



Research Article

OPEN ACCESS

Kharazmi Journal of Earth Sciences

Journal homepage <https://gnf.khu.ac.ir>

Application of asphaltenes molecular structure analysis in assessing lateral reservoir continuity: A case study in the Bangestan reservoir from a field of Dezful Embayment

Morteza Asemani^{1*}, Marjan Saeidi², Arezoo Rezaei³

1. Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

2. PetroIran Development Company (PEDCO), Tehran, Iran

3. Oil, Gas and Petrochemical Engineering Research Center, AmirKabir University of Technology, Tehran, Iran

Article info

Article history

Received: 23 September 2025

Accepted: 27 October 2025

Keywords:

Reservoir compartmentalization, Asphaltenes, Fourier Transform Infrared spectroscopy (FTIR), Bangestan reservoir, Dezful Embayment.



Abstract

Reservoir compartmentalization is a phenomenon whereby the presence of flow barriers divides a hydrocarbon reservoir into separate zones with distinct flow behaviors. Accurate identification of these flow barriers and the various reservoir zones is crucial for optimal field management, accurate reserve estimation, proper well placement design, and, in general, for all future field development decisions. Given the significance of studying reservoir compartmentalization in Iranian oil fields, this paper investigates lateral continuity in the Bangestan reservoir in one of the fields from the Dezful Embayment. For this purpose, a novel and efficient approach was employed, utilizing the structural characteristics of asphaltenes through Fourier-transform infrared (FTIR) spectroscopy. Asphaltenes are macromolecular compounds with a structure similar to kerogen. Due to their stability against secondary processes, such as biodegradation and water washing, they serve as reliable indicators for obtaining oil fingerprints and assessing fluid composition heterogeneity within a reservoir. In this study, four crude oil samples were collected from producing wells in the Bangestan reservoir and analyzed by FTIR to determine various structural indices, including aliphatic, aromatic, branched, and substitution indices, to compare the structural characteristics of different asphaltenes. The results showed that sample S-1 exhibited significant differences in structural indices and chemical composition compared to the other samples (S-2, S-3, and S-4). This issue indicates a difference in crude oil fingerprints among the studied wells, which is attributed to the presence of a flow barrier in the Bangestan reservoir. To confirm these results, pressure data were also analyzed, which revealed a different pressure gradient for well S-1 compared to the other wells, further supporting the presence of a flow barrier. Therefore, the use of structural characteristics of asphaltenes is considered an efficient, low-cost, and straightforward method, providing results comparable to reservoir engineering data in identifying reservoir discontinuities.

Introduction

Reservoir compartmentalization refers to the subdivision of a reservoir into hydraulically isolated segments caused by the presence of flow barriers, where each segment behaves as an independent flow unit during production (Smalley and England, 1994). Compartmentalization can be induced by lateral barriers such as sealing faults or facies transitions, as well as vertical barriers including shale layers, low-permeability

streaks, or tar mats (Smalley and Muggeridge, 2010). Furthermore, depositional heterogeneities, diagenetic processes, geochemical alterations such as asphaltene precipitation, and structural complexities can contribute to the subdivision of reservoirs (Chen, 2013).

Understanding reservoir connectivity and flow barriers is crucial for both technical and economic evaluations of hydrocarbon field development. Unrecognized barriers may lead to substantial financial

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.2.106673>

*Corresponding author: Morteza Asemani; E-mail: asemani@khu.ac.ir

How to cite this article: Asemani, M., Saeidi, M., Rezaei, A., 2025. Application of asphaltenes molecular structure analysis in assessing lateral reservoir continuity: A case study in the Bangestan reservoir from a field of Dezful Embayment. Kharazmi Journal of Earth Sciences 11(2), 317-341. <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.2.106673>



BY NC

loss and even early field abandonment (Asemani and Rabbani, 2020). Therefore, accurate identification of hydrodynamic zones and flow compartmentalization is fundamental for reliable reservoir modeling, reserve estimation, well planning, recovery strategy selection, and overall field management (Asemani and Rabbani, 2021; Smalley and Muggeridge, 2010).

Following a hydrocarbon charge into a reservoir, compositional heterogeneity may arise due to multiple sources, variable migration pathways, or different filling histories. Over geological time, molecular diffusion tends to homogenize fluid composition laterally, whereas vertical gradients persist due to the influence of gravitational and thermal segregation (England, 2007; England et al., 1987). However, the presence of flow barriers can hinder lateral homogenization, resulting in fluid compositional differences between wells across the field (Asemani and Rabbani, 2021). Consequently, fluid geochemistry, and particularly compositional fingerprinting of oils, has emerged as a powerful approach for assessing reservoir connectivity (Brown, 2003; Chen, 2013; Milkov et al., 2007).

Asphaltenes are defined as the heaviest, most polar, and complex macromolecules of crude oil (McKenna et al., 2009; Speight, 2004). Due to their structural similarity to kerogen and their inherent characteristics, asphaltenes are valuable for obtaining fingerprints of reservoir crude oil (Gray et al., 2011). Fourier Transform Infrared (FTIR) spectroscopy has proven to be a rapid, non-destructive, and cost-effective analytical method for the structural characterization of asphaltenes, providing insight into aromaticity, aliphaticity, oxidation levels, and polyaromatic condensation (Boukir et al., 1998; Permanyer et al., 2005).

The primary objective of this paper is to investigate reservoir connectivity within a Bangestan reservoir, situated in one of the fields of the Dezful Embayment, southwest Iran, through asphaltene structural analysis using FTIR spectroscopy. Four crude oil samples from producing wells were selected, and their asphaltenes were extracted and analyzed. The molecular fingerprints

were then compared to assess lateral connectivity. In addition, pressure gradient data were incorporated as a complementary indicator to validate the geochemical findings. The overall objective of this work is to introduce a simple, practical, and reliable methodology for evaluating reservoir compartmentalization based on the structural characteristics of asphaltenes.

Geological settings

The Dezful Embayment, located within the Zagros fold-and-thrust belt, is recognized as one of the world's most prolific hydrocarbon provinces (Asemani and Gholami, 2023; Mehdipour et al., 2023; Ansari et al., 2024). Covering an area of approximately 60,000 km² and hosting more than 40 discovered hydrocarbon fields, it accounts for nearly 8% of the global proven oil reserves (Bordenave and Hegre, 2005; Yaghoubi et al., 2021).

From a structural geology perspective, the Dezful Embayment has been profoundly shaped by intense tectonic activity associated with the collision between the Arabian and Eurasian plates, which initiated during the Miocene and continues to the present (Yaghoubi et al., 2021). This tectonism resulted in crustal shortening, thrusting, faulting, and folding, and was further accompanied by the reactivation of pre-existing basement faults (Berberian, 1995). These structural elements exerted a fundamental control on facies distribution, stratigraphic thickness variations, and fracture intensity, thereby directly impacting reservoir compartmentalization, connectivity, and sealing efficiency.

Materials and Methods

In this study, four crude oil samples were collected from the Bangestan reservoir in one of the fields of the Dezful Embayment. Asphaltenes were precipitated according to the IP 143/84 standard (D6560, 2017), using *n*-hexane as the precipitating solvent, and subsequently purified through Soxhlet extraction with *n*-hexane and toluene. The obtained pure asphaltenes were subjected to Fourier Transform Infrared

Spectroscopy (FTIR) to identify their functional groups. For analysis, KBr pellets were prepared from the powdered asphaltenes and examined using a Thermo Nicolet-Nexus 670 spectrometer. The FTIR spectra provided detailed structural information for evaluating molecular characteristics of asphaltenes.

Results and Discussion

Reservoir connectivity

Reservoir connectivity is a prerequisite for fluid compositional equilibrium, and its assessment provides critical insights into reservoir architecture and flow barriers. In this study, crude oil samples from the Bangestan reservoir in the Dezful Embayment were

analyzed to evaluate fluid homogeneity using both asphaltene structural indices and pressure data.

Structural characteristics of asphaltenes

Asphaltenes, due to their structural similarity to kerogen and high resistance to secondary alteration processes, were isolated and characterized using FTIR-derived indices to obtain fingerprints from oil samples. Figure 1 shows the plot of different structural indices of asphaltenes for the studied samples. The results revealed that sample S-1 exhibits a distinct molecular signature compared to other wells, particularly in the aliphatic and aromatic index, indicating a lack of connectivity and the presence of a flow barrier.

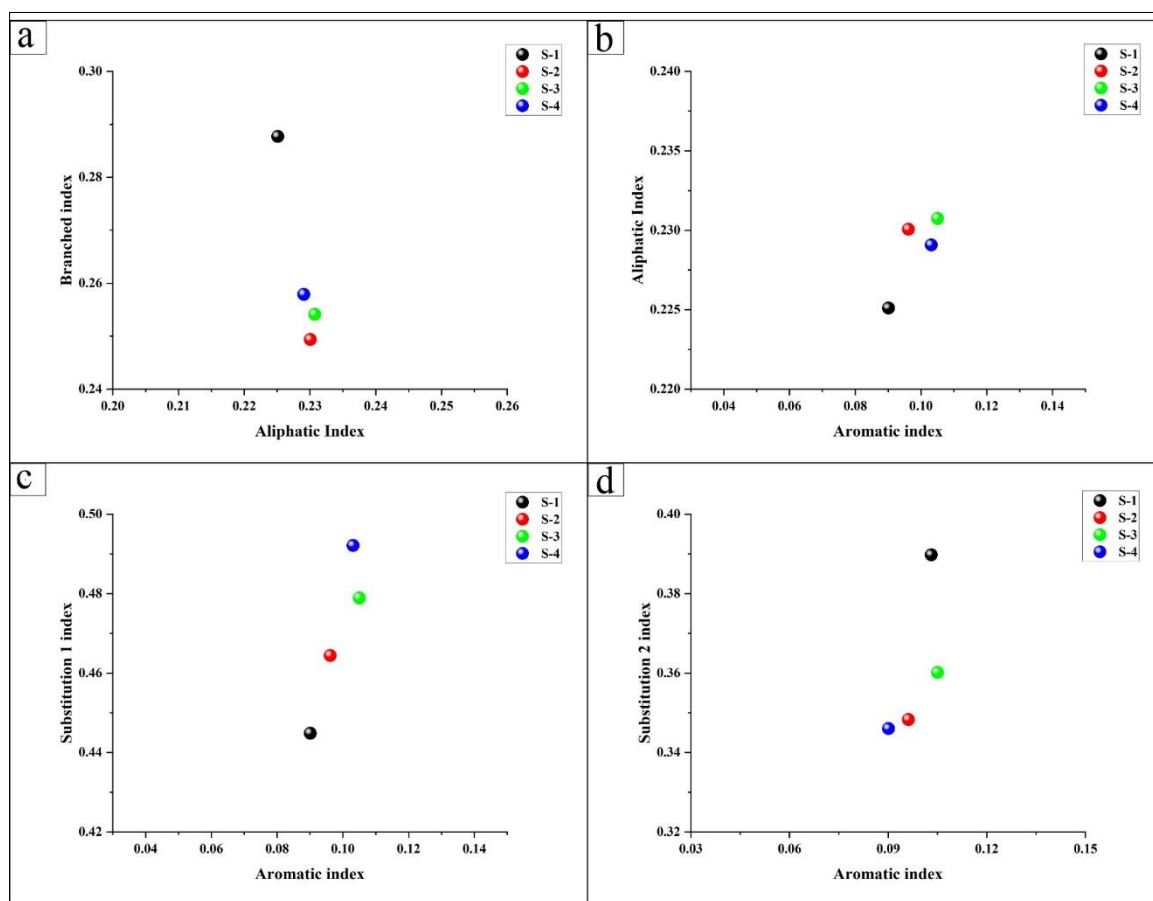


Fig. 1. Plots of a) Branched Index versus Aliphatic Index, b) Aliphatic Index versus Aromatic Index, c) Substitution Index 1 versus Aromatic Index, and d) Substitution Index 2 versus Aromatic Index for asphaltene samples from the Bangestan reservoir in the studied field.

Pressure data

Complementary pressure data were also analyzed by constructing pressure–depth plots for different wells. Figure 2 illustrates the pressure–depth plot for the studied wells in the Bangestan reservoir. While uniform gradients do not always exclude compartmentalization, variations in pressure gradients clearly indicate the presence of flow barriers. In the Bangestan reservoir, well S-1 shows a distinct gradient compared to other

wells, demonstrating reservoir compartmentalization. This barrier prevents fluid mixing and pressure equilibrium, and the results are consistent with fluid composition analyses.

The combined evidence from asphaltene structural fingerprinting and pressure gradients demonstrates that the Bangestan reservoir is divided into at least two hydraulically isolated zones in the studied field.

