

تطابق نفت-سنگ منشأ در میدان فوق عظیم نفتی گچساران

مجید صفائی فاروجی^۱، حسین رحیم پور بناب^۲، محمد رضا کمالی^۳ و بیوک قربانی^۴

^۱ کارشناسی ارشد، دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

^۲ استاد، دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

^۳ استاد، دانشکده معادن، مواد معدنی، انرژی و مهندسی شیمی، دانشگاه کربن، استرالیا

^۴ دانشجوی دکترا، گروه پژوهش ژئوشیمی، پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۴/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۲/۰۳

چکیده

بررسی ژئوشیمیایی سازندهای کژدمی و پابده حاکی از سنگ شناسی شیلی و کربناته و محیط رسوبی دریایی احیایی - نیمه اکسیدی برای هر دو سازند می‌باشد. در طرف مقابل، بلوغ حرارتی سازند کژدمی معادل با اواسط پنجره نفتی است در حالیکه پارامترهای شاخص بلوغ، حاکی از نابالغ بودن سازند پابده از لحاظ حرارتی و به عبارتی عدم ورود این سازند به پنجره نفت زایی می‌باشند. نشانه‌های زیستی موجود در هر چهار نمونه نفتی مورد مطالعه همگی حاکی از مشتق شدن نمونه‌های نفتی از سنگ مادر کربناته-شیلی یا ماری می‌باشند. بیومارکرهای شاخص بلوغ حرارتی حاکی از بلوغی معادل با اواسط پنجره نفت زایی برای هر چهار نمونه نفتی می‌باشند. مقادیر متفاوت شاخص الثنان در نمونه‌های نفتی حاکی از نقش پررنگ‌تر سازند پابده در تولید نفت چاه‌های ۳۶، ۵۶ و ۵۵ نسبت به نفت موجود در مخزن آسماری چاه ۲۲ می‌باشد. در مجموع، تطابق نفت - سنگ منشأ انجام گرفته هر دو سازند کژدمی و پابده را به عنوان سنگ مادر مولد نفت‌ها معرفی می‌کند.

کلیدواژه‌ها: بیومارکر، سنگ‌شناسی، محیط رسوبی، تطابق نفت-سنگ منشأ.

*نویسنده مسئول: حسین رحیم پور بناب

E-mail: rahimpor@ut.ac.ir

۱- پیش‌نوشتار

بالای این ناحیه از جنبه‌های مختلفی از جمله سیستم‌های نفتی (Bordenave, 2002; Bordenave and Burwood, 1990; Bordenave and Huc, 1995) مورد مطالعه قرار گرفته است (Alizadeh et al., 2012). سنگ‌های منشأ احتمالی واقع در این ناحیه از قبیل سازندهای کژدمی (آلبین-سنومانین) و پابده (ائوسن میانی-پایانی) از لحاظ ساختاری در یک فروافتادگی درون کراتونی تحت شرایط احیایی نهشته شده‌اند.

میدان فوق عظیم نفتی گچساران (Al-Husseini, 2007) با ذخیره بیش از ۴۵ میلیارد بشکه نفت برجا، یکی از بزرگ‌ترین میادین نفتی در فروافتادگی دزفول و در بین دیگر میادین نفتی ایران می‌باشد که دارای سابقه طولانی تولید (از سال ۱۹۴۰) بوده و دارای بیش از ۳۷۰ حلقه چاه حفاری شده می‌باشد (Alizadeh et al., 2018). این میدان بعد از میدان اهواز، بزرگترین میدان نفتی ایران می‌باشد که تولید روزانه آن در سال ۲۰۰۵ حدود ۵۶۰ هزار بشکه در روز بوده است. لازم به ذکر است که ۹۳ درصد از نفت برجای اولیه این میدان در مخزن آسماری جای گرفته است (Al-Husseini, 2007). تولید اصلی در این میدان از سازند آسماری بوده که عمدتاً از سنگ‌های کربناتی تشکیل شده است، اگرچه مخازن بنگستان و خامی هم نقش سنگ مخزن را در این میدان ایفا می‌کنند (Alizadeh et al., 2018). این میدان از لحاظ ساختاری به شکل تاقدیس نامتقارن (Alizadeh et al., 2018) و دارای طول تقریبی ۶۵ کیلومتر است که حداکثر عرض آن به وسعت ۹ کیلومتر در انتهای جنوب خاوری میدان واقع شده است (زینل زاده و همکاران، ۱۳۸۹). این میدان در بخش شمالی جنوب فروافتادگی دزفول، در مجاورت گسل جبهه کوهستان، با فاصله حدود ۲۰۰ کیلومتری از شهر اهواز، واقع شده است (Alizadeh et al., 2018) (شکل ۱).

۳- مواد و روش‌ها

در مطالعه پیش رو تعداد ۲ نمونه خرده حفاری از سازند کژدمی و تعداد ۲ نمونه از سازند پابده (جدول ۱) و همچنین تعداد ۴ نمونه نفتی (۲ نمونه از مخزن آسماری و ۲ نمونه از مخزن بنگستان) مورد ارزیابی ژئوشیمیایی با استفاده از ابزارهای کروماتوگرافی گازی (Gas chromatography)، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (Gas chromatography-Mass spectrometry) و

سازندهای کژدمی و پابده سنگ‌های منشأ اصلی میادین نفتی واقع در جنوب ایران از جمله فروافتادگی دزفول، که حدود ۸ درصد کل ذخایر نفتی جهان را در خود جای داده است، می‌باشند (Alizadeh et al., 2012; Bordenave and Hegre, 2005). از این رو بررسی ویژگی‌های ژئوشیمی آلی این سازندها از اهمیت بسیار بالایی برخوردار می‌باشد. این سازندها از دیدگاه ژئوشیمی آلی تاکنون تحت مطالعات فراوانی قرار گرفته‌اند (Alizadeh et al., 2012; Bordenave and Burwood, 1990; Bordenave and Huc, 1995; Kamali et al., 2006; Opera et al., 2013; Sfidari et al., 2016). سازند یا مخزن آسماری (الیگو-میوسن) دربردارنده بیش از ۹۰ درصد نفت قابل استحصال کشور و مهم‌ترین سنگ مخزن هیدروکربنی ایران می‌باشد (Ghazban, 2007). مخازن گروه بنگستان شامل سنگ آهک‌های ضخیم سازند سروک (۳۰۰ تا ۱۰۰۰ متر) به سن سنومانین-تورونین و سنگ‌آهک‌های با ضخامت کمتر سازند ایلام (۵۰ تا ۲۰۰ متر) به سن سانتونین می‌باشد. این دو واحد مخزنی در ناحیه لرستان توسط مارن‌های سازند سورگه از یکدیگر جدا می‌شوند اما در اغلب مناطق فروافتادگی دزفول یک واحد مخزنی را تشکیل می‌دهند (Bordenave and Hegre, 2005).

هدف پژوهش فعلی بررسی ژئوشیمیایی و بیومارکری سازندهای کژدمی و پابده به عنوان سنگ‌های منشأ احتمالی همچنین نمونه‌های نفتی از مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی گچساران می‌باشد. همچنین، در تطابق نفت - سنگ منشأ که هدف اصلی این پژوهش می‌باشد و برای اولین بار این مهم در میدان نفتی گچساران رخ می‌دهد، بر اساس پارامترهای ژئوشیمیایی کنترل‌کننده منشأ، ارتباط نفت‌ها با سنگ‌های منشأ بررسی و به عبارتی سنگ یا سنگ‌های منشأ مولد نفت میدان نفتی گچساران تعیین می‌شود (Dembicki, 2016).

