

## طبقه بندی ژئوشیمیایی نفت میادین بخش غربی خلیج فارس

احمد رضا ربانی

استاد یار گروه مهندسی نفت - دانشکده مهندسی معدن، متالورژی و نفت

دانشگاه صنعتی امیر کبیر

مهدی شعبانی افرابلی

کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت - دانشکده مهندسی معدن، متالورژی و نفت

دانشگاه صنعتی امیر کبیر

(تاریخ دریافت ۸۲/۹/۲۲، تاریخ تصویب ۸۳/۷/۱۱)

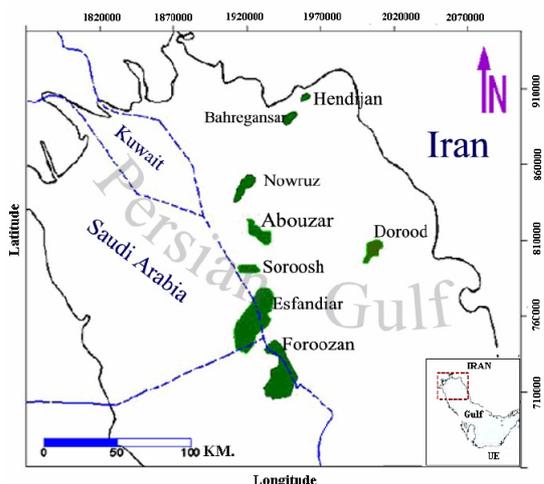
### چکیده

نفت میادین نفتی بخش غربی خلیج فارس به همراه سنگ مادر های احتمالی دوران دوم و سوم س با هدف شناسایی سنگ منشأ و طبقه بندی ژنتیکی آنها و بررسی تاریخچه تدفین رسوبات با روشهای مختلف ژئوشیمیایی مورد مطالعه قرار گرفتند. نتایج حاصل از مطالعه بیومارکرها و نتایج بدست آمده از سلیر روشهای ژئوشیمیایی به منظور مطالعه منشأ، محیط رسوبی، فرایند های دیاژنز و کاتازنز، مهاجرت و آلتراسیون های ثانویه تلفیق گردید. میادین مورد مطالعه شامل میدانهای ابوذر، نوروز، بهرگانسر، هندیدجان، فروزان و دورود بوده که بر اساس پارمترهای مختلف مورد مطالعه به دو گروه کلی تفکیک شده اند. گروه اول شامل نفت میادین هندیدجان، بهرگانسر، ابوذر می باشد این گروه از نفتها با توجه به پارمترهای ژئوشیمیایی از سنگ مادر شیلی با سن ژوراسیک بالایی تا کرتاسه پایینی مشتق شده اند. گروه دوم مشتمل بر نفت میادین درود، فروزان، و نوروز است که از رسوبات کربناته با سن قدیمتر منشأ گرفته اند. سازند شیلی گرو بعنوان سنگ مادر نفتهای گروه اول و سازند کربناته مرنی سورمه یا معادل آن بعنوان سنگ مادر مولد نفت گروه دوم پیشنهاد میگردد.

واژه های کلیدی: بیومارکر، کروژن، بیتومین، سنگ مادر

### مقدمه

رسوبگذاری وسیع در طی دورانهای مختلف زمین شناسی باعث شده است که رسوبات غنی از مواد آلی در منطقه خلیج فارس نهشته و ذخایر هیدروکربوری قابل ملاحظه ای را تشکیل دهند. یکی از اهداف مطالعات ژئوشیمیایی در اکتشاف نفت، شناسایی سنگ مادر مولد نفت، ارزیابی توانایی هیدروکربو زایی آنها و کورولیشن میادین نفتی و سنگهای مادر و بررسی سیستمهای نفتی است. در همین راستا جهت بررسی و مطالعه سنگ مادر نفت و ارزیابی آنها در بخش غربی خلیج فارس میادین نفتی ( هندیدجان، بهرگانسر، ابوذر، نوروز، درود و فروزان) و سازندهای احتمالی مولد هیدروکربور نمونه برداری و مورد مطالعه دقیق ژئوشیمیایی قرار گرفتند (شکل ۱).



شکل ۱: موقعیت جغرافیای میادین نفتی مورد مطالعه در بخش شمال غربی خلیج فارس.

### متدهای بکار گرفته شده

روش هایی که در این مطالعه به کار گرفته

نفت، تعیین سن نسبی سنگ مادر مولد نفت و مطالعه تاثیر فرایندهای ثانویه مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقادیر ایزوتوپهای پایدار کربن با علامت دلتا ( $\delta$ ) و بصورت قسمت در هزار نمایش داده می‌شود و بصورت زیر محاسبه شده و نسبت به استاندارد PDB سنجیده می‌شود:

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

### مدلینگ تاریخچه تدفین حوضه رسوبی

برای مدلینگ تاریخچه تدفین از نرم افزار Win Bury پژوهشگاه صنعت نفت استفاده گردیده است.

### نتایج و بحث

تمامی نمونه های نفتهای میادین شمال غرب خلیج فارس مورد بررسیهای ژئوشیمیایی اعم بیومارکرها، ایزوتوپ کربن و آنالیز راک اول قرار گرفته و نتایج اندازه گیری پارامترهای مختلف ژئوشیمیایی در جداول مربوطه ارائه شده اند.

#### -نتایج گاز کروماتوگرافی

نتایج حاصل از آنالیز گاز کروماتوگرافی نشان می‌دهد الکانهای سبک C<sub>8</sub>-C<sub>25</sub> در نفت غالب بوده و نشان دهنده نفتهای حاصل از مواد آلی دریای با میزان بلوغ بالامیباشند (جدول ۱ و شکل ۲). مقادیر CPI کمتر از یک نمونه های نفتی مورد مطالعه نیز این مورد را تأیید می‌نماید. روند نرمال توزیع الکانهای سبک بیان کننده عدم تاثیر فرایندهای ثانویه نظیر تخریب میکروبی و آبشویی بر روی نفتهای مورد مطالعه می‌باشد [۲،۱]

#### -نتایج گاز کروماتوگرافی - طیف سنج جرمی

داده های حاصل از مطالعات بیومارکری (خانواده استرانها، هویانها و استروئیدهای آروماتیکی) نفت میادین مورد مطالعه در جدول (۲) نشان داده شده است. نتایج مطالعه بیومارکرها کاربرد گسترده ای در تعیین نوع و شرایط محیط رسوبی، نوع مواد آلی موجود در سنگ منشاء، خواص سنگ منشاء، بلوغ حرارتی نفت یا سنگ، ترکیبات کانی شناسی و سن زمین شناسی دارد [۱،۲].

شده اند بشرح ذیل می‌باشند.

#### ۱-روش پیرولیز راک اول (Rock-Eval)

با استفاده از متد پیرولیز راک اول می‌توان توانایی هیدرو کربور زایی سنگ مادر را با اندازه گیری پارامترهای مربوطه مشخص نمود. اساس کار در این روش مبتنی بر تجزیه کمی ترکیبات اکسیژنه و هیدروکربورهای است که در اثر تجزیه حرارتی نمونه در اتمسفر خنثی نظیر هلیوم تولید می‌شوند. روش پیرولیز با حرارت دادن نمونه انجام می‌گیرد. این حرارت سبب تکامل مصنوعی کروژن شده و مقدار کربنی که قابل تبدیل شدن به هیدروکربن است از مولکول کروژن جدا می‌شود.

#### ۲-روش گاز کروماتوگرافی

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 می‌دهند.

#### ۳- روش گاز کروماتوگرافی طیف سنج جرمی

نشانه‌های زیستی یا بیومارکرها فسیلهای مولکولی پیچیده‌ای هستند که از ارگانسیم‌های زنده مشتق شده و ساختمان شیمیایی اصلی آنها در طول مسیر تحول مواد آلی به نفت یا اصلاً تغییر نکرده و یا تغییرات اندکی می‌نماید. به دلیل اینکه بیومارکرها هم در نفت و هم در بیتومن‌های سنگ منشأ قابل اندازه‌گیری است، آنها می‌توانند در تفسیر خواص سنگ منشأهای نفت، نوع ماده آلی سنگ منشأ، شرایط محیط رسوبی و تدفین، بلوغ حرارتی سنگ یا نفت، درجه تخریب مولکولی، سیمای کانی‌شناسی و سن زمین‌شناسی اطلاعات مفیدی ارائه دهند. روش گاز کروماتوگرافی - طیف سنج جرمی (GCMS) از روشهای اصلی ارزیابی بیومارکرها است.

