فصلنامه زمین‌شناسی کاربردی
سال ۹ (۱۳۹۲)، شماره ۱: ۳۰-۲۱
www.appliedgeology.ir
دانشگاه آزاد اسلامی
واحد زاهدان

ارزیابی توان هیدروکربن زایی سازند گدوان (بارمین-آپسین) در خلیج فارس

احمد رضا ربانی*[۱]، زهرا سادات مشهدی[۲]، زهره رضایی کاونرودی[۳] و شیلا حیدری[۴]

۱) دانشیار دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیر کبیر، rabbani@aut.ac.ir
۲) دانشجوی دکتری گروه مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی امیر کبیر
۳) استادیار گروه مهندسی معدن، دانشگاه آزاد اسلامی واحد فیروز آباد
٤) کارشناس ارشد گروه زمین‌شناسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات
*) عهده‌دار مکاتبات

دریافت: ۹۱/۳/۱۵؛ دریافت اصلاح شده: ۹۲/۱/۳۰؛ پذیرش: ۹۲/۲/۱؛ قابل دسترس در تارنما: ۹۲/۵/۳۱

چکیده

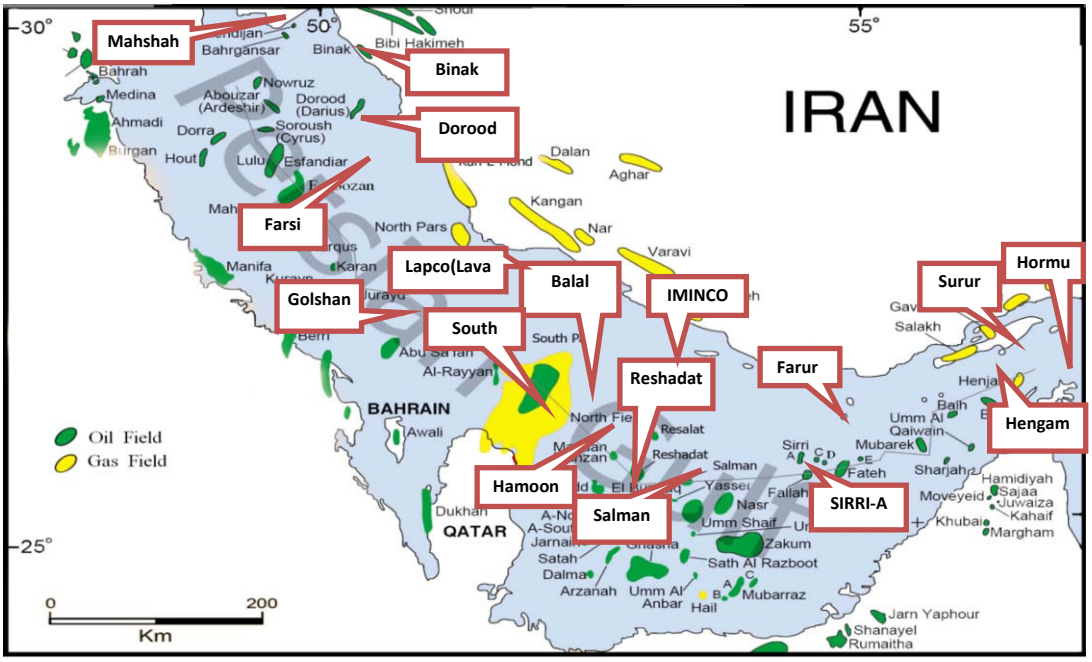
خلیج فارس بعنوان غنی ترین حوضه هیدروکربوری جهان شناخته می شود. سازند گدوان یکی از سازند های مولد هیدروکربور در جنوب ایران و منطقه خلیج فارس می باشد.در این مقاله توان هیدروکربورزایی این سازند در بخش ایرانی خلیج فارس مورد ارزیابی قرار گرفته است. ۸۷ نمونه سنگی از این سازند متعلق به ۱۸ چاه در خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفتند. ضخامت سازند گدوان از ۳۵ متر تا ۳٥٤ متر در منطقه متغییر است. بیشترین ضخامت در شرق خلیج فارس و در تنگه هرمز دیده میشود. نتایج پیرولیز راک-اول نشان می دهد میزان مواد آلی موجود در گدوان از ۰,۲٦ تا ۲,۱٦ درصد متغییر بوده و عمدتا از نوع کروژنهای تیپ II و مخلوط II/III می باشند. میزان درصد مواد آلی به سمت غرب خلیج فارس در این سازند افزایش می یابد. میزان بلوغ سازند از ٤۱۰ تا ٤٥۸ درجه سانتی‌گراد (Tmax) متغیر بوده و میزان بلوغ ۸٦ درصد نمونه ها کمتر از حد شروع زایش نفت می باشد. نتایج مدلسازی تاریخچه تدفین و حرارتی سازند گدوان نشان می دهد در بخش مرکزی خلیج فارس این سازند هنوز وارد محدوده بلوغ لازم جهت تولید هیدروکربور نشده است ولی به سمت مناطق حاشیه ای میزان بلوغ افزایش یافته و در مراحل آغازین تولید هیدروکربور قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی: سازند گدوان، بلوغ حرارتی، سنگ منشأ، پیرولیز، مدلسازی تاریخچه تدفین و حرارتی.

۱- مقدمه

خلیج فارس بعنوان غنی ترین حوضه هیدروکربوری جهان شناخته می شود. این حوضه در محدوده ای از خشکی های شرق عراق، جنوب و جنوب غرب ایران، شرق عربستان و سواحل امارات متحده عربی، قطر، بحرین و کویت قرار گرفته و حاوی تعداد زیادی از میادین نفتی و گازی می باشد. خلیج فارس فرونشست تکتونیکی کم عمقی است که در اواخر دوره ترشیری در بخش جنوبی چین‌خوردگی زاگرس تشکیل شده است، اما محور و روند اصلی آن در زمان پلیو - پلیستوسن و در اثر چین‌خوردگی زاگرس شکل گرفته است (Ghazban 2007). این حوضه ساختاری نامتقارن دارد و شیب آن در بخش سواحل ایران زیادتر و بیشترین عمق آن در این بخش واقع شده است. خط القعر خلیج فارس که در طول آن قرار گرفته است آنرا به لحاظ زمین شناسی به دو بخش پایدار عربی در جنوب و بخش ناپایدار چین خورده ایرانی تقسیم می کند. عمق متوسط خلیج فارس

