

مدل‌سازی یک بعدی حوضه‌ی رسوبی در میدان گازی تابناک، منطقه‌ی فارس ساحلی، ایران

محمدحسین صابری

دانشکده مهندسی نفت، پردیس علوم و فن‌آوری‌های نوین، دانشگاه سمنان

طاها اشرفی

دانشکده مهندسی نفت، پردیس علوم و فن‌آوری‌های نوین، دانشگاه سمنان

مهدی خالقی

اداره ژئوشیمی و زمین‌شناسی تحت‌الارضی مدیریت اکتشاف نفت

تاریخ دریافت: ۹۶/۳/۶ تاریخ پذیرش: ۹۶/۷/۳

Mh.saberi@semnan.ac.ir

چکیده

این مطالعه، پتانسیل تولید و بلوغ حرارتی را با استفاده از مدل‌سازی یک‌بعدی حوضه‌ی رسوبی و تحلیل آزمایش‌های راک - اول انجام‌شده بر روی ۳۲ نمونه سنگ از سازندهای حفاری‌شده در چاه شماره ۱ میدان تابناک مورد بررسی قرار می‌دهد. بر اساس مقادیر T_{max} و ضریب انعکاس ویتربینایت بدست آمده، نمونه‌ها در محدوده‌ی نابالغ برای زایش هیدروکربن قرار می‌گیرند و نتایج مدل‌سازی نیز این فرضیه را تأیید کردند. با اختصاص شار حرارتی ثابت $34/80 \text{ mw/m}^2$ از زمان حال تا میانه‌ی کرتاسه و 60 mw/m^2 از میانه‌ی کرتاسه تا اردوئیسین بهترین تطبیق با داده‌های تصحیح دمای درون چاهی و ضریب انعکاس ویتربینایت به دست آمد. با تخصیص داده‌های TOC و HI برای سازند سرچاهان، مدل این سازند را به عنوان سنگ منشأ هیدروکربن‌های منطقه تشخیص داد و معین کرد که در ۵ میلیون سال پیش وارد پنجره‌ی نفتی شده و اکنون در وضعیت فوق‌بالغ قرار دارد. از نتایج این مدل‌سازی می‌توان برای تعیین حجم ذخایر هیدروکربنی درجا و تصمیم‌گیری‌های راهبردی توسعه میدان استفاده کرد. همچنین تعیین سنگ منشأ اصلی راهگشای تحقیقات پیرامون میداین مجاور و همچنین محدوده‌ی فارس ساحلی خواهد بود.

کلمات کلیدی: سرچاهان، پالئوژئوتیک، مدل‌سازی یک بعدی، تاریخچه‌ی تدفین، تاریخچه‌ی حرارتی

مقدمه

در این محدوده‌ی زمان زمین‌شناسی را برای تعیین اهداف اکتشافی آینده و همچنین کاهش ریسک حفاری و کاهش هزینه‌ها به‌خوبی بیان می‌کند. اجزای سیستم نفتی پالئوژئوتیک به شرح زیرند:

سنگ منشأ سازند سرچاهان که شیل‌های غنی از ماده‌ی آلی هستند که در اواخر اردوئیسین (هیرنانتین پایانی) و سیلورین پایین (لیاندورین) نهشته شده است.

این شیل‌ها شدیداً رادیواکتیو هستند و در چاه‌ها به آسانی توسط نگاره‌ی پرتوی گاما قابل شناسایی هستند (Ghavidel - Syooki and Khosravi, 1995). سازندهای دالان و کنگان با سن پرمین بالایی و تریاس پایین به ترتیب مخازن کربناته‌ی اصلی این سیستم نفتی هستند که با نهشته شدن سازند دشتک با سن ژوراسیک آغازی تا میانی که تشکیل شده از تناوب‌های ضخیم کربناته / دولومیتی و آنتیدریت حرکت هیدروکربن‌ها به سمت سطح متوقف شده و سیستم نفتی تشکیل شده است (Bordenave, 2008) (Saberi et al., 2016). مدل‌سازی یک بعدی حوضه‌ی رسوبی برای مطالعه‌ی تکامل بلوغ گرمایی و زمان‌بندی تولید هیدروکربن از سنگ منشأ‌های مورد مطالعه در محدوده‌ی مورد بررسی استفاده شده و از نتایج حاصله در کنار شناسایی دقیق ویژگی‌های سنگ منشأ برای تشخیص ویژگی‌های سیستم نفتی و کاهش ریسک اکتشافات و جلوگیری از ایجاد هزینه‌های اضافی استفاده شده‌است.

خلیج فارس و نواحی ساحلی آن دربرگیرنده‌ی بزرگترین ذخایر نفت جهان هستند (Haghi et al., 2013)، که دو سوم از ذخایر نفت اثبات‌شده جهان و تقریباً بیش از یک سوم کل ذخایر گاز جهان را در برمی‌گیرد (Rabbani, 2007). وجود لایه‌های منشائی پهناور و تکرار شده، مخازن کربناته پایدار و برخی مخازن ماسه‌سنگی، پوش سنگ‌های منطقه‌ای عالی، تله‌های تاقدیسی عظیم و رسوب گذاری دنباله‌دار ضرایب عمده‌ای هستند که این ناحیه را تبدیل به یک نقطه قابل توجه برای تجمع هیدروکربن‌ها کرده‌اند (Rabbani, 2008). فارس ساحلی و بخش ایرانی خلیج فارس یکی از بزرگترین تجمعات گاز طبیعی در ایران را دربرمی‌گیرند، بیش از ۹۰٪ گاز طبیعی و میعانات در این ناحیه در دالان (پرمین بالایی) و کنگان (تریاس پایین) که مخازن کربناته هستند یافت شده است. بخش اصلی گازهای هیدروکربنی این مخازن در طی کراکینگ ثانویه نفت دیرینه به وجود آمده‌اند (Saberi and Rabbani, 2015). شیل‌های غنی از ماده‌ی آلی سیلورین پایینی (سازند سرچاهان) منشأ اصلی گازهای طبیعی جنوب ایران تشخیص داده شده‌اند. سیستم نفتی اصلی این منطقه مربوط به دوره‌ی زمانی پالئوژئوتیک است (Bordenave, 2008; Saberi and Rabbani, 2015; Saberi et al., 2016). دلایل فوق‌اهمیت سیستم نفتی پالئوژئوتیک و همچنین ضرورت انجام مدل‌سازی

al., 2000. این شیل‌های غنی از ماده آلی به شدت رادیواکتیو هستند و به‌آسانی در چاه‌ها با نگاره‌ی گاما قابل شناسایی هستند. در شمال بندر عباس (کوه فراقون) سازند سرچاهان دو بخش دارد، بخش غنی از ماده‌ی آلی (هیرنانتین تا اوائل لیاندورین) و بخش تهی از ماده‌ی آلی (اواخر لیاندورین)؛ فقدان بخش زیرین در فارس ساحلی ممکن است با عدم رسوب‌گذاری در ارتفاعات دیرینه پیش سیلورین و یا فرسایش قبل از بالا آمدن آب در پرمین توضیح داده شود (Bordenave, 2014; Rabbani, 2013). بر روی شیل‌های سیلتی سرچاهان ماسه‌سنگ‌های پرموکربونifer زاکین با سن دونین (۲۸۵ متر) و فراقون با سن پرمین پایین (۵۵ متر) قرار می‌گیرند. بین این دو واحد یک عدم رسوب‌گذاری بزرگ از فامینین تا کربونifer وجود دارد. وجود رسوبات دونین در بخش شمال خلیج فارس اجازه‌ی شناسایی دو عدم رسوب‌گذاری بین حد بالایی سرچاهان و سازند زاکین و حد بالایی زاکین و فراقون را می‌دهد (شکل ۳) (Ghavidel, 2003). Syooki, 2003). سازند فراقون به صورت پیوسته توسط سازند دالان پوشانده می‌شود. سازند دالان در رخنمونش که چاه کوه سیاه ۱ است دارای ضخامت بیش از ۷۴۸ متر است (Szabo and Kheradpir, 1978). عضو انیدریتی نار از سازند دالان که رسمی شده بین دو بخش غیر رسمی بالا و پایین کربناته دالان قرار دارد. رخنمون سازند کنگان در کوه سیاه ۱۷۸ متر است و شامل آهک‌های پوشیده شده با میان لایه‌های دولومیت و انیدریت است (Saberi et al., 2016). بر روی سازند دالان و کنگان به دلیل وجود میادین فراوان یافت شده بر روی ارتفاع گاوپندی و طاق‌دیس قطر، هم در دریا (کنبد شمال پارس جنوبی، پارس شمالی، بلال و سلمان)، و هم در خشکی، (کنگان، نار، آغار، دالان، وراوی، عسلویه غربی و شرقی، خیام، گردان، تابناک، هما، لاوان و کیش)، مطالعات گسترده‌ای در زمینه‌های مرتبط با مهندسی نفت و زمین‌شناسی انجام شده است (Saberi et al., 2016). مخازن دالان و کنگان به‌وسیله‌ی سازند کربناته (دولومیت و انیدریت) دشتک با سن ژوراسیک آغازین تا میانی پوشانده شده‌اند.

