

بررسی تأثیر فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی بر توزیع گونه‌های سنگی مخزنی در مخازن کربناته: مطالعه موردی از سازند سروک در میادین فروافتادگی دزفول

جواد سبحانی فروشانی^۱، حمزه مهرابی^{*}، حسین رحیم‌پور بناب^۱

۱. دانشگاه تهران، دانشکده‌گان علوم، دانشکده زمین‌شناسی

دریافت ۱۴۰۰/۱۰/۲۲

پذیرش ۱۴۰۱/۰۴/۰۵

چکیده:

سازند سروک یکی از مخازن مهم نفتی در نواحی جنوب و جنوب غرب ایران به شمار می‌رود. مطالعه حاضر بر پایه تلفیق نتایج بدست آمده از مطالعات پتروگرافی (رخساره و دیاژنزی) با داده‌های پتروفیزیکی (لاگ‌های چاه پیمایی) و مخزنی (تخلخل-تراوایی مغزه) به منظور بررسی عوامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی در سازند سروک انجام گرفته است. استفاده از روش شاخص زون جریان (FZI) منجر به شناسایی ۱۰ واحد جریانی هیدرولیکی گردید. همچنین براساس روش لورنز ۱۲ واحد مخزنی و غیرمخزنی (تله‌ای و سدی) در این سازند تفکیک شد. در نهایت، رخساره‌های غالب و فرآیندهای دیاژنزی رایج در واحدهای جریانی و واحدهای مخزنی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که رخساره‌های رودیستی متعلق به واریزه‌های ریفی و رخساره‌های دانه غالب پشته‌های زیرآبی با غلبه فرآیندهای دیاژنزی جوی نظیر انحلال گسترده، با کیفیت‌ترین افق‌های مخزنی را در سازند سروک پدید آورده‌اند. از دیدگاه چینه نگاری سکansı، این واحدهای مخزنی اغلب در دسته رخساره پسرونده (RST) و در زیر مرزهای ناپیوستگی (SB) ناشی از رخنمون‌های قدیمه تمرکز یافته‌اند. بر خلاف این، رخساره‌های گل غالب، فشرده شده و سیمانی شده متمرکز در دسته رخساره پیشرونده (TST) و اطراف سطوح بیشینه سیلابی (MFS) که دور از مرزهای سکansı قرار دارند، افق‌های غیرمخزنی سازند سروک را تشکیل داده‌اند.

کلیدواژه‌ها: سازند سروک، رخساره، دیاژنزی، گونه‌های سنگی مخزنی، واحدهای جریان هیدرولیکی، رخساره‌های الکتریکی.

Controls of depositional and diagenetic processes on the distribution of reservoir rock types in carbonate reservoirs; a case from the Sarvak Formation in the Dezful Embayment

Javad Sobhani Foroshani¹, Hamzeh Mehrabi^{1*}, Hossain Rahimpour Bonab¹

1. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

Abstract

The Sarvak Formation was deposited on shallow-marine carbonate platforms under the controls of tectonic and eustatic changes during the Upper Cretaceous in the Zagros area. It forms one of the most important reservoir intervals in SW Iran. Complex depositional setting and diagenesis history have resulted in a heterogeneous carbonate reservoir. This study, integrates the results of petrographic (facies and diagenesis) studies with petrophysical and reservoir data (core porosity-permeability and wireline logs) to evaluate the controls of depositional and diagenetic processes on the distribution of reservoir quality in the Sarvak Formation. Ten hydraulic flow units are determined using the FZI concept. Twelve reservoir and non-reservoir (baffle and barrier) units are identified using the Lorenz approach. Finally, dominant depositional facies and diagenetic alterations are evaluated in each HFU and reservoir zone. Results of this study showed that meteorically-dissolved rudist-dominated facies and high-energy facies of shoal complexes formed the best reservoir units in the Sarvak Formation. In sequence stratigraphic point of view, these zones are located in the RSTs of third-order sequences, beneath the disconformity (paleoexposure) surfaces. In contrast, the compacted and cemented mud-dominated facies concentrated in the TSTs and around the maximum flooding surfaces (MFS) formed the non-reservoir units of the Sarvak Formation.

Keywords: Sarvak Formation, Facies, Diagenesis, Rock types, Hydraulic flow unit, Electrofacies.

*Corresponding Author: mehrabi.hamze@ut.ac.ir

۱- مقدمه

فرآیندهای رسوبی، دیاژنزی و زمین ساختی، خصوصیات رسوبی و شاخص‌های پتروفیزیکی را تحت تأثیر قرار می‌دهند که در نهایت باعث ایجاد ناهمگنی در مخازن (در جهت‌های جانبی و عمودی) خواهند شد. برای درک ناهمگی‌های مخازن (خصوصاً مخازن کربناته) لازم است یک مدل دقیق و قابل قبول از مخزن ارائه شود (Lucia 2007, Ahr 2008, Gomes et al. 2008). برای آنکه تصویر صحیحی از مخزن به دست آید، نیازمند آن است که مخزن براساس ویژگی‌های پتروفیزیکی مدل‌سازی شود. مدل‌های مخزنی، با توزیع سه بعدی خواص پتروفیزیکی در چارچوب مدل‌های مفهومی زمین‌شناسی ساخته می‌شوند. برای تبدیل مدل مفهومی زمین‌شناسی به مدل مخزنی می‌بایست داده‌های پتروفیزیکی را به بافت (فابریک) سنگ مرتبط ساخت (Tiab and Donaldson 2004, Lucia 2007). به منظور برقراری ارتباط بین داده‌های پتروفیزیکی و زمین‌شناسی بهترین روش استفاده از مفهوم گونه‌های سنگی می‌باشد. با استفاده از این مفهوم، داده‌های تک بعدی پتروفیزیکی با داده‌های سه بعدی زمین‌شناسی به منظور تخمین رفتار جریان‌های آن‌ها، تلفیق می‌شوند (Granier 2003, Gomes et al. 2008). از مهمترین کاربردهای این روش در مخازن می‌توان به شناسایی واحدهایی با ویژگی‌های مخزنی یکسان اشاره نمود، که در مقیاس وسیعتر، درک کاملی از ویژگی‌های جریان‌های رخساره‌ها در قسمت‌های مختلف مخزن، ارائه خواهد کرد (Soto and Garcia 2001). هدف نهایی تعیین گونه‌های سنگی آن است که در ابتدا مشخصات رخساره‌ای، دیاژنزی و پتروفیزیکی تعیین گردد و سپس با تلفیق آنها با یکدیگر، در نهایت در چارچوب چینه نگاری سکansı قرار گیرند و تداوم فضایی آنها در چاه‌های مختلف با یکدیگر تطابق داده شوند. ارائه چنین مدلی، شناسایی عوارض‌های موثر در تغییر ویژگی‌های جریان‌ی، در مقیاس وسیعتر، را فراهم خواهد ساخت. با ایجاد این مدل و توزیع گونه‌های سنگی در آن، ناهمگنی‌های موجود در مقیاس جانبی و عمودی در مخزن به ویژه عواملی که بیشترین تأثیر را بر ویژگی‌های مخزنی رخساره‌ها داشته‌اند (رسوبی و دیاژنزی) شناسایی می‌شوند (Flügel 2010).

تحولات و رخداد‌های زمین‌شناسی کرتاسه میانی در حوضه زاگرس، همزمان با تشکیل سازند سروک، تاریخچه رسوبی و دیاژنزی این سازند را تحت تأثیر قرار داده و سبب شده این توالی‌ها دستخوش تغییرات مهم با شدت و ضعف‌های متفاوت شود که در نهایت این تغییرات منجر به تغییر ویژگی‌های مخزنی آن شده است (Rahimpour-Bonab et al. 2012, Mehrabi and Rahimpour-). از این رو، این سازند به دلیل تغییرات رخساره‌ای، عملکرد فرآیندهای دیاژنزی و نیز قرار گرفتن در معرض رخنمون‌های جوی و فرآیندهای وابسته به آن، در جهت‌های جانبی و عمودی و در مقیاس‌های مختلف بسیار ناهمگن و پیچیده است و از واحدهای مختلف مخزنی و غیرمخزنی تشکیل شده است (Rahimpour-Bonab et al. 2013, Esrafil-Dizaji et al. 2015, Hajikazemi et al. 2017; Mehrabi et al., 2020). وجود این ناهمگنی‌ها و تغییرات کیفیت مخزنی، سبب می‌شود که تعیین گونه‌های سنگی و بحث در مورد عوامل موثر بر ایجاد و توزیع آن‌ها در حجم مخزن ضروری باشد. بنابراین تاکنون سازند سروک در میداین جنوب غرب ایران موضوع مطالعات متعددی از دیدگاه کیفیت مخزنی و عوامل کنترل کننده آن بوده است، که به برخی از آن‌ها به شرح زیر اشاره شده است:

رحیم‌پور بناب و همکاران (Rahimpour-Bonab et al. 2012) به بررسی توزیع واحدهای جریان‌ی و مدلسازی مخزنی سازند سروک در میدان نفتی آب تیمور واقع در فروافتادگی دزفول پرداخته‌اند. همچنین در مطالعه‌ای دیگر رحیم‌پور بناب و همکاران (Rahimpour-Bonab et al. 2012) کنترل اقلیم استوایی و تأثیر ناپیوستگی‌ها بر کیفیت مخزنی رمپ کربناته سروک در میدان نفتی آب تیمور را بررسی نموده‌اند. حاجی‌کاظمی و همکاران (Hajikazemi et al. 2017) تاریخچه دیاژنزی و ویژگی‌های مخزنی کربنات‌های سنومانین-تورونین در جنوب غرب ایران و خلیج فارس بررسی کرده‌اند. جدیری آقایی و همکاران (Jodeyri-Aghaiiet al. 2018) با یک رویکرد یکپارچه به زون بندی مخزنی کربناته سنومانین میانی در چارچوب چینه نگاری سکansı پرداخته‌اند. ملک‌زاده و همکاران (Malekzadeh et al. 2020) نیز به زون بندی مخزنی در مقیاس میدان برای توالی‌های آلبین تا تورونین (سازند سروک) منطقه فروافتادگی دزفول در چارچوب زمین‌شناسی پرداخته‌اند. این مطالعات نشان داده‌اند که سازند سروک در نواحی مختلف زاگرس دارای تاریخچه رسوبگذاری و دیاژنزی متفاوتی بوده که توسط ترکیبی از اثرات تغییرات سطح آب دریا و فعالیت‌های تکتونیکی کنترل شده‌اند. در نتیجه، سازند سروک از دیدگاه کیفیت مخزنی کاملاً ناهمگن بوده و می‌بایست این ناهمگنی‌ها توسط روش‌های مختلف و در مقیاس‌های متفاوت مورد ارزیابی و مدل‌سازی قرار گیرند.

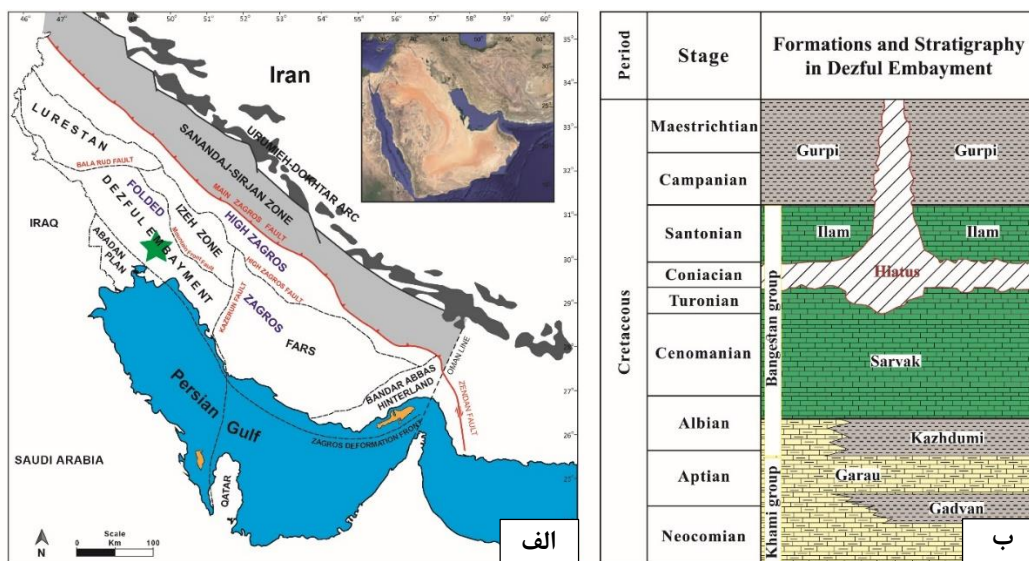
نوآوری این مطالعه توجه ویژه به نقش مطالعات زمین‌شناسی از جمله بررسی تأثیر رخساره‌های رسوبی، فرآیندهای رسوبی و مرزهای سکansı در توزیع واحدهای مخزنی و روند تغییرات مخزنی است. بنابراین هدف این مطالعه، ابتدا بررسی رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی، تعیین گونه‌های سنگی براساس روش‌های رایج و شناسایی واحدهای مخزنی، و در نهایت بررسی عوامل مؤثر بر توزیع گونه‌های سنگی در مخزن سروک در دو میدان نفتی واقع در فروافتادگی دزفول است. همچنین، ارزیابی کیفیت مخزنی سازند سروک در مطالعه حاضر مد نظر قرار گرفته است که با توجه به افزایش تولید در راستای توسعه میادین و هدف‌گیری مناطق به خصوصی برای اکتشاف ذخایر هیدروکربوری از اهمیت بسزایی برخوردار است.