۳۵ متر و عمیق ترین بخش آن در نزدیکی مدخل ورودی تنگه هرمز، حدود ۱۰۰ متر می باشد. طول این دریا معادل ۱۰۰۰ کیلومتر و عرض آن ۳۰۰-۲۰۰ کیلومتر بوده و مساحتی در حدود ۲۲۶ هزار کیلومتر مربع را می پوشاند. خلیج فارس تنها از طریق تنگه هرمز با عرض حدود ۶۰ کیلومتر با اقیانوس هند در ارتباط می‌باشد. کشورهای حاشیه خلیج فارس دارای ۶۰ درصد نفت دنیا (حدود ۷۲۸ بیلیون بشکه نفت) و ٤٥ درصد ذخائر گاز دنیا (۲۵۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی) می باشند که بخشی از این ذخائر هیدروکربنی در خلیج فارس واقع شده است. در بخش ایرانی خلیج فارس بالغ بر ۱۵ میلیارد بشکه نفت قابل برداشت در ۱٦ میدان نفتی توسعه یافته در مخازن کربناته با سن ژوراسیک، کرتاسه و ترشیاری ذخیره شده است (ربانی ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲). سازند گدوان (بارمین-آپسین) یکی از سازند مادر محتمل در منطقه خلیج فارس می باشد. این سازند با سن کرتاسه زیرین(اواخر بارمین- اوایل آپسین) متشکل از مارن، شیل و آهکهای آرژیلی است (Rahmani et al. 2010) دربخشهای میانی این سازند افقهای آهکی مشخصی بنام ممبر خلیج که در محیط دریایی باز نهشته شده وجود دارد (Soleimani 2009). این سازند بر روی سازند فهلیان و در زیر سازند داریان قرار گرفته است. در جنوب ایران از منطقه خوزستان به سمت لرستان این سازند به سازند کربناته گرو تغییر می یابد. در بخشهای جنوبی خلیج فارس (قطر وعربستان سعودی) سازند های خرایب و هوار از معادلهای زمانی این سازند می باشند.در بخش غربی خلیج فارس در محدوده کویت و جنوب عراق سازند های روتاوی و زبیر با لیتولوزی ماسه سنگ دلتایی و میان لایه های شیلی از نظر زمانی معادل سازند گدوان می‌باشند (Al-Ameri 2010). این مطالعه به ارزیابی سازند گدوان در ۱۸ چاه و میدان در گستره بخش ایرانی خلیج فارس پرداخته است. موقعیت محل نمونه برداری در تصویر ۱ دیده میشود. جهت ارزیابی توان هیدروکربوری زایی و میزان بلوغ این سازند از روش پیرولیز راک-اول به همراه مدلساری یک بعدی تاریخچه تدفین و حرارتی استفاده شده است.



تصویر ۱- موقعیت چاه و میادین مورد مطالعه در منطقه خلیج فارس

۲- متدهای مورد استفاده

۲-۱- آنالیز پیرولیز راک اول

روش آنالیز راک اول امروزه کاربرد گسترده در ارزیابی سازندهای هیدروکربورزا و هم چنین در مطالعات اکتشافی نفت و گاز دارد (Espitalie et al. 1984, Peters 1986, Behar et al. 2001, Dahl et al. 2004, Rabbani 2006). در این روش مقدار اندکی از نمونه پودر شده سنگ مورد مطالعه (۷۰ میلیگرم) در یک محیط اتمسفری نیتروژن به منظور تعیین مقدار هیدروکربورهای آزاد موجود در سنگ (پیک S1) و پتانسیل باقی مانده که درصورت بلوغ قادر به تولید هیدرو کربور است (پیک S2) تا ٦۵۰ درجه با نرخ ۲۵ درجه سانتیگراد در دقیقه در آون پیرولیز حرارت داده می شود. هیدروکربورهای آزاد شده که تا حرارت ۳۰۰ درجه سانتیگراد بخار شده توسط آشکارساز(Flame Ionization Detector, FID) تحت عنوان پارامتر S1 برحسب میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (mg

(HC/g Rock)نشان داده می‌شوند. در نتیجه افزایش حرارت مواد آلی موجود در سنگ در نتیجه پیرولیز حرارتی تبدیل به هیدروکربور شده و مقدار آن تحت عنوان پارامترS2 برحسب میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ اندازه گیری میشود. درجه حرارتی که در آن درجه حداکثر هیدروکربور تولید می شود تحت عنوان Tmax بیان شده که پارامتر مهم در ارزیابی درجه بلوغ مواد آلی سنگ مورد مطالعه است. گروههای کربوکسیلی موجود در کروژن سنگ در دمای بین ۳۰۰ الی ۳۹۰ درجه سانتیگراد شکسته شده و بصورتCO2 آزاد می شوند،که توسط آشکار سازدیگری به نام IR_CELL آنالیز و تحت عنوان پارامترS3 نشان داده میشود. این پارامترها کمییت مواد آلی موجود در نمونه مورد مطالعه را در اهداف اکتشافی بیان می کنند. مواد آلی باقی مانده در سنگ درآون اکسیداسیون با نرخ ۲۰ درجه سانتیگراد در دقیقه تا ۸۵۰ درجه حرارت داده میشود و پارامترهای متعدد دیگری اندازه گیری میشود . مقدار کربن پسمانده (S4)توسط سیستم اکسیداسیون دستگاه و با استفاده از آشکار ساز TCDمحاسبه می‌گردد. مساحت زیر هر کدام از منحنی‌هایS1,S2,S3 نشان دهنده مقدار هیدروکربور اندازه‌گیری شده برحسب میلی‌گرم هیدروکربور در هر گرم سنگ است که توسط FID آنالیز و براساس کالیبره کردن این آشکار ساز توسط یک استاندارد محاسبه می‌شود. با استفاده از این مقدار و مقادیری که در مرحله اکسیداسیون بدست می‌آیند، کل کربن آلیTOC نمونه مورد مطالعه محاسبه می‌گردد. نسبت مقدار S2 به TOC را اندکس هیدروژن و نسبت S3 به TOC را اندکس اکسیژن ونسبت S2/TOC را اندیس هیدروژن و نسبت (S1+S2) /S1را اندکس تولید (PI) می نامند. در این پژوهش تعداد ۸۷ نمونه از خرده های حفاری متعلق به ۱۸ چاه در خلیج فارس با استفاده از دستگاه راک اول ٦ دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیر کبیر مورد بررسی قرار گرفتند .

