

تلفیق راه کارهای زمین‌شیمی و مهندسی مخزن جهت بررسی ارتباط جریان‌ی مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی گچساران

خالد معروفی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

بهرام علیزاده

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

اسماعیل رکنی

شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

مهدي فجرک

شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

تاریخ دریافت: ۹۵/۱۰/۲۴ تاریخ پذیرش: ۹۶/۵/۸

Alizadeh@scu.ac.ir

چکیده

علی‌رغم وجود لایه‌های عموماً ناتراوای سازندهای پایده و گورپی در حد فاصل مخازن آسماری و بنگستان، تکتونیک پیچیده و فعال جنوب‌غرب ایران امکان ارتباط جریان‌ی این دو مخزن را محتمل جلوه می‌دهد. بر همین اساس، تلفیقی از روش‌های زمین‌شیمی و مهندسی مخزن جهت بررسی ارتباط مخازن مذکور در میدان گچساران مورد استفاده قرار گرفت. شاخص‌های زیستی مشخص کردند که هیدروکربن‌های این مخازن منشأ یکسان از نوع کربناته‌مارنی غنی از مواد آلی دریایی همراه با مشارکت بخشی مواد آلی قاره‌ای داشته، که در محیطی دریایی از نوع احیا نیمه اکسیدی ته‌نشین گشته است. همچنین، همه نمونه‌ها از درجه بلوغی یکسان در حد مرحله حداکثر تولید هیدروکربن برخوردار می‌باشند. علاوه بر ارتباط ژنتیکی، راه کارهای زمین‌شیمیایی و مهندسی شامل اثر انگشت نفتی، غلظت عناصر سنگین، نتایج آنالیز PVT و تاثیر تزریق گاز به کلاک مخزن آسماری بر روند فشار هر دو مخزن، ارتباط جریان‌ی مخازن آسماری و بنگستان را نیز به اثبات رساندند. نتایج حاصله، برنامه‌های مدیریتی و سیانتهی این مخازن را کارا تر نموده و امکان برداشت همزمان از دو مخزن از طریق هر چاه را محتمل دانسته، که کاهش چشمگیر هزینه‌ها را به دنبال خواهد داشت. در نهایت، کارایی و اعتبار روش‌های زمین‌شیمی مخزن، خصوصاً در مراحل اولیه تولید میادین که داده‌های فشار در دسترس نمی‌باشند، اثبات گردید.

کلمات کلیدی: میدان نفتی گچساران، مخازن آسماری و بنگستان، زمین‌شیمیایی مخزن، مهندسی مخزن، ارتباط جریان‌ی

مقدمه

سدهای تراوایی متمرکز بوده‌اند (Halpern, 1995; Kaufman et al., 1990; Permanyer et al., 2007; Pomerantz et al., 2010). وجود سدهای تراوایی در مخزن‌ها و مابین آنها تاثیر شایانی در زمینه نحوه برداشت از این مخازن و مدیریت آن‌ها دارد. سدهای تراوایی می‌توانند حاصل قرارگیری لایه‌های ناتراوا در بین لایه‌های تراوای مخزن و یا گسل‌خوردگی مخزن باشند که حاصل این مهم، به‌وجود آمدن بخش‌ها یا زون‌های مجزا در مخزن است. شناخت و آگاهی کامل از وضعیت این زون‌ها اهمیت فراوانی داشته و برنامه حفاری و نرخ برداشت از بخش‌های مختلف مخزن را تغییر خواهد داد. از سوی دیگر، عدم شناخت آنها و در نتیجه برنامه مدیریتی ناکارآمد می‌تواند منجر به کاهش ضریب برداشت، افت فشار سریع و برنامه‌های حفاری پرهزینه گردد. وجود عوامل بوجود آورنده سدها نظیر لایه‌های ناتراوا و گسل‌ها را می‌توان با مطالعه ستون سنگ‌شناسی میدان، تغییرات

تاقدیس‌های کشیده (elongated anticlines) مهمترین تله‌های نفتی برای ۱۳۶/۲ میلیارد بشکه ذخیره نفتی ثابت شده ایران محسوب می‌شوند (Alavi, 2007)، که بیشتر این تله‌ها در جنوب غرب کشور (فروافتادگی دزفول) واقع شده‌اند. مخزن اصلی هیدروکربن‌های این منطقه، سازند آسماری به سن الیگوسن بوده و مخازن بنگستان و خامی (کرتاسه)، مابقی ذخایر را در خود جای داده‌اند. وجود لایه‌های عموماً ناتراوای سازندهای پایده و گورپی در حد فاصل دو مخزن آسماری و بنگستان موجب گشته تا این دو مخزن از هم مجزا فرض شده و امکان ارتباط بین آنها بعید به نظر برسد. با این حال، تکتونیک فعال منطقه و پیچیدگی‌های غیرمعمول حاصل از آن، رخداد این مهم را نیز امکان‌پذیر جلوه می‌دهد. مبحث ارتباط مخزن (reservoir continuity) از دیرباز مورد توجه مهندسان و زمین‌شناسان نفت بوده است، با این حال عمده مطالعات پیشین بر روی بررسی ارتباط بخش‌های مختلف یک مخزن و شناسایی

بررسی کارایی روش‌های زمین‌شیمیایی در مخازن کربناته کشور می‌باشد. همچنین ارتباط ژنتیکی و ویژگی‌های عمومی هیدروکربن‌های ذخیره‌شده نیز از نقطه نظر زمین‌شیمیایی مورد مطالعه قرار گرفته است.

زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی گچساران در فاصله ۵ کیلومتری جنوب‌غربی شهرستان گچساران و ۲۲۰ کیلومتری جنوب‌شرقی اهواز و در منطقه نفتخیز فروافتادگی دزفول (Dezful Embayment) واقع شده است (شکل ۱). فروافتادگی دزفول شامل مساحتی حدود ۶۰۰۰ کیلومتر در جنوب‌غرب کشور بوده که از نظر ساختاری بخشی از کمربند چین‌خورده زاگرس می‌باشد. حضور همزمان لایه‌های سنگ منشاء غنی از ماده آلی، مخزن‌های متخلخل و تراوا، پوش‌سنگ‌های کارا و تله‌های ساختمانی مناسب موجب گشته تا این منطقه به‌عنوان غنی‌ترین منطقه نفتی کشور معرفی گردد (Bordenave and Hegre, 2005).

میدان گچساران شامل مخازن کربناته آسماری، بنگستان (سازندهای ایلام و سروک) و خامی بوده (شکل ۲) و ساختمان آن بر روی افق آسماری، تاقدیسی کشیده و نامتقارن با محوری در جهت شمال غرب - جنوب شرق به طول حدود ۶۵ کیلومتر و عرض ۶ تا ۱۲ کیلومتر می‌باشد. مقدار شیب بر روی یال جنوبی آسماری عمدتاً زیاد (متجاوز از ۵۰ درجه و حداکثر ۸۰ درجه) بوده که نسبت به مقدار شیب بر روی یال شمالی (متوسط ۴ درجه) به مراتب بیشتر می‌باشد. میدان گچساران به‌دلیل مجاورت و انضمام تاقدیس نسبتاً کوچک و ساده‌ای با نام لیشر در دماغه غربی آن، گچساران - لیشر نیز نامیده می‌شود. این میدان از نظر زمین‌متری و هندسه رسوبی تحت تاثیر ساختار خطی خارک - میش قرار گرفته است. بخش اعظم تولید نفت از سازند آسماری این میدان صورت می‌گیرد که عمدتاً از سنگهای کربناتی تشکیل شده است. تاثیر شدید سیستم شکافدار و تراکم شکاف‌ها و نهایتاً برخورد دهانه چاه با شکاف‌ها منجر به اختلاف زیاد بین شاخص بهره‌دهی چاهها گشته است. تاکنون بیش از ۳۷۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است، که بخش اعظم آنها در سازند آسماری تکمیل شده‌اند.

روش کار

مطالعه حاضر در چند بخش به شکل زیر انجام گرفت:

مهندسی مخزن و خواص سیال هیدروکربنی

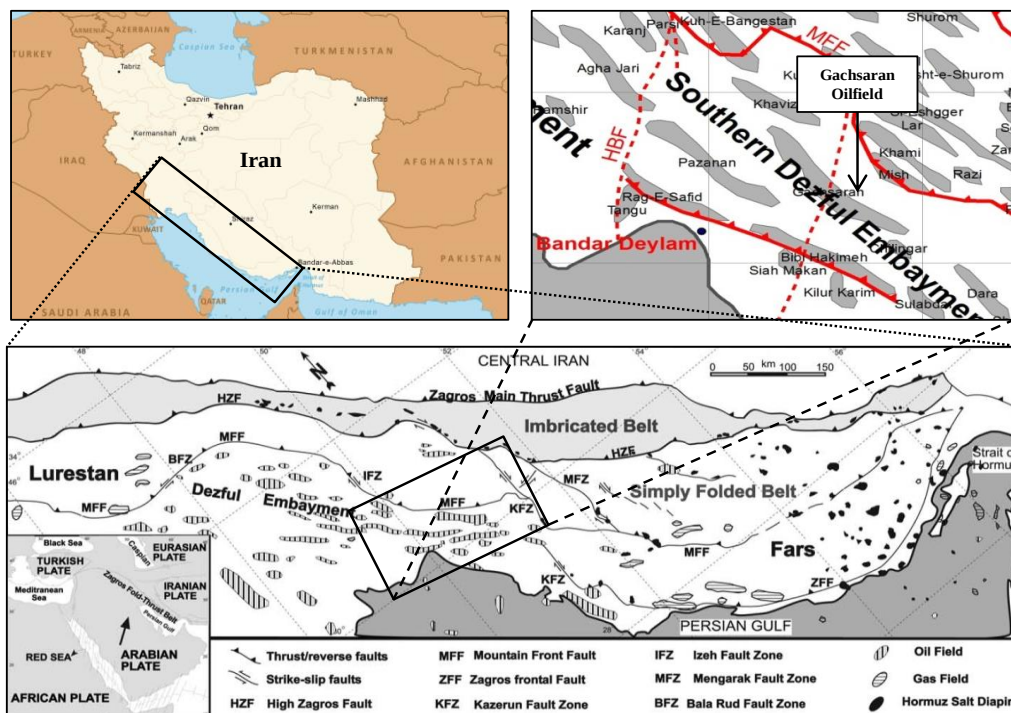
در این بخش ابتدا نتایج حاصل از آزمایش‌های PVT انجام‌گرفته بر روی سیال هیدروکربنی هر دو مخزن گردآوری شده و بر اساس تغییرات عمق و دما مورد ارزیابی قرار گرفت. از سوی دیگر، تاریخچه داده‌های فشار ساکن چاه‌های مشاهده‌ای و تولیدی هر دو مخزن آسماری و بنگستان میدان گردآوری شده و پس از حذف اثر اختلاف عمق مخزن در بخش‌های مختلف میدان، داده‌های مربوطه برای اعماق ۶۵۰، ۵۰۰ و ۸۰۰ متری به‌ترتیب برای سیال‌های گاز، نفت و آب یکسان‌سازی گردید. درنهایت، تاریخچه تغییرات فشار بر اساس نمودارهای حاصله مورد بررسی قرار گرفت.

