

مطالعه و بررسی سیالات درگیر نفتی سازند سورمه در تاقدیس فهلیان در فروافتادگی دزفول جنوبی

محمد معانی جو^۱، احمد میرزایی ازندریانی^۲، مهراب رشیدی^۳ و حسن محسنی^۴

۱- استادیار گروه زمین‌شناسی، دانشگاه بوعلی‌سینا، همدان

۲- کارشناس ارشد زمین‌شناسی اقتصادی، دانشگاه بوعلی‌سینا، همدان

۳- رئیس مطالعات و تحقیقات ژئوشیمی مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

۴- دانشیار گروه زمین‌شناسی، دانشگاه بوعلی‌سینا، همدان

*a.mirzayi65@gmail.com

دریافت: ۹۱/۵/۲۴ پذیرش: ۹۱/۱۰/۳

چکیده

در این مطالعه سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین در منطقه فروافتادگی دزفول جنوبی (حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران) در برش تاقدیس فهلیان مورد بررسی قرار گرفت. یک روش جدید مطالعاتی بر اساس سیالات درگیر نفتی در این سازند در این بحث ارائه گردید. این پژوهش به تفسیر اطلاعات به دست آمده از سیالات درگیر نفتی موجود در برش‌های نازک دوبر صیقل تهیه شده از نمونه‌های برداشت شده پرداخته است. این اطلاعات شامل دما، شوری و چگالی نفت (API) می‌باشد، با استفاده از این اطلاعات، ویژگی‌های این برش مورد ارزیابی قرار گرفت که در آن عمق تدفین سنگ میزبان هیدروکربن‌های موجود در سیالات درگیر با استفاده از دمای همگن شدن (Th) و شوری، ۲۰۴۰ متر پیش‌بینی و تعیین گردید. همچنین با استفاده از نور فلورسانس بازتابی، مقدار API ۴۰ تا ۵۰ درجه و مقدار چگالی به دست آمده کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مکعب برآورد شد، که این حاکی از نفت فوق العاده سبک این منطقه است.

واژه‌های کلیدی: سیالات درگیر نفتی، فروافتادگی دزفول، سازند سورمه، ژوراسیک پسین، تاقدیس فهلیان

مقدمه

درگیر جهت استفاده و ارائه الگو در اهداف اکتشافی به دست آورد. لذا در این پژوهش سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین در منطقه فروافتادگی دزفول جنوبی (حوضه رسوبی زاگرس در جنوب غرب ایران) در برش کوه فهلیان مورد بررسی قرار گرفت. این پژوهش به ارائه یک روش جدید مطالعاتی برای این سازند بر اساس سیالات درگیر نفتی پرداخته است. این پژوهش به تفسیر اطلاعات به دست آمده از سیالات درگیر نفتی موجود در مقاطع نازک دو بر صیقل^۱ پرداخته است. با استفاده از این اطلاعات خصوصیات این برش مورد ارزیابی قرار گرفت و سپس عمق تدفین سنگ منشا هیدروکربن‌های موجود در سیالات درگیر با استفاده از دمای همگن شدن (Th)^۲ و شوری پیش‌بینی و تعیین گردید. همچنین با مطالعه نور فلورسانس بازتابی از درون‌گیرهای نفتی^۳ مقدار درجه

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. اندازه آن‌ها معمولاً از یک تا پنجاه میکرون متغیر بوده و در یک سیستم بسته کانی‌های انعطاف‌پذیر نگهداری می‌شوند، در نتیجه، نفت‌های ادخالی از تغییرات بعدی مانند تخریب زیستی، آبشویی یا فرآیندهای دیگر که باعث تغییر در ترکیب ژئوشیمیایی آن‌ها می‌شود محافظت می‌شود [۶].

در ناحیه دزفول جنوبی در سازند سورمه و گروه خامی در 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. در ناحیه کوه فهلیان در دزفول جنوبی سازند سورمه در روی زمین برونزد داشته و اطلاعات خوبی را می‌توان با استفاده از بررسی سیالات

¹ Doubly polished wafers

² Homogenization temperature (°C)

³ Petroleum inclusion abundance and fluorescence colour data

در یال جنوبی تاقدیس فهلیان در نزدیکی روستای فهلیان واقع در ۹۰ کیلومتری جنوب‌شرق گچساران و ۱۰ کیلومتری شهرستان نورآباد استان فارس در فروافتادگی دزفول جنوبی با مختصات $30^{\circ}24'30''$ عرض شرقی و $48^{\circ}12'30''$ طول شمالی قرار دارد (شکل ۱).

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی ناحیه

ناحیه فروافتادگی دزفول با وجود مساحت نسبتاً کم (حدود ۴۰۰۰۰ کیلومترمربع) نسبت سایر حوضه‌های رسوبی ایران، تقریباً عمده نفت تولیدی ایران را در بر می‌گیرد. در ناحیه فروافتادگی دزفول حدود ۴۵ میدان عظیم نفتی وجود دارد که غالب این مخازن با پوشش گازی همراه است. بر اساس شواهد موجود، سازند گرو و سرگلو می‌تواند در فروافتادگی دزفول می‌تواند به عنوان یک سنگ مادر موثر در نظر گرفته شود زیرا که به مرحله پختگی کامل یا نفت‌زائی رسیده است [۵]. نکته بسیار مهم این است که بسیاری از ژئوشیمیست‌ها عقیده دارند که حتی نفت‌های منطقه لرستان نیز از مجموعه سنگ‌های منشا گرو و سرگلو حاصل شده‌اند [۱]. رسوبات کم عمق ژوراسیک بالایی در شبه جزیره عربستان مخازن بسیار غنی نفتی جهان را تشکیل داده‌اند. این رسوبات که متعلق به سازند عرب می‌باشند، در پایان چرخه رسوبی به سازند هیث ختم می‌شوند که به عنوان سنگ پوش محسوب می‌گردد و با به وجود آمدن بلندی‌های قدیمی در کرتاسه، ساختمان‌های نفتی آن ناحیه تکمیل گردیده است [۴].

