

مدل سازی سیستم هیدروکربوری پالئوزویک زیرین در حوضه خلیج فارس

ساسان صالحی راد^۱، شهرام شرکتی^۲، فرید طاعتی کواروم^۲ و محمد حسین نوروزی^۲

^۱ دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران-شمال، تهران، ایران.

^۲ مدیریت اکتشاف وزارت نفت، تهران، ایران.

تاریخ دریافت: ۱۳۸۸/۰۵/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۸/۰۹/۰۳

چکیده

در چند دهه اخیر نهشته‌های پالئوزویک در صفحه عربی و خلیج فارس بسیار مورد توجه زمین‌شناسان نفتی قرار گرفته‌اند. بخش عمده نفت‌ها و گازهای تشکیل شده در این ناحیه از سنگ منشأ به سن سیلورین بوده است. در عربستان سعودی این سنگ منشأ با استفاده از نرم‌افزارهای رایج (مانند PetroMod و Genex) مدل‌سازی شده و مقدار پختگی این سنگ منشأ در نواحی مختلف بررسی گردیده است. میزان پختگی این سنگ منشأ در خلیج فارس و نواحی جنوب زاگرس به درستی مشخص نیست، بنابراین اطلاعات زمین‌شناختی حاصل از ۳ چاه در خلیج فارس که تنها یکی از آنها تا این شیل‌های سیلورین (سرچاهان) حفاری شده بود با استفاده از نرم‌افزار PetroMod-ID مدل‌سازی و بررسی شد. با استفاده از نتایج این مدل‌سازی‌ها و نتایج مدل‌سازی‌های عربستان، مشخص شد که این شیل‌های سیلورین از سمت عربستان به سمت ایران از روند پختگی بیشتری برخوردارند که در خلیج فارس این شیل‌ها در پنجره تولید گاز بوده، و بنابراین در بخش‌هایی از زاگرس حتی پختگی بالا دارند. وجود عوارض پستی و بلندی پی‌سنگی که از زمان پرکامبرین در صفحه عربی گسترش داشته موجب شده پختگی این شیل‌ها در بلنداهای قدیمی کمتر از نواحی پست و فروافتاده باشد.

کلیدواژه‌ها: پالئوزویک، مدل‌سازی، سیستم هیدروکربوری، خلیج فارس، زاگرس، شیل سرچاهان، سیلورین، پختگی سنگ منشأ، هیدروکربور

E-mail: salehirad@gmail.com

*نویسنده مسئول: ساسان صالحی راد

۱- مقدمه

گرفته که این بررسی‌ها نیز تنها برای توصیف رسوبات پالئوزویک زیرین بوده، اما با هدف توصیف سیستم هیدروکربوری آنها نبوده است. هدف از این نوشتار، مدل‌سازی و بررسی سیستم‌های هیدروکربوری پالئوزویک در بخش‌هایی از خلیج فارس، و برای بررسی پتانسیل منطقه از نظر وضعیت پختگی سنگ منشأ آن است. روش کار بدین شکل خواهد بود که اطلاعات زمین‌شناختی حاصل از نمودارهای سه چاه حفر شده در حوضه خلیج فارس با استفاده از نرم‌افزار PetroMod-ID مدل‌سازی شده و نتایج حاصل از این مدل‌سازی‌ها با نتایج حاصل از مدل‌سازی‌های دیگر پژوهشگران در کشورهای چون عربستان سعودی و قطر (که به طور خلاصه در این نوشتار به نتایج آنها اشاره شده است) تلفیق، و در نهایت نتایج حاصل از آنها اعلام خواهد شد.

۲- بررسی رخدادهای زمین‌ساختی صفحه عربی و مراحل تکامل حوضه زاگرس

ناحیه جنوب و جنوب باختر ایران و خلیج فارس در حاشیه خاوری صفحه عربی قرار دارند، و بنابراین می‌توان رخدادهای زمین‌ساختی و کلی این صفحه را به این نواحی نیز تعمیم داد. با توجه به مطالعات (Sharland et al. (2001) و مطیعی (۱۳۷۲، ۱۳۷۴)، می‌توان رخدادهای زمین‌ساختی صفحه عربی را در پنج فاز از پرکامبرین تا عهد حاضر به همراه سیر تکامل زاگرس چین‌خورده و به شرح زیر خلاصه کرد:

۱- فاز فشارشی پرکامبرین روی جزایر کماتی و سرزمین‌های یکپارچه اما به طور خرده‌قاره‌ای که منجر به ایجاد صفحه عربی شد (از ۷۱۵ تا ۶۱۰ میلیون سال).

۲- فاز کششی (گسترشی) پرکامبرین بالایی تا دونین بالایی (از ۶۱۰ تا ۳۶۴ میلیون سال) زمانی که صفحه عربی در یک سری محیط‌های درون کراتونی در عرض‌های جغرافیایی پایین تا متوسط همراه با حاشیه غیر فعال سمت دریای پالئوتیس قرار گرفته بود و در حوضه زاگرس رسوباتی مشابه ایران مرکزی نهشته می‌شدند.

۳- فاز دونین بالایی- پرمین میانی (از ۳۶۴ تا ۲۵۵ میلیون سال) زمانی که صفحه عربی در محیط‌های کلی پشت کماتی در عرض‌های جغرافیایی پایین و متمایل به جنوب تا حدودی هم‌تراز با "کوهزایی هرسی‌نین" قرار گرفته بود که در بخش‌هایی

خاورمیانه در حدود ۶۲۵ میلیارد بشکه نفت خام و ۱۷۲۰ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی، و به ترتیب ۶۴٪ و ۳۴٪ کل ذخایر نفت و گاز جهان را در خود جای داده است (His Energy Group, 2001). رسوبات پالئوزویک از سال ۱۹۷۰ زمانی که مقادیر عظیم گازی در مخازن خوف (Khuff) قطر (مخزن کنگان- دالان پارس جنوبی) و نفت در عمان کشف شد، مورد توجه بسیار قرار گرفت و از آن زمان به بعد سیستم پالئوزویک به همراه مخازن عظیم نفتی و گازی آن در خاورمیانه از نظر اقتصادی بسیار حائز اهمیت است (شکل ۱). قدیمی‌ترین سنگ‌های مخزنی خاورمیانه توسط (Riemens and De Jong (1985 توصیف شد که پس از آن پژوهشگران بسیاری نیز این رسوبات پرکامبرین- پالئوزویک را در عربستان سعودی، قطر، بحرین، امارات متحده عربی و... بررسی کردند. بر اساس این بررسی‌ها مشخص شد که منشأ بسیاری از این نفت‌ها و گازهای پالئوزویک از یک سنگ منشأ واحد و به سن سیلورین زیرین شکل گرفته که محتوای کربن آلی (TOC) بسیار بالایی در حدود ۶/۲٪ دارد و به همین دلیل به آن "شیل‌های داغ" (Hot Shale) می‌گویند. با توجه به مدل‌های ارائه شده در کشورهای حاشیه حوضه خلیج فارس و بر اساس حضور مخازن گازی در این نواحی اعلام شده که روند پختگی سنگ منشأ سیلورین به سمت ایران می‌بایست روندی افزایشی داشته باشد، اما به دلیل کمبود اطلاعات در بخش‌های جنوب و جنوب باختر ایران و حوضه خلیج فارس از پالئوزویک زیرین، این مسئله با احتمال بیان شده است.

