

بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک بر مبنای گسترش ریزرخساره‌ها، تأثیر فرایندهای دیاژنزی و واحدهای جریان

زینب عالیشوندی^۱، حسین رحیم‌پور بناب^۲، علی کدخدائی^۳ و مهران آرین^۴

^۱دکتر، گروه زمین‌شناسی واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

^۲استاد، دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

^۳دانشیار، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

^۴استاد، گروه زمین‌شناسی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۰۵/۱۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۰۳/۲۸

چکیده

سازند سروک، واحد کربناته ضخیمی است که معرف سنگ نهشته‌های کرتاسه میانی در کمربند چین خورده-رانده زاگرس است. این سازند بعد از آسماری دومین سنگ مخزن مهم میدان‌های نفتی مناطق جنوبی و جنوب غرب ایران به شمار می‌رود. پتروگرافی مقاطع نازک این سازند در چاه‌های ۴، ۲۰ و ۴۸، منجر به شناسایی ۸ ریزرخساره شده که در ۳ زیرمحیط تالاب محدود، تالاب-دریای باز و پشته زیرآبی، در بخش‌های داخلی یک پلاتفرم کربناته روقاره‌ای نهشته شده‌اند. با توجه به موقعیت چاه‌های مورد مطالعه، از سمت شرق به غرب، حوضه عمیق‌تر شده است. توالی دیاژنزی این سازند مربوط به دو بخش بالا و پایین مرز سنومانین-تورونین است. نفوذ آب‌های جوی در زیر این مرز و تأثیر فرایند انحلال باعث گسترش تخلخل حفره‌ای و قالبی و در نتیجه بالا رفتن پتانسیل مخزنی این بخش شده است. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد، کیفیت مخزنی سازند سروک در میدان کوپال در درجه اول متأثر از بافت ریزرخساره‌ها بوده و عوامل دیاژنزی و شکستگی در درجه بعدی اهمیت هستند، به طوری که ریزرخساره‌های رودیستی، دارای بالاترین میزان تخلخل و تراوایی هستند. در این مطالعه برای تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی مخزن بنگستان میدان کوپال، از داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه‌های حفاری و روش نشانگر زون جریانی و همچنین متد چینه‌ای تغییر یافته لورنز استفاده شده است. بر اساس نتایج این مطالعه شش واحد جریان هیدرولیکی تعیین شده که واحدهای جریانی ۱ و ۲ بهترین کیفیت مخزنی و به سمت واحد جریانی ۶ پتانسیل مخزنی کاهش می‌یابد. همچنین برای تعیین توزیع واحدهای مختلف مخزنی و غیرمخزنی از متد چینه‌ای تغییر یافته لورنز استفاده شده است. با استفاده از این روش و بر اساس خصوصیات واحدهای جریان هیدرولیک، سه بخش مخزنی و غیرمخزنی (بافلی و سدی) در فاصله عمقی مطالعه شده از سازند سروک شناسایی و تفکیک شده‌اند. فرایندهای دیاژنزی (انحلال‌های گسترده جوی، شکستگی و دولومیتی شدن‌های مرتبط با استیلولیت) نقش مهمی در توزیع نهایی پارامترهای مخزنی در مخزن سروک میدان کوپال دارند.

کلیدواژه‌ها: سازند سروک، میدان نفتی کوپال، دیاژنزی، واحدهای جریانی.

***نویسنده مسئول:** حسین رحیم‌پور بناب

E-mail: rahimpor@ut.ac.ir

۱- پیش‌نوشتار

خاورمیانه میزبان عظیم‌ترین ذخایر نفت و گاز جهان است که بخش اصلی آنها در صفحه عربی واقع شده است. اصولاً در مخازن کربناته عوامل مختلفی در کنترل کیفیت مخزنی نقش دارند که شامل بافت رسوبی اولیه، دیاژنزی و در بسیاری موارد شکستگی است (Moore, 2001; Ahr, 2008). پس از درک محیط رسوبی مخازن هیدروکربوری کربناته با استفاده از بررسی دقیق رخصاره‌ها، مطالعه دیاژنزی ضروری است، زیرا فرایندهای بعد از رسوب‌گذاری (دیاژنزی) به طرق مختلفی کیفیت مخزنی مخازن کربناته را تحت تأثیر قرار داده و سبب بهبود یا کاهش آن می‌شوند. طی سنومانین-تورونین با افزایش نسبی سطح آب دریا و به زیر آب رفتن بخش قابل توجهی از قاره‌های آن زمان، پلاتفرم‌های کربناته در عرض‌های جغرافیایی پایین در مقیاس وسیعی شکل گرفتند (Rahimpour-Bonab et al., 2012). در این پلاتفرم‌های کربناته کم عمق و وسیع، رودیست‌ها به عنوان مهم‌ترین جانداران کربنات ساز مطرح بوده‌اند. حوضه رسوبی زاگرس در این زمان، بر روی حاشیه قاره‌ای غیرفعال و کم ژرفا در حاشیه جنوبی اقیانوس تیتیس در عرض جغرافیایی صفر درجه بوده و در بخش‌های وسیعی از آن، پلاتفرم‌های کربناته‌ای شکل گرفته بودند که امروزه به عنوان گروه بنگستان شناخته می‌شوند. به کارگیری و تلفیق روش‌های پتروفیزیکی و پتروگرافی به عنوان روش‌های مکمل در شناسایی زون‌های دارای پتانسیل مخزنی، در زمین‌شناسی نفت و مهندسی نفت به خصوص در مقیاس ناحیه‌ای از اهمیت بسزایی برخوردار است و بخشی از مطالعات جامع مخزن به شمار می‌رود. تاکنون مخازن گروه بنگستان در میدانی نفتی جنوب غرب ایران موضوع مطالعات متعددی بوده‌اند. با توجه به اهمیت سازند مخزنی سروک در میدان کوپال، مطالعاتی به شرح زیر انجام شده است:

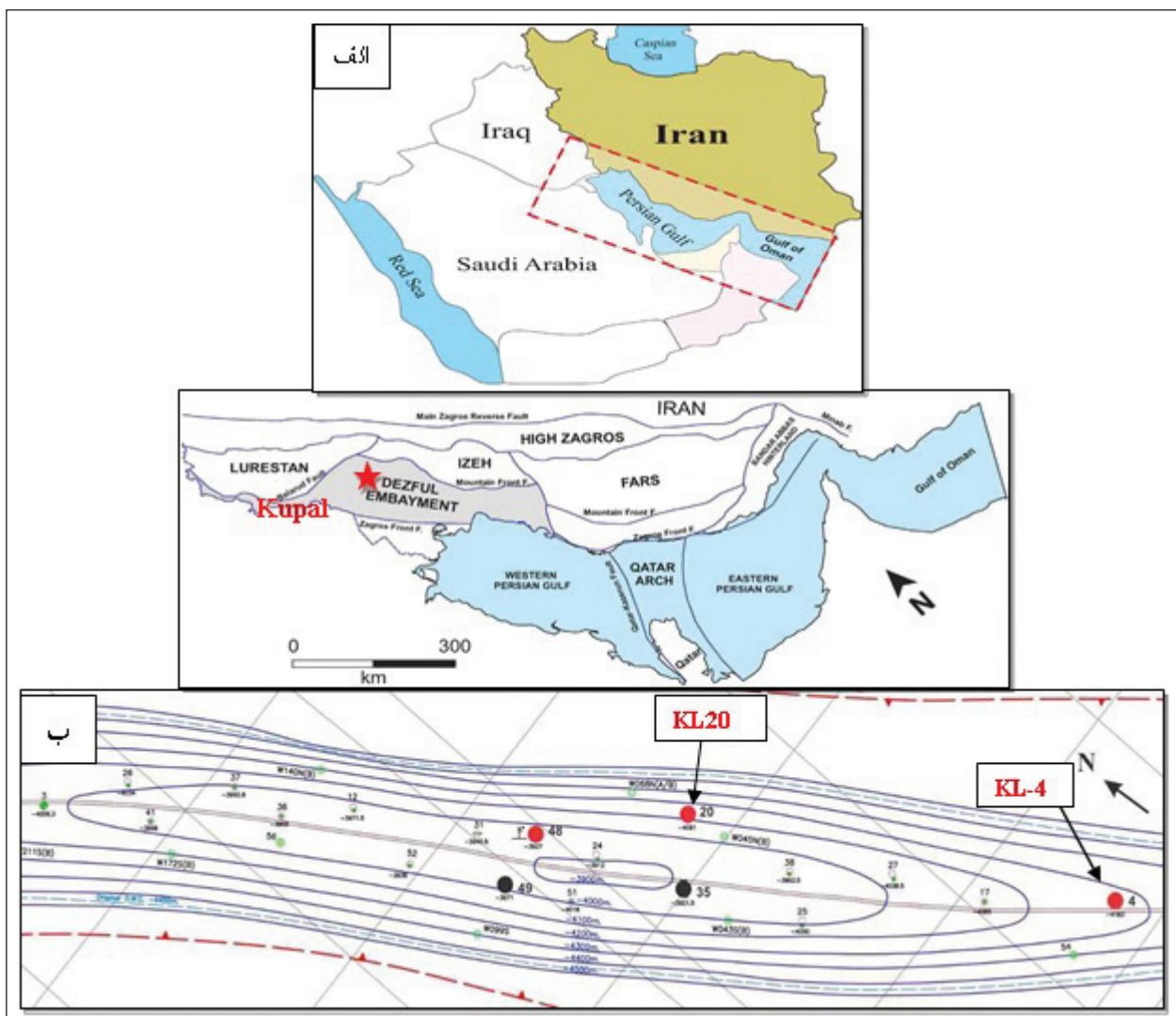
قلاوند (۱۳۸۱) مطالعه تکمیلی مخزن بنگستان کوپال را انجام داده است و ذاکری (۱۳۹۳) گونه‌های سنگی مخزن بنگستان در میدان نفتی کوپال را با استفاده از تکنیک آنالیز خوشه‌ای تعیین کرده است (Hajikazemi et al., 2010). به مطالعه شیمی چینه‌نگاری سنومانین-تورونین سازند سروک پرداختند که این سازند تحت تأثیر آب‌های جوی و دی‌اکسید کربن اتمسفر قرار گرفته و باعث ایجاد کارست و تشکیل خاک در چندین متر زیر سطح این سازند شده است. (Asadi Mehandosti et al., 2013). به مطالعه ریزرخساره‌ها و ژئوشیمی سازند سروک کرتاسه میانی در منطقه ایذه، حوضه زاگرس، جنوب غرب ایران پرداختند. (Assadi et al., 2016). به مطالعه محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند سروک در دشت آبادان پرداختند. نتایج کاربردی این پژوهش بخشی از داده‌های مورد نیاز مخزن را به منظور تدوین و مدیریت طرح توسعه این میدان و بهره‌برداری صیانتی از مخزن را تأمین می‌نماید. نوآوری این پژوهش در برجسته کردن نقش مطالعات زمین‌شناسی از جمله بررسی تأثیر محیط رسوبی و ریزرخساره‌های مربوطه و اهمیت فرایندهای دیاژنزی در کنترل کیفیت مخزنی و روند تغییرات مخزنی است. هدف اصلی این مطالعه بررسی نقش محیط رسوبی و ریزرخساره‌های مربوطه در کنترل کیفیت مخزنی است. همچنین نظر به اهمیت فرایندهای دیاژنزی در کنترل کیفیت مخزنی سنگ‌های کربناته، این مسئله نیز مورد بررسی قرار می‌گیرد. سپس با تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی به روش نشانگر زون جریانی و لورنز پلات، سازند مورد مطالعه از دیدگاه کیفیت مخزنی بررسی می‌شود.

۲- چینه‌شناسی و موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

سازند سروک به سن کرتاسه میانی تشکیل دهنده سنگ مخزن بسیاری از مخازن

میدان کوپال شامل سازند ایلام (حدود ۴۵ متر) و سازند سروک (حدود ۱۰۰۰ متر) و حاوی سنگ آهک قهوه‌ای تا کرم است. در میدان کوپال، سازند سروک به‌طور کامل حفاری نشده است و با در نظر گرفتن اطلاعات حاصل از چاه‌های میدانی مجاور نظیر هفتکل -۶۱، اهواز -۶۷ و مارون-۱۲۳ ضخامت این واحد را می‌توان در حدود ۱۰۰۰ متر تخمین زد. مرز پایینی این سازند نامشخص است و مرز بالایی با سازند ایلام ناهم‌ساز بوده که با توجه به محتوای فسیلی می‌توان به مرز فرسایشی میان آنها اشاره نمود، به‌طوری‌که سازند سورگه در این میدان رسوب‌گذاری نکرده است (قلاوند، ۱۳۸۱). ضخامت حفاری شده از سازند سروک در چاه‌های ۴، ۲۰ و ۴۸ در میدان کوپال به ترتیب ۴۷۰، ۴۰۵ و ۴۷۵ متر است. مخازن سروک عمدتاً در زاگرس مرکزی (فروافتادگی دزفول) و همچنین در شرق خلیج فارس گسترش دارند. میدان نفتی کوپال یکی از میدان‌های نفتی جنوب غرب کشور است که در شمال شرق استان خوزستان، در فاصله ۶۰ کیلومتری شرق شهرستان اهواز و در بخش مرکزی حوضه فروافتاده دزفول قرار دارد و روندی شمال غربی- جنوب شرقی را نشان می‌دهد (شکل ۱).

