



<https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en>

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches University of Isfahan  
E-ISSN: 2423-8007  
Vol. 37, Issue 3, No. 84, Autumn 2021, pp 113-138  
Received: 14.09.2020 Accepted: 14.04.2021

#### Research Paper

### Diagenetic facies determination and reservoir quality evaluation of the Gadvan Formation sandstones of some wells in the western fields of Abadan Plain

**Fatemeh Ramezani**

Ph.D. Student of Sedimentology and Sedimentary Rocks, Department of Basins and Petroleum, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran  
fa\_ramezani@sbu.ac.ir

**Mahboubeh Hosseini-Barzi\*** 

Associate Professor, Department of Basins and Petroleum, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran  
m\_hosseini@sbu.ac.ir

**Javad Honarmand**

Assistant Professor, Geosciences Research Division, upstream research center, Research Institute of Petroleum Industry- Tehran- Iran  
honarmandj@gmail.com

**Abbas Sadeghi**

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

#### Abstract

The sandstones of Gadvan Formation (Barremian–Aptian) in the Abadan Plain show a wide range of porosity and permeability due to their complex diagenetic history. Therefore, their petrography was investigated by polarizing and scanning electron microscopy. The porosity-permeability was estimated by routine core analysis. Based on the results, Gadvan sandstones were divided into five diagenetic facies. Limited volume of chlorite has greatly reduced the effect of compaction by creating a coat on quartz grains and limiting the overgrowth of silica cement. Carbonate cements up to 9% of the total rock have improved the reservoir quality whereas mesogenetic carbonate cemented sandstones (25 and 32% cementation) have often acted as a barrier to the continued movement of hydrocarbons. After determining the porosity and permeability, in order to find the relationship between these two parameters with diagenetic facies, the flow units were determined by the flow zone indicator (FZI) method. It seems that HFU 1 and 2, which are equivalent to diagenetic facies 3 and 5, have the best reservoir quality in the studied wells.

**Keywords:** Diagenesis, Diagenetic facies, Reservoir quality, Gadvan Formation, Abadan Plain

#### Introduction

Throughout the Neocomian–Aptian aged siliciclastic Gadvan Formation deposited in SW Iran as the lateral equivalent of the lower Zubair Formation of S Iraq (e.g., Jassim et al. 2006). This potential reservoir is a clean and quartz-rich sandstone (quartz arenite) that has a low diagenetic potential and is basically prone to cementation (quartz and carbonate) and compaction. These diagenetic processes were defined as differentiating diagenetic facies. Then, appropriate methods of evaluating porosity and permeability (such as Flow zone

indicator: FZI) were utilized to establish the relationship between diagenetic facies and flow units. This relationship can be a basis to make a reservoir model which is generalizable to a field, an area or another formations.

#### Materials & Methods

After the petrography analysis of 70 thin sections and SEM of 12 samples from 95m of cores, porosity-permeability of 130 samples was estimated by routine core analysis and then

\*Corresponding author

Kiani Shahvandi, M., Lotfabad Arab, A. (2021). Study of microfacies and interpretation of sedimentary environment of the Lower Cretaceous succession at Markesh Mountain in the north of Ravar. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 37(3), 113-138.



2423-8007 / © 2021

This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



<http://dx.doi.org/10.22108/jssr.2021.124608.1179>



<https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1400.37.3.1.1>

HFUs were determined using Amaefule et al. (1993) parameters by FZI method.

### Discussion of Results & Conclusions

Although Abadan Plain Cretaceous successions host a considerable part of the world's total hydrocarbon reserves and numerous oil reserves of the Middle East (Alsharhan and Naim 1993), siliciclastic reserves are neglected in this area. Throughout the Barremian–Aptian, Gadvan Formation– a siliciclastic interval– is deposited on the Arabian Plate platform in SW Iran as the lateral equivalent of the Zubair Formation (a giant siliciclastic reservoir) of S Iraq (Alsharhan and Naim 1993).

In this study, the identification of petrofacies, diagenetic processes and products, pore types, and reservoir properties led to recognition of five diagenetic facies and made a reservoir model based on relationship between these two facies attributes.

Based on the modal analysis and classifications of sandstones, the studied interval is composed of three main petrofacies and five diagenetic facies as follows: PF1: Well sorted fine to medium-grained quartz arenite, PF2: Moderate to well sorted very fine-grained quartz arenite, PF3: Poor to moderately sorted very fine-grained quartz wacke. DF1: Compacted and weakly cemented sandstone, DF2: Chlorite-Kaolinite and calcite cemented sandstone, DF3: Chlorite coat-rich sandstone, DF4: Tightly calcite-cemented sandstone and DF5. Calcite-dissolved sandstone.

The main diagenetic processes are compaction, cementation, replacement and dissolution, and the main diagenetic minerals identified within this diagenetic

paragenesis are calcite, chlorite, kaolinite, and quartz. Mechanical compaction reduced the porosity throughout diagenetic steps. During eodiagenesis, the formation of chlorite coatings and precipitation of calcite are the main diagenetic reactions. The point and straight contacts between grains show that the chlorite coatings and calcite formed before significant compaction. Concurrently with this enhancement of alkalinity, calcite started to be precipitated and occupy intergranular pores prior to compaction. Chlorite coating is dominant in the tightly kaolinite-cemented sandstone and chlorite-coat-rich sandstone, and pore-filling calcite is dominant in the tightly calcite-cemented sandstone. Organic acids and carbon dioxide derived from the decarboxylation of organic matter promoted the dissolution of feldspars and calcite, resulting in the development of secondary porosity and precipitation of authigenic minerals (Seewald 2003). Kaolinite was produced by feldspar dissolution and filled pores preserved by chlorite coating, as commonly observed in the DF2. The overgrowth of quartz as a result of feldspar dissolution is the dominant diagenetic process in the compacted and weakly cemented sandstones (DF1). Carbonate cement content shows a positive relationship with porosity at low contents (less than ~9%) but a significant negative relationship at high contents (greater than 9%) (Chi et al. 2003; Cui et al. 2017). After determining the porosity and permeability, in order to understand the relationship between these two parameters with diagenetic facies, flow units were determined by the flow zone indicator (FZI) method. Comparing of DFs and HFUs shows that HFU 1 and 2, which are equivalent to diagenetic facies 3 and 5, have the best reservoir quality in the studied wells.



## تعیین رخساره‌های دیاژنزی و کیفیت مخزنی ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان در چاه‌هایی از میدین غربی دشت آبادان

فاطمه رمضانی، دانشجوی دکتری حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

fa\_ramezani@sbu.ac.ir

محبوبه حسینی برزی <sup>ID</sup>، دانشیار، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

m\_hosseini@sbu.ac.ir

جواد هنرمند، استادیار، پژوهشکده علوم زمین، پردیس صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

honarmandj@gmail.com

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

a-Sadeghi@sbu.ac.ir

### چکیده

ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان (بارمین-آبتین) در دشت آبادان، طیف وسیعی از تخلخل و تراوایی را با توجه به تاریخچه دیاژنزی پیچیده خود دارند. بر همین اساس مطالعه پتروگرافی با استفاده از میکروسکوپ نوری، الکترونی و نیز آنالیزهای روتین تخلخل-تراوایی مغزه روی این نهشته‌ها برای بررسی تأثیر دیاژنزی بر کیفیت مخزنی انجام شد. فرایندهای دیاژنزی از قبیل تراکم، انحلال، سیمانی شدن و تبدیل و درج‌زایی کانی‌های رسی، مهم‌ترین فرایندهای مرتبط با کیفیت مخزنی در نمونه‌های مطالعه‌شده ارزیابی شدند. به این ترتیب ماسه‌سنگ‌های گدوان به ۵ رخساره دیاژنزی شامل ماسه‌سنگ متراکم با سیمان اندک، ماسه‌سنگ با سیمان کلریت، کائولینیت و کلسیت، ماسه‌سنگ با پوشش کلریتی دانه‌های کوارتز، ماسه‌سنگ با سیمان کربناته فراگیر و ماسه‌سنگ با سیمان انحلال‌یافته تفکیک شدند. پوشش کلریتی با جلوگیری از گسترش سیمان، رشد اضافه سیلیسی و تشکیل چارچوب پایدارتر، به حفظ بهتر تخلخل اولیه کمک کرده است. سیمان‌های کربناته ائورژنزی با نسبت حجمی ۹٪ از کل سنگ، کیفیت مخزنی را بهبود می‌بخشند؛ در حالی که ماسه‌سنگ‌های با سیمان کربناته مزورژنزی که در مراحل پایانی دیاژنزی (با درصد حجمی بین ۲۵ تا ۳۲٪) گسترش یافته‌اند، اغلب به‌عنوان سدی در برابر حرکت هیدروکربور عمل کرده‌اند. پس از تعیین میزان تخلخل و تراوایی در بخش‌های دارای مغزه، برای روشن شدن بهتر ارتباط این دو پارامتر با رخساره‌های دیاژنزی، واحدهای جریان‌ی به روش نشانگر زون جریان (FZI)، تعیین شد. با بررسی ارتباط بین پارامترهای مخزنی و دیاژنزی مطالعه‌شده، به نظر می‌رسد واحدهای جریان‌ی ۱ و ۲ معادل با رخساره‌های دیاژنزی ۳ و ۵، بهترین کیفیت مخزنی را در چاه‌های مطالعه‌شده دارند.

واژه‌های کلیدی: دیاژنزی، رخساره دیاژنزی، کیفیت مخزنی، سازند گدوان، دشت آبادان

\* نویسنده مسئول

رمضانی، ف؛ حسینی برزی، م؛ هنرمند، ج. و صادقی، ع. (۱۴۰۰). تعیین رخساره‌های دیاژنزی و کیفیت مخزنی ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان در چاه‌هایی از میدین غربی دشت آبادان، پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۷(۳): ۱۳۹-۱۵۵.



## مقدمه

توالی کرتاسه در جنوب غرب ایران، یکی از مهم‌ترین منابع هیدروکربوری در خاورمیانه و جهان محسوب می‌شود (Setudehnia 1978; Scott et al. 1993; Alsharhan and Nairn) که البته بیشتر منابع آن درون سنگ‌های میزبان کربناته قرار دارند. تعداد محدودی از مخازن در سازندها یا توالی‌های آواری شناسایی شده‌اند. از جمله این مخازن، سازند گدوان (بارمین - آپسین پایینی) در حوضه هیدروکربوری دشت آبادان است که برخلاف ترکیب سنگ‌شناسی گزارش شده از سایر زون‌های زاگرس، عمدتاً ماهیت آواری دارد و در ادامه دلتای زیبر (Al-Fares et al. 2015; Wells et al. 1998) گسترش یافته است.

