

بررسی ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و سروک در میدان نفتی پازنان و نفت مخزن خلیج در میدان نفتی خويز با استفاده از روش های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی طیف سنجی جرمی

مهرداد خلعت بیری^۱، محمدرضا کمالی^۲، مهران آرین^{۱*} و بیوک قربانی^۲

۱- گروه علوم زمین، دانشکده علوم پایه، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

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

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۷/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۲/۱۱

چکیده

در این پژوهش با توجه به داده‌های موجود شامل ۲ نمونه نفت خام مربوط به چاه شماره ۲۳ میدان نفتی پازنان از مخازن آسماری و سروک و ۱ نمونه نفت خام مربوط به چاه شماره ۱ از مخزن خلیج میدان نفتی خويز سعی شده است تا با استفاده از روش‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی به بررسی ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و سروک در میدان نفتی پازنان و نفت مخزن خلیج در میدان نفتی خويز پرداخته شود. با اندازه‌گیری میزان اجزای تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه بواسطه روش کروماتوگرافی مایع مشخص شد که این نمونه‌ها دارای مقادیر بیشتری از اجزای اشباع نسبت به اجزای آروماتیک و قطبی هستند. همچنین طبقه‌بندی نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه با توجه به اجزای تشکیل‌دهنده آنها نشان داد که نفت‌های مخازن آسماری و سروک در میدان پازنان و نفت مخزن خلیج در میدان خويز به ترتیب از نوع پارافینیک، غالباً پارافینیک تا پارافینیک - نفتینیک و پارافینیک - نفتینیک می‌باشند. تغییرات بیومارکری C_{29} sterane $\beta\beta(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در برابر نسبت C_{29} sterane 20S/(20S+20R) نشان داد که هر سه نمونه در مرحله بیشینه پنجره زایش نفت تولید شده‌اند و دارای بلوغ حرارتی نسبتاً بالایی هستند. با استفاده از نمودار تغییرات دی بنزوتیوفن به فنانترن در برابر پرستان به فیتان مشخص شد که سنگ منشأ مولد نفت مخزن آسماری، دارای لیتولوژی کربناته - شیلی بوده و نفت‌های مخازن سروک و خلیج از سنگ منشأ کربناته - مارنی سرچشمه گرفته‌اند. همچنین نمودار مثلثی استران‌های C_{27} ، C_{28} ، C_{29} بیانگر ته نشست سنگ منشأ نمونه‌های مورد مطالعه در محیط دریایی باز تا پارالیک می‌باشد. بر اساس نمودار تغییرات مقادیر پرستان به فیتان ماده آلی مولد نفت‌های خام مطالعه شده به‌طور عمده از نوع کروژن II تشکیل شده است. نزدیکی مقادیر شاخص ترجیحی کربن (CPI) به عدد یک برای نمونه‌های نفت مورد مطالعه بیانگر بالغ بودن سنگ منشأ آنهاست. همچنین عدم وجود بیومارکر الثنان در نمونه‌های نفت خام بیانگر ایجاد آنها از سنگ‌هایی با سن کرتاسه پایینی است. به منظور تطابق نفتی میدان‌های مورد بررسی، با استفاده از نمودار ستاره‌ای آلکان‌های نرمال فرد به زوج مشخص گردید که نمونه‌های موجود از مخازن آسماری، سروک و خلیج از سنگ‌های منشأ متفاوتی تولید شده‌اند.

کلمات کلیدی: تطابق نفت - نفت، مخازن آسماری، سروک، خلیج، میادین نفتی پازنان و خويز، نشانه‌های زیستی.

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: mehranarian@srbiau.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3505.2601)

مقدمه

امروزه استفاده از علم ژئوشیمی نفت در جهت شناخت سنگ‌های منشأ، مهاجرت، تشخیص ذخایر و محل‌های مناسب جهت تجمعات هیدروکربنی و بررسی ژنتیک مخازن نفتی نقش بسزایی دارد. نشانه‌های زیستی (بیومارکرها) ابزاری قدرتمند در علم ژئوشیمی نفت هستند که اساس مطالعات ژئوشیمیایی را تشکیل می‌دهند. هدف از این پژوهش بررسی و تطابق ژئوشیمیایی نفت - نفت میان مخازن آسماری و سروک در میدان نفتی پازنان و نفت مخزن خلیج در میدان نفتی خويز جهت تشخیص نوع و کیفیت نفت‌ها، میزان بلوغ، بررسی ژنتیک و تشخیص شرایط و محیط رسوب‌گذاری سنگ‌های منشأ مولد نفت‌ها است. جامعه آماری مورد استفاده شامل ۲ نمونه نفت مخازن آسماری و سروک مربوط به چاه شماره ۲۳ میدان نفتی پازنان و ۱ نمونه نفت مخزن خلیج مربوط به چاه شماره ۱ میدان نفتی خويز است. مطالعه پیش‌رو بر مبنای بررسی نشانه‌های زیستی (بیومارکرها) حاصل از روش‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی نمونه‌های مورد مطالعه است. از جمله مطالعات و ارزیابی‌های ژئوشیمیایی صورت گرفته بر روی نفت مخزن آسماری در میدان نفتی پازنان می‌توان به مطالعه نظریان سامانی و صنوبرلیماکشی [۱] اشاره کرد. نتیجه مطالعه آنها نشان داد که ترکیب هیدروکربن سیر شده در نمونه‌های نفتی پارسی و پازنان درصد وزنی بیشتری نسبت به دیگر اجزاء دارد در حالیکه ترکیب غالب در نمونه نفتی رگ سفید جزء آروماتیک می‌باشد. همچنین نشان‌دهنده اشتقاق نمونه‌های نفتی از رسوبات دریایی و به طبع آن کروژن نوع II می‌باشد. حضور زیست نشانگر الئان در هوپانوگرام هر سه نمونه مشخص کننده اشتقاق نمونه‌ها از سنگ منشأی با سن کرتاسه پسین و یا جوانتر است. نتیجه نهایی این مطالعه نشان داد که میدان‌های نفتی