۲- زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

میادین نفتی مورد مطالعه در بخش‌های مرکزی و جنوبی فروافتادگی دزفول واقع شده‌اند. این ناحیه در جنوب غرب کمربند رانده-چین‌خورده زاگرس، در حوضه پیش‌گودال (Foredeep) قرار دارد (شکل ۱). اکثر میادین نفتی حوضه رسوبی زاگرس در فروافتادگی دزفول قرار دارد و بزرگترین میادین نفتی ایران متعلق به این منطقه می‌باشد (Sepehr et al. 2002). با توجه به بررسی‌های پالئوژئوگرافی انجام شده، این ناحیه در زمان کرتاسه میانی و بالایی در نزدیکی خط استوا قرار داشته و آب و هوای گرم و مرطوب استوایی بر این حوضه حاکم بوده است. همچنین مشخص شده است که به تدریج در طی کرتاسه مدل رسوبگذاری رمپ در ارتباط با بالا آمدن سطح آب دریا همراه با کربنات‌های شلفی ایجاد شده و بخش اعظم منطقه خاورمیانه را احاطه کرده است (Murriss 1980, Koop and Stoneley 1982). به طوری که در سنومانین، پشته‌های گسترده‌ای از رودیست‌ها بر روی سکوه‌های کربناته توسعه یافته‌اند (Ziegler 2001).

از دیدگاه چینه‌شناسی، رسوبگذاری کرتاسه میانی در فروافتادگی دزفول با یک پیشروی آغاز می‌شود که نتیجه آن تشکیل سازند کژدمی در دوره آلبین است. کم عمق شدن دریا در اواخر آلبین تا سنومانین و همچنین در تورونین پیشین باعث تشکیل آهک‌های کم عمق سازند سروک بر روی سازند کژدمی در این ناحیه شده است. این سازند به طور هم شیب بر روی سازند کژدمی با مرز تدریجی قرار می‌گیرد (Motiei 1993).

سازند سروک به دلیل وجود رخساره‌های رودیستی در آن از نظر مخزنی حائز اهمیت است. لازم به ذکر است در این ناحیه سازندهای سروک و ایلام روی هم یک واحد آهکی کم عمق را تشکیل می‌دهند (Rahimpour-Bonab et al. 2012, Beiranvand et al. 2007) که در برخی موارد تفکیک و تعیین مرز بین این دو سازند با دشواری همراه است (Motiei 1993). در قسمت‌هایی از این ناحیه، در مرز بالایی سازند سروک با سازند ایلام، آثار ناپیوستگی مشخص دیده می‌شود. بنابراین در این نواحی به دلیل سنگ شناسی مشابه آهکی، تفکیک این دو سازند تنها توسط شواهد مرتبط با ناپیوستگی تورونین میانی صورت می‌گیرد (Rahimpour-Bonab et al. 2012, Bagherpour et al., 2021; Hajikazemi et al. 2010; Navidtalab et al., 2016 and 2019). در فروافتادگی دزفول، براساس وجود سه ناپیوستگی سنومانین میانی، سنومانین-تورونین و تورونین میانی، سازند سروک به سه قسمت سروک پایینی (آلبین بالایی تا سنومانین میانی)، سروک میانی (سنومانین میانی تا ناپیوستگی سنومانین-تورونین) و سروک بالایی (ناپیوستگی سنومانین-تورونین تا ناپیوستگی تورونین میانی) تقسیم می‌شود (Rahimpour-Bonab et al. 2012; Navidtalab et al., 2016 and 2019; Bagherpour et al., 2021). این ناپیوستگی‌ها با شواهدی چون انحلال‌های گسترده جوی (کارستی شدن) به همراه آغشتگی به اکسیدهای آهن و گسترش محدود افق‌های خاک دیرینه (شامل بوکسیت و لاتریت) و برش‌های ریزشی-انحلالی قابل شناسایی هستند (Rahimpour-Bonab et al. 2013, Mehrabi et al. 2015, Navidtalab et al. 2016). حضور این سطوح کلیدی در این ناحیه به میزان زیادی ویژگی‌های رخساره‌ای و مخزنی سازند سروک را تحت تأثیر قرار داده است (Rahimpour-Bonab et al. 2012; Malekzadeh et al., 2020). در چاه‌های مورد مطالعه در این پژوهش، سازند سروک با ضخامت ۱۵۰ تا ۲۲۰ متر و با سنگ‌شناسی غالب کربناته شناسایی شده است. این سازند متشکل از سنگ آهک‌های تمیز (فاقد رس) تا حاوی رس (آهک آرژیلی) با میان لایه‌هایی از آهک‌های دولومیتی شده و دولوستون است.



شکل ۱- الف: نمایش بخش‌های مختلف زاگرس (زاگرس مرتفع و زاگرس چین خورده)، موقعیت زیر پهنه‌های زاگرس چین خورده همراه با نمایش گسل‌ها و عناصر ساختاری مهم زاگرس (برگرفته از Esrafil-Dizaji and Rahimpour-Bonab 2019 با تغییرات)، ب: ستون چینه‌شناسی توالی‌های کرتاسه در فروافتادگی دزفول (برگرفته از Motiei 1993 با تغییرات).

۳- داده‌ها و روش مطالعه

این مطالعه بر مبنای داده‌های دو چاه (A, B) از دو میدان نفتی در فروافتادگی دزفول انجام شده است. به منظور دستیابی به اهداف این مطالعه، از اطلاعاتی نظیر مغزه‌ها و خرده‌های حفاری، نمودارهای پتروفیزیکی (شامل نمودارهای صوتی، نوترون، چگالی و اشباع آب) و داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه‌های حفاری استفاده شده است. همچنین از داده‌های قبلی که از این دو چاه وجود داشته، نظیر داده‌های ژئوشیمیایی و زیست‌چینه نگاری که پیش از این نیز انتشار یافته‌اند، استفاده شده است (Rahimpour-Bonab et al., 2013; Omidvar et al., 2014). لازم به ذکر است که داده‌های کامل مغزه از چاه A و داده‌های لاگ و مغزه از چاه B برای انجام این مطالعه در دسترس بوده‌اند. جهت بررسی تأثیر فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی بر نحوه توزیع و گسترش گونه‌های سنگی مخزنی، رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی به دقت مورد بررسی قرار گرفته‌اند و به نقش هر یک از عوامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی در چارچوب چینه نگاری سکansı پرداخته شده است. از همین رو در مرحله مطالعه میکروسکوپی (پتروگرافی)، تعداد ۲۴۰ مقطع نازک میکروسکوپی (به مترای ۳۳۸ متر تهیه شده از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری) همراه با تکنیک‌های آنالیز تصاویر میکروسکوپی و آنالیز کمی اجزا تشکیل دهنده مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در پتروگرافی مقاطع نازک، بافت رسوبی، عوارض دیاژنزی، اندازه و نوع ذرات، محتوای فسیلی و جورشدگی و گردشگری اجزای اسکلتی و غیراسکلتی توصیف شده و ریزرخساره‌ها تعیین شده است. نام‌گذاری سنگ‌های کربناته بر اساس رده‌بندی دانهام (Dunham 1962) و نیز امری و کلوان (Embry and Klovan 1971) انجام شده، سپس ریزرخساره‌های تعیین شده با ریزرخساره‌های استاندارد فلوگل (Flügel 2004) مطابقت داده شده‌اند.

بر مبنای تلفیق خصوصیات رسوبی، دیاژنزی و تغییرات نمودارهای چاه پیمایی به ویژه نمودار گاما و داده‌های بایواستراتیگرافی (نتایج کار Omidvar et al. 2014) و ژئوشیمیایی (نتایج کار Rahimpour-Bonab et al. 2013)، مرزهای ناپیوسته مشخص و سکانس‌های رسوبی براساس روش سکانس‌های پیشرونده-پسرونده (Embry 2002) تعیین شد. برای شناسایی و تعیین گونه‌های سنگی مخزنی در سازند سروک، براساس داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه‌های حفاری به تعداد ۶۲۵ نمونه پلاگ مغزه، از روش‌های واحدهای جریان هیدرولیکی (با استفاده از نشانگر زون جریان)، نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز و وینلند استفاده شد. تئوری روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی به وسیله نشانگر زون جریان ابتدا توسط امافول (Amaefule et al. 1993) مطرح شده و بعدها به وسیله بقیه محققان توسعه یافته است. اساس واحدهای جریان سیال بر پایه ارتباط بین تخلخل و تراوایی است که در اصل توسط کوزنی (Kozeny 1927) و کارمن (Carmen 1937) پیشنهاد شده است.

هر واحد جریان هیدرولیکی (HFU) براساس نشانگر زون جریانی (FZI) تعریف می‌شود. نشانگر زون جریانی براساس شاخص کیفیت مخزنی (RQI) و نسبت تخلخل به سنگ زمینه (ϕ_z) تعریف می‌شود (Amaefule 1993). نشانگر زون جریان از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (1)$$

RQI، از جذر نسبت تراوایی به تخلخل به دست می‌آید (رابطه ۲) و تقریبی از میانگین شعاع هیدرولیکی در سنگ مخزن است و کلیدی برای واحدهای هیدرولیکی بوده و تخلخل، تراوایی و فشار موئینگی را به هم مرتبط می‌سازد (Amaefule et al. 1993, Abbaszadeh et al. 1996). هر چه نسبت شاخص کیفیت مخزن بالاتر باشد، نشان دهندهٔ بالا بودن ظرفیت جریان به ظرفیت ذخیره است.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (2)$$

ϕ_z ، را که تخلخل نرمال شده گویند، از رابطهٔ زیر به دست می‌آید:

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (3)$$

روش وینلند روشی است که بر اساس آن شعاع گلوگاه در شرایطی که ۳۵ درصد منافذ توسط جیوه اشباع شود، از طریق نمودارهای فشار موئینه محاسبه می‌شود. فشار موئینگی در اشباع ۳۵ درصد می‌تواند بهترین نمایندهٔ شعاع گلوگاه‌های متوسط سنگ باشد. به عبارت دیگر در اشباع ۳۵ درصد اندازهٔ فضاها خالی کلاسی را تشکیل می‌دهند که بهترین مسیر برای جریان سیال است. کلودزی (Kolodzie 1980) نتایج روش وینلند را به صورت معادلهٔ زیر منتشر کرد:

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588 * \text{Log } (k) - 0.864 * \text{Log } (\phi) \quad (4)$$

در این رابطه R_{35} ، شعاع گلوگاه منافذ در اشباع ۳۵ درصد جیوه (برحسب میکرون)، k ، تراوایی (برحسب میلی‌داری) و ϕ ، تخلخل (برحسب درصد) می‌باشد.

نمودار چینه‌ای اصلاح شدهٔ لورنز (SMLP) در واقع یک ابزار گرافیکی است که از داده‌های تخلخل و تراوایی به دست آمده از آنالیز مغزه برای تعیین ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره و سرعت فرآیند مخزنی و در نهایت تعیین واحدهای مخزنی و غیرمخزنی (تله‌ای و سدی) استفاده می‌کنند. روش کار تعیین واحدهای جریانی با استفاده از این نمودار، بدین صورت است که ابتدا تخلخل و تراوایی پیوسته (متر به متر) و نسبت تراوایی به تخلخل متناسب در یک نظم چینه شناسی مرتب شده‌اند (Gomes et al. 2008). با ترسیم نمودار ظرفیت تجمعی جریان در مقابل ظرفیت تجمعی ذخیره در یک نظم چینه شناسی و تعیین محل شکست نقاط می‌توان واحدهای جریانی را در ضخامت‌های مختلف به روش لورنز تفکیک کرد. برای ترسیم نمودار لورنز ابتدا لازم است دو پارامتر ظرفیت ذخیرهٔ تجمعی و ظرفیت جریان تجمعی به صورت زیر محاسبه شوند (Gunter et al., 1997):

$$\phi_{cum} = \phi_1 (h_1 - h_2) \cdot \phi_{Total} + \phi_1 (h_1 - h_2) \cdot \phi_{Total} + \dots + \phi_n (h_n - h_n) \cdot \phi_{Total} \quad (5)$$

$$kh_{cum} = k_1 (h_1 - h_2) \cdot kh_{Total} + \phi_1 (h_1 - h_2) \cdot kh_{Total} + \dots + k_n (h_n - h_n) \cdot kh_{Total} \quad (6)$$

همچنین برای شناسایی و تعیین گونه‌های سنگی مخزنی در سازند سروک در چاهی که به داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه دسترسی وجود نداشت (چاه B)، براساس داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی از قبیل صوتی، نوترون، چگالی و اشباع آب از مفهوم رخسارهٔ الکتریکی (رخساره‌های الکتریکی با استفاده از ماژول Facimage نرم افزار ژئولاگ و با به کارگیری روش خوشه سازی گرافیکی چند تفکیکی (MRGC) تعیین شدند) استفاده شد. روش MRGC تلفیقی از هوش مصنوعی و خوشه بندی سلسله مراتبی می‌باشد که به طور خودکار تعداد بهینهٔ خوشه‌ها را استخراج می‌کند. روش مذکور از پارامترهایی به نام نمایندگی هسته (KRI) و شاخص همسایگی (NI) استفاده می‌کند که سبب می‌شود، از روش‌های مرسوم تمایز پیدا کند (Rabiller 2005).