#### ۴-روش ایزوتوپهای پایدار کربن

امروزه ایزوتوپهای پایدار بویژه کربن کاربرد گسترده ای در مطالعات ژئوشیمیایی نفت و گاز پیدا کرده اند ایزوتوپ پایدار کربن، سولفور و هیدروژن به همراه بیومارکرها برای گروه‌بندی نفتها و مواد آلی، شناسایی سنگ مولد نفت، بررسی مسیر مهاجرت

جدول ۱: داده های حاصل از آنالیز GC چاههای میادین درود هندجان، بهرگانسر و فروزان.

شماره کربن	دروود	هندجان	بهرگانسر	فروزان
C8	10.56	7.88	8.27	0.03
C9	9.71	7.61	7.36	0.58
C10	10.66	9.29	8.63	5.54
C11	9.33	8.30	6.78	9.68
C12	7.24	6.79	5.54	9.55
C13	6.54	6.41	5.43	9.03
C14	6.19	6.31	5.65	8.64
C15	5.62	5.08	4.76	7.48
C16	4.69	4.95	4.84	6.74
C17	4.38	4.70	5.40	6.03
C18	3.45	3.52	3.87	5.16
C19	3.77	5.06	4.97	5.39
C20	2.91	3.33	3.59	4.21
C21	2.50	3.23	3.43	4.21
C22	2.44	2.72	3.15	3.15
C23	1.76	1.71	2.21	2.34
C24	1.34	1.59	2.95	2.74
C25	2.29	3.57	3.69	2.74
C26	1.03	2.01	1.54	1.54
C27	0.74	1.22	1.42	1.11
C28	0.79	1.08	1.24	1.10
C29	0.42	0.66	0.89	0.69
C30	0.31	0.80	0.99	0.84
C31	0.29	0.38	0.60	0.37
C32	0.29	0.37	0.56	0.29
C33	0.19	0.25	0.44	0.17
C34	0.17	0.28	0.55	0.19
C35	0.17	0.27	0.49	0.17
C36	0.06	0.10	0.16	0.05
C37	0.04	0.08	0.14	0.05
C38	0.04	0.09	0.15	0.04
C39	0.04	0.24	0.14	0.06
C40	0.04	0.11	0.16	0.09
Total	100	100	100	100
مجموع کربنهای زوج	52.21	51.22	51.84	49.90
مجموع کربنهای فرد	47.79	48.78	48.16	50.10
CPI	0.92	0.95	0.93	1.00

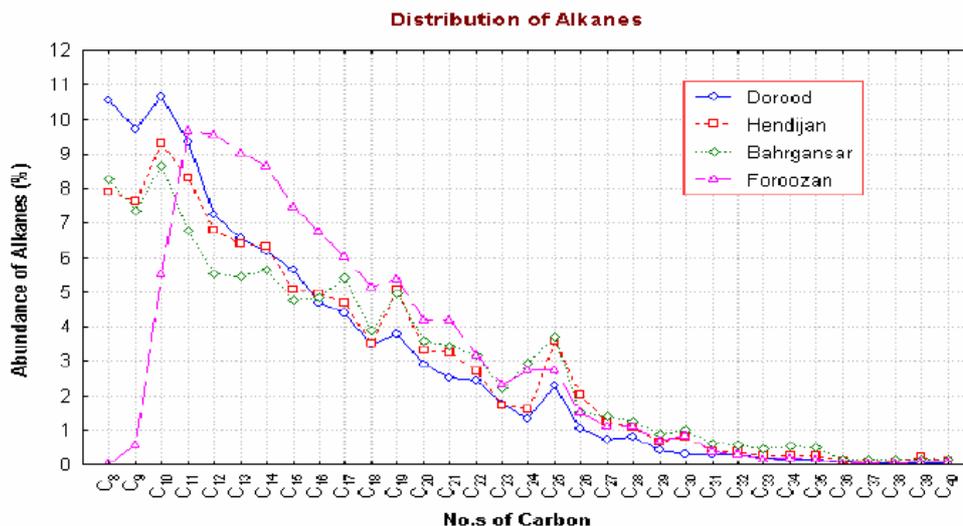
به  $C_{27}17\alpha(H) - Trisnorhopane(Tm)$  و  $C_{27}18\alpha(H) - Trisnorhopane(Ts)$  راحتتر صورت پذیرفته و در نفتهای با سنگ منشاء شیلی نسبت  $Ts/Tm$  در مقایسه با نفتهای منشاء گرفته از سنگهای کربناته بیشتر است [۱،۲،۴،۵]. همانطور که مشاهده می شود، نفتهای گروه اول دارای  $Ts/Tm$  بزرگتر از ۰/۵ و  $H_{34}/H_{35}$  کمتر از یک بوده که نشان می دهد نفتهای این گروه از سنگ منشاء شیلی منشاء گرفته اند. در گروه دوم میزان  $Ts/Tm$  کمتر از ۰/۵ و  $H_{34}/H_{35}$  بیشتر از ۱/۱ بوده و بیانگر سنگ منشاء کربناته برای نفتهای گروه دوم است.

در سنگهای شیلی به دلیل نقش کاتالستی رسها، استرولها به دیاستران تحول می یابند، و در نفتهای حاصل از سنگهای شیلی نسبت دیاستران به استرانهای نرمال (DIA/REG) مقادیر بیشتری در مقایسه با نفتهای حاصل از سنگهای کربناته نشان می دهد [۱،۵]. نفتهای گروه دوم دارای نسبت DIA/REG کمتر از ۰/۳۵ بوده که نشان می دهد نفتها از سنگ منشاء کربناته مشتق شده اند. در حالیکه نفتهای گروه اول با مقادیر DIA/REG بیش از ۰/۵ دلالت بر شیلی بودن سنگ مادر مولد نفت دارد.

با استفاده از استرانهای نرمال مختلف  $C_{27}STER$ ،  $C_{28}STER$  و  $C_{29}STER$  در دیانگرام مثلثی استرانهای نرمال می توان منشاء نفت و نوع محیط رسوبی مواد آلی را تعیین نمود [۸]. نمونه های نفتی مورد مطالعه بر روی دیانگرام مثلثی استرانهای نرمال نشان می دهد که سنگ منشاء های هر دو گروه نفت میادین در محیط دریایی باز ته نشین و رسوب کرده اند (شکل ۵).

نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) پارامتر مهم در ارزیابی نفتها و بیتومن است. از این نسبت برای تشخیص شرایط حاکم بر محیط رسوبی مواد آلی استفاده می شود [۱۰،۴]. جدول (۳) نسبت Pr/Ph را برای میادین مختلف شمال غرب خلیج فارس نشان می دهد.

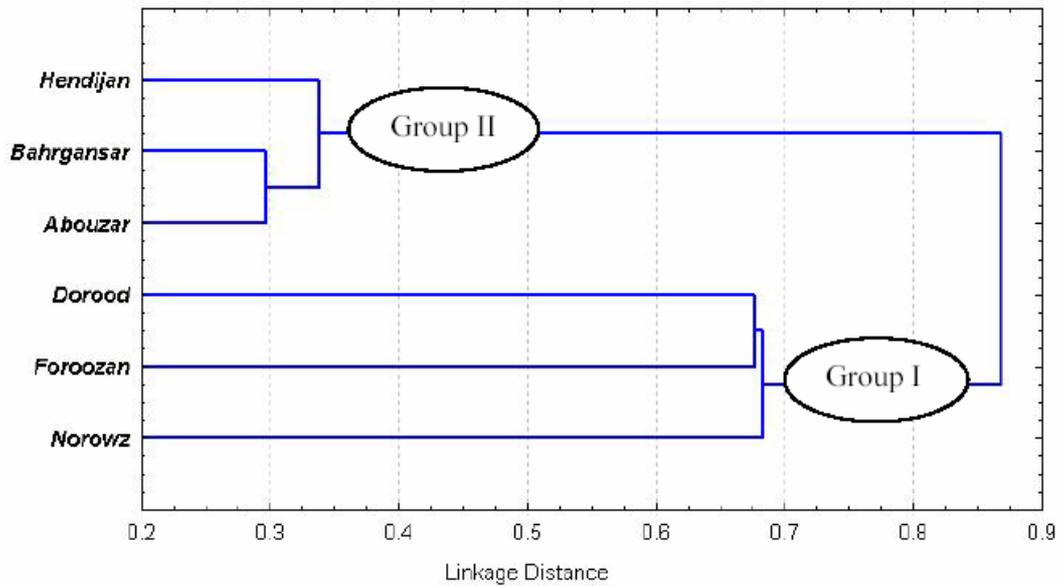
ابتدا بر اساس روش آنالیز خوشه ای، تمامی پارامترهای بیومارکری بدست آمده مورد بررسی قرار گرفته و نتایج حاصله نشان می دهد که از لحاظ آماری نفتهای میادین مورد مطالعه به دو گروه کاملا مجزا شامل گروه یک (نفتهای میادین ابوزر، هندجان و بهرگانسر) و گروه دوم (نفتهای میادین نوروز، فروزان و درود) تفکیک میگردند (شکل ۳). احتمالا نفتهای متعلق به این دو گروه دارای سنگ مادرهای کاملا متفاوت بوده که جهت شناسایی دقیق سنگهای مولد از پارامترهای مختلف بیومارکری بشرح زیر استفاده شده است. شکل (۴) مقایسه مقادیر پارامترهای مختلف بیومارکری را در دو گروه مختلف نفتهای مورد مطالعه نشان می دهد. در نمودار  $Ts/Tm$  - اندیس هوموئوپان ( $H_{34}/H_{35}$ ) میزان بالای اندیس  $Ts/Tm$  در گروه اول بیانگر بالا بودن بلوغ نفت است. تصور بر این است که در حضور کانیهایی رسی (سنگهای شیلی) تحول



