

ارزیابی توان هیدرو کربور زایی و مطالعه ژئوشیمیائی نفت میادین بخش شرقی خلیج فارس

دکتر احمد رضا ربانی

منصور نصری بابائی

استاد یار

کارشناسی ارشد

دانشکده مهندسی معدن، متالورژی و نفت - دانشگاه صنعتی امیر کبیر

چکیده

خلیج فارس یکی از مهمترین حوضه های نفتی دنیا است. مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت های میادین سلمان، رسالت و سیری و سنگ مادر های احتمالی دوران دوم و سوم از حوضه شرقی خلیج فارس با هدف شناسایی سنگ منشأ و طبقه بندی ژنتیکی آنها انجام شده است. نتایج بدست آمده از مطالعه پارمترهای مختلف ژئوشیمیایی نشان می دهد که سنگ مادر مولد این نفت ها دریایی حاوی مواد آلی تیپ II و در شرایط احیایی نهشته شده اند. براساس مطالعات بیو مارکری و دیگر پارامترهای ژئوشیمیایی نفت های میادین بخش شرقی خلیج فارس را می توان به دو گروه مجزا تفکیک نمود. مجموعه میادین سیری در گروه ۱ و میادین رسالت و سلمان در گروه ۲ واقع می شوند. نفت های گروه ۱ با توجه به نسبت C_{28}/C_{29} استران در دیاگرام آقای گرانتهم سن ژوراسیک-کرتاسه را نشان می دهد. مقادیر پایین Diasterane/Sterane و Ts/Tm این نفت ها بیانگر سنگ منشأ کربناته مولد نفت این میادین می باشد. گروه ۲ (نفت میادین رسالت و سلمان) دارای سن قدیمیتری بوده و مقادیر بالای نسبت Diasterane/Sterane این میادین نشان دهنده شیلی بودن سنگ منشأ نفت می باشد. با استفاده از مقادیر ایزوتوپ فرکشن های نفت، مواد آلی تشکیل دهنده این نفت ها از نوع مواد آلی دریایی تعیین شده است.

کلمات کلیدی

بیومارکر - کروژن - بیتومین - سنگ مادر

Source Rock Evaluation and Geochemical Studies of Crud Oil in the Eastern Part of Persian Gulf

A.R.Rabbani

M.N.Babaii

Assistant Professor

M.Sc Student

Department of Mining, Metallurgical & Petroleum Engineering

Abstract

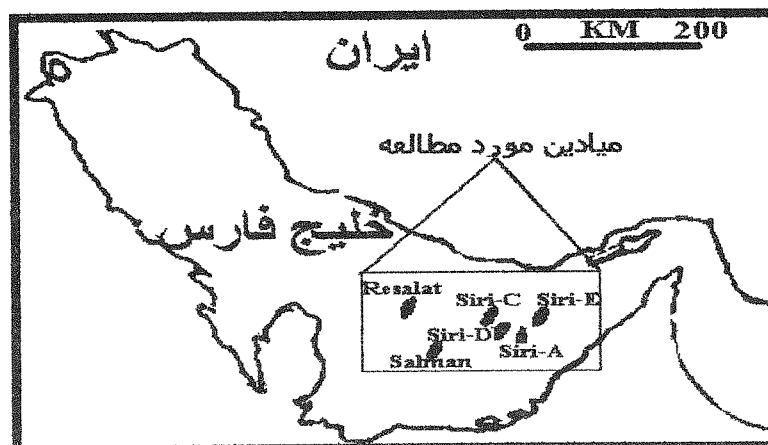
The Persian Gulf is one of the most petroliferous areas. Mesozoic and Tertiary source rocks and crude oils from the Iranian sector of Persian Gulf have been characterized by means of a variety of organic geochemical techniques. Oil fields investigated include Resalat, Salman, Sirri and Noursrat in the eastern part of Persian Gulf. The Biomarker characteristics (molecular fossils) were combined with other geochemical data to interpret the sources, depositional environments, diagenesis and catagenesis processes, migration and alteration. According to the biomarker and other geochemical study, oils in the eastern part of Persian Gulf can be classified in two groups. Group 1; include the Sirri and Noursrat oil fields. According to the C_{28}/C_{29} Sterane and Dia/reg Ste, this group sourced from the Jurassic and lower part of the Cretaceous Carbonate rocks. Group 2 that include Resalat and Salman oil fields, sourced from the upper Paleozoic shaly rocks.

Keyword

Biomarker-Kerogen- Bitumen-Source Rock

مقدمه

حوضه رسوبی خلیج فارس یکی از مهمترین حوضه های نفتی دنیا است. این حوضه به علت ذخایر و اندازه میدان های نفتی و قابلیت تولید چاه هایش قابل توجه بوده و تمام شریط مطلوب برای تولید، تجمع و ذخیره سازی در این ناحیه موجود می باشد. این شریط بعلت وجود حجم زیادی از رسوبات که قابلیت تولید هیدروکربور داشته و شرایط ساختمانی مناسب که نفتگیرهای طاقدیسی را تشکیل داده اند و گسترش رسوباتی با ویژگیهای پوششی مناسب می باشد. عدم وجود ناپیوستگی های مهم در مسیر مهاجرت یکی دیگر از پارامترهای مهم می باشد، که تمام این عوامل سبب شده است تا منابع عظیمی از هیدروکربور در این منطقه تجمع یابد. بمنظور مطالعه سنگ منشاء و بررسی ویژگیهای ژئوشیمیایی نفت در بخش شرقی خلیج فارس میادین نفتی سیری-سلمان و رسالت (شکل ۱) و سازند های مادر احتمالی موجود در منطقه مورد مطالعه ژئوشیمیایی قرار گرفتند.



شکل (۱) موقعیت میادین مورد مطالعه در بخش شرقی خلیج فارس.

متدهای بکار گرفته شده

روش هایی که در این مطالعه به کار گرفته شده اند بشرح ذیل می باشند.

۱- روش پیرولیز راک اول (Rock-Eval)

با استفاده از متد پیرولیز راک اول می توان توانایی هیدرو کربور زایی سنگ مادر را با اندازه گیری پارامترهای مربوطه مشخص نمود. اساس کار در این روش مبنی بر تجزیه کمی ترکیبات اکسیژنه و هیدروکربورهایی است که در اثر تجزیه حرارتی نمونه در اتمسفر خنثی نظیر هلیوم تولید می شوند. روش پیرولیز با حرارت دادن نمونه انجام می گیرد. این حرارت سبب تکامل مصنوعی کروژن میگردد و مقدار کربنی که قابل تبدیل شدن به هیدروکربن است از مولکول کروژن جدا می شود.

۲- روش گاز کروماتوگرافی (GC)

گاز کروماتوگرافی با ستونهای موئینه بلند، روش بسیار پرکاربردی برای مطالعه و کورلیشن نمونه های نفتی و مواد آلی است. گاز کروماتوگرامها به نوع ماده آلی و فرایند های ثانویه مانند بلوغ حرارتی و تخریب میکروبی حساسیت نشان می دهند.

۳- روش گاز کروماتوگرافی طیف سنج جرمی (GCMS)

نشانه های زیستی یا بیومارکرها فسیلهای مولکولی پیچیده ای هستند که از ارگانسیم های زنده مشتق شده و ساختمان شیمیایی اصلی آنها در طول مسیر تحول مواد آلی به نفت یا اصلاً تغییر نکرده و یا تغییرات اندکی می نماید. به دلیل اینکه بیومارکرها هم در نفت و هم در بیتومن های سنگ منشأ قابل اندازه گیری است، آنها می توانند در تفسیر خواص سنگ منشأ های نفت، نوع ماده آلی سنگ منشأ، شرایط محیط رسوبی و تدفین، بلوغ حرارتی سنگ یا نفت، درجه تخریب مولکولی، سیمای کانی شناسی و سن زمین شناسی اطلاعات مفیدی ارائه دهند. روش گاز کروماتوگرافی-طیف سنج جرمی (GCMS) از روشهای اصلی ارزیابی بیومارکرها است.

