

ارتباط رخساره های رسوبی با گسترش فرآیندهای دیاژنزی و کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین بزرگ نفتی، جنوب غربی ایران

چوادی هنرمند، مربی پژوهشی، پژوهشکده علوم زمین پژوهشگاه صنعت نفت تهران*

ایرج مداحی، مربی پژوهشی، پژوهشکده علوم زمین پژوهشگاه صنعت نفت تهران

چکیده

سازند سروک به سن کرتاسه (آلبین-تورونین)، در میدان نفتی آزادگان در جنوب غرب ایران از توالی ضخیمی از نهشته های کربناته تشکیل شده است. تلفیق مطالعات ماکرو- میکروسکوپی با نشانگرهای لرزه ای نشان می دهد که افق مخزنی بخش بالایی سازند سروک در میدان مورد مطالعه از ۴ رخساره رسوبی تشکیل شده است. این رخساره ها که شامل (۱) و کستون تا پکستون الیگوستجینیدار، (۲) پکستون تا و کستون بایو کلاستی/اکیونیدی، (۳) باندستون بایو کلاستی/رودستی و (۴) نهشته های کربناته پرکننده کانال می باشند، به ترتیب، در بخش عمیق دریای باز، بخش کم عمق دریای باز، برآمدگی یا سد کربناته و کانال نهشته شده اند. مقایسه رخساره های مذکور با نهشته های کربناته مشابه در نقاط دیگر نشان دهنده رسوبگذاری در یک رمپ کربناته می باشد. خارج شدن بخشی از پلاتفرم کربناته سازند سروک در اواخر سنومانین سبب گسترش نهشته های کربناته کانالی در منطقه مورد مطالعه شده است. کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک ارتباط نزدیکی با رخساره های رسوبی دارد به نحوی که عوامل دیاژنزی موثر بر تخلخل و تراوایی سازند نیز توسط رخساره کنترل شده است. رخساره های گل-پشتیبان بخش عمیق دریای باز (رخساره ۱) به دلیل دانه ریز بودن و عدم تاثیر فرآیندهای دیاژنزی از تخلخل و تراوایی پائینی برخوردارند. در حالیکه رخساره های دانه-پشتیبان بخش های کم عمق تر دریای باز و برآمدگی های کربناته (رخساره های ۲ و ۳) بدلیل وجود فضاهای خالی بین دانه ای اولیه و تاثیر انحلال از کیفیت مخزنی نسبتاً بالایی برخوردارند.

این مطالعه بر فرآیندهای دیاژنزی که توسط رخساره های رسوبی کنترل شده و همچنین اهمیت آنها در پیش بینی بهتر توزیع تخلخل و تراوایی در مخازن هیدروکربوری اکتشافی و ازدیاد برداشت تاکید دارد. بنابراین بهتر است چنین مطالعه ای در سایر میداین نفتی و گازی و حوضه های رسوبی بکار گرفته شود.

واژه های کلیدی: رخساره، دیاژنزی، کیفیت مخزنی، کانال پر شده با کربنات، سروک، آزادگان

مقدمه

مطالعه، سبب شد که پژوهش حاضر بر روی این بخش از سازند متمرکز گردیده و ضمن بررسی رخساره‌های رسوبی، ارتباط این رخساره‌ها با فرآیندهای دیاژنزی و تخلخل و تراوایی مورد مطالعه قرار گیرد. شناخت ارتباط بین گسترش این رخساره‌ها با فرآیندهای دیاژنزی و در نتیجه کیفیت مخزنی، کمک قابل توجهی در پیش‌بینی توزیع تخلخل و تراوایی در گستره میدان خواهد نمود (Moore 2001; Lucia 2007).

موقعیت جغرافیایی و روش مطالعه

میدان نفتی آزادگان به طول ۷۵ و عرض ۲۰ کیلومتر، در دشت آزادگان (در ۸۰ کیلومتری غرب شهرستان اهواز)، بزرگترین میدان نفتی ایران محسوب می‌شود (شکل ۱). در این میدان سازندهای ایلام، سروک و فهلیان به عنوان بخش‌های مخزنی شناخته شده محسوب می‌شوند. یکی از مهمترین افق‌های مخزنی در این میدان بخش بالایی سازند سروک به سن کرتاسه بالایی (سنومانین) است (Honarmand et al. 2009).

در این مطالعه حدود ۶۰ متر از نمونه‌های مغزه بخش بالایی سازند سروک مورد بررسی قرار گرفت. در مطالعه نمونه‌های مغزه پارامترهایی همچون سنگ‌شناسی، بافت رسوبی، اندازه دانه‌ها، نوع و مقدار تخلخل قابل رویت و آغشتگی نمونه‌ها به نفت ۲ مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه به منظور مطالعه ویژگی‌های کوچک مقیاس نظیر شناسایی دانه‌های آهکی، محتوی فسیلی، فضاهای خالی موجود و فرآیندهای دیاژنزی، تعداد ۱۵۵ نمونه با فواصل حدوداً ۴۰ سانتی‌متر انتخاب و از آنها مقطع نازک تهیه گردید.

سازند سروک، به سن آلبین تا تورونین، واحد سنگ‌چینه‌ای کربناته ضخیمی است که در جنوب غرب ایران و در حاشیه جنوبی نئوتتیس نهشته شده است. مقطع تیپ این سازند در تنگ سروک واقع در یال جنوبی تاقدیس کوه بنگستان در شمال غربی شهرستان بهبهان قرار دارد (James and Wynd 1965). از آنجا که این سازند یکی از مهمترین افق‌های مخزنی در بسیاری از میادین هیدروکربوری جنوب غرب و غرب کشورمان محسوب می‌شود، از دیرباز مورد توجه زمین‌شناسان بوده است (James and Wynd 1965; Taghavi et al. 2006; Hajikazemi et al. 2010; Piryaei et al. 2010).

در میدان نفتی آزادگان، واقع در دشت آزادگان، سازند سروک با ضخامت بالغ بر ۶۰۰ متر در بین سازند داریان در پایین و سازند ایلام در بالا قرار گرفته است. این سازند متشکل از توالی ضخیمی از سنگ آهک و میان‌لایه‌هایی از سنگ آهک رسی بوده و بنابراین تغییرات سنگ‌شناسی قابل توجهی در آن مشاهده نمی‌شود (مطیعی ۱۳۷۴).

بالاآمدگی و فرسایش پلت فرم کربناته سروک بالایی در اواخر سنومانین سبب خارج شدن آن از آب و نبود رسوبگذاری در بخش‌هایی از حوضه رسوبی زاگرس و از جمله در منطقه میدان نفتی آزادگان شده است (Harris and Frost 1984; Ghazban 2007). به طوری که در سازند سروک میدان آزادگان طی اواخر سنومانین گسترش نهشته‌های کانالی گزارش شده است (Hassanzadeh Azar et al. 2009; Honarmand et al. 2009).

در میدان آزادگان علاوه بر سازند سروک، سازندهای ایلام و فهلیان نیز به عنوان بخش‌های مخزنی شناخته شده محسوب می‌شوند (Honarmand et al. 2009). اهمیت بخش بالایی سازند سروک به عنوان مهمترین بخش مخزنی این سازند و همچنین تشخیص نهشته‌های کانالی در این سازند، طی این

1- Visual porosity

2- Oil staining



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان آزادگان و میادین مجاور آن

همچنین مقدار تاثیر فرآیندهای دیاژنزی موثر بر تخلخل و تراوایی سازند بررسی گردید. از آنجاکه شناخت رخساره کانالی صرفاً بر اساس شواهد برداشت شده از نمونه های مغزه و مقاطع نازک و بدون توجه به مورفولوژی کانال، از اطمینان بالایی برخوردار نیست (Rankey 2003; Eberli et al. 2004; Grelaud et al. 2010) و از طرفی هم بدلیل سنگ شناسی یکسان رسوبات پرکننده کانال با نهشته های بالا و پائین آن، تفکیک زون کانالی با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی نیز مقدور نبوده (Serra 1985)، لذا در این مطالعه از نتایج برداشتهای لرزه ای به شکل برشهای افقی^۵ و مقاطع لرزه ای^۶ مربوط به نشانگرهای لرزه ای^۷ نیز استفاده گردید (Eberli et al. 2004; Veeken 2007; Hassanzadeh Azar et al. 2009).

به منظور شناخت نوع کانی کربناته (تشخیص کلسیت از دولومیت) نمونه ها با محلول آلزارین قرمز-فری سیانید پتاسیم، مطابق روش دیکسون (Dickson 1966) رنگ آمیزی گردیدند. همچنین جهت شناسایی بهتر نوع تخلخل و تعیین درصد تخلخل در نمونه ها و مقایسه آنها در رخساره های مختلف، به نمونه ها چسب اپوکسی آبی رنگ^۱ تزریق گردید. در نام گذاری رخساره ها نیز از روش دانهام (Dunham 1962) استفاده شد.

