

# بررسی تأثیر گسل‌های میدان نفتی زیلایی بر ترکیب ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان

بهرام علیزاده\*<sup>۱،۲</sup>، سید میثم حسینی نژاد<sup>۱</sup> و مسعود شایسته<sup>۲</sup>

- ۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران  
 ۲- مرکز تحقیقات زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران  
 ۳- اداره زمین‌شناسی بنیانی، بخش ژئوشیمی، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۱/۲۷ تاریخ پذیرش: ۹۳/۱۲/۱۸

## چکیده

در این مطالعه تأثیر گسل‌های میدان نفتی زیلایی بر خصوصیات ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان، مورد مطالعه قرار گرفت. ترسیم نمودار تغییرات DBT/Phen در مقابل Pr/Ph و C<sub>29</sub>/C<sub>27</sub> strane20R در مقابل Pr/Ph و Pr/(Pr+Ph) در مقابل استران‌های C<sub>27</sub> Dia/(Dia+Reg) مشخص نمود که نفت این مخازن دارای سنگ منشأ واحد با ترکیب لیتولوژیکی کربناته - مارنی تا شیل دریایی است که در محیط احیایی دریایی تا کمی اکسیدی با شوری نرمال نهشته شده است. همچنین استفاده از نسبت‌های بیومارکری متعدد از جمله C<sub>29</sub> Strane S/(S+R) در برابر C<sub>29</sub> Strane (αβ/αα+αβ) نشان داد که نفت هر دو مخزن آسماری و بنگستان از بلوغ بالا و تقریباً یکسانی برخوردارند. نمودار ایزوتوپ کربن (δ<sup>13</sup>C) در مقابل Pr/Ph، مقادیر شاخص الثنان و نمودار استاندارد درصد استران C<sub>28</sub> سن سنگ منشأ نفت هر دو مخزن را کوتاه‌تر از پستین تا اوایل ترشیر تعیین نمود. تفاوت ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری میدان زیلایی با نفت همین افق در میادین اطراف می‌تواند دلیلی بر ارتباط و تأثیرپذیری آن از نفت مخزن بنگستان باشد. بررسی نقشه UGC و (زیر سطحی) پروفیل لرزه‌ای تفسیر شده این میدان، وجود دو گسل در یال‌های شمالی و جنوبی را نشان داده که موجب قرار گرفتن سازند پابده در مقابل مخزن بنگستان و تسهیل حرکت نفت تولید شده از این سازند به درون مخزن بنگستان شده است. همچنین عملکرد این گسل‌ها به عنوان مسیره‌های باز می‌تواند نفت مخزن بنگستان را به مخزن آسماری انتقال داده و سبب تغییر ویژگی‌های آن شده باشد. این مطالعه نقش گسل‌ها در ایجاد تغییر در ویژگی‌های نفت افق‌های مختلف میدان نفتی زیلایی را تأیید می‌کند.

**کلمات کلیدی:** میدان نفتی زیلایی، مخزن آسماری، مخزن بنگستان، ژئوشیمی مخزن، گسل

## مقدمه

نفت مطرح می‌باشند. مطالعات ژئوشیمیایی نفت مخازن به همراه سنگ‌های منشأ پابده، گورپی و کژدمی در فروافتادگی دزفول، مجزا و متفاوت بودن خواص ژئوشیمیایی نفت این دو مخزن را ثابت می‌کند [۱ و ۲].

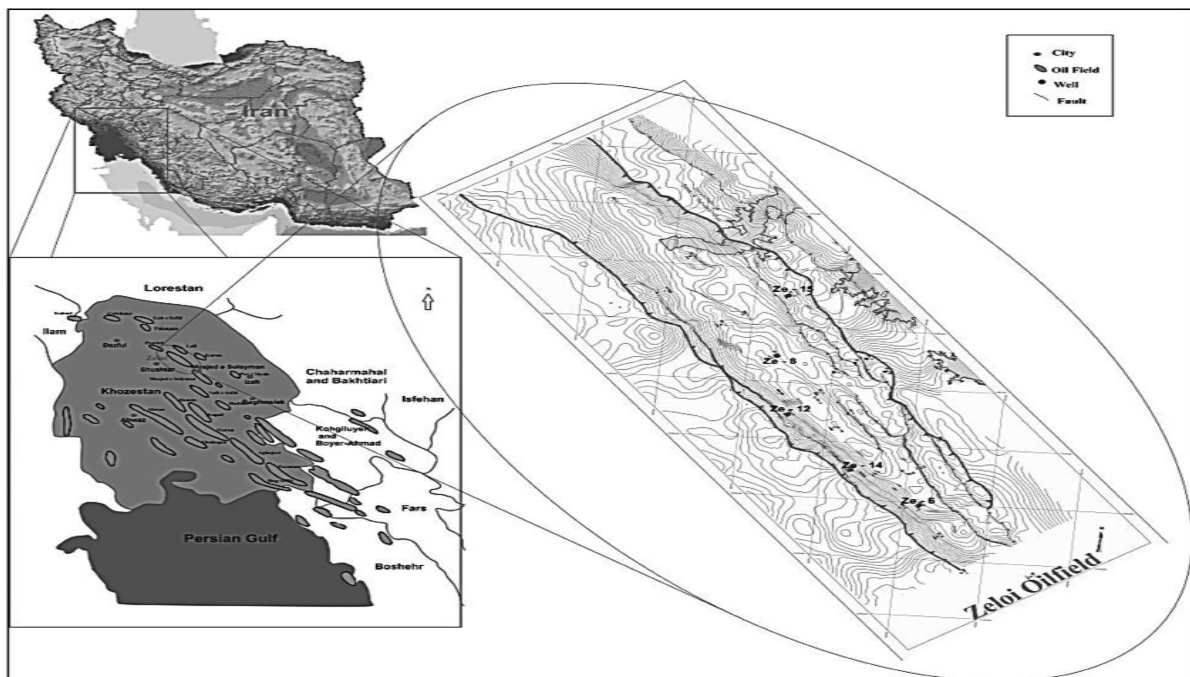
دو افق مجزای آسماری و بنگستان در اغلب میادین فروافتادگی دزفول به عنوان سنگ مخزن اصلی

مطابقت داشته و تقریباً تحت تأثیر میدان استرس اصلی زاگرس تشکیل شده است [۴]. رخنمون سطحی این میدان به صورت تاقدیسی ناهم‌انگ از سازندهای گروه فارس (سازندهای آجاجاری، میشان و گچساران) می‌باشد [۵]. موقعیت این میدان نسبت به میادین مجاور به گونه‌ای است که از شرق توسط میدان نفتی مسجدسلیمان، از غرب توسط میدان نفتی لب سفید و از شمال توسط میدان نفتی لالی محدود شده [۴] و در جنوب شرق میدان نفتی نفت سفید قرار می‌گیرد. از لحاظ مورفولوژیکی، میدان زیلایی یک چین دو پلانژه<sup>۱</sup> با پیچش محوری است. در نقشه زیرسطحی این میدان دو گسل دیده شد که یکی به موازات یال شمالی و دیگری به موازات یال جنوبی می‌باشد. تاقدیس زیلایی یک ساختمان همراه با راندگی در یال شمالی و جنوبی خود است [۶]. عمده نفت تولیدی از این میدان از افق آسماری به دست می‌آید. این میدان در افق آسماری دارای ۳۹ m طول و عرض متوسط ۶/۵ m می‌باشد که در بهترین حالت به ۸/۵ m می‌رسد [۴].