مورد مطالعه دارای منشأ و محیط ته نشست مواد آلی تولیدکننده نفت یکسان بوده و در یک خانواده نفتی قرار می‌گیرند. همچنین مطالعه‌ای توسط عزیز [۲] بر روی نفت مخازن جنوب ناحیه ایزه و میدان خويز انجام گرفت. بررسی نمودار مثلثی برش‌های نفت خام نشان داد که نمونه‌های میدان خويز و گچساران در محدوده حدواسط آروماتیکی قرار می‌گیرند. همچنین مقادیر استران‌های منظم C_{27} ، C_{28} ، C_{29} ، نمودار فیتان+پرستان/پرستان در مقابل استران‌های C_{27} Dia/(Dia+Reg) و نمودار فیتان/پرستان در برابر استران‌های C_{29}/C_{27} 20R همگی نشان می‌دهند که نمونه‌های مورد مطالعه از سنگ منشأ با لیتولوژی غالباً شیلی در محیطی احیایی تولید شده‌اند. استفاده از نسبت بیومارکری هوپان+الئان/الئان نشانگر مقادیر کم شاخص الئان برای نمونه‌ها و حاکی از سنگ منشأی با سن قدیمی‌تر از کرتاسه فوقانی برای آنها می‌باشد. در نهایت نتیجه این مطالعه نشان‌دهنده وجود دو گروه ژنتیکی نفت در این ناحیه می‌باشد که گروه اول شامل چشمه نفتی روستای دهنو- روستای اسپر- روستای نازمکان- روستای ماماتین- روستای تشکی- که با نفت‌های مخازن آسماری و گچساران میدان نفتی گچساران رابطه ژنتیکی دارند و گروه دوم شامل چشمه نفتی تونل سد کوثر- چشمه نفتی تاقدیس خويز- آسفالت کوه خويز- چشمه نفتی روستای آهنگران که با نفت مخزن خامی میدان خويز ارتباط ژنتیکی دارد.

موقعیت زمین‌شناسی و جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

میدان پازنان در حوضه رسوبی زاگرس و در زیرپهنه فروافتادگی دزفول قرار دارد. این میدان در ۱۵۰ km جنوب شرق اهواز و در جنوب شرق میدان آغاچاری قرار گرفته است. طول و عرض این میدان به ترتیب ۶۰ km و ۴ km تا ۶ می‌باشد که روندی شمال غرب - جنوب شرق دارد و یکی از بزرگترین میادین گاز میعانی کشور با ستونی از نفت می‌باشد. میدان

کروماتوگرافی ستونی

با استفاده از این روش اجزای اشباع، آروماتیک و رزین نمونه‌ها تفکیک و میزان هر کدام اندازه‌گیری شد (جدول ۱). کروماتوگرافی ستونی مورد استفاده شامل ستونی شیشه‌ای به ابعاد ۴۰ mm در ۱۰۰ mm بود که حاوی سیلیکاژل و آلومینای فعال بود. همچنین حلال مورد استفاده از نوع نرمال هگزان بود و در انتها به منظور خارج کردن اجزای آروماتیک از بنزن و اجزای رزین از کلروفرم استفاده شد.

کروماتوگرافی گازی

این آنالیز بر روی اجزای اشباع نفت‌های مورد مطالعه انجام گرفت. دستگاه مورد استفاده از نوع Chrompack-Cp-9000 و نوع ستون آن Cp-sil-5 که طول آن ۱۰ متر و قطر داخلی آن ۰/۲۵ mm است. همچنین دمای اولیه آن 60°C ، دمای نهایی ستون 260°C ، افزایش دما با مکانیسم افزایش تدریجی و $4^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ، ایزوترمال در دمای 260°C برای مدت ۲۰ min، گاز حامل هلیوم، میزان نمونه تزریق شده $0/5 \mu\text{L}$ و نوع آشکارگر آن از نوع FID بوده است (جدول ۲).

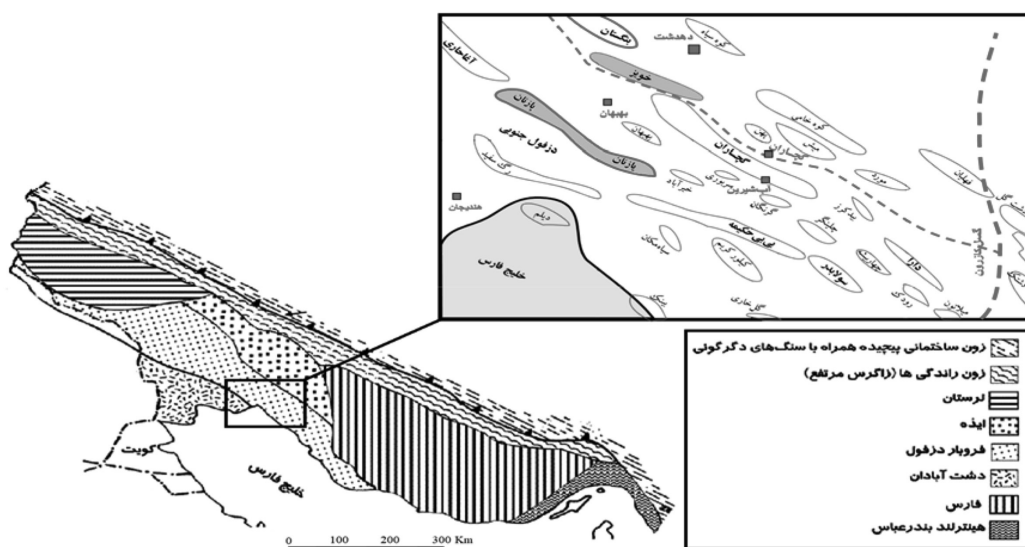
نفتی خويز نیز یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران است که در حوضه رسوبی زاگرس و در ۱۰ km شمال شرق شهر بهبهان واقع شده است. این میدان در نزدیکی میدان‌های بزرگی همانند مارون، آجاجاری و منصوری قرار دارد. از نظر زمین‌شناسی این میدان در سطح زمین شامل تاقدیسی کشیده از سازند آسماری به ابعاد ۴۲ در ۵ km است که این تاقدیس در بخش زاگرس میانی و حاشیه شمال تا شمال شرق فروافتادگی دزفول و در جنوب گسل یا خمیدگی پیشانی کوهستان قرار دارد (شکل ۱).

روش مطالعه

تمامی آزمایش‌های صورت گرفته در آزمایشگاه‌های واحد پژوهش ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت ایران انجام شده است که به شرح زیر است:

آسفالتن‌گیری یا رسوب آسفالتن

برای این منظور، نمونه‌های نفت در حلال نرمال‌هپتان حل شد و محلول به‌دست آمده به مدت ۱۲ h نگهداری شد سپس آسفالتن موجود توسط کاغذ صافی جداسازی و توزین گردید.



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی مناطق مورد مطالعه.