تا کنون چاه‌های اکتشافی حفر شده در جنوب و جنوب باختر ایران موفق به اکتشاف هیدروکربور در رسوبات پرکامبرین و پالئوزویک زیرین نشده‌اند. سه چاه ناموفق نیز در بخش خشکی زاگرس چین‌خورده و تعدادی دیگر در زاگرس مرتفع حفر شده‌اند. تنها یکی از چاه‌های حفر شده در درون حوضه خلیج فارس توانسته در نهایت به رسوبات سیلورین وارد شود. از جمله فعالیت‌های انجام گرفته بر روی رسوبات پالئوزویک جنوب و جنوب باختر ایران می‌توان به مطالعات (Ghavidel-syooki (1988, 1993, 1994b, 1995b, 2000) و Bordenave (2003) اشاره کرد که بر روی تعدادی از چاه‌های ناموفق یاد شده، و سه رخنمون موجود به نام‌های آباده، گهکم و فراقان در بخش جنوبی شیراز و زاگرس چین‌خورده انجام

(پرمین - تریاس) معادل سازند خوف در عربستان و با ویژگی‌های مخزنی نهشته شدند. سازند پوشاننده دالان - کنگان شامل تبخیری‌های سازند دشتک است که ویژگی‌های پوششی بسیار مناسبی را از خود نشان می‌دهد (معادل سازند Sudair در عربستان). پی‌سنگ صفحه عربی در زمان پرکامبرین متشکل از بلوک‌ها، فرازمین (هورست‌ها) و فروزمین (گراپن)‌هایی بوده است که باعث شده در کل منطقه پستی‌ها و بلندی‌هایی را به وجود آورد. در طول زمان و هنگام رسوبگذاری در منطقه، این بلوک‌ها حرکت خود را ادامه داده و باعث شدند که بر روی بلنداهای ستریای کمتری نسبت به گودی‌ها تشکیل شود (شکل ۲). (Jahani (2009) بیان کرده است که طی شرایط یکسان رسوبگذاری، ستریای رسوبات در گودی‌ها تقریباً دو برابر بلنداهای است. بنابراین طی رسوبگذاری در پالئوزویک دیده می‌شود که ستریای این رسوبات در گودی‌ها بیشتر از بلنداهای بوده (شکل ۲) و بنابراین برای رسوباتی چون شیل‌های سرچاهان (سیلورین) این انتظار می‌رود که طی تدفین بیشتر، پختگی نسبتاً بیشتری را نسبت به بلنداهای خود نشان دهند.

۴- سیستم‌های هیدروکربوری پالئوزویک در جنوب و جنوب باختر ایران و کشورهای همجوار

بر اساس مطالعات (Bordenave (2003 که بر روی تعدادی از رخنمون‌های موجود در جنوب و جنوب باختر ایران و تعدادی چاه ناموفق انجام گرفته، سیستم‌های هیدروکربوری شناخته شده در جنوب و جنوب باختر ایران شامل سنگ منشأ شیل‌های سرچاهان به سن سیلورین، مخازن کربناتی دالان - کنگان به سن پرمین - تریاس و سنگ پوشش تبخیری دشتک به سن تریاس بالایی اعلام شدند. همچنین این پژوهشگر بیان داشته که هیدروکربورهای یافت شده در مخازن دالان - کنگان جنوب و جنوب باختر ایران بیشتر گاز تر بوده اما استثنائاتی چون بلندای گاوبندی که هم نفت و هم گاز را یک جا در خود جای داده را دور از انتظار ندانسته است. بنابراین ساختارهای تله‌ای در این نواحی شامل بلنداهای ناحیه‌ای و یا ساختارهای طاق‌دیس‌سی شکل حاصل از حرکت گنبد‌های نمکی و یا گسل‌های پی‌سنگی است. چین‌خوردگی زاگرس نیز خود عاملی دیگر در به وجود آمدن ساختارهای طاق‌دیس‌سی و تله‌ای ناحیه جنوب و جنوب باختر ایران و یا عامل تغییر شکل ساختارهای قدیمی نیز به شمار می‌رود.

طی مطالعات انجام گرفته توسط (Abu-Ali et al. (1991, 1999, 2001; Mahmoud et al. (1992); Cole et al. (1994); Loosveld et al. (1996); McGillivray and Al-Husseini (1992); Jones and Stump (1999); Wender et al. (1998); Konert et al. (2001); Pollastro (2003); Abu-Ali (2005); Abu-Ali and Littke (2005) و سیستم‌های هیدروکربوری شناخته شده در عربستان سعودی و قطر، به همراه ساختارهای تله‌ای آنها، و زمان زایش هیدروکربورها این گونه بیان می‌شود: سیستم نفتی شناخته شده پالئوزویک عربستان متشکل از شیل‌های قاعده غثیبه (Qusaiba) یا همان شیل‌های داغ به سن سیلورین و به عنوان گزینه اصلی سنگ منشأ است. مخازن اصلی پالئوزویک شامل کربناتی‌های جاف (Jauf) به سن دونین، ماسه‌های اونیزه (Unayzah) به سن کربونيفر - پرمین و کربناتی‌های خوف به سن پرمین - تریاس هستند. سدهای ناحیه‌ای شامل آواری‌های قاعده خوف برای مخازن اونیزه، شیل‌های بین لایه‌ای برای مخزن جاف و اندریت‌های بین لایه‌ای به سن پرمین و شیل‌های سازند سُدر (Sudair) به سن تریاس برای مخازن خوف هستند. هیدروکربن‌های یافت شده در سیستم نفتی پالئوزویک شامل گاز تر در خاور عربستان و نفت‌های سبک فراوان در مرکز عربستان هستند. براساس نقشه پختگی سنگ منشأ قاعده غثیبه نیز هیدروکربن‌های قابل کشف برای سیستم نفتی سیلورین گاز در خاور، و نفت در مرکز عربستان، به دست آمده است. بر این اساس، ساختارهای تله‌ای در طول دوره‌های زمین‌ساختی کربنifer، کرتاسه و نوژن گسترش

از حوضه زاگرس این فاز کوهزایی عملکردی شدیدتر از دیگر نواحی صفحه عربی داشته است.

۴- فاز بزرگ مزوزویک (از ۲۵۵ تا ۹۲ میلیون سال) زمانی که صفحه عربی در محیط‌های استوایی توسط کافت‌های جلو برنده قاره‌ای در اطراف با حاشیه‌های ظاهراً غیر فعال قرار گرفته بود. رسوبگذاری پرمین بالایی، تریاس و ژوراسیک با رسوباتی چون کربناتی - تبخیری همراه بوده که در کرتاسه پایینی این رسوبات با رسوبات دریای باز آمیخته شده است. این مرحله به مرحله بزرگ ناودیس زاگرس معروف بوده و این بخش به صورت حوضه رسوبی فرو رفته‌ای درآمد که کف آن به طور دائم در حال فرونشست بود و تا میوسن نیز ادامه داشته است و در نتیجه طی همین زمان رسوباتی با ستریای بیش از ۱۱۰۰۰ متر در آن تشکیل شده است.

۵- فاز مزوزویک بالایی تا عهد حاضر (۹۲ میلیون سال تا امروز) که صفحه عربی در یک فشار همه جانبه، با حاشیه‌های فعال در موقعیت کنونی خود قرار گرفته بود. این فاز با آغاز اولین بالا آمدگی افیولیتی در عمان روی حاشیه غیر فعال پیشین با شماری از بالا آمدگی‌های زیرسکانسی آغاز شد. این فاز در توسعه یک حوضه پیشانی باریک و ژرفی، با بسته شدن دریای نئوتتیس، بالا آمدگی‌های کوه‌های عمان و کمربند چین خورده زاگرس، و کافت شدگی و گسترش خلیج عدن و دریای سرخ را نتیجه داده است (شکل ۱). حوضه رسوبی زاگرس چین خورده در اواخر میوسن از آب خارج شد و در بخش‌هایی از آن که در حال خشک شدن بود نهشته‌های ستر گچ و نمک بر جای گذاشته و در عین حال، بخش مرتفع بیرون از آب نیز دچار فرسایش شدید شد.

