

## مدل سازی یک بعدی فرایند نفت زایی سنگ های منشأ در میدان پازنان

ارسلان زینل زاده، مربی پژوهشگاه صنعت نفت\*

### چکیده

مدل سازی یک بعدی فرایند نفت زایی از روش های مورد استفاده در بررسی سیستم های نفتی است. بدین منظور با استفاده از این روش سنگ های منشأ نفت های میدان پازنان مورد بررسی قرار گرفت و تاریخچه پختگی و هیدروکربن زایی سنگ های منشأ آن بدست آمد.

مدل سازی فرایند نفت زایی میدان پازنان در تاقدیس و ناودیس های جنوب و شمال برای سنگ های منشأ پابده، کژدمی، گرو و سرگلو انجام شده است. بر اساس بررسی های انجام شده مشخص گردید که وضعیت نفت زایی سنگ های منشأ در چاه های نفت حفر شده در مقایسه با وضعیت آنها در ناودیس های مجاور تفاوت چشمگیری دارند. این تفاوت به گونه ای است که برای مثال سازند پابده در تاقدیس پازنان به نفت زایی نرسیده است در حالی که در ناودیس شمالی، این میدان در پیک فرایند نفت زایی قرار دارد.

تاریخچه هیدروکربن زایی سنگ های منشأ بدست آمده در این مطالعه نشان می دهد که میزان هیدروکربن تولیدی سنگ منشأ پابده و کژدمی در ناودیس ها بسیار بیشتر از تاقدیس ها است. همچنین سازندهای گرو و سرگلو بیش از سنگ های منشأ پابده و کژدمی نفت زایی کرده اند.

**واژه های کلیدی:** مدل سازی حوضه، سیستم نفتی، میدان پازنان، سنگ های منشأ

## مقدمه

سیستم نفتی و فرایندهای مرتبط، در طول زمان زمین شناسی رخ می‌دهند. بررسی و شناخت آنها نیازمند بازسازی روند تشکیل لایه‌ها در تاریخچه زمین‌شناسی و شبیه‌سازی فرایندهایی است که در طی تشکیل، مهاجرت و تجمع هیدروکربن رخ داده‌اند. جهت این کار تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی لایه‌ها بازسازی می‌شود و با استفاده از روش‌های محاسباتی کیفیت و کمیت فرایندهای رخ داده در سیستم نفتی بدست می‌آید. در این مطالعه مدل‌سازی فرایند نفت‌زایی جهت بررسی هیدروکربن‌زایی از سنگ‌های منشأ در میدان پازنان مورد استفاده قرار گرفته که یکی از میادین بزرگ فروافتادگی دزفول است. ذخایر هیدروکربنی این میدان از نفت و گاز تشکیل شده و ستون گازی این میدان بیشتر از ستون نفتی است. در حالیکه، دیگر میادین فروافتادگی دزفول عمدتاً دارای ذخیره نفتی بیشتر از گاز هستند. در این بررسی، سنگ‌های منشأ پابده، کژدمی، گرو و سرگلو مورد مدل‌سازی فرایند نفت‌زایی قرار گرفته و تاریخچه هیدروکربن‌زایی این سنگ‌های منشأ به دست آمده است.

## زمین‌شناسی منطقه

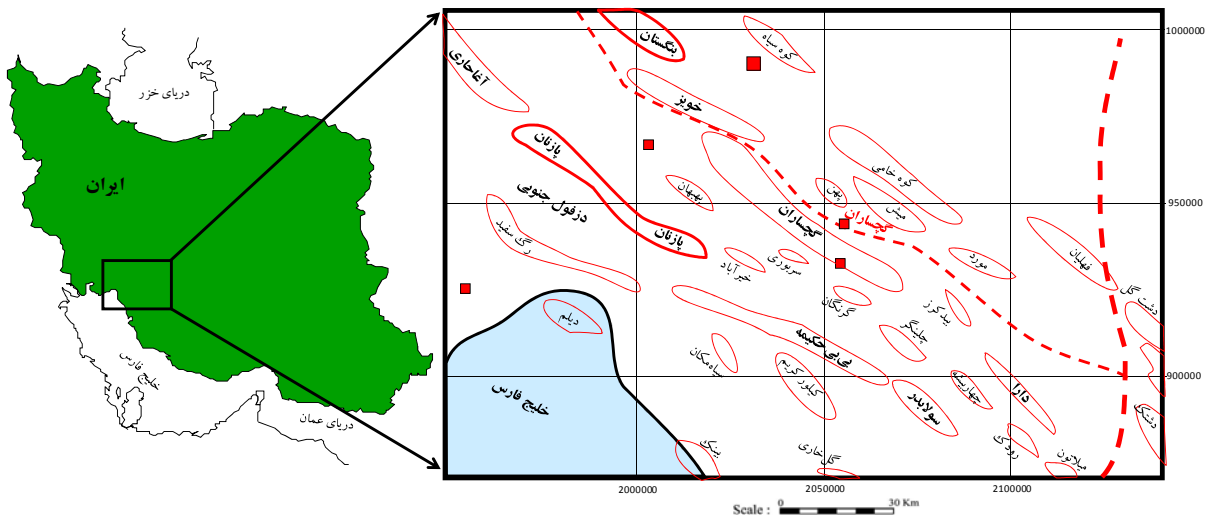
میدان پازنان و بیشتر میادین نفتی زاگرس در فروافتادگی دزفول واقع شده‌اند. این ناحیه در شمال غرب به کوه‌های لرستان، در جنوب شرق به ناحیه فارس و در شمال شرق به جبهه کوهستانی خوزستان محدود می‌شود. میدان پازنان در امتداد میدان نفتی آغاچاری و در جنوب شهرستان بهبهان قرار گرفته است (شکل ۱). طول این میدان در سطح آسماری حدوداً ۶۰ کیلومتر و عرض آن بین ۴ تا ۶ کیلومتر متغیر است. مخزن تماماً آهکی آسماری پازنان در سال ۱۳۱۶ با حفر چاه شماره ۲ کشف گردید که حاوی نفت با ۳۶ درجه API و مقدار سولفور ۰/۸ درصد می‌باشد (مطیعی ۱۳۷۴). مخزن خامی این میدان حاوی گاز می‌باشد و شامل سازندهای داریان، ممبر خلیج گدوان و سازند فهلیان است.

