ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان در میادین بینک، گچساران و مارون با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی و مدل‌سازی حرارتی

نغمه مرتاضیان[۱*] و محمدرضا کمالی[۲]

۱- دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران،گروه زمین شناسی، ۲- پژوهشگاه صنعت نفت

Naghmeh_mortazian@yahoo.com

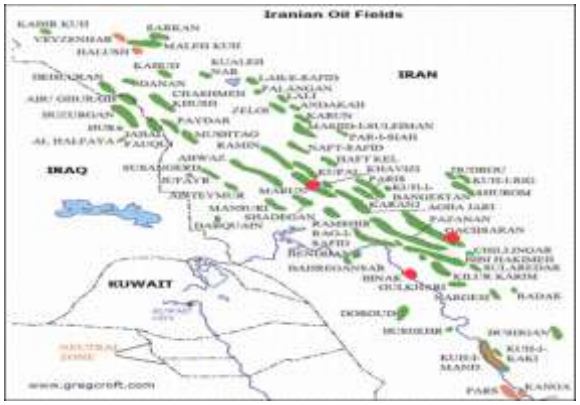
چکیده:

بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان به عنوان سنگ منشاء احتمالی در میادین نفتی مارون، گچساران و بینک با استفاده از دستگاه پیرولیز راک-اول نشان می دهد که، این سازند در میادین مارون و گچساران دارای پتانسیل تولید هیدروکربنی است. در حالی که سازند مذکور در میدان نفتی بینک از پتانسیل تولید بسیار پایین برخوردار است. مواد آلی موجود در سازند گدوان در میادین نفتی مارون و گچساران دلالت بر کروژن نوع II وIII (مخلوط) و میدان نفتی بینک از کروژن نوع III دارد. نمونه‌های سازند گدوان در میادین نفتی مارون و گچساران با توجه به مقادیر Tmax دارای بلوغ حرارتی لازم برای تولید نفت است و تمامی نمونه‌ها بالغ بوده و به مرحله پنجره نفتی رسیده اند. درمقایسه نمونه‌های مورد مطالعه در میدان نفتی بینک به علت نابالغ بودن، هنوز وارد پنجره نفت‌زایی نشده که این موضوع با توجه به نتایج حاصل از نرم افزار PBM تایید می شود. منحنی تعیین رخساره آلی سازند گدوان به ترتیب برای میادین نفتی مارون ، گچساران و بینک رخساره-های آلی BC، BC و CD می‌باشد که نشانگر محیط دریایی نسبتا احیاء تا اکسیدان می باشد.

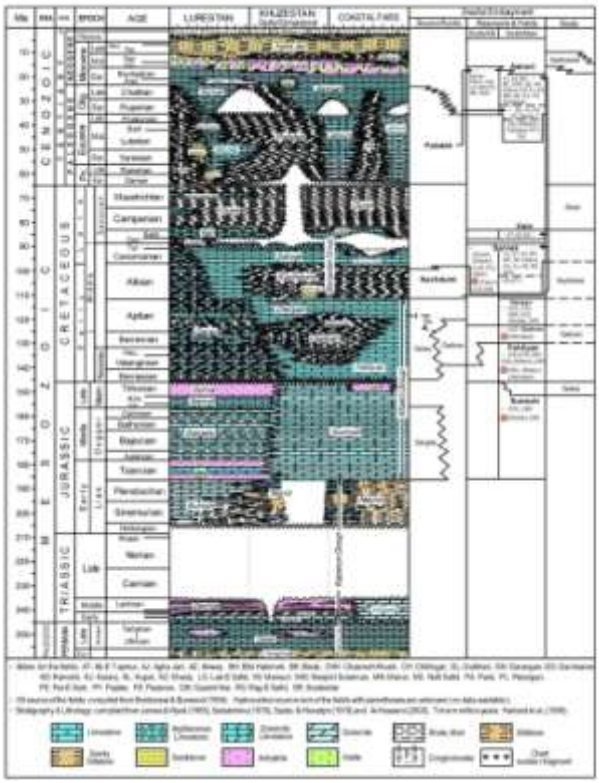
کلید واژه: سنگ منشاء ، سازند گدوان، کروژن، بلوغ، میدان نفتی مارون، گچساران

۱- مقدمه

سازند گدوان در بخش‌هایی از فروافتادگی دزفول نهشته شده است. وجود لایه‌های شیلی و آهک‌های رسی همراه با مقادیر ماده آلی مناسب در این سازند معرف یک سنگ منشاء مولد هیدروکربن است. سن سازند گدوان بر اساس فسیل‌های یافت شده نئوکومین تا آپسین است [۱]. سازند گدوان در نواحی فارس و فروافتادگی دزفول دارای ضخامت کم، حدود ۱۰۰ متر و در نواحی فارس ضخامت آن به ۲۰۰۰ متر می‌رسد[۲] . جنس سنگ‌های این سازند از نوع مارن‌های تیره سبز و قهوه‌ای متمایل به زرد، شیل و آهک‌های رسی خاکستری متمایل به سیاه است. طبقات زیرین این سازند با سازند فهلیان و طبقات راس آن با سازند داریان همبری هم شیب دارد [۱]. در این مطالعه از آنالیزهای ژئوشیمیایی راک-اول به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند گدوان، شرایط محیط رسوب گذاری و نوع هیدروکربن احتمالی و همچنین نرم افزار مدل ساز Pars Basin Modeler (PBM) استفاده شده است. استفاده از پیرولیز راک –اول می تواند در تشخیص پتانسیل هیدروکربن‌زایی و خصوصیات سنگ منشاء تعیین کننده باشد.[۳] روش مدل‌سازی یکی از روش‌های غیر مستقیم به منظور ارزیابی سنگ‌های منشاء یک حوضه جهت پی بردن به وضعیت بلوغ و درجه پختگی مواد آلی، عمق و زمان تشکیل نفت آن است. هدف از این مطالعه بررسی جامع سازند گدوان به عنوان یک سنگ منشاء در فروافتادگی دزفول می‌باشد که، برای رسیدن به این منظور سه میدان در این منطقه انتخاب شده است (میادین بینک ، گچساران و مارون) و با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی و نرم افزار مدل ساز PBM پتانسیل هیدروکربن‌زایی(نفت و یا گاز) و همچنین پنجره‌های تولید هیدروکربن آن در هر میدان مشخص شده‌است. موقعیت میادین تحت مطالعه در منطقه فروافتادگی دزفول و همچنین ستون استراتیگرافی در ناحیه جنوب غرب ایران به ترتیب در شکل‌های ۱ و ۲ نشان داده شده‌است.