در گستره‌های وسیعی از فارس، سنگ‌های ژوراسیک میانی-بالایی از نوع سنگ‌های کربناتی بسیار همگن است که به طور ناحیه‌ای (فارس ساحلی) در بالاترین بخش، دارای نهشته‌های انیدریتی (سازند هیث) است. در محل برش الگو (کوه سورمه، ۱۲۰ کیلومتری جنوب باختری شیراز)، سازند سورمه با ضخامت ۷۶۲ متر، سنگ آهک دولومیتی و دولومیت است که یک بخش از سنگ آهک رسی نازک لایه و با مقاومت ضعیف، در قسمت میانی دارد. در اثر سنگ آهک‌های رسی مذکور، سازند سورمه سیمای سه قسمتی دارد. قسمت آغازین سازند سورمه با لایه‌های دارای دو کفه‌ای لیتوتیپس مشخص می‌شود. همبری بالایی سازند سورمه یکسان نیست. گاهی این مرز به سازند انیدریتی هیث (ژوراسیک بالایی) است و

API^۱ تعیین گردید که حاکی وجود نفت بسیار سبک در این منطقه است.

روش پژوهش

برای انجام این پژوهش ابتدا از سازند سورمه در امتداد برش مشخص توسط شرکت ادیسون گاز ایتالیا با همکاری مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران نمونه‌برداری انجام شد و از آن‌ها برش‌های میکروسکوپی دوبر صیقل تهیه شد. سپس با استفاده از سیستم LinkamTHM600/TS90 توسط همین شرکت مطالعات میکروسکوپی انجام شد. اطلاعاتی همچون دمای همگن شدن، شوری، دمای ذوب یخ^۲ و فراوانی رنگی بازتابی نور فلورسانس از سطح درون‌گیرهای نفتی از این مطالعات به مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران ارائه گردیده است. در این مطالعه اطلاعات دریافتی از مدیریت اکتشاف جهت به دست آوردن دما و فشار حین به دام افتادن سیالات درگیر و در نهایت عمق به دام افتادن سیالات درگیر در زمان به دام افتادن، استفاده گردید. از رنگ بازتابی اشعه فلورسانس جهت به محاسبه مقدار API نفت به دام افتاده در سیالات درگیر برش سورمه در ناحیه مطالعاتی استفاده گردید که در نهایت با استفاده از این اطلاعات مقدار چگالی نفت برآورد گردید. با استفاده از مقدار درصد سیالات درگیر نفتی (GOI) مقدار اشباع نفتی این سنگ مخزن برآورد گردید. در مرحله دوم با استفاده از نرم‌افزارهای مختلف، تفسیر و پردازش اطلاعات موجود توسط نرم افزار Excel انجام گرفت. در گام بعد با استفاده از نرم‌افزار تخصصی GS Grapher 8.2 داده‌های موجود پردازش گردیدند، سپس اطلاعات ورودی بار دیگر پردازش و برای استفاده آن‌ها در نرم افزار تخصصی MACFlincor آماده شدند. از نرم‌افزار مذکور جهت تعیین دما و فشار اولیه به دام افتادن اینکلوزن‌ها استفاده شد که سیستم مورد استفاده، سیستم NaCl-H₂O و معادله Brown & Lamb می‌باشد. از نرم‌افزار Logplot جهت رسم مجدد ستون چینه‌شناسی استفاده گردید.

موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

در این پژوهش به مطالعه و بررسی برش فهلیان از جنوب غرب ایران پرداخته شده است: برش سطحی مورد مطالعه

¹ American Petroleum Institute

²Melting point

۸۳ متر در بین این دو قرار دارد. هم‌چنین در ادامه بر روی سازند داریان فوقانی سازند کژدمی با ضخامت ۲۴۹ متر قرار می‌گیرد و ادامه نهشته‌ها شامل، سازند آهکی رسی سروک با ضخامت ۴۵۶ متر، آهک مارنی سازند گورپی با ضخامت ۲۰۷ متر، سازند شیلی آهکی پابده با ضخامت ۴۱۵ متر، سازند آسماری با دو بخش، آهک کله‌ر با ضخامت ۱۸۲ متر و بخش ماسه‌سنگ آهکی به ضخامت ۱۵۰ متر و در نهایت سازند کنگلومرای بختیاری به ضخامت ۹۷ متر می‌باشد. به طور کلی ضخامت کل نهشته‌ها ۳۲۹۷ متر برآورد گردیده است. متأسفانه به دلیل نبود اطلاعات کافی بخش زیرین سازند سورمه در این برش نیز قابل شناسایی نمی‌باشد، اما با توجه به مطالعات کلی گذشته به طور کلی این سازند (سورمه در گروه خامی) بر روی سازند نیریز و به صورت هم‌ارز جانبی با سازند سرگلو می‌باشد. با توجه مطالب فوق، می‌توان سیستم نفتی موجود در برش مورد مطالعه را چنین بیان داشت که:

در صورت وجود سازند سرگلو می‌توان آن را در این ناحیه به عنوان سنگ منشا در نظر گرفت گرچه به دلیل عدم دسترسی به نمونه‌های این سازند نمی‌توان تفسیر کاملی از آن ارائه نمود.

سازند سورمه را برخی پژوهشگران [۲۷] هم‌ارز سازند عرب در عربستان و دیگر کشورهای عربی می‌دانند که مخازن بسیار عظیم نفت را در خود دارد. در برش مورد مطالعه ما نیز به توجه مطالبی که در قسمت آینده ارائه خواهد شد این سازند را به عنوان سنگ مخزن معرفی خواهیم نمود. نکته قابل توجهی که در مطالعه برش سطحی اشاره شد این است که، به طور مستقیم بر روی سازند سورمه سازند فلهلیان ته‌نشست شده است. این نکته موید آن است که در این منطقه پوش سنگ انیدریت هیث یا سازند گوتنیا حضور ندارد که این موضوع به احتمال زیاد بیانگر آن است که در این مناطق امکان حضور نفت‌گیر یا تله نفتی قابل توجه، دور از انتظار است.

