

## ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخزن سروک در ناحیه غربی دشت آبادان و مقایسه پارامترهای بیومارکری آن با مخزن میشریف میادین عراقی

احسان ده یادگاری<sup>۱\*</sup>، جواد هنرمند<sup>۲</sup>

۱- گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۲- گروه زمین‌شناسی، پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۱/۱۵

تأیید نهایی مقاله: ۱۳۹۸/۶/۲۷

### چکیده

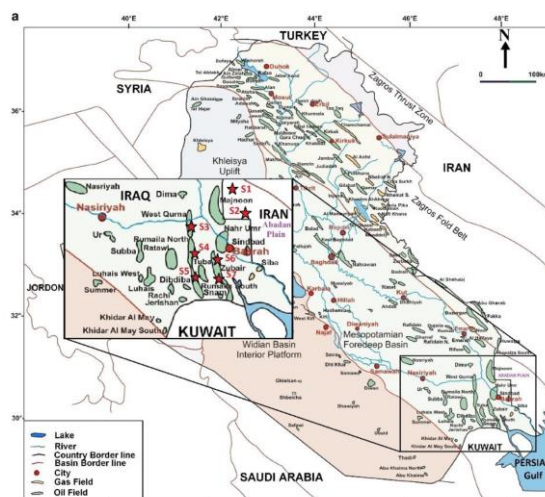
دو نمونه نفت مخزن سروک (کرتاسه) در ناحیه غربی دشت آبادان تحت آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی طیف سنج جرمی قرار گرفت. همچنین اطلاعات ۲۰ نمونه خرده حفاری از سازندهای محتمل سنگ منشاء در ناحیه به سن ژوراسیک فوقانی تا کرتاسه تحتانی بررسی و جهت شناسایی سنگ منشاء اصلی شارژ کننده مخزن سروک مورد تفسیر قرار گرفت. نتایج مطالعات بیومارکری نشان داد که نفت-های مخزن سروک از سنگ‌های منشاء بالغ کربناته حاوی کروژن تیپ II و نهشته شده در محیط احیایی با شوری اندک نشأت گرفته است. از سوی دیگر براساس نسبت استران‌های  $C_{28}$  و  $C_{29}$  و نیز نسبت ETR، نفت-های مخزن سروک از سنگ‌های منشاء به سن ژوراسیک زایش یافته است. براساس مطالعات سنگ منشاء و بیومارکرها، سازندهای سرگلو و گرو به‌عنوان سنگ‌های منشاء اصلی در ناحیه معرفی می‌شوند که در درجات بلوغ اوایل تا اواسط پنجره نفتی توانسته‌اند هیدروکربن‌های مخزن سروک را تولید کنند. از سوی دیگر اطلاعات بیومارکری ۵ نمونه نفت از مخزن میشریف میادین عراقی نزدیک مرز ایران نیز جهت مقایسه با نمونه‌های مخزن سروک جمع‌آوری شد. بررسی‌ها نشان از تطابق بیومارکری عالی نمونه‌های نفت ایرانی و عراقی داشته به طوری که پیش‌بینی می‌شود با توجه به نزدیکی این دو ناحیه و نیز شباهت داده‌های پیرولیز راک ایول، کلیه مراحل زایش، مهاجرت و تجمع هیدروکربن‌ها در مخازن سروک و میشریف واقع در ناحیه غربی دشت آبادان و جنوب حوضه مزوپوتامین مشابه یکدیگر باشد.

**واژه‌های کلیدی:** ژئوشیمی نفت، مخزن سروک، مخزن میشریف، مطالعات بیومارکری، مهاجرت نفت.

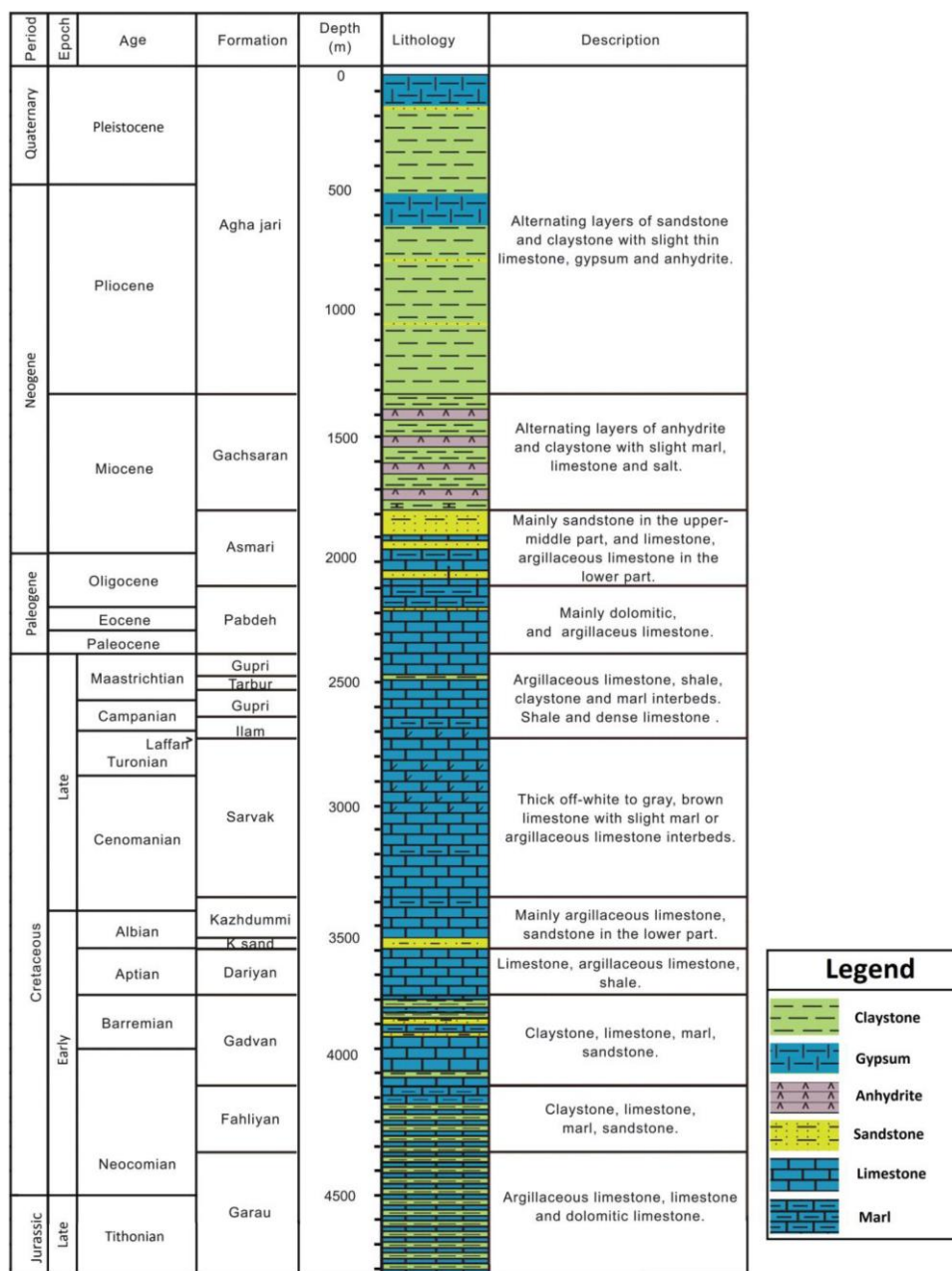
## مقدمه

این ناحیه دارای روند شمالی-جنوبی بوده و تصور بر آن است که شکل‌گیری آن‌ها با فعالیت مجدد گسل‌های پی سنگی قدیمی که ناشی از بسته شدن نتوتتیس است مرتبط می‌باشد. سازند سروک در بخش عراقی حوضه معادل با سازند میشریف بوده که در حدود ۳۰ درصد کل نفت عراق را در خود جای داده است. این سازند در طول حوضه مزوپوتامین حضور داشته و دارای ضخامت‌های متفاوت ۱۰۰ تا ۳۰۰ متر در چاه‌های مختلف است. عمق این سازند در چاه‌های مختلف از حدود ۲۰۰۰ متر شروع و در برخی از چاه‌ها تا ۲۵۰۰ متر نیز گزارش شده است (Al-Ameri et al, 2009). همان‌طور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود، حوضه مزوپوتامین از گستره وسیعی بهره برده و میادین فراوان هیدروکربنی در آن قرار دارند. وضعیت چینه‌شناسی و لیتولوژی سازندهای منشاء احتمالی (سازندهای کژدمی، گدوان، فهلیان و گرو) و نیز سازند سروک در ناحیه غربی دشت آبادان در شکل ۲ نشان داده شده است.

