



<https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en>

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches

E-ISSN: 2423-8007

Vol. 41, Issue 3, No. 100, 2025, 1-16

Received: 17.03.2025

Accepted: 21.05.2025

Research Paper

Investigating the relationship between the Khami reservoir horizon in the Chilingar and Garangan oilfields in the Southern Dezful Embayment using surface geochemistry

Bahram Alizadeh* 

Professor (Full) in Petroleum Geology and Sedimentary Basins Department, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Alizadeh@scu.ac.ir

Arman Salehipour Bavarsad

M.Sc. Student in Petroleum Geology and Sedimentary Basins Department, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

arman.salehipour78@gmail.com

Abstract

Understanding reservoir connectivity is critical for reducing exploration risk and optimizing field development. This study uses surface geochemistry techniques to investigate the relationship between the Khami reservoir horizon in the Chilingar and Garangan oilfields, located in the Southern Dezful Embayment. A total of 154 surface soil samples were collected from the field closures and the inter-field area. These samples were analyzed using acid extraction and fluorescence analysis to evaluate hydrocarbon migration, identify geochemical anomalies, and assess potential reservoir connections. Hydrocarbon gas ratios (C_1/C_2 , C_2/C_3 , and $C_1/(C_2+C_3)$ vs. $C_2/(C_3+C_4)$) revealed that surface hydrocarbons are primarily oil-derived. The composition and ratios of samples from the inter-field area closely matched those from the closures, suggesting a shared source. Fluorescence analysis provided R_1 ratios (three-ring to two-ring aromatics) and inferred an average API gravity of 36° , indicating high-quality, light oil consistent with field samples. Geochemical anomaly maps revealed similar hydrocarbon compositions and quality between the two fields, supporting a likely connection through a saddle structure. These findings demonstrate the effectiveness of surface geochemistry in assessing reservoir connectivity and reducing exploration risks.

Keywords: Surface geochemistry, Reservoir connectivity, Chilingar and Garangan oilfields, Acid extraction, Fluorescence analysis

Introduction

Discovering new hydrocarbon resources and enhancing the production efficiency of existing fields remain critical challenges for global oil and gas producers. Until the 1940s, oil drilling was primarily based on visible surface hydrocarbon seeps (Link 1952; McGregor 1993). Hydrocarbon seeps refer to the surface or near-surface accumulation of light or high molecular weight hydrocarbons, often indicating the presence of subsurface reservoirs. The global demand for energy in the 20th century pushed oil exploration from empirical methods toward more scientific approaches. Surface geochemistry, introduced in the 1930s, became a significant tool for oil exploration, examining direct and indirect hydrocarbon seepage linked to deep reservoirs (Tedesco 2017). In Iran, surface geochemistry was initiated in

2014 by the Energy Researchers Ariana (ERA) company. After decades of oil production in the Zagros Basin, better reservoir management is crucial to maximizing efficiency. The Chilingar and Garangan oilfields, located in the southern Dezful Embayment, are closely situated and separated by a saddle structure. Reservoir studies show connectivity between the lower and upper Khami reservoirs in these oilfields. Understanding this connection is vital for planning field development and identifying weakly connected reservoir zones. This study uses the soil gas method, a direct surface geochemistry technique, to analyze reservoir connectivity and hydrocarbon-rich zones. The findings aim to guide efficient production management, reduce drilling risks, and advance field development strategies at lower exploration costs.

*Corresponding author

Alizadeh B. and Salehipour Bavarsad A. (2025). Investigating the relationship between the Khami reservoir horizon in the Chilingar and Garangan oilfields in the Southern Dezful Embayment using surface geochemistry. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 41(3): 1-16. <https://doi.org/10.22108/jssr.2025.144714.1310>



2423-8007 / © 2025 University of Isfahan

This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



<https://doi.org/10.22108/jssr.2025.144714.1310>

Materials & Methods

This study utilized direct geochemical techniques, including acid extraction and fluorescence analysis, to detect subsurface hydrocarbon reservoirs. Surface prospecting relies on vertical hydrocarbon migration, which creates detectable seeps and geochemical anomalies. Sampling followed pre-existing geophysical lines, with 154 soil samples collected across 35 lines. Acid extraction analysis measured light hydrocarbons (C_1 – C_5) released via a hydrochloric acid reaction, while fluorescence analysis quantified polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) using high-performance liquid chromatography (HPLC) and UV excitation. Both methods identified surface anomalies linked to potential subsurface accumulations, underscoring their utility in hydrocarbon exploration (Schumacher 1996).

Discussion of Results & Conclusions

This study focused on the Chilingar and Garangan oilfields, located in the southern Dezful Embayment, using surface geochemistry to investigate hydrocarbon seepage and assess reservoir connectivity between the two fields. Hydrocarbons typically migrate vertically due to high subsurface pressure, with stratigraphic layers, faults, and fractures facilitating this movement. In oil and gas reserve areas, light hydrocarbons in sediments indicate a potential reservoir, with higher concentrations suggesting economically viable

accumulations. If anomalies between the two fields match those over the anticline, it supports the hypothesis of a hydrocarbon connection. To determine hydrocarbon content, soil samples were analyzed using acid extraction (AE) and fluorescence methods. Acid extraction showed that methane-to-ethane (C_1/C_2) and ethane-to-propane (C_2/C_3) ratios point to oil-associated hydrocarbons (Pixler 1969). The area between the two fields displayed similar hydrocarbon concentrations to those above the fields. Standard ratio charts, such as $C_1/(C_2+C_3)$ vs. $C_2/(C_3+C_4)$, confirmed an oil origin for most hydrocarbons, with anomalies indicating high concentrations between the fields. Fluorescence analysis revealed that inferred API gravity and aromatic hydrocarbon ratios (R_1) suggest high-quality hydrocarbons, including oil and gas condensates. The changes in the interpolated parameters reveal the presence of major faults in the region and the influence of the north-south trending fault in the western part of the Garangan oilfield. Areas surrounding the old wells in the Chilingar field exhibit a lower value of the inferred API index in the interpolated map, due to reservoir pressure depletion caused by prolonged production. The results of both methods strongly indicate the presence of liquid hydrocarbons between the fields, supporting the likelihood of a reservoir connection through a saddle structure. These findings are crucial for efficient exploration, reducing risks, and guiding field development.

بررسی ارتباط بین افق مخزنی خامی در میادین چیلینگر و گرنگان در فروافتادگی دزفول جنوبی با استفاده از روش ژئوشیمی سطحی

بهرام علیزاده^{id}،*، گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

alizadeh@scu.ac.ir

آرمان صالحی‌پور باورصاد، گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز،

اهواز، ایران

arman.salehipour78@gmail.com

چکیده

درک ارتباط بین مخازن برای کاهش ریسک اکتشاف و بهینه‌سازی توسعه میدان‌های نفتی، از اهمیت بالایی برخوردار است. این مطالعه، ارتباط بین افق مخزنی خامی را در میدان‌های نفتی چیلینگر و گرنگان واقع در فروافتادگی دزفول جنوبی با استفاده از روش‌های ژئوشیمی سطحی بررسی می‌کند. در مجموع ۱۵۴ نمونه خاک سطحی از نواحی بستگی میدان‌ها و منطقه بین آنها جمع‌آوری شد. این نمونه‌ها با استفاده از روش‌های استخراج اسیدی و آنالیز فلورسانس بررسی شدند تا احتمال حضور هیدروکربن‌های مهاجرت‌یافته، وجود ناهنجاری‌های ژئوشیمیایی و چگونگی ارتباط احتمالی بین این مخازن ارزیابی شود. نسبت‌های هیدروکربن‌های گازی C_2/C_3 ، C_1/C_2 و نیز نسبت $C_1/(C_2+C_3)$ در مقابل $C_2/(C_3+C_4)$ نشان داد که هیدروکربن‌های سطحی عمدتاً منشأ نفتی دارند. ترکیب نسبت‌های به دست آمده از نمونه‌های جمع‌آوری‌شده از منطقه میانی، با نمونه‌های نواحی بستگی زیادی داشتند که نشان‌دهنده منشأ هیدروکربنی مشترک است. نسبت R_1 (نسبت آروماتیک‌های سه‌حلقه‌ای به دو حلقه‌ای) حاصل از آنالیز فلورسانس و API گراویته تخمینی متوسط ۳۶ درجه، بیانگر وجود نفت سبک مطابق با نمونه‌های نفت دو میدان است. نقشه‌های آنومالی ژئوشیمیایی، ترکیب و کیفیت مشابه هیدروکربن‌ها را بین دو میدان نشان می‌دهد و احتمال ارتباط بین آنها را از طریق یک ساختار زین‌اسبی تأیید می‌کند. این یافته‌ها اثربخشی ژئوشیمی سطحی را در ارزیابی ارتباط بین مخازن و کاهش ریسک اکتشاف نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: ژئوشیمی سطحی، بررسی ارتباط مخزنی، میدان‌های چیلینگر و گرنگان، جدایش با اسید، آنالیز فلورسانس.