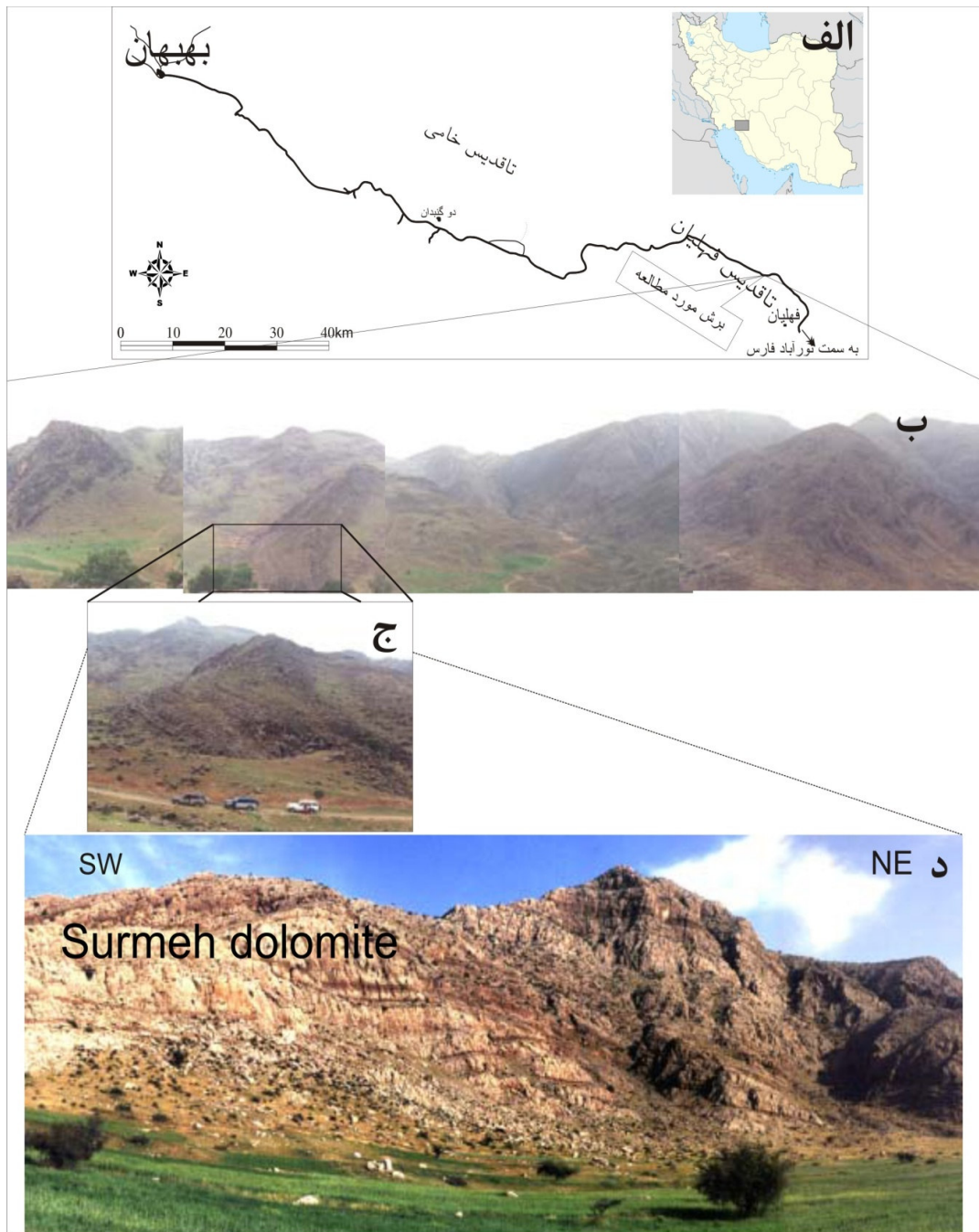
گاهی به سنگ آهک‌های سازند فلهلیان (کرتاسه پایینی) است. در حالت سوم، گذر از ژوراسیک بالا به کرتاسه پایین تدریجی است و سنگ آهک‌های ائولیتی سازند فلهلیان و یا لایه‌های حاوی Thintinnid، که معرف محیط دریایی ژرف است، به عنوان مرز انتخاب می‌شود.

از نظر سنی، اگرچه سازند سورمه نشانگر ژوراسیک میانی - بالایی است، ولی زون‌های زیستی Radiolaria, Kurnubia Jurassica, Trocholina, Pfenderina, Lithiotis و Callpionella spicules نشانگر آن هستند که سازند سورمه معرف تمام دوره ژوراسیک است [۲].

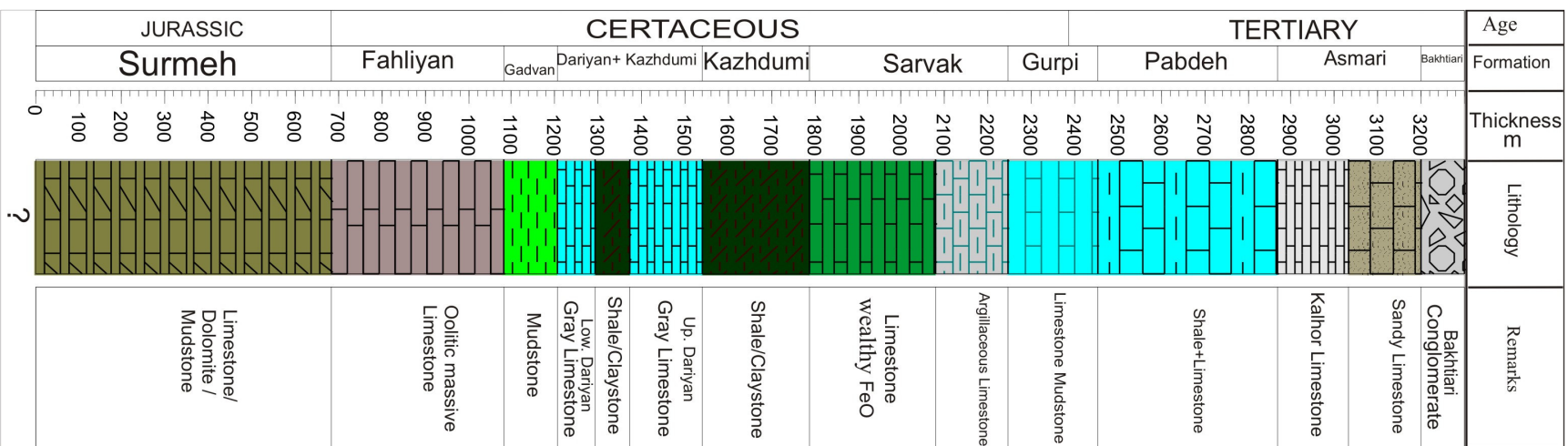
تاق‌دیس فلهلیان به همراه تاق‌دیس‌های همچون لار، آنه و تل اسپید مجموعاً به صورت چهار کوهان که مرکب از سازند سورمه می‌باشند تاق‌دیس لار خوانده می‌شوند. این تاق‌دیس به موازات تاق‌دیس خامی از حوالی شهرستان چرام تا محل گذر گسل کازرون ادامه می‌یابد. طول آن ۹۰ کیلومتر و پهنای آن متغیر و حداکثر به ۲۰ کیلومتر می‌رسد. برش سطحی مورد نظر ما یال جنوبی تاق‌دیس فلهلیان در نزدیکی روستای فلهلیان واقع در ۹۰ کیلومتری جنوب شرق گچساران و ۱۰ کیلومتری شهرستان نورآباد ممسنی استان فارس در فروافتادگی دزفول جنوبی می‌باشد.

