بررسی فرآیند نفت‌زایی سنگ منشأ کژدمی در گستره ناحیه‌تغذیه میدان دارخوین در دشت‌آبادان

ارسلان زینل‌زاده، سیدرضا موسوی‌حرمی* و اسدا... محبوبی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۲/۲۱ تاریخ پذیرش: ۹۶/۸/۱۵

چکیده

سنگ‌های منشأ متعددی در دشت‌آبادان با سن ژوراسیک و کرتاسه وجود دارد مانند زون‌های غنی از ماده آلی در سازند کژدمی با سن آلبین که دارای پتانسیل تولید هیدروکربن است. این مطالعه جهت بررسی نقش هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میدان دارخوین انجام‌شده و با استفاده از روش مدل‌سازی حوضه، فرآیند نفت‌زایی سازند کژدمی در بخش‌های با عمق تدفین حداقل و حداکثر در ناحیه‌تغذیه (kitchen area) میدان دارخوین بررسی شده و وضعیت نفت‌زایی مورد مقایسه قرار گرفته است. از داده‌های چاه حفاری شده در تاقدیس و چاه فرضی در عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه جهت مدل‌سازی استفاده شده است. وضعیت نفت‌زایی سنگ منشأ کژدمی در دو موقعیت زمین‌شناسی با استفاده از نرم‌افزارهای مدل‌سازی حوضه بازسازی و تاریخچه‌حرارتی چاه‌های مورد مطالعه به‌دست‌آمده است. نتایج مدل‌سازی مورد بررسی قرار گرفته و تفاوت‌های تاریخچه فرآیند نفت‌زایی در چاه حفاری شده و بخش‌هایی از ناحیه‌تغذیه که به علت عمق زیاد امکان حفاری وجود ندارد، مورد بحث قرار گرفته است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که در زمان حال، میزان دما، پختگی، نسبت تغییر و کمیت هیدروکربن‌زایی به سمت چاه فرضی افزایش می‌یابد. درحالی‌که در زمان گذشته زمین‌شناسی، وضعیت متفاوتی وجود داشته و سازند کژدمی در چاه فرضی میزان دما و پختگی کمتری داشته است. خروج هیدروکربن از سازند کژدمی در چاه حفاری شده از ۲۰ میلیون سال پیش شروع شده و هنوز به پیک نفت‌زایی نرسیده است. این سنگ منشأ در چاه فرضی از پیک فرآیند نفت‌زایی گذشته و خروج هیدروکربن از ۱۰ میلیون سال پیش شروع شده و میزان هیدروکربن‌زایی کژدمی تقریباً ۷۵٪ بیش از تاقدیس است.

کلمات کلیدی: سنگ منشأ کژدمی، میدان دارخوین، مدل‌سازی حوضه، تاریخچه‌تدفین، فرآیند نفت‌زایی

مقدمه

زون‌های غنی از ماده آلی به‌عنوان سنگ منشأ، یکی از عناصر اصلی تشکیل‌دهنده سیستم‌نفتی یا منابع هیدروکربنی می‌باشند. شناخت سنگ منشأ و فرآیندهای مرتبط با سنگ منشأ، در ارزیابی سیستم‌نفتی یک منطقه اهمیت زیادی دارد. شناخت سیستم‌نفتی بستر مناسبی برای دیگر مطالعات اکتشافی و تولیدی در یک میدان نفتی است.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی moussavi@um.ac.ir
شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2017.2789.2293)

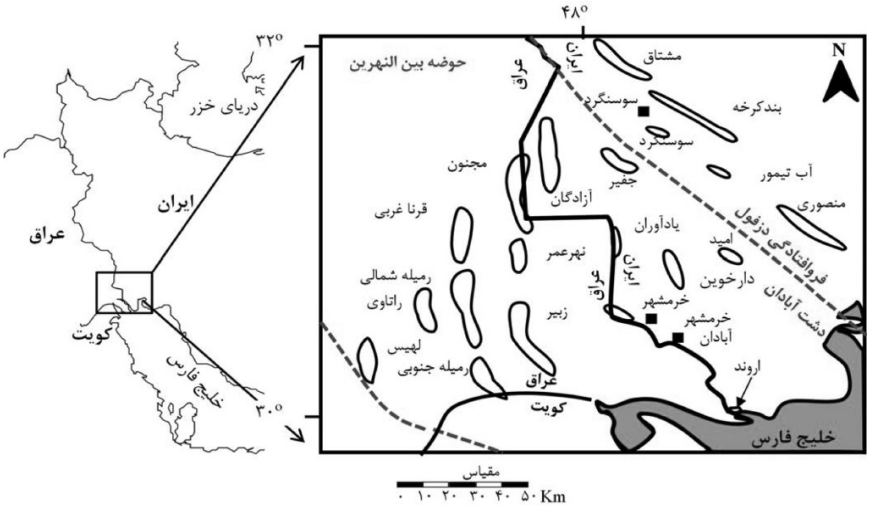
کمیت هیدروکربن‌زایی زون‌های غنی از ماده آلی مشخص کننده میزان هیدروکربنی است که امکان مهاجرت و تجمع آن وجود داشته است [۴-۱]. لذا مطالعه و بررسی هیدروکربن‌زایی این زون‌ها در شناخت و اکتشاف یک منطقه نفتی تأثیر به‌سزایی دارد.

مدل‌سازی به‌عنوان ابزاری برای بررسی فرآیند نفت‌زایی می‌تواند کاربردهای زیادی در شناخت بهتر فرآیندهای یک سیستم‌نفتی داشته باشد. مدل‌سازی نیازمند وجود داده‌های ژئوشیمیایی و زمین‌شناسی و نرم‌افزارهای مدل‌سازی حوضه است وجود این داده‌ها از اغلب مناطق نفت‌خیز ایران و در دسترس بودن نرم‌افزارهای مدل‌سازی، امکان انجام مطالعات متنوعی در این زمینه را فراهم نموده است [۹-۵ و ۱]. بااین‌وجود مطالعات جامع سیستم‌نفتی در مناطق نفت‌خیز به‌خصوص دشت‌آبادان انجام نشده و زمینه مناسبی جهت انجام این‌گونه مطالعات فراهم است. دشت‌آبادان با وسعت ۲۶۵۰۰ km^2 [۱۰] و داشتن منابع عظیم نفتی مانند میدان‌های آزادگان، دارخوین، امید و جفیر یکی از مناطق نفت‌خیز با اهمیت بالا محسوب می‌شود. قرار گرفتن بعضی از میدان‌های این منطقه در مرز با عراق و کویت، اهمیت مطالعه و بررسی سیستم‌نفتی در جهت اکتشاف منابع هیدروکربنی را دوچندان کرده است. سازند کژدمی سنگ منشأ اصلی عمده نفت در فروافتادگی‌دزفول است [۱۲ و ۱۱] و زون‌های غنی از ماده آلی این سازند در دشت‌آبادان نیز گسترش دارد اما به‌عنوان سنگ منشأ اصلی در این منطقه مطرح نیست ولی ویژگی‌های سنگ منشأ خیلی‌خوب را دارد [۱].

مطالعات سنگ منشأ انجام شده در مناطق نفت‌خیز اغلب متمرکز بر داده‌های به‌دست‌آمده از حفر چاه‌های نفت برروی تاقدیس‌های منطقه است و از مناطق عمیق بین تاقدیس‌ها نمونه‌ای جهت مطالعه در دسترس نیست در نتیجه شناخت کمی از ویژگی‌های سنگ‌منشأ در این بخش‌ها وجود دارد. این مطالعه، با هدف بررسی نقش هیدروکربن‌زایی زون‌های غنی از ماده‌آلی سازند کژدمی در ناحیه‌تغذیه میدان دارخوین انجام شده و وضعیت هیدروکربن‌زایی در تاقدیس و بخش عمیق ناحیه‌تغذیه بررسی و مقایسه شده است. لذا مدل‌سازی فرآیند نفت‌زایی در تاقدیس و چاه‌فرضی در عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه میدان دارخوین انجام شده و کمیت و زمان هیدروکربن‌زایی از سازند کژدمی به‌دست‌آمده در دو موقعیت زمین‌شناسی مورد بررسی و مقایسه قرار گرفته است.