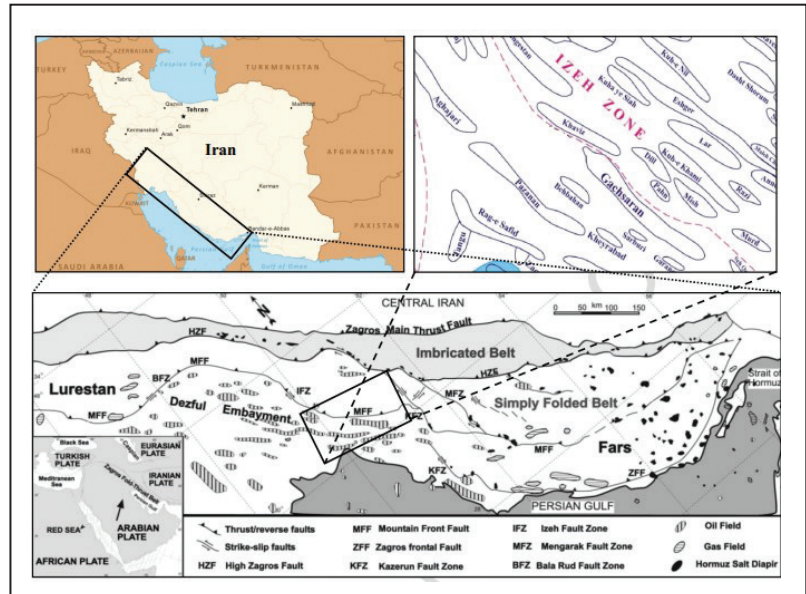
۲- زمین‌شناسی منطقه و میدان مورد مطالعه

فروافتادگی دزفول واقع در کمربند چین خورده-رانده زاگرس که بخش عمده میادین نفتی و گازی را در خود جای داده و به عنوان حوضه رسوبی با بیشترین پتانسیل هیدروکربنی در خاورمیانه شناخته می‌شود. در این فروافتادگی توالی‌های رسوبی ضخیمی از زمان مزوزوئیک تا سنوزوئیک حضور دارند و به علت اهمیت

از نوع Varian مدل ۳۴۰۰ نوع ستون DB-5 به طول ۳۵ متر، دمای اولیه ستون ۵۰ درجه سانتی گراد، دمای نهایی آون ۲۵۰ درجه سانتی گراد (ایزوترمال به مدت ۲۵ دقیقه)، ازدیاد دما ۳ درجه بر دقیقه، گاز حامل هلیوم، و دمای رابط ۲۰۰ درجه سانتی گراد می‌باشد. طیف سنج جرمی از نوع Quarapole، حالت یونیزاسیون EI، سیستم خلاء از نوع پمپ های توربو (Turbo)، ولتاژ شتاب دهنده 3k volt، دمای منبع ۱۸۰ درجه سانتی گراد، جریان فیلامان 2.1 AMP، و محدوده کاری جرم مولکولی ۳۰ تا ۵۰۰ Scanning rate: 1 sec/decade می‌باشد.

کروماتوگرافی ستونی در پژوهشگاه صنعت نفت قرار گرفتند (جدول ۲). دستگاه کروماتوگرافی مورد استفاده در این پژوهش از نوع Chrompack مدل Cp-9000، نوع ستون Cp-sil-5 به طول ۱۰ متر و قطر داخلی ۰/۲۵ میلی متر، دمای اولیه آون ۶۰ درجه سانتی گراد، دمای نهایی ستون ۲۶۰ درجه سانتی گراد، افزایش دما ۴ درجه بر دقیقه، ایزوترمال در دمای ۲۶۰ درجه برای مدت ۲۰ دقیقه، گاز حامل هلیوم، و نوع آشکارگر از نوع شعله یونی (Flame Ionization Detector) می‌باشد. در دستگاه کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی، کروماتوگرافی گازی

شکل ۱- موقعیت ساختاری و جغرافیایی فروافتادگی دزفول و میدان نفتی گچساران (اقتباس از Sepehr and Cosgrove, 2004).



جدول ۱- پارامترهای حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی سازندهای کژدمی و پایده.

آنالیز	نسبت‌های بدست آمده	کژدمی/جاه ۵۵/عمق ۳۴۴۱ متر	کژدمی/جاه ۸۳/عمق ۳۰۴۰ متر	پایده/جاه ۵۵/عمق ۲۰۴۲ متر	پایده/جاه ۸۳/عمق ۱۷۴۰ متر
	Pr/Ph	1.12	0.74	1.12	1.26
کروماتوگرافی گازی (GC)	Pr/nC ₇	0.73	0.54	0.68	0.78
	Ph/nC ₁₈	0.86	0.83	1.03	1.03
	Pr/Pr+Ph	0.57	0.43	0.53	0.53
	CPI	0.99	1.2	1.53	1.35
	Str C ₂₇ %	45.5	51.5	40.5	39.5
	Str C ₂₈ %	25	22	29.5	32
کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی (GC-MS)	Str C ₂₉ %	29.5	26.5	30	28.5
	C ₂₉ H/C ₃₀ H	0.52	1.18	0.87	0.59
	C ₃₁ S/S+R Hop*100	53	55	47	47
	C ₃₂ Hop(S/S+R)	0.54	0.53	0.45	0.43
	C ₂₉ Stranes 20S/20S+20R	0.51	0.5	0.3	0.29
	C ₂₉ Stranes ββ/αα+ββ	0.54	0.5	0.12	0.14
	C ₂₇ Dia/(Dia+Reg) Str	0.17	0.15	0.08	0.15
	DBT/P	0.43	1.57	0.66	0.58
	C ₃₅ /C ₃₄ Hom	0.45	0.64	0.78	0.84
	Ts/Tm	1.62	0.54	0.43	0.38
	C ₂₃ Tri/C ₂₄ Tetra cyclic Trp	2.82	4.44	1.1	1.18

۴- نتایج حاصل از آنالیز نمونه‌ها

ارائه شده‌اند. همچنین از نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی ستونی نمونه‌های نفتی و مقادیر برش‌های هیدروکربنی و غیر هیدروکربنی حاصله (جدول ۲) برای تفسیر ترکیب شیمیایی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه استفاده شد.

نتایج حاصل از آنالیز نمونه‌ها که شامل پارامترهای مختلف بیومارکری است و از آن می‌توان به منظور بررسی و تفسیر اطلاعاتی از قبیل شرایط محیط رسوبی، سنگ‌شناسی و بلوغ حرارتی نمونه‌های مورد مطالعه استفاده کرد، در جداول ۱ و ۲

جدول ۲- پارامترهای حاصل از آنالیز کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی نمونه‌های نفتی.

شماره چاه	22	36	56	55
مخزن	آسماری	بنگستان	آسماری	بنگستان
اشباع %	38	36.5	37	36
آروماتیک %	32.5	37.5	31.5	34.5
رزین %	26.5	21.5	27.5	24.5
آسفالتین %	3	4.5	4	5
قطبی %	29.5	26	31.5	29.5
Pr/Ph	0.87	1.05	0.97	0.9
Pr/nC ₁₇	0.79	0.82	0.78	0.78
Ph/nC ₁₈	1.04	0.9	0.95	0.93
C ₂₉ 20S/(S+R) Str	0.49	0.49	0.49	0.5
C ₂₉ bb/(aa+bb) Str	0.51	0.54	0.49	0.54
C ₂₇ Dia/(Dia+Reg) Str	0.13	0.12	0.1	0.1
MPI-1	0.65	0.66	0.69	0.71
C ₂₇ St%	31	36.5	39	38.5
C ₂₈ St%	31	27.5	27.5	27
C ₂₉ St%	28	26	33.5	34.5
C ₂₆ /C ₂₅ t	0.75	0.84	0.87	0.88
C ₂₉ /C ₃₀	0.73	0.76	0.81	0.89
C ₃₅ /C ₃₄	0.9	1.1	0.79	1
GI	0.26	0.05	0.81	0.18
DBT/P	0.29	1.48	1.97	1.13
OI/H	0.08	0.17	0.14	0.17
Re	0.79	0.8	0.81	0.83
CPI	1	0.96	0.95	0.93

۵- بحث و بررسی

نسبت پرستان به فیتان شاخصی برای شناخت شرایط اکسیداسیون و احیای محیط رسوبی دیرینه می‌باشد (Li et al., 2016). به طور کلی، نسبت پرستان به فیتان بیشتر از ۳، بین ۱ تا ۳، و کمتر از ۱ به ترتیب نشان‌دهنده شرایط اکسیدان، نیمه اکسیدی (حد واسط) و احیایی می‌باشد (Peters and Moldowan, 1993). مقادیر به دست آمده از این نسبت برای سازند پابده (۱/۱۲ و ۱/۲۶) وجود محیطی نیمه اکسیدی را به هنگام نهشته شدن این سازند نشان می‌دهد. همچنین مقادیر نسبت هوموئوپان‌های

