



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

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches University of Isfahan
Vol. 35, Issue 2, No. 75, Summer 2019
pp.109-134
Received: 02.06.2019 Accepted: 23.07.2019

An analysis of the connection of microfacies, depositional environment, and diagenesis on the reservoir quality of the Mishrif Formation (Early Cenomanian–Turonian) in Esfand Field (Sirri E), northeast of the Persian Gulf

Kiamars Hosseini

*M.Sc of Sedimentology and Sedimentary Rocks, University of Hormozgan, Bandar Abbas, Iran
kiamarhosseini1984@gmail.com*

Payman Rezaee*

*Assistant Professor, Department of Geology, University of Hormozgan, Bandar Abbas, Iran
p.rezaee@hormozgan.ac.ir*

Sajad Kazem Shiroodi

*Ph.D. in Engineering Geology, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran
sajadkazemshiroodi@gmail.com*

Mohamad Moeini

*MSc. Geology, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran
mmoeini108@gmail.com*

Abstract

The Mishrif Formation (Cenomanian–Turonian) is one of the most important hydrocarbon reservoirs in the Persian Gulf. In this study, 151 microscopic thin sections and the porosity and permeability data on wells SIE-5 and SIE-6 in Esfand Oilfield were studied to identify the microfacies, depositional environment and the diagenetic processes of the Mishrif reservoir, to evaluate the effect of these processes on the reservoir quality. Lucia's petrophysical classification and the reservoir quality descriptive classification were also used in the optimal analysis of the reservoir characteristics. Petrographic analyses revealed 11 microfacies that belonged to the peritidal zone, lagoon, shoal, middle and outer ramp sub-environments on a homoclinal carbonate ramp. Most of the microfacies of these two wells are belong to the shoal and lagoon facies belts. The succession in both wells show shallowing upward sequences. The most important diagenetic characteristics of the Mishrif Formation include dissolution, cementation, compaction, dolomitization and stylolitization. Porosity type consists of intercrystalline, vuggy, moldic and fracture porosities. Almost all microfacies in both wells are also in classes one and two of Lucia's petrophysical classification. Furthermore, the facies in the peritidal zone and shoal sub-environments in SIE-5 are in a better reservoir condition than SIE-6. On the other hand, the open marine facies in SIE-6 have a higher quality than the facies in SIE-5. In summary, it could be stated that diagenetic processes have had a larger role in the increase or decrease in the reservoir quality than the depositional environment. Thus, the Mishrif reservoir could be considered a diagenetic reservoir.

Keywords: Mishrif Formation, Esfand Oilfield, Depositional environment, Diagenesis, Reservoir quality

Introduction

The Middle-East has the largest oil and gas reserves in the world, with its major portion being stored in the Arabian Plate (Sharland et al. 2001). The thick Cretaceous-aged sediments accumulated in the Arabian platform and Zagros basin contain enormous and economically valuable hydrocarbon reserves (Setudehnia 1978; Alsharhan and Nairn 1986, 1988; Ghabeishavi et al. 2009, 2010; Hollis 2011; Lapponi et al. 2011). The Cretaceous-aged (Cenomanian–Turonian) Mishrif reservoir is one of the most important hydrocarbon reservoirs in the Persian Gulf. Therefore, a better knowledge of its reservoir properties and depicting the sedimentary environment and diagenetic processes is of high importance.

In this study, 151 thin sections at coring spaces of one m were taken from the Mishrif Formation at SIE-5 and SIE-6 wells respectively, in the Esfand Oilfield. Then, they underwent petrographic examinations with a polarizing microscope to evaluate the microfacies and diagenetic processes. In order to determine the reservoir quality, the porosity-permeability data were plotted in petrophysical classification (Lucia 1983). Subsequently, each microfacies was evaluated separately, with its reservoir status being described based on descriptive classification (Ahr 2008).

Discussion of Results & Conclusions

Based on the conducted studies on the thin sections prepared from the cores of Mishrif Formation in two wells, 11

Material & Methods

* Corresponding author

Copyright©2019, University of Isfahan. This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>), which permits others to download this work and share it with others as long as they credit it, but they can't change it in any way or use it commercially.

Doi: 10.22108/jssr.2019.117347.1104

microfacies were identified belong to five groups of the intertidal zone, lagoon, shoal, middle ramp, and outer ramp. The Mishrif Formation (Cenomanian–Turonian) in both wells indicate an evident thinning upward, which is consistent with the trend of sedimentation and its simultaneous depositional sequences in the Persian Gulf and Zagros regions. However, small thinning and thickening cycles showing a local performance in these deposits are also observed in both wells.

The most important diagenetic factors in the Mishrif Formation include dissolution, cementation, dolomitization, stylolitization, bioturbation, pyritization, hematitization, neomorphism, fracturing, and filling. Hematitization, dolomitization, and fracturing are the most important factors, which have increased the total porosity. These processes have created large amounts of intercrystalline, vuggy, and fracturing porosities in the oilfield and have improved the reservoir quality. The significant impact of meteoric diagenetic processes on the Mishrif Formation and upper section of Sarvak Formation has been proved and attributed to the mid-Turonian discontinuity (Hajkazemi et al. 2010; Razin et al. 2010; Taghavi et al. 2006; Rahimpour-Bonab et al. 2012; Hajkazemi et al. 2017).

By comparing the porosity and permeability data of the microfacies from different facies belts on the petrophysical classification diagram of Lucia, it was found that the tidal zone microfacies of the two wells show a remarkable difference in their reservoir quality. It can be said that although they have deposited in similar sedimentary environments, but the differences in the diagenetic processes have caused the tidal zone microfacies of SIE-5 to have better reservoir quality. The dolomitization process and the presence of fracturing were more and wider in the microfacies of Mishrif Formation at SIE-5 and have been highly effective in the improvement of the reservoir quality. The lagoon microfacies of both wells show a similar trend, indicating the similarity of sedimentary environment and relatively similar effect of diagenetic processes in both wells, although the reservoir status of lagoon microfacies is obviously better at SIE-5. Although the microfacies sub-environment of carbonate shoal in both wells have the same environment, they are affected by diagenetic processes in different ways. This facies belt in SIE-5 is a complete reservoir belt, but in SIE-6 well it is divided into two reservoir and non-reservoir units. The petrographic examinations in the microfacies of this belt show that cementation, as a negative parameter in the reservoir quality,

has more intensity in SIE-6, while dissolution and formation of various porosities, as positive reservoir parameters, have happened more at SIE-5. The microfacies of the middle ramp show a similar trend in both wells having a relatively good reservoir quality. The microfacies of the outer ramp, which are only observed in the SIE-5, show poor reservoir quality or have no reservoir status.

The Mishrif Formation with the age of Cenomanian–Turonian is one of the most important reservoirs of the Persian Gulf. The petrographic studies conducted on this formation led to the identification of 11 microfacies. These microfacies have been deposited in five sub-environments of the tidal zone (MF1), lagoon (MF2–MF5), shoal (MF6–MF8), middle ramp (MF9–MF10) and outer ramp (MF11) indicating a homoclinal carbonate ramp. Most of the microfacies of this formation at SIE-5 and SIE-6 wells are deposited in the sub-environments of carbonate shoal and lagoon facies belts, respectively. Dissolution, dolomitization, and fracturing are of the main factors affecting the increase of total porosities. These processes have created large amounts of intercrystalline, vuggy, and fracturing porosities in the studied field and have had a positive effect on increasing the reservoir quality. Evaluation of main diagenetic process has resulted in separation of three marine, meteoric, and burial diagenetic environments. The existing evidence shows that although the diagenetic processes have affected these deposits from the beginning of sedimentation to the deep burial phases, but mostly effected by burial and meteoric diagenesis environments.

The reservoir evaluation showed that most of the sedimentary microfacies of this formation at both studied wells are plotted in classes one and two of the Lucia, which have a better reservoir status. In addition, the diagenetic processes have highly affected the porosity and permeability of these microfacies. Based on the dispersion of microfacies in different classes of Lucia in both wells, it was found that the sedimentary and diagenetic environments have affected the reservoir quality of sedimentary microfacies, both together and sometimes with different proportions. On the other hand, the results show that the microfacies of the tidal zone, lagoon, and shoal in SIE-5 and those of lagoon and middle ramp in SIE-6 have the best reservoir qualities. This is due to the presence of dissolution and dolomitization processes and formation of interconnected porosities.

بررسی ارتباط ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند میشریف (سنومانین آغازین- تورونین) در میدان نفتی اسفند (سیری E)، شمال خاوری خلیج فارس

کیامرث حسینی، دانشجوی کارشناسی ارشد رسوب‌شناسی و سنگ‌شناسی رسوبی دانشگاه هرمزگان، ایران

Kiamarshosseini1984@gmail.com.

پیمان رضائی*، استادیار گروه زمین‌شناسی دانشگاه هرمزگان، ایران

p.rezaee@hormozgan.ac.ir

سجاد کاظم شیروودی، دکتری زمین‌شناسی مهندسی، شرکت نفت فلات قاره ایران

Kiamarshosseini1984@gmail.com.

محمد معینی، کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت، شرکت فلات قاره ایران

mmoeini108@gmail.com

چکیده

سازند میشریف (به سن سنومانین- تورونین) یکی از مهم‌ترین مخازن هیدروکربنی حوضه خلیج فارس با ترکیب سنگ‌شناسی آهک است. در پژوهش حاضر برای شناسایی ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی، فرایندهای دیاژنزی و نقش این فرایندها در کیفیت مخزنی سازند میشریف در میدان نفتی اسفند، تعداد ۱۵۱ مقطع نازک میکروسکوپی به همراه داده‌های تخلخل و تراوایی دو چاه SIE-5 و SIE-6 مطالعه شدند. مطالعه‌های پتروگرافی به شناسایی ۱۱ ریزرخساره متعلق به زیرمحیط‌های پهنه جزرومدی، لاگون، پشته کربناته، رمپ میانی و رمپ بیرونی در محیط رمپ کربناته هموکلینال منجر شدند. عمده ریزرخساره‌های دو چاه یادشده به زیرمحیط پشته کربناته و لاگون تعلق دارند و توالی نهشته‌شده در هر دو چاه کم‌عمق‌شدگی به سمت بالا را نشان می‌دهد. مهم‌ترین مشخصه‌های دیاژنتیکی در سازند میشریف عبارتند از: انحلال، سیمانی‌شدن، تراکم، دولومیتی‌شدن، شکستگی و استیلولیتی‌شدن. بررسی‌ها نشان می‌دهند تقریباً تمام ریزرخساره‌های سازند میشریف در هر دو چاه در کلاس ۱ و ۲ پتروفیزیکی لوسیا قرار گرفته‌اند و وضعیت مخزنی مناسبی دارند. بهترین ریزرخساره‌های مخزنی سازند میشریف در کمرندهای لاگون، پشته کربناته و رمپ میانی نهشته شده‌اند. از سوی دیگر، وضعیت مخزنی کمرندهای رخساره‌ای مشابه در دو چاه باهم متفاوت است و بر مبنای این تفاوت وضعیت مخزنی، تأثیر فرایندهای دیاژنزی نسبت به محیط رسوبی روی کیفیت مخزنی بیشتر بوده است و می‌توان مخزن میشریف را مخزنی دیاژنتیک در نظر گرفت.