ابزار و روش‌ها

جهت انجام عملیات مدل‌سازی از بخش یک‌بعدی نسخه‌ی شماره یک از نرم‌افزار مدل‌ساز سیستم نفتی و حوضه رسوبی پترود ۲۰۱۱ استفاده می‌شود. چاه شماره‌ی یک میدان گازی تابناک برای مدل‌سازی انتخاب شده است؛ ابتدا مدل یک‌بعدی حوضه‌ی رسوبی و سیستم نفتی منطقه ساخته می‌شود، سپس نتایج حاصل از مدل‌سازی با نتایج حاصل از آزمایش‌های پیرولیز راک‌اول انجام شده توسط صابری و همکاران و نگاره‌های چاه‌آزمایی چاه‌های میدان تابناک مقایسه خواهد شد (Saberi et al., 2016).

مدل‌سازی حوضه رسوبی و سیستم نفتی

مدل‌سازی حوضه و سیستم نفتی یک مدل‌سازی پویای فرآیندهای زمین‌شناسی در حوضه‌های رسوبی درون واحدهای زمانی زمین‌شناسی است. یک مدل با نهشته شدن قدیمی‌ترین لایه شروع می‌شود و تا زمان نهشته شدن تمامی توالی لایه‌ها و رسیدن به زمان حال ادامه می‌یابد. فرآیند زمین‌شناسی (ته‌نشینی، فشردگی، آنالیز شار حرارتی، تولید نفت، خروج نفت، فروپاشی فاز، مهاجرت و تجمع) در هر مرحله زمانی محاسبه و وارد مدل می‌شوند (Hantschel and Kauerauf, 2009).

محدوده‌ی مورد بررسی این مقاله میدان گازی تابناک است. این میدان گازی در جنوب غرب شهرستان لامرد از استان بوشهر قرار دارد و جزئی از میادین فارس ساحلی محسوب می‌شود. طبق گزارش شرکت ملی نفت ایران ۳۰ تریلیون فوت مکعب ذخیره درجای گاز طبیعی و میعانات دارد و روزانه ۱/۵ میلیارد فوت مکعب گاز از آن تولید می‌شود. در این مطالعه سعی می‌شود با بازسازی تاریخچه‌ی تدفین رسوبات در این میدان زمان تولید هیدروکربن‌ها و زمان مهاجرت آنها به درون مخازن را تعیین کرده و احتمال وجود ذخایر دیگر یا نشت هیدروکربن از پوش سنگ تعیین گردد.

ساختار زمین‌شناسی

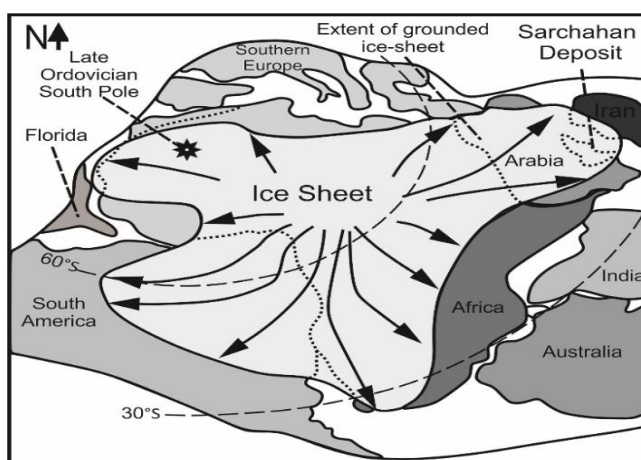
رشته کوه‌های زاگرس که در راستای محور شمال غرب - جنوب شرق در جنوب غربی ایران کشیده شده است لبه‌ی شمال شرقی صفحه‌ی عربی را از اواخر کرتاسه تا نوژن تحت تأثیر قرار داده است. این فاز دگر ریختی با فرانش رسوبات کف اقیانوس نئوتتیس در طی اواخر کرتاسه آغاز شد، و تا نوژن ادامه پیدا کرد و نتیجه‌ی آن بسته شدن نهایی نئوتتیس و دگر ریختی حوضه فورلند در یک رژیم فشارشی در اواخر میوسن در زمان برخورد صفحه‌ی عربی و صفحه ایران مرکزی بود (Alavi, 1991; Wennberg et al., 2007). گسل‌های ریشه‌ای پی‌سنگی در جهت شمال - جنوب قرار دارند (سیستم‌های گسل کازرون و هندیمان) که در طی زمان‌های مختلف زمین‌شناسی فعال بوده‌اند و محدوده‌ی فارس را از فروافتادگی دزفول و لرستان در شمال غرب که با سرعت بیشتری دچار فرو نهشت می‌شوند تفکیک می‌کند (شکل ۱) (Alavi, 2004; Motiei, 2016). Saberi et al., 2013; Rabbani, 1995. محدوده‌ی فارس ساحلی در امتداد شمالی در جنوب شرق ایران سنگ‌های کامبرین - اردوئیسین در پایه‌ی واحدهای تراستی در ارتفاع زاگرس از زرد کوه تا کوه دینار رخنمون دارد (رس‌های سیاه و مایل به سبز که با افزایش اجزای ماسه‌سنگی، کنگلومرا و گل‌سنگ‌های آهکی در تناوبند)، در حالی که سنگ‌های اردوئیسین سیلورین تنها در دو کوه در شمال بندرعباس به نام کوه فراقون و کوه گهکم وجود دارد (Setudehnia, 1976). در اواخر اردوئیسین، لبه‌ی شمالی گندوانا شامل آفریقای شمالی و پلاتفرم عربی در طول جغرافیایی ۶۰ درجه جنوبی قرار دارند (Bordenave, 2014).

اردوئیسین پایانی (هیرنانتین) تحت تأثیر یک دوره‌ی یخچالی بزرگ ولی کوتاه‌مدت (بین نیم تا یک میلیون سال)، که مرکز یخ در آفریقای مرکزی بوده قرار داشته است (Le Heron and Dowdeswell, 2009). (شکل ۲).

در بخش ایرانی زاگرس، شیل‌های سیاه اردوئیسین میانی در سازند سیاهو یک فرسایش در بخش بالای آن و بخش زیرین توالی دیامیکتایتی درگز است که نشان‌دهنده‌ی یک تراف یخچالی تا عمق ۴۰ متری و پر شده بارانده‌های ماسه‌ای است. (Ghavidel-syooki et al., 2011). آب شدن پوشش یخ در اواخر اردوئیسین یا اوائل سیلورین منجر به بالا آمدن سریع آب و نهشته شدن شیل‌های گراپتولیت‌دار و لامینه (سازند سرچاهان) در لبه‌های قاره‌ی گندوانا شد. محیط رسوبی این سازند بدون اکسیژن، با مقادیر بالای ماده‌ی آلی و رسوبات پیریت دار (ربانی و صابری، ۱۴۲۰) و با سن اواخر اردوئیسین (هیرنانتین پایانی) و سیلورین پایین (لیاندورین) است. شرایط بی‌اکسیژن احتمالاً در اثر لایه‌بندی آب در اثر ذوب پوشش یخ است (Lüning, et).



