

به نام خداوند بخشنده مهربان



دانشکده علوم زمین

رشته زمین‌شناسی گرایش ژئوشیمی

پایان‌نامه کارشناسی ارشد

ارزیابی سنگ منشأ پابده در برخی از میادین نفتی جنوب غرب ایران

بر اساس نتایج GC و GC-MS

نگارنده: نازنین محمودزاده

اساتید راهنما:

دکتر فرج‌الله فردوست

دکتر سید رضا قوامی ریابی

مشاور:

دکتر مهدی جعفرزاده

بهمن ۱۳۹۷

فرم صورت جلسه

## به نام پروردگار بخشیده و مهربان

شکر خدای را که هر چه طلب کردم از خدا، بر تنهای همت خود کامران شدم. پاسگذار کسانی هستم که سر آغاز تولد من هستند. از یکی زاده می‌شوم و از دیگری جاودانه. استادانی که سیدی را بر تنه سیاه زندگی ام گذاشتند پدر و مادرم که تار مویی از آن با پای من سیاه نماند.

تقدیم بہ

دروماد

عزیزتر از جانم

سپاس و ستایش خداوند بخشنده مهربان را که همه مرید اراده اوینم.

در نتیجه رسیدن این تحقیق، خود را مدیون زحمات و مساعدت های عزیزان بسیاری میدانم که بی تردید بدون بھکاری و پشتیبانی ایشان، امکان شمر رسیدن مطلوب آن وجود نمی داشت. لذا بر خود لازم میدانم بدین وسیله زحمتشان را ارج نهاده و از همه آن ها صمیمانه قدردانی و تشکر نمایم.

استاد راهبهای بزرگوارم، جناب آقای دکتر فرج ا... فردوست، که بی شک راهبهای های ارزنده، دانش و دلسوزی های ایشان سبب به انجام رسیدن این تحقیق شده است.

استاد راهبهای دلسوز و بزرگوارم، جناب آقای دکتر قوامی ریایی که در کمال سعه صدر، با حسن خلق و فروتنی، از هیچ کجی در این عرصه بر من دریغ ننمودند و زحمت راهبهای این رساله را بر عهده گرفتند و این حقیر در این راه از دانش و راهبهای های ایشان بهره بسیار برده ام استادی که در بسیاری از جنبه ها از جمله علمی، اخلاقی، معنوی و اجتماعی الگو و راهبها بودند.

استاد مشاور بزرگوارم، جناب آقای دکتر جعفرزاده، که با قبول زحمت مشاوره این تحقیق، در رفع نقایص و مشکلات علمی از هیچ کوششی فروگذار نکردند.

جناب آقایان دکتر رضایی، دکتر علیپور، دکتر صادقیان، دکتر طاهری، سرکار خانم دکتر کردی استادانی مهربان و دلسوز که صورانه و دلسوزانه در انجام این تحقیق از راهبهای های ارزشمند این بزرگواران بهره مند شده ام.

از سرکار خانم مهندس فارسی مسئول آموزشگاه دانشکده علوم زمین بهت زحمتشان قدردانی و تشکر می‌نمایم.  
از تمامی دوستان مهربانم که وجودشان مایه دلگرمی در این مسیر بوده که در سختی‌ها همراه و بهکام بودند تشکر می‌کنم و از خداوند متعال  
برایشان آرزوی سلامتی و توفیق روزافزون دارم.

مازین محمودزاده

بهمن ۹۷

## تعهد نامه

اینجانب نازنین محمودزاده دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته زمین شناسی ژئوشیمی دانشکده علوم زمین دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده ک: ارزیابی سنگ منشأ پابده در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران بر اساس نتایج GC و GC-MS به راهنمایی جناب آقای فرج ا... فردوست، آقای رضا قوامی ریابی و آقای مهدی جعفرزاده متعهد می‌شوم. تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.

- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است

### تاریخ

### امضای دانشجو

#### مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است ) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.



## فهرست مقالات

- ارزیابی ویژگی‌های ژئوشیمیایی مواد آلی سازند پابده در میدان نفتی دزفول شمالی با استفاده از روش کروماتوگرافی گازی و گازی-جرمی و مقایسه با راک- اول، دهمین همایش ملی انجمن

زمین‌شناسی اقتصادی ایران، اصفهان، شهریور ۱۳۹۷

## چکیده

حوضه نفتی زاگرس یکی از بزرگترین و مهم‌ترین حوضه‌های نفتی است که به واسطه حضور ساختمان‌های تاق‌دیزی و ناودیزی منظم با روند شمال غربی - جنوب شرقی، میدان‌های نفتی عظیمی را در خود جای داده است. در این تحقیق نتایج آنالیز دستگاه‌های کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) و پیرولیز راک-اول، در نمونه‌های سازند پابده در برخی از میادین نفتی فروافتادگی دزفول شمالی واقع در جنوب غرب کشور مورد استفاده قرار گرفته است. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی آلی در این مطالعه، نوع کروژن، تجزیه و تخریب زیستی نمونه‌ها، میزان بلوغ، شرایط محیط رسوبی و پتانسیل هیدروکربنی نمونه‌های سازند مذکور مورد ارزیابی قرار گرفته است. بر اساس نتایج حاصل از آنالیز دستگاه کروماتوگرافی گازی و مقادیر بدست آمده برای پریستان و فیتان، اکثر نمونه‌های سازند پابده کروژن نوع II را نشان می‌دهند. نتایج حاصل از پیرولیز راک اول نمونه‌های سازند پابده نیز تیپ کروژن عمدتاً از نوع II و کمتر از مخلوط II-III را نشان می‌دهند. کروماتوگرافی گازی، منشأ مواد آلی سازند پابده را از نوع دریایی مانند فیتوپلانکتون‌ها، زئوپلانکتون‌ها و جلبک‌ها نشان می‌دهد که در یک محیط شدیداً احیایی ته‌نشست یافته‌اند. همچنین نتایج حاصل از آنالیز دستگاه کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی از جمله نسبت بالای  $\frac{C_{34}}{C_{35}} Home$  در نمونه‌های مورد مطالعه نشان دهنده محیط‌های دریایی نسبتاً احیایی است. مقادیر نرمال کربن از جمله  $C_{27}$ ،  $C_{28}$ ،  $C_{29}$ ، نیز نشان می‌دهند که مواد آلی تشکیل دهنده نمونه‌ها اکثراً از فیتوپلانکتون‌ها و باکتری‌ها نشأت گرفته‌اند، بجز دو نمونه که در نزدیکی محدوده دیاتومه‌ای قرار گرفته‌اند. نمودارهای ستاره‌ای بر مبنای نتایج کروماتوگرافی گازی و مقادیر کربن  $C_{15}$ ،  $C_{17}$  و  $C_{19}$ ، منشأ جلبک و باکتری را برای مواد آلی نشان می‌دهد، اما فراوانی  $C_{25}$ ،  $C_{27}$ ،  $C_{29}$  نشان دهنده مواد آلی منشأ گرفته از گیاهان خشکی است. بر اساس نتایج دستگاه کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی و ضریب هوپان‌های  $Ts/Ts+Tm$  در مقابل ضریب نسبت استران‌های منظم  $C_{29} (29S/29S+20R)$  در نمونه‌های سازند پابده اکثر نمونه‌ها در محدوده بالغ قرار گرفته‌اند. نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول نمونه‌های سازند پابده نیز نشان دهنده ابتدای بلوغ حرارتی (پنجره نفتی) و یا انتهای دیاژنز می‌باشد. با استفاده از نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی، نوع نفت‌های سازند پابده اکثراً از نوع نفت‌های پارافینی مشخص گردیده‌اند هرچند تعدادی از نمونه‌ها نیز ترکیب نفتیکی را نشان می‌دهند.

کلید واژه: کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی-گازی طیف‌سنج جرمی (GC-MS)، پیرولیز راک-

اول، زاگرس، فروافتادگی دزفول، سازند پابده

## فصل اول کلیات

۱-۱- مقدمه.....	۲
۲-۱- موقعیت جغرافیایی و راه‌های دسترسی به منطقه.....	۲
۳-۱- مرور برخی از تحقیقات ژئوشیمی آلی درحوضه زاگرس ایران.....	۳
۴-۱- طرح مسئله، هدف و روش.....	۶
۵-۱- ضرورت و اهمیت انجام تحقیق.....	۷
۶-۱- سابقه موضوع.....	۸
۷-۱- ساختار پایان نامه.....	۱۰

## فصل دوم زمین‌شناسی

۱-۲- مقدمه.....	۱۲
۲-۲- حوضه فرو افتادگی دزفول.....	۱۴
۳-۲- چینه شناسی زاگرس.....	۱۶
۱-۳-۲- سازند گورپی.....	۱۸
۲-۳-۲- سازند پابده.....	۲۰
۳-۳-۲- سازند آسماری.....	۲۳
۴-۳-۲- سازند گچساران.....	۲۴

## فصل سوم ارزیابی مبانی ژئوشیمیایی سنگ منشأ

۱-۳- مقدمه.....	۲۸
۲-۳- سنگ منشأ.....	۲۸
۳-۳- سنگ مخزن.....	۲۹
۴-۳- کیفیت و کمیت موادآلی.....	۲۹
۵-۳- ارزیابی سنگ منشأ.....	۳۱

- ۳-۵-۱- دستگاه پیرولیز راک-اول ..... ۳۱
- ۳-۵-۲- دستگاه کروماتوگرافی گازی ..... ۳۲
- ۳-۵-۳- دستگاه کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی ..... ۳۴
- ۳-۶- نمودارهای کاربردی ارزیابی سنگ منشأ ..... ۳۵
- ۳-۶-۱- دیاگرام‌های مرتبط با (GC) و (GC-MS) ..... ۳۵
- ۳-۶-۲- دیاگرام‌های مرتبط با پیرولیز راک-اول ..... ۳۹

### فصل چهارم ارزیابی های ژئوشیمیایی و تعبیر و تفسیر داده‌ها

- ۴-۱- مقدمه ..... ۴۴
- ۴-۲- داده‌ها ..... ۴۴
- ۴-۳- بررسی آغشتگی یا عدم آغشتگی نمونه‌ها ..... ۴۸
- ۴-۴- بحث ..... ۴۹
- ۴-۴-۱- تفسیر نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) ..... ۴۹
- ۴-۴-۱-۱- بررسی شرایط محیط تشکیل و نوع مواد آلی ..... ۵۰
- ۴-۴-۲- ارزیابی درجه بلوغ و ضریب حرارتی ..... ۵۸
- ۴-۴-۳- رده بندی تیپ هیدروکربن تولیدی سازند پابده ..... ۶۱
- ۴-۴-۲- تعبیر و تفسیر نتایج پیرولیز راک-اول ..... ۶۳

### فصل پنجم نتیجه‌گیری و پیشنهادها

- ۵-۱- نتیجه‌گیری و پیشنهادها ..... ۶۸

### منابع

- منابع فارسی ..... ۷۲
- منابع لاتین ..... ۷۴

## فهرست اشکال

عنوان	صفحه
شکل ۱-۱- محدوده تقریبی منطقه مورد مطالعه و راه‌های دسترسی به آن بر روی ، نقشه راه‌های ایران.....	۳
شکل ۲-۱- نمونه‌ای از طیف (GC) برای ارزیابی میزان فیتان و پرستان در یک نمونه سنگ منشأ.....	۹
شکل ۳-۱- نمونه ای از طیف (GC-MS) برای ارزیابی میزان هوپان و تریپان‌ها در یک سنگ منشأ.....	۹
شکل ۱-۲- پهنه‌های عمده ساختاری _رسوبی ایران.....	۱۳
شکل ۲-۲- تقسیمات زاگرس از دید ساختاری در محدوده کشور ایران.....	۱۴
شکل ۳-۲- الف- موقعیت واحدهای تکتونیکی زاگرس ، از جمله فروافتادگی دزفول ب- موقعیت میداین نفتی در فرو افتادگی دزفول شرکت ملی نفت ایران گزارش(۸۳۱۴۷).....	۱۶
شکل ۴-۲- توالی چینه شناسی زاگرس در سه حوضه لرستان، دزفول شمالی و فارس.....	۱۷
شکل ۵-۲- توالی چینه شناسی حوضه دزفول شمالی.....	۱۸
شکل ۶-۲- نمایی از سازندهای پابده و گورپی در یال شمالی تاقدیس انجیر(کاووسی و همکاران، ۱۳۹۰).....	۱۹
شکل ۷-۲- ستون چینه‌شناسی سازند پابده در برش الگو.....	۲۲
شکل ۸-۲- ستون چینه‌شناسی سازند پابده.....	۲۳
شکل ۲-۳- دستگاه آنالیز پیرولیز راک-اول.....	۳۲
شکل ۳-۳- دستگاه کروماتوگرافی گازی.....	۳۳
شکل ۴- ۳- دستگاه کروماتوگرافی گازی-جرمی،.....	۳۵
شکل ۵-۳- نمودار نسبت Pristan/n-C17 در مقابل Phytan/nC18 تعیین کننده پارامترهای بلوغ تجزیه بیولوژیکی، منشاء مواد ارگانیکی.....	۳۶
شکل ۶-۳- نمودار نسبت C29Steran در مقابل C29Steran ( $\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$ ).....	۳۷
شکل ۷-۳- نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل DBT/P.....	۳۷
شکل ۸-۳- نمودار مثلثی استرن‌های C <sub>27</sub> , C <sub>29</sub> , C <sub>28</sub> .....	۳۸
شکل ۹-۳- نمودار ستاره ای طیف‌های گاز کروماتوگراف(GC).....	۳۹
شکل ۱۰-۳- S1 در مقابل TOC.....	۴۱
شکل ۱۱-۳- S2 در مقابل TOC.....	۴۱

- شکل ۳-۱۲- نمودار HI به Tmax ..... ۴۲
- شکل ۴-۱- نمودار S1 در مقابل TOC برای نمونه‌های سازند پابده ..... ۴۹
- شکل ۴-۲- نمودار Pri/nC17 در مقابل Phy/nC18 ، تعیین بلوغ و نوع مواد آلی مولد نفت ..... ۵۱
- شکل ۴-۳- نمودار Pri/nC17 به Phy/nC18 ، تعیین محیط تشکیل سنگ منشأ ..... ۵۲
- شکل ۴-۴- نمودار Pr/Ph در مقابل C34/C35 ..... ۵۳
- شکل ۴-۵- دیاگرام مثلثی استران‌های C27, C28 و C29 جهت شناسایی محیط تشکیل و نوع سازند پابده ..... ۵۴
- شکل ۴-۶- نمودار تغییرات دی بنزو تیوفن/ فنانترن (DBT/P) در مقابل پرستان/ فیتان (Pr/Ph) ..... ۵۴
- شکل ۴-۷- توزیع ساختار آلکان‌های نرمال تک زنجیره‌های طولی در رسوبات بوسیل‌ه‌ی موجودات خشکی و دریایی ..... ۵۵
- شکل ۴-۸- دیاگرام ستاره‌ای ۸ نمونه‌ی سازند پابده بر اساس اطلاعات کروماتوگرافی گازی (GC) ..... ۵۶
- شکل ۴-۹- دیاگرام برای ۷ نمونه سازند پابده براساس نتایج کروماتوگرافی گازی (GC) ..... ۵۷
- شکل ۴-۱۰- دیاگرام ستاره‌ای برای ۵ نمونه‌ی سازند پابده براساس نتایج کروماتوگرافی گازی (GC) ..... ۵۷
- شکل ۴-۱۱- دیاگرام 29S/29S+29R در برابر 29ββ/29ββ+29αα نمونه‌های سازند پابده ..... ۵۸
- شکل ۴-۱۲- دیاگرام Ts/Ts+Tm در برابر 29S/29S+20R نمونه‌های سازند پابده ..... ۵۹
- شکل ۴-۱۳- نمودار Tmax در مقابل Ts/Tm ..... ۶۰
- شکل ۴-۱۴- نمودار Ro محاسبه شده در مقابل TASC28S/C27R ..... ۶۱
- شکل ۴-۱۵- دیاگرام مثلثی ترکیبات مواد آلی حاصل از بلوغ نمونه‌های سازند پابده ..... ۶۳
- شکل ۴-۱۶- ارزیابی تیپ کروژن نمونه‌های سازند پابده بر اساس مقادیر S2 در مقابل TOC ..... ۶۴
- شکل ۴-۱۷- نمودار HI در مقابل Tmax به منظور ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند پابده ..... ۶۵
- شکل ۴-۱۸- نمودار HI در مقابل Ro به منظور ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند پابده ..... ۶۶

## فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول ۱-۴- نتایج آنالیز پیرولیز راک-اول نمونه‌های سازند پابده (N.D : عدم وجود داده).....	۴۵
جدول ۲-۴- نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) نمونه‌های سازند پابده.....	۴۶
جدول ۳-۴- نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف سنج جرمی (GC-MS) سازند پابده.....	۴۷
جدول ۴-۴- مقادیر نرمال کربن‌ها، استخراج شده از طیف GC در نمونه‌های سازند پابده.....	۴۸
جدول ۵-۴- راهنمای سیمبل‌های مرتبط با نمونه‌های سازند پابده که در نمودارها استفاده شده‌اند.....	۴۸
جدول ۶-۴- درصد مواد آلی استخراج شده در نمونه‌های سازند پابده.....	۶۲
جدول ۷-۴- تعیین نوع کروژن، محدوده و محصول بلوغ حرارتی(Peters and Cassa, 1994).....	۶۴





# فصل اول

## کلیات

## ۱-۱- مقدمه

ژئوشیمی آلی، امروزه به عنوان یک علم بنیادی جهت بهبود بازده اکتشاف و تولید نفت و گاز به کار می‌رود. به کمک این علم می‌توان بخش قابل ملاحظه‌ای از مسائل تولید و توسعه میادین نفتی را حل نمود. از جمله کاربردهای ژئوشیمی آلی می‌توان به تعیین سنگ منشأ نفت و گاز، چگونگی تحولات سنگ منشأ، میزان تولید هیدروکربن از سنگ منشأ، پی‌جویی مسیرهای مهاجرت، انطباق نفت موجود در مخزن با نفت تولید شده از سنگ منشأ و پی‌جوئی‌های سطحی برای یافتن مخازن جدید هیدروکربنی اشاره نمود. در بررسی شرایط موجود سنگ منشأ می‌توان به پیرولیز راک-اول (Pyrolysis Rock-Eval) اشاره نمود (Espitalie et al., 1980). بسیاری از ارزیابی‌های سنگ منشأ از قبیل منشأ اولیه مواد آلی، تیپ کروژن، شرایط محیطی و بلوغ حرارتی براساس نتایج راک-اول مورد ارزیابی قرار می‌گیرند.

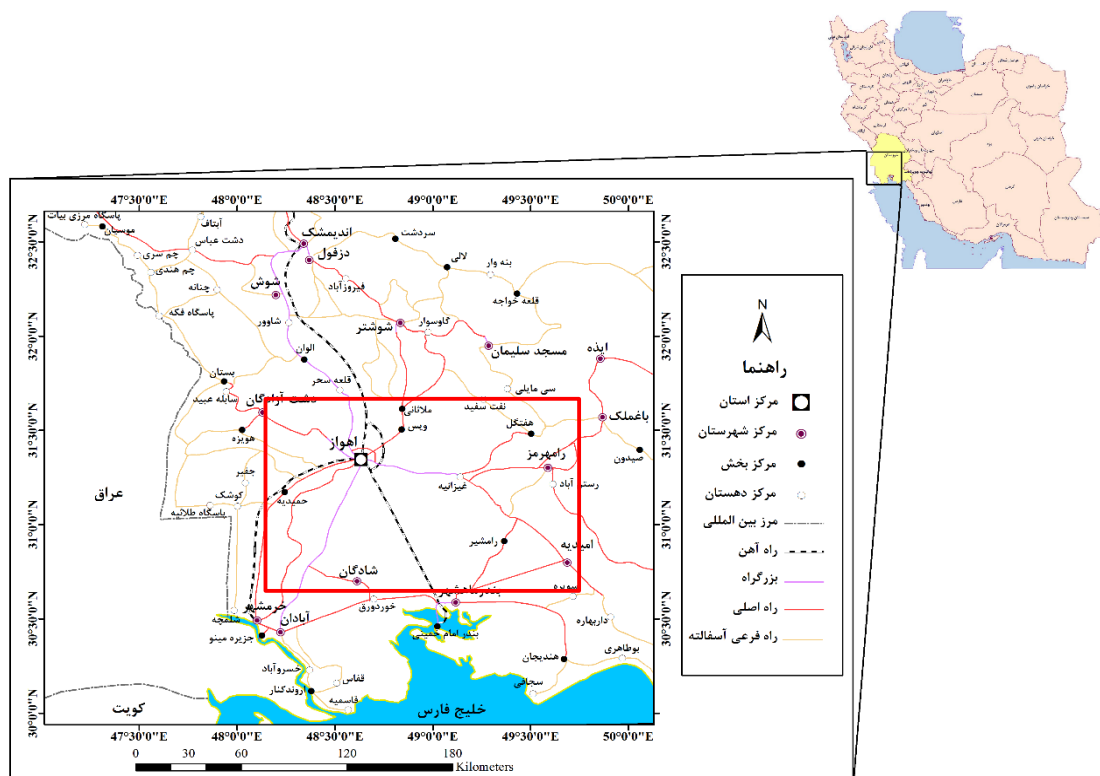
حوضه نفتی زاگرس یکی از بزرگترین و مهم‌ترین حوضه‌های نفتی خاورمیانه است که به واسطه حضور ساختمان‌های تاقدیسی و ناودیسی منظم با روند شمال غربی - جنوب شرقی، میدان‌های نفتی عظیمی را در خود جای داده است.

در این تحقیق اطلاعات حاصل از دو روش کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی طیف\_سنج جرمی (GC-MS) نمونه‌های سازند پابده در برخی از میادین نفتی در فروافتادگی دزفول شمالی واقع در جنوب غرب کشور مورد ارزیابی قرار گرفته و نتایج با ارزیابی‌های راک-اول مقایسه شده است.

## ۱-۲- موقعیت جغرافیایی و راه‌های دسترسی به منطقه

منطقه فروافتادگی دزفول (Dezful Embayment) شمالی، نیمه شمالی فروافتادگی دزفول در جنوب غرب کوه‌های زاگرس می‌باشد که به دلیل قرار داشتن میادین نفتی بسیار حائز اهمیت است (مطیعی، ۱۳۷۴).

محدوده تقریبی حوضه دزفول شمالی، موقعیت محدوده تقریبی حوضه دزفول شمالی، با عرض جغرافیایی  $30^{\circ} 8' 44/36''$  تا  $32^{\circ} 10' 10/83''$  شمالی و طول جغرافیایی  $46^{\circ} 51' 35/22''$  تا  $47^{\circ} 44'$  شرقی قرار گرفته است. محدوده مورد مطالعه، موقعیت جغرافیایی و راه‌های دسترسی به منطقه در (شکل ۱-۱) نشان داده شده است.



شکل ۱-۱- محدوده تقریبی منطقه مورد مطالعه و راه‌های دسترسی به آن بر روی نقشه راه‌های ایران (map.iranview., 2019)

### ۱-۳- مرور برخی از تحقیقات ژئوشیمی آلی در حوضه زاگرس ایران

اولین پروژه ژئوشیمیایی که در ایران به طور جدی انجام گرفت، به سال ۱۹۶۷ مربوط می‌شود. این مطالعات به منظور تعیین مشخصات انواع سنگ منشأ، تطابق بین نفت و سنگ منشأ و تکتونیک مناطق فارس، خوزستان و لرستان انجام گرفت (Bordenave and Sahabi., 1971 ; Bordenave and Nili., 1973).

- آوریانی (۱۳۹۴) چینه نگاری سکansı و بررسی کیفیت مخزنی سازند آسماری در فروافتادگی دزفول شمالی (میدان‌های نفتی مارون، کوپال و هفتکل)، حوضه زاگرس در جنوب غرب ایران را بررسی نمود

و نتیجه گرفت که کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان‌های مورد مطالعه متأثر از ترکیب فرآیندهای رسوبی، دیانزنی و شکستگی‌ها است. در این تحقیق همچنین مشخص شد که شرایط محیط رسوبی هم در رخساره‌های تخریبی و هم در رخساره‌های کربناتی در افزایش کیفیت مخزنی تأثیر دارند.

- صادقی (۱۳۹۱) ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ یکی از میادین نفتی خلیج فارس را بر اساس داده‌های حاصل از روش‌های پیرولیز راک-اول و کروماتوگرافی گازی و مطالعه لاگ‌های ژئوشیمیایی بررسی نمود. در این تحقیق مشخص گردید که با توجه به سیستم زهکشی عمودی میدان و شاخص پتانسیل سنگ منشأ نشان دادند که، سازند پابده بیشترین میزان پتانسیل سنگ منشأ و سازند سروک کمترین پتانسیل سنگ منشأ را دارند. به غیر از سازند پابده تمامی سازندهای گورپی، ایلام، لافان و سروک پتانسیل سنگ منشأ پایین و شاخص پتانسیل سنگ منشأ پایینی نشان می‌دادند.

- اشکان (۱۳۸۷) به مطالعه ژئوشیمیایی حوضه‌ی رسوبی زاگرس پرداخت و سازندهای احتمالی با پتانسیل سنگ منشأ را مورد آنالیز قرار داد.

- تژه و همکاران (۱۳۸۳) با ارزیابی بلوغ و تاریخچه تدفین رسوبات در میدان نفتی مارون، سازند سروک را به عنوان شروع کننده پنجره نفتی در این میدان معرفی نمودند.

- علیزاده و مبین (۱۳۸۱) به مطالعه بیومارکرهای نفت مخزن آسماری در میدان نفتی مارون پرداختند. در این مطالعه نتیجه گرفته شد که نفت مذکور یک نفت آروماتیکی سبک با میزان بلوغ حرارتی بالا می‌باشد. منشأ این نفت کروژن نوع II بوده که به احتمال قوی از بقایای جلبک‌ها و رسوبات دریایی که در شرایط احیایی تهنشین گشته‌اند، مشتق شده است.

- خزائی و همکاران (۱۳۹۰) بر اساس داده‌های راک-اول و ارزیابی ژئوشیمیایی سازند پابده، به این نتیجه رسیدند که سازند مذکور در میدان نفتی توسن، با داشتن محدوده‌های وسیع از لحاظ پتانسیل تولید، می‌تواند به عنوان سازندی خوب جهت تولید هیدروکربن عمل نمایند.

- مطالعات بروود و بوردناو (Burwood and Bordenave., 1990) مهم‌ترین و جامع‌ترین تحقیقی است که در مورد پراکندگی سنگ‌های منشأ و بلوغ نفت‌های حاصل از آن در حوضه کوهزایی زاگرس، با

استفاده از ایزوتوپ کربن و گوگرد و بیومارکرها صورت گرفته است. آنها با استفاده از آنالیزهای ایزوتوپی و راک-اول بر روی سنگهای منشأ احتمالی فروافتادگی دزفول به این نتیجه رسیدند که سازند پابده به عنوان سنگ منشأ اصلی تنها برای میداین شمال شرق فروافتادگی دزفول است درحالی که سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ اصلی سایر میداین نفتی این فروربار به شمار می‌رود. در سال 1990 مهم‌ترین و جامع‌ترین تحقیق در زمینه پراکندگی سنگهای منشأ احتمالی شامل (شیل‌های سورمه (ژوراسیک میانی)، گرو-گدوان (کرتاسه پائینی)، کژدمی (آلبین)، گورپی (سانتوین-ماستریشین) و پابده (پالئوسن-الیگوسن) و بلوغ نفت‌های حوضه زاگرس با استفاده از ایزوتوپ کربن و گوگرد و بیومارکرها صورت گرفت که سازند پابده به عنوان منشأ اصلی تنها برای میداین شمال شرق فروافتادگی دزفول و سازند کژدمی به عنوان منشأ اصلی میداین نفتی منطقه معرفی شدند (Alizade et al., 2012).

- پیمانی (Peymani, 2003) به بررسی ژئوشیمی آلی سازندهای پابده، گورپی و کژدمی پرداختند و نشان دادند که این سازندها می‌توانند به عنوان سنگهای منشأ احتمالی در منطقه خلیج فارس شناخته شوند. -بوردناو و هرگ (Bordenave and Herge., 2002) به طور کلی دو سنگ منشأ کژدمی و پابده را برای فروافتادگی دزفول معرفی کردند. گرچه ممکن در نواحی متعددی سازند گرو در شارژ کردن مخازن گروه خامی مؤثر بوده باشد. نفت موجود در بخش احمدی سازند سروک در ناحیه جنوب شرقی فروافتادگی دزفول و شمال خلیج فارس نیز از سازند کژدمی تولید شده است. در این مطالعه، زمان زایش و مهاجرت نفت و گاز، بعد از آغاز شکل‌گیری زاگرس در حدود ۳ الی ۸ میلیون سال ذکر شده است. -ربانی و کمالی (Rabbani and Kamali., 2005) با استفاده از نتایج حاصل از روش‌های کروماتوگرافی، ایزوتوپ‌های پایدار کربن و راک-اول برای سنگهای منشأ واقع در نواحی حاشیه جنوبی فروافتادگی دزفول شمالی، دریافتند که نفت حاصل از این سنگها، حاوی سولفور بالا و دارای ماده آلی حاوی کروژن تیپ II سولفوردار می‌باشند. دو نوع سنگ منشأ با سن کرتاسه میانی و کرتاسه پیشین در این ناحیه ذکر شده است.

-صفاران و همکاران (۱۳۸۶) به دلیل فراوانی بیشتر آلکان‌های نرمال نسبت به آلکان‌های حلقوی، وجود فرآیندهای تخریبی میکروبی را در نفت میدان دارخوین واقع در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی منتفی دانستند. آن‌ها با توجه به غالب بودن آلکان‌های نرمال کوتاه زنجیر، محیط رسوبگذاری سنگ منشأ را محیطی دریایی بیان کردند. مقدار ناچیز نسبت  $\left(\frac{Dia-Strane}{Reg-Strane}\right)$  در این میدان نشان از وجود شیل بالایی در محیط رسوبگذاری است. آن‌ها سازند گرو را به دلیل داشتن مقدار مناسب ماده آلی و هم‌چنین بلوغ حرارتی کافی، سنگ منشأ معرفی کردند و چون در این سازند توزیع مساوی استران‌های منظم  $C_{27}$ ،  $C_{28}$  و  $C_{29}$  وجود دارد، محیط رسوبگذاری کربناته کم عمق برای آن، بیان شده است.

-باقری تیرتاشی (۱۳۸۶) در مطالعه ژئوشیمیایی مخزن بنگستان میدان اهواز واقع در بخش میانی فروافتادگی دزفول شمالی، سازند پابده را به عنوان یکی از سنگ‌های منشأ اصلی شارژ کننده‌ی این مخزن معرفی کردند. آن‌ها بوسیله مطالعات بایومارکری نمونه‌های نفت این مخزن، ماده آلی را دارای کروژن تیپ II دانستند. در این میدان سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ دیگر این مخزن معرفی شده است. این سازند ماده آلی TOC بسیار بالایی دارد و از نظر بلوغ حرارتی به مرحله پنجره نفت‌زایی رسیده است. چون در نواحی غربی این میدان شکستگی‌های فراوانی وجود دارد، سنگ‌های منشأ بلوغ حرارتی بالاتری دارند و تولید نفت در این نواحی روند بهتری دارد.