جدول ۱ درصد اجزای تفکیک شده نفت‌های خام حاصل از روش کروماتوگرافی ستونی

میدان	مخزن	اجزاء اشباع %	آروماتیک %	آسفالتن %	قطبی %
پازنان	آسماری	۵۱	۲۷/۵	۲/۵	۲۱/۵
پازنان	سروک	۴۰/۵	۳۲/۵	۷/۵	۲۷
خویز	خلیج	۳۸	۲۹/۵	۵	۳۲/۵

جدول ۲ نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی و محاسبه نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج و ایزوپرنوئیدهای پریستان و فیتان

میدان	مخزن	nC_{13}/nC_{14}	nC_{15}/nC_{16}	nC_{17}/nC_{18}	nC_{19}/nC_{20}	nC_{21}/nC_{22}	nC_{23}/nC_{24}	nC_{28}/nC_{29}	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	Pr/Ph
پازنان	آسماری	۱/۰۶	۱/۱۳	۱/۱۶	۱/۱۴	۱/۲۶	۱/۳۷	۱/۲۶	۰/۶۲	۰/۷۷	۰/۹۵
پازنان	سروک	۰/۲۶	۰/۴۳	۰/۹۶	۱/۲۳	۱/۰۶	۱/۰۷	۱/۱	۰/۴۴	۰/۷۳	۰/۵۸
خویز	خلیج	۰/۷	۰/۸۱	۱/۰۱	۱/۱۳	۱/۰۵	۰/۸۱	۰/۹	۰/۵۴	۰/۶۷	۰/۹۱

کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنجی جرمی

دمای اولیه ستون $50^{\circ}C$ ، دمای نهایی آون $250^{\circ}C$ (ایزوترمال به مدت ۲۵ min)، افزایش دما $3^{\circ}C/min$ ، گاز حامل هلیوم، دمای رابط $200^{\circ}C$ بوده است همچنین دستگاه طیف‌سنج جرمی از نوع کوادراپل با سیستم INCOS، حالت یونیزاسیون EI، سیستم خلاء Turbo molecular pumps، ولتاژ شتاب‌دهنده ۳ KVolt، دمای منبع $180^{\circ}C$ ، جریان فیلاملان ۲/۱ Amp، محدوده کاری جرم مولکولی ۳۰ تا ۵۰۰ با بازه پیمایش ۱ sec/decade می‌باشد (جداول ۳، ۴ و ۵).

در این روش دستگاه کروماتوگرافی گازی به دستگاه طیف‌سنج جرمی وصل می‌شود. در اینجا از دستگاه کروماتوگرافی گازی به منظور تفکیک نمودن ترکیبات هیدروکربن‌های اشباع قبل از اینکه وارد طیف‌سنج جرمی شوند، استفاده می‌شود. دستگاه کروماتوگراف گازی مورد استفاده از نوع Varian، مدل ۳۴۰، نوع ستون DB-5، طول ستون ۳۵ m و

جدول ۳ پارامترهای بیومارکری استرانی حاصل از آنالیز کروماتوگرافی - طیف‌سنجی جرمی اجزای اشباع نمونه‌های نفت

میدان	مخزن	% Str C ₂₇	% Str C ₂₈	% Str C ₂₉	Str C ₂₉ S/S+R	Str C ₂₉ $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	C ₂₇ Dia/(Dia+Reg)
پازنان	آسماری	۳۳/۵	۳۲	۳۴/۵	۰/۴۸	۰/۵۴	۰/۱۲
پازنان	سروک	۳۷/۵	۲۳/۵	۳۹	۰/۴۸	۰/۶۱	۰/۱۶
خویز	خلیج	۳۶	۲۵	۳۹	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۳۲

جدول ۴ پارامترهای بیومارکری هوبانی حاصل از آنالیز کروماتوگرافی - طیف‌سنجی جرمی اجزای اشباع نمونه‌های نفت

میدان	مخزن	C ₃₁ R/Hop C ₃₀	C ₂₆ /C ₂₅ Tricyclic	N.Hop/Hop C ₃₀	Hom C ₃₄ /C ₃₅	الئینان
پازنان	آسماری	۰/۴۵	۰/۷۶	۰/۷۸	۱/۰۵	۰
پازنان	سروک	۰/۵	۲/۵۵	۱/۰۱	۱/۳۹	۰
خویز	خلیج	۰/۳۵	۱/۱۱	۰/۹۸	۱/۱۱	۰/۰۱

جدول ۵ پارامترهای بیومارکری آروماتیکی حاصل از آنالیز کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی

		DBT/Phen	MPI-1	MPI-2
میدان پازنان	مخزن آسماری	۱/۰۶	۰/۸۲	۰/۹۱
پازنان خویز	سروک خلیج	۱/۲۶	۰/۷	۰/۸۵
		۱/۸۵	۰/۸	۰/۹۱

بحث و بررسی

ترکیب شیمیایی و درصد اجزای تشکیل دهنده نفت مخازن

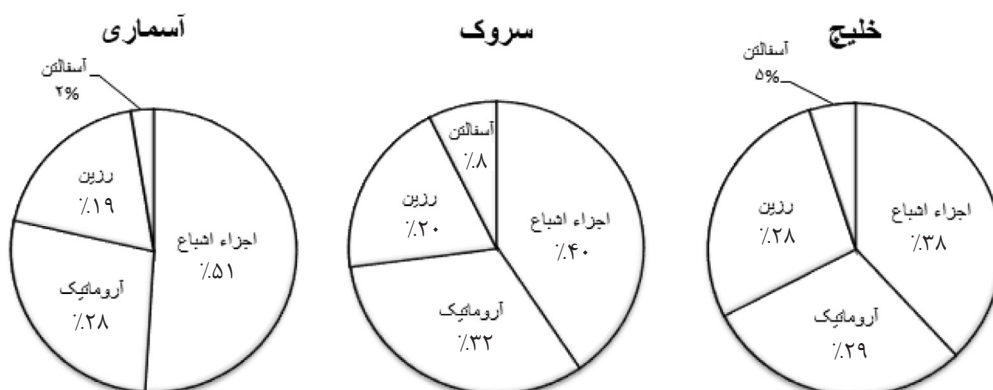
ترکیب نمونه‌های نفت مورد مطالعه به ترتیب کمیت آنها شامل اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی (رزین + آسفالتن) است. میزان درصد ترکیبات اشباع در هر سه نمونه دارای بیشترین سهم و درصد آسفالتن در آنها کمترین میزان است. با توجه به رابطه معکوس میان میزان آسفالتن با کیفیت نفت و در نظر گرفتن میزان اجزای تشکیل دهنده، نمونه‌های نفت مخازن سروک و خلیج دارای کیفیت نسبتاً مشابه با یکدیگر و کیفیتی پایین‌تر نسبت به نمونه نفت مخزن آسماری می‌باشند که البته نیازمند بررسی سایر پارامترهای بیومارکری است (شکل ۲).