ضخامت لایه‌ها و یا تکرارشدگی آنها، بررسی نگاره‌های چاه‌پیمایی و مطالعات لرزه‌ای تایید نمود، اما تعیین قابلیت انتقال یا عایق بودن این سدها نیازمند مطالعات گسترده و درنظرگرفتن فاکتورهای گوناگون است. در مطالعات مربوط به ارتباط مخازن معمولاً از داده‌های فشار مخازن در محل چاه‌ها و تغییرات آن با گذشت زمان، سطح تماس سیالات، و داده‌های PVT نظیر نسبت گاز به نفت (Gas Oil Ratio, GOR)، فشار نقطه حباب (bubble point pressure) و چگالی نفت بهره‌برده می‌شود. مهم‌ترین راه‌کار جهت اثبات وجود یا عدم وجود ارتباط در مطالعات مخازن، بررسی روند تغییرات فشار در طول زمان تولید می‌باشد. اما نظر به اینکه انجام این مهم در مراحل اولیه اکتشاف و تولید به‌دلیل عدم وجود داده‌های موردنیاز امکان‌پذیر نیست، لذا محققان تلاش کرده‌اند تا روش‌های دیگری را جهت بررسی ارتباط مخازن در مراحل اولیه اکتشاف و تولید مورد استفاده قرار دهند.

مطالعات زمین‌شیمیایی در گذشته غالباً معطوف به زمینه‌های اکتشافی بوده‌اند، اما با گذشت زمان در زمینه‌های تولید و مشکلات مربوط به مخزن نیز ایفای نقش کرده و با اثبات کارایی آن‌ها، با اقبال عمومی نیز روبرو گشته‌اند (England and Cubitt, 1995). این مهم در مورد مطالعات انجام گرفته در ایران نیز صادق بوده، بطوریکه مطالعات پیشین بیشتر معطوف به بررسی سنگ‌های منشاء و مقوله اکتشاف بوده (نظیر: معروفی و همکاران، ۱۳۸۹؛ علیزاده و همکاران، ۱۳۹۲)، ولی در چند سال اخیر به سمت مطالعات مخزنی نیز سوق یافته‌اند (مانند: علیزاده و همکاران، ۱۳۹۵). زمین‌شیمی مخزن (reservoir geochemistry)، ترکیب سیالات مخزنی را مورد مطالعه قرار داده و با شناسایی تغییرات موجود تلاش می‌کند تا منشاء آن‌ها را یافته و از نتایج حاصله جهت استنباط نحوه شکل‌گیری ذخیره مخزنی و ارائه راهکارهای کارا در زمینه‌های تولید، گسترش و سیانت مخازن استفاده کند (Cubitt et al., 2004). ویژگی‌های زمین‌شیمیایی سیالات به شرایط محیطی (نظیر فشار و دما) بسیار حساس بوده و با مطالعه دقیق آنها می‌توان تفاوت‌هایی را که داده‌های فشار و شیمی نفت توانایی شناخت آنها را نداشته‌اند، آشکار کرد.

بر همین اساس، امروزه استفاده همزمان از داده‌های مهندسی و زمین‌شیمیایی در مطالعات مخزنی مورد توجه محققان قرار گرفته است. اثر انگشت نفتی (oil fingerprint) حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی، ترکیب اجزاء چهارگانه نفت (اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالت)، ترکیب نشانگرهای زیستی (biomarkers)، ویژگی‌های ایزوتوپی سیالات مخزنی (مخصوصاً کربن) و غلظت عناصر سنگین موجود در نفت، داده‌هایی می‌باشند که بدین منظور همراه با داده‌های مهندسی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

میدان گچساران به‌عنوان یکی از بزرگترین میدان‌های جنوب‌غرب کشور، از پیچیدگی‌های زیادی برخوردار می‌باشد، به‌طوری‌که گسل‌خوردگی و عدم پیوستگی ساختاری موجب گشته تا شرایط مخزنی در کل این میدان یکنواخت نباشد. ویژگی‌های ساختمانی از قبیل تنوع شیب ساختاری (۲ تا ۸۰ درجه)، وجود گسل‌های متعدد و متنوع، و توزیع ناهمگون شکستگی‌ها، این میدان را به ساختمانی ویژه مبدل کرده است. هدف اصلی مطالعه حاضر، بررسی پیوستگی سیال مخازن آسماری و بنگستان این میدان با استفاده از تلفیق داده‌های مهندسی و زمین‌شیمی و



شکل ۱. موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه (Sephehr and Cosgrove, 2004).

PERIOD	EPOCH	STAGE	SOURCE	RESERVOIR	SEAL	DEZFUL EMBAYMENT	LEGEND
TERTIARY	PLIOCENE					AGHAJARI	Sandstone Shale or Marl and Sandstone and Shale Shale or Marl limestone Dolomite Anhydrite or Gypsum Salt
	MIOCENE					MISHAN	
						GACHSARAN	
	OLIGOCENE	UPPER				ASMARI	
	EOCENE	MIDDLE				SHAHBAZAN	
CRETACEOUS		LOWER				TALE ZANG	Sandstone Shale or Marl and Sandstone and Shale Shale or Marl limestone Dolomite Anhydrite or Gypsum Salt
	PALEOCENE					Emam Hasan Mbr.	
		MAESTRICHTIAN				GURPI	
		CAMPANIAN				ILAM	
		SANTONIAN				ILAM	
		CONIACIAN				LACAN	
		TURONIAN				SARVAK	
		CENOMANIAN				KAZHDUMI	
		ALBIAN				DARIYAN	
		APTIAN				FAHLIYAN	
JURASSIC		NEOCOMIAN				GADVAN	Sandstone Shale or Marl and Sandstone and Shale Shale or Marl limestone Dolomite Anhydrite or Gypsum Salt
	UPPER					GOTNIA	
	MIDDLE					SARGELU	
	LOWER					MUS	

شکل ۲. شماتیک ستون چینه‌شناسی فروافتادگی دزفول: سنگ‌های منشأ، مخزن‌ها و پوش‌سنگ‌های موجود، به‌وضوح مشخص شده‌اند.

آنالیزهای زمین‌شیمیایی

تعداد ۱۰ نمونه نفتی از چاه‌های تولیدی هر دو مخزن انتخاب شده (۶ نمونه از مخزن آسماری و ۴ نمونه از مخزن بنگستان) و آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی (Column Chromatography)، کروماتوگرافی

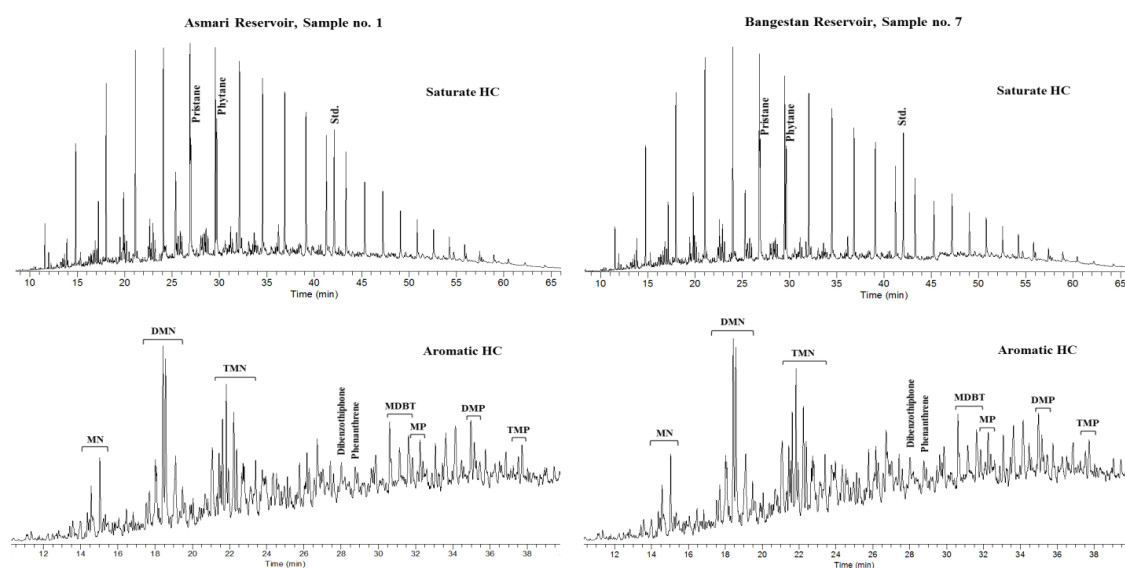
گازی (Gas Chromatography, GC)، کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی (Mass Spectrometry, Gas Chromatography)، و طیف‌سنج جذب اتمی (Atomic Absorption Spectrometry, AAS) بر روی آن‌ها انجام گرفت. بدین منظور ابتدا آسفالتن نمونه‌ها با استفاده از اضافه کردن نرمال هگزان ته‌نشین و جدا شده

از طریق محاسبه مساحت زیر هر پیک و مقایسه آن‌ها با نمونه‌های استاندارد استخراج گردید.