زاگرس و خلیج فارس است. این سازند جزو گروه بنگستان بوده و در برش الگو (تنگ سروک) با ضخامت بیش از ۸۲۱ متر گسترش دارد (مطیعی، ۱۳۷۲). مرز پایینی سازند سروک با سازند کزدمی پیوسته و تدریجی است؛ در حالی که مرز بالایی با سازند ایلام ناپیوسته و همراه با یک نبود رسوبی مهم است. مطالعات در زاگرس مرکزی و شرقی نشان می‌دهد که با پیشروی نسبی سطح آب دریاها در کرتاسه میانی (آلبین- سنومانین)، رسوبات سازند سروک در یک رمپ کربناته هم‌شیب دارای ریف‌های کومه‌ای رودیستی نهشته شده‌اند (Taghavi et al., 2006; Hajikazemi et al., 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2012). تحت تأثیر خشکی‌زایی ناحیه ای تورونین میانی، این رمپ کربناتی رخنمون تحت جوی یافته و در معرض انحلال و کارستی شدن شدید قرار گرفته است (Setudehnia, 1978). این کارستی شدن (به ویژه در ریز رخساره‌های رودیستی) در بخش بالایی سازند سروک موجب افزایش ویژگی‌های مخزنی و گسترش مخازن سروک شده است (Hajikazemi et al., 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2012).



شکل ۱- الف) نقشه زمین‌شناسی، زیرتقسیمات ساختمانی جنوب غربی ایران و موقعیت جغرافیایی میدان کوپال؛ ب) موقعیت چاه‌های مورد مطالعه (چاه ۴ و چاه ۲۰) بر روی نقشه UGC سازند سروک در میدان کوپال (اقتباس با تغییرات از ذاکری، ۱۳۹۳).

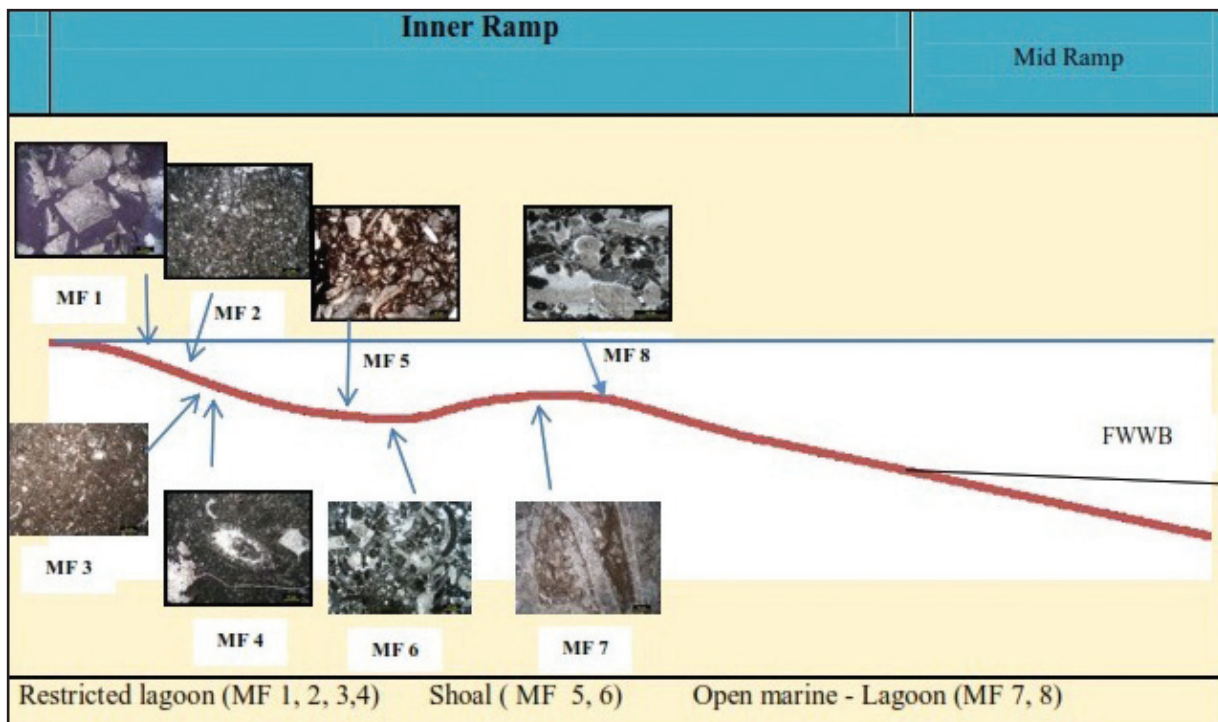
۳- مواد و روش‌ها

در این پژوهش سازند سروک در ۳ چاه، مورد مطالعه قرار گرفته است. از مطالعه و توصیف ۴۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی حاصل از ۵۱۰ متر مغزه و خرده‌های حفاری در آزمایشگاه شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب برای تشخیص اجزای سازنده ریزرخساره‌ها و فرایندهای دیاژنزی استفاده شده است. برای نامگذاری ریزرخساره‌ها از روش تقسیم بندی دانهام (Dunham, 1962) و امری و کلوان (Embry and Klovan, 1971) استفاده شده و ریزرخساره‌های تعیین شده با ریزرخساره‌های استاندارد فلوگل (Flugel, 2010) تطبیق داده شده است. واحدهای جریانی سازند مورد مطالعه بر اساس داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه که در پژوهشگاه صنعت نفت مورد آنالیز قرار گرفته اند و با استفاده از روش نشانگر زون جریان شناسایی و برای ارزیابی مخزن و تفکیک واحدهای مخزنی از غیرمخزنی استفاده شده است. در روش احتمال نرمال لگاریتم نشانگر زون جریان، تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی و تعداد بهینه این واحدها برای مخزن در گرو مشخص کردن نقاط شکستگی در روی نمودار احتمالی است، به طوری که این شکستگی‌ها مشخص کننده مرزهای واحدهای جریانی هیدرولیکی هستند. تکنیک نمودار چینه‌شناسی تصحیح شده لورنز (SLMP) براساس رسم ظرفیت جریانی مجموع بر حسب ظرفیت انباشت مجموع، با حفظ ترتیب چینه‌شناسی آنها است. نقاط عطف در نمودار SLMP، بیانگر تغییرات در خواص جریانی محیط متخلخل است. این تغییرات به وسیله خطوط راست که هر کدام بیانگر یک واحد جریانی هستند، نشان داده می‌شوند. با استفاده از تلفیق نتایج به دست آمده، رابطه میان ریزرخساره‌ها و کیفیت مخزنی و نیز تأثیر فرایندهای دیاژنزی بر میزان تخلخل و تراوایی این توالی مورد

بررسی و به تفسیر محیط رسوبی سازند سروک در چاه‌های مورد مطالعه پرداخته شده است.

۴- آنالیز رخساره‌ای و محیط رسوبی

شناسایی ریزرخساره‌ها و زیرمحیط‌های تشکیل آنها یکی از بخش‌های اصلی مطالعه زمین‌شناسی مخزن در مطالعات جامع مخزنی است (Ahr, 2008; Mahdi et al., 2014). توصیف ریزرخساره‌های سازند سروک به صورت دقیق در مطالعات گذشته در بخش‌های مختلف زاگرس و خلیج فارس ارائه شده است (Ghabeishavi et al., 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2012; Asadi Mehmandosti et al., 2013; Mehrabi and Rahimpour-Bonab, 2013). در این پژوهش با استفاده از مطالعات دقیق پتروگرافی، فراوانی آلومک‌ها، ارتباط عمودی رخساره‌های میکروسکوپی و مقایسه با رخساره‌های استاندارد (Flugel, 2010)، ۸ ریزرخساره شناسایی شده است. این ریزرخساره‌ها در ۳ زیرمحیط تالاب محدود شده، تالاب- دریای باز و پشته زیرآبی، در بخش‌های داخلی یک پلاتفرم کریناته روقاره‌ای نهشته شده‌اند (جدول ۱؛ شکل ۲). در بین مجموعه رخساره‌های مختلف ریزرخساره‌های مربوط به زیرمحیط پشته زیرآبی و بخش‌هایی از تالاب باز به سمت پشته، بهترین زون‌های مخزنی منطقه مورد مطالعه هستند که در نمونه‌های مغزه، آغستگی به نفت و تخلخل بالایی را نشان می‌دهند. با توجه به اینکه یکی از اهداف این مطالعه تأثیر عوامل مختلف روی کیفیت مخزنی است از توصیف و معرفی جامع ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی خودداری می‌شود. توصیفات مذکور به طور خلاصه در جدول ۱ و شکل ۳ آورده شده است.

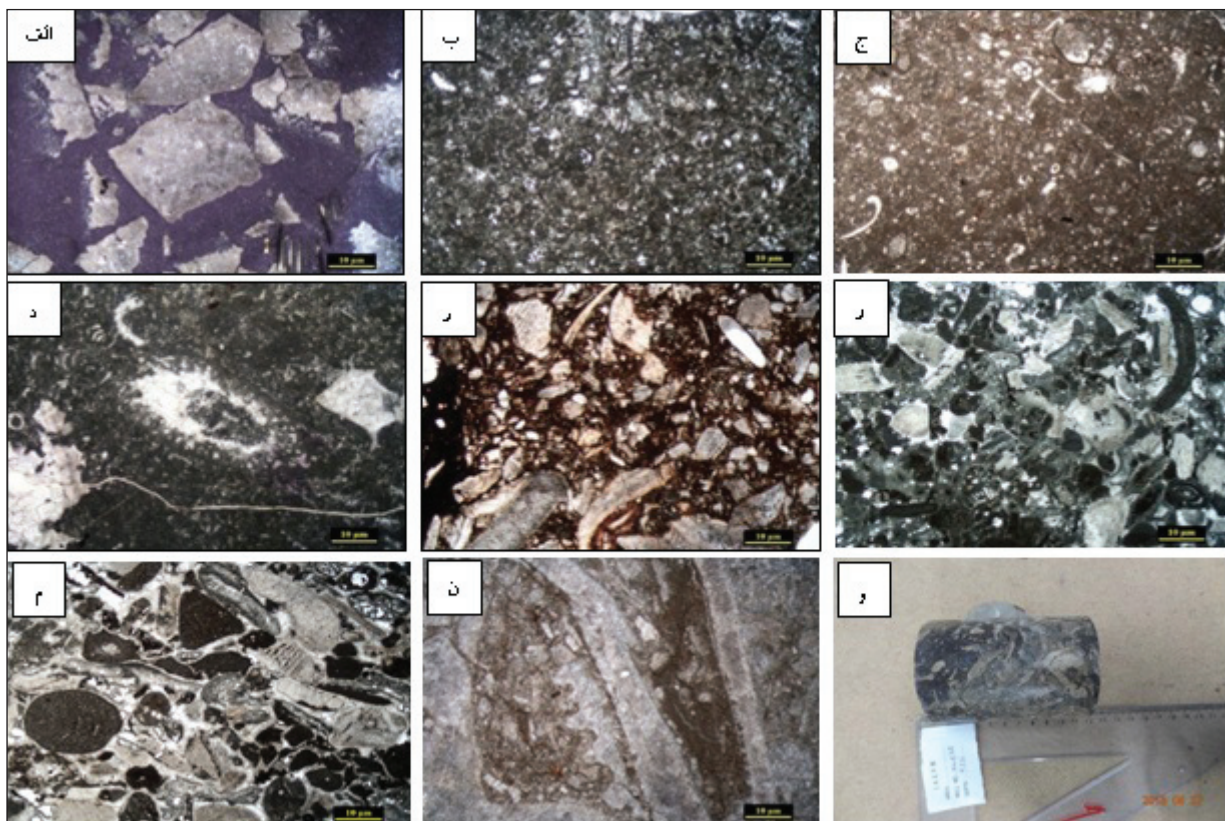


شکل ۲- مدل رسوبی مفهومی سازند سروک در میدان نفتی کوبال همراه با جایگاه تقریبی هر یک از ریزرخساره.

