

Research Article

Morphology and microthermometry of petroleum inclusions in one of the oil fields in south Iran

Nadia Azizi¹, Mohsen Rezaei^{1,2*}, Alireza Zarasvand¹, Bahram Alizadeh³, Akbar Heidari³

1- Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2- Center for International Scientific Studies & Collaborations (CISSC), Ministry of Science Research and Technology of Iran

3- Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Keywords: *Petroleum inclusion, Microthermometry, Petrography, API gravity*

1-Introduction

Given the world's increasing demand for hydrocarbon resources and the exorbitant costs associated with exploration processes, particularly in the drilling phase, exploration specialists must minimize investment risks by utilizing the tools of petroleum inclusion before incurring drilling costs, whether for exploration or production. It is important to note that the study of petroleum inclusions can be conducted in surface samples, cores, and drill cuttings. Consequently, this method can easily track hydrocarbons in both fluid and solid forms during the early stages of oil and gas exploration. It can complement the other oil and gas exploration methods (Heydarian-Dehkordi, 2017). Fluid inclusions trapped during crystal growth reflect the history of physicochemical conditions prevailing in the environment of entrapment. Therefore, the study of petroleum inclusion entrapped in a mineral is an important tool for understanding the environment of mineral formation (Zarasvandi et al., 2013). Generally, petroleum inclusions form under various temperature and pressure conditions in the geological environments. One of the most important aspects of oil exploration is awareness of the diagenetic history of potential reservoirs, as diagenesis plays a crucial role in preserving, creating, or destroying porosity and permeability. Following the sedimentation and burial, diagenetic reactions occur in response to increased temperature and pressure between the sediments and surrounding fluids. Under such conditions, inclusions form during burial processes in the reservoir cements. In other words, inclusions are trapped during crystal growth, either during cement formation or as a result of secondary events. Determining the origin of inclusions is vital for accurate geological interpretations and is often the most challenging aspect of fluid inclusion studies (McLimans, 1987). Although inclusions vary from 1 micron to several centimeters, only fluids larger than 10 microns are examined in microthermometry studies. Information obtained from the study of inclusions smaller than 10 microns is of little value and cannot be relied upon. Generally, primary inclusions are larger than secondary inclusions and, due to their simultaneous formation with the growth of the host crystal, represent the best samples for thermometric studies (Hurai et al., 2016). The present study focused on the microthermometry data of petroleum inclusions from the North Azadegan oil field.

2-Materials and methods

In the present study, three wells of North Azadegan oil field were selected for sampling from the drill cores (Fig. 1). Initially, all characteristics of the wells, including depth, availability of drill cores, lithology, zoning, and other existing features, were examined. From the 114 obtained samples, double-polished sections with a thickness of 200 to 300 micrometers were prepared. After the initial preparation, samples were sent to the Fluid Inclusion Laboratory of Tarbiat Modares University in Tehran. Raman spectroscopy

* Corresponding author: m.rezaei@scu.ac.ir

DOI: 10.22055/aag.2025.48420.2487

Received: 2024-11-20

Accepted: 2025-04-20

analyses were conducted in the Central Laboratory of Shiraz University using a LABRAM Raman spectrometer (Yvon Jobin ISA). After an initial examination of samples to check the presence or absence of fluid inclusion, cooling and heating processes were conducted on the fluid inclusions using a Linkam THM model 600 stage mounted on an Olympus microscope.

The studied samples were cooled and heated to -120°C and 300°C , respectively. The accuracy for cooling and heating runs was $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ and $\pm 1^{\circ}\text{C}$, respectively. The parameters calculated for microthermometric calculations included homogenization temperature (T_h) and the temperature at which the last ice crystal melted ($T_{m(\text{ice})}$) (Table 1). The Flincor software, based on the Brown (1989) equations, was used in the H_2O -NaCl system to calculate the salinity of the inclusions. Finally, the accuracy of the computed salinities was verified using the FLUIDS package software.

Additionally, a UV light source model T-RFL-U was used on the Olympus microscope to measure the UV reflectance of the fluid inclusions. It should be noted that this analysis was conducted at room temperature before the initiation of the microthermometry processes.

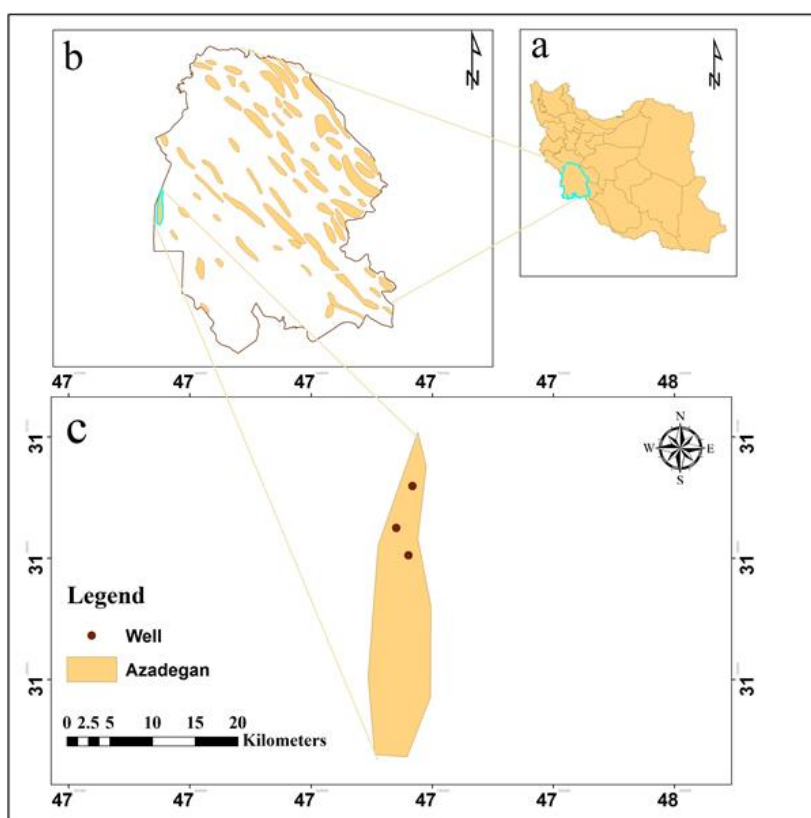


Fig. 1. (a) Location of the study area in Iran, (b) Location of Azadegan oil field in Khuzestan Province, and (c) Sampling locality in the present study.

3- Results

As shown in the Table 1, microthermometry was conducted on the 239 fluid inclusions. The results indicate that the homogenization temperatures of the oil inclusions range between 62 and 178°C . The melting temperature of the last ice crystal ($T_{m(\text{ice})}$) is estimated to be between -11 and -16°C , corresponding to the salinity ranges from 0.3 to 19.53 wt% NaCl eq.

Oil inclusions are typically identified by their fluorescence reflectance under ultraviolet (UV) light, with an excitation wavelength of 366 nm. For several years, the fluorescence colors of oil inclusions have been used as a qualitative guide to examine the thermal maturity of oil species (Bourdet et al., 2012). The diversity of fluorescence colors in organic sedimentary materials and crude oil is primarily determined by the concentration of fluorescent substances, including the relative abundance of saturated hydrocarbons,

aromatic hydrocarbons, resins, and asphaltenes, as well as the length of conjugated systems and carbon-oxygen double bond groups.

Table 1. Microthermometry data of fluid inclusions from the Azadegan oil field.

