

## Evaluation of depositional environment and reservoir quality of Burgan Formation in an oilfield in the Abadan Plain

Arad Kiani<sup>1</sup>, Mohammad Hossein Saberi<sup>1\*</sup>, Bahman Zarenezhad<sup>2</sup>, Elham Asadi Mehmandosti<sup>3</sup>, Nasim Rahmani<sup>4</sup>

1- Faculty of Petroleum Engineering, Semnan University, Semnan, Iran

2- Faculty of Chemical Engineering, Petroleum and Gas, Semnan University, Semnan, Iran

3- Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

4- Petroleum Engineering and Development Company, Tehran, Iran

**Keywords:** Kazhdumi Formation, Facies belt, Diagenetic process, Petrography, Zagros

### 1-Introduction

Southwestern Iran hosts some of the largest oilfields in the world (Sharland et al., 2001). Dated back to the Middle Cretaceous to Middle Albian, the Burgan Formation is a major oil reservoir in some Arab countries in the northwest of the Persian Gulf (e.g., Kuwait, Iraq; Ibrahim, 1983). This formation has been type-sectioned at Burgan Oilfield in Kuwait where the dominant lithology is hydrocarbon-bearing sandstone (Alsharhan, 1994; Van Buchen et al., 2010). The reservoir properties of this formation in the neighboring Arab countries suggest the necessity of studying its extension in Zagros Area and the Abadan Plain. This study aims to evaluate the reservoir quality of a major oilfield in the Abadan Plain using petrographic studies and core data, focusing on the sedimentary facies, lithofacies, depositional environment, diagenetic processes.

### 2-Methodology

Some 30m of core sample, 100 thin sections, and 54 core plugs were used in this research. Thin sections were taken from the core at a spacing of 30 cm. One-thirds of all thin sections were pre-stained with alizarin red and potassium ferricyanide solutions according to Dickson (1966) in order to distinguish between calcite and dolomite in the carbonate section. Designation was performed according to the Dunham's (1962) and Pettijohn (1975) classifications for the carbonate and sandstone samples, respectively. The sedimentary facies were studied to identify carbonate/non-carbonate and skeletal/non-skeletal components as well as the grain size. The lithofacies were investigated in terms of sorting, roundness, grain size, and layering. Porosity types were identified according to the classification proposed by Choquette and Pray (1970). The core-extracted plugs were used to measure the porosity and permeability. The porosity and permeability measurements were conducted by means of helium and air, respectively. The gamma-ray, neutron density, and resistivity logs were further investigated to improve the accuracy of the results.

### 3- Results and discussion

Petrographic studies on the Burgan Formation indicated four sedimentary microfacies on the carbonate ramp, including an open-marine facies belt, together with five lithofacies developed in a deltaic zone composed of a pro-delta zone, a delta front, and a delta plain. The open-marine facies belt was composed of peloidal packstone to grainstone, orbitolina peloidal packstone, sandy ooidal wackestone to packstone, and limy mudstone. The pro-delta consisted of laminated shale lithofacies, and the delta front was made up fine-grained sandstone with shale interbeddings, moderately to poorly sorted sandstone, and quartz arenite. Lastly, the delta plain was dominated by organic-rich shales originated from plant debris (Fig. 1). Evaluating the depositional history of this formation, it was found that the cycle began with the deposition of the deeper open-marine facies

\*Corresponding author: mh.saberi@semnan.ac.ir

DOI: 10.22055/aag.2020.31561.2055

Received 2019-10-28

Accepted 2020-03-26

(carbonates) on the carbonate ramp. The laminated shales were observed in the vicinity of the open-marine facies belt and exhibited stratification, and the presence of pelagic foraminifera and pyrite, suggesting a high depth of deposition for this lithofacies. Near the pro-delta zone, we observed high-energy sandstone deposits that represented the delta front.

Across the delta plain, shallow shale sediments contain organic-rich particles and plant debris, with the delta plain characterized by the presence of fine quartz grains, plant residues, and organic matter, and the absence of pelagic foraminifera. In the studied oilfield, the Burgan Formation was found to be affected by various diagenetic processes including dissolution, fracturing, cementation, dolomitization, compaction, glauconitization, thematization, and pyritization. The effect of dissolution was evident in the carbonate section of the Burgan Formation in the form of vuggy and intraparticle pores. Indeed, the presence of the vugs resulted from dissolution of the cement or increased space between the quartz grains has provided the corresponding part of the Burgan Formation with a good reservoir quality. Dominantly seen in the carbonate part of the Burgan Formation, the fractures have increased the permeability and hence the reservoir quality. Various cements were observed in our studies, including the blocky, siliceous, and poikilotopic cements, to name a few.

More specifically, the carbonate rocks were dominantly packed with blocky cements while the clastic part was most commonly packed with the siliceous and/or poikilotopic cement. In the carbonate part of the formation, the blocky cement was found to play an important role in the rearrangement of pores and hence the reservoir quality. The development of the siliceous and poikilotopic cements was found to significantly decrease the reservoir quality of the lithofacies 2 and 3. Isolated zones of dolomitization were identified within the carbonate part of the Burgan Formation, where ferrous dolomites were developed within a background of micrite, further exhibiting matrix dolomitization and stylolite-related dolomites. The dolomitization was found to have imposed a negative impact on the reservoir quality along this segment. Mechanical and chemical compaction was further evident on the studied samples. The clastic zone of the Burgan Formation was made up of sandstones with sutured, convex-concave, and tangential contact lines, with minor carbonate sections originated from benthic foraminifera.

The chemical compaction in the carbonate part of the Burgan Formation was visible in the form of stylolite and dissolution seams. In general, the quality of the studied reservoir was negatively affected by the compaction. Effects of diagenetic processes (e.g., glauconitization, hematization, and pyritization) were evident in the clastic part of the Burgan Formation, though their impacts on the reservoir quality was found to be small. The diagenetic processes were found to have occurred in three stages, namely eogenesis, mesogenesis, and telogenesis. According to the current information the studied oilfield is composed of three reservoirs made of carbonates, shale and sandstone. Among others, the dissolution, fracturing, cementation, compaction, and dolomitization were found to impose the largest impacts on the reservoir quality of the Burgan Formation. Focusing on the reservoir quality, the carbonate facies was found to suffer from such diagenetic processes as dolomitization, chemical compaction, and blocky cementation. Here we further saw an open fracture, which did not increase the reservoir quality of this facies. On average, the carbonate facies showed a porosity and permeability of 8.48% and 3.83 md, respectively.

To sum up, the presented results indicated low reservoir quality of the carbonate facies. The effects of the diagenetic processes (e.g., dissolution and fracturing) in the shaly facies of the reservoir, making up an average porosity of 14.11% and a permeability is 7.93 md. All by all, this facies exhibited no appropriate reservoir quality except for a small portion on top of the key layer. The cementation (with siliceous and/or poikilotopic) and mechanical compaction were the main mechanisms deteriorating the reservoir quality of the fine-grained sandstone with shale interbeddings and moderately to poorly sorted sandstone. In general, the sandstone facies showed an average porosity and permeability of 17.20%, and 166.96 Md, respectively. Based on the core samples analyses, diagenetic history of the samples, evaluated levels of porosity and permeability, and well-log data (neutron porosity and resistivity), the sandstone facies, especially the quartz arenite lithofacies, were served/could serve as reservoir in the Burgan Formation.

### 4- Conclusion

According to petrographic studies, four sedimentary microfacies and five lithofacies were identified in a case-studied oilfield where the Burgan Formation had served as reservoir. Developed on a carbonate ramp, the sedimentary microfacies included an open-marine facies belt, and the lithofacies (developed across a deltaic zone) included pro-delta, delta front, and delta plain facies. The diagenetic processes of the Burgan Formation were found to have occurred in three stages, namely eogenesis, mesogenesis, and telogenesis, in different depositional environments including marine, meteoric, burial, and up-lift areas. Dissolution, fracturing, cementation, dolomitization, compaction, glauconitization, hematization, and pyritization were the most significant diagenetic processes affecting the Burgan Formation in the studied oilfield. The most positive impacts on the reservoir quality were sourced from the dissolution and fracturing, while the cementation, compaction, and dolomitization were responsible for the largest decreases in the reservoir quality. Finally, based on the results of studies on the diagenetic processes, porosity and permeability assessments, and well-log interpretations, the sandstone facies, especially quartz arenite, was found to have exhibited the best reservoir quality and served as reservoir zone, followed by the shale facies (moderate reservoir quality) and carbonate facies (poor reservoir quality).

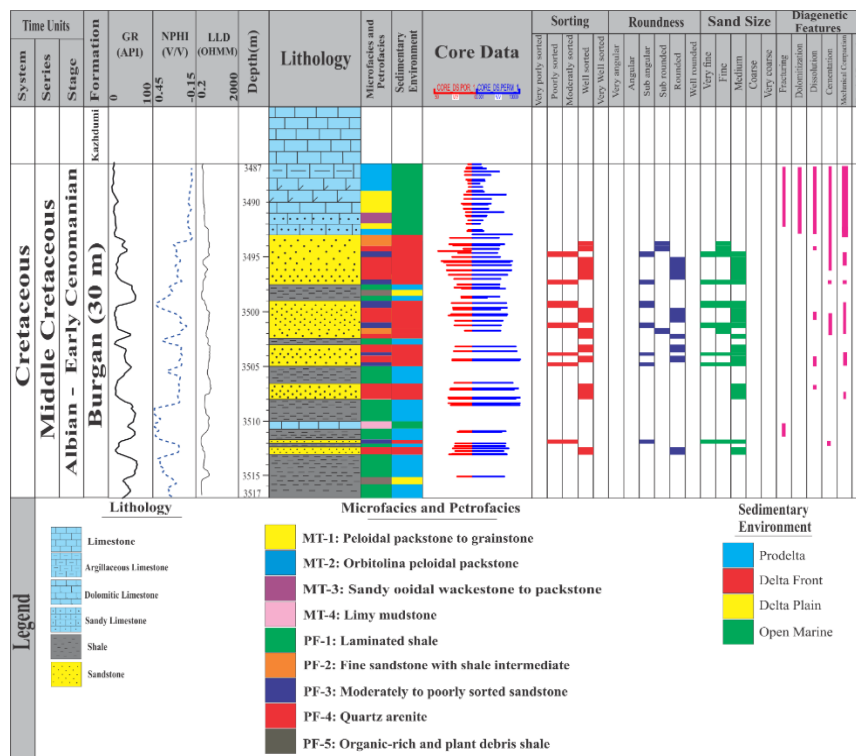


Fig. 1. Lithology, distribution of sedimentary microfacies and lithofacies, results of sandstone characterization, depositional environment assessments, diagenetic processes, well-log data and porosity-permeability values for the Burgan Formation along the studied well.

### Acknowledgements

We would like to thank the Petroleum Engineering and Development Company (PEDEC) for providing the results of field studies.

### References

Alsharhan, A.S., 1994. Albian Clastics in the Western Arabian Gulf Region: a Sedimentological and Petroleum- Geological Interpretation. *Journal of Petroleum Geology* 17, 279–300.