سازند سروک به عنوان یکی از سازندهای گروه بنگستان با سن سنومانین-تورونین، سنگ مخزن مهمی در بسیاری از میادین هیدروکربنی فروافتادگی دزفول، خلیج‌فارس و دشت آبادان محسوب می‌شود. در برش نمونه مرز زیرین سازند سروک با سازند کژدمی به صورت پیوسته و مرز بالایی آن با سازند گورپی به صورت ناپیوسته است (مطیعی، ۱۳۷۲) تاکنون مطالعات زیادی در ارتباط با کیفیت مخزنی و نیز دیاژنز سازند سروک انتشار یافته است (اسدی مهماندوستی و اسدی، ۱۳۹۵). در ناحیه دشت آبادان در بسیاری از میادین در بین دو سازند ایلام و سروک یک توالی شیلی نازک لایه با ضخامت حدود ۱۰ متر بوده که این دو سازند را از هم تفکیک می‌کند (اسعدی، ۱۳۹۵). میادین مورد مطالعه در ناحیه غربی دشت آبادان و در مجاورت مرز ایران و عراق واقع شده‌اند. دشت آبادان بخش شمال شرقی صفحه عربی محسوب می‌شود و ویژگی‌های زمین‌شناسی آن شباهت زیادی با صفحه عربی و به ویژه حوضه مزوپوتامین عراق دارد. میادین نفتی موجود در



شکل ۱: نقشه کلی منطقه مورد مطالعه و مکان‌های نمونه‌برداری نفت مخازن سروک و میشریف (Al-Ameri et al, 2015).



شکل ۲: وضعیت چینش‌شناسی و لیتولوژی سازندهای منشاء احتمالی و سازند سروک در ناحیه غربی دشت آبادان (Yang Du et al, 2016).

سازندهای کژدومی و نجمه به عنوان سنگ‌های منشاء فرعی در میدان دارخوین عمل کرده است. عزیزاده و همکاران در سال ۱۳۹۲ با مطالعه ۵ نمونه نفت مخزن سروک از میدان آزادگان به این نتیجه رسید که کلیه نفت‌های این مخزن دارای منشاء یکسانی بوده و سنگ منشاء در محیط

به لحاظ ژئوشیمیایی مطالعات اندکی بر روی نفت مخزن سروک و سنگ‌های منشاء احتمالی در ناحیه آبادان صورت گرفته است. زینل زاده در سال ۱۳۸۸ سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان دارخوین را مطالعه نموده و بیان داشتند که سازندهای گرو و سرگلو سنگ‌های منشاء اصلی و

نفت مخازن میشریف میادین عراقی صورت می-پذیرد.

### مواد و روش‌ها

روش به کار گرفته شده در این مقاله شامل مطالعات سنگ‌های کاندید منشاء، اطلاعات بیومارکری و تطابق این اطلاعات با پارامترهای بیومارکری نفت مخزن میشریف در نظر گرفته شد. در ابتدا جهت بررسی وضعیت سنگ‌های منشاء در ناحیه، اطلاعات پیرولیز راک اول سازندهای کاندید منشاء جمع‌آوری شد (جدول ۱). لازم بذکر است که قبل از انجام پیرولیز راک ایول، از عدم آلودگی نمونه‌ها براساس شاخص‌های ژئوشیمیایی آلودگی اطمینان حاصل شد. در راستای مطالعات بیومارکری، ۲ نمونه نفت مخزن سروک در میادین واقع در ناحیه دشت آبادان انتخاب و تحت آنالیزهای بیومارکری قرار گرفتند (جدول ۲). بر این اساس از دستگاه Thermo Scientific GC-MS با ستون ۶۰ متری و با دقت بسیار بالا استفاده شد. همچنین داده‌ها و اطلاعات بیومارکری ۵ نمونه نفت مخزن میشریف (AI- Ameri et al, 2009) میادین عراقی و نزدیک مرز ایران نیز جمع‌آوری شد (جدول ۲). مکان‌های نمونه‌برداری و یا جمع‌آوری اطلاعات راک ایول و بیومارکری در شکل ۱ آورده شده و به فرم S1 تا S7 نشان داده شده است.

### نتایج

بررسی داده‌های پیرولیز راک اول و شناسایی سنگ‌های منشاء احتمالی در ناحیه داده‌های پیرولیز راک اول سازندهای منشاء احتمالی در ناحیه دشت آبادان تحت بررسی و تفاسیر ژئوشیمیایی قرار گرفتند تا کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی آن‌ها شناسایی شوند (شکل ۳).

دریابی با لیتولوژی کربناته-مارنی نهشته شده‌اند. علیزاده و همکاران در سال ۱۳۹۳ با مطالعه نفت-های میدان آزادگان به این نتیجه رسیدند که نفت‌های این میدان از سنگ‌های منشاء کربناته با سن ژوراسیک میانی تا بالایی نشأت گرفته‌اند. اسدی و همکاران در سال ۱۳۹۴ نفت‌های مخازن سروک و فهلیان را در یکی از میادین دشت آبادان تحت ارزیابی ژئوشیمیایی قرار دادند و بدون اشاره به سازندهای منشاء این نفت‌ها به بررسی ویژگی-های بلوغ حرارتی و تخریب زیستی نفت‌ها پرداختند. بلندی و همکاران (Bolandi, 2015) به بررسی سنگ منشاء احتمالی کژدمی در میدان آزادگان پرداختند. آن‌ها این سازند را به عنوان سنگ منشاء تقریباً بالغ جهت زایش نفت در میدان آزادگان معرفی نمودند. علیزاده و همکاران در سال ۱۳۹۵ نیز با استفاده از مطالعات ایزوتوپی به بررسی نفت مخازن بنگستان میادین دشت آبادان پرداخته و تغییرات بلوغ نفت‌ها را در این ناحیه بررسی کردند. همان‌طور که اشاره شد، تاکنون گزارشات و مقالات ژئوشیمیایی متعددی بر روی نفت مخزن سروک و سنگ‌های منشاء احتمالی در ناحیه دشت آبادان انتشار یافته است. اما در کلیه مقالات منتشر یافته تاکنون مکانیسم مهاجرت نفت و تجمع آن در مخازن سروک در ناحیه دشت آبادان مورد بحث قرار نگرفته است. با توجه به مطالعات اندک و محدود در زمینه توصیف سیستم نفتی حاکم بر میادین دشت آبادان و عدم انجام تطابق نفت مخزن سروک با نفت مخزن میشریف میادین عراقی، در این مطالعه ابتدا کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی را در سازندهای منشاء احتمالی در ناحیه غربی دشت آبادان بررسی نموده، سپس خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های مخزن سروک را ارزیابی کرده و در ادامه تطابق بیومارکری با نمونه‌های

تا اوایل بالغ با مقادیر Tmax زیر ۴۳۶ قرار دارد. در حال حاضر این سازند پتانسیل ضعیفی جهت زایش هیدروکربن داشته و انتظار نمی‌رود که بتواند هیدروکربنی را تولید کند.

