https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en
Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
E-ISSN: 2423-8007
Vol. 40, Issue 3, No. 96, Autumn 2024, pp 69-86
Received: 15.07.2024 Accepted: 17.09.2024

Research Paper

Evaluation of porosity, permeability, and reservoir quality of the Asmari Formation using sedimentary facies and diagenesis data in the Ahvaz oil field

Akbar Heidari*
Assistant Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basin Geology, Faculty of Earth Sciences and GIS, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
A.Heidari@scu.ac.ir

Narges Shokri
Assistant Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basin Geology, Faculty of Earth Sciences and GIS, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
n.shokri@scu.ac.ir

Milad Farji
Experts in the National Iranian South Oil Company, Ahvaz, Iran
farajimilad1373@gmail.com

Abstract
The Asmari Formation, the Oligo–Miocene in age, has been deposited in the Dezful Embayment and other parts of the Zagros Basin. In the Ahvaz oil field, this formation is mostly composed of limestones, dolomites, marls, and sandstones. In this study, the data of microfacies, sedimentary environment, and diagenesis of zone 7 from the Asmari Reservoir in the Ahvaz oil field were investigated. Depositional and post-depositional environments have a wide-ranging effect on rock composition and its components, leading to different reservoir properties for each sequence and affecting the rock types. Near-surface burial diagenetic conditions in meteoric and shallow burial diagenetic environments, due to the ease of entry and exit of diagenetic fluids, the initial composition of the sediment undergoes significant changes in a short period, and dissolution of unstable components or extensive cementation occurs. In this study, mixed sandstone and carbonate succession were studied in six wells from the Ahvaz oilfield. This study's results show the evidence from sedimentary environment and diagenesis, but the effect of diagenetic processes was relatively more important. Therefore, the studied succession can be considered a diagenetic reservoir. It is hoped that the results of this study can be useful in the development program of the studied field.
Keywords: Carbonate microfacies, Asmari Reservoir, Oil Field Development, Reef, Lucia Classification

Introduction

Tectonic factors, sea level changes, and climate have always been recognized as some of the most important parameters influencing sedimentation and the characteristics of sedimentary rocks (Cousino et al. 2015; Mazhar et al. 2021; Catuneanu 2022; Bachari et al. 2024). The importance of sedimentary texture and mineralogy in connection with diagenesis has long been recognized in carbonate deposits (e.g. Folk 1959; Moore 1989; Tucker and Bathurst 2009; Abdullah et al. 2023). The primary composition of carbonate rocks reflects the depositional environment conditions as well as the evolution and ecology of organisms with calcareous shells (Pomar 2020). In this study, porosity data and their relationship with depositional and diagenetic environments were examined in the Ahvaz oilfield. The main objective of this study is to determine the effects of depositional and diagenetic processes on the reservoir characteristics, porosity, and permeability of the evaluated succession.

Material & Methods

The A7 zone, which is studied here is mainly composed of limestones with some interbeds of sandstones and dolomites. A total of 300 thin sections were prepared for study from cores and drill cuttings obtained from six drilled wells. The thicknesses of the investigated succession have a range between 15 and 70 meters in the studied wells with a mean of

*Corresponding author
Heidari A. Shokri N. and Farji M. (2024). Evaluation of porosity, permeability, and reservoir quality of the Asmari Formation using sedimentary facies and diagenesis data in the Ahvaz oil field. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 40(3):69-86. https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

2423-8007 / © 2024 University of Isfahan
This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

50 m. The thin sections prepared from these wells were subjected to detailed microfacies and diagenetic studies. This study identified the various types of porosity in the Asmari Formation carbonate rocks and classified them according to the Choquette and Pray (1970) classification. The role of each pore type in the reservoir quality of the succession was evaluated. In this study, Lucia's petrophysical classification was used for reservoir analysis (Lucia 2007). Additionally, the reservoir quality of the Asmari Formation was described using Ahr's classification (Ahr 2008).

Discussion of Results & Conclusions

Porosity can generally be divided into two groups: primary and secondary. Choquette and Pray (1970) classified porosities in carbonate rocks into three categories based on their relationship or lack thereof to the rock fabric. Porosity types such as fossil molds, dissolution vugs, moldic porosity formed by fossil dissolution, intergranular porosity in clastic parts, intercrystalline porosity in recrystallized dolomites, and fractures have been identified in the studied succession.

Porosity and permeability are two controlling parameters of reservoir quality. In this section, petrophysical logs were utilized for reservoir analysis, and based on Ahr's classification (2008), the reservoir quality of the Asmari Formation was described. Lucia (2007) examined various rock types to analyze the reservoir behavior of sedimentary facies. He defined three petrophysical classes in his diagram, each with a distinct pore size distribution. In this study, his results were used to interpret the porosity of the Asmari Formation. The Asmari reservoir in the studied field was subjected to microfacies and diagenetic studies. Microfacies studies of this formation led to the identification of 14 microfacies in five facies associations. Cementation has often caused data to shift to the left on the plot, leading to microfacies being excluded from the reservoir zone. The reef microfacies is located in Class 2 of Lucia's plot, indicating good reservoir quality, initially due to the porosity of the coral framework. Subsequent diagenetic processes, including fracture development, connected many pores and enhanced permeability in these reef microfacies. Additionally, the early marine cementation in reef microfacies prevented compaction during burial, thus preserving porosity. Some lagoon and open marine microfacies fall within Class 1, with a smaller proportion in sub-Class 1, or Class 2. The relatively poor reservoir properties of lagoon and open marine microfacies may be attributed to the presence of lime mud in the low-energy microfacies. Other lagoon and open marine microfacies are also classified within Class 2 of Lucia's plot, which can be attributed to interconnected porosity systems such as channel, fracture, and intercrystalline porosity, along with dolomitization and reduced cementation. Studies and modeling of the Asmari Formation in the investigated wells have revealed a strong freshwater influx during deposition. Such an influx of freshwater, which led to the formation of sandstone facies and abundant detrital quartz grains within the carbonate sediments of the Asmari Formation in the Ahvaz field, could have caused two significant events. Firstly, this strong freshwater flow could have enhanced the diagenetic process of dissolution in certain microfacies, as evidenced by the extensive vugs and channels observed in many carbonate microfacies. Secondly, dolomitization, resulting from the mixing of freshwater and seawater according to the Badiozamani model (1973), is observed in many microfacies. The significant role of dolomitization in enhancing the reservoir quality of some lagoon and marine microfacies is evident. The lack of detrimental diagenetic processes, especially late cementation and compaction, on reef microfacies, coupled with the energy of the depositional environment (removal of clay-filled pore spaces), are the primary reasons for the excellent reservoir quality of the studied samples from the Asmari Formation in the Ahvaz oil field. In a few studied samples of the Asmari Formation that fall outside the main 3 classes, calcite and sometimes anhydrite cement have reduced the connectivity between the pore throats of these microfacies. Tidal flat microfacies are often found in classes 1 and 2, indicating good porosity and permeability. What is certain in these microfacies is the presence of intercrystalline porosity in dolomite, the development of sedimentary structures such as birdseye and fenestral pores in these microfacies, and an increase in their permeability and reservoir quality. Furthermore, the widespread dolomitization causes changes in the geomechanical behavior of the upper intertidal microfacies and increases the potential for fracture development. Therefore, this fracture development enhances reservoir properties.

Among the studied microfacies, Mf6–8, and Mf10 exhibit the highest reservoir quality. These microfacies display an average porosity ranging from 25 to 30 percent and a permeability of 100 to 200 millidarcies. The extensive pore spaces within reef structures, coupled with lower cementation, contribute to these favorable properties in microfacies Mf6 and Mf7. Additionally, dolomitization has enhanced the reservoir quality of certain microfacies, such as Mf8. In contrast, microfacies Mf3 and Mf11 exhibit the lowest porosity and permeability due to severe cementation and compaction. Additionally, the pore size distribution varies among different microfacies, which also influences their permeability. Overall, the results indicate that reef and back-reef microfacies have a high potential for hydrocarbon production. There is a similar trend of decreasing and increasing porosity and permeability in microfacies, which supports the direct relationship between these two parameters in the Lucia plot and also indicates the presence of interconnected pores in these microfacies. Among the sub-environments, the best reservoir quality based on porosity and permeability and according to Ahr’s classification (2008) belongs to the reef, tidal flat, open marine, and lagoon sub-environments, respectively.

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی
سال چهلم، شماره پیاپی ۹۶، شماره سوم، پاییز ۱۴۰۳، ص ۶۹-۸۶
تاریخ وصول: ۱۴۰۳/۰۴/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۶/۲۷

مقاله پژوهشی

ارزیابی تخلخل، تراوایی و کیفیت مخزنی سازند آسماری با استفاده از داده‌های ریزرخسارۀ رسوبی و دیاژنز در میدان نفتی اهواز

اکبر حیدری*، استادیار گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکدۀ علوم زمین و GIS، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران
A.Heidari@scu.ac.ir
نرگس شکری، استادیار گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکدۀ علوم زمین و GIS، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران
n.shokri@scu.ac.ir
میلاد فرجی، کارشناس مناطق نفت‌خیز جنوب اهواز، اهواز، ایران
farajimilad1373@gmail.com

