

تعیین واحدهای جریان‌ی در بخش مخزنی سازند سروک، مطالعه موردی در یکی از میادین هیدروکربنی جنوب غرب ایران

علی اسعدی^{۱*}، جواد هنرمند^۱، سید علی معلمی^۲ و ایرج عبداللهی^۳

۱- پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی، پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- پژوهشکده ازدیاد برداشت مخازن نفت و گاز، تهران، ایران

۳- مدیریت اکتشاف و تولید نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۴/۷/۱۱ تاریخ پذیرش: ۹۵/۲/۴

چکیده

سازند سروک یکی از مهم‌ترین مخازن کربناته ایران است. در این مطالعه از تلفیق اطلاعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی به منظور سرشت‌نمایی این مخزن در یکی از میادین بزرگ ناحیه دشت آبادان، واقع در جنوب غرب ایران استفاده شده است. براساس داده‌های تخلخل-تراوایی مغزه، توصیف مغزه‌ها و مطالعات پتروگرافی دو چاه کلیدی، واحدهای جریان‌ی شناسایی و تفسیر شد. سه روش پتروفیزیکی مختلف شامل شاخص زون جریان‌ی، شعاع گلوگاه تخلخل و لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی جهت تعیین واحدهای جریان‌ی در بخش بالایی سازند سروک استفاده گردید. براساس نتایج این مطالعه، روش شاخص زون جریان‌ی و شعاع گلوگاه تخلخل به دلیل تغییرات زیاد ویژگی‌های پتروفیزیکی، نمی‌تواند به‌صورت کارآمد در زون‌بندی و تفکیک واحدهای جریان‌ی در محدوده میدان استفاده گردد. در مقابل، روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی که به خوبی ارتباط رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی را با واحدهای جریان‌ی مختلف نشان می‌دهد، می‌تواند به‌طور مؤثر در زون‌بندی مخزن استفاده گردد. از دیدگاه ویژگی‌های رسوب‌شناسی، بهترین واحدهای جریان‌ی در رخساره‌های شیب، شول- بایوستروم و دریای باز کم عمق گسترش دارند و رخساره‌های لاگون و دریای باز عمیق معمولاً کیفیت مخزنی پایینی نشان می‌دهند. فرآیندهای دیاژنزی سیمانی شدن و تراکم در واحدهای سدی و جریان‌ی با کیفیت مخزنی پایین و انحلال در واحدهای جریان‌ی با کیفیت مخزنی بالا گسترش دارند. نتایج این مطالعه نشان داد که تفسیر واحدهای جریان‌ی براساس توزیع ویژگی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی می‌تواند در ارزیابی بهتر مخازن کربناته ناهمگن مانند سازند سروک استفاده گردد.

کلمات کلیدی: سازند سروک، واحد جریان‌ی، رخساره رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی، کیفیت مخزنی.

مقدمه

بنابراین بر خلاف مخازن ماسه‌سنگی، ارتباط تخلخل- تراوایی، به دلیل هندسه و تنوع سیستم منافذ، پیچیده بوده و تعیین واحدهای جریان‌ی و انطباق زون‌های مخزنی دشوار می‌باشد [۱-۴].

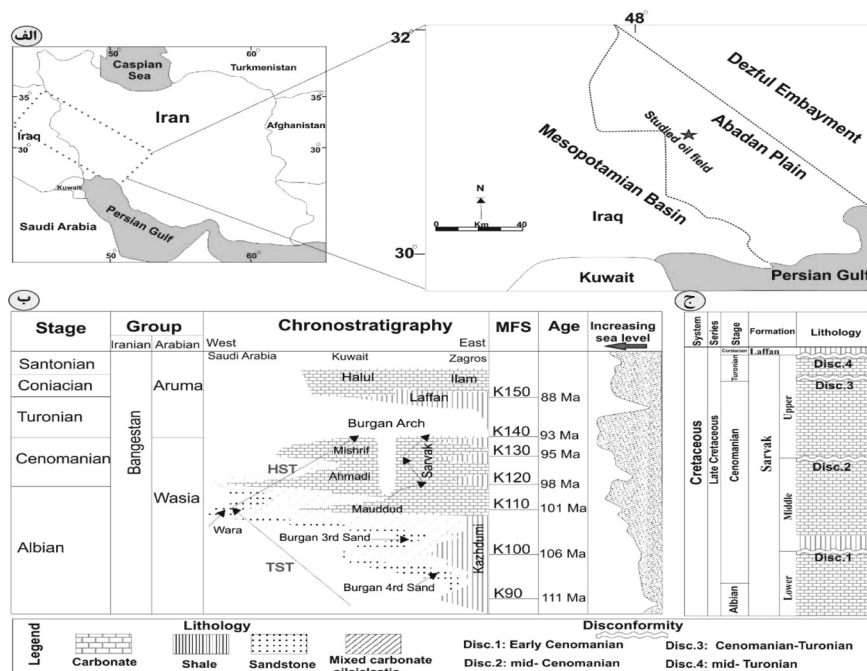
سیستم منافذ مخازن کربناته تحت تاثیر ناهمگنی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی متنوع می‌باشد.

مقاطع نازک میکروسکوپی استفاده شده است.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه

توالی رسوبی ناحیه دشت آبادان، از جنبه ساختارهای هیدروکربنی، سنگ‌شناسی و رخساره‌های رسوبی شباهت‌های زیادی با واحدهای معادل در حوضه مزوپوتامین عراق دارد. این ناحیه بخشی از حوضه پیشگودال مزوپوتامین عراق محسوب می‌شود که از شمال عراق تا بخش شمال غربی خلیج فارس امتداد دارد [۲۱ و ۲۸]. میدان مورد مطالعه در بخش شمال غربی ناحیه دشت آبادان واقع است (شکل ۱-الف). میداین هیدروکربنی در این ناحیه با سه روند شمالی-جنوبی، شمال شرقی-جنوب غربی و شمال غربی-جنوب شرقی مشخص می‌شوند [۲۹]. میداین بزرگ دارای روند شمالی-جنوبی، در ارتباط با حرکت گسل‌های پی‌سنگی و دیاپیریسیم نمک تشکیل شده‌اند [۲۹]. توالی آلبین-سانتوین صفحه عربی مخازن کربناته و ماسه‌سنگی مهمی را شامل می‌شود [۲۴ و ۳۰] (شکل ۱-ب). سازند سروک با سن آلبین بالایی-تورونین پیشین، یکی از سازندهای گروه بنگستان می‌باشد که در دو رخساره عمده شامل آهک‌های توده‌ای نهشته شده در محیط کم عمق با فونای زیستی غنی و دیگری رخساره‌های عمیق الیگوستژین‌دار با فونای پلاژیک توسعه یافته است [۲۲]. در ناحیه دشت آبادان سازند سروک عمدتاً توسط رخساره‌های با فونای زیستی کم عمق مشخص می‌گردد. در این ناحیه، افق‌های مهم مخزنی توالی خامی بالایی (فهلپان-گدوان) و بنگستان (سروک-ایلام) می‌باشند که کربنات‌های رودیست‌دار سازند سروک کیفیت مخزنی بالایی را نشان می‌دهند [۲۱]. سازند سروک در میداین هیدروکربنی دشت آبادان حدود ۶۵۰ تا ۷۰۰ m ضخامت دارد و به چهار سکانس رده سوم منطبق بر سکانس‌های معرفی شده در حوضه زاگرس و صفحه عربی تقسیم می‌شود.

روش‌های مختلفی برای تعیین واحدهای جریان‌ی توسط زمین‌شناسان، مهندسی نفت و پتروفیزیک‌ها براساس رویکرد و داده‌های مورد استفاده، در مخازن مختلف ماسه‌سنگی و کربناته معرفی و استفاده شده است [۱-۱۴]. یک واحد جریان‌ی از نظر خصوصیات زمین‌شناسی، پتروفیزیکی و مخزنی نسبتاً همگن می‌باشد [۱۵]. این واحدها توسط زمین‌شناسان بیشتر بر مبنای ویژگی‌های رسوب‌شناسی و در برخی موارد بدون در نظر گرفتن تغییرات دیاژنزی تفکیک می‌شوند [۲ و ۱۶]. در مقابل، پتروفیزیک‌ها [۶ و ۱۷] بر مبنای اندازه‌گیری‌های معمول مغزه (تخلخل، تراوایی، چگالی دانه‌ها) و آنالیزهای ویژه مغزه (نمودارهای تزریق جیوه، تراوایی نسبی و ترشوندگی) و مهندسی تولید [۱۸ و ۱۹]، براساس داده‌های دینامیکی مخزن، واحدهای جریان‌ی را از هم تفکیک می‌کنند. سازند سروک به دلیل تغییرات رخساره‌ای و نیز قرار گرفتن در معرض آب‌های جوی و دیاژنز متئوریک، در جهات افقی و عمودی و در مقیاس‌های مختلف بسیار ناهمگن و پیچیده است و از زون‌های متخلخل و تراوا تا سدهای درون مخزنی تشکیل شده است [۲۰-۲۸]. وجود این ناهمگنی‌ها و تغییرات کیفیت مخزنی، سبب می‌شود که تعیین واحدهای جریان‌ی و بحث درباره عوامل مؤثر در ایجاد آنها ضروری باشد. سازند سروک در بسیاری از میداین هیدروکربنی ناحیه دشت آبادان از جنبه اکتشاف و تولید دارای اهمیت می‌باشد. بنابراین زون‌بندی مخزن و شناسایی واحدهای جریان‌ی می‌تواند در مدیریت و استراتژی توسعه این افق مخزنی مهم کارآمد باشد. هدف از این مطالعه شناسایی و توصیف واحدهای جریان‌ی در بخش بالایی سازند سروک با استفاده از روش‌های پتروفیزیکی مرسوم و توصیف هر کدام از واحدهای معرفی شده از جنبه خصوصیات رخساره‌ای، فرآیندهای دیاژنزی و سیستم منافذ در یکی از میداین بزرگ ناحیه دشت آبادان می‌باشد. برای رسیدن به این هدف، مجموعه‌ای نسبتاً کامل از داده‌ها شامل تخلخل-تراوایی مغزه، مغزه‌ها و