همچنین غلظت نیکل و وانادیوم تعدادی از نمونه‌ها از طریق روش طیف‌سنجی جذب اتمی شعله‌ای و براساس استاندارد بین‌المللی ASTM اندازه‌گیری شد. بدین منظور، مقدار ۲۵ گرم از هر نمونه جدا شده و ۲۰ سی‌سی اسید سولفوریک غلیظ به آن اضافه گردید. سپس نمونه‌ها در معرض حرارت بالا قرار گرفتند تا کامل خاکستر شده و مواد آلی آنها حذف شود. به منظور حذف کانی‌های دیگر، اسیدهای کلریدریک، سولفوریک و نیتریک به خاکستر غیرآلی باقیمانده اضافه شد تا در نهایت محلولی شفاف بدست آمده و به حجم رسانده شود. پس از کالیبره کردن دستگاه ASS، غلظت عناصر مربوطه با دقتی بالا مورد سنجش قرار گرفت.

و باقیمانده نفت (مالتن) بوسیله روش کروماتوگرافی ستونی و به ترتیب با استفاده از حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و متانول به برش‌های اشباع، آروماتیک و رزین تفکیک گردید.

سپس برش‌های اشباع و آروماتیک توسط دستگاه کروماتوگراف گازی واجد ستون موئین ۳۰ متری (قطر داخلی ۰/۲۲ میلی‌متر) متصل به یک تله یونی از نوع طیف‌سنج جرمی مدل Finnigan MAT GCQ مورد آنالیزهای کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی قرار گرفتند. برنامه دمایی کوره از ۷۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد (نرخ ۴ درجه در ثانیه) همراه با یک دوره هم‌دمای ۱۵ دقیقه‌ای در نظر گرفته شد. گاز هلیوم نیز به عنوان گاز حامل مورد استفاده قرار گرفت. در نهایت غلظت انواع شاخص‌های زیستی (biomarkers) و گروه‌های هیدروکربنی



شکل ۳. کروماتوگرام‌های گازی برش‌های اشباع و آروماتیک دو نمونه از نفت‌های مورد مطالعه مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران (MN = methyl naphthalenes; DMN = dimethylnaphthalenes; TMN = trimethylnaphthalenes; MDBT = methyl dibenzothiophene; MP = methylphenanthrenes; DMP = dimethylphenanthrene; TMP = trimethylphenanthrene).

جدول ۱. ترکیب کلی، نتایج حاصل از آنالیز GC و غلظت نیکل و وانادیوم نمونه‌های نفت میدان گچساران^a

شماره نمونه	مخزن	Saturate %	Aromatic %	Resin %	Asphaltene %	P t/Ph	P t/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	TAR	CPI	nC ₁₇ /nC ₂₇	Ni (ppm)	V (ppm)	V/Ni
۱	آسماری	۳۸/۵۴	۴۹/۰۸	۷/۵۷	۴/۸۱	۰/۸۹	۰/۶۷	۰/۸۰	۰/۲۲	۰/۹۶	۳/۵۵	۴۸/۱۰	۱۰۹/۳۴	۲/۲۷
۲	آسماری	۳۷/۸۵	۴۹/۵۷	۷/۵۵	۵/۰۲	۰/۸۷	۰/۶۶	۰/۷۶	۰/۲۳	۰/۹۹	۳/۶۳	۴۵/۰۸	۱۱۸/۷۸	۲/۶۳
۳	آسماری	۴۰/۱۲	۴۸/۳۹	۷/۲۴	۴/۲۴	۰/۹۳	۰/۶۵	۰/۷۳	۰/۲۲	۰/۹۸	۳/۵۰	-	-	-
۴	آسماری	۳۹/۶۵	۴۸/۳۳	۷/۲۳	۴/۷۸	۱/۰۱	۰/۶۳	۰/۶۷	۰/۲۱	۱/۰۰	۳/۸۵	-	-	-
۵	آسماری	۳۶/۳۶	۵۱/۵۱	۷/۷۰	۴/۴۴	۱/۰۵	۰/۶۳	۰/۶۷	۰/۲۰	۰/۹۲	۳/۸۴	۴۳/۴۶	۱۳۶/۵۲	۳/۱۴
۶	آسماری	۳۷/۴۷	۵۰/۴۴	۷/۸۸	۴/۲۱	۰/۸۵	۰/۶۵	۰/۷۸	۰/۲۳	۰/۹۹	۳/۵۰	۴۷/۱۸	۱۱۴/۱۴	۲/۴۱
۷	بنگستان	۳۸/۲۶	۴۹/۰۷	۶/۷۳	۵/۸۸	۱/۰۶	۰/۶۳	۰/۶۶	۰/۲۰	۰/۹۱	۴/۰۸	۵۲/۰۸	۱۰۶/۵۸	۲/۰۵
۸	بنگستان	۴۰/۳۷	۴۸/۵۴	۶/۸۹	۴/۲۰	۱/۰۳	۰/۶۴	۰/۶۵	۰/۲۰	۰/۹۹	۴/۲۲	۴۱/۶۸	۱۲۰/۲۴	۲/۸۹
۹	بنگستان	۳۸/۷۷	۴۸/۸۵	۶/۹۳	۵/۴۴	۱/۰۷	۰/۶۵	۰/۶۳	۰/۲۰	۱/۰۳	۴/۱۰	-	-	-
۱۰	بنگستان	۳۹/۶۳	۴۸/۲۹	۶/۸۸	۵/۱۹	۰/۹۳	۰/۶۷	۰/۷۳	۰/۲۱	۱/۰۰	۳/۶۴	-	-	-

^a Pr = pristane; Ph = phytane; CPI = carbon preference index; TAR = terrigenous to aquatic ratio $(nC_{27} + nC_{29} + nC_{31}) / (nC_{15} + nC_{17} + nC_{19})$; V = Vanadium; Ni = Nickel.

بحث

بررسی ارتباط ژنتیکی سیال مخازن

پیش از بررسی وضعیت ارتباط جریانی مخازن، این ارتباط می‌بایست از نظر ژنتیکی مورد ارزیابی قرار گیرد. ترکیب کلی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه و نتایج حاصل از آنالیزهای زمین‌شیمیایی در جداول ۱، ۲ و ۳ به تفکیک ذکر شده است. نظر به اینکه فرآیندهای دگرسانی ثانویه (secondary alteration processes) نظیر تخریب زیستی (biodegradation) و آبشویی (water washing) تاثیر زیادی بر ترکیب کلی، کیفیت اقتصادی و نرخ تولید هیدروکربن‌های ذخیره شده دارند (Milner et al., 1977; Connan, 1984; Tissot and Welte, 1984; Peters et al., 2005)، اثر فرآیندهای مذکور بر روی

نفت‌های مورد مطالعه، می‌بایست مورد بررسی قرار گیرد. پیک‌های برجسته و مشخص آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدها، عدم وجود بالاآمدگی کروماتوگرام‌ها (UCM hump) و مقادیر پایین نسبت‌های Pr/nC_{17} و Ph/nC_{18} (Volkman et al., 1983; Connan, 1984; Peters and Moldowan, 1993; Peters et al., 2005) را در مورد نمونه‌های هر دو مخزن آشکار می‌سازد (شکل ۳ و جدول ۱). از سوی دیگر، مقادیر نسبت بالای فناسران و دی‌بنزوفنانسران، و نبود نشانه‌ای مبنی بر کاهش پارافین‌های سبک نسبت به پارافین‌های سنگین و ایزوپرنوئیدها (Kuo, 1994)، نشان از عدم تاثیر فرآیند آبشویی بر نمونه‌های مورد مطالعه دارد.

 جدول ۲. پارامترهای وابسته به منشأ مستخرج از آنالیز MS-GC برای نمونه‌های نفت میدان گچساران^a

