



<http://ui.ac.ir/en>

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches University of Isfahan
E-ISSN: 2423-8007
Document Type: Research Paper
Vol. 36, Issue 4, No. 81, Winter 2021, pp. 27-58
Received: 14.06.2020 Accepted: 12.08.2020

Reservoir quality of the Jahrum carbonate succession; a case study from the Fars region of Zagros Basin, SW Iran

Roghayeh Fallah-Bagtash

Ph.D. student of Sedimentology and petrology of sedimentary rocks, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

r.fallahbagtash@gmail.com

Mohammad Hossain Adabi*

Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
m-adabi@sbu.ac.ir

Abbas Sadeghi

Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
A-Sadeghi@sbu.ac.ir

Ehsan Dehyadegari

Assistant Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
e_dehyadegari@sbu.ac.ir

Abstract

Eocene to Oligocene–Miocene carbonates of Jahrum and Asmari formations form the reservoirs of the Khesht Field in the Fars Province, the Zagros Foreland basin. In this study, the reservoir characteristics of the upper parts Jahrum Formation in the Khesht Oil Field have been investigated based on the combination of facies analysis and diagenetic features of samples in the porosity-permeability framework. The Jahrum Formation in the Fars Province is mainly composed of limestones that formed on a laterally continuous carbonate ramp with significant variations in reservoir heterogeneity and quality. Petrographic studies led to the identification of five carbonate microfacies. Five petrophysical rock types (RT) in KH-02 well are recognized by considering primary and secondary controls on pore type and size distribution. From RT1 with no reservoir property toward RT5 reservoir quality is enhanced. Diagenetic features have significantly affected reservoir properties by both enhancing and destroying porosity and permeability. Bivariate plots of porosity and permeability, combined with thin-section petrography indicate that pervasive anhydrite cement and compaction had the greatest negative impact on reservoir quality, whereas, dolomitization, fracturing, and dissolution of Nummulites played the most positive role. Therefore, the general characteristics of the Jahrum reservoir in the Khesht Field are mainly shaped by diagenetic features. Using CycloLog software in the two studied wells led to the identification of two sedimentary cycles within the Jahrum Formation. The negative trend of the INPEFA log (sea-level fall) in the second sedimentary cycle includes the upper part of the Jahrum Formation which has medium to high reservoir quality.

Keywords: Reservoir zonation, Rock types, Diagenesis, Cyclolog Software, Jahrum Formation.

Introduction

Carbonate reservoirs are difficult to describe and produce a realistic picture of reservoir properties due to the vertical and lateral heterogeneity in various categories including lateral distribution of facies (Alsharhan 2006; Dou et al. 2011) and complex diagenetic evolution of carbonates (Lucia 2007; Ahr 2008; Rong et al. 2012; Moore 2013). Carbonates of the Jahrum Formation in Fars province together with the Asmari Formation form the main part of reservoirs in SW Iran. So

far, no study has been conducted to investigate the reservoir characteristics of the Jahrum Formation in the Khesht oil field. These carbonates are generally deposited in a shallow marine environment, and the estimated porosity from thin-section petrographic studies show that due to the abundance of lime mud and low textural maturity, their reservoir capacity was low in the time of deposition (Hassanvand 2016). Therefore, due to the low primary porosity in most parts of the Jahrum Formation, it seems that the reservoir quality of

*Corresponding author

Copyright©2021, University of Isfahan. This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>), which permits others to download this work and share it with others as long as they credit it, but they can't change it in any way or use it commercially.

this formation largely depends on the development of secondary porosity as a result of the performance of various diagenetic processes such as dolomitization (Azomani et al. 2013), fracturing and dissolution.

Due to the importance of reservoir studies and the investigation of the distribution of reservoir properties, the combination of facies analysis and diagenetic characteristics of the Jahrum Formation samples in the framework of porosity and permeability were used for reservoir zonation in Khesht-2 well and the studied rocks were divided into different rock types. Also, the identifying sedimentary cycles of the Jahrum carbonate succession and reservoir correlation in KH-02 and KH-03 wells were performed using Cyclog software.

Material and Methods

Petrographic analysis of thin sections together with petrophysical wire logs, porperm data, and core descriptions were used for Jahrum reservoir zonation in the Khesht oil field. In this way, 40 m of cores and 80 thin sections from KH-02 well were used to investigate facies distribution and diagenetic processes in the studied interval. All thin sections stained for dolomite identification using Dickson (1965) method and limestone classification has been done according to Dunham's (1962) and Embry and Klovan (1971) schemes. Facies analysis and interpretation of the depositional environment was performed using the standard microfacies classification by Wilson (1975) and Flügel (2010). We followed Lucia (1995, 2007) for reservoir quality characterization and identification of rock types. Determination of sedimentary cycles and reservoir correlation between the studied wells has been done by using CycloLog software and gamma-ray log.

Discussion of Results & Conclusion

The Late Eocene Jahrum Formation in the Khesht oil field, SW Iran has mainly composed of limestones lithology. Petrographical studies led to identifying five carbonate microfacies in the Jahrum succession which have been deposited on a homoclinal carbonate ramp. These microfacies are consists of F1) Echinoid Orbitolites Nummulites

wacke/pack/rudstone - inner ramp (restricted lagoon); F2) Nummulites Echinoid packstone to grainstone - inner ramp (shoal); F3) coral boundstone - inner to mid ramp; F4) Echinoid Nummulites wackestone - mid ramp (open marine); F5) Bioclast dolostone (shallow burial environment). The Jahrum carbonates have been subjected to a variety of diagenetic processes including micritization, dolomitization, cementation, dissolution, fracturing, and styloliteration in the three diagenetic realms including marine, meteoric, and shallow to deep burial. The wide range of porosity and permeability values in most facies of the Jahrum Formation shows that the sedimentary texture of the studied samples alone did not control the reservoir quality. The reservoir quality of the studied succession is mainly controlled by different diagenetic processes. Petrographic studies along with porosity and permeability cross plots for the studied samples show that the combination of the dolomitization, dissolution, and fracture processes played the greatest role in improving the reservoir quality of the studied formation, but calcite and anhydrite cementation; especially pervasive dolomitization type and compaction, have reduced the reservoir quality of the studied succession. The INPEFA stratigraphy approach has identified two sedimentary cycles within the Jahrum succession with good correlation in both KH-02 and KH-03 wells. Reservoir quality is significantly better during sea-level fall than when sea level was high in both sedimentary cycles. Overall, the Jahrum Formation is deposited in a regression cycle that begins with the deposition of open marine microfacies on the Pabdeh Formation and ends with the deposition of echinoid Orbitolites Nummulites wackestone/packstone (F1) at the end of the sequence in a lagoonal environment at the boundary of the Asmari Formation. Using CycloLog software and correlation between the reservoir zones of the Jahrum Formation in Khesht Oil Field and the identified timelines reveals that some reservoir zones show good compatibility. However, some of these zones do not correspond to the timelines. By considering other cyclo-stratigraphic factors along with lithology, porosity, and permeability data, revision in Jahrum reservoir zonation in the Khesht Oil Field is needed.

کیفیت مخزنی توالی کربناته سازند جهرم

نمونه پژوهش: حوضه رسوبی زاگرس، فارس، جنوب غرب ایران

رقیه فلاح‌بگتاش، دانشجوی دکتری رسوب‌شناسی و سنگ‌شناسی رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید

بهشتی، تهران، ایران

r.fallahbagtash@gmail.com

محمدحسین آدابی*، استاد، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران،

ایران

m-adabi@sbu.ac.ir

عباس صادقی، استاد، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

A-Sadeghi@sbu.ac.ir

احسان ده‌یادگاری، استادیار، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران،

ایران

e_dehyadegari@sbu.ac.ir

چکیده

کربنات‌های سازند جهرم به سن ائوسن و سازند آسماری به سن الیگوسن-میوسن، مخازن میدان خشت را در ناحیه فارس واقع در حوضه فورلندی زاگرس تشکیل می‌دهند. در این پژوهش ویژگی‌های مخزنی بخش بالایی سازند جهرم در میدان خشت براساس تلفیق نتایج آنالیز رخساره‌ای و ویژگی‌های دیاژنزی نمونه‌ها در چهارچوب تخلخل و تراوایی بررسی شده است. سازند جهرم در پهنه فارس با لیتولوژی غالب آهکی در یک رمپ کربناته با تغییرات زیاد در ویژگی‌ها و کیفیت مخزنی نهشته شده است. بررسی‌های پتروگرافی به شناسایی پنج ریزرخساره کربناته منجر شد. پنج گروه سنگی در چاه خشت-۲ با در نظر گرفتن کنترل‌کننده‌های اولیه و ثانویه در توزیع نوع و اندازه منافذ شناسایی شد. از گونه سنگی ۱ به سمت گونه سنگی ۵، کیفیت مخزنی افزایش می‌یابد. دیاژنز به دو صورت افزایش و کاهش تخلخل و تراوایی بر کیفیت مخزنی تأثیر گذاشته است. کراس پلات تخلخل و تراوایی همراه با بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک نشان می‌دهد توسعه سیمان انیدریتی به صورت فراگیر و تراکم، بیشترین تأثیر را بر کاهش کیفیت مخزنی داشته‌اند؛ در حالی که دولومیتی شدن، شکستگی و انحلال نومولیتس‌ها نقش مهمی در افزایش کیفیت مخزنی ایفا کرده‌اند؛ بنابراین ویژگی‌های کلی مخزن جهرم در میدان خشت، عمدتاً با ویژگی‌های دیاژنتیکی شکل گرفته است. استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ در چاه خشت-۲ و چاه کمکی خشت-۳ به شناسایی دو چرخه رسوبی برای سازند جهرم منجر شد. روند منفی منحنی تغییر طیفی (پایین آمدن سطح آب دریا) در چرخه رسوبی دوم دربرگیرنده بخش بالایی سازند جهرم (توالی مطالعه‌شده) است که کیفیت مخزنی متوسط تا بالایی دارد.

واژه‌های کلیدی: زون‌بندی مخزنی، گونه‌های سنگی، دیاژنز، نرم‌افزار سیکلولاگ، سازند جهرم

* نویسنده مسئول: ۰۹۱۲۳۸۳۲۵۶

مقدمه

یکی از رایج‌ترین مخازن جهان، سنگ‌های کربناتی هستند که غالباً در سنگ آهک و دولومیت یافت می‌شوند. ذخایر بزرگ هیدروکربوری خاورمیانه در سنگ‌های کربناته تجمع یافته است. این سنگ‌ها از بسیاری جهات با سنگ‌های سیلیسی کلاستیک متفاوت‌اند؛ برای نمونه یک سنگ آهک با فسیل‌های جانوری و گیاهی تشکیل و به‌طور برجسته در محل تشکیل خود دفن می‌شود؛ بنابراین حمل‌ونقل تأثیر جزئی بر این نهشته‌ها دارد؛ از سوی دیگر، بدیهی است سنگ‌های کربناتی در تعامل با آب بسیار محلول هستند؛ بنابراین به‌راحتی حل می‌شوند و تبلور دوباره می‌یابند. بر این اساس فرایندهای دیاژنتیکی نقش اصلی در تخریب بافت اولیه سنگ‌های کربناتی و ایجاد یک بافت دیاژنتیکی ثانویه جدید دارند (Moore and Wade 2013).

به‌طور کلی به علت ناهمگنی عمودی و جانبی در سیستم حفرات مخازن کربناته همانند سازند بررسی شده، پیش‌بینی روابط تخلخل و تراوایی در این مخازن بسیار پیچیده و مشکل است. توصیف و ارائه یک تصویر واقعی از ویژگی‌های مخزنی مخازن کربناته به دلیل ناهمگنی‌های عمودی و جانبی در مقوله‌های مختلف از جمله توزیع جانبی رخساره‌ها (Alsharhan 2006; Dou et al. 2011) و تاریخچه دیاژنتیکی پیچیده (Lucia 2007; Ahr 2008; Moore 2013) در کربنات‌ها دشوار است.

کربنات‌های سازند جهرم در ناحیه فارس همراه با سازند آسماری، بخش عمده‌ای از مخازن جنوب غرب ایران را تشکیل می‌دهند و تاکنون پژوهشی در زمینه بررسی ویژگی‌های مخزنی سازند جهرم در میدان نفتی خشت انجام نشده است. این کربنات‌ها عموماً در کمربندهای رخساره‌ای کم‌ژرفا نهشته شده‌اند و تخلخل برآوردشده از بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک نشان می‌دهد به علت فراوانی گل و بلوغ بافتی اندک، در زمان پس از نهشت، توان مخزنی آنها کم بوده است (Hassanvand et al. 2016)؛ بنابراین به علت کم‌بودن تخلخل اولیه در بیشتر قسمت‌های سازند جهرم، به نظر

می‌رسد کیفیت مخزنی این سازند تا حد زیادی به توسعه تخلخل‌های ثانویه بر اثر عملکرد فرایندهای دیاژنتیکی مختلف مانند دولومیتی‌شدن (Azomani et al. 2013)، شکستگی و انحلال در این سازند بستگی دارد.

کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند جهرم در میدان نفتی خشت براساس مطالعات پتروگرافی و پتروفیزیکی در چاه خشت-۲ و چاه کمکی خشت-۳ ارزیابی شده است. برای درک تغییرات ناهمگنی در سکوی کربناته سازند جهرم، مهم‌ترین پارامترهای کنترل‌کننده کیفیت مخزنی بررسی شده‌اند که سعی در توصیف پارامترهای فیزیکی سنگ دارند. این پارامترها شامل رخساره‌های رسوبی، دیاژنتیک و چهارچوب چینه‌شناسی هستند. تغییرات عمودی رخساره‌ها و ویژگی‌های دیاژنتیکی مانند دولومیتی‌شدن، انحلال، سیمانی‌شدن و فشردگی تغییرات چشمگیری در کیفیت مخزنی سازند جهرم ایجاد می‌کنند. بررسی مخزن در چهارچوب رخساره‌ای و چینه‌شناسی به شناسایی، توصیف و انطباق زون‌های مخزنی می‌انجامد (Catuneanu 2006).

با توجه به اهمیت مطالعات مخزنی و بررسی توزیع ویژگی‌های مخزنی، از تلفیق نتایج آنالیز رخساره‌ای و ویژگی‌های دیاژنتیکی نمونه‌های سازند جهرم در چهارچوب تخلخل و تراوایی برای زون‌بندی مخزنی در چاه خشت-۲ استفاده و سنگ‌های مطالعه‌شده به گونه‌های سنگی مختلف تقسیم شد؛ همچنین چرخه‌های رسوبی توالی کربناته سازند جهرم و تطابق مخزنی در چاه‌های خشت-۲ و خشت-۳ با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ شناسایی شد. استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ طی سال‌های اخیر برای بررسی‌های چینه‌نگاری سکانسی در حوضه زاگرس مدنظر قرار گرفته است.

تاریخچه موضوع و پیشینه پژوهش

نام سازند جهرم به سن پالئوسن تا ائوسن از کوه جهرم در جنوب شهرستان جهرم در حدود ۲۰۰ کیلومتری جنوب خاوری شیراز در استان فارس گرفته شده است (James and

جنوب غرب تاقدیس سربالش قرار گرفته است (شکل ۱)؛ از نظر موقعیت جغرافیایی در شهر کنار تخته بین شهرهای کازرون و برازجان و در فاصله ۱۹۰ کیلومتری شیراز و ۲۵ کیلومتری جنوب غرب کازرون تقریباً در مرز استان بوشهر واقع شده است. قسمت غربی این تاقدیس با گسل قطر-کازرون محدود شده است. این میدان از لحاظ موقعیت جغرافیایی در عرض بین ۲۹ درجه و ۲۰ دقیقه تا ۲۹ درجه و ۴۵ دقیقه شمالی و طول بین ۵۱ درجه و ۱۵ دقیقه تا ۵۱ درجه و ۳۵ دقیقه شرقی و در سیستم تصویر لامبرت در مختصات ۲۱۲۰۰۰۰-۲۱۳۱۰۰۰ متر شرقی و ۸۶۲۰۰۰-۸۴۴۰۰۰ متر شمالی قرار دارد. مخزن اصلی این میدان، سازندهای آسماری و جهرم است که در سال ۱۳۷۳ کشف شده است (Motiei 1994). سازند جهرم در میدان نفتی خشت ضخامتی بین ۱۸۰ تا ۱۹۰ متر دارد و از لحاظ لیتولوژی عمدتاً آهکی است و ۲ تا ۵ متر لنز دولومیتی دارد.

منطقه پژوهش از نظر تقسیمات زمین شناسی ایران و از دیدگاه ساختاری براساس تقسیم بندی اشتوکلین (Stocklin 1968) در ناحیه فارس ساحلی و در پهنه زاگرس چین خورده جای گرفته است؛ زیرا در این منطقه چین خوردگی بر گسلش غلبه داشته و واحدهای رسوبی متعلق به سنوزوئیک به صورت اشکال تاقدیس و ناودیس بیرون زدگی دارد. روند تاقدیس ها و ناودیس های شکل گرفته نیز به پیروی از روند غالب رشته کوه زاگرس، شمال باختری- جنوب خاوری است. این محدوده در بخش فارس ساحلی یا بیرونی در کنار گسل قطر- کازرون و فوافتادگی دزفول قرار دارد. براساس آخرین نقشه های زمین شناسی ساختمانی تهیه شده از منطقه خاورمیانه (Konert et al. 2001)، زون زمین شناسی زاگرس به مثابه یک زون چین خورده مجزا (که در اثر برخورد صفحات عربی از جنوب با ایران مرکزی از شمال در یک امتداد کلی شمال غربی- جنوب شرقی به وجود آمده است) شناخته می شود؛ به بیان دیگر، زون زمین شناسی زاگرس بخش شمالی و چین خورده صفحه عربی و بخشی از سیستم آلپ- هیمالیاست که از شمال غربی تا جنوب شرقی و تا تنگه هرمز امتداد دارد (Heidari 2008). این کمربند چین خوردگی و راندگی، نتیجه

برش نمونه این سازند در تنگ آب در یال شمالی کوه جهرم به سبب برای ۴۶۷ متر شامل دولومیت و سنگ های آهک دولومیتی است.

