



Study and comparison of petroleum fluid inclusions in the Zagros sedimentary basin in southwestern Iran; the Late Jurassic Sourmeh Formation in the southwestern Dezful embayment (Fahliyan and Khami anticlines) and Izeh zone (Mongasht anticline)

Mohammad Maanijou^{1*}, Ahmad Mirzayi Azanderyani², Hasan Mohseni³ and Mehrab Rashidi⁴

1, 3- Prof., Dept. of Geology, Faculty of Science, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran

2- Ph.D. Student, Dept. of Geology, Faculty of Science, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran

4- President Studies Geochemistry, Exploration Manager of National Iranian Oil Company, Tehran, Iran

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Article type: Original Research	The Upper Jurassic Surmeh Formation in the study areas of the southern Dezful Embayment and the Izeh Zone (Zagros sedimentary basin, southwestern Iran) was investigated in three sections: Fahliyan, Khami, and Mongasht. This research interprets data obtained from petroleum fluid inclusions present in double-polished thin sections prepared from the samples. The data include temperature, salinity, and fluorescence reflectance color. Using this information, the characteristics of these sections were evaluated. The burial depth of the host rock of the fluid inclusions was estimated using the trapping temperature and pressure of the fluid inclusions at the time of their formation in these areas. The predicted depths are 2040 meters for the Fahliyan Anticline section, 2140 meters for the Khami Anticline section, and 600 meters for the Mongasht Anticline section in Tang-e Kord. The Fahliyan section, with a GOI value of 12.96%, is introduced as a reservoir rock with weak oil saturation. The Khami section, with a GOI value of 29.4%, represents a reservoir rock with moderate oil saturation. The Mongasht Anticline section, with an average GOI value of 53.5%, is introduced as a reservoir rock with good oil saturation. The API gravity values derived from the fluorescence reflectance spectra of the petroleum fluid inclusions for the studied sections are as follows: the petroleum fluid inclusions in the Fahliyan Anticline section contain trapped ultra-light oil; those in the Khami Anticline section indicate light oil at the time of trapping; and the oil in the fluid inclusions from the Mongasht Anticline section is classified as medium oil. In general, using the above information, it can be inferred for the studied areas that oil density increases from the Fahliyan Anticline towards the Mongasht Anticline. This likely indicates that the degree of oil maturity increases from the Fahliyan Anticline towards the Mongasht Anticline due to the decrease in the depth of fluid inclusion formation.
Article history: Received: 2026 January 16 Accepted: 2026 April 26	
Keywords: Petroleum fluid inclusions Oil maturity Surmeh Formation Fahliyan Khami Mongasht	

DOI: 10.22084/psj.2026.31936.1489

Corresponding author: Mohammad Maanijou, **E-mail:** Mohammad@basu.ac.ir

Cite this article: Mohammad Maanijou, Ahmad Mirzayi Azanderyani, Hasan Mohseni and Mehrab Rashidi (2026). Study and comparison of petroleum fluid inclusions in the Zagros sedimentary basin in southwestern Iran; the Late Jurassic Sourmeh Formation in the southwestern Dezful embayment (Fahliyan and Khami anticlines) and Izeh zone (Mongasht anticline), *Applied Sedimentology*, Vol. 14, No. 27, pp: 100-124.



Journal of Applied Sedimentology by Bu-Ali Sina University Press is licensed under CC BY-NC 4.0

Web Site: <https://psj.basu.ac.ir> **E-mail:** nfag@basu.ac.ir

Extended Abstract

Introduction

Petroleum-bearing fluid inclusions are minute droplets that are typically trapped within minerals and diagenetic cements during precipitation or along migration pathways, and are thereby protected from subsequent alterations such as biodegradation or water washing. These inclusions generally range in size from 1 to 50 microns and, because they are enclosed within a closed system, provide pristine information about the original composition of the petroleum at the time of entrapment. Determining the timing and events of oil charging is among the most important objectives in reservoir exploration and production, and in this regard, the study of fluid inclusions has been recognized as an efficient and cost-effective method. Using microthermometry and microbarometry of these inclusions, it is possible to reconstruct the temperature, pressure, salinity, and density of the petroleum at the time of their formation, and to infer the burial depth of the host rock. The application of these data in conjunction with petrographic studies and fluorescence emission observations of these fluid inclusions enables the interpretation of reservoir filling history, identification of petroleum type, and assessment of thermal maturity, ultimately providing a suitable model for future exploration activities.

Data and Methods

For this research, doubly polished thin sections were prepared from the Surmeh Formation in three sections: the Fahliyan anticline (11 samples), Khami (3 samples), and Mongasht (3 samples). Petrographic studies of fluid inclusions were carried out using a microscope equipped with ultraviolet light, and microthermometry and microbarometry were performed using a Linkam THM600/TS90 system. Data including homogenization temperature, salinity, ice-melting temperature, and fluorescence emission color were extracted. Subsequently, using the Flincor software and the Brown and Lamb equation, the temperature and pressure at the time of fluid inclusion entrapment were calculated, and

the burial depth of the host rock was determined using the Kennedy (1950) method. Additionally, using the frequency data of petroleum-bearing fluid inclusions (grains containing oil inclusions, GOI) and fluorescence emission color, the oil saturation and the density of the trapped petroleum in each section were estimated.

Discussion

Petrographic investigations of fluid inclusions in the three studied sections revealed that petroleum-bearing fluid inclusions are predominantly secondary in origin and are trapped as very fine inclusions (less than 5 to 30 microns) within dolomite crystals and calcite-filled fractures.

The results of microthermometry and microbarometry indicate that the homogenization temperature of aqueous fluid inclusions was 144°C in the Fahliyan section, 142°C in the Khami section, and 112°C in the Mongasht section, corresponding to pressures of 560, 587, and 165 bars, respectively.

Using the Kennedy method, the entrapment depth of fluid inclusions was calculated as 2040 meters for the Fahliyan section, 2140 meters for the Khami section, and 600 meters for the Mongasht section, indicating a significant decrease in depth from Fahliyan toward Mongasht.

The GOI (grains containing oil inclusions) values were determined to be 12.96% for the Fahliyan section, 29.4% for the Khami section, and 53.5% for the Mongasht section, representing reservoir rocks with poor, moderate, and good oil saturation, respectively.

Examination of the fluorescence emission color showed that the trapped oil in the Fahliyan section is extremely light (API gravity above 40), in the Khami section it is light (API gravity approximately 30 to 40), and in the Mongasht section it is medium (API gravity approximately 20 to 30). This indicates an increase in density and a decrease in the thermal maturity of the oil from Fahliyan toward Mongasht, which is attributed to the reduction in burial depth.

Conclusion

Fluid inclusion studies in the three sections of Fahliyan, Khami, and Mongasht demonstrated that with decreasing entrapment depth of fluid inclusions (from 2040 meters in Fahliyan to 600 meters in Mongasht), the GOI value increases from 12.96% to 53.5%, and the oil type changes from extremely light to medium, indicating an increase in oil saturation and a decrease in thermal maturity from Fahliyan toward Mongasht.

The homogenization temperatures and entrapment pressures were calculated as 144°C and 560 bars for the Fahliyan section, 142°C and 587 bars for the Khami section, and 112°C and 165 bars for the Mongasht

section, corresponding to burial depths of the host rock of 2040, 2140, and 600 meters, respectively.

Overall, the reservoir rock of the Mongasht section, with a GOI exceeding 50% and medium-density oil, exhibits the best oil saturation conditions, whereas the Fahliyan section, with a GOI of approximately 13% and extremely light oil, reflects high maturity at great depths. This trend of decreasing oil density from Fahliyan to Mongasht indicates a reduction in thermal maturity due to decreasing burial depth.



مطالعه و مقایسه سیالات درگیر نفتی حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران، سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین در فروافتادگی دزفول جنوبی (تاقدیس فلهیان و خامی) و زون ایزه (تاقدیس منگشت)

محمد معانی جو^{۱*}، احمد میرزائی ازندریانی^۲، حسن محسنی^۳ و مهرباب رشیدی^۴

۱ و ۳- استاد گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، ایران
۲- دانشجوی دکترا، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، ایران
۴- رئیس مطالعات و تحقیقات ژئوشیمی مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت، تهران، ایران

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: مقاله پژوهشی تاریخچه مقاله: تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱۰/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۲/۶ کلیدواژه‌ها: سیالات درگیر نفتی درجه پختگی نفت سازند سورمه فلهیان خامی و منگشت	در نواحی مطالعاتی سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین در منطقه فروافتادگی دزفول جنوبی و زون ایزه (حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران) در سه برش فلهیان، خامی و منگشت مورد بررسی قرار گرفت. این پژوهش به تفسیر اطلاعات بدست آمده از سیالات درگیر نفتی موجود در مقاطع نازک دو بر صیقلی تهیه شده از نمونه‌ها پرداخته است. این اطلاعات شامل دما، شوری و رنگ بازتابی اشعه فلورسانس می‌باشد. با استفاده از این اطلاعات، خصوصیات این برش‌ها مورد ارزیابی قرار گرفت که در آن عمق تدفین سنگ میزبان سیالات درگیر با استفاده از دما و فشار به دام افتادن سیالات درگیر در حین تشکیل در این نواحی، به ترتیب برای برش تاقدیس فلهیان ۲۰۴۰، برش تاقدیس خامی ۲۱۴۰ متر و برای تاقدیس منگشت در تنگ کرد با عمق ۶۰۰ متر پیش‌بینی و تعیین گردید. برش فلهیان با مقدار $GOI = 13/96$ به عنوان یک سنگ مخزن با اشباع‌شدگی ضعیف معرفی گشت، برش خامی با مقدار درصد سیالات درگیر نفتی $(GOI) = 29/4$ معرف سنگ مخزن با اشباع‌شدگی متوسط بود، برش تاقدیس منگشت با مقدار متوسط $GOI = 53/5$ به عنوان یک سنگ مخزن با اشباع‌شدگی خوب معرفی می‌گردد. مقادیر API حاصل از طیف بازتابی اشعه فلورسانس سیالات درگیر نفتی برای برش‌های مطالعاتی به این صورت است که: سیالات درگیر نفتی موجود در برش تاقدیس فلهیان نوع نفت به دام افتاده در سیالات درگیر نفت فوق‌العاده سبک است؛ در برش تاقدیس خامی نشان‌دهنده یک نفت سبک در حین به دام افتادن بود و نفت سیالات درگیر نمونه تاقدیس منگشت در زمره نفت‌های متوسط دسته‌بندی شد. به طور کلی با استفاده از اطلاعات فوق می‌توان در مورد نواحی مورد مطالعه چنین استنباط کرد که از سمت تاقدیس فلهیان به سمت تاقدیس منگشت مقادیر چگالی نفت افزایش نشان می‌دهد. این موضوع به احتمال زیاد بیانگر این است که مقدار درجه پختگی نفت از سمت تاقدیس فلهیان به سمت تاقدیس منگشت به خاطر کاهش در عمق تشکیل سیالات درگیر افزایش می‌یابد.

DOI: 10.22084/psj.2026.31936.1489

* نویسنده مسئول: محمد معانی جو، E-mail: Mohammad@basu.ac.ir

استناد: محمد معانی جو، احمد میرزائی ازندریانی، حسن محسنی و مهرباب رشیدی (۱۴۰۵). مطالعه و مقایسه سیالات درگیر نفتی حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران، سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین در فروافتادگی دزفول جنوبی (تاقدیس فلهیان و خامی) و زون ایزه (تاقدیس منگشت)، رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۱۴، شماره ۲۷، صفحه ۱۰۰ تا ۱۲۴.

این نشریه علمی رایگان است و حق مالکیت فکری خود را براساس لایسنس کپی‌رایت‌کامنز (CC BY-NC 4.0) به نویسندگان واگذار کرده است.



آدرس وبسایت نشریه: <https://psj.basu.ac.ir> ایمیل نشریه: nfag@basu.ac.ir

پیشگفتار

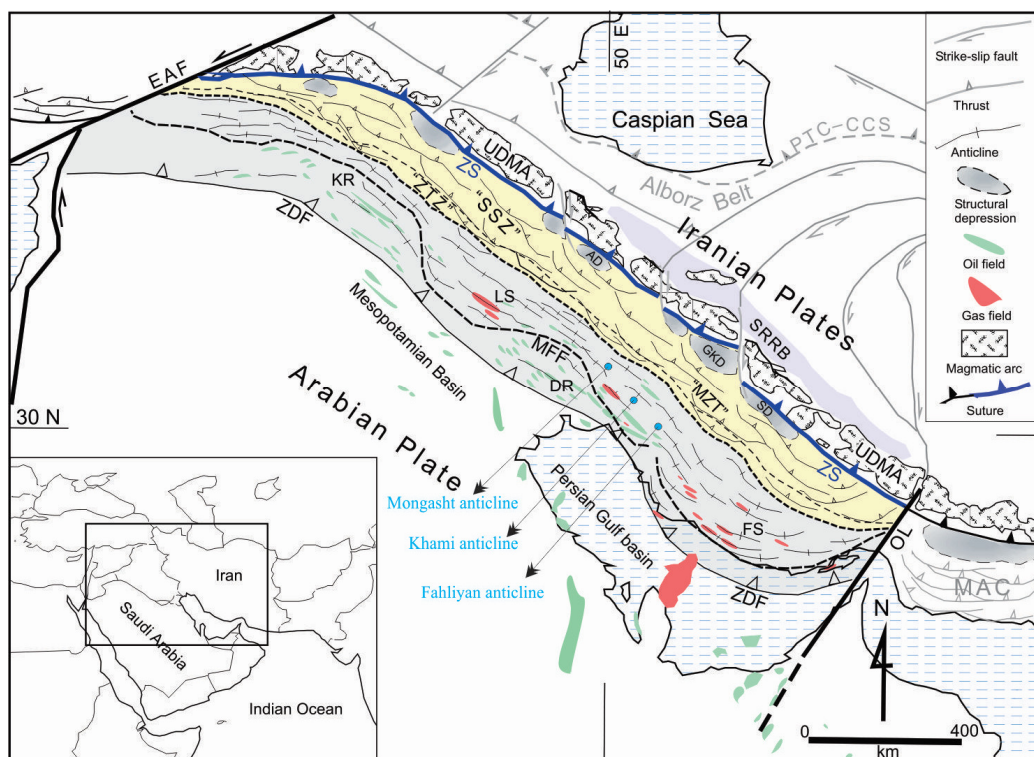
سیالات درگیر حاوی نفت معمولاً در داخل مخازن نفتی هنگام رسوب‌گذاری و همچنین در طول مسیر مهاجرت نفت تشکیل می‌شوند. این سیالات درگیر، قطرات ریز نفت‌های به دام افتاده در کانی‌ها و سیمان‌های دیاژنتیکی هستند (چی و همکاران، ۲۰۲۱). اندازه آن‌ها معمولاً از یک تا پنجاه میکرون متغیر بوده و در یک سیستم بسته کانی‌های انعطاف‌پذیر نگهداری می‌شوند، در نتیجه، نفت‌های اداخلی از تغییرات بعدی مانند تخریب زیستی، آبشویی یا فرآیندهای دیگر که باعث تغییر در ترکیب ژئوشیمیایی آن‌ها می‌شود محافظت می‌شود (بارنز، ۱۹۷۶). تعیین رخداد شارژ یکی از مهمترین جنبه‌های اکتشاف و بهره‌برداری از مخازن نفتی است، به ویژه هنگامی که نیاز به بازسازی فرآیندهای دینامیکی یک مخزن وجود دارد. محققان از روش‌های زیادی برای آشکارسازی رخداد شارژ مخازن نفتی استفاده می‌کنند که در این میان استفاده از روش سیالات درگیر، تکنیکی پرکاربرد و کارآمد محسوب می‌شود. زمان‌بندی یک رخداد شارژ نفت را می‌توان با برخی روش‌ها مدل‌سازی سنتی برآورد کرد، از سیالات درگیر می‌توان به صورت غیرمستقیم تاریخچه تدفین بازسازی نمود (کولارانا و همکاران، ۲۰۲۰). یک سیال درگیر کوچک نمونه اصلی از سیالات قدیمی موجود در منطقه است که با استفاده از میکروترمومتری و میکروبارومتري می‌توان شرایط دما و فشار زمان زمین‌شناسی این سیال را بررسی نمود. با مطالعه سیالات درگیر می‌توان ۴ سری از داده‌ها را بررسی نمود: ۱- شواهد بافتی، ۲- ترکیب شیمی سیال، ۳- خواص فشار، حجم و دما (PVT) و ۴- فشار و دمای زمان به تله افتادن سیال (PT)؛ این داده‌های ارزشمند، مطالعات سیالات درگیر نفتی را ابزاری قدرتمند برای ردیابی سیالات نفتی (تولید، مهاجرت و انباشت) در طول زمان زمین‌شناسی تبدیل کرده است (چانگان لی و همکاران، ۲۰۲۲). برای درک بهتر تاریخچه پر شدن و توزیع نفت دیرینه در تله‌ها، لازم است بر نفتی تمرکز شود که توسط فرآیندهای ثانویه مخزن، متاثر نشده و تغییر پیدا نکرده باشد. میانبرهای نفتی در کانی‌های دیاژنتیکی در برخی موارد نشان‌دهنده نفت بکر در زمان تله افتادن هستند، یعنی در زمانی که کانی در حال رشد بوده است.