۲-۲- مدلسازی تاریخچه تدفین و حرارتی

در روشهای آزمایشگاهی برای ارزیابی یک سنگ منشا از سه روش کلی پتروگرافی آلی، آنالیز شیمیایی و ارزیابی حرارتی استفاده می شود. با استفاده از این روش‌ها، پارامترهایی نظیر مقدار، نوع و درجه بلوغ مواد آلی مشخص می گردند. این در حالی است که اندازه‌گیری مستقیم بلوغ حرارتی سنگ منشا، عموما با مشکلاتی چون محدودیت در دسترسی به نمونه های مناسب و قابل استفاده در بسیاری از چاهها و مناطق همراه است. همچنین نمونه‌های جمع آوری شده نیز تنها معرف وضعیت کنونی بلوغ و زایش نفت می‌باشند و هیچ اطلاعی از زمان، عمق و درجه حرارت زایش نفت در اختیار قرار نمی دهند. به همین دلیل از روشهای غیرمستقیم برای محاسبه بلوغ حرارتی سنگ منشا استفاده می‌شود. از جمله این روشها، بررسی تاریخچه تدفین سنگ های منشأ یک حوضه است. به وسیله این روش می توان وضعیت بلوغ، میزان پختگی مواد آلی، عمق و زمان تشکیل هیدروکربور را مشخص نمود. در این پژوهش با استفاده از نرم افزار پترومد تاریخچه تدفین و حرارتی سازند گدوان در تعدادی از میادین مورد بررسی قرار گرفت.

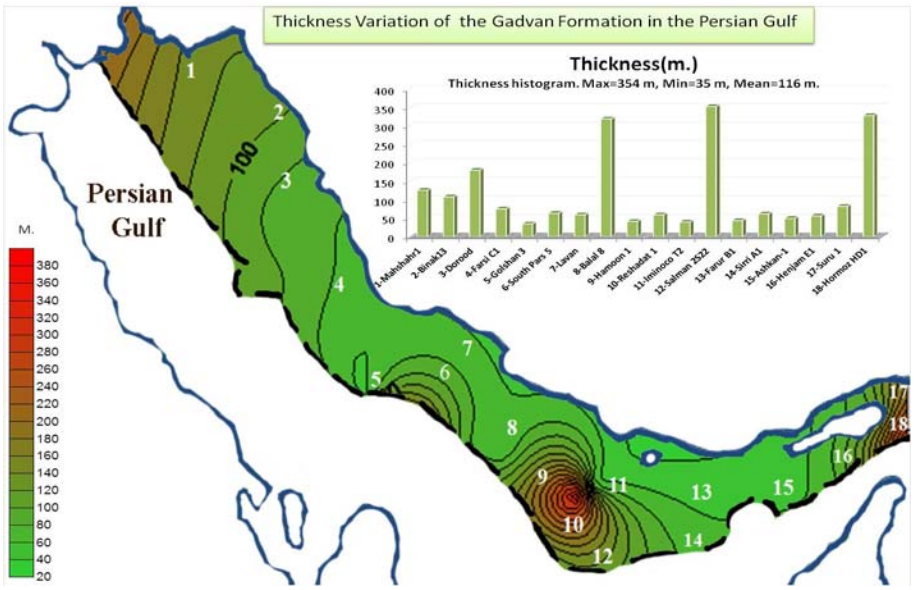
۳- نتایج و تعبیر و تفسیر

اطلاعات مربوط به نتایج پیرولیز سازند گدوان در جدول زیر آمده است.

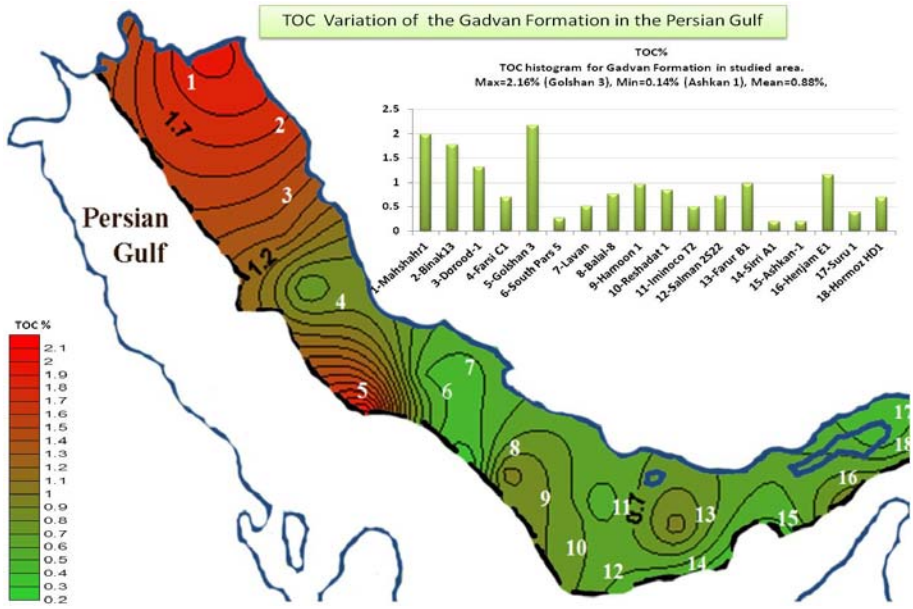
جدول ۱-میانگین پارامترهای پیرولیز سازند گدوان در چاههای خلیج فارس

Well Names	Thickness	TOC	S1	S2	S3	Tmax	HI	OI
Mahshahr1	127	1.98	11.92	5.01	0.66	435	248	34
Binak13	109	1.77	11.14	4.01	0.74	430	226	42
Dorood	68	1.32	5.05	3.37	1.32	427	255	100
Farsi C1	76	0.69	1.12	1.57	1.1	420	198	91
Golshan 3	35	2.16	11.26	3.29	1.76	419	145	84
Balal	320	0.76	1.34	2	0.77	428	220	200
(Lavan) 1E1	60	0.51	0.43	1.48	0.77	427	230	119
South Pars 5	64	0.26	0.25	0.98	1.65	426	280	170
Hamoon 1	42	0.96	1	3.15	0.96	424	324	88
Reshadat 1	60	0.84	4.55	1.14	1.84	419	137	171
IMINOCO T2	40	0.5	1.49	0.61	1.64	421	122	172
Salman 2S22	354	0.71	0.72	1.71	2.83	419	158	148
Farur B1	44.2	0.97	4.56	1.39	1.27	458	134	114
Sirri A1	62.5	0.2	0.14	0.16	0.42	431	90.7	228
ASHKAN-1	50	0.2	0.1	0.16	0.43	441	118	331
Henjam E1	57	1.15	3.91	1.24	2.61	410	108	170
Suru 1	83	0.39	1.49	0.33	2.01	423	83	171
Hormoz HD1	329	0.69	3.52	2.77	0.67	442	406	100