جیمز و وایند (James and Wynd 1965) خواص زیست چینه ای سازند جهرم را در برش نمونه برای نخستین بار با معرفی دو زون و پنج زیرزون تجمعی با سنی معادل پالئوسن تا ائوسن میانی تعیین کرده اند.

کلانتری (Kalantari 1992) در فارس ساحلی هیچ گونه شاهدهی مبنی بر انقطاع رسوبی پس از ائوسن میانی نیافته است؛ البته در بعضی قسمت های فارس داخلی، سن ائوسن بالای برای این سازند گزارش شده است.

معلمی و همکاران (Moallemi et al. 2008) تفسیر تاریخچه رسوب گذاری سازند جهرم را در ناحیه بوشهر بر مبنای روزن داران کفزی و ایزوتوپ استرانسیم بررسی کرده است. وی با توجه به وسعت زیاد و تنوع فرامینفرهای بتتیک و تغییرات عمق آب در توالی رسوبی، ۶ رخساره رسوبی مربوط به محیط رمپ کربناته برای این سازند در نظر گرفته است.

با توجه به گسترش محدود سازند جهرم نسبت به سازندهای مخزنی دیگر، پژوهش های کمتری درباره کیفیت مخزنی این سازند انجام شده است.

زهدی و همکاران (Zohdi et al. 2011) تاریخچه رسوبی و دیاژنتیکی سازند جهرم را با هدف درک بهتر کنترل کننده های کیفیت مخزنی و توزیع مکانی آنها بررسی کردند.

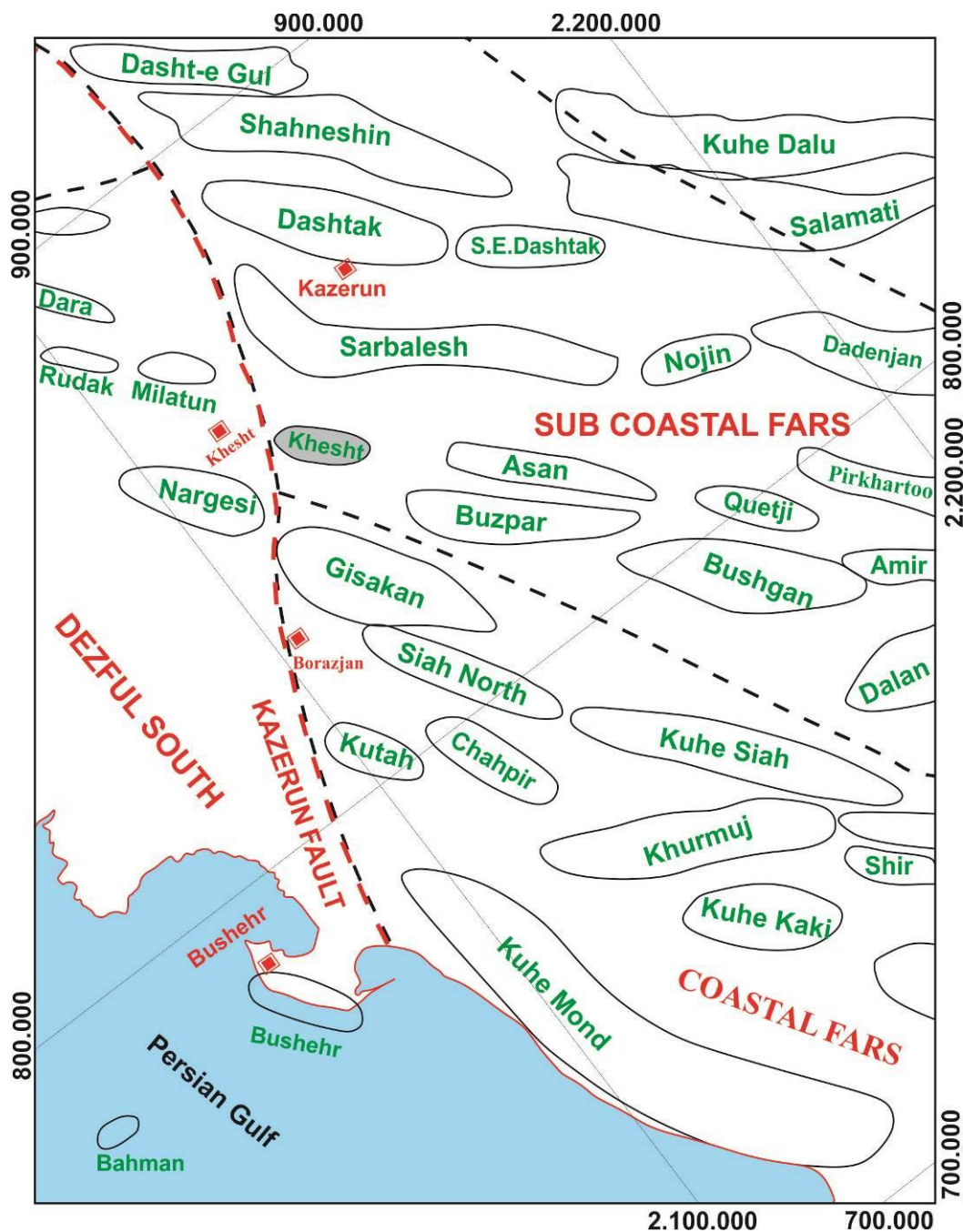
عابدینی و همکاران (Abedini et al. 2018) انواع تخلخل موجود در مقاطع نازک سازند جهرم را با استفاده از تجزیه و تحلیل تصاویر و شبکه های عصبی تعیین کردند.

موقعیت جغرافیایی میدان نفتی خشت

میدان نفتی خشت، میدان کوچکی واقع در تاقدیس خشت در قسمت جنوبی ایران در رشته کوه های زاگرس است. این ساختمان ژئوفیزیکی در جنوب ساختمان سربالش قرار دارد. این میدان نفتی با ابعاد ۶×۱۲/۵ کیلومتر در ۲۵ کیلومتری جنوب غرب شهر کازرون در شرق گسل قطر- کازرون و

عمدتاً شلف قاره‌ای و پلاتفرمی است (Mossadegh et al. 2009).

تغییر شکل ساختاری سامانه پروفورلندی زاگرس و شکل امروزی آن، حوضه دریایی خلیج فارس و قاره‌ای بین‌النهرین است؛ همچنین رسوبات پیش‌فورلندی زیرین شامل رسوبات



شکل ۱- موقعیت میدان نفتی خشت (اقتباس با اندکی تغییرات از مدیریت اکتشاف ۱۳۸۰)

Fig 1- Location map of the Khesht Oil Field (Modified from the exploration directorate 2001).

چینه‌شناسی عمومی ائوسن میانی تا پایانی

در این زمان سازندهای جادالا^۱ در سوریه و عراق، سازند دمام^۲ در شبه‌جزیره عربستان و پابده و جهرم در ایران به همراه معادل‌های آنها در نواحی دیگر ته‌نشست کرده‌اند (Ziegler 2001). به‌طور شاخص این زمان به سکانس رسوبی دسته دوم شارلند AP10 نسبت داده می‌شود (Sharland et al. 2001)؛ (شکل ۲).

نمودار حق و همکاران (Haq et al. 1987) برای تغییرات ایزوستازی آب دریا، بیان‌کننده افت تدریجی سطح آب دریا طی ائوسن میانی تا پایانی است. به‌طور محلی ممکن است بخش‌های کوچکی از سپر عربی در این زمان از آب خارج شده باشد. در بخش پیش‌ژرفای زاگرس و گودال میمیئ^۳ عمان کم‌وبیش نوع رسوبات در این زمان در ادامه زمان پائوسن پایانی سازند پابده بوده است (Hertig et al. 1995).

در هر حال در استان فارس، شرایط مطلوب نشست تبخیری ساچون تغییر کرده و رسوبات فلیش به دلیل کاهش مواد رسوبی ورودی به حوضه کاهش یافته است. بخش گسترده‌ای از غرب صفحه عربی با سازند دمام پوشیده شده است. این رسوبات شامل آهک، دولومیت، مارن و شیل است که در عربستان در حدود ۳۰ متر ضخامت دارد. بخش پایینی سازند دمام به محیط دریایی باز متعلق است، در حالی که بخش بالایی به محیط کم‌عمق دریایی و مواد آواری مربوط است که از غرب وارد شده‌اند. براساس نومولیت‌های موجود در سازند دمام، سن این سازند پیرییزین تا پاریابونین است (Ziegler 2001). مرز بالایی این سازند با رسوبات الیگوسن به‌صورت ناپیوسته در نظر گرفته شده است.

روش کار و شیوه انجام پژوهش

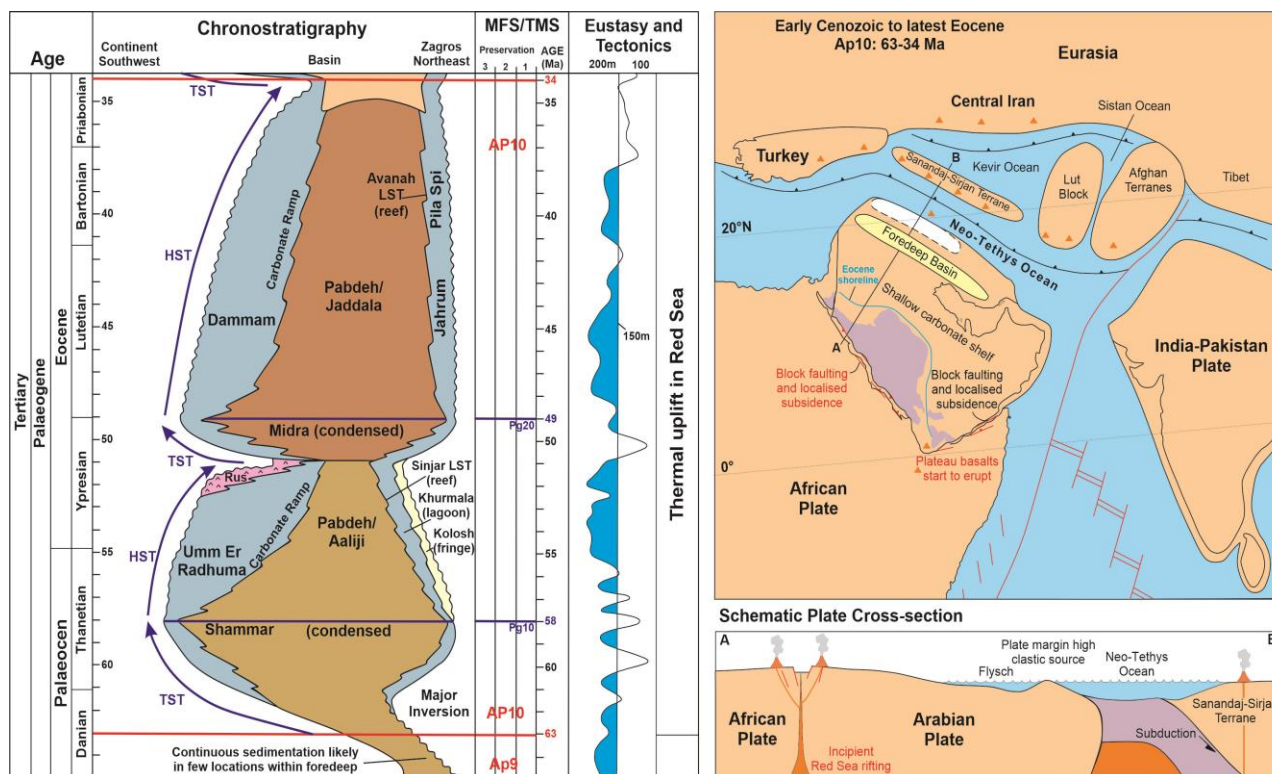
بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک میکروسکوپی همراه با لاگ‌های پتروفیزیکی و توصیف مغزه از میدان نفتی خشت برای زون‌بندی مخزن جهرم به کار رفت؛ به این ترتیب حدود ۴۰ متر مغزه و ۸۰ عدد مقطع نازک رنگ‌آمیزی‌شده از چاه خشت-۲، داده‌های تخلخل و تراوایی و لاگ گاما از چاه‌های خشت-۲ و خشت-۳ استفاده و بررسی شد. تمامی مقاطع نازک برای تشخیص دولومیت از کلیت به روش دیکسون (Dickson 1965) با ترکیبی از محلول آلیزارین قرمز و فروسیانید پتاسیم رنگ‌آمیزی و براساس روش دانهام (Duham 1962) و امبری و کلوان (Embry and Klovan 1971) طبقه‌بندی شد. آنالیز رخساره‌ای و تعبیر و تفسیر محیط رسوبی با استفاده از رخساره‌های استاندارد فلوجل (Flugel 2010) و ویلسون (Wilson 1975) و تعیین گونه‌های سنگی (راک‌تایپ‌ها) و ویژگی‌های پتروفیزیکی براساس لوسیا (Lucia 2007) انجام شد. بررسی چرخه‌های رسوبی و انطباق بین چاه‌های بررسی‌شده با کمک نرم‌افزار سیکلولاگ و با استفاده از نمودار گاما صورت گرفت. آزمایش نرم‌افزار سیکلولاگ و بررسی قابلیت‌ها و توانایی‌های آن نشان می‌دهد از این نرم‌افزار می‌توان برای کنترل زون‌های مخزنی استفاده کرد. داده‌های ورودی نرم‌افزار سیکلولاگ، داده‌های خام نمودارهای الکتریکی (مقاومت)، هسته‌ای طبیعی (گاما)، هسته‌ای القایی (نوترون و دانسیته) و نمودار صوتی است؛ اما از آنجا که دیاژن بر نمودار گاما کمتر اثر می‌گذارد و همچنین تغییرات رخساره‌ای و سطح آب دریا را بهتر نشان می‌دهد، از این نمودار بیشتر استفاده می‌شود (Laurin et al. 2014). نرم‌افزار سیکلولاگ، نمودارهای الکتریکی (لاگ گاما) را به منحنی تغییر طیفی^۴ تبدیل می‌کند. تفسیر این منحنی سبب ارزیابی چینه‌ای توالی رسوبی می‌شود (De Jong et al. 2006).

¹ Jadala

² Dammam

³ Muthaymiah

⁴ INPEFA



شکل ۲- شماتیکی از برش کروئوستراتیگرافی از مگاسکانس AP10 (63-34 Ma) در امتداد پیش‌گودال زاگرس و مهم‌ترین تحولات تکنونیک آن طی ساب‌داکشن نئوتتیس زیرزون سنندج-سیرجان (اقتباس با اندکی تغییرات از Sharland et al. 2001).

Fig 2- Schematic Arabian Plate reconstruction and chronostratigraphic cross section for meqasequence AP10 (63-34 Ma) along the Zagros foredeep and main tectonic events during the subduction of Neo-Tethys beneath the Sanandaj-Sirjan Terrane (Modified from Sharland et al. 2001).

الفیدیوم، آستروتریلینا، بریوزوئر، جلبک قرمز، براکیوپود و پلوئید از اجزای فرعی این ریزرخساره‌اند. تراکم فیزیکی (تماس مضرس نومولیت‌ها و شکستگی آنها) و شیمیایی (استیلولیت)، شکستگی، انحلال، آهن‌دارشدن و حضور سیمان‌های کلسیتی به‌ویژه به‌صورت رورشدی هم‌محور پیرامون اکتیوئیدها از فرایندهای دیاژنی این ریزرخساره‌اند. تخلخل پتروگرافی این ریزرخساره به‌طور میانگین حدود ۱۰،۱۸ درصد و تراوایی به‌طور میانگین ۲،۹۳ میلی داری است.

محیط تشکیل: در این ریزرخساره، اربیتولیتس و مجموعه‌نومولیت‌های بزرگ معرف محیط کم‌ژرفا و محصورند؛ بنابراین با توجه به همراهی اربیتولیتس و

آنالیز رخساره‌های مخزن

در این پژوهش براساس گسترش و فراوانی فرامینفرهای بنتیک بزرگ در توالی رسوبی سازند جهرم، تعداد ۵ ریزرخساره کربناته تعیین شد. توالی رسوبی سازند جهرم در شکل ۳ نمایش داده شده است.

F1: اکتیوئید اربیتولیتس نومولیتس وکستون/ پکستون/ رودستون (Echinoid Orbitolites Nummulites) (wackestone/ packstone/ rudstone)

نومولیتس، اربیتولیتس و اکتیوئید به ترتیب با فراوانی ۱۵ تا ۲۰، ۱۵ و ۱۰ درصد، اجزای اصلی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره‌اند؛ همچنین فرامینفرهای بنتیک مانند میلیولید،

همزیست خود در برابر نور شدید و جلوگیری از تخریب پوسته در آب‌های آشفته، دیواره نسبتاً ضخیمی دارند؛ اما با افزایش عمق و کاهش نور، دیواره آنها نازک‌تر می‌شود و در نواحی عمیق حالت کشیده‌تری از خود نشان می‌دهند (Zamagni et al. 2008). مشابه این ریزرخساره در میدان گازی سرخون گزارش شده است.

F3: کورال باندستون (Coral boundstone)

این ریزرخساره عمدتاً از کلنی‌های مرجان با بافت باندستونی تشکیل شده است. مرجان‌های تشکیل‌دهنده این ریزرخساره به شدت متأثر از دگرسانی دیاژنتیکی هستند؛ در نتیجه اسکلت اولیه آراگونیتی آنها به‌طور گسترده‌ای فرایندهای انحلال و نئومورفیسم را تحمل کرده و با دولومیت جایگزین شده است. تخلخل پتروگرافی این ریزرخساره به‌طور میانگین حدود ۱۷ درصد و تراوایی به‌طور میانگین ۱۴ میلی داری است. تخلخل بین بلوری و حفره‌ای از تخلخل‌های غالب این ریزرخساره‌اند. دولومیتی شدن گسترده سبب شده است تخلخل‌های بین بلوری به هم مرتبط شوند و تراوایی تا حدودی افزایش یابد.

محیط تشکیل: این ریزرخساره با ارگانسیم‌های برجها به‌مثابه یک ریف آلی در حاشیه پلاتنفرم کربناته و بالاتر از سطح اساس امواج آرام^۱ نهشته شده است (Wilson 1975). همزیستی کلنی‌های مرجانی با جلبک‌ها، اکتینودرم‌ها و فرامینیفرها نشان‌دهنده رسوب‌گذاری در زون الیگوفوتیک در شرایط دریای آزاد با چرخش اکسیژن خوب است (Sahraeyan et al. 2014; Barattolo et al. 2007). مشابه این ریزرخساره در میدان گلخاری، سیناپور و همکاران (Sinapour et al. 2016) گزارش کرده‌اند.