زون هیدروکربوری دشت آبادان واقع در انتهای جنوب غربی زاگرس، به‌عنوان بخشی از صفحه عربی و در انتهای شرقی حوضه بین‌النهرین در شرق و جنوب شرق عراق واقع است. این زون طی کرتاسه صفحه عربی در استوا قرار داشته و دشت آبادان بخشی از حاشیه جنوب غربی نئوتیس و حاشیه شمال شرقی صفحه عربی بوده است. طی کرتاسه پایینی، بازشدن بخش مرکزی اقیانوس اطلس و جدایش عمان و هند (Sharland et al. 2001)، صفحه عربی در بخش غربی خود دچار برافزایش و کج‌شدگی (uplifting and tilting) شده و در معرض فرسایش قرار گرفته است؛ به این ترتیب حجم زیادی از رسوبات آواری به حوضه مجاور یعنی نئوتیس هدایت شده و سازند زیبر و در ادامه آن، سازند گدوان در عراق، کویت و ایران کنونی گسترش یافته‌اند.

سازند گدوان معادل سازند زیبر در حوضه بین‌النهرین در عراق و کویت، بیاض در عربستان و خرایب در امارات و عمان است (Sharland et al. 2001; Alsharhan and Nairn 2003). این سازند، یک سازند آواری در کشورهای عراق و کویت است که از آن به‌عنوان یکی از منابع مهم هیدروکربور بهره‌برداری شده است؛ از این رو مطالعات مخزنی سازند گدوان به‌عنوان معادل سازند زیبر با تعداد زیادی از افق‌های ماسه‌سنگی مستعد مخزن مهم است. سازند گدوان با لیتولوژی

آواری در میان دو سازند کربناته فهلیان در پایین و داریان در بالا در گروه خامی نهشته شده است. به جز عضو کربناته خلیج که در منطقه مطالعه شده بین ۷-۱۵ متر ضخامت دارد، عمده ضخامت ۲۰۰-۳۰۰ متری این سازند را در میداین دشت آبادان، ماسه‌سنگ و گل‌سنگ تشکیل داده است (شکل ۱). نمونه‌های برداشت شده از ماسه‌سنگ‌ها متعلق به بخش‌های دارای مغزه از دو حلقه چاه منتخب A و B از میداین غربی دشت آبادان است (شکل ۱). بعضی قسمت‌های این سازند، آغشتگی نفتی زیاد و بعضی دیگر به علل متفاوتی از جمله تأثیر ماتریکس اولیه، اندازه دانه، جورشدگی و دیاژنی، آغشتگی کمتری دارد. شناخت کنترل‌کننده‌های محیط‌های دیاژنی می‌تواند چارچوب مناسبی را برای ارزیابی فرایندهای دیاژنی و محصولات آن ارائه دهد و در پی آن، ارزیابی تأثیر دیاژنی را بر تغییرات تخلخل ممکن کند. تغییرات دیاژنی در متفاوت در یک رخساره رسوبی، سرنوشت‌های متفاوتی در محصولات نهایی طی روند سنگ‌شدگی ایجاد می‌کند (e.g., Enayati Bidgoli and Saemi 2019). در این رابطه فرایندهای دیاژنی ماسه‌سنگ‌های گدوان نیز مطالعه و این ماسه‌سنگ‌ها از نظر دیاژنی به ۵ رخساره تقسیم شدند. این رخساره‌ها شامل ماسه‌سنگ متراکم با سیمان اندک، ماسه‌سنگ با سیمان کلریت، کائولینیت و کلسیت، ماسه‌سنگ با پوشش کلریتی دانه‌های کوارتز، ماسه‌سنگ با سیمان کربناته فراگیر و ماسه‌سنگ با سیمان انحلال‌یافته هستند. سپس از روش‌های مناسب ارزیابی تخلخل و تراوایی به‌عنوان دو پارامتر مخزنی مهم و دسته‌بندی آنها از طریق روش‌های تعیین واحدهای جریان (مانند روش Flow zone indicator: FZI) در ضخامت مورد مطالعه برای ایجاد ارتباط بین رخساره‌های دیاژنی و واحدهای جریان بهره گرفته شد (e.g., Yarmohammadi et al. 2014). این روش مطالعاتی به ایجاد یک مدل دیاژنی در ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان در مطالعه حاضر منجر شد. در این پژوهش مهم‌ترین فرایندهایی بررسی شده که در توالی مطالعه شده در دو حلقه چاه تأثیر بیشتری بر کاهش و افزایش تخلخل داشته‌اند و از اشاره به تمامی فرایندهای دیاژنی خودداری شده است.

## روش کار

و تراوایی مغزه و با استفاده از روش نشانگر زون جریان (FZI) (Amaefule et al. 1993) تعیین شد. محوریت مطالعه در تمامی نمونه‌های انتخاب‌شده، بررسی دیاژنزی، تخلخل و تراوایی و رابطه آنها با کیفیت مخزنی بوده است.

## معرفی پتروفاسیس‌ها و رخساره‌های دیاژنزی

به‌طور کلی ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان در چاه‌های مطالعه‌شده عمدتاً کوارتز آرنایت و کوارتز وک خیلی ریز تا متوسط‌دانه هستند. اجزای تشکیل‌دهنده این ماسه‌سنگ‌ها، غالباً کوارتزهای نیمه‌گردشده تا گردشده، درصد اندکی فلدسپار (عمدتاً فلدسپار پتاسیم، به‌طور میانگین کمتر از ۵٪ از کل مقطع)، قطعات سنگی (به‌طور میانگین حدود ۵٪ از کل مقطع)، قطعات فسیلی در بعضی افق‌ها، مقادیر اندکی کانی‌های سنگین مقاوم، سیمان کربناته و ماتریکس است. جورشدگی این ماسه‌سنگ‌ها از ضعیف تا عالی متغیر و ارتباط بین دانه‌ها از نوع نقطه‌ای تا خطی و مضرس است. در پتروفاسیس‌های شناسایی شده آغشتگی نفتی و سیمان کربناته (کلسیتی و دولومیتی) به مقادیر متفاوت مشاهده شده است. این پتروفاسیس‌ها (جدول ۱) شامل سه دسته اصلی هستند که در انتهای دشت دلتا و پیشانی دلتا گسترش یافته‌اند.

در این پژوهش از مجموع ۳۷۰ متر (۱۶۰ و ۲۱۰) ضخامت سازند گدوان از دو حلقه چاه انتخابی در محدوده مطالعاتی دشت آبادان، حدود ۹۵ متر (۶۰ متر از چاه A و ۳۵ متر از چاه B) مغزه از ماسه‌سنگ‌های این سازند بررسی و توصیف پتروگرافی شدند. به‌منظور مطالعه پتروگرافی ماسه‌سنگ‌ها، کانی‌شناسی و بررسی تخلخل و تراوایی و نوع فضا‌های بین دانه‌ای (pore types) آنها با میکروسکوپ پلاریزان، از ۷۰ نمونه ماسه‌سنگ مقطع نازک تهیه و به رزین اپوکسی آبی آغشته شد. مطالعه ماسه‌سنگ‌ها به روش چشمی و با در نظر گرفتن همه مقیاس‌های مرتبط (Wentworth 1922; Powers 1987; McBride 1963; Folk et al. 1974; Pettijohn et al. 1987) و نام‌گذاری نمونه‌های ماسه‌سنگی به روش پتی‌جان (Pettijohn 1987) انجام و به این ترتیب سه پتروفاسیس (petrofacies) اصلی برای ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان شناسایی شد. ۱۳۰ نمونه پلاگ برای اندازه‌گیری دقیق تخلخل و تراوایی با روش‌های استاندارد تهیه شد. تعداد ۱۲ نمونه نیز به‌منظور مطالعه فضای بین دانه‌ها و کانی‌های رسی با میکروسکوپ الکترونی انتخاب و مطالعه شد. به‌منظور شناسایی ارتباط ویژگی‌های دیاژنتیک و مخزنی در ماسه‌سنگ‌های مطالعه‌شده، واحدهای جریان‌ی در هر دو چاه با استفاده از داده‌های تخلخل