۳- پالئوزویک در صفحه عربی

با استفاده از بررسی‌های انجام گرفته توسط پژوهشگران بسیاری (علوی نائینی، ۱۳۷۲؛ Ghavidel-syooki, 1988, 1993, 1994b, 1995b, 2000; Pollastro, 2003; Konert et al., 2001; Ghavidel-syooki and Khosravi, 1994) می‌توان رخدادهای زمین‌ساختی و رسوبی پالئوزویک در صفحه عربی و بویژه بخش جنوب و جنوب باختر ایران را بدین نحو اعلام کرد که پس از زمان پرکامبرین و تشکیل صفحه یکپارچه عربی نخستین رسوباتی که این صفحه را پوشش دادند شامل آواری‌های آهکی، کربناتی‌ها و تبخیری‌هایی (شامل نمک‌های آرا و هرمز) بودند که همزمان با آنها سیستم کافتی نجد در باختر صفحه عربی در زمان کامبرین رخ داد. در بخش جنوب و جنوب باختر ایران پس از رسوبگذاری نمک‌های هرمز رسوبگذاری سازندهای باروت و زاگون انجام گرفت. پایان فاز نجد با به وجود آمدن یک پسروی کلی در صفحه عربی و ایجاد شرایط خشکی‌زایی در بخش بالایی کامبرین زیرین ایجاد شد. پس از این میانی - بالایی رخ داد. در اردوویسین زیرین سطح آب دریاها به بالاترین حد خود رسید و در این زمان سازند زردکوه نهشته شد. صفحه عربی در اردوویسین بالایی حالت پایداری نداشت اما رسوبگذاری سازند سیاهو در نواحی جنوب و جنوب باختر ایران در حال انجام بود. پایان اردوویسین مواجه با یخبندان بخش‌هایی از گندوانا، باختر عربستان و بخش‌هایی از ساحارا در آفریقا بوده است. سیلورین در صفحه عربی مقارن است با یخرفتی و بالا آمدن سریع سطح آب دریاها و ایجاد محیط‌های کم ژرفا تا دریای باز که "شیل‌های داغ (معادل سرچاهان)" در این زمان در سراسر منطقه عربستان و حوضه خلیج فارس نهشته شدند. تقریباً در بیشتر بخش‌ها، سیلورین بالایی - دونین (سازند زکین) به دلیل عملکرد فاز خشکی‌زایی هرسی‌نین در کربنifer از میان رفته است. پس از این فاز خشکی‌زایی شرایط رفته رفته به شکلی پیش رفت که رسوبات ماسه‌سنگی و شیلی فراقان (پرمین زیرین) در محل رسوبگذاری کردند و پس از آن رسوبات کربناتی دالان و کنگان

۵-۱. چاه A

این چاه در حوضه باختری کمان قطر و با ژرفای نهایی ۳۶۹۰ متر، تا سازند سرچاهان حفاری شده است. در این چاه رسوبگذاری یکنواخت تا عهد حاضر دیده می‌شود. ستبرای واحدهای رسوبی یک کاهش چشمگیری را از همان ابتدا یعنی از سازند سرچاهان داشته است. ساختار این چاه به شکل طاق‌دییسی بوده اما از فاصله کمی تا کمان قطر برخوردار است و از ارتباط این ساختار با کمان قطر و عامل به‌وجود آورنده آن اطلاع دقیقی در دست نیست. از جمله عوامل به‌وجود آورنده این ساختار می‌توان به حرکات آرام نمک قاعده‌ای در طول زمان و دست کم از زمان کربنیفر و کوهزایی هرسی‌نین اشاره کرد که باعث شده ساختار بلند در این محل حفظ و بر روی آن مقدار رسوبگذاری نسبت به مناطق اطراف کمتر بوده و در نتیجه ستبرایها نیز کمتر باشند. عامل دیگر را می‌توان در ارتباط با گسل‌های پی‌سنگی میان موقعیت این چاه و کمان قطر دانست که احتمالاً به علت نزدیکی به آنها دور از انتظار نیست.

اطلاعات ژئوشیمیایی سازند سرچاهان در دست نبوده، بنابراین نمی‌توان ویژگی‌های کامل آن را بیان داشت. وجود این سازند در پنجره نفتی، انتظار یافت نفت را در مخازن پریم - تریاس این محل به دنبال داشته اما تنها حضور گاز تر دیده شد. تصحیحات بیشتر روی مدل‌سازی و تکرار آن نیز نتایج مشابه با قبل را نشان دادند. در این چاه و با مدل یک بعدی تنها می‌توان سه فرضیه را دنبال کرد: ۱- در قاعده این محل شیل‌های سرچاهان به علت فرسایش حضور نداشته و یا به علت ستبری کم، توان هیدروکربورزایی آنها پایین بوده و نتوانسته‌اند مقادیر کافی نفت را تولید کنند و این گاز موجود در مخازن این چاه از مناطق اطراف مهاجرت کرده و در این محل تجمع یافته‌اند. ۲- شیل‌های سرچاهان در حوضه‌های اطراف از خود نفت تولید کرده‌اند اما قادر به مهاجرت و تله‌گیری در این مخازن نبوده و در محل باقی مانده‌اند و طی تدفین بیشتر و بر اثر افزایش دما دچار شکست مولکولی و در پی آن تبدیل به گاز شده‌اند و پس از آن با ایجاد شرایط مهاجرت، این گاز در مخازن این چاه جای گرفته است. ۳- نفت مورد نظر تولید شده و در مخازن جای گرفته است، اما طی تولید گاز از شیل‌های سرچاهان در حوضه‌های اطراف، این گازها نیز وارد مخزن شده و نفت را رو به پایین رانده‌اند و این نفت‌ها طی رانش به سمت پایین و به علت تحمل گرمای بیشتر و ورود به پنجره گازی دچار شکست مولکولی شده و به طور کامل به گاز تبدیل شده‌اند. به علت نبود دسترسی به ویژگی‌های ژئوشیمیایی شیل‌های سرچاهان، همانند محتوای کربن آلی (TOC) آن نمی‌توان به طور دقیق اعلام داشت که توان هیدروکربورزایی این سازند در این محل به چه میزانی است و بنابراین حتی اگر شیل‌های سرچاهان در این محل از توان هیدروکربورزایی خوبی نیز برخوردار باشند، باز هم نمی‌توان مهاجرت هیدروکربور از مناطق اطراف را نادیده گرفت. به یقین مدل سه‌بعدی می‌تواند در این زمینه کمک شایانی داشته باشد.

مدل تاریخچه تدفین به همراه روند پختگی چاه A، به همراه سیستم‌های هیدروکربوری آن شامل سنگ منشأ، سنگ مخزن و سنگ پوشش، و تاریخچه گرمایی آن در شکل ۴ آورده شده است.

۵-۲. چاه B

این چاه بر روی یال خاوری کمان قطر و بر روی میدان پارس جنوبی حفر شده و ژرفای نهایی این چاه ۳۹۷۰ متر بوده که در نهایت تا سازند زکین (۹) را حفر کرده است. بخش زکین با علامت سؤال مشخص شده و وجود آن به عنوان سازند مجزای زکین یا ادامه بخش پایینی سازند فراقان هنوز روشن نبوده و به همین دلیل از وضعیت لایه‌های زیرین آن نیز اطلاعی در دست نیست. مخازن این چاه شامل دالان و کنگان به سن پریم - تریاس و حاوی گاز تر (گاز به همراه میعانات گازی) بوده که با سازند تبخیری دشتک پوشش داده شده است.

