

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

جواد 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) وکستون تا پکستون الیگوستجینیدار، (۲) پکستون تا وکستون بایو کلاستی/اکیونیدی، (۳) باندستون بایو کلاستی/رودیستی 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- پشتیان 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- پشتیان 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، دیاژنز، کیفیت مخزنی، کانال پر شده با کربنات، سروک، آزادگان

مقدمه

سازند سروک، به سن آلبین تا تورونین، واحد سنگ چینه ای 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 افق های مخزنی در بسیاری از میادین هیدروکربوری جنوب غرب و غرب کشورمان محسوب می شود، از دیرباز مورد توجه زمین شناسان بوده است (James and Wynd 1965; Taghavi et al. 2006; Hajikazemi et al. 2010; Piryaee 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 میان لایه هایی از سنگ آهک رسی بوده و بنابراین تغییرات سنگ شناسی قابل توجهی در آن مشاهده نمی شود (مطیعی ۱۳۷۴). بالا آمدگی 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 طوریکه در سازند سروک میدان آزادگان طی اواخر سنومانین گسترش نهشته های 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 می شوند (Honarmand et al. 2009). اهمیت بخش بالایی سازند سروک به عنوان مهمترین بخش مخزنی این سازند و همچنین تشخیص نهشته های کانالی در این سازند، طی این

مطالعه، سبب شد که پژوهش حاضر بر روی این بخش از سازند متمرکز گردیده و ضمن بررسی رخساره های رسوبی، ارتباط این رخساره ها با فرآیندهای دیاژنزی و تخلخل و تراوایی مورد مطالعه قرار گیرد. شناخت ارتباط بین گسترش این رخساره ها با فرآیندهای دیاژنزی و در نتیجه کیفیت مخزنی، کمک قابل توجهی در پیش بینی 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 می شود (شکل ۱). در این میدان سازندهای ایلام، سروک و فهلیان به عنوان بخشهای مخزنی شناخته شده محسوب می شوند. یکی از مهمترین افق های 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 نمونه های مغزه بخش بالایی سازند سروک مورد بررسی قرار گرفت. در مطالعه نمونه های مغزه پارامترهایی همچون سنگ شناسی، بافت رسوبی، اندازه دانه ها، نوع و مقدار تخلخل قابل رویت ۱ و آغشتگی نمونه ها به نفت ۲ مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه به منظور مطالعه ویژگیهای کوچک مقیاس نظیر شناسایی دانه های 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.

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 and 2006) 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

^۱- Blue-dyed epoxy

^۲- Plug sample

^۳- Helium porosity

^۴- Air permeability

^۵- Horizontal slices

^۶- Seismic sections

^۷- Seismic attributes

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 - پشیمان 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 کمربند 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). از 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 پرانرژی سد نسبت داد. این رخساره معادل کمربند 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 کمربند 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

^۱ - Oligosteginid

^۲ - Hedbergella sp.