بالا بودن میزان ترکیبات اشباع می‌تواند نشانگر بالا بودن بلوغ حرارتی و همچنین افزایش مسیر مهاجرت نفت‌ها باشد زیرا در اثر افزایش بلوغ حرارتی هیدروکربن‌های سنگین موجود در نفت شکسته شده و به ترکیبات سبک‌تر تبدیل می‌شوند همچنین از میزان ترکیبات سنگین نیز

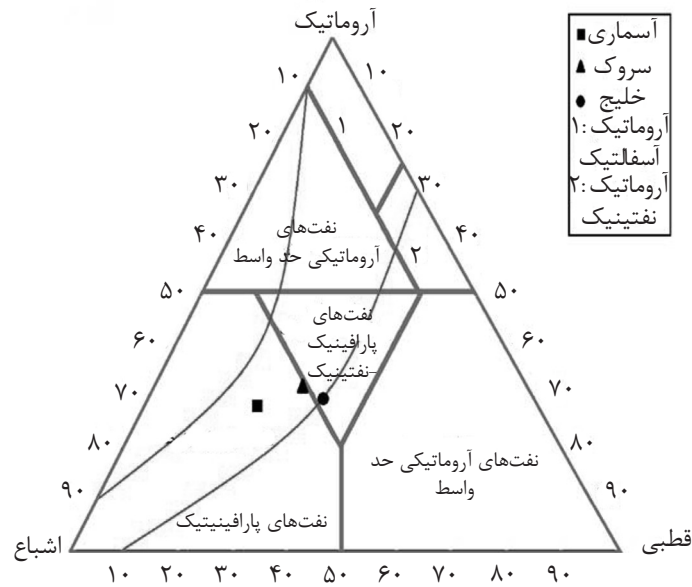
کاسته می‌شود البته با افزایش مسیر مهاجرت نفت‌ها نیز از میزان ترکیبات سنگین آنها نیز کاسته می‌شود. با توجه به این مطلب که نمونه‌های مخازن آسماری و سروک از یک میدان نمونه‌برداری شده‌اند و احتمال تغذیه شدن آنها از یک یا چند سنگ منشأ مشابه وجود دارد می‌توان وجود مقادیر بالای اجزای اشباع را ناشی از طولانی بودن مسیر مهاجرت دانست. علاوه بر این به دلیل حساسیت ترکیبات اشباع نسبت به پدیده‌های تجزیه و تخریب زیستی می‌توان استنباط کرد که هر سه نمونه نفت مورد مطالعه از پدیده‌های مخرب زیستی تا حد زیادی مصون بوده‌اند.

تعیین نوع و کیفیت هیدروکربنی نمونه‌ها

به منظور تعیین نوع و کیفیت هیدروکربنی نمونه‌ها از نمودار مثلثی تیسوت و ولته [۳] استفاده گردید که براساس این نمودار نمونه‌های مخازن آسماری، سروک و خلیج به ترتیب از نوع نفت‌های پارافینیک، غالباً پارافینیک تا پارافینیک - نفتینیک و پارافینیک - نفتینیک می‌باشند. از لحاظ کیفیت هیدروکربنی نمونه‌های نفت مخازن سروک و خلیج دارای تشابه بیشتری با یکدیگر هستند (شکل ۳).



شکل ۲ ترکیب شیمیایی و درصد اجزای تشکیل دهنده نمونه‌های نفت مورد مطالعه



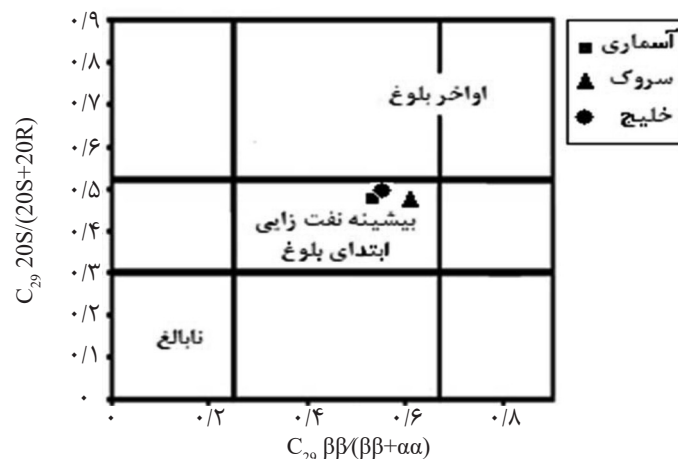
شکل ۳ نمودار اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی و تعیین نوع نفت پارافینیک برای نمونه آسماری و غالباً پارافینیک برای نمونه سروک و پارافینیک - نفتینیک برای نمونه خلیج [۴]

تعیین میزان بلوغ

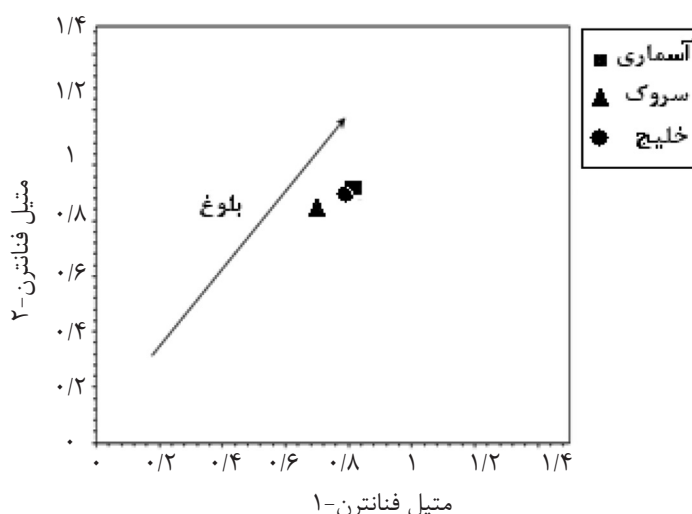
۱ (آسماری: ۱/۰۸، سروک: ۰/۹۸ و خلیج: ۰/۹۷) برای نمونه‌های نفت بالغ، مشخص شد که هر سه نمونه نفت مورد مطالعه دارای بلوغ حرارتی بالایی هستند و در مرحله بیشینه پنجره زایش نفت تولید شده‌اند (شکل ۴).

البته به منظور تأیید اطلاعات فوق از نمودار متیل فناترن-۱ در برابر متیل فناترن-۲ نیز استفاده شد که نتیجه آن نشان‌دهنده بلوغ بالا نمونه‌ها بود (شکل ۵).

