



Correlation between Sedimentological and Petrophysical Facies in the Upper Sarvak Formation at an Oilfield in the Abadan Plain, Southwestern Iran

Amir Abbas Jahangard¹, Mohammad Ali Salehi^{1*}, Arash Zamanpour¹, Navab Khodaei² and Hossein Vaziri-Moghaddam¹

1. Department of Geology, Faculty of Science, University of Isfahan, Isfahan, Iran

2. Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

ma.salehi@sci.ui.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5706.3532

Received: June 07, 2025

Accepted: August 03, 2025

Introduction

The Sarvak Formation (Middle Cretaceous) is a key hydrocarbon reservoir within the Zagros folded belt, particularly in the Abadan Plain [1]. Furthermore, its depositional setting on a carbonate ramp platform, coupled with complex diagenetic histories, has resulted in significant lateral and vertical heterogeneity in reservoir quality. Moreover, numerous studies have addressed the sedimentology and diagenesis of the Sarvak Formation; however, few have integrated high-resolution core data, SEM imagery, and advanced petrophysical rock typing to systematically link microfacies, diagenesis, and flow-unit architecture. In addition, this study aims to fill this gap by providing a comprehensive characterization of the upper Sarvak interval in a representative oilfield of the Abadan Plain, with emphasis on identifying depositional environments, quantifying diagenetic impacts, and establishing a robust reservoir zonation scheme for improved field development.

Geological Setting

The Abadan Plain lies in the northeastern termination of the Arabian Platform, separated from the Zagros Fold-Thrust Belt by the Zagros Front Fault (ZFF) [2]. It evolved as a foreland basin during the Late Permian to Recent due to the Arabia-Eurasia collision. Structural trends in the area are dominantly N-S, reflecting

reactivation of pre-existing basement faults [3].

The studied field shares a common reservoir with a neighboring Iraqi field and hosts two main oil-bearing intervals: heavy oil in the Sarvak Formation and light oil in the Fahliyan Formation. The Upper Sarvak Formation in the studied well is approximately 670 m thick and consists mainly of bioclastic limestones, peloidal packstones, and interbedded marls, deposited during the AP-8 megasequence of the Arabian Plate. Four maximum flooding surfaces (K110–K140) indicate repeated sea-level fluctuations during Upper Cretaceous deposition [4].

Materials and Methods

This study integrates core description, petrography, SEM imaging, laboratory petrophysics, and well-log analysis. A total of 170 m of core was examined, and 560 thin sections were prepared for microfacies identification using Dunham's (1962) and Embry & Klovan's (1971) classifications [5,6]. Furthermore, ten thin sections were impregnated with blue epoxy to visualize effective porosity under the microscope. Also, over 40 samples were imaged via SEM (magnifications of 400× and 1000×) to assess pore types and diagenetic features. In addition, core plug analyses provided 554 measurements of porosity and permeability. Furthermore, well logs (gamma ray, density, neutron, resistivity, and sonic) were processed using the

Multimin method to derive petrophysical parameters (lithology, shale volume, porosity, permeability, and fluid saturation). In addition, permeability was also estimated using the Coates-Dumanoir equation [7] and fuzzy logic [8,9]. Electrofacies were identified using Multi-Resolution Graph-based Clustering (MRGC) and K-Nearest Neighbors (KNN). Flow units were classified using Winland R35, Pittman, Lucia rock-fabric classes, and the Stratigraphic Modified Lorenz Plot (SMLP) [10].

Results and Discussion

The upper Sarvak Formation is vertically divided into two distinct reservoir domains: a lower, hydrocarbon-bearing interval with high-quality grain-dominated facies (MF1–MF2), and an upper, water-saturated interval dominated by mud-rich facies (MF7–MF8) (Table 1). This dichotomy reflects a regressive depositional trend, where high-energy shoal and inner ramp deposits (grainstones/packstones) provide optimal primary porosity (Figure 1), later enhanced by meteoric dissolution and microfracturing.

Conclusions

This integrated study demonstrates that reservoir

quality in the upper Sarvak Formation is fundamentally controlled by depositional environment and subsequently modified by diagenetic processes. Moreover, high-energy shoal and inner ramp facies (MF1–MF2) constitute the primary reservoir intervals, with porosity and permeability enhanced by dissolution and fracturing. In contrast, low-energy tidal flat and restricted lagoon facies (MF7–MF8) act as vertical flow barriers. Moreover, the combined use of microfacies analysis, SEM, core petrophysics, and multi-method rock typing (Winland, Pittman, Lucia, SMLP) provides a robust workflow for characterizing heterogeneous carbonate reservoirs. In addition, the strong correlation between electrofacies and core-derived rock types enables reliable reservoir zonation even in uncored wells. Ultimately, these findings offer valuable insights for optimizing well placement, completion strategies, and enhanced recovery in the Sarvak Formation and analogous carbonate systems across the Zagros Basin.

Nomenclatures

KNN: K-Nearest Neighbors

MRGC: Multi-Resolution Graph-based Clustering

ZFF: Zagros Front Fault

Table 1 Identified microfacies of the upper part of the Sarvak Formation in the studied field.

Facies Code	Microfacies Name	Component Skeletal/Non-Skeletal	Water Energy Level	Depositional Environment
MF1	bioclast rudist rudstone-floatstone	rudist, echinoids, bivalves/peloids	Medium	Open marine (Proximal middle ramp)
MF2	bioclast rudist packstone-grainstone	rudist, echinoids, bivalves	High	Shoal
MF3	benthic foraminifera bioclast wackestone-packstone-floatstone	benthic foraminifera, rudist, gastropods, bivalves, echinoid debris, corals	Medium to high	Open lagoon
MF4	benthic foraminifera bioclast wackestone-packstone	benthic foraminifera, rudist, bivalves, echinoid debris, gastropods, dasycladaceae	Medium to high	Open lagoon
MF5	high diversity benthic foraminifera wackestone-packstone	benthic foraminifera, rudist, bivalves, echinoid debris, gastropods/peloids	Medium	Open lagoon
MF6	benthic foraminifera, dasycladaceae wackestone-packstone	green algae (dasycladaceae), benthic foraminifera, rudist, bivalves, echinoid debris	Medium	Open lagoon
MF7	low diversity benthic foraminifera wackestone-packstone	benthic foraminifera, sponge spicule, bivalve debris	Low	Restricted lagoon
MF8	mudstone with fenestral fabric	mud	Low	Tidal flat

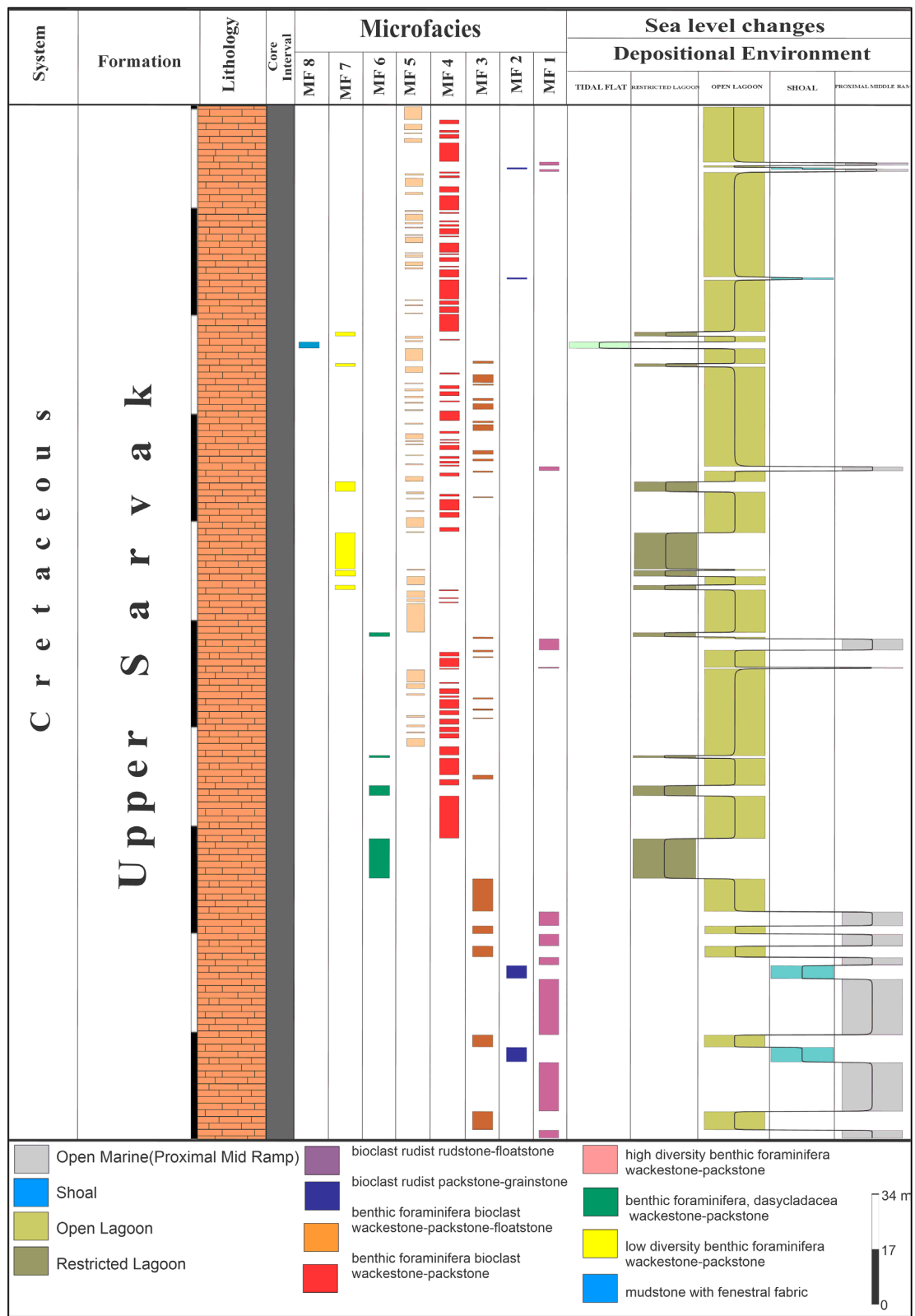


Fig. 1 Lithological column, microfacies, and sedimentary environment variations of the upper part of the Sarvak Formation in the cored interval of the studied well.