Well	Depth (m)	Formation	Type	$T_{m(ice)}$ (°C)	Salinity (wt% NaCl equiv.)	T_h (V-L)(°C)
1	3325.92	Sarvak, Kazhdumi, and Gadvan	P	-6.63	5.32	128.30
2	3263.11	Ilam, Sarvak, Kazhdumi, Lower Gadvan, and Darian	P	-9.75	4.63	133.75
3	3955	Sarvak, Kazhdumi, Khalij, Gadvan, and Darian	P	-5.25	5.93	133.75

Generally, as the size and concentration of aromatic and polycyclic hydrocarbons (like resins) in organic sedimentary materials and crude oil increase, the fluorescence color shifts towards longer wavelengths and decreases in intensity. Conversely, with reduced size and concentration of aromatic and polycyclic hydrocarbons, the fluorescence color shifts towards shorter wavelengths (blue shift) and increases in intensity (Munz, 2001). Oil inclusions exhibiting yellow and orange fluorescence reflectance generally indicate low oil maturity. However, this conclusion does not preclude the possibility that other factors, besides maturity, may cause oil to be trapped in inclusions with yellow or orange fluorescence (George et al., 2001). Assessment of fluorescence emission under UV light for 239 fluid inclusion samples indicates that the majority of samples (over 75 %) have green color emission equivalent to API gravity of 30-40° degrees. Also, 20% of samples represent blue color emission, indicating the API gravity of 40-50° degrees. Yellow color emissions were seen only in 5% of samples (Table 2).

Table 2 . Frequency of UV fluorescent light color emission for fluid inclusions of North Azadegan oil field.

North Azadegan Oil Field	Well	Yellow (20-30)	Green (30-40)	Blue (40-50)
	1	33%	60%	7%
	2	40%	50%	10%
	3	37%	55%	8%

4- Discussion and conclusion

The results imply for different stages of reservoir charging in the North Azadegan oil field. According to the data obtained from microthermometry studies, the physicochemical properties of the reservoir were identified. This reveals that the charging of the reservoir occurred during two distinct periods. Finally, examining oil inclusions under ultraviolet light shows that the most abundant fluorescence reflectance corresponds to the green color, with a frequency of 75%.

Acknowledgement

This work has been supported by the Centre for International Scientific Studies & Collaborations (CISSC), Ministry of Science Research and Technology of Iran. Also, this research was supported by the grant of office of vice-chancellor for research and technology, Shahid Chamran University of Ahvaz in 2023-2024 (grant no: SCU.EG1403.582).

5-References

- Bourdet, J., Eadington, P., Volk, H., George, SC., Pironon, J., Kempton, R., 2012. Chemical changes of fluid inclusion oil trapped during the evolution of an oil reservoir: Jabiru-1A case study (Timor Sea, Australia). *Marine and Petroleum Geology* 36(1), 118-139.
- Brown, SR., 1989. Transport of fluid and electric current through a single fracture. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 94 (B7), 9429-9438.
- George, SC., Ruble, TE., Dutkiewicz, A., Eadington, PJ., 2001. Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours. *Applied Geochemistry* 16(4), 451-473.
- Hurai, V., Huraiova, M., Slobodnik, M., Thomas, R., 2016. Geofluids: Developments in microthermometry, spectroscopy, thermodynamics and stable isotopes. *Economic Geology* 111(4), 1041-1041.
- McLimans, RK., 1987. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs. *Applied Geochemistry* 2(5-6), 585-603.
- Munz, IA., 2001. Petroleum inclusions in sedimentary basins: systematics, analytical methods and applications. *Lithos* 55(1-4), 195-212.
- Zarasvandi, A., Liaghat, S., Lentz, D. and Hossaini, M., 2013. Characteristics of Mineralizing Fluids of the Darreh-Zerreshk and Ali-Abad Porphyry Copper Deposits, Central Iran, Determined by Fluid Inclusion Microthermometry. *Resource Geology* 63(2), 188-209.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Azizi, N., Rezaei, M., Zarasvand, A., Alizadeh, B., Heidari, A., 2025. Morphology and microthermometry of petroleum inclusions in one of the oil fields in south Iran. *Adv. Appl. Geol.* 189-202.

DOI: 10.22055/aag.2025.48420.2487

https://aag.scu.ac.ir/article_20055.html

©2025 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

مطالعه ریخت‌شناسی و ریزدماسنجی میانبارهای نفتی در یکی از میدان‌های جنوب ایران

نادیا عزیزی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

محسن رضایی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

مرکز مطالعات و همکاری‌های علمی بین‌المللی وزارت علوم تحقیقات و فناوری

علیرضا زراسوندی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

بهرام علیزاده

گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

اکبر حیدری

گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

m.rezaei@scu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۸/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۱/۳۱

چکیده

میانبارهای سیال، گنجینه ارزشمندی از شرایط فیزیکوشیمیایی زمان تشکیل کانی‌ها می‌باشد که می‌توان از آن‌ها به منظور استخراج اطلاعاتی همچون تاریخچه دمایی تدفین، بلوغ، تعیین محیط دیاژنزی و درجه سیمان‌شدگی مخزن استفاده نمود. در این مطالعه ۲۳۹ مقطع دوبر صیقل از ۱۰۵ مغزه حفاری از چاه‌های میدان نفتی آزادگان شمالی تهیه گردید. پس از بررسی اولیه، با استفاده از عملیات سرمایش و گرمایش بر روی سیالات درگیر، مطالعات ریزدماسنجی صورت گرفت. به منظور تعیین نشر فلئورسانس در زیر نور UV از منبع نور UV مدل RFL-U T استفاده شد. بر مبنای فازهای موجود در دمای اتاق، سیالات درگیر به انواع تک فاز گازی، تک فاز مایع و دوفازی غنی از نفت تقسیم‌بندی شدند که عمدتاً به صورت اولیه و ثانویه کاذب رخ داده‌اند. بر اساس مطالعات ریزدماسنجی، دمای همگن‌شدگی میانبارهای نفتی از ۶۲ تا ۱۷۸ درجه سانتی‌گراد به ترتیب در نمونه‌های سروک و کژدمی متغیر می‌باشد. همچنین دمای ذوب آخرین بلور یخ بین ۱- تا ۱۶- درجه سانتی‌گراد متغیر می‌باشد که متناظر با درجه شوری ۱ تا ۹ درصد وزنی معادل نمک طعام می‌باشد. با بررسی نشر فلئورسانس تعداد ۲۳۹ میانبارهای نفتی در زیر نور UV، مشخص گردید که بیشترین فراوانی رنگی بازتابشی در این نمونه‌ها مربوط به رنگ سبز با مقدار ۷۵٪ است که در محدوده API ۴۰-۳۰ درجه می‌باشد. از این بین، ۲۰ درصد نمونه‌ها دارای نشر فلئورسانس آبی رنگ می‌باشد که نشان‌دهنده محدوده درجه API ۵۰-۴۰ می‌باشد. نشر فلئورسانس زرد رنگ تنها در ۵٪ نمونه‌ها دیده شد که مبین درجه API ۲۰-۳۰ است. در مجموع بررسی خواص فیزیکوشیمیایی میانبارهای نفتی و نیز بررسی ترکیب فازهای موجود در میانبارهای نفتی (دوفازی، سه فاز، دارای نفت و ...) نشان می‌دهد که مخزن طی دو مرحله شارژ شده است که با دو منشایی بودن نفت این مخزن مطابقت داد.

