

بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی زایش هیدروکربن سازندهای احتمالی منشاء در دو میدان گازی جنوب ایران

علی سلیمانی^۱، احسان ده‌یادگاری^{۲*}، محبوبه حسینی‌برزی^۳، مهرباب رشیدی^۴ و محمدحسن جزایری^۴

۱- کارشناس ارشد زمین‌شناسی نفت، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۲- استادیار گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۳- دانشیار گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۴- اداره مطالعات سیستم‌های هیدروکربنی، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

نویسنده مسئول: e_dehyadegari@sbu.ac.ir

دریافت: ۱۴۰۱/۱۱/۱۴ پذیرش: ۱۴۰۲/۱/۲۰

نوع مقاله: پژوهشی

چکیده

ناحیه فارس در ایران از نظر ذخایر گازی یکی از غنی‌ترین نقاط در دنیا است. منطقه مورد بررسی در این مطالعه در زیر پهنه فارس ساحلی قرار دارد. در این پژوهش، سنگ‌های منشاء احتمالی توسط روش‌های ژئوشیمی آلی مورد ارزیابی قرار گرفت و پس از آن مدل‌سازی یک بعدی سیستم نفتی در دو حلقه چاه از میداین گازی جنوب ایران انجام گرفت. در ادامه بر اساس داده‌های انعکاس و پترینایت و درجه حرارت‌های حال حاضر سازندها در چاه‌های موجود، مدل کالیبره شده و نمودارهای تاریخچه تدفین، نرخ تبدیل کروژن به هیدروکربن (TR)، زمان و میزان خروج هیدروکربن‌های سبک (C₁-C₅) و هیدروکربن‌های مایع (C₆₊) ترسیم و تعیین گردید. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی صورت گرفته در ناحیه، سازند سرچاهان به عنوان یکی از سنگ‌های منشاء اصلی در ناحیه فارس مطرح است. نتایج به دست آمده از مدل‌سازی نشان می‌دهد که در چاه میدان اول، سازند سرچاهان از ۱۳۰ میلیون سال پیش و در چاه میدان دوم از ۱۴۰ میلیون سال پیش شروع به زایش هیدروکربن نموده است. در حال حاضر بلوغ حرارتی مواد آلی و کروژن موجود در سازند سرچاهان در هر دو چاه در پنجره تولید گاز قرار دارد. تاکنون میزان هیدروکربن‌های مایع (C₆₊) خارج شده از سازند سرچاهان در محل چاه میدان اول و دوم به ترتیب حدود ۲۳۵۰۰ kg/m² و ۲۱۳۰۰ kg/m² و میزان هیدروکربن‌های گازی (C₁-C₅) ۳۰۰۰ kg/m² و ۱۲۰۰ kg/m² می‌باشد.

واژگان کلیدی: ارزیابی سنگ‌منشاء، مدل زایش هیدروکربن، خروج هیدروکربن، سازند سرچاهان، زیر پهنه فارس ساحلی

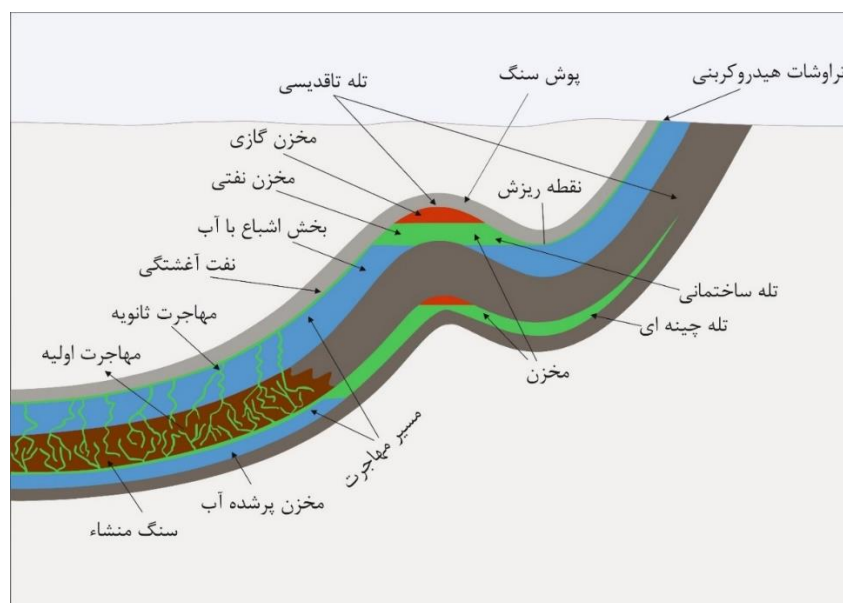
۱- پیشگفتار

بازسازی می‌شود و برای این کار از داده‌های چینه‌شناسی، رسوب‌شناسی، ژئوشیمی، پتروفیزیک و ژئوفیزیک استفاده می‌گردد. در این روش، وضعیت سازندها از زمان نهشته شدن تا زمان حال حاضر بازسازی می‌شود. در این بازسازی، پارامترهای مختلفی از جمله فشردگی لایه‌ها بر اثر تدفین، تغییرات انتقال حرارتی لایه‌ها و تغییرات گرادیان حرارتی در منطقه در مدل سیستم نفتی اعمال می‌شود (دمبیک، ۲۰۱۶). وجود منابع هیدروکربنی یا به عبارت دیگر وجود سیستم نفتی در ناحیه مورد مطالعه در نتیجه وقوع فرآیندهای زایش نفت از سنگ منشاء، مهاجرت و تجمع هیدروکربن در سنگ مخزن است. مدل‌سازی حوضه رسوبی با استفاده از روش‌های مدل‌سازی در قالب یک بعدی، دوبعدی و سه‌بعدی انجام می‌شود. مدل‌سازی یک

سیستم نفتی شامل عناصر و فرآیندهای زمین‌شناسی است که شناخت آن جهت اکتشاف تله‌های هیدروکربنی ضروری می‌باشد (روجیری و همکاران، ۲۰۲۲). این عناصر شامل سنگ منشاء، مسیر مهاجرت، سنگ مخزن، پوش سنگ و فرآیندهای زمین‌شناسی نظیر زایش، خروج، مهاجرت و تجمع هیدروکربنی است (شکل ۱). جهت مطالعه فرآیندهایی که در یک سیستم نفتی رخ داده، استفاده از نتایج مدل‌سازی حوضه رسوبی می‌تواند به عنوان یک روش مناسب در نظر گرفت. این روش مطالعه در سال‌های اخیر در فعالیت‌های اکتشاف و تولید نفت در دنیا مورد توجه بیشتری قرار گرفته است (ماگون، ۱۹۸۸). در مدل‌سازی سیستم نفتی، تاریخچه نهشته شدن و تدفین رسوبات

منطقه، مسیرهای مهاجرت در جهات مختلف و تجمع هیدروکربن در تله‌های چینه‌ای و ساختمانی مورد بررسی قرار می‌گیرد (لیو و همکاران، ۲۰۲۱). برای مدل‌سازی فرآیندهای زمین‌شناسی، می‌توان با استفاده از داده‌های زمین‌شناسی یک چاه، تاریخچه تدفین و بلوغ در آن چاه را شبیه‌سازی کرد (بایور و همکاران، ۲۰۱۰).

بعدی، جهت شبیه‌سازی فرآیند نفت‌زایی از سنگ منشاء در محل چاه استفاده می‌شود (موندا و همکاران، ۲۰۲۱). در مدل‌سازی دوبعدی علاوه بر فرآیند زایش نفت می‌توان با استفاده از مقاطع ساختمانی که حاصل تفسیر مقاطع لرزه‌ای می‌باشند، مسیرهای مهاجرت و تجمع هیدروکربن در دو بعد را بازسازی کرد. همچنین در مدل‌سازی سه بعدی با در دست داشتن اطلاعات سه‌بعدی زمین‌شناسی



شکل ۱. نقش عناصر سیستم هیدروکربنی در به تله افتادن نفت و گاز (ماگون، ۱۹۹۴)

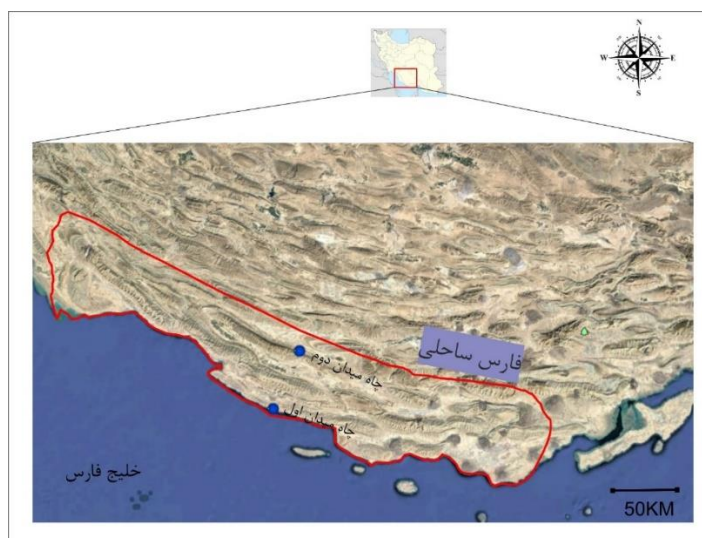
سرچاهان فقط در چاه کوه سیاه ۱، کیفیت و کمیت‌های لازم را برای تولید هیدروکربن دارد و از نظر پختگی نیز در ناحیه نفت‌زایی قرار دارد. نتایج راک-ایول و انعکاس ویتروینایت سازند فراقون نشان داد که این سازند فقط در چاه کوه سیاه ۱، شرایط لازم برای تولید هیدروکربن را دارد و می‌تواند به عنوان سنگ منشاء احتمالی هیدروکربن در این منطقه مطرح شود. بر اساس مطالعات مدل‌سازی انجام شده در ناحیه فارس توسط بوردانف (۲۰۱۴)، عمق تدفین سنگ منشاء در حدود ۳۰۰۰ متر برای ورود به پنجره نفتی، عمق حدود ۳۲۰۰ متر برای خروج هیدروکربن از سنگ منشاء و عمق حدود ۵۶۰۰ متر برای ورود به پنجره گازی در نظر گرفته شد. همچنین بر اساس مطالعات ایزوتوپی بر روی شیل‌های سیلورین در کوه گهکم، این شیل‌ها قابل تطابق با بخش هات شیل^۱ از سازند قصبیه است. همچنین برخی از مطالعات نشان داده که در منطقه بلندای قطر و پارس جنوبی در انتهای ژوراسیک،