شکل ۱ الف) موقعیت میدان مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان. ب) چینه‌شناسی عمومی گروه بنگستان همراه با معادل‌های آنها در برخی بخش‌های صفحه عربی [۳۰ و ۲۴]. ج) توالی سازند سروک همراه با موقعیت سطوح ناپیوستگی [۲۱]. توالی مورد مطالعه مشخص گردیده است.

ناحیه دشت آبادان استفاده شده است. در توصیف مغزه‌ها و مطالعات پتروگرافی، مشخصه‌های سنگ‌شناسی، بافت رسوبی، اجزاء سازنده و نوع تخلخل و توزیع فرآیندهای دیانزنی بررسی گردید. به منظور تعیین کانی‌شناسی (تفکیک کلسیت از دولومیت)، تمام نمونه‌ها با محلول آلیزارین قرمز با استفاده از روش دیکسون [۳۱] رنگ‌آمیزی شده‌اند. برای تعیین تخلخل و تراوایی پلاگ‌های مغزه، تخلخل هلیم^۱ و تراوایی هوا^۲ در آزمایشگاه مغزه‌های نفتی پژوهشگاه صنعت نفت اندازه‌گیری شد. ابتدا رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیانزنی به صورت خلاصه معرفی و توصیف گردید. سپس با استفاده از سه روش شاخص زون جریانی^۳، شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه^۴ و نمودار لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی^۵ واحدهای جریانی شناسایی شد.

مرز بالایی هر کدام از این سکانس‌ها، بر چهار سطح ناپیوستگی مهم منطبق است [۲۱]. این سطوح ناپیوستگی از قدیم به جدید براساس مطالعات بایواستراتیگرافی به سن سنومانین آغازین، سنومانین میانی، مرز سنومانین-تورونین و تورونین میانی دانسته شده است [۲۱] (شکل ۱- پ). در شکل‌گیری این سطوح حرکات تکتونیکی مرتبط با دیاپیریسیم محلی نمک و حرکت گسل‌های پی سنگی همراه با پایین افتادگی‌های دوره‌ای سطح آب دریا نقش داشته‌اند [۲۱]. مغزه‌های در دسترس از سازند سروک منطبق بر بخش بالایی سازند با ضخامت حدود ۳۰۰ m می‌باشد.

داده‌ها و روش مطالعه

در این تحقیق، به منظور تعیین واحدهای جریانی و تفسیر آنها در بخش مخزنی سازند سروک، از مجموعه‌ای از اطلاعات شامل ۴۲۰ m مغزه، ۱۴۱۰ مقطع نازک میکروسکوپی و ۱۱۷۸ پلاگ تخلخل-تراوایی در دو چاه کلیدی در یکی از میداین هیدروکربنی

1. Helium Porosity
 2. Air Permeability
 3. Flow Zone Indicator(FZI)
 4. Pore Throat Radius (R35)
 5. Stratigraphic Modified Lorenz Plot Method (SMLP)

بین کمربندهای رخساره‌ای مختلف، رخساره‌های شیب حوضه که از آنها با عنوان رخساره‌های واریزه رودیستی نام برده می‌شود بهترین زون‌های مخزنی سازند سروک می‌باشند که در نمونه‌های مغزه نفت آغشتگی و تخلخل بالایی نشان می‌دهند.

فرآیندهای دیاژنزی

به منظور بررسی فرآیندهای دیاژنزی از پتروگرافی مقاطع نازک و توصیف مغزه‌ها استفاده شده است. فرآیندهای دیاژنزی میکرایتی شدن، زیست آشفستگی، سیمانی شدن، دولومیتی و دولومیتی شدن، انحلال، تراکم فیزیکی و شیمیایی، شکستگی، سیلیسی شدن و پیریتی شدن کربنات‌های سازند سروک را تحت تاثیر قرار داده‌اند (شکل ۳-الف-ط). این فرآیندها در سه محیط دیاژنزی دریایی، متئوریک و تدفینی رخ داده‌اند. تاثیر دیاژنزی دریایی توسط فرآیندهای میکرایتی شدن، زیست آشفستگی و تشکیل سیمان‌های دریایی شناسایی می‌شود. در طی دیاژنزی متئوریک انحلال و شکل‌گیری تخلخل‌های تبعیت کننده و غیر تبعیت کننده از فابریک، سیمانی شدن، تبلور مجدد، دولومیتی شدن زون مخلوط، دولومیتی شدن، برشی شدن و کارستی شدن رخ داده است. توسعه رگچه‌های انحلالی، استیلولیت‌ها، شکستگی‌ها، دولومیت‌های وابسته به استیلولیت‌ها، سیمان‌های درشت بلور بلوکی، سیلیسی شدن و پیریتی شدن به‌عنوان مهم‌ترین شواهد مرتبط با دیاژنزی تدفینی شناخته می‌شوند. ترتیب رخداد فرآیندهای دیاژنزی نشان داده شده است (شکل ۳-ع). تفسیر جامع فرایندهای دیاژنزی و تاثیر آنها بر ویژگی‌های مخزنی سازند سروک در مطالعات گذشته ارائه گردیده است [۳۶ و ۳۷]. فرآیندهای دیاژنزی سیمانی شدن و انحلال مهم‌ترین عوامل کنترل کننده سیستم منافذ و کیفیت مخزنی سازند سروک بوده‌اند.

