

تعیین عدم ارتباط نفت باقیمانده (بیتومن) موجود در سازند کنگان با گاز و میعانات گازی این مخزن (میدان پارس جنوبی)

علیرضا رجبی هرسینی*

دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران شمال، تهران، ایران.

تاریخ دریافت: ۱۳۸۷/۰۹/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۸/۰۲/۰۹

چکیده

شیل‌های سیلورین (سازند سرچاهان) با حجم بالای مواد آلی، اصلی‌ترین سنگ منشأ مخازن گروه دهرم (سازندهای کنگان و دالان) در میدان گازی پارس جنوبی (واقع در آب‌های خلیج فارس) هستند. در بررسی روی مغزه‌های حفاری تهیه شده از دو چاه، در بخش‌هایی از سازند کنگان در میدان یاد شده، آثار هیدروکربوری (بقایای نفت مرده و بیتومن) دیده شد. در پاره‌ای از گزارش‌های قدیمی، به سنگ منشأ بودن رسوبات تریاس زیرین (سازند کنگان) اشاره شده است؛ به عبارتی، گفته می‌شد که سازند کنگان در تولید محتویات مخزنی (گازها و کاندنسیت‌ها) نقش داشته است. مطالعه اخیر در قالب شناخت و بررسی ویژگی‌های ژئوشیمیایی آثار هیدروکربوری (قیر و مواد آسفالتی) موجود در سازند کنگان (نه محتویات مخزنی) نشان می‌دهد، هیدروکربورهای یاد شده از میان‌لایه‌هایی با ترکیب شیلی و شیلی-آهکی در بخش‌هایی از سازند کنگان تولید شده‌اند، اما چون فاقد مقدار مواد آلی لازم برای تولید در حجم عظیم هیدروکربور بوده و در ضمن از نظر بلوغ، نمونه‌های بررسی شده در اواخر دیاژنز-اوایل کاتازنز (شروع پنجره تولید نفت) هستند، به نظر می‌رسد که ارتباطی با هیدروکربورهای تولیدی از شیل‌های سیلورین ندارند.

کلیدواژه‌ها: سازند سرچاهان، سازند کنگان، نفت باقیمانده (مرده)، محتویات مخزنی، ویژگی‌های ژئوشیمیایی.

*نویسنده مسئول: علیرضا رجبی هرسینی

E-mail: alirezarajabi39@yahoo.com

۱- مقدمه

زیرین با ترکیب کربناتی (در بخش زیرین) و شیلی (بخش بالایی) و ژرفای میانگین ۲۱۰ متر به طور فرسایشی و هم‌شیب بر روی سازند دالان قرار گرفته است. بین سازندهای کنگان و دالان انفصال هیدرولیکی وجود ندارد و این دو سازند اغلب یک واحد مخزنی واحد را تشکیل می‌دهند (شکل ۲). لازم به یادآوری است که سازند کنگان از نظر مخزنی به دو بخش K_1 (در بالا) و K_2 (در پایین) نیز تقسیم‌بندی شده است.

۴- تحقیقات پیشین و روش کار

در این طرح مطالعاتی به منظور تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی محتویات مخزنی (گازها و میعانات گازی) و همچنین بررسی و ارزیابی روی آثار هیدروکربوری موجود در سازند کنگان، مطالعات جامعی از دیدگاه ژئوشیمیایی صورت گرفت. بررسی ایزوتوپی کربن روی محتویات مخزنی توسط آلی (۱۳۸۵) صورت گرفت. نام‌برده براساس مطالعات روی نمونه‌های گازی سرچاه طی حفاری و نمونه‌های سیالی به دست آمده از تست ساقه مته، به منشأیابی گازهای طبیعی تجمع یافته در سازندهای کنگان و دالان، تعیین درجه بلوغ سنگ منشأ تولید کننده و نوع کروژن آن و در نهایت رسم تاریخچه تدفین و زمان تولید گاز پرداخته است.

طرح حاضر به مطالعه آثار هیدروکربوری موجود در مغزه‌های تهیه شده از سازند کنگان و بررسی‌های ژئوشیمیایی تعدادی نمونه به منظور منشأیابی، تعیین درجه بلوغ نمونه‌ها و نوع کروژن آنها، کیفیت هیدروکربوری و درجه بندی سنگ مولد احتمالی، تعیین پتانسیل هیدروکربوری احتمالی، تعیین سن نمونه‌ها و ... پرداخته است که برای این منظور از روش‌های ژئوشیمیایی ذیل استفاده شده است:

۱- تجزیه پیرولیز راک-اول

۲- روش‌های تجزیه شیمیایی (شامل: استخراج بیتومن و جداسازی گروه‌های تشکیل دهنده آن، روش کروماتوگرافی گازی و روش کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی)

۳- بررسی‌های ایزوتوپی روی برش‌های آسفالتن جداسازی شده از بیتومن

محتمل‌ترین منشأ برای انباشت‌های گازی مخازن دهرم در میدان پارس جنوبی، مهاجرت جانبی گاز از سنگ منشأ سیلورین (سازند سرچاهان) معرفی شده است (Aali et al., 2006). در مغزه‌های حفاری تهیه شده از دو چاه در سازند کنگان در میدان یاد شده، هیدروکربورهای سنگینی دیده می‌شود که در این نوشتار درباره منشأ ارتباط یا نبود ارتباط آنها با محتویات مخزنی (گازها و کاندنسیت‌ها) بحث می‌شود. در میدان پارس جنوبی، دسترسی به شیل‌های سرچاهان وجود ندارد، چرا که ژرف‌ترین چاه حفاری شده در این میدان تنها ۱۹ متر از سازند فراقون (رسوبات آواری پرمین زیرین) را حفاری کرده است. شیل‌های سرچاهان تنها در کوه فراقون از دیدگاه ژئوشیمی مطالعه شده‌اند، که نتایج حاصل از تجزیه پیرولیز راک-اول نمونه‌ها در نمودار ۱ ارائه شده است (Kamali and Rezaee, 2003).

۲- جایگاه میدان پارس جنوبی

میدان گازی پارس جنوبی، یکی از بزرگ‌ترین منابع گازی جهان است که بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر، در خلیج فارس قرار دارد و یکی از اصلی‌ترین منابع انرژی کشور به شمار می‌رود. مساحت این میدان ۹۷۰۰ کیلومتر مربع است که سهم متعلق به ایران ۳۷۰۰ کیلومتر مربع وسعت دارد. ذخیره گاز این بخش از میدان ۱۴ تریلیون تن متر مکعب گاز به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی است که حدود ۸٪ از کل گاز دنیا و نزدیک به نیمی از ذخایر گاز کشور را شامل می‌شود. هم‌اکنون برنامه‌ریزی‌های دقیق و کارشناسانه‌ای به منظور توسعه ۲۴ فاز برای تولید ۸۲ میلیون متر مکعب گاز در روز از این میدان صورت گرفته است (شکل ۱).

