

تعیین خانواده‌های نفتی در منطقه خلیج فارس

حورا احمدی^{۱*}، محمدرضا کمالی^۲، محمود معماریانی^۲

۱- دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- پژوهشگاه صنعت نفت واحد اکتشاف و تولید، پژوهشگاه صنعت نفت واحد ژئوشیمی آلی، تهران، ایران

* مسئول مکاتبات - آدرس الکترونیکی: Hoorah_Ahmadi@hotmail.com

(دریافت: ۸۴/۱۱/۱؛ پذیرش: ۸۶/۶/۲۴)

چکیده

در این مطالعه ۲۵ نمونه نفتی از لایه‌های مختلف از میادین واقع در بخش ایرانی خلیج فارس مورد ارزیابی‌های ایزوتوپی، درجه API، مقدار درصد S، نسبت Ni/V و همچنین آزمایشات ژئوشیمیایی بوسیله روش‌های استخراج، تفکیک برش‌ها، کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی قرار گرفت. بر اساس نتایج بدست آمده از این آزمایشات، نفت‌های مورد مطالعه در نواحی چهارگانه، به سه خانواده اصلی A، B و C تفکیک شدند. خانواده A نفت‌هایی با منشاء کربناته، گروه B نفت‌هایی با منشاء حدواسط (کربناته شیلی) و خانواده C نفت‌هایی با منشاء آواری می‌باشند. خانواده A به دو زیرخانواده a1 و a2 تفکیک می‌شوند. زیرخانواده a1 محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا مزوزوئیک (ژوراسیک زیرین) را در برمی‌گیرد و زیرخانواده a2 در محدوده سنی پالئوزوئیک قرار دارد. خانواده B نیز به سه زیرخانواده b1 (بامحدوده سنی ژوراسیک پسین تا میوسن)، زیرخانواده b2 (محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا ژوراسیک زیرین) و زیرخانواده b3 به سن جوانتر از کرتاسه تقسیم می‌شوند. خانواده C به زیرخانواده c1 در محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا ژوراسیک زیرین و زیرخانواده c2 در محدوده سنی جوانتر از کرتاسه تفکیک می‌شوند. سیستم‌های نفتی حاکم بر مناطق تحت مطالعه شباهت زیادی را با سیستم‌های نفتی حاکم بر کشورهای همجوار نشان می‌دهند و احتمالاً منطقه تحت تأثیر همان سیستم‌ها قرار دارد.

واژه‌های کلیدی: خانواده‌های نفتی، سیستم‌های نفتی، ژئوشیمی نفت، بیومارکرها، سنگ منشاء، خلیج فارس.

مقدمه

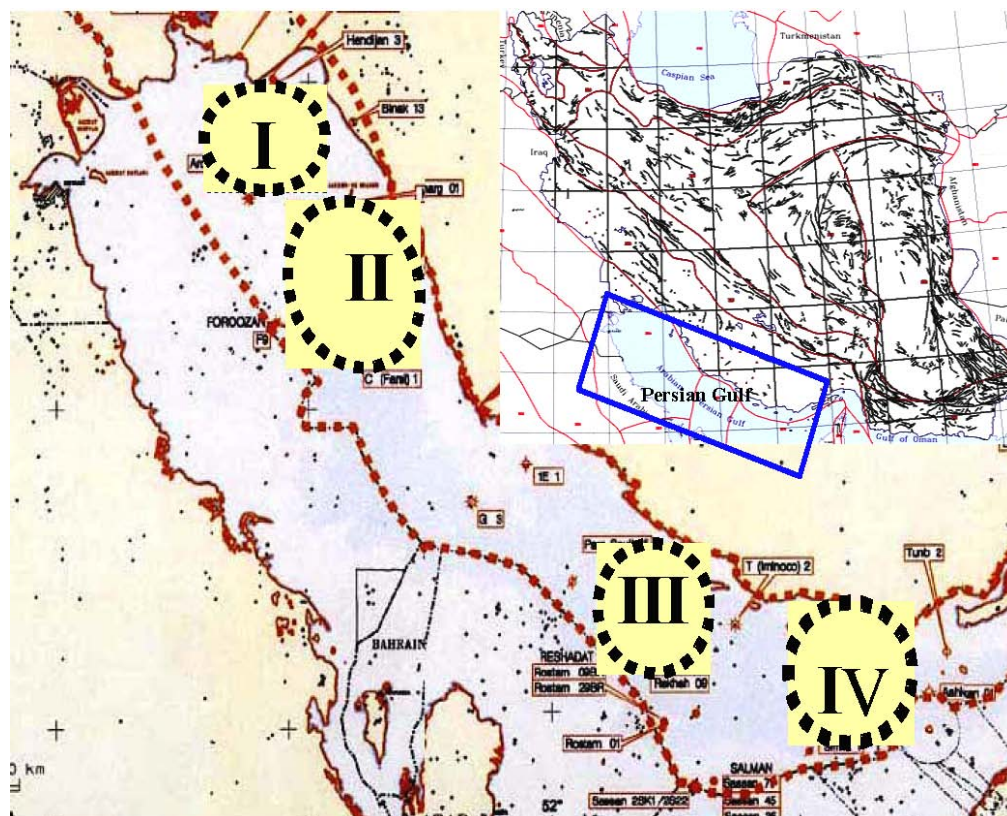
در این مطالعه تعداد ۲۵ نمونه نفت از مخازن مختلف از میادین واقع در شمال غرب، ناحیه مرکزی و شرق (میادین واقع در مناطق I-IV) خلیج فارس مورد ارزیابی قرار گرفت. با استفاده از پارامترهای بدست آمده از آنالیزهای برش اشباع نمونه‌ها و همچنین با کمک‌گیری از بیومارکرهای شاخص کوشش شد تا ویژگی‌های این نفت‌ها و سنگ مادرهای احتمالی مولد آلی آنها، مورد ارزیابی قرار گیرد و خانواده‌های موجود در این منطقه مشخص شود (شکل ۱).

مروری بر تحقیقات انجام شده اخیر در منطقه

جدیدترین مطالعات انجام شده در منطقه خلیج فارس توسط پیمانی (Peymani 2003) جهت ارزیابی پتانسیل نفتی سنگ منشاهای احتمالی و مدلسازی حرارتی، ربانی و کمالی (Rabbani & Kamali 2005) جهت ارزیابی سنگ منشاء و ژئوشیمی نفت بخش شمال غربی خلیج فارس صورت گرفته است. مطالعات پیمانی نشان داد که سازندهای پابده، گورپی، کژدمی، گدوان، داریان، گرو، سورمه، کنگان و ساچون می‌توانند به عنوان سنگ منشاهای احتمالی در منطقه مورد بررسی قرار گیرند. مطالعات کمالی و ربانی نیز دو گروه

حوضه خلیج فارس یکی از غنی‌ترین حوضه‌های هیدروکربوری جهان است که توسط میادین عظیم نفت و گاز حوضه زاگرس در شمال و میادین بسیار بزرگ کشورهای حاشیه جنوبی خلیج فارس احاطه شده است.

هیدروکربن‌ها در این منطقه در کربنات‌های ژوراسیک، کرتاسه و میوسن آغازین که عموماً گرین استونهای پلتی، الیتی یا بیوکلاستی و سنگ آهک‌های ریفی هستند، تجمع یافته‌اند. سنگ منشاهای بسیار خوب در این منطقه در طول یک سری دوره‌های احیایی همراه با بالآمدگی سطح آب دریا، فرونشست‌های متعدد محلی و شرایط آب و هوایی مرطوب در طول ژوراسیک میانی، آکسفوردین، نئوکومین، آلبین، کامپانین و ائوسن میانی تا الیگوسن آغازین نهشته شده‌اند (Bordenave & Huc 1995, Bordenave & Burwood 1989). بیشتر نفت این منطقه از کربنات‌های ژوراسیک زایش یافته است. این درحالی است که سیستم‌های نفتی اینفراکامبرین، کرتاسه و پالئوزوئیک نیز در چندین میدان نفتی بزرگ به عنوان سیستم تولید کننده نفت به شمار آمده‌اند.