سازند گدوان تقریباً در کل گستره خلیج فارس نهشته شده است و ضخامت آن به سمت شمال غرب و در مرکز خلیج فارس افزایش می‌یابد و در این نواحی به پنجره تولید نفت رسیده است. بیشترین مقدار ضخامت در چاه سلمان (۳۵٤ متر) و کمترین میزان در چاه تنب (۳۳ متر) دیده می شود. میانگین ضخامت گدوان در چاه‌های مورد مطالعه در خلیج فارس ۱۱٦ متر می‌باشد (تصویر ۲). بیشترین میزان ماده آلی در چاه گلشن (۲/۱٦ درصد) و کمترین میزان در چاه پارس جنوبی (۰/۲٦) مشاهده می شود. میانگین ماده آلی در این سازند ۰/۸۹ درصد می‌باشد و غنای متوسط را نشان می‌دهد. میزان ماده آلی در قسمت‌های غربی بیشتر از سایر بخش‌ها است (تصویر ۳).



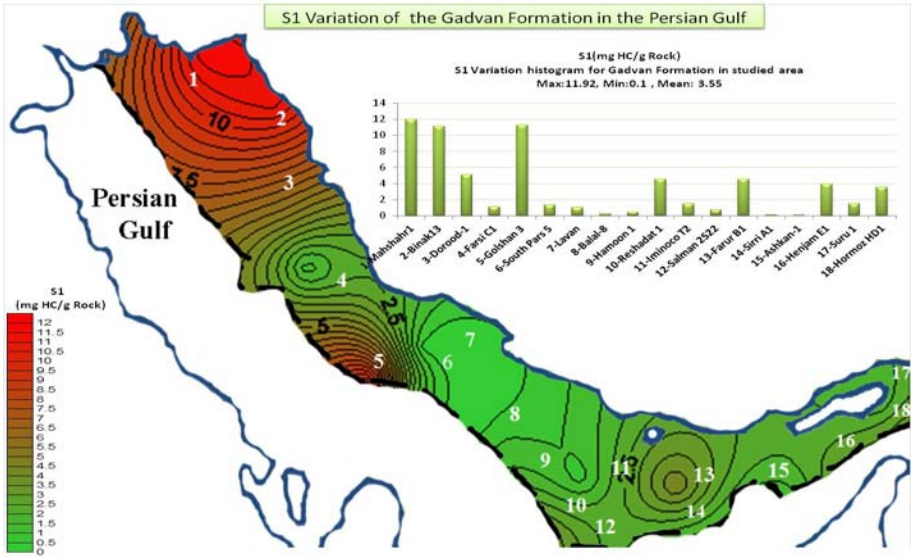
تصویر۲- تغییرات ضخامت سازند گدوان در منطقه خلیج فارس



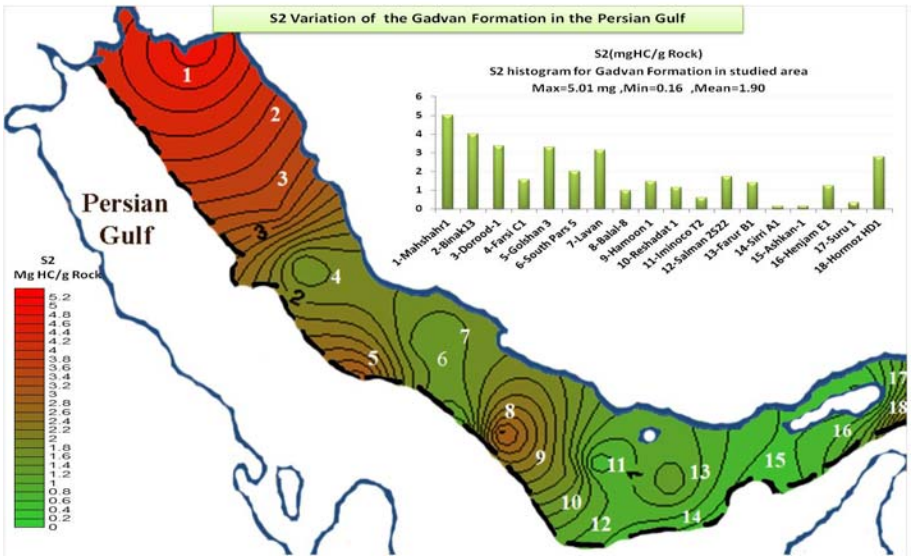
تصویر ۳- تغییرات میزان ماده آلی سازند گدوان در خلیج فارس

بیشترین میزان هیدروکربورهای آزاد (S1) در چاه ماهشهر (۱۱/۹۲ میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ) و کمترین میزان در پارس جنوبی (۰/۲۵ میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ) مشاهده می‌شود. میانگین S1 در چاه‌های مذکور ٤/۱۱ میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ بوده و میزان این پارامتر از شرق به سمت غرب ناحیه خلیج فارس افزایش می‌یابد و در شمال غربی بیشترین مقدار را نشان می دهد (تصویر٤).

سازند گدوان با میانگین پتانسیل باقی مانده معادل ۲/۱۶ (میلی گرم هیدرو کربور بر گرم ماده آلی) یکی از سازند های مادر خوب در منطقه خلیج فارس است. بیشترین میزان S2 در چاه ماهشهر (۵/۰۱ میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ) و کمترین مقدار این پارامتر در چاه سورو (۰/۳۳ میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ) اندازه گیری شده است. میزان S2 در غرب بیشتر از سایر قسمت‌ها بوده و از شرق خلیج فارس به سمت قسمت‌های غربی خلیج فارس میزان این پارامتر افزایش میابد که نشان از افزایش توانمندی این سازند به سمت غرب و شمال غرب خلیج فارس دارد (تصویر ۵).