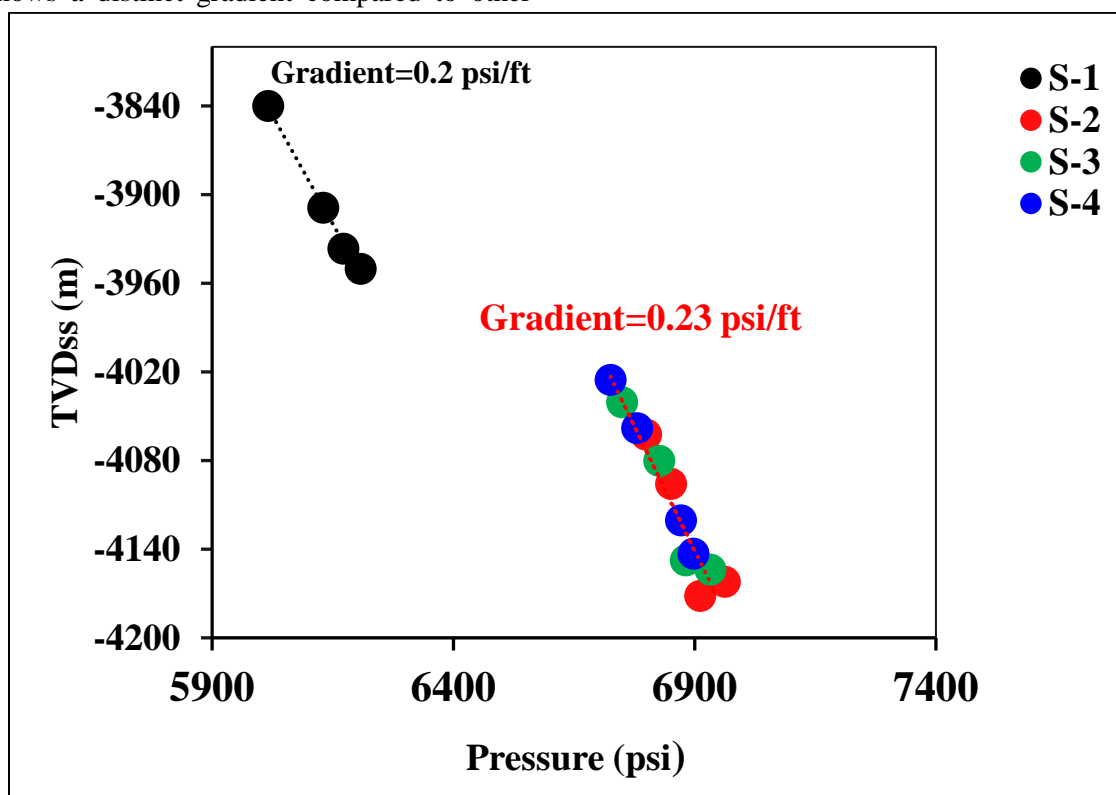


Fig. 2. True vertical depth (TVD) versus pressure plot for studied wells in the Bangestan reservoir of the studied field.

Conclusions

Reservoir connectivity is one of the key challenges throughout the life cycle of an oil field, playing a crucial role in decision-making and future development strategies. In this study, reservoir continuity in the Bangestan reservoir from a field of the Dezful Embayment was evaluated using an integrated approach that combines asphaltene structural analysis with pressure gradient data. FTIR analysis revealed that sample S-1 differs significantly from samples S-2, S-3, and S-4 in terms of aliphatic, aromatic, branched, and

substitution indices, indicating fluid heterogeneity and reservoir compartmentalization. These findings were further confirmed by pressure–depth analysis. The consistency between geochemical fingerprints and pressure data demonstrates the reliability of FTIR spectroscopy of asphaltenes as a powerful, low-cost, and non-destructive tool for detecting flow barriers and compartmentalization. Ultimately, tectonic faults and fractures were identified as the main drivers of reservoir compartmentalization in the Dezful Embayment, highlighting the importance of their detailed evaluation

for effective reservoir management and strategic field development.




References

- Ansari, M., Asemani, M., Mehrabi, B., Ghorbani, B., 2024. Geochemical evaluation and hydrocarbon potential of the Garau Formation, Jufair field, Abadan plain, SW Iran. *Kharazmi Journal of Earth Sciences* 10(2), 421- 442.
- Asemani, M., Gholami, Z., 2023. The application of crude oil biomarker and non-biomarker compounds in the determination of migration pathways and filling points of the Asmari reservoir in an oil field from the NE of Dezful Embayment. *Kharazmi Journal of Earth Sciences* 9(1), 169- 206.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2021. A novel and efficient chemometric approach to identifying oil families by saturate biomarker data and FTIR spectroscopy of asphaltene subfractions. *Marine and Petroleum Geology* 124, 104838.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2020. Crude oil fingerprint heterogeneity assessment by investigation of asphaltene subfractions: Implementation for reservoir continuity evaluation. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 107925.
- Berberian, M., 1995. Master “blind” thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics* 241, 193-224.
- Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology* 28, 339-368.
- Boukir, A., Guiliano, M., Doumenq, P., Mille, G., Boukir, A., El Hallaoui, A., 1998. Structural characterization of crude oil asphaltenes by infrared spectroscopy (FTIR). Application to photo-oxidation; Caracterisation structurale dasphaltenes petroliers par spectroscopie infrarouge (IRTF). Application a la photo-oxydation. *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences - Series IIC - Chemistry* 1, 597-602.
- Brown, A., 2003. Improved interpretation of wireline pressure data. *AAPG Bulletin* 87, 295-311.
- Chen, J., 2013. Deepwater Reservoir Compartmentalization: Causes, Impacts on Production, and Methods of Identification, in: *Offshore Technology Conference*.
- D6560, A., 2017. Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products. *Annual Book of Standards*.
- England, W.A., 2007. Reservoir geochemistry-A reservoir engineering perspective. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 58, 344-354.
- England, W.A., Mackenzie, A.S., Mann, D.M., Quigley, T.M., 1987. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *Journal of the Geological Society* 144, 327-347.
- Gray, M.R., Tykwinski, R.R., Stryker, J.M., Tan, X., 2011. Supramolecular assembly model for aggregation of petroleum asphaltenes. *Energy & Fuels* 25, 3125-3134.
- McKenna, A.M., Purcell, J.M., Rodgers, R.P., Marshall, A.G., 2009. Identification of vanadyl porphyrins in a heavy crude oil and raw asphaltene by atmospheric pressure photoionization Fourier transform ion cyclotron resonance (FT-ICR) mass spectrometry. *Energy & Fuels* 23, 2122-2128.
- Mehdipour, V., Rabbani, A. R., Kadkhodae, A., 2023. Determination of the heterogeneity index based on petrophysical and image logs in the Sarvak reservoir of an oilfield located in the Dezful Embayment. *Kharazmi Journal of Earth Sciences* 9(1), 95-115.
- Milkov, A. V, Goebel, E., Dzou, L., Fisher, D.A., Kutch, A., McCaslin, N., Bergman, D.F., 2007. Compartmentalization and time-lapse geochemical reservoir surveillance of the Horn Mountain oil field, deep-water Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin* 91, 847-876.
- Permanyer, A., Douifi, L., Dupuy, N., Lahcini, A., Kister, J., 2005. FTIR and SUVF spectroscopy as an alternative method in reservoir studies. Application to Western Mediterranean oils. *Fuel* 84, 159-168.
- Smalley, P.C., England, W.A., 1994. Reservoir compartmentalization assessed with fluid compositional data. *SPE Reservoir Engineering* 9, 175-180. SPE-25005-PA. <https://doi.org/10.2118/250>.
- Smalley, P.C., Muggeridge, A.H., 2010. Reservoir compartmentalization: get it before it gets you. *Geological Society, London, Special Publications* 347, 25-41.
- Speight, J.G., 2004. *Petroleum Asphaltenes-Part 1: Asphaltenes, resins and the structure of petroleum*. *Oil & gas science and technology* 59, 467-477.
- Yaghoubi, A., Mahbaz, S., Dusseault, M.B., Leonenko, Y., 2021. Seismicity and the state of stress in the Dezful

embayment, Zagros fold and thrust belt. Geosciences

(Basel) 11, 254.

CRediT authorship contribution statement

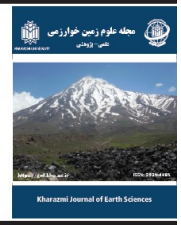
 Morteza Asemani	Conceptualization, Validation Writing - Review & Editing, Supervision Investigation, Project administration
 Marjan Saeidi	Methodology, Software Formal analysis, Investigation Writing- Original Draft
 Arezou Rezaei	Validation, Resources Writing - Review & Editing Supervision



مقاله پژوهشی

دسترسی آزاد

مجله علوم زمین خوارزمی

Journal homepage <https://gnf.khu.ac.ir>

کاربرد مطالعه ساختار مولکولی آسفالتین‌ها در بررسی پیوستگی افقی مخزن: مطالعه موردی مخزن بنگستان در یکی از میداین فروافتادگی دزفول

مرتضی آسمانی^{۱*}، مرجان سعیدی^۲، آرزو رضائی^۳

۱. گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲. شرکت توسعه پتروایران، تهران، ایران

۳. پژوهشکده نفت، گاز و پتروشیمی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

چکیده

بخش‌بندی مخزنی پدیده‌ای است که در اثر حضور سدهای جریان، مخزن هیدروکربنی به نواحی مجزا با رفتارهای جریانی متفاوت تفکیک می‌شود. شناسایی دقیق این سدهای جریانی و نواحی مختلف مخزنی برای مدیریت بهینه میدان، برآورد صحیح ذخیره، طراحی مناسب محل چاه‌ها و به‌طور کلی برای کلیه تصمیمات آینده میدان از اهمیت بالایی برخوردار است. با توجه به اهمیت مطالعه بخش‌بندی مخزنی در میداین نفتی ایران، در این مقاله پیوستگی افقی در مخزن بنگستان یکی از میداین فروافتادگی دزفول مورد بررسی قرار گرفت. برای این منظور از روش جدید و کارآمد استفاده از خصوصیات ساختاری آسفالتین‌ها با استفاده از طیف‌سنجی مادون قرمز تبدیل فوریه (FTIR) بهره گرفته شد. آسفالتین‌ها ترکیبات ماکرومولکولی با ساختاری مشابه کروژن هستند که به دلیل پایداری در برابر فرآیندهای ثانویه‌ای مانند تجزیه زیستی و آب‌شویی، شاخص مناسبی برای به دست آوردن اثر انگشت نفت خام و ارزیابی ناهمگنی ترکیب مخزن به‌شمار می‌روند. در این مطالعه، چهار نمونه نفت خام از چاه‌های تولیدی مخزن بنگستان تهیه و توسط آنالیز FTIR اندیس‌های ساختاری مختلف شامل شاخص‌های آلیفاتیک، آروماتیک، شاخه‌دار و جانیشینی به منظور مقایسه خصوصیات ساختاری آسفالتین‌های مختلف، مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد نمونه S-1 از نظر اندیس‌های ساختاری و ترکیب شیمیایی تفاوت معناداری با سایر نمونه‌ها (S-2، S-3 و S-4) دارد. این موضوع بیانگر اختلاف در اثر انگشت نفت خام در چاه‌های مورد مطالعه است و این تفاوت در نتیجه حضور سد جریانی در مخزن بنگستان ایجاد شده است. برای تایید نتایج از داده‌های فشار نیز استفاده شد که داده‌های فشار نیز گرادیان فشار متفاوتی برای چاه S-1 در مقابل سایر چاه‌ها در مخزن بنگستان نشان داد و حضور سد جریانی را تایید می‌کند؛ لذا استفاده از خصوصیات ساختاری آسفالتین‌ها به عنوان روشی کارآمد، کم هزینه، آسان و با نتایج مشابه داده‌های مهندسی مخزن در شناسایی ناپیوستگی‌های مخزنی مطرح می‌باشد.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله

دریافت: ۱۴۰۴/۰۷/۰۱

پذیرش: ۱۴۰۴/۰۸/۰۵

واژه‌های کلیدی

زون‌بندی مخزنی، آسفالتین‌ها، طیف‌سنجی مادون قرمز (FTIR)، مخزن بنگستان، فروافتادگی دزفول.