شکل ۱- میادین واقع در نواحی چهارگانه خلیج فارس که نمونه‌های نفت خام آنها در این بررسی‌ها مورد آزمایش قرار گرفته‌اند.

بوسیله دستگاه کروماتوگراف گازی طیف سنج جرمی، از نوع Varian (Quadrupole)، دو خانواده مهم از بیومارکهای استران‌ها و هوپان‌ها با استفاده از یون‌های ویژه ($M/Z=217,191$) و با کمک تکنیک (SIM) (Single Ion Monitoring) شناسایی گردیدند. پارامترهای مورد استفاده برای انجام تطابق نفت‌ها با یکدیگر از نظر طبقه‌بندی و تعیین سیستم‌های موجود در منطقه، از دو خانواده استرن‌ها و هوپان‌ها انتخاب شدند (جدول ۱).

ویژگی‌های نمونه‌های نفتی مورد مطالعه

نتایج بدست‌آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی در شکل شماره ۲ نشان داده شده است. بررسی توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفت نشان می‌دهد که علیرغم وجود شباهت‌هایی در الگوی کروماتوگرام‌ها، تفاوت‌هایی را نیز می‌توان دید. توزیع آلکان‌های نرمال در نفت‌های جمع‌آوری شده از نواحی IV، III تقریباً مشابه هستند. آلکان‌های سنگین‌تر از $n-C_{20}$ در نفت‌های ناحیه III در مقایسه با نفت‌های ناحیه IV، از غلظت بیشتری برخوردارند.

ترکیبات اشباع سبک بویژه آلکان‌های نرمال کمتر از C_{10} در نمونه نفت‌های ناحیه II غلظت کمتری را نشان می‌دهند. آلکان‌های نفت‌های ناحیه I نیز کم و بیش شبیه به کروماتوگرام نفت‌های II است، ولی

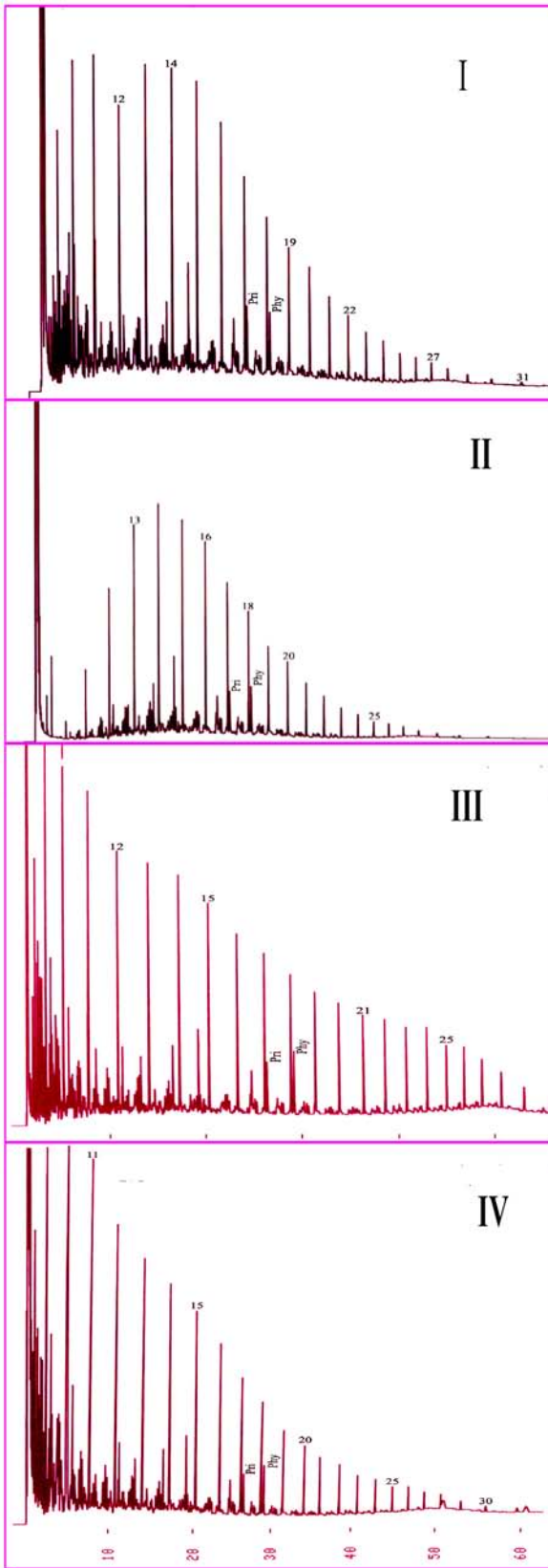
نفتی را در منطقه شمال غرب خلیج فارس مشخص می‌دارد که گروه اول نفت‌های با منشاء شیلی به سن ژوراسیک بالا تا کرتاسه پایین و گروه دوم نفت‌های با منشاء کربناته پرمین بالایی تا ژوراسیک میانی می‌باشند.

روش‌های کاری

تعدادی از خواص فیزیکی نفت‌های تحت مطالعه از جمله تعیین API° ، نسبت Ni/V ، مقادیر ایزوتوپی کربن (^{13}C) و درصد وزنی گوگرد (S) تعیین گردید.

در ادامه آزمایشات بررسی‌های شیمیایی بر روی نمونه‌های نفت انجام پذیرفت. برای این کار ابتدا آسفالتن نمونه رسوب داده شده و بوسیله روش کروماتوگرافی ستونی، برش‌های مختلف هیدروکربوری (اشباع، آروماتیک و رزین) مورد جداسازی قرار گرفت. برش اشباع نمونه توسط دستگاه کروماتوگراف گازی از نوع Chrompack (Cp-9000) و ستون موئینه به طول ۲۵ متر، مورد آزمایش قرار گرفتند. نسبت‌های Pri/Phy و همچنین $Pri/n-C_{17}$ و $Phy/n-C_{18}$ از این آزمایشات محاسبه گردیدند. در ادامه آزمایشات برش اشباع نمونه‌ها تحت فرآیند جداسازی بیومارک‌ها (توسط تکنیک غربال‌های مولکولی ۵ آنگسترومی) قرار گرفت و

اجزاء سنگین‌تر هنوز در زمینه طیف‌های با غلظت‌های زیاد دیده می‌شود. آورده شده است.



شکل ۲- طیف‌های حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه انتخابی از میدان مختلف در نواحی چهارگانه خلیج فارس.

توزیع طبیعی آلکان‌های نرمال در این طیف‌ها بیانگر عدم وجود فرآیندهای دگرسای (Oil Alteration) احتمالی است، البته بجز نفت‌های ناحیه II که شروع زمینه طیف‌های آن اندکی تهی از ترکیبات اشباع سبک است، که می‌تواند بر اثر تبخیر اجزاء سبک‌تر در حین انجام آزمایشات باشد (شکل ۲).