چکیده
سازند آسماری با سن الیگومیوسن در فروافتادگی دزفول گسترش یافته است. این سازند در چاه‌های میدان نفتی اهواز با ترکیب سنگ‌آهک، مارن و ماسه‌سنگ در اعماق ۲۶۰۰ تا ۳۰۰۰ متری شناسایی شده است. بخش مورد مطالعه عمدتاً از سنگ‌آهک و با فراوانی کمتر ماسه‌سنگ تشکیل شده است. بخش مطالعه‌شده بین ۱۵ تا ۷۰ متر با میانگین ۵۰ متر ضخامت دارد. در گذشته آثار رسوب‌شناسی، چینه‌نگاری سکانسی و تحلیل رخساره‌های رسوبی براساس تخلخل و تراوایی سازندها جدا از دیاژنز بررسی می‌شد. درک و تشخیص خصوصیات سنگ‌های رسوبی تحت تأثیر دیاژنز، مستلزم استفادۀ بهتر و جامع‌تر از مطالعات دقیق محیط‌های رسوبی، چینه‌نگاری سکانسی، ریزرخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیک است. در این مطالعه داده‌های ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و دیاژنز مخزن آسماری در میدان نفتی اهواز بررسی شد. آثار هریک از پارامترهای مذکور با کمک نمودارها و طبقه‌بندی‌های مرجع واکاوی و نقش آنها مشخص شد. خصوصیات رسوب‌گذاری و محیط رسوبی، آثار وسیعی بر ترکیب سنگ و اجزای آن دارد که به ایجاد خصوصیات مخزنی متفاوت برای هر توالی و گونۀ سنگی منجر می‌شود. در ادامه فرآیندهای دیاژنتیک نیز سنگ‌های ایجادشده در محیط‌های رسوبی را تغییر می‌دهند و تنوع گونه‌ها سنگی مخزنی را متنوع‌تر می‌کنند. در شرایط دیاژنتیکی نزدیکی سطح زمین و محیط‌های دیاژنتیک متئوریک و دفنی کم‌عمق، به‌سبب سهولت ورود و خروج سیالات دیاژنتیک ترکیب اولیۀ رسوب در مدت‌زمان کمی دچار تغییرات وسیعی می‌شود و انحلال اجزای ناپایدار و یا سیمانی‌شدن وسیع رخ می‌دهد. ویژگی‌های مخزنی توالی مخزن آسماری، مانند تخلخل و تراوایی در این مطالعه براساس تاریخچۀ رسوب‌گذاری و دیاژنز انجام شد. در این مطالعه توالی‌های مختلط ماسه‌سنگ و کربنات سازند آسماری در تعداد ۶ چاه از میدان نفتی اهواز مطالعه و آثار محیط‌های رسوبی، رخساره‌ها و دیاژنز بر خصوصیات مخزنی ارزیابی شده است. نتایج این مطالعه نشان داد که هر دو عامل محیط رسوبی و دیاژنز بر کیفیت مخزنی سازند مطالعه‌شده تأثیر داشته‌اند، اما اثر فرآیندهای دیاژنتیک به نسبت بیشتر بوده است. بنابراین به‌طور کلی توالی مورد مطالعه، یک مخزن دیاژنتیک در نظر گرفته می‌شود. امید است نتایج این مطالعه در راستای برنامۀ توسعۀ میدان مطالعه‌شده مفید واقع شود.

واژه‌های کلیدی: ریزرخسارۀ کربناته، مخزن آسماری، توسعۀ میدان نفتی، ریف، طبقه‌بندی لوسیا.

---

* نویسنده مسئول

حیدری، اکبر؛ شکری، نرگس. و فرجی، میلاد. (۱۴۰۳). ارزیابی تخلخل، تراوایی و کیفیت مخزنی سازند آسماری با استفاده از داده‌های ریزرخسارۀ رسوبی و دیاژنز در میدان نفتی اهواز. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۰(۳): ۶۹-۸۶ https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

2423-8007 / © 2023 University of Isfahan
This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

مقدمه

عوامل تکتونیکی، تغییرات سطح دریا و آب و هوا، همواره برخی از مهم‌ترین عوامل مؤثر بر سبک رسوب‌گذاری و خصوصیات سنگ‌های رسوبی شناخته شده‌اند (Cousino et al. 2015; Mazhar et al. 2021; Catuneanu 2022; Bachari et al. 2024). در ارتباط با نهشته‌های کربناته، اهمیت بافت رسوبی و کانی‌شناسی در رابطه با فرآیندهای دیاژنتیک از گذشته شناخته شده است (برای مثال Folk 1959; Moore 1989; Abdullah et al. 2023). دلیل این موضوع آثار دیاژنتیک است که ممکن است در محیط تدفینی مشاهده شود (Wang et al. 2020). ترکیب اولیهٔ سنگ‌های کربناته منعکس‌کنندهٔ شرایط محیط رسوبی و تکامل و اکولوژی موجودات با پوسته‌های آهکی است (Pomar 2020). پیش‌بینی ویژگی‌های سنگ‌شناسی توالی‌های سازند مخزنی، نظیر ترکیب و بافت و ساختارهای رسوبی، پیش از عملیات حفاری در حوضهٔ رسوبی، باید براساس مفروضات و محدودیت‌های مرتبط با فرآیندهای رسوب‌گذاری و دیاژنز باشد. مهم‌ترین محدودیت در این زمینه، تغییرات عمدهٔ سنگ‌های کربناته در طول دفن و همچنین در ارتباط با اثر زیاد آب‌های متئوریک در اعماق کم تدفین است (Hood et al. 2018; Immenhauser 2022). سیستم‌های ژئوشیمیایی باز در یک حوضهٔ رسوبی، به ایجاد تغییرات بسیار چشمگیری در ترکیب سنگ در طول فرآیند دیاژنز منجر می‌شود (Bjørlykke and Jahren 2012). در این مطالعه داده‌های تخلخل و ارتباط آنها با محیط‌های رسوبی و دیاژنتیک در تعداد ۶ برش از سازند آسماری (شکل ۱ الف) در میدان نفتی اهواز (شکل ۱ ب) بررسی شده است. هدف اصلی این مطالعه، تعیین میزان آثار فرآیندهای رسوب‌گذاری و دیاژنتیک بر خصوصیات مخزنی و تخلخل و تراوایی توالی‌های ارزیابی‌شده است.

تاریخچهٔ موضوع و پیشینهٔ پژوهش

سازند آسماری یکی از مخازن اصلی هیدروکربوری در حوضهٔ رسوبی زاگرس است که به‌دلیل پتانسیل درخور توجه نفتی، به‌طور گسترده مطالعه شده است (برای مثال Van Buchem et al. 2010; Soleimani et al. 2015; 2020; Sohrabi et al. 2019). میدان نفتی اهواز در جنوب غربی کشور، در استان خوزستان واقع شده است. این میدان در محدودهٔ زاگرس قرار دارد که یکی از مهم‌ترین نواحی نفت‌خیز ایران به شمار می‌آید. به‌طور دقیق‌تر، میدان نفتی اهواز در حوضهٔ دشت خوزستان و در مجاورت رودخانهٔ کارون قرار دارد. میدان نفتی اهواز در حدود ۸۰ کیلومتری شمال غربی شهر اهواز قرار دارد و با میدان‌های نفتی رامین، مارون، شادگان، منصوری، آب‌تیمور و سوسنگرد هم‌جوار است (Motiei 1993; Amiri Bakhtiar and Noraii-Nejad 2022). سازند آسماری در تحقیقات اولیه با عنوان سکانس کرتاسه–ائوسن نام‌گذاری شد (Busk 1918). در ادامه (Richardson (1924)، De Böckh et al. (1929)، Aiello (2019) و... مطالعه و سن آن به‌عنوان الیگوسن–میوسن تعیین شد. این سازند همچنین براساس خصوصیات سنگ‌شناسی و تحلیل‌های دیرینه‌شناسی در نواحی مختلف حوضهٔ رسوبی زاگرس معرفی شد (برای مثال James and Wynd 1965; Adams and Bourgeois 1967). سازند آسماری با سن الیگومیوسن در بسیاری از مناطق فروافتادگی دزفول ته‌نشست یافته است. ارزیابی دقیق تخلخل، تراوایی و کیفیت مخزنی این سازند برای توسعه و بهره‌برداری بهینه از مخازن نفتی حائز اهمیت است. مطالعات متعدد با استفاده از تلفیق داده‌های رسوبی و دیاژنز، این موضوع را بررسی کرده‌اند (برای مثال Bahrami et al. 2017; Ehrenberg and Baek 2019; Abbasi et al. 2021; Haghighat et al. 2021; Khazaie et al. 2022). مطالعات رسوبی و دیاژنز مذکور، نشان داده‌اند که تخلخل و تراوایی سازند آسماری به‌طور درخور توجهی تحت تأثیر عوامل مختلفی ازجمله رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیک بوده است. فرآیندهای دیاژنتیک نظیر سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، انحلال و شکستگی، تخلخل و تراوایی سنگ را به‌طور درخور توجهی تحت تأثیر قرار می‌دهند. با افزایش عمق تدفین، سنگ تحت فشار تراکم

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

بیشتری قرار می‌گیرد و بـه کـاهش تخلخـل و تراوایـی منجـر می‌شود. برخی مطالعات نیز نشان داده‌اند که توزیع تخلخـل و تراوایی در سازند آسماری به‌طور نـاهمگن اسـت و زون‌هـای مخزنی با کیفیت‌های مختلف در آن شناسایی مـی‌شـود (بـرای مثال Soleimani and Nazari 2012; Khazaie et al. 2022; Fallah-Bagtash et al. 2022). علاوه بـر ایـن، مطالعـات دیـاژنز نشـان داده‌اند که تاریخچهٔ دفن و سیالات درون حفره‌ای نقش مهمی در تکامـل تخلخـل و کیفیـت مخزنـی سـازند آسـماری ایفـا کرده‌اند (برای مثال Haghighat et al. 2021). یافتـه‌هـای کلیـدی تخلخل و تراوایی سازند آسماری، به‌طور درخور تـوجهی بـه رخسارهٔ رسوبی و سطح آب دریا (برای مثال Gharechelou et al. 2016) و فرآیندهای دیاژنتیک بستگی دارد. تاریخچهٔ دفن و سـیالات درون حفـره‌ای نقـش مهمـی در تکامـل تخلخـل و کیفیت مخزنی این سازند ایفا کرده‌اند. یافته‌هـای ایـن مطالعـه برای مواردی نظیر شناسایی زون‌های مخزنی با پتانسیل بالا در سازند آسـماری، توسـعهٔ برنامـه‌هـای حفـاری و تولیـد بهینـهٔ ارزیابی ذخایر هیدروکربوری و انجـام مطالعـات شـبیه‌سـازی مخزن به کار می‌رود.