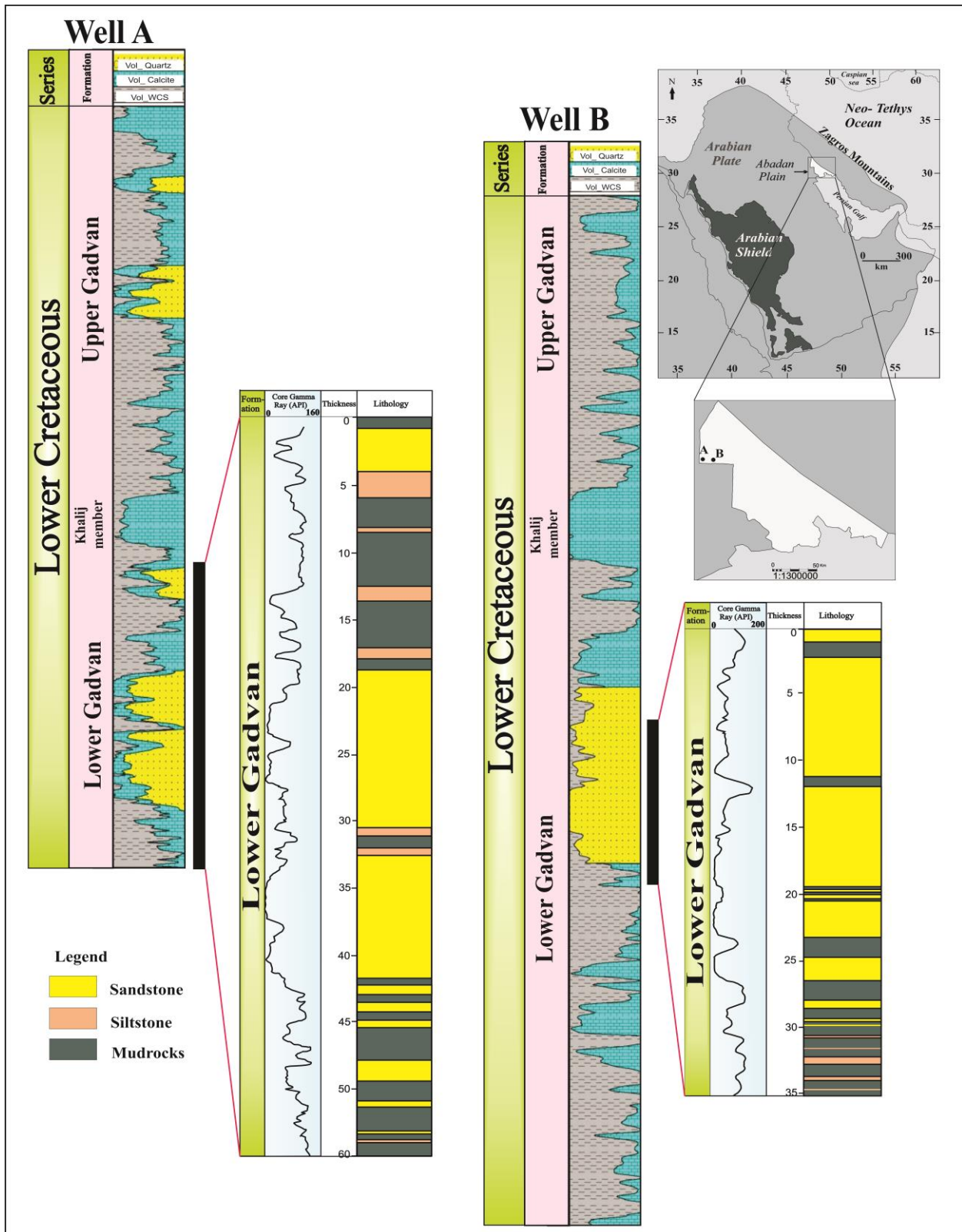
جدول ۱- پتروفاسیس‌های ماسه‌سنگی سازند گدوان در دو چاه مطالعه‌شده در دشت آبادان

Table 1- Sandstone petrofacies of Gadvan Formation of 2 studied wells in the Abadan Plain

شماره پتروفاسیس	معرفی کوتاه
PF1	Well sorted fine to moderate quartz arenite
PF2	Moderate to well sorted very fine quartz arenite
PF3	Poor to moderate sorted very fine quartz wacke

تعریف رخساره‌های دیاژنزی بررسی و تأثیر آنها لحاظ شده است. ماسه‌سنگ‌های مطالعه‌شده نیز بر مبنای بعضی ویژگی‌ها که در زیر به آنها اشاره خواهد شد، به رخساره‌های دیاژنزی مختلف تقسیم‌بندی شده‌اند:

رخساره‌های دیاژنزی نیز مانند رخساره‌های رسوبی بر مبنای ویژگی‌های اختصاصی همان رخساره (نوع سیمان، جانشینی‌ها، فشردگی و انحلال) از سایر رخساره‌ها شناسایی می‌شوند. برای جلوگیری از نادیده گرفته شدن ویژگی‌های ذاتی از قبیل ماتریکس، جورشدگی و اندازه دانه، این موارد در



شکل ۱- ستون چینه‌شناسی بخش‌های دارای مغزه (۳۵ و ۶۰ متر) از مجموع ضخامت سازند گدوان در دو چاه مطالعه‌شده و موقعیت آنها در دشت آبادان

**Fig 1- Gadvan Formation stratigraphic column from core intervals (35 and 60 m) and location of 2 selected wells in the Abadan Plain**

**DF1. ماسه‌سنگ متراکم با سیمان اندک**

این رخساره شامل کوارتز آرنایت‌هایی ریزدانه (۰/۱-۰/۲۵ میلی‌متر) است که بر اثر دیاژنز متراکم شده و مرز دانه‌ها با یکدیگر از نوع مستقیم (Point)، محدب-مقعر (Concave-convex) و تا حدی مضرس (Suture) است. اجزای اصلی تشکیل‌دهنده آن، کوارتز و اندکی فلدسپار (<۵٪) است. سیمان اصلی در این ماسه‌سنگ‌ها از نوع سیلیسی (حدود ۱۵٪) است (شکل ۲-A و B). تخلخل موجود در این رخساره از نوع بین دانه‌ای است و میانگین آن ۸٪ و تراوایی آن ۲۵ میلی‌داری است (جدول ۲). تخلخل و تراوایی کم این رخساره ناشی از تراکم و محصولات دیاژنتیک آن است. توزیع نسبی این رخساره، حدود ۱۰٪ ماسه‌سنگ‌های مطالعه‌شده است.

**DF2. ماسه‌سنگ با سیمان کلریت، کائولینیت و کلسیت**

این رخساره شامل ماسه‌سنگ‌های کوارتز وک خیلی ریز تا ریز با درصد ماتریکس بین ۱۷-۱۵٪ است که مرز دانه‌ها در آن با یکدیگر به صورت نقطه‌ای یا خطی است (شکل ۲-C و D). سیمان غالب این رخساره از نوع رسی (کلریت و کائولینیت) و کلسیت (۵٪) است. تشخیص تخریبی یا درج‌زاد بودن کانی‌های رسی که به صورت ماتریکس در بین دانه‌ها وجود دارد، کاری دشوار است، اما تصاویر میکروسکوپ الکترونی با توجه به وجود ساختارهای شناخته‌شده برای این کانی‌ها، حاکی از درج‌زاد بودن عمده آنهاست (شکل ۲-D و F). تخلخل موجود در این رخساره از نوع بین دانه‌ای است. میانگین تخلخل در این رخساره دیاژنزی از ۱۲٪ و تراوایی آن ۱۵۰ میلی‌داری است (جدول ۲). تخلخل و تراوایی کم این رخساره دیاژنزی حاصل اندازه کوچک دانه‌ها، جورشدگی بد و حضور سیمان‌های سه‌گانه کلریت، کائولینیت و کلسیت در فضاهای بین دانه‌ای است (e.g. Hong et al. 2020). درصد توزیع نسبی این رخساره در چاه‌های مطالعه‌شده ۳۵٪ است.

**DF3. ماسه‌سنگ با پوشش کلریتی دانه‌های کوارتز**

این ماسه‌سنگ‌ها از نوع کوارتز آرنایت ریزدانه تا متوسط‌دانه هستند (۰/۱-۰/۵ میلی‌متر) و نوع تماس دانه‌ها با یکدیگر بیشتر نقطه‌ای و خطی است. کلریت در این رخساره دیاژنزی به صورت پوشاننده دانه (به ضخامت کمتر از ۲ میکرون) و تا حدی پرکننده فضای بین دانه‌هاست (شکل ۲-E و F). این سیمان از تشکیل سیمان سیلیسی رشد اضافه روی دانه‌های کوارتز پیشگیری و با این مکانیسم به حفظ تخلخل اولیه کمک کرده است. اساساً کلریت در سازند گدوان به‌عنوان یک حفظ‌کننده فضای بین دانه‌ای و افزایش کیفیت مخزنی عمل کرده است. میانگین تخلخل در این رخساره دیاژنزی ۱۷/۵٪ و تراوایی آن حدود ۲۵۰ میلی‌داری است (جدول ۲). تراوایی کم در بعضی نمونه‌ها به دلیل رشد سیمان کائولینیتی به صورت پرکننده حفره است. کلسیت، سیمان دیگری است که به صورت پراکنده و حدود ۱۰٪ مشاهده شده است.

**DF4. ماسه‌سنگ با سیمان کربناته فراگیر**

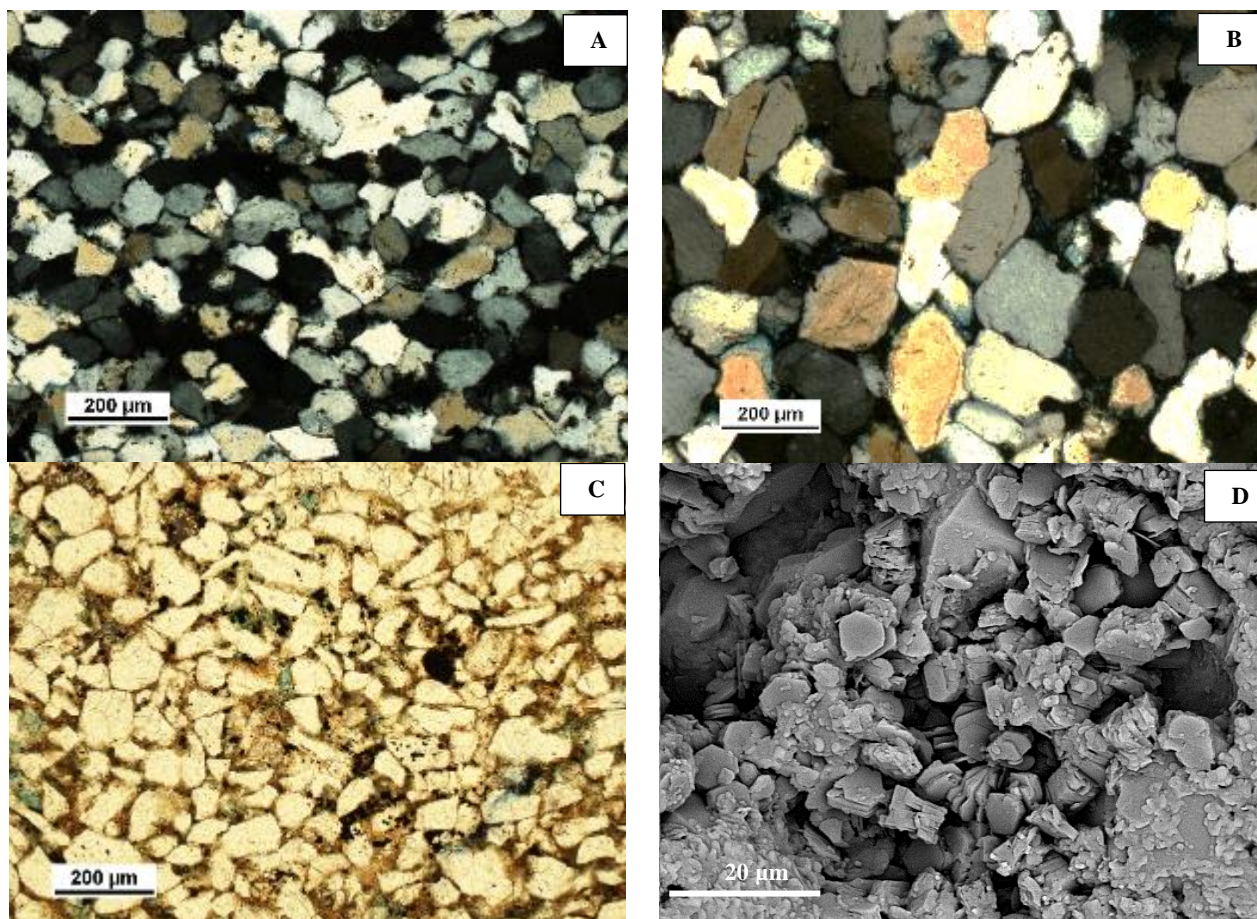
در این رخساره کوارتز آرنایت‌هایی با اندازه دانه ۰/۱-۰/۵ میلی‌متر و با تراکم حداقل وجود دارد که ارتباط دانه‌های آنها به صورت نقطه‌ای یا بدون تماس است (شکل ۲-G و H). این رخساره دیاژنزی حاصل تغییر ماهیت یک رخساره رسوبی است که در آن دانه‌های کوارتز در زمینه‌ای از گل و قطعات خرده‌سنگی کربناته شناور بوده‌اند. سیمان فراگیر جانشین شده (Displacive) در اثر نیروی تبلور حاصل از نئومورفیسم از دگرسانی‌های شیمیایی و تراکم شدید در مراحل بعدی پیشگیری کرده است. سیمان کلسیتی با درصدی بین ۲۵-۳۲ بیشترین مقدار سیمانی‌شدن را در رخساره‌های دیاژنتیکی به خود اختصاص داده است؛ به نحوی که کاهش تخلخل پدیدآمده در این رخساره از رخساره ۱ نیز بیشتر و مؤثرتر است. خوردگی دانه‌های کوارتز طی رشد سیمان کلسیتی در موزون روی داده و تشکیل سیمان سیلیسی رشد اضافه را مختل کرده است. تخلخل و تراوایی این رخساره دیاژنزی