- Choquette, P.W., Pray, L., 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 54, 207–250.
- Dickson, J. 1966. Carbonate Identification and Genesis as Reveled by Staining. Journal of Sedimentary Petrology 36, 491-505.
- Dunham, R. J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in W. E. Ham, ed., Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, 108–121.
- Ibrahim, M. W., 1983. Petroleum Geology of Southern Iraq. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 67, 97-130.
- Pettijohn, F. J., 1975. Sedimentary Rocks, third ed. Harper and Raw, New York, p. 628.
- Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Simmons, M. D., 2001. Arabian Plate Sequence Stratigraphy, GeoArabia 2, Special Publication, Bahrain, p. 371.
- Van Buchen, F.S.P., Baghbani, D., Bulot, L.G., Caron, M., Gaumet, F., Hosseini, S.A., Key- vani, F., Schroeder, R., Swennen, R., Vedrenne V., Vincent, B., 2010. Barremian - Lower Albian sequence-stratigraphy of southwest Iran (Gadvan, Dariyan and Kazhdumi formations) and its comparison with Oman, Qatar and the United Arab Emirates. GeoArabia Special Publication 4, 503–548.

**HOW TO CITE THIS ARTICLE:**

Kiani, A., Saberi, M.H., Zarenezhad, B., Asadi Mehmandosti, E., Rahmani, N., 2020. Evaluation of depositional environment and reservoir quality of Burgan Formation in an oilfield in the Abadan Plain. Adv. Appl. Geol. 10(3), 436-451.  
DOI: 10.22055/AAG.2020.31561.2055  
url: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_15490.html?lang=en](https://aag.scu.ac.ir/article_15490.html?lang=en)

## ارزیابی محیط رسوبی و کیفیت مخزنی سازند بورگان در یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان

آراد کیانی

دانشکده مهندسی نفت، پردیس علوم و فناوری‌های نوین، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

محمد حسین صابری\*

دانشکده مهندسی نفت، پردیس علوم و فناوری‌های نوین، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

بهمن زارع نژاد

دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

الهام اسدی مهماندوستی

گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

نسیم رحمانی

شرکت مهندسی و توسعه نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۸/۰۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۱/۰۷

\*[Mh.saberi@semnan.ac.ir](mailto:Mh.saberi@semnan.ac.ir)

### چکیده

سازند کژدمی از گروه بنگستان به سن کرتاسه میانی می‌باشد که قاعده آن در ناحیه دشت آبادان دارای ترکیب سنگ شناسی ماسه سنگ، شیل و سنگ آهک و معادل سازند بورگان در کشورهای عربی است. در این مطالعه به بررسی کیفیت مخزنی سازند بورگان در یکی از میادین بزرگ نفتی ناحیه دشت آبادان با استفاده از مقاطع نازک، داده‌های مغزه مانند تخلخل، تراوایی و نمودارهای چاه پیمایی پرداخته شده است. با توجه به مطالعات پتروگرافی ۴ ریزرخساره رسوبی و ۵ رخساره سنگی در سازند بورگان شناسایی شد که در محیط رمپ کربناتی به سمت دلتا نهشته شده است. از جمله فرآیندهای دیاژنزی می‌توان به انحلال، شکستگی، سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، تراکم، گلاکونیتی‌شدن، هماتیتی‌شدن و پیریتی‌شدن اشاره کرد که در سه محیط دریایی، متئوریک و تدفینی به وقوع پیوسته‌اند. از میان فرآیندهای دیاژنزی انحلال و شکستگی نقش ویژه‌ای در افزایش کیفیت مخزنی داشته‌اند و سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن و تراکم مهمترین عوامل کاهش کیفیت مخزنی سازند مورد مطالعه بوده‌اند. مطالعات مقاطع نازک، مغزه و نمودارهای چاه پیمایی نشان می‌دهند که رخساره ماسه سنگی و کربناتی به ترتیب بیشترین و کمترین کیفیت مخزنی را داشته‌اند و رخساره شیلی از لحاظ کیفیت مخزنی در میان این دو رخساره قرار گرفته است. رخساره سنگی کوارتز آرنایت به عنوان زون اصلی مخزنی در میدان نفتی مورد مطالعه شناسایی شد.

**کلمات کلیدی:** سازند کژدمی، کمربندهای رخساره‌ای، فرآیندهای دیاژنزی، پتروگرافی، زاگرس

### مقدمه

رسمی به سه بخش بالایی، میانی و پایینی تقسیم شده است که بخش بالایی و پایینی مهم‌ترین واحدهای مخزنی هستند (Al-Eidan et al., 2001). ماسه‌سنگ‌های سازند بورگان در بخش داخلی ایران، به نهشته‌های شیلی و کربناتی سازند کژدمی با پتانسیل زیاد سنگ منشأ تغییر می‌یابد (Honarmand, 2015). کمربندهای رخساره‌ای و فرآیندهای دیاژنزی نقش بسیار مهمی در عملکرد و توسعه مخازن دارند. جداسازی محیط‌های آواری مانند خلیج دهانه‌ای، رودخانه‌ای و دلتایی در مورد نهشته‌های ماسه سنگی به عنوان سنگ مخزن دارای اهمیت بالایی است (Honarmand et al., 2009). همچنین درک تکامل فرآیندهای دیاژنزی در مخازن ماسه سنگی بسیار اساسی و با ارزش می‌باشد (Kordi et al., 2011). این سازند در کشورهای عربی و خلیج فارس از لحاظ رخساره‌ها، محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی و کیفیت مخزنی مورد مطالعه قرار گرفته شده است (Al-Eidan et al., 2001; Strohmenger et al., 2006; )

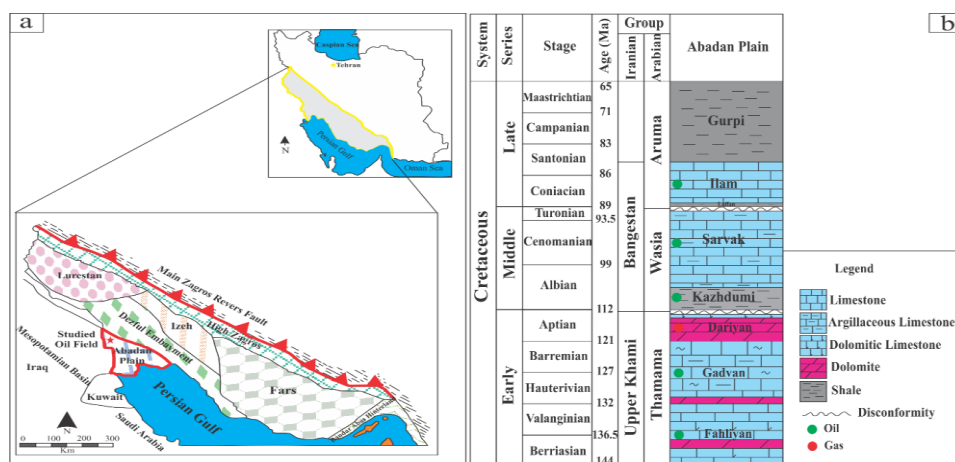
خاورمیانه و به ویژه صفحه عربی میزبان بیشترین ذخایر نفت و گاز در جهان می‌باشد. ناحیه دشت آبادان یکی از مهم‌ترین نواحی هیدروکربوری ایران به‌شمار می‌رود که در حوضه زاگرس قرار گرفته است. سیستم نفتی کرتاسه میانی در حوضه زاگرس یکی از مهم‌ترین سیستم‌های نفتی ایران به‌شمار می‌رود (Bordenave and Hegre, 2005). سازند بورگان در کرتاسه میانی به سن آلبین میانی تا پایینی یکی از مهم‌ترین مخازن نفتی در کشورهای عربی مانند کویت، عراق و شمال غرب خلیج فارس محسوب می‌شود (Ibrahim, 1983). برش نمونه این سازند از میدان نفتی بورگان در کشور کویت گرفته شده است که سنگ‌شناسی آن غالباً شامل ماسه‌سنگ‌های حاوی هیدروکربور است (Alsharhan, 1994; Van Buchen et al., 2010). سازند بورگان بخشی از گروه اوراسیا در صفحه عربی است که ضخامت آن در میادین نفتی کشور کویت بین ۲۷۵ تا ۳۸۰ متر متغیر است (Strohmenger et al., 2006). این سازند در کشور کویت به‌صورت غیر

(Aleali, 2016). در مطالعات جدیدتر سازند ایلام نیز به عنوان مخزن در میدان نفتی مورد مطالعه شناسایی شده است (Honarmand et al., 2009). سازند کژدمی به سن آلبین در محل برش نمونه شامل شیل‌های خاکستری تیره و گاهی سیاه رنگ و بیتومین‌دار، آهک‌های شدیداً رسی، گلاکونیت و لایه‌های اکسیدی است (Motiei, 1993). در خلیج فارس و ناحیه دشت آبادان در انتهای سازند کژدمی زبانه‌ای از ماسه سنگ و شیل دیده می‌شود که در کشور کویت، عربستان سعودی، عراق و خلیج فارس با نام سازند بورگان مخزن نفتی به شمار می‌رود (Al-Fares et al., 1998). این ماسه‌سنگ‌ها می‌تواند در اثر بالا آمدگی بخش غربی کرانتون عربی در نتیجه باز شدن اقیانوس اطلس مرکزی و جابجایی ماسه‌های دلتایی و دریایی انتقالی از غرب و جنوب غرب تشکیل شده باشد (Sharland et al., 2001; Ziegler, 2001). به سمت عربستان سعودی ضخامت لایه‌های ماسه سنگی افزایش می‌یابد (Alsharhan and Nairn, 2003). حد بالایی سازند کژدمی با آهک‌های سازند سروک به صورت تدریجی و حد زیرین به صورت ناپیوسته بر روی سازند داریان قرار گرفته است (شکل ۱b). در میدان نفتی مورد مطالعه سازند کژدمی بیشتر از ۲۰۰ متر ضخامت دارد که به چند بخش تقسیم می‌شود. بخش میانی تا بالایی در میدان نفتی مورد مطالعه از سنگ آهک سازند کژدمی تشکیل شده است. بخش انتهایی آن، سازند بورگان به ضخامت حدودی ۴۰ تا ۶۰ متر قرار گرفته است. در بالاترین قسمت سازند بورگان سنگ آهک دولومیتی و سنگ آهک رسی به ضخامت ۵ تا ۱۰ متر قرار دارد که معادل بخش دیر در کشورهای عربی می‌باشد (Mehrabi et al., 2019). همچنین یک لایه نازک کربناتی به ضخامت ۰/۵ تا ۱ متر در بخش میانی سازند بورگان دیده می‌شود که به عنوان لایه کلیدی شناخته می‌شود و این سازند را به دو بخش مجزا تقسیم کرده است. بخش بالایی شامل ترکیب سنگ شناسی ماسه سنگ به همراه میان لایه‌های شیلی به ضخامت ۲۰ تا ۳۰ متر و بخش زیرین بیشتر شامل ترکیب سنگ شناسی شیل و میان لایه‌های ماسه سنگ به ضخامت ۱۵ تا ۲۵ متر است. مطابق شکل ۲ سازند کژدمی معادل عضوهای صفانیا و خافجی در عربستان سعودی، بورگان در کویت و نهر عمر در عراق، قطر، امارات، بحرین و عمان است (Alsharhan, 1994; Alsharhan and Nairn, 2003).