واژه‌های کلیدی: سازند میشریف، میدان نفتی اسفند، محیط رسوبی، دیاژنز، کیفیت مخزنی

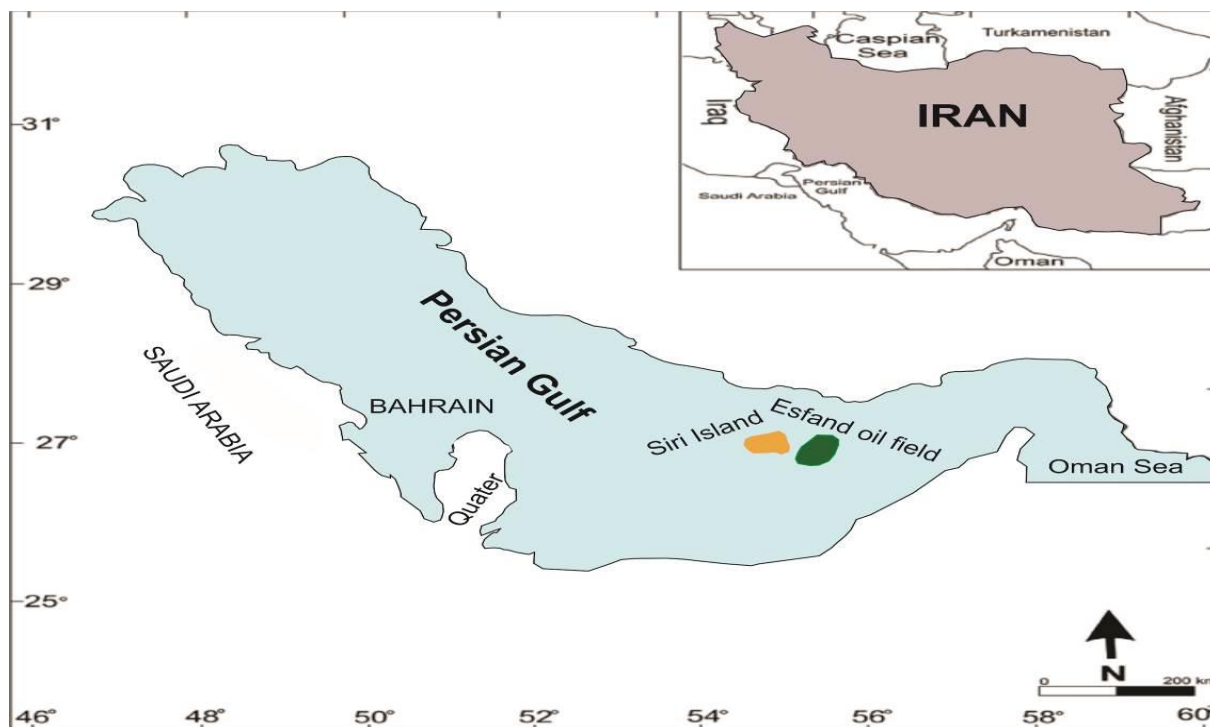
*نویسنده مسؤول: ۰۹۱۷۳۶۱۶۴۵۹

مقدمه

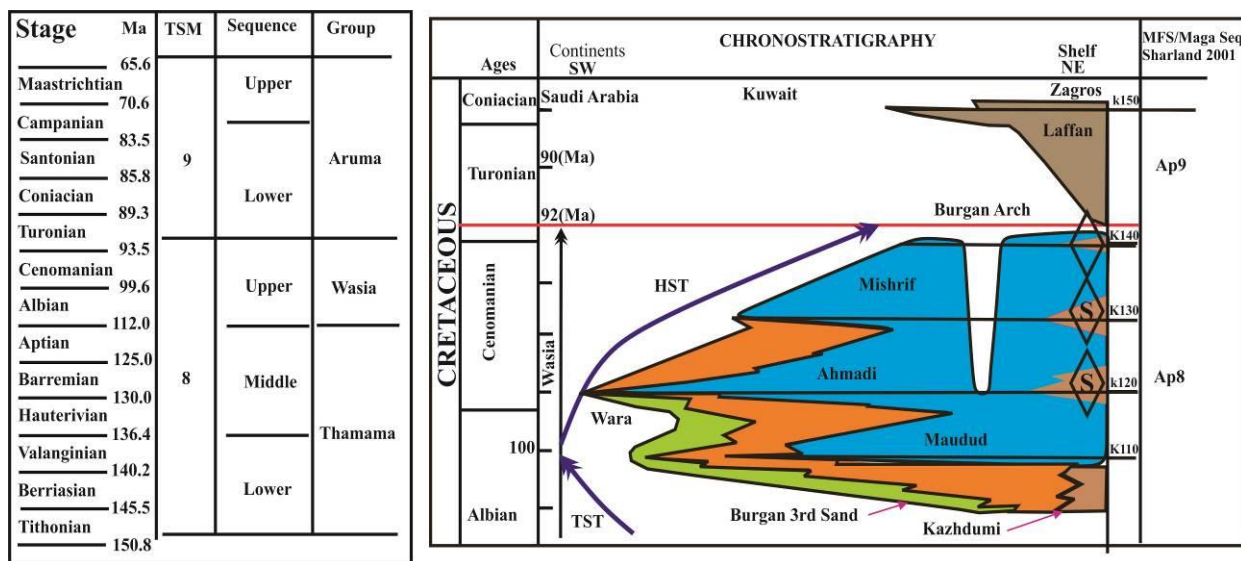
خاورمیانه، میزبان بزرگ‌ترین ذخایر نفت و گاز جهان است که بخش اصلی آن در صفحه عربی جای گذاشته شده است (Sharland et al. 2001). تجمع ستبر رسوبات به سن کرتاسه در سکوی عربی و حوضه زاگرس دربرگیرنده ذخایر هیدروکربن فوق عظیم و بسیار مهم از نظر اقتصادی است (Setudehnia 1978; Alsharhan and Nairn 1986, 1988; Ghabeshavi et al. 2009, 2010; Hollis 2011; Lapponi et al. 2011). ریزرخساره‌ها و تعیین محیط رسوبی در کنار بررسی فرایندهای دیاژنزی به ارائه الگویی کاربردی برای بررسی‌های مخزنی و اکتشاف ذخایر هیدروکربنی منجر می‌شود. مخزن میشریف به سن کرتاسه (سنومانین - تورونین) یکی از مهم‌ترین مخازن هیدروکربنی حوضه خلیج فارس است؛ از این رو، شناخت بهتر ویژگی‌های مخزنی آن و ارائه تصویر مناسب از محیط رسوبی و فرایندهای دیاژنتیکی اهمیت بسیار زیادی دارد. هدف پژوهش حاضر، شناخت ریزرخساره‌ها و محیط ته‌نشینی به همراه فرایندهای دیاژنزی سازند میشریف و نقش و تأثیر آنها بر کیفیت این مخزن است. مطالعه‌های بسیاری درباره سازند میشریف در میدان‌های خلیج فارس انجام شده‌اند که از جمله آنها عبارتند از: پژوهش‌های خانجانی و همکاران (Khanjani et al. 2015)، مهربابی و همکاران (Mehrabi et al. 2015)، شاهوردی و همکاران (Shahverdi et al. 2015; 2016) و حاج کاظمی و همکاران (Hajikazemi et al. 2010; 2012; 2017). تاکنون مطالعه منسجمی درباره سازند میشریف در میدان نفتی اسفند با تأکید بر محیط رسوبی و دیاژنزی و نقش آن در کیفیت مخزن انجام نشده است؛ از این رو، پژوهش حاضر کمک شایانی به شناخت عوامل مؤثر بر کیفیت مخزنی این سازند در میدان نفتی اسفند خواهد کرد.

زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی اسفند یا سیری E بخشی از میدان بزرگ سیری در بخش ایرانی خلیج فارس است که نزدیک به مرز آبی ایران - دبی و در ۹۰ کیلومتری سواحل ایران قرار دارد. این میدان با ابعاد ساختاری تقریباً ۱۵×۷ کیلومتر در ۲۵ کیلومتری جنوب‌شرقی جزیره سیری واقع شده است (شکل ۱)؛ درحقیقت، منطقه سیری بخشی از حوضه رسوبی وسیعی را تشکیل می‌دهد که میان فراخاست قطر در باختر، زاگرس در شمال و عمان در جنوب و شرق قرار دارد و به سمت جنوب این رسوبات تا بیابان رب‌الخالی گسترش یافته است (Bashari et al. 2003). میدان نفتی اسفند در این منطقه قرار دارد. سازند میشریف در خلیج فارس در محدوده زمانی کرتاسه (سنومانین - تورونین) واقع شده است که در جنوب خلیج فارس با گروه واسیا شناسایی می‌شود؛ این گروه به ترتیب از پایین به بالا شامل سازندهای نهرعمر، خاتیا و میشریف است (Bashari et al. 2003). سازند میشریف در جنوب‌شرق خلیج فارس شامل سنگ‌آهک مادستونی و وکستونی غنی از مواد آلی (سازند خاتیا) به سن سنومانین پیشین و سنگ‌آهک پکستونی غنی از رودیست (معادل میشریف) به سن سنومانین پسین - تورونین است (Farzadi 2006) (شکل ۲). مرز بالایی سازند میشریف، ناپیوستگی تورونین است و این ناپیوستگی که در رأس سازند وجود دارد، در سراسر صفحه عربی و زاگرس تشخیص داده می‌شود (Rahimpour-Bonab et al. 2012; Videch et al. 1988; Sharland et al. 2001; Razin et al. 2010; Sharp et al. 2010; Van-Buchem et al. 2011). سازند میشریف که مرزی تدریجی است، سازند خاتیا (معادل بخش احمدی سازند سروک در زاگرس) است (Farzadi 2006).



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی اسفند (برگرفته از Shahverdi et al. 2016 با اعمال تغییرات)



شکل ۲- توالی کروئوستراتیگرافی کرتاسه میانی و بالایی در صفحه عربی (Porras and Compos 2001) همراه با اشکوب‌های کرتاسه و سن مرز میان آنها (Burchette and Briton 1985)

روش پژوهش

دستیابی به اهداف پژوهش حاضر، تعداد ۶۷ و ۵۱ مقطع نازک به ترتیب از چاه‌های SIE-5 و SIE-6 با فواصل مغزه‌گیری ۱ متر در سازند میشریف، میدان نفتی اسفند تهیه و بررسی‌های

ستبرای سازند میشریف در چاه SIE-5 که در شرق ساختمان میدان اسفند قرار دارد، ۶۴/۵ متر است؛ درحالی‌که در چاه SIE-6 در شمال میدان، حدود ۸۵ متر ستبرا دارد. به‌منظور

(شکل ۳، الف).

ریزرخساره‌های گروه B

MF2: ریزرخساره وکستون تا پکستون حاوی خرده‌های

اسکلتی

این ریزرخساره زمینه میکرایتی و وکستون تا پکستون دارد. درصد آلومک این ریزرخساره بین ۲۵ تا ۵۰ درصد است. فرامینفرهای بتتیک (میلیولیدا، نزازتا، تکستولاریا و اریبتولین‌های مخروطی)، رودیست و اکیئوئید از اجزای این ریزرخساره‌اند که در زمینه میکرایتی دیده می‌شوند. وجود فرامینفرهای بتتیک مانند میلیولیدا و نزازتا و همچنین زمینه میکرایتی مؤید محیط رسوبی با چرخش محدود آب مانند لاگون است (Mancinelli 2006). محیط تشکیل این ریزرخساره به علت وجود خرده‌های رودیست و حضور اریبتولین در بخش‌های کم‌عمق، لاگون است (Flugel 2010). این ریزرخساره معادل RMF13 فلوگل (Flugel 2010) در زون لاگون و SMF18 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ8 است (شکل ۳، ب).

MF3: ریزرخساره وکستون تا پکستون حاوی خرده‌های

اسکلتی و اینتراکلت

گل، زمینه این ریزرخساره را تشکیل می‌دهد و فراوانی آلومک‌های این ریزرخساره بین ۲۵ تا ۶۰ درصد است. فراوانی اجزای بایوکلتی بین ۱۰ تا ۵۵ درصد است که به ترتیب فراوانی عبارتند از: فرامینفرهای بتتیک (میلیولیدا و تکستولاریا)، جلبک و قطعه‌های رودیست. درصد اینتراکلت‌های این ریزرخساره بین ۲۰ تا ۳۵ درصد است و کمی گرد شده‌اند. ویژگی‌های بافتی و وجود اینتراکلت همراه با فرام‌هایی مانند میلیولیدا و نبود فرام‌های بزرگ نشان‌دهنده نهشت این ریزرخساره در لاگون نیمه‌محصور با نوسان زیاد دما و شوری است (Flugel 2010). این ریزرخساره معادل RMF20 فلوگل (Flugel 2010) در محیط لاگون و SMF18

پتروگرافی با میکروسکوپ پلاریزان انجام شدند. نام‌گذاری ریزرخساره‌های آهکی سازند میشریف بر اساس طبقه‌بندی (Dunham 1962) انجام و برای تفسیر محیط رسوبی از (Flugel 2010) و (Wilson 1975) استفاده شد. مطالعه‌های آزمایشگاهی در آزمایشگاه گروه زمین‌شناسی دانشگاه هرمزگان و با میکروسکوپ تحقیقاتی BK-230 انجام شدند و پراکندگی ریزرخساره‌ها در هر چاه مشخص شد. به منظور تعیین کیفیت مخزنی، داده‌های تخلخل-تراوایی در کلاس‌بندی پتروفیزیکی (Lucia 1983) پلات شدند و در ادامه، هر ریزرخساره به تفکیک بررسی و وضعیت مخزنی آن بر مبنای طبقه‌بندی توصیفی (Ahr 2008) توصیف شد.

بحث

نخستین گام در مطالعه ریزرخساره، شناسایی و نام‌گذاری اجزای تشکیل‌دهنده آن است. بر اساس مطالعه‌های انجام‌شده روی مقاطع نازک تهیه‌شده از مغزه‌های دو چاه سازند میشریف، ۱۱ ریزرخساره آهکی در قالب پنج گروه A، B، C، D و E شناسایی شدند که در ادامه، این ریزرخساره‌ها و ویژگی‌های آنها شرح داده می‌شوند:

ریزرخساره‌های گروه A

MF1: ریزرخساره مادستون

فابریک و اندازه رسوب بسیار ریز است. میکرایت، زمینه اصلی این ریزرخساره را تشکیل می‌دهد و خرده‌های اسکلتی در این رخساره وجود ندارند. در برخی مقاطع، دولومیت‌های شکل‌دار در اندازه‌های مختلف در این ریزرخساره وجود دارند. نبود فسیل و بافت ریزدانه نشان‌دهنده ته‌نشینی در محیط کشتندی تا ابتدای لاگون است (Flugel 2010; Ginsburg 1975; Shinn 1983). این ریزرخساره معادل میکروفاسیس استاندارد RMF19 فلوگل (Flugel 2010) در زیرمحیط انتهای پهنه کشتندی تا لاگون و معادل SMF21 ویلسون (Wilson 1975) متعلق به زون رخساره‌ای FZ9 است

ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ8 است (شکل ۳، پ).

ث).

ریزرخساره‌های گروه C

MF6: ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی و ایتراکلاست

نام این ریزرخساره گویای اینست که بافت آن، دانه‌پشتیبان و گریستونی است. اجزای اصلی تشکیل‌دهنده آلوم‌های این ریزرخساره شامل ایتراکلاست و فرامینفرهای بتیک میکرایتی شده و خرده‌های بیوکلاستی (نظیر رودیست) است. فراوانی آلوم‌های این ریزرخساره بین ۲۵ تا ۶۰ درصد است. فراوانی آلوم‌های اسکلتی مانند فرامینفرهای بتیک و رودیست بین ۲۵ تا ۴۰ درصد و فراوانی ایتراکلاست بین ۲۵ تا ۳۰ درصد است. این ریزرخساره با داشتن بافت گریستونی و سیمان اسپارایتی به محیطی پرانرژی نظیر پشته‌های کربناته نسبت داده می‌شود (Ghobishavi et al. 2010; Flugel 2010). این ریزرخساره معادل RMF27 فلوگل (Flugel 2010) از پشته کربناته و SMF11 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ6 است (شکل ۳، ج).

MF7: ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی

این ریزرخساره زمینه‌ای اسپارایتی دارد و گریستون است. فراوانی آلوم‌های این ریزرخساره بین ۳۰ تا ۷۰ درصد است. فراوانی فرامینفرهای بتیک که اصلی‌ترین آلوم این ریزرخساره‌اند، حدود ۵۰ درصد و فراوانی قطعه‌های رودیست و پلوئید که آلوم‌های فرعی این ریزرخساره‌اند، حدود ۱۰ درصد است. اجزای فرعی شامل خرده‌های رودیست و ایتراکلاست به مقدار بسیار کم وجود دارند. آلوم‌های این ریزرخساره گردشگی و جورشدگی نسبتاً خوبی دارند. وجود بافت اسپارایتی، نبود گل آهکی و همچنین جورشدگی و گردشگی نسبتاً خوب دانه‌ها مؤید تشکیل این ریزرخساره در محیط پرانرژی است (Flugel 2010). این ریزرخساره معادل RMF27 فلوگل (Flugel 2010)

MF4: ریزرخساره وکستون حاوی خرده‌های اسکلتی و پلوئید همراه با آشفستگی زیستی

گل‌پشتیبان و وکستون زمینه این ریزرخساره است. فراوانی پلوئیدها در این ریزرخساره بین ۲۰ تا ۲۵ درصد متغیر و فراوانی بیوکلاست‌ها بین ۱۰ تا ۲۵ درصد است که به ترتیب فراوانی عبارتند از: قطعه‌های رودیست مشبک، فرامینفر بتیک، اکینوئید و قطعه‌های صدف دوکفه‌ای مانند اینوسراموس. بیشتر قطعه‌های بیوکلاست میکرایتی شده‌اند. این ریزرخساره آشفستگی زیستی دارد. وجود فونای محدود و همچنین ساخت آشفستگی زیستی بیان‌کننده محیط محدود دریایی لاگون برای این ریزرخساره است (Carozzi 1989; Tucker and Wrigh 1990; Flugel 2010). این ریزرخساره معادل ریزرخساره استاندارد RMF18 فلوگل (Flugel 2010)، لاگون و SMF16 ویلسون (Wilson 1975) متعلق به FZ8 است (شکل ۳، ت).