جدول ۱- بیومارکرهای شناسایی شده از خانواده استران‌ها و هویانها بر اساس M/Z های ۲۱۷ و ۱۹۱ حاصل از آنالیز کروماتوگرافی- طیف سنجی جرمی

شماره پیک	فرمول مولکولی	جرم مولکولی	شناسایی تری تریانها
A	C27H46	370	18 α 22,29,30-trisnorhopane
B	C27H46	370	17 α 22,29,30-trisnorhopane
C	C29H50	398	17 α , 22 β norhopane
D	C29H50	398	17 β , 22 α normortane
ol	C30H52	412	Oleanane
E	C30H52	412	17 α , 22 β hopane
F	C30H52	412	17 β , 22 α mortane
G	C31H54	426	17 α , 22 β -30 homohopane(22S)
H	C31H54	426	17 α , 22 β -30 homohopane(22R)
I	C30H52	412	Gammacerane
J	C31H54	426	17 β , 22 α -30 homomortane
K	C32H56	440	17 α , 22 β -30,31-bishomohopane(22S)
L	C32H56	440	17 α , 22 β -30,31-bishomohopane(22R)
M	C32H56	440	17 β , 22 α -30,31-bishomomortane
N	C33H58	454	17 α , 22 β -30,31,32-tris-homohopane(22S)
ol	C33H58	454	17 α , 22 β -30,31,32-tris-homohopane(22R)
Q	C34H60	468	Tetrakis-homohopane(22S)
R	C34H60	468	Tetrakis-homohopane(22R)
S	C35H62	482	Pentakis-homohopane(22S)
T	C35H62	482	Pentakis-homohopane(22R)
شماره پیک	فرمول مولکولی	جرم مولکولی	شناسایی ایزومرهای استرانها (منظم و دوباره آرایش یافته)
1	C27H48	372	$\alpha\alpha$ diacholestane(20S)
2	C27H48	372	$\alpha\alpha$ diacholestane(20R)
3	C27H48	372	$\alpha\alpha$ diacholestane(20S)
4	C27H48	372	$\alpha\alpha$ diacholestane(20R)
5	C28H50	386	Rearranged C28 Sterane(20R)
6	C28H50	386	Rearranged C28 Sterane(20S)
7	C28H50	386	$\alpha\alpha$ diaergostane(20R)
8	C27H48	372	α cholestane(20S)+ α cholestane(20R)
9	C27H48	372	$\alpha\alpha\alpha$ cholestane(20R)
10	C27H48	372	$\alpha\alpha\alpha$ cholestane(20S)
11	C27H48	372	α cholestane(20R)
12	C29H52	400	Rearranged C29 Sterane(20R)
13	C29H52	400	Rearranged C29 Sterane(20S)
14	C29H52	400	$\alpha\alpha$ diarearranged C28 Sterane
15	C28H50	386	α ergostane(20S)
16	C28H50	386	$\alpha\alpha\alpha$ ergostane(20S)
17	C28H50	386	$\alpha\alpha\alpha$ ergostane(20R)
18	C28H50	386	α ergostane(20R)
19	C29H52	400	α stigmastane(20S)
20	C29H52	400	$\alpha\alpha\alpha$ stigmastane(20R)
21	C29H52	400	$\alpha\alpha\alpha$ stigmastane(20S)
22	C29H52	400	α stigmastane

بررسی‌های بیومارکرهای نفت‌ها

آنالیز مولکولی جهت جداسازی و شناسایی بیومارکرهای خانواده‌های هویان‌ها نیز بر روی نفت‌های خام انجام‌گرفت که نتایج آنها در شکل ۳

ناحیه می‌باشد.

در نمونه نفت‌های مناطق III، IV وجود دیااستران‌های منظم ۲۷ تا ۲۹ کربنی نیز مبین این برداشت است. افزایش نسبت اپیمرهای S/S+R از استران‌های منظم ۲۹ کربنی از ناحیه I به طرف ناحیه IV نشان‌دهنده افزایش میزان پختگی مواد آلی موجود در سنگ مادر مولد این نفت‌ها می‌باشد (شکل ۴).

مقادیر ایزوتوپی میزان کربن ^{13}C در نمونه‌های نفت‌ها بین ۲۴- تا ۲۸- می‌باشد (شکل ۵). با افزایش بلوغ مواد آلی هیدروکربن‌های تولید شده مقادیر ایزوتوپی ^{13}C منفی‌تر می‌گردد. فاکتورهایی نظیر میزان پختگی، میزان مهاجرت، تخریب میکروبی و فرآیندهای ثانویه حاکم بر مخزن میزان مقادیر ایزوتوپی را تحت‌تأثیر قرار می‌دهد. مقادیر ایزوتوپی نفت‌ها و چگونگی توزیع آلکان‌های نرمال نشان می‌دهد که فرآیندهای دگرسای بر روی نفت‌ها رخ نداده است. از نظر میزان پختگی مواد آلی سنگ‌های مادر منطقه در داخل پنجره نفت‌زایی قرار گرفته‌اند و این بلوغ از نفت‌های تولید شده بوسیله پارامترهای بیومارکری قابل ارزیابی هستند. همین برداشت از نسبت‌های دیگر بیومارکری (از جمله S/S+R Homohopane Index, C29, Ts/Tm) و مقادیر ایزوتوپ کربن نیز قابل استحصال است (شکل ۵).

رسم نمودار نسبت Pri/nC_{17} در مقابل Phy/nC_{18} برای نمونه‌های نفتی، بیانگر تولید نفت‌ها از مواد آلی با منشأ دریایی (جلبکی) و محیط رسوبگذاری احیایی است (شکل ۶).

همین‌طور بر مبنای نسبت Pri/Phy در نمونه‌ها، محیط تشکیل نفت‌ها، محیطی غیراکسیدی (احیایی تا نیمه احیایی) است. با استفاده از رسم نمودار توزیع ایزوتوپ‌های کربن در نمونه‌های نفتی مواد تشکیل‌دهنده آنها عمدتاً جلبک‌های آبی-سبز و جلبک یوکاریوت و باکتری‌های متانوزئیک و فتوسنتزکننده به همراه کمی مواد آلی خشکی تعیین شد.

رسم نمودار نسبت Pri/Phy در مقابل C_{29}/C_{27} استران نشان‌دهنده منشایی با محیط احیایی و مواد آلی جلبکی برای نمونه‌های نفتی است (شکل ۷). اندازه‌گیری مقادیر C_{29} و C_{30} هاپان‌ها نوع منشأ تشکیل‌دهنده نفت‌ها را مشخص می‌دارد. بر این اساس چنانچه غلظت C_{30} هاپان از C_{29} هاپان بیشتر باشد، منشأ کربناته است و چنانچه غلظت C_{30} هاپان نسبت به C_{29} هاپان بیشتر باشد، منشأ آواری است. با رسم نمودار C_{29}/C_{30} هاپان در مقابل نسبت C_{34}/C_{35} سه گروه نفتی قابل تفکیک است (شکل ۸). گروه اول نفت‌های با منشأ کربناته هستند. نفت‌های گروه دوم دارای منشایی آواری می‌باشند. سایر نمونه‌های مورد مطالعه در دسته سوم که حدواسط دسته اول و دوم به شمار می‌روند، قرار می‌گیرند.

برای شناسایی بیومارکهای هاپان‌ها از $M/Z = 191$ و برای استران‌ها $M/Z = 217$ با بکارگیری تکنیک SIM استفاده گردید.

توزیع هاپان‌های منظم در نمونه‌های نفت‌های تحت مطالعه محدوده‌ای از C_{21} تا هاپان‌های C_{35} را شامل می‌گردد. در نفت‌های نواحی I، II مقدار هاپان‌های C_{29} و C_{30} ارجحیت دارند و نفت‌های موجود در این میادین از سنگ‌های مادر با منشأ کربناته تغذیه شده‌اند، در حالی که در نفت‌های نواحی III، IV این نسبت برعکس می‌شود و به تدریج به منشأ شیلی تغییر ماهیت می‌دهند (وجود تری‌سیکلیک تریپان‌ها و افزایش غلظت C_{30} هاپان‌ها). میزان پختگی مواد آلی موجود در سنگ‌های منشأ مولد این نفت به گونه‌ای است که کروژن آنها کاملاً در داخل پنجره نفت‌زایی قرار دارد (شکل ۳).

نسبت Ts/Tm نمونه‌ها اغلب کمتر از یک می‌باشد که مبین تولید نفت از سنگ‌های منشأ کاملاً بالغ است.