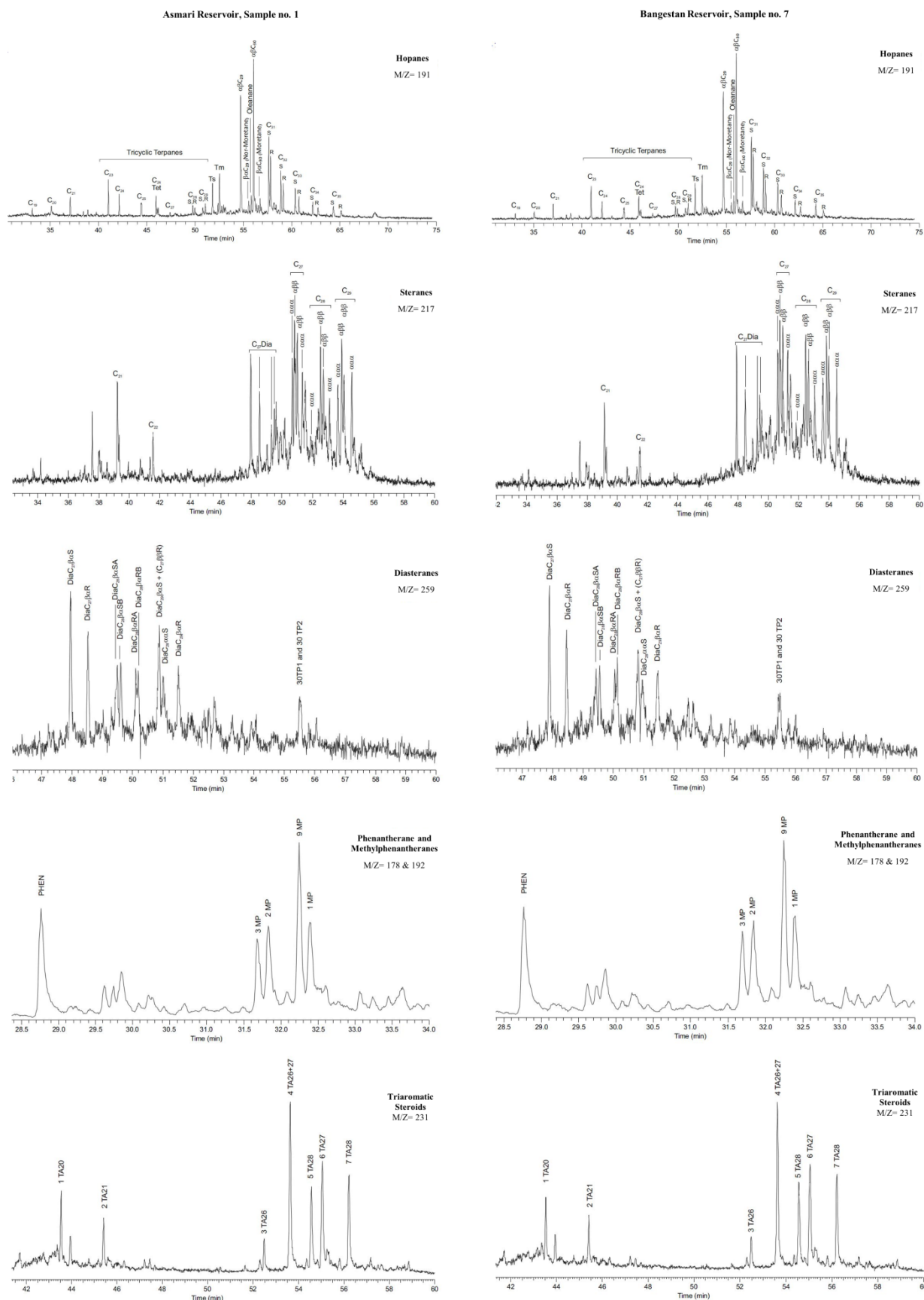
شماره نمونه	مخزن	%C ₂₇ St	%C ₂₈ St	%C ₂₉ St	C ₂₈ /C ₂₉ St	St/H	C _{24t} /C _{23t}	C ₃₁ R/C ₃₀ H	C ₃₅ /C ₃₄	Homohopane Index	Ol/H	GI	DBT/P
۱	آسماری	۳۸/۱۸	۲۹/۰۲	۳۲/۸۰	۰/۸۸	۰/۳۶	۰/۴۹	۰/۳۶	۰/۸۵	۰/۰۹	۰/۱۲	۰/۱۲	۱/۲۹
۲	آسماری	۳۶/۶۷	۳۱/۰۲	۳۲/۳۱	۰/۹۶	۰/۳۷	۰/۵۱	۰/۳۹	۰/۸۹	۰/۰۹	۰/۱۱	۰/۱۱	۱/۳۳
۳	آسماری	۳۷/۶۸	۲۹/۲۱	۳۳/۱۲	۰/۸۸	۰/۳۴	۰/۴۹	۰/۳۷	۰/۹۵	۰/۰۹	۰/۱۱	۰/۰۹	۱/۳۷
۴	آسماری	۳۷/۲۸	۲۹/۴۷	۳۳/۲۴	۰/۸۹	۰/۳۵	۰/۴۵	۰/۳۸	۰/۸۹	۰/۰۸	۰/۱۰	۰/۱۰	۱/۳۵
۵	آسماری	۳۸/۶۱	۲۹/۳۵	۳۲/۰۴	۰/۹۲	۰/۳۹	۰/۵۴	۰/۳۳	۰/۸۸	۰/۰۸	۰/۱۱	۰/۱۲	۱/۲۸
۶	آسماری	۳۷/۴۷	۲۹/۴۶	۳۳/۰۷	۰/۸۹	۰/۳۸	۰/۴۶	۰/۳۵	۰/۸۹	۰/۰۸	۰/۱۰	۰/۱۱	۱/۲۴
۷	بنگستان	۳۷/۹۹	۲۹/۷۰	۳۱/۳۲	۰/۹۲	۰/۳۵	۰/۵۱	۰/۳۳	۱/۰۲	۰/۰۹	۰/۱۱	۰/۰۹	۱/۲۸
۸	بنگستان	۳۶/۹۸	۲۹/۸۱	۳۳/۲۱	۰/۹۰	۰/۳۷	۰/۴۴	۰/۳۷	۱/۲۱	۰/۱۰	۰/۰۸	۰/۱۰	۱/۰۴
۹	بنگستان	۳۶/۸۱	۳۰/۰۵	۳۳/۱۴	۰/۹۱	۰/۳۵	۰/۵۳	۰/۳۶	۰/۸۸	۰/۰۹	۰/۱۰	۰/۱۰	۱/۴۲
۱۰	بنگستان	۳۷/۵۳	۲۹/۶۱	۳۲/۸۶	۰/۹۰	۰/۳۷	۰/۴۵	۰/۳۴	۱/۱۲	۰/۱۰	۰/۱۱	۰/۱۰	۱/۲۰

^a St = Sterane; H = hopane; C_{24t}/C_{23t} = C₂₄ tricyclic terpane/C₂₃ tricyclic terpane; C₃₁R/C₃₀H = C₃₁ 22R homohopane/C₃₀ hopane; C₃₅/C₃₄ = C₃₅/C₃₄ Hopane; Homohopane Index = C₃₅/(C₃₁-C₃₅) homohopanes; Ol/H = oleanane/C₃₀ hopane; DBT/P = dibenzothiophene/phenanthrene; GI = Gammacerane Index = gammacerane/hopane * 100;.

 جدول ۳. پارامترهای وابسته به بلوغ مستخرج از آنالیز MS-GC برای نمونه‌های نفت میدان گچساران^a

شماره نمونه	مخزن	C ₃₁ S/(S+R) Hopanes	C ₃₂ S/(S+R) Hopanes	Ts/(Ts+Tm)	C ₂₉ aaa 20S/(S+R) Steranes	C ₂₉ bb/(aa+bb) Steranes	20S/20S+20R Dias teranes	C ₂₇ Dia/(Dia+Reg) steranes	TA(I)/TA(II) +TA(III)	MPI-1	Rc
۱	آسماری	۰/۶۱	۰/۵۷	۰/۴۳	۰/۵۴	۰/۵۱	۰/۵۷	۰/۱۸	۰/۱۵	۰/۷۵	۰/۸۵
۲	آسماری	۰/۵۷	۰/۵۴	۰/۴۱	۰/۵۴	۰/۴۸	۰/۵۴	۰/۱۸	۰/۱۵	۰/۷۷	۰/۸۶
۳	آسماری	۰/۶۰	۰/۵۷	۰/۴۳	۰/۵۱	۰/۴۷	۰/۵۵	۰/۱۹	۰/۱۴	۰/۷۶	۰/۸۶
۴	آسماری	۰/۵۸	۰/۵۱	۰/۴۳	۰/۵۵	۰/۵۱	۰/۵۸	۰/۱۸	۰/۱۵	۰/۸۰	۰/۸۸
۵	آسماری	۰/۶۲	۰/۵۵	۰/۴۴	۰/۵۲	۰/۵۰	۰/۶۱	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۷۷	۰/۸۶
۶	آسماری	۰/۶۱	۰/۵۴	۰/۴۵	۰/۵۵	۰/۵۲	۰/۵۷	۰/۱۸	۰/۱۵	۰/۷۶	۰/۸۵
۷	بنگستان	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۴۳	۰/۵۴	۰/۵۰	۰/۵۸	۰/۱۹	۰/۱۶	۰/۷۷	۰/۸۶
۸	بنگستان	۰/۵۹	۰/۵۵	۰/۴۳	۰/۵۶	۰/۵۳	۰/۵۹	۰/۱۷	۰/۱۸	۰/۷۸	۰/۸۷
۹	بنگستان	۰/۶۱	۰/۵۶	۰/۴۵	۰/۵۲	۰/۵۰	۰/۵۹	۰/۱۸	۰/۱۶	۰/۷۸	۰/۸۷
۱۰	بنگستان	۰/۶۱	۰/۵۵	۰/۴۶	۰/۵۱	۰/۵۱	۰/۶۰	۰/۱۹	۰/۱۸	۰/۷۶	۰/۸۵

^a Ts = 18α(H)-trisnorhopane; Tm = 17α(H)-trisnorhopane; TA = triaromatic steroids; MPI-1 = Methylphenanthrene Index-1 = (1.5 * (2-methylphenanthrene + 3-methylphenanthrene))/(phenanthrene + 1-methylphenanthrene + 9-methylphenanthrene); Rc = 0.6 MPI-1 + 0.4 (for 0.65 to 1.35% Ro).