۴- نتایج

۴-۱- خصوصیات رسوب شناختی

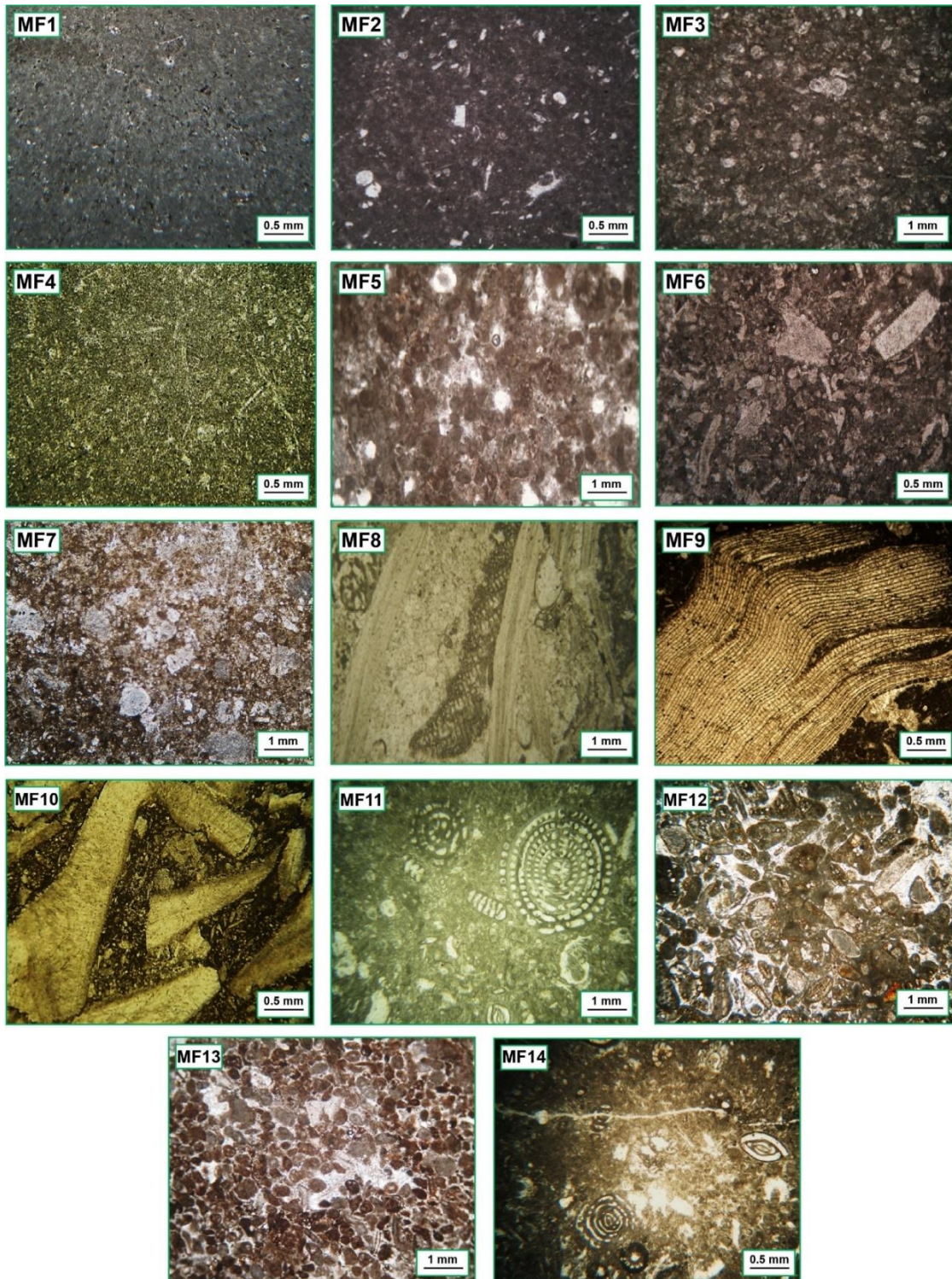
مطالعات پتروگرافی روی نمونه‌های سازند سروک در میادین مطالعه شده منجر به شناسایی ۱۴ ریزرخساره رسوبی شد که بر اساس ویژگی‌های بافتی، محتوای فسیلی و با کمک گرفتن از مدل‌های استاندارد رخساره‌ای (Flügel 2004)، در شش مجموعه رخساره‌ای دسته‌بندی شدند. خلاصه اطلاعات مربوط به ریزرخساره‌ها در جدول ۱ و تصاویر میکروسکوپی آنها در شکل ۲ ارائه شده‌اند (برای مطالعه بیشتر در این زمینه به سبحانی فروشانی و همکاران، ۱۴۰۰ مراجعه شود). بر این اساس، محیط رسوبی سازند سروک در میادین مورد مطالعه از نوع رمپ هم شیب تعیین شده که در بخش‌های درونی خود شامل ریف‌های مجزای رودیستی - مرجانی و رخساره‌های پارانرژی پشته‌های زیر آبی (شول) بوده است. همین رخساره‌های رمپ درونی دارای بالاترین پتانسیل مخزنی در سازند سروک می‌باشند.

عوارض دیاژنزی شناسایی شده در این مطالعه که رسوبات سازند سروک را در چاه‌های مورد مطالعه دستخوش تغییر نموده‌اند، شامل میکرایتی شدن، انحلال، تبلور مجدد، سیمانی شدن، دولومیتی شدن، سیلیسی شدن، زیست‌آشفستگی، نوشکلی، تراکم، پیریتی شدن و شکستگی می‌باشند. بر این اساس، تاریخچه دیاژنزی سازند سروک شامل گذر از محیط‌های دریایی، جوی و دفنی کم‌عمق تا عمیق می‌باشد که در این میان، فرآیندهای دیاژنزی جوی تأثیر چشمگیری بر تحولات مخزنی این سازند داشته‌اند. این عوارض جوی معمولاً در زیر سطوح رخنمون قدیمه در بخش‌های بالایی سازند سروک مشاهده شده‌اند و شامل انحلال گسترده، سیمانی شدن جوی، گسترش افق‌های ریزشی انحلالی (برش انحلالی) و افق‌های خاک قدیمه می‌باشند. خلاصه شرح مهمترین عوارض دیاژنزی، در جدول ۲ و تصاویر میکروسکوپی آنها در شکل ۳ آورده شده است (برای مطالعه بیشتر در این زمینه به سبحانی فروشانی و همکاران، ۱۴۰۰ مراجعه شود).

باتوجه به اهمیت و جایگاه ویژه مطالعات چینه‌نگاری سکانسی در ارزیابی و پیش‌بینی کیفیت مخزنی در مخازن کربناته، بر مبنای تلفیق خصوصیات رسوبی، دیاژنزی و تغییرات نمودار گاما و مطالعات بایواستراتیگرافی (نتایج کار Omidvar et al. 2014) و ژئوشیمیایی (نتایج کار Rahimpour-Bonab et al. 2013)، مرزهای ناپیوسته مشخص و سکانس‌های رسوبی سازند سروک براساس روش سکانس‌های پیش‌رونده-پسرونده (T-R) تعیین شد. بر همین اساس، دو سکانس رسوبی (رده سوم) با سن سنومانین میانی تا بالایی و تورونین زیرین تفکیک شدند (برای جزئیات بیشتر در مورد سکانس‌ها به سبحانی فروشانی و همکاران، ۱۴۰۰ مراجعه شود).

جدول ۱- خلاصه ویژگی‌های رخساره‌های سازند سروک. ریزرخساره‌ها و مجموعه‌های رخساره‌های شناسایی شده به همراه مهمترین خصوصیات بافتی مورد استفاده برای شناسایی آن‌ها شامل اجزاء تشکیل دهنده (اسکلتی و غیراسکلتی)، خصوصیات ذرات (نظیر اندازه، جورشدگی و گردشدگی) و سطح انرژی رسوبگذاری بیان شده است.

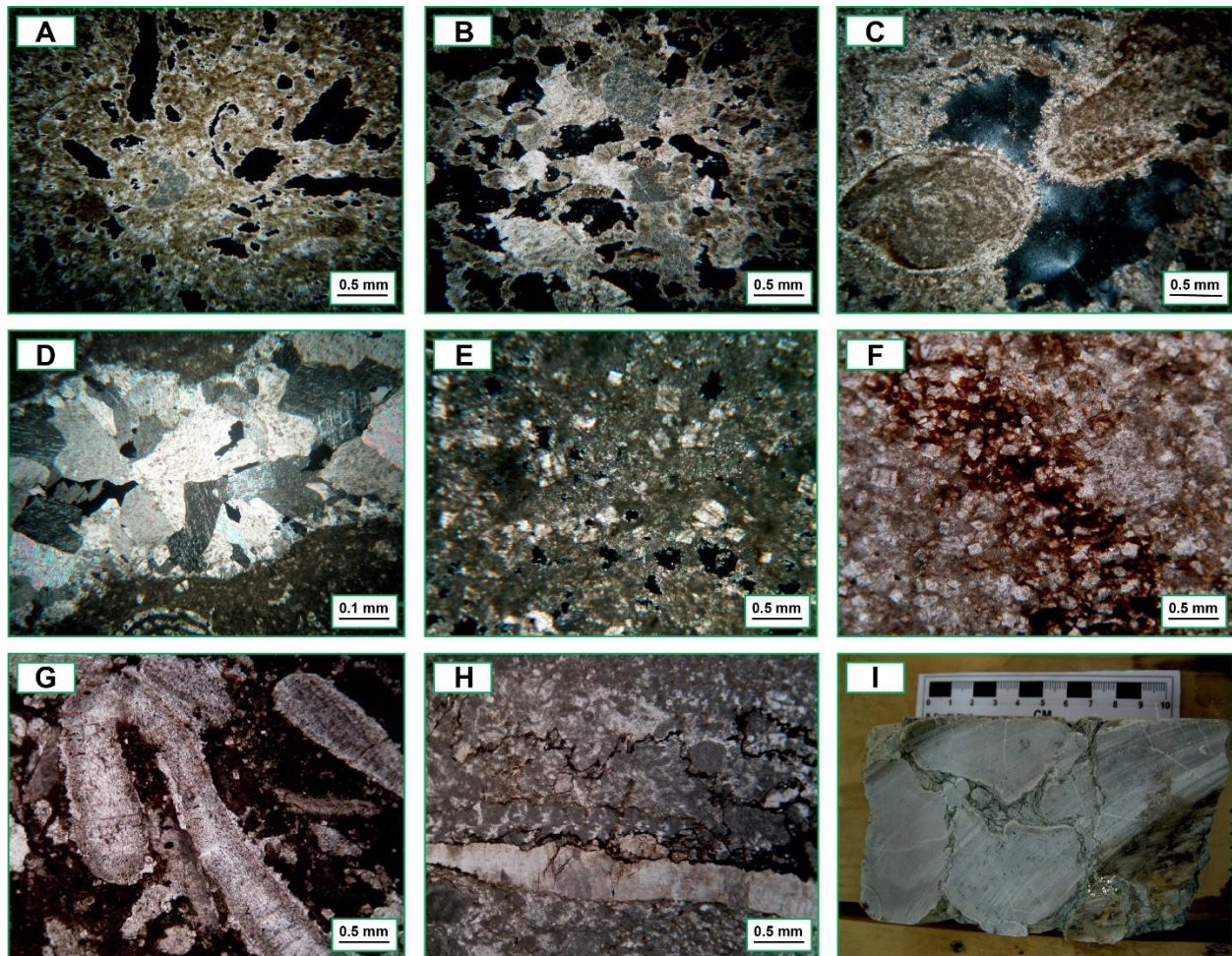
کد رخساره‌ای	نام ریزرخساره	اجزا		اندازه	سطح انرژی	مجموعه رخساره
		غیراسکلتی	اسکلتی			
ریزرخساره ۱	مادستون	-	فونای پلانکتون	ریز	خیلی پایین	حوضه
ریزرخساره ۲	مادستون تا وکستون فرامینیفرای پلانکتون	پلوئید	فرامینیفرای پلانکتون، دوکفه‌ای، خارپوست	خیلی ریز	خیلی پایین	حوضه
ریزرخساره ۳	وکستون حاوی الیگوستژین	پلوئید	فرامینیفرای بنتیک، الیگوستژین	ریز	پایین	حوضه
ریزرخساره ۴	کلسی سیلتایت با سوزن اسفنج فراوان	-	سوزن‌های اسفنج، فرامینیفرای پلانکتون	خیلی ریز	خیلی پایین	حوضه
ریزرخساره ۵	وکستون پلوئیدی	پلوئید	فرامینیفرای پلانکتون، دوکفه‌ای، خارپوست	ریز تا متوسط	پایین	رمپ بیرونی
ریزرخساره ۶	وکستون تا مادستون بایوکلسیتی	پلوئید	فرامینیفرای بنتیک و پلانکتون، خارپوست، دوکفه‌ای	متوسط	پایین تا متوسط	رمپ بیرونی
ریزرخساره ۷	پکستون تا وکستون همراه با فرامینیفرای بنتیک و پلانکتون	پلوئید	رودیست، فرامینیفرای بنتیک و پلانکتون	ریز تا متوسط	متوسط	رمپ میانی
ریزرخساره ۸	فلوتستون تا رودستون بایوکلسیتی	اینتراکلست، پلوئید	فرامینیفرای بنتیک و پلانکتون، جلبک، رودیست	درشت	متوسط	رمپ میانی
ریزرخساره ۹	رودستون (باندستون)	پلوئید	رودیست، جلبک، فرامینیفرای بنتیک	درشت	متوسط تا بالا	رمپ میانی
ریزرخساره ۱۰	فلوتستون حاوی خرده‌های رودیست	اینتراکلست، پلوئید	جلبک، فرامینیفرای بنتیک و پلانکتون، رودیست	متوسط تا درشت	پایین تا بالا	لاگون دریای باز
ریزرخساره ۱۱	وکستون حاوی خرده‌های رودیست و فرامینیفرای بزرگ	پلوئید	رودیست، فرامینیفرای بنتیک	متوسط	پایین تا بالا	لاگون دریای باز
ریزرخساره ۱۲	پکستون تا گرینستون بایوکلسیتی-پلوئیدی	پلوئید	رودیست، دوکفه‌ای، خارپوست	متوسط تا درشت	بالا	پشته‌های زیرآبی
ریزرخساره ۱۳	گرینستون پلوئیدی- فرامینیفری	پلوئید	فرامینیفرای بنتیک	ریز تا متوسط	بالا	پشته‌های زیرآبی
ریزرخساره ۱۴	وکستون تا مادستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک	پلوئید	فرامینیفرای بنتیک، جلبک، دوکفه‌ای	ریز تا متوسط	پایین	لاگون محدود شده



شکل ۲- تصاویر میکروسکوپی از ریزرخساره‌های شناسایی شده در سازند سروک در چاه‌های مورد مطالعه.

جدول ۲- فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در سازند سروک به همراه نقش آنها در کیفیت مخزنی در میداین مورد مطالعه.