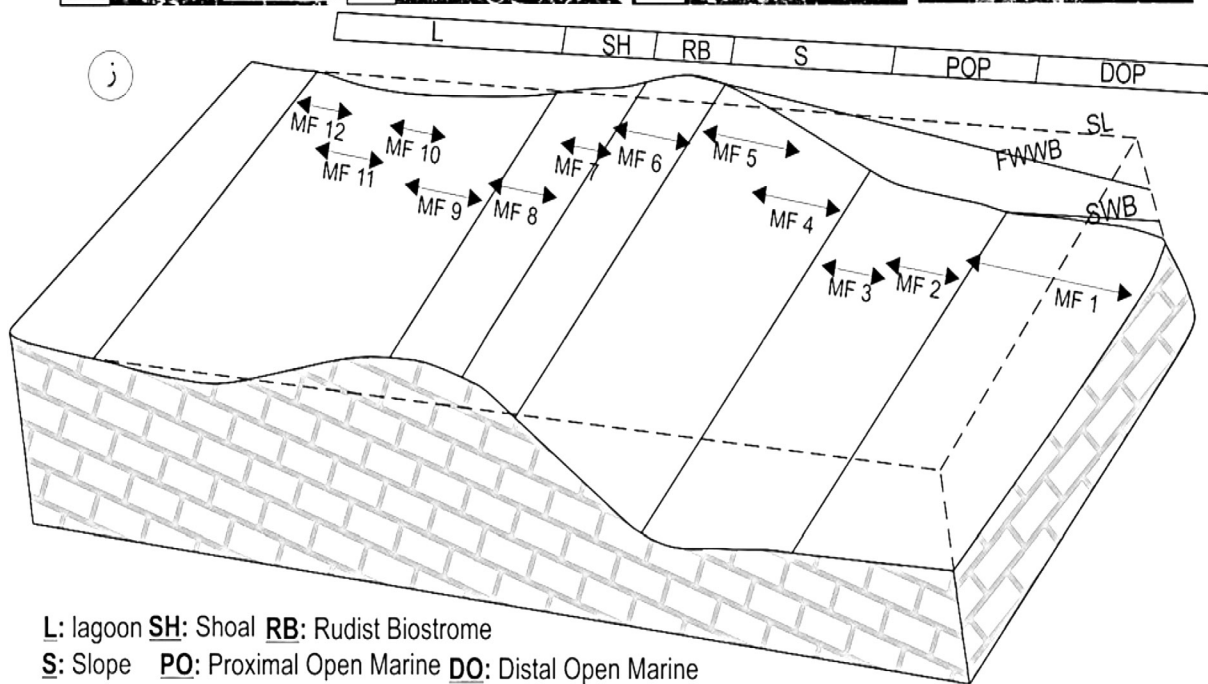
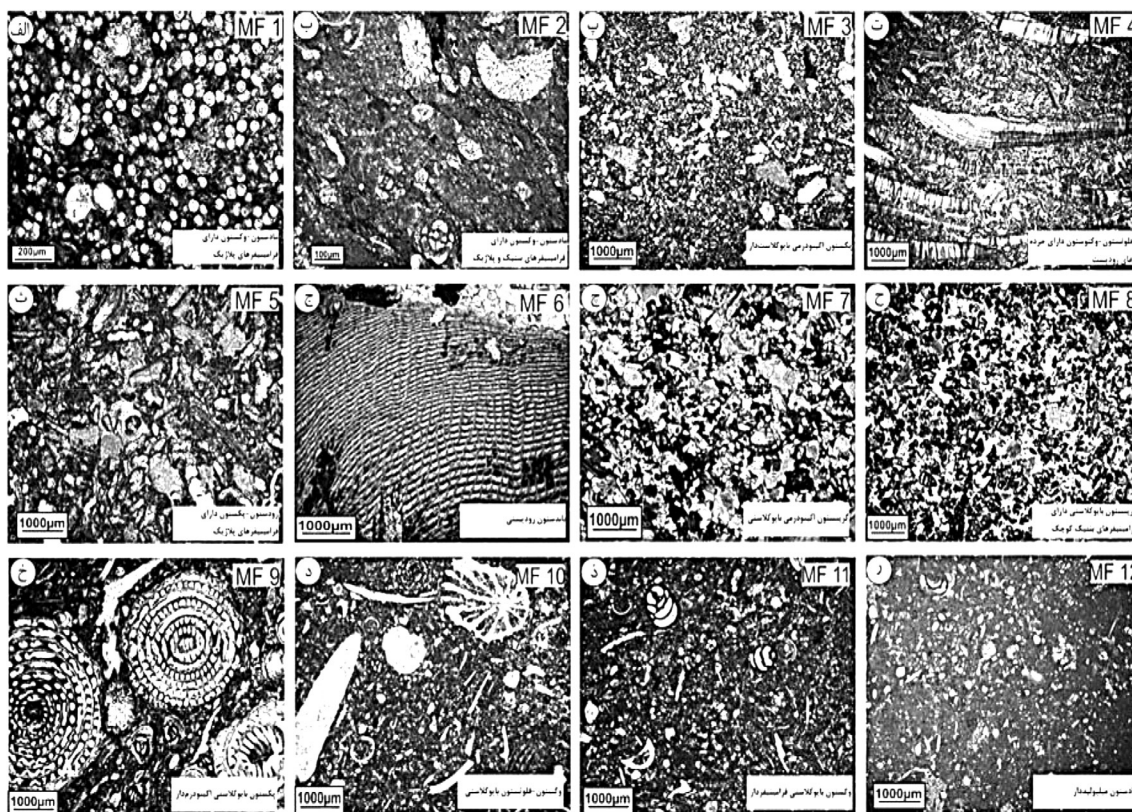
در نهایت واحدهای جریان‌ی معرفی شده از طریق روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی، به دلیل انطباق بیشتر با توزیع فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی به منظور زون‌بندی مخزن استفاده گردید.

رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی

کیفیت مخزنی مخازن کربناته وابسته به فاکتورهای مختلفی از قبیل ویژگی‌های رسوبی، تاثیر فرآیندهای دیاژنزی و عوامل تکتونیک می‌باشد [۱-۳]. عموماً رخساره‌های رسوبی به‌صورت اولیه کنترل کننده ساختار و هندسه منافذ سنگ می‌باشند. هرچند که معمولاً در مخازن کربناته به دلیل تاثیر عمده دیاژنزی، بسیاری از ویژگی‌های اولیه منافذ دچار تغییر و تحول می‌شود [۳ و ۳۲]. با توجه به اهمیت تاثیر رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی بر توزیع واحدهای جریان‌ی و ویژگی‌های مخزنی، این فرآیندها به اختصار در زیر معرفی گردیده است.

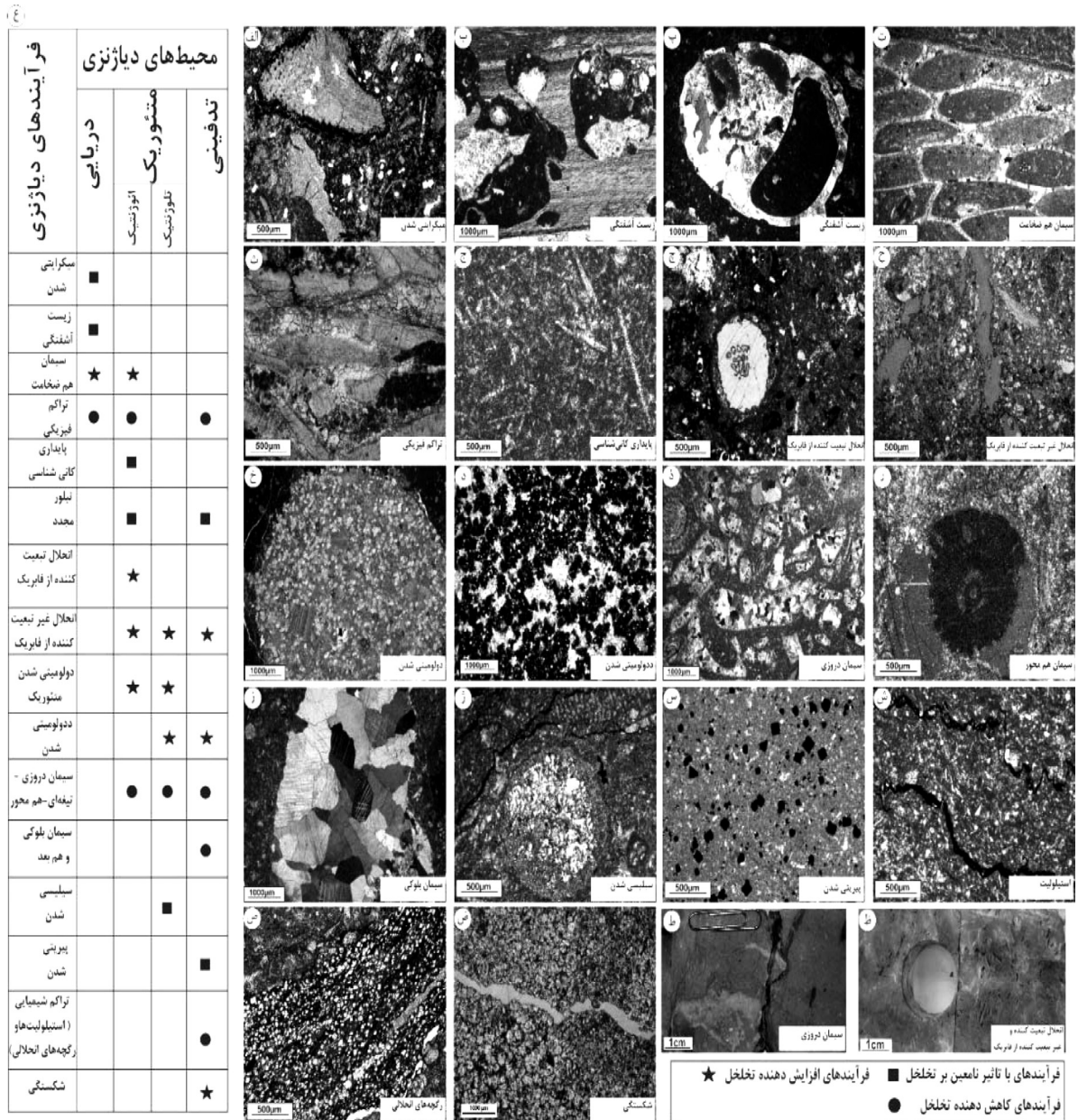
رخساره‌ها

در این مطالعه براساس مطالعات دقیق پتروگرافی، فراوانی اجزاء اسکلتی و غیراسکلتی، ارتباط عمودی رخساره‌ها نیز مقایسه با رخساره‌های استاندارد [۱۲، ۳۳ و ۳۴] ریز رخساره شناسایی گردید. این رخساره‌ها در قالب پنج کمر بند رخساره‌ای اصلی شامل لاگون، شول-رودیست بایوستروم، شیب، دریای باز کم عمق و دریای باز عمیق تفسیر شد (شکل ۲-الف-ر). براساس فراوانی رودیست‌ها به‌صورت اجزاء سالم تا خرد شده، تغییرات گسترده رخساره‌ای به صورت جانبی و عمودی، توسعه رخساره‌های لاگونی و وجود رخساره‌های واریزه‌ای متعلق به شیب حوضه، یک مدل پلاتفرم شلف لبه‌دار برای نهشت بخش بالایی سازند سروک در میدان مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان ارائه گردید (شکل ۲-ز). ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌شناسی سکانسی سازند سازند سروک در میدان مورد مطالعه، در مطالعات گذشته به‌صورت دقیق توصیف و ارائه گردیده است [۲۱ و ۳۵] در



L: lagoon **SH:** Shoal **RB:** Rudist Biostrome
S: Slope **PO:** Proximal Open Marine **DO:** Distal Open Marine
FWWB: Fair-weather wave base **SWB:** Storm wave base

شکل ۲ (الف-ب-پ-ت-ث-ج-ح-خ-د-ز) تصاویر مقاطع نازک از انواع ریز رخساره‌های شناسایی شده در بخش بالایی سازند سروک و (ز) مدل رسوبی همراه با توزیع ریز رخساره‌ای نشان داده شده است.



