

خصوصیات ژئوشیمیایی سیالات میعانی سازندهای کنگان و دالان بالایی در تعدادی از میادین گازی واقع در حاشیه خلیج فارس

مرتضی نوابی^{۱*}، محمود معماریانی^۲، عزت اله کاظم زاده^۲ و حسن محمودیان^۲

۱- دانشکده نفت، دانشگاه آزاد، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- پژوهشکده علوم زمین، پردیس بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۳- پژوهشکده مهندسی نفت، پردیس بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۴- ستاد پردیس بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۳/۹/۱۰

تاریخ دریافت: ۹۲/۱۲/۱۴

چکیده

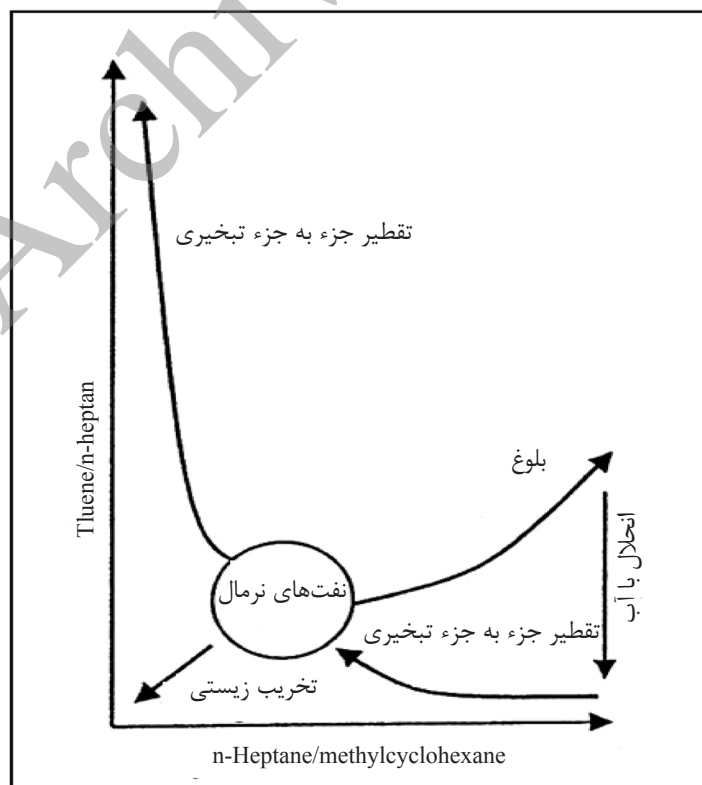
هیدروکربن‌های سبک، بخشی از ترکیبات موجود در میعانات گازی است که دارای ساختارهای متنوع می‌باشند. شناسایی و ارزیابی ترکیبات شیمیایی کوچک مولکول در محدوده هفت کربنی در نمونه‌های میعانات گازی و میادین گازی اطلاعات خوبی را در رابطه با سنگ‌های منشأ این ترکیبات از لحاظ محیط‌های رسوبی، کیفیت هیدروکربورها، میزان بلوغ و پختگی مواد آلی در اختیار قرا می‌دهد. همچنین میزان بلوغ سنگ منشأ و دمای خروج فرآورده‌ها از سنگ مولد را به نمایش می‌گذارد. در این تحقیق سه نمونه سیال از سه میدان گازی مستقل واقع در جنوب ایران از سازندهای کنگان و دالان بالایی، جهت آنالیز کروماتوگرافی گازی تفصیلی انتخاب شد و نحوه تغییرات غلظت ترکیبات خاص در محدوده ۷ کربنی در شرایط مختلف مخزنی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که براساس پارامترهای کلی دو نمونه A و C مشابه یکدیگر و متفاوت از نمونه B می‌باشند لازم به ذکر است که شرایط مخزنی نمونه‌های A و C با شرایط مخزنی نمونه B متفاوت است. خاصیت پارافینی از میدان A به طرف میدان C ابتدا کاهش یافته و سپس افزایش می‌یابد همچنین میدان B، شواهد زیادی را در ارتباط با رخداد فرآیندهای تخریب زیستی به نمایش می‌گذارد. نتایج نشان می‌دهد که سنگ مولد نمونه C دارای منشأ خشکی است. شناخت منشأ نمونه‌های A و B به وسیله نمودارهای مختلف انجام گرفت و مشخص گردید این دو میدان نیز دارای منشأ خشکی هستند. همچنین در نمونه C فرآیند اختلاط احتمالی مواد آلی از سازندهای دیگر با محتویات مخزن رخ داده است.

کلمات کلیدی: کروماتوگرافی گازی، آنالیز تفصیلی هیدروکربن، هیدروکربن‌های سبک، پارافینی، آروماتیکی

مقدمه

نرمال به متیل سیکلوهگزان، هیدروکربن‌های مختلف از لحاظ کیفیت به صورت پایه آروماتیک و پایه پارافینیک تقسیم‌بندی می‌شوند که بر اساس این یافته‌ها دیاگرام معروف BF (شکل ۱) ارائه می‌گردد. از چگونگی توزیع مقادیر هپتان نرمال و ایزوهپتان، چهار مرحله مختلف بلوغ هیدروکربن شناسایی می‌گردد که این چهار مرحله تخریب زیستی، نفت نرمال، نفت بالغ و بلوغ کامل را شامل می‌شود [۲]. سرعت تبخیر هیدروکربن‌های سبک به ویژه هیدروکربن‌های C_7 متفاوت بوده و این سرعت‌های مختلف روی غلظت ترکیبات، نسبت‌های ثابت و سایر نمودارها و دیاگرام‌های به دست آمده از این داده‌ها اثرگذار است [۳]. در این مطالعات هیدروکربن‌های استخراجی توسط تکنیک‌های ژئوشیمیایی مورد بررسی قرار گرفته و با استفاده از دیاگرام مثلثی و توزیع هیدروکربن‌های C_7 ، خصوصیات نمونه‌های مورد مطالعه تعیین می‌شود [۴]. از ایزومرهای هپتان چهار ایزومر آن با اهمیت بوده و در شناسایی منشأ موجود در کروژن کاربرد دارد.