سنگ منشأ یکی از عناصر تشکیل دهنده سیستم نفتی است و فرایندهای نفت‌زایی و مهاجرت هیدروکربن از سنگ منشأ، پدیده‌های مهمی هستند که در یک سیستم نفتی رخ می‌دهند. مطالعه و بررسی فرایند نفت‌زایی از سنگ‌های منشأ در جهت روشن شدن کیفیت و کمیت نفت‌زایی در سیستم نفتی است. مدل‌سازی فرایند نفت‌زایی یکی از روش‌های مورد استفاده در تحقیق و پژوهش در زمینه سیستم نفتی است. مزیت‌های این روش مطالعه از جمله هزینه مطالعاتی کمتر، دقت نتایج، به روز بودن مباحث مربوطه و استفاده از نرم افزارهای پیشرفته در این زمینه موجب استفاده گسترده محققین از این روش در مطالعات مختلف شده است. از جمله مقالات منتشر شده در این زمینه می‌توان به موارد مختلفی همچون: (Bordenave 2008, Bordenave and Hegre 2010; Rudkiewicz et al. 2007) اشاره کرد.

پنج سیستم نفتی در مناطق نفت‌خیز زاگرس تعریف شده که شامل: سیستم نفتی پالئوزوئیک با سنگ منشأ سرچاهان، سیستم نفتی ژوراسیک میانی با سنگ منشأ سرگلو، سیستم نفتی هنیفه-تویق مونتین با سنگ منشأ مونتین-دیاب، سیستم نفتی ابتدای کرتاسه با سنگ منشأ قسمت پایینی گرو و سیستم نفتی کرتاسه میانی تا میوسن پیشین که دارای دو سنگ منشأ کژدمی و پابده است. سیستم نفتی کرتاسه میانی مؤثرترین سیستم نفتی در مناطق نفت‌خیز زاگرس است (Bordenave and Hegre 2010). سیستم نفتی کرتاسه میانی تا میوسن پیشین و همچنین سیستم نفتی ابتدای کرتاسه در میدان پازنان فعال هستند. گسترش سیستم نفتی کرتاسه میانی تا میوسن پیشین تا حد زیادی پراکندگی میدان‌های نفتی را کنترل کرده است. این تاثیر به قدری است که حضور سیستم‌های نفتی دیگر به خصوص در فروافتادگی دزفول گاهی حاشیه‌ای در نظر گرفته شده است.

آسماری میدان پازنان حدود ۱/۷ برابر ستون نفتی است (Ashkan and Amiri Bakhtiar 2010).

ضخامت ستون گازی مخزن آسماری پازنان به ۶۰۰ متر می رسد (مطیعی ۱۳۷۴). ضخامت ستون گازی در مخزن



س

شکل ۱- موقعیت میدان پازنان و میدان های اطراف آن (فکوری ۱۳۸۳)

عبارتی دیگر ظرفیت مخزن پر شده، نفت به سمت اطراف (روند گرنگان- چلینگر یا میدان گچساران) رانده شده است (Bordenave and Hegre 2010).

مطالعه اشکان و امیری بختیار (۲۰۱۰) با هدف مشخص کردن سنگ های منشأ نفت و گاز مخزن آسماری و ارتباط ژئوشیمیایی بین گاز مخزن آسماری و خامی انجام شده است. در این مطالعه، وجود بایومارکر اولئنان و دیاستران در نفت مخزن آسماری، به ترتیب نشانه ای از نفت زایی سازندهای پابده و کژدمی دانسته شده است و میزان کل کربن آلی<sup>۱</sup> و شاخص هیدروژن سنگ های منشأ بدست آمده است (جدول ۱). در لایه های بنگستان هیدروکربنی دیده نشده و سنگ منشأ گاز در گروه خامی و مخزن آسماری، سازند گرو معرفی شده (Ashkan and Amiri Bakhtiar 2010)

در میدان پازنان وجود سیستم نفتی کوتاه میانی تا میوسن در مطالعات مختلف از جمله Ashkan and Bordenave and Hegre، Amiri Bakhtiar 2010، Ala et al. 1980، 2010، Bordenave 2008 گزارش شده، اما ذخیره میدان پازنان با فرض تغذیه شدن از دو سنگ منشأ پابده و کژدمی همخوانی ندارد و حجم زیاد گاز در این میدان نمی تواند از سنگ منشأ کژدمی حاصل شده باشد. گاز پازنان احتمالاً منشأ عمیق تری دارد که می تواند سازند گرو، سرگلو و حتی سنگ منشأ سیلورین باشد (Bordenave and Hegre 2010). سرسازند آسماری میدان پازنان پایین تر از سرسازند آسماری در میدان آغاچاری است. در حالیکه این دو میدان دارای سطح مشابه آب و نفت هستند. ورود گاز به مخزن آسماری میدان پازنان موجب پایین راندن نفت شده و هنگامی که نفت به نقطه ریزش<sup>۱</sup> رسیده یا به

<sup>2</sup>- Total organic carbon(TOC)

<sup>1</sup>- Spill point

فاکتور اصلی دما و زمان زمین شناسی نقش اصلی را دارند (Barker 1996). دما، مهم ترین فاکتور تاثیرگذار بر زایش نفت از سنگ منشأ می باشد. به گونه ای که در دمای بالای ۱۳۰ درجه سانتیگراد، مواد آلی خیلی سریع به نفت زایی می رسند. به ازاء هر ۱۰ درجه سانتیگراد افزایش دما، نرخ واکنش نفت زایی، حدوداً دو برابر افزایش می یابد (Hantschel and Kauerauf 2009).

در مدل سازی تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی، از داده های زمین شناسی و ژئوشیمیایی در نرم افزار مدل سازی Genex استفاده شده است. این داده ها شامل سن زمین شناسی سازندها (Koop and Orbell 1977)، سنگ شناسی (Sajadi 1976)، گرادیان حرارتی و دمای لایه ها (Orbell 1977) و عمق پی سنگ (Koop 1977) داده های ژئوشیمی (Ashkan and Amiri Bakhtiar 2010) است.

در این مطالعه جهت بازسازی فرایند نفت زایی در میدان پازنان، از داده های چاه های حفاری شده جهت مدل سازی در قسمت بالای تاقدیس استفاده شده و به عنوان چاه پازنان در مقاله از آن نام برده شده است. از مقطع زمین شناسی در نقشه زمین شناسی بندر دیلم برای بازسازی تاریخچه حرارتی در ناودیس شمالی و ناودیس جنوبی استفاده شده (Studehnia and Perry 1966) این مقطع زمین شناسی با استفاده از شواهد زمین شناسی و داده های لرزه ای ترسیم شده است. چاه فرضی پازنان شمالی و چاه فرضی پازنان جنوبی به ترتیب در ناودیس شمالی و ناودیس جنوبی واقع شده اند (شکل ۲).