#### ۱-۴- طرح مسئله، هدف و روش

سنگ منشأ طبق تعریف پیترز و کاسا (Peters and Cassa, 1995)، یک سنگ دانه‌ریز غنی از مواد آلی است که می‌تواند هیدروکربن تولید کند. قاعدتاً چنین سنگ منشأیی به لحاظ کمی، کیفی و میزان بلوغ اگر به درجه مطلوبی رسیده باشد، نفت و گاز حاصل شده و در صورت وجود سنگ مخزنی با تخلخل و تراوایی همراه با سنگ پوش مؤثر در یک تله ساختمانی، در مخزن تجمع یافته و سنگ پوش مانع فرار می‌شود تا به حد اقتصادی برسد. امروزه بسیاری از این ارزیابی‌ها بر اساس ژئوشیمی آلی میسر است.

روش‌ها و ابزارهای ارزیابی ژئوشیمی آلی متفاوت است یکی از ابزارهایی که در بررسی شرایط موجود

سنگ منشأ می‌توان به آن اشاره نمود، پیرولیز راک-اول<sup>۱</sup> می‌باشد (Espitalie et al., 1980). دستگاه پیرولیز راک-اول یا دستگاه ارزیاب سنگ منشأ امروزه به آنالیز نمونه‌ها (رخنمون‌های سطحی، خرده حفاری و یا مغزه حفاری) می‌پردازد. ارزان بودن این روش به علاوه مدت زمان کوتاه آنالیز تعداد زیادی نمونه، از مزایای این روش است. غالباً بسیاری از ارزیابی‌های سنگ منشأ از قبیل منشأ اولیه مواد آلی، تیپ کروژن، شرایط محیطی و بلوغ حرارتی براساس نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

کروماتوگرافی گازی<sup>۲</sup> و کروماتوگراف گازی- طیف سنج جرمی<sup>۳</sup> معمولاً بر روی هیدروکربورهای اشباع (توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپروئوئیدها) انجام می‌شود. این نتایج به عنوان اثر انگشت<sup>۴</sup> گذشته واحدهای سنگی مورد مطالعه است. در این تحقیق بر اساس نتایج دو روش GC و GC-MS ارزیابی‌های کاملی بر روی داده‌های سازند پابده در برخی از میداین نفتی جنوب غرب ایران واقع در دزفول شمالی صورت گرفته است. در مقایسه این نتایج با ارزیابی نتایج (Rock-Eval) به اهمیت هر یک از این روش‌ها پرداخته خواهد شد. در کنار این داده‌ها از اجزای مختلف بیتومین استخراجی<sup>۵</sup> در نمونه‌ها نیز، برای مقایسه نتایج، کمک گرفته شده است.

## ۱-۵- ضرورت و اهمیت انجام تحقیق

ارزیابی منشأ اولیه مواد آلی، شرایط محیطی تشکیل آنها، تیپ کروژن و بلوغ حرارتی آن جهت تخمین پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های منشأ نفت و گاز با استفاده از آنالیزهای مختلفی صورت می‌پذیرد. یکی از معمولی‌ترین روش‌ها، آنالیز راک-اول است. با این حال، روش‌های آنالیز کروماتوگراف گازی (GC) و کروماتوگرافی طیف‌سنج جرمی (GC-MS) قادر هستند اثر انگشت (Finger print) از شرایط مذکور را

---

1-Rock-Eval

2-Gas Chromatography

3-Gas Chromatography- Mass Spectrometry

4-Finger print

5-Bitumen fractions

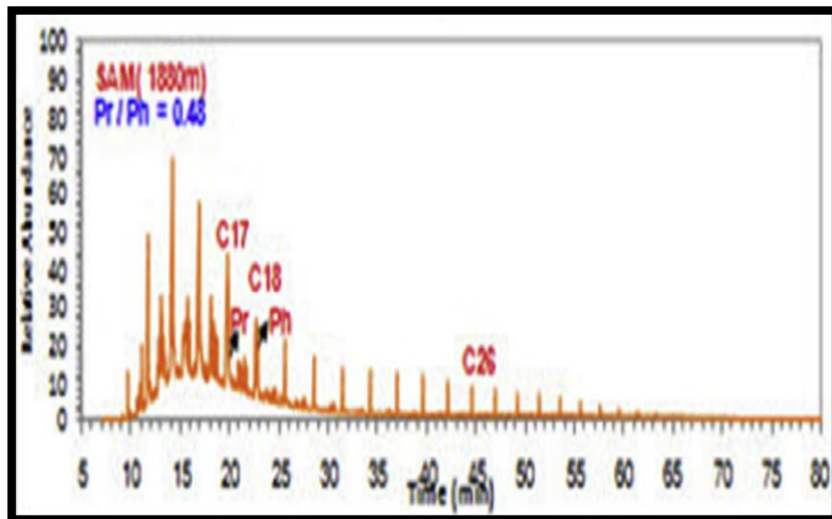
تعیین نمایند و در برخی از موارد روش (GC-MS) قادر است اطلاعات سودمندی را در مورد استران‌ها و تری‌ترپان‌ها به عنوان بیو مارکرهای مهم در ارزیابی سنگ منشأ و تطابق آن با نفت در اختیار قرار داده که بر اساس نتایج راک-اول به آنها نمی‌توان دسترسی یافت. این اطلاعات ژئوشیمیست را در ارزیابی شرایط زمان تشکیل هسته‌های اولیه مواد آلی راهنمایی می‌کند، بگونه‌ای که آنها را می‌توان به‌عنوان ردیاب‌های زمان گذشته (Paleo-Evaluation) تلقی نمود. لازم به ذکر است که مطالعات به سبک مذکور قبلاً بر روی سازند پابده به عنوان یک سنگ منشأ در کل حوضه زاگرس، در میداین مورد نظر انجام نگرفته بود که در این تحقیق مورد بررسی قرار گرفته است. در ادامه جهت مقایسه بخشی از نتایج بررسی‌ها آنالیز راک-اول نیز ارائه می‌گردد تا دقت روش‌های مذکور با یکدیگر مقایسه گردد.

## ۱-۶- سابقه موضوع

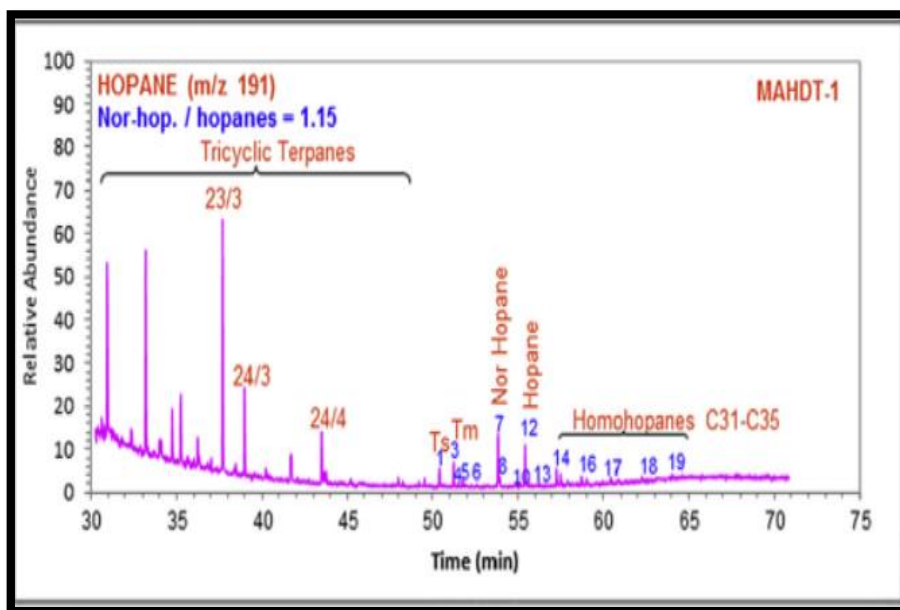
مواد آلی حاوی ترکیبات خاص به عنوان "نشانه‌های زیستی یا بایومارکر" با ساختار شیمیایی کاملاً متمایزی، هستند. بایومارکر با منشأهای گیاهی، باکتری و جلبک‌ها مرتبط هستند. سهم نسبی پلانکتون و باکتری‌ها یا مواد آلی خشکی حمل شده در سنگ منشأها می‌تواند متفاوت باشند و در نتیجه ترکیب محصول نهایی اقتصادی مخزن آن متفاوت خواهد بود (Baker, 1972 ; Bordenave, 1993).

رابطه مشخصی بین توزیع نشانه‌های زیستی و پالئوژئوگرافی مواد تشکیل دهنده وجود دارد. برخی از این شاخصه‌های ارزیابی همچون نسبت کم‌تر پرستان به فیتان، نسبت هوپان به استران و نسبت دیاستران به استران می‌باشند (Collister et al., 2004 ; Peters et al., 2005). نسبت فیتان و پرستان بر اساس نتایج (GC) (شکل ۱-۲)، نسبت هوپان و تریپان‌ها بر اساس (GC-MS)، (شکل ۱-۳) می‌تواند صورت پذیرد.





شکل ۱-۲- نمونه‌ای از طیف (GC) برای ارزیابی میزان فیتان و پریستان در یک نمونه سنگ منشأ (Mahbobipour et al., 2016)



شکل ۱-۳- نمونه ای از طیف (GC-MS) برای ارزیابی میزان هوپان و ترپان‌ها در یک سنگ منشأ (Mahbobipour et al., 2016)

نشانه‌های زیستی مانند ترپان‌ها و استران‌ها می‌توانند نشانگرهای نوع ماده آلی و کیفیت آن، شرایط رسوبگذاری (شوری، اکسیدی، احیایی و...)، سطح بلوغ و میزان تخریب زیستی و سنگ‌شناسی، باشند (Peters et al., 2005).

استفاده از نتایج (GC) و (GC-MS) می‌تواند منجر به ارزیابی پارامترهای ژئوشیمی آلی Pr, Ph،

C<sub>27</sub>، C<sub>28</sub>، C<sub>29</sub>، Sterane C<sub>29</sub>، Tm، Ts، hopane C<sub>32</sub> گردد که به عنوان ردیاب‌های زمان گذشته محسوب می‌گردند (Peters K. E et al. (2005) که در تحلیل اطلاعات آنالیز نمونه‌ها توسط این دو روش به آنها پرداخته خواهد شد.

## ۱-۷- ساختار پایان نامه

در فصل اول این پایان‌نامه، کلیاتی در مورد منطقه، هدف و روش‌ها بیان شده است. موقعیت منطقه مورد مطالعه، زمین‌شناسی سازند پابده، چینه‌شناسی و تحولات تکتونیکی منطقه در فصل دوم مطرح شده است. در فصل سوم به ارزیابی مبانی ژئوشیمیایی سنگ منشأ و اهمیت منابع متعارف به عنوان یکی از منابع هیدروکربوری پرداخته می‌شود. تحلیل اطلاعات آنالیزهای (GC) و (GC-MS) نمونه‌ها و مقایسه آن‌ها با نتایج (Rock-Eval) در فصل چهارم مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در فصل پنجم نتیجه‌گیری و پیشنهادات مربوطه ذکر خواهد شد.

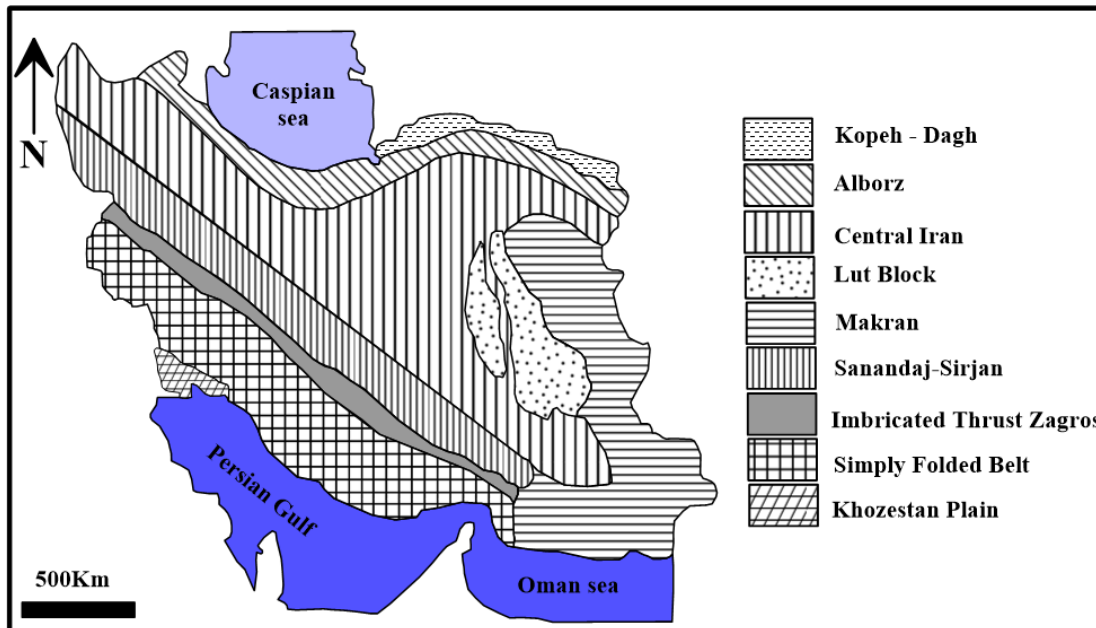
# فصل دوم

## زمین شناسی

## ۲-۱- مقدمه

با توجه به پیچیدگی‌های ساختاری و شرایط متفاوت رسوبی، ایران به چندین حوضه رسوبی - ساختاری جداگانه تقسیم می‌شود (شکل ۲-۱). در این پهنه‌بندی، عوامل گوناگونی نقش دارند که در این میان موقعیت ویژه ایران در محل برخورد دو ابر قاره اوراسیا و گندوانا، نوع پوسته (قاره‌ای - اقیانوسی)، شرایط حاکم بر حوضه‌های رسوبی گذشته، تفاوت رخساره‌های سنگی‌زیستی توالی‌های همزمان در نواحی گوناگون، تحولات زمین‌ساختی و پیامدهای آنها و بویژه شواهد دو زمین درز عمده تتیس کهن و تتیس جوان، نقش بیشتری را ایفا می‌کنند (آقاناتی، ۱۳۸۳). حوضه‌های رسوبی مهم ایران از لحاظ ذخایر هیدروکربنی به ترتیب شامل حوضه زاگرس - خلیج فارس، حوضه رسوبی کپه داغ، حوضه ایران مرکزی، حوضه دشت مغان، حوضه دریای خزر، حوضه طبس و حوضه مکران می‌باشند.

زاگرس، از مناطق مهم زمین‌ساختی ایران با روندی شمال‌غربی - جنوب‌شرقی می‌باشد که دارای گستره - ای به طول تقریبی بیش از ۱۵۰۰ کیلومتر و عرض حدوداً ۱۰۰ تا ۳۰۰ کیلومتر می‌باشد (مطیعی، ۱۳۷۴). برای منطقه زاگرس، بر اساس ویژگی‌های مختلف، تقسیم‌بندی‌های متفاوتی ارائه شده است. این منطقه از لحاظ زمین‌ریخت‌شناسی، از شمال‌شرق به جنوب‌غرب، به سه قسمت زاگرس مرتفع (داخلی)، زاگرس چین‌خورده (بیرونی) و دشت خوزستان تقسیم می‌شود. هم‌چنین از نظر الگوی ساختاری، از شمال‌شرق به جنوب‌غرب، زاگرس شامل زون راندگی‌ها، کمر بند چین‌خورده، فروافتادگی دزفول و دشت آبادان است. برای بیان ویژگی‌های عمومی زاگرس، می‌توان از تلفیق این دو دیدگاه یاری جست و زاگرس را به دو زیر پهنه راندگی‌ها و زاگرس چین‌خورده تقسیم کرد (آقاناتی، ۱۳۸۳) که در ادامه به بررسی این دو زیر پهنه پرداخته خواهد شد.



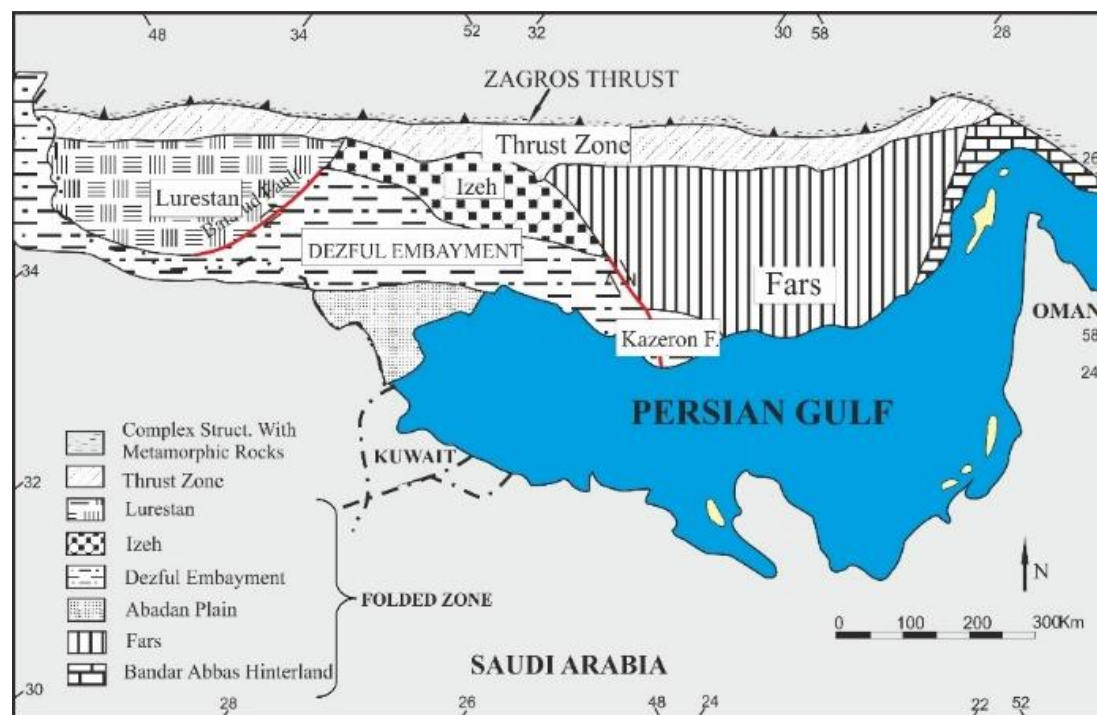
شکل ۱-۲- نقشه زون‌های زمین‌شناسی ساختاری ایران، (اقتباس از (Stocklin (1968)).

الف) زیر پهنه راندگی‌ها: این زون با پهنای ۱۰ تا ۶۵ کیلومتر، بصورت نوار کم‌پهنایی است که بلندترین ارتفاعات آن کوه‌های زاگرس بوده که از همین رو به آن زاگرس مرتفع گفته می‌شود (آقانباتی، ۱۳۸۳). زون راندگی‌ها (Stocklin, 1968) و زون راندگی‌های هم‌پوشان (Falcon, 1969) از عناوین دیگری است که به این منطقه اطلاق می‌شود. مرز شمال‌شرقی این زیر پهنه، به راندگی اصلی زاگرس و مرز جنوب-غربی آن با یک راندگی مهم، که از شمال کوه کی‌نو و جنوب دهنگان و کوه سبزو می‌گذرد، بسته می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۴).

ب) زیر پهنه چین خورده: زاگرس چین‌خورده با پهنای ۱۵۰ تا ۲۵۰ کیلومتر، شامل نواحی جای گرفته در میان راندگی، که از جنوب اشترانکوه- زردکوه- دهنگان- سبزو تا لبه جنوبی تاقدیس‌های سوسنگرد- آب تیمور- منصوری گذر کرده است، می‌باشد از این زیر پهنه با نام‌های کمر بند چین خورده (Stocklin, 1968) و یا زون چین‌خورده ساده (Falcon, 1974) یاد می‌شود. چین‌خورده‌های این بخش از زاگرس به لحاظ تأثیر گسل‌های پی‌سنگی، حضور گنبد‌های نمکی، راندگی‌های پنهان، فروافتادگی‌ها و خمش‌ها چندان هم ساده نیست، به گونه‌ای که نام زاگرس چین‌خورده و گسلیده برای آن بهتر است (آقانباتی، ۱۳۸۳). بررسی‌های دیرینه جغرافیایی نشان می‌دهد که زاگرس چین

خورده در همه جا ویژگی‌های زمین‌شناختی یکسان ندارد، بلکه این کمربند به ۷ بخش جداگانه شکل (۲-۲) تقسیم شده است (Haynes and McQuillan, 1974) که عبارتند از:

- ۱- فروافتادگی کرکوک (در ایران دیده نمی‌شود) ۲- لرستان ۳- زون ایزه ۴- دشت آبادان ۵- فارس ۶- فروافتادگی دزفول ۷- مناطق بلند و مرتفع بندرعباس



شکل ۲-۲: تقسیمات زاگرس از دید ساختاری در محدوده کشور ایران (اقتباس از Haynes and McQuillan, 1974)

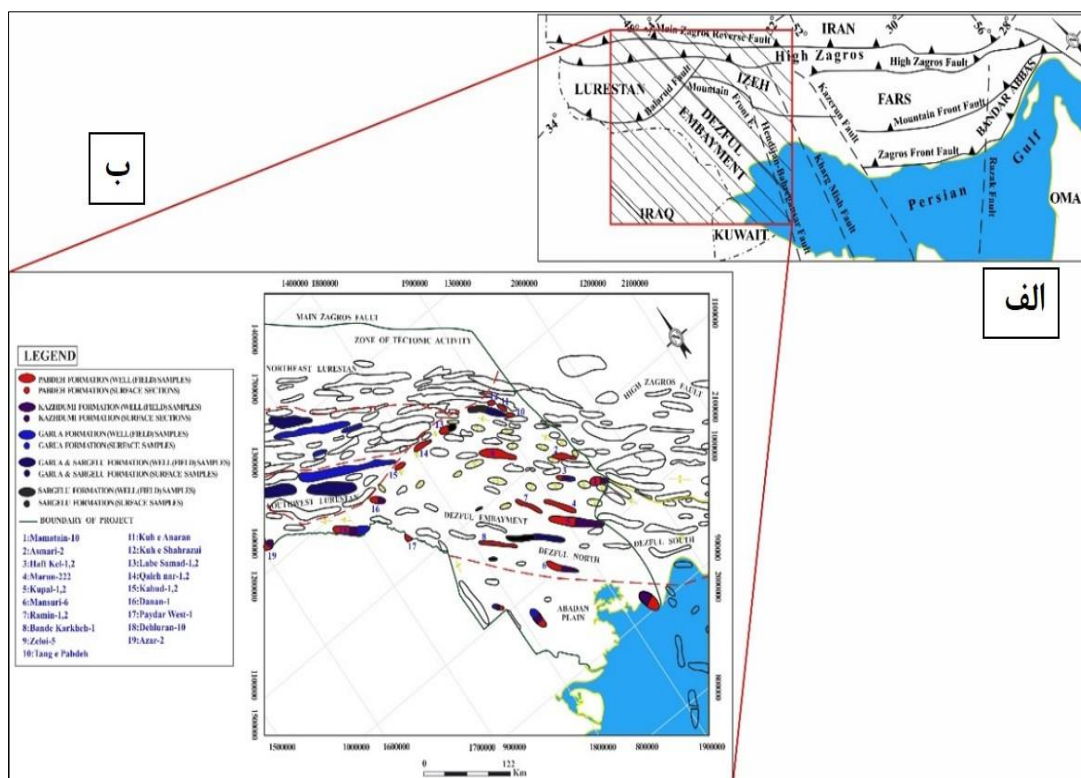
## ۲-۲- حوضه فروافتادگی دزفول

فروافتادگی دزفول پهنه‌ای در جنوب غرب زون راندگی‌ها می‌باشد که اکثر میادین نفتی ایران در آن قرار گرفته‌اند. به طور کلی، ناحیه‌ای از زاگرس چین‌خورده که به علت ضخامت زیاد رسوبات، سازند آسماری در آن رخنمون ندارد را فروافتادگی دزفول می‌نامند (مطیعی، ۱۳۷۴). این فروافتادگی در میان سه پدیده مهم ساختمانی جای دارد که عبارتند از: زون خمشی بالا رود (چپگرد)، زون خمشی جبهه کوهستانی و زون خمشی-گسلی کازرون (راستگرد). ساختار کلی فروافتادگی و مرزهای آن (خمشی بالا

رود، خمش جبهه کوهستانی و زون گسلی کازرون) و همچنین روندهای شمالی-جنوبی و شرقی-غربی آن، ممکن است در ارتباط با گسل‌های پی‌سنگی باشد (آقابیاتی، ۱۳۸۳). گسل‌های پی‌سنگ مؤثر در تشکیل فروافتادگی دزفول، احتمالاً در طی تکوین پوسته در تریاس پسین، کرتاسه فوقانی و الیگوسن پیشین فعال شده‌اند. به طور کلی، فروافتادگی دزفول نسبت به مناطق همجوار، از نظر تکتونیکی پایدارتر بوده، لذا نسبت به لرستان، فارس و مناطق مرتفع بندرعباس، کمتر چین‌خورده است (مطیعی، ۱۳۷۴). از لحاظ سن تشکیل فروافتادگی، آدامز و بورژوا (Adams and Bourgeois, 1967)، سن این فروافتادگی را بعد از آکی‌تاین و مطیعی (۱۳۷۴) آن را بوردیگالین می‌دانند. فروافتادگی دزفول از دیر باز مورد توجه زمین‌شناسان شرکت‌های نفتی قرار داشته و نتایج تحقیقات آنها در قالب مقالات و گزارش‌های متعددی منتشر شده است که می‌توان به موارد زیر اشاره کرد :

(James and Wynd, 1965; Berberian, 1995; Bordenave and Huc, 1995; Stoneley, 1990; Murriss, 1980)

این منطقه به خاطر در برداشتن حدود ۹۰٪ ذخایر هیدروکربنی کشور، از اولویت ویژه‌ای برخوردار است (McQuillan, 1985). در شکل (۲-۳ الف) موقعیت کمربند زاگرس و فروافتادگی دزفول بخش (Sherkati and Letouzey, 2004) اصلاح شده و همچنین شکل (۲-۳ ب) موقعیت میدین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول بخش (ب)، شرکت ملی نفت ایران (شماره قرار داد ۸۳۱۴۷) آورده شده است.



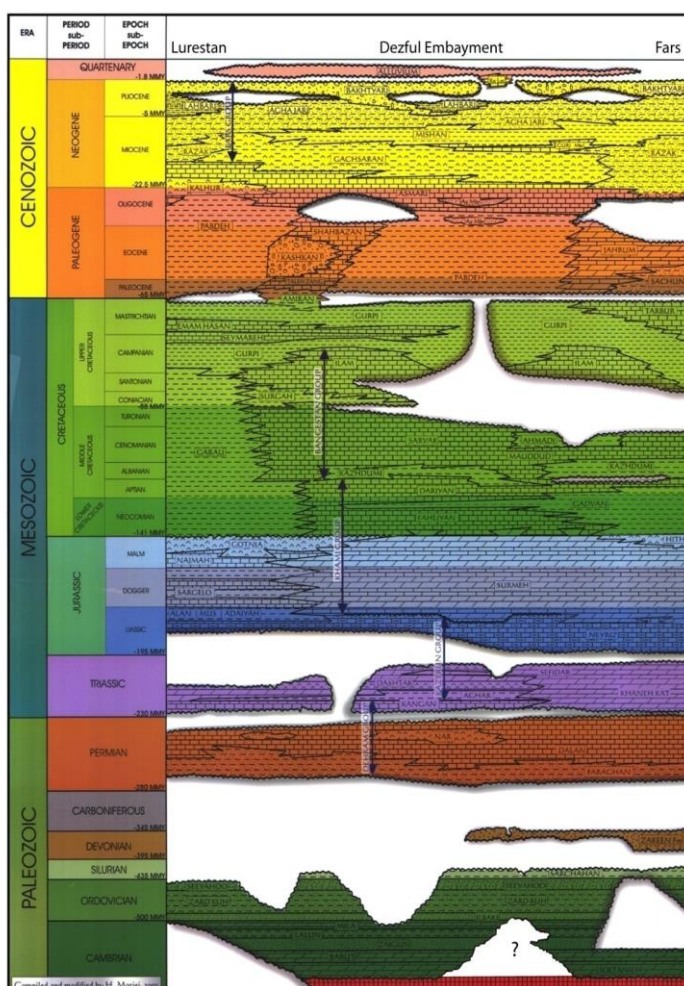
شکل ۲-۳- الف-موقعیت واحدهای تکتونیکی زاگرس ، از جمله فروافتادگی دزفول (با تغییرات از (Sherkati and Letouzey, 2004)، ب-موقعیت میداین نفتی در فرو افتادگی دزفول شرکت ملی نفت ایران گزارش (۸۳۱۴۷)

## ۲-۳- چینه‌شناسی زاگرس

توالی چینه‌شناسی زاگرس در سه حوضه لرستان، دزفول شمالی و فارس در (شکل ۲-۴) ارائه شده است. کمر بند چین خورده زاگرس قریب ۱۴ کیلومتر رسوبات دوران‌های مختلف از پالئوزوئیک تا عهد حاضر را در خود جای داده است. از مجموعه رسوبی پالئوزوئیک زیرین به جهت رخنمون‌های اندک و حفاری‌های بسیار محدود اطلاعات کاملی در دست نیست. در مجموعه رسوبی پالئوزوئیک فوقانی تا ترشیری با توجه به ستون چینه‌شناسی تطابقی (شکل ۲-۴) می‌توان اظهار داشت که ناحیه زمین‌شناسی فارس در بخش عمده‌ای از طول تاریخ زمین‌شناسی در موقعیت پلت‌فرمی قرار داشته و غالباً رسوبات کربناته در آن تشکیل شده است. در مقابل ناحیه زمین‌شناسی لرستان بخش عمیق حوضه رسوبی را به خود اختصاص می‌دهد و غالباً رخساره‌های شیلی و آهک‌های پلاژیک در آن گسترش یافته‌اند.