مقدمه

دارای ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی نسبتاً یکنواختی است و از نظر جریان سیال، رفتار مشابهی را نشان می‌دهد. به بیان دیگر، واحد جریانی کوچک‌ترین مقیاس قابل تفکیک در یک مخزن است که در آن ارتباط بین تخلخل، تراوایی و اشباع سیال به‌گونه‌ای است که بتواند جریان را به‌طور قابل پیش‌بینی کنترل کند (Tiab and Donaldson, 2024). اسمیلی و

مخزن تفکیک شده یا بخش‌بندی شده به مخزنی اطلاق می‌شود که بر اثر حضور سدهای جریانی به قسمت‌های مختلفی تقسیم شده و هر قسمت به‌صورت یک واحد جریانی مستقل در طی تولید عمل می‌کند (Smalley and England, 1994). یک واحد جریانی (Flow Unit) به بخشی از مخزن گفته می‌شود که

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.2.106673>*نویسنده مسئول: مرتضی آسمانی m.asemani@khu.ac.ir

استناد به این مقاله: آسمانی، م.، سعیدی، م.، رضائی، آ. (۱۴۰۴). کاربرد مطالعه ساختار مولکولی آسفالتین‌ها در بررسی پیوستگی افقی مخزن: مطالعه موردی مخزن بنگستان در یکی از میداین فروافتادگی دزفول. مجله علوم زمین خوارزمی. جلد ۱۱، شماره ۲، صفحه ۳۱۷ تا ۳۴۱. <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.2.106673>



میدان در نتیجه ناتوانی در شناسایی صحیح ناپیوستگی‌های درون‌مخزنی و درک ناقص از رفتار جریانی سیالات می‌باشد (Asemani and Rabbani, 2020a). در این میان، تشخیص دقیق موانع جریان و تفکیک زون‌های هیدرودینامیکی، گامی اساسی در مدیریت هوشمندانه مخزن محسوب می‌گردد. چنین شناختی زمینه‌ساز توسعه مدل‌های دقیق‌تر برای برآورد حجم درجا و ذخیره، تدوین استراتژی‌های تولید، طراحی سناریوهای بازیافت، تعیین تعداد و موقعیت بهینه چاه‌ها، طراحی تجهیزات سطح‌الارضی و تصمیم‌سازی راهبردی در کل چرخه عمر میدان خواهد بود (Asemani et al., 2021a; Smalley and Muggeridge, 2010). شناسایی و پیش‌بینی مرز بخش‌های مختلف مخزن در مراحل ابتدایی تولید از میدان، اجرای ایمن برنامه حفاری چاه‌های آینده را تسهیل کرده و از بروز خطا در تصمیم‌گیری‌های توسعه میدان جلوگیری می‌کند. در مورد میدان‌های بالغ، شناسایی بخش‌های مختلف مخزن امکان انتخاب بهترین روش بازیافت ثانویه که قابلیت اجرا در میدان مورد نظر را داشته باشد، فراهم می‌کند (Chen, 2013).

پس از مهاجرت نفت خام به درون مخزن، ترکیب نفت به دلیل پرشدگی تدریجی مخزن و مسیرهای مهاجرت متفاوت، کاملاً خارج از تعادل می‌باشد و ترکیب نفت در قسمت‌های مختلف مخزن متفاوت است. پس از تجمع نفت، انتشار مولکولی از طریق حرکت تصادفی اجزای مولکولی، گرادیان‌های ترکیب شیمیایی را کاهش داده و توزیع یکنواخت‌تری از اجزای شیمیایی در مقیاس افقی ایجاد می‌کند، اما گرادیان‌های عمودی تحت تأثیر جدایش‌های ثقلی و حرارتی پایدار می‌مانند (England et al., 1987). لذا انتشار مولکولی تنها می‌تواند بصورت افقی باعث ایجاد تعادل در ترکیب نفت شود و در

موگریدج (Smalley and Muggeridge, 2010)؛ بیان کردند اگر سیالات مخزن نتوانند در مقیاس‌های زمانی تولید (معمولاً از چند سال تا چند دهه) آزادانه از یک بخش مخزن به بخش دیگر جریان یابند، آن مخزن تفکیک شده و دارای زون‌بندی است. پیوستگی مخزنی نقطه مقابل بخش‌بندی مخزنی بوده و به نبود موانع عمودی جریان در یک ستون هیدروکربنی درون یک چاه و یا نبود موانع جانبی جریان در بین چاه‌های یک مخزن هیدروکربنی گفته می‌شود (Dembicki, 2022). لذا سدهای جریانی می‌توانند بصورت افقی و یا عمودی در مخزن هیدروکربنی حضور داشته و باعث تفکیک شدگی مخزن شوند. گسل‌های نفوذناپذیر (سدهای گسلی) یا تغییرات کیفیت مخزن بصورت جانبی از پدیده‌های رایج تفکیک شدگی افقی هستند در حالی که لایه‌های شیلی، لایه‌های با تراوایی پایین یا لایه‌های قیری نیز از پدیده‌های رایج برای ایجاد سدهای عمودی هستند (Smalley and Muggeridge, 2010). علاوه بر این، تغییرات رخساره‌ای، فرآیندهای رسوبی، اثرات دیاژنزی، تغییرات ژئوشیمیایی (مانند رسوب آسفالتین) و پدیده‌های زمین‌شناختی غیرتوربیدایتی (مانند لغزش‌ها و جریان‌های گلی) نیز از سایر پدیده‌های ایجاد تفکیک شدگی مخزنی می‌باشند (Chen, 2013).

بررسی بخش‌بندی مخزنی یا پیوستگی مخزنی از عوامل تعیین‌کننده در ارزیابی فنی و اقتصادی توسعه میدان هیدروکربنی به شمار می‌رود. سدهای جریانی پیش‌بینی‌نشده می‌تواند به‌طور جدی بر سودآوری یک میدان تأثیر بگذارد و حتی در موارد شدید، ممکن است منجر به بستن کامل و ترک زودهنگام میدان شود. طراحی‌های غیربهینه، مکان‌یابی نامناسب چاه‌ها، افت بازدهی تولید و در نهایت، کاهش بهره‌وری اقتصادی

مقیاس افقی مخزن ترکیب یکسان خواهد بود ولی در مقیاس عمودی متفاوت است (Asemani and Rabbani, 2021a; England et al., 1987). وجود سدهای جریان‌ی در مخزن مانع همگن‌شدگی افقی ترکیب سیال می‌شود و ترکیب نفت خام در چاه‌های مختلف متفاوت است. لذا بررسی ترکیب سیال مخزنی در چاه‌های مختلف از مهم‌ترین موضوعات برای بررسی سدهای جریان‌ی می‌باشد. علاوه بر مطالعه ترکیب سیال مخزنی برای بررسی بخش‌بندی مخزنی روش‌های دیگری نیز برای بررسی این موضوع وجود دارد (Asemani et al., 2021a). مطالعات نشان داده‌اند که روش‌های مبتنی بر ترکیب سیال نسبت به سایر روش‌ها در شناسایی نواحی ناپیوسته عملکرد مؤثرتری دارند (Brown, 2003; Chen et al., 2013; Dong et al., 2021; Milkov et al., 2007; Pfeiffer et al., 2011; Westrich et al., 1999; Zuo et al., 2012). هر تفاوت ترکیب سیال در مخزن نباید به عنوان حضور سد جریان‌ی تلقی شود زیرا سازوکارهای متنوعی ناشی از پدیده‌های مرتبط با پرشدگی مخزن (مانند سنگ منشأ‌های مختلف، رخساره‌های آلی متنوع، بلوغ تدریجی سنگ منشأ و مسیرهای پرشدگی متفاوت) یا فرآیندهای پس از پرشدگی (نظیر تفکیک تبخیری، آب‌شویی، تجزیه زیستی و تاریخچه شارژ مخزن) نیز می‌توانند بر ناهمگنی ترکیب سیال اثر گذار باشند (Larter and Aplin, 1995; Rein and Schulz, 2007; Westrich et al., 1999). علاوه بر این عدم فرصت کافی در مخازن با مخلوط شدگی آهسته نیز منجر به ناهمگنی ترکیب سیال در مخزن می‌شود (England, 2007).

از میان اجزا مختلف نفت خام، آسفالتین‌ها به‌عنوان ترکیبات ماکرومولکول با ساختاری مشابه کروژن، ابزار مناسبی برای بررسی همگنی یا ناهمگنی ترکیب سیال در مخزن هستند و برای تهیه اثر انگشت نفت کاملاً کاربردی و مؤثر می‌باشند

کاربرد مطالعه ساختار مولکولی آسفالتین‌ها در بررسی پیوستگی افقی مخزن ...

پیچیده‌ترین و قطبی‌ترین اجزای نفت خام بوده و بر اساس حلالیت تعریف می‌شوند؛ به‌گونه‌ای که در حلال‌های آلیفاتیک نظیر نرمال‌پنتان و نرمال‌هپتان نامحلول و در حلال‌های آروماتیک مانند تولوئن و بنزن محلول هستند (McKenna et al., 2009; Speight, 2004). آسفالتین‌ها از هسته‌های آروماتیک و شاخه‌های آلیفاتیک تشکیل شده‌اند که هسته‌های آروماتیک غالب هستند (Gray et al., 2011). به دلیل ویژگی‌های فیزیکی خاص از جمله جامد بودن و عدم تبخیر پذیری، آسفالتین‌ها باید توسط تکنیک‌های آزمایشگاهی خاصی مورد مطالعه قرار گیرند. لذا تکنیک‌های طیف‌سنجی به‌عنوان مهم‌ترین روش برای ارائه اطلاعات ارزشمند درباره ساختار و ترکیب آسفالتین‌ها در ادبیات مطرح شده است (Rubinstein et al., 1979). در این میان، طیف‌سنجی مادون قرمز تبدیل فوریه (Fourier Transform Infrared spectroscopy (FTIR)) به‌عنوان روشی سریع، مقرون‌به‌صرفه و غیرمخرب، توانسته است جایگاه ویژه‌ای در آنالیز ساختاری آسفالتین‌ها پیدا کند. این تکنیک قادر است جزئیاتی در مورد ترکیبات آروماتیک، آلیفاتیک، درجه اکسیداسیون و تراکم حلقه‌های پلی‌آروماتیک را در نمونه‌های هیدروکربنی بدون نیاز به آماده‌سازی پیچیده فراهم نماید (Boukir et al., 1998; Lamontagne et al., 2001; Permanyer et al., 2007, 2005, 2002).

به‌طور کلی، مخازن شکاف‌دار طبیعی دارای زون بندی‌های متعددی هستند که این امر به نوع سنگ تشکیل‌دهنده آن‌ها و ماهیت تنش‌های فشاری که در زمان شکل‌گیری مخزن اعمال شده‌اند، مربوط می‌شود. در مورد مخازن شکاف‌دار طبیعی، علاوه بر بخش بندی مخزن، شبکه‌ای از شکستگی‌ها نیز وجود دارد که

با توجه به آنچه بیان شد، هدف اصلی این مطالعه، بررسی پیوستگی مخزنی در مخزن بنگستان یکی از میادین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول، با بهره‌گیری از آنالیز ساختاری آسفالتین‌ها با روش FTIR است. به منظور این تحلیل، چهار نمونه نفت خام از چاه‌های تولیدی انتخاب، آسفالتین آن‌ها استخراج و توسط طیف‌سنجی FTIR مورد بررسی قرار گرفت تا تفاوت‌ها و یا شباهت‌های اثر انگشت نفت در چاه‌های مختلف تعیین گردد. همچنین برای صحت‌سنجی نتایج، داده‌های فشار نیز به‌عنوان شاخص مکمل مورد استفاده قرار گرفتند. هدف بعدی این مقاله ارائه یک روش ساده، آسان و کارآمد برای مطالعه پیوستگی مخزنی با استفاده از خصوصیات ساختاری آسفالتین‌ها می‌باشد.

زمین‌شناسی منطقه

فروافتادگی دزفول، واقع در کمربند چین‌خورده و گسلی زاگرس، یکی از برجسته‌ترین حوضه‌های هیدروکربنی جهان است که با مساحتی حدود ۶۰،۰۰۰ کیلومترمربع، حدود ۸ درصد از ذخایر نفتی جهان را در خود جای داده و میزبان بیش از ۴۰ میدان هیدروکربنی است (شکل ۱-ا). این منطقه به دلیل ویژگی‌های ساختاری و رسوبی منحصربه‌فرد، از جمله حضور سنگ‌های منشأ غنی نظیر سازندهای کژدمی و پابده، مخازن کربناته باکیفیت مانند آسماری و بنگستان، پوش‌سنگ‌های مؤثر نظیر گچساران، تاق‌دیس‌های عظیم با هندسه متمایز و همچنین سیستم گسترده‌ای از شکستگی‌ها و گسل‌های ناشی از تحولات کوهزایی نئوژن زاگرس، شرایط ایده‌آلی را برای تشکیل، مهاجرت و تجمع گسترده نفت و گاز فراهم آورده است (Bordenave and Hegre, 2005; Yaghoubi et al., 2021).