\* سازند کژدمی: این سازند با سن آلبین دارای مقادیر TOC خوب (تا ۴ درصد) بوده اما به لحاظ بلوغ در وضعیت نابالغ (مقادیر Tmax کمتر از ۴۳۰) قرار دارد. در حال حاضر باتوجه به کروژن-های نوع III، این سازند هیچ پتانسیل جهت زایش هیدروکربن به گونه‌ای که بتواند مخازن فوقانی خود را پر کند، ندارد. باتوجه به نتایج به دست آمده، مناسب‌ترین سازند منشاء برای نفت‌های مخزن سروک، سازندهای گرو و یا قدیمی‌تر می‌باشد. در این مطالعه سازند سرگلو به سن ژوراسیک (باژوسین) تحت مطالعه پیرولیز راک اول قرار نگرفت اما برخی گزارشات و مقالات حاکی از آن است که این سازند حاوی کروژن نوع II و دارای مقادیر TOC بالای ۱۲ درصد می‌باشد به طوری که می‌تواند مقادیر بالای نفت و گاز تولید کند (Abdullah, 2001 و Abdullah and Connan, 2002).

تفسیر نهایی داده‌های پیرولیز راک اول برای هر یک از این سازندها در ناحیه دشت آبادان به شرح زیر می‌باشد:

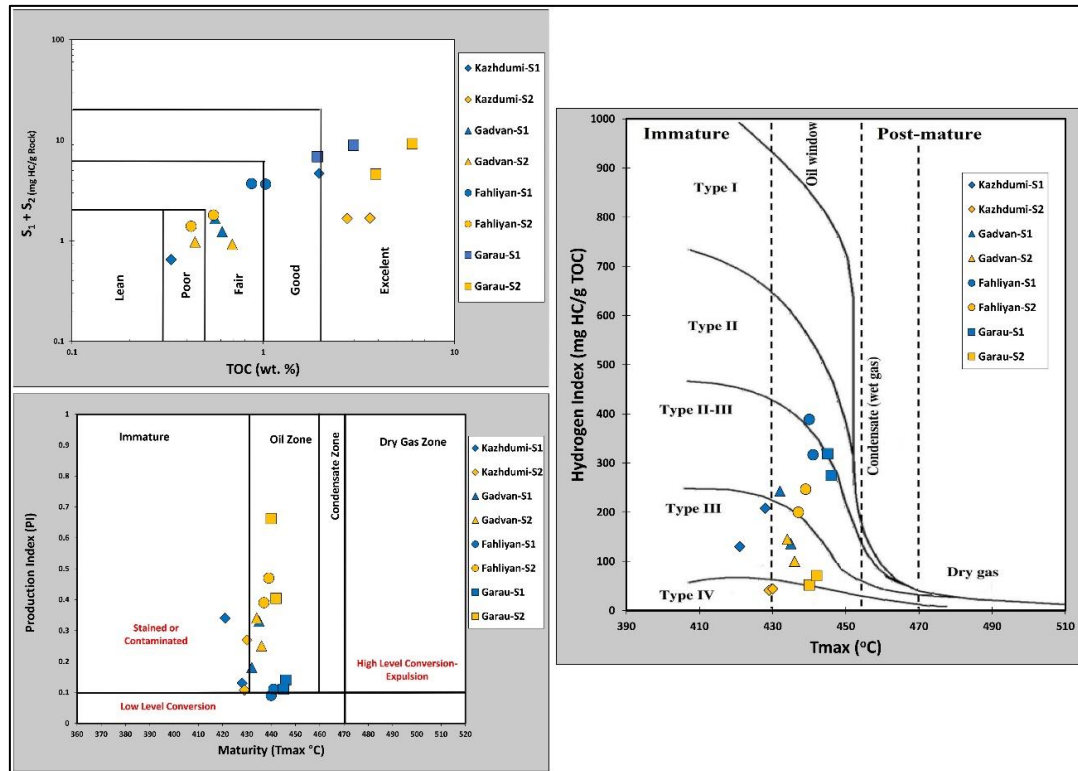
\* سازند گرو: این سازند با سن تیتونین-بریاژین حاوی بهترین پتانسیل سنگ منشاء با مقادیر TOC تا ۶ درصد می‌باشد. این سازند دارای مقادیر Tmax بالای ۴۴۰C بوده و حاوی کروژن‌های نوع II-III است. باتوجه شکل ۳، در حال حاضر این سازند دارای پتانسیل خوب تا عالی جهت زایش هیدروکربن بوده و نوع هیدروکربن تولیدی غالباً نفت و اندکی گاز می‌باشد.

\* سازند فهلیان: این سازند با سن بریاژین-هوتروین دارای مقادیر TOC در محدوده ۰/۳ تا ۱ درصد، نوع کروژن II و III و به لحاظ بلوغ دارای مقادیر Tmax در محدوده ۴۳۷ تا ۴۴۱ می‌باشد. در حال حاضر این سازند دارای پتانسیل ضعیف تا متوسط جهت زایش هیدروکربن بوده و انتظار می‌رود که بتواند حجم اندکی نفت تولید کند.

\* سازند گدوان: این سازند با سن بارمین دارای مقادیر TOC در محدوده ۰/۴۴ تا ۰/۶۱ درصد، نوع کروژن III و به لحاظ بلوغ در محدوده نابالغ

جدول ۱: داده‌های پیرولیز راک ایول سازندهای کاندید منشاء در ناحیه غربی دشت آبادان

Fm	Well	Depth (m)	Sample Type	TOC wt%	S1 mg/g	S2 mg/g	S3 mg/g	Tmax (°C)	HI S2/TOC	OI S3/TOC	PI S1/(S1+S2)
Kazhdumi	S1	3554	Cuttings	0.33	0.22	0.43	0.95	421	130	288	0.34
Kazhdumi	S1	3590	Cuttings	1.96	0.6	4.07	2.27	428	208	116	0.13
Kazhdumi	S2	3500	Cuttings	3.62	0.18	1.5	0.54	429	41	15	0.11
Kazhdumi	S2	3560	Cuttings	2.75	0.45	1.22	0.28	430	44	10	0.27
Gadvan	S1	3880	Cuttings	0.56	0.3	1.36	1.35	432	243	241	0.18
Gadvan	S1	3910	Cuttings	0.61	0.4	0.83	1.79	435	136	293	0.33
Gadvan	S2	3925	Cuttings	0.44	0.33	0.64	1.4	434	145	318	0.34
Gadvan	S2	3950	Cuttings	0.69	0.23	0.69	1.35	436	100	196	0.25
Fahliyan	S1	4307	Cuttings	0.87	0.32	3.38	0.87	440	389	100	0.09
Fahliyan	S1	4358	Cuttings	1.03	0.4	3.26	0.93	441	317	90	0.11
Fahliyan	S2	4,415	Cuttings	0.55	0.7	1.1	2.02	437	200	367	0.39
Fahliyan	S2	4,435	Cuttings	0.42	0.6	0.79	1.25	439	247	390	0.47
Garau	S1	4580	Cuttings	2.97	1.27	7.63	1.42	446	275	51	0.14
Garau	S1	4640	Cuttings	1.92	0.72	6.13	1.34	445	319	70	0.11
Garau	S2	4624	Cuttings	6.02	6.09	3.11	0.48	440	52	8	0.66
Garau	S2	4655	Cuttings	3.88	1.86	2.74	0.46	442	71	12	0.40



شکل ۳: تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی برای سازندهای کاندید منشاء در ناحیه غربی دشت آبادان

می‌شوند. در تطابق نفت خام نسبت‌های ایزوپرینوئیدها به پارافین‌های نرمال اغلب مورد استفاده قرار گرفته، چرا که آن‌ها اطلاعاتی را در ارتباط با بلوغ، تجزیه زیستی و منشاء فراهم می‌کنند.