شکل ۱. نقشه‌ی ساده‌شده‌ی ایران و موقعیت میادین فارس ساحلی بر روی آن و محدوده میدان تابناک. (Saberi et al., 2016)



شکل ۲. بازسازی وضعیت اردویسین پایانی قاره گندوانا با موقعیت احتمالی پوشش یخی قاره‌ای (Le Heron and Dowdeswell, 2009; Saberi et al., 2016)

Iran High Zagros and Fars			
Age (Ma)	Formation	Lithology	PSE (m)
208	Kangan		178
Rhaetian			
235			
247			
252	Dalan		750
270			
290	Hercynian Phase		112
315			
360			
395			
410	Acadian Hiatus		285
430			
440	Sarchahan		60-90
450	Dargaz		10-70
460	Seyahou		870
470			
480			
500			
525	Zard Kuh		273
545			
545			
545	Lower Cambrian		1160
525			
500			
453			
270	Ilsebeyk		714
585	Mila		500
500	Middle Cambrian		453
453	Zaigun		585
714	Barut		500
1160	Soltanieh Dio.		270
1000	Hormuz Salt		1160

شکل ۳. ستون چینه‌شناسی جنوب ایران به همراه ضخامت واحدهای لیتولوژیک مربوط به کوه فرازون (Ghavidel - syooki et al., 2011 Saberi et al., 2016)

بازسازی تاریخچه تدفین و حرارتی در یک حوضه از نوع مدل‌های دینامیک می‌باشد، به این معنی که یک سری داده‌های کامل و منحصر به فرد از تولید، مهاجرت و تجمع و از دست رفتن نفت و گاز در یک سیستم نفتی در طی زمان زمین‌شناسی را فراهم می‌کند. این ایده یک تجسم برای و فرآیندهای مورد نیاز (ایجاد تله و تولید، مهاجرت و تجمع نفت) برای تشکیل یک سیستم نفتی است (Lewan et al., 2006; Leslie B. Magoon, 1994). این عناصر و فرآیندها باید به ترتیب رخ بدهند تا ماده آلی موجود در سنگ منشأ به نفت تبدیل و سپس ذخیره و حفظ شود. هدف اولیه مدل‌سازی یک‌بعدی (تاریخچه تدفین) بازسازی تاریخچه زمین‌شناسی در یک نقطه در ناحیه است. مدل‌ساز برای ساخت مدل یک‌بعدی در ابتدا نیازمند اطلاعات چینه‌شناسی، لیتولوژی، سن فواصل سازندی و نام یا کد مختص به هر یک و اسم چاه و موقعیت دقیق جغرافیایی آن است. در مرحله بعد اطلاعات حدود بالایی و موقعیت سازندها در چاه، عمق چینه‌ها و بالآمدگی آن‌ها نسبت به سطح دریا، دوره‌های فرسایش و عدم رسوب‌گذاری و تخمین ضخامت و لیتولوژی بخش فرسایش یافته مورد نیاز است. در مرحله پیش از اجرای مدل ضروری است عمق آب دیرینه، شار حرارتی و دمای سطح در گذر زمان مشخص شود. دمای سطح در گذر زمان را می‌توان از طریق کاربر به برنامه وارد کرد و یا از طریق خود نرم‌افزار محاسبه کرد. این مسئله بر سطح بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ نفتی همانطور که شار حرارتی و عمق آب در گذر زمان تأثیر می‌گذارند مؤثر است.

قبل از اجرای مدل می‌توان از دماهای حاصل از تست چاه یا تست ساق مته تصحیح شده و ضریب ویتربینایت برای تصحیح خارجی مدل استفاده کرد، همچنین در صورتی که الگوریتم‌های کینتیکی برای مدل‌سازی اولیه و ثانویه تولید هیدروکربن مورد استفاده قرار گرفته باشد داده‌های TOC و HI برای فواصل منشأ مورد نیاز است.

مدل‌سازی یک‌بعدی دارای محدودیت‌هایی نیز می‌باشد که باید در اینجا به آن‌ها اشاره کنیم. مدل تنها بیانگر یک نقطه‌ی منبع است و محاسبات مرتبط با آن مثل دما، فشار و جریان سیال نیز یک‌بعدی هستند. لیتولوژی‌ها در مدل یک‌بعدی برای بیشتر فواصل کلی هستند و ناهمگن بودن فواصل در این مدل‌سازی نادیده گرفته می‌شود. دقت ضریب انعکاس ویتربینایت و دیگر آنالیزهایی که برای تصحیح خارجی مدل‌ها به کار می‌رود (Sweeney and Burnham, 1990). از دیگر موارد مؤثر است. در مدل‌سازی یک‌بعدی کیفیت داده‌های دمای چاه باید مورد ارزیابی قرار بگیرد، دماهای چاه باید تصحیح شود و باید از فواصل عمیق‌تر و همراه با زمان چرخه‌ی طولانی‌تر اندازه‌گیری شده باشد.

دماهای تست ساق مته ممکن است بی‌نیاز از تصحیح باشد. جریان‌های هیدرولیک و هیدروترمال نیز بر دماها مؤثرند. نوع رخساره‌ها بر شار حرارتی مدل شده و بلوغ حرارتی اثر می‌گذارد. در پایان نواحی دارای داده‌های تصحیح حداقلی مثل ضریب انعکاس ویتربینایت ممکن است نیاز به چند بار اجرای بلوغ حرارتی و شار حرارتی برای حصول بهترین انطباق ضخامت‌های فرسایش یافته و سطوح بلوغ حرارتی باشند (Hantschel and Kauerauf, 2009; Higley et al., 2006). در محدوده‌ی مورد بررسی در چاه شماره‌ی یک میدان تابناک ۳۲ نمونه از فواصل چینه‌ای پابده، گورپی، ایلام، لافان، سروک، کزدمی، داریان، گدوان، فهلیان (هر مورد ۱ نمونه)، سورمه، نیریز، دشتک (هر مورد ۲ نمونه)، کنگان (۶ نمونه)، دالان

بالا (۵ نمونه)، نار و دالان پایین (هر کدام ۳ نمونه) به وسیله‌ی آزمایشات راک - اول مورد مطالعه قرار گرفت (جدول ۱)؛ از آنجایی که چاه شماره ۱ یک تا سازند دالان پایین نفوذ کرده است در مورد سازندهایی که چاه به آنها نفوذ نکرده از اطلاعات زمین‌شناسی منطقه و موقعیت چاه با برآورد منطقی استفاده شده است همچنین در زمینه‌ی داده‌های ژئوشیمیایی از مطالعه‌ی (Saberi et al., 2016) استفاده شده است (جدول ۲). در جهت تصحیح مدل از اطلاعات انعکاس ویتربینایت و داده‌های دمایی مطابق جدول ۳ و ۴ استفاده شده است.

موقعیت میدان در شکل ۱ مشخص شده است. اطلاعات لیتولوژیک و ضخامت برای سازندهای مشاهده شده در چاه از داده‌های منتشر نشده‌ی نگاره‌ی چاه آزمایشی شرکت ملی نفت ایران (NIOC) و در سازندهای فرسایش یافته و سازندهایی که چاه به آن‌ها نفوذ نکرده با استفاده از نقشه‌های ایزوپاک و مطالعات چینه‌شناسی که در گذشته در منطقه انجام شده استخراج شده است (Motiei, 1995) سن مطلق مربوط به سازندها با استفاده از مقیاس زمانی زمین‌شناسی (Walker and Geissman, 2009) استخراج شد. بلوغ حرارتی بر اساس شرایط مرزی مدل‌سازی شد که عبارتند از: دمای سطح برخورد آب - رسوب (SWIT به $^{\circ}\text{C}$)، عمق آب دیرینه (PWD، به متر) و شار حرارتی (HF به mW/m^2).