سازند آسماری، با میزبانی ۷۵ درصد از ذخایر نفتی و ویژگی‌های

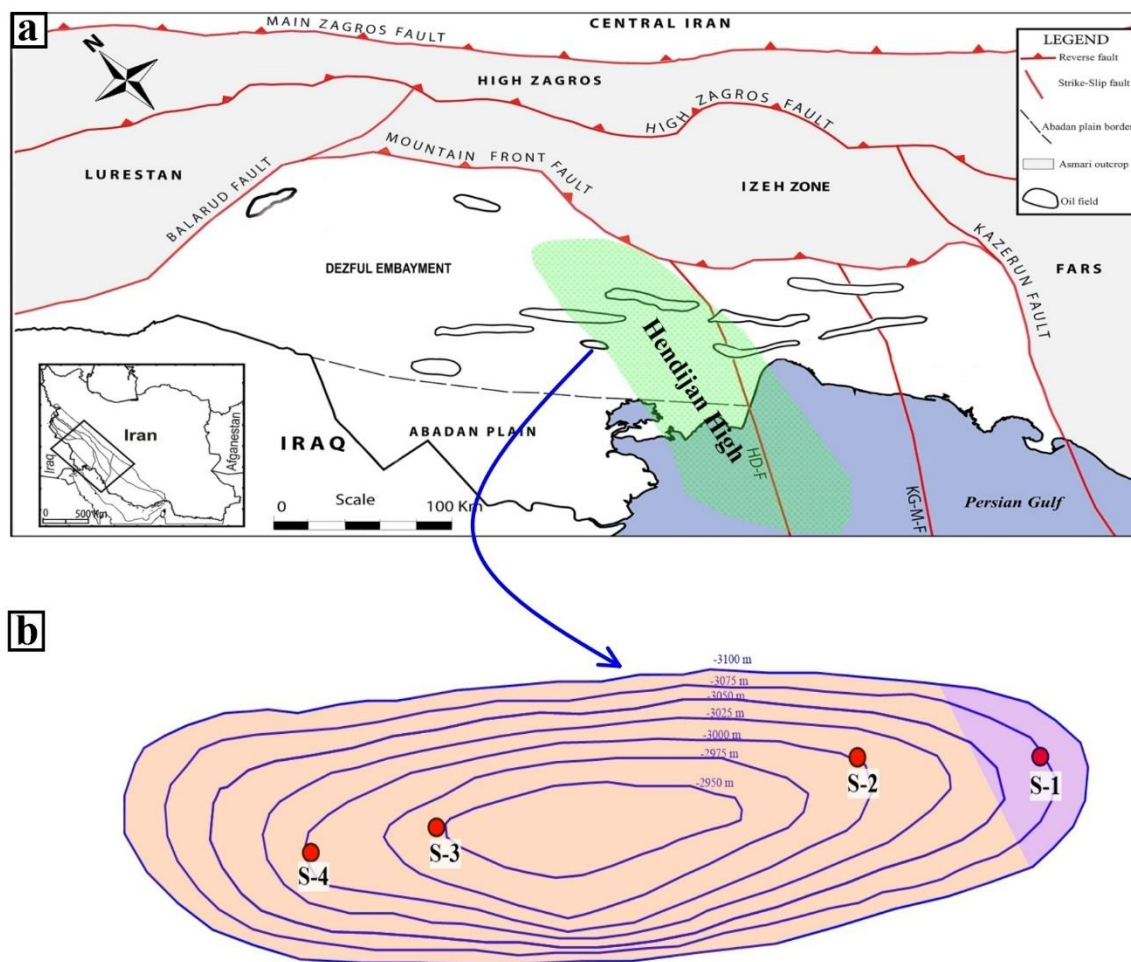
تولید مستقیماً تحت تأثیر حضور این شکستگی‌ها قرار می‌گیرد و بخش‌بندی، فشار مخزن و حرکت سیالات بین نواحی مختلف مخزن را کنترل می‌کند. هر دو عامل ناشی از تنش‌های مختلف و فرآیندهای دیاژنز هستند که سنگ در طول شکل‌گیری مخزن متحمل شده است (Paredes et al., 2015). لذا عوامل ساختاری، به‌ویژه گسل‌ها و شکستگی‌ها، از مهم‌ترین پارامترهای تأثیرگذار بر بخش‌بندی و تفکیک شدگی مخزن هستند. گسل‌ها می‌توانند به‌عنوان موانع یا مسیرهای ترجیحی جریان سیال عمل کرده و با تغییر توزیع فشار و پیوستگی هیدرولیکی، الگوهای بخش‌بندی را شکل دهند. شکستگی‌های ناشی از فعالیت‌های تکتونیک نیز با ایجاد کانال‌های مهاجرت سیالات، بر پیوستگی مخزنی تأثیر می‌گذارند.

فروافتادگی دزفول مهم‌ترین منطقه نفتی ایران به شمار می‌رود که در کمربند چین‌خورده-رو رانده زاگرس قرار دارد (Asemani and Gholami, 2023; Mehdipour et al., 2023; Ansari et al., 2024). این ناحیه در طول زمان‌های زمین‌شناسی تحت تأثیر تکتونیک فعال بوده است. در حوضه فروافتادگی دزفول، ساختارهای تکتونیک نظیر گسل‌ها، شکستگی‌ها و بلندی‌های قدیمی تأثیر قابل‌توجهی بر رفتار سیستم‌های نفتی داشته‌اند. در بسیاری از میادین فروافتادگی دزفول، این عناصر ساختاری نه‌تنها در شکل‌گیری هندسه تله‌های نفتی و تغییرات چینه‌ای نقش داشته‌اند، بلکه بر مسیرهای مهاجرت هیدروکربن، بلوغ حرارتی سنگ منشأ و نیز ترکیب ژئوشیمیایی سیالات مخزنی نیز تأثیرگذار بوده‌اند. همه این عوامل بیانگر اهمیت بسیار زیاد مطالعات پیوستگی مخزنی در میادین فروافتادگی دزفول می‌باشد.

پیش‌ازچین‌خوردگی نیز شناخته می‌شوند، پیش از فازهای کوهزایی میوسن تا پلیستوسن شکل گرفته‌اند و منشأ آن‌ها به دو فرآیند اصلی نسبت داده می‌شود: (۱) حرکات عمودی بلوک‌های گسلی در پی‌سنگ، که فعال‌سازی مجدد گسل‌های قدیمی پرمین، تریاس و ژوراسیک را در پی داشته، و (۲) حرکات نمک هرمز در کرتاسه که برآمدگی‌های محلی را در راستای شمال-جنوب ایجاد کرده است (Murris, 1984). این ساختارها با تغییر رخساره‌های رسوبی، کاهش ضخامت سازندهای کرتاسه بالایی (مانند پابده و گورپی) و ایجاد شکستگی‌های گسترده، بر توزیع سیالات، پیوستگی مخازن و الگوهای زون‌بندی تأثیر عمیقی گذاشته‌اند. گسل‌های پی‌سنگی، مانند گسل هنديجان-بهرگانسر، با تبدیل رخساره‌های رسی به آهکی و کاهش اثربخشی پوش‌سنگ‌ها، دینامیک مخازن را تغییر داده‌اند (Baniasad et al., 2017). این ویژگی‌های ساختاری در میداین متعدد فروافتادگی دزفول به‌وضوح قابل‌مشاهده هستند (Elyad et al., 2025).

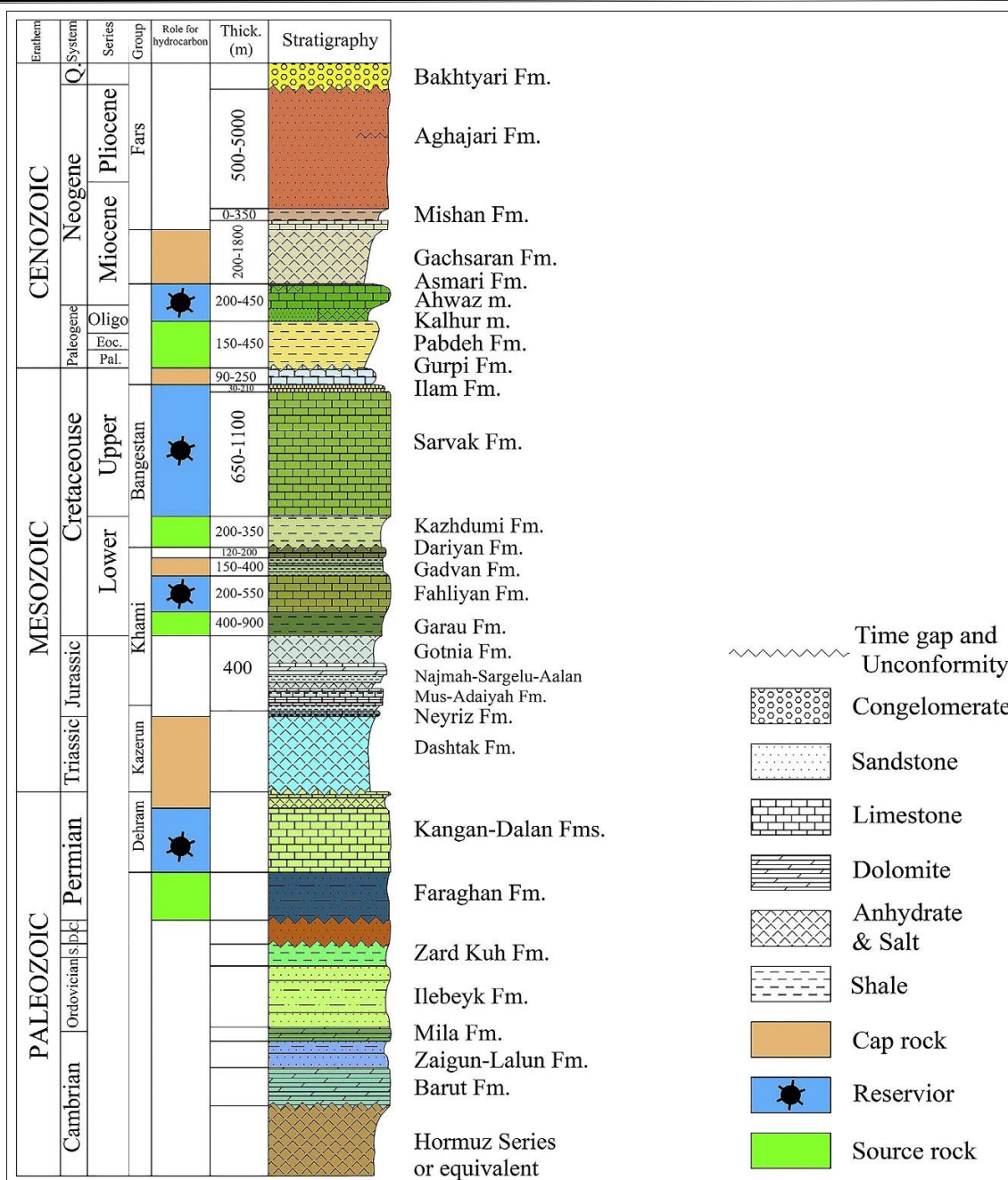
مخزنی مطلوب نظیر تخلخل بالا و شبکه گسترده شکستگی‌ها، و مخزن بنگستان (شامل سازندهای آهکی ایلام و سروک) با ۲۳ درصد از ذخایر، اجزای اصلی سیستم هیدروکربنی این منطقه را تشکیل می‌دهند (شکل ۲). شرایط احیایی حاکم بر محیط‌های رسوبی سازندهای کژدمی و پابده به‌ویژه در دوران کرتاسه و دوره‌های پالئوسن تا ائوسن، به تشکیل لایه‌های غنی از ماده آلی منجر شده که پتانسیل بالای نفت‌زایی منطقه را تضمین کرده است (Beydoun, 1998).