فرامینیفراهای بتتیک دیگر با نومولیتس می‌توان محیط لاگون نیمه‌محصور را در نواحی پرانرژی به سمت سد کربناته برای نهشت این ریزرخساره در نظر گرفت (Geel 2000; Kamran et al. 2020). این ریزرخساره را خطیبی و آدابی (Khatibi and Adabi 2014) نیز گزارش کرده‌اند.

بنابر نتایج پژوهش معلمی و همکاران (Moallemi et al. 2008) ریزرخساره نومولیتس اربیتولیتس در میدان بوشهر، بالاترین بخش سازند جهرم را تشکیل می‌دهد. در میدان نفتی خشت نیز این ریزرخساره در بخش بالایی سازند جهرم شناسایی گردید. و سازند آسماری به‌طور مستقیم روی این ریزرخساره نهشته شده است.

F2: اکتینوئید نومولیتس پکستون/ گریستون (Nummulites Echinoid packstone to grainstone)

نومولیتس با فراوانی بیش از ۴۰ درصد به‌صورت کامل و خردشده همراه با برش‌های مختلف اکتینوئید با فراوانی حدود ۱۵ درصد، اجزای زیستی این ریزرخساره را تشکیل می‌دهند. قطعات بایوکلاستی و برش‌های طولی و عرضی مرجان با فراوانی کمتر از ۵ درصد از دیگر اجزای زیستی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره‌اند و بافت آن از پکستون تا گریستون متغیر است. فرایندهای دیاژنتی رایج در این ریزرخساره تراکم فیزیکی، استیلولیتی شدن، سیمانی شدن کلسیتی و انحلال است. تخلخل درون حجرات نومولیتس‌ها و شکستگی از تخلخل‌های رایج این ریزرخساره‌اند. تخلخل پتروگرافی این ریزرخساره به‌طور میانگین حدود ۱۱،۴۹ درصد و تراوایی به‌طور میانگین ۱،۶۵ میلی داری است.

محیط تشکیل: فراوانی ناچیز گل بین ذرات تشکیل‌دهنده، خردشدگی نومولیتس‌ها و حضور سیمان کلسیتی بیان‌کننده پرانرژی بودن محیط رسوب‌گذاری است. با توجه به حضور نومولیتس و خرده‌های اکتینوئید می‌توان محیط ته‌نشست این ریزرخساره را شول‌کربناته یا حاشیه ریف در نظر گرفت. در مناطق کم‌عمق، نومولیت‌ها برای محافظت از

¹ FWB

مشاهده شده را در سازند سیب به سن ائوسن میانی در عمان به رمپ میانی مربوط دانسته است. وجود زمینه گل آهکی و حضور فونای دریای باز مانند اکتینوئیدها بیان‌کننده انرژی متوسط تا کم محیط رسوبی است (Khatibi and Adabi 2014). این ریزرخساره را صادقی و همکاران (Sadeghi et al. 2015) در تاکدیس جهرم، خطیبی و آدابی (Khatibi and Adabi 2014) در برش کوه گچ و معلمی و همکاران (Moallemi et al. 2008) در میدان بوشهر و برش گیسکان گزارش کرده‌اند.

F5: بایوکلاست دولوستون (Bioclast dolostone)

در بخش‌های پایینی از توالی بررسی شده، رخساره‌هایی حضور دارند که به شدت دولومیتی شده‌اند و ساختار داخلی ذرات تشکیل‌دهنده آنها قابل تشخیص نیست. سیمان انیدریتی از جمله سیمان‌های متداول است که در این ریزرخساره مشاهده شده است. این ریزرخساره چندین مرحله از دولومیتی شدن را نشان می‌دهد؛ به طوری که در بیشتر نمونه‌ها به صورت دولومیت‌های ریز تا متوسط بلورند. تخلخل پتروگرافی این ریزرخساره به طور میانگین حدود ۱۲٫۱ درصد و تراوایی به طور میانگین ۱۳٫۴۹ میلی داری است.

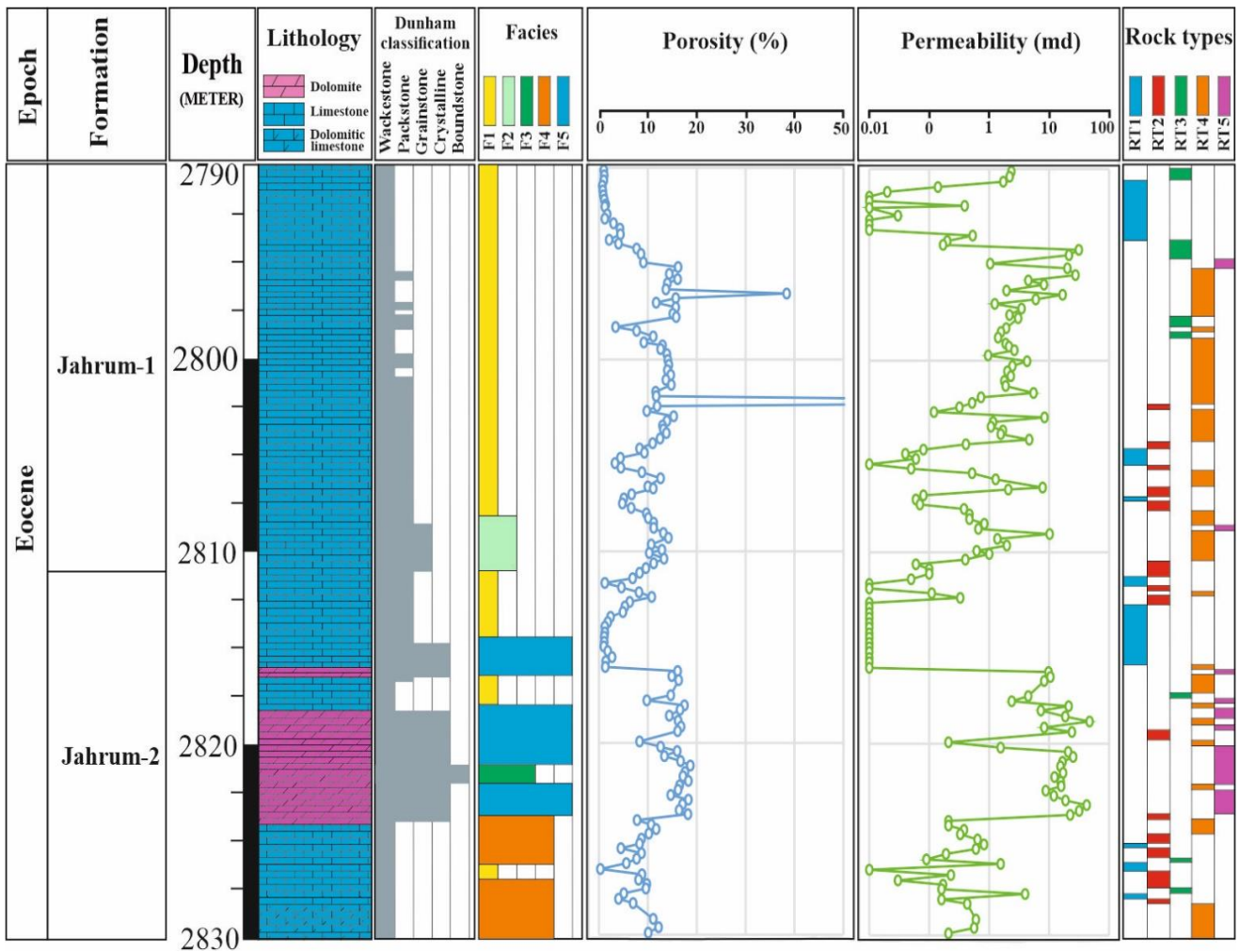
محیط تشکیل: این ریزرخساره، یک رخساره دیاژنتیکی است که به طور کامل از دولومیت تشکیل شده است و به دلیل شدت دولومیتی شدن و غیرقابل تشخیص بودن ساختار داخلی ذرات تشکیل‌دهنده نمی‌توان آن را به هیچ‌کدام از محیط‌های رسوبی موجود نسبت داد؛ اما با توجه به فراوانی دولومیت‌های متوسط بلور چنین استنباط می‌شود که این دولومیت‌ها در مراحل تأخیری دیاژنز به‌ویژه در مراحل اولیه تدفین بر اثر تبلور دوباره دولومیت‌های ریزبلور یا بر اثر جان‌شینی دولومیت‌های اولیه حاصل شده‌اند.

F4: اکتینوئید نومولیتس و کستون (Echinoid Nummulites) (wackestone)

اجزای زیستی غالب این ریزرخساره، نومولیتس با فراوانی ۱۵ تا ۲۰ درصد و اکتینوئید با فراوانی حدود ۱۰ درصد در زمینه میکریتی است. قطعات بایوکلاستی و برش‌های طولی و عرضی مرجان با فراوانی کمتر از ۵ درصد، از دیگر اجزای زیستی تشکیل‌دهنده این ریزرخساره است. دولومیتی شدن، فرایند دیاژنتیکی غالب در این ریزرخساره است؛ به گونه‌ای که بافت سنگ بین آهک و آهک دولومیتی متغیر است. بلورهای دولومیت به صورت شکل‌دار^۱ با فابریک مخرب در زمینه قرار گرفته‌اند. دولومیتی شدن زمینه احتمالاً در ارتباط با ترکیب کانی‌شناسی احتمالی آراگونیتی است؛ زیرا ترکیبات آراگونیتی همانند کاتالیزور عمل و فرایند دولومیتی شدن را تسریع می‌کنند (Adabi 2009; Fallah-Bagdash and Adabi 2016). نومولیتس‌ها و اکتینوئیدها به دلیل ترکیب کانی‌شناسی پایدار (کلسیت پرمینیم تا کلسیت کم‌مینیم) در برابر دولومیتی شدن مقاومت کرده‌اند. تخلخل پتروگرافی این ریزرخساره به طور میانگین حدود ۸٫۱۴ درصد و تراوایی به طور میانگین ۰٫۶۳ میلی داری است.

محیط تشکیل: نومولیت‌های کشیده به بخش‌های دور از ساحل و آب‌های عمیق‌تر مربوط هستند که افزایش در فضای رسوب‌گذاری را نشان می‌دهد (Geel 2000; Beavington-). محیط رخساره (Penney and Racey 2004; Taheri et al. 2008). نومولیتس با توجه به وجود انواع مختلف فرامینفرهای همراه از انتهای رمپ خارجی تا رمپ میانی متغیر است؛ بنابراین رخساره نومولیتس در صورتی که همراه با دیسکوسیکلینا یا اپرکولینا باشد، به رمپ خارجی متعلق است؛ ولی اگر بدون همراهی فرامینفرهای یادشده باشد، گسترش آن به رمپ میانی مربوط است. رسی (Racey 1994) انواع مختلف نومولیتس به همراه آسیلینا، دیسکوسیکلینا و آلئولینای

¹ sucrosic



شکل ۳- توالی رسوبی سازند جهرم در چاه خشت-۲ که نشان دهنده لیتولوژی، بافت رسوبی، گونه‌های سنگی و نمودارهای تخلخل و تراوایی است.

Fig 3- The stratigraphic column of the Jahrum Formation in the Khesht-02 well which represents lithology, sedimentary texture, rock types, porosity and permeability logs.

آنکوئیدها، پیژوئیدها و دانه‌های تجمعی و نبود رخساره‌های آواری، از مشخصه‌های سیستم‌های رمپ هم‌شیب است (Flügel 2010; Kamran et al. 2020).

بررسی‌های معلمی و همکاران (Moallemi et al. 2008) نشان می‌دهد ناحیه فارس در زمان ائوسن میانی تا پایانی ثبات تکتونیکی و در نتیجه یک روند رسوب‌گذاری پایدار داشته است. مقایسه الگوی رسوب‌گذاری سازند جهرم با سازندهای مشابه در صفحه عربی (سازندهای دمام و سیب) بیان‌کننده این مطلب است که بین نواحی شمالی خلیج فارس کنونی و بخش‌های جنوبی‌تر آن ارتباط محیط رسوبی گسترده‌ای برقرار

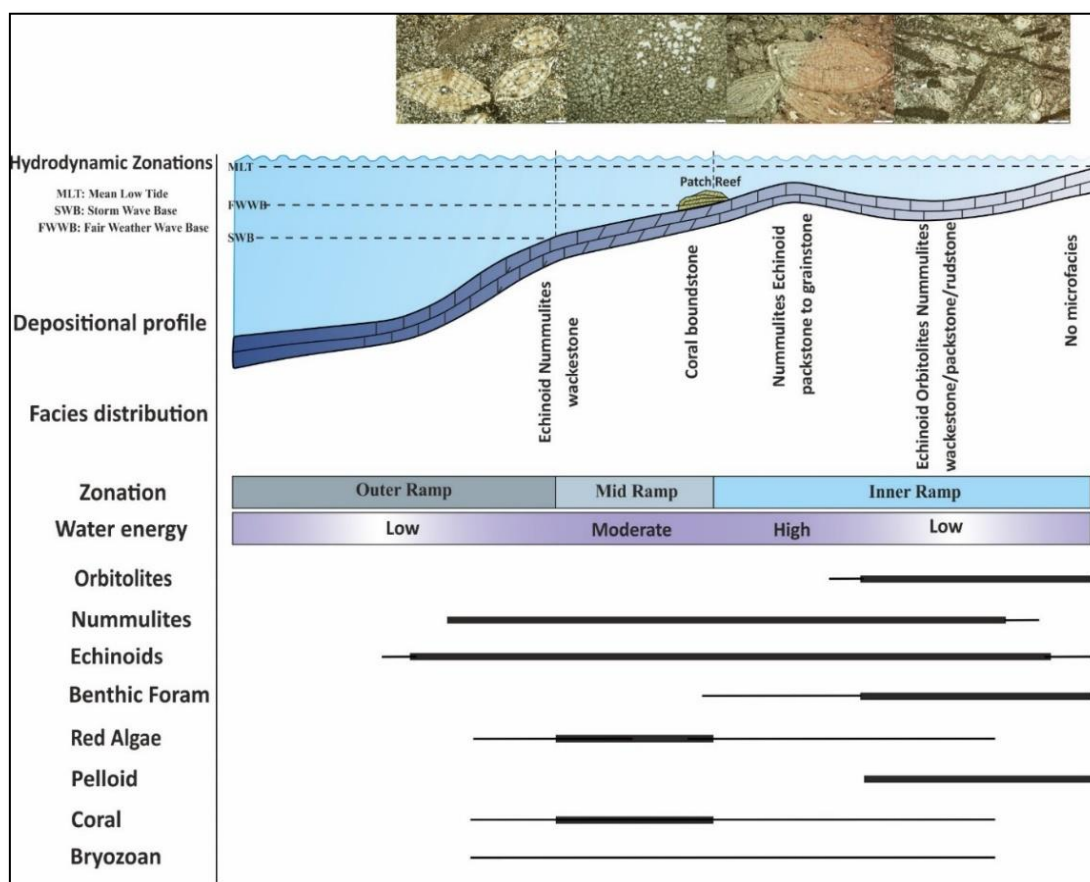
الگوی گسترش رخساره‌های سازند جهرم

با توجه به فسیل‌های موجود و براساس ریزرخساره‌ها و زیرمحیط‌های شناسایی‌شده و تغییرات جانبی و عمودی رخساره‌های سازند جهرم براساس مدل ویلسون (Wilson 1975) و فلوگل (Flügel 2010)، محیط رسوب‌گذاری سنگ مخزن، یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ کربناته است (شکل ۴). تغییرات تدریجی رخساره‌های کم‌عمق به انواع عمیق حاکی از پیوستگی و ارتباط رخساره‌ای با هم و مورفولوژی حوضه در حین رسوب‌گذاری است که با رمپ‌ها بیشتر همخوانی دارد. تنوع رخساره‌ای کم، نبود دانه‌های پوشش‌دار،

زیاد است. ریزرخساره کورال باندستون (F3) در حاشیه پلاتفرم کربناته نهشته شده است. ریزرخساره اکیئوئید نومولیتس و کستون (F4) در زیرمحیط دریای باز نهشته شده است. ریزرخساره بایوکلاست دولوستون در واقع یک رخساره دیاژنتیکی است که فقط قالب‌های حاصل از انحلال بایوکلاست‌ها در آن دیده می‌شود.

بوده است (Ziegler 2001; Boukhary et al. 2006).

ریزرخساره اکیئوئید اربیتولیتس نومولیتس و کستون/ پکستون (F1) در زیرمحیط لاگون نیمه‌محصور متعلق به رمپ داخلی، در بالاترین بخش توالی کربناته سازند جهرم نهشته شده است. ریزرخساره اکیئوئید نومولیتس پکستون/ گریستون (F2) معرف زیرمحیط شول کربناته یا حاشیه ریف با انرژی



شکل ۴- مدل رسوبی پیشنهادی سازند جهرم در میدان نفتی خشت

Fig 4- Proposed depositional model for the Jahrum Formation in the Khesht Oil Field.

