

## بررسی ژئوشیمیایی میعانات گازی میدان پارس جنوبی

### در حوضه خلیج فارس، ایران

محمود معماریانی<sup>۱\*</sup>، رویا خضریلو<sup>۱</sup> و هادی کرمانشاهی<sup>۱</sup>

۱- پژوهشگاه صنعت نفت ۲- دانشگاه آزاد تهران شمال

memarianim@ripi.ir

### چکیده

در این مطالعه به منظور تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی میعانات گازی میدان پارس جنوبی و پی بردن به منشأ آنها، تعداد ۴ نمونه میعانات گازی از افق‌های مخزنی کنگان (تریاس) و دالان (پرمین) جهت انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی ویژه مخزنی انتخاب گردید. تغلیظ نمونه‌ها طی سه مرحله پی در پی و با استفاده از تکنیک‌های حرارت ملایم، بکارگیری روش حرارت کنترل شده (Oil Topping) و به دام انداختن ترکیبات ناخواسته در کریستال‌های اوره، انجام گرفت. شناسایی بیومارکرها و اثر انگشت آنها در هر نمونه با استفاده از کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی صورت گرفت. بر اساس پارامترهای بدست آمده از اثر انگشت بیومارکرهای مختلف، این میعانات گازی از سنگ منشأی با لیتولوژی کربناته-کلاستیک و حاوی کروژن نوع II با ورود اندکی مواد آلی قاره‌ای (کروژن نوع III)، در محیطی دریایی تولید شده‌اند. میزان بلوغ میعانات گازی نشان داد که سنگ منشأ مولد این هیدروکربنها در حد اواخر پنجره نفت زایی و اوایل پنجره گاززایی می‌باشد. بررسی‌های تفصیلی نشان داد، که تولید هیدروکربن‌های تجمع یافته در مخازن پارس جنوبی از شیل‌های غنی از مواد آلی سیلورین (سازند سرچاهان) که عمدتاً در ایالت فارس و فراساحل فارس در خلیج فارس راسب شده‌اند، صورت گرفته‌است.

کلید واژه: میعانات گازی، خالص‌سازی، بیومارکرها، پارس جنوبی، خلیج فارس

## ۱- مقدمه

سازندهای فراقان، دالان و کنگان، از گروه چینه شناسی دهرم (به سن پرمو- تریاس) می‌باشند، که از عمده ترین مخازن گازی و میعانات گازی بخش‌های فرا ساحلی خلیج فارس به شمار می‌آیند. بعضی از افق‌های مخزنی پرمو- تریاس در بخش لرستان و بندرعباس نیز واقع شده‌اند [۱]. این مخازن به مخازن دالان-کنگان نیز معروفند. معادل این گروه به نام "سازند خوف"<sup>۱</sup> در کشورهای همسایه ایران مانند عربستان، بحرین، قطر و امارات متحده عربی نیز کاملاً شناخته شده‌است و اغلب میادین گازی این کشورها در این گروه قرار دارند [۲]. شواهد نشان می‌دهند که علاوه بر سازندهای دالان و کنگان، سازند فراقان، نیز دارای ویژگی‌های مخزنی می‌باشد (مانند: میادین گازی کبیرکوه، پارس جنوبی و شمالی) از طرف دیگر ممکن است افق‌های پایینی سازند دشتک نیز در کنار سازندهای دالان و کنگان، به عنوان مخازن گازی در بعضی از میادین از جمله سفیدزاخور، تابناک، شانول و وراوی عمل کرده‌باشند [۴].

میدان پارس جنوبی، بزرگترین ذخیره گازی جهان با پتانسیل مناسب برداشت میعانات گازی (Condensate) از مهمترین ذخایر هیدروکربنی خاورمیانه می‌باشد که در منتهی الیه مرز آبی ایران با کشور قطر قرار دارد. این میدان (شکل ۱)، دارای وسعت ۹۷۰۰ کیلومتر مربع بوده که سهم ایران ۳۷۰۰ کیلومتر مربع می‌باشد و سازندهای کنگان و دالان با لیتولوژی عمدتاً کربناته میزبان این ذخیره عظیم هیدروکربنی می‌باشد [۳].



شکل ۱- موقعیت میدان پارس جنوبی در خلیج فارس

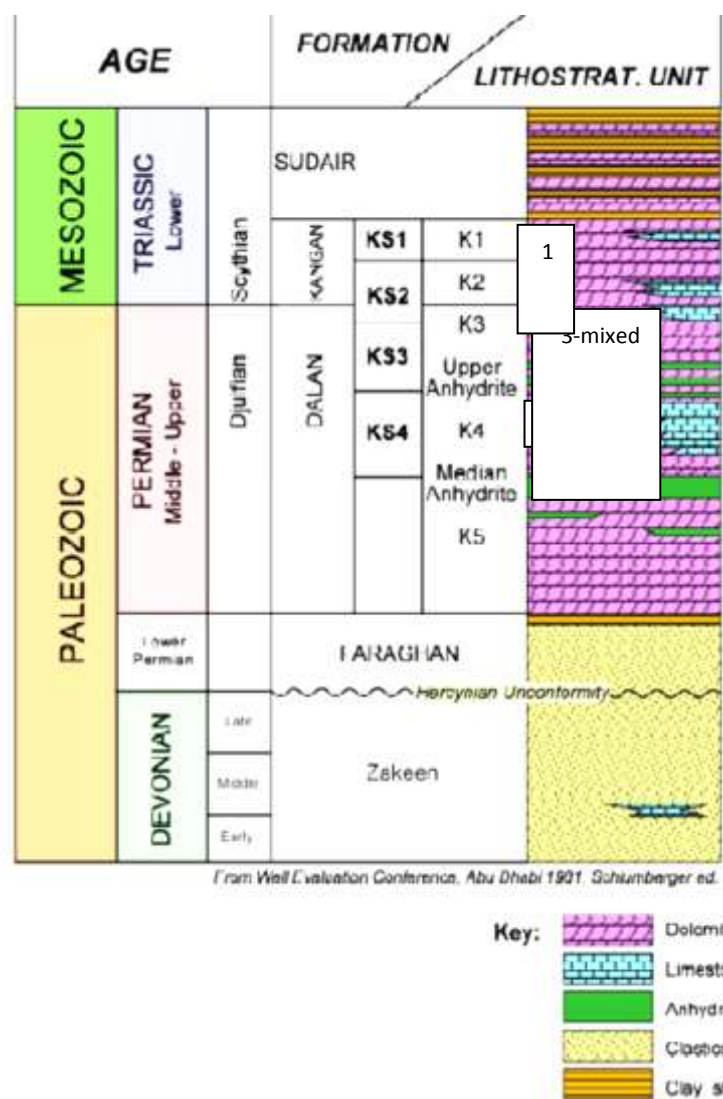
تاکنون تحقیقات زیادی در مورد منشأ هیدروکربن‌های این میدان صورت گرفته‌است، اما به دلیل اینکه تاکنون دسترسی به سازندهای سیاهو و سرچاهان که محتمل‌ترین منشأ تولید این هیدروکربن-ها هستند به صورت محلی میسر نگردیده‌است،

<sup>1</sup>Khuff Formation

اغلب مطالعات بر پایه شواهد ایزوتوپی، مدل‌های تاریخچه تدفین [۵] و یا با تکیه بر مطالعات سازندهای مذکور در کشورهای جنوب خلیج فارس صورت گرفته است [۶].