۳- بررسی وضعیت چینه‌شناسی منطقه

شیل‌های قهوه‌ای تا سیاه‌رنگ غنی از مواد آلی و دارای زیای گراپتولیتی سیلورین پیشین (سازند سرچاهان)، اصلی‌ترین سنگ منشأ منابع گازی در توالی‌های پالنوزویک و تریاس است (Virgone and Murat, 1999). سازند کنگان در تریاس

ژئوشیمیایی اخیر، زمان‌های مهاجرت هیدروکربورها باید از کراتاسه میانی به بعد، صورت گرفته باشد. برای نمونه‌های گازی پارس جنوبی، مهاجرت هیدروکربورها از ۸۵ میلیون سال پیش شروع و تا ۴۰ میلیون سال قبل ادامه داشته است (یعنی از زمان کراتاسه پسین تا انتهای انوسن). این زمان بر زمان تولید هیدروکربور از سنگ منشأ سیلورین که براساس مطالعات ژئوشیمی به دست آمده است، منطبق است (e.g. Bordenave, 2002). اما این مسئله که در ۴۰ میلیون سال پیش فرایند مهاجرت تکمیل شده است مورد شک و تردید است و شواهد کاملی بر این قضیه وجود ندارد.

۴-۲. بررسی آثار هیدروکربوری گرفته شده از مغزه‌های چاه‌های A و B از سازند کنگان در میدان پارس جنوبی

پس از آماده سازی نمونه‌های گرفته شده از مغزه‌های حفاری (Cores) چاه‌های A و B (مربوط به سازند کنگان در میدان پارس جنوبی) و پاک‌سازی از هر نوع آلودگی، با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی شامل روش‌های پیرولیزی، شیمیایی و ایزوتوپی، آثار هیدروکربورهای موجود در خمیره سازند کنگان به منظور تعیین درجه بلوغ سنگ منشأ و نوع کروژن احتمالی آن، پتانسیل هیدروکربوری سنگ مولد، کیفیت هیدروکربوری، بررسی شرایط و نوع محیط رسوبگذاری مواد آلی و سنگ‌شناسی سنگ مولد هیدروکربورها، تعیین سن نمونه‌ها و... مورد ارزیابی‌های ژئوشیمیایی قرار گرفتند. در روش پیرولیز که یک روش حرارتی است و از دستگاه راک-اول (Rock-Eval) مدل II + TOC استفاده شده، با اعمال دماهای مختلف، هیدروکربن‌ها از نمونه‌های سنگی پودر شده، خارج شده و از نقطه نظر کیفی و کمی مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. در پیوست ۱، نتایج حاصل از تجزیه پیرولیز راک-اول نمونه‌های تهیه شده از مغزه‌های حفاری چاه‌های A و B ارائه شده است.

روش‌های شیمیایی یکی از بهترین روش‌ها برای ارزیابی مواد آلی موجود در سنگ منشأ و شناسایی اجزای تشکیل دهنده نفت خام هستند و شامل استخراج مواد آلی قابل حل بیتومن (با آسیاب کردن نمونه و استفاده از حلال‌های مناسب) توسط روش سوکسله، جداسازی گروه‌های متشکله بیتومن (با برخی حلال‌ها) توسط روش کروماتوگرافی ستونی و در نهایت تجزیه‌های مولکولی توسط روش‌های کروماتوگرافی گازی (Gas chromatography) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (Gas chromatography- Mass Spectrometry) هستند. امروزه توسط روش کروماتوگرافی گازی می‌توان به بررسی توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپروپیلیدها، و با کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی به مطالعه بیومارکرها، تعیین درجه پختگی ماده آلی یا نفت و تطابق پرداخت. در پیوست ۱، نتایج حاصل از تجزیه‌های شیمیایی (درصد ترکیبات جداسازی شده از بیتومن، نتایج حاصل از کروماتوگرام‌های ترکیبات اشباع و نتایج حاصل از روش GC-MS برای بیومارکرها) استرانی و هوپانی (نمونه‌های تهیه شده از مغزه‌های حفاری چاه‌های A و B ارائه شده است. در پیوست ۲، طیف‌های حاصل از روش کروماتوگرافی گازی ترکیبات اشباع، همچنین طیف‌های به دست آمده از کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی بیومارکرها (هوپانی (هوپانوگرام $m/z=191$) و بیومارکرها استرانی (استرانوگرام $m/z=217$) از هر چاه یک طیف به عنوان نمونه ارائه شده است.

از روش‌های ایزوتوپی، بویژه استفاده از ایزوتوپ‌های پایدار کربن که امروزه در علم ژئوشیمی به منظور تعیین سن، تطابق هیدروکربن‌ها جایگاه خاصی پیدا کرده است (Sofer, 1984; Chung et al., 1992)، نیز در این طرح مطالعاتی استفاده شده است. در پیوست ۱، مقادیر ایزوتوپی کربن ۱۳ روی برش‌های آسفالتن نمونه‌های تهیه شده از مغزه‌های حفاری چاه‌های تحت مطالعه ارائه شده است.

تعیین درجه بلوغ سنگ منشأ احتمالی و نوع کروژن آن: در بررسی‌های انجام شده توسط تجزیه‌های پیرولیز راک-اول و همچنین کروماتوگرافی گازی (GC)، به نظر می‌رسد

در نهایت این طرح مطالعاتی قادر خواهد بود به سؤالات و ابهامات ذیل پاسخ دهد:
۱- آیا بین آثار هیدروکربوری موجود در خمیره (ماتریکس) سازند کنگان با محتویات مخزنی (گاز و میعانات) ارتباطی وجود دارد؟ و آیا همگی از یک سنگ منشأ واحد تولید شده‌اند؟

۲- آیا میان لایه‌های شیلی یا شیلی-آهکی موجود در سازند کنگان در تولید محتویات مخزنی دخالت داشته‌اند؟

۳- آیا مجموعه محتویات مخزنی همراه با آثار بیتومن‌های سنگین موجود در سازند کنگان، از شیل‌های سیلورین پیشین (سازند سرچاهان) تولید شده‌اند و همگی ضمن مهاجرت، وارد سازند کنگان شده‌اند؟

۴-۱. بررسی محتویات گازی سازند کنگان

به استناد مطالعات انجام شده به منظور تعیین ترکیب شیمیایی و ایزوتوپی کربن توسط آلی (۱۳۸۵)، روی نمونه‌های گاز سرچاه (Head Space Gas Samples) طی حفاری چاه C و همچنین نمونه‌های گازی دیگر از سیال به دست آمده از تست ساقه مته در همان چاه، در سازندهای کنگان و دالان در میدان گازی پارس جنوبی، می‌توان در مورد منشأ گاز طبیعی، ویژگی‌های سنگ منشأ و نیز تاریخچه تدفین و زمان تولید گاز بحث کرد.

منشأ گاز طبیعی موجود در مخازن کنگان و دالان: با استفاده از ترکیب ایزوتوپی اجزای تشکیل دهنده گاز طبیعی، می‌توان منشأ آن را تعیین نمود (Chung et al., 1988). نمودار مقادیر ایزوتوپی $\delta^{13}C$ متان در برابر ترشوندگی گاز (نسبت C_1/C_2+C_3) که برای اولین بار توسط Bernard et al. (1978) پیشنهاد شد، منشأ ترشوندگی را برای هیدروکربورهای گازی میدان گازی پارس جنوبی تأیید می‌کند (آلی، ۱۳۸۵)، و به نظر می‌رسد فرایندهای ثانویه مانند تجزیه با کتریایی و... هیدروکربورهای گازی میدان را تحت تأثیر قرار نداده است (نمودار ۲).