شرط مرزی اولیه برای محاسبه‌ی تکامل دمایی در یک حوضه‌ی رسوبی SWIT است (Yalçin et al., 1997). در بخش یک‌بعدی نرم‌افزار پترومد مقادیر SWIT در گذر زمان بر اساس روش (Wygrala, 1989) به صورت خودکار تخمین زده می‌شود. این تخمین بر اساس موقعیت جغرافیایی دیرینه‌ی ناحیه در طی زمان زمین‌شناسی، اختلاف‌ها در میانه‌ی دماهای دیرینه‌ی سطح در برابر عرض جغرافیایی و زمان زمین‌شناسی؛ و عمق آب در حین زمان رسوب‌گذاری انجام می‌گیرد (Mashhadi et al., 1997; Yalçin et al., 2015). محاسبات SWIT در این مطالعه بر اساس عرض جغرافیایی شمال صفحه‌ی عربی تنظیم شده است.

مقادیر PWD برای محاسبه‌ی SWIT مورد نیاز است. مقدار PWD به ترکیبی از فرو نهشت تکتونیکی و تغییرات در سطح جهانی آب دریاها وابسته است. محیط رسوبی هر سازند در زمینه‌ی PWD اطلاعاتی را به ما می‌دهد. برای وقایع فرسایشی و عدم رسوب‌گذاری عمق آب دیرینه صفر در نظر گرفته شده و برای زمان نهشته شدن کربناته‌ها عمق آب دیرینه ۲۰ متر در نظر گرفته شده است. شار حرارتی آخرین شرط مرزی انتقال حرارت به درون یک حوضه‌ی رسوبی است (Yalçin et al., 1997). شار حرارتی یک پارامتر ورودی مهم در مدل‌سازی حوضه است و تعیین آن برای گذشته‌ی زمین‌شناسی یک منطقه معمولاً دشوار است. بنابراین مدل‌های تاریخچه‌ی گرمایی عموماً در مقابل چهارچوب‌های بلوغ و حرارت تصحیح می‌شوند. در این مطالعه ضریب انعکاس ویتربینایت (جدول ۳) و دماهای ته چاهی (جدول ۴) به ترتیب برای تصحیح بلوغ و دما مورد استفاده قرار گرفته‌اند. مدل کینتیکی ارائه‌شده توسط ابوعلی برای کروژن نوع ۲ مربوط به سازند قصبیا در عربستان سعودی به علت اینکه سازند سرچاهان از لحاظ زمانی هم ارز این سازند محسوب می‌شود برای محاسبه‌ی تولید گاز مورد استفاده قرار گرفته است (Abu - Ali et al., 1999)

جدول ۱. اطلاعات مربوط به میانگین نتایج آنالیز راک اول انجام شده بر روی نمونه‌های بدست آمده از چاه شماره یک میدان تابناک

Formation	S1(mg/g)	S2(mg/g)	PI	Tmax(°C)*	S3(mg/g)	TOC(%)	HI	OI
Pabdeh	۰/۰۵	۰/۰۸	۰/۰۴	۴۴۳	۰/۳۸	۰/۱۶	۵۰	۲۳۸
Gurpi	۰/۰۱۲	۰/۵۱	۰/۱۹	۴۲۲	۰/۵	۰/۵۱	۱۰۰	۹۸
Ilam	۰/۰۷	۰/۲۲	۰/۲۴	۴۲۶	۰/۱۹	۰/۱۳	۱۶۹	۱۴۶
Laffan	۰/۲	۰/۱۲	۰/۶۲	۳۵۶	۰/۶۴	۰/۲۴	۵۰	۲۶۷
Sarvak	۵/۶۱	۱	۰/۸۵	۳۹۱	۰/۵۲	۰/۹۱	۱۱۰	۵۷
Kazhdumi	۵۵/۳۸	۵/۸۸	۰/۶۲	۳۱۲/۵	۱/۷۶	۱/۹۲	۳۱۴/۵	۹۸
Dariyan	۰/۳۲	۰/۵۵	۰/۳۷	۴۲۹	۰/۱۵	۰/۱۶	۳۴۴	۹۴
Gadvan	۰/۳	۰/۲۵	۰/۵۵	۴۳۱	۰/۱۶	۰/۰۹	۲۷۸	۱۷۸
Fahliyan	۰/۰۸	۰/۲۴	۰/۲۵	۴۲۴	۰/۱۴	۰/۰۹	۲۶۷	۱۵۶
Surmeh	۰/۰۹	۰/۱۸	۰/۳۵	۴۱۶	۰/۱۷	۰/۱۹	۹۵	۸۹
Neyriz	۰/۰۷	۰/۱	۰/۴	۴۳۰	۰/۱۴	۰/۱۴	۷۱	۱۰۰
Dashtak	۰/۵۲	۱/۹۰	۰/۲۱	۳۶۹/۵	۱/۲۵	۰/۵۴	۴۰۳	۱۸۶/۵
Kangan	۱/۷۷	۵/۸۷	۰/۲۵	۳۰۱	۳/۵۶	۰/۹۸	۴۴۶/۷	۴۱۰/۵
Dalan - U	۰/۴	۱/۴۱	۰/۲۷	۴۱۲	۱/۹۵	۰/۲۷	۵۱۸/۲	۷۹۴/۴
Nar	۰/۳۶	۱/۰۸	۰/۲۹	۳۹۷/۳	۱/۰۱	۰/۱۷	۵۶۳/۷	۹۳۸/۳
Dalan - L	۰/۳۸	۰/۳۸	۰/۴۸	۳۸۹/۷	۰/۴۱	۰/۰۸	۴۶۹/۳	۱۱۳۴/۷

* دمای بیشینه نمونه‌هایی که دارای $TOC < 0.2$ می‌باشد قابل اعتماد نمی‌باشد. همچنین نمونه‌های دارای اندیس تولید بالا به علت ناهمگونی بودن هیدروکربورها دارای دمای بیشینه غیر قابل اعتماد می‌باشد.

جدول ۲. داده‌های مربوط به سازند سرچاهان (Saberi et al., 2016)

Formation	TOC(%)	HI
Sarchahan (High TOC)	۴/۰۰	۱۴۹/۴۴
Sarchahan (Low TOC)	۰/۳۷	۷۷/۲۷

جدول ۳. مقادیر اندازه‌گیری شده‌ی ضریب انعکاس و پترینایت در چاه شماره ۱ تابناک

Formation	Depth(m)	Ro(min)	Ro(mean)	Ro(max)
Surmeh	۱۶۳۰	۰/۴۰	۰/۵۵	۰/۶۹
Dashtak	۲۲۰۴	۰/۵۶	۰/۶۶	۰/۷۴
Kangan	۲۶۷۸	۰/۶۳	۰/۷۰	۰/۷۸

جدول ۴. مقادیر اندازه‌گیری شده‌ی دما درون چاه شماره ۱ تابناک

Well	Depth (m)	Temperature (°C)
Tabnak #1	۲۸۱۰ - ۲۷۹۳	۷۵
Tabnak #1	۲۰۶۵ - ۲۰۵۰	۶۷
Tabnak #1	۲۰۰۴ - ۱۹۹۵	۶۴

بحث و بررسی

جدول ۱ و شکل ۴ نتایج مطالعات انجام شده آنالیز پیرولیز راک - اول انجام شده بر روی نمونه‌های جمع آوری شده از چاه شماره‌ی یک میدان تابناک را نشان می‌دهد. نمودار S1 در برابر TOC بومی یا غیربومی بودن هیدروکربن‌های موجود در یک سازند را نشان می‌دهند (Hunt, 1996). یک شاخص مهاجرت (S1/TOC) بزرگتر از ۱/۵ مشخص می‌کند که درون نمونه هیدروکربن‌های مهاجرت کرده وجود دارند، در مقابل شاخص کمتر از ۱/۵ واحد بیانگر بومی بودن هیدروکربن درون نمونه است.

