

ارتباط بین دیاژنز و چینه‌نگاری سکانسی و تأثیر آن بر روی کیفیت مخزنی

سازند آسماری در میدان نفت سفید

بهزاد سلطانی^{۱*}، حسین رحیم‌پور بناب^۲، علی رحمانی^۳، ابراهیم سفیداری^۴

۱. دانشجوی دکتری زمین شناسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، b.soltani67@gmail.com

۲. استاد، دکتری ژئوشیمی رسوبی، پردیس علوم، دانشکده زمین شناسی، دانشگاه تهران، تهران، rahimpour@khayam.ut.ac.ir

۳. دکتری چینه و فسیل شناسی، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، شرکت ملی نفت ایران، تهران، rahmani_a74@yahoo.com

۴. دانشجوی دکتری رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، دانشگاه تهران، تهران، esbispidari@gmail.com

چکیده

در این مطالعه، ارتباط بین فرایندهای دیاژنزی و چینه‌نگاری سکانسی و تأثیر آنها بر روی کیفیت مخزنی ریز رخساره‌ها مورد بحث قرار گرفته است. بررسی میکروسکوپی مقاطع نازک مغزه و خرده‌های حفاری منجر به تشخیص ۶ ریز رخساره گردیده است که در سه زیر محیط رمپ داخلی، رمپ میانی و رمپ خارجی دسته‌بندی شده‌اند. ریز رخساره‌های رمپ داخلی (پهنه جزر و مدی و لاگون) بیشتر در قسمت‌های بالایی و میانی سازند آسماری و ریز رخساره‌های رمپ میانی و بیرونی غالباً در بخش‌های میانی آن گسترش یافته‌اند. مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی کنترل کننده کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی سفید شامل نوشکلی (نئومورفیسیم)، تراکم (فیزیکی و شیمیایی)، سیمانی شدن، دولومیتی شدن، انحلال و شکستگی می‌باشند که انحلال، دولومیتی شدن و شکستگی باعث افزایش کیفیت مخزنی و نئومورفیسیم، سیمانی شدن و تراکم باعث کاهش کیفیت مخزنی شده‌اند. ریز رخساره‌های سیستم تراکت پیشرونده (TST) در بخش‌های رمپ میانی تا خارجی تحت تأثیر نئومورفیسیم، تراکم، انحلال (قالبی)، سیمانی شدن و تا حدی دولومیتی شدن قرار گرفته‌اند. ریز رخساره‌های سیستم تراکت تراز بالا (HST) در بخش رمپ داخلی که بخش عمده زون مخزنی ۱ را تشکیل می‌دهند، تحت تأثیر دولومیتی شدن، شکستگی و تراکم قرار گرفته و از کیفیت مخزنی بهتری نسبت به ریز رخساره‌های سیستم تراکت پیشرونده برخوردار هستند. واژه‌های کلیدی: دیاژنز، کیفیت مخزنی، چینه‌نگاری سکانسی، سازند آسماری، میدان نفت سفید

Linking diagenesis and sequence stratigraphy and its effect on reservoir quality of the Asmari formation in Naft Safid field

B. Soltani^{1*}, H. Rahimpour-Bonab², A. Rahmani³, E. Sefidari⁴

1. Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

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

3. National Iranian Oil Company, Tehran, Iran

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

Abstract

In this study, relationship between diagenesis and sequence stratigraphy and their effects on reservoir quality of the microfacies has been investigated. Detailed Microscopy observations of thin sections (both core and cutting) led to identification of 6 Microfacies, which are classified into three sub-environments: Inner ramp (tidal flat, lagoon), Middle ramp and Outer ramp. Inner ramp microfacies mostly present in upper and middle parts of Asmari formation, while middle to outer ramp microfacies largely developed in middle part. The most important diagenetic processes controlling reservoir quality of the Asmari formation include neomorphism, compaction (physical and chemical), cementation, dolomitization, dissolution and fracturing, which dissolution, dolomitization and fracturing have increased reservoir quality and neomorphism, cementation and compaction decreased reservoir quality. Transgressive system tract (TST) microfacies in middle to outer ramp have been subjected to neomorphism, compaction, dissolution (mouldic porosity) cementation and partly dolomitization. Highstand system tract (HST) microfacies in inner ramp forming the most part of

reservoir zone 1 have been subjected to dolomitization, fracturing, compaction, and have better reservoir quality than the TST microfacies.