تعیین درجه بلوغ سنگ منشأ و نوع کروژن آن: با استفاده از نمودار پیشنهاد شده توسط Berner and Faber (1996) که از مقادیر ایزوتوپی $\delta^{13}C$ متان در برابر $\delta^{13}C$ اتان رسم می‌شود، می‌توان درجه بلوغ و نوع کروژن سنگ منشأ تولید کننده هیدروکربور را بررسی کرد. بر این اساس، به نظر می‌رسد که گازهای میدان پارس جنوبی از یک سنگ منشأ با درجه بلوغ معادل انعکاس ویتربایت ۱ تا ۱/۵٪ (در پنجره گاززایی) و کروژن نوع II (و اندکی III) تولید شده‌اند (آلی، ۱۳۸۵) (نمودار ۳).

تاریخچه تدفین و زمان تولید گاز: مدل تاریخچه تدفین برای چاه SP-1 رسم شده توسط نرم‌افزار Winbury (نسخه ۲/۷۲) (نمودار ۴)، نشان می‌دهد که شیل‌های سیلورین در ناحیه پارس جنوبی در انتهای پنجره نفت‌زایی و در ابتدای پنجره گاززایی قرار گرفته‌اند ($Ro=1$ تا $1/5\%$) (آلی، ۱۳۸۵). مدل ژئوشیمیایی اخیر نشان داده است که آغاز تولید نفت در زمان ژوراسیک میانی و آغاز گاززایی در کراتاسه میانی بوده است (Bordenave, 2002; Bordenave and Burwood, 1990; Milner, 1998).

پنجره گاززایی، پختگی و تجزیه حرارتی مواد آلی موجود در سنگ منشأ سیلورین، منجر به تشکیل انباشت‌های گازی شده است (Mahmud et al., 1992; Bordenave, 2002). مطالعات اخیر براساس نمودار ژرفای تدفین رسوبات در پارس جنوبی نشان داده که در ناحیه بالاآمدگی قطر-پارس جنوبی، رسوبات قدیمی‌تر از پرمین (بویژه شیل‌های سیلورین) در انتهای ژوراسیک نابالغ بوده است. در پی بالاآمدگی ناحیه قطر-پارس جنوبی، این رسوبات در نواحی ژرف حوضه (احتمالاً در عمان)، به مرحله نفت‌زایی رسیده و در اواخر کراتاسه مرحله گاززایی را شروع نموده و این گازها توانسته به افق‌های بالاتر (کنگان و دالان) مهاجرت نمایند (Aali et al., 2006). با فرض پذیرش کراکینگ نفت به عنوان منشأ تمامی یا بخشی از گاز میدان پارس جنوبی، براساس ترکیب ایزوتوپی کربن، اتان ($\delta^{13}C_2$) زمان کراکینگ نفت را بین ۱۵ تا ۲۰ میلیون سال پیش (میوسن) برآورد کرده‌اند. براساس مطالعات مدل‌سازی

بین می‌رود. از نظر پتانسیل هیدروکربوری پایین و بلوغ پایین نمونه‌های بررسی شده، به نظر می‌رسد بخش‌های یاد شده در بالا در سازند کنگان در تولید هیدروکربور و همچنین محتویات مخزنی در حجم عظیم و اقتصادی، نقش اساسی نداشته است. و سازند کنگان به صورت سنگ مادر با پتانسیل، در این میدان فعال نبوده است.

سپاسگزاری

از شرکت نفت و گاز پارس به دلیل حمایت‌های مادی و معنوی این طرح مطالعاتی تشکر و قدردانی می‌شود.



شکل ۱- موقعیت میدان گازی پارس جنوبی در آب‌های خلیج فارس بین طول‌های خاوری ۵۱°۵۰' تا ۵۲°۴۰' و عرض‌های شمالی ۲۵°۲۶' تا ۲۷°۰۵' و فازهای ۲۴ گانه آن (www.petropars.com)

میزان پختگی کروژن این سنگ مادر احتمالی (میان لایه‌های شیلی-آهکی موجود در بخش‌هایی از سازند کنگان) براساس پارامتر T_{max} (نمودار ۵)، همچنین بر پایه نسبت‌های استران‌های C_{29} که محدوده ۰/۴ تا ۰/۵ را نشان می‌دهد (نمودار ۷)، انتهای دیاژنز و ابتدای کاتانژن را به نمایش می‌گذارد. کروژن نوع II و III با مقادیر نسبت‌های پرستان و فیتان در برابر آلکان‌های نرمال C_{17} و C_{18} نیز از ویژگی‌های سنگ مادر یاد شده است (نمودار ۶). به کمک تجزیه‌های پیرولیز راک-اول، کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (GC-MS)، مشخص شد که نمونه‌های تحت مطالعه از نظر درجه بلوغ (پختگی) در محدوده شروع پنجره تولید نفت (اواخر دیاژنز-اوایل کاتانژن) هستند (نمودارهای ۵، ۶ و ۷).

- تعیین پتانسیل هیدروکربوری سنگ مولد احتمالی: چون مقدار TOC نمونه‌ها براساس نتایج حاصل از تجزیه پیرولیز راک-اول کمتر از ۱ بوده و پتانسیل ژنتیکی آنها کمتر از ۵ است، بنابراین می‌توان گفت میان‌لایه‌های تولید کننده هیدروکربوری در سازند کنگان، از نظر درجه‌بندی غنای کربن آلی ضعیف تا متوسط و از نظر توان هیدروکربوری نیز چنین وضعیتی دارند (نمودار ۸) و به نظر می‌رسد چنین سنگ مادری توان بالایی برای تولید هیدروکربور از دیدگاه‌های اقتصادی را نداشته باشد.

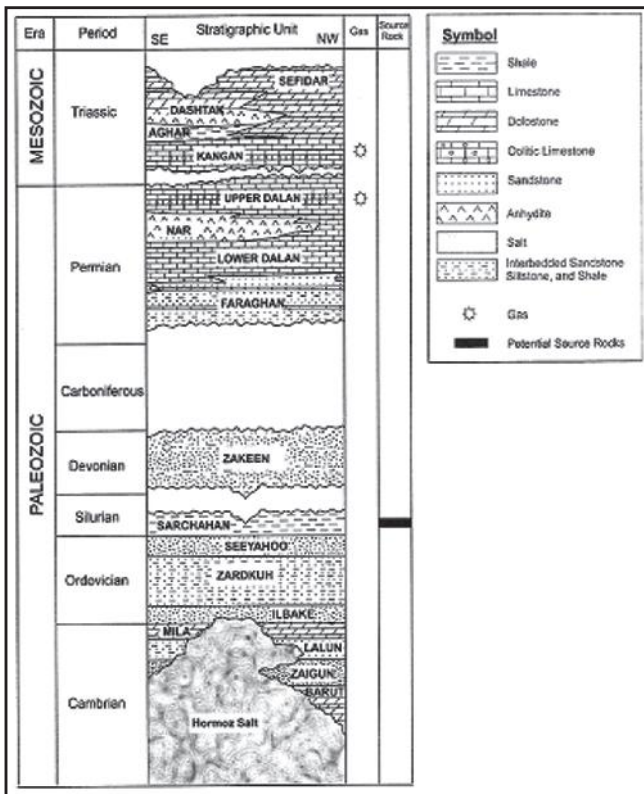
- کیفیت هیدروکربوری: پس از تفکیک بیتمون از نمونه و سپس رسوب دادن آسفالتن و انجام کروماتوگرافی ستونی و تعیین درصد برش‌های مختلف اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتن، مشخص شد که آثار و بقایای مواد هیدروکربوری موجود در مغزه‌های نمونه‌های مطالعه شده براساس توزیع ترکیبات اشباع، آروماتیک و قطبی، ویژگی‌های پارافینیک-نفتیک را نشان می‌دهد (نمودار ۹).