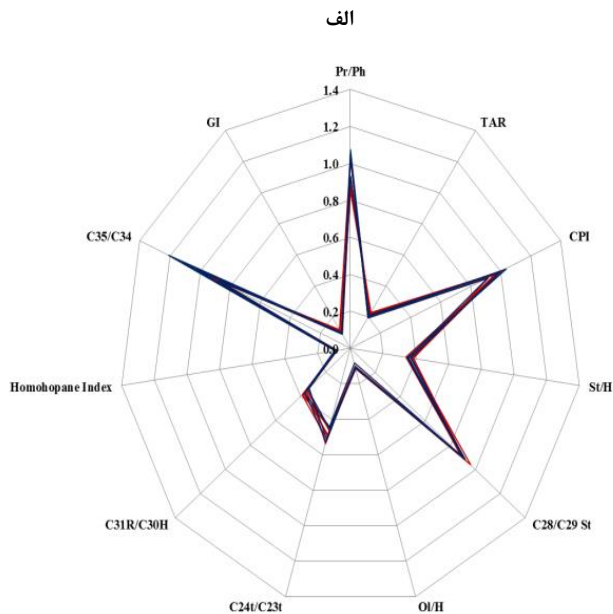
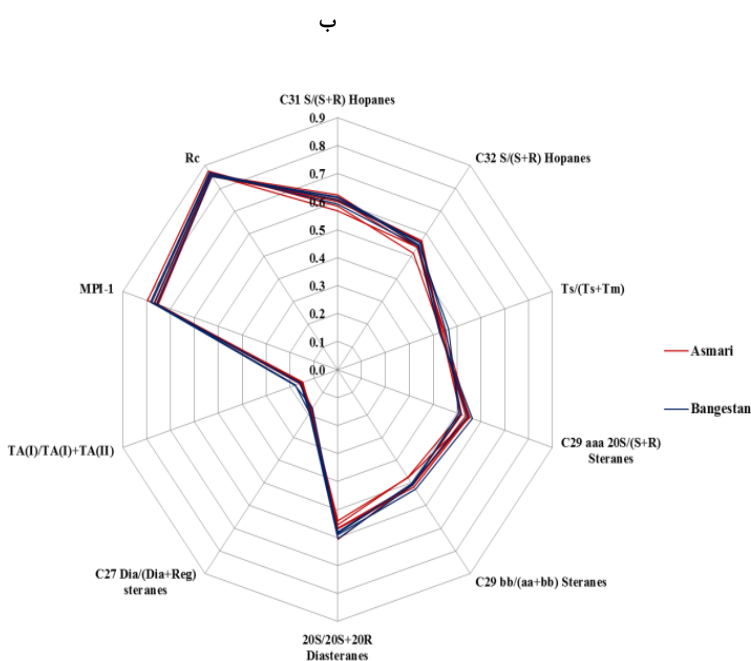


شکل ۴. تعدادی از کروماتوگرام‌های یونی حاصل از آنالیز MS-GC دو نمونه از نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران

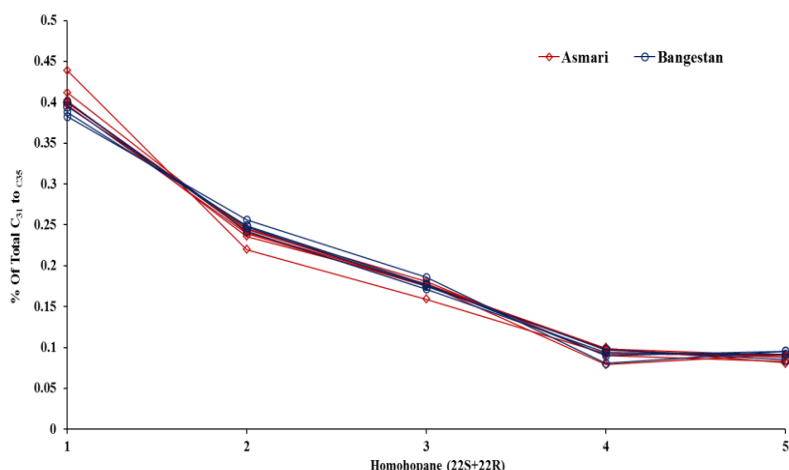
معرفی می‌کنند. از این میان می‌توان مقادیر بالای نسبت وانادیوم به نیکل، غلظت بالای بنزوئوپان‌ها، مقادیر پایین نسبت‌های پرستان به فیتان، استران به هویان و دیاستران به استران، و همچنین مقادیر نسبتاً بالای شاخص هموئوپان را برشمرد (Peters et al., 2005). از میان شاخص‌های سنی نیز، نسبت استران‌های C_{28}/C_{29} (۰/۸۸ تا ۰/۹۱) حکایت از سنی جوانتر از ژوراسیک (Grantham and Wakefield, 1988) برای نمونه‌ها داشته و غلظت نسبتاً بالای اولین نیز مشارکت فرعی سنگ منشاء به سن ترشیاری (Moldowan et al., 1994) را آشکار می‌سازد.

علاوه بر منشاء یکسان نفت‌های ذخیره شده در دو مخزن آسماری و بنگستان میدان گچساران، درجه بلوغ این نفت‌ها نیز مشابه می‌باشد (جدول ۳ و شکل ۵-ب). به تعادل رسیدن شاخص‌های بلوغ $C_{31} \& C_{32} S/(S+R)$ Hopanes، $20S/20S+20R$ Diasteranes، $C_{29}aaa$ Steranes، بلوغ در حد مرحله حداکثر تولید هیدروکربن یا پنجره اصلی نفت‌زایی را مشخص می‌کنند (شکل ۷-ب). از سوی دیگر عدم برقراری تعادل در مورد نسبت‌های $C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha$ steranes، $Ts/(Ts+Tm)$ ، C_{27} steranes (Dia/(Dia+Reg) و $TA(I)/TA(I)+TA(II)$ نشان‌دهنده عدم عبور از مرحله حداکثر تولید هیدروکربن می‌باشد. در نهایت، با استفاده از اندیس غیربومارکری متیل فنانسران (methylphenanthrene index، MPI) و فرمول‌های مربوطه (Radke and Welte, 1981)، درجه بلوغ ۰/۸۵ تا ۰/۸۸ ویتربینایت برای نفت‌های مورد مطالعه محاسبه گردید، که با نتایج پیشین هم‌خوانی دارد.

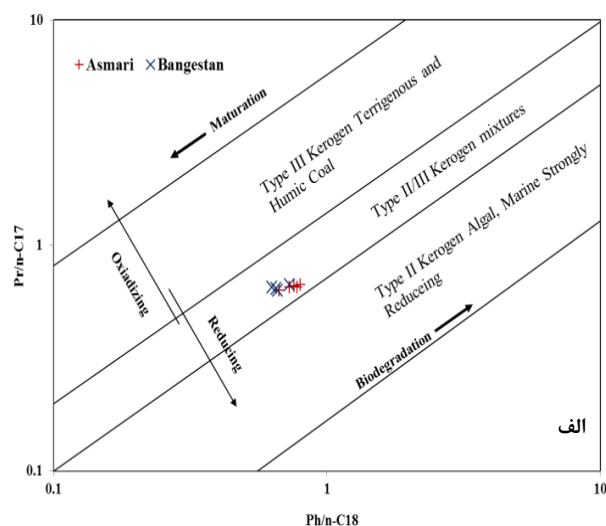
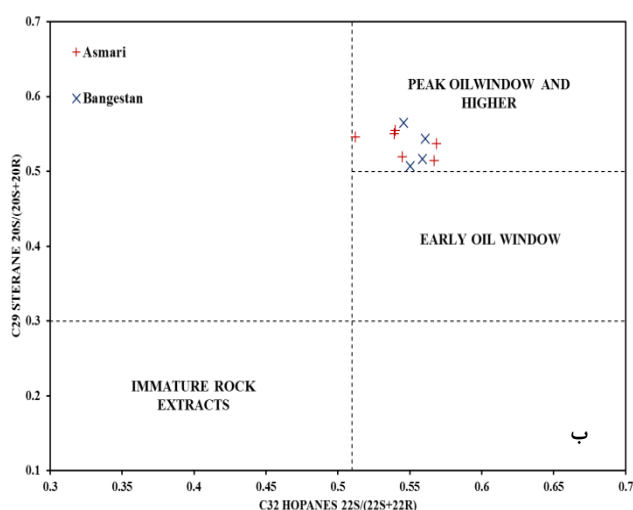
الگوی هم‌نوی کاروماتوگرام‌های حاصل از آنالیزهای GC و GC - MS، و همچنین مقادیر نسبتاً یکسان پارامترهای وابسته به منشاء مستخرج از آنها (اشکال ۳ و ۴ و جداول ۱ و ۲)، بیانگر ارتباط ژنتیکی نفت‌های مورد مطالعه و منشاء یکسان آنهاست. این ارتباط از طریق شکل ۵-الف که دیاگرام ستاره‌ای پارامترهای مربوطه را نشان می‌دهد، واضح‌تر دیده می‌شود. از سوی دیگر، شباهت زیاد الگوی توزیع هموئوپانهای C_{31} تا C_{35} نمونه‌ها (شکل ۶) نیز منشاء یکسان نفت‌های دو مخزن را اثبات می‌کند. مقادیر پایین نسبت آواری به قاره‌ای (terrigenous/aquatic ratio, TAR)، مقادیر حدود یک برای اندیس ترجیحی کربن (carbon preference index, CPI)، نسبت پرستان به فیتان کمتر از دو، بیشتر بودن غلظت استران‌های C_{27} نسبت به C_{28} و C_{29} ، و غلظت پایین دی‌ترپن‌های سه‌حلقه‌ای، بیانگر منشاء غنی از ماده آلی دریایی برای نمونه‌ها می‌باشد (Peters and Moldowan, 1993; Bourbonniere and Meyers, 1996; Peters et al., 2005). اینحال، مقادیر نسبتاً کم استران به هویان، مقادیر بزرگتر از ۰/۶ پارامتر Pr/nC_{17} و غلظت قابل توجه اولین در نمونه‌ها (Ekweozor and Udo, 1988; Riva et al., 1988; Peters and Moldowan, 1993) می‌دهد که مواد آلی قاره‌ای نیز در شکل‌گیری نفت‌های میدان (به‌صورت بخشی) مشارکت داشته‌اند. همچنین ترسیم نسبت‌های Ph/n و C_{17} در مقابل هم (شکل ۷-الف)، مخلوطی از کروژن‌های نوع II و III ته‌نشین‌شده در محیطی احیا - نیمه‌اکسیدی را به‌عنوان منشاء نفت‌ها معرفی می‌کند. شاخص‌های زیستی بطور هماهنگ سنگ‌منشاء کربناته - مارنی مربوط به محیطی احیا - نیمه اکسیدی را برای نفت‌های میدان گچساران



شکل ۵. دیاگرام ستاره‌ای پارامترهای وابسته به منشاء (الف) و وابسته به بلوغ (ب) نمونه‌های نفتی مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران



شکل ۶. توزیع مشابه هموهوپان‌های نمونه‌های نفتی مخازن مورد مطالعه که بیانگر ارتباط ژنتیکی آنهاست.