^۳ - Ostracod

^۴ - Sponge Spicule

^۵ - Bioturbation

^۶ - Burrowing

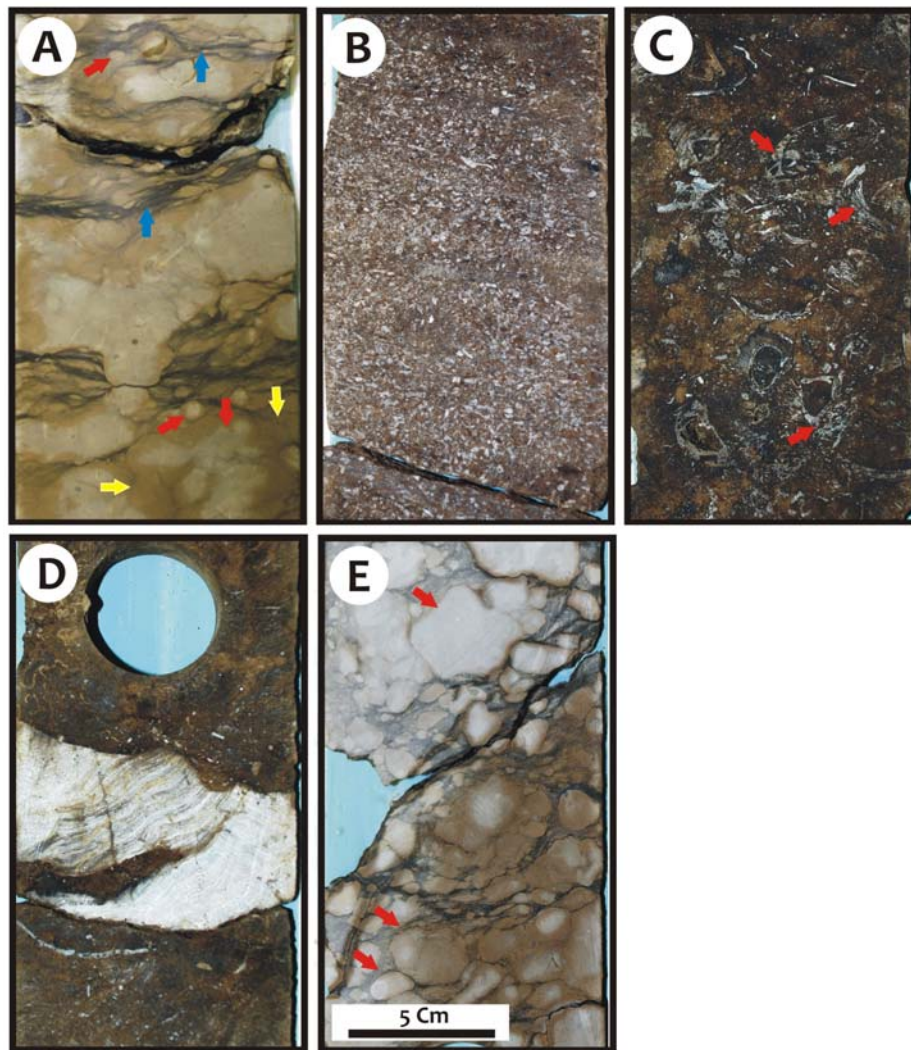
^۷ - Distal open marine

^۸ - Stenohaline

^۹ - Proximal open marine

^{۱۰} - Barrier / Shoal

^{۱۱} - Seaward shoal



شکل ۲- تصاویر نمونه های مغزه مربوط به رخساره های مختلف بخش بالایی سازند سروک در چاه مورد مطالعه. (A) نمونه الیگوستجینید وکستون تا پکستون. در تصویر اثرات آشفستگی زیستی موجودات (علامت قرمز)، لامینه های رسی تیره رنگ (علامتهای آبی) و آغستگی های پراکنده نفتی به رنگ قهوه ای (علامتهای زرد) قابل مشاهده است، عمق نمونه ۲۷۹۷/۳۰ متر. (B) نمونه بایوکلاستیک - اکیئوئید پکستون. در تصویر قطعات فراوان اکیئودرم به رنگ روشن، در زمینه گل قهوه ای رنگ آغشته به نفت، مشاهده می شود، عمق نمونه ۲۷۹۰ متر. (C) نمونه بایوکلاستیک - رودیست باندستون. در تصویر قطعات درشت رودیست (علامتهای قرمز) و قطعات پراکنده اسکلتی مشاهده می شوند. رنگ قهوه ای تیره به دلیل آغستگی زیاد نمونه با نفت است، عمق نمونه ۲۸۰۷/۲۰ متر. (D) نمونه بایوکلاستیک - رودیست باندستون. در تصویر قطعات درشت رودیست به رنگ روشن مشاهده می شود، عمق نمونه ۲۸۰۷ متر. (E) نهشته های کربناته پرکننده کانال. در تصویر قطعات آواری درشت کربناته با گردشگی خوب (علامتهای قرمز) قابل مشاهده است. قطعات مذکور در زمینه تیره رنگ رسی/شیلی قرار گرفته اند، عمق نمونه ۲۷۹۸/۶۰ متر.

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 امپدانس صوتی^۲ و تشابه لرزه ای^۳ و همچنین برشهای لرزه ای در جهات مختلف نسبت به کانال استفاده گردید (Eberli et al.

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

(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 زیردریایی^۴ در بخش میانی رمپ^۵ محسوب می شوند در حالیکه در بخش حاشیه ای حوضه کانال های جزر و مدی^۶ گسترش داشته اند.