- وضعیت محیط رسوبگذاری نمونه‌ها و سنگ‌شناسی سنگ مولد آنها: بررسی روی نتایج حاصل از روش‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی نشان می‌دهد که نمونه‌های بررسی شده، در محیطی با شرایط کاهیده-نیمه کاهیده نهشته شده‌اند و نوع سنگ‌شناسی مولد احتمالی آنها آواری-کمی کربناتی بوده است (میان‌لایه‌های شیلی-آهکی سازند کنگان) (نمودار ۱۰). همچنین منشأ مواد آلی نمونه‌ها براساس غلظت‌های استران‌های C_{27} تا C_{29} از نوع دریایی با اندکی ورودی‌هایی از خشکی بوده (نمودار ۱۱) و پدیده تخریب‌حیاتی (Biodegradation) در آنها دیده نمی‌شود (نمودار ۶).

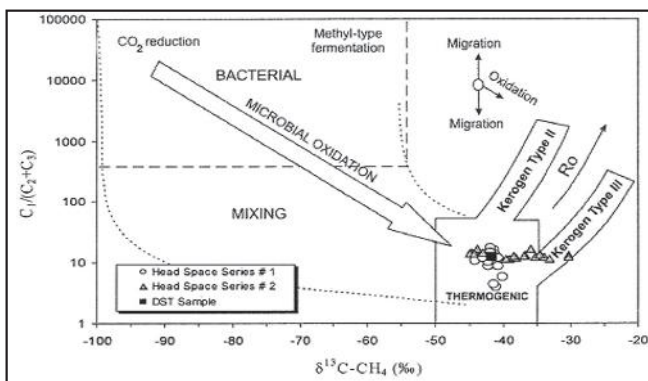
- سن نمونه‌ها: عدم مشاهده بیومارکر اولنان (Oleanane) در هویانوگرام‌های نمونه‌ها، سن مواد آلی حاصل از سنگ مولد قدیمی‌تر از کرتاسه را مشخص می‌کند. بررسی نتایج حاصل از تجزیه‌های ایزوتوپی ^{13}C روی برش آسفالتن نمونه‌ها که محدوده‌ای از ۲۷- تا ۲۸- (‰) را نشان می‌دهد و همچنین میزان بلوغ کروژن سنگ مادر احتمالی در ابتدای پنجره نفت‌زایی را نشان می‌دهد، ویژگی‌هایی مطابق با سن اوایل مزوزویک (تریاس زیرین) برای نمونه‌های مطالعه شده را به نمایش می‌گذارد (نمودار ۱۲).

۵- نتیجه‌گیری

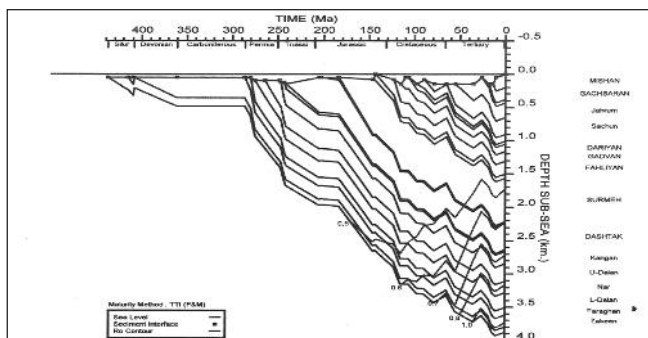
به استناد مطالعات پیشین، شیل‌های سیلورین زیرین (سازند سرجاهان) سنگ منشأ مستعد مخازن گروه دهرم در میدان پارس جنوبی است. بررسی آثار هیدروکربورهای موجود در سازند کنگان نشان می‌دهد که از نظر سنی (تریاس زیرین)، درجه بلوغ (شروع پنجره نفت‌زایی)، سنگ‌شناسی و وضعیت محیط رسوبگذاری سنگ مولد، به ظاهر با هیدروکربورهای گازی مهاجرت شده به مخازن دهرم (محتویات مخزنی)، ارتباطی ندارند، و هیدروکربورهای بررسی شده (نه محتویات مخزنی) از میان‌لایه‌هایی با ترکیب شیلی و شیلی-آهکی موجود در بخش‌هایی از سازند کنگان (بوژه بخش بالایی کنگان و بخش K_1) تولید شده‌اند؛ که از سبب این میان‌لایه‌ها، از ایران به سمت مرز مشترک ایران-قطر به تدریج کم می‌شود و در مرز مشترک ایران با قطر، از



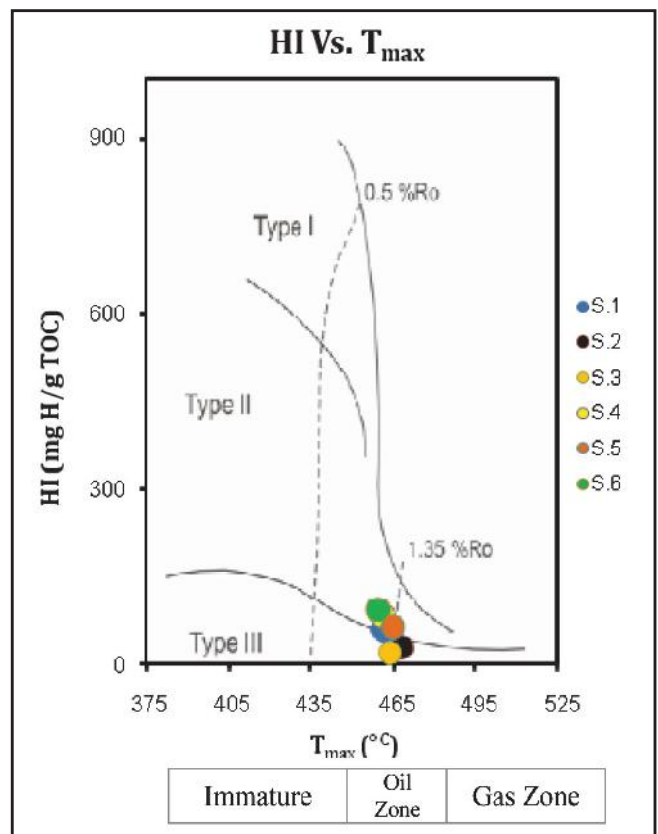
شکل ۲- ستون چینه‌شناسی توالی‌های رسوبی پالئوزویک تا تریاس زیرین در ناحیه خلیج فارس (Konert et al., 2001; Virgone and Murat, 1999). در شکل بالا باید به خاطر داشت که سازند زاکین دربرگیرنده دو اشکوب نهایی دونین است.