واژه‌های کلیدی: میزان انعکاس UV، درجه API، میدان آزادگان شمالی

۱- مقدمه

میانبارهای نفتی، بتوانند ریسک سرمایه‌گذاری را به حداقل برسانند. لازم به ذکر است که مطالعه میانبارهای نفتی در نمونه‌های سطحی، مغزه‌ها و خرده‌های حفاری قابل انجام است، در نتیجه این روش به راحتی قادر است در مراحل اولیه و مقدماتی اکتشافات نفت و گاز، سیالات و جامدات هیدروکربنی

با توجه به نیاز روز افزون دنیا به منابع هیدروکربنی و هزینه‌های گزاف انجام عملیات اکتشاف بخصوص در مرحله حفاری چاه، متخصصان اکتشاف می‌بایست قبل از صرف هزینه‌های حفاری چاه‌ها اعم از اکتشاف یا بهره‌برداری با بهره‌گیری از دانش

را در مناطق مورد مطالعه ردیابی کرده و بصورت کامل کننده سایر روش‌های اکتشافی نفت و گاز به کار گرفته شود. سیالات درگیر که در حین رشد بلورها به دام می‌افتند، بازگو کننده تاریخچه شرایط فیزیکوشیمیایی حاکم بر محیط به دام افتادگی می‌باشند (Volk and George, 2019). بر این اساس مطالعه میانبارهای به دام افتاده در کانی‌ها، به عنوان یک ابزار مهم در شناخت محیط تشکیل کانی‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد (Zarasvandi et al., 2013). این میانبارهای نفتی در شرایط مختلف دما و فشار محیط‌های زمین‌شناسی بوجود می‌آیند. یکی از مهمترین جنبه‌های اکتشاف نفت، آگاهی از تاریخچه دیاژنتیکی مخازن بالقوه است زیرا دیاژنز همراه دارای نقشی مهم در حفظ، ایجاد یا از بین بردن تخلخل و نفوذپذیری می‌باشد. پس از رسوبگذاری و تدفین، در پاسخ به افزایش دما و فشار بین رسوبات و سیالات اطراف واکنش‌های دیاژنزی صورت می‌پذیرد. در چنین شرایطی میانبارها در طی فرآیندهای دفنی، در سیمان‌های مخزن تشکیل می‌شوند. به عبارت دیگر میانبارها طی رشد بلور (در هنگام تشکیل سیمان یا در طی رخدادهای ثانویه) به دام می‌افتند. تعیین منشأ میانبارها برای تصحیح تفسیر زمین‌شناسی بسیار مهم و معمولاً دشوارترین جنبه‌ی مطالعه میانبارهای سیال می‌باشد (McLimans, 1987). اگرچه اندازه میانبارها از ۱ میکرون تا چند سانتی‌متر متغیر می‌باشد اما در مطالعات ریزدماسنجی، فقط سیالات بزرگتر از ۱۰ میکرون مورد بررسی قرار می‌گیرند. اطلاعات به دست آمده از مطالعه میانبارهای کوچکتر از ۱۰ میکرون، فاقد ارزش بوده و نمی‌توان به آن‌ها اکتفا نمود. معمولاً میانبارهای اولیه، بزرگتر از میان‌بارهای ثانویه بوده و به دلیل همزمانی تشکیل با رشد بلور میزبان، بهترین نمونه برای انجام مطالعات حرارت‌سنجی می‌باشند (Huray et al., 2016). از نظر فراوانی، کل جمعیت میانبارهای یک بلور به ندرت بیش از ۱٪ حجم بلور می‌باشند. میان‌بارها معمولاً درون فازهای دیاژنزی مانند هم‌رشدی‌های کوارتز و فلدسپار، ریزشکستگی‌های پر شده توسط کانی‌های برجا و آواری و نیز درون کانی‌های پر کننده درزه پیدا می‌شوند. در مطالعات پتروگرافی، اندازه، شکل و ریخت‌شناسی، محتویات درون میانبارها (نفت، گاز، آب)، منشأ و نسبت فاز مایع به بخار مورد بررسی قرار می‌گیرند. نسبت مایع/بخار در میان‌بارهای

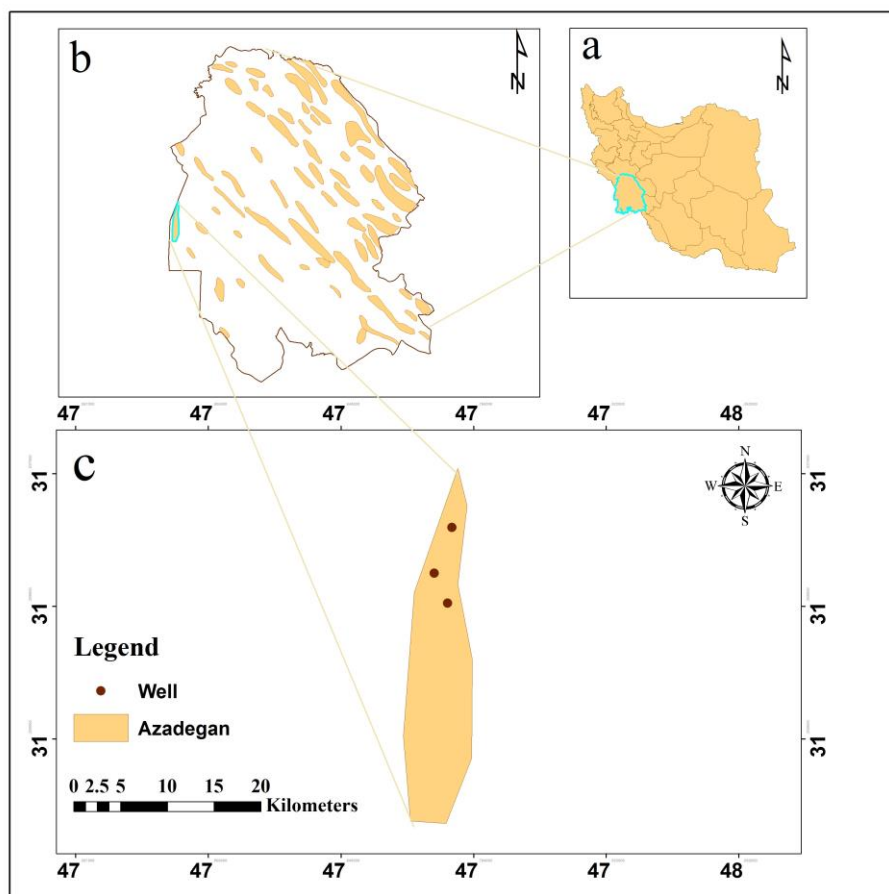
نفتی متفاوت است اما اکثر میان‌بارهای نفتی حاوی کمتر از ۲۵٪ بخار می‌باشند (George et al., 2001). یکی از پارامترهای مهم در انتخاب میان‌بارها، ابعاد آن‌ها می‌باشد. هر چقدر میان‌بار بزرگتر باشد، مطالعه آن نیز دقیق‌تر و آسان‌تر خواهد بود. منشأ میان‌بارها نیز عامل مهم دیگری برای انتخاب آن‌ها جهت مطالعه است. بدیهی است که بهترین میان‌بارها از نظر منشأ، میان‌بارهای اولیه می‌باشند. میان‌بارهایی که دارای فازهای درونی متعدد و مشخص باشند، جهت مطالعه اولویت داشته، اما در مقابل میان‌بارهایی که دچار پدیده باریک‌شدگی و نشت شده‌اند، در مطالعات پتروگرافی فاقد ارزش می‌باشند (Goldstein and Reynolds, 1994). مجموعه‌های میان‌بار نفتی در یک مخزن نفتی ممکن است تنوعی از رنگ‌های فلوئورسانس را از خود نشان دهند، که نشان دهنده‌ی شارژهای هیدروکربنی متعدد و غیر همزمان در حوضه‌ی مورد مطالعه است (Volk and George, 2019). برای اکثر نمونه‌های ماسه‌سنگی، میان‌بارهای نفتی درون ریزشکستگی‌های مهر و موم شده (Sealed Fractures)، هم‌رشدی‌های برش خورده، هم‌رشدی‌های سین تکسیال (Syntaxial) کوارتز و یا در امتداد مرز هم‌رشدی دانه کوارتز آواری رخ می‌دهند. شرایط فیزیکوشیمیایی محیط به دام افتادن میانبارها را می‌توان با استفاده از مطالعات ریزدماسنجی به دست آورد. این مطالعات دارای دو بخش اساسی سرمایش و گرمایش می‌باشند. تفسیر داده‌های ترمودینامیکی بدست آمده از میانبارها بر مبنای ویژگی‌های PVTX انجام می‌پذیرد. عمده فرضیات موجود در رابطه با مطالعه میانبارهای طبیعی و بازسازی شرایط تشکیل آن‌ها بر مبنای سیستم‌های بسته پایه‌گذاری شده است. با وجود این شواهد متعددی موجود است که نشان می‌دهند پس از به دام افتادن میانبارهای سیال، تغییرات گسترده‌ای در حجم، ترکیب شیمیایی و ریخت‌شناسی آن‌ها رخ می‌دهد. تفسیر داده‌های میانبارها وابسته به دانستن منشأ میانبار و احتمال باقی‌ماندن آن در محیط دفنی می‌باشد (McLimans, 1987). داده‌های به دست آمده از میانبارهای اولیه در سیمان‌هایی که در مراحل مختلف طی دیاژنز رشد کرده‌اند، اطلاعاتی درمورد تکامل دمایی و ترکیبی سیالات منفذی ارائه می‌دهند و می‌توانند برای دانستن شرایط شکل‌گیری سیمان استفاده شود