در سال‌های اخیر، بنا به ضرورت توسعه منابع نفت و گاز و با توجه به اهمیت مطالعات پایه، جنبه‌های مختلف زمین‌شناسی، زمین‌شیمی و... مطالعاتی در منطقه، برای مثال (معانی‌جو و همکاران، ۲۰۱۳؛ حسینی و همکاران، ۲۰۲۱؛ خاکسار منشاد و همکاران، ۲۰۲۱؛ اسفندیاری و همکاران، ۲۰۲۲؛ طاووسی و همکاران، ۲۰۲۳؛ کیوانی و همکاران، ۲۰۲۳؛ ولی‌نسب و همکاران، ۲۰۲۳؛ رستم‌تبار و همکاران، ۲۰۲۲؛ اکبرزاده و همکاران، ۲۰۲۵؛ درفشی و همکاران، ۲۰۲۵؛ صفری و کیانوش، ۲۰۲۵؛ ناظمی و همکاران، ۲۰۲۵) صورت گرفته است.

در ناحیه دزفول جنوبی در سازند سورمه و گروه خامی تعدادی از میادین حاوی نفت سبک بوده و تعدادی هم در همان افق خشک ارزیابی شده‌اند، که این امر تصمیم‌گیری در مورد اکتشاف و حفاری در اهداف اکتشافی این ناحیه را با مشکل مواجه ساخته است. با توجه به اینکه مطالعات سیالات درگیر در مقایسه با سایر روش‌های اکتشافی کم هزینه‌تر و در کوتاه مدت اطلاعات خوبی از آن استنتاج می‌شود در دستور کار مدیریت اکتشاف برای مطالعات ناحیه‌ای در حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران قرار گرفت، این مطالعات بر روی رخنمون‌های سازند سورمه در ناحیه کوه فله‌یان و خامی در دزفول جنوبی و کوه منگشت در زون ایزه انجام شد و الگویی مناسبی با استفاده از بررسی سیالات درگیر در این پژوهش جهت فعالیت‌های اکتشافی آتی ارائه شد.

در این مقاله مطالعات سیالات درگیر حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران، سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین در منطقه فروافتادگی دزفول جنوبی (فله‌یان و کوه خامی) و زون ایزه (کوه منگشت) مورد بررسی قرار گرفت (شکل ۱). با تفسیر اطلاعات به دست آمده از سیالات درگیر نفتی موجود در مقاطع نازک دو بر صیقلی^۱ تهیه شده از نمونه‌ها، اطلاعاتی از عمق تدفین سنگ میزبان هیدروکربن‌ها با استفاده از دمای همگن شدن^۲ (Th) و شوری پیش‌بینی و تعیین گردید؛ همچنین با استفاده از فراوانی داده‌های حاصل از نور فلورسانس بازتابی سیالات درگیر نفتی^۳ مقدار درجه API^۴ تعیین شد.

^۱ Petroleum inclusion abundance and fluorescence colour data^۲ American Petroleum Institute^۳ Doubly polished wafers^۴ Homogenization temperature(° C)



شکل ۱. نقشه موقعیت نواحی مطالعاتی بر روی کمربند کوهزایی زاگرس (اقتباس با تغییرات از نقشه زیر بخش‌های کوهزایی زاگرس؛ علوی، ۲۰۰۷).

Fig. 1. Location map of the study areas on the Zagros Orogenic Belt (modified from the map of the Zagros Orogenic subdivisions, Alavi, 2007).

سیالات درگیر در زمان به دام افتادن به دست آمد و همچنین از داده‌های رنگ بازتابی اشعه فلورسانس جهت برآورد مقدار API و چگالی نفت به دام افتاده در سیالات درگیر برش‌های سازند سورمه در نواحی مطالعاتی استفاده شد. با استفاده از داده‌های فراوانی سیالات درگیر نفتی (GOI) مقدار اشباع نفتی این سنگ مخزن‌ها تعیین شد.

موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

در این پژوهش به مطالعه و بررسی برش‌های از سازندهای فهلیان، خامی و منگشت از جنوب غرب ایران پرداخته شده است که برش‌های مطالعاتی به ترتیب به صورت زیر می‌باشند (شکل ۱):

۱- برش فهلیان، این برش در یال جنوبی تاقدیس فهلیان در نزدیکی روستای فهلیان واقع در ۹۰ کیلومتری جنوب شرق گچساران و ۱۰ کیلومتری شهرستان نورآباد استان فارس در فروافتادگی دزفول جنوبی با مختصات $51^{\circ}24'30''$ عرض شرقی و $30^{\circ}12'48''$ طول شمالی قرار دارد.

داده‌ها و روش پژوهش

برای انجام این پژوهش ابتدا از سازند سورمه در امتداد برش مشخص توسط شرکت‌های ادیسون گاز ایتالیا و BP انگلیس با همکاری مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران از موارد نمونه‌برداری شده، ۱۱ نمونه از ناحیه تاقدیس فهلیان، ۳ نمونه از محدوده خامی و ۱۲ نمونه از تاقدیس منگشت جهت تهیه مقطع میکروسکوپی دو بر صیقل انتخاب شدند و سپس مطالعات پتروگرافی سیالات درگیر با استفاده از میکروسکوپ Olympus BX-60 مجهز به اپی الیومیناسیون (UV) و مطالعات میکروترمومتری و میکروبارومتري با استفاده از سیستم LinkamTHM600/TS90 توسط همین شرکت‌ها صورت گرفت.

اطلاعاتی همچون دمای همگن شدن، شوری، دمای ذوب یخ^۵ و فراوانی رنگی بازتابی نور فلورسانس از سطح سیالات درگیر نفتی، به مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران ارائه و از تحلیل این اطلاعات، دما و فشار حین به دام افتادن سیالات درگیر و در نهایت عمق به دام افتادن

^۵Melting point

گذر گسل کازرون ادامه دارد. طول آن ۹۰ کیلومتر و پهنای آن متغیر و حداکثر به ۲۰ کیلومتری می‌رسد.

رخساره‌های رسوبی و چین‌های تاقدیس فلهیان توسط شرکت ادیسون گاز ایتالیا مطالعه شد و توالی رسوبی این برش به صورت زیر است (شکل ۲):

۱- تناوبی از آهک، دولومیت و مادستون سازند سورمه به ضخامت ۶۸۳ متر به سن ژوراسیک.

۲- آهک توده‌ای الیتی فلهیان به ضخامت ۳۹۸ متر.

۳- مادستون سازند گدوان با ضخامت ۱۲۶ متر.

۴- آهک خاکستری رنگ سازند داریان با ضخامت ۲۵۱ متر شامل دو بخش زیرین به ضخامت ۸۵ متر و فوقانی با ضخامت ۱۶۶ متر می‌باشد که سازند شیلی رسی قیری رنگ کژدمی با ضخامت ۸۳ متر در بین این دو قرار دارد.

۵- همچنین در ادامه بر روی داریان فوقانی سازند کژدمی با ضخامت ۲۴۹ متر قرار می‌گیرد.

۶- ادامه نهشته‌ها شامل، سازند آهکی رسی سروک با ضخامت ۴۵۶ متر.

۷- آهک مارنی سازند گوری با ضخامت ۲۰۷ متر.

۸- سازند شیلی آهکی پابده با ضخامت ۴۱۵ متر.

۹- سازند آسماری با دو بخش، آهک کلهر به ضخامت ۱۸۲ متر.

۱۰- بخش ماسه‌سنگ آهکی به ضخامت ۱۵۰ متر.

۱۱- در نهایت سازند کنگلومرای بختیاری به ضخامت ۹۷ متر می‌باشد.

همچنان که در مورد تاقدیس خامی در قسمت قبل تشریح گردید، متأسفانه به دلیل نبود اطلاعات کافی بخش زیرین سازند سورمه در این برش نیز قابل شناسایی نیست.

موقعیت چین‌شناسی و لیتولوژی سنگ‌های رسوبی

در ناحیه تاقدیس خامی

رخنمون مطالعاتی در تاقدیس خامی در ناحیه تنگ سرارو انتخاب شده و نمونه‌برداری از این مقطع به طور ویژه بر روی سازند سورمه (با سن ژوراسیک) به ضخامت ۱۹۸ متر صورت گرفته است. لیتولوژی واحدهای رسوبی این برش به شرح زیر است (شکل ۲):

۲- برش خامی، این رخنمون در یال جنوبی تاقدیس خامی در تنگ سرارو انتخاب و تقریباً در ۸۵ کیلومتری جنوب شرق شهرستان بهبهان و ۲۰ کیلومتری شرق دوگنبدان با مختصات $50^{\circ}54'36''$ عرض شرقی و $30^{\circ}18'21''$ طول شمالی قرار دارد.

۳- برش منگشت، محل بررسی این رخنمون تنگ کرد در تاقدیس منگشت است؛ این تاقدیس با مختصات $49^{\circ}04'$ تا $50^{\circ}39'$ عرض شرقی و $31^{\circ}16'$ تا $31^{\circ}38'$ در نزدیکی شهرستان ایذه و در زون ایذه است.

هر ۳ برش، از سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین نمونه‌برداری شد، لیتولوژی این سازند در این مقاطع سنگ‌های کربناته و دولومیت است.

زمین‌شناسی و چین‌شناسی ناحیه

برش‌های مورد مطالعه در دو زون فروافتادگی دزفول^۶ جنوبی و پهنه ایذه^۷ به طور جداگانه قرار دارند؛ ناحیه فروافتادگی دزفول با وجود مساحت نسبتاً کم خود (حدود ۴۰۰۰۰ کیلومتر مربع)، تقریباً بخش عمده نفت تولیدی ایران را در بر می‌گیرد (بوردنف، ۲۰۰۲). در این ناحیه حدود ۴۵ میدان عظیم نفتی وجود دارد که غالب این مخازن با پوشش گازی همراه است، برخی از این میادین از جمله اهواز، آغاچاری، بی‌بی‌حکیمه، گچساران و مارون، جزو میادین خیلی بزرگ با ذخیره نفت درجایزای بیش از ۵۰-۱۰ میلیارد بشکه می‌باشند (بوردنف، ۲۰۰۲). زون ایذه بخشی از زاگرس چین‌خورده است که از شمال به مرز جنوبی زون راندگی‌ها، از جنوب با مرز شمال فروافتادگی دزفول، از شرق با گسل کازرون و از غرب به امتداد فرضی گسل عامل خمش بالارود، محدود می‌شود. پهنای زون ایذه از ۴۰ کیلومتر در شرق، ۱۱۵ کیلومتر در شمال بهبهان و ۷۰ کیلومتر در غرب متغیر است (مطیعی، ۱۳۷۲).