کاتدولومینسانس از فرایندهای دیاژنتیکی مختلف مشاهده شده در توالی رسوبی سازند جهرم در شکل ۵ نشان داده شده است. با توجه به ویژگی‌های پتروگرافی سیمان‌ها و سایر شواهد دیاژنتیکی، فرایندهای دیاژنتیکی مختلف بر سنگ‌های کربناته این سازند در سه محیط اصلی دریایی، متئوریک

دیاژنز و توالی دیاژنتیکی

عمده فرایندهای دیاژنتیکی در مقاطع نازک بررسی شده از رسوبات ائوسن در توالی مطالعه شده شامل میکریتی شدن، دولومیتی شدن، سیمانی شدن، انحلال، شکستگی و استیلولیتی شدن است. تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی و

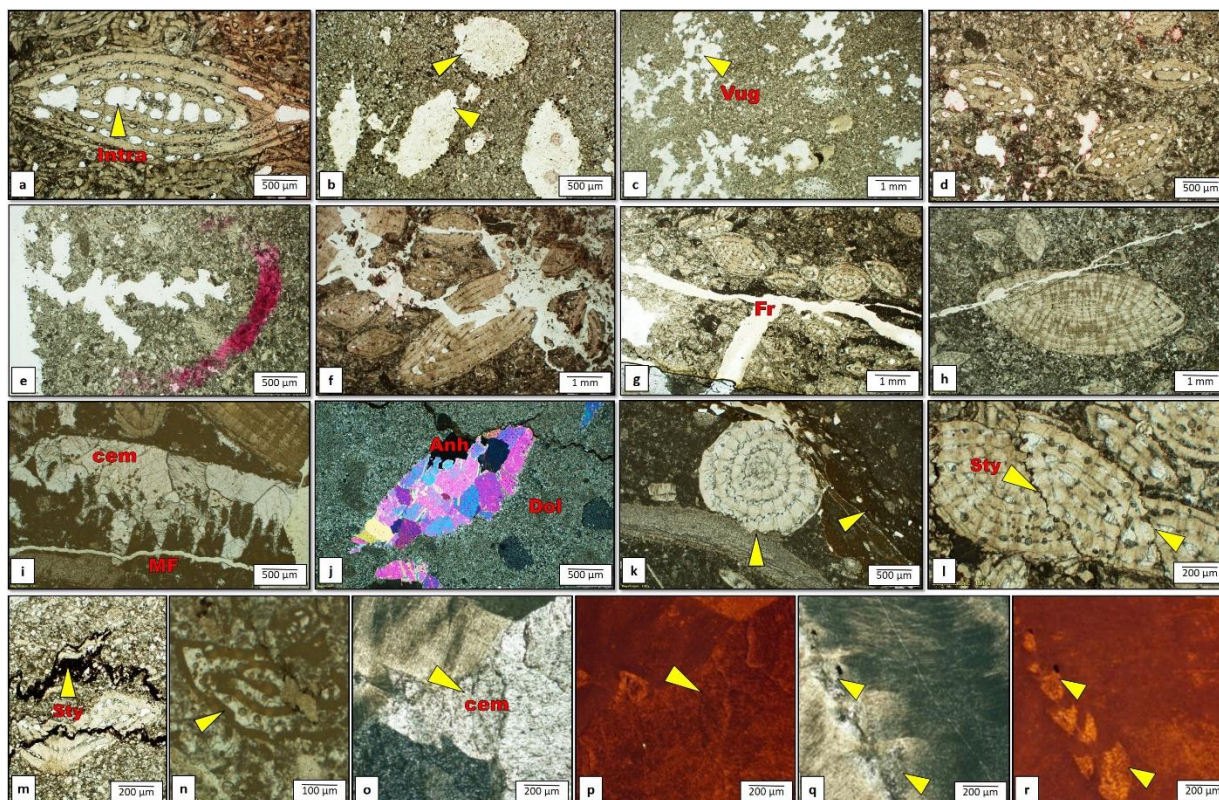
(جوی) و تدفینی تأثیر گذاشته‌اند (شکل ۶).

دیاژنز دریایی: قشرهای هم‌ضخامت سیمان آراگونیتی رشته‌ای در درون حفره‌های دانه‌ها یا به‌مثابه سیمان‌های بین دانه‌ای، میکریته شدن اجزای اسکلتی و آهن‌دار شدن اولیه، از فرایندهای دیاژنتیکی هستند که در شرایط دریایی روی توالی کربناته سازند جهرم رخ داده‌اند.

دیاژنز متئوریکی: انحلال متأثر از آب‌های جوی و تشکیل شکستگی‌های متعدد که با سیمان کلسیت اسپاری پر شده‌اند، از جمله فرایندهای دیاژنزی رخ داده روی این نهشته‌ها طی دیاژنز متئوریکی هستند. دیاژنز متئوریکی تأثیر زیادی بر تراوایی رسوبات دارد؛ به طوری که تراوایی طی فرایند سیمانی شدن کاهش یا طی فرایند انحلال در اثر افزایش اندازه شکستگی‌ها افزایش می‌یابد. انحلال و تبلور دوباره دولومیت‌ها طی این مرحله تأثیر زیادی بر ویژگی‌های مخزنی

سازند جهرم داشته است.

دیاژنز تدفینی: بیشتر فرایندهای دیاژنتیکی مؤثر بر توالی‌های کربناته سازند جهرم طی این مرحله رخ داده‌اند. دولومیتی شدن، تشکیل بسیاری از سیمان‌های پرکننده حفرات و حجرات فسیلی با کانی‌شناسی کلسیت کم‌منیزیم تا پرمنیزیم (نظیر موزاییک‌هایی از کلسیت هم‌بعد، کلسیت دروزی، بلورهای انیدریت خیلی درشت تا پویکیلوتوپیک و سیمان‌های بلوکی با رخ مشخص)، تراکم مکانیکی و تراکم شیمیایی (تماس مضرس بین دانه‌ها به‌ویژه نومولیتس‌ها و اکیونئیدها، درزه‌های انحلالی و استیلولیت‌ها)، از جمله فرایندهای اصلی دیاژنزی هستند که در مرحله تدفین کم‌عمق تا عمیق بر این سازند تأثیر داشته‌اند. در این مرحله امکان از بین رفتن تخلخل‌های پیشین به میزان زیادی وجود دارد.



شکل ۵. تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی و کاتدولومینسانس از فرایندهای دیاژنتیکی سازند جهرم؛ (a) تخلخل درون‌دانه‌ای داخل حجرات فسیل نومولیتس، (b) تخلخل قالبی، (c) تخلخل‌های بین بلوری در ریزرخساره دولوستونی که بر اثر توسعه فرایند انحلال، تخلخل‌های حفره‌ای کوچک را تشکیل داده است، (d) تخلخل‌های بین دانه‌ای و حفره‌ای کوچک در زمینه ریزرخساره اکتینوئید نومولیتس پکستون، (e) تخلخل‌های حفره‌ای در ریزرخساره اکتینوئید نومولیتس و کستون که در نتیجه توسعه فرایند انحلال به هم متصل شده‌اند، (f) تأثیر فرایند انحلال و تراکم سبب توسعه تخلخل‌های حفره‌ای مرتبط به هم شده است، (g) تخلخل شکستگی در ریزرخساره اکتینوئید نومولیتس پکستون، (h) ریزشکستگی که فسیل نومولیتس را قطع کرده است، (i) تخلخل حاصل از شکستگی که با سیمان کلسیت بلوکی پر شده است، (j) سیمان انیدریتی تخلخل قالبی حاصل از انحلال نومولیتس را پر کرده است، (k) رگچه‌های انحلالی و تماس مضرس بین دانه‌ها، (l) تماس مضرس و توسعه استیلولیت بین ذرات نومولیتس، (m) قطع شدن کامل نومولیتس با استیلولیت و تجمع اکسید آهن در امتداد آن، (n) آهن دارشدن فرامینفر، (o) پرشدن حجرات فسیل نومولیتس با سیمان دروزی، (p) تصویر کاتدولومینسانس مربوط به سیمان دروزی با لومینسانس روشن که بیان‌کننده منشأ متئوریکی آن است، (q) سیمان بلوکی، (r) تصویر کاتدولومینسانس مربوط به سیمان بلوکی با لومینسانس تیره که نشان‌دهنده منشأ تدفینی آن است.

Fig 5- Thin section and cathodoluminescence photomicrographs of main diagenetic features within the Jahrum Formation. (a) Intragranular porosity within a Nummulites chambers, (b) Moldic porosity, (c) Intercrystalline pores in a dolostone microfacies that have formed small vugs due to the development of the dissolution, (d) intergranular porosities and small vugs in the matrix of a Echinoid Nummulites packstone microfacies, (e) Vuggy porosity in a Echinoid Nummulites wackestone microfacies that are interconnected as a result of the development of the dissolution, (f) The effect of dissolution and compaction process has led to the creation of interconnected cavity porosities, (g) Fracture porosity in a Echinoid Nummulites wackestone microfacies, (h) Microfracture crosscuts a Nummulites, (i) Fracture porosity filled with blocky calcite cement, (j) Moldic porosity resulting from the dissolution of a Nummulites is filled by anhydrite cement, (k) Solution seams and sutured contact between grains, (l) Sutured contact and development of stylolite between Nummulites, (m) Crosscutting of a Nummulites by stylolite and accumulation of iron-oxide residue along it, (n) Replacement of iron-oxide instead of a foraminifer, (o) Filling of a Nummulites chambers by Drusy calcite cement, (p) Drusy calcite cement under cathodoluminescence with bright luminescence that indicates meteoric origin of the cement, (q) Blocky calcite cement, (r) Blocky calcite cement under cathodoluminescence with dull luminescence that indicates burial origin of the cement.

محیط دیاژنزی			فرآیندهای دیاژنزی
تدفینی	متنوریکی	دریایی	
عمیق	کم عمق		میکریتی شدن
			سیمان فیبری هم ضخامت
			تخلخل اولیه
			تخلخل ثانویه
			تراکم فیزیکی
			انحلال
			سیمان دروزی
			سیمان بلوکی
			آهن دار شدن
			تبلور مجدد
			دولومیتی شدن
			تراکم شیمیایی
			سیمان انیدریتی

شکل ۶- توالی پاراژنتیکی سازند جهرم در میدان نفتی خشت

Fig 6- Paragenetic sequence of the Jahrum Formation in the Khesht Oil Field.

بهره می‌برند. با توجه به اینکه سازند جهرم در میدان نفتی خشت به‌طور کامل مغزه‌گیری نشده و مغزه‌های موجود به بخش بالایی توالی رسوبی مطالعه‌شده مربوط است، تعیین سیستم تراکت‌ها و سطوح مرزی با بررسی مغزه‌ها امکان‌پذیر نیست؛ در نتیجه چرخه رسوبی سازند جهرم با کمک لاگ‌های پتروفیزیکی و نرم‌افزار سیکلولاگ تعیین شده است.

نرم‌افزار سیکلولاگ با استفاده از نمودار گاما و آنالیز آن، نموداری به دست می‌دهد که در آن سطوح سکاسی کاملاً مجزا و شناسایی آن آسان می‌شود؛ همچنین انطباق سطح‌های شناسایی شده به راحتی انجام می‌گیرد؛ در واقع این نرم‌افزار برای بررسی سیکل‌های میلانکوویچ ثبت شده در لایه‌های

شناسایی چرخه‌های رسوبی با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ

شناسایی چرخه‌های رسوبی یک چاه همیشه کار آسانی نیست؛ زیرا بسیاری از چاهها مغزه ندارند یا به‌طور پیوسته از آنها مغزه گرفته نشده است؛ اما نمودارهای چاه‌پیمایی تقریباً برای همه چاهها موجود است. در نبود اطلاعات، مغزه و خرده‌های حفاری این نمودارها، ابزارهای مفیدی برای بررسی چرخه‌های رسوبی هستند. یکی از این نمودارها، نمودار گاما است که زمین‌شناسان نفتی از آن برای تفکیک زون‌های مخزنی و انطباق بین چاههای مختلف یک میدان، و چینه‌شناسان و رسوب‌شناسان برای شناسایی سطوح سکاسی

سطوح محدودکننده مثبت و منفی برای توالی رسوبی سازند جهرم در چاههای خشت-۲ و خشت-۳ شناسایی شدند (جدول ۲). دو چرخه رسوبی برای توالی رسوبی سازند جهرم در چاههای خشت-۲ و خشت-۳ شناسایی شد؛ چرخه رسوبی اول فقط روند منفی دارد که معادل پایین آمدن سطح آب دریاست؛ چرخه رسوبی دوم سازند جهرم با مرز سکansı اول در پایین و مرز سکansı دوم در بالا متمایز می‌شود (شکل‌های ۷ و ۸). مرز سکansı دوم، مرز جداکننده سازند آسماری از سازند جهرم است. کیفیت مخزنی در حین پایین آمدن سطح آب دریا به مراتب بهتر از زمان بالا آمدن سطح آب دریا در هر دو چرخه رسوبی است. با توجه به الگوی گسترش رخساره‌های سازند جهرم می‌توان نتیجه گرفت که سازند جهرم در یک سیکل پس‌رونده نهشته شده است که با رسوب‌گذاری ریزرخساره‌های عمیق دریای باز روی سازند پابده شروع شده و با رسوب‌گذاری ریزرخساره نومولیتس اربیتولیتس (F1) در انتهای توالی در محیط لاگونی در مرز سازند آسماری خاتمه یافته است (شکل ۳).

رسوبی از الگوهای چرخه‌ای ثبت شده در لاگ‌های پتروفیزیکی استفاده می‌کند. نرم‌افزار سیکلولاگ با استفاده از نمودار گاما، نموداری به نام منحنی تغییر طیفی^۱ می‌سازد. منحنی تغییر طیفی تمامی تعاریف و مفاهیم بیان شده کاتونینو و همکاران (Catuneanu et al. 2009) را برای چینه‌نگاری سکansı دربرمی‌گیرد و از آن در تعریف طرح برانبارش‌های مختلف چینه‌ای استفاده می‌شود.

تغییرات در روند این نمودار به دو صورت مثبت^۲ و منفی^۳ دیده می‌شود. به‌طور کلی تغییرات روند مثبت در مرزهای سکansı^۴ رخ می‌دهد. تغییرات منفی، سطوح حداکثر سیلابی^۵ را نشان می‌دهد (Nio et al. 2005; De Jong et al. 2006; Nio et al. 2006). برای انطباق سکانس‌ها/ چرخه‌های رسوبی در چاههای مختلف برای هر مرز سکansı و هر سطح حداکثر سیلابی، یک شماره یا کد اختصاص داده می‌شود. اهمیت خاص منحنی تغییر طیفی در برقراری انطباق بین چاهها در نقاط برگشت منحنی^۶ است که معرف سطوح ناپوستگی و جایی است که روند منحنی تغییر می‌کند (De Jong et al. 2006). شیب منفی نمودار، نماینده روند منفی^۷ است که پایین آمدن سطح آب دریا را نشان می‌دهد. شیب مثبت نمودار، نماینده روند مثبت^۸ و بالا آمدن سطح آب دریاست.

براساس اطلاعات پالئولاگ میدان نفتی خشت، در چاه خشت-۲ رسوبات سازند جهرم طی ائوسن پایانی نهشته شده‌اند. به‌منظور تفکیک و ارزیابی چرخه رسوبی سازند جهرم در میدان نفتی خشت، از لاگ گاما به‌منابۀ داده ورودی در نرم‌افزار سیکلولاگ استفاده شد. مرزهای سکansı و سطوح حداکثر سیلابی با توجه به روندهای مثبت و منفی و