تمام نمونه‌های مطالعه شده بجز در مورد سروک و کژدمی در زیر خط قرار می‌گیرند به این معنی که نمونه‌های آنالیز شده به‌وسیله‌ی هیدروکربن مهاجرت کرده آلوده نشده‌اند (شکل ۵). محتوای TOC و ظرفیت تولید (مجموع پیک‌های S1 و S2 آنالیز راک اول) اطلاعات مهمی درباره‌ی پتانسیل تولید هیدروکربن سنگ‌های منشأ موجود فراهم می‌آورد. محتوای TOC نمونه‌های مطالعه شده در محدوده‌ی 0.01 - 4.18 wt% قرار می‌گیرند (جدول ۱).

مقادیر HI در محدوده‌ی 50 - 680 mg HC/g TOC قرار دارند (جدول ۱) و از ترسیم HI در مقابل TOC می‌توان نتیجه گرفت که هیچ یک از سنگ‌های منشأ موجود که متب به آن‌ها نفوذ کرده بلوغ لازم برای تولید هیدروکربن را ندارند (شکل ۶).

بلوغ حرارتی

بلوغ حرارتی را با رسم نمودار HI در برابر Tmax می‌توان تخمین زد (شکل ۷) طبق تصویر نمونه‌های مربوط به گروه دهرم در محدوده‌ی بالغ قرار دارند ولی بقیه‌ی سنگ‌های محدوده مورد بررسی در بخش نابالغ طبقه‌بندی می‌شوند و توانایی تولید هیدروکربن را ندارند؛ توجه شود Tmax که نمونه‌های دارای میزان TOC پایین به علت دقت ناکافی دستگاه راک‌اول و نمونه‌های دارای اندیس تولید بالا به علت نابرجا بودن هیدروکربورها، دارای صحت کامل نمی‌باشد.

مدل‌سازی تاریخچه‌ی تدفین و تاریخچه‌ی حرارتی

برای ایجاد مدل‌های قابل اطمینان تاریخچه‌ی تدفین و حرارتی، سن دقیق و مدت وقایع تکتونیکی باید کاملاً مشخص شود. به‌عنوان یکی از نتایج تغییرات ائوستاتیک سطح دریاها و جابه‌جایی‌های خشکی‌زایی چندین ناپوستگی منطقه‌ای، فاز فرسایشی و فاز عدم رسوب‌گذاری درون محدوده مورد بررسی رخ داده است. در طی اواخر سیلورین، یک فاز عدم رسوب‌گذاری در محدوده‌ی مورد مطالعه مشاهده می‌شود، همچنین در طی کل کربونیفر یک‌فاز فرسایشی شدید وجود دارد. در میانه تا اواخر کرتاسه و سپس در سنوزوئیک برخورد صفحه‌ی عربی و اوراسیا که منجر به کوهزایی زاگرس شده عدم رسوب‌گذاری و فرسایش بر حدودی مورد بررسی تأثیر گذاشته است. در کل فرسایش و عدم رسوب‌گذاری در حدود ۵۰۰۰ متر سنگ و سازندی را که می‌توانست در منطقه وجود داشته باشد از بین برده است. در چاه شماره ۱ تابناک از اواسط کرتاسه تا حال حاضر یک شار حرارتی ثابت برابر 34.80 mW/m^2 و از اردوئوسین تا میانه‌ی کرتاسه شار حرارتی ثابت برابر 60 mW/m^2 بهترین تطبیق بین مقادیر اندازه‌گیری شده و محاسبه‌شده‌ی انعکاس ویترنایت و دماهای ته چاهی را ارائه می‌دهد (شکل ۸).

میدان تابناک دارای دو افق مخزنی اصلی در گروه دهرم و یک افق مخزنی فرعی دیگر در گروه کازرون می‌باشد. افق‌های مخزنی اصلی گروه دهرم را سازنده‌های کنگان و دالان بالایی تشکیل می‌دهند. در این میدان سازند کنگان شامل تناوبی از سنگ‌آهک‌های دولومیتی، دولومیت و لایه‌های رسی بوده که در قسمت انتهایی به سنگ‌آهک رسی تبدیل می‌شود. بخش مخزنی این سازند را آهک‌های دولومیتی که دارای تخلخل بسیار خوب می‌باشد تشکیل می‌دهند. بقیه‌ی سازند کنگان شرایط مناسب مخزنی ندارد. سازند دالان با آهک شروع شده و سپس شامل تناوبی از سنگ‌آهک و دولومیت می‌شود. بخش انتهایی دالان بالایی از دولومیت تشکیل شده است. میزان تخلخل این سازند در مقطع چاه متغییر بوده ولی تقریباً تمامی ضخامت لایه دارای شرایط مخزنی می‌باشد. بخش کربناته قاعده‌ی سازند دشتک، افق مخزنی فرعی میدان را تشکیل می‌دهد. این بخش از تناوبی از لایه‌های آندیریت و دولومیت متخلخل تشکیل شده است. برخلاف دیگر میادین گازی منطقه فارس، بخش کربناته قاعده‌ی دشتک در ساختمان تابناک دارای شرایط مخزنی مناسبی می‌باشد.

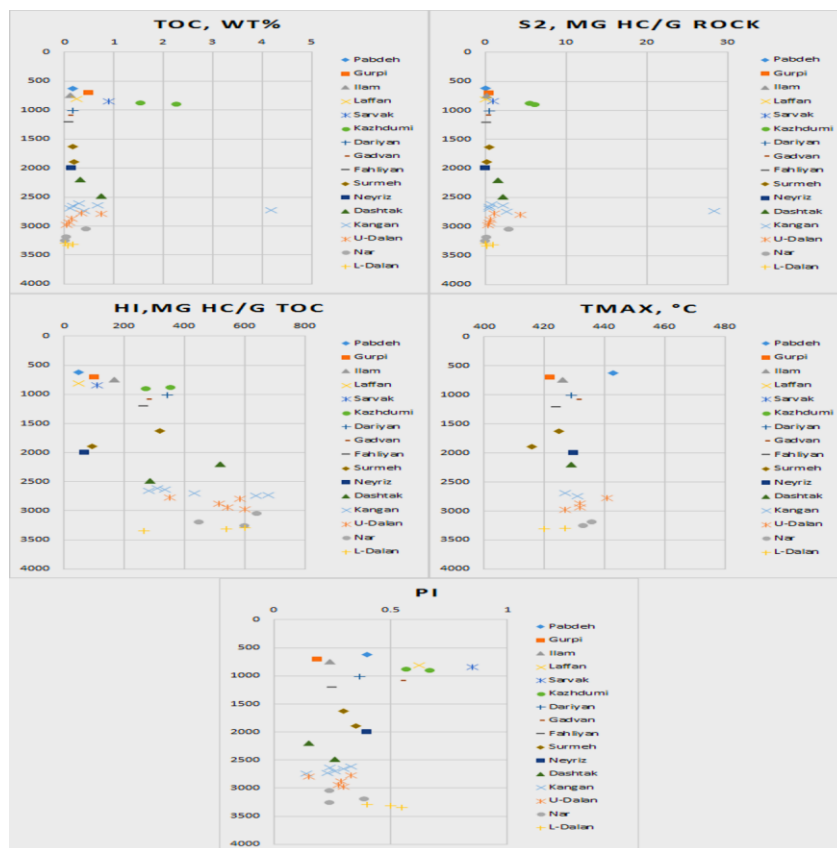
تاریخچه‌ی دمایی

نمودار دما - عمق سازنده‌های چاه تابناک ۱ (شکل ۸ چپ) به کمک داده‌های دمایی اندازه‌گیری شده از چاه (جدول ۴) و همچنین داده‌های بلوغ اندازه‌گیری شده از آنالیز انعکاس ویترنایت بازسازی شده است.