از نسبت تغییرات بیومارکری $C_{29} \text{sterane } \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در برابر نسبت $C_{29} \text{sterane } 20S/(20S+20R)$ به منظور تعیین میزان بلوغ نمونه‌ها استفاده شد. این نسبت بر مبنای واکنش‌های ایزومریزاسیون و اپیمریزاسیون استران‌های C_{29} می‌باشد که از میان تمامی نسبت‌های بیومارکری مورد استفاده برای تعیین بلوغ حرارتی دارای اعتبار بیشتری است [۵]. با استفاده از نسبت تغییرات نمودار فوق و همچنین میزان شاخص ارجعیت فرد کربنی (CPI) نزدیک به



شکل ۴ نمودار نسبت $C_{29} \text{sterane } \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در برابر نسبت $C_{29} \text{sterane } 20S/(20S+20R)$ نشان‌دهنده بلوغ بالا نمونه‌ها [۶]



شکل ۵ نمودار نسبت تغییرات متیل فنانترن - ۱ در برابر متیل فنانترن - ۲ که بلوغ بالا در نمونه‌ها را نشان می‌دهد

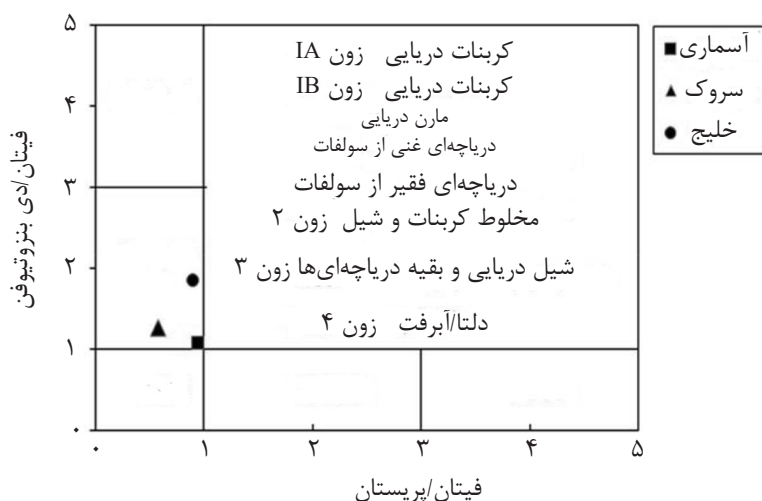
تعیین لیتولوژی سنگ منشأ نمونه‌ها

هنگامیکه نسبت‌های فیتان/پریستان به همراه نسبت‌های فنانترن/دی بنزوتیوفن در کنار یکدیگر مورد استفاده قرار می‌گیرند، اطلاعات با ارزشی را در مورد محیط ته‌نشینی و لیتولوژی سنگ منشأ فراهم می‌کنند [۷]. با توجه به محل قرارگیری نمونه مخزن آسماری در محدوده زون IB و جهشی که به سمت زون II پیدا کرده است می‌توان جنس سنگ منشأ کربناته - شیلی را به آن نسبت داد همچنین محل قرارگیری نمونه‌های مخازن سروک و خلیج در محدوده زون IB نشانگر جنس سنگ منشأ کربناته - مارنی برای آنها است (شکل ۶).

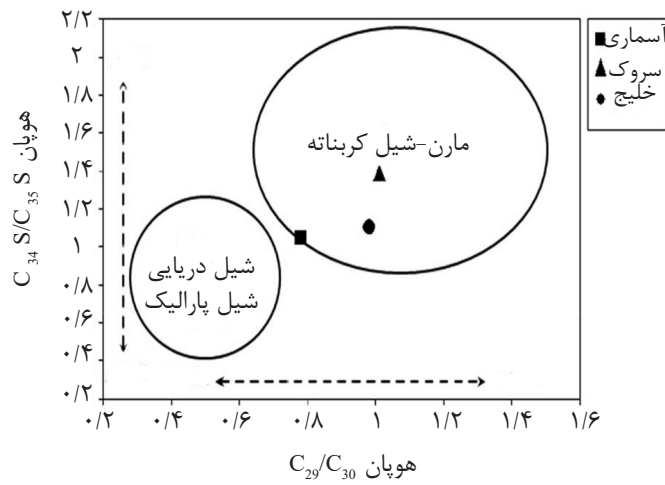
همچنین استفاده از نمودارهای نسبت تغییرات هویان C_{29}/C_{30} به هویان C_{34}/C_{35} و هویان C_{29}/C_{30} به دیاستران C_{27} نشان‌دهنده لیتولوژی مشابه سنگ‌های منشأ مولد نفت مخازن سروک و خلیج می‌باشد (شکل ۷ و ۸).

تعیین محیط تشکیل و نوع ماده آلی سنگ منشأ نمونه‌ها

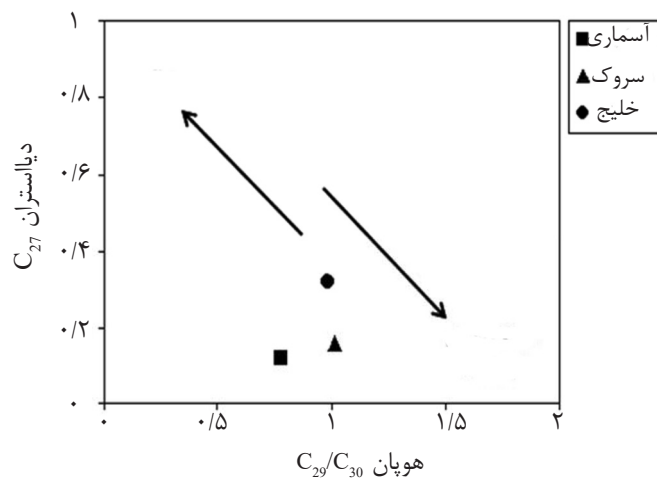
یکی از رایج‌ترین روش‌ها برای تعیین محیط ته‌نشینی سنگ‌های منشأ، استفاده از دیاگرام مثلی استران‌های منظم C_{27} ، C_{28} ، C_{29} است. استفاده از این نمودار محیط رسوب‌گذاری دریایی باز تا محیط پارالیک را برای سنگ‌های منشأ مولد نمونه‌های نفت نشان می‌دهد (شکل ۹).



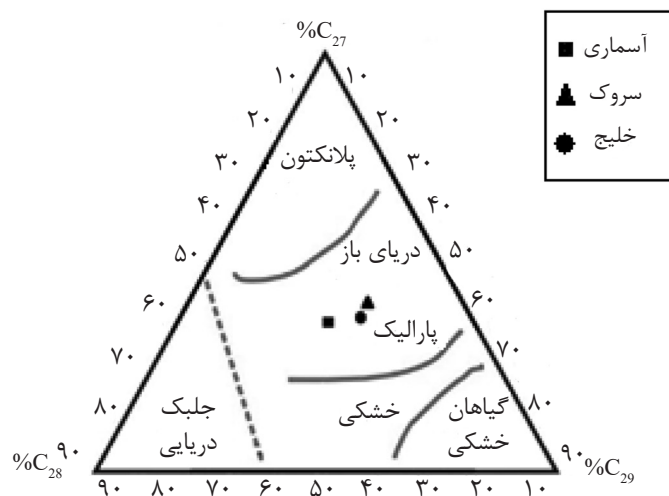
شکل ۶ نمودار تغییرات دی بنزوتیوفن به فنانترن در برابر نسبت پریستان به فیتان نشانگر لیتولوژی کربناته - مارنی دریایی نمونه‌های سروک و خلیج و کربناته - شیلی نمونه آسماری [۸]