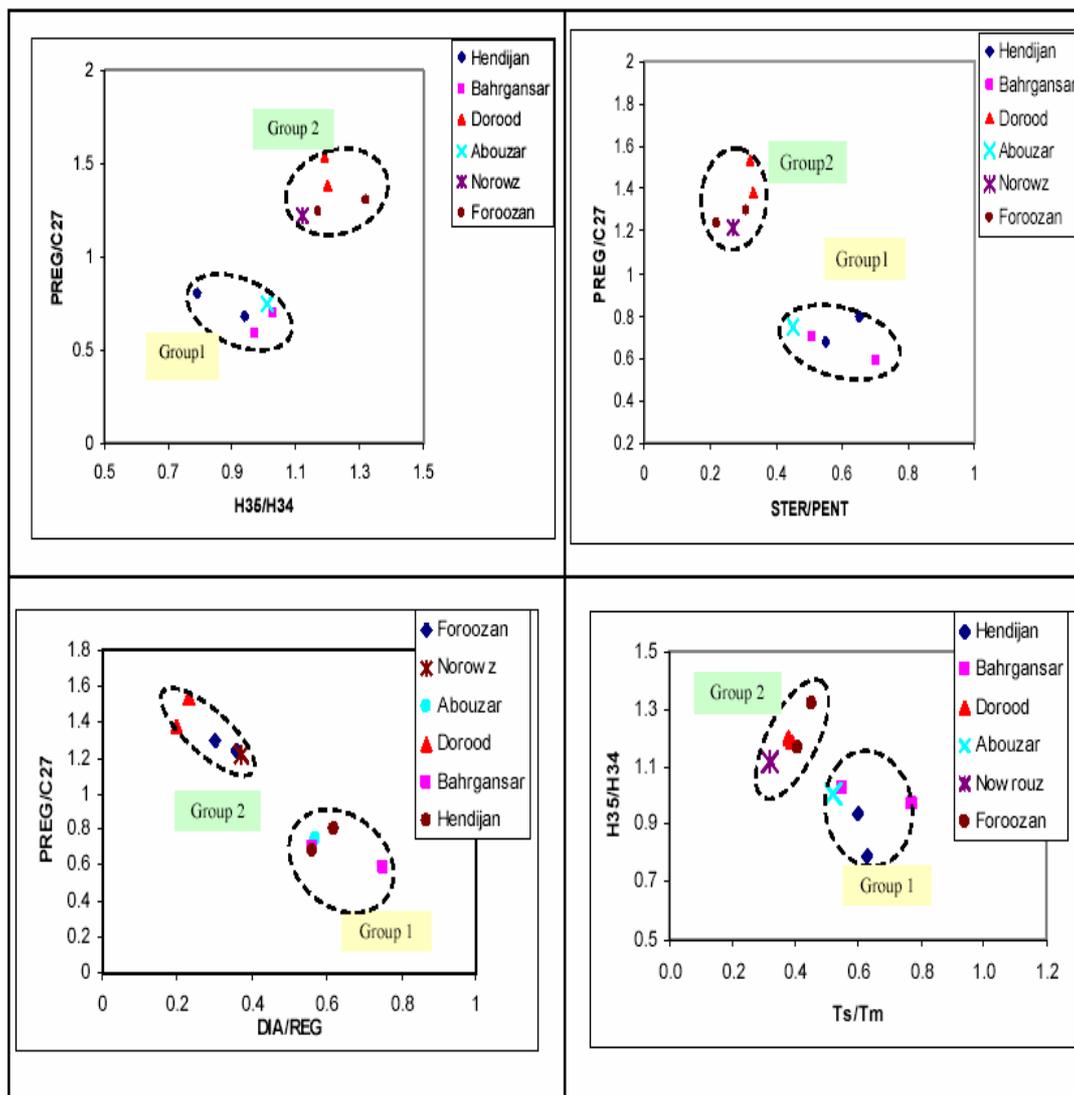
شکل ۲: نمودار توزیع الکانهای نرمال میادین درود، هندلیجان، بهرگانسر و فروزان.

جدول ۲: نتایج اندازه گیری پارامترهای مختلف بیومارکر نفت.

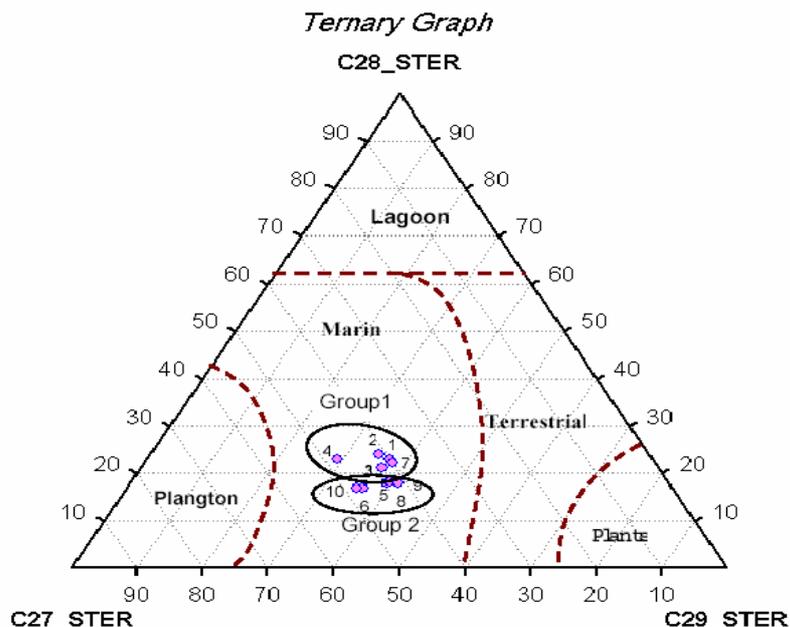
میدان	هندلیجان ۲	هندلیجان ۵	بهرگانسر ۵	بهرگانسر A	درود ۵	درود ۱	اندر ۵	لوره ۲	فروزان ۱	فروزان ۳
سمن	کرتاسه	کرتاسه	کرتاسه	کرتاسه	ژوراسیک	ژوراسیک	کرتاسه	ژوراسیک	ژوراسیک	ژوراسیک
مخزن	میشرف	ماسه اخواز	ایلام	میشرف	فهلان	فهلان	ماسه اخواز	کزدی	داریان	فهلان
C31HSR	0.53	0.54	0.54	0.51	0.54	0.53	0.52	0.54	0.54	0.54
C29SSR	0.52	0.53	0.50	0.52	0.54	0.56	0.52	0.53	0.52	0.54
C29BBAA	0.63	0.62	0.64	0.64	0.65	0.66	0.61	0.62	0.63	0.65
C27STER	0.40	0.41	0.42	0.48	0.43	0.47	0.40	0.42	0.41	0.48
C28STER	0.23	0.24	0.21	0.23	0.18	0.17	0.22	0.18	0.18	0.17
C29STER	0.37	0.35	0.37	0.29	0.39	0.36	0.38	0.39	0.41	0.35
C27BBST	0.32	0.33	0.33	0.38	0.34	0.34	0.33	0.32	0.33	0.34
C28BBST	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.22	0.23
C29BBST	0.44	0.43	0.43	0.38	0.42	0.42	0.43	0.44	0.45	0.42
C29S/R	1.07	1.14	0.99	1.10	1.17	1.26	1.10	1.11	1.08	1.16
C29BB/AA	1.71	1.66	1.74	1.80	1.86	1.53	1.57	1.66	1.71	1.88
GAM/HOP	0.15	0.10	0.13	0.09	0.12	0.11	0.13	0.12	0.15	0.12
BIS/HOP	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01
DI/REG	0.56	0.62	0.56	1.18	0.23	0.19	0.57	0.37	0.36	0.30
PREG/C27	0.68	0.80	0.70	0.59	1.93	1.38	0.75	1.22	1.24	1.30
TRI/HOP	0.09	0.09	0.09	0.13	0.10	0.10	0.09	0.06	0.07	0.10
TET/TRI	0.96	1.12	1.08	0.41	1.37	1.33	1.00	1.58	1.52	1.14
Ts/Tm	0.60	0.63	0.55	0.77	0.39	0.38	0.52	0.32	0.41	0.45
NOR/HOP	0.85	0.71	0.82	0.56	1.06	1.09	0.81	1.00	1.01	1.13
NEO/NOR	0.26	0.37	0.22	0.31	0.16	0.16	0.30	0.12	0.14	0.11
MOR/HOP	0.08	0.08	0.09	0.09	0.08	0.07	0.09	0.09	0.08	0.08
C32HSR	0.54	0.55	0.54	0.53	0.55	0.56	0.54	0.56	0.56	0.55
C35/C34	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03
H35/H34	0.94	0.79	1.03	0.97	1.19	1.20	1.01	1.12	1.17	1.32
STER/PENT	0.55	0.65	0.51	0.70	0.32	0.33	0.45	0.27	0.22	0.31
M/M+T	0.79	0.76	0.77	0.76	0.73	0.71	0.76	0.77	0.58	0.74
TRIOCR	0.12	0.13	0.13	0.11	0.17	0.16	0.15	0.15	0.16	0.25
MTM	0.21	0.24	0.23	0.24	0.27	0.29	0.24	0.23	0.42	0.26
TRIOCR1	0.20	0.28	0.31	0.19	0.27	0.28	0.23	0.24	0.28	0.40
TRIOCR2	0.18	0.26	0.24	0.17	0.31	0.29	0.22	0.23	0.27	0.44
TRI/MONO	1.97	2.84	1.79	1.71	1.48	1.36	1.91	1.87	0.95	1.64
TRI/STER	0.97	1.12	0.90	0.83	0.85	0.95	0.85	0.91	1.22	0.81