* نویسنده مسئول

علیزاده، بهرام و صالحی‌پور باورصاد، آرمان. (۱۴۰۴). بررسی ارتباط بین افق مخزنی خامی در میادین چیلینگر و گرنگان در فروافتادگی دزفول جنوبی با استفاده از روش ژئوشیمی سطحی. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۱(۳): ۱-۱۶. <https://doi.org/10.22108/jssr.2025.144714.1310>



مقدمه

(Report 2019). این مهم به جهت برنامه‌ریزی توسعه دو میدان، نیازمند مطالعات دقیق است. تبیین و اثبات ارتباط مخزنی بین این دو میدان از اهمیت بسزایی برخوردار است و در نهایت به شناخت دقیق مخزن و درک صحیح از چگونگی پرشدن مخزن منجر می‌شود. بررسی ارتباط این دو ساختار با استفاده از روش ژئوشیمی سطحی، به شناسایی مناطقی از مخزن منجر می‌شود که دارای ارتباط ضعیفی با دیگر بخش‌هاست. با تکمیل این تحقیق، ارتباط این دو میدان بررسی می‌شود و نیز محدوده‌هایی که تمرکز بالای هیدروکربنی دارند، با صرف هزینه‌های بسیار کمتر نسبت به حفاری اکتشافی، مشخص می‌شود (Alizadeh 2022). مطالعات مختلفی در بخش‌های ژئوشیمی سنگ منشأ، ویژگی‌های مخزنی و ساختمانی بر میدان‌های چیلینگر و گرنگان از سوی محققان انجام شده است (Kamali et al. 2013; Mousavi et al. 2023; Taghizadeh et al. 2010). دانشمندان پیشگام توسعه روش‌های سطحی، لایبمایر (Laubmeyer 1933) در آلمان، سوکولوف (Sokolov 1935) در شوروی سابق و روزیر و هورویتز (Rosaire 1938; Horvitz 1939) در آمریکا بودند. آنها با استفاده از روش‌هایی مانند استخراج گازهای هیدروکربنی جذب‌شده از نمونه‌های سطحی و تطابق بین هیدروکربن‌های سطح و میدان‌های نفت و گاز، روش‌هایی را ثبت کردند (Jones and Drozd 1983).

بسیاری از میدان‌های بزرگ جهان با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی کشف شده‌اند (Alizadeh et al. 2020 b). محققانی مانند (Yuing et al. 2021; Zhong et al. 2024) ساختارهایی را در خشکی و دریا مطالعه کرده‌اند. پژوهش حاضر اولین مطالعه ژئوشیمی سطحی میدان‌های چیلینگر و گرنگان است. پیش‌تر (Alizadeh et al. 2020b; Alizadeh et al. 2022; Khaleghi et al. 2018) ساختارهایی را مورد پی‌جویی ژئوشیمی سطحی قرار دادند. در این مطالعه، از روش گاز خاک استفاده شده است. این روش، جزء روش‌های مستقیم ژئوشیمیایی دسته‌بندی می‌شوند. بهره‌گیری از نتایج این پژوهش، کمک شایانی به

کشف منابع جدید هیدروکربنی و افزایش بازده تولید منابع قدیمی، از دغدغه‌های اساسی تولیدکنندگان نفت و گاز در جهان بوده و هست. تا اوایل دهه ۱۹۴۰ میلادی، بیشتر حفاری‌های نفتی در محل‌هایی انجام می‌شد که تراوش‌های سبک و سنگین هیدروکربنی به‌وضوح مشاهده می‌شدند (Link 1952; MacGregor 1993). چشمه‌های هیدروکربنی به تراوش‌ها و تجمع‌های محلی از هیدروکربن‌های سبک و در صورت وجود مخزن زیرسطحی، هیدروکربن‌هایی با وزن مولکولی بالا گفته می‌شود (Alizadeh 2022). نیاز فراوان جهان به انرژی، با آغاز قرن بیستم باعث شد تا کشف و استخراج نفت، که در گذشته تجربی و بر پایه مشاهده آثار وجود نفت در سطح و حفاری‌های پراکنده بود، به سمت مطالعه و روش‌های علمی سوق پیدا کند (Tedesco 2017). روش‌های ژئوشیمی سطحی از اوایل دهه ۱۹۳۰ ارائه شدند و برخی از شرکت‌های نفتی به منظور اکتشاف منابع نفتی از آنها استفاده کردند. ژئوشیمی سطحی، شاخه‌ای از ژئوشیمی آلی است که نشأت‌های هیدروکربنی تراوش‌یافته به سطح از یک تجمع عمیق‌تر را به‌صورت مستقیم و غیرمستقیم مطالعه می‌کند (Alizadeh et al. 2020 b). پی‌جویی به روش سطحی در ایران نیز، از سال ۱۳۹۳ و از سوی شرکت انرژی پژوهان آریانا به اجرا در آمده و توسعه یافته است. با گذشت بیش از هفت دهه بهره‌برداری نفت از میدان‌های حوضه زاگرس، لزوم مدیریت و استفاده صحیح از نفت باقی‌مانده مخازن روز به روز بیش‌تر احساس می‌شود. برای تولید و پیشبرد برنامه‌های ازدیاد برداشت، باید اطلاعات میدان‌ها کامل باشد تا حداکثر بازدهی حاصل شود. میدان‌های چیلینگر و گرنگان که در این پژوهش مطالعه شده‌اند، در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول قرار دارند. این دو میدان هم‌جوار با فاصله کمی قرار دارند و به‌وسیله یک ساختار زین اسبی^۱ از یکدیگر جدا می‌شوند. مطالعات مخزنی در این دو میدان، بیانگر ارتباط مخزن خامی پایینی و بالایی و اتصال دو میدان با یکدیگر است (NISOC

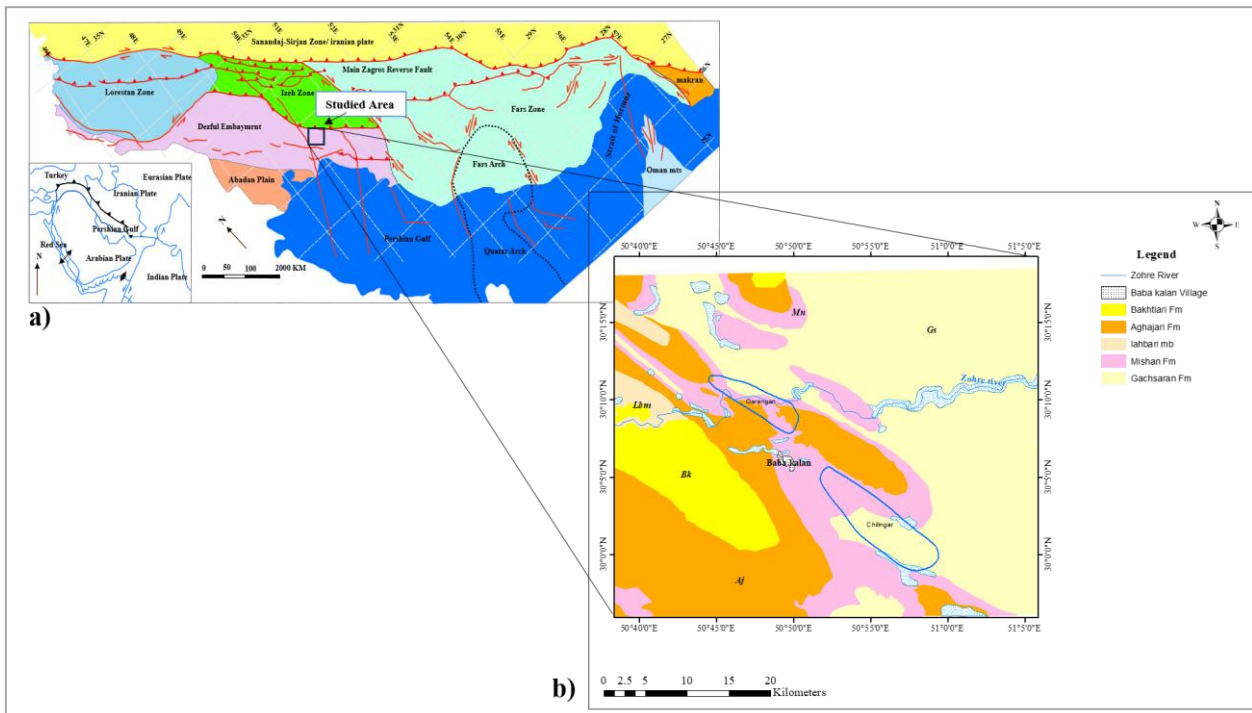
¹ Saddle

مدیریت تولید، برداشت اصولی از میدان‌ها، کاهش ریسک حفاری و پیشبرد برنامه‌های توسعه میدان می‌کند.