نسبت پرستان به فیتان شاخصی برای شناخت شرایط اکسیداسیون و احیای محیط رسوبی دیرینه می‌باشد (Li et al., 2016). به طور کلی، نسبت پرستان به فیتان بیشتر از ۳، بین ۱ تا ۳، و کمتر از ۱ به ترتیب نشان‌دهنده شرایط اکسیدان، نیمه اکسیدی (حد واسط) و احیایی می‌باشد (Peters and Moldowan, 1993). مقادیر به دست آمده از این نسبت برای سازند پابده (۱/۱۲ و ۱/۲۶) وجود محیطی نیمه اکسیدی را به هنگام نهشته شدن این سازند نشان می‌دهد. همچنین مقادیر نسبت هوموئوپان‌های C_{35}/C_{34} بیشتر از ۰/۸ شاخص محیط احیایی و مقادیر کمتر از آن شاخص محیط نیمه اکسیدی- اکسیدی می‌باشد (Peters et al., 2005)، مقادیر به دست آمده از این

در مقابل، مقادیر نسبت Pr/Ph برای سازند کژدمی در چاه شماره ۵۵، ۱/۳۲ و در چاه شماره ۸۳، ۰/۷۴ است که حاکی از این است که سازند کژدمی در چاه شماره ۵۵ در شرایط نیمه اکسیدی (Suboxic) و در چاه شماره ۸۳ تحت شرایط احیایی (Anoxic) نهشته شده است. علاوه بر این، مقادیر نسبت هوموئوپان‌های C_{35}/C_{34} کمتر از ۰/۸ (۰/۶۴ و ۰/۴۵) برای سازند کژدمی در هر دو چاه مورد مطالعه

نوع ماده آلی و محیط رسوبی دیرینه استفاده کرد (Hosseiny et al., 2016; Huang and Meinschein, 1979; Peters and Moldowan, 1993; Philp, 1985; Seifert and Moldowan, 1979; Waples and Machihara, 1991 طوری که، استران‌های منظم C_{28} ، C_{27} و C_{29} به ترتیب در ارتباط با فیتوپلانکتون‌ها، جلبک‌های دریاچه‌ای، و گیاهان خشکی می‌باشند (Huang and Meinschein, 1979; Peters et al., 2005). نمودار مثلثی استران‌های C_{28} ، C_{27} و C_{29} (شکل ۳) حاکی از محیط رسوبی دریای باز برای تمام ۴ نمونه نفتی و هر دو سازند کژدمی و پابده می‌باشد. نسبت تریان‌های سه‌حلقه‌ای C_{23} به تریان‌های چهار حلقه‌ای C_{24} پارامتر دیگری است که می‌توان برای شناخت محیط رسوبی دیرینه از آن استفاده کرد. به طور کلی، مقدار نسبی تریان‌های چهار حلقه‌ای C_{24} در ماده آلی با منشأ آواری بیشتر از ماده آلی دریایی است (Hanson et al., 2000) به طوری که مقادیر بیش از ۱ از این نسبت شاخص محیط رسوبی دریایی و مقادیر کمتر از ۱ شاخص محیط رسوبی خشکی است (Burwood et al., 1992; Hanson et al., 2000). مقادیر به دست آمده از این نسبت برای سازند پابده (۱/۱) و C_{29} (۱/۴۴) محیط رسوبی دریایی را برای آن نشان می‌دهد. مقادیر این نسبت برای سازند کژدمی در هر دو چاه مورد مطالعه بیش از ۱ می‌باشد که نشان از محیط رسوبی دریایی برای این سازند می‌باشد با این حال، بیشتر بودن این نسبت برای نمونه مربوط به چاه شماره ۸۳ (۴/۴۴) نسبت به چاه شماره ۵۵ (۲/۸۲) همانند مقادیر استران‌های C_{27} می‌تواند نشان از عمق بیشتر دریا به هنگام نهشته شدن سازند کژدمی در چاه ۸۳ نسبت به چاه ۵۵ باشد. همچنین، مقادیر بیشتر از ۱ برای تمام نمونه‌های نفتی منشأ دریایی را برای سنگ مادر مولد آنها نشان می‌دهد.

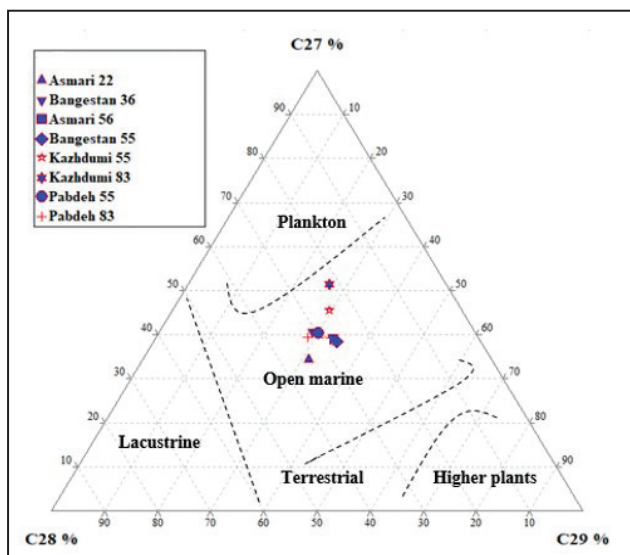
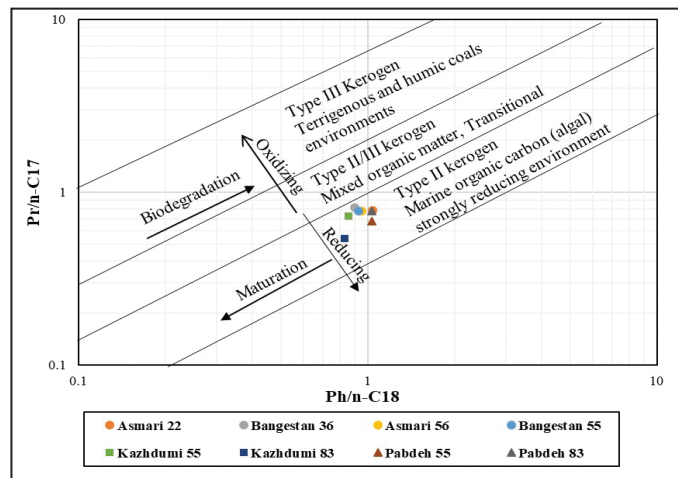
(۰/۴۵) را می‌توان به شرایط نسبتاً اکسیدی محیط رسوبی این سازند نسبت داد. با این حال، مقدار این نسبت برای سازند کژدمی در چاه ۸۳ کمی بیشتر از این سازند در چاه ۵۵ می‌باشد که می‌توان گفت این سازند در چاه ۸۳ نسبت به ۵۵ کمتر تحت تأثیر محیط اکسیدان بوده است.

مقادیر به دست آمده از نسبت پرستان به فیتان برای چهار نمونه نفتی مورد استفاده در این پژوهش (۰/۸۷ تا ۱/۰۵) همگی حاکی از وجود شرایط احیایی- نیمه اکسیدی به هنگام نهشته شدن سنگ‌های منشأ نفت‌های مورد مطالعه می‌باشد که مقادیر به دست آمده از نسبت هوموئوپان C_{35}/C_{34} برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (۱/۱ تا ۰/۷۹) وجود شرایط احیایی- نیمه اکسیدی را برای سنگ منشأ آنها نشان می‌دهد.

ترسیم مقادیر نسبت Pr/nC_{17} در مقابل Ph/nC_{18} (شکل ۲) اطلاعات با ارزشی را در ارتباط با نوع کروژن، شرایط اکسیداسیون احیاء، محیط رسوبی و همچنین بلوغ حرارتی فراهم می‌کند (Connan and Cassou, 1980; Hanson et al., 2000; Song et al., 2015). مطابق با مقادیر نسبت‌های Pr/nC_{17} و Ph/nC_{18} ، هر دو سازند کژدمی و پابده را می‌توان سنگ مادر مولد نفت میدان گچساران معرفی کرد. لازم به ذکر است، مطابق با این شکل، محیط رسوبی به هنگام نهشته شدن سازند کژدمی در چاه ۸۳ نسبت به چاه ۵۵ از شرایط احیایی تری برخوردار بوده است. همچنین، مطابق با این شکل، سازند کژدمی نسبت به سازند پابده از بلوغ حرارتی بیشتری برخوردار است. علاوه بر این می‌توان گفت سازند کژدمی در چاه گچساران ۸۳ نسبت به چاه گچساران ۵۵ بلوغ حرارتی بیشتری دارد.