تعیین محیط رسوبی، نوع مواد آلی و لیتولوژی سنگ منشاء نفت مخزن سروک: روند توزیع آلکان‌های نرمال بیان کننده عدم تاثیر فرآیندهای ثانویه نظیر تخریب میکروبی و آبشویی بر روی نمونه‌های مورد مطالعه است. نسبت ایزوپرینوئیدها، پرستان و فیتان به عنوان معرف منشاء در نظر گرفته

جدول ۲: داده‌های GC به همراه اطلاعات بیومارکرهای شاخص بلوغ و سن برای نمونه‌های نفت مخزن سروک

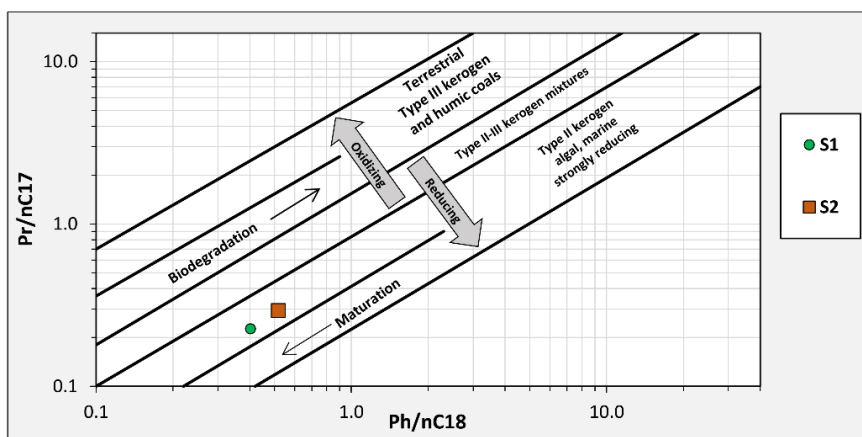
Oil Name	Reservoir	GC parameters				Maturity-dependent biomarker ratios				Age-dependent biomarker ratios		
		Pr/nC17	Ph/nC18	Pr/Ph	CPI	Ts/(Ts+Tm)	C31 homohopane 22s/(22S+22R)	C29 Sterane 20S/(20S+20R)	C23 tri cyclic/ C30 hopane	oleanane/ C30 hopane	C28 /C29 sterane	ETR
S1	Sarvak	0.23	0.40	0.70	1.09	0.15	0.55	0.52	0.11	0	0.52	1.16
S2	Sarvak	0.29	0.52	0.67	1.06	0.17	0.55	0.52	0.16	0	0.55	1.19

دو نسبت Pr/n-C17 و Ph/n-C18 با بلوغ در نتیجه افزایش فراوانی پارافین‌ها نرمال کاهش می‌یابند. نمونه‌های با پرستان بالا، منشاء

در این مطالعه، نسبت Pr/n-C17، Ph/n-C18، Pr/Ph و CPI براساس پیک کروماتوگرافی گازی (GC) محاسبه شد (جدول ۲). در حالت نرمال هر

همان طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود نفت-های مخزن سروک غالباً از کروژن نوع II و در شرایط دریایی-احیایی نشأت گرفته است.

اکسیدان و نمونه‌های با فیتان بالا شرایط احیایی را نشان می‌دهند. در نتیجه یک پلات Pr/n-C17 در مقابل Ph/n-C18 می‌تواند انواع نفت‌ها را در گروه‌های متفاوت طبقه‌بندی کند (Hunt, 1996).



شکل ۴: ترسیم نسبت Pr/n-C17 در مقابل Ph/n-C18 جهت بررسی نوع کروژن، بلوغ و شرایط محیط رسوبی مواد آلی

مقادیر پایین Pr/n-C17 و Ph/n-C18 بیانگر تاثیر محیط دریایی بر نمونه‌ها می‌باشد. از سوی دیگر پراکندگی و توزیع تری ترپان‌ها و استران‌های هیدروکربن‌های اشباع تحت آنالیز و بررسی قرار گرفتند. انواع پارامترهای بیومارکری با استفاده از نسبت ترپان‌ها، تری ترپان‌ها و استران‌ها و به ترتیب براساس کروماتوگرام‌های  $m/z$  191 و  $m/z$  217 تعیین شد. در این مطالعه چندین پارامتر معتبر جهت شناسایی منشاء و محیط رسوبی انواع نمونه‌ها مورد استفاده قرار گرفت. این پارامترها شامل نسبت‌های ترپان‌های C26/C25، C29/C30، درصد استران‌های C27، C28 و C29، گاماسران به هویان C30/Dia، C27/Dia، C29/Dia، C24Tri/C23Tri و هویان C35/Dia می‌باشند. لازم بذکر است مقادیر این پارامترها برای کلیه نمونه‌ها در جدول ۳ آورده شده است.

براساس مطالعات محققان، مقادیر پایین (Pr/Ph) بیانگر محیط‌های رسوبی دریایی (آب‌های شیرین تا شور)، مقادیر متوسط (۲ تا ۴) بیانگر محیط‌های کم‌عمق دریایی و ساحلی-مردابی می‌باشد. از سوی دیگر مقادیر بسیار بالا (تا حدود ۱۰) مرتبط با محیط‌های باتلاقی-زغالی (شرایط اکسیدان) است (Lijmbach, 1975). براساس مطالعات آقایان پیترز و مولدوان (Peters and Moldowan, 1993)، نمونه‌های آنالیز شده در این مطالعه دارای نسبت کمتر از ۱ بوده که بیانگر محیط رسوبی غیراکسیدان می‌باشد. از سوی دیگر مقادیر بالای Pr/n-C17 و Ph/n-C18 (به ترتیب ۱/۵-۱/۶ و ۱/۲-۱/۶) در نمونه‌های مربوط به شیل کم‌عمق دریایی گزارش شده است. همچنین مقادیر پایین این نسبت‌ها (به ترتیب ۱/۱-۰/۴ و ۰/۹-۰/۴) مرتبط با نمونه‌های رسوبات شیلی دریای عمیق است (عبدالله، ۱۹۹۹). همان‌طور که در جداول و اشکال مربوطه نشان داده شده است،



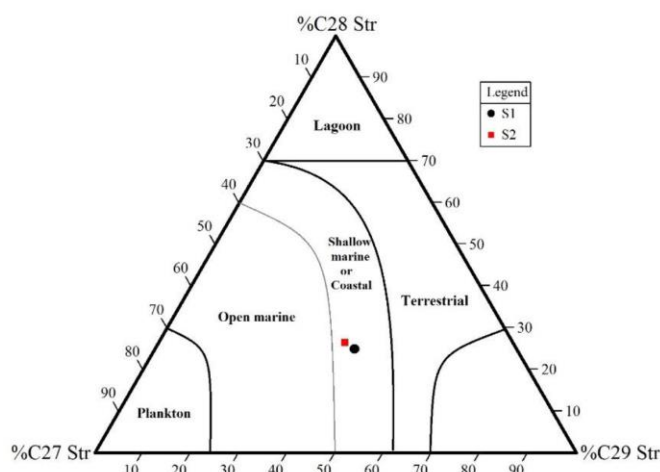
جدول ۳: اطلاعات بیومارکرهای شاخص محیط رسوبی برای نمونه‌های نفت مخزن سروک

Oil Name	Reservoir	Source-dependent biomarker ratios									
		C26/C25 tricyclic terpane	C29/C30 hopane	%C27 steranes	%C28 steranes	%C29 steranes	Gammacerane/ C30hopane	Diasteranes/ steranes	C27 dia/ (dia+reg)	C24/C23 tricyclic terpane	C35/C34 hopane
S1	Sarvak	0.75	1.60	33.7	24.7	41.6	0.1	0.13	0.07	0.25	1.16
S2	Sarvak	0.73	1.67	34.6	26.5	38.9	0.08	0.14	0.12	0.29	1.25

بالاتر از ۱ است، می‌توان سنگ منشاء با لیتولوژی کربناته را برای نفت‌های مخزن سروک در نظر گرفت. ویپلت و میشیهارا (Waples and Machihara, 1991) گزارش دادند که استران‌های C27 عمدتاً از فیتوپلانکتون دریایی نشأت گرفته‌اند در حالی که فراوانی ترکیبات C28 بیانگر حضور جلبک‌های دریاچه‌ای است. شکل زیر توزیع استران ترکیبات آلیفاتیک نمونه نفت‌های مورد آنالیز را نشان می‌دهد. نمودار مثلثی استران‌ها، کاربرد مهمی در شناسایی محیط تشکیل سنگ-های مادر مولد نفت و شناسایی نوع موادآلی موجود در آن دارد. با توجه به شکل ۵، نمونه‌ها در محدوده رسوبات دریایی کم‌عمق با ورودی مواد-آلی خشکی قرار می‌گیرند (Hunt, 1979).