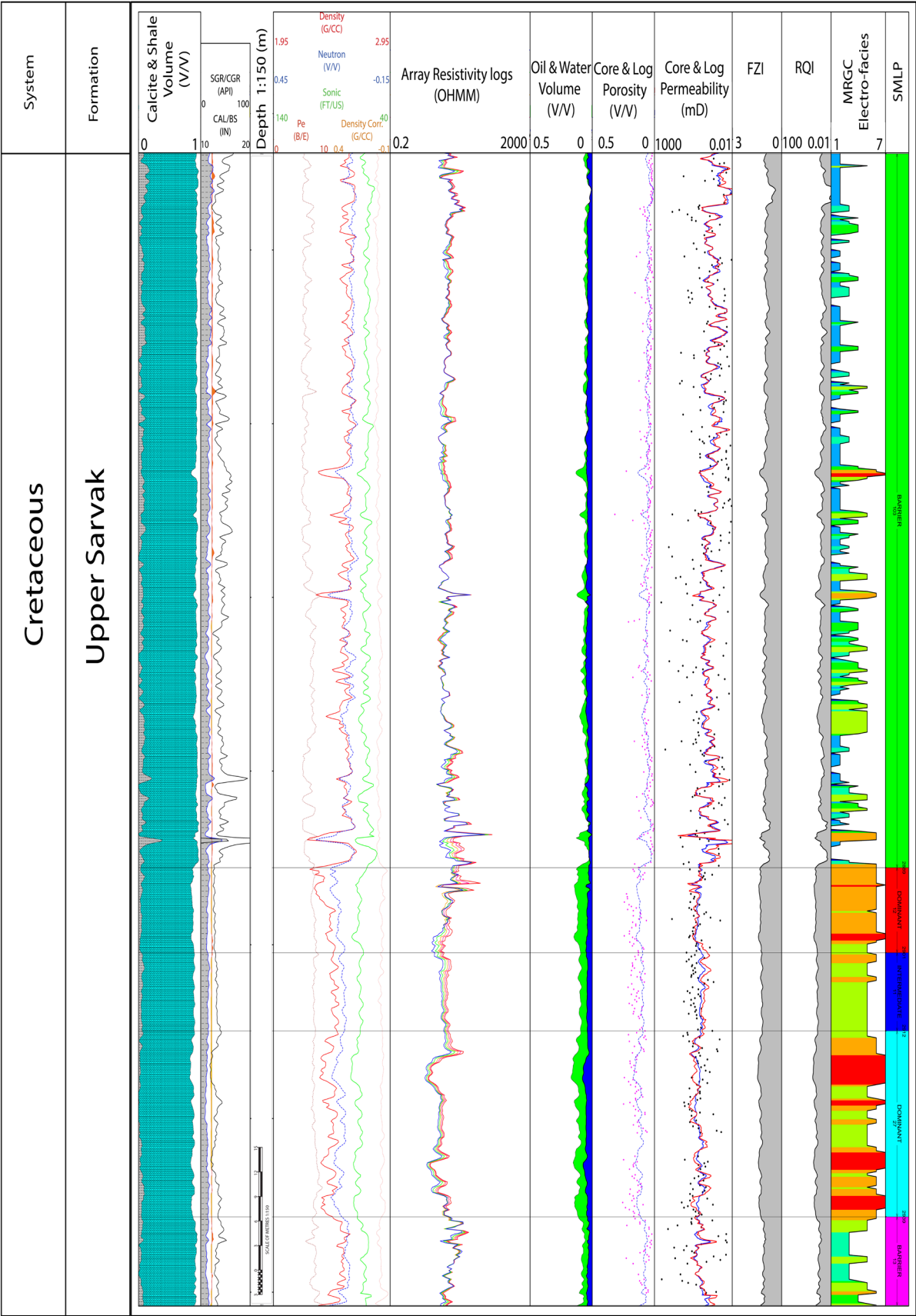


Fig. 2 Petrophysical characteristics, core porosity and permeability, electrofacies, and reservoir zonation using the stratigraphically modified Lorenz method in the upper part of the Sarvak Formation in one of the fields of the Abadan Plain.

References

1. James, G. and J. Wynd (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bulletin, 1965. 49(12): p. 2182-2245. doi:org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D.
2. Atashbahi, V., M. Tingay, and K. Amrouch (2018) Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon habitat of the Abadan plain basin: a geological review of a prolific middle Eastern Hydrocarbon Province. Geosciences, 2018. 8(12): p. 496. doi:org/10.3390/geosciences8120496.
3. Abdollahi Fard, I. (2006) Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. Petroleum Geoscience, 2006. 12(4): p. 347-362. doi:org/10.1144/1354-079305-706.
4. Sharland, P.R., et al., Arabian plate sequence stratigraphy—revisions to SP2. GeoArabia, 2004. 9(1): p. 199-214. doi: org/10.2113/geoarabia0901199.
5. Dunham, R.J., Classification of carbonate rocks according to depositional texture. 1962.
6. Embry, A.F. and J.E. Klovan, A late devonian reef tract on northeastern banks island, N.W.T.1. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 1971. 19(4): p. 730-781. doi:org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
7. Coates, G.R. and J.L. Dumanoir. A New Approach To Improved Log-Derived Permeability. in SPWLA 14th Annual Logging Symposium. 1973.
8. Cuddy, S. The application of the mathematics of fuzzy logic to petrophysics. in SPWLA annual logging symposium. 1997. SPWLA.
9. Cuddy, S., Litho-facies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2000. 3(04): p. 319-324.
10. Jennings, J.W. and F.J. Lucia, Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2003. 6(04): p. 215-225. doi:org/10.2118/84942-PA.

انطباق رخساره‌های رسوبی و پتروفیزیکی بخشی بالایی سازند سروک در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران

امیرعباس جهانگرد^۱، محمدعلی صالحی^{۱*}، آرش زمان‌پور^۱، نواب خدایی^۲ و حسین وزیری‌مقدم^۱

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، ایران

۲- پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۳/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۵/۱۲

چکیده

هدف از این پژوهش، شناسایی ریزرخساره‌ها، تعیین محیط رسوبی، بررسی فرآیندهای دیاژنتیکی و ارزیابی کیفیت مخزنی در بخش بالایی سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان است. به این منظور، داده‌های متنوعی شامل مغزه حفاری به طول ۱۷۰ m، ۵۶۰ مقطع نازک، تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی (SEM) و نمودارهای پتروفیزیکی چاه‌پیمایی مورد استفاده قرار گرفت. براساس مطالعات پتروگرافی، هشت ریزرخساره شناسایی شد که نشان‌دهنده رسوب‌گذاری در یک رمپ کربناته هموکلینال با چهار زیرمحیط جزرومدی، لاگون، شول و دریای باز است. رخدادهای دیاژنتیکی مهم شامل انحلال، شکستگی، دولومیتی شدن، نئومورفیسم و سیمانی شدن در سطوح مختلف کیفیت مخزنی تأثیرگذار بوده‌اند. همچنین، با بهره‌گیری از روش‌های طبقه‌بندی Winland، Pittman، Lucia و دیاگرام لورنز اصلاح‌شده، پنج واحد جریانی و هفت رخساره الکتریکی تعیین گردید. نتایج نشان می‌دهد که بهترین کیفیت مخزنی مربوط به رخساره‌های گرینستونی و پکستونی با تخلخل بین‌دانه‌ای و انحلالی در محیط‌های شول و رمپ میانی است، در حالی که رخساره‌های وکستونی و مادستونی در محیط‌های لاگون و جزرومدی دارای کیفیت مخزنی ضعیف می‌باشند. یافته‌های این مطالعه درک بهتری از توزیع رخساره‌ها و ویژگی‌های مخزنی سازند سروک فراهم کرده و در مدیریت مخازن کربناته مشابه قابل بهره‌برداری است.

کلمات کلیدی: دشت آبادان، سازند سروک، رخساره رسوبی، رخساره الکتریکی، کیفیت مخزنی.

مقدمه

سازند سروک به سن کرتاسه میانی بخشی از گروه بنگستان است که در زاگرس چین خورده نهشته شده و به عنوان یکی از مخازن مهم شناخته شده در میادین نفتی دشت آبادان به حساب می آید [۱]. حضور سنگ های منشأ متعدد و بسیار غنی از مواد آلی، سنگ مخزن های متخلخل و تراوای متعدد با سنگ پوش های مناسب، شرایط مناسبی را برای تولید و انباشت هیدروکربن در زاگرس فراهم کرده تا این پهنه از نفت خیزترین حوضه های رسوبی دنیا به حساب بیاید [۲]. به دلیل نهشته شدن رسوبات آهکی سازند سروک در چنین شرایطی و تولید و تجمع هیدروکربن به میزان قابل توجهی در این سازند باعث شده است که مطالعات زیادی بر روی این سازند انجام گیرد [۳].

مطالعات متعددی به بررسی ویژگی های رخساره ای، دیاژنزی و کیفیت مخزنی سازند سروک در دشت آبادان پرداخته اند. هنرمند و مداحی [۴] با تمرکز بر بخش بالایی سازند سروک در یکی از میادین بزرگ نفتی این ناحیه، ارتباط میان رخساره های رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی و کیفیت مخزنی را مورد بررسی قرار دادند. مهربابی و رحیم پوربناب [۵] در مطالعه ای جامع، تأثیر شرایط آب و هوای دیرینه و تکتونیک را بر تاریخچه رسوبی و دیاژنزی مخازن کربناته سنومانین-تورونین آغازین در جنوب غرب ایران بررسی کرده و با شناسایی ۱۵ ریزرخساره، محیط رسوبی بخش فوقانی سازند سروک را به یک رمپ تک شیب^۱ نسبت دادند.

اسعدی و همکاران [۶] نیز به تحلیل محیط رسوبی و چینه نگاری سکانشی سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان پرداختند. آن ها با شناسایی ۱۲ ریزرخساره متعلق به شش کمر بند رخساره ای، نشان دادند که این سازند از نظر پلتفرم کربناته به دو بخش مجزا قابل تفکیک است: بخش پایینی

و میانی که در یک رمپ کربناته نهشته شده و بخش بالایی (معادل سازند میشریف^۲) که در یک شلف کربناته ته نشست یافته است. در ادامه، همین پژوهشگران [۷] نقش فرآیندهای دیاژنزی به ویژه انحلال را در بهبود کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک بررسی کرده و نتیجه گرفتند که این فرآیند در ایجاد و گسترش فضای تخلخلی مؤثر بوده است.

مطالعات اخیر نیز به بررسی ویژگی های مخزنی این سازند با رویکردهای گوناگون پرداخته اند. مهربابی و همکاران [۸] به تحلیل نوع تخلخل و بخش های مخزنی سازند سروک در دشت آبادان پرداختند. همچنین عباسی و همکاران [۹] با استفاده از شواهد پتروگرافی و ژئوشیمیایی، تغییرات دیاژنتیکی در این سازند را مورد بررسی قرار داده اند. از سوی دیگر، مطالعات متعددی نفت مخازن کرتاسه دشت آبادان و فروافتادگی دزفول را از دیدگاه ژئوشیمیایی مورد بررسی قرار داده و آن ها را از لحاظ منشأ زایشی طبقه بندی کرده اند [۱۰-۱۳].

تعیین گونه های سنگی و بخش های جریان، شناسایی رخساره های الکتریکی و مقایسه نتایج حاصله با رخساره های میکروسکوپی از بررسی های پتروگرافی می تواند کمک موثری در شناخت دقیق تر و همه جانبه یک مخزن باشد. بر این اساس هدف از انجام این مطالعه شناسایی ریزرخساره ها و تعیین محیط رسوبی، بررسی وقایع دیاژنتیکی و تأثیر آن بر کیفیت مخزنی در بخش بالایی سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان است. بررسی و مقایسه پتروفیزیکی اطلاعات به دست آمده از نمودارهای چاه پیمایی و مغزه برای شناخت کامل تر خصوصیات افق های مخزنی و فهم دقیق تر تأثیر خصوصیات ذاتی رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیکی ثانویه بر کیفیت مخزنی این سازند نیز از دیگر اهداف مطالعه بوده

1. Homoclinal Ramp
2. Mishrif Formation

حوضه پیش‌بوم^۲ در نتیجه برخورد صفحه عربی با صفحه اوراسیا به وجود آمده و در طی زمان پرمین پسین تا عهد حاضر تکامل یافته است [۱۵ و ۱۶].

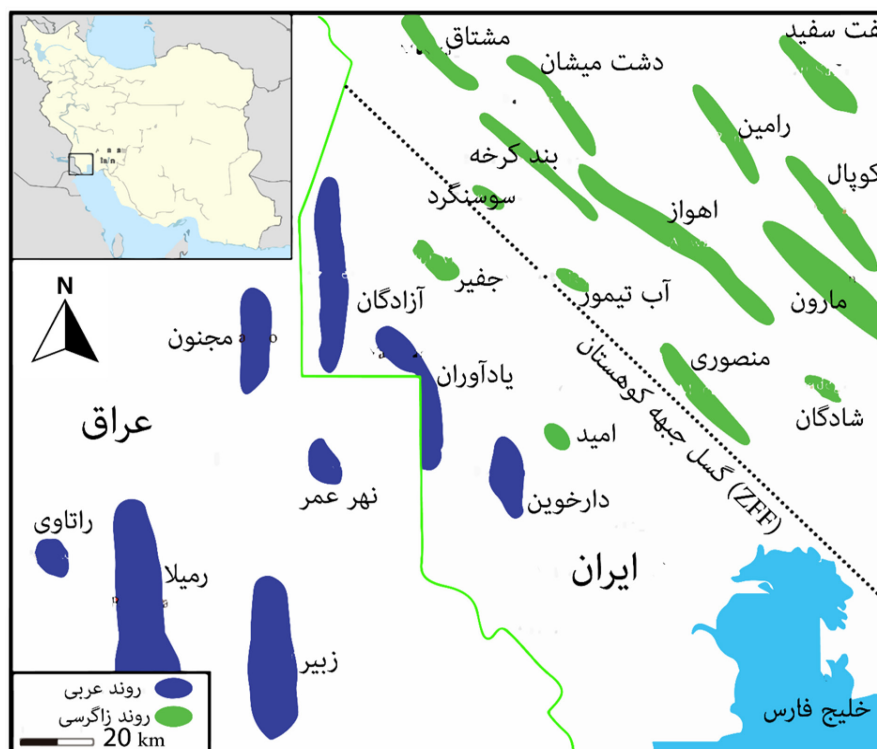
ساختارها در این بخش عمدتاً از روند خطواره‌ها و گسل‌های پی‌سنکی قدیمی بخش شمال شرقی صفحه عربی (کویت، جنوب عراق، شمال خلیج فارس و شمال شرق عربستان) نظیر بلندی‌های قدیمه بورگان، کویت، زبیر تبعیت کرده و با امتداد عمدتاً شمالی-جنوبی گسترش یافته‌اند (شکل ۱). ساختارهای با امتداد NE-SW (مرتبط با بلندای قدیمه هندیجان) یا NW-SE (به‌عنوان مثال بخش شمالی تاقدیس یادآوران و تاقدیس‌های جفیر و امید) نیز مشاهده می‌شود [۱۷]. عملکرد این گسل‌های پی‌سنکی قدیمی در کنار چین‌خوردگی‌های جوان‌تر ناشی از بسته شدن نئوتتیس و کوهزایی زاگرس نقش مهمی در ایجاد و رشد تله‌های نفتی در دشت آبادان ایفا کرده است.