عوارض دیاژنزی	عملکرد	ویژگی	تأثیر بر کیفیت مخزنی
انحلال	انتخاب کننده فابریک: حل نمودن اجزای اسکلتی ناپایدار از قبیل رودیست‌ها و دوکفه‌ای‌ها	ایجاد حفرات انحلالی (واگی و قالبی) در مقیاس‌های مختلف (در حد میکرون تا میلیمتر در مقیاس میکروسکوپی و سانتیمتر در مقیاس مغزه)	حفراتی که به صورت کامل یا بخشی حفظ شده‌اند، با افزایش تخلخل، نقش فزاینده دارند
	غیر انتخاب کننده فابریک: حل نمودن تمامی اجزا سنگ و زمینه		
سیمانی شدن	تشکیل شده در اطراف بایوکلست‌ها و پلوئیدها	سیمان‌های حاشیه‌ای هم ضخامت (عمدتاً شفاف)	با ایجاد قشر سیمان دور اجزا و پر کردن حفرات و شکستگی‌ها، سبب کاهش تخلخل می‌شود
	پرکننده حفرات انحلالی (واگی و قالب‌های حل شده بایوکلست‌ها) و شکستگی‌ها	سیمان‌های کلسیتی دروزی، بلوکی شفاف، هم بعد تا بلوکی با رخ‌ها ضعیف	
دولومیتی شدن	مربوط به اختلاط آب شور (دریایی) و شیرین (جوی)	دولومیت‌هایی با بلورهای نسبتاً درشت و خود شکل با شفافیت بالا	بدون تخلخل قابل توجه، نقش فزاینده‌ای بر بهبود کیفیت مخزنی ندارند
	مربوط به استیلولیت‌ها	دولومیت‌هایی اغلب دانه ریز و خود شکل و به صورت کدر، قهوه‌ای تا زرد رنگ	
استیلولیتی شدن	تحت شرایط افزایش فشار	قطع کننده فابریک سنگ شامل دانه‌ها، سیمان و زمینه، به صورت افقی و موازی با لایه بندی و با دامنه تضاریس مختلف (از خیلی کم در حد چند میلیمتر تا زیاد در حد سانتیمتر)	بدون تخلخل قابل توجه، نقش فزاینده‌ای بر بهبود کیفیت مخزنی ندارند



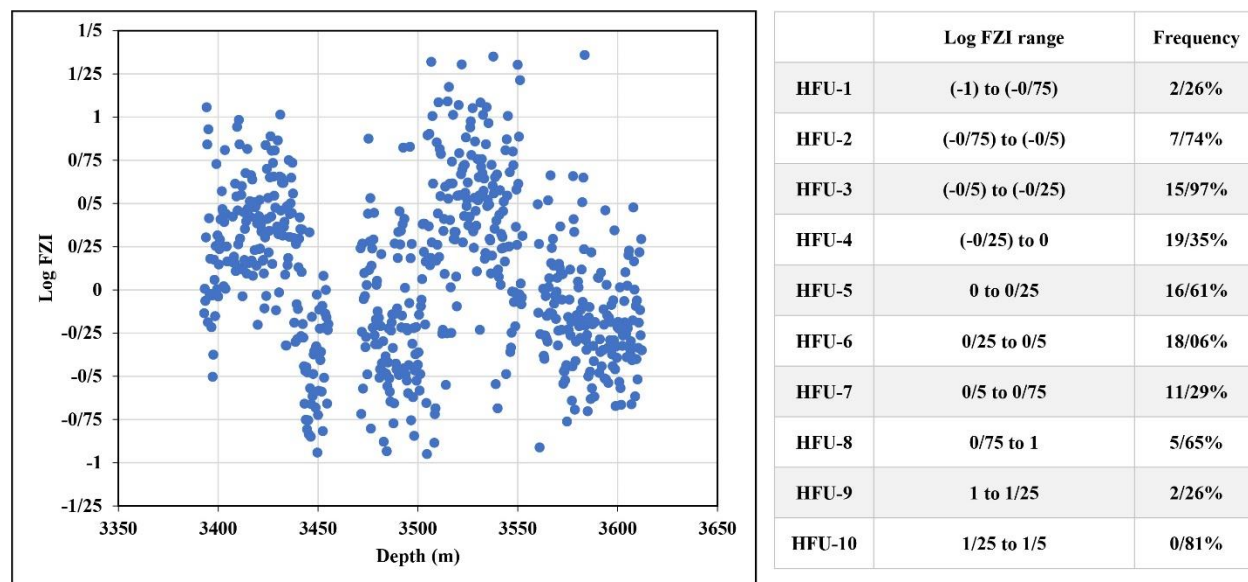
شکل ۳- تصاویر میکروسکوپی از مهمترین عوارض دیاژنزی شناسایی شده در سازند سروک در چاه‌های مورد مطالعه. A: انحلال (انتخاب کننده فابریک)، B: انحلال (غیر انتخاب کننده فابریک)، C: سیمانی شدن (حاشیه‌ای هم ضخامت، جوی)، D: سیمانی شدن (بلوکی، دفنی)، E: دولومیتی شدن (دولومیت‌های صفحه‌ای شکل دار)، F: دولومیتی شدن (در راستای استیلولیت)، G: فشردگی مکانیکی، H: تراکم شیمیایی (استیلولیتی شدن)، و همچنین I: تصویر ماکروسکوپی از مغزه حفاری نشان دهنده برش‌های ریزشی-انحلالی.

۴-۲- گونه‌های سنگی

۴-۲-۱- واحدهای جریان هیدرولیکی

در روش نشانگر زون جریان (FZI)، با استفاده از رسم نمودار مقادیر لگاریتم FZI در برابر عمق برای به دست آوردن تعداد بهینه واحدهای جریانی برای اینتروال مطالعه شده از سازند سروک در چاه A، بر پایه نحوه توزیع داده‌های FZI، تعداد ۱۰ واحد جریان هیدرولیکی در این چاه شناسایی شد (شکل ۴). نمونه‌ای از محاسبات مربوط به روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از این روش در جدول ۳ آورده شده است. به منظور درک بهتر واحدهای جریانی (شناخت بهترین واحدهای جریانی)، شاخص‌های آماری مهم مانند حداقل، میانگین و حداکثر داده‌های تخلخل، تراوایی و شاخص کیفیت مخزنی مربوط به هر یک از واحدهای جریان هیدرولیکی تعیین شده و نتایج آن در جدول ۴ ارائه شده است. همچنین در شکل ۵، نمودار تراوایی در برابر تخلخل برای ۱۰ واحد جریان هیدرولیکی مذکور نشان داده شده است. داده‌های تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهای جریان هیدرولیکی نشان می‌دهند

که ویژگی‌های سیستم منافذ در هر واحد جریان هیدرولیکی مشابه بوده و از یک روند مشخص پیروی می‌کنند که با روند واحدهای جریان هیدرولیکی دیگر بر روی نمودار تخلخل و تراوایی متفاوت است. همان‌طور که در شکل‌های ۴ و ۵ مشاهده می‌شود، شاخص کیفیت مخزنی از HFU-10 به سمت HFU-1 کاهش می‌یابد.



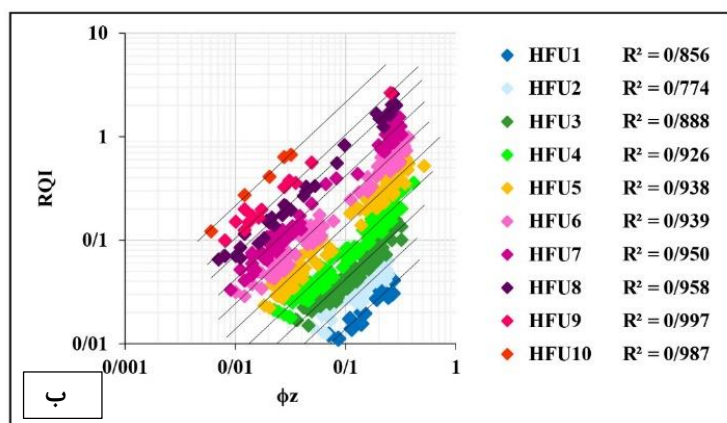
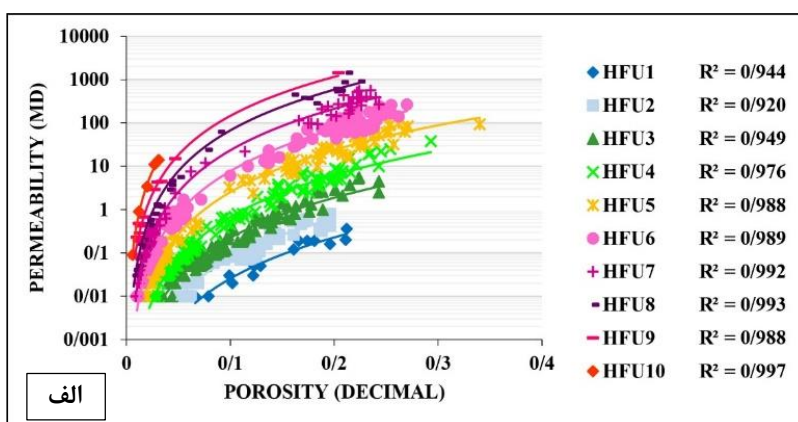
شکل ۴- نمودار مقادیر لگاریتم FZI در برابر عمق به منظور تعیین دامنه تغییرات مقادیر FZI و مشخص نمودن تعداد بهینه واحدهای جریان هیدرولیکی در روش نشانگر زون جریان به همراه فراوانی هر یک از آنها.

جدول ۳- نمونه‌ای از محاسبات مربوط به روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از نشانگر زون جریان.

Depth (m)	ϕ_e	k	RQI	ϕ_z	FZI	Log FZI
3504.59	0.12	0.03	0.016	0.139	0.112	-0.951
3449.72	0.21	0.20	0.031	0.267	0.114	-0.942
3484.47	0.20	0.16	0.028	0.244	0.116	-0.934
3560.97	0.10	0.02	0.014	0.114	0.122	-0.912
3508.24	0.08	0.01	0.011	0.086	0.130	-0.885
3482.94	0.13	0.05	0.020	0.148	0.132	-0.879
3446.37	0.16	0.12	0.027	0.192	0.141	-0.850
3498.18	0.12	0.05	0.020	0.140	0.143	-0.845
3445.45	0.18	0.19	0.032	0.221	0.146	-0.837
3452.46	0.21	0.36	0.041	0.269	0.152	-0.818

جدول ۴- پارامترهای آماری (حداقل، میانگین و حداکثر) تخلخل، تراوایی و شاخص کیفیت مخزنی (RQI) در واحدهای جریان هیدرولیکی.

	Min. ϕ	Ave. ϕ	Max. ϕ	Min. K	Ave. K	Max. K	Min. RQI	Ave. RQI	Max. RQI
HFU1	0.066	0.144	0.212	0.01	0.115	0.36	0.011	0.024	0.041
HFU2	0.048	0.123	0.196	0.01	0.196	0.8	0.013	0.034	0.063
HFU3	0.034	0.106	0.243	0.01	0.592	5.5	0.015	0.051	0.156
HFU4	0.022	0.104	0.293	0.01	2.745	38	0.018	0.091	0.358
HFU5	0.018	0.115	0.34	0.01	15.916	99	0.022	0.197	0.610
HFU6	0.010	0.131	0.27	0.01	56.939	266	0.029	0.395	1.003
HFU7	0.009	0.095	0.243	0.01	107.791	565	0.033	0.487	1.569
HFU8	0.007	0.086	0.224	0.03	218.122	1439	0.065	0.733	2.587
HFU9	0.008	0.033	0.204	0.08	105.471	1447	0.099	0.403	2.645
HFU10	0.006	0.019	0.031	0.09	5.878	14	0.122	0.421	0.667



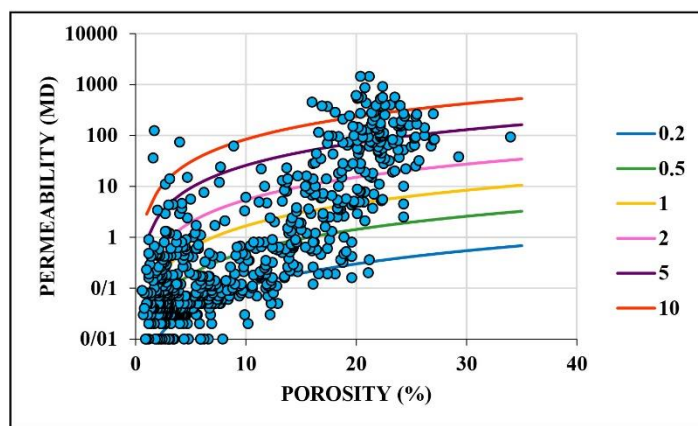
شکل ۵- الف: نمودار تخلخل و تراوایی برای واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی شده و ب: نمودار شاخص کیفیت مخزنی (RQI) در برابر تخلخل نرمال شده (ϕ_z) برای واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی شده.

۴-۲-۲- روش وینلند

براساس معادله وینلند، واحدهای جریان در اشباع جیوه ۳۵ درصد برای اینتروال مطالعه شده از سازند سروک در چاه A تعیین شد. بدین ترتیب هفت واحد جریانی شناسایی گردید (شکل ۷). نمونه‌ای از محاسبات مربوط به تقسیم‌بندی گونه‌های سنگی با استفاده از این روش در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵- نمونه‌ای از محاسبات مربوط به روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از روش وینلند.