یافته‌اند. این ساختارها اساساً ساختارهایی طاق‌دییسی شکل بوده که با حرکت بلوک‌ها، گسل‌های پی‌سنگی، هسته‌های نمکی و یا ترکیبی از آنها، کنترل شده‌اند. برای سیستم نفتی سیلورین (پالئوزویک زیرین) نفت از زمان ژوراسیک بالایی، و گاز در کرتاسه و نئوژن شروع به زایش کردند. همچنین در سیستم‌های کنونی و نفتی ژوراسیک، تریاس و حتی پالئوزویک نیز می‌توان بر اساس شکست مولکولی نفت، شاهد تولید گاز از این بخش‌ها بود. سیستم‌های هیدروکربوری عربستان و جنوب خلیج فارس به طور خلاصه و به شرح ذیل بیان می‌شود:

• **تله‌ها:** به طور عمده ساختارهای طاق‌دییسی شکل

• **زمان پختگی سنگ منشأ:** ژوراسیک و کرتاسه میانی تا نئوژن

• **زمان ایجاد تله‌ها:** فاز اول در طول کرتاسه پایینی تا کرتاسه بالایی. فاز دوم در طول کرتاسه بالایی، و در طول میوسن بالایی تا هولوسن، و در طول کمربند چین‌خورده زاگرس

• **مهاجرت:** زمان مهاجرت کرتاسه میانی تا نئوژن بالایی. حرکت مهاجرت عمودی و در محدوده سیلورین تا پریم رخ داده و به علت حرکت بلوک‌ها و ایجاد عوارض ساختاری، یک ناپوستگی مهاجرتی در بخش شمالی کمان قطر قرار داشته که به سمت شمال و به درون کمربند چین‌خورده زاگرس توسعه یافته است.

در زمان برخورد صفحه عربی با اوراسیا در نئوژن، ساختارهای طاق‌دییسی حاصل از چین‌خوردگی‌هایی که در بخش جنوب و جنوب باختر ایران حاصل شدند نیز می‌توانند جزو ساختارهای تله‌ای به شمار آیند، زیرا به سبب ایجاد ساختارهای گنبدی شکل، هیدروکربورهای زایش یافته از شیل‌های سیلورین که نیل به صعود دارند، می‌توانند در این ساختارها جای گیرند و ایجاد تله‌های هیدروکربوری کنند.

بلنداهای قدیمی نیز از دیگر پتانسیل‌های تجمع هیدروکربوری به شمار می‌روند. از آن جمله می‌توان به بلندای گاوبندی در امتداد کمان قطر و در بخش ورود به خاک ایران اشاره کرد که دارای نفت و گاز تر با همدیگر در مخازن کنگان - دالان آن است. این مسئله در ارتباط با پختگی سنگ منشأ آن است که با تأخیر قابل قبولی نسبت به مناطق پیرامون خود رخ داده است (صالحی‌راد، ۱۳۸۸).

پیش از این توسط (Al-Jallal 1995) اعلام شده بود که روند دفن رسوبات از سمت عربستان سعودی به سمت ایران افزایشی است، بر همین اساس و متناسب با این روند ژرف‌شدگی می‌توان دو مسئله را شناسایی کرد:

۱- هر چه روند دفن شدگی بیشتر باشد زمان پختگی برای نفت و برای گاز زودتر شروع شده و در نتیجه هیدروکربورهای زایش یافته در طول زمان رخدادهای بیشتری را متحمل می‌شوند و در نتیجه شانس حضور آنها تا به امروز نیز کمتر می‌شود (Abu-Ali, 2005).

۲- زمان زایش زودتر، باعث می‌شود هیدروکربورهای زایش یافته‌ای که حتی به تله افتاده‌اند طی رخدادهای کوهزایی مختلف و یا فرسایش به سطح رخنه کرده و از بین بروند (Bordenave, 2003).

۵- مدل‌سازی سیستم هیدروکربوری چاه‌های موجود در حوضه خلیج فارس

اطلاعات موجود از پالئوزویک حوضه خلیج فارس محدود به سه چاه حفر شده به نام‌های A، B و C است (شکل ۳) که چاه A واقع در حوضه باختری کمان قطر، چاه B بر روی یال خاوری کمان قطر و در میدان پارس جنوبی، و چاه C در حوضه خاوری کمان قطر واقع است. برای مدل‌سازی این چاه‌ها از نرم‌افزار PetroMod-1D بهره گرفته شده که طی این مدل‌سازی‌ها بارها نتایج با اطلاعات حقیقی حاصل از چاه مانند دمای کف چاه و یا فشارهای سازندی و ... مورد سنجش قرار گرفت و در صورت مشاهده مغایرت، مدل‌سازی همراه با اصلاحاتی دوباره تکرار شد تا در نهایت نتیجه مدل‌سازی با آنچه که در واقعیت وجود دارد همخوانی یابد.

همچنان به حالت نفت نیز باقی می‌ماند، اما برای هیدروکربورهای (گاز تر) موجود در این چاه نیز سرنوشتی همانند چاه A انتظار می‌رود. سیستم‌های هیدروکربوری شناخته شده برای این چاه به همراه تاریخچه گرمایی آن نیز در شکل ۶ آورده شده، که با پیگیری منحنی‌های تراز دمایی متناسب با ژرفای مدل تاریخچه گرمایی، می‌توان دماها را در زمان‌های مختلف بررسی و از این طریق برای هر لایه در هر زمان دمای آن را مشخص کرد. ژرفای آب در زمان رسوبگذاری لایه‌ها، با تأثیر بر دمای سطحی آنها، افت و خیزهایی را در کنتورهای دمایی ایجاد کرده‌اند.

۶- تحلیل حساسیت (Sensitivity Analysis)

اطلاعات این نوشتار تنها محدود به تعدادی چاه حفر شده بر روی بلنداهای ناحیه‌ای و یا ساختارهای طاق‌دیزی بوده و بنابراین برای شناسایی و بررسی وضعیت پختگی شیل‌های سرچاهان در نواحی فروافتاده پی‌سنگی (شکل ۲)، بهترین گزینه انجام مدل‌های فرضی برای این بخش‌ها است. طی این مسیر و با نظر به ستبرای بیشینه رسوبات در گودی‌ها نسبت به بلنداهای (شکل ۲)، برای ژرف‌ترین چاه موجود یعنی (چاه C) تحلیل حساسیت به کار گرفته شد. بر همین اساس و با نظر به این مسئله که تغییر ستبرای سازندهای فراقان و زاگین به عنوان یکی از دغدغه‌های اصلی در بررسی وضعیت پختگی سنگ منشأ سرچاهان در نواحی مختلف خلیج فارس به شمار می‌رود، بنابراین ستبرای این سازندها در تحلیل حساسیت انجام گرفته در شکل ۷، یک بار چهار برابر و یک بار هشت برابر ستبرای اصلی آنها فرض شد. در شکل ۷ دیده می‌شود که این شیل‌های سرچاهان طی قرارگیری در ژرفاهای تدفین مختلف، می‌توانند در درجات مختلف پختگی نیز قرار گیرند. بر همین اساس ژرفاهای ۲۸۰۰ متری، ۴۵۰۰ متری و ۶۰۰۰ متری به ترتیب برای شروع پنجره نفتی، شروع پنجره گازی و مرحله فوق پخته قابل درک هستند.

۷- نتیجه‌گیری

– روند پختگی شیل‌های سرچاهان از سمت عربستان سعودی به سمت ایران افزایشی است و بنابراین بیشتر بخش‌های خلیج فارس در پنجره گازی بوده و در پی آن جنوب زاگرس می‌تواند فوق پخته باشد.

– متغیر گرادیان زمین گرمایی به طور متوسط در مدل‌سازی‌های (Abu-Ali 2005) برای بخش‌های مرکزی عربستان مقدار 55 mW m^{-2} و برای بخش‌های جنوبی خلیج فارس مقدار 57 mW m^{-2} در نظر گرفته شده بود. برای چاه‌های مورد بررسی در این نوشتار، ابتدا همین مقادیر به کار گرفته شد اما مقادیر یاد شده مدل دقیقی را ارائه نمی‌کردند و بنابراین طی تغییر این متغیر مقدار متوسط 61 mW m^{-2} برای این چاه‌ها در نظر گرفته شد. بر همین اساس دیده شد که متغیر گرادیان زمین گرمایی از سمت عربستان سعودی به سمت ایران و متناسب با روند ژرف‌شدگی با افزایش همراه است که این مسئله را می‌توان به نزدیک شدن به حاشیه پر تحرک صفحه عربی (چین خوردگی زاگرس) نسبت داد (نظر شخصی).