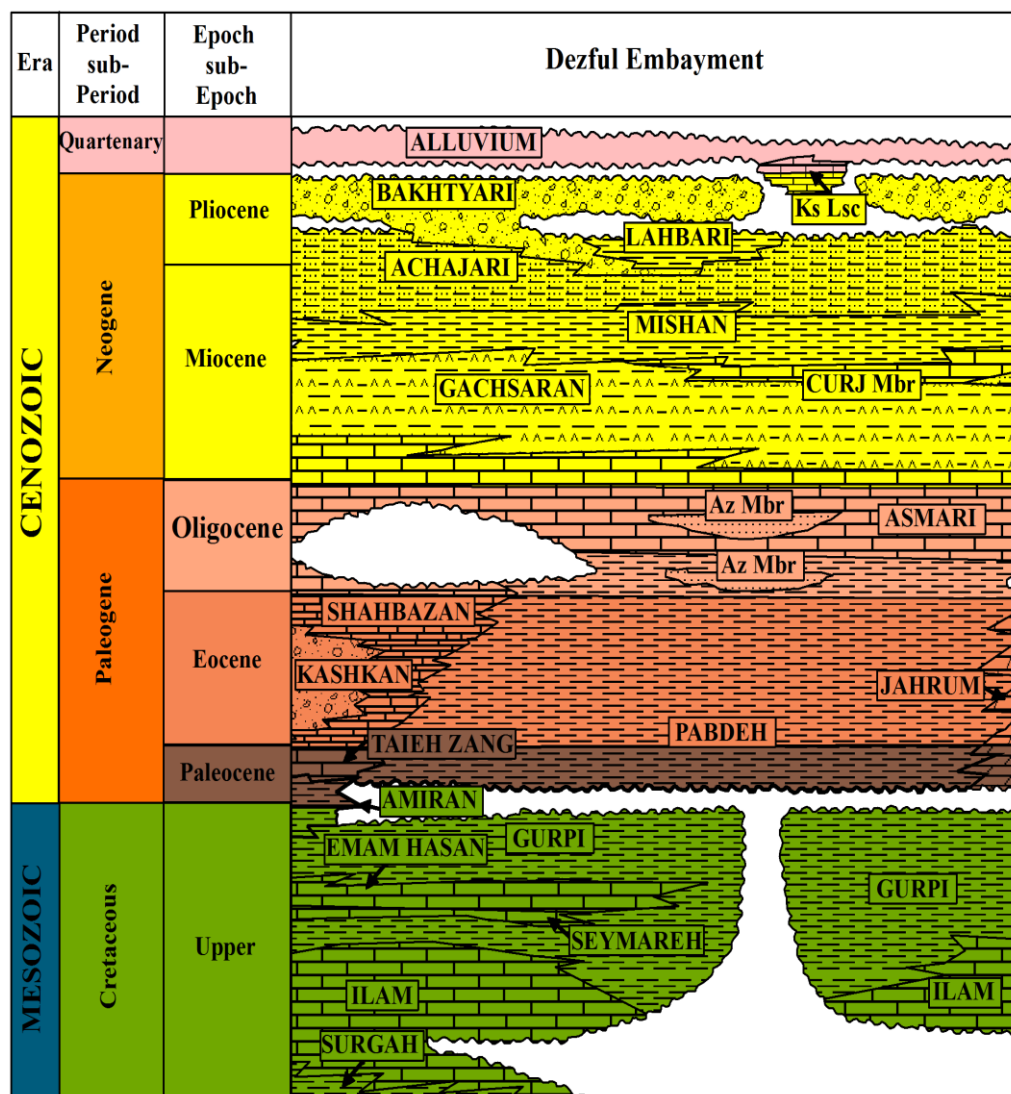
محدوده زاگرس مرکزی نیز که فروافتادگی دزفول و زون ایذه را شامل می‌گردد محلی میان پلت فرم فارس و حوضه عمیق لرستان بوده و با پیشروی‌ها و پسروی‌های متعدد، تناوبی از لایه‌های شیلی و کربناته در آن رسوب نموده است (کاووسی و همکاران، ۱۳۹۰).



شکل ۲-۴- توالی چینه‌شناسی زاگرس در سه حوضه لرستان، دزفول شمالی و فارس (کاووسی و همکاران، ۱۳۹۰)

توالی چینه‌شناسی حوضه دزفول شمالی در شکل (۲-۵)، نشان داده شده است. در این ستون واحدهای سنگ چینه‌ای از کرتاسه بالایی تا عهد حاضر قابل مشاهده می‌باشد. قدیمی‌ترین واحد سنگی در آن سازند سورگاه و ایلام و جوان‌ترین واحد، کنگلومرای بختیاری است که توسط رسوبات عهد حاضر پوشیده شده است. در این قسمت به طور مختصر سازند گورپی (زیر سازند پابده) و آسماری (بالای سازند پابده)

و سازند گچساران که بعنوان پوش سنگ روی مخازن سازند آسماری قرار گرفته است، معرفی می‌شود.



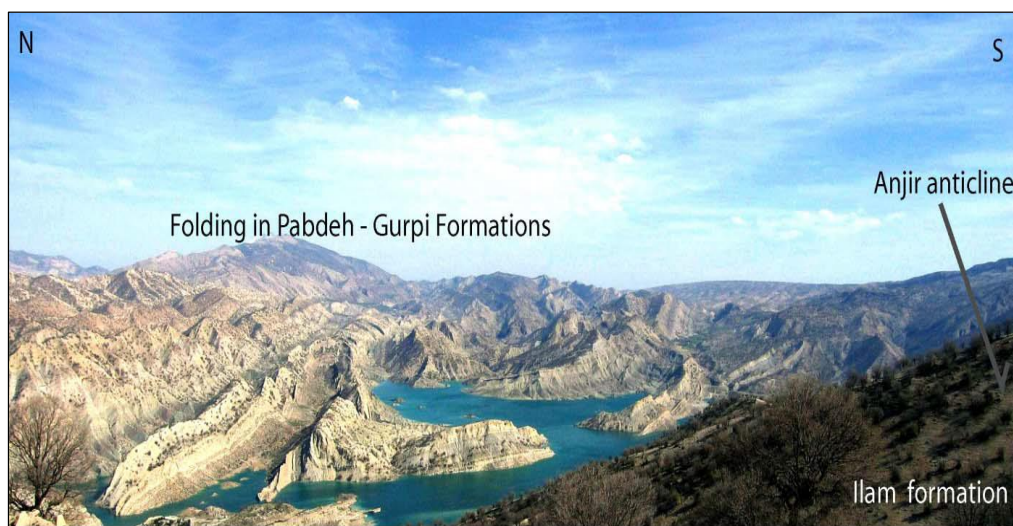
شکل ۲-۵- توالی چین‌شناسی حوضه دزفول شمالی (کاوسی و همکاران، ۱۳۹۰)

## ۲-۳-۱- سازند گورپی

برش الگوی این سازند در تنگ پابده در شمال مسجد سلیمان از مارن، شیل‌های خاکستری مایل به آبی با میان لایه‌های سنگ آهک رسی نازک لایه تشکیل شده است (شکل ۲-۵).

در بخش‌های مختلف زاگرس، مرز بالایی سازند گورپی با سازندهای مختلف دیده می‌شود. در لرستان، مرز بالایی گورپی با شیل‌های ارغوانی سازند پابده از نوع ناپیوستگی فرسایشی است. سن این سازند

در همه جا یکسان نیست بطوریکه در نواحی فارس و خوزستان مرز زیرین گورپی سانتونین و مرز بالایی آن ماستریشتین است. در لرستان لایه‌های زیرین به سن کامپانین و لایه‌های بالایی تا پالئوسن ادامه دارد. سازند گورپی دارای دو عضو آهکی رسمی بنام‌های امام حسن و سیمره (لופا) و یک عضو غیررسمی بنام آهک منصوری است. بخش آهک امام حسن از آهک‌های رسی دارای فسیل‌های پلانکتونی و ستیغ‌ساز تشکیل شده و بخش زیرین از مارن خاکستری و سبز خاکستری با میان لایه های آهک و آهک رسی تشکیل شده است (کاووسی و همکاران، ۱۳۹۰).



شکل ۲-۶- نمایی از سازندهای پابده و گورپی در یال شمالی تاقدیس انجیر (کاووسی و همکاران، ۱۳۹۰)

سازند گورپی در لرستان دارای بیشترین دامنه سنی از کامپانین تا پالئوسن است. در این ناحیه بخش بالایی که سن پالئوسن دارد سیاه‌رنگ بوده و دارای مواد آلی زیادی است. این بخش در فارس جزو سازند پابده قرار می‌گیرد، در دزفول بخش زیرین سازندهای گورپی و ایلام با هم تداخل داشته و سازند ایلام تنها به سن سانتونین محدود می‌شود. در ناحیه فارس داخلی و در بعضی از ساختمان‌های دشت آبادان، بخش بالایی سازند گورپی به سازند تارپور تبدیل می‌شود.

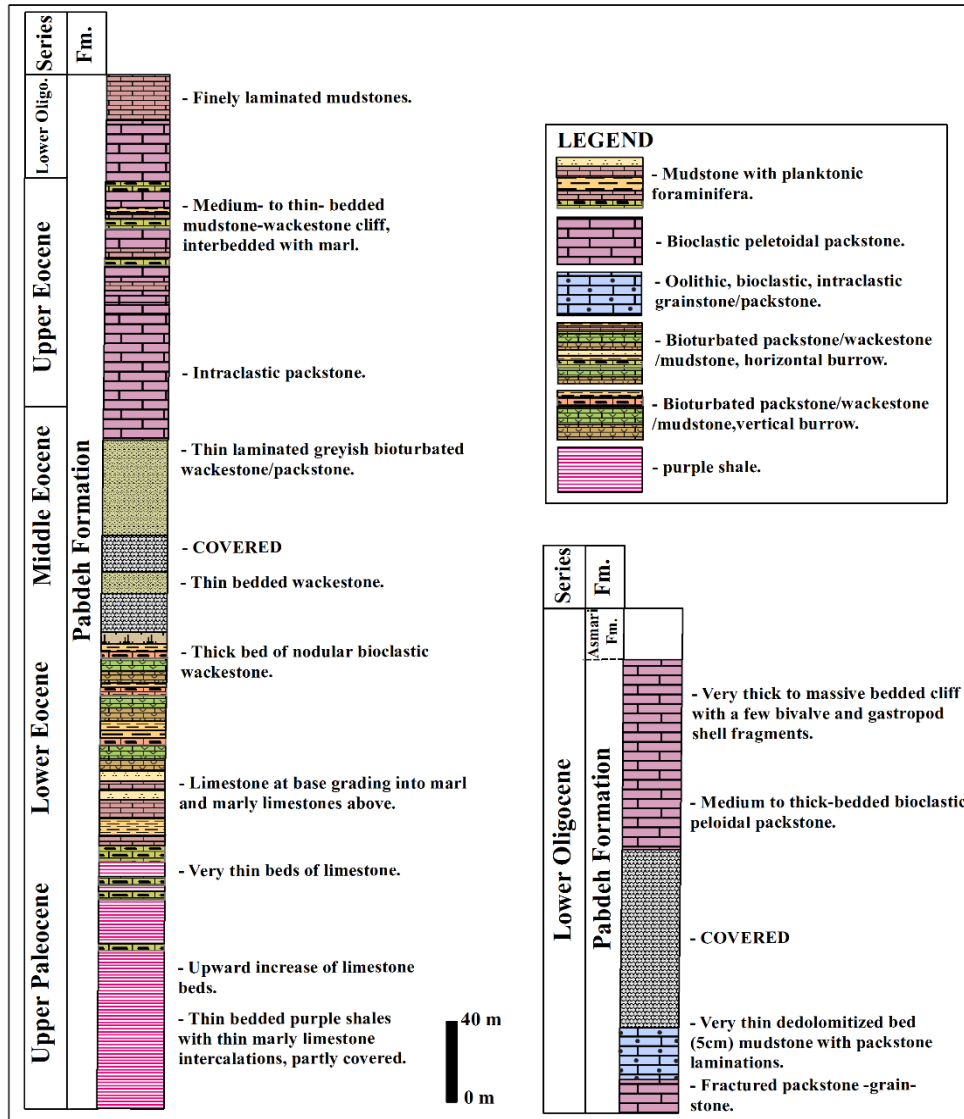
## ۲-۳-۲- سازند پابده

نام این سازند از تنگ پابده در کوه گورپی و در برخی منابع نیز از کوه پابده اقتباس شده است (James and Wynd, 1965). سن نسبی سازند پابده در فارس و خوزستان از پالتوسن تا الیگوسن است ولی در لرستان سن این سازند از پالتوسن پسین تا میوسن در نظر گرفته می‌شود و شامل حدود ۸۰۰ متر شیل مارنی، شیل‌های خاکستری و آهک آرژیلی است که از بخش‌های غیررسمی به نام‌های شیل ارغوانی و آهک‌های چرتی تشکیل شده است. برش نمونه‌ی آن در تنگ پابده در شمال میدان نفتی لالی توسط جیمز و وایند (James and Wynd, 1965) معرفی شده است.

به جز در لرستان، مرز پائینی آن با سازند گورپی ناپیوسته است. در فارس که بخش شیل ارغوانی ممتد نیست، این بخش در قاعده‌ی بخش آهک‌های چرتی انتخاب می‌شود که این برش نشان از دگرشیبی فاز کرتاسه‌ی پایانی است و با گرهک‌هایی از فسفات، دندان ماهی، گلوکونیت و در برخی نقاط با کنگلومرا مشخص می‌شود (آقانباتی، ۱۳۸۳). در برش نمونه مرز بالایی آن با سنگ آهک‌های سازند آسماری هم‌شیب و تدریجی است. سازند پابده به‌ویژه در نواحی جنوب لرستان، خوزستان و نواحی جنوبی فارس گسترش دارد. از جنوب غرب لرستان به سمت نواحی مرکزی و شمال شرق لرستان، این سازند به صورت جانبی و زبانه‌ای با سازندهای آواری امیران و کشکان و کرینات‌های سازندهای تله‌زنگ و شهبازان جایگزین می‌شود و در فارس داخلی، سازند پابده جای سازند جهرم را می‌گیرد. به زبانه‌های آهکی سازند تله زنگ موجود در سازند پابده، بخش آهکی تله زنگ نام داده شده که نوعی سنگ آهک مارنی متورق حاوی فسیل‌های ماهی و فلس ماهی است. سازند پابده بسیار غنی از مواد آلی است، که در بیشتر نقاط به بلوغ لازم برای تولید هیدروکربن نرسیده است، ولی در نقاطی که به بلوغ رسیده باشد می‌تواند سنگ منشأ پرتوانی باشد (Bordenave and Burwood, 1989).

### -خصوصیات سنگ چینه‌ای سازند پابده

توالی چینه‌ای سازند پابده در ستون چینه‌شناسی (شکل ۲-۷)، نشان داده شده است. سازند پابده در مناطق مورد مطالعه در شمال غرب حوضه زاگرس و فروافتادگی دزفول شمالی از تناوب سنگ آهک‌های نازک لایه تا ضخیم لایه مادستون آهکی، وکستون، پکستون و گرینستون و شیل‌های خاکستری روشن تا تیره که غنی از فرامینیفرهای پلانکتونیک هستند، تشکیل شده است. با توجه به ویژگی رخساره‌های میکروسکوپی مطالعه شده و بررسی تغییرات عمودی این سازند در برش الگو، محیط رسوبی از یک رمپ بیرونی با رخساره‌های پلاژیک و شرایط احيایی تا کمی احيایی تدریجاً به یک رمپ میانی متأثر از طوفان با رخساره‌های پرانرژی پشته‌های الیتی و نهایتاً به یک لاگون در رمپ داخلی تحول یافته است که در آن طوفان نقش بسزایی در فرآیندهای حمل و نقل رسوبات و ته‌نشینی آنها ایفاء نموده است (محسنی، ۱۳۸۲). رخساره‌های طوفانی در رمپ میانی با ساختمان‌های رسوبی ویژه خود از قبیل قاعده فرسایشی چینه‌بندی متقاطع پشته‌ای، دانه‌بندی تدریجی، لامیناسیون متقاطع ریپلی، ریپل‌مارک و تناوب لامینه‌های نازک رسوبات و خرده‌های بیوکلاستی برجای مانده با گل آهکی مشخص می‌گردد. بر اساس مطالعات مشابه صورت گرفته در شمال غرب حوضه زاگرس، محیط رسوبی سازند پابده از رمپ بیرونی با رخساره‌های پلاژیک و توربیدایتی و شرایط احيایی تا فقیر از اکسیژن رخساره‌های حاوی ( $TOC >$  2/5%) تدریجاً به یک رمپ میانی تحول یافته است که جریان‌ات دریایی نقش بسزایی در فرآیندهای حمل و نقل رسوبات و ته‌نشینی مجدد آنها ایفاء نموده‌اند (محسنی، ۱۳۸۲).



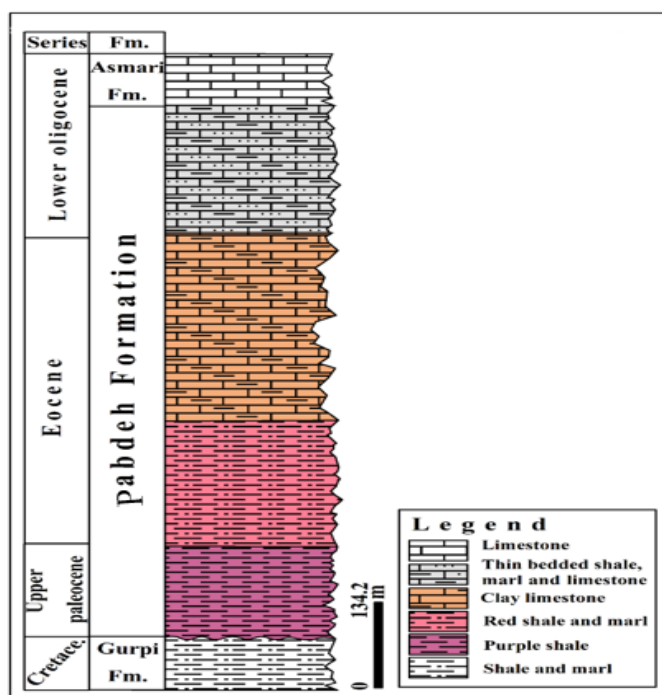
شکل ۲-۷- ستون چین‌شناسی سازند پابده در برش الگو با اصلاحات (اصلاح شده محسنی، ۱۳۸۲)

افشار حرب (۱۳۸۰)، توصیف لیتولوژیکی و چین‌شناسی سازند پابده را در محدوده زاگرس مرکزی بیان نموده است. این محدوده فروافتادگی دزفول را نیز شامل می‌گردد و در چهار بخش (شکل ۲-۸)، ارائه شده است:

۱- شیل و مارن آبی و ارغوانی بخش پایینی سازند پابده به ضخامت ۱۴۰ متر، که تحت عنوان شیل ارغوانی معرفی می‌شود. مابقی توالی از شیل‌های خاکستری و لایه‌های آهک رسی و گاهی چرت‌دار تشکیل شده است. درصد شیل و آهک رسی یکنواخت نبوده و گاهی شیل و گاه آهک فزونی دارد.

۲- شیل‌های قرمز، قهوه‌ای، ارغوانی و سبز خاکستری، مارن‌های خاکستری با ستبرای ۲۰۰ متر با لایه‌بندی نازک تا متوسط و دارای گرهک‌های چرت، آشفستگی‌های زیستی (Bioturbation) همراه با

- میان لایه‌های شیلی و گل‌سنگ کربناته سیاه رنگ در این واحد از سازند پابده دیده می‌شود.
- ۳- بخش میانی با ۳۰۰ متر ضخامت بطور عمده از آهک‌های رسی ریزدانه متورق و فسیل‌دار تشکیل شده که در قسمت میانی حاوی آهک بسیار ریزدانه متبلور و قهوه‌ای تیره، زرد رنگ و متراکم است. قسمت بالایی از آهک‌های نخودی رنگ و خاکستری و لیمونیتی تشکیل شده است.
- ۴- بخش بالایی شامل شیل، مارن و آهک نازک لایه به رنگ خاکستری می‌باشد.



شکل ۲-۸- ستون چینه‌شناسی سازند پابده بر پایه مطالعات افشار حرب (۱۳۸۰).

## ۲-۳-۳- سازند آسماری

سازند آسماری اولین سنگ مخزن کربناتی شناخته شده در دنیا و اصلی‌ترین سنگ مخزن هیدروکربوری در ایران است. عمده‌ی تولید نفت در فرافتادگی دزفول از این سازند صورت می‌گیرد (Bordenave, 2002) (مطیعی، ۱۳۸۷). این سازند عمدتاً شامل سنگ‌های کربناتی و در برخی مناطق شیل، ماسه‌سنگ و سنگ‌های تبخیری است. در بسیاری مناطق زاگرس،



سازند آسماری به‌طور هم‌شیب بر روی رسوبات عمیق سازند پایده قرار گرفته و به‌طور هم‌شیب توسط رسوبات تبخیری سازند گچساران پوشیده شده است. در منطقه خوزستان بخش ماسه‌سنگ اهواز و در منطقه لرستان بخش تبخیری کلهر در سازند آسماری تشخیص داده شده است (مطیعی، ۱۳۷۲). از لحاظ سنی، رسوبگذاری سازند آسماری از الیگوسن پسین شروع و تا میوسن پیشین (بوردیگالین) ادامه یافته است. بر اساس تجمع روزن‌داران کفزی، این سازند به سه بخش زیرین، میانی و بالایی تفکیک شده است (Adams and Bourgeois, 1967). سازند آسماری در منطقه فروافتادگی دزفول دارای حداکثر گسترش است و از سمت شمال غرب تا خاک عراق و از جنوب تا عمان تداوم دارد (James and Wynd, 1965).

میدان‌های مارون، کوپال و هفتکل از بزرگترین میدان‌های نفتی فروافتادگی دزفول هستند (سراج، ۱۳۸۴). تولید نفت در این میدان‌ها عمدتاً از سنگ مخزن آسماری صورت می‌گیرد. سازند آسماری در این میدان‌ها به طور متوسط ۳۸۰ متر ضخامت دارد و ترکیب سنگ شناسی آن عمدتاً سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی، ماسه‌سنگ و شیل است (حیدری، ۱۳۷۷). سازند آسماری به دلیل تخلخل ناشی از شکستگی‌های تکتونیکی یکی از مهم‌ترین سنگ‌های مخزن نفتی جهان بشمار می‌رود (مطیعی، ۱۳۷۲).

## ۲-۳-۴- سازند گچساران

سازند گچساران به عنوان پوش‌سنگ مخزن آسماری، نخستین سازند گروه فارس است که در مناطق فروافتادگی دزفول- لرستان تا حوضه خلیج فارس گسترش دارد. سن این سازند در حوالی جزیره‌ی قشم به الیگوسن و شاید ائوسن و در نواحی شمالی به بوردیگالین می‌رسد. در ناحیه‌ی فارس این سازند به بخش‌های چهل، چمپه و مول تغییر رخساره می‌دهد و در نواحی مجاور راندگی زاگرس به سازند رازک تبدیل می‌شود. به دلیل وجود تبخیری‌ها در سازند گچساران، این سازند یک واحد سنگی با رفتار شکل‌پذیر است، به‌همین جهت در سطح زمین برش کامل ندارد و برش تلفیقی چاه‌های میدان نفتی



گچساران به‌عنوان برش نمونه (غیررسمی) معرفی شده است که با ضخامت ۱۶۰۰ متر از ۷ بخش تشکیل شده است (آقابات‌ی، ۱۳۸۳). سنگ نمک، انیدریت، مارن‌های قرمز و خاکستری، سنگ آهک‌های تبخیری و مقداری شیل بیتومین‌دار بدون نظم چین‌های از واحدهای اصلی سازند گچساران هستند. ضخامت و سنگ‌شناسی این بخش‌ها ثابت نیست و به همین جهت در بیشتر نواحی، این سازند قابل تقسیم‌بندی نیست و با نام کلی سازند گچساران از آن یاد می‌شود (آقابات‌ی، ۱۳۸۳)



# فصل سوم

## ارزیابی مبانی

### ژئوشیمیایی سنگ منشأ

### ۳-۱- مقدمه

تجمع مواد اقتصادی هیدروکربنی در سنگ مخزن نیازمند سنگ منشأ بالغ، سنگ مخزن نفوذپذیر، تله نفتی جهت تجمع هیدروکربن، پوش سنگ ناتراوا که از فرار نفت جلوگیری نماید، و مسیر مهاجرت هیدروکربن از سنگ منشأ به سنگ مخزن است. وجود مجموعه این شرایط لازمه تجمع اقتصادی هیدروکربن بوده و با استفاده از روش‌های ژئوشیمی آلی می‌توان شرایط سنگ منشأهای مؤثر در محدوده اکتشافی را شناسایی نمود (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵؛ رضایی، ۱۳۸۷).

در این فصل ضمن معرفی سنگ منشأ و مخزن به ارزیابی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأ، کیفیت کروژن‌ها و بررسی بیومارکرها می‌پردازیم.

### ۳-۲- سنگ منشأ

تعاریف متعددی برای سنگ منشأ ارائه شده است. بر اساس تعریف ارائه شده توسط (Dow, 1997) سنگ منشأ نفت، سنگ‌های ریزدانه مارنی، شیلی و آهک رسی غنی از ماده آلی هستند که توانایی تولید هیدروکربن را دارند یا قبلاً تولید کرده‌اند. برخی از محققان نیز سنگ منشأ اقتصادی را واحد سنگی می‌دانند که نفت و گاز تولید نموده، هیدروکربن تولید شده از سنگ خارج شده و مقدار نفت تولیدی به اندازه‌ای بوده که منجر به تجمعات اقتصادی گردیده است.

طبق تعریف (Waples, 1985)، سنگ منشأ موثر<sup>۱</sup> به سنگ‌های رسوبی گفته می‌شود که قبلاً نفت تولید کرده و آن را از خود خارج ساخته است. سنگ منشأ احتمالی<sup>۲</sup> به سنگ‌های رسوبی گفته می‌شود که پتانسیل آن هنوز ارزیابی نشده ولی ممکن است نفت یا گاز تولید کرده باشد. در تعریف ارائه شده توسط (Waples, 1985)، و (Peters and Cassa, 1994) سنگ منشأ، سنگ دانه‌ریز غنی از مواد آلی است که می‌تواند هیدروکربن تولید کند و یا قبلاً نفت قابل استحصال تولید نموده است. قاعدتاً چنین سنگ

---

1- Effective Source Rock

2- Possible Source Rock

منشایی به لحاظ کمی، کیفی و میزان بلوغ به درجه حرارت مطلوب برای تولید هیدروکربن رسیده است. طبق تعریف (Waples, 1985)، به هر سنگ رسوبی که پتانسیل آن هنوز ارزیابی نشده ولی ممکن است نفت یا گاز تولید کرده باشد، سنگ منشأ احتمالی گفته می‌شود. به سازند رسوبی نابالغ که قادر است در صورت رسیدن به درجه بلوغ مناسب تولید نفت یا گاز نماید، سنگ منشأ بالقوه اطلاق می‌گردد. مواد آلی اصولاً در گل‌های آرژیلیتی و به مقدار کم‌تر در گل‌های کربناته، مارن‌ها و رس‌های ماسه‌ای ته‌نشست و حفظ می‌شوند. عموماً ماسه‌های درشت، گراول‌ها و رسوبات فقیر از کربنات، فاقد مقدار قابل توجهی ماده آلی هستند. در نتیجه شیل‌ها و سنگ آهک‌های بیتومینه‌ای که در اثر دفن و فشردگی گل‌ها و مارن‌ها تشکیل شده، به عنوان سنگ منشأ نفت و گاز طبیعی در نظر گرفته می‌شوند (رضایی، ۱۳۸۷). هنگامی که در یک حوضه ساختمان‌های مناسب، مخزنی با تخلخل و تراوایی همراه با یک سنگ‌پوش مؤثر وجود داشته باشد، در صورت نبود نفت و گاز، عموماً دلیل آن نبود یک سنگ منشأ مناسب است.

### ۳-۳- سنگ مخزن

سنگ مخزن، سنگی دارای تخلخل و نفوذپذیر است که امکان تجمع نفت و گاز را تأمین می‌کند. سنگ‌های رسوبی همانند آهک، دولومیت و ماسه‌سنگ، در صورت داشتن این ویژگی می‌توانند نقش سنگ مخزن را داشته باشند (رضایی، ۱۳۸۷).

هدایت هیدروکربن از سنگ منشأ نفوذناپذیر به سنگ مخزن نفوذپذیر از طریق مسیرهای مهاجرت صورت می‌گیرد (Peters & Fowler, 2002; Kotarba et al., 2003; Peters et al., 2005).

### ۳-۴- کیفیت و کمیت مواد آلی

مهم‌ترین عامل کنترل‌کننده تولید نفت و گاز از سنگ منشأ، مقدار هیدروژن و کربن موجود در ماده آلی می‌باشد. مقدار نفت و گاز تولید شده از مواد آلی با افزایش نسبت اتمی H/C (هیدروژن به کربن) افزایش می‌یابد. به طور کلی مواد آلی به دو دسته ساپروپلیک و هومیک تقسیم می‌شوند. مواد ساپروپلیک

حاصل تجزیه و پلیمریزاسیون چربی‌ها، مواد آلی لیپیدی مانند اسپورها و جلبک‌های پلانکتونیک بوده که در شرایط احیایی در گل‌های دریایی و دریاچه‌ای ته‌نشین شده‌اند. نسبت H/C در این مواد مقدار بالایی (۱/۳ تا ۲) را نشان می‌دهد. رسوبات ساپروپیلیک غنی از مواد آلی، پس از بلوغ می‌توانند شیل‌های نفتی و مقدار قابل ملاحظه‌ای نفت را تولید کنند. بنابراین مواد آلی ساپروپیلیکی نفت‌زا و در درجات بلوغ بالا گاز تولید می‌کنند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

مواد هومیک مرتبط با محصولات توربی می‌باشند که از مواد گیاهی قاره‌ای تجمع یافته در مرداب‌ها به وجود می‌آیند. تورب‌ها دارای نسبت اتمی H/C برابر با ۰/۹ هستند. هنگامی که ریشه، پوست و چوب درختان در جنگل‌ها، نیزارهای باتلاقی و دریاچه‌ای باتلاقی ته‌نشست یابند، تحت تأثیر تغییرات باکتریایی و شیمیایی قرار گرفته که این پدیده موجب تشکیل تورب و تولید گاز می‌شود.

سنگ‌های منشأ اگر در محیط‌های دریایی و دریاچه‌ای با شرایط احیایی رسوب کنند، منجر به حفظ مواد آلی خواهد شد. از کمیت مواد آلی معمولاً به عنوان مقدار کل کربن آلی (TOC) نام برده می‌شود، مقدار TOC در صورتی که از ۰/۵ درصد بیشتر باشد می‌تواند به عنوان سنگ منشأ مناسب محسوب شود. میزان مواد آلی موجود در سنگ‌ها ارتباط زیادی با اندازه ذرات رسوبی دارد.

پایین‌ترین مقدار نگهداری مواد آلی در قسمت‌های ساحلی با انرژی بالا و حوضه‌های درون خشکی می‌باشد که به علت بالا بودن جریان‌های قوی و اکسیژن، میزان تجزیه شیمیایی در آن‌ها بالاست. مقادیر بالای مواد آلی در مناطقی حفظ می‌شوند که اکسیژن در آن محیط محدود باشد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

در مناطق ساحلی و حوضه‌های رسوبی داخل قاره‌ای که حاوی رس‌های دانه‌ریز و گل‌های کربناته می‌باشند، معمولاً TOC بین ۰/۵ تا ۵ درصد بوده که آن‌ها را در محدوده سنگ‌های تولیدکننده نفت قرار می‌دهد. معمولاً دریاچه‌های کم عمق داخل قاره‌ای، تنگه‌های عبوری میان قاره‌ها و حوضه‌های جدا شده از دریاها، محیط‌های رسوبی ایده آلی برای سازندهای منشأ نفت و گاز هستند (Hunt, 1996).

ماده آلی (کروژن) حفظ شده در سنگ‌ها بر اساس نوع ماسرال‌ها تقسیم می‌شوند. منشأ کروژن‌ها اجزای گیاهان، باکتری‌ها و جانوران موجود در محیط‌های دیرینه بوده و عمدتاً به ۴ نوع I, II, III و IV تفکیک

می‌شوند. کروژن نوع I نفت‌زا است و دارای ماده آلی از نوع جلبک، باکتری و عمدتاً ماسرال‌های بی‌شکل لیپتینید بوده که در رسوبات دریاچه‌ای تشکیل می‌گردند. نسبت اتمی H/C آن‌ها ۱/۵، O/C آنها ۰/۱ و مقدار سولفور این نوع کروژن اندک می‌باشد. کروژن نوع II عمدتاً نفت‌زا و تا حدی گاززا بوده و نسبت H/C آن بین ۱/۲ تا ۱/۵ بوده و O/C آن نسبت به کروژن III و IV کم است و از مواد آلی با منشأ دریایی است. کروژن نوع III غالباً از بقایای گیاهان خشکی تشکیل، و غالباً مولد گاز بوده، H/C کم‌تر از یک و O/C برابر ۰/۳ است. کروژن نوع IV از مواد آلی مجدد رسوب یافته بوده که به شدت اکسید شده، قادر به تولید هیدروکربن نبوده، نسبت‌های اتمی H/C بین ۰/۵ تا ۰/۶ و O/C برابر ۰/۳ است.