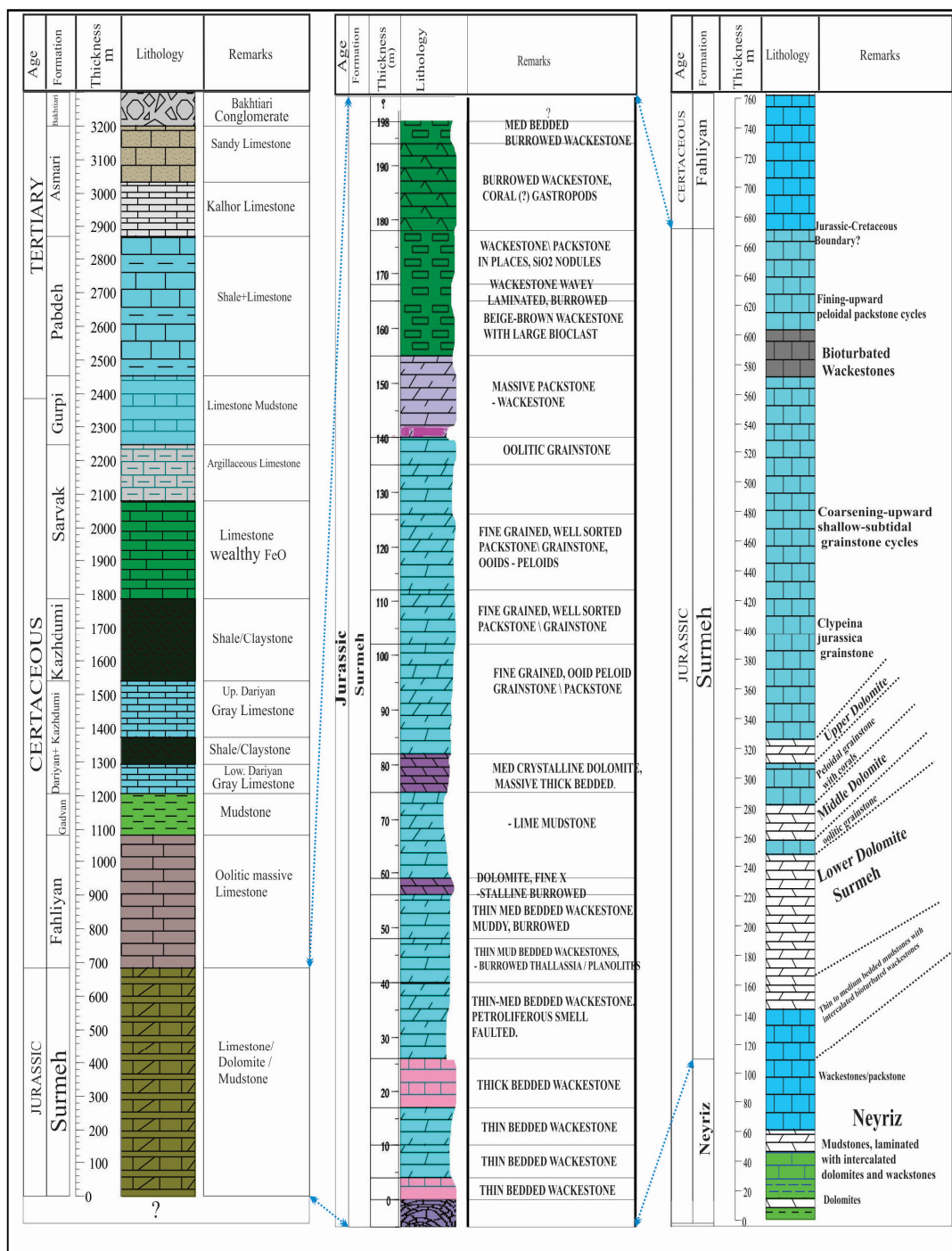
موقعیت چین‌شناسی و لیتولوژی سنگ‌های رسوبی

در ناحیه تاقدیس فلهیان

تاقدیس فلهیان به همراه تاقدیس‌های همچون لار، آنه و تل اسپید مجموعاً به صورت چهار کوهان که مرکب از سازند سورمه می‌باشند تاقدیس لار خوانده می‌شوند. این تاقدیس به موازات تاقدیس خامی از حوالی شهرستان چرام تا محل

^۶ Izeh zone

^۷ Dezful Embayment



شکل ۲. ستون چینه‌شناسی سازند سورمه در سه برش ناقدیس‌های فلهیان، خامی و منگشت.

Fig. 2. Stratigraphic column of the Surmeh Formation in three sections of the Fahliyan, Khami, and Mongasht anticlines.

- ۱- نازک لایه وکستون / مادستون، که دارای رنگ خاکستر تیره می‌باشد، ضخامت این واحد ۴ متر است که در اثر شکستگی با ضربه چکش بوی نفت می‌دهد.
- ۲- نازک لایه وکستونی به ضخامت ۵۶ متر.
- ۳- لایه دولومیتی با ضخامت تقریبی ۲ متر.
- ۴- ۱۶ متر مارن آهکی نازک لایه.
- ۵- ۷ متر دولومیت توده‌ای ضخیم لایه متبلور.
- ۶- ۵۸ متر گرینستون / پکستون ریز بافت دارای ائید و پلوئید.

تناوبی از سنگ‌های کربناتی آهکی به ضخامت ۴۶۷ متر در این سازند دیده می‌شود.

۳- بر روی این سازند به طور مستقیم سنگ‌آهک توده‌ای سازند فهلیان به ۹۱ متر ته‌نشست کرده است.

بحث

در این بخش با استفاده از اطلاعات حاصل از سیالات‌درگیر نفتی به بررسی سیستم نفتی موجود در منطقه پرداخته می‌شود. مطالعه سیالات‌درگیر اولین بار توسط سربی^{۱۰} به وسیله یک مقاله در سال ۱۸۵۸ مطرح شد. او نشان داد که سیالات‌درگیر در بسیاری از محیط‌های زمین‌شناسی حضور دارند و شامل قطرات محبوس از نهشته‌های کانساری در محفظه‌هایی هستند که برای میلیون‌ها یا حتی میلیارد‌ها سال حفظ شده و می‌توانند مدارکی از محیط تشکیل ارائه دهند (بارنز، ۱۹۷۶). به طور معمول سیالات‌درگیر در همه کانی‌ها وجود دارند، اما به علت یک سری شرایط خاص، مطالعه آن‌ها معمولاً به کانی‌های شفاف و نیمه‌شفاف محدود می‌گردد. اندازه سیالات‌درگیر از یک تا ۱۰۰ میکرون در تغییر است ولی به طور معمول اغلب آن‌ها دارای اندازه‌ای بین ۲ تا ۲۰ میکرون هستند. به طور کلی مطالعات سیالات‌درگیر در دو مبحث عمده پتروگرافی و مطالعات میکروترمومتری خلاصه می‌شود. در مبحث پتروگرافی، اندازه، شکل، محتویات درون سیالات‌درگیر (نفت، گاز، آب) منشأ و نسبت فاز مایع به بخار درون آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. در مبحث میکروترمومتری، سیالات‌درگیر تحت تاثیر مراحل گرمایش و سرمایش قرار گرفته (۱۹۸- تا ۶۰۰ + درجه سانتی‌گراد) و با توجه به تغییر رفتار فازهای درون آن‌ها، پارامترهای لازم اندازه‌گیری می‌شود. از آنجایی که سیالات هیدروکربنی دارای خاصیت فلورسانس هستند برای تفکیک سیالات‌درگیر نفتی از غیر نفتی می‌توان از این تکنیک استفاده کرد. رایج‌ترین کاربرد سیالات‌درگیر شامل: تعیین ترکیب سیالات اولیه، تعیین حرارت و فشار سیالات اولیه، اکتشافات معدنی، اکتشافات نفت و گاز و مهم‌ترین کاربردهای آن در اکتشاف و تولید نفت و گاز عبارتند از: تشخیص محدوده حرارتی که پختگی در آن صورت گرفته است، تشخیص نوع سیالاتی که در طی دیاژنز وجود داشته‌اند، تعیین مرز آب-نفت قدیمه، تعیین زمان نسبی

۷- ۱۵ متر پکستون/ وکستون توده‌ای حاوی بخش‌های چرتی نودول دار و لامیناسیون .

۸- ۲۰ متر وکستون/ پکستون دارای بایوکلست درشت و در بعضی بخش‌ها حاوی نودول‌های سیلیسی.

۹- ۱۶ متر وکستون حاوی کورال و گاستروپود.

۱۰- در آخر ۴ متر وکستون متوسط لایه حاوی آثار زیستی.

در مطالعات قبلی مرز فوقانی سازند سورمه در برش خامی توسط سازند فهلیان با لیتولوژی آهک توده‌ای به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری پوشیده شده است (شاه‌کرم، ۱۳۸۷). متأسفانه به دلیل نبود اطلاعات کافی بخش زیرین این سازند قابل شناسایی نیست، با توجه به مطالعات گذشته این سازند (سورمه در گروه خامی) بر روی سازند نیریز و به صورت هم جوار با سازند سرگلو قرار دارد؛ سازند سرگلو در این سیستم به عنوان سنگ منشأ است.

موقعیت چینه‌شناسی و لیتولوژی سنگ‌های رسوبی در ناحیه تاقدیس منگشت^۸

تاقدیس منگشت، تاقدیس بسیار عظیمی است که امتداد کلی آن شمال‌غرب- جنوب‌شرق است. طول این تاقدیس به بیش از ۱۲۰ کیلومتر می‌رسد و پهنای آن در رخنمون‌های بنگستان در میانه تاقدیس به ۱۵ کیلومتر می‌رسد، در ۴۰ کیلومتری جنوب شرق باریک شده و پهنای آن به ۲ کیلومتر می‌رسد. عمده‌ترین رخنمون‌های تاقدیس منگشت گروه بنگستان است و در قسمت مرکزی گروه خامی رخنمون دارد. در تنگ کرد واقع در همین بخش سازند خانه‌کت بیرون‌زدگی دارد.

به جهت مطالعه تاقدیس منگشت، برش تنگ‌کرد^۹، رخساره‌های رسوبی و چینه‌ای تاقدیس منگشت (برش تنگ کرد) توسط شرکت BP مطالعه شد و توالی رسوبی این برش به صورت زیر است (شکل ۲):

۱- سازند نیریز با ضخامت ۱۴۴ متر حاوی آهک با تناوب دولومیت و مادستون.

۲- سازند سورمه که در آن سه رخساره از دولومیت شناسایی شد که شامل دولومیت پایینی با ضخامت ۱۰۴ متر، دولومیت میانی با ضخامت ۲۴ متر و دولومیت فوقانی با ضخامت ۱۶ متر است. همچنین

^{۱۰} Sorby, H.C

^۸ Mongasht

^۹ Tang-i- Kurd

و مسیر مهاجرت سیالات هیدروکربنی، تعیین نوع و کیفیت هیدروکربنی و تفسیر تاریخیچه پر شدن مخزن.

این تصویر به طور واضح می‌توان بازتابی رنگ فلورسانس آبی را برای برخی از سیالات درگیر نفتی مشاهده نمود.

پتروگرافی سیالات درگیر

در ابتدا به بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه برداشت شده از دولومیت سازند سورمه در برش‌های مورد نظر به صورت جداگانه پرداخته و سپس اطلاعات حاصله با هم مورد مقایسه می‌شود. پتروگرافی سیالات درگیر شامل مطالعات نوری سیالات با استفاده از میکروسکوپ نوری ساده مجهز به عدسی پرتو فرابنفش (UV)^{۱۱} است. در این مطالعات پارامترهایی نظیر اندازه، شکل، فراوانی سیالات و تعیین نوع سیال از لحاظ ژنتیکی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

بررسی پتروگرافی سیالات درگیر سازند سورمه در برش تاقدیس فهلپان

در بررسی پتروگرافی نمونه تهیه شده از برش فهلپان، ۵۴ سیال درگیر شناسایی شد که تعداد ۷ نمونه سیال درگیر نفتی با منشأ مشکوک به ثانویه، ۴۷ نمونه سیال درگیر آبگین که ۴۲ تا از آن‌ها دارای منشأ اولیه بوده و داخل دانه‌ها و درزه‌های نسل اولیه تشکیل شده‌اند و تعداد ۵ عدد از آن‌ها منشأ ثانویه دارند که در درزه نسل دوم تشکیل گردیده‌اند. به طور کلی مشاهدات به صورت زیر دسته‌بندی گردید: برخی از سیالات درگیری که به صورت پراکنده در داخل بلور دولومیتی تشکیل شده‌اند، این سیالات درگیر نیز از نوع اولیه (P) می‌باشند با این تفاوت که، شامل دو فاز مایع و بخار (L+V) می‌باشند که به صورت سیال آبگین هستند و در سنگ میزبان دولومیتی به دام افتاده‌اند. اندازه این سیالات درگیر نیز معمولاً کمتر از ۳۰ میکرون و به صورت بی‌شکل می‌باشند (شکل ۳ الف). سیالات درگیری که در شکاف‌های پر شده (F1) با بافت گرانولار نسل اولیه تشکیل شده‌اند، از نوع اولیه می‌باشند. این سیالات درگیری شامل یک فاز مایع (L) می‌باشند. اندازه این سیالات درگیر معمولاً به صورت بی‌شکل و کمتر از ۳۰ میکرون اندازه دارند (شکل ۳ ب). متأسفانه به دلیل اینکه سیالات درگیر مورد مطالعه فوق‌العاده ریز می‌باشند، تفکیک خواص مختلف وابسته به سیالات درگیر به طور کامل مقدور نبود ولی در

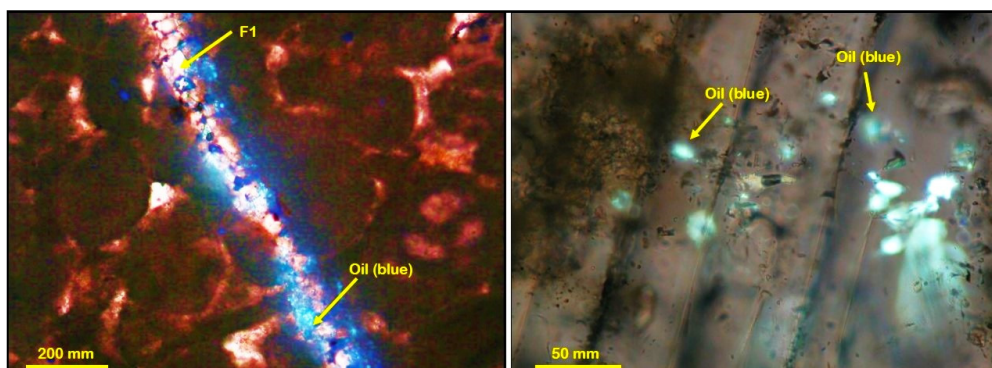
برش تاقدیس خامی

در بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه‌های برداشت شده از دولومیت سازند سورمه در برش خامی، ۶۸ سیالات درگیر شناسایی شد. از این تعداد ۲۰ نمونه حاوی سیالات درگیر نفتی با منشأ مشکوک به ثانویه و ۴۸ نمونه آن سیالات درگیر آبگین بودند. اولیه یا ثانویه بودن اکثر سیالات درگیر موجود در این مقطع دولومیتی مشکوک است، به طور کلی مشاهدات به صورت زیر دسته‌بندی گردید: در تصویر CL تهیه شده از نمونه این برش، زونینگ ضعیف در حاشیه منفذ بین بلوری دیده می‌شود. علاوه بر این منفذ، منافذ کوچک و پراکنده در مقطع دولومیت مورد مطالعه وجود دارد، که به رنگ آبی با نوارهای کوچک سفید رنگ مشاهده می‌شود (شکل ۴-الف). در تفسیر (شکل ۴-ب) می‌توان این طور بیان نمود که سیال درگیر اولیه با دو فاز مایع و بخار (L+V) است که حاوی سیال نفتی نیز می‌باشد، که در سنگ میزبان دولومیتی به دام افتاده است. به دلیل ریز بودن سیالات درگیر موجود در این مقطع جدایش سیالات درگیر در این مقیاس امکان‌پذیر نیست. شکل ۵، بخش مرکزی شکل ۳ قسمت کادر است که با نور فلورسانس با بزرگ‌نمایی بیشتر تهیه شده است، این عکس به طور کلی نشان‌دهنده سیال درگیر نفتی بسیار ریز با رنگ فلورسانس سبز می‌باشد.