در این تحقیق ۴ نمونه میعانات گازی جمع آوری شده از لایه‌های مخزنی کنگان بالایی و پایینی (به سن تریاس پایینی) و مخلوطی از این لایه با سازند دالان (به سن پرمین میانی و بالایی) به همراه با نمونه سرچاهی مورد آزمایش قرار گرفت. ستون چینه‌شناسی این لایه در شکل ۲ همراه با جنس سنگ مخزن دیده می‌شود.

در این مطالعه با بکارگیری تکنیک‌های خاص و از طریق تست‌های آزمایشگاهی ویژه مانند حرارت ملایم تحت شرایط خاص، به تله انداختن آلکان‌های نرمال در کریستال‌های اوره جهت زدایش ترکیبات ناخواسته، بیومارکرهای آنها مورد استخراج قرار گرفت. پس از خالص‌سازی بیومارکرها آنالیز آنها توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی، جهت تعیین اثر انگشت بیومارکری انجام گرفت. بیومارکرها میکروفسیل‌هایی هستند، که به دلیل ویژگی‌های خاص خود اطلاعات ارزشمندی را درباره شرایط محیط رسوبگذاری، نوع و میزان بلوغ مواد آلی و همچنین منشأ آن در اختیار محققان قرار می‌دهند [۷].



شکل ۲- بخشی از ستون چینه‌شناسی میدان پارس جنوبی و لایه‌های مخزنی

## ۲- روش کار

در این مطالعه ابتدا، تعداد ۴ نمونه میعانات گازی از لایه‌های مخزنی دالان و کنگان میدان پارس جنوبی جمع-آوری گردید. از آنجائیکه اغلب میعانات گازی بواسطه بلوغ بیش از حد مواد آلی تولید-شده از سنگ مولد، تقریباً فاقد ترکیبات قطبی با وزن مولکولی بالا (رزین و آسفالتن) می‌باشند [۸]، بنابراین نمونه‌های جمع‌آوری شده بدون انجام فرآیند تفکیک به برش‌های مختلف هیدروکربوری و غیر هیدروکربوری (SARA) مورد آزمایش قرار گرفتند.

**مرحله اول:** ابتدا جهت آگاهی از کیفیت و چگونگی توزیع ترکیبات موجود در میعانات گازی نمونه‌ها توسط دستگاه کروماتوگراف گازی از نوع "شبه‌سازی تقطیر"<sup>۱</sup> مورد آزمایش قرار گرفتند. تمامی آزمایش‌های صورت گرفته در آزمایشگاه‌های واحد پژوهش ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت (RIPI)، ایران، انجام شده‌است.

### شرایط دستگاهی

دستگاه بکار گرفته برای این آنالیزها، کروماتوگراف گازی از نوع Chrompack-Cp-۹۰۰۰، نوع ستون Cp-sil-5 به طول ۱۰ متر، قطر داخلی ۰/۲۵ میلی‌متر، دمای اولیه آن ۶۰ درجه سانتیگراد، دمای نهایی ستون ۲۶۰ درجه سانتیگراد، افزایش دما ۴ درجه بر دقیقه، ایزوترمال در دمای ۲۶۰ درجه برای مدت ۲۰ دقیقه، گاز حامل هلیم، مقدار نمونه تزریق شده ۰/۵ - ۰/۲ میکرولیتر و نوع آشکارگر FID بوده‌است.

نتایج حاصل از مرحله اول آنالیزهای کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه‌های میعانات گازی در شکل ۳ دیده می‌شود.

**مرحله دوم:** در مرحله بعد نمونه‌های میعانات گازی، با استفاده از تکنیک‌های Oil Topping (حرارت دادن نمونه‌ها در دمای ۵۰ تا ۱۸۰ درجه سانتیگراد به مدت ۲۴ ساعت تحت برنامه افزایش دمای تدریجی) و Urea adduction (بدام انداختن آلکان‌های نرمال در محلول اشیاع اوره در متانول و اضافه کردن محلول نمونه‌های تغلیظ شده در کلروفرم به کریستال‌های اوره و با بازیابی ترکیبات مورد نظر توسط قیف جدا کننده و تبخیر حلال اضافی) نمونه‌ها مورد خالص سازی مجدد قرار گرفتند.

از آنجائیکه نمونه‌های میعانات گازی با توجه به ماهیت آنها دارای ترکیبات سیال بسیار سبک می‌باشند، بنابراین یافتن ترکیبات سنگین تر (در محدوده بیومارکرها ۲۵ تا ۳۵ کربنی) بسیار مشکل می‌باشد. در این تحقیق با سعی فراوان فقط مقادیر بسیار کمی (در حد جزء در میلیون) از نمونه‌های خالص شده جهت بررسی فسیل‌های ژئوشیمیایی تهیه گردید.

نتایج حاصل از مرحله دوم و طیف بدست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی، در شکل‌های ۴ تا ۷ آورده شده‌است. جداسازی و تغلیظ نمونه‌ها به منظور دستیابی به بیومارکرها بوسیله اوره در مرحله دوم به انجام رسید. با کمک این روش، آلکان‌های نرمال تحت شرایط ویژه‌ای در داخل کریستال‌های اوره به دام انداخته شد و بعد از جداسازی کریستال‌های اوره حاوی آلکان‌های نرمال به تله افتاده، مجموعه ترکیباتی که در داخل کریستال‌ها قرار نگرفته بودند (عمدتاً سیکلوآلکان‌ها و بیومارکرها) مورد جداسازی قرار گرفت (شکل ۵). این نمونه تغلیظ

<sup>1</sup>Simulation Distillation Chromatography

شده با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی (GC-MS) تحت آنالیز قرار گرفتند (شکل ۶ و ۷).

### شرایط دستگاهی

دستگاه کروماتوگراف گازی مورد استفاده از نوع Varian، مدل ۳۴۰۰، نوع ستون DB-5، به طول ۳۵ متر، دمای اولیه ستون ۵۰ درجه سانتیگراد، دمای نهایی آون ۲۵۰ درجه سانتیگراد (ایزوترمال به مدت ۲۵ دقیقه)، ازدیاد دما ۳ درجه بر دقیقه، گاز حامل هلیوم، دمای رابط ۲۰۰ درجه سانتیگراد. طیف سنجی جرمی از نوع کوادراپل با سیستم INCOS، حالت یونیزاسیون EI، سیستم خلاء Turbo molecular pumps، ولتاژ شتاب دهنده 3Kvolt، دمای منبع ۱۸۰ درجه سانتیگراد، جریان فیلامان 2.1Amp، محدوده کاری جرم مولکولی ۳۰ تا ۵۰۰ با زمان پیمایش<sup>۱</sup> 1sec/decade می باشد.

با استفاده از کروماتوگرام های بدست آمده از مرحله اول آزمایشات (شکل ۳) برای ۴ نمونه پارامترهای مربوط به نسبت آلکانهای فرد به زوج در محدوده C7 تا C18 محاسبه گردید. همچنین مقادیر پارامترهای بیومارکرهای ایزوپرینوئیدی غیرحلقوی<sup>۲</sup>، نظیر پرستان (C19) و فیتان (C20) و نسبت های آنها به یکدیگر محاسبه گردید (جدول ۱).

