنداران پلانکتونی (P.f) که محیط آرام دریای آزاد را نشان می‌دهد. سازند فهلپیان در چاه منتخب میدان گازی میلأتون (XPL).

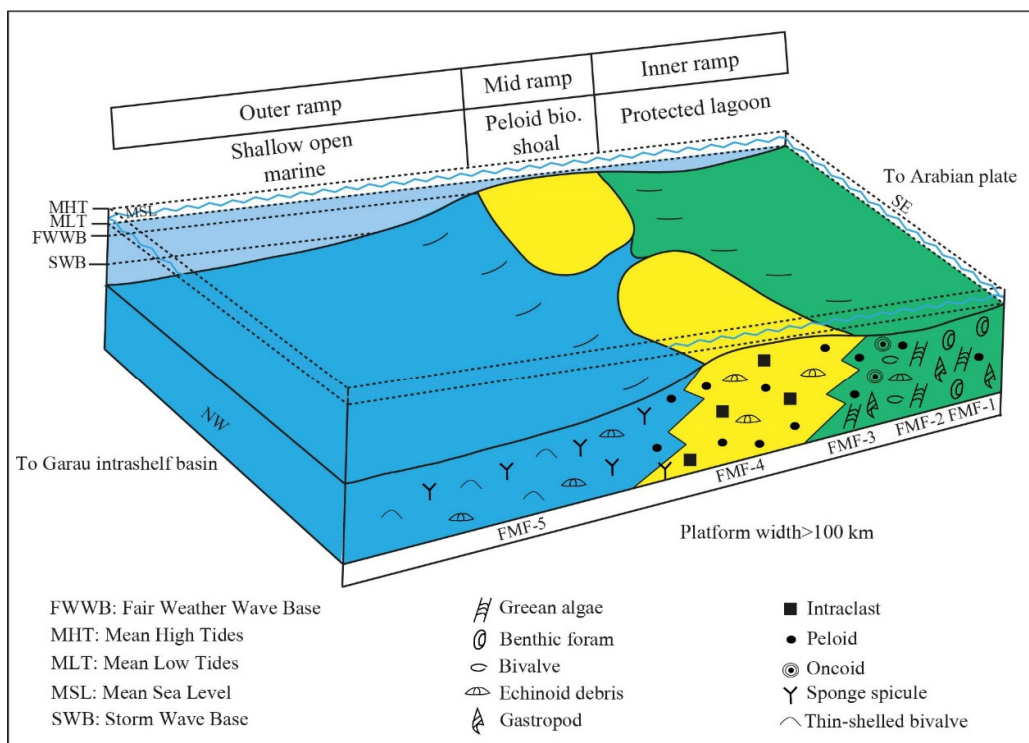
Fig. 5. Images of core (A) and thin sections (B and C) of bioclastic wackestone microfacies with sponge spicules (S.s) and thin-shelled bivalves (T.s.b) and planktonic foraminifera (P.f) suggest an open marine low energy setting; Fahliyan Formation in the selected well of Milatun gas field (XPL).

و قطر-کازرون به شکل هورست و گرابن‌هایی بوده‌است که فاصله بین آن‌ها به شکل تالاب و هورست‌ها در نقش سد عمل می‌کرده‌اند (شکل ۱). نمونه امروزی چنین محیط‌هایی قسمت شمالی رمپ خلیج فارس است که با ادامه تاقدیس و ناودیس‌های بخش چین‌خورده زاگرس در بستر آن ناوه‌مانده‌هایی وسیع و آرام شبیه تالاب ایجاد شده‌است. علاوه بر این، نباید نقش ناهمواری‌های به‌جای مانده از ناپیوستگی در مرز ژوراسیک-کرتاسه را در این میان نادیده گرفت. شاید بتوان این نوع محیط‌های محفوظ در فلات قاره‌ها را تحت عنوان تالاب‌های ساختمانی (ساختاری) معرفی کرد. در مجموع، شکوفایی جلبک‌های سبز در زمان نئوکومین (شیرازی، ۲۰۱۳؛ عیبات و همکاران، ۲۰۱۶) و ایجاد تالاب‌های وسیع در تشکیل سنگ‌آهک‌های عمدتاً پلوئیدی-بایوکلاستی سازند فهلپیان نقش اساسی داشته‌اند. تصویر شماتیک مدل رسوبی کربنات‌های سازند فهلپیان در شکل ۶ ارائه شده‌است.

با توجه به یافته‌های این تحقیق و دیگر مطالعات انجام شده از جمله منابع متعدد ذکر شده در مقدمه مقاله، یکی دیگر از ویژگی‌های بارز کربنات‌های فهلپیان، حضور قابل توجه پلوئیدها و ریزرخساره‌های تالابی در این سازند در فروافتادگی دزفول و منطقه فارس است. به‌گونه‌ای که می‌توان محیط رسوب‌گذاری آن را رمپ کربناته تحت سلطه پلوئیدها^{۱۹} معرفی کرد. در مطالعات بورچت و رایت (۱۹۹۲)، رایدینگ و توما (۲۰۰۶)، پرات و همکاران (۲۰۱۲) و نادری-خوجین و همکاران (۲۰۱۶) به نمونه‌های از این مدل رسوبی اشاره شده‌است. از مهم‌ترین عوامل مؤثر در گسترش تالاب‌های نئوکومین در مناطق مرکزی و خاوری زاگرس می‌توان به هندسه حوضه و توپوگرافی بستر رسوب‌گذاری در آن زمان اشاره کرد (بایت گل و همکاران، ۲۰۱۶؛ جلیلیان و کاوسی، ۱۴۰۲). در حقیقت، بستر حوضه به دلیل بلندی‌های قدیمی^{۲۰} ناشی از عملکرد گسل‌هایی همچون خارگ-میش، صفانیا-هندیجان

²⁰. Paleohigh

¹⁹. Peloid-dominated carbonate ramp system



شکل ۶. تصویری شماتیک از مدل رمپ کربناته سازند فهلیان و زیرمحیط‌های آن در جنوب فروافتادگی دزفول؛ موقعیت ریزرخساره‌ها و پراکندگی اجزای سازنده این واحد رسوبی نیز نشان داده شده‌است.