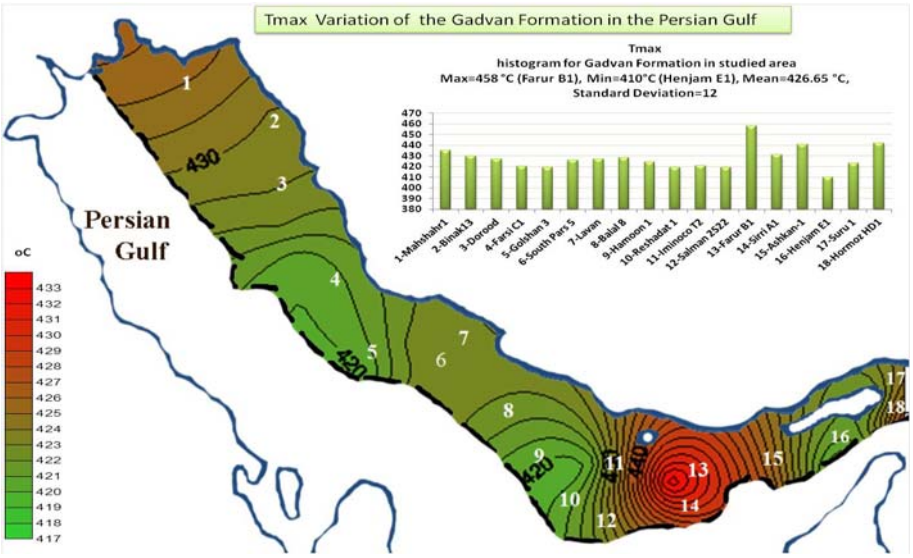
تصویر٤- تغییرات میزان هیدروکربن های آزادS1 سازند گدوان در خلیج فارس



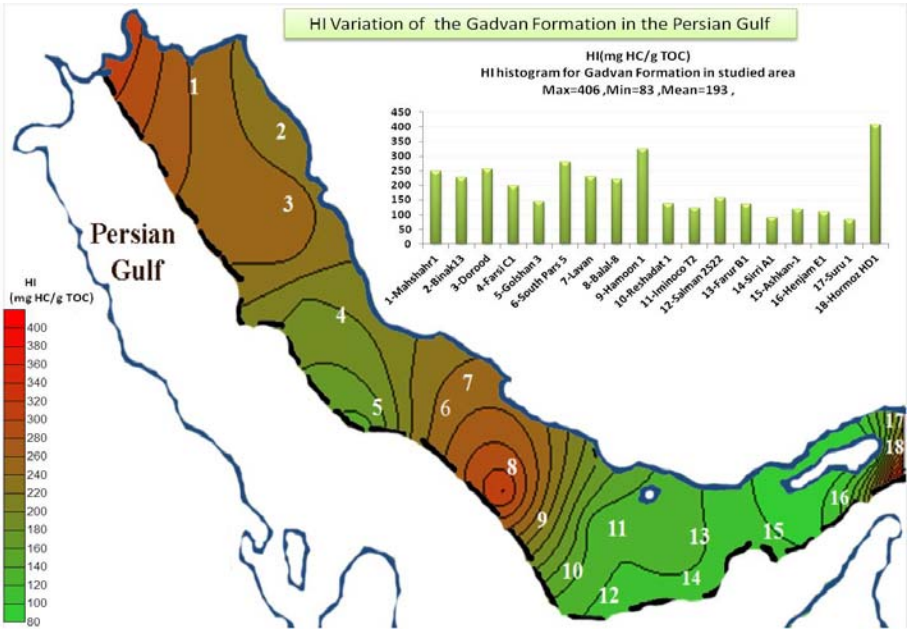
تصویر٥- تغییرات پارامتر S2 سازند گدوان در منطقه خلیج فارس

وضعیت بلوغ سازند گدوان در گستره خلیج فارس متغیر است. بیشترین میزان دمای بیشینه در چاه فرور (٤٥٨ درجه سانتیگراد) دیده شده و در مرحله تولید گاز قرار دارد. کمترین میزان دمای بیشینه متعلق به چاه هنگام (٤١٠ درجه سانتیگراد) می باشدکه نابالغ است. میانگین دمای بیشینه در چاه‌های ذکر شده ٤٢٧ درجه سانتیگراد می‌باشد (تصویر ٦). بیشترین میزان اندیس هیدروژن در چاه هرمز (٤٠٦ میلی گرم هیدروکربن در گرم ماده آلی) و کمترین میزان در سورو (٨٣ میلی گرم هیدروکربن در گرم ماده آلی) ملاحظه شده است. در محدوده میادین سورو، هنگام، سیری، فرور، ایمینکو و سلمان میزان این اندیس در کمترین مقدار واز این منطقه به سمت تنگه

هرمز و هم چنین به سمت غرب و شمال غـرب ایـن انـدیس افـزایش میابد که نشان دهنده افزایش توان سنگ مادر گـدوان بـه سـمت ایـن مناطق می‌باشد (تصویر ۷).