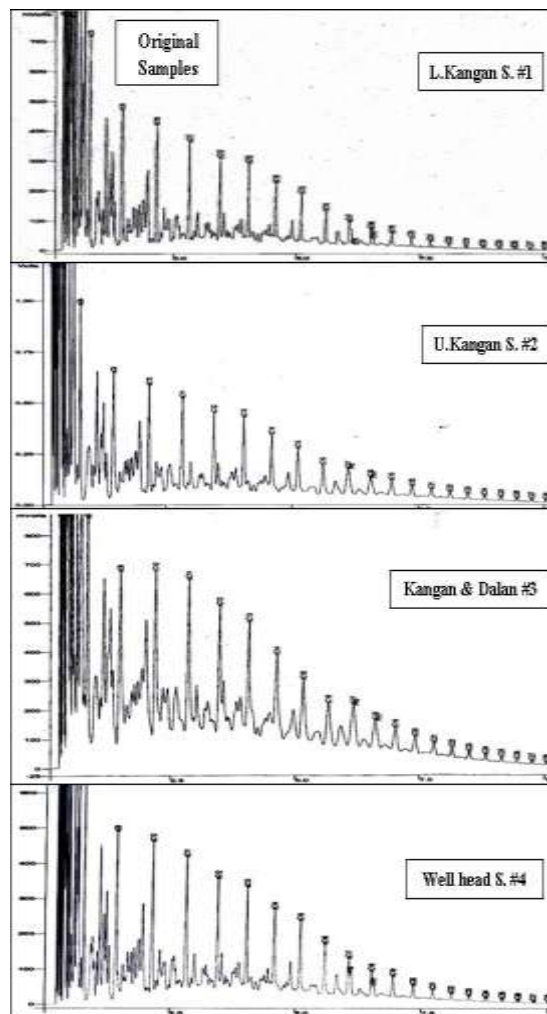
جدول ۱- نتایج بدست آمده از آنالیزها کروماتوگرافی گازی، بر روی نمونه های کاندانسیت و محاسبه نسبت آلکانهای فرد به زوج و

ایزوپرینوئیدهای پرستان و فیتان

parameters	نمونه ۱	نمونه ۲	نمونه ۳	نمونه ۴
C7/C8	۱/۱۴	۱/۱۶	۰/۹۵	۰/۶
C9/C10	۱/۰۹	۱/۲	۰/۹۴	۱/۱۳
C11/C12	۱/۲۶	۱/۳۳	۱/۳۶	۱/۳۴
C13/C14	۰/۸۱	۰/۸۲	۱/۱۴	۰/۸۳
C15/C16	۱/۰۷	۱/۰۸	۱/۲۷	۱/۰۹
Pri/Phy	۱/۳۱	۱/۱۵	۱/۲۵	۱/۱۴
Pri/nC17	۰/۴۷	۰/۶	۰/۴۵	۰/۴۸
Phy/nC18	۰/۵۱	۰/۶۷	۰/۵۲	۰/۵۶

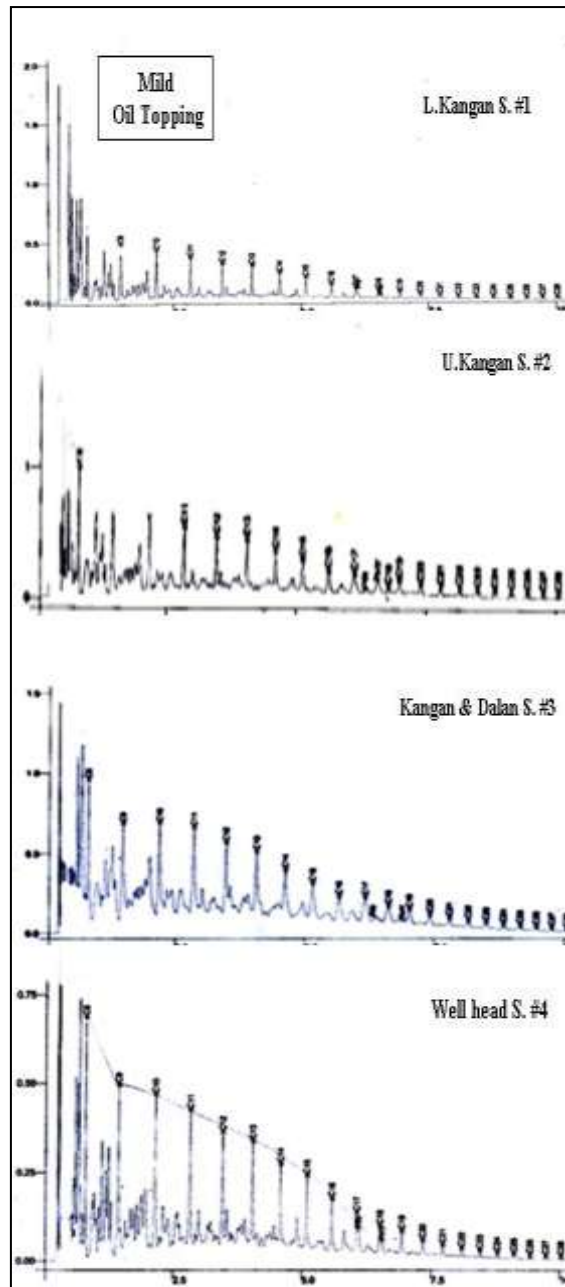
<sup>1</sup> Scanning Rate

<sup>2</sup> Acyclic Isoprenoids



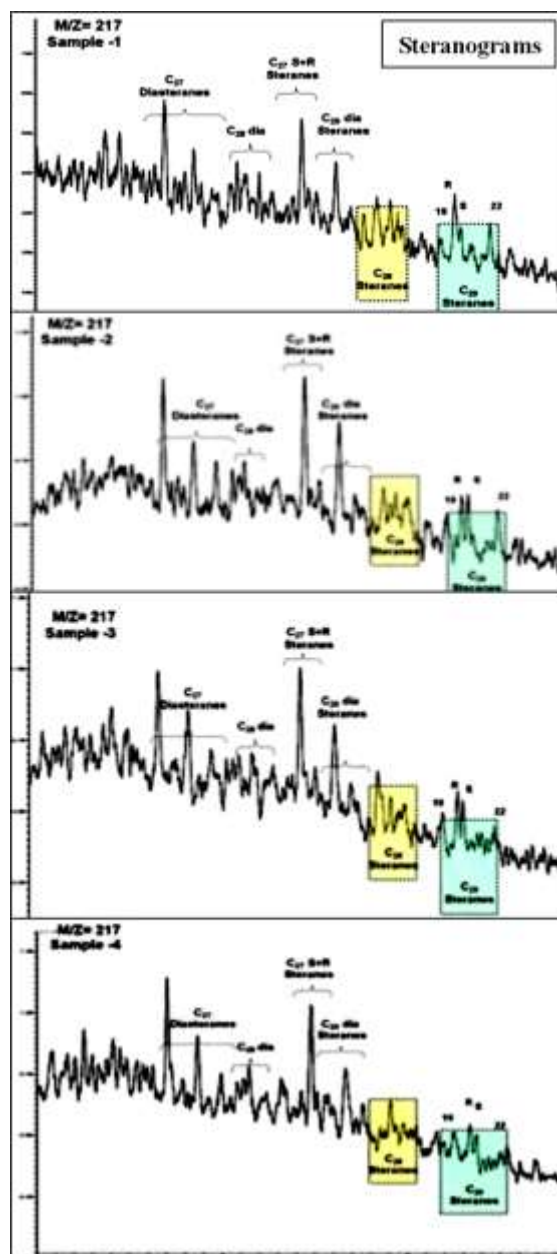
شکل ۳- طیف‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه‌های اولیه میعانات گازی