شکل ۳: تفکیک گروه‌های مختلف نفت میدین شمال غرب خلیج فارس با استفاده از دیاگرام درختی.



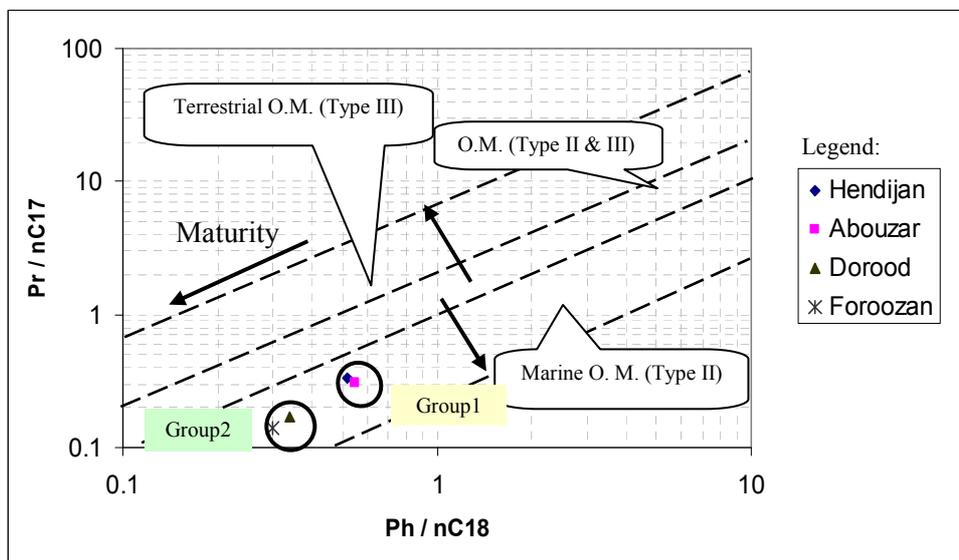
شکل ۴: تفکیک گروه‌های مختلف نفت‌های مورد مطالعه با استفاده از تغییرات پارامترهای مختلف بیومارکری.



شکل ۵: تعیین گروه‌های نفتی و نوع محیط رسوبی نفت با استفاده از دیاگرام مثلثی استرانه‌های نرمال [۱،۳].

جدول ۳: نسبت پرستان به فیتان برای مخازن شمال غرب خلیج فارس.

Field	دروود	هلدیجان	ابوزر	فروزان
Pr/Ph	0.55	0.68	0.62	0.51
Pr/C17	0.17	0.33	0.31	0.14
Ph/C18	0.34	0.52	0.55	0.3



شکل ۶: تعیین نوع محیط رسوبی، میزان بلوغ و نوع مواد آلی با استفاده از نسبت  $Pr/nC_{17}$  و  $Ph/nC_{18}$  [۱،۴،۵].

ایزوپرنوئیدها ( $Pr/nC_{17}$  و  $Ph/nC_{18}$ ) اغلب جهت تفکیک نفت‌های دارای منشاء متفاوت و مشخص کردن شرایط رسوبی سنگ مادر بکار می‌رود

مقادیر  $Pr/Ph$  برای هر دو گروه نفت‌کمتر از یک بوده که نشان دهنده احیایی بودن محیط رسوبی سنگ مادر های مولد نفت است. دیاگرام نسبت

مقادیر آن با کاهش سن افزایش می یابد و این نست می تواند بطور تقریبی پارامتری برای سنجش سن سنگ مادر مولد نفت قرارگیرد. با توجه به موقعیت نمونه ها در شکل (۷) مشاهده می شود نفت میادین گروه دوم دارای سنگ منشاء با سن اواخر پالئوزوئیک تا اواسط ژوراسیک بوده و سن سنگ منشاء نفت میادین گروه اول اواخر ژوراسیک تا کرتاسه است [۳].

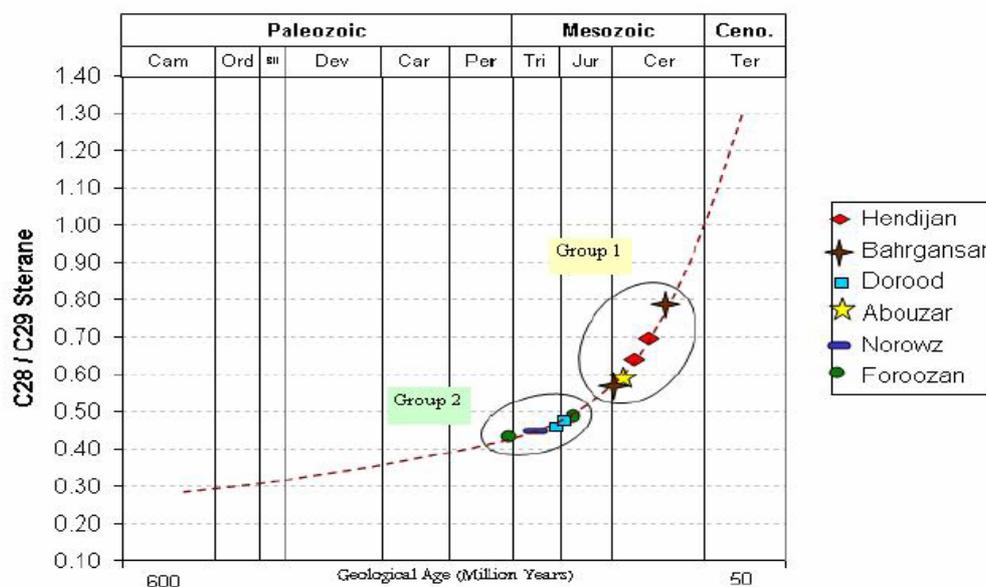
### مطالعه ایزوتوپ کربن

در این مطالعه مقادیر ایزوتوپی فرکشنهای نفت توسط دستگاه Finnegan MAT\_Delta Plus اندازه گیری شده است. مطالعه ایزوتوپیهای کربن کاربرد گسترده ای در تعیین نوع محیط رسوبی، نوع کروژن، مسیر مهاجرت، نوع نفت و سن زمین شناسی سنگ مادر مولد نفت و تفکیک گروههای نفتی و ارتباط بین گروههای مختلف نفت و سنگ منشاء دارد [۲،۳،۹،۱۰،۱۱،۱۲،۱۳]. نتایج مطالعات ایزوتوپی میادین مورد مطالعه (میدان ابوزر، نوروز، درود، فروزان هندیجان و بهرگانسر) در جدول (۴) خلاصه شده اند. سوپر [۱۳] بامقایسه مقادیر ایزوتوپی ترکیبات آروماتیک در برابر ترکیبات اشباع تعداد زیادی از نمونه های نفتی دنیا، نفتهای دارای منشاء خشکی و دریایی را هم تفکیک نمود (شکل ۸).