شکل ۱- موقعیت میادین مورد مطالعه در منطقه فروافتادگی دزفول [۲]



شکل ۲- روابط بین سنگ‌های منشاء، مخزن و پوش سنگ‌های جنوب غرب ایران[۱]

۲- روش مطالعه

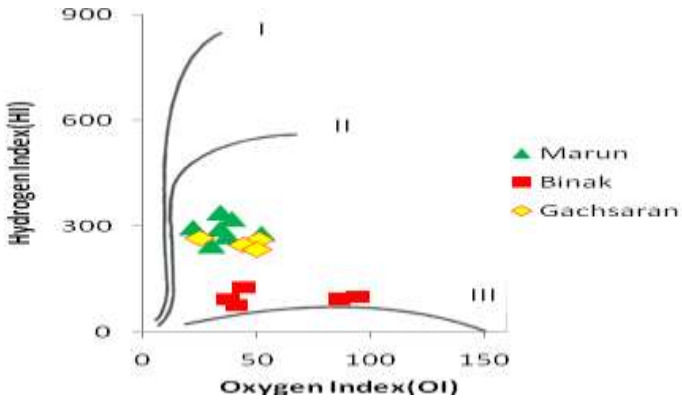
جهت انجام این مطالعه ۱۶ نمونه خرده حفاری‌های سازند گدوان مربوط به میادین بینک، گچساران و مارون جمع‌آوری و مورد آزمایش قرار گرفته است. پس از زدودن مواد افزودنی به گل حفاری و تاثیر گذار بر نتایج، مقدار ۵۰-۷۰ میلی گرم از هر نمونه پودر و هموژنیزه شده و سپس توسط دستگاه پیرولیز راک-اول مورد آنالیز قرار گرفت و پارامترهایی نظیر TOC ,S1 TPI ,OI ,HI ,Tmax ,S3 ,S2 اندازه‌گیری شد. پارامترهای مهم محاسبه شده توسط این دستگاه که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته به شرح زیر است:

S1, S2, S3, Tmax, TOC,(OI), (HI), (TPI)

با توجه به اطلاعات بدست آمده نوع کروژن، میزان پختگی و وضعیت پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گدوان مورد ارزیابی قرار گرفت.

أ. نوع کروژن:

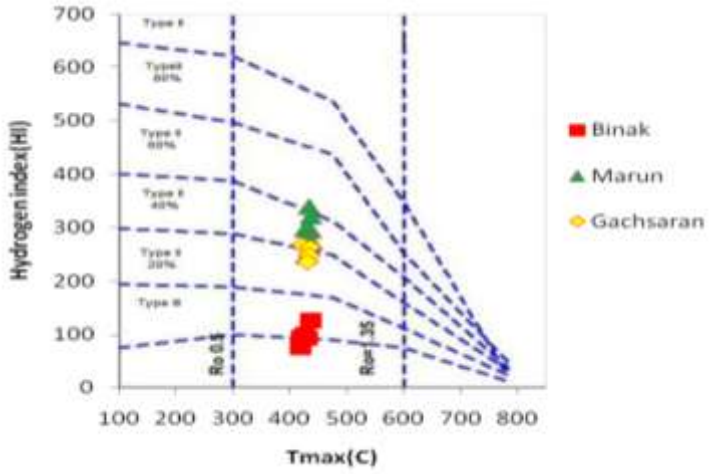
نوع ماده آلی (کروژن) فاکتور مهمی برای ارزیابی پتانسیل سنگ منشاء بوده و تاثیر زیادی بر ماهیت هیدروکربن تولیدی دارد [6]. کروژن‌های متفاوت توانایی تولید هیدروکربورهای مختلفی را دارند. به عنوان مثال، نمونه‌هایی دارای کروژن نوع I و II هستند توانایی تولید نفت بیشتری را دارند و کروژن نوع III معمولا گاززا می‌باشد.جهت تعیین نوع کروژن سازند گدوان در میادین تحت مطالعه از شاخص HI در مقابل OI استفاده‌شده و نتایج آن در شکل۳ آورده شده‌است.



شکل ۳- نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین نوع کروژن سازند گدوان در میادین تحت مطالعه [۶ و ۹]

بر اساس این نمودار همان‌طور که دیده می‌شود، سازند گدوان در میدان بینک دارای کروژن نوع III و در میادین مارون و گچساران دارای مخلوط کروژن‌های نوع II و III می‌باشد.

برای تعیین میزان هر نوع کروژن از نمودار HI در مقابل Tmax استفاده شده است(شکل۴). هرچه میزان کروژن نفت‌زا (نوعII) بیشتر باشد، میزان هیدروکربن تولیدی نیز افزایش می‌یابد.