سیال، تعیین نموده‌اند. در مطالعه آنها خواص PVT تطابق قابل قبولی بین آزمایش‌ها و شبیه‌سازی نشان داده‌است. با توجه به آنچه مطرح شد، هدف از مطالعه حاضر برآورد ریخت‌شناسی و ریزدماسنجی میدان نفتی آزادگان شمالی با بکارگیری میان-بارهای نفتی می‌باشد.

۲- زمین‌شناسی منطقه

میدان آزادگان در دشت آبادان به طول ۷۵ و عرض ۲۱ کیلومتر در ۸۱ کیلومتری غرب شهر اهواز و ۶۰ کیلومتری آبادان، در مجاورت مرز ایران و عراق قرار دارد (شکل ۱). این میدان در حال حاضر بعنوان یکی از بزرگترین میادین توسعه نیافته دنیا شناخته می‌شود. این میدان از شمال به میدان نفتی مجنون عراق نزدیک می‌باشد. مهم‌ترین افق مخزنی در این میدان سازند سروک به سن کرتاسه (سنومانین) است (Du et al., 2016). نتایج حفاری‌های اکتشافی در این میدان نشان می‌دهد که ۱۳ سازند از سه گروه چینه‌شناسی روی هم قرار می‌گیرند. جوانترین (گروه فارس) گروه شامل سازندهای آجاجاری، گچساران و سازندهای پابده و گورپی گروه میانی (بنگستان) شامل سازندهای ایلام، لافان و سروک، کژدمی و قدیمی‌ترین گروه (خامی) شامل سازندهای داریان، گدوان و فهلپان است. میدان آزادگان بر روی یک بلندای ساختاری قدیمی بعنوان بلندای آزادگان قرار گرفته که بسیاری معتقد هستند که هسته شکل‌گیری آن براساس گنبد نمکی بوده است. این گنبد نمکی تکامل این ساختمان را تحت تاثیر قرارداده و آنرا به دو بخش شمالی و جنوبی تقسیم نموده است (Abdollahie Fard et al., 2006). هر بخش نیز به طور مستقل بر روی یک گنبد نمکی واقع شده است. این دو بخش به وسیله یک پل (Saddle) بهم وصل می‌گردند. با توجه به درجه رشد متفاوت این گنبدهای نمکی در طول تکامل آنها، گنبد نمکی جنوبی میدان، ارتفاع بلندتری از بخش شمالی دارد. بخش شمالی میدان با روند شمالی- جنوبی دارای بستگی کوچکتر می‌باشد. بخش جنوبی هم با همین روند دارای بستگی نفتی بیشتری بوده و قسمت‌هایی از جنوب‌غربی کشور عراق را هم در بر می‌گیرد (Du et al., 2016).

(Karim et al., 2012). همچنین این مطالعات می‌توانند ارتباط بین این سیالات را با دیاژنز مخزن و رخدادهای تکتونیکی آشکار سازند. مدل‌سازی حرارتی ابزاری برای بازسازی مطالعه‌ی فرایند نفت‌زایی سنگ منشاء است. فرایند نفت‌زایی تحت تاثیر حرارت و زمان زمین‌شناسی رخ می‌دهد. لذا برای مطالعه و شناخت این پدیده، وضعیت حرارتی سنگ منشاء در طول زمان زمین‌شناسی بازسازی می‌شود که با مدل‌سازی تاریخیچه تدفین و تاریخیچه حرارتی این هدف میسر می‌گردد. مدل‌سازی سیستم نفتی با شبیه‌سازی ریاضی فرایند نفت‌زایی سنگ منشاء و ردیابی آن تا سنگ مخزن، مسیر مهاجرت سیالات هیدروکربوری را مشخص می‌نماید. در مطالعه انجام شده توسط George و همکاران (۲۰۰۱) بلوغ حرارتی نفت‌های استخراج شده از میان‌بارها و رنگ‌های فلورسانس میان‌بارهای نفتی موجود در نمونه‌های ماسه سنگی میدان‌های نفتی استرالیا اندازه‌گیری نمود. در این مطالعه ارزیابی بلوغ برای هر میان‌بار نفتی با استفاده از نسبت بلوغ ۲۵ مول/کلارو نسبت (DMDR) انجام شد، این مطالعه نشان داد که اگر چه رابطه بین درجه گراویتی API و خاصیت فلورسانس نفت‌های خام به خوبی برقرار شده است، اما گسترش این رابطه با استفاده از رنگ‌های فلورسانس میان‌بارهای نفتی به عنوان یک راهنمای کیفی بلوغ حرارتی توجیه نمی‌شود. همچنین این مطالعه نشان داد رنگ فلورسانس در درجه اول به ترکیب شیمیایی بستگی دارد، که علاوه بر بلوغ توسط چندین فرایند دیگر نیز کنترل می‌گردد. (George et al., 2001). Bourdet و همکاران (۲۰۱۲) با مطالعه میدان نفتی جیبرو (Jabiru) در دریای تیمور استرالیا، نقش مطالعه و بررسی تفاوت خصوصیات بصری میان‌بارها در مناطق نفتی دیرینه را برای تشخیص ساختارهای داخلی که نتیجه‌ی برهمکنش‌های سیال در مخزن هستند را نشان دادند. آنها با مقایسه بین داده‌های PVTX و نیز منحنی تدفین پیشنهاد نمودند بسیاری از میان‌بارها در ضمن رخداد جریان دو سیال داغ متفاوت به دام افتاده‌اند (Bourdet et al., 2012). Shariatnia و همکاران (۲۰۱۵) ترکیب، شرایط ترمودینامیکی، ویژگی‌های فیزیکی و نسبت گاز به نفت نمونه‌های نفت سنگین مخزن کربناته آسماری در کوه موند را با استفاده از ریزدماسنجی و تجزیه و تحلیل حجمی میان‌بارهای



شکل ۱- (a) موقعیت منطقه مورد مطالعه در ایران، (b) موقعیت میدان نفتی آزادگان در استان خوزستان و (c) موقعیت نقاط نمونه برداری شده در مطالعه حاضر.