¹ INPEFA

² PB: Positive Break

³ NB: Negative Break

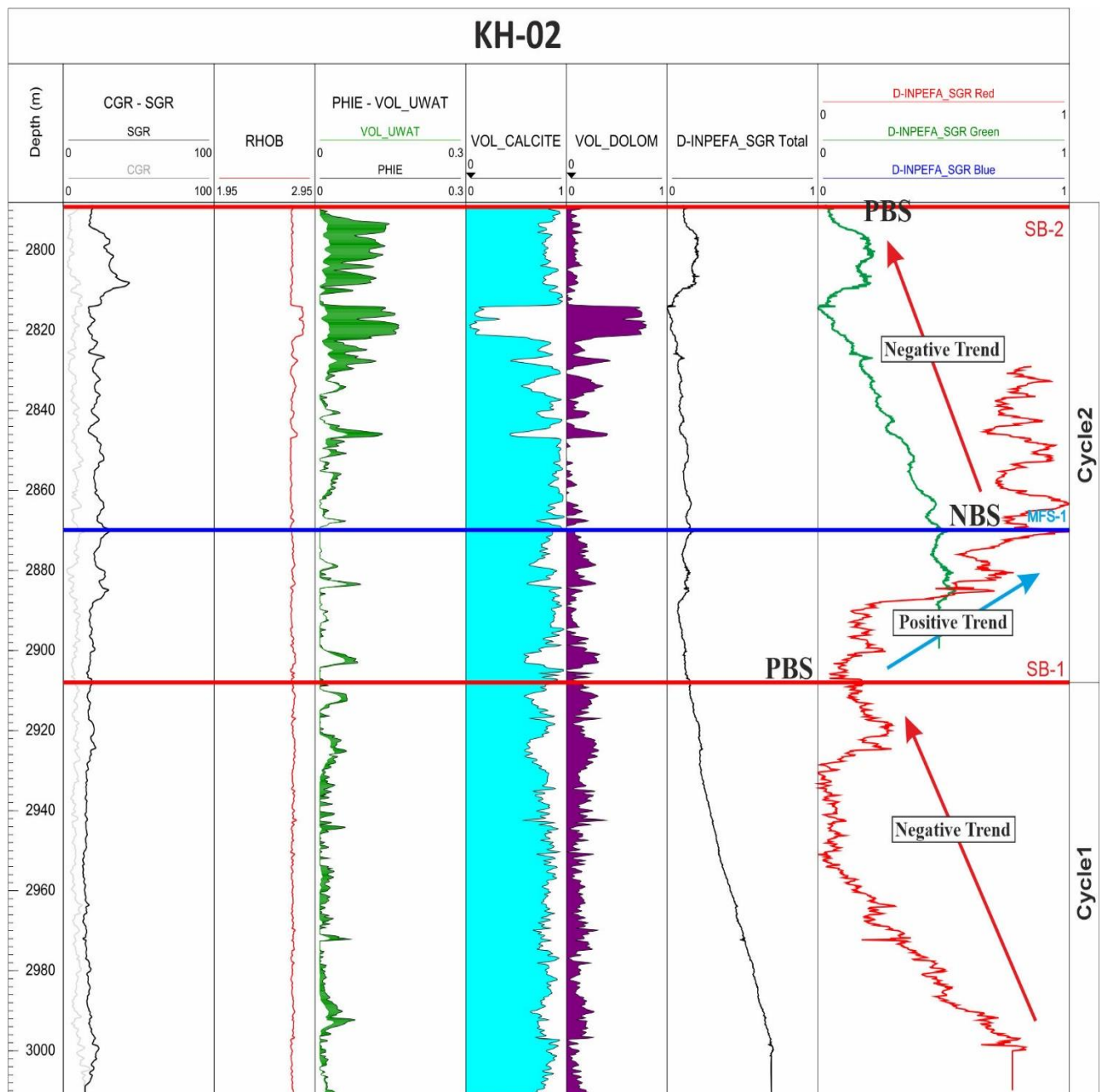
⁴ SB

⁵ MFS

⁶ Turning points

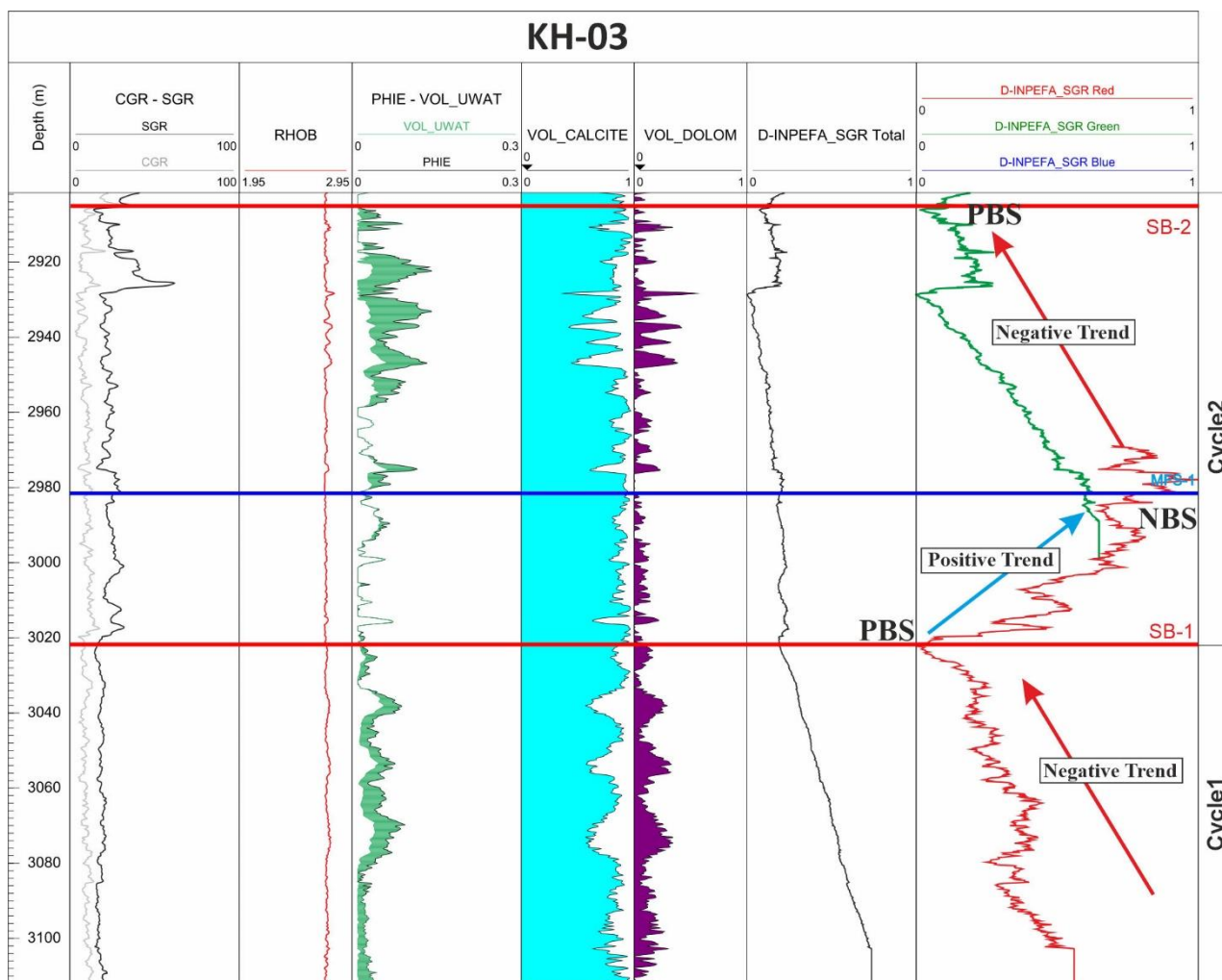
⁷ Negative Trend

⁸ Positive Trend



شکل ۷- منحنی تغییر طیفی و روندهای مثبت، منفی و نقاط شکست یا نقاط برگشت منحنی در سازند جهرم در چاه خشت ۲-

Fig 7- INPEFA curve, positive and negative trends, breaking points or turning points of the Jahrum Formation in the Khesht-02 well.



شکل ۸- منحنی تغییر طیفی و روندهای مثبت، منفی و نقاط شکست یا نقاط برگشت منحنی در سازند جهرم در چاه خشت ۳-

Fig 8- INPEFA curve, positive and negative trends, breaking points or turning points of the Jahrum Formation in the Khesht-03 well.

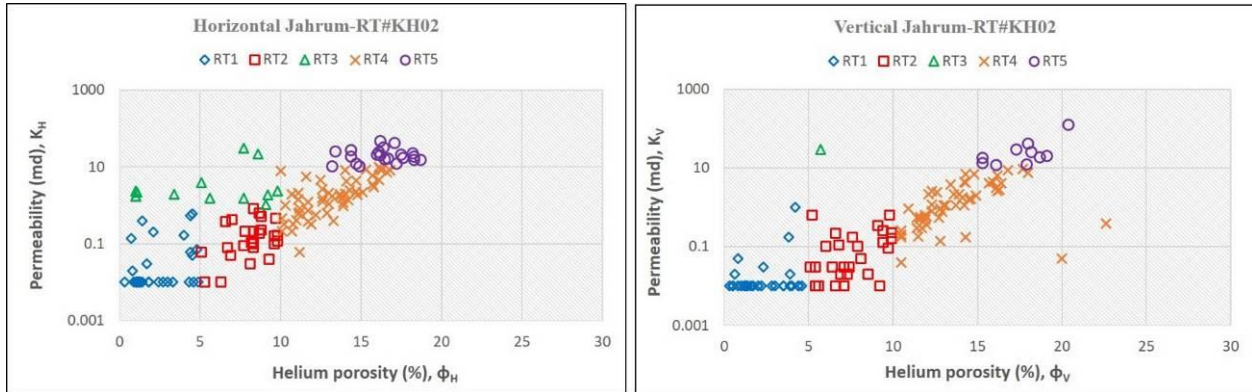
تعیین گونه‌های سنگی

به‌منظور زون‌بندی مخزنی و شناسایی دقیق گونه‌های سنگی زمین‌شناسی سازند جهرم براساس بافت و ویژگی‌های دیاژنتیکی هریک از رخساره‌ها، ویژگی‌های پتروفیزیکی و ویژگی‌های مخزنی (تخلخل و تراوایی)، ۵ گروه مشخص در چاه خشت-۲ شناسایی و تعیین شد (شکل ۳). گونه‌های سنگی زمین‌شناسی براساس روش لوسیا (Lucia 2007) و رفتارهای مخزنی آنها توصیف شده‌اند (جدول ۱). کراس پلات تخلخل و تراوایی همه نمونه‌ها به تفکیک و تعریف

گونه‌های سنگی مختلف منجر شده است (شکل ۹). لوسیا (Lucia 2007) تلاش کرد ارتباطی بین اندازه دانه و بافت نمونه با تخلخل و تراوایی سنگ‌ها برقرار کند. به‌نظر او رخساره‌های کربناته براساس نوع فضاهای خالی، جورشدگی، بافت و همچنین اندازه بلورهای دولومیت به سه رده اصلی تقسیم می‌شوند. هر رده به نوع خاصی از فابریک سنگی و توزیع تخلخل و تراوایی مربوط است. روش لوسیا (Lucia 2007) را پژوهشگران بسیاری برای بررسی و ارزیابی ارتباط بین تخلخل و تراوایی و بافت سنگ‌ها در مخازن کربناته مختلف

جهان به کار برده‌اند (Jafarian et al. 2017). لیتولوژی اصلی سازند جهرم، آهک و دولومیت است. بافت ریزرخساره‌ها از گل پشתיبان تا دانه پشתיبان و بلورین تغییر می‌کند و هر ریزرخساره به دو یا چند نوع گونه سنگی

جهان به کار برده‌اند (Jafarian et al. 2017). لیتولوژی اصلی سازند جهرم، آهک و دولومیت است. بافت ریزرخساره‌ها از گل پشתיبان تا دانه پشתיبان و بلورین تغییر می‌کند و هر ریزرخساره به دو یا چند نوع گونه سنگی



شکل ۹- کراس پلات تخلخل و تراوایی برای گونه‌های سنگی مختلف سازند جهرم در دو جهت عمودی و افقی

Fig 9- Bivariate plots of porosity and permeability related to different rock type groups of the Jahrum Formation in both horizontal and vertical directions.

از دست داده‌اند. مقدار تخلخل در این گروه کمتر از ۵ درصد و مقدار تراوایی کمتر از ۱ میلی داری است (شکل ۱۰a). گونه‌های سنگی با مقادیر تخلخل و تراوایی خیلی کم در گروه فاقد کیفیت مخزنی قرار می‌گیرند (Ahr 2008; Jafarian et al. 2017).

گروه دوم: کیفیت مخزنی ضعیف (Poor reservoir)

(quality): این گروه شامل رخساره‌های اکیئوئید اربیتولیتس نومولیتس و کستون/ پکستون (F1) و اکیئوئید نومولیتس و کستون (F4) با مقادیر تخلخل کمتر از ۱۰ درصد و مقادیر تراوایی کمتر از ۱ میلی داری است. این گروه معادل نمودارهای پتروفیزیکی دانه پشתיبان و گل پشתיبان رده ۳ لوسیاست که زمینه میکریتی و به‌طور جزئی تخلخل‌های بین دانه‌ای و درون‌دانه‌ای مجزا دارند که اغلب با سیمان کلسیتی پر شده‌اند (شکل ۱۰b).

گروه سوم: کیفیت مخزنی متوسط (Moderate): این

گروه شامل رخساره‌های اکیئوئید اربیتولیتس نومولیتس

جدول ۱- مقادیر ماکزیمم، مینیمم و میانگین تخلخل و تراوایی در گونه‌های سنگی سازند جهرم در چاه خشت-۲

Table 1- The max, min and mean measured porosity and permeability values for each rock type groups of the Jahrum Formation in the Khesht-02 well.

Group	Porosity (%)			Permeability (md)		
	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min
RT1	2.4	4.9	0.3	0.08	0.52	0.01
RT2	8.07	9.8	5.1	0.21	0.82	0.01
RT3	5.8	9.8	1	6.11	31.3	1.04
RT4	15.01	38.4	10	2.69	9.8	0.06
RT5	16.3	18.7	13.2	21.22	42.4	10.2

گروه اول: فاقد کیفیت مخزنی (without reservoir)

(quality): این گروه منحصرأ از رخساره‌های اکیئوئید اربیتولیتس نومولیتس و کستون/ پکستون (F1) و بایوکلاست دولوستون (F5) تشکیل شده است که بر اثر سیمانی شدن انیدریتی و دولومیتی شدن بیش از حد، خواص مخزنی خود را

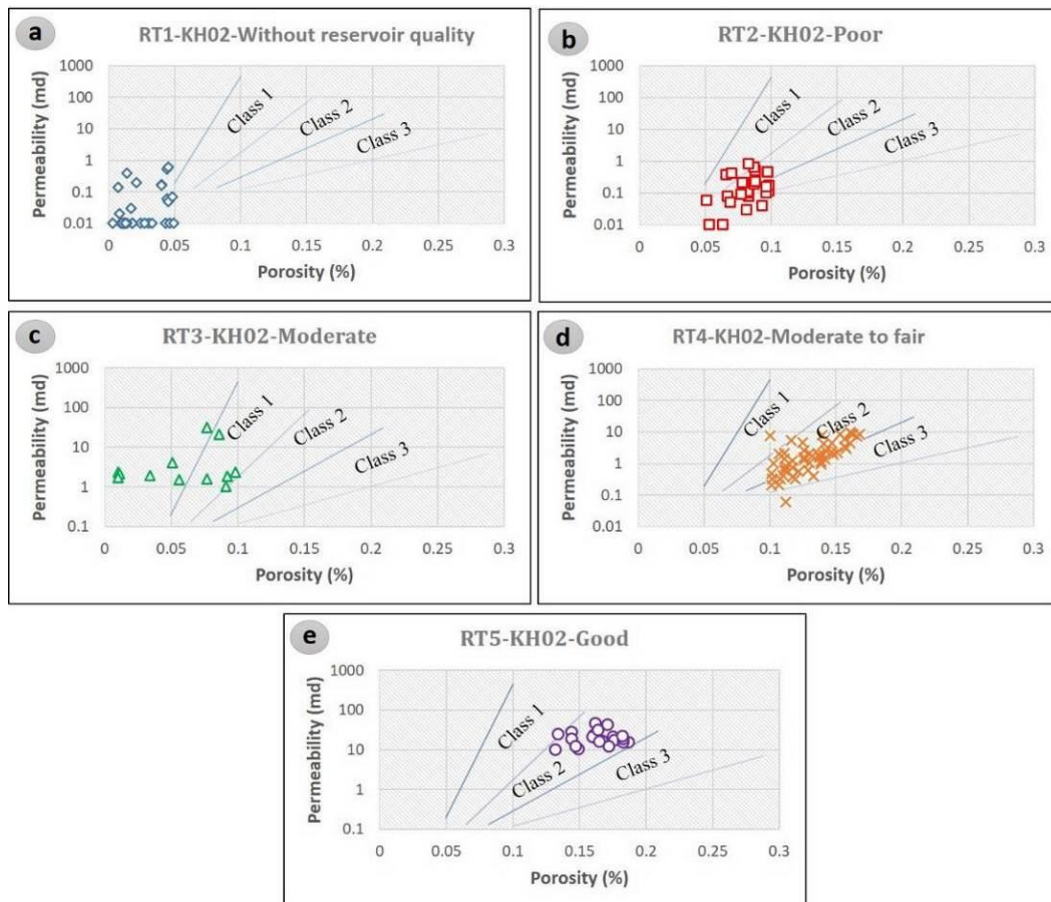
تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و قالبی و همچنین حفرات غیرمرتبط با هم شده است. دلیل اصلی پایین‌بودن تراوایی، ارتباط‌نداشتن تخلخل‌های موجود است. دربارهٔ رخساره‌های دولومیتی این گروه، درصد دولومیتی‌شدن پایین (کمتر از ۷۰ درصد) یا اینکه دولومیت‌ها از نوع ریزدانه بوده و جانشین آلوکم‌های موجود شده است؛ در نتیجه به ایجاد ارتباط بین حفرات انحلالی و تخلخل‌های موجود منجر نشده است (شکل ۱۰d).

گروه پنجم: کیفیت مخزنی خوب تا عالی (good): این گروه عمدتاً شامل رخسارهٔ بایوکلاست دولوستون (F5) و کورال بایندستون (F3) با مقادیر تخلخل بیش از ۱۰ درصد و مقادیر تراوایی بیش از ۱۰ میلی داری است. این گروه دربرگیرندهٔ بخش‌هایی از گروه‌های پتروفیزیکی رده ۲ به اضافهٔ بخش‌هایی از رده ۱ نمودار لوسیاست (شکل ۱۰e). دولومیتی‌شدن گسترده سبب شده است تخلخل‌های بین بلوری به هم مرتبط شود و تراوایی تا حدی افزایش یابد.

وکستون/پکستون (F1) و اکیئوئید نومولیتس وکستون (F4) با مقادیر تخلخل کمتر از ۱۰ درصد و مقادیر تراوایی بین ۱-۱۰۰ میلی داری است. این گروه معادل بخشی از گروه پتروفیزیکی رده ۲ لوسیاست که در آن بر اثر دولومیتی‌شدن جزئی و ایجاد شکستگی، مقادیر تراوایی تا حدی افزایش یافته است (شکل ۱۰c).

گروه چهارم: کیفیت مخزنی متوسط تا خوب

(Moderate to fair): این گروه شامل رخساره‌های اکیئوئید اربیتولیتس نومولیتس وکستون/پکستون (F1)، اکیئوئید نومولیتس پکستون/گریستون (F2) و اکیئوئید نومولیتس وکستون (F4) با مقادیر تخلخل بیش از ۱۰ درصد و مقادیر تراوایی بین ۱-۱۰ میلی داری است. این گروه شامل بخشی از گروه‌های پتروفیزیکی رده ۲ نمودار لوسیا و رخساره‌های آن شامل نمونه‌های آهکی و دولومیتی است. در رخساره‌های آهکی این گروه، فرایندهای انحلالی باعث گسترش



شکل ۱۰- نمودار تخلخل و تراوایی برای گروه‌های سنگی شناسایی شده در چاه خشت-۲

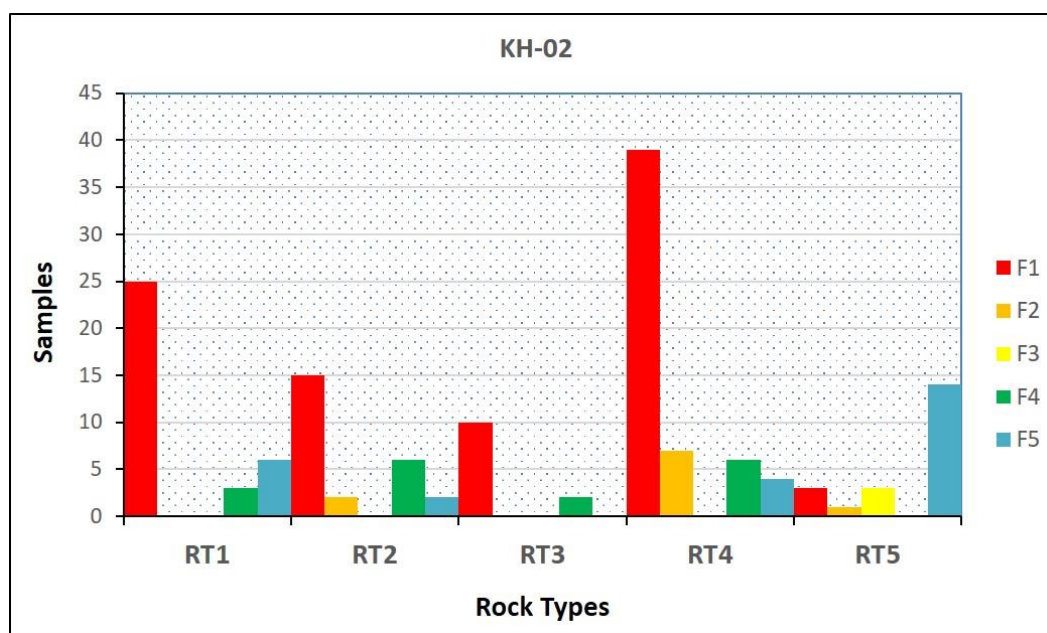
Figure 10. Bivariate plots of Porosity and permeability for each identified rock type groups in the Khesht-02 well.