Honarmand et al., 2009; Honarmand, 2015; Noori et al., 2019). اما این سازند در ناحیه دشت آبادان مورد مطالعه جامع قرار نگرفته و با توجه به ویژگی‌های مخزنی در کشورهای عربی مجاور و ناحیه زاگرس ضروری است مورد مطالعه کافی قرار گیرد. هدف اصلی این مطالعه بررسی کیفیت مخزنی سازند بورگان در یکی از میادین بزرگ نفتی ناحیه دشت آبادان با استفاده از داده‌های پتروگرافی و مغزه است. در این پژوهش با توجه به اهمیت سازند بورگان در اکتشاف ذخایر هیدروکربوری و توسعه میدان نفتی مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان پس از ارزیابی رخساره‌های رسوبی، رخساره‌های سنگی و تعیین محیط رسوبی، فرآیندهای دیازنزی مورد مطالعه قرار گرفته است. در ادامه برای درک بهتر کیفیت مخزنی با توجه به داده‌های مغزه و تلفیق با مطالعات پتروگرافی بهترین زون مخزنی سازند مورد مطالعه تعیین و تفسیر شد.

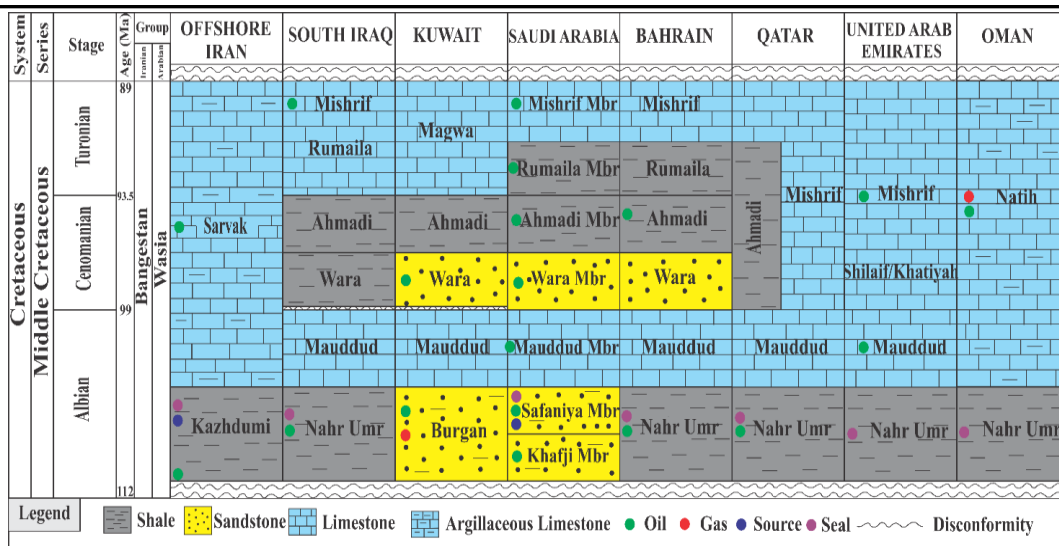
### زمین‌شناسی و موقعیت میدان نفتی مورد مطالعه

جنوب‌غربی ایران یکی از بزرگترین محدوده‌های نفتی در دنیا به حساب می‌رود (Sharland et al., 2001). میدان‌های نفتی این ناحیه دارای دو امتداد اصلی در پهنه زاگرس و صفحه عربی می‌باشند. در پهنه زاگرس امتداد شمال غربی - جنوب شرقی و در صفحه عربی شمالی - جنوبی و شمال شرقی - جنوب غربی است. در کرتاسه میانی فعالیت دوباره به صورت قائم بلوک-های پی‌سنگی و حرکت‌های زمین ساختمانی نمک باعث تشکیل چند بالآمدگی از جمله بلندای هندیشان و بورگان - آزادگان و پایین افتادگی در فروافتادگی دزفول و دشت آبادان شده است. تاکدیس ناحیه دشت آبادان فاقد هرگونه برون زد در سطح زمین است که توسط آبرفت زمان حاضر پوشانده شده است (Abdollahie Fard et al., 2006). میدان نفتی مورد نظر با روند شمالی - جنوبی در ناحیه دشت آبادان به عنوان یکی از زیر پهنه‌های اصلی زاگرس است (شکل ۱a) و بر روی بلندای بورگان قرار گرفته و شباهت زیادی به صفحه عربی و به خصوص حوضه مزوپوتامین در کشور عراق دارد (Abdollahie Fard et al., 2006; Alavi, 2007). حوضه مزوپوتامین در جنوب شرق و مرکز عراق گسترش دارد (Mahdi and Aqrabi, 2014). میدان نفتی مورد مطالعه در ۸۰ کیلومتری غرب اهواز و ۳۰ کیلومتری جنوب غربی میدان نفتی جفیر در مجاورت مرز ایران و عراق قرار گرفته است. در میدان نفتی مورد نظر چهار سازند سروک، کژدمی، گدوان و فهلیان به عنوان سنگ مخزن شناخته شده‌اند (Soleimani Asland



شکل ۱- (a) تقسیم‌بندی زیرپهنه‌های اصلی زاگرس (Motiei, 1993)، (b) ستون چینه شناسی کرتاسه در ناحیه دشت آبادان با اندکی تغییرات از (Christian, 1997).

Fig. 1. (a) Division of the main Zagros sub-zones (Motiei, 1993), (b) Cretaceous stratigraphic column in the Abadan plain with modified from (Christian, 1997).



شکل ۲- انطباق سازند کژدومی در ایران با معادل های آن در کشورهای عربی هم جوار (Alsharhan and Nairn, 2003).

Fig. 2. Correlation of the Kazhdumi Formation in Iran to its equivalents in neighboring Arab countries (Alsharhan and Nairn, 2003).

### روش مطالعه

برای بررسی این هدف از مجموع ۳۰ متر مغزه یک چاه مهم، ۱۰۰ مقطع نازک و ۵۴ پلاگ تهیه شده از مغزه استفاده شده است. مقاطع نازک به فاصله ۳۰ سانتی متری تهیه شده اند. جهت تشخیص کانی کلسیت از دولومیت در بخش کربناتی، یک سوم از تمامی مقاطع نازک با محلول آلیزارین قرمز و فروسیانید پتاسیم به روش دیکسون (Dickson, 1966) از قبل توسط شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) رنگ آمیزی شده بود. جهت نام گذاری کربنات ها، از طبقه بندی دانهام (Dunham, 1962) و برای نام گذاری ماسه سنگ ها از روش پتی جان (Pettijohn, 1975) کمک گرفته شده است. در بررسی رخساره های رسوبی، اجزای تشکیل دهنده کربناتی و غیر کربناتی، اجزای اسکلتی و غیر اسکلتی و اندازه دانه ها تعیین شد. در نمونه های سنگی جورشدگی، گردشگی، اندازه دانه و لایه بندی مورد مطالعه قرار گرفت. همچنین تعیین انواع تخلخل براساس تقسیم بندی چاکت و پری (Choquette and Pray, 1970) انجام شد. برای اندازه گیری تخلخل و تراوایی معمول از پلاگ های تهیه شده از مغزه استفاده شده است. اندازه گیری تخلخل به روش هلیوم و اندازه گیری تراوایی از معیار هوا صورت گرفته است.

همچنین برای بررسی بهتر کیفیت مخزنی از نمودارهای چاه پیمایی گاما، نوترون و مقاومت ناحیه دست نخورده کمک گرفته شده است.

### نتایج و بحث

تغییرات کیفیت مخزنی ارتباط نزدیکی با کمربندهای رخساره ای و تاثیرات فرآیندهای دیاژنزی دارد (Honarmand, 2015). در این مطالعه ابتدا کمربندهای رخساره ای مورد مطالعه جامع قرار گرفت و محیط رسوبی دیرینه تفسیر شد. سپس عوامل ثانویه یا دیاژنزی شناسایی و توالی دیاژنزی تعیین گردید. در نهایت نقش و ارتباط عوامل رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی در کنترل داده های مغزه و متعاقب آن کیفیت مخزنی بررسی شد.

### ارزیابی کمربندهای رخساره ای و بازسازی محیط رسوبی

براساس مطالعات پتروگرافی برای سازند بورگان ۴ ریزرخساره رسوبی در رمپ کربناتی شامل کمر بند رخساره ای دریای باز (جدول ۱) و ۵ رخساره سنگی در چارچوب محیط دلتا شامل قسمت انتهایی دلتا، قسمت جلویی دلتا و دشت دلتا (جدول ۲) برای سازند بورگان شناسایی شد. در ادامه به تشریح رخساره های سنگی و رسوبی شناسایی شده پرداخته می شود.

جدول ۱- ریزرخساره ها و کمربندهای رخساره ای سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه.

Table 1. Microfacies and depositional setting of the Burgan Formation in the studied oil field.

Facies	Microfacies	Lithology	Skeletal grain	Non-skeletal grain	Depositional setting
1	Peloidal packstone to grainstone	Carbonate	Intraclast, Echinoderm and Benthic foraminifera	Peloid and Cortoid	Open marine
2	Orbitolina peloidal packstone	Carbonate	Orbitolina and Echinoderm	Peloid	Open marine
3	Sandy ooidal wackestone to packstone	Carbonate	Echinoderm and Foraminifera	Fe-rich ooidal	Open marine
4	Limy mudstone	Carbonate	----	----	Open marine

جدول ۲- رخساره های سنگی سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه.

Table 2. Petrofacies of the Burgan Formation in the studied oil field.

Petrofacies	Facies	Lithology	Skeletal grain	Non-skeletal grain	Depositional setting
1	Laminated shale	Shale	Bivalve debris and pelagic foraminifera	Pyrite	Prodelta
2	Fine sandstone with shale intermediate	Sandstone	---	Glauconite and iron	Delta front
3	Moderately to poorly sorted sandstone	Sandstone	---	Glauconite	Delta front
4	Quartz arenite	Sandstone	---	Glauconite and heavy minerals	Delta front
5	Organic-rich and plant debris shale	Shale	Plant debris	---	Delta Plain

رس های غنی از آهن غالباً در قسمت انتهایی و جلویی دلتا به ویژه در دلتاهای تحت تاثیر رودخانه و گرمسیری وجود دارند ( Mehrabi et al., 2019). با توجه به غالب بودن بافت کربناتی، وجود خرده های روزن داران شناور، اوئیدهای دلتایی و تناوب با ریزرخساره های دریای باز این ریزرخساره در محیط دریای باز در فاصله دور از قسمت انتهایی دلتا نهشته شده است. این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد RMF 14 پیشنهاد شده فلوگل (Flugel, 2010) است. مشابه این ریزرخساره رسوبی برای سازند بورگان در کشور کویت توسط ال-ایدان و همکاران (Al-Eidan et al., 2001) و در شمال غرب خلیج فارس توسط مهرابی و همکاران ( Mehrabi et al., 2019) معرفی شده است.