Fig. 1. (a) Location of the study area in Iran, (b) Location of Azadegan oil field in Khuzestan Province, and (c) Sampling locality in the present study.

۳- مواد و روش‌ها

استون قرار داده شدند. در ادامه به منظور جداسازی نمونه‌های دوبر صیقل از لام، با هدف حذف کامل آلودگی‌های سطحی، نمونه‌ها به مدت ۵ دقیقه در دستگاه اولتراسونیک در آب مقطر قرار گرفتند. پس از بررسی اولیه رخداد میانبرهای سیال در ۱۱۴ نمونه مورد مطالعه، عملیات سرمایش و گرمایش بر روی میانبرها با استفاده از استیج مدل ۶۰۰ Linkam THM قرار گرفته بر روی میکروسکوپ Olympus صورت پذیرفت. نمونه‌های مورد مطالعه طی عملیات سرمایش تا ۱۲۰- درجه سانتی-گراد و طی عملیات گرمایش تا ۳۰۰ درجه سانتی-گراد گرم شدند. دقت اندازه‌گیری شده برای عملیات سرمایش و گرمایش به ترتیب ± 0.5 و ± 1 در نظر گرفته شد. پارامترهای مورد محاسبه برای محاسبات ریزدماسنجی شامل دمای همگن‌شدگی (T_h) و دمای ذوب آخرین بلور یخ (T_{mice}) می‌باشد (جدول ۱).

در مطالعه حاضر، به منظور انجام عملیات نمونه‌برداری از مغزه‌های حاصل از حفاری میدان نفتی آزادگان شمالی، سه چاه در نظر گرفته شد (شکل ۱). ابتدا تمام ویژگی‌های چاه‌ها، از نظر عمق، مغزه‌های در دسترس، سنگ‌شناسی، زون‌بندی و سایر ویژگی‌های موجود مورد مطالعه قرار گرفت. سپس از ۱۱۴ نمونه بدست آمده، مقاطع دوبر صیقل با ضخامت ۲۰۰ تا ۳۰۰ میکرومتر، جهت بررسی خصوصیات ظاهری نمونه‌ها تهیه گردید. پس از آماده‌سازی اولیه، به منظور مطالعه‌ی ریزدماسنجی، مقاطع به آزمایشگاه دانشگاه تربیت مدرس تهران، و نیز به منظور بررسی طیف سنجی رامان، نمونه‌ها به آزمایشگاه دانشکده علوم زمین دانشگاه شیراز، منتقل گردید. قبل از انجام آنالیز ریزدماسنجی، ابتدا کلیه نمونه‌ها به مدت ۲۴ ساعت در

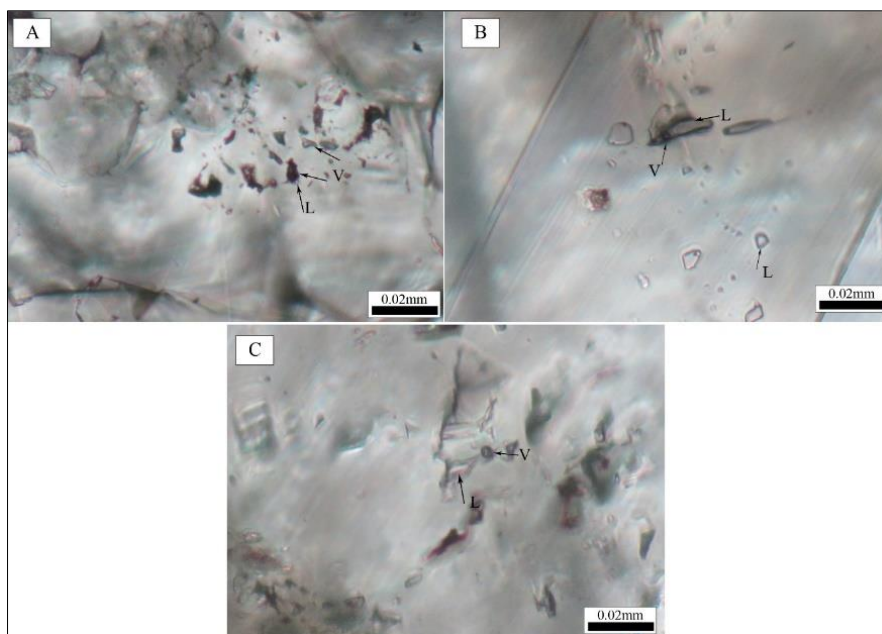
تعیین فازهای انتقالی دنبال می‌شود. شمارش تعداد کلیه میانه‌های نفتی موجود در هر نمونه، بررسی اندازه و شکل میانه‌های نفتی و در نهایت تعیین کمی رنگ‌های فلورسانس، تنها روش کمی تعیین ویژگی‌های پتروگرافی میانه‌های نفتی یک نمونه می‌باشد. از جمله دستاوردهای مطالعه‌ی پتروگرافی میانه‌های نفتی، تعیین ویژگی‌های فیزیکی میانه‌های نفتی، همچون شکل، اندازه، رنگ، ارتباط زایشی و نیز ترکیب فازی میانه‌نفتی با کانی دربرگیرنده آن، می‌باشد (Ayinla, 2018). اولین گام در مطالعه میانه‌های نفتی، بررسی وجود یا عدم وجود میانه‌های نفتی در مقاطع دوبرصیقل است. در صورت وجود میانه‌های نفتی، می‌بایست موقعیت آن‌ها را به منظور تعیین زمان نسبی، مشخص نمود (Ayinla Habeeb, 2018). همانطور که در شکل ۲ نشان داده شده است، در نمونه‌های مورد مطالعه، ادخال‌های هیدروکربنی به صورت پراکنده و پرکننده شکستگی‌ها و به صورت تک فازی گازی (شکل ۲a)، به همراه دو فازی غنی از گاز و دو فازی غنی از مایع همراه تک فازی گازی (شکل ۲b و c) مشهود است. همچنین از نظر پیدایش نیز به صورت اولیه و ثانویه کاذب دیده می‌شوند (شکل ۳).

به منظور محاسبه میزان شوری میانه‌ها بر اساس دو پارامتر دمای ذوب آخرین بلور یخ و دمای ذوب هالیت، از نرم افزار Flincor بر مبنای معادلات Brown (۱۹۸۹) در سیستم $H_2O-NaCl$ استفاده گردید و در آخر صحت شوری‌های محاسبه شده، توسط نرم افزار Package FLUIDS بررسی گردید. به علاوه به منظور محاسبه میزان انعکاس UV در نمونه‌های مورد مطالعه، از منبع نور UV مدل T-RFL-U بر روی میکروسکوپ Olympus استفاده شده لازم به ذکر است این آنالیز در دمای اتاق و قبل از شروع فرآیند سرمایش نمونه‌ها، انجام شد. در نهایت به منظور آنالیزهای اسپکتروسکوپی رامان، از دستگاه اسپکترومتر رامان مدل LABRAM (Yvon Jobin ISA) آزمایشگاه علوم زمین شیراز، استفاده گردید. طول موج برانگیختگی برابر با ۵۳۲/۶ و محدوده‌های طول موج شامل ۱۰۰۰، ۲۰۰۰، ۳۰۰۰ و ۴۰۰۰ انتخاب گردید.