جدول ۱- رخساره های میکروسکوپی و خصوصیات رسوبی آنها شامل اندازه دانه، جورشدگی، اجزای اسکلتی و غیر اسکلتی، سطح انرژی و زیر محیط های شناسایی شده به صورت خلاصه توصیف شده است.

Depositional environment	Facies code (Flügel, 2010)	Energy level	Components		Microfacies name Skeletal	Facies code
				Non-skeletal		
Lagoon	RMF4	low	Peloid(a)	Miliolid-Nezzazata-Textularia(r)	Peloid wackestone to mudstone	1
Lagoon	RMF 16	low	Peloid(a)	Miliolid(a)- Nezzazata-Textularia(c)	Miliolid- peloid packstone	2
Lagoon	RMF 16	low	-	Miliolod(c)- Nezzazata(r)- Green algae	Planktonic foraminifera packstone	3
Lagoon	RMF 20	Medium	Peloid	Sponge spicule- Miliolid-Textularia-Green algae(c)	Algal-foraminifera packstone	4
Open-marine lagoon	RMF 15	Medium	Peloid(r)	Rudist debris(a)-Echinoderms(c)- Benthic foraminifera(r)	Rudist floatstone	5
Open-marine lagoon	RMF26	Medium	Peloid	Miliolid- Nezzazata- Textularia(c)- Bivalve(r)	Benthic foraminifera grainstone-packstone	6
Shoal	RMF 26	High	Peloid(a)	Rudists(a) Echinoderms(r)- Benthic foraminifera(r)-Orbitolina(c)	Rudist-peloidal grainstone to rudstone	7
Shoal	RMF12	High	-	Rudists (a)	Rudist rudstone-Boundstone	8

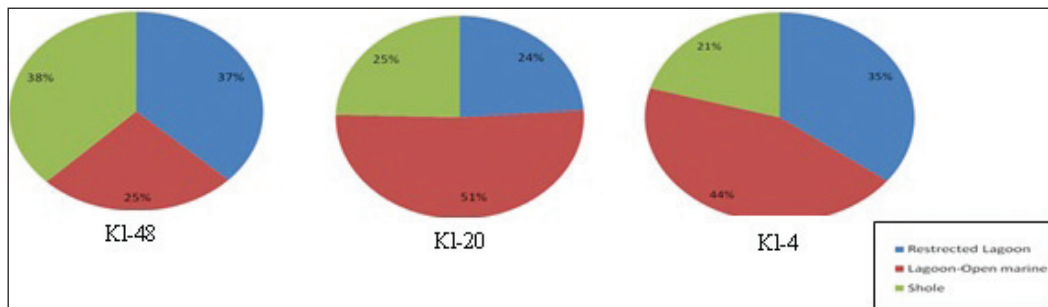
Abundant(a), common(c), rare(r)



شکل ۳- الف) وکستون پلوئیدی تا مادستون؛ ب) پکستون میلیولیدی پلوئیددار؛ ج) وکستون دارای روزن بران کف زی؛ د) پکستون جلبک دار دارای روزن بران کف زی؛ ز) فلوئستون بایوکلاستی دارای خرده های فراوان رودیست؛ ر) پکستون- گرینستون دارای روزن بران کف زی؛ م) گرینستون- پکستون رودیستی دارای بایوکلاست؛ ن) رودستون رودیستی؛ و) نمونه مغزه رودیست رودستون

زیر آبی از شرق به غرب میدان افزایش یافته و ریزرخساره‌های مربوط به زیرمحیط تالاب و تالاب دریای باز کاهش یافته است. نظر به اینکه، مطالعات و یافته‌های پژوهشی پیشین در مورد محیط رسوبی سازند سروک در نواحی فروافتادگی دزفول و خوزستان بیانگر یک مدل رسوبی رمپ کربناته است (Mehrabi and Rahimpour-Bonab, 2013; Esrafil-Dizaji et al., 2015) بنابراین بر اساس شواهد ارائه شده و مطابقت اکثر ریزرخساره‌های این پژوهش با مطالعات انجام شده گذشته، می‌توان نتیجه گرفت که توالی مورد مطالعه در یک رمپ کربناته هم شیب نهشته شده است. در شکل ۴ درصد رخساره‌های شناسایی شده مربوط به چاه‌های منطقه مورد مطالعه مشخص شده است.

با توجه به گسترش فراوان تر ریزرخساره‌های تالاب، گسترش کمتر (نسبت به ریزرخساره‌های تالاب) ریزرخساره‌های نشان دهنده محیط‌های با انرژی بالا و عدم وجود ریزرخساره‌های نشان دهنده محیط‌های عمیق، می‌توان نتیجه گرفت که به‌طور کلی، توالی‌های مطالعه شده در بخش‌های داخلی یک پلانفرم کربناته از نوع رمپ نهشته شده‌اند. با توجه به موقعیت چاه‌ها در میدان نفتی کوپال (چاه شماره ۴ در بخش شرقی و چاه شماره ۲۰ و ۴۸ در قسمت میانی و غربی ساختار کوهانک غربی کوپال قرار دارند) و عدم وجود ریزرخساره‌های عمیق در چاه شماره ۴، می‌توان گفت از سمت شرق به غرب حوضه عمیق تر شده است. همچنین ریزرخساره‌های مربوط به زیرمحیط پشته



شکل ۴- درصد رخساره‌های دیده شده در چاه‌های مورد مطالعه، سازند سروک در میدان نفتی کوپال.

۵- فرایندهای دیاژنری

مهم‌ترین فرایندهای دیاژنری مؤثر بر سازند سروک در منطقه مورد مطالعه می‌توان به میکربیتی شدن، نوشکلی، استیلولیتی شدن، سیمانی شدن، انحلال، شکستگی و دولومیتی شدن اشاره کرد. آگاهی از ترتیب زمان وقوع هر یک از این فرایندها در درک تغییرات کیفیت مخزنی و تحول آن در طول زمان بسیار سودمند است. به‌طور کلی انحلال، شکستگی و دولومیتی شدن سبب افزایش کیفیت مخزنی سازند سروک در میدان کوپال شده است. مهم‌ترین فرایندهای دیاژنری بخش مخزنی سازند سروک به شرح زیر است:

۵-۱. میکربیتی شدن

از جمله فرایندهای دیاژنری معمول در مقاطع نازک مورد مطالعه است که بیشتر در محیط‌های آرام و محدود (تالاب و حاشیه پشته به سمت تالاب) گسترش دارد. بیشتر بر سطح و در اطراف دانه‌ها (روزن‌بران کف زی، دوکفه‌ای و سایر بیوکلاست‌ها) ایجاد شده است. در مواردی به عنوان پوششی در اطراف دانه‌ها و قطعات اسکلتی عمل کرده و باعث حفظ شکل اولیه دانه‌ها و قالب آنها در برابر انحلال و در نتیجه حفظ تخلخل شده است (شکل ۶- الف).

۵-۲. نوشکلی

از فرایندهای رایج مشاهده شده و از نوع افزایشی در ریزرخساره‌های زیر محیط‌های تالاب و به مقدار کمتر در پشته زیر آبی است، که در طی آن میکربیت به میکرواسپار تبدیل و باعث درشت بلور شدن گل‌های آهکی در زمینه سنگ شده است (شکل ۶- ب).

۵-۳. استیلولیتی شدن

از فراوان‌ترین آثار فشرده‌گی شیمیایی در این سازند هستند که در ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان (مادستون، وکستون) به مراتب بیشتر از ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان تشکیل شده است. دولومیتی شدن در امتداد استیلولیت‌ها به فراوانی در این سازند دیده می‌شود (شکل ۶- ج)، همچنین در امتداد استیلولیت‌ها آثار هیدروکربن نیز دیده می‌شود.

مخازن زیر ناپیوستگیها ۲۰ تا ۳۰ درصد مخازن هیدروکربنی را تشکیل می‌دهند (Weidlich, 2010). این نوع مخازن حاصل از رخنمون تحت جوی و دیاژنری جوی شدید هستند که مهم‌ترین فرایندها درگسترش یا تخریب تخلخل است. تاثیر فرایندهای جوی قابل ملاحظه بر کربنات‌های سازند سروک به اثبات رسیده و به ناپیوستگی تورونین میانی نسبت داده شده است (Hajikazemi et al., 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2012). دیگر ناپیوستگی به ثبت رسیده در بخش بالایی سازند سروک و معادل‌های آن، ناپیوستگی سنومانین- تورونین است (Sharland et al., 2001; Rahimpour- Bonab et al., 2012). Rahimpour-Bonab et al. (2012) تاثیر این ناپیوستگی‌ها را بر دیاژنری و ویژگی‌های مخزنی سازند سروک بررسی کرده‌اند. با توجه به شواهد موجود، سازند سروک در این میدان به دو بخش بالای مرز سنومانین- تورونین و زیر این مرز قابل تفکیک است. تشخیص این مرز بر اساس مطالعه بایوزون‌ها در چاه شماره ۳ و بررسی نگار پرتو گاما در این چاه و تطابق آن با نگار پرتو گاما در چاه‌های دیگر و همچنین مشاهده عوارضی همچون کارستی شدن، برشی شدن و حفرات انحلالی در مقاطع میکروسکوپی و نمونه‌های مغزه صورت گرفته است. در نتیجه این ناپیوستگی، بخشی از کربنات‌های سازند سروک که در زیر این مرز واقع شده‌اند در واقع دوبار تحت تأثیر آب‌های جوی نفوذی قرار گرفته‌اند، که یک مرتبه آن مربوط به ناپیوستگی سنومانین- تورونین بوده و دومی در اثر بالا آمدگی پس از دفن (در محیط تلوژنتیک) به وقوع پیوسته است (که علت آن به احتمال زیاد وقوع فرایندهای تکتونیک منطقه‌ای همراه با افت سطح دریا بوده که ناپیوستگی تورونین میانی را سبب شده است. در منطقه مورد مطالعه عوارض رخنمون تحت الجوی از جمله کارست (شکل ۵- الف)، حفرات و برش‌های انحلالی (شکل‌های ۵- الف و ب) در ریزرخساره فلوئستون بایوکلاستی دارای خرده‌های فراوان رودیست مربوط به زیر محیط تالاب- دریای باز مشاهده شده است (هوشمند و همکاران، ۱۳۹۵). از

۴-۵. سیمانی شدن

زمانی اتفاق می افتد که مقدار زیادی از سیال درون منفذی نسبت به فاز سیمان به حد فوق اشباع برسد. سیمانی شدن سبب کاهش تخلخل و تراوایی می شود، لازم به توضیح است که در مقاطع مطالعه شده سیمان از نوع نسل اول که باعث حفظ فضاهای تخلخلی می شود مشاهده نشده است. بر پایه بررسی های انجام شده بر روی مقاطع نازک میکروسکوپی مورد مطالعه، ۴ نوع سیمان در کربنات های سازند سروک شناسایی شده است که عبارتند از:

– **سیمان کلسیتی هم بعد:** این سیمان اکثراً در ریزرخساره های دانه پشتیبان مشاهده شده و فضاهای خالی بین دانه ها را پر کرده است و همچنین برخی از شکستگی ها توسط این سیمان پر شده اند (شکل ۶-۶ س) و موجب کاهش تخلخل و تراوایی شده است. (Hajikazemi et al., 2010)، همانند این سیمان را در سازند سروک در جنوب باختری ایران گزارش کرده و تشکیل آن را به محیط جوی نسبت داده اند. سیمان کلسیتی دروزی: با پرکردن فضای بین دانه ای و درون دانه ای موجب کاهش تخلخل و تراوایی در ریزرخساره های دانه پشتیبان شده است (شکل ۶-۶ ر). در منطقه مورد مطالعه این سیمان بیشتر در ریزرخساره های پشته زیر آبی و به مقدار کمتر در تالاب گسترش دارد. مشابه این نوع سیمان در سازند سروک توسط غلامی زاده و آدابی (۱۳۹۰) در نواحی تنگستان (در جنوب ایران) و (Hajikazemi et al. 2010) در جنوب باختری ایران مشاهده کرده و تشکیل آن را به محیط جوی نسبت داده اند. – **سیمان کلسیتی بلوکی:** در ریزرخساره های پکستونی و گریستونی به صورت بلورهای درشت با حاشیه های نسبتاً مشخص عمدتاً فضاهای بین دانه ها را پر کرده اند (شکل ۶-۶ ز). با توجه به این که رگچه های انحلالی و استیلولیت ها سیمان بلوکی را قطع نکرده اند؛ احتمالاً این نوع سیمان در محیط تدفینی تشکیل شده است (رحیم پور بناب، ۱۳۸۹). (Hajikazemi et al. 2010) این سیمان را در سازند سروک در جنوب باختری ایران مشاهده کرده اند و تشکیل آن را به محیط دفنی نسبت داده اند.