به منظور تعیین کیفیت مخزنی بخش مورد مطالعه از سازند سروک تعداد ۱۵۵ نمونه پلاگ^۲ از مغزه ها تهیه و مقادیر تخلخل نسبت به هلیوم^۳ و تراوایی نسبت به هوا^۴، در آزمایشگاه مغزه های نفتی در پژوهشگاه صنعت نفت، اندازه گیری شد. سپس با استفاده از نمودار تخلخل- تراوایی، ارتباط رخساره های رسوبی شناخته شده با کیفیت مخزنی و

⁵ - Horizontal slices

⁶ - Seismic sections

⁷ - Seismic attributes

¹ - Blue-dyed epoxy

² - Plug sample

³ - Helium porosity

⁴ - Air permeability

الیگوستجینید نیز به صورت پراکنده مشاهده شد. قطعات رودیست از بخشهای کم عمق تر توسط امواج خرد شده و به این قسمت منتقل شده اند.

فراوانی موجودات استنوهالین^۸ نظیر اکینودرم، وجود فسیلهای دریای باز نظیر الیگوستجینید در برخی نمونه ها و بافت گل - پستیان نشان دهنده شرایط محیطی کم انرژی بخشهای کم عمق دریای باز^۹ است (Wilson 1975; Read 1985; Reading 1996; Flugel 2004; Ghabeishavi et al. 2010). این رخساره معادل کمر بند رخساره ای ۴ ویلسون است.

میکروفاسیس ۳: باندستون بایوکلاستی/رودیستی (Bioclastic-Rudist Boundstone)

قطعات اسکلتی درشت رودیست فراوانترین جزء تشکیل دهنده این رخساره است (شکل های ۲C-D و ۳E-F). افزون بر رودیست ها، خرده های اکینودرم و دوکفه ای نیز در نمونه های این رخساره مشاهده می شود. فراوانی قطعات رودیست نشان دهنده محیط پرانرژی سد^{۱۰} است (Wilson 1975; Aqrabi et al. 2007; Ghabeishavi et al. 2010) طرف دیگر وجود قطعات موجودات استنوهالین نظیر اکینودرم نیز موید شرایط رسوبگذاری دریای باز محسوب می شود (Heckel 1972). بنابراین با توجه به فراوانی قطعات درشت رودیست و وجود قطعات اکینودرم و دوکفه ای می توان این رخساره را به بخش رو به دریای سد^{۱۱} یا رخساره پر انرژی سد نسبت داد. این رخساره معادل کمر بند رخساره ای ۵ ویلسون در نظر گرفته شد.

میکروفاسیس و محیط رسوبی سازند سروک

بر اساس مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی و همچنین تشخیص مورفولوژی کانال در مقاطع لرزه ای، ۴ رخساره رسوبی در بخش مخزنی سروک بالایی شناسایی گردید.

میکروفاسیس ۱: وکستون تا پکستون الیگوستجینیدار (Oligosteginid Wackestone to Packstone)

دانه های اصلی تشکیل دهنده این میکروفاسیس، الیگوستجینید^۱، هدبرژلا^۲، استراکد^۳ و بعضاً^۴ سوزن اسفنج^۴ است. اجزاء مذکور در زمینه گل آهکی پراکنده اند. اثرات زیست آشفستگی^۵ و بارو^۶ توسط موجودات در این رخساره به فراوانی مشاهده می شود (شکل های ۲A و ۳A).

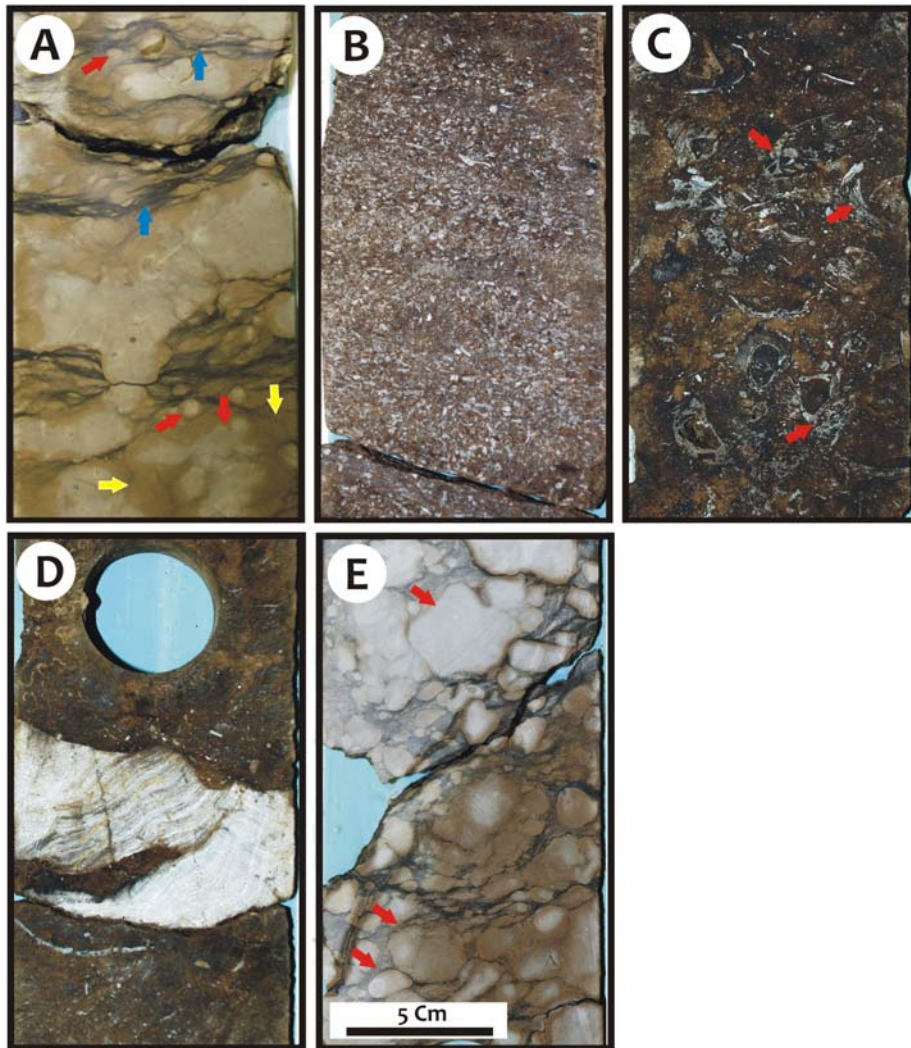
وجود فسیلهای دریای باز نظیر الیگوستجینید، هدبرژلا، استراکد و سوزن اسفنج در زمینه گل آهکی نشان دهنده نهشته شدن این رخساره در بخش عمیق دریای باز^۷ است (Wilson 1975; Read 1985; Reading 1996; Flugel 2004; Ghabeishavi et al. 2010). این رخساره که در خوزستان و لرستان توسط لاسمی و جلیلیان (۱۳۷۶) نیز گزارش شده معادل کمر بند رخساره ای ۱ تا ۲ ویلسون است.

میکروفاسیس ۲: پکستون تا وکستون بایوکلاستی/اکینوئیدی (Bioclastic-Echinoid Packstone to Wackestone)

اجزاء اصلی تشکیل دهنده این رخساره اکینودرم و همچنین قطعات پراکنده رودیست و دوکفه ای است (شکل ۲E). در برخی از نمونه های متعلق به این رخساره فسیل

1- Oligosteginid
2- Hedbergella sp.
3- Ostracod
4- Sponge Spicule
5- Bioturbation
6- Burrowing
7- Distal open marine

8- Stenohaline
9- Proximal open marine
10- Barrier / Shoal
11- Seaward shoal



(A) .

()
()

()

(B) . /

(C) .

()

(D) . /

(E) .

()

/

/

(2004; Veeken 2007; Hassanzadeh Azar et al. 2009)

(شکل های ۵ و ۶).

همانطور که در شکل ۵ مشاهده می شود کانال های مذکور در راس سازند سروک تشخیص داده شده اند. بنابراین با توجه به گزارش شدن ناپیوستگی در مرز سنومانین-تورونین توسط زمین شناسان دیگر (Hassanzadeh Azar et al. 2009)، رخساره کانالی شناخته شده در این مطالعه می تواند بخشی از سیستم کانالی انتهای سنومانین باشد. از طرف دیگر وجود نهشته های کربناته به سن سنومانین بر روی نهشته های کانالی نشان دهنده تشکیل کانال در بخش عمیق تر و زیر آب حوضه رسوبی بوده به طوری که همزمان با تشکیل نهشته های کانالی و پس از آن در این بخش از حوضه رسوبات سنومانین تشکیل می شده اند. به عبارت دیگر این کانال ها از نوع کانال های زیر دریایی^۴ در در بخش میانی رمپ^۵ محسوب می شوند در حالیکه در بخش حاشیه ای حوضه کانال های جزر و مدی^۶ گسترش داشته اند.