Keywords: Diagenesis, reservoir quality, sequence stratigraphy, Asmari formation, Naft Safid field

مقدمه

سازند آهکی آسماری و هم‌رزهای زمانی آن در منطقه خلیج فارس یکی از مهم‌ترین مخازن جهان می‌باشند که بیش از ۹۰ درصد هیدروکربن‌های قابل بازیافت در ایران و عراق را در خود جای داده‌اند و حاوی هیدروکربن‌هایی هستند که از سنگ‌های منشأ کرتاسه میانی و احتمالاً از مخازن قدیمی‌تر به دلیل آغاز تغییر شکل زاگرس مهاجرت کرده‌اند (مطیعی، ۱۳۷۴؛ James and Wynd, 1965; Beydoun et al., 1992). این سازند در ناحیه فروافتادگی دزفول دارای حداکثر گسترش و از سمت شمال غرب تا خاک عراق و از جنوب شرق تا جزیره قشم و در جنوب تا بخش‌های میانی خلیج فارس گسترش دارد. از نظر سنگ‌شناسی، عمدتاً دربرگیرنده سنگ‌های آهکی و دولومیت است و نهشته‌های مارن، شیل، ماسه سنگ و تبخیری نیز در بخش‌هایی از آن دیده می‌شود به طوری که در جنوب غربی لرستان و میادین نفتی شمال فروافتادگی دزفول شامل نهشته‌های تبخیری (بخش کلهر) و در جنوب فروافتادگی دزفول دارای واحدهای ماسه سنگی (بخش اهواز) است (مطیعی، ۱۳۷۴). سازند آسماری در مقطع نمونه (تنگ گل ترش) دارای ضخامت ۳۱۴ متر بوده و در میادین نفتی فروافتادگی دزفول ضخامت آن از ۱۰۰ تا بیش از ۵۰۰ متر متغیر است (Beydoun et al., 1992؛ مطیعی، ۱۳۷۴). از نظر سنی، سازند آسماری از الیگوسن آغاز شده و تا بوردیگالین (میوسن پایینی) ادامه دارد. قاعده سازند آسماری چند زمانه است به طوری که در میادین جنوب ناحیه دزفول (میادین اهواز و مارون) دارای سن الیگوسن بوده و در میادین شمال ناحیه دزفول (میادین هفتکل، نفت سفید و مسجد سلیمان) که انیدریت قاعده‌ای گسترش دارد، با سن آکی‌تانین مشخص می‌شود به طوری که بخش زیرین سازند آسماری (الیگوسن) در میدان نفت سفید رسوب‌گذاری نکرده است و رسوب‌گذاری در آن با بخش میانی سازند آسماری (آکی‌تانین) آغاز شده است. از نظر محیط رسوبی، این سازند شامل سکانس‌هایی از رخساره‌های کربناته دریای باز تا جزر و مدی بوده که در محیطی کم‌عمق رسوبگذاری کرده است و مشابه بخش جنوبی خلیج فارس کنونی می‌باشد (رئیس، ۱۳۷۷).