MF5: ریزرخساره وکستون تا پکستون حاوی خرده اسکلتی رودیست

این ریزرخساره بافت گل‌پشتیبان و وکستون دارد. بخش اصلی آلوم این ریزرخساره، رودیست و قطعه‌های رودیستی با فراوانی ۱۰ تا ۴۰ درصد است. آلوم‌های فرعی این ریزرخساره شامل فرامینفرهای بتیک مانند میلیولیدا است که فراوانی آن در برخی مقاطع این ریزرخساره تا حدود ۱۰ درصد کل آلوم‌ها می‌رسد. عمده آلوم‌های این ریزرخساره میکرایتی شده‌اند. تنوع فونای کم و همچنین میکرایتی شدن نشان‌دهنده لاگون کم‌انرژی است (Flugel 2010). این ریزرخساره متعلق به لاگون و مشابه ریزرخساره استاندارد RMF17 فلوگل (Flugel 2010) و معادل SMF18 ویلسون (Wilson 1975) متعلق به زون رخساره‌ای FZ8 است (شکل ۳، ث).

فراوانی ۲۰ تا ۴۰ درصد در اندازه ریزدانه‌اند. سایر آلوکوم‌ها شامل خرده‌ریز اکیئوئید، پلوئید و فرامینیفرها قابل‌شناسایی نیستند و گاهی فرامینیفرهای پلاژیک با فراوانی ۳ تا ۵ درصد وجود دارند. ویژگی‌های آلوکوم‌های این ریزرخساره به‌طور کامل حفظ نشده‌اند و آلوکوم‌ها خرد و به قطعه‌های ریزتر تبدیل شده‌اند که حمل‌ونقل از بخش‌های بالای حوضه را نشان می‌دهد. این ریزرخساره معادل RMF7 فلوگل (Flugel 2010) در رمپ میانی و SMF10 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ7 است (شکل ۳، د).

ریزرخساره‌های گروه E

MF11: ریزرخساره مادستون تا وکستون حاوی خرده‌های اسکلتی

این ریزرخساره گل‌پشتیان است. در این ریزرخساره، فرامینیفرهای پلانکتونیک به میزان ۵ تا ۲۵ درصد دیده می‌شوند. اجزای اسکلتی کمتر معمول شامل بیوکلاست‌های مشتق‌شده از اکیئوئید و پوسته دوکفه‌ای‌اند. در این ریزرخساره با غلبه گل‌آهکی و نبود فوناهای نریتیک مربوط به آب‌های کم‌عمق روبه‌رو هستیم. میزان زیاد میکرایت و ریزدانه‌بودن، نبود ساختمان‌های رسوبی و حضور فرامینیفرهای پلانکتونیک نشان می‌دهد این ریزرخساره در محیط دارای انرژی هیدرودینامیکی آرام و آب‌های عمیق با شوری طبیعی در رمپ خارجی رو به بخش حوضه نهشته شده است (Wilson 1975; Carozzi 2004; Flugel 2010). این ریزرخساره معادل RMF5 فلوگل (Flugel 2010) و SMF20 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ7 است (شکل ۳، ر).

تفسیر گروه A تا E

پنج گروه ریزرخساره‌ای معرفی‌شده بر اساس ویژگی‌های بافتی بر مبنای مقایسه با ریزرخساره‌های استاندارد فلوگل (Flugel 2010) و کمربند رخساره‌ای ویلسون (Wilson 1975) در قالب زیرمحیط‌های رسوبی زیر معرفی می‌شوند:

از پشته کربناته و SMF11 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ6 است (شکل ۳، چ).

MF8: ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی و کورتوئید

این ریزرخساره دانه‌پشتیان و دارای زمینه اسپارایتی است. درصد آلوکوم‌های این ریزرخساره حدود ۶۰ درصد و شامل قطعه‌های کورتوئید، رودیست و فرامینیفر است. آلوکوم‌ها به شدت میکرایتی‌شده و نامشخصند. جورشدگی و گردشدگی در آلوکوم‌ها مشهود است. وجود بافت گریستونی، وجودنداشتن گل‌آهکی و جورشدگی و گردشدگی نسبتاً خوب آلوکوم‌ها گویای تشکیل این ریزرخساره در محیط پرانرژی است (Flugel 2010). این ریزرخساره معادل RMF27 فلوگل (Flugel 2010) از پشته کربناته و SMF11 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ6 است (شکل ۳، ح).

ریزرخساره‌های گروه D

MF9: ریزرخساره باندستون مرجانی

این ریزرخساره در مقاطع نازک به شکل اسکلت مرجانی برجا، بدون شکستگی و خردشدگی است. فضای خالی موجود در بدنه مرجانی عمدتاً با سیمان کلسیتی و به‌ندرت میکرایت پر شده است. این ریزرخساره با جانداران درجا و در حاشیه پلت‌فرم به شکل ریف تکه‌ای تشکیل شده است و بالای سطح اساس امواج عادی قرار دارد (Wilson 1975). محیط این ریزرخساره، رمپ میانی و معادل RMF12 فلوگل (Flugel 2010) و SMF19 ویلسون (Wilson 1975) در زون رخساره‌ای FZ7 است (شکل ۳، خ و د).

MF10: پکستون تا وکستون حاوی خرده‌های اسکلتی ریزدانه

این ریزرخساره زمینه گلی و وکستون تا پکستون دارد. اجزای اصلی این ریزرخساره، واریزه‌های خردشده رودیست با

تفسیر گروه A

ریزرخساره‌های گروه A به پهنه جزرومدی تعلق دارند. وجودنداشتن آشفتگی زیستی، وجود گل فراوان و وجودنداشتن فونای محدود به لاگون بیان‌کننده نهشت این گروه در پهنه کشندی است؛ همچنین وجود دولومیت در این گروه ممکن است به علت فرایندهای دیاژنزی در این زیرمحیط باشد؛ مشابه این ریزرخساره را اسدی مهماندوستی و اسدی (Asadi and Asadi mehmandosti 2017) در سازند سروک برش چناران معرفی کرده‌اند.

گروه B

ریزرخساره‌های گروه B که ریزرخساره‌های وکستونی تا پکستونی همراه با فرامینفرهای بتتیک دارای دیواره بدون منفذند، به زیرمحیط لاگون تعلق دارند. قطعه‌های دوکفه‌ای، قطعه‌های رودیست، فرامینفرهای بتتیک کوچک مانند میلیولیدا و تکستولاریا، فرامینفرهای بتتیک بزرگ (اریتولین) و پلوئیدها اجزای اصلی این ریزرخساره‌ها هستند. بافت رسوبی و وجود آلوکم‌های شاخص لاگون مانند فرامینفر بتتیک نشان‌دهنده ته‌نشست این ریزرخساره در رمپ داخلی زیرمحیط لاگون در شرایط آب‌های کم‌عمق و پرنور است؛ تنوع و فراوانی فرامینفرهای بدون منفذ این مهم را تأیید می‌کنند (Geel 2000; Corda and Brandano 2003; Vaziri-Moghaddam et al. 2006; Bassi et al. 2007; Brandano et al. 2009); مشابه این ریزرخساره‌ها را پژوهشگران دیگری از جمله خانجانی و همکاران (Khanjani et al. 2015) و شاهرودی و همکاران (Shahverdi et al. 2015; 2016) در سازند میشریف بخش خلیج فارس گزارش کرده‌اند.

گروه C

ریزرخساره‌های این گروه، گرینستون‌های آلوکم‌دار با جورشدگی و گردشدگی خوب هستند. اندازه ذرات در حد ماسه متوسط‌دانه تا ماسه بسیار درشت‌دانه است. ریزرخساره‌های گروه C به زیرمحیط پشته کربناته تعلق دارند.

رسوبات این مجموعه به شکل تدریجی رسوبات بخش شیب (Slope) را می‌پوشانند. بیوکلست‌ها عمدتاً از فرامینفرهای بتتیک و به‌ویژه رودیست‌ها هستند. این گروه ریزرخساره‌ای، رسوبات پشته‌های زیرآبی با انرژی مداوم را نشان می‌دهد (Wilson 1975; Burchette 1993). مشابه این ریزرخساره‌ها را پژوهشگران دیگری از جمله خانجانی و همکاران (Khanjani et al. 2015) و شاهرودی و همکاران (Shahverdi et al. 2015; 2016) در سازند میشریف بخش خلیج فارس گزارش کرده‌اند.

گروه D

این گروه یک ریزرخساره زیستی و ریزرخساره‌ای با آلوکم‌های خردشده دارد. خردشدگی دانه‌ها در این ریزرخساره‌ها، تأثیر شرایط موقت نسبتاً پرانرژی را نشان می‌دهد که احتمالاً در شرایط طوفانی ایجاد شده است (Flugel 2010); خردشدگی به‌گونه‌ایست که تشخیص بیوکلست‌ها سخت است. این گروه نشان‌دهنده زیرمحیط رمپ میانی و بخش شیب‌دار رمپ میانی تا رمپ خارجی است که بین سطح اساس نرمال امواج و سطح اساس طوفانی قرار دارد (Burchette et al. 1990). انواع مختلفی از ریف‌ها مانند ریف‌های کومه‌ای مرجانی (Coral Patch Reefs) و ریف‌های جلبک قرمز-مرجانی (Coral-Red Algal Reefs) در رمپ میانی و رمپ داخلی دیده می‌شوند (Burchette et al. 1990). رخساره کورال باندستون از ریف‌های کومه‌ای در رمپ میانی است؛ مشابه این ریزرخساره‌ها را اصغری (Asghari 2006) در سازند سروک میدان نفتی اهواز و محسنی و همکاران (Mohseni et al 2015) در سازند سروک میدان نفتی مارون گزارش کرده‌اند.

گروه E

ریزرخساره‌های گروه E به رمپ خارجی تعلق دارند و نبود فرام بتتیک و وجود فونای پلاژیک ویژگی مهم ریزرخساره‌های رمپ خارجی است (Wilson 1975; carozzi

بخش انتهایی توالی قرار دارد. این ریزرخساره با ریزرخساره‌های گریستونی و پراثری پشته کربناته پوشیده شده است؛ در ادامه، توالی ریزرخساره‌های لاگون و پشته کربناته به شکل متناوب نهشته شده‌اند و بالاترین بخش توالی نیز نهشته‌های پشته کربناته‌اند.

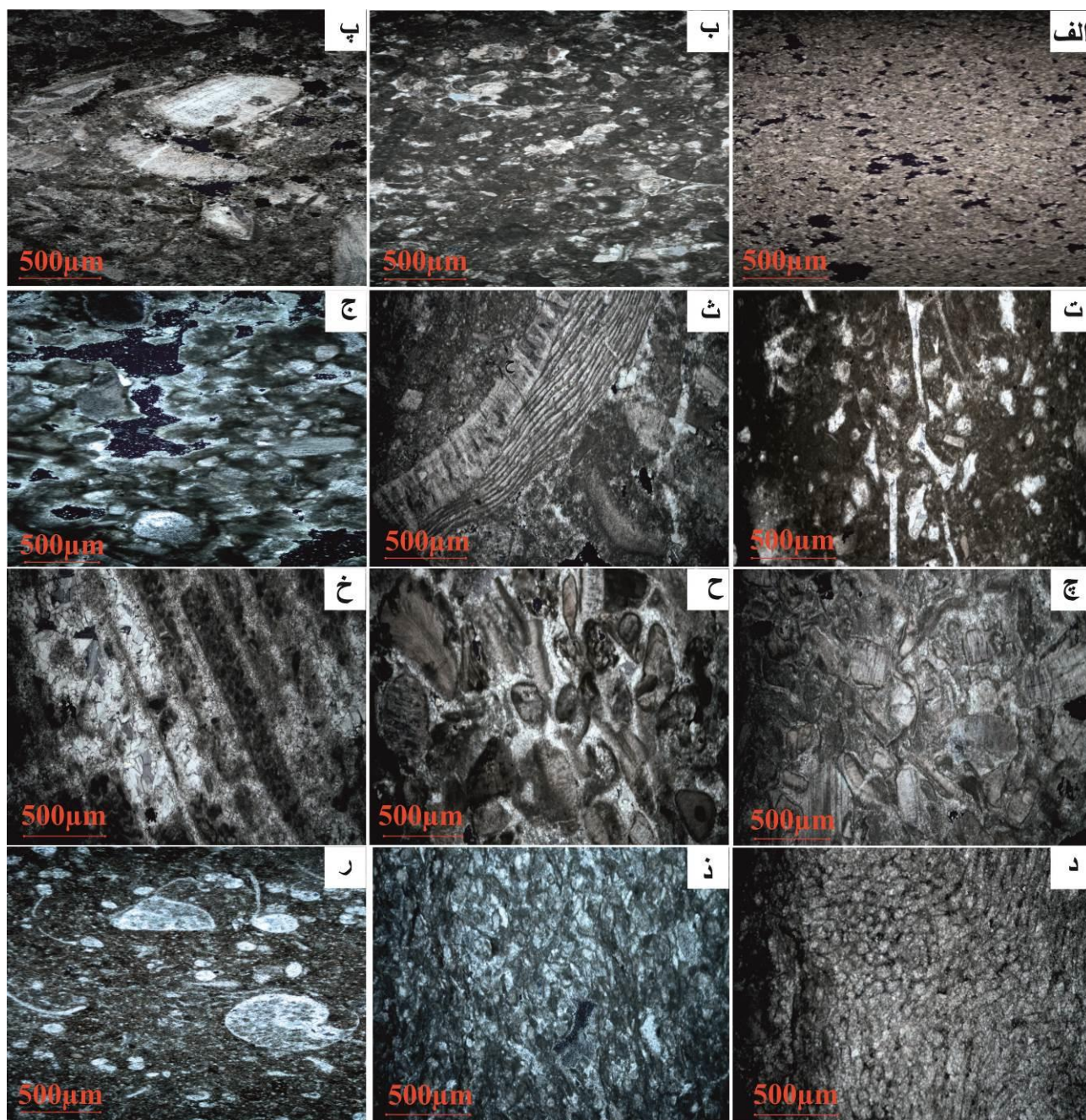
در هر دو چاه یادشده، توالی سازند میشریف (سنومانین-تورونین) کم‌عمق‌شوندگی واضحی را به سمت بالا نشان می‌دهد که با روند رسوب‌گذاری و نهشته‌شدن توالی‌های هم‌زمان آن در خلیج فارس و زاگرس همخوانی دارد؛ هرچند در هر دو چاه، چرخه‌های کوچک کم‌عمق‌شوندگی و عمیق‌شوندگی مشاهده می‌شوند که نشان از عملکرد محلی در این نهشته‌ها دارند. بررسی مجموعه ریزرخساره‌های سازند میشریف در میدان نفتی اسفند و مقایسه با کمرندهای ریزرخساره‌ای استاندارد فلوگل (Flugel 2010) و نبود رسوبات حاصل از ریزش (slumping) در محیط رسوبی و حضورنداشتن رسوبات حاصل از جریان‌های توریدیتی و غیبت ریف‌های سدی مهم همگی نشان می‌دهند این سازند در شرایط محیط رمپ کربناته تک‌شیب یا هموکلینال نهشته شده است (شکل ۶). پژوهشگران دیگری از جمله خانجانی و همکاران (Khanjani et al. 2015)، مهربانی و همکاران (Mehrabi et al. 2015; 2016) et al. 2015) مشابه این محیط را برای سازند میشریف و نهشته‌های (سنومانین-تورونین) در خلیج فارس و مهربانی و رحیم پوربناب (Mehrabian and Rahimpour-Bonab 2013)، امیدوار و همکاران (Omidvar et al. 2014)، رحیم پوربناب و همکاران (Rahimpour-Bonab et al. 2014)، اسرافیلی دیزجی و همکاران (Esrafil-Dizaji et al. 2014)، اسدزاده و همکاران (Asadzadeh et al. 2016) و عایشوند و همکاران (Alishvandi et al. 2018) در زاگرس معرفی کرده‌اند.