زمین‌شناسی منطقه مطالعه شده

جنوب غرب کمربند زاگرس که به‌عنوان فرفاقتادگي دزفول از آن‌نام برده می‌شود، حجم عظیمی از نفت و گاز ایران را در خود جای داده است (Motiei 1993). تعدد رسوبات غنی از مواد آلی، که توانایی زیادی در تولید هیدروکربن دارند، سبب شده است تا حجم زیادی از نفت زایش‌یافته در سازندهای سنوزوئیک و مزوزوئیک منطقه ذخیره شود (Alizadeh et al. 2020 a). فرفاقتادگي دزفول از طریق گسل هنديجان بهرگانسر به دو بخش شمالی و جنوبی تقسیم می‌شود (Berberian and King 1981; Verges et al. 2024) و میدان‌های چيلينگر و گرنگان در بخش جنوبی این منطقه قرار دارند. این ناحیه دارای ساختمان‌های زیرسطحی متعددی است که در بیشتر آنها هیدروکربن فراوانی تجمع یافته و ابرمیدان‌هایی همچون گچساران، بی‌بی‌حکیمه و پازنان را ایجاد کرده است. از طرفی به دلیل فعالیت تکنیکی فراوان در برخی ساختارها و افق‌های مخزنی دیگر، نفت برداشت‌شدنی وجود ندارد (Alizadeh et al. 2020 a). میدان‌های چيلينگر و گرنگان، دو میدان مجاور هم‌اند که در بین میدان‌های گچساران در شمال، بی‌بی‌حکیمه در جنوب و در امتداد میدان چهاربیشه قرار دارند. دو گسل تراستی میدان‌های چيلينگر و گرنگان را از میدان گچساران و بی‌بی‌حکیمه در شمال و جنوب تفکیک می‌کنند و امتداد این دو میدان منطبق با روند عمومی چین‌خوردگی‌های زاگرس است (Momeni 2017). مخزن نفتی میدان‌های چيلينگر و گرنگان در گروه خامی طبقه‌بندی می‌شود. بر پایه گزارش‌های شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، مخزن خامی بالایی و پایینی در این دو میدان با هم ارتباط دارند و دارای نفت سیاه‌لند (NISOC Report 2019). میدان چيلينگر، تاقدیسی نامتقارن است. براساس اطلاعات چاه‌های حفاری‌شده، بخش غربی میدان چيلينگر تحت تأثیر بلندای قدیمه خارک‌میش قرار گرفته و بخش درخور توجهی از سازندهای گورپی، پابده و گروه بنگستان را فرسایش داده است (NISOC Report 2019).

میدان چيلينگر و در جنوب شرق میدان گچساران قرار گرفته‌اند و همان‌طور که اشاره شد، یک ساختار زین‌اسبی، میدان‌ها را از یکدیگر جدا می‌کند. تصور می‌شود که شیل‌های سرگلو به سن ژوراسیک بالایی و سازند گرو به سن کرتاسه سنگ منشأ تولیدکننده نفت مخازن گروه خامی‌اند. سازند سرگلو شامل مواد آلی نوع II است و در منطقه لرستان تا دشت آبادان و بخش شمالی فرفاقتادگي دزفول گسترش دارد (Rudkiewicz et al. 2007; Bordenave 2008; Aqrabi and Badics 2015; Alipour 2024). رخساره‌های غنی از ماده آلی این سازند به‌صورت جانبی به سمت شرق به رخساره کریناته تبدیل می‌شود و سازند سورمه را ایجاد می‌کند (James and Wynd 1993; Motiei 1965). سازند گرو به سن بریازین سنومانین شامل سنگ‌آهک‌های دارای ماده آلی آمورف دریایی نوع II و غنی از گوگرد است (Zeynalzadeh et al. 2018; Alipour 2024). بلوغ حرارتی و تاریخیچه تدفین سازند گرو به دلیل نوع مواد آلی شباهت زیادی به سازند سرگلو دارد (Abeed et al. 2011; Khani et al. 2018). سازند گرو نیز به‌صورت جانبی در شرق به سازند آهکی فهلیان و در غرب به سازند یاماما تبدیل شده است. هیدروکربن‌های زایش‌یافته از هر دو سازند سرگلو و گرو به‌صورت جانبی مهاجرت می‌کنند و در ساختارهای منطقه تجمع می‌یابند (Bordenave and Hegre 2010). دو سیستم هیدروکربنی ذکرشده به‌وسیله سازند تبخیری هیث از یکدیگر جدا می‌شوند. بر پایه اطلاعات فشار مخزن و ژئوشیمیایی، مخزن خامی بالایی و پایینی در میدان‌های چيلينگر و گرنگان با هم در ارتباط‌اند و سازند هیث جداکننده این دو افق از یکدیگر نیست (NISOC Report 2019). اولین حفاری‌ها در میدان چيلينگر در سال ۱۳۰۳ و در میدان گرنگان طی سال ۱۳۴۴ انجام شد که به دلیل نبود تولید اقتصادی در دو افق آسماری و بنگستان، ادامه حفاری‌ها متوقف شد. در سال ۱۳۵۳ با حفر چاه شماره ۳ چيلينگر و چاه شماره ۲ گرنگان، وجود نفت در مخزن خامی میدان‌ها اثبات شد. سازند فهلیان و سورمه، افق‌های بهره‌ده در این دو میدان‌اند.



شکل ۱- موقعیت منطقه مطالعه شده در حوضه زاگرس و فروافتادگی دزفول جنوبی (Hassanpour et al. 2018)

(a)، نقشه زمین‌شناسی منطقه و میدان‌های چیلینگر و گرنگان (با تغییرات از نقشه ۱/۱۰۰.۰۰۰ گچساران) (b)

Fig 1- Location of studied area in Zagros Zone and south Dezfoul embayment (Hassanpour et al. 2018) (a), geological map of Chilingar and Garangan oilfields (modified from 1:100.000 map of Gachsaran) (b)

داده می‌شوند (Schumacher 1996). همان‌طور که گفته شد در این پژوهش، از دو تکنیک گازخاک جدایش با اسید^۱ و آنالیز فلورسانس^۲ استفاده شده است. هر دو روش ناهنجاری‌های سطحی مرتبط با تجمعات زیرسطحی هیدروکربنی را شناسایی کردند که نشان‌دهنده کاربرد آنها در اکتشاف هیدروکربن است (Schumacher 1996).