– **سیمان کلسیتی رو رشدی- هم محوره:** در مقاطع مورد مطالعه این نوع سیمان به صورت رو رشدی در اطراف خرده های خارپوست قرار گرفته و با دانه های میزبان پیوستگی نوری دارند و عمدتاً در ریزرخساره های پکستونی و گریستونی مشاهده شده اند (شکل ۶-۶ د). این نوع سیمان با پر کردن فضاهای خالی سنگ موجب کاهش تخلخل مفید و تراوایی شده است.

۵-۵. شکستگی

با مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی حاصل از مغزه های حفاری، دو نسل از شکستگی در سازند سروک، در میدان کویال شناسایی شده است (شکل ۶-۶ ش)، شکستگی های نسل اول که توسط سیمان کلسیت هم بعد پر شده اند و زمینه و خرده های اسکلتی را قطع کرده و از میان آنها عبور می کنند و مربوط به شرایط دفنی هستند (رحیم پور بناب، ۱۳۸۹) و شکستگی نسل دوم با برش و قطع کردن شکستگی های نسل اول مشخص می شوند و بیشتر در ریزرخساره های پکستون و وکستونی مشاهده شده اند. در مقاطع مورد مطالعه برخی از این شکستگی ها با سیمان کلسیتی پر شده اند. بیشتر این شکستگی ها نیمه باز یا کاملاً باز هستند و توسط هیچ نوع سیمانی پر نشده اند که گسترش این شکستگی ها باعث افزایش تراوایی شده است. شکستگی ها در اغلب موارد ارتباط خوبی با زون های هوازده و کارستی شده نشان می دهند و به همین دلیل می توان آنها را از نوع سیمان های کلسیتی همزمان و پس از زمین ساخت به حساب آورد.

۶-۵. دولومیتی شدن

فرایند دولومیتی شدن تحت شرایط خاصی ممکن است موجب بهبود کیفیت مخزنی شود (Machel, 2004). تشکیل دولومیت به دو صورت رایجتر است، ۱) دولومیتی شدن در اثر جانشینی CaCO_3 با $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ (۲) سیمان دولومیتی (ته نشینی)، که از محلول های آبدار به صورت سیمان در فضاهای منفذی اولیه یا ثانویه جانشین می شود (Machel, 2004). پس از مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی مشخص شد که دولومیت ها در سازند سروک در میدان کویال به صورت دولومیتی شدن (جانشینی)

تشکیل شده اند. دولومیت های جانشینی در محیط دیاژنزی جوی و محیط دیاژنزی دفنی تشکیل می شوند (Tucker, 2001). دولومیتی شدن در ریزرخساره های سازند سروک از نظر پتروگرافی در دو گروه قرار می گیرند:

– **دولومیت های محیط دفنی عمیق (مرتبط با استیلولیت):** بخش عمده ای از دولومیت های تشکیل شده در سازند سروک دارای ارتباط مشخصی با آثار و شواهد مربوط به فشردگی شیمیایی هستند (شکل ۶-۶ ج). تمرکز بلورهای دولومیت در مجاری و حواشی استیلولیت ها نشان دهنده این است که آنها از سیالات ناشی از انحلال فشاری در آخرین مراحل دفن به وجود آمده اند (Hood et al., 2004)، در واقع انحلال فشاری ممکن است منجر به افزایش تمرکز یون منیزیم و تحرک این سیالات در این نقاط شده باشد (سپانی و همکاران، ۱۳۸۹).

– **دولومیتی شدن انتخابی:** در این حالت دولومیت های جانشینی بیشتر به صورت بلورهای لوزی پراکنده و منفرد و به صورت بافت پورفیروتوپیک دیده می شوند، که عموماً جانشین زمینه گل آهکی شده اند، ولی این بلورها در سیمان کلسیتی و خرده های فسیلی جانشین نشده اند (شکل ۶-۶ م). در این باره باید گفت در دسترس بودن مکان های هسته زایی فراوان در ذرات گل آهکی و همچنین سطح نسبتاً پایین اشباع شدگی دولومیت و بالا بودن سطح واکنش، منجر به دولومیتی شدن اجزای بلوری ریز، مثل گل آهکی و میکرواسپار شده باشد. همچنین ممکن است ماتریکس آهکی اولیه آراگونیتی و فسیل ها کلسیتی بوده اند و دولومیت به طور انتخابی بر روی ماتریکس آراگونیتی هسته سازی کرده باشد، زیرا آراگونیت نسبت به کلسیت آسان تر دولومیتی می شود. دولومیتی نشدن خرده های فسیلی نیز می تواند به علت ساختار بلوری پیچیده و مکان های هسته زایی محدود در آنها باشد (Hood et al., 2004). منشأ منیزیم (Mg) برای تشکیل دولومیت های جانشینی علاوه بر آب دریا می تواند از انحلال کلسیت پرمینیم (پوسته های فسیلی و گل آهکی) حاصل شده باشد (آقایی و همکاران، ۱۳۹۲). در این مطالعه این دولومیت ها فراوانی کمتری نسبت به گروه قبلی دارند.

۷-۵. انحلال

مهم ترین فرایند دیاژنزی است که با افزایش تخلخل و تراوایی، و در نتیجه افزایش کیفیت مخزنی می شود. این فرایند در سازند سروک نیز مهم ترین فرایند دیاژنزی تأثیرگذار محسوب می شود. فرایند انحلال بیشتر در ریزرخساره های دانه پشتیبان رخ داده است که حاوی خرده های اسکلتی کربناته (مانند رودیست و خارپوست) هستند. این ریزرخساره ها بیشتر در زیر محیط پشته زیر آبی گسترش دارند. انحلال باعث از بین رفتن بخش هایی از چارچوب و ساختمان اصلی این دانه ها و ایجاد فضاهای خالی بین دانه ها با از بین بردن سیمان های کلسیتی هم بعد بین دانه ای و بدین ترتیب باعث افزایش تخلخل و تراوایی سازند سروک شده است. این تخلخل ها بیشتر به صورت تخلخل های ثانویه، قالبی، حفره ای و استیلولیتی در این سازند مشاهده شده است. اساساً فرایند انحلال به طور گسترده در محیط دیاژنزی جوی و به مقدار کمتر در محیط دیاژنزی تدفینی صورت می گیرد (Tucker, 2001). این انحلال به صورت مخرب فابریک عمل نموده و اجزاء و زمینه را حل کرده است. این حفرات انحلالی به صورت کامل و یا بخشی حفظ و گاهی با سیمان های دفنی عمیق پر شده اند. مطالعات پتروگرافی نشان می دهد که این فرایند در بعضی موارد در شرایط تدفینی عمیق نیز رخ داده است زیرا بعضاً تخلخل حفره ای و قالبی همراه با تخلخل استیلولیتی دیده می شوند. در این مطالعه دو فاز انحلال شناسایی شده است:

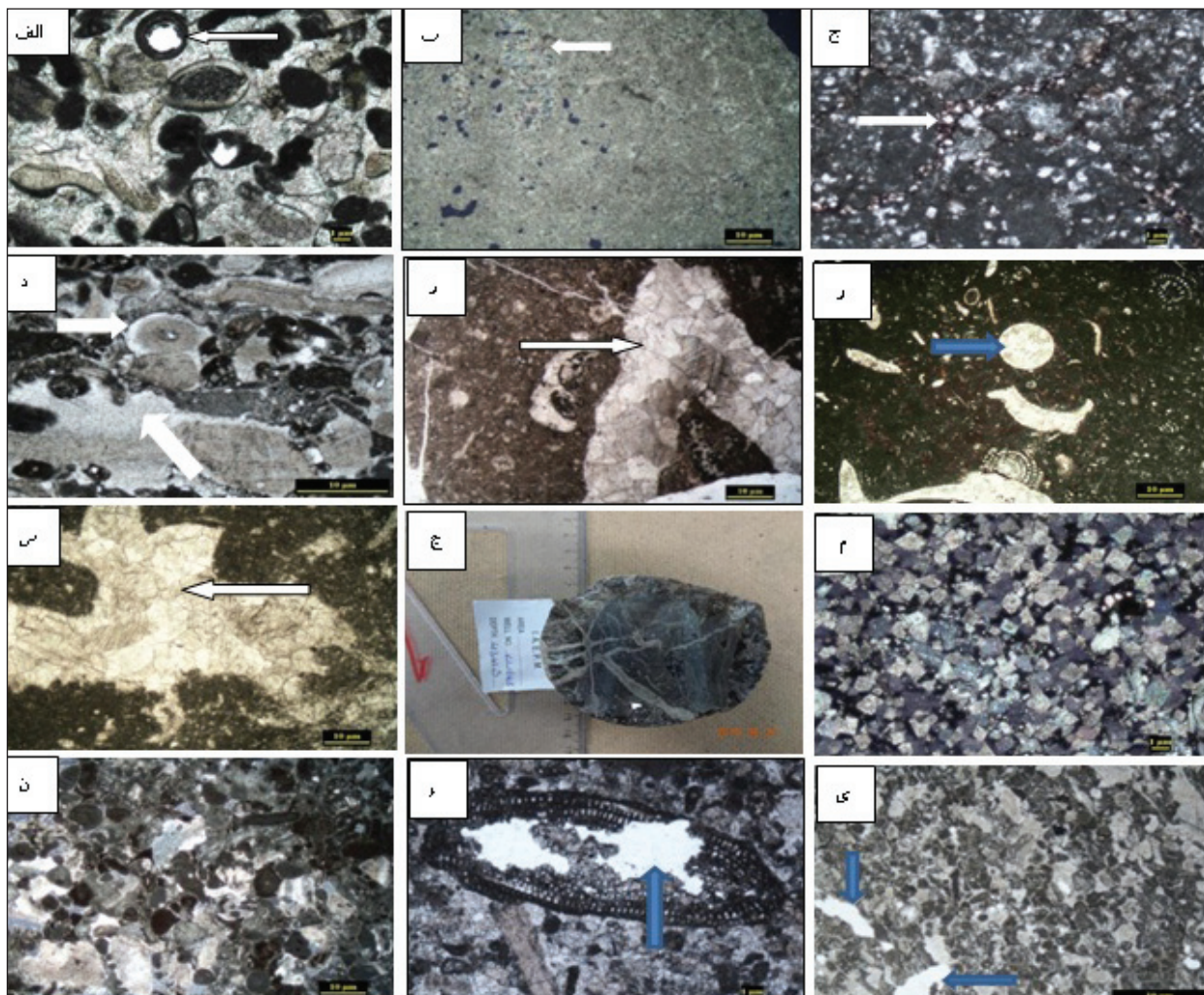
– **انحلال جوی تحت انتخاب فابریک:** که در اولین مرحله توالی پاراژنزی کربنات های سازند سروک ایجاد شده و باعث انحلال گسترده در رسوبات تحکیم نیافته (انوژنیک) شده است (شکل های ۶-۶ ن و و). این فاز انحلال گاهی مربوط به پوسته ها و بیو کلاست های آراگونیتی و کلسیت پرمینیم (مثل خرده های دو کفه ای و رودیست) است، که در این مرحله ابتدا واکنش اجزای ناپایدار با آب های جوی منجر به انحلال آنها و ایجاد تخلخل قالبی همراه با حفرات جداگانه شده است. در مراحل بعد، بعضی از این حفرات به طور جزئی به وسیله سیمان های فریاتیکی جوی

آن است که بر همه اجزاء شامل بیوکلاست، دانه‌های غیر اسکلتی و سیمان تأثیر گذاشته است (شکل ۶-۵). این انحلال در بخش زیر مرز سنومانین- تورونین به وقوع پیوسته است. برای اعمال فرایندهای دیاژنز تلورنتیک لزوماً نیازی نیست که سنگ‌ها رخنمون تحت الجوی بیاوند، بلکه بالا آمدن تا عمق حضور آب‌های جوی موجب شده است تا تحت تأثیر این آب‌ها دچار دیاژنز تلورنتیک شوند.

یا دفنی پر شده اند و گاهی سیمان به تنهایی تحت تأثیر این انحلال قرار گرفته است. این انحلال هم در کربنات‌های بالای مرز سنومانین- تورونین و هم در کربنات‌های زیر این مرز به وقوع پیوسته است.
– فاز دوم انحلال (در محیط جوی تلورنتیک): بعد از تحکیم رسوبات ایجاد شده است. بنابراین ویژگی اصلی این فاز (انحلال تلورنتیک) غیرانتخابی بودن فابریک



شکل ۵- الف) کارستی شدن و برش‌های انحلالی. فلش‌ها زمینه اصلی سنگ که در اثر ریزش به قلوه‌هایی تبدیل شده است، ب) برشی شدن؛ ج) آغشتگی به مواد هیدروکربنی.