شناسایی ترکیبات هیدروکربن‌های سبک در نمونه‌های میعانات گازی و میادین گازی و محاسبه نسبت‌های مختلف آنها، اطلاعات با ارزشی را در مورد نوع سنگ منشأ و مولد، تاریخچه حرارتی آن، کیفیت هیدروکربن‌های تولید شده، فرآیندهای اختلاط هیدروکربن‌ها، شناسایی فرآیندهای دگرسایبی و میزان اثرات آنها مانند تخریب میکروبی، تفرق هیدروکربن‌ها و تخریب زیستی به دست می‌دهد [۱]. جداسازی و شناسایی ترکیبات ۷ کربنی و محاسبه پارامترهای مختلف به منظور پی بردن به منشأ و فرآیندهای رخ داده احتمالی بر روی هیدروکربن‌ها در سال‌های اخیر توجه ژئوشیمیست‌های مخزنی و مهندسی مخزن را به خود جلب کرده و در مطالعات سیالات مخازن کاربردهای زیادی پیدا کرده است. هیدروکربن‌های سبک ممکن است انعکاس دهنده تأثیرات دگرگونی‌های ثانویه در نتیجه تبخیر نفت و گاز و انتقال آن به نفت‌گیرهای دیگر باشد. با استفاده از نسبت‌های تولوئن به هپتان نرمال در مقابل هپتان



شکل ۱- دیاگرام مربوط به فرآیندهای مختلف دگرسایبی جهت تعیین خصوصیات آروماتیکی و یا پارافینی هیدروکربن‌ها [۲]

ترکیبات هترواتم دار مانند سولفور، مولکول‌های خاصی از این گروه‌ها انتخاب و پارامترهای مورد نظر محاسبه شد. با توجه به فرضیه موجود، توزیع این ترکیبات در نمونه‌های مختلف با توجه به شرایط دما و فشار مخزن مورد مطالعه، از طرف خلیج فارس به سمت مرکز ایران متغیر است که این پیش‌بینی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. مجموعه فعالیت‌های انجام شده در این تحقیق عبارتند از: برداشت و آماده‌سازی نمونه‌های سیال، تفکیک برش‌های مختلف هیدروکربوری به‌وسیله روش کروماتوگرافی ستونی از نمونه‌های تحت بررسی، آنالیز نمونه‌ها با دستگاه کروماتوگرافی گازی تفصیلی^۱، انجام آزمایشات مختلف PVT بر روی سیالات، تجزیه و تحلیل یافته‌ها و محاسبه پارامترهای مورد نظر جهت ارزیابی خصوصیات سیال مورد مطالعه. در این مطالعه سه نمونه سیال میعانی به نام‌های A، B و C از سه چاه مختلف از میداین مورد مطالعه که همگی در یک راستای مستقیم قرار دارند، نمونه‌برداری و آنالیز گردید.

نتایج و بحث

ساختارهای کم کربنی (معمولاً تا ۷ کربنی) اطلاعات خوبی را در ارتباط با منشأ و یا عوامل و رخداد‌های مؤثر بر روی خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت و میعانات گازی منعکس می‌نمایند. نمونه‌های آنالیز شده توسط دستگاه کروماتوگرافی تفصیلی شناسایی شد که تمامی اجزای هیدروکربنی میعانات گازی و محاسبه پارامترهای مورد نظر به همراه مشخصات فیزیکی در جدول ۱ آورده شده است.

همان‌گونه که از جدول مشخص است فشار مخزن این سه نمونه که همگی در لایه کنگان- دالان بالایی قرار دارد، کاملاً متفاوت است و از فارس ساحلی به سمت مرکز ایران، ابتدا فشار مخزن بالا است، سپس افت کرده و دوباره در میدان C افزایش می‌یابد که می‌تواند نشان دهنده روند کاهش و افزایش عمق مخزن باشد.

همچنین ایزومرهای 2,3-DMC5 و 2,4-DMC5 نیز در مطالعه مواد آلی مهم هستند [۵-۸]. با استفاده از ایزومرهای مختلف فاکتوری مانند K1 و همچنین جهت ارزیابی میزان تخریب زیستی دیگر فاکتورها مانند (P1)، (P2) و (P3) مواد آلی را مورد بررسی قرار می‌دهند [۹]. در این پژوهش سعی می‌شود قابلیت‌های تکنیک جدید کروماتوگرافی گازی (با توانایی شناسایی اجزای مولکولی ترکیبات آلی نمونه‌های گازهای میعانی) به نمایش گذاشته شود. با استفاده کاربردی از وجود ترکیبات سبک و به‌کارگیری پارامترهای ویژه حاصل از شناسایی اجزاء مختلف هیدروکربنی به‌وسیله تکنیک فوق، می‌توان در راستای مطالعات و شناخت بهتر خصوصیات سیال مخزن گام برداشت [۱۰-۱۴]. هدف از انجام این تحقیق، بررسی خصوصیات این مخازن و تغییرات ویژگی‌های سیالات موجود در آنها از خلیج فارس به سمت شمال (به طرف فارس داخلی)، در جهت افزایش شناخت ویژگی‌های سیالات و مقایسه فرآیندهای احتمالی رخ داده بر روی مخازن و شباهت‌ها و تفاوت‌های ساختاری مولکولی محتویات مخازن این میداین می‌باشد.

روش کار

برای ارزیابی مواد آلی موجود در سنگ منشأ و شناسایی اجزاء تشکیل‌دهنده هیدروکربن، یکی از بهترین روش‌ها، استفاده از روش‌های شیمیایی می‌باشد که شامل استخراج، تفکیک و آنالیزهای مولکولی با استفاده از ابزارها و دستگاه‌های گوناگون است [۱۵]. برای این منظور نمونه‌ها پس از جمع‌آوری در سیلندرهای تحت فشار، به آزمایشگاه منتقل و پس از آنالیزهای مقدماتی از دستگاه کروماتوگرافی تحت برنامه‌ریزی خاص کمک گرفته شد. پس از انجام آزمایشات بر روی نمونه‌ها و بر اساس توزیع غلظت ترکیبات گوناگون از گروه‌های شیمیایی و بر پایه ساختار هیدروکربنی، ترکیبات برش آروماتیکی و گروه‌های مختلف قطبی و یا

1. Detail Hydrocarbon Analysis (DHA)

جدول ۱- مشخصات فیزیکی مخازن نمونه های سه میدان

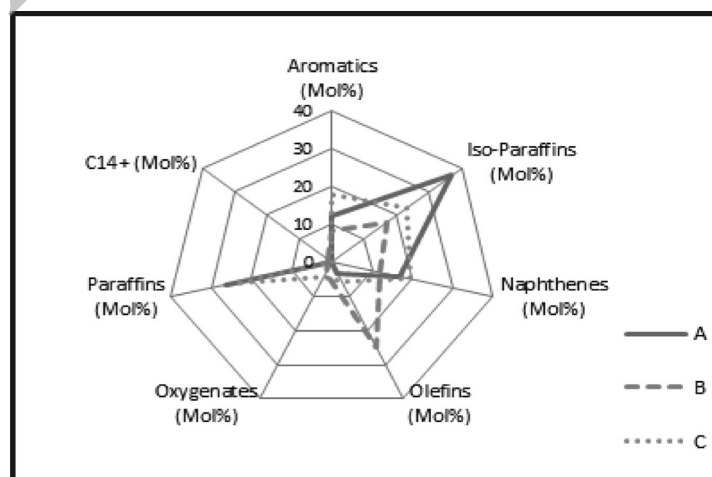
نام نمونه	فشار مخزن (psi)	دمای مخزن (°F)	نسبت گاز به سیال (ScF/STB)	جرم مولکولی (gr/mole)	H ₂ S (%)
A	۳۰۵۴	۱۹۰	۷۸۷۴۰	۱۱۲/۷۶	۰
B	۲۳۶۰	۱۴۲	۴۲۰۰۶	۱۱۸/۲۴	۰
C	۴۰۲۳	۲۰۰	۹۶۶۱۸	۱۲۱/۲۹	۰