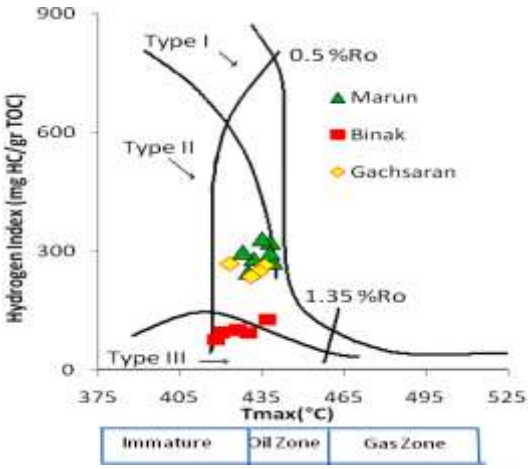


شکل ۴- نمایش تغییرات HI در مقابل Tmax به منظور شناسایی میزان ماده آلی [۵]

بر این اساس همانطور که دیده می‌شود میزان کروژن نوع II سازند گدوان، در میدان مارون حدود ۴۰٪ ، در میدان گچساران حدود ۳۰٪ و در میدان بینک فاقد کروژن نوع II است و دارای کروژن نوع III یا همان کروژن گاززا می‌باشد.

ب. تعیین بلوغ حرارتی:

جهت تعیین بلوغ حرارتی سازند گدوان در سه میدان مورد مطالعه از نمودار مقادیرHI در مقابل Tmax استفاده شده است (شکل۵).

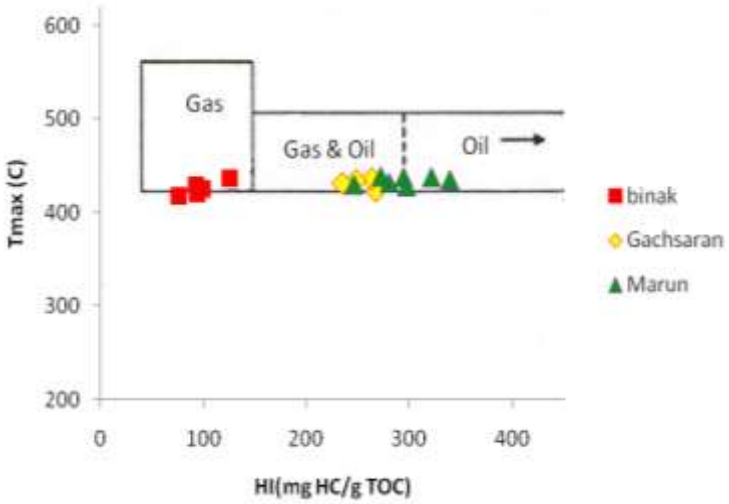


شکل ۵- نمودار مقادیر HI در مقابلTmax جهت نمایش بلوغ حرارتی [۱۰]

در میدان بینک این سازند بالغ نشده ولی در میادین مارون و گچساران دارای بلوغ بیشتری است، بطوریکه وارد پنجره نفت-زایی شده است. سازند گدوان در میدان مارون به علت داشتن HI بیشتر توانایی تولید نفت بیشتری را دارد.

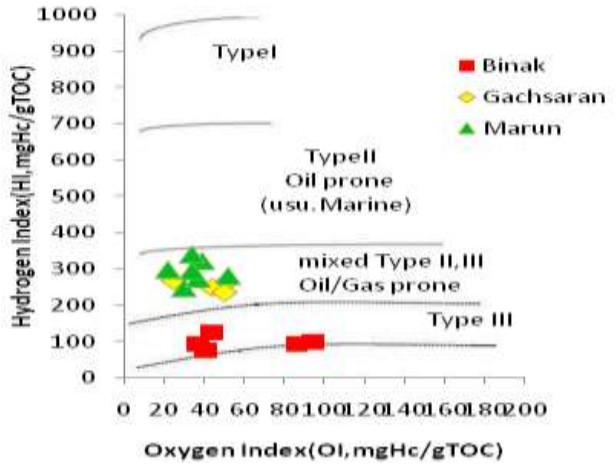
ت. نوع هیدروکربن تولیدی:

با توجه به دیاگرام HI در مقابل Tmax در میدان بینک پایین بودن میزان HI را شاهد هستیم و نوع هیدروکربن احتمالی در چاه مورد نظر گاز می‌باشد (شکل۶). در مورد میادین گچساران و مارون وضعیت متفاوت است و هیدروکربن احتمالی اغلب از نوع مخلوط نفت و گاز می‌باشد، در میدان گچساران میزان HI کمتری دیده می‌شود و هیدروکربن احتمالی از نوع مخلوط نفت و گاز است ولی در میدان مارون با افزایش میزان HI هیدروکربن احتمالی در ناحیه بین زون نفت-گاز و نفت است و می‌توان که در بین این میادین سازند گدوان در میدان مارون دارای وضعیت بهتری بوده و قادر به تولید نفت بیشتری نسبت به سایر میادین می‌باشد.



شکل ٦- نمایش تغییرات HI در مقابلTmax برای تعیین نوع هیدروکربن احتمالی [۵]

همچنین برای تعیین محدوده‌های نفت زا یا گاززا بودن این سازند بر اساس نوع کروژن‌های آن، از نمودار HI در مقابل OI استفاده شده‌است (شکل۷).

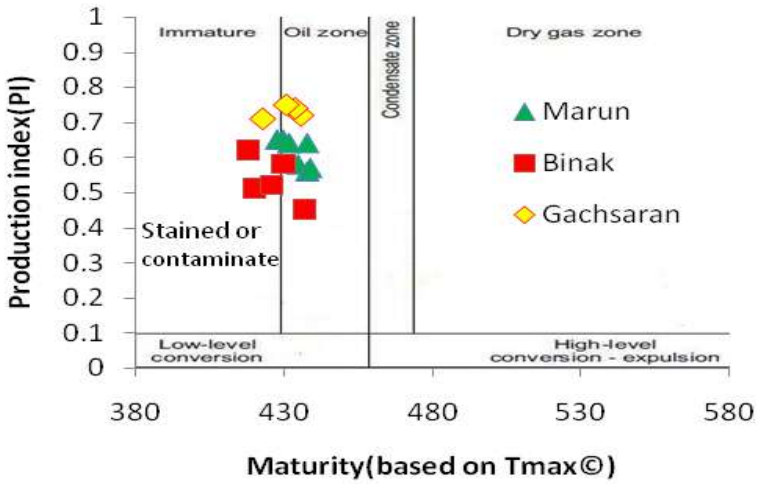


شکل۷- نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین نوع هیدروکربور تولیدی [۱۱]

بر این اساس در میدان گچساران و مارون که کروژن‌های آن مخلوطی از نوع II و III است و توانایی تولید نفت و گاز را به صورت مخلوط دارد ولی در مورد میدان بینک وضعیت متفاوت است و قادر به تولید گاز است.