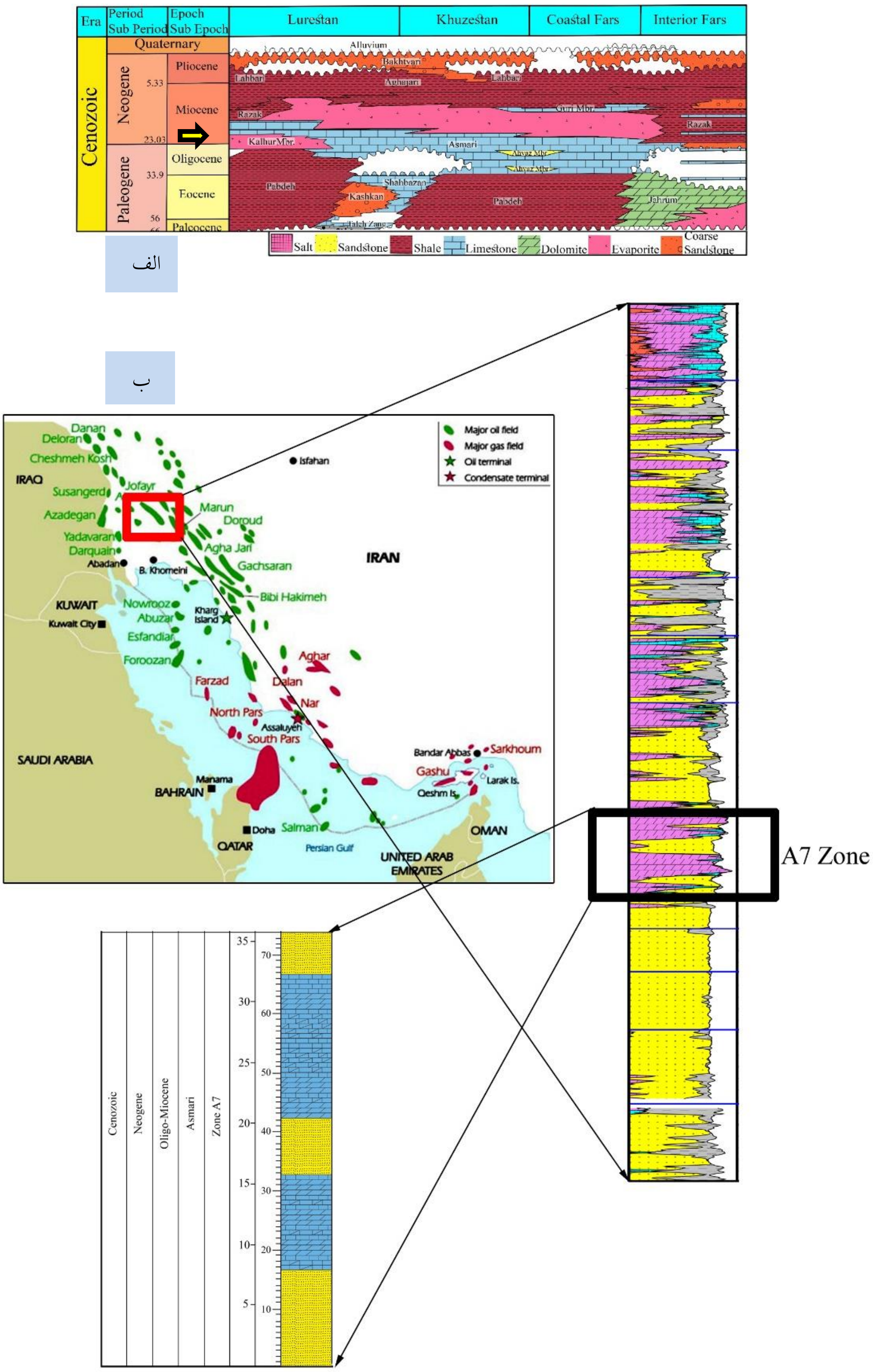
روش کار و شیوهٔ انجام مطالعه

در این مطالعه توالی‌هـای سـازند مخزنـی آسـماری در تعـداد شش چاه مطالعه شده است. سازند آسـماری در میـدان نفتـی اهـواز عمـدتاً از سـنگ‌هـای آهکـی، دولـومیتی، مـارنی و ماسه‌سنگی تشکیل شده است، اما بخش A7 که در این مطالعه بررسی شـده اسـت، عمـدتاً سـنگ‌آهـک بـا مقـادیر کمتـری ماسه‌سنگ و دولومیت است. تعداد ۳۰۰ عدد مقطع نـازک از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری از شش چاه بررسی‌شـده، تهیـه و مطالعه شده است. ضخامت توالی بررسـی‌شـده در چـاه‌هـای مطالعه‌شده، بـین ۱۵ تـا ۷۰ متـر متغیـر اسـت. مقـاطع نـازک تهیه‌شـده از ایـن چـاه‌هـا، مـورد مطالعـات ریزرخسـاره‌ای و دیاژنتیک قـرار گرفتـه اسـت. در ایـن مطالعـه انـواع تخلخـل موجود در سـنگ‌هـای کربناتـه سـازند آسـماری شناسـایی و براساس طبقه‌بندی چوکت و پری، ۱۹۷۰ نام‌گـذاری شـدند و نقش آنها در کیفیت مخزنی توالی ارزیابی شده است. داده‌های حاصل از مطالعهٔ تخلخل و تراوایی از مناطق نفت‌خیز جنـوب با داده‌های مطالعـهٔ مقـاطع نـازک ادغام و نمودارهـای نحـوهٔ توزیع تخلخل و تراوایی در ارتباط با ریزرخساره‌های رسـوبی و فرآیندهای دیاژنتیک ترسیم شـده اسـت. در ایـن مطالعـه از طبقه‌بندی پتروفیزیکی لوسیا برای تحلیل مخزنی اسـتفاده شـد. همچنین با استفاده از طبقه‌بندی اهـر (Ahr 2008) (جـدول ۱) وضعیت مخزنی سازند آسماری توصیف شد.

بحث و تحلیل یافته‌های پژوهش

مطالعات تخلخـل سـنگ‌هـای کربناتـه، در فهـم فرآینـدهـای دیاژنزی، بسیار مهم‌اند و در ارزیـابی مخـازن، نقـش بسـزایی ایفا می‌کنند (Moore 2001). تخلخل، درصدی از حجم کل یک سنگ بوده است که ازطریـق منافـذ مـرتبط و غیـر مـرتبط بـه یکدیگر اشـغال شـده اسـت. بـه ایـن تخلخـل، تخلخـل کـل می‌گویند، در حالی که تخلخل مؤثر یا مفید درصدی از حجـم کل سنگ بوده است که شامل منافذ مرتبط بـا یکـدیگر اسـت. ذکر این نکته حائز اهمیت است که تنها تخلخل مؤثر در تولید چاه، مفید واقع می‌شـود (Hanxuan et al. 2020; Anjiang et al. 2022). تخلخل غیرمفید نیز، به فضاهای خالی غیـر مـرتبط بـا یکدیگر مربوط است که به جلوگیری از عبور سـیالات منجـر می‌شود و تراوایی سنگ را کاهش می‌دهد.

به‌طور کلی تخلخل‌ها به دو گـروه اولیـه و ثانویـه تقسـیم می‌شود. چوکت و پری (Choquette and Pray 1970) تخلخل‌ها را در سنگ‌های کربناته، ازنظر ارتبـاط یـا ارتبـاط‌نداشـتن بـا فابریک سنگ، به سه دسته تقسیم کرده‌انـد کـه بعـداً آدامـز و مکنزی (Adams and Mackenzie 1998)، اصلاحاتی را در آن به وجود آوردند.



شکل ۱- الف) توالی‌های سنوزوییک که در آن سازند آسماری با پیکان زرد نشان داده شده است (اقتباس با تغییراتی از Schlumberger 2003)؛ **ب) موقعیت جغرافیایی و ستون چینه‌شناسی یکی از چاه‌های مطالعه‌شده در میدان نفتی اهواز و زون A7**

Fig 1- Cenozoic sequences in which the Asmari Formation is shown by a yellow arrow. (Modified after Schlumberger 2003); **B) Location of the Ahvaz Oil Field and its stratigraphical column**

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

تخلخل حفره‌ای[1] در مخزن مطالعه‌شده، نقش مؤثری در افزایش تخلخل ریزرخساره‌های دولومادستونی، مادستونی و ریزرخساره‌های دانه‌غالب سیمانی‌شده داشته است (شکل ۲ الف). این نوع تخلخل عموماً از فابریک سنگ تبعیت نکرده و به‌صورت حفرات انحلالی با نحوۀ توزیع نامنظم تشکیل شده است. تخلخل‌های نوع حفره‌ای ممکن است در ابتدا از نوع تخلخل‌های قالبی یا بین‌دانه‌ای بوده باشند که بر اثر گسترش انحلال، شکل اولیۀ آنها تغییر کرده و توسعه یافته است (Moore 1989; Flügel 2012; Khan et al. 2023; Huang et al. 2023). در بسیاری از موارد در مخزن مطالعه‌شده، تخلخل‌های حفره‌ای در مسیر تخلخل‌های شکستگی و یا استیلولیت‌ها توسعه یافته‌اند. محل استیلولیت‌ها یک بخش ضعیف‌تر از سنگ در زمان کاهش بار وزنی روبارۀ ناشی از چین‌خوردگی‌های تکتونیک از هم باز و با گذر سیالات انحلال‌دهندۀ کربنات، تخلخل‌های حفره‌ای و غاری تشکیل می‌شود.

تخلخل قالبی[2] در برخی موارد در توالی‌های بررسی‌شده مشاهده شد. به نظر می‌رسد که این نوع تخلخل به‌وسیلۀ فابریک سنگ انتخاب شده و به‌طور ثانویه (عموماً طی فرآیندهای دیاژنز جوی و تدفینی) گسترش یافته است (شکل ۲ الف و ب) (Bathurst 1972). به‌طور کلی مطالعات نشان داده‌اند که تخلخل قالبی هنگامی ایجاد می‌شود که انحلال به‌صورت انتخابی در دانه‌های آراگونیتی سنگ‌های آهکی عمل کند و باعث ایجاد فضاهای خالی در محل دانه‌ها شود. در موارد مشاهده‌شده در مخزن مورد مطالعه، شکل حاصل‌شده کاملاً با شکل اولیۀ دانه شباهت دارد (Moore 1989; Janjuhah et al. 2021). تخلخل درون دانه‌ای[3] در برخی موارد، اما نه زیاد، در مخزن بررسی‌شده ملاحظه می‌شود (شکل ۲ پ). این نوع تخلخل در سنگ‌های کربناتۀ مخزن آسماری در میدان نفتی اهواز، به‌خصوص در مواردی که به‌صورت بسته و غیرمفید است، اهمیت مخزنی کمتری دارد (برای مثال Moore 2001; Janjuhah et al. 2021). این نوع تخلخل ممکن است اولیه باشد و یا بعدها طی دیاژنز آغازین[4]، بر اثر تجزیۀ مواد آلی پرکنندۀ فضاهای اسکلتی موجودات آهک‌ساز حاصل شود (Moore 2001, Rahimpour Bonab 2005). تخلخل بین بلوری یکی دیگر از انواع تخلخل شناسایی‌شده در توالی کربناتۀ آسماری است که عمدتاً در بین بلورهای دولومیت دیده می‌شود (Das et al. 2023) (شکل ۲ ج و ۴ الف).