از دیدگاه زمین‌شناسی ساختاری، فروافتادگی دزفول تحت تأثیر فعالیت‌های تکتونیکی شدید ناشی از برخورد فعال صفحات عربستان و اوراسیا قرار دارد که از میوسن آغاز شده و تاکنون ادامه یافته است (Yaghoubi et al., 2021). این فعالیت‌ها، با ایجاد کوتاه‌شدگی پوسته‌ای، گسلش، چین‌خوردگی و رانش، ساختارهای پیچیده‌ای نظیر بلندی‌های قدیمی را در نتیجه فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی، شکل داده‌اند (Berberian, 1995; Yaghoubi et al., 2021). این بلندی‌های قدیمی که در زاگرس با عنوان ساختارهای کم برجسته و



شکل ۱- (a) نمایش واحدهای ساختاری مختلف حوضه زاگرس با تاکید بر موقعیت میادین نفتی در فروافتادگی دزفول (Esrafil-Dizaji and Rahimpour-Bonab, 2019). موقعیت یکی از بلندی‌های قدیمی که از میدان مورد مطالعه عبور می‌کند نیز نشان داده شده است (Elyad et al., 2025). (b) نقشه کانتور ساختمانی میدان مورد مطالعه که موقعیت چاه‌های نمونه‌برداری شده نیز مشخص است.

Fig. 1. a) Representation of structural units of the Zagros basin with emphasis on the location of oil fields in the Dezful Embayment (Esrafil-Dizaji and Rahimpour-Bonab, 2019). The position of one of the paleo-highs intersecting the studied field is also shown (Elyad et al., 2025). b) Structural contour map of the studied field, indicating the locations of the sampled wells.



- Time gap and Unconformity
- Conglomerate
- Sandstone
- Limestone
- Dolomite
- Anhydrate & Salt
- Shale
- Cap rock
- Reservoir
- Source rock

شکل ۲- ستون چین‌شناسی در فروافتادگی دزفول که سازندهای مختلف به همراه نقش هر یک در سیستم نفتی نشان داده شده است (Derikvand et al., 2018).

Fig. 2. Stratigraphic column of the Dezful Embayment showing different formations and their roles in the petroleum system (Derikvand et al., 2018).

مواد و روش‌ها

برای این مطالعه ۴ نمونه نفت خام از مخزن بنگستان یکی از میادین فروفادگی دزفول تهیه شد. نمونه‌ها از قسمت تاج چاه و در شرایط اتمسفریک از چاه‌های در حال تولید جمع‌آوری شد. موقعیت چاه‌های مورد مطالعه در شکل ۱-b نشان داده شده است. استخراج آسفالتین از نمونه‌های نفت انجام شده و سپس تست طیف سنجی مادون قرمز (FTIR) بر روی نمونه‌های آسفالتین انجام شد.

جداسازی آسفالتین

فرآیند جداسازی آسفالتین بر اساس استاندارد IP 143/84 انجام گرفت (D6560, 2017). در این روش، ابتدا حدود ۵ گرم از نفت مرده وزن شده و به بالن انتهایی دستگاه سوکسله منتقل شد. برای رسوب‌دهی آسفالتین، می‌توان از هیدروکربن‌های سبک نظیر نرمال پنتان، نرمال هگزان یا نرمال هپتان استفاده کرد. در این مطالعه از نرمال هگزان به‌عنوان حلال رسوب‌دهنده استفاده شد. مقدار ۳۰ میلی‌لیتر نرمال هگزان به ازای هر گرم نفت اضافه گردید و به مدت حدود یک ساعت فرآیند رفلاکس در دستگاه سوکسله انجام گرفت تا آسفالتین به‌صورت کامل از فاز نفتی جدا گردد. پس از اتمام رفلاکس، مخلوط به مدت ۱۲-۱۶ ساعت در محیط تاریک و ایزوله نگهداری شد تا رسوب آسفالتین در ته ظرف تشکیل شود. سپس رسوب تشکیل‌شده با استفاده از قیف شیشه‌ای و کاغذ صافی واتمن شماره ۴۲ صاف گردید؛ در این مرحله آسفالتین ناخالص بر روی کاغذ صافی باقی ماند. در ادامه، کاغذ صافی حاوی آسفالتین رسوب‌یافته به دستگاه سوکسله منتقل شد.

ابتدا با افزودن نرمال هگزان و فرآیند شستشو به مدت حدود یک ساعت، عملیات شست‌وشوی اولیه برای حذف ترکیبات واکسی و مواد قابل‌حل در هگزان انجام شد. این مرحله تا زمانی ادامه یافت که حلال خروجی شفاف و بی‌رنگ گردید که نشانگر حذف کامل ناخالصی‌های غیرآسفالتینی بود. در گام بعد، برای استخراج آسفالتین خالص، نرمال هگزان با تولوئن جایگزین شد و شست‌وشو مجدداً تحت همان شرایط تکرار گردید. خروجی بی‌رنگ حلال نشانه اتمام استخراج بود. در نهایت، مخلوط حاصل (آسفالتین محلول در تولوئن) در زیر هود قرار داده شد تا تولوئن تبخیر شود. برای اطمینان از حذف کامل حلال، نمونه آسفالتین به مدت ۳۰ دقیقه بر روی هیتر با حرارت 100°C قرار داده شده تا آسفالتین خالص بدست آید.

طیف سنجی مادون قرمز تبدیل فوریه (FTIR)

طیف‌سنجی FTIR روشی کارآمد و دقیق برای شناسایی ترکیبات آلی و معدنی و گروه‌های عاملی آن‌ها است. متداول‌ترین روش آماده‌سازی نمونه‌های جامد برای این آنالیز، تهیه قرص با استفاده از پتاسیم برمید (KBr) یا سایر هالیدهای فلزات قلیایی است. این نمک‌ها به دلیل خاصیت جریان سرد، تحت فشار بالا به قرص‌هایی شفاف یا نیمه شفاف تبدیل می‌شوند که امواج مادون قرمز از آن عبور می‌کند. برای آماده‌سازی قرص، مقدار ناچیزی از نمونه آسفالتین حدود ۱ میلی‌گرم یا کمتر که به‌صورت کامل پودر شده بود با نسبت ۱:۱۰۰ با KBr کاملاً خشک مخلوط گردید. سپس، بخشی از این مخلوط در قالب فلزی مخصوص قرار گرفته و با استفاده از پرس هیدرولیک تحت فشار ۵ تا ۸ تن بر سانتی‌متر مربع به‌صورت قرصی شفاف آماده شد. کیفیت قرص و در نتیجه وضوح

آب‌شویی و ...) ترکیبات ارزشمندی برای بدست آوردن اثر انگشت نفت خام و بررسی تفاوت یا شباهت ترکیب سیال در مخزن به شمار می‌روند.

طیف‌سنجی مادون قرمز یک روش قابل اطمینان، غیرمخرب، ارزان و ساده برای بدست آوردن اطلاعات ساختاری در مورد آسفالتین‌ها می‌باشد. این اطلاعات ساختاری به‌عنوان پیش‌نیاز تهیه اثر انگشت نفت خام و سپس استفاده در مطالعات پیوستگی مخزنی می‌باشد. لامونتاگنه و همکاران (Lamontagne et al., 2001) چندین اندیس ساختاری بر اساس نتایج طیف سنجی مادون قرمز به منظور بررسی تفاوت‌های ایجاد شده در بیتومن طی زمان اکسیدان ارائه کردند. بعدها، پرمایر و همکاران (Permanyer et al., 2002, 2005, 2007) این اندیس‌های ساختاری را برای طیف مادون قرمز نمونه‌های نفت به کار بردند و مطالعات پیوستگی مخزن را انجام دادند. مارکوئز و همکاران (Márquez et al., 2016) نشان دادند که این اندیس‌ها می‌توانند اطلاعاتی در مورد سدهای تراوایی موجود در مخزن در زمانی که حتی اثر انگشت با استفاده از GC نمی‌تواند این سدها را تشخیص دهد، فراهم آورند. آسمانی و همکاران (Asemani and Rabbani, 2016) کاربرد این اندیس‌ها برای طیف مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین به منظور انجام تطابق ژئوشیمیایی را نشان دادند. همتی سرپرده و همکاران (Hemmati-Sarpardeh et al., 2019) این اندیس‌ها را برای مطالعه تاثیر ساختار آسفالتین در تجمعات این ترکیبات در تولوئن را بررسی کردند. آسمانی و همکاران (Asemani et al., 2021b) اندیس‌های ساختاری آسفالتین‌ها را برای بررسی خانواده‌های نفتی در میدان نفتی شادگان استفاده کردند و نشان دادند که نفت‌های با منشأ یکسان دارای خصوصیات ساختاری

طیف‌های FTIR به خشک بودن کامل KBr و نمونه بستگی دارد. در این مطالعه، آنالیز FTIR با استفاده از دستگاه Thermo Nicolet-Nexus 670 مدل با تعداد اسکن ۳۲ و رزولوشن 4 cm⁻¹ در محدوده 4000-400 cm⁻¹ انجام شد. از هر نمونه سه طیف تهیه شد و سپس میانگین طیف‌ها در پردازش‌ها مورد استفاده قرار گرفت. همچنین اصلاح خط زمینه و بهنجارسازی برای طیف‌ها پیش از محاسبات انجام گردید.

مطالعه ساختاری آسفالتین‌ها با استفاده از طیف سنجی مادون قرمز

آسفالتین‌ها ترکیبات جامد محلول در نفت خام می‌باشند که در اثر تغییرات دما، فشار یا ترکیب نفت خام که در طی عملیات‌های میدانی به وجود می‌آید، کلوخه شده و رسوب می‌کنند (Tharanivasan, 2012). به خاطر همین آسفالتین‌ها تحت عنوان کلاسترول نفت خام نیز شناخته می‌شوند (Kokal and Sayegh, 1995). این ترکیبات در ژئوشیمی حاوی اطلاعات ارزشمندی از کروژن تولید کننده نفت مخزن می‌باشند. نفت‌های منشأ گرفته از یک سنگ منشأ واحد به دلیل مسیرهای مهاجرت مختلف و فعل و انفعالاتی که در طی مهاجرت با بستر سنگ‌ها دارند، وقتی به مخزن می‌رسند کمی با یکدیگر متفاوت هستند. این تفاوت‌ها بسیار جزئی است و راهکار اصلی علم ژئوشیمی برای مطالعه پیوستگی مخزنی، شناسایی این تفاوت‌های جزئی می‌باشد. وقتی مخزن کاملاً پیوسته باشد در گذر زمان زمین‌شناسی این تفاوت‌های جزئی در کل مخزن از بین می‌رود ولی اگر سد جریانی در مخزن وجود داشته باشد مانع از اختلاط نفت‌ها و به تعادل رسیدن ترکیب نفت در کل مخزن می‌شوند. آسفالتین‌ها به دلیل خصوصیات ژئوشیمیایی خود و عدم تأثیر/تاثیر کم از فرآیندهای ثانویه (شامل تخریب زیستی،

قرمز تعریف می‌شوند (Asemani et al., 2021b; Asemani and Rabbani, 2016; Lamontagne et al., 2001).

$$\text{Aliphatic index: } (A_{1460} + A_{1376}) / (A_{1700} + A_{1600} + A_{1460} + A_{1376} + A_{1030} + A_{864} + A_{814} + A_{743} + A_{724} + A_{2953} + A_{2923} + A_{2862}) \quad (1)$$

$$\text{Branched index: } A_{1376} / (A_{1460} + A_{1376}) \quad (2)$$

$$\text{Aromatic index: } A_{1600} / (A_{1700} + A_{1600} + A_{1460} + A_{1376} + A_{1030} + A_{864} + A_{814} + A_{743} + A_{724} + A_{2953} + A_{2923} + A_{2862}) \quad (3)$$

$$\text{Substitution 1 index: } A_{864} / (A_{864} + A_{814}) \quad (4)$$

$$\text{Substitution 2 index: } A_{814} / (A_{864} + A_{814} + A_{743}) \quad (5)$$

همه اندیس‌ها بر اساس سطح زیر پیک‌ها در طیف مادون قرمز در حالت جذب محاسبه می‌شوند و مقدار عدد موج در بیشینه پیک‌های موردنظر بصورت زیرنویس در روابط مشخص شده است. اندیس‌های تعریف شده نشان دهنده مقدار واقعی یا مطلق یک ترکیب بخصوص نمی‌باشند ولی برای مقایسه فراوانی نسبی این ترکیبات مفید هستند.