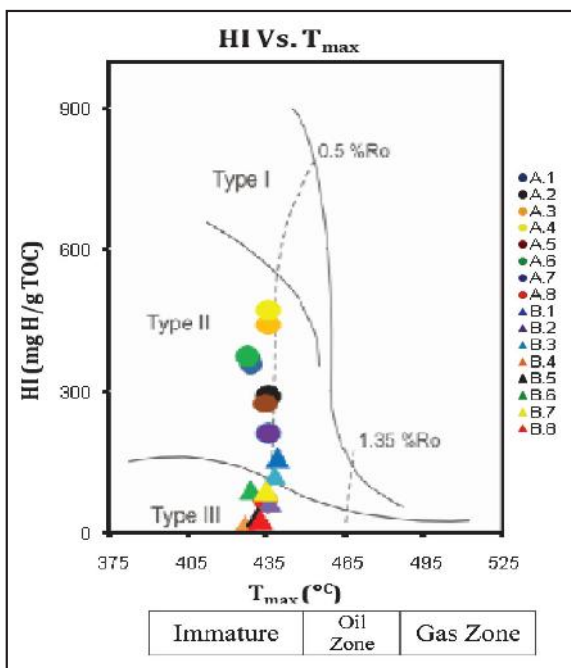
نمودار ۲- نمودار مقادیر $\delta^{13}C$ متان در برابر ترشوندگی گاز (نسبت $C_1/(C_2+C_3)$) پیشنهاد شده توسط Bernard et al., 1978) رسم شده برای نمونه‌های گازی سرچاه و تست ساقه مته در میدان پارس جنوبی (آلی، ۱۳۸۵).



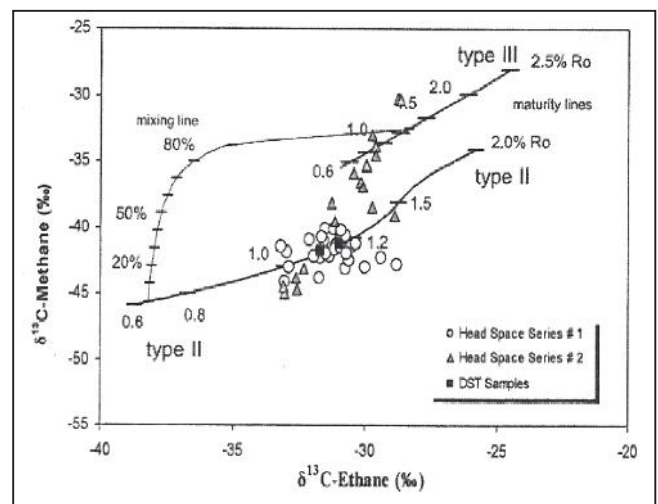
نمودار ۴- نمودار تاریخچه تدفین رسم شده برای چاه SP-1 میدان گازی پارس جنوبی (اقتباس از Aali et al., 2006)



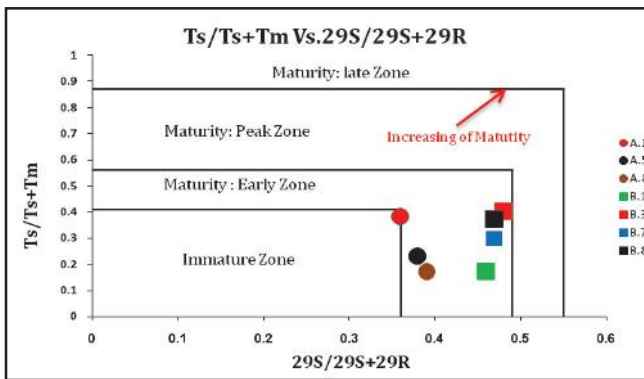
نمودار ۱- نمودار شاخص هیدروژن (HI) در برابر درجه حرارت بیشینه (T_{max}) (اقتباس شده از Hunt, 1996) برای شیل‌های سرچاهان در کوه فراقون: نوع کروژن III+II، $R_o = 1/35$ ، بالغ، خیلی بالغ



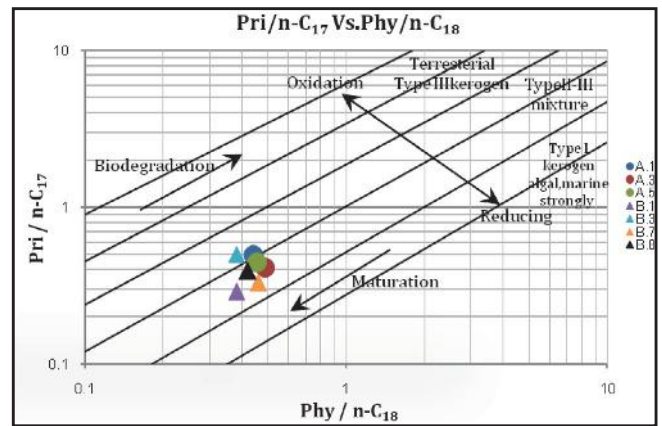
نمودار ۵- نمودار شاخص هیدروژن (HI) در برابر T_{max} (درجه حرارت بیشینه) (اقتباس شده از Hunt, 1996) برای داده‌های به دست آمده از تجزیه پیرولیز راک-اول نمونه‌های چاه‌های A و B



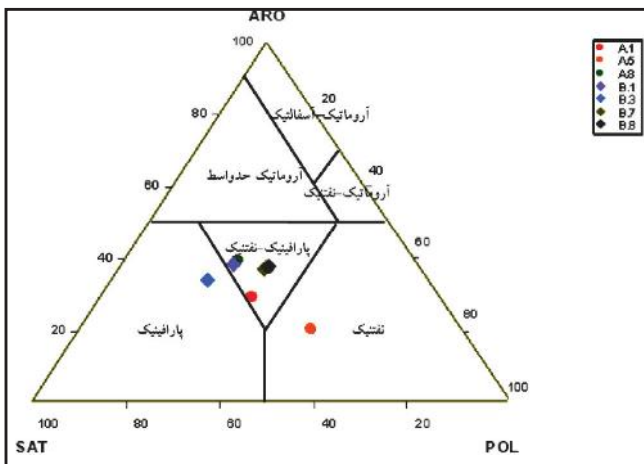
نمودار ۳- نمودار مقادیر ایزوتوبی $\delta^{13}C$ متان در برابر $\delta^{13}C$ اتان (پیشنهاد شده توسط Berner and Faber, 1996) برای نمونه‌های گازی تجزیه شده از میدان پارس جنوبی به منظور تعیین درجه بلوغ و نوع کروژن سنگ منشأ (آلی، ۱۳۸۵).