زمین‌شناسی منطقه

دشت‌آبادان محدود به خلیج‌فارس در جنوب، فروافتادگی دزفول در شرق و شمال و مرز عراق در غرب است (شکل ۱). اگرچه این منطقه را می‌توان بخشی از حوضه بین‌النهرین در نظر گرفت، ویژگی‌های سنگ منشأ و ساختارهای آن دارای اشتراک‌های زیادی با فروافتادگی دزفول و کمربند چین‌خورده زاگرس است. ساختارهای این منطقه علاوه بر پیروی از جهت یافتگی ساختارهای سپرعربی، تحت تأثیر کوه‌زایی زاگرس نیز قرار گرفته‌اند و روند تاقدیس‌های کمربند چین‌خورده زاگرس را می‌توان در بعضی ساختارهای این منطقه یافت [۱۳]. ساختارهای آرام با جهت یافتگی شمالی جنوبی تا شمال غرب جنوب شرق هستند [۱۴]. این تاقدیس‌ها، حاصل فعالیت تکتونیکی در کرتاسه بالایی هستند که تحت تأثیر کوه‌زایی زاگرس نیز قرار گرفته‌اند [۱۵ و ۱۳]. سازند کژدمی در یک حوضه درون شلفی و تحت شرایط احیایی در اقیانوس تتیس جنوبی نهشته شده و در آن زمان بالاآمدگی آب دریا و آب‌وهوای مرطوب استوایی برقرار بوده است [۱۷ و ۱۶]. سازند کژدمی با سن آلبین (شکل ۲) به‌عنوان سنگ منشأ اصلی در فروافتادگی‌دزفول شناخته شده [۱۹ و ۱۸، ۱۲] و میزان ماده آلی در بخش‌هایی از آن حداکثر به ۱۵٪ می‌رسد [۲۰].



شکل ۱ نقشه موقعیت دشت‌آبادان و میدان‌های آن [۱]

شکل ۲ ستون چینه‌شناسی رسوبات کرتاسه در میدان دارخوین (بدون مقیاس)

این سازند در خلیج‌فارس به‌عنوان سنگ منشأ مناسب تا فقیر [۲۲ و ۲۱، ۷] و در شمال‌غرب خلیج فارس در ناحیه بینک، سنگ منشأ خوب تا عالی معرفی شده است [۲۳]. در دشت‌آبادان سازند کژدمی دارای ممبر ماسه‌سنگی بورگان است و به شکل جانبی به سمت کویت و جنوب عراق ضخامت بخش‌های ماسه‌سنگی افزایش یافته است. سازند کژدمی در دشت‌آبادان مانند فروافتادگی‌دزفول به‌عنوان یک سنگ منشأ خیلی‌خوب معرفی شده و دارای زون‌های غنی از ماده آلی است [۲۵ و ۲۴، ۷] و به سمت ناحیه لرستان، جنوب عراق و کویت تغییر رخساره می‌دهد و به‌عنوان سنگ منشأ معرفی نشده است [۲۶ و ۲۷]. این سازند بین دو سنگ‌آهک سروک در بالا و داریان در پایین واقع شده است.

روش مطالعه

در این مطالعه از نرم‌افزار جنکس و تمیس‌فلو (از محصولات انستیتو نفت فرانسه[1]) در پژوهشگاه صنعت نفت، جهت مدل‌سازی فرآیند نفت‌زایی سازند کژدمی استفاده شده است.

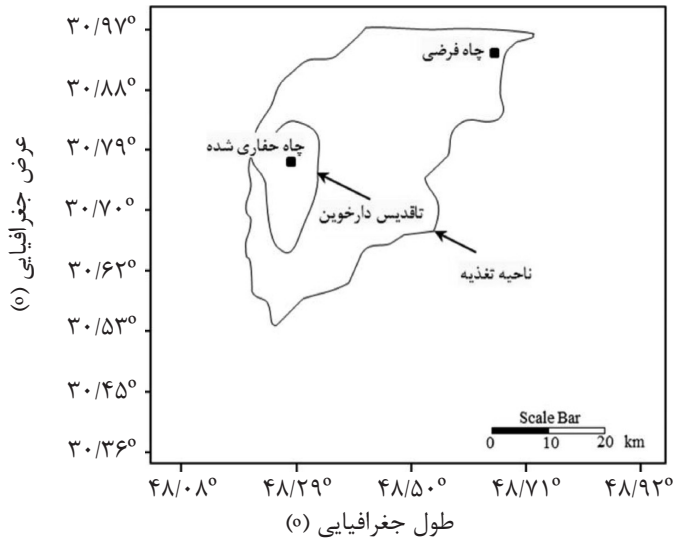
1. French Institute of Petroleum

در مدل‌سازی حرارتی، دو فاکتور اصلی دما و زمان زمین‌شناسی در قالب تاریخچه حرارتی و تاریخچه تدفین لایه‌ها، شبیه‌سازی می‌شود. دما، مهم‌ترین فاکتور تاثیرگذار بر زایش نفت از سنگ منشأ است، به‌گونه‌ای که در دمای بالای ۱۳۰°C، مواد آلی خیلی سریع به نفت‌زایی می‌رسند. با هر ۱۰°C افزایش دما، نرخ واکنش نفت‌زایی، حدوداً دو برابر افزایش می‌یابد. تاریخچه تدفین چاه‌ها نشان دهنده عمق تدفین سازندها از زمان نهشته شدن تا زمان حال است و پارامترهای مختلفی ازجمله فشردگی لایه‌ها براثر فشار لایه‌های بالایی و تغییرات گرادیان حرارتی در مدل اعمال می‌شود.