شکل ۷. الف: دیاگرام نسبت ایزوپرنوئیدها به آلکان‌های نرمال مجاورشان (Hunt, 1996) که مخلوطی از کروژن‌های نوع II و III را به عنوان منشأ نفت‌ها معرفی می‌کند. ب: نمودار نسبت‌های بیومارکری شاخص بلوغ استران‌ها و هوپان‌ها (Ourisson et al., 1984) که نشان از بلوغ یکسان و در حد مرحله حداکثر تولید هیدروکربن برای نمونه‌های مورد مطالعه دارد.

گازی و نسبت ترکیبات غیربیومارکری متوالی حاصل از آنالیز MS-GC از جمله این راهکارها می‌باشند. بدین منظور، به ترتیب ۱۶ و ۱۲ عدد از نسبت‌های پیک‌های متوالی کروماتوگرام‌های گازی ترکیبات اشباع و آروماتیک و همچنین ۲۰ عدد از نسبت‌های پیک‌های متوالی کروماتوگرام‌های یونی حاصل از آنالیز MS-GC انتخاب شده و بصورت دیاگرام‌های ستاره‌ای مورد مقایسه قرار گرفتند (شکل ۸). انطباق بسیار خوب موجود بین نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در هر سه دیاگرام، بیانگر احتمال وجود ارتباط جریانی مابین دو مخزن است.

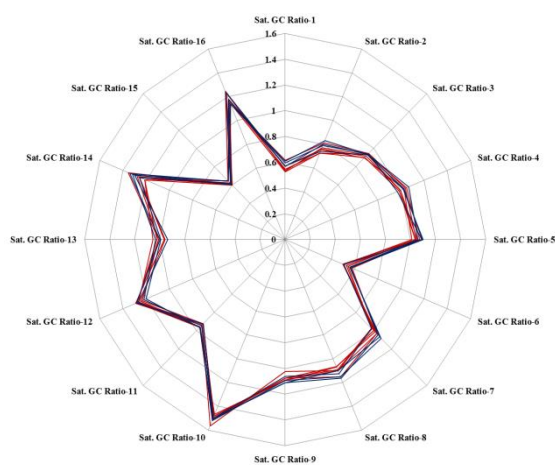
ترسیم مقادیر غلظت عناصر نیکل و وانادیوم در مقابل هم (شکل ۹) و عدم جدایش نمونه‌های دو مخزن از همدیگر نیز تاییدکننده نتایج پیشین می‌باشد. نظر به اینکه راهکارهای زمین‌شیمیایی مورد استفاده نتایج همدیگر را مورد تایید قرار می‌دهند، می‌توان با اطمینان نسبتاً بالایی،

بررسی ارتباط جریانی سیال مخازن از طریق راهکارهای زمین‌شیمی مخزن

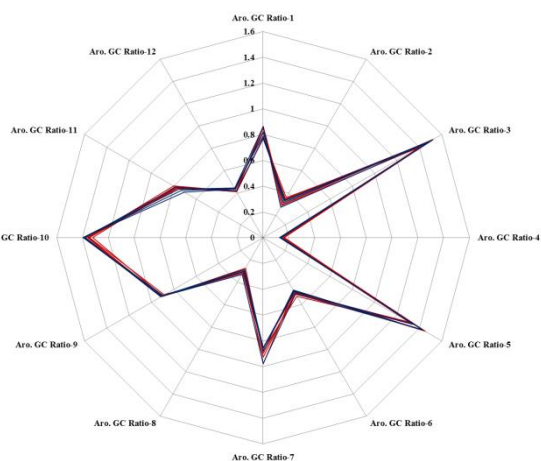
علیرغم شباهت بسیار زیاد مابین پارامترهای متداول زمین‌شیمیایی سیال دو مخزن که حاصل منشأ یکسان و بلوغ مشابه می‌باشد، شباهت مذکور نمی‌تواند دلیلی محکم‌پسند مبنی بر ارتباط جریانی مابین مخازن باشد. در واقع، ارتباط ژنتیکی مشاهده شده جزو ارکان لازم جهت اثبات وجود ارتباط جریانی بوده، اما کافی نمی‌باشد. کما اینکه چنین شباهتی ممکن است در مورد نفت میادین کاملاً مجزا از هم نیز صرفاً به دلیل ژنر یکسان، رخ دهد. با اینحال زمین‌شیمی مخزن راهکارهایی مفید را جهت بررسی ارتباط مخازن ارائه می‌دهد. غلظت عناصر سنگین موجود در نفت خام و اثر انگشت نفتی حاصل از نسبت پیک‌های متوالی کروماتوگراف‌های

وجود ارتباط جریانی مابین دو مخزن آسماری و بنگستان میدان گچساران را نتیجه گرفت.

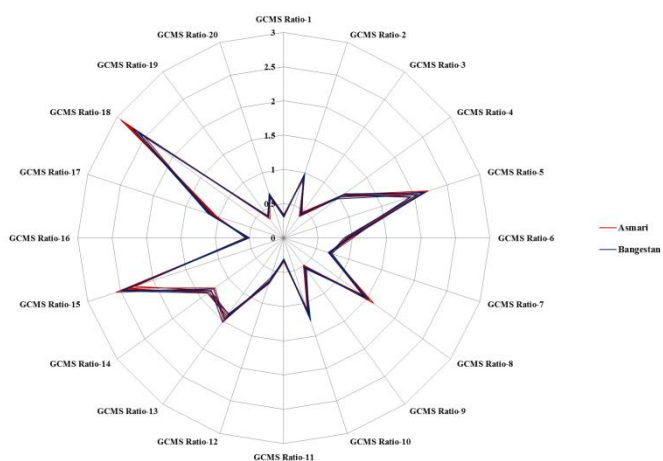
الف



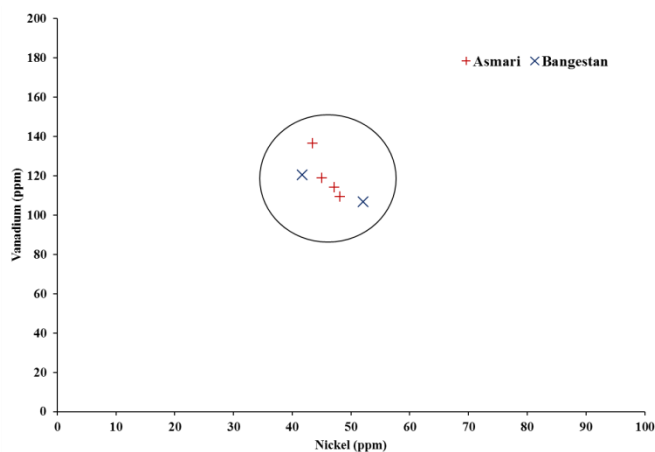
ب



ج



شکل ۸. الف: دیاگرام‌های ستاره‌ای حاصل از نسبت پیک‌های متوالی کروماتوگرام گازی برش‌های اشباع (الف) و آروماتیک (ب) و نسبت پیک‌های متوالی کروماتوگرام‌های یونی (ج) جهت ارزیابی ارتباط جریانی بین مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران.



شکل ۹. نمودار غلظت نیکل در مقابل غلظت وانادیوم: غلظت یکسان و عدم جدایش نمونه‌های دو مخزن، نشان‌دهنده ارتباط جریانی است.

بررسی ارتباط جریان سیال مخازن از طریق راه‌کارهای مهندسی مخزن

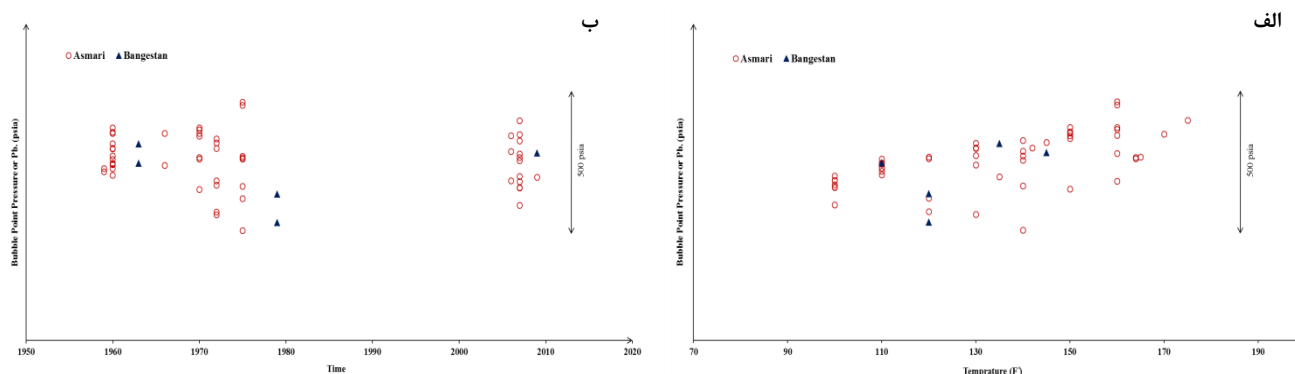
نتایج حاصل از آزمایش‌های PVT بر روی نمونه‌های سیال مخزنی، یکی از مهمترین داده‌های مورد استفاده جهت تفسیر ویژگی‌های مخزن و پیش‌بینی روند تغییرات ویژگی‌های سیال‌ها (نظیر چگالی، فشار، سطوح تماس و غیره) در طول دوره برداشت از مخزن می‌باشند. در میدان گچساران تاکنون بیشتر آنالیزهای PVT بر روی سیال مخزن آسماری انجام گرفته اما با اینحال تعداد انگشت‌شماری آنالیز نیز بر روی سیال مخزن بنگستان صورت پذیرفته است. متأسفانه اکثر آنالیزهای مربوط به مخزن بنگستان از نوع مقدماتی بوده و داده‌های نظیر غلظت کلی هیدروکربن‌ها، هیدروژن سولفور و غیره در دسترس نمی‌باشد.