قسمت جنوبی ایران بخش بسیار بزرگی از مخازن هیدروکربنی را در خود جای داده است (علا و همکاران، ۱۹۸۰). زیر پهنه فارس از زون زاگرس شامل میدین‌گازی بسیاری می‌باشد که این هیدروکربن‌ها غالباً در مخازن دالان و کنگان جای گرفته‌اند. منشاء این هیدروکربن‌های گازی باتوجه به مطالعات انجام شده از زمان اکتشاف این میدین تا به امروز، سنگ‌های منشاء قدیمی ایران می‌باشد (مطیعی، ۱۹۹۳). مطالعات بسیاری بر روی نهشته‌های دیرینه در این ناحیه انجام شده است (مرادی و همکاران، ۲۰۱۷). ربانی و همکاران (۲۰۰۶) با مطالعه ژئوشیمیایی سازندهای فراقون، سرچاهان و سیاهو و بررسی نقش آن‌ها در زایش گاز در ناحیه فارس و بندرعباس و مطالعه پارامترهای مختلف بیومارکری نشان دادند که سازند سرچاهان در شرایط نیمه احیا تا اکسیدان و محیط دریایی رسوب کرده و لیتولوژی شیلی دارد. بررسی نتایج راک-ایول در نمونه‌های چاه‌ها نشان داده است که سازند

^۱ Hot Shale

گونه‌ای بوده است که بیشترین عمق حفاری در ناحیه را داشته باشند تا بهترین محاسبات و ارزیابی‌ها در مورد سنگ‌های منشاء عمیق‌تر و بطور کلی سیستم هیدروکربنی حاکم بر ناحیه انجام گیرد. ناحیه مورد مطالعه در این پژوهش، ناحیه فارس ساحلی می‌باشد. این بخش از جنوب ایران از نظر ذخایر گازی در مخازن مربوط به پالئوزوئیک، یکی از غنی‌ترین نقاط در دنیا است (مطیعی، ۲۰۱۰).

مواد آلی موجود در رسوبات قدیمی‌تر از پرمین (رسوبات منتسب به شیل‌های سیلورین) به علت عمق تدفین کم، نابالغ بوده‌اند بنابراین بلوغ سنگ منشاء در این نواحی بسیار دیرتر از سایر نواحی شروع شده است (عالی و همکاران، ۲۰۰۶). در این مطالعه جهت انجام مدل‌سازی یک‌بعدی از اطلاعات چاه‌های میادین اول و دوم که در زیر پهنه فارس ساحلی قرار دارند، استفاده شد (شکل ۲). انتخاب چاه‌ها به



شکل ۲. موقعیت چاه‌های مورد مطالعه در ناحیه فارس ساحلی

گردید. برای مدل‌سازی فرآیندهای زمین‌شناسی در مطالعات یک‌بعدی، بایستی از داده‌های زمین‌شناسی، تاریخچه تدفین و بلوغ استفاده نمود. اولین قدم در مدل‌سازی حوضه، ایجاد یک مدل تصویری از تاریخچه زمین‌شناسی می‌باشد که در آن یک توالی از رخدادها و یا لایه‌های زمین‌شناسی مانند رسوبگذاری، وقفه و فرسایش در محدوده زمانی مشخص (برحسب میلیون سال قبل) تعریف می‌گردد (کارواژال آرناس و همکاران، ۲۰۲۰). برای مدل‌سازی حوضه رسوبی باید پارامترهای متعددی برای هر رخداد یا لایه زمین‌شناسی تعریف شود. این پارامترها شامل: الف) رفتار فیزیکی و حرارتی هر لایه (ضخامت اصلی و ضخامت کنونی، سنگ‌شناسی هر سازند، تخلخل کنونی، سیمانی شدن، شکستگی‌ها و گسل‌ها)، ب) شرایط مرزی فیزیکی و حرارتی سازندهای رسوبی (عمق دریا در حال گذشته، دمای مربوط به مرز آب-رسوب در زمان رسوبگذاری، جریان حرارتی حال و گذشته)، ج) اطلاعات مربوط به مواد آلی موجود در رسوبات در حال حاضر و گذشته نظیر کمیت و کیفیت مواد آلی، د) داده‌های مورد

۲- روش کار

هدف از این پژوهش، مدل‌سازی یک بعدی سیستم نفتی فارس ساحلی می‌باشد که در این مطالعه ابتدا باید سنگ‌های منشاء موجود در منطقه از نظر ژئوشیمیایی ارزیابی شوند. در راستای این مطالعه دو چاه انتخاب شد که از این چاه‌ها، نمونه‌های خرده حفاری جمع‌آوری شده از سازندهای پابده، گورپی، بخش شیلی لافان، گدوان، داربان، سورمه، مورد آنالیز و ارزیابی‌های ژئوشیمیایی قرار گرفتند. با مشخص شدن سنگ منشاء موثر در ناحیه، فرآیند مدل‌سازی یک بعدی توسط نرم‌افزار Open Flow انجام گرفت. مدل‌سازی یک بعدی سیستم هیدروکربنی در دو حلقه چاه از چاه‌های حفاری شده در ساختمان‌های منطقه فارس ساحلی انجام گرفت و سپس بر اساس داده‌های انعکاس ویتیرینایت و درجه حرارت‌های حال حاضر سازندها در چاه‌های موجود، مدل‌ها کالیبره شده و نمودارهای تاریخچه تدفین، نرخ تبدیل کروژن به هیدروکربن (TR)، زمان و میزان خروج هیدروکربن‌های سبک (C_1-C_5) و هیدروکربن‌های مایع (C_{6+}) تعیین

نیاز جهت کالیبراسیون چاه‌های کلیدی شامل داده‌های اندازه‌گیری شده معرف‌های بلوغ حرارتی، می‌باشد. از سوی دیگر برای هر لایه باید داده‌های مربوط به سن، عمق راس سازندها، سنگ‌شناسی، نقش سنگ در سیستم نفتی (منشاء، مخزن، پوش و یا روبراه) تهیه و وارد مدل شوند. جهت انجام مدل‌سازی دقیق‌تر بایستی داده‌های مربوط به زمان، نرخ فرسایش و همچنین داده‌های مربوط به ژئوشیمی سنگ منشاء به عنوان داده‌های ورودی مدل تهیه شوند (احمد و همکاران، ۲۰۲۲). شرایط مرزی به شرایط خاص حاکم بر مجموعه‌ای از معادلات دیفرانسیلی گفته می‌شود که در محدوده حوضه تعریف می‌شود و در پیشرفت واکنش‌های شیمیایی تولید نفت از اهمیت زیادی برخوردار می‌باشد. در مدل‌سازی حوضه به شرایط اولیه دما و عمق تدفین سنگ منشاء که منجر به پختگی مواد آلی می‌شود، شرایط مرزی اطلاق می‌گردد و شامل جریان حرارتی سنگ بستر^۱، عمق دیرینه آب^۲ و دمای تماس

سطح آب-رسوب^۳ می‌باشد و مقادیر آن‌ها باید به عنوان ورودی مدل در دسترس باشد. در این مطالعه ابتدا سازندهای احتمالی منشاء در ناحیه از دیدگاه ژئوشیمی آلی مورد ارزیابی قرار گرفت. سپس با استفاده از اطلاعات چاه‌های حفاری، اطلاعات سنگ‌شناسی، عمق دیرینه آب، ضخامت و سن فرسایش سازندها، اطلاعات کنیتیک و پارامترهای راک-ایول، مدل یک‌بعدی ساخته شد (جدول‌های ۱ و ۲). در ادامه از داده‌های انعکاس ویتروینایت و درجه حرارت‌های حال حاضر سازندها جهت کالیبراسیون مدل‌ها استفاده شد. در نهایت بر اساس مدل‌های خروجی، تفاسیر مرتبط با سیستم نفتی حاکم بر ناحیه مورد مطالعه بیان شد. لازم بذکر است که در میادین مورد مطالعه، سازندهای دالان و کنگان به عنوان مخازن اصلی (شاه‌کرم و همکاران، ۲۰۲۲) و سازندهای فهلیان و سروک به عنوان مخازن فرعی جهت ذخیره هیدروکربن زایش یافته از سنگ‌های منشاء مطرح می‌باشند.

جدول ۱. اطلاعات سنگ‌شناسی، ضخامت و عمق آب دیرینه چاه میدان اول

اطلاعات چاه میدان اول			
سازند	سنگ‌شناسی غالب	ضخامت (متر)	عمق آب دیرینه (متر)
اغلاجاری	ماسه سنگ آهک‌دار	۴۶۰	۰.۱-۰
میشان	مارن و آهک‌های رسی	۳۱۶	۳۰-۲۰
گچساران	ژپیس و رسوبات تبخیری	۱۵۰	۱۰-۱
آسماری-چهرم	آهک	۵۰	۱۵-۱۰
پابده	مارن، آهک و شیل	۴۰۰	۱۲۰-۳۰
گورپی	مارن و شیل	۱۹	۲۰۰-۱۲۰
ایلام	آهک‌های رس‌دار	۸۹	۱۲-۸
بخش شیلی لافان	شیل	۴۴	۳۰-۲۰
سروک	آهک	۱۰۰	۱۲-۱۰
کزدمی	مارن، آهک رسی و شیل	۴۸	۱۰-۱
داریان	آهک	۱۱۰	۱۰-۱
گدوان	شیل	۵۰	۱۰-۱
فهلیان	آهک	۴۰۲	۱۰-۱
سورمه	سنگ آهک دولومیتی و دولومیت	۴۵۰	۴۵-۲۵
نیریز	شیل و سیلت	۳۸	۰/۵
دشتک	دولومیت، شیل، انیدریت و آهک	۶۰۰	۱
کنگان	آهک دولومیتی، دولومیت و انیدریت	۲۰۰	۳۰-۲۰
دالان	کربناته	۷۰۰	۱۰-۱
فراقون	ماسه سنگ و سیلتستون	۱۳۲	۱-۰
زکین	ماسه سنگ رسی	۶۵	۱-۰
سرچاهان	شیل	۷۵	۲۵-۱۰
بخش پایینی پالئوزوییک	ترکیبی از آهک، دولومیت، شیل و ..	۴۸۰۱	۵-۱
سری هرمز	رسوبات تبخیری		