### ۳-۵- ارزیابی سنگ منشأ

از ابتدایی‌ترین ارزیابی‌ها در حوضه رسوبی، بررسی و ارزیابی سنگ منشأ احتمالی می‌باشد. هدف از ارزیابی سنگ منشأ در یک حوضه رسوبی تعیین نوع ماده آلی و نوع هیدروکربن تولید شده (نفت یا گاز) می‌باشد. روش‌های مختلفی برای ارزیابی سنگ منشأ، بلوغ و هیدروکربن تولید شده وجود دارد که از آن جمله می‌توان به آنالیز پیرولیز راک-اول، استخراج بی‌تومن، کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی (GC-MS) و بررسی‌های میکروسکوپی نمونه‌ها اشاره کرد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

### ۳-۵-۱- دستگاه پیرولیز راک-اول

دستگاه پیرولیز راک-اول (Rock-Eval) یا دستگاه ارزیاب سنگ منشأ، امروزه به طور گسترده در صنعت نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد (شکل ۳-۲). در این روش آنالیز نتایج حاصل به صورت نمودار ژئوشیمیایی ارائه گردیده و در مورد نوع مواد آلی، پتانسیل باقیمانده نمونه، کل کربن آلی (TOC) و تحول حرارتی ماده آلی اطلاعات مفیدی ارائه می‌شود. معمولاً نمونه‌ها به صورت خرده حفاری، مغزه و نمونه‌های برداشت شده از پروفیل‌های سطح الارضی پودر می‌شود. مقدار کمی از پودر سنگ منشأ

احتمالی (حدود ۱۰۰ میلی گرم) در شرایط اتمسفر فاقد اکسیژن با نرخ حرارتی مشخص (۲۵ درجه سانتی گراد در هر دقیقه) تا دمای  $600^{\circ}\text{C}$  حرارت داده شده و تغییرات وزن آن مورد مطالعه قرار می گیرد.



شکل ۳-۲- دستگاه آنالیز پیرولیز راک-اول (آزمایشگاه پیرولیز راک اول، واحد ژئوشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت تهران، ۱۳۹۶)

### ۳-۵-۲- دستگاه کروماتوگرافی گازی ۱

آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) معمولاً بر روی هیدروکربورهای اشباع بیتومن و نفت انجام می گیرد (شکل ۳-۳). اجزاء تشکیل دهنده یک کروماتوگرام گازی عبارت از آون که در آن یک ستون حلقه‌ای مارپیچ به طول حدود ۱۰ الی ۵۰ متر تعبیه شده است. یک سر ستون به محفظه تزریق نمونه وصل است که از طریق آن هیدروکربور اشباع به وسیله سرنگ به ستون تزریق می گردد. در بخش انتهایی ستون، ترکیبات خارج شده از ستون توسط آشکار ساز دستگاه<sup>۲</sup> شناسایی و ترکیبات مذکور بر اساس

1 - Gas chromatography  
2 - Detector



شدت غلظت به صورت پیک ثبت می‌شوند. هر کدام از پیک‌ها معرف یک ترکیب با تعداد اتم کربن معین است. کروماتوگرافی گازی هیدروکربورهای اشباع، اطلاعات مفیدی در ارتباط با توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدها فراهم می‌سازد. سنگ بنای اساسی نشانه‌های زیستی، واحد ایزوپرن می‌باشد. ترکیباتی که از فرآیند بیوسنتز واحدهای ایزوپرن تشکیل شده‌اند، ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی و حلقوی می‌باشند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).



شکل ۳-۳- دستگاه کروماتوگرافی گازی (پژوهشگاه صنعت نفت تهران، ۱۳۹۶)

مهم‌ترین مثال ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی، پریستان و فیتان می‌باشند که از آن‌ها برای تعیین محیط (احیایی و اکسیدی)، بلوغ و تخریب میکروبی نفت‌های خام استفاده می‌شود. مهم‌ترین ایزوپرنوئیدهای حلقوی استران‌ها و تری‌ترپان‌ها می‌باشند که برای تعیین بلوغ، تخریب میکروبی، تطابق نفت با نفت و سنگ منشأ با نفت استفاده می‌شود (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

### ۳-۵-۳- دستگاه کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی<sup>۱</sup>

در دستگاه کروماتوگراف گازی \_ طیف‌سنج جرمی (GC-MS) از واحد گاز کروماتوگراف-گازی به منظور تفکیک ترکیبات هیدروکربورهای اشباع قبل از اینکه وارد طیف‌سنج جرمی شوند، استفاده می‌شود. در واحد طیف‌سنج جرمی، ترکیبات مذکور از طریق بمباران الکترونی به صورت یون‌های دارای بار مثبت و منفی درآمده و بر اساس نسبت جرم به شعاع یون‌های ( $m/z$ ) مختلف در طول یک مسیر به ترکیبات سبک و سنگین از یکدیگر تفکیک و به بخش آشکارساز دستگاه هدایت می‌شوند و به صورت طیفی از پیک‌های مختلف ثبت می‌شوند. اهمیت این روش در مطالعه نشانگرهای زیستی است که در واقع این نشانگرهای زیستی، اسکلت‌های کربن یا آثار مولکولی ماده آلی اولیه هستند که پس از گذشت میلیون‌ها سال بدون تغییر در رسوبات و نفت باقی می‌مانند. امروزه از دستگاه (GC-MS) به عنوان ابزار قوی در مطالعه نشانه‌های زیستی شاخص محیط رسوبی، تعیین درجه پختگی ماده آلی و نفت، تطابق نفت با نفت، تجزیه یا تخریب میکروبی و نفت با سنگ منشأ بهره می‌گیرند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵)، (شکل ۳-۴).



شکل ۳-۴- دستگاه کروماتوگرافی گازی-جرمی، (آزمایشگاهی ری نورآزما، ۱۳۹۶)

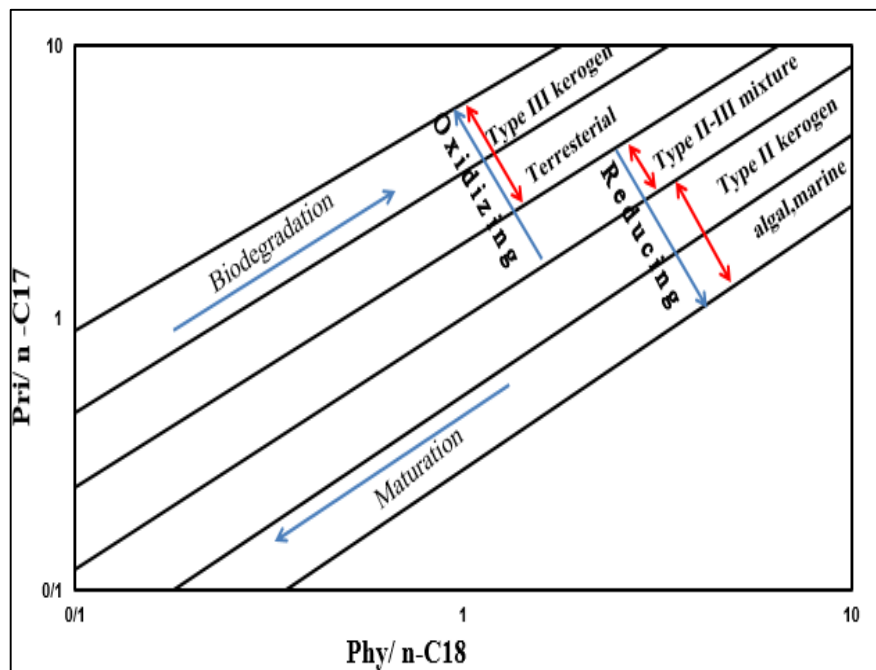
### ۳-۶- نمودارهای کاربردی ارزیابی سنگ منشأ

در این تحقیق تمرکز بر روی تعبیر و تفسیر نتایج بدست آمده از آنالیزهای GC و GC-MS می‌باشد. این روش‌ها از شرایط تشکیل اولیه مواد آلی اطلاعات در اختیار قرار می‌دهد که در ادامه سعی شده که در روش مذکور با مراجعه به نتایج آنالیز Rock-Eval که حاصل می‌شود مشخص گردد. بنابراین در ادامه ابتدا به معرفی نمودارهای کاربردی حاصل از نتایج آنالیز GC و GC-MS پرداخته خواهد شد و در انتها برخی از نمودارهای حاصل از آنالیز Rock-Eval که نتایج مشابهی را به همراه دارد، جهت مقایسه، ارائه خواهد گردید.

### ۳-۶-۱- دیاگرام‌های مرتبط با GC و GC-MS

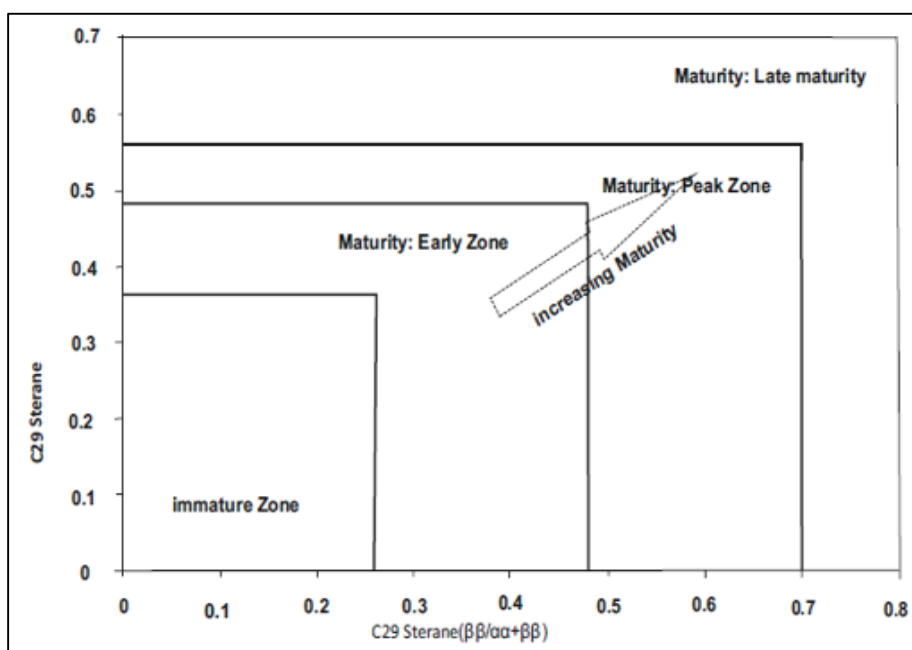
به منظور ارزیابی شرایط رسوبگذاری، نوع مواد آلی، اکسیدی یا احیایی بودن محیط، درجه بلوغ نمونه‌ها و اثرات تخریب سنگ منشأ می‌توان از نسبت‌های  $Pr/nC17$  و  $Ph/nC18$  کمک گرفت (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵) (شکل ۳-۵). پرستان (Pr) و فیتان (Ph) از گیاهان و باکتری‌ها مشتق شده که مواد حاصل از کلروفیل در شرایط اکسیدی به پرستان و در شرایط احیایی به فیتان تبدیل می‌شود.

اگر این نسبت  $Pr/Ph$  کمتر از ۱ باشد، محیط احيایی و بیشتر از ۱ باشد محیط اکسیدی می باشد (Mahbobipour et al., 2016). هر چه نسبت  $Ph/nC18$  و  $Pr/nC17$  کاهش یابد نشان دهنده محیط احيایی و افزایش بلوغ و برعکس هر چه افزایش یابد نشان دهنده محیط اکسیدی و تخریب میکروبی می باشد (شکل ۳-۵).

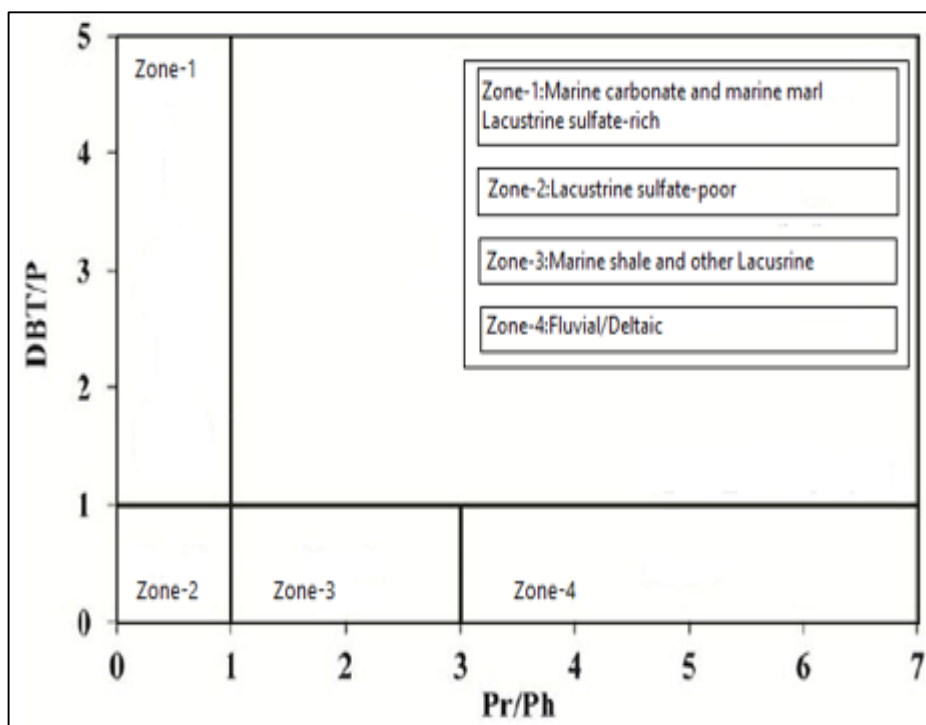


شکل ۳-۵- نمودار نسبت  $Pristan/n-C17$  در مقابل  $Phytan/nC18$  تعیین کننده پارامترهای بلوغ تجزیه بیولوژیکی، منشأ مواد ارگانیکی (Shanmugam, 1985)

به منظور ارزیابی میزان بلوغ نمونه‌ها از نمودار نسبت  $C_{29}$  Sterane ( $\beta\beta+\alpha\alpha/\beta\beta$ ) در مقابل  $C_{29}$  Sterane ( $\beta\beta+\alpha\alpha/\beta\beta$ ) که براساس استران‌های  $C_{29}$  حاصل می‌گردد، استفاده می‌شود. با افزایش این دو پارامتر بلوغ، درجه بلوغ نیز افزایش می‌یابد (شکل ۳-۶). این ترکیبات بر اساس نتایج حاصل از GC-MS قابل شناسایی هستند. محدوده (۱) کربنات دریایی و مارن، که دارای مقداری سولفات می‌باشند، محدوده (۲) محیط فقیر از سولفات، محدوده (۳) شیل دریایی و دریاچه‌ای که عمق کمتری نسبت به کربناته دارد، محدوده (۴) محیط دلتایی و روخانه‌ای است. خط یک مرز پریستان و فیتان است  $Pr/Ph > 1$  وارد محیط اکسیدی می‌شود، و مقادیر زیر یک محیط احيایی زون چهار اکسیداسیون شدید را دارا می‌باشد (شکل ۳-۷).



شکل ۳-۶- نمودار نسبت C29Steran در مقابل C29Steran ( $\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$ ) (Peters et al., 2005)

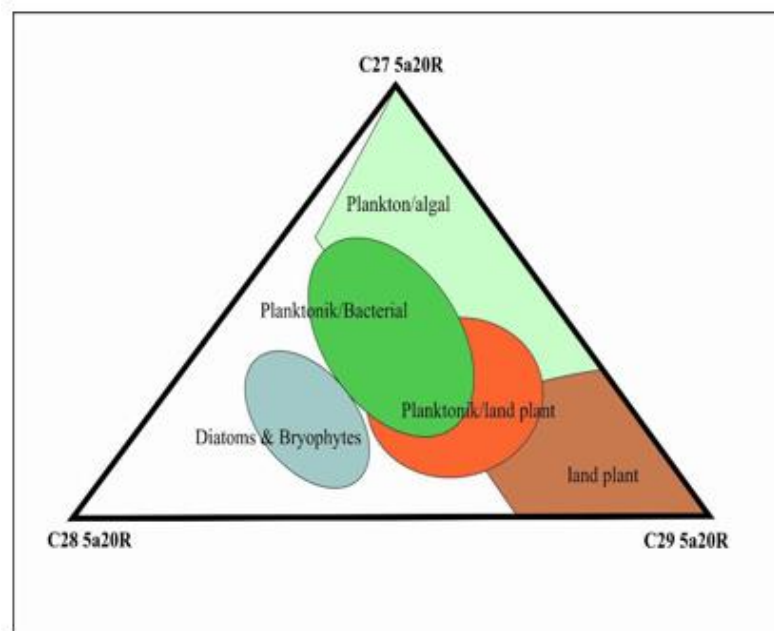


شکل ۳-۷- نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل DBT/P (اصلاح شده از Hughes et al., 1995)

نمودار مثلثی استران‌ها  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  و  $C_{29}$  کاربرد مهمی در شناسایی محیط تشکیل، سنگ‌های منشأ و

شناسایی نوع مواد آلی دارد (شکل ۳-۸). استران‌ها نشانگرهای زیستی مهمی هستند که از استرول‌های موجود در گیاهان و جلبک‌ها استخراج شده‌اند.

هرچه نسبت دیاستران / استران بالا باشد نشان دهنده محیط خشکی‌زی و سنگ منشأ شیلی است و هرچه این نسبت پایین باشد نشان دهنده محیط دریایی و سنگ منشأ کربناته است (Mahbobipour et al., 2016). استران C<sub>27</sub> (کلستان) در موجودات دریایی و مخصوصاً زئوپلانکتون فراوانی بیشتری دارد و نشان دهنده ماده آلی دریایی است. استران C<sub>28</sub> (ارگوستان) از فیتوپلانکتون و دیاتومه‌ها در ژوراسیک و کرتاسه تشکیل شده‌اند و در موجودات دریاچه‌ای و دریایی یافت می‌شوند. استران C<sub>29</sub> (سیتوستان) در نفت‌های حاصل از گیاهان آلی (خشکی) دارای مقادیر بالایی می‌باشد و نشان دهنده ماده آلی خشکی‌زی است.



شکل ۳-۸- نمودار مثلثی استرن‌های C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub>, C<sub>28</sub> (Hung & Meinchein, 1979)

به منظور مقایسه‌ی بهتر مقادیر به دست آمده از کروماتوگرافی گازی از دیاگرام ستاره‌ای استفاده می‌شود. در این دیاگرام:

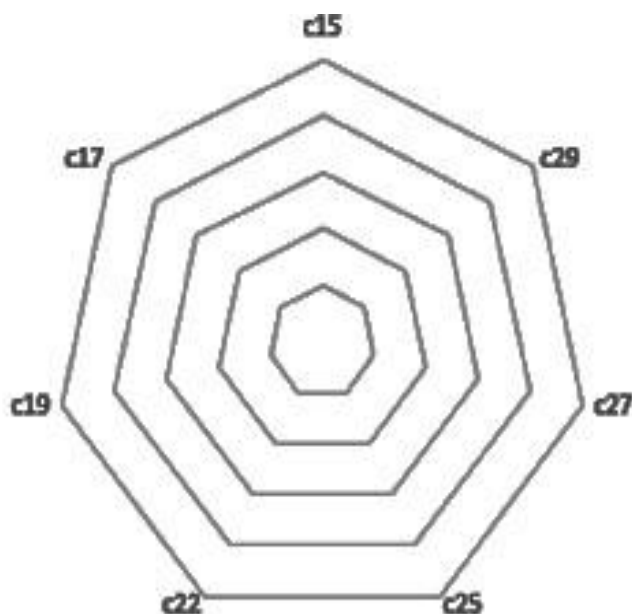
(۱) C<sub>15</sub>، C<sub>17</sub> و C<sub>19</sub>: در نمونه‌ها، نشان‌دهنده وجود جلبک است.

(۲) C<sub>17</sub>: در نمونه‌ها، حاکی از وجود باکتری‌ها خواهد بود و مشخصه کروژن‌های نفت‌زا می‌باشد.

(۳) C<sub>22</sub>: در نمونه‌ها، حاکی از وجود جلبک دریایی می‌باشد.

(۴) فراوانی C<sub>25</sub>، C<sub>27</sub> و C<sub>29</sub>: نشان‌دهنده مواد آلی منشأ گرفته از گیاهان خشکی است (کمالی - قربانی، ۱۳۸۵)

(شکل ۳-۹).



شکل ۳-۹- نمودار ستاره‌ای طیف‌های گاز کروماتوگراف (GC) (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵)

### ۳-۶-۲- دیاگرام‌های مرتبط با پیرولیز راک-اول

در حین پیرولیز وقایع زیر رخ می‌دهد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵):

(۱) هیدروکربن‌های آزاد، مانند نفت و گاز همراه ماده آلی، در دمای حدود ۳۰۰ °C تبخیر می‌شوند. این

پدیده حرارت تبخیر (Thermo-Vaporization) در عرض ۳ دقیقه منتج به تشکیل پیک S<sub>1</sub> می‌شود

که آن را با میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (mgHC/g rock) اندازه گیری می کنند.

(۲) بین درجه حرارت  $300^{\circ}\text{C}$  تا  $600^{\circ}\text{C}$  هیدروکربن ها و ترکیبات حاوی اکسیژن در اثر شکسته شدن (Cracking) کروژن و ترکیبات سنگین مانند رزین و آسفالتن ها پیک  $S_2$  را بوجود می آورند که دلالت بر پتانسیل بالقوه سنگ است. ترکیبات اکسیژن دار در دمایی بین  $300$  الی  $390^{\circ}\text{C}$  تجزیه و منبع به تشکیل  $\text{CO}_2$  شده که به صورت پیک  $S_3$  ارائه می شوند.

(۳) درجه حرارتی ( $^{\circ}\text{C}$ ) که پیک  $S_2$  در آن ایجاد می شود،  $T_{\max}$  نامیده می شود. با افزایش درجه بلوغ ماده آلی،  $T_{\max}$  افزایش می یابد.

(۴) کربن آلی باقیمانده ( $S_4$ ) پس از پیک  $S_2$ ، از طریق فرآیند اکسیداسیون در  $600^{\circ}\text{C}$  و تحت شرایط اتمسفر هوا (یا اکسیژن) اندازه گیری می شود. کل کربن آلی (TOC بر حسب درصد) از روی پیک های  $S_1$  و  $S_2$  و  $S_3$  محاسبه می گردد.

سایر ویژگی های قابل محاسبه بر اساس پارامترهای راک-اول عبارتند از:

$$S_1 + S_2 = \text{پتانسیل نفت یا گاز (Genetic potential)}$$

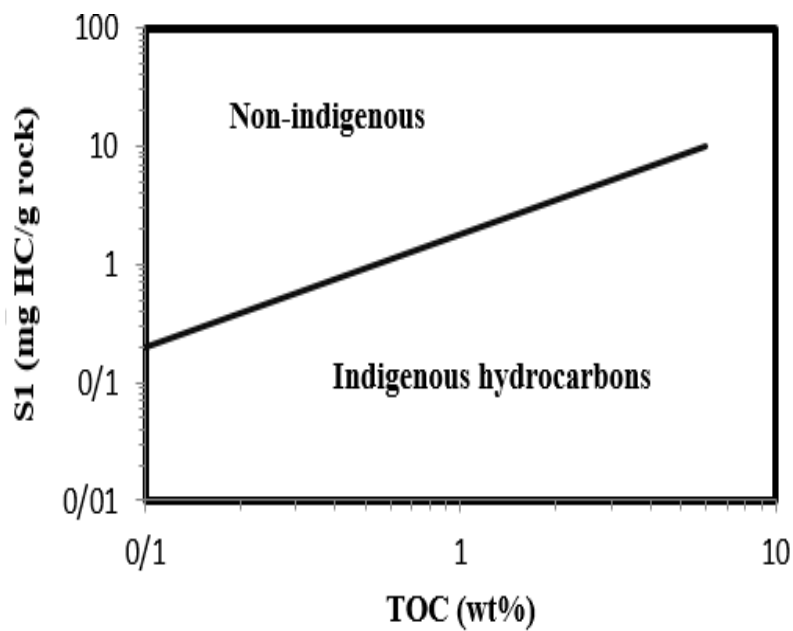
$$S_1 / (S_1 + S_2) = \text{شاخص تولید (PI=Production Index)}$$

$$S_2 / \text{TOC} = \text{شاخص هیدروژنی یا (Hydrogen Index=HI) بر حسب mgHc/g TOC}$$

$$S_3 / \text{TOC} = \text{شاخص اکسیژنی یا (Oxygen Index) بر حسب mgCO}_2/\text{g TOC}$$

در بررسی میزان هیدروکربن آزاد ( $S_1$ ) خرده های حفاری در مقابل کل مواد آلی (TOC) جهت ارزیابی آغشتگی و یا عدم آغشتگی نمونه ها به هیدروکربن جابجا شده استفاده می شود. نمونه های غیر آغشته غالباً در زیر خط (با شیب  $1/5$  ترسیم شده) قرار می گیرند (شکل ۳-۱۰).

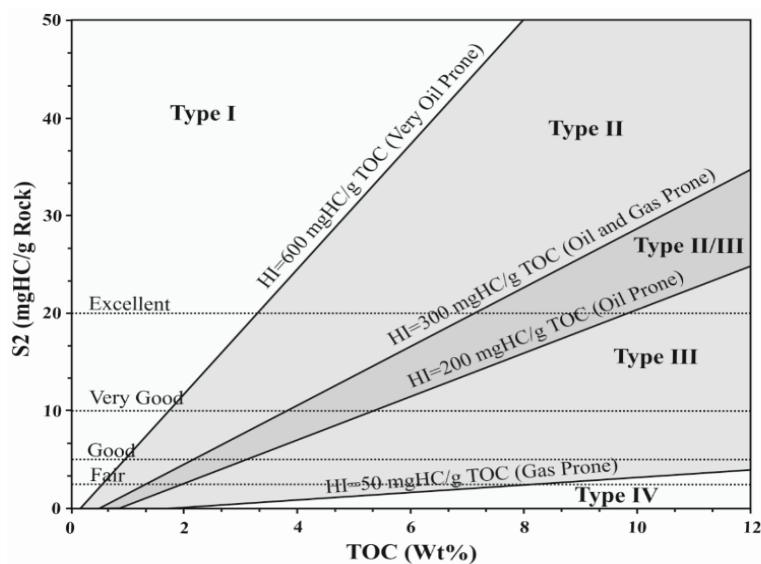




شکل ۳-۱۰- S1 در مقابل TOC (Hunt, 1996)

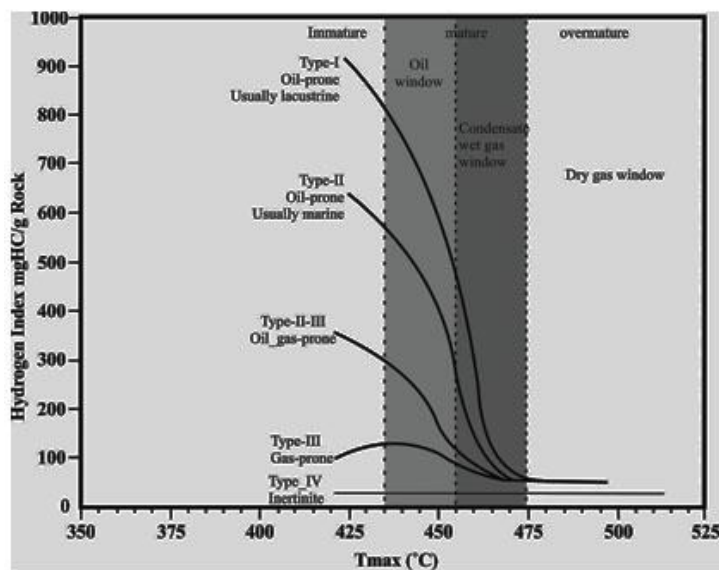
جهت تعیین تیپ کروژن (I, II, III) نمونه‌های سازند، از نمودار S<sub>2</sub> در برابر TOC استفاده کرد (شکل ۳-

۱۱).



شکل ۳-۱۱- S<sub>2</sub> در مقابل TOC (Karimi, 2016)

جهت ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن می‌توان از بررسی  $T_{max}$  در مقابل HI استفاده می‌شود (شکل ۳-۱۲).



شکل ۳-۱۲ - نمودار HI به  $T_{max}$  (Mukhopadhyay et al., 1995)

# فصل چهارم

ارزیابی های ژئوشیمیایی

و تعبیر و تفسیر داده‌ها

#### ۴-۱- مقدمه

در این فصل ضمن تحلیل ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف سنج جرمی (GC-MS) به مقایسه آن‌ها با نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک-اول (Rock-Eval Pyrolysis) پرداخته می‌شود. ابتدا آغستگی یا عدم آغستگی نمونه‌ها بررسی می‌گردد و در ادامه به تحلیل ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از آنالیز نمونه‌های به دست آمده از نمونه‌های سازند پابده، از جمله ارزیابی بلوغ حرارتی، منشأ ماده آلی، و تیپ کروژن تشکیل دهنده نمونه‌ها پرداخته می‌شود.

#### ۴-۲- داده‌ها

در این تحقیق مجموعاً ۲۵ نمونه (۲۲ نمونه از خرده‌های حفاری چاه‌ها و ۳ نمونه از مقاطع سطحی) از سازند پابده در فروافتادگی دزفول شمالی مورد بررسی قرار گرفته است. در این میان، ۲۲ نمونه (۱۹ نمونه از خرده‌های حفاری چاه‌ها و ۳ نمونه سطحی)، پارامترهای مرتبط با پیرولیز راک-اول را دارا هستند (جدول ۴-۱). ۲۱ نمونه (۲۰ نمونه از خرده‌های حفاری چاه‌ها و ۱ نمونه سطحی)، پارامترهای مرتبط با کروماتوگرافی گازی (GC) را دارا هستند (جدول ۴-۲) و ۲۰ نمونه (۱۹ نمونه از خرده‌های حفاری چاه‌ها و ۱ نمونه سطحی)، پارامترهای مرتبط با کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) را دارا هستند (جدول ۴-۳). در جدول ۴-۴ مقادیر نرمال کربن ( $C_{15}$ ,  $C_{17}$ ,  $C_{19}$ ,  $C_{22}$ ,  $C_{25}$ ,  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ ) در نمونه‌هایی از سازند پابده که طیف GC آنها موجود بوده است، محاسبه و ارائه شده است. طیف‌های GC نمونه‌هایی که مقادیر نرمال کربن آنها ارائه شده است در بخش پیوست آورده شده‌اند. در جدول ۴-۵ نیز سیمبل‌های مربوط به نمونه‌های مورد مطالعه، که در نمودارهای مختلف استفاده شده‌اند، ارائه گردیده‌اند.