است. یافته‌های این مطالعه می‌تواند در تجزیه و تحلیل زمین‌شناسی و مخزنی سایر مخازن کربناته مشابه اطلاعات ارزشمندی را فراهم آورد.

این مطالعه با تلفیق داده‌های چاه‌پیمایی، مغزه و بررسی‌های پتروگرافی، رویکردی نوین در شناسایی ریزرخساره‌ها، تعیین محیط رسوبی و تحلیل دقیق رخدادهای دیاژنتیکی ارائه می‌دهد. تمرکز هم‌زمان بر بخش‌بندی جریان، گونه‌شناسی سنگی و ارزیابی تأثیر ویژگی‌های اولیه رسوبی و فرآیندهای ثانویه بر کیفیت مخزنی، از نوآوری‌های اصلی این پژوهش است که می‌تواند به‌عنوان الگویی کاربردی در مطالعات مخازن کربناته مشابه به‌کار گرفته شود.

زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

دشت آبادان انتهای شمال شرقی سکوی عربی است که توسط گسل پی‌سنکی جبهه زاگرس^۱ (ZFF) از کمر بند چین‌خورده زاگرس مجزا می‌شود [۱۴]. این



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه در دشت آبادان [اقتباس با تغییرات ۱۸]

1. Zagros Front Fault
2. Forland Basin

مغزه حفاری، با استفاده از میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعات پتروگرافی قرار گرفته است. از این تعداد، ۱۰ مقطع نازک برای بررسی تخلخل قابل مشاهده در زیر میکروسکوپ به وسیله اپوکسی آبی آماده و مطالعه شده‌اند. نام گذاری رخساره‌های کربناته به‌روش دانه‌ام [۲۱] و امبری و کلوان [۲۲] انجام شده است. بیش از ۴۰ مقطع نازک به‌روش میکروسکوپ الکترونی به‌منظور مطالعات دیاژنتیکی و نیز بررسی بافت میکروسکوپی رخساره‌ها تصویربرداری گردیدند. تمامی تصاویر حاصل دریافت و پردازش الکترون‌های ثانویه در شرایط خلاء زیاد و با بزرگ‌نمایی‌های تقریبی ۴۰۰ و ۱۰۰۰ برابر گرفته شده‌اند. همچنین از همین بازه عمقی، تعداد ۵۵۴ پلاگ از مغزه‌های حفاری برای اندازه‌گیری مقدار تخلخل و تراوایی مورد آنالیز قرار گرفته است.

در دشت آبادان، شواهدی از حرکات دیپیری سازند نمکی کامبرین هرمز وجود داشته که می‌تواند در ایجاد یا رشد برخی از تاقدیس‌های این بخش ساختاری (خصوصاً ساختارهای با امتداد N-S) مؤثر بوده باشد [۱۷ و ۱۹]. چین‌خوردگی‌ها در این بخش عمدتاً ملایم و متقارن بوده و از نوع زیرسطحی و ژئوفیزیکی هستند. رخساره‌های رسوبی در این بخش عمدتاً رخساره‌های حدواسط تخریبی-کربناته بین رخساره‌های ضخیم عمیق‌تر کربناته حوضه (زاگرس) و رخساره‌های کم ضخامت و کم عمق پی‌سنگی رخنمون یافته عربی هستند [۱۵].

میدان مورد مطالعه در بخش ساختاری-رسوبی دشت آبادان و در مجاورت یکی از میادین نفتی جنوب عراق قرار گرفته و با آن مخزن مشترک دارد. دو مخزن اصلی این میدان حاوی نفت سنگین با درجه سنگینی $API^\circ 22$ در افق سروک و نفت سبک با درجه سنگینی $API^\circ 34$ در افق فهلیان است. مخازن فرعی آن شامل مخازن آهکی ایلام، ماسه‌سنگی بورگان (کژدمی) و ماسه‌سنگی گدوان می‌باشند.

سازند سروک (آلبین بالایی-تورونین) در میدان مورد مطالعه (ضخامت حدود ۶۷۰ m در چاه مورد مطالعه) عمدتاً شامل سنگ آهک‌های بیوکلاستی، آهک‌های الیتی کرم تا قهوه‌ای رنگ، مارن و شیل در بین سازند کژدمی در زیر و بخش لافان در بالا قرار گرفته است (شکل ۲). سازند سروک در طی مگاسکانس رسوبی AP-8 صفحه عربی رسوب کرده است. چهار سطح حداکثر آب دریا (K110 تا K140) بیانگر چرخه‌های رسوبی مکرر در طی ته‌نشست رسوبات دریای کرتاسه بالایی در این منطقه است [۲۰].

روش مطالعه

در این پژوهش به منظور شناسایی ریزرخساره‌های رسوبی و بررسی فرآیندهای دیاژنتیکی بخش بالایی (مخزنی) سازند سروک در یکی از چاه‌های این میدان، ۵۶۰ عدد مقاطع نازک تهیه شده از ۱۷۰ m

Age	Formation	Thickness (m)	Lithology
Miocene-Pliocene	Aghajari	900-1350	
Miocene	Gachsaran	320-650	
Oligocene-Miocene	Asmari	150-370	
Paleocene-Oligocene	Pabdeh-Jahrum	260-650	
Upper Cretaceous	Gurpi	290-450	
	Laffan-Ilam	80-130	
	Sarvak	650-730	
Lower Cretaceous	Kazhdumi	170-230	
	Dariyan	160-210	
	Gadvan	110-270	
	Fahliyan	550 *	
	Garau	400 *	
Jurassic	Gotnia	200 *	
	Najmeh-Sargelu	400 *	
	Nevriz		
Triassic	Dashtak		
Permian	Kangan-Nar-Dalan		
	Faraghan		

	Conglomerate		Sandstone		Shale
	Dolomite		Limestone		Anhydrite
	Argillaceous sandstone		Argillaceous limestone		

شکل ۲ ستون سنگ‌چینه‌ای و ضخامت تقریبی سازندها در توالی رسوبی دشت آبادان [۱۴].

تشخیص استیلولیت‌ها و رگه‌های انحلالی است که به‌طور معمول در سنگ آهک‌های متراکم و فاقد تخلخل مشاهده می‌شوند. در بخش پایینی توالی مورد مطالعه تمامی مغزه‌های گرفته شده آغشتگی نفتی مشخصی را نشان می‌دهند که با داشتن رنگ تیره از بخش‌های غیزمخزنی بالایی متمایز می‌گردد (شکل ۳-۵). توالی سنگ آهکی متخلخل و مخزنی مذکور عمدتاً شامل تناوبی از بافت‌های رودستون، پکستون تا گرینستون‌های اسکلتی است (شکل ۵-ج و د). بخش انتهایی توالی مغزه‌گیری شده از سازند سروک در چاه مورد مطالعه سنگ آهک‌های با کیفیت مخزنی متوسط تا ضعیف هستند که با رنگ روشن بعضاً تیره و حاوی مقادیری هیدروکربن قابل تشخیص بوده و عمدتاً لیتولوژی غالب پکستون‌های اسکلتی را دارند (شکل ۵-ه و و).

با توجه به بررسی‌های پتروگرافی انجام شده بر روی مقاطع نازک از نمونه‌های مغزه، سازند سروک دارای ۸ ریزرخساره مربوط به چهار زیرمحیط پهنه جزرومدی، لاگون، شول و دریای باز (ابتدای رمپ میانی) می‌باشد که در یک پلتفرم کربناته از نوع رمپ هموکلینال (با شیب ملایم) تشکیل شده است (جدول ۱) [۲۸-۳۰] (شکل ۵-ب و ه). شناسایی رمپ کربناته با توجه به وجود فوناهای زیستی متفاوت در ریزرخساره‌های شناسایی شده، بافت رسوبی و فابریک، نبود آثار نشان‌دهنده وجود ریف‌های کامل و بزرگ مقیاس، فقدان آثار ریزشی در اجزای تشکیل دهنده رخساره‌ها و تبدیل تدریجی رخساره‌های کم‌عمق به عمیق صورت گرفته است. کیفیت مخزنی در این سازند متأثر از فرآیندهای دیاژنزی است. فرآیندهایی از قبیل انحلال ماتریکس و دانه‌های با پوسته آراگونیتی که بیشتر در مرحله دیاژنز جوی به‌وجود آمده‌اند و همچنین توسعه شکستگی‌ها عوامل اصلی بهبود کیفیت مخزنی می‌باشند. سیمانی شدن و تراکم فیزیکی از جمله عواملی هستند که باعث کاهش کیفیت مخزنی شده‌اند.