Fig. 6. Schematic illustration of the carbonate ramp of the Fahliyan Formation and its associated sub-environments in the southern Dezful Embayment. The spatial distribution of microfacies and the arrangement of the constituent components of this sedimentary unit are also illustrated.

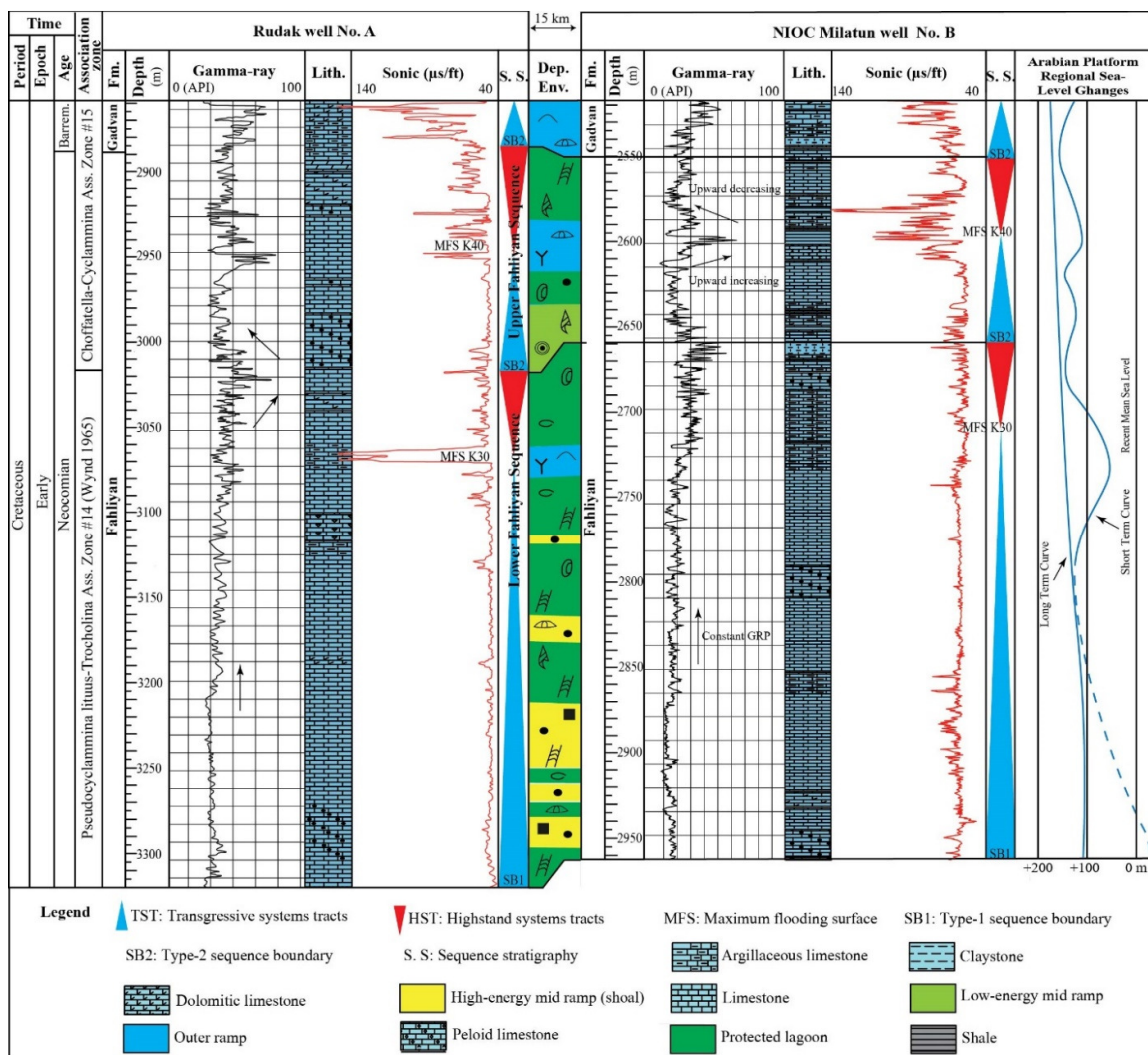
۵- چینه‌نگاری سکانسی

تغییرات عمودی ریزرخساره‌ها، داده‌های ژئوفیزیکی و دیرینه‌شناسی سازند فهلیان در جنوب فروافتادگی دزفول حاکی از آن است که این توالی کربناته معرف بخش آغازین سوپرسکانس مهرداد (پنجمین پادشاه اشکانیان) است. این ابرسکانس رسوبی معادل نهشته‌سنگ‌های کرتاسه زیرین در مناطق مختلف زاگرس است که سازندهای فهلیان، گدوان، داریان، کژدمی، سروک و گرو را دربرمی‌گیرد (حیدری، ۲۰۰۸). سوپرسکانس‌ها، محصول چرخه‌های رده دوم (۵ تا ۵۰ میلیون سال) نوسان آب دریاها هستند و عمدتاً در نتیجه فعالیت‌های زمین‌ساختی در مقیاس منطقه‌ای ایجاد شده‌اند (میل، ۲۰۰۰؛ کاتونینو، ۲۰۰۶). در زون‌بندی زیست‌چینه‌ای زاگرس (وایند، ۱۹۶۵) زون تجمعی شماره ۱۴ (*Pseudocyclammina lituus*-*Trocholina* Ass. Zone و قسمتی از زون شماره ۱۵ (*Choffatella*-*Cyclammina* Ass. Zone) مربوط به سازند فهلیان است که شاخص زمان نئوکومین هستند. مطالعات دیرینه‌شناسی گلستانه (۱۹۷۴)، پیربلوطی و عبیات (۲۰۱۷) و بررسی‌های