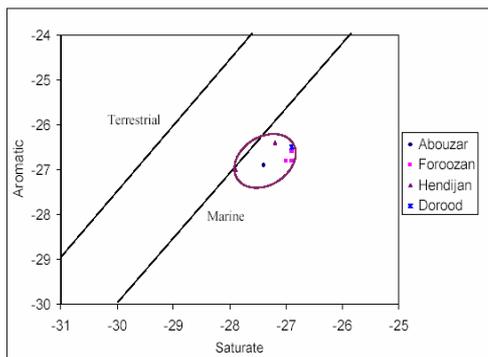
(شکل ۶). در این دیاگرام نیز مشابه دیاگرامهای بیومارکری نفتهای مورد مطالعه به دو گروه متفاوت تفکیک شده و هردو گروه نفت از کروژنهای دریایی تیپ II مشتق شده اند. این نمودار تا حدودی بیانگر میزان بلوغ حرارتی نفتها نیز می باشد. نفتهای گروه دوم (میادین فروزان و درود) دارای بلوغ حرارتی بیشتری نسبت به نفتهای گروه اول (میادین هندیجان و ابوزر) بوده و احتمالاً نفتهای این گروه دارای سنگ منشاء قدیمیتر می باشند.

### تعیین سن زمین شناسی نفتها

تکامل بیولوژیکی موجودات مولد نفت در طول تاریخ زمین شناسی بطور مستقیم بر روی ترکیب بیومارکری نفتها تاثیر می گذارد. همچنین برخی از بیومارکرها از آرگانیسمهای زنده با سن خاصی مشتق شده اند که می توانند اطلاعات مفیدی در مورد زمان تقریبی سن زمین شناسی سنگ منشاء بدست دهند [۸]. در این مطالعه برای تعیین سن سنگ مادر مولد نفت از نمودار گرانتهام و ویک فیلد استفاده شده است (شکل ۷). البته این نمودار برای نفتهایی که از سنگ منشاء دریایی 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



شکل ۷: تعیین سن زمین شناسی سنگ مادر مولد نفت با استفاده از نسبت استران  $C_{28}/C_{29}$  [۸].

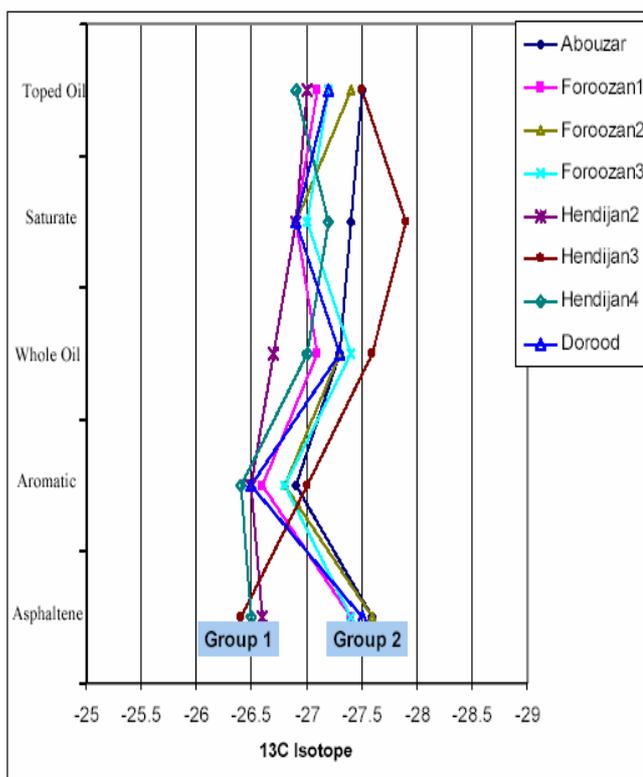


شکل ۸: تفکیک نفتهای با منشأ مواد آلی دریایی و خشکی در نمودار سوپر با استفاده از ترکیب ایزوتوپی فرکشنهای اشیاع و آروماتیک.

در نمودار سوپر کلیه نفتهای مورد مطالعه در محدوده مواد آلی دریایی قرار گرفته و از مواد آلی دریایی منشأ گرفته اند. مطالعات انجام شده توسط گالیمف [۳] 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 میگردند [۲،۹،۱۰]. بطور متوسط نفتهای گروه دوم دارای ترکیب ایزوتوپی سبکتری نسبت به نفتهای گروه اول است و از نظر سنی در مقایسه با گروه ۱ سن قدیمتری دارند.

جدول ۴: نتایج ایزوتوپی بفرکشنهای مورد مطالعه.

Field	Formation	Interval (m)	Asphaltenes	toped oil	whole oil	sat	aro
Abouzar	Ghar (Asmari)	791-945	-27.6	-27.5	-27.3	-27.4	-26.9
Foroozan	Yamama (Fahlivan)	2554-2760	-27.4	-27.1	-27.1	-26.9	-26.6
Foroozan	Shuaiiba (Dariyan)	2188-2220	-27.6	-27.4	-27.3	-26.9	-26.8
Foroozan	Burgan (Kazdumi)	2057-2075	-27.4	-27.2	-27.4	-27	-26.8
Hendijan	Nahr-Umr (Kazhdumi)	3248-3330	-26.6	-27	-26.7	-26.9	-26.5
Hendijan	Sarvak	2935-3130	-26.4	-27.5	-27.6	-27.9	-27
Hendijan	Ghar (Asmari)	2290-2380	-26.5	-26.9	-27	-27.2	-26.4
Dorood	Manifa	4000-4230	-27.5	-27.2	-27.3	-26.9	-26.5



شکل ۹: تفکیک نفتها با استفاده از روند منحنی ایزوتوپی نفتهای مورد مطالعه.

## مطالعه پیرولیز راک اول

با استفاده از روش پیرولیز راک اول می توان نوع ماده آلی و میزان بلوغ ماده آلی، پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ مادر و میزان هیدروکربور تولید شده را ارزیابی نمود [۱۱]. نتایج حاصل از مطالعات پیرولیز سازندهای حفاری شده در میدان درود جهت ارزیابی و شناسایی سنگ مادر در بخش غربی خلیج فارس در این قسمت مورد بررسی قرار گرفته است.

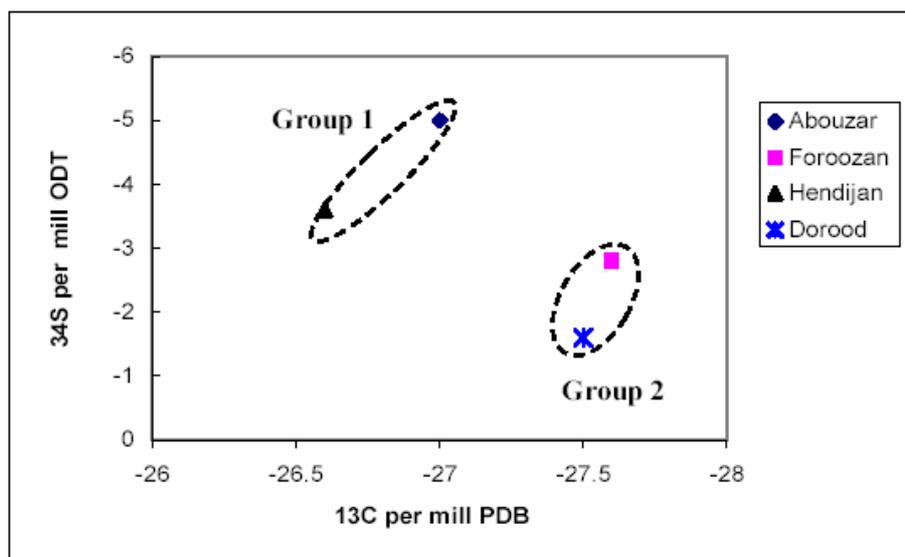
## آنالیز سازندهای میدان درود

در این میدان بطور متوسط نمونه برداری از عمق ۱۸۸۱ تا ۳۵۸۹ از سازندهای جهرم، گورپی، ایلام-لافان، سروک، کژدمی، داریان، گدوان، فهلیان و هیث انجام و مورد بررسی قرار گرفته است. برای تعیین سازندهای مولد نفت پارامترهای مختلف حاصل از پیرولیز راک-اول مورد بررسی قرار گرفتند (جدول ۵).