می‌توان از مقادیر نسبی استران‌های منظم C_{28} ، C_{27} و C_{29} برای شناسایی

شکل ۲- ترسیم نسبت Pr/nC_{17} در مقابل Ph/nC_{18} به منظور شناخت محیط رسوبی سازندهای کژدمی و پابده و نمونه‌های نفتی (اقتباس از (Shanmugam, 1985).



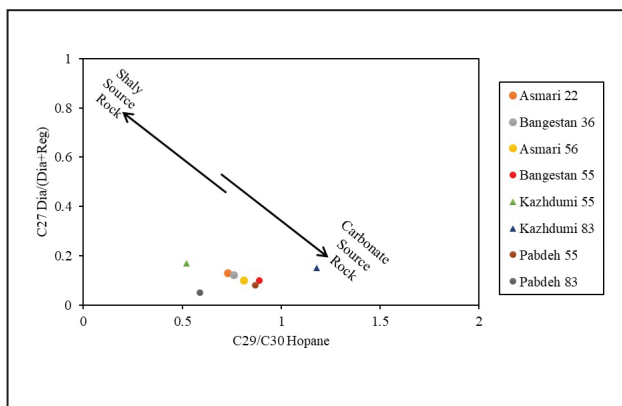
شکل ۳- ترسیم نمودار مثلثی مقادیر استران‌های منظم C_{28} ، C_{27} و C_{29} برای شناسایی محیط رسوبی و تطابق نفت-سنگ منشأ (اقتباس از (Huang and Meinschein, 1979).

در نمونه سازند کژدمی در چاه شماره ۵۵ نشان از لیتولوژی شیلی و مقادیر بیشتر از ۰/۷ این نسبت در چاه شماره ۸۳ لیتولوژی کربناته را برای این سازند در این چاه نشان می‌دهد (شکل ۵).

نسبت $C_{27} 17\alpha(H) 22, 29$ / $C_{27} 18\alpha(H) 22-29-30$ -trisorhopane) / Tm (Seifert and Moldowan, 1979) وابسته به بلوغ و لیتولوژی محیط رسوبی می‌باشد (Ts). نسبت به Tm در برابر بلوغ حرارتی مقاومت بیشتری دارد و از اینرو نسبت Ts/Tm با افزایش بلوغ حرارتی افزایش می‌یابد (Hunt, 1996). همچنین، به طور کلی، مقادیر نسبت Ts/Tm کمتر از ۰/۶ شاخص محیط رسوبی کربناته دریایی احيایی فقیر از رس می‌باشد (Peters et al., 2005). مقدار این نسبت برای سازند پایده (۰/۴۳ و ۰/۳۸) می‌تواند نشان از بلوغ حرارتی پایین یا سنگ‌شناسی کربناته (تهی از رس) برای این سازند باشد. ترسیم نمودار نسبت Ts/Tm در مقابل هوپان های C_{29}/C_{30} محیط رسوبی مخلوط کربناته-آواری را برای سازند کژدمی نشان می‌دهد. همچنین، با توجه به یکسان بودن بلوغ نسبی سازند کژدمی در این دو چاه، مقادیر کم نسبت Ts/Tm (۰/۵۴) سازند کژدمی در چاه شماره ۸۳ نسبت به چاه ۵۵ (۱/۶۲) را می‌توان به سنگ‌شناسی کربناته این سازند نسبت داد (شکل ۵).

به نظر می‌رسد که مقادیر نسبی دیاستران ها نسبت به استران های منظم به لیتولوژی (میزان رس) و رسوبات و بلوغ حرارتی بستگی داشته باشد به طوریکه با افزایش بلوغ حرارتی و میزان رس این نسبت افزایش می‌یابد (Dembicki, 2016; Peters et al., 2005). مقادیر به دست آمده از این نسبت برای سازند پایده (۰/۰۵ و ۰/۰۸) را می‌توان به سنگ‌شناسی کربناته (تهی از رس) و یا بلوغ حرارتی پایین این سازند نسبت داد. در مقابل، مقادیر بیشتر این نسبت برای سازند کژدمی (۰/۱۷ و ۰/۱۵) می‌تواند حاکی از بلوغ حرارتی بیشتر این سازند نسبت به سازند پایده و یا حضور رس بیشتر در سنگ‌شناسی آن باشد.

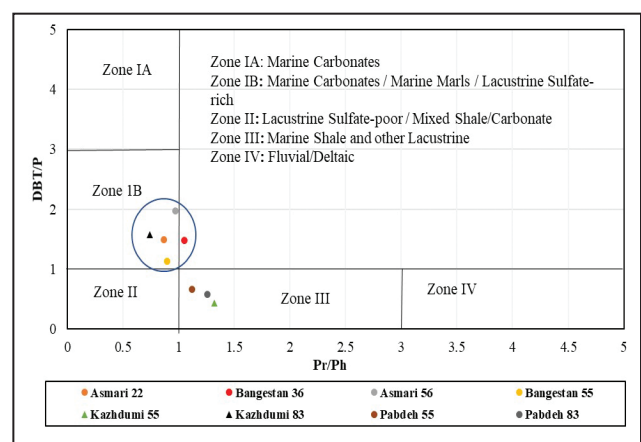
ترسیم مقادیر نسبت $C_{27} \text{ Diasteranes} / C_{27} \text{ Diasteranes} + C_{27} \text{ Regular steranes}$ در مقابل نسبت Hopane C_{29}/C_{30} حاکی از سنگ‌شناسی کربناته - شیلی یا مارنی سنگ مادر مولد هر چهار نمونه نفتی می‌باشد (شکل ۶). مطابق با این شکل، نمونه‌های نفتی در بین سازندهای کژدمی و پایده قرار گرفته‌اند به طوری که می‌توان هر دو سازند کژدمی و پایده را سنگ مادر مولد آنها معرفی کرد. لازم به ذکر است همان‌طور که در این شکل مشخص است، نمونه نفتی مخزن بنگستان چاه ۵۵ همبستگی خوبی را با نمونه سازند پایده از چاه ۵۵ نشان می‌دهد.



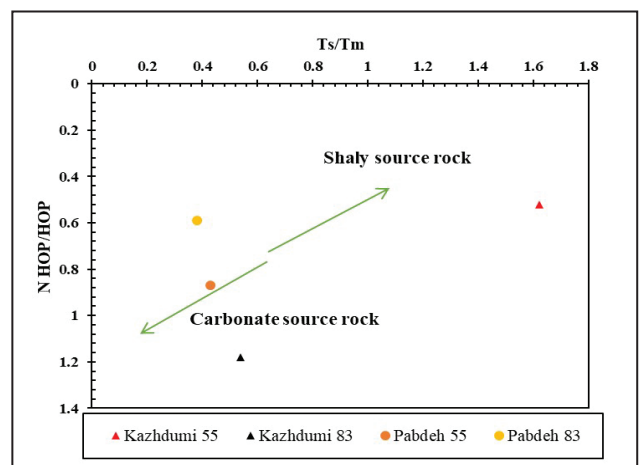
شکل ۶- نمودار مقادیر نسبت C_{29}/C_{30} Hopane در مقابل $C_{27} \text{ Diasteranes} / C_{27} \text{ Diasteranes} + C_{27} \text{ Regular steranes}$ برای شناخت سنگ‌شناسی و تطابق نفت - منشأ (قتباس از Peters et al., 2005).

در مجموع، برخی از نشانه‌های زیستی موجود در نمونه‌های نفتی و سازندهای کژدمی و پایده حاکی از تطابق مثبت بین نمونه‌های نفتی با سازند کژدمی و برخی دیگر از نشانه‌های زیستی حاکی از تطابق مثبت نمونه‌های نفتی با سازند

از نسبت دی‌بنزو تیوفن به فانترن (DBT/P) و ترسیم مقادیر این نسبت در برابر مقادیر نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) برای تمایز بین سنگ‌های کربناته از شیلی استفاده می‌شود. به طور کلی، مقادیر بیشتر از ۱ از این نسبت شاخص سنگ‌های کربناته-مارنی و مقادیر کمتر از ۱ نشان‌دهنده لیتولوژی شیلی برای سنگ‌ها می‌باشد (Hughes et al., 1995). مقادیر به دست آمده برای سازند پایده (۰/۶۶ و ۰/۵۸) لیتولوژی شیلی را برای این سازند نشان می‌دهد در مقابل، مقادیر کم (۰/۴۳) این نسبت برای سازند کژدمی در چاه شماره ۵۵ حاکی از لیتولوژی شیلی برای این سازند در این چاه و مقادیر زیاد (۱/۵۷) برای این سازند در چاه شماره ۸۳ نشان از لیتولوژی کربناته این سازند در این چاه می‌باشد (شکل ۴). همچنین، هر چهار نمونه نفتی مورد مطالعه سنگ‌شناسی کربناته یا مارنی را برای سنگ مادر مولد آنها نشان می‌دهند. در مجموع، مطابق با شکل ۵، می‌توان چنین استنباط کرد که سازند پایده در نفت‌های مورد مطالعه نقشی نداشته است و تنها این سازند کژدمی است که سنگ مادر مولد نفت‌های مورد مطالعه می‌باشد.