بررسی پتروگرافی سیالات درگیر برش تنگ کرد

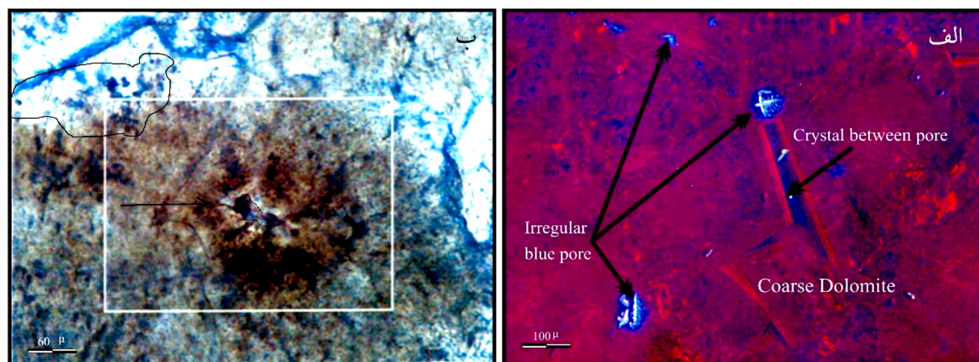
در بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه برش تنگ کرد، ۲۵ سیال درگیر شناسایی شد که از این مقدار ۱۸ مورد مربوط به بخش ماتریکس دولومیتی است که شامل ۹ نمونه سیال درگیر نفتی، ۹ نمونه سیال درگیر دو فاز آبگین دارای قابلیت همگن شدن بود. در رگه کلسیتی جایگزین شده مجموعاً ۷ سیال درگیر شناسایی گردید که ۴ نمونه آن از گونه نفتی و ۳ نمونه تک فاز مایع است. در تصاویر CL تهیه شده می‌توان کلسیت ثانویه رشد یافته در میان بلورهای دولومیتی را مشاهده نمود (شکل ۶، ب).

^{۱۱} Ultraviolet



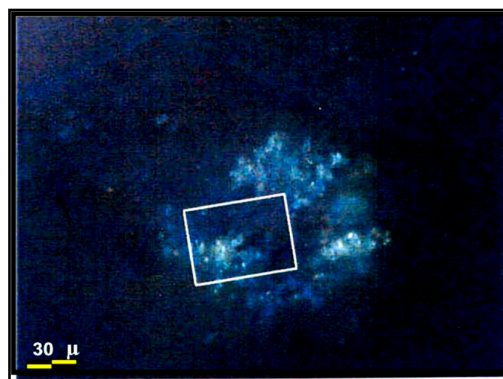
شکل ۳. تصاویر میکروسکوپی تهیه شده از سیالات درگیر موجود در شکاف پر شده کلسیتی. الف: بررسی با پرتو فرابنفش و بازتابش رنگ فلورسانس آبی برای سیالات درگیر نفتی. ب: بررسی سیالات درگیر در نور سفید تهیه شده است. (در این شکل به دلیل اینکه سیالات درگیر مورد مطالعه فوق‌العاده ریز می‌باشند، تفکیک خواص مختلف وابسته به سیالات درگیر به طور کامل مقدور نبود ولی در این تصویر به طور واضح می‌توان بازتابی رنگ فلورسانس آبی را برای برخی از سیالات درگیر نفتی مشاهده نمود.)

Fig. 3. Microscopic images of fluid inclusions within calcite-filled fractures. a: Examination under ultraviolet light showing blue fluorescence reflection for petroleum fluid inclusions. b: Examination of fluid inclusions under white light. (In this figure, due to the extremely small size of the studied fluid inclusions, complete discrimination of different properties related to the fluid inclusions was not possible; however, in this image, blue fluorescence reflection can be clearly observed for some petroleum fluid inclusions.)



شکل ۴. الف - تصویر CL از بلورهای دولومیت به همراه منفذ بین‌بلوری و درون‌بلوری. ب - تصویر پتروگرافی تهیه شده از نمونه سازند سورمه در برش خامی، به دلیل کیفیت پایین تصویر جدایش سیالات درگیر امکان‌پذیر نیست.

Fig. 4. a - CL image of dolomite crystals with intercrystalline and intracrystalline pores. b - Petrographic image prepared from a sample of the Surmeh Formation in the Khami section; due to the low quality of the image, separation of fluid inclusions was not possible.

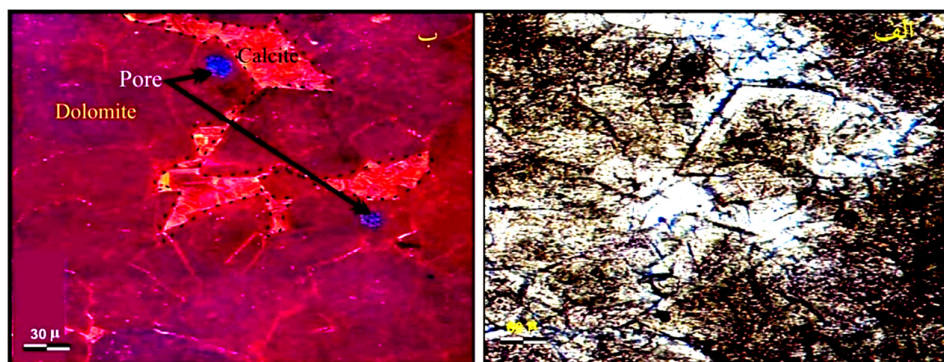


شکل ۵. تصویر میکروسکوپی تهیه شده با بزرگنمایی ۲۰ برابر در زیر پرتو فرابنفش از مقطع تهیه شده از برش خامی. در این شکل به دلیل اینکه سیالات درگیر مورد مطالعه فوق‌العاده ریز می‌باشند، تفکیک خواص مختلف وابسته به سیالات درگیر به طور کامل مقدور نبود ولی در این تصویر به طور واضح می‌توان بازتابی رنگ فلورسانس سبز را برای برخی از سیالات درگیر نفتی مشاهده نمود.

Fig. 5. Microscopic image taken at 20x magnification under ultraviolet light from a thin section prepared from the Khami section. In this figure, due to the extremely small size of the fluid inclusions studied, complete discrimination of different properties related to the fluid inclusions was not possible; however, in this image, green fluorescence reflection can be clearly observed for some petroleum fluid inclusions.

شک وجود دارد، اما بیشتر آن‌ها ثانویه هستند (شکل ۷). همان طور در شکل ۷ مشاهده می‌گردد، متأسفانه به دلیل ریز بودن سیالات درگیر موجود در نمونه، تفکیک قسمت‌های مختلف سیالات درگیر این نمونه مقدور نگردید (اندازه آن‌ها کمتر از ۵ میکرون بود به صورتی که در بزرگ نمایی‌های بالا نیز قابل تفکیک نبودند). در شکل ۷-د، در مطالعه با پرتو فرابنفش در رگه جایگزین شده کلسیتی به طور واضح دو ردیف از سیالات درگیر نفتی به رنگ زرد و یک ردیف به رنگ آبی مشاهده گردید، همچنین در قسمت ج این شکل در بخش دولومیتی یک ردیف از سیالات درگیر نفتی به رنگ آبی، به همراه دو دسته بزرگ از سیالات درگیر نفتی به رنگ زرد مشاهده می‌گردد.

شکل ۶- الف، یک تصویر کاتدولومینسانس با نور سفید (PPL) از نمونه برش تنگ کرد است که یک دولومیت با کمی خردشدگی را نشان می‌دهد. در این نمونه دو نسل از سنگ‌های کربناته مشاهده گردید، نسل اول مربوط به دولومیتی است که خردشدگی و شکستگی دارد، تصویر ب از شکل ۶ نیز نشان‌دهنده یک بخش از این نمونه است که نشان‌دهنده رشد کلسیت ثانویه بوده و دارای رنگ لومینسانس نامحدودی است. این بلور کلسیتی توسط بلورهای دولومیت احاطه شده‌اند. سیالات درگیر نفتی اولیه در هر دو بخش از نمونه قابل مشاهده است، به صورتی که در هر دو بخش به صورت سیال درگیر دو فاز حوی نفت دیده می‌شود. البته به طور قطع در اولیه یا ثانویه بودن آن‌ها



شکل ۶. تصاویر CL تهیه شده از نمونه‌های برش تنگ کرد تاقدیس منگشت. الف - تصویر CL با PPL، بلور دولومیت حاوی شکستگی و خرد شده را نشان می‌دهد. ب - در این شکل تصویر CL کلسیت‌های پر شده در حفره‌های موجود در نمونه که به رنگ قرمز تا نارنجی دیده می‌شود و بلور دولومیت به رنگ قرمز ارغوانی دیده می‌شود.

Fig. 6. CL images prepared from samples of the Tang-e Kord section, Mongasht anticline. a - CL image under PPL, showing a fractured and crushed dolomite crystal. b - In this figure, the CL image shows calcite filling the cavities within the sample, which appears red to orange, while the dolomite crystal appears purplish-red.

اطلاعات مربوط به مقادیر شوری یا دمای ذوب آخرین بلور یخ و دمای همگن در اختیار بود اقدام به تعیین مقادیر فشار و دمای حین تشکیل سیال درگیر گردید. برای به دست آوردن این اطلاعات از نرم‌افزار تخصصی MAC Flincor استفاده شد. این نرم‌افزار با تلفیق چندین روش محاسباتی از محققین مختلف، یک روش ساده محاسباتی ارائه نموده است که ضریب خطایی آنرا بسیار پایین آورده است و همچنین چندین معادله مختلف در این سیستم تعبیه شده است که می‌توان چندین محاسبه را از روش‌های محققین مختلف در کمترین زمان انجام داد (برون و هاجمان، ۱۹۹۴).

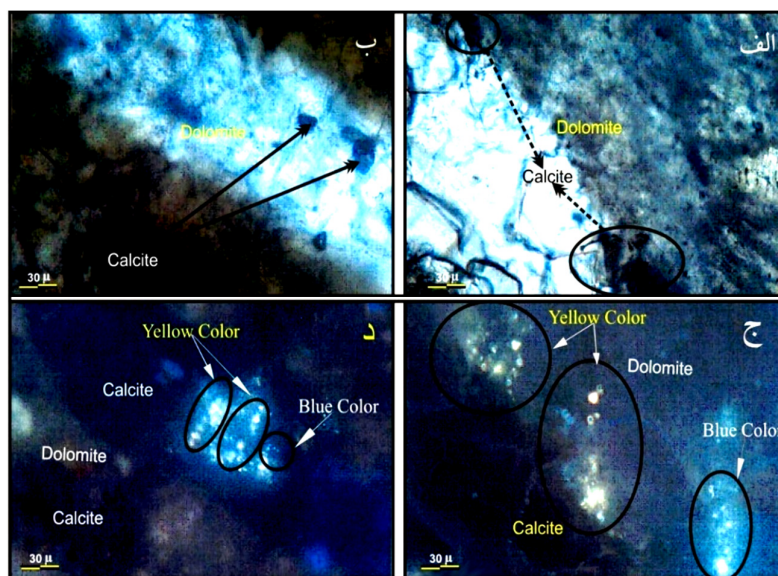
میکروترموتری و میکروبارومتري سیالات درگیر و تعیین درصد سیالات درگیر حوی نفت (GOI^{۱۳})

یکی از اهداف مهم این پژوهش تعیین عمق برای سیالات درگیر موجود در سه ناحیه مورد مطالعه می‌باشد، به همین جهت برای به دست آوردن اعماق مورد نظر از روش و نمودار کندی^{۱۳} (۱۹۵۰) استفاده گردید. در این نمودار با داشتن مقدار فشار و دمای حین تشکیل سیال درگیر می‌توان عمق تشکیل سیال درگیر را تعیین نمود. همچنین برای به دست آوردن فشار و دمای حین تشکیل سیال درگیر اطلاعاتی همچون مقدار شوری یا دمای ذوب آخرین بلور یخ^{۱۴} و دمای همگن لازم است. با توجه به اینکه اطلاعات

^{۱۳}Melting point

^{۱۳}Grain with Oil Inclusion

^{۱۴}Kennedy



شکل ۷. تصاویر میکروسکوپی تهیه شده در زیر پرتو فرابنفش و نور سفید از مقطع تهیه شده از برش تنگ کرد. الف و ب- مطالعه در نور سفید یا PPL، دولومیت حاوی درزه‌های پر شده بارگه کلسیتی. ج و د- مطالعه با پرتو فرابنفش و بازتابش رنگ فلورسانس آبی و زرد در نمونه سیالات درگیر نفتی.

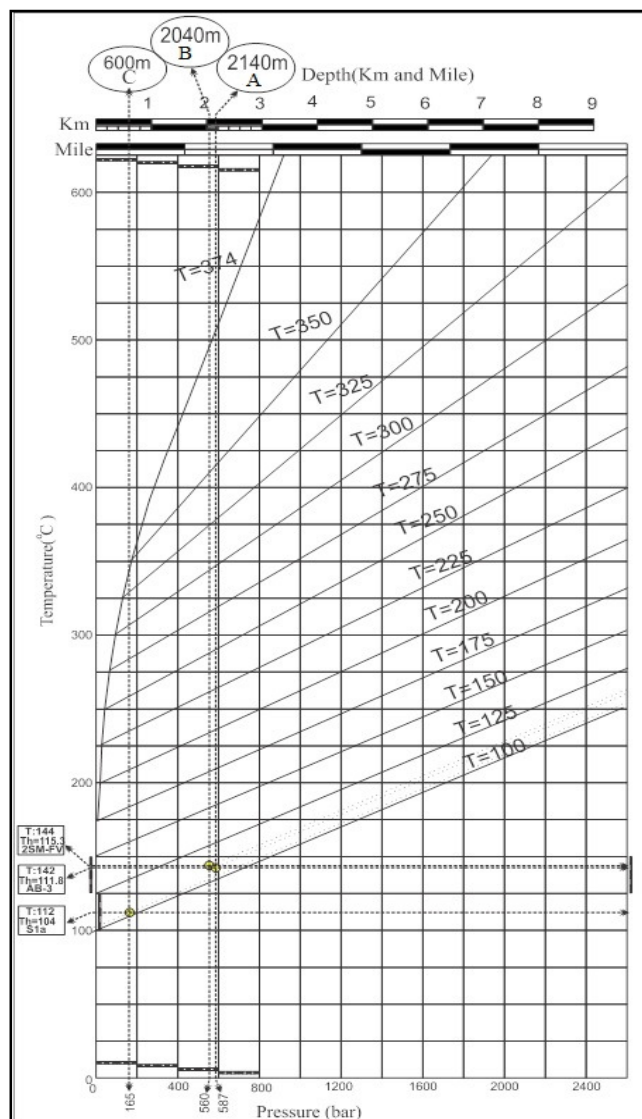
Fig. 7. Microscopic images taken under ultraviolet light and white light from a thin section prepared from the Tang-e Kord section. a and b – Study under white light (PPL), dolomite containing fractures filled with calcite veins. c and d – Study under ultraviolet light showing blue and yellow fluorescence reflection of petroleum fluid inclusions in the sample.