جدول ۴-۱- نتایج آنالیز پیرولیز راک-اول نمونه‌های سازند پابده (N.D: عدم وجود داده)

Rock-Eval Pyrolysis									
Code	Name	Depth (m.)	S <sub>1</sub> (mgHC/g rock)	S <sub>2</sub> (mgHC/g rock)	Tmax(°C)	TOC(Wt%)	HI(mg HC/gr TOC)	OI(mg CO <sub>2</sub> /grTOC)	Ro from Tmax(%)
Borehole	Azar-2	3298	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
"	Asmari-2	430	0.29	0.07	480	0.32	21	125	1.48
"	Band karkkeh-1	3330	0.62	13.42	428	2.78	482	52	0.544
"	Danan-1	3240	0.45	3.45	426	0.82	420	86	0.508
"	Dehluran-22	3428	2.45	3.87	428	1.78	217	18	0.544
"	Haft Kel-61-1	1050	0.58	1.38	431	0.47	293	85	0.598
"	Haft Kel-61-2	1260	0.65	1.75	436	1.11	157	85	0.688
"	Kabud-2-7	2063	1.28	6.44	436	1.51	426	39	0.688
"	Kabud-2-13	2212	0.29	0.78	439	0.93	83	48	0.742
"	Kupal-20-1	3895	3.42	4.42	430	1.89	234	54	0.58
"	Kupal-20-3	3925	4.35	10.35	431	2.51	412	49	0.598
"	Lab Safid	3020	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
"	Lab Safid	3350	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
"	Mamatain-10	1030	3.84	12.28	426	2.58	480	40	0.508
"	Mansuri-6	2830	0.88	1.67	424	2.31	72	140	0.472
"	Marun-222	2880	13.61	18.53	426	4.76	389	28	0.508
"	Paydar-West-1	3500	5.78	10.25	430	3.11	329	14	0.58
"	Qaleh nar-3-1	3570	0.98	2.2	439	0.68	323	20	0.742
"	Qaleh nar-3-2	3635	3.4	9.2	427	3.05	301	33	0.67
"	Ramin-4-3	4120	1.2	3.17	427	1.95	162	75	0.526
"	Ramin-4-7	4280	4.62	17.1	429	7.2	238	49	0.562
"	Zeloi-5	3925	3.12	11.25	432	2.75	409	35	0.616
Surface	Tang e Pabdeh	-	0.22	12.29	430	2.89	425	31	0.58
"	Kuh e Anaran	-	0.12	2.38	429	1.24	191	42	0.562
"	Kuhe ShahrzUI	-	0.52	14.22	422	3.21	443	16	0.436

جدول ۴-۲- نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) نمونه‌های سازند پابده

Code	Name	GC		
		Depth (m.)	(Pr/C17)	(Ph/C18)
Borehole	Azar-2	3298	5	3.13
"	Asmari-2	430	0.5	1.16
"	Band karkheh-1	3330	1.23	3
"	Danan-1	3240	0.2	0.86
"	Dehluran-22	3428	0.23	0.72
"	Haft Kel-61-1	1050	0.6	0.86
"	Haft Kel-61-2	1260	0.59	0.96
"	Kabud-2-7	2063	0.5	1.2
"	Kabud-2-13	2212	N.D	N.D
"	Kupal-20-1	3895	0.6	0.96
"	Kupal-20-3	3925	0.52	0.85
"	Lab Safid-1	3020	0.6	0.96
"	Lab-Safid-2	3350	0.64	0.95
"	Mamatain-10	1030	0.5	0.69
"	Marun-222	2830	-	-
"	Mansuri-6	2880	0.47	0.78
"	Paydar-West-1	3500	0.78	0.68
"	Qaleh nar-3-1	3570	0.43	0.86
"	Qaleh nar-3-2	3635	0.45	0.75
"	Ramin-4-3	4120	0.56	0.9
"	Ramin-4-7	4280	0.66	0.86
"	Zeloi-5	3925	0.51	3.3
Surface	Tang e Pabdeh	-	0.55	1.67
"	Kuh e Anaran	-	N.D	N.D
"	Kuhe ShahrzUI	-	N.D	N.D

جدول ۴-۳- نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف سنج جرمی (GC-MS) سازند پایده

Name	GC-MS									
	m/z=217			m/z=191		m/z=231				
	%StrC27	%StrC28	%StrC29	DBT/Phen	Str29 S/S+R	Ts/Tm	TAS C28S/C27R	Home C34/C35	Str29ββ/αα+ββ	Ts/TS+Tm
Azar-2	39.5	32.5	28	1.16	0.1	0.47	0.82	0.9	0.28	N.D
Asmari-2	33.5	33.5	33	N.D	0.43	0.61	N.D	0.83	0.56	0.45
Band karkheh-1	35	45	20	N.D	0.1	0.32	N.D	0.72	0.3	0.31
Danan-1	34.5	22	43.5	0.9	0.4	0.27	1.35	0.86	0.48	0.18
Dehluran-22	35	28	37	1.84	0.19	0.57	0.89	0.82	0.45	0.35
HaftKel 61-1	36	25	39	1.39	0.43	0.35	0.67	0.81	0.48	0.25
HaftKel 61-2	30	32	38	1.27	0.44	0.51	0.83	0.85	0.49	N.D
Kabud-2-7	31	27	42	2.65	0.44	0.52	0.84	0.76	0.57	0.35
Kabud-2-13	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Kupal-20-1	39	23	38	1.07	0.47	0.38	0.49	1.15	0.44	0.22
Kupal-20-3	44	24	32	1.24	0.42	0.4	0.87	1.2	0.45	N.D
Lab Safid-1	40	26	34	0.41	0.49	0.95	1.29	0.9	0.5	0.48
Lab-Safid-2	42	27	31	0.43	0.5	0.86	1.35	0.93	0.51	N.D
Mamatain10	24	37	39	1.14	0.25	0.42	0.7	0.65	0.25	N.D
Mansuri-6	31	31	38	0.69	0.36	0.4	1.13	1.05	N.D	N.D
Marun-222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N.D
Paydar-West-1	42	24	34	1.72	0.17	0.46	1.25	0.76	0.33	N.D
Qalehnar3-1	33	21	46	0.69	0.58	1.22	1.29	0.56	0.59	N.D
Qalehnar3-2	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Ramin-4-3	46	24	30	1.87	0.62	0.4	0.74	0.53	0.6	N.D
Ramin-4-7	37	26	37	1.88	0.44	0.59	1.01	0.51	0.62	N.D
Zeloi-5	43	28	29	0.79	0.11	0.29	0.82	0.67	0.36	0.23
Tange Pabdeh	33	44	23	0.61	0.31	0.37	0.63	0.79	0.31	N.D
Kuh e Anaran	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Kuhe ShahrzUI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D

جدول ۴-۴- مقادیر نرمال کربن‌ها، استخراج شده از طیف GC در نمونه‌های سازند پابده

Code	Name	nC <sub>15</sub>	nC <sub>17</sub>	nC <sub>19</sub>	nC <sub>22</sub>	nC <sub>25</sub>	nC <sub>27</sub>	nC <sub>29</sub>
Borehole	Asmari-2	5.87	17.62	5.87	3.52	2.34	1.4	0.46
"	Mamatain-10	10.73	11.64	9.05	7.03	3.23	1.68	1.03
"	Mansuri-6	11.14	14.57	11.14	4.28	1.37	0.68	0.34
"	PaydarWest-1	4.92	12.65	7.73	5.62	3.51	1.4	0.84
"	Kabud-2-7	13.86	10.16	4.62	5.54	4.8	2.4	0.36
"	Dehluran-222	10.73	10.99	11.64	6.46	3.62	1.29	0.51
"	Zeloi-5	8.33	12.5	4.16	3.47	2.08	6.25	2.77
"	Azar-2	2.48	3.64	5.29	2.48	2.48	9.1	4.13
"	Lab Safid-2	14.05	5.4	9.51	3.24	2.11	1.73	0.86
"	Lab Safid-1	7.34	9.57	6.68	8.9	5.12	3.56	2.78
"	Qaleh nar-3-1	13	12.86	6.5	8.67	3.61	2.16	0.72
"	Ramin-4-3	9.06	11.32	12.38	7.55	2.26	0.9	0.45
"	Ramin-4-7	10.7	12.35	11.86	7.41	2.47	0.98	0.32
"	Kupal-20-1	9.88	11.04	10.23	7.55	3.48	0.69	0.23
"	Kupal-20-3	9.67	10.39	9.91	7.49	3.62	1.8	0.69
"	Bande Karkheh-1	10.15	12.96	5	3.75	3.59	3.75	2.34
"	Haft kel-61-2	15.35	11.09	5.97	2.55	1.36	0.85	0.34
"	Haft kel-3	16.72	11.15	4.46	2.78	1.11	1.48	0.92
"	Haft kel-1	14.01	8.56	7	4.67	2.8	1.55	0.93
Surface	Tang e Pabdeh	12.79	9.89	4.09	4.09	4.09	3.75	5.11

جدول ۴-۵- راهنمای سیمبل‌های مرتبط با نمونه‌های سازند پابده که در نمودارها استفاده شده‌اند.

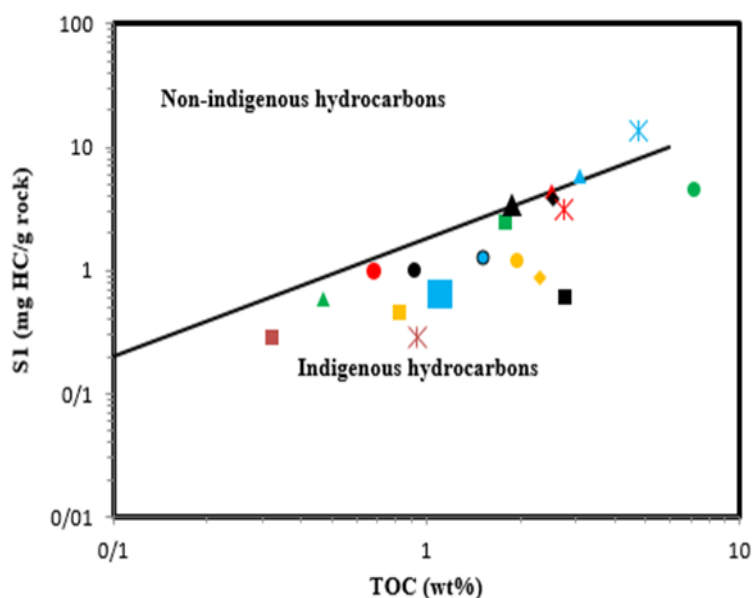
Bor hole			Surface
■ Asmari-2	▲ Kupal-20-3	◆ Labe Safid-1	✱ Tang e Pabdeh
■ Bande Karkheh-1	◆ Mamatain-10	◆ Labe Safid-2	✱ Kuh e Anaran
■ Danan-1	◆ Mansuri-6	● Qaleh nar-3-2	◆ Kuh e Shahrazui
■ Dehluran-22	✱ Marun-222	■ Azar-2	
▲ Haft Kel-61-1	▲ Paydar West-1		
■ Haft Kel-61-2	● Qaleh nar-3-1		
● Kabud-2-7	● Ramin-4-7		
✱ Kabud-2-13	✱ Zeloi-5		
▲ Kupal-20-1	● Ramin-4-3		

#### ۴-۳- بررسی آغشتگی یا عدم آغشتگی نمونه‌ها:

به منظور بررسی آغشتگی یا عدم آغشتگی نمونه‌های خرده حفاری و مشخص شدن هیدروکربن‌های مهاجرت یافته، از منحنی تغییرات S<sub>1</sub> در برابر TOC استفاده می‌گردد و هیدروکربن‌های درج‌ازا و



مهاجرت یافته (نابرجا) در سازند مشخص می‌شود. شیب خط نسبت  $S_1$  به TOC برابر  $1/5$  می‌تواند به‌عنوان آستانه‌ای برای تشخیص هیدروکربن‌های مهاجرت یافته از درجا بودن باشد (Hunt, 1996). بر اساس این نمودار، از نوزده نمونه خرده‌های حفاری چاه‌های سازند پابده، فقط یک نمونه (نمونه مربوط به چاه Marun-222) آغشتگی نشان داده است که علت آن می‌تواند ناشی از گل‌حفاری و یا نفت مهاجرت یافته از لایه‌های زیرین باشد (شکل ۴-۱). پس از استفاده از این نمودار، نمونه‌های دارای آغشتگی حذف، و نمونه‌های فاقد آغشتگی در ادامه بررسی‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد.



شکل ۴-۱- نمودار  $S_1$  در مقابل TOC برای نمونه‌های سازند پابده (Hunt., 1996)

#### ۴-۴- بحث

#### ۴-۴-۱- تفسیر نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی -

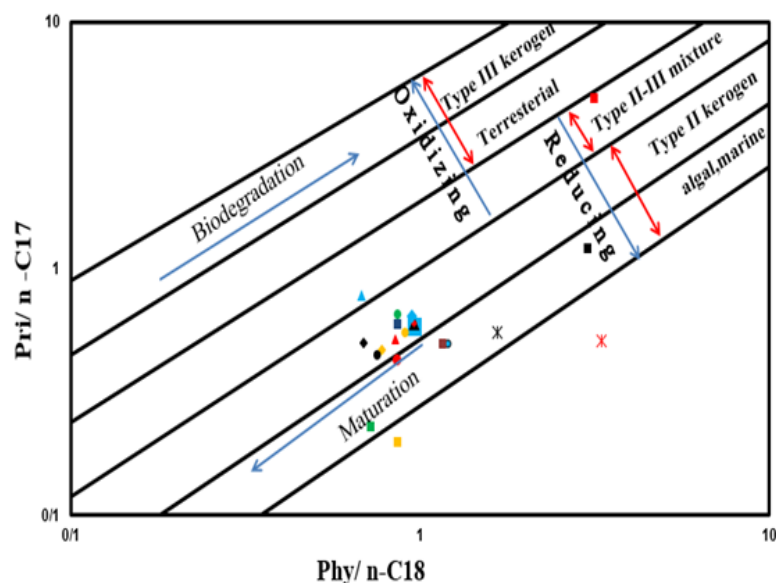
#### طیف‌سنج جرمی (GC-MS)

در ژئوشیمی آلی با استفاده از داده‌های بدست آمده از روش‌های کروماتوگرافی گازی (GC)

و کروماتوگرافی گازی-طیف سنج جرمی (GC-MS) می‌توان نوع رخساره آلی، نوع کروژن، شرایط محیط رسوبی، بلوغ حرارتی و یا تأثیر پدیده‌های زیستی بر روی نمونه‌ها را بررسی نمود (Tissot and Welte, 1984; Hunt, 1996; Yenespbayev et al., 2010). در این بخش به بررسی پارامترهای مختلف بدست آمده از روش‌های کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) در نمونه‌های سازند پابده می‌پردازیم:

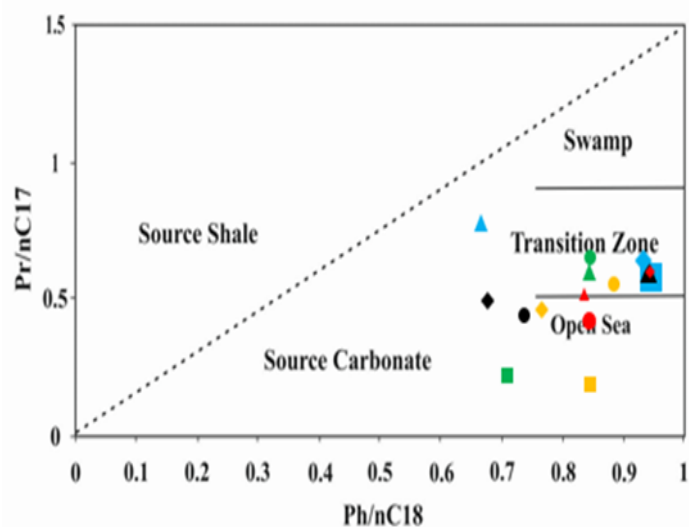
#### ۴-۴-۱-۱- بررسی شرایط محیط تشکیل و نوع کروژن

به منظور تعیین شرایط محیط قدیمه و لیتولوژی سنگ منشأ، پارامترهای مختلفی از جمله نسبت ایزوپرنوئیدهای پرستان به فیتان که از طریق روش کروماتوگرافی گازی (GC) به دست می‌آیند، مورد استفاده قرار می‌گیرند (Hunt, 1996). این ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی گروهی از بیومارکرهای دارای ساختمان خطی بوده و از گیاهان و باکتری‌ها ناشی می‌شوند. پرستان و فیتان هر دو حاصل مولکول کلروفیل می‌باشند. کلروفیل به وسیله پیوستن ۴ حلقه پیرول به شکل ساختمان پرفیرین درآمده و سپس با اضافه شدن اتم‌های کربن به صورت جانشینی، زنجیره‌های بلند فیتول را می‌سازند. فیتول با احیا شدن به فیتان و با اکسید شدن به پرستان تبدیل می‌شود. در محیط‌های اکسیدان نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) بالا بوده در حالی که محیط‌های احیایی این نسبت رو به کاهش می‌باشد. با پلات کردن مقادیر Phy/nC18 و Pri/nC17 (جدول ۴-۲)، در نمودار تغییرات Pri/nC17 در مقابل Phy/nC18 (شکل ۴-۲) (Shanmugam, 1985)، نسبت پایین پرستان و نسبت بالای فیتان، کروژن نوع II را تقریباً برای همه نمونه‌های سازند پابده نشان می‌دهد که از مواد آلی دریایی مانند فیتوپلانکتون‌ها منشأ گرفته‌اند و در یک محیط شدیداً احیایی ته‌نشست یافته‌اند. این نمودار همچنین بلوغ حرارتی بالا و عدم تخریب زیستی را برای نمونه‌های سازند پابده نشان می‌دهد.



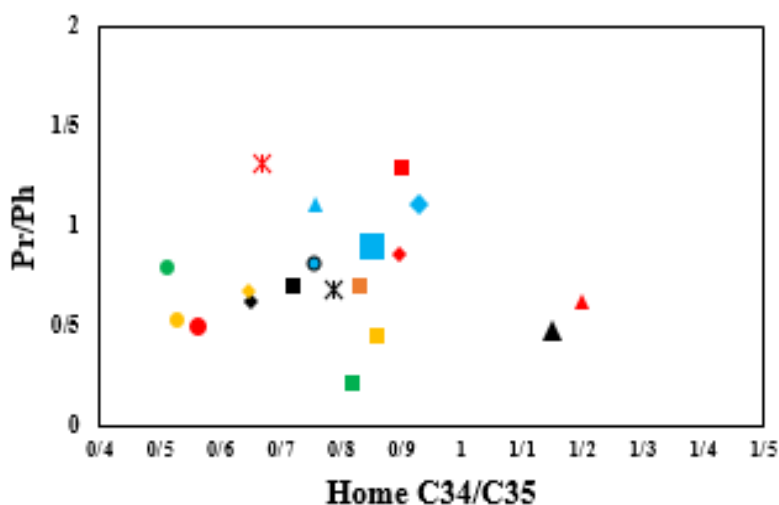
شکل ۴-۲- نمودار Pri/nC17 در مقابل Phy/nC18 ، تعیین بلوغ و نوع مواد آلی مولد نفت (Shanmugam, 1985)

شکل ۴-۳ نیز نمودار تغییرات Pri/nC17 در مقابل Phy/nC18 (Mathur et al., 1988) را به منظور تعیین محیط تشکیل مواد آلی نشان می‌دهد. با استفاده از این نمودار، شرایط تشکیل اکثر مواد آلی در نمونه‌های سازند پابده، شرایط احیایی در محیط‌های دریا‌های باز تا محیط‌های حد واسط بوده است. در این نمودار برخی از نمونه‌های سازند پابده (نمونه‌های Azar-2، Asmari-2 در محدوده شیلی و نمونه‌های Band Karkheh-1، Kabud-2-7، Zeloi-5، Tang-e-Pabdeh در محدوده آهکی)، به دلیل اینکه مقادیر Phy/nC18 بالاتر از یک دارند، خارج از محدوده نمودار پلات شده‌اند که در تصویر مشاهده نمی‌شوند.



شکل ۴-۳- نمودار  $Pr/nC17$  به  $Ph/nC18$  ، تعیین محیط تشکیل سنگ منشأ (Mathur et al., 1988)

استفاده از تلفیق داده‌های مربوط به کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) نیز می‌تواند در تعیین شرایط احیایی یا اکسیدان محیط مورد استفاده قرار گیرد. اگر نسبت Home C34/C35 بالا باشد نشان دهنده محیط‌های دریایی نسبتاً احیایی است. در محیط‌های اکسیدان نسبت پریستان به فیتان ( $Pr/Ph$ ) بالا بوده در حالیکه، در محیط‌های احیایی این نسبت کاهش می‌یابد. با پلات کردن داده‌های مربوط به نمونه‌های سازند پابده در نمودار Home C34/C35 در مقابل  $Pr/Ph$ ، می‌توان نتیجه گرفت که نمونه‌ها اکثراً در محیط احیایی قرار گرفته‌اند و دو نمونه‌ی Kupal-20-1 و Kupal-20-3 شرایط احیایی شدیدتری را نشان می‌دهند (شکل ۴-۴).

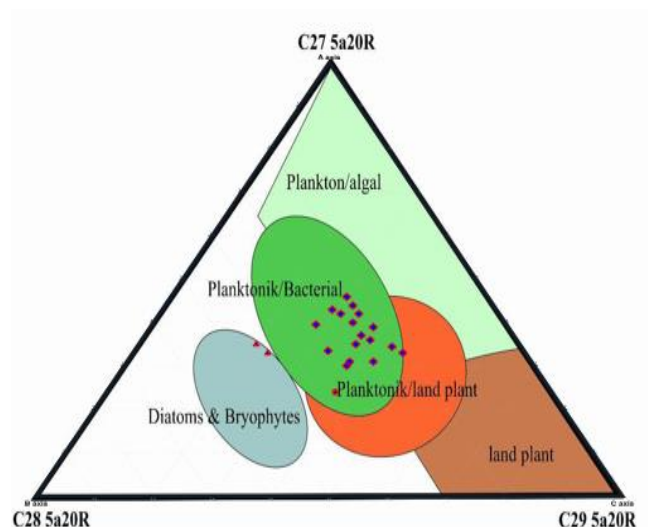


شکل ۴-۴- نمودار Pr/Ph در مقابل Home C34/C35

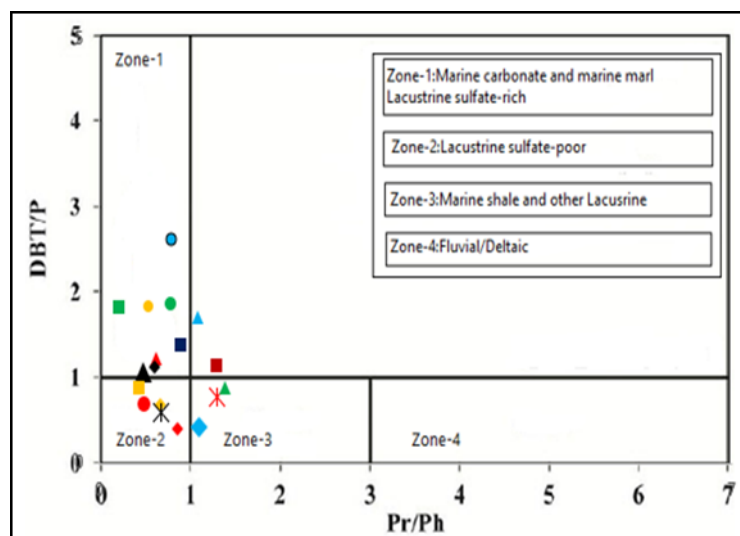
به منظور شناسایی محیط تشکیل و منشأ ماده آلی، نمودار مثلثی استران‌های  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  که اولین بار توسط (Huang & Meinchein, 1979) ارائه شده است، مورد استفاده قرار گرفته است (شکل ۴-۵).

با پلات کردن مقادیر استران‌های  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  (جدول ۴-۳) مربوط به سازند پابده بر روی این نمودار، مشخص می‌گردد که مواد آلی تشکیل دهنده نمونه‌ها از پلانکتون‌ها و باکتری‌ها نشأت گرفته‌اند، به جز دو نمونه (Tang-e-Pabdeh، Band Karkheh-1) که خارج از محدوده پلانکتونی و در نزدیکی محدوده دیاتومه‌ای قرار گرفته‌اند.

نمودار (DBT/P) (دی بنزو تیوفن / فنانترن) در مقابل نسبت Pr/Ph (Hughes et al., 1995) نیز برای تعیین محیط تشکیل نمونه‌های سازند پابده استفاده شده است. در این نمودار چهار محدوده وجود دارد. با پلات کردن مقادیر DBT/P در مقابل نسبت Pr/Ph نمونه‌های سازند پابده (جدول ۴-۲ و ۴-۳) در این نمودار، این نمونه‌ها اکثراً در زون یک قرار گرفته‌اند (شکل ۴-۶)، و معرف آن است که این نمونه‌ها غالباً کربناته تا مارن دریایی هستند که عمق بیشتری نسبت به زون سه (زون شیلی) دارند.

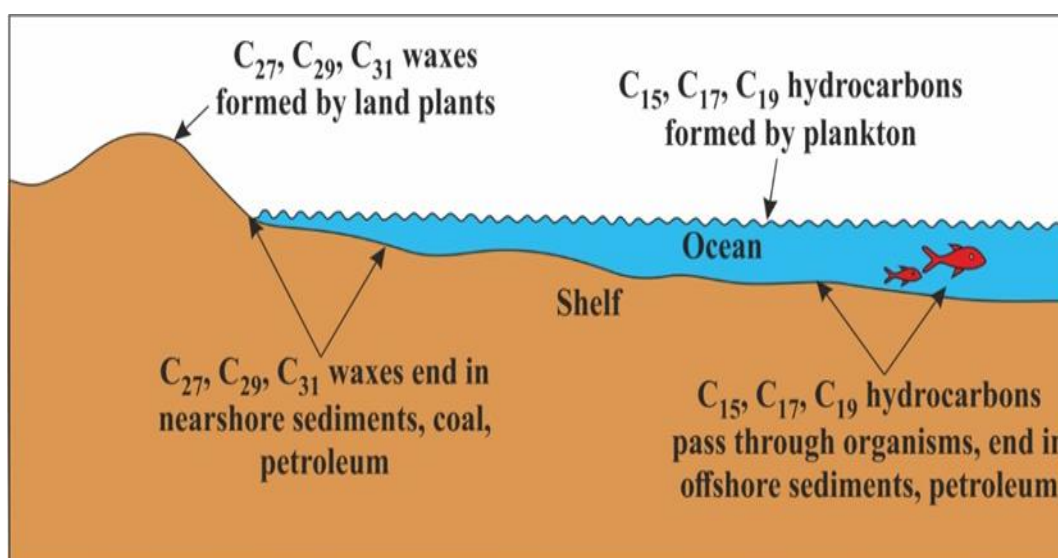


شکل ۴-۵- دیاگرام مثلثی استران‌های C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub> و C<sub>29</sub> جهت شناسایی محیط تشکیل و نوع سازند پابده (Huang & Meinchein, 1979)



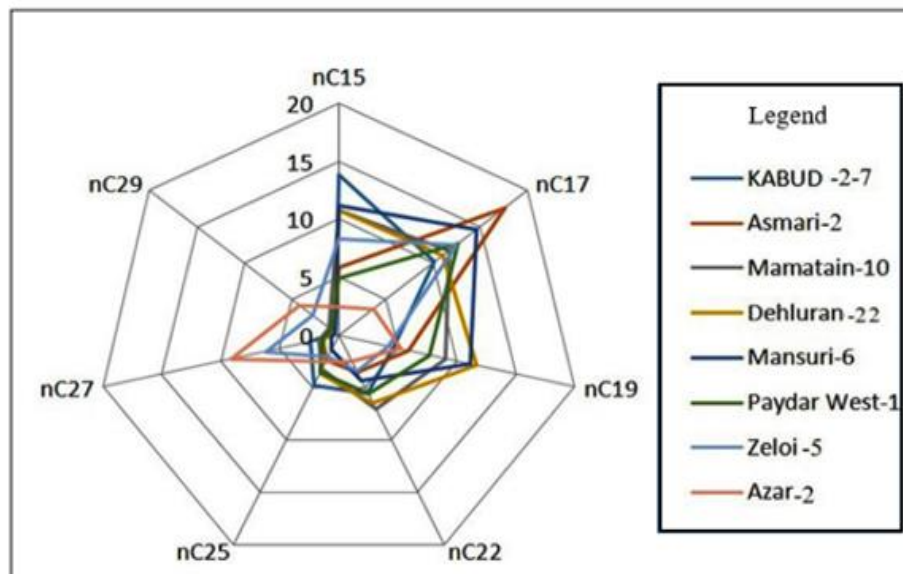
شکل ۴-۶- نمودار تغییرات دی بنزو تیوفن/ فنانترن (DBT/P) در مقابل پرستان/ فیتان (Pr/Ph) (Hughes et al., 1995) به منظور مقایسه‌ی بهتر شرایط محیطی نمونه‌ها براساس نتایج کروماتوگرافی گازی، معمولاً از نمودارهای ستاره‌ای استفاده می‌شود. برای استفاده از این نمودارها بایستی مقادیر نرمال کربن‌ها از طیف‌های کروماتوگرافی گازی محاسبه شود (جدول ۴-۴). همانطور که قبلاً گفته شد این مقادیر برای نمونه‌های سازند پابده با استفاده از طیف‌های کروماتوگرافی گازی (ارائه شده در بخش پیوست)

محاسبه شده است. بر اساس شکل ۴-۷، فراوانی مقادیر کربن  $C_{15}$ ،  $C_{17}$  و  $C_{19}$  نشان دهنده‌ی وجود جلبک *G. prisca* می‌باشد، فراوانی  $C_{17}$  در نمونه‌ها حاکی از وجود باکتری‌ها خواهد بود و مشخصه‌های نفت‌هایی می‌باشد که از دوران پالئوزوئیک آمده‌اند، فراوانی  $C_{22}$  در نمونه‌ها حاکی از وجود جلبک دریایی می‌باشد و فراوانی  $C_{25}$ ،  $C_{27}$  و  $C_{29}$  نشان دهنده مواد آلی منشأ گرفته از گیاهان خشکی است (Hunt, 1986). در شکل ۴-۸، ۴-۹ و ۴-۱۰ نمودارهای ستاره‌ای مربوط به نمونه‌های سازند پابده آورده شده است.