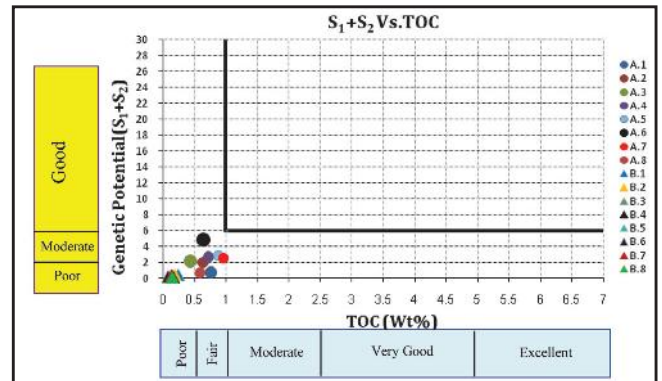
نمودار ۷- نمودار نسبت $Ts/(Ts+Tm)$ هوپان‌ها در برابر $29S/29S+29R$ استران‌ها (اقتباس شده از Peters and Moldowan, 1993) برای نمونه‌های حاصل از تجزیه کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی چاه‌های A و B



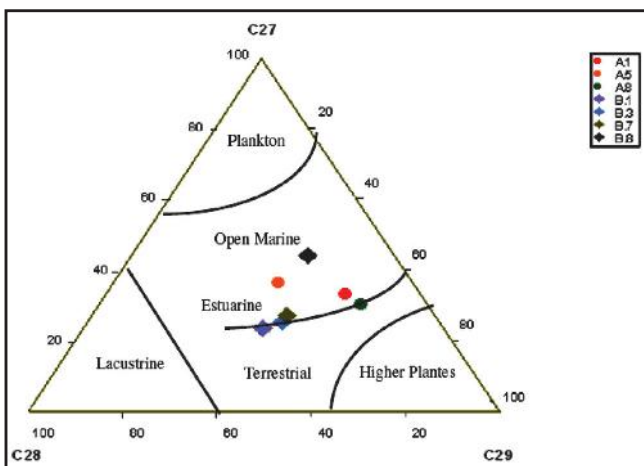
نمودار ۶- نمودار نسبت $Phytane/n-C_{18}$ در برابر $Pristane/n-C_{17}$ برای نمونه‌های حاصل از تجزیه کروماتوگرافی گازی چاه‌های A و B



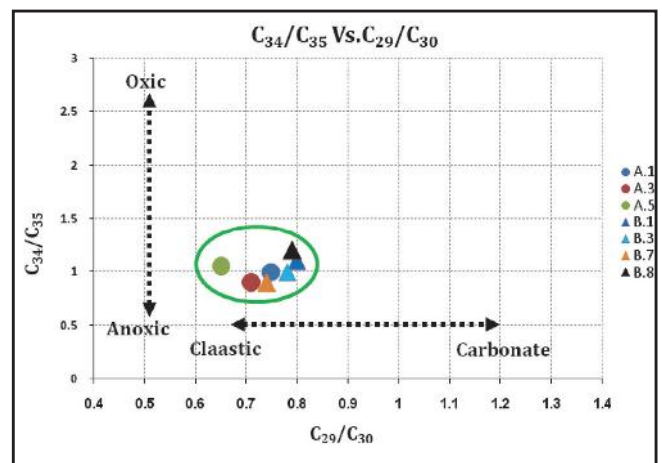
نمودار ۹- نمودار مثلثی پیشنهاد شده توسط Tissot and Welte (1984) برای اجزای جداسازی شده از بیتومن به منظور تعیین کیفیت هیدروکربوری، هیدروکربورهای تحت مطالعه



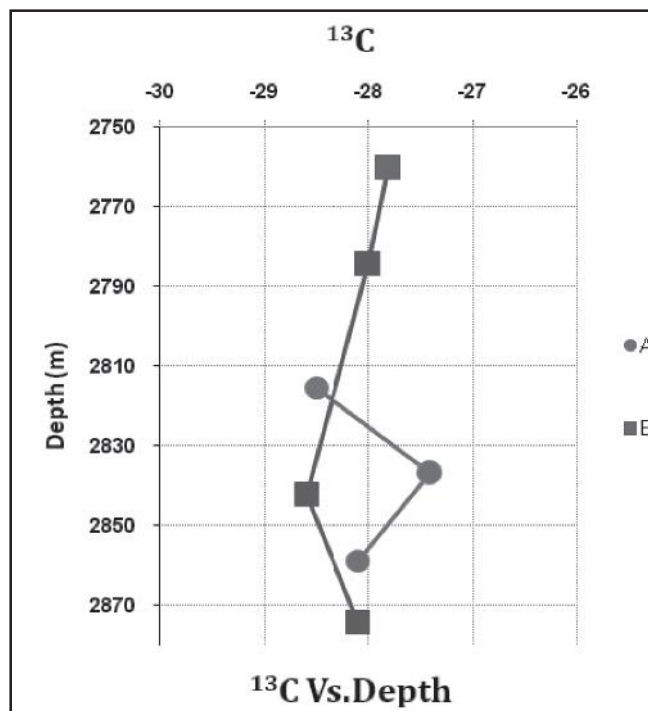
نمودار ۸- نمودار پتانسیل ژنتیکی (S_1+S_2) در برابر TOC (کربن آلی کل) برای داده‌های به دست آمده از تجزیه پیرولیز راک- اول نمونه‌های چاه‌های A و B



نمودار ۱۱- نمودار مثلثی استران‌های منظم ($m/z=217$) پیشنهاد شده به وسیله Hung and Meinshein (1979) برای داده‌های حاصل از تجزیه کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی نمونه‌های چاه‌های A و B



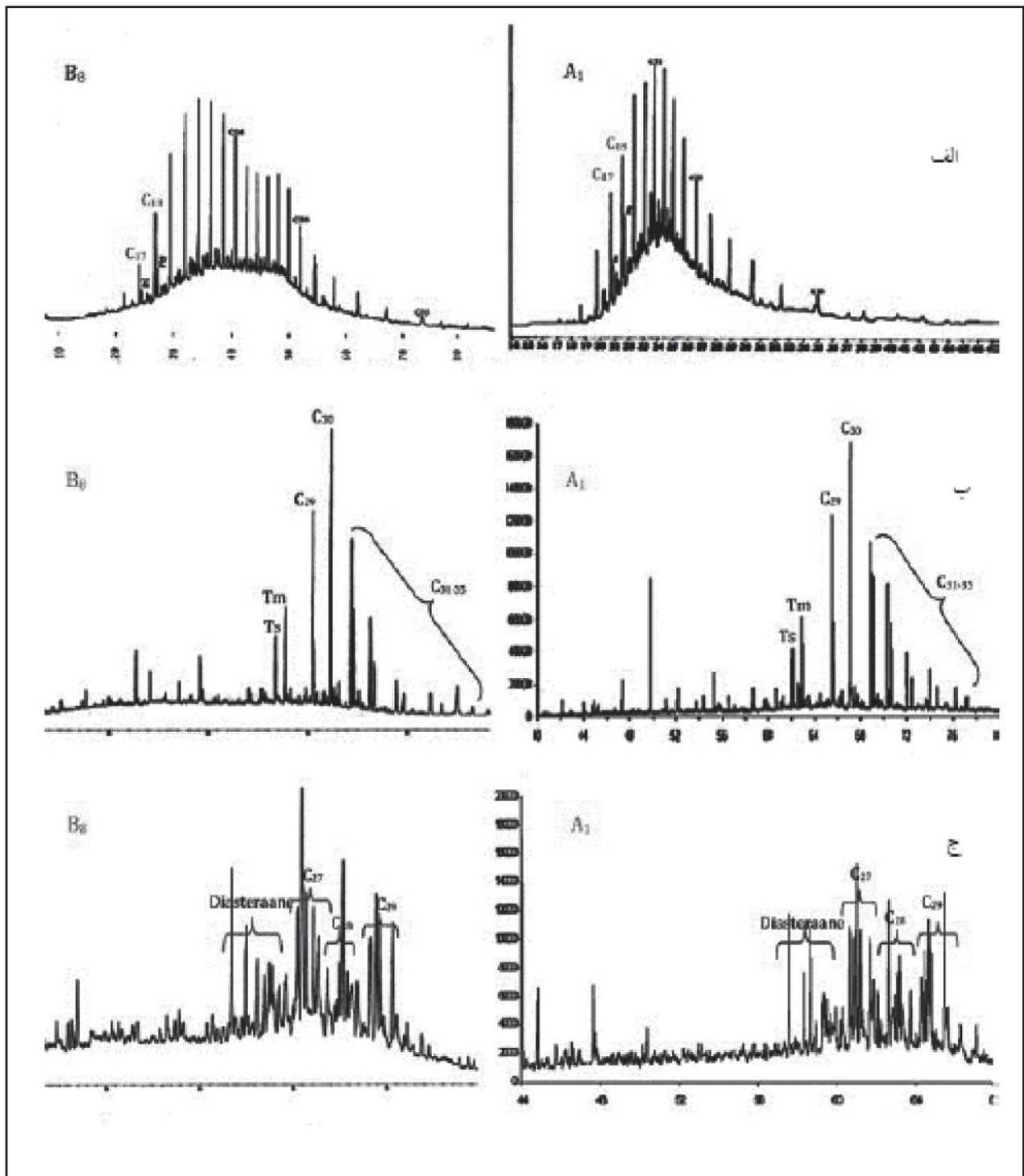
نمودار ۱۰- نمودار نسبت C_{34}/C_{35} Homohopane در برابر C_{29}/C_{30} Hopane (اقتباس شده از Peters and Moldowan, 1993) برای نمونه‌های حاصل از تجزیه کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی چاه‌های A و B