شکل ۷ نمودار نسبت تغییرات هوپان C_{29}/C_{30} در برابر هوپان C_{34}/C_{35}



شکل ۸ نمودار نسبت تغییرات هوپان C_{29}/C_{30} در برابر دیاستران C_{27}

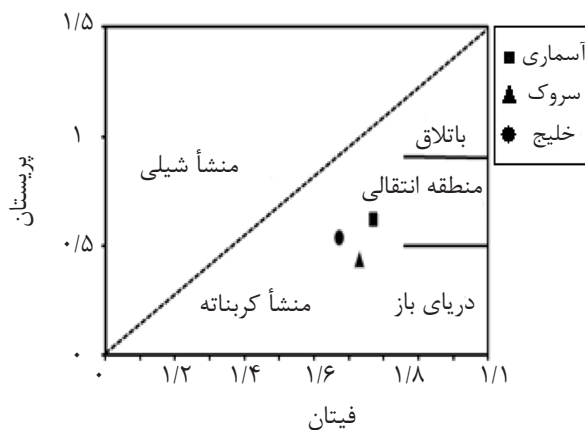


شکل ۹ نمودار مثلثی C_{27} ، C_{28} ، C_{29} به منظور شناسایی محیط‌های رسوب‌گذاری سنگ منشأ و نوع مواد تشکیل‌دهنده سنگ منشأ نمونه‌های نفت [۷]

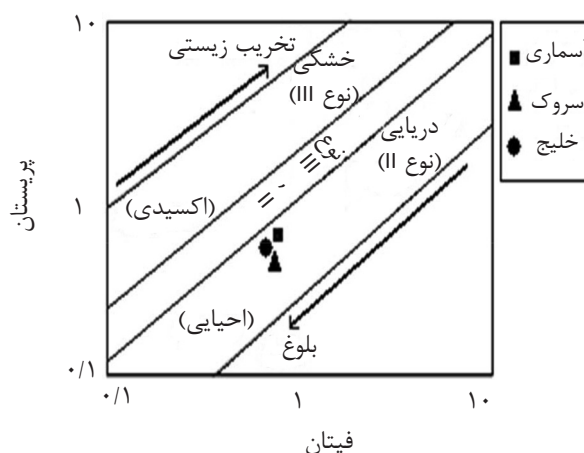
و نمونه خلیج در حد فاصل منطقه انتقالی و دریایی باز را نشان می‌دهد (شکل ۱۰).

علاوه بر آن از نمودار تغییرات مقادیر پرستان به فیتان برای تعیین نوع ماده آلی نفت‌های خام و تفسیر شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء نفت‌ها استفاده می‌شود [۸ و ۹]. محل قرارگیری نمونه‌ها در این نمودار نشان‌دهنده تهنشینی سنگ‌های منشاء نمونه‌ها در محیطی دریایی و شرایطی احیایی و وجود مواد آلی نفت‌ساز از نوع کروژن II (مواد آلی جلبکی) در آنها می‌باشد (شکل ۱۱).

همچنین با استناد به بالا بودن میزان C_{27} و C_{29} که به ترتیب هر کدام معرف محیط قاره‌ای (گیاهان آلی) و محیط دریایی باز (سیانوباکتری) هستند می‌توان محیط ته‌نشینی سنگ‌های منشأ را حدواسط محیط دریایی باز و پارالیک دانست. به منظور تأیید اطلاعات فوق از نمودار تغییرات پرستان به فیتان استفاده گردید که نشان‌دهنده محیط ته‌نشینی حد فاصل پارالیک و دریایی باز برای نمونه‌ها است و به ترتیب تمایل نمونه آسماری به سمت منطقه انتقالی، نمونه سروک به سمت محیط دریایی باز



شکل ۱۰ نمودار تغییرات پرستان در برابر فیتان به منظور تعیین محل رسوب‌گذاری سنگ‌های منشأ نمونه‌های مورد مطالعه [۱]



شکل ۱۱ نمودار تغییرات نسبت پرستان در برابر فیتان [۸]

نمونه‌های مورد مطالعه مخازن آسماری و سروک و خلیج به ترتیب شامل ۰/۹۵ و ۰/۵۸ و ۰/۹۱ می‌باشد که تأییدکننده شرایط احیایی محیط در زمان ته‌نشست می‌باشد. البته اعداد نشان‌دهنده

نسبت پرستان به فیتان در محیط‌های دریایی اکسیدان بالاست (۲-۱: فیتان/پرستان) درحالی‌که در محیط‌های دریایی احیایی این نسبت رو به کاهش می‌گذارد (<۱: فیتان/پرستان). این نسبت در

ستاره‌ای) را برای انجام تطابق نفت - نفت پیشنهاد کردند [۱۱]. با استفاده از نمودار ستاره‌ای نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج به بررسی ژنتیک نفت‌ها پرداخته شد (شکل ۱۲). عدم تطابق و همپوشانی نمودارها نشان‌دهنده یکسان نبودن سنگ‌های منشأ مولد نفت‌ها می‌باشد. با توجه به نمودار رسم شده، نمونه‌های نفت مورد مطالعه مخازن آسماری و سروک و خلیج دارای ژنتیک متفاوت نسبت به یکدیگر هستند. البته لازم به ذکر است که عدم همپوشانی نمودارها در نمونه‌های نفتی مخازنی که از سنگ‌های منشأ یکسان تغذیه می‌شوند می‌تواند ناشی از اختلاط نفت‌ها و یا تأثیر فرآیندهای ثانویه بر روی آنها باشد. همچنین با توجه به ستون چینه‌نگاری و مطالعات پیشین صورت گرفته می‌توان ارتباط ژنتیکی میان نفت مخزن خلیج با نفت مخزن خامی در میدان نفتی خويز و ارتباط ژنتیکی میان نفت مخازن آسماری و سروک با نفت‌های تولید شده از سنگ‌های منشأ کژدمی، گرو و سرگلو را احتمال داد که البته نیاز به مطالعات بیومارکری بیشتری در این زمینه است.