³ Sediment-Water interface Temperature¹ Heat Flow² Paleo Water Depth

جدول ۲. اطلاعات سنگ‌شناسی، ضخامت و عمق آب دیرینه چاه میدان دوم

اطلاعات چاه میدان دوم			
سازند	سنگ‌شناسی غالب	ضخامت (متر)	عمق آب دیرینه (متر)
اگاجاری	ماسه‌سنگ آهک‌دار	۵۵۶	۰.۱-۰
میشان	مارن و آهک‌های رسی	۳۳۰	۳۰-۲۰
گچساران	ژپس و رسوبات تخییری	۲۰۰	۱۰-۱
آسماری-چهرم	آهک	۱۰۰	۱۵-۱۰
پایده	مارن، آهک و شیل	۵۰۰	۱۲۰-۳۰
گورپی	مارن و شیل	۴۳	۲۰۰-۱۲۰
ایلام	آهک‌های رس‌دار	۶۸	۱۲-۸
بخش شیلی لافان	شیل	۵۵	۳۰-۲۰
سروک	آهک	۵۰	۱۲-۱۰
کژدمی	مارن، آهک رسی و شیل	۵۳	۱۰-۱
داریان	آهک	۱۱۶	۱۰-۱
گدوان	شیل	۶۰	۱۰-۱
فهلپیان	آهک	۱۵۱	۱۰-۱
سورمه	سنگ آهک دولومیتی و دولومیت	۱۴۸	۴۵-۲۵
نیریز	شیل و سیلت	۳۲	۰.۵
دشتک	دولومیت، شیل، انیدریت و آهک	۵۵۸	۱
کنگان	آهک دولومیتی، دولومیت و انیدریت	۱۷۰	۳۰-۲۰
دالان	کربناته	۸۰۰	۱۰-۱
فراقون	ماسه‌سنگ و سیلتستون	۱۲۲	۱-۰
زکین	ماسه‌سنگ رسی	۶۵	۱-۰
سرچاهان	شیل	۷۵	۲۵-۱۰
بخش پایینی پالئوزویک	ترکیبی از آهک، دولومیت، شیل و ..	۶۰۰۰	۵-۱
	رسوبات تخییری		

۳- نتایج و تفسیر

۳-۱- ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای احتمالی منشاء در

ناحیه مورد مطالعه

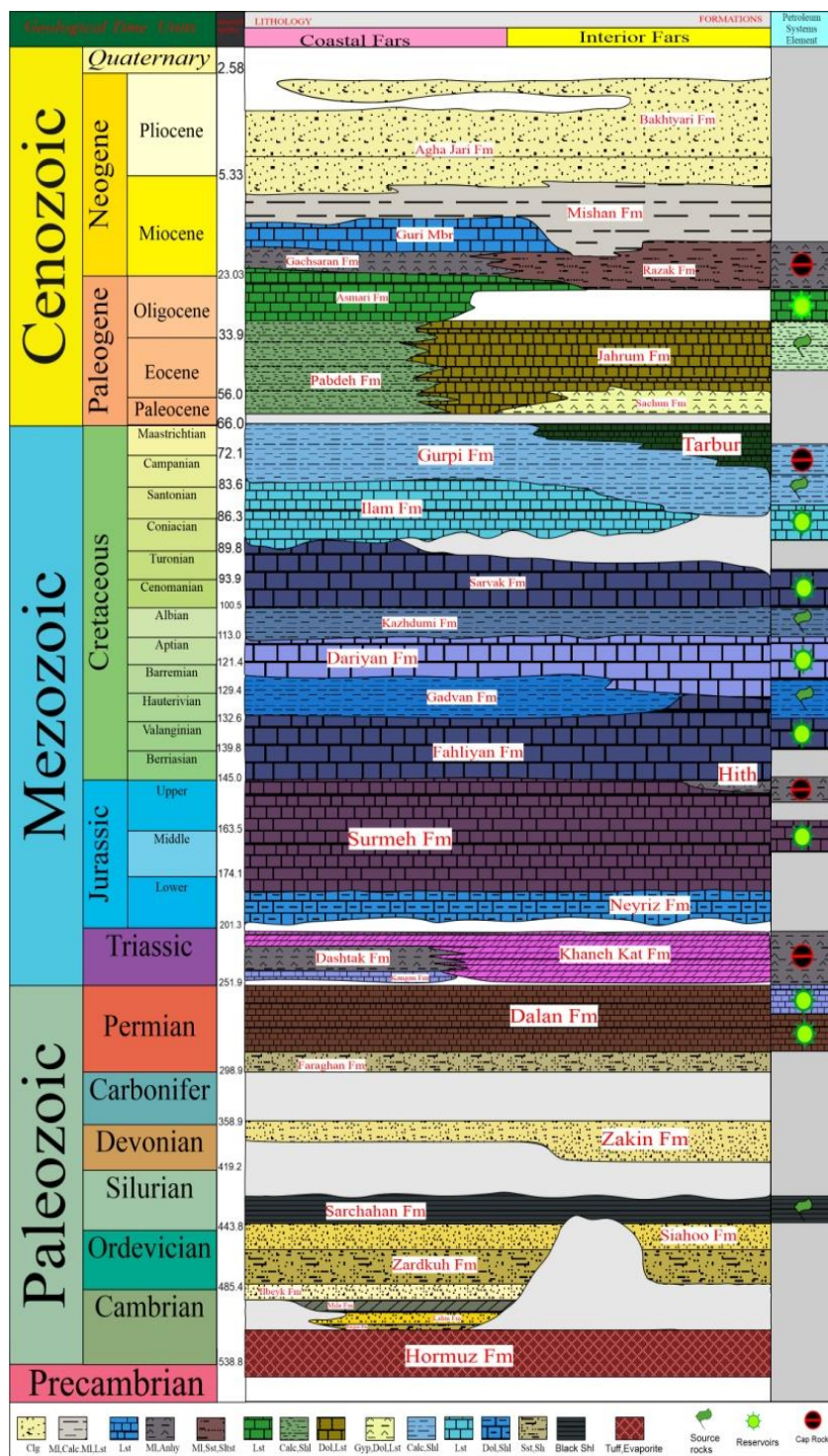
سنگ‌های منشاء احتمالی در محل چاه‌های مورد مطالعه با توجه به ستون چینه‌شناسی (شکل ۳) و نیز بر اساس نتایج مطالعات پژوهشگران در این ناحیه (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹)، سازندهای سورمه، نیریز، گدوان، داریان، کژدمی، لافان، گورپی و پایده انتخاب شد. در چاه میدان اول تعداد ۱۴ و در چاه میدان دوم تعداد ۱۲ نمونه از سازندهای سورمه، نیریز، گدوان، داریان، کژدمی، لافان، گورپی و پایده تحت پیرولیز راک-ایول قرار گرفتند که نتایج آن بر اساس تفاسیر ژئوشیمیایی بیان شدند (جدول‌های ۳ و ۴). لازم بذکر است که پیرولیز راک-ایول نمونه‌ها در آزمایشگاه ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت انجام شد. از نمودار S_1 در برابر TOC جهت شناسایی و تفکیک نمونه‌های حاوی هیدروکربن‌های برج و نابرجا استفاده می‌شود. همان‌گونه که در شکل ۴ مشاهده

می‌شود، تمامی نمونه‌های مورد مطالعه در زیر خط شاخص قرار گرفته که بیانگر عدم حضور هیدروکربن‌های نابرجا (آغستگی یا آلودگی) در نمونه‌ها است. از نمودار تغییرات پارامتر S_2 در برابر مقدار TOC جهت ارزیابی کمیت مواد آلی در نمونه‌های مورد نظر استفاده می‌شود. ترسیم نمودار مذکور برای نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که در چاه میدان اول سازندهای سورمه، نیریز، کژدمی دارای پتانسیل زایش هیدروکربن ضعیف بوده و سازندهای پایده، گورپی و بخش لافان از پتانسیل زایش هیدروکربن متوسط برخوردار می‌باشند. همچنین در چاه میدان دوم، سازندهای سورمه، گدوان، داریان، کژدمی، لافان و گورپی در محدوده ضعیف جهت زایش هیدروکربن می‌باشند (شکل ۵). مهم‌ترین روش جهت ارزیابی کیفیت مواد آلی با استفاده از پارامترهای راک-ایول، ترسیم نمودار S_2 در برابر TOC است (پیترز و کاسا، ۱۹۹۴). نتایج حاصل گویای وجود کروژن نوع IV در سازندهای پایده، گورپی، بخش لافان و کروژن نوع III در سازندهای سورمه و کژدمی در چاه

سازندهای پابده و گورپی و شیل لافان در چاه میدان اول به لحاظ بلوغ حرارتی در ناحیه نابالغ قرار گرفته و حاوی کروژن‌های نوع IV و سازندهای کژدمی، سورمه، نیریز در این چاه به لحاظ بلوغ حرارتی در ناحیه نابالغ قرار گرفته و حاوی کروژن‌های نوع III و IV می‌باشند. همچنین در چاه میدان دوم نیز همه نمونه‌ها در محدوده نابالغ قرار دارند.

میدان اول است. همچنین در چاه میدان دوم، بخش لافان و سازندهای گورپی، کژدمی، سورمه، گدوان، داریان حاوی کروژن‌های نوع III می‌باشند (شکل ۶).

از نمودار مقادیر HI در برابر Tmax می‌توان میزان بلوغ حرارتی و نوع کروژن‌های موجود در نمونه را تعیین کرد (شکل ۷). بر اساس این نمودار، کروژن‌های موجود در



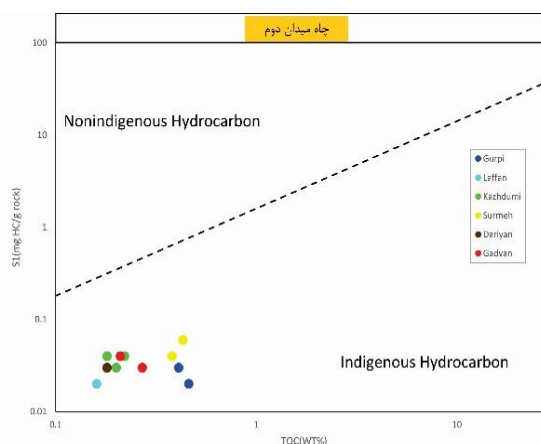
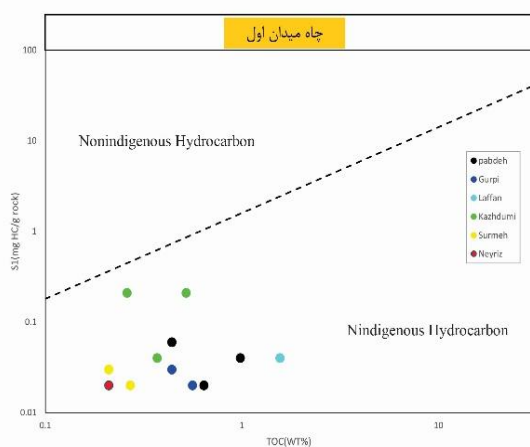
شکل ۳. چینه‌شناسی پهنه فارس (اقتباس از پورکرمانی و همکاران، ۲۰۱۶).