شکل ۳ تصاویر مقاطع نازک (الف-ب-پ-ت-ث-ج-چ-ح-خ-د-ذ-ر-ز-ژ-س-ش-ص-ض) و مغزه (ط-ظ) از انواع فرآیندهای دیاژنزی. (ع) سکانس دیاژنزی سازند سروک در میدان مورد مطالعه نشان داده شده است.

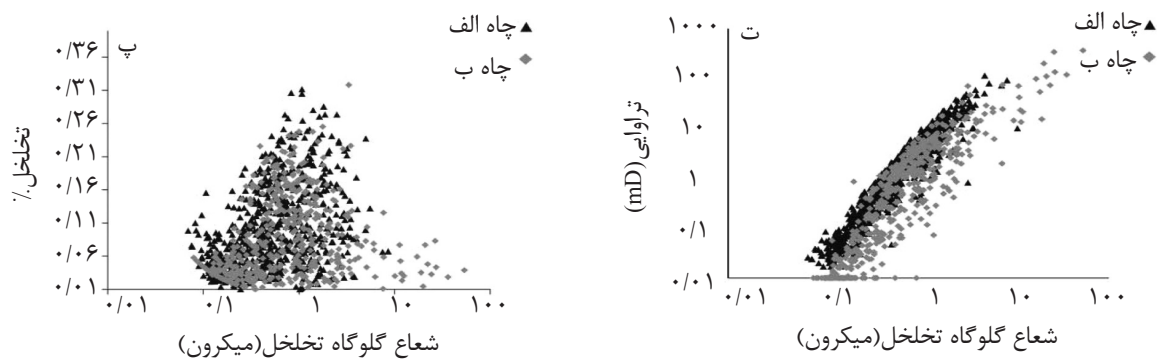
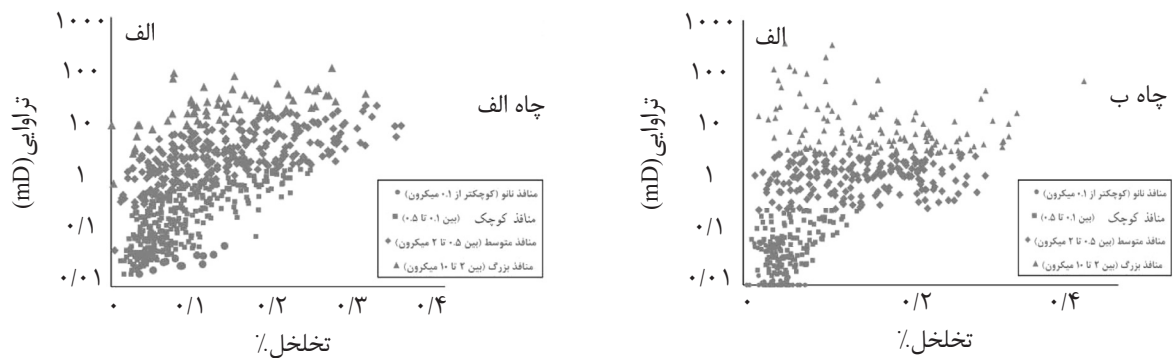
تعیین واحدهای جریان‌ی در مخازن ماسه‌سنگی و کربناته استفاده می‌شود. این سه روش در دو چاه کلیدی الف و ب استفاده شده است (شکل‌های ۴-۵-۶).

تعیین واحدهای جریان‌ی از طریق روش‌های پتروفیزیکی

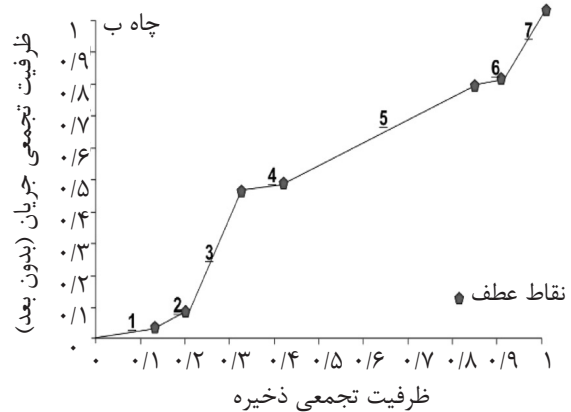
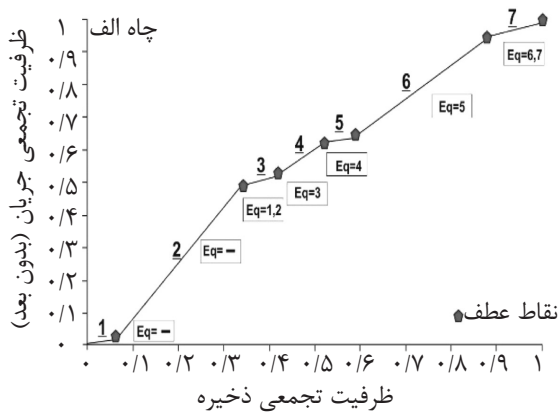
سه روش شاخص زون جریان‌ی [۶]، شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪: گیوه [۳۸] و نمودار لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی [۷] عموماً برای



شکل ۴ پلات تخلخل در برابر تراوایی در واحدهای جریان شانسایی شده از طریق روش شاخص زون جریان برای دو چاه الف و ب. سه واحد جریانی همراه با یک واحد غیر مخزنی (با حد برش تراوایی کمتر از ۰/۱ mD) مشخص شده است.



شکل ۵ الف-ب) توزیع تخلخل-تراوایی در واحدهای جریانی تعیین شده بر اساس روش شعاع گلوگاه تخلخل (R_{35}) در چاه A و B، پ) ارتباط نامعین ارتباط تخلخل با شعاع گلوگاه تخلخل، ت) ارتباط مسقیم افزایش شعاع گلوگاه تخلخل با مقادیر تراوایی.



شکل ۶ الف-ب) نمودار ظرفیت ذخیره (ph) در مقابل ظرفیت جریان (Kh) برای دو چاه الف و ب. در هر کدام از چاه‌های مورد مطالعه، براساس نقاط عطف منحنی ۷ واحد جریانی و سدی شناسایی شده است. در شکل الف واحدهای معادل چاه ب نشان داده شده است. اصطلاح Eq نشان‌دهنده مفهوم معادل می‌باشد. دو واحد ۱ و ۲ در چاه الف، در چاه ب مغزه‌گیری نشده است. برای توضیحات کامل به متن مراجعه شود.

جریانی مشخص گردیده است (جدول ۱، الف).

روش شعاع گلوگاه تخلخل

روش شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه روشی است که براساس آن شعاع گلوگاه در شرایطی که ۳۵٪ منافذ توسط جیوه اشباع گردد از طریق نمودارهای فشار موئینه محاسبه می‌شود. با این وجود به دلیل هزینه بالای انجام آنالیزهای فشار موئینه، در مطالعاتی که نمودارهای فشار موئینه کافی از آنها در دسترس نمی‌باشند، روابط زیر برای محاسبه پارامتر R_{35} استفاده می‌شوند [۴۲ و ۴۳].

$$LOGR_{35} = 0.732 + 0.588 \times LOG K_{air} - 0.164 \times LOG \phi \quad (5)$$

$$LOGR_{35} = 0.255 + 0.565 \times LOG K_{air} - 0.523 \times LOG \phi \quad (6)$$

در این روابط، R_{35} شعاع گلوگاه منافذ در اشباع ۳۵٪ جیوه (بر حسب میکرون)، K تراوایی (بر حسب mD) و ϕ (تخلخل بر حسب درصد) به صورت درصد می‌باشد. در این مطالعه از فرمول پیتمن [۴۰] که در آن ضرایب معادله وینلند تصحیح شده است برای تعیین واحدهای جریانی استفاده شده است.