نمونه‌برداری براساس خطوط ژئوفیزیکی موجود انجام شد. برای پوشش بهتر منطقه و افزایش دقت، مسیرهای جدیدی در بین خطوط ژئوفیزیکی طراحی شد (شکل ۲). سطح خاک در محل نمونه‌برداری باید دست‌نخورده، فاقد پوشش گیاهی و بدون هیچ عامل جلبه‌جاکننده خاک (مانند جاده خاکی، مسیر رودخانه) باشد. بعد از تعیین محل نمونه‌برداری، چاهکی با عمق ۲۰ تا ۲۵ سانتی‌متر حفر و حدود ۲۵۰ گرم خاک درون پاکت استریل ریخته شد. پاکت‌ها

مواد و روش‌ها

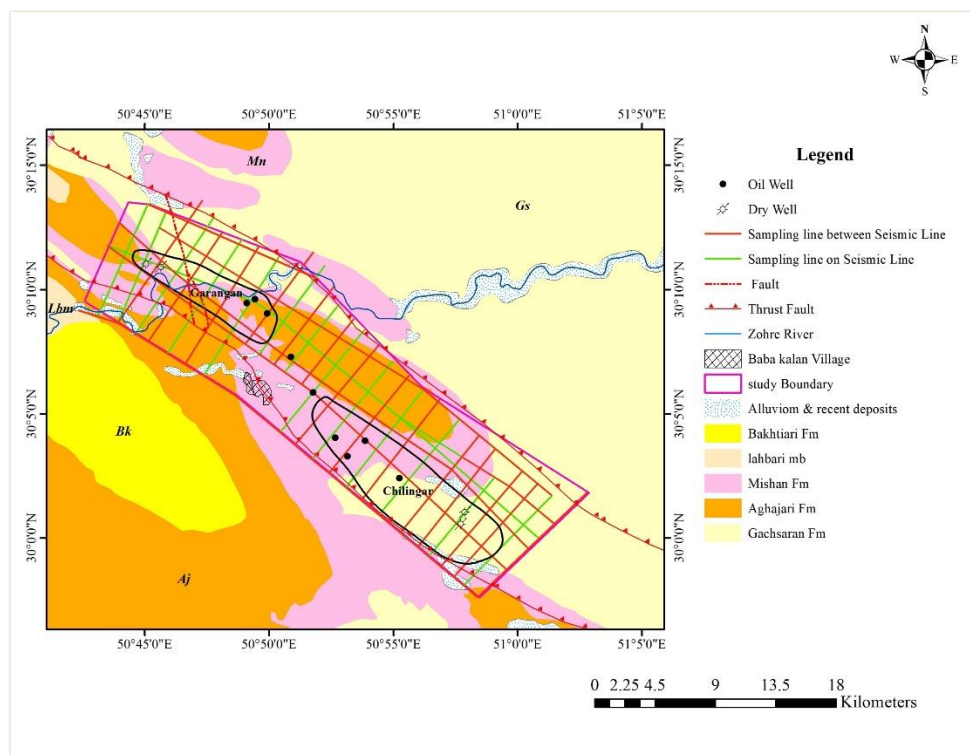
اکتشاف به روش ژئوشیمی سطحی به دو گروه مستقیم و غیرمستقیم تقسیم‌بندی می‌شوند. در تکنیک مستقیم، مقدار غلظت اصلی هیدروکربن‌های نشت‌یافته به سطح اندازه‌گیری می‌شود. تکنیک غیرمستقیم نیز، آثار جانبی وجود هیدروکربن و واکنش‌های خاک را با هیدروکربن بررسی می‌کند (Tedesco 1995). اساس پی‌جویی‌های سطحی بر پایه چند قاعده کلی است. این اصل پذیرفته شده است که تجمعات هیدروکربنی دینامیک و تمامی پوش‌سنگ‌ها در بهترین حالت نیز دارای نشت‌اند (Dembicki 2017). همچنین این مهاجرت به سطح، عمودی است. هیدروکربن‌های نشت‌یافته به سطح به صورت چشمه و ریزچشمه‌های هیدروکربنی نمود می‌یابند و تغییراتی را در محیط نزدیک به سطح ایجاد می‌کنند. این تغییرات قابل شناسایی و نقشه‌برداری‌اند و به یک تجمع زیرسطحی ارتباط

² Fluorescence analysis

¹ Acid Extraction

استخراج شده است؛ سپس با انجام کروماتوگرافی مایع هیدروکربن‌های آروماتیک چند حلقه‌ای از باقی هیدروکربن‌ها تفکیک شده است؛ سپس با استفاده از کروماتوگرافی مایع با کارایی بالا (HPLC)⁴ و تحریک UV⁵ مقدار هریک از ترکیبات آروماتیک دو حلقه‌ای و سه حلقه‌ای مشخص شد. دستگاه کروماتوگرافی گازی استفاده شده، از نوع Agilent DBV-SIX با ستون ۳۰ متری غیر قطبی بوده است که از هلیوم به عنوان گاز حامل استفاده شد. آنالیز فلورسانس نیز با دستگاه HPLC با نام تجاری Agilent 1100 با آشکارگر فلورسانس انجام شد که دارای ستونی ۲۵۰ میلی متری است و از اتانول به عنوان فاز متحرک استفاده شد. کلیه آزمایش‌ها با استفاده از تجهیزات شرکت انرژی پژوهان آریانا انجام شد.

در کول باکس قرار داده و به آزمایشگاه منتقل شد. در مجموع ۱۵۴ نمونه خاک از ۳۵ خط جمع‌آوری شد. آنالیز استخراج اسیدی برای اندازه‌گیری هیدروکربن‌های سبک (C₁-C₅) آزاد شده از طریق واکنش با اسید هیدروکلریک انجام شد. در این آزمایش مقدار ۵۰ گرم نمونه خاک بدون رطوبت به ارلن آزمایشگاهی منتقل شد و در معرض اسید هیدروکلریک قرار گرفت. پس از واکنش اسید با کربنات‌های موجود در خاک، هیدروکربن‌های به دام افتاده در بین ذرات خاک آزاد شدند. گازهای آزاد شده در کیسه مخصوص^۱ جمع و به دستگاه کروماتوگرافی گازی تزریق شد. در آنالیز فلورسانس برای اندازه‌گیری هیدروکربن‌های آروماتیک چند حلقه‌ای (PAHs)^۲، ابتدا به وسیله سوکسیله^۳، ترکیبات هیدروکربنی، از خاک



شکل ۲- نقشه زمین‌شناسی منطقه مطالعه شده و گسل‌های اصلی منطقه به همراه خطوط نمونه‌برداری خاک که خطوط نمونه‌برداری براساس عملیات ژئوفیزیکی با رنگ سبز و خطوط جدید طراحی شده مابین آنها با رنگ قرمز مشخص شده است.

Fig 2-The Geological map of the studied area and the main faults of the region, along with soil sampling lines. The sampling lines based on geophysical operations are marked in green, and the newly designed lines between them are marked in red.

⁴ High Performance Liquid Chromatography

⁵ Ultra Violet

¹ Tedlarbag

² Poly Aromatic Hydrocarbons

³ Soxhlet Extractor



نتایج و بحث

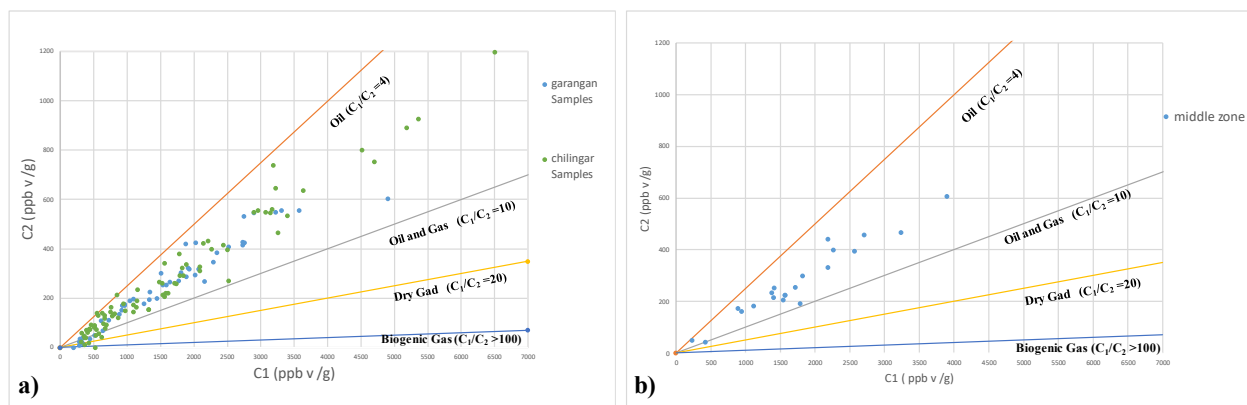
پایان مسیر مهاجرت هیدروکربن سطح زمین در نظر گرفته می‌شود و همان‌طور که گفته شد، در صورت وجود یک ذخیره بالقوه، هیدروکربن‌ها راهی برای رسیدن به سطح پیدا خواهند کرد. ترکیبات سبک و سنگین برای رهایی از فشار زیاد لایه‌های زیرین زمین، سریع‌ترین مسیر مهاجرت، که همان مسیر عمودی است، را برای رسیدن به فشار کمتر طی می‌کنند (Levorsen 1967). سطوح لایه‌بندی، گسل‌ها و شکستگی‌ها، حرکت هیدروکربن‌ها را آسان‌تر می‌کنند (Dembicki 2017). در صورت حضور نداشتن گسل و یا شکستگی در منطقه، عمده مهاجرت به‌صورت عمودی خواهد بود. در مناطقی دارای ذخایر گاز و نفت، هیدروکربن‌های سبک در زمینه سنگ و رسوب یافت خواهند شد و در صورتی که یک ذخیره زیرسطحی اقتصادی وجود داشته باشد، مقدار این ترکیبات به‌طبع بیشتر از دیگر مناطق است. برای بررسی وضعیت ارتباط این دو ساختار، در صورتی که در حفاصل بین دو میدان، مقدار آنومالی‌های ثبت‌شده همانند مناطقی قرار گرفته بر تاق‌دیس زیاد و دارای مقادیر نزدیک باشند، چنین برداشت می‌شود که این دو ساختار دارای ارتباط هیدروکربنی‌اند.