ث. تعیین مچوریتی:

جهت تعیین مچوریتی و توانایی تولید هیدروکربور از نمودار PI در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax استفاده شده است (شکل۸).



شکل۸- نمودار PI در مقابل مچوریتی بر اسا Tmax [۱۱]

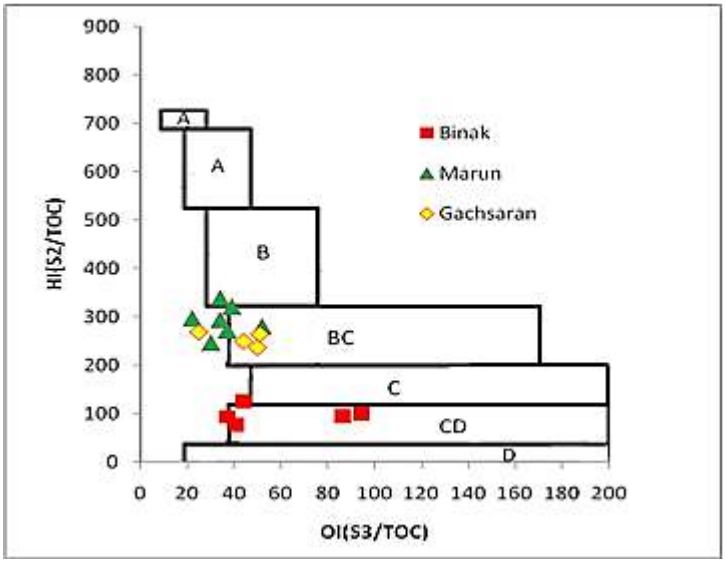
نتایج بدست آمده از این نمودار نشان می‌دهد که، سازند گدوان در میادین گچساران و مارون وارد پنجره نفت‌زایی شده، ولی در میدان بینک به علت درجه بلوغ کم در محدوده نابالغ (Immature) است. سازند گدوان بر اساس این نمودار در میدان مارون بالغ‌تر از میادین دیگر است.

ج. تعیین رخساره آلی:

یکی دیگر از اهداف این مطالعه تعیین رخساره آلی نمونه‌های مورد نظر است که برای رسیدن به این منظور، از نمودار و جدول جونز [۷] استفاده شده است که به ترتیب در شکل ۹ و جدول۱ نشان داده شده است. در این نمودار بر اساس تغییرات مقادیر HI در مقابلOI ، محدوده رخساره‌های آلی نمونه‌های مورد مطالعه تعیین شده است.

جدول۱- طبقه بندی رخساره‌های آلی بر اساس نمودار جونز [۷]

Organic Facies	H/C	O/C	HI	OI	TOC WT%	Dominant Organic Matter	Primary Organism	Depositional Environments	Primary Products	Examples Comments and Notes
A	>1.45		>850	10-30	5-20	Algal Amorph	Botryococcus, Tasmanites	Lacustrine, persistent anoxia, stratified H2O. Warm humid climate	Oil	Green River Oil Shale
AB	1.35 - 1.45		850-650	20-50	3-10	Amorphous, highly fluor. Minor terrestrial input	Conspicuous Tasmanites	Persistent anoxia, transgressive, warm-equable climate. Well Iaminated	Oil	Upper J carbonate Saudi Arabia
B	1.15 - 1.35		650-400	30-80	3-10	Amorphous, common terrestrial input	Conspicuous Tasmanites during K. Marine/non-marine algae & associated bacteria	Less persistent anoxia marine or lacustrine. Transgressive seas shallow-medium depths. Laminated	Oil	Kimmerigian, North Sea
BC	0.95 - 1.15		400-250	40-80	1-3	Mixed: some oxidation. Partially oxidized during K. Algal	Variable algal input. Diverse	Terrestrial & marine OM. Pro-delta muds-outer shelf, upper continental slopes. Rapid deposition in Oxic H2O. Rapid vertical variations	Liquids & Gas	Pro-delta muds
C	0.75 - 0.95		250-125	50-150	0.5-2	Terrestrial: some oxidation	Telinite & Colinite. Low amounts of spores, cuticles & resinite	Oxic H2O- Moderate rapid deposition in anoxic conditions	Gas prone	Lower T, off-shore Labrador
CD	0.60 - 0.75		125-50	40-150	0.5-2	Oxidized: Reworked Organic Matter	Varying amounts terrestrial & reworked OM some fine grain amorphous OM of unknown origin.	Marine fore-deeps in front of rising mountain ranges	Moderate Dry Gas capacity	K offshore eastern USA. Lower K Torok, Brooks Range
D	>0.6		<50	20-200	<0.5-2	Highly oxidized	Dominant inertinite. Highly oxidized or re-deposited residual OM.	Deep ocean to terrestrial	Dry Gas only at high maturity	Carbonate shelves