در دیگرام وان کرولن مواد آلی سازندهای مورد مطالعه در محدوده کروژنهای تیپ II قرار گرفته و میزان بلوغ حرارتی آنها در حد نابالغ تا اوایل پنچره نفتی قرار دارد (اشکال ۱۱، ۱۲، ۱۳).

نحوه توزیع مقادیر ایزوتوپی  $\delta^{13}C$  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. روند منحنی ها ایزوتوپی فرکشنهای نفتی در شکل (۹) نشان دهنده دریایی بودن مواد آلی مولد نفت است. در نفتهای حاصل از مواد آلی گیاهی (کروژنهای تیپ III) روند منحنی های حاصل شده برعکس شکل بدست آمده می باشد [۲،۳]. روند منحنی های ایزوتوپی نفت میادین گروه ۱ و ۲ کاملاً از یکدیگر تفکیک شده و نتایج حاصل از مطالعات بیومارکری را تأیید می نماید (شکل ۹).

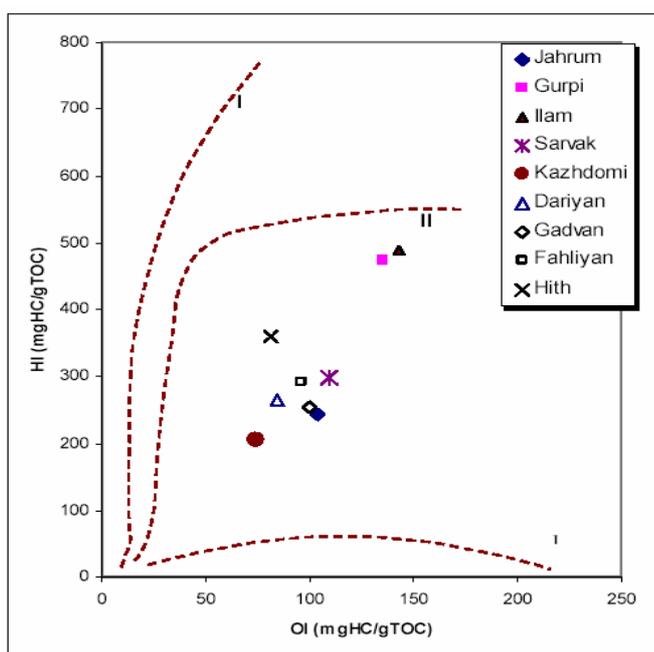
نمودار تغییرات ایزوتوپ کربن  $\delta^{13}C$  در برابر ایزوتوپ سولفور  $\delta^{34}S$  ترکیبات آسفالتن نشان می دهد که نفتهای مورد مطالعه به دو گروه کاملاً متمایز تفکیک می شوند. ترکیب آسفالتن نفتهای گروه دوم دارای مقادیر ایزوتوپ کربن سبکتری نسبت ترکیب آسفالتن نفتهای گروه اول دارند و در عوض مقادیر ایزوتوپی سولفور آنها سنگینتر از نفتهای گروه اول می باشد. تمامی این شواهد بیانگر قدیمیتر بودن سنگ منشاء نفت گروه ۲ نسبت به سنگ مادر نفتهای گروه اول می باشد. (شکل ۱۰).



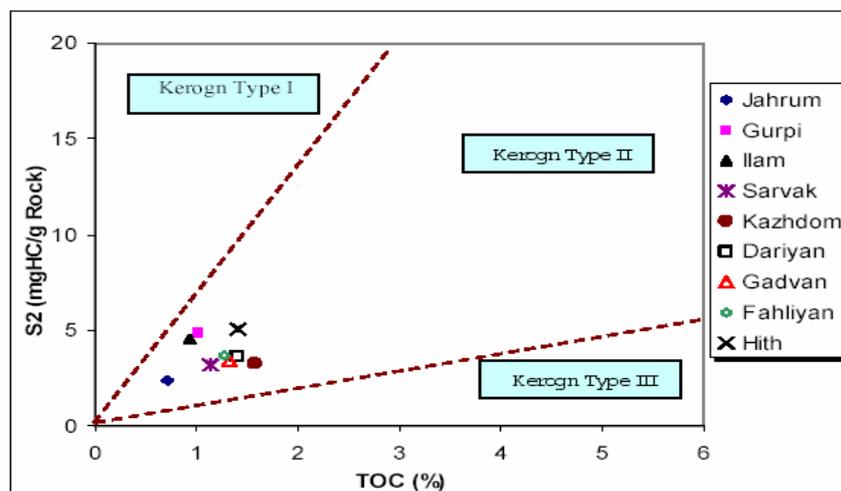
شکل ۱۰: موقعیت نمونه های نفتی مورد مطالعه در نمودار ایزوتوپی کربن و سولفور.

جدول ۵: نتایج آنالیز ژئوشیمیایی نمونه های چاه از میدان درود.

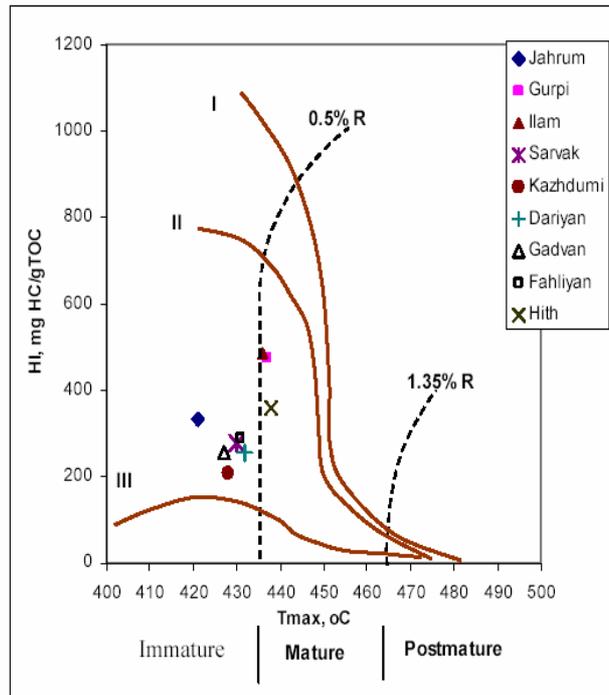
Formation	Depth (m)		Rock Eval mean Values									
	Top	Base	TOC	S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	PI	S2/S3	S1/S2
Jahrum	1881	2495	0.71	4.71	2.36	1	421	332	141	0.67	2.36	2.00
Gurpi	2495	2516	1.02	3	4.84	1.38	437	475	135	0.38	3.51	0.62
Ilam-Laffan	2516	2550	0.93	2.2	4.52	1.45	436	486	156	0.33	3.12	0.49
Sarvak	2550	2758	1.14	4.34	3.17	1.17	430	278	103	0.58	2.71	1.37
Kazhdomi	2758	2926	1.57	6.87	3.26	1.14	428	208	73	0.68	2.86	2.11
Dariyan	2926	3047	1.4	5.6	3.58	1.13	432	256	81	0.61	3.17	1.56
Gadvan	3047	3115	1.32	5.05	3.37	1.32	427	255	100	0.60	2.55	1.50
Fahliyan	3115	3587	1.27	4.24	3.66	1.19	431	288	94	0.54	3.08	1.16
Hith	3587	3589	1.4	2.74	5.04	1.13	438	360	81	0.35	4.46	0.54