#### ریزرخساره رسوبی ۴: مادستون آهکی

زمینه این ریزرخساره رسوبی از میکریات تشکیل شده است و دانه های ریز کوارتز با فراوانی ۱۰ تا ۱۵ درصد در آن دیده می شود. از ویژگی شاخص این کوارتزها می توان به نیمه گرد شده تا گرد شده اشاره کرد (شکل ۳d). این ریزرخساره در قسمت کم انرژی دریای باز نهشته شده است و با ضخامت ۵۰ سانتی متر به عنوان یک لایه کلیدی جداکننده بخش ماسه سنگی و شیلی سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه شناسایی می شود. این ریز رخساره معادل ریزرخساره استاندارد RMF 2 معرفی شده فلوگل (Flugel, 2010) است. مشابه این ریزرخساره برای سازند بورگان در شمال غرب خلیج فارس توسط نوری و همکاران (Noori et al., 2016) مورد مطالعه قرار گرفته است.

#### رخساره های سنگی قسمت انتهایی دلتا

##### رخساره سنگی ۱: شیل دارای لایه بندی

این رخساره سنگی دارای ترکیب سنگ شناسی عمدتاً شیل به رنگ قهوه ای تا تیره، متورق و دارای لایه بندی است. در برخی از نمونه ها دانه های کوارتز دانه ریز با جورشدگی متوسط و گردشدگی نیمه زاویه دار تا زاویه دار با فراوانی ۵ تا ۱۰ درصد دیده می شوند. در این رخساره سنگی خرده های دوکفه ای ها و روزن داران شناور مربوط به رخساره دریای باز قابل مشاهده هستند. همچنین در آن به صورت فرعی کانی های تیره مانند پیریت، گلاکونیت و ماده آلی قابل تشخیص هستند (شکل ۳e). این رخساره سنگی در بخش میانی تا پایینی سازند بورگان از گسترش زیادتری برخوردار است. با توجه به سنگ شناسی شیلی، حضور روزن داران شناور، پیریت و گلاکونیت این رخساره سنگی در محیط کم انرژی قسمت انتهایی دلتا در مجاورت رخساره دریای باز رسوبگذاری کرده است (Bhattacharya, 2006; Mehrabi et

#### ریزرخساره های کمربند رخساره ای دریای باز

##### ریزرخساره رسوبی ۱: پکستون تا گرینستون پلوئیدی

آلوکم های اصلی آن شامل پلوئید به میزان ۲۰ تا ۲۵ درصد و به همراه آن اینتراکلاست، خارپوست و اوربیتولینا به مقدار ۱۵ درصد قابل مشاهده هستند. همچنین کورتوئید به مقدار کم تر در آن دیده می شود. اندازه دانه های این ریزرخساره در محدوده کالکرنایت است. در این ریزرخساره آلوکم ها مانند اینتراکلاست، پلوئید و اوربیتولینا تحت تأثیر فرآیند میکریاتی شدن قرار گرفته اند (شکل ۳a). با توجه به حضور اوربیتولینا، میکریاتی شدن آلوکم ها و تناوب با ریزرخساره های کمربند رخساره ای دریای باز این ریزرخساره در محیط کم انرژی دریای باز نهشته شده است. این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد RMF 26 فلوگل (Flugel, 2010) است.

##### ریزرخساره رسوبی ۲: پکستون پلوئیدی حاوی اوربیتولینا

زمینه این ریزرخساره میکریاتی تا اسپارایتی و شامل روزن داران بزرگ مانند اوربیتولینا به مقدار ۲۵ درصد است. پلوئید به میزان ۱۵ درصد و خارپوست با فراوانی ۱۰ درصد از جمله مهم ترین اجزای تشکیل دهنده این ریزرخساره می باشد. دانه های کوارتز بین ۵ تا ۱۰ درصد در برخی از مقاطع نازک دیده شده است. اندازه دانه ها کالکرنایت تا کلسی رودایت می باشد (شکل ۳b). با توجه به ویژگی کشیده و عریض بودن اوربیتولینا و حضور خارپوست این ریزرخساره رسوبی در محیط کم انرژی دریای باز در زیر سطح اساس امواج دریا نهشته شده است (Flugel, 2010; Wilson, 1975). این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد RMF 13 معرفی شده فلوگل (Flugel, 2010) است. مشابه این ریزرخساره رسوبی برای سازند بورگان در کویت توسط استرومنگر و همکاران (Strohmenget al., 2006) و در شمال غرب خلیج فارس توسط نوری و همکاران (Noori et al., 2016) ارائه شده است.

##### ریزرخساره رسوبی ۳: وکستون تا پکستون اوئیدی ماسه ای

این ریزرخساره حاوی اوئیدهای آهن دار به میزان ۲۵ تا ۳۰ درصد و دانه های کوارتز به مقدار ۲۰ درصد می باشد که در زمینه ای از میکریات قرار گرفته اند. خرده های خارپوست و روزن داران شناور با فراوانی کم تر از ۱۰ درصد دیده می شوند. همچنین در برخی از نمونه ها خرده های روزن داران شناور نیز قابل مشاهده هستند. اندازه دانه ها کالکرنایت تا کلسی رودایت می باشد (شکل ۳c). اوئیدهای سیدریتی و نودول ها در سیستم های دلتایی به مقدار فراوان وجود دارند (Buatois et al., 2008). دانه های پوشیده و



جلویی دلتا در نزدیکی بار ماسه سنگی است (Strohmenger et al., 2006). همچنین عدم وجود بقایای گیاهان و دانه‌های اکسیدی شده می‌تواند تأییدکننده عدم تشکیل این رخساره سنگی در کانال‌های تحت تاثیر رودخانه و دشت دلتا باشد (Noori et al., 2016). مشابه این رخساره سنگی برای سازند بورگان در شمال غرب خلیج فارس توسط هنرمند و همکاران (Honarmand et al., 2009) و مهربانی و همکاران (Mehrabi et al., 2019) و در کویت توسط ال-ایدان و همکاران (Al-Eidan et al., 2001) معرفی شده است.

### رخساره‌های سنگی دشت دلتا

#### رخساره سنگی ۵: شیل حاوی بقایای گیاهان و مواد آلی

ویژگی شاخص این رخساره سنگی ترکیب سنگ‌شناسی شیل قهوه-ایرنگ، دارای لایه‌بندی و بقایای گیاهان و مواد آلی به میزان ۲۵ درصد در آن قابل تشخیص است. در برخی از نمونه‌ها دانه‌های کوارتز دانه ریز، با جورشدگی خوب و گردشده به مقدار ۱۰ تا ۱۵ درصد در این رخساره سنگی دیده می‌شوند (شکل ۱۳). در مطالعات چاه‌پیمایی در فواصلی که این رخساره سنگی دیده می‌شود نمودار گاما مقدار بالاتری نشان داده است. با توجه به اندازه‌ریز دانه‌های کوارتز، لایه‌بندی، مواد آلی، بقایای گیاهان و فقدان ریزن داران شناور و بایوکلاست‌ها این رخساره سنگی در قسمت کم انرژی دشت دلتا نهشته شده است (Bhattacharya, 2006; Noori et al., 2016). رخساره‌های حاوی غنی از بقایای گیاهان و مواد آلی به دشت دلتا نسبت داده شده‌اند. (Mehrabi et al., 2019) مشابه این رخساره سنگی برای سازند بورگان در کویت توسط ال-ایدان و همکاران (Al-Eidan et al., 2001) و استرومنگر و همکاران (Strohmenger et al., 2006) و در شمال غرب خلیج فارس توسط مهربانی و همکاران (Mehrabi et al., 2019) تفسیر شده است.

#### محیط رسوبی

برخی نویسندگان محیط نهشته‌شدن سازند بورگان در کشورهای عربی و خلیج فارس را مورد مطالعه قرار داده‌اند. هنرمند و همکاران (Honarmand et al., 2009) در شمال غرب خلیج فارس با توجه به مطالعات پتروگرافی و مغزه شواهد زیادی از تأثیر جزر و مد در محیط رسوبگذاری نمایش و مدل خلیج دهانه ای تحت نفوذ جزر و مد را پیشنهاد دادند. ال-ایدان و همکاران (Al-Eidan et al., 2001) در شمال کویت پیشنهاد کردند سازند بورگان در محیط دلتایی به سمت دریای کم عمق نهشته شده است. استرومنگر و همکاران (Strohmenger et al., 2006) در کویت دو محیط رسوبی برای این سازند پیشنهاد دادند که بر این اساس در زمان پایین آمدن سطح آب دریا در محیط دلتایی تحت تأثیر رودخانه و در زمان بالا آمدن سطح آب دریا در خط ساحلی نهشته شده است. نوری و همکاران (Noori et al., 2016) در میدان‌های نفتی هنديجان، نوروز و سروش در شمال غرب خلیج فارس مدل رسوبگذاری این سازند را در سه محیط تفسیر کردند. به این ترتیب که قسمت پایینی در محیط تحت تأثیر رودخانه، قسمت میانی (زیر لایه کلیدی) محیط دریایی به سمت رودخانه‌ای و قسمت بالایی تحت تأثیر شرایط کاهشی در محیط دهانه‌ای نهشته شده است. مهربانی و همکاران (Mehrabi et al., 2019) با توجه به مطالعات مغزه و پتروگرافی در شمال غرب خلیج فارس، محیط رسوبی دلتا به سمت دریای باز را ارائه دادند. با توجه به مطالعات صورت گرفته قبلی در نواحی ذکر شده و رخساره‌های مورد مطالعه در این پژوهش، سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه در محیط رمپ کربناتی

(al., 2019; Noori et al., 2016). مشابه این رخساره سنگی برای سازند بورگان در کویت توسط ال-ایدان و همکاران (Al-Eidan et al., 2001) و در شمال غرب خلیج فارس توسط نوری و همکاران (Noori et al., 2016) و مهربانی و همکاران (Mehrabi et al., 2019) مطالعه شده است.

### رخساره‌های سنگی قسمت جلویی دلتا

#### رخساره سنگی ۲: ماسه سنگ دانه ریز دارای میان لایه‌های

#### شیلی

این رخساره سنگی از ماسه‌سنگ‌های دانه ریز به مقدار بیشتر از ۸۰ درصد تشکیل شده است. ماسه‌سنگ‌های این رخساره سنگی دارای جورشدگی خوب و نیمه گردشده هستند. همچنین میان لایه‌های نازک شیلی در نمونه‌ها قابل تشخیص است. از اجزای فرعی این رخساره سنگی می‌توان به گلاکونیت و آهن به مقدار کم تر از ۲ درصد اشاره کرد. همچنین ریزن داران شناور به صورت نادر در برخی از نمونه‌ها قابل تشخیص می‌باشند (شکل ۱۴). این رخساره سنگی در میدان نفتی مورد مطالعه به صورت میان لایه‌های نازک در تناوب با رخساره سنگی کوارتز آرنایت دیده می‌شود. با توجه به تناوب رخساره ماسه‌سنگی و میان لایه‌های شیلی، وجود گلاکونیت و ریزن داران شناور نشان می‌دهد این رخساره سنگی در قسمت جلویی دلتا در فاصله از بار ماسه‌سنگی قرار گرفته است (Morad et al., 2010b). مشابه این رخساره سنگی برای سازند بورگان در شمال غرب خلیج فارس با عنوان تناوب پهنه ماسه‌ای و گلی توسط هنرمند و همکاران (Honarmand et al., 2009) معرفی شده است.