نتایج آنالیز جدایش با اسید و تعیین نوع و منشأ هیدروکربن‌های گازی

غلظت بالای متان در خاک نشانگر یک تجمع هیدروکربنی است و در صورتی که مقدار متان بسیار بالا باشد، یک ذخیره گازی را نشان می‌دهد. البته این نکته که حضور متان منشأ بیوژنیک^۱ نیز دارد، باید مدنظر قرار داده شود. در صورتی که مقدار ترکیبات سنگین‌تر (C_{2+}) نیز بیشتر شود، می‌تواند مبین یک ذخیره هیدروکربنی مایع باشد (Etiope 2015; Jones et al. 2000). مقادیر غلظت هیدروکربن‌های سبک متان، اتان پروپان و بوتان با دستگاه کروماتوگرافی گازی اندازه‌گیری شده‌اند. به

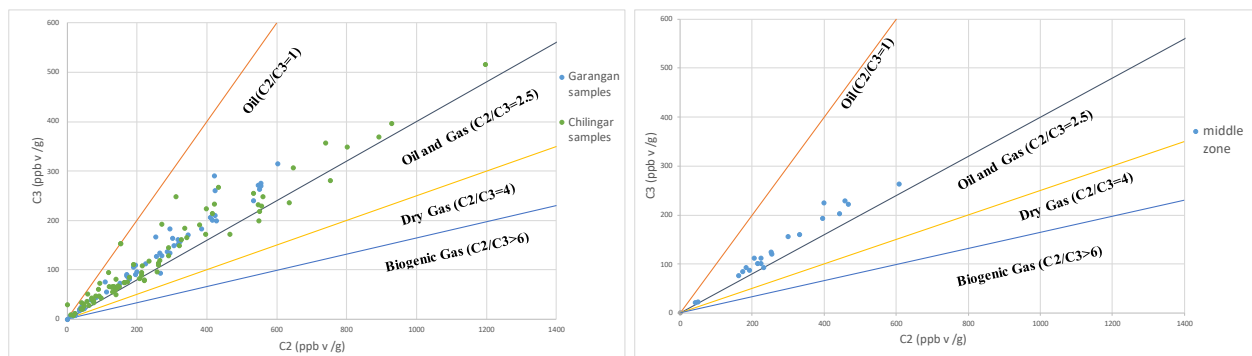
کمک این مقادیر و محاسبه نسبت‌های استاندارد، منشأ هیدروکربن‌های نشت‌یافته به سطح براساس نوع سیال (گاز، میعانات گازی و نفت) پیش‌بینی می‌شود (Etiope 2015). مطالعات Pixler در سال 1969 نشان داد نسبت گاز متان به گازهای هیدروکربنی سنگین‌تر، نشانگر مخزن نفتی است. غلظت گاز متان در مقابل اتان (C_1/C_2) و اتان در مقابل پروپان (C_2/C_3) براساس میزان تأثیرپذیری از مدت‌زمان و مسافت مهاجرت عمودی از مخزن به سطح، بیانگر نوع هیدروکربن موجود در مخزن است؛ به‌طوری که با افزایش این نسبت، نوع سیال مخزنی از محدوده مایع به گاز تغییر می‌کند. طبق مطالعات پیشین، در صورتی که نسبت گاز متان به اتان بین ۴ الی ۱۰ باشد، منشأ هیدروکربن‌ها نفت است. این مقدار برای میعانات گازی بین ۱۰ تا ۲۰ خواهد بود. همچنین مقادیر بین ۲۰ الی ۱۰۰ مبین گاز خشک است. مقادیر بیشتر از ۱۰۰ نیز زیستی بودن منشأ هیدروکربن‌های موجود در خاک را آشکار می‌کند (Pixler 1969). نتایج داده‌های گاز متان در مقابل اتان، محدوده میدان‌های چیلینگر و گرنگان نشان می‌دهند بیشتر ترکیبات موجود در نمونه‌های سطحی برداشت‌شده، منشأ مرتبط با نفت دارند (شکل ۳ a). برای بررسی مقدار هیدروکربن‌های نشت‌یافته به ناحیه بین دو میدان (روی ساختار زین‌اسبی)، از مقادیر متان در برابر اتان استفاده شد (شکل ۳ b). همان‌طور که مشاهده می‌شود، نمونه‌های این بخش نیز در محدوده نفتی و نسبتی مشابه با نمونه‌های برداشت‌شده از روی میدان‌ها را دارد. مقدار نسبت اتان در مقابل پروپان برای نمونه‌های با منشأ نفت، بین ۱ الی ۲/۵ و برای میعانات ۲/۵ الی ۴ است. بر این اساس مقدار نسبت اتان در مقابل پروپان در نمونه‌های واقع بر بستگی ساختمانی میدان‌ها، معرف یک تجمع نفتی است (شکل ۴ a). همچنین با قراردادن مقادیر اندازه‌گیری‌شده، نمونه‌های محدوده بین دو میدان در نمودار، تشابه و یکسان بودن منشأ ترکیبات را در کل منطقه مطالعه‌شده نشان می‌دهد (شکل ۴ b).

¹ Biogenic



شکل ۳- مقدار متان (C_1) در مقابل اتان (C_2) نمونه‌های برداشت‌شده از روی میدان‌های چیلینگر و گرنگان تجمع زیرسطحی نفت را نشان می‌دهد (a)، مقدار متان (C_1) در مقابل اتان (C_2) نمونه‌های برداشت‌شده از محدوده زین اسبی بین دو میدان نیز تشابه با میدان‌ها را نشان می‌دهد (b)، (با تغییرات از Pixler 1969)

Fig 3- The amount of methane (C_1) versus ethane (C_2) in samples collected from the Chilingar and Garangan oilfields indicates subsurface oil accumulation (a). The amount of methane (C_1) versus ethane (C_2) in samples collected from the saddle area between the two fields also shows similarities with the oilfields (b). (Adapted from Pixler 1969).

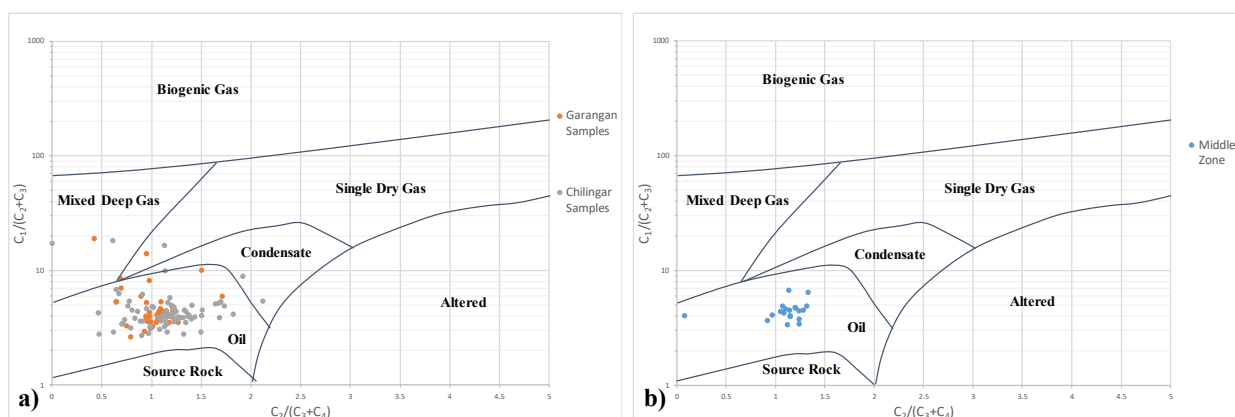


شکل ۴- مقدار اتان (C_2) در مقابل پروپان (C_3) نمونه‌های برداشت‌شده از روی میدان‌های چیلینگر و گرنگان تجمع زیرسطحی نفت را نشان می‌دهد (a)، مقدار اتان (C_2) در مقابل پروپان (C_3) نمونه‌های برداشت‌شده از محدوده زین اسبی بین دو میدان تشابه با میدان‌ها را نشان می‌دهد (b)، (با تغییرات از Pixler 1969).