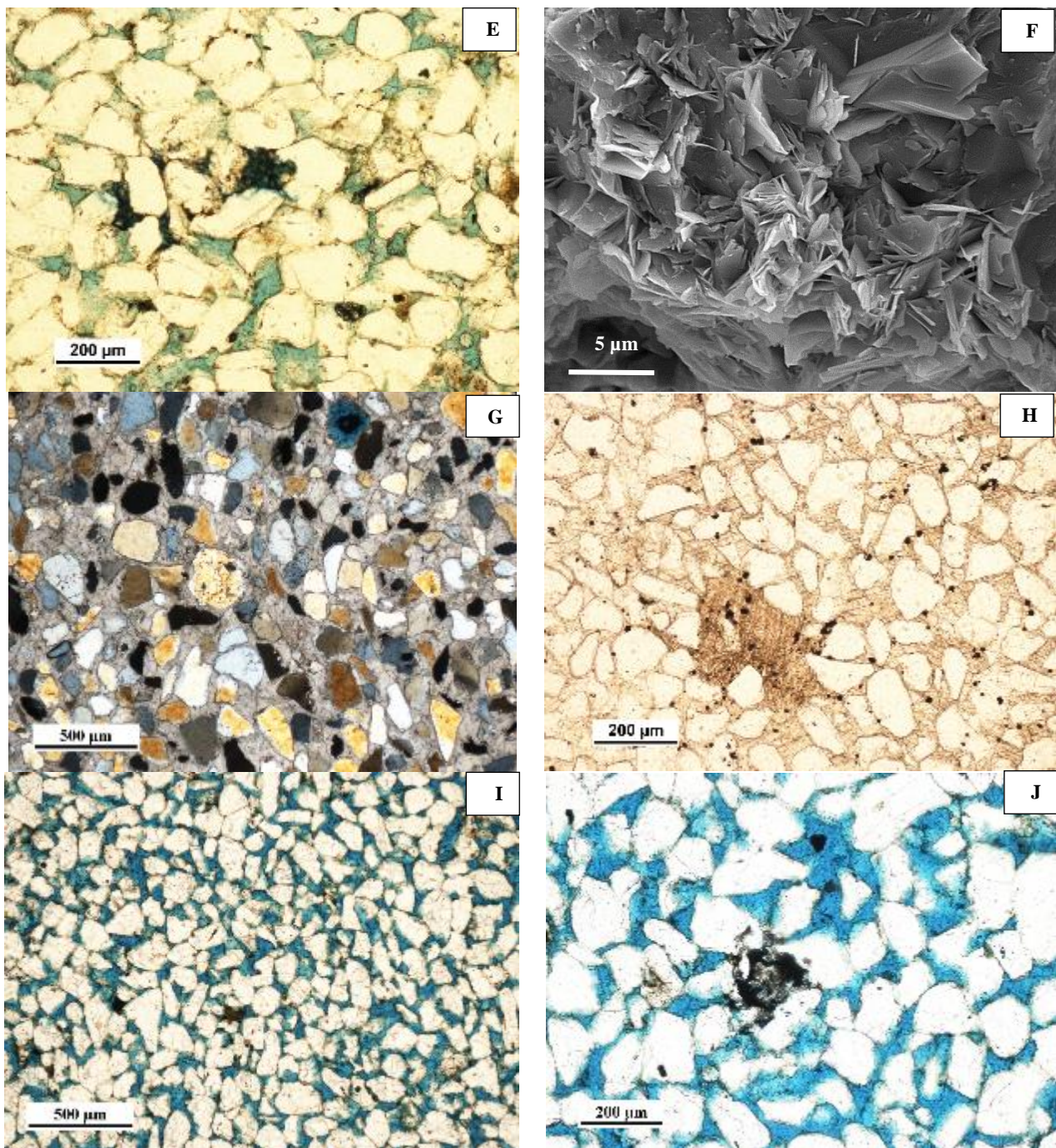
دانه‌های آن به صورت نقطه‌ای یا مستقیم است (شکل ۲-I و J). بخشی از سیمان کربناته در میان دانه‌های ماسه‌سنگ با فراوانی ۱۰٪ باقی مانده است و انحلال سیمان کربناته به پدید آمدن تخلخل ثانویه بین دانه‌ای در این رخساره منجر شده است. تخلخل و تراوایی به دست آمده از این رخساره دیاژیزی، بیشترین مقدار را در ماسه‌سنگ‌های گدوان نشان می‌دهد (میانگین تخلخل ۲۰٪ و تراوایی ۶۰۰ میلی‌داری) (جدول ۲). توزیع نسبی این رخساره در توالی مطالعه شده در دو حلقه چاه ۳۰٪ مشاهده شد.

پایین‌ترین اعداد به دست آمده را در ماسه‌سنگ‌های مطالعه شده نشان می‌دهد (میانگین تخلخل ۴٪، تراوایی ۰٫۵ میلی‌داری) (جدول ۲). دلیل این کاهش تخلخل و تراوایی مرتبط با فرایند تبلور و سیمانی شدن طی ائوژنز یا مزوژنز است. درصد نسبی رخساره ۴ در ماسه‌سنگ‌های مطالعه شده ۱۵٪ است.

#### DF5. ماسه‌سنگ با سیمان انحلال یافته

این رخساره حاوی ماسه‌سنگ‌هایی از نوع کوارتز آرنایت با ابعاد دانه ۰/۱ - ۰/۵ میلی‌متر و با تراکم ناچیز است. ارتباط





شکل ۲- A و B) DF1. ماسه‌سنگ متراکم با سیمان اندک (نور پلاریزه). C) DF2. ماسه‌سنگ با سیمان نوری، ماسه‌سنگ با سیمان کلریت، کائولینیت و کلسیت (نور طبیعی) مشاهده می‌شود و DF2 (D) در تصویر میکروسکوپ الکترونی، کلریت به صورت ستونک‌های کوچک بلافاصله روی دانه‌های کوارتز و کائولینیت به صورت کتابی به شکل پرکننده فضاهای خالی بین دانه‌ها مشاهده می‌شود. DF3 (E) در تصویر میکروسکوپ نوری، ماسه سنگ با پوشش کلریتی دانه‌های کوارتز (نور طبیعی) مشاهده می‌شود و DF3 (F) در تصویر میکروسکوپ الکترونی، کلریت به صورت تقریباً عمود بر دانه‌های کوارتز رشد کرده است. DF4 (G) ماسه‌سنگ با سیمان کربناته فراگیر. (تصویر G در نور پلاریزه برداشت شده است و به دلیل ضخیم بودن مقطع دانه‌های کوارتز در رنگ‌های متفاوت مشاهده می‌شود). DF4 (H) ماسه‌سنگ با سیمان کربناته فراگیر در نور طبیعی. DF5 (I و J) ماسه‌سنگ با سیمان کربناته انحلال‌یافته. (نور طبیعی. فضاهای بین دانه‌ای به دلیل رنگ‌آمیزی با رزین آبی، به رنگ آبی است).

**Fig 2-** A and B) DF1. Compacted and weakly cemented sandstone (Crossed Polarized Light). C) DF2. Chlorite-Kaolinite and calcite cemented sandstone (PPL). D) SEM image of Chlorite coat and pore filling kaolinite among quartz grains. E) DF3. Chlorite coat-rich sandstone (PPL). F) SEM image of authigenic Chlorite. G and H) DF4. Tightly calcite-cemented sandstone (PPL and XPL images). I and J) DF5. Calcite-dissolved sandstone (PPL. Blue dye fill pore spaces).