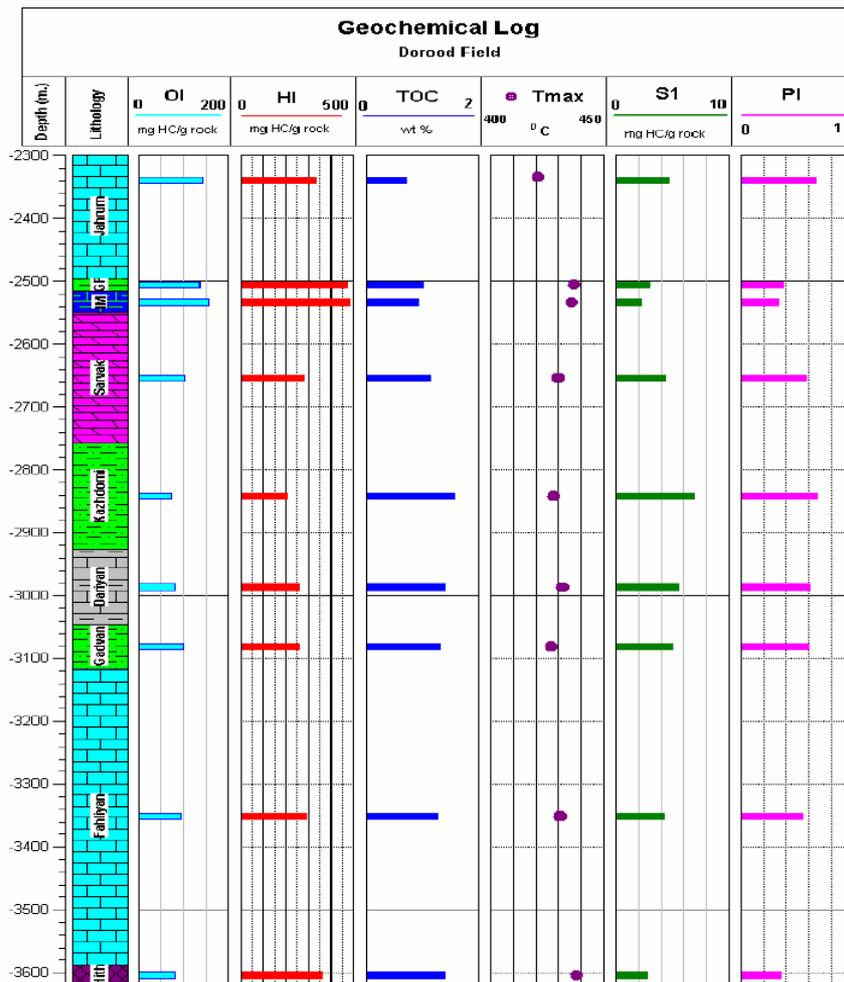
شکل ۱۱: تعیین نوع کروژن در دیاگرام با استفاده از دیاگرام HI/OI.



شکل ۱۲: تعیین کیفیت و کمیت کروژن با استفاده از نسبت  $S_2$  و TOC [۱۲ و ۱۳].

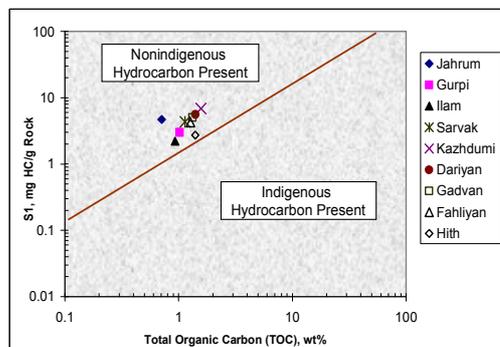


شکل ۱۳: تعیین بلوغ حرارتی سازنده ها با استفاده از نسبت  $T_{max}$  و HI.



شکل ۱۴: لاگ ژئوشیمیایی براساس نتایج راک اول سازنده های میدان دورود.

سازند را می توان با مقدار  $S_1$  زیاد و  $TOC$  کم تشخیص داد. شکل (۱۵) تغییرات  $S_1$  سازند های مورد مطالعه را نسبت به میزان  $TOC$  سازندهای مختلف را نشان می دهد. مقادیر بالای خط نشان از نفتهای غیر درجازا یا مهاجرت یافته و مقادیر پایین خط نشان از نفتهای درجازا یا غیر مهاجرتی دارد. همانطور در شکل (۱۵) دیده میشود غالب نفتهای موجود در سازند های مورد مطالعه نابرجا بوده و از سازند های تحتانی تر منشاء گرفته اند و این شواهد نشان می دهد که هیچکدام از سازند های مورد مطالعه به عنوان سنگ مادر اصلی عمل نکرده و نفت موجود در منطقه از سازندهای عمیقتر منشاء گرفته اند که با مطالعه مدلینگ تاریخی تدفین می توان این موضوع را بررسی نمود.



شکل ۱۵: تغییرات  $S_1$  در برابر  $TOC$  باری تعیین نفتهای درجازا و غیر درجازا.

### بررسی تاریخیچه تدفین رسوبات منطقه

فاصله زمانی بین رسوبگذاری سنگ مادر و تولید نفت از آن، بستگی به شرایط زمین شناسی و تاریخیچه تدفین رسوبات در حوضه رسوبی دارد و ممکن است که از ۱۰ تا بیش از ۳۰۰ میلیون سال به طول انجامد. در شرایطی که سرعت رسوبگذاری و نشست در حوضه رسوبی زیاد باشد رسوبات حاوی مواد آلی سریعتر به شرایط بلوغ جهت تولید هیدروکربور می رسند.

در این مطالعه تاریخیچه تدفین رسوبات در بخش غربی خلیج فارس مورد مطالعه قرار گرفته است (شکل ۱۶، ۱۷). رسوبات منطقه در زمانهای مختلف با سرعتهای متفاوت تدفین یافته اند. در شکلهای مربوطه، در بخشهایی که شیب منحنی تدفین زیادتر است، سرعت رسوبگذاری نیز بیشتر می باشد.

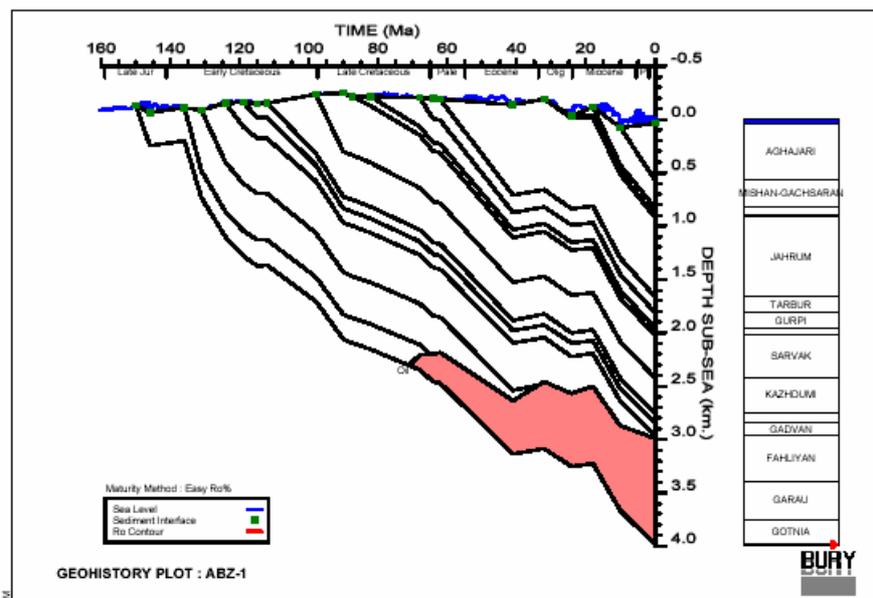
مقادیر  $T_{max}$  نشان دهنده میزان بلوغ حرارتی مواد آلی موجود در سازندها و پارامتر مهمی در ارزیابی مواد آلی به شمار می رود. نتایج  $T_{max}$  غالب سازندهای مورد مطالعه مقادیر کمتر از ۴۳۵ درجه را نشان می دهد و بیانگر نابالغ بودن آنها است. در شکل (۱۳) دیده می شود که تمامی سازندها غیر از گورپی-هیث و ایلام در محدوده نابالغ واقع شده اند و در شرایط فعلی در حال تولید هیدروکربور نمی باشند. مقدار  $T_{max}$  با افزایش عمق افزایش می یابد، بنابراین ممکن است که  $T_{max}$  سازندهای مورد مطالعه در مکانهای که عمق تدفین آنها افزایش می یابد، در محدوده تولید پنجره نفت زایی قرار گیرند.