روش شاخص زون جریانی

در این روش با استفاده از نسبت شاخص کیفیت مخزنی به تخلخل نرمالایز شده و از طریق فرمول‌های زیر شاخص زون جریانی محاسبه و تعیین می‌گردند [۳۹].

$$RQI = 0.0314 \sqrt{K/\phi_e} \quad (1)$$

$$\phi_z = \phi_e / (1 - \phi_e) \quad (2)$$

$$FZI = RQI / \phi_z \quad (3)$$

در روابط فوق ϕ_e تخلخل مؤثر، K تراوایی (بر حسب mD)، ϕ_z تخلخل نرمالایز شده و RQI شاخص کیفیت مخزنی می‌باشد. ابتدا حد برش^۱ تراوایی معین گردیده و نمونه‌هایی با تراوایی کمتر از ۰/۵ mD در گروه واحدهای غیرمخزنی^۲ قرار داده شده‌اند. نتایج حاصل از این روش در دو چاه مورد مطالعه نشان داده شده است (شکل ۴-الف-ب). بر این اساس، سه واحد جریانی و یک واحد غیر مخزنی در هر چاه شناسایی شده است. توزیع تخلخل و تراوایی در هر کدام از واحدهای جریانی نشان می‌دهد که میزان تخلخل از واحد جریانی یک به واحد سه افزایش نشان می‌دهد هر چند که میزان تراوایی تا حدودی کاهش می‌یابد. میانگین مقادیر تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهایی

1. Cut Off

2. Non Reservoirs

جدول ۱ میانگین تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهای جریان شناسایی شده توسط روش‌های مختلف، الف) شاخص زون جریانی، ب) شعاع گلوگاه تخلخل، پ) نمودار لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی.

الف

نام چاه	میانگین درصد تراوایی	میانگین درصد تخلخل	روش شاخص زون جریان
الف	۱۱/۹۴	۵/۶۹	واحد جریانی ۱
	۶۱/۶۳	۴/۱۱	
الف	۹/۲۴	۱۱/۴۲	واحد جریانی ۲
	۶/۵۳	۹/۴۲	
الف	۳/۶	۱۷/۲۱	واحد جریانی ۳
	۲/۵	۱۶/۳۰	
الف	۰/۱۵۶	۵/۰۲	واحد سدی
	۰/۰۹	۴/۳۹	

ب

نام چاه	میانگین درصد تراوایی	میانگین درصد تخلخل	روش شعاع گلوگاه تخلخل
الف	۵۴/۲۴	۱۰/۲۸	منافذ بزرگ
	۶۳/۴۴	۱۱/۳۵	
الف	۴/۱۳	۱۲/۶۰	منافذ متوسط
	۱/۲۸	۱۰/۸۸	
الف	۰/۸۳	۷/۳۸	منافذ کوچک
	۰/۲۹۵	۴/۴۵	
الف	۰/۳۱	۷/۷۶	منافذ نانو
	۰/۰۱	۲/۹۲	

پ

نام چاه	میانگین درصد تراوایی	میانگین درصد تخلخل	واحدهای معادل	روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی
الف	۰/۵۷	۲/۲۸	واحد ۱ در چاه الف معادلی در چاه ب ندارد.	واحد ۱
	۰/۵۳	۲/۳۷		
الف	۸/۵۹	۱۱/۶۲	واحد ۲ در چاه الف معادلی در چاه ب ندارد.	واحد ۲
	۱/۸۷	۵/۰۷		
الف	۱/۱۷	۶/۴۴	واحد ۳ در چاه الف معادل واحدهای ۱ و ۲ در چاه ب می‌باشد.	واحد ۳
	۱۲/۲۴	۶/۸۴		
الف	۳/۶	۹/۲۹	واحد ۴ در چاه الف معادل واحد ۳ در چاه ب می‌باشد.	واحد ۴
	۰/۶۹	۳/۹۵		
الف	۰/۷۱	۵/۱۵	واحد ۵ در چاه الف معادل واحد ۴ در چاه ب می‌باشد.	واحد ۵
	۴/۲۶	۱۴/۱۵		
الف	۵/۳۷	۱۶/۷۶	واحد ۶ در چاه الف معادل واحد ۵ در چاه ب می‌باشد.	واحد ۶
	۰/۲۲	۳/۳		
الف	۲/۴۱	۷/۱۵	واحد ۷ در چاه الف معادل واحدهای ۱ و ۶ در چاه ب می‌باشد.	واحد ۷
	۲۶/۱۰	۸/۸۳		

از این واحدها در چاه مشخص گردید. در مخازن با ناهمگنی بالا (با تغییرات گسترده تخلخل و تراوایی)، معمولا چهار گروه با ویژگی‌های جریان سیال و ذخیره متفاوت، شامل واحدهای جریان‌ی به شدت تراوا^۱ (ظرفیت جریان بالا و ذخیره پایین)، واحد جریان‌ی معمولی^۲ (ظرفیت ذخیره و جریان آنها با هم همخوانی داشته و می‌توان آنها را براساس کیفیت به انواع خوب تا ضعیف تفکیک کرد)، واحدهای ایجاد کننده آشفستگی^۳ (ظرفیت جریان پایین اما ظرفیت ذخیره بالا) و واحدهای سدی^۴ (ظرفیت جریان و ذخیره خیلی کم) شناسایی و تفکیک می‌شوند. این روش به دلیل در نظر گرفتن ضخامت واحدها و خصوصیات پتروفیزیکی سنگ، یک روش کارآمد در شناسایی واحدهای جریان‌ی در مخازن هیدروکربنی و زون بندی مخزن است [۲۵ و ۴۲]. با توجه به اینکه این روش در هر چاه به صورت جداگانه صورت می‌گیرد و توالی مغزه‌گیری دو چاه یکسان نمی‌باشد خصوصیات هر واحد معرفی شده یکسان نمی‌باشد. در دو چاه مورد مطالعه در این بررسی، در هر کدام ۷ واحد جریان‌ی و سدی بر اساس میزان ظرفیت ذخیره و جریان از هم تفکیک شده است (شکل ۶). واحدهای ۱ و ۲ در چاه الف هم ارزی در چاه ب ندارند چون این بخش‌ها در چاه ب مغزه‌گیری نشده است. انطباق قابل قبولی بین واحدهای مختلف شناسایی شده در دو چاه مورد مطالعه دیده می‌شود. هرچند که برخی ناهمگنی‌های زمین‌شناسی سبب تغییراتی در گسترش و ضخامت واحدهای جریان‌ی گردیده است. واحدهای جریان‌ی ۲ و ۶ در چاه الف و نیز واحد ۵ در چاه ب بهترین واحدهای مخزنی از نظر ظرفیت

واحدهای جریان‌ی براساس محدوده R_{35} به پنج گروه شامل منافذ در حد نانو^۱، منافذ کوچک^۲، منافذ متوسط^۳، منافذ بزرگ^۴ و منافذ خیلی بزرگ^۵ تقسیم می‌شوند. تعیین واحدهای جریان‌ی از طریق این روش در شکل ۵ نشان داده شده است. منافذ با شعاع گلوگاه بزرگ‌تر تراوایی بالاتری نشان می‌دهند [۴۰ و ۴۱]. مقادیر شعاع گلوگاه با تخلخل ارتباطی نشان نمی‌دهد. میانگین تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهای جریان‌ی با محدوده شعاع گلوگاه منافذ متفاوت، مشخص گردیده است (جدول ۱، ب).

روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی

این روش یکی از روش‌های کاربردی در تفکیک واحدهای جریان‌ی است که در مقیاس بزرگ می‌تواند به خوبی برای زون‌بندی مخزن به کار گرفته شود [۷]. در روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی در محور X "ظرفیت تجمعی جریان"^۶ (حاصل ضرب تراوایی در ضخامت لایه (K_{R}) و در محور Y "ظرفیت تجمعی ذخیره"^۷ (حاصل ضرب تخلخل در ضخامت لایه (Φ_{R}) ترسیم می‌شود. میزان ظرفیت تجمعی ذخیره و جریان توسط فرمول‌های زیر محاسبه می‌شود.

$$(\Phi h)_{\text{cum}} = \Phi_1(h_1 - h_0) + \Phi_2(h_2 - h_1) + \Phi_i(h_i - (h_i - 1)) / \Sigma \Phi_i(h_i - (h_i - 1)) \quad (6)$$

$$(kh)_{\text{cum}} = k_1(h_1 - h_0) + k_2(h_2 - h_1) + \Phi_i(h_i - (h_i - 1)) / \Sigma k_i(h_i - (h_i - 1)) \quad (7)$$

در این روش واحدهایی براساس میزان ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان معین می‌شوند. نقاط عطف منحنی، تفکیک کننده واحدهای جریان‌ی متفاوت از هم می‌باشند [۷ و ۴۲]. میزان کارایی مخزن براساس شیب بخش‌های متمایز شده از هم تفکیک می‌گردد. بخش‌های با شیب زیاد نشان‌دهنده واحدهای با ظرفیت جریان بالاتر و در مقابل بخش‌های با شیب کم و مسطح نشان‌دهنده واحدهای با تخلخل و تراوایی پایین می‌باشند [۷]. پس از شناسایی واحدهای با پتانسیل مخزنی مختلف از طریق نمودار، موقعیت هر کدام