جدول ۲- خلاصه اطلاعات رخساره‌های دیاژنزی تفکیک‌شده از ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان در چاههای مطالعه‌شده ناحیه دشت آبادان

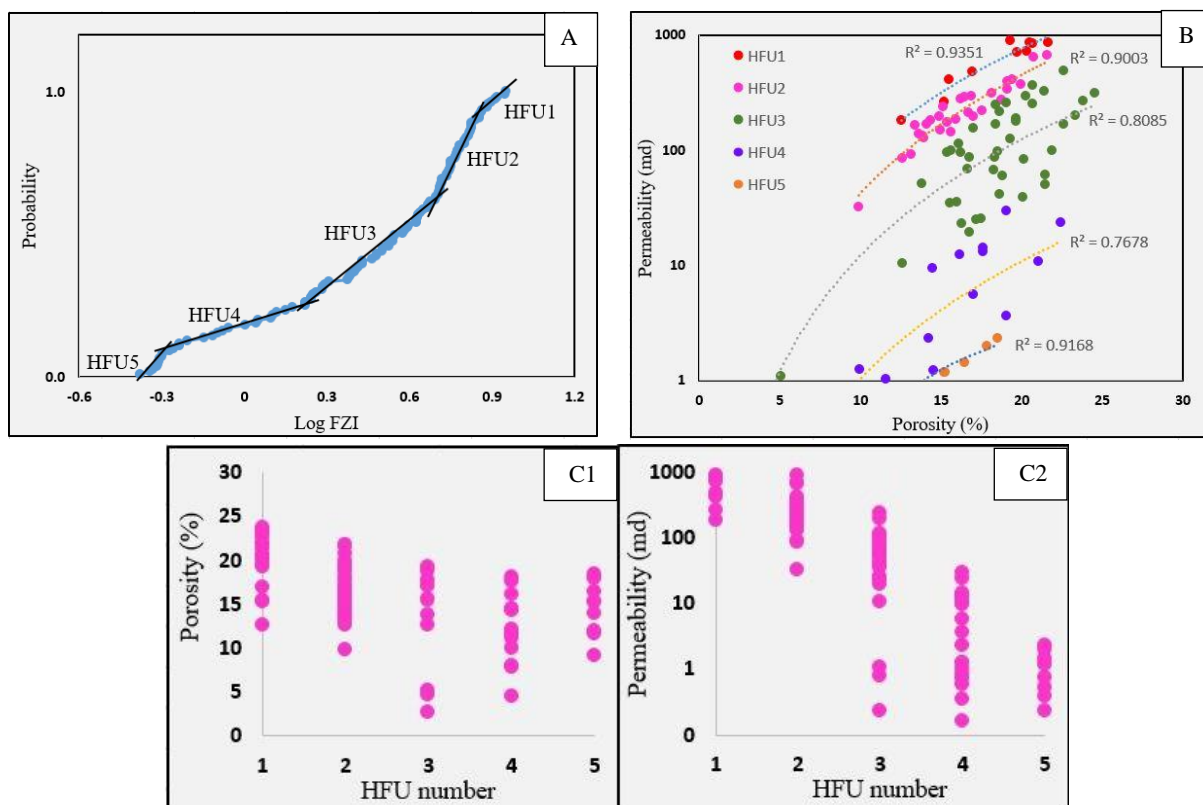
**Table 2- Summary of diagenetic facies information from the sandstones of Gadvan Formation in the studied wells in Abadan plain**

توزیع نسبی در ماسه‌سنگ‌های ستون چینه‌ای (%)	میانگین تراوایی (md)	میانگین تخلخل (%)	فرایندهای دیاژنزی	محیط رسوبی	رخساره دیاژنزی
۱۰	۲۵	۸	تراکم- سیمانی شدن		DF1
۳۵	۱۵۰	۱۲	جانشینی - سیمانی شدن		DF2
۱۰	۲۵۰	۱۷,۵	جانشینی	انتهای دشت دلتا/ پیشانی دلتا	DF3
۱۵	۰,۵	۴	نئومورفیسم- سیمانی شدن		DF4
۳۰	۶۰۰	۲۰	انحلال		DF5

### تعیین واحدهای جریان و ارتباط آنها با رخساره‌های دیاژنزی

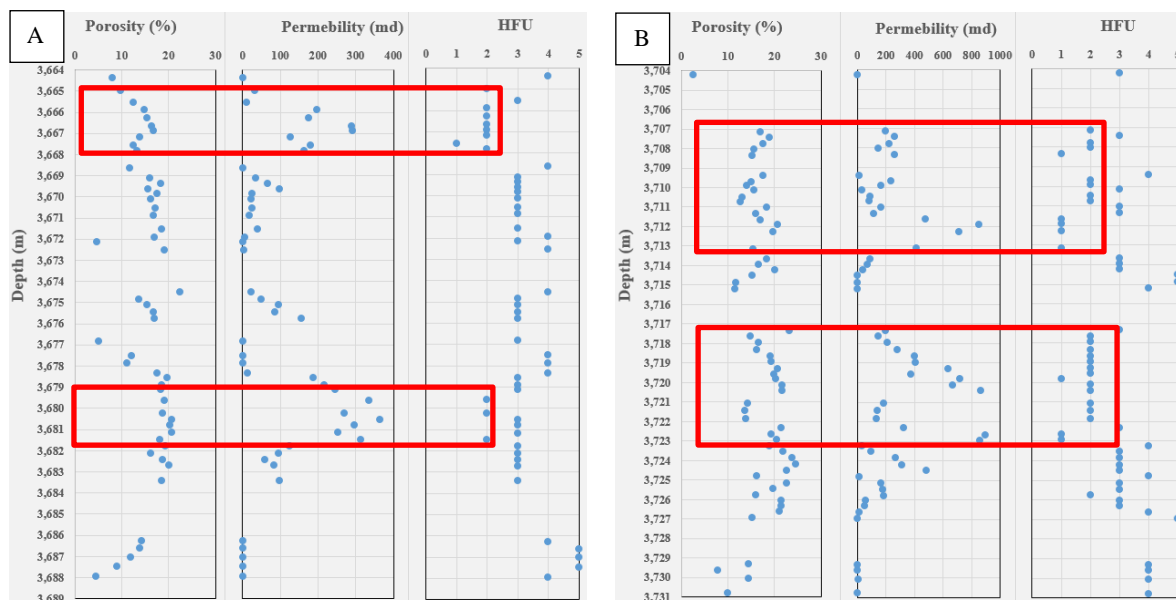
یک تیپ سنگ (Rock Type) به سنگ‌هایی گفته می‌شود که ویژگی‌های مخزنی و زمین‌شناسی یکسان دارند (Tiab and Donaldson 2015; Tavakoli 2018)، در شرایط یکسان تشکیل شده و مراحل دیاژنزی یکسانی را طی کرده باشند و رابطه تخلخل- تراوایی، فشار موینگی و اشباع‌شدگی آب در آنها یکسان باشد و در ارتفاع مشخصی از سطح آب‌های آزاد در مخزن قرار گرفته باشند (Behrenbruch and Biniwale 2005)؛ با این حال ممکن است دو تیپ مختلف با دیاژنز متفاوت از ظرفیت ذخیره و جریان یکسان برخوردار باشند که چنین مواردی به پیچیدگی در شناسایی تیپ‌های سنگی منجر می‌شود. روش‌های متفاوتی (کیفی و کمی) برای تعیین تیپ سنگ در یک مخزن معرفی شده است. یکی از کاربردی‌ترین روش‌های تعیین تیپ سنگ (Rock typing)، استفاده از روش نشانگر زون جریان یا FZI است که داده مورد استفاده آن، تخلخل و تراوایی است (e.g., Yarmohammadi et al. 2014). به‌طور کلی این پارامتر، مشخصات زمین‌شناسی شامل بافت و کانی‌شناسی را در تعیین رخساره‌های حفره‌ای مجزا (واحد هیدرولیکی) با هم تلفیق می‌کند. برای تعیین تعداد بهینه

واحدهای جریانی، نمودار احتمال نرمال لگاریتم FZI رسم شده است که در آن هر نقطه شکست، جداکننده واحدهای جریانی از یکدیگر است (Abbaszadeh et al. 1996) (شکل ۳- A). به این منظور ابتدا شاخص کیفیت مخزنی با استفاده از فرمول آمافوله  $RQI (\mu m) = 0.0324 (K/\phi)^{1/2}$  (Amaefule et al. 1993) محاسبه می‌شود. در این معادله RQI شاخص کیفیت مخزنی برحسب  $\mu m$ ، K میزان تراوایی برحسب میلی‌داریسی mD و  $\phi$  میزان تخلخل است. پارامتر بعدی PMR است که حجم تخلخل به حجم قسمت جامد سنگ را نشان می‌دهد و از فرمول  $PMR = \phi / 1 - \phi$  قابل محاسبه است. حال می‌توان با استفاده از دو پارامتر محاسبه‌شده، شاخص زون جریانی یا FZI را با استفاده از فرمول  $FZI = RQI / PMR$  محاسبه کرد. نمودار تخلخل در برابر تراوایی نیز از ضریب همبستگی خوبی برخوردار است (شکل ۳-B). شکل ۳- C1 و C2 تخلخل و تراوایی هر یک از واحدهای جریانی را به نمایش گذاشته است. مستطیل‌های قرمز شکل ۴ A و B نشان‌دهنده بخش‌های دارای کیفیت مخزنی خوب هستند. در جدول ۳ نیز واحدهای جریانی و رخساره‌های دیاژنزی معادل آنها مشخص شده است.