شاخص برای وجود تجمعات نفتی قدیمی به کار برده می‌شود (اکستوبای و دیگران، ۱۹۹۵). ایدینگتون و همکارانش (۱۹۹۶) درصد سیالات درگیر نفتی موجود در یک نمونه را GOI تعریف کردند. داده‌های GOI به وسیله ایدینگتون و همکارانش (۱۹۹۶) و لیسک و همکاران (۲۰۰۲) در تعدادی از میادین نفتی در شمال غرب استرالیا نشان داد که حداقل دو تفاوت بزرگ بین مقدار GOI نمونه‌های نفتی گرفته شده از زون‌های نفتی با نمونه‌های زیر سطح تماس آب-نفت وجود دارد. این محققین یک آستانه تجربی با مقدار GOI پنج درصد برای نمونه‌هایی که تحت تاثیر اشباع بالای نفت قرار گرفته اند یعنی سنگ مخزن، پیشنهاد دادند. در حالی که مقدار GOI پایین‌تر از یک درصد را بیشتر برای مسیر مهاجرت نفت، مناطق گذر یا مخزن با نفوذپذیری کم پیشنهاد کردند. در کل می‌توان گفت کانی که سیال نفتی در آن به دام می‌افتد این سیال را از تغییرات احتمالی بعدی محافظت می‌کند. این تغییرات می‌تواند شامل جایگزین شدن نفت به وسیله گاز و یا تخریب شدید نفت باشند (وانگ‌فیو و همکاران، ۲۰۰۲؛ زونگ‌نینگ و همکاران، ۲۰۰۲؛ لی ایکس کینگ، ۲۰۰۴ و ۲۰۰۵ و هو جانجو و همکاران، ۲۰۰۵).

در این قسمت از پژوهش جهت به دست فشار و دمای تشکیل سیالات درگیر از نرم‌افزار Flincor و سیستم H_2O ، NaCl از معادله Brown & Lamb استفاده شد و همچنین قابل ذکر می‌باشد که اطلاعات دمای همگن شدن و شوری توسط سیستم Linkam THM600/TS90 شرکت ادیسون گاز ایتالیا و BP انگلیس تهیه شده است (جدول ۴). جهت استفاده از اطلاعات فوق در نرم‌افزار Flincor لازم بود اطلاعات به صورت جدول ۴ دسته‌بندی و پردازش گردد. پس از ورود اطلاعات به نرم‌افزار مذکور به دلیل اینکه سیستم مورد مطالعه به صورت یک سیستم ۲ فازی بود که شامل NaCl و آب بود از معادله Brown & Lamb استفاده شد که به واسطه آن برای سیالات درگیر آبگین موجود در سازند سورمه در برش‌های مطالعاتی (تاق‌دیس‌های فلهیان، خامی و منگشت) دما و فشار تعیین و با استفاده از روش کندی، عمق سیالات درگیر موجود در سازند سورمه به صورت جدول ۴ و شکل ۸ به دست آمد. به دلیل اینکه ادخال‌های نفتی مورد مطالعه به احتمال زیاد از نوع ثانویه می‌باشند این عمق متعلق به سنگ میزبان است. جهت تعیین درصد سیالات درگیر حاوی نفت (GOI^5) از میکروسکوپ فلورسانس^{۱۶} استفاده می‌شود و فراوانی سیالات درگیر نفتی در بخشی از مقطع مخزنی به عنوان یک

^{۱۶} Fluorescence Microscopy

^{۱۵} Grain with Oil Inclusion



شکل ۸. تعیین عمق تشکیل سیالات درگیر نوع آبگین سازند سورمه در برش‌های تاقدیس فهلیمان (A)، تاقدیس خامی (B) و تاقدیس منگشت (C) با استفاده از درجه فشار و دما (با استفاده از روش کندی، ۱۹۵۰).

Fig. 8. Determination of the formation depth of aqueous fluid inclusions in the Surmeh Formation from the Fahliyan anticline (A), Khami anticline (B), and Mongasht anticline (C) sections using pressure and temperature gradients (after the method of Cady, 1950).

این که دمای ذوب آخرین بلور یخ یا T_m قابل اندازه‌گیری نبود، تعیین شوری میسر نگردید و به همین سبب در مطالعات میکروترمومتری، سیالات درگیر نوع آبگین تعیین عمق می‌شوند و عمقی که ارائه می‌گردد، مربوط به زمان تشکیل این سیالات درگیر می‌باشد و به دلیل این که این نوع سیالات درگیر عمدتاً از نوع اولیه می‌باشند و در کنار آن‌ها سیالات درگیر نفتی نوع اولیه نیز حضور دارند، به احتمال زیاد عمق حاصل برای سیالات درگیر آبگین می‌تواند منطبق بر عمق تشکیل سیالات درگیر نفتی باشند. به هر حال با تعیین عمق سیالات درگیر نوع آبگین می‌توان عمق تشکیل

بسیاری از مطالعات مخزنی با استفاده از FI و ژئوشیمی نفت خام نشانگر بلوغ پایین سیالات درگیر نفتی در مقایسه با نفت موجود در مخزن می‌باشند. بنابراین احتمال دارد که غالب سیالات درگیر نفتی در فازهای اولیه تغذیه مخزن به دام افتاده باشند. این زمان انتخابی برای به تله افتادن نفت در طول شارژ اولیه به وسیله توسعه سیالات درگیر نفتی کنترل می‌شود. توسعه سیالات درگیر نفتی به عواملی مانند زمان سیمان‌شدگی دیاژنتیکی، تشکیل شکستگی‌ها و جوش‌خوردگی آن‌ها در طول دیاژنز بستگی دارد (اکستوبای و دیگران، ۱۹۹۵). در نمونه سیالات درگیر نفتی به دلیل

نسل اولیه تشکیل گردیده‌اند و تعداد ۵ عدد از آن‌ها منشاء ثانویه دارند که در درزه نسل دوم تشکیل گردیده‌اند (جدول ۱). پس از ورود اطلاعات به نرم‌افزار مذکور به دلیل اینکه سیستم مورد مطالعه به صورت یک سیستم ۲ فاز بود که شامل H_2O -NaCl بود از معادله Brown & Lamb استفاده شد که به واسطه آن برای سیالات درگیر آبگین دمای ۱۴۴ درجه سانتی‌گراد و فشار ۵۶۰ بار تعیین گردید. با توجه به شکل ۸ و جدول ۴ پس از تلفیق و پردازش داده‌ها، عمق تشکیل سیالات درگیر نوع آبگین موجود در سازند سورمه در برش تاقدیس فهلیان ۲۰۴۰ متر تعیین گردید و به دلیل اینکه اذخال‌های نفتی مورد مطالعه به احتمال زیاد از نوع ثانویه می‌باشند این عمق متعلق به سنگ میزبان است. مقدار $GOI = 12/96\%$ برای سیالات درگیر نفتی نمونه برش فهلیان به دست آمد و در مقایسه با درصد سیالات درگیر نفتی داده‌های جهانی نشان دهنده یک سنگ مخزن تحت‌اشباع در زمان به دام افتادن این سیالات درگیر است.

سنگ میزبان سیالات درگیر نفتی را در زمان تشکیل‌شان را پیش‌بینی نمود و با توجه به اطلاعات پتروگرافی اشعه فرابنفش میزان درجه API نفت این نوع سیالات درگیر را بررسی نمود و با استفاده از درصد سیالات درگیر نفتی موجود در سنگ میزبان در مقایسه با داده‌های جهانی تعیین نمود که در حین به دام افتادن این سیالات درگیر نفتی، سنگ میزبان دارای چه وضعیتی بوده است، آیا سنگ مخزن بوده است و به درجه اشباع رسیده است یا اینکه حاوی تعداد کمی از این نوع سیالات درگیر است که تنها مسیر مهاجرت نفت یا پوش سنگ بوده است.

میکروترمومتری و میکروبارومتري سیالات درگیر برش تاقدیس فهلیان

با توجه به اینکه در بررسی پتروگرافی سیالات درگیر دولومیت سازند سورمه در برش فهلیان، ۵۴ سیالات درگیر شناسایی شد که شامل ۷ سیالات درگیر نفتی با منشاء مشکوک به ثانویه، ۴۷ سیالات درگیر آبگین که تعداد ۴۲ تا از آن‌ها دارای منشاء اولیه بوده و داخل دانه‌ها و درزه‌های

جدول ۱. اطلاعات میکروترمومتری برش فهلیان (P: سیال درگیر نوع اولیه، S: سیال درگیر نوع ثانویه، C: سیال درگیر موجود در سیمان بین‌دانه‌ای، F2: درزه‌های نسل دوم، B-oil: اینکلوزن حاوی سیال نفتی با رنگ فلورسانس آبی و aqueous: سیال درگیر نوع آبگین).

Table 1. Microthermometry data for the Fahliyan section (P: primary fluid inclusion, S: secondary fluid inclusion, C: fluid inclusion in intergranular cement, F2: second-generation fractures, B-oil: inclusion containing petroleum fluid with blue fluorescence color, aqueous: aqueous fluid inclusion).

Origin	Position	Th (°C)	Tm (°C)	Salinity % NaCl	Composition	Origin	Position	Th (°C)	Tm (°C)	Salinity % NaCl	Composition
P	C	63.3			B-oil	P	C	144.3			aqueous
P	C	88.6			B-oil	P	C		-14	17.7	aqueous
P	C	95.5			aqueous	P	C		-12.4	16.3	aqueous
P	C		-11	15	aqueous	P	C		-14.2	18	aqueous
P	C	108.2			aqueous	P	C		-12	16	aqueous
P	C	74			B-oil	P	C		-12.2	16.1	aqueous
P	C	81.6			B-oil	P	C		-17.1	20.3	aqueous
P	C		-15.7	19.2	aqueous	P	C		-16.9	20.1	aqueous
P	C		-16.3	19.7	aqueous	P	C		-16	19.4	aqueous
P	C		-15.9	19.3	aqueous	P	C		-15.8	19.3	aqueous
S	C		-0.4	0.7	aqueous	P	C		-15.4	19	aqueous
S	C		-0.2	0.3	aqueous	P	C		-13.3	17.2	aqueous
P	C	96.3			aqueous	P	C	72.3			aqueous
P	C	86.6			aqueous	P	C	101.4			aqueous
P	C		-15.8	19.2	aqueous	P	C	144.7			aqueous
P	C		-12.8	16.7	aqueous	P	C	139.8			aqueous
P	C		-11.4	15.3	aqueous	P	C	134.5			aqueous
P	C		-9.8	13.7	aqueous	S	F2		-1	1.7	aqueous
P	C		-7.9	11.6	aqueous	S	F2		-0.9	1.6	aqueous
P	C	59.4			B-oil	S	F2		-0.5	0.9	aqueous
P	C	144.5			aqueous	S	F2		-0.3	0.5	aqueous
P	C	65.6			B-oil	S	F2		-0.6	1	aqueous
P	C	67.2			B-oil	P	C	107			aqueous
P	C	100.7			aqueous	P	C	119.1			aqueous
P	C	105.5			aqueous	P	C	108.2			aqueous
P	C	129.6			aqueous	P	C	141.7			aqueous
P	C	131.7			aqueous	P	C	114.4			aqueous

میکروترمومتری و میکروبارومتري سیالات درگیر برش تاقديس خامی

در بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه برش خامی، ۶۸ سیالات درگیر شناسایی شد که شامل ۲۰ سیالات درگیر نفتی با منشأ مشکوک به ثانویه و ۴۸ سیالات درگیر آبگین می باشد (جدول ۲) پس از ورود اطلاعات به نرم افزار مذکور به دلیل اینکه سیستم مورد مطالعه به صورت یک سیستم ۲ فازي بود که شامل H_2O -NaCl بود از معادله Brown & Lamb استفاده شد که به واسطه آن برای سیالات درگیر آبگین دمای ۱۴۲ درجه سانتی گراد و فشار ۵۸۷ بار تعیین

گردید. با استفاده از روش کندی (۱۹۵۰) و مطابق جدول ۲ و شکل ۸، برای سیالات درگیر نوع آبگین موجود در سازند سورمه در برش تاقديس خامی عمق ۲۱۴۰ متر به دست آمد و به دلیل این که ادخال های نفتی مورد مطالعه به احتمال زیاد از نوع ثانویه می باشند این عمق متعلق به سنگ میزبان است. مقدار GOI ۲۹/۴٪ برای سیالات درگیر نفتی نمونه برش خامی به دست آمد و در مقایسه با درصد سیالات درگیر نفتی داده های جهانی، نشان دهنده یک سنگ مخزن تحت اشباع در زمان به دام افتادن این سیالات درگیر است.

جدول ۲. اطلاعات میکروترمومتری برش خامی، $P(L+V>L)$: سیالات درگیر اولیه حاوی فاز مایع و بخار به صورت همگن (مایع) در دمای اتاق oil: سیالات درگیر حاوی سیال نفتی.

Table 2. Microthermometry data for the Khami section, $P(L+V>L)$: primary fluid inclusions containing liquid and vapor phases homogenized to liquid at room temperature; oil: fluid inclusions containing petroleum fluid.

Type	Th (C°)	(+/-)	Tm (C°)	Salinity %NaCl	Compositi on	Type	Th (C°)	(+/-)	Tm (C°)	Salinity %NaCl	Compositi on
P(L+V>L)	121.3	0.8	-11.3	15.3	aqueous	P(L+V>L)	78.5	0.3	-		oil
P(L+V>L)	121.9	0.4	-10.7	14.7	aqueous	P(L+V>L)	90.9	0.4	-		oil
P(L+V>L)	121.7	0.6	-11.3	15.3	aqueous	P(L+V>L)	87.6	0.3	-		oil
P(L+V>L)	121	0.9	-15.6	19.2	aqueous	P(L+V>L)	101.4	0.6	-15	18.7	aqueous
P(L+V>L)	118.4	0.9	-15.2	18.9	aqueous	P(L+V>L)	128.2	0.4	-11.6	15.6	aqueous
P(L+V>L)	112.1	0.8	-15.6	19.2	aqueous	P(L+V>L)	101.5	0.6	Oil		aqueous
P(L+V>L)	133.6	0.6	-10.1	14.1	aqueous	P(L+V>L)	103.4	0.6	Oil		aqueous
P(L+V>L)	124.1	0.3	-10.2	14.2	aqueous	P(L+V>L)	95.9	0.5	Oil		aqueous
P(L+V>L)	117.2	0.9	-9.9	13.9	aqueous	P(L+V>L)	91.2	0.4	Oil		aqueous
P(L+V>L)	116.3	0.9	-9.9	13.9	aqueous	P(L+V>L)	105.8	0.7	-14.1	17.9	aqueous
P(L+V>L)	109.5	0.7	-10.5	14.5	aqueous	P(L+V>L)	104.7	0.6	-14.1	17.9	aqueous
P(L+V>L)	106.6	0.7	-11.4	15.4	aqueous	P(L+V>L)	105.7	0.7	-14.1	17.9	aqueous
P(L+V>L)	101.9	0.6	-11.1	15.1	aqueous	P(L+V>L)	104.7	0.6	-14.3	18.1	aqueous
P(L+V>L)	119.1	0.9	-9.9	13.9	aqueous	P(L+V>L)	107.5	0.7	-14.1	17.9	aqueous
P(L+V>L)	107.9	0.7	-10.7	14.7	aqueous	P(L+V>L)	104	0.6	-13.6	17.5	aqueous
P(L+V>L)	97.7	0.5	-12.5	16.5	aqueous	P(L+V>L)	106.6	0.7	-12	16	aqueous
P(L+V>L)	110	0.7	-10.5	14.5	aqueous	P(L+V>L)	107.1	0.7	-13.6	17.5	aqueous
P(L+V>L)	102.8	0.6	-10.7	14.7	aqueous	P(L+V>L)	107.9	0.7	-13.6	17.5	aqueous
P(L+V>L)	111.5	0.8	-10.7	14.7	aqueous	P(L+V>L)	108.4	0.7	-10.4	14.4	aqueous
P(L+V>L)	97.3	0.5	-12.6	16.6	aqueous	P(L+V>L)	128	0.4	-10.1	14.1	aqueous
P(L+V>L)	108	0.7	-10.9	14.9	aqueous	P(L+V>L)	122.5	0.3	-10.1	14.1	aqueous
P(L+V>L)	96	0.5	-12.6	16.6	aqueous	P(L+V>L)	106.4	0.7	-10.4	14.4	aqueous
P(L+V>L)	102.7	0.6	-11.1	15.1	aqueous	P(L+V>L)	106.8	0.7	-13.6	17.5	aqueous
P(L+V>L)	115.7	0.9	-10.2	14.2	aqueous	P(L+V>L)	102.9	0.6	-13.6	17.5	aqueous
P(L+V>L)	103.7	0.6	-11.1	15.1	aqueous	P(L+V>L)	113.5	0.8	-11.7	15.7	aqueous
P(L+V>L)	124.7	0.3	-9.9	13.9	aqueous	P(L+V>L)	107.9	0.7	-		oil
P(L+V>L)	142.3	0.4	-14.8	18.5	aqueous	P(L+V>L)	100.2	0.7	-		oil
P(L+V>L)	107.2	0.7	-14.8	18.5	aqueous	P(L+V>L)	100.2	0.4	-		oil
P(L+V>L)	80	0.3	-		oil	P(L+V>L)	105.5	0.3	-		oil
P(L+V>L)	80.3	0.3	-		oil	P(L+V>L)	100.5	0.7	-		oil
P(L+V>L)	105.8	0.7	-		oil	P(L+V>L)	97.8	0.7	-		oil
P(L+V>L)	115.5	0.8	-		oil	P(L+V>L)	100.2	0.6	-		oil
P(L+V>L)	77.4	0.3	-		oil	P(L+V>L)	105.2	0.8	-		oil