میدان A، اجزای پارافین و ایزوپارافین بیشترین مقدار را داراست و ترکیبات اکسیژن دار در این نمونه وجود ندارد. همچنین مقادیر آروماتیک و نفتن تقریباً مساوی است. در میدان B ترکیبات اولفین دارای بیشترین مقدار است و نفتن‌ها، آروماتیک‌ها و ایزوپارافین دارای مقادیر تقریباً برابر هستند. از آنجایی که بخش اعظم نمونه‌های میعانات گازی (و حتی نفت‌های خام) را ترکیبات اشباع شامل آلکان‌ها (پارافین‌ها) و آلکان‌های شاخه‌دار (ایزوپارافین‌ها)، ترکیبات حلقوی شامل آروماتیک‌ها و نفتن‌ها و در نهایت ترکیبات قطبی (ترکیبات هترو اتم‌دار) شامل رزین‌ها و آسفالتن تشکیل می‌دهد، بنابراین مقایسه درصد این گروه‌ها و چگونگی توزیع ترکیبات ویژه در هر کدام از گروه‌ها، اطلاعات خوبی به ویژه در مورد طبقه‌بندی نوع سیالات، فرآیند احتمالی رخ داده بر روی سیالات و تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی آنها به نمایش می‌گذارند. این اطلاعات در جدول ۲ در مورد نمونه های تحت مطالعه ارائه شده است.

دمای این مخازن نیز کاملاً از این رفتار تبعیت می‌کند و شاهد کاهش دما و سپس افزایش مجدد آن هستیم. در مشخصه نسبت گاز به سیال این روند منطقی و مشابه روند فشار و دمای مخزن می‌باشد. طبق اطلاعات به دست آمده جرم مولکولی این نمونه‌ها تقریباً مشابه بوده و یک افزایش بسیار کم از فارس ساحلی به سمت مرکز (شمال) را شاهد هستیم که نشان دهنده سنگین تر شدن سیال مخزن می‌باشد. لایه‌های کنگان و دالان بالایی دارای گاز شیرین هستند و همان‌طور که در جدول ارائه شده، H₂S این مخازن صفر می‌باشد.

در ادامه آنالیز نمونه‌ها، تست‌های تعیین اجزای هیدروکربنی و غیر هیدروکربنی بر روی آنها انجام گرفت و درصد هر کدام از آنها براساس اطلاعات به دست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی تفصیلی تعیین گردید. نتایج حاصل در شکل ۲ نشان داده شده است.

ظاهر کلی این توزیع نشان می‌دهد که در نمونه



شکل ۲- مقایسه توزیع اجزاء مختلف ترکیبات در نمونه‌های مورد مطالعه

جدول ۲- مشخصات ترکیبات پارافین، ایزوپارافین، نفتن، آروماتیک و ترکیبات قطبی

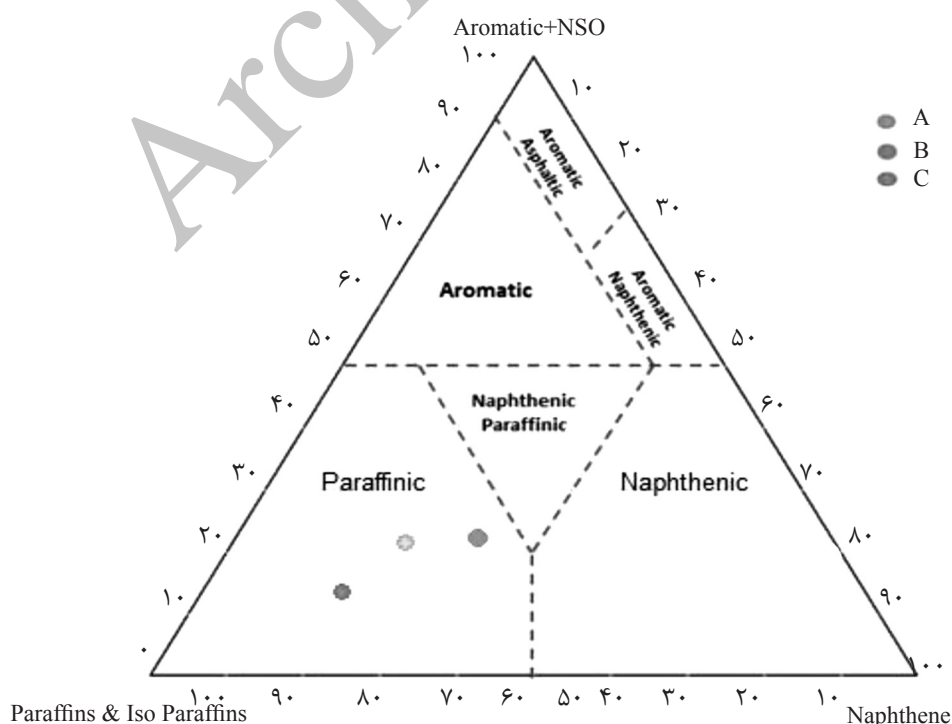
	درصد مولی		
	A	B	C
ترکیبات قطبی (هترواتمدار) (NSO)	۰	۰	۰
آروماتیک‌ها	۱۲/۱۵۵	۸/۴۹۳	۱۷/۶۳۸
پارافین‌ها	۲۶/۳۷۲	۰/۹۲۱	۲۴/۱۷۵
ایزوپارافین‌ها	۳۶/۸۳۵	۱۶/۷۴۲	۲۳/۰۱۲
نفتن‌ها	۱۶/۸۹۴	۱۱/۹۵۱	۱۹/۵۰۷

است، و غلظت نسبی ترکیبات ۷ کربنی برای سه نمونه مورد مطالعه در آن دیده می‌شود. ترکیبات شاخص ۷ کربنی این نمونه‌ها عبارتند از: تولوئن (آروماتیک)، نرمال هپتان (پارافینیک)، متیل سیکلو هگزان، ۳ متیل هگزان و ۲ متیل هگزان (نفتنیک). البته ترکیبات ۲ و ۳ و ۳ تری متیل بوتان نیز برای نمونه میدان B شاخص می‌باشد.