^۴ - Submarine channel

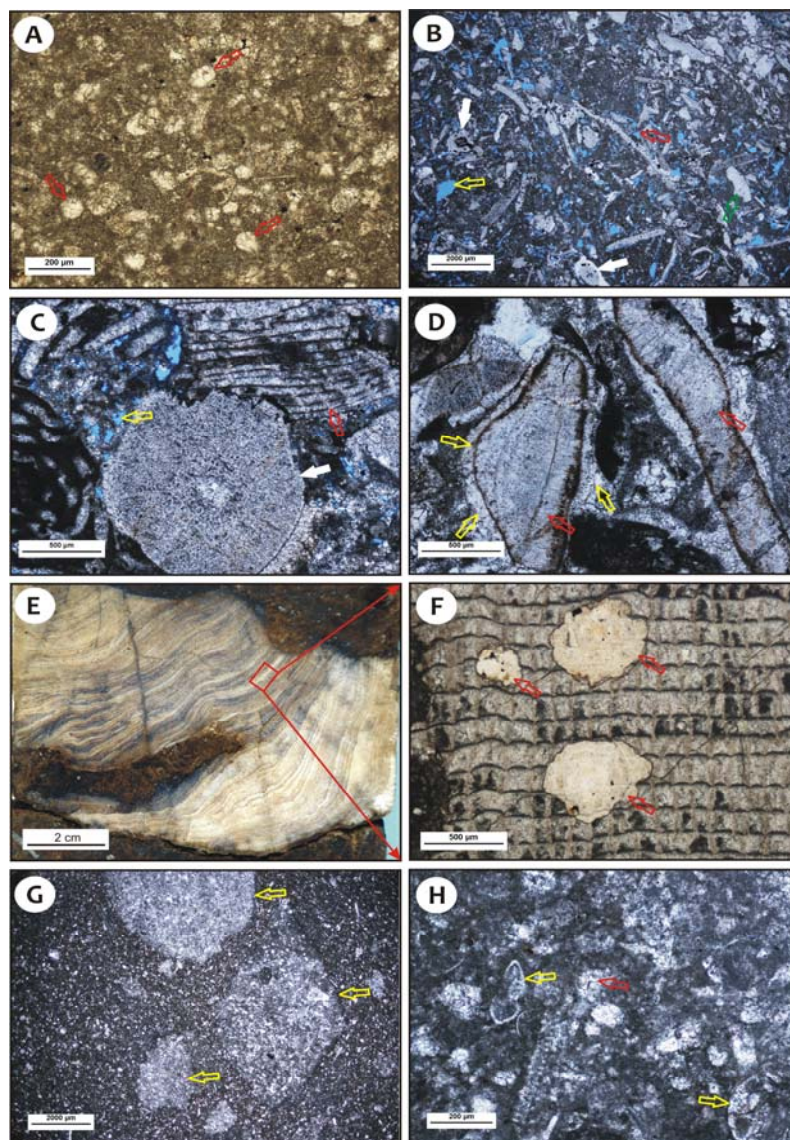
^۵ - Mid-ramp

^۶ - Tidal channel

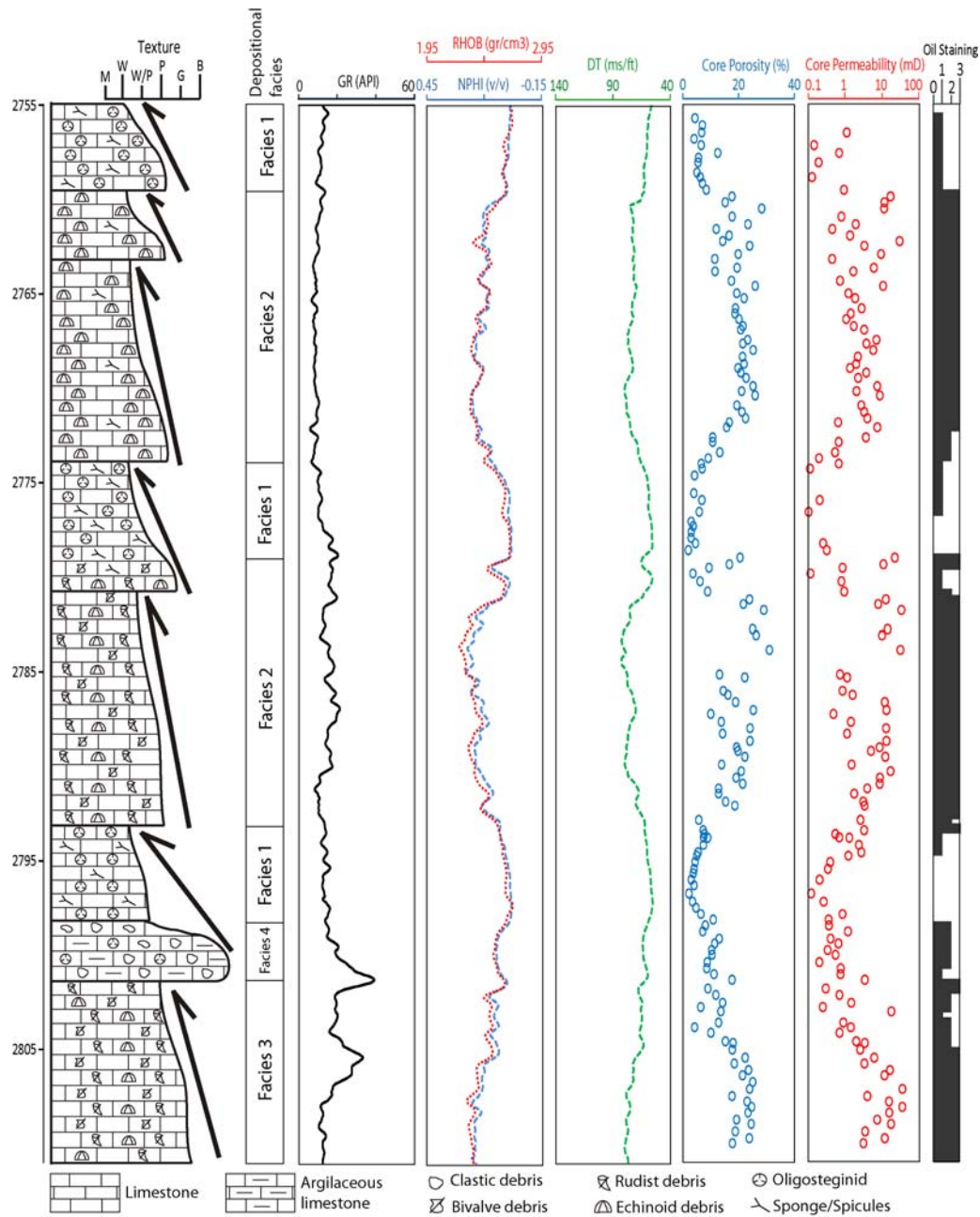
^۱ - Rotalid forms

^۲ - Acoustic Impedance

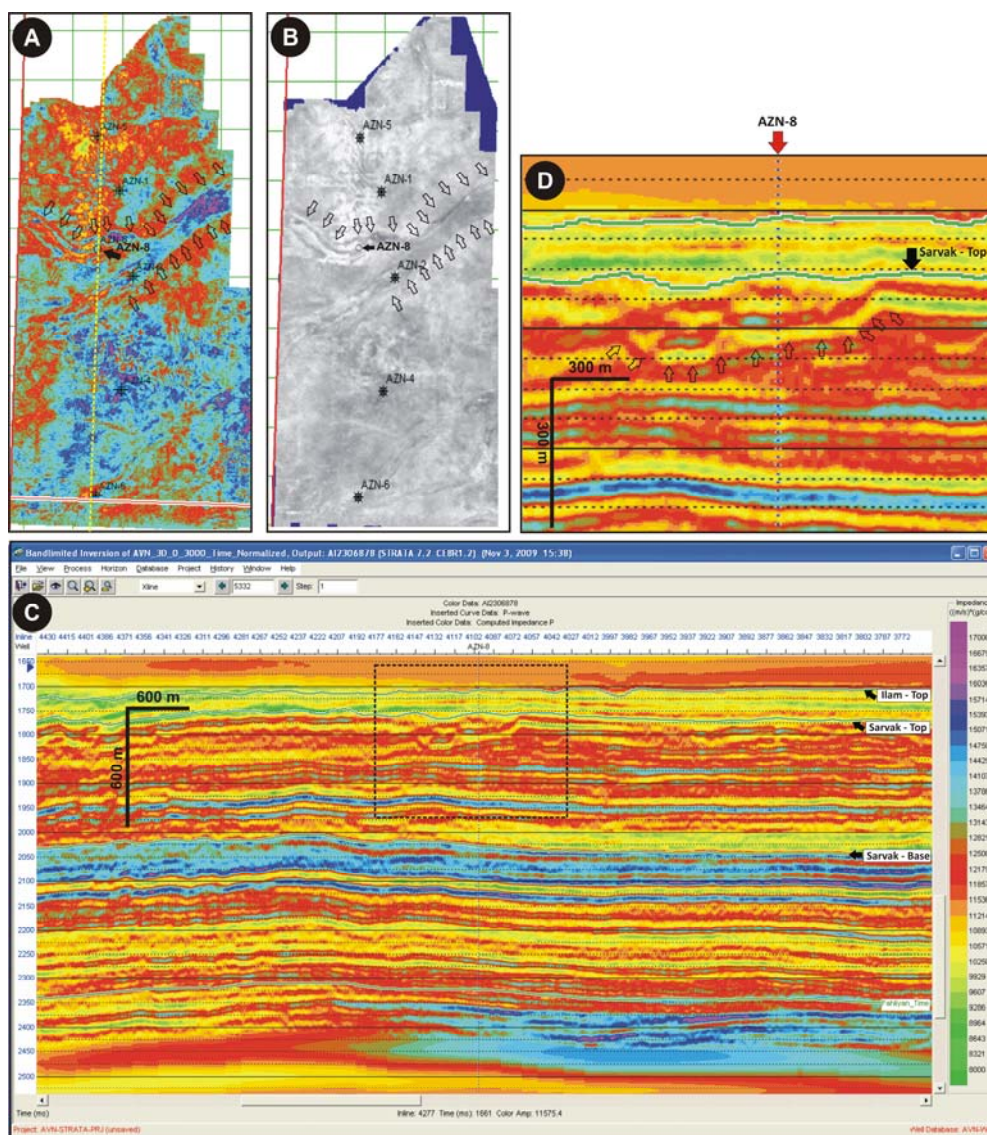
^۳ - Similarity



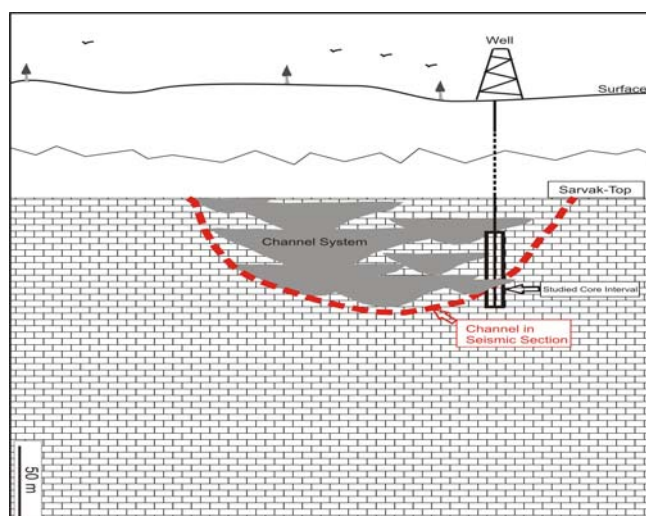
شکل ۳- تصاویر میکروسکوپی رخساره های رسوبی در بخش بالایی سازند سروک. (A) الیگوستجینید پکستون متعلق به رخساره ۱. فسیل الیگوستجینید با علامتهای قرمز مشخص شده است، نور ppl، عمق نمونه ۲۷۵۶/۲۱ متر، (B) اکینوئید پکستون دارای قطعات دوکفه ای متعلق به رخساره ۲. تخلخل نوع حفره ای (علامت زرد)، بین دانه ای (علامت قرمز)، قطعات اکینوئید (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 اکینودرم (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 اکینوئید (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 روتالید ها (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).

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 بخش‌های عمیق تر^۳ از رخساره‌های وکستون تا پکستون دارای الیگوستجینید و اکینودرم (رخساره‌های ۱ و ۲) و در برآمدگی‌ها یا سدهای کربناته از باندستون‌های رودیستی تشکیل شده است (Burchette and Wright 1992; Aqrabi, et al. 2007; Razin, et al. 2010).