میکروترمومتری و میکروبارومتري سیالات درگیر تاقديس منگشت، برش تنگ‌کرد (TK^{۱۷})

مطابق بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه برش تنگ کرد، ۲۵ سیال درگیر شناسایی شد که از این مقدار ۱۸ مورد مربوط به بخش ماتریکس دولومیتی است که شامل ۹ نمونه سیال درگیر نفتی، ۹ نمونه سیال درگیر دو فازی آبگین دارای قابلیت همگن شدن بود. در رگه کلسیتی جایگزین شده مجموعاً ۷ سیال درگیر شناسایی گردید که ۴ نمونه آن از گونه نفتی و ۳ نمونه تک فازی مایع است. جهت استفاده از اطلاعات میکروترمومتری حاصل آنالیز مقاطع آماده شده از برش تنگ کرد در نرم‌افزار MAC Flincor لازم بود اطلاعات به صورت جدول ۳ دسته‌بندی و پردازش گردند، پس ورود اطلاعات به نرم‌افزار مذکور به دلیل اینکه سیستم مورد مطالعه به صورت یک سیستم ۲ فازی، که شامل $H_2O - NaCl$ بود از معادله Brown & Lamb استفاده شد. نکته قابل توجه در مورد داده‌های حاصل از برش تنگ‌کرد، عدم تعیین مقادیر دما، فشار و عمق به دام افتادن دو گونه از سیالات درگیر است: نوع اول، سیالات درگیر نفتی و نوع دوم سیالات درگیر آبگین تک‌فازی می‌باشند. در مورد سیالات درگیر نوع اول، به دلیل عدم توانایی در اندازه‌گیری مقدار شوری، عملاً تعیین مقادیر دما،

فشار و عمق به دام افتادن غیر ممکن می‌باشد. در مورد نوع دوم بایستی خاطر نشان گردد که به دلیل این که سیستم تک‌فازی است، امکان تعیین دمای همگن شدن میسر نگردید و به همین سبب همانند سیالات درگیر نوع اول تعیین مقادیر دما، فشار و عمق به دام افتادن غیرممکن می‌باشد. با استفاده از روش کندی، عمق ۶۰۰ متر مطابق جدول ۴ و شکل ۸ برای سیالات درگیر نمونه‌ها نوع آبگین موجود در برش تنگ کرد تاقديس منگشت به دست آمد. با توجه به اینکه نمونه از قسمت فوقانی این برش انتخاب شده است، دو نسل مختلف سنگ‌شناسی در آن مشاهده شد. نسل اول، ماتریکس دولومیتی است که در آن با استفاده از سیالات درگیر آبگین نوع اولیه عمق ۶۰۰ متر برای زمان تشکیلش پیش‌بینی گردید، به همراه این سیالات درگیر، سیالات درگیر نفتی اولیه نیز حضور دارند که مقدار GOI آن‌ها ۵۰ درصد تعیین گردید.

رگه کلسیتی ثانویه، به عنوان دومین نسل سنگ‌شناسی معرفی گردیده است و به دلیل این که در آن سیالات درگیر از نوع تک‌فازی و نفتی هستند، تعیین عمق تشکیل برای آن غیرممکن شد. این قسمت از نمونه حاوی مقدار GOI ۵۷ درصد در کنار ماتریکس دولومیتی مجموعاً یک سنگ مخزن خوب را تشکیل می‌دهند.

جدول ۳. اطلاعات میکروترمومتری برش تنگ‌کرد. P (L+V>L): اینکلوزن اولیه حاوی فاز مایع و بخار به صورت همگن (مایع) در دمای اتاق، P (L): سیال درگیر اولیه مایع، monophase سیال درگیر فازی و oil: اینکلوزن حاوی سیال نفتی.

Table 3 - Micro thermometry data for the Tang-e Kord section. P (L+V>L): primary inclusion containing liquid and vapor phases homogenized to liquid at room temperature; P (L): primary liquid fluid inclusion, monophase single-phase fluid inclusion; and oil: inclusion containing petroleum fluid.

TK(dolomite matrix primary aqueous & oil)						TK(dolomite matrix primary aqueous & oil)					
Type	Th (°C)	(+)	Tm (°C)	Salinity %NaCl	Composition	Type	Th (°C)	(+)	Tm (°C)	Salinity %NaCl	Composition
P(L+V>L)	106.1	0.7	-18.7	21.6	Aqueous	P(L+V>L)	99.2	0.5	-		Oil
P(L+V>L)	106.1	0.7	-18.6	21.5	Aqueous	P(L+V>L)	94.3	0.4	-		Oil
P(L+V>L)	100.1	0.6	-18.2	21.2	Aqueous	P(L+V>L)	96.9	0.5	-		Oil
P(L+V>L)	92.2	0.4	-18.2	21.2	Aqueous	P(L+V>L)	96.5	0.5	-		Oil
P(L+V>L)	107.4	0.7	-18.6	21.5	Aqueous	P(L+V>L)	96.5	0.5	-		Oil
P(L+V>L)	106.9	0.7	-18.6	21.5	Aqueous	TK(calcite vein primary aqueous & oil)					
P(L+V>L)	98.9	0.5	-18.2	21.2	Aqueous	P(L)	mono phase		0	0	Aqueous
P(L+V>L)	112.4	0.8	-18.5	21.5	Aqueous	P(L)	mono phase		-0.1	0.1	Aqueous
P(L+V>L)	106.4	0.7	-18.5	21.5	Aqueous	P(L)	mono phase		-5.7	8.8	Aqueous
P(L+V>L)	97.8	0.5	-		Oil	P(L+V>L)		0.3	-		Oil
P(L+V>L)	103.9	0.6	-		Oil	P(L+V>L)		0.3	-		Oil
P(L+V>L)	90.8	0.4	-		Oil	P(L+V>L)		0.3	-		Oil
P(L+V>L)	99.6	0.5	-		Oil	P(L+V>L)		0.3	-		Oil

جدول ۴. دسته‌بندی و پردازش داده‌های میکروترموتری حاصل آنالیز نمونه برگرفته شده از سازند سورمه در برش‌های مطالعاتی.

Table 4. Classification and processing of microthermometry data obtained from the analysis of samples taken from the Surmeh Formation in the studied sections.

Section	Sample No.	Mean Th (C°)	Min Th (C°)	Max Th (C°)	Range Th (C°)	Salinity %NaCl Mean	Pressure bar	Temperature °C	Depth m	GOI %
Fahliyan	2SM-FV (dolomite rims primary aqueous)	115.3	66.3	144.7	78.4	17.6	560	144	2040	12.96
Fahliyan	2SM-FV (dolomite rims primary oil)	71.8	59.4	88.6	29.2	-	-	-	-	
Khami	AB-3 (dolomite rims primary aqueous)	111.8	96	142.3	46.2	16	587	142	2140	29.4
Khami	AB-3 (dolomite rims primary oil)	96.3	77.4	115.5	38.1	-	-	-	-	
Mongasht	S1a-TK (dolomite matrix primary aqueous)	104.1	92.2	112.4	20.2	21.4	165	112	600	50
Tang-L-kurd	S1b-TK (dolomite matrix primary oil)	97.3	90.3	103.9	13.1	-	-	-	-	
Tang-L-kurd	S1c-TK (calcite vein primary aqueous)	Monophase	-	-	-	3	-	-	-	57
Tang-L-kurd	S1d-TK (calcite vein primary oil)	26.5	20.5	31.1	10.6	-	-	-	-	

بررسی چگالی نفت سیالات درگیر

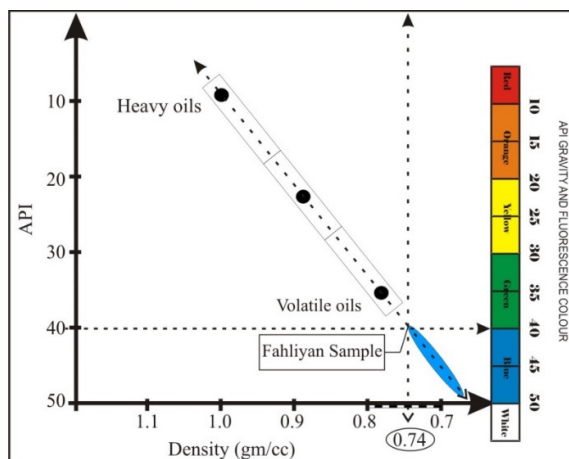
بلوغ ماده آلی به طور سنتی با پارامترهای ژئوشیمیایی مانند دما و نسبت‌های نشانگر زیستی در پیرولیز راک ایول مشخص می‌شود (راتنیاک، ۲۰۱۸) و (پینگ، ۲۰۱۹)، در این مطالعه به بررسی وضعیت بلوغ نفتی با استفاده از مطالعه بازتاب پرتو فرابنفش از نفت موجود در سیالات درگیر نفتی استفاده شد.

بررسی چگالی نفت سیالات درگیر نفتی نمونه برش فلهلیان: در نمونه مورد مطالعه، هفت سیال درگیر نفتی شناسایی گردید، این سیالات درگیر تماماً در زیر پرتو فرابنفش از خود طیف فلورسانسی آبی ساطع کردند، صد درصد فراوانی رنگی بازتابشی سیالات درگیر نفتی مربوط به رنگ آبی است که در محدوده ۴۰-۵۰ درجه API قرار دارد. این درجه API متعلق به یک نفت با چگالی کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب است که یک نفت فوق‌العاده سبک محسوب می‌گردد (شکل ۹). طبق بررسی‌های انجام شده به احتمال خیلی زیاد علت سبکی نفت این منطقه همانند برش منطقه تاقدیس خامی کراکینگ و پختگی می‌باشد.

بررسی چگالی نفت سیالات درگیر نفتی نمونه برش خامی: در نمونه مورد مطالعه، ۲۰ سیالات درگیر نفتی شناسایی گردید، این سیالات درگیر در زیر پرتو فرابنفش از خود طیف فلورسانسی به صورت زیر ساطع کردند (شکل ۱۰).

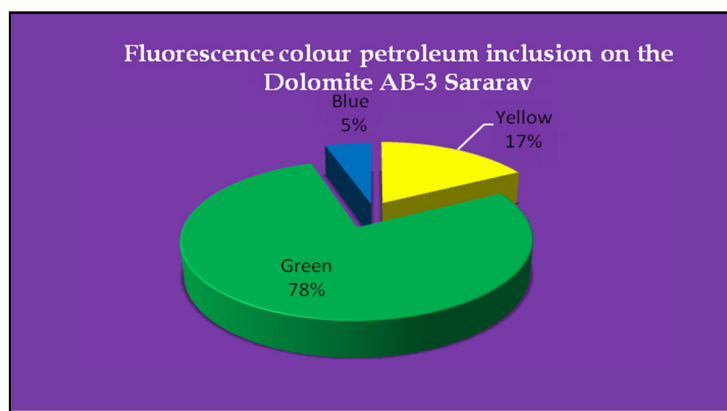
همچنان که در شکل ۱۰ مشاهده می‌گردد، بیشترین فراوانی رنگی بازتابشی مربوط به رنگ سبز با مقدار ۷۸٪ است که در محدوده ۳۰-۴۰ درجه API قرار دارد و مقدار ۵٪ متعلق به رنگ آبی می‌باشد که نشان‌دهنده محدوده درجه API ۴۰-۵۰ می‌باشد و تنها ۱۷٪ از این فراوانی‌ها متعلق به رنگ زرد است که نشان‌دهنده درجه API در محدوده ۲۰-۳۰ است.

بنابراین با توجه به شکل ۱۱ بیشترین فراوانی که مربوط به رنگ سبز است با فراوانی ۷۸٪ دارای چگالی ۰/۸۲ تا ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب می‌باشد که به طور کلی نشان دهنده نفت با چگالی سبک است. همچنین در رده دوم فراوانی رنگی بازتابی فلورسانس، می‌توان به رنگ زرد با فراوانی ۱۷٪ اشاره نمود که با چگالی ۰/۹ تا ۰/۸۲ گرم بر سانتی‌متر مکعب، یک نفت با چگالی متوسط محسوب می‌شود. در نهایت کمترین فراوانی رنگی بازتابی فلورسانس مربوط به رنگ آبی با مقدار فراوانی ۵٪ است که با چگالی کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب، یک نفت فوق‌العاده سبک محسوب می‌گردد. با توجه به مطالب فوق می‌توان چنین بیان نمود که نفت این از نوع سبک محسوب می‌گردد. طبق بررسی‌ها انجام شده به احتمال خیلی زیاد علت سبکی نفت این منطقه کراکینگ و پختگی می‌باشد.