Depth (m)	ϕ (%)	K (mD)	Log R35	R35	WRT
3508.24	7.9	0.01	-1.220	0.060	1
3574.69	6.6	0.01	-1.152	0.070	1
3560.97	10.2	0.02	-1.138	0.073	1
3508.55	6.2	0.01	-1.129	0.074	1
3508.85	5.9	0.01	-1.110	0.078	1
3539.94	5.9	0.01	-1.110	0.078	1
3504.59	12.2	0.03	-1.102	0.079	1
3539.03	4.8	0.01	-1.033	0.093	1
3476.54	9.9	0.03	-1.024	0.095	1
3544.21	4.4	0.01	-1.000	0.100	1



	Pore range (Micron)	Frequency
WRT-1	< 0/2	12/80%
WRT-2	0/2 to 0/5	30/56%
WRT-3	0/5 to 1	15/36%
WRT-4	1 to 2	13/12%
WRT-5	2 to 5	14/56%
WRT-6	5 to 10	8/80%
WRT-7	> 10	4/80%

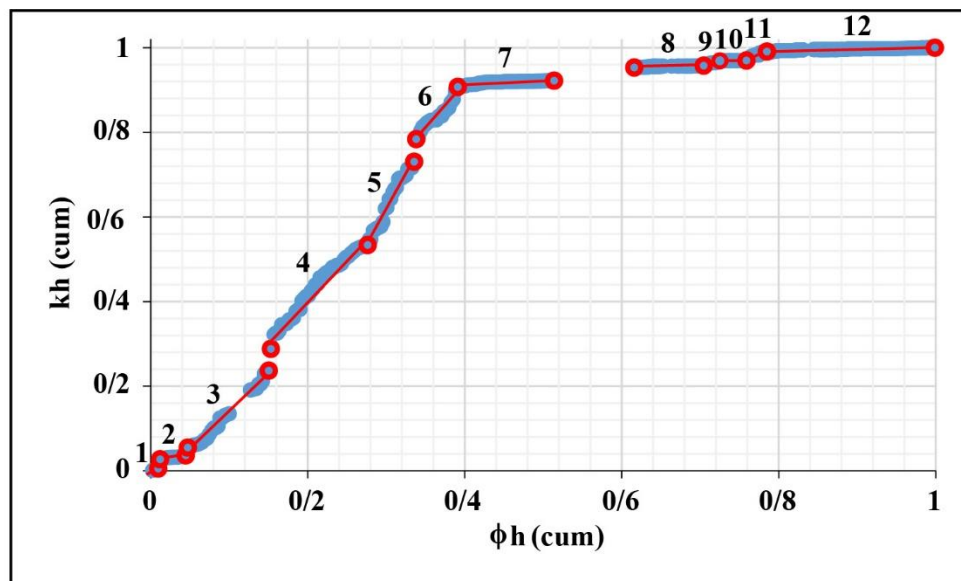
شکل ۷- شعاع گلوگاه‌های منافذ در اشباع ۳۵ درصد جیوه مشخص شده از روش وینلند براساس رابطه تخلخل و تراوایی و مشخص نمودن تعداد تفکیک شده واحدهای جریانی در روش وینلند به همراه فراوانی هر یک از آنها.

۴-۲-۳- نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز

براساس نمودار لورنز، به وسیله نقاط عطف و تغییر شیب در منحنی و تعداد خط‌هایی مماس شده که می‌توان بر این منحنی ترسیم کرد تعداد واحدهای جریانی مشخص شده‌اند. بنابراین، در ایده آل‌ترین حالت ممکن می‌توان تعداد ۱۲ واحد جریانی را برای اینتروال مطالعه شده از سازند سروک در چاه A متصور گردید (شکل ۸). نمونه‌ای از محاسبات مربوط به این روش در جدول ۶ ارائه گردیده است. به منظور درک بهتر واحدهای جریانی (شناخت بهترین واحدهای جریانی)، شاخص‌های آماری مهم مانند حداقل، میانگین و حداکثر داده‌های تخلخل، تراوایی و ظرفیت ذخیره ($\phi h\%$) و ظرفیت جریان ($kh\%$) مربوط به هر یک از واحدهای جریانی تعیین شده و نتایج آن در جدول ۷ ارائه شده است. نقاط عطف در نمودار SMLP، بیانگر تغییرات در ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان و به طور کلی نشان دهنده تغییرات در خواص جریانی محیط متخلخل است. شیب نمودار SMLP نشان دهنده کیفیت مخزنی هر واحد جریانی است. هر چه شیب آن بیشتر باشد، کیفیت مخزنی واحد جریانی بهتر خواهد بود و برعکس. این ۱۲ واحد جریان هیدرولیکی براساس میزان شیبشان و با در نظر گرفتن توضیحات فوق به سه نوع واحد جریانی، تله ای و سدی تقسیم می‌گردند. بخش‌های ۶ و ۵، ۴ و ۳ با داشتن شیب نمودار SMLP زیاد و به تبع آن مقادیر بالای ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره (جدول ۷) به عنوان واحد مخزنی (جریانی) در نظر گرفته شده‌اند (شکل ۸). بخش‌های ۱۱ و ۹، ۲ و ۱ با داشتن شیب نمودار SMLP و مقادیر ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان کم‌تر (جدول ۷) نسبت به گروه قبلی به عنوان واحدهای تله ای در نظر گرفته شده‌اند (شکل ۸). بخش‌های ۱۲ و ۱۰، ۸ و ۷ با داشتن شیب نمودار SMLP بسیار کم و مقادیر ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان بسیار پایین (جدول ۷) به عنوان واحدهای سدی در نظر گرفته شده‌اند (شکل ۸). اینتروال مطالعه شده از سازند سروک در چاه A دارای ۴ واحد جریانی، ۴ واحد تله ای و ۴ واحد سدی می‌باشد.

جدول ۶- نمونه‌ای از محاسبات مربوط به روش تعیین واحدهای جریانی با استفاده از نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز.

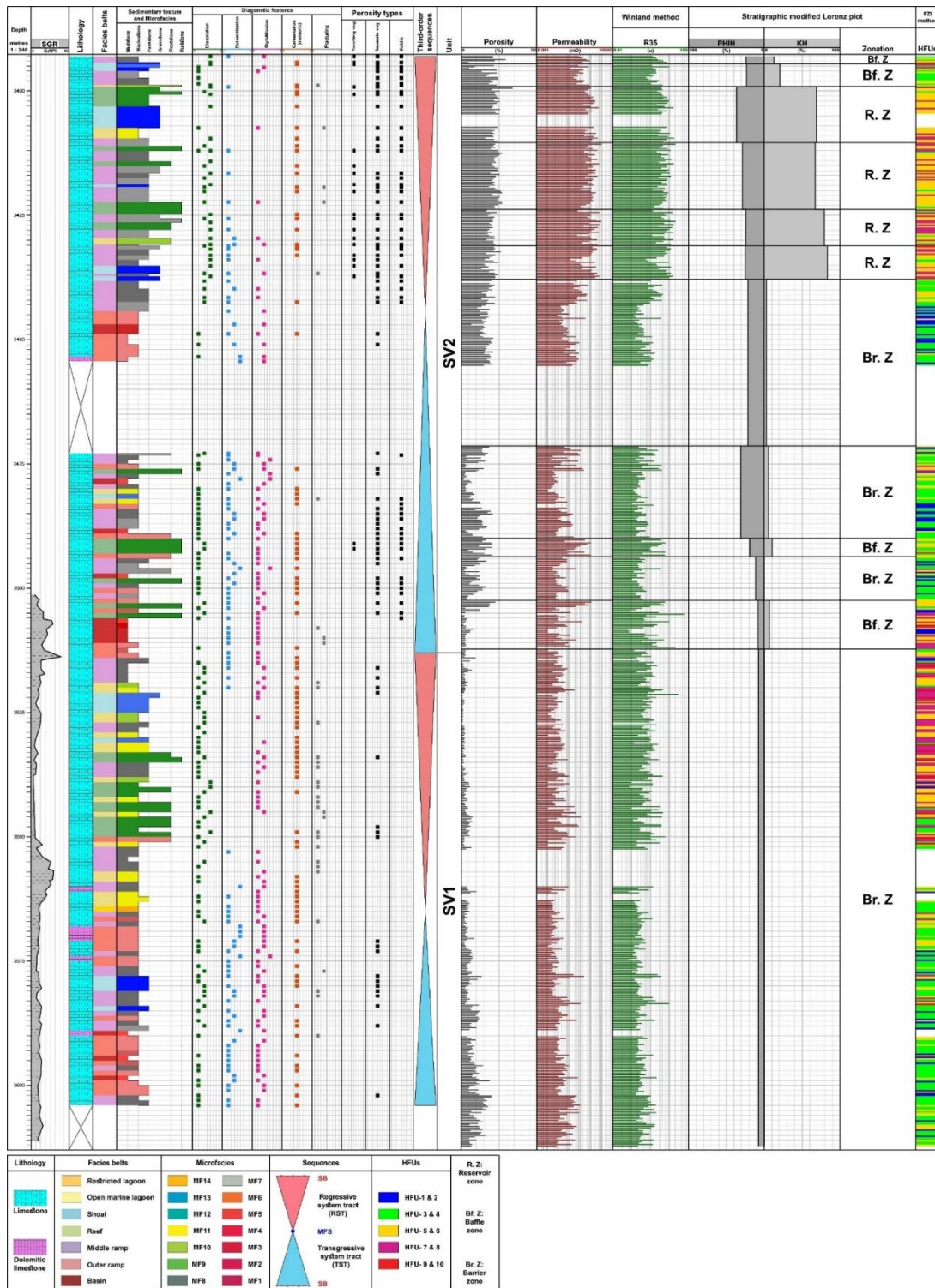
Depth (m)	ϕ	K	h	kh	kh%	kh (Cum)	ϕh	$\phi h\%$	ϕh (Cum)
3393.33	0.21	16	0.30	4.80	0.057	0.0006	0.064	0.2595	0.003
3393.64	0.29	38	0.31	11.78	0.140	0.0020	0.091	0.3706	0.006
3393.94	0.22	74	0.30	22.20	0.264	0.0046	0.067	0.2717	0.009
3394.25	0.05	15	0.31	4.65	0.055	0.0052	0.015	0.0594	0.010
3394.55	0.20	610	0.30	183	2.180	0.0270	0.060	0.2448	0.012
3394.86	0.22	7	0.31	2.17	0.026	0.0272	0.067	0.2732	0.015
3395.16	0.09	62	0.30	18.60	0.222	0.0294	0.027	0.1089	0.016
3395.47	0.05	1.2	0.31	0.37	0.004	0.0295	0.017	0.0683	0.017
3395.77	0.23	19	0.30	5.70	0.068	0.0302	0.070	0.2852	0.019
3396.08	0.14	8	0.31	2.48	0.029	0.0305	0.042	0.1733	0.021



شکل ۸- نمودار ظرفیت تجمعی جریان در برابر ظرفیت ذخیره و تعیین واحدهای جریانی براساس نقاط عطف و تغییر شیب در منحنی.

جدول ۷- پارامترهای آماری (حداقل، میانگین و حداکثر) تخلخل، تراوایی، ظرفیت ذخیره (% ϕh) و ظرفیت جریان (% kh) در هر یک از واحدهای جریانی تعیین شده با استفاده از نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز.

Flow Unit	Min. ϕ	Ave. ϕ	Max. ϕ	Min. K	Ave. K	Max. K	Min. $\phi h\%$	Ave. $\phi h\%$	Max. $\phi h\%$	Min. $kh\%$	Ave. $kh\%$	Max. $kh\%$
FU-1	0.047	0.196	0.293	7.800	30.160	74.00	0.59	0.240	0.371	0.055	0.129	0.264
FU-2	0.054	0.188	0.243	1.200	57.567	610.0	0.068	0.234	0.307	0.004	0.206	2.180
FU-3	0.160	0.227	0.340	18.00	143.8	535.0	0.202	0.365	2.683	0.064	0.692	5.581
FU-4	0.184	0.230	0.271	10.00	185.3	1439	0.225	0.286	0.341	0.036	0.675	5.142
FU-5	0.168	0.198	0.235	5.400	219.5	870.0	0.212	0.246	0.288	0.020	0.793	3.109
FU-6	0.133	0.204	0.262	1.200	228.4	1447	0.163	0.253	0.331	0.004	0.832	5.343
FU-7	0.067	0.170	0.224	0.080	7.139	60.00	0.085	0.215	0.470	0.000	0.026	0.214
FU-8	0.017	0.116	0.810	0.010	1.871	22.00	0.022	0.308	10.21	0.000	0.056	30.78
FU-9	0.044	0.155	0.206	0.380	27.95	99.00	0.054	0.193	0.261	0.001	0.102	0.366
FU-10	0.023	0.094	0.184	0.030	0.707	10.00	0.029	0.116	0.225	0.000	0.003	0.036
FU-11	0.016	0.066	0.248	0.010	18.39	157.0	0.020	0.082	0.304	0.000	0.067	0.561
FU-12	0.006	0.054	0.201	0.010	0.784	36.00	0.008	0.073	1.306	0.000	0.003	0.133



شکل ۹- مقایسه نتایج حاصل از توزیع واحدهای مخزنی شناسایی شده براساس روش‌های نشانگر زون جریان (FZI)، نمودار چینه‌ای اصلاح‌شده لورنز (SMLP) و مقادیر شعاع گلوگاه‌های منافذ در اشباع ۳۵ درصد جیوه (R35)، به همراه توزیع تخلخل و تراوایی مغزه و ویژگی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی در توالی مطالعه شده از سازند سروک در چاه A در چارچوب چینه‌نگاری سکansı. انطباق به نسبت بالایی بین روش‌ها و توزیع خصوصیات زمین شناسی (نظیر عوارض دیاژنزی و رخساره‌های رسوبی) دیده می‌شود.