ایزوتوپی حسینی و همکاران (۲۰۱۶) در نواحی مختلف نیز این سن را تأیید کرده‌اند. با توجه به تغییرات عمودی ریزرخساره‌ها و نمودارهای پرتو گاما در چاه‌های مورد مطالعه، سازند فهلیان به دو سکانس رسوبی رده سوم (فهلیان زیرین و بالایی) تفکیک شده‌است (شکل ۷). این سکانس‌ها صدها متر ضخامت دارند و در مدت زمان ۰/۵ تا ۵ میلیون سال تشکیل می‌شوند (تاکر، ۲۰۰۱؛ کاتونینو، ۲۰۰۶). در اغلب نواحی زاگرس مرکزی و خاوری، مرز زیرین سازند فهلیان ناپیوسته و بر ناهمواری‌های حاصل از رویداد سیم‌رین پسین (ژوراسیک-کرتاسه) استوار است. به‌همین دلیل، بخشی از سنگ‌های آغاز کرتاسه (بریاژین) در این نواحی تشکیل نشده‌است (مطیعی، ۱۳۷۲؛ آقائباتی، ۱۳۸۳). توالی رسوبی نئوکومین در جنوب فروافتادگی دزفول با واحدهایی از پکستون‌های جلبکی (زیرمحیط تالاب) شروع شده‌است که لایه‌های بسیار ضخیم گرینستون‌های پلوئیدی بایوکلاستی مربوط به سد آن‌ها را از هم جدا کرده‌اند. این تناوب معرف دسته رخصاره‌های پیشرونده سکانس رسوبی فهلیان زیرین است. دامنه

MFS K۳۰ شارلند و همکاران (۲۰۰۱) همخوانی دارد. نهشته‌سنگ‌های روی این سطح، دسته رخساره‌های تراز بالای سکانس یک هستند که به ریزرخساره‌های بخش کم‌عمق تالاب (روزنداران کفزی) ختم می‌شوند. این سکانس از نوع یک است و حدود ۳۳۲ متر ضخامت دارد.

تغییرات پرتو گاما در شروع سکانس نخست ۱۰ تا ۲۰ API است که در محدوده کربنات‌های تمیز قرار می‌گیرد. تغییر سرعت امواج صوتی از ۵۵ به ۸۶ $\mu\text{s}/\text{ft}$ و افزایش مقدار گاما تا ۷۰ واحد (آهک شیلی) در انتهای این دسته رخساره‌ای حاکی از رسیدن به سطح حداکثر پیشروی دریاست که با



شکل ۷. چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلین در میدان‌های نفتی-گازی رودک و میلان در جنوب فروافتادگی دزفول؛ منحنی تغییرات سطح منطقه‌ای آب دریای نئوکومین در پلتفرم عربی از حق و القحطانی (۲۰۰۵) اقتباس شده‌است. انواع آلوکیم‌ها در شکل ۶ معرفی شده‌اند.
Fig. 7. Sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in Rudak and Milatun oil-gas fields in the southern Dezful Embayment; the Arabian platform regional sea-level changes in Neocomian is adapted from Haq and Al-Qahtani (2005). Alochem symbols are introduced in figure 6.

استوایی آن زمان، تغییرات مشهودی در رژیم رسوب‌گذاری حوضه زاگرس پدید آمد که تغییر تدریجی الگوی پلتفرم به کربناته-آواری و ایجاد توالی‌های آهکی-شیلی از نتایج آن است (دیویس و همکاران، ۲۰۱۹؛ جلیلیان و کاوسی، ۱۴۰۲). در چنین شرایطی، سکانس دوم سازند فهلین با

سطح جهانی آب دریاها در هوتریوین-بارمین نسبت به دریا‌های امروزی حدود ۲۰۰ متر بالاتر بوده‌است که سبب گسترش فلات قاره‌های وسیع در نقاط مختلف جهان شد (گلونکا و کیسلینگ، ۲۰۰۲؛ حق و القحطانی، ۲۰۰۵). همچنین، با افزایش تدریجی واردات آواری ناشی از اقلیم