جدول ۳. پارامترهای بدست آمده از پیرولیز راک-ایول نمونه‌های خرده حفاری چاه میدان اول

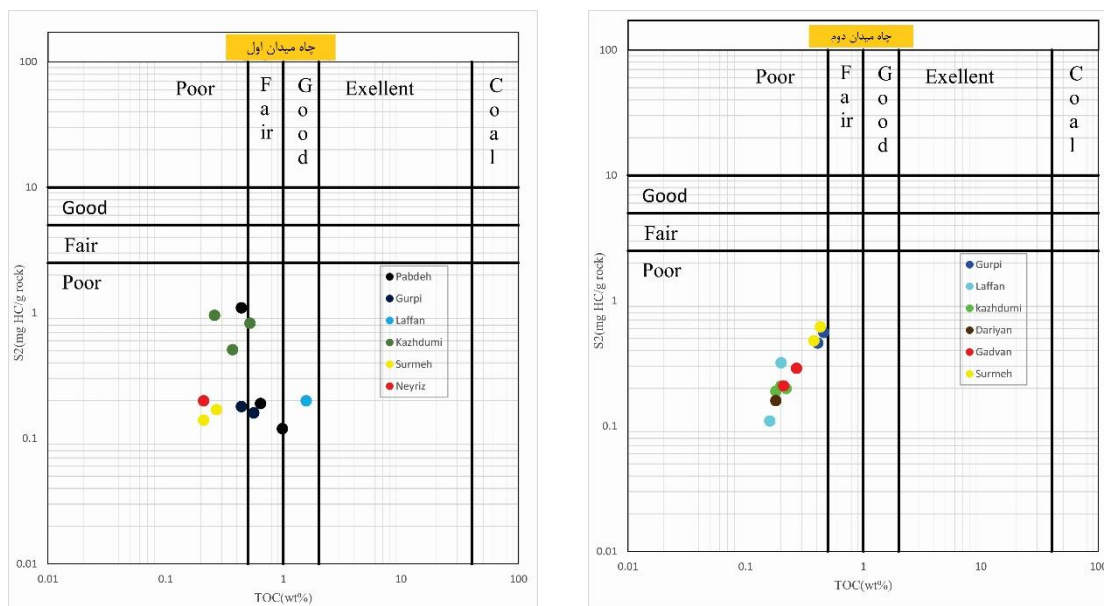
TOC	Tmax	OI	HI	S3	S2	S1	عمق (متر)	سازند
۰/۹۸	۴۳۰	۱۴۲	۱۲	۱/۳۹	۰/۱۲	۰/۰۴	۱۱۷۸	پابده
۰/۴۴	۴۳۰	۳۲۰	۲۵۰	۱/۴۱	۱/۱	۰/۰۶	۱۳۱۰	پابده
۰/۶۴	۴۱۱	۱۹۴	۳۰	۱/۲۴	۰/۱۹	۰/۰۲	۱۴۱۰	پابده
۰/۴۴	۴۱۷	۲۵۷	۴۱	۱/۱۳	۰/۱۸	۰/۰۳	۱۴۷۰	گورپی
۰/۵۶	۴۱۵	۲۲۰	۲۹	۱/۲۳	۰/۱۶	۰/۰۲	۱۴۸۲	گورپی
۱/۵۶	۴۱۲	۸۸	۱۳	۱/۳۸	۰/۲۰	۰/۰۴	۱۵۶۲	لافان
۰/۳۷	۴۲۵	۳۸۱	۱۳۸	۱/۴۱	۰/۵۱	۰/۰۴	۱۷۳۰	کزدمی
۰/۵۲	۴۳۳	۲۲۵	۱۶۰	۱/۱۷	۰/۸۳	۰/۲۱	۱۷۴۲	کزدمی
۰/۲۶	۴۲۲	۵۵۴	۳۶۹	۱/۴۴	۰/۹۶	۰/۲۱	۱۷۶۸	کزدمی
۰/۳۱	۴۲۸	۵۵۲	۶۷	۱/۱۶	۰/۱۴	۰/۰۳	۲۴۲۲	سورمه
۰/۳۷	۴۳۲	۸۰۰	۶۳	۲/۱۶	۰/۱۷	۰/۰۲	۲۴۴۸	سورمه
۰/۲۱	۴۳۲	۴۷۱	۹۵	۰/۹۹	۰/۲۰	۰/۰۲	۳۳۷۶	نیریز

جدول ۴. پارامترهای بدست آمده از پیرولیز راک-ایول نمونه‌های خرده حفاری چاه میدان دوم

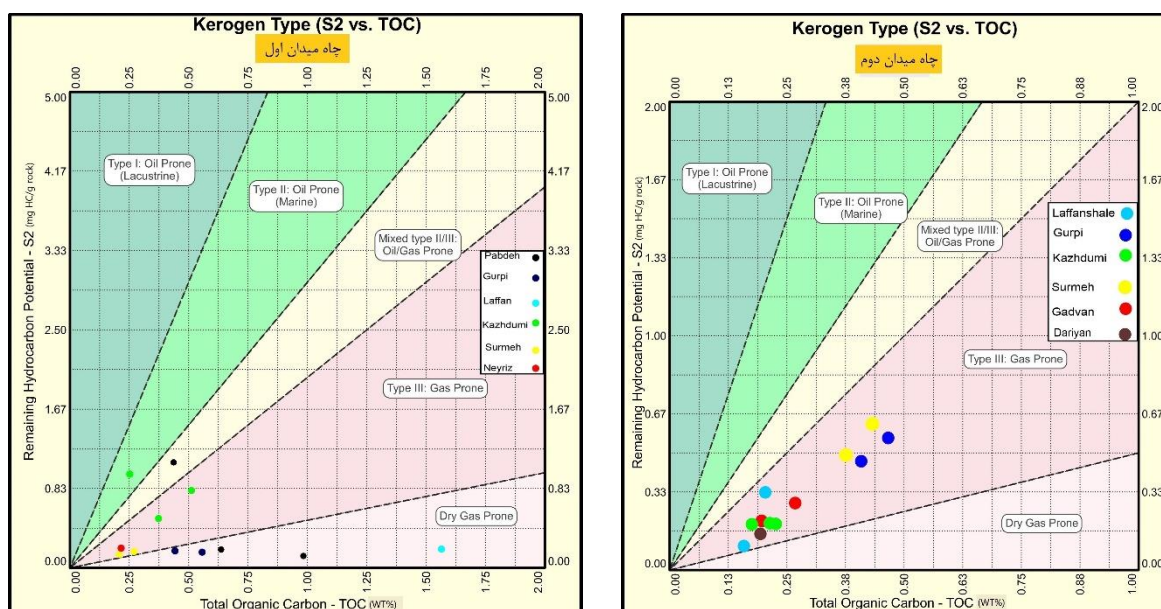
TOC	Tmax	OI	HI	S3	S2	S1	عمق (متر)	سازند
۰/۴۱	۴۲۰	۱۵۴	۱۱۲	۰/۶۳	۰/۴۶	۰/۰۳	۱۶۰۳	گورپی
۰/۴۶	۴۲۱	۱۶۷	۱۲۲	۰/۷۷	۰/۵۶	۰/۰۲	۱۶۲۹	گورپی
۰/۲۰	۴۲۳	۳۵۰	۱۶۰	۰/۷۰	۰/۳۲	۰/۰۳	۱۷۲۲	لافان
۰/۱۶	۴۲۷	۳۹۴	۶۹	۰/۶۳	۰/۱۱	۰/۰۲	۱۷۳۶	لافان
۰/۱۸	۴۲۲	۳۶۷	۱۰۶	۰/۶۶	۰/۱۹	۰/۰۴	۱۸۵۹	کزدمی
۰/۲۲	۴۱۸	۴۰۵	۹۱	۰/۸۹	۰/۲۰	۰/۰۴	۱۸۷۱	کزدمی
۰/۲۰	۴۲۰	۴۵۰	۱۰۵	۰/۹۰	۰/۲۱	۰/۰۳	۱۸۸۱	کزدمی
۰/۱۸	۴۱۷	۵۶۱	۸۹	۱/۰۱	۰/۱۶	۰/۰۳	۱۹۰۱	داریان
۰/۲۱	۴۱۶	۵۳۳	۱۰۰	۱/۱۲	۰/۲۱	۰/۰۴	۲۰۲۹	گدوان
۰/۳۷	۴۲۱	۴۷۴	۱۰۷	۱/۲۸	۰/۲۹	۰/۰۳	۲۰۶۰	گدوان
۰/۳۸	۴۱۹	۴۲۶	۱۲۶	۱/۶۲	۰/۴۸	۰/۰۴	۲۹۱۱	سورمه
۰/۴۳	۴۲۲	۴۴۴	۱۴۴	۱/۹۱	۰/۶۲	۰/۰۶	۲۹۲۵	سورمه



شکل ۴. نمودار تغییرات S₁ در برابر TOC به منظور تعیین حضور هیدروکربن‌های برج و نابرجا در نمونه‌های مورد مطالعه



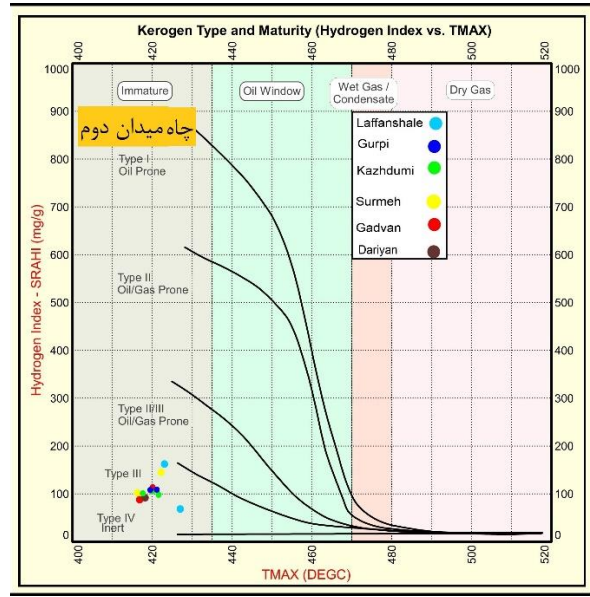
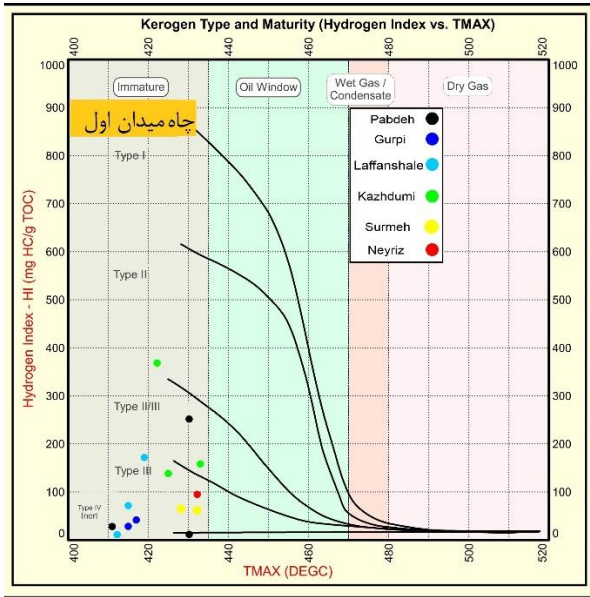
شکل ۵. نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی نمونه‌های مورد مطالعه