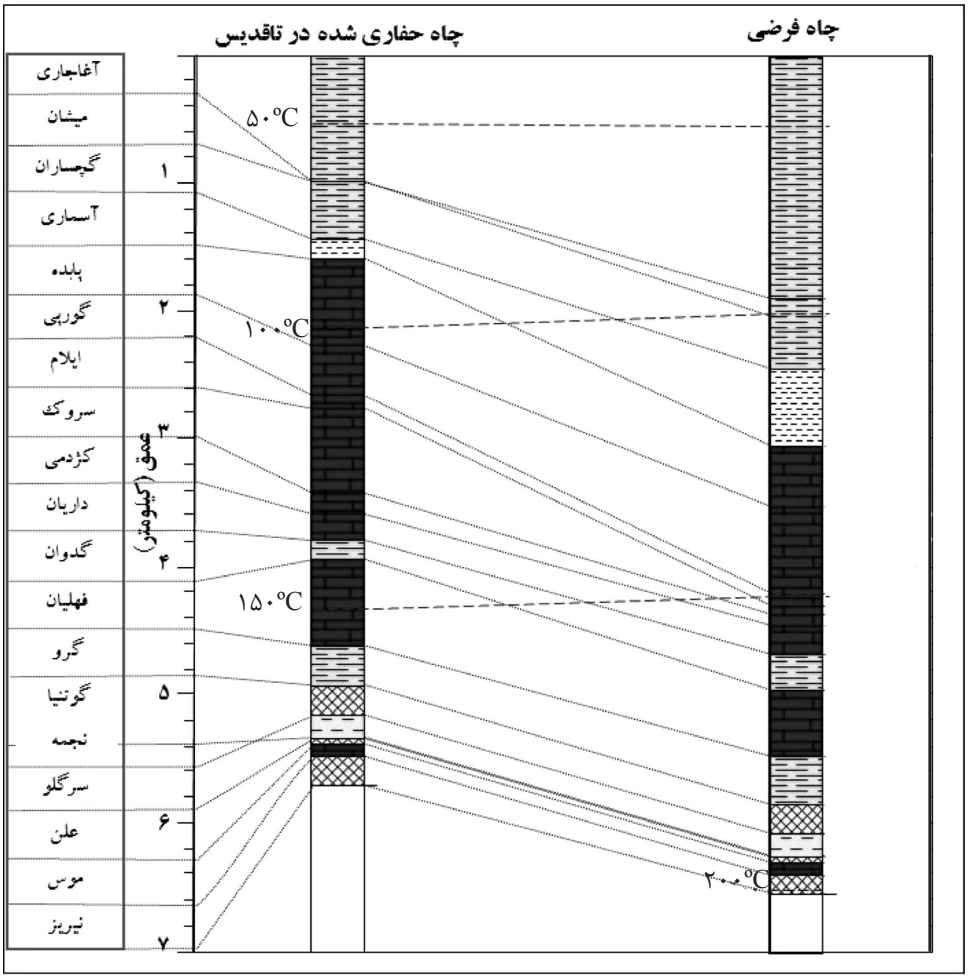
در این مطالعه، تاریخچه‌تدفین و تاریخچه‌حرارتی سازندها در چاهی از تاقدیس دارخوین و چاه فرضی در ناحیه‌تغذیه این تاقدیس بازسازی شده است (شکل ۳). چاه فرضی در عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه میدان در نظر گرفته شده و در مدل‌سازی چاه فرضی از داده‌های عمق سازندها به‌دست‌آمده از داده‌های چاه‌های حفر شده در تاقدیس دارخوین و داده‌های لرزه‌ای استفاده شده و داده‌های ژئوشیمیایی از مطالعات قبلی استخراج گردیده است [۲۴ و ۲۳، ۹، ۱]. داده‌های استفاده شده در مدل‌سازی شامل سن زمین‌شناسی سازندها، سنگ‌شناسی، گرادیان حرارتی، دمای ته چاه و داده‌های ژئوشیمیایی است. این داده‌ها، به شکل سن‌های زمین‌شناسی و عمق لایه‌ها در گزارش‌های چینه‌شناسی چاه‌ها، رخنمون‌ها و مقاطع لرزه‌ای وجود دارند. روش Easy%RO در مدل جهت محاسبات استفاده شده است [۲۸]. میزان ماده‌آلی سازند کژدمی ۲/۴٪ در میدان دارخوین گزارش شده [۲۵ و ۱] ازآنجاکه در طی فرآیند هیدروکربن‌زایی میزان ماده‌آلی سنگ منشأ کاهش می‌یابد، در مدل‌سازی، میزان ماده آلی اولیه قبل از فرآیند نفت‌زایی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این مطالعه با استفاده از روش پیتر [۲۹] میزان ماده آلی اولیه برای سازند کژدمی ۳٪ محاسبه شده است. کروژن نوع دو در مدل انتخاب شده همان‌گونه که در فروافتادگی‌دزفول [۳۱ و ۳۰]، جنوب عراق [۳۲] و کویت [۲۶] نیز شناسایی شده است.

بحث و نتایج

نتایج به‌دست‌آمده از مدل‌سازی نشان می‌دهد، سازند کژدمی در تاقدیس مورد مطالعه در دمای ۱۳۱ °C قرار دارد درحالی‌که به سمت عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه دما افزایش یافته و به بالای ۱۵۰°C می‌رسد (شکل ۴). از آنجا که گرادیان حرارتی هردو چاه یکسان است، این افزایش دما، حاصل بیشتر شدن عمق تدفین (حدود ۸۵۰ m) در عمیق‌ترین بخش ناحیه تغذیه است.

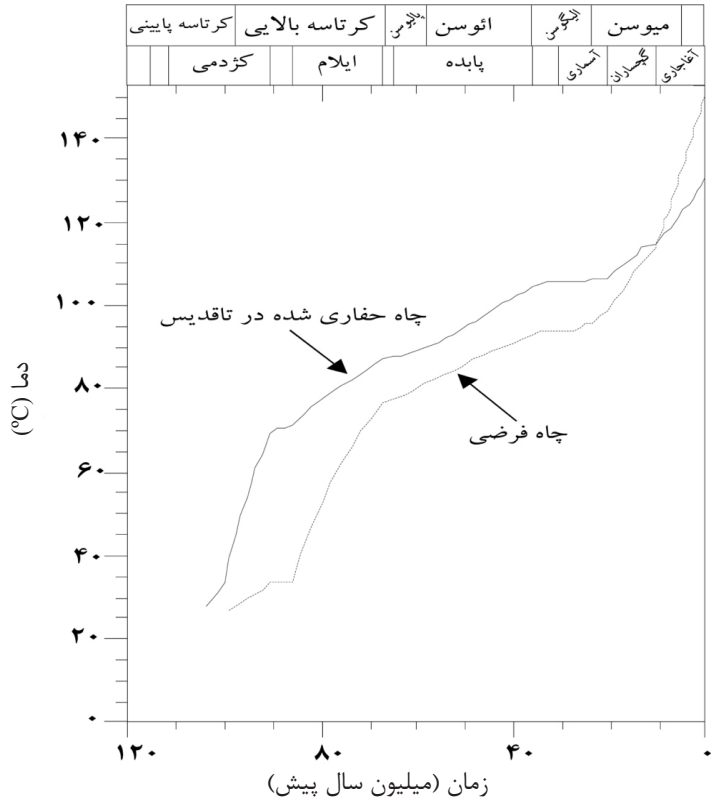


شکل ۳ موقعیت تاقدیس دارخوین و چاه‌های مورد مطالعه در رأس تاقدیس و عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه

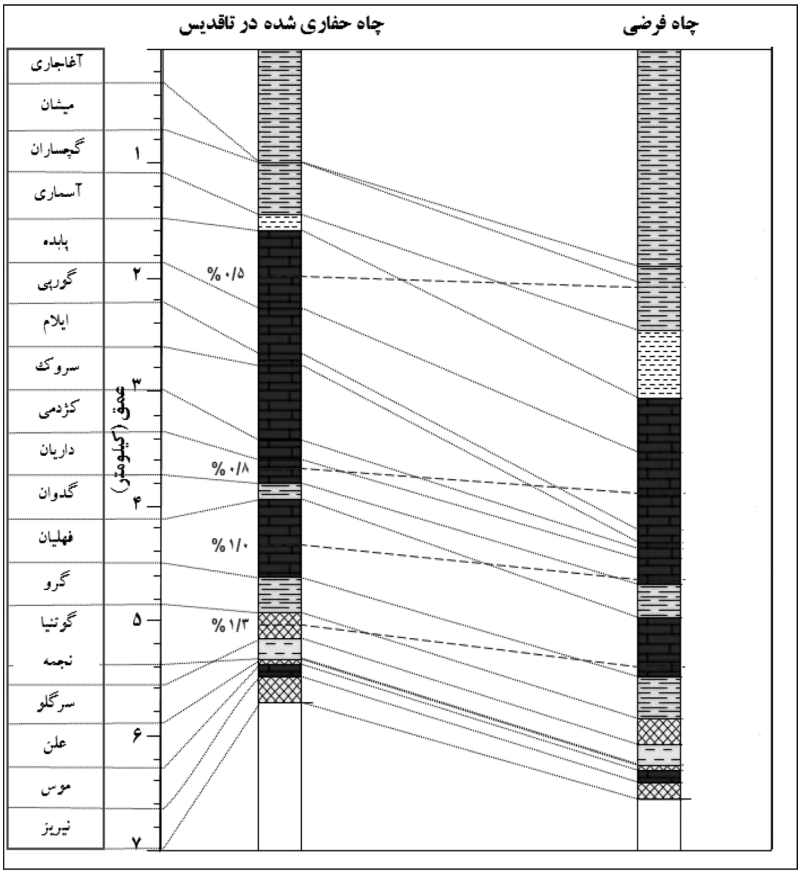


شکل ۴ تغییرات دمای سازندها به درجه سانتی‌گراد در تاقدیس و عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه بر اساس داده‌های به‌دست‌آمده از مدل‌سازی