فراوانی را در توالی کربناته بررسی شده دارد که به طور غالب از ریزرخساره F1 تشکیل شده است. ریزرخساره F5 با لیتولوژی دولومیتی، فراوان‌ترین ریزرخساره تشکیل‌دهنده گونه سنگی ۵ است که بهترین ویژگی‌های مخزنی را دارد (شکل ۱۱). لیتولوژی، توزیع جانبی رخساره‌ها و تغییرات دیژنتیکی، از کنترل‌کننده‌های اصلی کیفیت مخزنی‌اند (Jafarian et al. 2017). در این بخش نقش هریک از این کنترل‌کننده‌ها در کیفیت مخزنی سازند جهرم بررسی می‌شود.

بحث و تحلیل یافته‌های پژوهش

تفسیر گونه‌های سنگی و بررسی کنترل‌کننده‌های کیفیت مخزنی

گونه سنگی ۱ عمدتاً دربرگیرنده ریزرخساره‌های F1 و F5 است. گروه سنگی ۲ عمدتاً در ریزرخساره F1 دیده شد و به مقدار کمتر دربرگیرنده ریزرخساره‌های F2، F4 و F5 است. گونه سنگی ۳ در توالی بررسی شده فراوانی کمی دارد و بیشتر ریزرخساره F1 را دربرمی‌گیرد. گونه سنگی ۴ بیشترین



شکل ۱۱- تغییرات ریزرخساره‌ها در گونه‌های سنگی شناسایی شده در چاه خشت-۲؛ بیشتر نمونه‌های سازند جهرم در گروه ۴ واقع شده‌اند.

Fig 11- Microfacies variation in different rock type groups in the Khesht-02 well. Most of the Jahrum Formation samples took place in RT4.

لیتولوژی

آهک، دولومیت و آهک دولومیتی، سه لیتولوژی غالب شناسایی شده در سازند جهرم براساس مطالعات پتروگرافی (مقاطع نازک) و مطالعات پتروفیزیکی هستند. مقایسه مقادیر تخلخل و تراوایی برای لیتولوژی‌های آهکی، دولومیتی و آهک دولومیتی، بیان‌کننده یک ارتباط بارز بین لیتولوژی و کیفیت مخزنی است (شکل ۱۲). به‌طور کلی توالی‌های دولومیتی مقادیر تخلخل و تراوایی بیشتری نسبت به نمونه‌های آهکی دارند (شکل ۱۲). نمونه‌های آهکی مقادیر تخلخل زیادی دارند، ولی مقادیر تراوایی آهک‌ها نسبت به دولومیت‌ها کمتر است (Jafarian et al. 2017).

تغییرات دیاژنزی

فرایند میکرایتی شدن بیشتر در رخساره‌های محیط لاگون و بخش بالایی سازند جهرم مشاهده شد که به‌لحاظ مقدار ناچیز آن تأثیر چندانی بر کیفیت مخزنی نداشته است. به‌طور کلی سیمان‌های موجود در سنگ مخزن براساس کانی‌شناسی به دو

گروه اصلی کربناته و تبخیری تقسیم می‌شوند. در سازند جهرم، سیمان فیبری هم‌ضخامت در ریزرخساره‌های مرتبط با زیرمحیط شول‌کربناته یا حاشیه ریف با فراوانی کم مشاهده می‌شود. از نظر اهمیت، این سیمان موجب حفظ فابریک اولیه سنگ و مقاومت آن در برابر فشارهای تراکمی بعدی و جلوگیری از کاهش تخلخل شده است؛ به‌طوری که در رخساره‌های گرینستونی که با این سیمان سیمانی شده‌اند، کمترین کاهش تخلخل مشاهده می‌شود. سیمان‌های بلوکی و دروزی در توالی بررسی شده، تخلخل‌های قالبی، بین‌دانه‌ای، حفره‌ای و شکستگی‌های موجود در ریزرخساره‌های محیط لاگون و شول‌کربناته را به‌طور کامل و ناقص پر کرده و سبب کاهش کیفیت مخزنی این ریزرخساره‌ها شده‌اند (شکل ۱۲d). بررسی‌های پتروگرافی سازند جهرم نشان می‌دهد سیمان انیدریتی به‌صورت فراگیر، سیمان پوئیکیلوتوپیک و پرکننده تخلخل عمده تخلخل‌های موجود در سازند را مسدود کرده و بیشترین نقش را در کاهش کیفیت مخزنی داشته‌اند (شکل ۱۲d).

می‌یابد (Adam et al. 2018)؛ بنابراین دولومیتی‌شدن در بخش‌های پایینی توالی، نقشی مثبت در کیفیت مخزنی ایفا کرده است.

توزیع تخلخل و تراوایی در رخساره‌ها و تأثیر فرایندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی آنها

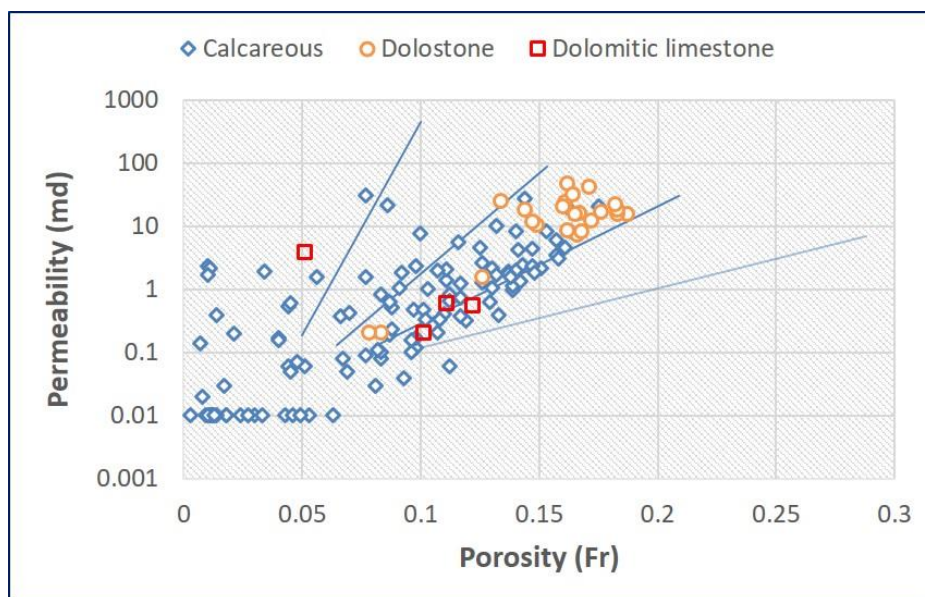
کراس پلات تخلخل و تراوایی برای بافت‌های سنگی مختلف شناسایی شده در کربنات‌های مخزن جهرم نشان می‌دهد بافت‌های سنگی مختلف مقادیر تخلخل و تراوایی متفاوتی دارند (شکل ۱۳). ناهمگنی این بافت‌ها با توجه به تغییر در شرایط محیطی و دیاژنزی در محیط‌های دریایی، متئوریک و تدفینی (مانند دولومیتی‌شدن، سیمانی‌شدن انیدریتی و کلسیتی و شکستگی) تغییر می‌کند (Tavakoli 2019). بافت دانه پشتیان، قسمت زیادی از توالی بررسی شده را تشکیل داده است (شکل ۱۳).

کراس پلات تخلخل و تراوایی برای رخساره‌های شناسایی شده در توالی بررسی شده از سازند جهرم نشان می‌دهد به لحاظ تفاوت در محیط رسوبی اولیه و تأثیر فرایندهای دیاژنزی بر این رخساره‌ها، هر ریزرخساره مشخصات پتروفیزیکی متفاوتی دارد و به همین علت در گروه‌های پتروفیزیکی مختلفی از نمودار لوسیا قرار می‌گیرد. به‌منظور درک ویژگی‌های مخزنی هر ریزرخساره، تخلخل به‌صورت تخلخل کل در نظر گرفته شده است.

فرایند انحلال به تشکیل انواع تخلخل‌های ثانویه قالبی به‌ویژه حاصل از انحلال نومولیتس‌ها (شکل ۵b)، حفره‌ای (شکل ۵c, e)، حفرات مرتبط به هم و استیلولیتی در ریزرخساره‌های مختلف از توالی مطالعه شده منجر شده است؛ بنابراین انحلال از فرایندهای افزاینده کیفیت مخزنی در سازند جهرم است (شکل ۵b, e, f).

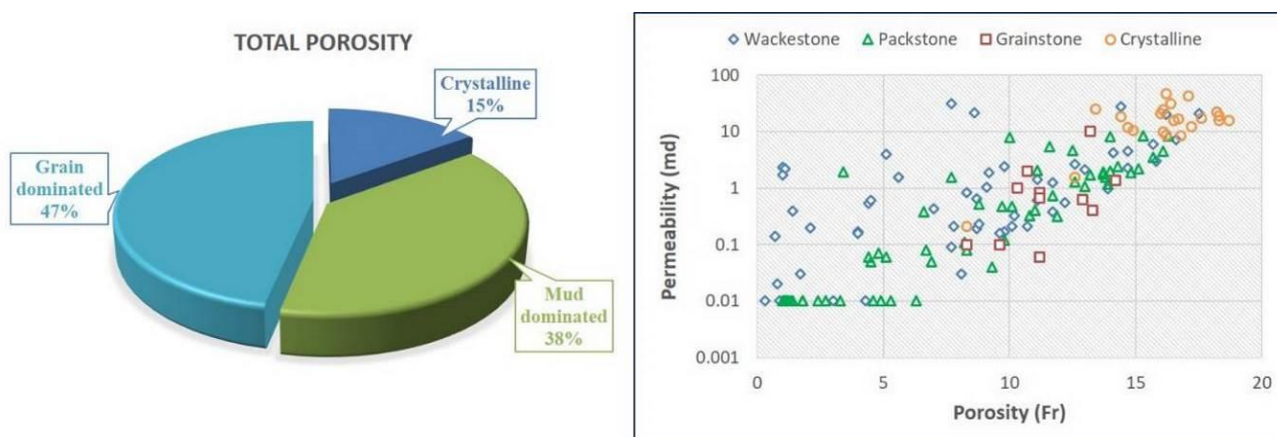
در سازند بررسی شده، تراکم فیزیکی سبب کاهش تخلخل و سخت‌شدن رسوبات اولیه شده است. از سوی شکستگی‌های ایجاد شده باعث ارتباط تخلخل‌های مختلف و افزایش تراوایی مخزن شده است (شکل ۵f, g). در مقایسه با دیگر فرایندهای دیاژنزی، تأثیر این فرایند بر تخلخل و تراوایی تا حد زیادی به محیط رسوب‌گذاری و فرایند دیاژنزی سطحی وابسته است (Machel 2005). تراکم شیمیایی با انحلال فشاری سبب تشکیل استیلولیت و رگچه‌های انحلالی در زمینه سنگ یا مرز بین دانه‌ها شده است. یکی از دلایل افزایش میزان تراوایی در بعضی رخساره‌های لاگونی، گسترش استیلولیت در آنهاست. آثار اکسیدهای آهن در لابه‌لای استیلولیت‌ها، شواهدی برای توجیه نقش آنها در عبور سیالات دیاژنزی و تدفینی است (شکل ۵m).

دولومیتی‌شدن فراگیر در بخش‌های پایینی توالی بررسی شده با فراوانی بیش از ۹۰٪ سبب تشکیل ریزرخساره دیاژنتیکی بایوکلاست دولوستون شده است. دولومیتی‌شدن فراگیر سبب ایجاد تخلخل‌های بین بلوری می‌شود که به هم مرتبط‌اند؛ در نتیجه ویژگی‌های مخزنی این نمونه‌ها افزایش



شکل ۱۲- رابطه بین لیتولوژی و تخلخل و تراوایی؛ نمونه‌های دولومیتی، تخلخل و تراوایی بیشتری نسبت به نمونه‌های آهکی دارند.

Fig 12- Bivariate plot showing the relationship between lithology, porosity and permeability. The dolostone samples have a higher porosity and permeability than limestone samples.



شکل ۱۳- توزیع تخلخل و تراوایی در بافت‌های مختلف شناسایی شده در سازند جهرم در چاه خشت-۲

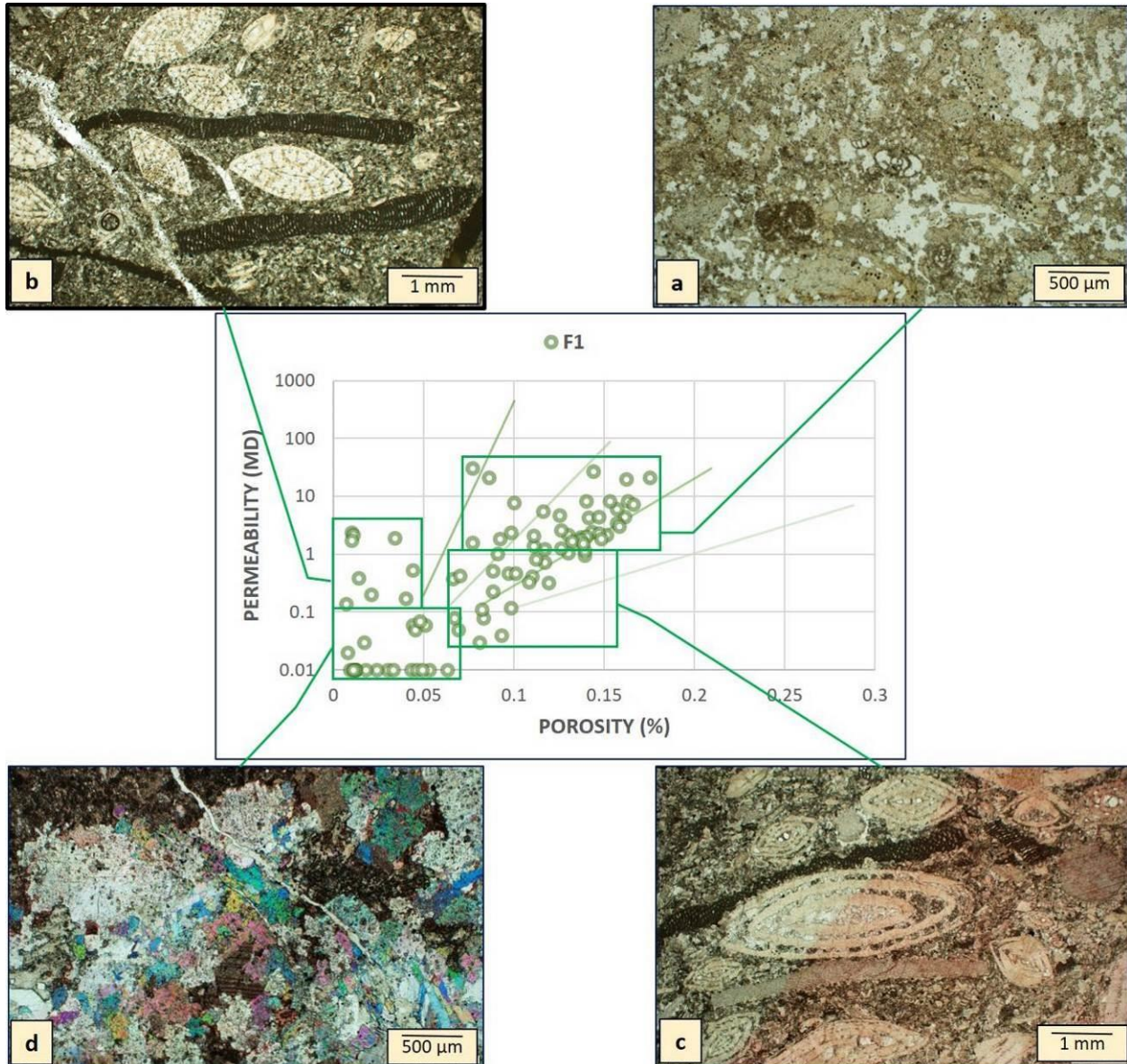
Fig 13- Plot of permeability versus porosity for different textures of the Jahrum Formation in the Khesht-02 well.

تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و حفره‌ای مرتبط به هم همراه با توسعه‌نیافتن سیمان‌های انیدریتی و کلسیتی، بیشترین میزان تخلخل و تراوایی را دارد که در این حالت در گروه‌های پتروفیزیکی رده ۲ لوسیا قرار می‌گیرد (شکل ۱۴a). در مواقعی شکستگی سبب افزایش مقادیر تراوایی در این ریزرخساره شده است (شکل ۱۴b). ریزرخساره FI با

ریزرخساره اکتینوئید اربیتولیتس نومولیتس و کستون/ پکستون (F1) مقادیر تخلخل و تراوایی پراکنده و متفاوتی را نشان می‌دهد (شکل ۱۴). گسترش سیمان انیدریتی، فرایند انحلال، گسترش تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و حفره‌ای مجزا، تخلخل‌های حفره‌ای مرتبط به هم و شکستگی کیفیت مخزنی این رخساره را کنترل کرده است. این ریزرخساره با گسترش

موجود شده و در نتیجه مقادیر تخلخل و تراوایی کاهش یافته است که این نمونه‌ها محدوده پایین نمودار لوسیا را به خود اختصاص داده‌اند (شکل ۱۴d).