نخستین پارامتری که در این مطالعه مورد بررسی قرار داده می‌شود، فشار اشباع سیال یا فشار در نقطه حباب است. نظر به اینکه آزمایش‌های PVT در دماهای مختلف انجام شده و این تغییر دما تاثیر شایانی بر میزان فشار اشباع محاسبه شده دارد، مقادیر فشار اشباع در مقابل داده‌های ترسیم گشتند (شکل ۱۰- الف). نخستین برداشتی که از این نمودار حاصل می‌شود این است که با افزایش دمای آزمایش، فشار اشباع نیز افزایش یافته است. نکته حائز اهمیت دیگر اینکه، نمونه‌های مربوط به مخزن بنگستان مقادیر فشار اشباع مشابه با نمونه‌های مخزن آسماری داشته، که بیانگر یکسان بودن ویژگی‌های سیال دو مخزن است. با توجه به اینکه آزمایش‌های مربوطه در زمان‌های مختلف انجام گرفته‌اند، داده‌های فشار اشباع در مقابل زمان انجام آزمایش نیز ترسیم گشتند (شکل ۱۰- ب). روند یکسان تغییرات فشار اشباع هر دو مخزن با گذشت زمان (روند کاهشی تا پیش از سال ۱۹۸۰ و ثبات در آزمایشات جدیدتر)، فرضیه شرایط یکسان مخزنی برای سیال دو مخزن را قوت می‌بخشد. ترسیم نسبت گاز به نفت در مقابل دمای آزمایش و زمان (شکل ۱۱) نیز روندی مشابه با روند داده‌های فشار اشباع داشته، بطوریکه با افزایش دما، مقدار نسبت گاز به نفت نیز ازدیاد یافته و همچنین تفاوتی در بین نمونه‌های دو مخزن دیده نمی‌شود. به نظر

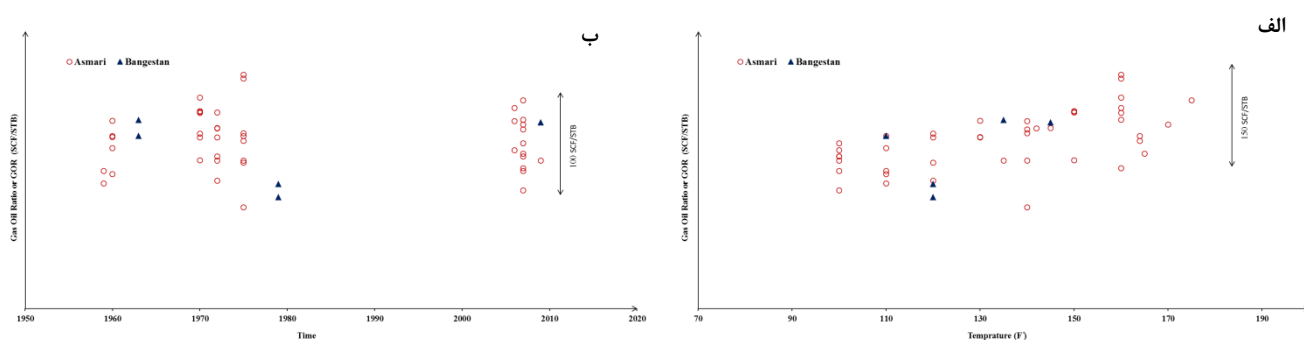
می‌رسد که نوسانات نسبت گاز به نفت نمونه‌ها معلول تغییرات دمای آزمایش و زمان نمونه‌برداری بوده و این مهم به نوبه خود موجب نوسان در فشار اشباع اندازه‌گیری شده گشته است. از سوی دیگر، روند کاهشی و مقادیر مشابه چگالی نفت برای همه نمونه‌ها (شکل ۱۲)، نتایج پیشین مبنی بر شباهت زیاد ویژگی‌های سیال دو مخزن را تایید می‌کند.

تغییرات فشار در طول سال‌های تولید از میدان برای هر سه سیال آب، نفت و گاز روند نسبتاً مشابهی را نشان می‌دهد (شکل ۱۳). این تغییرات عمدتاً متأثر از تولید از مخازن و همچنین پروسه تزریق گاز در میدان است. تا پیش از آغاز پروژه تزریق گاز، روند فشار برای هر سه نوع سیال، بدلیل تولید از مخزن، روندی کاهشی بوده است. با تزریق گاز به کلاهی گازی مخزن آسماری، روند کاهش فشار سیالات متوقف شده و حتی در مورد سیال گاز، روندی افزایشی به خود گرفته است (شکل ۱۳). نکته جالب توجه اینکه، تزریق گاز به کلاهی گازی مخزن آسماری، فشار چاه‌های مخزن بنگستان را نیز تحت‌تاثیر قرار داده و موجب گشته تا دو مخزن از روند یکسان تغییرات فشار برخوردار باشند. این مهم به‌تنهایی مدرکی محکم و مطمئن جهت اثبات ارتباط جریانی دو مخزن آسماری و بنگستان در میدان گچساران است.

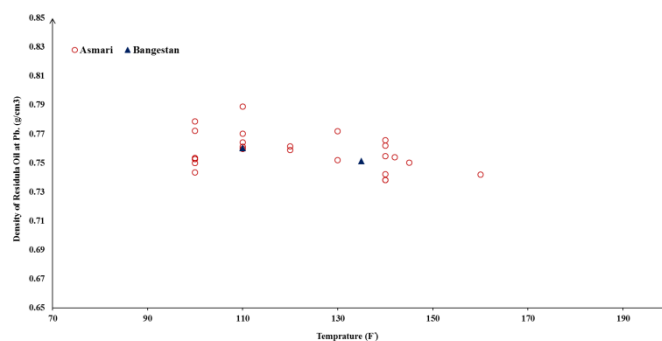
علیرغم یکسان‌سازی داده‌ها از نظر عمق، کماکان تفاوت نسبتاً زیادی بین فشار اندازه‌گیری شده در چاه‌های مختلف میدان دیده می‌شود. دلیل رخداد این مهم، مخازن کربناته میدان می‌باشند. برعکس مخازن آواری که عمدتاً از تراوایی بالایی برخوردار بوده و توزیع فشار در کل مخزن نسبتاً یکسان است، تراوایی و توزیع فشار در مخازن کربناته شدیداً وابسته به فرایندهای رسوبگذاری نظیر انحلال، سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن و خصوصاً شکستگی می‌باشد. بر همین اساس، علیرغم وجود ارتباط جریانی مناسب در بخش اصلی مخزن آسماری و مخزن بنگستان میدان گچساران و همچنین مابین دو مخزن، توزیع ناهمگون شکستگی‌ها در پیکره مخازن موجب تغییرات نسبتاً زیاد فشار ساکن چاه‌های میدان گشته‌است.



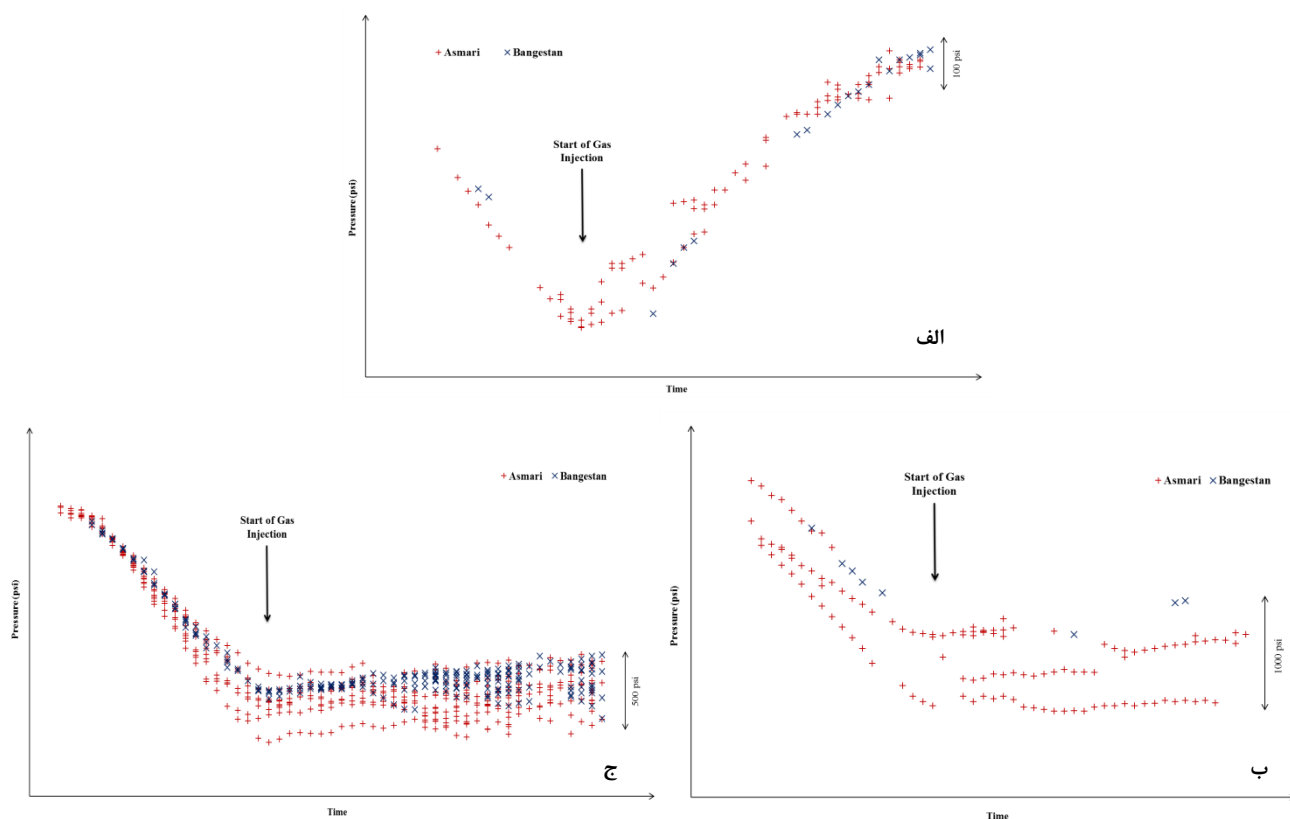
شکل ۱۰. تغییرات فشار اشباع برای نمونه‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران در دماهای مختلف (الف) و با گذشت زمان (ب).