نتایج و بحث

تعبیر و تفسیر طیف مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین

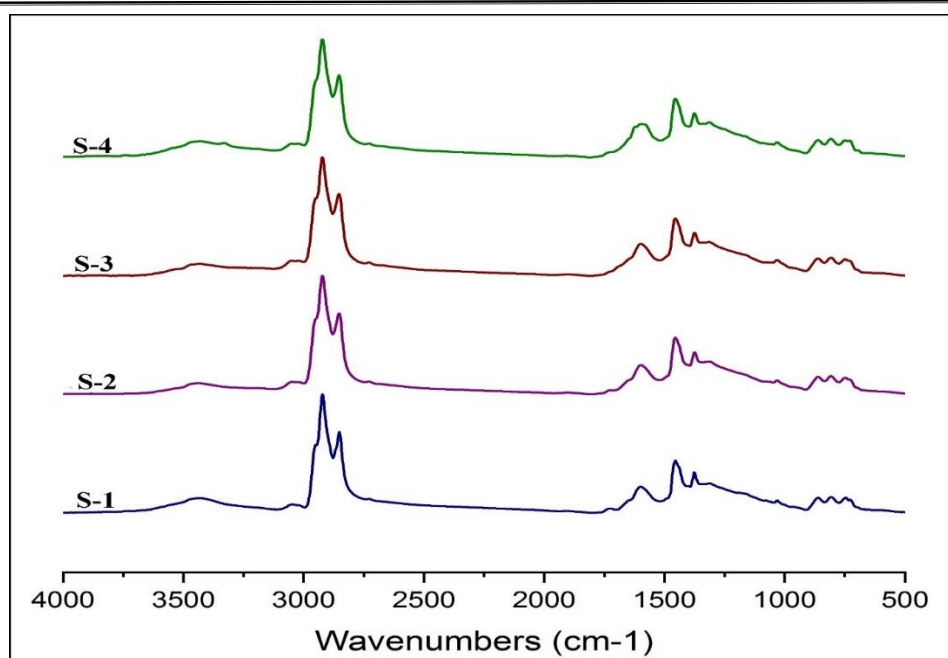
به منظور انجام مقایسه مناسب بین نمونه‌ها و حذف اثر مقدار آسفالتین استفاده شده در تهیه قرص‌های KBr حین تهیه طیف مادون قرمز، تمام طیف‌ها بهنجارسازی گردید (Asemani and Rabbani, 2016). بهنجارسازی براساس پیک 2923 cm^{-1} که مربوط به کشش غیر متقارن پیوند C-H است، انجام شد. دلیل انتخاب این پیک عدم تغییر مکان در تمام نمونه‌ها می‌باشد. شکل ۳ طیف مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین مورد مطالعه را نشان می‌دهد. پیک پهن با مقدار حداکثر پیک در

آسفالتین یکسانی می‌باشند. این محققین نتایج بدست آمده را با روش‌های معمول ژئوشیمی نیز مقایسه کردند و کاملاً یکدیگر را تایید کردند.

پیک‌های 1460 cm^{-1} و 1376 cm^{-1} مشخصه گروه‌های عاملی متیل و متیلن هستند و فراوانی این ترکیبات بیانگر فراوانی نسبی ترکیبات آلیفاتیکی در نمونه‌ها می‌باشد و با اندیس آلیفاتیکی (رابطه ۱) نشان داده می‌شود. زنجیره‌های آلیفاتیکی با اتصال گروه‌های عاملی متیلن به یکدیگر ایجاد می‌شوند و در انتهای هر زنجیره یک گروه عاملی متیل وجود دارد. هرچه فراوانی گروه‌های عاملی متیلن بیشتر باشد طول زنجیره آلیفاتیکی افزایش یافته و فراوانی گروه‌های عاملی متیل بیانگر شاخه‌های متعدد آلیفاتیکی است؛ بنابراین اندیس شاخه‌ای نشان‌دهنده فراوانی تعداد شاخه‌های متعدد آلیفاتیکی می‌باشد (رابطه ۲). پیک 1600 cm^{-1} شاخص گروه‌های عاملی آروماتیکی در طیف مادون قرمز است و برای محاسبه فراوانی ترکیبات آروماتیکی مورد استفاده قرار می‌گیرند (رابطه ۳). تعداد جانشینی‌های موجود در ترکیبات آروماتیکی را می‌توان از طریق پیک‌های موجود در ناحیه $900-700 \text{ cm}^{-1}$ تعیین نمود. حلقه‌های بنزنی با ۵ جانشینی (هیدروژن جانبی منفرد) دارای یک پیک در حدود 864 cm^{-1} می‌باشد و فراوانی این پیک بیانگر فشردگی زیاد حلقه‌های آروماتیکی است و با اندیس جانشینی ۱ مشخص می‌گردد (رابطه ۴). همچنین حلقه‌های آروماتیکی با ۳ و ۴ جانشینی (دو و سه هیدروژن جانبی) نیز دارای یک پیک در 814 cm^{-1} است و اندیس جانشینی ۲ نشان دهنده حلقه‌های آروماتیکی با فشردگی کم خواهد بود (رابطه ۵)؛ لذا اندیس‌های ساختاری براساس سطح زیر پیک‌های شاخص در طیف مادون

های مورد مطالعه این پیک در حدود 1600 cm^{-1} مشاهده گردید. پیک 1460 cm^{-1} مربوط به خمش غیر متقارن متیل، متیلن و یا هر دو می‌باشد (Smith, 1998). پیک 1376 cm^{-1} مربوط به خمش متقارن متیل است. پیک 1310 cm^{-1} به دلیل کشش ناشی از C-N در گروه‌های عاملی آمید ثانویه بوده و حضور آمید ثانویه در نمونه‌ها توسط پیک موجود در 3200 cm^{-1} نیز تایید می‌شود. پیک 1030 cm^{-1} نیز ناشی از گروه عاملی سولفوکسید (S=O) در نمونه‌ها می‌باشد. منطقه کمتر از 900 cm^{-1} به عنوان ناحیه خمش خارج از صفحه حلقه‌های آروماتیکی شناخته می‌شود. تعداد و محل این پیک‌ها برای تعیین جانمایی‌های موجود در حلقه‌های آروماتیکی مفید می‌باشد (Yen et al., 1984). خمش ناشی از گروه عاملی متیلن در آلکان‌های با زنجیره مستقیم با بیش از 4 کربن در 724 cm^{-1} دیده می‌شود (Pavia et al., 2008). حضور این پیک در آسفالتین‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که در آسفالتین‌ها ترکیبات آلیفاتیکی زنجیره مستقیم با بیش از 4 کربن وجود دارد.

حدود 3400 cm^{-1} ناشی از کشش O-H و N-H می‌باشد. جذب رطوبت توسط قرص‌های تهیه شده برای آنالیز FTIR باعث ایجاد پیک در این محدوده می‌شود و تمایز پیک مشاهده شده ناشی از گروه عاملی موجود در نمونه یا ناشی از رطوبت محیط، دشوار است. پیک کوچک مشاهده شده در 3050 cm^{-1} در اثر کشش C-H در ترکیبات پلی آروماتیک می‌باشد. ناحیه $3000-2750\text{ cm}^{-1}$ به عنوان ناحیه آلیفاتیکی شناخته می‌شود و شامل 5 پیک می‌باشد که در اثر هم‌پوشانی، برخی از پیک‌ها در طیف خام مشاهده نمی‌گردد (Asemani and Rabbani, 2020b). در ناحیه $1800-900\text{ cm}^{-1}$ گروه‌های عاملی مهمی حضور دارند. این ناحیه به عنوان ناحیه اثر انگشت نیز شناخته می‌شود (Smith, 1998). پیک موجود در 1730 cm^{-1} ناشی از کشش C=O در گروه‌های عاملی کربوکسیلیک اسید و استرها می‌باشد. کشش ناشی از C=C در آروماتیک‌ها معمولاً باعث ایجاد یک پیک در 1605 cm^{-1} می‌شوند و با افزایش فشردگی در حلقه‌های آروماتیکی این پیک به سمت عدد موج‌های کمتر منتقل می‌شود (Asemani and Rabbani, 2020b). در نمونه-



شکل ۳- طیف‌های مادون قرمز آسفالتین برای نمونه‌های مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه.

Fig. 3. FTIR spectra of asphaltenes from Bangestan reservoir samples in the studied field.

بررسی پیوستگی مخزنی

پیوستگی یک مخزن، پیش‌نیاز تعادل ترکیب سیالات در آن مخزن می‌باشد. به عبارت دیگر، همگن بودن ترکیب و خصوصیات سیالات مخزنی در نتیجه پیوستگی مخزنی اتفاق می‌افتد (Zuo et al., 2012). بررسی اثرانگشت نفت خام در چاه‌های مختلف یک میدان، امکان بررسی همگنی یا ناهمگنی ترکیب سیال در آن میدان را فراهم می‌کند. همچنین زمانی که یک مخزن بصورت پیوسته باشد گرادیان فشار در چاه‌های مختلف یکسان خواهد بود و این به دلیل به تعادل رسیدن فشار در سرتاسر میدان در گذر زمان زمین شناسی می‌باشد. بنابراین بررسی ترکیب سیالات و یا گرادیان فشار در مخزن مورد مطالعه یک فرآیند مهم برای بدست آوردن اطلاعات در مورد معماری و ساختار مخزن می‌باشد.

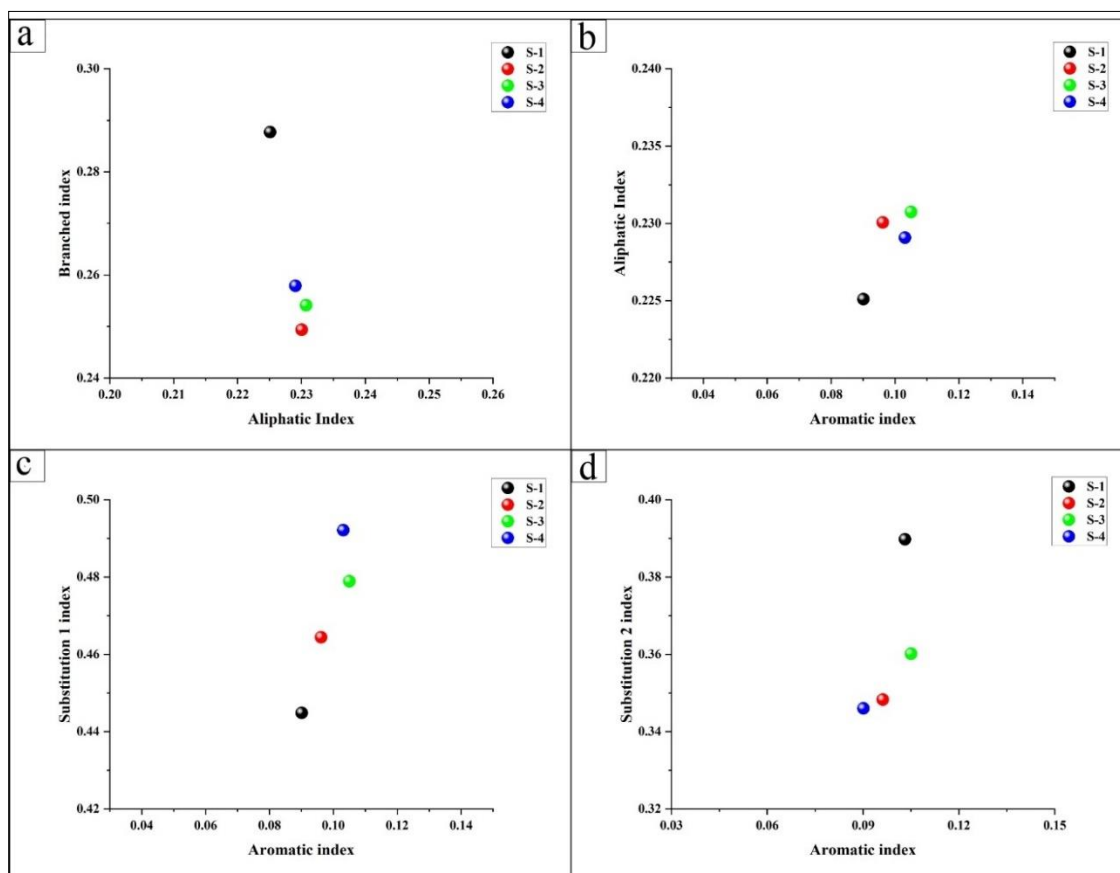
ترکیب ساختاری آسفالتین‌ها

از آنجایی که آسفالتین‌ها بخش مهمی از نفت خام را تشکیل می‌دهند و ساختار آن‌ها مستقیماً ناشی از منشأ هست لذا می‌توان از بررسی ساختار آسفالتین‌ها، اثرانگشت نفت را تعیین کرد. اندیس‌های ساختاری محاسبه شده توسط طیف مادون قرمز برای بدست آوردن اطلاعات ساختاری از آسفالتین‌ها و بررسی شباهت‌ها و یا تفاوت‌های آن‌ها بین نمونه‌های مختلف دارای اهمیت می‌باشد. بررسی و آشکار نمودن تفاوت‌های ساختاری بین نمونه‌های نفت چاه‌های مختلف پیش نیاز بررسی پیوستگی مخزنی با استفاده از ترکیب سیالات می‌باشد. لذا در این مقاله، بررسی شباهت یا تفاوت بین نمونه‌ها با استفاده از اندیس‌های مختلف انجام گردید. اندیس‌های شاخه‌دار در مقابل اندیس آلیفاتیک برای نمونه‌های مورد مطالعه در شکل ۴-a نشان داده شده است. نمونه S-1 کاملاً نسبت به سایر نمونه‌ها متفاوت می‌باشد. تفاوت ترکیب شیمیایی نمونه S-1 با سایر