– عوارض طاق‌دیزی موجود در خلیج فارس به عنوان اصلی‌ترین مناطق تجمع هیدروکربور مطرح هستند. بر همین اساس می‌بایست چند نکته را با دقت مورد بررسی قرار داد: الف) پتانسیل مخزنی خوب سنگ مخزن، ب) گسترش دشتک به عنوان سنگ پوشش، ج) ژرفای تدفین سنگ منشأ.

– ژرفای تدفین ۲۸۰۰ متری برای پختگی و تولید هیدروکربور (نفت) از سازند سرچاهان (شیل‌های سیلورین)، ضروری بوده و ژرفای ۴۵۰۰ متری مرز ورود به پنجره تولید گاز مشخص شده است. بر اساس تحلیل حساسیت انجام گرفته نیز مشخص شد که این شیل‌ها در ژرفاهای بیش از ۶۰۰۰ متری فوق پخته می‌شوند (شکل ۸).

– اختلاف در درجه بلوغ این شیل‌های سرچاهان در نواحی پست و فروافتاده می‌تواند

از آنجا که موقعیت چاه B همانند چاه A بر روی یک ساختار طاق‌دیزی شکل قرار گرفته است، این مسیر را بهتر دیده که برای بخش‌های حفاری نشده این چاه از اطلاعات چاه A که تا سازند سرچاهان حفاری شده استفاده شود تا وضعیت پختگی شیل سرچاهان در این ناحیه نیز با ضریب قابل قبولی مشخص شود.

بر اساس شکل ۵ که تاریخچه تدفین و روند پختگی چاه B را نشان می‌دهد می‌توان بیان کرد بخش کنگان، دالان و فراقان هنوز در محدوده پنجره نفتی قرار دارند و اگر نفتی به این مخازن وارد می‌شد، به صورت نفت هم ایجاد تله می‌کرد. اما از آنجا که مخازن کنگان و دالان در این میدان تنها دارای گاز تر هستند، تنها نتیجه ممکن که پیش از این طی بررسی‌های مختلف روی این میدان عظیم به دست آمده بود، تولید گاز از بخش‌های ژرف‌تر یعنی همان حوضه‌های پیرامون کمان قطر بوده که در حضور جریان‌های هیدرودینامیکی و با روندی تقریباً خاوری و باختری به مخازن این میدان مهاجرت کردند و در آنجا به تله افتادند. سیستم‌های هیدروکربوری شناخته شده برای این چاه شامل سنگ منشأ، مخزن و سنگ پوشش، به همراه تاریخچه گرمایی این چاه نیز در شکل ۵ آورده شده، که با استفاده از منحنی‌های تراز دمایی، می‌توان دما را برای لایه‌های مختلف در دوره‌های زمین‌شناسی مشاهده کرد.

۵-۳. چاه C

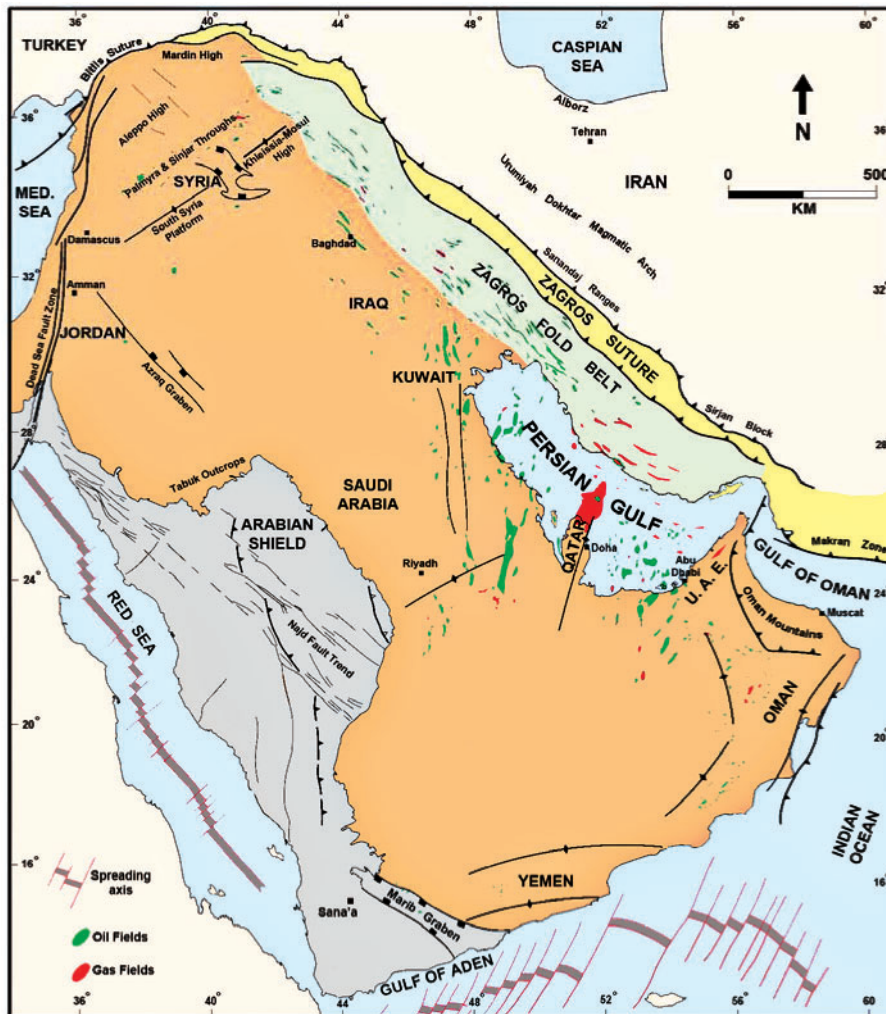
این چاه در بخش مرکزی خلیج فارس و در حوضه خاوری کمان قطر و با ژرفای نهایی ۴۵۳۵ متر حفاری شده که در نهایت توانسته تا سازند فراقان پیشروی کند. در این چاه تقریباً رسوبگذاری مداوم از زمان پرکامبرین تا به امروز دیده می‌شود. ستبرای رسوبات نهشته شده در این محل نسبت به مناطق اطراف تا حدودی ستبرای کمتری دارد و می‌بایست علت این موضوع را در شرایط محیطی و رسوبی این محل در طول زمان و با در نظر گرفتن شرایط زمین‌ساختی آن پیگیری کرد. این چاه بر روی یک ساختار طاق‌دیزی شکل وجود دارد که عامل به وجود آورنده این طاق‌دیس را می‌توان به دو مسئله نسبت داد: یکی وجود گسل‌های قدیمی از زمان پرکامبرین که در طول زمان حرکات عمودی از خود ابراز داشته، و عامل به وجود آورنده دیگر برای این ساختار طاق‌دیزی را می‌توان به وجود یک گنبد نمکی نسبت داد که هسته اولیه آن حداقل از زمان کرتاسه پایینی (همزمان با نخستین فاز کوهزایی آلپی) به وجود آمده است، زیرا ستبرای رسوبات پس از سازند گادوان افت چشمگیری داشته و می‌توان گفت که از آن زمان به بعد این گنبد نمکی فعالیت خود را آغاز و یا در صورت وجود آن از پیش، در این زمان (کرتاسه پایینی) فعالیت آن شدت یافته است. با بررسی نقشه ساختارهای طاق‌دیزی موجود در مناطق اطراف موقعیت چاه C دیده شد که این ساختارها از هیچ روند خاصی که بتوان آنها را به گسل‌های قدیمی مربوط دانست پیروی نمی‌کنند، بنابراین وجود یک هسته نمکی در قاعده این ساختار محتمل تر بوده، اما باز هم نمی‌توان عامل گسل‌های پی‌سنگی یا حتی تلفیق آن با هسته نمکی را رد کرد.