شکل ۱۱. تغییرات نسبت گاز به نفت برای نمونه‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران در دماهای مختلف (الف) و با گذشت زمان (ب).



شکل ۱۲. تغییرات چگالی نفت باقیمانده در فشار اشباع برای نمونه‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران در دماهای مختلف.



شکل ۱۳. تغییرات فشار گاز (الف)، آب (ب) و نفت (ج) مخازن آسماری و بنگستان میدان گچساران با گذشت زمان که متاثر از تولید از میدان و همچنین پروژه تزریق گاز می‌باشد. اثر تزریق گاز بر فشار مخزن بنگستان و روند یکسان تغییرات، وجود ارتباط جریانی مابین دو مخزن را اثبات می‌کند.

نتیجه‌گیری

شاخص‌های زیستی ارتباط ژنتیکی هیدروکربن‌های ذخیره‌شده در دو مخزن آسماری و بنگستان میدان گچساران را اثبات کرده و نشان دادند که همه نمونه‌ها از سنگ منشاء یکسان منشاء گرفته‌اند. همچنین مشخص گشت که سنگ منشاء مربوطه کربناته - مارنی غنی از مواد آلی دریایی بوده که در محیطی دریایی از نوع احیا - نیمه اکسیدی ته‌نشین گشته است. علاوه بر این، نشانه‌هایی ملموس مبنی بر مشارکت مواد آلی قاره‌ای نیز رویت گشت. بلوغ نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در اندازه مرحله حداکثر تولید هیدروکربن بوده و هیچگونه نشانه‌ای مبنی بر اختلاف درجه بلوغ نمونه‌های دو مخزن رویت نشد. علاوه بر ارتباط ژنتیکی، راه‌کارهای زمین شیمیایی شامل اثر انگشت نفتی و غلظت عناصر سنگین، ارتباط جریانی مابین دو مخزن را نیز به اثبات رساندند. راه‌کارهای مهندسی نیز نتایج حاصل از زمین‌شیمی مخزن را تایید نمودند، بدین‌سان که ویژگی‌های یکسان شیمی سیال هر دو مخزن اعم از فشار اشباع، نسبت گاز به نفت و چگالی و همچنین روند یکسان تغییرات این پارامترها در طول سالیان متمادی تولید از مخزن، تنها با فرض ارتباط جریانی مخزن منطقی می‌نماید. بررسی داده‌های فشار ساکن چاه‌ها با گذشت زمان، به عنوان مهمترین و معتبرترین راه‌کار، تغییرات فشار هم‌روند را برای دو مخزن آشکار کرده و اثر یکسان تزریق گاز به مخزن آسماری بر روی هر دو مخزن میدان، ارتباط جریانی مورد بحث را تایید کرده و کارایی روش‌های زمین‌شیمی نفت را در مقوله مورد مطالعه به اثبات رساند. بدین‌سان می‌توان دو مخزن را بصورت مخزنی یکپارچه در نظر گرفت که این مهم، برنامه‌های مدیریت مخازن و سیانت از آن‌ها را کاراتر نموده و همچنین برداشت همزمان از دو مخزن از طریق هر چاه را محتمل می‌نماید، که پیامد آن کاهش چشمگیر هزینه‌های حفاری خواهد داد. این ارتباط

منابع

- علیزاده، ب.، تمیشه، ح.، زراسوندی، ع.، رشیدی، م.، ۱۳۹۵، مطالعه ایزوتوپی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میادین دشت آبادان، جنوب غرب ایران، مجله زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۲۰، ص ۷۷-۸۵.
- علیزاده، ب.، معروفی، خ.، حیدری‌فرد، م. ح.، ۱۳۹۲، ارزیابی میزان ماده آلی حاصل از شبکه عصبی مصنوعی در چهارچوب چین‌نگاری سکانشی: مطالعه موردی از سازند پابده در میدان نفتی مارون، مجله زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۷، ص ۳۰-۲۱.
- معروفی، خ.، حیدری‌فرد، م. ح.، عزیزی، ع.، خانی، ب.، ۱۳۸۹، ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده میدان مارون با استفاده از دستگاه راک - ایول ۶، نخستین همایش فناوری‌های نوین در صنعت نفت و گاز، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه.
- Alavi, M., 2007, Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran, American Journal of science, Vol: 307, No: 9, p: 1064-1095.
- Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran, Journal of petroleum Geology, Vol: 28, No: 4, p: 339-368.
- Bourbonniere, R.A., Meyers, P.A., 1996, Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie, Limnology and Oceanography, Vol: 41, No: 2, p: 352-359.
- Connan, J., 1984, Biodegradation of crude oils in reservoirs, Advances in petroleum geochemistry, Vol: 1, p: 299-335.
- Cubitt, J.M., England, W.A., Larter, S., (eds), 2004, Understanding petroleum reservoirs: towards an integrated reservoir engineering and geochemical approach, BOOK: Geological Society, London, Special Publications, 237 p.
- Ekweozor, C.M., Udo, O.T., 1988, The oleananes: Origin, maturation and limits of occurrence in southern Nigeria sedimentary basins, Organic Geochemistry, Vol: 13, No: 1-3, p: 131-140.
- England, W.A., Cubitt, J.M., 1995, Geochemistry of reservoirs, an introduction, Geological Society, London, Special Publications, Vol: 86, No: 1, p: 1-3.
- Grantham, P.J., Wakefield, L.L., 1988, Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock

- derived crude oils through geological time, *Organic Geochemistry*, Vol: 12, No: 1, p: 61–73.
- Halpern, H.I., 1995, Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams, *AAPG Bulletin*, Vol: 79, No: 6, p: 801–815.
- Hunt, M.J., 1996, *Petroleum geochemistry and geology*, 2nd ed., New York, WH Freeman and company, 743 p.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990, Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico, *GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings*: p. 282.
- Kuo, L.C., 1994, An experimental study of crude oil alteration in reservoir rocks by water washing, *Organic Geochemistry*, Vol: 21, No: 5, p: 465–479.
- Milner, C.W.D., Rogers, M.A., Evans, C.R., 1977, Petroleum transformations in reservoirs, *Journal of Geochemical Exploration*, Vol: 7, p: 101–153.
- Moldowan, J.M., Dahl, J., Huizinga, B.J., Fago, F.J., Hickey, L.J., Peakman, T.M., Taylor, D.W., 1994, The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms, *Science*, Vol: 265, p: 768–771.
- Ourisson, G., P. Albrecht, and M. Rohmer, 1984, Microbial origin of fossil fuels, *Scientific American*, Vol: 251, N: 2, p: 44–51.
- Permanyer, A., Rebufa, C., Kister, J., 2007, Reservoir compartmentalization assessment by using FTIR spectroscopy, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol: 58, No: 3, p: 464–471.
- Peters, K.E., Moldowan, J.M., 1993, *The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*, Englewood Cliffs, NJ (United States); Prentice Hall, 363 p.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005, *The biomarker guide*, Cambridge University Press, 1155 p.
- Pomerantz, A.E., Ventura, G.T., McKenna, A.M., Cañas, J.A., Auman, J., Koerner, K., Curry, D., Nelson, R.K., Reddy, C.M., Rodgers, R.P., 2010, Combining biomarker and bulk compositional gradient analysis to assess reservoir connectivity, *Organic Geochemistry*, Vol: 41, No: 8, p: 812–821.
- Radke, M., Welte, D.H., 1981, The methylphenanthrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons, *Advances in organic geochemistry*, Vol: 1983, p: 504–512.
- Riva, A., Caccialanza, P.G., Quagliaroli, F., 1988, Recognition of 18 β (H) oleanane in several crudes and Tertiary-Upper Cretaceous sediments. Definition of a new maturity parameter, *Organic Geochemistry*, Vol: 13, No: 4, p: 671–675.
- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004, Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran, *Marine and Petroleum geology*, Vol: 21, no: 7, p: 829–843.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984, *Petroleum formation and occurrence*, Springer-Verlag, New York, 966 p.
- Volkman, J.K., Alexander, R., Kagi, R.I., Noble, R.A., Woodhouse, C.W., 1983, A geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-basin of Western Australia, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol: 47, No: 12, p: 2091–2105.