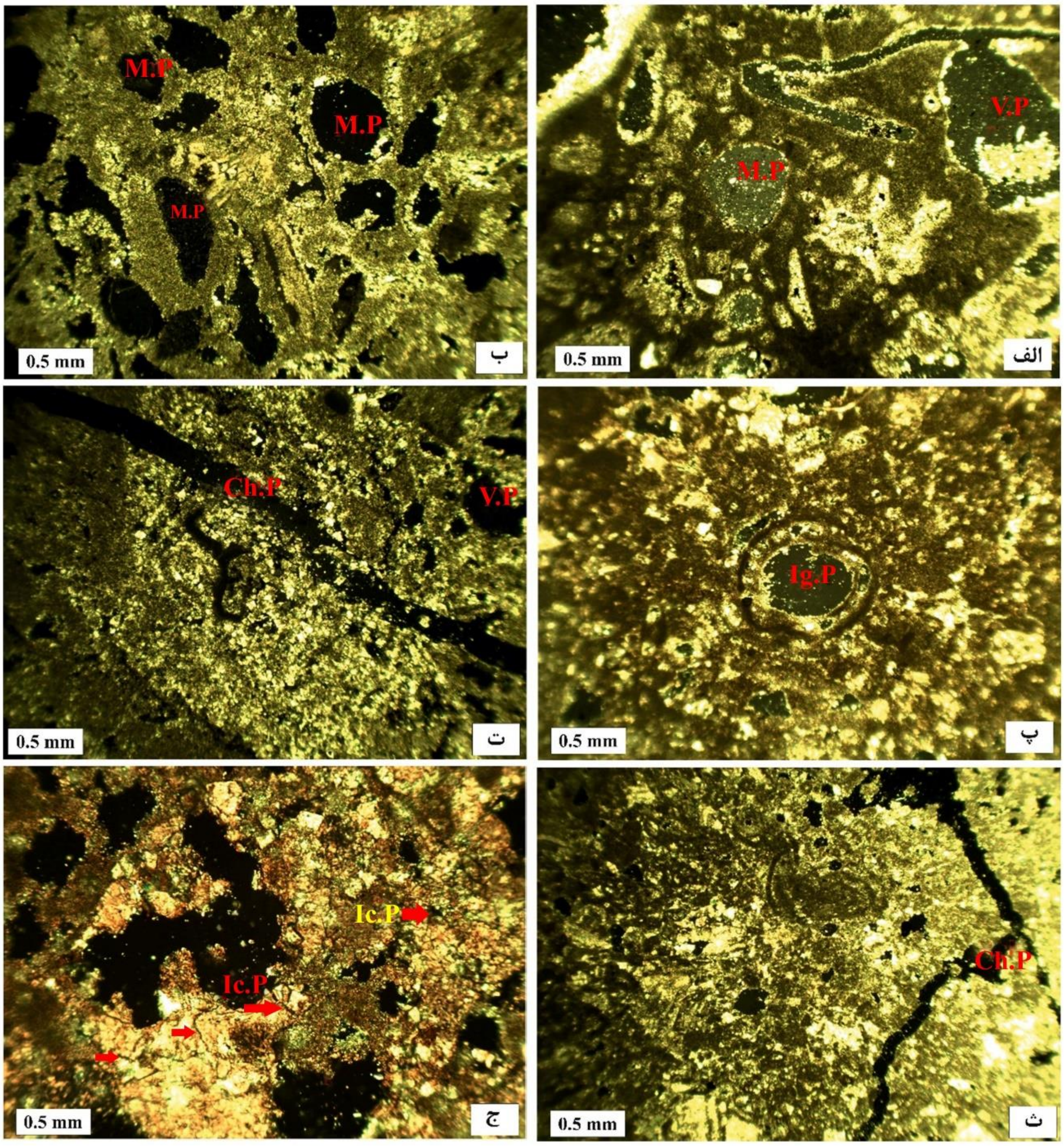
یکی دیگر از انواع تخلخل که در مخزن مورد مطالعه به‌خوبی گسترش یافته است، تخلخل حاصل از شکستگی[5] است (شکل ۲ ت و ث). این نوع تخلخل عمدتاً تحت تأثیر فروریزش[6]، انحلال، ریزش[7] و نیروهای تکتونیکی در داخل رسوبات و طبقات آهکی ایجاد می‌شود (Bloomfield et al. 2005). با افزایش تأثیر فرآیند انحلال در رسوبات، این تخلخل به تخلخل برشی تبدیل می‌شود (Flügel 2004).

کیفیت مخزنی

تخلخل و تراوایی دو پارامتر کنترل‌کنندۀ کیفیت مخزنی‌اند. در این بخش، از نمودار پتروفیزیکی لوسیا برای تحلیل مخزنی استفاده و سپس بر مبنای طبقه‌بندی Ahr (2008) (جدول ۱) وضعیت مخزنی سازند آسماری توصیف شد.

[1] Vuggy porosiyu
[2] Moldic type porosity
[3] Intra-particle porosity
[4] Early diagenesis
[5] Micro Fracture Porosity
[6] Collapse
[7] Slump

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291



شکل ۲- انواع تخلخل شناسایی‌شده در ریزرخساره‌های سازند آسماری در میدان مطالعه‌شده: الف: تخلخل حفره‌ای (Vuggy Porosity) (V.P) و تخلخل قالبی (Moldic Porosity) (M.P)؛ ب: تخلخل قالبی (M.P)؛ پ: تخلخل درون دانه‌ای (Inter-grains Porosity) (Ig.P)؛ ت: تخلخل شکستگی که به تخلخل کانالی تبدیل شده (Channel Porosity) (Ch.P) است و تخلخل حفره‌ای (V.P)؛ ث: تخلخل شکستگی که به تخلخل کانالی تبدیل شده است؛ ج: تخلخل بین بلوری (Inter-crystals Porosity) (Ic-P) در بین بلورهای دولومیت

Fig 2- Types of porosity in the microfacies of the Asmari Formation in the studied oilfield; A: vuggy porosity (V.P) and mold porosity (M.P); B: mold porosity (M.P); C: Intragranular porosity (Ig.P) D: Fracture porosity that became channel porosity (Ch.P) and vuggy porosity (V.P) E: Fracture porosity that became channel porosity (Ch.P) Is; F: Intercrystalline porosity (Ic.P) between dolomite crystals

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

جدول ۱- طبقه‌بندی توصیفی شاخص‌های مخزنی

Table 1- Descriptive classification of reservoir indicators

توصیف وضعیت مخزنی	تخلخل (درصد)	توصیف وضعیت مخزنی	تراوایی(میلی دارسی)
بدون کیفیت مخزنی	۵ درصد و کمتر	بسیار ضعیف	کمتر از ۰/۱
ضعیف	۵ تا ۱۰	ضعیف	۰/۱ تا ۱۰
متوسط	۱۰ تا ۲۰	متوسط	۱۰ تا ۵۰
خوب	۲۰ تا ۳۰	خوب	۵۰ تا ۲۵۰
عالی	-	عالی	۲۵۰ تا ۱۰۰۰ و بالاتر

لوسیا گونه‌های سنگی مختلف را به‌منظور تحلیل رفتار مخزنی رخساره‌های رسوبی بررسی کرده است (Lucia 2007). او در نمودار خود سه کلاس پتروفیزیکی را تعریف می‌کند که هرکدام توزیع متفاوتی از اندازهٔ حفرات دارند و در این مطالعه برای تعبیر و تفسیر تخلخل مخزن آسماری، از نتایج آن استفاده شده است.

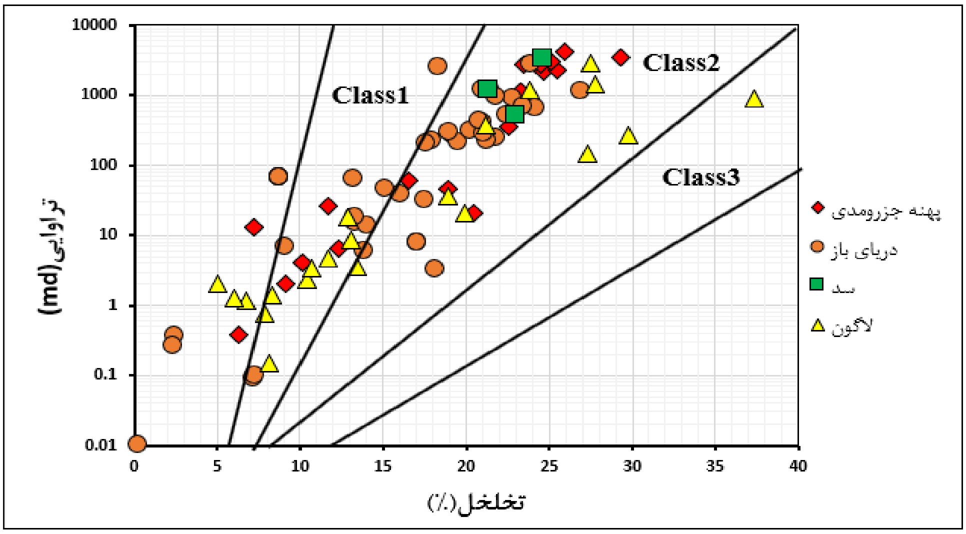
کلاس ۱ شامل تمامی بافت‌های دانه‌درشت با اجزایی به‌اندازهٔ ۱۰۰ تا ۵۰۰ میکرون است. در این کلاس بیشتر رابطه‌ای مستقیم و خطی بین تخلخل و تراوایی مشاهده می‌شود. محدوده‌هایی که اندازهٔ اجزای آنها از ۵۰۰ میکرون بیشتر است، به‌دلیل کم‌بودن تخلخل و در عین حال تراوایی بسیار زیاد، شکستگی در نظر گرفته می‌شوند. ریزرخساره‌های مادستونی و دولومادستونی پهنهٔ جزر و مدی مخزن آسماری با این کلاس منطبق است که در آنها شکستگی‌ها گسترش یافته است.