می‌دهند. در رده‌بندی پتروفیزیکی کربنات‌ها، گرینستون‌ها در رتبه یک قرار می‌گیرند که بالاترین میزان تخلخل، تراوایی و پتانسیل مخزنی را دارد (لوسیا، ۲۰۰۷؛ اهر، ۲۰۰۸). دامنه زیاد تغییرات نفوذپذیری در نمونه‌های اعماق مختلف چاه‌ها ناشی از تفاوت در شرایط رسوب‌گذاری و عملکرد فرایندهای دیاژنتیکی است (اکبرزاده و همکاران، ۲۰۲۵؛ ناظمی و همکاران، ۲۰۲۵). قسمت بالایی سازند فلهلیان در جنوب فروافتادگی دزفول به‌طور عمده از وکستون‌های بایوکلستی (FMF-1, 3, 5) تشکیل شده‌است. متوسط تخلخل نمونه‌های این قسمت کمتر از ۱۰٪ و تراوایی آن‌ها پایین‌تر از یک میلی‌داریسی تعیین گردید که در محدوده مخازن با کیفیت ضعیف قرار می‌گیرد. از مهم‌ترین عوامل مؤثر در این مسئله باید به منافذ میکروسکوپی، جورشدگی ضعیف ناشی از بافت گل‌پشتیبان و فشردگی حاصل از تدفین سنگ‌ها اشاره کرد (باتورست، ۲۰۰۶؛ حسینی و همکاران، ۲۰۲۱). نحوه تغییرات تخلخل و تراوایی کربنات‌های سازند فلهلیان نسبت به تغییر ریزرخساره‌ها در شکل ۸ نمایش داده شده‌است.

۷- نتیجه‌گیری

کربنات‌های سازند فلهلیان در جنوب فروافتادگی دزفول متشکل از ۵ ریزرخساره است که در یک رمپ هموکلینال نهشته شده‌اند. فراوانی قابل توجه ریزرخساره‌های محیط تالاب (وکستون‌های بایوکلستی) و سد (گرینستون‌های پلوئیدی) حاکی از فعالیت و گسترش فوق‌العاده بخش‌های داخلی و میانی پلتفرم کربناته در نواحی مورد مطالعه است. بستر ناهموار و ساختار هورست و گرابنی حوضه ناشی از بلندی‌های قدیمی یکی از عوامل اصلی مؤثر در این زمینه است. توالی رسوبی سازند فلهلیان در میدان‌های نفتی-گازی رودک و میلالتون حدود ۴۵۰ متر ضخامت دارد و از دو سکانس رده سوم با مرزهای نوع ۱ و ۲ تشکیل شده‌است. این سکانس‌ها معرف بخش زیرین ابرسکانس مهرداد و دربرگیرنده دو سطح حداکثر پیشروی آب دریای کرتاسه پیشین (K^{۳۰} و K^{۴۰}) در حوضه زاگرس هستند. نتایج حاصل از اندازه‌گیری خواص مخزنی نمونه سنگ‌های سازند فلهلیان به‌گونه‌ای است که می‌توان آن را به دو بخش با کیفیت مخزنی متفاوت تقسیم کرد. در سنگ‌های قسمت زیرین، تخلخل بین‌دانه‌ای حاصل از لایه‌های ضخیم

ضخامت حدود ۱۲۰ متر تشکیل گردید که شامل ریزرخساره‌های مختلف رمپ میانی و دریای باز است. این سکانس رسوبی از نوع دوم، یعنی بدون آثار ناشی از خروج حوضه از آب در مرزهای بالا و پایین آن است. سنگ‌شناسی غالب بخش بالایی سازند فلهلیان شامل آهک‌های رُسی با میان‌لایه‌های مارنی است که با افزایش پرتو گاما تا API ۸۰ و تغییر میانگین سرعت صوت تا ۱۰۰ μs/ft در نمودار چاه‌ها مشخص است. تشکیل ریزرخساره‌های دریای باز (وکستون با اسپیکول اسفنج) گویای بیشترین عمق این قسمت از حوضه در نئوکومین و معادل سطح حداکثر پیشروی MFS K^{۴۰} شارلند و همکاران (۲۰۰۱) است. در نمودارهای ژئوفیزیکی چاه‌ها، این سطح بر کمترین فاصله بین منحنی‌های گاما و صوتی منطبق است که الگوی همگرایی آنها هم دسته رخصاره‌های پیشرونده را مشخص می‌کند (یانگ و نیو، ۱۹۹۳؛ مگوایر و همکاران، ۲۰۱۹). علاوه بر این، شکل کلی نمودارها از زون‌های با دامنه نوسان کم^{۲۱} در سکانس زیرین به الگوی پلکانی (روندهای افزایشی-کاهشی) در سکانس بالایی تغییر می‌یابد که با تغییر چیدمان ریزرخساره‌ها در توالی رسوبی و جابجایی زیرمحیط‌های پلتفرم (افزایش عمق نسبی) با گذشت زمان مطابقت دارد.