شکل ۴- ترسیم نسبت Pr/Ph در مقابل DBT/P برای تطابق نفت - سنگ منشأ (قتباس از Hughes et al, 1995).



شکل ۵- ترسیم نسبت Ts/Tm در مقابل Nor Hopane/Hopane برای شناخت سنگ‌شناسی سازندها (قتباس از Peters et al., 2005).

از نسبت هوپان‌های C_{29}/C_{30} یا همان نسبت نور هوپان به هوپان معمولاً برای تفکیک محیط‌های رسوبی کربناته از شیلی استفاده می‌شود (Peters et al., 2005; Ten Haven et al., 1988). به طور کلی، نسبت هوپان های C_{29}/C_{30} در سنگ‌های منشأ کربناته و تیخیری نسبتاً زیاد (تقریباً ۰/۷ بیشتر) و در سنگ‌های منشأ شیلی کم (۰/۴ - ۰/۷۵) می‌باشد (Peters and Moldowan, 1993). مقادیر متغیر از این نسبت برای سازند پایده (۰/۵۹ و ۰/۸۷) سنگ‌شناسی مخلوط کربناته-شیلی یا مارنی را برای این سازند نشان می‌دهد. همچنین، مقادیر کمتر از ۰/۷ از این نسبت

پایده می‌باشند. طبق پژوهش زینلزاده و همکاران (۱۳۸۹) و مدلسازی دو بعدی صورت گرفته در آن پژوهش، در میدان نفتی گچساران، نفت مخزن بنگستان به واسطه شکستگی‌های سازندهای پایده و گورپی، وارد مخزن آسماری شده است. علاوه بر این، مطابق با پژوهش (Alizadeh et al., 2018; Bordenave and Hegre, 2005)، در اثر شکستگی‌های شدید سازندهای گورپی و پایده در برخی از میداین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول از جمله میدان نفتی گچساران، اغلب مخازن آسماری و بنگستان در ارتباط با یکدیگر می‌باشند. از این رو، می‌توان چنین استنباط کرد که در میدان نفتی گچساران هر دو سنگ منشاء کژدمی و پایده تولید نفت کرده‌اند و به عبارتی فرآیند مخلوط شدگی نفت (Oil mixing) رخ داده و نفت مخلوط شده در مخازن آسماری و بنگستان این میدان جای گرفته است.

نسبت استران‌های $C_{29} 20S/20S+20R$ و $C_{29} \beta/\beta+\alpha$ شاخص‌های بیومارکری معمول مورد استفاده در تخمین بلوغ حرارتی می‌باشند (Peters et al., 2005; Peters and Moldowan, 1993; Waples and Machihara, 1991). با افزایش بلوغ حرارتی، ایزومری شدن در کربن شماره ۲۰ (C-20) در استران‌های $C_{29} 20S/20S+20R$ باعث افزایش نسبت $20S/(20S+20R)$ از صفر تا حدود $0/5 (0/52 - 0/55 = \text{تعادل})$ و همچنین، ایزومری شدن در کربن شماره ۱۴ و ۱۷ در اپیمرهای ۲۰S و ۲۰R استران‌های منظم C_{29} موجب افزایش در نسبت $\beta/\beta+\alpha$ از مقادیر نزدیک صفر تا حدود $0/7 (0/67 = \text{تعادل})$ تا $0/71$ می‌شود. مقادیر بدست آمده از نسبت $C_{29} 20S/20S+20R$ ($0/29$ و $0/3$) و نسبت $C_{29} \beta/\beta+\alpha$ ($0/12$ و $0/14$) برای سازند پایده حاکی از بلوغ پایین این سازند و عدم ورود آن به مرحله نفت زایی می‌باشد. در مقابل، مقادیر محاسبه شده برای سازند کژدمی ($0/54$ و $0/5$) حاکی از بلوغی معادل با اوج مرحله نفت زایی می‌باشد. با این وجود، نسبت ایزومری شدن استران‌های C_{29} نمونه سازند کژدمی مربوط به چاه شماره ۵۵ واقع در عمق ۳۴۴۱ متری، مقادیری مشابه را با پارامترهای این سازند در چاه شماره ۸۳ و با عمق ۳۰۴۰ متری نشان می‌دهد که می‌توان دلیل آن را وقوع گسل خوردگی در چاه شماره ۸۳ بیان کرد، به این معنی که گسل خوردگی (معکوس) موجب جابجایی سازند کژدمی از اعماق بیشتر به کمتر شده است. با این حال اثبات این فرضیه مستلزم بررسی داده‌های بیشتر از جمله اطلاعات زمین شناسی می‌باشد.

نسبت هوپان $C_{32} 17\alpha (H)$, $21\beta (H)$ و $22S/22S+22R$ دیگر پارامتر مهم مورد استفاده در ارزیابی بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ و نفت‌ها می‌باشد (Moldowan et al., 1990, 1985). این نسبت در طول فرآیند بلوغ از صفر تا حدود $0/6 (0/57 - 0/62 = \text{تعادل})$ افزایش می‌یابد (Peters et al., 2005; Seifert and Moldowan, 1980). مقادیر بدست آمده از این نسبت برای سازند پایده ($0/43$ و $0/45$) نتایج بالا را تأیید می‌کند و حاکی از بلوغ حرارتی پایین سازند پایده می‌باشد. در مقابل، مقادیر بدست آمده برای نمونه‌های مورد مطالعه از سازند کژدمی ($0/53$ و $0/54$) بلوغ حرارتی بالای این سازند در هر دو چاه را نشان می‌دهد. ترسیم نمودارهای نسبت استران‌های $C_{29} 20S/20S+20R$ در مقابل $C_{29} \beta/\beta+\alpha$ (شکل ۸) و $C_{32} 22S/22S+22R$ در برابر $C_{29} \beta/\beta+\alpha$ (شکل ۹) به وضوح بلوغ حرارتی پائین سازند پایده و بلوغ حرارتی معادل با اوج مرحله نفت زایی را برای سازند کژدمی نمایش می‌دهد.

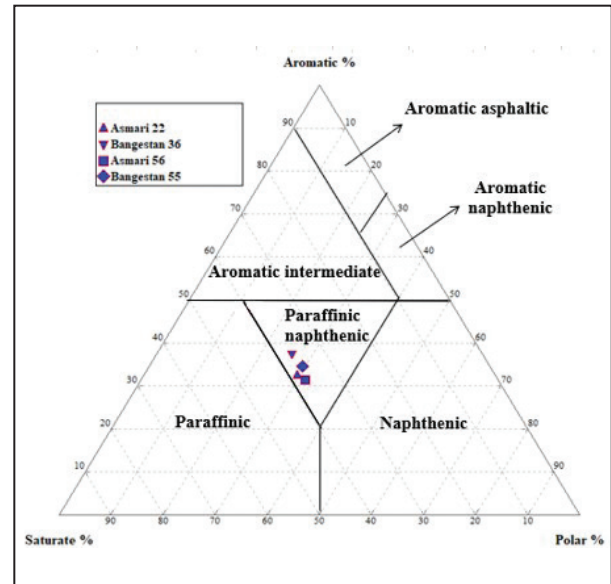
همچنین، برای مشخص کردن مرحله پختگی و یا شروع تولید نفت و گاز (OGT) نمونه‌های سازندهای کژدمی و پایده از ضریب ژئوشیمیایی هوپان C_{31} (OGT = % hopane $C_{31}S/S+R$) استفاده شد، مقادیر بیش از ۵۰٪ از این نسبت نشان دهنده تولید هیدروکربن و مقادیر کمتر از آن نشان از عدم تولید هیدروکربن از سازند می‌باشد (شایسته و کمالی، ۱۳۹۱). با توجه به مقادیر بیشتر از ۵۰٪ (53 و 55) برای ۲ نمونه مورد مطالعه از سازند کژدمی مشخص شد که این سازند هیدروکربن تولید کرده است و به عبارتی از لحاظ حرارتی بالغ محسوب می‌شود. در مقابل، مقادیر بدست آمده از این نسبت برای سازند پایده (۴۷٪) حاکی از عدم هیدروکربن زایی سازند پایده به دلیل بلوغ حرارتی پایین این سازند می‌باشد که نتایج پیشین را تأیید می‌کند.