از طرفی یکی از مهم‌ترین دلایل مهاجرت و آمیختگی نفت افق‌های مجزا در یک میدان، گسل‌ها می‌باشند. برای مثال نقش شکستگی‌های ایجاد شده در سنگ‌های مخزن آسماری و بنگستان میدان آجاجاری بر افزایش مهاجرت نفت تولید شده از سنگ منشأ کژدمی به این دو مخزن بررسی و تأیید شده است [۳]. از آنجایی که میدان زیلایی نیز توسط چندین گسل تحت تأثیر قرار گرفته است لذا در این مطالعه سعی شده، تأثیر این گسل‌ها بر کیفیت نفت این مخازن مورد بررسی قرار گیرد. بدین منظور ابتدا همسانی یا تفاوت صفات ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان این میدان ارزیابی و سپس نتایج به دست آمده با میادین مجاور مطابقت داده شد.

### زمین‌شناسی منطقه

میدان زیلایی در ۱۵ کیلومتری جنوب میدان لالی، ۳۰ کیلومتری شمال غرب شهر مسجد سلیمان و ۱۰۰ کیلومتری شمال شرق شهر اهواز قرار دارد (شکل ۱). این میدان نفتی از لحاظ روند<sup>۱</sup> با روند اصلی زاگرس



شکل ۱- موقعیت میدان نفتی زیلایی نسبت به میادین مجاور در فروافتادگی دزفول.

1. Orientation
2. Double Plunge

## روش مطالعه

بیشتر مواد قاره‌ای نسبت به مواد دریایی و یا تأثیر توأم این پارامترها باشد. عمق زیاد قرارگیری مخزن آسماری و بنگستان در این میدان نیز مؤید این مطلب است، لکن فراوانی بیشتر مواد اولیه قاره‌ای نسبت به دریایی لازم است با استفاده از پارامترهای بیومارکری بررسی گردد. نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی در جدول ۲ خلاصه شده است.

### تعیین رخساره آلی سنگ منشأ نفت (منشأ و محیط رسوب‌گذاری ماده آلی)

ترسیم نمودار Hopane  $C_{29}/C_{30}$  در مقابل  $C_{35}/C_{34}$  H-hopane S [۷] و نمودار تغییرات نسبت دی‌بنزوتیوفن به فنانتران (DBT/Phen) و پریستان به فیتان (Pr/Ph)، سنگ منشائی یکسان با لیتولوژی کربناته - ماری را برای نفت هردو مخزن آسماری و بنگستان معرفی می‌نماید [۸] (اشکال ۳ و ۴).

مقادیر پایین نسبت استران‌های منظم  $C_{29}/C_{27}$  20R (۰/۵۶-۱/۴۷) همراه با مقادیر نسبتاً پایین Pr/Ph (۰/۵۵-۱) بیانگر محیط رسوب‌گذاری دریایی نسبتاً احیایی برای سنگ منشأ نفت مخازن آسماری و بنگستان است [۹] (شکل ۵).

ترسیم نمودار Pr/(Pr+Ph) در مقابل  $C_{27}$  Dia/(Dia+Reg) حاکی از شرایط نیمه اکسیدان محیط رسوب‌گذاری سازندهای تولیدکننده نفت‌های مورد مطالعه است [۱۰] (شکل ۶).

جهت انجام این مطالعه ابتدا نمونه‌های نفت متعلق به چاه‌های شماره ۶، ۱۲، ۱۴ و ۱۵ (تکمیل‌شده در مخزن آسماری) و چاه شماره ۸ (تکمیل‌شده در مخزن بنگستان) که توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب تهیه شده بود انتخاب گردید. پراکندگی چاه‌ها به گونه‌ای انتخاب شد که بیانگر خصوصیات کل میدان باشد. ابتدا آسفالتن نفت‌های مذکور با افزودن حلال نرمال پنتان از جزء باقی‌مانده (مالتن) تفکیک شده سپس توسط کروماتوگرافی مایع با فاز ساکن ستون، آلومینا و سیلیکاژل برش‌های اشباع، آروماتیک و رزین از مالتن، به ترتیب توسط فاز متحرک نرمال هگزان، بنزن و اتانول جدا گردید. سپس در مرحله آنالیز تکمیلی، برش اشباع توسط کروماتوگرافی گازی<sup>۱</sup> و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی<sup>۳</sup> مورد آنالیز قرار گرفت.

## بحث و بررسی

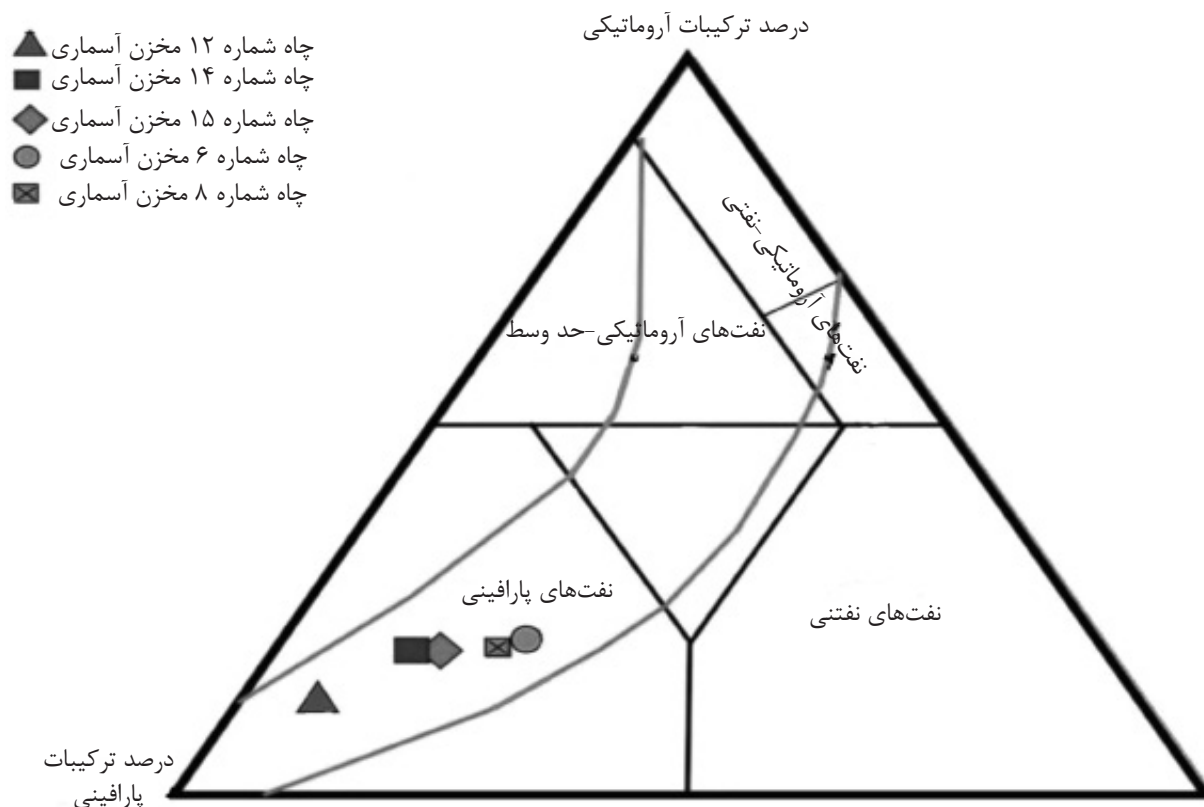
## تعیین ترکیب و نوع نفت

نتایج حاصل از روش مقدماتی کروماتوگرافی مایع (جدول ۱) از هر دو مخزن آسماری و بنگستان، پارافینی بودن آنها را تأیید می‌کند (شکل ۲). بالا بودن مقدار پارافین نفت‌های این میدان، به معنای بلوغ بالای نفت است که خود می‌تواند به دلیل مهاجرت طولانی، قرار گرفتن در عمق زیاد، فراوانی

جدول ۱- مقادیر برش‌های به دست آمده از کروماتوگرافی مایع نفت خام مخازن آسماری و بنگستان.