تخلخل‌های مجزا عمدتاً در قسمت‌های پایینی رده ۳ لوسیا قرار می‌گیرد (شکل ۱۴c). در نهایت در نمونه‌هایی توسعه سیمان انیدریتی موجب بسته شدن حفرات و منافذ گلوگاهی

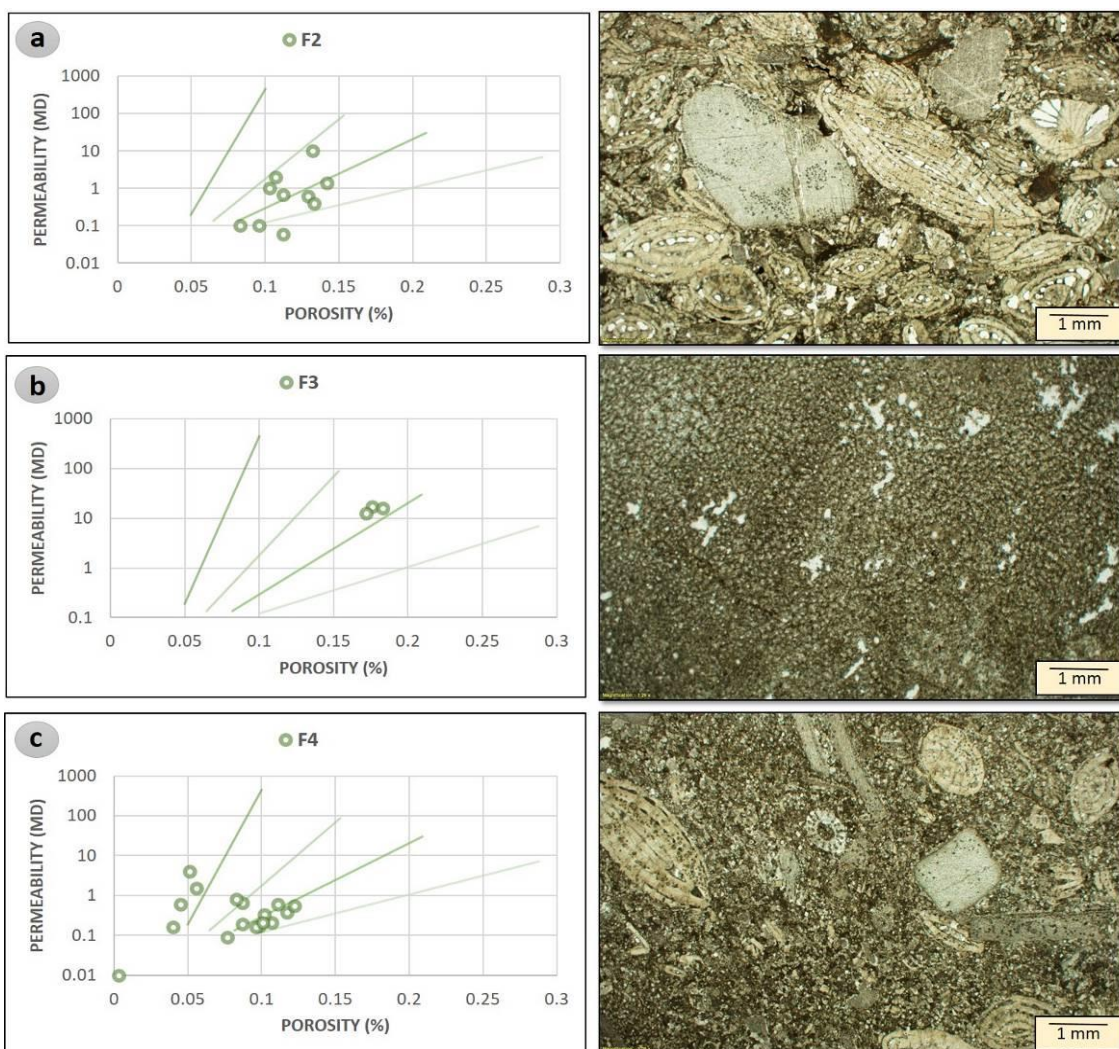


شکل ۱۴- کیفیت مخزنی ریزرخساره F1: (a) گسترش فرایند انحلال و ایجاد تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و حفره‌ای مرتبط به هم، نور معمولی؛ (b) تأثیر فرایند شکستگی بر کیفیت مخزنی، نور معمولی؛ (c) تأثیر کم فرایند انحلال و ایجاد تخلخل‌های درون‌دانه‌ای مجزا، نور معمولی؛ (d) گسترش سیمان انیدریتی فراگیر و مسدود کردن تخلخل‌ها و منافذ گلوگاهی به کاهش کیفیت مخزنی این رخساره منجر شده است، نور پلاریزه.

Fig 14- Reservoir quality of F1. (a) The dissolution process resulted in the creation of intergranular pores and interconnected cavities, PPL, (b) The effect of fracturing on reservoir quality, PPL, (c) partial effect of the dissolution process and the formation of isolated pores, PPL, (d) The spreading of pervasive anhydrite cement by occluding pores and pore throats has reduced the reservoir quality of this microfacies, XPL.

به هم متصل شده و تراوایی تا حدی افزایش یافته است؛ بنابراین این ریزرخساره در رده ۲ نمودار لوسیا با مقادیر تخلخل و تراوایی متوسط تا خوب قرار می‌گیرد (شکل ۱۵b). ریزرخساره اکیئوئید نومولیتس وکستون (F4) به دلیل داشتن زمینۀ گل آهکی، تخلخل و تراوایی کمی دارد. در مواقعی انحلال سبب ایجاد تخلخل‌های درون‌دانه‌ای در نومولیت‌ها و میکروشکستگی‌ها سبب افزایش مقادیر تخلخل و تراوایی به میزان جزئی شده‌اند (شکل ۱۵c).

ریزرخساره اکیئوئید نومولیتس پکستون / گریستون (F2) به دلیل داشتن تخلخل‌های درون‌دانه‌ای مجزا در نومولیتس‌ها، به مقدار جزئی تخلخل‌های حفره‌ای در زمینۀ میکربیتی و حضور سیمان‌های کلسیتی، در رده ۲ و ۳ نمودار پتروفیزیکی لوسیا واقع می‌شود؛ در واقع این ریزرخساره مقادیر تخلخل متوسط و تراوایی کم دارد (شکل ۱۵a). رخساره کورال باندستون (F3) در توالی بررسی‌شده، فراوانی کمی دارد. کیفیت مخزنی این رخساره در کنترل دولومیتی‌شدن بوده که در نتیجه دولومیتی‌شدن گسترده تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و بین حفره‌ای

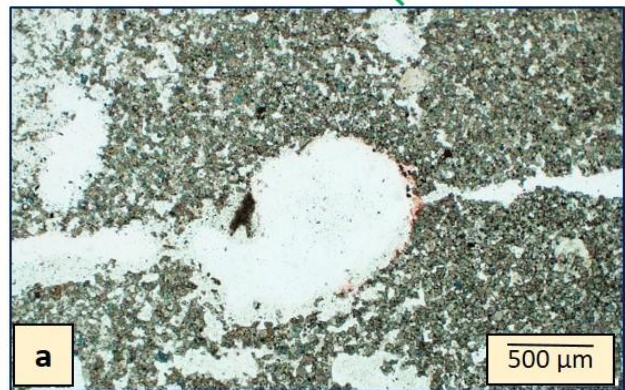
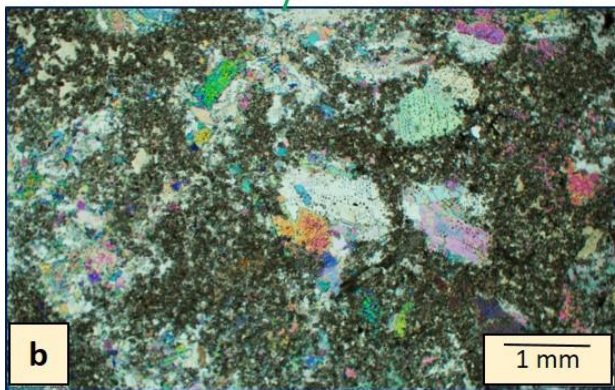
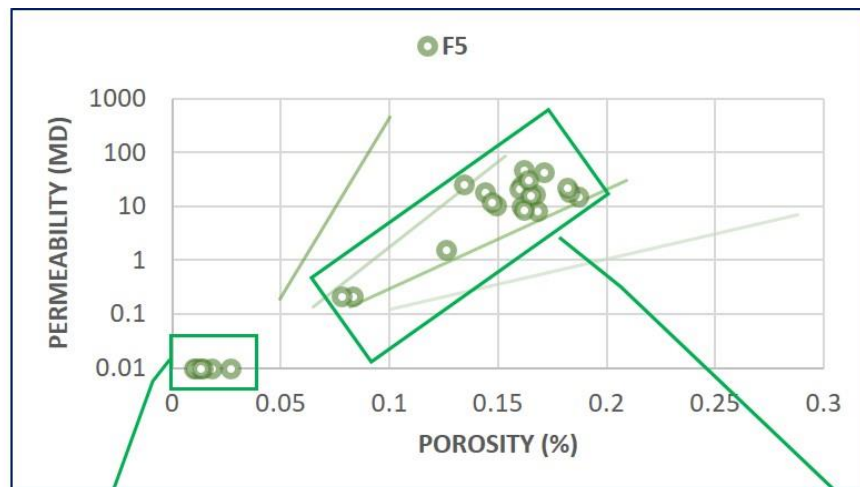


شکل ۱۵- (a) کیفیت مخزنی ریزرخساره F2، نور معمولی؛ (b) کیفیت مخزنی ریزرخساره F3، نور معمولی؛ (c) کیفیت مخزنی ریزرخساره F4، نور معمولی

Fig 15- (a) Reservoir quality of F2, PPL, (b) Reservoir quality of F3, PPL, (c) Reservoir quality of F4, PPL.

تخلخل‌های بین بلوری و قالبی شده و تراوایی این ریزرخساره را افزایش داده است (شکل ۱۶a). در مواقعی که سیمان انیدریتی فراگیر، تخلخل‌های بین بلوری، قالبی و زمینه را دربرگرفته، با مسدودکردن همه فضاهاى خالی و منافذ گلوگاهی سبب کاهش کیفیت مخزنی این ریزرخساره شده است (شکل ۱۶b).

ریزرخساره بایوکلاست دولوستون (F5)، به‌طور کلی کیفیت مخزنی زیادی دارد و عمدتاً در رده ۲ نمودار لوسیا قرار می‌گیرد (شکل ۱۶). دولومیتی‌شدن گسترده به‌صورت تخریب‌کننده فابریک سبب توسعه تخلخل‌های بین بلوری مرتبط به هم شده است. انحلال بایوکلاست‌ها که تنها قالب آنها در این ریزرخساره حفظ شده نیز، سبب افزایش تخلخل کل شده است. شکستگی نیز در مواقعی سبب ارتباط بیشتر



شکل ۱۶- کیفیت مخزنی ریزرخساره F5؛ (a) دولومیتی‌شدن گسترده و انحلال همراه با تأثیر شکستگی سبب توسعه تخلخل‌های بین بلوری و قالبی مرتبط به هم و در نتیجه بهبود کیفیت مخزنی شده است، نور معمولی؛ (b) تأثیر سیمانی‌شدن انیدریتی فراگیر و نبود شکستگی بر کاهش کیفیت مخزنی ریزرخساره بایوکلاست دولوستون.

Fig 16- Reservoir quality of F5. (a) Pervasive dolomitization and dissolution along with the fracturing have led to the development of intercrystalline and interconnected moldic pores and thus improved reservoir quality, PPL, (b) The effect of pervasive anhydrite cementation and the absence of fracture on the reduction of the reservoir quality of bioclastic Dolostone, XPL.

ارزیابی کیفیت مخزنی

تلفیقی از مطالعات پتروگرافی و داده‌های تخلخل و تراوایی برای بررسی تأثیر لیتولوژی، توزیع جانبی رخساره‌ها و تغییرات دیاژنتیکی بر کیفیت مخزنی توالی رسوبی سازند جهرم نشان می‌دهد لیتولوژی، دولومیتی‌شدن، انحلال و گسترش سیمان‌های انیدریتی و کلسیتی همراه با نوع رخساره‌ها، فاکتورهای اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی توالی کربناته جهرم در میدان نفتی خشت هستند. در ابتدا بافت رسوبی اولیه تعیین‌کننده بوده که تأثیر فرایندهای دیاژنتیکی مخرب یا سازنده سبب بهبود یا از بین بردن کیفیت مخزنی طی مراحل مختلف تدفین (کم‌عمق تا عمیق) شده است. کراس پلات داده‌های تخلخل و تراوایی همراه با بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک در بافت‌های مختلف شناسایی شده در توالی کربناته سازند جهرم بیان‌کننده این مطلب است که بافت‌های مختلف مقادیر تخلخل و تراوایی متفاوتی دارند؛ پس عامل بافت رسوبی (رخساره) به‌تنهایی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی نبوده و تأثیر فرایندهای دیاژنتیکی همراه با نوع بافت رسوبی کنترل‌کننده اصلی ویژگی‌های مخزنی در توالی رسوبی بررسی شده بوده است. فرایندهای دولومیتی‌شدن، انحلال و شکستگی، بیشترین نقش را در بهبود کیفیت مخزنی بافت‌های مختلف در سازند مطالعه‌شده ایفا کرده‌اند، ولی سیمانی‌شدن کلسیتی و انیدریتی به‌ویژه از نوع فراگیر و تراکم سبب کاهش کیفیت مخزنی توالی مدنظر شده است. ریزرخساره دیاژنتیکی بایوکلاست دولوستون متأثر از فرایند دیاژنتیکی دولومیتی‌شدن، بهترین کیفیت مخزنی را در بخش پایینی توالی رسوبی سازند جهرم دارد.

ممتد) باید از خطوط زمانی پیروی کنند (Borgomano et al. 2004; Fournier et al. 2005; Pranter and Hurley 2008). مخزن جهرم در میدان نفتی خشت براساس مطالعات زمین‌شناسی مخزنی و برپایه ویژگی‌های پتروفیزیکی با توجه به در دسترس بودن نمودارهای چاه‌پیمایی مختلف و تغییر در ترکیب کانی‌شناسی به ۶ زون مخزنی تقسیم شده است (شکل ۱۷). با انطباق زون‌های مخزنی در چاه خشت-۲ و خشت-۳ با خطوط زمانی به‌دست‌آمده براساس منحنی تغییر طیفی، وضعیت قرارگیری خطوط زمانی نسبت به زون‌های مخزنی بررسی شد. اطلاعات رقومی خطوط زمانی شناسایی شده در سازند جهرم در چاه خشت-۲ در جدول ۲ ارائه شده است. زون‌های مخزنی سازند جهرم در هر دو چاه بررسی شده ضخامت یکسانی دارند. براساس منحنی تغییر طیفی، مرز زمانی pb 1000 به‌طور دقیق منطبق بر مرز جدایش سازند آسماری و جهرم (رأس زون مخزنی ۱) است. مرز زمانی nb 1000 در زون مخزنی ۳ و مرز زمانی pb 2000 در زون مخزنی ۴ قرار گرفته است (شکل ۱۸). تطابق بین زون‌های مخزنی سازند جهرم در میدان نفتی خشت با سطوح مرزی شناسایی شده حاکی است بعضی از زون‌های مخزنی تطابق خوبی را نشان می‌دهند؛ اما بعضی دیگر از این زون‌ها با سطوح مرزی انطباق خوبی ندارند (شکل ۱۸). به نظر می‌رسد با در نظر گرفتن سایر عوامل چینه‌نگاری چرخه‌ای و تطابق مخزنی رسوبات نظیر سنگ‌شناسی، تخلخل و تراوایی، بازنگری جزئی در زون‌بندی مخزنی سازند جهرم در میدان خشت لازم باشد.

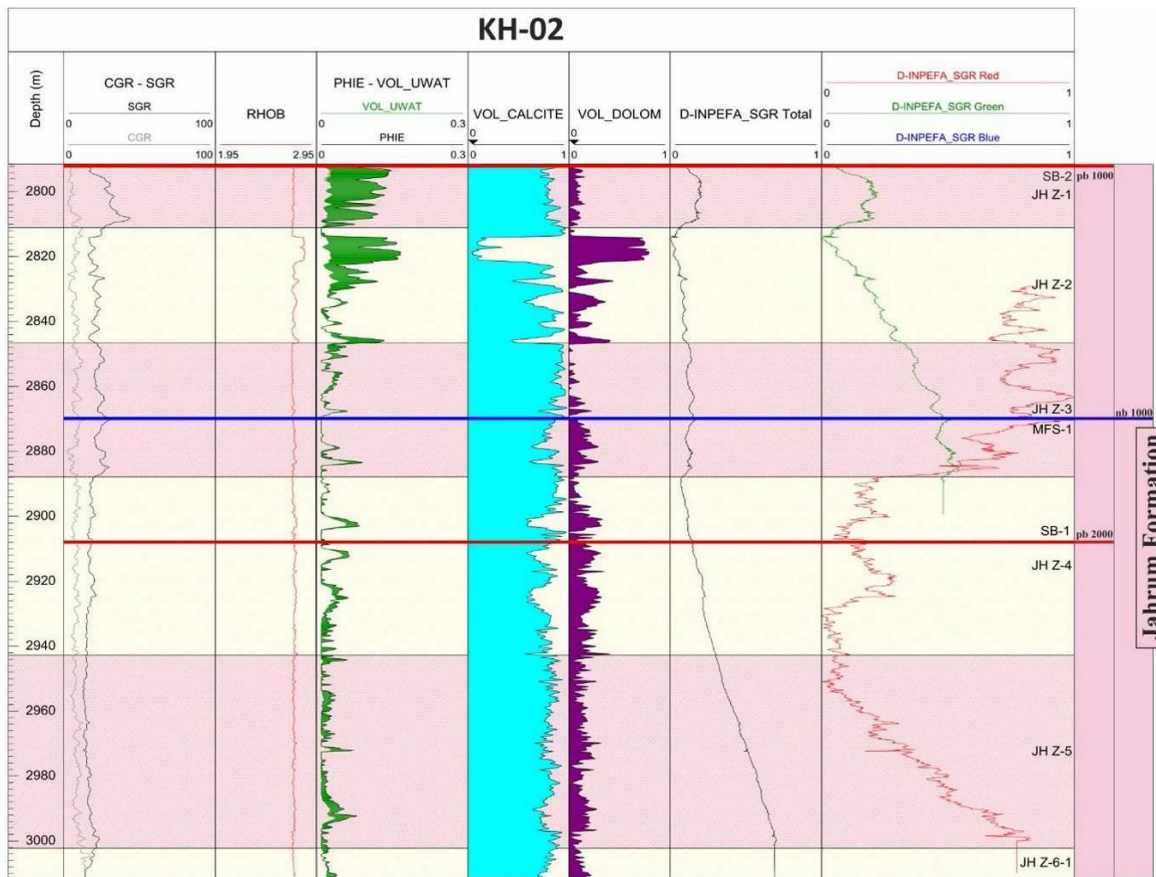
جدول ۲- مشخصات pb و nb سازند جهرم در چاه خشت-۲

Table 2- The attributes of pb and nb of the Jahrum Formation in Khesht-02 and Khesht-03 wells.