شرکت ادیسون گاز ایتالیا در سال ۲۰۰۳ در قالب همکاری با مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، سازند سورمه را در برش تاق‌دیس فلهلیان از نظر زمین‌شناسی و تهیه مقاطع مطالعاتی را انجام داد. اطلاعات حاصله در این پژوهش مورد استفاده قرار گرفته است. در این مطالعه رخساره چین‌های برش تاق‌دیس فلهلیان به صورت شکل ۲ ارائه گردیده است که شامل:

تناوبی از آهک، دولومیت و مادستون سازند سورمه به ضخامت ۶۸۳ متر به سن ژوراسیک، آهک توده‌ای الییتی سازند فلهلیان به ضخامت ۳۹۸ متر، مادستون سازند گدوان با ضخامت ۱۲۶ متر، 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 سازند کژدمی با ضخامت



شکل ۱. الف: راه دسترسی منطقه مورد مطالعه، ب: نمای باز از یال جنوبی تاقدیس فهلیمان، ج: بخشی از تصویر ب با نمای بسته، خودروها به عنوان مقیاس می‌باشند، د: دولومیت سازند سورمه در تاقدیس فهلیمان



شکل ۲. چینه‌شناسی برش فهلیان در ناقدیس فهلیان، اقتباس با تغییرات از گزارش مشترک و منتشر نشده شرکت ملی اکتشافات نفت ایران با همکاری اديسون گاز ایتالیا ۲۰۰۳.

بحث

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

مطالعه میکروترمومتری سیالات درگیر سازند سورمه

در ناقدیس فهلیان

برای به دست فشار و دمای تشکیل اینکلوژن‌ها 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 در سال ۲۰۰۳ تهیه شده است (جدول ۱).

جهت استفاده از اطلاعات فوق در نرم‌افزار flincor لازم بود اطلاعات به صورت جدول زیر دسته‌بندی و پردازش گردد (جدول ۲). پس ورود اطلاعات به نرم‌افزار مذکور به دلیل اینکه سیستم مورد مطالعه به صورت یک سیستم ۲ فاز بود که شامل NaCl و آب بود از معادله Brown & Lamb استفاده شد که به واسطه آن برای اینکلوژن‌های آبگین دمای ۱۴۴ درجه سانتی‌گراد و فشار ۵۶۰ بار تعیین گردید. با استفاده از روش کندی^۲، عمق ۲۰۴۰ متر مطابق شکل ۳، برای اینکلوژن‌های موجود در سازند سورمه به دست آمد و به دلیل اینکه ادخال‌های نفتی مورد مطالعه به احتمال زیاد از نوع ثانویه می‌باشند این عمق متعلق به سنگ میزبان است.

مطالعه پتروگرافی سیالات درگیر سازند سورمه در

ناقدیس فهلیان

در بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه برداشت شده از دولومیت سازند سورمه برش فهلیان، از طبقه‌بندی شپرد و همکاران (۱۹۸۵) و گلدشتاین (۲۰۰۳) جهت تعیین نوع پاراژنتیکی آن‌ها و برای تعیین پارامترهای شکلی سیالات درگیر از روش رودر (۱۹۸۴) و شپرد و همکاران (۱۹۸۵) استفاده گردید، مشاهدات به صورت زیر دسته‌بندی شد:

سیالات درگیری که در شکاف‌های پر شده با بافت گرانولار نسل اولیه تشکیل شده‌اند، از نوع اولیه (P) می‌باشند. این سیالات درگیری شامل یک فاز مایع (L) می‌باشند. اندازه این سیالات درگیر معمولاً کمتر از ۳۰ میکرون و به صورت بی‌شکل هستند. (شکل ۴- الف و ب).

در این بخش با استفاده از اطلاعات حاصل از سیالات درگیر به بررسی سیستم نفتی موجود در منطقه پرداخته می‌شود.

مطالعه سیالات درگیر اولین بار توسط سربی^۱ به وسیله یک مقاله در سال ۱۸۵۸ مطرح شد. او نشان داد که سیالات درگیر در بسیاری از محیط‌های زمین‌شناسی حضور دارند و شامل نهشته‌های کانساری می‌باشند که دارای قطرات محبوس در محفظه‌هایی هستند که برای میلیون‌ها یا حتی میلیاردها سال حفظ شده‌اند و می‌توانند مدارکی از محیط تشکیل ارائه دهند [۶].

به طور معمول سیالات درگیر در همه کانی‌ها وجود دارند، اما به علت یک سری شرایط خاص، مطالعه آن‌ها معمولاً به کانی‌های شفاف و نیمه‌شفاف محدود می‌گردد. اندازه فلویید اینکلوژن‌ها 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 سیالات درگیر در دو مبحث عمده پتروگرافی و مطالعات میکروترمومتری خلاصه می‌شود. در مبحث پتروگرافی، اندازه، شکل، محتویات درون فلویید اینکلوژن (نفت، گاز، آب) منشا و نسبت فاز مایع به بخار درون آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. در مبحث میکروترمومتری، سیالات درگیر 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 فلویید اینکلوژن‌های نفتی از غیر نفتی می‌توان از این تکنیک استفاده کرد.