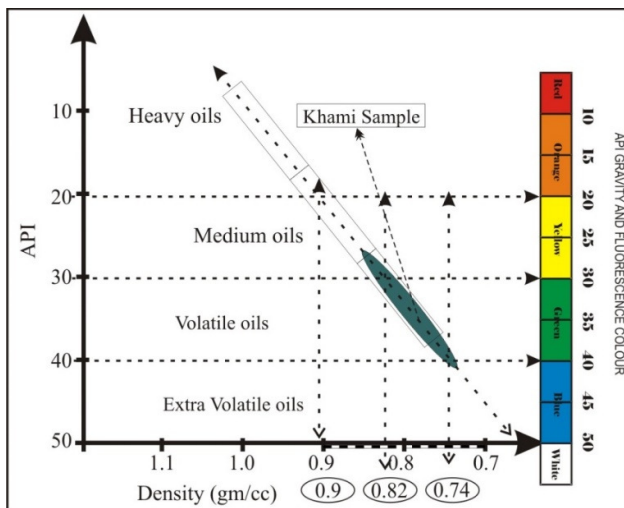
شکل ۹. نمودار حاصل از تلفیق داده‌های رنگ فلورسانس و درجه API نفت (معانی‌جو و همکاران، ۱۳۹۲)، جهت تعیین چگالی نفت در سیالات‌درگیر نفتی سازند سورمه در برش فهلیمان.

Fig. 9. Diagram integrating fluorescence color data and oil API gravity (Maanijou et al., 2013) to determine oil density in petroleum fluid inclusions of the Surmeh Formation in the Fahliyan section.



شکل ۱۰. نمودار حاصل از فراوانی رنگی بازتابی پرتو فلورسانس در سیالات‌درگیر نفتی در برش خامی.

Fig. 10. Frequency diagram of fluorescence reflection colors in petroleum fluid inclusions in the Khami



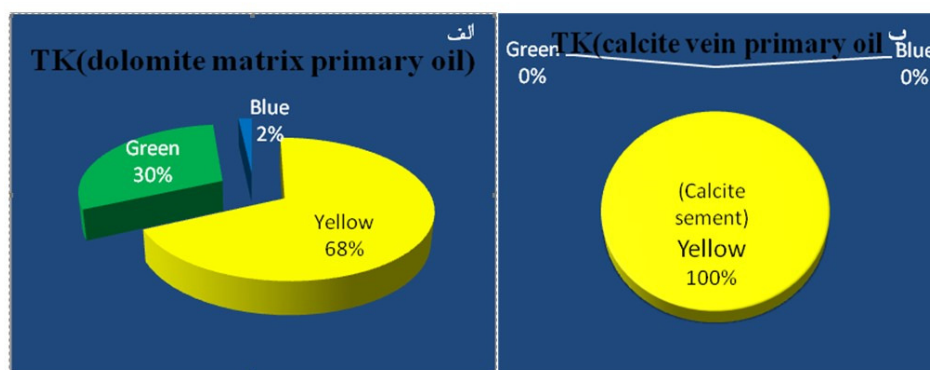
شکل ۱۱. نمودار حاصل از تلفیق داده‌های رنگ فلورسانس و درجه API نفت (معانی‌جو و همکاران، ۱۳۹۲)، جهت تعیین چگالی نفت در سیالات‌درگیر نفتی سازند سورمه در برش خامی.

Fig. 11. Diagram integrating fluorescence color data and oil API gravity (Maanijou et al., 2013) to determine oil density in petroleum fluid inclusions of the Surmeh Formation in the Khami section.

مربوط به رنگ زرد است؛ این سیالات درگیر تماماً در زیر پرتو فرابنفش از خود طیف فلورسانسی زرد ساطع کردند که نشان‌دهنده درجه API در محدوده ۲۰-۳۰ است. این درجه API بیانگر چگالی ۰/۹ تا ۰/۸۲ گرم بر سانتی‌متر مکعب است که حاکی از یک نفت با چگالی متوسط است. با این حساب نفت این سیالات درگیر را می‌توان در زمره نفت‌های متوسط به حساب آورد. همانطور که در شکل ۱۳ مشاهده می‌شود، از مقایسه اطلاعات رنگ بازتابی پرتو فلورسانس در سیالات درگیر نفتی نمونه مورد مطالعه می‌توان چنین نتیجه گرفت که، ترکیب نفتی موجود در قسمت کلسیت جایگزین شده و دولومیت مشابه هم نمی‌باشد و در نمونه دولومیتی ترکیب نفتی سیال درگیر نفتی مقداری سبک‌تر است. برای این تغییر می‌توان دو دلیل در نظر گرفت:

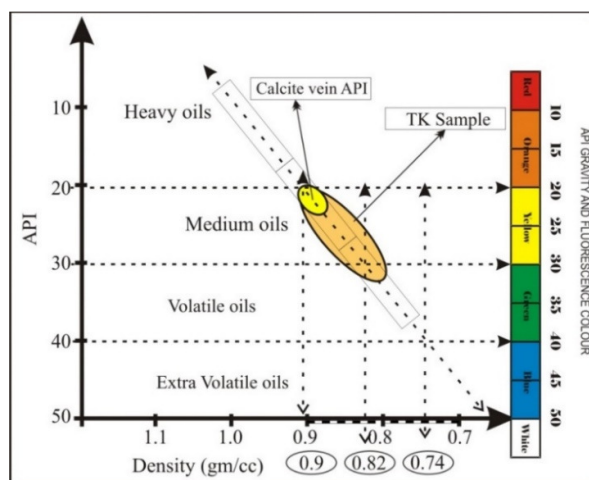
- سیال درگیر نفتی به دام افتاده در بخش دولومیتی قدیمی‌تر از سیال درگیر نفتی به دام افتاده در بخش کلسیتی نمونه است. زیرا که رگه کلسیتی جوان‌تر بوده در درزه‌های دولومیت رشد نموده است.
- در سیال درگیر نفتی به دام افتاده در دولومیت یک افزایش در مقدار درجه API مشاهده می‌گردد که می‌توان یکی از علل آن را میزان پختگی در نظر گرفت که باعث کاهش در مقدار چگالی نفت موجود در سیالات درگیر شده است.

بررسی چگالی نفت سیالات درگیر نفتی نمونه‌های برش تنگ کرد: در نمونه مورد مطالعه، ۱۳ سیال درگیر نفتی شناسایی گردید، این سیالات درگیر در زیر پرتو فرابنفش از خود طیف فلورسانسی به صورت زیر ساطع کردند. همچنان که در شکل ۱۲- الف مشاهده می‌گردد، بیشترین فراوانی رنگی بازتابشی مربوط به رنگ زرد با مقدار ۶۸٪ است. که در محدوده ۲۰-۳۰ درجه API قرار دارد و ۳۰٪ از این فراوانی‌ها متعلق به رنگ سبز است، که در محدوده ۳۰-۴۰ درجه API قرار دارد. تنها ۲٪ از مقادیر بازتاب رنگ فلورسانس این نمونه متعلق به رنگ آبی است، که در محدوده ۴۰-۵۰ درجه API قرار دارد. بنابراین با توجه به شکل ۱۲ بیشترین فراوانی مربوط به رنگ زرد است که دارای چگالی ۰/۹ تا ۰/۸۲ گرم بر سانتی‌متر مکعب می‌باشد و به طور کلی نشان‌دهنده نفت با چگالی متوسط است. همچنین در رده دوم فراوانی رنگی بازتابی فلورسانس، می‌توان به رنگ سبز اشاره نمود که با چگالی ۰/۸۲ تا ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب، یک نفت با چگالی سبک محسوب می‌شود. نهایتاً در آخرین رده فراوانی رنگی بازتابی فلورسانس، می‌توان رنگ آبی اشاره کرد، با چگالی کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب، یک نفت فوق‌العاده سبک در نظر گرفته می‌شود. به این ترتیب نفت این سیالات درگیر را می‌توان در زمره نفت‌های متوسط به حساب آورد. همچنان که در شکل ۱۲ مشاهده می‌گردد، صد درصد فراوانی رنگی بازتابشی سیالات درگیر نفتی در رگه کلسیتی



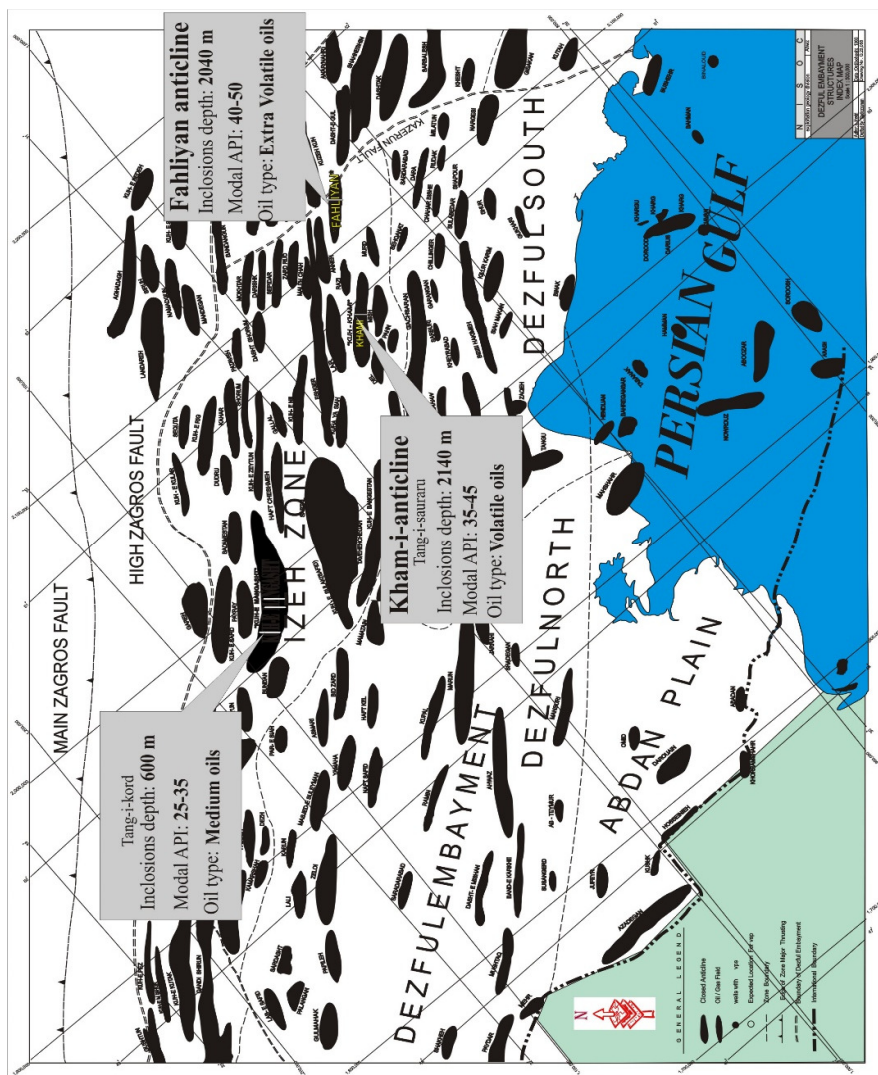
شکل ۱۲. نمودار حاصل از فراوانی رنگی بازتابی پرتو فلورسانس در سیالات درگیر نفتی در نمونه‌های برش تنگ کرد در تاق‌دیس منگشت: الف - فراوانی رنگ بازتابشی در قسمت دولومیتی نمونه. ب - فراوانی رنگ بازتابشی در قسمت رگه کلسیت جانشین شده است.

Fig. 12. Frequency diagram of fluorescence reflection colors in petroleum fluid inclusions in samples from the Tang-e Kord section of the Mongasht anticline: a - Frequency of reflection colors in the dolomitic part of the sample. b - Frequency of reflection colors in the replaced calcite vein part.



شکل ۱۳. نمودار حاصل از تلفیق داده‌های رنگ فلورسانس و درجه API نفت (معانی‌جو و همکاران، ۱۳۹۲)، جهت تعیین چگالی نفت در سیالات‌درگیر نفتی سازنده سورمه در برش تنگ‌کرد تاقدیس منگشت.

Fig. 13. Diagram integrating fluorescence color data and oil API gravity (Maanijou et al., 2013) to determine oil density in petroleum fluid inclusions of the Surmeh Formation in the Tang-e Kord section of the Mongasht anticline.



شکل ۱۴. مقایسه خصوصیات سیالات‌درگیر موجود در نواحی مطالعاتی بر روی نقشه ۱:۵۰۰۰۰۰

Fig. 14. Comparison of fluid inclusion characteristics in the study areas on a 1:500,000 scale map

نتیجه گیری

- در تاق‌دیس فلهیان ۵۴ سیالات درگیر شناسایی شد که شامل ۷ سیال درگیر نفتی با منشأ مشکوک به ثانویه و ۴۷ سیال درگیر آبگین می‌باشد، سیالات درگیر نوع آبگین شامل ۴۲ عدد اولیه و ۵ عدد ثانویه هستند. در مطالعات میکروترمومتری و میکروبارومتری، مقدار دمای به دام افتادن سیالات درگیر آبگین ۱۴۴ درجه سانتی‌گراد و مقدار فشار حین به دام افتادن ۵۶۰ بار تعیین گردید. با استفاده از دو مولفه دما و فشار عمق به دام افتادن سیالات درگیر در این ناحیه ۲۰۴۰ متر محاسبه شد. مقدار درصد سیالات درگیر نفتی موجود در نمونه ۱۲/۹۶٪ تعیین شد که در مقایسه با داده‌های جهانی نشان‌دهنده یک سنگ مخزن تحت‌اشباع می‌باشد. مطالعات پرتو بازتابی فلورسانس سیالات درگیر نمونه، نشان‌دهنده طیف رنگی آبی با فراوانی ۱۰۰ درصد برای سیالات درگیر نفتی نمونه است که با استفاده از رابطه رنگ و درجه API در زمره نفت‌های فوق‌العاده سبک با چگالی متوسط کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب جای گرفت. یکی از علل سبکی فوق‌العاده نفت سیالات درگیر این ناحیه، همانند نمونه برش خامی قرار گرفتن تله افتادن سیالات در اعماق زیاد حین تشکیل است که باعث کراکینگ و پختگی بالا برای آن شده است.

- در تاق‌دیس خامی ۶۸ سیالات درگیر شناسایی شد که شامل ۲۰ سیال درگیر نفتی با منشأ مشکوک به ثانویه و ۴۸ سیال درگیر آبگین می‌باشد. در مطالعات میکروترمومتری و میکروبارومتری، مقدار دمای به دام افتادن سیالات درگیر آبگین ۱۴۲ درجه سانتی‌گراد و مقدار فشار حین به دام افتادن ۵۸۷ بار تعیین گردید. با استفاده از دو پارامتر دما و فشار عمق به دام افتادن سیالات درگیر در این ناحیه ۲۱۴۰ متر برآورد شد. مقدار GOI (درصد سیالات درگیر نفتی موجود در نمونه) ۲۹/۴٪ تعیین شد که در مقایسه با داده‌های جهانی نشان‌دهنده یک سنگ مخزن تحت‌اشباع می‌باشد. مطالعات پرتو بازتابی فلورسانس سیالات درگیر نمونه، نشان‌دهنده طیف‌های رنگی زرد، سبز و آبی به ترتیب با فراوانی‌های ۱۷، ۵ و ۷۸ درصد برای سیالات درگیر نفتی این نمونه است که با استفاده از رابطه رنگ و درجه API در زمره نفت‌های سبک با چگالی متوسط ۰/۷۴ تا ۰/۸۲ گرم بر سانتی‌متر مکعب جای دارد. یکی از علل سبکی نفت

سیالات درگیر این ناحیه، تله افتادن این سیالات درگیر در اعماق زیاد حین تشکیل بوده که سبب کراکینگ و پختگی بالا برای آن شده است.