پایده می‌باشند. طبق پژوهش زینلزاده و همکاران (۱۳۸۹) و مدلسازی دو بعدی صورت گرفته در آن پژوهش، در میدان نفتی گچساران، نفت مخزن بنگستان به واسطه شکستگی‌های سازندهای پایده و گورپی، وارد مخزن آسماری شده است. علاوه بر این، مطابق با پژوهش (Alizadeh et al., 2018; Bordenave and Hegre, 2005)، در اثر شکستگی‌های شدید سازندهای گورپی و پایده در برخی از میداین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول از جمله میدان نفتی گچساران، اغلب مخازن آسماری و بنگستان در ارتباط با یکدیگر می‌باشند. از این رو، می‌توان چنین استنباط کرد که در میدان نفتی گچساران هر دو سنگ منشاء کژدمی و پایده تولید نفت کرده‌اند و به عبارتی فرآیند مخلوط شدگی نفت (Oil mixing) رخ داده و نفت مخلوط شده در مخازن آسماری و بنگستان این میدان جای گرفته است.

۶- ترکیب کلی نمونه‌های نفتی

ترسیم نمودار مثلثی Tissot and Welte (1984) برای مقادیر نسبی هیدروکربن‌های اشباع، آروماتیک، و قطبی نشان از هیدروکربن‌هایی با ترکیب پارافینی- نفتی برای هر چهار نمونه نفتی می‌باشد (شکل ۷).

نکته قابل توجه مقادیر متفاوت شاخص الثان نمونه‌های نفتی می‌باشد، به طوری که مقدار این شاخص در نفت موجود در مخازن چاه‌های ۳۶، ۵۶، و ۵۵ بیشتر از مقدار آن در نفت مخزن آسماری چاه ۲۲ می‌باشد. از آنجایی که الثان بیومارکر شاخص سازند پایده می‌باشد (علیزاده و همکاران، ۱۳۹۴)، می‌توان استنباط کرد که سازند پایده در تمام نواحی میدان نفتی گچساران شرایط ژئوشیمیایی یکسانی نداشته، به طوری که این سازند در تولید نفت چاه‌های ۳۶، ۵۶، و ۵۵ نسبت به چاه ۲۲ نقش پررنگ‌تری داشته است.



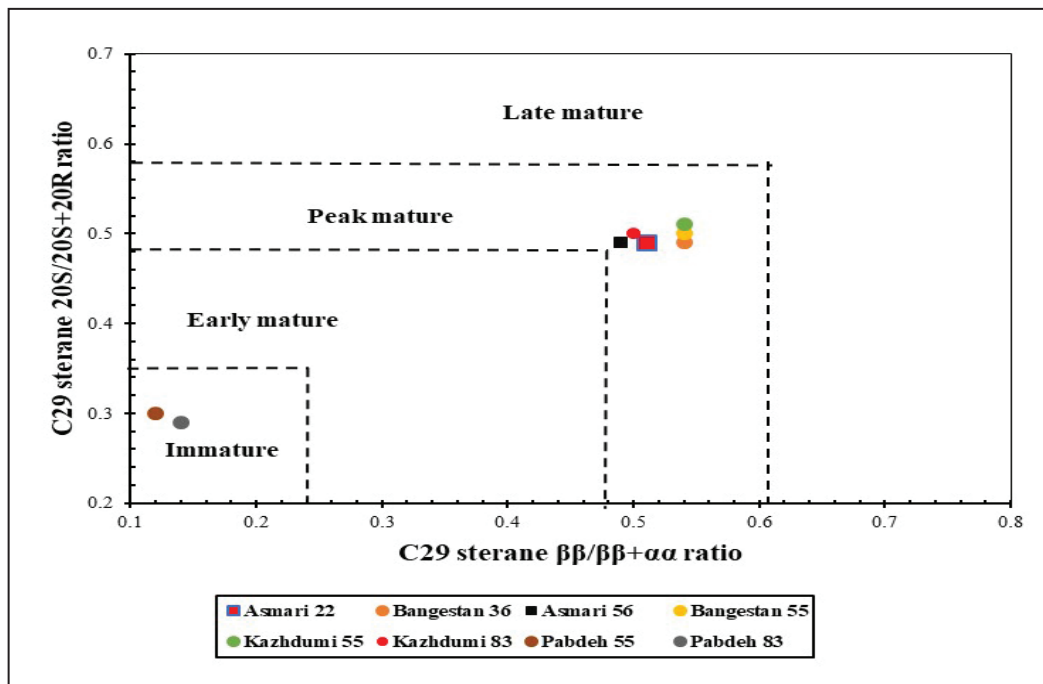
شکل ۷- نمودار مثلثی درصد برش‌های هیدروکربنی و غیر هیدروکربنی حاصل از آنالیز کروماتوگرافی ستونی برای تعیین ترکیب نفت (اقتباس از Tissot and Welte, 1984).

۷- بلوغ حرارتی

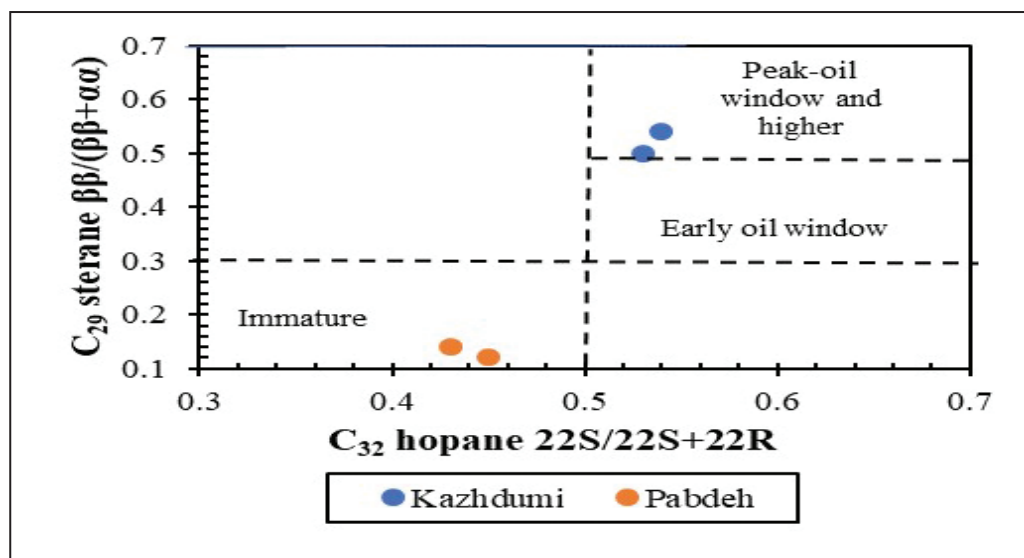
CPI (Carbon Preference Index) یکی از پارامترهای حاصل از تکنیک کروماتوگرافی گازی می‌باشد که شاخصی برای شناخت بلوغ حرارتی و محیط رسوبی سنگ‌های منشأ و نفت‌ها می‌باشد. مقادیر نزدیک به ۱ از این نسبت شاخص بلوغ حرارتی بالا و محیط رسوبی دریایی و مقادیر کمتر و بیشتر از ۱ نشان‌دهنده بلوغ حرارتی پایین می‌باشد. همچنین مقادیر بیشتر از ۱ از این نسبت نشان‌دهنده ارجحیت آلکان‌های نرمال فرد و از این رو محیط رسوبی آواری می‌باشد

شناخت میزان بلوغ حرارتی نمونه‌های نفتی استفاده شد. با توجه به اینکه نتایج ذکر شده پیشین حاکی از بلوغی معادل با فاز اصلی یا اوج مرحله تولید نفت برای نمونه‌های نفتی می‌باشد، با استفاده از شاخص متیل فنانترون و فرمول $Rc = 0.6$ $MPI-1 + 0.4$ (برای مقادیر انعکاس ویترنایت $0.65/0.135$) مقادیر انعکاس ویترنایت معادل محاسبه شد (Radke and Welte, 1983). مقادیر انعکاس ویترنایت محاسبه شده (Rc) برای چهار نمونه نفتی مورد مطالعه $0.79/0.12$ تا $0.82/0.12$ محاسبه شد که تولید هر چهار نمونه نفتی را از سنگ منشأ واقع در مرحله اوج بلوغ حرارتی تأیید می‌کند (شکل ۱۰).