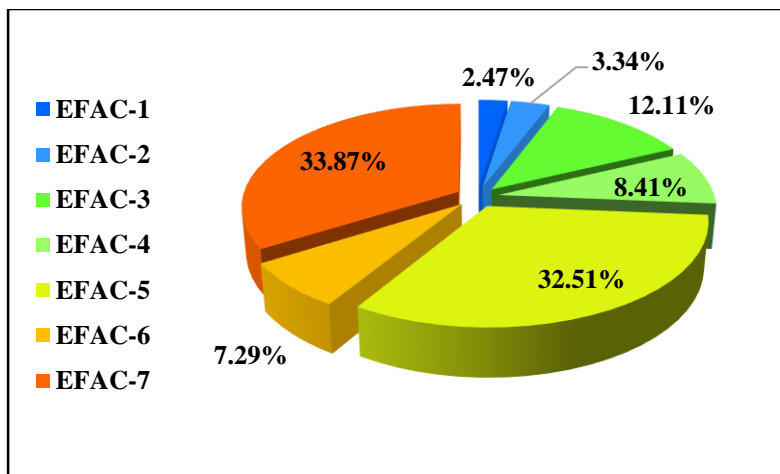
۴-۲-۴- رخساره‌های الکتریکی

با به کارگیری روش خوشه سازی گرافیکی چند تفکیکی (MRGC) در نرم افزار ژئولاگ، مدلی با تعداد ۷ رخساره الکتریکی به عنوان بهینه‌ترین مدل انتخاب شد. همانطور که در جدول ۸ دیده می‌شود، رخساره‌های الکتریکی از رخساره الکتریکی شماره ۱ (EFAC-1) تا رخساره الکتریکی شماره ۷ (EFAC-7) از نظر خواص مخزنی به ترتیب مرتب شده‌اند. از این رو، از EFAC-1 به سمت EFAC-7 کیفیت مخزنی با افزایش مقادیر نمودارهای صوت و نوترون و با کاهش مقادیر نمودار چگالی و کاهش میزان اشباع آب، افزایش پیدا می‌کند (جدول ۸). به طور کلی، می‌توان این هفت رخساره الکتریکی را از دیدگاه کیفیت مخزنی در سه گروه با کیفیت مخزنی پایین (EFAC-1 تا EFAC-2)، متوسط (EFAC-3 تا EFAC-5) و بالا (EFAC-6 تا EFAC-7) دسته‌بندی نمود. همچنین شاخص‌های آماری مهم مانند حداقل، میانگین و حداکثر داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی در هر رخساره الکتریکی محاسبه شد، که نتایج آن در جدول ۸ آورده شده است.

جدول ۸- حداقل، میانگین و حداکثر مقادیر نمودارهای پتروفیزیکی در هر یک از رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده در چاه B.

Electro-facies	DT (US.F)			NPHI (V.V)			RHOB (G.C3)			SWE (V.V)		
	MIN	MEAN	MAX	MIN	MEAN	MAX	MIN	MEAN	MAX	MIN	MEAN	MAX
EFAC-1	58.00	59.42	60.82	0.01	0.03	0.06	2.57	2.60	2.61	0.86	0.98	1.00
EFAC-2	53.25	55.45	58.20	0.00	0.01	0.02	2.62	2.67	2.72	1.00	1.00	1.00
EFAC-3	59.88	62.79	65.32	0.08	0.11	0.13	2.51	2.55	2.62	0.34	0.42	0.60
EFAC-4	50.66	54.34	59.79	50.66	0.04	0.08	2.58	2.66	2.71	0.42	0.61	0.83
EFAC-5	51.93	56.98	61.41	0.03	0.07	0.11	2.55	2.62	2.69	0.32	0.42	0.57
EFAC-6	51.39	56.60	58.92	0.03	0.07	0.10	2.56	2.63	2.68	0.10	0.29	0.36
EFAC-7	57.76	61.35	66.32	0.07	0.10	0.15	2.47	2.56	2.63	0.18	0.28	0.39

با توجه به دیاگرام دایره‌ای ارائه شده برای فراوانی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده در چاه B که از آن داده‌های لاگ در دسترس بود (شکل ۱۰)، از نظر فراوانی بخش قابل ملاحظه‌ای از رخساره‌های الکتریکی دارای کیفیت خوب تا متوسط هستند به طوری که به ترتیب ۲،۴۱ درصد و ۰،۵۳ درصد به این دسته از رخساره‌ها اختصاص دارند. در حالی که تنها ۸/۵ درصد رخساره‌های الکتریکی از نظر کیفیت مخزنی دارای کیفیت پایین و نامناسبی هستند. توزیع رخساره‌های الکتریکی در شکل ۱۱ نشان داده شده است.



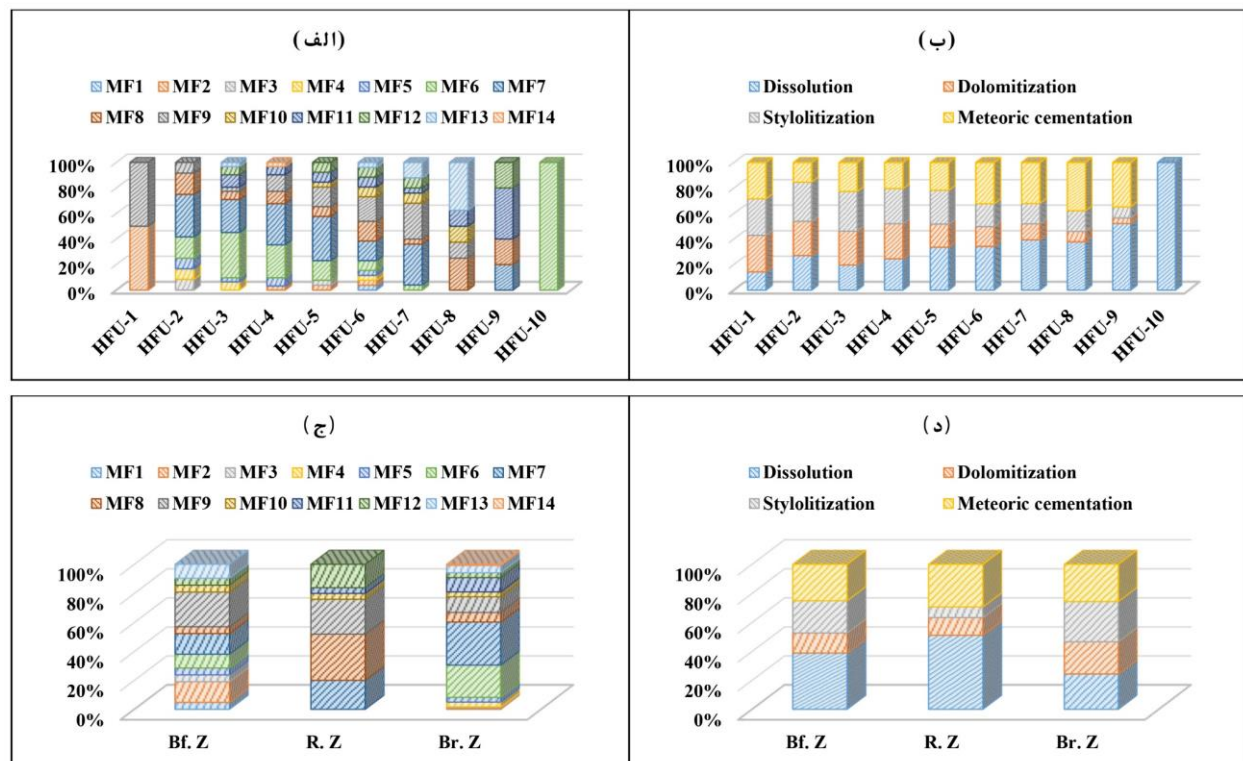
شکل ۱۰- نمودار دایره‌ای فراوانی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده در چاه B.

۵- آنالیز فراوانی

به منظور بررسی توزیع رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی در توالی مطالعه شده از سازند سروک در چاه A، در هریک از واحدهای جریان هیدرولیکی، نمودار فراوانی میله‌ای آن‌ها رسم شده است (شکل ۱۲). همانطور که ملاحظه می‌گردد ارتباطات معناداری بین رخساره‌های رسوبی و عوارض دیاژنزی با واحدهای جریان هیدرولیکی دیده می‌شود. به طوری که در واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت مخزنی بالا نظیر HFU-7 تا HFU-10 عمدتاً رخساره‌های وکستونی تا مادستونی بایوکلستی (ریزرخساره شماره ۶)، پکستونی تا وکستونی همراه با روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷)، فلوتستونی تا رودستونی بایوکلستی (ریزرخساره شماره ۸)، رودستونی باندستونی (ریزرخساره شماره ۹)، وکستونی حاوی خرده‌های رودیست و روزن داران بزرگ (ریزرخساره شماره ۱۱) و گرینستونی پلوئیدی-روزن دارن (ریزرخساره شماره ۱۳) فراوانی بالایی دارند.

در این واحدها عارضه دیاژنزی انحلال نسبت به واحدهای با کیفیت مخزنی پایین به طور چشمگیری افزایش می‌یابد و فراوانی بالایی دارند. در مقابل فراوانی عوارض دیاژنزی استیلولیتی شدن و دولومیتی شدن در این واحدهای با کیفیت بالا نسبت به واحدهای با کیفیت پایین کاهش می‌یابد. در واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت مخزنی پایین رخساره‌های مادستونی تا وکستونی روزن داران شناور (ریزرخساره شماره ۲)، وکستونی تا مادستونی بایوکلستی (ریزرخساره شماره ۶) و پکستونی تا وکستونی همراه با روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷) و رودستونی باندستونی (ریزرخساره شماره ۹) از فراوانی بیشتری برخوردار هستند و عوارض دیاژنزی استیلولیتی شدن و دولومیتی شدن در این واحدهای با کیفیت مخزنی پایینتر فراوان هستند، در صورتی که عارضه دیاژنزی انحلال از فراوانی کمتری برخوردار می‌باشند.

همچنین به منظور بررسی توزیع رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی در توالی مورد مطالعه از سازند سروک در چاه A در هریک از واحدهای مختلف جریان (تله ای، مخزنی و سدی)، نمودار فراوانی آن‌ها رسم گردیده است (شکل ۱۲). همانطور که ملاحظه می‌گردد در این بخش نیز ارتباطات معناداری بین رخساره‌های رسوبی و عوارض دیاژنزی با واحدهای جریان دیده می‌شود. به طوری که در واحدهای مخزنی رخساره‌های فلوتستونی تا رودستونی بایوکستی (ریزرخساره شماره ۸) و رودستونی، باندستونی (ریزرخساره شماره ۹) فراوان تر هستند و عارضه دیاژنزی انحلال نیز فرآیند غالب این واحد مخزنی می‌باشد. در مقابل در واحدهای سدی (غیرمخزنی) رخساره‌های وکستونی تا مادستونی بایوکستی (ریزرخساره شماره ۶) و پکستونی تا وکستونی همراه با روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷) از فراوانی بیشتری برخوردار هستند و عوارض دیاژنزی استیلولیتی شدن، دولومیتی شدن و نیز سیمانی شدن در واحدهای غیرمخزنی (تله‌ای و سدی) فراوان هستند و کیفیت مخزنی را تحت تأثیر قرار داده است.



شکل ۱۲- توزیع رخساره‌های رسوبی (ریزرخساره‌های رسوبی سازند سروک) در واحدهای جریانی شناسایی شده با استفاده از روش نشانگر زون جریان (الف) و نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز (ج)، و توزیع مهمترین فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در سازند سروک در واحدهای جریانی شناسایی شده با استفاده از روش نشانگر زون جریان (ب) و نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز (د).

۶- تطابق گونه‌های سنگی و واحدهای جریانی در چارچوب سکانس

با تعریف رخساره‌های رسوبی و عوارض دیاژنزی و سپس تطابق آنها با نتایج حاصل از تعیین گونه‌های سنگی مخزنی در چارچوب چینه‌نگاری سکansı، ضمن آن که قابلیت پیش بینی تغییرات کیفیت مخزنی مهیا می‌شود و منجر به ارائه مدل دوبعدی تغییرات

کیفیت مخزنی می‌شود، مشخص کننده نقش هر یک از فرآیندهای رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی (و همچنین عوارض مربوط به سطوح ناپیوستگی) در توزیع گونه‌های سنگی مخزنی در مخازن می‌باشند. از همین رو، با هدف درک روابط بین خصوصیات زمین‌شناسی (نظیر عوارض دیاژنزی و رخساره‌های رسوبی) و پتروفیزیکی (نظیر واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی) و بررسی ارتباط این مفاهیم با جایگاه‌های سکانسی، این روابط در قالب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای توضیح داده شده است. بر این اساس ارتباطات معنا داری بین توزیع واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی با عوارض دیاژنزی و رخساره‌های رسوبی با یکدیگر و با جایگاه‌های سکانسی وجود دارد.

سکانس رسوبی واحد SV2

چاه A

این سکانس رسوبی در چاه A با ضخامتی در حدود ۱۲۰ متر شناسایی شده است که در زیر مرز ناپیوسته تورونین میانی قرار دارد. این واحد از رخساره‌های مادستونی تا پکستونی حاوی بایوکلستاها (از قبیل روزن داران کف زی و شناور، خارپوستان و دوکفه‌ای‌ها) مربوط به زیرمحیط انتهای رمپ میانی و ابتدای رمپ بیرونی با فراوانی ۳۶٪، رخساره‌های فلوتستونی تا رودستونی حاوی خرده‌های فراوان رودیست مربوط به زیرمحیط ریف‌های رودیستی و واریزه‌های آن‌ها با فراوانی ۳۵٪ و سایر رخساره‌های گل غالب مربوط به زیرمحیط حوضه و رخساره‌های دانه غالب مربوط به پشته‌های زیرآبی و همچنین از رخساره‌های مربوط به زیرمحیط لاگون دریای باز با فراوانی خیلی کمتر، تشکیل شده است (شکل ۱۲). از دیدگاه کیفیت مخزنی این سکانس قابل تفکیک به دو بخش مخزنی و غیرمخزنی می‌باشد.