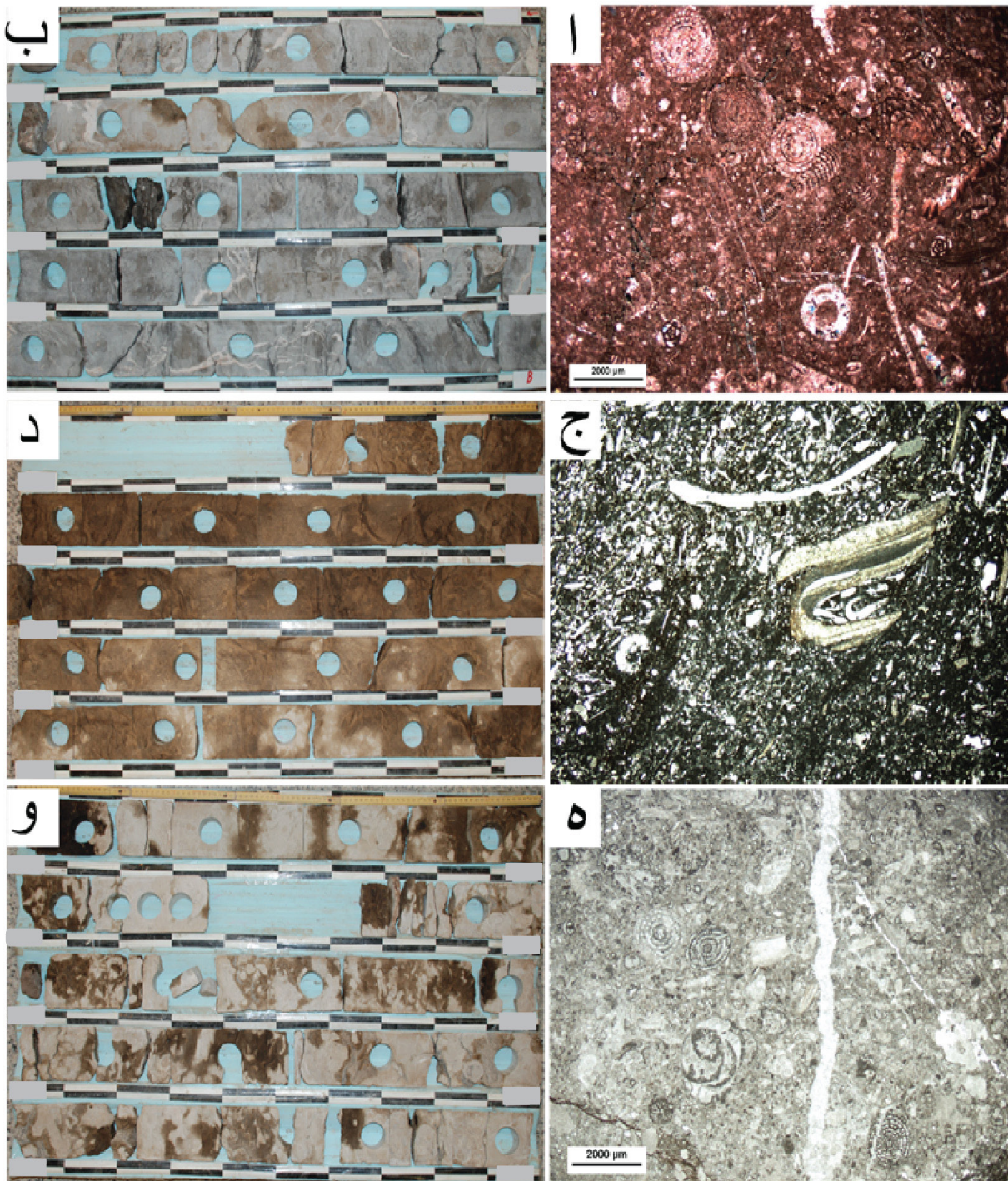
تهیه و رنگ‌آمیزی مقاطع نازک، تصویربرداری‌های میکروسکوپ الکترونی و اندازه‌گیری‌های تخلخل و تراوایی مغزه در واحد خدمات آزمایشگاهی پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی نفت واقع در پژوهشگاه صنعت نفت انجام گرفته است. نمودارهای چاه‌پیمایی، شامل نمودارهای پرتو گاما، چگالی، نوترون، مقاومتی و صوتی، برای تعیین خصوصیات پتروفیزیکی (تعیین لیتولوژی، حجم رس، تخلخل، تراوایی و درصد اشباع سیالات) توالی مورد مطالعه پردازش و تفسیر شده و نتایج حاصل با نتایج به‌دست آمده از اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی بر روی مغزه مقایسه و تفسیر گردیدند.

به منظور تعیین تراوایی سازند علاوه‌بر استفاده از فرمول تجربی Coates-Dumunior [۲۳]، از روش منطق فازی^۱ [۲۴ و ۲۵] نیز استفاده گردیده است. در نهایت از تلفیق همه نمودارهای چاه‌پیمایی، رخساره الکتریکی توالی مورد مطالعه به‌روش Facimage KNN بررسی و رخساره‌های مختلف تعیین گردید [۲۶]. این رخساره‌ها با رخساره‌های تعیین شده براساس مطالعات پتروگرافی و پتروفیزیکی انطباق داده شده‌اند. در نهایت بخش‌های مخزنی (رخساره‌ای مخزنی) و غیرمخزنی (رخساره‌های غیرمخزنی) با تلفیق اطلاعات رخساره‌ای و پتروفیزیکی و ترسیم انواع نمودارهای مربوطه نظیر دیاگرام لورنز تصحیح شده [۲۷] شناسایی گردید.

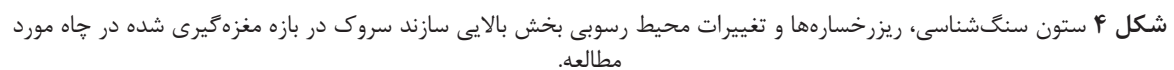
نتایج

مطالعه ماکروسکوپی و پتروگرافی مغزه

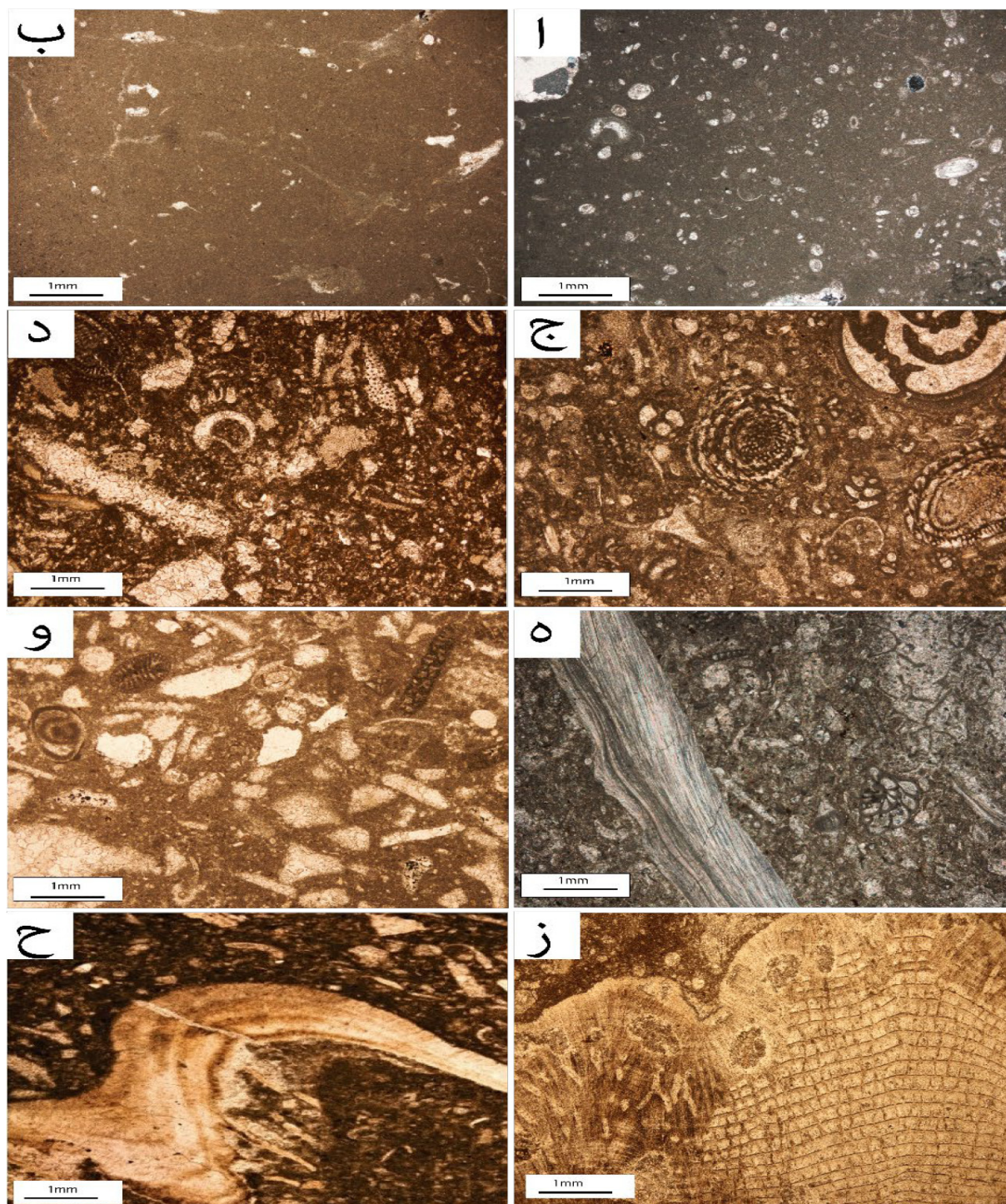
مطالعه ماکروسکوپی مغزه‌ها حاکی از آن است که بخش فوقانی بازه عمقی مورد مطالعه از سازند سروک عمدتاً گویای یک توالی سنگ آهکی تقریباً غیرمخزنی، اشباع از آب، با لیتولوژی غالب پکستون اسکلتی متوسط تا ریزدانه است (شکل ۳-۱ و ۳-ب و شکل ۴). وکستون‌های اسکلتی نیز به‌طور فرعی در برخی بازه‌های عمقی یافت می‌شوند. در این بخش تنها عوارض دیاژنزی ماکروسکوپی قابل



شکل ۳ تفکیک بخش‌های مخزنی و غیرمخزنی توالی مورد مطالعه بر مبنای شواهد آغشتگی نفتی مشاهده شده در مغزه‌های مورد مطالعه به همراه تصویر میکروسکوپی از رخساره مربوطه. بخش‌های روشن بیانگر بخش‌های غیرمخزنی و بخش‌های تیره بخش‌های مخزنی را نشان می‌دهند.



شکل ۴ ستون سنگ‌شناسی، ریزرخساره‌ها و تغییرات محیط رسوبی بخش بالایی سازند سروک در بازه مغزه‌گیری شده در چاه مورد مطالعه.



شکل ۵ تصاویر میکروسکوپی رخساره‌های رسوبی در نور عبوری، سازند سروک: ا: رخساره روزنه‌داران بنتیک با تنوع کم و کستون-پکستون (MF7)، لاگون محصور. ب: رخساره فنسترال مادستون (MF8)، پهنه جزر و مدی. ج: رخساره روزنه‌داران بنتیک با تنوع زیاد و کستون-پکستون (MF5)، لاگون باز. د: رخساره جلبک داسی کلا داسه آ روزنه‌داران بنتیک و کستون-پکستون (MF6)، لاگون محصور. ه: رخساره روزنه‌داران بنتیک بایو کلاست و کستون-پکستون-فلوتستون (MF3)، لاگون باز. و: رخساره روزنه‌داران بنتیک بایو کلاست و کستون-پکستون (MF4)، لاگون باز. ز: رخساره بایو کلاست رودیست رودستون-فلوتستون (MF1)، دریای باز. ح: رخساره بایو کلاست رودیست و کستون-پکستون-گرینستون (MF2)، شول.

جدول ۱ ریزرخساره‌های شناسایی شده بخش بالایی سازند سروک در میدان مورد مطالعه در دشت آبادان

کد رخساره	نام ریزرخساره	اجزای اسکلتی/غیراسکلتی	سطح انرژی آب	محیط رسوب‌گذاری
MF1	رودستون-فلوتستون رودیستی با خرده‌سنگ‌های زیستی	رودیست، خارپوستان، دوکفه‌ای‌ها / پلوئیدها	متوسط	دریای باز (ابتدای رمپ میانی)
MF2	گرین‌ستون-پکستون رودیستی با خرده‌سنگ‌های زیستی	رودیست، خارپوستان، دوکفه‌ای‌ها	بالا	سد ماسه‌ای (شول)
MF3	وکستون-پکستون-فلوتستون خرده‌سنگی با فرامینفرهای بنتیک	فرامینفرهای بنتیک، رودیست، حلزون‌ها، دوکفه‌ای‌ها، خرده‌های خارپوستی، مرجان‌ها	متوسط تا بالا	لاگون باز
MF4	وکستون-پکستون خرده‌سنگی با فرامینفرهای بنتیک	فرامینفرهای بنتیک، رودیست، دوکفه‌ای‌ها، خرده‌های خارپوستی، حلزون‌ها، داسی‌کلاداسه	متوسط تا بالا	لاگون باز
MF5	وکستون-پکستون با تنوع بالای فرامینفرهای بنتیک	فرامینفرهای بنتیک، رودیست، دوکفه‌ای‌ها، خرده‌های خارپوستی، حلزون‌ها / پلوئیدها	متوسط	لاگون باز
MF6	وکستون-پکستون با فرامینفرهای بنتیک و داسی‌کلاداسه	جلبک‌های سبز (داسی‌کلاداسه)، فرامینفرهای بنتیک، رودیست، دوکفه‌ای‌ها، خرده‌های خارپوستی	متوسط	لاگون باز
MF7	وکستون-پکستون با تنوع پایین فرامینفرهای بنتیک	فرامینفرهای بنتیک، سوزن‌های اسفنج، خرده‌های دوکفه‌ای	پایین	لاگون محدودشده
MF8	مادستون با بافت فِنِستِرا ل	گِل	پایین	پهنه جزر و مدّی

در توالی مورد مطالعه دولومیتی شدن به‌صورت گسترده رخ نداده است و تنها حضور آنها در رخساره‌های لاگونی دارای آشفتگی زیستی، به‌صورت بلورهای شکل‌دار در امتداد استیلولیت‌ها و درزه‌های انحلالی و همچنین به صورت پرکننده شکستگی‌ها و تخلخل‌های حفره‌ای شناسایی شده است.