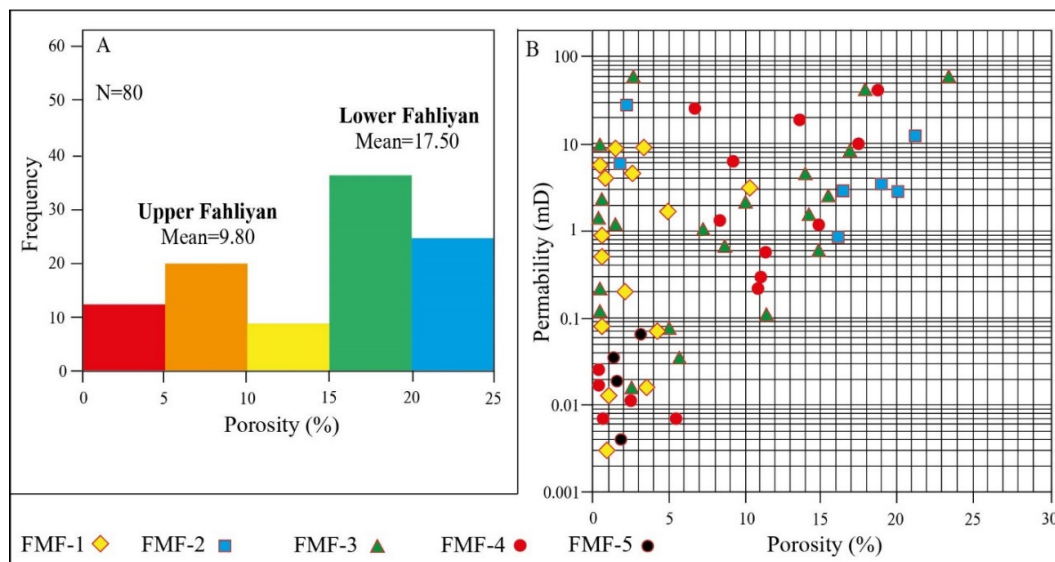
۶- کیفیت مخزنی

بارزترین ویژگی‌های یک سنگ مخزن خوب، داشتن تخلخل مفید و تراوایی کافی برای تجمع و انتقال سیالات گوناگون است که به خصوصیات اولیه سنگ و تغییرات ناشی از دیاژنز بستگی دارند (کانن، ۲۰۱۵؛ حسن‌زاده و پیریایی، ۲۰۲۵). براساس نتایج حاصل از اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی در نمونه‌ها و نمودار چاه‌های مطالعه شده می‌توان سازند فلهلیان را به دو بخش تقسیم کرد. در بخش زیرین مقدار تخلخل ۱۵ تا ۲۵٪ (میانگین ۱۷/۵۰) و تراوایی ۰/۸ تا ۴۵ میلی‌داریسی (میانگین ۳۴) به‌دست آمد که حاکی از کیفیت مخزنی خوب این قسمت است. این موضوع ناشی از حفظ تخلخل بین دانه‌ای در گرینستون‌های پلوئیدی (FMF-4) و ایجاد منافذ انحلالی و درون‌دانه‌ای در پکستون‌های جلبیکی (FMF-2) است. معمولاً کربنات‌های با جورشدگی خوب تا نسبتاً خوب، بافت دانه‌پشتیبان و سیمان ناقص، سنگ‌های مخزن با کیفیتی تشکیل

^{۲۱} Constant GRP

تشکیل شده‌است. چیدمان ریزرخساره‌ها و نوع فرایندهای دیاژنزی مؤثر بر آن‌ها عوامل اصلی کنترل کننده پتانسیل مخزنی سازند فهلپیان در جنوب فروافتادگی دزفول هستند.

گرینستون پلوئیدی و منافذ انحلالی در پکستون‌های جلبکی عامل اصلی افزایش تخلخل و تراوایی است. اما قسمت بالایی به‌طور عمده از وکستون‌های بایوکلاستی با تراوایی کمتر از یک میلی‌داری و کیفیت مخزنی ضعیف



شکل ۸. A: نمودار ستونی (هیستوگرام) تغییرات تخلخل در بخش‌های زیرین و بالایی سازند فهلپیان در جنوب فروافتادگی دزفول و (B) نمایش تغییرات تخلخل و تراوایی این سازند در مقابل ریزرخساره‌های رسوبی.

Fig. 8. A: Column chart (histogram) of porosity changes in the lower and upper parts of the Fahliyan Formation in the southern Dezful Embayment and (B) porosity-permeability cross plots of various depositional microfacies of the formation.

- Abyat, A., Baghbani, D., Afghah, M., Kohansal Ghadimvand, N., Afsari, S. (2016) Neocomian-Barremian foraminifers and algae from Coastal Fars (South Iran). *Arabian Journal of Geoscience*, 9: 262.
- Adabi, M. H., Salehi, M. A., Ghobeishavi, A. (2010) Depositional environment, sequence stratigraphy and geochemistry of Lower Cretaceous carbonates (Fahliyan Formation), south-west Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 39: 48-160. [https://doi: 10.1016/j.jseas.2010.03.011](https://doi.org/10.1016/j.jseas.2010.03.011).
- Aganbati, A. (2003) *Geology of Iran. Geological survey and Mineral Exploration of Iran*, 640 pp. (in Persian)
- Ahr, W. M. (2008) *Geology of carbonate reservoirs: John Wiley & Sons Publication*, 277 pp.
- Akbarzadeh, S., Davoodi, S., Hosseinzadeh, S., Tavakoli, V. (2025) Integrated sedimentological and petrophysical analyses for improved reservoir characterization in the sequence stratigraphy framework, Fahliyan Formation, southwest Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 29, 105699.
- 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.

۸- سپاسگزاری

نگارش و انتشار این مقاله نتیجه همکاری عزیزان زیادی است که بدین‌وسیله مراتب احترام و قدردانی خود را نسبت به آن‌ها ابراز می‌نمایم. کارشناسان محترم بخش زمین‌شناسی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب با در اختیار گذاشتن داده‌های مورد نیاز کمک بسیار شایانی در این زمینه انجام دادند. راهنمایی‌های دوست خوبم دکتر حسین مصدق در شناسایی بعضی از میکروفسیل‌ها و ریزرخساره‌ها مزید امتنان است. همچنین، زحمات داوران ارجمند در مطالعه دقیق متن و بیان نکات اصلاحی و عزیزان مسئول در مجله رسوب‌شناسی کاربردی برای پیگیری امور مقاله شایسته تقدیر فراوان است.

References

- Abedpour, A., Afghah, M., Ahmadi, V., Dehghanian, M. S. (2016) Biostratigraphic and Lithostratigraphic Study of Fahliyan Formation in Kuh-E-Siah (Arsenjan Area, North-East of Fars Province). *Open Journal of Geology*, 6: 1605-1618.