شکل ۳- A) نحوه تعیین تعداد واحدهای جریان و لگاریتم FZI متناظر با آنها. B) ارتباط تخلخل و تراوایی در هر واحد جریانی. C1) نمودار تخلخل مربوط به هر واحد جریانی. C2) تراوایی مربوط به هر واحد جریانی

Fig 3- A) Number of flow units determination, B) Porosity and permeability relationship in each flow unit, C 1 and 2) Porosity and permeability of each flow unit



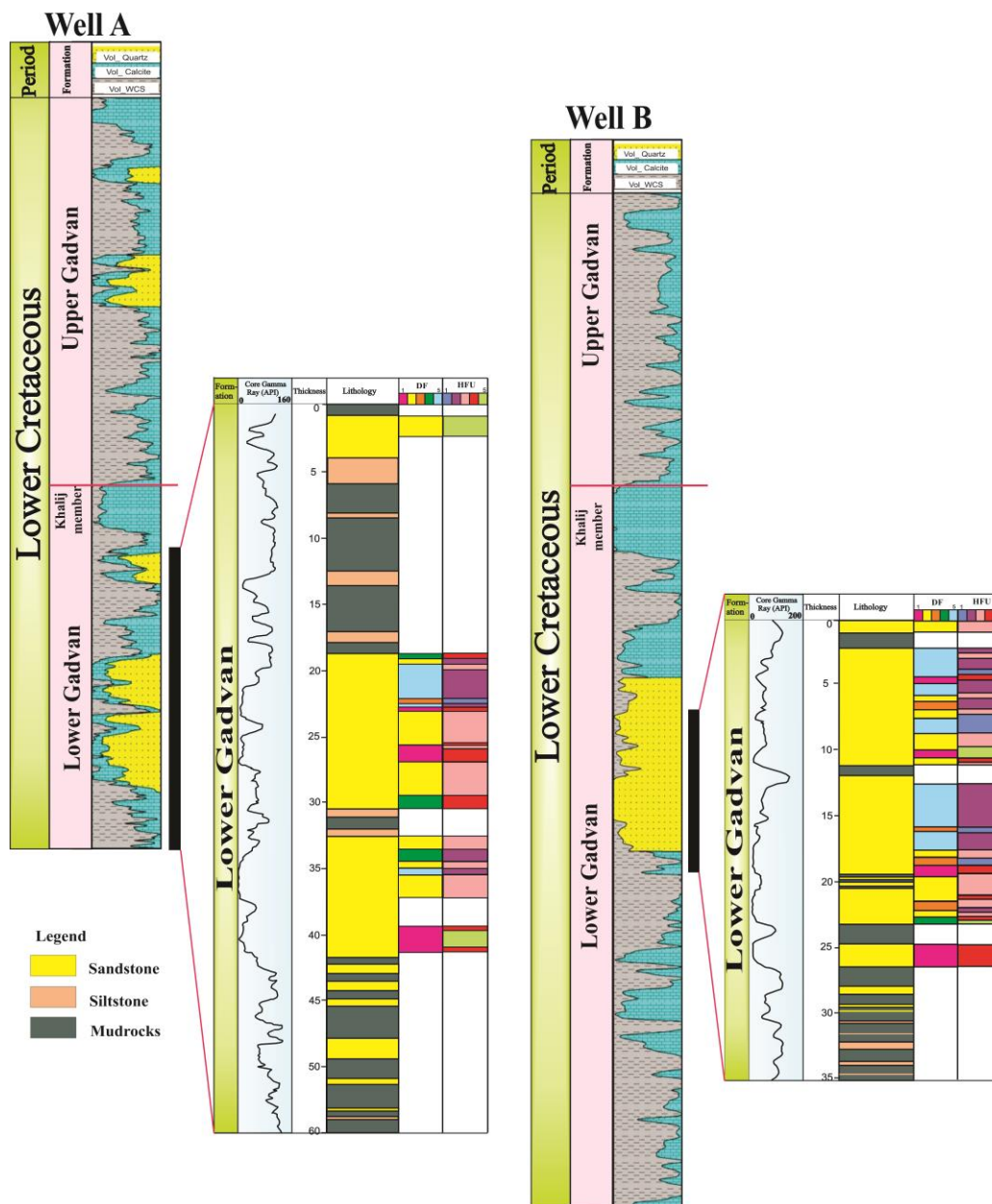
شکل ۴- A) نمودار تخلخل، تراوایی و واحدهای جریانی تعیین شده با روش FZI در بخش دارای مغزه چاه A. B) نمودار تخلخل، تراوایی و واحدهای جریانی تعیین شده با روش FZI در بخش دارای مغزه چاه B. بخش‌های مشخص شده با کادر قرمز، بخش‌هایی با کیفیت مخزنی زیاد و معادل واحدهای جریانی ۱ و ۲ هستند.

Fig 4- A and B) graph of porosity and permeability of core samples of well A and B using FZI method.

جدول ۳- محدوده تخلخل و تراوایی هر یک از واحدهای جریان و رخساره دیاژنزی معادل تقریبی آنها

**Table 3-** The porosity and permeability range of each flow unit and the diagenetic facies are approximately equal to them

رخساره دیاژنزی هم‌ارز	میانگین تراوایی (md)	میانگین تخلخل (%)	نام واحد جریانی
DF3 and 5	550	17	HFU1
DF3 and 5	450	16.5	HFU2
DF2	250	13.5	HFU3
DF1 and 4	2.5	11	HFU4
DF1 and 4	1	10	HFU5



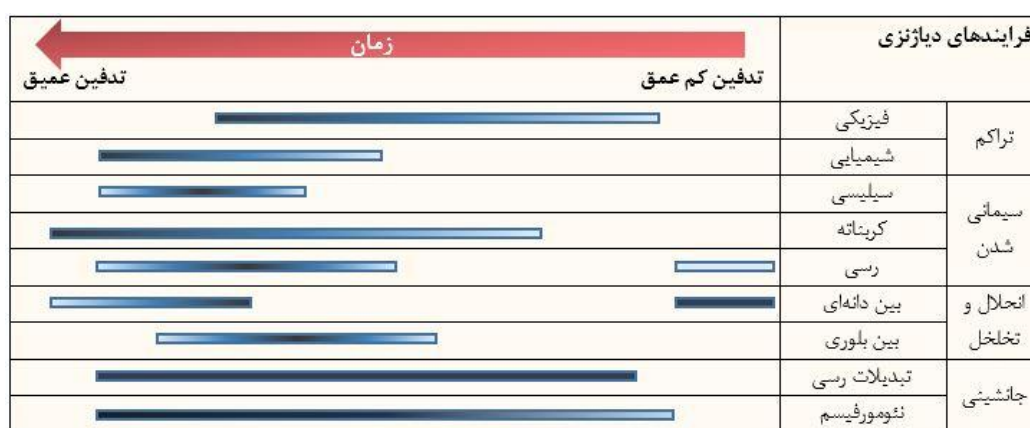
شکل ۵- نمایش واحدهای جریانی و رخساره‌های دیاژنزی هم‌ارز آنها روی ستون چینه‌ای سازند گدوان در دو چاه مطالعه‌شده در دشت آبادان

**Fig 5-** Display of flow units and their equivalent diagenetic facies in core intervals, on the stratigraphic column of Gadvan Formation in two studied wells in Abadan plain

## بحث

کاهندگی و افزایش بر مقدار تخلخل و تراوایی در مخازن کربناته و ماسه‌سنگی بسیار اهمیت دارد (Machel 2005). به طوری که در ۵۰۰ متر اول تدفین، طی مراحل تراکم و خروج آب از میان منافذ، ۱۰-۱۵ درصد تخلخل از بین می‌رود (Worden and Morad 2003). این کاهش تخلخل در رسوباتی که قطعات خرده‌سنگی دارند، بیشتر از رسوبات دارای ترکیب کانی‌شناسی یکنواخت یا سیمانی شده خواهد بود (Worden et al. 2000).

دیاژنز در ماسه‌سنگ‌های گدوان فرایندها و محصولات متنوعی را ایجاد کرده است که از اصلی‌ترین آنها می‌توان به تراکم (Compaction)، انحلال (Solution)، سیمانی شدن (Cementation)، جانشینی (Replacement) و نوشکلی (Neomorphism) اشاره کرد (شکل ۶). این فرایندها در یک توالی دیاژنزی به تغییراتی در ویژگی‌های رسوبات نهشته شده سازند گدوان (هر دو بخش ماسه‌سنگی و کربناته) نظیر تخلخل و تراوایی منجر شده‌اند. دیاژنز به دلیل ایجاد دو اثر



شکل ۶- فرایندهای دیاژنزی اصلی سازند گدوان و توالی دیاژنزی آنها در چاههای مطالعه شده در دشت آبادان

Fig 6- Diagenetic sequence of major diagenetic processes of Gadvan Formation in the studied wells

(هرچند اندک) و حتی دگرسانی رس‌ها، از نوع قلیایی ضعیف است که شرایط مناسبی را برای نهشت پوشش کلریتی دانه‌ها (DF2 و DF4) و رشد کلسیت در فضای بین دانه‌ای (DF3) فراهم کرده است (Billault et al. 2003; Worden and Morad 2003; Gould et al. 2010; Zhu et al. 2017). منشأ کلسیت در این مرحله می‌تواند ناشی از انحلال قطعات فسیلی یا گل کربناته دریایی بین دانه‌ها باشد.

از طرفی به دلیل فاصله گرفتن رسوبات از سطح و برهم‌کنش کانیایی، میزان اکسیژن محیط رفته‌رفته کاهش یافته و شرایط محیط دیاژنزی به سمت احیایی شدن پیش رفته است. پوشش‌های کلریتی دانه‌ها همزمان با افزایش عمق و دما ضخیم‌تر و پیوسته‌تر شده‌اند. انحلال بیشتر و سریع‌تر اندک

طی مرحله ائورنز، تشکیل پوشش کلریتی روی دانه‌ها و همچنین نهشته شدن کلسیت، از مهم‌ترین اتفاقات دیاژنزی مرتبط با حفظ کیفیت مخزن در رسوبات مطالعه شده محسوب می‌شوند. وجود تماس بین دانه‌ای از نوع مستقیم یا نقطه‌ای بیان‌کننده تشکیل این کانی‌ها پیش از فشردگی جالب توجه رسوبات (پیش از ورود به مزوزنز) است. این پوشش کلریتی و سیمان کلسیتی با حفظ تخلخل‌های اولیه، گذشته از کمک به کاهش اثر تراکم طی تدفین عمیق، تشکیل هسته‌های مکانی سیمان‌های رشد اضافه سیلیسی را روی دانه‌های تخریبی نیز محدود می‌کند (Grigsby 2001; Bloch et al. 2002; Berger et al. 2009). pH محیط دیاژنزی ائورنز به دلیل انحلال کانی‌های غنی از آهن و منیزیم و کانی‌های تخریبی مانند فلدسپارها

مقاومت ستون سنگ در برابر فشار طبقات بالایی منجر می‌شود و هم تخلخل‌های بین دانه‌ای را برای انحلال احتمالی در مراحل بعد حفظ می‌کند؛ در صورتی که سیمانی‌شدن کربناته در مراحل تدفین به پرشدن فضای بین دانه‌ها و تخلخل در سنگ منجر می‌شود (Morad et al. 2010; Sanyal et al. 2005).