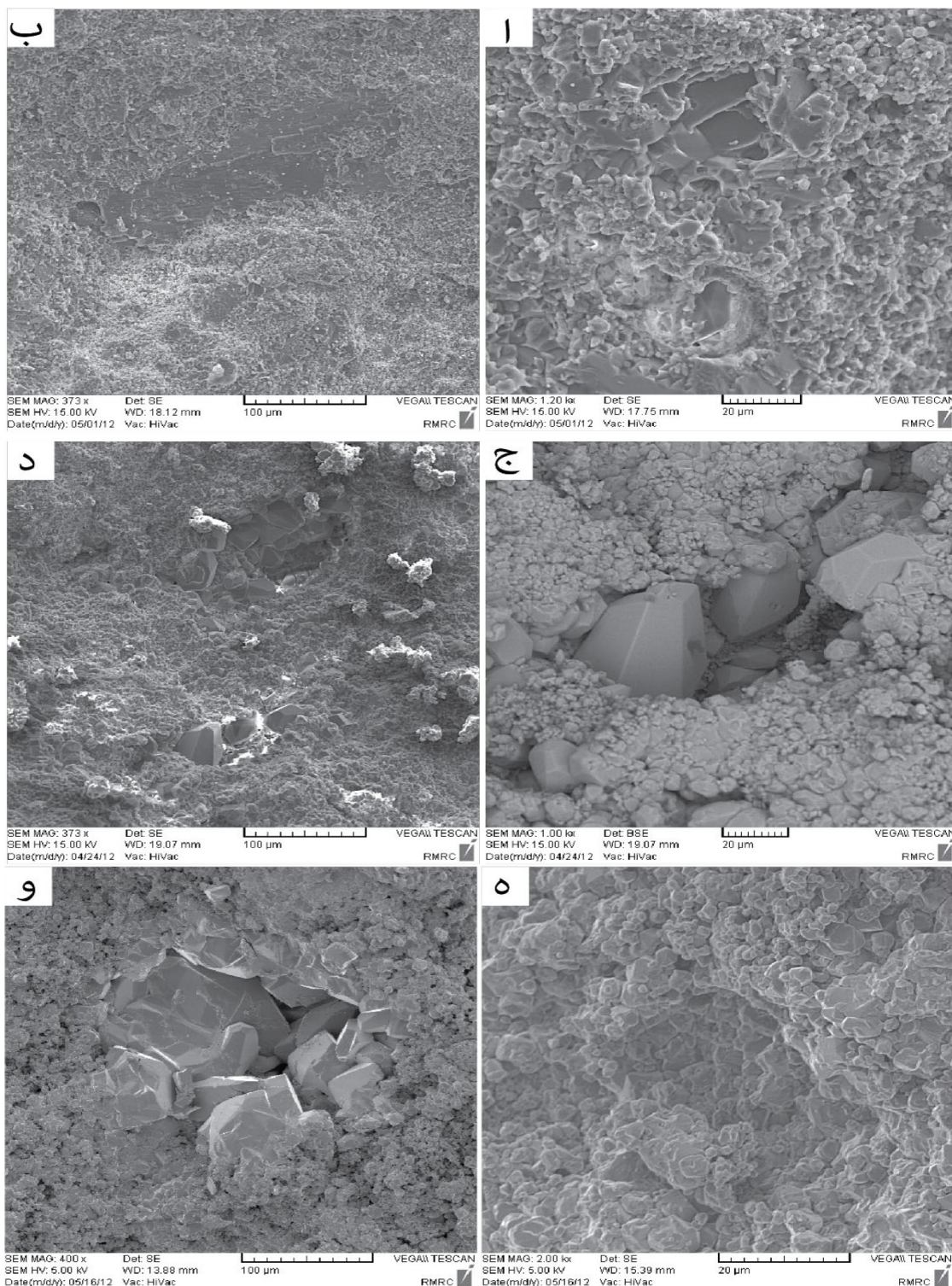
انواع تخلخل‌های شناسایی شده در این سازند عبارت‌اند از تخلخل حفره‌ای، درون‌دانه‌ای، بین‌دانه‌ای، قالبی و شکستگی‌های میکروسکوپی که در این میان، تخلخل حفره‌ای بیشترین سهم را دارد. فرآیندهای

دیاژنزی مؤثر بر سازند سروک شامل نئومورفیسم، آشفتگی زیستی، میکرایتی شدن، دولومیتی شدن، انحلال، سیمانی شدن، فشردگی، پیریتی شدن، هماتیته شدن و ایجاد شکستگی‌ها است. انحلال باعث افزایش تخلخل حفره‌ای شده است. دولومیتی‌شدن در برخی بخش‌ها کیفیت مخزنی را بهبود داده است. فرآیندهای فشردگی و سیمانی‌شدن در بخش‌هایی از سازند منجر به کاهش تخلخل و تراوایی شده‌اند. بخش‌های با کیفیت مخزنی بالا عمدتاً شامل آهک‌های زیستی و دولومیتی‌شده

الکترونی روبشی (SEM) به وضوح پراکندگی رخساره‌های رسوبی مختلف مخزنی و غیر مخزنی را در توالی مورد مطالعه نمایان می‌سازند (شکل ۶).

هستند. بخش‌های غیرمخزنی شامل سنگ‌های مارنی و آهک‌های متراکم بوده که تراوایی بسیار کمی دارند.

مطالعه تصاویر گرفته شده توسط میکروسکوپ



شکل ۶ تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی از رخساره‌های مخزنی و غیر مخزنی سازند سروک. ا و ب: رخساره وکستون اسکلتی، ۵ درصد تخلخل، ج و د: رخساره پکستون تا گرینستون اسکلتی، ۱۵ درصد تخلخل. ه و و: رخساره پکستون تا گرینستون اسکلتی، ۱۰ درصد تخلخل.

تفکیک می‌کنند. اندازه منافذ با استفاده از فرمول زیر محاسبه می‌گردد (معادله ۱) [۳۱ و ۳۲]:

$$R_{35} = 10^{0.732 + 0.588 \log K_a - 0.864 \log \phi} \quad (1)$$

R_{35} = اندازه شعاع گلوگاه منافذ در شرایط ۳۵ درصد اشباع جیوه (روش وینلند) (μm)
 K_a = تراوایی با استفاده از هوا (mD)
 ϕ = تخلخل (%)

بررسی نتایج این روش بیانگر آن است که رخساره‌های مخزنی این سازند (رخساره الکتریکی ۷، گرینستون‌ها) دارای سیستم منافذ با گلوگاه مگاسکوپی (بیش از $10 \mu\text{m}$) بوده در حالیکه بدترین رخساره (رخساره الکتریکی ۱، وکستون‌ها) سیستم منافذی با گلوگاه میکروسکوپی (کمتر از $0.5 \mu\text{m}$) است) دارند (شکل ۷-ج). این نتایج به خوبی با یافته‌های به‌دست آمده از مطالعه تصاویر SEM هم‌خوانی دارد (شکل ۶). به منظور مقایسه، نمودار پیتمن^۲ [۳۳ و ۳۴] نیز براساس درصد اشباع ۳۵٪ ترسیم شده است (شکل ۷-ز). اختلاف این روش با روش وینلند در ضرایب اعمال شده در معادله است که براساس درصد اشباع و صدک^۳ نمودار متغیر است (معادله ۲).

$$R_p = 10^{a + b \log K_a - c \log \phi} \quad (2)$$

R_p = اندازه شعاع گلوگاه منافذ در شرایط درصد اشباع جیوه معین (روش پیتمن) (μm)
 K_a = تراوایی با استفاده از هوا (mD)
 ϕ = تخلخل (اعشاری)

شاخص کیفیت مخزن^۴ (RQI) (معادله ۳) و شاخص بخش جریان^۵ (FZI) (معادله ۴) پارامترهای تحلیل واحدهای جریان^۶ هستند که برای طبقه‌بندی واحدهای جریان هیدرولیکی^۶ (HFU) در یک مخزن استفاده می‌شوند و به درک رفتار جریان سیال و ناهمگنی مخزن کمک می‌کنند.

در افق‌های غیرمخزنی بخش بالایی، وکستون-های اسکلتی با بافت کاملاً ریز و گل پش‌تیبان با تخلخل بسیار اندک (عموماً کمتر از ۵٪) قابل مشاهده هستند (شکل ۴-ب). در پاره‌ای از نقاط فرآیندهای دیاژنتیک نظیر انحلال و دولومیتی شدن تا حدی باعث افزایش تخلخل و تراوایی سنگ شده‌اند که به خوبی در تصاویر میکروسکوپی و SEM مشاهده می‌گردند. بهترین کیفیت مخزنی در افق‌های پکستونی تا گرینستون‌های اسکلتی، پلوئیدی با مقدار تخلخل ۲۰-۱۰٪ تشخیص داده شده است. تصاویر SEM این رخساره‌ها (شکل ۴-د و ۵) به خوبی وجود تخلخل‌های متوسط (تخلخل بین‌دانه‌ای) تا درشت (تخلخل قالبی و انحلالی) به هم مرتبط را در زمینه‌ای از دانه‌های اسکلتی نشان می‌دهند. با توجه به تصاویر میکروسکوپ الکترونی گرفته شده از مقاطع، عمده‌ترین انواع تخلخل‌های موجود ناشی از انحلال اجزای اسکلتی است که سبب بهبود کیفیت مخزنی شده‌اند. با توجه به همین تصاویر، مهم‌ترین فرآیند دیاژنتیکی مخرب مخزن، تشکیل سیمان‌های کلسیتی در برخی از منافذ و شکستگی‌ها است.

تعیین گونه‌های سنگی و تفکیک واحدهای جریان

تعیین کیفیت مخزنی و تفکیک بخش‌های جریان بخش بالایی سازند سروک، بر مبنای تخلخل و تراوایی اندازه‌گیری شده از نمونه‌های پلاگ مغزه و مقایسه آن با رخساره‌های الکتریکی تعیین شده براساس نمودارهای چاه‌پیمایی صورت گرفته است (شکل ۷). برای این منظور نقاط حاصل از تخلخل و تراوایی مغزه به شکل نمودارهای نمایش داده و براساس رخساره‌های الکتریکی رنگ‌آمیزی شده‌اند. نقاط به رنگ قرمز معرف بهترین بخش‌های مخزنی و نقاط به رنگ آبی بدترین خصوصیات مخزنی را به نمایش می‌گذارند. در روش وینلند^۱ منحنی‌های ترسیم شده براساس اندازه شعاع منافذ (بر حسب μm) به‌دست آمده در درصد اشباع جیوه (فاز غیرترکننده) ۳۵٪ بخش‌های جریان را از یکدیگر