- Al-Husseini, M. I. (2007) Iran's crude oil reserves and production. *GeoArabia*, 12: 69–94. <https://doi.org/10.2113/geoarabia120269>.
- Allen, M. B., and Talebian, M. (2011) Structural variation along the Zagros and the nature of the Dezful Embayment. *Geological Magazine*, 148: 911–924.
- Alsharhan, A. S., and Nairn, A. E. M. (2003) *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*. Elsevier, 878 pp.
- Bathurst, R. G. (2006) Diagenetically enhanced bedding in argillaceous platform limestones: stratified cementation and selective compaction. *Sedimentology*, 34(5): 749–778.
- Bayet-Goll, A., Samani, P. N., de Carvalho, C. N., Monaco, P., Khodaie, N., Pour, M. M., Kazemeini, H., Zareiyani, M. H. (2016) Sequence stratigraphy and ichnology of Early Cretaceous reservoirs, Gadvan Formation in southwestern Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 81: 294–319.
- Berberian, M. (1995) Master "blind" thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics*, 241: 193–224. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(94\)00185-C](https://doi.org/10.1016/0040-1951(94)00185-C).
- Bordenave, M. L. (2014) Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan region. *AAPG Memoir* 106, 36: 505–540.
- Bosence, D. (2005) A genetic classification of carbonate platforms based on their basinal and tectonic settings in the Cenozoic. *Sedimentary Geology*, 175: 49–72.
- Burchette, T., and Wright, W. P. (1992) Carbonate ramp depositional systems. *Sedimentary Geology* 79(1–4): 3–57. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(92\)90003-A](https://doi.org/10.1016/0037-0738(92)90003-A).
- Cannon, S. (2015) *Petrophysics: a practical guide*. Wiley, 224 pp.
- Catuneanu, O. (2006) *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, 380 pp.
- Davies, R. B., Simmons, M. D., Jewell, T. O., Collins, J. (2019) Regional controls on siliciclastic input into mesozoic depositional systems of the Arabian plate and their petroleum significance, in AlAnzi, H. R., Rahmani, R. A., Steel, R. J., and Soliman, O. M., eds., *Siliciclastic reservoirs of the Arabian plate*. AAPG Memoir, 116: 103–140. <https://doi.org/10.1306/13642165M1183798>.
- Dehkar, A., Sajjadian, V. A., Noora, M. R., Shabani Goorji, K. (2018) Microfacies analysis and depositional environment of the Fahliyan Formation of Khami Group, Iran. *Geological Survey & Mineral Explorations Journal (GSJ)*, Article ID 58359. <https://doi.org/10.22071/gsj.2018.58359>.
- Derafshi, M., Sadeqi, H., Moshkdar, M. (2025) An in-depth analysis of low-resistivity pay in sandstone and carbonate reservoirs: insights from the Kazhdumi and Fahliyan formations in the Abadan Plain, Iran. *Carbonates Evaporites*, 40: 114. <https://doi.org/10.1007/s13146-025-01150-9>.
- Dunham, R. J. (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E (Ed) *Classification of carbonate rocks*, AAPG Memoir, 1: 108–121.
- Einsele, G. (2000) *Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Springer, 628 pp.
- Embry, A. F., and Klovan, J. E. (1971) A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island N. W. T. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19: 730–781.
- Esfarili-Dizaji, B., and Rahimpour-Bonab, H. (2019) Carbonate reservoir rocks at giant oil and gas fields in SW Iran and the adjacent offshore: a review of stratigraphic occurrence and poro-perm characteristics. *Journal of Petroleum Geology*, 42: 343–370. <https://doi.org/10.1111/jpg.12741>.
- Farahzadi, E., Alavi, S. A., Sherhati, S. (2019) Variation of subsidence in the Dezful Embayment, SW Iran: influence of reactivated basement structures. *Arabian Journal of Geoscience*, 12, 616. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4758-5>.
- Feghi, A., Habibnia, B., Bakhtiar, H. A. (2012) *Sedimentological Studies and Reservoir Potential of the Fahliyan Formation in the Marun Oil Field, North Dezful Embayment, Zagros Basin, Southwest Iran*. *Petroleum Science and Technology*, 30: 1262–1273. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.504936>.
- Flügel, E. (2010) *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*, 2nd ed. Springer, Berlin, 984 pp.
- Ghazban, F. (2007) *Petroleum geology of the Persian Gulf*. Tehran University Press, 707 pp.
- Ghobeishavi, A., Vaziri-Moghaddam, H., Taheri, A., Taati, F. (2010) Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 37: 275–285. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2009.08.014>.
- Golestaneh, A. (1974) The biostratigraphy of the Khami-group and the Jurassic-Cretaceous boundary in Fars province (southern Iran). *Bulletin of B.R.G.M.*, IV, 3: 165–197.
- Golonka, J., and Kiessling, W. (2002) Phanerozoic Time Scale and definition of time slices. *SEPM, Special Publication*, 72: 11–20.
- Hag, B. U., and Al-Qahtani, A. M. (2005) Phanerozoic cycles of sea-level change on the Arabian Platform. *GeoArabia*, 10(2): 127–160.
- Hassanzadeh, P., and Piryaee, A. R. (2025) Review of the petroleum systems of the Iranian Zagros and Persian Gulf regions. *Petroleum Geoscience*, 31: 2025–039.
- Heydari, E. (2008) Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of