۴- روش ایزوتوپ های پایدار کربن

امروزه ایزوتوپهای پایدار بویژه کربن کاربرد گسترده ای در مطالعات ژئوشیمیایی نفت و گاز پیدا کرده است. ایزوتوپ پایدار کربن، سولفور و هیدروژن به همراه بیومارکرها برای گروه بندی نفتها و مواد آلی-شناسایی سنگ مولد نفت - بررسی مسیر مهاجرت نفت، تعیین سن نسبی سنگ مادر مولد نفت و مطالعه تاثیر فرایند های ثانویه مورد استفاده قرار می گیرد. مقادیر ایزوتوپهای پایدار کربن با علامت دلتا (δ) و بصورت قسمت در هزار نمایش داده می شود و بصورت زیر محاسبه شده و نسبت به استاندارد *PDB* سنجیده می شود:

$$\delta^{13}C = \frac{(13C/12C)_{\text{sampel}} - (13C/12C)_{\text{PDB}}}{(13C/12C)_{\text{PDB}}} \cdot 1000$$

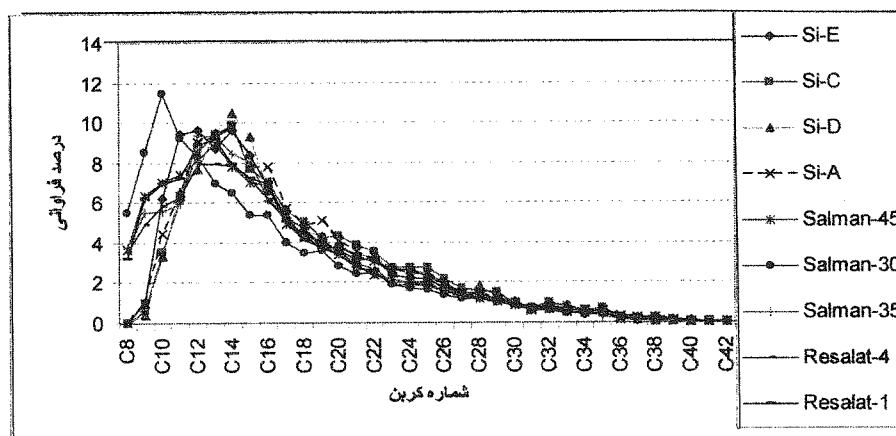
نتایج حاصله و بحث

- نتایج حاصل از آنالیز گاز کروماتوگرافی نفت میادین مورد مطالعه
نتایج حاصل از آنالیز گاز - کروماتوگرافی (جدول ۱) نشان می دهد که الکنهای سبک C_8-C_{25} فراوانی غالبی در نفتهای مورد مطالعه داشته و بر دریایی بودن مواد آلی مولد نفت، بالا بودن بلوغ و عدم تاثیر فرایندهای ثانویه بر روی نفت دلالت دارد [1].

جدول (۱) داده های حاصل از آنالیز GC چاههای میادین رسالت، سلمان و سیری.

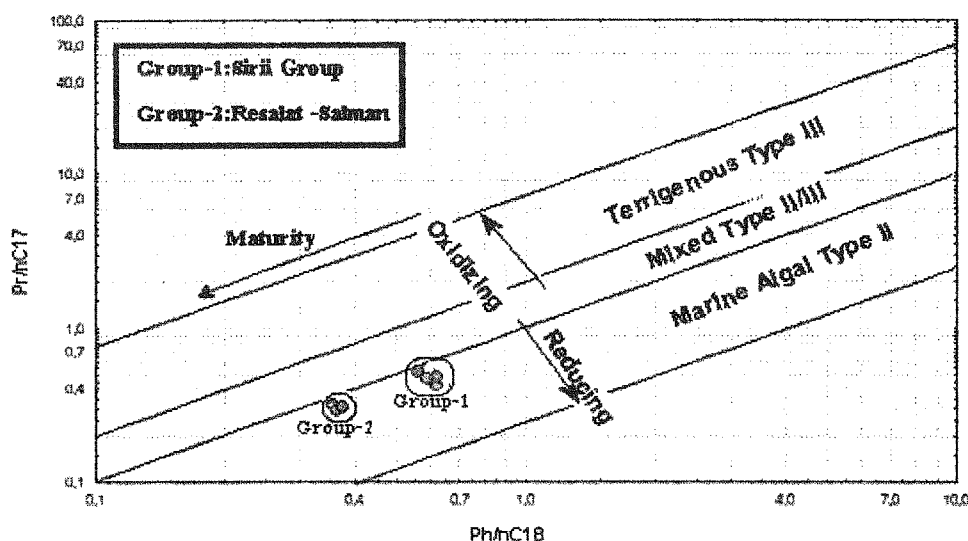
	Siri				Salman			Resalat	
	Siri-E	Siri-C	Siri-D	Siri-A	Salman-45	Salman-30	Salman-35	Resalat-4	Resalat-1
C8	-	-	-	-	3.64	5.48	3.75	3.56	3.18
C9	1.05	0.58	0.39	0.99	6.32	8.53	5.51	4.89	6.21
C10	6.2	3.51	3.32	4.46	6.99	11.43	5.58	5.82	6.91
C11	9.41	6.09	6.56	6.35	7.37	9.23	5.94	6.27	7.21
C12	9.62	8.55	7.66	9.01	8.12	8.33	9.38	7.91	8.89
C13	8.71	9.42	9.49	9.23	8.93	6.95	9.26	7.89	9.14
C14	9.62	9.9	10.5	9.79	7.79	6.48	8.46	7.83	7.93
C15	8.39	7.68	9.31	7.73	6.97	5.37	8.02	7.22	7.18
C16	6.78	7.01	6.63	7.79	6.85	5.39	6.06	6.18	6.91
C17	5.21	5.59	5.45	5.72	4.9	3.98	5.12	5.26	5.01
C18	4.33	5.06	4.57	4.85	4.27	3.45	4.27	4.69	4.11
C19	4.06	4.28	4.32	5.13	3.82	3.58	3.88	3.73	3.7
C20	3.62	4.32	3.85	4.06	3.39	2.82	3.54	3.81	3.39
C21	3.16	3.84	3.39	3.51	2.84	2.42	2.92	3.34	2.75
C22	3.22	3.53	3.24	3.05	2.38	2.49	2.67	2.99	2.52
C23	2.33	2.78	2.69	2.59	2.13	1.87	1.96	2.59	1.86
C24	2.21	2.76	2.6	2.42	1.95	1.73	2	2.62	1.92
C25	2.13	2.76	2.41	2.41	1.89	1.65	1.98	2.29	1.84
C26	1.71	2.19	1.99	1.86	1.58	1.39	1.6	1.88	1.56
C27	1.42	1.73	1.51	1.45	1.37	1.18	1.26	1.39	1.31
C28	1.26	1.55	1.8	1.43	1.21	1.17	1.34	1.42	1.21
C29	1.03	1.49	1.24	1.2	1.03	0.99	1.09	1.14	1.04
C30	0.93	0.91	1.06	0.96	0.88	0.91	1.03	1.03	0.81
C31	0.56	0.69	0.71	0.64	0.58	0.58	0.66	0.61	0.63
C32	0.76	0.95	0.88	0.76	0.66	0.62	0.72	0.79	0.74
C33	0.54	0.79	0.85	0.55	0.51	0.46	0.55	0.67	0.52
C34	0.42	0.58	0.57	0.58	0.44	0.46	0.64	0.53	0.47
C35	0.41	0.73	0.62	0.57	0.44	0.47	0.23	0.57	0.45
C36	0.28	0.23	0.27	0.32	0.12	0.22	0.18	0.32	0.17
C37	0.17	0.17	0.13	0.17	0.23	0.11	0.09	0.34	0.14
C38	0.24	0.18	0.04	0.27	0.16	0.12	0.15	0.16	0.1
C39	0.12	0.07	0.04	0.15	0.07	0.12	0.05	0.11	0.11
C40	0.13	0.02	0.08	-	0.08	0.02	0.02	0.15	0.08
C41	-	0.06	0.06	-	0.04	-	0.02	-	-
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Pr/Ph	1.05	0.92	0.92	1	1.25	1.13	1.21	0.71	1.07
Pr/nC17	0.53	0.49	0.48	0.47	0.39	0.38	0.37	0.37	0.33
Ph/nC18	0.56	0.62	0.62	0.56	0.36	0.36	0.37	0.59	0.37

در شکل ۲- نمودار فروانی الکانهای نرمال نفتهای مورد مطالعه با یکدیگر مقایسه شده است



شکل (۲) نمودار توزیع آلکانهای نرمال میادین سلمان، رسالت و سیری .