شکل ۶- الف) حفظ شدن قالب دانه اسکلتی توسط فرایند میکربیتی شدن؛ ب) نومورفیسیم در زمینه ریز رخساره گل پشیمان؛ ج) استیلولیت نامنظم همراه با دولومیت؛ د) سیمان رو رشدی هم‌محور؛ ز) سیمان بلوکی هم‌بعد؛ ر) سیمان دروزی؛ س) سیمان هم‌بعد؛ ش) دونسل از شکستگی که شکستگی‌های نسل اول به وسیله شکستگی نسل دوم قطع شده اند؛ م) دولومیت کم عمق؛ ن) انحلال تحت انتخاب فابریک؛ و) انحلال تحت انتخاب فابریک؛ ی) انحلال غیر انتخاب فابریک.

۶- توالی پارائزنی

به طور کلی فرایندهای دیاژنزی شناخته شده در سنگ آهک های سازند سروک و بررسی زمان نسبی تشکیل آنها نشان از آن دارد که این فرایندها در محیط دیاژنزی دریایی، جوی و دفنی و طی سه مرحله انوژنز، مزوژنز و تلوژنز رخ داده اند. شکل ۷ توالی پارائزنی سازند سروک در میدان مورد مطالعه را نشان می دهد. انوژنز اولین مرحله از تأثیر فرایندهای دیاژنزی بر رسوبات است که در حین یا بلافاصله بعد از ته نشست بر رسوبات اثر کرده و در محیط دیاژنزی دریایی و محیط جوی رخ می دهد. مرحله مزوژنز بعد از دیاژنز اولیه صورت می گیرد. رسوبات در حین تدفین در درجه حرارت، فشار و اعماق مختلف فرایندهای دیاژنزی این مرحله را متحمل می شوند. در مرحله تلوژنز رسوبات در اثر بالا آمدگی مجدداً تحت تأثیر آب های جوی قرار می گیرند و باعث انحلال و گسترش تخلخل حفره ای می شود.

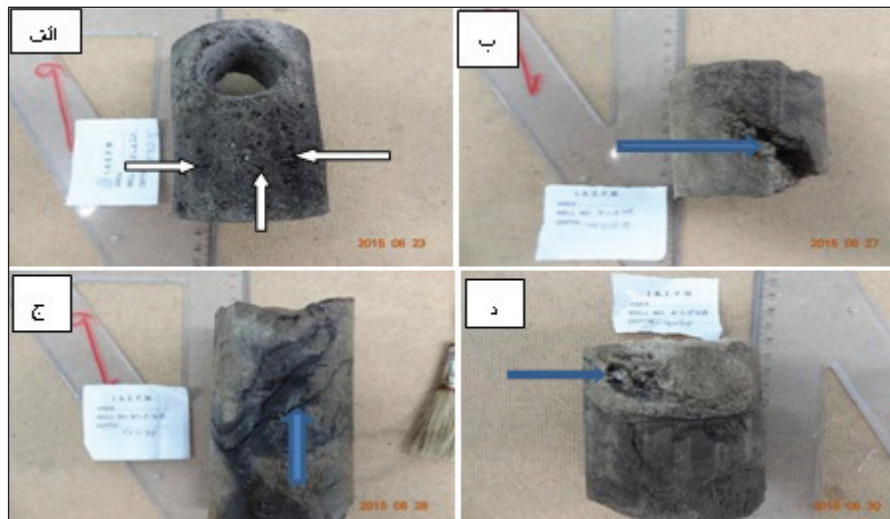
۷- کیفیت مخزنی و نقش فرایندهای دیاژنزی و رخساره ای در توسعه آنها

عوامل زیادی مانند رخساره های رسوبی، تاریخچه دیاژنزی، شیب زمین گرمایی و غیره در مقدار تخلخل و تراوایی تأثیر دارند، تخلخل و تراوایی، برای تعیین کیفیت مخزنی به کار می روند (Eherenberg, 2006). به طور کلی در این مطالعه، فرایندهای دیاژنزی به همراه ویژگی های بافتی و رخساره ای بر کیفیت مخزنی تأثیرگذار بوده اند. تلفیق نتایج به دست آمده نشان می دهد که، بهترین پتانسیل مخزنی در ریزرخساره های گرنیستونی، فلوتستونی و رودستونی مربوط به زیر محیط های تالاب باز و پشته زیرآبی است. این گروه از ریزرخساره ها تحت تأثیر انحلال و شکستگی، بالاترین مقادیر تخلخل در توالی مورد مطالعه را دارند که تحت تأثیر

دیاژنز جوی قرار گرفته اند. علت انحلال بیشتر در این گروه از ریزرخساره ها، وجود مواد بایوکلاستی آراگونیتی (خرده های رودیستی) فراوان است. بالا بودن پتانسیل مخزنی در این بخش به دلیل گسترش ریزرخساره های رودیستی و به دنبال آن تأثیر فرایندهای دیاژنزی جوی (به ویژه روی ریزرخساره های رودیستی) در مرحله تلوژنز (بالا آمدگی) است (Harris et al., 1984). در ریزرخساره های گل پشتیبان (زیر محیط تالاب)، وجود بافت دانه ریز گل آهکی، کمبود قطعات ناپایدار آراگونیتی، میکرایتی شدن آلومک ها، سیمانی شدن حفرات و شکستگی ها و گسترش کم فرایند انحلال باعث کاهش کیفیت مخزنی شده است، بنابراین کیفیت مخزنی این ریزرخساره ها کنترل شده توسط رخساره است (Moore, 2001). عوارض انحلالی در ارتباط با مرز سنومانین- تورونین مثل کارست و حفرات انحلالی حالت حفظ شده دارند و با همدیگر مرتبط هستند، سیمان های دریایی از تخریب آنها جلوگیری کرده است و باعث افزایش کیفیت مخزنی شده اند. عوارض انحلالی و تخلخلی که تحت تأثیر بالا آمدگی ایجاد شده است توسط سیمان های کلسیتی بلوکی پر شده اند و کاهش کیفیت مخزنی را سبب شده است. نتیجه پژوهش حاضر نشان می دهد، فرایندهای دیاژنزی در سازند مورد مطالعه، بر پارامترهای مؤثر در کیفیت مخزن از جمله تخلخل نقش بسیار زیادی داشته است، به نحوی که فرایندهایی مانند انحلال و ایجاد تخلخل حفره ای (شکل ۸- الف) و شکستگی (شکل ۸- ج)، باعث افزایش میزان تخلخل و پتانسیل مخزنی شده است. همچنین دولومیتی شدن با ایجاد تخلخل بین بلوری، تخلخل را به میزان کم و به طور محلی افزایش داده است. بعضی از فرایندها نیز باعث کاهش تخلخل و پتانسیل مخزنی شده اند که مهم ترین آنها فرایند سیمانی شدن است.

Processes	Diagenesis environment			
	Marine	Meteoric	Burial	Uplift
Micritization	—			
Neomorphism		—	—	
Dissolution		—	—	—
Blocky calcite cement			—	
Drusy calcite cement		—	—	
Overgrowth syntactical cement	—	—		
Equant calcite cement		—	—	
Mechanical compaction	—	—	—	—
Stylolite			—	
Dolomitization			—	
Fracture			—	—

شکل ۷- توالی پارائزنی سازند سروک در میدان نفتی کوپال.



شکل ۸- الف) تخلخل حفره‌ای مجزا و مرتبط مربوط به بخش مخزنی سازند سروک؛ ب) شکستگی تبدیل به تخلخل کانالی شده است؛ ج) شکستگی‌های مورب باز و نیمه باز؛ د) تخلخل حفره ای مرتبط.

۸- واحدهای جریان هیدرولیکی (Hydraulic Flow Units)

رویکرد تعیین واحدهای جریانی روشی برای طبقه‌بندی گونه‌های سنگی و پیش‌بینی خصوصیات جریانی بر پایه پارامترهای زمین‌شناختی ملموس و فیزیک جریان در مقیاس حفرات است (Svirsky et al., 2004). به منظور تفکیک و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی روش‌های مختلفی وجود دارد که از آن جمله می‌توان به روش Winland (1972)، نمودار اصلاح شده زون جریان (Amaefule et al., 1993) اشاره کرد. تئوری روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی به وسیله نشانگر زون جریان ابتدا توسط (Amaefule et al., 1993) مطرح شد و بعدها به وسیله بقیه محققان توسعه یافت. یک واحد جریانی، حجمی از سنگ مخزن است که به‌طور عمودی و جانبی پیوسته و قابل پیش‌بینی بوده و ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی تأثیرگذار بر روی جریان سیال در درون آن ثابت است و به‌طور مشخص از دیگر بخش‌های سنگ متفاوت هستند (Abbaszadeh et al., 1996). واحدهای جریانی هیدرولیکی به صورت زون‌های قابل نقشه برداری و قابل تطابق در درون حجم مخزن بوده که کنترل‌کننده جریان سیال است. اساس واحدهای جریان سیال بر پایه ارتباط بین تخلخل و تراوایی است که در اصل توسط (Kozeny (1927) و Carmen (1937) پیشنهاد شده است. تئوری طبقه‌بندی روش واحد جریانی سیال بر این فرض است که ارتباط حفرات را می‌توان توسط مجموعه‌ای از لوله‌های موئینه نشان داد (Abbaszadeh et al., 1996). ترکیبی از قوانین داریسی (Darcy Law) و پویزیوله (Poiseuille Law) برای لوله‌های استوانه‌ای مستقیم منتج به این رابطه شده است (Abbaszadeh et al., 1996. Svirsky et al., 2004):

$$K = (r^2/8) \phi_e \quad (1)$$

در این معادله k نفوذپذیری و ϕ_e تخلخل مؤثر است. (Kozeny (1927) و Carmen (1937) برای یک محیط متخلخل واقعی، دو پارامتر پیچاچی (τ) و مساحت سطح واحد حجم (S_{gv}) را در رابطه ۱ اعمال و رابطه زیر را ارائه کردند:

$$K = [\phi_e^3 / (1 - \phi_e)^2] [1/\tau] \quad (2)$$

در این معادله عبارت $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ به عنوان ثابت کوزنی شناخته شده است. (Amaefule et al., 1993) با تقسیم معادله ۲ بر ϕ_e تغییرات ثابت کوزنی را مورد مطالعه قرار دادند و رابطه زیر را ارائه کردند:

$$0.0314 \sqrt{(k/\phi_e)} = (\phi_e/1 - \phi_e) (1/\sqrt{F_s \tau S_{gv}}) \quad (3)$$

ثابت 0.0314 برای تبدیل میکرومتر مربع به میلی داریسی است. تعریف عبارت‌های نشانگر زون جریانی، شاخص کیفیت مخزنی و تخلخل نرمال (ϕ_e) به صورت زیر است:

$$FZI = [1/(\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2})] \quad (4)$$

$$RQI = 0.0314 / \sqrt{k/\phi_e} \quad (5)$$

$$\phi_z = (\phi_e/1 - \phi_e) \quad (6)$$

$$RQI = \phi_z \times FZI = 1FstSgv \quad (7)$$

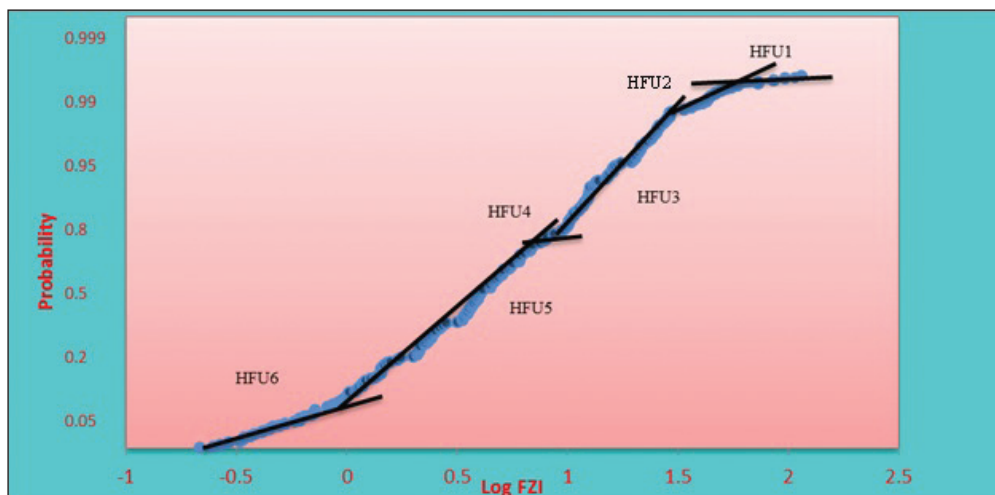
تبدیل خواهد شد و با گرفتن لگاریتم از طرفین، معادله زیر به دست می‌آید:

$$\text{Log RQI} = \text{Log } \phi_z + \text{Log FZI} \quad (7)$$

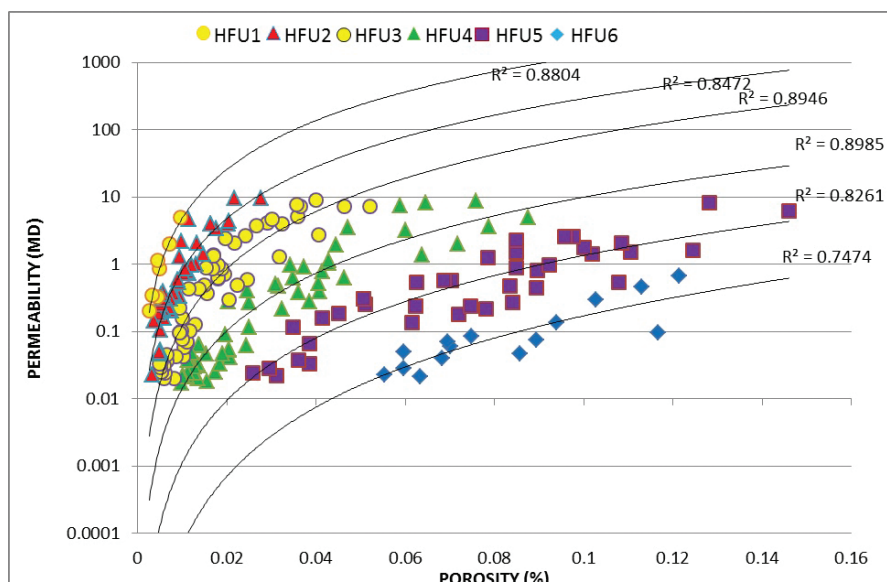
RQI به عنوان شاخص کیفیت مخزنی شناخته می‌شود و تقریبی از میانگین شعاع هیدرولیکی در سنگ مخزن است و کلیدی برای واحدهای هیدرولیکی بوده و تخلخل، تراوایی و فشار موئینی را به هم مرتبط می‌سازد (Amaefule et al., 1993; Abbaszadeh et al., 1996). FZI یا نشانگر زون جریانی، باعث ارتباط بین گلوگاه حفره، پیچ و خم و سطح ویژه مؤثر بر طبق خصوصیات بافتی مدل رسوبگذاری همچون نوع پرکنندگی رسی حفرات، هندسه سیستم حفرات و اثرات دیاژنزی می‌شود. در این مطالعه از داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌های حفاری سازند سروک برای نمودار احتمال نرمال لگاریتم نشانگر زون جریانی، جهت تعیین واحدهای جریانی استفاده شده است. در این روش، تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی و تعداد بهینه این واحدها برای مخزن در گرو مشخص کردن نقاط شکستگی در روی نمودار احتمالی است، به طوری که این شکستگی‌ها مشخص‌کننده مرزهای واحدهای جریانی هیدرولیکی هستند، که منجر به تفکیک شش واحد جریانی در مخزن بنگستان میدان کوپال شده است (شکل ۹). برای شناخت بهترین واحدهای جریانی و در نتیجه تفکیک زون‌هایی با کیفیت مخزنی بهتر، مقدار میانگین مربوط به داده‌های تخلخل و تراوایی برای هر کدام از واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده است. با توجه به نتایج به دست آمده، می‌توان گفت واحدهای جریانی ۱ و ۲ دارای بهترین کیفیت مخزنی و واحدهای جریانی ۴ و ۵ فاقد کیفیت مخزنی هستند (جدول ۲). واحدهای جریانی ۱ و ۲ دارای بالاترین تراوایی نسبت به واحدهای دیگر است و کیفیت مخزنی بالاتری دارد، با وجود اینکه میانگین

انرژی مانند محیط تالاب (وکستون- پکستون بیوکستی)، می‌توان گفت تا حدودی شرایط محیطی در تفکیک گونه‌های سنگی نیز مؤثر است. البته نشانگر زون جریانی لزوماً وابسته به رخساره‌ها نیست و رخساره‌های مختلف می‌توانند در داخل یک واحد جریانی هیدرولیکی خاص قرار بگیرند. یکی از پارامترهایی که در این روش محاسبه می‌شود شاخص کیفیت مخزنی (RQI) است که از جذر نسبت تراوایی به تخلخل به دست می‌آید. هر چه نسبت شاخص کیفیت مخزن بالاتر باشد، نشان‌دهنده بالا بودن ظرفیت جریان به ظرفیت ذخیره است و از آنجا که در ارزیابی‌های پتروفیزیکی تراوایی مقدم بر تخلخل است، نشان‌دهنده زون‌هایی با کیفیت مخزنی بهتر خواهد بود. شکل ۱۱ محدوده و رابطه شاخص کیفیت مخزنی با تراوایی مربوط به هر یک از واحدهای جریانی تعیین شده در مخزن بنگستان میدان کوپال را نشان می‌دهد. همانطور که در شکل مشاهده می‌شود شاخص کیفیت مخزنی از واحد جریانی ۱ تا ۶ کاهش می‌یابد که نشان‌دهنده کاهش تراوایی و به تبع آن کاهش کیفیت مخزنی در واحدهای جریانی است. در شکل مذکور تراوایی توانسته رابطه خوبی را با شاخص کیفیت مخزنی برقرار کند. این موضوع بیانگر این است که تراوایی فاکتور اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی بوده و در ارتباط با ویژگی‌های گلوگاه‌های تخلخل در مخزن است.

تخلخل موجود در این واحدهای جریانی به نسبت دیگر واحدها متوسط است، این مسئله می‌تواند گویای گسترش شکستگی‌ها (شکل ۷-ج) و همچنین ریز تخلخل‌ها در این واحدهای جریانی باشد. واحد جریانی ۵ پایین‌ترین کیفیت مخزنی را دارند، در حالیکه میانگین تخلخل بالایی به نسبت واحدهای دیگر دارد که می‌توان بدین گونه تفسیر کرد که تخلخل‌های این واحد جریانی عمدتاً از نوع جدا از هم است و این نکته مهم حاصل می‌شود که صرفاً بر اساس مقدار تخلخل نمی‌توان درباره کیفیت مخزنی نتیجه‌گیری کرد بلکه باید با داده‌های پتروفیزیکی دیگر، به خصوص تراوایی، سنجیده شود. در ادامه با رسم نمودار تراوایی در برابر تخلخل برای واحدهای جریانی تعیین شده، این واحدها از دید کیفیت مخزنی مورد بررسی قرار گرفتند (شکل ۱۰). همانطور که در شکل مربوطه مشاهده می‌شود تقریباً همه واحدهای جریانی ضریب همبستگی بالایی را نشان می‌دهند. به‌طور کلی می‌توان ضرایب همبستگی بالایی بین دو پارامتر مورد استفاده را دلیلی بر انتخاب صحیح واحدهای جریانی هیدرولیکی دانست. از طرفی به عنوان یک مطالعه تکمیلی، انطباق ژرفایی نسبتاً خوب واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی بهتر با ریزرخساره‌های محیط‌های پراثری مانند گریستون-رودستون رودیستی و واحدهای جریانی با کیفیت پایین‌تر با ریزرخساره‌های محیط‌های کم



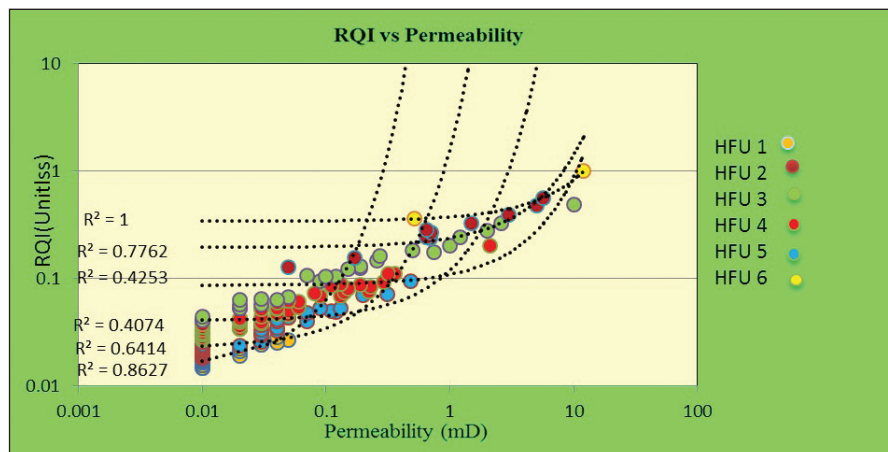
شکل ۹- نمودار احتمال نرمال برای لگاریتم نشانگر زون جریان و تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی در چاه شماره ۲۰ مخزن بنگستان میدان کوپال.



شکل ۱۰- نمودار توزیع تراوایی-تخلخل برای شش واحد جریانی مخزن بنگستان، میدان کوپال، چاه شماره ۲۰.

جدول ۲- جدول مقدار لگاریتم FZI و میانگین تراوایی و تخلخل برای واحدهای جریانیه چاه ۲۰.

HFU. No	Log FZI	Porosity (%) Ave	(Ave Permeability (md	Ave RQI
1	Log FZI > 1.79	1.11	5.97	0.34
2	1.79 > Log FZI > 1.61	1.41	2.14	0.32
3	1.61 > Log FZI > 0.99	1.67	1.22	0.21
4	0.99 > Log FZI > 0.78	2.12	0.61	0.16
5	0.78 > Log FZI > - 0.95	3.51	0.01	0.05
6	Log FZI < - 0.95	4.24	0.32	0.03



شکل ۱۱- نمودار رابطه شاخص کیفیت مخزنی (RQI)- تراوایی، برای واحدهای جریانیه مختلف مخزن بنگستان میدان کوپال.

۹- متد تغییر یافته چینه ای لورنز

مغزه گیری‌ها با همدیگر باید برابر باشد. نمودار لورنز چینه‌ای تغییر یافته در واقع پلات میزان تجمعی ظرفیت جریان در برابر میزان تجمعی ظرفیت ذخیره است که هر یک به وسیله روابط زیر تعیین می‌شود:

$$(kh)_{Cum} = k_1(h_1 - h_0)/Kh_{Total} + k_2(h_2 - h_1)/Kh_{Total} + \dots + k_i(h_i - h_{i-1})/Kh_{Total} \quad (۸)$$

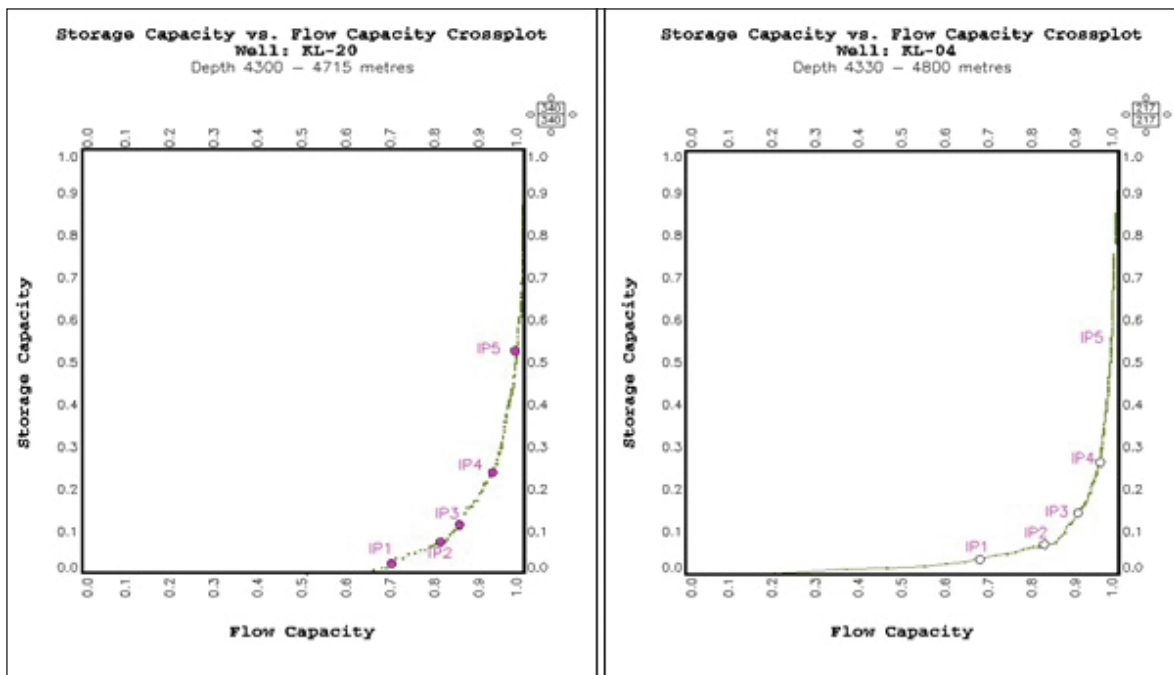
$$(\Phi h)_{cum} = \Phi_1(h_1 - h_0)/\Phi h_{Total} + \Phi_2(h_2 - h_1)/\Phi h_{Total} + \dots + \Phi_k(h_i - h_{i-1})/\Phi h_{Total} \quad (۹)$$

k تراوایی با واحد میلی‌داری و h ضخامت فواصل نمونه برداری است. روش کار تعیین واحدهای جریانیه هیدرولیکی با استفاده از تکنیک نمودار لورنز، در این مطالعه بدین صورت است که ابتدا تخلخل و تراوایی پیوسته (متر به متر) و نسبت تراوایی به تخلخل (k/Q) متناسب در یک نظم چینه‌شناسی مرتب شده‌اند. سپس، حاصل ضرب تراوایی در اعماق مربوطه (K*h) و تخلخل در اعماق مربوطه (Q*h) محاسبه شده است. مجموع تجمعی داده‌های حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، محاسبه شده و سپس داده‌های حاصله به ۱۰۰٪ نرمال شده‌اند. داده‌های به دست آمده از حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، به ترتیب با عنوان ظرفیت جریان (Flow Capacity) و ظرفیت ذخیره (Storage Capacity) نامیده می‌شوند. آنگاه مقادیر ظرفیت انباشت در مقابل ظرفیت جریان بر روی یک نمودار رسم شده‌اند (شکل ۱۲)، (Gomes et al., 2008). بر اساس این نمودارها