یکی از بیومارکرهای شاخص که در شناسایی مواد آلی دریایی کاربرد دارد، نسبت‌های بالای تریپان تری سیکلیک C26/C25 می‌باشد (Schiefelbein, 1999; Holba, 2000). در این مطالعه این نسبت برای نمونه‌های نفت از مقدار بالایی برخوردار بود. از نسبت هوپان C29/C30 جهت بررسی محیط رسوبی با لیتولوژی کربناته و آواری استفاده می‌شود. مقادیر بالای هوپان C29 در نفت‌ها و مواد آلی استخراج شده از سنگ‌های منشاء غنی از کربناته‌ها و تبخیری‌ها گزارش شده است (Klecker, 2001; Connan, 1986). به عبارت دیگر غلبه هوپان C30 بر هوپان C29 (C29/C30) کمتر از ۱، پدیده متدوال در نفت‌هایی با منشاء رسی می‌باشد (Gürgey, 1999). از آنجایی که این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه دارای مقادیر

Sterane Ternary Diagram



شکل ۵: نمودار مثلثی انواع استران‌ها جهت بررسی محیط رسوبی موادآلی تشکیل دهنده نفت‌های سروک و میشریف



باشند، مربوط به نمونه‌های نابالغ هستند. با این وجود مقادیر CPI کمتر از ۱ غیر متداول بوده و معمولاً مرتبط با نفت‌ها و بیتومن‌های نشات گرفته از کربناته‌ها هستند (Tissot and Welte, 1984). مقادیر شاخص ترجیحی کربن (CPI) در این مطالعه براساس فرمول رابطه ۱ ارائه شده توسط آقایان پیترز و مولدوان (Peters and Moldowan, 1993) محاسبه شدند:

رابطه (۱)

$$CPI = \frac{2(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29})}{C_{22}+2(C_{24}+C_{26}+C_{28})+C_{30}}$$

با استفاده از فرمول فوق اغلب نمونه‌ها دارای مقادیر CPI حدود ۱ هستند. بلوغ حرارتی بیانگر تاثیر حرارت و زمان در طول تدفین رسوبات است. در این مطالعه چندین پارامتر جهت ارزیابی میزان بلوغ نفت مورد استفاده قرار گرفت. این پارامترها شامل نسبت‌های  $Ts/(Ts+Tm)$ ، C31-hopane و  $22S/(22S+22R)$  و C29-Sterane می‌باشند (Peters and Moldowan, 1993). لازم به ذکر است مقادیر این پارامترها برای کلیه نمونه‌ها در جدول ۲ آورده شده است. نسبت  $Ts/(Ts+Tm)$  را می‌توان جهت ارزیابی بلوغ به کار برد. بدین صورت که با افزایش بلوغ، این نسبت نیز افزایش می‌یابد (Farrimond et al, 1996). از آنجایی که این نسبت در نمونه‌های نفت بالا نیست، نشان می‌دهد که نفت‌های مخزن سروک در ابتدای پنجره نفتی زایش یافته‌اند. به عبارت دیگر نخستین هیدروکربن‌های زایش یافته از سنگ منشاء توانسته‌اند تا مخزن سروک بالا آمده و آن را پر کنند. همچنین نسبت‌های هموهوپان C31 or C32 در حین بلوغ (از نابالغ تا بالغ) از ۰ تا ۰/۶ در حال افزایش است. مقادیر ۰/۵ تا ۰/۵۴ در محدوده نابالغ تا اوایل پنجره نفتی و

در این مطالعه اگرچه گاماسران وجود نداشت، اما بایستی گفت که نسبت گاماسران به هوپان به طور کلی معرف محیط رسوبی با درجه شوری بالا است (Moldowan et al, 1985). مقادیر نسبت دیاستران به استران در نفت‌هایی با منشاء کربناته پایین است (Peters et al, 2005). بنابراین افزایش مقادیر نسبت C27 dia/(dia+reg) بیانگر محیط رسوبی غنی از رس و شرایط نیمه اکسیدان است. با این حال، این نسبت می‌تواند تحت تاثیر بلوغ حرارتی قرار گیرد (Moldowan, 1994). در این مطالعه، به نظر می‌رسد نسبت‌های پایین دیاستران به استران بشدت مرتبط با حضور پر رنگ کربناته‌ها در رسوبات باشد. از نسبت تریپان تری سیکلیک C24 به C23 می‌توان جهت شناسایی منشاء مواد آلی استفاده نمود بدین صورت که کاهش این نسبت (یا افزایش نسبت تریپان تری سیکلیک C23 به C24) بیانگر منشاء کربناته دریایی است (Peters et al, 2005). در نمونه‌های آنالیز شده، مقادیر اندک تریپان‌های تری سیکلیک C24 به C23 بیانگر منشاء کربناته دریایی است. نسبت هوپان C35/C34 برای رسوب کم عمق در مقایسه با رسوب عمیق، مقادیر بالاتری را نشان می‌دهد (Abdullah, 2001). از سوی دیگر نسبت بالای هوپان C35/C34 در نمونه‌های نفت و سنگ منشاء دریایی به شدت احیایی گزارش شده است (Peters and Moldowan, 1991). در این مطالعه، افزایش محسوسی از همولوگ‌های هوپان C35 مشاهده نشد که معرف رسوبات دریایی و نبود شرایط به شدت احیایی محیط رسوب‌گذاری می‌باشد.

تعیین بلوغ حرارتی سنگ منشاء در زمان زایش نفت مخزن سروک: مقادیر شاخص ترجیحی کربن (CPI) که به طور مشخصی بالا و یا پایین‌تر از ۱

ژوراسیک میانی-پسین استفاده نمود ( Holba and et al, 2001) (رابطه ۲).

(رابطه ۲)

$$ETR = \frac{C_{28} + C_{29}}{T_s}$$

این محققان مطالعه جامعی را از مجموعه مناسبی از نمونه‌های نفت سرتاسر جهان که از سنگ‌های منشاء به سن تریاس و ژوراسیک نشأت گرفته بودند انجام دادند. نتایج بیانگر آن است که تمامی نفت‌های تریاس دارای  $ETR \geq 2$  می‌باشند.

نمونه‌های نفت به سن ژوراسیک پیشین دارای  $2 \leq ETR \leq$  می‌باشند. اغلب نمونه‌های نفت به سن ژوراسیک میانی تا پسین دارای مقادیر  $1/2 < ETR$  است. مقادیر  $ETR$  در نمونه‌های آنالیز شده محدوده‌ای از  $1/16$  تا  $1/19$  را داشته و بنابراین سن ژوراسیک میانی را می‌توان برای سنگ‌های منشاء مولد نفت‌های مخزن سروک در نظر گرفت.