مقادیر پرستان به فیتان (Pr/Ph) از پارامترهای مهمی است که برای ارزیابی نفتها و بیتومن‌ها بکار می‌رود، که از این نسبت می‌توان برای تشخیص شرایط حاکم بر محیط رسوبی مواد آلی استفاده کرد. در منطقه مورد مطالعه نفت چاههای میدان سیری به طور متوسط دارای $Pr/Ph \leq 1$ می‌باشند که نشان‌دهنده احیایی بودن محیط رسوبی می‌باشد و نفت چاههای میادین رسالت و سلمان دارای Pr/Ph کمی بیشتر از یک می‌باشند، که نشان‌دهنده آن است که محیط رسوبی که مواد آلی در آن نهشته شدند، تا حدودی اکسیدی بوده است نسبت ایزوپرنوئیدها (Pr/nC_{17} ، Ph/nC_{18}) (شکل ۳)، اغلب جهت تفکیک نفتهای دارای منشأ متفاوت و مشخص کردن شرایط رسوبی سنگ مادر بکار می‌رود [2,3]. همانگونه که در شکل ۳ دیده می‌شود، نفتهای مورد مطالعه به دو گروه متفاوت تفکیک شده اند. البته این گروه بندی توسط پارامترهای بیومارکری که در دنباله بحث در ارتباط با آنها صحبت خواهد شد، مورد تأیید قرار می‌گیرد. مواد آلی مولد نفتهای مورد مطالعه از تیپ کروژنهای نوع II (عمدتاً جلبکها) بوده و در شرایط احیایی نهشته شده اند. نفتهای میادین رسالت و سلمان (گروه-۲) دارای بلوغ حرارتی بالاتری نسبت به مجموعه میادین سیری (گروه-۱) می‌باشد. و به احتمال قوی نفت این میادین (سلمان و رسالت) دارای سنگ منشأ قدیمیتری نسبت به گروه ۱ بوده که در اعماق بیشتر قرار گرفته اند.



شکل (۳) نمودار ایزوپرنوئیدها نشان دهنده نوع مواد آلی، محیط رسوبی و میزان بلوغ نفت می‌باشد.

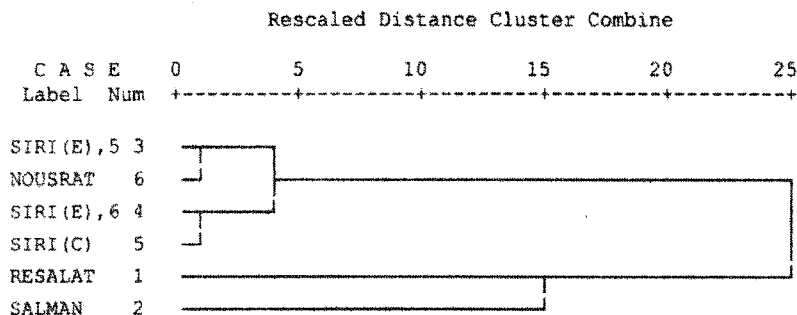
- نتایج حاصل از آنالیز GCMS نفت میادین مورد مطالعه (مطالعات بیومارکرها).
در جدول ۲ مقادیر مربوط به پارامترهای مختلف بیومارکری نفت میادین مورد مطالعه نشان داده شده است. بیومارکرهای خانواده استرانها، هویانها و استروئیدهای آروماتیکی مورد مطالعه قرار گرفته اند.

جدول (۲) میانگین مقادیر اندازه گیری شده پارامترهای بیومارکری نفتهای مورد مطالعه.

	Resalat	Salman	Siri(E),5	Siri(E),6	Siri(C)	Siri-A Noursat
Age	Jurasic	Jurasic	Cretaceo	Cretaceo	Cretaceo	Cretaceo
Reservoir	Yamama	Surmeh	Mishreef	Ilam	Mishreef	Mishreef
TRIC	9.1	9.5	14.2	13.6	12.5	12.9
PENT	66	65	60	58	58	61
STER	25.7	36	26.2	28.2	29.9	26
C31HSR	0.55	0.54	0.56	0.57	0.56	0.56
C29SSR	0.52	0.53	0.55	0.54	0.51	0.5
C29 $\beta\beta$ aa	0.68	0.62	0.64	0.64	0.61	0.64
C27STER	0.57	0.41	0.43	0.42	0.42	0.44
C28STER	0.14	0.14	0.28	0.27	0.25	0.3
C29STER	0.33	0.29	0.28	0.3	0.33	0.26
C27 $\beta\beta$ ST	0.36	0.35	0.37	0.39	0.39	0.41
C28 $\beta\beta$ ST	0.2	0.21	0.24	0.24	0.23	0.27
C29 $\beta\beta$ ST	0.44	0.44	0.38	0.36	0.38	0.32
C29S/R	1.04	1.07	1.22	1.19	1.06	1
C29 $\beta\beta$ /aa	1.83	2.14	1.78	1.82	1.65	1.79
GAM/HOP	0.12	0.11	0.08	0.08	0.11	0.08
BIS/HOP	0.01	0.01	0.01	0.01	0.04	0.01
DIA/STE	1.26	1.42	0.8	0.73	0.62	0.79
PREG/C27	0.58	0.85	0.64	0.94	0.78	0.84
TRI/HOP	0.08	0.07	0.21	0.22	0.23	0.23
TET/TRI	1.57	1.67	0.46	0.48	0.44	0.43
TS/TM	1.14	1.11	0.51	0.5	0.48	0.44
NOR/HOP	0.74	0.77	0.73	0.67	0.74	0.66
NEO/NOR	0.45	0.46	0.21	0.34	0.23	0.14
MOR/HOP	0.08	0.07	0.09	0.08	0.08	0.07
C32HSR	0.56	0.56	0.54	0.55	0.55	0.53
C35/C34	0.3	0.3	0.03	0.02	0.03	0.03
H35/H34	0.83	0.87	1.19	1.21	1.19	1.21
STER/PEN	0.39	0.4	0.44	0.48	0.52	0.43
M/(M+T)	0.73	0.75	0.84	0.89	0.79	0.84
TRIOCR	0.18	0.16	0.12	0.08	0.1	0.1
M/TM	0.27	0.25	0.16	0.11	0.21	0.16
TRIOCRI	0.27	0.2	0.22	0.22	0.2	0.28
TRIOCR2	0.31	0.26	0.17	0.13	0.15	0.17
TRI/MONO	1.98	1.82	2.39	3.85	2.23	3.11
TRI/STER	1	1.05	1.45	1.89	1.54	1.74

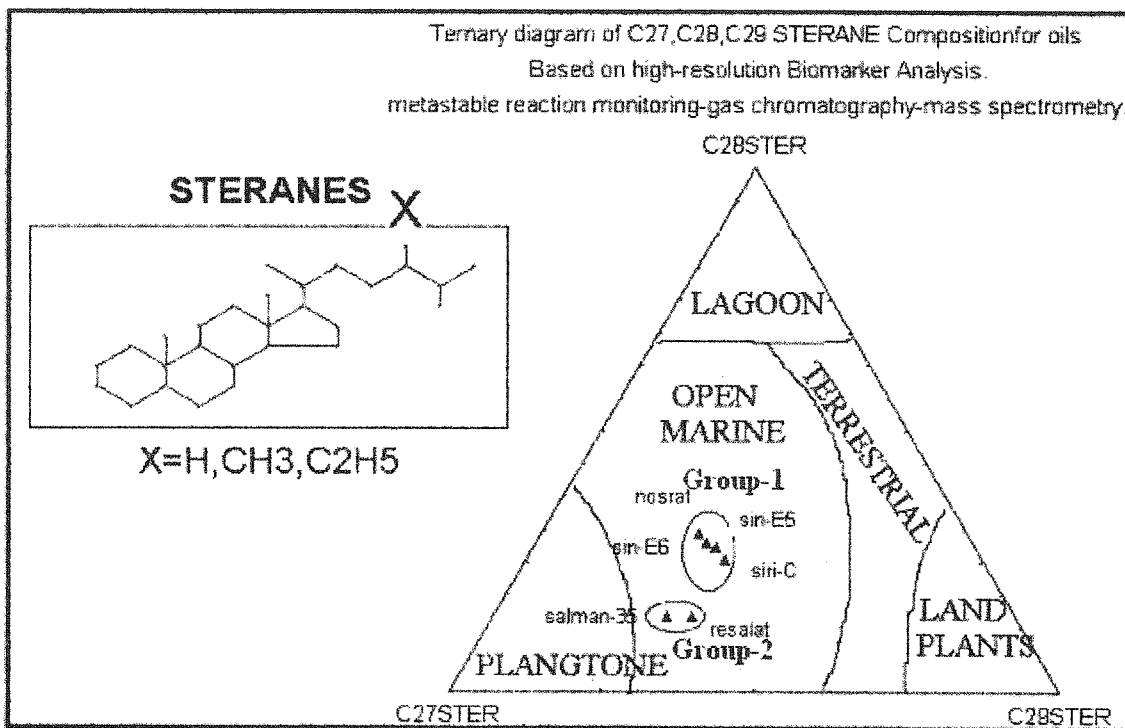
مطالعه دندوگرام آنالیز خوشه‌ای نفتها (شکل-۴) که بر اساس کلیه داده های بیومارکری رسم شده است، نشان می دهد نفتهای موجود در منطقه مورد مطالعه در ۲ کلاس رده بندی می شوند. کلاس ۱ شامل مجموعه نفتهای میادین سیری و کلاس ۲ شامل نفتهای میادین سلمان و رسالت می باشد.