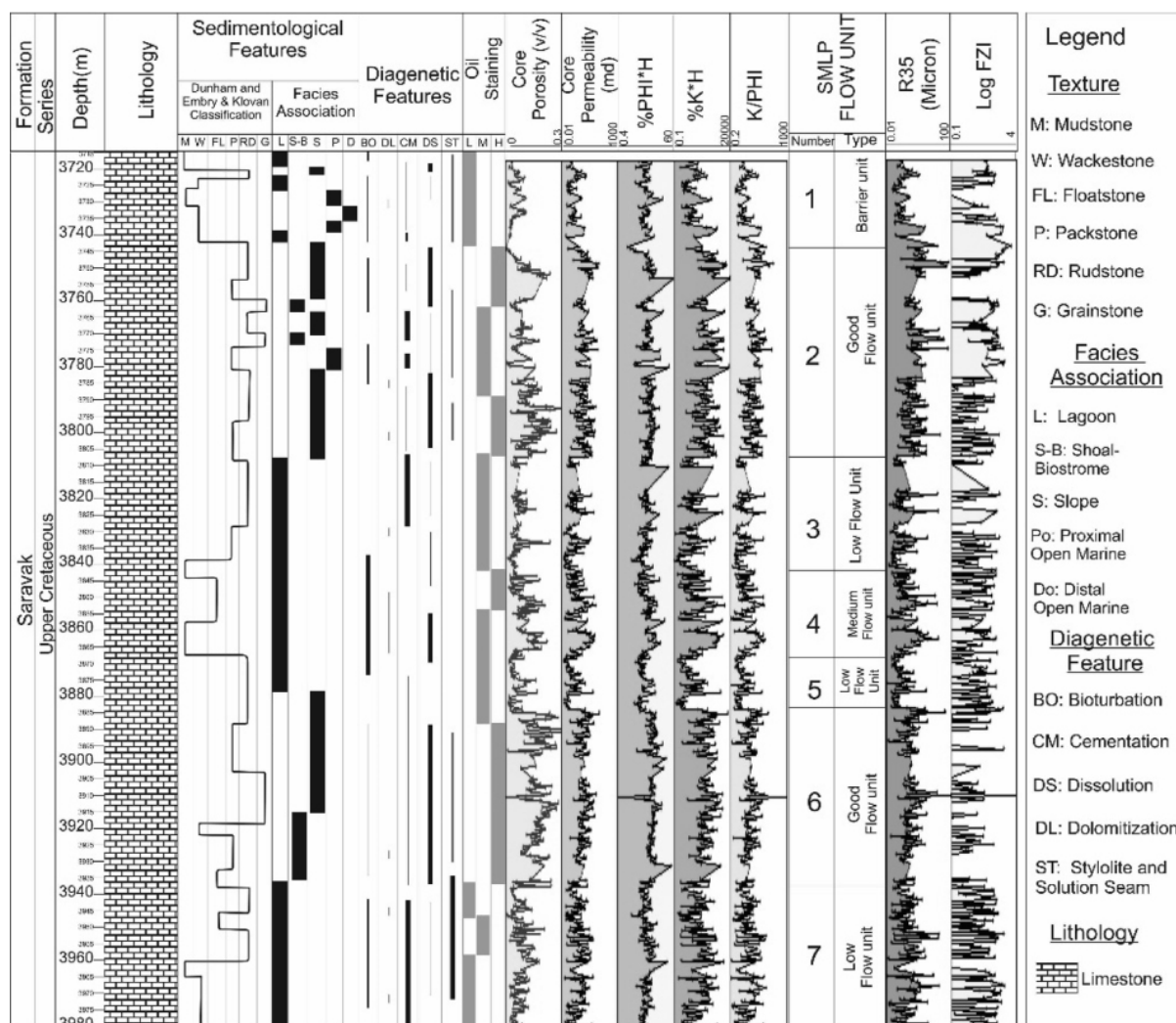
1. Nano Port
2. Micro Port
3. Meso Port
4. Macro Port
5. Mega Port
6. Cumulative Flow Capacity
7. Cumulative Storage Capacity
8. Super Permeable Unit
9. Normal Flow Unit
10. Baffle Unit
11. Barrier Unit

رسوب‌شناسی، دیاژنزی و واحدهای جریان تعیین شده از طریق روش‌های مختلف، ترسیم گردید (شکل ۷ و ۸). هر چند هر سه روش مورد استفاده می‌تواند در تفکیک و زون‌بندی مخزن استفاده شود، اما استفاده از روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی می‌تواند برای تفکیک بهتر زون‌ها با هدف مدل‌سازی مخزن مینا قرار گیرد. بنابراین در هر کدام از چاه‌ها، زون‌های شناسایی شده از طریق این روش در یک جدول ارائه و از نظر نوع رخساره‌های غالب، بافت، سیستم منافذ، فرآیندهای دیاژنزی، تغییرات شاخص زون جریانی، شعاع گلوگاه تخلخل و نیز کیفیت مخزنی مورد بررسی قرار گرفته است (جدول ۲).

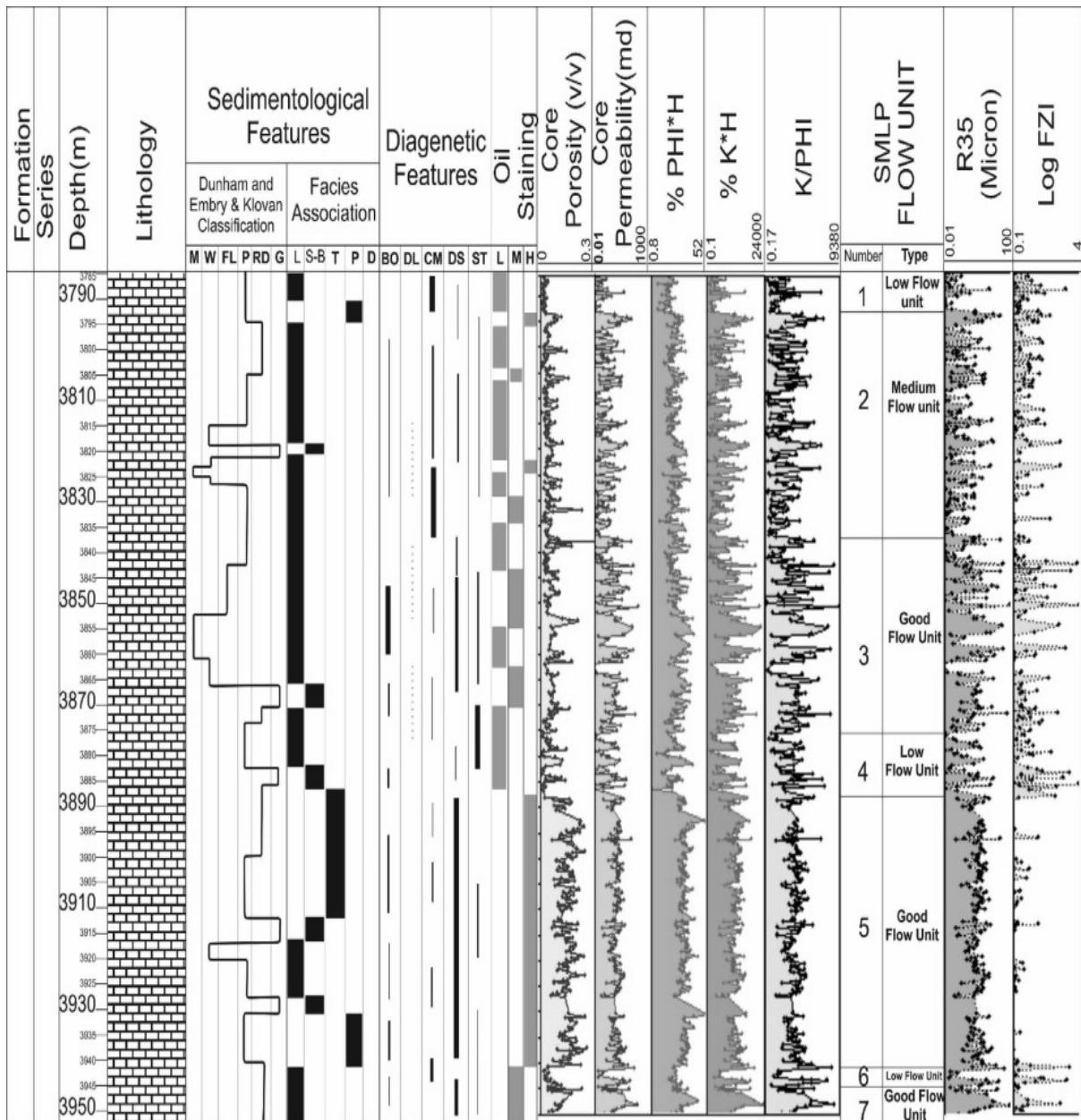
ذخیره و جریان می‌باشند. این واحدها تخلخل-تراوایی بالا و ضخامت قابل ملاحظه‌ای دارند. هر کدام از این واحدهای جریانی براساس خصوصیات رخساره‌ای، تاثیر فرآیندهای دیاژنزی و نیز ضخامت بحث شده است. میانگین تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهای جریانی شناسایی شده براساس روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی نشان داده شده است (جدول ۱-ج).

