

بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی سنگهای منشأ احتمالی در میدان پارس جنوبی

روشنک صُنعی^۱، حسین رحیم پوربناب^{۱*}، محمود معماریانی^۲، اشکان اسدی اسکندر^۱

۱- دانشکده زمین شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران

۲- پژوهشگاه صنعت نفت، تهران

*پست الکترونیک: rahimpor@khayam.ut.ac.ir

چکیده

میدان پارس جنوبی با توجه به ذخایر عظیم گازی و پتانسیل مناسب تولید از لایه نفتی (سازندهای داریان بالایی، پایینی و بخش مدود سازند سروک)، از مهمترین ذخایر هیدروکربنی کشور است. هدف از این مطالعه تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی سنگهای منشأ احتمالی از نظر کمیت، کیفیت و میزان پختگی مواد آلی است. بدین منظور تعداد ۳۶ نمونه از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری (cuttings) سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه (به عنوان سنگهای منشأ احتمالی) در سه چاه A، B و C جهت آنالیز پیرولیز راک - اول و بازسازی منحنی تاریخچه تدفین مورد استفاده قرار گرفتند. با توجه به نتایج حاصل از این آنالیز، سازندهای مورد مطالعه از دیدگاه میزان کل کربن آلی (TOC)، فقیر بوده و مقدار کربن آلی نمونه‌ها از ۰/۶۴-۰/۱ در تغییر است. به طور کلی هر سه سازند مورد مطالعه دارای کروژنی از نوع II و III هستند؛ در اغلب نمونه‌های مورد مطالعه کروژن از نوع مولد نفت - گاز است و مقادیر شاخص هیدروژن آنها (HI) در محدوده ۳۰۰-۱۵۰ قرار دارد. سازندهای مورد مطالعه از لحاظ میزان پختگی کروژن نابالغ بوده و به طور غالب در انتهای دیاژنز (قبل از پنجره نفت‌زایی) قرار دارند. بنابراین این سازندها از لحاظ پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف بوده و فاقد هرگونه کروژن ذاتی مناسب جهت تولید هیدروکربن به صورت محلی هستند. بررسی بلوغ حرارتی سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه در میدان پارس جنوبی بر اساس مدل‌سازی تاریخچه تدفین نیز حاکی از آن است که سازندهای مذکور در عمق تدفین لازم جهت بلوغ حرارتی و تولید هیدروکربن قرار نگرفته‌اند. این نتیجه‌گیری با مقادیر T_{max} به دست آمده از پیرولیز نمونه‌های مورد بررسی نیز تأیید می‌شود.

واژه‌های کلیدی: سنگ منشأ احتمالی؛ بلوغ حرارتی؛ پیرولیز راک - اول؛ شاخص هیدروژن؛ پنجره نفت‌زایی؛ تاریخچه تدفین

مقدمه

میدان با کشور قطر و برداشت مشترک از این میدان، انجام مطالعات ژئوشیمیایی در این میدان، یکی از عوامل مؤثر در کاهش ریسک برنامه‌ریزی‌های توسعه‌ای میدان محسوب می‌گردد. با توجه به تواناییهای گسترده علم ژئوشیمی آلی و ابزارهای مناسبی که در اختیار دارد، نتایج مطالعات ژئوشیمیایی کمک شایانی به شناخت ویژگیهای سنگهای منشأ احتمالی و هیدروکربنهای موجود در مخازن داریان و سروک پایینی این میدان می‌کند. بنابراین به منظور ارزیابی

میدان پارس جنوبی با ذخیره‌ای در حدود ۱۱۴ تریلیون فوت مکعب گاز و ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی (مخازن گازی سازندهای کنگان و دالان) و پتانسیل مناسب تولید از لایه نفتی (سازندهای داریان بالایی، پایینی و بخش مدود سازند سروک)، مهمترین ذخیره هیدروکربنی کشور است. از این رو این میدان در صنعت نفت، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. به دلیل ذخیره مناسب و مشترک بودن این

وضعیت بلوغ و پتانسیل هیدروکربورزایی سنگهای منشأ احتمالی و تعیین چگونگی تغذیه لایه‌های مخزنی میدان، تعداد ۳۶ نمونه از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری (cuttings) سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه (به عنوان سنگ منشأ احتمالی) در سه چاه مورد مطالعه قرار گرفتند.

میدان گازی پارس جنوبی، روی خط مرزی مشترک ایران و قطر، به فاصله ۱۰۰ کیلومتری از بندر عسلویه در ساحل جنوبی ایران، ۱۶۰ کیلومتری جنوب غربی جزیره کیش، ۱۰۵ کیلومتری شمال شرقی شبه جزیره قطر و ۳۳۰

کیلومتری شمال غربی شهر دبی، واقع شده است (شکل ۱). این میدان در سال ۱۹۹۰ میلادی، در بخش ایرانی، با حفر چاه SP-1 کشف گردید، در حالی که بخش قطری آن (North Dome) در سال ۱۹۷۱ میلادی، مورد اکتشاف قرار گرفته بود (کنت و همکاران، ۲۰۰۱). وسعت این میدان بالغ بر ۱۰۰۰۰ کیلومتر مربع است که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع از آن متعلق به ایران است و بین طولهای شرقی ۵۱° ۵۰' تا ۴۰° ۵۲' و عرضهای شمالی ۲۶° ۲۵' تا ۲۷° ۰۵' قرار گرفته است.



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میدان پارس جنوبی در آبهای خلیج فارس.
(www.petropars.com/Portals/0/SouthPars.jpg)

زمین‌شناسی عمومی منطقه

میدان پارس جنوبی بر روی کمان قطر - فارس (Qatar - Fars Arc) قرار دارد. این کمان در قسمت میانی حوضه خلیج فارس واقع شده است. خلیج فارس امروزی، یک فروافتادگی تکتونیکی کم عمق است که در حدود ۱۰۰۰ کیلومتر طول دارد. این فروافتادگی در اواخر دوران سوم یعنی انتهای پلیوسن تا پلیوستوسن در بخش پیشانی سلسله جبال زاگرس تشکیل شده است. حوضه مزبور نامتقارن بوده و شیب یال عربی آن از یال ایرانی کمتر است. چین خوردگی زاگرس اثر چندان مهمی بر ساختمان خلیج

فارس نداشته است و سازوکار مهم‌تر حرکات پی‌سنگ عربستان و کوه‌زایی عمان بوده است، که تاقدیسهایی با روند شمالی - جنوبی ایجاد کرده است. روند اکثر میادین نفتی عربی و برخی میادین فراساحلی ایران از این امتداد تبعیت می‌کند. به‌طور کلی اشکال ساختاری خلیج فارس توسط سه فاکتور تکتونیکی مشخص می‌گردند.

رخساره‌های رسوبی نیز در این منطقه، از این سه سیستم تکتونیکی که در حقیقت سه سیستم گسلی است پیروی می‌کنند (زیگلر، ۲۰۰۱).

پس رونده را ایجاد کرده‌اند. این رسوبات در حاشیه شرقی سپر عربی و در امتداد حاشیه جنوبی اقیانوس تیتیس نهشته شده‌اند. از میان روندهای تکتونیکی، ساختار تکتونیکی N-S قدیمی در پلیت عربی مهمترین عامل در تشکیل ساختمان پارس جنوبی - میدان شمالی است. در اثر این روند زمین‌شناسی، وضعیت مناسبی از نظر محیط رسوب گذاری (وجود تله نفتی مناسب همراه با سنگ منشأ، مخزن و نیز سنگ پوشش عالی) فراهم شده است، که موجب تشکیل یکی از ذخایر عظیم هیدروکربوری در جهان شده است. الگوهای رسوب گذاری حاصل تغییرات سطح آب دریا، حرکات خشکی‌زایی، تغییرات آب و هوایی و رشد ساختمانی همزمان با رسوب گذاری هستند، که اثر مستقیمی بر توزیع ناحیه‌ای سنگ منشأ و نیز سنگ مخزن و سنگ پوشش دارند (موریس، ۱۹۸۰). در شکل (۲) ستون چینه‌شناسی سازندهای مورد مطالعه در میدان پارس جنوبی به صورت خلاصه نشان داده شده است.

روش مطالعه

در این مطالعه تعداد ۱۲ نمونه از سازند گدوان، ۱۱ نمونه از سازند فهلیان و ۱۳ نمونه از سازند سورمه در سه چاه مورد مطالعه تحت آنالیز پیرولیز راک - اول قرار گرفتند. آنالیز پیرولیز راک - اول روشی سریع، آسان و کم هزینه به منظور انجام یک ارزیابی مقدماتی از سازندهایی است که در مطالعات ژئوشیمیایی به عنوان سنگ منشأ احتمالی در نظر گرفته می‌شود. در حقیقت این روش یک وسیله مناسب جهت تعیین سریع سنگ‌های مولد هیدروکربن از غیر مولد است (پک و کوهنل، ۱۹۸۰). پیرولیز حرارت دادن ماده آلی در غیاب اکسیژن جهت تولید و آزاد شدن هیدروکربن از آن و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی مواد آلی باقیمانده

۱- روندهای ساختمانی N-S که در نتیجه بالا آمدگی و گسلش بر روی پی سنگ پرکامبرین ایجاد شده‌اند و به صورت گسلهایی با روند شمالی - جنوبی و منظم تحت عنوان کمان مرکزی عربی (Central Arabian Arc) است. این ساختارها به احتمال قوی در طی برخورد امر (Amar Collision) صفحه رایان (Rayan) در شرق، با کراتون عربی در غرب به وجود آمده‌اند. کمان قطر - فارس، تاقدیس بورگان - خوریاس (Burgan-Khurias) و میدان قوار از جمله این ساختارها هستند.

۲- ساختمانهای با روند شمال غرب - جنوب شرق، که از ویژگیهای بارز حاشیه صفحه عربی است. زمین درز اصلی زاگرس و گسل نجد (Najd fault) در عربستان سعودی از این دسته هستند. این ساختارها متأثر از کوهزایی ترشیاری پایانی محسوب می‌گردند.

۳- سیستمهای با روند شمال شرق - جنوب غرب که مربوط به گسل دیا در حوضه نمکی عمان است و به نظر می‌رسد کنترل کننده توزیع حوضه نمکی اینفرا کامبرین در خلیج فارس باشند.

در کنار این سه سیستم گسلی، تکتونیک زایشی نمکهای پرکامبرین یک پدیده تکتونیکی جوان است و هر دو سمت بالا آمدگی قطر - فارس را تحت تأثیر قرار داده است. حرکات تکتونیکی میوسن میانی که شکل امروزی ناحیه مورد بحث را باعث شده است نیز سبب ایجاد گنبدهای نمکی در حوضه خلیج فارس و بی‌نظمیهای در ساختارهای تاقدیسی گردیده‌اند.

رسوبات مربوط به پالئوزوئیک تا هولوسن در منطقه خلیج فارس عمدتاً متشکل از سنگهای کربناته توام با تبخیرها و آوارها هستند که بر روی فلات قاره یا پلاتفرم نوع رمپ، نهشته شده و سیکلهای بزرگ پیش‌رونده و

پتانسیل تولید هیدروکربن از آنها، مورد استفاده قرار می‌گیرد. نمونه‌های مورد استفاده در پیرولیز می‌توانند به صورت خرده‌های حفاری، مغزه و یا حتی نمونه‌های سطح الارضی باشند (پیترز، ۱۹۸۶).

موجود در سنگ است، که در آزمایشگاه در درجه حرارت بالا و مدت زمان کوتاه انجام می‌شود و در واقع تقلید تولید طبیعی هیدروکربنها در طبیعت در طی مرحله کاتازنز است (بارکر، ۱۹۷۴). پیرولیز رسوبات جهت تشخیص نوع و درجه بلوغ مواد آلی و همچنین جهت مشخص کردن

AGE	GROUP	FORMATION / MEMBER	LITHOLOGY	Lithology Description		
CRETACEOUS	BANGESTAN	HALUL		Dolomitic Limestone to Limy Dolomite, Argillaceous in lower parts		
		LAFFAN	S3	Mainly Argillaceous Limestone in upper parts grading to Marl in lower parts		
		MISHRIF		Mainly Dolomite and Limestone, including Bitumen		
		AHMADI		Limestone and Dolomite		
		MAUDDUD		Mainly Limestone, Claystone interlayers in lower parts		
		KAZHDUMI	S4	Mainly Claystone/Shale, Siltstone to Sandstone in lower parts		
	JURASSIC	KHAMI	DARIYAN		Limestone, Argillaceous in parts	
			GADVAN		Limestone, Argillaceous in parts	
			FAHLIYAN		Limestone with traces of Chert	
			HITH	S5	Mainly Anhydrite with Dolomitic interlayers	
			ARAB		Dolomite with Anhydritic interlayers	
			UP. DOLOMITES (Darab)		Mainly Dolomite with limestone interlayers	
			DIYAB	UP. LIMESTONES		Mainly Limestone with dolomite interlayers
				CHERTY ZONE		Limestone and Dolomite with traces of Chert
			SURMEH	MID. LIMESTONES (Up. Araej)		Mainly Limestone, minor Dolomite interlayers, Argillaceous in parts
				MAND Member (Uwainat)		Limestone, minor Dolomite interlayers, Argillaceous in parts
				LOW. LIMESTONES (Low. Araej)		Mainly Limestone, Argillaceous in parts and at bottom
	LOW. SURMEH SHALES (Izhara)		Interlayers of Shale and Argillaceous Limestone			
	NEYRIZ		Argillaceous Limestone and Dolomite			

شکل ۲: ستون چینه‌شناسی توالی‌های رسوبی از پرمین تا عهد حاضر در میدان پارس جنوبی (آلی، ۱۳۸۵).

آنالیز کاملاً خرد و پودر شده‌اند. روش پیرولیز راک - اول عبارت از حرارت دادن برنامه‌ریزی شده یک نمونه کوچک (تقریباً ۱۰۰ میلی گرم) در یک خشک کن یا کوره پیرولیز (Pyrolysis Oven) با اتمسفر خنثی (هلیوم) است که به

پیرولیز راک - اول توسط دستگاه راک - اول II یا III + مادول TOC انجام می‌گیرد. نمونه‌هایی که در دستگاه راک - اول اندازه گیری می‌شوند، معمولاً بخشهای کوچکی از نمونه‌هایی هستند که در دمای پایین خشک شده و قبل از

منظور به دست آوردن نتایج زیر است:

جدول ۱: نتایج آنالیز پیرولیز راک- اول نمونه‌های خرده‌های حفاری چاه‌های مورد مطالعه

Sample No.	Depth	Well No.	Formation	S1	S2	S3	PI	Tmax	TOC	HI	OI
1	1202	A	Gadvan	0.73	1.11	0.67	0.4	421	0.34	326	197
2	1244			0.87	0.89	3.29	0.49	416	0.64	139	514
3	1251			1.14	0.72	2.44	0.61	422	0.58	124	421
4	1266		Fahliyan	0.48	0.55	1.08	0.47	423	0.3	183	360
5	1284			0.29	0.43	0.56	0.4	417	0.19	226	295
6	1338			0.16	0.24	0.28	0.4	420	0.1	240	280
7	1496		Surmeh	0.14	0.22	0.86	0.39	437	0.37	59	232
8	1502			0.19	0.13	0.43	0.59	425	0.14	93	307
9	1538			0.19	0.15	0.28	0.56	420	0.13	115	205
10	1150	B	Gadvan	11	6.36	1.45	0.63	408	1.9	335	76
11	1160			1.79	1.42	3.18	0.56	415	0.79	180	403
12	1180			12	7.32	1.04	0.62	417	2.06	355	50
13	1200			1.62	1.24	4.14	0.57	416	1.04	119	398
14	1230		Fahliyan	6.79	4.76	4.28	0.59	411	1.79	266	269
15	1290			12.3	7.5	1.03	0.62	414	2.12	354	49
16	1320			14.4	8.36	1	0.63	416	2.36	354	42
17	1370			15.2	10.62	1.65	0.59	419	2.85	373	58
18	1470		Surmeh	26.3	17.79	1.53	0.6	425	4.5	395	34
19	1490			29.7	20	1.97	0.6	424	5.07	394	39
20	1530			22.3	14.96	1.17	0.6	423	3.85	388	30
21	1550			27.9	19.53	1.39	0.59	423	4.35	403	29
22	1160	C	Gadvan	0.88	1.15	1.65	0.43	430	0.57	202	289
23	1174			0.84	0.97	1.53	0.46	424	0.46	211	333
24	1195			0.44	0.58	1.28	0.43	419	0.32	181	400
25	1204			0.39	0.46	1.58	0.46	412	0.06	767	***
26	1214			0.47	0.9	0.85	0.34	442	0.37	243	230
27	1230		Fahliyan	0.77	1.1	0.7	0.41	420	0.35	314	200
28	1264			0.47	0.65	0.57	0.42	425	0.21	310	271
29	1340			0.9	1.09	1.52	0.45	428	0.37	295	41
30	1400			0.53	0.77	1.67	0.41	418	0.47	164	355
31	1470		Surmeh	1.56	1.16	2.41	0.57	423	0.77	151	13
32	1488			0.57	0.76	1.22	0.43	422	0.31	245	394
33	1524			1.35	0.7	2.6	0.66	424	0.71	99	366
34	1542			0.74	0.54	1.53	0.58	423	0.37	146	414
35	1560			1.73	0.98	2.24	0.64	428	0.51	192	439
36	1566			0.54	0.86	1.63	0.39	433	0.52	165	313

۱- تعیین مقدار هیدروکربنهای آزاد موجود در نمونه: (کروژن)، از آن خارج می‌شوند: S₂ (mg HC/gr rock)

۲- تعیین ترکیبات حاوی هیدروکربن و اکسیژن (CO₂)

۳- تعیین میزان ماده آلی %TOC

S₁ (mg HC/gr rock)

۴- تعیین میزان پختگی Tmax (°C)

که در طی کراکینگ مواد آلی غیر قابل استخراج نمونه

کوره به مدت ۳ دقیقه در دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد

آنها با توجه به ویژگیهایی که هر یک از نمونه‌ها نشان می‌دهند، از جمله سطح پایین پختگی مواد آلی (T_{max})، مقدار هیدروکربنهای تولید شده (S_1) حاکی از آلوده بودن این خرده‌های حفاری است. با توجه به آلوده بودن این نمونه‌ها انجام تعبیر و تفسیر بر اساس این نتایج با شک و تردید همراه است. لذا به منظور انجام آنالیز مجدد، تعداد ۱۲ نمونه از سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه، با توجه به پوشش مناسب این سازندها از دو چاه B و C انتخاب گردید تا بعد از طی مرحله حذف آلودگیهای تأثیرگذار مجدداً تحت آنالیز قرار گیرند. شایان ذکر است با توجه به نتایج آنالیز مرحله اول نمونه‌ای از چاه A جهت انجام آنالیز مجدد انتخاب نگردید، زیرا در این چاه حتی با آلوده بودن نمونه‌ها نیز مقادیر پارامترهای راک - اول قابل توجه نیستند. نتایج آنالیز مرحله دوم (پس از شست‌وشو) در جدول (۲) ارائه شده است.

ثابت نگه‌داشته می‌شود و هیدروکربنهای آزاد، بخار شده و تحت عنوان پیک S_1 اندازه‌گیری و توسط آشکارگر شعله یونی (FID) آشکار می‌شوند. سپس دما با نسبت ۲۵ درجه سانتی‌گراد در دقیقه افزایش پیدا کرده و از ۳۰۰ به ۵۵۰ درجه سانتی‌گراد می‌رسد. این مرحله سبب خروج هیدروکربنهای خیلی سنگین ($>C_{40}$) و کراکینگ مواد آلی غیر قابل استخراج می‌گردد. هیدروکربنهای آزاد شده در این مرحله از افزایش حرارت، توسط آشکارگر شعله یونی تحت عنوان پیک S_2 اندازه‌گیری می‌شوند. بر این اساس مجموعاً ۳۶ نمونه از خرده‌های حفاری سازندهایی که به عنوان سنگ منشأ در نظر گرفته شده بودند از سه چاه مورد مطالعه جمع‌آوری گردید و پس از طی مراحل آماده‌سازی و آزمایشگاهی این نمونه‌ها تحت آنالیز پیرولیز راک - اول قرار گرفتند. نتایج این آنالیز در جدول (۱) ارائه شده است. در نخستین گام تمامی پارامترهای حاصل از آنالیز فوق تحت بررسی قرار گرفتند. دقت در این پارامترها و مقایسه

جدول ۲: نتایج آنالیز مجدد نمونه‌های خرده‌های حفاری از چاه‌های B و C.

Sample No.	Depth	Well No.	Formation	S1	S2	S3	PI	Tmax	TOC	HI	OI
1	1150	B	Gadvan	0.46	0.67	1.43	0.41	426	0.4	168	358
2	1180			0.22	0.6	1.02	0.27	426	0.28	214	364
3	1260		Fahliyan	0.8	0.91	2.23	0.47	421	0.55	165	405
4	1470		Surmeh	0.76	0.78	2.05	0.49	411	0.39	200	526
5	1510			0.41	0.89	1.62	0.32	409	0.34	262	476
6	1550			0.38	0.76	1.51	0.33	418	0.37	205	408
7	1174	C	Gadvan	0.37	0.67	1.59	0.36	421	0.37	181	430
8	1214			0.09	0.37	0.9	0.2	427	0.22	168	409
9	1230		Fahliyan	0.1	0.44	0.67	0.19	422	0.19	232	353
10	1400			0.1	0.28	1.07	0.26	426	0.26	108	412
11	1488		Surmeh	0.14	0.27	1.04	0.34	424	0.22	123	473
12	1566			0.19	0.31	1.21	0.38	432	0.36	86	336

نمودار نسبت اتمی H/C در مقابل O/C استفاده می‌شود. ولی با توجه به سریع و ارزان بودن، سعی شده است تا از این

بحث

تعیین نوع کروژن

به منظور تعیین نوع ماده آلی از نمودار ون کروژن یا

نمودار HI در مقابل OI مربوط به هر یک از سازندها در سه چاه مطالعه شده، ترسیم گردید.

با توجه به نتایج به دست آمده از مرحله ابتدایی پیرولیز راک - اول، وجود مقادیر زیاد هیدروکربنهای سیال (احتمالاً مهاجرتی) نسبت به وضعیت پختگی کروژن، با شک و تردید همراه بود، لذا به منظور مقایسه و روشن شدن میزان اختلاف موجود بین نتایج آنالیز مرحله اول و نتایج آنالیز مجدد پیرولیز راک - اول از نتایج هر دو آنالیز جهت تفسیر و ارزیابی سنگهای منشأ احتمالی استفاده گردید.

همان گونه که در شکل ۳ مشاهده می شود، نمونه های سازند گدوان در هر سه چاه، مقادیر بالایی از شاخص هیدروژن (مربوط به نمونه های قبل از شست و شو) را نشان می دهند، در حالی که بعد از جدایش هیدروکربنهای سیال (آلودگی احتمالی به واسطه فرآیندهای مهاجرت)، این مقادیر کاملاً کاهش یافته و به محدوده ۱۵۰-۲۰۰ mg HC/gr rock رسیده است. البته نمونه ای از این سازند در چاه C با شاخص هیدروژن ۷۶۷ دیده می شود که کاملاً غیرطبیعی به نظر می رسد. عدم جابه جایی مقادیر Tmax و سایر پارامترهای راک - اول نیز این برداشت را نشان می دهد. بر این اساس سازند گدوان دارای کروژنی از نوع II و مقداری نیز نوع III است.

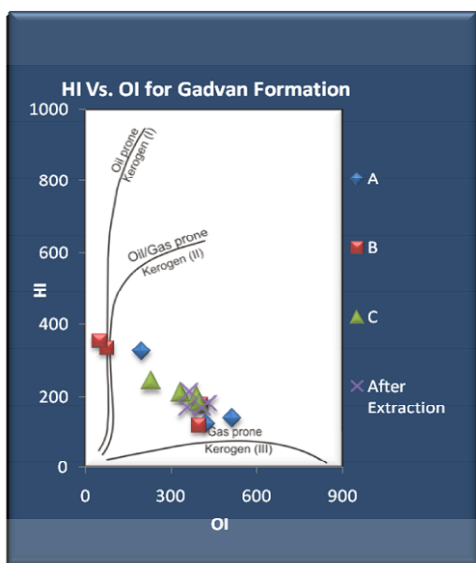
در سازند فهلیان توزیع نتایج اولیه پیرولیز راک - اول تقریباً مشابه سازند گدوان بوده و دامنه تغییرات HI اندکی گسترده تر از نتایج سازند گدوان است (به ویژه در نمونه های مربوط به چاه B). نتایج به دست آمده پس از جدایش هیدروکربنهای سیال نشان می دهد که چنانچه مواد آلی موجود در این سازند به عنوان کروژن ذاتی معرفی شوند، از نوع II و III بوده و مقادیر شاخص هیدروژن آن نیز در محدوده ۲۳۰-۱۲۰ mg HC/gr rock قرار دارد (شکل ۴).

طریق نوع ماده آلی تعیین گردد (اسپیتالی و همکاران، ۱۹۷۷). تجربیات حاصله نشان داد که محتوای اکسیژن کروژن متناسب با دی اکسید کربن آزاد شده (S_3) و محتوای هیدروژن کروژن متناسب با هیدروکربنهای آزاد شده از شکست حرارتی کروژن (S_2) در طی پیرولیز است و بر همین اساس آنها نمودار HI در مقابل OI را تعریف نمودند.

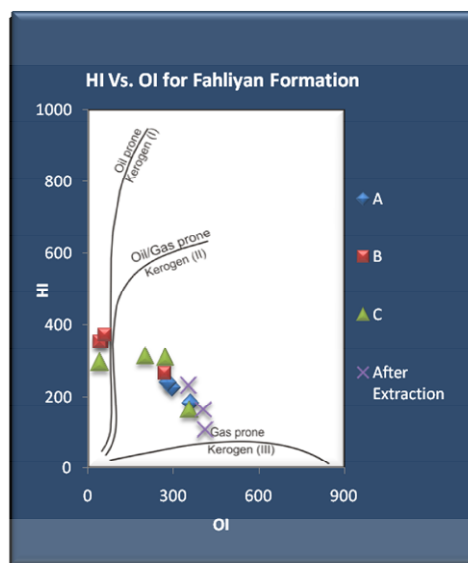
به طور کلی نمونه هایی که دارای HI کمتر از ۱۵۰ هستند، توانایی تولید مقادیر قابل توجهی گاز را دارند و مقدار هیدروکربن مایعی که از آنها ایجاد می شود، بسیار کم است. به طور معمول این مواد آلی از کروژن نوع سوم و چهارم تشکیل شده اند. میزان شاخص هیدروژن بالاتر از ۱۵۰ بیان گر افزایش مواد آلی غنی از چربی بوده، که از خشکی یا دریا منشأ می گیرند.

نمونه هایی با HI بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ میلی گرم هیدروکربن بر مقدار کل ماده آلی، توانایی تولید ضعیف نفت را همراه با گاز نشان می دهند و به طور معمول کروژن نوع سوم و مخلوطی از نوع دوم - سوم هستند. نمونه هایی که دارای HI بیشتر از ۳۰۰ هستند، از نظر تولید هیدروکربن مایع دارای پتانسیل خوب بوده و بیشتر از کروژن نوع اول یا دریایی تشکیل شده اند. کروژنهایی با HI بیش از ۶۰۰ نیز دارای توانایی تولید هیدروکربن مایع در سطح بسیار خوب بوده و به طور معمول کروژن آنها از نوع اول یا مخلوطی از نوع اول و دوم است (واپلس، ۱۹۸۵). به طور کلی متوسط مقدار HI برای کروژن نوع سوم، ۱۲۵ و برای کروژن نوع چهارم، ۵۰ در نظر گرفته می شود. حد HI در سنگ منشأهای مستعد تولید نفت و مستعد تولید گاز بین ۱۵۰ تا ۲۵۰ است (هانت، ۱۹۹۶).

بر این اساس جهت تعیین نوع کروژن در سازندهای مورد مطالعه با استفاده از مقادیر پارامترهای HI و OI،



شکل ۴: نمودار HI در مقابل OI حاصل از نتایج آنالیز راک-اول در نمونه‌های سازند فهلپان



شکل ۳: نمودار HI در مقابل OI حاصل از نتایج آنالیز راک-اول در نمونه‌های سازند گدوان

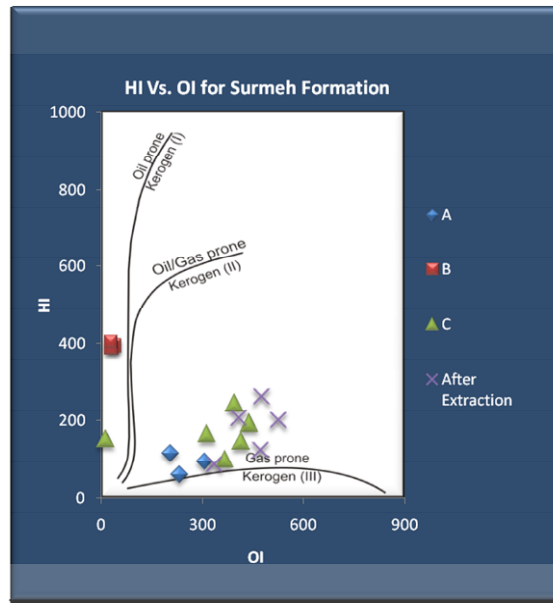
افزایش همواره مستمر و یکنواخت نبوده و عوامل مختلفی علاوه بر درجه بلوغ ماده آلی در آن تأثیر دارند که از جمله می‌توان به نوع ماده آلی اشاره کرد که به‌ویژه در سنگهای نابالغ سبب تغییرات گسترده‌تری در T_{max} می‌شود (گاهی این تغییرات به ۲۰ درجه هم می‌رسد). با افزایش درجه بلوغ، همه کروژنها در نهایت به موادی تبدیل می‌شوند که از نظر محتوای کروژن یکسان هستند و این موضوع در نمودار ون کروژن H/C در مقابل O/C و HI در مقابل T_{max} قابل مشاهده است (پیترز، ۱۹۸۶). بر طبق نظر هانت (۱۹۹۶)، حداکثر دمای یک نمونه بر اساس مواد آلی با کمترین درجه بلوغ که هنوز توانایی تولید هیدروکربن را دارند، اندازه‌گیری می‌شود. بوردناو (۱۹۹۳)، معتقد است که تولید نفت از کروژن نوع اول در محدوده حرارتی ۴۴۰ تا ۴۵۰ درجه سانتی‌گراد و برای کروژن نوع دوم و سوم به ترتیب از ۴۳۵ تا ۴۶۰ و از ۴۳۵ تا ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد است.

در خصوص نمونه‌های سازند سورمه نیز تفاوت عمده‌ای مابین نتایج قبل و بعد از شست‌وشوی نمونه‌ها دیده می‌شود (شکل ۵). مقادیر شاخص هیدروژن در چاه B بیشترین و در چاه C و سپس چاه A کمترین اعداد را نشان می‌دهند. توزیع نمونه‌های سازند سورمه پس از جدایش آلودگیهای هیدروکربوری به گونه‌ای است که کروژنی از نوع عمدتاً II و تا اندازه‌ای نوع III را به نمایش می‌گذارد.

شاخص هیدروژن این سازند در محدوده $mg\ HC/gr\ rock$ ۲۶۸-۸۶ قرار دارد. در مجموع نمونه‌های سازندهای گدوان، فهلپان و سورمه در چاه B واقع در شمال غرب میدان پارس جنوبی بیشترین شاخص هیدروژن و در چاه A کمترین مقادیر را نشان می‌دهند.

تعیین میزان بلوغ مواد آلی

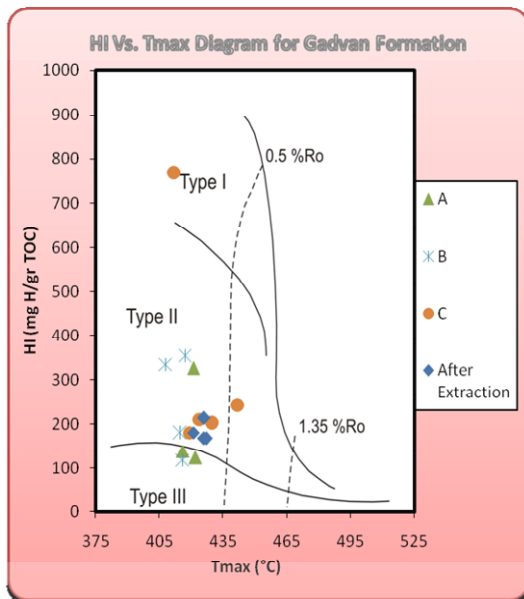
از میان پارامترهای مختلف حاصل از پیرولیز، T_{max} شاخص بلوغ حرارتی مواد آلی است، که همراه با افزایش عمق و درجه بلوغ حرارتی کروژن افزایش می‌یابد. این



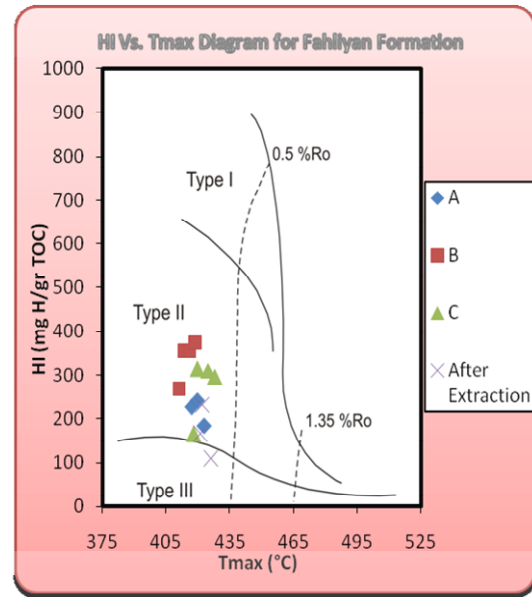
شکل ۵: نمودار HI در مقابل OI حاصل از نتایج آنالیز راک-اول در نمونه‌های سازند سورمه

نمونه‌ها بر روی نمودار ترسیم شده، با وجود تفاوت در مقادیر شاخص هیدروژن، می‌توان بلوغی حداکثر تا اواخر مرحله دیانز (قبل از پنجره نفت زایی $T_{max} < 435^{\circ}C$)، را برای هر سه سازند مطالعه شده، پیشنهاد کرد.

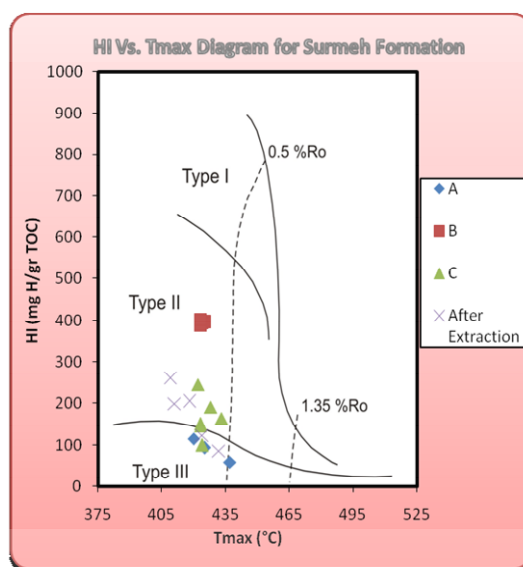
بنابراین به منظور تعیین بلوغ مواد آلی موجود در سنگهای منشأ احتمالی مورد مطالعه از نمودار HI در مقابل T_{max} استفاده گردید. همان گونه که در شکل‌های ۶، ۷ و ۸ مشاهده می‌شود، با توجه به مقادیر T_{max} گزارش شده از نمونه‌های آنالیز شده و همچنین محدوده قرارگیری این



شکل ۷: نمودار HI در مقابل T_{max} حاصل از نتایج راک-اول در نمونه‌های سازند فلهیان در ۳ چاه مورد مطالعه



شکل ۶: نمودار HI در مقابل T_{max} حاصل از نتایج راک-اول در نمونه‌های سازند گدوان در ۳ چاه مورد مطالعه



شکل ۸: نمودار HI در مقابل T_{max} حاصل از نتایج راک-اول در نمونه‌های سازند سورمه در ۳ چاه مورد مطالعه

پتانسیل هیدروکربن‌زایی دارد. شایان ذکر است که پراکندگی محدوده مقادیر پتانسیل هیدروکربن‌زایی تفسیر شده از نتایج آنالیز مرحله اول، به دلیل اثرات آلودگی نمونه‌های آنالیز شده به هیدروکربنهای نابرجای مهاجرتی است (مقادیر پارامتر $PI < 0.5$ نیز مؤید این مطلب است). لذا در ارزیابی سنگهای منشأ احتمالی مورد مطالعه، کلیه تفسیرها بر اساس نتایج آنالیز مجدد صورت گرفته است.

بر اساس پارامترهای حاصل از آنالیز راک - اول (مرحله قبل از شست‌وشو)، سازند فهلیان در چاه B قابلیت تولید خوبی دارد (شکل ۱۰) و می‌تواند به عنوان یک سنگ منشأ احتمالی مطرح گردد. در حالی که نتایج به‌دست آمده از آنالیز مجدد نمونه‌ها نشان می‌دهد که این سازند از نظر میزان کل کربن آلی فقیر بوده و همچنین پتانسیل هیدروکربن‌زایی مناسبی از خود نشان نمی‌دهد. این سازند همانند سازند گدوان در چاه B نیز بیشترین آلودگی را به نمایش می‌گذارد. بررسی میزان غنای کربن آلی به‌منظور رتبه‌بندی سنگ منشأ احتمالی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی

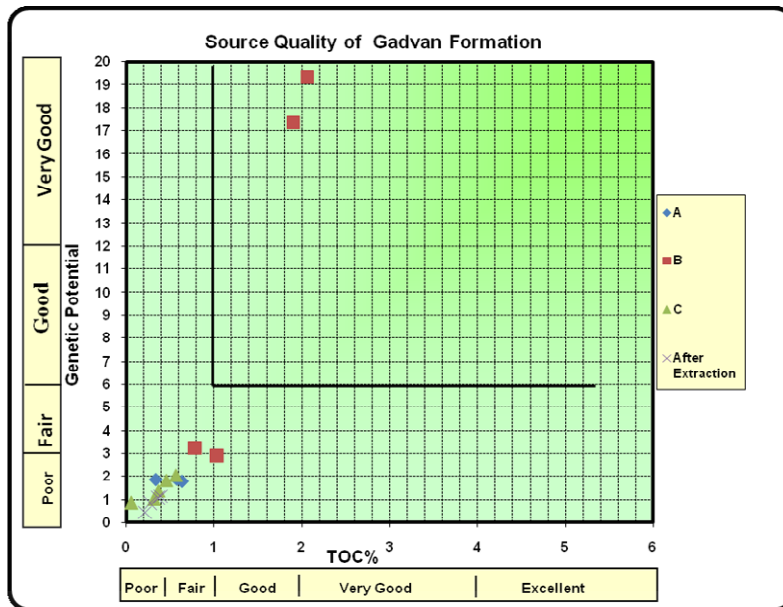
رتبه‌بندی سنگ (های) مادر احتمالی و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی

با توجه به میزان پختگی مواد آلی سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه و با در نظر گرفتن مقادیر پارامترهای S_1 (هیدروکربور سیال تولید شده)، S_2 (توان هیدروکربن‌زایی) و TOC (مقدار کل کربن آلی) و ترسیم نمودار TOC مقابل S_1+S_2 برای نمونه‌های آنالیز شده مرحله اول و آنالیز مجدد (پس از شست‌وشو)، رتبه‌بندی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازندهای فوق مورد ارزیابی قرار گرفت.

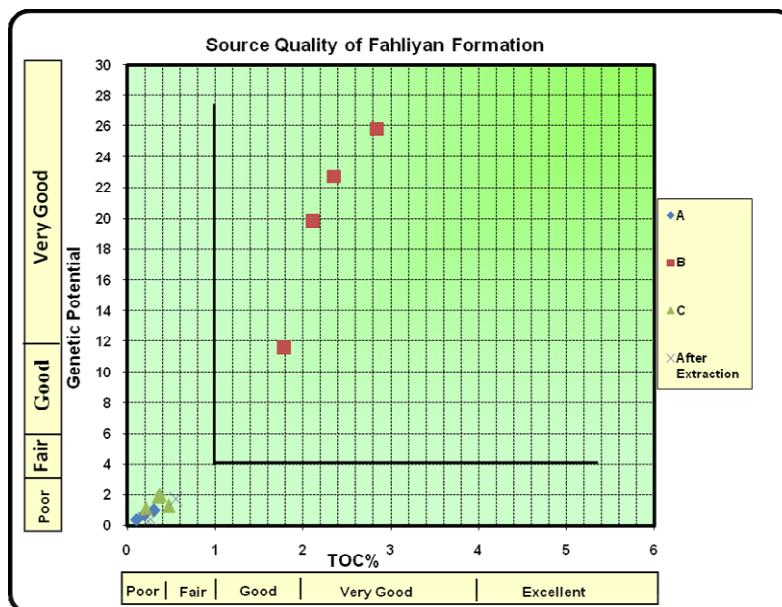
بر این اساس با توجه به شکل ۹ می‌توان چنین گفت، که محدوده قرارگیری مقادیر پارامترهای محاسبه شده در نمونه‌های سازند گدوان (حاصل از آنالیز پیرولیز راک - اول مرحله اول)، حاکی از وجود پتانسیل مناسب و غنای خیلی خوب برای این سازند در چاه B و پتانسیل ضعیف و غنای بسیار ناچیز در چاههای A و C می‌باشد. حال آن که نتایج آنالیز مجدد بر روی نمونه‌های انتخابی این سازند نشان از فقیر بودن این سازند از نظر محتوای کربن آلی و ناچیز بودن

سازند سورمه (شکل ۱۱)، بر اساس نتایج آنالیز پیرولیز راک -اول مرحله دوم بیانگر فقیر بودن سازند از نظر محتوای کربن آلی و ضعیف بودن پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند است. چنان که در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود باز هم در چاه B، آلودگی زیادی را با توجه به محدوده قرارگیری مقادیر پارامترهای حاصل از آنالیز مرحله اول، شاهدیم.

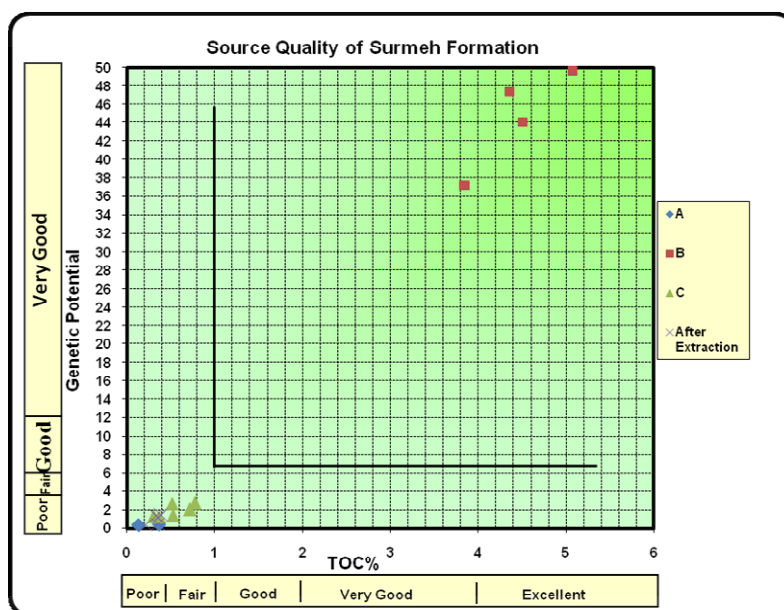
سازند سورمه (شکل ۱۱)، بر اساس نتایج آنالیز پیرولیز راک -اول مرحله دوم بیانگر فقیر بودن سازند از نظر محتوای کربن آلی و ضعیف بودن پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند است. چنان که در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود باز هم در چاه B، آلودگی زیادی را با توجه به محدوده قرارگیری مقادیر پارامترهای حاصل از آنالیز مرحله اول، شاهدیم.



شکل ۹: رتبه‌بندی سنگهای منشأ احتمالی (سازند گدوان) و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی بر اساس پارامترهای S_1 و S_2 در مقابل TOC (Kennard *et al.*, 2002)



شکل ۱۰: رتبه‌بندی سنگهای منشأ احتمالی (سازند فهلیمان) و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی بر اساس پارامترهای S_1 و S_2 در مقابل TOC (کنارد و همکاران، ۲۰۰۲)



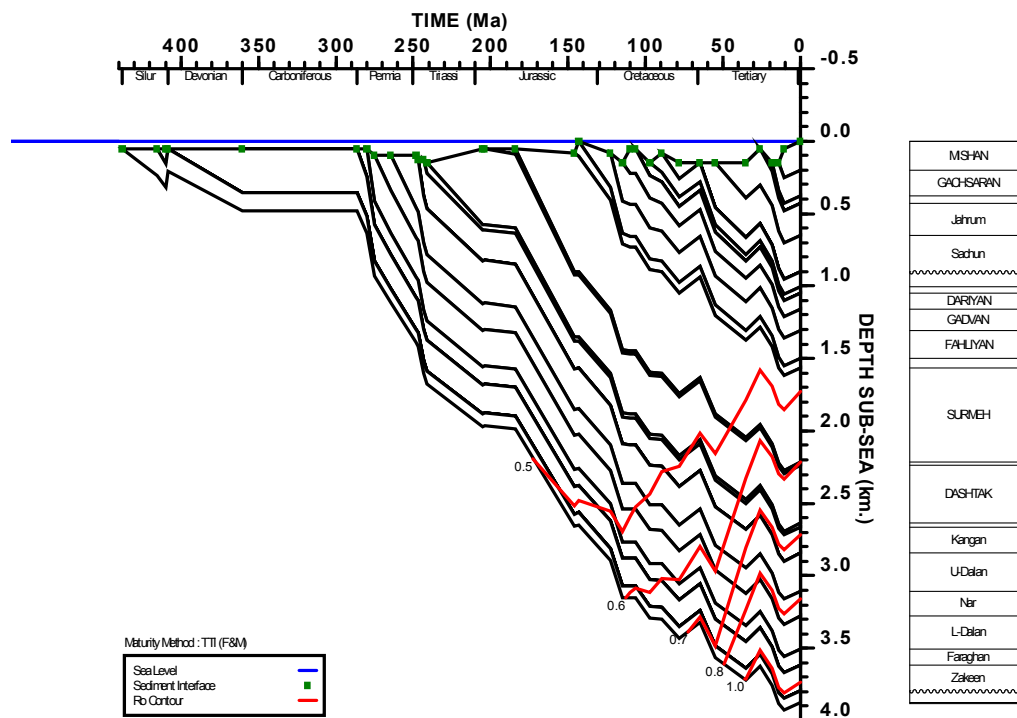
شکل (۱۱): رتبه‌بندی سنگ‌های منشأ احتمالی (سازند سورمه) و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی بر اساس پارامترهای S_1 و S_2 در مقابل TOC (کنارد و همکاران، ۲۰۰۲)

با توجه به نقشه بلوغ حرارتی (میلنر، ۱۹۹۸ در نوشته آلی و همکاران، ۲۰۰۶)، میدان پارس جنوبی و قوس قطر در پنجره گازی واقع شده‌اند. در میدان پارس جنوبی چاهی که به رسوبات قبل از پرمین برسد، هنوز حفر نشده است. عمیق‌ترین چاه تا عمق چند متری در سازند فراقان نفوذ کرده است. مدل بلوغ حرارتی ارائه شده (شکل ۱۲ و ۱۳) نشان می‌دهد که در انتهای دوره کرتاسه هر لایه‌ای که بر روی رسوبات فراقان واقع شده در حالت نابالغ باقی مانده است. رسوبات پرمین تا کرتاسه، در انتهای دوره کرتاسه نابالغ بوده در حالی که امروزه بلوغ رسوبات قبل از پرمین بر اساس انعکاس و پترینایت بین ۱ تا ۱/۱ درصد است. بر این اساس سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه بر طبق نمودار فوق‌الذکر در منطقه پارس جنوبی در عمق تدفین لازم برای بلوغ حرارتی و تولید هیدروکربن قرار نگرفته‌اند. این نتیجه‌گیری با مقادیر T_{max} به دست آمده از پیرولیز نمونه‌های مورد بررسی نیز تأیید می‌شود.

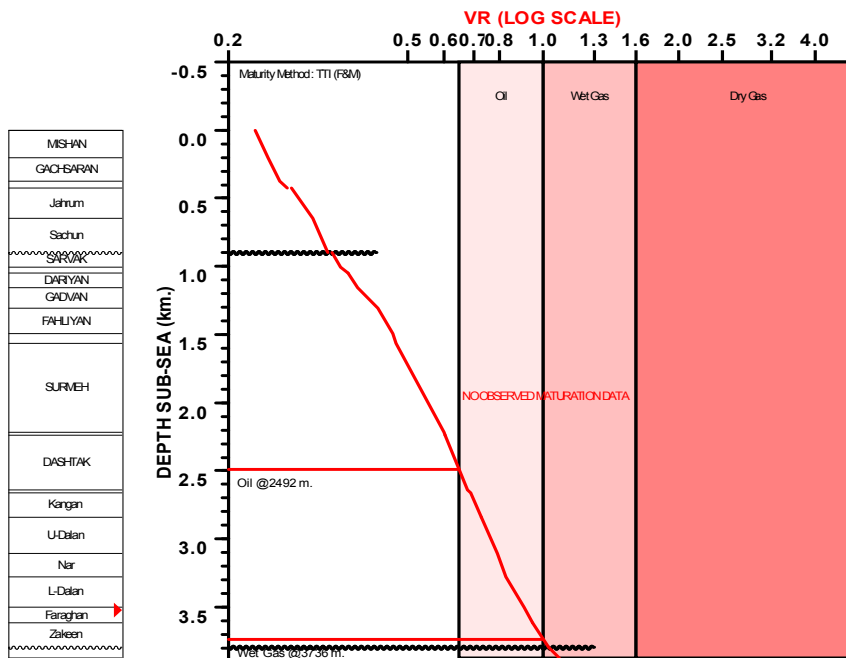
بررسی‌های مقدماتی نشان می‌دهند که سازندهای گدوان، سورمه و فهلیان در میدان پارس جنوبی نمی‌توانند سنگهای مادر مولد نفتهای تجمع یافته در سازندهای داریان و بخش مدود سازند سروک (دست کم به صورت درجا) باشند. بنا به دلایل بالا محتویات و آثار هیدروکربنی موجود در این سازندها بلوغی در محدوده اواخر مرحله دیازنر را نشان می‌دهند و به نظر می‌رسد اصولاً این سازندها فاقد هر گونه کروژن ذاتی مناسب جهت تولید هیدروکربن آن هم به صورت محلی باشند. از طرف دیگر پارامترهای PI و مقادیر S_1 و S_2 غیر طبیعی نیز این برداشت را قوت می‌بخشد.

بررسی بلوغ حرارتی سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه در میدان پارس جنوبی

بر اساس برخی مطالعات ژئوشیمیایی در پلیت عربی، حوضه سیلورین غربی نسبت به بخش شرقی آن بلوغ حرارتی کمتری را تحمل کرده است.



شکل ۱۲: مدل سازی تاریخچه تدفین (لیتولوژی رسوبات پرمین زیرین (فراقان) و دونین (زاکین) با استفاده از اطلاعات ناحیه‌ای بازسازی شده است. ضخامت سازند فراقان ۱۲۰ متر و زاکین ۲۵۰ متر در نظر گرفته شده است. (آلی و همکاران، ۲۰۰۶).



OBSERVED vs COMPUTED MATURITY PLOT : GA1

شکل ۱۳: نمودار تغییرات درجه بلوغ در مقابل عمق (لازم به توضیح است که در صورت وجود سازندهای فراقان و زاکین درجه بلوغ به دست آمده واقعی است). (آلی و همکاران، ۲۰۰۶).

نتیجه‌گیری

هیدروکربورزایی ضعیف هستند. بنابراین این سازندها فاقد هرگونه کروژن ذاتی مناسب جهت تولید هیدروکربن به صورت محلی هستند. بررسی بلوغ حرارتی سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه در میدان پارس جنوبی بر اساس مدل‌سازی تاریخچهٔ تدفین نیز حاکی از آن است که سازندهای مذکور در منطقهٔ پارس جنوبی در عمق تدفین لازم جهت بلوغ حرارتی و تولید هیدروکربن قرار نگرفته‌اند که با نتایج به دست آمده T_{max} مورد تأیید است.

آنالیز نمونه‌های خرده‌های حفاری سازندهای گدوان، فهلیان و سورمه، به عنوان سنگهای منشأ احتمالی در میدان پارس جنوبی، نشان می‌دهد که هر سه سازند از نظر میزان کل کربن آلی (TOC)، فقیر بوده و دارای کروژنی از نوع II و III هستند. این سازندها از لحاظ میزان پختگی کروژن نابالغ بوده و در انتهای دیاژنز (قبل از پنجرهٔ نفت‌زایی) قرار دارند. بر اساس رتبه‌بندی کیفیت سنگ مادر از نظر کل کربن آلی، سازندهای مورد مطالعه فقیر و از لحاظ پتانسیل

منابع

- آلی، ج.، ۱۳۸۵. ژئوشیمی مخازن گازی دهرم در میدان پارس جنوبی با نگرش خاص بر منشأ H_2S . رساله دکتری در گرایش رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه تهران. ۲۳۴ ص.
- Aali, J., Rahimpour-Bonab, H. & Kamali, M.R., 2006. Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50:161-175.
- Barker, C., 1974. Pyrolysis techniques for source-rock evaluation. *AAPG Bulletin*, 58:2349-2361.
- Bordenave, M.L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry. *Editions Technique*, Paris, 524p.
- Espitalie, J., Madec, M., Tissot, B., Menning, J.J., & Leplate, P., 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. *Proceeding of the 9th Annual Offshore Technology Conference*, 3:439-448.
- Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology. 2nd edition. *W.H. Freeman and Company*, New York, 743p.
- Kennard, J.M., Deighton, I., Edwards, D.S., Boreham, C.J. & Barrett, A.G., 2002. Subsidence and thermal history modelling: new insights into hydrocarbon expulsion from multiple petroleum systems in the Petrel Sub-basin, Bonaparte Basin. In: Keep, M., & Moss, S., (eds.), *The Sedimentary Basins of Western Australia 3, Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, 2002, 409–437.
- Konert, G., Afifi, A.M., AL-Hajri, S.A., & Droste, H.J., 2001. Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*, 6:407-442.
- Milner, P., 1998. Source rock distribution and thermal maturity in the Southern Arabian Peninsula. *GeoArabia*, 3:339-356.
- Murris, R.J., 1980. *Middle East: Stratigraphy evolution and oil habit*. *AAPG Bulletin*, 64:592-618.
- Page, M.M., & Kuhnel, C., 1980. Rock-Eval Pyrolysis as source rock screening technique. *AAPG Bulletin*, 64:762.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70:318-329.

Waples, D.W., 1985. Geochemistry in petroleum exploration. *D. Redial Publishing Company*, 232p.

Ziegler, M.A., 2001. Late Permian to Holocene Paleofacies of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences. *GeoArabia*, 6:445-504.

Investigation on the Geochemical Properties of Potential Source Rocks in South Pars Field

¹Sonei, R., *¹Rahimpour-Bonab, H., ²Memariyani, M., ¹Asadi-Eskandar, A.

1-Department of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

2-Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

*E-mail: rahimpor@khayam.ut.ac.ir

Abstract

Based on enormous gas reserves and good potential for production from oil-bearing layers (Upper Dariyan, Lower Dariyan and Sarvak Formations), South Pars Field is one of the most important hydrocarbon reserves in the Iran. The goal of this study is to determine the geochemical properties, such as quantity, quality and thermal maturity of the organic matters, of possible source rocks that might have a role in generation of hydrocarbon in the past. Therefore, core and cutting samples of the Surmeh, Fahliyan and Gadvan Formations from three exploratory oil wells in the South Pars Field, namely A, B and C, were analyzed using Rock-Eval pyrolysis and burial history reconstruction. The results of Rock-Eval pyrolysis show that such beds are not good sources and have poor to fair content of organic matter in which the total organic carbon richness (TOC) ranged between 0.1 and 0.64 Wt%. These three formations generally contain kerogen type II and III. Most of the studied samples are mainly gas-oil-prone organic matter (OM) with hydrogen index (HI) ranged between 150 and 300, associated with gas prone (OM) of (HI) <150 and few beds contain mainly oil-prone organic matter of (HI) >300. The maturity of these source beds ranges from immature to early mature-oil window in these three wells, as inferred from the production index (PI), T_{max} . Thus, no potential gas/oil source intervals were encountered in three wells. Burial history reconstruction indicates that at the end of the Cretaceous time, Permian to Cretaceous sediments remained immature in the Qatar Arch. Therefore, Surmeh, Fahliyan and Gadvan Formations could not be the source rock of the oils in this field.

Keywords: Possible source rock; thermal maturity; Rock-Eval Pyrolysis; hydrogen index; oil window; burial history.