دسته رخساره‌ای پسروده (RST) این سکانس که رخساره‌های فلوتستونی تا رودستونی بایوکلستی (ریزرخساره شماره ۸) و رودستونی (ریزرخساره شماره ۹)، رخساره‌های پکستونی تا وکستونی حاوی روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷) و رخساره‌های پکستونی تا گرینستونی-بایوکلستی-پلوئیدی (ریزرخساره شماره ۱۲) و رخساره‌های گرینستونی-پلوئیدی-روزن دارانی (ریزرخساره شماره ۱۳) از فراوانی بالاتری برخوردار هستند، با واحدهای تله‌ای، مخزنی و سدی و با واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت پایین تا بالا همراهی نشان می‌دهند. در این دسته، رخساره‌ها بیشتر تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی انحلال و سیمانی شدن و کمتر تحت تأثیر دولومیتی شدن و استیلولیتی شدن قرار گرفته‌اند. وقوع انحلال ذرات ناپایدار منجر به ایجاد تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای (مجزا و مرتبط به هم) شده است. در این دسته، حضور رخساره‌های رودیستی و واریزه آن‌ها حائز اهمیت می‌باشد، چرا که واحدهای مخزنی و واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت متوسط تا بالا عمدتاً با ریزرخساره‌های ۸ و ۹ مطابقت می‌کنند، که شدت عوارض انحلال جوی در این رخساره‌ها متوسط تا زیاد می‌باشد. حضور نسبتاً گسترده رخساره‌های رودیستی و واریزه‌های آنها و میزان نسبتاً بالای تخلخل‌های حفره‌ای مرتبط بهم در رخساره‌های این دسته، کیفیت مخزنی این بخش از سازند سروک ارتقا یافته است، به طوری که مهمترین واحد مخزنی سازند سروک را در چاه A به وجود آورده است (شکل ۱۲).

در دسته رخساره‌ای پیشرونده (TST) که رخساره‌های گل غالب نظیر رخساره‌های وکستونی تا مادستونی بایوکلستی (ریزرخساره شماره ۶) و پکستونی تا وکستونی حاوی روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷) گسترده‌تر هستند، واحدهای تله‌ای و سدی و واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت پایین تا متوسط قرار دارند. عوارض دیاژنزی استیلولیتی شدن، دولومیتی شدن و همچنین فشرده شدن دانه‌ها در این بخش، رسوبات را بیشتر تحت تأثیر قرار داده است و عوارض انحلالی دارای شدت توسعه کمتری

می‌باشند. وقوع کم انحلال و غلبه فرآیندهای فشردگی، دولومیتی شدن و استیلولیتی شدن همراه با بافت‌های گل غالب منجر به افت پارامترهای مخزنی در این دسته شده‌اند (شکل ۱۲).

B چاه

این سکانس رسوبی در چاه B با ضخامتی در حدود ۱۲۳ متر شناسایی شده است که در زیر مرز ناپیوسته تورونین میانی قرار دارد. این واحد از رخساره‌های گرینستونی تا پکستونی حاوی بایوکلستاها و پلوئیدها، مربوط به زیرمحیط پشته‌های زیرآبی با فراوانی ۵۰٪، رخساره‌های وکستونی تا پکستونی مربوط به زیرمحیط انتهای رمپ میانی با فراوانی ۲۴٪ و سایر رخساره‌های گل غالب مربوط به زیرمحیط‌های حوضه و لاگون محدود شده و همچنین از رخساره‌های دانه غالب مربوط به زیرمحیط‌های اطراف پشته‌های رودیستی با فراوانی خیلی کمتر، تشکیل شده است (شکل ۱۲). در این چاه، رخساره‌های پشته‌های زیرآبی با توجه به توزیع و گسترش بیشتر آن‌ها، حائز اهمیت هستند. رخساره‌های دانه غالب پشته‌های زیرآبی به دلیل وجود حفرات بین دانه‌ای که سبب تخلخل و تراوایی بالا در این نوع از رخساره‌ها می‌گردد، عموماً از پتانسیل مخزنی بالایی برخوردار هستند. با این اوصاف، به دلیل عملکرد فرآیندهای دیاژنزی نظیر سیمانی شدن یا فشردگی ذرات (کاهنده کیفیت مخزنی) و یا فرآیندهایی مانند انحلال‌های گسترده جوی (افزاینده کیفیت مخزنی) در رخساره‌های دانه غالب پشته‌های زیرآبی و همچنین در سایر رخساره‌های این سکانس، کیفیت مخزنی آن‌ها دستخوش تغییرات مهم شده است.

دسته رخساره‌ای پسرونده (RST) این سکانس که رخساره‌های پکستونی تا گرینستونی بایوکلستی-پلوئیدی (ریزرخساره شماره ۱۲) و رخساره‌های گرینستونی پلوئیدی-روزن دارانی (ریزرخساره شماره ۱۳) از فراوانی بالاتری برخوردار هستند، دربرگیرنده رخساره‌های الکتریکی با کیفیت مخزنی متوسط تا بالا و دارای میزان پایین اشباع آب می‌باشد. در این دسته، عارضه دیاژنزی انحلال از فراوانی بیشتری برخوردار است. فرآیندهای دیاژنزی انحلال جوی باعث ایجاد تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای (مجزای از هم) در رخساره‌های این دسته شده است. حضور گسترده رخساره‌های دانه غالب و میزان نسبتاً بالای تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای در رخساره‌های این دسته، کیفیت مخزنی این بخش از سازند سروک بهبود یافته است، به طوری که مهمترین واحد مخزنی سازند سروک را در چاه B به وجود آورده است (شکل ۱۲).

در دسته رخساره‌ای پیشرونده (TST) که رخساره‌های پکستونی تا وکستونی حاوی روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷) گسترده می‌شوند، رخساره‌های الکتریکی با کیفیت مخزنی متوسط تا پایین با میزان بالای اشباع آب قرار دارند. عوارض دیاژنزی استیلولیتی شدن، دولومیتی شدن و همچنین فشردگی شدن دانه‌ها در این بخش، رسوبات را بیشتر تحت تأثیر قرار داده است. عوارض انحلالی قابل ملاحظه‌ای در رخساره‌های این دسته ایجاد نشده است و دارای شدت توسعه کمتری می‌باشند، از همین رو، تأثیر قابل توجهی بر کیفیت مخزنی این بخش از سازند اعمال نشده است (شکل ۱۲).

سکانس رسوبی واحد SVI

A چاه

این سکانس رسوبی در چاه A با ضخامتی در حدود ۹۱ متر شناسایی شده است که در زیر مرز ناپیوسته سنومانین پسین-تورونین پیشین قرار دارد. این واحد از رخساره‌های مادستونی تا پکستونی حاوی بایوکلستاها (از قبیل روزن داران کف زی و شناور، خارپوستان و دوکفه‌ای‌ها) مربوط به زیرمحیط‌های انتهای رمپ میانی و ابتدای رمپ بیرونی با فراوانی ۵۲٪، رخساره‌های فلوتستونی تا رودستونی

مربوط به زیرمحیط ریف‌های رودیستی و واریزه‌های آن‌ها، رخساره‌های دانه غالب مربوط به پشته‌های زیرآبی و رخساره‌های گل غالب مربوط به زیرمحیط حوضه و همچنین از رخساره‌های مربوط به زیرمحیط لاگون دریای باز و محدود شده با فراوانی کمتر، تشکیل شده است (شکل ۱۲). از دیدگاه کیفیت مخزنی این سکانس به طور واضح از کیفیت پایینی برخوردار می‌باشد.

دسته رخساره‌ای پسروده (RST) این سکانس که عمدتاً از رخساره‌های پکستونی تا وکستونی حاوی روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷)، رخساره‌های رودستونی (ریزرخساره شماره ۹)، و رخساره‌های فلوتستونی حاوی خرده‌های رودیست (ریزرخساره شماره ۱۰) و رخساره‌های وکستونی حاوی خرده‌های رودیست و روزن داران بزرگ (ریزرخساره شماره ۱۱) تشکیل شده است، این رخساره‌ها با واحد سدی و با واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت متوسط تا بالا مطابقت دارند. در این دسته، رخساره‌ها بیشتر تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی انحلال، سیمانی شدن و استیلولیتی شدن قرار گرفته‌اند. شدت عوارض انحلال جوی در این رخساره‌ها کم تا متوسط می‌باشد. بر اثر عملکرد انحلال تنها تخلخل‌های حفره‌ای (مجزای از هم) آن هم به صورت محدود ایجاد شده است. هر چند عوارض انحلال از شدت خوبی برخوردار است اما وقوع فرآیندهای کاهنده کیفیت مخزنی نظیر سیمانی شدن و استیلولیتی شدن و غلبه رخساره‌های گل غالب موجب پایین آمدن کیفیت مخزنی شده است، به طوری که در این رخساره‌ها مقادیر تخلخل و تراوایی کاهش یافته است (شکل ۱۲). این امر حاصل ترکیب اثرات فرآیندهای رخساره‌ای و دیاژنزی در این دسته می‌باشد.

در دسته رخساره‌ای پیشرونده (TST) که رخساره‌های گل غالب نظیر رخساره‌های وکستونی تا مادستونی بایوکستی (ریزرخساره شماره ۶) و پکستونی تا وکستونی حاوی روزن داران کف زی و شناور (ریزرخساره شماره ۷) گسترده‌تر هستند، واحد سدی و واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت پایین تا متوسط قرار دارند. عوارض دیاژنزی سیمانی شدن، استیلولیتی شدن، دولومیتی شدن و همچنین فشرده شدن دانه‌ها در این بخش، رسوبات را بیشتر تحت تأثیر قرار داده است. وقوع کم انحلال و غلبه فرآیندهای کاهنده کیفیت مخزنی از قبیل سیمانی شدن، استیلولیتی شدن و فشرده‌گی همراه با بافت‌های گل غالب منجر به کاهش چشمگیر پارامترهای مخزنی در این دسته شده‌اند (شکل ۱۲).

۷- نتیجه‌گیری

مطالعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی سازند سروک در دو چاه از دو میدان واقع در فروافتادگی با هدف بررسی تأثیر فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی بر توزیع گونه‌های سنگی مخزنی در مخازن کربناته، نتایج زیر حاصل گردید:

مطالعات رخساره‌ای منجر به شناسایی ۱۴ ریزرخساره رسوبی در شش مجموعه رخساره‌ای شامل حوضه، رمپ بیرونی، رمپ میانی، لاگون دریای باز، پشته‌های زیرآبی و لاگون محدود شده، گردید.

مهمترین فرآیندهای دیاژنزی که رسوبات سازند سروک را تحت تأثیر قرار داده‌اند شامل فرآیندهای افزایش کیفیت مخزنی نظیر انحلال و فرآیندهای کاهنده کیفیت مخزنی نظیر سیمانی شدن، استیلولیتی شدن، دولومیتی شدن و فشرده‌گی می‌باشند.

با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، براساس روش نشانگر زون جریان تعداد ۱۰ واحد جریان هیدرولیکی، براساس نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز تعداد ۱۲ واحد جریان (مخزنی، تله‌ای و سدی) و براساس معادله وینلند تعداد ۷ واحد جریانی در اشباع جیوه ۳۵ درصد شناسایی گردید و توزیع آن‌ها در چاه مورد مطالعه مشخص شد.

با استفاده از داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی از قبیل صوت، نوترون، چگالی و اشباع آب، و به کارگیری روش MRGC نرم افزار ژئولاگ تعداد ۷ رخساره الکتریکی شناسایی شد.

توزیع رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی در واحدهای جریان که به روش‌های نشانگر زون جریان و نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز تعیین شده‌اند، به منظور بررسی قرار گرفت، که ارتباطات معناداری بین رخساره‌های رسوبی و عوارض دیاژنزی با واحدهای جریان هیدرولیکی دیده شد. به طوری که رخساره‌هایی که ماهیتاً کیفیت مخزنی بهتری دارند، نظیر رخساره‌های متعلق به زیرمحیط-های ریف و واریزه‌های آن و پشته‌های زیرآبی در واحدهای جریانی که کیفیت مخزنی بالایی دارند نسبت به سایر رخساره‌ها، فراوان‌تر هستند. در مقابل رخساره‌هایی که ماهیتاً از نظر کیفیت مخزنی قابل توجه نیستند، نظیر رخساره‌های متعلق به بخش‌های انتهایی رمپ میانی و بخش‌های ابتدای رمپ بیرونی (مانند ریزرخساره‌های شماره ۶ و ۷) در واحدهای جریانی که کیفیت مخزنی پایینی دارند، غالبتر هستند. این روندهای معنادار هم در مورد عوارض دیاژنزی مشاهده گردید. به طوری که اثراتی از انحلال‌های جوی (در مقیاس‌های میکروسکوپی و ماکروسکوپی) که منجر به ایجاد تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای (مجزای از هم و مرتبط بهم) در رخساره‌های سازند سروک شده است، در واحدهای با کیفیت مخزنی بالا و اثراتی از سیمانی شدن، دولومیتی شدن، استیلولیتی شدن و فشردگی در رخساره‌های سازند سروک در واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی پایین، از فراوانی بالایی برخوردار هستند.

با تلفیق نتایج حاصل از تعیین رخساره‌های رسوبی و عوارض دیاژنزی و تعیین گونه‌های سنگی (واحدهای جریانی و رخساره‌های الکتریکی) در چارچوب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای با هدف درک روابط بین خصوصیات زمین شناسی (نظیر عوارض دیاژنزی و رخساره‌های رسوبی) و پتروفیزیکی (نظیر واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی) و بررسی ارتباط این مفاهیم با جایگاه‌های سکانسی، این روابط در قالب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای توضیح داده شد. در نتیجه رخساره‌های رودیستی متعلق به ریف‌ها و واریزه‌های ریفی و رخساره‌های دانه غالب پشته‌های زیرآبی با غلبه فرآیندهای دیاژنزی جوی نظیر انحلال گسترده، باکیفیت‌ترین افق‌های مخزنی را در سکانس‌های رسوبی زیر ناپیوستگی تورونین میانی و در دسته رخساره‌ای سازند سروک پدید آورده‌اند. از دیدگاه چینه نگاری سکانسی، این واحدهای مخزنی اغلب در دسته رخساره پسروده (RST) و در زیر مرزهای ناپیوستگی (SB) ناشی از رخنمون‌های قدیمه تمرکز یافته‌اند. بر خلاف آن، رخساره‌های گل غالب (عمدتاً مربوط به انتهای رمپ میانی و ابتدای رمپ بیرونی)، فشرده شده و سیمانی شده متمرکز در دسته رخساره پیشرونده (TST) و اطراف سطوح پیشینه سیلابی (MFS) که دور از مرزهای سکانسی قرار دارند، افق‌های غیرمخزنی سازند سروک را تشکیل داده‌اند.