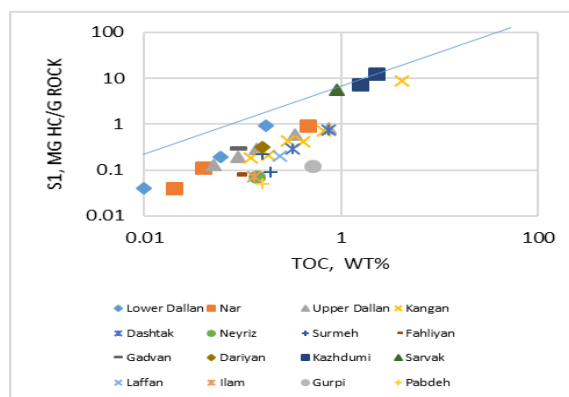
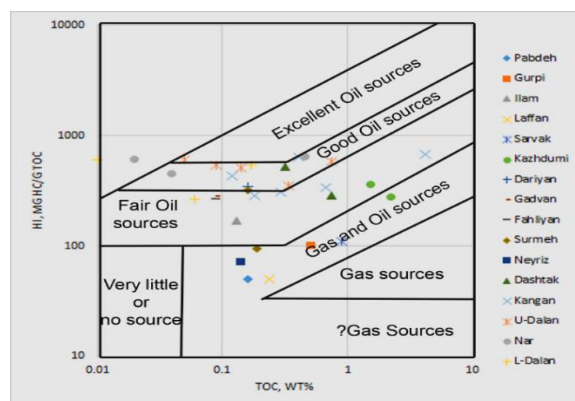
از نمودار تاریخچه‌ی تدفین درون چاه شماره‌ی ۱ تابناک (شکل ۹) می‌توان نتیجه گرفت که در زمان $2/6$ میلیون سال پیش در زمان تدفین حداکثری سازند سرچاهان در عمق 8246 متری دمای 147°C را متحمل شده است. همچنین از شکل ۹ می‌توان نتیجه گرفت که در همان زمان سازند زاکین در عمق 8000 متری و دمای 142°C ، سازند فراقون در عمق 7846 و دمای 137°C ، سازند دالان پایینی در عمق 7665 متری و دمای 133°C ، سازند نار در عمق 7425 و دمای 130°C ، سازند دالان بالایی در عمق 7160 و دمای 126°C ، سازند کنگان در عمق 6969 متری و دمای 122°C ، آغاز در عمق 6864 و دمای 120°C و سازند دشتک در عمق 6334 متری و دمای 120°C قرار داشته‌اند. لازم به ذکر است که تغییرات تاریخچه‌ی دمایی سازنده‌های ذکر شده و اختلاف دماهای تجربه‌شده هر سازند ناشی از تفاوت در زمان تجربه بیشینه دمایی، تفاوت در نرخ شار حرارتی در دوران‌های مختلف زمین‌شناسی و ضرایب انتقال حرارتی مربوط به لیتولوژی هر سازند می‌باشد. به عنوان مثال سازند دالان و سازند دشتک بیشینه دمای خود را در 2.6 میلیون سال قبل تجربه کرده‌اند و اختلاف دمای 6 درجه در ضخامتی در حدود 900 متر به علت ضریب انتقال حرارتی بالای رسوبات تبخیری سازند دشتک می‌باشد.

تاریخچه‌ی بلوغ حرارتی

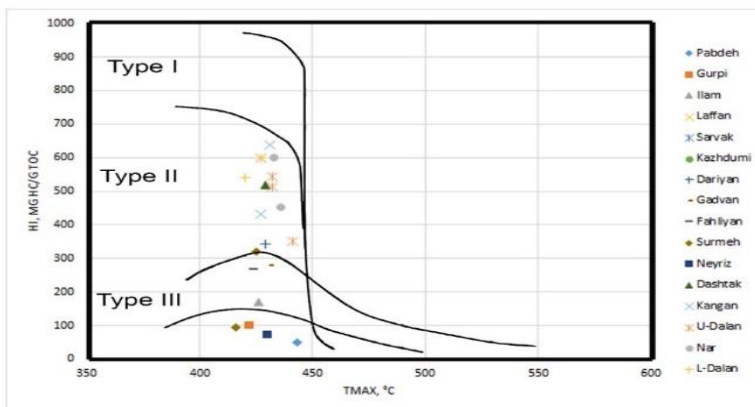
با استفاده از مقادیر اندازه‌گیری شده ضریب انعکاس ویترنایت در چاه تابناک ۱ نمودار بلوغ در برابر عمق (شکل ۸ راست) و نمودار تاریخچه‌ی تدفین با محدوده‌ی بلوغ حرارتی سازنده‌ها (شکل ۱۰). به وجود آمده و تصحیح شده است. سازند سرچاهان با بیشترین عمق تدفین دارای بلوغ در حدود $Ro = 0.9\%$ در اوایل پنجره انتهایی زایش هیدروکربن‌های مایع قرار گرفته، سازند فراقون با بلوغی در حدود انعکاس ویترنایت $0/87$ در پنجره اصلی زایش نفت قرار دارد، سازند دالان بالایی با



شکل ۴. نمودار داده‌های جدول ۱ در مقابل عمق


 شکل ۵. نمودار S1 در برابر TOC برای تشخیص بین بومی و غیربومی بودن هیدروکربن موجود در نمونه‌ها مطابق با (Hunt, 1996). خط شیب‌دار بیانگر $S1/TOC=1.5$ است. مربوط به آنالیز راک اول چاه شماره ۱ میدان تابناک


شکل ۶. نمودار HI در برابر Tmax در جهت مشخص کردن پتانسیل منشانی



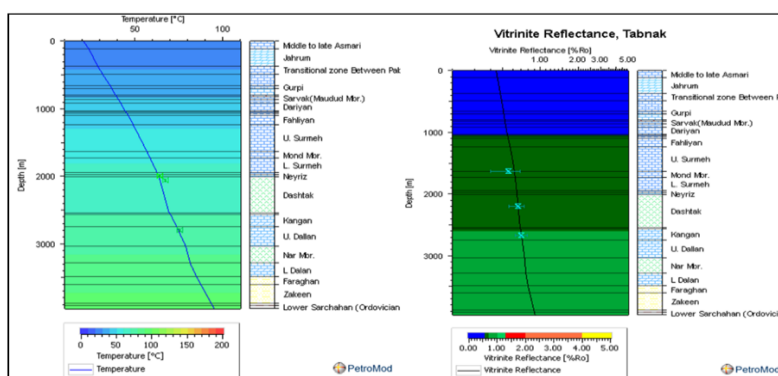
شکل ۷. نمودار HI در برابر Tmax

هیدروکربن از ۵ میلیون سال پیش شروع شده است. در شکل ۱۱ نمودار تاریخچه‌ی تدفین با پنجره‌ی زایش هیدروکربنی سنگ منشأ و جدول سیستم نفتی چاه تابناک ۱، در شکل ۱۲ نمودار تاریخچه‌ی تدفین با محدوده‌ی خروج هیدروکربنی سنگ منشأ و جدول سیستم نفتی چاه تابناک ۱ ترسیم شده است. از ۱۵۰ میلیون سال پیش سازند سرچاهان در مجموع ۹/۱۱ مگاتن هیدروکربن تولید کرده است که ۸/۱۴ مگاتن آن هیدروکربن مایع و ۰/۹۷ مگاتن آن هیدروکربن گازی حاصل از کراکینگ اولیه کروژن بوده است. بنابراین می‌توان گفت که گاز فعلی موجود در میدان حاصل کراکینگ اولی و ثانویه تولید اولیه سرچاهان است که البته نیاز به بررسی‌های بیشتر ژئوشیمیایی دارد.