شکل ۴-۷- توزیع ساختار آلکان‌های نرمال تک زنجیره‌ای طولی در رسوبات بوسپله‌ی موجودات خشکی و دریایی (Hunt, 1986)

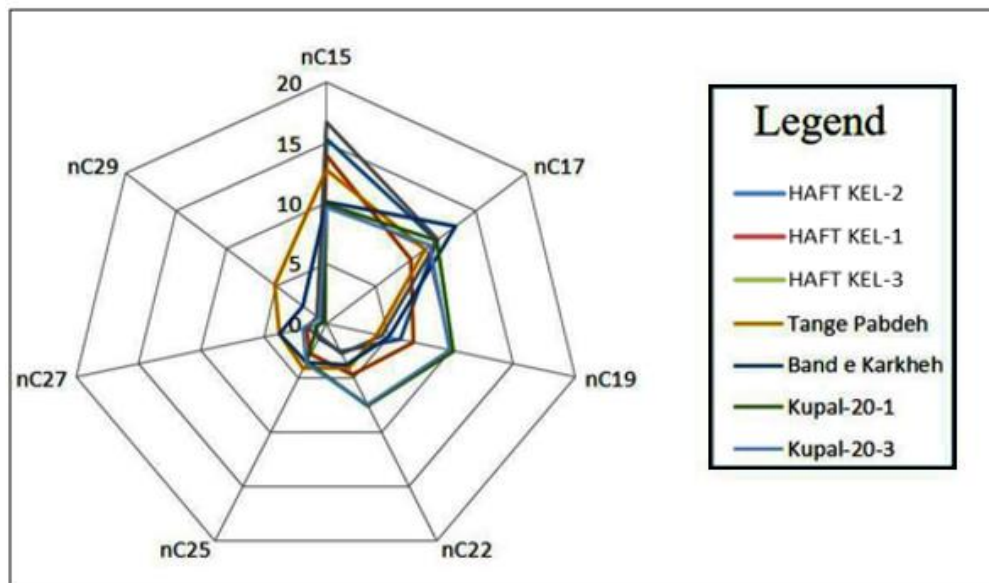
بر اساس طیف کروماتوگرافی گازی (GC)، ۸ نمونه سازند پابده (شکل ۴-۸) (محاسبه شده از طیف‌های پیوست ۱ تا ۸) فراوانی  $C_{15}$ ،  $C_{17}$  و  $C_{19}$  در نمونه‌های Asmari-1، Mansuri-6، PaydarWest-1، Kabud-2-7، Zeloi-5، Mamatain-10 و در نمونه چاه Dehluran-10 حاکی از وجود جلبک با منشأ دریایی می‌باشد. نمونه Azar-2 دارای فراوانی بالای  $C_{27}$  با منشأ گیاهان خشکی می‌باشد (شکل ۴-۸).



شکل ۴-۸- دیاگرام ستاره‌ای ۸ نمونه‌ی سازند پابده بر اساس اطلاعات کروماتوگرافی گازی (GC).

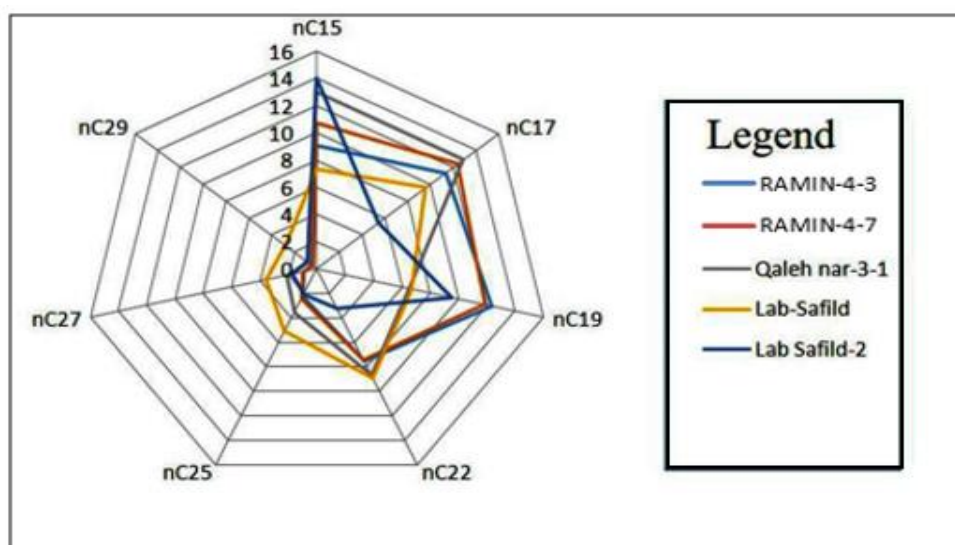
بر اساس طیف کروماتوگرافی گازی (GC)، ۷ نمونه‌سازند پابده (شکل ۴-۹) (محاسبه شده از طیف‌های پیوست ۹ تا ۱۵)، مشاهده می‌شود که فراوانی  $C_{15}$ ،  $C_{17}$  و  $C_{19}$  در نمونه‌های Haft kel-2، Haft kel-3، Kupal-20-1، Haft kel-1، Bande Karkheh-1، Tang e Pabdeh و فراوانی  $C_{15}$ ،  $C_{19}$  در نمونه‌های Kupal-20-3، نشان دهنده‌ی وجود جلبک *G.prisca* است. فراوانی  $C_{17}$  در این دو نمونه حاکی از وجود باکتری‌ها خواهد بود و مشخصه‌های نفت‌هایی می‌باشد که از دوران پالئوزوئیک آمده‌اند. فراوانی  $C_{22}$  در نمونه‌ها نیز حاکی از وجود جلبک دریایی می‌باشد.





شکل ۴-۹- دیاگرام برای ۷ نمونه سازند پابده براساس نتایج کروماتوگرافی گازی (GC).

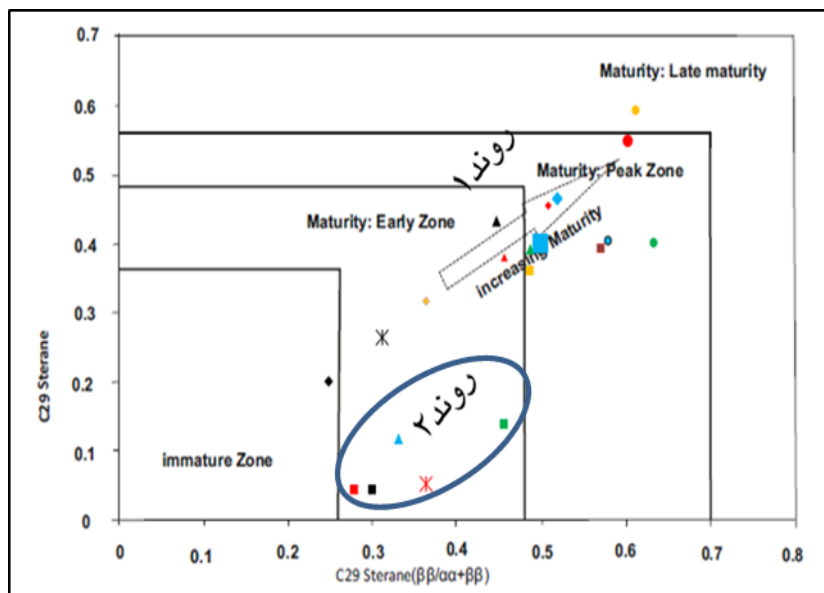
بر اساس طیف کروماتوگرافی گازی (GC)، ۵ نمونه باقی‌مانده از سازند پابده (محاسبه شده از طیف‌های پیوست ۱۶ تا ۲۰) فراوانی C<sub>15</sub>، C<sub>17</sub>، C<sub>19</sub>، فراوانی C<sub>15</sub>، C<sub>19</sub>، قاله نار-3-1، در نمونه‌های Ramin-4-3، Ramin-4-7، Lab Safid-1 و فراوانی C<sub>15</sub>، C<sub>17</sub> و C<sub>19</sub> در نمونه‌ی LabSafid-2 وجود جلبک G.prisca است. فراوانی C<sub>22</sub> نمونه‌ها حاکی از وجود جلبک دریایی می‌باشد (شکل ۴-۱۰). بطور کلی در اکثر نمونه‌ها منشأ دریایی بر منشأ خشکی غالب است.



شکل ۴-۱۰- دیاگرام ستاره‌ای برای ۵ نمونه‌ی سازند پابده براساس نتایج کروماتوگرافی گازی (GC).

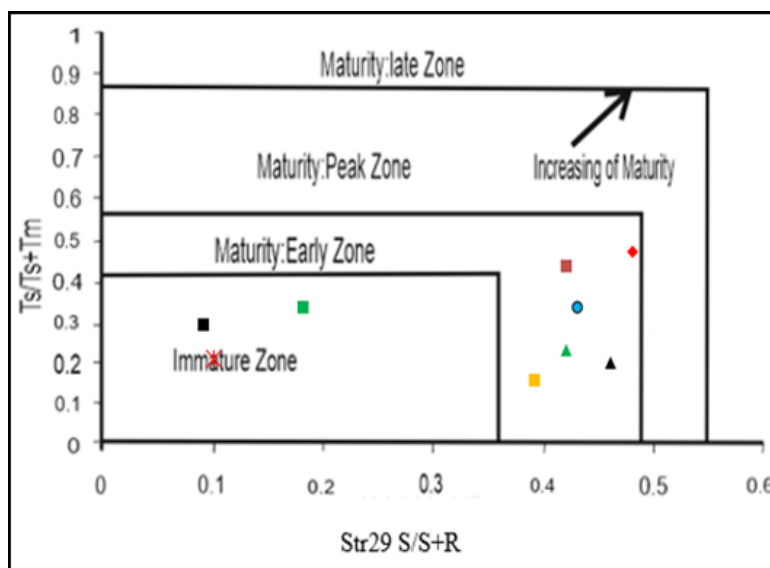
#### ۴-۱-۴-۴ ارزیابی درجه بلوغ و ضریب حرارتی

در این بخش با توجه به نتایج بیومارکرهای استران با  $(\frac{m}{z} 217)$  و ضرایب نسبت استران منظم در  $aaa20S/aaa20S+aaa20R$  در  $C_{29}$  (که به صورت  $29S/29S+29R$  بیان می‌شود) و نسبت ایزواستران  $C_{29} 29\beta\beta/29\beta\beta+29\alpha\alpha$  (Peters et al., 2005) به تعیین درجه پختگی نمونه‌های سازند پابده (شکل ۴-۱۱) پرداخته می‌شود. از نظر میزان بلوغ، نمونه (Mamatain-10) در محدوده نابالغ، تعداد هفت نمونه پایین و تعداد هشت نمونه (Asmari-2، Danan-1، Kabud-2-7، Haft Kel-61-1، Haft Kel-61-2، Ramin-4-7، Lab-Safild-2، Lab Safild-1، Ramin-4-3، Qaleh nar-3-1) در محدوده شروع پنجره تولید نفت تا گازتر قرار گرفته‌اند. دو نمونه (Ramin-4-3، Qaleh nar-3-1) هم در مرحله تولید گاز خشک می‌باشند. همانطور که از شکل ۴-۱۱ مشخص می‌گردد، بخشی از نمونه‌ها با روند ۱ در این نمودار از سایر نمونه‌ها با روند ۲ تفکیک شده‌اند که به ترتیب حکایت از بلوغ بالاتر و پایین‌تر نمونه‌ها دارد.



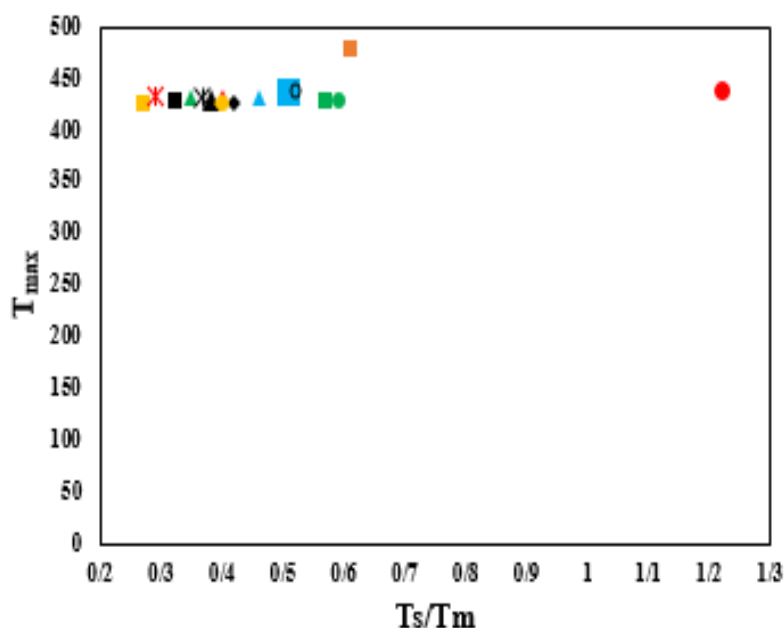
شکل ۴-۱۱- دیاگرام  $29S/29S+29R$  در برابر  $29\beta\beta/29\beta\beta+29\alpha\alpha$  نمونه‌های سازند پابده (Peters et al., 2005)

هوپان‌های  $Tm(18\alpha(H)\text{-trisorhopane})$  و  $Ts(17\alpha(H)\text{-trisorhopane})$  با ۲۷ اتم کربن از پارامترهای مهم در تعیین بلوغ مواد آلی محسوب می‌شوند. هوپان‌های Ts دارای پایداری بیشتری نسبت به هوپان‌های Tm هستند. ضریب نسبت  $Ts/Ts+Tm$  در اثر افزایش پختگی نمونه‌ها افزایش می‌یابد. ارزیابی میزان بلوغ را با استفاده از ضریب هوپان‌های  $Ts/Ts+Tm$  در مقابل ضریب نسبت استران‌های منظم  $C_{29}$  ( $29S/29S+20R$ ) می‌توان انجام داد. با توجه به محدودیت طیف‌های GC-MS، مقادیر  $Ts/Ts+Tm$  برای برخی از نمونه‌ها محاسبه گردیده است (جدول ۳-۴) (محاسبه شده از طیف‌های پیوست ۲۱ تا ۲۹). ضریب هوپان‌های  $Ts/Ts+Tm$  در مقابل ضریب نسبت استران‌های منظم  $C_{29}$  ( $29S/29S+20R$ ) نمونه‌های سازند پابده (جدول ۳-۴) بر روی نمودار شکل ۴-۱۲ ترسیم شده است. بر این اساس، نمونه‌های 1-Karkheh، Band e، 22-Dehluran و 5-Zeloi در محدوده نابالغ و مابقی نمونه‌ها در محدوده بالغ قرار گرفته‌اند. با اینحال، شکل ۴-۱۱، بدلیل اینکه کلیه نمونه‌ها را شامل می‌شود، تفسیر کاملتری از شرایط بلوغ را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱۲- دیاگرام  $Ts/Ts+Tm$  در برابر  $29S/29S+20R$  نمونه‌های سازند پابده (Moldowan et al., 1986)

در نمودار  $T_s/T_m$  در مقابل  $T_{max}$  (شکل ۴-۱۳)، در شرایطی که از نظر حرارتی محیط به بلوغ بالایی رسیده باشد،  $T_s$  پایدارتر از  $T_m$  است. اگر نسبت  $T_s/T_m$  (جدول ۴-۳) بزرگتر از یک باشد، مشخصه اینست که بلوغ حرارتی افزایش یافته است.  $T_{max}$  در اکثر نمونه‌های سازند پابده (جدول ۴-۱)، بین ۴۲۴ تا ۴۳۹ درجه متغیر است و یک نمونه نیز مقدار ۴۸۰ درجه را نشان می‌دهد. بنابراین، تغییرات قابل ملاحظه‌ای در  $T_{max}$  در نمونه‌های سازند پابده دیده نمی‌شود. از میان این نمونه‌ها، نمونه چاه Qaleh 3-نار-3 با توجه به مقادیر بالای  $T_s/T_m$  ( $T_s/T_m > 1$ )، درجه بلوغ بالایی را نشان می‌دهد. (شکل ۴-۱۳).



شکل ۴-۱۳- نمودار  $T_{max}$  در مقابل  $T_s/T_m$

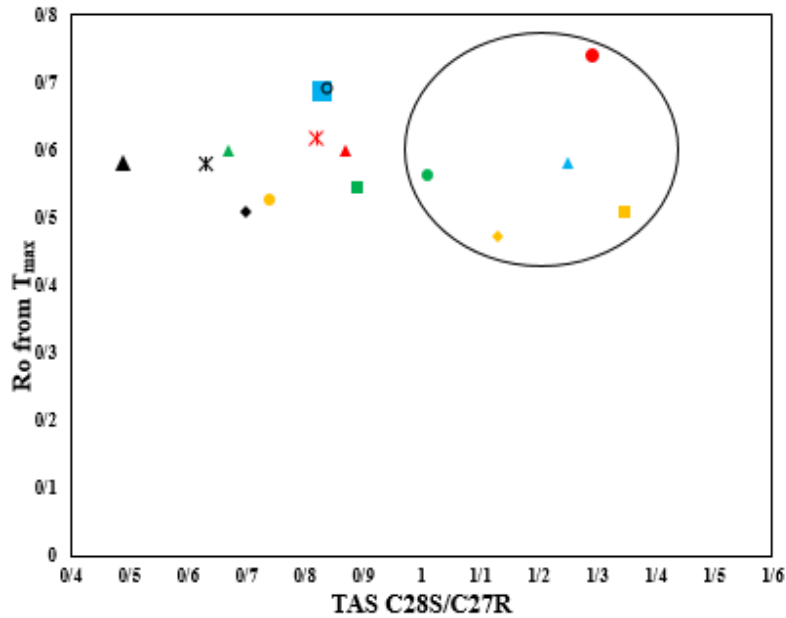
بر اساس نمودار  $R_o$  محاسبه شده بر اساس  $T_{max}$  در مقابل TAS C28S/C27R می‌توان تا حدودی شرایط بلوغ را در نمونه‌ها مورد ارزیابی قرار داد. میزان انعکاس ویتربینایت از ۰/۶۵-۰/۶ دلالت بر بلوغ اولیه و میزان انعکاس ویتربینایت ۰/۶۵-۰/۹ دلالت بر بلوغ سنگ‌های منشأ دارد (Espitalie and Bordenave, 1993).

برای بدست آوردن  $R_o$  از مقادیر  $T_{max}$  می‌توان از رابطه زیر استفاده کرد:

$$R_o \text{ from } T_{max} = 0.0180 * T_{max} - 7.16$$

با پلات کردن مقادیر نمونه‌های سازند پابده در نمودار  $R_o$  محاسبه شده بر اساس  $T_{max}$  در

مقابل TAS C28S/C27R، پنج نمونه بلوغ بالایی را نشان می‌دهند (شکل ۴-۱۴).



شکل ۴-۱۴ نمودار  $R_o$  محاسبه شده در مقابل TASC28S/C27R

### ۴-۱-۳-۴ رده بندی تیپ هیدروکربن تولیدی سازند پابده

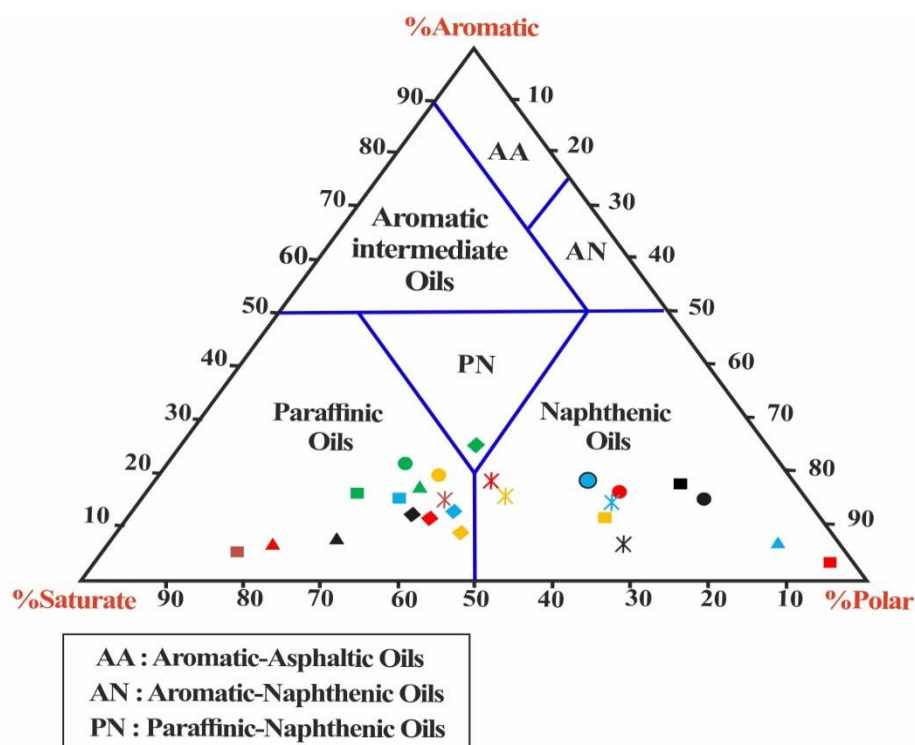
به منظور ارزیابی از تیپ هیدروکربن تولیدی ۲۳ نمونه آنالیز شده، ابتدا آسفالتن نمونه رسوب داده شده و با استفاده از کروماتوگرافی ستونی سیال به جداسازی رزین، هیدروکربن اشباع و پارافین اقدام شده است (جدول ۴-۵).

جدول ۴-۶- درصد مواد آلی استخراج شده در نمونه‌های سازند پابده

Code	Name	Depth (m.)	%SAT	%ARO	%POL
Borehole	Azar-2	3298	2.8	2.2	95
"	Asmari-2	430	17.4	4.7	77.9
"	Band karkheh-1	3330	14.8	17	68.2
"	Danan-1	3240	27.2	11.2	61.6
"	Dehluran-22	3428	57.5	15.5	27
"	Haft Kel-61-1	1050	52	15	33
"	Haft Kel-61-2	1260	47	17	36
"	Kabud-2-7	2063	26	18	56
"	Kabud-2-13	2212	46	15	39
"	Kupal-20-1	3895	64	7	29
"	Kupal-20-3	3925	73	6	21
"	Lab Safild-1	3020	50	11	39
"	Lab-Safild-2	3350	46	12.5	41.5
"	Mamatain-10	1030	52	12	36
"	Mansuri-6	2880	47	8.5	44.5
"	Paydar-West-1	3500	8	6	86
"	Qaleh nar-3-1	3570	13	14.5	72.5
"	Qaleh nar-3-2	3635	23	16	61
"	Ramin-4-3	4120	1.5	45	36
"	Ramin-4-7	4280	2.9	48	31
"	Zeloi-5	3925	0.38	38.8	18.6
Surface Section	Tang e Pabdeh	-	27.8	6.2	66
"	Kuh e Anaran	-	38.3	15	46.7
"	Kuhe ShahrazUI	-	37	25	38

جهت تعیین نوع نفت‌های مورد مطالعه که سه جزء آن را ترکیبات اشباع، آروماتیک و قطبی تشکیل می‌دهند، از دیاگرام مثلثی (Tissot and Welte, 1984) استفاده گردید. با پلات کردن مقادیر مربوط به نمونه‌های سازند پابده در (شکل ۴-۱۵)، درصد بالای بخش اشباع را در آن‌ها نشان می‌دهد که نشانگر نفت‌های پارافینی و نفتیکی می‌باشند. همچنین این دیاگرام می‌تواند نشان‌دهنده بلوغ بالای نمونه‌ها باشد که از هر گونه پدیده تخریب زیستی نیز در امان بوده‌اند (Evans et al., 1971). ترکیب

نفی تعدادی از نمونه‌ها نیز نفتیکی می‌باشد.



شکل ۴-۱۵- دیاگرام مثلی ترکیبات مواد آلی حاصل از بلوغ نمونه‌های سازند پایده (Tissot and Welte, 1984)

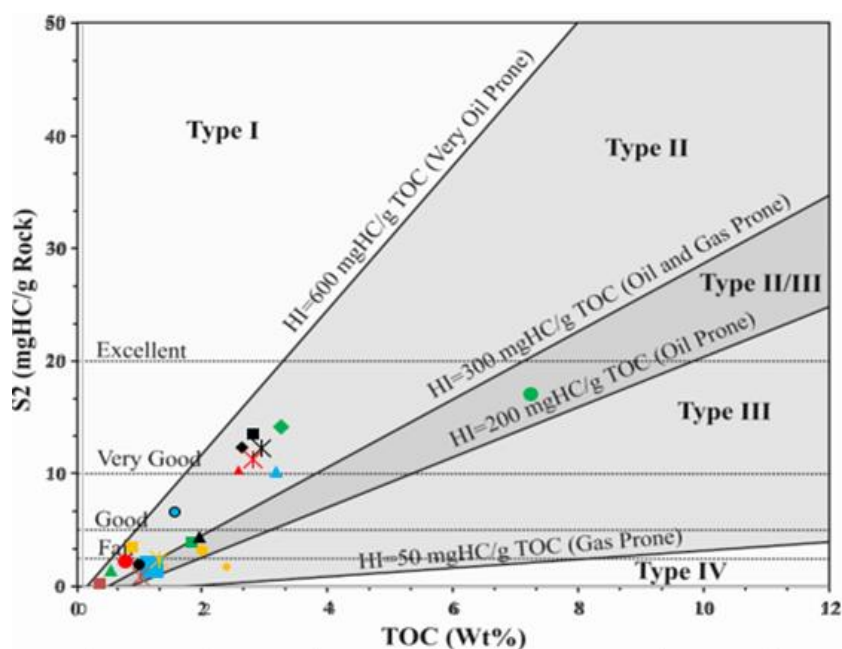
#### ۴-۲- تعبیر و تفسیر نتایج پیرولیز راک-اول

به منظور مقایسه تفسیرهای حاصل از آنالیز GC و GC-MS با راک-اول، در ادامه برخی از دیاگرام‌هایی که در خصوص تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی، تیپ کروژن، بلوغ حرارتی، منشأ ماده آلی و تحلیل کیفیت سنگ منشأ مورد استفاده قرار می‌گیرند، ارائه می‌شوند. کیفیت ماده آلی یا به عبارت دیگر تیپ کروژن را می‌توان توسط پارامترهای مختلفی مورد ارزیابی قرار داد برخی از آن‌ها در جدول (۴-۶) ارائه شده است.

جدول ۴-۷- تعیین نوع کروژن، محدوده و محصول بلوغ حرارتی (Peters and Cassa, 1994)

تیپ کروژن	ترکیب کروژن	شاخص هیدروژن (HI)	نسبت S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub>	محصول در حداکثر بلوغ حرارتی
I	الگینایت، بی‌شکل	> ۶۰۰	> ۱۵	نفت-گاز
II	اگزینایت	۳۰۰-۶۰۰	۱۰-۱۵	نفت-گاز
II/III	اگزینایت، ویتروینایت	۲۰۰-۳۰۰	۵-۱۰	مخلوطی از نفت و گاز
III	ویتروینایت	۵۰-۲۰۰	۱-۵	گاز
IV	اینرتینایت	۵۰ <	< ۱	-

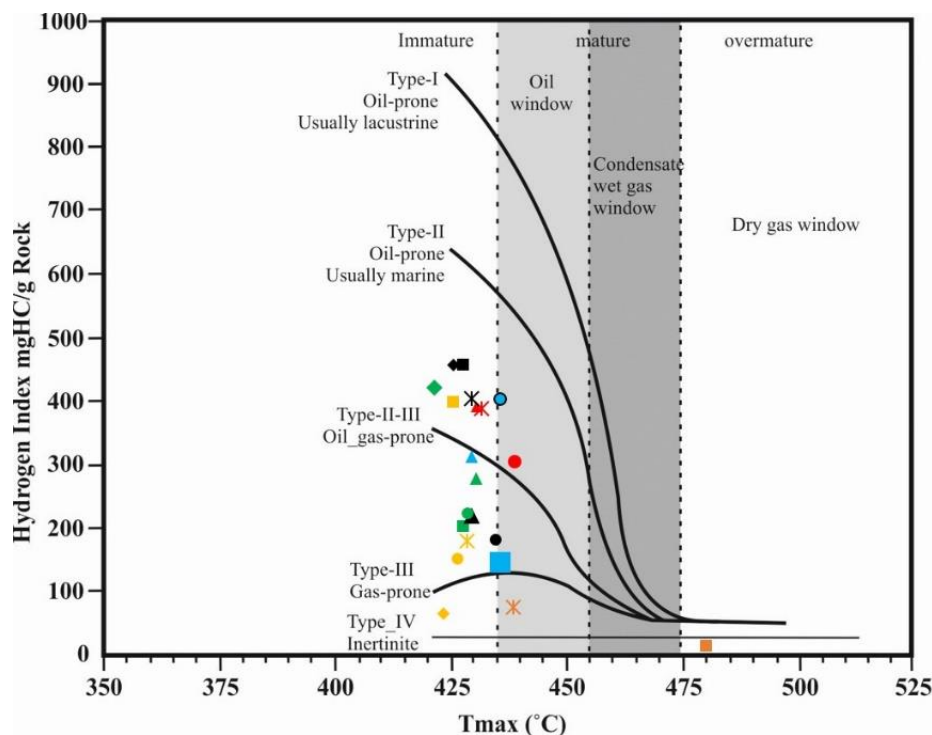
در ژئوشیمی آلی، استفاده از پارامترهای S<sub>2</sub> در برابر TOC بدست آمده از آنالیز پیرولیز راک-اول یکی از اولین راه‌ها در تعیین نوع کروژن نمونه‌های مورد بررسی می‌باشد. با پلات کردن مقادیر S<sub>2</sub> در برابر TOC (جدول ۴-۱) نمونه‌های سازند پابده، مشخص گردیده است که نمونه‌های سازند پابده عمدتاً از کروژن نوع II و تعدادی II-III می‌باشند و توانایی تولید نفت و گاز را دارا خواهند بود (شکل ۴-۱۶).



شکل ۴-۱۶- ارزیابی تیپ کروژن نمونه‌های سازند پابده بر اساس مقادیر S<sub>2</sub> در مقابل TOC (Karimi, 2016) نمونه‌ها در T<sub>max</sub> بالای ۴۳۰°C به بلوغ حرارتی می‌رسند. با استفاده از نمودار HI در مقابل T<sub>max</sub> می‌توان بلوغ حرارتی و تیپ کروژن نمونه‌ها را مورد ارزیابی قرار داد. با پلات کردن مقادیر HI و T<sub>max</sub>

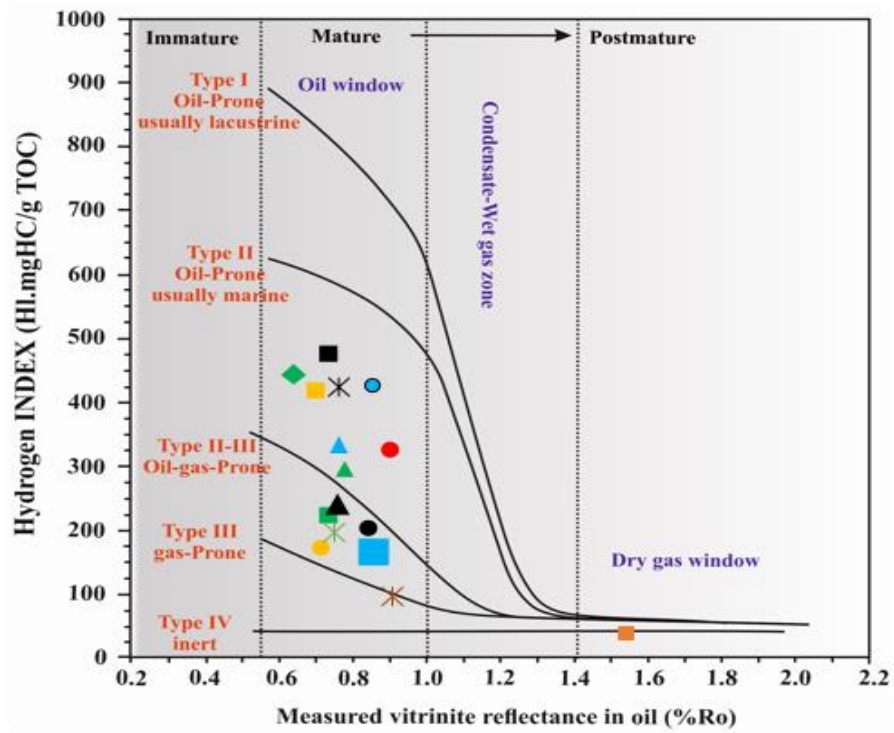


مربوط به نمونه‌های سازند پابده در این نمودار (شکل ۴-۱۷) مشخص می‌گردد که بیشتر نمونه‌ها در ابتدای بلوغ حرارتی (پنجره نفتی) و یا انتهای دیاژنز قرار گرفته‌اند، به استثناء نمونه چاه (Asmari-2) که در محدوده گاز خشک قرار گرفته است. بر اساس این دیاگرام تیپ کروژن عمدتاً از نوع II و II/III است. نمونه (Asmari-2) تیپ کروژن از نوع III می‌باشد.