Dendrogram using Ward Method



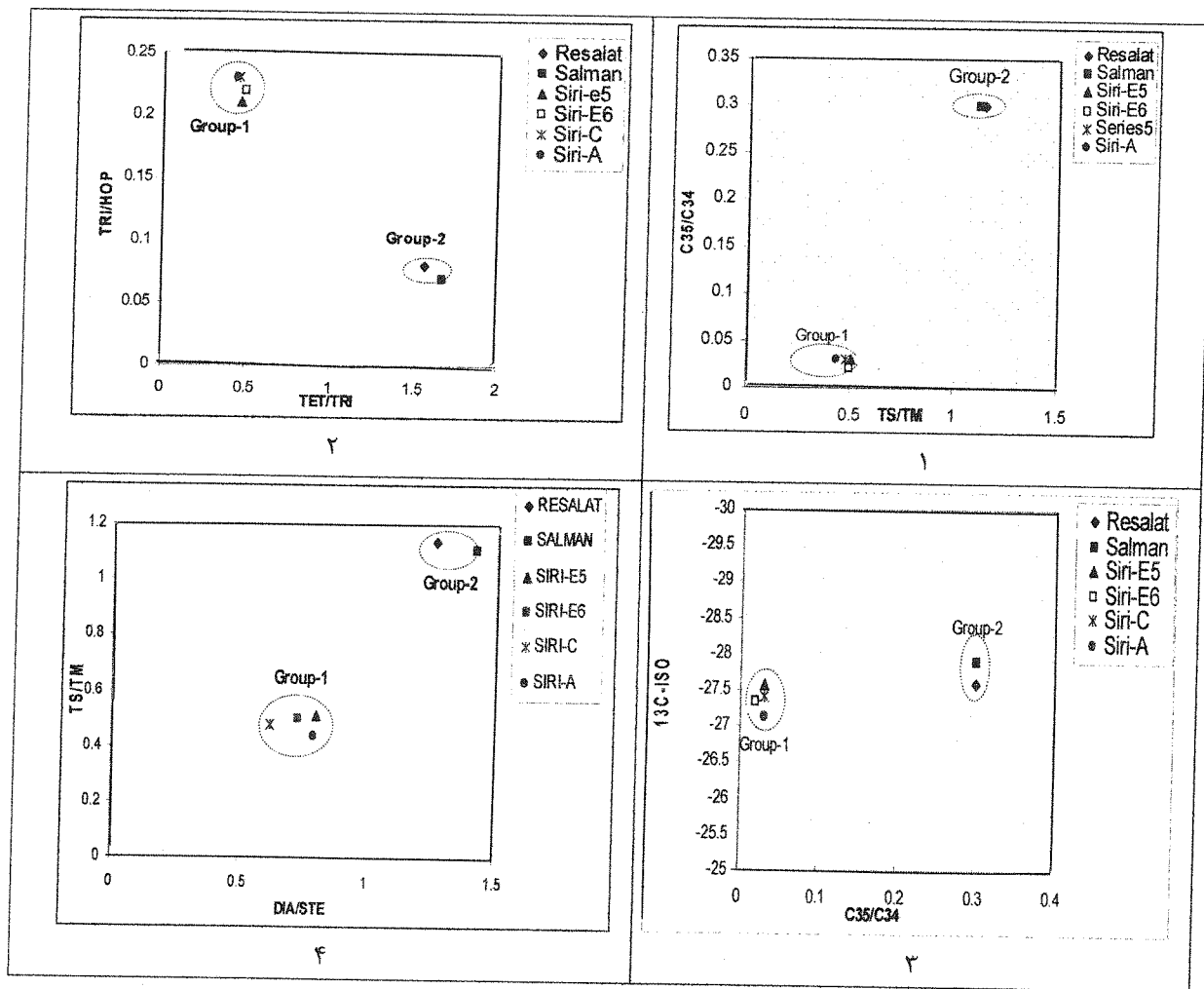
شکل (۴) دندوگرام حاصل از آنالیز خوشه ای با بکارگیری تمامی پارامترهای بیومارکری، که در آن نکته‌های مورد مطالعه به دو گروه مجزا تفکیک شده اند.

البته قابل ذکر است که نفت میدانهای سلمان و رسالت از لحاظ آماری فاصله بیشتری را دارا می‌باشند و خواص آنها با یکدیگر کمی متفاوت‌تر است. همچنین این دو کلاس در دیاگرام مثلثی استران‌های نرمال (شکل-۵) کاملاً از هم تفکیک و هر دو گروه منشأ دریایی را نشان می‌دهند.



شکل (۵) دیاگرام مثلثی استرانهای نرمال که محیط رسوبی و نوع مواد آلی مولد نفت منطقه مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

جدایش این دو گروه نفت را می‌توان در شکل ۶ که بر اساس پارامترهای مختلف بیومارکری ترسیم شده اند نیز مشاهده نمود.



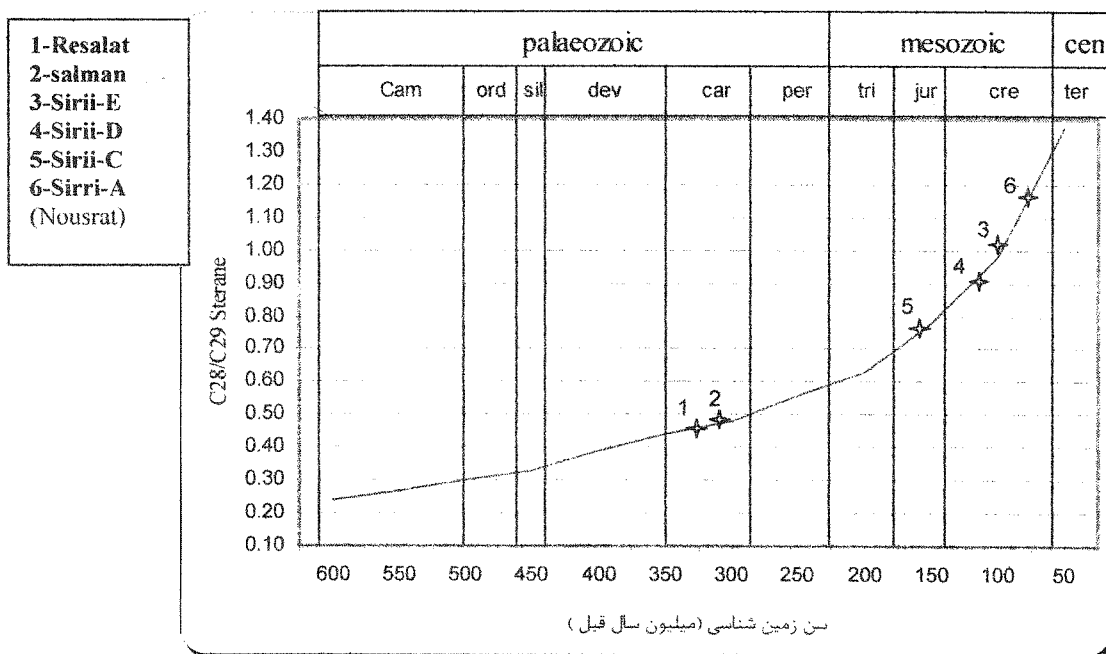
شکل (۶) گروپندی نفتهای مورد مطالعه بر اساس پارامترهای مختلف بیو مارکری.