	آسفالتن (%)	اشباع (%)	آروماتیک (%)	رزین (%)
چاه شماره ۸ مخزن بنگستان	۱/۵	۵۹	۲۰	۱۹/۵
چاه شماره ۶ مخزن آسماری	۲	۵۷	۲۱	۲۱
چاه شماره ۱۲ مخزن آسماری	۲/۶۶۸	۷۹/۹۵	۱۲/۳۵	۵/۰۲۲۰
چاه شماره ۱۴ مخزن آسماری	۵/۴۱۶	۶۷/۶۵	۱۹/۶۵	۷/۲۷۰۴
چاه شماره ۱۵ مخزن آسماری	۵/۸۸۴	۶۴/۷۹	۱۹/۸۹	۹/۴۲۳۱

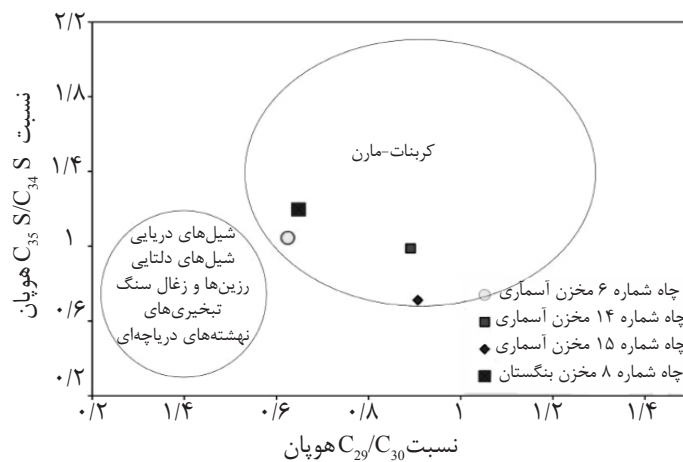
1. Liquid Column Chromatography
2. Gas Chromatography
3. Gas Chromatography- Mass Spectrometry



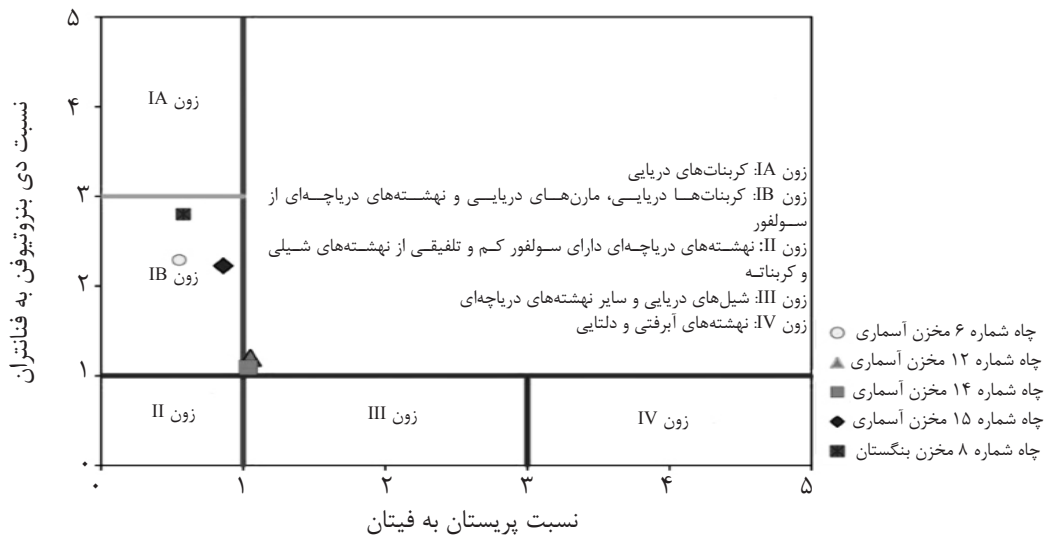
شکل ۲- نمودار مثلثی ترسیم شده به منظور تعیین ترکیب نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان نفت زیلایی

جدول ۲- نتایج به‌دست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنج جرمی نفت خام مخازن آسماری و بنگستان