کلاس ۲ شامل بافت‌هایی با اندازهٔ متوسط (۲۰ تا ۱۰۰ میکرون) است که در آن تا حدی رابطهٔ خطی بین تخلخل و تراوایی برقرار است. این کلاس بیشتر با ریزرخساره‌های سندستونی و پکستونی لاگون و دریای باز مخزن آسماری انطباق دارد.

کلاس ۳ مربوط به بافت‌های گل‌غالب با اجزایی ریزتر از ۲۰ میکرون است که معمولاً فاقد تراوایی‌های بالا هستند. یکی از ویژگی‌های این کلاس، این است که با وجود تخلخل بالا، تراوایی پایینی دارد. بخش‌هایی که دارای بلورهایی ریزتر از ۲۰ میکرون‌اند، نشان‌دهندهٔ بافت دانه‌ریزتر و تفاوت بیشتر بین تخلخل و تراوایی‌اند (Lucia 1995; 1999; 2007). شکل ۴ تقسیم‌بندی لوسیا را برای این بافت‌ها نشان می‌دهد. پلات داده‌های تخلخل و تراوایی سازند آسماری بر این نمودار (شکل ۳) نشان می‌دهد که عمدهٔ ریزرخساره‌های بررسی‌شده در کلاس‌های ۱ و ۲ قرار دارند. پلات این داده‌ها در این کلاس‌ها نشان‌دهندهٔ ارتباط خوب بین تخلخل و تراوایی است.

مخزن آسماری در میدان مطالعه‌شده، مورد مطالعات ریزرخساره‌ای و دیاژنتیک قرار گرفت. مطالعات ریزرخساره‌ای این سازند به شناسایی تعداد ۱۴ ریزرخساره در ۵ مجموعه رخساره منجر شد. خصوصیات هریک از ریزرخساره‌ها و مجموعه رخساره‌ها در جدول ۲ ارائه شده است.

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291



شکل ۳- پلات مقادیر تخلخل و تراوایی به دست آمده از آنالیز مغزه‌های سازند آسماری در میدان مطالعه‌شدهٔ نمودار لوسیا (Lucia 2007)

Fig 3- Plot of porosity and permeability values obtained from the analysis of Asmari Formation cores in the studied field on Lucia chart (Lucia **2007**)

پدیدهٔ سیمانی‌شدن در بسیاری موارد موجب جابه‌جایی داده‌ها به‌سمت چپ نمودار و خروج ریزرخساره‌ها از وضعیت مخزنی شده است. ریزرخساره‌های زیرمحیط سدی در کلاس ۲ نمودار لوسیا (شکل ۳) با کیفیت مخزنی خوب قرار دارند که این امر در ابتدا به‌دلیل تخلخل شبکهٔ رشد مرجان است. در ادامه نیز در روند دیاژنز، گسترش شکستگی‌ها باعث اتصال بسیاری از تخلخل‌ها و افزایش تراوایی در ریزرخساره‌های سدی مرجانی شده است (شکل ۵ ب و پ). همچنین گسترش سیمان‌های اولیهٔ دریایی در ریزرخساره‌های سدی باعث جلوگیری از تراکم ناشی از تدفین شده و درنتیجه به حفظ تخلخل کمک کرده است. برخی از ریزرخساره‌های لاگونی و دریای باز در کلاس ۱ و مقدار کمتری زیر کلاس ۱ و یا در کلاس ۲ قرار دارند. ضعف نسبی خصوصیات مخزنی ریزرخساره‌های لاگون دریای باز، ناشی از حضور گل آهکی در زمینهٔ ریزرخساره‌های کم‌انرژی است (Kupecz et al. 1997; Jin et al. 2020).

حضور برخی دیگر از ریزرخساره‌های لاگون و دریای باز در کلاس ۲ نمودار لوسیا (شکل ۳) در ارتباط با تخلخل‌های به هم مرتبط، مانند تخلخل کانالی، شکستگی، بین بلوری و فرآیند دولومیتی‌شدن و توسعهٔ کمتر سیمانی‌شدن است (شکل ۵ الف). مطالعات و مدلسازی سازند آسماری در چاه‌های مطالعه‌شده نشان داده است که یک جریان قوی آب شیرین در زمان رسوب‌گذاری وارد حوضه شده است (Heidari 2023). چنین جریانی ورودی از آب شیرین، که باعث ایجاد رخسارهٔ ماسه‌سنگی و حضور فراوان دانه‌های رسوبی کوارتز به درون رسوبات کربناتهٔ سازند آسماری در میدان اهواز شده است، مسبب دو رخداد مهم می‌شود: نخست چنین جریان قوی آب شیرین باعث تقویت فرآیند دیاژنتیک انحلال در برخی ریزرخساره‌ها می‌شود، چنانچه در بسیاری از ریزرخساره‌های کربناته، حفرات و کانال‌های وسیعی دیده می‌شود (شکل ۲ ب، ج، ۴ ب، پ و ۵ الف، ب، پ و ت)؛ مورد دوم گسترش دولومیتی‌شدن بر اثر اختلاط آب شیرین و آب دریا مطابق مدل دورگ (Badiozamani 1973) است که در بسیاری از ریزرخساره‌ها ملاحظه می‌شود (شکل ۲ج و همه تصاویر شکل‌های ۴ و ۵). نقش پررنگ فرآیند دولومیتی‌شدن،

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

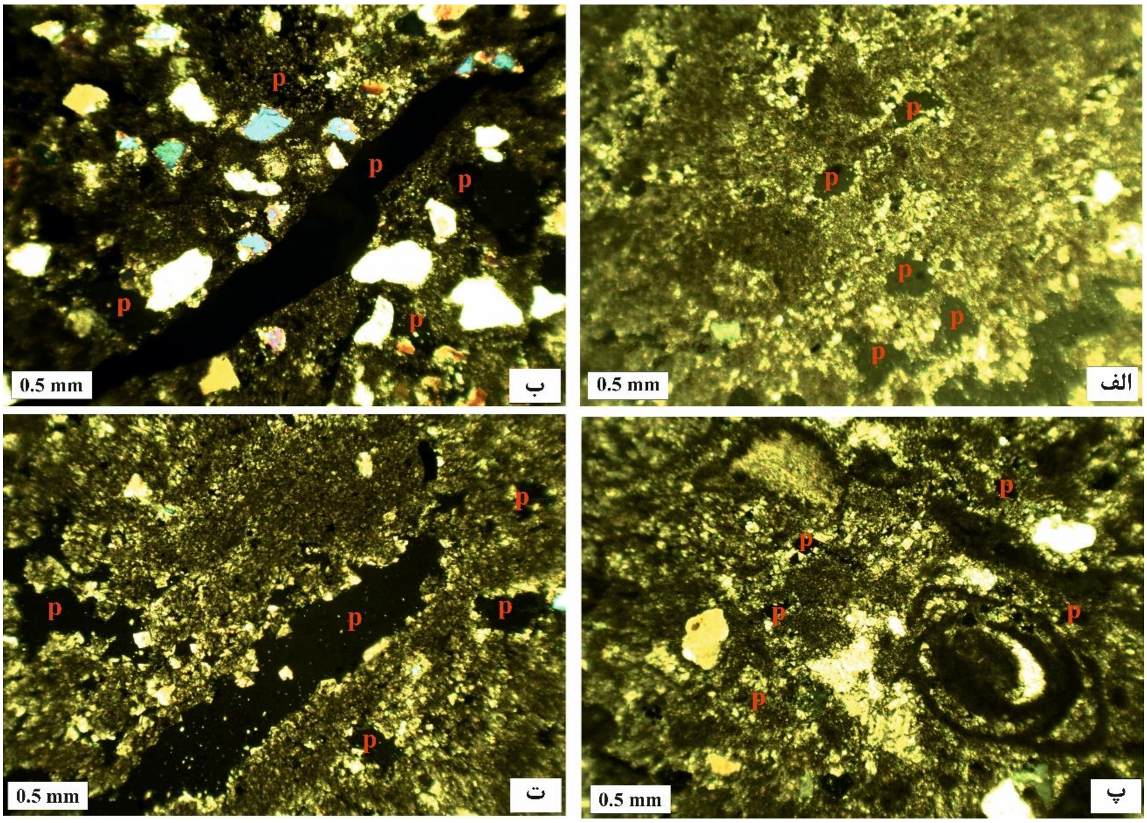
در بهبود کیفیت مخزنی برخی از ریزرخساره‌های لاگونی و دریای مشهود است. تأثیرنداشتن فرآیندهای دیاژنزی مخرب بر ریزرخساره‌های ریف مرجانی (به‌خصوص سیمانی‌شدن تأخیری و تراکم فیزیکی) و انرژی محیط رسوب‌گذاری (حذف رسوبات گلی پرکنندهٔ حفرات) از عوامل اصلی کیفیت مخزنی خوب نمونه‌های مطالعه‌شدهٔ مخزن آسماری در میدان نفتی اهواز بوده است. در تعداد کمی از نمونه‌های مطالعه‌شدهٔ سازند آسماری که خارج از ۳ کلاس اصلی قرار دارند، سیمان‌های کلسیتی و گاه انیدریتی، ارتباط بین گلوگاه این ریزرخساره‌ها را کم کرده است. ریزرخساره‌های جزرومدی بیشتر در کلاس ۱ و ۲ قرار دارند که این امر نشان‌دهندهٔ ارتباط خوب تخلخل و تراوایی در آنهاست. آنچه در این ریزرخساره‌ها مسلم است، وجود تخلخل بین بلورهای دولومیت (شکل ۴ الف)، گسترش ساختارهای رسوبی نظیر حفرات چشم پرنده‌ای و فنسترال در این ریزرخساره‌ها (شکل ۴ الف) و افزایش تراوایی و کیفیت مخزنی آنهاست. همچنین گسترش دولومیتی‌شدن باعث تغییر رفتار ژئومکانیکی سنگ‌های ریزرخساره‌های بالای جزر و مدی و افزایش پتانسیل توسعهٔ شکستگی می‌شود. بنابراین همین توسعهٔ شکستگی‌ها، خصوصیات مخزنی را بهبود می‌بخشد.