که نشان دهنده وجود سیستم نفتی ابتدای کرتاسه در این میدان است.

ضخامت زون های غنی از ماده آلی و مقدار کل کربن آلی (جدول ۱) در این سازند نشان دهنده احتمال مشارکت سنگ منشأ دیگری در تشکیل ذخیره گاز در مخزن خامی و آسماری است.

در میدان های اطراف پازنان در گروه خامی، ذخیره گازی گزارش شده مانند وجود گاز در سازند فهلیان میدان گچساران و ذخیره گاز و میعانات گازی در سازند فهلیان و ممبر خلیج سازند گدوان در میدان بی بی حکیمه در حالیکه وجود رخساره های سازند گرو در میدان گچساران و بی بی حکیمه گزارش نشده است (مطبیعی ۱۳۷۴). همچنین در بخش آهکی خلیج سازند گدوان در میدان آغا جاری و در کوه بنگستان در گروه خامی گاز دیده شده است (Bordenave and Hegre 2010). گسترش لایه های غنی از ماده آلی سازند گرو عمدتاً در لرستان و دزفول شمالی است و تنها بخشی از میدان پازنان در محدوده گسترش این سنگ منشأ است (Bordenave and Hegre 2010).

### روش مطالعه

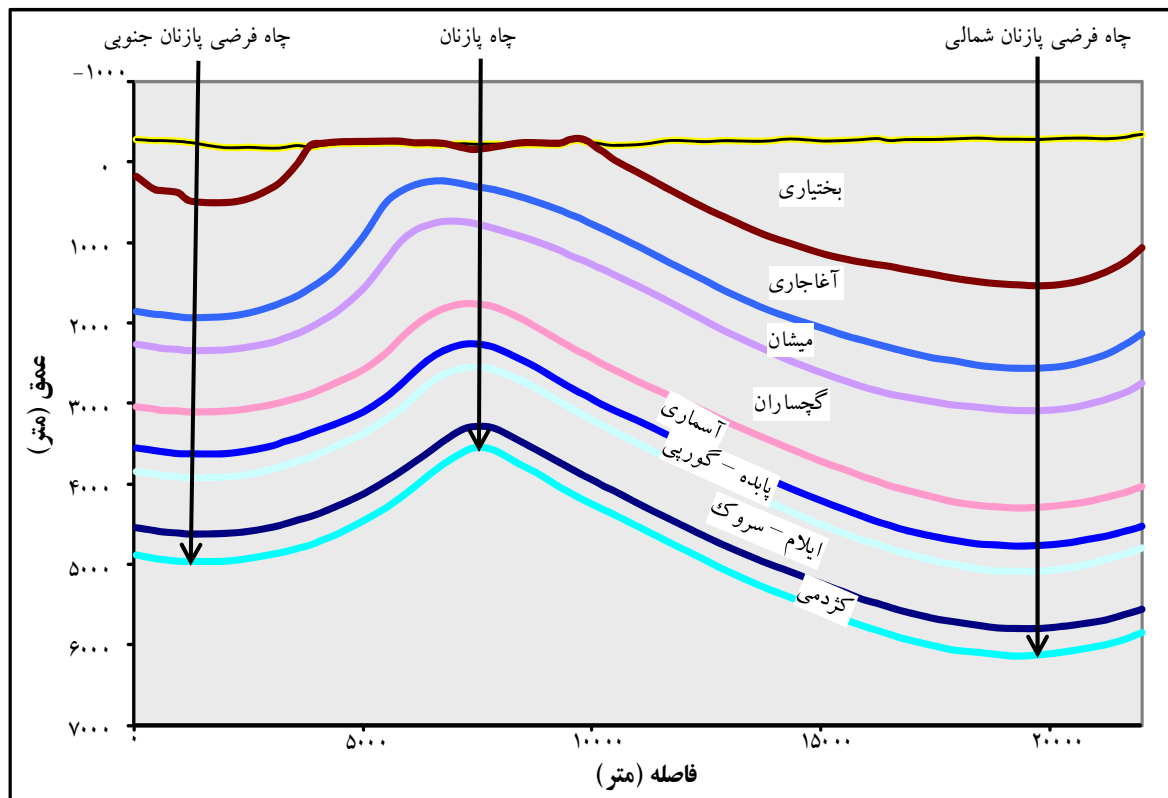
در این مطالعه جهت بررسی فرایند نفت زایی سنگ های منشأ، با استفاده از روش مدل سازی حرارتی، تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی سازندها (Barker 1996) در میدان پازنان، ناودیس های شمال و جنوب این تاقدیس بازسازی شده است. در فرایند نفت زایی، دو

جدول ۱- مقدار کل کربن آلی و شاخص هیدروژن سنگ های منشأ در میدان پازنان (Ashkan and Amiri Bakhtiar 2010).

شاخص هیدروژن	مقدار کل کربن آلی	سازند
۵۰۰-۴۰۰	۱-۵٪	پابده
۴۰۰-۳۰۰	۱-۳٪	کژدمی
> ۲۰۰	۰/۵-۱/۵٪	گرو

میدان پازنان است (حدود ۴۰ کیلومتری شمال غرب میدان پازنان- شکل ۱)، استفاده شده است. در چاه بنگستان-۱ سازند سرگلو حفاری و نمونه هایی از آن مورد آنالیز راک اول قرار گرفته است (Burwood 1978).

عمیق ترین سازند حفاری شده در میدان پازنان، سازند گرو است. جهت بازسازی فرایند نفت زایی از سنگ منشأ سرگلو که در اعماق بیشتری قرار دارد، داده های ضخامت سازندها ضروری است. جهت این کار از داده های چاه بنگستان-۱ که نزدیکترین محل به



شکل ۲- مقطع زمین شناسی و موقعیت چاه های حقیقی و فرضی که مدل سازی فرایند نفت زایی انجام شده است.