۴- نتایج و بحث

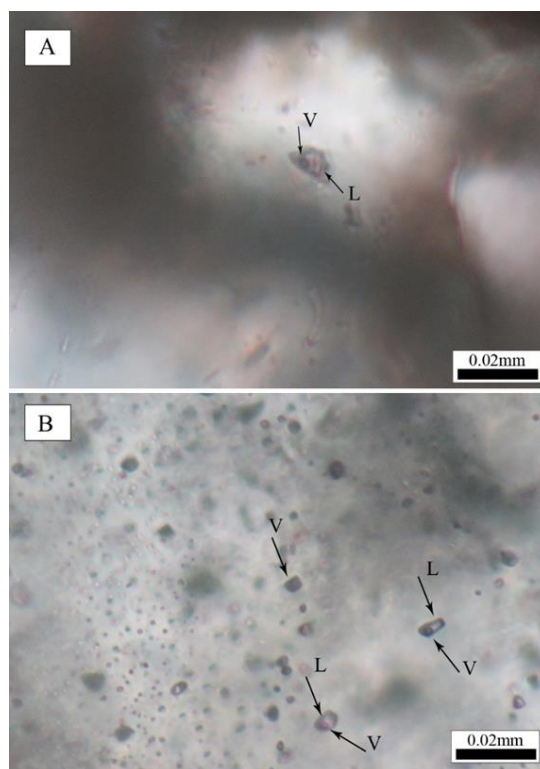
۴-۱ پتروگرافی

به منظور تعیین ارتباط میانه‌های نفتی با کانی‌های میزبان و نیز تعیین چگونگی پراکنش آن‌ها، پتروگرافی سیالات درگیر بررسی شد. این امر اصولاً با تجزیه سامانه‌مند ریزدماسنجی و



شکل ۲- میانه‌های سیال از چاه‌های مختلف میدان نفتی آزادگان، (a) تک فازی گازی به همراه دو فازی غنی از گاز، (b) و (c) دو فازی غنی از مایع همراه تک فازی گازی.

Fig. 2. Fluid inclusions from the different wells of Azadegan oil field; (a) Single gas phase with two gas-rich phases, (b), and (c) Liquid-rich two phases with single phase gas.



شکل ۳- (a) سیالات درگیر اولیه و (b) ثانویه کاذب در نمونه‌های میدان نفتی آزادگان شمالی.
Fig. 3. (a) Primary and (b) pseudo-secondary fluid inclusions in the North Azadegan oil field samples.

غیر مخرب بودن این نوع مطالعه) مقاطع مورد نظر را از نظر تعیین دما، میزان شوری، وزن مخصوص (چگالی) و نیز ترکیب سیالاتی که کانی میزبان از آن‌ها ساخته شده‌اند، مطالعه نمود (Jayanthi and Nandakumar, 2021). بدین منظور آزمایش‌های سرمایش و گرمایش قابل اجرا می‌باشد. طی فرآیند سرمایش، میانبارهای نفتی تا دماهای زیر صفر درجه سانتی‌گراد سرد و منجمد می‌شوند. پس از انجماد سیال، با روندی آهسته و یکنواخت، دما افزایش داده می‌شود تا یخ شروع به ذوب کند. ذوب یخ معمولاً از حاشیه‌های بلور آغاز می‌شود. دمایی که در آن، آخرین بلور یخ ذوب می‌شود، دمای ذوب نهایی یخ یا T_{mice} نامیده می‌شود که بیانگر شوری سیال است. در مرحله بعد یعنی آزمایش گرمایش، فازهای مختلف تشکیل‌دهنده میانبارهای نفتی، برحسب میزان نسبت فاز بخار به مایع، به یکی از دو فاز بخار یا مایع همگن می‌شوند (Wang and Liu, 2023). لازم به ذکر است دمای همگن‌شدگی نشان‌دهنده دمای سیال در حین رخداد سیمان‌شدگی نیست و فقط کمینه دماهای به دام افتادگی را نشان می‌دهد. در ریزدماسنجی میانبارهای نفتی، مؤلفه‌های فشار، دما، حجم، شوری و سایر اطلاعات مورد نیاز در

از مقایسه‌ی عمق به دام افتادن میانبارهای نفتی مورد مطالعه، می‌توان دریافت که رخداد میانبارهای نفتی، در اعماق بیشتر، محتمل‌تر است. با توجه به نتایج بدست آمده، سازند سروک در عمق ۲۹۱۵/۳ دچار گسل خوردگی شده که این امر منجر به آشفته‌گی سیستم هیدروکربنی در اعماق ۲۸۲۰ تا ۲۹۸۵ و به تبع آن ایجاد مکان مناسبی برای به دام افتادن مواد هیدروکربنی و مخزن نفتی شده است. همچنین به نظر می‌رسد تنش مذکور، منجر به خروج میزان قابل توجهی از مواد هیدروکربنی از سازند سروک و ورود آن به سازند کژدمی شده است که با در نظر گرفتن نتایج پتروگرافی در چاه‌های مورد مطالعه، می‌توان استنباط کرد که سازند کژدمی منشأ و یا مخزن مناسبی برای مواد هیدروکربنی نمی‌باشد. این درحالی است که نتایج مطالعات پتروگرافی مواد هیدروکربنی سازند گدوان، نشان می‌دهد که این سازند نیز می‌تواند مانند سازند سروک مخزن مناسبی برای مواد هیدروکربنی می‌باشد.

۴-۲ مطالعات ریزدماسنجی

با توجه به اینکه میانبارهای نفتی غالباً در دماهای مختلفی به دام می‌افتند، می‌توان از مطالعات ریزدماسنجی (به دلیل ماهیت

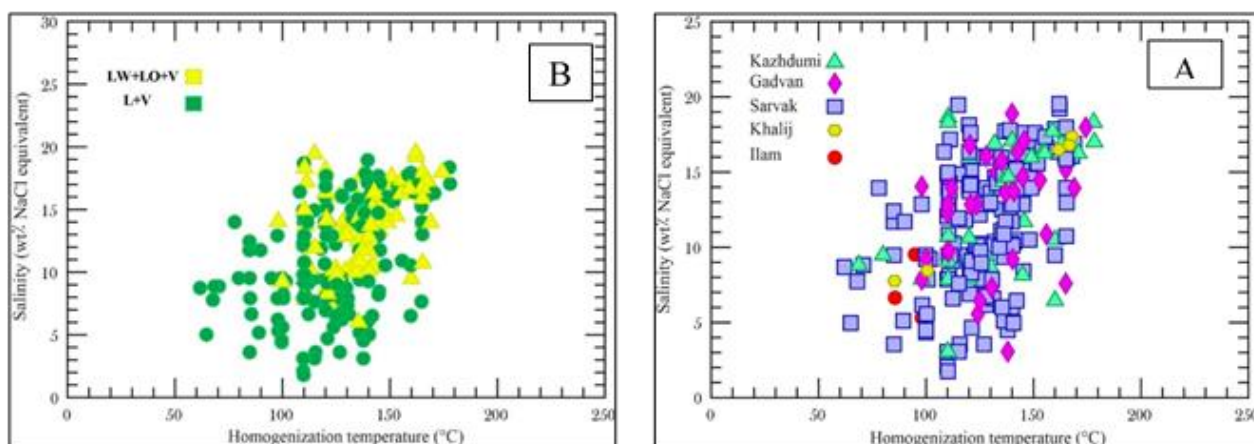
یخ بین ۱۱- تا ۱۶ و درجه شوری ۰/۳ تا ۱۹/۵۳ درصد وزنی معادل نمک طعام برآورد گردیده است. با توجه به نمودار دوتایی رسم شده در شکل ۴ تغییرات دما در مقابل شوری در سازندهای مورد مطالعه، دارای گستره‌ی وسیعی است، این امر نشان‌دهنده شرایط تقریباً آرام در میدان است. در نتیجه پیش‌بینی می‌شود، بیشتر میانبرهای نفتی مشاهده شده، در مراحل دیانژن و طی پرشدگی به وسیله‌ی سیمان‌شدگی، تشکیل شده‌اند.