جدول ۲- ریزرخساره‌ها، اجزای آنها و محیط‌های رسوبی شناسایی‌شدهٔ سازند آسماری در چاه‌های مطالعه‌شدهٔ میدان نفتی اهواز

Table 2- Microfacies, their components and identified sedimentary environments of Asmari Formation in the studied wells of Ahvaz oil field

شماره	کد ریزرخساره	نام ریزرخساره	اجزای اصلی	اجزای فرعی	محیط رسوبی
۱	Mf1	انیدریت	انیدریت	گل آهکی	پهنهٔ جزر و مدی
۲	Mf2	سندی دولومادستون	دولومیت،کوارتز	گل آهکی	پهنهٔ جزر و مدی
۳	Mf3	سندی مادستون	گل آهکی، کوارتز	–	پهنهٔ جزر و مدی
۴	Mf4	سندی بایومادستون	کوارتز،	میلیولیده، تکستولاریا	لاگون
۵	Mf5	پلوئید بایوکلاست مادستون–وکستون	پلوئید	میلیولیده، تکستولاریا	لاگون
۶	Mf6	میلیولیده پکستون	میلیولیده	پلوئید، تکستولاریا	لاگون
۷	Mf7	کورال فریمستون	کورال		سد ریفی
۸	Mf8	کورال بایو فلوتستون	کورال	فرامینیفر	سد ریفی
۹	Mf9	بایوکلاست فلوتستون	براکیوپود، دوکفه‌ای،		دریای باز
۱۰	Mf10	بایوکلاست وکستون– مادستون	خرده های براکیوپود، دوکفه‌ای و اکینوئید		دریای باز
۱۱	Mf11	نومولیت بایوکلاست فلوتستون–پکستون	نومولیت		دریای باز
۱۲	Mf12	رد آلجیا فلوتستون	جلبک قرمز	براکیوپود، دوکفه‌ای	دریای باز
۱۳	Mf13	بریوزوآ بایوکلاست فلوتستون	بریوزوآ	براکیوپود، دوکفه‌ای، جلبک قرمز	دریای باز
۱۴	Mf14	سندستون	کوارتز		دریاچهٔ دهانه‌ای

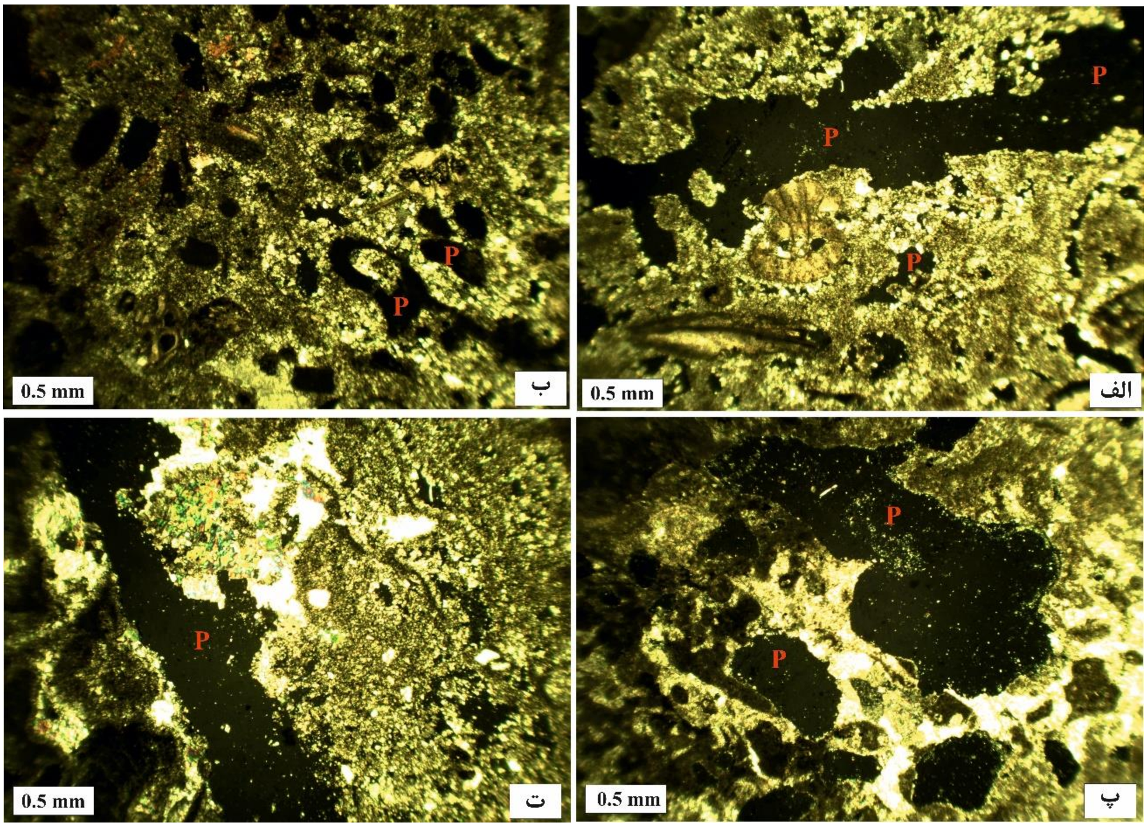
https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291



شکل ۴- تخلخل و دولومیتی‌شدن در ریزرخساره‌های لاگونی الف: دولومیتی‌شدن گسترده در ریزرخسارهٔ سندی مادستون و وجود تخلخل‌های به هم مرتبط؛ ب: تخلخل کانالی همراه تخلخل بین بلوری در ریزرخسارهٔ سندی دولومادستون؛ پ: دولومیتی‌شدن در زمینهٔ ریزرخسارهٔ میلیولید پکستون و ایجاد تخلخل بین بلوری به هم مرتبط؛ ت: تخلخل کانالی و دولومیتی‌شدن و ایجاد تخلخل بین بلوری گسترده در ریزرخسارهٔ میلیولید پکستون

Fig 4- Porosity and dolomitization in the lagoon microfacies A: extensive dolomitization in the sandy mudstone microfacies, note the presence of connected porosities, B: channel porosity with intercrystalline porosity in the sandy dolomudstone microfacies; C: dolomitization in the Miliolid packston microfacies and developing connected intercrystalline porosities; D: channel porosity and dolomitization and the creation of extensive intercrystalline porosity in Miliolid packston microfacies

ریزرخساره‌های دولومیتی به‌سبب وجود تخلخل‌های بین بلوری و انحلالی دارای تخلخل و تراوایی نسبتاً خوب‌اند و در قسمت‌های میانی و بالایی کلاس ۱ و ۲ نمودار قرار می‌گیرند. در برخی نمونه‌ها، ترکیب فرآیندهای انحلال و دولومیتی‌شدن سبب ایجاد کانال‌هایی برای عبور سیالات شده است. بنابراین فرآیندهای دولومیتی‌شدن و انحلال در کنار ریزشکستگی، نقش بسیار زیادی در افزایش کیفیت مخزنی سازند آسماری داشته‌اند. بر مبنای طبقه‌بندی توصیفی Ahr (2008) و براساس میزان تخلخل، وضعیت مخزنی ریزرخساره‌ها و زیرمحیط‌ها در جدول ۳ ارائه شده است.



شکل ۵- تخلخل و دولومیتی‌شدن در ریزرخساره‌های دریای باز: الف: تخلخل کانالی گسترده در ریزرخسارۀ نومولیت بایوکلست پکستون؛ ب: تخلخل بین بلوری و به هم مرتبط در ریزرخسارۀ کورال فریمستون که سیمانی‌شدن ثانویه در آن گسترش نیافته است؛ پ: تخلخل حفره‌ای گسترده در ریزرخسارۀ کورال فریمستون؛ ت: تخلخل کانالی و دولومیتی‌شدن به‌همراه تخلخل بین بلوری در ریزرخسارۀ نومولیت بایوکلست پکستون

Fig 5- Porosity and dolomitization in open marine microfacies; A: Extensive channel porosity development in the bioclast Nummulite packstone microfacies; B: Intercrystalline and connected porosity in the coral framestone microfacies where secondary cementation has not expanded; C: Extensive vuggy porosity development in coral framestone microfacies; D: Channel porosity and dolomitization along with intercrystalline porosity in bioclast nummulite packstone microfacies

در بین ریزرخساره‌های بررسی‌شده بر مبنای تخلخل، بهترین ریزرخساره‌ها به ترتیب ریزرخساره‌های Mf6، Mf7، Mf8 و Mf10 هستند که دارای تخلخل عالی‌اند و کمترین تخلخل نیز مربوط به ریزرخساره‌های Mf3 و Mf11 هستند. بیشترین تراوایی نیز متعلق به ریزرخسارۀ Mf6 و Mf7 است که به محیط‌های ریف و پشت ریف مربوطاند (جدول ۲). همچنین کمترین نیز متعلق به ریزرخسارۀ Mf12 و Mf3 است که به محیط‌های رسوبی دریای باز و بالای جزر و مدی مربوطاند (جدول ۲). آنچه مشهود است، روند مشابه کاهش و افزایش تخلخل و تراوایی در ریزرخساره‌هاست که مؤید رابطۀ مستقیم این دو پارامتر در نمودار لوسیاست و همچنین نشان‌دهندۀ وجود تخلخل‌های به هم مرتبط در این ریزرخساره‌هاست. در بین زیر محیط‌های رسوبی نیز، بهترین کیفیت مخزنی بر مبنای تخلخل و تراوایی و براساس رده‌بندی Ahr(2008)، به ترتیب متعلق به زیر محیط‌های سد، جزرومدی، دریای باز و لاگون است. طیف وسیعی از فرآیندهای بافتی و دیاژنزی، گسترش تخلخل و تراوایی را در سنگ‌های کربناته کنترل می‌کنند (Yousef et al. 2023; Khan et al. 2023).