اندکی تفاوت در میزان بلوغ نمونه‌های نفتی در این نواحی چهارگانه دیده می‌شود. در حرکت از غرب به شرق در خلیج فارس، علاوه بر افزایش نسبت Ts/Tm از میزان مورتان‌ها (اپیمرهای هاپان‌ها که معمولاً در نفت‌های با بلوغ کم دیده می‌شوند) نیز کاسته می‌شود. مقادیر زیاد ترکیبات تری‌سیکلیک تریپان‌ها و تتراسیکلیک تریپان‌ها در نفت‌های متعلق به نواحی III، IV حاکی از وجود مواد آلی با منشأ دریایی است.

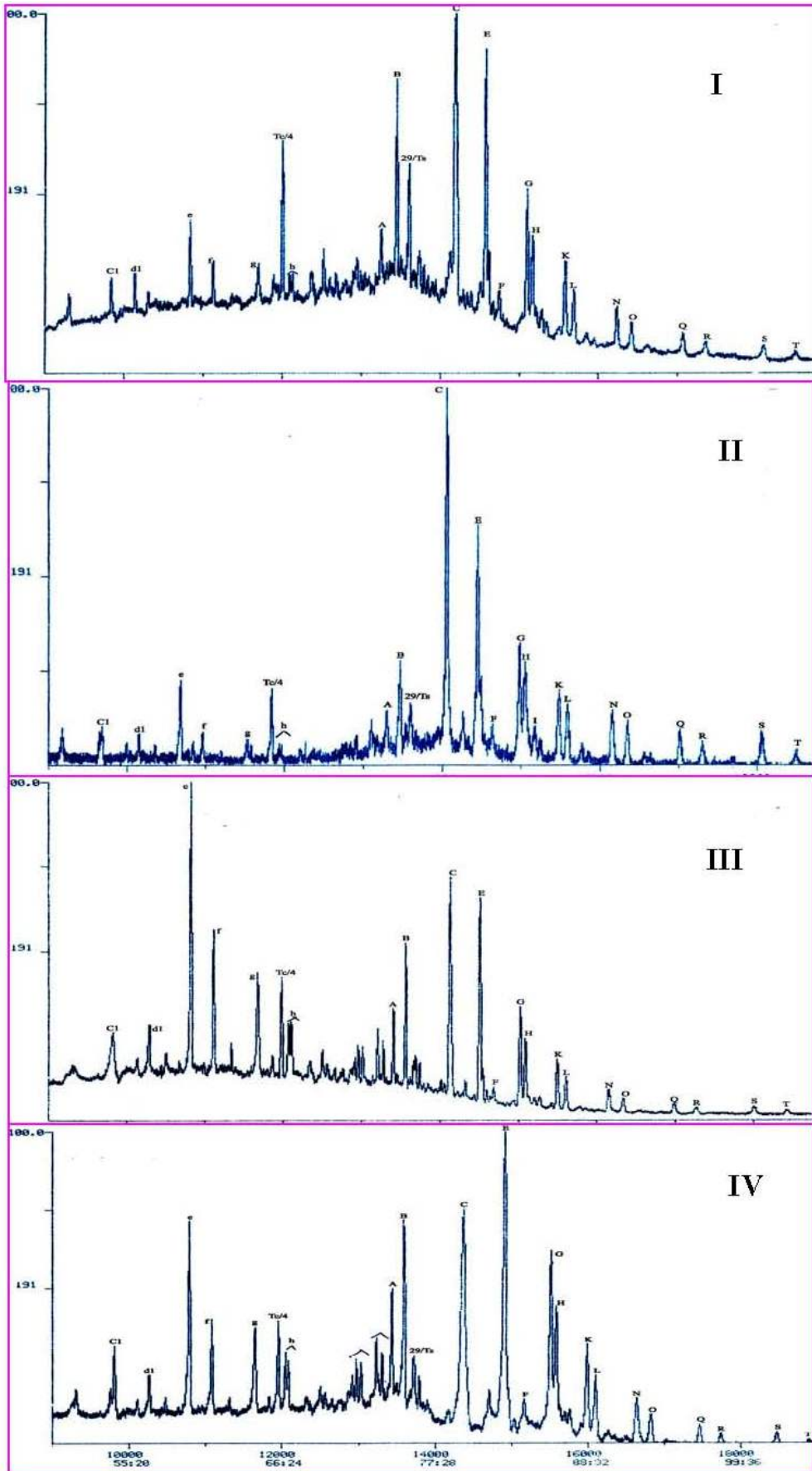
روند کاهش هاپان‌های توسعه یافته ($Homohopane\ Index=1$) نشان می‌دهد که محیط تشکیل این نفت‌ها غیراکسیدی (احیایی تا نیمه‌احیایی) می‌باشد.

توزیع استران‌های نرمال C_{27} ، C_{28} ، C_{29} در نمونه‌های تحت مطالعه یکسان به نظر نمی‌رسد (شکل ۴).

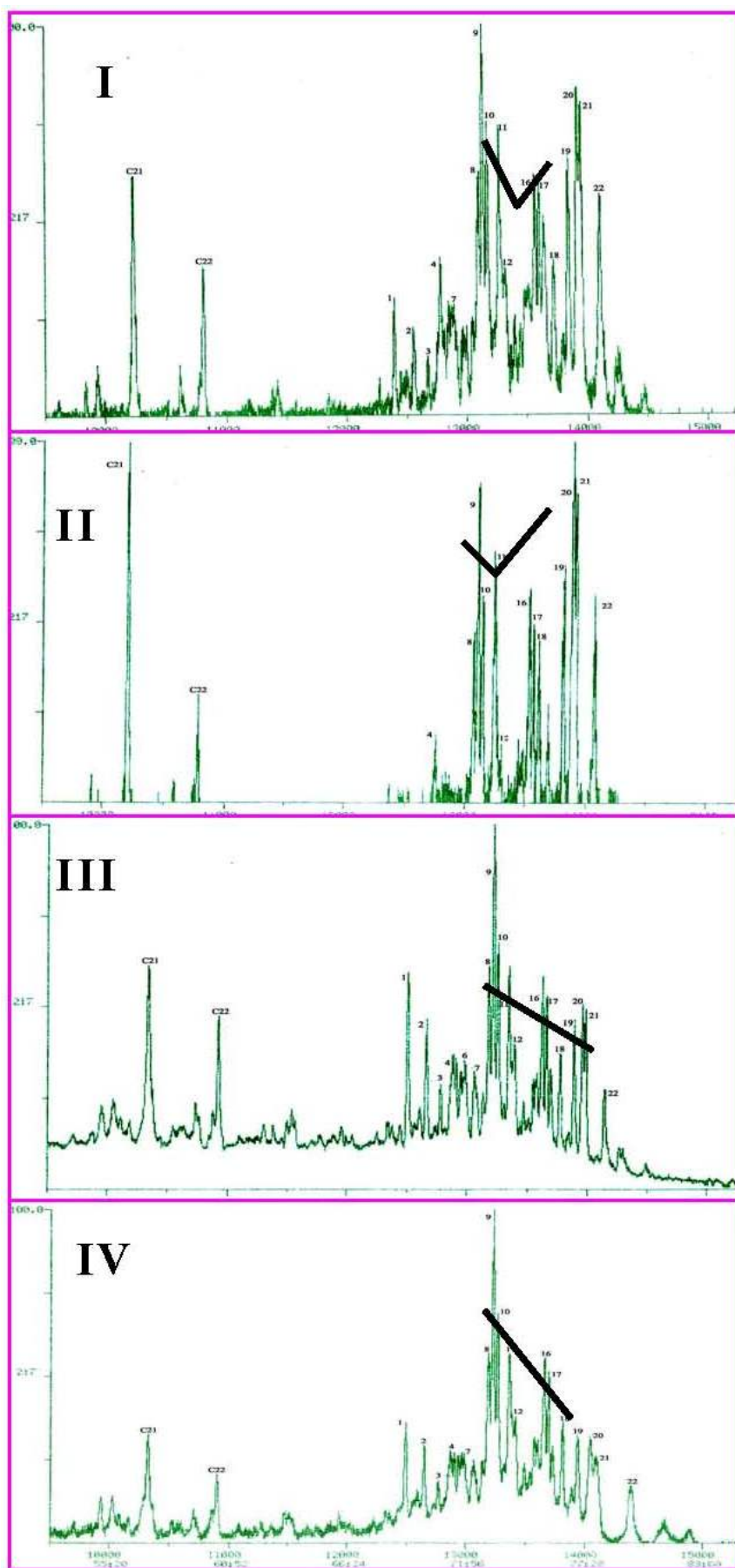
نسبت استران‌های نرمال در نفت‌های متعلق به ناحیه I به صورت $C_{29} < C_{28} < C_{27}$ می‌باشد. این ویژگی نشان می‌دهد که سنگ منشأ مولد نفت کربناته بوده و ماده آلی آن عمدتاً دریایی است. هر چند ورود مواد آلی با منشأ خشکی (terrestrial) نیز در آنها دیده می‌شود.