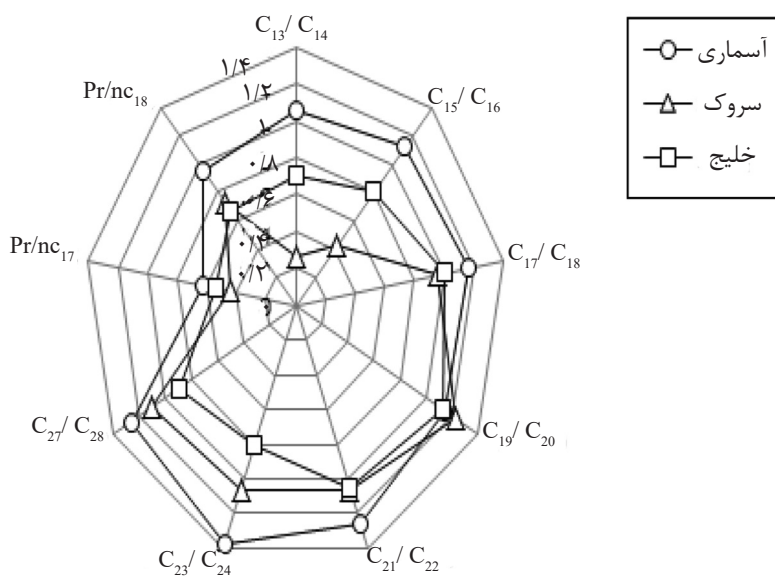
شرایط احیایی تر محیط تشکیل سنگ منشأ نمونه نفت مخزن سروک نسبت به مخزن آسماری و خلیج می‌باشد.

تعیین سن سنگ منشأهای مولد نمونه‌ها

ترکیب نورهوپانوتئید الئنان یک تری‌ترپان ۳۰ کربنی و از پیش‌نیازهای محیط خشکی که در آنژیواسپرم‌ها (نهاندانگان) به فراوانی یافت می‌شود. وجود آنها در محیط‌های دریایی به علت انتقال مواد زمینی به دریاست. چون نهاندانگان در زمان کرتاسه فوقانی به بعد ظاهر شده‌اند، عدم حضور الئنان در کرتاسه پایینی و رسوبات قدیمی تر قابل درک است [۱۰]. با استناد به مطالب فوق و عدم وجود الئنان در نمونه‌های نفت مورد مطالعه از مخازن آسماری و سروک و میزان کمتر از ۰/۲ در نمونه نفت مخزن خلیج می‌توان سن سنگ منشأهای نمونه‌های نفتی را در محدوده کرتاسه پایینی دانست.

بررسی ژنتیک نمونه‌های نفتی مورد مطالعه

کافمن و همکاران، استفاده از نسبت‌های بیومارکری و ترسیم آنها به شکل چند ضلعی (نمودار



شکل ۱۲ نمودار ستاره‌ای نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج به منظور بررسی ژنتیک و مشخص شدن یکسان بودن و یا عدم یکسان بودن سنگ منشأهای مولد نفت مخازن

نتیجه گیری

برای سنگ منشاءهای مخازن سروک و خلیج بود. همچنین استفاده از نمودار تغییرات پریستان در برابر فیتان نشانگر محیط رسوبی دریایی با شرایط احیایی و وجود مواد آلی نفت‌ساز از نوع کروژن II (مواد آلی جلبکی) در سنگ‌های منشأ نمونه‌های نفت مورد مطالعه است. با بررسی و مشاهده عدم وجود الکان در نمونه‌های مخازن آسماری و سروک و میزان کمتر از ۰/۲ آن در نمونه مخزن خلیج، می‌توان گفت که نمونه‌های نفت مورد بررسی از سنگ منشأهایی با سن کرتاسه پایینی بوجود آمده است. از طرفی با استفاده از نمودار ستاره‌ای نسبت الکان‌های نرمال فرد به زوج مشخص شد که نمونه‌های نفت مخازن آسماری و سروک و خلیج مورد استفاده در این پژوهش دارای ژنتیک متفاوت نسبت به یکدیگر هستند و با توجه به ستون چینه نگاری و مطالعات پیشین صورت گرفته می‌توان ارتباط ژنتیکی میان نفت مخزن خلیج با نفت مخزن خامی در میدان نفتی خویز و ارتباط ژنتیکی میان نفت مخازن آسماری و سروک با نفت‌های تولید شده از سنگ‌های منشأ کژدمی، گرو و سرگلو را احتمال داد که البته نیاز به مطالعات بیومارکری بیشتری در این زمینه است.

نمونه‌های نفت مورد مطالعه از مخازن آسماری و سروک میدان نفتی پازنان و مخزن خلیج میدان نفتی خویز شامل ترکیبی از اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی (رزین + آسفالتن) می‌باشند که در این بین اجزای اشباع بیشترین میزان و اجزای آسفالتن کمترین میزان را به خود اختصاص داده‌اند. با استفاده از نمودار تیسوت و ولته ۱۹۸۴ کیفیت نمونه نفتی مخازن آسماری، سروک و خلیج به ترتیب از نوع نفت‌های پارافینیک و غالباً پارافینیک تا پارافینیک - نفتنیک و پارافینیک - نفتنیک می‌باشد. نمودارهای نسبت تغییرات متیل‌فنانترن - ۱ در برابر متیل‌فنانترن - ۲ و نسبت بیومارکری $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ C_{29} sterane در برابر C_{29} Sterane 20S/(20S+20R) نشان‌دهنده بلوغ بالای هر سه نمونه نفت و تولید آنها در مرحله بیشینه پنجره نفت‌زایی بود. به منظور تعیین لیتولوژی سنگ‌های منشأ مولد نمونه‌های نفت از نمودار تغییرات دی بنزوئیوفن به فنانترن در برابر پریستان به فیتان استفاده گردید و نتیجه حاصل از آن معرف لیتولوژی کربناته - شیلی برای سنگ منشاء نمونه نفت مخزن آسماری و لیتولوژی کربناته - مارنی

مراجع

- [۱]. نظریان سامانی پ. و صنوبرلیماکشی ع.، "مقایسه ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری میدین نفتی پاریسی، پازنان و رگ سفید در فروافتادگی دزفول جنوبی با استفاده از زیست نشانگرها"، مجله علوم زمین، شماره ۵۹، سال پانزدهم.
- [۲]. عزیزی ع.، ارزیابی ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های چشمه‌های نفتی و مخازن موجود در جنوب ناحیه ایذه، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران، ۱۳۹۰.
- [3]. Tissot B. P. and Welte D. H., "Petroleum formation and occurrence", 2nd ed. Springer-Verlag, New Yor, 1984.
- [4]. Peters K. E. and Fowler M. G., "Application of Petroleum Geochemistry to Exploration and Reservoir Management," Organic Geochemistry, Vol. 33, Issue 1, pp. 5-36, January 2002.
- [5]. Peters K. E., Clifford C. E. and Moldwan J. M., "The biomarker guide", 2nd ed., Prentice Hall, New Jersey, 2005.
- [6]. Hunt J. M., "Petroleum geochemistry and geology", 2nd ed., W. H. Freeman and Company, New York, 1996.
- [7]. Hughes W. B., Holba A. G, L. I. P., "The ratios of dibenzothiophen to phenantherene and pristane to phytane as indicatore of depositional environment and lithology of petroleum source rocks", Geochimical et Cosmochimica

Acta., Vol. 59, pp. 3581-3598, 1995.