خصوص میانبرهای نفتی قابل حصول می‌باشند. میانبرهای نفتی به عنوان سیالات بازمانده از محیط بسته و ایزوله اطلاعات ارزشمندی در مورد تاریخچه فشار - حجم - دما ارائه می‌دهند (Lu et al., 2022). همانگونه در جدول ۱ نشان داده شده است، میکروترموتری بر روی ۲۳۹ عدد میانبار نفتی صورت گرفت. نتایج نشان می‌دهد که دمای همگن‌شدگی میانبرهای نفتی بین ۶۲ تا ۱۷۸ درجه‌ی سانتی‌گراد می‌باشد. دمای ذوب آخرین بلور

جدول ۱- نتایج میکروترموتری میانبرهای نفتی مخزن میدان نفتی آزادگان.

Table 1. Microthermometry data of fluid inclusions from the Azadegan oil field reservoir.

Well	Depth (m)	Formation	Type	average T_{mice} (°C)	Salinity (wt% NaCl eq.)	T_h (V-L) (°C)
1	3325.92	Sarvak, Kazhdumi, and Gadvan	P	-6.63	5.32	128.30
2	3263.31	Ilam, Sarvak, Kazhdumi, Lower Gadvan, and Darian	P	-9.75	4.63	133.75
3	3955	Sarvak, Kazhdumi, Khalij, Gadvan, and Darian	P	-5.25	5.93	133.75



شکل ۴- (a) نمودار دوتایی شوری در مقابل دما برای میانبرهای نفتی - آبگین و میانبرهای نفتی غنی از مایع در میدان آزادگان شمالی و (b) نمودار دوتایی شوری در مقابل دما برای سیالات درگیر متعلق به سازندهای موجود در میدان نفتی آزادگان شمالی.

Fig. 4. (a) Salinity-temperature binary diagram for oil-rich inclusions and liquid-rich oil-bearing inclusions in the North Azadegan field and (b) Salinity-temperature binary diagram for fluid inclusions belonging to different formations in the North Azadegan oil field.

چندین سال است که از رنگ‌های فلورسانس میانبرهای نفتی به عنوان راهنمای کیفی بلوغ دمایی مهاجرت نفت استفاده می‌شود (Bourdet et al., 2012). تنوع رنگ‌های فلورسانس

۳-۴ انعکاس فلورسانس فرابنفش میانبرهای نفتی

میانبار نفتی معمولاً توسط فلورسانس آن‌ها در زیر فلورسانس (UV) شناخته می‌شود (طول موج برانگیختگی ۳۶۶ نانومتر).

مواد آلی رسوبی و نفت خام بطور عمده توسط غلظت مواد فلورسانس کننده (مانند فراوانی نسبی هیدروکربن های اشباع، هیدروکربن های آروماتیک، رزین و آسفالتن)، طول سامانه های پای مزدوج و گروه های با پیوند دوگانه ی کربن= اکسیژن کنترل می شود. معمولاً با افزایش اندازه و غلظت ترکیبات هیدروکربن دار آروماتیک و ناجور حلقه (مانند رزین ها) در مواد آلی رسوبی و نفت خام، رنگ فلئورسانس به سوی طول موج های بلندتر متمایل می گردد و با کاهش شدت همراه خواهد بود. بطور مشابه، با کاهش اندازه و غلظت ترکیبات هیدروکربنی آروماتیک و ناجور حلقه رنگ فلورسانس به سوی طول موج های کوتاه تر متمایل می گردد (تغییر آبی) و با افزایش شدت همراه خواهد بود (Munz, 2001). میانبارهای نفتی دارای فلئورسانس زرد و نارنجی به طور کلی نشانگر بلوغ نفتی پایین هستند. با این حال، این نتیجه گیری احتمال اینکه فاکتورهای غیر از بلوغ که ممکن است باعث شوند که نفت در میانبارها با فلورسانس زرد یا نارنجی به دام بیافتد را رد نمی کند (George et al., 2001). به منظور تعیین میزان انعکاس UV در میانبارهای مورد مطالعه، از منبع نور UV مدل U-RFL-T قرار گرفته بر روی میکروسکپ

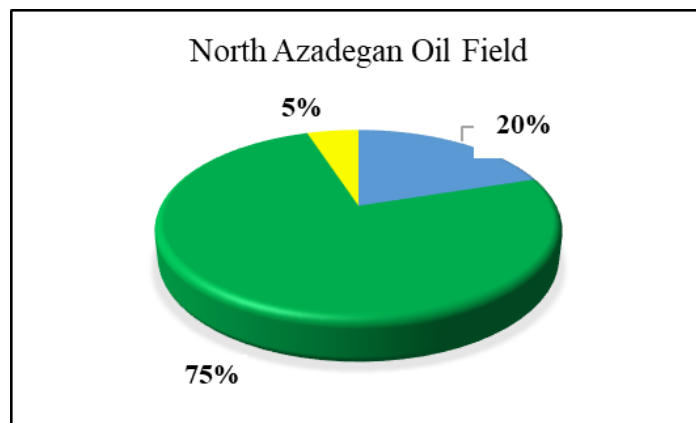
Olympus استفاده شد. این آنالیز در دمای اتاق و پیش از شروع عملیات سرمایش نمونه ها، بر روی میانبارهای مورد مطالعه صورت پذیرفت. به منظور ثبت تصاویر UV میانبارهای نفتی از فلیترهای ۱/۲ و ۲ استفاده شد، ضمن اینکه تنظیم وضوح تصاویر به صورت خودکار توسط نرم افزار اندازه گیری میانبارها (Linkam) انجام شد. ویژگی های انعکاس فلئورسانس سیالات درگیر در زیر نور UV در جدول ۲ خلاصه شده است.

بنابراین در این نمونه ها بیشترین فراوانی که مربوط به رنگ سبز است با فراوانی ۷۵٪ دارای چگالی ۰/۸۲ تا ۰/۷۴ گرم بر سانتی متر مکعب می باشد که به طور کلی نشان دهنده نفت با چگالی سبک است. همچنین در رده دوم این نمونه ها فراوانی رنگی بازتابی فلئورسانس، می توان به رنگ آبی با فراوانی ۲۰٪ دارای چگالی کمتر از ۰/۷۴ گرم بر سانتی متر مکعب، یک نفت فوق العاده سبک محسوب می گردد (شکل ۵). در نهایت کمترین فراوانی رنگی بازتابی نمونه ها به رنگ زرد با ۵٪ دارای چگالی ۰/۹ تا ۰/۸۲ گرم بر سانتی متر مکعب، یک نفت با چگالی متوسط محسوب می شود (شکل ۶).