- Iran. *Tectonophysics*, 451: 56–70. [https://doi: 10.1016/j.tecto.2007.11.046](https://doi.org/10.1016/j.tecto.2007.11.046)
- Hosseini, S. A., Conrad, M. A., Clavel, B., Carras, N. (2016) Berriasian-Aptian shallow water carbonates in the Zagros fold-thrust belt, SW Iran: Integrated Sr-isotope dating and biostratigraphy. *Cretaceous Research*, 57: 257–288. [https://doi: 10.1016/j.cretres.2015.09.007](https://doi.org/10.1016/j.cretres.2015.09.007).
- Hosseini, S. A., Conrad, M. A., Kindler, P. (2021) Sequence stratigraphy, depositional setting and evolution of the Fahliyan carbonate platform (Zagros fold-thrust belt, SW Iran) in the Early Cretaceous. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105062.
- Insalaco, E., Skelton, P. W., Palmer, T. J. (2000) Carbonate Platform Systems: Components and Interactions. The Geological Society of London, Special Publication No. 178, 231 pp.
- Jalilian, A. H., and Kavooosi, M. A. (2023) Mixed carbonate-siliciclastic platforms: a case study from the Hauterivian-Barremian Gadvan Formation in the Interior Fars area, southern Iran. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 33(3): 95–110. [https://doi: 10.22071/gsj.2023.408546.2101](https://doi.org/10.22071/gsj.2023.408546.2101) (in Persian with English abstract).
- Jamalian, M., Adabi, M. H., Moussavi, M. R. (2011) Facies characteristic and paleoenvironmental reconstruction of the Fahliyan Formation, Lower Cretaceous, in the Kuh-e Siah area, Zagros Basin, southern Iran. *Facies*, 57: 101–122. <https://doi.org/10.1007/s10347-010-0231-3>.
- Jamalian, M., Adabi, M. H. (2015) Geochemistry, microfacies and diagenetic evidences for original aragonite mineralogy and open diagenetic system of Lower Cretaceous carbonates Fahliyan Formation (Kuh-e Siah area, Zagros Basin, South Iran). *Carbonates Evaporites*, 30: 77–98. <https://doi.org/10.1007/s13146-014-0211-8>.
- James, N. P., and Bone, Y. (2011) *Neritic Carbonate Sediments in a Temperate Realm, Southern Australia*. Springer, 254 pp.
- James, G. A., and Wynd, J. G. (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG Bulletin*, 49(12): 2182–2245.
- Kamali, M. R., Abolghasemi, A., Bagheri, R. (2013) Petroleum geochemistry and oil–oil correlation of the Fahliyan and Surmeh reservoirs in the Garangan and Chilingar oilfields, the Dezful embayment (Sw Iran). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3: 85–92. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0048-4>
- Kendall, J. J., Vergés, J., Koshnaw, R. I., Louterbach, M. (2019) Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia, Fold and thrust belts: structural style, evolution and exploration, Geological Society, London, Special Publications, 1–490.
- Keyvani, F., Al-Aasm, I. S., Mansurbeg, H., Morad, S. (2023) Pre-, syn- and post-tectonic diagenetic evolution of a carbonate reservoir: A case study of the Lower Cretaceous Fahliyan Formation in the Dezful Embayment, Zagros foldbelt, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 46(4): 441–462. [https://doi:10.1111/jpg.12846](https://doi.org/10.1111/jpg.12846).
- Lasemi, Y., and Jalilian, A. H. (2010) The Middle Jurassic basinal deposits of the Surmeh Formation in the Central Zagros Mountains, southwest Iran: Facies, Stacking pattern and Controls. *Carbonates and Evaporites*, 25: 283–295. [https://doi: 10.1007/s13146-010-0032-3](https://doi.org/10.1007/s13146-010-0032-3).
- Lucia, F. J. (2007) Carbonate reservoir characterization. Second Edition, Springer, 336 pp.
- Maguire, H., Mehrtens, Ch., Kim, J., and Romanowicz, E. (2019) Using Gamma Emissions to Identify Cycles in the Lower Cambrian Monkton Formation (NW Vermont): Implications for Identifying Sea Level Variation on the Iapetus Margin. *Open Journal of Geology*, 9: 89–108. [https://doi: 10.4236/ojg.2019.92008](https://doi.org/10.4236/ojg.2019.92008).
- Manshad, A. K., Pashaki, R. S., Ali, J. A. (2021) Geochemical study of the early cretaceous Fahliyan oil reservoir in the northwest Persian Gulf. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11: 2435–2447. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01178-2>.
- Miall, A. D. (2000) *Principles of Sedimentary Basin Analysis*. Springer, 616 pp.
- Motiei, H. (1995) Stratigraphy of Zagros. Geological survey and Mineral Exploration of Iran, 556 pp. (in Persian).
- Motiei, H. (1997) Geology Petroleum of Zagros. Geological survey and Mineral Exploration of Iran, 1043 pp. (in Persian).
- Movahed, Z., Junin, R., Safarkhanlou, Z., Akbar, M. (2014) Formation evaluation in Dezful embayment of Iran using oil-based-mud imaging techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 121: 23–37. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.019>.
- Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., Tavakoli, V. (2016) Characterization of the Late Aptian top-Dariyan disconformity surface offshore SW Iran: A multi-proxy approach. *Journal of Petroleum Geology*, 39: 269–286.
- Nazemi, M., Valinasab, H., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Golchin, B., Hassanzadeh, H. (2025) Reservoir characterization of the Fahliyan Formation in Dorood Oilfield, Persian Gulf. *Journal of Asian Earth Sciences*, 277, 106393. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2024.106393>.
- Pirbalouti, B. A., and Abyat, A. (2019) Early Cretaceous benthic foraminiferal biozonation of the Fahliyan and Gadvan Formations in the Assaluyeh and Halegan stratigraphic sections,