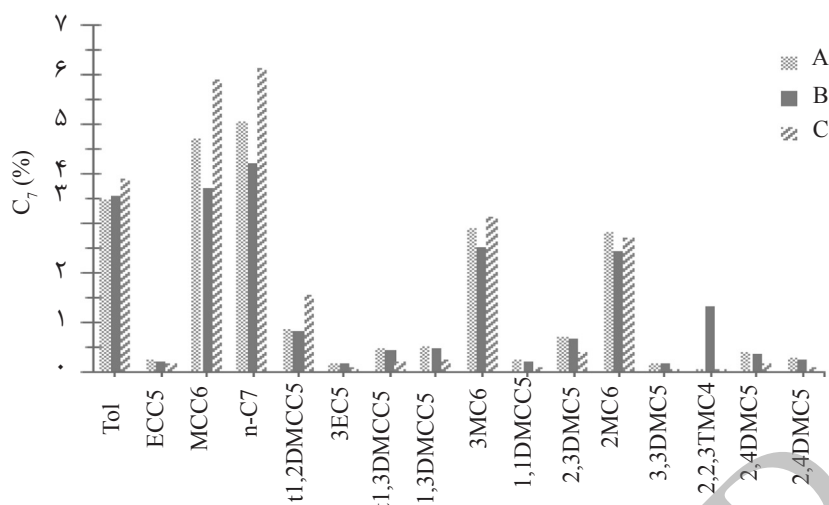
علاوه بر ترکیبات شاخص، مجموعه دیگری از ۷ کربنی‌ها نیز شناسایی گردید که چگونگی توزیع و غلظت‌های نسبی این مجموعه در شکل ۴ دیده می‌شود.

دیاگرام مثلثی شکل ۳ نشان می‌دهد اگر چه هر سه نمونه دارای خصوصیات نفت‌های پارافینیک می‌باشند، اما بین این نمونه‌ها تفاوت‌های جزئی دیده می‌شود. درحالی‌که نمونه A کاملاً پارافینیک است، نمونه B اندکی خصوصیات نفتنیک دارد و نمونه C بین این دو نمونه قرار می‌گیرد. با توجه به اینکه نمونه‌های تحت مطالعه به صورت گاز و یا میعانات گازی است، طبیعتاً وجود ترکیبات قطبی با غلظت‌های بالا تقریباً منتفی می‌باشد.

مجموعه ترکیبات شناسایی شده توسط دستگاه کروماتوگرافی تفصیلی در شکل ۴ آورده شده



شکل ۳- دیاگرام مثلثی برای تشخیص ماهیت ویژگی‌های سیال نمونه‌های مورد مطالعه



شکل ۴- مقایسه غلظت مجموعه‌ای از ترکیبات ۷ کربنی از خانواده‌های مختلف برای نمونه‌های مورد مطالعه

را شامل می‌شود. توزیع ترکیبات آروماتیکی در محدوده C₇ دارای بیشترین غلظت می‌باشد. در این محدوده غلظت ترکیبات آروماتیکی از فارس ساحلی به سمت مرکز ایران یعنی از میدان A به سمت میدان C، ابتدا کاهش یافته و سپس به‌طور چشمگیری افزایش می‌یابد. در محدوده C₉، نمونه میدان A دارای بیشترین غلظت بوده و روند تغییرات از جنوب به شمال در ابتدا کاهشی و سپس افزایشی می‌باشد.

نتایج به‌دست آمده از طریق فرمول‌های جدول ۳ برای نمونه‌های مورد مطالعه که توسط مانگو و تامسون ارائه گردیده است، در جدول ۴ آورده شده است.

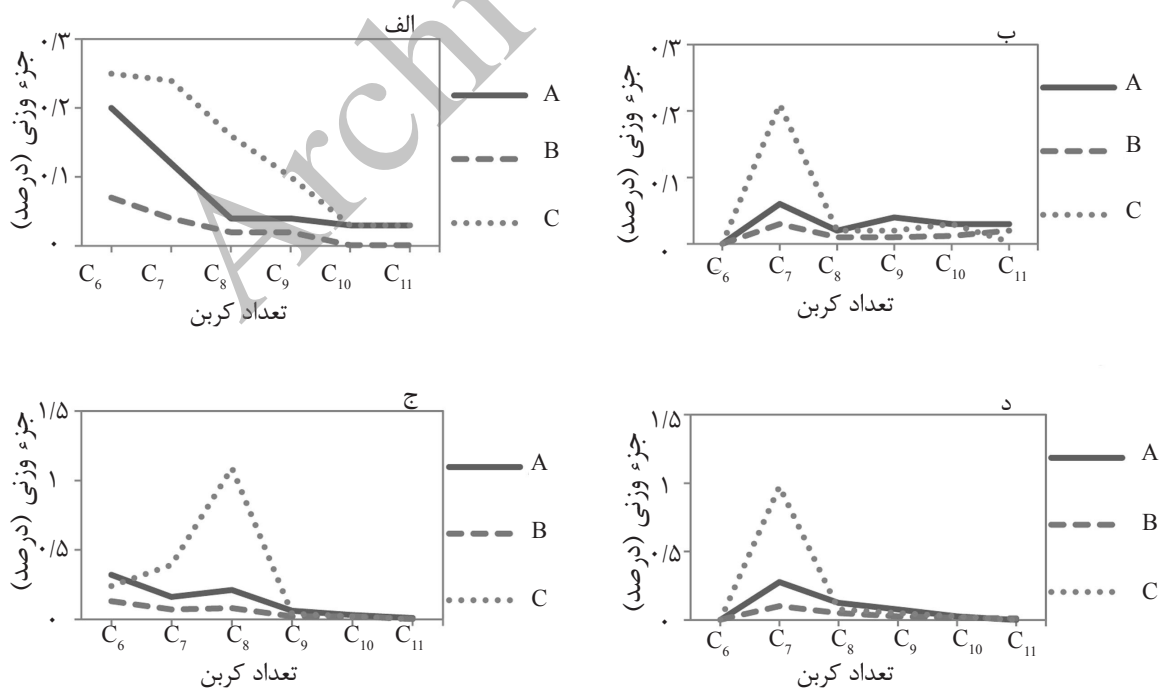
مقایسه اجزای ترکیبات موجود در نمونه‌های مورد مطالعه (جدول ۴) به صورت کلی بوده و برای یافتن تشابهات و مغایرت‌ها بین نمونه‌ها از چگونگی توزیع غلظت‌های نسبی هر گروه از اجزاء در مقابل تعداد کربن استفاده گردید (شکل ۵). این توزیع حداقل هیدروکربن‌های ۶ تا ۱۱ کربنه