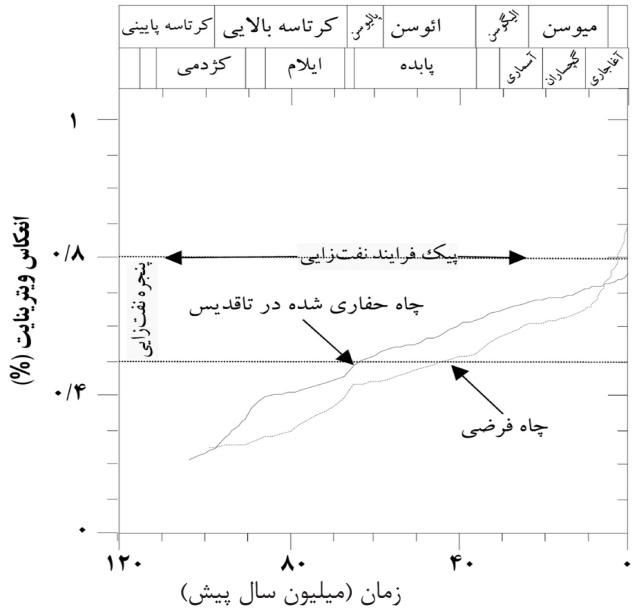
تاریخچه دمای سازند کژدمی که با استفاده از نرم‌افزار جنکس به‌دست آمده است، تغییرات دمای این سازند و افزایش عمق تدفین در طول زمان زمین‌شناسی را نشان می‌دهد (شکل ۵). تاریخچه دما نشان می‌دهد تا قبل از الیگوسن، دمای سازند کژدمی در چاه فرضی نسبت به موقعیت تاقدیس کمتر است و در هر دو چاه روند افزایش دمای مشابهی تا زمان الیگوسن طی شده است. اختلاف دمای سازند کژدمی در دو چاه، از زمان الیگوسن (۲۴ میلیون سال پیش) کمتر شده و از زمان میوسن (۱۰ میلیون سال پیش) دمای کژدمی در چاه فرضی بیشتر از تاقدیس شده است. اختلاف نرخ رسوب‌گذاری و درنتیجه تفاوت ضخامت سازندهای آسماری، گچساران و آغاجاری در چاه‌های مورد مطالعه دلیل اصلی این اختلاف دما است که موجب شده میزان پختگی زمان‌حال مواد آلی به سمت چاه فرضی افزایش یابد (شکل ۶). با در نظر گرفتن ۰/۵٪ انعکاس ویترینایت به‌عنوان شروع پنجره نفت‌زایی [۳۳]، سازند کژدمی در تاقدیس مورد مطالعه در زمان پالئوسن (حدود ۶۵ میلیون سال پیش) وارد پنجره نفت‌زایی شده و اکنون با پختگی ۰/۷۵٪ انعکاس ویترینایت به پیک فرآیند نفت‌زایی (پختگی ۰/۸٪ انعکاس ویترینایت) نزدیک شده است (شکل ۷). درحالی‌که در عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه در ائوسن (حدود ۴۲ میلیون سال پیش) به پنجره نفت‌زایی رسیده و در زمان حال با پختگی ۰/۹٪ انعکاس ویترینایت از پیک فرآیند نفت‌زایی گذشته است.



شکل ۵ نمودار تاریخچه دمای سازند کژدمی در چاه فرضی و چاه حفاری شده در تاقدیس



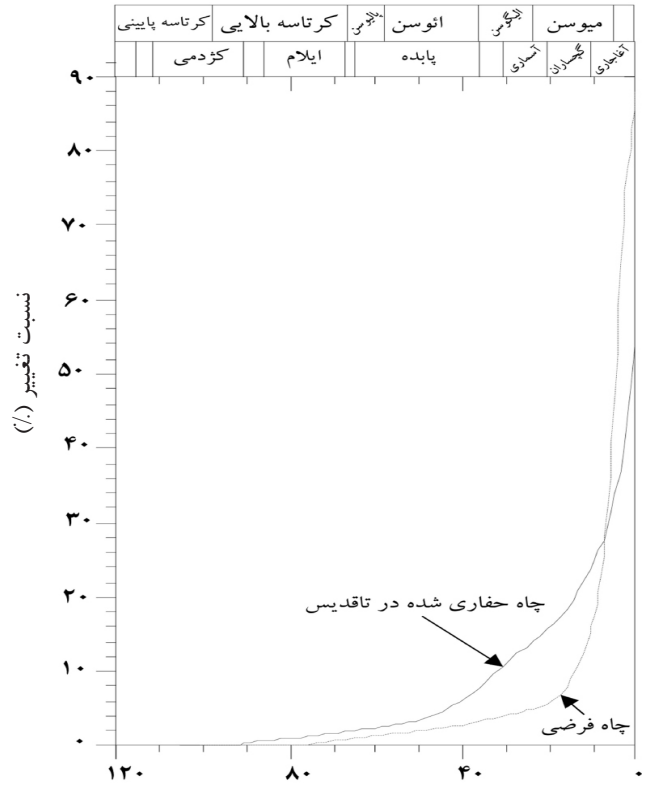
شکل ۶ تغییرات پختگی سازندها (محاسبه‌شده به‌روش Easy %RO) در تاقدیس و عمیق‌ترین بخش ناحیه‌تغذیه



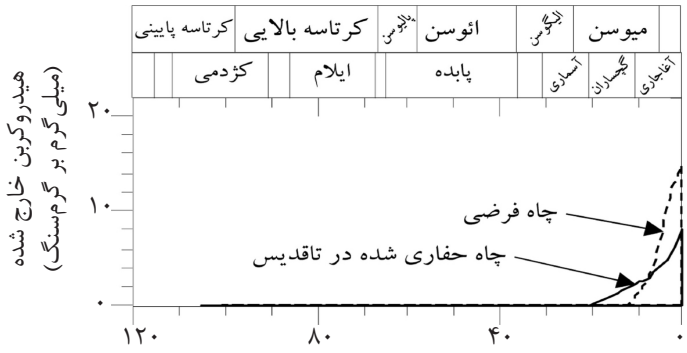
شکل ۷ نمودار تاریخچه پختگی سازند کژدمی در چاه فرضی و چاه حفاری شده در تاقدیس