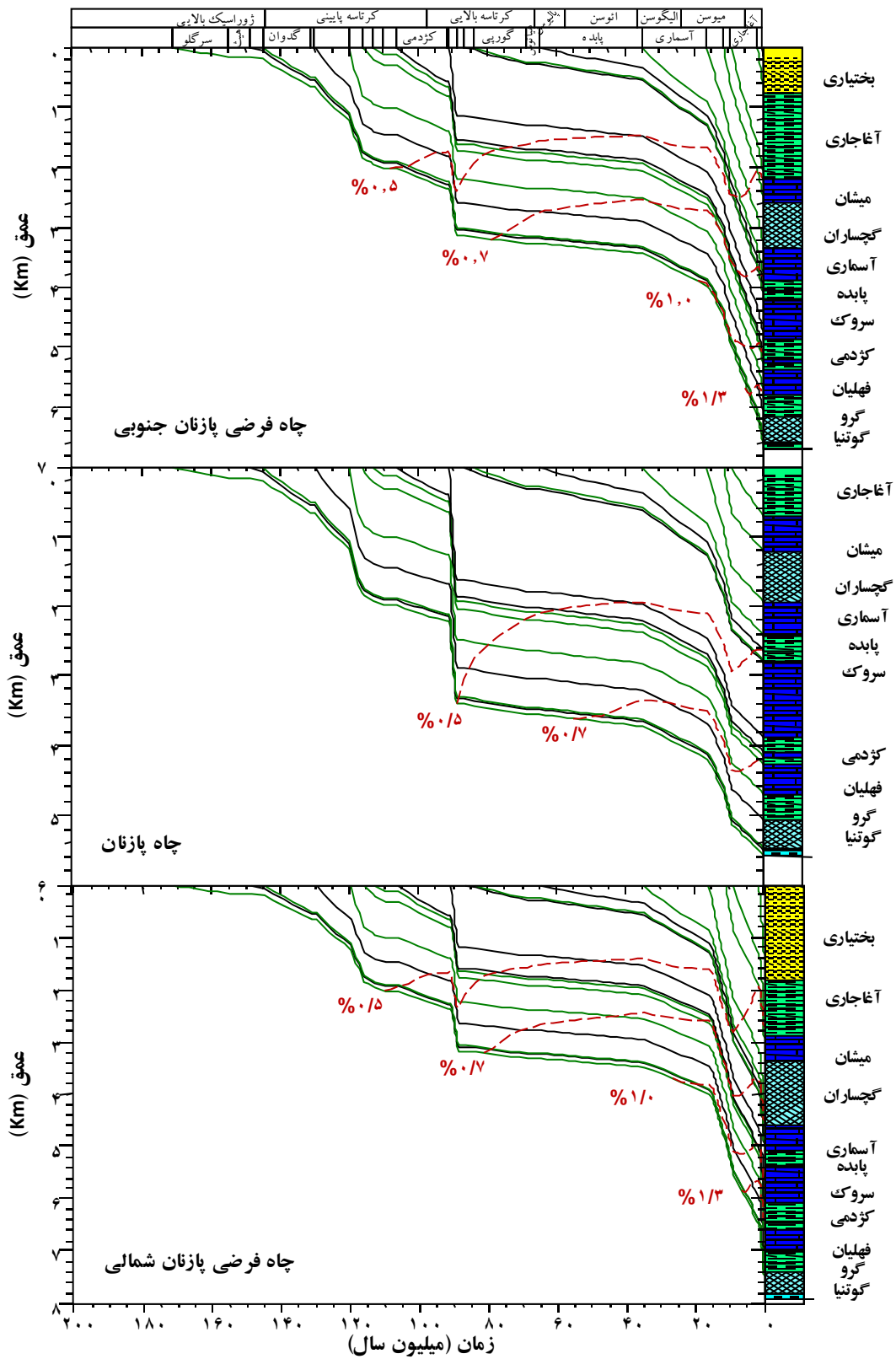
سازند همچنین وجود گاز در گروه خامی میدان گچساران و بی بی حکیمه و عدم وجود سازند گرو در این میدان ها، با ایده مشارکت سنگ منشأ دیگری در تولید گاز همخوانی دارد.

## بحث

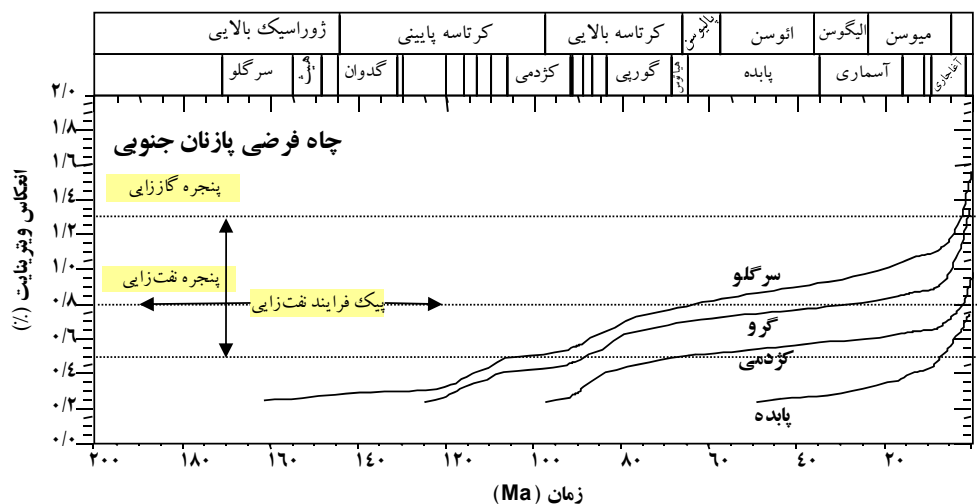
سازندهای کزدمی و پایده به عنوان سنگ منشأ نفت، در سازند آسماری میدان پازنان معرفی شده اند و سنگ منشأ مولد گاز، در سازند آسماری و گروه خامی سازند گرو معرفی شده اما میزان و مقدار کل کربن آلی این

نتایج بدست آمده در این مطالعه از چاه فرضی پازنان جنوبی، چاه پازنان و چاه فرضی پازنان شمالی است (شکل ۲) که وضعیت فرایند نفت‌زایی را در تاقدیس پازنان و ناودیس‌های اطراف این میدان نشان می‌دهد. نمودارهای فرایند نفت‌زایی برای سنگهای منشأ پابده، کژدمی، گرو و سرگلو با استفاده از روش مدل‌سازی بدست آمده است. نمودارهای تاریخچه تدفین بدست آمده (شکل ۳) روند نهشته شدن سازندها را در چاههای مورد مطالعه نشان می‌دهد. در این نمودارها خطوط هم پخت بر اساس انعکاس ویتترینایت ترسیم شده که تغییرات میزان پختگی سازندها را با افزایش عمق تدفین نشان می‌دهد. نمودارهای میزان پختگی سازندها در چاه پازنان جنوبی برحسب درصد انعکاس ویتترینایت در طول زمان زمین‌شناسی در شکل ۴ نشان داده شده است همانگونه که این نمودارها نشان می‌دهند، افزایش میزان پختگی سنگ‌های منشأ در طول زمان زمین‌شناسی تا زمان میوسن روند آرامی را طی کرده، از زمان میوسن تا زمان حال روند پختگی سنگ‌های منشأ با افزایش نرخ همراه بوده است که حاصل نرخ‌های بالای نهشته شدن سازندهای گچساران، آغاچاری و میشان است (زینلزاده و همکاران ۱۳۸۳). در چاه پازنان جنوبی سنگ منشأ پابده با پختگی ۰/۷ درصد انعکاس ویتترینایت در نزدیکی پیک نفت‌زایی قرار دارد و سنگ منشأ کژدمی با پختگی ۱ درصد انعکاس ویتترینایت،