[8]. Connan J. and Cassou A. M., "*Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels*", *Geochemical Cosmochemical, Acta.*, Vol. 44, Issue 1, pp. 1-23, 1980.

[9]. Peters K. E., Cluifon M. J., Robertson G., "*Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from brora, scotland*," *Organic Geochemistry*, Vol. 12, pp. 61-73, 1999.

[۱۰] قربانی ب. و کمالی م. ح.، کاربرد نشانه‌های زیستی در ژئوشیمی آلی، انتشارات پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۹۰.

[11]. Kaufman R. L., Ahmed A. S. and Elsinger R. J., "*Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the Gulf of Mexico*," In GCSSEPM foundation ninth annual research conference proceedings, Vol. 9, 263- 282, 1990.



Geochemical Characteristics of Asmari, Sarvak and Khalij reservoirs in Pazanan and Khaviz Oil Fields Using Gas Chromatography and Gas Chromatography-Mass Spectrometry

Mehrbod Khalatbari¹, Mohammadreza Kamali², Mehran Arian^{1*} and Buyak Ghorbani²

1. Department of Earth Sciences, Basic Science Faculty, Science and Researches branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

2. Organic Geochemistry Department, Geology Institute, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

mehranarian@srbiau.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3505.2601

Received: June/17/2018

Accepted: May/01/2019

INTRODUCTION

Investigation and geochemical correlation between the oil samples of Asmari and Sarvak reservoirs in the Pazanan oil field and Khalij reservoir from the Khaviz oil field are the aim of this research. Two oil samples of Asmari and Sarvak reservoirs and one oil sample from Khalij reservoir in Khaviz oil field have been used for this purpose.

GEOLOGIC AND GEOGRAPHIC SETTING

Khaviz oil fields are situated in the Dezful Embayment sub-zone of Zagros sedimentary basin in the southwestern part of Iran. Dezful Embayment hosts the most important reservoirs of Iran. Based on geographic position, the

Pazanan oil field is located on 150 Km southeast of Ahwaz. Also, the Khaviz oil field is located on 10 Km northeast of Behbahan.

RESEARCH METHOD

In order to carry out geochemical survey, columnar chromatography, Gas Chromatography (GC) and Gas Chromatography Mass-Spectrometry (GC/MS) methods have been used in the geochemical research laboratories of Research Institute Petroleum Industry, Iran.

RESULTS AND DISCUSSION

CHEMICAL COMPOSITION OF SAMPLES

Chemical composition of oil is determined in terms of its components including saturate, aromatic, resins and asphaltenes. In the

Asmari oil reservoir sample, saturate and asphaltene fractions are in maximum and minimum amounts in comparison with the Sarvak and Khalij oil reservoir samples. It shows that the Asmari oil reservoir sample has got better quality.

DETERMINING THE KIND AND QUALITY OF HYDROCARBON

Based on chart of Tissot and Welt (1984), oil samples of the Asmari, Sarvak and Khalij are paraffinic, mainly paraffinic to paraffinic-naphthenic and paraffinic-naphthenic respectively.

MATURITY OF OIL SAMPLES

Based on biomarker maturity sensitive biomarkers such as C29 Sterane $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ versus C29 Sterane $20S/(20S+20R)$ [2] and CPI degree (near to 1), oils have got higher thermal maturity, and they are in oil producing window.

LITHOLOGY OF SOURCE ROCK

Based on charts pristane to phytane (Pr/Ph) against dibenzothiophene to phenanthrene (DBT/Phen) [3], lithology of generator source rock of Asmari sample was shaly carbonate. Also, source rock of Sarvak and Khalij oil reservoir samples were marine marly carbonate.

SEDIMENTARY ENVIRONMENT AND KEROGEN TYPE

The triplot diagram for regular steranes, C27, C28, C29 the oil reservoir samples shows open marine to paralic environment. Also, based on the chart ratios of Pr/Ph, the samples show type II kerogen in all source rocks.

AGE OF SOURCE ROCK

It seems that mixture of oleanane hopanoid which is a 30-carbon triterpenoid is derived from prerequisites of different dry needs, especially angiosperms which produce a lot of resins [4]. These are terrestrial in origin and transported to marine environment. Since angiosperms have been appeared after late Cretaceous, negation of oleanane in early Cretaceous and older deposits is understandable. By referring to above subjects and negation of oleanane in oil samples, we can estimate the age of source rocks of oil samples about early Cretaceous.

GENETICS OF OIL RESERVOIRS

Star chart of odd alkane to even ratio (Kaufman et.al, 1990) and non-overlap of charts show dissimilarity of source rocks of oil generators, lacking adjustment in oil and source rocks. According to this, oil samples of Asmari, Sarvak and Khalij reservoirs have been generated from different source rocks which are different in terms of geochemical properties, and they show oil contamination or secondary process.

CONCLUSIONS

Chemical composition of the oil samples include saturate, aromatic, resin and asphaltene components. Amongst them saturate and asphaltene fractions are the highest and lowest values respectively. Based on chart of Tissot and Welt (1984), oil samples of the Asmari, Sarvak and Khalij are paraffinic, mainly paraffinic to paraffinic-naphthenic and paraffinic-naphthenic respectively. In terms of maturity, all the three samples have high thermal maturity. Also, they are in oil producing window, and the lithology of generator source rock of Asmari sample is shaly

carbonate. The source rock of Sarvak and Khalij oil reservoir samples are marine marly carbonate. In addition, the oil reservoir samples show marine environment with reducing condition that accompanied by type II kerogen. Absence of Oleanane in samples shows that they are made of source rocks with the age of related to early cretaceous. Therefore, oil samples from Asmari, Sarvak and Khalij reservoirs are genetically different from each other.

REFERENCES

- [1]. Tissot B. P. and Welte D. H., "*Petroleum formation and occurrence*", 2nd ed. Springer-Verlag, New York, 1984.
- [2]. Peters K. E., Clifford C. E. and Moldwan J. M., "*The biomarker guide*", 2nd ed., Prentice Hall, New Jersey, 2005.
- [3]. Hughes W. B., Holba A. G, L. I. P, "*The ratios of dibenzothiophen to phenantherene and pristane to phytane as indicatore of depositional environment and lithology of petroleum source rocks*", *Geochimical et CosmochimicaActa.*, Vol. 59, PP. 3581-3598, 1995.
- [4] Ghorbani B. and Kamali M. H., "*Application of biomarkers in Organic Geochemistry*," Research Institute Petroleum Industry press, Tehran, Iran, 2011.
- [4]. Kaufman R .L., Ahmed A. S. and Elsinger R. J., "Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the Gulf of Mexico," In GCSSEPM foundation ninth annual research conference proceedings, 263- 282, 1990.