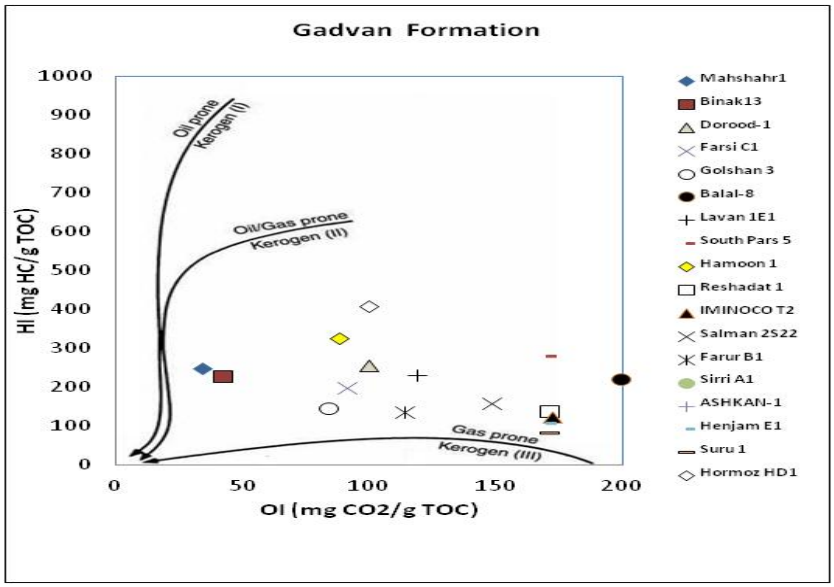


تصویر ٦- تغییرات دمای بیشینه سازند گدوان در منطقه خلیج فارس

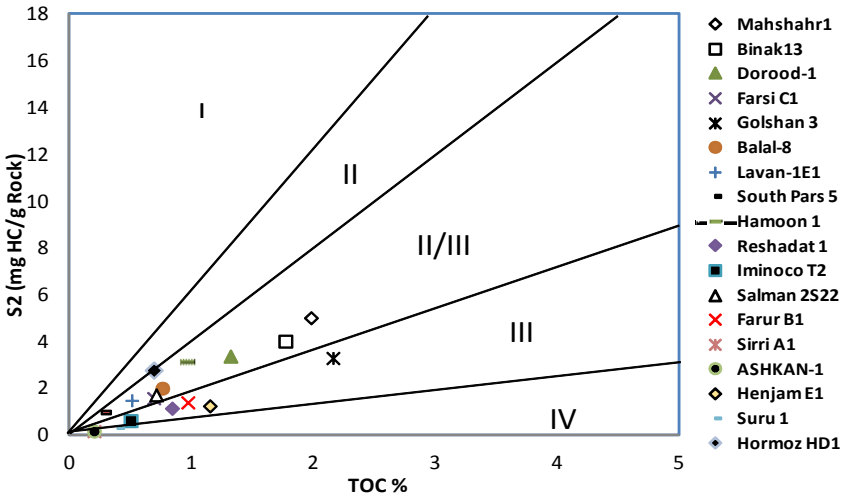


تصویر ۷ - تغییرات اندیس هیدروژن سازند گدوان در منطقه خلیج فارس

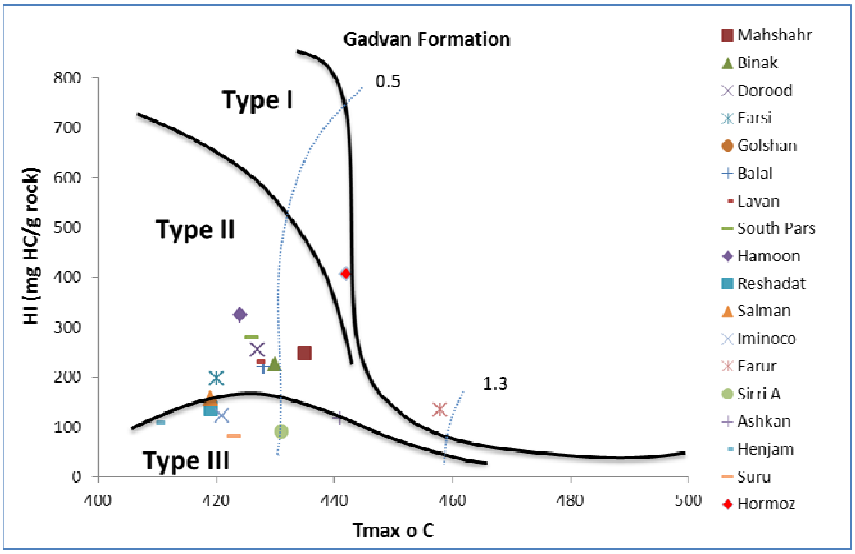
بر اساس نمودار ون کرولن نوع مواد آلی موجود در این سازند شامل کروژنهای تیپ III و مخلوط II/III می باشد (تصاویر ۸، ۹ و ۱۰). در میادینی مانند سورو، هنگام، سیری، فرور ،ایمینکو وسـلمان کـه میـزان اندیس هیدروژن آنها در کمترین میزان است نوع مواد آلی آنهـا از نـوع کروژنهای تیـپ III بـوده و در سـایر میـادین عمـدتا کرونهـا از تیـپ مخلوط II/III می باشند. این سازند در چاه فرور در مرحله گاز زایی و در منطقه شمال غرب خلیج فارسبه مرحله نفت زایی وارد شده اسـت. در سایر مناطق هنوز به مرحله بلوغ و زایش نفت نرسیده است. عمـده هیدروکربور های آزاد موجود در نمونه های مورد مطالعـه ایـن سـازند منشاء درجا داشته و از مواد آلی موجـود در خـود ایـن سـازند منشـاء گرفته است.



تصویر ۸- دیاگرام ون کرولن برای سازند گدوان با استفاده از اندیس اکسیژن و اندیس هیدروژن