تاریخچه پختگی سازند کژدمی در دو موقعیت مورد مطالعه، نشان می‌دهد از زمان نهشته شدن این سازند تا میوسن (۱۱ میلیون سال پیش) روند افزایش پختگی مشابهی در دو چاه وجود داشته و میزان پختگی در چاه حفاری شده در تاقدیس بیشتر از چاه فرضی (کمتر از ۰/۱٪ انعکاس ویترینایت) بوده است. بعد از میوسن روند پختگی مواد آلی در عمیق‌ترین بخش، با نرخ بالاتری صورت گرفته و روند متفاوتی با زمان قبل از میوسن را طی کرده است (شکل ۷). روندی که در تاریخچه‌پختگی مواد آلی سازند کژدمی وجود دارد از روند تاریخچه دمایی تبعیت می‌کند. میزان نسبت تغییر[1] مواد آلی سازند کژدمی در تاقدیس ۵۵ ٪ است و در عمیق‌ترین بخش به ۸۵٪ افزایش می‌یابد (شکل ۸). تاریخچه نسبت تغییر، مانند تاریخچه دما و پختگی الگوی مشابهی را نشان می‌دهد. تاریخچه‌نسبت‌تغییر، زمان میوسن (۷ میلیون سال پیش) را به‌عنوان زمان افزایش نسبت‌تغییر در عمیق‌ترین بخش حوضه نسبت به تاقدیس نشان می‌دهد (شکل ۸). در تاقدیس شروع خروج هیدروکربن از سنگ منشأ ۲۰ میلیون سال پیش است و ۸ میلی‌گرم بر گرم‌سنگ، هیدروکربن از سنگ خارج شده است. در چاه فرضی از ۱۲ میلیون سال پیش هیدروکربن‌زایی شروع شده و ۱۴ میلی‌گرم بر گرم سنگ، هیدروکربن‌زایی رخ داده است (شکل ۹). میزان هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ به فاکتورهای مختلفی بستگی دارد از جمله پختگی و نسبت تغییر مواد آلی لایه‌ها تأثیر عمده‌ای در کمیت هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ دارند. سازند کژدمی در بعضی از تاقدیس‌های منطقه مانند میدان آزادگان در ابتدای پنجره نفت‌زایی است [۲۴]. ازآنجاکه نمونه‌های سنگ منشأ تنها از چاه‌های حفاری شده برروی تاقدیس در دسترس است و نمونه‌ای از بخش‌های عمیق در دسترس نیست، مطالعه وضعیت هیدروکربن‌زایی نواحی عمیق، تنها با استفاده از نرم‌افزار مدل‌سازی حوضه امکان‌پذیر است. این مطالعه نشان می‌دهد که خروج هیدروکربن از سازند کژدمی ۲۰ میلیون سال پیش رخ داده شکل ۱۰ و با توجه به اینکه زمان تشکیل تاقدیس‌های دشت‌آبادان کرتاسه بالایی بوده و تحت تأثیر کوه‌زایی زاگرس نیز قرار گرفته است [۱۴] امکان تجمع هیدروکربن خارج شده از سنگ منشأ کژدمی در تاقدیس‌های منطقه وجود داشته است.

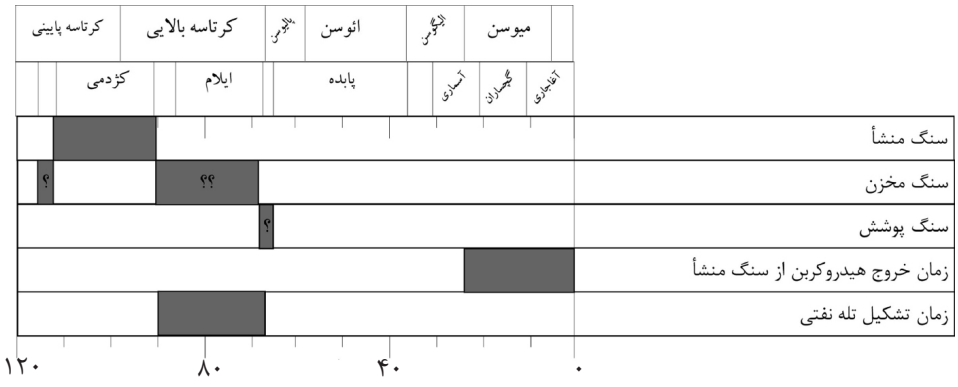
1. Transformation Ratio



شکل ۸ نمودار نسبت تغییر مواد آلی سازند کژدمی در چاه فرضی و چاه حفاری شده در تاقدیس



شکل ۹ نمودار میزان خروج هیدروکربن از سنگ منشأ کژدمی در چاه فرضی و چاه حفاری شده در تاقدیس



شکل ۱۰ حوادث سیستم‌نفتی سنگ منشأ کژدمی در میدان مورد مطالعه

نتیجه‌گیری

این پژوهش نشان می‌دهد که سازند کژدمی در موقعیت‌های مورد مطالعه در وضعیت‌های متفاوت هیدروکربن‌زایی قرار دارد. با توجه به اینکه سن سازند کژدمی در دو چاه مورد مطالعه یکسان می‌باشد. اختلاف پختگی مواد آلی کژدمی تحت تأثیر تاریخچه حرارتی رخ داده است. در زمان حال، اختلاف دمای این سازند در دو چاه حدود ۲۹°C است. با توجه به اینکه هر ۱۰°C افزایش دما، نرخ واکنش‌های تبدیل مواد آلی در فرآیند نفت‌زایی را تقریباً دو برابر می‌کند [۳۴] میزان اختلاف دما موجب شده فرآیند نفت‌زایی در عمیق‌ترین بخش در مراحل پیشرفته‌تری قرار گرفته باشد. درنتیجه سازند کژدمی در چاه فرضی از پیک فرآیند نفت‌زایی گذشته درحالی‌که در تاقدیس به پیک نفت‌زایی نرسیده است. براساس این مطالعه، میزان هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ کژدمی از تاقدیس به‌سمت عمیق‌ترین بخش حوضه تغذیه تقریباً ۷۵٪ (از ۸ به ۱۴ میلی‌گرم بر گرم‌سنگ) افزایش یافته است. سازند کژدمی در بعضی از تاقدیس‌های منطقه مانند میدان آزادگان در ابتدای پنجره نفت‌زایی است [۲۴]. ازآنجاکه نمونه‌های سنگ منشأ تنها از چاه‌های حفاری شده برروی تاقدیس در دسترس است و نمونه‌ای از بخش‌های عمیق در دسترس نیست، مطالعه وضعیت هیدروکربن‌زایی نواحی عمیق، تنها با استفاده از نرم‌افزار مدل‌سازی حوضه امکان‌پذیر است. این مطالعه نشان می‌دهد که خروج هیدروکربن از سازند کژدمی ۲۰ میلیون سال پیش رخ داده (شکل ۱۰) و با توجه به اینکه زمان تشکیل تاقدیس‌های دشت‌آبادان کرتاسه بالایی بوده و تحت تأثیر کوه‌زایی زاگرس نیز قرار گرفته است [۱۴] امکان تجمع هیدروکربن خارج شده از سنگ منشأ کژدمی در تاقدیس‌های منطقه وجود داشته است. اگرچه نفتی با منشأ کژدمی در دشت‌آبادان هنوز گزارش نشده اما هیدروکربن تولیدشده از این سنگ منشأ می‌توانسته به تله‌های نفتی موجود مهاجرت کند و در مخازن سروک و ایلام در بالای این سازند و همچنین در سازند داریان در بخش پایین ذخیره شود، باید توجه داشت که بستگی ساختمانی در سازند آسماری در دشت‌آبادان دیده نمی‌شود [۱۳]. با استفاده مدل‌سازی دوبعدی و سه‌بعدی سیستم‌نفتی می‌توان فرآیند مهاجرت در دشت‌آبادان را بررسی و محل‌های تجمع هیدروکربن با منشأ سازند کژدمی را مطالعه کرد که نیازمند مطالعات تکمیلی مانند زمین‌شناسی ساختمانی و بررسی ویژگی‌های مخزنی لایه‌ها دارد. وجود لایه‌های ماسه‌سنگی بورگان در سنگ منشأ کژدمی می‌تواند به‌عنوان مسیر مناسبی جهت مهاجرت جانبی هیدروکربن باشد. عمق تدفین بیشتر سازندها در دشت‌آبادان نسبت به مناطق مجاور مانند جنوب عراق و کویت این امکان را فراهم می‌نماید که هیدروکربن به شکل جانبی به‌سوی غرب و جنوب غرب مهاجرت نماید [۲۶ و ۱]. در ناحیه تغذیه میدان دارخوین، اختلاف عمق تدفین سازند کژدمی حاصل تفاوت ضخامت رسوبات نئوژن (سازندهای آسماری، گچساران و آغاجاری) است. این اختلاف که موجب تفاوت عمق تدفین ۸۵۰ m سازند کژدمی در ناحیه شده، در فاصله نسبتاً کمی رخ داده است. در حوضه زاگرس، رسوبات متعلق به زمان نئوژن نسبت به رسوبات قدیمی‌تر با الگوی متفاوتی نهشته شده‌اند و تغییرات ضخامت زیاد در فاصله کم و نرخ رسوب‌گذاری بالا از ویژگی‌های آن‌ها است. در زمان نئوژن حوضه زاگرس از یک حوضه حاشیه‌آرام[1] به حوضه فرلند[2] تغییر کرده و این الگوی رسوب‌گذاری را موجب شده است [۳۵-۳۸]. اختلاف عمق تدفین موجب فرآیند نفت‌زایی پیشرفته‌تری در عمیق‌ترین بخش ناحیه نسبت به تاقدیس شده و میزان دما، پختگی، نسبت تغییر و کمیت هیدروکربن‌زایی به سمت چاه فرضی