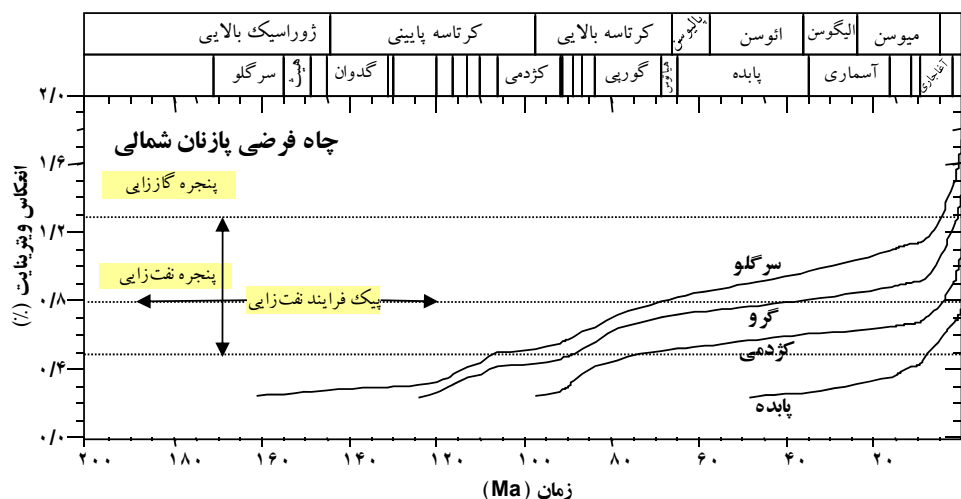
پیک فرایند نفت‌زایی را طی کرده و سنگ منشأ گرو و سرگلو به ترتیب با پختگی ۱/۳ و ۱/۵ درصد انعکاس ویتترینایت وارد پنجره گاززایی شده‌اند. در چاه پازنان که بر روی تاقدیس واقع شده (شکل ۲)، پختگی مواد آلی سنگ‌های منشأ، کمتر از چاه فرضی پازنان جنوبی است (شکل ۵). براساس نمودار پختگی بدست آمده برای سنگ منشأ پابده این سازندها به مرحله نفت‌زایی نرسیده (پختگی ۰/۴ تا ۰/۵ درصد انعکاس ویتترینایت) و سنگ منشأ کژدمی در ابتدای پنجره نفت‌زایی (پختگی ۰/۶۵ انعکاس ویتترینایت) واقع شده است. سازندها گرو با پختگی بیشتری نسبت به سازندها کژدمی (پختگی ۰/۸ درصد انعکاس ویتترینایت) در پیک فرایند نفت‌زایی واقع شده و سازندها سرگلو پیک فرایند نفت‌زایی (پختگی ۰/۹۲ درصد انعکاس ویتترینایت) را طی کرده است. مقایسه میزان پختگی سنگ‌های منشأ این چاه با چاه پازنان جنوبی نشان دهنده تفاوت قابل توجهی در میزان پختگی سنگ‌های منشأ در بالای تاقدیس در مقایسه با دو ناودیس مجاور وجود دارد و تنها وضعیت سنگ منشأ در بالای تاقدیس ویژگی‌های یک سنگ منشأ در یک میدان را نشان نمی‌دهد.



### شکل ۳ - مقایسه نمودارهای تاریخچه تدفین چاه فرضی پازنان جنوبی، چاه پازنان و چاه فرضی پازنان شمالی



شکل ۴ - نمودار پختگی سنگ‌های منشأ در طول زمان زمین‌شناسی در چاه پازنان جنوبی

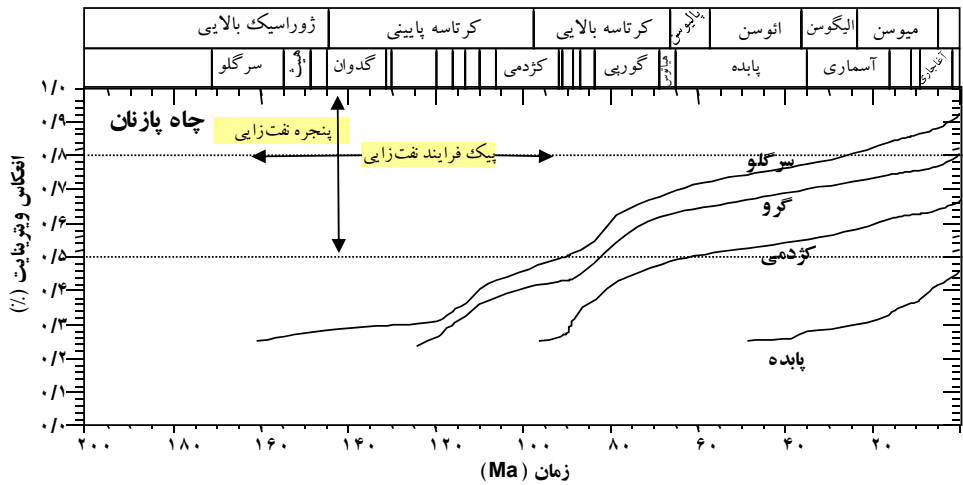


شکل ۵ - نمودار پختگی سنگ‌های منشأ در طول زمان زمین‌شناسی در چاه پازنان

انعکاس ویترنایت) واقع شده است. سازند گرو با پختگی ۱/۳ و سازند سرگلو با ۱/۷ درصد انعکاس ویترنایت در پنجره گاززایی واقع شده‌اند. عمق بیشتر سازندها در این چاه عامل اصلی در بیشتر بودن میزان پختگی سازندها است.