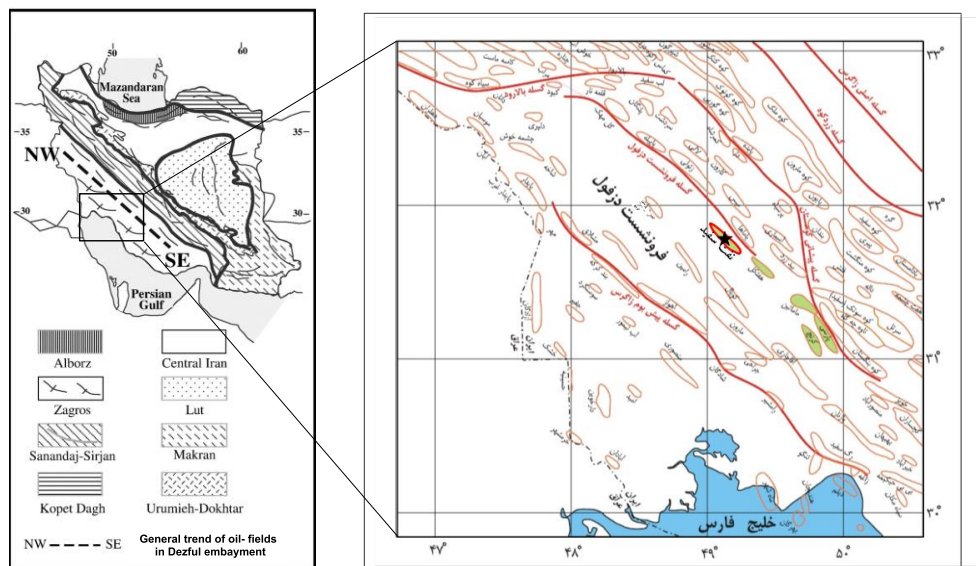
کیفیت و ناهمگنی مخازن کربناته عموماً در ارتباط با چندین پارامتر کنترل‌کننده وابسته به هم هستند که شامل محیط رسوبی، فرایندهای دیاژنزی، عوامل ساختاری، تاریخچه تدفین حوضه و زمان جایگیری هیدروکربن هستند. همچنین، توزیع ناهمگن تخلخل اولیه و تراوایی مخازن کربناته عمدتاً تحت تأثیر فرایندهای دیاژنزی مانند سیمانی شدن، انحلال و دولومیتی شدن قرار دارند (Choquette and James, 1987; Morad et al., 2012). تلفیق مطالعات دیاژنزی و چینه‌نگاری سکانسی می‌تواند به عنوان ابزاری بسیار مفید برای پیش‌بینی رخساره‌های رسوبی، توزیع زمانی و مکانی و تکامل کیفیت مخزنی در مخازن کربناته مورد استفاده قرار گیرد (Tucker and Boole, 2002; Moore, 2001; Caron et al., 2005; Morad et al., 2012). این روش می‌تواند اطلاعات با ارزشی در خصوص سدهای دیاژنزی و عوامل مطبق شدن و زون‌بندی مخازن ارائه نماید.

در این مطالعه، تلفیق مطالعات حاصل از رخساره، محیط رسوبی، دیاژنزی و چینه‌نگاری سکانسی به منظور بررسی کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی سفید مورد استفاده قرار گرفته است. توزیع مکانی و نسبی رخساره‌ها و فرایندهای دیاژنزی در توالی مورد مطالعه در ارتباط با سیستم تراکت‌های مختلف و فرایندهای کنترل‌کننده آن‌ها بحث شده است. بر اساس ارتباط بین تغییرات سنگ‌شناسی، ریز رخساره‌های شناسایی شده، خواص پتروفیزیکی و چینه‌نگاری سکانسی در چاه مورد مطالعه، سازند آسماری به زون‌های مخزنی تقسیم شده است.

برای این منظور، تعداد ۲۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی از مغزه و خرده حفاری در یکی از چاه‌های میدان نفت سفید با ضخامت حدود ۲۱۷ متر مورد مطالعه قرار گرفته است. انواع ریز رخساره‌ها و فرایندهای دیاژنزی حاکم بر آن‌ها با استفاده از مطالعات مقاطع نازک میکروسکوپی شناسایی شده است. نامگذاری ریز رخساره‌ها بر اساس طبقه‌بندی دانهام

(Dunham, 1962), فلوگِل (Flugel, 2004) و تقسیم‌بندی محیط رسوبی با استفاده از مدل بورچت و رایت (Burchette and Wright, 1992) تصحیح شده توسط فلوگِل (Flugel, 2004) انجام شده است.

میدان نفتی سفید در ۶۵ کیلومتری شمال شرقی اهواز و ۱۶ کیلومتری شمال غربی میدان هفتکل و همچنین جنوب میدان مسجد سلیمان، تقریباً بر روی امتداد محور حداکثر فرونشست فروافتادگی دزفول قرار دارد (شکل ۱). این میدان تقریباً در مرکز ساختمان فروافتادگی دزفول شمالی قرار داشته و روند آن از روند میدان استرسی اصلی زاگرس تبعیت کرده است.