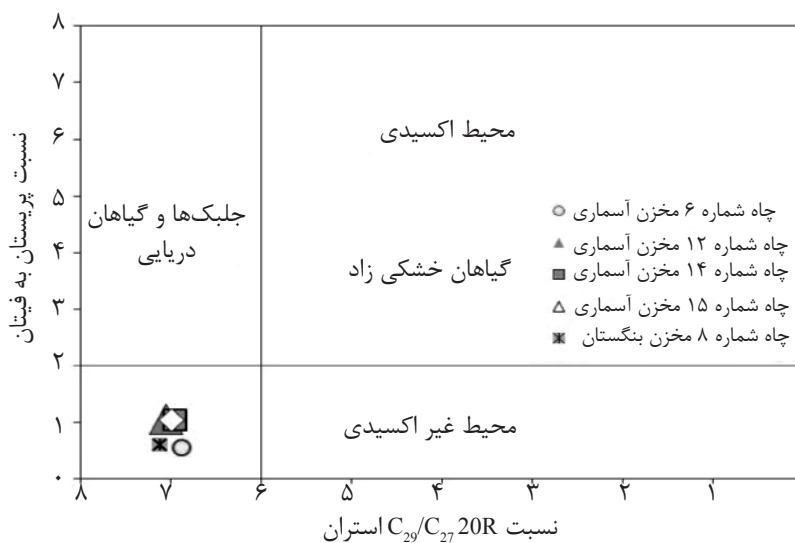
آنالیز	نسبت‌های به‌دست آمده	چاه شماره ۱۲ مخزن آسماری	چاه شماره ۱۴ مخزن آسماری	چاه شماره ۱۵ مخزن آسماری	چاه شماره ۶ مخزن آسماری	چاه شماره ۸ مخزن بنگستان
GC	Pr/Pr+Phy	۰/۵۱۲۳	۰/۵۴۷	۰/۴۶۲	۰/۳۵۵	۰/۳۷۱
	Pri/Phy	۱/۰۵	۱/۰۳	۰/۸۶	۰/۵۵	۰/۵۹
	Pri/nC <sub>17</sub>	۰/۵۳۵	۰/۴۷	۰/۴۸	۰/۳۳	۰/۴۲
	Phy/nC <sub>18</sub>	۰/۵۴۳	۰/۴۷۴۹	۰/۵۹۵	۰/۶۴	۰/۷۳
	CPI	۰/۹۷۹	۰/۹۷۴	۱/۱	۰/۹۵	۰/۹۱
GC - MS	C <sub>32</sub> H-Hopan S/(S+R)	۰/۵۷	۰/۵	۰/۵۹۲	۰/۴۹۱	۰/۵۹۳
	C <sub>29</sub> Stranes 20s/20S+20R	۰/۳۷۲	۰/۴۶	۰/۴۱	۰/۳۹۵	۰/۴۴
	C <sub>29</sub> Stranes ββ/(αα+ββ)	۰/۴۷۷	۰/۴۵۴	۰/۳۷۵	۰/۴۹۵	۰/۵۹
	C <sub>27</sub> Stranes Dia/(Dia+Reg)	۰/۳۰۸	۰/۲۹۹	۰/۲۳۶	۰/۱۲	۰/۱۲۵
	Ts/(Ts+Tm)	۰/۴۹۳	۰/۴۴۸	۰/۳۹۲	۰/۴۷	۰/۵۷۱
	Oleanane/(Hopane+Oleane)	۰/۲۶۵۷	۰/۲۱۷۵	۰/۱۶۶	۰/۲۳۷۲	۰/۳۶۷۵
	C <sub>29</sub> H/C <sub>30</sub> H	۱/۵۷	۰/۸۹	۰/۹	۰/۶۲	۰/۶۴
	C <sub>35</sub> S Hopane/C <sub>34</sub> S Hopane	۰/۷۳۲	۰/۹۹	۰/۷۱	۱/۰۴	۱/۱۹
	C <sub>27</sub> Dia/(Dia+Reg)	۰/۳	۰/۲۹۹	۰/۲۳۶	۰/۱۲	۰/۱۲۵
	C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> 20R Strane	۰/۹۵	۱/۰۴	۱/۰۱	۱/۱۱	۰/۸۸
	DBT/Phen	۱/۲	۱/۰۹	۲/۲۹	۲/۲۹	۲/۸
C <sub>28</sub> (%)	-	-	-	۳۰	۲۸	
Isotope δ <sup>13</sup> C	-	-	-	۲۴/۸	۲۵/۱	



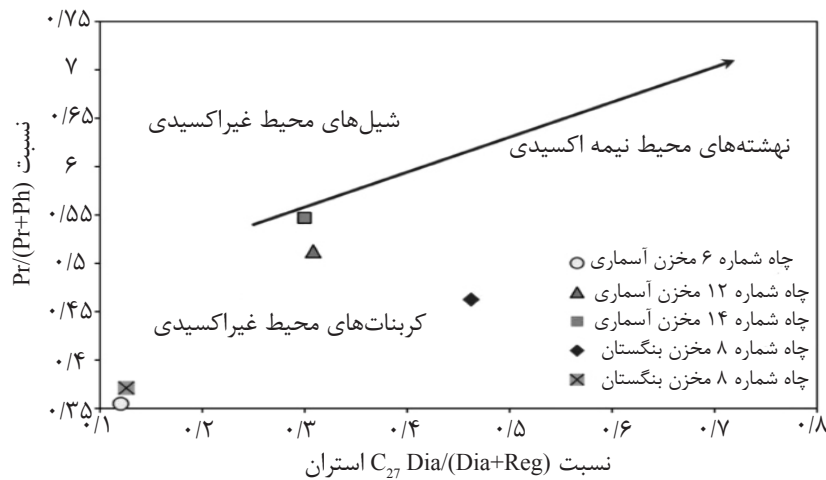
شکل ۳- نمودار  $C_{29}/C_{30}$  Hopane در مقابل  $C_{35}H S/C_{34}H S$  که نشان‌دهنده سنگ منشأ کربناته - ماری برای نفت مخازن آسماری و بنگستان است.



شکل ۴- نمودار DBT/Phen در مقابل Pr/Ph به منظور تعیین شرایط محیط ته‌نشینی سنگ منشأ تولیدکننده نفت مخازن آسماری و بنگستان.



شکل ۵- نمودار  $C_{29}/C_{27} 20R$  در مقابل Pr/Ph که حاکی از محیط ته‌نشینی احيایی دریایی سنگ منشأ نفت‌های هر دو مخزن است.



شکل ۶- نمودار Pr/(Pr+Ph) در مقابل استران C<sub>27</sub> Dia/(Dia+Reg) که محیط احیایی ته‌نشینی سنگ‌منشأ را مشخص می‌کند.

همچنین الگوی پلکانی و کاهشی هموهورپان‌های C<sub>31</sub>-C<sub>35</sub> نشان‌دهنده شرایط نیمه اکسیدی آب‌های بستر حوضه در هنگام رسوب‌گذاری سنگ‌های منشأ هر دو مخزن آسماری و بنگستان بوده [۱۰] و فراوانی تقریباً مشابه این ترکیبات، تشابه لیتولوژیکی سنگ منشأ نمونه‌های نفت مخزن آسماری و بنگستان را نشان می‌دهد [۱۱] (شکل ۷). حضور بیومارکر الئان در هوپانوگرام همه نمونه‌ها، سن کمتر از کرتاسه را برای سنگ منشأ احتمالی نفت‌ها تأیید می‌نماید.

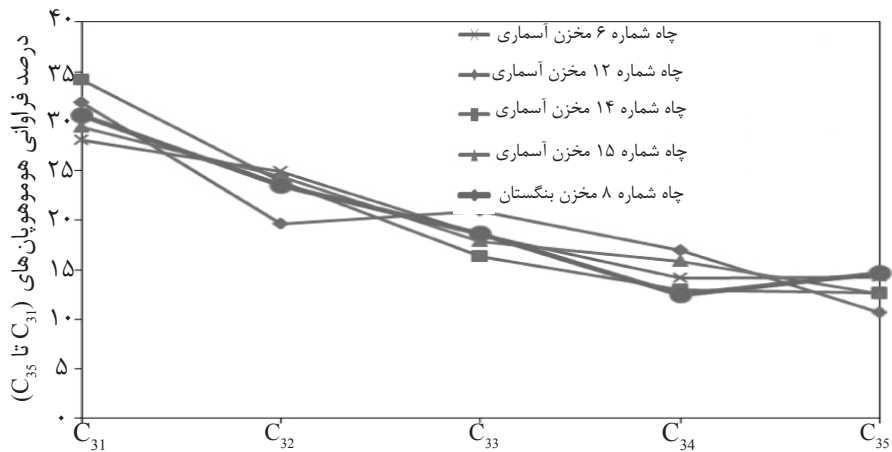
#### تعیین بلوغ نفت مخازن آسماری و بنگستان

استفاده از نمودار تغییرات Pr/nC<sub>17</sub> در برابر Ph/nC<sub>18</sub> نشان‌دهنده بلوغ متوسط به بالای نفت هر دو مخزن می‌باشد (شکل ۸). همچنین با توجه به این نمودار وجود سنگ منشأ کربناته - مارنی برای این نفت‌ها محتمل است. مقادیر CPI به دست آمده از آنالیز کروماتوگرافی گازی نیز این نتایج را تأیید می‌کند (جدول ۲).