در مخازن کنگان و دالان این چاه نیز گاز تر حضور داشته و این مخازن با سازند تبخیری دشتک از جنس سنگ پوشش سد شده‌اند. با تعمیم اطلاعات حاصل از چاه A برای بخش‌های زیرین سازند فراقان می‌توان اعلام داشت که در صورت حضور سازند سرچاهان در این محل، درجه بلوغ آن در محدوده $R_0 = 1/6$ بر اساس مدل (Sweeney & Burnham 1990) قرار خواهد داشت و در نتیجه در محدوده تولید گاز تر (گاز به همراه میعانات گازی) است (شکل ۶). با دقت به شکل ۶ دیده می‌شود که شروع پنجره نفتی برای شیل‌های سرچاهان در اواخر ژوراسیک بوده و از آن زمان تا پایان کرتاسه و پالئوژن تولید نفت همچنان ادامه داشته است. از اواخر پالئوژن این شیل‌های سیلورین (سرچاهان) وارد پنجره گازی شده‌اند و تا به امروز نیز در حال تولید گاز هستند. به غیر از دالان زیرین، مخازن کنگان و دالان بالایی این چاه تا به امروز نهایتاً در پنجره نفتی قرار داشته‌اند و اگر نفتی درون آنها جای می‌گرفت،

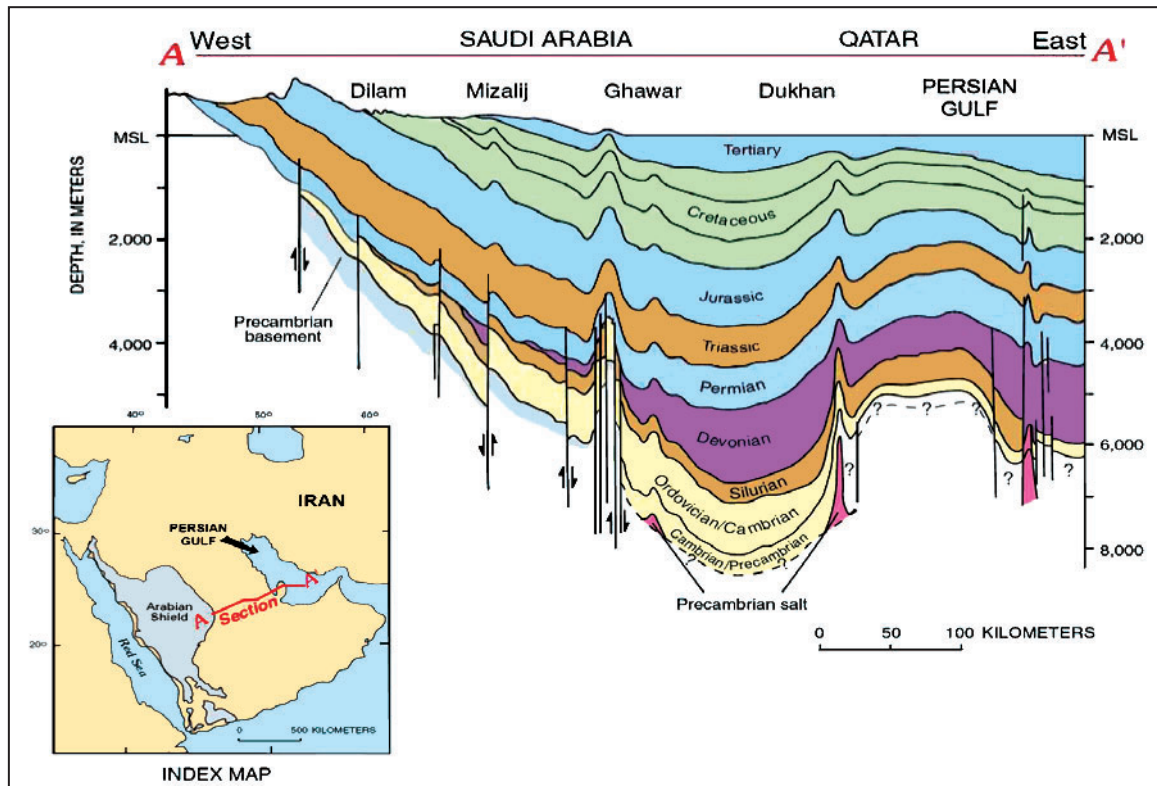
سیاسگزاری

از مدیریت محترم اکتشاف وزارت نفت که اطلاعات چاه‌های مورد مطالعه در این نوشتار را در اختیار ما قرار دادند صمیمانه تشکر و قدردانی به عمل می‌آید.

بر اساس نوع هیدروکربور تولیدی از این مناطق، و طی مهاجرت و به تله افتادن در مخازن ساختارهای طاق‌دیدی اطراف آنها، بر روی نوع هیدروکربور موجود در آن مخازن و همچنین غنای آنها تأثیر بسیار گذارد.



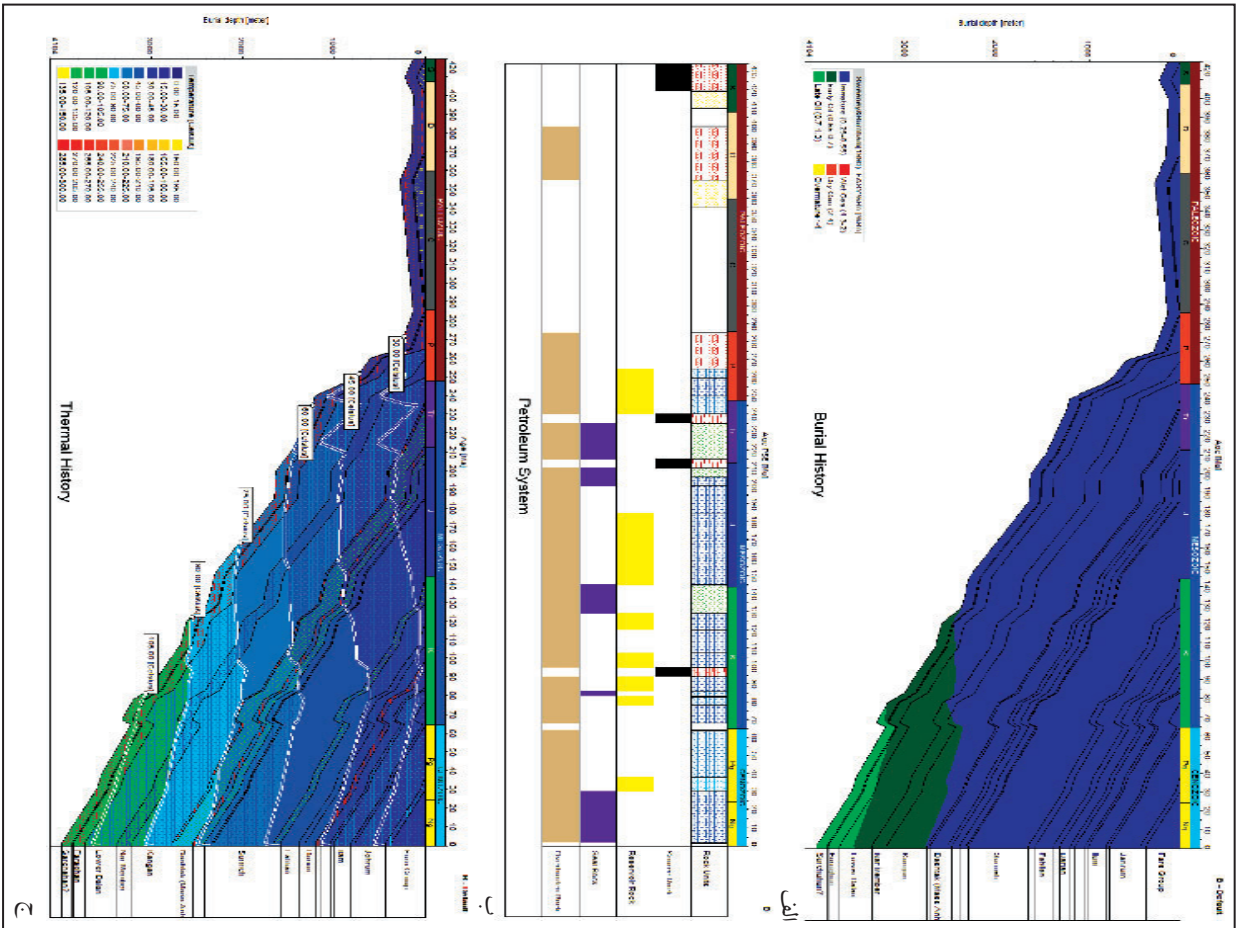
شکل ۱- عناصر اصلی و زمین‌ساختی صفحه عربی و موقعیت میدان‌های بزرگ نفتی و گازی. سنگ منشأ بیشتر این میدان‌های نفتی و گازی شیل‌های سیلورین (در عربستان به نام شیل‌های غثیبه و در ایران به نام شیل‌های سرچاهان) هستند (Konert et al., 2001).