(Flugel 2010; 2004)؛ مشابه این ریزرخساره‌ها را پژوهشگران دیگری از جمله خانجانی و همکاران (Khanjani et al. 2015) و شاهوردی و همکاران (Shahverdi et al. 2015; 2016) در سازند میشریف بخش خلیج فارس گزارش کرده‌اند.

محیط رسوبی

از ۱۱ ریزرخساره شناسایی شده، چاه SIE-5 ۱۱ ریزرخساره را دارد که در زیرمحیط‌های مختلف ته‌نشین شده‌اند. باتوجه به شکل ۴ که پراکندگی ریزرخساره‌ها و محیط‌های رسوبی را در چاه SIE-5 نشان می‌دهد، ریزرخساره MF8 با ۲۳ درصد و MF1 با ۲۲ درصد بیشترین فراوانی را بین ریزرخساره‌ها دارند؛ همچنین ریزرخساره‌های پشته کربناته ۴۸ درصد و پس‌از آن، ریزرخساره‌های پهنه کشندی بیشترین ستبرای این چاه را به خود اختصاص می‌دهند. ستون سنگ‌چینه‌نگاری همراه با ریزرخساره‌ها در شکل ۵ نشان داده شده است. در این چاه، ریزرخساره گل‌پشتیان رمپ خارجی بخش انتهایی توالی مطالعه شده را نشان می‌دهد. این ریزرخساره با ریزرخساره‌های لاگون و پهنه کشندی پوشیده شده است؛ در ادامه، ریزرخساره‌های پشته کربناته نهشته شده‌اند که بیشترین ستبرای را در توالی مطالعه شده در این چاه دارند. ریزرخساره‌های لاگون و پهنه کشندی بالاترین بخش توالی مطالعه شده‌اند.

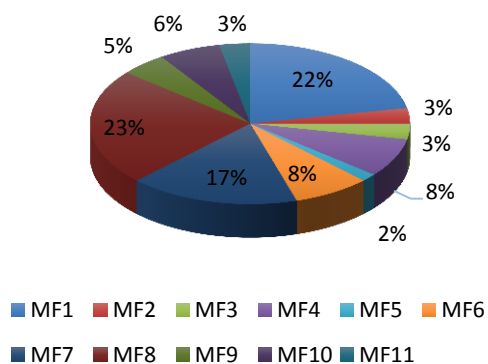
از ۱۱ ریزرخساره شناسایی شده، چاه SIE-6 ۹ ریزرخساره را دارد که در زیرمحیط‌های مختلف ته‌نشین شده‌اند. باتوجه به شکل ۴، ریزرخساره MF4 با ۲۲ درصد بیشترین فراوانی را بین ریزرخساره‌ها دارد؛ همچنین زیرمحیط لاگون با ۳۶ درصد و پس‌از آن، پشته کربناته با ۳۱ درصد بیشترین ستبرای این چاه را به خود اختصاص می‌دهند. ستون سنگ‌چینه‌نگاری همراه با ریزرخساره‌ها در شکل ۵ نشان داده شده است. در چاه SIE-6 نیز ریزرخساره رمپ میانی در



شکل ۳- الف. ریزرخساره مادستون (چاه SIE-5، عمق ۲۸۴۸)، ب. ریزرخساره وکستون تا پکستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-6، عمق ۲۸۷۷)، پ. ریزرخساره وکستون تا پکستون حاوی خرده‌های اسکلتی و اینتراکلت (چاه SIE-6، عمق ۲۸۸۱)، ت. ریزرخساره وکستون حاوی خرده‌های اسکلتی و پلوئید همراه با آشفنگی زیستی (چاه SIE-6، عمق ۲۹۰۶)، ث. ریزرخساره وکستون تا پکستون حاوی خرده اسکلتی رودیست (چاه SIE-5، عمق ۲۸۵۵)، ج. ریزرخساره گرینستون حاوی خرده‌های اسکلتی و اینتراکلت (چاه SIE-5، عمق ۲۸۷۶)، چ. ریزرخساره گرینستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۶۳)، ح. ریزرخساره گرینستون حاوی خرده‌های اسکلتی و کورتوئید (چاه SIE-5، عمق ۲۸۸۶)، خ. ریزرخساره باندستون مرجانی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۵۳)، د. ریزرخساره باندستون مرجانی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۶۲)، ذ. ریزرخساره پکستون حاوی خرده‌های اسکلتی ریزدانه (چاه SIE-5، عمق ۲۸۹۵)، ر. ریزرخساره مادستون تا وکستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-5، عمق ۲۹۱۶)

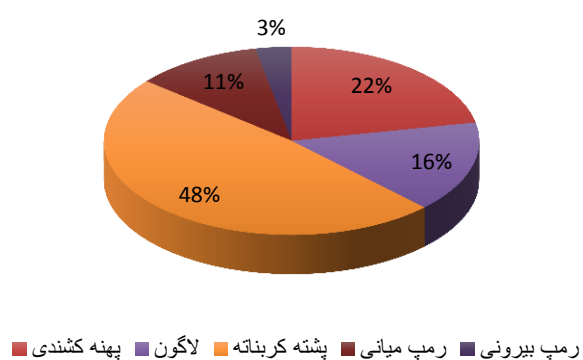
پراکندگی ریزرخساره‌ها در چاه

SIE-5



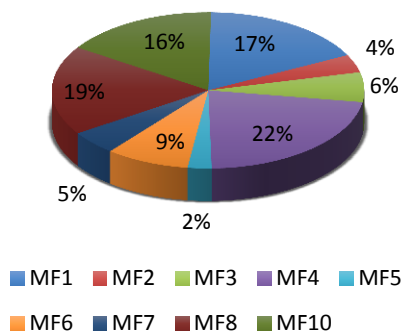
پراکندگی زیرمحیط رسوبی در چاه

SIE-5



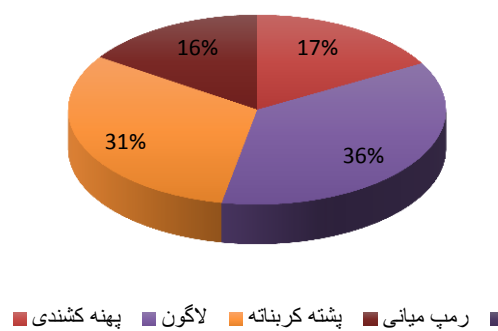
پراکندگی ریزرخساره‌ها در چاه

SIE-6

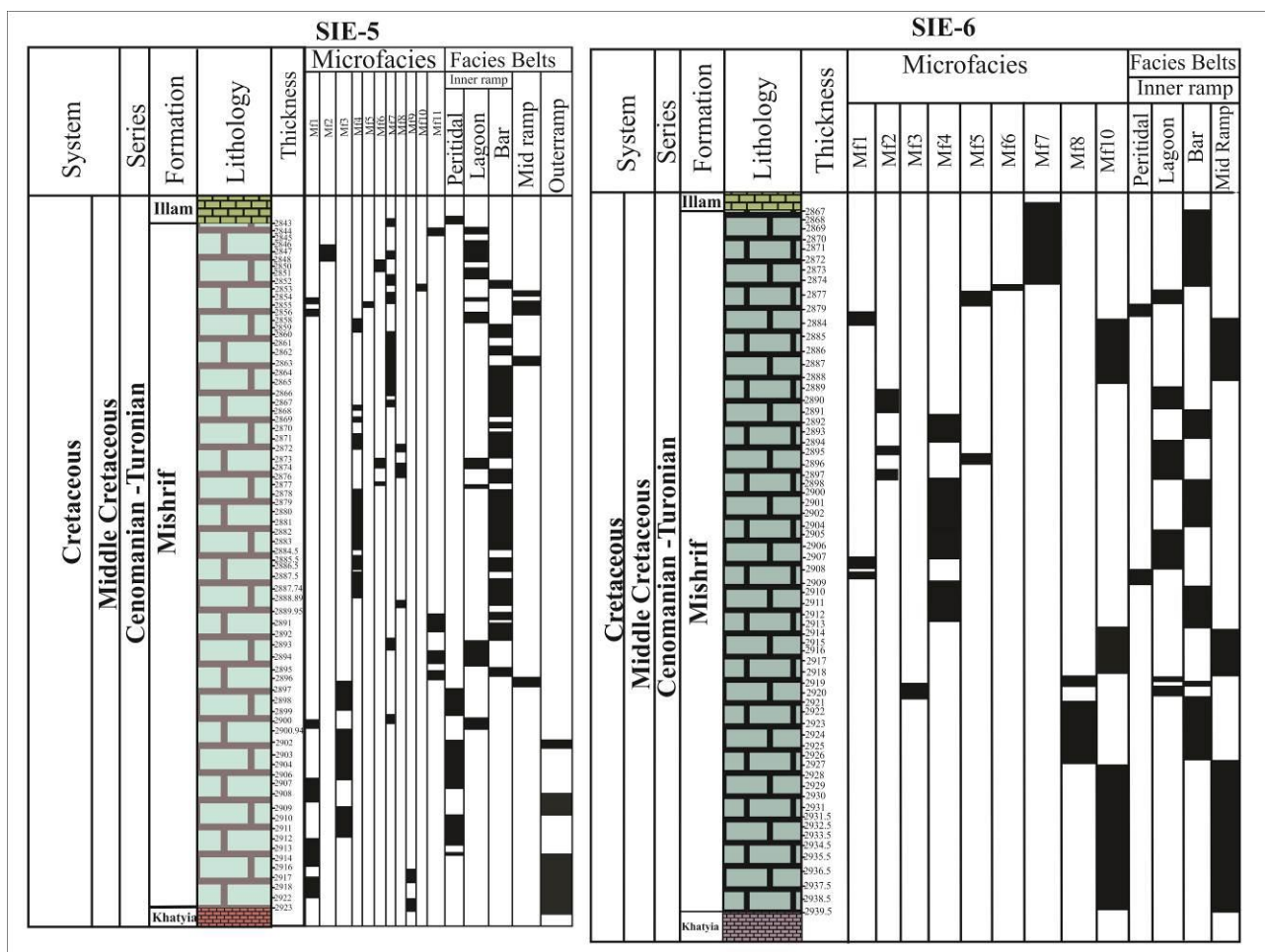


پراکندگی زیرمحیط‌های رسوبی در

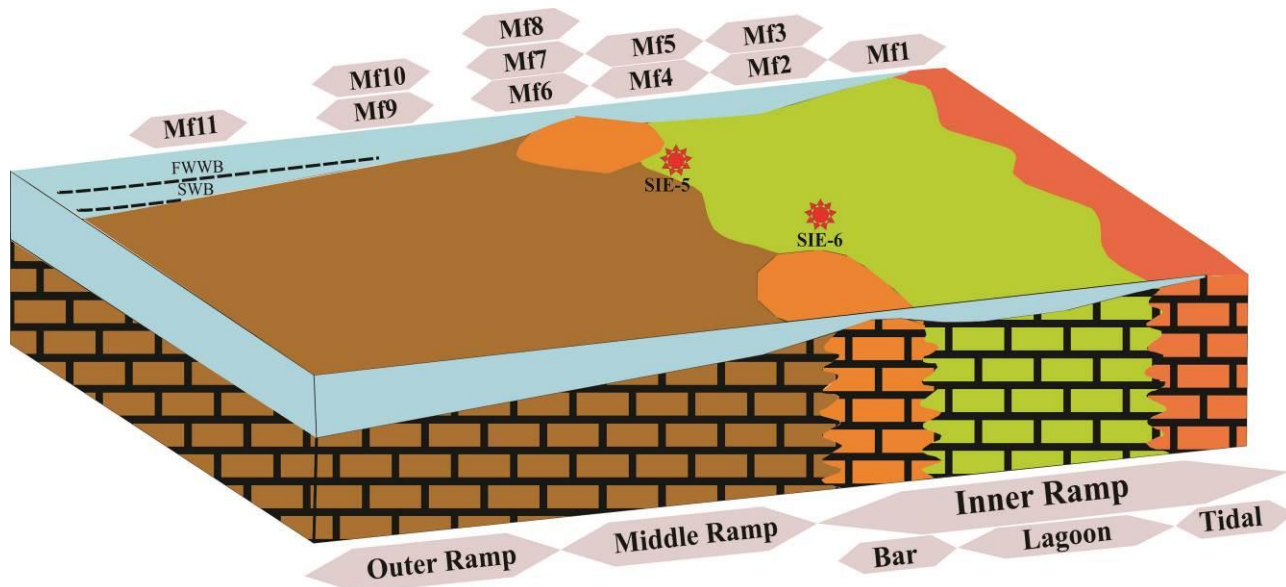
چاه SIE-6



شکل ۴- پراکندگی ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی در چاه‌های SIE-5 و SIE-6 میدان نفتی اسفند



شکل ۵- ستون سنگ‌چینه‌نگاری سازند میشریف در چاه‌های SIE-6 و SIE-5 میدان نفتی اسفند



شکل ۶- مدل رسوب‌گذاری سازند میشریف در میدان نفتی اسفند

فرایندهای دیاژنزی

انواع اصلی فرایندهای دیاژنزی در مخزن مطالعه شده عبارتند از:

سیمان موزائیکی دروزی

این نوع سیمان با تشکیل درون تخلخل‌ها به‌ویژه تخلخل‌های بین‌دانه‌ای باعث کاهش کیفیت مخزنی می‌شود. در توالی مطالعه‌شده، سیمان دروزی در ریزرخساره‌های پشته و گاهی درون تخلخل‌های رمپ میانی و به میزان کمتر لاگون گسترش دارد؛ این نوع سیمان هم در محیط‌های تدفینی و هم در متئوریک نزدیک سطح تشکیل می‌شود (Flugel 2010) (شکل ۷، الف).

سیمان کلسیت هم‌محور

سیمان سین‌تکسیال یا هم‌محور دو نوع است: نوع اول شفاف است و در محیط دیاژنز جوی همراه با سیمان دروزی تشکیل می‌شود (Flugel 2010)؛ نوع دوم که غیرشفاف یا غبارآلود است، در محیط دریایی و همراه با سیمان شعاعی تشکیل می‌شود (Kaufman et al. 1998). در توالی مطالعه‌شده، این سیمان در اطراف قطعه‌های رودیست دیده می‌شود و پیوستگی نوری با این قطعه‌ها دارد. این سیمان عموماً به‌شکل شفاف دیده می‌شود و به نظر می‌رسد به محیط متئوریک جوی تعلق داشته باشد (شکل ۷، ب و ت).