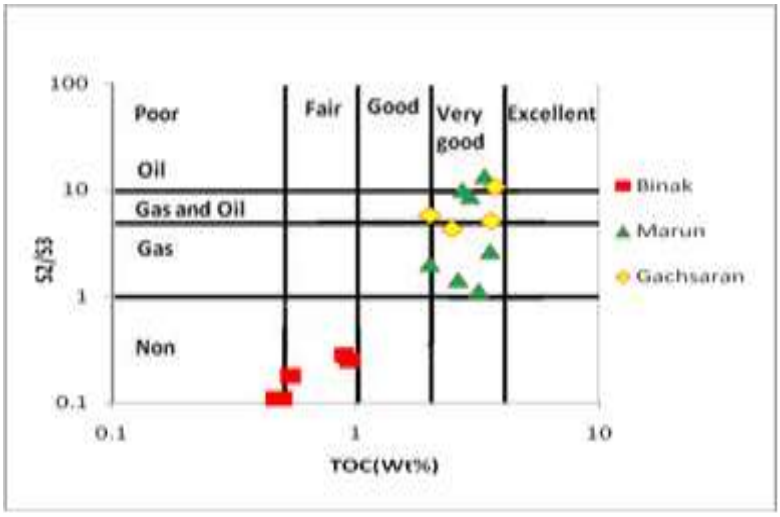


شکل ۹- نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین رخساره آلی

بر پایه طبقه بندی جونز و اطلاعات حاصل از پیرولیز راک-اول، رخساره آلی سازند گدوان در میدان بینک در محدوده CD یعنی محیط دریایی عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی قرار دارد. در میدان مارون عمدتا در محدوده BC یعنی محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب گذاری سریع در شرایط اکسیدان و در میدان گچساران نیز در محدوده BC قرار گرفته است.

ح. تعیین توانایی تولید هیدروکربن:

بمنظور تعیین توانایی تولید هیدروکربن از نمودار S2/S3 در مقابل TOC استفاده شده است و نتایج آن در شکل ۱۰ دیده می-شود.

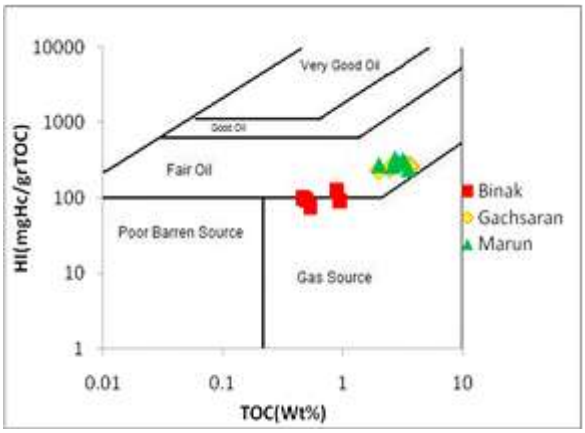


شکل ۱۰- نمودار S2/S3 در مقابل TOC جهت تعیین کیفیت و کمیت هیدروکربن تولیدی [۵]

این نمودار نشان می‌دهد سازند گدوان در میادین مارون و گچساران، توانایی تولید هیدروکربن از نوع گاز و نفت را دارد و از نظر میزان کل کربن آلی (TOC) در محدوده خیلی خوب است ولی، در میدان بینک دارای کل کربن آلی تقریبا ضعیف است و قادر به تولید هیچ نوع هیدروکربن در شرایط فعلی نیست.

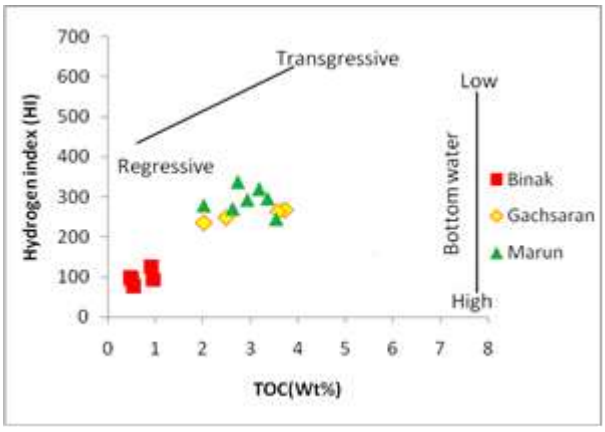
خ. تعیین کیفیت هیدروکربن تولیدی:

جهت تعیین کیفیت هیدروکربن تولیدی از پارامتر HI در مقابل TOC استفاده شده است (شکل۱۱).



شکل ۱۱- نمودار تغییرات HI در مقابل TOC جهت تعیین پتانسیل تولید هیدروکربن [۵]

نمودار فوق نشان می‌دهد این سازند در میادین گچساران و مارون قادر به تولید نفت با کیفیت متوسط است ولی، در میدان بینک این سازند قادر به تولید هیدروکربن نیست و در صورت رسیدن به بلوغ و داشتن TOC مناسب می‌تواند سنگ منشاء گاز باشد. جهت شناسایی شرایط محیط رسوب گذاری از نمودار HI در مقابل TOC استفاده شده است (شکل۱۲).

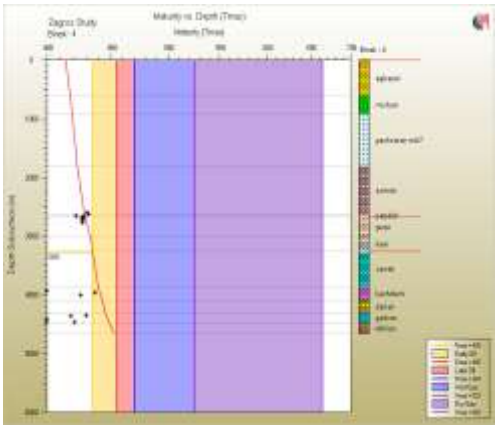


شکل۱۲- نمودار HI در مقابل TOC جهت شناسایی شرایط محیط رسوبگذاری

نمودار مقادیر شاخص هیدروژن (HI) در مقابل میزان کل کربن آلی(TOC) در میادین مورد مطالعه نشان دهنده یک سیستم پسرونده برای سازند گدوان در میدان بینک با شرایط اکسیدان در زمان رسوبگذاری است ولی، در میادین مارون و گچساران اوضاع متفاوت است و تقریبا در محدوده پسرونده تا پیشرونده قرار گرفته‌است.