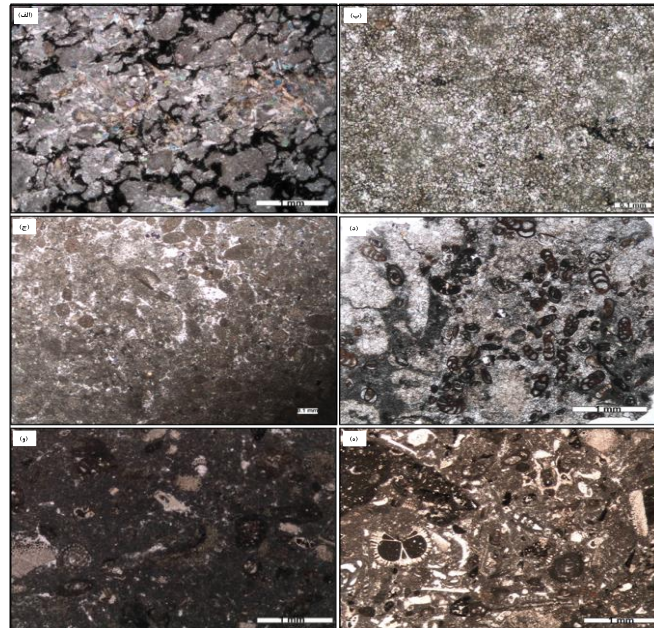


شکل ۱- نقشه کلی زون‌های زمین شناسی ایران (Heydari, 2008) به همراه موقعیت میدان نفتی سفید در فرو افتادگی دزفول در حوضه زاگرس

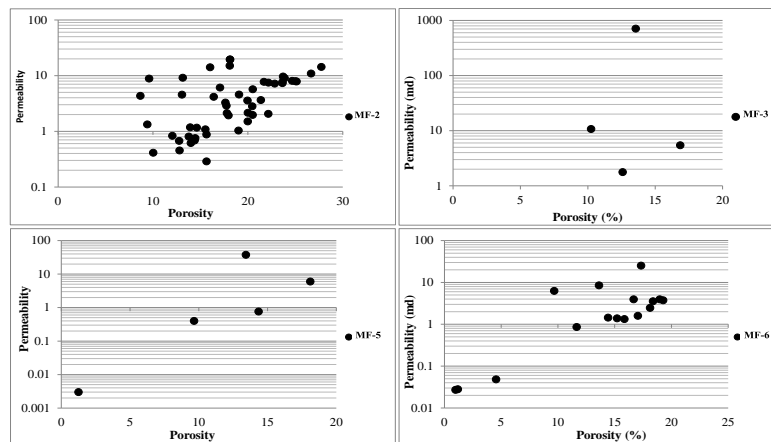
بحث

مطالعات صورت گرفته بر روی مغزه‌ها و مقاطع نازک میکروسکوپی (از مغزه و خرده حفاری) منجر به شناسایی ۶ نوع ریز رخساره اصلی شامل انیدریت (MF1)، مادستون دولومیتی شده (MF2)، وکستون تا پکستون پلوییدی دارای بایوکلاست (MF3)، وکستون تا پکستون دارای روزن‌داران کفزی (MF4)، وکستون دارای خارپوست (MF5) و وکستون تا پکستون بایوکلاستی (MF6) در توالی مورد مطالعه شده است (شکل ۲). ریز رخساره‌های مادستون دولومیتی شده (MF2) و وکستون دارای خارپوست (MF5) به ترتیب بیشترین و کمترین فراوانی را در چاه مورد مطالعه دارند. در چاه موجود، ایجاد تخلخل ناشی از انحلال بایوکلاست‌ها و تخلخل بین بلوری و افزایش تراوایی حاصل از دولومیتی شدن و شکستگی منجر به افزایش کیفیت مخزنی شده و تراکم و به میزان بسیار کم انیدریتی شدن، که باعث کاهش کیفیت مخزنی شده‌اند.