### تعیین زونهای دارای پتانسیل زایش نفت

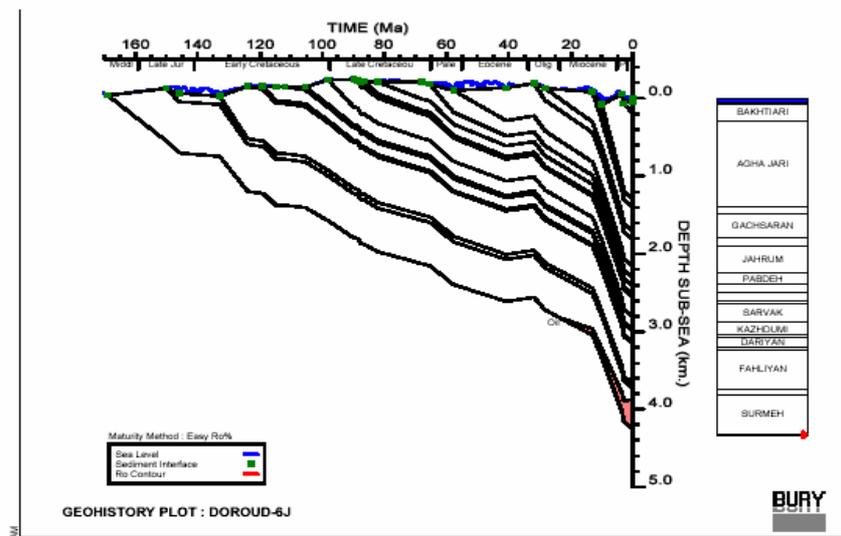
با استفاده از لاگهای ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه که بر اساس داده های راک اول ترسیم شده است می توان زونهای دارای پتانسیل تولید هیدروکربورها را راحتتر شناسایی نمود (شکل ۱۴). براساس مقدار  $TOC$ ، و  $T_{max}$  سازندهای کژدمی، داریان و هیث بطور نسبی مواد آلی بالایی داشته و بهترین پتانسیل را از نظر زایش هیدروکربور دارا هستند. در سازندهایی که مقدار  $S_1$  (مقدار هیدروکربن آزاد) آنها زیاد است، به نسبت مقدار  $HI$  (اندیس هیدروژن) پایین تر دارند. مقادیر  $T_{max}$  همراه با مقدار کل مواد آلی ( $TOC$ ) سازندها نشان می دهد که سازند هیث و گورپی بهترین پتانسیل زایش نفت را دارا هستند.

با توجه به تمامی تفسیرهای انجام شده بر روی نتایج داده های راک اول سازندهای میدان درود می توان سازندهای کژدمی، گورپی و هیث را بخاطر داشتن  $TOC$  مناسب و قرار گرفتن در محدوده پنجره نفتی، به عنوان سنگ منشاء احتمالی نفتها در محدوده مورد مطالعه در نظر گرفت. البته اثبات این مطلب به بررسی پارامترهای دیگر ژئوشیمیایی و مدلینگ تاریخیچه تدفین رسوبات نیاز دارد.

با رسم منحنی  $S_1$  در برابر  $TOC$  می توان نفتهای مهاجرت کرده را از نفتهای غیر مهاجر موجود در سازند تشخیص داد. نفتهای مهاجرت یافته در



شکل ۱۶: مدلینگ تاریخچه تدفین رسوبات در میدان ابوذر بعنوان نماینده نفتهای گروه ۱.



شکل ۱۷: مدلینگ تاریخچه تدفین رسوبات در میداندرود بعنوان نماینده نفتهای گروه ۲.

و تا زمان حاضر نیز نفت تولید می کند ( شکل ۱۶). نتایج مدلینگ در میدان نفتی درود بعنوان نماینده نفتهای گروه دوم نشان می دهد که نفتهای این گروه احتمالاً از سازند سورمه یا معادل‌های آن در بخش عربی خلیج فارس منشاء گرفته اند. سازند سورمه دارای لیتولوژی مارنی و آهک میکریتی با میزان قابل قبول مواد آلی می باشد. این سازند دارای سن ژوراسیک پائینی بوده و در اعماقی که سازند سورمه در عمق بیش از ۲/۶ کیلومتر تدفین شده است بر طبق نتایج مدلینگ در حال زایش نفت می باشد. ( شکل ۱۷).

شیب منفی منحنی بالا آمدگی رسوبات در طی فرایندهای کوهزایی را نشان می دهد. مطالعه مدلینگ سازندها در چاههای ابوذر و درود-۶ نتایج حاصله از مطالعات ژئوشیمیایی را تأیید می نماید. نتایج تاریخچه تدفین رسوبات میدان ابوذر بعنوان نماینده نفتهای گروه اول نشان می دهد مهمترین سنگ مادر مولد نفت برای این گروه سازند گرو می باشد. سازند گرو دارای لیتولوژی شیلی و دارای سن کرتاسه میانی است. نمودارها نشان می دهد که در مکانهای که سازند گرو در عمق بیش از ۲ کیلومتر قرار گرفته است، قادر به زایش نفت بوده

## نتایج

۵- نتایج مطالعات ژئوشیمیایی و مدلینگ تاریخچه تدفین حوضه رسوبی نشان میدهد سازند گرو بهترین کاندید برای سنگ مادر مولد نفت میادین نفتی گروه اول و سازند مارنی - آهکی سورمه یا معادل‌های آن در بخش عربی خلیج فارس بعنوان سنگ مادر نفت‌های گروه دوم می باشند.

## تقدیر و تشکر

نویسندگان مقاله از جناب آقای دکتر محمد رضا کمالی ریاست محترم پژوهشکده اکتشاف پژوهشگاه صنعت نفت به لحاظ مساعدت در امر استفاده از نرم افزار مدلینگ تاریخچه تدفین رسوبات، و راهنماییهای ارزنده کمال تقدیر و تشکر را دارد.

۱- بر اساس مطالعه ژئوشیمیایی نفت‌های میادین شمال غرب خلیج فارس، از مواد آلی دریایی نهشته شده در شرایط احیایی منشاء گرفته اند.

۲- بر اساس پارامترهای مختلف ژئوشیمیایی، نفت‌های میادین مورد مطالعه به دو گروه تفکیک میگردند. گروه اول شامل نفت‌های میادین ابوذر، هندیجان و بهرگانسر و گروه دوم مشتمل بر نفت‌های میادین نوروز، درود و فروزان می باشند.

۳- مطالعه ایزوتوپ و بیومارکرها نشان می دهد که نفت‌های گروه اول از سنگ مادر با سن کرتاسه میانی و نفت‌های گروه دوم از سنگ مادر با سن پالئوزوئیک بالای تا ژوراسیک میانی منشاء گرفته اند.

۴- نتایج بیومارکری نفت‌ها نشان می دهد سنگ مادر نفت گروه اول دارای لیتولوژی شیلی و سنگ مادر نفت‌های گروه دوم دارای لیتولوژی مارنی آهکی است.

## مراجع

- 1- Peter, K. E. and Moldowan, J. M. (1993). *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall, P. 363 .
- 2 - Rabbani, A. R. (2001). *Origin and mechanism of oil and gas generation in south of Iran and Persian Gulf areas*, PhD. Thesis.
- 3 - Galimov, E. M. (1973). *Geochemistry of Carbon and its applications in oil and gas exploration*, Moscow, Nedra, PP.383.
- 4 - Obermajer, M., Fowler, M. G. and Snowdon, L. R. (1999). "Depositional environment and oil generation in Ordovician source rocks from southwestern Ontario, Canada." *Organic Geochemical and Petrological Approach, AAPG Bulletin*, Vol. 83 No. 9, PP.1426-1453.
- 5 - Peters, K. E., Clark, M. E., Das Gupta, U., McCaffrey, M. A. and Lee, C. Y. (1995). "Recognition of an infracambrian source rock based on biomarkers in the Baghewala-1 India." *AAPG Bulletin*, Vol. 79, No. 10 PP.1481-1494.
- 6 - Clayton, Jerry L. and Istvan Koncz. (1994.) "petroleum geochemistry of the Zala Basin." *Hungarty. AAPG Bulletin*, Vol. 78 No. 1, PP. 1-22.
- 7 - Peters, K. E., Clark, M. E., Das Gupta, U., McCaffrey, M. A. and Lee, C. Y. (1995). "Recognition of an infracambrian source rock based on biomarkers in the Baghewala-1, India." *AAPG Bulletin*, Vol. 79, No. 10 PP.1481-1494.
- 8 - Grantham, P. J. and Wakefield, L. L. (1988). "Variations in the sterane carbon number distributions of the marine source rock derived oils through geological time." *Organic Geochemistry*, Vol. 12, PP.61-73.
- 9 - Galimov, E. M. and Rabbani, A. R. (2001)., "Geochemical characteristics and origin of natural gas in southern Iran." *Geochemistry International*, Vol. 39, No. 8, PP. 780-79 2
- 10 - Rabbani, A. and Galimov, E. M. (200 ). "Geochemical identification of oil source formations in southern Iran." *Geochemistry International*, Vol. 38 No. 12, PP.119 81206.
- 11 - Bordenave, M. L. (19 9 β *A pplied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip -France. P. 525.
- 12 - Hunt, J. M. (19 9 ϯ *Petroleum geochemistry and geology*, Second Edition, PP. 481- 501, Hunt.
- 13 - Sofer, Z. (19 84). "Stable Carbon isotope compositions of crude oils: Application to source deposition environments and petroleum alteration." *A A PG Bulletin* Vol. 68 PP. 31-49.