شکل ۴-۱۷- نمودار HI در مقابل Tmax به منظور ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند پابده (Mukhopadhyay et al., 1995).

در دیاگرام Ro-HI (شکل ۴-۱۸)، تولید گاز از سنگ منشأ وقتی اتفاق می‌افتد که محدوده  $R_o$  % در محدوده ۲/۲ - ۵/۱ باشد، تولید گاز از شکست حرارتی نفت زمانی اتفاق خواهد افتاد که  $R_o$  % بین ۳/۳ - ۱/۶ بوده و یا درجه حرارت و بلوغ بالاتری است. بیشتر نمونه‌ها تیپ II را نشان می‌دهند. نمونه Asmari-2 وارد مرحله تولید گاز از کراکینگ نفت شده است (شکل ۴-۱۸).



شکل ۴-۱۸- نمودار HI در مقابل Ro به منظور ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند پابده (Obaje et al., 1999)

# فصل پنجم

## نتیجه‌گیری و

## پیشنهادها

## ۵-۱- نتیجه‌گیری

با توجه به بررسی‌های انجام شده توسط روش کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی جرمی و مقایسه با روش پیرولیز راک-اول به منظور ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده در فروافتادگی دزفول شمالی نتایج زیر بدست آمده است:

- بر اساس نتایج پیرولیز راک-اول نوع کروژن (موادآلی) در این سازند تلفیقی از کروژن نوع II و - II III و تعدادی نیز از نوع III می باشد.

- بر اساس داده‌های کروماتوگراف گازی (GC) نمونه‌های سازند پابده فاقد تخریب زیستی بوده، که اکثراً روند بلوغ را طی کرده، در محیط‌های رسوب نموده، تیپ کروژن آنها عمدتاً II تا II-III هستند و در محیط‌های عمیق تشکیل شده‌اند.

- بر اساس نتایج کروماتوگرافی گازی (GC) از نظر میزان بلوغ یکی از نمونه‌ها در محدوده نابالغ (Mamatain-10)، تعداد هفت نمونه در محدوده اولیه بلوغ یا بلوغ پایین و تعداد هشت نمونه در محدوده شروع پنجره تولید نفت تا گازتر قرار گرفته‌اند و دو نمونه هم در مرحله تولید گاز خشک (Qaleh nar-3-1، Ramin-4-3) می‌باشند. در این نمودار بخشی از نمونه‌ها با (روند ۱) از سایر نمونه‌ها (روند ۲) جدا شده‌اند که به ترتیب حکایت از بلوغ بالاتر و پایین‌تر است.

- داده‌های کروماتوگراف گازی (GC) می‌تواند اطلاعات قابل توجهی در ارزیابی تخریب زیستی یا بلوغ نمونه‌ها، تیپ کروژن، شرایط محیط گذشته تشکیل مواد آلی و عمق مواد رسوبی ایجاد نماید.

- نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی (GC) نمونه‌های سازند پابده دو روند بلوغ متفاوت را نشان می‌دهند که گروهی در بلوغ بالاتر و گروهی در بلوغ پایین‌تر قرار می‌گیرند.

- جزئیات بیشتر شرایط اولیه محیط تشکیل مواد آلی با توجه به نتایج کروماتوگرافی گازی (GC)

و کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی (GC-MS) قابل بررسی می‌باشد.

- بر این اساس نتایج کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی (GC-MS) اکثر نمونه‌های سازند پابده کربناته مارنی هستند که در محیط‌های دریایی عمیق، تا شیلی که در محیط کم‌عمق تشکیل شده‌اند.

- بر اساس نتایج پیرولیز راک-اول بیشتر نمونه‌ها در ابتدای بلوغ حرارتی (پنجره نفتی) و یا انتهای دیاژنز قرار گرفته‌اند، به استثناء نمونه چاه (Asmari-2) که در محدوده گاز خشک قرار گرفته است.

- نتایج حاصل از تحلیل اجزاء بیتومین (Bitumin Fraction) نشان‌دهنده بلوغ نسبتاً بالا و عدم هرگونه تجزیه زیستی یا تخریب در نمونه‌های سازند پابده می‌باشد.

### مقایسه‌ی دو روش GC و GC-MS با آنالیز Rock-Eval Pyrolysis:

- ارزیابی تخریب زیستی و شرایط محیط گذشته تشکیل مواد آلی و عمق محیط رسوبی بر اساس نتایج راک-اول ممکن نمی‌باشد ولی می‌توان به ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن بر اساس این نتایج پرداخت. بر اساس جزئیاتی که نتایج GC-MS در خصوص بلوغ نمونه‌ها حاصل می‌شود گاهی ممکن است بر اساس نتایج پیرولیز راک-اول و  $T_{max}$  قابل مشاهده نباشد.

- جهت ارزیابی درجه بلوغ و ضریب حرارتی نمونه‌ها از دو روش کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی و پیرولیز راک-اول استفاده شده است. که نتایج حاصل برای درجه بلوغ و ضریب حرارتی نسبتاً مشابه بوده و یکدیگر را تأیید می‌کنند.

دو روش کروماتوگراف گازی (GC) و کروماتوگراف گازی طیف‌سنج جرمی (GC-MS) نتایج حاصل از تحلیل اجزاء بیتومین (Bitumin Fraction) که نشان‌دهنده بلوغ نسبتاً بالا در نمونه‌های سازند پابده می‌باشد و از هرگونه تجزیه زیستی یا تخریب نیز در امان بوده‌اند را تأیید می‌کنند. همچنین نتایج حاصل

از نوع کروژن را تایید می‌کنند که از برتری روش‌های GC و GC-MS نسبت به روش Rock-Eval Pyrolysis می‌باشد.

یکی از تفاوت‌های مهم دو روش پیرولیز راک-اول و کروماتوگرافی گازی، تعیین پرستان و فیتان در روش کروماتوگرافی گازی است که با استفاده از آن می‌توان محیط تشکیل سنگ منشأ را تعیین نمود. بر اساس نسبت تغییرات Pri/nC17 در مقابل Phy/nC18، محیط تشکیل سنگ منشأ پابده، کربنات‌های مارنی و کم‌تر شیلی تعیین گردید که از برتری روش آنالیز کروماتوگراف گازی نسبت به پیرولیز راک-اول می‌باشد.

با استفاده از روش آنالیز کروماتوگراف گازی (GC) فراوانی ایزوتوپ‌های مختلف کربن اندازه‌گیری می‌شود. از پلات کردن این داده‌ها بر روی دیاگرام‌های ستاره‌ای منشأ مواد اولیه مواد آلی تعیین می‌گردد که این خود یکی از مزیت‌های این روش نسبت به پیرولیز راک-اول می‌باشد.

## ۵-۲- پیشنهادها

-نتایج محاسبه  $R_o$  براساس  $T_{max}$  و استفاده از  $T_s/T_m$  به جای تحلیل  $T_{max}$  برای بلوغ ارزیابی‌های دقیق‌تر را به‌همراه دارد. لذا پیشنهاد می‌شود که در ارزیابی بلوغ نمونه‌ها نتایج GC-MS شکل (۴-۱۱) و یا محاسبه  $R_o$  براساس  $T_{max}$  کمک گرفته شود به‌ویژه در زمانی که نتایج اندازه‌گیری  $T_{max}$  بر اساس دستگاه راک-اول خطا نشان دهد (۴-۱۴).

- به دلیل دقت بالای نتایج روش‌های کروماتوگراف گازی (GC) و کروماتوگرافی طیف‌سنج جرمی (GC-MS) نسبت به روش پیرولیز راک-اول (Rock-Eval Pyrolysis) در بررسی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ، پیشنهاد می‌شود در سایر مناطق این مطالعات صورت گیرد.

# منابع

## منابع فارسی

- اشکان ج. ر، (۱۳۸۷) "ژئوشیمی آلی و کاربرهای آن در اکتشاف نفت" انتشارات مناطق نفت خیز جنوب، ۳۸۰ صفحه.
- افشار ح، (۱۳۸۰) "پی جویی مقدماتی منابع هیدروکربوری غیرمتعارف شیل گازی در ایران" گزارش شرکت ملی نفت ایران.
- آقا نباتی ع، (۱۳۸۳) "زمین شناسی ایران، سازمان زمین شناسی و اکتشاف معدنی کشور"، ۵۸۶ صفحه.
- آورجانی ش، (۱۳۹۴)، رساله دکتری: "چینه نگاری سکانسی و بررسی کیفیت مخزنی سازند آسماری در فروافتادگی دزفول شمالی (میدان های نفتی مارون، کوپال و هفتکل)، حوضه زاگرس، جنوب غرب ایران" دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد.
- باقری تیرتاشی ر، (۱۳۸۶)، پایان نامه کارشناسی ارشد "مطالعه ژئوشیمیایی مخزن بنگستان در میدان نفتی اهواز" مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی امیر کبیر.
- تژه ف، علیزاده ب، و آدابی م ح، (۱۳۸۳) "تعیین بلوغ مواد آلی و تاریخچه تدفین رسوبات توسط TTI و  $T_{max}$  در میدان نفتی مارون" بیست و سومین همایش علوم زمین، سازمان زمین شناسی و اکتشاف معدنی کشور، ۵۰۳-۵۰۲.
- حیدری خ، (۱۳۷۷) "مطالعه زمین شناسی مخزن آسماری میدان هفتکل" گزارش شماره پ-۴۷۹۳، شرکت ملی نفت خیز جنوب، ۱۲۳ صفحه.
- خزایی ح، موسوی حرمی ر، و کدخدایی ع، (۱۳۹۰) "مطالعه ژئوشیمیایی سازند پابده در میدان نفتی توسن" پانزدهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، دانشگاه تربیت معلم، تهران.
- ربانی ا ر، (۱۳۹۲) "زمین شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس" چاپ زیتون قم، انتشارات دانشگاه تفرش، تهران، ص ۵۷۶.
- رضایی م ر، (۱۳۸۷) "زمین شناسی نفت"، چاپ سوم، انتشارات فرهیختگان علوی، تهران، ۴۷۲ صفحه.
- سراج م، (۱۳۸۴) "تحلیل ساختاری مقدماتی میدانی نفتی مناطق نفت خیز جنوب (محدوده دزفول-شمالی)" گزارش شماره پ-۵۶۱۳، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۲۰ صفحه.



-صادقی م، (۱۳۹۱)، پایان نامه کارشناسی ارشد: "ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ یکی از میادین نفتی خلیج فارس بر اساس داده‌های حاصل از روش‌های پیرولیز راک-اول و کروماتوگرافی گازی" دانشکده مهندسی معدن نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود ص ۱۵۵.

-صفاران س، (۱۳۸۶)، پایان نامه کارشناسی ارشد: "مطالعه ژئوشیمیایی نفت و مدل سازی حوضه رسوبی میدان دارخوین" مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی امیر کبیر.

-علیزاده ب، مبین ب، (۱۳۸۱) "مطالعه ژئوشیمیایی بیومارکرهای نفت مخزن آسماری جهرم میدان نرگسی" مجله علوم شهید دانشگاه چمران اهواز، شماره ۸، ص ۷۷-۶۰.

-کاووسی م ع، دریابنده م، جمالی ا م، باقری تیرتاشی ر، عبادیان ح و شرکتی ش، (۱۳۹۰) "پی جویی مقدماتی منابع هیدروکربوری غیرمتعارف شیل گازی در ایران" گزارش شرکت ملی نفت ایران، ش ۱۹۱۴، ۷صفحه.

-کمالی م، قربانی ب، (۱۳۸۵) "ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون‌ها تا تولید نفت"، چاپ اول، انتشارات آراین زمین، تهران، ۳۱۸صفحه.

-محسنی ح، (۱۳۸۲) رساله دکتری: "محیط رسوبی و دیاژنز سازند پابده در فروافتادگی دزفول شمالی" دانشگاه تهران، دانشکده علوم، گروه زمین شناسی، ۱۹۴ص.

-مطیعی ه، (۱۳۷۲) "زمین شناسی نفت سنگ‌های کربناتی" جلد ۱، انتشارات آراین زمین، ۴۰۲صفحه  
-مطیعی ه، (۱۳۷۴) "زمین شناسی نفت زاگرس" طرح تدوین کتاب، سازمان زمین شناسی و اکتشاف معدنی کشور، ۱۰۰۹صفحه.

-مطیعی ه، (۱۳۸۷) "زمین شناسی نفت سنگ‌های کربناته" جلد ۱، انتشارات آراین زمین، ۴۰۲ص.

-موقعیت میادین نفتی در فروافتادگی دزفول شرکت ملی نفت ایران گزارش (۸۳۱۴۷).

-نثارزاده ر، علیزاده ب، و قلاوند ه، (۱۳۸۵) "ارزیابی پتانسیل تولیدی سنگ‌های منشأ احتمالی موجود در میدان نفتی بینک، جنوب غرب ایران" مجله علوم دانشگاه تهران، شماره ۳، جلد سی و دوم، ص

۲۱۳-۲۱۹.

- Adams T. D. and Bourgeois F. (1967) "Asmari biostratigraphy, Iranian Oil Operating Companies" Geological and Exploration Division, Report no. 1074 (Unpublished).
- Alizadeh B. Sarafdokht H. Ragabi M. Janbaz M. (2012) "Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran" *Organic geochemistry*, 49, pp 36-46.
- Baker D. R. (1972) "Organic geochemistry and geological interpretations" *Journal of Geoscience Education*. 20, 221-234.
- Berberian M. (1995) "Master 'blind' thrust faults hidden under the Zagros folds; active basement tectonics and surface morphotectonics" *Tectonophysics*, 241, 193-224.
- Bordenave M. L. Nili A. R. and Fozoomayeh C. (1973) "Geochemical project, appraisal of Fars Province" Report 1181, Geological and Exploration Division, Iranian Oil Operating Companies.
- Bordenave, M. L. and Sahabi. F. (1971) "Geochemical project, appraisal of Lurestan" Geological and Exploration Division, Iranian Oil Operating Companies, Report 1182, pp 389-405.
- Bordenave M. L. and Burwood. R. (1990) "Source rock distribution and Maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations" *Organic Geochemistry*, 16, pp. 369-387.
- Bordenave M. L. and Huc A.Y. (1995) "The Cretaceous source rocks in the Zagros Foothills of Iran" *Reve De Institut Francais Du Petrole*, 50, pp 727-753.
- Bordenave M. L. and Herge J.A. (2002) "The Influence of tectonics on the Entrapment Of Oil In The Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 28(4), 339-368.
- Bordenave M. L. (2002) "The Middle Cretaceous to Early Miocene petroleum system in the Zagros Domain of Iran, and its prospect evaluation (Abst.)" American Association Petroleum Geologists Annual Meeting, March 10-13, Houston, Texas.
- Bordenave M. L. and Burwood R. (1989) "Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenances of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulation" *Organic Geochemistry*, 16, pp 369-387.
- Bordenave M. L. (1993) "Applied Petroleum Geochemistry" Editions Technip, Paris.

- Collister J. Ehrlich R. Mango F. and Johnson G. (2004) "Modification of the petroleum system concepts: origin of alkanes and isoprenoids in crude oils" American Association of petroleum Geologists Bulletin. 88 (5), 587-611.
- Dow W. G. (1997) "Petroleum source beds on continental slopes and rise, In geology of continental margins: continuing education course not series 5, continuing education program, Tulsa, Okla: American Association of petroleum Geologists,37p.
- Evans C. R. Rogers M.A. and Bailey N.J.L. (1971) " Evolution and alteration of petroleum in western Canada" Chemical Geology. 8,147-170
- Espitalie J. Madec J. and Tissot B. (1980) "Role of Mineral Matter in Kerogen Pyrolysis, Influence on Petroleum Generation and Migration" American Association of petroleum Geologists Bulletin, 64: 5866.
- Espitalie J. and Bordenave M.L. (1993) "Source rock parameters" In: Bordenave, M.L. (Ed.), Applied Petroleum Geochemistry. Technip, Paris, pp. 219–225.
- Espitalie J. Madec M. and Tissot B. (1980) "Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis influence on petroleum generation and migration" American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 4, pp 59–66.
- Falcon N.L. (1974) "Southern Iran; Zagros Mountains; in Mesozoic-Cenozoic orogenic belts; Data for Orogenic Studies; Alpine- Himalayan orogens" Geological Society of London., Special Publication. No.4, P. pp 199-211.
- Falcon N. L. (1969) "The geology of the north– east margin of the Arabian basement shield. British Association for the Advancement of Science. Geology. Sectiones, pp13-15.
- Huang W. Y. and Meinchein W. G. (1979) "Sterols as ecological indicators" J. of Geochim. cosmochim. Acta., 43, 5, pp 739-745.
- Hunt J. M. (1996) "Petroleum geochemistry and geology" 2th ed. San Francisco:Freeman., pp 743.
- Hynes J. D. McQuillan H. (1974) "Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran" Geological Society of America, Bull. v. 84, pp 739-744.
- Hughes W. B. Holba A.G. and Dzou L.I.P. (1995) "The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks" Geochim Cosmochim. Acta 59, pp 3581–3598.
- James G. A. and Wynd J.G. (1965) "Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area" American Association of Petroleum Geologists Bulletin,

49, pp 2182-2245.

-Karimi A. R. Rabbani A.R. Kamali M.R. and Heidarifard M.H. (2016) "Geochemical evaluation and thermal modeling of the Eocene–Oligocene Pabdeh and Middle Cretaceous Gurpi formations in the northern part of the Dezful Embayment" *Arabian Journal Geoscience*, 432: pp 1-16.

-Kotarba M. j. Wieclaw D. Kosakowski P. Zacharski j. and Kowalski A. (2003) "Evaluation of source rock and petroleum potential of middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland" *Przegląd*. 51, pp 1031-1040.

-map.iranview.com.,(2019)

-Mathur S. Jain V. K. Tripathi G. K. Jassal J. K. and Chandra K. (1988) "Biological marker geochemistry of crude oils of Cambay Basin, India" *Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region*, pp 459-473.

-Murriss R.J. (1980) "Middle East: Stratigraphic evolution and oil habitat" *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64, pp 597–618.

- Moldowan J. M. Sundararaman P. and Schoell M. (1986) "Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany. In: D. Leythaeuser and J. RuUkrtter (Editors)" *Advances in Organic Geochemistry 1986. Org. Geochem.*, 10: 915-926.

-Mahbobipour H. Kamali M. Solgi A. (2016) "Organic geochemistry and petroleum potential of early Cretaceous Garau Formation in central part of Lurestan Zone, Northwest of Zagros, Iran" *Marine and petroleum Geology*, 77, pp 991-1009.

-Obaje N. G. Ulu O. K. and Petters S. W. (1999) " Biostratigraphic and geochemical controls of hydrocarbon prospects in the Benue Trough and the Anambra basin, Nigeria" *NAPE Bull.* 14, 1999, 18-54.

-Peters K. E. Walters C. Moldowan J. M. (2005) "The Biomarker Guide: Biomarkers in Petroieum System and Earth History" Vol. 2, Second Edition, Cambridge University Press, United Kingdom. pp 704.

-Peters K. E. and Fowler M. G. (2002) "Applications of petroleum geochemistry toexploration and reservoir management" *Organic Geochemistry*, 33, 1, pp 5-36.

-Peters K. E. and M. R. Cassa (1994) "Applied source rock geochemistry. In Magoon, L. B. and W . G. Dow (eds.), *The petroleum system-From source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60,pp 93-120.

-Peymani M. (2003) "Burial History Reconstruction and thermal Modeling in the Norhem

Persian Gulf' M.S thesis in Exploration Engineering Petroleum University of Technology, pp 280.

-Shanmugam G. (1985) "Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland basin, Australia " American Association of Petroleum Geologists Bulletin., 69, pp 1241-1254.

-Sherkati S. and Letouzey J. (2004) "Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment) " Iran. Marine and petroleum geology, 21(5), pp 535-554.

-Rabbani A. R., and Kamali M. R. (2005) "Source Rock Evaluation and Petroleum Geochemistry, Off shore Sw Iran" Journal Of Petroleum Geology, Vol. 28, P. 413- 428.

-Stocklin J.(1968) "Structural history and tectonics of Iran" a review, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 52(7), pp 1229-1258.

-Stoneley R. (1990) "The Arabian continental margins in Iran during the late Cretaceous" in Roberston, H.F., Searl, M.P. and Ries, A.C., (eds.) The Geology and Tectonics of the Oman Region, Geological Society of London, Special Publications, 49,pp 787-795.

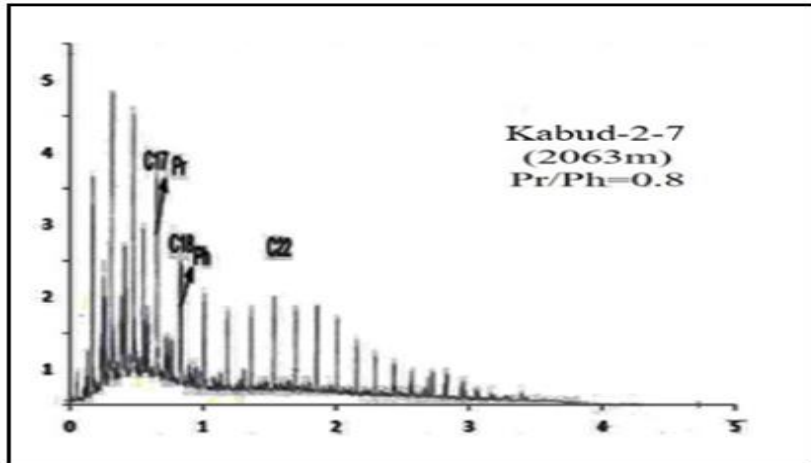
-Tissot B. P. and Welte D. H. (1984) "Petroleum Formation and Occurrence" Springer Verlag, Berlin, Germany. pp. 702.

-Stocklin J. (1968) "Structural history and tectonics of Iran" Am. Assoc. Pet. Geol. Bull, 52, 1229-1258.

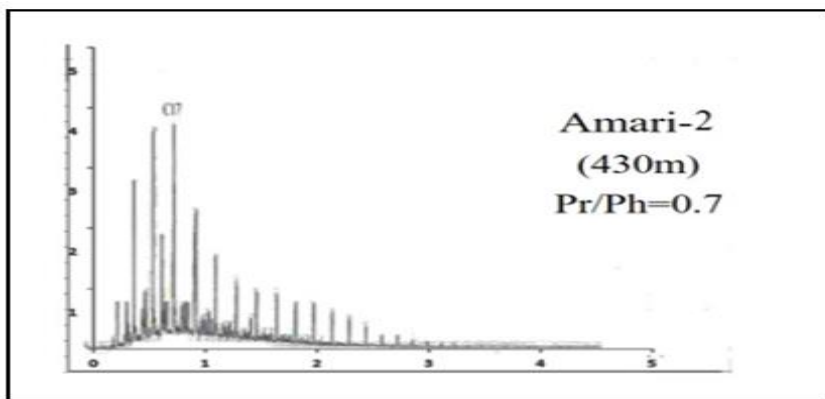
-Waples W. D. (1985) "Modeling of sedimentary basins and petroleum system" Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, Mukhopadhyay P. K. Wade J.A. Kruger M.A. (1995) "Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin" Organic Geochemistry. 22, pp 85-104.

-Yenespbayev T. Izart A. Joltaev G. Hautevell Y. Elie M. and Suarez-Ruiz I. (2010) "Geochemical characterization of source rocks and oils from the eastern part of the precaspian and pre-Uralian basins (Kazakhstan): Palaeoenvironmental and palaeothermal interpretation" Organic Geochemistry, 41, 3, pp 242-262.

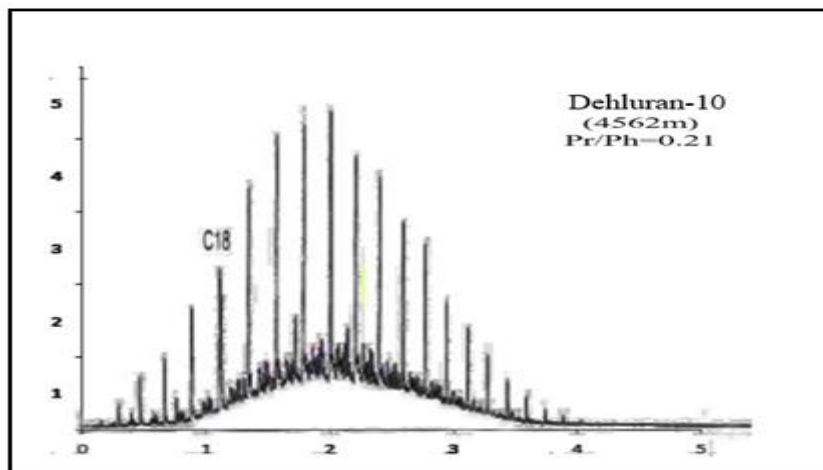
پیوست



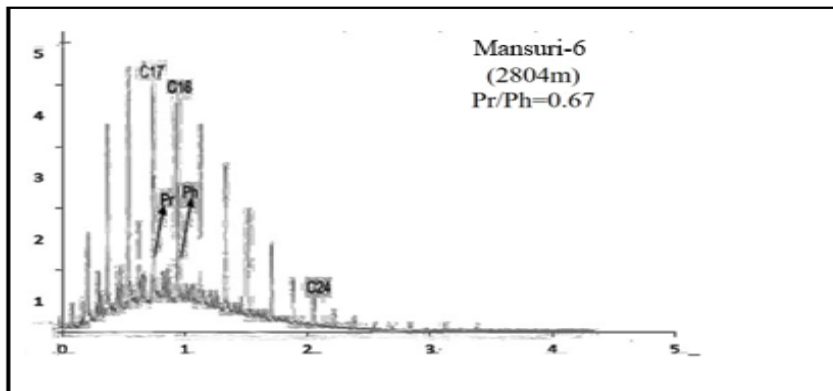
پ-۱: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Kabud-2-7



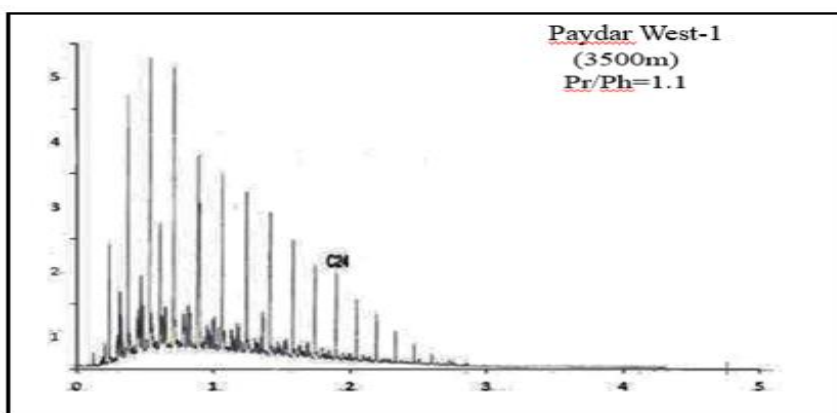
پ-۲: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Amari-2.