جدول ۳- مجموعه‌ای از پارامترهای محاسباتی ترکیبات ۷ کربنی [۲ و ۶]

P1	n- Heptane
P2	2-methylhexane+ 3-methylhexane
P3	2,2-dimethylpentane+ 2,4-dimethylpentane + 2,3-dimethylpentane+ 3,3-dimethylpentane+ 3- ethylpentane
N1	Toluene + methylcyclohexane + ethylcyclopentane + cis-1,2 dimethylcyclopentane + trans-1,2 dimethylcyclopentane
N2	1,1-dimethylcyclopentane + cis-1,3 dimethylcyclopentane + trans-1,3 dimethylcyclopentane
Aromaticity=Toluene/nC ₇	
Paraffinicity=nC ₇ /Methylcyclohexane	
Heptane Value= $\frac{nC_7}{\sum CH \text{ through MCH} * \text{not include cis-1,2 DMCP}} * 100$	
Isoheptane Value= $\frac{2MH+3MH}{\text{tranc-1,3 DMCP}+\text{cis-1,3 DMCP}+\text{tranc-1,2 DMCP}}$	

جدول ۴- خلاصه‌ای از شاخص‌ها و پارامترهای محاسباتی C_7 نمونه‌های A، B و C

مشخصات هیدروکربن‌های سبک	نمونه A	نمونه B	نمونه C
Total C_7	۲۳/۵۹۰	۱۴/۰۸۲	۲۵/۵۷۵
n - C_7	۵/۰۸۰	۴/۲۱۴	۶/۱۷۳
MCC ₆	۴/۷۲۳	۳/۷۱۲	۵/۹۰۶
Tol.	۳/۵۰۳	۳/۵۶۰	۳/۹۱۴
P1	۵/۰۸۰	۴/۲۱۴	۶/۱۷۳
P2	۵/۷۵۸	۴/۹۵۶	۵/۸۹۲
P3	۱/۹۰۶	۱/۷۰۵	۰/۹۶۳
N1	۹/۳۸۷	۸/۳۱۰	۱۱/۵۶۶
N2	۱/۳۶۵	۱/۱۷۴	۰/۶۳۱
K1	۱/۰۶۹	۱/۰۷۹	۰/۹۴۴
K2	۰/۲۶۸	۰/۲۷۸	۰/۱۴۸
Tol. / n C_7	۰/۶۹۰	۰/۸۴۵	۰/۶۳۴
n C_7 / MCC ₆	۱/۰۷۶	۱/۱۳۵	۱/۰۴۵
3MCC ₆ + 2,4 DMC ₅	۳/۳۵۶	۲/۸۹۴	۳/۳۵۸
2MCC ₆ + 2,3 DMC ₅	۳/۵۸۸	۳/۱۲۴	۳/۱۶۹
Heptane Value	۳۹/۷۹۰	۳۵/۳۴۰	۴۷/۵۸۳
Iso Heptane Value	۲/۸۹۹	۲/۸۰۳	۲/۸۴۵



شکل ۵- مقایسه توزیع گروه‌های اصلی در مقابل تعداد کربن و تعداد حلقه برای نمونه‌های مورد آزمایش (الف) پارافین‌ها، (ب) آروماتیک‌ها، (ج) ایزوپارافین‌ها و (د) نفتن‌ها

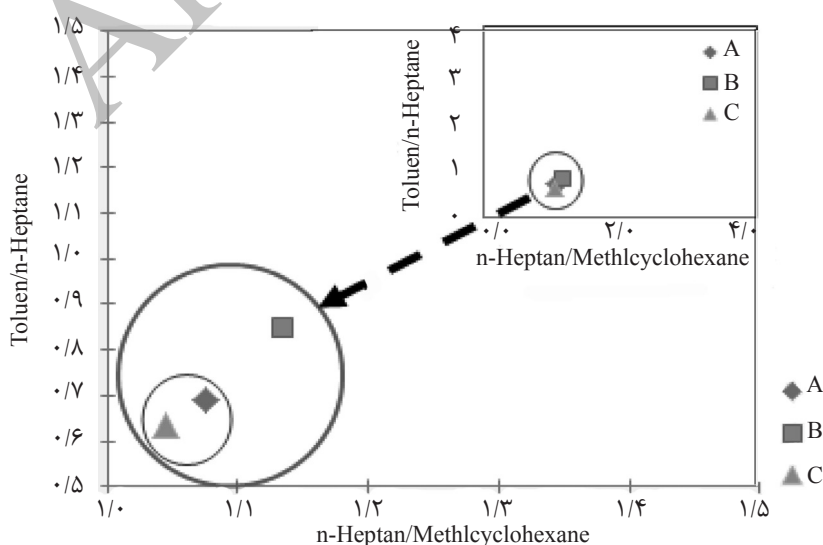
میادین A و C شبیه به یکدیگر است، در حالی که نمونه میدان B با بیشترین نسبت تولوئن به هپتان نرمال و هپتان نرمال به متیل سیکلوهگزان، اندکی تفاوت دارد (شکل ۶). در این نمودار $Tol/n-C_7$ مقدار آروماتیکی و $n-C_7/MCC6$ مقدار پارافینی را نشان می‌دهد [۱۶].

مقادیر غلظت‌های هپتان نرمال و ایزوهپتان، نشان‌دهنده چهار مرحله سیر تحولی و تولید نفت خام می‌باشد که این چهار مرحله عبارتند از: تخریب زیستی، نفت نرمال، نفت بالغ و نفت با بلوغ کامل.