د. تعیین پنجره‌های نفت‌زایی و گاززایی:

جهت تعیین پنجره‌های نفت زایی و گاززایی با استفاده از نرم افزار مدل ساز PBM ، سه چاه در سه میدان مورد مطالعه مدل شده‌است. در این شکل‌ها هررنگ محدوده خاصی را نشان می‌دهد. محدوده رنگ زرد ابتدای پنجره نفت‌زایی، محدوده رنگ قرمز انتهای پنجره نفت‌زایی، محدوده رنگ آبی گاز مرطوب و محدوده رنگ بنفش محدوده تولید گاز خشک است. خط قرمز درون این شکل نشان دهنده بلوغ بدست آمده از مدل سازی حرارتی توسط نرم افزار PBM است و علامت‌های بعلاوه(+) نشان دهنده بلوغ بدست آمده از اطلاعات ژئوشیمیایی (Tmax) است.



شکل۱۳- نمودار عمق در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax درچاه بینک-۴

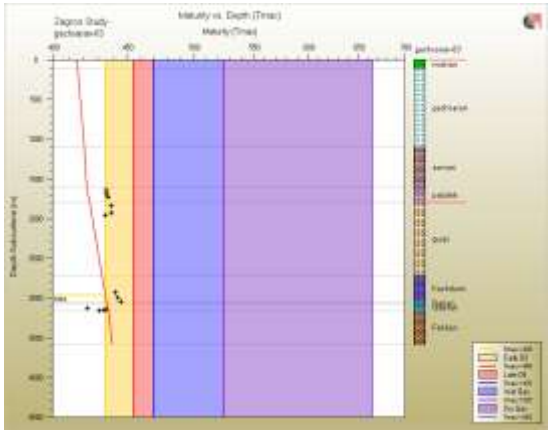
همانطور که در شکل دیده می‌شود، سازند گدوان در چاه بینک-۴ بر اساس داده‌های ژئوشیمیایی وارد پنجره نفت‌زایی نشده ولی بر اساس نمودار حاصل از مدل سازی نرم افزاری در دمای ۴۵۵ درجه سانتیگراد و عمق ۴۳۰۰ متری در ابتدای پنجره بلوغ اولیه قرار گرفته‌است. عدم همخوانی مقادیر Tmax اندازه گیری شده توسط دستگاه راک-اول با روند بلوغ ارائه شده توسط نرم افزار می‌تواند ناشی از:

۱) ریزش کنده‌های حفاری از لایه‌های جوان‌تر (Caving)

۲) آغشتگی سنگ منشاء به نفت مهاجرت یافته (Oil staining)

۳) پدیده اثر ماتریس کانی سبب جذب هیدروکربن توسط سطوح کانی‌های رسی در حین پیرولیز باعث عدم تحول پیک S2 و به تبع آن سبب کاهش مقادیر Tmax می‌گردد.

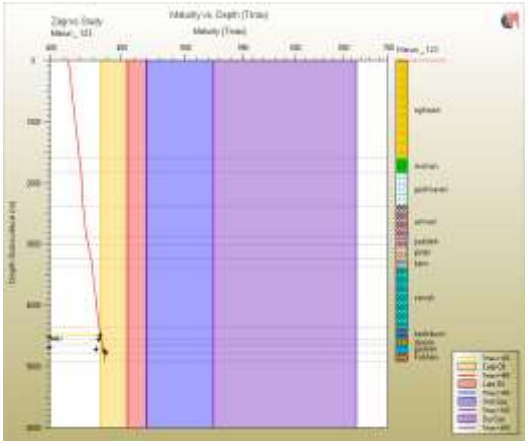
در حین پیرولیز به علت جذب هیدروکربن تولید شده از کروژن توسط سطوح فعال کانی‌های رسی پیک S2 به اندازه طبیعی تکامل نیافته، در نتیجه Tmax نیز عدد کمتری را نشان می‌دهد. این موضوع در مورد سازندها و چاه‌های دیگر نیز صادق است و علت پایین بودن مقادیر Tmax را نسبت به مدل حرارتی (PBM) توجیه می‌کند. در مدل‌سازی، دمای سطح زمین ۳۰ درجه سانتی‌گراد در نظر گرفته شده است و مقادیر شیب زمین گرمایی در عمق ۴۰۰۰ متر حدود ۱۴۲ درجه سانتی‌گراد می‌باشد که، با نتایج مدل حرارتی کاملا مطابقت دارد [5]. عوامل مذکور به ویژه پدیده آغشتگی به نفت در اثر مهاجرت در بیشتر موارد مشاهده شده است [8].



شکل۱۴- نمودار عمق در مقابل مچوریتی بر اساس Tmax در چاه گچساران-۸۳

براساس این شکل سازند گدوان در چاه گچساران—۸۳ در دمای ٤۳۷ درجه سانتی‌گراد و عمق ۳۰۷۵ متری در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار گرفته‌است. نقاط مشخص شده با علامت (+)، نشان دهنده اندازه گیری‌های واقعی نمونه‌های بدست آمده از