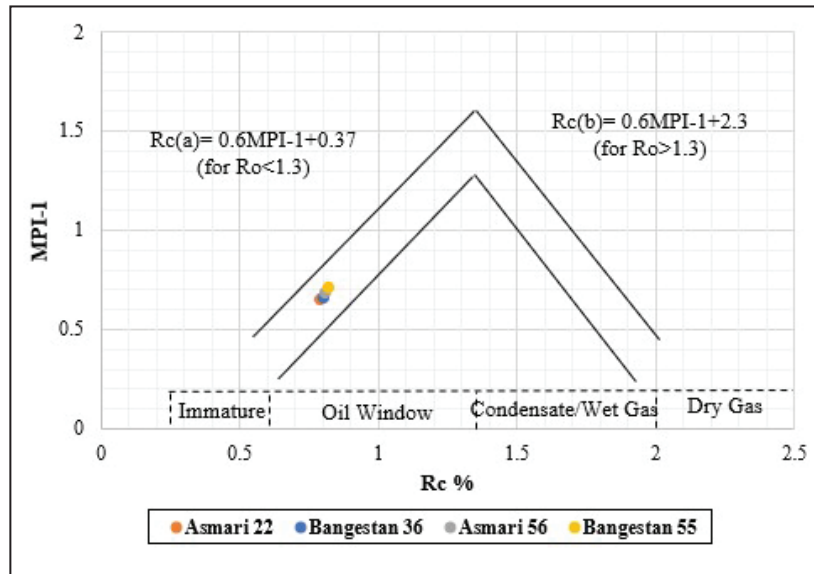
با این حال باید در نظر داشت که نمونه‌های مطالعه شده از سازندهای کژدمی و پابده متعلق به چاه‌های حفر شده در نواحی کم عمق و تاقدیس میدان نفتی گچساران می‌باشند اما مدل سازی دو بعدی صورت گرفته در میدان نفتی گچساران توسط زینل‌زاده و همکاران (۱۳۸۹) حاکی از این است که سازندهای کژدمی و پابده در نواحی ناودیس این میدان نفتی به ترتیب در مراحل انتهایی تولید نفت و اوج نفت زایی قرار می‌گیرند. علاوه بر این، مطابق با شکل ۹، تمام نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در مرحله اوج بلوغ حرارتی یا نفت‌زایی قرار گرفته‌اند. شاخص متیل فنانترون ($MPI-1$) پارامتر بیومارکری دیگری است که از آن برای



شکل ۸- نمودار تغییرات نسبت ایزومری استران های C_{29} نمونه‌های سازندهای کژدمی و پابده و نمونه‌های نفتی برای تعیین بلوغ (اقتباس از Peters et al., 2005).



شکل ۹- نمودار تغییرات نسبت های ایزومری هوپان های C_{32} در مقابل استران های C_{29} نمونه‌های سازندهای کژدمی و پابده برای تعیین بلوغ (اقتباس از Peters et al., 2005).



شکل ۱۰- محاسبه مقادیر معادل میانگین انعکاس و پترینایت با استفاده از پارامتر شاخص متیل فنانترن (MPI-1) (اقتباس از Peters et al., 2005).

۸- نتیجه گیری

سنگ شناسی و محیط رسوبی حاکی از این می‌باشند که سازند پابده در میدان نفتی گچساران دارای سنگ شناسی مخلوط (کربناته-شیل یا مارنی) می‌باشد که در یک محیط دریایی تحت شرایط احیایی- نیمه‌اکسیدی نهشته است. همچنین پارامترهای شاخص بلوغ، حاکی از نابالغ بودن این سازند از لحاظ حرارتی و به عبارتی عدم ورود این سازند به پنجره نفت‌زایی می‌باشند. به طور کلی، باید در نظر داشت که نمونه‌های مطالعه شده از سازندهای کژدمی و پابده متعلق به چاه‌های حفر شده در نواحی کم عمق و تاقدیس میدان نفتی گچساران می‌باشند ولی با توجه به مدل سازی دو بعدی صورت گرفته در مطالعات پیشین سازندهای کژدمی و پابده در نواحی ناودیس میدان نفتی گچساران به ترتیب در مراحل انتهایی تولید نفت و اوج نفت‌زایی قرار می‌گیرند. نشانه‌های زیستی موجود در هر چهار نمونه نفتی همگی حاکی از مشتق شدن نمونه‌های نفتی از سنگ مادر کربناته- شیلی یا مارنی می‌باشند. مقادیر متفاوت شاخص الثان برای سه نمونه نفتی مورد مطالعه در مقایسه با نمونه نفت مخزن آسماری چاه ۲۲ حاکی از نقش پر رنگ تر سازند پابده در تولید نفت چاه‌های ۳۶، ۵۶، و ۵۵ نسبت به چاه ۲۲ می‌باشد. در مجموع، بر اساس تطابق نفت - سنگ منشأ انجام گرفته، هر دو سازند کژدمی و پابده را می‌توان به عنوان سنگ مادر مولد نفت‌ها معرفی کرد.

مطالعه سازندهای کژدمی و پابده با کمک بیومارکرهای شاخص لیتولوژی و محیط رسوبی حاکی از اختلاف در لیتولوژی و محیط رسوبی این سازند در دو چاه شماره ۵۵ و ۸۳ می‌باشد، به طوریکه این سازند در چاه شماره ۵۵ دارای لیتولوژی شیلی است و در یک محیط دریایی و تحت شرایط اکسیدی نهشته شده است، در حالیکه در چاه شماره ۸۳ لیتولوژی کربناته دارد و در یک محیط دریایی و تحت شرایط احیایی و نسبت به چاه ۵۵ در عمق بیشتری از آب دریا نهشته شده است. در مجموع از اطلاعات به دست آمده از کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی (GC-MS) می‌توان چنین نتیجه گرفت که سازند کژدمی در چاه شماره ۸۳ در زمان نهشته شدن از شرایط مطلوب‌تری برای حفظ ماده آلی برخوردار بوده و از اینرو پتانسیل بیشتری را برای تولید هیدروکربن نسبت به سازند کژدمی واقع در چاه شماره ۵۵ دارد. همچنین پارامترهای شاخص بلوغ حاصل از کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف سنج جرمی (GC-MS) حاکی از بلوغی معادل با اواسط پنجره نفتی برای این سازند می‌باشد. در طرف مقابل، مطالعه ژئوشیمیایی سازند پابده برای دست یابی به اهدافی از قبیل شناخت لیتولوژی، محیط رسوبی، شرایط اکسیداسیون-احیاء و بلوغ حرارتی این سازند در میدان نفتی گچساران نتایج زیر را به دنبال داشت: بیومارکرهای شاخص

کتابنگاری

زینل‌زاده، ا.، معین پور، م.، شایسته، م. و حیدری فرد، م.، ۱۳۸۹- مدل سازی دویعدی سیستم هیدروکربنی میداین گچساران و بی بی حکیمه، مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال بیست و ششم، شماره پیاپی ۴۱، شماره چهارم، صفحات ۱۱۱ تا ۱۲۴.

شایسته، م.، و کمالی، م.، ر.، ۱۳۹۱- ژئوشیمی نفت، مطالعات موردی از میداین جنوب غرب ایران، انتشارات پژوهشگاه صنعت نفت تهران.