همانطور که در شکل ۶ دیده می شود پارامترهای مختلف بیو مارکری در این دو گروه تفکیک شده نفت مقادیر متمایزی از خود نشان می دهند. در نمودار Ts/Tm - اندیس هومووپان (C_{35}/C_{34}) (شکل ۱-۶) میزان بالای اندیس Ts/Tm در گروه ۲ بیانگر بالا بودن بلوغ نفت است، که این حالت در دیاگرام مربوط به Pr/nC_{17} ، Ph/nC_{18} ، (شکل ۳) کاملاً مشخص بوده و پارامترهای دیگر ژئوشیمی نیز آن را تأیید می کنند. تصور بر این است که در حضور کانیهایی رسی (سنگهای شیلی) تحول $C_{27} 17\alpha(H) - trisnorhopane(T_{III})$ به $C_{27} 18\alpha(H) - trisnorhopane(T_S)$ راحتتر صورت پذیرفته و در نفتهای با سنگ منشاء شیلی نسبت Ts/Tm در مقایسه با نفتهای منشاء گرفته از سنگهای کربناته بیشتر می باشد. همانطور که مشاهده می شود، نفتهای گروه ۲ (میدان سیری) دارای Ts/Tm مقادیر بزرگتر از یک و C_{35}/C_{34} برابر با ۰/۳ می باشند، که می تواند نشان دهند نفت این گروه از سنگ منشأ شیلی حاصل شده است [4]. در گروه ۱ میزان Ts/Tm کمتر از ۰/۵۶ و C_{35}/C_{34} کمتر ۰/۰۳ می باشد، که نشان دهنده آن است که نفت این گروه از سنگ منشأ کربناته منشاء گرفته است. در نمودار Tet/Tri در مقابل Tri/Hop نیز نفتهای گروه ۱ و ۲ از یکدیگر تفکیک می گردند (شکل ۲-۶). نسبت Tet/Tri نیز از پارامترهایی است، که افزایش آن مرتبط با میزان بالاتر بلوغ حرارتی مواد آلی مولد نفت می باشد. شکل ۳-۶ که بر اساس ایزوتوپ کربن نفت ($\delta^{13}C_{PDB}$) - اندیس هومووپان، (C_{35}/C_{34}) ترسیم شده است، نفتهای گروه ۱ و ۲ از یکدیگر تفکیک شده و اختلاف زیادی در میزان C_{35}/C_{34} دیده می شود، اختلاف مقادیر ایزوتوبی گروههای ۱ و ۲ چندان زیاد نمی باشد، ولی گروه ۲ دارای میانگین ایزوتوبی سبکتری در مقایسه با گروه ۱ می

باشد، سبکتر بودن مقادیر ایزوتوپی در نفت می تواند بیانگر سن قدیمتر سنگ منشأ مولد نفت و تغییر در نوع مواد آلی مولد نفت باشد [6,5]. بر اساس درصد فراوانی بعضی از پارامترهای بیومارکری و بدون اینکه نمونه سنگ در دسترس باشد، می توان نوع لیتولوژی سنگی که نفت از آن منشأ گرفته را تشخیص داد، در سنگهای شیلی به دلیل نقش کاتالیستی رس استرونها به دیاستران تبدیل می شوند، بنابراین در سنگهای شیلی نسبت $Dia/Ster$ مقادیر بالاتری دارد و در سنگهای کربناته این مقادیر کمتر می باشد. مطالعات انجام شده توسط [4] Peters & Moldowan نشان می دهد که در حضور کانیهایی رسی میزان Dia/Ste افزایش یافته و در سنگ مادرهای شیلی و نفتهای مشتق شده از این سنگها، این میزان در مقایسه با نفتهای مشتق شده از سنگهای کربناته بالاتر می باشد. نفتهای گروه ۱ دارای نسبت $Dia/Ster$ کمتر از ۰/۸ و Ts/Tm کمتر از ۰/۶ می باشند، که نشان می دهد نفت میداین سیری دارای سنگ منشأ کربناته می باشد در حالیکه نفتهای گروه ۲ (سلیمان و رسالت) دارای نسبت $Dia/Ster$ بیشتر از ۱/۲ و نسبت Ts/Tm بیشتر از ۱/۱ می باشند (شکل ۴-۶) که بیانگر آن است که این نفتها از سنگهای شیلی حاصل شده اند.

تعیین سن زمین شناسی سنگ های منشأ منطقه شرقی خلیج فارس

تکامل بیولوژیکی موجودات مولد نفت در طول تاریخ زمین شناسی بطور مستقیم بر روی ترکیبات بیومارکر نفتها تأثیر می گذارد، همچنین برخی از بیومارکرها از آرگانوسمهای زنده با سن خاصی مشتق شده اند که می توانند اطلاعات مفیدی در مورد زمان تقریبی سن زمین شناسی سنگ منشأ بدست دهند. در این مطالعه برای تعیین سن، از نمودار آقایان گرانتهام و ویک فیلد [7] استفاده شده است (شکل ۷-۷)، البته این نمودار برای نفتهایی که از سنگ منشأهای دریایی تولید شده اند کاربرد دارد، این دیاگرام بر اساس میزان تغییرات استرانهای C_{28}/C_{29} نفت یا مواد آلی ترسیم شده است. که در طول تاریخ زمین شناسی مقادیر آن با کاهش سن افزایش می یابد و این نسبت می تواند بطور تقریبی پارامتری برای سنجش سن سنگ مادر مولد نفت قرار گیرد. همانگونه که در شکل ۷ مشاهده می شود، نفت میداین رسالت و سلیمان دارای سنگ منشأ با سن اواخر پالئوزوئیک هستند. سنگ منشأ نفت میداین سیری (SIRI (E)، SIRI (D) و SIRI (A) دارای سن کرتاسه و SIRI (C) سن ژوراسیک بوده، که البته با توجه به پارامترهای بیو مارکری مورد بحث دارای لیتو لوژی کربناته می باشند.



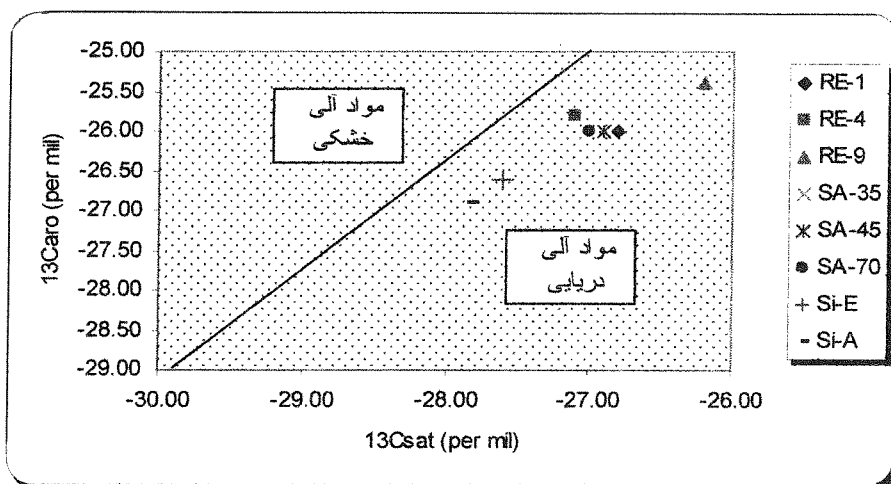
شکل (۷) تعیین سن تقریبی نفتهای مورد مطالعه بر اساس تغییرات C_{28}/C_{29} استران در طول تاریخ زمین شناسی. اقتباس از گرانتهام و ویک فیلد (۱۹۸۸).

نتایج حاصل از ایزوتوپیهای کربن نفتهای بخش شرقی خلیج فارس

در این مطالعه مقادیر ایزوتوپی فرکشنهای نفت توسط دستگاه Finnegan MAT_Delta Plus اندازه گیری شده است. ایزوتوپیهای کربن امروزه کاربرد گسترده ای در ارتباط با مطالعات و تحلیل و تفسیرهای ژئوشیمیایی یافته است [6,8]. مطالعات انجام شده توسط گالیمف نشان می دهد که در طول تاریخ زمین شناسی بعلت تغییر در ماهیت مواد آلی مولد نفت، مقادیر ایزوتوپی کربن نفت با کاهش سن زمین شناسی سبکتر می گردند. نفتهای گروه ۲ (سلمان و رسالت) دارای میانگین ایزوتوپی سبکتری نسبت به نفتهای گروه ۱ (میادین سیری) می باشد. گروه ۱ دارای ترکیب ایزوتوپی بزرگتر از $\delta = -27/56$ ^{13}C و گروه ۲ دارای ترکیب ایزوتوپی کوچکتر از $-27/59$ می باشد، به عبارت دیگر نفتهای گروه ۲ نسبت به گروه ۱ از نظر ایزوتوپ سبکتر می باشند و بیانگر قدیمی تر بودن سنگ مادر مولد نفت گروه ۲ (سلمان و رسالت) نسبت به گروه ۱ (سیری) می باشد که این نتیجه در دیاگرام استرانها نیز دیده می شود. از ایزوتوپ کربن فرکشنهای نفت نیز می توان به نوع نفت موجود پی برد، همانگونه که در شکل ۸ مشاهده می شود، نفتهای منطقه مورد مطالعه جزء نفتهایی است که در محیطهای دریایی تشکیل می شوند، این نتیجه از دیاگرام $Ph/nC_{18} - Pr/nC_{17}$ (شکل ۳) و مثلث استرانها نیز حاصل شده است.

جدول (۳) مقادیر ایزوتوپی فرکشن های نفت میادین رسالت و سلمان.