همین‌الگو در نفت‌های واقع در قسمت میانی خلیج فارس کم و بیش با اندکی تفاوت تکرار می‌شود. در حرکت به طرف میادین واقع در قسمت میانی و شرق خلیج فارس این نسبت به صورت $C_{29} > C_{28} > C_{27}$ تغییر می‌کند که حاکی از تغییر لیتولوژی سنگ‌های مولد نفت از رخساره‌های کربناته به کلاستیک (آواری) می‌باشد و مواد آلی با منشأ دریایی به صورت غالب در این نفت‌ها دیده می‌شود.

کاهش غلظت استران‌های C_{29} و C_{28} این تغییرات را بخوبی نشان می‌دهد که حاکی از وجود سیستم‌های مختلف نفتی فعال در این

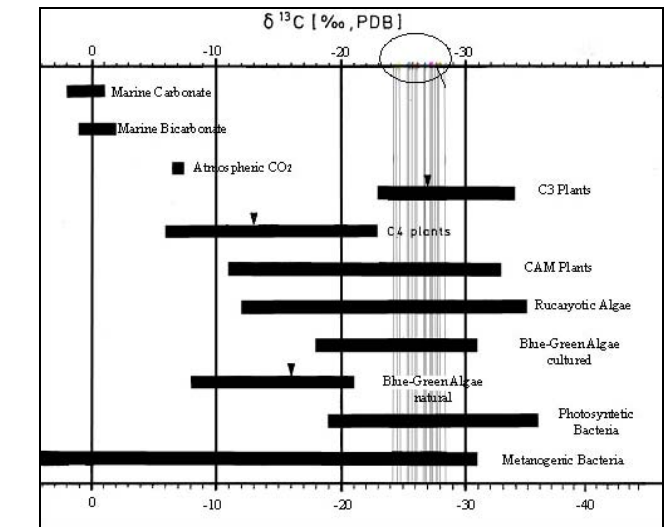
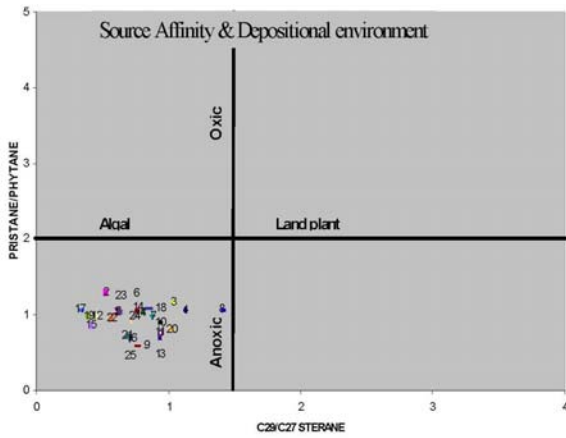


شکل ۳- هوپانوگرام‌های بدست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی بر روی نمونه‌های میادین مختلف در نواحی چهارگانه.



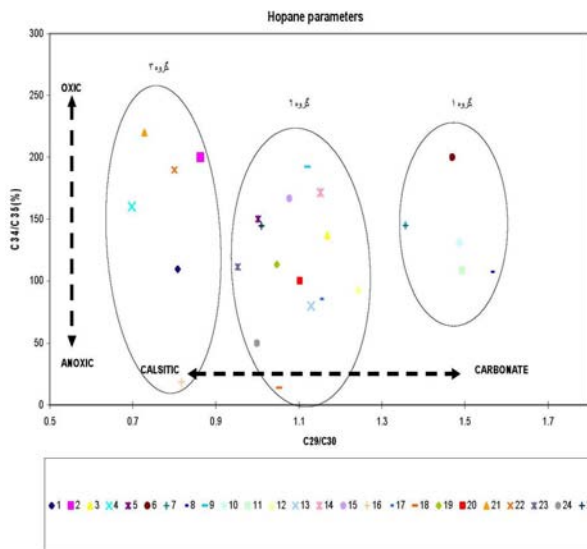
شکل ۴- چگونگی توزیع استران‌ها در طیف‌های کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی بر روی نمونه‌های میداین مختلف نواحی چهارگانه.

از ۵/ هستند). رسم نمودار مثلثی برای استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} (شکل ۹) نشان‌دهنده محیط دریایی باز و کروژن نوع II در اغلب نمونه‌های نفتی است. این در حالی است که وجود مقادیر زیاد گوگرد در برخی نمونه‌ها، کروژن نوع II-S را مشخص می‌نماید.



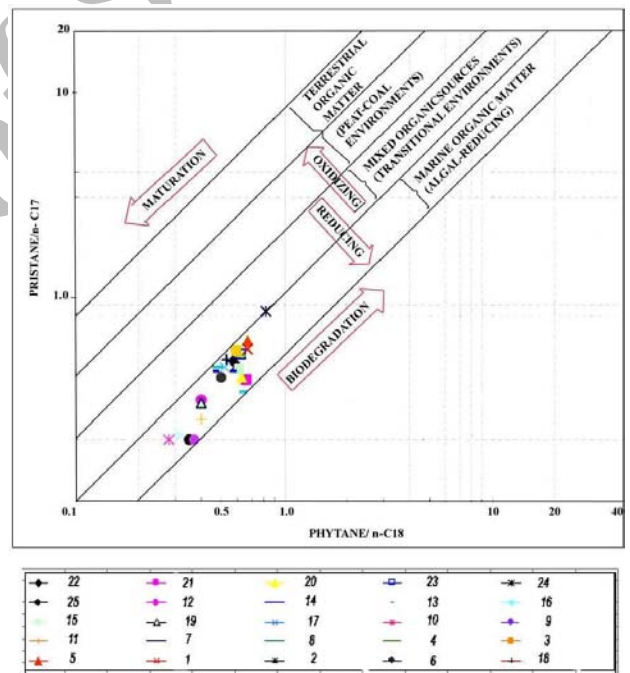
شکل ۵- یزان ایزوتوپ کربن ^{13}C در نمونه‌های نفتی مورد مطالعه، برگرفته از (Mook 1984).

شکل ۷- نمودار نسبت پرستان به فیتان در مقابل C_{29} به C_{27} استران برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در منطقه خلیج فارس. تمامی نمونه‌ها در منطقه احیایی و منشاء جلبکی قرار گرفته‌اند، برگرفته از (Huang & Meinschein, 1979).



شکل ۸- نمودار نسبت C_{29}/C_{30} هوپان در مقابل C_{34}/C_{35} هوپان برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه برگرفته از (Peters, K.E., & Moldowan, J.M. 1993). در این نمودار سه گروه نفت با سه منشاء متفاوت مشخص شده است. گروه ۱ نفت‌های با منشاء کربناته، گروه ۲ نفت‌های با منشاء حدواسط (کربناته شیلی) و گروه ۳ نفت‌های با منشاء شیلی هستند.