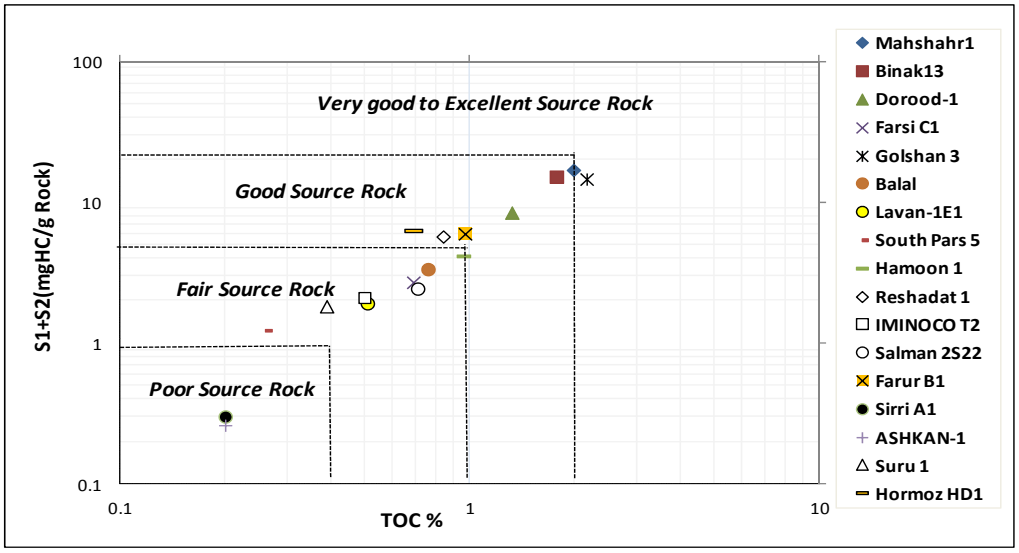


تصویر ۹- نمودار TOC-S2 برای تعیین نوع مواد آلی موجود در سازند گدوان

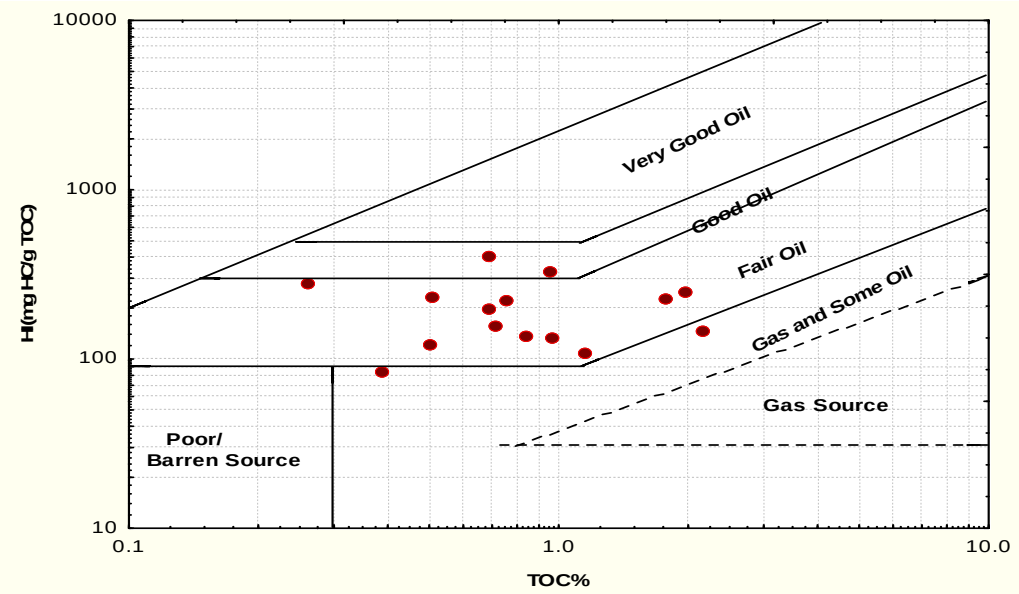


تصویر ۱۰- دیاگرام ون کرولن برای سازند گدوان با استفاده از دمای بیشینه و اندیس هیدروژن

با استفاده از نمودار TOC-(S1+S2) کیفیت سنگ مادر را می توان تعیین نمود. همان طوری که در تصویر ۱۱ مشخص است سازند گدوان را می توان به عنوان یک سنگ منشأ متوسط تا خوب در نظر گرفت. نمونه‌های متعلق به سازند گدوان در محدوده ماهشهر، بینک، گلشن، فرور و هرمز وضعیت سنگ منشأ خوب را نشان می دهد. در سایر میادین و چاهها وضعیت این سازند در حد یک سنگ مادر متوسط است.

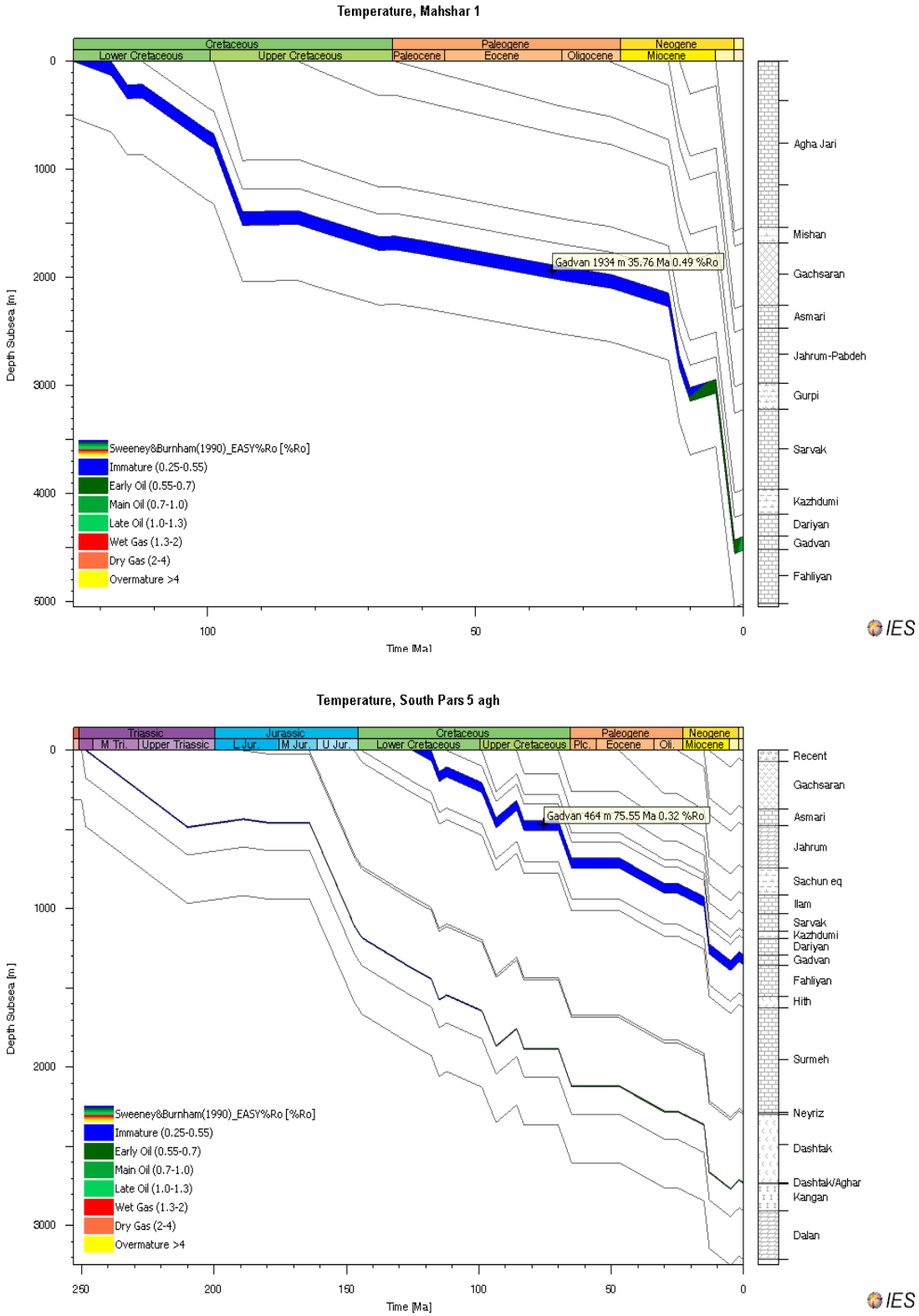


تصویر ۱۱- تعیین کیفیت سنگ منشأ با استفاده از پارمترهای به دست آمده از راک‌ول در سازند گدوان