رایج‌ترین کاربرد سیالات درگیر در علم زمین‌شناسی عبارتند از:

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 دباژنژ وجود داشته‌اند، تعیین مرز آب- نفت قدیمه، تعیین زمان نسبی

² Kennedy

¹ Sorby, H.C

جدول ۱. اطلاعات حاصل از مطالعات میکروترومتری (P: اولیه، S: ثانویه، C: سیال درگیر موجود در سیمان بین دانه‌ای، F2: درزه‌های نسل دوم B-oil: اینکلوزن حاوی سیال نفتی با رنگ رنگ فلورسانس آبی و aqueous: سیال درگیر نوع آبدین)

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

ادامه جدول ۱

| | | | | | |
|---|----|-------|------|-----|---------|
| P | C | 139.8 | | | aqueous |
| P | C | 134.5 | | | aqueous |
| S | F2 | | -1 | 1.7 | aqueous |
| S | F2 | | -0.9 | 1.6 | aqueous |
| S | F2 | | -0.5 | 0.9 | aqueous |
| S | F2 | | -0.3 | 0.5 | aqueous |
| S | F2 | | -0.6 | 1 | aqueous |
| P | C | 107 | | | aqueous |
| P | C | 119.1 | | | aqueous |
| P | C | 108.2 | | | aqueous |
| P | C | 141.7 | | | aqueous |
| P | C | 114.4 | | | aqueous |

جدول ۲. اطلاعات دسته‌بندی و پردازش شده جدول ۱ جهت استفاده در نرم افزار Flincor

| Sample | Th(C') Mean | Min Th(C') | Max Th(C') | Range Th(C') | Salinity%NaCl Mean |
|--|-------------|------------|------------|--------------|--------------------|
| 2SM- FV(dolomite rims Primary aqueous) | 115.3 | 66.3 | 144.7 | 78.4 | 17.6 |
| 2SM- FV (dolomite rims Primary oil) | 71.8 | 59.4 | 88.6 | 29.2 | - |

ایدینگتون^۳ و همکارانش (۱۹۹۶) درصد سیالات درگیر نفتی در موجود در یک نمونه را GOI تعریف کردند. داده‌های GOI به وسیله ایدینگتون و همکارانش (۱۹۹۶) و لیسک و همکاران^۴ (۲۰۰۲) در تعدادی از میدین 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 پژوهشگران یک آستانه تجربی با مقدار GOI پنج درصد برای نمونه‌هایی که تحت تاثیر اشباع بالای نفت قرار گرفته‌اند 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 مجموع 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 [۲۵، ۲۶، ۱۶، ۱۷ و ۱۳].

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. اندازه این سیالات درگیر نیز معمولاً کمتر از ۳۰ میکرون و به صورت بی‌شکل هستند. (شکل ۴- ج و د).

سیالات درگیری نفتی، این نوع سیالات درگیر به احتمال زیاد ثانویه هستند و شامل دو فاز مایع و بخار (L+V) می‌باشند. کلیه این سیالات درگیری نفتی در زیر اشعه فرابنفش نور آبی از خود ساطع کردند. این سیالات در داخل ریز شکستگی‌ها و دانه‌ها تشکیل شده‌اند.

درصد سیالات درگیر حاوی نفت^۱ (GOI)

برای بررسی‌های میکروسکوپی سیالات درگیر نفتی از میکروسکوپ فلورسانس^۲ استفاده می‌شود و فراوانی سیالات درگیر نفتی در بخشی از مقطع مخزنی به عنوان یک شاخص برای وجود تجمعات نفتی قدیمی به کار برده می‌شود [۱۹].

3 Edington, et al

4 Lisk M, et al

1 Grain with Oil Inclusion

2 Fluorescence Microscopy

حرارت در نمونه که اندازه گرفته می‌شود مهم است. این نکته قابل توجه است که درجه API رابطه عکس با چگالی دارد. معمولاً نفت‌های سبک درجه API بالا تا حدود ۴۰ دارند که با وزن مخصوص ۰/۸۳ است، در حالی که نفت‌های سنگین دارای درجه API کمتر از ۲۵ هستند که معادل با وزن مخصوص ۰/۹ است [۳].

به طور کلی نفت‌های دارای API بیش‌تر از ۳۰ درجه به عنوان نفت سبک، با API ۳۰ تا ۲۰ درجه به عنوان نفت متوسط و با API کمتر از ۲۰ درجه به عنوان نفت سنگین در نظر گرفته می‌شوند. با کیفیت‌ترین نفت‌ها دارای API در حدود ۳۷ درجه می‌باشند [۱۸]. در این مطالعه به بررسی اطلاعات حاصل از بازتابش اشعه فرابنفش از سطح اینکلوزن‌ها و رنگ بازتابی آن‌ها پرداخته شده است.

اولین بار ارتباط چگالی نفت و درجه API نفت با رنگ فلورسانس در سال ۱۹۹۰ توسط تستا^۱ مطرح گردید، هم‌چنین در ۲۰۰۱ در میدان نفتی سایمانیت آلبرتا^۲ توسط جی پی دوجان و دیگران^۳ ارتباط چگالی نفت و درجه API نفت با نوسانات پایه رنگی فلورسانس در سیالات درگیر نفتی مطرح گردید.

در این بررسی همانند شکل ۵ با افزایش مقدار API نفت رنگ بازتابی گرایش به رنگ‌های سرد دارد [۲۴].

در این مطالعه به بررسی اطلاعات حاصل از بازتابش اشعه فرابنفش از سطح سیالات درگیر و رنگ بازتابی فلورسانس آن‌ها پرداخته شده است (شکل ۶).

در نمونه مورد مطالعه، هفت سیالات درگیر نفتی شناسایی گردید، این سیالات درگیر تماماً در زیر اشعه فرابنفش از خود طیف فلورسانسی آبی ساطع کردند. همچنان که در شکل ۶ مشاهده می‌گردد، صد درصد فراوانی رنگی بازتابشی سیالات درگیر نفتی مربوط به رنگ آبی است که در رنج ۴۰-۵۰ درجه API قرار دارد.

این درجه API متعلق به یک نفت با چگالی کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مربع است که یک نفت فوق‌العاده سبک محسوب می‌گردد (شکل ۷). طبق بررسی‌ها انجام شده به احتمال خیلی زیاد علت سبکی نفت این منطقه کراکینگ و پختگی می‌باشد.

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. خود توسعه سیالات درگیر نفتی به عواملی مانند زمان سیمان‌شدگی دیاژنتیکی، تشکیل شکستگی‌ها و جوش‌خوردگی آن‌ها در طول دیاژنز بستگی دارد. در مخازن نفتی سیلیسی-آواری که معمولاً در طول زمان پر شدن مخزن آب تر باقی می‌مانند فرآیندهای دیاژنتیکی سیالات درگیر مایع هم‌زمان با هم انجام می‌گیرد [۱۹].