در تعدادی از نمونه‌ها گاماسرین دیده شد که اثر محیط بسیار شور را بر محیط تشکیل سنگ منشاء نشان می‌دهد. حضور مورتان در بیشتر

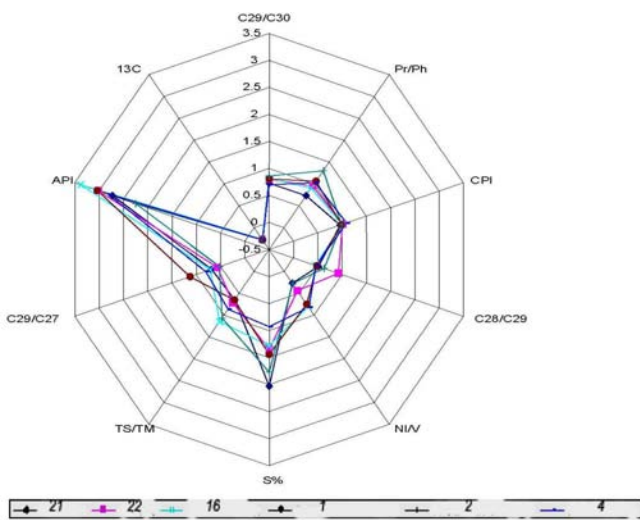


شکل ۹- نمودار نسبت پرستان به نرمال کربن ۱۷ در مقابل فیتان به نرمال کربن ۱۸ که بلوغ، محیط رسوبی، نوع کروژن و تخریب زیستی را برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد، برگرفته از (Dow & Talukdar 1994).

بر اساس مشاهدات پترز و مولدوان (۱۹۹۳)، $C_{27}17\alpha$ (H) trisnorhopane (Tm) و $C_{27}18\alpha$ (H) trisnorhopane (Ts) در نفت‌های با منشاء شیلی اثر بیشتری را نشان می‌دهند تا نفت‌های با منشاء کربناته (به این ترتیب که در نفت‌های با منشاء شیلی نسبت Ts/Tm بیشتر از ۵/۰ است و نفت‌های با منشاء کربناته دارای نسبت Ts/Tm کمتر

جدول ۲- پارامترهای محاسبه شده و مورد استفاده در مطالعه.

samples	zone	API	I3C	Pr/Ph	V	Ni	Sulfur
1	I	30.36	-27.91	1.06	25	18.75	1.44
2		22.42	-28.43	1.3	62.5	17.5	1.77
3		19.17	-26.05	1.17	37.5	17.5	0.87
4		28.12	-27.90	1.03	21.25	17.5	0.93
5		29.64	-27.69	1.04	21.21	17.5	0.71
6		19.21	-27.80	1.06	21.25	17.5	3.58
7		18.63	-25.54	0.99	93.75	25	2.99
8	II	17.81	-28.06	1.07	75	17.5	2.18
9		19.72	-27.35	0.6	50	17.5	2.92
10		26.1	-25.55	0.9	90	18	1.1
11		19.76	-25.38	0.77	50	17.5	1.97
12	24.94	0.98	21.25	17.5	1.53		
13	28.84	-25.73	0.69	25	17.5	2.73	
14	34.69	-25.50	1.11	55	23.75	1.39	
15	III	20.11	-24.50	0.86	75	32.5	1.63
16		33.76	-26.90	0.9	25	20	1.28
17		20.98	-26.80	1.07	50	17.5	0.73
18		34.17	-25.81	1.09	62.5	17.5	0.95
19	25.89	-24.19	0.99	25	17.5	1.06	
20	26.87	-24.70	0.81	80	21	1.61	
21	27.24	-27.25	0.73	75	20.5	2.03	
22	IV	30.20	-26.78	0.95	50	22	1.35
23		28.86	-26.15	1.04	75	16.5	1.66
24		30.58	-26.78	0.99	25	21.25	1.59
25		29.37	-25.20	0.67	85	17.5	1



شکل ۱۰- نمودار شعاعی نشانه‌دهنده نفت‌های با منشأ آواری.

دسته دوم نفت‌های با منشأ حدواسط (کربناته شیلی) هستند که این نفت‌ها ویژگی‌های نفت‌های با منشأ کربناته و منشأ شیلی را بطور مشترک نشان می‌دهند. همانطور که در شکل مشخص است اختلاف موجود در مقادیر C_{34}/C_{35} و نسبت Ts/Tm در نفت‌های این دسته بدلیل وجود منشأ حدواسط برای این نفت‌ها است. علیرغم اختلافات مشاهده شده نهایتاً روند و شکل کلی نفت‌ها در این نمودار یکی است. مقایسه این نمودار با دو دسته دیگر حدواسط بودن آن را به خوبی آشکار می‌سازد (شکل ۱۱).

نمونه‌ها نشان‌دهنده ورود کمی مواد آلی خشکی به محیط تشکیل است. در نفت‌های مورد مطالعه، تعیین سن بر اساس سه پارامتر، حضور یا عدم حضور الینن، مقادیر C_{28}/C_{29} استران و مقادیر ایزوتوپ کربن ^{13}C صورت گرفت. باید توجه داشت که مقادیر C_{28}/C_{29} استران معیار دقیقی برای تعیین سن نمی‌باشد و تنها می‌تواند به عنوان تأییدی برای سن تعیین شده بکار رود. اما بدلیل نبود کروماتوگرام‌های GCMS-MS برای نمونه‌های نفتی مطالعه شده و در نتیجه عدم دسترسی به بیومارک‌های شاخص تعیین سن، صحت داده‌های C_{28}/C_{29} استران قوت بیشتری می‌یابد. ضمن این که تنها در دو نمونه نفتی بیومارکر الینن دیده شده‌است.

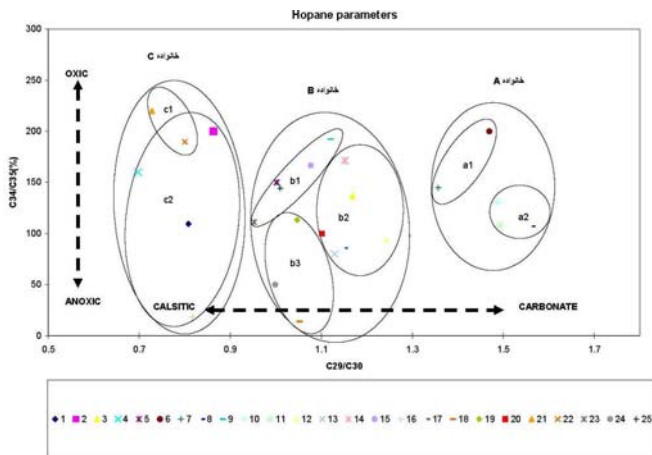
تطابق نفت‌های مورد مطالعه و تعیین خانواده‌های نفتی

از نظر API° گراویتی، نمونه‌های نفتی مورد مطالعه به ۴ گروه قابل تقسیم هستند، گروه اول نفت‌های سبک ($API^\circ = 30-35$) می‌باشند. گروه دوم، نفت‌های سنگین ($API^\circ = 17-20$). گروه سوم، نفت‌های نسبتاً سبک بشمار می‌روند ($API^\circ = 25-30$). چهارمین گروه از نفت‌های نسبتاً سنگین تشکیل شده‌اند ($API^\circ = 21-25$). با توجه به اینکه درجه API° گراویتی نفت تحت تأثیر عوامل مختلف تغییر می‌نماید، با قاطعیت نمی‌توان گفت که دسته‌بندی بر مبنای API° گراویتی صحیح است. نهایتاً با استفاده از مجموعه‌ای از پارامترهای ژئوشیمیایی دسته‌بندی نهایی انجام شد.