سیمان هم‌ضخامت

این نوع سیمان به‌شکل نازک و هم‌ضخامت در اطراف دانه‌ها تشکیل می‌شود و وجود آن در مرز بین دانه‌ها نشان‌دهنده تشکیل آن در مراحل اولیه دیاژنزی است. سیمان هم‌ضخامت نخستین نسل سیمان است که عمدتاً رخصاره‌های گرینستونی و پکستونی دانه‌غالب را تحت تأثیر قرار داده است. این سیمان در تقابل با فشردگی فیزیکی، با ایجاد چهارچوب محکم مانع از فشردگی بیشتر و سبب حفظ‌شدگی تخلخل‌های اولیه می‌شود (شکل ۷، پ).

سیمان بلوکی درشت‌بلور

این سیمان به‌عنوان سیمان دیاژنتیکی تأخیری فضای خالی

باقیمانده بین ذرات را پر می‌کند یا پس از انحلال آلومک‌ها، درون آنها را پر می‌کند. این سیمان تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای و گاهی شکستگی‌های توالی مطالعه‌شده را پر می‌کند. تشکیل این نوع سیمان‌ها در محیط دیاژنزی تدفینی متوسط تا عمیق است (Choquette and James 1987; Tucker and Wright 1990) (شکل ۷، ث).

سیمان کلسیت بوئیکیلوتوپیک

این نوع سیمان به‌طور فراگیر و گسترده تخلخل‌های بین‌بلوری و بین‌دانه‌ای را پر می‌کند و سبب کاهش شدید میزان تخلخل و تراوایی می‌شود. این سیمان در بیشتر رخصاره‌های گرینستونی مربوط به پشته کربناته مشاهده می‌شود (شکل ۷، ت). همراه بودن این سیمان با استیلولیت‌ها و رگچه‌های فشارشی گویای تشکیل این سیمان در محیط تدفینی عمیق است (Scholle and Scholle 2003) (شکل ۷، ج).

دولومیتی‌شدن

دولومیتی‌شدن یکی از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی مخزن میشریف است. در نمونه‌هایی که این فرایند مشاهده می‌شود، میزان آن بین ۱۰ تا ۹۰ درصد متغیر است؛ به‌گونه‌ای که در برخی مقاطع می‌توان نام سنگ را دولوستون گذاشت. دولومیت‌های این سازند دو نوع است: گروهی دولومیت‌های شکل‌دار و گروهی دولومیت‌های مرتبط با استیلولیت‌ها (دولومیت دفنی). دولومیت‌های شکل‌دار تک‌بلور با اجتماع چندین بلور در ریزرخساره پهنه کشندی و برخی ریزرخساره‌های لاگون مشاهده می‌شوند (شکل ۷، چ). پایین‌رفتن سطح آب دریا طی سنومانین-تورونین سبب تشکیل محیط دیاژنز مخلوط جوی-دریایی شده و شرایط را برای تشکیل دولومیت فراهم کرده است. غلامی‌زاده و آدابی (Gholami and Adabi 2011) در نواحی تنگستان و رحیم‌پور بناب و همکاران (Rahimpour-Bonab et al. 2012) در جنوب‌باختری ایران، منشأ دولومیت‌های سروک را که بخش بالایی آن معادل سازند میشریف است، آمیختگی آب شور و شیرین در پی پایین‌رفتن سطح آب دریا طی سنومانین-

قسمت‌های بخش میشریف و در تمام خرده‌های اسکلتی (اعم از رودیست و فرامینیفر) مشاهده می‌شود (شکل ۷، ت)؛ به طوری که در برخی موارد، ساختمان خرده‌های اسکلتی بر اثر فعالیت میکروبی شدید به طور کامل میکرایتی شده است. این فرایند در بخش‌های کم‌ژرف‌تر توالی مطالعه شده مانند لاگون، پشته و رمپ میانی مشاهده می‌شود. فرایند میکرایتی شدن از فرایندهای دیاژنز اولیه است (Wilson and Evans 2002; Madden and Wilson 2013).

هماتی شدن

کانی‌های آهن‌دار یکی از شاخص‌های مهم شرایط شیمیایی رسوبات هستند که عملاً چند درصد در تمام سنگ‌های رسوبی حضور دارند (Tucker 2003). در مقاطع مطالعه شده، شواهد هماتی شدن به شکل پرکننده برخی حجره‌ها، در حواشی آلوم‌ها، آغستگی زمینه میکرایتی یا به شکل تیغه‌ای پراکنده در زمینه است. منشأ آهن می‌تواند انحلال کانی‌های رسی یا انتقال توسط آب‌های جوی باشد. این فرایند در مرحله مزوزنز دنی و تلوزنز بالآمدگی رخ می‌دهد (شکل ۷، خ).

پیریتی شدن

در توالی مطالعه شده، پیریت‌ها عموماً شکل دارند. پیریت‌ها هم به شکل جانیشینی در گل آهکی در پوسته فسیل و کلسیت اسپاری و هم به شکل پرکننده فضاهای خالی حجره‌های فسیلی دیده می‌شوند. این فرایند در رخساره‌های گل‌پشتیان پری‌تایدال و لاگون مشاهده می‌شود. هنگامی پیریت تشکیل می‌شود که کربن آلی اکسید شده تحت تأثیر باکتری‌ها با سولفات احیاء ترکیب می‌شود تا سولفید تولید شود؛ پس از آن با آهن محلول واکنش می‌دهد تا کانی‌های سولفید آهن تولید شوند و پس از یک سری واکنش‌ها، در نهایت پیریت تشکیل می‌شود (Schoonen 2004 Canfield 2004). فراوانی پیریت در رسوبات دریایی به در دسترس بودن سولفات، آهن واکنش‌پذیر و کربن آلی ناپایدار بستگی دارد (Canfield 2004). فراوانی و در دسترس بودن یون سولفات و

تورونین می‌دانند. شاهوردی و همکاران (Shahverdi et al. 2016; 2015) نیز منشأ دولومیت‌های دنی و مرتبط با استیلولیت مخزن میشریف میدان سیری را محلول‌های منیزیم‌دار حاصل از فشردگی آهک‌های آرژیلیتی و شیل‌های بخش خاتیا می‌دانند و معتقدند مهاجرت این محلول‌ها و ورود آنها به داخل استیلولیت‌ها باعث دولومیتی شدن می‌شود.

استیلولیتی شدن

استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی عمومی‌ترین ساختارهای ناشی از فشردگی شیمیایی در سازند میشریف به شمار می‌آیند. استیلولیتی شدن و ایجاد رگچه‌های انحلالی از فرایندهای مهم فشردگی شیمیایی اند و میزان تأثیر این فرایند در کاهش تخلخل و تراوایی متغیر است (Burgess and Peter 1985). این فرایند یکی از شاخص‌ترین محصولات محیط دنی است. از عوامل مهم گسترش زیاد استیلولیت‌ها در سازند میشریف علاوه بر فشار زیاد روباره‌ای و تکتونیکی، ویژگی‌های سنگ‌شناسی و گل‌پشتیان بودن بیشتر رخساره‌های سازند میشریف است. این فرایند به وفور در رخساره‌های گل‌پشتیان لاگون و رمپ میانی و به طور محدود در ریزرخساره پهنه کشندی نیز مشاهده می‌شود (شکل ۷، ح).

نوشکلی

در تمام رخساره‌های میشریف، نوشکلی افزایشی در گل آهکی زمینه مشاهده می‌شود؛ در این حالت، گل‌های آهکی در اثر تبلور مجدد و رشد بلورها به میکرواسپار تبدیل شده‌اند. یکی دیگر از فرایندهای نوشکلی، کلسیتی شدن است؛ جایی که دانه‌های آراگونیتی با کلسیت جانشین می‌شوند (Tucker and Wright 1996). در ریزرخساره‌های میشریف، رودیست‌ها و دوکفه‌ای‌ها که ترکیب آراگونیتی دارند، دچار نوشکلی شده‌اند (شکل ۷، ب، ش و ح)؛ نوشکلی در محیط‌های مختلف فریاتیکی، تدفینی و وادوز اتفاق می‌افتد و تنها لازمه این فرایند اینست که آراگونیت ناپایدار و آبی که فقیر از منیزیم است، در دسترس باشد (Bathurst 1976). میکرایتی شدن نوع دیگری از نوشکلی است و این فرایند در بیشتر

در ارتباط با رخنمون‌های تحت‌الجوی و تحت‌تأثیر دیاژنز متوریک و در ارتباط با ناپیوستگی تورونین میانی مشخص کرده‌اند (Taghavi et al. 2006; Hajikazemi et al. 2010, 2012; Hollis 2011; Rahimpour-Bonab et al. 2012, 2013). شکل ۷، ر تا ش تصاویر مربوط به انحلال و تخلخل‌های ایجاد شده در توالی را نشان می‌دهد.

توالی پاراژنتیکی

توالی پاراژنتیکی سنگ‌های کربناته را می‌توان در مراحل اولیه (انوژنز)، میانی (مزوژنز) و نهایی (تلوژنز) دنبال کرد که در سه محیط اصلی دریایی، متوریک (جوی) و دفنی انجام شده‌اند (Moore 2001; Ahr 2008; Vincent et al. 2007). رسوبات سازند میشریف، نخستین مرحله دیاژنز در محیط دریایی اتفاق افتاده است؛ در این محیط، فرایندهای آشفستگی زیستی، میکرایتی شدن دانه‌ها، هماتی شدن و تشکیل سیمان هم‌ضخامت رخ داده‌اند؛ در ادامه، بخش میشریف به علت پایین آمدن سطح آب دریاها در معرض محیط دیاژنز جوی قرار گرفته است. در محیط جوی نیز سیمان‌های کلسیت هم‌بعد، دروزی، سین تکسیال به همراه هماتی شدن و تشکیل دولومیت‌های شکل دار و انحلال رخ داده‌اند. محیط دیاژنتیکی تدفینی با مرحله مزوژنتیک مطابق است (Moor 2001)؛ بیشتر فرایندهای دیاژنزی شناسایی شده در ریزرخساره‌های سازند میشریف طی این مرحله رخ داده‌اند. تشکیل استیلولیت، شکستگی، سیمان‌های کلسیت بلوکی، دولومیت‌های مرتبط با استیلولیت، انحلال، تغییرات نوشکلی خرده‌های اسکلتی و پیریت‌های شکل دار مهم‌ترین شواهد محیط دفنی اند (Madden and Wilson 2013). آخرین مرحله دیاژنز سازند میشریف در مرحله تلوژنز رخ داده است. در این مرحله، شکستگی هنگام بالا آمدگی رخ داده است. تأثیر دوباره آب‌های جوی روی رسوبات سنگ‌شده سازند میشریف باعث انحلال دانه‌ها، سیمان و حتی گاهی ماتریکس شده و انواع تخلخل‌های حفره‌ای، کانالی، قالبی، بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای را گسترش داده است. تأثیر فرایندهای دیاژنز جوی درخور توجه بر سازند میشریف و بخش بالایی سازند سروک اثبات و به

آهن در آب اقیانوس و همچنین حضور مواد آلی فراوان در رسوبات سازند میشریف، شرایط لازم را برای تشکیل پیریت در جازا مهیا کرده است (شکل ۷، د).

زیست‌آشفستگی

این فرایند به فعالیت موجودات مربوط است و باعث تغییر رنگ رسوبات به شکل تیره و روشن می‌شود. طی این فرایند، رسوبات یا سنگ رسوب تحت تأثیر موجودات قرار می‌گیرند و معمولاً بافت و ساختار اولیه رسوب‌گذاری تغییر می‌کند (Flugel 2010, Hollis 2011; Burchette & Britton 1985). آشفستگی زیستی از فرایندهای خاص محیط دریایی است (Hollis 2011) و در رخساره‌های لاگون سازند میشریف دیده می‌شود (شکل ۷، ذ).

شکستگی و پرشدگی

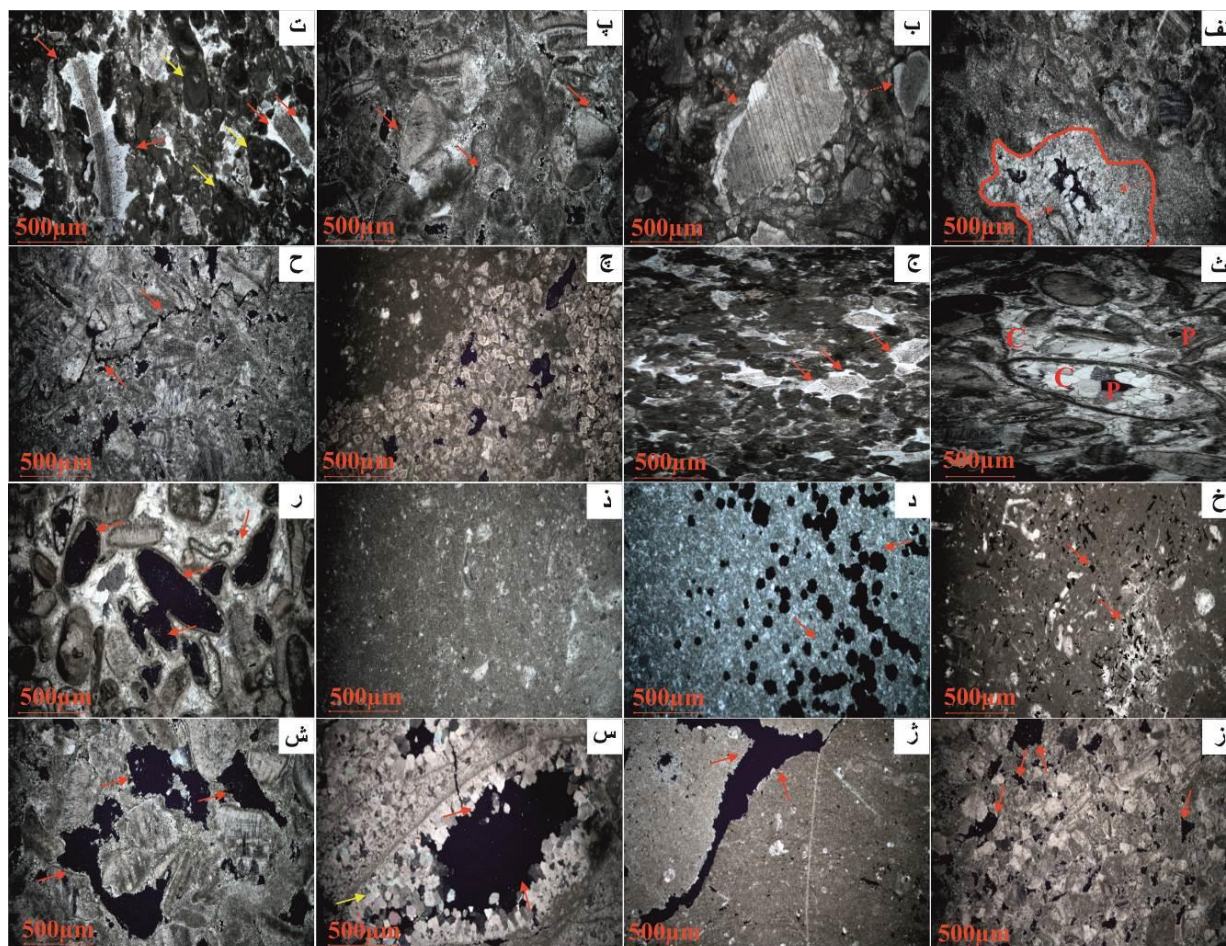
در توالی مطالعه‌شده، شکستگی‌ها هم در رخساره‌های گل‌پشتیبان و هم دانه‌پشتیبان دیده می‌شوند. بیشتر این شکستگی‌ها با سیمان کلسیت اسپاری درشت‌بلور پر شده‌اند که این سیمان‌ها در محیط دفنی تشکیل شده‌اند. شکستگی‌هایی که در آخرین مراحل دیاژنز دفنی ایجاد شده‌اند از سیمان پر نشده‌اند و به شکل شکستگی باز دیده می‌شوند. این شکستگی‌ها می‌توانند به طور محلی در ارتباط دادن سایر تخلخل‌ها نقش داشته باشند (شکل ۷، ژ)