1. Winland R35

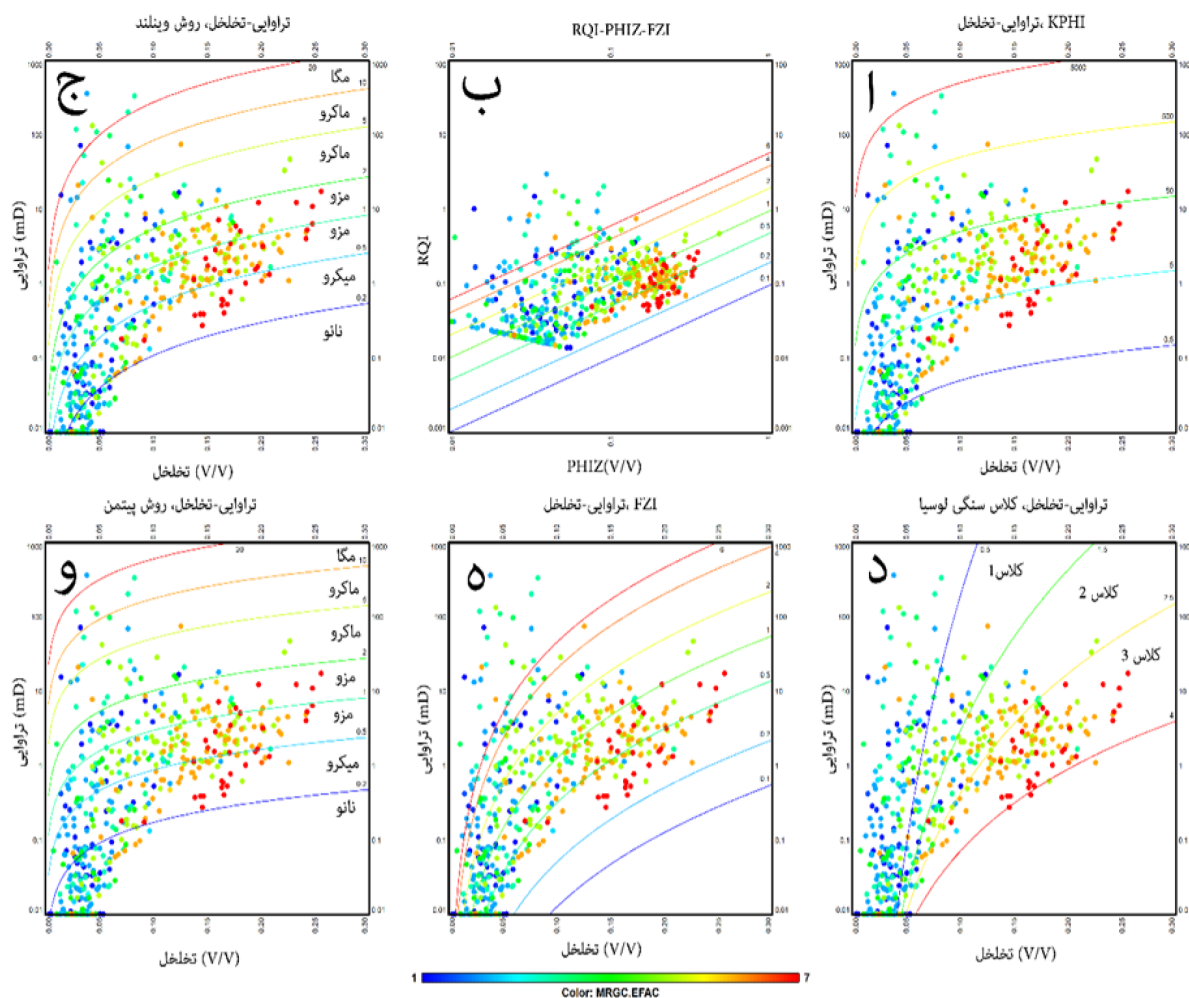
2. Pittman

3. Percentile

4. Reservoir Quality Index

6. Flow Zone Indicator

7. Hydraulic Flow Unit



شکل ۷ تعیین کیفیت مخزنی و تعیین گونه‌های سنگی با روش‌های K/PHI (ا)، RQI (ب)، Winland R₃₅ (ج)، Lucia (د)، FZI (ه) و Pittman (و) در بازه عمقی مورد مطالعه براساس اطلاعات مغزه و مقایسه آن با نتایج به‌دست آمده از نمودارهای چاه‌پیمایی. نقاط نشان‌دهنده تخلخل و تراوایی (تراوایی گاز) اندازه‌گیری شده بر روی پلاگ‌های مغزه است.

RQI = شاخص کیفیت مخزن (بدون بعد)

FZI = شاخص بخش جریانی (بدون بعد)

K = تراوایی (mD)

φ = تخلخل (اعشاری)

استفاده از نسبت k/ϕ نیز می‌تواند در تفکیک بخش‌های مخزنی و واحدهای جریانی مفید باشد. در این نمودار رخساره‌های مخزنی با داشتن مقادیر $k/\phi > 500$ مشخص شده‌اند (شکل ۷-ب). همچنین استفاده از روش لوسیا [۳۵-۳۸] در تعیین نوع تخلخل و طبقه‌بندی سنگ‌های کربناته در نمونه‌های مورد مطالعه حاکی از آن است که پاره‌ای از نقاط بیانگر وجود شکستگی‌های میکروسکوپی است که باعث

مقادیر $RQI > 0.25$ و $FZI > 4$ نشان‌دهنده واحدهای جریانی با جورشدهگی نسبتاً خوب، ارتباط خوب منافذ و تخلخل و تراوایی بالاست که در گرینستون‌های پکستون‌های درشت‌دانه (رخساره الکتریکی شماره ۷) نمود می‌یابد (شکل ۷-ب و ج). براساس همین نمودارها (عمده توالی مورد مطالعه کیفیت مخزنی ضعیفی ($RQI < 0.1$, $FZI < 2$) را از خود نشان می‌دهند که با رخساره‌های وکستونی لاگون و پهنه جزر و مدی انطباق دارد (شکل ۷-ب).

$$RQI = 0.0314 \sqrt{k/\phi} \quad (3)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad \phi_z(PHIZ) = \frac{\phi}{1-\phi} \quad (4)$$

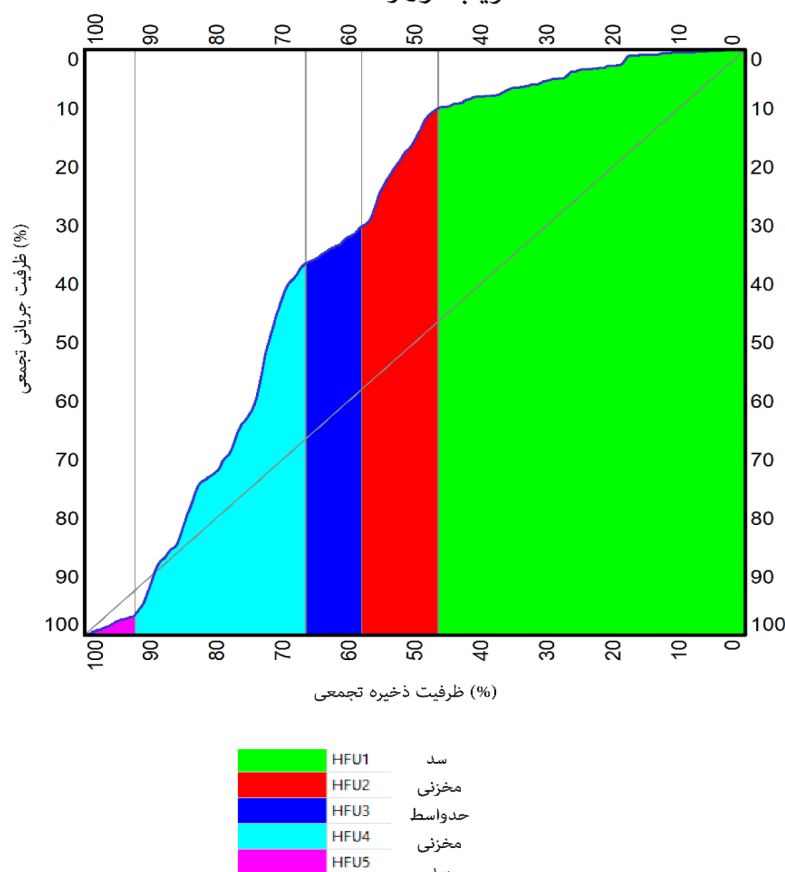
افزایش تراوایی رخساره‌های کم تخلخل شده است. به‌طور کلی رخساره‌های مخزنی شامل رخساره‌های MF1 و MF2 در محدوده کلاس ۳ و رخساره‌های متوسط یا حدواسط MF3، MF4 و MF5 در محدوده کلاس ۲ قرار می‌گیرند (شکل ۷-۵).

نمودار لورنز اصلاح‌شده چینه‌ای^۱ (SMLP) ابزاری قدرتمند برای ارزیابی پتانسیل جریان مخزن بر مبنای چینه‌ای یا زمین‌شناسی است [۲۷ و ۳۹]. این نمودار اغلب در کنار داده‌های مغزه، تخلخل و تراوایی برای شناسایی واحدهای جریان، موانع و سدهای تراوایی در مخازن لایه‌ای استفاده می‌شود (شکل ۸). روش محاسبه و تفکیک واحدهای جریانی

در مقالات مختلفی شرح داده شده است و در اینجا به جزئیات نحوه محاسبه اشاره نشده است [۴۰]. براساس این نمودار در حدود ۵۵٪ ضخامت چینه شناسی مورد مطالعه فاقد کیفیت مخزنی و به‌عنوان سد^۲ عبور سیالات (بخش‌های سبز و صورتی) و در حدود ۴۵٪ آن از نظر مخزنی با ارزش و به‌عنوان مخزن اصلی در نظر گرفته شده است. بهترین رخساره‌ای مخزنی به رنگ قرمز و فیروزه‌ای^۳ نمایش داده شده‌اند. رنگ آبی نشان‌دهنده بخش حدواسط است. وجود لایه‌های مادستون تا وکستونی به‌عنوان سدهای اصلی تراوایی در جهت قائم مخزن عمل می‌کنند.

نمودار لورنز تصحیح شده چینه ای

ضریب لورنز: 58.79%



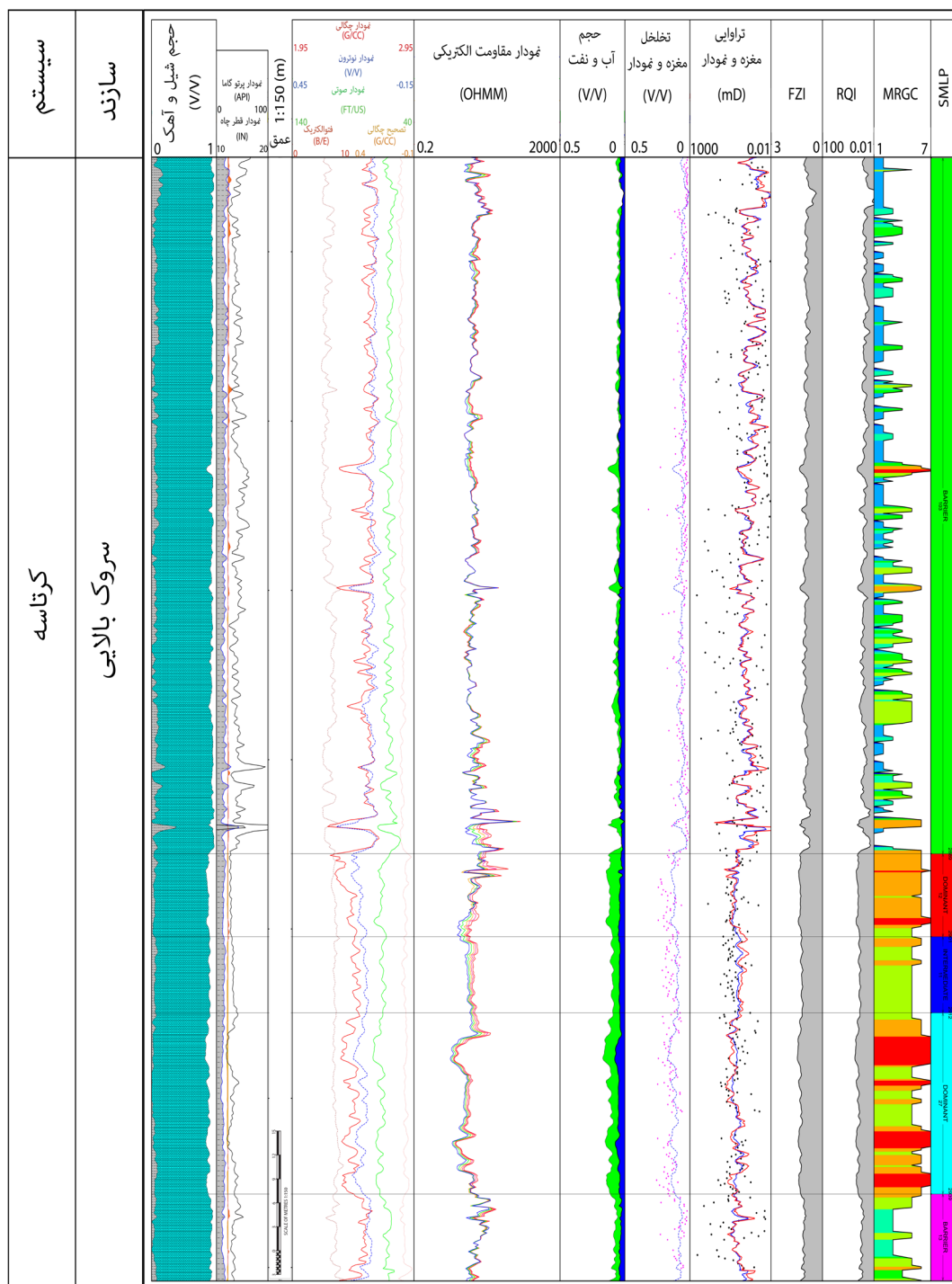
شکل ۸ تعیین بخش‌های جریانی به‌روش نمودار لورنز تصحیح شده چینه‌ای بر مبنای تخلخل و تراوایی به‌دست آمده از نمودارهای چاه-پیمایی در توالی مورد مطالعه.