Fig 4- The amount of ethane (C_2) versus propane (C_3) in samples collected from the Chilingar and Garangan oilfields indicates subsurface oil accumulation (a). The amount of ethane (C_2) versus Propane (C_3) in samples collected from the saddle area between the two fields also shows similarities with the oilfields (b). (Adapted from Pixler 1969).

محدوده گاز و میعانات قرار گرفته‌اند (شکل ۵ a). مقادیر این نسبت برای نمونه‌های برداشت‌شده از حفاصل بین دو میدان نیز مبین منشأ یکسان و تشابه آنها با نمونه‌های میدان‌هاست (شکل ۵ b).

علاوه بر مقدار و نسبت هیدروکربن‌های سبک گازی، از نمودار نسبت $C_1/(C_2+C_3)$ در مقابل نسبت $C_2/(C_3+C_4)$ برای شناسایی منشأ هیدروکربن با دقت بیشتر استفاده می‌شود (شکل ۵). بر این اساس، بیشتر نمونه‌های برداشت‌شده از روی ساختار چیلینگر و گرنگان در محدوده نفتی و برخی در



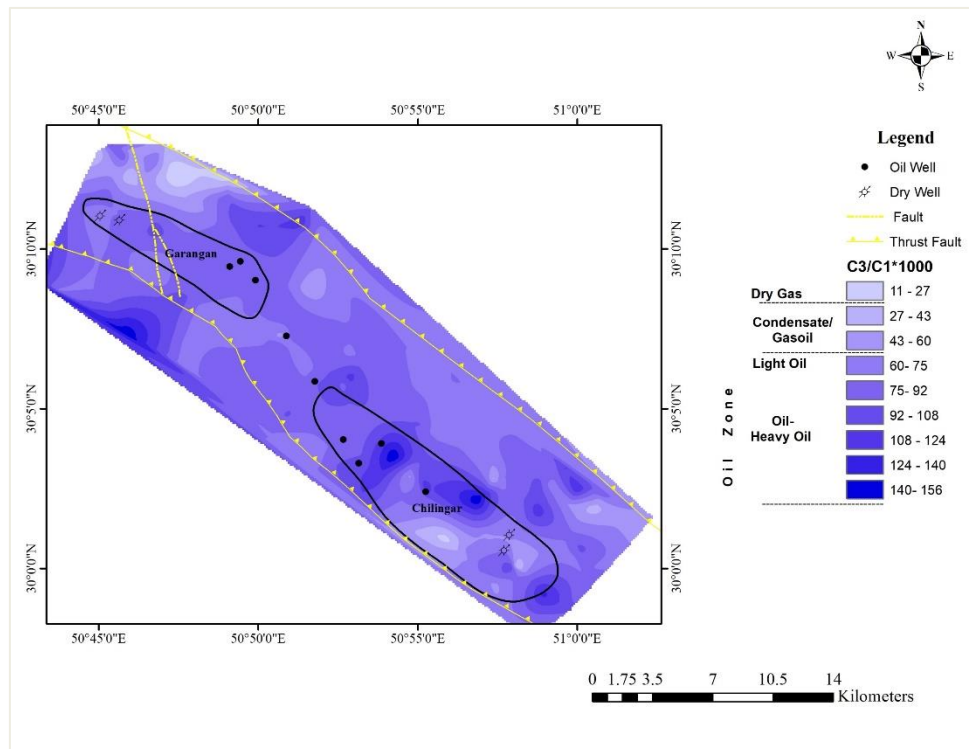
شکل ۵- نمودار نسبت $C_1/(C_2+C_3)$ در برابر نسبت $C_2/(C_3+C_4)$ در نمونه‌های برداشت‌شده از روی میدان‌های چیلینگر و گرانگان تجمع عمده نفت را نشان می‌دهد (a)، نمودار نسبت $C_1/(C_2+C_3)$ در برابر نسبت $C_2/(C_3+C_4)$ در نمونه‌های برداشت‌شده از محدوده زین‌اسبی بین دو میدان نیز تشابه با میدان‌ها را نشان می‌دهد (b) (با تغییرات از Thaduju et al. 2012).

Fig 5- The plot of $C_1/(C_2+C_3)$ ratio versus $C_2/(C_3+C_4)$ in samples from the Chilingar and Garangan oilfields indicates subsurface oil accumulation (a), The plot of $C_1/(C_2+C_3)$ ratio versus $C_2/(C_3+C_4)$ in samples from the saddle area between the two fields also shows similarities with the oilfields (b), (Adapted from Thaduju et al. 2012).

ذکر شده را دارند (Jones et al. 2000). در نهایت با درون‌یابی^۱ به روش Natural-Neighbor، تغییرات این نسبت در محدوده مطالعه شده به دست آمد. براساس این نقشه، نتیجه گرفته می‌شود که در محدوده مابین میدان‌ها نیز مقدار نسبت $C_3/C_1 \times 1000$ همانند مناطق روی میدان‌ها، آنومالی‌های مشابهی داشته است و در محدوده نفتی قرار دارد (شکل ۶).

مخازن هیدروکربنی براساس نسبت استاندارد $C_3/C_1 \times 1000$ به گروه‌های مختلف مخزنی دسته‌بندی می‌شوند. مخازن هیدروکربنی با تجمع گاز خشک بین ۲ تا ۲۰، محدوده ۲۰ الی ۶۰ نشان‌دهنده تجمع میعانات گازی و یا نفت-گاز در مخازن است. در نهایت مخازن هیدروکربنی با تجمع نفتی مقادیری در محدوده ۶۰ الی ۵۰۰ از نسبت

¹ Interpolation



شکل ۶- نقشه تغییرات نسبت $C_3/C_1 \times 1000$ نمونه‌های سطحی به روش Natural-Neighbor در محدوده مطالعه شده

Fig 6- Variations Map of $C_3/C_1 \times 1000$ value of surface samples from the Chilingar and Garangan oilfields with the Natural-Neighbor method.

کمک این نسبت، API سیال مخزن از داده‌های سطحی پیش‌بینی می‌شود (Barwise and Hay 1996)؛ از این رو برای پیش‌بینی مقدار API نفت موجود در مخزن به کمک مقادیر شاخص R_1 از رابطه ۲ استفاده می‌شود:

$$\text{Inferred API} = -10.1 \times R_1 + 59.8 \quad \text{رابطه ۲}$$

مطالعات Barwise & Hay (1996) و Barwise et al. (1996) نشان می‌دهد مقادیر کمتر از $1/5$ نسبت R_1 بیانگر هیدروکربن‌های سبک و میعانات گازی است. در صورتی که مقدار این نسبت در نمونه بین $1/5$ الی 4 باشد، منشأ ترکیبات نفت است. نفت‌های سنگین، مقداری بین 4 الی 10 را نمایش می‌دهند. مقادیر بیشتر از 10 نسبت R_1 ، آلوده بودن نمونه سطحی و یا تجزیه شدن ترکیبات آروماتیک را نشان می‌دهد. مقدار نسبت ترکیبات ۳ حلقه‌ای در برابر ۲ حلقه‌ای نمونه‌های برداشت شده از روی ساختمان میدان‌های چیلینگر و گرنگان نشان می‌دهد عمده ترکیبات مهاجرت یافته به سطح، منشأ نفتی و نفت سبک دارند.