بلوغ نفت‌های خام و زمان تشکیل آنها را می‌توان با استفاده از نمودار تغییرات نسبت C<sub>32</sub> Hopane 22S/(22S+22R) در برابر C<sub>29</sub> Strane 20S/(20S+20R) بررسی کرد [۱۲]. ترسیم این نمودار برای نفت‌های مورد مطالعه نشان داد که این نفت‌ها در ابتدای مرحله پنجره نفتی قرار دارند و بلوغ نسبتاً بالایی را نشان می‌دهند (شکل ۹). همچنین نمودار تغییرات مقادیر نسبت استران‌های

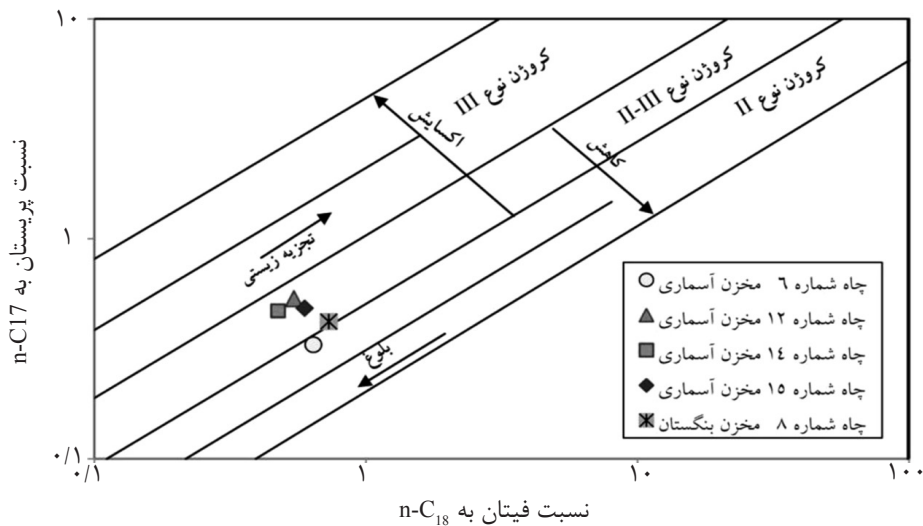
#### تعیین سن سنگ منشأ نفت مخازن آسماری و بنگستان

یکی از مهم‌ترین پارامترهایی که می‌تواند سنگ منشأهای کرتاسه یا جوان‌تر را از سنگ‌های منشأ قدیمی‌تر تفکیک نماید، استفاده از نسبت Oleanane/(Oleanane+Hopane) می‌باشد [۱۰]. مقادیر محاسبه‌شده برای نفت‌های خام مخزن آسماری (میانگین ۰/۲۲) و بنگستان (۰/۳۶) نشان داد که این نفت‌ها از سنگ منشأی به سن ترشیر مشتق شده‌اند (جدول ۲). مقادیر ایزوتوپ کربن (δ<sup>13</sup>C) و Pr/Ph برای دو نمونه نفت مخزن آسماری (چاه ۶) و بنگستان (چاه ۸) محاسبه و نمودار تغییرات این دو پارامتر نسبت به همدیگر [۱۴] جهت تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشأ نمونه‌های مذکور مورد استفاده قرار گرفت و براساس آن مشخص شد که سنگ منشأ این نفت‌ها در محدوده سنی مزوزوئیک قرار می‌گیرد.

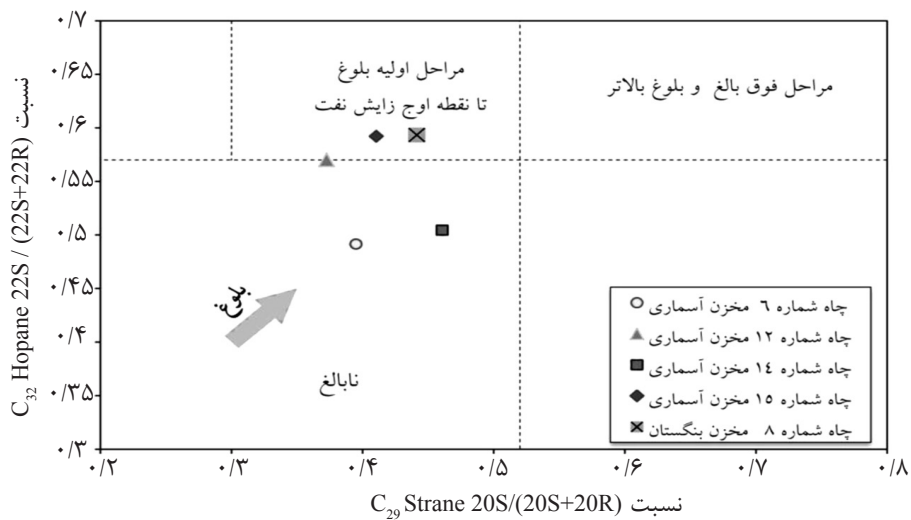


اپیمرهای (22S+22R) هوموهموپان

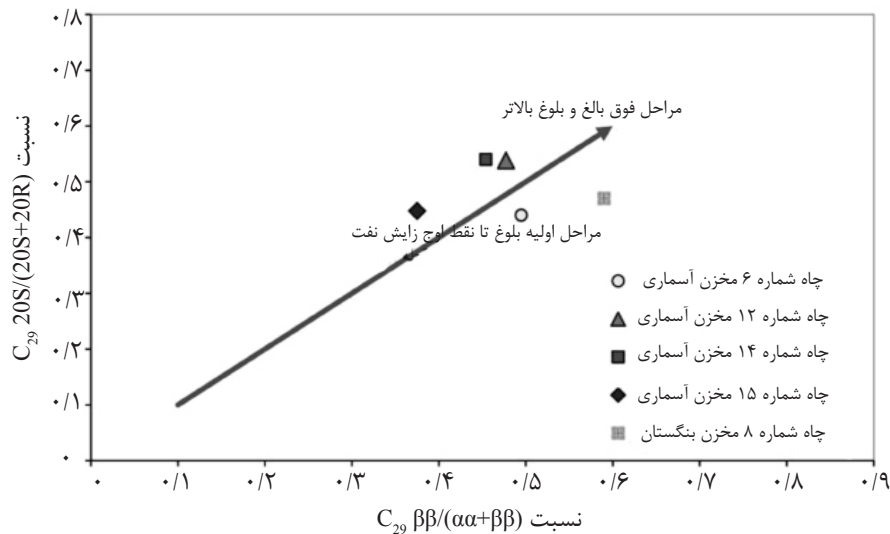
شکل ۷- نمودار تغییرات مقادیر  $C_{31}-C_{35}$  هوموهموپان که تطابق ژنتیکی نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان را نشان می‌دهد.



شکل ۸- نمودار تغییرات  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$  به منظور تعیین بلوغ و نوع کروژن تشکیل‌دهنده نفت.



شکل ۹- نمودار استاندارد تغییرات  $C_{32}$  Hopane 22S / (22S+22R) در برابر  $C_{29}$  Strane 20S / (20S+20R) برای نمونه‌های نفت مخزن آسماری و بنگستان



شکل ۱۰- نمودار تغییرات مقادیر نسبت استران‌های  $(C_{29}S/(S+R))$  در برابر  $C_{29} \beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$  که حاکی از بلوغ بالای نمونه‌های مورد مطالعه است.