بنابراین با توجه به توضیحات فوق، هم فرآیندهای رسوبی و هم فرآیندهای دیاژنزی و همچنین اثرات ناشی از ناپیوستگی‌های فرسایشی، هر کدام نقش بسزایی در توزیع و گسترش واحدهای مختلف جریانی در حجم مخزن سروک در میادین نفتی فروفاتادگی دزفول داشته‌اند.

منابع

۱. سبحانی فروشانی، جواد. مهرابی، حمزه. رحیم‌پور بناب، حسین، "تاریخچه رسوبگذاری-دیاژنزی و چینه نگاری سکانسی سازند سروک (کرتاسه) در میداین هیدروکربوری مرکز و جنوب فروافتادگی دزفول"، مجله رسوب شناسی کاربردی-دانشگاه همدان، (۱۴۰۰) ۹، ۱۸.
۲. سبحانی فروشانی، جواد، "ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در میداین واقع در بخش‌های مرکزی و جنوبی فروافتادگی دزفول بر پایه داده‌های زمین شناسی و پتروفیزیکی"، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران (۱۴۰۰).
3. Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F., "Permeability prediction by hydraulic flow units theory and applications", Society of Petroleum Engineering (SPE), 11 (1996) 263-271.
4. Abdollahie-Fard I., Braathen A., Mokhtari M., Alavi S.A., "Interaction of the Zagros foldethrust belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan plain and the dezful embayment, SW Iran", Petrol. Geosci., 12 (2006) 347-362.
5. Ahr W., "Geology of Carbonate Reservoirs", John Wiley and Sons, Chichester, (2008) 296 p.
6. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K., "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals.wells", Society of Petroleum Engineers (SPE), Annual Technical Conference an Exhibition, (1993) 16 pp.
7. Beiranvand B., Ahmadi A., Sharafodin M., "Mapping and classifying flow units in the upper part of the mid-Cretaceous sarvak formation (Western Dezful Embayment, SW Iran) based on a detemination of reservoir rock types", Journal of Petroleum Geology, 30: 16 (2007) 357-373.
8. Carman P.C., "Fluid Flow through granular beds, Trans", AIChE, 15 (1973) 150-166.
9. Dunham R.J., "Classification of carbonate rocks according to depositional texture", American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1 (1962) 108-121.
10. Embry A.F., Klovan J.E., "A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island", Canadian Journal of Petroleum Geology, 19 (1971) 51.

11. Embry A.F., "Transgressive-regressive (T-R) sequence stratigraphy", Program and abstracts—society of economic paleontologists. Gulf Coast Sect Res Conf, 22 (2002) 151–172.
12. Esrafil-Dizaji B., Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Afshin S., Kiani Harchegani F., and Shahverdi N., "Characterization of rudist-dominated units as potential reservoirs in the middle Cretaceous Sarvak Formation, SW Iran", *Facies*, 61 (2015) 14.
13. Esrafil-Dizaji B., Rahimpour-Bonab H., "Carbonate reservoir rocks at giant Oil and Gas field in SW Iran and the adjacent offshore: a review of stratigraphy occurrence and poro-perm characteristics", *Journal of Petroleum Geology*, 42 (4) (2019) 343-370.
14. Flügel E., "Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application", Springer Verlag, New York, (2004) 976 p.
15. Flügel E., "Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application", second ed. Springer, Berlin, (2010) 984 p.
16. Gomes J.S., Ribeiro M.T., Strohmenger C.J., Negahban S., Kalam M.Z., "Carbonate Reservoir Rock Typing – The Link between Geology and SCAL", SPE 118284, (2008) 1-1.
17. Granier B., "A new approach in rock-typing, documented by a case study of layer-cake reservoirs in field "A", offshore Abu Dhabi (UAE)", *Carnets de Geologie .Notebooks on Geology*, (2003).
18. Hajikazemi E., Al-Aasm I. S., Coniglio M., "Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran", Geological Society, London, Special Publication, 330 (2010) 253-272.
19. Hajikazemi E., Al-Aasm I.S., Coniglio M., "Diagenetic history and reservoir properties of the Cenomanian-Turonian carbonates in southwestern Iran and the Persian Gulf", *Marine and Petroleum Geology*, 88 (2017) 845-857.
20. Jodeyri-Agahi R., Rahimpour-Bonab H., Tavakoli V., Kadkhodaie-Ilkhchi R and Yousefpour M.R., "Integrated approach for zonation of a mid-cenomanian carbonate reservoir in a sequence stratigraphic framework ", *Geologica Acta*. 16 (3) (2018) 321-337.

22. Kolodzie S.Jr., "Analysis of pore throat size and use of the Waxmann–Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado", Proc. Soc. Petrol. Engn. 55th Ann. Tech. Fall Conf. Society of Petroleum Engineers, SPE 9382 (1980).
23. Koop W., Stoneley R., "Subsidence History of the Middle East Zagros Basin, Permian to Recent", Philosophical Transactions, Royal Society of London, 305 (1982) 149-168.
24. Kozeny J., "Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgsberichte", Royal Academy of Science, Vienna, 1 (136) (1927) 271-306.
25. Li H., Yang X., Wei W., "The application of pattern recognition in electrofacies analysis", Journal of Applied Mathematic, (2014) 8 p.
26. Lucia F.J., "Carbonate reservoir characterization", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, (2007) 341 p.
27. Malekzadeh H., Daraei M and Bayet-Goll A., "Field-scale reservoir zonation of the Albian–Turonian Sarvak Formation within the regional-scale geologic framework: A case from the Dezful Embayment, SW Iran", Marine and Petroleum Geology, 121 (2020) 104586.
28. Mehrabi H., Rahimpour-Bonab H., "Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian-early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran", Facies, 60 (2014) 147-167.
29. Mehrabi H., Rahimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., Jamalians A., "Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran", Facies, 61(4) (2015) 1-24.
30. Motiei H., "Stratigraphy of Zagros", Geological Survey of Iran Publication (in Persian), (1993) 536 p.
31. Murriss R.J., "Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat" American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 64 (1980) 597–618.

32. Navidtalab A., Rahimpour-Bonab H., Huck S., Heimhofer U., "Elemental geochemistry and strontium-isotope stratigraphy of Cenomanian to Santonian neritic carbonates in the Zagros Basin, Iran" *Sedimentary Geology*, 346 (2016) 35-48.
33. Rabiller P., "Acies prediction and data modeling for reservoir characteriation", 1st ed. Rabiller Geo-consulting, (2005).
34. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Navidtalab A., Izadi-Mazidi E "Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the sarvak formation, abteymour oilfield, dezful embayment, SW Iran", *Journal of Petroleum Geology*, 35(3) (2012) 213–236.
35. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Enayati-Bidgoli A.H., Omidvar M., "Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a mid Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran", *Cretaceous Research*, 37 (2012) 15–34.
36. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Navidtalab A., Omidvar M., Enayati-Bidgoli A.H., Sonei R., Izadi-Mazidi E., "Palaeo-exposure surfaces in Cenomanian - Santonian carbonate reservoirs in the dezful embayment, SW Iran", *Journal of Petroleum Geology*, 36(4) (2013) 335–362.
37. Sepehr M., Cosgrove J.W., Coward M.P., "The Major Fault Zones Controlling the Sedimentation, Deformation and Entrapment of Hydrocarbon in the Zagros Fold–Thrust Belt, Iran" AAPG annual meeting paper, (2002) No. 43315.
38. Soto R., Garcia J.C., "Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems", SPE paper, (2001) no. 71455.
39. Tiab D., Donaldson E.C., "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", second ed. Gulf Professional Publishing, (2004) 926 p.
40. Ziegler M., "Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabianplate and its hydrocarbon occurrences", *GeoArabia*, 6 (3) (2001) 445–504.

Controls of depositional and diagenetic processes on the distribution of reservoir rock-types in carbonate sequences; case study from the Sarvak Formation in the Dezful Embayment

Javad Sobhani Foroshani¹, Hamzeh Mehrabi^{1*}, Hossain Rahimpour-Bonab¹

1. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

Introduction

Integration of depositional processes, diagenetic alterations and fracturing control the petrophysical properties and reservoir heterogeneities of carbonate sequences. Reservoir rock typing is the best tool to connect the petrophysical properties of reservoir rocks to their geological context (Gomes et al., 2008). Cenomanian–Turonian sequences in the Zagros area are known as the Sarvak Formation. The formation is the second important oil reservoir in Iran (Rahimpour-Bonab et al. 2012). The Sarvak Formation is a strongly heterogeneous reservoir with variable reservoir quality in its different parts (Mehrabi and Rahimpour-Bonab 2014, Mehrabi et al. 2015, Hajikazemi et al. 2017). Consequently, it is necessary to define reservoir rock types and their stratigraphic distribution within the Sarvak Formation (Rahimpour-Bonab et al. 2013, Esrafil-Dizaji et al. 2015, Mehrabi et al., 2020). This study aims to present an integrated sedimentological, petrophysical and reservoir geological evaluation of the Sarvak Formation in two hydrocarbon fields from the Dezful Embayment.

Geological Setting

Cenomanian–Turonian was the time of great structural evolution in the NE margin of Arabian Plate (AP). At this time, extensional tectonic regime and passive margin setting of the AP was replaced by a compressional regime at the active margin, which is the consequence of the initiation of Neo-Tethys closure (Sepehr et al. 2002). Such revolution of tectonic regime has resulted in the severe changes in paleoenvironmental settings of Upper Cretaceous sequence across the Zagros area (Bagherpour et al., 2021). As a result, two major paleoexposure events are recorded at the Cenomanian–Turonian boundary (CT) and middle Turonian (mT), within and at the top of Sarvak Formation, respectively (Navidtalab et al., 2016 and 2019; Malekzadeh et al., 2020). These paleoexposure surfaces had major controls on reservoir quality of the Sarvak Formation (Rahimpour-Bonab et al. 2012).

Materials and Methods

This study was based on the data from two wells (A, B) located in the Dezful Embayment in SW Iran. Data include cores, cuttings, petrophysical logs, and porosity–permeability values along with available geochemical and biostratigraphic analysis from the Sarvak Formation (Rahimpour-Bonab et al., 2013; Omidvar et al., 2014). Well A has complete core coverage and Well B has complete log data. Petrographical studies of 240 thin sections are used for facies analysis and diagenetic study. Depositional sequences are differentiated based on the all-available data by using the T-R method. Porosity and permeability of 625 plug samples are used for defining the hydraulic flow units (HFUs), Winland classes, and Lorenz zones. Finally, stratigraphic occurrence and depositional – diagenetic controls on defined rock types are elaborated and discussed.

Results and Discussion

Facies petrographic studies have resulted in the recognition of 14 microfacies deposited on shallow (inner) to deep (outer) parts of a ramp-like carbonate platform. Various diagenetic alterations have been recognized including the cementation (equant, blocky, drusy, syntaxial, isopachous, etc.), mechanical and chemical compaction (stylolitization), dissolution (karstification), dolomitization, recrystallization, silicification, and the formation of paleosol layers. They indicate the effects of marine, meteoric and shallow to deep burial diagenesis within the Sarvak Formation. Intense meteoric diagenesis is recorded below the paleoexposure surfaces.

Ten HFUs, seven Winland classes, and twelve reservoir zones have been defined in the Sarvak Formation. Moreover, seven electrofacies are recognized according to the MRGC method. Statistical analysis of all rock types has been completed and frequency of RTs is defined. Accordingly, the best reservoir units of the Sarvak Formation correspond to the rudist-dominated facies (floatstone to rudstone in texture) with variable effects of meteoric dissolution, especially below the CT unconformity.

All rock types are correlated with each other in the sequence stratigraphic framework of the Sarvak Formation. Results showed that the best productive zones of this formation belong to the RSTs (regressive systems tracts) of third-order sequences, especially Cenomanian sequence. In contrast, in TSTs, development of mud-dominated facies with lesser effects of meteoric dissolution and dominance of compaction and cementation, has resulted in poor to moderate reservoir quality.

Conclusions

- Facie analysis of the Sarvak Formation has resulted in the recognition of 14 microfacies types and a ramp-like depositional model is proposed for this formation in the Zagros area.
- Various types of diagenetic alterations have been defined, with a great effect of meteoric diagenesis (karstification and paleosols), especially at top of the Sarvak Formation, below the CT and mT paleoexposure surfaces.
- Hydraulic flow units, Winland classes, and reservoir/baffle/barrier units of this reservoir have been differentiated and used for the evaluation of reservoir quality distribution in the Sarvak reservoir.
- Electrofacies of the Sarvak Formation have been defined using the petrophysical logs and the MRGC method.
- Sequence stratigraphic framework of the Sarvak Formation is reconstructed and used as a basis for correlation of identified reservoir rock types and flow units.
- Rudist-dominated facies of reef-talus setting are proposed as the best potential reservoir facies of the Sarvak Formation. They are commonly concentrated in 10 to 50 meters-thick units in the RSTs (regressive systems tract) of third-order sequences, especially Cenomanian sequence.
- Meteoric dissolution (karstification) was the most important diagenetic process that increased the reservoir quality of the Sarvak Formation at its upper parts (i.e., below the CT and mT paleoexposure surfaces).
- Away from the paleoexposures (SBs), reservoir quality decreases within the mud-dominated facies of middle to outer ramp settings, which deposited during the marine transgression (i.e., TST). Mechanical and chemical compaction along with cementation were the main diagenetic processes that decreased the reservoir quality of these facies.

Keywords: Sarvak Formation, Facies, Diagenesis, Reservoir rock type, Hydraulic flow unit, Electrofacies

Corresponding Author: mehrabi.hamze@ut.ac.ir