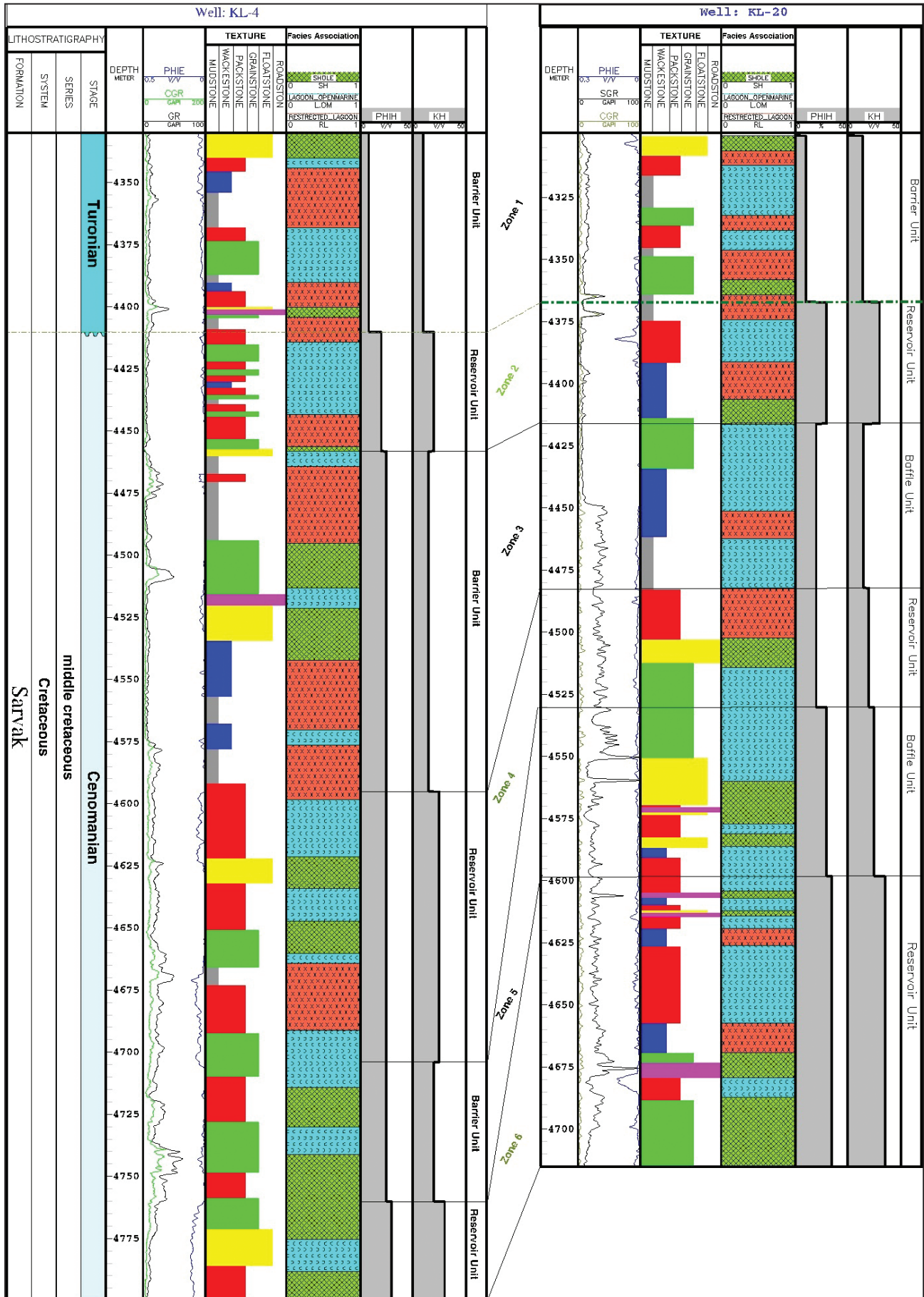
متد تغییر یافته چینه‌ای لورنز یکی از روش‌های متداول برای تعیین حداقل تعداد واحدهای جریانیه در مخازن مختلف آواری و کرناته محسوب می‌شود (Gomes et al., 2008). در این روش، واحد جریانیه شامل توالی‌هایی است که دارای پیوستگی چینه‌نگاری (انطباق جانبی) و سرعت پیشرفت مخزنی یکنواخت بوده و بیانگر چارچوب زمین‌شناختی و مشخصات گونه‌های سنگی است. این متد در واقع یک ابزار گرافیکی است که از داده‌های تخلخل و تراوایی به دست آمده از آنالیز مغزه برای تعیین ظرفیت جریان (KH: Flow capacity) و ظرفیت ذخیره (PHIH: Storage capacity) و سرعت فرایند مخزنی (RPS: Reservoir process) (speed) و در نهایت تعیین زون‌های مخزنی و غیر مخزنی (سدی و بافلی) استفاده می‌کند. این پلات یک راهنما برای تعداد واحدهای جریانیه مناسب برای قرارگیری در چارچوب چینه‌نگاری سکاسی به شمار می‌رود. نقاط عطف در نمودار SLMP، بیانگر تغییرات در خواص جریانیه محیط متخلخل است. این تغییرات بوسیله خطوط راست که هر کدام بیانگر یک واحد جریانیه هستند، نشان داده می‌شوند. با این متد تعیین واحدهای جریانیه روشی نسبتاً مفید و آسان است که فقط با داشتن داده‌های معمول تخلخل و تراوایی مغزه و با رسم کراس پلات‌های دو بعدی قابل انجام می‌باشد. ذکر این نکته ضروری است که در این روش فاصله نمونه برداری‌ها یا

نتایج حاصل نشان می‌دهد در توالی مورد مطالعه از سازند سروک، بر اساس خواص جریان (واحد جریان هیدرولیکی) شش زون، قابل تفکیک و شناسایی است که هر یک دارای خواص جریانی مخصوص به خود هستند (شکل ۱۳). به نحوی که، واحدهای مخزنی در سه بخش فاصله عمقی مورد مطالعه از سازند سروک توسعه پیدا کرده اند (زون‌های ۲، ۴، ۶) و زون‌های ۱، ۳ و ۵ زون‌های غیر مخزنی (بافلی و سدی) را شامل می‌شوند. مطالعات پتروگرافی انجام شده بر روی مغزه های حفاری و مقاطع نازک نشان می‌دهد که انحلال‌های جوی گسترده، عامل اصلی ایجاد زون مخزنی ۲ هستند (عالیشوندی، ۱۳۹۵). زون مخزنی ۴ با شکستگی های موجود در منطقه مطابقت دارد. زون مخزنی واقع در پایین ترین بخش توالی مطالعه شده از سازند سروک با افق‌های دولومیتی شده (دولومیت مرتبط با استیلولیت) مطابقت دارد (زون مخزنی ۶). افق‌های غیرمخزنی توالی مطالعه شده از سازند سروک (زون‌های غیرمخزنی ۱، ۳ و ۵) نیز انطباق بسیار بالایی با افق‌های برشی شده و سیمانی شده نشان می‌دهند (عالیشوندی، ۱۳۹۵) (شکل ۱۳).

می‌توان سه بخش اصلی را تفکیک نمود که عبارتند از:
 (۱) واحدهای مخزنی با مقادیر بالای ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان.
 (۲) واحدهای بافلی با مقادیر بالای ظرفیت ذخیره و مقادیر پایین ظرفیت جریان.
 (۳) واحدهای سدی با مقادیر پایین ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان.
 منحنی‌های نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز، نشانگر عملکرد جریان در مخزن است. پس از ترسیم نمودار متقاطع ظرفیت انباشت در برابر ظرفیت جریان در یک نظم چینه‌شناسی، بخش‌هایی از نمودار با شیب‌های متفاوت، ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان متفاوتی را نشان می‌دهند و بر این اساس می‌توان واحدهای جریانی هیدرولیکی را در ضخامت‌های مختلف تفکیک کرد. بخش‌های پر شیب نمودار، درصد ظرفیت جریان بیشتری نسبت به ظرفیت ذخیره داشته و بنابراین، دارای سرعت فرایندهای مخزنی بالایی هستند که اصطلاحاً زون‌های پرسرعت (مخزنی) نامیده می‌شوند. بخش‌هایی از نمودار که شیب کمتر و مسطح‌تر دارند، ظرفیت ذخیره بالا و ظرفیت جریان کمی دارند که تحت عنوان زون‌های غیر مخزنی نامیده می‌شوند.



شکل ۱۲- نمودار متقاطع میزان ظرفیت ذخیره در برابر ظرفیت جریان برای سازند سروک در چاه‌های مورد مطالعه میدان نفتی کوپال. بر اساس شیب خط‌های به دست آمده و مرتب ساختن آنها در یک نظم چینه‌ای، پلات چینه‌ای لورنز به دست می‌آید.



شکل ۱۳- توزیع واحدهای مخزنی (Reservoir units) و غیر مخزنی (Barrier and Baffle units) به دست آمده از روش لورنز پلات برای چاه‌های مورد مطالعه میدان نفتی کوپال.

۹- نتیجه گیری

است. نفوذ آب های جوی در زیر مرز سنوماین- توروین و تأثیر فرایند انحلال باعث گسترش تخلخل حفره ای و قالبی و در نتیجه موجب بالا رفتن پتانسیل مخزنی این بخش شده است.

- با استفاده از روش نشانگر زون جریانی و با رسم نمودار احتمال نرمال برای لگاریتم FZI تعداد ۶ واحد جریان هیدرولیکی شناسایی شده است، که با تعیین مقدار میانگین تراوایی مشخص شد که در مجموع واحدهای جریانی ۱ و ۲ بهترین پتانسیل مخزنی را دارند و به سمت واحد جریانی ۶ پتانسیل مخزنی کاهش می یابد. نتایج به دست آمده نشان می دهد شاخص کیفیت مخزنی از واحد جریانی ۱ تا ۶ کاهش می یابد که نشان دهنده ی کاهش تراوایی و به تبع آن کاهش کیفیت مخزنی در واحدهای جریانی است.

- با استفاده از متد چینه ای تغییر یافته لورنز نشان می دهد واحدهای مخزنی در سه بخش اصلی در فاصله عمقی مطالعه شده از سازند سروک توسعه یافته اند و قابل تفکیک هستند. انحلال های جوی گسترده عامل اصلی ایجاد پتانسیل مخزنی در زون شماره ۲ هستند. زون شماره ۴ زون مخزنی بوده و با شکستگی های موجود در منطقه مطابقت دارد. زون شماره ۶ هم در بخش تحتانی فواصل عمقی مورد مطالعه دارای پتانسیل مخزنی بوده و با افق های دولومیتی شده (دولومیت مرتبط با استیلولیت) مطابقت دارد. افق های غیر مخزنی (زون های شماره ۱، ۳ و ۵) در فاصله عمقی مطالعه شده از سازند سروک نیز انطباق بسیار بالایی با افق های برشی شده و سیمانی شده نشان می دهد.