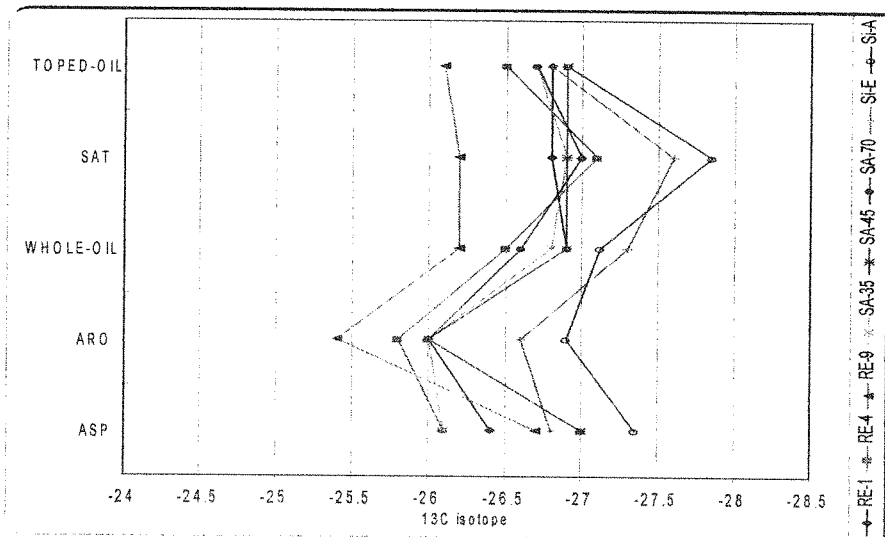
Field	Well	Asphaltenes	Aromatic	whole oil	Saturate	toped oil
Resalat	RE-1	-26.3	-26.1	-26.9	-26.8	-26.6
Resalat	RE-4	-26.2	-25.8	-26.5	-27.1	-26.4
Resalat	RE-9	-26.7	-25.4	-26.2	-26.2	-26.1
Salman	SA-35	-26.1	-26.2	-26.8	-26.9	-26.7
Salman	SA-45	-27	-26	-26.9	-26.9	-26.9
Salman	SA-70	-27.1	-26	-26.6	-27	-26.7
Sirri	Si-E	-26.8	-26.6	-27.3	-27.7	-26.8
Sirri	Si-A	-27.35	-26.9	-27.12	-27.85	-26.9



شکل (۸) کراس پلات مقدار ایزوتوپ کربن ترکیبات آروماتیکی در مقابل ترکیبات اشباع نوع ماده آلی را مشخص می کند.

نحوه توزیع مقادیر ایزوتوپی ^{13}C فرکشنهای مختلف نفت (نظیر آسفالتن، آروماتیک ها، نفتن ها، آلکانها) اطلاعات زیادی در ارتباط با وابستگی ژنتیکی میادین نفتی با یکدیگر و نوع مواد آلی مولد نفت می دهد. همانطور که در شکل ۹ و جدول ۳ دیده می شود، روند منحنی های بدست آمده نشان می دهد کلیه نفتها دارای منشأ مواد آلی دریایی است. در نفتهای حاصل از مواد آلی گیاهی (کروژنهای تیپ III) روند منحنی های حاصل شده برعکس شکل بدست آمده می باشد [6]: نفت

میدان سلمان و رسالت شباهت بالایی در توزیع مقادیر ایزوتوپی از خود نشان می دهد که با روند منحنی های نفت میدان سیری مقداری متفاوت است (شکل ۹).



شکل (۹) منحنی ایزوتوپی نفتهای مورد مطالعه.

نتایج حاصل از پیرولیز راک اول نمونه های حوضه شرقی خلیج فارس

نتایج آنالیز چاه Salman-2S22

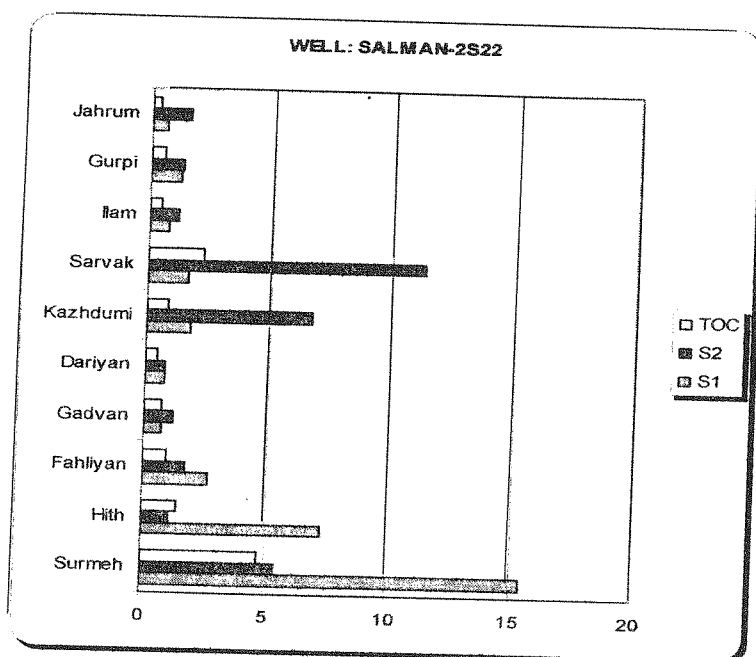
نمونه های چاه Salman-2S22 از عمق ۳۶۲ متری تا ۳۲۱۸ متری مورد مطالعه قرار گرفته است. ۱۷۵۰ متر از اینتروالهای داخل چاه مربوط به زمان کرتاسه و ۳۰۰۰ متر قسمت قاعده چاه دارای سن ژوراسیک می باشد و سازند هیث با ضخامت تقریبی ۱۰۰۰ متر بر روی سازند سورمه قرار گرفته است.

پارامتر های راک اول جهت مقایسه در جدول ۴ و شکل ۱۰ آورده شده است. مقادیر TOC از ۰/۲۹٪ تا ۴/۷۵٪ تغییر می کند. بالاترین مقادیر TOC در سازند سورمه دیده می شود (بیش از ۴/۷۵ درصد).

میانگین S_1 سازندهای مورد مطالعه از ۰/۱۶ تا ۱۵/۴۲ mgHC/g rock تغییر می کند بیشترین مقدار S_1 در سازند سورمه می باشد، که دو نمونه آن دارای S_1 متجاوز از ۲۰ mgHC/g rock می باشد. میانگین S_2 برای سازندهای مورد مطالعه از ۰/۷۴ mgHC/g rock تا ۱۱/۳۲ mgHC/g rock تغییر می کند. S_2 بیشترین مقدار را در سازندهای سروک و کژدمی (بترتیب ۱۱/۳۲ و ۶/۷۷ میلیگرم هیدروکربن بر گرم سنگ) دارا می باشد. که نشان دهنده توانایی خوب هیدروکربورزایی این سازندها می باشد، ولی بعلت پایین بودن T_{max} به مرحله بلوغ لازم برای تولید هیدروکربن نرسیده اند.

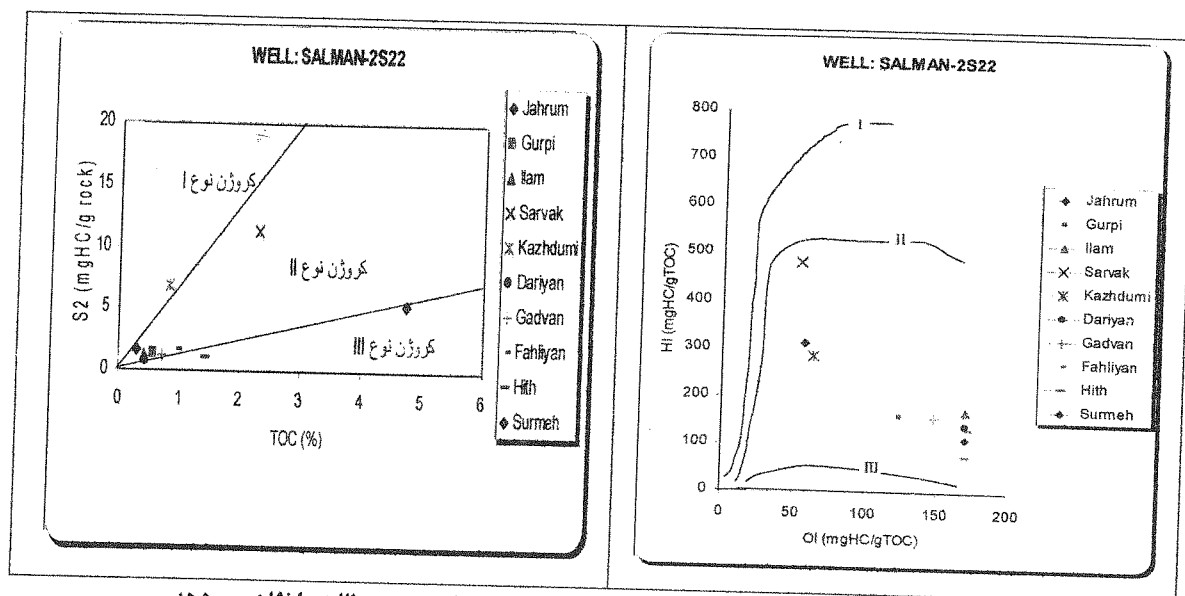
جدول (۴) میانگین داده های راک اول چاه Salman2S22 از میدان سلمان.