میکروفاسیس ۴: نهشته های کربناته پرکننده کانال

(Channel-filled carbonate deposits)

این رخساره متشکل از قطعات کربناته بوده که در زمینه گل آهکی پراکنده است (شکل های ۲E و ۳G). مطالعات میکروسکوپی قطعات کربناته موجود نشان دهنده وجود فسیل های دریای باز نظیر الیگوستجینید و فرم های ریز روتالیدها^۱ در زمینه گل آهکی است (شکل های ۳G-H). گرد شدگی خوب این قطعات، که اندازه آنها به بیش از ۱۵ سانتیمتر نیز می رسد، نشان دهنده حمل و جابجایی این ذرات آواری به کانال است (Gardner and Borer 2000; Surlyk et al. 2008).

انتساب این نمونه ها به رخساره کانالی صرفاً بر اساس یافته های حاصل از نمونه های مغزه و مطالعات میکروسکوپی نمی تواند از اطمینان بالایی برخوردار باشد. لذا در این پژوهش سعی شد تا از نمودارهای پتروفیزیکی نظیر گاما، نوترون و چگالی استفاده گردد. اما نتایج مطالعه نمونه های مغزه و همچنین مطالعات پتروگرافی نشان می دهد که قطعات آواری موجود در این رخساره، همچون توالی های بالا و پائین آن، کربناته بوده و بنابراین هرچند وجود گل آهکی زیاد در بخش پائین رخساره کانالی سبب افزایش نسبی مقدار گامای طبیعی گردیده است، اما تشخیص و انتساب فاصله عمقی مشخصی به عنوان رخساره کانالی، بر روی نمودارهای پتروفیزیکی چاه مورد مطالعه امکان پذیر نیست (Serra, 1985) (شکل ۴).

از آنجا که مهمترین ابزار در شناخت رخساره های کانالی در مقاطع زیرسطحی، بررسی شکل هندسی آنها با استفاده از نتایج برداشت های لرزه ای است، در این مطالعه از نتایج حاصل از تفسیر نشانگرهای لرزه ای نظیر نشانگر امیدانس صوتی^۲ و تشابه لرزه ای^۳ و همچنین برشهای لرزه ای در جهات مختلف نسبت به کانال استفاده گردید (Eberli et al.