سیمان رشد اضافه سیلیسی (Worden and Morad 2000; Xi et al. 2015; Saïag et al. 2016; Liu et al. 2018) در رخساره DF1 شده‌اند (شکل ۷).  
در دماهای بالاتر طی مرحله مزوژنز و با ورود اسیدهای آلی و دی‌اکسیدکربن آزاد شده از واکنش دی‌کربوکسیل‌زدایی (Decarboxylation) (Seewald 2003) و همچنین دی‌اکسیدکربن راه‌یافته از آب‌های جوی به محیط مزوژنز، شرایط محیط دیازنزی به سمت اسیدی‌شدن پیش رفته و سیمان‌های کلسیتی را در مسیر خود حل کرده و تخلخل ثانویه گسترده‌ای را در DF5 پدید آورده است (شکل ۷).  
نکته جالب دیگر درباره سیمان کربناته و نقش دوگانه آن در ارتباط با کیفیت مخزنی است؛ به نحوی که در رسوبات سازند گدوان مانند بسیاری از موارد مشابه، اگر فرایند سیمانی‌شدن تا ۹-۱۰٪ حجم سنگ را فراگرفته باشد، ارتباط مثبتی بین سیمانی‌شدن و تخلخل مشاهده می‌شود؛ ولی در مقادیر زیاد آن ارتباط منفی بین سیمانی‌شدن و تخلخل بین دانه‌ای ایجاد می‌شود (Chi et al. 2003; Cui et al. 2017)؛ به بیان دیگر سیمان کربناته در مقادیر کم با حفظ فضاهای بین دانه‌ای به حفظ کیفیت مخزنی کمک می‌کند؛ در صورتی که با ادامه روند سیمانی‌شدن کربناته، فضاهای خالی بین دانه‌ای و راه‌های ارتباطی آنها بسته و کیفیت مخزنی دچار افت شدید می‌شود.  
نکته دیگر، زمان تشکیل سیمان کربناته است. نهشت اولیه سیمان کربناته حاصل از آب‌های سازندی، هم به افزایش

مقاومت ستون سنگ در برابر فشار طبقات بالایی منجر می‌شود و هم تخلخل‌های بین دانه‌ای را برای انحلال احتمالی در مراحل بعد حفظ می‌کند؛ در صورتی که سیمانی‌شدن کربناته در مراحل تدفین به پرشدن فضای بین دانه‌ها و تخلخل در سنگ منجر می‌شود (Morad et al. 2010; Sanyal et al. 2005).  
کربنات تشکیل شده در لایه‌های بالاتر می‌تواند به‌عنوان سدی برای هیدروکربور لایه‌های زیرین عمل کند (Hong et al. 2020)؛ بنابراین با توجه به میزان تخلخل و تراوایی حفظ شده طی سرگذشت زمین‌شناختی ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان، رخساره دیازنزی شماره ۳ و ۵ (DF3 و DF5)، بهترین رخساره‌ها از نظر تخلخل و تراوایی همراه با بهترین کیفیت مخزنی محسوب می‌شوند؛ ضمن اینکه پس از تعیین واحدهای جریان‌ی مشاهده شد که واحدهای جریان‌ی ۱ و ۲ ماسه‌سنگ‌هایی با میانگین تخلخل و تراوایی بالاتر هستند (مستطیل‌های قرمز شکل ۴ A و B). این زون‌ها عمدتاً با رخساره‌های دیازنزی شناسایی شده شماره ۳ و ۵ در ستون چینه‌ای همراه هستند (شکل ۵- جدول ۳)؛ در واقع عملکرد دیازنز بر تعیین ویژگی‌های مخزنی آنها از طریق حفظ تخلخل‌ها در مرحله ائوژنز و انحلال گسترده در مرحله مزوژنز مؤثر بوده است. زون جریان‌ی شماره ۳ در بسیاری از نقاط ستون دیازنزی معادل رخساره دیازنزی شماره ۲ است. زون‌های جریان‌ی ۴ و ۵ با توجه به میزان تخلخل و تراوایی و جایگاه در ستون چینه‌ای معادل تقریبی رخساره دیازنزی ۱ و ۴ در نظر گرفته شده‌اند.

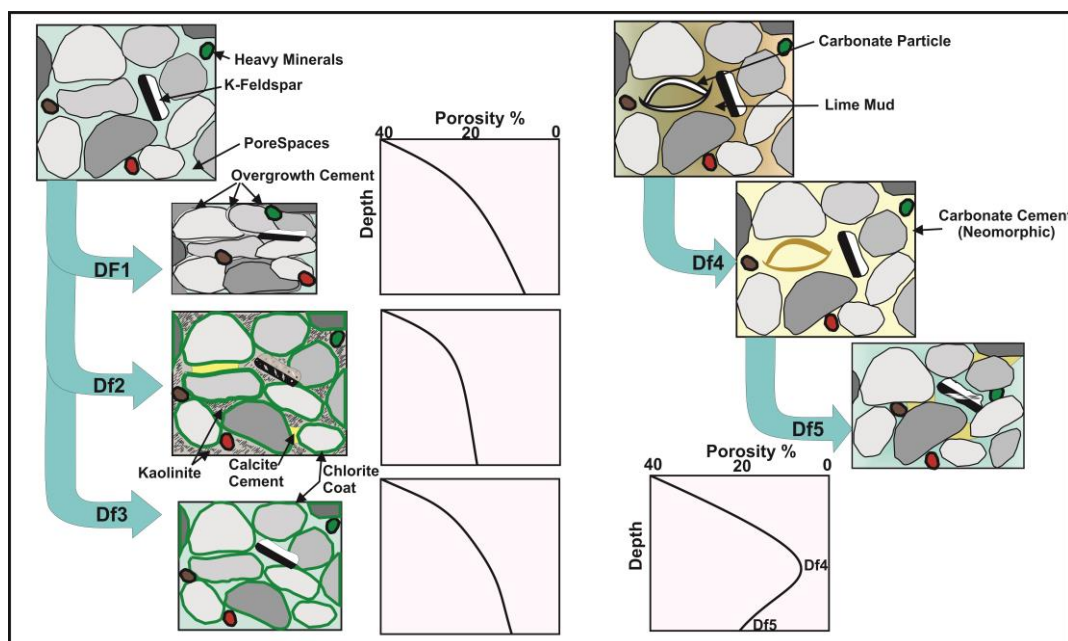
تفاوت دیازنز در رخساره‌های رسوبی مختلف حاکی از آن است که دست‌کم در بعضی رخساره‌های دیازنزی، دیازنز تحت کنترل رخساره رسوبی (Facies controlled) قرار دارد (شکل ۷).

فلدسپار موجود طی مرحله مزوژنز به نهشته‌شدن کانی کائولینیت در فضاهای بین دانه‌ای حفظ شده با کلریت در رخساره دیازنزی ۲ منجر شده است (شکل ۷). با افزایش عمق، فشار و دما (۷۰-۱۳۰ درجه سانتی‌گراد) در مزوژنز، دگرسانی کانی‌های رسی و انحلال فشاری سبب گسترش سیمان رشد اضافه سیلیسی (Worden and Morad 2000; Xi et al. 2015; Saïag et al. 2016; Liu et al. 2018) در رخساره DF1 شده‌اند (شکل ۷).

در دماهای بالاتر طی مرحله مزوژنز و با ورود اسیدهای آلی و دی‌اکسیدکربن آزاد شده از واکنش دی‌کربوکسیل‌زدایی (Decarboxylation) (Seewald 2003) و همچنین دی‌اکسیدکربن راه‌یافته از آب‌های جوی به محیط مزوژنز، شرایط محیط دیازنزی به سمت اسیدی‌شدن پیش رفته و سیمان‌های کلسیتی را در مسیر خود حل کرده و تخلخل ثانویه گسترده‌ای را در DF5 پدید آورده است (شکل ۷).

نکته جالب دیگر درباره سیمان کربناته و نقش دوگانه آن در ارتباط با کیفیت مخزنی است؛ به نحوی که در رسوبات سازند گدوان مانند بسیاری از موارد مشابه، اگر فرایند سیمانی‌شدن تا ۹-۱۰٪ حجم سنگ را فراگرفته باشد، ارتباط مثبتی بین سیمانی‌شدن و تخلخل مشاهده می‌شود؛ ولی در مقادیر زیاد آن ارتباط منفی بین سیمانی‌شدن و تخلخل بین دانه‌ای ایجاد می‌شود (Chi et al. 2003; Cui et al. 2017)؛ به بیان دیگر سیمان کربناته در مقادیر کم با حفظ فضاهای بین دانه‌ای به حفظ کیفیت مخزنی کمک می‌کند؛ در صورتی که با ادامه روند سیمانی‌شدن کربناته، فضاهای خالی بین دانه‌ای و راه‌های ارتباطی آنها بسته و کیفیت مخزنی دچار افت شدید می‌شود.

نکته دیگر، زمان تشکیل سیمان کربناته است. نهشت اولیه سیمان کربناته حاصل از آب‌های سازندی، هم به افزایش



شکل ۷- مدل تغییر دو رخساره رسوبی مختلف سازند گدوان که به پدید آمدن محصولات و رخساره‌های متنوع دیاژنزی منجر شده است.

**Fig 7- Model of the variation of 2 different sedimentary facies of Gadvan Formation led to the creation of various diagenetic products and diagenetic facies**

### نتیجه

کلسیتی تا حدی از تأثیر تراکم در بعضی رخساره‌ها کاسته و به حفظ تخلخل و تراوایی اثورتیک منجر شده است؛ ولی در مرحله مزوزنز گسترش کائولینیت در بعضی موارد روی سیمان کلریتی پوشش‌دهنده دانه‌ها به پرشدن فضاهای بین دانه‌ای و کاهش تخلخل منجر شده است. سیمان کربناته با انحلال در مزوزنز با اسیدهای آلی در افزایش تخلخل و تراوایی مؤثر است.

بنا بر مشاهدات صورت‌گرفته، بهترین رخساره‌های دیاژنزی به‌لحاظ مخزنی، رخساره‌های ماسه‌سنگ با پوشش کلریتی دانه‌ها (رخساره دیاژنزی ۳) و رخساره ماسه‌سنگ با سیمان کربناته انحلال‌یافته (رخساره دیاژنزی ۵) است. از طرفی پس از تعیین ۵ واحد جریان با استفاده از روش نشانگر زون جریان، مشخص شد واحدهای جریان ۱ و ۲ که معادل رخساره‌های دیاژنزی ۳ و ۵ هستند، بهترین واحدهای جریان از نظر کیفیت مخزنی هستند.