با توجه به اینکه در بررسی پتروگرافی سیالات درگیر نمونه دوبر صیقل تهیه شده از دولومیت سازند سورمه در برش فلهیان، 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 نسل اولیه تشکیل گردیده‌اند و تعداد ۵ عدد از آن‌ها منشاء ثانویه دارند که در درزه نسل دوم تشکیل گردیده‌اند.

مقدار GOI ۱۲/۹۶٪ برای سیالات درگیر نفتی نمونه برش فلهیان به دست آمد و در مقایسه با درصد سیالات درگیر نفتی داده‌های جهانی [۱۵]. نشان دهنده یک سنگ مخزن تحت اشباع در زمان به دام افتادن این سیالات درگیر است.

مطالعات ارتباط رنگ فلورسانس و درجه API نفت سیالات درگیر موجود در برش فلهیان

چگالی نفت به وسیله قرار دادن نفت در یک تنگ استوانه‌ای با استفاده از یک هیدرومتر اندازه‌گیری می‌شود. چگالی نفت معمولاً در واحد API که به وسیله موسسه نفت آمریکا تعریف شده بیان می‌گردد [۹]:

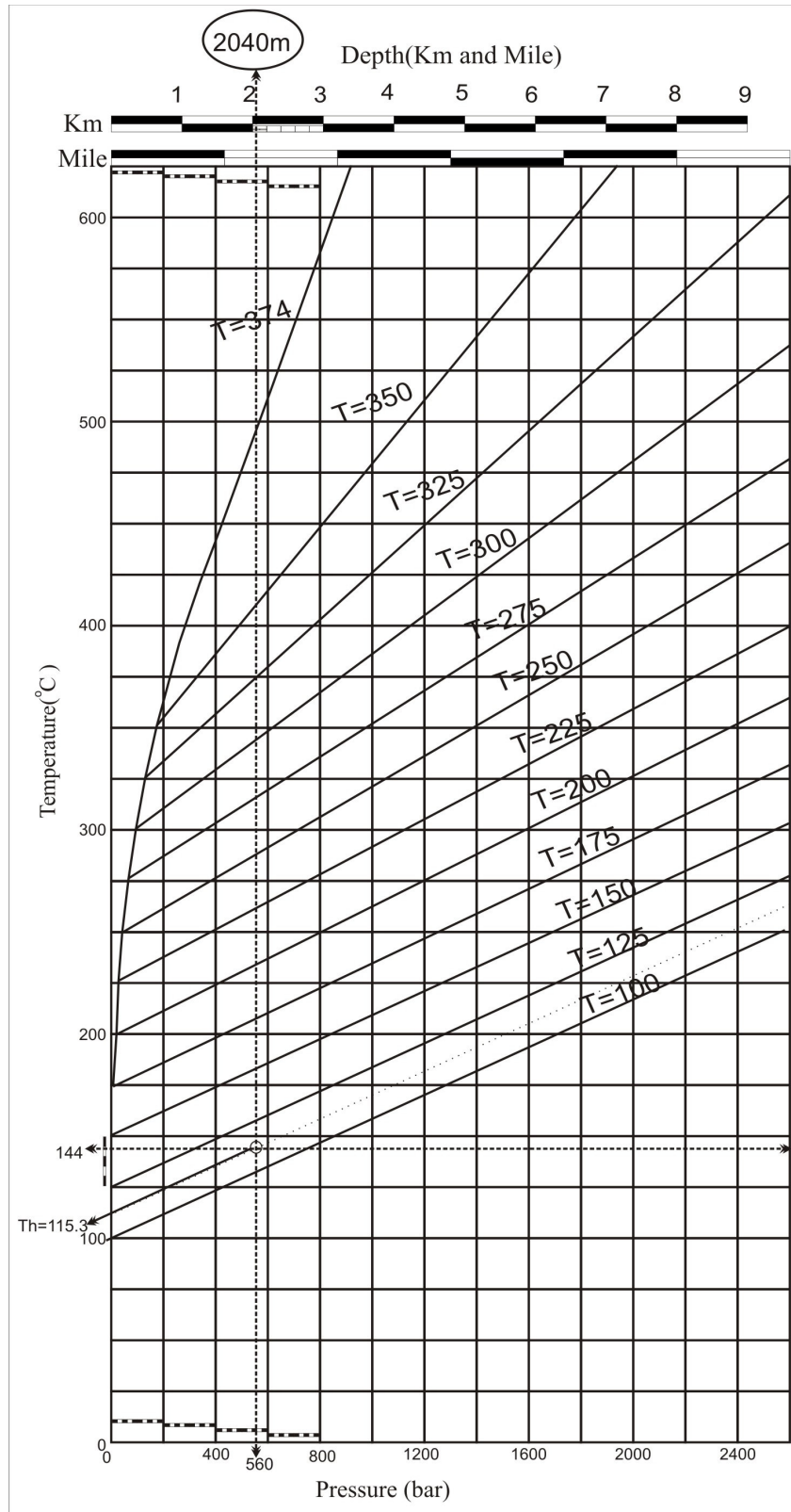
$$API^{\circ} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity At } 60^{\circ} F} - 131.5$$

API نمونه نفت تحت تاثیر درجه حرارت است، چون انبساط حرارتی مایعات همچون هیدروکربن‌ها، به خصوص برای بیش‌تر نفت‌های فرار مهم است. بنابراین ثبت درجه