واحدهای جریانی و ارتباط آنها با رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی

پس از شناسایی واحدهای جریانی، با هدف بررسی تغییرات آنها در هر چاه، توزیع ویژگی‌های



شکل ۷ واحدهای جریانی شناسایی شده از طریق سه روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی (SMLP)، شاخص زون جریانی (FZI) و شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه (R_{35}) همراه با توزیع ویژگی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی در چاه الف. انطباق نسبتاً خوبی بین روش‌ها و نیز توزیع پارامترهای زمین‌شناسی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی دیده می‌شود.



شکل ۸ واحدهای جریانیه شناسایی شده از طریق سه روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینهنشناسی (SMLP)، شاخص زون جریانیه (FZI) و شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه (R₃₅) همراه با توزیع ویژگی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی در چاه ب. انطباق نسبتاً خوبی بین روش‌ها و نیز توزیع پارامترهای زمین‌شناسی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی دیده می‌شود.

جدول ۲ خصوصیات هر کدام از واحدهای جریان‌ی شناسایی شده بر مبنای روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چین‌شناسی در دو چاه الف و ب نشان داده شده است. برای هر واحد جریان‌ی ضخامت، بافت و محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی و کیفیت مخزنی مشخص گردیده است.

چاه	واحد جریان‌ی	ضخامت (m)	بافت و محیط رسوبی	فرآیندهای دیاژنزی	سیستم منافذ	کیفیت مخزنی
الف	۱	۲۵	بافت گل غالب (مادستون-وکستون) و زیر محیط لاگون و دریای باز	میکرایتی شدن، زیست آشفته‌گی، انحلال فشاری	ریز تخلخل	بسیار پایین
	۲	۶۴	بافت پکستون-رودستون-گرینستون و زیر محیط شول، شیب و بخش کم عمق دریای باز	انحلال، کارستی شدن، سیمانی شدن، زیست آشفته‌گی	حفرهای مرتبط و غیر مرتبط و بین دانه‌های	بالا
	۳	۳۳	بافت وکستون-پکستون و زیر محیط لاگون	زیست آشفته‌گی، سیمانی شدن	حفرهای غیر مرتبط و ریز تخلخل	پایین
	۴	۲۵	بافت فلوتستون-رودستون و زیر محیط رودیست بایوستروم	زیست آشفته‌گی، انحلال فشاری	ریز تخلخل-تخلخل حفرهای	متوسط
	۵	۹	بافت وکستون-مادستون و زیر محیط لاگون	میکرایتی شدن، زیست آشفته‌گی، انحلال فشاری	ریز تخلخل	پایین
	۶	۵۲	بافت پکستون-رودستون-گرینستون و زیر محیط شول-رودیست بایوستروم و شیب	انحلال، سیمانی شدن، خردشدگی مکانیکی رودیستها	حفرهای مرتبط و غیر مرتبط و بین دانه‌های	بالا
	۷	۳۸	بافت وکستون-فلوتستون و زیر محیط لاگون	زیست آشفته‌گی، انحلال فشاری، انحلال-سیمانی شدن	حفرهای غیر مرتبط	پایین
ب	۱	۸	بافت وکستون و زیر محیط لاگون	زیست آشفته‌گی	ریز تخلخل	بسیار پایین
	۲	۴۷	بافت وکستون-پکستون و زیر محیط لاگون	سیمانی شدن، انحلال فشاری	ریز تخلخل-حفرهای	متوسط
	۳	۳۳	بافت پکستون-رودستون و زیر محیط لاگون و شول	انحلال گسترده، زیست آشفته‌گی	حفرهای مرتبط و غیر مرتبط و ریز تخلخل	بالا
	۴	۱۰	بافت پکستون-گرینستون و زیر محیط لاگون و شول	سیمانی شدن، تراکم فیزیکی	حفرهای غیر مرتبط	پایین
	۵	۵۴	بافت رودستون-گرینستون و زیر محیط شول و شیب	انحلال، کارستی شدن، زیست آشفته‌گی	حفرهای مرتبط و غیر مرتبط و بین دانه‌های	بالا
	۶	۴	بافت پکستون و زیر محیط لاگون	سیمانی شدن	حفرهای غیر مرتبط	بسیار پایین
	۷	۷	بافت رودستون و زیر محیط رودیست بایوستروم	انحلال، زیست آشفته‌گی	حفرهای مرتبط	بالا

دیاژنزی میکرایتی شدن، زیست آشفتنگی، سیمانی شدن، دولومیتی و ددولومیتی شدن، انحلال، تراکم فیزیکی و شیمیایی، شکستگی، سیلیسی شدن و پیریتی شدن کربنات‌های سازند سروک را پس از ته نشست تحت تاثیر قرار داده‌اند. سه روش پتروفیزیکی شاخص منطقه‌ای جریان، شعاع گلوگاه تخلخل در اشباع ۳۵٪ جیوه و روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی برای تعیین واحدهای جریان‌ی استفاده گردید. در مرحله بعد تفسیر جایگزین تغییرات رخساره‌ای و دیاژنزی به منظور تفسیر توزیع واحدهای جریان‌ی در مخزن استفاده شده است. رخساره‌های دانه غالب بخش‌های شیب حوضه، شول و رودیست بایوستروم‌ها عموماً تخلخل-تراوایی و نفت آغشتگی بالایی نشان می‌دهند. با این وجود در برخی موارد، سیمان‌های کلسیتی به دلیل مسدود کردن گلوگاه‌های تخلخل کیفیت مخزن‌ی را کاهش داده‌اند. در مقابل رخساره‌های لاگون و دریای باز عمیق از نظر مخزن‌ی ضعیف به دلیل ماهیت گل غالب اولیه رخساره‌ها می‌باشند. از جنبه تاثیر فرآیندهای دیاژنزی بر سیستم منافذ و ویژگی‌های مخزن‌ی مشاهده می‌گردد که سیمانی شدن و تراکم تخلخل-تراوایی را کاهش داده و انحلال سبب افزایش تخلخل گردیده است. در حالت کلی رخساره‌های رسوبی مهم‌ترین عامل کنترل کننده توزیع زون‌های مخزن‌ی در سازند سروک بوده است. که روند تغییرات دیاژنزی را نیز کنترل نموده است. براساس واحدهای جریان‌ی شناسایی شده توسط روش لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی، واحدهای ۲ و ۶ در چاه الف و واحد ۵ در چاه ب بهترین زون‌های مخزن‌ی می‌باشند. این واحدهای جریان‌ی منطبق بر رخساره‌های واریزه رودیستی و شول و نیز توالی‌های با انحلال بالا می‌باشند. تشکیل تخلخل‌های حفره‌ای مرتبط و غیر مرتبط در ارتباط با انحلال متئوریک همراه با تخلخل‌های بین دانه‌ای بالا از مهم‌ترین ویژگی‌های این رخساره‌های متخلخل-تراوا می‌باشد.

در حالت کلی بهترین واحدهای جریان‌ی در توالی سازند سروک، رخساره‌های واریزه رودیستی مرتبط با بخش شیب پلاتفرم می‌باشند که در مطالعات مشابه در بخش‌های مختلف زاگرس، خلیج فارس و صفحه عربی مورد تاکید قرار گرفته‌اند. بخشی از واحدهای جریان‌ی ۲ و ۶ در چاه الف و واحد ۵ در چاه ب مرتبط با این رخساره‌ها می‌باشند که بهترین زون‌های مخزن‌ی از نظر توزیع تخلخل و تراوایی و آغشتگی به نفت محسوب می‌شوند.

رخساره‌های لاگونی عموماً کیفیت مخزن‌ی بالایی ندارند و تنها زمانی که رخداد فرآیندهای دیاژنزی به ویژه انحلال به صورت گسترده رخ داده و سیمانی شدن ناچیز بوده است کیفیت مخزن‌ی نشان می‌دهند (واحد جریان‌ی ۳ در چاه ب). دولومیتی شدن به دلیل رخداد پراکنده (عموماً تنها بخشی از زمینه را تحت تاثیر قرار داده است)، نقش ناچیزی در ایجاد سیستم منافذ بین بلوری داشته است. مهم‌ترین فرآیند دیاژنزی افزایش تخلخل، انحلال‌ای گسترده ناشی از دیاژنز متئوریک می‌باشد. واحدهای ۲ و ۶ در چاه کلیدی الف و واحد ۵ در چاه ب، بیشترین انحلال را نشان می‌دهند.

نتیجه‌گیری

به منظور تعیین واحدهای جریان‌ی و تفسیر آنها در بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین ناحیه دشت آبادان، از تلفیق مطالعات پتروفیزیکی و پتروگرافی دو چاه کلیدی استفاده شده است. ابتدا با هدف درک توزیع رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی، توصیف مغزه‌ها و مطالعات پتروگرافی منجر به شناسایی انواع ریز رخساره‌ها و فرآیندهای مختلف دیاژنزی گردید.