مقایسه پارامترهای بیومارکری نفت مخزن سروک با نفت مخزن میشریف میادین عراقی

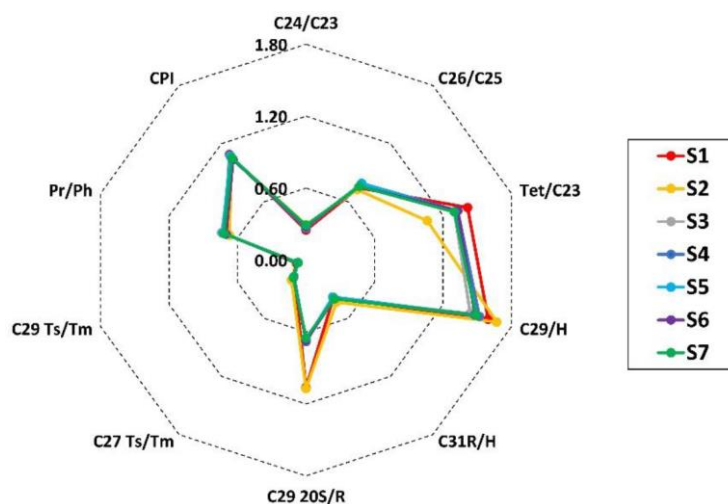
پارامترهای شاخص بیومارکری ۲ نمونه نفت مخزن سروک در ناحیه غربی دشت آبادان با ۵ نمونه نفت مخزن میشریف در حوضه مزوپوتامین در جدول ۴ ارائه شده است. براساس داده‌های موجود و نیز شکل ۶، مقادیر بیومارکری شاخص بلوغ و منشاء نمونه‌های نفت بسیار شبیه به یکدیگر بوده به طوری که با توجه به شناسایی سازندهای اصلی سنگ منشاء در ناحیه دشت آبادان (این مطالعه) و حوضه مزوپوتامین (Al-Ameri et al, 2009)، می‌توان زایش، مهاجرت و تجمع تمامی نمونه‌های نفت در هر دو ناحیه را یکسان در نظر گرفت.

مقادیر  $0/55$  تا  $0/65$  در پنجره نفتی قرار می‌گیرد (Seifert and Moldowan, 1986). نمونه‌های نفت سروک از مقادیر  $C_{32} 22S/22S+22R$   $0/55$  تا  $0/65$  برخوردار بوده که بیانگر قرار داشتن نمونه‌ها در پنجره نفتی است. از سوی دیگر نسبت  $C_{29}$ -Sterane  $20S/(20S+20R)$  نیز تفسیر مشابهی را برای نمونه‌ها ارائه می‌دهد.

شناسایی سن سنگ منشاء نفت مخزن سروک: اولئنان، ترکیب تری ترپنوئید بوده که اغلب در رسوبات دلتایی به سن کرتاسه پسین تا نئوژن حضور دارد. اعتقاد بر آن است که این ترکیبات از نهان‌دانگان خاص که در کرتاسه پسین توسعه یافته، نشأت گرفته‌اند (پیترز و همکاران، ۲۰۰۵). در آنالیز این نمونه‌ها اولئنان شناسایی و مشاهده نشد. گرانت هام و ویک فیلد (Grantham and Wakefield, 1988) نسبت استران  $C_{28}/C_{29}$  را با استفاده از ایزومرهای  $20R$  و  $20S$  موجود در استران‌های  $aaa$  ( $m/z$  217) محاسبه نمودند. این نسبت کمتر از  $0/5$  برای نفت‌های به سن پالئوزویک پیشین و قدیمی‌تر،  $0/4$  تا  $0/7$  برای نفت‌های به سن پالئوزویک پسین تا ژوراسیک پیشین، و مقادیر بالاتر از  $0/7$  برای نفت‌های به سن ژوراسیک پسین تا میوسن در نظر گرفته می‌شود. در این مطالعه، نسبت استران  $C_{28}/C_{29}$  در محدوده  $0/5$  تا  $0/55$  بوده که سن ژوراسیک را می‌توان برای سنگ‌های منشاء این نفت‌ها تخصیص داد. از نسبت ترپان‌های تری سیکلیک توسعه یافته ( $ETR$ ) می‌توان جهت تفکیک نفت‌های به سن تریاس، ژوراسیک پیشین و

جدول ۴: مقایسه پارامترهای بیومارکری نمونه‌های نفت مخازن سروک و میشریف (داده‌های بیومارکری نمونه‌های S3 تا S7 از مقاله (Al-Ameri et al, 2009) استخراج شده است).

نسبت های بیومارکری	نفت سروک (دشت آبادان)		نفت میشریف (حوضه مزوپوتامین)				
	S1	S2	S3*	S4*	S5*	S6*	S7*
C19/C23	0.20	0.17	0.07	0.08	0.08	0.07	0.09
C22/C21	1.00	0.81	1.18	1.15	1.21	1.15	1.14
C24/C23	0.25	0.29	0.28	0.27	0.27	0.28	0.29
C26/C25	0.75	0.73	0.79	0.79	0.79	0.76	0.76
Tet/C23	1.42	1.06	1.3	1.33	1.31	1.33	1.3
C27T/C27	0	0	0	0	0.01	0	0
C28/H	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.04
C29/H	1.60	1.67	1.44	1.52	1.49	1.48	1.49
OL/H	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
C31R/H	0.39	0.43	0.4	0.39	0.38	0.4	0.4
GA/C31R	0.25	0.17	0.22	0.24	0.23	0.22	0.21
Rearr/Reg	0.13	0.14	0.1	0.1	0.11	0.1	0.13
C27%	33.7	34.6	33.7	33.3	33.4	33.7	33.1
C28%	24.7	26.5	26.3	25.5	25.4	25.4	26.2
C29%	41.6	38.9	40.1	41.2	41.1	40.8	40.7
C29 20S/R	1.06	1.07	0.66	0.68	0.67	0.67	0.65
C27 Ts/Tm	0.17	0.21	0.18	0.17	0.18	0.18	0.18
C29 Ts/Tm	0.08	0.09	0.08	0.07	0.08	0.08	0.07
DM/H	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Pr/Ph	0.70	0.67	0.74	0.73	0.73	0.7	0.72
Pr/nC17	0.23	0.29	0.2	0.2	0.2	0.21	0.21
Ph/nC18	0.40	0.52	0.33	0.33	0.32	0.34	0.34
nC27/nC17	0.24	0.28	0.2	0.19	0.19	0.22	0.21
CPI	1.09	1.06	1.051	1.042	1.076	1.036	1.053

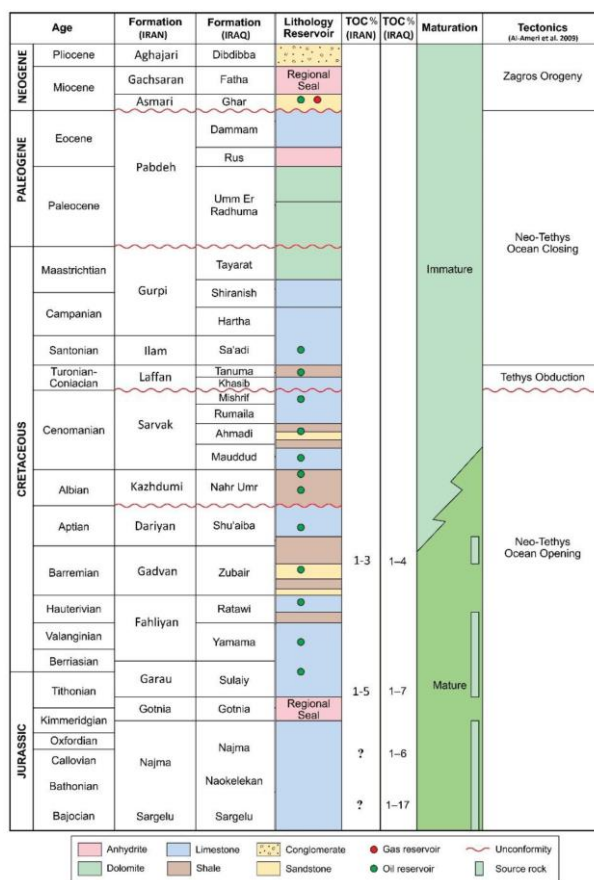


شکل ۶: نمودار ستاره‌ای بیومارکرهاى شاخص جهت بررسى و مقایسه نمونه‌های نفت مخازن سروک و میشریف

مزوپوتامین (Al-Ameri et al, 2009) و براساس نتایج پیرولیز راک ایول سنگ‌های کاندید منشاء در ناحیه دشت آبادان و همچنین شباهت فراوان

بحث  
با توجه به وضعیت چینه‌شناسی، لیتولوژی، فازهای زمین ساخت سیستم نفتی حاکم بر حوضه

داده‌های بیومارکری دو ناحیه، می‌توان اطلاعات دشت آبادان را در کنار اطلاعات موجود در حوضه مزوپوتامین قرار داد (شکل ۷).