با توجه به نمودار تخلخل- تراوایی، ریز رخساره‌های مادستون دولومیتی شده (MF2) و وکستون تا پکستون بایوکلاستی (MF6) بهترین کیفیت مخزنی را دارند (شکل ۳) که فرایند دولومیتی شدن از طریق افزایش تخلخل بین بلوری و شکستگی باعث افزایش کیفیت مخزنی گردیده‌اند. گسترش شکستگی‌ها در ریز رخساره‌های دولومیتی شده (MF2) نسبت به ریز رخساره‌های آهکی بیشتر است، زیرا دولومیت شکننده‌تر از آهک بوده و آهک معمولاً در اثر فشردگی تا حدی جریان یافته و یا فشار- انحلال در آن صورت می‌گیرد. علاوه بر این، مقاومت دولومیت در برابر شکستگی بیشتر است (Moore, 2001). شکستگی‌های موجود در توالی مطالعه شده تا حدی توسط انیدریت پُر شده‌اند ولی در بسیاری از موارد نیز پر نشده و باعث افزایش تراوایی شده‌اند.



شکل ۲- ریز رخساره‌های شناسایی شده در توالی مورد مطالعه؛ (الف) انیدریت، (ب) مادستون دولومیتی شده، (ج) وکستون تا پکستون پلوییدی دارای بایوکلاست، (د) وکستون تا پکستون دارای روزن داران کفزی، (و) وکستون دارای خارپوست و (ه) وکستون تا پکستون بایوکلاستی



شکل ۳- فراوانی و نمودار تخلخل- تراوایی هر یک از ریز رخساره‌های مختلف در چاه مورد مطالعه

ارتباط بین خصوصیات زون‌های مخزنی و چینه‌نگاری سکانسی

مطالعات چینه‌نگاری سکانسی منجر به تشخیص سه سکانس رده سوم، دو سکانس به سن آکی‌تاین و یک سکانس به سن بوردیگالین گردید. بر اساس این مطالعه و زون‌بندی میدان، هفت زون مخزنی شناسایی شده که به دلیل وجود داده‌های پتروفیزیکی و مغزه در بخش بالایی توالی، تنها دو زون مخزنی در سکانس بالایی (به سن بوردیگالین) به شرح زیر مورد بحث قرار گرفته‌اند.

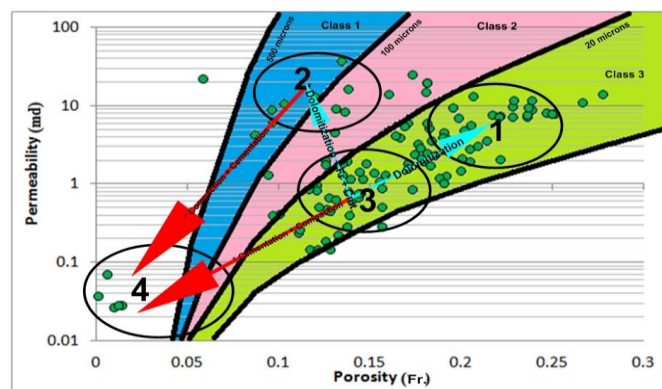
زون ۱:

این زون قسمت فوقانی سازند آسماری را شامل می‌شود که مرز بالایی آن پوش سنگ (بخش ۱ سازند گچساران) و مرز پایینی آن در زیر یک لایه شیلی قرار دارد. از نظر سنگ شناسی، این زون عمدتاً از دولومیت و آهک تشکیل شده است. به طور

کلی، ضخامت متوسط این زون در مخزن ۵۸ متر می‌باشد. بر اساس طبقه‌بندی لوسیا (Lucia, 2007)، زون یک مخزن آسماری در میدان نفت سفید در کلاس ۲ و ۳ و در محدوده تراوایی کمتر از ۱۰۰ میکرون قرار می‌گیرد (شکل ۴). میانگین تخلخل و تراوایی در این زون به ترتیب ۱۶,۰۴ درصد و ۱۱,۸ میلی‌داری می‌باشد. به طور کلی، این زون دارای بهترین کیفیت مخزنی در چاه مورد مطالعه بوده که گسترش آن در طول سیستم تراکت تراز بالا بوده و ریز رخساره‌های آن عمدتاً مربوط به رمپ داخلی (لاگون تا پهنه جزر و مدی) می‌باشند. این زون در چاه مورد مطالعه بهترین کیفیت مخزنی را داشته و مربوط به بخش انتهایی سیستم تراکت تراز بالا (HST) تا بخش انتهایی سیستم تراکت پیشرونده (TST) می‌باشد (شکل ۵). بخش عمده کیفیت مخزنی این زون ناشی از فرایندهای دولومیتی شدن، شکستگی و انحلال می‌باشد.