نتایج آنالیز فلورسانس و پیش‌بینی کیفیت هیدروکربن

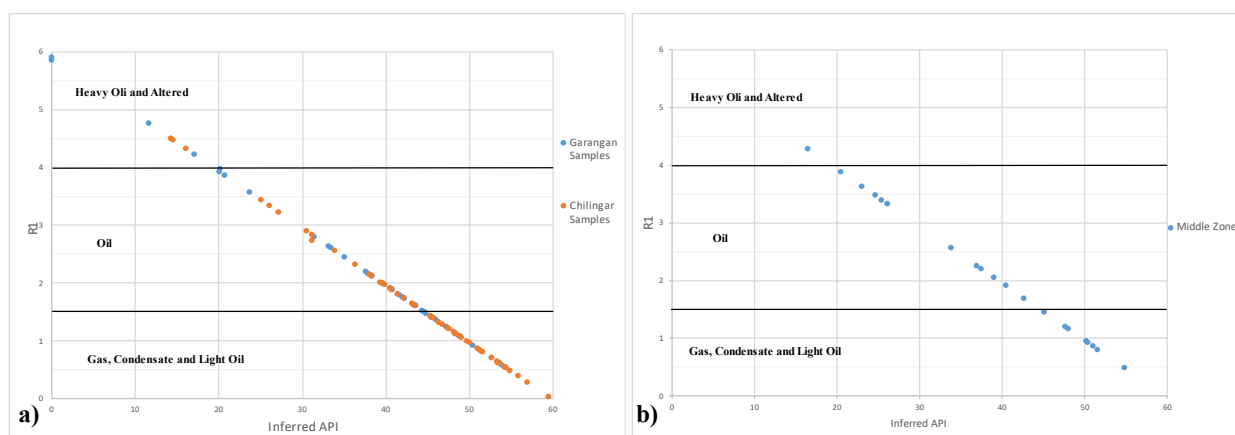
بعد از استخراج ترکیبات هیدروکربنی از خاک، ترکیبات آروماتیک تجزیه و تحلیل می‌شوند. در این بین، آروماتیک‌های دو حلقه‌ای (نفتالین) و سه حلقه‌ای (فنانترن) اهمیت بیشتری دارند. غلظت این آروماتیک‌ها و شدت فلورسانس آنها، بیانگر هیدروکربن‌های مایع موجود در رسوبات است. در صورتی که غلظت آنها به اندازه کافی بالا باشد، برای پیش‌بینی شاخص سبکی و کیفیت نفت (API) مخازن به کار می‌رود. برای این منظور، از نسبت R_1 استفاده می‌شود که تغییرات طیف فلورسانس ترکیبات را نشان می‌دهد. R_1 یا $Ratio_1$ نسبت انتشار 360 نانومتر در برابر 320 نانومتر، با تهییج به وسیله نور ماورا بنفش تعریف می‌شود و از طریق رابطه ۱ به دست می‌آید (Barwise and Hay 1996; Brooks et al. 1986):

$$R_1 = \frac{3\text{-Ring Intensity}}{2\text{-Ring Intensity}} \quad \text{رابطه ۱}$$

در این رابطه از نسبت شدت فلورسانس ترکیبات ۳ حلقه‌ای در برابر ۲ حلقه‌ای، به ترتیب فوق استفاده می‌شود. به

تغییرات این پارامترها، نقاط دارای غلظت بالای ترکیبات آروماتیک (به‌خصوص ترکیبات دو حلقه‌ای) را نشان و به‌صورت تصویری نمایش می‌دهد. مقدار API استنتاجی نمونه‌ها به کمک نرم‌افزار ArcGIS با روش Natural-Neighbor درون‌یابی شد. بر این اساس، مشاهده می‌شود که بخش میانی دو میدان نیز، مقادیر مشابهی با بستگی میدان‌ها دارد (شکل ۸). این چنین استنباط می‌شود مناطقی که مقادیر بالاتری از R_1 را نمایش می‌دهد، مقدار ترکیبات نفتان نشسته‌یافته آن بیشتر است. با توجه به رابطه ۱ و ۲ که در بالا بیان شد، افزایش مقدار ترکیبات دو حلقه‌ای به کاهش نسبت R_1 منجر می‌شود و درنهایت مقدار R_1 را بالاتر نشان می‌دهد که بیان‌کننده نفت سبک با کیفیت بالا خواهد بود. وجود مقادیر بالای ترکیبات نفتانی، بیان‌کننده یک تجمع هیدروکربنی پرفشار است که پیوسته به سطح مهاجرت می‌کند.

براساس روابط ۱ و ۲، مقدار API استنتاجی، رابطه عکس با نسبت R_1 دارد. مقادیر کمتر از ۱/۵ نسبت R_1 بیانگر R_1 بالا و نفت سبک و باکیفیت خواهد بود و بالعکس مقادیر بیشتر از ۱/۵ نسبت ذکرشده، بیان‌کننده R_1 و کیفیت پایین هیدروکربن‌ها هستند (Barwise et al. 1996). مقدار R_1 محاسبه‌شده نمونه‌های خاک به‌طور میانگین برابر با R_1 برای میدان گرنگان و R_1 برای میدان چیلینگر است (شکل ۷ a). مقادیر نسبت ذکرشده برای نمونه‌های سطحی برداشت‌شده در حفاصل بین دو میدان نیز در محدوده نفت سبک، میعانات گازی و نفت قرار گرفته‌اند. میانگین شاخص API محاسبه‌شده برای نمونه‌های میانه میدان‌های R_1 است (شکل ۷ b). کیفیت نفت خام تولیدی میدان‌ها نیز به‌طور متوسط R_1 است (Alizadeh et al. 2020 a) که با مقدار متوسط به دست آمده از نمونه‌های سطحی مطابقت دارد و کیفیت بالای نفت مخزن را تصدیق می‌کند. ترسیم نقشه



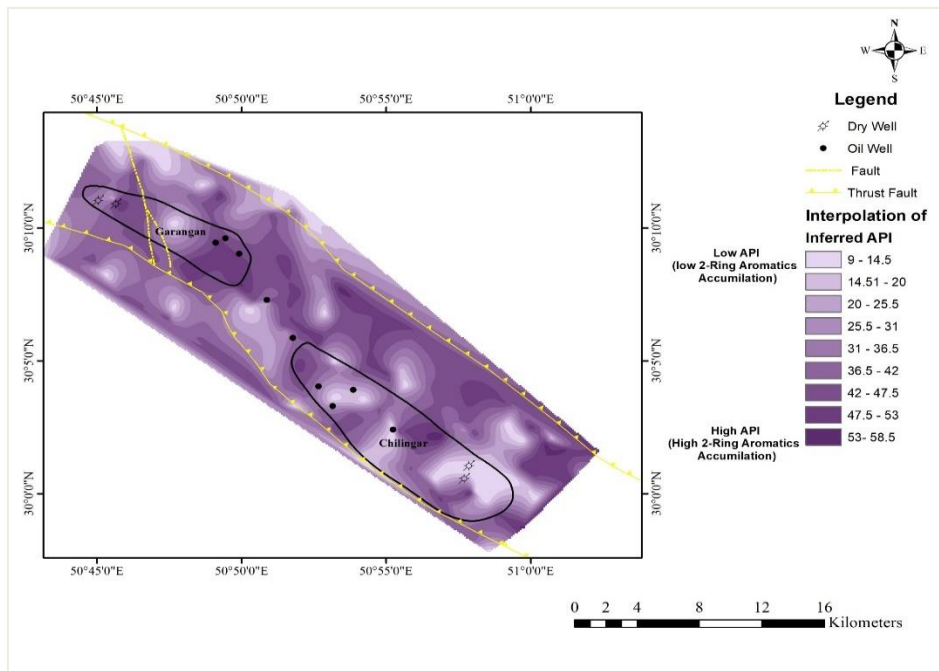
شکل ۷- مقادیر API استنتاج‌شده از آنالیز فلورسانس در برابر نسبت R_1 نمونه‌های سطحی برداشت‌شده از روی حدود میدان‌های چیلینگر و

گرنگان تجمع زیرسطحی گاز، نفت سبک و نفت را نشان می‌دهد

(a)، مقادیر API استنتاج‌شده از آنالیز فلورسانس در برابر نسبت R_1 نمونه‌های سطحی برداشت‌شده از محدوده زین‌اسی بین دو میدان نیز، تشابه

با میدان‌ها را نشان می‌دهد (b) (با تغییرات از Barwise and Hay 1996).

Fig 7- API values derived from fluorescence analysis versus R_1 ratio of surface samples taken from the boundaries of the Chilingar and Garangan oilfields indicate subsurface accumulations of gas, light oil and oil (a), API values derived from fluorescence analysis versus R_1 ratio of surface samples taken from the saddle area between the two fields also indicate similarities with the oilfields (b) (Adapted from Barwise and Hay 1996).