نتایج این نمودار نقش سازند کژدمی را به عنوان سنگ منشأ اصلی میدان زیلائی به اثبات می‌رساند (شکل ۱۲). حضور بیومارکر الئان که شاخص زایش نفت از سازند پایده می‌باشد، در هوپانوگرام‌های نفت هر دو مخزن آسماری و بنگستان، دلیل دیگری بر ارتباط نفت این دو مخزن است.

با توجه به نتایج این نمودار تولید بخشی از نفت این مخازن از سازند پایده محتمل است (شکل ۱۱). ترسیم نمودار استاندارد درصد استران  $C_{28}$  نشان داد که نفت مخازن آسماری و بنگستان از سنگ منشائی به سن قدیمی‌تر از ترشیر و مشخصاً از سازند کژدمی استحصال گردید [۱۵].



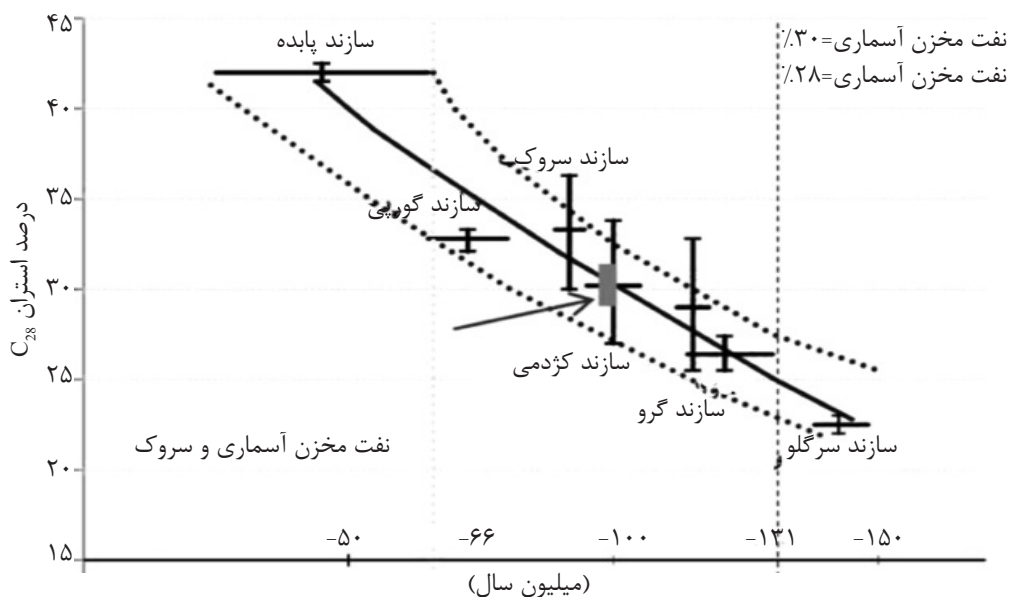
شکل ۱۱- نمودار  $(\delta^{13}C)$  در مقابل Pr/Ph برای نمونه‌های مخزن آسماری (چاه شماره ۶) و مخزن بنگستان (چاه شماره ۸).



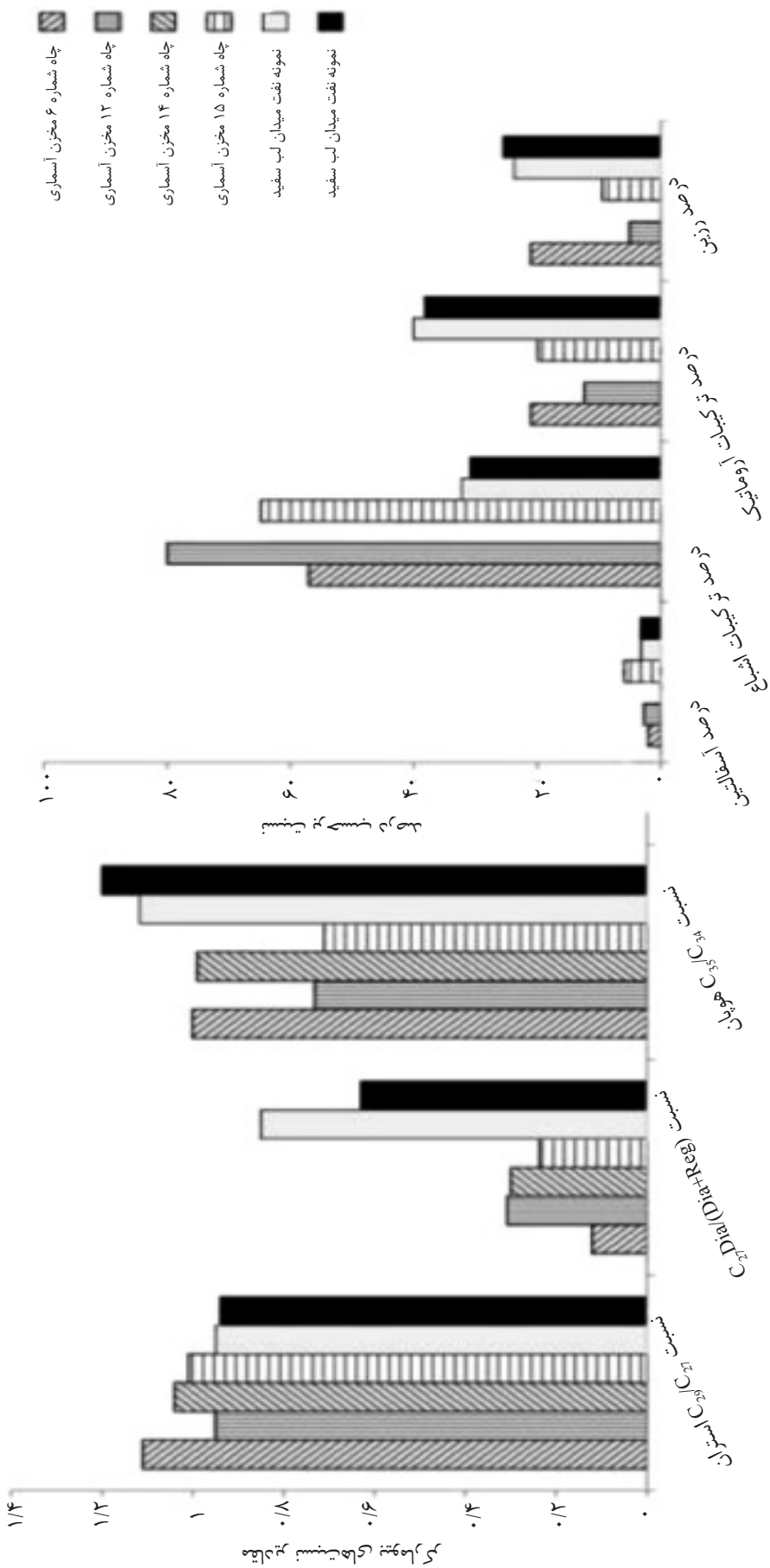
بررسی شواهد ژئوفیزیکی ارتباط مخازن در میدان زیلایی از آنجایی که گسل‌ها یکی از دلایل آمیختگی نفت‌ها می‌باشند، در ادامه سعی شده است وضعیت ساختار زیرسطحی این میدان مورد توجه قرار گیرد. چنانچه در نقشه UGC این میدان (شکل ۱) قابل مشاهده است، توالی رسوبی انباشته‌شده در محل این میدان پس از چین‌خوردگی، توسط دو گسل طولی معکوس با روندی شمال غرب- جنوب شرقی در یال‌های شمالی و جنوبی شکسته شده است. بررسی تأثیر این گسل‌ها در لایه‌های زیرین این میدان با استفاده از پروفیل لرزه‌ای تفسیر شده‌ای [۶] که در میانه میدان و در مجاورت چاه‌های ۷، ۱۳ و ۱۵ انتخاب گردیده است و همچنین مدل ساختمانی که بر اساس این پروفیل ترسیم شده، مشخص نمود که تأثیر دو گسل مذکور و گسل‌های آنتی سینتیک متعدد حاصل از آنها باعث تقسیم مخازن به چندین قسمت مجزا، ارتباط احتمالی مخازن، جابه‌جایی بسیار زیاد لایه‌ها و قرارگیری سازند پابده در مجاورت سازند سروک شدند (شکل ۱۴). این مسئله دلیلی دیگر بر حرکت نفت تولیدی از این سازند به مخزن بنگستان و توجیه‌کننده وجود بیومارکر الثنان در نفت مخزن بنگستان می‌باشد.