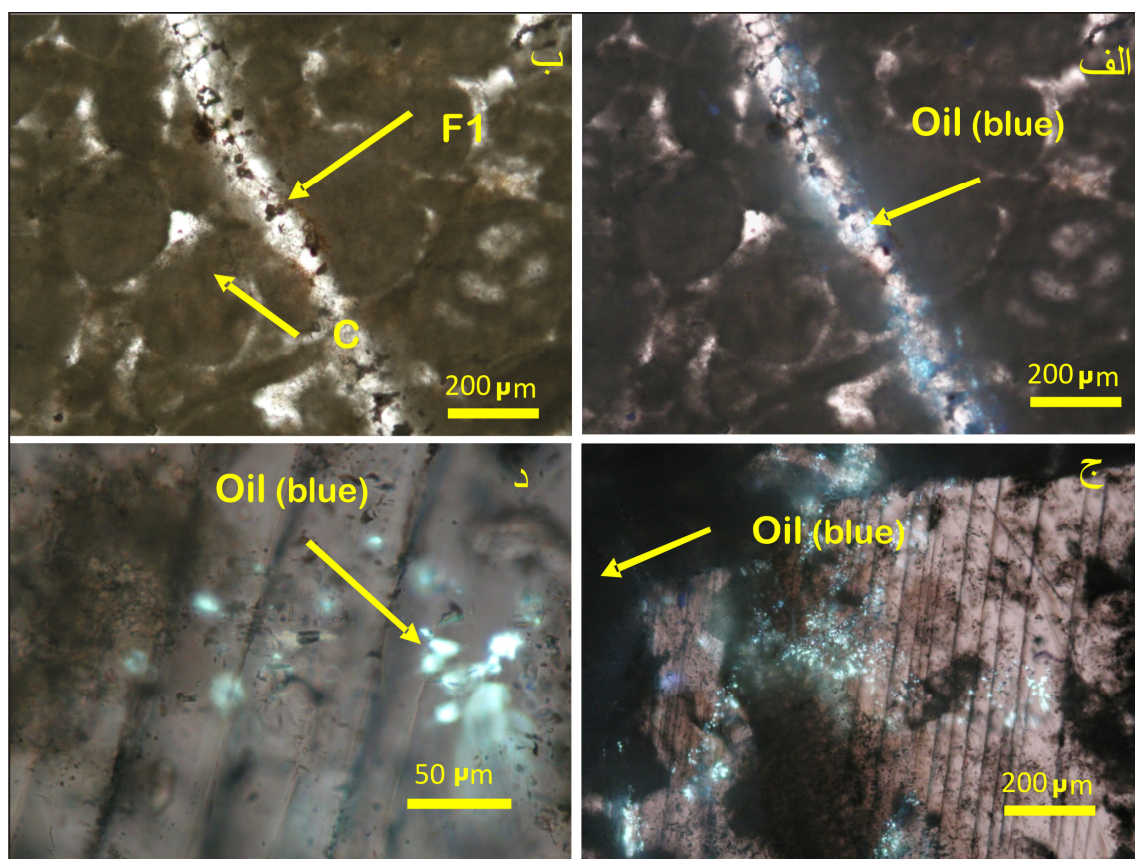
¹ S. M. Testa

² Simonette oil field, Alberta

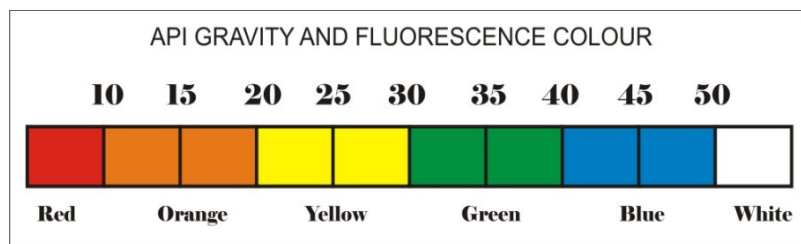
³ J.P. Duggan. et al



شکل ۳. تعیین عمق تشکیل درون‌گیرها با استفاده از درجه فشار و دما [۱۴]



شکل ۴. تصاویر میکروسکوپی تهیه شده از نمونه دوبر صیقل تهیه شده از نمونه سازند سورمه در برش فلهیان است که با نور سفید و فلورسانس بررسی شد (c: سیال درگیر موجود در سیمان بین دانه‌ای، F1: درزه‌های نسل اول، Oil: اینکلوزن حاوی سیال نفتی)



شکل ۵. رابطه رنگ فلورسانس به مقدار API نفت (اقتباس با تغییرات از تست ۱۹۹۰)

مقدار فشار حین به دام افتادن ۵۶۰ بار تعیین گردید. با استفاده از دو پارامتر دما و فشار عمق به دام افتادن سیالات درگیر در این ناحیه ۲۰۴۰ متر با استفاده از نمودار کندی (۱۹۵۰) محاسبه شد. مقدار GOI (درصد سیالات درگیر نفتی موجود در نمونه) ۱۲/۹۶٪ تعیین شد که در مقایسه با داده‌های جهانی نشان‌دهنده یک سنگ مخزن تحت اشباع می‌باشد. مطالعات اشعه بازتابی فلورسانس سیالات درگیر نمونه، نشان‌دهنده طیف رنگی

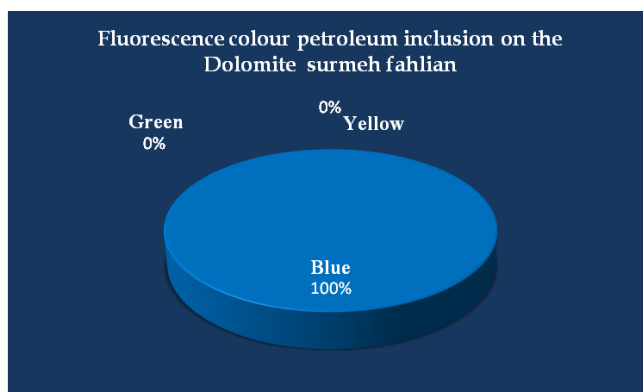
نتیجه‌گیری

در تاق‌دیس فلهیان یک مقطع دوبر صیقل تهیه شده بود که در آن ۵۴ اینکلوزن شناسایی شده بود 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 بودند. در مطالعات میکروترمومتری و میکروبارومتري، مقدار دمای به دام افتادن سیالات درگیر آبگین ۱۴۴ درجه سانتی‌گراد و

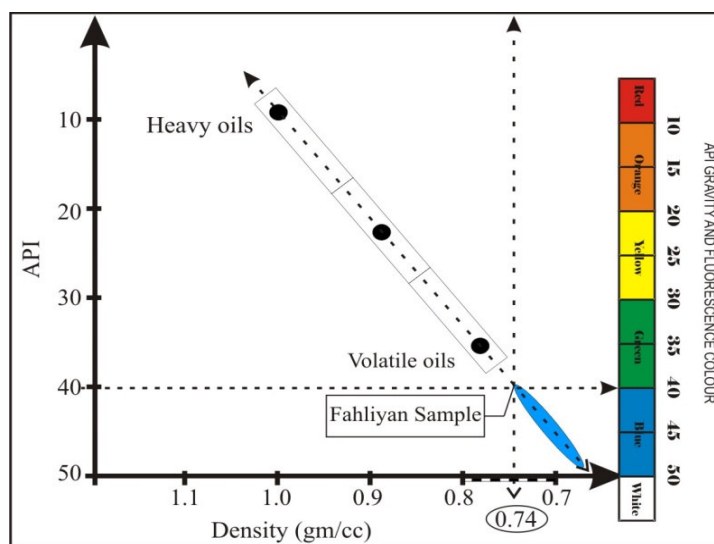
تشکر و قدردانی

در اینجا لازم است از اداره پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران و همچنین از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران به دلیل حمایت مالی و همچنین اجازه استفاده از اطلاعات موجود تشکر نماییم.