⁴- Submarine channel

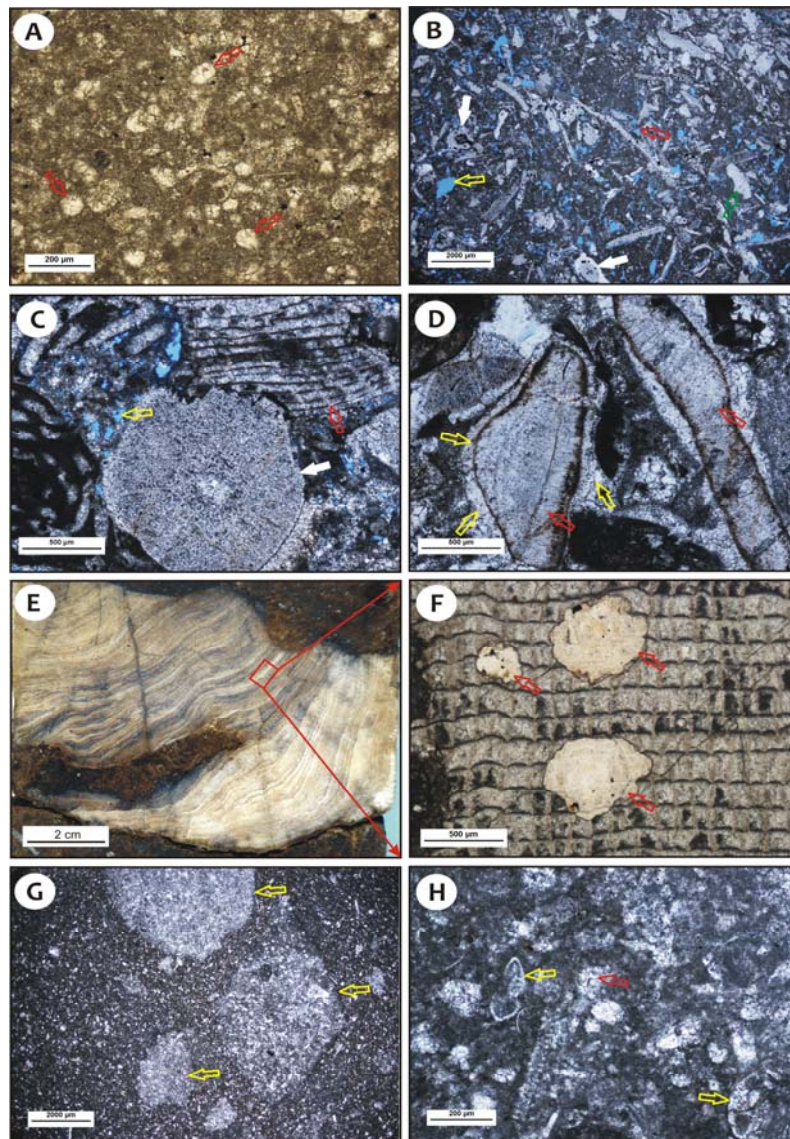
²- Mid-ramp

⁶- Tidal channel

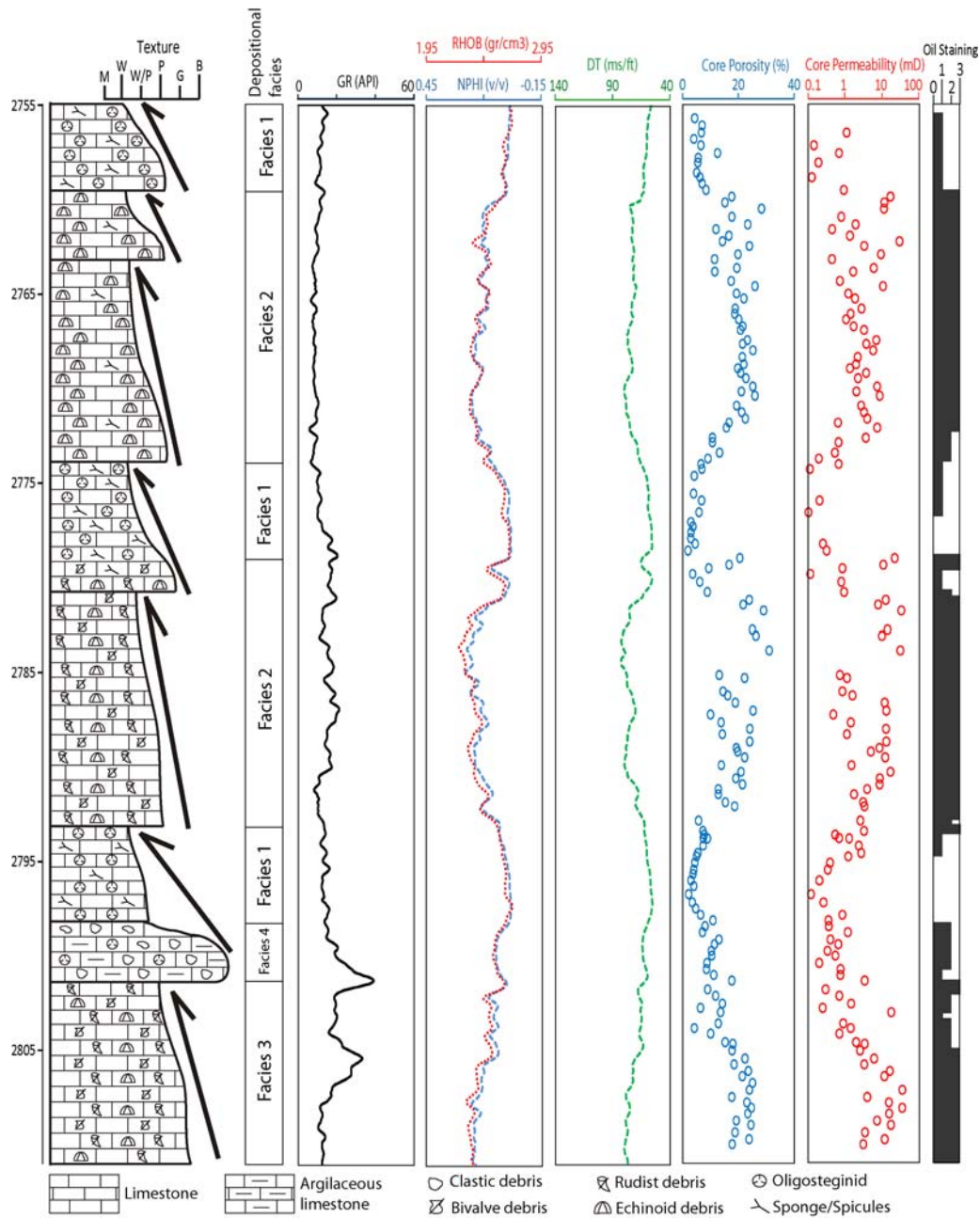
¹- Rotalid forms

²-Acoustic Impedance

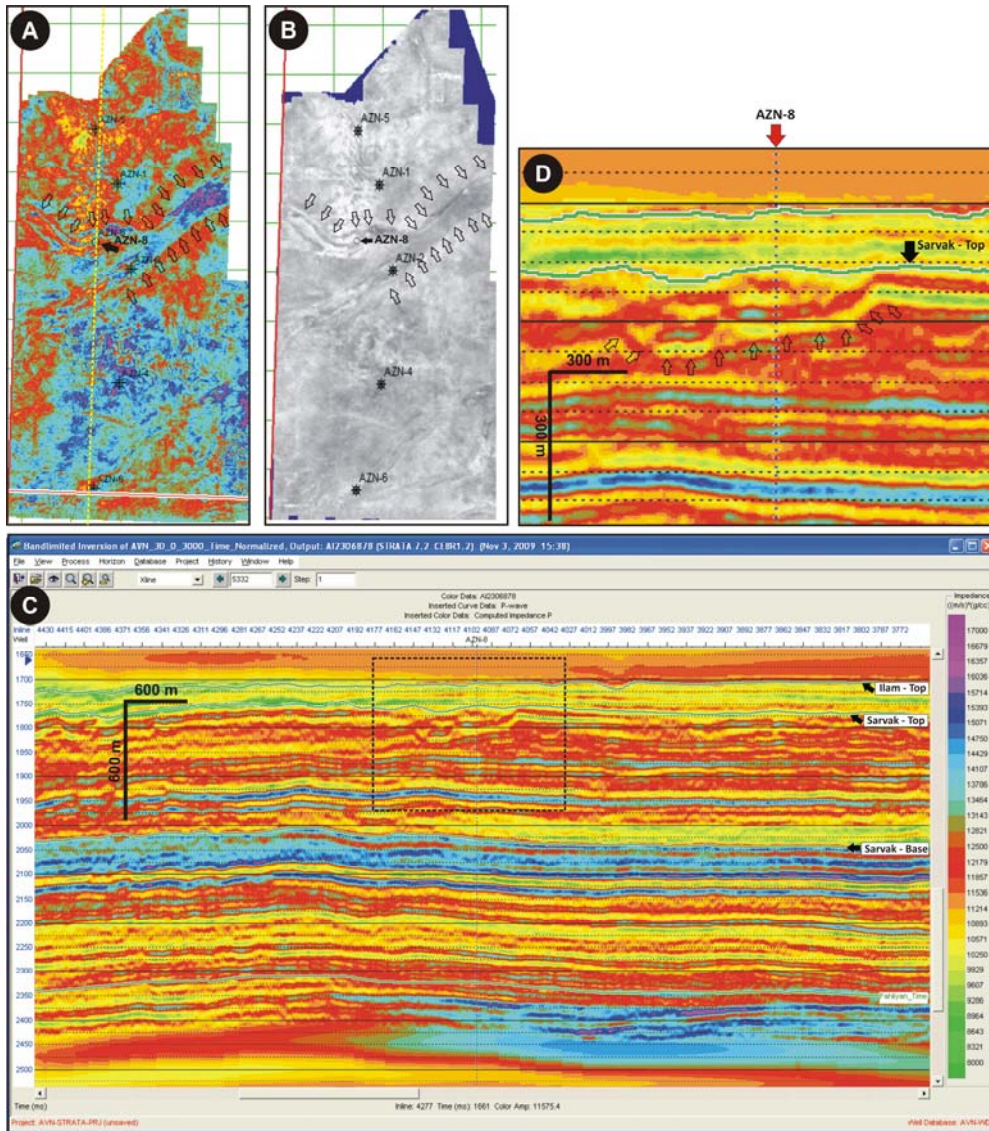
³-Similarity



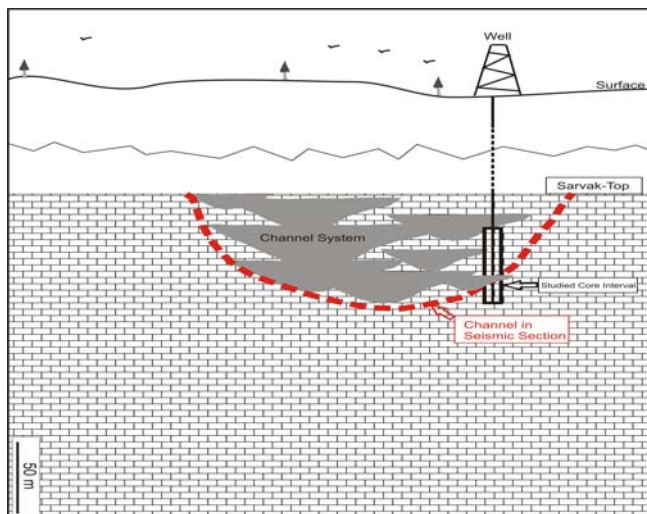
شکل ۳- تصاویر میکروسکوپی رخساره های رسوبی در بخش بالایی سازند سروک. (A) الیگوستجینید پکستون متعلق به رخساره ۱. فسیل الیگوستجینید با علامتهای قرمز مشخص شده است، نور ppl، عمق نمونه ۲۷۵۶/۲۱ متر، (B) اکیئوئید پکستون دارای قطعات دوکفه ای متعلق به رخساره ۲. تخلخل نوع حفره ای (علامت زرد)، بین دانه ای (علامت قرمز)، قطعات اکیئوئید (علامتهای سفید) و همچنین قطعات دوکفه ای در شکل مشخص شده است، نور ppl، عمق نمونه ۲۷۸۲/۵ متر، (C) نمایی نزدیک تر از نمونه تصویر B متعلق به رخساره ۲. ساقه اکیئودرم (علامت سفید)، قطعات پراکنده رودیست (علامت قرمز) و تخلخل درون دانه ای (علامت زرد) مشخص شده است، نور ppl، عمق نمونه ۲۷۹۰/۱۵ متر، (D) نمای نزدیک دیگری از نمونه تصویر B متعلق به رخساره ۲، قطعات درشت اکیئوئید (علامتهای قرمز) و سیمان رشدی هم محور در اطراف آنها (علامتهای زرد) مشخص شده است، نور ppl، عمق نمونه ۲۸۰۱/۴۵ متر، (E) رودیست باندستون متعلق به رخساره ۳، نمونه مغزه، عمق نمونه ۲۸۰۷/۲۵ متر، (F) نمای میکروسکوپی از تصویر E متعلق به رخساره ۳. اثرات حفرشدگی (علامتهای قرمز) در دیواره رودیست مشخص شده است، نور ppl، عمق نمونه ۲۸۰۷/۲۵ متر، (G) نمونه آهک پرکننده کانال متعلق به رخساره ۴، قطعات تخریبی کربناته با علامتهای زرد مشخص شده اند، نور ppl، عمق نمونه ۲۸۰۰/۵ متر، (H) نمایی نزدیک از قطعات آواری کربناته در تصویر G. وجود فرم های ریز روتالیدها (علامتهای زرد) و الیگوستجینید (علامت قرمز) نشان می دهد که قطعات تخریبی کربناته از سنگهای متعلق به دریای باز کنده و حمل شده اند.



شکل ۴- ستون چینه شناسی محدوده عمقی مورد مطالعه از بخش بالایی سروک در میدان آزادگان. در شکل رخساره ها و بافت‌های رسوبی مختلف، سیکلهای رسوبی ریزشونده به سمت بالا، تغییر نمودارهای پتروفیزیکی، تغییرات تخلخل و تراوایی مغزه و مقدار آغستگی به نفت در بخشهای مختلف نشان داده شده است.