میزان پختگی مواد آلی سازندها در چاه پازنان شمالی بیشتر از دو چاه دیگر است (شکل ۶) به گونه‌ای که سازند پابده در نزدیکی پیک نفت‌زایی (پختگی ۰/۷۵ درصد انعکاس ویترنایت) قرار دارد و سازند کژدمی در نزدیکی پنجره گاززایی (پختگی ۱ درصد

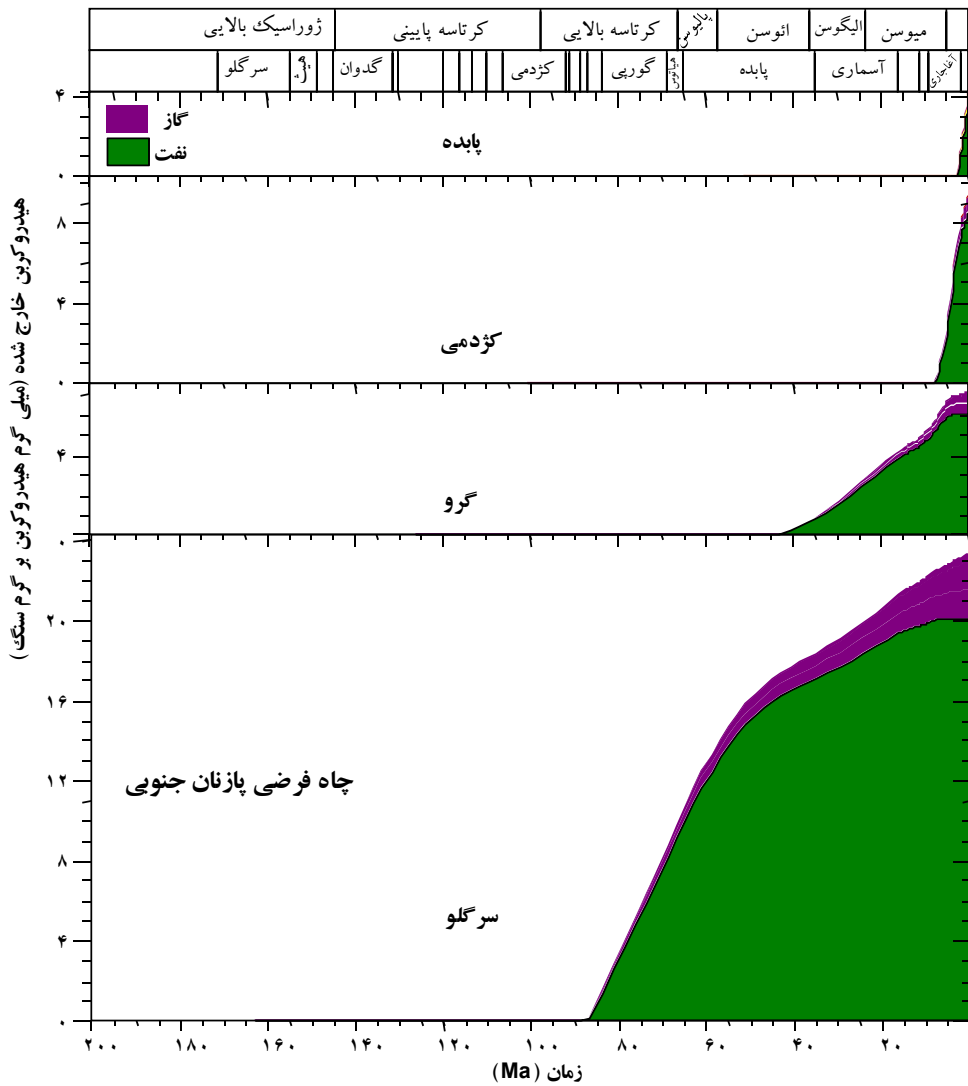




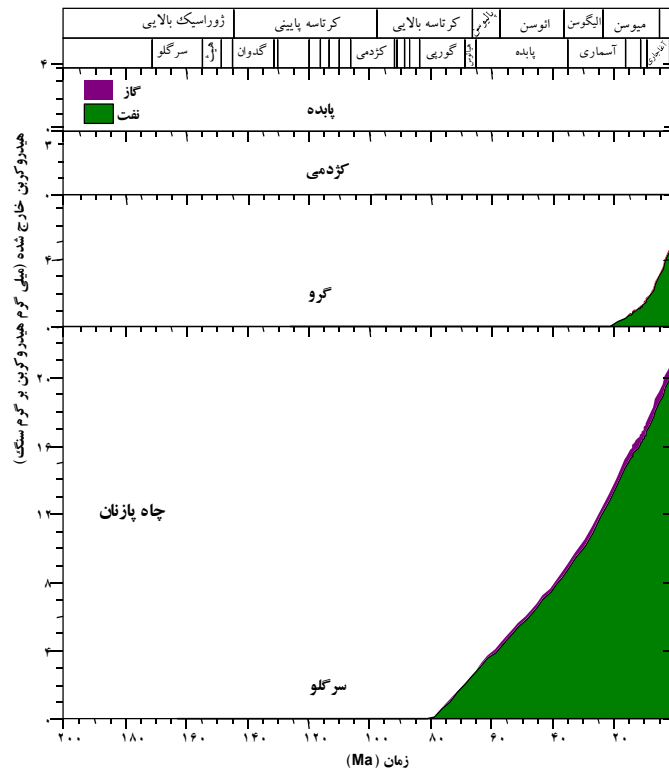
شکل ۶- نمودار پختگی سنگ‌های منشأ در طول زمان زمین‌شناسی در چاه پازنان شمالی

در شکل ۱۰ لایه‌های چاه‌های پازنان جنوبی، پازنان و پازنان شمالی همراه با میزان هیدروکربن‌زایی برحسب میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ منشأ، دیده می‌شود. بیشترین عمق تدفین لایه‌ها در چاه پازنان شمالی و کمترین عمق تدفین در چاه پازنان دیده می‌شود، که تاثیر عمده‌ای بر تفاوت نوع هیدروکربن تولیدی از سنگ‌های منشأ در چاه‌های مختلف گذاشته است. روند افزایش میزان پختگی مواد آلی سازنده‌ها با افزایش عمق در شکل ۱۰ نشان داده شده که حاصل میزان حرارتی پازنان شمالی، سازنده سرگلو بیشترین میزان هیدروکربن (۲۳ میلی گرم بر گرم سنگ) را تولید کرده و این میزان در سنگ‌های منشأ گرو، کژدمی و پابده به ترتیب ۸، ۱۰ و ۸ میلی گرم بر گرم سنگ است. در چاه پازنان جنوبی هیدروکربن‌زایی مشابه پازنان شمالی و مقداری کمتر است. در چاه پازنان، سازنده پابده نفت‌زایی نکرده و سازنده کژدمی تنها ۱ میلی گرم بر گرم هیدروکربن تولید کرده است. میزان هیدروکربن تولیدی در سازنده‌ها تا حد زیادی تحت تاثیر مقدار ماده آلی و میزان پختگی سنگ‌های منشأ است.