نمودار ۱۲- مقادیر ایزوتوپی ^{13}C نسبت به ژرفای روی نمودار (اقتباس شده از Chung et al., 1992; Sofer, 1984) برای داده‌های حاصل از تجزیه ایزوتوپی روی برش‌های آسفالتن نمونه‌های چاه‌های A و B

شماره نمونه	ژرفا	پیرولیز راک-اول							برش‌های جداسازی شده از بیئوم (%)				کروماتوگرافی گازی (GC)			کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) بیومارکری				مقادیر ایزوتوپی ^{13}C ‰				
		S_1	S_2	S_3	HI	T_{max}	OI	TOC%	اشباع	آروماتیک	رزین	آسفالتن	Pri/Phy	Pri/n-C ₁₇	Phy/n-C ₁₈	هویان‌ها			استران‌ها					
																C_{29}/C_{30}	C_{34}/C_{35}	Ts/Ts+Tm	%C27		%C28	%C29	S/S+R	
A.1	۲۸۱۵/۴	۱/۱۶	۲/۶۸	۰/۲۵	۳۵۳	۴۲۹	۳۳	۰/۷۶	۳۸/۸۷	۲۹/۰۹	۲۳/۰۴	۸/۷۴	۰/۶۹	۰/۴۹	۰/۴۴	۰/۷۵	۱	۰/۳۸	۳۲/۷۷	۱۶/۵۴	۵۰/۶۹	۰/۳۶	-۲۸/۵	
A.2	۲۸۲۵	۰/۱۶	۱/۸۶	۰/۵۷	۲۸۶	۴۳۶	۸۸	۰/۶۵																
A.3	۲۸۲۸	۰/۱۲	۱/۹۷	۰/۱۶	۴۳۸	۴۳۶	۳۶	۰/۴۵																
A.4	۲۸۳۱/۳	۰/۲۳	۲/۳۹	۰/۲۷	۴۷۱	۴۳۶	۳۸	۰/۷۲																
A.5	۲۸۳۷	۰/۵۳	۲/۳۴	۰/۵۷	۲۷۳	۴۳۵	۳۱	۰/۸۸	۳۰/۷۲	۲۰/۱۸	۳۶/۶	۱۲/۳	۰/۷۵	۰/۴۱	۰/۴۹	۰/۷۱	۰/۹	۰/۲۳	۳۶/۰۰	۲۹/۰۰	۳۵/۰۰	۰/۳۹	-۲۷/۶	
A.6	۲۸۴۱	۱/۶۶	۳/۲۱	۰/۵۱	۳۷۱	۴۲۸	۸۰	۰/۶۴																
A.7	۲۸۵۱	۰/۶	۱/۹۶	۰/۲۷	۲۰۷	۴۳۶	۱۹	۰/۹۶																
A.8	۲۸۵۸/۹	۰/۲	۰/۴	۰/۲۷	۶۸	۴۳۵	۴۶	۰/۵۹	۳۶/۵۹	۳۹/۲۴	۱۱/۵۷	۱۲/۴۸	۰/۷۹	۰/۴۴	۰/۴۵	۰/۶۵	۱/۰۵	۰/۱۷	۲۹/۹۴	۱۴/۴۴	۵۵/۶۲	۰/۳۸	-۲۸/۱	
B.1	۲۷۶۰	۰/۰۷	۰/۳۹	۰/۳۶	۱۵۶	۴۳۹	۱۴۴	۰/۲۵	۳۸/۰۳	۳۸/۲۲	۲۳/۷۴	trace	۰/۴۹	۰/۳۴	۰/۳۸	۰/۸	۱/۱	۰/۱۷	۲۳/۲۸	۳۸/۵	۳۸/۱۲	۰/۴۵	-۲۷/۸	
B.2	۲۷۶۵/۳	۰/۳۴	۰/۱۲	۰/۱۲	۶۳	۴۳۶	۶۳	۰/۱۹																
B.3	۲۷۸۴/۵	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۰۷	۱۲۰	۴۳۸	۴۷	۰/۱۵	۴۵/۸۴	۳۳/۶۴	۲۰/۵	trace	۱	۰/۵۱	۰/۳۸	۰/۷۸	۱	۰/۴	۲۵/۰۳	۳۳/۷۴	۴۱/۲۲	۰/۴۸	-۲۸	
B.4	۲۸۰۶/۵	۰/۱۲	۰/۰۳	۰/۴۴	۱۸	۴۲۷	۲۵۹	۰/۱۷																
B.5	۲۸۲۰/۵	۰/۱۲	۰/۰۳	۰/۰۸	۲۹	۴۳۲	۸۹	۰/۰۹																
B.6	۲۸۲۶	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۵	۸۹	۴۲۹	۵۶	۰/۰۹																
B.7	۲۸۴۲/۵	۰/۱۷	۰/۱۲	۰/۱۹	۸۶	۴۳۵	۱۳۶	۰/۱۴	۳۲/۰۷	۳۶/۸۴	۳۱/۰۸	trace	۰/۷۱	۰/۳۸	۰/۴۶	۰/۷۴	۰/۹	۰/۳	۲۶/۸۸	۳۱/۶۸	۴۱/۴۲	۰/۴۷	-۲۸/۶	
B.8	۲۸۴۷/۵	۰/۱	۰/۰۴	۰/۳۲	۲۵	۴۳۳	۲۱۳	۰/۱۵	۳۰/۹	۳۷/۸۶	۳۲/۰۳	trace	۰/۷۹	۰/۴۴	۰/۴۵	۰/۷۹	۱/۲	۰/۳۸	۳۰/۷۱	۱۳/۲۴	۲۶/۵	۰/۴۷	-۲۸/۱	

