

مطالعه و بررسی سنگهای منشاء احتمالی در میدان نفتی مسجد سلیمان به روش پیرولیز و مدلسازی حرارتی

میر حسن موسوی، استادیار، گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد مسجد سلیمان *

حسن امیری بختیار، دکتری زمین شناسی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز

مسعود شایسته، کارشناس ارشد، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز

سحر عبدال زاده، کارشناس ارشد گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد مسجد سلیمان

مسعود غلام آل محمد، کارشناس ارشد گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد مسجد سلیمان

نیما مسلم زاده، کارشناس گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد مسجد سلیمان

چکیده

بررسی ژئوشیمیایی پنج سازند سرگلو، گدوان، کژدمی، گورپی و پابده که به عنوان سنگهای منشاء احتمالی در میدان نفتی مسجد سلیمان مطرح می باشند، نشان داد که همه سازندها توانایی زایش هیدروکربن را پیدا نموده اند. نتایج نشان می دهد که پتانسیل تولید هیدروکربن سازند گورپی در این میدان پایین بوده، در حالیکه سازندهای سرگلو، گدوان، کژدمی و پابده از پتانسیل تولید خوبی برخوردار و سنگ منشاهای اصلی تولید هیدروکربن می باشند. کروژن غالب در نمونه ها از نوع II و مخلوط II/III می باشد، بنابراین این نوع کروژنها مستعد تولید نفت و نفت/گاز هستند. محیط رسوبی مواد آلی نشانگر ته نشست مواد آلی در محیطهای احیایی تا کمی اکسیدان دارد. دو سازند گدوان و کژدمی با داشتن محدوده متغیر رخساره ای حاکی از تلفیق ماده آلی دریایی با خشکی و همچنین شرایط محیط رسوبگذاری با پیشروی و پسروی های متعدد دریا همراه بوده است. شاخص حرارتی مواد آلی نشان دهنده ورود اکثر نمونه ها بدرون پنجره نفتی می باشد. مدلسازی تاریخیچه تدفین در این میدان نشان دهنده ورود کلیه سازندهای مورد مطالعه بدرون پنجره نفت زایی است.

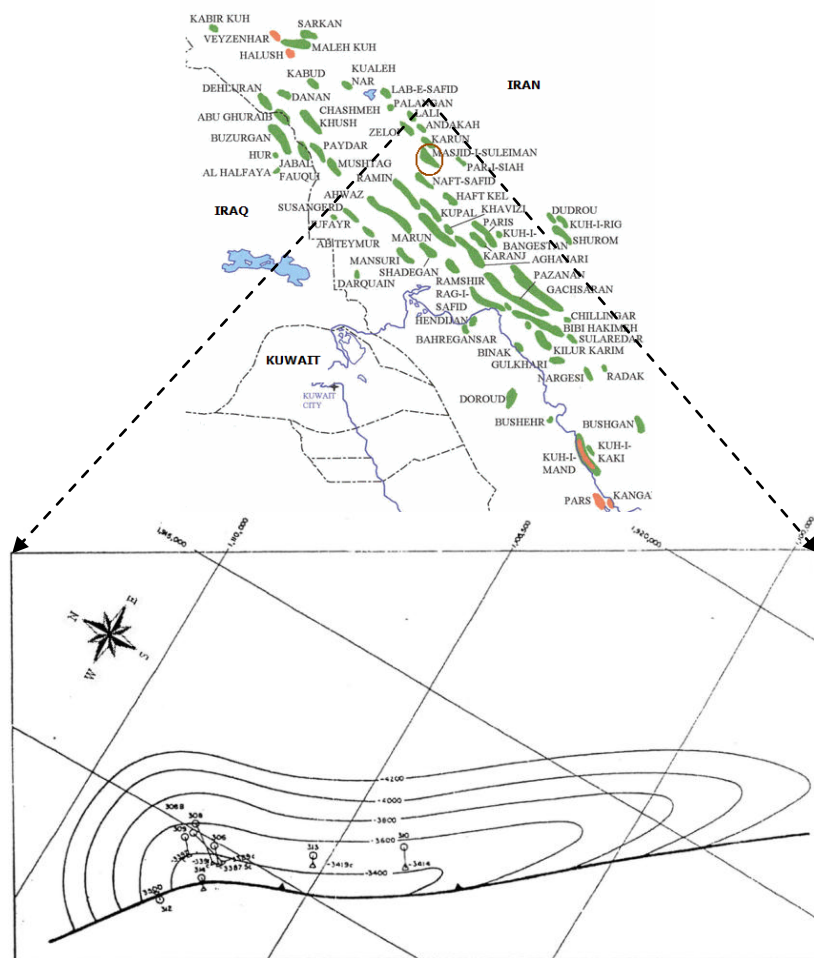
واژه های کلیدی: ژئوشیمی آلی، پتانسیل هیدروکربن زائی، کروژن، محیط رسوبی، پنجره نفتی، میدان نفتی مسجد سلیمان

مقدمه

اکتشاف نفت، متکی به تجزیه و تحلیل دقیق از سیستم نفتی منطقه می باشد. شناسایی سنگ های منشاء بالقوه، بلوغ و پارامترهای جنبشی، و توزیع آنها در منطقه است که توسط غربالگری سریع نمونه های سنگی با استفاده از دستگاه راک-اول، انجام می گیرد (Lafargue et al. 1998) و استفاده از این دستگاه می تواند ریسک حفاری را کاهش دهد (Espitalié et al. 1984). دستگاه راک-اول ۶ به عنوان آخرین نسل از دستگاه راک-اول در سال ۱۹۹۶ توسط تکنولوژی Vinci تکمیل شده که به علت بالا بودن دقت آنالیز از بهترین روشها جهت ارزیابی سنگهای منشاء به شمار می آید (Behar et al. 2001). در این مطالعه با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی حاصل از دستگاه راک-اول ۶، به بررسی پتانسیل تولیدی سنگهای منشاء احتمالی (سازندهای سرگلو، گدوان، کژدمی، گورپی و پابده) در میدان نفتی مسجد سلیمان پرداخته می شود.

میدان نفتی مسجد سلیمان تقریباً اولین میدان نفتی خاورمیانه است که در ۹۰ کیلومتری شمال شرق اهواز واقع شده و شهر مسجد سلیمان بر روی آن قرار دارد

(شکل ۱). مخزن آسماری آن با حفر چاه شماره ۱ مسجد سلیمان در سال ۱۲۸۷ کشف شد. درجه API نفت آسماری ۳۹/۴ و مقدار سولفور آن برابر ۱/۳ درصد می باشد. مخزن بنگستان در این میدان خشک است ولی آثار نفت در زبانه سازند شهبازان در سازند پابده مشاهده شده است. مخزن خامی این میدان حاوی گاز همراه با H_2S به میزان ۲۶ درصد است (مطیعی ۱۳۷۴). ساختمان میدان نفتی مسجد سلیمان یک چین نامتقارن را به نمایش می گذارد و عملکرد حداقل دو گسل رورانده به پیچیدگیهای ساختاری این میدان افزوده و باعث تکرار و خردشدگی لایه های گروه خامی در هسته تاقدیس شده است. این گسلها تا سطح ادامه داشته و به عنوان گسل تمبی و لهبری شناخته می شوند (رجبی ۱۳۸۲). سازندهای حفاری شده در میدان نفتی مسجد سلیمان مربوط به دو سیستم مزوزوئیک و سنوزوئیک هستند. در سیستم مزوزوئیک این میدان بترتیب سازندهای سرگلو، نجمه، گوتیا، گدوان، داریان، کژدمی، سروک، ایلام و گورپی و در سیستم سنوزوئیک بترتیب سازندهای پابده، آسماری، گچساران و آغاچاری رسوبگذاری شده است (جدول ۱)



شکل ۱- موقعیت میدان نفتی مسجد سلیمان و چاههای مورد مطالعه در این میدان بر روی نقشه های همتراز زیرزمینی

از جمله تحقیقات مشابه در حوضه زاگرس، خصوصاً در فروافتادگی دزفول، می توان به ارزیابی توان هیدروکربن زایی و شرایط رسوبگذاری سازند سرگلو در میدان نفتی مسجد سلیمان (علیزاده و حسینی ۱۳۸۹)؛

بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی و محیط انباش سازند کژدمی در میدان نفتی نوروز (قاسمی نژاد و غنی آبادی ۱۳۸۸)؛ پتانسیل هیدروکربن زایی سازند کژدمی در برش تنگ ماغر (قاسمی نژاد و میزالی ۱۳۸۷)؛ مقایسه ژئوشیمیایی سازنده پابده در میداین نفتی زیلائی و اهواز (علیزاده و مرادی، ۱۳۸۶)؛ ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سنگهای منشاء احتمالی در میدان نفتی مارون (علیزاده و همکاران ۱۳۸۵) و ارزیابی پتانسیل تولیدی

روش مطالعه

جهت انجام این مطالعه ۳۵ نمونه از خرده های حفاری سازندهای سرگلو، گدوان، کژدمی، گورپی و پابده مربوط به ۵ حلقه چاه (چاههای شماره ۳۰۶، ۳۱۲، ۳۱۴، ۳۱۵ و ۳۱۶) میدان نفتی مسجد سلیمان استفاده شده است. پس از زدودن مواد افزودنی به گل حفاری و تاثیر گذار بر نتایج، مقدار ۷۰-۵۰ میلیگرم از هر نمونه تیمار و هموژنیزه شده و سپس توسط دستگاه پیرولیز راک-اول ۶، مورد آنالیز قرار گرفت و مقدار کل کربن

در ادامه نتایج حاصل از آنالیز راک-اول همراه با داده‌های چینه شناسی و سنگ شناسی سازندهای حفاری شده و نیز داده‌های حرارتی مانند شیب زمین گرمایی برای بازسازی تاریخچه تدفین و حرارتی در میدان نفتی مسجد سلیمان به نرم افزار PBM وارد شده اند.

آلی (Total organic carbon; TOC) در واحد درصد وزنی (wt%) به همراه پارامترهای دیگر ژئوشیمیایی، تعیین گردید (جدول ۲). پارامترهای مهم محاسبه شده توسط دستگاه راک-اول ۶ که در این بررسی از آنها استفاده گردید، شامل موارد S_1 ، S_2 ، S_3 ، T_{max} ، HI، OI و PI می باشد (Behar et al. 2001).

جدول ۱- ستون چینه شناسی میدان نفتی مسجد سلیمان

	Age	Group	Formation	Description	Play
Tertiary	Upper Miocene to Pliocene	Fars	Agha-Jari	Carbonate-clast and polymict conglomerate, calcarenite, gray sandstone, siltstone, marl, and lime-mudstone	
	Lower Miocene		Gachsaran	Alternations of gray evaporites, dark bituminous to red shale, gray to red marl, quartzose sandstone, and locally conglomeratic calcarenite	Cap Rock
	Oligocene to lowermost Miocene		Asmari	Limestones, conglomerate, marly limestone	Reservoir
	Upper Paleocene to lowermost Oligocene		Pabdeh	Gray and greenish blue, calcareous shale, marl, and limemudstone with argillaceous limestone	Source Rock
Upper Cretaceous; Santonian to Maastrichtian	Gurpi		Dark bluish gray, marl and claystone	Source rock/Cap rock	
Cretaceous	Upper Cretaceous; Santonian to Campanian	Bangestan	Ilam	Gray limestones, black fissile shale	Reservoir
	Lower to Upper Cretaceous; upper Albian to upper Turonian		Sarvak	Gray, resistant shallow-marine limestones, marl grading upward to massive chalky limestone; greenish gray shale	Reservoir
	Lower Cretaceous; Albian		Kazhdumi	Dark, bituminous, limestone, dark argillaceous limestone and calcareous shale	Source Rock
	Lower Cretaceous; upper Aptian	Khami	Dariyan	gray to brown, fine-grained and locally cherty limestone	Reservoir
	Lower Cretaceous; upper Barremian to lower Aptian		Gadvan	Grayish green to yellow-brown marl and shale, and argillaceous limestone	Source Rock
	Upper Jurassic		Gotnia	Evaporites (anhydrite, halite)	
Jurassic	Middle to Upper Jurassic; Callovian to Oxfordian		Najmeh	Limestones, dolomite or dolomitic limestone	
	Middle Jurassic; Bajocian to Bathonian		Sargelu	Dark gray to black, organic-rich papery shale	Source Rock

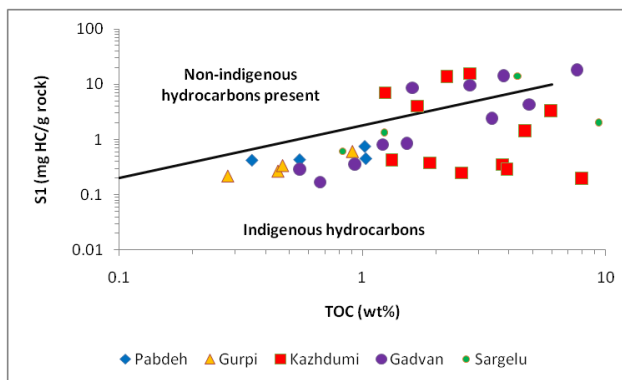
جدول ۲- نتایج حاصل از دستگاه پیرومتر راک-اول ۶ بر روی سازندهای سرگلو، گدوان، کژدمی، گورپی و پابده در میدان نفتی مسجد سلیمان

Formation	Well No.	Depth	S ₁	S ₂	S ₃	PI	T _{max}	HI	OI	TOC
Pabdeh	312	1005.84	0.43	0.62	1.91	0.41	293	113	347	0.55
	314	886.9	0.75	4.24	1.25	0.15	432	416	123	1.02
	315	914.4	0.45	4.02	0.47	0.1	428	390	46	1.03
	316	1075.94	0.42	1.05	0.26	0.29	428	300	74	0.35
Gurpi	312	1188.72	0.61	4.42	0.5	0.12	433	486	55	0.91
	314	1127.76	0.27	0.88	0.83	0.23	431	196	184	0.45
	315	1360.92	0.22	1.29	0.25	0.15	433	461	89	0.28
	316	1280.1	0.34	1.66	0.31	0.17	430	353	66	0.47
Kazhdumi	312	2362.2	0.25	0.47	0.16	0.35	439	214	73	2.55
		2566.4	0.35	0.59	0.18	0.37	441	236	72	3.75
		2874.2	0.2	0.37	0.24	0.35	439	247	160	7.95
	314	2417.06	0.29	0.83	0.16	0.26	435	259	50	3.92
		2612.13	0.38	1.03	0.24	0.27	442	210	49	1.89
		2682.2	0.43	0.71	0.1	0.38	444	222	31	1.32
	315	2554.22	3.34	6.2	0.45	0.35	450	660	48	5.94
		2673.09	15.58	6.46	0.47	0.71	442	234	17	2.76
	316	2362.2	13.75	5.91	0.85	0.7	437	266	38	2.22
		2444.4	1.43	2.86	0.29	0.33	443	443	44	4.66
		2447.5	4	2.72	0.31	0.6	441	328	37	1.68
		2535.9	6.99	3.83	0.32	0.65	442	309	26	1.24
Gadvan	306	3389.3	0.29	0.6	0.92	0.32	433	171	263	0.55
		3607.3	0.81	1.74	0.72	0.32	441	144	60	1.21
		3733.9	2.41	1.97	1.47	0.55	298	58	43	3.4
	312	2916.9	0.17	0.42	0.56	0.29	435	114	151	0.67
		3169.9	0.36	1.06	2.52	0.25	435	114	271	0.93
		3395.47	0.85	1.91	2.15	0.31	439	126	141	1.52
	315	3148.5	4.31	4.37	7.29	0.5	443	90	151	4.83
		3474.72	14.41	10.1	0.89	0.59	435	267	23	3.8
	316	3037.33	9.57	12	1.67	0.44	446	436	61	2.76
		3264.4	8.63	4.9	0.57	0.64	447	306	36	1.6
		3607.3	18.42	12.7	1.32	0.59	442	167	17	7.63
	Sargelu	315	3977.64	14.15	6.5	0.54	0.69	438	150	17
306		4489.8	2.05	3.68	1.31	0.36	451	39	14	9.36
		4530.85	0.61	0.86	1.34	0.41	378	104	161	0.83
		4538.47	1.34	1.76	2.35	0.43	293	143	191	1.23

بحث

دارای نفت برجها هستند، ولی دیگر سازندهای مورد مطالعه هم دارای نفت برجها و هم نابرجا (آلوده) هستند. لازم به ذکر است که آلودگی هیدروکربنی نمونه ها به معنای مهاجرت نفت از لایه های پایین تر نیست، بلکه به معنی تولید هیدروکربن در سنگ منشأ قبل از فرآیند مهاجرت اولیه است که در این حالت نفت تولیدی با سنگ منشأ اختلاط پیدا نموده، لذا احتمال می رود این موضوع، پارامترهای حاصل از آنالیز پیرولیز راک-اول را تحت تاثیر قرار می دهد.

به منظور اطمینان از وجود یا عدم وجود آغستگی نمونه ها به مواد هیدروکربنی، از نمودار تغییرات S_1/TOC (Migration index; MI) استفاده شد (Hunt 1996). نفتهای مهاجرت یافته در سازند را می توان با مقدار S_1 زیاد و TOC کم تشخیص داد. مقادیر بالای خط نشان از نفتهای مهاجرت یافته یا غیر درجازا (آلوده) و مقادیر پایین خط نشان از نفتهای درجازا یا غیر مهاجرتی دارد. همانطور که در این نمودار مشخص است (شکل ۲) نمونه های سازند های گورپی و پابده



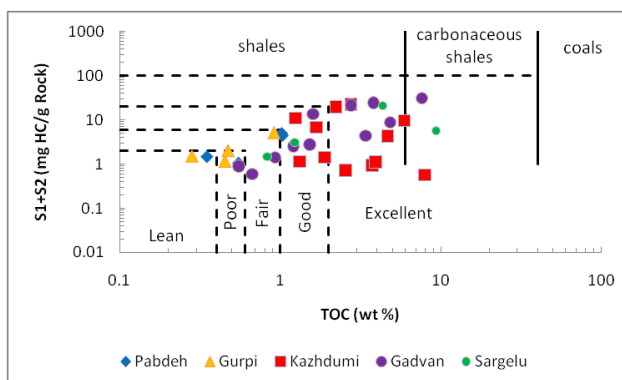
شکل ۲- نمودار S_1 در مقابل TOC برای تعیین نفتهای درجازا و غیردرجازا

حداکثر S_2 مربوط به سازند گدوان که معادل ۱۲/۷ میلیگرم هیدروکربن در هر گرم سنگ و کمترین مقدار مربوط به سازند کژدمی که معادل ۰/۳۷ میلیگرم هیدروکربن در هر گرم سنگ می باشد (جدول ۲). مقایسه مقادیر S_1 , S_2 و TOC حاصل از پیرولیز راک-اول نمونه های مورد مطالعه با مقادیر استاندارد (جدول ۳) نشان می دهد که از نظر کمیت سازندهای سرگلو و گدوان دارای محدوده مناسب تا عالی و سازند کژدمی دارای محدوده خوب تا عالی است، ولی به نظر می رسد که سازند گورپی دارای محدوده ضعیف و سازند پابده دارای محدوده متوسط تا خوب است.

بطور کلی در مطالعات ژئوشیمیایی سنگهای منشأ به سه فاکتور کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی پرداخته می شود. کمیت ماده آلی در نمونه های مورد بررسی به صورت درصد کل کربن آلی (TOC) اندازه گیری می شود. حداکثر کل کربن آلی در نمونه های مورد مطالعه مربوط به سازند سرگلو می باشد که معادل ۹/۳۶ درصد و کمترین مقدار مربوط به سازند گورپی می باشد که معادل ۰/۲۸ درصد اندازه گیری شد (جدول ۲). همچنین مقدار هیدروکربن تولید شده در طی پیرولیز (S_2) یک پارامتر مفید برای ارزیابی پتانسیل تولید سنگ منشأ است (Peters 1986; Bordenave 1993).

نمونه های های مورد مطالعه از نوع شیل بوده و فقط تعداد کمی از نمونه های سازندهای سرگلو، گدوان و کژدمی از نوع شیل آهکی می باشد.

در ادامه با استفاده از نمودار پیشنهادی Huang و همکارانش (۲۰۰۳) علاوه بر تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی نوع لیتولوژی نمونه های مورد مطالعه تعیین شد (شکل ۳). همانطور که در این شکل مشخص است اکثر



شکل ۳- نمودار تغییرات S_1+S_2 در مقابل TOC جهت تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی و نوع لیتولوژی سنگ منشاء

جدول ۳- استاندارد پارامترهای حاصل از پیرولیز برای تعیین کیفیت، کمیت و بلوغ حرارتی سنگ های منشاء (Peters and Cassa 1994)

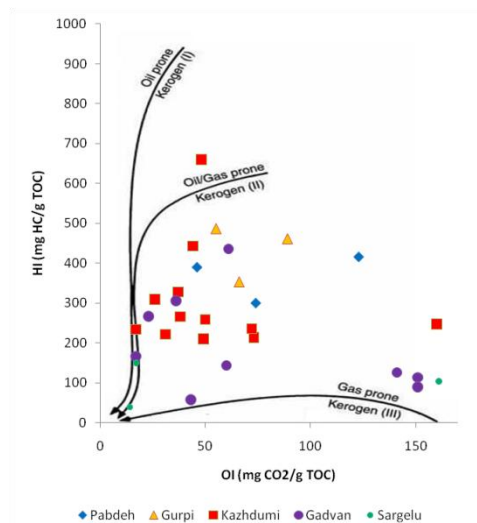
Quantity	TOC (wt %)	S_1 (mg HC/g rock)	S_2 (mg HC/g rock)	
Poor	0-0.5	0-0.5	0-2.5	
Fair	0.5-1	0.5-1	2.5-5	
Good	1-2	1-2	5-10	
Very good	2-4	2-4	10-20	
Excellent	>4	>4	>20	
Quality	HI (mg HC/g TOC)	S_2/S_3	Kerogen type	
None	<50	<1	IV	
Gas	50-200	1-5	III	
Oil/gas	200-300	5-10	II/III	
Oil	300-600	10-15	II	
Oil	>600	>15	I	
Maturation	R_o (%)	T_{max} (°C)	TAI	
Immature	0.2-0.6	<435	1.5-2.6	
Mature	Early	0.6-0.65	435-445	2.6-2.7
	Peak	0.65-0.9	445-450	2.7-2.9
	Late	0.9-1.35	450-470	2.9-3.3
Postmature	>1.35	>470	>3.3	

رسوبی تشکیل می شوند (Batten 1996). برای تعیین کیفیت یا نوع ماده آلی (نوع کروژن) از نمودار شاخص هیدروژن (HI) در مقابل شاخص اکسیژن (OI) که به

کروژن ماده آلی غیر قابل حل در حلالهای آلی می باشد که از انواع ماسرالها تشکیل شده است. منشاء کروژن از اجزای گیاهان، جانوران و باکتریها است که در سنگهای

سازند پابده دارای کروژن نوع II، II/III و III می باشد. بر این اساس ماده آلی موجود در سازندهای سرگلو و گدوان عمدتاً از نوع کروژن نوع III می باشد که در صورت داشتن بلوغ مناسب، توانایی زایش گاز را دارند. ولی سازندهای گورپی و پابده عمدتاً دارای کروژن نوع II و سازند کژدومی دارای کروژن نوع II و II/III می باشند که در صورت داشتن بلوغ مناسب بترتیب توانایی زایش نفت، و نفت و گاز را دارند.

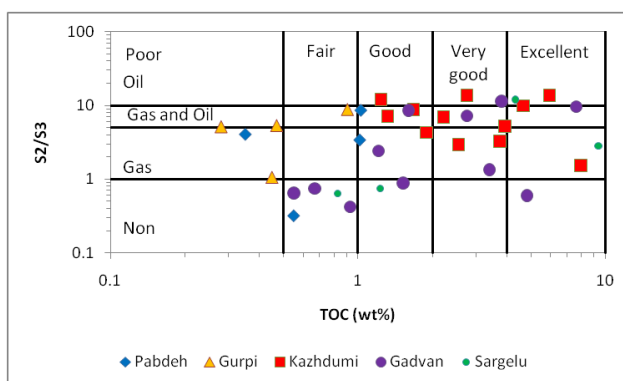
نوعی می توان از آن تحت عنوان دیاگرام Van-Krevelan نام برد، استفاده نمود (Espitalié et al. 1977; Van-Krevelen 1993; Hunt 1996). در این دیاگرام مجزا کردن انواع کروژن اساساً وابسته به میزان پارامتر HI است (Espitalié 1986). مطابق با این دیاگرام (شکل ۴)، نمونه های سازند سرگلو دارای کروژن نوع III و IV، سازند گدوان دارای کروژن نوع II، II/III و III، سازند کژدومی دارای کروژن نوع I، II و II/III، سازند گورپی دارای کروژن نوع II و III، و



شکل ۴- نمودار تغییرات HI در مقابل OI (دیاگرام ون-کروژن) جهت شناسایی نوع کروژن

پتانسیل تولید مناسب تا عالی، توانایی زایش هیدروکربن را دارند. در این میان بخش هایی از سازندهای سرگلو، گدوان و پابده با داشتن محدوده وسیع از نظر پتانسیل تولید، توانایی تولید هیدروکربن را ندارند.

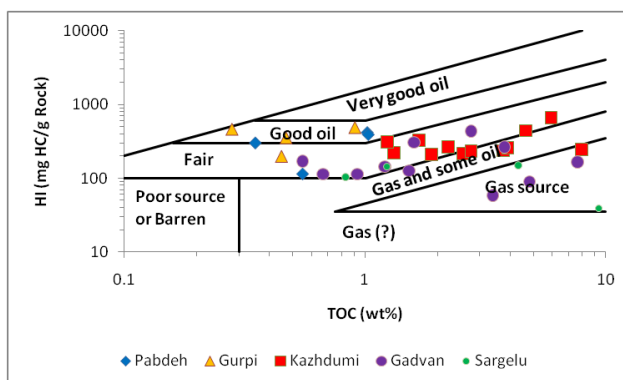
در ادامه با استفاده از نمودار S_2/S_3 در مقابل TOC (شکل ۵) می توان کیفیت و نوع هیدروکربن تولید شده توسط سنگ های منشاء را مشخص نمود (Peters and Cassa 1994). همانطور که در شکل ۵ مشاهده می شود، اکثر نمونه های مورد مطالعه با داشتن محدوده



شکل ۵- نمودار S_2/S_3 در مقابل TOC جهت تعیین کیفیت و کمیت هیدروکربن تولیدی

نمونه های بالغ را نیز مشخص نمود (Jackson et al. 1985). مطابق با این دیاگرام (شکل ۶)، تمام نمونه های مورد مطالعه توانایی زایش هیدروکربور (گاز تا نفت خوب) را دارند.

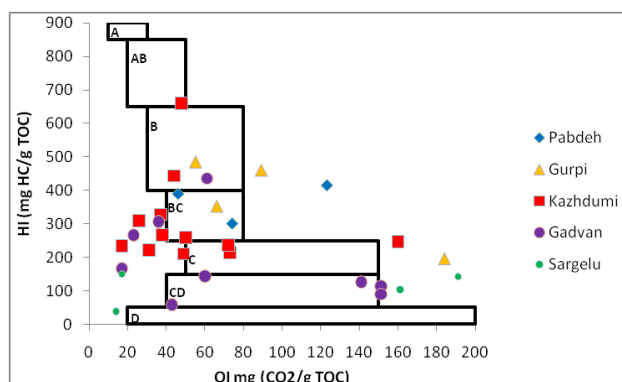
یکی از پارامترهای موثر در ارزیابی پتانسیل هیدروکربن سنگهای منشاء، شاخص هیدروژن (HI) می باشد. با استفاده از نمودار تغییرات مقادیر شاخص هیدروژن در برابر TOC (شکل ۶) می توان علاوه بر تعیین پتانسیل سنگ های منشاء، نوع هیدروکربن تولید شده توسط



شکل ۶- نمودار TOC در برابر HI جهت ارزیابی نوع هیدروکربن تولید شده

CD را برای سازند پابده به اثبات رساند. رخساره های تعیین شده توانایی تولید نفت (Oil) را در رخساره AB تا گاز خشک (Dry gas) را در رخساره D دارند، چنین محیط هایی با نوع کروژن های تعیین شده مطابق است. در جدول ۴، مشخصات و ویژگی های کامل هر رخساره بطور کامل ذکر شده است. همچنین در شکل ۸، موقعیت رخساره های آلی دریایی در داخل حوضه رسوبی نمایش داده شده است.

برای تعیین رخساره آلی سازندهای مورد مطالعه از نمودار Jones استفاده شده است (Jones 1987). در این نمودار بر اساس مقادیر HI و OI محدوده رخساره ای سازند های سرگلو، گدوان، کژدمی، گورپی و پابده تعیین شده است (شکل ۷). این نمودار محدوده رخساره ای C تا D را برای سازند سرگلو، محدوده رخساره ای B تا CD را برای سازند گدوان، محدوده رخساره ای AB تا C را برای سازند کژدمی، محدوده رخساره ای B تا C را برای سازند گورپی و محدوده رخساره ای B تا

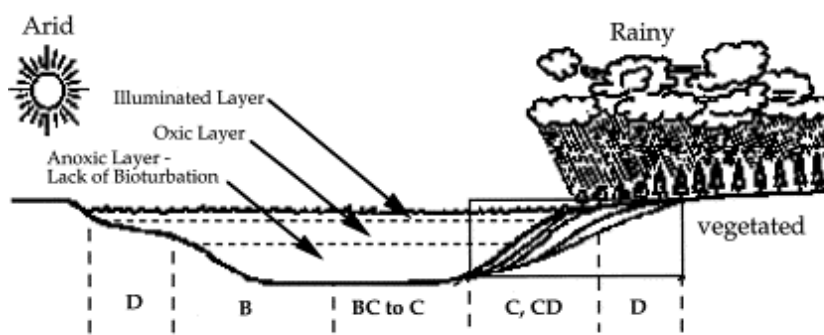


شکل ۷- نمودار تعیین رخساره آلی با استفاده از نسبت تغییرات HI در برابر OI

جدول ۴- رخساره های آلی به همراه مواد آلی غالب، ارگانسیم های اولیه، محیط رسوبی و محصولات اولیه

(Jones 1987)

Organic Facies	Dominant Organic Matter	Primary Organisms	Depositional Environments	Primary Products
A	Algal, amorphous	Botryococcus, Tasmanites	Lacustrine, persistent anoxia stratified H ₂ O. Warm humid climate	OIL
AB	Amorphous, highly fluor. Minor terrestrial input	Conspicuous Tasmanites	Persistent anoxia, transgressive, warm-equable climate. Well laminated	OIL
B	Amorphous, common. Terrestrial input	Conspicuous Tasmanites during Cretaceous. Marine/non- marine algae & associated bacteria	Less persistent anoxia marine or lacustrine. Transgressive seas shallow-medium depths. Laminated	OIL
BC	Mixed; some oxidation. Partially oxidized during Cretaceous. Algal	Variable algal input. Diverse	Terrestrial & marine organic matter. Pro-delta muds- outer shelf, upper continental slopes. Rapid deposition in Oxid H ₂ O. Rapid vertical variations	LIQUIDS and GAS
C	Terrestrial; some oxidation	Telinite & Colinite. Low amounts of spores, cuticles & resinite	Oxid H ₂ O-Moderate rapid deposition in anoxic conditions	GAS Prone
CD	Oxidized; reworked organic matter	Varying amounts terrestrial & reworked organic matter Some fine grain amorphous organic matter of unknown origin.	Marine fore-deeps in front of rising mountain ranges	Moderate DRY GAS capacity
D	Highly oxidized	Dominant inertinite. Highly oxidized or re-deposited residual organic matter.	Deep ocean to terrestrial	DRY GAS only at high maturity

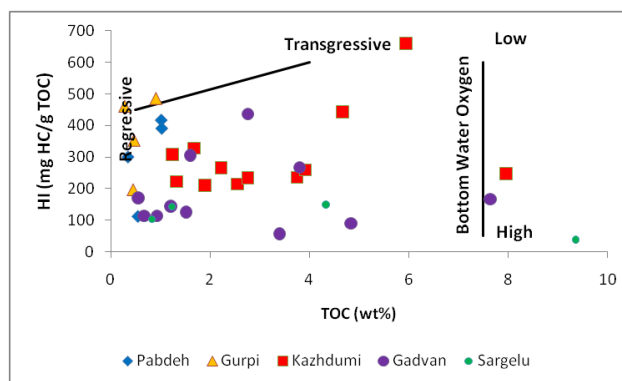


شکل ۸- گسترش و موقعیت رخساره های آلی در حوضه رسوبی (Jones 1987)

HI، شواهد پیشروی و پسردهای متعددی را در خود ثبت نموده اند، در حالیکه سازندهای گورپی و پابده با داشتن محدوده ثابت از مقادیر TOC و HI، بیانگر پیشروی و افزایش اکسیژن آب دریا می باشد.

همچنین منحنی تغییرات TOC در برابر HI بیانگر این واقعیت می باشد که با افزایش مقدار HI مقدار TOC نیز افزایش می یابد. در این میان سازند کژدومی با داشتن مقادیر بالای HI و TOC، شرایط احیایی و حفظ شدن ماده آلی را به خوبی نشان می دهد.

از نکات قابل توجه در این نمودار رخساره های آلی (شکل ۷) این است که سازندهای گدوان و کژدومی دارای محدوده متغیر از رخساره مختلف می باشند، که علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازندها نسبت داد که نشان از تلفیق محیطهای دریایی با قاره ای می باشد. چنین نتیجه ای نیز در نمودار HI در برابر TOC (شکل ۹) نیز دیده می شود (Dean et al. 1986). همانطور که در شکل ۹ مشاهده می گردد، سازندهای گدوان و کژدومی و بعضاً سازند سرگلو با داشتن محدوده متغیر از نظر مقادیر TOC و



شکل ۹- نمودار مقادیر TOC در مقابل HI به منظور شناسایی شرایط محیط رسوبگذاری آنها

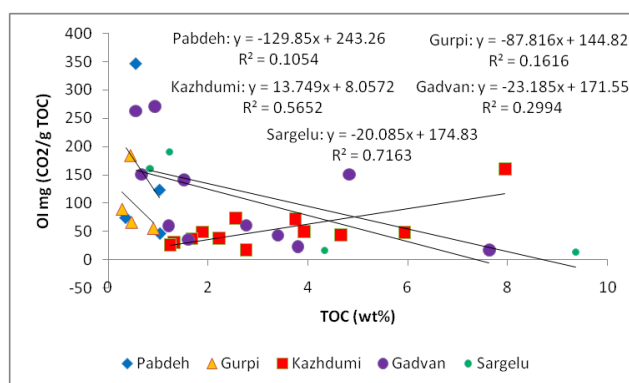
همانطور که در نمودار تغییرات TOC در مقابل OI (شکل ۱۰) مشخص است، اغلب نمونه های سازندهای سرگلو، گدوان و کژدومی بیشترین مقدار TOC و

در واقع از عوامل اصلی که سبب تجمع بالای کربن آلی (>1% TOC) در سازندهای مورد مطالعه شده است، شرایط احیایی حاکم در زمان رسوبگذاری آنها است.

بیشترین پتانسیل زایش هیدروکربور نسبت به سازندهای گورپی و پابده هستند.

همانطور که در شکل ۱۰ مشخص است در سازندهای گدوان، گورپی و پابده ضریب خطای بالایی وجود دارد که علت آن رسوبگذاری این سازندها در محیطهای رسوبی مختلف است، که باعث پراکندگی مقادیر TOC و OI در سازندهای مورد مطالعه شده است، بطوریکه این مطلب بخوبی در اشکال ۷ و ۹ قابل مشاهده است.

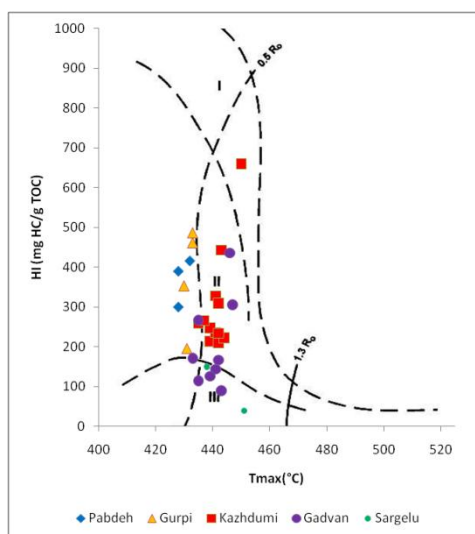
کمترین OI را دارند، در صورتیکه سازندهای گورپی و پابده دارای کمترین TOC و بیشترین OI هستند. دلیل این مطلب حالت احیایی و نیمه احیایی محیط در زمان رسوبگذاری سازندهای سرگلو، گدوان و کژدومی است، بطوریکه شرایط محیط رسوبگذاری سازندهای گورپی و پابده اکسیدان بوده و بتدریج موجب از بین رفتن مواد آلی این دو سازند شده است (Ziegler 2001; Tamburini et al. 2003; Rahmani et al. 2010). بنابراین این سازندهای سرگلو، گدوان و کژدومی دارای



شکل ۱۰- نمودار تغییرات TOC در مقابل OI جهت تعیین شرایط محیط رسوبگذاری

سرگلو می باشد که معادل ۴۵۱ درجه سانتیگراد (Late Mature) و حداقل T_{max} مربوط به سازند پابده می باشد که معادل ۲۹۳ درجه سانتیگراد اندازه گیری شد. همانطور که در جدول ۲ مشخص است، در چاه شماره ۳۱۶ با افزایش عمق مقدار T_{max} یا به عبارتی بلوغ (maturity) افزایش پیدا می کند که این مطلب نشان شیب زمین گرمایی بالا در این قسمت از میدان است. از کاربردهای دیگر دیاگرام شاخص هیدروژن در مقابل T_{max} ، تعیین نوع ماده آلی موجود در سنگهای منشاء می باشد. همانگونه که در شکل ۴ مشاهده می شود، کروژن موجود در سازند های مورد مطالعه مطابق دیاگرام HI در مقابل OI می باشد.

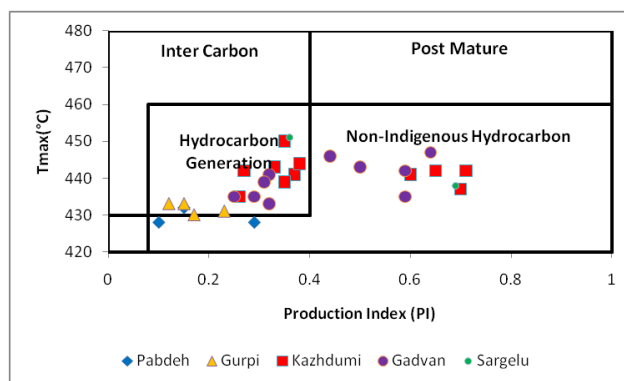
جهت ارزیابی میزان بلوغ حرارتی سنگ های منشاء از دیاگرام شاخص هیدروژن در مقابل T_{max} استفاده می شود (Tissot and Welte 1984; Espitalié et al. 1985). همانطوریکه در شکل ۱۱ مشخص است، تمام نمونه های سازند کژدومی و اکثر نمونه های سازندهای سرگلو و گدوان با رسیدن وارد پنجره نفتی شده و مسیر بلوغ حرارتی را طی نموده (عمدتاً در مرحله Early Mature قرار دارند)، در حالیکه تمام نمونه های سازندهای گورپی و پابده در میدان نفتی مسجد سلیمان هنوز به مرحله بلوغ نرسیده است و توانایی زایش هیدروکربن را ندارند و هنوز در مرحله دیاژنز (Immature) قرار دارند. حداکثر T_{max} مربوطه به سازند



شکل ۱۱- نمودار T_{max} در مقابل HI جهت مشخص نمودن بلوغ و نوع کروژن.

همچنین با توجه به مقدار ($PI > 0.1$)، کلیه سازندهای مورد مطالعه در محدوده زایش هیدروکربور قرار گرفته اند، بطوریکه سازندهای سرگلو و گدوان در مرحله انتهایی بلوغ ($PI > 0.4$)، سازند کژدمی در مرحله میانی بلوغ ($PI: 0.25-0.4$) و سازند های گورپی و پابده در مرحله ابتدایی بلوغ ($PI < 0.1$) قرار گرفته اند (Peters and Cassa 1994).

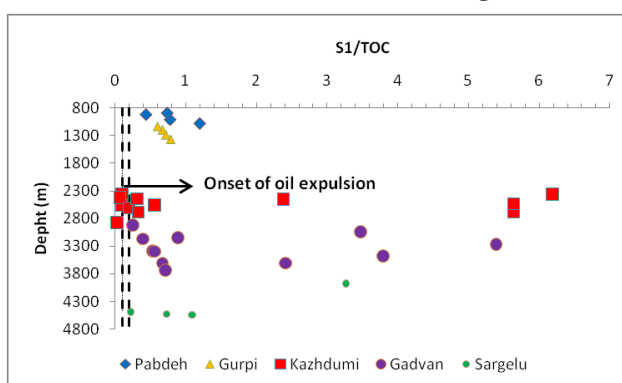
همچنین با استفاده از نمودار PI در مقابل T_{max} (شکل ۱۲) می توان بلوغ و ماهیت تولید نمونه ها را تعیین نمود (Yalçın Erik et al. 2004). با توجه به این نمودار تمام نمونه های سازند کژدمی و اکثر نمونه های سازندهای سرگلو و گدوان در محدوده بلوغ حرارتی و زایش هیدروکربور قرار گرفته اند. لازم به ذکر است که تعدادی از نمونه های سازندهای سرگلو، گدوان و کژدمی در محدوده نفتهای نابرجا یافته گرفته اند که مطابق اندیس (MI) مهاجرت در شکل ۲ است.



شکل ۱۲- نمودار PI در مقابل T_{max} جهت تعیین بلوغ و ماهیت هیدروکربن تولیدی

تولید کند (Hunt 1996). با استفاده از این نمودار مشخص گردید که نسبت S_1/TOC در نمونه های سازندهای سرگلو، گدوان، گورپی، پابده و اکثر نمونه های سازند کزدمی بیشتر از ۰/۲ است ولی از این میان فقط سازندهای سرگلو، گدوان و کزدمی در عمقی قرار دارند که شرایط لازم برای زایش نفت را دارا می باشند (به دلیل بلوغ حرارتی مناسب).

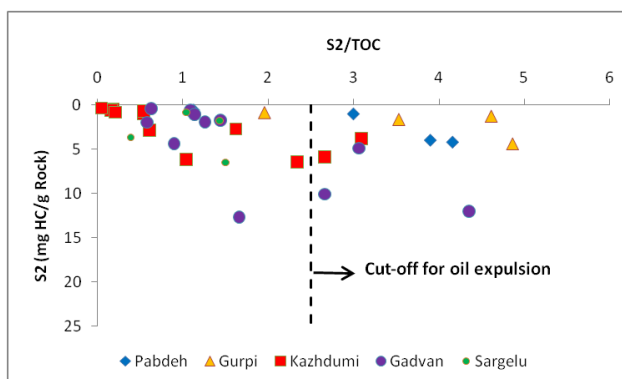
در ادامه با استفاده از نمودار S_1/TOC در برابر عمق (شکل ۱۳)، عمقی که در آن تراوش نفت از سنگ منشاء آغاز می شود، تعیین گردید. مقدار S_1 با افزایش عمق افزایش می یابد و این روند تا هنگام زایش نفت ادامه می یابد، در این حالت نسبت S_1/TOC بایستی ۰/۱-۰/۲ باشد (Smith 1994). اگر این نسبت کمتر از ۰/۱ باشد، آن سنگ در هر مرحله از بلوغ که باشد، نمی تواند زایش نفت داشته باشد، هر چند که می تواند گاز



شکل ۱۳- نمودار S_1/TOC در برابر عمق جهت تعیین عمق تراوش نفت

زایش نفت را مشخص نمود (Reid 2002). همانطوری که در شکل ۱۴ مشخص است، سازندهای مورد مطالعه بجز سازند پابده هنوز در حال تراوش هیدروکربن می باشند.

Lewan (۱۹۸۷) با استفاده از مشاهدات پتروگرافی تعیین کرد که سنگ هایی که کمتر از ۰/۲/۵، TOC دارند، توانایی تشکیل یک شبکه پیوسته بیتومن را جهت تراوش ابتدایی و اصلی نفت ندارند. بنابراین با استفاده از نمودار S_2/TOC در برابر S_2 می توان محدوده اتمام



شکل ۱۴- نمودار S_2/TOC در برابر S_2 جهت تعیین پایان تراوش نفت از نمونه ها

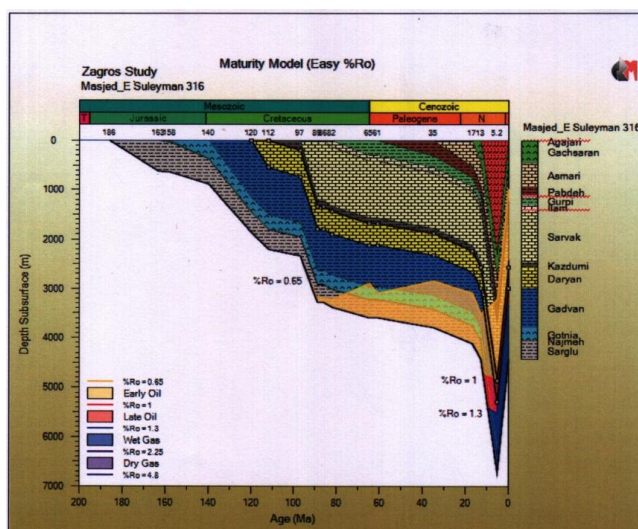
تدفین زیادتر است، سرعت رسوبگذاری نیز بیشتر می باشد. شیب منفی منحنی بالا آمدگی رسوبات را در طی فرآیندهای کوهزایی نشان می دهد (اشکال ۱۵ و ۱۷). همچنین شیب خط انعکاس ویتروینایت در مقابل عمق (شکل ۱۶)، متأثر از شیب زمین گرمایی و نرخ رسوبگذاری بوده، هرگونه تغییر در این دو فاکتور سبب تغییر شیب می شود، اما عوامل دیگر نظیر فرسایش، گسل خوردگی و وجود توده های آذرین شیب را تحت تاثیر قرار می دهد (Hunt 1996).

با توجه به اینکه حفاری در این میدان از سازند گچساران آغاز می شود، با استفاده از نقشه های زمین شناسی ضخامت سازندهای فرسایش یافته محاسبه و در مدل وارد شد. ضخامت فرسایش یافته شامل ۱۷۵۰ متر سازند آغاچاری، ۲۵۰ متر سازند میشان و ۴۰۰ متر سازند گچساران است.

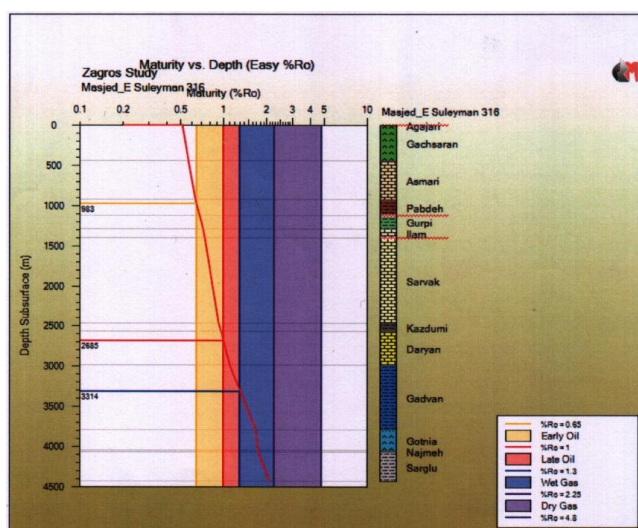
مطالعه مدل سازی سازندها در چاه ۳۱۶ میدان نفتی مسجد سلیمان بیانگر بلوغ بالای سازندهای مورد مطالعه است، که این مطلب نتایج حاصله از مطالعات ژئوشیمیایی را تأیید می کند. نتایج تاریخچه تدفین رسوبات میدان نفتی مسجد سلیمان بر اساس مطالعات R_o % Easy نشان دهنده بلوغ سازندهای سرگلو، گدوان، کژدمی، گورپی و پابده (R_o : 0.65-2.1)، و ورود آنها به پنجره نفتی و زایش هیدروکربن است (اشکال ۱۵ و ۱۶). این نمودار نشان می دهد که در مکانهایی که سازندهای مورد مطالعه در عمق بیشتر از ۹۸۳ متر قرار گرفته اند، قادر به زایش هیدروکربن بوده و تا زمان حاضر نفت تولید می کنند. بطوریکه سازند سرگلو در مرحله زایش گاز مرطوب (Wet gas)، سازند گدوان در مرحله زایش گاز مرطوب تا نفت خام (Wet gas-Late oil)، و سازندهای کژدمی، گورپی و پابده در مرحله ابتدایی تولید نفت (Early oil) هستند (اشکال ۱۵ و ۱۶).

بلوغ سنگ منشاء نفت توسط پارامترهای گوناگونی نظیر تاریخچه تدفین و گرادیان زمین گرمایی منطقه کنترل می شود. فاصله زمانی بین رسوبگذاری سنگ مادر و تولید نفت از آن، بستگی به شرایط زمین شناسی و تاریخچه تدفین رسوبات در حوضه رسوبی دارد و ممکن است که از ۱۰ تا بیش از ۳۰۰ میلیون سال به طول انجامد (ربانی و شعبانی افرایلی ۱۳۸۳). دو فاکتور زمان و حرارت نقش مهمی در بلوغ ماده آلی دارند که خود به نرخ فرونشست و رسوبگذاری بستگی دارد. در شرایطی که سرعت رسوبگذاری و نشست در حوضه رسوبی زیاد باشد رسوبات حاوی مواد آلی سریعتر به شرایط بلوغ جهت تولید هیدروکربور می رسند. مدل سازی سنگ منشاء، روشی است که جهت ارزیابی میزان پختگی سنگ منشاء بکار برده می شود. در این روش تغییرات سنگ منشاء در طول زمان زمین شناسی، میزان و نوع هیدروکربور زایش شده و زمان هیدروکربورزایی مورد ارزیابی و محاسبه قرار می گیرد. مهم ترین هدف مدل سازی تولید نفت و گاز تعمیم داده های بلوغ موجود حاصل از چاه ها به همه حوضه با استفاده از اطلاعات زمین شناسی و نیز بازسازی پیشرفت بلوغ در طی زمان براساس فرمول های ریاضی است (Bordenave 1993).

در این مطالعه منحنی تاریخچه تدفین رسوبات و به دنبال آن تاریخچه حرارتی سنگهای منشاء احتمالی در میدان نفتی مسجد سلیمان با استفاده از نرم افزار PBM (Pars Basin Modeler) که در پژوهشگاه صنعت نفت تولید و توسعه یافته است، بازسازی شد و میزان پختگی سنگهای منشاء از روش TTI محاسبه و با نتایج حاصل از انعکاس ویتروینایت مقایسه گردید. همانطور که مشخص است، رسوبات منطقه در زمانهای مختلف و با سرعتهای متفاوت تدفین یافته اند، در بخشهایی که شیب منحنی



شکل ۱۵- مدل سازی تاریخچه تدفین رسوبات بر اساس Easy %R_o در چاه ۳۱۶ میدان نفتی مسجد سلیمان



شکل ۱۶- نمودار بلوغ محاسبه شده و اندازه گیری شده بر اساس Easy %R_o در چاه ۳۱۶ میدان نفتی مسجد سلیمان

نشان دهنده خروج کل نفت از سنگ منشاء است، ضمن اینکه مقدار ۷۵ نیز مبین حداکثر شرایط مناسب جهت تولید نفت از سنگ منشاء می باشد. در جدول ۵ محدوده زایش انواع هیدروکربن براساس مقادیر TTI آورده شده است.

بر این اساس سازند سرگلو و بخشهای زیرین سازند گدوان وارد مرحله متاژن شده و گاز خشک (Dry gas) تولید کرده اند، و بخشهای بالایی سازند گدوان و سازند

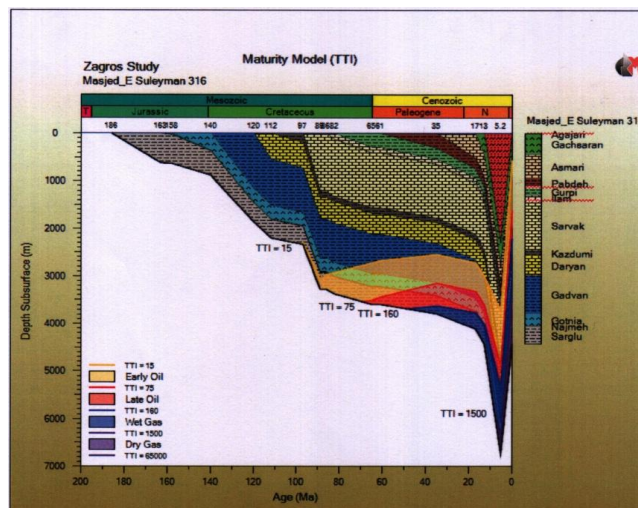
یکی دیگر از روشهای محاسبه میزان بلوغ استفاده از شاخص زمان-حرارت (Time-Temperature Index, TTI) است (Lopatin 1971; Waples 1980). در واقع Lopatin هر فاکتور زمان را بعنوان طولی از زمان متعلق به میلیونها سال گذشته که سنگ در یک محدوده حرارتی مشخص گذرانده، تعریف نمود (Waples 1980). بر این اساس مقادیر با TTI کمتر از ۱۵ توان هیدروکربورزایی را ندارند، درحالیکه مقادیر بالای ۱۶۰

مکانهایی که سازندهای مورد مطالعه در عمق بیشتر از ۵۴۹ متر قرار گرفته اند، قادر به زایش هیدروکربن بوده و تا زمان حاضر نفت تولید می کنند.

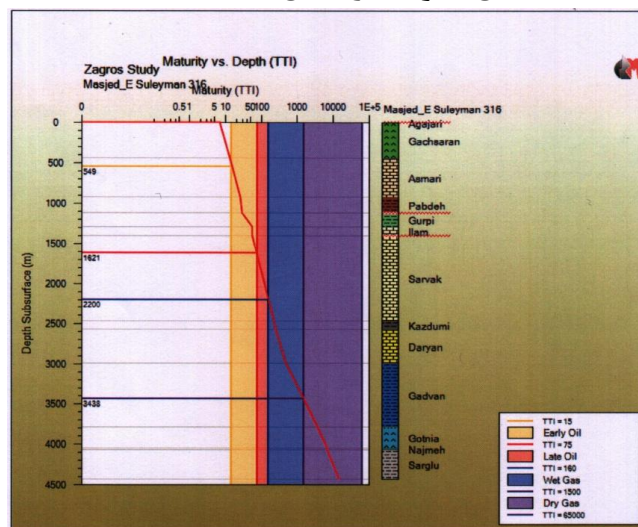
کژدمی گاز مرطوب (Wet gas)، و سازندهای گوری و پابده در ابتدای مرحله زایش نفت هستند (Early oil) (اشکال ۱۷ و ۱۸). این نمودارها نشان می دهند که در

جدول ۵- مقادیر TTI جهت زایش هیدروکربن از سنگهای غنی از ماده آلی (Waples 1980)

TTI	Oil generation potential
<15	Immature
15	Onset of oil generation
75	Peak oil generation
160	End oil generation
1500	Upper limit for wet gas



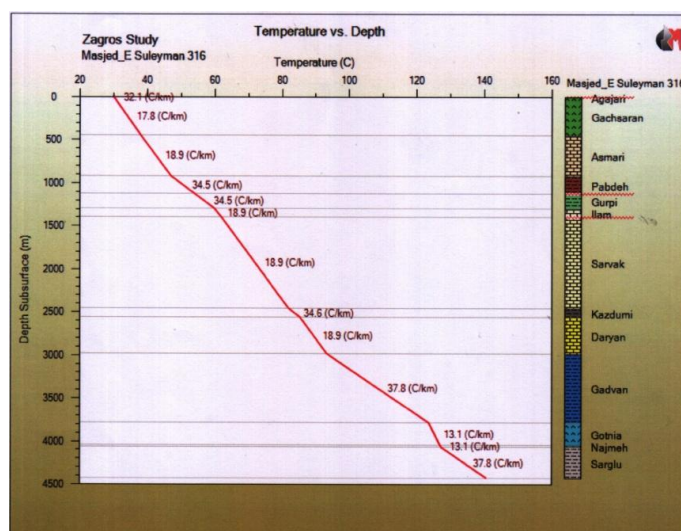
شکل ۱۷- مدل سازی تاریخچه تدفین رسوبات بر اساس TTI در چاه ۳۱۶ میدان نفتی مسجد سلیمان



شکل ۱۸- نمودار بلوغ محاسبه شده و اندازه گیری شده بر اساس TTI در چاه ۳۱۶ میدان نفتی مسجد سلیمان

در ادامه این بررسی منحنی تاریخچه حرارتی (گرادیان زمین گرمایی) در میدان نفتی مسجد سلیمان با استفاده از نرم افزار PBM تهیه گردید. به این مفهوم که حرارت تحت الارضی در هر عمقی در طول زمان زمین شناسی گذشته تعیین می شود. متوسط شیب زمین گرمایی در این میدان $25^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ می باشد، بر این اساس در سازندهای مورد مطالعه شیب زمین گرمایی بین 13.1-

37.8 $^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ تغییر می کند که بیشترین مقدار گرادیان زمین گرمایی مربوط به سازندهای سرگلو و گدوان، و کمترین مقدار آن مربوط به سازندهای نجمه و گوتنیا است، که این مطلب فقط به نوع لیتولوژی سازندهای مورد مطالعه بستگی دارد، بطوریکه بیشترین مقدار شیب زمین گرمایی مربوط به لایه های شیلی و کمترین مقدار آن متعلق به لایه های تبخیری است (شکل ۱۹).



شکل ۱۹- منحنی تغییرات دما نسبت به عمق در چاه شماره ۳۱۶ میدان نفتی مسجد سلیمان

سازندهای مورد مطالعه عمدتاً در محیطهای دریایی نهشته شده اند. همچنین محیط رسوبی انباشت مواد آلی با توجه به مقادیر TOC، HI و OI و رابطه بین آنها، در سازندهای سرگلو، گدوان و کژدمی احیایی تا نیمه احیایی و در سازندهای گورپی و پابده اکسیدان می باشد. در این میان سازندهای گدوان و کژدمی با داشتن محدوده متغیر رخساره‌ای بر تلفیق ماده آلی دریایی با خشکی دلالت دارد و شرایط محیطی در زمان رسوبگذاری آنها با پیشرویها و پسرویهای متعدد دریایی همراه بوده است. مقادیر T_{\max} در سازندهای گورپی و پابده کمتر از 435°C درجه سانتیگراد می باشد که بیانگر بلوغ نسبتاً پایین این دو سازند در این میدان است، در حالیکه سازند سرگلو، گدوان و کژدمی با داشتن مقادیر

نتیجه گیری

بررسی نتایج پیرولیز راک-اول ۶ نشان داد که مقدار TOC نمونه های سازند سرگلو ۹/۳۶-۰/۸۳ درصد، سازند گدوان ۷/۶۳-۰/۵۵ درصد، سازند کژدمی ۷/۹۵-۱/۲۴ درصد، سازند گورپی ۰/۹۱-۰/۲۸ درصد و سازند پابده ۰/۳۵-۱/۰۳ درصد می باشد که این بیانگر پتانسیل زایش خوب تا عالی برای سازند سرگلو، متوسط تا عالی برای سازند گدوان، خوب تا عالی برای سازند کژدمی، ضعیف تا متوسط برای سازند گورپی و ضعیف تا خوب برای سازند پابده است. کروژنهای تعیین شده در سازند سرگلو از نوع III تا IV، سازند گدوان از نوع II تا III، سازند کژدمی از نوع I تا II/III و سازند گورپی و پابده از نوع II تا III می باشد که این مطلب بیانگر آنست که

۳ -علیزاده، ب.، م.ح.، آدابی، و ف.، تژه، ۱۳۸۵، ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سنگهای منشأ احتمالی در میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راک- ایول ۶: مجله علوم دانشگاه تهران، جلد ۳۲، شماره ۳، ص. ۲۶۷-۲۷۴.

۴ -علیزاده، ب.، م.، مرادی، ۱۳۸۶، مقایسه ژئوشیمیایی سازنده پابده در میداین نفتی زیلائی و اهواز: مجله علوم دانشگاه شهید چمران، شماره ۱۷، قسمت ب، ص ۴۴-۳۳.

۵ -علیزاده، ب.، و حسینی، س.ح.، ۱۳۸۹، ارزیابی توان هیدروکربورزایی و شرایط رسوبگذاری سازند سرگلو در میدان نفتی مسجد سلیمان. مجله علوم زمین، شماره ۷۵، ص ۱۷۸-۱۷۳.

۶ -قاسمی نژاد، ا.، و غنی آبادی، س.، ۱۳۸۸، بررسی پتانسیل هیدروکربورزایی و محیط انباش سازند کژدمی در میدان نفتی نوروز، شمال غرب خلیج فارس: شماره ۳۷، ص ۳۴-۱۹.

۷ -قاسمی نژاد، ا.، و م.، میزالو، ۱۳۸۷، تطابق رخساره‌های پالینولوژیکی و پتانسیل هیدروکربورزایی سازند کژدمی در برش تنگ ماغر: مجله علوم دانشگاه تهران تابستان، جلد ۳۴، شماره ۲، ص ۱۶۴-۱۵۵.

۸ -مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی ایران: زمین شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین شناسی کشور، تهران.

۹ -نثارزاده، ر.، ب.، علیزاده، و ه.، قلاوند، ۱۳۸۵، ارزیابی پتانسیل تولیدی سنگهای منشأ احتمالی موجود در میدان نفتی بینک، جنوب غرب ایران: مجله علوم دانشگاه تهران، جلد ۳۲، شماره ۳، ص. ۲۱۹-۲۱۳.

10-Behar, F., V., Beaumont, and H.L. De B. Pentead, De B., 2001, Rock-Eval Technology: Performances and Developments. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, v. 56, no. 2, pp. 111-134.

11-Bordenave, M.L., 1993, Applied Petroleum Geochemistry, Editions Technip, Paris.

12- Dean, W.E., M.A. Arthur, and G.E., Claypool, 1986, Depletion of ^{13}C in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or

T_{\max} بالاتر از ۴۳۵ درجه سانتیگراد نشان دهنده بلوغ حرارتی این سازندها و ورود آنها بدرون پنجره نفتی است، بطوریکه حتی سازند سرگلو به مرحله زایش گاز مرطوب رسیده است. نتایج حاصل از مدلسازی بلوغ حرارتی در این میدان نشان داد که کلیه سازندهای مورد مطالعه به مرحله نفت زایی رسیده اند که دلیل آن گرادیان حرارتی بالا در این منطقه است، که این مطلب تائید کننده مطالعات ژئوشیمیایی است. با توجه به نتایج مدلسازی براساس روشهای Easy % R_o و TTI عمق ورود ماده آلی به پنجره نفتی بترتیب ۹۸۳ و ۵۴۹ متر است. همچنین آغاز نفت زایی از سازند کژدمی بر اساس روشهای Easy % R_o و TTI، ۱۱ میلیون سال پیش و برای سازند پابده بترتیب ۶ و ۵ میلیون سال قبل است. با توجه به خشک بودن مخزن بنگستان در این میدان، شواهد مقدماتی و یافته ها حاکی از آنست که احتمالاً تغذیه مخازن خامی و آسماری بترتیب توسط سازندهای سرگلو، گدوان؛ و کژدمی صورت گرفته است.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می دانند که از شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به جهت دادن اطلاعات و همکاریهای صمیمانه، تشکر و قدردانی نمایند.

منابع

۱ -ربانی، ا.ر.، و م.، شعبانی افرایلی، ۱۳۸۳، طبقه بندی ژئوشیمیایی نفت میداین بخش غربی خلیج فارس: دانشکده فنی دانشگاه تهران، جلد ۳۵، شماره ۵، ص ۶۲۴-۶۱۱.

۲ -رجبی، غ.، ۱۳۸۲، مطالعه زمین شناسی مخزن خامی تحتانی میدان مسجد سلیمان (سازندهای نجمه، سرگلو، لن و موس): گزارش شماره پ-۵۲۸۷، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ۸۷ ص.

- Nauk SSSR, *Izvestiia Serri Geologiccheskalu*, v. 3, p. 95-106.
- 24-Peters, K.E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 70, p. 318-329.
- 25-Peters, K.E., M.R., Cassa, 1994, Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System - From Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 60, pp. 93-120.
- 26-Rahmani, O., J., Aali, H., Mohseni, H., Rahimpour-Bonab, and S., Zalaghaie, 2010, Organic geochemistry of Gadvan and Kazhdumi formations (Cretaceous) in South Pars field, Persian Gulf: Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 70, p. 57-66.
- 27-Reid, C., 2002, The Tasmania Basin-Gondwanan Petroleum System. Partial Report on work completed to December 2002, 22 p.
- 28-Smith, J.T., 1994, Petroleum system logic as an exploration tool in a frontier setting. In: Magoon, L.B., and Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System - From Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 60, p. 25-49.
- 29-Tamburini, F., K.B., Follmi, T., Adatte, S.M., Bernasconi, and P. Steinmann, 2003, Sedimentary phosphorous record from the Oman margin: new evidence of high productivity during glacial period. *Paleoceanography*, v. 18, no. 1, 1015.
- 30-Tissot, B.P. and D.H., Welte, 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*, (Second Edition): Berlin, Springer-Verlag, 699 p.
- 31-Van-Kervelen, D.W., 1993, *Coal: Typology-Physics-Chemistry-Constitution*, third ed.
- 32-Waples, D. W., 1980, Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration: American Association of Petroleum Geologists, v. 64, p 916-926.
- 33-Yalçın Erik, N., O., Özçelik, M., Altunsoy, H., İlleez, 2004, Source rock hydrocarbon potential Middle Triassic-Lower Jurassic Cudi Group units in the eastern part of the SE Turkey. *Int. Geol. Rev*, v. 10 (2), p. 163-171.
- 34-Ziegler, M.A., 2001, Late Permian to Holocene Paleofacies of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, v. 6 (3), p. 445-504.
- environmental signal. *Marine Geology*, v. 70: 119-157.
- 13- Espitalie, J., 1986, Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: J. Burrus, ed., *Thermal modeling in sedimentary basins*: Paris, Editions Technip, p. 475-496.
- 14-Espitalié, J., G., Deroo, and F., Marquis, 1985, La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (deuxième partie): *Revue Institut Francais du Pétrole*, v. 40, p. 755-784.
- 15-Espitalié, J., J.L., Laporte, M., Madec, F., Marquis, P., Leplat, J., Paulet, and A., Boutefeu, 1977, Rapid Method for Source Rocks Characterization and for Determination of Petroleum Potential and Degree of Evolution: *Oil & Gas Science and Technology- Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 32 (1), p. 23-42.
- 16- Espitalié, J., F., Marquis, I., Barsony, 1984, Geochemical logging. In: Voorhees, K.J. (Ed.), *Analytical Pyrolysis-Techniques and Applications*: Butterworth, Guildford, p. 276-304.
- 17-Huang, B., X. Xiao, and M., Zhang, 2003, Geochemistry, grouping and origins of crude oils in the Western Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea: *Organic Geochemistry*, v. 34, p. 993-1008.
- 18-Hunt, J.M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology* (second Ed), W.H. Freeman, San Francisco. 743 p.
- 19-Jackson, K.S., P.J. Hawkins, and A.J.R., Bennett, 1985, Regional facies and geochemical evolution of the southern Denison Trough: *APEA Journal*, v. 20, p. 143-158.
- 20-Jones, R.W., 1987, Organic facies. In: Brooks, J., and Welte, D., Editors, *Advances in Petroleum geochemistry 2*. Academic Press, London, 1-90.
- 21-Lafargue, E., J., Espitalié, F., Marquis, and D., Pillot, 1998, Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and in soli contamination studies. In *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 53, no. 4, p. 421-437.
- 22-Lewan, M.D., 1987, Petrographic study of primary petroleum migration in the Woodford Shale and related rock units. In: B. Doligez, ed., *Migration of hydrocarbons in sedimentary basins*. Paris, Editions technip, p. 113-130.
- 23-Lopatin, N.V., 1971, Temperature and time as geologic factors in coalification: *Academia*