زمین‌شناسی خود چندین مرحله تغییر شکل را تجربه کرده است. یکی از مهم‌ترین رویدادهای تکتونیکی در این منطقه، فعال‌شدن مجدد گسل‌های نهفته در پی‌سنگ است که منشأ آن‌ها به بسته‌شدن اقیانوس نئوتتیس در دوران سنوزوئیک بازمی‌گردد. این گسل‌های فعال‌شده نقش تعیین‌کننده‌ای در شکل‌گیری معماری حوضه داشته و موجب پیدایش چندین بلندی قدیمی (پالئوهای) در سراسر حوضه زاگرس، به‌ویژه در فروافتادگی دزفول شده‌اند. یکی از مهم‌ترین این ساختارها بلندی هنديجان است که از میدان مورد مطالعه عبور می‌کند. به نظر می‌رسد پدیده بخش‌بندی مخزن مشاهده‌شده در این میدان، ارتباط مستقیم با همین فعالیت‌های ساختمانی به‌جامانده داشته باشد. شکل ۵ شماتیکی از بخش‌های مختلف مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

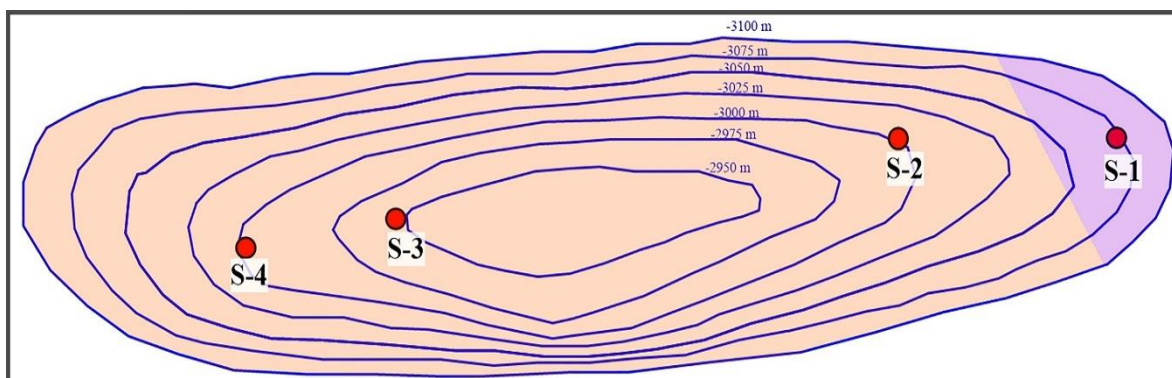
نمونه‌ها در نمودارهای اندیس آلیفالتیک در مقابل اندیس آروماتیک (شکل ۴-b) و همچنین در نمودارهای اندیس جانشینی ۱ و اندیس جانشینی ۲ در مقابل اندیس آروماتیکی (شکل‌های ۴-c و ۴-d) نیز به خوبی قابل مشاهده می‌باشد. نمونه S-1 از نظر ترکیبات آلیفاتیکی و آروماتیکی متفاوت با سایر نمونه‌ها است. لذا نمونه S-1 دارای اثرانگشت متفاوتی با سایر نمونه‌ها در مخزن بنگستان می‌باشد و این موضوع بیانگر عدم ارتباط بین این چاه و سایر چاه‌ها در مخزن بنگستان می‌باشد که نشانه‌ای از حضور سد جریانی در این مخزن است. بنابراین مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه از دو زون مخزنی مجزا تشکیل گردیده است.

کمربند چین‌خورده و رورانده زاگرس یکی از فعال‌ترین نواحی تکتونیکی در خاورمیانه است که در طول تاریخ



شکل ۴- نمودارهای (a) اندیس شاخه‌ای در برابر اندیس آلیفاتیک، (b) اندیس آلیفاتیک در برابر اندیس آروماتیکی، (c) اندیس جانشینی ۱ در برابر اندیس آروماتیکی و (d) اندیس جانشینی ۲ در برابر اندیس آروماتیکی؛ برای نمونه‌های آسفالتین مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه.

Fig. 4. Plots of a) Branched Index versus Aliphatic Index, b) Aliphatic Index versus Aromatic Index, c) Substitution 1 Index versus Aromatic Index, and d) Substitution 2 Index versus Aromatic Index for asphaltene samples from the Bangestan reservoir in the studied field.



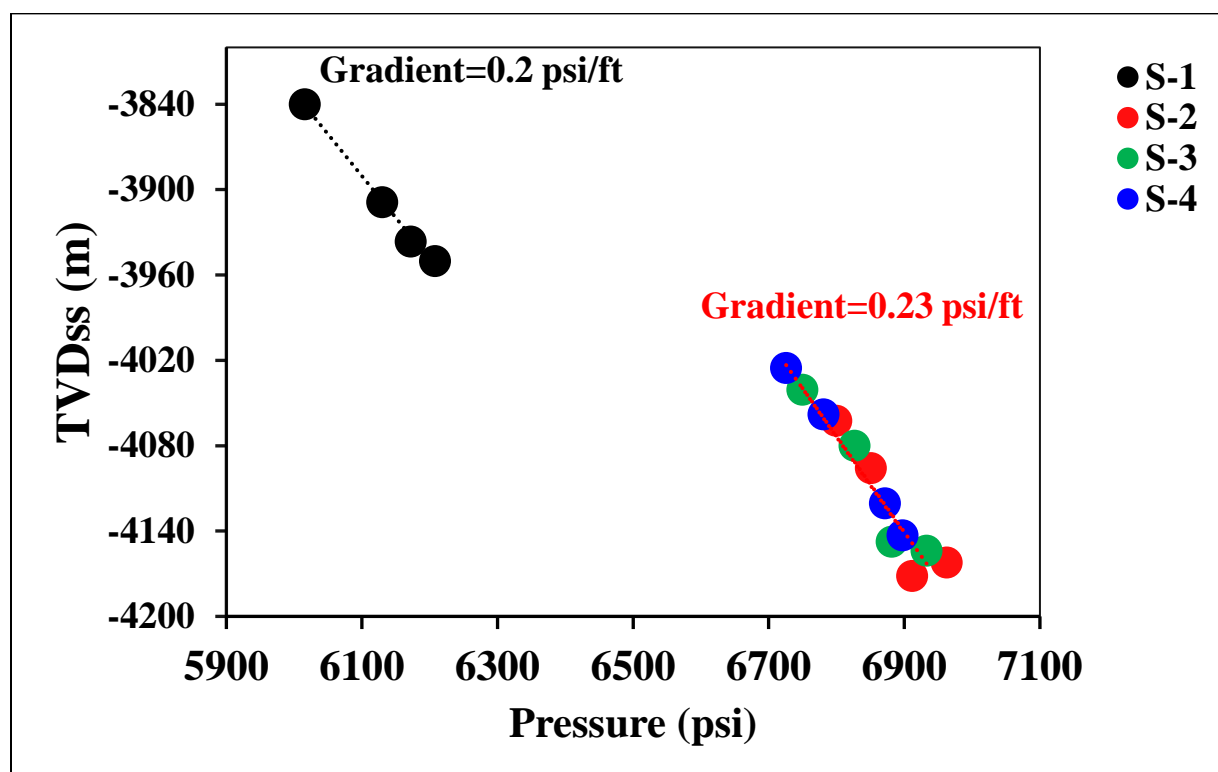
شکل ۵- نمایش بخش‌های مختلف مخزن بنگستان که به دلیل سد جریانی در میدان مورد مطالعه بوجود آمده است.

Fig. 5. Representation of the different compartments within the Bangestan reservoir caused by a flow barrier in the studied field.

داده‌های فشار

داده‌های فشار یکی از ابزارهای کلیدی در مهندسی مخزن برای بررسی پیوستگی افقی یا وجود زون‌بندی در مخزن می‌باشند. فشار سیالات در یک مخزن بازتابی از شرایط توازن بین تراوایی، تخلخل و ارتباط هیدرودینامیکی نواحی مختلف است. بررسی تغییرات فشار در نقاط مختلف مخزن می‌تواند نشان دهد که آیا بخش‌های مختلف از نظر جریان سیال به‌صورت هیدرولیکی به یکدیگر متصل هستند یا توسط موانع یا سدهای جریانی از یکدیگر جدا شده‌اند (Belhouchet et al., 2021). اگر فشار در چاه‌های هم‌افق در بخش‌های مختلف مخزن به‌طور قابل توجهی متفاوت باشد، این به‌معنای وجود سد جریانی در فاصله بین چاه‌های مورد مطالعه است که مانع جریان افقی سیال می‌شود. در مقابل، فشار مشابه یا گرادیان فشار یکنواخت بین چاه‌ها نشان‌دهنده ارتباط و پیوستگی مناسب در حین تولید می‌باشد (Aladwani and Alenezi, 2024). یکی از روش‌های متداول رسم گرادیان فشار، نمودار فشار در مقابل عمق است. در یک مخزن پیوسته، توزیع فشار در عمق‌های مختلف از یک روند خطی پیروی می‌کند؛ به‌گونه‌ای که نقاط اندازه‌گیری فشار در چاه‌های مختلف، همگی بر روی یک خط یا خطوط موازی قرار می‌گیرند. این یکنواختی نشان‌دهنده وجود پیوستگی افقی و ارتباط هیدرودینامیکی بین نواحی مختلف

است. در مقابل، وجود شکست در روند خطی نمودار فشار-عمق یا مشاهده چندین گرادیان متفاوت برای یک افق مخزنی بیانگر آن است که مخزن به بخش‌های جداگانه تقسیم شده است. به‌طور عملی، مهندسان مخزن با مقایسه داده‌های فشار به‌دست‌آمده از چاه‌های متعدد و رسم نمودار فشار-عمق، وجود یا عدم وجود پیوستگی افقی را تعیین می‌کنند. البته در برخی موارد ممکن است علی‌رغم بخش‌بندی مخزنی، داده‌های فشار تفاوتی در قسمت‌های مختلف مخزن نشان ندهد؛ لذا مشابه بودن گرادیان فشار در چاه‌های مختلف لزوماً به معنای عدم حضور سد جریانی در مخزن نیست ولی وجود تفاوت در گرادیان فشار بیانگر حضور سد جریانی در مخزن می‌باشد. شکل ۶ گرادیان فشار در چاه‌های مختلف مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهد. براین‌اساس گرادیان فشار در چاه S-1 متفاوت با بقیه چاه‌ها است و این موضوع بیانگر بخش‌بندی مخزنی می‌باشد؛ لذا در مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه یک سد جریانی وجود داشته که مانع از اختلاط ترکیب نفت در قسمت‌های مختلف شده و همچنین مانع از به تعادل رسیدن فشار در مخزن گردیده است. نتایج داده‌های فشار نیز وجود زون بندی مخزنی در میدان مورد مطالعه را به خوبی نشان می‌دهد و مطابق با نتایج بررسی ترکیب سیال می‌باشد.



شکل ۶- نمودار عمق واقعی عمودی در مقابل فشار برای چاه‌های مختلف مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه.

Fig. 6. True vertical depth (TVD) versus pressure plot for different wells in the Bangestan reservoir of the studied field.

نتیجه‌گیری

جریانی باشد. تحلیل طیف‌سنجی مادون قرمز آسفالتین‌ها نشان داد نمونه S-1 از نظر اندیس‌های ساختاری (آلیفاتیکی، آروماتیکی، شاخه‌دار و جانشینی) با نمونه‌های S-2، S-3 و S-4 تفاوت بارزی دارد که تأییدکننده ناهمگنی ترکیب سیال و وجود زون‌بندی مخزنی در مخزن بنگستان است. از سوی دیگر، تحلیل گرادیان فشار و نمودار فشار-عمق نیز این نتایج را تایید نمود؛ لذا استفاده از طیف‌سنجی مادون قرمز برای تحلیل ساختاری آسفالتین‌ها روشی قابل اعتماد، ارزان و غیرمخرب است که در مقایسه با روش‌های رایج، کارایی بسیار بالایی در شناسایی ناپیوستگی‌های مخزنی دارد. همخوانی نتایج تحلیل آسفالتین‌ها و داده‌های فشار نشان‌دهنده کارایی ترکیب این روش‌ها به‌عنوان ابزاری قدرتمند برای شناسایی دقیق زون‌بندی مخزنی است.