پیوست ۱- جدول مربوط به نتایج حاصل از تجزیه‌های پیرولیز راک-اول، شیمیایی و ایزوتوپی



پیوست ۲- طیف‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی برش‌های اشباع
 الف) چگونگی توزیع برخی از ترکیبات اشباع حاصل از تجزیه کروماتوگرافی گازی برای نمونه‌های تهیه شده از چاه‌های A و B
 ب) برخی از طیف‌های حاصل از روش GC-MS برای بیومارکرهای هویانو‌ها ($m/z=191$) در نمونه‌های تهیه شده از چاه‌های A و B
 ج) برخی از طیف‌های حاصل از روش GC-MS برای بیومارکرهای استران‌ها ($m/z=217$) در نمونه‌های تهیه شده از چاه‌های A و B

کتابنگاری

آلی، ج.، ۱۳۸۵- ژئوشیمی مخازن گازی گروه دهرم در میدان پارس جنوبی با نگرش خاص بر منشأ H_2S ، رساله دکتری رشته زمین شناسی گرایش رسوب شناسی و سنگ رسوبی، دانشگاه تهران.

References

- Aali, J., Rahimpour-Bonab, H. & Kamali, M. R., 2006- Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 50, pp. 161-175.
- Bernard, B., Brooks, J. M., Sackett, W. M., 1978- Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. *J. Geophys. Res.* 83, 4053- 4061.
- Berner, U., Faber, E., (Emperical), 1996- Carbon isotope/ maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, based on dry, open- system pyrolysis. *Org. Gheochem.* 24, 947-955.
- Bordenave, M. L. & Burwood, R., 1990- Source rock distribution and Maturation in the Zagros orogenic belt, provinace of the Asmari and Bangestane accumulations. *Organic Geochemistry*, Vol. 16, pp.369-387.
- Bordenave, M. L., 2002- Gas prospective areas in the Zagros domain of Iran and in the Gulf Iranian Waters. AAPG Annual Meeting, March 10-13, Houston, Texas, 10pp.
- Chung, H. M., Gormly, J. R., Squires, R. M., 1988- Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution. In: Schoell M. (Ed), *Origin of Methane in the earth*. Chemical Geology, vol. 71, pp. 97-103.
- Chung, H. M., Rooney, M. A., Toon, M. B., Claypool, G. E., 1992- Carbon isotope composition of marine crude oil. AAPG, V.V, pp. 904-924.
- Hung, W. Y. & Meinchein, W. G., 1979- Sterols as ecological indicators, eochemical et cosmochemicaActa. 43, P. 739-745.
- Hunt, J. M., 1996- *Petroleum geochemistry and geology*: San Fransisco, W. H. Freeman, 473 p
- Kamali, M. R. & Rezaee, M. R., 2003- Burial history reconstruction and thermal modeling at Kuh-e Mond, SW Iran, *J. Pet. Geol.*, Vol. 26, No. 4, pp. 451-464.
- Konert, G., Afif, A. M., AL-Hajari, S. A. & Droste, H., 2001- Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*, Vol. 6, No. 3, pp.407-442.
- Mahmoud, M. D., Vaslet, D. & Hussein, M. I., 1992- The Lower Silurian Qalibah Formation of Soudi Arabia: an impartant hydrocarbon source rock. *AAPG Bulletin*, Vol. 76, pp. 1491-1506.
- Milner, P., 1998- Sorce rock distribution and thermal maturity in the Southern Arabian Peninsula. *GeoArabia*, Vol. 3, No. 3, pp. 339-356.
- Peters, K. E. & Moldowen, J. M., (eds) 1993- *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 363p.
- Sofer, Z., 1984- Stable carbon isotope composition of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG Bulletin*, 68, 31-49.
- Tissot, B. P. & Welte, D. H., 1984- *Petroleum Formation and Occurrence*: (2 nd ed.) Heidelberg, Springer Verlog, 538 p.
- Virgone, A. & Murat, B., 1999- Geological Model Syntesis Permo-Terriassic from South Pars Field, Iran (SP-1, SP-4 and SP-6 Wells), Total finaelf, Total South Pars, 52 p.
- www.petropars.com

Determination of Non-Related Residual Oil (Bitumen) Present in Kangan Formation with Gas and Condensate in this Reservoir (South Pars Field)

A. Rajabi-Harsini^{1*}

¹Islamic Azad University, North Tehran Branch, Tehran, Iran..

Received: 2008 December 19

Accepted: 2009 April 29

Abstract

Silurian shales (Sarchahan Formation), with high volume of organic matter, are the major source rock of Dehram Group reservoir in South Pars Gas Field. Residual oil (bitumen) were seen on some parts of Kangan Formation core. According to some reports, Lower Triassic (Kangan Formation) sediments is a possible source rock, for Kangan reservoir contents (gas and condensate). Recent geochemical study on tar and asphaltic oil of Kangan Formation (not reservoir contents), shows that these oily materials were produced from shaly and shaly- limestone layers of Kangan Formation, but due to low TOC content, poor source rock potential, and low maturity level (late diagenesis) of Kangan, this Formation is incapable of production of huge amount of gas and condensate. It seems that the produced hydrocarbons from shaly and limestone layers of Kangan Formation, has no relation with hydrocarbons generated from Silurian shales.

Keywords: Sarchahan Formation, Kangan Formation, Residual oil, Reservoir contents, Geochemical properties.

For Persian Version see pages 127 to 134

*Corresponding author: A. Rajabi-Harsini; E-mail: alirezarajabi39@yahoo.com

Fluid Pressure and the Lack of Chloritoid in Metapelites: Implications from Hamedan Area, Sanandaj- Sirjan Zone, Iran

A. A. Baharifar^{1*}

¹ Geology Department, Faculty of Science, PNU (Payame Noor University), Abhar, Iran

Received: 2008 November 15

Accepted: 2009 May 04

Abstract

Chloritoid as one of the common metamorphic mineral in low to medium grade metapelites, is absent in metapelitic rocks of Hamedan area. Comparing with geochemical limitations for Chloritoid appearance in metapelites, whole rock composition of the area is suitable for Chloritoid formation. Since P, T and X are in appropriate range for Chloritoid, the role of fluid could be important. Microscopic investigations show that all metapelitic rocks are in equilibrium with graphite and fluid composition is combination of CO₂ and H₂O. Based on estimated P and T, highest portion of H₂O in the fluid, could be 0.9. Although this is highest approximation, it can conclude that for Chloritoid appearance, XH₂O in fluid must be more than 0.9. Since in the Hamedan area staurolite is widespread and Chloritoid is absent - considering almost same composition between chloritoid and staurolite - the composition of fluid is more important. There are many doubts in geochemical limitations for Chloritoid appearance. Considering the results of this study and in the case of attention to fluid composition, geochemical limitations will change and Chloritoid could appear in many rocks, as its higher temperature equivalent, staurolite.

Key words: Chloritoid, Whole rock composition, Fluid pressure, Metapelites, Hamedan

For Persian Version see pages 135 to 140

* Corresponding author: A. A. Baharifar ; E-mail: Baharifar@gmail.com