انحلال

انحلال از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی مؤثر بر کیفیت مخزنی سازند میشریف در میدان مطالعه‌شده است. انحلال موجب گسترش انواع تخلخل در رخساره‌ها به‌ویژه رخساره‌های دانه‌پشتیبان توالی شده است. درحقیقت، تخلخل‌های میشریف نتیجه فرایندهای انحلال به‌ویژه انحلال خرده‌های اسکلتی‌اند؛ به طوری که طی آن، تنها یک حاشیه میکرایتی از آنها باقی مانده است (Vaseghi 1979). مطالعه‌های گذشته روی توالی سازند سروک (بخش بالایی سازند سروک معادل میشریف است) و سازند میشریف، عمده انحلال مشاهده‌شده را

این نهشته‌ها در شکل ۸ ارائه شده است.

ناپیوستگی تورونین میانی نسبت داده شده است (Hajkazemi et al. 2010; Razin et al. 2010, Taghavi et al. 2006; Rahimpour-Bonab et al. 2012; Hahjkazemi et al. 2017). توالی دیاژنتیکی



شکل ۷- الف. سیمان کلسیت دروزی درون تخلخل درون‌دانه‌ای در ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۵۱). ب. سیمان رورشدی اطراف دوکفه‌ای‌ها و نوشکلی در قطعه‌های رودیست در ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۶۱). پ. سیمان هم‌ضخامت اطراف آلوم‌ها به همراه تخلخل بین‌دانه‌ای در ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی و اینتراکلت (چاه SIE-6، عمق ۲۸۶۸). ت. سیمان رورشدی (پیکان قرمز) به همراه میکرایتی شدن آلوم‌ها (پیکان زرد) در ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی و اینتراکلت (چاه SIE-6، عمق ۲۸۷۵). ث. سیمان کلسیت بلوکی که تخلخل درون‌دانه‌ای و قالبی را پر کرده است (c: سیمان و p: تخلخل) در ریزرخساره حاوی خرده‌های اسکلتی و اینتراکلت (چاه SIE-6، عمق ۲۸۷۶). ج. سیمان فراگیر در ریزرخساره حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-6، عمق ۲۸۷۸). چ. دولومیتی شدن در ریزرخساره و کستون حاوی خرده‌های اسکلتی و پلوئید همراه با آشفستگی زیستی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۴۳). ح. استیلولیت در ریزرخساره و کستون تا پکستون حاوی خرده‌های اسکلتی و اینتراکلت (چاه SIE-5، عمق ۲۸۵۴). خ. هماتیته شدن در ریزرخساره و کستون تا پکستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۴۵). د. پیریتی شدن در ریزرخساره مادستون (چاه SIE-5، عمق ۲۸۶۵). ذ. آشفستگی زیستی در ریزرخساره و کستون حاوی خرده‌های اسکلتی و پلوئید همراه با آشفستگی زیستی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۴۴). ر. تخلخل قالبی در ریزرخساره گریستون حاوی خرده‌های اسکلتی (چاه SIE-5، عمق ۲۸۷۰). ز. تخلخل بین‌دانه‌ای در ریزرخساره و کستون تا پکستون حاوی خرده اسکلتی رودیست (چاه SIE-5، عمق ۲۸۵۲). ژ. تخلخل کانالی در ریزرخساره مادستون (چاه SIE-5، عمق ۲۸۴۲). س. تخلخل درون‌دانه‌ای که باعث از بین رفتن سیمان درون‌دانه‌ای نیز شده است در ریزرخساره و کستون تا پکستون حاوی خرده اسکلتی رودیست (چاه SIE-5، عمق ۲۸۵۲). ش. تخلخل حفره‌ای نوشکلی رودیست‌ها در ریزرخساره و کستون تا پکستون حاوی خرده اسکلتی رودیست (چاه SIE-5، عمق ۲۸۷۰).

محیط دیاژنزی فرآیندهای دیاژنزی	دریایی	جوی	دفنی		تخلخل
			عمیق	کم عمق	
آشفته‌گی زیستی	_____				بی تاثیر
میکرایی شدن	_____				بی تاثیر
سیمان هم ضخامت	_____				کاهش
سیمان فراگیر		_____	-----		کاهش
سیمان دروزی		_____	-----		کاهش
سیمان رو رشدی		_____	-----		کاهش
سیمان بلوکی				_____	کاهش
دولومیتی شدن		_____			افزایش
استیلولیتی شدن		_____	-----		افزایش
انحلال		_____			افزایش
پیری شدن				_____	بی تاثیر
هماتیتی شدن	_____				بی تاثیر
نوشکلی	_____			_____	کاهش / افزایش

شکل ۸- توالی دیاژنتیکی سازند میشریف در میدان نفتی اسفند

کیفیت مخزنی

SIE-6 و SIE-5 برای تحلیل مخزنی ریزرخساره‌ها و نمودار پتروفیزیکی لوسیا (Lucia 1983) استفاده و سپس هر ریزرخساره از نظر وضعیت مخزنی و بر مبنای طبقه‌بندی توصیفی اهر (Ahr 2008) (جدول ۱) مطالعه شد.

تخلخل (کل و مفید) و تراوایی دو ویژگی مهم سنگ‌های رسوبی و مخازن نفتی آنهاست (Wang et al. 2018). در این بخش از داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به مغزه دو چاه

جدول ۱- طبقه‌بندی توصیفی شاخص‌های مخزنی (Ahr 2008)

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

ریزرخساره‌ها در کلاس ۱ ارتباط مستقیمی با فرایندهای دیاژنزی به‌ویژه دولومیتی شدن و وجود شکستگی در این ریزرخساره‌ها دارد. ریزرخساره‌های لاگون عمدتاً در کلاس ۱ و ۲ و مقداری نیز خارج از کلاس ۱، در محدوده‌ای که با وجود شکستگی مرتبط است، پلات شده‌اند. رخصاره‌های لاگون که عمدتاً دانه‌پشتیان و پکستون هستند، بر مبنای نمودار لوسیا باید در کلاس ۲ پلات شوند و وجود آنها در

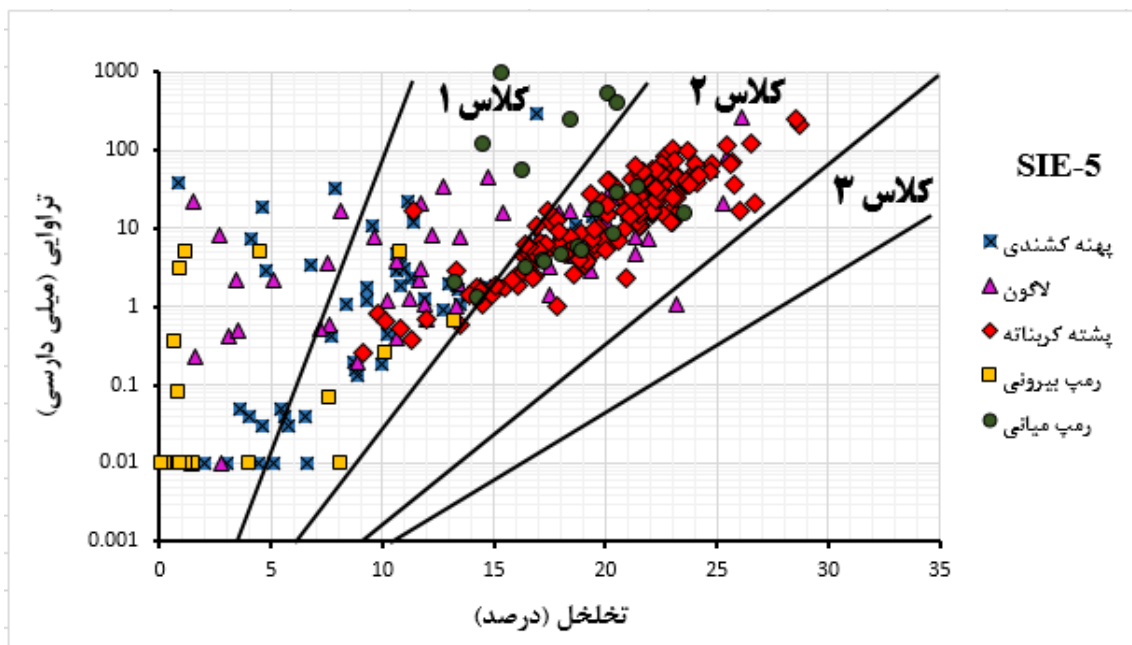
همان‌طور که در شکل ۹ دیده می‌شود میکروفاسیس‌های چاه SIE-5 عمدتاً در دو کلاس نمودار لوسیا پراکنده شده‌اند. بیشتر این ریزرخساره‌ها در کلاس ۲ و ۱ پلات شده‌اند و تعدادی نیز به‌علت تخلخل کم خارج از محدوده کلاس ۱ قرار گرفته‌اند. ریزرخساره‌های پهنه کشندی در چاه SIE-5 عمدتاً در کلاس پتروفیزیکی ۱ پلات شده‌اند؛ با توجه به بافت این ریزرخساره‌ها که عمدتاً گل غالب است، پلات این

ریزرخساره‌های این زیرمحیط کم است. بین ریزرخساره‌های چاه SIE-5 و زیرمحیط‌های رسوبی، رخساره‌های پهنه جزرومدی، لاگون، پشته کربناته و رمپ میانی به ترتیب بهترین وضعیت مخزنی را دارند. در مجموع، باتوجه به پلات بیشتر ریزرخساره‌های چاه SIE-5 در کلاس ۱ و ۲ به نظر می‌رسد وضعیت مخزنی این ریزرخساره‌ها خوب باشد. بر اساس شکل ۱۰، ریزرخساره‌های پهنه کشندی چاه SIE-6 در هیچ‌کدام از کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا پلات نشده‌اند و از این رو، کیفیت مخزنی ندارند؛ علت این مهم، گل‌پشتیان‌بودن و نبود تخلخل و تراوایی در آنهاست. پلات ریزرخساره‌های وکستونی و پکستونی لاگون در کلاس ۱ که دیاژنزی مانند انحلال، شکستگی و دولومیتی‌شدن باعث افزایش تراوایی شده است. ریزرخساره‌های پشته کربناته در این چاه، تعدادی در مرز کلاس ۱ و ۲ پتروفیزیکی لوسیا و تعدادی نیز خارج از کلاس‌بندی‌های لوسیا پلات شده‌اند که وضعیت مخزنی ندارند. به نظر می‌رسد فرایندهای دیاژنزی از جمله سیمانی‌شدن شدید باعث شده‌اند این ریزرخساره‌های گرینستونی تخلخل و تراوایی خود را از دست دهند و وضعیت مخزنی ضعیفی داشته باشند. ریزرخساره‌های رمپ میانی در این چاه در مرز کلاس ۱ و ۲ پتروفیزیکی لوسیا پلات شده‌اند و وضعیت مخزنی مناسبی دارند؛ این مهم می‌تواند با تخلخل‌های به هم مرتبط و حتی وجود استیلولیت در این ریزرخساره‌ها مرتبط باشد که باعث افزایش تراوایی شده است. بر مبنای مقایسه کمربندهای رسوبی در دو چاه مطالعه‌شده (شکل‌های ۹ و ۱۰)، ریزرخساره‌های پهنه کشندی دو چاه تفاوت چشمگیری در کیفیت مخزنی نشان می‌دهند و می‌توان گفت باوجود اینکه در محیط رسوبی مشابه نهشته شده‌اند، شدت و ضعف فرایندهای دیاژنزی باعث شده است رخساره‌های پهنه کشندی در چاه SIE-5 وضعیت مخزنی بهتری داشته باشند. فرایند دولومیتی‌شدن و وجود شکستگی به‌عنوان فرایند مؤثر بر کیفیت مخزنی در رخساره‌های چاه