Name	pb 1000	nb 1000	pb 2000
KH-02	2790	2870	2908
KH-03	2906	2980	3022

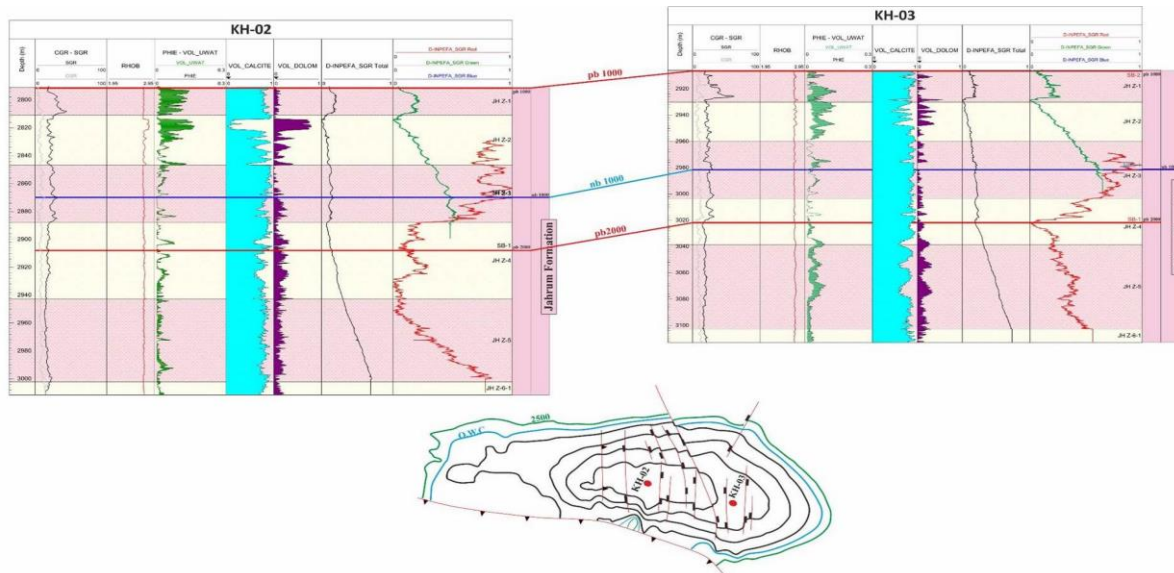
انطباق با استفاده از سطوح کلیدی nb و pb

تطابق مخزنی براساس خطوط زمانی به این معناست که زون‌های مخزنی، خطوط زمانی را قطع نمی‌کنند؛ زیرا در یک مخزن واحدهای تراوا و غیرتراوا (به‌ویژه میان‌لایه‌های شیلی



شکل ۱۷- تعیین پیکاهای مثبت و منفی سازندهای آسماری و جهرم در چاه خشت-۲ با استفاده از منحنی تغییر طیفی و نمایش زونهای مخزنی

Fig 17- Determination of positive and negative peaks of the Jahrum Formation in the Khasht-02 well using INPEFA curve and display of reservoir zones.



شکل ۱۸- نمودار تطابقی تحت الارضی سطوح nb و pb قابل انطباق سازندهای آسماری و جهرم در میدان نفتی خشت و نمایش زونهای مخزنی

Fig 18- Underground correlation chart of nb and pb surfaces of the Jahrum Formation in the Khasht Oil Field and display of reservoir zones.

نتیجه

با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ، دو چرخه رسوبی برای توالی رسوبی سازند جهرم در چاه‌های خشت-۲ و خشت-۳ شناسایی شد. کیفیت مخزنی در حین پایین آمدن سطح آب دریا به مراتب بهتر از زمان بالآمدن سطح آب دریا در هر دو چرخه رسوبی است. به‌طور کلی سازند جهرم در یک سیکل پس‌رونده نهشته شده که با رسوب‌گذاری ریزرخساره‌های عمیق دریای باز روی سازند پابده شروع شده و با رسوب‌گذاری ریزرخساره نومولیتس اریبتولیتس (F1) در انتهای توالی در محیط لاگونی در مرز سازند آسماری خاتمه یافته است.

انطباق بین زون‌های مخزنی و خطوط زمانی شناسایی شده سازند جهرم در میدان نفتی خشت با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ نشان می‌دهد بعضی زون‌های مخزنی انطباق خوبی با خطوط زمانی دارند، ولی بعضی دیگر انطباق خوبی را نشان نمی‌دهند؛ در نتیجه با در نظر گرفتن سایر فاکتورهای چینه‌ای همراه با اطلاعات لیتولوژی، داده‌های تخلخل و تراوایی، زون‌بندی مخزنی جهرم در میدان نفتی خشت نیاز به بازنگری دارد.

References

- Abedini M. Ziaii M. Negahdarzadeh Y. and Ghiasi-Freze J. 2018. Porosity classification from thin sections using image analysis and neural networks including shallow and deep learning in Jahrum Formation. *Journal of Mining and Environment*, 9(2): 513-525.
- Adabi M.H. 2009. Multistage dolomitization of Upper Jurassic Mozduran Formation, Kopet-Dagh Basin, ne Iran. *Carbonates and Evaporites* 24(1): 16-32.
- Adam A. Swennen R. Abdulghani W. Abdlmutalib A. Hariri M. and Abdulraheem A. 2018. Reservoir heterogeneity and quality of Khuff carbonates in outcrops of central Saudi Arabia. *Marine and Petroleum Geology* 89: 721-751.
- Ahr W.M. 2008. *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons 296 p.
- Alsharhan A.S. 2006. Sedimentological character and hydrocarbon parameters of the Middle Permian to Early Triassic Khuff Formation, United Arab Emirates. *GeoArabia* 11: 121-158.
- Azomani E. Azmy K. Blamey N. Brand U. and Al-Aasm I. 2013. Origin of Lower Ordovician

سازند جهرم به سن ائوسن پسین در میدان نفتی خشت در جنوب غرب ایران عمدتاً از لیتولوژی آهکی تشکیل شده است. از تلفیق مطالعات پتروگرافی و پتروفیزیکی (داده‌های تخلخل و تراوایی و لاگ‌های پتروفیزیکی) برای بررسی و تعیین گونه‌های سنگی توالی رسوبی سازند جهرم استفاده شد. مطالعات پتروگرافی به شناسایی ۵ ریزرخساره کربناته در توالی رسوبی سازند جهرم منجر شد که روی یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ هم‌شیب نهشته شده‌اند. ریزرخساره‌های شناسایی شده عبارت‌اند از: (F1) اکیئوئید اریبتولیتس نومولیتس و کستون/ پکستون، رمپ داخلی (لاگون نیمه‌محصور)؛ (F2) اکیئوئید نومولیتس پکستون/ گرینستون، رمپ داخلی (شول کربناته یا حاشیه ریف)؛ (F3) کورال باندستون، رمپ داخلی تا میانی؛ (F4) ریزرخساره اکیئوئید نومولیتس و کستون، رمپ میانی (دریای باز)؛ (F5) بایوکلاست دولوستون (محیط تدفین کم‌عمق).

فرایندهای دیاژنزی مختلف شامل میکریتی‌شدن، دولومیتی‌شدن، سیمانی‌شدن، انحلال، شکستگی و استیلولیتی‌شدن بر توالی رسوبی سازند جهرم در سه محیط دیاژنزی دریایی، متئوریک و تدفین کم‌عمق تا عمیق تأثیر گذاشته‌اند.

محدوده وسیع تغییرات تخلخل و تراوایی در بیشتر رخساره‌های سازند جهرم نشان می‌دهد بافت رسوبی نمونه‌های بررسی شده به‌تنهایی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی نیست و کیفیت مخزنی توالی بررسی شده عمدتاً با فرایندهای دیاژنزی مختلف کنترل می‌شود.

مطالعات پتروگرافی همراه با کراس پلات داده‌های تخلخل و تراوایی برای نمونه‌های بررسی شده نشان می‌دهد تلفیقی از تأثیر فرایندهای دولومیتی‌شدن، انحلال و شکستگی، بیشترین نقش را در بهبود کیفیت مخزنی سازند بررسی شده ایفا کرده است، ولی سیمانی‌شدن کلسیتی و انیدریتی به‌ویژه از نوع فراگیر و تراکم سبب کاهش کیفیت مخزنی توالی مدنظر شده است.

- Flügel E. 2010. *Microfacies analysis of Limestones, Analysis Interpretation and Application*. Springer Berlin 976 p.
- Fournier F. Borgomano J. and Montaggioni L.F. 2005. Development patterns and controlling factors of Tertiary carbonate buildups: Insights from high-resolution 3D seismic and well data in the Malampaya gas field (Offshore Palawan, Philippines). *Sedimentary Geology* 175: 189-215.
- Geel T. 2000. Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Paleogene deposits in southeastern Spain. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 155: 211-238.
- Haq B.U. Hardenbol J.A.N. and Vail P.R. 1987. Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. *Science* 235: 1156-1167.
- Hassanvand V. Mohsen H. and Homaie M. 2016. Diagenesis and evaluation of the role of porosity changes on Asmari-Jahrum reservoir capacity in 11, 10, 2 wells of the Golkhari Oil Field. *Journal of Earth Science Researches*, 27: 83-107.
- Hertig S.P. Hooks J.D. Christopher R.A. Clowser D.R. and Marshall P.R. 1995. Depositional and biostratigraphic framework of potential calciturbidite reservoirs in the Dubai (United Arab Emirates) part of the Oman Mountain Cenozoic foreland basin. In: Al-Husseini M.I. (Eds.) *Middle East Petroleum Geology*, Gulf Petro Link, Bahrain, 2: 497-504.
- Heydari E. 2008. Tectonics versus eustatic control on super sequences of the Zagros Mountains of Iran. *Tectonophysics*, 451: 56-70.
- Jafarian A. Fallah-Baghtash R. Mtttern F. and Heubeck Ch. 2017. Reservoir quality along a homoclinal carbonate ramp deposit: the Permian upper Dalan Formation, South Pars Field, Persian Gulf basin. *Marine and Petroleum Geology*, 88: 587-604.
- James, G.A. and Wynd J.G. 1965. Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, *Journal of AAPG Bulletin*, 49(12): 55- 56.
- Kalantari A. 1992. *Lithostratigraphy and microfacies of Zagros*, Publication of National Iranian Oil Company, 421 p.
- Kamran M. Frontalini F. Xi D.P. Mirza K. Jafarian A. Latif K. Ali F. Kashif M. Fawad N. Shafi M. and Wan X.Q. 2020. Larger benthic foraminiferal assemblages and their response to Middle Eocene Climate Optimum in the Kohat Basin (Pakistan, eastern Tethys). *Palaeoworld* (inpress).
- Khatibi M.M. and Adabi M.H. 2014. Microfacies and geochemical evidence for original aragonite mineralogy of a foraminifera-dominated dolomites in eastern Laurentia: controls on porosity and implications from geochemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 40: 99-114.
- Barattolo F. Bassi D. and Romero R. 2007. Upper Eocene larger foraminiferal-coralline algal facies from the Klokova Mountain (south continental Greece). *Facies* 53: 361-375.
- Beavington-Penney S.J. and Racey A. 2004. Ecology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in palaeoenvironmental analysis. *Earth-Science Reviews* 67: 219-265.
- Borgomano J.R.F. Fournier F. Viseur S. and Rijkels L. 2008. Stratigraphic well correlations for 3-D static modeling of carbonate reservoirs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 92: 789-824.
- Boukhary M. Abdelghany O. Bahr S. and Hussein-Kamel Y. 2006. Upper Eocene larger foraminifera from the Dammam Formation in the border region of United Arab Emirates and Oman. *Micropaleontology*, 51: 487-504.
- Catuneanu O. 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Elsevier, New York.
- Catuneanu O. Abreu V. Bhattacharya J.P. Blum M.D. Dalrymple R.W. Eriksson P.G. Fielding C.R. Fisher W.L. Galloway W.E. Gibling M.R. and Giles K.A. 2009. Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews* 92(1-2): 1-33.
- De Jong M.G.G. Smith D.G. Nio S.D. and Hardy N. 2006. Subsurface correlation of the Triassic of the UK southern Central Graben: new look at an old problem. *ENRES Technical Paper Series, First Break* 24: 104-109.
- Dickson J. 1965. Carbonate identification and genesis as revealed by staining. *Sedimentary Geology*, 205: 491-505.
- Dou Q. Sun Y. and Sullivan C. 2011. Rock-physics-based carbonate pore type characterization and reservoir permeability heterogeneity evaluation, Upper San Andres reservoir, Permian Basin, west Texas. *Journal of Applied Geophysics*, 74(1): 8-18.
- Dunham R. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: *Classification of Carbonate Rocks*. American Association Petroleum Geology, 121 p.
- Embry III A.F. and Klovan J.E. 1971. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 19(4): 730-781.
- Fallah-Baghtash R. and Adabi M.H. 2016. Microfacies analysis, geochemical and petrographic evidences for the recognition of original carbonate mineralogy of the Dalan Formation in the South Pars gas field. *Kharazmi Journal of Earth Sciences* 2 (1): 103-130.

- Racey, A., 1994. Biostratigraphy and palaeobiogeographic significance of Tertiary nummulitids (foraminifera) from northern Oman. *Micropalaeontology and hydrocarbon exploration in the Middle East*, 343, p.370.
- Sadeghi R. Khajoie M.H. and Jokar M. and 2015. Lithostratigraphy and sedimentary environment of the Jahrum Formation in oth Jahrum and Tudej Anticline. *Journal of Petroleum Geology*, 4 (8): 78-103.
- Sahraeyan M. Bahrami M. and Arzaghi S. 2014. Facies analysis and depositional environments Oligocene-Miocene Asmari Formation, Zagros Basin, Iran. *Geoscience Frontiers*, 5: 103-112.
- Sharland P.R. Archer R. Casey D.M. Davies R.B. Hall S.H. Heward A.P. Horbury A.D. and Simmon M.D. 2001. Arabian Plate sequence stratigraphy. *GeoArabia* 2: 371.
- Sinapour M. Arzani N. Seyrafian A. and 2016. Relation between Microfacies, depositional environment and diagenesis with reservoir quality of the Jahrum Formation in well No. 11, Golkhary oil field, Zagros Basin. *Iranian Journal of Petroleum Geology*, 6(11): 43-74
- Stocklin J. 1968. Structural history and tectonics of Iran: a review. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 52: 1229-1285.
- Taheri A. Vaziri-Moghaddam H. and Seyrafian A. 2008. Relationships between foraminiferal assemblages and depositional sequences in Jahrum Formation, Ardal area (Zagros Basin, SW Iran). *Historical Biology*, 20: 191-201.
- Tavakoli V. 2019. Carbonate Reservoir Heterogeneity: Overcoming the Challenges. *Springer Nature*, 108 p.
- Wilson J. 1975. Carbonate Facies in Geological History. *Springer, Berlin*, 471 p.
- Zamagni J. Mutti M. and Konir A. 2008. Evolution of shallow benthic communities during the Late Paleocene-Earliest Eocene transition in the Northern Tethys (SW Slovenia). *Facies*, 54: 25-43.
- Ziegler M.A. 2001. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, 6: 445-504.
- Zohdi A. Moussavi Harami S.R. Hendry J. Beavington-Penney S.J. Moallemi A. and Mahboubi A. 2011, July. The Lower to Middle Eocene Jahrum Formation of SE Zagros Basin: Depositional and diagenetic history. In 14th Bathurst Meeting of Carbonate Sedimentologists.
- carbonate ramp system in the late Paleocene to Middle Eocene, Alborz basin, Iran. *Carbonates and Evaporites*, 29: 155-175.
- Konert G. Afifi M. Al-Hajri S.A. and Droste H.J. 2001. Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian plate. *GeoArabia* 6: 407-440.
- Laurin J. Čech S. Uličný D. Štaffen Z. and Svobodová M. 2014. Astrochronology of the Late Turonian: implications for the behavior of the carbon cycle at the demise of peak greenhouse. *Earth and Planetary Science Letters* 394: 254-269.
- Lucia F.J. 2007. Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. *Springer Berlin*, 366 p.
- Machel, H.G., 2005. Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks. *Geoscience Canada*, 32(3): 103-128..
- Moallemi S.A. Adabi M.H. and Sadeghi A. 2008. Depositional history of the Jahrum Formation based on Distribution of benthic foraminifera and strontium isotope stratigraphy on the Bushehr area. *Researches in Earth Sciences*, 19 (74): 169-176.
- Moore C.H. 2013. Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. *Elsevier, Amsterdam*, 370 p.
- Moore C.H. and Wade W.J. 2013. Carbonate reservoirs: Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. *Newnes*, 67:373p.
- Mossadegh Z.K. Haig D.W. Allan T. Adabi M.H. and Sadeghi A. 2009. Salinity changes during Late Oligocene to Early Miocene Asmari Formation deposition, Zagros Mountains, Iran. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 272: 17-36.
- Motiei H. 1994. Iran Geology- Zagros Stratigraphy. *Geological Survey of Iran*, 536 p.
- Nio S. Djin Brouwer J. Smith D.G. De Jong M. and Böhm A. 2005. Spectral trend attribute analysis: applications in the stratigraphic analysis of wireline logs. *First Break*, 23: 71-75.
- Nio S.D. Böhm A.R. Brouwer J.H. De Jong M.G.G. and Smith D.G. 2006. Climate stratigraphy, principles and applications in subsurface correlation. *EAGE Short Course Series* 1: 130.
- Pranter M. and Hurley N. 2004. Sequence-stratigraphic, petrophysical, and multicomponent seismic analysis of a shelf-margin reservoir: San Andres Formation, Permian, Vacuum field, New Mexico, United States, *Seismic Imaging of Carbonate Reservoirs and Systems*, 81: 59-89.