شکل ۵- مقاطع لرزه ای راس سازند سروک در محل چاه مورد مطالعه. (A) برش زمانی نشانگر امپدانس صوتی از راس سازند سروک در محدوده مورد مطالعه. گسترش کانال با علامتهای سیاه رنگ در شکل مشخص است. موقعیت چاه مورد مطالعه بر روی شکل با علامت سیاه رنگ مشخص شده است. امپدانس صوتی با توجه به مقیاس موجود در شکل C از رنگ سبز به سمت رنگ بنفش افزایش پیدا می کند. (B) برش زمانی نشانگر تشابه لرزه ای از راس سازند سروک در محدوده مورد مطالعه. گسترش کانال در شکل مشخص است. موقعیت چاه مورد مطالعه بر روی شکل با علامت سیاه رنگ مشخص شده است. (C) برش عمودی لرزه ای از محل چاه مورد مطالعه. امتداد برش در شکل A با خط چین زرد رنگ مشخص شده است. همانطور که مشاهده می شود چاه مورد مطالعه در موقعیت کانال راس سازند سروک حفاری شده است. (D) نمایی نزدیکتر از محدوده مشخص شده با خط چین سیاه در شکل C. در شکل محدوده کانال (با علامتهای سیاه رنگ)، راس سازند سروک و موقعیت چاه مشخص شده است. لازم به ذکر است که مقیاس عمودی موجود در شکل های C و D مربوط به محدوده عمقی سازند سروک می باشد.



شکل ۶- شکل شماتیک گسترش کانال در بخش بالایی سازند سروک (انتهای سنومانین) براساس نشانگرهای لرزه ای (شکل ۵).

فرآیندهای دیاژنزی

بطور کلی کیفیت سنگ مخزن می تواند متأثر از شرایط رسوبی یا نوع رخساره رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی موثر بر آن باشد (Lucia 2007). گسترش رخساره های رسوبی مختلف در محدوده میدین هیدروکربوری توسط تغییرات نسبی سطح آب دریا کنترل شده و بنابراین براساس گسترش سکانس های رسوبی قابل پیش بینی می باشد (Moore 2001). به عبارت دیگر بدون در نظر گرفتن تاثیر دیاژنز بر سنگ کربناته، پیش بینی تخلخل و تراوایی مخزن با استفاده از مدل توزیع رخساره ها از دقت و صحت نسبتاً بالایی برخوردار است. حال آنکه، در بسیاری از مخازن کربناته، به دلیل تاثیر فرآیندهای دیاژنزی متنوع بر کیفیت مخزنی، ارتباط مشخص و قابل پیش بینی بین مدل رخساره ای و مدل توزیع تخلخل و تراوایی در مخزن وجود ندارد (Lonoy 2006). بنابراین به نظر می رسد قبل از مدل سازی ویژگیهای مخزنی در گستره میدین هیدروکربوری، ارتباط بین رخساره های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی موثر بر آنها بررسی گردد.

محیط رسوبی

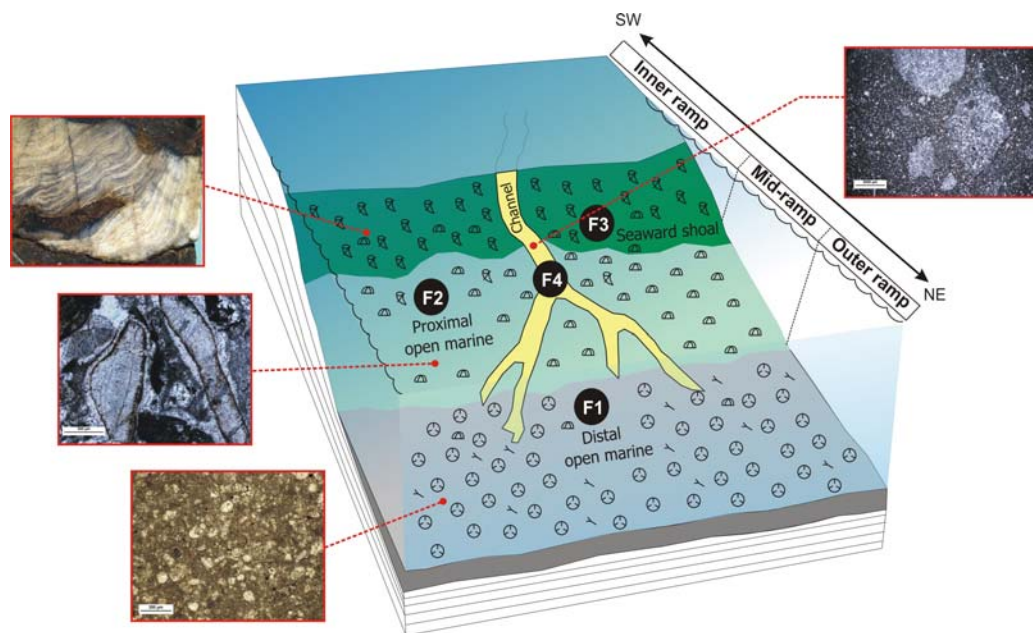
در ارائه مدل رسوبی سازند سروک از مدل‌های ارائه شده توسط محققین مختلف نیز استفاده شد (Wilson 1975; Read 1985; Reading 1996; Geel 2000, Razin, et al. 2010 and Ghabeishavi et al. 2010).

بر اساس موارد فوق و همچنین با توجه به تعاریفی که برای انواع سکوه‌های آهکی^۱ ارائه شده است (Burchette and Wright 1992)، بخش بالایی سازند سروک در چاه مورد مطالعه در یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ^۲ نهشته شده است (شکل ۷). رمپ کربناته مذکور در بخش های عمیق تر^۳ از رخساره های وکستون تا پکستون دارای الیگوستجینید و اکینودرم (رخساره های ۱ و ۲) و در برآمدگی ها یا سدهای کربناته از باندستون های رودیستی تشکیل شده است (Burchette and Wright 1992; Aqrabi, et al. 2007; Razin, et al. 2010).

^۱- Carbonate platforms

^۲- Ramp

^۳- Outer ramp



شکل ۷- مدل رسوبی پیشنهادی برای بخش مورد مطالعه از سازند سروک در میدان آزادگان

و تراوایی مخزن کربناته کار چندان ساده ای نباشد (Moore 2001).

تراکم که به دو شکل فیزیکی و شیمیایی بروز می نماید ناشی از افزایش فشار طبقات بالایی^۱ با افزایش عمق تدفین می باشد. این فشار می تواند به شکل کاهش اندازه فضاهای خالی در سنگ، نفوذ دانه ها در یکدیگر، تغییر شکل و شکستگی دانه ها و تشکیل رگه های انحلالی^۲ و استیلولیت ها^۳ بروز نماید.

اگرچه شدت تاثیر تراکم بر کاهش تخلخل در سنگهای کربناته با بافت گل- پشتیبان به مراتب بیش از سنگهای دانه- پشتیبان است، اما در هر حال تراکم به هریک از اشکال مکانیکی و شیمیایی نقش قابل توجهی در کاهش فضاهای خالی سنگ دارد. شدت این تاثیر با افزایش عمق تدفین افزایش می یابد (Schmoker and Halley 1982 and Goldhammer 1997).

¹ - Overburden pressure

² - Solution seams

³ - Stylolites

به منظور درک ارتباط بین رخساره های رسوبی با فرآیندهای دیاژنزی و در نتیجه خواص پتروفیزیکی بخش مخزنی سازند سروک در میدان مورد مطالعه، نمونه های مغزه و بویژه مقاطع نازک تهیه شده از آنها با میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعه قرار گرفتند. این مطالعات نشان می دهد که تراکم، سیمانی شدن و انحلال مهمترین فرآیندهای دیاژنزی کنترل کننده خواص مخزنی در زون مورد مطالعه محسوب می شوند (شکل ۸). دو عامل اول باعث کاهش کیفیت مخزنی شده و عامل سوم افزایش دهنده آن بوده است. در ادامه به چگونگی تاثیر هر یک از این فرآیندها بر خواص مخزنی سازند سروک اشاره شده است.

تراکم: در نمونه های مغزه متعلق به رخساره های کربناته سازند سروک اثرات تراکم به شکل رگه های انحلالی (شکل ۸A) و استیلولیت (شکل ۸B) مشاهده می شود. با وجود اینکه نقش تراکم در کاهش تخلخل سنگ مخزن کربناته پذیرفته شده است اما به نظر می رسد که تفکیک عملکرد دو فرآیند تراکم و سیمانی شدن بر کاهش تخلخل

طوری مشخص گردید تا تمام رخساره‌های رسوبی موجود در اینتروال مورد مطالعه را پوشش دهد. پس از مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی نمونه‌ها، نمودار تخلخل-تراوایی، به تفکیک رخساره‌های رسوبی، رسم گردید (شکل ۹).