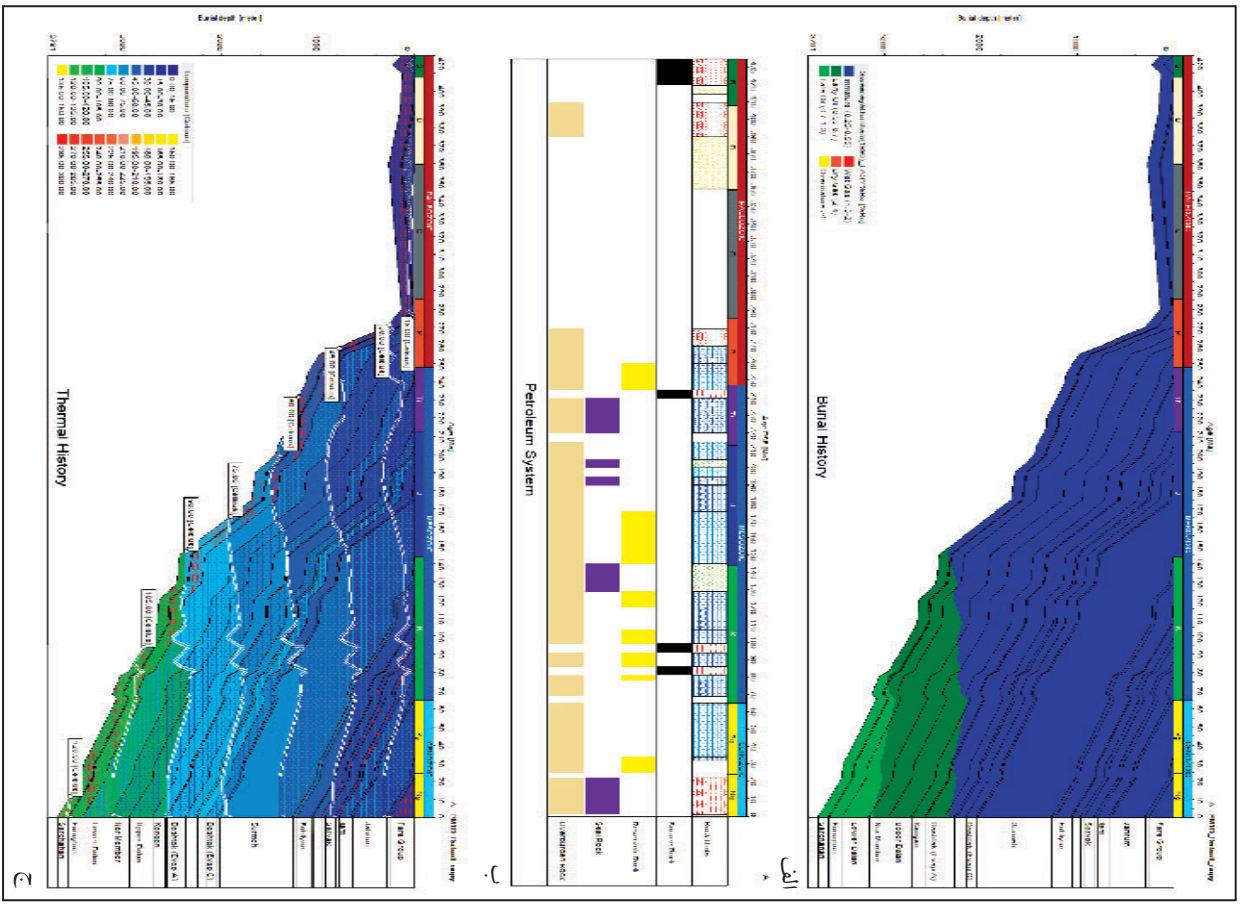
شکل ۲- روند رسوبی پر کامبرین تا عهد حاضر از سمت سپر عربی به سمت حوضه خاوری خلیج فارس. (برگرفته از Al-Sharhan and Narin, 1997 و Al-Konert et al., 2001).



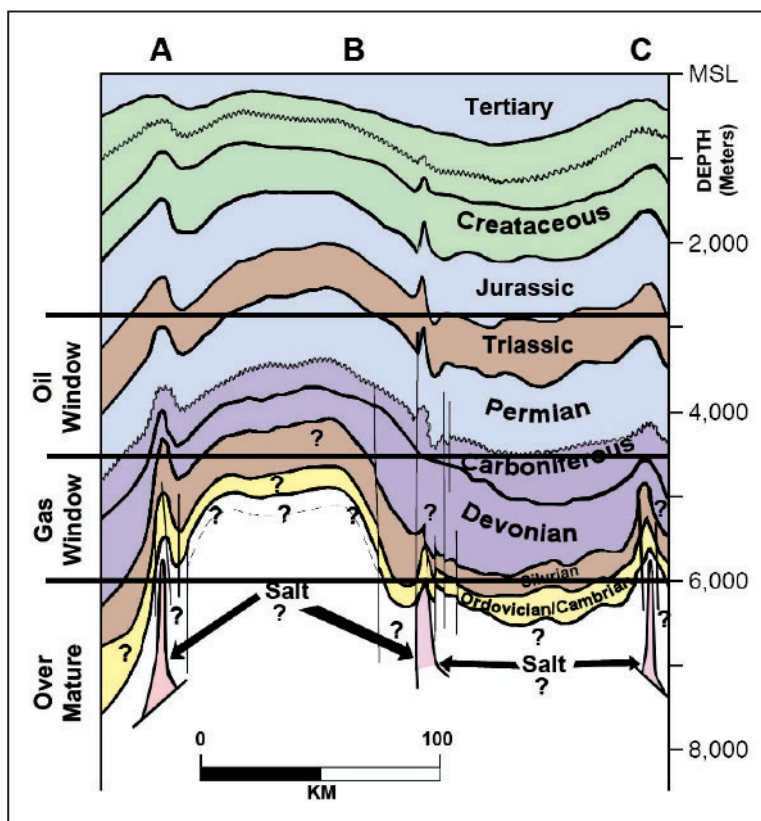
شکل ۳- موقعیت چاه‌های مورد مطالعه در این نوشتار، به همراه موقعیت کمان قطر در صفحه عربی. چاه A در حوضه باختری کمان قطر، چاه B بر روی پال خاوری کمان قطر و بر روی میدان پارس جنوبی و چاه C در حوضه خاوری کمان قطر حفر شده‌اند. روند ABC مربوط به طرح نمادین شکل ۸ است.