Formation	Top	Base	S1	S2	S3	TOC	Tmax	PI	OI	HI
Jahrum	352	1211	0.61	1.57	0.38	0.29	422	0.27	57.5	314
Gurpi	1211	1475	1.26	1.35	1.87	0.56	416	0.58	124	159
Ilam	1475	1656	0.77	1.18	2.06	0.43	419	0.39	>170	169
Sarvak	1656	1945	1.66	11.32	1.91	2.28	416	0.14	54.25	482
Kazhdumi	1945	2090	1.78	6.77	1.52	0.82	413	0.3	63	283
Dariyan	2090	2259	0.75	0.74	0.92	0.44	416	0.45	>170	140
Gadvan	2259	2613	0.72	1.17	2.83	0.75	419	0.36	148	158
Fahliyan	2613	2989	2.64	1.70	4.08	0.96	416	0.65	>170	133
Hith	2989	3095	7.32	1.07	14.04	1.42	nd	0.87	>176	75
Surmeh	3095	331	15.46	5.46	17.24	4.75	nd	0.75	>170	113



شکل (۱۰) هیستوگرام افقی پارامترهای راک اول میدان سلمان جهت مقایسه.

T_{max} اکثر نمونه ها از ۴۰۰ تا ۴۲۶ درجه سانتیگراد تغییر می کند و تعداد زیادی از نمونه ها دارای T_{max} کمتر از ۴۰۰ می باشند. مقادیر کم T_{max} نشان دهنده این واقعیت است که این نمونه ها هنوز برای تولید هیدروکربن به حد بلوغ خود نرسیده اند. مقادیر HI از ۷۵ mgHC/g TOC تا ۴۸۲ mgHC/g TOC متغیر می باشد، که بالاترین مقادیر را در سروک دارا است، مقادیر OI از ۵۴/۲۵ mgHC/g TOC تا بالای ۱۷۰ mgHC/g TOC تغییر می کند. می توان با استفاده از مقادیر OI و HI در نمودار ون کروئلن به اطلاعاتی در مورد نوع کروژن و به تبع آن نوع ماده آلی تولید کننده هیدروکربن دست یافت (شکل ۱۱). همانگونه که در شکل مشاهده می شود در غالب سازندها کروژن نوع II دیده می شود البته در سازندهای هیث و سورمه حاوی کروژن نوع III می باشند.



شکل (۱۱) نمودار ون کروئلن نوع ماده آلی موجود در سازندهای مورد مطالعه را نشان می دهد.

از لحاظ کمی، مواد آلی در سازندهای های دوران های ترشیاری (جهرم)، کرتاسه فوقانی (گورپی و ایلام) و کرتاسه تحتانی (داریان، گدوان و فهلیان) ضعیف، ($TOC < 0.5\%$) و در دیگر سازندهای کرتاسه میانی (سروک و کژدمی) و ژوراسیک (سورمه و هیث) خوب ارزیابی می شود.

رسوبات کرتاسه تحتانی و کرتاسه فوقانی و ژوراسیک دارای مقادیر HI کمتر از 200 mgHC/g rock می باشند و در کرتاسه میانی (سروک و کژدمی) و ائوسن (سازند جهرم)، HI بین 300 تا 500 تغییر می کند، که نشان می دهد این رسوبات حاوی کروژن نوع II می باشند. از لحاظ پتانسیل هیدروکربورزایی سازند سروک و سازند کژدمی خوب ارزیابی می گردند ($S_2 > 10 \text{ mgHC/g rock}$). پتانسیل هیدروکربورزایی در بقیه سازندها پایین می باشد ($S_2 < 10 \text{ mgHC/g rock}$). مقادیر S_1 برای کرتاسه میانی (سروک و کژدمی) و در فهلیان بیشتر از 1 mgHC/g rock می باشد. مقادیر بالای S_1 و مقادیر پایین S_2 برای هر اینتروال موجب می شود، تا به PI مقادیری بیش از 0.6 اختصاص یابد. مقطع کرتاسه میانی PI پایین تر از 0.3 دارد و سازند سروک دارای PI کمتر از 0.15 می باشد. این مقادیر نشان دهنده آن است که اینتروال کرتاسه میانی از لحاظ هیدروکربور آزاد فقیر بوده، که می تواند به علت پایین بودن درجه بلوغ باشد. رسوبات کرتاسه تحتانی و ژوراسیک بلوغ بیشتری را متحمل شده اند و حاوی مقادیر زیادی از هیدروکربن آزاد می باشد.

- نتایج آنالیز چاه SIRRI-A1

چاه SIRRI-A1 از عمق 7340 متری تا 2667 متری مورد مطالعات پیرولیز راک اول قرار گرفته است. 800 متر از ضخامت این چاه شامل رسوبات ائوسن می باشد و به دنبال آن 1000 متر رسوبات کرتاسه قرار دارد که در انتها 400 متر از سازند فهلیان حفاری شده است.

پارامتر های راک اول جهت مقایسه در جدول 5 و شکل 12 آورده شده است. مقادیر TOC از 0.14 درصد تا 2.03 درصد تغییر می کند. 68 درصد نمونه ها دارای TOC کمتر از 0.5 درصد می باشند و 10 درصد نمونه ها دارای مقادیر TOC حداکثر تا یک درصد می باشند. نمونه های سازند سروک دارای بالاترین مقادیر می باشند. تمامی نمونه های کرتاسه تحتانی دارای مقادیر کمتر از 0.3 درصد می باشند.

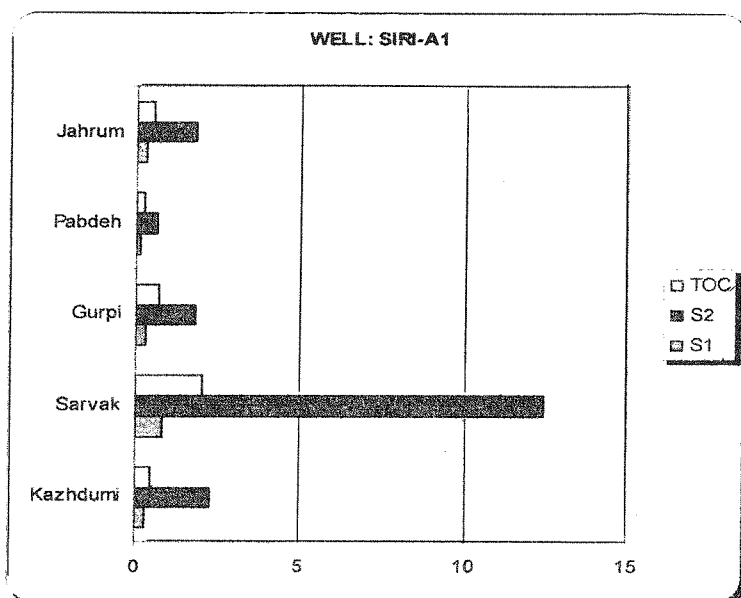
جدول (5) میانگین داده های راک اول چاه Sirri-A1 از میدان سیری.

Formation	Top	Base	S1	S2	S3	TOC	Tmax	PI	OI	HI
Jahrum	1027	1700	0.30	1.77	0.93	0.52	430	0.17	133	252
Pabdeh	1700	1839	0.14	0.62	0.70	0.23	439	0.18	170	163
Gurpi	1839	1994	0.28	1.78	1.92	0.68	432	0.17	138	156
Ilam	1994	2106	nd	nd	nd	0.25	nd	nd	nd	nd
Sarvak	2106	2206	0.80	12.46	0.62	2.03	423	0.06	23	607
Kazhdumi	2206	2271	0.29	2.26	0.32	0.44	426	0.17	20	324
Dariyan	2271	2398	nd	nd	nd	0.23	nd	nd	nd	nd
Gadvan	2398	2461	nd	nd	nd	0.18	nd	nd	nd	nd
Fahliyan	2461	2875	nd	nd	nd	0.14	nd	nd	nd	nd

مقادیر S_1 از 0.14 mgHC/g rock تا بیش از 0.8 mgHC/g rock تغییر می کند، S_2 دارای تغییرات زیادی است، این تغییرات در محدوده 0.62 mgHC/g rock تا $12.46 \text{ mgHC/g rock}$ قرار دارد. T_{max} از 423 تا 439 درجه تغییر می کند. مقادیر HI از 156 mgHC/g TOC تا 607 mgHC/g TOC تغییر می کند که بیشترین مقادیر مربوط به سازند های سروک، کژدمی و جهرم می باشد. مقادیر PI از 0.05 تا 0.4 تغییر می کند.