#### رخساره سنگی ۳: ماسه سنگ دارای جورشدگی ضعیف تا متوسط

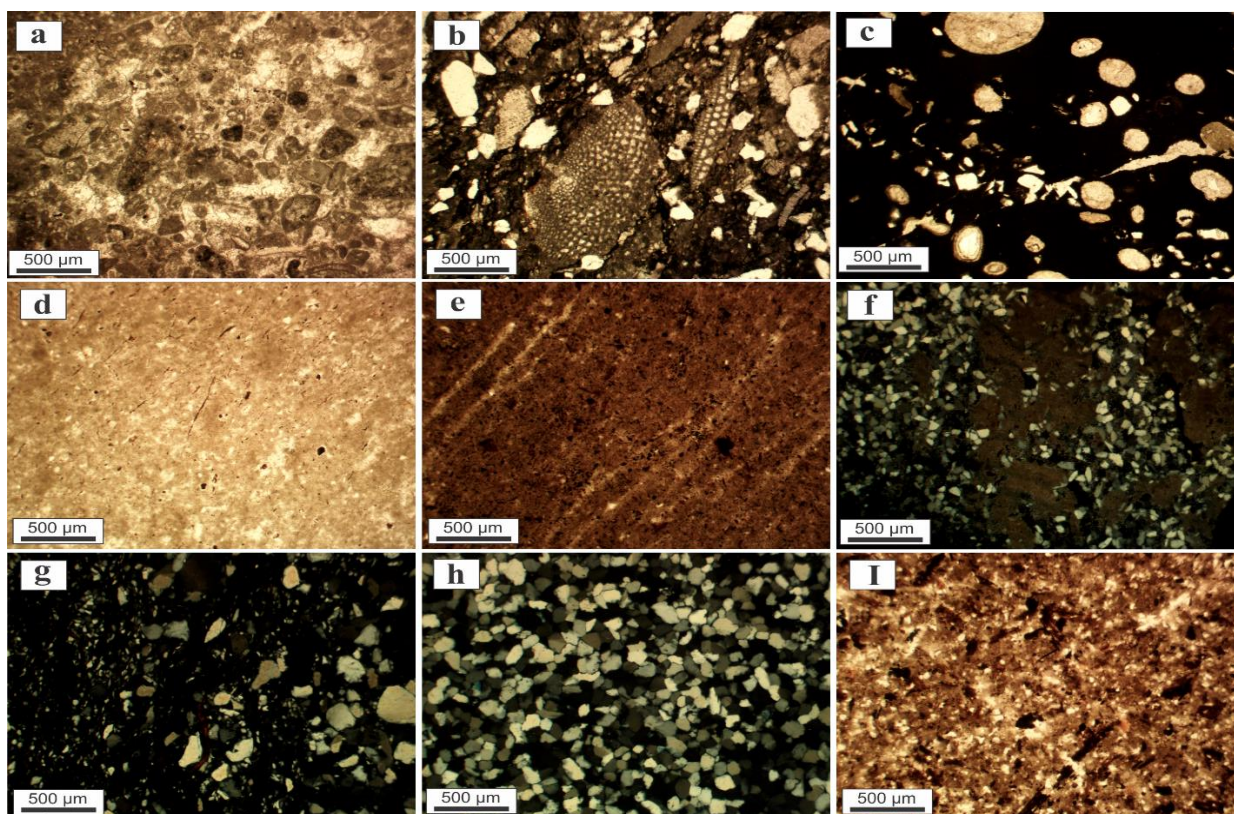
از جمله اجزای اصلی تشکیل‌دهنده این رخساره سنگی دانه‌های کوارتز به مقدار بیشتر از ۹۵ درصد است. با توجه به مطالعات پتروگرافی اندازه کوارتزها دانه‌ریز تا متوسط، جورشدگی ضعیف تا متوسط و نیمه زاویه‌دار است. در بین برخی از دانه‌های کوارتز به مقدار کم تر از ۲ درصد ماتریکس رسی دیده می‌شود. از دیگر اجزای قابل مشاهده کانی‌های سنگین، خرده‌های شیل و گلاکونیت است، که باعث افزایش مقدار نمودار گاما شده است (شکل ۱۵). باتوجه به جورشدگی ضعیف تا متوسط و کوارتزهای نیمه زاویه‌دار این رخساره سنگی تحت تأثیر بار ماسه‌سنگی در محیط پرانرژی قسمت جلویی دلتا نهشته شده است (Buatois et al., 2008; Morad et al., 2010b; Noori et al., 2016). مشابه این رخساره سنگی برای سازند بورگان در کویت توسط ال-ایدان و همکاران (Al-Eidan et al., 2001) و استرومنگر و همکاران (Strohmenger et al., 2006) و در ناحیه فارس ساحلی توسط ون بوچن و همکاران (Van Buchen et al., 2010) ارائه شده است.

#### رخساره سنگی ۴: کوارتز آرنایت

این رخساره سنگی از دانه‌های کوارتز با اندازه متوسط به میزان ۹۵ درصد تشکیل شده است. ویژگی شاخص این رخساره سنگی ماسه سنگ‌های با جورشدگی خوب و گردشده است. همچنین در این رخساره سنگی گلاکونیت، کانی‌های سنگین، مواد آلی و پیریت دیده می‌شود. در نمونه‌های مورد مطالعه این رخساره سنگی به مقدار کم تر از ۲ درصد سیمان از نوع سیلیسی قابل تشخیص است (شکل ۱۶). همچنین در برخی از نمونه‌ها زمینه کربناتی قابل تشخیص است. بنابراین در میدان نفتی مورد مطالعه این رخساره سنگی، مخزن اصلی می‌باشد. با توجه به جورشدگی خوب و گردشده نشان از نهشته‌شدن این رخساره سنگی در محیط پرانرژی قسمت

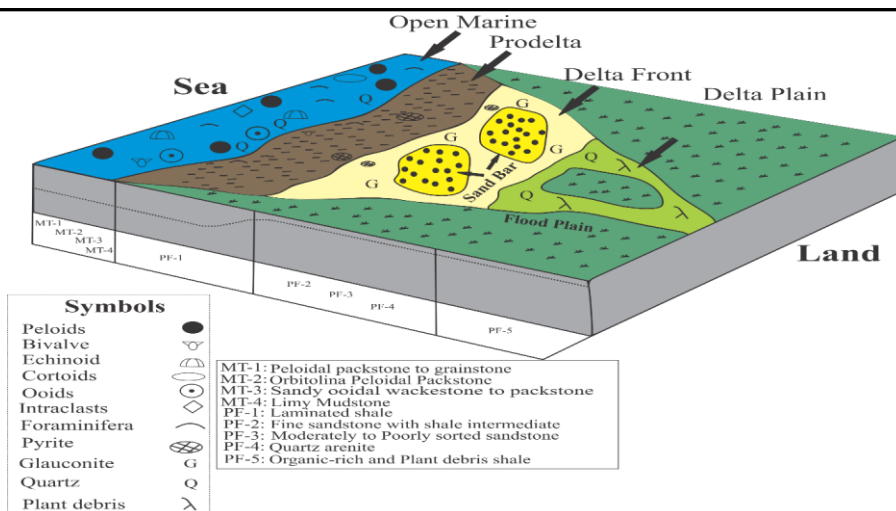
در مجاورت قسمت انتهایی دلتا نهشته‌های پرانرژی ماسه سنگی رسوبگذاری کرده‌اند که معرف قسمت جلویی دلتا هستند. در بخش دشت دلتا رسوبات کم عمق شیل حاوی بقایای گیاهان و مواد آلی نهشته شده است که با توجه به وجود دانه‌های ریز کوارتز، بقایای گیاهان، مواد آلی و عدم حضور روزن دارن شناور این رخساره به بخش دشت دلتا نسبت داده شده است. در شکل ۴ محیط رسوبی پیشنهادی برای سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه نمایش داده شده است.

به سمت دلتا رسوبگذاری کرده است. سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه در ۴ کمربند رخساره‌ای دریای باز، قسمت انتهایی دلتا، قسمت جلویی دلتا و دشت دلتا نهشته شده است. نحوه نهشته شدن این سازند به این صورت می‌باشد که ابتدا رسوبات کربناتی عمیق‌تر مربوط به کمربند رخساره‌ای دریای باز در بخش رمپ کربناتی نهشته شده اند. سپس در مجاورت کمربند رخساره‌ای دریای باز، شیل‌های دارای لایه بندی مشاهده می‌شود که از ویژگی شاخص آن می‌توان به لایه بندی، حضور روزن داران شناور و پیریت اشاره کرد که نمایشی از نهشته شدن این رخساره سنگی در عمق زیاد است.



شکل ۳- ریزرخساره های رسوبی و سنگی سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه: (a) پکستون تا گرینستون پلوئیدی، عمق ۳۴۹۰ متری، (b) پکستون پلوئیدی حاوی اوربیتولینا، عمق ۳۴۸۸ متری، (c) وکستون تا پکستون اوئیدی ماسه ای، عمق ۳۴۹۱/۵۰ متری، (d) مادستون آهکی، عمق ۳۵۱۰/۵۰ متری، (e) شیل دارای لایه بندی، عمق ۳۵۱۳ متری، (f) ماسه سنگ دانه ریز دارای میان لایه های شیلی، عمق ۳۵۰۱/۵۰ متری، (g) ماسه سنگ دارای جورشدگی ضعیف تا متوسط، عمق ۳۵۱۱/۵۰ متری، (h) کوارتز آرنایت، عمق ۳۵۰۰ متری، (i) شیل حاوی بقایای گیاهان و مواد آلی، عمق ۳۵۱۵/۵۰ متری.

Fig. 3. Petrofacies and microfacies of the Burgan Formation in the studied oil field; (a) Peloidal packstone to grainstone, depth of 3490 m, (b) Orbitolina peloidal packstone, depth of 3488 m, (c) Sandy ooidal wackestone to packstone, depth of 3491/50 m, (d) Limy mudstone, depth of 3510/50 m, (e) Laminated shale, depth of 3513 m, (f) Fine sandstone with shale intermediate, depth of 3501/50 m, (g) Moderately to poorly sorted sandstone, depth of 3511/50 m, (h) Quartz arenite, depth of 3500 m, (i) Organic-rich and plant debris shale, 3515/50 m.



شکل ۴- محیط رسوبی پیشنهادی برای سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه.

Fig. 4. Proposed sedimentary environment for the Burgan Formation in the studied oilfield.