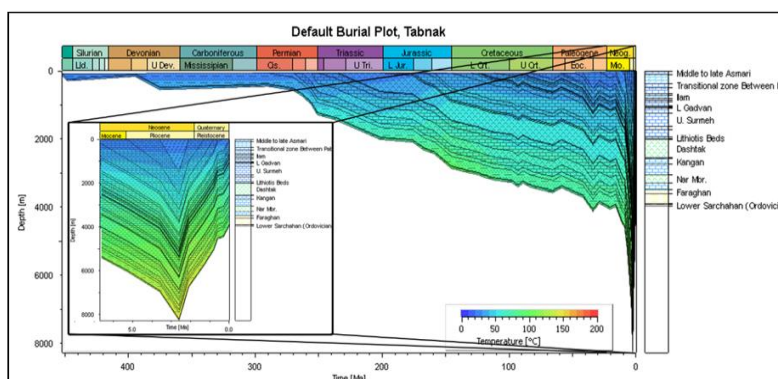
بلوغی در حدود انعکاس ویتترینایت ۰/۷۳ گوپای اوایل پنجره زایش نفت است همچنین سازند کنگان انعکاس ویتترینایتی در حدود ۰/۷ را نشان می‌دهد که بیانگر اوایل پنجره اصلی زایش هیدروکربورهای مایع است.

زایش و خروج هیدروکربن

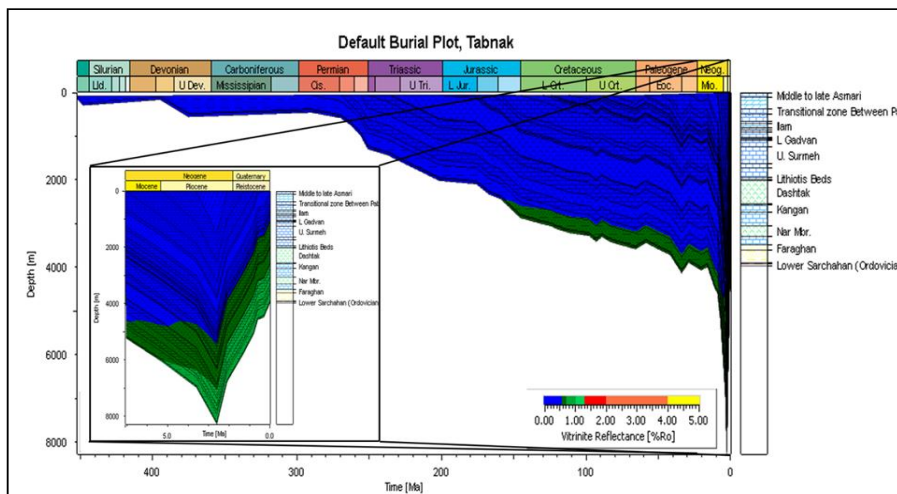
در بخش قبل بیان شد که هیچ‌یک از سازندهای درون چاه تابناک ۱ پتانسیل هیدروکربن‌زایی ندارند پس با در نظر گرفتن سازند سرچاهان به‌عنوان سنگ منشأ مشخص شد که این سازند ۱۳۵ میلیون سال پیش در اوایل کرتاسه وارد پنجره زایش هیدروکربن شده و در ۱/۴۵ میلیون سال پیش بیشترین میزان تولید هیدروکربن را داشته، در این سازند خروج



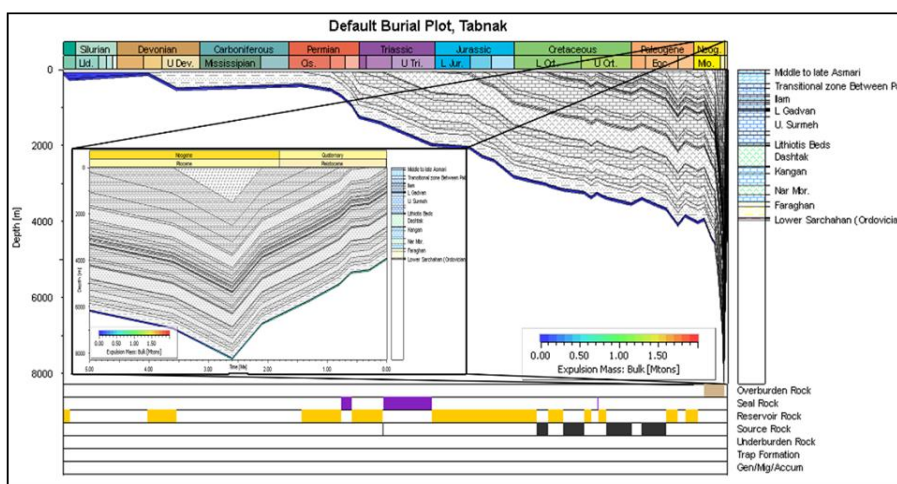
شکل ۸. خروجی محاسبه‌شده‌ی مدل و انطباق آن با مقادیر اندازه‌گیری شده‌ی واقعی (جدول ۳ و ۴) برای دماهای ته چاهی (چپ) و انعکاس ویتترینایت (راست)



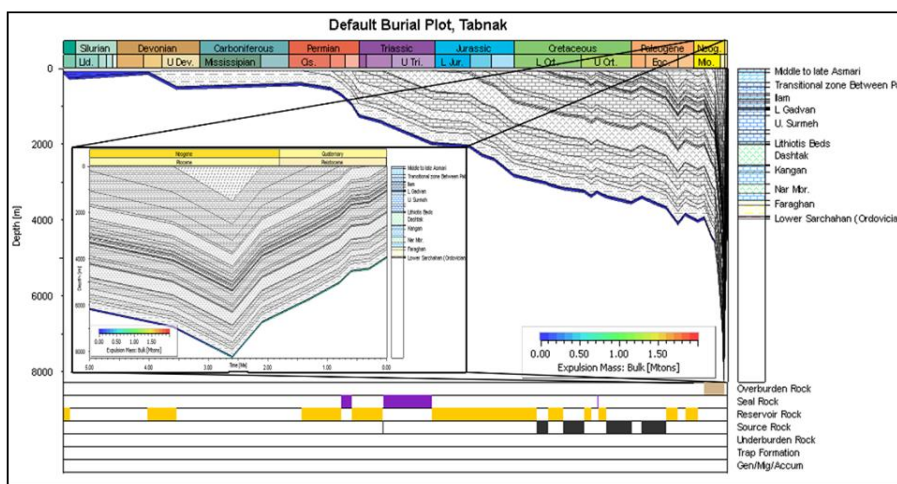
شکل ۹. تاریخچه‌ی تدفین و محدوده‌ی دمایی سازندهای درون چاه تابناک



شکل ۱۰. نمودار تاریخچه‌ی تدفین با محدوده‌ی انعکاس ویترینایت (زون زایشی)



شکل ۱۱. تاریخچه تدفین با پنجره زایش هیدروکربنی سنگ منشأ و چارت سیستم نفتی



شکل ۱۲. تاریخچه تدفین با پنجره خروج هیدروکربنی سنگ منشأ و چارت سیستم نفتی

خلاصه و نتیجه‌گیری

سازند سرچاهان در منطقه به‌عنوان سنگ منشأ شناخته‌شده‌ی مخازن گازی فارس ساحلی سنگ منشأ هدف در نظر گرفته شد و همچنین با بررسی ۳۲ نمونه آنالیز راک‌اول انجام‌شده بر روی نمونه‌های گرفته‌شده از درون چاه احتمال تولید هیدروکربن توسط دیگر سازندها نیز بررسی شد. مدل‌سازی تاریخی‌ی تدفین و بلوغ حرارتی انجام شد. از میان‌های کوتاه تا حال حاضر شار حرارتی $34/80 \text{ mW/m}^2$ بهترین انطباق را بین داده‌های اندازه‌گیری شده و محاسبه‌شده‌ی دماهای ته‌چاهی و انعکاس ویتربنیت را ارائه می‌دهد. بررسی آنالیز راک اول وجود نمونه‌های سنگ از نا بالغ تا بالغ را در محدوده‌ی چاه نشان می‌دهد. با این حال بالاترین میزان بلوغ مربوط به سازند سرچاهان می‌باشد. از میان سازندهای این ناحیه با توجه به بررسی نتایج آنالیز راک‌اول صرفاً سازند سرچاهان می‌تواند به‌عنوان به سنگ منشأ مناسب عمل نماید و سایر سازندها یا دارای توان زایش هیدروکربور نبوده یا در محدوده مناسبی بلوغ قرار ندارند. آنالیز راک‌اول نشان می‌دهد هیچ‌یک از سازندهایی که مته به آنها نفوذ کرده است تولید هیدروکربن نکرده است.