آبی با فراوانی ۱۰۰ درصد برای سیالات درگیر نفتی نمونه بود که با استفاده از رابطه رنگ و درجه API در زمره نفت‌های فوق‌العاده سبک با چگالی متوسط کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی‌متر مربع جای گرفت. یکی از علل سبکی فوق‌العاده نفت سیالات درگیر این ناحیه، همانند نمونه برش خامی قرار گرفتن در زمان تشکیل در اعماق زیاد است که باعث کراکینگ و پختگی بالا برای آن شده است.



شکل ۶. نمودار حاصل از فراوانی رنگی بازتابی اشعه فلورسانس در سیالات درگیر نفتی در برش فهلیان



شکل ۷. نمودار حاصل از تلفیق داده‌های رنگ فلورسانس و درجه API نفت (با تغییرات، رضایی، ۱۳۸۹ و تستا، ۱۹۹۰)، جهت تعیین چگالی نفت در سیالات درگیر نفتی سازند سورمه در برش فهلیان

منابع

- [۳] رضایی، م. ر (۱۳۸۹) زمین‌شناسی نفت، انتشارات فرهیختگان علوی، ۵۵۲ ص.
 [۴] مطیعی، ه (۱۳۷۲) زمین‌شناسی ایران (چینه‌شناسی زاگرس)، انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۳۶ ص.

- [۱] اشکان، س. م (۱۳۸۳) اصول مطالعات ژئوشیمی سنگ‌های منشا هیدروکربوری و نفت‌ها، رساله دکتری، دانشگاه نانس فرانسه، ۳۵۵ ص.
 [۲] آقائاتی، س. ع (۱۳۸۳) زمین‌شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ ص.

- [18] 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, p.778–790.
- [19] Oxtoby, N. H., Mitchell, A. W., Gluyas, J. G (1995) The filling and emptying of the Ula Oilfield: fluid inclusion constraints. In: England,
- [20] Reynolds, T.J (1978) Fluid inclusion adapted U. S. G. S. gas flow heating/freezing instruction manual: Fluid Incorporated, Denver.
- [21] Roedder, E (1984) Fluid Inclusions, *Reviews in Mineralogy* 12. Mineralogical Society of American, 646 p.
- [22] Shepherd, T. J., Rankin, A. H., Alderton, D. H (1985) A Practical Guide to Fluid Inclusion Studies. Blackie and Sons, Glasgow, 239 p.
- [23] Sorby, H. C (1858) On the microscopic structure of crystals, indicating the origin of minerals and rocks *Geol. soc. London Q. J.* 14 (Pt.1), p. 453-500.
- [24] Testa, M. T (1990) Hydrocarbon Product characterization application and technique, p. 1259- 1275.
- [25] Wang Feiyu, Jin Zijun, Lu Xiuxiang, Xiao Xianming, Peng Pingan, and Sun Yongge (2002) Timing of petroleum accumulation: Theory and new methods [J]. *Advance in Earth Sciences*, V. 17, p. 754–762 (in Chinese with English abstract).
- [26] Zeng Z., Wang M., and Ni J (2002) Discussion of the problems of organic inclusion method in the research of timing of petroleum accumulation [J]. *Natural Gas Geoscience*, V. 13, p 55–59 (in Chinese).
- [27] Ziegler, M. A (2001) Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences, *GeoArabia*. Vol. 6. NO. 3. p. 445- 504.
- [۵] مطیعی، ه (۱۳۷۴) زمین‌شناسی زاگرس (جلد ۱)، انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۹ ص.
- [6] Barnes, H. L (1976) *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*, Third Edition, John Wiley And sons, p. 657-699.
- [7] Bodnar, R. J (1990) Petroleum migration in the Miocene Monterey Formation, California, USA: constraints from fluid-inclusion studies. *Mineral. Mag.* 54, p. 295-304.
- [8] Burruss, R.C., Cerone, K.R., and 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 [J]. *Geology*, V. 11, pp. 567–570.
- [9] Chilingar, G.V., Buryakovsky, L.A., Eremenko, N.A., Gorfunkel. M. V (2005) *Geology and geochemistry of oil and gas*, Elsevier. USA, p.370 .
- [10] Duggan, J.P., Mountjoy, E.W., Stasiuk, L. D (2001) Fault-controlled dolomitisation at Swan Hills Simonette oil field (Devonian), deep basin west-central Alberta, Canada. *Sedimentology* 48, p. 301–323.
- [11] Goldstein, R.H (2003) Petrographic analysis of fluid inclusion. *Mineral. Assoc. Can., Short Course Ser.* 32, pp: 9-23.
- [12] Guilhaumou, N., Szydłowski, N. & Pradier, B (1990) Characterisation of hydrocarbon fluid inclusions by infra-red and fluorescence microspectrometry. *Min. Mag.*, 54, p. 311-324.
- [13] Hou J., Ren L., and Dong C (2005) Application of organic inclusions technology to the study of oil-gas migration and accumulation [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, V. 27, p. 409-413.
- [14] Kennedy, G. C (1950) Penmatolysis and the liquid inclusion method of geologic thermometry, v. 45, *Economic Geology* p. 553-547.
- [15] Lisk M., O' Brien G. W. and Eadington P. J (2002) Quantitative evaluation of the oil-leg potential in the Oliver gas field, Timor Sea, Australia. *AAPG Bulletin*, V. 86, p.1531-1542.
- [16] Li X., Hu G., Li J., Xiong B., Mi J., and Tang Y (2004) The characteristics of fluid inclusion and its pool-forming significance of natural gas from Ordovician carbonate reservoirs in central Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, V. 15, p 120–124.
- [17] Li X., Hou D., Hu G., and Li J (2005) The Characteristics of Fluids and the Formation of Natural Gases in the Central Gas Field in the Ordos Basin [M]. p.127–130. Geological Publishing House, Beijing (in Chinese).