ماسه‌سنگ‌های مخزنی سازند گدوان در غربی‌ترین چاههای دشت آبادان عمدتاً کوارتز آرنایت و کوارتز وک هستند. این ماسه‌سنگ‌ها طیف وسیعی از تخلخل و تراوایی را با توجه به شرایط پیچیده دیاژنتیکی خود دارند. روش‌های مختلف پتروگرافی و آنالیزهای تخلخل و تراوایی روتین مغزه برای درک این ارتباط به کار گرفته شدند؛ بر این اساس ماسه‌سنگ‌های گدوان با در نظر داشتن وقایع دیاژنزی مرتبط با کاهش یا افزایش تخلخل مخزن به ۵ رخساره دیاژنزی تفکیک شدند: ۱. ماسه‌سنگ متراکم با سیمان اندک؛ ۲. ماسه‌سنگ با سیمان کلریت، کائولینیت و کلسیت؛ ۳. ماسه‌سنگ با پوشش کلریتی دانه‌های کوارتز؛ ۴. ماسه‌سنگ با سیمان کربناته فراگیر و ۵. ماسه‌سنگ با سیمان کربناته انحلال‌یافته.

فرایند تراکم از ابتدای دیاژنزی تا اواخر مزوزنز، مجموعه رسوبات این سازند را درگیر کرده است. در مرحله انورژن شکل‌گیری پوشش‌های کلریتی روی دانه‌ها و سیمان

### References

Abbaszadeh M. Fujii H. and Fujimoto F. 1996.



- carbonate cementation in controlling reservoir quality of the Triassic Skagerrak Formation, Norway. *Marine and Petroleum Geology*, 85: 316-331.
- Dowey P. Hodgson D. and Worden R. 2012. Prerequisites, processes, and prediction of chlorite grain coatings in petroleum reservoirs: a review of subsurface examples. *Mar. Petrol. Geol.*, 32 (1): 63 - 75.
- Enayati-Bidgoli A. and Saemi E. 2019. Effects of late diagenesis on primary reservoir quality of a quartz arenite unit: a case study from the Lower Cretaceous successions of SW Iran. *Pet. Sci.* 16: 267-284.
- Folk R. 1974. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Hemphill Publishing Co. Austin, 170 p.
- Gould K. Pe-Piper G. and Piper D. 2010. Relationship of diagenetic chlorite rims to depositional facies in Lower Cretaceous reservoir sandstones of the Scotian Basin. *Sedimentology*, 57 (2): 587- 610.
- Grigsby J.D. 2001. Origin and growth mechanism of authigenic chlorite in sandstones of the lower Vicksburg Formation, south Texas. *J. Sediment. Res.*, 71 (1): 27- 36.
- Hollis C. 2011. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate. *Pet Geosci*, 17:223-41.
- Hong D. Cao J. Wu T. Dang S. Hu W. and Yao S. 2020. Authigenic clay minerals and calcite dissolution influence reservoir quality in tight sandstones: Insights from the central Junggar Basin, NW China. *Energy Geoscience*, 1(1-2): 8-19.
- Hu WX. Kang X. Cao J. Wang X. Fu B. and Wu H. 2018. Thermochemical oxidation of methane induced by high-valence metal oxides in a sedimentary basin, 9 (1): 1-12.
- Jerram A. 2001. Visual comparators for degree of grain-size sorting in two and three dimensions. *Comput Geosci*, 27:485-92.
- Liu Y. Hu W. Cao J. Wang X. Tang Q. Wu H. and Kang X. 2018. Diagenetic constraints on the heterogeneity of tight sandstone reservoirs: A case study on the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Sichuan Basin, southwest China. *Marine and Petroleum Geology*, 92: 650-669.
- Machel H. 2005. Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks. *Geoscience Canada*, 32(3): 103-128.
- McBride E.F. 1963. A classification of common sandstones. *Journal of Sedimentary Research*, 33 (3): 664-669.
- Morad S. Al-Ramadan K. Ketzer J.M. and De Ros L.F. 2010. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. *SPE Formation Evaluation*, 11(04): 263-271.
- Al-Fares A. Bouman M. and Jeans P. 1998. A new look at the Middle to Lower Cretaceous stratigraphy offshore Kuwait. *Geo Arabia*, 3(4):543-60.
- Alsharhan A. and Nairn A. 1993. Carbonate platform models of Arabian Cretaceous reservoirs. In: Simo J. Scott R. Masse J. (Eds.), *Cretaceous carbonate platforms*. AAPG Memoir, 56: 148-73.
- Alsharhan A. and Nairn A. 2003. *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier. 843 p.
- Amaefule O. Altunbay M. Tiab D. Kersey G. and Keelan D. 1993. Enhanced reservoir description, using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 26436: 205-220.
- Berger A. Gier S. and Krois P. 2009. Porosity-preserving chlorite cements in shallow- marine volcanoclastic sandstones: evidence from Cretaceous sandstones of the Sawan gas field, Pakistan. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.)*, 93 (5): 595- 615.
- Billault V. Beaufort D. Baronnet A. and Lachapagne J.C. 2003. A nanopetrographic and textural study of grain-coating chlorites in sandstone reservoirs. *Clay Miner*, 38: 315- 328.
- Biniwale S. and Behrenbruch P. 2005. An improved approach for modelling geological depositional characteristics and fluid saturation by using hydraulic units: Australian offshore fields. In *SPWLA 46th Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysis, 175-196.
- Bloch S. Lander R.H. and Bonnell L. 2002. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.)*, 86 (2): 301- 328.
- Cao J. Hu W. Yao S. Zhang Y.J. Wang X.L. Zhang Y.Q. Tang Y. and Shi X.P. 2007. Content of reservoir calcite cement: A novel inorganic geotracer of secondary petroleum migration in the structurally complex Junggar Basin (NW China). *Science China Earth Science*, 37(10): 1358-1369.
- Chi G. Giles P. Williamson M. Lavoie D. and Bertrand R. 2003. Diagenetic history and porosity evolution of Upper Carboniferous sandstones from the Spring Valley #1 well, Maritimes Basin, Canada- implications for reservoir development. *Journal of Geochemical Exploration*, 80: 171-191.
- Cui Y. Jones S. Saville Ch. Stricker S. Wang G. Tang L. Fan X. and Chen J. 2017. The role played by

99 p.

- Tiab D. and Donaldson E.C. 2015. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf Professional Publishing, 882 P.
- Wells M. Brown R. Bowman A. Kitching D. Finucane D. and Kostic B. 2015. Early Cretaceous Deltaic Deposits of the Zubair Formation, SE Iraq: Depositional Controls on Reservoir Performance. In *Third EAGE Workshop on Iraq: European Association of Geoscientists and Engineers*, 1: 1-2.
- Wentworth C. 1922. Scale of grade and class terms for clastic sediments. *J. Geol.*, 30:377-92.
- Worden R. Morad S. 2000. Quartz cementation in oil field sandstones: a review of the key controversies. *Quartz cementation in sandstones*, 1- 20.
- Worden R. and Morad S. 2003. Clay minerals in sandstones: controls on formation, distribution and evolution. In: Worden, Morad S. (Eds.) *Clay Mineral Cements in Sandstones*, vol. 34. International Association of Sedimentologists, Special Publication, 3- 41.
- Xi K. Cao Y. Jähren J. Zhu R. Bjørlykke K. Zhang X. Cai L. and Hellevang H. 2015. Quartz cement and its origin in tight sandstone reservoirs of the Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 66: 748-763.
- Yarmohammadi S. Kadkhodaie-Ilkhchi A. Rahimpour-Bonab H. and Shirzadi A. 2014. Seismic reservoir characterization of a deep water sandstone reservoir using hydraulic and electrical flow units: a case study from the Shah Deniz gas field, the South Caspian Sea. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 118: 52-60.
- Zhu S. Wang X. Qin Y. Jia Y. Zhu X. Zhang J. and Hu Y. 2017. Occurrence and origin of pore-lining chlorite and its effectiveness on preserving porosity in sandstone of the middle Yanchang Formation in the southwest Ordos Basin. *Applied Clay Science*, 148: 25-38.
- stratigraphy. *AAPG Bulletin*, 94(8): 1267-1309.
- Myrntinen A. Becker V. and Barth J.A.C. 2012. A review of methods used for equilibrium isotope fractionation investigations between dissolved inorganic carbon and CO<sub>2</sub>. *Earth Sci. Rev.*, 115 (3): 192- 199.
- Pettijohn F. Potter P. and Siever R. 1987. *Sand and sandstone*. 2nd ed. New York: Springer. 553 p.
- Powers M. 1953. New roundness scale for sedimentary particles. *J Sediment Pet.* 23:117-9.
- Ramm M. and Bjørlykke K. 1994. Porosity/depth trends in reservoir sandstones: assessing the quantitative effects of varying pore-pressure, temperature history and mineralogy, Norwegian Shelf data. *Clay Miner.* 29 (4): 475- 490.
- Saïag J. Brigaud B. Portier É. Desaubliaux G. Bucherie A. Miska S. and Pagel M. 2016. Sedimentological control on the diagenesis and reservoir quality of tidal sandstones of the Upper Cape Hay Formation (Permian, Bonaparte Basin, Australia). *Marine and Petroleum Geology*, 77: 597-624.
- Sanyal P. Bhattacharya S.K. and Prasad M. 2005. Chemical diagenesis of Siwalik sandstone: isotopic and mineralogical proxies from Surai Khola section, Nepal. *Sediment. Geol.*, 180 (1- 2): 57- 74.
- Scott, R. Simo J. and Masse J-P. 1993. Overview of economic resources in Cretaceous carbonate platforms. In: Simo J. Scott R. Asse J. (Eds.), *Cretaceous Carbonate Platforms*. AAPG 72: 15-24.
- Seewald J.S. 2003. Organic e inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins. *Nature*, 426: 327-333.
- Setudehnia A. 1978. The Mesozoic sequence in southwest Iran and adjacent areas. *J. Pet. Geol.*, 1:3-42.
- Sharland P.R. Archer R. Casey D.M. Davies R.B. Hall S.H. Heward A.P. Horbury A.D. and Simmons M.D. 2001. *Sequence stratigraphy of the Arabian Plate*. *GeoArabia Special Publication 2*: 1-371.
- Tavakoli V. 2018. *Geological core analysis: a lication to reservoir characterization*. Springer, Switzerland,