- مطالعات انجام شده بر روی مقاطع نازک تهیه شده از مغزه ها و خرده های حفاری سازند سروک در میدان کوپال منجر به شناسایی ۸ ریز رخساره شده که در ۳ زیر محیط تالاب محدود شده، تالاب- دریای باز و پشته زیر آبی، در بخش های داخلی یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ نهشته شده اند. با توجه به موقعیت چاه های مورد مطالعه در میدان نفتی کوپال و عدم وجود ریز رخساره های عمیق در چاه شماره ۴، می توان گفت از سمت شرق به غرب، حوضه عمیق تر شده است. ارتباط رخساره ها با واحدهای جریانی تفکیک شده نشان می دهد، برخی رخساره ها دارای چندین واحد جریانی هستند.

- تلفیق نتایج حاصل از مطالعه مقاطع نازک با نتایج تفسیر پتروفیزیکی نشان می دهد توالی های دارای کیفیت مخزنی خوب با ریز رخساره های رودیستی مرتبط هستند (رابطه مستقیمی بین مجموعه رخساره های رودیستی و افزایش درصد تخلخل و پتانسیل مخزنی وجود دارد)، بنابراین می توان نتیجه گرفت، کیفیت مخزنی نشأت گرفته از عوامل مختلف رسوبی و دیاژنزی بوده است.

- مهم ترین فرایندهای دیاژنزی شناسایی شده شامل میکربیتی، نئومورفسم، فشردگی، سیمانی، انحلال، دولومیتی و شکستگی هستند. انحلال بر اثر فرایندهای جوی تحت تأثیر بالا آمدگی مهم ترین فرایند دیاژنزی در افزایش میزان تخلخل و تراوایی و در نتیجه افزایش کیفیت مخزنی (در ریز رخساره های دانه پستیان) است. سیمانی های دفتی مهم ترین عامل کاهش تخلخل و تراوایی در سازند سروک هستند.

- توالی دیاژنزی این سازند مربوط به دو بخش بالا و پایین مرز سنوماین- توروین

کتابنگاری

- آقای، ع.، محبوبی، ا.، موسوی حرمی، ر. و نجفی، م.، ۱۳۹۲- سازو کار تشکیل سیلیس و دولومیت در سنگ های کربناتی ژوراسیک فوقانی در غرب بجنورد و جاجرم. مجله بلور و کانی شناسی ایران، ۲۱ (۴)، صص. ۷۴۳ تا ۷۵۶. <http://fa.journals.sid.ir/ViewPaper.aspx?id=214551>.
- ذاکری، م.، ۱۳۹۳- تعیین گونه های سنگی مخزن بنگستان در میدان نفتی کوپال با استفاده از تکنیک آنالیز خوشه ای، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه فردوسی مشهد.
- رحیم پور بناب، ح.، ۱۳۸۹- سنگ شناسی کربناته با نگرشی بر کیفیت مخزنی، موسسه انتشارات دانشگاه تهران، ۵۷۰ ص.
- عالیشوندی، ز.، ۱۳۹۵- مطالعه و تطابق رخساره ها، سکانس ها و واحدهای جریانی مخزن بنگستان میدان نفتی کوپال، پایان نامه مقطع دکتری تخصصی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، ۱۸۰ ص.
- غلامی زاده، پ. و آدابی، م. ح.، ۱۳۹۰- مطالعه فرایندهای دیاژنزیکی و تغییرات ژئوشیمیایی عناصر فرعی سازند سروک در جنوب ایران، پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، شماره ۴۲، صص ۷۲-۵۳. <http://www.magiran.com/magtoc.asp?mgID=6046&Number=42>.
- لاولوند، ه.، ۱۳۸۱- مطالعه تکمیلی زمین شناسی مخزن بنگستان میدان کوپال. گزارش شماره ۵۲۵۴، مناطق نفت خیز جنوب. <http://www.gs-journal.ir/fa/journal/Chapter-View/0/138/154/5535/.html>
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲- زمین شناسی نفت زاگرس، طرح تدوین کتاب زمین شناسی ایران، سازمان زمین شناسی، ۱۰۰۹ ص.
- هوشمند، ح.، ظاهری، م.، صابری، ا. و امیری، ح.، ۱۳۹۵- میکروفاسیس و محیط رسوبی توالی بنگستان در میدان کوپال: تخلخل و توزیع رخساره های رودیستی. گزارش شماره پ ۸۵۹۷

References

- Abbaszadeh, M., Fujii, H. and Fujimoto, F., 1996- Permeability prediction by hydraulic flow units theory and applications, Society of Petroleum Engineering (SPE), 11, 263-271. <https://doi.org/10.2118/30158-PA>.
- Ahr, W. M., 2008- Geology of carbonate reservoirs the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks: John Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 277p. <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9780470370650>.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G. and Keeland, D. K., 1993- Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, Society of Petroleum Engineering (SPE), Paper26436, 1-16.

- Asadi Mehmandosti, E., Adabi, M. and Woods, A., 2013- Microfacies and geochemistry of the Middle Cretaceous Sarvak Formation in Zagros Basin, Izeh Zone, SW Iran. *Sedimentary Geology* V. 293, P. 9 – 20. <http://dx.doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.04.005>.
- Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A. and Abdollahie-Fard, I., 2016- Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil-field on the Abadan Plain, SW Iran, *Facies*, v. 62. p. 1-22. <http://doi.org/10.1007/S10347-016-0477-5>.
- Carman, P. C., 1937- Fluid Flow through granular beds, *Trans. AICHe*, 15: 150-166.
- Dunham, R. J., 1962- Classification of carbonate rocks according to their depositional texture in w. E., Ham, ed., *classification rocks –A symposium: AAPG. Bulletin*, p.108-121.
- Ehrenberg, S. N., 2006- Porosity destruction in carbonate platforms, *Journal of Petroleum Geology*, 29,41-52. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1747-5457.2006.00041.x>.
- Embery, A. F. and E. J., Klován, 1971- A Late Devonian reef tract on Northern Banks Island, NWT: *Canadian Petroleum Geology Bulletin*, 19, pp. 370-781 (revision of dunham classification). <http://archives.datapages.com/data/cspg/data/019/019004/0730.htm>
- Esfarili-Dizaji, B., Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Afshin, S., KianiHarchegani, F. and Shahverdi, N., 2015- Characterization of rudist-dominated units as potential reservoirs in the middle Cretaceous Sarvak Formation, SW Iran. *Facies* 61, 14, 1-25. <http://dx.doi.org/10.1007/s10347-015-0442-8>.
- Flügel, E., 2010- *Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application*: Springer-Verlag, Berlin, 984 p.
- Ghabeishavi, A., Vaziri-Moghaddam, H., Taheri, A. and Taati, F., 2010- Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan Anticline, SW Iran, *Journal of Asian Earth Sciences* V. 37, P. 275–285. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jseaes.2009.08.014>.
- Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S. and Kalam, M. Z., 2008- Carbonate Reservoir Rock Typing – The Link between Geology and SCAL, *SPE* 118284, 1-14.
- Hajikazemi, E., Al-Aasm, I. S. and Coniglio, M., 2010- Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran, In: Leturmy, P., Robin, C. (Ed.), *Tectonics and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*. Geological Society, London, Special Publication, 330, 253-272. <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1747-5457.2012.00525.x/abstract>.
- Harris, P. M., Frost, S. H., Seiglie, G. A. and Schneidermann, N., 1984- Regional unconformities and depositional cycles, Cretaceous of the Arabian Peninsula. In, J. S. Schlee (Ed.), *Interregional unconformities and hydrocarbon accumulation*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 36, p. 67- 80. <http://archives.datapages.com/data/specpubs/seismic1/data/a166/a166/0001/0050/0067.htm>.
- Hood, S. D., Nelson, C. S. and Kamp, P. J. J., 2004- Burial dolomitization in a non-tropical carbonate petroleum reservoir: the Oligocene Tikorangi, Taranaki Basin, New Zealand, *Sedimentary Geology*, 172, 117- 138. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0037073804002672>.
- Kozeny, J., 1927- Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, *Stizurgsberichte, Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class 1*, 136, 271-306.
- Machel, H. G., 2004- Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks: *Geosci. Can.* 32: 103- 128. <https://journals.lib.unb.ca/index.php/GC/article/viewArticle/2707>.
- Mahdi, T. A. and Aqrawi, A. A. M., 2014- Sequence stratigraphic analysis of the mid-Cretaceous Mishrif Formation, southern Mesopotamian Basin, Iraq. *J Pet Geol* 37, 287–312.
- Mehrabi, H. and Rahimpour-Bonab, H., 2013- Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian-early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. *Facies* 60,147–167. <http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs10347-013-0374-0>.
- Moore, C. H., 2001- *Carbonate Reservoirs Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*: Amsterdam, Elsevier, *Developments in Sedimentology*, v. 55, 444p.
- Rahimpour-Bonab, H. Mehrabi, H., Navidtaieb, A. and Izadi-MAzidi, E., 2012- Flow unit Distribution and Reservoir Modelling in Cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oil Field, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, V. 35(3), p.1 – 24. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x>.
- Setudehnia, A., 1978- The Mesozoic sequence in south-west Iran and adjacent areas, *Journal of Petroleum Geology*, 1, 3–42. <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1747-5457.1978.tb00599.x/abstract>.
- Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A. D. and Simmons, M. D., 2001- Arabian Plate Sequence Stratigraphy, *GeoArabia Special Publication*, 2, 371p. <http://gulfpetrolink.com/geoarabia/index.php/ga/article/view/14>.
- Svirsky, D., Ryazanov, A., Pankov, M., Yukos, E. P. and Corbett, P. W. M., 2004- Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian Oil Field, *Society of Petroleum Engineering (SPE)*, Paper 87056, 12.

- Taghavi, A. A., Mork, A. and Emad, M. A., 2006- Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehluran Field, southwest Iran, Geological Society, London, 12, 115-126. <http://pg.lyellcollection.org/content/12/2/115.short>.
- Tucker, M. E., 2001- Sedimentary Petrology: An Introduction to the Origin Of Sedimentary Rocks, Blackwell Scientific Publications, Third edition, Oxford, p. 262.
- Weidlich, O., 2010- Meteoric diagenesis in carbonates below karst unconformities: heterogeneity and control factors. IN geological society, London, special publications, 329, 291-315. <http://sp.lyellcollection.org/content/329/1/291.short>
- Winland, H. D., 1972- Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report No. F72-G-25, 197.

Reservoir evaluation of the Sarvak Formation based on microfacies, diagenetic processes and flow units distribution

Z. Aalishavandi¹, H. Rahimpour-Bonab^{2*}, A. Kadkhodaei³ and M. Arian⁴

¹Ph.D., Department of Geology, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

²Professor, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

³Associate Professor, Department of Geology, Faculty of Natural Science, University of Tabriz, Tabriz, Iran

⁴Professor, Department of Geology, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Received: 2017 August 10

Accepted: 2018 June 18

Abstract

The Sarvak Formation deposited in the North to Northeastern margin of the Arabian Platform during the Mid-Cretaceous (Albian-Turonian), and is extensively encountered in the Folded Zagros of southwestern Iran. It is the most important reservoir unit after the Asmari Formation in Iran. Petrographic analysis of the drilled wells of the Kupal oil field led to recognition of in studied wells (3well) led to determination of eight microfacies that deposited in 3 sub-environments; restricted lagoon, lagoon-open marine and shoal in an interior part of Continental carbonate ramp. Petrographic studies revealed that since deposition, the Sarvak Formation experienced several diagenetic realms including marine, meteoric, burial and telogenetic diagenetic environments. Location of the studied wells shows that the relative depth of the Sarvak Formation ramp increases from the east to the west. These diagenetic successions are mainly restricted to the upper and lower parts of the Cenomanian-Turonian disconformity. Meteoric water infiltration below this Cenomanian-Turonian disconform boundary and related Dissolution led to development of moldic and vuggy porosity And as a result, the reservoir potential has been increase. Also meteoric and burial cementations together with collapsed breccia's are introduced as the main factors defeating reservoir quality. In this study Hydraulic flow units (HFUs) were identified firstly using flow zone indicators and secondly using a stratigraphic modified Lorenz plot. The flow units resulting from these two methods are compared, and their close correspondence within the sequence stratigraphic framework is discussed. Base on this results six hydraulic flow units are defined as flow units 1 and 2 of the best reservoir quality and the reservoir potential reduced to the flow unit 6. Based on the characteristics of hydraulic flow units, three reservoir and non-reservoir parts (Baffle and barrier) have been identified in the Sarvak Formation.

Keywords: Sarvak Formation, Kupal oilfield, Diagenesis, Flow Unit

For Persian Version see pages 145 to 160

*Corresponding author: H. Rahimpour-Bonab; E-mail: rahimpor@ut.ac.ir