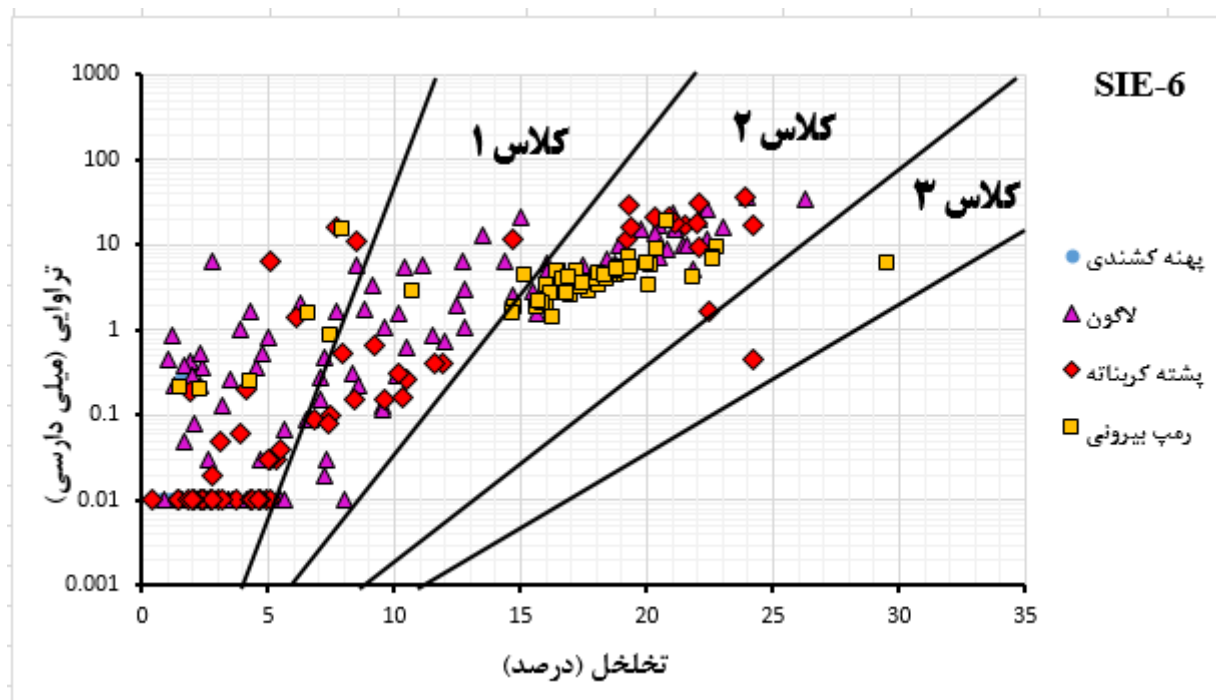
سایر کلاس‌ها نشان از تأثیر فرایندهای دیاژنزی و در نتیجه، وضعیت مخزنی متفاوت این ریزرخساره دارد. به نظر می‌رسد وضعیت خوب مخزنی این زیرمحیط به علت وجود تخلخل‌های به هم مرتبط، گسترش فرایند انحلال و حتی وجود استیلولیت‌هایی است که معبر عبور سیالات هستند. وجود تخلخل‌های به هم مرتبط مانند تخلخل‌های حفره‌ای، بین‌دانه‌ای و حتی در برخی مقاطع، تخلخل‌های کانالی حاصل از شکستگی باعث شده است رخساره‌های لاگون در کلاس ۱ که رابطه خطی‌تر و مستقیم‌تری بین تخلخل و تراوایی وجود دارد، پلات شوند. ترکیب تخلخل‌های مجزا و بین‌دانه‌ای به افزایش تراوایی منجر می‌شود (Ruf and Aiger 2004). ریزرخساره‌های پشته کربناته در این چاه به‌طور عمده در کلاس ۲ پلات شده‌اند؛ وضعیت تخلخل و تراوایی در این کلاس خطی و یک کلاس مناسب مخزنی است؛ هرچند در مقایسه با رخساره‌های لاگون، رابطه خطی بین تخلخل و تراوایی در ریزرخساره‌های پشته کربناته کمتر است و این مهم می‌تواند به علت وجود تخلخل‌های قالبی بیشتر باشد که باعث افزایش تخلخل می‌شوند، ولی روی تراوایی تأثیری ندارند. سیمانی‌شدن در رخساره‌های پشته کربناته تأثیر منفی داشته و باعث کاهش تراوایی و در نتیجه، کاهش رابطه خطی بین تخلخل و تراوایی این ریزرخساره نسبت به کلاس ۱ شده است. ریزرخساره‌های رمپ میانی در کلاس ۱ و ۲ لوسیا پلات شده‌اند؛ باتوجه به اینکه رخساره این زیرمحیط، باندستون مرجانی و یک رخساره زیستی است، وجود تخلخل‌های به هم مرتبط در این رخساره باعث بهبود وضعیت مخزنی و پلات آن در کلاس پتروفیزیکی ۱ و ۲ شده است. بر مبنای شکل ۹، ریزرخساره‌های رمپ بیرونی عموماً در هیچ‌کدام از کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا پلات نشده‌اند و وضعیت مخزنی خوبی ندارند؛ هرچند گاهی وجود تخلخل‌های مرتبط با شکستگی باعث شده است این ریزرخساره‌ها باوجود تخلخل کم، تراوایی زیادی از خود نشان دهند؛ اما در مجموع، میانگین تخلخل و تراوایی

ضعیفند یا وضعیت مخزنی ندارند. در مجموع باتوجه‌به تفسیرهای یادشده، تأثیر فرایندهای دیاژنزی نسبت به محیط رسوبی در افزایش یا کاهش کیفیت مخزنی بیشتر بوده است و می‌توان مخزن میشریف را مخزنی دیاژنتیک قلمداد کرد. تمام ریزرخساره‌های هر دو چاه به همراه میانگین تخلخل، تراوایی و توصیف کیفیت مخزنی آنها در جدول‌های ۲ و ۳ ارائه شده‌اند. بین ریزرخساره‌های چاه SIE-5، ریزرخساره MF10 متعلق به رمپ میانی بهترین وضعیت مخزنی را دارد، ریزرخساره MF11 متعلق به رمپ خارجی کیفیت مخزنی ندارد و سایر ریزرخساره‌ها وضعیت مخزنی متوسطی دارند. ریزرخساره‌های MF8 در کمر بند پشته کربناته و MF3 در کمر بند لاگون بهترین رخساره‌ها از نظر ویژگی‌های مخزنی در چاه SIE-6 هستند و ریزرخساره‌های MF1 در کمر بند پهنه کشندی، MF2 در لاگون و MF7 در پشته کربناته کیفیت مخزنی ندارند. تفاوت وضعیت مخزنی ریزرخساره‌های رسوبی باوجود کمر بند رسوبی مشابه در هر دو چاه دلیلی بر تأثیر فرایندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی سازند میشریف در میدان مطالعه‌شده است.

SIE-5 بیشتر و گسترده‌تر است و تأثیر زیادی بر بهبود وضعیت مخزنی آنها داشته است. ریزرخساره‌های لاگون هر دو چاه روند مشابهی را نشان می‌دهند که گویای تشابه محیط رسوبی و تأثیر تقریباً مشابه فرایندهای دیاژنزی در هر دو چاه است؛ هر چند وضعیت مخزنی ریزرخساره‌های لاگونی چاه SIE-5 به‌طور محسوسی بهتر است. ریزرخساره‌های زیر محیط پشته کربناته در هر دو چاه باوجود داشتن محیط مشابه، تأثیر متفاوتی از فرایندهای دیاژنزی را نشان می‌دهند و این کمر بند در چاه SIE-5، کمر بندی کاملاً مخزنی است و در چاه SIE-6 به بخش‌های مخزنی و غیرمخزنی تقسیم می‌شود. بررسی‌های پتروگرافی در رخساره‌های این کمر بند نشان می‌دهند پدیده سیمانی شدن به‌عنوان شاخص منفی در کیفیت مخزنی در چاه SIE-6 شدت بیشتری داشته است و از سوی، انحلال و ایجاد انواع تخلخل به‌عنوان شاخص‌های مثبت مخزنی حضور پررنگ‌تری در چاه SIE-5 داشته‌اند. ریزرخساره‌های رمپ میانی روند مشابهی را در هر دو چاه نشان می‌دهند و وضعیت مخزنی نسبتاً خوب و مثبتی دارند. ریزرخساره‌های رمپ خارجی که تنها در چاه SIE-5 مشاهده می‌شوند از نظر مخزنی



شکل ۹- تخلخل و تراوایی کمر بندهای رسوبی سازند میشریف در چاه SIE-5 میدان نفتی اسفند در نمودار پتروفیزیکی لوسیا (Lucia1983)



شکل ۱۰- تخلخل و تراوایی کمرندهای رسوبی سازند میشریف در چاه SIE-6 میدان نفتی اسفند در نمودار پتروفیزیکی لوسیا (Lucia1983)

جدول ۲- شاخص‌های مخزنی سازند میشریف در چاه SIE-5 میدان نفتی اسفند به تفکیک هر ریزرخساره

ریزرخساره	ضخامت	متوسط تخلخل	تراوایی	وضعیت مخزنی
SIE-5	متر	درصد	میلی دارسی	طبقه‌بندی (Ahr 2008)
MF1	۱۴	۱۰/۱۵	۲۰	تخلخل متوسط، تراوایی متوسط
MF2	۲	۵/۵	۵/۴	تخلخل ضعیف، تراوایی ضعیف
MF3	۲	۱۵	۹/۴	تخلخل خوب، تراوایی متوسط
MF4	۵	۱۴/۱۰	۲۲	تخلخل متوسط، تراوایی متوسط
MF5	۱	۲۲/۲	۳۳/۶	تخلخل خوب، تراوایی متوسط
MF6	۵	۱۸/۹	۱۵/۵	تخلخل متوسط، تراوایی متوسط
MF7	۱۱	۲۰/۴	۲۰	تخلخل خوب، تراوایی متوسط
MF8	۱۵	۲۰/۳	۲۷/۸	تخلخل خوب، تراوایی متوسط
MF9	۲	۱۸/۳۵	۱۶/۴	تخلخل متوسط، تراوایی متوسط
MF10	۴	۱۸/۴	۲۴۵	تخلخل متوسط، تراوایی خوب
MF11	۲	۳/۶	۰/۸۵	بدون کیفیت مخزنی

جدول ۳- پارامترهای مخزنی سازند میشریف در چاه SIE-6 میدان نفتی اسفند به تفکیک هر ریزرخساره

ریزرخساره	ضخامت	متوسط تخلخل	تراوایی	وضعیت مخزنی
SIE-6	متر	درصد	میلی داریسی	طبقه‌بندی (Ahr 2008)
MF1	۱۴	۱/۹	۰/۰۱	بدون کیفیت مخزنی
MF2	۳	۳/۸	۰/۰۶	بدون کیفیت مخزنی
MF3	۵	۲۴/۵	۲۸	تخلخل متوسط، تراوایی متوسط
MF4	۱۸	۹	۴/۳	تخلخل ضعیف، تراوایی ضعیف
MF5	۲	۵/۱۲	۰/۳۲	تخلخل ضعیف، تراوایی ضعیف
MF6	۷	۸/۵	۰/۱	تخلخل ضعیف، تراوایی ضعیف
MF7	۴	۴/۴	۰/۰۶	بدون کیفیت مخزنی
MF8	۱۵	۲۱/۳	۱۷/۳	تخلخل خوب، تراوایی متوسط
MF10	۱۳	۱۷/۸	۴/۴	تخلخل متوسط، تراوایی ضعیف

نتیجه

داشته‌اند. بررسی ویژگی‌های اصلی دیاژنز به تفکیک سه محیط دیاژنز دریایی، متئوریک و دفنی منجر شده است. شواهد موجود نشان می‌دهند اگرچه فرایندهای دیاژنتیکی این سازندها را از ابتدای رسوب‌گذاری تا مراحل تدفین عمیق تحت تأثیر قرار داده‌اند، بیشتر فرایندهای دیاژنتیکی از نوع دیاژنز تدفینی و جوی‌اند. بررسی‌های مخزنی نشان می‌دهند بیشتر رخساره‌های رسوبی هر دو چاه مطالعه‌شده در کلاس ۱ و ۲ لوسیا که وضعیت مخزنی بهتری دارند، پلات شده‌اند؛ همچنین فرایندهای دیاژنزی تأثیر زیادی روی تخلخل و تراوایی این ریزرخساره‌ها داشته‌اند و کنترل‌کننده شاخصی برای پلات این ریزرخساره‌ها روی نمودار لوسیا بوده‌اند. بر مبنای پراکندگی ریزرخساره‌ها در کلاس‌های مختلف لوسیا در هر دو چاه مشخص شد محیط رسوبی و دیاژنز هر دو باهم و گاهی با نسبت‌های مختلف روی کیفیت مخزنی رخساره‌های رسوبی تأثیر گذاشته‌اند؛ از سوی دیگر، نتایج نشان می‌دهند رخساره‌های پهنه جزرومدی، لاگون و پشته کربناته در چاه SIE-5 و رخساره‌های لاگون و رمپ میانی در چاه SIE-6 بهترین وضعیت مخزنی را دارند. این مهم به علت وجود فرایند انحلال و دولومیتی‌شدن و ایجاد تخلخل‌های به هم مرتبط است. بین ریزرخساره‌های مطالعه‌شده در چاه SIE-5، بهترین رخساره مخزنی MF10 است و رخساره MF11 کیفیت

سازند میشریف به سن سنومانین- تورونین یکی از مهم‌ترین مخازن خلیج فارس است. مطالعه‌های پتروگرافی روی این سازند به شناسایی ۱۱ ریزرخساره رسوبی منجر شدند. این ریزرخساره‌ها در پنج زیرمحیط پهنه کشندی (MF1)، لاگون (MF2-MF5)، پشته کربناته (MF6-MF8)، رمپ میانی (MF9-MF10) و رمپ بیرونی (MF11) نهشته شده‌اند و نشان‌دهنده رمپ کربناته‌ای از نوع رمپ هموکلینال (رمپ تک‌شیب) هستند. عمده ریزرخساره‌های دو چاه SIE-5 و SIE-6 به ترتیب در زیرمحیط‌های پشته کربناته و لاگون نهشته شده‌اند. توالی نهشته‌های سنومانین- تورونین در هر دو چاه نشان‌دهنده چرخه واضح کم‌عمق‌شونده‌ای به سمت بالاست که مشابه دیگر نهشته‌های هم‌زمان این سازند در زاگرس و پلیت عربی است. مهم‌ترین عوامل دیاژنتیکی در سازند میشریف عبارتند از: انحلال، سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، استیلولیتی‌شدن، آشفستگی زیستی، پیریتی‌شدن، هماتیتی‌شدن، نوشکلی، شکستگی و پرشدگی. انحلال، دولومیتی‌شدن و شکستگی از مهم‌ترین عوامل مؤثر بر افزایش مقادیر کلی تخلخل به شمار می‌آیند و این فرایندها باعث ایجاد تخلخل‌های بین بلورین، حفره‌ای و شکستگی به مقدار زیاد در میدان شده‌اند و تأثیر مثبتی بر روند افزایش کیفیت مخزنی

- Diagenesis of Sarvak Formation in well No. 6, Ahwaz Oilfield. *Sedimentary Facies*, 9(2): 18-1.
- Asghari M. 2006. Geochemistry, sedimentary environment and diagenesis of Sarvak Formation in the Tang-e Rashid outcrop of Izeh region and its comparison with Ahwaz wells section, M.s Thesis, Faculty of Earth Sciences Shahid Beheshti University, 184P.
- Bashari A. and Minaei M. 2003. Regional Study of Sarvak and Ilam formations in the Sirri District of the Persian Gulf. In AAPG International Conference Barcelona, Spain September, p. 21-24.
- Bass D. Hottinger L. and Nebelsick H. 2007. Larger Foraminifera from the Upper Oligocene of the Venetian area, northeast Italy. *Palaeontology*, 5(4): 845-868.
- Bathurst R. G. C. 1991. Pressure-dissolution and limestone bedding" the influence of stratified cementation, in G. Einsele, W. Ricken, and A. Seilacher (Eds.), *Cycles and Events in Stratigraphy*, Berlin, Springer-Verlag, p. 450-463
- Brandano M. Frezza V. Tomassetti L and Cuffaro M. 2009. Heterozoan carbonates in oligotrophic tropical waters: The Attard Member of the lower coralline limestone formation (Upper Oligocene, Malta). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 274: 54-63.
- Burchette T.P. and Britton S. 1985. Carbonate facies analysis in the exploration for hydrocarbons: a case study from the Cretaceous. *Journal of Geological Society of London, Oxford, Black wells*: 311-388.
- Burchette T.P. and Wright V.P. 1992. Carbonate ramp depositional systems. *Sedimentary Geology*, 79: 3-57.
- Burgess C.J and Peter C.K. 1985. Formation, distribution, and predication of stylolites as permeability barriers in the Thamama Group, Abu Dhabi, 4th SPE of Aime Middle East Oil Tech Conf (Bahrain), 10pp.
- Canfield D. E. 2004. The evolution of the Earth surface sulfur reservoir. *American Journal of Science*, 304(10):839-861.
- Carozzi A.V. 1989. Carbonate rocks depositional models: A microfacies approach. Prentice-Hall, New Jersey, 604 p.
- Continental Oil Company. 2007. Report on the Seismic Data in the Persian Gulf.
- Corda L and Brandano M. 2003. Aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy. *Sedimentary Geology*, 161(1-2): 55-70.
- مخزنی ندارد. در چاه SIE-6، ریزرخساره‌های MF3 و MF8 بهترین وضعیت مخزنی را دارند و رخساره‌های MF2، MF1 و MF7 کیفیت مخزنی ندارند. در مقایسه ریزرخساره‌های مشترک دو چاه مخزن میشریف مشخص شد نقش فرایندهای دیاژنز نسبت به محیط رسوبی در کیفیت مخزنی پررنگ‌تر است؛ جایی که ریزرخساره‌های پهنه کشندی و پشته کربناته در چاه SIE-5 نسبت به چاه SIE-6 وضعیت مخزنی بهتری دارند. نمونه آشکار این مهم MF7 است که در چاه SIE-5 وضعیت مخزنی خوبی دارد، اما در چاه SIE-6 از ریزرخساره‌های بدون کیفیت مخزنی است. در مجموع، بررسی‌ها نشان می‌دهند تأثیر فرایندهای دیاژنز نسبت به محیط رسوبی در افزایش یا کاهش کیفیت مخزنی بیشتر است و می‌توان مخزن میشریف را به‌نوعی مخزن دیاژنتیک در نظر گرفت.