شکل ۳- الف) مدل تاریخچه دانه‌ن و روند پختگی چاه B. ب) سیستم‌های هیدرو کربوری این چاه مانند سنگ متناهی سنگ مغز و سنگ پوشش و ج) تاریخچه گرمایی آن.



شکل ۴- الف) مدل تاریخچه دانه‌ن و روند پختگی چاه A. ب) سیستم‌های هیدرو کربوری این چاه مانند سنگ متناهی سنگ مغز و سنگ پوشش و ج) تاریخچه گرمایی آن.



شکل ۸- طرح نمادین از روند ABC (باختری- خاوری) در شکل ۳ که از چاه A، چاه B (کمان قطر) و چاه C عبور می‌کند. در این شکل چاه B بر روی یک بلندای قدیمی (میدان پارس جنوبی) و با ویژگی‌های کم ستیرایی از رسوبات رویی آن دارای ساختار تله‌ای بسیار مناسبی برای به دام انداختن هیدروکربورهای زایش یافته از مناطق اطراف خود است.

کتابنگاری

- صالحی راد، س.، ۱۳۸۸- مدل‌سازی سیستم هیدروکربوری پالئوزویک زیرین در بلندای گاوپندی، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شمال.
 علوی نائینی، م.، ۱۳۷۲- زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی پالئوزویک ایران، سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران.
 مطیعی، ه.، ۱۳۷۲- زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران.
 مطیعی، ه.، ۱۳۷۴- زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران.

References

- Abu-Ali, M., 2005- Organic Petrology, Maturation, Thermal and Burial History Analysis, and Hydrocarbon Generation and Migration of the Saudi Arabian Paleozoic Petroleum Systems, PhD Thesis, RWTH Aachen, 220 pp.
 Abu-Ali, M. A. & Littke, R., 2005- Paleozoic Petroleum Systems of Saudi Arabia: A Basin Modeling Approach, *GeoArabia*, v. 10, no. 3, p. 131-168.
 Abu-Ali, M. A., Franz, U. A., Shen, J., Monnier, F., Mahmoud, M. D. & Chambers, T. M., 1991- Hydrocarbon Generation and Migration in the Paleozoic Sequence of Saudi Arabia, *Society of Petroleum Engineers*, SPE 21376, p.345-356.
 Abu-Ali, M. A., Rudkiewicz, J. L., McGillivray, J. G. & Behar, F., 1999- Paleozoic Petroleum System of Central Saudi Arabia, *GeoArabia*, v. 4, no. 3, p. 321-335.
 Abu-Ali, M. A., Rudkiewicz, J. L., McGillivray, J. G. & Behar, F., 2001- Oil/Gas Generation and Migration Systems, Central Saudi Arabia, Saudi Aramco, *Journal of Technology*, Spring 2001.
 Al-Jallal, I. A., 1995- The Khuff Formation: Its reservoir potential in Saudi Arabia and Other Gulf countries; depositional and stratigraphic approach, In: *Geo' 94*, V. 1, editor M.I. Al-Husseini, p. 103-119.
 Alsharhan, A. S. & Narin, A. E. M., 1997- Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East, Amsterdam, The Netherlands,

- Elsevier Science B. V., 942 P.
- Bordenave, M. L., 2003- Gas Prospective Areas in the Zagros Domain of Iran and in the Gulf Iranian Waters, Adapted from "extended abstract" of presentation at AAPG Annual Meeting, March 10-12, 2002, Houston, Texas.
- Cole, A. G., Abu-Ali, M. A., Aoudeh, S. M., Carrigan, W. J., Chen, H. H., Colling, E. L., Gwathney, W. J., Al-Hajji, A. A., Halpern, H. I., Jones, P. J., Al-Sharidi, S. H. & Tobey, M. H., 1994- Organic Geochemistry of the Paleozoic Petroleum System of Central Saudi Arabia, *Energy and Fuels*, v.8, p. 1425-1442.
- Ghavidel-syooki, M., 1988- Palynostratigraphy and paleoecology of Faraghan Formation of southeastern Iran, Ph.D. Dissertation, Michigan State University, 279 pp.
- Ghavidel-syooki, M., 1993- Palynological study of Palaeozoic sediments of the Chal-i-sheh area, southwestern Iran. *Journal Scientific Islam Republic Iran* 4 (1): 32-46.
- Ghavidel-syooki, M., 1994b- Palynological study and age determination of the Ordovician sediments and Faraghan Formation in Kuh-e-Surmeh, Southern Iran, *Geol. Surv. Iran, Geosciences, Scientific Quarterly Journal* 3 (12): 28-35.
- Ghavidel-syooki, M., 1995b- Palynostratigraphy of Sarchahan (Lower Silurian) and Faraghan Formations (Devonian and Lower Permian) in Kuh-e-Gahkum, Zagros Basin, *Geol. Surv. Iran, Geosciences, Scientific Quarterly Journal* 4 (14/16): 74-79.
- Ghavidel-Syooki, M., 2000- Biostratigraphy and palaeogeography of Late Ordovician and Early Silurian chitinozoans from the Zagros Basin, southern Iran, *Historical Biology* Vol.15, pp.29-39.
- Ghavidel-syooki, M. & Khosravi, M. E., 1994- Investigation of Lower Paleozoic sediments at Tang-e-Zakeen of Kuh-e-Faraghan, and introduction of Seyahou and Sarchahan Formations in the Zagros Basin, *Geol. Surv. Iran, Geosciences, Scientific Quarterly Journal* 4 (14): 2-21.
- Jahani, S., 2009- Salt Tectonic, Folding and Faulting in eastern Fars and southern Offshore Provinces (Iran), PhD. Thesis, Cergy-Pontoise University.
- Jones, P. J. & Stump, T. E., 1999- Depositional and Tectonic Setting of the Lower Silurian Hydrocarbon Source Rock Facies, Central Saudi Arabia, *AAPG Bulletin*, v. 83, no. 2, p. 314-332.
- Konert, G., Afifi, A. M., Al-Hajri, S. A. & Droste, H. J., 2001- Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Arabian Plate, *GeoArabia*, v. 6, no. 3, p. 407-442.
- Loosveld, R. J. H., Bell, A. & Terken, J. J. M., 1996- The Tectonic Evolution of Interior Oman, *GeoArabia*, v.1, no. 1, p. 28-51.
- Mahmoud, M. D., Vaslet, D. & Al-Husseini, M. I., 1992- The Lower Silurian Qalibah Formation of Saudi Arabia: An Important Hydrocarbon Source Rock, *AAPG Bulletin*, v. 76, p. 1491-1506.
- McGillivray, J. G. & Al-Husseini, M. I., 1992- The Paleozoic Petroleum Geology of Central Saudi Arabia, *AAPG Bulletin*, v. 76, p.1473-1490.
- Pollastro, R. M., 2003- Total Petroleum Systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Arabian-Persian Gulf, *USGS Bulletin* 2202-H.
- Riemens, W. G. & de Jong, L. N., 1985- Birba field PVT variations along the hydrocarbon column and confirmatory field test, 4th Middle East Oil Show, Bahrain, *SPE Paper* 13719, P. 323-332.
- Sharland, P., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S., Heward, A. P., Horbury, A. D. & Simmons, M. D., 2001- Arabian Plate sequence stratigraphy, *GeoArabia SP2, Gulf PetroLink, Bahrain*, 371 p. 2 enclosures.
- Sweeney, J. J. & Burnham, A. K., 1990- Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics, *AAPG Bulletin*, 74, p. 1559-1570.
- Wender, L. E., Bryant, J. W., Dickens, M. F., Neville, A. S. & Al-Moqbel, A. M., 1998- Paleozoic (Pre-Khuff) Hydrocarbon Geology of the Ghawar Area, Eastern Saudi Arabia, *GeoArabia*, v.3, no.2, p. 273-302.