1. Stratigraphic Modified Lorenz Plot
2. Barrier
3. Dominant

ارزیابی پتروفیزیکی و تعیین رخساره‌های الکتریکی

چاه‌نگاری یکی از اساسی‌ترین روش‌ها در توصیف مخازن نفت و گاز و یک روش ضروری برای زمین‌شناسان در کسب اطلاعات از شرایط زیرسطحی بر مبنای خواص فیزیکی سنگ‌هاست.

ارزیابی پتروفیزیکی توالی مورد مطالعه با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی پرتو گاما، چگالی، نوترون، صوتی و مقاومتی و به‌روش Multimin انجام گرفته است (شکل ۹).



شکل ۹ خصوصیات پتروفیزیکی، تخلخل و تراوایی مغزه، رخساره‌های الکتریکی و بخش‌بندی مخزنی به‌روش لورنز تصحیح شده چینه‌شناسی در بخش بالایی سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان.

پتروگرافی، پتروفیزیکی، آنالیز مغزه، مطالعه میکروسکوپ الکترونی و شبکه‌های عصبی، که در این مطالعه بدان پرداخته شده است، دید همه جانبه‌ای از ویژگی‌های مخزن و رفتار آن در طی تولید ارائه خواهد نمود.

بر مبنای مطالعات میکروسکوپی مقاطع نازک انجام شده توالی سازند سروک در میدان مورد مطالعه را می‌توان به دو رخساره عمده تقسیم کرد. بخش‌های فوقانی این سازند که در طی چرخه پسروری آب دریا و کم عمق شدن محیط رسوب‌گذاری نهشته شده‌اند به خوبی کاهش کیفیت مخزنی را از رسوب رخساره‌های غیرمخزنی با بافت مادستون تا وکستون‌های محیط لاگون تا پهنه جزر و مدی آشکار می‌سازند (اشکال ۴ و ۹). بخش‌های تحتانی توالی مورد مطالعه جابجایی و قرارگیری رخساره‌های محیط‌های کم‌عمق و پرانرژی شول و ابتدای رمپ میانی با رسوب رخساره‌های مخزنی پکستون تا گرینستون‌های اسکلتی بهترین کیفیت مخزنی را منجر شده است. تصاویر به‌دست آمده از میکروسکوپ الکترونی علاوه بر تأیید مشاهدات پتروگرافی در تعیین رخساره‌های رسوبی و ویژگی‌های بافتی آن‌ها به وضوح نشان می‌دهد که کیفیت بالای مخزنی رخساره‌های گرینستونی مرهون تخلخل موثر از نوع بین‌دانه‌ای است. در رخساره‌های پکستونی این کیفیت مخزنی عمدتاً ناشی از پدیده انحلال بوده است. رخساره‌های وکستون تا مادستون نیز در تصاویر SEM به‌دست آمده بافت بسیار دانه ریز با تخلخل میکروسکوپی غیر مفید را به نمایش می‌گذارند (شکل ۶). شواهد اشاره شده در بالا به خوبی در بررسی ماکروسکوپی مغزه‌های گرفته شده از این چاه تایید می‌گردند، به‌طوریکه بخش‌های بالای توالی با رنگ روشن در تصاویر مغزه حاکی از بخش‌های نسبتاً متراکم و غیرمخزنی اشباع از آب بوده در حالیکه بخش‌های

نتایج ارزیابی نشان می‌دهد که در کل ضخامت مورد مطالعه از سازند، محتوای رس عمدتاً کمتر از ۲۰٪، میانگین درصد اشباع آب در بخش‌های مخزنی ۵۰-۳۰٪ و در بخش‌های بالایی غیرمخزنی ۱۰۰-۷۰٪ است. میانگین تخلخل مفید در این سازند در بخش‌های مخزنی ۱۸-۸٪ متغیر است که مقادیر بالاتر آن به دلیل فرآیندهای دیاژنزی (مانند انحلال) است این در حالی است که در بخش بالایی رخساره‌های غیرمخزنی وکستون تا پکستون‌های دانه‌ریز تخلخل کمتر از ۸-۳٪ را به نمایش می‌گذارند. تراوایی بخش‌های مخزنی این سازند عموماً بین ۸-۵ mD و در رخساره‌های غیرمخزنی ۰/۲ تا ۰/۸ mD متغیر است. بهترین رخساره‌های مخزنی این سازند عموماً در محیط‌های سدی (Shoal) (ریزرخساره MF2) و ابتدای رمپ میانی (ریزرخساره MF1) ته‌نشست یافته‌اند.

رخساره‌های الکتریکی سازند سروک با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی موجود (GRKT, DT, RHOB, NPHI and RT) تعیین گردیده‌اند. برای این منظور از روش خوشه‌بندی نظارت نشده^۱ و با استفاده از مدل MRGC^۲ تعداد ۷ رخساره الکتریکی شناسایی شد. در این روش برای تخمین قرائت نمودار چاه‌پیمایی و بسط رخساره‌ها از روش K-NN^۳ استفاده شده است. در این مدل به ترتیب رخساره ۱ (رنگ آبی) بدترین کیفیت مخزنی (ریزرخساره‌های وکستونی تا مادستون) و رخساره ۷ (رنگ قرمز) بهترین کیفیت مخزنی (ریزرخساره گرینستون تا پکستون‌های دانه درشت) را به نمایش می‌گذارند.

بحث

تعیین خصوصیات پتروفیزیکی سازندهای مخزنی و تفکیک گونه‌های سنگی از دیدگاه بخش‌های جریان‌ی در شناخت، مدیریت و بهینه‌سازی تولید و بهره‌برداری از مخازن موجود و نیز کشف افق‌های مخزنی جدید با خصوصیات مخزنی مشابه، بسیار موثر و راهبردی است. به‌کارگیری روش‌های

1. Unsupervised Clustering

2. Multi-Resolution Graph-based Clustering

3. K-Nearest Neighbors

پایینی با رنگ تیره مشخص که حاکی از آغشتگی به هیدروکربن بوده موید وجود بخش‌های مخزنی است (شکل ۳).

خصوصیات پتروفیزیکی محاسبه شده و رخسارهای الکتریکی تعیین شده براساس اطلاعات نمودارهای چاه‌پیمایی به وضوح با نتایج حاصل از مطالعات قبلی انطباق دارد. بهترین رخساره مخزنی (رخساره‌های الکتریکی ۶ و ۷) در بخش پایینی اینتروال و رخساره‌ای غیرمخزنی (رخساره‌های الکتریکی ۱ و ۲) در بخش فوقانی مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. تخلخل و تراوایی تخمین زده شده براساس اطلاعات نمودارهای چاه‌پیمایی با مقادیر اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه خصوصاً در بازه‌های مخزنی هم‌خوانی خوبی دارند (شکل ۹).

بررسی پارامترهای مخزنی و تفکیک گونه‌های سنگی براساس مطالعه مغزه نشان می‌دهد که منافذ موجود در سازند عمدتاً از نوع میکروسکوپی تا مزوسکوپی هستند (۳۱-۳۴). این گونه‌های سنگی با توجه به مقادیر اندازه‌گیری شده از مغزه عمدتاً در محدوده کلاس ۲ و ۳ از طبقه‌بندی لوسیا قرار می‌گیرند. مطالعات نشان داده است که این کلاس‌های سنگی بیشتر نمایش‌دهنده سنگ آهک‌هایی با رخساره پکستون‌های دانه‌پشتیان، وکستون با تخلخل انحلالی و گرینستون‌های با تخلخل بین‌دانه‌ای است (۳۵-۳۷). طبیعی است که در پاره‌ای از نقاط تاثیر فرآیندهای دیاژنتیکی سبب شده است که رخساره‌های رسوبی تفسیر شده با کلاس‌های استاندارد در طبقه‌بندی لوسیا چندان هماهنگی نداشته باشند. به‌عنوان مثال شکستگی‌های میکروسکوپی در برخی نقاط سبب افزایش تراوایی وکستون‌ها شده‌اند (به‌عنوان مثال نقاط قرارگرفته در کلاس ۱، شکل ۷-د) یا برعکس در برخی دیگر پدیده سیمان‌شدگی در منافذ سبب کاهش تراوایی رخساره مخزنی شده است (قرارگیری برخی از نقاط مخزنی در کلاس ۳، شکل

۷-د)، اما ویژگی‌های کلی رخساره‌های مطرح شده با کلاس‌های سنگی تعریف شده توسط لوسیا انطباق دارد (شکل ۷).

یافته‌های حاصل از این پژوهش در ارتباط با ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنتی و کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک، در عین هم‌راستایی با مطالعات پیشین، نوآوری‌هایی نیز ارائه می‌دهد.

مطابق با نتایج هنرمند و مداحی [۴]، که بر ارتباط میان رخساره‌های رسوبی و کیفیت مخزنی تأکید داشتند، این مطالعه نیز نشان داد که توزیع رخساره‌ها در دو محیط غالب (بخش بالایی غیرمخزنی و بخش پایینی مخزنی) به‌وضوح با ویژگی‌های مخزنی مطابقت دارد. با این حال، این مطالعه با بهره‌گیری از تصاویر SEM و تلفیق دقیق‌تری از داده‌های چاه‌پیمایی و مغزه، تحلیل جامع‌تری از کیفیت تخلخل (بین‌دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای و شکستگی‌ها) ارائه داده است.

مهرابی و رحیم‌پوربناب [۵] محیط رسوبی این سازند را به صورت یک رمپ تک‌شیب تفسیر کرده‌اند و تأکید خاصی بر اثرات شرایط آب‌وهوایی و تکتونیکی داشته‌اند. در حالی که مطالعه حاضر ضمن تأیید چارچوب رمپ هموکلینال، تمرکز بیشتری برروی ارتباط دقیق ریزرخساره‌ها با بخش‌های جریان‌ی و کیفیت مخزنی به‌ویژه با رویکرد پتروفیزیکی و طبقه‌بندی لوسیا داشته است.

اسعدی و همکاران [۶ و ۷] با شناسایی کمربندهای رخساره‌ای و تأکید بر نقش فرآیند انحلال در بهبود کیفیت مخزنی، به نتایجی مشابه در خصوص اهمیت دیاژنز رسیده‌اند. در این مطالعه نیز، انحلال و شکستگی به‌عنوان سازنده‌ترین فرآیندهای افزایش کیفیت مخزنی شناسایی شد. با این حال، کار حاضر با استفاده از مدل‌های کمی همچون Winland R35 و Lucia و دیگرام لورنز اصلاح‌شده، توانسته است مرزبندی دقیق‌تری از بخش‌های جریان‌ی و مخزنی

ارائه دهد.

کیفیت مخزنی شناخته شدند.

تصاویر میکروسکوپ الکترونی وجود تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای را در برخی رخساره‌ها تأیید می‌کنند. رخساره‌های مخزنی عمدتاً شامل گرینستون‌ها و پکستون‌های اسکلتی هستند که در محیط‌های پرانرژی شول و ابتدای رمپ میانی تشکیل شده‌اند، در حالی که ضعیف‌ترین کیفیت مخزنی در رخساره‌های مادستون و وکستون اسکلتی مرتبط با محیط‌های جزر و مدی و لاگون نیمه‌محصور مشاهده شده است.