### مقایسه ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری زیلایی و میادین لبسفید و نفت سفید

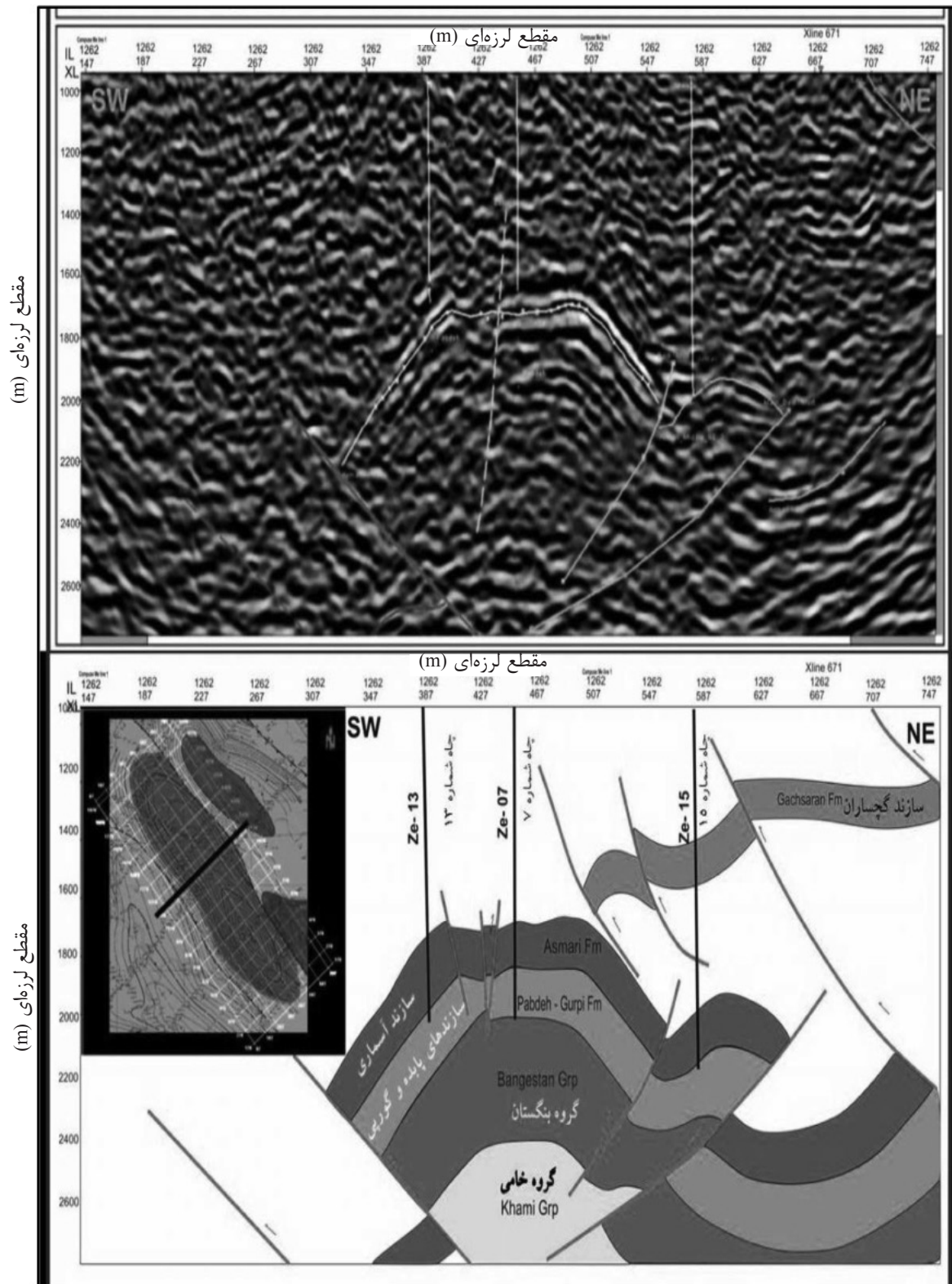
مقایسه ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری میدان زیلایی که در این مطالعه به آن پرداخته‌شده و نفت مخزن آسماری میادین لبسفید و نفت سفید که توسط صنوبر لیماشکی [۱۶] بررسی شده است، تفاوت‌های زیادی را میان آنها نشان می‌دهد، به طوری که نفت مخزن آسماری در میدان‌های لب سفید و نفت سفید که در شمال و جنوب میدان زیلایی واقع شده‌اند دارای مقادیر بالاتر ترکیبات آروماتیک و ترکیبات اشباع کمتر بوده و مقادیر متفاوتی از ترکیبات رزین و آسفالتن را نشان می‌دهد (شکل ۱۳ الف). همچنین نفت این مخازن نسبت‌های  $C_{35}/C_{29}$  Hopane  $C_{34}$  و  $C_{27}$  Dia/(Dia+Reg) بالاتر و نسبت  $C_{29}/C_{27}$  Strane R کمتری نسبت به میدان زیلایی دارا هستند (شکل ۱۳ ب). شباهت بسیار زیاد صفات ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری نسبت به مخزن بنگستان میدان زیلایی و عدم مطابقت آن با نفت مخزن آسماری میادین لب سفید و نفت سفید می‌تواند مبین وجود سنگ منشأ یکسان و یا آمیختگی این نفت‌ها باشد.



شکل ۱۲- نمودار استاندارد درصد استران  $C_{28}$  برای نمونه‌های مخزن آسماری (چاه شماره ۶) و مخزن بنگستان (چاه شماره ۸) [۱۵].



شکل ۱۳- مقایسه پارامترهای مختلف نفت مخزن آسماری میادین زیلایی، لب سفید و نفت سفید



شکل ۱۴- مقطع لرزه‌ای تفسیر شده از میانه میدان زیلایی و مدل ساختمانی تهیه شده بر اساس این مقطع که تأثیر گسل‌ها در تقسیم‌بندی مخازن این میدان به چندین قطعه را نشان می‌دهد [۶].