از آنجاییکه، غلظت‌های بیومارکرهاى مورد نظر در نمونه‌های میعانات گازی بسیار کم بود، لذا با استفاده از روش Oil topping (حرارت داده ملایم به مدت طولانی)، اندکی از ترکیبات سبک را تبخیر نموده، تا بیومارکرها تغلظت یابند. طیف‌های حاصل از روش حرارتی ملایم در شکل ۴ آورده شده‌است. علاوه بر اعمال این روش ج-«دایش آلکان‌های نرمال بوسیله تکنیک به دام انداختن آلکان‌ها نیز انجام گرفت که نتایج آن در شکل ۵ دیده می‌شود.



شکل ۴- طیف‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی، پس از اعمال روش ملایم حرارتی بر روی نمونه‌ها

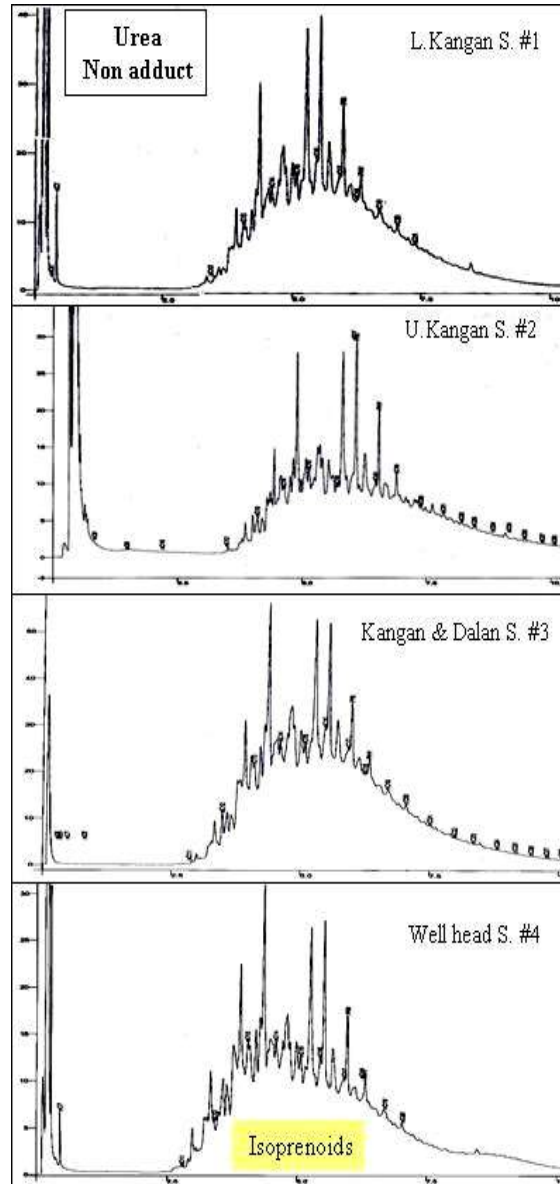
نتایج بدست آمده از آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی در شکل‌های ۶ (هویانوگرام‌ها) و ۷ (استرانوگرام‌ها) آورده شده است.



شکل ۵: طیف‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی، پس از جدایش آلکان‌های نرمال از نمونه‌ها

محاسبه پارامترهای بیومارکری استرانی و هوپانی، از روی طیف‌های بدست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی بر پایه نسبت‌های بار به جرم ۲۱۷ و ۱۹۱ برای فسیل‌های ژئوشیمیایی استران‌ها و هوپانها به ترتیب صورت گرفت که نتایج آنها در جداول ۲ و ۳ آورده شده است. از پارامترهای استران‌ها و هوپان‌ها، تعداد بخصوصی برای تعیین و ارزیابی لیتولوژی سنگ مادر مولد، میزان بلوغ و تعیین محیط‌های رسوبی استفاده-گردید.





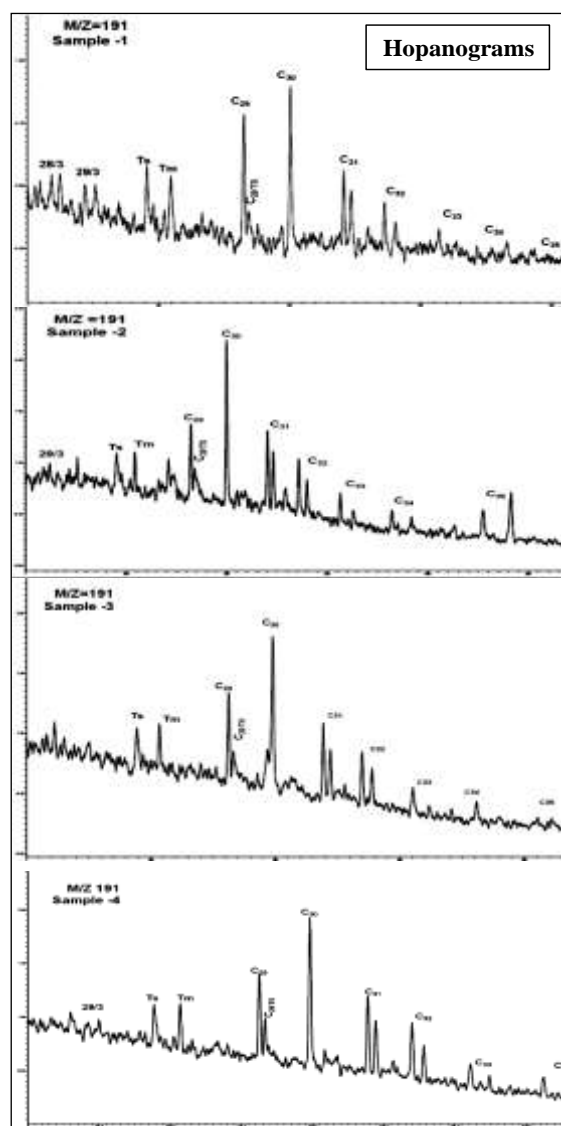
شکل ۶- طیف‌های حاصل (هوپانوگرام) با نسبت بار به جرم  $m/z$  ۱۹۱ از نمونه‌های تغلیظ شده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی.