همانطور که شکل ۹ و جدول ۱ ارائه شده است، در نمونه‌های متعلق به رخساره ۱ به دلیل بافت گل-پشتیان، اولاً مقدار تخلخل نسبتاً پایین (متوسط تخلخل ۷/۳۰ درصد) و از نوع ریز تخلخل ماتریکس بوده و ثانياً به دلیل عدم وجود ارتباط بین فضاهای خالی^۴ ریز، تراوایی نیز بسیار پایین است (متوسط تراوایی ۱/۴۶ میلی داری). با توجه به نوع بافت رسوبی و قرار گرفتن نمونه‌های رخساره ۱ در گروه پتروفیزیکی ۳ طبقه بندی لوسیا، امکان تخلخل بیش از ۱۵ درصد و تراوایی بیش از ۱۰ میلی داری در این نمونه‌ها وجود ندارد (Lucia 2007). بنابراین مقادیر بیشتر تخلخل و تراوایی نمونه‌های این رخساره، به دلایل موضعی و کوچک مقیاس همچون وجود شکستگی‌های مصنوعی در نمونه‌ها و یا باز شدگی در امتداد شکستگی‌های مویی^۵ استیلولیت‌ها و رگه‌های انحلالی بوده است (Lucia 2007). همانطور که در بخش فرآیندهای دیاژنزی نیز عنوان شد، بافت دانه ریز گل‌آهکی در رخساره ۱ باعث شده که مکانیسم‌های دیاژنزی انحلال و سیمانی شدن در این رخساره گسترش نداشته و بنابراین کیفیت مخزنی این رخساره پایین و کنترل شده توسط رخساره^۶ است (Moore 2001).

سیمانی شدن: مطالعه مقاطع نازک توالی کربناته بخش بالایی سازند سروک نشان می‌دهد که (۱) سیمان موجود در آن از نوع کربنات کلسیم بدون آهن بوده که عمدتاً^۱ به اشکالی نظیر رورشدی هم محور^۱، فراگیرنده^۲ و اسپاری بلوکی^۳ دیده می‌شود (شکل‌های ۸C و ۸D) و (۲) سیمانی شدن در رخساره‌های ۲ و ۳ با بافت پکستون/گرینستون و باندستون گسترش داشته و بنابراین از مهمترین عوامل کاهش دهنده تخلخل در نمونه‌های متعلق به این دو رخساره محسوب می‌شود. تشکیل سیمان با هر نوع کانی‌شناسی و فابریکی باعث کاهش فضاهای خالی موجود در سنگ می‌گردد.

انحلال: مطالعه مقاطع نازک بخش بالایی سازند سروک نشان می‌دهد که (۱) انحلال در این نمونه‌ها عمدتاً^۱ از طریق بزرگ تر شدن فضاهای خالی بین دانه‌ای سبب تشکیل شبکه به هم پیوسته از فضاهای خالی بین دانه‌ای و بعضاً^۲ حفره‌ای گردیده که به دلیل ارتباط مناسب این فضاها، تراوایی بخش‌های مخزنی سازند سروک افزایش یافته است (شکل‌های ۸E و ۸F)، و (۲) به دلیل بافت دانه-پشتیان (پکستون/گرینستون و باندستون) در رخساره‌های ۲ و ۳ و در نتیجه فراوانی بیشتر اجزاء کربناته فسیلی (همچون دوکفه‌ای، اکینودرم و رودیست)، فرآیند انحلال عمدتاً^۱ در این رخساره‌ها گسترش داشته و از مهمترین عوامل افزایش دهنده تخلخل در نمونه‌های متعلق به این دو رخساره محسوب می‌شود (شکل‌های ۸E و ۸F).

کیفیت مخزنی

پتانسیل مخزنی یک سنگ توسط پارامترهای تخلخل و تراوایی اندازه‌گیری می‌شود. در این مطالعه به منظور اندازه‌گیری این دو پارامتر، تعداد ۱۵۵ نمونه پلاگ از مغزه‌های مورد مطالعه انتخاب و تهیه شد. موقعیت پلاگ‌ها

⁴- Pore connectivity

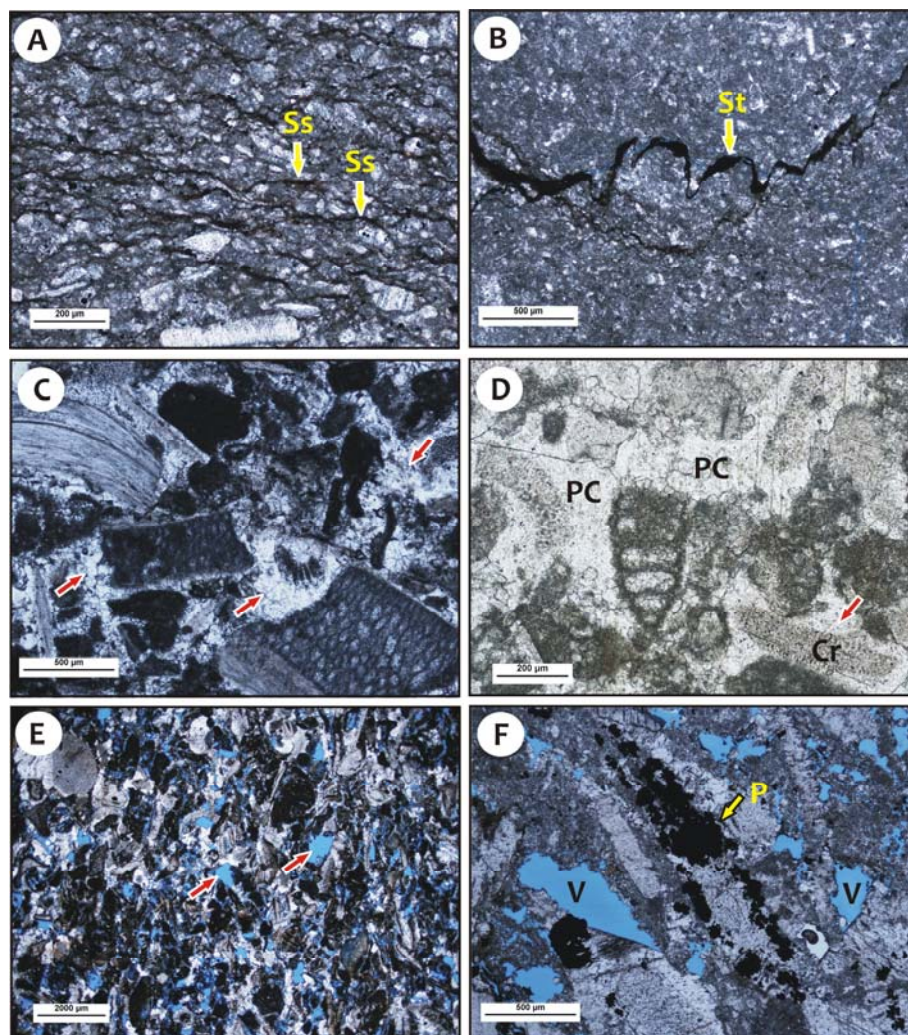
⁵- Hairy fractures

⁶- Facies-controlled

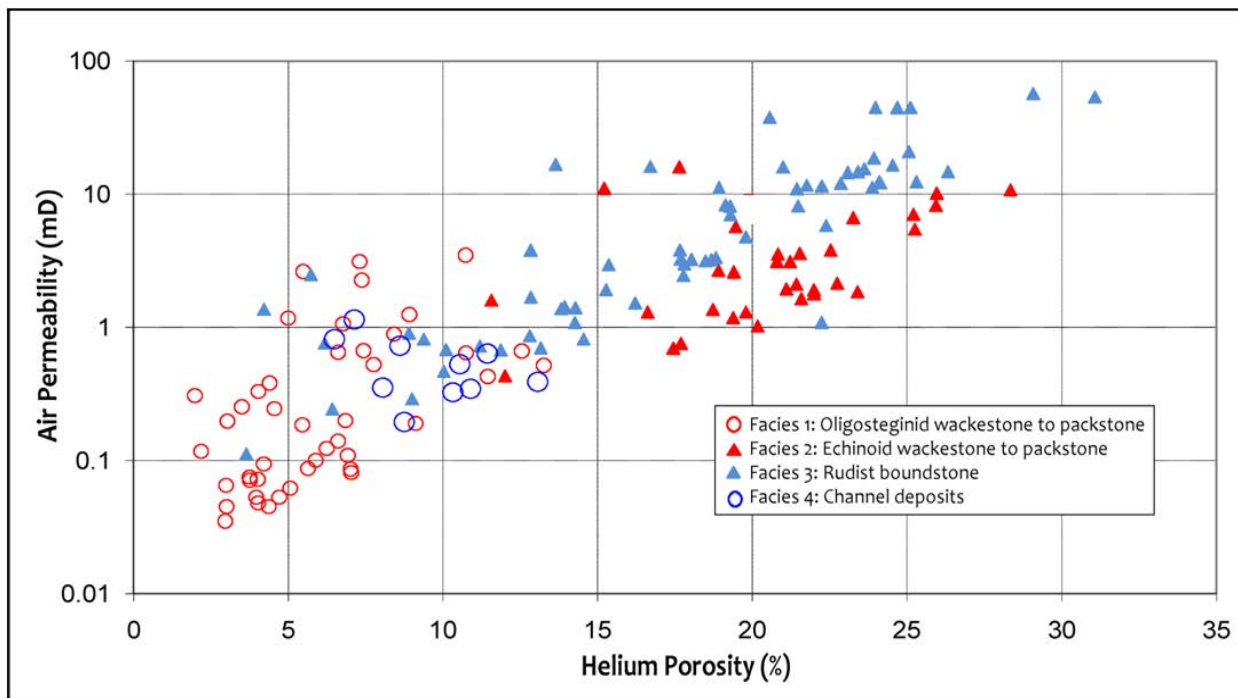
¹- Syntaxial overgrowth

²- Poikilotopic

³- Blocky spar



(A) .
 (B)
 (C) (St)
 (D) (PC) (Cr)
 (E)
 (F) (V) (P)
 (P)