### نتیجه‌گیری

میدان زیلایی از لحاظ ژئوشیمیایی بسیار مشابهند، مقایسه ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری میدان زیلایی با نفت همین مخزن در میداین لب سفید و نفت سفید تفاوت‌های آشکاری را نشان می‌دهد و فرضیه ارتباط نفت این مخازن را مطرح می‌سازد. نقشه UGC میدان زیلایی وجود دو گسل در یال‌های شمالی و جنوبی این میدان را نشان می‌دهد. همچنین پروفیل لرزه‌ای برداشت‌شده در میانه این میدان تأثیر این گسل‌ها در جابجایی لایه‌ها را محرز نموده است. چنانچه از مدل ساختمانی تهیه‌شده بر اساس این پروفیل می‌توان نتیجه گرفت، این گسل‌ها با قرار دادن سازند پابده در مقابل مخزن بنگستان سبب تسهیل حرکت نفت تولیدشده از این سازند به درون مخزن بنگستان شده‌اند. این مسئله وجود بیومارکر الثنان در نفت مخزن بنگستان و یکسانی بسیاری از پارامترهای ژئوشیمیایی دیگر نفت این مخزن نسبت به مخزن آسماری که بالاتر از آن قرار دارد را توجیه می‌کند. در مورد نفت مخزن آسماری نیز همسانی آن با نفت مخزن بنگستان از جمله بلوغ و سنگ منشأ یکسان آنها، می‌تواند به دلیل عملکرد گسل‌های مذکور به عنوان مسیره‌های باز در زمان حال و یا حداقل در بخشی از زمان‌های گذشته باشد.

بررسی ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی زیلایی با استفاده از تفکیک اجزای تشکیل‌دهنده این نفت‌ها و پارامترهای بیومارکری متعدد از جمله  $C_{29}/C_{30}$  Hopane در مقابل  $C_{35}/C_{34}$  Hopane S و  $Pr/Ph$  در مقابل  $DBT/Phen$ ،  $C_{29}/C_{27}$  Strane 20R در مقابل  $Pr/(Pr+Ph)$  و  $Pr/Ph$  در مقابل استران‌های  $C_{27}$  Dia/(Dia+Reg) مشخص نمود که نفت مخزن آسماری و بنگستان دارای یک سنگ منشأ واحد با ترکیب لیتولوژیکی کربناته-مارنی تا شیل‌های دریایی نهشته شده در محیط احیایی تا کمی اکسیدی با شوری نرمال می‌باشند.

با استفاده از نمودار تغییرات  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$ ، نسبت  $C_{32}$  hopane 22S/(22S+22R) در برابر  $C_{29}$  Strane 20S/(20S+20R) و نسبت استران‌های  $C_{29}$   $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$  در برابر  $C_{29}$  S/(S+R) که نفت هر دو مخزن آسماری و بنگستان از بلوغ بالا و تقریباً یکسانی برخوردارند. بر اساس نمودار ایزوتوپ کربن ( $\delta^{13}C$ ) در مقابل  $Pr/Ph$ ، مقادیر شاخص الثنان و نمودار استاندارد درصد استران  $C_{28}$  سن سنگ منشأ نفت هر دو مخزن کرتاسه پسین تا اوایل ترشیر مشخص شده است.

علی‌رغم آنکه نفت مخازن آسماری و بنگستان

### مراجع

- [۱]. علیزاده ب.، جانباز م.، شایسته م. و حسینی س. ح.، "مطالعه ژئوشیمیایی و تأثیر کانی ماتریکس بر پتانسیل سنگ‌های منشأ احتمالی هنگام پیرولیز در میدان نفتی رگ سفید، جنوب غرب ایران"، مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال بیست و پنجم، شماره اول، ص ۱۶-۱، ۱۳۸۸.
- [۲]. اسدی مهماندوستی ا.، علیزاده ب. و آدابی م. "ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ و نفت‌های خام میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راک ایبول (۶) و کروماتوگرافی گازی (GC)"، فصلنامه علمی - پژوهشی علوم زمین، شماره ۸۲، ص ۳۱. ۱۳۹۰.

[3]. Alizadeh B., Khani B., Alipour M., Shayesteh M., and Hossein S. H., "Thermal modeling and organic geochemical appraisal of petroleum source rocks within the Aghajari Oilfield," SW Iran. Geopersia J., Vol. 2, No. 2, pp. 1-10, 2012.

- [۴]. سراج م.، "تحلیل ساختاری مقدماتی میادین نفتی مناطق نفت خیز جنوب"، گزارش پ-۵۶۱۳، اهواز، ۱۳۸۴.
- [۵]. مکوندی ع.، "مطالعات زمین شناسی مخزن آسماری میدان زیلایی"، گزارش پ-۴۷۱۳، اداره مطالعات شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب. اهواز، ۱۳۷۶.
- [۶]. گلال زاده ع. و ارزانی ع.، "نتایج حاصل از برداشت پردازش و تفسیر داده های سه بعدی لرزه ای میدان زیلایی"، گزارش پ-۷۰۳۳، اداره مطالعات شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ۱۳۸۹.
- [7]. Subroto E. A., Alexander R., and Kagi R. I. "30- *Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils*," *Chemical Geology*, Vol. 93, pp. 179-192. 1991.
- [8]. Killops S. D. V., and Killops J., "An introduction to organic geochemistry: wiley- blackwell," pp. 408, 2005.
- [9]. Mackenzie A. S., Hoffmann C. F., and Maxwell J. R., "Molecular parameters of maturation in the toarcian shales, Paris basin, France-iii. changes in aromatic steroid hydrocarbons. *geochimica Et cosmochimica acta*," Vol. 45, pp. 1345-1355, 1981.
- [10]. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M., "The Biomarkers Guide, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History," 2<sup>nd</sup> ed., Cambridge University Press, 2005.
- [11]. Picha F. J. and Peters K. E. Biomarker, "Oil-to-source rock correlation in the western carpathians and their foreland, czech republic," *Petroleum Geoscience*, Vol. 4, pp. 289-302, 1998.
- [12]. Ourisson G., Albrecht P., and Rohmer M., "The microbial origin of fossil fuels, *scientific american*," Vol. 251, pp. 44-51, 1984.
- [13]. Justwan H., Dahl B., and Isaksen G. H., "Geochemical characterization and genetic origin of oils and condensates in the South Viking Graben, Norway," *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 23, pp. 213-239. 2006,
- [14]. Chung H. M., Rooney M. A., Toon M. B., and Claypool G. E. "Carbon isotope composition of marine crude oils," *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol. 76, pp. 1000-1007, 1992.
- [۱۵]. شرکت مهندسی زمین و معدن خوزستان با همکاری توتال فرانسه، تحقیق و بررسی عوامل تشکیل مانع در چاه شماره ۸ میدان زیلایی و ارائه راهکارهای عملی جهت جلوگیری از تشکیل مانع در ستون چاه. اهواز ۱۳۸۷.
- [۱۶]. صنوبر لیماشکی ع، مطالعه ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری در میادین نفتی فروافتادگی دزفول، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران ۱۳۸۲.