جدول ۲- پارامترهای بیومارکرهای هوپانی حاصل از نمونه‌های کاندانسیت، توسط آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی

Hopane parameters	نمونه ۱-	نمونه ۲-	نمونه ۳-	نمونه ۴-
C29/C30	۰/۷۷	۰/۴۲	۰/۶۲	۰/۵۳
C34/C35	۱/۴	۰/۴۲	۱/۱۳	۱/۲
C32 S/S+R	۰/۶۳	۰/۶	۰/۵۸	۰/۵۶
TS/TS+Tm	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۵۲	۰/۴۹
C35s/C34s	۰/۸۱	۱/۷۷	۰/۸۹	۰/۸۷

جدول ۳- پارامترهای بیومارکرهای استرانی، حاصل از نمونه‌های کاندانسیت بوسیله آنالیزهای کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی

Steraneparameters	نمونه-۱	نمونه-۲	نمونه-۳	نمونه-۴
C29 S/S+R	۰/۵۸	۰/۵۱	۰/۴۱	۰/۵۹
C29 $\beta\beta$ / $\beta\beta$ + $\alpha\alpha$	۰/۶۱	۰/۴۲	۰/۵	۰/۶۳
% C27	۳۰/۵۳	۳۵/۵۳	۲۸/۵۷	۴۴/۴۹
% C28	۳۶/۶۴	۲۳/۹۶	۳۴/۲۲	۲۵/۵۱
% C29	۳۲/۲۲	۴۰/۴۹	۳۶/۵	۳۰

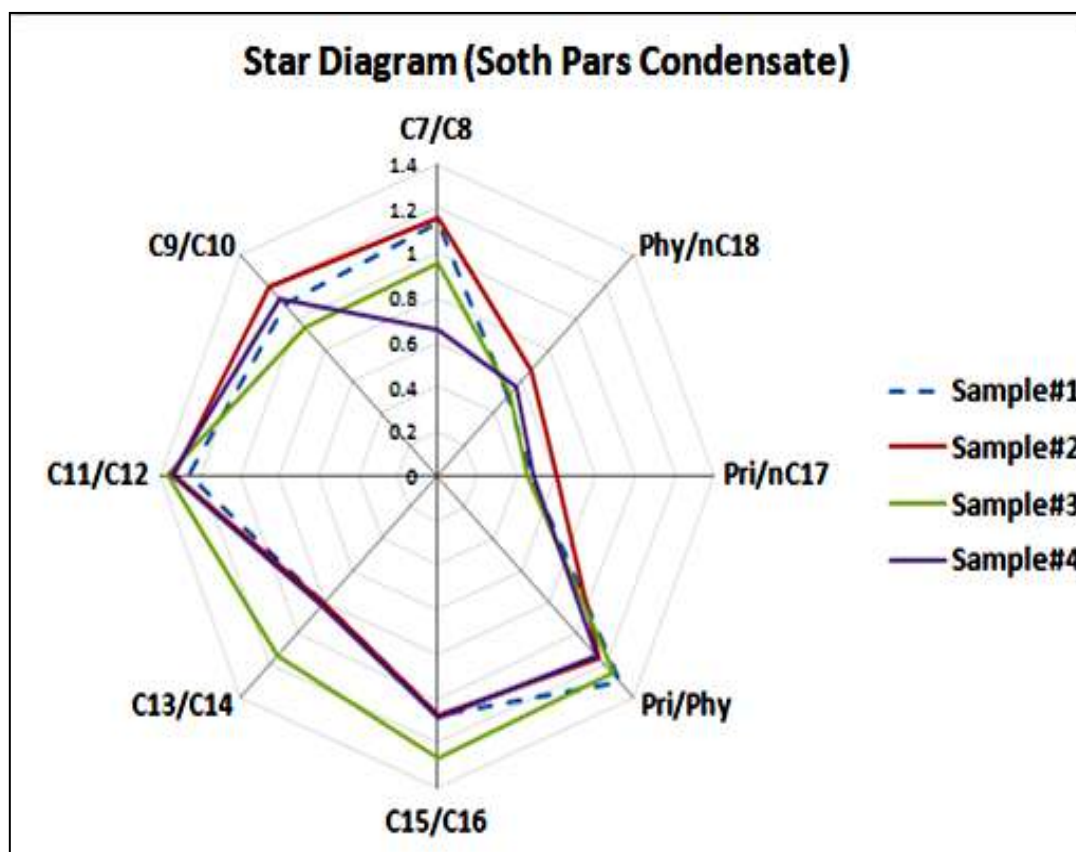


شکل ۷- طیف‌های حاصل (استرانوگرام)، با نسبت بار به جرم  $m/z$  ۲۱۷ از نمونه‌های تغلیظ‌شده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی

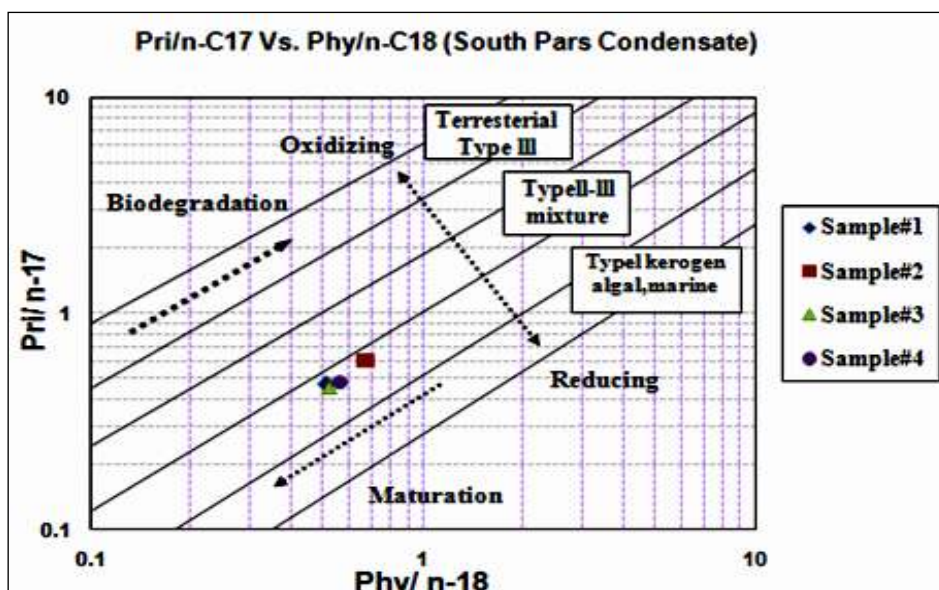
جرمی بحث

جهت دستیابی به اهداف برنامه‌ریزی شده این مطالعه برای مقایسه ویژگی‌های نمونه‌های میعانات گازی، از افق‌های مخزنی مختلف از میدان پارس جنوبی و پی بردن به سنگ(های) منشاء مولد احتمالی این هیدروکربورها، ابتدا بر اساس پارامترهای (جدول ۱) استحصالی از طیفهای تکنیک Sim.Dist دیاگرام ستاره‌ای در محدوده آلکان‌های نرمال C7 تا C18 [۸] ترسیم گردید (شکل ۸).