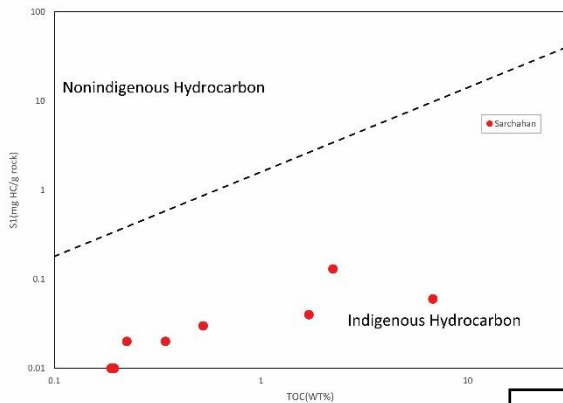
شکل ۶. نمودار ون کرولن تصحیح شده برای سازندهای مورد مطالعه

نرسیده‌اند می‌توان جهت تعیین سنگ منشاء در ناحیه، مطالعات ژئوشیمیایی سازندهای قدیمی‌تر در نواحی اطراف را انجام داد. براساس مطالعات پژوهشگران، سازند سرچاهان می‌تواند به عنوان سنگ منشاء موثر در سیستم نفتی ناحیه عمل کرده باشد (ربانی و همکاران، ۲۰۰۶؛ بوردانف، ۲۰۰۸؛ قویدل، ۲۰۱۳). بر این اساس، اطلاعات پیرولیز راک- ایول نمونه‌های سازند سرچاهان به سن سیلورین در برش سطح‌الارضی موجود در ناحیه بندرعباس مورد ارزیابی قرار گرفت (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹).

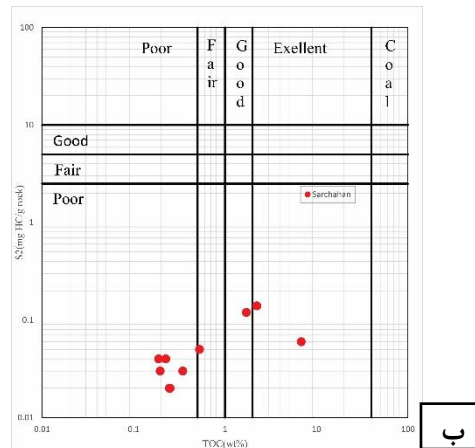
بطور کلی نتایج پیرولیز راک- ایول بدست آمده نشان می‌دهد که سازندهای مورد مطالعه از غنای مواد آلی متوسط تا ضعیف و کروژن نوع II-III، III و IV برخوردار بوده و به لحاظ بلوغ حرارتی در ناحیه نابالغ قرار گرفته‌اند. بر این اساس زایش هیدروکربن از این سازندها منتفی بوده و این سازندها در ناحیه مورد مطالعه نمی‌توانند بعنوان سنگ منشاء مطرح باشند. بنابراین منشاء هیدروکربن‌های موجود در ناحیه از سازندهای قدیمی‌تر می‌باشد. از آنجایی که در ناحیه مورد مطالعه سازندهای قدیمی‌تر رخنمون نداشته و همچنین چاه‌های حفاری شده به این سازندها



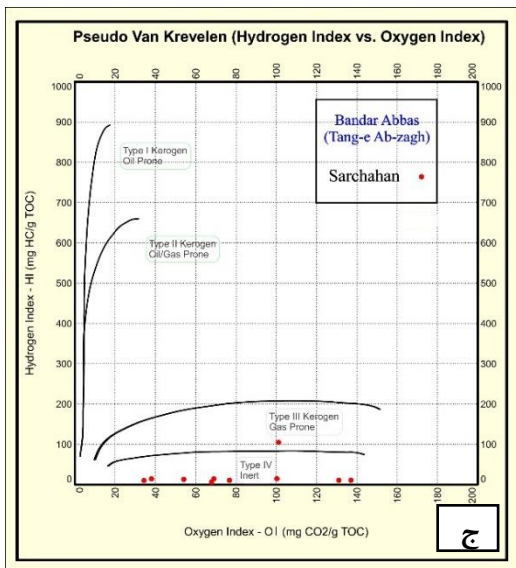
شکل ۷. نمودار تغییرات HI در برابر Tmax برای سازندهای منشاء احتمالی



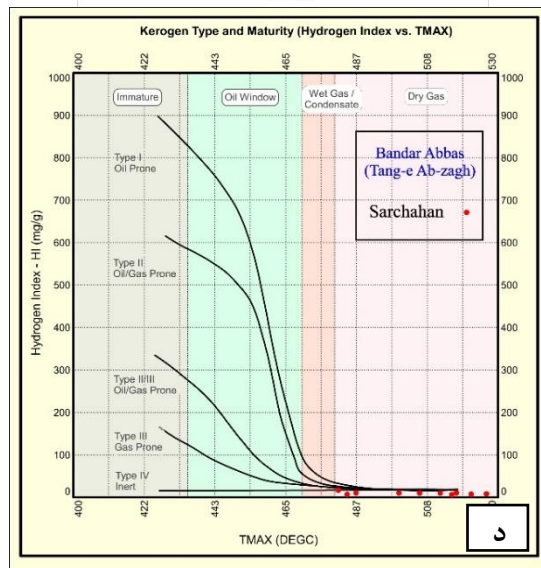
الف



ب



ج



د

شکل ۸. ارزیابی ژئوشیمیایی سازند سرچاهان در شرایط حال حاضر، الف) بررسی مواد آلی برج و نابرجا در این سازند، ب) بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی، ج) شناسایی نوع کروژن موجود در سازند و د) شناسایی کیفیت مواد آلی موجود در سازند.

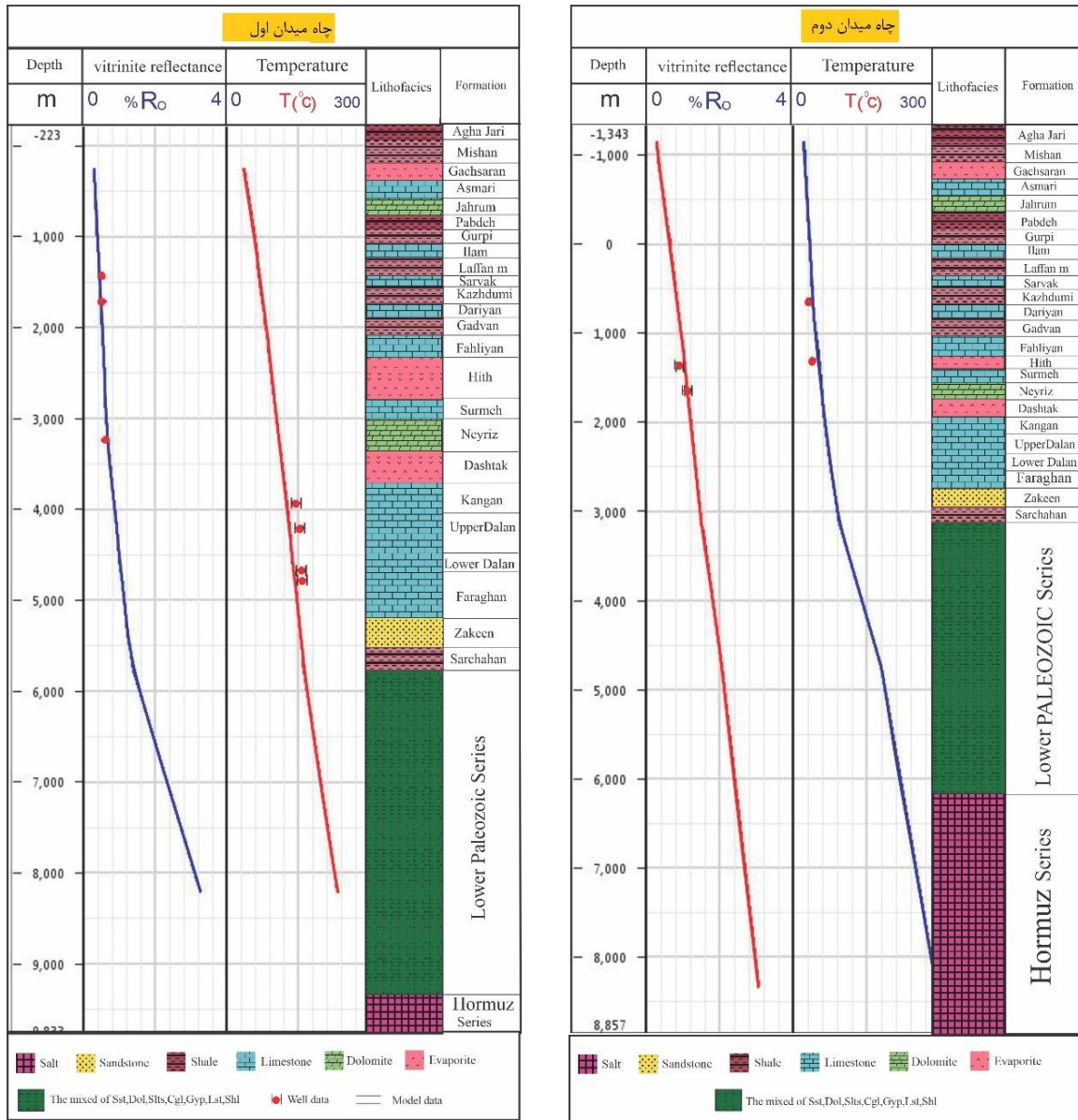
مدل‌سازی دقیق‌تر بر اساس چاه‌ها و مقاطع سطحی نزدیک به چاه‌های مورد مطالعه، بخشی از سازند آغاچاری که دچار فرسایش شده بود، فرآیند بازسازی آن صورت پذیرفت (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹). کالیبراسیون، یک انطباق بهینه بین پارامترهای اندازه‌گیری شده و مدل برقرار می‌کند و در بحث مدل‌سازی نقش بسیار مهمی را دارد (توفیق و همکاران، ۲۰۲۲). بر این اساس داده‌های دمایی و انعکاس ویتروینایت اندازه‌گیری شده و در دسترس در هر دو چاه جهت انجام فرآیند کالیبراسیون مدل‌ها از گزارشات شرکت نفت (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹) استخراج و مورد استفاده قرار گرفت (جدول ۵). همانطور که در شکل ۹ مشاهده می‌شود در چاه‌های میدان اول و میدان دوم تطابق مناسب داده‌های دما و انعکاس ویتروینایت با مدل ساخته شده برقرار است و بر این اساس می‌توان به نتایج بدست آمده از مدل‌های یک‌بعدی خروجی اطمینان کرد. نمودار تاریخچه تدفین چاه‌های میدانی اول و دوم در شکل ۱۰ نمایش داده شده که بر اساس این نمودار، در چاه میدان اول، سازند دالان به سن پرمین عمیق‌ترین رسوبات حفاری شده بوده که در ادامه سازندهای کنگان، دشتک، نیریز، سورمه، هیث، فهلیان، گدوان، داریان، کژدومی، سروک، بخش لافان، ایلام، گورپی، پایده، جهرم، آسماری، گچساران، میشان و آغاچاری نهشته شده‌اند. از سوی دیگر قدیمی‌ترین رسوبات مشاهده شده در چاه میدان دوم مربوط به بخش زیرین سازند دالان با ضخامت حدود ۳۴۰ متر است که در ۲۶۵ میلیون سال قبل رسوبگذاری کرده و سپس بخش نار و دالان بالایی تشکیل شده و پس از یک وقفه رسوبگذاری سازندهای کنگان و دشتک نهشته شده‌اند. بعد از رسوبگذاری سازند دشتک و پس از یک وقفه حدود ده میلیون سال، سکنس‌های نیریز، سورمه و هیث با ضخامت بیشتر از ۷۵۰ متر در طول حدود ۵۰ میلیون سال نهشته شده‌اند. سپس سازندهای دوره کرتاسه (فهلیان، گدوان، داریان، کژدومی، سروک، ایلام و گورپی) تشکیل شده‌اند. در این چاه‌ها، در مرز کرتاسه- ترشیاری حدود ۶ میلیون سال نبود رسوبگذاری وجود داشته (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹) و پس از آن سازندهای پایده، جهرم، آسماری تا آغاچاری نهشته شده است. پس از کوهزایی زاگرس، حدود ۱۴۰۰ متر از سازندهای آغاچاری، میشان، بخش‌های گوری، مول، چمپه و همچنین بخشی از سازند آسماری بالایی دچار فرسایش شده است.