منابع

- ربانی، ا. و صابری، م. ح. (۲۰۱۴). پیش‌بینی تغییرات رخساره‌ای سنگ مادر با استفاده از میزان سولفور و نیتروژن موجود در نفت‌های خلیج فارس. زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته، ۱۲(۴)، ۶-۱.
- میرشاهانی، م. خواجه زاده، ا. و خانی، ب. (۲۰۱۶). کاربرد انعکاس گراپتولیت و کیتینوزوا در تعیین پختگی سازندهای پالئوزوئیک زیرین ناحیه بندرعباس. زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته، ۱۶(۲)، ۳۵-۴۵.
- Abu - Ali, M. A., Rudkiewicz, J. L. L., McGillivray, J. G., and Behar, F. (1999). Paleozoic petroleum system of central Saudi Arabia. *GeoArabia*, 4(3), 321-336.
- 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.
- ALAVI, M. (1991). Sedimentary and structural characteristics of the Paleo - Tethys remnants in northeastern Iran. *Geological Society of America Bulletin*, 103(8), 983-992. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1991\)103<0983:SASCOT>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1991)103<0983:SASCOT>2.3.CO;2)
- Bordenave, M. L. (2008). The Origin Of The Permo - Triassic Gas Accumulations In The Iranian Zagros Foldbelt And Contiguous Offshore Areas: A Review Of The Palaeozoic Petroleum System. *Journal of Petroleum Geology*, 31(1), 3-42. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2008.00405.x>
- Bordenave, M. L. (2014). Petroleum Systems and Distribution of the Oil and Gas Fields in the Iranian Part of the Tethyan Region. *AAPG Memoir*, 106, 505-540. <https://doi.org/10.1036/13431865M1063614>
- Ghavidel - Syooki, M. (2003). Palynostratigraphy of Devonian sediments in the Zagros Basin, southern Iran. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 127(3), 241-268. [https://doi.org/10.1016/S0034-6667\(03\)00122-2](https://doi.org/10.1016/S0034-6667(03)00122-2)
- Ghavidel - syooki, M., Álvaro, J. J., Popov, L., Pour, M. G., Ehsani, M. H., and Suyarkova, A. (2011). Stratigraphic evidence for the Hirnantian (latest Ordovician) glaciation in the Zagros Mountains, Iran. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 307(1), 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2011.04.011>
- Ghavidel - Syooki, M., and Khosravi, M. E. (1995). Investigation of Palaeozoic sediments at Tange - e - Zakeen of Kuh - e - Faraghan and introduction to Seyahou and Sarchahan formations in the Zagros Basin. *Geol. Surv. of Iran Scien. Quat. J*, 4(14), 1-21.
- Ghavidel - Syooki, M., Popov, L. E., Alvaro, J. J., Ghobadi Pour, M., Tolmacheva, T. Y., and Ehsani, M. - H. (2014). Dapingian - lower Darriwilian (Ordovician) stratigraphic gap in the Faraghan Mountains, Zagros Ranges, southeastern Iran. *Bulletin of Geosciences*, 89(4), 679-706.
- Haghi, A. H., Kharrat, R., Asef, M. R., and Rezazadegan, H. (2013). Present - day stress of the central Persian Gulf: Implications for drilling and well performance. *Tectonophysics*, 608, 1429-1441. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.06.001>
- Hantschel, T., and Kauerauf, A. I. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>
- Higley, D. K., Lewan, M., Roberts, L. N. R., and Henry, M. E. (2006). *Petroleum System Modeling Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments*. Director, 1-18.
- Hunt, J. (1996). *Petroleum geochemistry and geology*: by JM Hunt. WH Freeman and Company, New York, 1996, i - xii+ 743 pp. ISBN 07167 - 2441 - 3 (hardcover). Elsevier.
- Le Heron, D. P., and Dowdeswell, J. A. (2009). Calculating ice volumes and ice flux to constrain the dimensions of a 440 Ma

- North African ice sheet. *Journal of the Geological Society*, 166(2), 277–281. <https://doi.org/10.1144/0016-76492008-087>
- Magoon, L.B., and Dow, W. G. (1994). *The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction*, No:77, p:3–24.
- Lüning, S., Craig, J., Loydell, D. ., Štorch, P., and Fitches, B. (2000). Lower Silurian 'hot shales' in North Africa and Arabia: regional distribution and depositional model. *Earth - Science Reviews*, 49(1), 121–200. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00060-4](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00060-4)
- Mashhadi, Z. S., Rabbani, A. R., Kamali, M. R., Mirshahani, M., and Khajehzadeh, A. (2015). Burial and thermal maturity modeling of the Middle Cretaceous–Early Miocene petroleum system, Iranian sector of the Persian Gulf. *Petroleum Science*, 12(3), 367–390. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0040-y>
- Motiei, H. (1995). *Petroleum geology of Zagros*. Geological Survey of Iran (in Farsi), 589p.
- Rabbani, A. R. (2007). Petroleum geochemistry, offshore SE Iran. *Geochemistry International*, 45(11), 1164–1172. <https://doi.org/10.1134/S0016702907110109>
- Rabbani, A. R. (2008). Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Geology*, 31(3), 303–316.
- Rabbani, A. R. (2013). *Petroleum geology and geochemistry of the Persian Gulf*. Tafresh: Tafresh University.
- Saberi, M. H., and Rabbani, A. R. (2015). Origin of natural gases in the Permo - Triassic reservoirs of the Coastal Fars and Iranian sector of the Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 558–569. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.045>
- Saberi, M. H., Rabbani, A. R., and Ghavidel - syooki, M. (2016). Hydrocarbon potential and palynological study of the Latest Ordovician – Earliest Silurian source rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, southern Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 71, 12–25. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.12.010>
- Setudehnia, A. (1976). The Paleozoic sequence at Zard Kuh and Kuh - e - Dinar. *Bulletin of the Iranian Petroleum Institute*, 60, 16–33.
- Sweeney, J. J., and Burnham, A. K. (1990). Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics (1). *AAPG Bulletin*, 74(10), 1559–1570.
- Szabo, F., and Kheradpir, A. (1978). PERMIAN AND TRIASSIC STRATIGRAPHY, ZAGROS BASIN, SOUTH - WEST IRAN. *Journal of Petroleum Geology*, 1(2), 57–82. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1978.tb00611.x>
- Van Buchem, F. S. P., Simmons, M. D., Droste, H. J., and Davies, R. B. (2011). Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate - depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature. *Petroleum Geoscience*, 17(3), 211–222. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-061>
- Walker, J. D., and Geissman, J. W. (2009). *Geologic time scale: Geological Society of America*.
- Wennberg, O. P., Azizzadeh, M., Aqrabi, A. A. M., Blanc, E., Brockbank, P., Lyslo, K. B., ... Svånå, T. (2007). The Khaviz Anticline: an outcrop analogue to giant fractured Asmari Formation reservoirs in SW Iran. *Geological Society, London, Special Publications*, 270(1), 23–42. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2007.270.01.02>
- Wygrala, B. (1989). *Integrated Study of an Oil field in the Southern Po Basin, Northern Italy*. Forschungszentrum Jülich GmbH.
- Yalçin, M. N., Littke, R., and Sachsenhofer, R. F. (1997). Thermal History of Sedimentary Basins. In *Petroleum and Basin Evolution* (pp. 71–167). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2_3