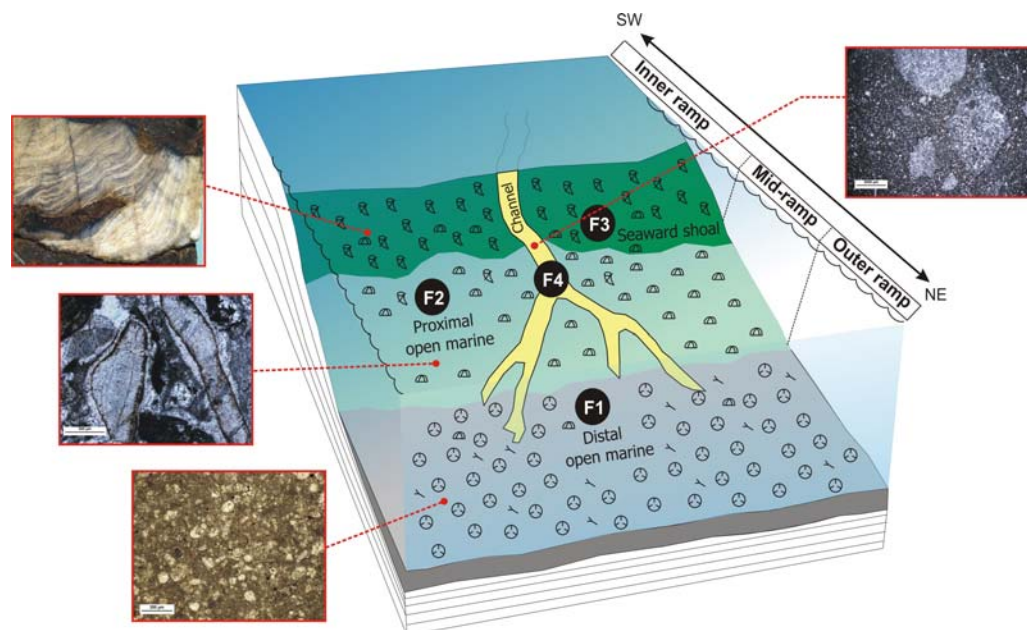
فرآیندهای دیاژنزی

بطور کلی کیفیت سنگ مخزن می‌تواند متأثر از شرایط رسوبی یا نوع رخساره رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی موثر بر آن باشد (Lucia 2007). گسترش رخساره‌های رسوبی مختلف در محدوده میادین هیدروکربوری توسط تغییرات نسبی سطح آب دریا کنترل شده و بنابراین براساس گسترش سکانس‌های رسوبی قابل پیش‌بینی می‌باشد (Moore 2001). به عبارت دیگر بدون در نظر گرفتن تأثیر دیاژنز بر سنگ کربناته، پیش‌بینی تخلخل و تراوایی مخزن با استفاده از مدل توزیع رخساره‌ها از دقت و صحت نسبتاً بالایی برخوردار است. حال آنکه، در بسیاری از مخازن کربناته، به دلیل تأثیر فرآیندهای دیاژنزی متنوع بر کیفیت مخزنی، ارتباط مشخص و قابل پیش‌بینی بین مدل رخساره‌ای و مدل توزیع تخلخل و تراوایی در مخزن وجود ندارد (Lonoy 2006). بنابراین به نظر می‌رسد قبل از مدل‌سازی ویژگی‌های مخزنی در گستره میادین هیدروکربوری، ارتباط بین رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی موثر بر آنها بررسی گردد.

^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- پشتیان به مراتب بیش از سنگهای دانه- پشتیان 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).

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

^۱ - Overburden pressure

^۲ - Solution seems

^۳ - Stylolites

سیمانی شدن: مطالعه مقاطع نازک توالی کربناته بخش بالایی سازند سروک نشان می دهد 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 می شود (شکل های ۸C و ۸D) و (۲) سیمانی شدن در رخساره های ۲ و ۳ با بافت پکستون/گرینستون و باندستون گسترش داشته و بنابراین از مهمترین عوامل کاهش دهنده تخلخل در نمونه های متعلق به این دو رخساره محسوب می شود. تشکیل سیمان با هر نوع کانی شناسی و فابریکی باعث کاهش فضاهای خالی موجود در سنگ می گردد.

انحلال: مطالعه مقاطع نازک بخش بالایی سازند سروک نشان می دهد که (۱) انحلال در این نمونه ها عمدتاً^۱ از طریق بزرگ تر شدن فضاهای خالی بین دانه ای سبب تشکیل شبکه به هم پیوسته از فضاهای خالی بین دانه ای و بعضاً^۲ حفره ای گردیده که به دلیل ارتباط مناسب این فضاها، تراوایی بخش های مخزنی سازند سروک افزایش یافته است (شکل های ۸E و ۸F)، و (۲) به دلیل بافت دانه-پشتیبان (پکستون/گرینستون و باندستون) در رخساره های ۲ و ۳ و در نتیجه فراوانی بیشتر اجزاء کربناته فسیلی (همچون دوکفه ای، اکینودرم و رودیست)، فرآیند انحلال عمدتاً^۱ در این رخساره ها گسترش داشته و از مهمترین عوامل افزایش دهنده تخلخل در نمونه های متعلق به این دو رخساره محسوب می شود (شکل های ۸E و ۸F).

کیفیت مخزنی

پتانسیل مخزنی یک سنگ توسط پارامترهای تخلخل و تراوایی اندازه گیری می شود. در این مطالعه به منظور اندازه گیری این دو پارامتر، تعداد ۱۵۵ نمونه پلاگ از مغزه های مورد مطالعه انتخاب و تهیه شد. موقعیت پلاگ ها

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

همانطور که شکل ۹ و جدول ۱ ارائه شده است، در نمونه های متعلق به رخساره ۱ به دلیل بافت گل-پشتیبان، اولاً^۴ مقدار تخلخل نسبتاً^۴ پایین (متوسط تخلخل ۷/۳۰ درصد) و از نوع ریز تخلخل ماتریکس بوده و ثانیاً^۵ 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 نمونه های رخساره ۱ در گروه پتروفیزیکی ۳ طبقه بندی لوسیا، امکان تخلخل بیش از ۱۵ درصد و تراوایی بیش از ۱۰ میلی داری در این نمونه ها وجود ندارد (Lucia 2007). بنابراین مقادیر بیشتر تخلخل و تراوایی نمونه های این رخساره، به دلایل موضعی و کوچک مقیاس همچون وجود شکستگی های مصنوعی در نمونه ها و یا باز شدگی در امتداد شکستگی های مویی^۵ استیلولیت ها و رگه های انحلالی بوده است (Lucia 2007). همانطور که در بخش فرآیندهای دیاژنزی نیز عنوان شد، بافت دانه ریز گل آهکی در رخساره ۱ باعث شده که مکانیسم های 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).