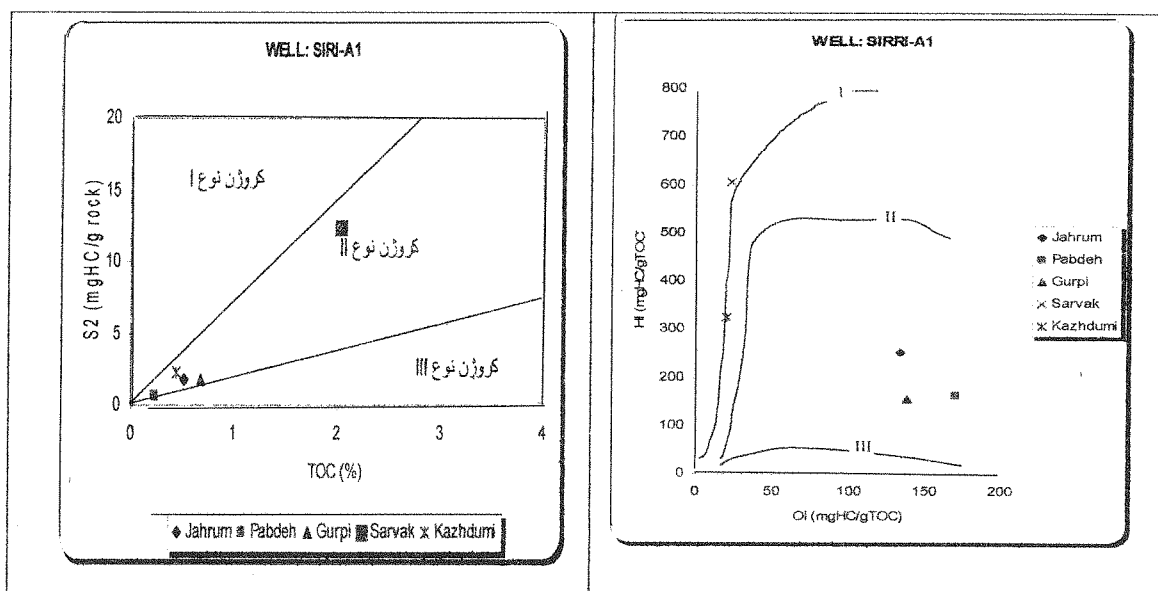
از لحاظ کمی، مواد آلی در سازند سروک متوسط تا خوب ($TOC = 2\%$) و در بقیه مقطع مورد مطالعه، ضعیف ارزیابی می شود. مقادیر HI برای سازند های پایده و گورپی در محدوده 150 الی 200 mgHC/g TOC و برای سازندهای جهرم و کژدمی در محدوده 200 الی 300 mgHC/g TOC قرار دارد، که نشان دهنده وجود کروژن نوع II در این رسوبات می

باشد، در صورتیکه این کمیت در سازند سروک به 6.7 mgHC/g TOC می رسد (شکل ۱۲) که بیانگر وجود کروژن نوع I در این سازند می باشد.



شکل (۱۲) هیستوگرام افقی پارامترهای راک اول میدان سیری جهت مقایسه.

پتانسیل هیدروکربورزایی در سازند سروک بالا می باشد ($S_2 > 12 \text{ mg HC/g rock}$)، و دیگر رسوبات این مقطع دارای پتانسیل هیدروکربورزایی پایینی می باشند ($S_2 < 2 \text{ mg HC/g rock}$). در سازندهای جهرم و گورپی T_{max} از 430 تا 435 تغییر می کند، در حالیکه در نمونه های سروک و کژدمی T_{max} مقادیر کمتری را دارا می باشد. میانگین S_1 برای همه نمونه ها کمتر از 1 mg HC/g rock می باشد. مقادیر پایین S_1 و مقادیر بالای S_2 دلالت بر PI کمتر از 0.2 در اینتروال کرتاسه میانی (سروک و کژدمی) دارد، که می تواند به نابالغ بودن مواد آلی در این رسوبات تعبیر شود. در کراس پلات S_2 در مقابل TOC (شکل ۱۳) تمامی سازندهای مورد مطالعه داخل ناحیه ای قرار می گیرند، که نشان دهنده کروژن نوع II می باشند.



شکل (۱۳) نمودار ون کروژن، نوع ماده آلی موجود در سازندهای چاه Sirri-A1 را مشخص می سازد.

نتیجه گیری

نتایج حاصل از مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت‌های حوضه شرقی خلیج فارس، در زیر آمده است. این نتایج بر اساس مطالعات راک اول، گاز کروماتوگرافی، GCMS و ایزوتوپ‌های پایدار کربن ارائه شده است.

۱- بر اساس پارامترهای مختلف ژئوشیمیایی نفت‌های منطقه مورد مطالعه را می‌توان به دو گروه تقسیم کرد. گروه ۱ که شامل نفت مخازن کرتاسه از میادین سیری E و گروه ۲ که شامل نفت مخازن ژوراسیک از میادین سلمان و رسالت می‌باشد. ۲- بر اساس فراوانی استرانهای منظم، و پارامترهای مختلف بیو مارکری مواد آلی مولد نفت هر دو گروه در شرایط دریایی و احيایی نهشته شده اند.

۳- نفت‌های میادین سیری اساس میزان اندک Dia/Ster از سنگ منشأهای کربناته تولید شده‌اند در حالیکه نفت‌های میادین سلمان و رسالت دارای سنگ منشأ شیلی می‌باشد.

۵- نفت میادین گروه ۱ و ۲ از لحاظ بلوغ در سطح بالایی قرار دارد و سنگ مادر آنها در داخل پنجره نفت‌زایی واقع شده است.

۶- هیچ کدام از نفت‌های منطقه مورد مطالعه تحت تأثیر تخریب مولکولی و فرآیندهای آلتراسیون حاصل از مهاجرت قرار نگرفتند.

۷- بر اساس فراوانی استرانهای C₂₈, C₂₉ و با استفاده از دیاگرام گرانتهم سن سنگ منشأ میادین سیری E و سیری A، کرتاسه و سن سنگ منشأ سیری C، ژوراسیک و سن سنگ منشأ نفت‌های گروه ۲ اواخر پالئوزوئیک تعیین شده است.

۸- با توجه به سن، لیتولوژی و دیگر پارامترهای ژئوشیمیایی، سنگ‌های کربناته داریان به عنوان منشأ احتمالی نفت‌های میادین سیری E و سیری A می‌باشد و سازند کربناته سورمه را می‌توان به عنوان منشأ احتمالی میدان سیری C به حساب آورد و شیل‌های سیاهون و سرچاهان احتمالاً سنگ مادر میادین سلمان و رسالت می‌باشند.

مراجع

- [1] Hunt, J.M. Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company, New York, (1995)
- [2] Obermajer, M., M. G. Fowler, and L. R. Snowdon, , Depositional environment and oil generation in Ordovician source rocks from southwestern Ontario, Canada: organic geochemical and petrological approach, AAPG Bulletin, Vol. 83, No. 9, p.1426-1453(1999).
- [3] Peters, K. E. , M. E. Clark, U. Das Gupta, M. A. McCaffrey, and C. Y. Lee., Recognition of an infracambrian source rock based on biomarkers in the Baghewala-1, India., AAPG Bulletin, V. 79, No. 10, p.1481-1494(1995).
- [4] Peters, K. E., Moldowan, J. M., The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments: Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall, 363 p. (1993),
- [5] Rabbani .A. R, Origin and mechanism of oil and gas generation in south of Iran and Persian Gulf area. PhD. thesis. (2001)
- [6] Galimov, E. M, Geochemistry of Carbon and its Applications in Oil and Gas Exploration, Moscow, Nedra, pp.383 (1973).
- [7] Grantham, P. J., and Wakefield, L. L., Variations in the sterane carbon number distributions of the marine source rock derived oils through geological time, Organic Geochemistry, Vol. 12, p.61-73(1988).
- [8] Rabbani, A., E. M. Galimov, Geochemical identification of oil source formations in southern Iran, Geochemistry International, Vol. 38, No. 12, pp.1198-1206,(2000)