۱۲ ریز رخساره شناسایی و در قالب شش کمر بند رخساره‌ای لاگون-شول-رودیست بایوستروم-شیب و بخش کم عمق و عمیق دریای باز در قالب یک پلاتفرم شلف کربناته تفسیر گردید. فرآیندهای

مراجع

- [1]. Ahr W. M., "Geology of carbonate reservoirs," John Wiley and Sons, Chichester, p. 296, 2008.
- [2]. Lucia F. J., "Carbonate reservoir characterization," Springer-Verlag, Berlin, p. 341, 2007.
- [3]. Moore C. H. and Wade W. J., "Carbonate reservoir porosity evolution and diagenesis in a sequence Stratigraphic framework," 2nd Edition, Elsevier, Amsterdam, p. 444, 2013.
- [4]. Hollis C., Vahrenkamp V., Tull S., Mookerjee A., Taberner C. and Huang Y., "Pore system characterization in heterogeneous carbonates: an alternative approach to widely-used rock-typing methodologies," Marine Petroleum Geology, Vol. 17, No. 3, pp. 272-293. 2010.
- [5]. Archie G. E., "Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations," American Association of Petroleum Geologists, Vol. 36, No. 2, pp. 278-298, 1952.
- [6]. Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D. G., and Keelan D. K., "Enhanced reservoir description; using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells," Formation evaluation and reservoir geology. Society of Petroleum Engineers Annual Conference, pp. 205-220, 1993.
- [7]. Gunter G. W., Finneran J. M., Hartmann D. J. and Miller J. D., "Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method," Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 373-380, 1997.
- [8]. Al-Tooqi S., Ehrenberg S. E., Al-Habsi N. and Al-Shukaili, M., "Reservoir rock typing of Upper Shu'aiba limestones, Northwestern Oman," Petroleum Geoscience, Vol. 20, No. 4, pp. 339-352, 2014.
- [9]. Lucia F. J., "Rock-Fabric/Petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization," American Association of Petroleum Geologists, Vol. 79, No. 9, pp. 1275-1300, 1995.
- [10]. Lønøy A., "Making sense of carbonate pore systems," American Association of Petroleum Geologists, Vol. 90, No. 9, pp. 1381-1405. 2006.
- [11]. Gomes J. S, Riberio M T, Strohmenger C. J., Neghaban S. and Kalam M. Z., "Carbonate reservoir rock typing- the link between geology and SCAL," Society of Petroleum Engineers, Petroleum Exhibition and Conference, 2008.
- [12]. Chehrazi A., Rezaee R. and Rahimpour-Bonab H., "Pore facies as a tool for incorporation of small-scale dynamic information in integrated reservoir studies," Journal of Geophysics and Engineering, Vol. 8, No. 2, pp. 202-224, 2011.
- [13]. Aliakbardoust E., and Rahimpour-Bonab H., "Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization," Journal of Geophysics and Engineering, Vol. 10, No. 5, pp. 1-11, 2013.
- [14]. Skalinski M., and Kenter A. M., "Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior," In: Agar, S. M. & Geiger, S. (eds), Fundamental Controls on Fluid Flow in Carbonates, Geological Society, London, Special Publications 406, pp. 1-32, 2014.
- [15]. Hearn C. L., Ebanks W. J. Jr., Tye R. S. and Ranganathan V., "Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field," Journal of Petroleum Technology, Vol. 36, No. 8, pp. 1335-1344, 1984.
- [16]. Dunham R. J., "Classification of carbonate rocks according to depositional texture," American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, pp. 108-121, 1962.

- [17]. Abbaszadeh M., Koide N. and Murahashi Y. "Integrated characterization and flow modeling of a Heterogeneous Carbonate Reservoir in Daleel Field, Oman" Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 150–159, 2000.
- [18]. Ghedan S. G., "Dynamic rock types for generating reliable and consistent saturation functions for simulation models," Paper Presented at the SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, pp. 28–31, 2007.
- [19]. Gomes J. S., Ribeiro T., Strohmenger C. J., Negahban S. and Kalam, M. Z. "Carbonate reservoir rock typing – the link between geology and SCAL," Paper Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, held in Abu Dhabi, UAE, pp. 3–6 .2008.
- [20]. Taghavi A. A., Mork A. and Emadi M. A., "Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehluran field, SW Iran," Petroleum Geoscience, Vol. 12, No. 2, pp. 115-126, 2006.
- [21]. Assadi A., Honarmand J., Moallemi S. A. and Abdollahie-Fard I., "Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil-field on the Abadan Plain, SW Iran," Fcaies, Vol. 62, No. 4, pp. 1-22, 2016.
- [22]. James G. A. and Wynd J. G., "Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area," American Association Petroleum Geologists, Vol. 49, No. 12, pp. 2182–2245, 1965.
- [23]. Hajikazemi E., Al-Aasm I. S., and Coniglio M., "Chemostratigraphy of Cenomanian–Turonian carbonates of the Sarvak Formation, Southern Iran," Journal of Petroleum Geology, Vol. 35, No. 2, pp. 187-205, 2012.
- [24]. Hollis C., "Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian–Turonian of the Arabian Plate. Petroleum Geoscience," Vol. 17, No. 3, pp. 223-241, 2011.
- [25]. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Navidtalab A., and 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, Vol. 17, No. 3, pp. 213-236, 2012.
- [26]. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Navidtalab A., Omidvar M., Enayati-Bidgoli A. H., Sonei R., and Izadi-Mazidi E., "Palaeo-exposure surfaces in Cenomanian–Santonian carbonate reservoirs in the Dezful Embayment, SW Iran," Journal of Petroleum Geology, Vol. 36, No. 4, pp. 335-362, 2013.
- [27]. 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, Vol. 61, No. 3, pp. 1-25, 2015.
- [28]. Aqrabi A. A. M. and Badics B , "Geochemical characterization, volumetric assessment and shale-oil/gas potential of the Middle Jurassic–Lower Cretaceous source rocks of NE Arabian Plate," GeoArabia, Vol. 20, No. 3, pp. 99-140, 2014.
- [29]. Abdollahie Fard I. A., Braathen A., Mokhtari M., and Alavi S. A., "Interaction of the Zagros Fold–Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran," Petroleum Geoscience, Vol. 12, No 4, pp. 347-362, 2006.
- [30]. Sharland P. R., Archer R., Casey D. M., Davies R. B., Hall S. H., Heward A. P., Horbury A. D. and Simmons M. D., "Arabian plate sequence stratigraphy," Geo-Arabia Special Publication, p. 371, 2001.

- [31]. Dickson J. A. D., "Carbonate identification and genesis as revealed by staining," Journal of Sedimentary Research, Vol. 36, No. 2, 1966.
- [32]. Mazzullo S. J. "Diagenesis in a sequence-stratigraphic setting: porosity evolution in periplatform carbonate reservoirs, Permian Basin, Texas and New Mexico," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 11, No. 4, pp. 311-322, 1994.
- [33]. Flugel, E., "Microfacies of carbonate rocks," Springer-Verlag, Berlin, p. 976, 2010.
- [34]. Wilson J. L., "Carbonate Facies in Geologic History," Springer-Verlag, New York, p. 471 1975.
- [۳۵]. هنرمند ج، اسعدی ع، معلمی س، ع، عبداللهی فردا، منیبی س، "ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی سازند سروک در یکی از میداین هیدروکربنی جنوب غرب ایران،" دو فصلنامه رخساره‌های رسوبی مشهد، سال ۹، شماره ۲. ۱۳۹۵.
- [۳۶]. اسعدی ع، هنرمند ج، معلمی س. ع، عبداللهی فردا، "تاثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین هیدروکربنی دشت آبادان، جنوب غرب ایران،" مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی اصفهان. جلد ۶۲، شماره ۱، ص. ۵۸-۸۰. ۱۳۹۵.
- [۳۷]. اسعدی ع، هنرمند ج، رحمانی ع، رئیسی ع. ر، "شناسایی و تفسیر رخساره‌های رسوبی و دیاژنزی از طریق مفهوم رخساره لاگ‌ها، مطالعه موردی از مخزن سروک در یکی از میداین بزرگ نفتی جنوب غرب ایران،" دو فصلنامه رسوب‌شناسی کاربردی همدان. جلد ۶، شماره ۲، ص. ۱۰۳-۱۱۹. ۱۳۹۴.
- [38]. Kolodzie S., Jr., "Analysis of pore-throat size and use of the Waxman-Smiths equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado," Society of Petroleum Engineers, pp. 1-10, 1980.
- [39]. Tiab, D., Donaldson, E.C., "Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties" 2nd edition, Gulf Professional Publishing, p. 926, 2004.
- [40]. Pittman E. D., "Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury Injection-capillary pressure curves for sandstone," American Association Petroleum Geologists, Vol. 72, No 2, pp. 191-198, 1992.
- [41]. Bliefnick D. M., Kaldi J. G., "Pore Geometry: control on reservoir properties, walker creek field, columbia and lafayette counties, arkansas," American Association Petroleum Geologists, Vol. 80, No 7, pp. 1027-1044, 1996.
- [42]. Rahimpour-Bonab H., Enayati-Bidgoli A. H., Navidtalab A. and Mehrabi H., "Appraisal of intra-reservoir barriers in the Permo-Triassic successions of the Central Persian Gulf, Offshore Iran" Geologica Acta Journal, Vol. 12, No. 2, pp. 87-107. 2014.