جدول ۲- فراوانی رنگی بازتابی پرتو فرابنفش در میانبارهای نفتی میدان نفتی آزادگان شمالی.

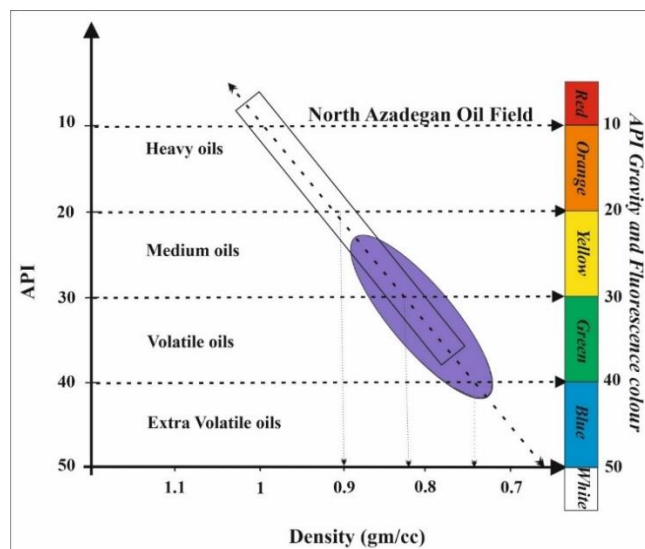
Table 2. Frequency of UV fluorescent light color emission for fluid inclusions of North Azadegan oil field.

North Azadegan Oil Field	Well	Yellow (20-30)	Green (30-40)	Blue (40-50)
	1	33%	60%	7%
	2	40%	50%	10%
	3	37%	55%	8%



شکل ۵- نمودار دایره ای نشان دهنده، فراوانی رنگی نور بازتابی پرتو فلورسانس در میانبارهای نفتی در میدان نفتی آزادگان شمالی.

Fig. 5. Pie diagram showing the frequency of fluorescent emission of petroleum inclusions from the North Azadegan oil field.



شکل ۶- نمودار حاصل از تلفیق داده‌های رنگ فلورسانس و درجه API نفت بر گرفته از (Testa ۱۹۹۰).

Fig. 6. Combining the fluorescence color and API gravity of oil. Adapted from Testa (1990).

۵- نتیجه‌گیری

بررسی‌های انجام شده بر روی ۱۰۵ نمونه (۲۳۹ میانبار نفتی اولیه و ثانویه)، نشان‌دهنده فعالیت فازهای مختلف شارژ شدن مخزن میدان نفتی آزادگان شمالی می‌باشد. براساس داده‌های حاصل از مطالعات ریزدماسنجی، خواص فیزیکوشیمایی مخزن مشخص گردید، که شارژشدگی مخزن طی دو دوره زمانی متفاوت می‌باشد. در نهایت بررسی میزان نشر فلئورسانس میانبارهای نفتی در زیر پرتو فرابنفش نشان می‌دهد که بیشترین فراوانی که مربوط به رنگ سبز است با فراوانی ۷۵٪ دارای چگالی ۰/۸۲ تا ۰/۷۴ گرم بر سانتی متر مکعب می‌باشد

که به طور کلی نشان‌دهنده نفت با چگالی سبک است. همچنین براساس ترکیب فازهای موجود در میانبارهای نفتی (دو فازی، سه فازی دارای نفت، و ...) مسیر شارژ شدن مخزن قابل پیش‌بینی می‌باشد.

تشکر و قدردانی

این پروژه با حمایت مالی مرکز مطالعات و همکاری‌های علمی بین المللی وزارت علوم تحقیقات و فناوری انجام شده است. همچنین از حمایت مالی معاونت پژوهشی و فناوری دانشگاه شهید چمران اهواز در قالب پژوهانه شماره SCU.EG1403.582 تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust belt and the Arabiantype, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience* 12, 347-362.
- Bourdet, J., Eadington, P., Volk, H., George, SC., Pironon, J., Kempton, R., 2012. Chemical changes of fluid inclusion oil trapped during the evolution of an oil reservoir: Jabiru-1A case study (Timor Sea, Australia). *Marine and Petroleum Geology* 36(1), 118-139.
- Brown, SR., 1989. Transport of fluid and electric current through a single fracture. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 94 (B7), 9429-9438.
- Du, Y., Chen, J., Cui, Y., Xin, J., Wang, J., Li, YZ. and Fu, X., 2016. Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran. *Petroleum Science* 13, 34-51.
- George, SC., Ruble, TE., Dutkiewicz, A., Eadington, PJ., 2001. Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours. *Applied Geochemistry* 16(4), 451-473.
- Goldstein, R., Reynolds, J., 1994. Systematics of fluid inclusions. *SEPM short course notes* 31, 188.
- Goldstein, RH., 2001. Fluid inclusions in sedimentary and diagenetic systems. *Lithos* 55(1-4), 159-193.
- Hurai, V., Huraiova, M., Slobodnik, M., Thomas, R., 2016. Geofluids: Developments in microthermometry, spectroscopy, thermodynamics and stable isotopes. *Economic Geology* 111(4), 1041-1041.
- Jayanthi, JL., Nandakumar, V., 2021. Fluid inclusion studies to determine the paleotemperature and hydrocarbon quality in petroliferous basins. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 197, 108082.
- Karim, A., Hanley, JJ., Pe-Piper, G., Piper, DJ., 2012. Paleohydrogeological and thermal events recorded by fluid inclusions and stable isotopes of diagenetic minerals in Lower Cretaceous sandstones, offshore Nova Scotia, Canada. *AAPG bulletin* 96(6), 1147-1169.
- Lu, X., Yu, Z., Liu, K., Zhao, M., Fan, J., Guo, X., Zhuo, Q. and Gui, L., 2022. Transformation of a Large Ancient Oil Reservoir to a Dry Gas Reservoir: A Case Study of the Kela-2 Gas Field in the Kuqa Foreland Basin, NW China. *Geofluids* 2022(1), 6615336.
- McLimans, RK., 1987. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs. *Applied Geochemistry* 2(5-6), 585-603.
- Munz, IA., 2001. Petroleum inclusions in sedimentary basins: systematics, analytical methods and applications. *Lithos* 55(1-4), 195-212.
- Shariatnia, Z., Haghighi, M., Shafiei, A., Feiznia, S. and Zendehboudi, S., 2015. PVTX characteristics of oil inclusions from Asmari formation in Kuh-e-Mond heavy oil field in Iran. *International Journal of Earth Sciences* 104, 603-623.
- Testa, SM., 1995. Chemical aspects of cold-mix asphalt incorporating contaminated soil. *Soil and Sediment Contamination*, 4(2), 191-207.
- Volk, H., George, S.C., 2019. Using petroleum inclusions to trace petroleum systems A review. *Organic Geochemistry* 129, 99-123.
- Wang, H., Liu, J., 2023. Emulsification and corrosivity study of bio-oil and vacuum gas oil mixtures with a novel surfactant system. *Fuel* 333, 126460.
- Zarasvandi, A., Liaghat, S., Lentz, D. and Hossaini, M., 2013. Characteristics of Mineralizing Fluids of the Darreh-Zerreshk and Ali-Abad Porphyry Copper Deposits, Central Iran, Determined by Fluid Inclusion Microthermometry. *Resource Geology* 63(2), 188-209.