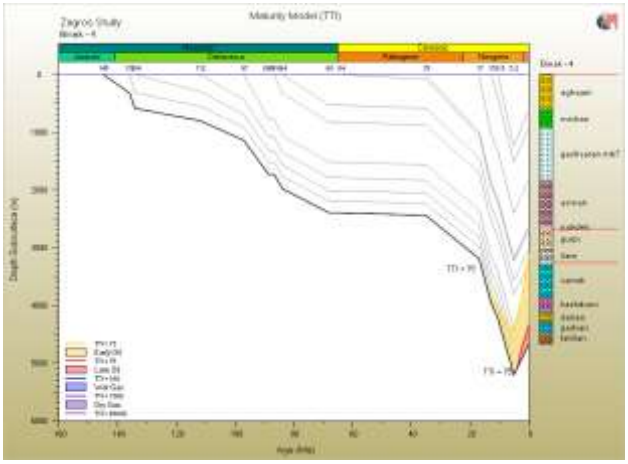
چاه (Tmax) می‌باشد و همانطوریکه دیده می‌شود برخط بلوغ حاصل از مدل منطبق است و همخوانی کامل بین نتایج حاصل از اطلاعات ژئوشیمیایی و مدل نرم افزاری دیده می‌شود. البته همیشه تفاوت‌هایی بین نتایج حاصل از مدل و داده‌های ژئوشیمیایی دیده می‌شود که تا حد کم آن قابل چشم پوشی است.



شکل ۱۵- نمودار عمق در مقابل مچوریتی بر اساس Tmaxدر چاه مارون-۱۲۳

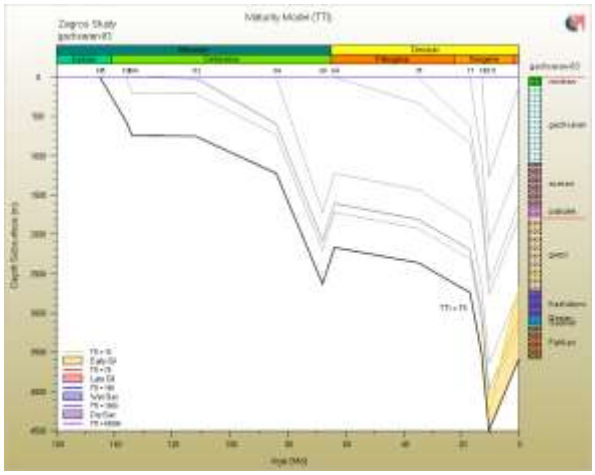
در این میدان بر اساس نمودار حاصل از نرم افزار PBM سازند گدوان در عمق ۴۶۵۰ متری وارد پنجره نفت‌زایی شده که این نتیجه با اطلاعات حاصل از داده‌های ژئوشیمیایی دمای ^{O}C Tmax=۴۳۷ تطابق دارد و همخوانی بسیار نزدیک بین داده‌های ژئوشیمیایی حاصل از پیرولیز راک-اول و مدل نرم افزاری دیده می‌شود. این تطابق در خصوص سازند کژدمی هم دیده می-شود و نشان دهنده قرار گرفتن این سازند در محدوده ابتدای پنجره نفت زایی است.

جهت تعیین پنجره‌های گاززایی و نفت‌زایی از نمودار عمق در مقابل سن استفاده شده‌است و با استفاده از نرم افزار PBM این نمودار مدل‌سازی شده‌است.



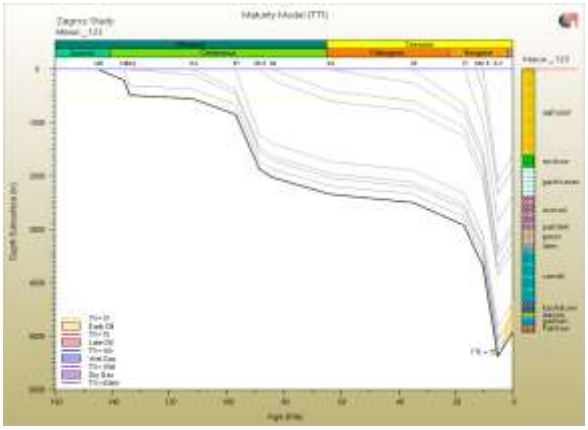
شکل ۱۶- پنجره‌های بلوغ بر اساس روش TTI در چاه بینک-۴

در این شکل همانطور که دیده‌می‌شود، براساس رنگ‌های مختلف محدوده‌های زون‌های نفت‌زایی و گاززایی مشخص شده است. محدوده‌های رنگ زرد و قرمز نشان دهنده زون نفت‌زایی است که، رنگ زرد ابتدای پنجره نفت‌زایی و رنگ قرمز انتهای پنجره نفت‌زایی را مشخص می‌نماید. همچنین محدوده آبی رنگ زون تولید گاز مرطوب و محدوده رنگ بنفش زون تولید گاز خشک را نشان می‌دهد. سازند گدوان در ۱۷.۵ میلیون سال پیش وارد پنجره بلوغ اولیه شده و در ۲.۵ میلیون سال گذشته در پنجره بلوغ میانی قرار گرفته و از آن زمان تا کنون در مرحله بلوغ میانی (تولید نفت) قرار دارد.



شکل ۱۷- پنجره‌های بلوغ بر اساس روش TTI در چاه گچساران-۸۳

سازند گدوان از ۷ میلیون سال پیش وقتی در عمق ۳۹۱۰ متری قرار داشت، در پنجره نفت‌زایی قرار گرفت و با توجه به رنگ مشخص شده در نمودار، این سازند در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار گرفته و دارای بلوغ متوسط است و در حال حاضر نیز در همین محدوده قرار دارد.



شکل ۱۸- پنجره‌های بلوغ بر اساس روش TTI در چاه مارون-۱۲۳

سازند گدوان در ۲.۵ میلیون سال پیش در عمق ٤٨٤٠ متری، وارد شدن به پنجره نفت‌زایی را نشان می‌دهد و از آن زمان تا کنون افزایش بلوغ چندانی نداشته و هنوز در ابتدای پنجره نفت زایی بوده و دارای بلوغ متوسطی است.