بر اساس ایزوتوپ‌های کربن ^{13}C اندازه‌گیری شده در نمونه‌های نفتی، نفت‌های میادین ۷، ۱۰، ۱۱، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۹، ۲۰ و ۲۵ از نظر ایزوتوپی سنگین و از نظر سنی جوانتر از سایر نمونه‌ها هستند. بر مبنای مقادیر گوگرد می‌توان منشأ نفت‌های ۶، ۷، ۸، ۱۱، ۱۴ و ۲۱ را از نوع II-S دانست. مقادیر Ni/V در نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که نمونه‌های نفت ۷، ۸، ۹، ۱۴، ۱۸، ۲۱، ۲۰، ۲۳ و ۲۵ با کمترین مقدار Ni/V بلوغ بیشتری را نسبت به سایر نمونه‌ها دارند (جدول ۲).

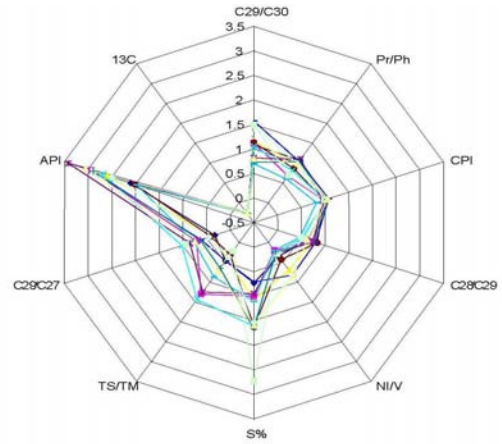
با توجه به پارامترهای ژئوشیمیایی مطالعه شده و بررسی خواص فیزیکی نفت‌ها نمودارهای شعاعی برای نفت‌ها رسم شد و نهایتاً سه نمودار شعاعی هم‌شکل برای نفت‌های مورد مطالعه تفکیک گردید که نفت‌های موجود در هر نمودار دارای ویژگی‌های مشترکی هستند. اختلافات جزئی مشاهده شده در هر دسته مربوط به اختلاف زمانی نفت‌ها با یکدیگر است. به این ترتیب سه نمودار حاصل سه دسته نفت را نشان می‌دهند. اختلافات مشاهده شده در نسبت‌های Ni/V و گوگرد طبیعی است. زیرا این پارامترها تحت تأثیر عوامل مختلفی مثل مهاجرت قرار دارند. دسته اول نفت‌های با منشأ آواری هستند (شکل ۱۰).

است. زیرخانواده b_2 در محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا ژوراسیک زیرین و زیرخانواده b_3 در محدوده سنی جوانتر از کرتاسه قرار دارند. خانواده سوم (خانواده C) شامل نفت‌های با منشأ آواری بوده و به دو زیرخانواده قابل تفکیک هستند. زیرخانواده c_1 در محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا ژوراسیک زیرین، زیرخانواده c_2 در محدوده سنی جوانتر از کرتاسه قرار دارند (شکل ۱۳).



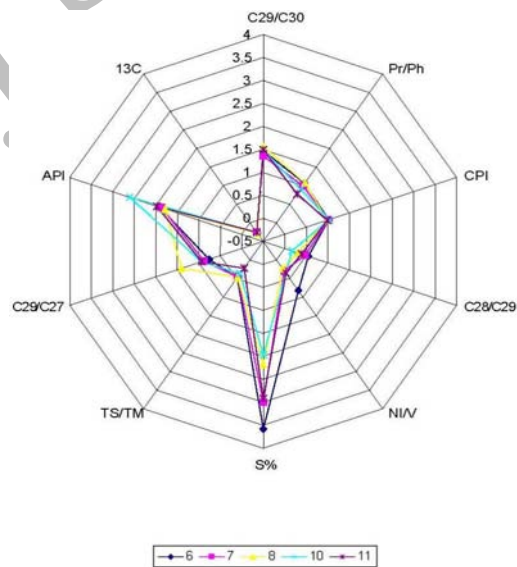
شکل ۱۳- خانواده‌های نفتی تعیین شده در نفت‌های مورد مطالعه در منطقه.

با توجه به آنالیز نفت‌ها، سه سیستم نفتی پالئوزوئیک، ژوراسیک و کرتاسه به عنوان سیستم‌های نفتی احتمالی قابل تشخیص است. در منطقه مورد مطالعه آثار همپوشانی سیستم‌های نفتی با یکدیگر به وضوح قابل رؤیت می‌باشد. مقایسه سیستم‌های نفتی موجود در منطقه با سیستم‌های نفتی کشورهای حاشیه خلیج فارس (Pollastro 2003) وجود مشابهت در سیستم‌های نفتی را در خلیج فارس به اثبات می‌رساند. به این ترتیب نمونه نفتی که در منطقه III ویژگی یک سیستم پالئوزوئیک را نشان می‌دهد، احتمالاً متعلق به سیستم نفتی سیلورین قصبه است. سه نمونه نفتی در منطقه II که سیستم نفتی پالئوزوئیک برای آنها تعیین شد، تحت تأثیر سیستم پالئوزوئیک قصبه عربستان مرکزی هستند. همچنین دو نمونه نفتی از مناطق I و II تحت تأثیر دو سیستم نفتی پالئوزوئیک و ژوراسیک قرار گرفته‌اند، که این دو سیستم در کشورهای حاشیه خلیج فارس به سیستم‌های پالئوزوئیک قصبه و عرب - حنیفا/توفیق ژوراسیک مشهورند. دو نمونه نفتی دیگر در منطقه I متعلق به سیستم ژوراسیک است که با توجه به پراکندگی سیستم عرب - حنیفا/توفیق و ویژگی‌های این سیستم از نظر منشأ و مخزن در منطقه به نظر می‌رسد تحت تأثیر این سیستم باشد. دو نمونه نفت از منطقه I و یک نمونه از منطقه II به سن کرتاسه تعیین می‌شود که با توجه به ویژگی‌های سیستم کرتاسه در سایر قسمت‌های خلیج فارس و کشورهای همجوار به نظر می‌رسد متعلق به



شکل ۱۱- نمودار شعاعی نشان‌دهنده نفت‌های با منشأ حد واسط.

دسته سوم نفت‌های با منشأ کربناته هستند که نمودار شعاعی آنها اختلافات اساسی موجود بین این دسته نفت‌ها را با دو دسته قبلی مشخص می‌دارد (شکل ۱۲).



شکل ۱۲- نمودار شعاعی نشان‌دهنده نفت‌های با منشأ کربناته.

نهایتاً بر اساس تشابه نفت‌ها از نظر محدوده سنی و نوع منشأ، نفت‌های مورد مطالعه به سه خانواده اصلی و چندین زیرخانواده تقسیم شدند. خانواده اول (خانواده A) نفت‌های با منشأ کربناته هستند و به دو زیرخانواده a_2 و a_1 قابل تفکیک می‌باشند. زیرخانواده a_1 محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا مزوزوئیک میانی (ژوراسیک زیرین) را در برمی‌گیرند و زیرخانواده a_2 در محدوده سنی پالئوزوئیک قرار دارند. خانواده دوم (خانواده B) نفت‌های با منشأ حدواسط (کربناته شیلی) می‌باشند و قابل تفکیک به سه زیرخانواده b_1 ، b_2 و b_3 هستند. زیرخانواده b_1 در محدوده سنی ژوراسیک پسین تا میوسن قرار گرفته

بیومارکر الین تنها در دو نمونه نفتی در مناطق III و IV دیده شد که در نتیجه تنها سن این دو نفت را می‌توان با قاطعیت به کرتاسه و جوانتر نسبت داد. براساس مقادیر C_{28}/C_{29} استران و ایزوتوپ‌های کربن و حضور یا عدم حضور بیومارکر الین سنگ منشاهای احتمالی تشکیل‌دهنده نفت‌های مورد مطالعه دامنه زمانی متفاوتی را در بر می‌گیرند.