نتایج حاصل از تحلیل تخلخل و تراوایی مغزه‌ها علاوه بر هم‌راستایی با شواهد میکروسکوپی، بیانگر آن است که فرآیندهایی نظیر انحلال و ایجاد شکستگی‌ها در برخی رخساره‌های وکستونی باعث ارتقاء کیفیت مخزنی شده‌اند، در حالی که سیمانی‌شدن از جمله با سیمان دروزی، منجر به کاهش تخلخل در برخی رخساره‌های گرینستونی و پکستونی گردیده است.

از دیدگاه مخزنی، توالی مورد بررسی به دو بخش کلی تقسیم می‌شود: بخش بالایی با کیفیت ضعیف و غیرمخزنی و بخش پایینی با کیفیت مطلوب و مخزنی، که نشانگر کنترل مستقیم محیط رسوبی بر ویژگی‌های مخزنی است. براساس تفسیر نمودارهای چاه‌پیمایی، افق‌های مخزنی این سازند با تخلخل بین ۱۵-۱۰٪ و تراوایی ۱-۱۰ mD، عمدتاً در کلاس‌های ۲ و ۳ طبقه‌بندی لوسیا قرار می‌گیرند. همچنین، هفت رخساره الکتریکی بر پایه داده‌های پتروفیزیکی شناسایی شد که تطابق خوبی با رخساره‌های میکروسکوپی دارد.

با توجه به اهمیت سازند سروک به‌عنوان یکی از مخازن کربناته کلیدی در دشت آبادان و سراسر زاگرس، نتایج این مطالعه می‌تواند نقش مهمی در شناخت بهتر رفتار مخزن، شناسایی بخش‌های با کیفیت بالا و بهینه‌سازی توسعه مخازن مشابه ایفا کند.

در مقایسه با مطالعه مهرابی و همکاران [۸] که نوع تخلخل و بخش‌بندی مخزنی را بررسی کردند، این پژوهش از روش‌های تکمیلی‌تری نظیر تطابق رخساره‌های الکتریکی با داده‌های پتروگرافی استفاده کرده و هفت رخساره الکتریکی با انطباق بالا با داده‌های میکروسکوپی تعیین نموده است. همچنین، بررسی‌های عباسی و همکاران [۹] با تأکید بر شواهد پتروگرافی و ژئوشیمیایی، به تحلیل تحولات دیاژنتیکی پرداخته‌اند، در حالی که این مطالعه با تکیه بر شواهد میکروسکوپی، مغزه‌ای و پتروفیزیکی به نتایجی مشابه اما از منظر ریزساختارهای مخزنی و تأثیر مستقیم آن‌ها بر تخلخل و تراوایی رسیده است.

در مجموع، اگرچه بسیاری از یافته‌های این مطالعه با نتایج تحقیقات پیشین هم‌خوانی دارند، نوآوری آن در تلفیق روش‌های میکروسکوپی، پتروفیزیکی، طبقه‌بندی سنگی، تعیین رخساره‌های الکتریکی و تحلیل دقیق واحدهای جریان، آن را به الگویی قابل استناد برای مطالعات آتی در مخازن کربناته مشابه تبدیل می‌کند.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، نتایج حاصل از بررسی پتروگرافی مقاطع نازک مغزه، اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی تخلخل و تراوایی، و ارزیابی پتروفیزیکی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین دشت آبادان تحلیل شد. مطالعه پتروگرافی منجر به شناسایی هشت ریزرخساره رسوبی گردید که در چهار محیط جزر و مدی، لاگون، شول و دریای باز ته‌نشست یافته‌اند. شواهد میکروسکوپی نشان می‌دهد که فرآیندهای دیاژنتیکی تأثیر چشمگیری بر کیفیت مخزنی این توالی داشته‌اند. در این میان، انحلال، دولومیتی‌شدن و ایجاد شکستگی‌های میکروسکوپی به‌عنوان فرآیندهای بهبوددهنده و سیمانی‌شدن و نئومورفیسم کاهش‌ی به‌عنوان عوامل تضعیف‌کننده

تشکر و قدردانی

اطلاعات نهایت تشکر و قدردانی دارند.

نویسندگان این مقاله از پژوهشگاه صنعت نفت (RIPI) به خاطر انجام آنالیزها و در اختیار قرار دادن

مراجع

- [1]. James, G. A., & Wynd, J. G. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG bulletin, 49(12), 2182-2245. doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D.
- [2]. Motiei, H., Stratigraphy of Zagros. Treatise on the Geology of Iran, 1993. 60: p. 151.
- [3]. Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A., & Abdollahie-Fard, I. (2018). An integrated approach for identification and characterization of palaeo-exposure surfaces in the upper Sarvak Formation of Abadan Plain, SW Iran. Journal of African Earth Sciences, 145, 32-48. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2018.05.002.
- [4]. Honarmand, J., & Madahi, I. (2011). Linking depositional facies to diagenetic events and reservoir quality of the upper sarvak formation in a giant oil field, SW of Iran. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 27(1), 97-114. doi: https://doi.org/20.1001.1.20087888.1390.27.1.6.2.
- [5]. Mehrabi, H., & Rahimpour-Bonab, H. (2014). Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian-early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. Facies, 60(1), 147-167. doi: https://doi.org/10.1007/s10347-013-0374-0.
- [6]. Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A., & Abdollahie-Fard, I. (2016). Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran. Facies, 62(4), 26. doi: https://doi.org/10.1007/s10347-016-0477-5.
- [7]. Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, A., & Abdollahie Fard, I. (2016). Impacts of diagenetic process on reservoir quality of the Middle Cretaceous Upper Sarvak Formation in one of oil fields in the Abadan Plain, SW Iran. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 32(1), 57-80. doi: https://doi.org/10.22108/jssr.2016.20865.
- [8]. Mehrabi, H., Karami, F., Fakhar-Shahreza, N., & Honarmand, J. (2023). Pore-type characterization and reservoir zonation of the sarvak formation in the Abadan Plain, Zagros Basin, Iran. Minerals, 13(12), 1464. doi: https://doi.org/10.3390/min13121464.
- [9]. Abbasi, R., Mehrabi, H., Yahyaei, E., & Rahimpour, H. (2023). Petrographic and geochemical evidence of diagenetic alterations in the Sarvak Formation in an oilfield from the Abadan Plain, west of Iran. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 39(3), 79-102. doi: https://doi.org/10.22108/jssr.2024.139935.1274.
- [10]. Dehyadegari, E. (2021). Geochemistry and origins of Sarvak oils in Abadan plain: oil-oil correlation and migration studies. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 43(6), 716-726. doi: https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1631908.
- [11]. Alizadeh, B., Saadati, H., Rashidi, M., & Kobraei, M. (2016). Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran. Marine and Petroleum Geology, 73, 609-619. doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.11.002.
- [12]. Saadati, H., Kadkhodaie, A., Rashidi, M., Bahrami, H., Sarafdokht, H., Martyushev, D. A., & Jahangard, A. A. (2025). Genetic classification and geochemical evaluation of Upper Cretaceous carbonate reservoir oils in Dezful Embayment and Abadan Plain, SW Iran. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 15(2), 23. doi: https://doi.org/10.1007/s13202-025-01936-6.
- [13]. Ghorbani, B., Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., & Vahidmotlagh, N. (2025). Oil-oil and oil-source correlations in the Abadan Plain, SW Iran: Updated insights into middle Jurassic-Lower Cretaceous petroleum systems through biomarker analysis and chemometrics. Journal of African Earth Sciences, 223, 105525. doi: https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2024.105525.
- [14]. Atashbari, V., Tingay, M., & Amrouch, K. (2018). Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon habitat of the Abadan plain basin: a geological review of a prolific middle Eastern Hydrocarbon Province. Geosciences, 8(12), 496. doi: https://doi.org/10.3390/geosciences8120496.
- [15]. Martin, A. Z. (2001). Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. GeoArabia, 6(3), 445-504. doi: https://doi.org/10.2113/geoarabia0603445.
- [16]. 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. doi: https://doi.org/10.2475/ajs.304.1.1.
- [17]. Fard, I. A., Braathen, A., Mokhtari, M., & Alavi, S. A. (2006). Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. Petroleum Geoscience, 12(4), 347-362. doi: https://doi.org/10.1144/1354-079305-706.

- [18]. Du, Y., Zhang, J. L., Zheng, S. F., Xin, J., Chen, J., & Li, Y. Z. (2015). The rudist buildup depositional model, reservoir architecture and development strategy of the cretaceous Sarvak formation of Southwest Iran. *Petroleum*, 1(1), 16-26. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.04.001>.
- [19]. Khodabakhshnezhad, A., & Arian, M. (2016). Salt tectonics in the Southern Iran. *International Journal of Geosciences*, 7(03), 367. doi: <https://doi.org/10.4236/ijg.2016.73029>.
- [20]. Sharland, P. R., Casey, D. M., Davies, R. B., Simmons, M. D., & Sutcliffe, O. E. (2004). Arabian plate sequence stratigraphy—revisions to SP2. *GeoArabia*, 9(1), 199-214. doi.org/10.2113/geoarabia0901199.
- [21]. Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. doi.org/10.1306/M1357.
- [22]. Embry, A. F., & Klovan, J. E. (1971). A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 19(4), 730-781. doi: <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730>.
- [23]. Coates, G. R., & Dumanoir, J. L. (1973, May). A new approach to improved log-derived permeability. In SPWLA annual logging symposium (pp. SPWLA-1973). SPWLA.
- [24]. Cuddy, S. (1997, June). The application of the mathematics of fuzzy logic to petrophysics. In SPWLA annual logging symposium (pp. SPWLA-1997). SPWLA.
- [25]. Cuddy, S. J. (2000). Litho-facies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(04), 319-324. doi.org/10.2118/65411-PA.
- [26]. Ye, S. J. and P. Rabiller. A new tool for electro-facies analysis: multi-resolution graph-based clustering. in SPWLA Annual Logging Symposium. 2000. SPWLA.
- [27]. Jennings, J. W., & Lucia, F. J. (2003). Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(04), 215-225. doi: doi.org/10.2118/84942-PA.
- [28]. Flügel, E., & Munnecke, A. (2010). Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application (Vol. 976, p. 2004). Berlin: springer.
- [29]. Wilson, J.L., Carbonate facies in geologic history. 2012: Springer Science & Business Media.
- [30]. Zamanpour, A., et al., Analysis of sedimentary environment, diagenesis and evaluation reservoir quality of the Sarvak Formation in Darquain and Yadavarn oil fields, south west of Iran [M.Sc. dissertation, University of Isfahan](in persian), 2019.
- [31]. Winland, H., D., Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan. Unpublished, 1972. Amoco Production Company Report F72-G-25.
- [32]. Winland, H., D., Evaluation of gas slippage and pore aperture size in carbonate and sandstone reservoirs. Unpublished, 1976. Amoco Production Company Report F72-G-25.
- [33]. Pittman, E. D. (1984, February). The pore geometries of reservoir rocks. In AIP Conference Proceedings, 107 (1). 1-20. American Institute of Physics. doi: <https://doi.org/10.1063/1.34299>.
- [34]. Pittman, E.D., Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *AAPG bulletin*, 1992. 76(2): p. 191-198. DOI: <https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D>.
- [35]. Lucia, F. J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG bulletin*, 79(9), 1275-1300. doi: <https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>.
- [36]. Lucia, F. J. (1983). Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. *Journal of petroleum technology*, 35(03), 629-637. doi: <https://doi.org/10.2118/10073-PA>.
- [37]. Lucia, F. J., Kerans, C., & Jennings Jr, J. W. (2003). Carbonate reservoir characterization. *Journal of petroleum technology*, 55(06), 70-72. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-540-72742-2_2.
- [38]. Lucia, F.J., Carbonate reservoir characterization: an integrated approach. 2014: Springer Berlin.
- [39]. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997, October). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-38679). SPE. doi.org/10.2118/38679-MS.
- [40]. Salehi, M. A., Kazem Shiroudi, S., Moussavi Harami, S. R., Ghafouri, M., & Lashkari Pour, G. (2015). Integrated petrophysical rock typing approaches for the Upper Surmeh Formation in an oil field in the central Persian Gulf. *Journal of Petroleum Research*, 25(84), 72-87 . doi: <https://doi.org/10.22078/pr.2015.550>.