### سیمانی شدن

سیمانی شدن فرآیندی است که به سبب آن قسمتی و یا کاملاً شکستگی، گلوگاهها و منافذ را پر می‌کند (Beigi et al., 2017; Kassab et al., 2014). فرآیند سیمانی شدن در سازند بورگان در میدان نفتی مورد نظر به ندرت قابل شناسایی است. از جمله سیمان‌های شناسایی شده شامل بلوکی، سیلیسی و پوئیکیلوتوپیک می‌باشد. در توالی مورد مطالعه در بخش کربناتی سیمانی شدن از نوع بلوکی (شکل d5) و در بخش آواری شامل سیمان‌های سیلیسی (شکل e5) و پوئیکیلوتوپیک (شکل f5) است. سیمان بلوکی فضای بین رگه‌ها، شکستگی‌ها و بین دانه‌ها را پر کرده و در محیط‌های متئوریک و تدفینی تشکیل شده است (Adabi and Mehmandosti, 2008). سیمان بلوکی نقش مهمی در منسدد کردن تخلخل‌ها و متعاقب آن کاهش کیفیت مخزنی بخش کربناتی سازند بورگان داشته است. سیمان سیلیسی یکی از سیمان‌های معمول در ماسه سنگ‌ها می‌باشد که در حواشی دانه‌های کوارتز و درزه‌ها ایجاد شده است. این نوع سیمان در شرایط تدفین با عمق زیاد تشکیل شده است (Worden and Morad et al, 2000). سیمان پوئیکیلوتوپیک در بخش ماسه سنگی سازند بورگان در برگرینده دانه‌های کوارتز می‌باشد. محیط تشکیل این نوع سیمان تدفینی می‌باشد (Flugel, 2010). سیمان‌های سیلیسی و پوئیکیلوتوپیک نقش عمده‌ای در کاهش کیفیت مخزنی رخساره سنگی شماره ۲ و ۳ سازند بورگان داشته‌اند.

### دولومیتی شدن

دولومیتی شدن می‌تواند باعث افزایش و یا کاهش کیفیت مخزنی شده و یا تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر آن نداشته باشد که بستگی به زمان و نوع دولومیتی شدن دارد (Mazzullo, 1992; Adabi, 2009). در توالی مورد مطالعه در بخش کربناتی دولومیتی شدن به صورت دولومیت‌های آهن دار پراکنده در زمینه میکرایتی (شکل g5)، دولومیتی شدن زمینه سنگ (شکل h5) و دولومیت‌های مرتبط با استیلولیت (شکل i5) قابل مشاهده است. در بخش مورد مطالعه دولومیتی شدن به مقدار ناچیز فقط در بخش کربناتی قابل مشاهده است و تاثیر منفی بر کیفیت مخزنی این بخش داشته است.

### فرآیندهای دیاژنی

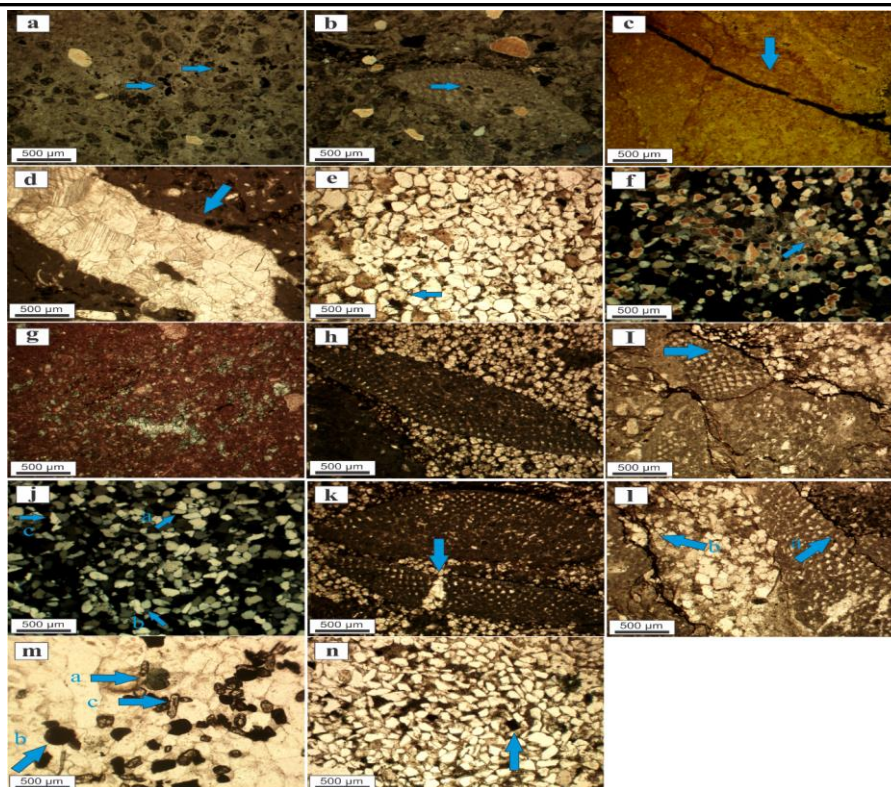
شناسایی فرآیندهای دیاژنی در شناسایی عواملی که از کاهش تخلخل جلوگیری می‌کند، تعیین زمان نسبی مهاجرت نفت در برابر فرآیندهایی که سبب تکامل و توسعه تخلخل می‌شود و برای اکتشاف هیدروکربن‌ها بسیار اساسی است (Scholle and Ulmer-Scholle, 2003). فرآیندهای دیاژنی سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه شامل انحلال، شکستگی، سیمانی شدن، دولومیتی شدن، تراکم، گلاکونیتی شدن، هماتی شدن و پیریتی شدن است که در ادامه تاثیرگذاری فرآیندهای دیاژنی بر روی کیفیت مخزنی سازند بورگان تفسیر شده است:

#### انحلال

انحلال و پرشدن حفره‌ها فرآیندی است که در دو مرحله رخ می‌دهد که شامل انحلال یک نوع کانی و پدایش حفره می‌باشد که در نهایت توسط نهشته‌های یک کانی دیگر پر می‌شود (Scholle and Ulmer-Scholle, 2003). انحلال در قسمت کربناتی سازند بورگان از نوع حفره‌ای (شکل a5) و درون دانه‌ای (شکل b5) قابل تشخیص است. فرآیند انحلال در سازند بورگان در محیط‌های متئوریک و تدفینی به وقوع پیوسته است. تخلخل حفره‌ای در ماسه‌سنگ‌های سازند بورگان به علت حل شدن سیمان و یا افزایش فضای بین دانه‌های کوارتز سبب شده تا این بخش از کیفیت مخزنی خوبی برخوردار شود.

#### شکستگی

شکستگی‌ها عمده‌ترین نوع تخلخل در بسیاری از سنگ‌های مخازن هستند. کاهش تناوب شکستگی‌ها با افزایش عمق است. شکستگی‌های بزرگ ممکن است در حین فرآیند انحلال در محیط متئوریک شکل گرفته باشند. روش اصلی ارزیابی تأثیرات شکستگی بر روی کیفیت مخزنی، تعیین میزان هرزروی گل در عملیات حفاری چاه است (Taghavi et al., 2006). شکستگی‌ها در مطالعات پتروگرافی به نازکی مو می‌باشند و به سختی شناسایی می‌شوند (Morad et al., 2010a). شکستگی‌ها تأثیر زیادی در ایجاد تخلخل ثانویه و افزایش تراوایی دارند (Nelson, 2001). شکستگی در بخش کربناتی سازند بورگان قابل تشخیص است (شکل c5) که بعضاً باعث افزایش تراوایی و در نتیجه سبب افزایش کیفیت مخزنی شده است.



شکل ۵- فرآیندهای دیاژنزی سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه؛ (a) تخلخل حفره ای در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۹۱ متری، (b) تخلخل درون دانه ای در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۹۲ متری، (c) شکستگی در رخساره کربناتی، عمق ۳۵۱۰ متری، (d) سیمان بلوکی در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۸۸ متری، (e) سیمان سیلیسی در رخساره ماسه سنگی، عمق ۳۴۹۶ متری، (f) سیمان پوئیکیلوتوپیک در رخساره ماسه سنگی، عمق ۳۵۰۴ متری، (g) دولومیتی شدن از نوع دولومیت های آهن دار در زمینه میکرایتی در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۸۹ متری، (h) دولومیتی شدن زمینه سنگ در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۸۸ متری، (i) دولومیت های مرتبط با استیلولیت در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۸۸ متری، (j) تراکم مکانیکی در رخساره ماسه سنگی، a= تماس مضرس، b= تماس محدب-مقعر، c= تماس طولی، عمق ۳۵۰۰ متری، (k) تراکم مکانیکی از نوع شکسته شدن اوربیتولینا در رخساره کربناتی، عمق ۳۴۸۸/۵۰ متری، (l) تراکم شیمیایی در رخساره کربناتی، a= استیلولیت، b= رگچه های انحلالی، عمق ۳۴۹۲ متری، (m) a= گلاکونیتی شدن، b= هماتیستی شدن، c= کانی های سنگین، عمق ۳۵۰۱ متری، (n) پیریتی شدن در رخساره ماسه سنگی، عمق ۳۵۱۲ متری.

Fig. 5. Diagenetic processes of the Burgan Formation in the studied oil field; (a) Vuggy porosity in carbonate facies, depth of 3491 m, (b) Intraparticle porosity in carbonate facies, depth of 3492 m, (c) Fracturing in carbonate facies, depth of 3510 m, (d) Blocky cement in carbonate facies, depth of 3488 m, (e) Siliceous cement in sandstone facies, depth of 3496 m, (f) Poikilotopic cement in sandstone facies, depth of 3504 m, (g) Dolomitization of type iron dolomites in the micrite background in carbonate facies, depth of 3489 m, (h) Matrix dolomitization in carbonate facies, depth of 3488 m, (i) Stylolite related dolomites in carbonate facies, depth of 3488 m, (j) Mechanical compaction in sandstone facies, a= Sutured contact, b= Concavo-convex contact, c= Tangential contact, depth of 3500 m, (k) Mechanical compaction of orbitolina break type in carbonate facies, depth of 3488/50 m, (l) Chemical compaction in carbonate facies, a= Stylolite, b= Dissolution seams, depth of 3492 m, (m) a= Glauconitization, b= Hematitization, c= Heavy minerals, Depth of 3501 m, (n) Pyritization in sandstone facies, Depth of 3512 m.

گلاکونیت یک کانی رسی غنی از آهن و پتاسیم گفته می شود که فقط در ته نشست های دریایی مشاهده می شود. علاوه بر این به صورت کانی های دیاژنزی اولیه، ته نشست می یابند یا تخلخل ها را در محیط های دریایی کم عمق تا عمیق که دارای سطح مواد مغذی بالا و سرعت رسوبگذاری پایین هستند پر می کنند (Scholle and Ulmer-Scholle, 2003). این فرآیند در بخش آواری و شیلی سازند بورگان دیده می شود (شکل ۵m) و بدون تأثیر بر روی کیفیت مخزنی در نظر گرفته شده است.