شکل ۹- نمودار تخلخل - تراوایی مغزه در رخساره های مختلف سازند سروک.

جدول ۱- کمینه، بیشینه، متوسط و انحراف استاندارد تخلخل و تراوایی در رخساره های مختلف سازند سروک.

Facies	N	Core Porosity (%)				Core Permeability (mD)			
		MIN	MAX	AVERAGE	STDEV	MIN	MAX	AVERAGE	STDEV
1	49	1.98	13.98	7.30	4.64	0.04	7.02	1.46	4.24
2	32	11.57	28.34	20.60	3.72	0.43	15.99	3.95	3.73
3	64	3.65	31.07	17.73	6.29	0.11	57.23	10.19	13.49
4	10	6.49	13.07	9.53	2.06	0.19	1.14	0.55	0.29

N تعداد نمونه های متعلق به هر رخساره

نمودار تخلخل- تراوایی و مقادیر جدول ۱ نشان می دهد که نمونه های مربوط به رخساره های ۲ و ۳ از بیشترین مقادیر تخلخل و تراوایی برخوردارند. متوسط تخلخل و تراوایی در نمونه های رخساره ۲، به ترتیب ۲۰/۶ درصد و

۳/۹۵ میلی داری و در نمونه های رخساره ۳، ۱۷/۷۳ درصد و ۱۰/۱۹ میلی داری است. بافت پکستونی بسیاری از نمونه های متعلق به رخساره ۲ و بافت باندستونی نمونه های رخساره ۳ سبب شده تا علاوه بر وجود فضاهای خالی

بین دانه ای اولیه، تخلخل های انحلالی نظیر حفره ای و بزرگ شده بر اثر انحلال^۱ نیز در اثر انحلال آلومین های کربناته ایجاد گردد (Moore 2001). بنابراین وجود فضاهای خالی اولیه و ثانویه و ارتباط نسبتاً خوب فضاهای خالی با یکدیگر سبب شده تا بخش عمده ای از نمونه های متعلق به این دو رخساره از تخلخل و تراوایی نسبتاً بالایی برخوردار بوده و فواصل عمقی متشکل از این رخساره ها به عنوان زون های مخزنی در نظر گرفته شوند. بیشترین آغشتگی به نفت نیز در نمونه های متعلق به این رخساره ها مشاهده می شود (شکل های ۲B-D و ۴). گسترش سیمان کلسیتی نیز نقش مهمی در کاهش تخلخل و در نتیجه تراوایی برخی نمونه های این رخساره ها داشته است (شکل AD).

وجود قطعات آواری کربناته غیر متخلخل در زمینه دانه ریز و میکرایتی نمونه های رخساره ۴ (رخساره کانالی) سبب شده تا تخلخل و تراوایی در نمونه های متعلق به این رخساره نیز پایین باشد. متوسط تخلخل و تراوایی در این رخساره، به ترتیب، ۹/۵۳ درصد و ۰/۵۵ میلی داری است. افزایش مقدار امپدانس صوتی در نهشته های کربناته درون کانالی (شکل ۵)، به دلیل ارتباط معکوس با مقدار تخلخل، نیز تأیید کننده کاهش تخلخل در رخساره کانالی نسبت به نهشته های کربناته پیرامون آن است. توزیع تخلخل در نهشته های کانالی سروک یکسان نبوده بطوریکه برخلاف اکثر کانالهای پر شده با رسوبات آواری، در بخشهای مختلف نهشته های کربناته پرکننده کانال در سازند سروک مقدار امپدانس صوتی و در نتیجه مقدار تخلخل متفاوت است (Hassanzadeh Azar et al. 2009).

در این رخساره نیز همچون رخساره ۱، تراکم تنها پدیده دیاژنزی قابل مشاهده می باشد. بنابراین فرآیند انحلال که

سبب بهبود قابل توجه کیفیت مخزنی رخساره های ۲ و ۳ شده است در رخساره کانالی مشاهده نمی شود.

همانطور که در بخش توصیف میکروفاسیس ۴ اشاره شد این رخساره در کانال های زیردریایی نهشته شده و بنابراین ناپیوستگی یا مرز سکansı موجود، در این بخش از پلاتفرم کربناته سروک، به شکل خروج از آب نبوده است. لذا فرآیندهای دیاژنزی همچون انحلال شدید و سیمانی شدن که معمولاً در مرزهای سکansı نوع ۱ (در نتیجه خروج از آب) رخ داده (Moore 2001) و نقش مهمی در تغییر ویژگیهای مخزنی سازند در این افقها دارند، در این رخساره ها مشاهده نشده است. به عبارت دیگر به نظر می رسد ناپیوستگی مذکور نقشی در کنترل خواص مخزنی سازند سروک در منطقه مورد مطالعه نداشته باشد.

نتیجه گیری

تلفیق مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی با نشانگرهای لرزه ای (در مقاطع و برش های لرزه ای) افق مخزنی بخش بالایی سازند سروک در میدان آزادگان نشان داد که این بخش از ۴ رخساره رسوبی تشکیل شده است. این رخساره ها که شامل (۱) الیگوستجینید و کستون تا پکستون، (۲) بایو کلاستیک- اکیونید پکستون تا وکستون، (۳) بایو کلاستیک- رودیست باندستون و (۴) نهشته های کربناته پرکننده کانال می باشند، به ترتیب، در زیرمحیط های بخش عمیق دریای باز، بخش کم عمق دریای باز، برآمدگی یا سد کربناته و کانال نهشته شده اند. توالی رخساره های مذکور و مقایسه آن با نهشته های کربناته مشابه نشان دهنده رسوبگذاری در یک رمپ کربناته می باشد.

¹ - Solution enlarged porosity

مطالعات میکروسکوپی که به منظور یافتن ارتباط فرآیندهای دیاژنزی با رخساره های رسوبی سازند سروک انجام شده نشان می دهد که تراکم، سیمانی شدن و انحلال مهمترین فرآیندهای دیاژنزی کنترل کننده خواص مخزنی در زون مورد مطالعه هستند. تراکم که به اشکال مکانیکی و انحلال از سوی دیگر، سبب شده تا تخلخل و تراوایی در نمونه های متعلق به این رخساره پایین باشد.

وجود ارتباط خوب بین رخساره های رسوبی با گسترش پدیده های دیاژنزی و در نتیجه کیفیت مخزنی بخش مورد مطالعه سازند سروک نشان می دهد که مدل رخساره ای سازند سروک کمک زیادی در درک نحوه توزیع پدیده های دیاژنزی، تخلخل و تراوایی در گستره میدان داشته و بنابراین در مطالعات توسعه و ازدیاد برداشت از میدان کارآمدی بالایی خواهد داشت.

منابع

- ۱- لاسمی، ی.، و.ع.ح. جلیلیان، ۱۳۷۶، بررسی میکروفاسیس ها و محیط رسوبی سازند سروک در مناطق خوزستان و لرستان. فصلنامه علوم زمین شماره ۲۵ و ۲۶، ص ۴۸-۵۹.
- ۲- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ ص.
- 3-Aqrawi, A. A. M., G. A. Thehni, G. H. Sherwani, and B. M. A. Kareem, 2007, Mid-Cretaceous rudist-bearing carbonates of the Mishrif Formation: an important reservoir sequence in the Mesopotamian basin, Iraq: *Journal of Petroleum Geology*, v. 21, p. 57 – 82.
- 4- Burchette, T. P., and V. P. Wright, 1992, Carbonate ramp depositional systems, *Sedimentary Geology*, v. 79, p. 3 – 57.