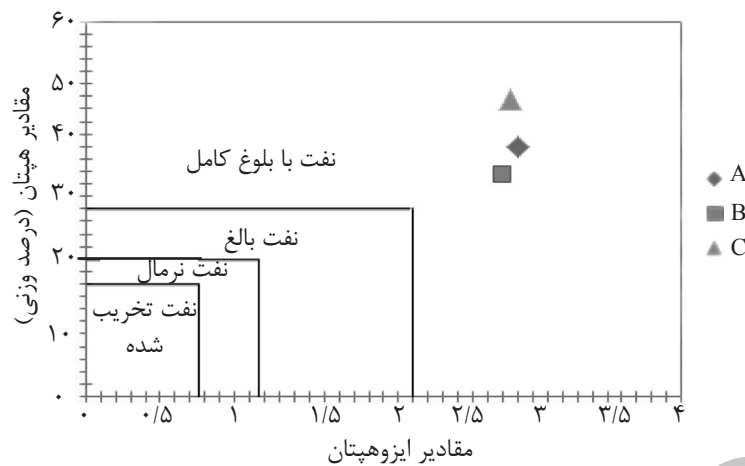
مقادیر هپتان برای نمونه‌های میعانات گازی مورد بررسی که در شکل ۷ رسم شده، تقریباً بین ۳۴ و ۵۰ و مقادیر ایزوهپتان آن تقریباً بین ۲/۷ و ۳ می‌باشد. این مشخصات نشان می‌دهد که هر سه نمونه از سنگ مولدی که در مرحله بلوغ کامل (مرحله تولید میعانات گاز و گاز) می‌باشند، زایش یافته‌اند. داده‌های بلوغ در تعیین مشخصات زمین‌شناسی معین در چاه‌ها، خاستگاه رسوبات و تاریخ رسوب‌گذاری و همچنین تکتونیک حوضه‌ها و شناسایی مرز بین دیاژنز، کاتازنز و متامورفیسم کاربرد دارد [۱۰ و ۱۷]. بنابر نظر مانگو نمودار $P2+N2$ در مقابل $P3$ (شکل ۸) و نیز نمودار $N2/P3$ در مقابل $P2$ (شکل ۹) می‌تواند برای شناسایی منشأ هیدروکربن مورد استفاده قرار گیرد. این دو نمودار مخصوصاً در شناخت نفت‌های مخلوط مفید هستند.

در برش پارافین‌ها همه نمونه‌ها در محدوده ۶ تا ۷ کربنی دارای حداکثر غلظت هستند و از جنوب به شمال غلظت نمونه‌ها ابتدا کاهش و مجدداً افزایش می‌یابد. تغییرات غلظت نمونه‌ها برای ۱۰ کربن به بالا روند ثابتی دارد. در ترکیبات ایزوپارافین، بیشترین غلظت مربوط به C_8 و متعلق به میدان C می‌باشد. روند تغییرات تا C_9 همان روند کاهشی و افزایشی ترکیبات پارافین و آروماتیک است. ولی از C_9 به بالا مقادیر غلظت هر سه نمونه تقریباً یکسان می‌باشد. بیشترین غلظت ترکیبات نفتن در C_7 و در نمونه میدان C دیده می‌شود و غلظت این ترکیبات از جنوب به شمال (از میدان A به سمت میدان C)، کاهش و سپس افزایش یافته است. غلظت ترکیبات نفتن بیشتر از ۸ کربن برای هر سه نمونه میدان‌های A، B و C یکسان بوده و روند تغییرات آنها ثابت می‌باشد. خصوصیات بالا نشان می‌دهد که وجود این شباهت‌ها و مغایرت‌ها نه تنها ممکن است به علت خصوصیات سنگ مخزن (تخلخل، تراوایی و...) و یا شرایط ترمودینامیکی حاکم بر مخزن باشد، بلکه می‌تواند متأثر از ویژگی‌های ذاتی سیالات تجمع یافته در مخزن باشد.

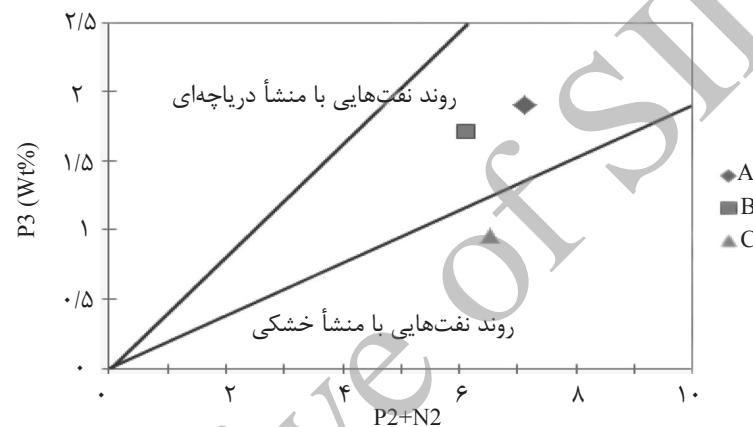
رسم ترکیبات شاخص و با غلظت زیاد به صورت نسبت تولوئن به هپتان نرمال در مقابل نسبت نرمال هپتان به متیل سیکلوهگزان، در مقیاس بزرگ نشان می‌دهد که سه نمونه تحت بررسی خصوصیات یکسانی دارند، اما با کوچک‌تر کردن بازه تغییرات، مشخص گردید که ویژگی‌های نمونه‌های



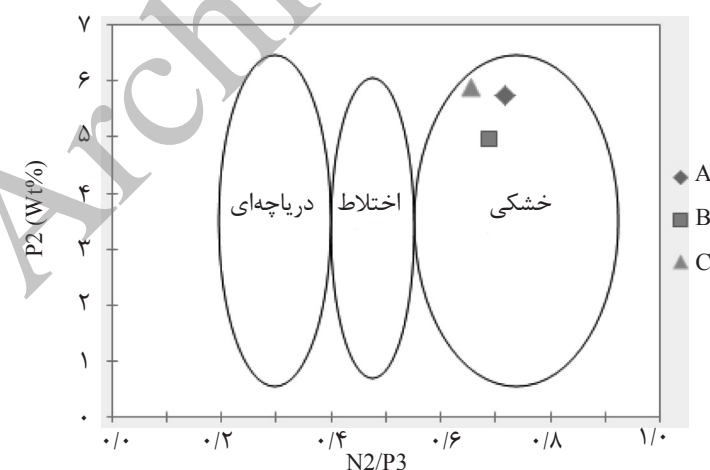
شکل ۶- نسبت تولوئن به هپتان نرمال در مقابل نسبت نرمال هپتان به متیل سیکلوهگزان جهت تشخیص پایه نفتی نمونه‌ها و بررسی فرآیندهای احتمالی رخ داده بر روی سیال مخزن



شکل ۷- مقادیر هیپتان در مقابل ایزوهپتان جهت تعیین میزان بلوغ نفت‌ها



شکل ۸- فاکتور P3 در مقابل فاکتور P2+N2 برای نمونه‌های مورد مطالعه [۹ و ۱۷]



شکل ۹- رسم فاکتور P2 در مقابل N2/P3 جهت تعیین فرآیند احتمالی اختلاط هیدروکربن‌ها [۹ و ۱۷]

مقادیر فاکتور P3 می‌تواند ناشی از شرایط دمایی و فشاری و عمق تدفین مخزن در میادین A و B (متفاوت از میدان C) باشد. درستی یا نادرستی این احتمال به وسیله دیگرام N2/P3 در مقابل P2 بررسی قرار گردید (شکل ۹).