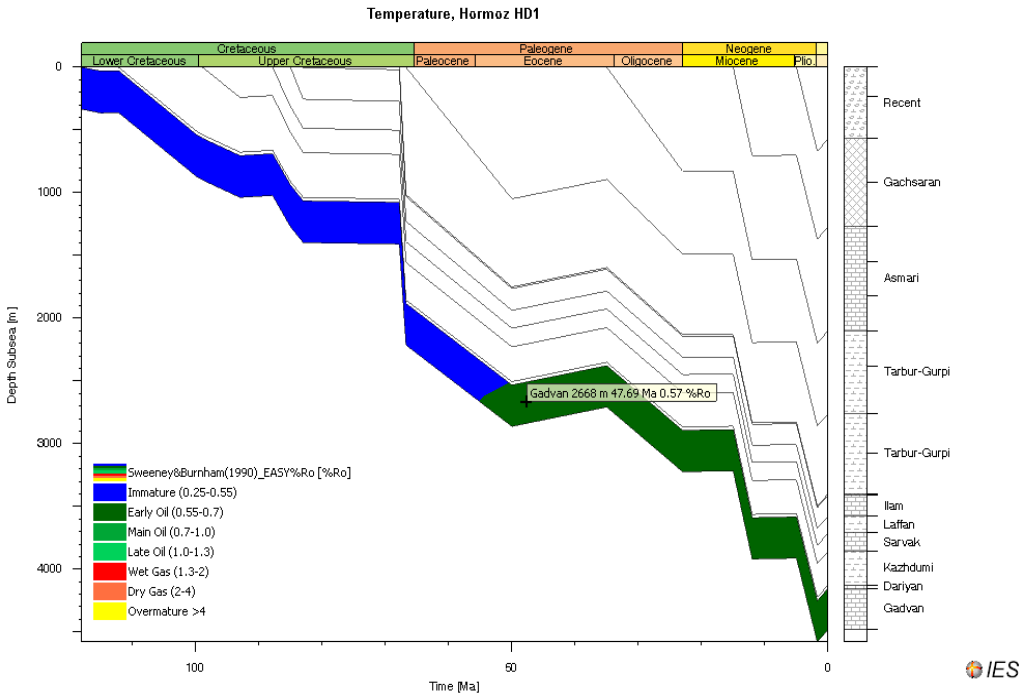


تصویر ۱۲- تعیین نوع هیدروکربور تولیدی از سازند گدوان

مدلسازی بلوغ گرمایی در سازند گدوان در شمال غرب خلیج فارس نشان می‌دهد که این سازند در مرحله تولید نفت قرار دارد. در قسمت‌های مرکزی خلیج فارس سازند گدوان کاملاً نابالغ است. بر مبنای این اطلاعات سازند گدوان در این محدوده ممکن است سنگ منشأ مؤثر شناخته نشود. در قسمت‌های غربی خلیج فارس، سازند گدوان به اوایل مرحله تولید نفت رسیده است. در قسمت‌های شرقی خلیج فارس ماده آلی میزان لازم و کیفیت مناسب را دارا می‌باشد و در محدوده چاه رفرور وارد مرحله گاز زایی رسیده است. براساس مطالعات انجام شده در بخشهای غربی خلیج فارس سازندهای معادل گدوان مانند زبیر (معادل بخش فوقانی سازند گدوان، شیل رتوی (معادل بخش تحتانی سازند گدوان) و سولی (معادل گرو) وضعیت نابالغ دارند.



تصویر ۱۳- تاریخچه تدفین و حرارتی سازند گدوان در میادین ماهشهر، پارس جنوبی و چاه هرمز



ادامه تصویر ۱۳- تاریخچه تدفین و حرارتی سازند گدوان در میادین ماهشهر، پارس جنوبی و چاه هرمز

۴- نتایج

نتایج پیرولیز راک-اول نشان می دهد میزان مواد آلی موجود در گدوان از ۰/۲۶ تا ۲/۱۶ درصد متغییر بوده و عمدتا از نوع کروژنهای تیپ II و مخلوط II/III می باشند. میزان درصد مواد آلی به سمت غرب خلیج فارس در این سازند افزایش می یابد. وضعیت بلوغ سازند گدوان در گستره خلیج فارس متغیر است. بیشترین میزان دمای بیشینه در چاه فرور (٤٥٨ درجه سانتیگراد) دیده شده و در مرحله تولید گاز قرار دارد. کمترین میزان دمای بیشینه متعلق به چاه هنگام (٤١٠ درجه سانتیگراد) می باشدکه نابالغ است. میانگین دمای بیشینه در چاه‌های ذکر شده ٤٢٧ درجه سانتیگراد می‌باشد. مدلسازی بلوغ گرمایی در سازند گدوان در شمال غرب خلیج فارس نشان می‌دهد که این سازند در مرحله تولید نفت قرار دارد. در قسمت‌های مرکزی خلیج فارس سازند گدوان کاملاً نابالغ است. بر مبنای این اطلاعات سازند گدوان در این محدوده ممکن است سنگ منشأ مؤثر شناخته نشود. در قسمت‌های غربی خلیج فارس، سازند گدوان به اوایل مرحله تولید نفت رسیده است. در قسمت‌های شرقی خلیج فارس ماده آلی میزان لازم و کیفیت مناسب را دارا می‌باشد و در محدوده چاه رفرور وارد مرحله گاز زایی رسیده است.

مراجع

ربانی، ا. ر.، ۱۳۹۱، *" ژئوشیمی میادین نفت و گاز خلیج فارس"، گزارش پروژه پژوهشی، شرکت نفت فلات قاره ایران.*

ربانی، ا. ر.، ۱۳۹۲، "زمین شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس"، *انتشارات دانشگاه تفرش، ۵۷۸ ص.*

Behar, F., Beaumont, V. & De B. Penteado, H. L., 2001, "Rock-Eval Technology- Performances and Developments", *Oil & Gas Science and Technology, Vol. 56 (2): 111-134.*

Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E. & Thomsen, E., 2004, "A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment", *Organic Geochemistry, Vol. 35 (11-12): 1461-1477.*

Espitalie, J., Deroo, G. & Marquis, F., 1985, "La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Première partie", *Rock-Eval Pyrolysis and Its Applications (Part One), Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol. 40 (5): 563- 579*

Ghazban, F., 2007, "Petroleum geology of Persian Gulf", *Teheran University and National Iranian Oil Company, 734 pp.*

Peters, K. E., 1986, "Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis", *American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 70: 318-329.*

Rahmani, O., Aali, J., Mohseni, H., Rahimpour-Bonab, H. & Zalaghaie, S., 2010,"Organic geochemistry of Gadvan and Kazhdumi formations (Cretaceous) in South Pars field, Persian Gulf, Iran", *Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 70: 57–66.*

Rabbani, A. R., 2006, "Petroleum Geochemistry-Offshore SE Iran", *Geochemisry International, Vol. 45: 1164-1172.*

Soleimani, B., 2009, "Paleoclimate reconstruction during Pabdeh, Gurpi, Kazhdumi and Gadvan formations (Cretaceous-Tertiary) based on clay mineral distribution", *International Journal of Environmental Science and Engineering: 59-63.*