پیوستگی مخزنی از مهم‌ترین چالش‌ها در چرخه عمر یک میدان هیدروکربنی می‌باشد و شناخت آن از اهمیت بسیار بالایی در تصمیم‌گیری‌ها و طراحی‌های آتی دارد. در این مطالعه با ترکیب دو رویکرد ژئوشیمیایی و دینامیکی، یعنی بررسی خصوصیات ساختاری آسفالتین‌ها و تحلیل گرادیان فشار، پیوستگی مخزنی در مخزن بنگستان یکی از میادین فرفروافتادگی دزفول مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج نشان داد که شباهت در ساختار مولکولی آسفالتین‌ها میان نمونه‌های نفت چاه‌های مختلف در میدان مورد مطالعه، نشان‌دهنده وجود ارتباط هیدرودینامیکی و پیوستگی افقی است، درحالی‌که تفاوت‌های معنادار در این ترکیبات می‌تواند بیانگر ناپیوستگی و وجود سد

قدردانی

از شرکت توسعه پتروایران و شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب به دلیل حمایت از این مطالعه صمیمانه تشکر و قدردانی می‌شود.

گسل‌ها و شکستگی‌های تکتونیکی در فروافتادگی دزفول به‌عنوان عوامل اصلی زون‌بندی مخزنی شناسایی شدند که بررسی دقیق آن‌ها برای مدیریت کارآمد مخزن و بهبود تصمیم‌گیری‌های راهبردی در توسعه میادین هیدروکربنی حیاتی است.

References

- Aladwani, N.S., Alenezi, A., 2024. The geological factors responsible for the compartmentalisation and the heterogeneity phenomena: a case study from the lower Zubair reservoir in Bahrah Field, Kuwait. *All Earth* 36, 1–20.
- Ansari, M., Asemani, M., Mehrabi, B., Ghorbani, B., 2024. Geochemical evaluation and hydrocarbon potential of the Garau Formation, Jufair field, Abadan plain, SW Iran. *Kharazmi Journal of Earth Sciences* 10(2), 421- 442.
- Asemani, M., Gholami, Z., 2023. The application of crude oil biomarker and non-biomarker compounds in the determination of migration pathways and filling points of the Asmari reservoir in an oil field from the NE of Dezful Embayment. *Kharazmi Journal of Earth Sciences* 9(1), 169- 206.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2021a. A novel and efficient chemometric approach to identifying oil families by saturate biomarker data and FTIR spectroscopy of asphaltene subfractions. *Marine and Petroleum Geology* 124, 104838.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2021b. A novel and efficient chemometric approach to identifying oil families by saturate biomarker data and FTIR spectroscopy of asphaltene subfractions. *Marine and Petroleum Geology* 124, 104838.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2020a. Crude oil fingerprint heterogeneity assessment by investigation of asphaltene subfractions: Implementation for reservoir continuity evaluation. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 107925.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2020b. Detailed FTIR spectroscopy characterization of crude oil extracted asphaltenes: Curve resolve of overlapping bands. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 185. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106618>
- Asemani, M., Rabbani, A.R., 2016. Oil-oil correlation by FTIR spectroscopy of asphaltene samples. *Geosciences Journal* 20, 273–283. <https://doi.org/10.1007/s12303-015-0042-1>
- Asemani, M., Rabbani, A.R., Sarafdokht, H., 2021a. Implementation of an Integrated Geochemical Approach Using Polar and Nonpolar Components of Crude Oil for Reservoir-Continuity Assessment: Verification with Reservoir-Engineering Evidences. *Society of Petroleum Engineers Journal* 1–18.
- Asemani, M., Rabbani, A.R., Sarafdokht, H., 2021b. Origin, geochemical characteristics and filling pathways in the Shadegan oil field, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences* 174, 104047.
- Baniasad, A., Rabbani, A.R., Moallemi, S.A., Soleimany, B., Rashidi, M., 2017. Petroleum system analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian sector. *Organic Geochemistry* 107, 69–85.
- Belhouchet, H.E., Benzagouta, M.S., Dobb, A., Mazouz, E., Achi, N., Duplay, J., Khodja, M., 2021. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field. *Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration* 6, 15.
- Berberian, M., 1995. Master “blind” thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics* 241, 193–224.
- Beydoun, Z.R., 1998. Arabian plate oil and gas: why so rich and so prolific? *Episodes Journal of International Geoscience* 21, 74–81.
- Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of petroleum Geology* 28, 339–368.
- Boukir, A., Guiliano, M., Doumenq, P., Mille, G., Boukir, A., El Hallaoui, A., 1998. Structural characterization of crude oil asphaltenes by infrared spectroscopy (FTIR). Application to photo-oxidation; Caracterisation structurale

- dasphaltenes petroliers par spectroscopie infrarouge (IRTF). Application a la photo-oxydation. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences - Series IIC - Chemistry 1, 597-602.
- Brown, A., 2003. Improved interpretation of wireline pressure data. AAPG Bulletin 87, 295–311.
- Chen, C., Balhoff, M., Mohanty, K.K., 2013. Effect of reservoir heterogeneity on improved shale oil recovery by CO₂ huff-n-puff, in: SPE Unconventional Resources Conference-USA.
- Chen, J., 2013. Deepwater Reservoir Compartmentalization: Causes, Impacts on Production, and Methods of Identification, in: Offshore Technology Conference. D6560, A., 2017. Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products. Annual Book of Standards.
- Dembicki, H., 2022. Reservoir geochemistry. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production 215–244. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-95924-7.00007-7>
- Derikvand, B., Alavi, S.A., Fard, I.A., Hajjalibeigi, H., 2018. Folding style of the Dezful Embayment of Zagros Belt: Signatures of detachment horizons, deep-rooted faulting and syn-deformation deposition. Marine and Petroleum Geology 91, 501–518.
- Dong, X., Liu, H., Chen, Z., 2021. Chapter 10 - Other enhanced oil recovery processes and future trends, in: Developments in Petroleum Science. Elsevier, pp. 297–312.
- Elyad, S., Yassaghi, A., Najafi, M., 2025. Structural evolution of anticlines over the Hendijan Paleo-High in the northwestern Persian Gulf: Insights into the influence of inherited basement faults. Marine and Petroleum Geology 107479.
- England, W.A., 2007. Reservoir geochemistry-A reservoir engineering perspective. Journal of Petroleum Science and Engineering 58, 344–354.
- England, W.A., Mackenzie, A.S., Mann, D.M., Quigley, T.M., 1987. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. Journal of the Geological Society 144, 327–347.
- Esrafil-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.
- Gray, M.R., Tykwinski, R.R., Stryker, J.M., Tan, X., 2011. Supramolecular assembly model for aggregation of petroleum asphaltenes. Energy & Fuels 25, 3125–3134.
- Hemmati-Sarapardeh, A., Ahmadi, M., Ameli, F., Dabir, B., Mohammadi, A.H., Husein, M.M., 2019. Modeling asphaltene precipitation during natural depletion of reservoirs and evaluating screening criteria for stability of crude oils. Journal of Petroleum Science and Engineering 181, 106127.
- Kokal, S.L., Sayegh, S.G., 1995. Asphaltenes: The cholesterol of petroleum, in: Middle East Oil Show, Society of Petroleum Engineers.
- Lamontagne, J., Dumas, P., Mouillet, V., Kister, J., 2001. Comparison by Fourier transform infrared (FTIR) spectroscopy of different ageing techniques: application to road bitumens. Fuel 80, 483–488.
- Larter, S.R., Aplin, A.C., 1995. Reservoir geochemistry: methods, applications and opportunities. Geological Society, London, Special Publications. 86, 5–32.
- Márquez, G., Escobar, M., Lorenzo, E., Duno, L., Esquinas, N., Gallego, J.R., 2016. Intra-and inter-field compositional changes of oils from the Misoa B4 reservoir in the Ceuta Southeast Area (Lake Maracaibo, Venezuela). Fuel 167, 118–134.
- McKenna, A.M., Purcell, J.M., Rodgers, R.P., Marshall, A.G., 2009. Identification of vanadyl porphyrins in a heavy crude oil and raw asphaltene by atmospheric pressure photoionization Fourier transform ion cyclotron resonance (FT-ICR) mass spectrometry. Energy & Fuels 23, 2122–2128.
- Mehdipour, V., Rabbani, A. R., Kadkhodae, A., 2023. Determination of the heterogeneity index based on petrophysical and image logs in the Sarvak reservoir of an oilfield located in the Dezful Embayment. Kharazmi Journal of Earth Sciences 9(1), 95-115.
- Milkov, A. V, Goebel, E., Dzou, L., Fisher, D.A., Kutch, A., McCaslin, N., Bergman, D.F., 2007. Compartmentalization and time-lapse geochemical reservoir surveillance of the Horn Mountain oil field, deep-water Gulf of Mexico. AAPG Bulletin 91, 847–876.
- Murris, R.J., 1984. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat.
- Paredes, J.E., Arana, M.C., Larez, C.J., 2015. Reservoir Compartmentalization in a Naturally Fractured Reservoir through Production-Pressure Performance and Compositional data, in: SPE Latin American and

- Caribbean Petroleum Engineering Conference. SPE-177059-MS. <https://doi.org/10.2118/177059-MS>.
- Pavia, D.L., Lampman, G.M., Kriz, G.S., Vyvyan, J.A., 2008. Introduction to spectroscopy, Fourth Edition. Brooks/Cole, Cengage Learning.
- Permanyer, A., Douifi, L., Dupuy, N., Lahcini, A., Kister, J., 2005. FTIR and SUVF spectroscopy as an alternative method in reservoir studies. Application to Western Mediterranean oils. *Fuel* 84, 159–168.
- Permanyer, A., Douifi, L., Lahcini, A., Lamontagne, J., Kister, J., 2002. FTIR and SUVF spectroscopy applied to reservoir compartmentalization: a comparative study with gas chromatography fingerprints results. *Fuel* 81, 861–866.
- Permanyer, A., Rebufa, C., Kister, J., 2007. Reservoir compartmentalization assessment by using FTIR spectroscopy. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 58, 464–471.
- Pfeiffer, T., Reza, Z., McCain, W.D., Schechter, D., Mullins, O.C., others, 2011. Determination of Fluid Composition Equilibrium under Consideration of Asphaltenes-A Substantially Superior Way to Assess Reservoir Connectivity than Formation Pressure Surveys, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Rein, E., Schulz, L.K., 2007. Applications of natural gas tracers in the detection of reservoir compartmentalisation and production monitoring. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 58, 428–442.
- Rubinstein, I., Spyckerelle, C., Strausz, O.P., 1979. Pyrolysis of asphaltenes: a source of geochemical information. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 43, 1–6.
- Smalley, P. C., England, W. A., 1994. Reservoir compartmentalization assessed with fluid compositional data. *SPE reservoir engineering* 9(03), 175-180. SPE-25005-PA. <https://doi.org/10.2118/250>.
- Smalley, P.C., Muggeridge, A.H., 2010. Reservoir compartmentalization: get it before it gets you. Geological Society, London, Special Publications 347, 25–41.
- Smith, B.C., 1998. Infrared spectral interpretation: a systematic approach. CRC Press, Taylor & Francis Group.
- Speight, J.G., 2004. Petroleum Asphaltenes-Part 1: Asphaltenes, resins and the structure of petroleum. *Oil & gas science and technology* 59, 467–477.
- Tharanivasan, A.K., 2012. Asphaltene precipitation from crude oil blends, conventional oils, and oils with emulsified water.
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2024. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Elsevier.
- Westrich, J. T., Fuex, A. M., O'Neal, P. M., Halpern, H. I., 1999. Evaluating reservoir architecture in the northern Gulf of Mexico with oil and gas chemistry. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 2(06), 514-519. SPE-59518-PA. <https://doi.org/10.2118/595>.
- Yaghoubi, A., Mahbaz, S., Dusseault, M.B., Leonenko, Y., 2021. Seismicity and the state of stress in the Dezful embayment, Zagros fold and thrust belt. *Geosciences (Basel)* 11, 254.
- Yen, T.F., Wu, W.H., Chilingar, G. V., 1984. A study of the structure of petroleum asphaltenes and related substances by infrared spectroscopy. *Energy Sources* 7, 203–235.
- Zuo, J.Y., Mullins, O.C., Freed, D., Elshahawi, H., Dong, C., Seifert, D.J., 2012. Advances in the Flory-Huggins-Zuo equation of state for asphaltene gradients and formation evaluation. *Energy & Fuels* 27, 1722–1735.