- Zagros Basin, Southwest of Iran. Carbonates Evaporites, 34: 249–260. Pomar L (2001) Types of carbonate platforms: a genetic approach. Basin Research, 13(3): 313–334.
- Pratt, B. R., Raviolo, M., Osvaldo L. Bordonaro, O. L. (2012) Carbonate platform dominated by peloidal sands: Lower Ordovician La Silla Formation of the eastern Precordillera, San Juan, Argentina. Sedimentology, 59(3): 843–866.
- Riding, R., and Toma's, S. (2006) Stromatolite reef crusts, Early Cretaceous, Spain: bacterial origin of in situ-precipitated peloid microspar? Sedimentology, 53: 23–34.
- Rostamtabar, M., Khanehbad, M., Gharaie, M. H. M. (2022) Facies analysis and sequence stratigraphy of the Lower Cretaceous strata (Fahliyan Formation) in Izeh Zone, Zagros Basin, SW Iran. Carbonates Evaporites, 37: 63. <https://doi.org/10.1007/s13146-022-00804-2>.
- Saffari, M., and Kianoush, P. (2025) Integrated petrophysical evaluation of Sarvak, Gadvan, and Fahliyan formations in the Zagros Area: insights into reservoir characterization and hydrocarbon potential. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 15: 54.
- Sahraeyan, M., Bahrami, M., Hooshmand, M., Ghazi, Sh., Al-Juboury, A. I. (2013) Sedimentary facies and diagenetic features of the Early Cretaceous Fahliyan Formation in the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Journal of African Earth Sciences, 87: 59–70.
- Schlager, W. (2005) Carbonate Sedimentology and sequence stratigraphy. Society for Sedimentary Geology, 200 pp.
- Sepehr, M., and Cosgrove, J. W. (2004) Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Marine and Petroleum Geology, 21: 829–843.
- Sfandyari, M., Mohseni, H., Kavooosi, M. A. (2022) Facies analysis and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in "A" oil field, Zagros structural zone, SW Iran. Arabian Journal of Science, 15, 225.
- Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, H. P., Horbory, A. D., Simons, M. D. (2001) Arabian plate sequence stratigraphy. GeoArabia, Gulf Petrolink, Bahrain, 370 pp.
- Sherkati, S., and Letouzey, J. (2004) Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. Marine and Petroleum Geology, 21: 535–554.
- Sherkati, S., Letouzey, J., Frizon de Lamotte, D. (2006) Central Zagros fold-thrust belt (Iran): New insights from seismic data, field observation, and sandbox modeling. Tectonics, 25: 1–27.
- Shirazi, M., Jahromi, F., Bahrami, M. (2013) Microfacies and Sedimentary Environments of the Fahliyan Formation from the Southwest of Iran (Shiraz, Zagros). Open Journal of Geology, 3(2): 49–53.
- Soleimani, B., Hassani-Giv, M., Abdollahi-Fard, I. (2017) Formation Pore Pressure Variation of the Neocomian Sedimentary Succession (the Fahliyan Formation) in the Abadan Plain Basin, SW of Iran. Geofluids. <https://doi.org/10.1155/2017/6265341>.
- Tavoosi Iraj, P., Rajabi, M., Ranjbar-Karami, R. (2023) Integrated Petrophysical and Heterogeneity Assessment of the Karstified Fahliyan Formation in the Abadan Plain, Iran. Natural Resources Research, 32(3): 1067–1092.
- Tucker, M. E. (2001) Sedimentary Petrology An introduction to the Origin of Sedimentary Rocks. Third edition, Blackwell Science, 262 pp.
- Tucker, M. E., and Wright, V. P. (1990) Carbonate Sedimentology. Blackwell, 482 pp.
- Vail, P. R., Audemard, F., Boeman, S. A., Eisner, P. N., Perez-Cruz, C. (1991) The Stratigraphic Signatures of Tectonics, Eustasy and Sedimentology—An Overview. In: Einsele, G., Ricken, W. and Seilacher, A., Eds., Cycles and Events in Stratigraphy, 6, Springer-Verlag, Berlin, 617–659.
- Valinasab, H., Soltani, B., Hassanzadeh, H., Kadkhodaie, A., Nazemi, M., Abdolahi, E. (2023) Seismic sequence stratigraphy and depositional conceptual modelling of the Beriasianearly Valanginian lower Fahliyan Formation in the northwestern Persian Gulf, SW Iran, Marine and Petroleum Geology, 106251.
- Van Wagoner, J. C., Posamentier, H. W., Mitchum, R. M., Vail, P. R., Sarg, J. F., Loutit, T. S., Hardenbol, J. (1988) An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. Society of Economical Paleontologists and Mineralogists, Special Publication, 42: 39–45.
- Vatandoust, M., Faghih, A., Asadi, S., Azimzadeh, A. M., Soleimany, B. (2020) Hydrocarbon migration and charge history in the Karanj, Paranj and Parsi oilfields, southern Dezful Embayment, Zagros fold-and-thrust belt, EW Iran, Journal of Petroleum Geology, 43: 341–357. <https://doi.org/10.1111/jpg.12769>
- Wilson, J. L. (1975) Carbonate Facies in Geologic History. Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 471 pp.
- Wynd, J. G. (1965) Biofacies of Iranian oil Consortium agreement area. I.O.O.C. report No. 1082, 120 pp.
- Yang, C. S., and Nio, S. D. (1993) Application of high-resolution sequence stratigraphy to the Upper Rotliegend in the Netherlands offshore. AAPG Memoir, 58: 285–316.
- Ziegler, M. A. (2001) Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. GeoArabia, 6: 445–504.