شکل ۷: برش چینه‌شناسی و فازهای اصلی تکتونیک از ژوراسیک تا ترشیاری و سیستم نفتی حاکم بر حوضه مزوپوتامین و ناحیه غربی دشت آبادان (تغییر یافته پس از Al-Ameri et al, 2009).

پارامترهای بیومارکری شاخص سن در نمونه‌های نفت سروک، مکانیسم زایش، مهاجرت و تجمع نفت‌های سروک در ناحیه دشت آبادان به صورت زیر قابل توصیف است:

–سنگ منشاء اصلی در ناحیه دشت آبادان، سازندهای سرگلو و گرو می‌باشد.

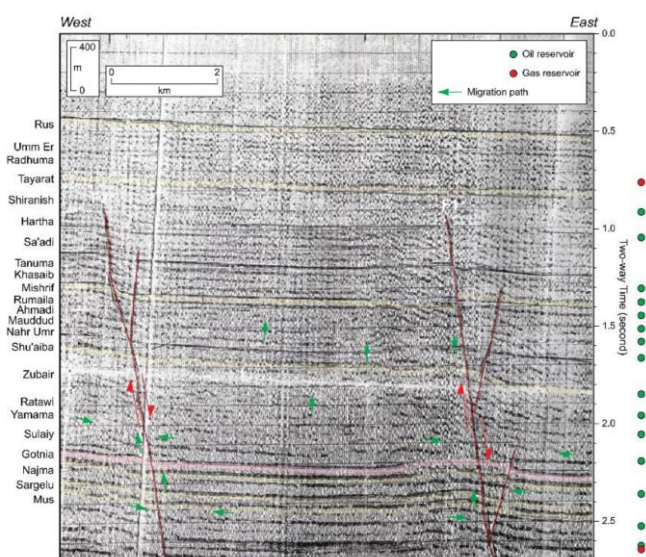
–هیدروکربن‌های زایش یافته در سنگ‌های منشاء در طول گسل‌ها و شکستگی‌های موجود در سازندهای کرتاسه و نیز برخی از بخش‌های حاوی لیتولوژی ضعیف (به لحاظ سنگ پوش) سازند گوتنیا، براساس فرآیندهای فیزیکی مهاجرت

در حوضه مزوپوتامین مسیر مهاجرت نفت در ابتدا به صورت عمودی و در راستای گسل‌ها بیان شده به طوری که در ادامه در برخی از سازندهای متخلخل کرتاسه، مهاجرت به صورت نسبتاً افقی توصیف شده‌اند (شکل ۸). با توجه به شباهت بسیار زیاد پارامترهای بیومارکری در مخزن سروک در ناحیه دشت آبادان و مخزن میشریف در حوضه مزوپوتامین و همچنین براساس الف) مسیر مهاجرت هیدروکربن در حوضه مزوپوتامین، ب) پتانسیل عالی سازند سرگلو به عنوان سنگ منشاء (Abdullah and Connan, 2002) و ج)

بالایی را داشته تا به تله‌های نفتی موردنظر برسند. در اثر این مکانیسم مهاجرت، هیدروکربن‌های اولیه زایش یافته توسط سنگ‌های منشاء در بالاترین تله‌های نفتی (به طور مثال ایلام و سروک) جای می‌گیرند. لازم به ذکر است که اغلب هیدروکربن‌ها حرکت عمودی به سمت بالا داشته تا به تله نفتی برسند، از این پس حرکت آن‌ها در فضای متخلخل مخازن به صورت نسبتاً افقی بوده تا تله نفتی را پر نمایند.

ثانویه شامل نیروهای شناوری (Buoyancy)، موینگی (Capillary) و هیدرودینامیکی (Hydrodynamic) به سمت بالا مهاجرت می‌کنند.

در اثر عملکرد گسل‌ها، ارتباط بین سازندهای ژوراسیک-کرتاسه تحتانی با سازندهای فوقانی (به طور مثال مخزن سروک) ایجاد می‌گردد. در این مسیر مهاجرت، انواع هیدروکربن‌ها از نواحی پرفشار به سمت نواحی کم فشار حرکت رو به



شکل ۸: برش لرزه‌ای در طول میداین S3 تا S7 که نشان دهنده مسیر مهاجرت انواع هیدروکربن‌ها در ناحیه است (Al-Ameri et al, 2009).

نتیجه‌گیری  
در این مطالعه ارزیابی پتانسیل زایش هیدروکربن، بلوغ حرارتی و محیط رسوبی براساس پیرولیز راک ایول نمونه‌های سازندهای منشاء احتمالی در ناحیه دشت آبادان انجام گرفت. براساس این اطلاعات، پتانسیل سنگ منشاء سازندهای کژدمی، گدوان، فهلیان و گرو در ناحیه دشت آبادان به صورت زیر قابل توصیف است:  
الف) نتایج پیرولیز راک ایول نشان می‌دهد که نمونه‌های سازندهای کژدمی و گرو حاوی پتانسیل

موادآلی متوسط تا خوب بوده ( $TOC > 1\%$ ) در مقابل اغلب نمونه‌های سازندهای گدوان و فهلیان به لحاظ پتانسیل موادآلی در محدوده فقیر تا متوسط جای دارند ( $TOC < 1\%$ ).  
ب) مقادیر Tmax برای نمونه‌های سازند کژدمی بیانگر نابالغ بودن این سازند جهت زایش هیدروکربن بوده در حالی که وضعیت بلوغ در سازند گرو در محدوده اوایل تا اواسط پنجره نفتی ارزیابی می‌گردد.

C28/C29 و ETR، سنگ‌های منشاء به سن ژوراسیک میانی برای نفت مخازن سروک تعیین شد. براساس شباهت‌های بسیار زیاد پارامترهای بیومارکری نمونه‌های نفت مخزن سروک در ناحیه دشت آبادان و مخزن میشریف در حوضه مزوپوتامین، می‌توان بیان کرد که سیستم نفتی و مسیر مهاجرت یکسان در هر دو ناحیه وجود دارد. بدین صورت که سنگ‌های منشاء سرگلو-گرو (سولایی) انواع هیدروکربن را زایش کرده و این هیدروکربن‌ها در مسیر گسل‌ها و شکستگی‌های موجود در افق کرتاسه غالباً به صورت عمودی بالا آمده و انواع تله‌های نفتی را پر نموده‌اند.

### سپاس‌گزاری

این تحقیق تحت حمایت معاونت پژوهشی دانشگاه شهید بهشتی و پژوهشگاه صنعت نفت بوده که نویسندگان این مقاله مراتب تقدیر و تشکر را از فراهم آوردن این فرصت توسط سازمان‌های مذکور بیان می‌کنند.