^۴ - Pore connectivity

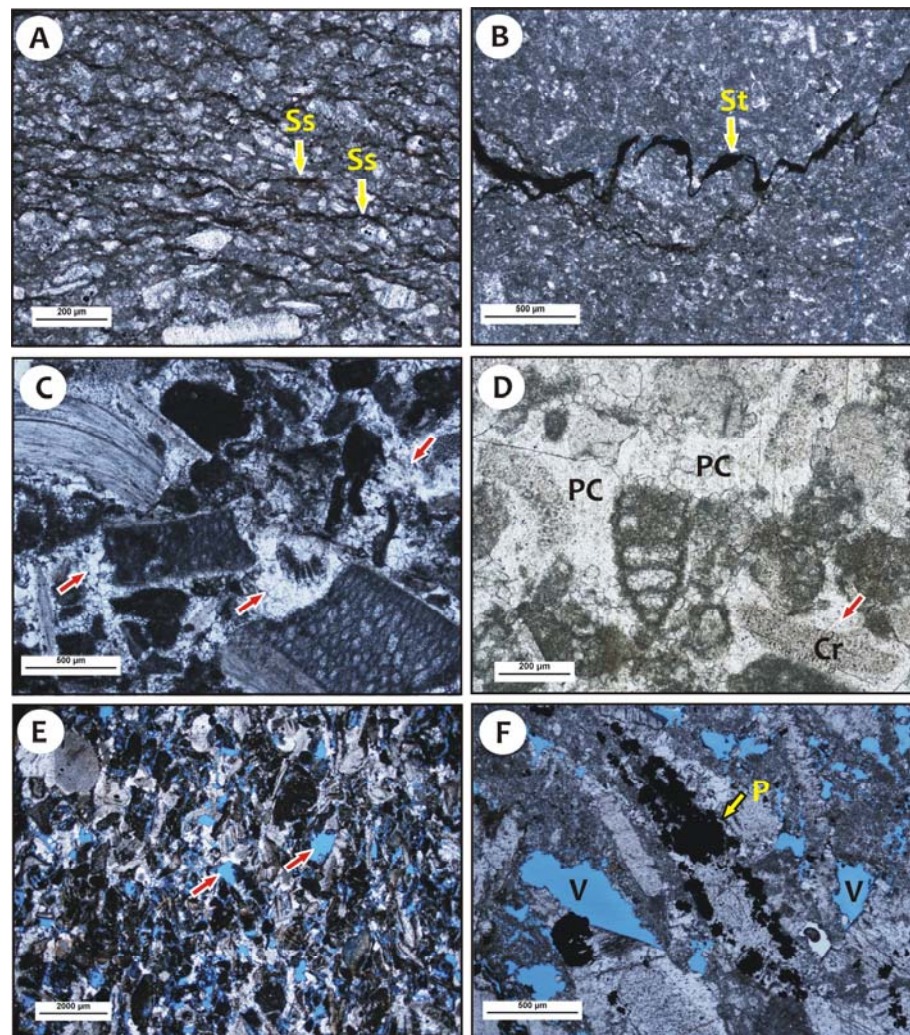
^۵ - Hairy fractures

^۶ - Facies-controlled

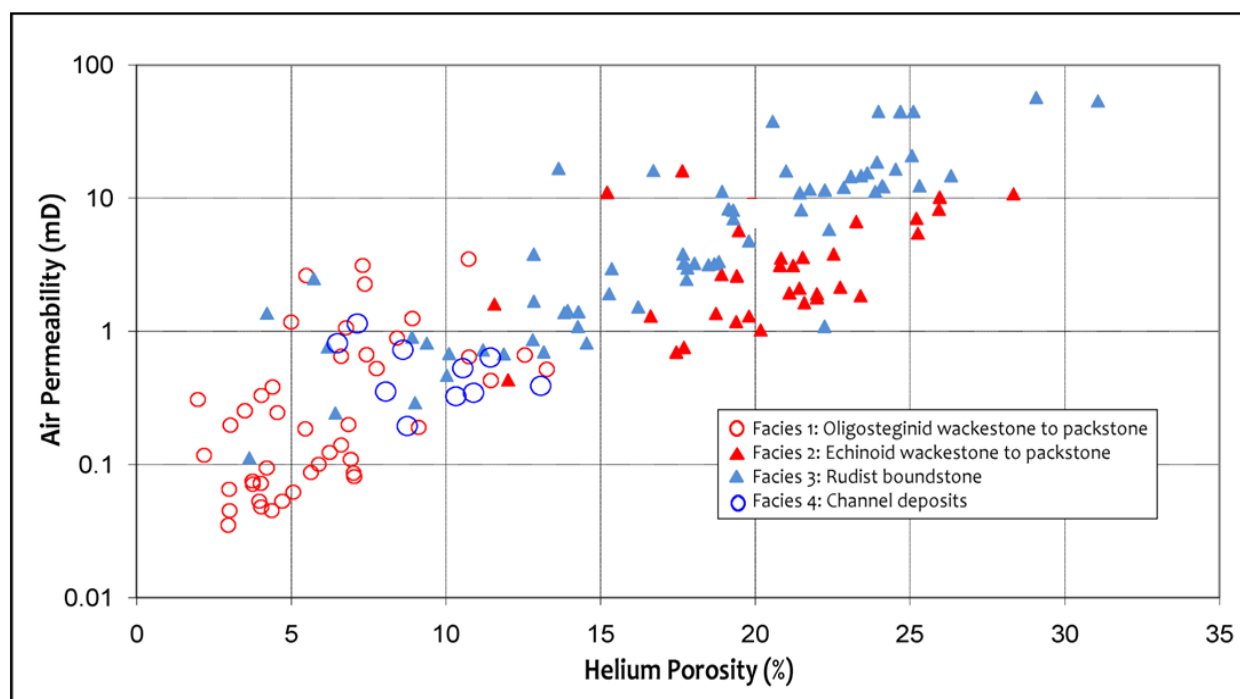
^۱ - Syntaxial overgrowth

^۲ - Poikilotopic

^۳ - Blocky spar



شکل ۸- تصاویر میکروسکوپی فرآیندهای دیاژنزی موثر بر تخلخل و تراوایی بخش مخزنی سروک بالایی در میدان مورد مطالعه. (A) تراکم شیمیایی به شکل رگه های انحلالی در نمونه الیگوستجینید پکستون متعلق به رخساره ۱، عمق نمونه ۲۷۹۷ متر، (B) تراکم شیمیایی به شکل استیلولیت (St) در نمونه متعلق به رخساره ۱، عمق نمونه ۲۷۹۷ متر، (C) گسترش سیمان کلسیتی از نوع فراگیرنده (علامتهای قرمز) در نمونه بایوکلاستیک - رودیست باندستون متعلق به رخساره ۳ باعث از بین رفتن تخلخل در این نمونه شده است، عمق نمونه ۲۸۰۳ متر، (D) گسترش سیمان کلسیتی از نوع رورشدی هم محور (علامت قرمز) در اطراف قطعات ساقه کرینوئید (Cr) فراگیرنده (PC) در نمونه بایوکلاستیک - اکینوئید گریستون متعلق به رخساره ۲ باعث از بین رفتن تخلخل در این نمونه شده است، عمق نمونه ۲۷۸۰ متر، (E) انحلال وسیع اجزاء فسیلی در نمونه سبب گسترش تخلخل حفره ای (علامتهای قرمز) گشته بطوریکه تشکیل این نوع تخلخل انحلالی به همراه فضاهای خالی بین دانه ای اولیه (بخش عمده فضاهای خالی آبی رنگ در نمونه) باعث تخلخل انحلالی به همراه فضاهای خالی بین دانه ای اولیه (بخش عمده فضاهای خالی آبی رنگ در نمونه) (نمونه) باعث تخلخل و تراوایی نسبتاً بالا در نمونه شده است، عمق نمونه ۲۷۸۱ متر، (F) انحلال وسیع در نمونه بایوکلاستیک - اکینوئید پکستون متعلق به رخساره ۲ باعث گسترش تخلخل حفره ای (V) شده است. بعلاوه کانی زایی پیریت (P) نیز در این نمونه مشاهده می شود، عمق نمونه ۲۷۸۸ متر.



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

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) بایوکلاستیک- اکیونئید پکستون تا وکستون، (۳) بایوکلاستیک- 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.

بین دانه ای اولیه، تخلخل های انحلالی نظیر حفره ای و بزرگ شده بر اثر انحلال^۱ نیز در اثر انحلال آلوکم 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 آغستگی به نفت نیز در نمونه های متعلق به این رخساره ها مشاهده می شود (شکلهای 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

^۱ - Solution enlarged porosity

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

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 ۵۹-۴۸.
- ۲- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ ص.
- 3-Aqrabi, 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.

- 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 Dehluran Field, southwest Iran: Petroleum Geoscience; v. 12; no. 2; p. 115-126.
- 34- Veecken, 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- Piryaee, 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, Viséan, 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