۳- بحث و نتیجه‌گیری

به طور کلی با مطالعه پارامترهای ژئوشیمیایی در قالب نمودارها مشخص شده است که، سازند گدوان در میادین گچساران و مارون دارای بلوغ متوسط تا خوب است و قادر به تولید هیدروکربن از نوع نفت و گاز است، ولی در میدان بینک وضعیت متفاوت است و این سازند به بلوغ نرسیده و قادر به تولید هیچ نوع هیدروکربن نیست. سازند گدوان در میادین گچساران و مارون دارای کروژن نوع IIوIII بصورت مخلوط است، ولی در میدان بینک کروژن آن غالبا از نوع III می‌باشد. میادین مارون، گچساران و بینک در منطقه فروافتادگی دزفول روند شمالی-جنوبی دارند و می توان نتیجه گرفت که با نتایج بدست آمده در این منطقه هرچه از شمال به سمت جنوب می‌رویم (میدان بینک)، از پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند کاسته می‌شود.

بر اساس نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین رخساره آلی، مشخص شد که، سازند گدوان در بخش‌های جنوبی فروافتادگی دزفول (میدان بینک) در یک محیط عمیق دریایی در مجاورت مناطق کوهزایی با مواد آلی نابرجا شده (رخسارهCD) رسوبگذاری کرده‌است و در صورت رسیدن به بلوغ قادر به تولید هیدروکربن از نوع گاز است، ولی بخش‌های شمالی‌تر (میادین مارون و گچساران) در یک محیط دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوبگذاری سریع و در شرایط نسبتا اکسیدان (رخساره BC) نهشته شده‌است که در این قسمت، سازند گدوان توانایی تولید هیدروکربن از نوع نفت و گاز را دارد. هر چند سازند گدوان در میدان مارون در مقایسه با میدان گچساران بعلت فراوانی کروژن نوع II وضعیت مطلوب‌تری از نقطه نظر تولید هیدروکربن دارد.

جهت تعیین بلوغ حرارتی سازند گدوان در سه میدان مورد مطالعه از نمودار مقادیر HI در مقابل Tmax استفاده شده است که نشان می‌دهد، در میدان بینک این سازند بلوغ کافی پیدا نکرده ولی در میادین مارون و گچساران دارای بلوغ بیشتری است و وارد پنجره نفت‌زایی (Oil Zone) شده است. میدان مارون به علت داشتن HI بیشتر توانایی تولید نفت بیشتری را نیز نشان می‌دهد.

منابع:

۱. خسرو تهرانی، خسرو،۱۳۸٤، زمین شناسی ایران

۲. مطیعی، همایون، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، سازمان زمین شناسی

3. Espitalié, J., Marquis, F., Barsony, I., 1984. Geochemical logging. In: Voorhees, K.J. (Ed.), Analytical Pyrolysis-Techniques and Applications. Butterworth, Guildford, pp. 276–304.
4. Hakimi, M.H., Abdullah, W.H., and Shalaby, M.R., 2010. Source rock characterization and oil generating potential of the Jurassic Madbi Formation, onshore East Shabowah oilfields, Republic of Yemen. Organic Geochemistry, Vol. 41, P. 513-521.
5. Peters, K.E., Cassa, M.R., 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, vol. 60, pp. 93-120.
6. -Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology (second ed), W.H. Freeman, San Francisco, USA, 743p.
7. Jones, R.W., 1987. Organic facies. In: Brooks, J., and Welte, D., Editors, Advances in Petroleum geochemistry 2. Academic Press, London, 1-90.
8. Burwood, R,& Bordenave, M.L.1991. Source rock Distribution and maturation in the zagros organic belt: province of Asmari and Bangestan reservoir oil accumulation. Bull.A.A.P.G No. 369-386.
9. Espitalie, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., and Boutefeu, A., 1977, Methode Rapide de Characterisation des Roches Meres de leur Potentiel Petrolier
10. Tissot, B., and Welte, D.N., 1984, Petroleum Formation and Occurrence, 2nd edition: Springer Verlag, Heidelberg, 699 p.
11. Thamer K. Al-Ameri, Amer Jassim Al-Khafaji and John Zumberge,2009.Petroleum system analysis of the Mishrif reservoir in the Ratawi,Zabair,North and South Rumaila oil fields,southern Iraq.
12. Boboye, O.A and Abimbola, A.F., 2009. Hydrocarbon Potential of the Lithostratigraphic Units in Late Cenomanian-Early Paleocene Shale, Southwestern Chad BasinDepartment of Geology, University of Ibadan, Ibadan, Nigeria. World Applied Sciences Journal 7 (5): 567-573

Evaluation of hydrocarbon potential of Gadvan Formation in Binak, Gachsaran and Marun fileds by geochemical methods and thermal modeling.

Naghmeh Mortazian and Mohamad reza Kamali

Abstract:

Investigation on hydrocarbon source rock potentiality of Gadvan Formation in Marun, Gachsaran and Binak oil fields using Rock-eval pyrolysis shows that Gadvan Formation in Marun and Gachsaran oil fields is an effective source rock and is capable of generating hydrocarbon (oil and gas) , whereas the same formation in the Binak oil field has no hydrocarbon generation potential. The presence of organic matter in Gadvan Formation from Marun and Gachsaran oil fields suggests a mixture of kerogen type II/III and in Binak oil field kergen type III is dominant. Based on Tmax values derived from Rock-Eval pyrolysis, Gadvan Formation in Marun and Gachsaran oil fields is thermally mature and entered oil window stage but in Binak oil field this formation is immature and has not entered oil window yet. The results obtained from pyrolysis and virtinite reflectance measurements are in good agreement with thermal history modeling using PBM software program. Organic facies curve plotted for the Gadvan Formation indicates organic facies BC for Marun and Gachsaran oil fields and organic facies CD for Binak oil field suggesting marine persistent anoxic to oxidizing conditions prevailed during early deposition.

Keywords: Source rock, Gadvan Formation, kerogen, maturation,