بر اساس نمودارهای بدست آمده و بدلیل بلوغ حرارتی بسیار بالا در کروژن‌های این سازند، ظاهراً این سازند دارای کروژن‌های نوع IV می‌باشد (شکل ۸) اما پس از رفع اثر منفی حرارت بر روی پتانسیل هیدروکربن‌زایی و نیز انجام مطالعات پتروگرافی آلی بر روی نمونه‌ها، مشخص شد که این سازند حاوی کروژن‌های نوع II و III و نیز میانگین مقدار TOC حدود ۵ درصد می‌باشد و می‌تواند به عنوان سنگ منشاء اصلی در ناحیه عمل کرده و بنابراین اطلاعات این سازند وارد نرم‌افزار شد. همچنین بدلیل شباهت زیاد ماسرال‌های موجود در کروژن‌های سازند سرچاهان با کروژن‌های سازند قصبه، از کینتیک ابوعلی به عنوان کینتیک ورودی مدل استفاده شد (ابوعلی، ۱۹۹۹).

۲-۳- نتایج مدل‌سازی یک‌بعدی در چاه‌های

میدان اول و دوم

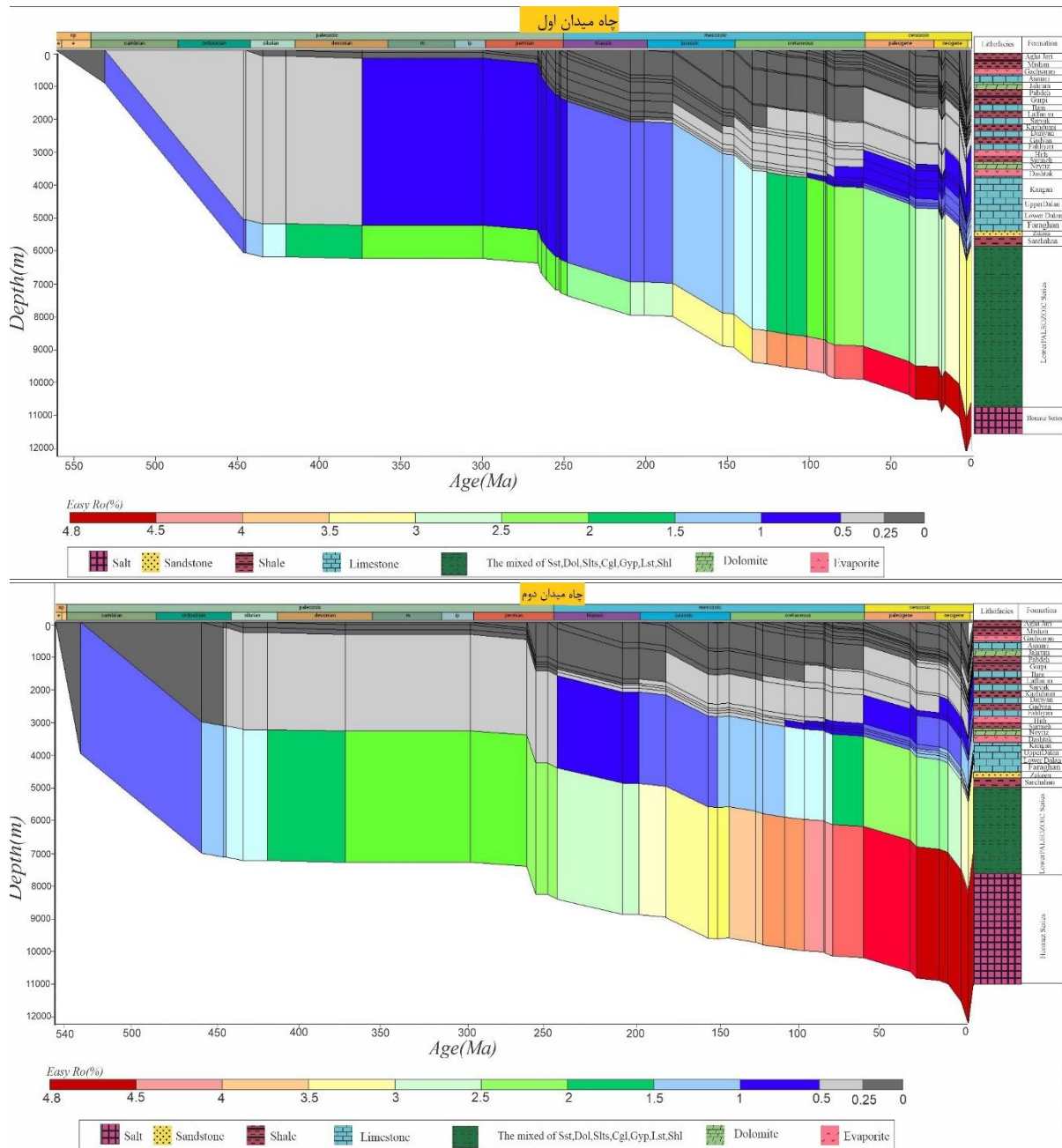
به منظور انجام مدل‌سازی یک‌بعدی، آماده‌سازی داده‌ها و ورود آن‌ها به مدل را می‌توان یکی از مهم‌ترین مراحل دانست. داده‌ها به دو دسته داده‌های ورودی و داده‌های تطابقی (صحت‌سنجی) تقسیم می‌شوند. داده‌های ورودی در برگیرنده عمق، رأس و سن مطلق واحدهای منتخب، نوع کینتیک و نوع کروژن سنگ‌منشاء، مقدار تغییرات مقدار کل مواد آلی و شاخص هیدروژن، مقاطع رخساره سنگ‌شناسی، مقاطع تخلخل، نقشه‌های فرسایش، مقدار تغییرات عمق دیرینه آب دریا است. و داده‌های تطابقی شامل داده‌های انعکاس ویتروینایت و درجه حرارت‌های حال حاضر سازندها در چاه‌های موجود است (سلیمانی، ۲۰۲۲). در چاه میدان اول سازندهای آغاچاری، میشان، گچساران، آسماری، پایده، گورپی، سروک، کژدومی، داریان، گدوان، فهلیان، هیث، نیریز، دشتک، کنگان، دالان حفاری شده و با رسیدن به عمق ۴۸۲۴ متری در سازند دالان پایینی به سن پرمین خاتمه یافته است. همچنین در چاه میدان دوم با حفاری سازندهای میشان، گچساران، آسماری، پایده، گورپی، سروک، کژدومی، داریان، گدوان، فهلیان، هیث، نیریز، دشتک، کنگان، دالان و رسیدن به عمق ۳۳۴۵ متری در سازند دالان پایینی به سن پرمین خاتمه یافته است. برای دستیابی به نتایج دقیق‌تر، بر اساس اطلاعات لرزه و تصاویر ژئوفیزیکی موجود (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹) با قرار دادن لایه‌های فرضی (حفاری نشده)، چاه تا رأس پی‌سنگ امتداد داده شد. از سوی دیگر جهت



شکل ۹. تطابق مناسب داده‌های دمای چاه و انعکاس ویتترینایت با مدل ساخته شده

جدول ۵. داده‌های کالیبراسیون استفاده شده در فرآیند مدل‌سازی

نام سازند	عمق (m)	دما (°C)	انعکاس ویتترینایت (%)	چاه
لافان	۱۵۶۲	-	۰/۵۲	چاه میدان اول
داریان	۱۸۳۷	-	۰/۵۵	
نی ریز	۳۳۶۲	-	۰/۶۰	
کنگان	۴۰۵۸	۱۴۵	-	
دالان بالایی	۴۳۳۰	۱۵۴	-	
دالان زیرین	۴۷۹۶	۱۵۷	-	
دالان زیرین	۴۹۰۶	۱۵۹	-	چاه میدان دوم
کزدمی	۱۵۶۲	۹۱	-	
فهلپیان	۱۸۳۷	۱۱۶/۱	-	
سورمه	۲۶۱۶/۵	-	۰/۵۵	
سورمه	۲۸۹۲	-	۰/۵۶	