1.Passive Margin
2. Foreland

افزایش یافته است. در زمان گذشته زمین‌شناسی (قبل از الیگوسن) وضعیت متفاوتی وجود داشته و سازند کژدمی در چاه فرضی میزان دما و پختگی کمتری داشته است. این مطالعه نشان می‌دهد که میزان دما و پختگی مواد آلی در قسمت‌های مختلف ناحیه‌تغذیه یک میدان و در طی زمان زمین‌شناسی تغییرات زیادی می‌تواند داشته باشد. چاه‌های نفت و گاز عمدتاً در قسمت‌های بالایی و نزدیک به خط رأس تاقدیس حفاری می‌شوند و نمونه‌ای از بخش‌های عمیق تاقدیس‌ها در دسترس نیست، روش‌های مدل‌سازی، ابزار مفیدی جهت بررسی این قسمت‌ها است. با داشتن اطلاعات کافی و صحیح و با استفاده از نرم‌افزار مدل‌سازی حوضه، بسیاری از اطلاعات مهم نظیر پختگی مواد آلی، زمان نفت‌زایی و کمیت هیدروکربن خارج شده از سنگ‌منشأ را می‌توان مشخص کرد. مسلماً این نوع مطالعه در شناخت سیستم‌نفتی ناحیه و اکتشاف منابع جدید هیدروکربنی بسیار اهمیت دارد و ریسک حفاری چاه‌های نفت و گاز را به مقدار زیاد کاهش می‌دهد.

مراجع

[1]. Zeinalzadeh A., Moussavi-Harami R., Mahboubi A. and Sajjadian V. A., *"Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran,"* Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 26, pp. 419-426, 2015.

[2]. Magoon L. B. and Dow W. G., *"The petroleum system,"* In: L.B. Magoon and W.G. Dow (Editors), The Petroleum System—From Source to Trap:American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, Oklahoma, pp. 3-24, 1994.

[3]. Hunt J. M., *"Petroleum geochemistry and geology,"* 2nd edition, W. H. Freeman, New York, p. 743, 1996.

[4]. Magoon L. B. and Beaumont E. A., *"Petroleum systems,"* American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, AAPG, 2000.

[5]. Mohsenian E., Fathi-Mobarakabad A., Sachsenhofer R. F. and Asadi-Eskandar A., *"3D basin modelling in the Central Persian Gulf, Offshore Iran,"* Journal of Petroleum Geology, Vol. 37, No. 1, pp. 55-70, 2014.

[6]. Opera A., Alizadeh B., Sarafdokht H., Janbaz M., Fouladvand R. and Heidarifard M. H., *"Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the Middle Cretaceous–Early Miocene Petroleum System, southern Dezful Embayment, SW Iran,"* International Journal of Coal Geology, Vol. 120, pp. 1-14, 2013.

[7]. Mashhadi Z. S. and Rabbani A. R., *"Organic geochemistry of crude oils and cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil–oil and oil–source rock correlation study,"* International Journal of Coal Geology, Vol. 146, pp. 118-144, 2015.

[8]. Karimi A. R., Rabbani A. R., Kamali M. R. and Heidarifard M. H., *"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, Vol. 9, No. 5, pp. 1-16, 2016.

[9]. Baniasad A., Rabbani A. R., Sachse V. F., Ralf Littke, Moallemi S. A. and Soleimany B., *"2D basin modeling study of the Binak Trough, northwestern Persian Gulf, Iran,"* Marine and Petroleum Geology, Vol. 77, pp. 882-897, November 2016.

[10]. Alizadeh B., Saadati H., Rashidi M. and Kobraei M., *"Geochemical investigation of oils from Cretaceous to*

Eocene sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran," Marine and Petroleum Geology, Vol. 73, pp. 609-619, May 2016.

[11]. Sfidari E., Zamanzadeh S. M., Dashti A., Opera A. and Tavakkol M. H., *"Comprehensive source rock evaluation of the Kazhdumi Formation, in the Iranian Zagros Foldbelt and adjacent offshore,"* Marine and Petroleum Geology, Vol. 71, pp. 26-40, 2016.

[12]. Bordenave M. L., *"Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan Region,"* In: L. Marlow, C. Kendall and L. Yose (Editors), Petroleum Systems of the Tethyan Region, American Association of Petroleum Geologists Memoir 106, pp. 505-540, 2014.

[13]. Abdollahie Fard I., Braathen A., Mokhtari M. and Alavi S. A., *"Interaction of the Zagros Fold–Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran,"* Petroleum Geoscience, Vol. 12, No. 4, pp. 347-362, 2006.

[14]. Saadatinejad M. R. and Sarkarinejad K., *"Application of the spectral decomposition technique for characterizing reservoir extensional system in the Abadan Plain, southwestern Iran,"* Marine and Petroleum Geology, Vol. 28, No. 6, pp. 1205-1217, 2011.

[15]. Soleimany B. and Sàbat F., *"Style and age of deformation in the NW Persian Gulf,"* Petroleum Geoscience, Vol. 16, No. 1, pp. 31-39, 2010.

[16]. Bordenave M. L. and Burwood R., *"The Albian Kazhdumi formation of the Dezful Embayment Iran: one of most efficient petroleum-generating system,"* In: B.J. Katz (Editor), Petroleum Source Rocks, Springer-Verlag, pp. 183-207, 1995.

[17]. Sefidari E., Amini A. and Dashti A., *"Source rock characteristics of Albian Kazhdumi formation in Zagros Region,"* Arabian Journal of Geosciences, Vol. 8, No. 10, pp. 8327-8345, 2015.

[18]. Alizadeh B., Sarafdokht H. Rajabi M., Opera A. and Janbaz M., *"Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian–Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran,"* Organic Geochemistry, Vol. 49, pp. 36-46, 2012.

[19]. Alizadeh B., Maroufi K. and Fajrak M., *"Hydrocarbon reserves of Gachsaran oilfield, SW Iran: Geochemical characteristics and origin,"* Marine and Petroleum Geology, DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.08.040, Vol., pp., April 2018.