#### هماتیستی شدن

هماتیت معمولاً یک کانی کدر می باشد و غالباً بر اثر هوازدگی و اکسیداسیون پیریت و دیگر سولفیدهای آهن تشکیل می شود (Scholle and Ulmer-Scholle, 2003). فرآیند هماتیستی شدن در نهشته های مورد مطالعه احتمالاً طی فرآیند تدفینی رخ داده است (Weibel and Friis, 2004). هماتیستی شدن در بخش آواری سازند بورگان جانشین ماسه سنگ ها

#### تراکم

تراکم به دو صورت مکانیکی و شیمیایی قابل شناسایی و یکی از فرآیندهای مهم دیاژنزی در محیط های متئوریک و تدفینی است (Tucker, 2001). تراکم مکانیکی با وارد کردن فشارهای مکانیکی تأثیر قابل ملاحظه ای بر روی دانه ها و کل سنگ گذاشته است. در بخش آواری سازند بورگان به صورت تماس مضرس، محدب - مقعر و طولی (شکل ۵j) و در بخش کربناتی به صورت شکسته شدن روزن داران کفزی (شکل ۵k) دیده می شود. تراکم مکانیکی سبب کاهش تخلخل، ضخامت رسوبات و کیفیت مخزنی به خصوص در رخساره سنگی ماسه سنگ دارای چورشدگی ضعیف تا متوسط شده است. تراکم شیمیایی در بخش کربناتی سازند بورگان به صورت استیلولیت ها و رگچه های انحلالی (شکل ۵l) قابل مشاهده است و تأثیر منفی بر کیفیت مخزن مورد مطالعه داشته است.

#### گلاکونیتی شدن

شده است (شکل ۵). این فرآیند تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر روی کیفیت مخزنی سازند بورگان نداشته است.

**پیریتی شدن**

پیریت‌ها غالباً در سنگ‌های رسوبی از منشا دیاژنز هستند، اگرچه پیریت‌ها در زمان فرسایش و همزمان با رسوب‌گذاری هم رخ داده‌اند

شده است (شکل ۵). این فرآیند تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر روی کیفیت مخزنی سازند بورگان نداشته است.

Time Diagenetic environments	Eogenesis		Mesogenesis		Telogenesis
	Marine	Meteoric	Burial		
			Shallow	Deep	
Diagenetic processes					Uplift
Dissolution			Green bar		
Poikiloplastic cement			Red bar		
Blocky cement			Red bar		
Siliceous cement			Red bar		
Mechanical compaction			Red bar		
Dissolution seams			Red bar		
Stylolitization			Red bar		
Fracturing			Green bar		
Dolomitization			Red bar		
Hematitization			Blue dashed bar		
Glauconitization	Blue bar				
Pyritization			Blue bar		
Legend	Porosity reduction (Red)		Porosity enhancement (Green)		Uncertain effect (Blue)

شکل ۶- توالی دیاژنزی برای سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه.

Fig. 6. Diagenetic sequence for the Burgan Formation in the studied oil field.

کیفیت مخزنی سازند بورگان می‌توان به انحلال، شکستگی، سیمانی‌شدن، تراکم و دولومیتی‌شدن اشاره کرد. در رخساره کربناتی فرآیندهای دیاژنزی از نوع دولومیتی‌شدن، تراکم شیمیایی و سیمان بلوکی به‌خوبی دیده می‌شوند که سبب کاهش کیفیت مخزنی این بخش شده است. در این رخساره شکستگی باز نیز دیده می‌شود که سبب افزایش کیفیت مخزنی این رخساره نشده است. مقدار تخلخل در رخساره کربناتی ۸/۴۸ درصد و تراوایی ۳/۸۳ میلی داری می‌باشد و با توجه به نمودارهای چاه‌پیمایی رخساره کربناتی دارای تخلخل و مقاومت ناحیه دست نخورده کم می‌باشد. در مجموع با توجه به ویژگی‌های ذکر شده کیفیت مخزنی رخساره کربناتی کم می‌باشد. در رخساره شیلی فرآیندهای دیاژنزی از نوع تخلخل حفره ای و شکستگی قابل مشاهده می‌باشد. مقدار تخلخل در این رخساره ۱۴/۰۱ درصد و تراوایی ۷/۹۳ میلی داری می‌باشد. با در نظر گرفتن ویژگی‌های بیان شده این رخساره فقط در بخش بالای لایه کلیدی مقداری کیفیت مخزنی دارد. در رخساره‌های سنگی ماسه‌سنگ دانه‌ریز همراه میان لایه‌های شیلی و ماسه سنگ دارای جورشدگی ضعیف تا متوسط سیمان‌های سیلیسی و پوئیکیلوتوپیک و تراکم مکانیکی سبب کاهش کیفیت مخزنی شده است. به‌طور کلی مقدار تخلخل در رخساره ماسه سنگی ۱۷/۲۰ درصد و مقدار تراوایی ۱۶۶/۹۶ میلی‌داری می‌باشد. در مطالعات نمونه‌های مغزه با در نظر گرفتن ویژگی‌های دیاژنزی، مقادیر تخلخل - تراوایی و مقادیر بالای نمودارهای نوترون و مقاومت ناحیه دست نخورده رخساره ماسه‌سنگی به ویژه رخساره سنگی کوارتز آرنایت به عنوان مخزن نفتی سازند بورگان شناسایی شده است. در شکل ۷ نمودار

## توالی دیاژنزی

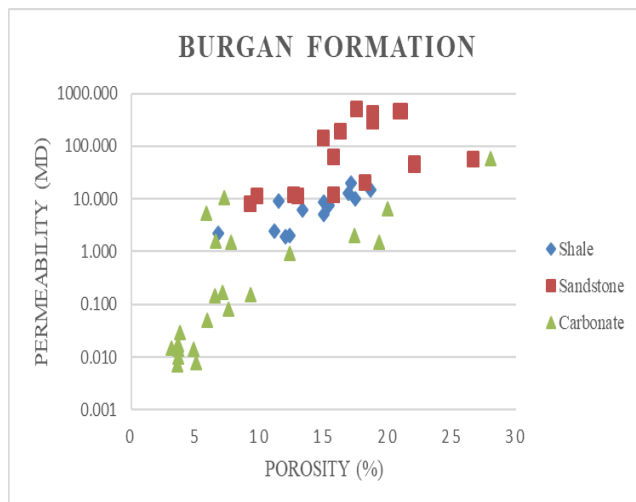
توالی دیاژنزی بیان‌کننده زمان تأثیر فرآیندهای دیاژنزی است. فرآیندهای دیاژنزی در سازند بورگان در سه زمان ائوزن، مزوزن و تلوزن رخ داده است. در مرحله اول در زمان ائوزن در دو محیط دریایی و متئوریک به وقوع پیوسته است. در محیط دیاژنز دریایی فرآیند گلاکونیتی‌شدن آغاز می‌گردد. در محیط دیاژنز متئوریک رسوبات تحت‌تأثیر آب‌های جوی می‌باشند و فرآیندهای دیاژنزی انحلال، دولومیتی‌شدن، تراکم مکانیکی، رگچه‌های انحلالی، استیلولیت، شکستگی و سیمان بلوکی به وقوع پیوسته است. در مرحله مزوزن، فشار، دما و عمق بر روی رسوبات تأثیرگذار بوده‌اند. در مرحله مزوزن در دیاژنز تدفینی سیمان پوئیکیلوتوپیک، هماتیتی‌شدن، پیریتی‌شدن و سیمان سیلیسی ایجاد شده است. در مرحله انتهایی تلوزن شکستگی‌ها در اثر فرآیندهای تکتونیک ادامه داشته‌اند. در شکل ۶ توالی دیاژنزی سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه نمایش داده شده است.

## کیفیت مخزنی

در میدان نفتی مورد مطالعه سازند بورگان از لحاظ ویژگی‌های مخزنی به ۳ بخش اصلی کربناتی، شیلی و ماسه سنگی تقسیم می‌شود. کیفیت مخزنی سازند بورگان با توجه به فرآیندهای دیاژنزی و داده‌های تخلخل و تراوایی مورد بررسی قرار گرفت. فرآیندهای دیاژنزی در بخش آواری، تحت تأثیر عوامل گوناگون فیزیکی، شیمیایی و بیوشیمیایی کنترل می‌شود و در نتیجه تأثیرات مهمی بر تخلخل و تراوایی و متعاقب آن کیفیت مخزنی دارد (Kordi et al., 2011). از جمله مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی تأثیرگذار بر

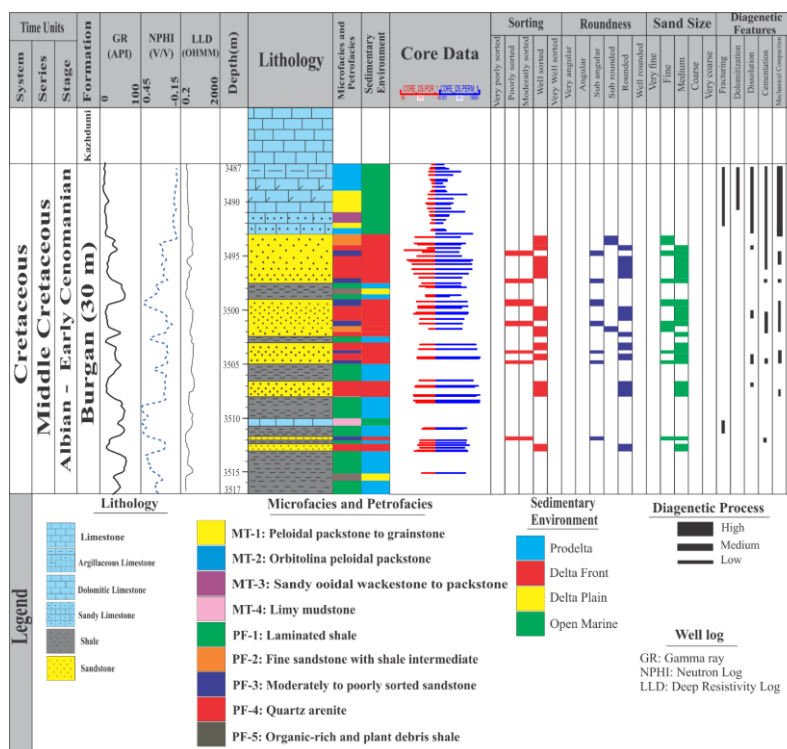
متقاطع تخلخل و تراوایی رخساره‌های کربناتی، شیلی و ماسه سنگی و در

شکل ۸ نحوه توزیع رخساره‌های رسوبی و سنگی، فرآیندهای دیازنزی،



شکل ۷- نمودار متقاطع تخلخل و تراوایی سازند بورگان در چاه مورد مطالعه.

Fig. 7. Cross-plot diagram of porosity and permeability of the Burgan Formation in the studied well.



شکل ۸- سنگ شناسی، توزیع ریزرخساره‌های رسوبی، رخساره‌های سنگی، ویژگی ماسه سنگ ها، محیط رسوبی، فرآیندهای دیازنزی، نمودارهای چاه پیمایی و داده های تخلخل - تراوایی سازند بورگان در چاه مورد مطالعه.