همانطور که از شکل پیداست، همپوشانی نسبی در الگو توزیع مقادیر پارامترهای مورد نظر دیده می‌شود. البته اندک تفاوت‌هایی نیز در بعضی از نسبت‌ها C13/C14 و C15/C16 مشاهده می‌گردد. به طور کلی الگوی توزیع یکسان دیاگرام فوق سنگ منشأ واحدی را معرفی می‌کند و تغذیه هیدروکربوری افق‌های کنگان و دالان، در میدان پارس جنوبی، از سنگ مادر واحدی صورت گرفته است. بمنظور تعیین شرایط محیط رسوبگذاری، سنگ منشأ احتمالی مولد میعانات گازی میدان پارس جنوبی از مطالعه پارامترهای مختلف بیومارکرها استفاده گردید. ترسیم نمودار Pri/n-C17 در برابر Phy/n-C18 [۱۰] جهت تفسیر محیط رسوبگذاری سنگ منشأ تولیدکننده میعانات گازی مخزن کنگان و دالان، میدان مذکور حاکی از ته نشست سنگ منشأ در یک محیط دریایی و شرایط احیایی می‌باشد، این هیدروکربن‌ها از مخلوط کروژن‌های نوع II و III زایش یافته است (شکل ۹). همچنین رخداد هیچ فرآیندی که منجر به تخریب احتمالی مواد آلی از جمله: تخریب میکروبی، پدیده آبشویی، سرد شدن مخزن و... شده باشد، بر پایه این پارامترها در میدان دیده نمی‌شود.

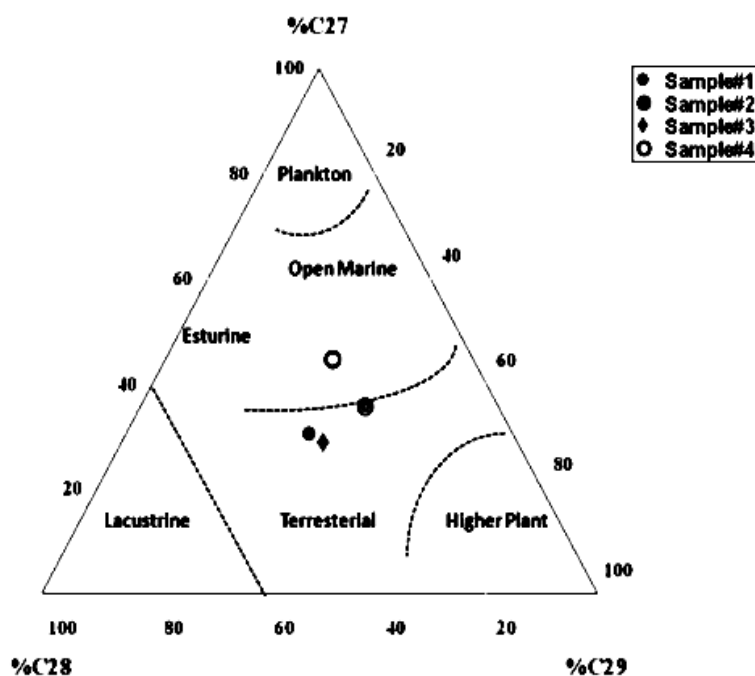


شکل ۸- دیاگرام ستاره ای جهت مقایسه توزیع نسبت آلکانهای نرمال و ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی



شکل ۹- دیاگرام phy/n-C18 در برابر pri/n-C17 جهت تعیین محیط رسوبگذاری و نوع مواد آلی تولید شده از سنگ مادر مولد

جهت تعیین دقیق منشاء و محیط رسوبی مواد آلی مولد احتمالی این میعانات گازی، دیاگرام مثلثی درصد مقادیر بیومارکهای استرانی C27 و C28، C29 حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی-طیفسنجی جرمی، ترسیم گردید، که برای اولین بار توسط یانگ و ماینسچین<sup>۱</sup> [۱۰]، پیشنهاد گردید (شکل ۱۰). با توجه به این دیاگرام و نحوه توزیع درصد مقادیر این بیومارکها می توان گفت منشأ مواد آلی تولیدکننده این هیدروکربنها از مواد آلی با منشأ دریایی همراه با ورود مواد آلی با منشأ قاره ای به حوضه رسوبی می باشد.



شکل ۱۰- دیاگرام درصد فراوانی استرانهای C27، C28 و C29 جهت تعیین منشأ مواد آلی سنگ منشأ

<sup>1</sup>Huang, W. Y., Meinschein, W. G

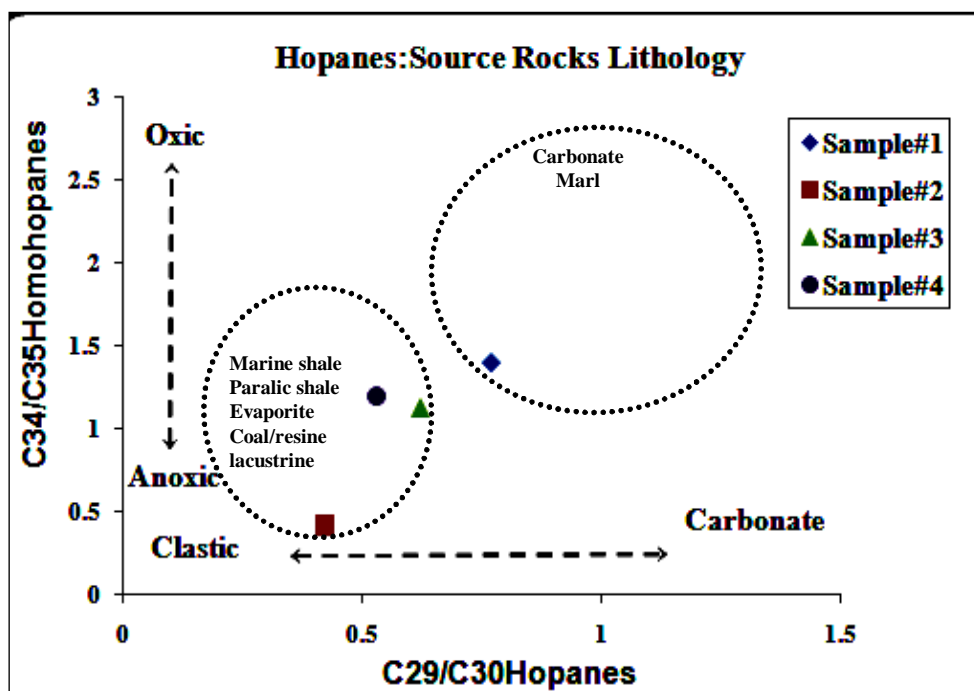
با استفاده از دیاگرام نسبت هویان C29/C30 در برابر هویان C34/C35 از خانواده هویانها؛ می توان محیط رسوبی و لیتولوژی سنگ های منشاء تشکیل دهنده میعانات گازی را تشخیص داد [۱۲].

ترسیم این نمودار برای نمونه های تحت مطالعه بیانگر وجود سنگ منشاء ای با لیتولوژی غالباً کلاستیک و اندکی کربناته بوده که در شرایط محیطی احیایی راسب شده است. کاربرد مقادیر محاسبه شده نسبت هویان C29/C30 در برابر اپیمر C35S/C34S از همین خانواده تأیید کننده تفسیر نوع لیتولوژی با استفاده از دیاگرام شکل ۱۱ می باشد [۱۱].