[20]. Vincent B., van Buchem F. S. P., Huc A. Y., *"Carbon-isotope stratigraphy, biostratigraphy and organic matter distribution in the Aptian – Lower Albian successions of southwest Iran (Dariyan and Kazhdumi formations),"* GeoArabia Special Publication 4, Vol., pp. 139-197, 2010.

[21]. Rahmani O., Aali J., Mohseni H., Rahimpour-Bonab H. and Zalaghaie S., *"Organic geochemistry of Gadvan and Kazhdumi formations (Cretaceous) in South Pars field, Persian Gulf, Iran,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 70, No. 1–2, pp. 57-66, 2010.

[22]. Bolandi V., Kadkhodaie A. and Farzi R., *"Analyzing organic richness of source rocks from well log data by using SVM and ANN classifiers: A case study from the Kazhdumi Formation, the Persian Gulf basin, offshore Iran,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 151, No. Supplement C, pp. 224-234, 2017.

[23]. Baniasad A., Moallemi A. R. S. A. Soleimany B. and Rashidi M., *"Petroleum system analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian sector,"* Organic Geochemistry, Vol. 107, pp. 69-85, 2017.

[24]. Bolandi V., Kadkhodaie-Ilkhchi A., Alizadeh B., Tahmorasi J. and Farzi R., *"Source rock characterization of the Albian Kazhdumi Formation by integrating well logs and geochemical data in the Azadegan oilfield, Abadan plain, SW Iran,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 133, pp. 167-176, 2015.

[25]. Zeinalzadeh A., Moussavi-Harami R., Mahboubi A. and Sajjadian V. A., *"Source rock potential of the early cretaceous intervals in the Darquain field, Abadan Plain, Zagros Basin, SW Iran,"* Geoscience Journal, In press, Vol. 33, Issue 1, pp., 1-12, 2018.

[26]. Derks J. F., Swientek O., Fuchs T., Kauerauf A. Al-Quattan M., Al-Saeed M. and Mubarak Al-Hajerim, *"Three-dimensional basin and petroleum system model of the Cretaceous Burgan Formation, Kuwait: model-in-model, migh-resolution charge modeling,"* In: K.E. Peters, D.J. Curry and M. Kacewicz (Editors), Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications, American Association of Petroleum Geologists Hedberg Series, Vol. 4, Oklahoma, pp. 159-174, 2012.

[27]. Abeed Q., Littke R., Strozyk F. and Uffmann A. K., *"The upper jurassic–cretaceous petroleum system of southern Iraq: a 3-D basin modeling study,"* GeoArabia, Vol. 18, No. 1, pp. 179-200, 2013.

[28]. Sweeney J. and A.K. Burnham, *"Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics,"* American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 74, No. 10, pp. 1559-1570, 1990.

[29]. Peters K. E., Moldowan J. M. and Walters C. C., *"Biomarkers and Isotopes in the environment and Human History,"* 1, Cambridge Univ. Press, Cambridge, UK, p. 492, 2005.

[30]. Bordenave M. L. and Hegre J. A., *"Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems,"* In: P. Leturmy and C. Robin (Editors), Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran During the Mesozoic-Cenozoic, Geological Society, London, Special Publications, 330, pp. 291-353, 2010.

[31]. Karimi A. R., Rabbani A. R. and Kamali M. R., *"A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene- Oligocene Pabdeh formations in the Ahvaz anticline, Dezful Embayment, Iran,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 146, pp. 61-70, 2016.

[32]. Abeed, Q., Leythaeuser D. and Littke R., *"Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq,"* Organic Geochemistry, Vol. 46, pp. 113-126, May 2012.

[33]. Tissot B. P. and Welte D. H., *"Petroleum formation and occurrence,"* 2nd edition, Springer-Verlag, Berlin, p. 699, 1984.

[34]. Barker C., *"Thermal modeling of petroleum generation: theory and applications,"* Developments in Petroleum Science, 45, Elsevier, Amsterdam; New York, p. 512, 1996.

[35]. Pirouz M., Avouac J. P., Hassanzadeh J., Kirschvink J. L. and Bahroudi A., *"Early neogene foreland of the Zagros, implications for the initial closure of the Neo-Tethys and kinematics of crustal shortening,"* Earth and Planetary Science Letters, Vol. 477, pp. 168-182, 2017.

[36]. Pirouz M., Simpson G., Bahroudi A. and Azhdari A., *"Neogene sediments and modern depositional environments of the Zagros foreland basin system,"* Geological Magazine, Vol. 148, No. 5-6, pp. 838-853, 2011.

[37]. Homke S., Vergés J., Garcés M., Emami H. and Karpuz R., *"Magnetostratigraphy of miocene–pliocene Zagros foreland deposits in the front of the Push-e Kush Arc (Lurestan Province, Iran),"* Earth and Planetary Science Letters, Vol. 225, No. 3–4, pp. 397-410, 2004.

[38]. Koshnaw, Horton B. K., Stockli D. F., Barber D. E., Tamar-Agha M. Y. and Kendall J. J., *"Neogene shortening and exhumation of the Zagros fold-thrust belt and foreland basin in the Kurdistan region of northern Iraq,"* Tectonophysics, Vol. 694, No. Supplement C, pp. 332-355, 2017.

Petroleum Research

Petroleum Research 2018(June-July), Vol. 28, No. 99. 18-21

10.22078/pr.2017.2789.2293

Investigation of Hydrocarbon Generation Process for Kazhdumi Source Rock in Kitchen Area of Darquain Oil Field in the Abadan Plain

Arsalan Zeinalzadeh, Seyed Reza Moussavi Harami* and Asadollah Mahboubi

Department of Geology, Faculty of Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Iran

moussavi@um.ac.ir

Received: May/11/2017 Accepted: November/06/2017

Abstract

There are several Jurassic and Cretaceous hydrocarbon source rocks in the Abadan Plain, including the organic-rich Albian Kazhdumi Formation which has a favorable geochemical characteristics for oil and gas generation. In this study, basin modeling used to investigate and compare petroleum generation from the Kazhdumi Formation of a well drilled on the Darquain anticline as well as a hypothetical constructed well for the deepest part of the kitchen area. The thermal history of the studied wells reconstructed using the basin modeling software and oil generation stage of the source rock were obtained. Modeling results have been investigated and differences in the history of the oil production processes in the drilled well and the deep part of the kitchen area are discussed. Results showed that temperature, maturity, transformation ratio, and hydrocarbon expulsion quantity increase from the anticline toward the hypothetical well. However, In the geological past, however, Kazhdumi temperature and maturity in the hypothetical well were less than anticline position. In the drilled well, hydrocarbon expulsion from Kazhdumi occurred from 20 Ma, and it is not reach to peak of oil generation stage. This source rock passed peak of oil generation in the hypothetical well area where the hydrocarbon expulsion occurred from 10 Ma, and expulsion quantity was about 75 percent more than anticline.

Keywords: Kazhdumi Source Rock, Darquain Oil Field, Basin Modeling, Burial History, Oil Generation.

Introduction

Organic-rich zones, as source rock, are the key element in the occurrence of petroleum systems or hydrocarbon resources. Evaluation of source rocks and processes associated with them is great importance in the petroleum system assessment of a region. The quantity of hydrocarbon generated in organic-rich zones indicates the amount of hydrocarbons which can be migrated and accumulated [1,2]. Study of petroleum generation of these zones has a significant effect on the exploration and production of hydrocarbon in an area.

Methodology

In this study, the burial history and thermal history of the formations in a drilled well and a hypothetical well in the kitchen area of the Darquain were reconstructed (Fig. 1). The hypothetical well is considered in the deepest part of the kitchen area. In the modeling of the hypothetical well, the depth of the formations derived from the drilled wells in the Darquain anticline and seismic data, and geochemical data have been extracted from previous studies [3-7].