شکل ۱۰. نمودار تاریخیچه تدفین در چاه‌های میدانی اول و دوم

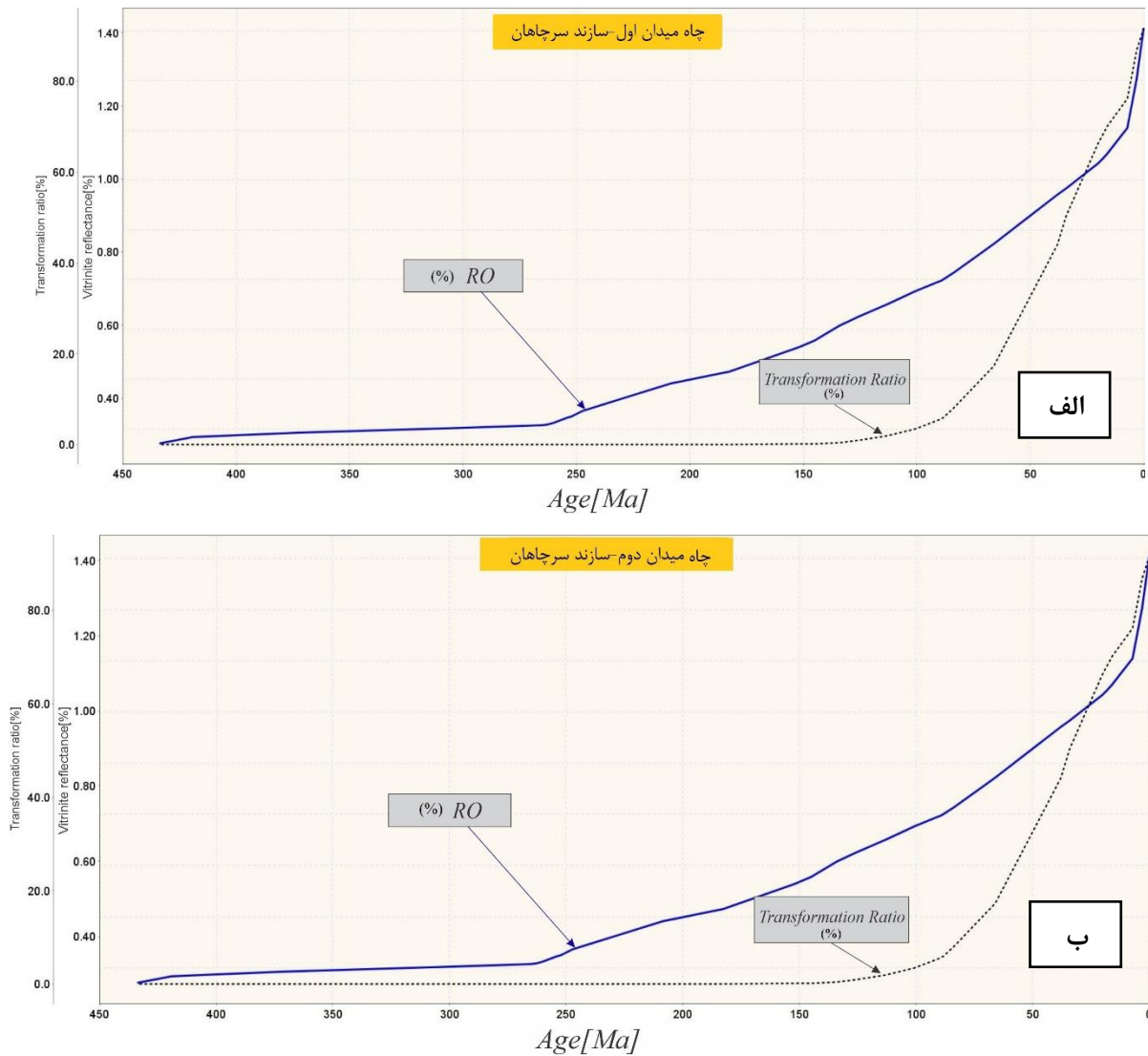
نمودار شکل ۱۱ (الف)، سازند سرچاهان در چاه میدان اول در کرتاسه پیشین و حدود ۱۴۰ میلیون سال پیش به انعکاس ویتترینایت ۰/۶ درصد رسیده و شروع به زایش هیدروکربن نموده است که در این زمان در عمق ۳۵۰۰ متری قرار داشته است. در حال حاضر سازند سرچاهان در این چاه دارای انعکاس ویتترینایت حدود ۱/۴۲ درصد بوده و در پنجره تولید نفت قرار دارد. تبدیل مواد آلی به هیدروکربن^۱ در این بخش از سازند سرچاهان بیش از ۹۰ درصد می‌باشد. همانطور که در شکل ۱۲ (الف) مشاهده

چنانچه سازندی در طول زمان زمین‌شناسی در عمق تدفین بیشتری قرار گیرد، مواد آلی و کروژن‌های موجود در این سازند می‌توانند بلوغ حرارتی بیشتری را تجربه کنند. مقدار بلوغ حرارتی مواد آلی و کروژن را می‌توان با درصد انعکاس ویتترینایت (%Ro) مشخص کرد. از آنجایی که سازند سرچاهان حاوی کروژن‌های نوع II و III می‌باشد، در صورتی که مقدار درصد انعکاس ویتترینایت در کروژن‌های این سازند به ۰/۶۰ برسد آنگاه تبدیل مواد آلی به انواع هیدروکربن در این سازند آغاز خواهد شد. بر اساس

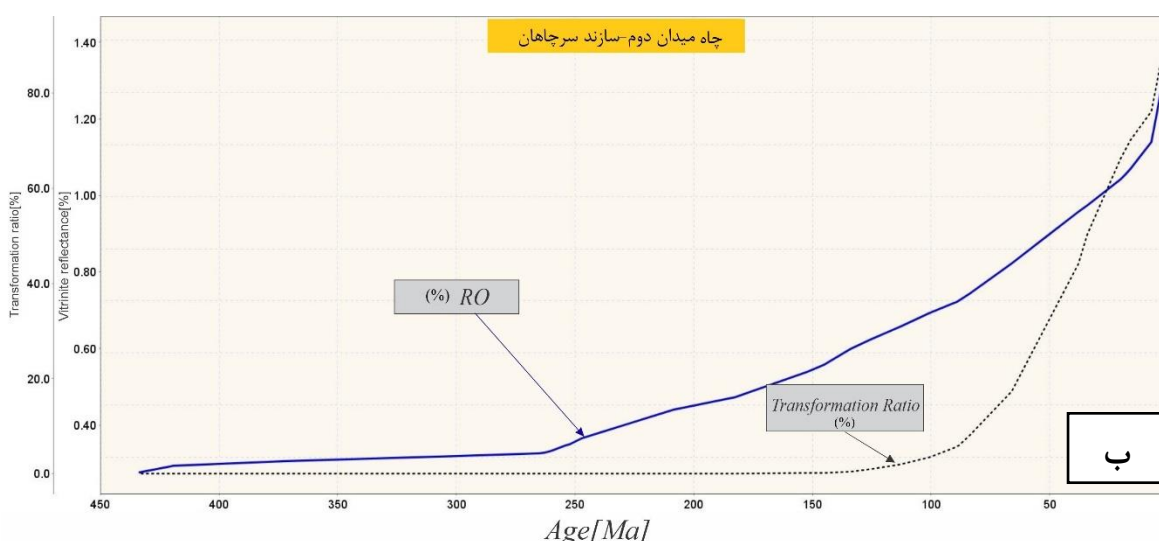
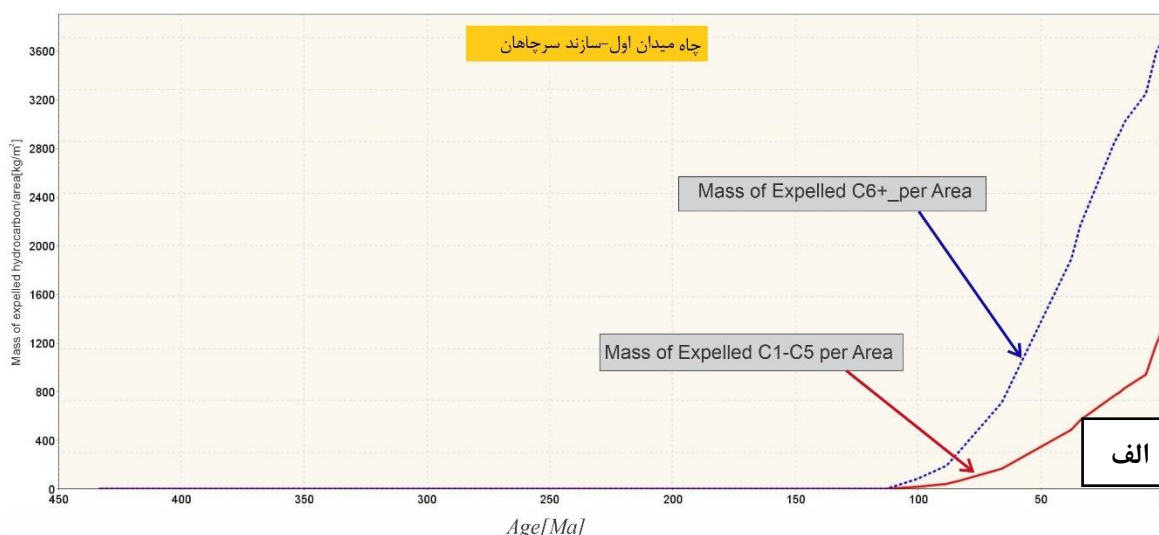
¹ Transformation Ratio

میزان هیدروکربن‌های مایع (C_{6+}) و گازی (C_1-C_5) خارج شده از سازند سرچاهان در محل چاه میدان دوم به ترتیب به حدود 3100 kg/m^2 و 1250 kg/m^2 رسیده است (شکل ۱۲). اگرچه سازند سرچاهان در چاه میدان دوم نسبت به چاه میدان اول در زمان زودتری به بلوغ رسیده است اما نتایج مدل‌سازی نشان می‌دهد که نرخ تبدیل مواد آلی در هر دو چاه تقریباً مشابه بوده اما حجم هیدروکربن‌های مایع و گاز در چاه میدان اول نسبت به چاه میدان دوم بیشتر است. بر این اساس می‌توان نتیجه گرفت که کیفیت و یا میزان حفظ‌شدگی مواد آلی و کروژن موجود در سازند سرچاهان در چاه میدان اول نسبت به چاه میدان دوم بالاتر می‌باشد.

می‌شود، میزان هیدروکربن‌های مایع (C_{6+}) و گازی (C_1-C_5) خارج شده از سازند سرچاهان در محل چاه میدان دوم به ترتیب به حدود 3770 kg/m^2 و 1410 kg/m^2 رسیده است. از سوی دیگر بر اساس شکل ۱۱(ب)، سازند سرچاهان در چاه میدان دوم در حدود ۱۴۵ میلیون سال پیش به انعکاس ویتترینایت ۰/۶۰ درصد رسیده و شروع به زایش هیدروکربن نموده است که در این زمان در عمق ۳۲۵۰ متری قرار داشته است. در حال حاضر سازند سرچاهان در این چاه دارای انعکاس ویتترینایت حدود ۱/۵۸ درصد بوده و در پنجره تولید نفت قرار دارد. تبدیل مواد آلی به هیدروکربن در این سازند از حدود ۱۴۵ میلیون سال قبل شروع شده و در حال حاضر نرخ تبدیل مواد آلی در سازند سرچاهان به بیش از ۹۰ درصد رسیده است.