نمونه میدان C به‌طور واضح دارای منشأ خشکی می‌باشد (شکل ۸)، نمونه‌های A و B که بین دو روند خط قرار دارند، می‌توانند هم منشأ خشکی و هم منشأ دریایی داشته باشند، اما چون به روند خط منشأ خشکی نزدیک‌تر هستند، احتمال می‌رود که منشأ خشکی داشته باشند. افزایش

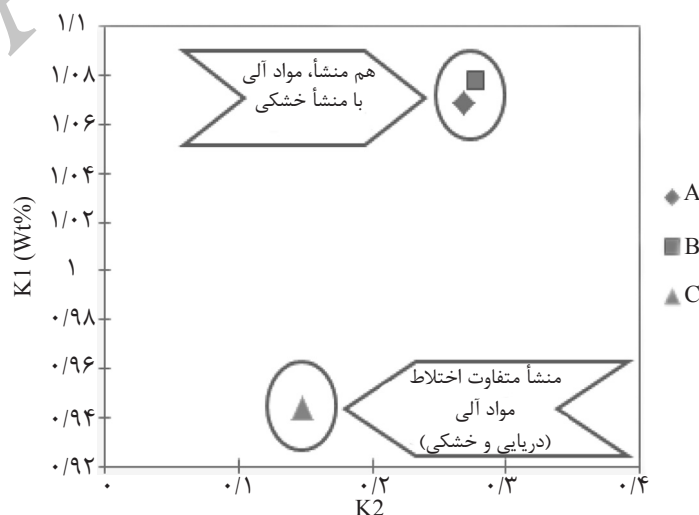
دما، فشار و همچنین عمق دفن شدگی، فرایند دیگری مانند اختلاط سیالات مهاجرتی با مواد عالی موجود در لایه‌های مخزنی از نوع لایه نازک شیلی مؤثر بوده است. برای این منظور رسم اجزاء ترکیبات موجود در نمونه‌ها می‌تواند مؤثر باشد. اجزاء ترکیبات هیدروکربنی و غیرهیدروکربنی در شرایط مخزنی، شامل CO_2 ، H_2S ، N_2 و گازهای متان، اتان، پروپان و اجزای سنگین تر از C_{12+} با ساختارهای گوناگون شیمیایی به صورت آلکان‌های نرمال، ایزو، آروماتیک‌ها، نفتن‌ها و ترکیبات اکسیژن‌دار به صورت نمودار ستاره‌ای در شکل ۱۱ رسم شده است.

این نمودار نشان می‌دهد که از لحاظ محتویات گازی غیرهیدروکربنی، هر سه میدان دارای N_2 مشابه بوده و میزان H_2S آنها صفر می‌باشد. ولی میزان CO_2 میدان A بیشتر از دو میدان دیگر و روند تغییرات آن از جنوب به شمال روندی کاهشی است. هر سه نمونه دارای مقدار متان و اتان مشابه هستند، ولی در محدوده C_3 تا C_5 مقدار ترکیبات هیدروکربنی در میدان A نسبت به دو میدان B و C (که مشابه هستند) افزایش پیدا کرده است. ترکیبات پارافین و ایزوپارافین میدان‌های A و C در محدوده C_5 و C_6 تقریباً یکسان هستند ولی در میدان B کمتر می‌باشد.

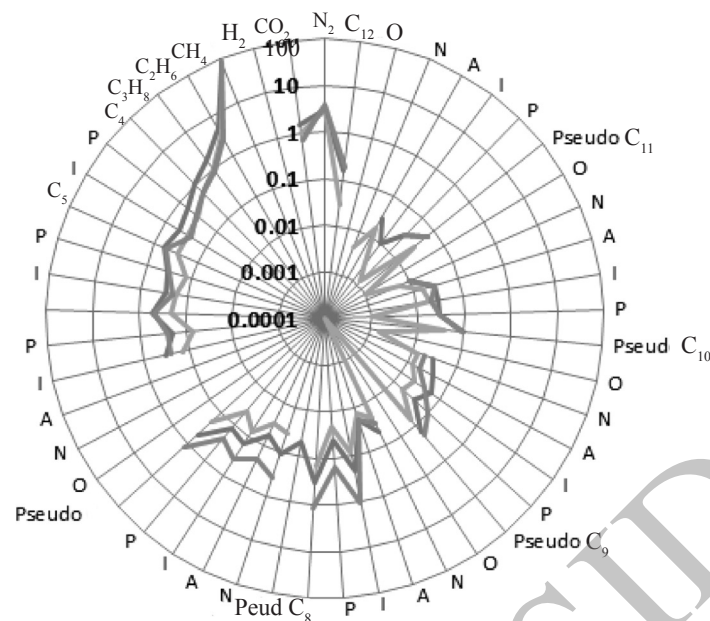
نمودار N_2/P_3 در مقابل P_2 به منظور تعیین دقیق منشأ نمونه‌های نفت و میعانات گازی مورد استفاده قرار گرفت. آنالیز انجام شده بر روی این نمونه‌ها و رسم نمودار مربوط به آن (شکل ۹) نشان می‌دهد که نمونه‌های میعانات گازی مورد مطالعه همگی دارای منشأ خشکی هستند و نتایج حاصل از نمودار P_2+N_2 در مقابل P_3 را تأیید می‌نماید.

در شکل ۱۰ مجموع آلکان‌های ۷ کربنی شاخه‌دار فاکتور K1 (ایزو و انت ایزوآلکان‌ها) در مقابل فاکتور K2 (حاصل تقسیم سیکلوآلکان‌های ۷ کربنی به مجموع آلکان‌های ۷ کربنی شاخه‌دار و سیکلوآلکان‌های ۵ کربنی با شاخه‌های آلکیلی از نوع متیل‌های اضافی) رسم شده است. این نمودار نشان می‌دهد که فرآیند اختلاط احتمالی مواد آلی نمونه C از سازندی دیگر با منشأ دریایی با محتویات مخزن (سیالات گازی) و یا اختلاط با مواد آلی احتمالی موجود در لایه‌های خود مخزن رخ داده است [۱۷ و ۱۹-۲۲].