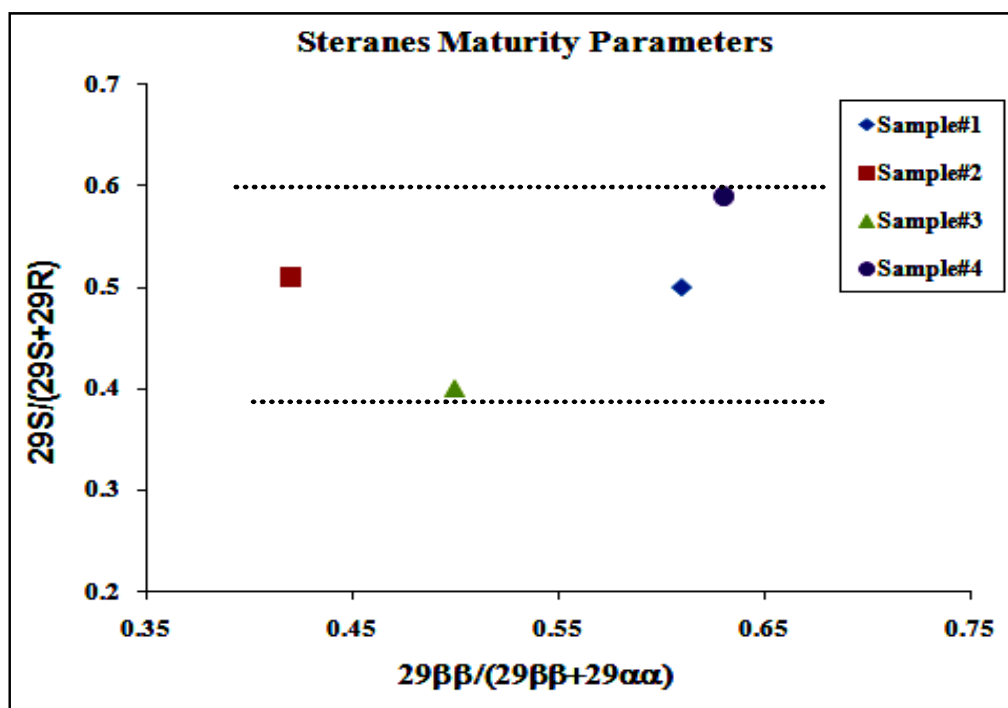
محدوده قرارگیری و توزیع نمونه ها در این نمودار بیانگر لیتولوژی کلاستیک (Marine shale) برای سنگ منشاء می- باشد. البته همانطور که مشاهده می شود. قرارگیری دو نمونه ۳ و ۲ که مربوط میعانات گازی مخزن کنگان بالایی و میعانات گازی مخلوط حاصل از افق های کنگان و دالان در محدوده ای بین خصوصیات سنگ های منشاء کربناته و کلاستیک می تواند، بطور محلی حاکی از تأثیر پذیری این هیدروکربنها از سنگ منشاء های کربناته نیز باشد.

جهت تعیین میزان بلوغ میعانات گازی میدان پارس جنوبی از پارامترهای گوناگون بلوغ بیومارکهای هویانی و استرانی می- توان استفاده کرد. برای این منظور از استران های ۲۹ کربنی کمک گرفته شد. بطور کلی با افزایش روند بلوغ نفت ها و گرایش تدریجی آنها به میعانات گازی و گاز، از افزایش نسبت استرانهای (29S/29S+29R) C29Sterane در برابر  $(\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta)$  C29Sterane بهره گرفته می شود.

این نسبت هیچگاه به عدد ۱ نمی رسد، زیرا به موازات افزایش بلوغ و ادامه شکست مولکول های درشتتر، بیومارکر ها نیز شکسته شده و در میان سایر فراورده های هیدروکربوری از بین می روند. بنابراین کاربرد این پارامترها فقط تا مرحله قبل از کاتارز کامل و قبل از ورود به مرحله گاز زایی معتبر است.



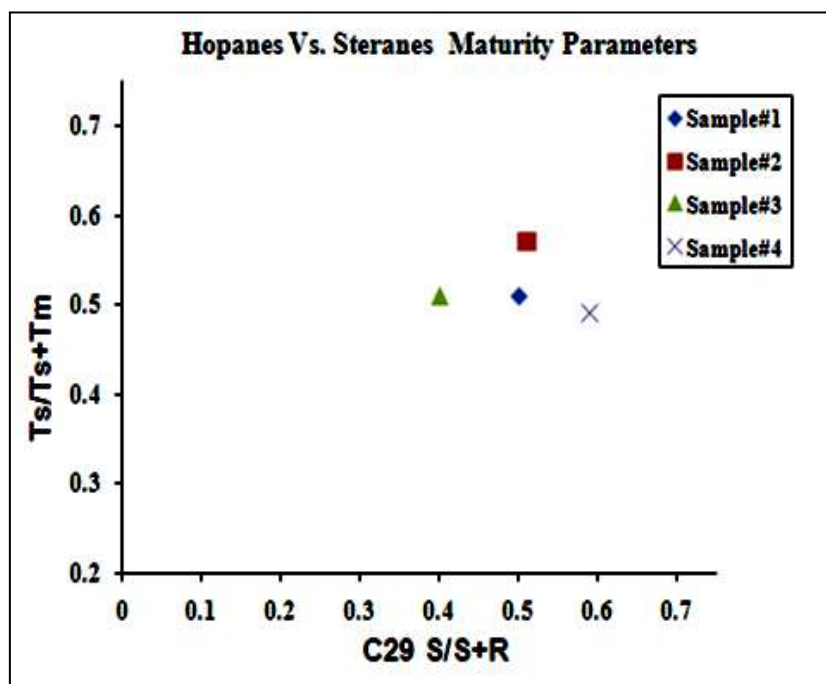
شکل ۱۱- دیاگرام C29/C30Hopane در مقابل C34/C35Homohopane جهت تعیین نوع سنگ منشاء و لیتولوژی



شکل ۱۲- دیاگرام مقادیر 29S/(29S+29R) در برابر 29ββ/(29ββ+29αα) جهت تعیین میزان بلوغ نمونه‌ها

نمودار شکل ۱۲ حاصل از ترسیم مقادیر پارامترهای فوق نشان دهنده بلوغی در حد اواخر پنجره نفت زایی تا اوایل پنجره گاززایی برای سنگ منشاء احتمالی مولد این هیدروکربن ها می باشد.

از دیگر پارامترهای مورد استفاده در تفسیر بلوغ و برآورد دقیق میزان پختگی، استفاده از ضریب نسبت هویان های  $TS/TS+Tm$  و ضریب استران منظم C29 به صورت ترسیم دیاگرام  $TS/TS+Tm$  در مقابل  $(29S/29S+29R)$  می باشد. هویان های TS دارای پایداری بیشتری نسبت به هویان های Tm هستند و پارامتر  $(TS/TS+Tm)$  با افزایش بلوغ افزایش می یابد (شکل ۱۳). دیاگرام ترسیم شده مؤید بلوغی در حد انتهای پنجره نفت زایی و ابتدای پنجره گاززایی است.