زون ۲:

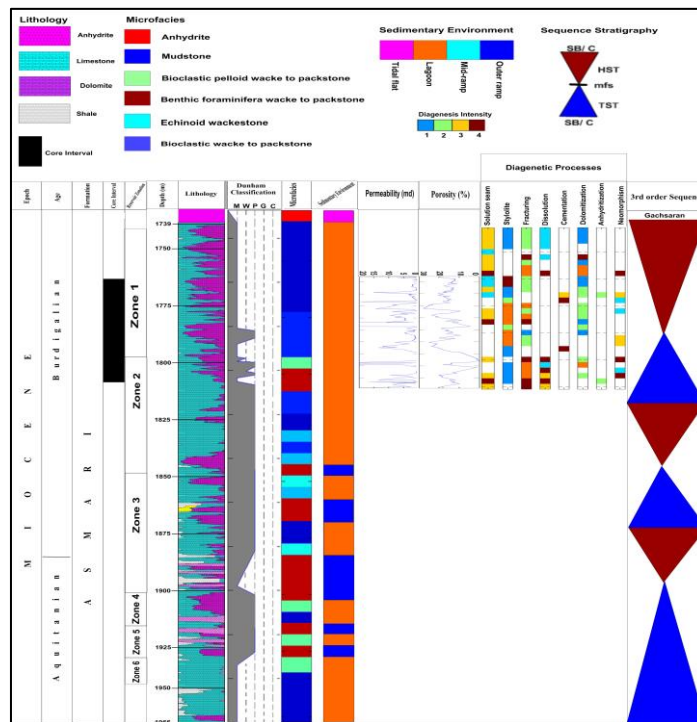
این زون عمدتاً از آهک و دولومیت تشکیل شده است. ضخامت این زون در چاه مورد مطالعه در حدود ۵۱ متر می‌باشد. این زون عمدتاً از ریز رخساره‌های رمپ داخلی (لاگون به سمت دریای باز) تشکیل شده است و گسترش آن عمدتاً مربوط به سیستم تراکت تراز پیشرونده می‌باشد. به طور کلی، این زون نسبت به زون ۱ کیفیت مخزنی پایین‌تری دارد. میزان تخلخل به علت فشردگی، سیمانی شدن و انیدریتی شدن، نسبت به زون ۱ کمتر است. بر اساس تقسیم‌بندی لوسیا (Lucia, 2007)، زون دو اساساً در فابریک سنگ کلاس ۲ (پکستون دانه غالب) با محدوده تراوایی ۲۰ تا ۱۰۰ میکرون و کلاس ۱ (گرینستون آهکی و دولومیتی) با محدوده تراوایی بیش از ۱۰۰ میکرون قرار می‌گیرد (شکل ۴). این زون دارای میانگین تخلخل و تراوایی به ترتیب ۱۴,۱۰ درصد و ۷,۱۶ میلی‌داری می‌باشد.



شکل ۴- توزیع تخلخل - تراوایی و کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا در چاه مورد مطالعه (سلطانی و همکاران، ۱۳۹۲)