تفاوت دما و فشار بین نمونه‌های میادین A و C به ترتیب حدود 10°F و 969 psi می‌باشد. در حالی که میدان B با داشتن دمای مخزن 142°F و فشار پایین‌تر 2360 psi ، روندی مشابه دو میدان دیگر ندارد. این تغییرات با در نظر گرفتن مقادیر مولی اجزاء اصلی، نشان می‌دهند که علاوه بر اثرات



شکل ۱۰- رسم نمودار K1 در مقابل K2 که تفاوت نمونه‌ها از نقطه نظر منشأ مولد هیدروکربوری را نشان می‌دهد [۱۸]



شکل ۱۱- نمودار ستاره‌ای خطی جهت مقایسه تمامی اجزاء سیالات به صورت تفصیلی به همراه گازهای غیرهیدروکربنی در نمونه‌های مورد مطالعه در شرایط مخزنی

B می‌باشند. افزایش تدریجی و سپس کاهش خاصیت پارافینی از میدان A به طرف میدان C، نشان می‌دهد که با کاهش عمق، دما و فشار مخزن (در میدان B)، خصوصیات سیال نیز تغییر می‌نماید. همین میدان شواهد زیادی را در ارتباط با رخداد فرآیند تخریب زیستی به نمایش می‌گذارد. این تغییرات می‌تواند ناشی از ویژگی‌های تخلخل و تراوایی لایه‌های مخزنی نیز باشد. (تخلخل کم جابه‌جایی سیالات کم کربن و برعکس)

تغییرات غلظت ترکیبات از فارس ساحلی به سمت فارس داخلی روند ثابتی ندارد و به دو صورت کاهشی- افزایشی و یا افزایشی- کاهشی است، لازم به ذکر است تنها که روند تغییرات ترکیبات اکسیژن‌دار ثابت است و از جنوب به شمال افزایش می‌یابد. این نوع تغییرات می‌تواند تأثیرپذیر از لیتولوژی و تغییرات عمقی مخزن باشد.

با استفاده از نمودارها می‌توان نتیجه گرفت که سنگ مولد نمونه C به‌طور آشکاری دارای منشأ خشکی است. شناخت منشأ نمونه‌های A و B از طریق بررسی نمودارهای مختلف نشان می‌دهد که این دو میدان نیز دارای منشأ خشکی هستند.

همچنین ترکیبات اکسیژن‌دار میدان A با مقدار کم، تنها در محدوده C_7 و در میدان B در محدوده C_8 تا C_{10} به میزان ناچیزی دیده می‌شود. در میدان C ترکیبات اکسیژن‌دار وجود ندارد. همان‌طور که در شکل مشخص است، میزان اجزاء ترکیبات هیدروکربنی در میدان B کمتر از میدان‌های A و C می‌باشد و نیز مقدار اجزاء پارافین و ایزوپارافین آن در محدوده C_{10} و C_{11} بسیار کم است. در محدوده C_{11} در میدان A، نفتن و در میدان C، آروماتیک، نفتن و ایزوپارافین دیده نمی‌شود.

نتیجه‌گیری

با بهره‌گیری از نمودارها و پارامترهای مختلف به‌دست آمده از آنالیزهای DHA بر روی نمونه‌های مورد آزمایش و شناخت خصوصیات ژئوشیمیایی آنها نتایج زیر به‌دست آمد:

آنالیزهای دقیق در سطح مولکولی نشان می‌دهد محتویات ترکیبات آلی هر سه میدان خصوصیات پارافینیک دارند. دو نمونه A و C براساس پارامترهای کلی از لحاظ فشار و دمای مخزن و همچنین نسبت گاز به سیال، مشابه یکدیگر بوده و متفاوت از نمونه

مراجع

- [1]. Peters K. E. and Fowler M. G., "Application of petroleum geochemistry," AAPG, pp. 93-120, 2002.
- [2]. Thompson K. F. M., "Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons," *Geochimica Cosmochimica Acta* 47(2), pp.303-316, 1983.
- [3]. Canipa Nora K., "Effect of evaporation on C_7 light hydrocarbon parameters," 2003.
- [4]. Jarvie Daniel M., "Williston basin petroleum systems: inferences from oil geochemistry and geology," *The Mountain Geologist*, 38(1), pp. 19-41, 2000.
- [5]. Mango Frank D., "An invariance in the isoheptanes of petroleum," *Science*, 237, pp. 514-517, 1987.
- [6]. Mango Frank D., "The origin of light hydrocarbons in petroleum: A Kinetic Test of the Steady-State Catalytic Hypothesis," *Geochimica et Cosmochimica Acta* 54, pp. 1315-1323, 1990.
- [7]. Mango Frank D., "Light hydrocarbons in petroleum: a critical review," *Organic Geochemistry* 26, pp. 417-440, 1997.
- [8]. BeMent W. O., Levey R. A. and Mango F. D., "The temperature of oil generation as defined with a C_7 chemistry maturity parameter (2,4-DMP/2,3-DMP ratio)," *Geological Aspects of Petroleum Systems, Mexico*, pp. 2-6, Oct. 1994.
- [9]. Tse Chang Ching et al., "Application of C_7 hydrocarbons technique to oil and condensate from type III organic matter in Northwestern Taiwan," *International Journal of Coal Geology*, 71, pp. 103-114, 2007.
- [10]. Dow Wallace G., "Kerogen studies and geological interpretations," *Journal of Geochemistry*, 7(2), pp. 77-79, 1977.
- [11]. Ten Haven H. L., "Applications and limitations of Mango's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies," *Organic Geochemistry* 01/1996; 24(10), pp. 957-976, 1996.
- [12]. Halpern H. I., "Development and applications of light hydrocarbon based star diagrams," *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76(6), pp. 801-815, 1995.
- [13]. Dudley D. et al., "Deep natural gas resources in the eastern gulf of mexico," United States Government Printing Office, Washington, pp. 219-228, 1997.
- [14]. Osuji L. C., and Anita B. S., "Geochemical implications of some chemical fossil as indicators of petroleum source rocks," *Journal of Applied Science and Environmental Management*, 9(1), pp. 45-49, 2005.
- [15]. Blanco C. G., Prado J. G., Guillen M. D., and Borrego A. G., "Preliminary results of extraction experiments in an oil shale," Instituto Nacional de Carbon (INCAR), CISC Ap. Co. 73, 33080 Oviedo, Spain, 2003.
- [16]. Thompson K. F. M., "Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates," *Organic Geochemistry*, Vol. II, No.6, pp. 573-590, 1987.
- [17]. Manilla P. N., and Eking P. A., "Characterization of some crude oils from the niger delta region of nigeria using bulk parameters and GC whole oil fingerprint," *Journal of Chemical Society of Nigeria*, 32(2), pp. 191-202, 2007.
- [18]. Onyema Mark O., "Geochemical correlation of niger delta crude oils using low molecular weight markers," MSc. Thesis, University of Port Harcourt, Nigeria, 2005.
- [19]. Manilla P. N., and Onyema Mark O., "Correlation of some crude oils using low molecular weight geochemical

markers: a case study of the niger delta," Journal of Chemical Society of Nigeria 33, pp. 225-234, 2008.

[20]. Onyema Mark O., and Ajike Kalu U., "Compositional significance of light hydrocarbons in niger delta crude oils," Nature and Science, 8(8), 2010.

[21]. Onyema Mark O., and Osuji Leo C., "*Light hydrocarbons in niger delta oils: geochemical significance of ring preference,*" Nature and Science, 9(5), 2011.

Archive of SID