Fig. 8. Lithology, distribution of sedimentary microfacies, petrofacies, sandstone characterization, sedimentary environment, diagenetic processes, well logs and porosity-permeability data of the Burgan Formation in the studied well.

ریزرخساره‌های معرفی شده توسط فلوگل (Flügel, 2010) انطباق داده شد. رخساره‌های سنگی با توجه به اندازه، جورشده‌گی، گردشگی و لایه بندی مورد مطالعه قرار گرفت. ریزرخساره‌های رسوبی در محیط رمپ کربناتی شامل کمربندرخساره‌ای دریای باز و رخساره‌های سنگی در محیط دلتا شامل کمربندهای رخساره‌ای قسمت انتهایی دلتا، قسمت جلویی دلتا و

### نتیجه‌گیری

با توجه به مطالعات پتروگرافی ۴ ریزرخساره رسوبی و ۵ رخساره سنگی برای سازند بورگان در میدان نفتی مورد مطالعه تشخیص داده شد. ریزرخساره‌های رسوبی از لحاظ اندازه، سطح انرژی، اجزای اسکلتی، غیراسکلتی، دانه‌های کربناتی و غیرکربناتی مورد مطالعه قرار گرفت و با

پیمایی رخساره ماسه‌سنگی به ویژه کوارتز آرنایت به عنوان زون مخزنی این سازند شناسایی گردید و رخساره شیلی دارای کیفیت مخزنی متوسط و رخساره کربناتی با کیفیت مخزنی ضعیف در نظر گرفته شده است.

#### سپاسگزاری

در اینجا لازم است از شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) به دلیل در اختیار قرار دادن اطلاعات میدان نفتی مورد مطالعه جهت نوشتن مقاله تشکر و قدردانی گردد.

دشت دلتا می‌باشد که در یک محیط رمپ کربناتی به طرف دلتا نهشته شده است. فرآیندهای دیازنزی سازند بورگان در سه زمان ائوژنز، مزوژنز و تلوزنز به وقوع پیوسته و محیط تشکیل آن شامل دریایی، متئوریک، تدفینی و بالا آمدگی است. انحلال، شکستگی، سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، تراکم، گلاکونیتی‌شدن، هماتی‌شدن و پیریتی‌شدن از جمله فرآیندهای دیازنزی شناسایی شده برای این سازند در میدان نفتی مورد مطالعه است. انحلال و شکستگی مهمترین نقش را در افزایش کیفیت مخزنی و سیمانی‌شدن، تراکم و دولومیتی‌شدن نقش ویژه‌ای در کاهش کیفیت مخزنی داشته‌اند. در نهایت با توجه به فرآیندهای دیازنزی، داده‌های تخلخل و تراوایی و نمودارهای چاه

#### منابع

- Abdollahie 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, 347-362.
- Adabi, M. H., 2009. Multistage dolomitization of upper Jurassic mozduran formation, kope-dagh basin, N.E. Iran. *Carbonates and Evaporites* 24, 16-32.
- Adabi, M. H., Mehmandosti, E.A., 2008. Microfacies and geochemistry of the Ilam Formation in the Tang-E Rashid area, Izeh, S.W. Iran. *Journal of Asian Earth Sciences* 33, 267-277.
- Al-Eidan, A.J., Wethington, W., Davies, R.B., 2001. Upper Burgan Reservoir Description, Northern Kuwait: Impact on Reservoir Development. *GeoArabia* 6, 179-208.
- Al-Fares, A.A., Bouman, M., Jeans, P., 1998. A new look at the Middle to Lower Cretaceous stratigraphy, offshore Kuwait. *GeoArabia* 3, 543-570.
- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science* 307, 1064-1095.
- Alsharhan, A.S., 1994. Albian Clastics in the Western Arabian Gulf Region: a Sedimentological and Petroleum-Geological Interpretation. *Journal of Petroleum Geology* 17, 279-300.
- Alsharhan, A.S., Nairn, A.E.M., 2003. *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*, Amsterdam, Elsevier, p. 843.
- Beigi, M., Jafarian, A., Javanbakht, M., Wanas, H. A., Mattern, F., Tabatabaei, A., 2017. Facies analysis, diagenesis and sequence stratigraphy of the carbonate-evaporite succession of the Upper Jurassic Surmeh Formation: Impacts on reservoir quality (Salman Oil Field, Persian Gulf, Iran). *Journal of African Earth Sciences* 129, 179-194.
- Bordenave, M.I. Hegre, J.A., 2005. The Influence of Tectonics on the Entrapment of Oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology* 28 (4), 339-368.
- Buatois, L.A., Santiago, N., Parra, K., Steel, R., 2008. Animal-Substrate Interactions in an Early Miocene Wave-Dominated Tropical Delta: Delineating Environmental Stresses and Depositional Dynamics (Tacata Field, Eastern Venezuela). *Journal of Sedimentary Research* 78(7), 458-479.
- Bhattacharya, J. P. 2006. *Deltas*. *Geoscience*, 237-292.
- Choquette, P.W., Pray, L., 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 54, 207-250.
- Christian, L., 1997. Cretaceous subsurface geology of the Middle East region. *GeoArabia*, 2, 239-256.
- Dickson, J., 1966. Carbonate Identification and Genesis as Reveled by Staining. *Journal of Sedimentary Petrology* 36, 491-505.
- Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in W. E. Ham, ed., *Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir* 1, 108-121.
- Flugel, E., 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application* (2th edition), Springer, Berlin Heidelberg New York, p. 984.
- Honarmand, J., 2015. Factors Controlling Reservoir Quality of the Burgan Formation in Foroozan Oil Field, Persian Gulf. *Petroleum Research* 1-85, 86-99 (in Persian).
- Honarmand, J., Moalemi, S.A., Lotfpoor, M., 2009. Lithofacies analysis, sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Burgan Formation in the North West of Persian Gulf, Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches* 2, 135-150 (in Persian).
- Honarmand, J., Nemati, M., Monibi, S. 2009. Geological reservoir study of the Sarvak and Gadvan High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate. *Geological Society, London, Special Publications* 329, 187-218.
- Ibrahim, M. W., 1983. *Petroleum Geology of Southern Iraq*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 67, 97-130.

- Kassab, M. A., Hassanain, I. M., Salem, A. M., 2014. Petrography, diagenesis and reservoir characteristics of the pre-cenomanian sandstone, sheikh attia area, east central sinai, Egypt. *Journal of African Earth Sciences* 96, 122-138.
- Kordi, M., Turner, B., Salem, A. M. K., 2011. Linking diagenesis to sequence stratigraphy in fluvial and shallow marine sandstones: Evidence from the Cambrian-Ordovician lower sandstone unit in southwestern Sinai, Egypt. *Marine and Petroleum Geology* 28, 1554-1571.
- Mahdi, T.A., Aqrabi, A.A.M., 2014. Sequence stratigraphic analysis of the mid-cretaceous mishrif formation, southern Mesopotamian Basin, Iraq. *Journal of Petroleum Geology* 37, 287-312.
- Mazzullo, S.J., 1992. Geochemical and neomorphic alteration of dolomite: A review. *Carbonates and Evaporites* 7, 21-37.
- Mehrabi, H., Esrafil-Dizaji, B., Hajikazemi, E., Noori, B., Mohammad-Rezaei, H., 2019. Reservoir characterization of the Burgan Formation in northwestern Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 174, 328-350.
- Morad, S., Al-Aasm, I. S., Sirat, M., Sattar, M. M., 2010a. Vein calcite in cretaceous carbonate reservoirs of Abu Dhabi: Record of origin of fluids and diagenetic conditions. *Journal of Geochemical Exploration* 106, 156-170.
- Morad, S., Al-Ramadan, Kh, Ketzer, J.M., De Ros, L. F., 2010b. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs a review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 94, 1267-1309.
- Motiei H., 1993. *Geology of Iran, Zagros stratigraphy*, Geological Survey of Iran, 536 p (in Persian).
- Nelson, R., 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, Gulf Publishing Company Houston, p. 320.
- Noori, B., Kohansal Ghadimvand, N., Movahed, B., Yousefpour, M. R., 2016. Sedimentology and Depositional Environment of the Kazhdumi Formation Sandstones in the Northwestern Area of the Persian Gulf. *Open Journal of Geology* 6, 1401-1422.
- Pettijohn, F.J., 1975. *Sedimentary Rocks*, third ed. Harper and Raw, New York, p. 628.
- Sahraeyan, M., Bahrami, M., Hooshmand, M., Ghazi, S., Al-Juboury, A. I., 2013. Sedimentary facies and diagenetic features of the Early Cretaceous Fahliyan Formation in the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Journal of African Earth Sciences* 87, 59-70.
- Scholle, P.A., Ulmer-Scholle, D. S., 2003. *A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 77: Color Guide to Petrography of Carbonate Rocks, p. 459.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Simmons, M.D., 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*, GeoArabia 2, Special Publication, Bahrain, p. 371.
- Soleimani Asl, S., Aleali, M., 2016. Microfacies Patterns and Depositional Environments of the Sarvak Formation in the Abadan Plain, Southwest of Zagros, Iran. *Open Journal of Geology* 6, 201-209.
- Strohmenger, C.J., Patterson, G., Al-Sahlan, J.C., Mitchell, H.R., Feldman, T.M., Demko, R.W., Wellner, P.J., Lehmann, G.G., McCrimmon, R.W., Broomhall, N., Al-Ajmi, 2006. Sequence Stratigraphy and Reservoir Architecture of the Burgan and Mauddud Formations (Lower Cretaceous), Kuwait. In P.M. Harris and L. J. Weber, eds., *Giant hydrocarbon reservoirs of the world: From rocks to reservoir characterization and modeling*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 88/ SEPM Special Publication, 213-245.
- Taghavi, A. A., Mork, A., Emadi, M. A., 2006. Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehluran Field, southwest Iran. *Petroleum Geoscience* 12, 115-126.
- Tucker, M. E., 2001. *Sedimentary petrology, an introduction to the origin of sedimentary rocks*. Geoscience Texts, p. 262.
- Van Buchen, F.S.P., Baghbani, D., Bulot, L.G., Caron, M., Gaumet, F., Hosseini, S.A., Key-vani, F., Schroeder, R., Swennen, R., Vedrenne V., Vincent, B., 2010. Barremian - Lower Albian sequence-stratigraphy of southwest Iran (Gadvan, Dariyan and Kazhdumi formations) and its comparison with Oman, Qatar and the United Arab Emirates. *GeoArabia Special Publication* 4, 503-548.
- Weibel, R., Friis, H., 2004. Opaque minerals as keys for distinguishing oxidising and reducing diagenetic conditions in the Lower Triassic Bunter Sandstone, North German Basin. *Sedimentary Geology* 169, 129-149.
- Wilson, J. L., 1975. *Carbonate Facies in Geologic History*, Springer, Berlin, 472 p.
- Worden R.H., Morad S., 2000. Quartz cementation in sandstones: a review of the key controversies. *Quartz Cementation in Sandstones*. International Association of Sedimentologists Special Publications, 1-20.
- Ziegler, M.A., 2001. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia* 6, 445-504.