- در برش تاق‌دیس منگشت (تنگ کرد) یک مقطع مطالعه شده که در آن ۲۵ سیالات درگیر شناسایی شد که شامل ۱۳ سیال درگیر نفتی با منشأ مشکوک به ثانویه و ۱۲ سیال درگیر آبگین می‌باشد، سیالات درگیر نوع آبگین شامل ۹ عدد اولیه دو فازی و ۳ عدد اولیه تک‌فازی بودند. در مطالعات میکروترمومتری و میکروبارومتری، مقدار دمای به دام افتادن سیالات درگیر آبگین ۱۱۲ درجه سانتی‌گراد و مقدار فشار حین به دام افتادن ۱۶۵ بار تعیین گردید. با استفاده از دو پارامتر دما و فشار عمق به دام افتادن سیالات درگیر در این ناحیه ۶۰۰ متر محاسبه شد. مقدار GOI ۵۰٪ تعیین شد که در مقایسه با داده‌های جهانی نشان‌دهنده یک سنگ مخزن تحت‌اشباع خوب می‌باشد. مطالعات پرتو بازتابی فلورسانس سیالات درگیر نمونه، نشان‌دهنده نفت‌های با چگالی متوسط ۰/۸۲ تا ۰/۹ گرم بر سانتی‌متر مکعب می‌باشد. یکی از علل سنگینی نفت سیالات درگیر این ناحیه، نسبت به سایر نمونه‌ها، تله افتادن این سیالات در اعماق کم است که باعث کراکینگ و پختگی کمتر برای آن شده است.

- به طور خلاصه با توجه به ویژگی‌های نفتی سیالات درگیر نفتی موجود در نواحی مختلف مورد مطالعه می‌توان چنین بیان داشت که:

با توجه به رابطه مقدار عمق و درجه سبکی نفت در نمونه تاق‌دیس فلهیان (با عمق ۲۰۴۰ متر و نوع نفت فوق‌العاده سبک) از نمونه موجود در تاق‌دیس خامی (با عمق ۲۱۴۰ متر و نوع نفت سبک تا فوق‌العاده سبک) و نمونه‌ی موجود در تاق‌دیس منگشت سنگ مخزن تنگ کرد با عمق ۶۰۰ متر و نوع نفت متوسط، می‌توان نتیجه گرفت که از سمت تاق‌دیس فلهیان به سمت تاق‌دیس منگشت مقادیر چگالی نفت کاهش نشان می‌دهد. این موضوع به احتمال زیاد بیانگر کاهش مقدار درجه پختگی نفت از سمت تاق‌دیس فلهیان به سمت تاق‌دیس منگشت است.

References

- Afshar Harb, A. (2001) Petroleum geology of Iran (Educational notes). Faculty of Engineering, University of Tehran, (in Persian).
- Aghanabati, S. A. (2004) Geology of Iran. Geological Survey and Mineral Exploration of Iran Publications, (in Persian).
- Akbarzadeh, S., Davoodi, S., Hosseinzadeh, S. & Tavakoli, V. (2025) Integrated sedimentological and petrophysical analyses for improved reservoir characterization in the sequence stratigraphy framework, Fahliyan Formation, southwest Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 29: 105699.
- Alavi, M. (2007) Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science*, 307: 1064–1095.
- Ashkan, S. A. M. (2004) Principles of geochemical studies of hydrocarbon source rocks and oils (Doctoral dissertation). University of Nancy, France. (in Persian).
- Barnes, H. L. (1976) *Geochemistry of hydrothermal ore deposits* (3rd ed). John Wiley and Sons.
- Bordenave, M. L. (2002) Gas prospective areas in the Zagros domain of Iran and in the Gulf Iranian waters. American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting, Houston, Texas.
- BP Exploration (2002) S. W. Iran High Zagros exploration study. BP Joint Exploration Management of National Iranian Oil Company.
- Brown, P. E., & Hagemann, S. G. (1994) Mac Flicor: a computer program for fluid inclusion data reduction and manipulation. In B de Vivo & M. L. Frezzotti (eds), *Fluid inclusions in minerals: Methods and applications*, Short Course IMA, 231–250.
- Brown, P. E., & Lamb, W. M. (1989) P–V–T properties of fluids in the system H₂O–CO₂–NaCl: new graphical presentations and implications for fluid inclusion studies. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 53: 1209–1221.
- Burruss, R. C. (1999) Evidence for petroleum occurrence and timing of migration: petroleum fluid inclusion, dead oil, stains, and seeps. *Science for a Changing World*, A: 34–98.
- Burruss, R. C., Cerone, K. R., & Harris, P. M. (1983) Fluid inclusion petrography and tectonic burial history Al Ali No. 2 well: Evidence for the timing of diagenesis and oil migration, northern Oman Foredeep. *Journal of Geology*, 11: 567–570.
- Chi, G., Diamond, L. W., Lu, H., Lai, J., & Chu, H. (2021) Common problems and pitfalls in fluid inclusion study: A review and discussion. *Minerals*, 11, 7.
- Chunquan, L., Honghan, C., & Huimin, L. (2022) Fluid inclusion constrained multiple petroleum chargings in the lithologic reservoirs of the late Eocene Shahejie Formation in the Minfeng Sag, Bohai Bay Basin, East China. *Energies*, 15: 3682.
- Darvishzadeh, A. (2001) *Geology of Iran*. Amirkabir University Publications. (in Persian).
- Derafshi, M., Sadeqi, H., & Moshkdar, M. (2025) An in-depth analysis of low-resistivity pay in sandstone and carbonate reservoirs: insights from the Kazhdumi and Fahliyan formations in the Abadan Plain, Iran. *Carbonates and Evaporites*, 40: 114.
- Eadington, P. J., Lisk, M., & Krieger, F. W. (1996) Identifying oil well sites (United States Patent No. 5543616).
- Edison Gas Exploration (2003) Fluid inclusion analyses in Munir Block (Iran). Edison Gas Joint Exploration Management of National Iranian Oil Company.
- Esfarili-Dizaji, B., & Rahimpour-Bonab, H. (2019) Carbonate reservoir rocks at giant oil and gas fields in SW Iran and the adjacent offshore: a review of stratigraphic occurrence and poro-perm characteristics. *Journal of Petroleum Geology*, 42: 343–370. <https://doi.org/10.1111/jpg.12741>.
- Evers, H. J. (1977) Geological compilation map Behbahan scale 1:250,000 (No. 20511). National Iranian Oil Company.
- Goldstein, R. H. (2003) Petrographic analysis of fluid inclusion. *Mineralogical Association of Canada Short Course*, 32: 9–23.
- Goldstein, R. H., & Reynolds, T. J. (1994) Systematics of fluid inclusions in diagenetic minerals. *SEPM Short Course*, 31.
- Hosseini, S. A., Conrad, M. A., & Kindler, P. (2021) Sequence stratigraphy, depositional setting and evolution of the Fahliyan carbonate platform (Zagros fold-thrust belt, SW Iran) in the Early Cretaceous. *Marine and Petroleum Geology*, 128: 105062.
- Hou, J., Ren, L., & Dong, C. (2005) Application of organic inclusions technology to the study of oil-gas migration and accumulation. *Petroleum Geology and Experiment*, 27: 409–413.
- James, G. A., & Wynd, J. G. (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement area. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 49(12): 2182–2245.
- Kennedy, G. C. (1950) Pneumatolysis and the liquid inclusion method of geologic thermometry. *Economic Geology*, 45: 553–547.
- Kent, P. E., Slinger, F. C. L., & Thomas, A. X. (1951) Stratigraphical exploration surveys in Southwest Persia. *Proceedings of the 3rd World Petroleum Congress*, 1: 141–161.
- Keyvani, F., Al-Aasm, I. S., Mansurbeg, H., Morad, S. (2023) Pre-, syn- and post-tectonic diagenetic evolution of a carbonate reservoir: A case study of the Lower Cretaceous Fahliyan Formation in the Dezful Embayment, Zagros foldbelt, SW

- Iran. Journal of Petroleum Geology, 46(4): 441–462. <https://doi.org/10.1111/jpg.12846>.
- Khedri, B. (2004) Dezful embayment structures index map scale 1:500,000 (No. G. 23, 058). National Iranian Oil Company.
- Kheradpir, A. (1975) Stratigraphy of Khami Group in southwest Iran (Report No. 1235). OSC I.
- Kularathna, E. K. C. W., Pitawala, H. M. T. G. A., Senaratne, A., Ratnayake, A. S. (2020) Play distribution and the hydrocarbon potential of the Mannar Basin, Sri Lanka. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10: 2225–2243.
- Li, X., Hou, D., Hu, G., Li, J. (2005) The characteristics of fluids and the formation of natural gases in the central gas field in the Ordos Basin. Geological Publishing House. (in Chinese)
- Li, X., Hu, G., Li, J., Xiong, B., Mi, J., Tang, Y. (2004) The characteristics of fluid inclusion and its pool-forming significance of natural gas from Ordovician carbonate reservoirs in central Ordos Basin. Natural Gas Geoscience, 15: 120–124.
- Lisk, M., O'Brien, G. W., Eadington, P. J. (2002) Quantitative evaluation of the oil-leg potential in the Oliver gas field, Timor Sea, Australia. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 86: 1531–1542.
- Maanijou, M., Mirzayi Azandaryani, A., Rashidi, M., Mohseni, H. (2013) Study and investigation of petroleum inclusions in the Surmeh Formation in Fahliyan Anticline, southern Dezful Embayment. Applied Sedimentology Journal, 1: 14–26. (in Persian).
- Maleki Khimeh Sari, S., Khosrow Tehrani, K., Asilian Mahabadi, H., Lasemi, Y. (2008) Sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation (surface sections of Bidkhoon and Khartang, and subsurface sections of Nard-2 and West Aghar). Applied Geology Quarterly, 4(4): 287–298. (in Persian).
- Manshad, A. K., Pashaki, R. S., Ali, J. A. (2021) Geochemical study of the Early Cretaceous Fahliyan oil reservoir in the northwest Persian Gulf. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11: 2435–2447.
- Miliareis, G., Polixeni, I. (2004) Clustering of Zagros Ranges from the Globe DEM representation. International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation, 5: 17–28.
- Motiei, H. (1993) Geology of Iran (Stratigraphy of Zagros). Geological Survey and Mineral Exploration of Iran Publications, (in Persian).
- Motiei, H. (1995) Geology of Zagros (Vol 1). Geological Survey and Mineral Exploration of Iran Publications, (in Persian).
- Nazemi, M., Valinasab, H., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Golchin, B., Hassanzadeh, H. (2025) Reservoir characterization of the Fahliyan Formation in Dorood Oilfield, Persian Gulf. Journal of Asian Earth Sciences, 277: 106393.
- Neilson, J. E., Oxtoby, N. H. (2008) The relationship between petroleum, exotic cements and reservoir quality in carbonates – A review. Marine and Petroleum Geology, 25: 778–790.
- Oxtoby, N. H., Mitchell, A. W., Gluyas, J. G. (1995) The filling and emptying of the Ula Oilfield: fluid inclusion constraints. In W D England & J Cubbitt (eds), Geochemistry of petroleum reservoirs, Geological Society Special Publication 86: 141–157.
- Ping, H., Chen, H., George, S. C., Li, C., Hu, S. (2019) Relationship between the fluorescence color of oil inclusions and thermal maturity in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China: Part 2. Fluorescence evolution of oil in the context of petroleum generation, expulsion and cracking under geological conditions. Marine and Petroleum Geology, 103: 306–319.
- Primio, R., Neumann, V. (2007) HPHT reservoir evolution: a case study from Jade and Judy fields, Central Graben, UK North Sea. International Journal of Earth Sciences, 97(5): 1101–1114.
- Rankin, A. H. (2002) An animated introduction to fluid inclusions. School of Earth Sciences and Geography, Kingston University.
- Ratnayake, A. S., Kularathne, C. W., Sampei, Y. (2018) Assessment of hydrocarbon generation potential and thermal maturity of the offshore Mannar Basin, Sri Lanka. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 8: 641–654.
- Roedder, E. (1984) Fluid inclusions. Reviews in Mineralogy, 12: 1–646.
- Rostamtabar, M., Khanehbad, M., Gharaie, M. H. M. (2022) Facies analysis and sequence stratigraphy of the Lower Cretaceous strata (Fahliyan Formation) in Izeh Zone, Zagros Basin, SW Iran. Carbonates and Evaporites, 37: 63.
- Saffari, M., Kianoush, P. (2025) Integrated petrophysical evaluation of Sarvak, Gadvan, and Fahliyan formations in the Zagros Area: insights into reservoir characterization and hydrocarbon potential. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 15: 54.
- Shahkaram, M. (2005) Microfacies analysis and sedimentary environment of the Fahliyan Formation in Khami Anticline and Grangan 2 well, Southwest Iran (Master's thesis). Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran, (in Persian).

- Shepherd, T. J., Rankin, A. H., Alderton, D. H. (1985) A practical guide to fluid inclusion studies. Blackie and Sons.
- Soori, L. (2006) Sedimentary environment and diagenesis of the Fahliyan Formation in Kuh-e Mongasht and Haftkel well No. 61 (Master's thesis). University of Tehran, Iran, (in Persian).
- Sorby, H. C. (1858) On the microscopic structure of crystals, indicating the origin of minerals and rocks. Quarterly Journal of the Geological Society of London, 14(1): 453–500.
- Tavoosi Iraj, P., Rajabi, M., Ranjbar-Karami, R. (2023) Integrated petrophysical and heterogeneity assessment of the karstified Fahliyan Formation in the Abadan Plain, Iran. Natural Resources Research, 32(3): 1067–1092.
- Valinasab, H., Soltani, B., Hassanzadeh, H., Kadkhodaie, A., Nazemi, M., Abdolahi, E. (2023) Seismic sequence stratigraphy and depositional conceptual modelling of the Berriasian-early Valanginian lower Fahliyan Formation in the northwestern Persian Gulf, SW Iran. Marine and Petroleum Geology, 106251. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106167>.
- Wang, F., Zijun, J., Lu, X., Xiao, X., Peng, P., Sun, Y. (2002) Timing of petroleum accumulation: Theory and new methods. Advance in Earth Sciences, 17: 754–762. (in Chinese with English abstract).
- Wells, A. J. (1967) Lithofacies and geological history of Lower Tertiary sediments in southwest Iran (IOOC Report, 1108 p).
- Zeinalzadeh, A., Moeinpour, M., Shayesteh, M., Heydarifard, M. H. (2010) 2D modeling of the hydrocarbon system in the Gachsaran and Bibi Hakimeh fields. Stratigraphy and Sedimentology Researches, 26(41): 111–124. (in Persian).