علیزاده، ب.، حسینی‌نژاد، س. م. و شایسته، م.، ۱۳۹۴- بررسی تأثیر گسل‌های میدان نفتی زیلابی بر ترکیب ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان، مجله پژوهش نفت، شماره ۱-۸۵ شناسه دیجیتال . DOI: 10.22078/pr.2016.583

References

- Al-Husseini, M. I., 2007- Iran's crude oil reserves and production. *GeoArabia* 12, 69–94.
- Alizadeh, B., Maroufi, K. and Fajrak, M., 2018- Hydrocarbon reserves of Gachsaran oilfield, SW Iran: Geochemical characteristics and origin. *Mar. Pet. Geol.* 92, 308–318. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.08.040>.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A. and 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. *Org. Geochem.* 49, 36–46. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.05.004>.
- Bordenave, M., 2002- The Middle Cretaceous to Early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran, and its prospect evaluation. *AAPG Annu. Meet. Am. Assoc. Pet. Geol. Houston* 6, 1–9. <https://doi.org/10.1306/61EEE1A6-173E-11D7-8645000102C1865D>.
- Bordenave, M. and Hegre, J., 2005- The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros foldbelt, Iran. *J. Pet. Geol.* 24, 339–368. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00087>.
- 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. *Org. Geochem.* 16, 369–387. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90055-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90055-5).
- Bordenave, M. L. and Huc, A.Y., 1995- The Cretaceous source rocks in the Zagros foothills of Iran. *Rev. L'institut Français du Pet.* 50, 727–752. <https://doi.org/10.2516/ogst.1995044>.
- Bray, E. E. and Evans, E. D., 1961- Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochim. Cosmochim. Acta* 22, 2–15. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90069-2](https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2).
- Burwood, R., Leplat, P., Mycke, B. and Paulet, J., 1992- Rifted margin source rock deposition: a carbon isotope and biomarker study of a west African Lower Cretaceous “lacustrine” section. *Org. Geochem.* 19(1-3), 41–52. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(92\)90026-T](https://doi.org/10.1016/0146-6380(92)90026-T).
- Connan, J. and Cassou, A. M., 1980- Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta* 44, 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8).
- Dembicki, H., 2016- Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.
- Ghazban, F., 2007- Petroleum Geology Of the Persian Gulf. Tehran university, Tehran.
- Hakimi, M. H., Al-Matary, A. M. and Ahmed, A., 2017- Bulk geochemical characteristics and carbon isotope composition of oils from the Sayhut sub-basin in the Gulf of Aden with emphasis on organic matter input, age and maturity. *Egypt. J. Pet.* <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.06.002>.
- Hanson, A. D., Zhang, S. C., Moldowan, J. M., Liang, D. G. and Zhang, B. M., 2000- Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, northwest China. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 84, 1109–1128. <https://doi.org/10.1306/A9673C52-1738-11D7-8645000102C1865D>.
- Hosseiny, E., Rabbani, A. R. and Moallemi, S. A., 2016- Source rock characterization of the Cretaceous Sarvak Formation in the eastern part of the Iranian sector of Persian Gulf. *Org. Geochem.* 99, 53–66. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.06.005>.
- Huang, W. Y. and Meinschein, W.G., 1979- Sterols as ecological indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta* 43, 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6).
- 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, 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-O](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O).
- Hunt, J. M., 1996- Petroleum geochemistry and geology. WH Freeman New York.
- Kamali, M., Fathi Mobarakabad, A. and Mohsenian, E., 2006- Petroleum geochemistry and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful Embayment. *JUST* 32(2), 1-11.
- Li, D., Li, R., Wang, B., Liu, Z., Wu, X., Liu, F., Zhao, B., Cheng, J. and Kang, W., 2016- Study on oil–source correlation by analyzing organic geochemistry characteristics: a case study of the Upper Triassic Yanchang Formation in the south of Ordos Basin, China *Acta Geochim.* 35(4), 408–420. <https://doi.org/10.1007/s11631-016-0123-5>.

- Moldowan, J. M., Fago, F. J., Lee, C. Y., Jacobson, S. R., Watt, D. S., Slougui, N. E., Jeganathan, A. and Young, D. C., 1990- Sedimentary 12-n-propylcholestanes, molecular fossils diagnostic of marine algae. *Science* (80-). 247, 309–312. <https://doi.org/10.1126/science.247.4940.309>.
- Moldowan, J. M., Seifert, W. K. and Gallegos, E. J., 1985- Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 69, 1255–1268.
- Opera, A., Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Janbaz, M., Fouladvand, R. and Heidarifard, M. H., 2013- Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the middle cretaceous–early miocene petroleum System, southern Dezful Embayment, SW Iran. *Int. J. Coal Geol.* 120, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.08.008>.
- Peters, K. E. and Moldowan, J. M., 1993- The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments.
- Peters, K. E., Walters, C. C. and Moldowan, J., 2005- The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth historye, Vol 2.
- Philp, R. P., 1985- Biological markers in fossil fuel production. *Mass Spectrom. Rev.* 4, 1–54. <https://doi.org/10.1002/mas.1280040102>.
- Radke, M. and Welte, D., 1983- The methylphenanthrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. *Adv. Org. geochemistry* 504–512.
- Seifert, W. K. and Moldowan, J. M., 1979- The effect of biodegradation on steranes and terpanes in crude oils. *Geochim. Cosmochim. Acta* 43, 111–126. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90051-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90051-6).
- Seifert, W. K. and Moldowan, J., 1980- The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry. *Phys. Chem. Earth* 12, 229–237. [https://doi.org/10.1016/0079-1946\(79\)90107-1](https://doi.org/10.1016/0079-1946(79)90107-1).
- Sepehr, M. and Cosgrove, J. W., 2004- Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran. *Mar. Pet. Geol.* 21, 829–843. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006>.
- Sfidari, E., Zamanzadeh, S. M., Dashti, A., Opera, A. and Tavakkol, M. H., 2016- Comprehensive source rock evaluation of the Kazhdumi Formation, in the Iranian Zagros Foldbelt and adjacent offshore. *Mar. Pet. Geol.* 71, 26–40. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.12.011>.
- Shanmugam, G., 1985- Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 69, 1241–1254. <https://doi.org/10.1306/AD462BC3-16F7-11D7-8645000102C1865D>.
- Song, J., Littke, R., Weniger, P., Ostertag-Henning, C. and Nelskamp, S., 2015- Shale oil potential and thermal maturity of the Lower Toarcian Posidonia Shale in NW Europe. *Int. J. Coal Geol.* 150, 127–153. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.08.011>.
- Ten Haven, H. L., De Leeuw, J. W., Damsté, J. S. S., Schenck, P. A., Palmer, S. E. and Zumberge, J. E., 1988- Application of biological markers in the recognition of palaeohypersaline environments. *Geological Society, London, Special Publications*, 40 (1), 123–130. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1988.040.01.11>.
- Tissot, B. P. and Welte, D. H., 1984- *Petroleum Formation and Occurrence*, springer.
- Waples, D. W. and Machihara, T., 1991- Biomarkers for geologists—a practical guide to the application of steranes and triterpanes. In: *Petroleum Geology, American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration*, 9, 5-10.

Oil-source rock correlation in super-giant Gachsaran oilfield

M. Safaei Farouji¹, H. Rahimpour Bonab^{2*}, M. R. Kamali³ and B. Ghorbani⁴

¹Ms. C., School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

²Professor, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

³Professor, Australian School of Mines, Minerals, Energy and Chemical Engineering, Curtin University, Australia

⁴Ph. D. Student, Geochemistry research group, Faculty of Geoscience, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

Received: 2019 July 06

Accepted: 2020 April 22

Abstract

Geochemical investigation of Kazhdumi and Pabdeh formations suggest a shaly and carbonate lithology as well as a suboxic-anoxic marine depositional environment for both formations. On the other hand, the thermal maturity of the Kazhdumi Formation is equivalent to the mid of oil window while thermal maturity-related parameters show that the Pabdeh Formation has not entered the oil window. Biomarkers are indicative of derivation of the four oil samples from a carbonate-shaly or marly source rock. Also, thermal maturity-related biomarkers reflect a peak mature stage for all of the four samples. Different values of oleanane index in oil samples is implying a more significant role of the Pabdeh Formation in hydrocarbon embedded in 36, 56, 55 wells in compare to well number 22. In general, oil-source correlation introduces both Kazhdumi and Pabdeh formations as source rocks for the crude oils.

Keywords: Biomarker, Lithology, Depositional setting, Oil-source rock correlation..

For Persian Version see pages 71 to 80

*Corresponding author: H. Rahimpour Bonab; E-mail: rahimpor@ut.ac.ir