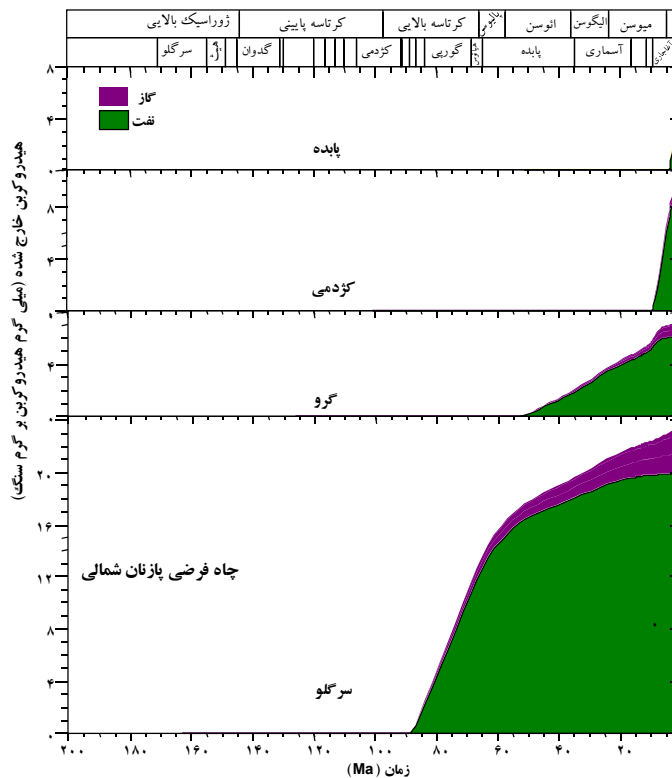
در این مطالعه تاریخچه خروج هیدروکربن از سنگ‌های منشأ بدست آمده است. این تاریخچه در چاه پازنان جنوبی (شکل ۷) نشان می‌دهد سازنده سرگلو در کرتاسه بالایی شروع به نفت‌زایی کرده است. در ابتدای نفت‌زایی، عمده هیدروکربن خارج شده از سنگ منشأ به شکل هیدروکربن مایع بوده اما در الیگوسن و میوسن، درصد بالایی از هیدروکربن تولیدی سنگ منشأ به شکل گاز بوده است. زمان نفت‌زایی از سازنده‌های گرو و کژدمی به ترتیب ائوسن بالایی و میوسن بالایی است. سازنده پابده هیدروکربن‌زایی کمتری داشته و بعد از میوسن شروع به نفت‌زایی کرده است. نمودارهای خروج هیدروکربن در چاه پازنان (شکل ۸) نشان می‌دهد نفت‌زایی چاه پازنان کمتر از دو چاه دیگر بوده به گونه‌ای که سازنده‌های کژدمی و پابده مقادیر قابل توجهی هیدروکربن تولید نکرده‌اند و همچنین عمده هیدروکربن تولیدی از سازنده‌های گرو و سرگلو در فاز هیدروکربن مایع است. میزان هیدروکربن‌زایی در چاه پازنان شمالی، کمی بیشتر از چاه پازنان جنوبی است (شکل ۹). این نمودارها نشان می‌دهند فرایند نفت‌زایی در ناودیس‌های مجاور بیشتر از تاقدیس بوده است.



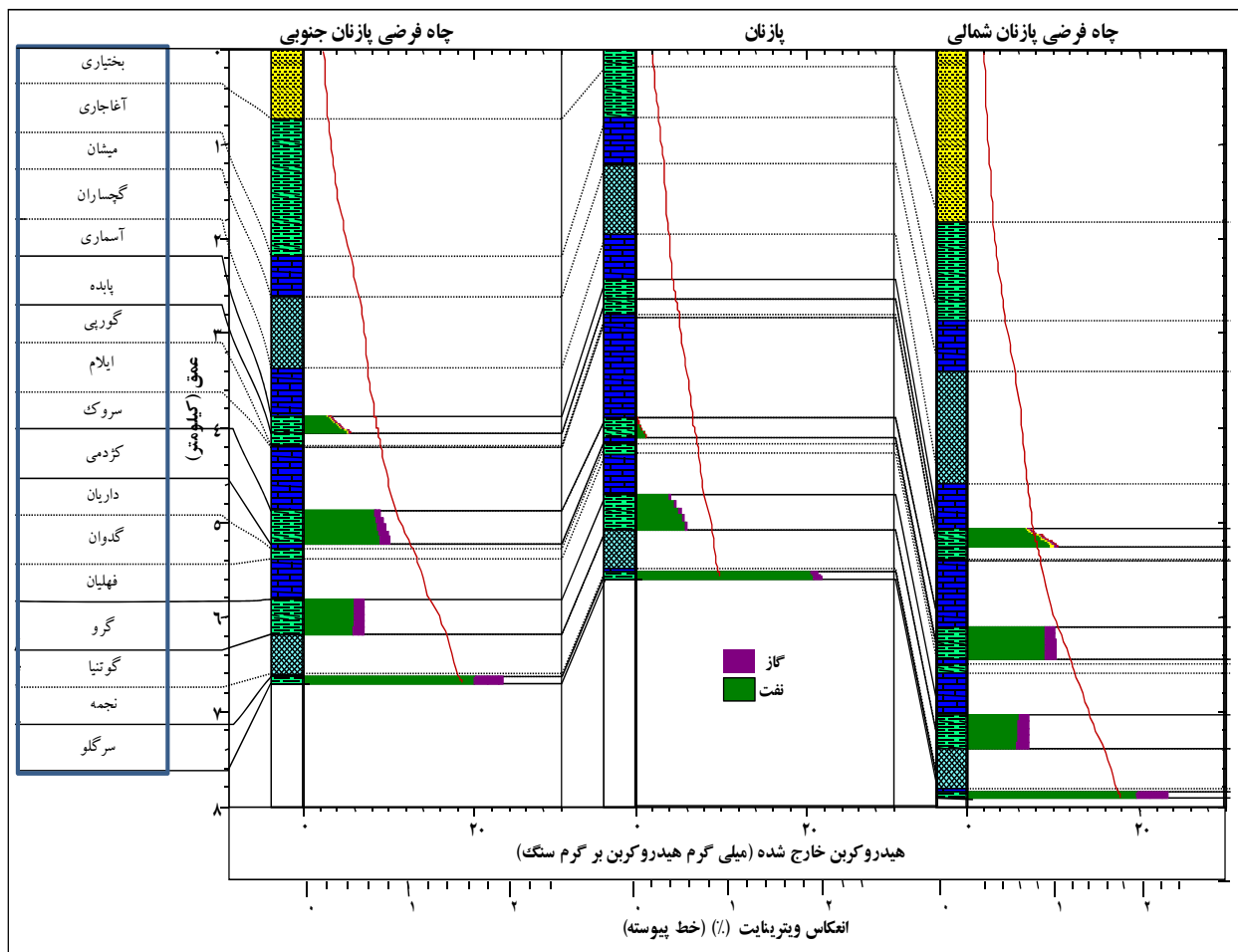
شکل ۷- نمودارهای خروج هیدروکربن از سنگ‌های منشأ در چاه پازنان جنوبی