References

- Ahr W.M. 2008. *Geology of Carbonate Reservoir*. John Wiley and Sons. Inc, 277p.
- Alishavandi Z. Rahimpour-Bonab H. Kadkhodaei A and Arian M. 2018. Investigating the effects of sedimentary environment and diagenetic processes on the quality of Sarvak reservoir formation within a sequence stratigraphic framework, Kupal Oil Field. *Journal of Geoscience*, 27(107): 277-286.
- Alsharhan A. S. and Nairn A. E. M. 1986. A review of the Cretaceous formations in the Arabian Peninsula and Gulf: part I, Lower Cretaceous (Thamama Group), stratigraphy and paleogeography, *Journal of Petroleum Geology*, 9: 365-392.
- Alsharhan A.S and Nairn A.E.M. 1988. A review of the Cretaceous formations in the Arabian Peninsula and Gulf: Part II, Mid-Cretaceous (Wasia Group). stratigraphy and paleontology, *Petroleum. Geology*, 11: 89-112.
- Asadi A. and Asadi Mehmandosti E. 2017. Sedimentary reservoir study of the Sarvak Formations and recognition of its boundary with Ilam Formation by geochemical data in Chenareh anticline, south of Lorestan, *Journal of Researches in Earth Sciences*, 8(1): 103-135.
- Asadzadeh H. Moussavi-Harami S.R. Khanehbad M. Mahboubi A and Karimi M R. 2016. Study of microfacies, sedimentary environment and

- Society, London, Special Publications, 330: 253-272.
- Hajikazemin E. Al-Aasm I. S. and Coniglio M. 2012. Chemostratigraphy of Cenomanian-Turonian carbonates of the Sarvak Formation, southern Iran. *J. Pet. Geol.* 35:187-205.
- Hollis C. 2011. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate. *Petroleum Geoscience* 17(3): 223-241.
- Kaufman J. Cander H. S. Daniels L. D. and Mayers W. J. 1988. Calcite cement stratigraphy and cementation history of the Burlington-Keokuk Formation (Mississippian), Illinois and Missouri: *Journal of Sedimentary Petrology*, 58: 312-326.
- Khanjani M. Moussavi-Harami S. Rahimpour-Bonab H. and Kamali M. 2015. Sedimentary environment, diagenesis and sequence stratigraphy of Upper Sarvak Formation (Mishrif equivalent) in Siri Oil Fields. *Journal of Geoscience*, 24(94): 263-274.
- Lapponi F. Casini G. Sharp I, Blendinger W. Fernández N. Romaine I. and Hunt D. 2011. From outcrop to 3D modelling: a case study of a dolomitized carbonate reservoir, Zagros Mountains, Iran. *Petroleum Geoscience* 17: 223-241.
- Lucia F. J. 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum Technology*, 35(03): 629-637.
- Madden R. and Wilson M. 2013. Diagenesis of a SE Asian Cenozoic carbonate platform margin and its adjacent basinal deposits. *Sedimentary Geology*, 286-287: 20-38.
- Mancinelli A. 2006. *Acroporella cairensi*. sp. (Dasycladales) from the Barremian of Monte Cairo (southern Latium, Italy), *Facies*, 52: 411-416.
- Mehrabi H. Rahimpour-Bonab H. Enayati-Bidgoli A.H. and Esrafil-Dizaji B. 2015. Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: Cases from arid Permian-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 126: 262-283.
- Mehrabi H. and Rahimpour-Bonab H. 2013. Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. *Facies* 60:147-167.
- Dunham R.J. 1962. Classification of carbonate rocks: AAPG Memoir, 1:108-121.
- Esrafil-Dizaji B. Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Afshin S. Harchegani F.K and Shahverdi N. 2015. Characterization of rudist-dominated units as potential reservoirs in the middle Cretaceous Sarvak Formation. SW Iran. *Facies*, 61: 1-25.
- Farzadi P. 2006. The development of Middle Cretaceous carbonate platforms, Persian Gulf, Iran: Constraints from seismic stratigraphy, well and biostratigraphy. *Petroleum Geoscience*, 12: 59-68.
- Flugel E. 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, New York, 976 pp.
- Flugel E. 2010. *Microfacies of carbonate rocks*. Springer, Berlin, 976p.
- Geel T. 2000. Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: Empirical models based on microfacies analysis of Paleogene deposits in southeastern Spain. *Palaeogeography, palaeoclimatology, Palaeoecology*, 155: 211-238.
- Ghabeishavi A. Vaziri-Moghaddam H. and Taheri A. 2009. Facies distribution and sequence stratigraphy of the Coniacian-Santonian succession of the Bangestan palaeo-high in the Bangestan Anticline, SW Iran. *Facies* 55: 243-257.
- Ghabeishavi A. Vaziri-Moghaddam H. Taheri A. and Taati F. 2010. Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 37: 275-285.
- Gholami Zadeh P. and Adabi M. 2011. Diagenetic processes and geochemical variations of minor elements at the Sarvak Formation in southern Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 27(1): 51-72.
- Ginsburg R.N and James N.P. 1974. Holocene carbonate sediments of continental shelves. In *The geology of continental margins*. Springer Berlin Heidelberg, p. 137-155.
- Hajikazemi E. Al-Aasm I. S. and Mario C. 2017. Diagenetic history and reservoir properties of the Cenomanian-Turonian carbonates in southwestern Iran and the Persian Gulf." *Marine and Petroleum Geology*, 88: 845-857.
- Hajikazemi E. Al-Aasm I. S and Coniglio M. 2010. Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran. *Geological*

- East: Stratigraphic and diagenetic reference models. Geological Society, London, Special Publication, 329: 1-7.
- Reading H.G. 1996. Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy. Blackwell Science, Inc. 688 p.
- Ruf M. and Aigner T. 2004. Facies and poroperm characteristics of a carbonate shoal (Muschelkalk, South German Basin): a reservoir analogue investigation. Journal of Petroleum Geology, 27(3):215-239.
- Scholle P. A. and Ulmer-Scholle D. S. 2003. A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis. The American Association of Petroleum Geologists, pp 470.
- Schoonen M.A.A. 2004. Mechanisms of sedimentary pyrite formation. In Amend J.P. Edwards K.J. Lyon T.W. (Eds.) Sulfur Biogeochemistry: Past and Present. Geological Society of America, Special Paper 379, Boulder, p. 117-134
- Setudehnia A. 1978. The Mesozoic sequence in south-west Iran and adjacent areas. J. Pet. Geol., 1: 3-42.
- Shahverdi N. Rahimpour Bonab H. and Kamali M. 2015. Sedimentary environment, diagenesis, and reservoir quality of Sarvak Formation (upper part) in Siri (E) Oilfields. Journal of Petroleum Research, 25(84): 99-114.
- Shahverdi N. Rahimpour- Bonab H. Kamali M. and Esrafilizadizaji B. 2016. Sedimentary environment, diagenesis and reservoir quality of Upper Sarvak Formation in the Persian Gulf. Journal of Geoscience, 25(98): 55-66.
- Sharland P.R. Archer R. and Casey D.M. .2001. Arabian plate sequence stratigraphy, GeoArabia Special Publication, 2, Gulf PetroLink, Bahrain, 261-278.
- Sharp I. Gillespie P. Morsalnezhad D. Taberner C. Karpuz R. Verge S.J. Horbury A. Pickard N. Garland J and Hunt D .2010. Stratigraphic architecture and fracture controlled dolomitization of the Cretaceous Khami and Bangestan groups: an Outcrop case study, Zagros Mountains, Iran. 329. Geological Society, London, 343- 396 (Special Publication).
- Shinn E. A. 1983. Tidal fiat environment, in: P. A. Scholle D. G. Bebout and C. H. Moore (Eds.), Carbonate Depositional Environments: Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists 252.
- Shull D. H .2001. Transition-matrix model of bioturbation and radionuclide diagenesis, Mohseni H. Habibi E. and Ghonovati K. 2015. Microfacies, sedimentary environments, sequence stratigraphy and diagenetic processes of Sarvak Formation in Maroon oil field. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 31(2): 51-66.
- Moore C.H. 2001. Carbonate Reservoirs: Porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. Developments in Sedimentology, Amsterdam (Elsevier), 55: 460 p.
- Omidvar M. Mehrabi H. and Sajjadi F. 2014. Depositional Environment and biostratigraphy of the Upper Sarvak Formation in Ahwaz Oilfield (Well No. 63). Sedimentary Facies, 7(2):158-177.
- Porras J. C. and Campos O. 2001. Rock typing: A key Approach for Petrophysical characterization and definition of flow Units, Santa Barbara field, Eastern Venezuela Basin, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Society of Petroleum Engineers, 6pp.
- Rahimpour-Bonab H. Jamalian A. Tavakoli V. Sarmadi R. and Yamini A. 2014. Sedimentary environment, diagenesis and evolution of reservoir characteristics of the Sarvak Formation in the Sarvestan Oil Field, SE Shiraz. Applied Sedimentology, 2(3): 30-47.
- Rahimpour-Bonab H. Esrafilizadizaji B. and Tavakoli V. 2010. Dolomitization and anhydrite precipitation in Permo-Triassic carbonates at the South Pars gasfield, offshore Iran: controls on reservoir quality. Petroleum Geology, 33:1-24.
- Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Enayati-Bidgoli A. H. and Omidvar M. 2012. Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a mid-Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran. Cretaceous Research, 37:15-34.
- Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Navidtalab A. Omidvar M. Enayati-Bidgoli A. H. Sonei R. and Izadi Mazidi E. 2013. Palaeo exposure surfaces in Cenomanian-Santonian carbonate reservoirs in the Dezful Embayment, SW Iran. Journal of Petroleum Geology, 36(4): 335-362.
- Razin P. Taati F. and Van Buchem F. S. P. 2010. Sequence stratigraphy of Cenomanian-Turonian carbonate platform margins (Sarvak Formation) in the High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate. In: van Buchem F.S.P. Gerdes K.D. Esteban M. (Eds.), Mesozoic and Cenozoic carbonate systems of the Mediterranean and the Middle

- Vaziri-Moghaddam H. M. Kimiagari A and Taheri A. 2006. Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligocene-Miocene Asmari Formation in SW Iran, Lali Area. *Facies*, 52: 41-51.
- Veizer J. 1983. Chemical diagenesis of carbonates: theory and application of trace element technique, *Stable Isotopes in Sedimentary Geology*, SEPM. Short Course, pp. 3-100.
- Videtic P. E. Mclimans R. K. Watson H. K. S. and Nagy R. M. 1988. Depositional, diagenetical, thermal and maturation histories of Cretaceous Mishrif Formation, Fateh field, Dubai. *AAPG. Bull.*, 72 (10): 1143- 1159.
- Vincent B. Emmanuel L. Houel P and Loreau J .2007. Geodynamic control on carbonate diagenesis: petrographic and isotopic investigation of the Upper Jurassic formations of the Paris Basin (France). *Sedimentary Geology*, 197: 267-289.
- Wang Y. P. Zhang F. Zoua Y. R. Sun J. N. Lin X. H. and T. Liang .2018. Oil source and charge in the Wuerxun Depression, Hailar Basin, northeast China: A chemometric study. *Marine and Petroleum Geology*, 89: 665-686.
- Wilson J. L. 1975. *Carbonate facies in geologic history*: Springer, New York, 471.5
- Wilson M. E. J. and Evans M. E. J. 2002. Sedimentology and diagenesis of Tertiary carbonates on the Mangkalihat Peninsula, Borneo: implications for subsurface reservoir quality. *Marine and Petroleum Geology*, 19: 873-900.
- Limnology and Oceanography, 46 (4): 905-916.
- Sibley D.F and Gregg, J.M. 1987. Classification of dolomite rock texture. *Journal of Sedimentary Petrology*, 57: 967-975.
- Taghavi A. A. Mork A. and Emadi M. A. 2006. Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehluran field, SW Iran. *Petroleum Geoscience*, 12:115-126.
- Tucker M.E and Wright P.V. 1990. *Carbonate Sedimentology*: Blackwell, Scientific Publication, London, 482 p.
- Van Buchem F. S. P. Simmons M. D. Droste H. J. and Davies R. B. 2011. Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate: positional sequences and lithostratigraphic nomenclature. *Petroleum Geoscience*, 17(3): 211-222.
- Van Buchem F. S. P. Simmons, M. D. Droste H. J. and Davies, R. B. 2011. Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate: depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature. *Petroleum Geoscience*, 17(3), 211-222.
- Vandeginste V. John C. and Manning Ch. 2013. Interplay between depositional facies, diagenesis and early fractures in the Early Cretaceous Habshan Formation, Jebel Madar, Oman. *Marine and Petroleum Geology*, 43: 489-503.
- Vaseghi B. 1979. Geology and reservoir geology study of Mishrif pay zone in Siri C Field, Geological section south of Iran, Report of Iranian offshore oil company(IOOC), 184pp.