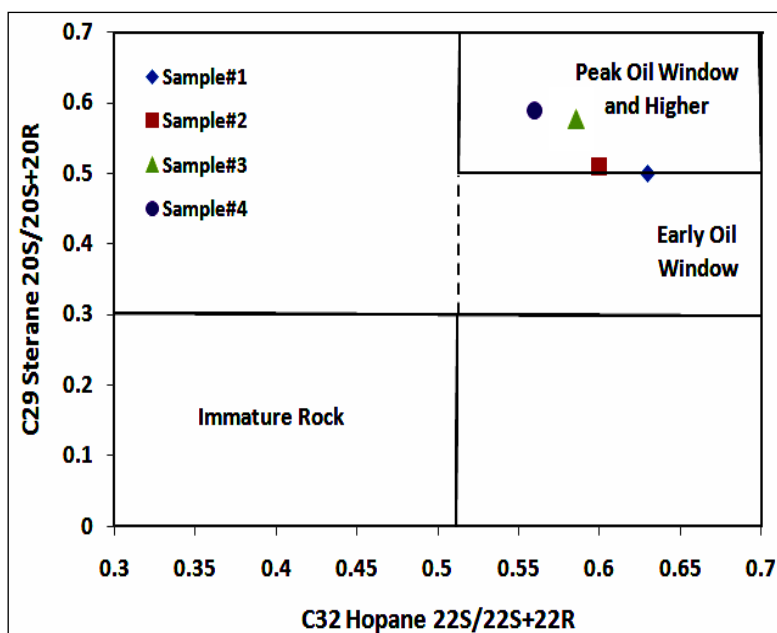


شکل ۱۳. دیاگرام مقادیر  $C29S/S+R$  در برابر پارامتر تعیین بلوغ کاندنسیت ها  $TS/TS+Tm$

جهت تعیین بلوغ و اطمینان از بلوغ تفسیر شده با دو روش فوق و همچنین بررسی زایش احتمالی هیدرو کربور از میان لایه های شیلی موجود در لایه های کنگان ودالن، از نمودار استاندارد نسبت  $(22S/22S+22R)$  C32Hopane در برابر  $C29Sterane(20S/20S+20R)$  استفاده گردید [۱۳]. همانطور که از (شکل ۱۴) پیداست نمونه های مورد مطالعه بلوغی مشابه سایر پارامترهای بلوغ بررسی شده فوق را نشان می دهد و بلوغ بالایی را به نمایش می گذارند.

### ۳- نتیجه گیری

بطور کلی با توجه به نتایج بررسی ژئوشیمیایی ۴ نمونه میعانات گازی میدان پارس جنوبی و بر اساس مطالعات اثرانگشت بیومارکهای تخلیص شده از این هیدروکربن ها می توان چنین نتیجه گیری کرد که، این میعانات گازی از سنگ منشاء های با لیتولوژی غالباً کلاستیک (شیل های دریایی)، که در شرایط محیطی احیایی و از کروژن های نوع II و III زایش یافته است.



شکل ۱۴- دیاگرام C32Hopane 22S/22S+22R در برابر C29sterane 20S/20S+20R جهت تعیین بلوغ

منشأ مواد آلی مولد آنها نیز دریایی همراه با اندکی مواد آلی با منشأ قاره ای با بلوغی در حد اواخر پنجره نفت زایی و اوایل پنجره گاززایی می باشد. براساس نتایج به دست آمده از این مطالعه و همچنین فرضیات مطرح شده قبلی که محتمل ترین منشأ تولیدکننده این هیدروکربن ها را شیل های سیلورین می دانند، نتایج این تحقیق تأییدی دیگر بر فرضیات مطرح شده قبلی [۵]، توسط محققان است. البته تأیید این مطلب که آیا این شیل ها به صورت محلی و با مهاجرت عمودی مخازن کنگان و دالان بزرگترین ذخیره گازی جهان را تغذیه نموده است و یا به صورت مهاجرت جانبی از نقاط دورتر، مستلزم دسترسی به نمونه های این سازندها (سیاهو و سرچاهان) در چاه های میدان پارس جنوبی می باشد که با توجه عمق قرار گیری آنها در اعماق پایین تاکنون حفاری نشده است.

#### منابع:

- 1- Bordnave, M.L.2008. The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore area: a review of the Paleozoic petroleum system. J. Pet. Geol. 31, 3–42.
- 2- Ehrenberg, S. N., Nadeau, P. H., and Aqrabi, A. A. M., (2007). A comparison of Khuff and Arab reservoir potential throughout the Middle East. AAPG Bulletin, 86. 1709–1732.
- 3- Ghazban, F. 2007. Petroleum geology of the Persian Gulf. Publ University of Tehran and NIOC. Reports, 707p.
- 4- Motiei, H. 1993. Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran (in Farsi), 536p.
- 5- Aali, J. 2006. Geochemistry and Origin of the World's Largest Gas Field from Persian Gulf, Iran, Ph.D. Theses title



- 6- Pollsatro, R.M., Total Petroleum Systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Arabian-Persian Gulf. U.S. Geological Survey Bulletin 2202-H. 107pp.
- 7- Whitehead E. V. (1973) Molecular evidence for the biogenesis of petroleum and natural gas. In Proceedings of Symposium on Hydrogeochemistry and Biogeochemistry (ed. E. Ingerson). Clarke Co., vol. 2, pp. 158–211.
- 8- Mango F. D. (1991) The stability of hydrocarbons under the time-temperature condition of petroleum genesis. Nature 352, 146–148.
- 9- Kaufman, R.I., Ahmad, A.S., Elsinger, R.J., (1990). Gas chromatography as development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the gulf of Mexico. In: GCSSEPM foundation Ninth annual Research Conference Proceedings, pp. 263-282. [10] Connan, J., Cassou, A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. Geochimica et Cosmochimica Acta, V. 44, pp. 1-23
- 10- Huang, W. Y., Meinschein, W. G. (1979). Sterol as ecological indicator. Geochimica et cosmochimica Acta, V. 43, pp. 739-745
- 11- Subroto, E. A., Alexander, R., Kagi, R. I. (1991) 30-Nrhopanes: Their occurrence in sediments and crude oils. Chemical
- 12- Ourisson, G., albrecht, P., Rohmer, M. (1984) The microbial origin of fossil fuels. Scientific american. V. 251, pp. 44

## **Geochemical investigation of gas condensate from South Pars field in Persian Gulf, Iran.**

M. Memariani, R. Khezrloo and H. Kermanshahi

### **Abstract**

In this study, in order to determine the geochemical properties of condensates from South Pars Field, 4 samples from Kangan (Early Triassic) and Dalan (Middle- Late Permian) reservoir were subjected to geochemical analyses. Concentration and Identification of biomarkers and their fingerprint were achieved by successive treatments of condensate samples. These analyses were; i) Mild evaporation of light hydrocarbons, ii) Mild oil topping of samples and iii) Urea adduction. Based on different biomarkers fingerprints, the accumulated condensates were generated from a carbonate-clastic source rock containing organic matters with mainly kerogen type II and little terrestrial inputs, with marine origin, which has been deposited in anoxic conditions.

Maturity of condensate indicates, hydrocarbon generation from a source rock with late oil window and early gas generation stage. Further investigations revealed that, gas and condensates were originated from highly reach organic matter, Silurian shales (Sarchahan Formation) deposited in the Fars and offshore of Persian Gulf region.

Keywords: Condensate, Oil topping, Urea adduction, South Pars