شکل ۱۱. نمودار نرخ تبدیل (TR) و انعکاس ویتترینایت (Ro) سازند سرچاهان در چاه‌های میدانی اول و دوم



شکل ۱۲. میزان هیدروکربن‌های مایع (C_{6+}) و گازی (C_1-C_5) خارج شده از سازند سرچاهان در چاه‌های میدانی اول و دوم

۴- نتیجه‌گیری

بر اساس داده‌های ژئوشیمیایی و مدل‌سازی چاه‌های میدانی اول و دوم، موارد زیر قابل ارایه است:

(۱) سنگ منشاء و یا سنگ مادر اصلی در ناحیه مورد مطالعه، سازند سرچاهان به سن سیلورین بوده که با توجه به مقادیر TOC بالا، کروژن نوع II-III و بلوغ حرارتی در اواسط پنجره گاززایی می‌تواند مخازن اصلی فوقانی (دالان و کنگان) را توسط هیدروکربن‌های زایش یافته از خود پر نماید.

(۲) در حال حاضر نرخ تبدیل مواد آلی سازند سرچاهان در چاه میدان اول بیش از ۹۰ درصد می‌باشد و میزان هیدروکربن‌های مایع (C_{6+}) و گازی (C_1-C_5) خارج شده از این سازند به ترتیب به حدود 3770 kg/m^2 و 1410 kg/m^2 رسیده است.

(۳) در حال حاضر نرخ تبدیل مواد آلی سازند سرچاهان در چاه میدان دوم به بیش از ۹۰ درصد رسیده است بطوریکه میزان هیدروکربن‌های مایع (C_{6+}) و گازی (C_1-C_5) خارج شده از این سازند به ترتیب به حدود 3100 kg/m^2 و 1250 kg/m^2 رسیده است.

(۴) بر اساس نتایج مدل‌سازی، نرخ تبدیل مواد آلی در هر دو چاه تقریباً مشابه بوده اما حجم هیدروکربن‌های مایع و گاز در چاه میدان اول نسبت به چاه میدان دوم بیشتر است. دلیل این پدیده را می‌توان به بالا بودن کیفیت و یا میزان حفظ‌شدگی مواد آلی سازند سرچاهان در چاه میدان اول نسبت به چاه میدان دوم اختصاص داد.

(۵) بر اساس نتایج بدست آمده، سازند سرچاهان در ناحیه به عنوان سنگ منشاء اصلی، مخازن اصلی فوقانی

- strata from the Late Ordovician (Hirnantian) in the Zagros Mountains of Iran. *Oil and gas exploration and production*, 102: 36-51 (in persian).
- James, G. A., Wynd, J. G (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, 49 (12): 2182-2245. 10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D.
- Karimi, A. R., Rabbani, A. R. Kamali, M. R., Heidarifard, M. H (2016) Geochemical evaluation and thermal modeling of the Eocene–Oligocene Pabdeh and Middle Cretaceous Gurpi Formations in the northern part of the Dezful Embayment, *Arabian Journal of Geosciences*, 432: 1-16. 10.1007/s12517-016-2370-5.
- Kauerauf, I., Hantschel, T (2009) *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*, Springer, Berlin, Heidelberg. 10.1007/978-3-540-72318-9.
- Kobraei, M., Jazayeri, M (2019) 2D petroleum system modeling in the central part of Fars region. *Scientific Report*, 2448: 184p. (in persian).
- Liu, K., Liu, J. and Huang, X (2021) Coupled stratigraphic and petroleum system modeling: Examples from the Ordos Basin, China. *AAPG Bulletin*, 105(1): 1-28. 10.1306/0727201612317147.
- Magoon, L., Wallace, B., and Dow, G (1994) *The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction*, 3-24. 10.1306/M60585.
- Mondal, D., Sarkar, K., Sultan-Ul-Islam, M., Sang, S. and Mostafa, G (2021) Evaluation of petroleum system using 1D modeling technique of well Atgram-1X, Zakiganj, Bengal Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 14: 1-13. 10.1007/s12517-021-08747-z.
- Moradi, V., Jahani, D., Memariani, H., Khaleghi, M (2017) Geochemical evaluation of the hydrocarbon system of Saadat Abad and Sarvestan fields (Interior Fars region). *Oil and gas exploration and production*, 145: 9-43. (in persian).
- Motiei, H (1993) *Geology of Iran: Zagros Stratigraphy*. Geological Survey of Iran. 210p. (in persian).
- Motiei, H (2010) Introduction of oil reservoirs evaluation in Zagros. *Arian Zamin*, 419p. (in persian).
- Nairn, A. E. M.; Alsharhan, A. S (1997) *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*. Elsevier. 10.1016/B978-0-444-82465-3.X5000-1.
- Peters, K., Mary Ros Cassa, E (1994) *Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential elements*, 93-120. 10.1306/M60585C5.
- Poursoltani, R (2016) Investigating the Impress of the Active Tectonics and the Rate of Fractures (دالان و کنگان) را با انواع هیدروکربن شارژ کرده به نحوی که انتظار می‌رود حجم هیدروکربن در مخازن چاه میدان اول نسبت به چاه میدان دوم بیشتر باشد.
- منابع**
- Aali, J., Rahimpour-Bonab, H., Kamali, M (2006) Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50: 3-4: 161-175. 10.1016/j.petrol.2005.12.004.
- Abu-Ali, M. A., Rudkiewicz, J. L. L., McGillivray, J. G., Behar, F (1999) Paleozoic petroleum system of central Saudi Arabia. *GeoArabia*, 4(3): 321-336. 10.2113/geoarabia0403321.
- Ahmed, K. S., Liu, K., Moussa, H., Liu, J., Ahmed, H. A. and Kra, K. L (2022) Assessment of petroleum system elements and migration pattern of Borno (Chad) Basin, northeastern Nigeria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, p. 109505.
- Ala, M. A., Kinghorn, R. R. F., Rahman, M. T (1980) Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, southwest Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 3(1): 61-89. 10.1111/j.1747-5457.1980.tb01004.x.
- Bordenave, M. L (2014) Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan region, 505-540. 10.1036/13431865M1063614.
- Bordenave, M. L (2008) The origin of the Permian-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros fold belt and contiguous offshore areas: a review of the Palaeozoic petroleum system. *Journal of Petroleum Geology*, 31. 1: 3. 10.1111/j.1747-5457.2008.00405.x.
- Baure, F., Littke, R. Wielens, H., Lample, C., Fuchs, T (2010) Basin Modeling Meets Rift Analysis - A Numerical Modeling Study from the Jeanne d'Arc Basin, Offshore Newfoundland, and Canada. *Marine and Petroleum Geology*, 27(3): 585-99. 10.1016/j.marpetgeo.2009.06.003.
- Carvajal-Arenas, L. C., Torrado, L., Mann, P. and English, J (2020) Basin modeling of Late Cretaceous/Mio-Pliocene (.) petroleum system of the deep-water eastern Colombian Basin and South Caribbean Deformed Belt. *Marine and Petroleum Geology*, 121: p.104511. 10.1016/j.marpetgeo.2020.104511.
- Dembicki, H (2016) *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier. 10.1016/C2014-0-03244-3.
- Geert, K (2001) Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*, 6 (3): 407-442.
- Ghavidel Syooki, M., Ehsani, M., Alvaro, J., Popov, L (2013) The presence of evidence of glacial

- in Ilam Formation, Fars Area, SW Iran, *Open Journal of Geology*, 6 (6): 498. 10.4236/ojg.2016.66041.
- Rabbani, A. R., Afshari, N., Khaleghi, M (2006) Geochemical study of Faraghun, Sarchahan and Siyahoo formations and their role in gas generation in Fars and Bandare Abbas area. *Amirkabir Journal of Scientific and Research*, 37: 53-61. (in persian).
- Ruggieri, R., Trippetta, F., Cassola, T. and Petracchini, L (2022) Basin modeling constrains source rock position and dimension in the Burano-Bolognana petroleum system (Central Italy). *Journal of Asian Earth Sciences*, 240: p.105436. 10.1016/j.jseaes.2022.105436.
- Shahkaram, M., Aleali, M., Tavakoli, V., Maleki, Z (2022) Description and correlation of facies and depositional sequences of Kangan and Dalan formations in Permian-Triassic carbonate ramp, central and eastern Persian Gulf. *Applied Sedimentology*, 19: 186-202 (in persian) 10.22084/psj.2021.25033.1312.
- Soleymani, A (2022) Geochemical evaluation of source rocks and investigation of generation history, charging and migration paths using petroleum system modeling in central Fars. Msc thesis, Shahid Beheshti University, 120 p. (in persian).
- Tawfik, A. Y., Ondrak, R., Winterleitner, G. and Mutti, M (2022) Source rock evaluation and petroleum system modeling of the East Beni Suef Basin, north Eastern Desert, Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, 193: p. 104575. 10.1016/j.jafrearsci.2022.104575.
- Welte, D. H., Yalcin, M. N (1988) Basin modelling—A new comprehensive method in petroleum geology. *Organic geochemistry in petroleum exploration*. Pergamon, 141-151. 10.1016/0146-6380(88)90034-4.

Burial History Reconstruction and Hydrocarbon Generation modeling of Probable Source rocks in two Gas Fields, South of Iran

A. Soleimani¹, E. Dehyadegari^{2*}, M. Hosseini-Barzi³, M. Rashidi⁴ and M. H. Jazayeri⁴

1- M. Sc., in petroleum geology, Dept., of Sedimentary Basins and Petroleum, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

2- Assist. Prof., Dept., of Sedimentary Basins and Petroleum, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

3- Assoc. Prof., Dept., of Sedimentary Basins and Petroleum, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

4- Dept., of hydrocarbon systems studies, Exploration Directorate of NIOC, Tehran, Iran

* e_dehyadegari@sbu.ac.ir

Received: 2023/2/3 Accepted: 2023/4/9

Abstract

The Fars region in Iran is one of the richest places in the world in terms of gas reserves. The area investigated in this study is located on the coastal Fars subzone. In this research, probable source rocks were evaluated by organic geochemical methods and then 1D petroleum system modeling in two wells from the gas fields of southern Iran was contracted and studied. Based on the vitrinite reflectance data and the current temperatures of the formations in the existing wells, the calibrated model and burial history diagram, kerogen to hydrocarbon transformation ratio (TR), the time and amount of light hydrocarbons (C₁-C₅) and Liquid hydrocarbons (C₆₊) expelled from source rock were determined. The geochemical studies in the area reveals that, the Sarchahan Formation is the main candidate source rock. The results obtained from the modeling show that the Sarchahan Formation in the well of the first and second field generated hydrocarbons from 130 and 140 million years ago respectively. Currently, the thermal maturity of the Sarchahan Formation in the both wells is in the gas window. Up to now, the amount of liquid (C₆₊) hydrocarbons expelled from the Sarchahan Formation in the first and the second field is about 23500 kg/m² and 21300 kg/m² and for gaseous (C₁-C₅) hydrocarbons is 23000 kg/m² and 21200 kg/m², respectively.

Keywords: Source rock Evaluation, Hydrocarbon Generation Modeling, Hydrocarbon expulsion, Sarchahan Formation, Coastal Fars subzone