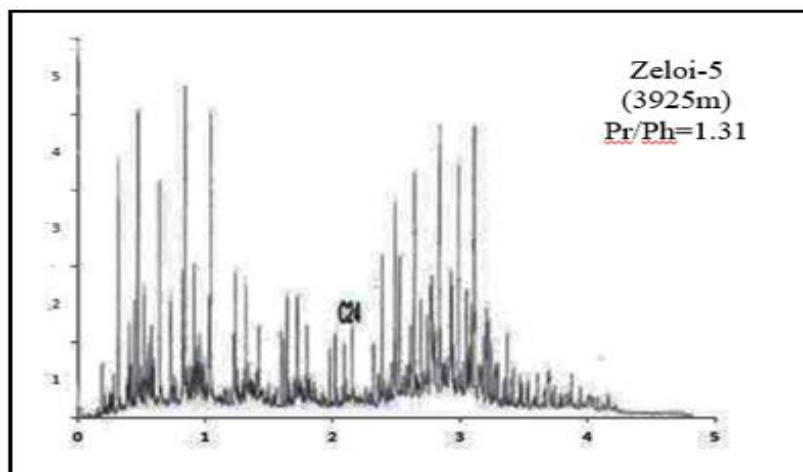
پ-۳: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Dehluran-10



پ-۴: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Mansuri-6

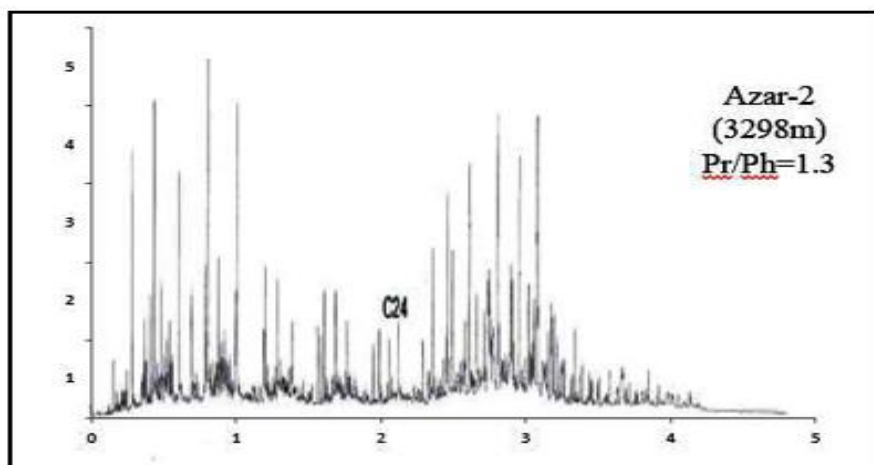


پ-۵: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Paydar West-1

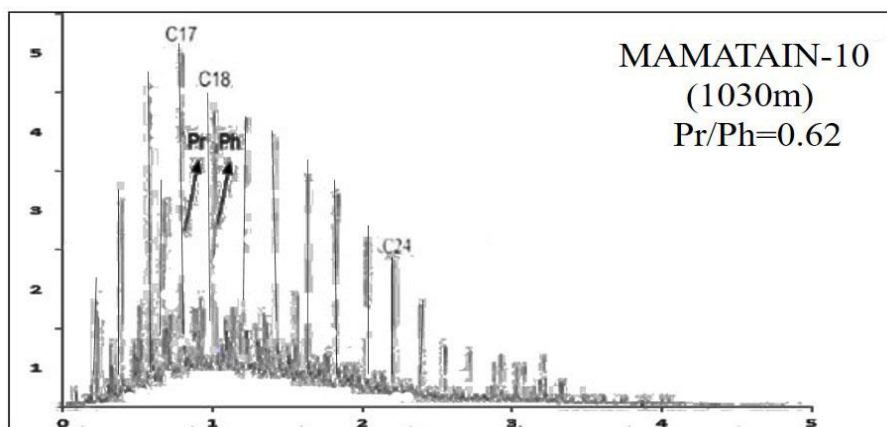


پ-۶: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Zeloi-5

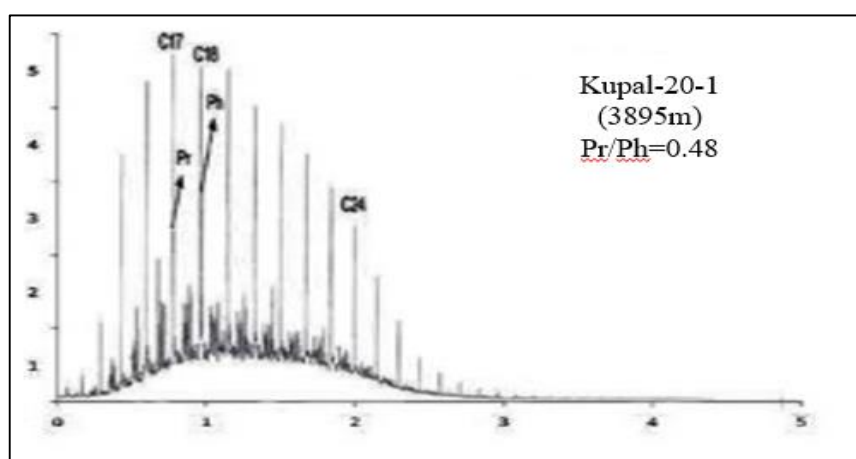




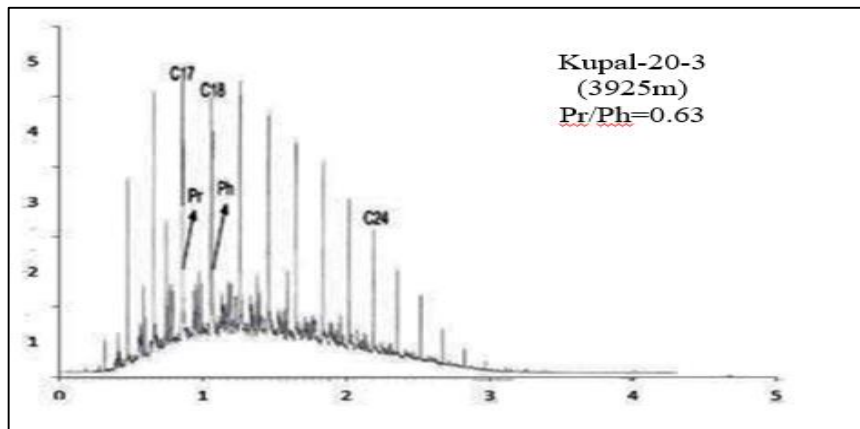
پ-۷: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Azar-2



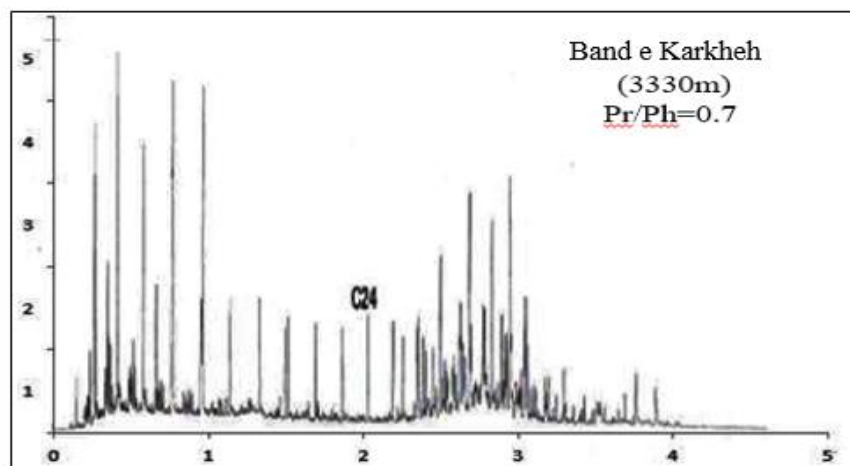
پ-۸: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Mamatain-10



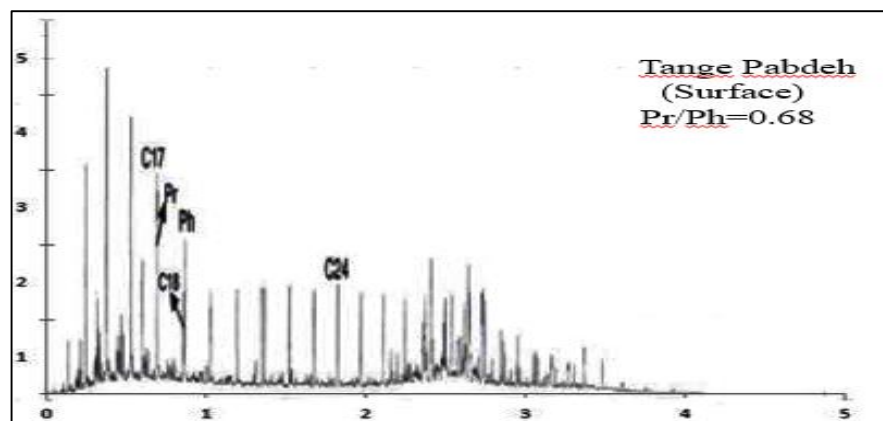
پ-۹: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Kupal-20-1



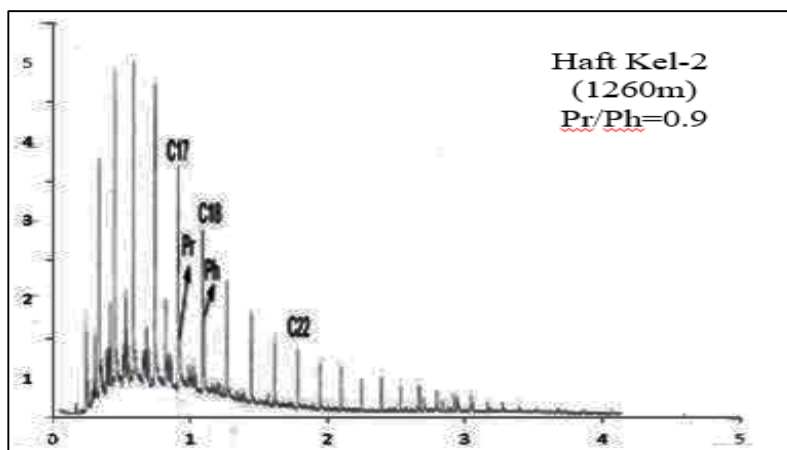
پ-۱۰: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Kupal-20-3



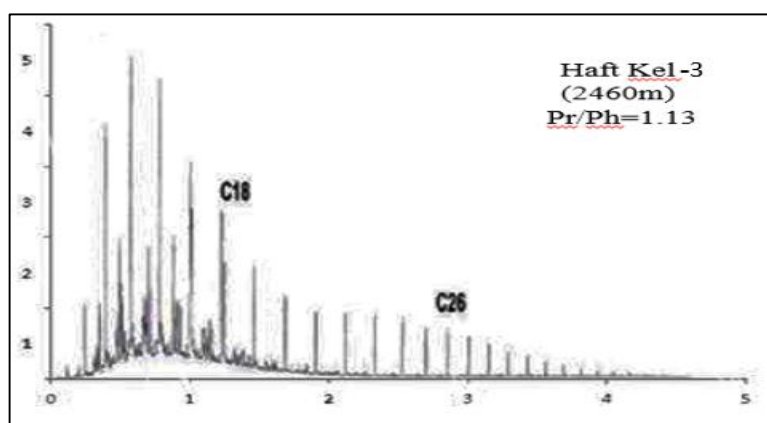
پ-۱۱: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Band e Karkheh



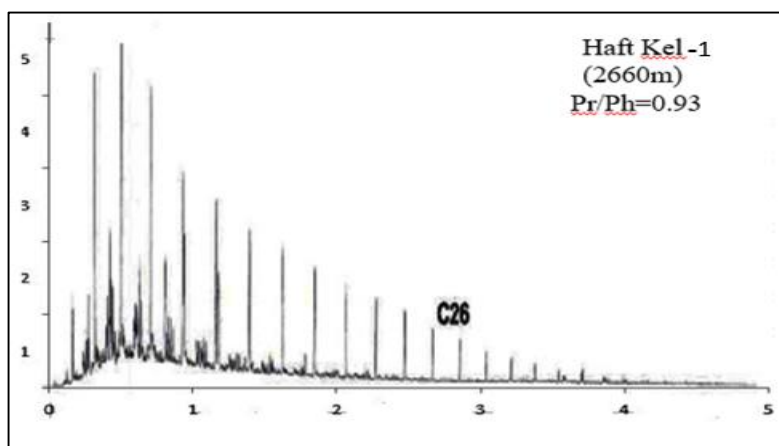
پ-۱۲: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Tang e Pabdeh



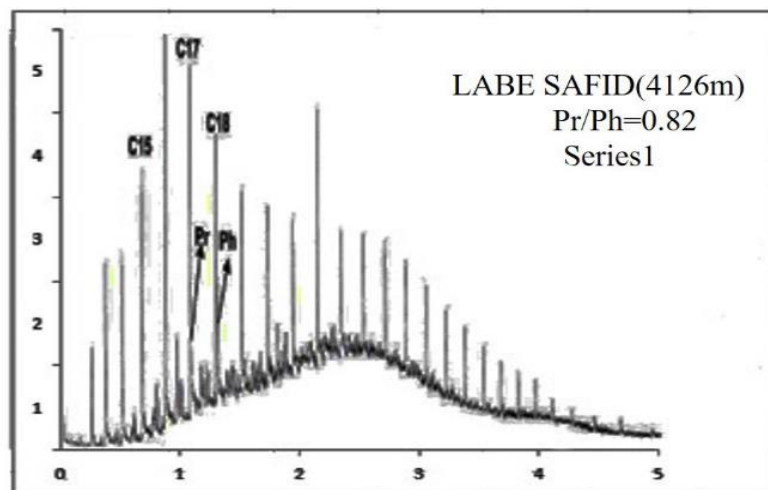
پ-۱۳: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Haft kel-2



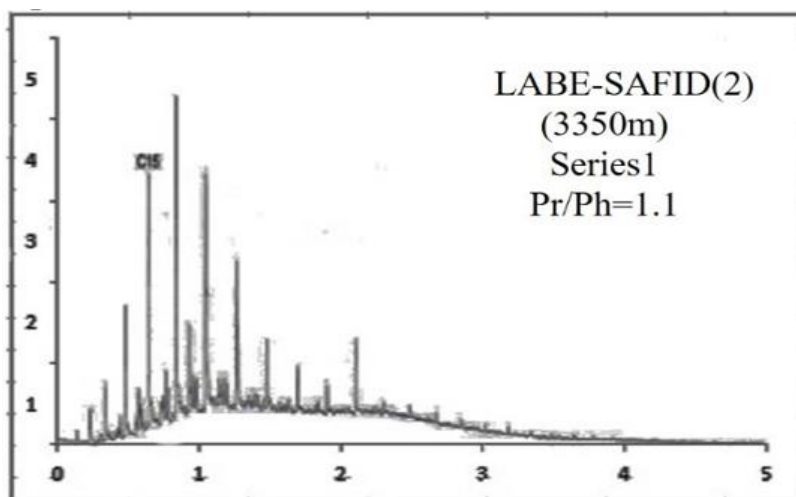
پ-۱۴: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Haft kel-3



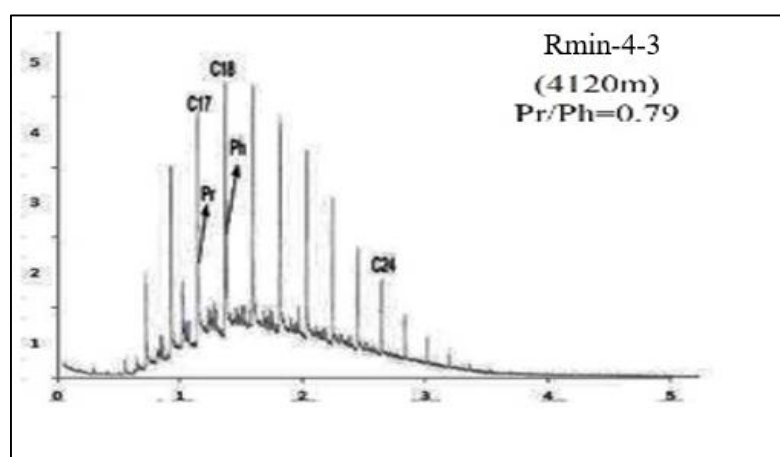
پ-۱۵: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Haft kel-1



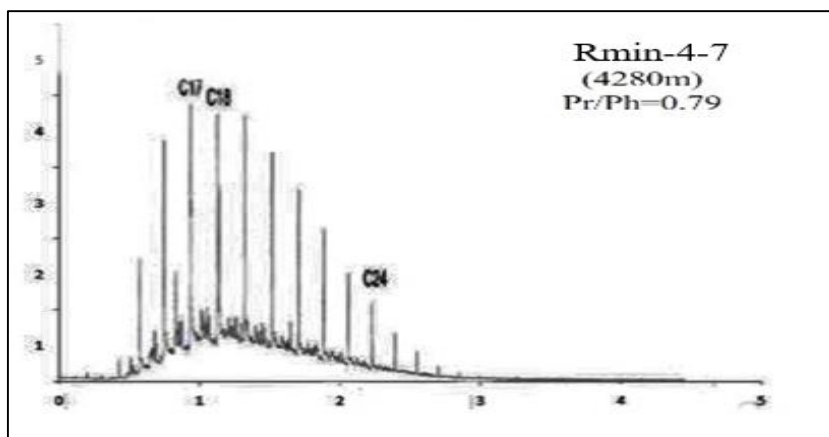
پ-۱۶: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Labe Safild



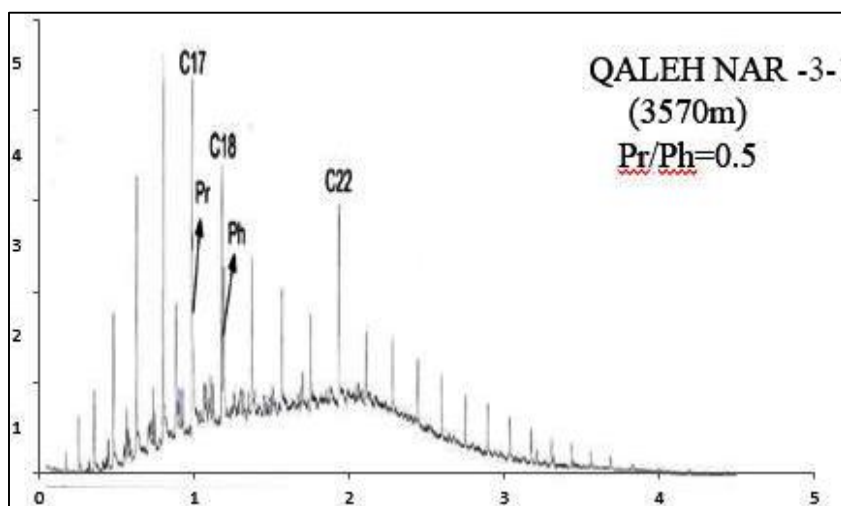
پ-۱۷: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Labe Safild-2



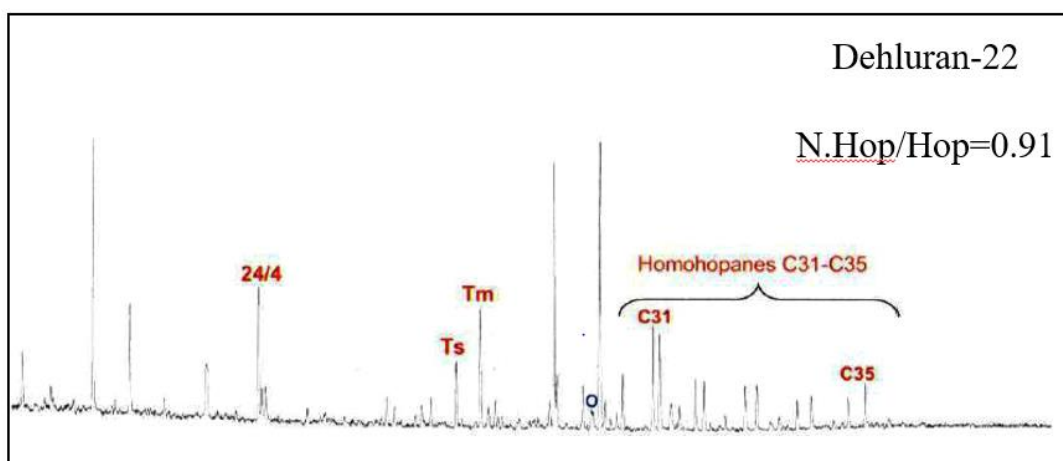
پ-۱۸: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Ramin-4-3



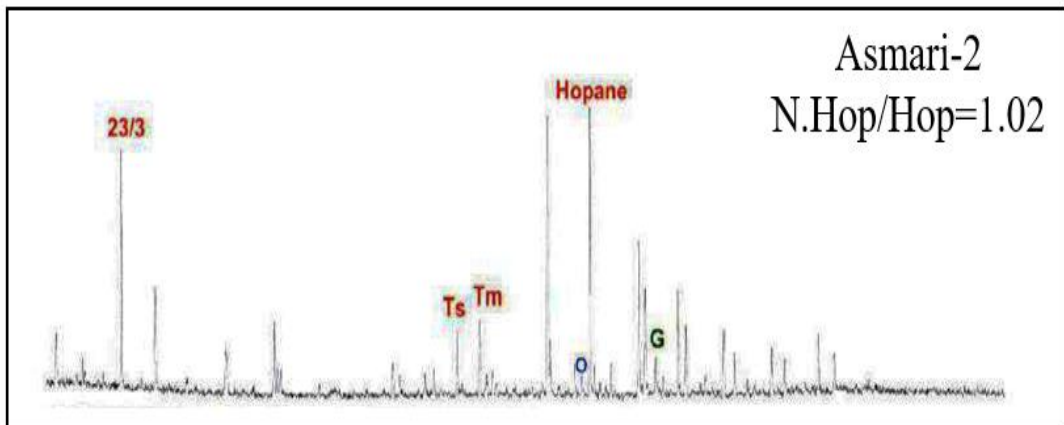
پ-۱۹: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Ramin-4-7



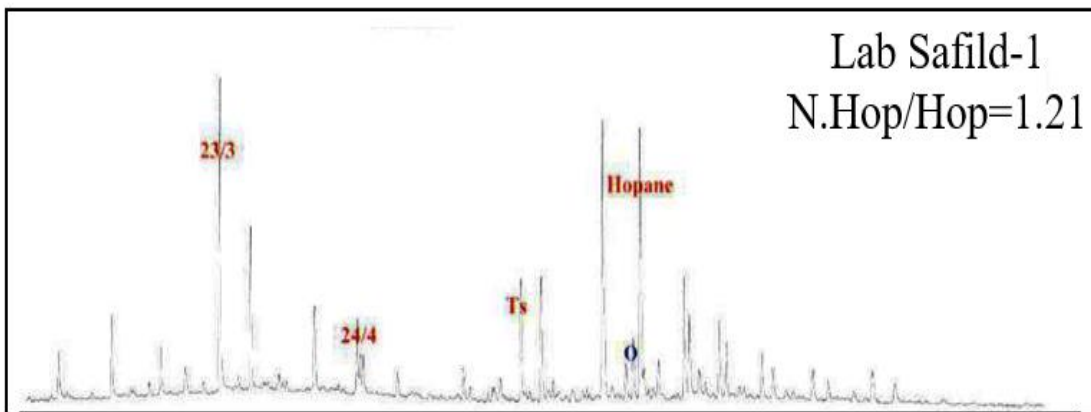
پ-۲۰: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC در نمونه Qaleh nar-3-1



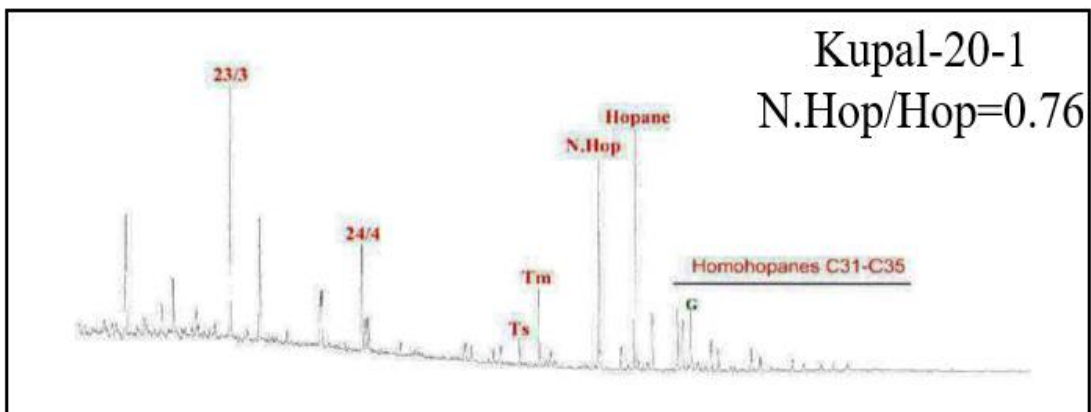
پ-۲۱: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Dehluran-22



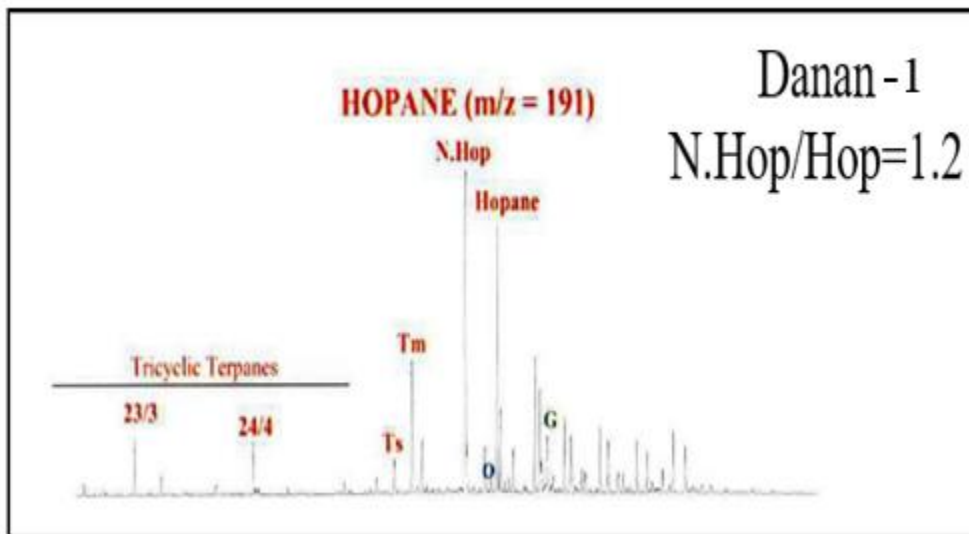
پ-۲۲: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Asmari-2



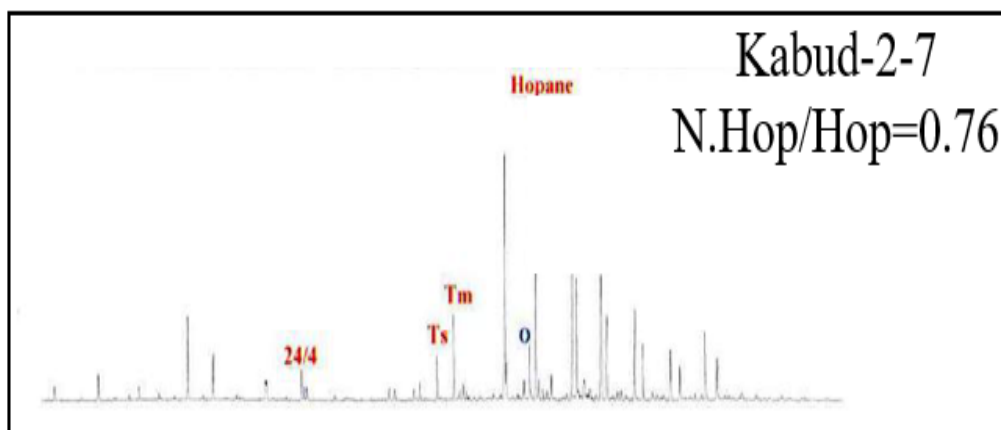
پ-۲۳: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Lab Safild-1



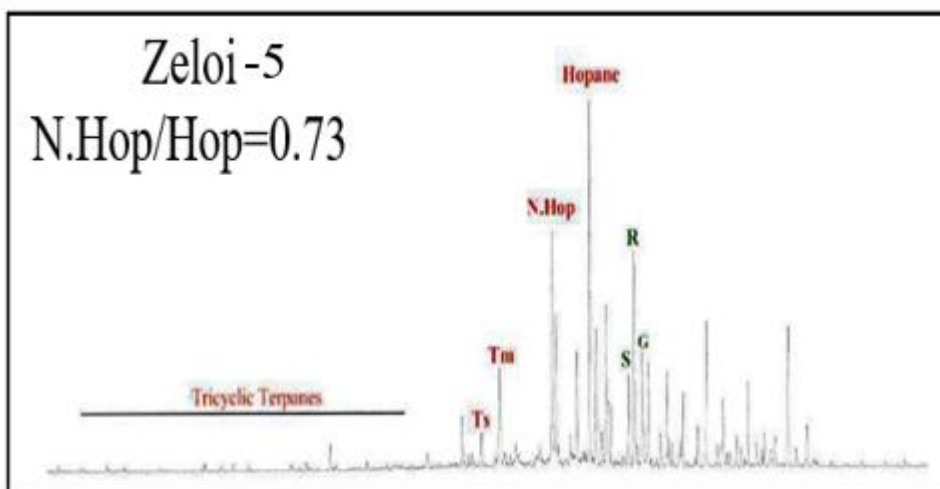
پ-۲۴: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Kupal-20-1



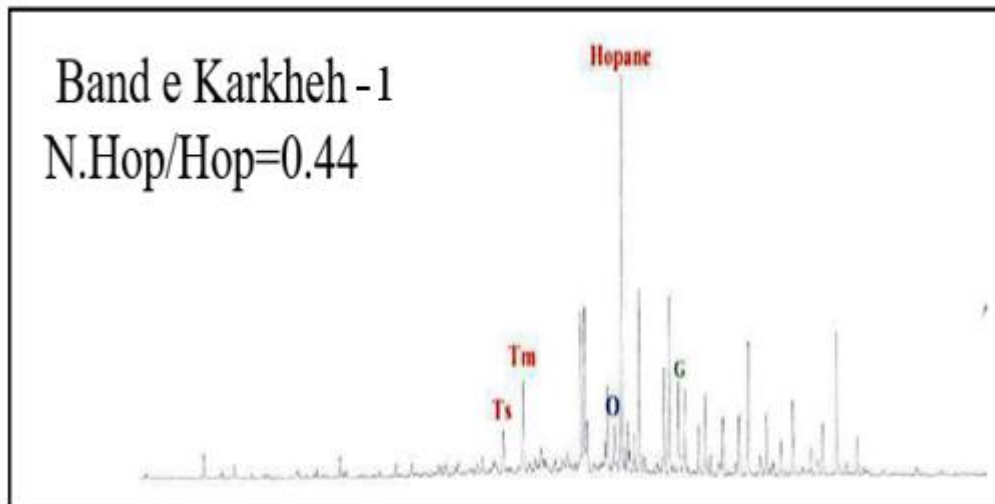
پ-۲۵: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Danan-1



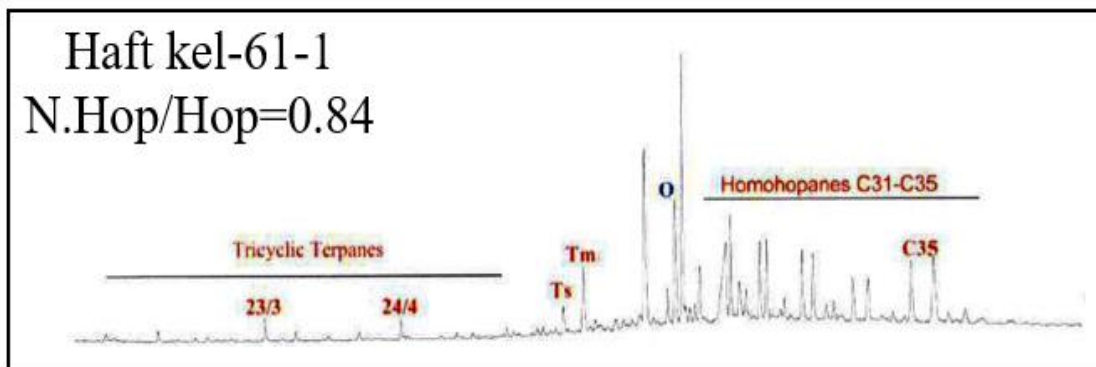
پ-۲۶: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Kabud-2-7



پ-۲۷: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Zeloi-5



پ-۲۸: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Band e Karkheh-1



پ-۲۹: گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS در نمونه Haft kel-61-1



## **Abstract**

The Zagros oil basin is one of the largest and most important oil basins, which contains huge oil fields due to the presence of regular anticline-syncline structures with a northwest-southeast trend. In this study, the results of Gas Chromatography (GC) analysis, Mass Spectrometry- Gas Chromatography (GC-MS) and Rock-Eval Pyrolysis are used in Pabdeh Formation samples in some oil fields in northern Dezful embayment located at south west of Iran. Based on the organic Geochemistry studies, kerogen type, biodegradation of samples, maturity, depositional environment conditions and hydrocarbon potential of samples from Pabdeh Formation are evaluated. The most samples of Pabdeh formation show the features of kerogen type II based on GC results and the obtained values of pristane and phytane. The results of Rock-Eval pyrolysis of in Pabdeh Formation samples also indicate the kerogen type II and are less than that of the II-III mixture. Gas chromatography shows that the origin of organic material of Pabdeh Formation is marine type like phytoplanktons which refers they deposited in an extremely reduced environment. In addition, the results of Gas Chromatography-Mass Spectrometry such as the high ratios of pristane/phenanthrene in the studied samples indicate the relatively regenerative marine environments. The normal carbon values, including C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, and C<sub>29</sub>, also indicate that the organic materials forming the samples is mainly originated from phytoplankton and bacteria, with the exception of two samples located near the diatoms range. The star diagrams based on the results of gas chromatography and carbon values C<sub>15</sub>, C<sub>17</sub> and C<sub>19</sub> indicate the source of algae and bacteria for organic materials, but the frequency of C<sub>25</sub>, C<sub>27</sub>, and C<sub>29</sub> represents that the organic materials originated from land plants. Based on the results of the gas chromatography-mass Spectrometer and the Hoppan coefficients  $T_s / T_s + T_m$  versus the coefficients of regular sterane ratios C<sub>29</sub> (29S / 29S + 20R) C<sub>29</sub> in Pabdeh Formation samples, most of the samples are in the mature range. The Rock-Eval pyrolysis results of the samples of Pabdeh Formation indicate the beginning of the thermal maturation (oil window) or the end of the diagenesis. Using the results of gas chromatography-mass spectrometry analyzes, the oils type of Pabdeh Formation are most often identified as paraffinic oils, although a number of samples also show naphthenic composition.

**Keywords:** Gas chromatography (GC), Gas chromatography-Mass Spectrometry (GC-MS), Rock –Eval Pyrolysis, Zagros, Dezful embayment, Pabdeh formation



Shahrood University Technology

Faculty of Geosciences

M.Sc Thesis in Earth Sciences

**Evaluation of Pabdeh source rock based on GC and GC-MS in one of  
Iranian southwest Oil Field**

**By: Nazanin Mahmoodzadeh**

**Supervisors:**

**Dr. Farajollah Fardoost**

**Dr. Reza Ghavami Riabi**

**Advisor:**

**Dr. Mahdi Jafarzadeh**

January 2019