-اسعدی، ع.، هنرمند، ج.، معلمی، ع. و عیداللهی فرد، ا.، ۱۳۹۵. تاثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان، جنوب غرب ایران، پژوهش-های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، دوره ۳۲، شماره ۱، ص ۵۷-۸۰.

-زینل زاده، ا. و سجادیان، و.، ۱۳۸۸. بررسی زون-های سنگ منشاء در میدان دارخوین با استفاده از داده‌های پتروفیزیک و آنالیز راک اول، مجله علوم دانشگاه تهران، جلد ۳۵، شماره ۳، ص ۶۳-۷۰.

-علیزاده، ب. و قدیمیان فرد، م.، ۱۳۹۲. مقایسه ژئوشیمیایی نفت مخازن سروک توسط کروماتوگرافی-گازی طیف سنجی جرمی در

ج) به لحاظ کیفیت موادآلی، سازند گرو غالباً حاوی کروژن‌های تیپ II-III می‌باشد. از سوی دیگر و براساس آنالیز GC و مقادیر CPI، نمونه‌های نفت مخزن سروک از سنگ منشاء بالغ نشأت گرفته‌اند. همچنین با توجه به مقادیر پارامترهای بیومارکری شاخص بلوغ نظیر نسبت  $22S/(22S+22R)$  هوپان، نفت‌های مخزن سروک از سنگ منشاء با بلوغ اوایل تا اواسط پنجره نفتی زایش یافته‌اند. همچنین مقادیر Pr/n-C17 و Ph/n-C18 اندازه‌گیری شده در نمونه‌های نفت مخزن سروک بیانگر آن است که موادآلی تشکیل دهنده آن‌ها دارای منشاء دریایی بوده که این نکته توسط انواع بیومارکرها شاخص منشاء موادآلی تایید شد. عدم حضور گاماسران نشان دهنده عدم شوری بالا در محیط رسوبی موادآلی تشکیل دهنده نفت مخزن سروک بوده در حالی که مقادیر نسبتاً بالای هوپان C29 در نمونه‌های نفت، سنگ‌های منشاء کربناته را برای نفت‌های مخزن سروک پیشنهاد می‌دهد. سرانجام براساس پارامترهای بیومارکری شاخص سن نظیر نسبت

### منابع

-اسدی مهماندوستی، ا.، معلمی، ع.، امیرحسینی، م. و حبیبی، ا.، ۱۳۹۴. ارزیابی ژئوشیمیایی نفت-های خام مخازن سروک و فلهیان با استفاده از داده‌های بیومارکری در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، زمین‌شناسی نفت ایران، دوره ۵، شماره ۱۰، ص ۴۶-۶۶.

-اسدی مهماندوستی، ا. و اسدی، ا.، ۱۳۹۵. مطالعه خصوصیات مخزنی سازند سروک و تعیین مرز آن با سازند ایلام به طریق ژئوشیمیایی در تاکدیس چناره، جنوب لرستان، پژوهش‌های دانش زمین، سال ۸، شماره ۲۹، ص ۱۰۳-۱۳۵.

- علیزاده، ب.، تمیشه، ح.، زراسوندی، ع. و رشیدی، م.، ۱۳۹۵. مطالعه ایزوتوپی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میداین دشت آبادان، جنوب غرب ایران، مجله زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۲۰، ص ۷۷-۸۵.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲. زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس-۱، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۷۲ ص.
- Abdullah, F.H., 2001. A preliminary evaluation of Jurassic source rock potential in Kuwait, *Journal of Petroleum Geology*, v. 24, p. 361-378.
- Abdullah, F.H. and Connan, J., 2002. Geochemical study of some Cretaceous rocks from Kuwait: comparison with oils from Cretaceous and Jurassic reservoirs, *Organic Geochemistry*, v. 33, p. 125-148.
- Abdullah, W.H., 1999. Organic facies variations in the Triassic shallow marine and deep marine shales of central Spitsbergen, Svalbard, *Marine and Petroleum Geology*, v. 16, p. 467-481.
- Al-Ameri, T.K., Al-Khafaji, A.J. and Zumberge, J., 2009. Petroleum system analysis of the Mishrif reservoir in Ratawi, Zubair, North and South Rumaila oil fields, southern Iraq, *GeoArabia*, v. 14, p. 91-108.
- Bolandi, V., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Alizadeh, B., Tahmorasi, J. and Farzi, R., 2015. Source rock characterization of the Albian Kazhdumi formation by integrating well logs and geochemical data in the Azadegan oilfield, Abadan plain, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 133, p. 167-176.
- Connan, J., Bouroulllec, J., Dessort, D. and Albrecht, P., 1986. The microbial input in carbonateanhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach, *Organic Geochemistry*, v. 10, p. 29-50.
- Farrimond, P., Bevan, J.C. and Bishop, A.N., 1996. Hopanoid hydro-carbon maturation by an igneous intrusion, *Organic Geochemistry*, v. 25, p. 149-164.
- Grantham, P.J. and Wakefield, L.L., 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time, *Organic Geochemistry*, v. 12, p. 61-74.
- Gürgey, K., 1999. Geochemical characteristics and thermal maturity of oils from the Thrace Basin (western Turkey) and western Turkmenistan, *Journal of Petroleum Geology*, v. 22, p. 167-189.
- Holba, A.G., Tegelaar, E.W., Ellis, L., Singletary, M.S. and Albrecht, P., 2000. Tetracyclic polyprenoids: indicators of freshwater (lacustrine) algal input, *Geology*, v. 28, p. 251-254.
- Holba, A.G., Ellis, L. and Dzou, I.L., 2001. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils, 20th International Meeting on Organic Geochemistry, Nancy, France.
- Hunt, J.M., 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*, Freeman, San Francisco.



- Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology, W.H. Freeman and Company, New York, 376 p.
- Klecker, R., Bentham, P., Palmer-Koleman, S. and Jaminski, J., 2001. A recent petroleum-geologic evaluation of the Central Carpathin Depression, Southeastern Poland, Marine and Petroleum Geology, v. 18, p. 65-85.
- Lijmbach, G.W., 1975. On the origin of petroleum: proceedings of the 9th world petroleum congress, Applied science publishers, London, v. 2, p. 357-369.
- Moldowan, J.M., Seifert, W.K. and Gallegos, E.J., 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks", American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 69, p. 1255-1268.
- Moldowan, J.M., Peters, K.E., Carlson, R.M.K., Schoell, M. and Abu-Ali, M.A., 1994. Diverse applications of petroleum biomarker maturity parameters, Arabian Journal for Science and Engineering, v. 19, p. 273-298.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum, Organic Geochemistry, v. 17, p. 47-61.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Prentice Hall, New Jersey, 363 p.
- Peters, K.E., Walters, C.C. and Moldowan, J.M., 2005. The Hydrocarbon Potential of Palaeozoic Strata in Kraków-Rzeszów Area 393 biomarker guide, Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history, 2nd Ed. Cambridge University Press, Cambridge, 1132 p.
- Schiefelbein, C.F., Zumberge, J.E., Cameron, N.R. and Brown, S.W., 1999. Petroleum systems in the South Atlantic margins, Geological Society, v. 153, p. 169-180.
- Seifert, W.K. and Moldowan, J.M., 1986. Use of biological markers in petroleum exploration, Methods in Geochemistry and Geophysics, v. 24, p. 261-290.
- Tissot, R.P. and Welte, D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence, 2nd Ed. Springer Berlin Heidelberg New York, 699 p.
- Waples, D.W. and Machihara, T., 1991. Biomarkers for geologists – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology, AAPG Methods in Exploration, v. 9, 91 p.
- Yang, D., Jie, C., Yi, C., Jun, X., Juan, W., Yi-Zhen, L. and Xiao, F., 2016. Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran. Petroleum Science, v. 13, p. 34-51.