نتیجه‌گیری

سازند آسماری در میدان نفتی سفید دارای ضخامت متوسط تقریباً ۲۱۷ متر بوده که در یک محیط رمپ کربناته با شیب یکنواخت رسوب‌گذاری کرده است. بیشترین ضخامت رسوب‌گذاری سازند آسماری در این میدان مربوط به ریز رخساره‌های بخش عمدتاً رمپ داخلی تا رمپ خارجی می‌باشد. بخش عمده کیفیت مخزنی مربوط به زون ۱ و ۲ (ریز رخساره‌های رمپ داخلی) می‌باشند. سیستم تراکت تراز بالا (HST) نسبت به سیستم تراکت پیشرونده (TST) در سکانس بالایی دارای بهترین کیفیت مخزنی بوده که ناشی از فرایندهای دولومیتی شدن، شکستگی و انحلال می‌باشد. ریز رخساره‌های سیستم تراکت تراز بالا در بخش رمپ داخلی عمدتاً تحت تأثیر دولومیتی شدن گسترده، شکستگی و انحلال قالبی قرار گرفته‌اند. ریز رخساره‌های سیستم تراکت پیشرونده در بخش رمپ میانی تا خارجی تحت تأثیر نئومورفیسم، انحلال، سیمانی شدن و دولومیتی شدن جزئی قرار گرفته‌اند.



شکل ۵- خصوصیات سنگ شناسی، رسوب شناسی، چینه نگاری سکansı و زون بندی چاه مورد مطالعه در میدان نفت سفید

مراجع:

- رئیس، ع.، ۱۳۷۷. بررسی رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری (الیگوسن) در فروافتادگی دزفول جنوبی، رساله کارشناسی ارشد رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی دانشگاه تربیت معلم، ۹۶ صفحه.
- سلطانی، ب.، رحیم پور بناب، ح.، رحمانی، ع.، جمیل پور، م.، ۱۳۹۲. تعیین گونه های سنگی پتروفیزیکی و تأثیر فرایندهای دیاژنری بر روی توزیع خواص پتروفیزیکی در میدان نفتی سفید، سی و دومین گردهمایی و نخستین کنگره بین المللی تخصصی علوم زمین.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴. زمین شناسی نفت زاگرس ۱ و ۲، سازمان زمین شناسی ایران، ۱۰۰۹ صفحه.
- James, G. A., Wynd, J. G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bull. 49:2182–2245.
- Beydoun, Z. R., Hughes Clarke, M. W., & Stoneley, R. 1992. Petroleum in the Zagros basin: A Late Tertiary foreland basin overprinted onto the outer edge of a vast hydrocarbon-rich Palaeozoic–Mesozoic passive margin shelf. American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 55, 309–339.
- Burchette, T. P., Wright, V. P., 1992: Carbonate ramp depositional systems: Sedimentary Geology, 79(1-4), 3-57.
- Caron, V., Nelson, C. S., and Kamp, P. J. J., 2005. Sequence stratigraphic context of syndepositional diagenesis in cool-water shelf carbonates: Pliocene limestones, New Zealand. Journal of Sedimentary Research, v. 75, p. 231-250.
- Choquette, P. W., N. P., James, 1987. Diagenesis # 12. Diagenesis in Limestones-3. The deep burial environment. Geoscience Canada, v. 14, p. 3-35.
- Dunham, R. J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E., ed., Classification of Carbonate rocks: AAPG-Publ-Memoris 1, Tulsa, Oklahoma, pp. 108-121.
- Flügel E., 2004. Microfacies of carbonate rocks. Springer, Berlin, p 996.
- Heydari, E., 2008. "Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran", Tectonophysics 451:56–70.
- Lucia, F. J., 2007. Carbonate reservoir characterization. Springer, 2nd ed., New York, 226 p.
- Moore, C. H., 2001. Carbonate Reservoirs, Porosity Evolution and Diagenesis in a sequence stratigraphic framework, Development in Sedimentology 55. Elsevier science, Amsterdam, P.444.
- Morad, S., AL-Aasm, I. S., Nader, F. H., Ceriani, A., Gasparrini, M and Mansurbeg, H. 2012. Impact of diagenesis on the spatial and temporal distribution of reservoir quality in the Jurassic Arab D and C members, offshore Abu Dhabi oilfield, United Arab Emirates, GeoArabia, 2012, V. 17, No. 3, p. 17-56.
- Tucker, M. E., Booler, J., 2002. Distribution and geometry of facies and early diagenesis: the key to accommodation space variations and sequence stratigraphy: Upper Cretaceous Congost Carbonate platform, Spanish Pyrenees. Sedimentary Geology, v. 146, p. 225-247.