شیمیایی در نمونه های متعلق به رخساره های مختلف سازند سروک دیده می شود باعث کاهش تخلخل و تراوایی گردیده است. سیمان کربنات کلسیم بوده به اشکال رورشدی هم محور، فراگیرنده و اسپاری بلوکی در رخساره های ۲ و ۳ با بافت پکستون/گرینستون و باندستون گسترش داشته و از مهمترین عوامل کاهش دهنده تخلخل در نمونه های متعلق به این دو رخساره محسوب می شود. فرآیند انحلال از طریق بزرگ تر کردن فضاهای خالی بین دانه ای سبب تشکیل شبکه به هم پیوسته از فضاهای خالی بین دانه ای و بعضاً " حفره ای در رخساره های ۲ و ۳ گردیده که به دلیل ارتباط مناسب این فضاها، تراوایی بخش های مخزنی سازند سروک افزایش یافته است.

بافت میکرایتی نمونه های رخساره ۱ که مانع از گسترش پدیده دیاژنزی انحلال شده از یک سو و وجود ریز تخلخل ماتریکس که باعث عدم ارتباط مناسب فضاهای خالی ریز با یکدیگر گردیده از سوی دیگر، سبب شده تا تراوایی در این رخساره بسیار پایین باشد. در بخش عمده ای از نمونه های دانه پشتیبان متعلق به رخساره های ۲ و ۳، فضاهای خالی بین دانه ای اولیه، تخلخل های انحلالی نظیر حفره ای و بزرگ شده بر اثر انحلال وجود دارد. این موضوع باعث ارتباط نسبتاً خوب فضاهای خالی با یکدیگر شده و در نتیجه تخلخل و تراوایی این رخساره ها را افزایش داده است به طوری که فواصل عمقی متشکل از این رخساره ها، که بیشترین آغشتگی نفتی را نشان می دهند، به عنوان بهترین زون های مخزنی در نظر گرفته شدند. وجود قطعات آواری کربناته غیر متخلخل در زمینه دانه ریز و میکرایتی نمونه های رخساره ۴ (رخساره کانالی) از یک سو و عدم تشکیل فضاهای خالی ثانویه در نتیجه مکانیسمی همچون

- 13- Goldhammer, R. K., 1997, Compaction and decompaction algorithms for sedimentary carbonates: *Journal Sedimentary Research, Section A*, v. 67, p. 26-35.
- 14- Grelaud, C., P. Razin, P. Homewood, and A. M. Schwab, 2006, Development of Incisions on a Periodically Emergent Carbonate Platform (Natih Formation, Late Cretaceous, Oman): *Journal of Sedimentary Research*, v.76, no. 4; p. 647-669.
- 15- Grelaud, C., P. Razin, and P. Homewood, 2010, Channelized systems in an inner carbonate platform setting: differentiation between incisions and tidal channels (Natih Formation, Late Cretaceous, Oman), Geological Society, London, Special Publications, no. 329 p. 163 - 186.
- 16- Hajikazemi, E., I. S. Al-Aasm, and M. Coniglio, 2010, Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran: Geological Society, London, Special Publications, v. 330, no. 1, p. 253 - 272.
- 17- Harris, P. M., and S. H. Frost, 1984, Middle Cretaceous carbonate reservoirs, Fahud field and northwestern Oman: *AAPG Bulletin*, v. 68, p. 649-658.
- 18- Hassanzadeh Azar, J., M. Nabi-Bidhendi, A. Javaherian, and M. R. Pishvaie, 2009, Integrated seismic attributes to characterize a widely distributed carbonate clastic deposit system in Khuzestan Province, SW Iran: *Journal of Geophysics and Engineering, J. Geophys. Eng.* v. 6, p. 162-171.
- 19- Heckel, P. H., 1972, Recognition of ancient shallow marine environment, in: Rigby, J. K. and Hemblin, K., (Eds.) *Recognition ancient sedimentary environments: SEPM, Special publication*, v. 161, p. 226 – 286.
- 20- Honarmand, J., M. Nemati, and S. Monibi, , 2009, Geological reservoir study of the Sarvak and Gadvan
- 5- Dickson, J. A. D., 1966, Carbonate identification and genesis as revealed by staining: *Journal of Sedimentary Research*, v. 36, no. 2, p. 491-505.
- 6- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture, in W. E. Ham, (Ed.) *Classification of carbonate rocks: Tulsa, OK, AAPG memoir 1*, p. 108-121.
- 7- Eberli, G. P., J. L. Masferro, and J. F. Sarg, 2004, *Seismic Imaging of Carbonate Reservoirs and Systems: AAPG Memoir 81, AAPG and Shell International Exploration & Production B. v.*, 376 p.
- 8- Flugel, E., *Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application: Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, 976 p.
- 9- Geel, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequence in carbonate platform and slope deposits: Empirical models based on microfacies analysis of Paleogene deposits, in South eastern Spain: *Paleo. Paleo.*, v. 155, p. 211– 238.
- 10- Ghabeishavi, A., H. Vaziri-Moghaddam, A. Taheri, and F. Taati, 2010, Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, v. 37, p. 275-285.
- 11- Gardner, M.H. and J. M. Borer, 2000, Submarine channel architecture along a slope to basin profile, Brushy Canyon Formation, West Texas. In: *Fine-grained Turbidite Systems (Eds A.H. Bouma and C.G.Stone)*, pp. 195–214. *Memoir 72, AAPG/Special Publication 68, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa, OK.*
- 12- Ghazban, F., 2007, *Petroleum Geology of the Persian Gulf: Tehran University Publication, Tehran*, 707 p.

- High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate, Geological Society, London, Special Publications; v. 329 (1), p. 187 - 218.
- 29- Read, J. F., 1985, Carbonate platform facies models: Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. v. 69, no. 1, p. 1-21.
- Reading, H. G., 1996, Sedimentary environment and facies: Blackwell Sci. Pub., 615 p.
- 30- Schmoker, J. W., and R. B. Halley, 1982, Carbonate porosity versus depth; a predictable relation for South Florida, AAPG Bulletin, v. 66, no. 12, p. 2561-2570.
- 31- Serra, O., 1985, Sedimentary environments from wireline logs: Schlumberger, 211 p.
- 32- Surlyk, F., S. K. Jensen, and M. Engkilde, 2008, Deep channels in the Cenomanian-Danian Chalk Group of the German North Sea sector: Evidence of strong constructional and erosional bottom currents and effect on reservoir quality distribution: AAPG Bulletin, v. 92, No. 1, p. 1565-1586
- 33- Taghavi, A. A., A. Mørk, and M. A. Emadi, 2006, Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehloran Field, southwest Iran: Petroleum Geoscience; v. 12; no. 2; p. 115-126.
- 34- Veeken, P. C. H. 2007, Seismic Stratigraphy, basin analysis and reservoir characterization: Elsevier, 509 p.
- 35- Wilson, J. L., 1975, Carbonate facies in geological history: Springer, New York, 471 p.
- Formations in the Azadegan and Jufair Fields, wells AZN-8 and JR-4, Research Institute of Petroleum Industry, Unpublished Report, 174 p.
- 21- James, G. A. and J.G. Wynd, 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium area: Bulletin of the Am. Assoc. Petrol. Geol. Memior, v. 49, no. 12, p. 2206 - 2242.
- 22- Lonoy, A., 2006, Making sense of carbonate pore systems, Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. v. 90, p. 1381-1405.
- 23- Lucia, J. F., 2007, Carbonate Reservoir Characterization: Springer, 336 p.
- 24- Moore, C.H., 2001, Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework: Elsevier, Amsterdam, Developments in Sedimentology, no. 55, 444 p.
- 25- Nichols, G., E. Williams and C. Paola, 2007, Sedimentary processes, environments and basins: Blackwell Publishing: International Association of Sedimentologists, Special Publication no. 38, 636 p.
- 26- Piryaei, A., J. J. G. Reijmer, F. S. P. van Buchem, M. Yazdi-Moghadam, J. Sadouni, and T. Danelian, 2010, The influence of Late Cretaceous tectonic processes on sedimentation patterns along the northeastern Arabian plate margin (Fars Province, SW Iran): Geological Society, London, Special Publications, v. 330, no. 1, p. 211 - 251.
- 27- Rankey, E. C., 2003, Carbonate-filled channel complexes on carbonate ramps: an example from the Peerless Park Member [Keokuk Limestone, Visean, Lower Carboniferous (Mississippian)], St. Louis, MO, USA: Sedimentary Geology, p. 45-61.
- 28- Razin, P., F. Taati, and van F. S. P. Buchem, 2010, Sequence stratigraphy of Cenomanian-Turonian carbonate platform margins (Sarvak Formation) in the