Discussion and Results

This research shows that the Cretaceous Kazhdumi Formation (Fig. 2) is present in different hydrocarbon generation states in studied situations. Considering that the age of the Kazhdumi Formation is the same in the two studied wells, but differences in the maturity of the organic matters has shown by thermal history. At present, the temperature difference of this formation in two wells is about 29°C. Given that every 10°C increases in temperature, the rate of conversion of organic matter to the oil is almost doubled [8]. The difference in temperature caused the oil generation process to be in the deepest part at a more advanced stage in comparison with the anticline part. Consequently, the Kazhdumi Formation in the hypothetical well passed the peak of the oil generation, while it did not reach the peak of the oil generation at the anticline. Based on this study, quantity of the hydrocarbon generation of the Kazhdumi source rock increase approximately 75% from the anticline toward the deepest part of the kitchen area (from 8 to 14 mg /g rock) (Figs 3 and 4).

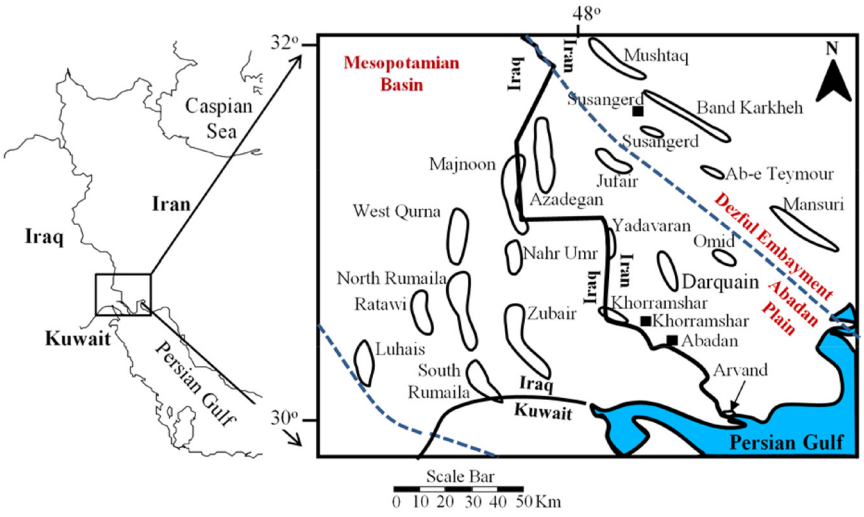


Figure 1: Location map of the Darquain field [3].

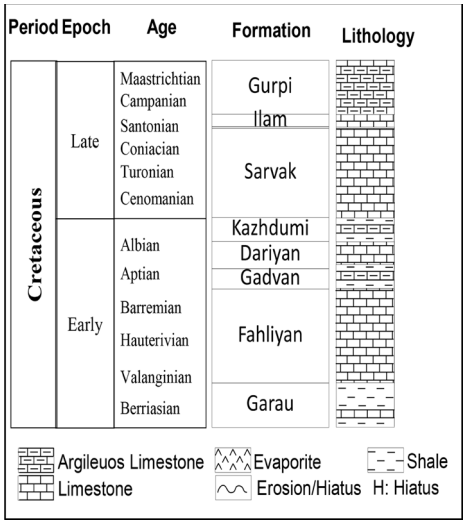


Figure 2. Stratigraphic column of Darquain field.

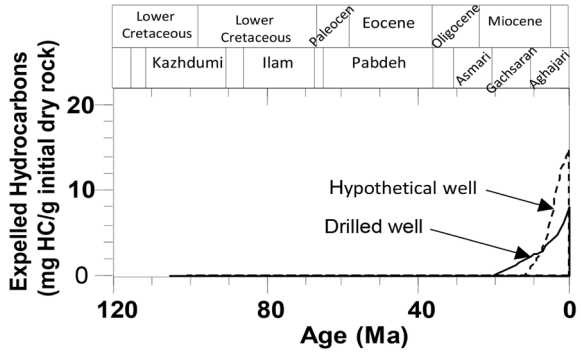


Figure 3. Hydrocarbon expulsion history in the Kazhdumi source rock in drilled and hypothetical wells.

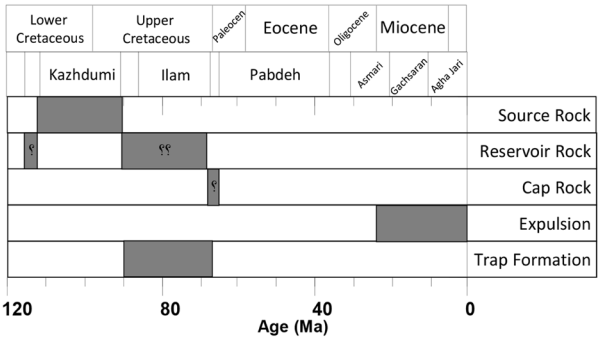


Figure 4. Event chart of the Kazhdumi petroleum system.

Conclusions

The difference in burial depth caused a more advanced hydrocarbon generation process in the deepest part of the kitchen area in companion with the anticline; in addition, the temperature, maturity and transformation ratio increased toward the hypothetical well. Prior to the Oligocene time, there was a different state, and the Kazhdumi Formation in the hypothetical well had a lower degree of temperature and maturity. This study shows that the temperature and maturity of organic matter in different parts of the kitchen area of a field can increase with variety rates throughout geological time.

Oil and gas wells are mainly drilled at the tops of anticlines, and always there is no source

rock samples from the neighboring synclines, therefore modeling techniques are a useful tool for exploring these areas. With proper and accurate information, using basin modeling software, many important information can be identified such as organic material maturity, time of oil generation and amount of hydrocarbon expulsion from the source rock. Certainly, this type of study is very important in recognizing the petroleum system and discovering new hydrocarbon resources, and it significantly reduces the risk of drilling oil and gas wells.

References

[1]. Magoon L. B. and Dow W. G., *"The petroleum system,"* In: L.B. Magoon and W.G. Dow (Editors), The Petroleum System—From Source to Trap:American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, Oklahoma, pp. 3-24, 1994.

[2]. Hunt J. M., *"Petroleum geochemistry and geology,"* 2nd edition, W. H. Freeman, New York, p. 743, 1996.

[3]. Zeinalzadeh A., Moussavi-Harami R., Mahboubi A. and Sajjadian V. A., *"Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran,"* Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 26, pp. 419-426, 2015.

[4]. Karimi A. R., Rabbani A. R., Kamali M. R. and Heidarifard M. H., *"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, Vol. 9, No. 5, pp. 1-16, 2016.

[5]. Baniasad A., Rabbani A. R., Sachse V. F., Ralf Littke, Moallemi S. A. and Soleimany B., *"2D basin modeling study of the Binak Trough, northwestern Persian Gulf, Iran,"* Marine and Petroleum Geology, Vol. 77, No. pp. 882-897, 2016.

[6]. Baniasad A., Moallemi A. R. S. A. Soleimany B. and Rashidi M., *"Petroleum system analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian sector,"* Organic Geochemistry, Vol. 107, pp. 69-85, 2017.

[7]. Bolandi V., Kadkhodaie-Ilkhchi A., Alizadeh B., Tahmorasi J. and Farzi R., *"Source rock characterization of the Albian Kazhdumi Formation by integrating well logs and geochemical data in the Azadegan oilfield, Abadan plain, SW Iran,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 133, pp. 167-176, 2015.

[8]. Barker C., *"Thermal modeling of petroleum generation: theory and applications,"* Developments in Petroleum Science, 45, Elsevier, Amsterdam; New York, p. 512, 1996.