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

جدول ۳- طبقه‌بندی کمی و کیفی کیفیت مخزنی ریزرخساره‌ها و کمربندهای رخساره‌ای سازند آسماری

Table 3- Quantitative and qualitative classification of reservoir quality of microfacies and facies belts of Asmari Formation

تراوایی (میلی دارسی)		تخلخل (درصد)		ریزرخساره	تراوایی (میلی دارسی)		تخلخل (درصد)		ریزرخساره
تفسیر	تراوایی	تفسیر	میانگین		تفسیر	میانگین	تفسیر	میانگین	
خوب	۸۸	عالی	۲۱/۶۵	Mf8	عالی	۵۹۰	متوسط	۱۷/۸	Mf1
عالی	۳۸۰	متوسط	۱۹/۵۵	Mf9	عالی	۱۳۱۸	متوسط	۱۹/۵	Mf2
عالی	۷۰۶	عالی	۲۱/۵	Mf10	عالی	۳۹۵	متوسط	۱۵/۸	Mf3
خوب	۴۷/۶	متوسط	۱۵/۵	Mf11	عالی	۵۰۸	متوسط	۱۹/۳۷	Mf4
متوسط	۱۴	متوسط	۱۷/۶	Mf12	عالی	۲۰۲	متوسط	۱۴/۵۲	Mf5
خوب	۲۰۱/۷	متوسط	۱۷/۶۵	Mf13	عالی	۱۶۹۸	عالی	۲۳/۳	Mf6
					عالی	۱۶۸۰	عالی	۲۱/۶۸	Mf7
تراوایی (میلی دارسی)		تخلخل (درصد)		زیر محیط	تراوایی (میلی دارسی)		تخلخل (درصد)		زیر محیط
عالی	۱۶۹۸	متوسط	۲۳	سد	عالی	۱۲۰۰	متوسط	۱۹/۳۳	جزرومدی
عالی	۳۸۳	متوسط	۱۶/۸۶	دریای باز	عالی	۳۴۶	متوسط	۱۶/۵	لاگون

در میدان‌های هیدروکربنی، بیشتر ریزرخساره‌های دانه‌غالب مانند گرینستون، معمولاً خصوصیات مخزنی خوبی دارند (Honarmand and Amini 2012). این پدیده در ارتباط با خصوصیات بافتی رخساره‌های دانه غالب است که در ارتباط با انرژی بالا و مداوم محیط نهشت آنهاست. در کنار رخساره‌های دانه‌پشتیبان، ریزرخساره‌های دیگر مربوط به نواحی پرانرژی محیط رسوب‌گذاری، مانند فریمستون‌های مرجانی نیز، به چند دلیل دارای پتانسیل مخزنی خوبی‌اند. در ریزرخساره‌های مرجانی نیز سرعت بالای رشد توده‌های مرجانی باعث ایجاد حجم زیادی از تخلخل موسوم به تخلخل چارچوبی می‌شود. نکتهٔ دیگر اینکه سدهای مرجانی در مقابل امواج دریای باز و محیطی با انرژی مداوم و بالا هستند که این عامل باعث خروج ذرات دانه‌ریز پرکنندهٔ فضاهای خالی می‌شوند، سنگ را تمیز می‌کنند و اجازهٔ پرشدن تخلخل‌ها را نمی‌دهند. دلیل سوم نیز پمپاژ بالای آب دریا به درون شبکهٔ اسکلتی ریف است که باعث سیمانی‌شدن سریع و شدید اولیه می‌شود. تشکیل سیمان‌های اولیه از تراکم فیزیکی ناشی از وزن طبقات بالا جلوگیری می‌کند و باعث حفظ تخلخل اولیه می‌شود. ورود ذرات آواری به درون حوضهٔ رسوبی باعث توقف رشد و گسترش مرجان‌ها و از این جهت باعث کاهش گسترش رخساره‌های مخزنی مناسب می‌شود. دولومیتی‌شدن نیز با گسترش در ریزرخساره سبب افزایش کیفیت مخزنی می‌شود. بلورهای تبخیری نیز با پرکردن حفرات و شکستگی‌ها، اثر مخربی هم بر کیفیت مخزن و هم کیفیت نفت داشته است. آنچه مشهود است، نقش پررنگ فرآیندهای دیاژنزی به‌خصوص دولومیتی‌شدن در افزایش کیفیت مخزنی این توالی است.

نتیجه

نتایج این مطالعه نشان داد که ریزرخساره‌های Mf6 و Mf7 در سازند آسماری به‌دلیل قرارگیری در محیط‌های رسوبی پرانرژی و فرایندهای دیاژنتیکی مناسب، بالاترین کیفیت مخزنی را دارند. این یافته‌ها با مطالعات پیشین سازند مخزنی آسماری تا حد زیادی همخوانی دارد و نشان‌دهندهٔ اهمیت محیط‌های رسوبی ریفی در تشکیل مخازن کربناته است. با این حال، مطالعات آینده با نمونه‌گیری گسترده‌تر و استفاده از

https://doi.org/10.22108/jssr.2024.142119.1291

مدل‌های عددی پیشرفته‌تر، به درک دقیق‌تر مکانیسم‌های کنترل‌کنندهٔ کیفیت مخزنی در این سازند کمک می‌کند. نتایج این تحقیق در برنامه‌ریزی اکتشاف و توسعهٔ میدان‌های نفتی مشابه استفاده می‌شود. مطالعهٔ خصوصیات مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی اهواز، نشان داد که از بین ریزرخساره‌های شناسایی‌شده، ریزرخساره‌های Mf6، Mf7، Mf8 و Mf10 دارای بهترین خصوصیت مخزنی با تخلخل عالی‌اند. از طرف دیگر، ریزرخساره‌های Mf3 و Mf11 ضعیف‌ترین خواص مخزنی را نشان دادند. همچنین نتایج پژوهش پیش رو نشان داد که بیشترین تراوایی نیز متعلق به ریزرخسارهٔ Mf6 و Mf7 از مجموعه‌ی رخساره‌ای ریف و پشت ریف است. در مقابل، کمترین مقادیر تراوایی مربوط به ریزرخساره‌های Mf12 و Mf3 از محیط‌های کم‌انرژی رسوبی دریای باز و بالای جزر و مدی است. روند مشابه کاهش و افزایش تخلخل و تراوایی در ریزرخساره‌ها دیده می‌شود که این امر مؤید رابطهٔ مستقیم این دو پارامتر در نمودار لوسیا و همچنین نشان‌دهندهٔ وجود تخلخل‌های به هم مرتبط در ریزرخساره‌هاست. در بین زیر محیط‌های رسوبی نیز، بهترین کیفیت مخزنی بر مبنای تخلخل و تراوایی به ترتیب متعلق به زیر محیط‌های سد، جزرومدی، دریای باز و لاگون است. مطالعهٔ مقاطع نازک مربوط به هریک از محیط‌های رسوبی نشان داد در مواردی که رخساره‌های محیط‌های کم‌انرژی نظیر پهنهٔ جزر و مدی، دریای باز و لاگون دارای خصوصیات مخزنی خوب‌اند، فرآیندهای دیاژنتیک نظیر شکستگی‌ها و انحلال در آنها رخ داده است. این امر نشان می‌دهد علاوه بر محیط رسوبی، دیاژنز نیز بسیار در بهبود کیفیت مخزنی سازند آسماری اثر داشته است. بنابراین درمجموع می‌توان مخزن را یک مخزن رسوبی-دیاژنتیک دانست.

سپاسگزاری

در انتهای این تحقیق، بسیار از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب سپاسگزاری می‌کنیم که این طرح را به‌عنوان طرح صنعتی حمایت‌شده قرار دادند. همچنین به‌جهت ارائهٔ داده و راهنمایی بسیار از ایشان سپاسگزاریم. از هیئت‌مدیرهٔ انجمن رسوب‌شناسی ایران بسیار متشکریم که این مقاله را در فهرست مقالات برگزیده برای چاپ در مجلات علمی و پژوهشی قرار دادند. در پایان از معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه شهید چمران اهواز بسیار ممنون و سپاسگزاریم که این تحقیق را در قالب گرنت شمارهٔ SCU.E1401.110 حمایت کردند.

References

Abbasi S. Pourmorad S. and Mohanty A. 2021. Investigation of petrographic and diagenetic properties of Asmari reservoir cap rock, SW Iran. Journal of Human, Earth and Future, 2: 248-257. **Doi:** 10.28991/HEF-2021-02-03-06

Abdullah G. M. El Aal A. A. Radwan A. E. Qadri T. and Aly N. 2023. The influence of carbonate textures and rock composition on durability cycles and geomechanical aspects of carbonate rocks. Acta Geotechnica, 18(1): 105-125.

Adams A. E. and Mackenzie W. S. 1998. A Colour Atlas of Carbonate Sediments and Rocks Under the Microscope. London: Manson Publishing; distributed by Oxford University Press. 180 p.

Adams T. Bourgeois F. 1967. Asmari biostratigraphy: Iranian oil operating companies. Geol. Explor. Div. Rep. 1074:34.

Ahr W. M. 2008. A new genetic classification of carbonate porosity and its application to reservoir characterization. In American Association of Petroleum Geology Annual convention (Abstract), San Antonio, Apr (p. 20-23).

Aiello G. 2019. Introductory chapter: an introduction to the stratigraphic setting of Paleozoic to Miocene deposits based on paleoecology, facies analysis, chemostratigraphy and chronostratigraphy-concepts and meanings. In New Insights into the Stratigraphic Setting of Paleozoic to Miocene Deposits-Case Studies from the Persian Gulf, Peninsular Malaysia and South-Eastern Pyrenees. 94 p. Intech Open. DOI: 10.5772/intechopen.85516.

Amiri Bakhtiar H. and Noraii-Nejad M. R. 2022. Zagros Stratigraphy: Cenozoic. Tarava Press, 242 p. [In Persian].

Anjiang S. H. E. N. Xianying L. U. O. Anping H. U. Zhanfeng Q. I. A. O. and Zhang J. 2022. Dolomitization evolution and its effects on hydrocarbon reservoir formation from penecontemporaneous to deep burial

De Böckh H. Lees G. M. Richardson F. D. S. 1929. Contribution to the stratigraphy and tectonics of the Iranian ranges 1. In: Revival: the structure of Asia. Routledge, p. 58–176.