منشاء احتمالی پالئوزوئیک همانند دیگر نقاط خلیج فارس هات‌شیل سیلورین است. در زمان مزوزوئیک منشاء احتمالی نفت‌های مورد مطالعه به سن ژوراسیک و کرتاسه بوده و شامل سازندهای سرگلو، سورمه، گدوان، کژدمی، گورپی و معادل این سازندها در سایر نقاط خلیج فارس (دیاب، حنیفا، شعبیا، نهر عمر، شیلایف و ممبر احمدی) می‌باشند.

دسته‌بندی نهایی نفت‌ها بر اساس نوع منشاء و سن، نفت‌ها را به سه خانواده اصلی و چندین زیر خانواده تقسیم می‌کند. خانواده A؛ دارای منشاء کربناته هستند و به دو زیر خانواده a_1 و a_2 تفکیک می‌شوند. زیر خانواده a_1 محدوده سنی پالئوزوئیک پسین تا ژوراسیک زیرین را در بر می‌گیرد و شامل نمونه‌های نفت منطقه I و II است. زیر خانواده a_2 در محدوده سنی پالئوزوئیک قرار دارد و شامل بیشتر نمونه‌های نفت منطقه II است. خانواده B؛ دارای منشاء حد واسط (کربناته شیلی) هستند و قابل تفکیک به سه زیر خانواده b_1 ، b_2 و b_3 می‌باشند. زیر خانواده b_1 نمونه‌های نفتی مختلفی را از مناطق چهارگانه در بر می‌گیرد. زیر خانواده b_2 بیشتر نفت‌های منطقه III و IV را شامل می‌شود و زیر خانواده b_3 شامل نفت دو نمونه نفتی از منطقه III و یک نمونه از منطقه IV است. خانواده C؛ نفت‌های با منشاء آواری هستند و به دو زیر خانواده c_1 و c_2 تفکیک می‌شوند. زیر خانواده c_1 شامل دو نمونه نفتی در منطقه IV می‌شود و زیر خانواده c_2 نفت سه نمونه نفتی از منطقه I و یک نمونه از منطقه III را در بر می‌گیرد.

نفت‌های بخش ایرانی قابل تقسیم به سیستم‌های نفتی پالئوزوئیک، ژوراسیک و کرتاسه هستند.

در آنالیز نفت‌ها دیده شد که نمونه‌های مختلف از یک میدان ویژگی، سن، منشاء و در نهایت خانواده و سیستم نفتی متفاوتی را نشان می‌دهند. تشخیص چند سیستم نفتی در یک میدان می‌تواند بدلیل همپوشانی منطقه توسط سیستم‌های نفتی مختلف باشد. به این ترتیب نمونه نفتی قدیمی‌تر در یک سیستم نفتی از نظر زمانی، قدیمی ایجاد شده و در نفتگیر این سیستم ذخیره شده است. با ایجاد سیستم جدیدتر و نفت‌زایی بعدی امکان اختلاط دو نفت در یک مخزن و ذخیره نفت در مخزنی جدید وجود دارد. در نتیجه در یک میدان مثل سلمان اثر دو سیستم نفتی را می‌توان مشاهده نمود.

سیستم کرتاسه ترشیاری مزوپتامین زاگرس باشد. بیشتر نمونه‌های نفتی منطقه III و IV همانطور که گفته شد متعلق به یک سیستم ژوراسیک هستند. با توجه به ویژگی‌های نفتی سیستم ژوراسیک کشورهای حاشیه خلیج فارس که در این مناطق هم دیده می‌شود، نفت این میادین احتمالاً متعلق به سیستم نفتی عرب-دیاب/حنیفا ژوراسیک هستند. با توجه به آنالیز نفت‌ها که سن منشاء نفت دو نمونه نفتی در مناطق I و II را کرتاسه به بعد تعیین می‌نماید، انتظار حضور سیستمی به سن کرتاسه را در این بخش داریم. با بررسی سیستم‌های نفتی کشورهای حاشیه خلیج فارس مشخص شد که سیستم کرتاسه واسعه/تمامه حاکم در این مناطق می‌تواند منجر به ایجاد نفت جوانتر از کرتاسه در این مناطق شده باشد. بدیهی است برای کسب نتایج دقیق‌تر نیاز به مطالعات بیشتری در این زمینه وجود دارد.

نتیجه گیری

تمامی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در محیطی غیراکسیدی و با منشاء دریایی تشکیل شده‌اند.

نمونه‌ها نشان‌دهنده کروژن نوع II نفت‌زا هستند، در اغلب نمونه‌های با منشاء کربناته مثل نمونه نفت منطقه II کروژن نوع II-S قابل تشخیص است.

مقادیر ایزوتوپ کربن ^{13}C در نمونه‌ها از ۲۴٪ تا ۲۹٪ متغیر است. در بیشتر نمونه‌ها این مقدار بین ۲۵٪ تا ۲۷٪ می‌باشد که نشان‌دهنده مقطع زمانی مزوزوئیک می‌باشد. همچنین مقادیر ایزوتوپ کربن ^{13}C مواد آلی تشکیل‌دهنده این نفت‌ها را ترکیبی از جلبک‌های یوکاریوت، جلبک‌های آبی سبز، باکتری‌های فتوسنتزکننده و باکتری‌های متانوزئیک و به مقدار کمی ورودی‌های گیاهان عالی نشان می‌دهد.

تمامی نمونه‌های نفتی بالغ هستند (بر اساس مقادیر CPI).

بر اساس تطابق‌های انجام شده چهار گروه نفتی از نظر درجه API° گراویتی در منطقه قابل تشخیص است، نفت‌های سبک با درجه API° گراویتی ۳۰-۳۵ درجه، نفت‌های سنگین با درجه API° گراویتی ۱۷-۲۰ درجه، نفت‌های نسبتاً سبک با API° گراویتی ۲۵-۳۰ درجه و نفت‌های نسبتاً سنگین با API° گراویتی ۲۱-۲۵ درجه می‌باشند.

بیشترین مقدار گوگرد را می‌توان در نفت‌های منطقه II و یک نمونه از نفت‌های منطقه I و III مشاهده نمود. منشاء احتمالی این نفت‌ها دارای کروژن نوع II-S است.

تمامی نمونه‌ها از نظر توزیع آلکانهای نرمال سبک بوده و در محدوده کربن‌های سبک قرار دارند. این امر بیانگر اثر کم فرآیندهای ثانویه مثل تخریب میکروبی و آبشویی بر این نفت‌ها است.

منابع

- Bordenave M.L., Burwood R. 1989: Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt; Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations. *Advances in Organic Geochemistry*. **16**: 369-387.
- Bordenave M.L., Huc A.Y., 1995: The Cretaceous source rocks in the Zagros Foothills of Iran. *Revue De L institute Francais DU Petrole*. **50**: 727-754.
- Dow G., Talukdar S.C. 1994: Geochemical analysis of Brooks Range outcrop samples Alaska, Alaska Division of Geological and Geophysical Surveys Public-data file report. 95-29.
- Grantham P.J., Wakefield L.L. 1988: Variations in the Sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*. **12**: 61-73.
- Haug W.Y., Meinchein W.G. 1979: Sterols as ecological indicators. *Eochemica et Cosmochemica Acta*. **43**: 739-745.
- Mook G.W. 1984: Principles of Isotopic hydrology. Course note, unpublished, department of hydrology and geographical hydrology, university of Groningen. Netherland.
- Peters K.E., Moldowan J.M. 1993: The Biomarker Guide-Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and ancient sediments, Prentice-Hall, NJ. 363p.
- Peymani M. 2003: Burial History Reconstruction and thermal Modeling in the Northern Persian Gulf, M.S thesis in Exploration Engineering, Petroleum University of Technology. 280 p.
- Pollastro Richard M. 2003: 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.
- Rabbani A.R., Kamali M.R 2005: Source rock Evaluation and Petroleum Geochemistry Offshore SW IRAN. *JPG*. **28**: 1-16.

Archive of SID