شکل ۸ - نمودارهای خروج هیدروکربن از سنگ های منشأ در چاه پازنان



شکل ۹ - نمودار خروج هیدروکربن از سنگ های منشأ در چاه پازنان شمالی



شکل ۱۰ - سازندهای چاههای فرضی پازنان جنوبی، پازنان و پازنان شمالی همراه با نمودارهای هیدروکربن زایی و میزان پختگی سازندها

### نتیجه گیری

نتایج بدست آمده در این مطالعه نشان می‌دهد، سنگ منشأ پابده در تاقدیس پازنان نفت‌زایی نکرده در حالیکه در ناودیس شمالی و جنوبی در نزدیکی پیک نفت‌زایی قرار دارد. افزایش میزان پختگی از تاقدیس به سمت ناودیس‌ها در سنگ‌های منشأ کژدمی، گرو و سرگلو نیز دیده می‌شود، که نشان دهنده افزایش میزان پختگی همراه عمق تدفین لایه‌ها است. به گونه‌ای که

سازند سرگلو در تاقدیس پیک نفت‌زایی را طی کرده و در ناودیس در پنجره گاززایی قرار دارد. در این مطالعه میزان هیدروکربن تولید شده بر اساس داده‌های ژئوشیمیایی برای هر گرم سنگ بدست آمده که نشان می‌دهد در ناودیس‌ها میزان هیدروکربن تولیدی سنگ منشأ پابده و کژدمی بسیار بیشتر از تاقدیس‌ها است. در حالیکه در سنگ منشأ گرو و سرگلو تفاوت کمتری دیده می‌شود. میزان هیدروکربن

- 6- Ashkan, S.A.M. and H. Amiri Bakhtiar, 2010, Geochemical study of Asmari and Khami reservoir gases and its correlation with source rocks in Pazanan field, south west of Iran: 14th Inti. Oil, Gas and Petrochemical Congress.
- 7- Barker, C. 1996, Thermal modeling of petroleum generation: theory and application: Elsevier Developments in Petroleum Science v. 45, 512p.
- 8- Bordenave, M. L., and J. A. Hegre, 2010, 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, (Eds.), Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic–Cenozoic, Geological Society, London, Special Publications, v. 330, p.291-353.
- 9- 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 Paleozoic petroleum system: Jou. of Pet. Geol., v. 31, p.3-42.
- 10- Bordenave, M.L., and J.A. Hegre, 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros fold belt, Iran: Jou. Of Pet. Geol., v. 28, p. 339-368.
- 11- Burwood R., 1978, Well Bangestan-1 source rock potential evaluation and characterisation, Oil Service Company of Iran, Technical Note, No. 2/1978.
- 12- Hantschel, T., and A. Kauerauf, 2009, Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling: Springer-Verlag, 425p.
- 13- Koop W.J., 1977, Basement depth map: Oil Service Company of Iran, Drawing No. 32661.

تولیدی از هر گرم سازند سرگلو بیش از مجموع هیدروکربن تولیدی از سنگ های منشأ پابده، کژدمی و گرواست.

نتایج بدست آمده در این مطالعه نشان می دهد وضعیت فرایند نفت زایی از سنگ های منشأ در تاقدیس پازنان در مقایسه با ناودیس های شمالی و جنوبی تفاوت قابل توجهی دارد و لازم است این مسئله در تفسیر نتایج بدست آمده از مطالعات در نظر گرفته شود و تنها به مطالعه سنگ های منشأ در چاه های حفر شده در بالای تاقدیس ها اکتفا نشود.

#### منابع

- ۱- اشکان، س.ع.م.، ۱۳۸۳، اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگ های منشأ هیدروکربوری و نفت ها با نگرشی ویژه به حوضه رسوبی زاگرس: روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، ص ۳۵۵.
- ۲- زینل زاده، ا.، م.ر. رضایی، م.ر. کمالی، ۱۳۸۳، نقش نهشته های الیگوسن و نئوژن در سیستم نفتی حاشیه شمال شرق فروافتادگی دزفول: مجله علوم دانشگاه تهران، جلد ۳۰، شماره ۲، ص ۲۴۷-۲۵۸.
- ۳- فکوری، ق. ع.، ۱۳۸۳، گزارش تکمیلی زمین شناسی چاه بی بی حکیمه ۱۲۰ ( ناحیه دزفول جنوبی)، مدیریت اکتشاف و تولید.
- ۴- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی ایران، زمین شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۱۰۰۹ ص.
- 5- Ala, M.A., R.R.F. Kinghorn, and M. Rahman, 1980, Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, Southwest Iran: Jou. of Pet. Geo., v. 3, p. 61-89.

Prospectivity. In: O. Lacombe, J. Lave, F. Roure, and J. Verges, (Eds.), Thrust Belts and Foreland Basins, Springer, p. 1-17.

17- Sajadi F., 1976, well completion report Pazanan -17, Oil Service Company of Iran.

18- Steduehnia A., and Perry J.T., 1966, Geological compilation map Bandar-E Deylam, Scale 1:100000, Iran oil Operation Company, Sheet No. 20841W.

14- Koop, W.J., and Orbell, 1977, Regional chronostratigraphic thickness and facies distribution maps of SW Iran Area (Permian and younger): Oil Service Company of Iran, Geological Report No. 1269 (Unpub).

15- Orbell, G., 1977, Geothermal gradient map: Oil Service Company of Iran, Drawing No. 327091.

16- Rudkiewicz, J.L., S. Sherkati, and J. Letouzey, 2007, Evolution of Maturity in Northern Fars and in the Izeh Zone (Iranian Zagros) and Link with Hydrocarbon