Ehrenberg S. N. and Baek H. 2019. Deposition, diagenesis and reservoir quality of an Oligocene reefal-margin limestone succession: Asmari Formation, United Arab Emirates. Sedimentary Geology, 393: 105535. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.105535

Fallah-Bagtash R. Adabi M. H. Nabawy B. S. Omidpour A. and Sadeghi A. 2022. Integrated petrophysical and microfacies analyses for a reservoir quality assessment of the Asmari dolostone sequence in the Khesht Field, SW Iran. Journal of Asian Earth Sciences, 223: 104989. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2021.104989

Flügel E. 2004. Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application. Springer, Berlin Heidelberg: New York, 976p.

Flügel E. 2012. Microfacies analysis of limestones. Springer Science & Business Media, 634p.

Folk R L. 1959. Practical petrographic classification of limestone, American Associate Petroleum Geology Bulletin, 43: 1– 38.

Gharechelou S. Daraei M. and Amini A. 2016. Pore types distribution and their reservoir properties in the sequence stratigraphic framework: a case study from the Oligo-Miocene Asmari Formation, SW Iran. Arabian Journal of Geosciences, 9: 1-19.

Haghighat A. Aleali M. Ghadimvand N. Jahani D. and Maleki Z. 2021. Depositional and diagenetic impact on reservoir quality of the Asmari carbonate reservoir, Naft-Sefid Oilfield, SW Iran. Geopersia, 11(1): 219-243. Doi: 10.22059/GEOPE.2020.309894.648576

Hanxuan Y. A. N. G. Anping H. U. Zheng J. Liang F. Xianying L. U. O. Yuexing F. E. N. G. and Anjiang S. H. E. N. 2020. Application of mapping and dating techniques in the study of ancient carbonate reservoirs: A case study of Sinian Qigebrak Formation in northwestern Tarim Basin, NW China. Petroleum Exploration and Development, 47(5): 1001-1013. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60112-4

Heidari A. Faraji M. and Shokri N. 2023. Sedimentation and after sedimentation history and their effects on reservoir quality of Asmari Formation in Ahvaz oil field. Iranian Journal of Geology, 17 (66): 41-55. [In Persian].

Huang H. Li M. Yang C. and Zheng L. 2023. A comparison of hydrocarbon generation and expulsion in carbonate and argillaceous source rocks using semi-open pyrolysis experiments. Marine and Petroleum Geology, 155: environment. Petroleum Exploration and Development, 49(4): 731-743. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60306-9

Bachari M. Belkhiria W. Negra M. H. Grosheny D. and Soltani A. 2024. Tectonic controls on Late Cretaceous sedimentation on the southern Tethyan passive margin, Tunisia: New evidence of structural segmentation and early basin inversion. International Geology Review, 66(8): 1501-1518. https://doi.org/10.1080/00206814.2023.2243498

Badiozamani K. 1973. The dorag dolomitization model, application to the middle Ordovician of Wisconsin. Journal of Sedimentary Research, 43(4): 965-984. https://doi.org/10.1306/74D728C9-2B21-11D7-8648000102C1865D

Bahrami F. Moussavi-Harami R. Khanehbad M. Gharaie M. H. M. and Sadeghi R. 2017. Identification of pore types and pore facies for evaluating the diagenetic performance on reservoir quality: a case study from the Asmari Formation in Ramin Oil Field, SW Iran. Geosciences Journal, 21: 565-577.

Bathurst R. G. 1972. Carbonate Sediments and their Diagenesis. Elsevier. 658 p.

Bjørlykke K. and Jahren J. 2012. Open or closed geochemical systems during diagenesis in sedimentary basins: Constraints on mass transfer during diagenesis and the prediction of porosity in sandstone and carbonate reservoirs. AAPG Bulletin, 96(12): 2193-2214. https://doi.org/10.1306/04301211139

Bloomfield J. P. Barker J. A. and Robinson N. 2005. Modeling fracture porosity development using simple growth laws. Groundwater, 43(3): 314-326. https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.2005.0039.x

Busk H. G. Mayo H. T. 1918. Some notes on the geology of the Persian Oilfelds. J. Instit. Petrol. Technol. 5: 5–16.

Catuneanu O. 2022. Principles of Sequence Stratigraphy. Elsevier. 486 p.

Choquette P. W. and Pray L. C. 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Bulletin, 54(2): 207-250. https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D

Cousino L. K. Becker R. H. and Zmijewski K. A. 2015. Modeling the effects of climate change on water, sediment, and nutrient yields from the Maumee River watershed. Journal of Hydrology: Regional Studies, 4: 762-775. https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2015.06.017

Das A. Das S. and Ghosh A. 2023. Origin of Dolomite. JDC GeoBytes, 22-32.

Zarkogiannis S. D. and Antonarakou A. 2021. Integrated porosity classification and quantification scheme for enhanced carbonate reservoir quality: Implications from the miocene malaysian carbonates. Journal of Marine Science and Engineering, 9(12): 1410. https://doi.org/10.3390/jmse9121410

Jin Z. Liang T. Yi S. Wei K. Gao B. and Shi L. 2020. Depositional environment, diagenetic evolution, and their impact on the reservoir quality of the carboniferous KT-II carbonate in the zhanazhol reservoir, Pre-Caspian Basin, Kazakhstan. Marine and Petroleum Geology, 117: 104411. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104411

Mazhar N. Mirza A I. Abbas S. Akram M. A. N. Ali M. and Javid K. 2021. Effects of climatic factors on the sedimentation trends of Tarbela Reservoir, Pakistan. SN Applied Sciences, 3: 1-9.

Moore G. 2001. Corporate social and financial performance: An investigation in the UK supermarket industry. Journal of Business Ethics, 34: 299-315.

Moore J M. 1989. Geology along the lithoprobe transect between the guichon creek batholith and okanagan lake; B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Fieldwork 1988, Paper 1989-1, 93-98.

Motiei H. 1993. Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran Publication, Tehran, 536 p. [In Persian].

Paluszny A. and Matthai S K. 2010. Impact of fracture development on the effective permeability of porous rocks as determined by 2-D discrete fracture growth modeling. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 115 (B2). https://doi.org/10.1029/2008JB006236

Pomar L. 2020. Carbonate systems. In Regional geology and tectonics. Elsevier. P. 235-311.

Rahimpour Bonab H. 2005. Carbonate Lithology, Diagenesis Relation and Porosity Evolution. Tehran University Press, Tehran, 487 p. [In Persian].

Richardson R K. 1924. The geology and oil measures of south-west Persia. Journal Institute Petroleum Technology, 10: 256–283.

Schlumberger, 2003. Islamic Republic of Iran, Reservoir Optimization Conference, Schlumberge, 137 p.

Soleimani B. and Nazari F. 2012. Petroleum reservoir simulation, Ramin Oil Field, Zagros, Iran. International Journal of Modeling and Optimization, 2(6):672.

Soleimani B. and Zamani F. 2015. Preliminary petroleum source rock evaluation of the Asmari–Pabdeh reservoirs, Karanj and Parsi oil fields, Zagros, Iran. Journal of Petroleum Science and 106382. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106382

Honarmand J. and Amini A. 2012. Diagenetic processes and reservoir properties in the ooid grainstones of the Asmari Formation, Cheshmeh Khush Oil Field, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering, 81: 70-79. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.022

Hood A. Planavsky N. J. Wallace M. W. and Wang X. 2018. The effects of diagenesis on geochemical paleoredox proxies in sedimentary carbonates. Geochimica et Cosmochimica Acta, 232: 265-287. https://doi.org/10.1016/j.gca.2018.04.022

Immenhauser A. 2022. On the delimitation of the carbonate burial realm. The Depositional Record, 8(2): 524-574. https://doi.org/10.1002/dep2.173

Kupecz J. A. Gluyas J. and Bloch S. 1997. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates: An overview. American Association of Petroleum Geologists.

Khan M. A. Khan T. Ali A. Bello A M. and Radwan A E. 2023. Role of depositional and diagenetic controls on reservoir quality of complex heterogenous tidal sandstone reservoirs: An example from the Lower Goru formation, Middle Indus Basin, Southwest Pakistan. Marine and Petroleum Geology, 154: 106337. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106337

Khazaie E. Noorian Y. Kavianpour M. Moussavi-Harami R. Mahboubi A. and Omidpour A. 2022. Sedimentological and diagenetic impacts on porosity systems and reservoir heterogeneities of the Oligo-Miocene mixed siliciclastic and carbonate Asmari reservoir in the Mansuri oilfield, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering, 213: 110435. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110435

Lucia F. J. 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. AAPG Bulletin, 79(9): 1275-1300. https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D

Lucia F. J. 1999. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs: discussion. AAPG Bulletin, 83(7): 1161-1163. https://doi.org/10.1306/E4FD2EA1-1732-11D7-8645000102C1865D

Lucia F. J. 2007. Rock-Fabric Classification. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach, 29-67.

James G. Wynd J. 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bull. 49(12): 2182–2245. DOI:10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D

Janjuhah H. T. Kontakiotis G. Wahid A. Khan D. M.

formations) SW Iran. Geological Society, London, Special Publications, 329(1): 219-263. https://doi.org/10.1144/SP329.10

Wang W. Lin C. Zhang X. Dong C. Ren L. and Lin J. 2020. Effect of burial history on diagenetic and reservoir-forming process of the Oligocene sandstone in Xihu sag, East China Sea Basin. Marine and Petroleum Geology, 112: 104034. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104034

Yousef Morozov V. P. Kolchugin A. N. and Leontev A. 2023. Impact of microfacies and diagenesis on the reservoir quality of Upper Devonian carbonates in Southeast Tatarstan, Volga-Ural Basin, Russia. Petroleum Research, 8(3): 386-403. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.10.006

Engineering, 134: 97-104. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.07.016

Soleimani B. Zahmatkesh I. and Sheikhzadeh H. 2020. Electrofacies analysis of the Asmari reservoir, Marun oil field, SW Iran. Geosciences Journal, 24: 195-207.

Sohrabi M. Y. T. Soleimani B. Ahmadi V. Jahani D. and Ghadimvand N. K. 2019. Investigation of sequential stratigraphy, microfacies, sedimentary environment and diagenesis processes of Asmari Formation in interior Fars areas, Iran (Farashband, Sarvestan, Kalestan).

Van Buchem F. S. P. Allan T. L. Laursen G. V. Lotfpour M. Moallemi A. Monibi S. and Vincent B. 2010. Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh