

ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی شیل و مارن‌های بخش میانی سازند داریان در ناحیه دزفول جنوبی، زاگرس، ایران

علیرضا رستمی^۱، محمدحسین آدابی*^۲، عباس صادقی^۳ و سیدعلی معلمی^۴

۱- دانشجوی دکترا، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

۲- استاد دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

۳- دانشیار دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

۴- مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران

نویسنده مسئول: m-adabi@sbu.ac.ir

پذیرش: ۹۹/۴/۱۴

دریافت: ۹۹/۲/۱۱

نوع مقاله: پژوهشی

چکیده

سازند داریان (سن آپسین) با سنگ‌شناسی بطور عمده آهکی بیش‌تر بعنوان سازند مخزنی شناخته می‌شود. این سازند در منطقه دزفول جنوبی به سه بخش پایینی، میانی (زبانۀ کژدمی) و بالایی تقسیم می‌شود. سنگ‌شناسی بخش میانی شامل لایه‌های شیل، مارن و میان لایه‌های آهک‌رسی می‌باشد. تاکنون به ارزیابی توان تولید هیدروکربن این بخش پرداخته نشده است. در این مطالعه نتایج آنالیز راک‌ایول ۶۷ نمونه از لایه‌های شیلی و مارنی بخش میانی سازند داریان (سن آپسین) از سه برش سطحی و نه چاه در ناحیه دزفول جنوبی به منظور تعیین نوع کروژن، محتوای *TOC* و بلوغ حرارتی، مورد بررسی قرار گرفت. براساس نتایج بدست آمده مقادیر *TOC* بخش میانی داریان از ۰/۲ تا ۲/۵ درصد وزنی با میانگین ۱/۱ درصد وزنی است. عمده لایه‌های انتخابی بویژه در بخش مرکزی و غربی ناحیه از نظر حرارتی بالغ بوده و به پنجره نفت‌زایی رسیده است نمونه‌های مطالعه شده دارای کروژن تیپ II تا II/III و III بوده و توان زایش هیدروکربور (پتانسیل متوسط تا عالی) را دارند. بررسی میزان بلوغ حرارتی نمونه‌ها با توجه به پارامتر T_{max} در بخش میانی داریان حاکی از آن است که تقریباً تمامی نمونه‌ها وارد پنجره نفتی گردیده‌اند ارزیابی نمونه‌های مطالعه شده نشان می‌دهد که توان هیدروکربن‌زایی لایه‌های شیلی و مارنی بخش میانی داریان (زبانۀ کژدمی) در یک روند از شرق به غرب افزایش می‌یابد و این بخش بعنوان سنگ منشاء می‌تواند نقش مهمی در سیستم نفتی داریان بالائی و و افق‌های مخزنی بالاتر داشته باشد.

واژگان کلیدی: سازند داریان، نوع کروژن، غنای ماده آلی، بلوغ حرارتی، توان هیدروکربن‌زایی

پیشگفتار

نفتی است. سازند داریان با سن آپسین بعنوان یکی از سازندهای گروه خامی بالایی در زون ساختاری زاگرس از نظر پتانسیل مخزنی هیدروکربنی حائز اهمیت است قرار گرفتن رسوبات سازند داریان در بین دو سازند شیلی کژدمی و گدوان که هردو به عنوان سنگ‌منشاء، پوش‌سنگ‌های مهم در زون ساختاری زاگرس معرفی شده‌اند (مطیعی، ۱۳۷۲؛ جیمز و واینر، ۱۹۶۵) بر اهمیت این ویژگی افزوده است. سازند داریان در مقطع تیپ شامل ۲۸۶ متر سنگ‌آهک قهوه‌ای تا خاکستری رنگ، ضخیم‌لایه تا توده‌ای، خشن و برجسته متعلق به محیط دریایی کم‌عمق است که در آن اربیتولین به فراوانی یافت می‌شود. حد پایینی سازند آهکی داریان بصورت تدریجی و قابل انطباق با شیل‌ها، مارن‌ها و آهک‌های نازک‌لایه سازند گدوان است. این حد در رأس بالاترین شیل در

کمبرند چین‌خورده- رانده زاگرس، بخشی از روند تکاملی و رسوب‌گذاری خود را در حاشیه شمال شرق ورقه عربی^۱ در زمان کرتاسه، طی کرده است (شارلند و همکاران، ۲۰۰۱؛ زیگلر، ۲۰۰۱؛ علوی، ۲۰۰۴) و به دلیل دارا بودن منابع عظیم نفتی از گذشته مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است (علوی، ۲۰۰۴). فروافتادگی دزفول بعنوان مهم‌ترین منطقه هیدروکربنی با سازندهای سنگ‌منشا نام‌آشنایی همانند کژدمی، گرو و سرگلو و سازندهای مخزنی حائز اهمیتی همانند آسماری، بنگستان و گروه خامی در برگیرنده میادین عظیمی همچون بی‌بی‌حکیمه، گچساران، رگه‌سفید، مارون و اهواز و بیش از ۴۵ میدان

^۱ Arabian Plate

شیل‌های سازند کژدمی تبدیل می‌شوند (مطیعی، ۱۳۷۲؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰؛ وینسنت و همکاران، ۲۰۱۰). (شکل ۱). این ویژگی منجر به تشکیل بخش شیل میانی (نام غیررسمی زبانه کژدمی) در داخل سازند داریان و تقسیم رسوبات این سازند سه واحد پایینی، میانی و بالایی شده است. در محدوده طاق‌دیس‌های گچساران و بنگستان، واحد بالایی سازند داریان با تغییر رخساره به سازند کژدمی تبدیل می‌شود و رسوب‌گذاری سازند کژدمی همزمان با واحد بالایی سازند داریان در سایر نواحی ادامه می‌یابد (مطیعی، ۱۳۷۲؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰).

ردیف شیل و آهک سازند گدوان انتخاب می‌شود. حد تماس بالایی این سازند با شیل‌های شدیداً فرسایش‌یافته سازند کژدمی بصورت هم‌شیب در برش الگو می‌باشد و در بالای اولین آهکی که در زیر کژدمی ظاهر می‌گردد، انتخاب می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۲). از لحاظ گسترش جغرافیایی، رسوبات سازند داریان در اغلب نواحی زاگرس وجود دارند ولی در جنوب و جنوب‌غرب لرستان به شیل‌های عمیق سازند گرو تغییر رخساره می‌دهند (مطیعی، ۱۳۷۲؛ جیمز و وایند، ۱۹۶۵). از سمت فارس به طرف فروافتادگی دزفول و در حوالی گچساران و بنگستان، رسوبات سازند داریان با تغییر رخساره به

The figure is a detailed geological correlation chart. On the left, it shows the GTS 2004 stratigraphic scale from 130 Ma to 106 Ma, divided into the Barremian, Aptian, and Albian stages. Ammonite zones are listed for each stage. The main part of the chart shows three columns representing different regions: Lurestan (Garau Intra-shelf seaway and Platform), Khuzestan (Kazhdumi Intra-shelf Basin and Platform), and Coastal Fars (Platform). Stratigraphic units are color-coded and labeled: Sarvak Formation (Albian), Kazhdumi Formation (Aptian), Daryan Formation (Aptian), and Gadvan Formation (Barremian). Lithological columns on the right show rock units like Kz, U.Dr, M.Dr, L.Dr, and U.Gd, with corresponding lithology descriptions. A legend at the bottom identifies various lithologies: Shallow-water carbonates, Shallow-water marls, Organic-rich basinal carbonates, Radiolarite dominated basinal facies, Basinal shales and argillaceous carbonates, Hiatus, Sandstone, Oolitic ironstone and glaucony facies condensed, Marl, Shale, and Limestone.

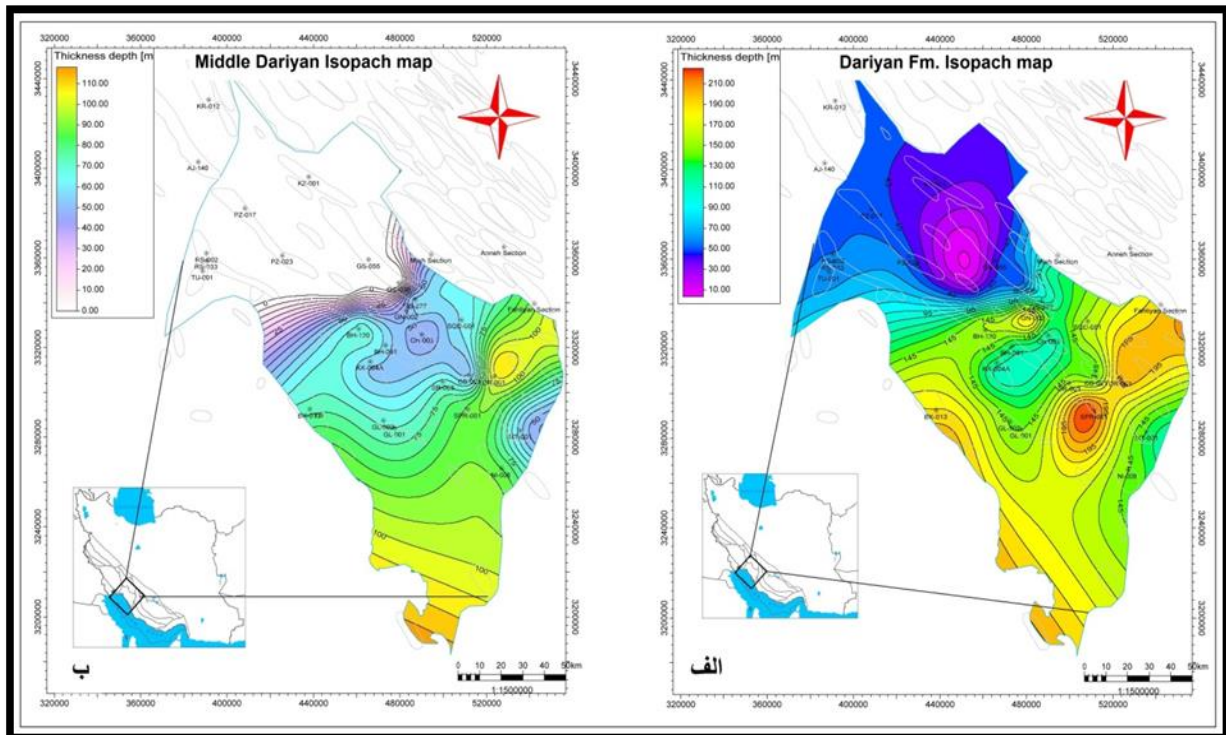
شکل ۱. الف) ستون اصلاح شده سنگ‌چینه‌ای بارمین تا آلبین زاگرس (وینسنت و همکاران، ۲۰۱۰، ب) ستون سنگ‌شناسی سازند داریان و بخش میانی داریان در ناحیه دزفول جنوبی

که سازند کژدمی بعنوان اصلی‌ترین سنگ‌منشا هیدروکربنی در فروافتادگی دزفول محسوب می‌گردد (بوردانف، ۱۹۹۵) ارزیابی شیل و مارن‌های بخش میانی سازند داریان اهمیت پیدا می‌نماید. از نگاه چینه‌شناسی بخش میانی داریان شامل لایه‌های شیلی تیره با رادیولر و

در شکل شماره ۲ تغییرات ضخامت سازند داریان و نیز بخش میانی داریان در گستره‌ی ناحیه دزفول جنوبی آمده است که نشان‌دهنده آن است که به سوی غرب زاگرس از ضخامت آن کاسته می‌شود و بخش میانی و بالایی به سازند کژدمی تغییر رخساره می‌دهد. از آنجایی

صورت مشخص شدن این بخش بعنوان سنگ‌منشاء می‌تواند نقش مهمی در شناسایی سیستم نفتی داریان بالایی و افق‌های مخزنی بالاتر داشته باشد که تاکنون به آن پرداخته نشده است لذا در این مطالعه با هدف ارزیابی آن به عنوان سنگ‌منشاء واجد پتانسیل هیدروکربنی، رسوبات پلاژیک غنی از ماده آلی بخش میانی سازند داریان مورد مطالعه قرار گرفته است.

سپس شیل‌ها و مارن‌های حاوی فرامینیفرهای پلانکتونیک از جمله هدبرگلا، سوزن اسفنج می‌باشد که به ندرت دارای رادیولر است. مطالعات زیادی در قسمت‌های مختلف زون ساختاری زاگرس بر روی محیط‌رسوبی و ویژگی مخزنی بخش‌های کربناته این سازند صورت گرفته است اما در خصوص توان هیدروکربن‌زایی بخش داریان میانی و تغییرات آن در گستره دزفول جنوبی تاکنون تحقیقی نگرفته است در



شکل ۲. الف) نقشه هم‌ضخامت سازند داریان بر مبنای چاه‌های حفاری شده در ناحیه دزفول جنوبی، ب) نقشه هم‌ضخامت بخش میانی داریان بر مبنای چاه‌های حفاری شده در ناحیه دزفول جنوبی (توجه نمایند به طرف شرق ضخامت بخش داریان میانی کم شده و به سازند کزدمی تبدیل می‌شود).

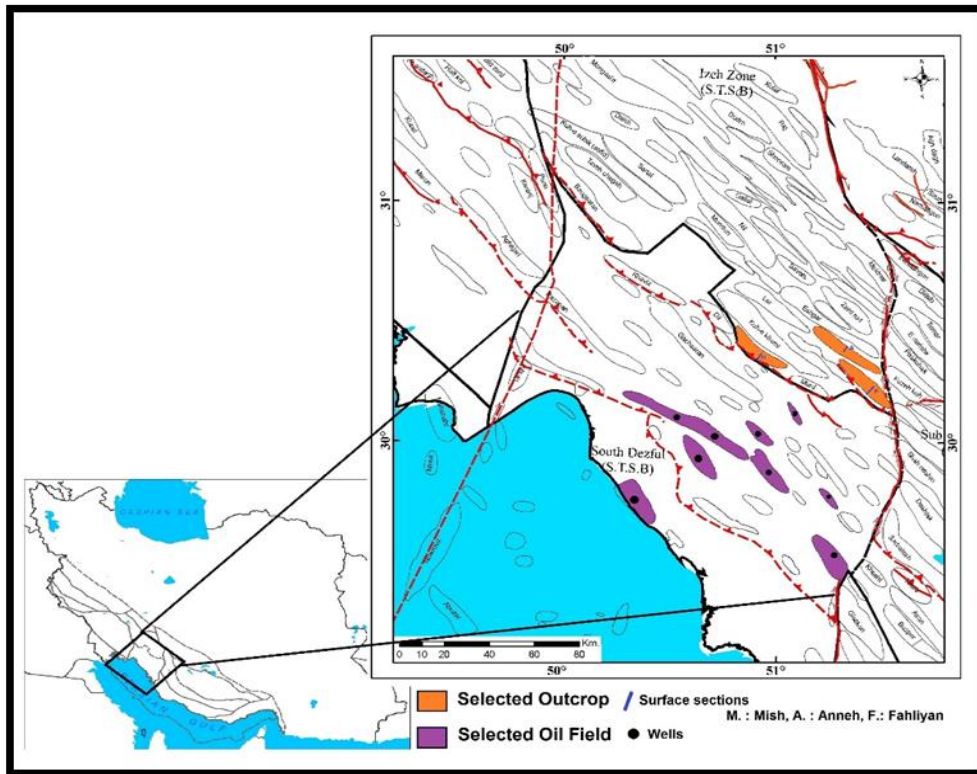
اثر عملکرد دو گسل بالارود (گسل چپ‌گرد) و کازرون (گسل راست‌گرد) ایجاد شده است. در حد بین دو گسل در منطقه مذکور حوضه‌ای با فرونشست شدید ایجاد می‌شود که ضخامت عظیمی از رسوبات (حدود ۱۴ تا ۱۶ کیلومتر) از کامبرین تا پلیوپلیستوسن را در خود جای می‌دهد، در حالی که در دو ناحیه مجاور آن یعنی لرستان و فارس این ضخامت از رسوبات به ۶ کیلومتر تقلیل می‌یابد. منطقه مورد مطالعه در محدوده زون‌های دزفول جنوبی و ایذه است. زون ایذه توسط گسل بالارود از زون لرستان جدا می‌شود و حفاصل آن با زون فارس گسل کازرون است. از جنوب به فروافتادگی دزفول و از شمال

موقعیت زمین‌شناسی

برش‌های سطحی و میدین مورد مطالعه، در زون فروافتادگی دزفول (دزفول جنوبی- ایذه) وقع شده‌اند که از نظر زمین‌شناسی شامل بخشی از پیش‌بوم کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس در حوضه در حال فرونشینی بعد از الیگوسن می‌باشد. این نام در ابتدا یک خاصیت توپوگرافیک (فروافتادگی) را نشان می‌دهد ولی به صورت کلی‌تر به ناحیه‌ای از زاگرس اطلاق می‌شود که در آن سازند آسماری فاقد رخنمون است و با ضخامت زیادتر رسوبات سنوزوئیک نسبت به پلاتفرم فارس و ناحیه‌ی لرستان مشخص می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۲). این منطقه بر

بلندای قدیمه‌ی بنگستان و از جنوب به خلیج فارس محدود می‌شود (شکل ۳).

به گسل زاگرس مرتفع محدود می‌شود برش‌های سطحی تاقدیس میش، آنه و تاقدیس فهلیان در این زون قرار دارند. دزفول جنوبی از شرق به گسل کازرون و از غرب به



شکل ۳. موقعیت ناحیه مورد مطالعه (برش‌های سطحی و میادین مورد بررسی با رنگ و نشانه مشخص شده‌اند)

مواد و روش‌ها

برای این مطالعه ۶۷ نمونه (تعداد ۲۶ نمونه از سه برش سطح‌الارضی و ۴۱ نمونه خرده‌حفاری از نه حلقه چاه) از لایه‌های حاوی بهترین نشانه‌های سنگ‌منشاء در نظر گرفته شد و با استفاده از *Rock-Eval 6* به منظور تعیین نوع کروژن، محتوای *TOC* و بلوغ حرارتی، که پارامترهای اصلی برای توصیف سنگ‌منشاء هیدروکربن هستند، مورد بررسی قرار گرفت. تجزیه و تحلیل پیرولیز راک‌ایول (*Rock-Eval*) یکی از ساده‌ترین و سریع‌ترین روش‌هایی است که برای ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربن سنگ‌های منشاء نفتی که نیازهای چشم اندازه‌های نفتی را برآورده می‌کند، مورد استفاده قرار می‌گیرد (اسپیتاله و همکاران، ۱۹۸۵) و اطلاعات مربوط به محتوای آلی نوع سنگ‌ها و بلوغ ماده آلی را ارائه می‌دهد. پارامترهای اندازه‌گیری شده شامل $S1$ ($mg\ HC / g\ Rock$), $S2$ ($mg\ CO_2 / g\ Rock$), $Tmax$ ($^{\circ}C$) و TOC ($\%wt$) (جدول‌های ۱ و ۲) است که برای توصیف

سنگ‌منشا مورد استفاده قرار می‌گیرد. چندین پارامتر دیگر از جمله *HI* (شاخص هیدروژن، $HI = S2 / TOC * 100$), *OI* (شاخص اکسیژن، $OI = S3 / TOC * 100$) و *PI* (شاخص تولید، $PI = S1 / S1 + S2$) نیز محاسبه می‌شوند. شاخص‌های بلوغ شامل *Tmax* می‌باشد دمایی که در آن حداکثر مقدار هیدروکربن پیرولیتی (*S2*) تولید می‌شود و شاخص تولید ($PI = S1 / S1 + S2$)، که در آن *S1* از نظر حرارتی قابل استخراج است. روش تحلیلی و بحث در مورد پارامترهای *Rock-Eval* توسط (اسپیتاله و همکاران، ۱۹۷۷؛ پیترز، ۱۹۸۶؛ پیترز و کاسیا، ۱۹۹۴؛ بوردانف، ۱۹۹۵) ارائه شده است. نمونه‌ها توسط *Rock-Eval 6* مدل *Ajilent 7890A* (اسپیتاله و همکاران، ۱۹۷۷) در آزمایشگاه ژئوشیمی آلی پژوهشگاه صنعت نفت تهران مورد آزمایش قرار گرفت و مراحل استاندارد آماده‌سازی به منظور حذف آلودگی‌های محیطی اعم از آلودگی گل‌حفاری بر روی هر کدام از نمونه‌ها (نمونه‌های خرده‌های حفاری) انجام گرفته است.

بحث

نمونه‌ها به مواد هیدروکربن‌های نابرجا از نمودار تغییرات SI در برابر TOC استفاده شد (هانت، ۱۹۹۶؛ بهار و همکاران، ۲۰۰۱). همان‌گونه که در شکل ۴ مشاهده می‌گردد با توجه به این نمودار و قرار گرفتن تمامی نمونه‌های خرده‌سنگی مورد مطالعه در زیر خط آلودگی، نمونه‌های انتخابی را می‌توان عاری از آلودگی هیدروکربنی در نظر گرفت و مورد تفسیر و تحلیل قرار داد.

در جدول‌های ۱ و ۲ پارامترهای آنالیز راک‌ایول مربوط به تعداد ۲۶ نمونه از سه برش سطح‌الارضی و ۴۱ نمونه خرده‌های حفاری از ۹ حلقه چاه آورده شده است. همچنین براساس پارامترهای بدست آمده از این آنالیز، نمودارهای استاندارد اولیه جهت تعیین پارامترهای غنای ماده آلی، میزان بلوغ و کیفیت سنگ‌منشا ترسیم و تفسیر شده است. جهت حصول اطمینان از آلوده نبودن نمونه‌ها یا به عبارتی آغشته نبودن

جدول ۱. نتایج آنالیز راک‌ایول مربوط به نمونه‌های خرده‌حفاری (PI : Production Index, $M.Dr.$: Middle Dariyan)

Fm./ Mbr.	Wells	S1	S2	S1+S2	PI	Tmax	TOC	HI	OI
M.Dr	Kilurkarim-4A	0.3	2.82	3.12	0.1	439	0.85	331	102
		0.88	3.18	4.06	0.22	440	1.1	290	67
		0.71	4.59	5.3	0.13	442	1.83	251	48
		0.85	6.3	7.15	0.12	445	2.54	248	33
M.Dr	Nargesi-8	0.15	0.27	0.42	0.35	425	0.48	56	238
		0.13	0.4	0.53	0.24	431	0.45	89	251
		0.09	0.48	0.57	0.16	428	0.81	60	209
		0.1	0.31	0.41	0.24	426	0.44	69	253
		0.32	4.8	5.12	0.06	432	1.28	376	83
		0.2	12.97	13.17	0.01	428	2.44	531	42
M.Dr	Rudak-1	1.11	2.08	3.19	0.35	435	1.11	188	46
		0.71	1.51	2.22	0.32	431	0.77	196	96
		0.77	1.87	2.64	0.29	434	1	187	47
		1.59	4.33	5.92	0.27	437	2	217	30
M.Dr	Binak-13	0.71	4.82	5.53	0.13	437	1.05	459	93
		0.49	5.21	5.7	0.09	440	1.43	363	59
		0.87	5.05	5.92	0.15	434	1.6	315	52
		0.45	6.99	7.44	0.06	439	2.27	309	45
M.Dr	Chilingar-3	0.55	0.96	1.51	0.36	435	0.44	219	177
		0.76	0.96	1.72	0.44	436	0.5	192	181
		0.73	0.82	1.55	0.47	432	0.38	214	285
		0.8	1.33	2.13	0.38	437	0.63	209	97
M.Dr	Sulabedar-3	0.29	0.71	1	0.29	438	0.57	125	66
		0.23	0.64	0.87	0.27	438	0.52	124	79
		0.28	0.84	1.12	0.25	436	0.58	146	82
		0.37	1.04	1.41	0.26	434	0.65	160	80
		0.38	1.72	2.1	0.18	438	0.68	254	60
M.Dr	SehQanat deep-1	0.09	0.29	0.38	0.23	432	0.37	78	148
		0.07	0.18	0.25	0.28	422	0.19	94	232
		0.18	0.66	0.84	0.22	435	0.59	111	99
		0.14	2.64	2.78	0.05	437	1.18	224	56
		0.19	2.57	2.76	0.07	438	1.62	159	46
M.Dr	Bibihakimeh-91	0.16	0.76	0.92	0.17	437	0.78	98	143
		0.35	1.19	1.54	0.23	441	0.85	140	108
		0.53	2.41	2.94	0.18	443	1.55	155	66
		0.43	2.79	3.22	0.13	446	1.84	151	40
M.Dr	Bibihakimeh-120	0.39	4.93	5.32	0.07	448	1.08	458	91
		0.41	6.78	7.19	0.06	445	1.16	585	82
		5.14	8.07	13.21	0.39	442	2.04	395	37
		0.34	7.09	7.43	0.05	442	1.59	447	54
		1.58	6.47	8.05	0.2	442	2.18	297	35

تفسیر غنای ماده آلی

کل کربن آلی (TOC) بیانگر مقدار همه کربن آلی موجود در نمونه مورد آنالیز بوده که براساس درصد وزنی بیان می‌شود. این پارامتر نماینده کل ماده آلی موجود در نمونه بوده (رانف، ۱۹۵۸) و بعنوان شاخصی از میزان غنای ماده

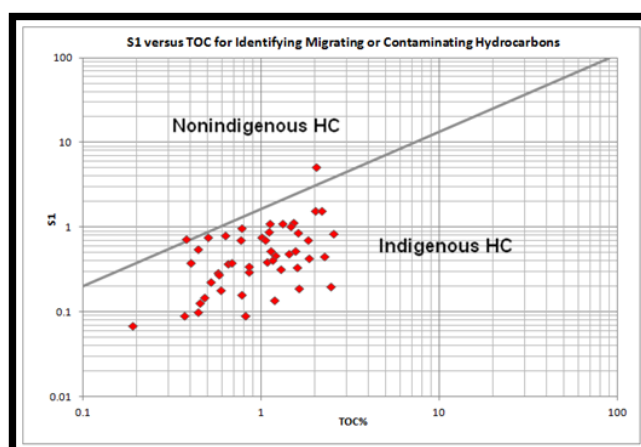
آلی موجود در سنگ‌منشاء و هم‌چنین میزان توانایی زایش هیدروکربن توسط سنگ‌منشاء می‌باشد (دمبیکسی، ۲۰۱۶). پتانسیل ژنتیکی سنگ‌های منشاء با پارامترهایی نظیر محتوای کربن آلی (TOC) و یا بر اساس مقادیر دو پارامتر SI و $S2$ ارزیابی می‌گردد (جدول ۱ و ۲). استفاده

برای نمونه‌برداری، نمونه‌های برش آنه و فهلیان دارای میزان پتانسیل کمتری هستند و بطرف غرب ناحیه و کوه میش، لایه‌های حاوی ماده آلی غنی‌تر شده و ضخامت بیش‌تری بهتری می‌یابند. این روند تغییر میزان غنای ماده آلی در نمونه‌های خرده‌سنگی چاه‌های مورد مطالعه نیز دیده می‌شود و بطرف غرب ناحیه دزفول جنوبی بویژه در میدان بی‌بی‌حکیمه وضعیت غنای ماده آلی به وضعیت بهتری می‌رسد که به نظر می‌رسد از این نقطه در دزفول جنوبی به بعد شیل و مارن‌های بخش میانی داریان به سازند کژدمی تبدیل می‌شوند (شکل ۱).

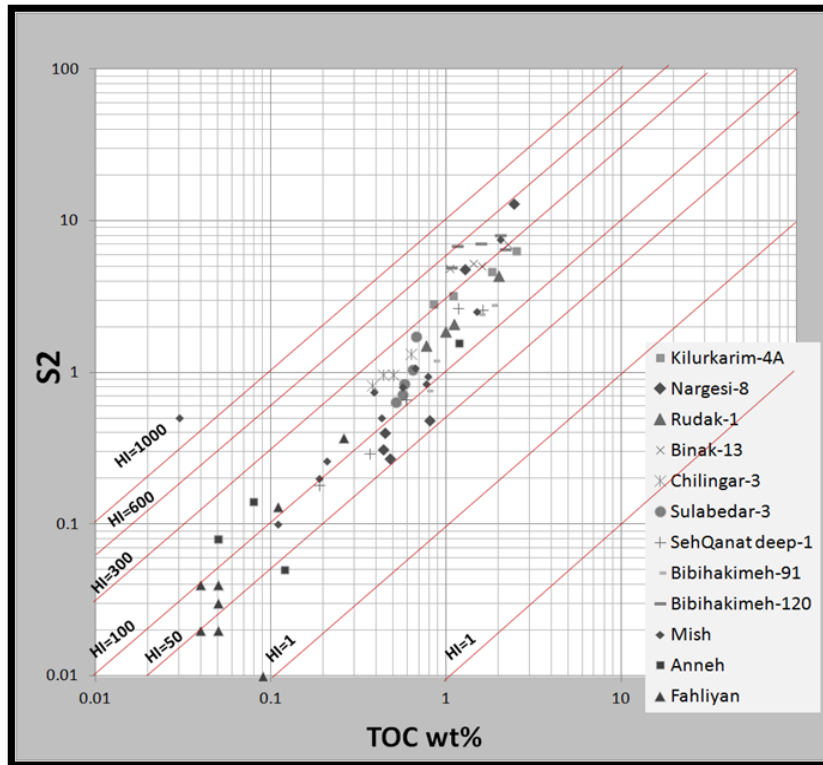
از نمودارهای ترسیم‌کننده تغییرات پارامتر ترکیبی ($S1+S2$) در برابر تغییرات TOC (هانت، ۱۹۹۶؛ پیترز و همکاران، ۲۰۰۲؛ هوآنگ، ۲۰۰۳؛ هائو، ۲۰۰۷) و نمودار $S2$ در مقابل TOC (داهل، ۲۰۰۴؛ دمبکی و همکاران، ۲۰۰۹) برای تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های منشاء برای نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که نمونه‌های خرده‌سنگی پتانسیل زایش هیدروکربور (پتانسیل متوسط تا عالی) را دارند (شکل‌های ۵ و ۶). نمونه‌های سطح‌الارضی مورد مطالعه روند متفاوتی نشان می‌دهند به گونه‌ای که علیرغم انتخاب بهترین لایه‌ها

جدول ۲. نتایج آنالیز راک‌ایول مربوط به نمونه‌های سطح‌الارضی برش‌های کوه‌میش، فهلیان و کوه‌آنه ($PI: Production Index, M.Dr.:$)
(Middle Dariyan)

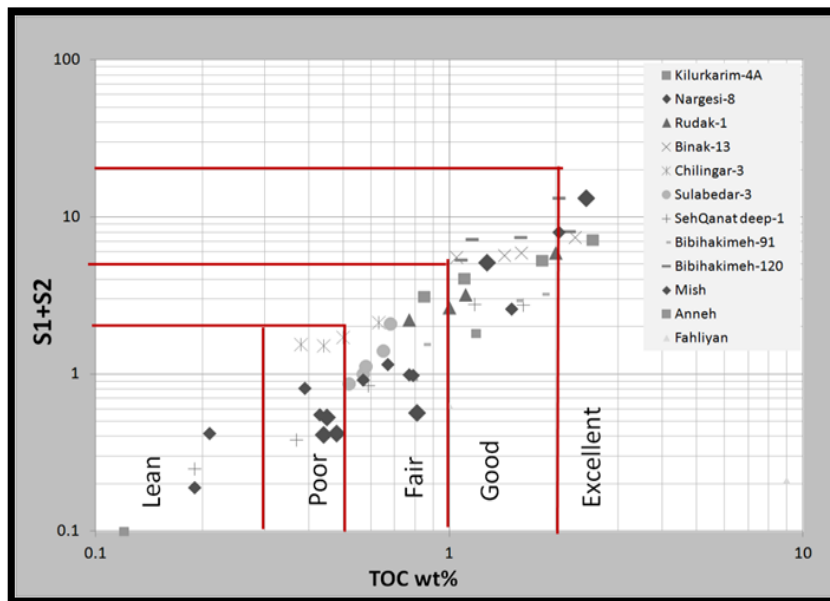
Fm./ Mbr.	Out Crop	S1	S2	S1+S2	PI	Tmax	TOC	HI	OI
M. Dr.	Mish	0.04	0.94	0.98	0.04	440	0.79	119	110
		0.15	0.84	0.99	0.16	437	0.77	109	125
		0.05	0.5	0.55	0.1	439	0.43	118	226
		0.5	7.51	8.01	0.06	433	2.04	369	25
		0.1	2.51	2.61	0.04	439	1.5	167	100
		0.08	1.07	1.15	0.07	437	0.67	160	98
		0.12	0.8	0.92	0.13	433	0.57	141	112
		0.02	0.2	0.22	0.1	437	0.19	90	322
		0.07	0.74	0.81	0.09	440	0.39	189	155
		0.02	0.1	0.12	0.18	435	0.11	64	459
		0.16	0.26	0.42	0.38	431	0.21	123	273
		0.04	0.5	0.54	0.5	481	0.03	133	1267
		M. Dr.	Fahliyan	0.26	0.37	0.63	0.41	387	0.26
0.05	0.03			0.08	0.63	357	0.05	51	1085
0.01	0.04			0.05	0.56	511	0.04	14	1235
0.02	0.02			0.04	0.96	468	0.05	52	2545
0.01	0.04			0.05	0.2	401	0.05	80	1640
0.02	0.01			0.03	0.63	346	0.09	11	522
0.02	0.02			0.04	0.88	353	0.04	51	1550
0.02	0.04			0.06	0.98	351	0.05	53	933
0.08	0.13			0.21	0.39	389	0.11	118	845
M. Dr.	Anneh	0.26	1.56	1.82	0.14	440	1.19	132	145
		0.09	0.14	0.23	0.39	351	0.08	172	709
		0.03	0.08	0.11	0.3	514	0.05	141	882
		0.05	0.05	0.1	0.46	343	0.12	47	557
		0.08	0.08	0.16	0.49	349	0.05	154	1076



شکل ۴. نمودار تغییرات $S1$ در برابر TOC به منظور تعیین میزان آلودگی در نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس از هانت، ۱۹۹۶). هم‌چنانکه مشاهده می‌شود تمامی نمونه‌های عاری از اثرات آلودگی بوده و لذا نتایج آنالیز راک‌ایول می‌تواند مورد اعتماد باشد.



شکل ۵. نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC نمونه‌های مورد مطالعه همراه با خطوط هم‌تراز اندیس هیدروژن (اقتباس از دمبیک و همکاران، ۲۰۰۹)



شکل ۶. نمودار تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC به منظور ارزیابی پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس از هوآنگ و همکاران، ۲۰۰۳)

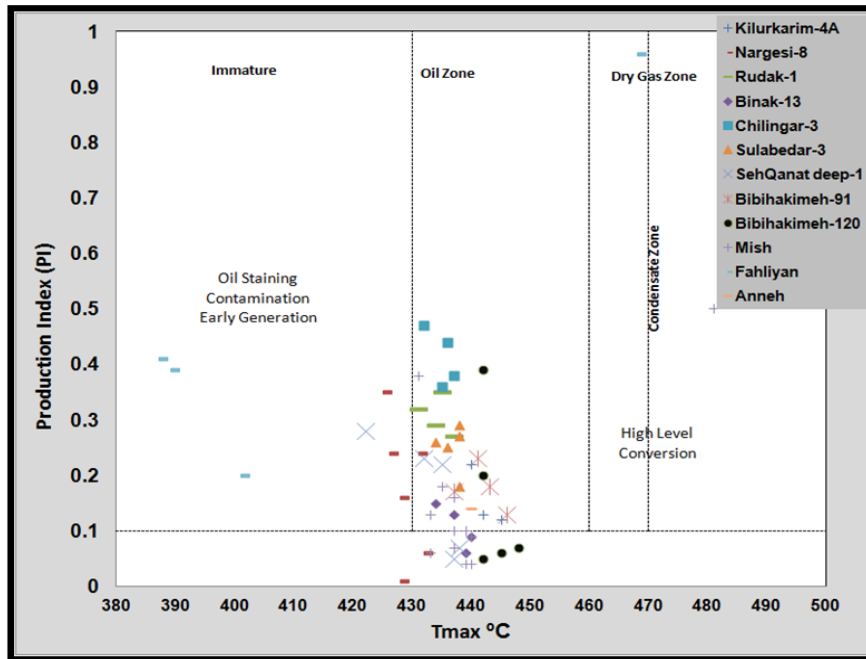
تفسیر بلوغ ماده آلی

پارامتر دمای بیشینه T_{max} به صورت گسترده به عنوان شاخص بلوغ مورد استفاده قرار می‌گیرد زیرا با افزایش بلوغ کروژن، دمایی که در آن حداکثر نرخ پیرولیز رخ می‌دهد افزایش می‌یابد. از آن جایی که نوع کروژن از نمونه‌ای به نمونه دیگر حتی در درون یک سازند و در

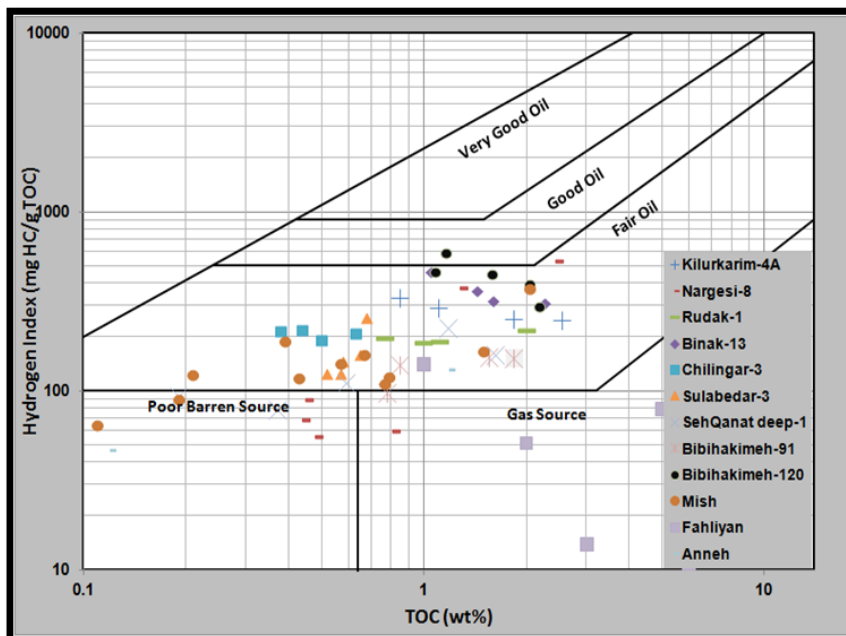
نیمرخ یک چاه یا در طول یک مقطع تغییر می‌نماید لذا داده‌های T_{max} اغلب افزایش منظمی را با تغییرات عمق نشان نمی‌دهند و داده‌های T_{max} پراکنده ارزشی در تعیین بلوغ سنگ‌های منشاء ندارند (ویپل، ۱۹۸۵). اما همچنان که دمبیک (۲۰۱۶) نیز اشاره نموده است پارامتر دمای بیشینه را در کنار سایر پارامترها باید بررسی نمود. لذا به

شده است. بررسی میزان بلوغ حرارتی نمونه‌ها با توجه به پارامتر T_{max} در بخش میانی داریان حاکی از آنست که تقریباً تمامی نمونه‌ها وارد پنجره نفتی گردیده‌اند. نمونه‌های سطح‌الارضی بویژه درکوه فهلیان و آنه میزان بلوغ کمتری نشان می‌دهند که عدم وجود پتانسیل مناسب سنگ‌منشاء می‌تواند عامل اصلی پایین بودن پختگی در این برش‌های سطحی باشد.

منظور تعیین نوع محصولات تولیدی احتمالی از نمودارهای استاندارد مختلفی استفاده می‌شود. در شکل‌های ۷ و ۸ تغییرات پارامتر دمای بیشینه (T_{max}) در مقابل پارامتر شاخص تولید (PI) (لارتر و همکاران، ۱۹۸۲؛ ابراهیم‌باس و رایدر، ۲۰۰۴) و نمودار TOC در مقابل HI ارائه شده است در نمودارهای مذکور وضعیت نمونه‌های مورد بررسی از نظر میزان بلوغ مواد آلی و محصولات هیدروکربوری تولیدی به خوبی نمایش داده



شکل ۷. پارامتر دمای بیشینه (T_{max}) در مقابل پارامتر شاخص تولید (PI) (لارتر و همکاران، ۱۹۸۲؛ ابراهیم‌باس و رایدر، ۲۰۰۴)

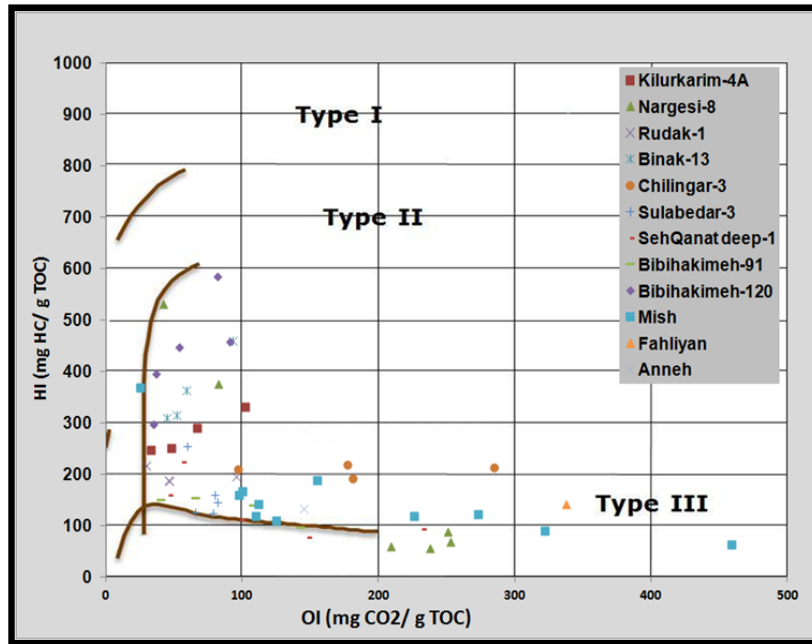


شکل ۸. نمودار تغییرات مقادیر کل کربن آلی در برابر شاخص هیدروژن (هانت، ۱۹۹۶)

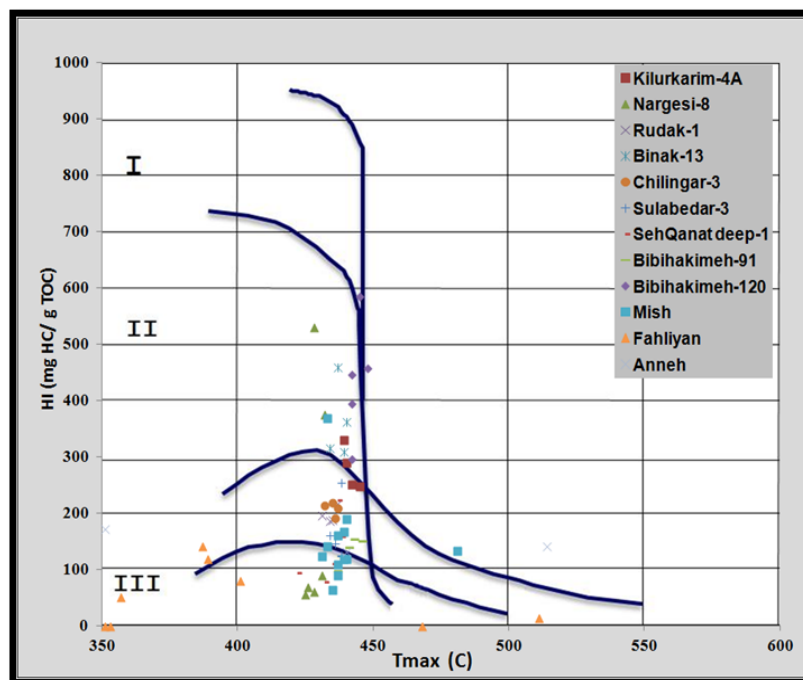
تفسیر کیفیت سنگ منشا

اغلب مطالعات مربوط به ارزیابی سنگ‌منشاء براساس آنالیز پیرولیز راکایول استوار بوده و می‌توان نوع کروژن موجود در سنگ‌منشاء را مشخص نمود (دمبیک، ۲۰۱۶). جهت پی‌بردن به نوع کروژن و میزان بلوغ آن از نمودارهای تغییرات HI (شاخص هیدروژن) در برابر OI (شاخص اکسیژن) که به نوعی می‌شود آنرا دیاگرام ون‌کرولن تصحیح شده قلمداد نمود و

نمودار تغییرات HI در برابر Tmax (هانت، ۱۹۹۶، انگلیش و همکاران، ۲۰۰۴؛ اراهیمباس و رایدنر، ۲۰۰۴) استفاده شد. با توجه به مقادیر شاخص هیدروژن در نمونه‌های آنالیز شده، توانایی تولید نفت و گاز و با توجه به نتایج حاصل از داده‌ها بر روی این نمودارها بیانگر کروژن تیپ I، II/III، III و تا حدودی II در نمونه‌های مورد مطالعه می‌باشد (شکل‌های ۹ و ۱۰).



شکل ۹. نمودار ون‌کرولن تصحیح شده (هانت، ۱۹۹۶)



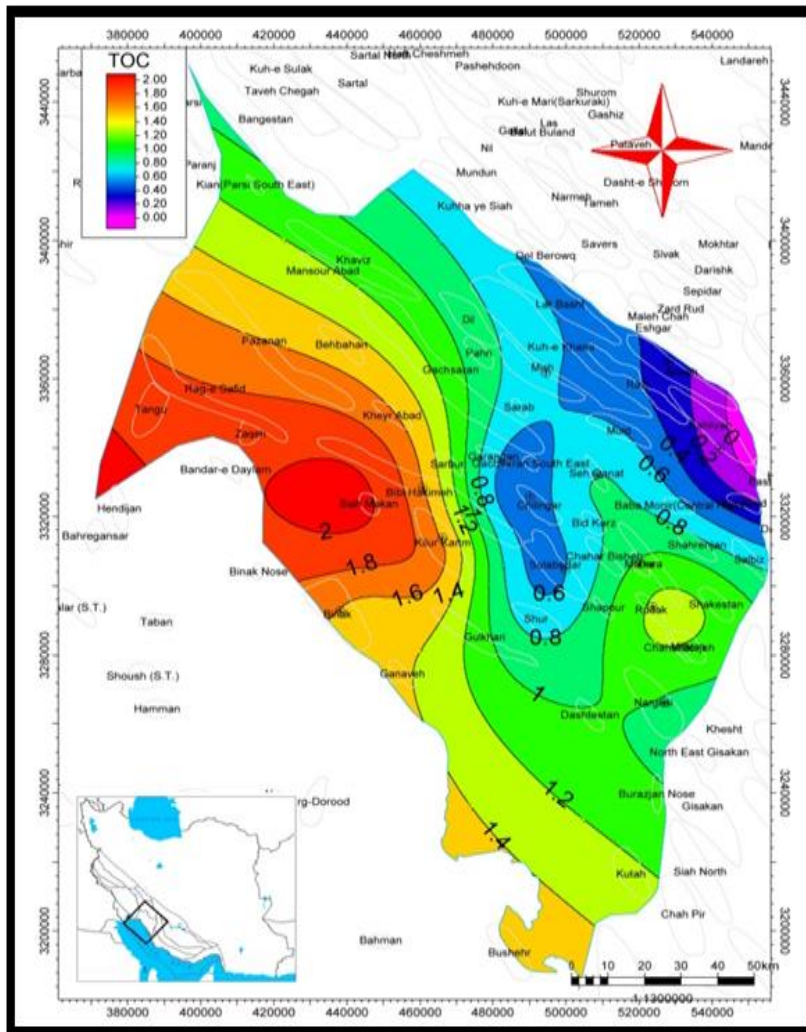
شکل ۱۰. نمودار تغییرات HI در برابر Tmax (هانت، ۱۹۹۶)

تفسیر نقشه‌های همتراز پارامترهای راک‌ایول

پارامتر TOC :

نقشه همتراز میزان کل کربن آلی در گستره دزفول جنوبی نشان می‌دهد که مقدار TOC بطور متوسط ۱/۱ درصد وزنی، مقدار کمینه ۰/۲ در ناحیه شمال شرقی ناحیه و محدوده کوه فهلیان و آنه و مقدار بیشینه ۲/۵

درصد وزنی در حوالی میداین بی‌بی‌حکیمه و بینک منطقه دزفول جنوبی است. روند کلی تغییرات این پارامتر در دزفول جنوبی تقریباً یکنواخت ولی در جهت غرب و در حاشیه همسایگی با دزفول شمالی، مقادیر آن بیش‌تر می‌گردد (شکل ۱۱).

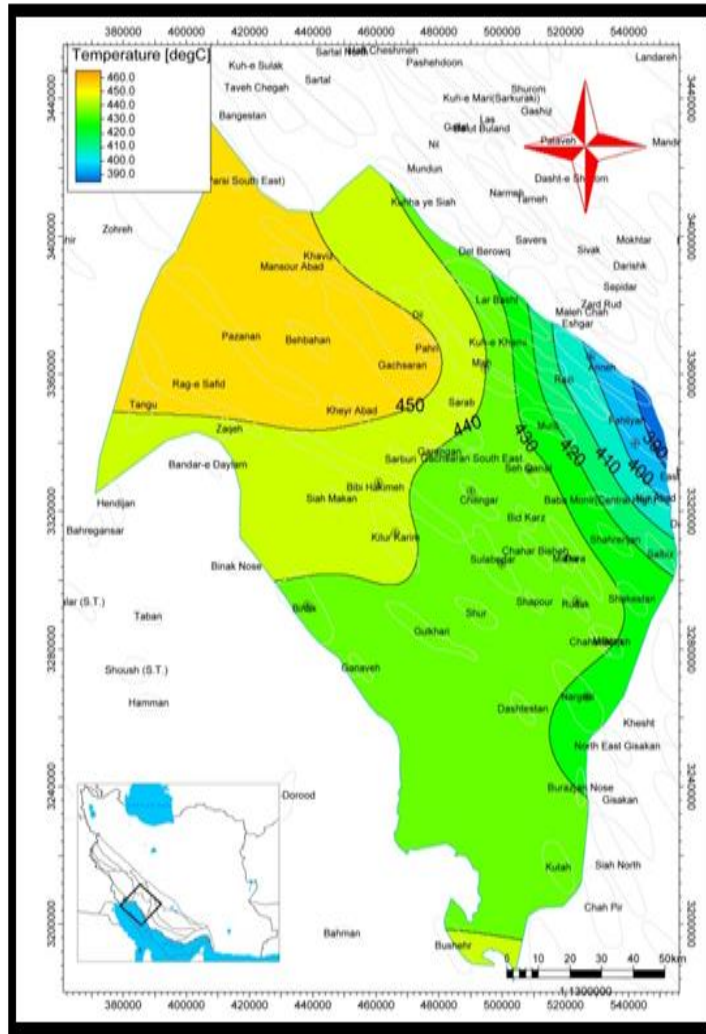


شکل ۱۱. نقشه همتراز پارامتر TOC بخش میانی داریان در منطقه دزفول جنوبی

پارامتر T_{max} :

پارامتر بلوغ حرارتی با قرائت بطور متوسط ۴۳۶ درجه، مقدار کمینه ۴۲۲ در ناحیه شمال شرق و شرق ناحیه مورد مطالعه و مقدار بیشینه ۴۴۸ در بخش غربی منطقه دزفول جنوبی بویژه میداین بی‌بی‌حکیمه و بینک است. روند کلی تغییرات این پارامتر نیز تقریباً یکنواخت و از با افزایش از شرق به غرب است (شکل ۱۲) در حدود میداین بی‌بی‌حکیمه، سیاه مکان و بینک و در

ناودیس‌های عمیق‌تر بلوغ پنجره نفت انتظار می‌رود و در حاشیه دزفول شمالی و تبدیل بخش میانی داریان به سازند کژدمی احتمالاً بلوغ حرارتی بالاتری مشاهده خواهد شد. با توجه به اینکه این بخش از سازند داریان در زون تولید نفت قرار دارد، به نظر می‌رسد نقشی در زایش هیدروکربن در نواحی غربی دزفول جنوبی داشته و توانسته است که بر سیستم هیدروکربنی بخش بالایی داریان و حتی افق‌های مخزنی بالاتر تاثیر بگذارد.



شکل ۱۲. نقشه همتراز پارامتر T_{max} بخش میانی داریان در منطقه دزفول جنوبی

پارامتر HI:

نقشه همتراز پتانسیل تولید (شکل ۱۳) نشان می‌دهد در نواحی شرقی و شمال‌شرقی توان تولید ضعیف‌تر و شاخص نفت-گاززا بودن این لایه بیشتر است. ولی در نواحی غربی و مرکزی، آنومالی‌های مناسبی مخصوصاً در حوالی ساختمان‌های بینک، رگه‌سفید و بی‌بی‌حکیمه پازنان با توجه به شرایط بلوغ حرارتی مناسب مشاهده می‌شود.

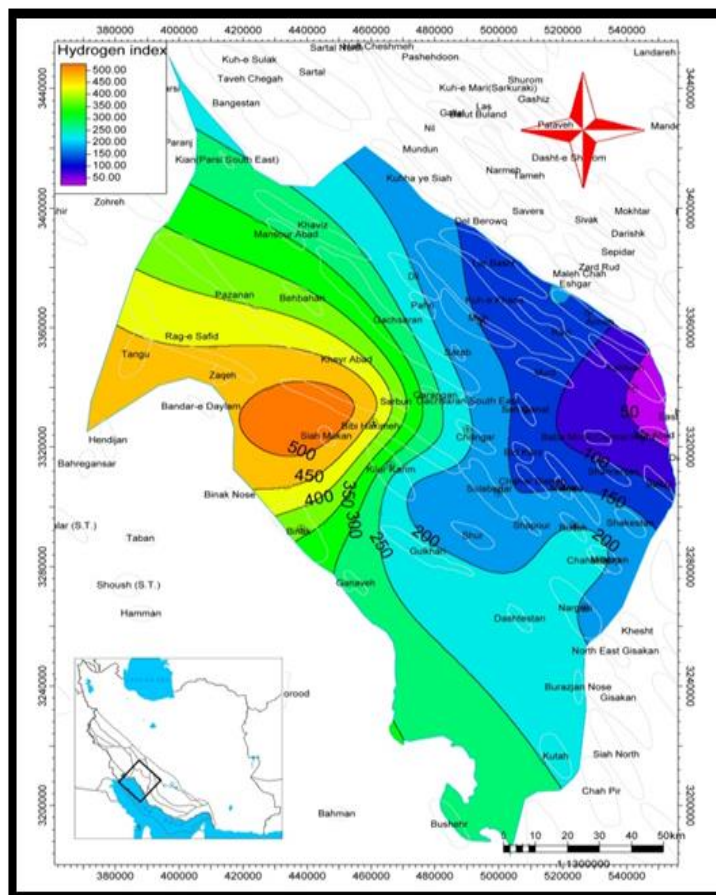
نتیجه‌گیری

سازند داریان (سن آپسین) با سنگ‌شناسی بطور عمده آهکی، بعنوان سازند مخزنی همواره دارای اهمیت بوده است. این سازند در ناحیه دزفول جنوبی ضخامت بین ۱۹۵ تا ۴۵ متر دارد و ضخامت بخش میانی آن که بعنوان زبانه کژدمی نیز معروف است بین ۱۰۰ متر تا

صفر از شرق به غرب ناحیه تغییر می‌کند. سنگ‌شناسی این بخش شامل لایه‌های شیلی تیره با رادیولر و شیل‌ها و مارن‌های حاوی فرامینیفرهای پلانکتونیک از جمله هدبرگلا، سوزن اسفنج می‌باشد که به ندرت دارای رادیولر است. بخش میانی داریان از نظر سنگ‌منشاء هیدروکربن دارای اهمیت است که تاکنون به آن پرداخته نشده بود. در این مطالعه نتایج آنالیز راک‌ایول (Rock Eval) ۶۷ نمونه از لایه‌های شیلی و مارنی بخش میانی سازند داریان از سه برش سطحی و نه چاه در ناحیه دزفول جنوبی به منظور تعیین نوع کروژن، محتوای TOC و بلوغ حرارتی، مورد بررسی قرار گرفت. نتایج مطالعه نشان داد که اولاً هیدروکربن تولیدی برجا بوده و دارای آلودگی هیدروکربنی نیست و مقادیر TOC بخش میانی داریان از ۰/۲ تا ۲/۵٪ وزنی با درصد متوسط ۱/۱٪ وزنی در محدوده خوب قرار دارد و این بخش شیلی شامل

خوبی برای تولید نفت و گاز در این منطقه برخوردار است. ارزیابی نمونه‌های مطالعه شده نشان می‌دهد که توان هیدروکربن‌زایی لایه‌های شیلی و مارنی بخش میانی داریان (زبانه کژدمی) در یک روند از شرق به غرب افزایش می‌یابد و این بخش بعنوان سنگ‌منشاء می‌تواند نقش مهمی در سیستم نفتی داریان بالایی و و افق‌های مخزنی بالاتر داشته باشد.

کروژن نوع II و II/III بوده و مقادیر HI از ۵۶ تا ۵۸۵ $(mg\ HC / g\ Rock)$ را نشان می‌دهد مطابق با پارامترهای T_{max} و PI که دارای میانگین میانگین $436^{\circ}C$ و 0.2 هستند، عمده لایه‌های انتخابی بویژه در بخش غربی و مرکزی ناحیه بویژه در چاه‌های بی‌بی‌حکیمه و بینک از نظر حرارتی بالغ بوده و به پنجره نفت‌زایی رسیده است. مطابق نمودار TOC در مقابل نمودار $S1 + S2$ و مقدار HI این فاصله از پتانسیل خوبی برای منبع پتانسیل



شکل ۱۳. نقشه همتراز پارامتر HI بخش میانی داریان در منطقه دزفول جنوبی

Alavi, M (2004) Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American journal of Science*, 304(1): 1-20.

Behar, F., Beaumont, V., and Penteado, H. D. B (2001) Rock-Eval 6 technology: performances and developments: *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2): 111-134.

Bordenave, M., and Burwood, R (1995) The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems, *Petroleum Source Rocks*, Springer, p. 183-207.

Cornford, C (1994) Mandal-Ekofisk (!) Petroleum System in the Central Graben of the North Sea:

سپاس‌گزاری

این تحقیق تحت حمایت مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران و معاونت پژوهشی دانشگاه شهید بهشتی بوده که نویسندگان مراتب تقدیر و تشکر را از فراهم آوردن فرصت توسط سازمان‌های مذکور بیان می‌کنند.

منابع

مطیعی، ه (۱۳۷۲) چینه‌شناسی زاگرس. طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ش. ۱، ۵۳۶ ص.

- Waples, D. W (1985) *Geochemistry in petroleum exploration*. D. Redial Publishing Company, 232 p.
- Ziegler, M (2001) *Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian plate and its hydrocarbon implications: GeoArabia*, v. 6: *GeoArabia*, 6: 445-450.
- Chapter 33: Part VI. Case Studies--Eastern Hemisphere.
- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., and Thomsen, E (2004) *A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment: Organic Geochemistry*, 35(11-12): 1461-1477.
- Dembicki Jr, H (2009) *Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals: AAPG bulletin*, 93(3): 341-356.
- Dembicki, H (2016) *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*, Elsevier, 331 p.
- Espitalié, J., Laporte, J., Madec, M., Marquis, F., Lepat, P., Paulet, J., and Boutefeu, A (1977) *Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et leur degré d'évolution: Review Institut Français du Pétrole*, v. 32.
- Hunt, J (1995) *Petroleum geochemistry and geology*, 1996, WH Freeman and Company, New York, 743p.
- Ibrahimbas, A., and Riediger, C (2004) *Hydrocarbon source rock potential as determined by Rock-Eval 6/TOC pyrolysis, Northeast British Columbia and Northwest Alberta: Summary of Activities*, p. 8-18.
- James, G., and Wynd, J (1965) *Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area: AAPG Bulletin*, 49(12): 2182-2245.
- Larter, S., and Douglas, A (1982) *Pyrolysis methods in organic geochemistry: an overview: Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 4(1): 1-19.
- Peters, K (1986) *Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: AAPG bulletin*, 70(3): 318-329.
- Peters, K. E., and Cassa, M. R (1994) *Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential elements*.
- Ronov, A (1958) *Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to the presence of petroleum): Geochemistry*, 5: 497-509.
- Sharland, P. R., Casey, D. M., Davies, R. B., Simmons, M. D., and Sutcliffe, O. E (2004) *Arabian plate sequence stratigraphy—revisions to SP2: GeoArabia*, 9(1): 199-214.
- Van Buchem, F. S (2010) *Barremian-Aptian stratigraphy and hydrocarbon habitat of the eastern Arabian Plate, Gulf Petrolink*, 614p.
- Vincent, B., van Buchem, F. S., Bulot, L. G., Immenhauser, A., Caron, M., Baghbani, D., and Huc, A. Y (2010) *Carbon-isotope stratigraphy, biostratigraphy and organic matter distribution in the Aptian–Lower Albian successions of southwest Iran (Dariyan and Kazhdumi formations): GeoArabia Special Publication*, 4(1): 139-197.