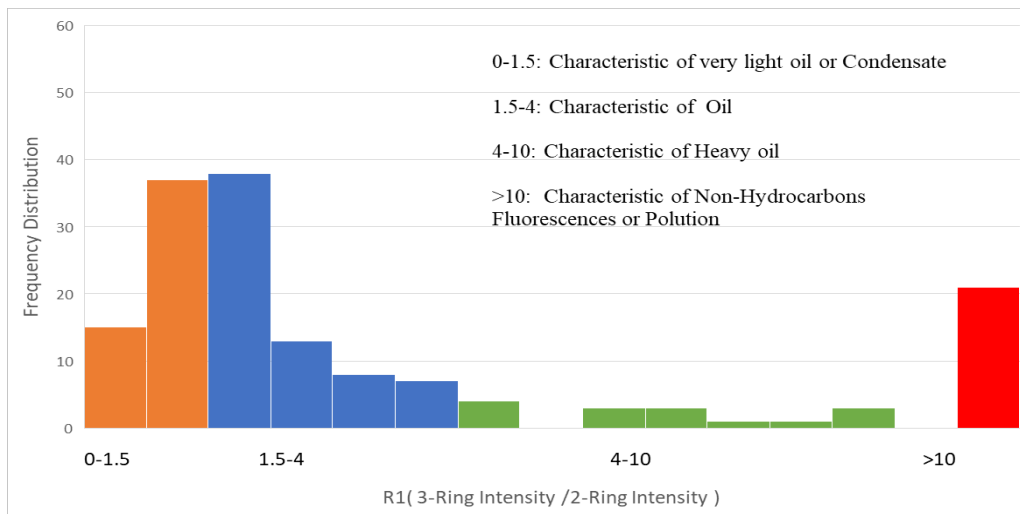


شکل ۸- نقشه تغییرات مقدار API استنتاجی نمونه‌های سطحی با روش Natural-Neighbor میدان‌های چیلینگر و گرنگان

Fig 8- Variation Map of the inferred API variations in surface samples using the Natural Neighbor method for the Chilingar and Garangan fields.

با مقادیر واقعی میدان‌هاست. ۱۵ نمونه نیز در محدوده نفت سنگین قرار و از نفت اندک و غیراقتصادی افق‌های کم عمق تر منشأ گرفتند. صحت سنجی این نکته نیازمند آنالیزهای تکمیلی مانند ایزوتوپ کربن است. از بین تمامی نمونه‌ها، ۲۱ نمونه دارای مقادیر غیرنرمال نسبت R_1 و بیانگر تجزیه ترکیبات و یا آلودگی‌های سطحی است (شکل ۹).

نمودار هیستوگرام، فراوانی نمونه‌ها را براساس مقادیر نسبت R_1 نیز نشان می‌دهد. از بین ۱۵۴ نمونه برداشت شده، ۵۲ نمونه در محدوده نفت سبک تا میعانات گازی قرار دارند. ۶۶ نمونه در محدوده نفت دسته‌بندی شده و مبین حضور هیدروکربن‌هایی با API بالا در مخزن است. این مهم همان‌طور که قبلاً ذکر شد، نشان‌دهنده سازگاری نتایج سطحی



شکل ۹- هیستوگرام نسبت R_1 در نمونه‌های محدوده مطالعه شده

Fig 9- Histogram of the R_1 ratio in the samples of the study area

نتیجه

می‌دهد. همچنین نتایج حاصل‌شده، احتمال ارتباط دو میدان را از طریق ساختار زین‌اسبی بین دو میدان، مثبت می‌داند.

تشکر و سپاسگزاری

نویسندگان این مقاله از همکاری‌های بی‌دریغ شرکت انرژی پژوهان آریانا کمال تشکر را دارند. همچنین از همکاری شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، به‌ویژه مهندس هاشم صراف‌دخت و مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران سپاسگزاری می‌کنند.

References

- Alipour M. 2024. Petroleum systems of the Iranian Zagros fold and thrust belt. Results in Earth Sciences, 100027: 1-33. <https://doi.org/10.1016/j.rines.2024.100027>
- Abeed Q, Alkhafaji A. and Littke R. 2011. Source rock potential of the Upper Jurassic–Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. Journal of Petroleum Geology 34(2): 117-134. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2011.00497.x>
- Alizadeh B. 2022. Introducing surface geochemistry of sediments as a novel method for exploration of hydrocarbon resources. 6th national conference of Sedimentological Society of Iran, 604-607.
- Alizadeh B. Jahangard A.A. Alipour M. and Gandomi Sani A.R. 2020 a. Genetic classification and geochemical evaluation of oil families in the South Dezful Embayment, southwest of Iran. Journal of Advanced Applied Geology. 10 (2): 208-223. <http://dx.doi.org/10.22055/AAG.2020.31504.2053>
- Alizadeh B. Moalemi S. A. Khaleghi Toroghi M. Hajian M. and Maravenah A. 2020b. Using the soil gas method in a surface geochemical exploration study of the Fars Zone, coastal Iran. 179: 3-13. <https://civilica.com/doc/1641844>
- Aqrabi A. A. and Badics B. 2015. Geochemical characterization, volumetric assessment and shale-oil/gas potential of the Middle Jurassic–Lower Cretaceous source rocks of NE Arabian Plate. GeoArabia, 20(3): 99-140. <https://doi.org/10.2113/geoarabia200399>
- Barwise T. and Hay S. 1996. Predicting oil properties from core fluorescence, In: Schumacher D. and Abrams M. A. (Eds.), Hydrocarbon migration and its near-surface expression AAPG Memoir 66: 363-371.
- Barwise T. Hay S. and Thrasher J. 1996. Contamination of shallow cores: a common problem, In: Schumacher D. and Abrams M. A. (Eds.), Hydrocarbon migration and its near-surface

در این مطالعه، میدان‌های چیلینگر و گرنگان واقع در فروافتادگی دزفول جنوبی با هدف بررسی مقدار هیدروکربن‌های نشت‌یافته به رسوبات سطحی و مطالعه ارتباط مخزنی دو میدان، از لحاظ ژئوشیمی سطحی بررسی شدند. نمونه‌های خاک برداشت‌شده به دو روش جدایش با اسید و فلورسانس آزمایش شدند. نتایج آنالیز جدایش با اسید نشان داد که مقادیر اندازه‌گیری‌شده نسبت گاز متان در برابر اتان (C_1/C_2) و اتان در برابر پروپان (C_2/C_3) نشان می‌دهد که منشأ هیدروکربن‌های نشت‌یافته به سطح، مخزنی با سیال نفت است. محدوده مابین دو میدان نیز دارای غلظت مشابهی با محدوده میدان‌هاست و هیدروکربن‌های آن منشأ نفتی دارد. برای بررسی دقیق‌تر، از نمودار استاندارد نسبت $C_1/(C_2+C_3)$ در مقابل نسبت $C_2/(C_3+C_4)$ استفاده شد. نتایج به دست آمده نشان داد منشأ بیشتر ترکیبات هیدروکربنی، نفت است. با درون‌یابی بین نتایج نسبت استاندارد $C_3/C_1 \times 1000$ تمامی نمونه‌ها، محدوده بین دو میدان دارای آنومالی‌های بالا و نشان‌دهنده نفتی بودن ترکیب عمده مخازن زیرسطحی است. نتایج آنالیز فلورسانس نیز نشان می‌دهد مقدار گرانش API استنتاج‌شده از نسبت آروماتیک‌های سه در مقابل دو حلقه‌ای و نسبت R_1 ، نشان می‌دهد کیفیت هیدروکربن بالا و مخزن دارای نفت و میعانات است. تغییرات پارامترهای درون‌یابی‌شده، حضور گسل‌های اصلی منطقه و اثر گسل شمالی-جنوبی در غرب میدان گرنگان و تراست شمالی هر دو میدان را تأیید می‌کند. مناطقی که مقادیر بالای API را نمایش می‌دهند، بیانگر نشت بیشتر هیدروکربن و تجمع بالای ترکیبات هیدروکربنی است. API اعلام‌شده نفت خام (NISOC Report 2019) میدان‌ها نیز مشابه با مقادیر استنتاج‌شده است. مناطق اطراف چاه‌های تولیدی میدان چیلینگر به دلیل افت فشارناشی از برداشت از مخزن، مقادیر کمتری از شاخص API استنتاجی را در نقشه‌های درون‌یابی‌شده نشان می‌دهد. نتایج هر دو آنالیز انجام‌شده این مطالعه، احتمال حضور هیدروکربن مایع را در حدفاصل بین دو میدان نشان

- Journal of Oil and Gas Exploration & Production, 169: 21-30. <https://civilica.com/doc/1656567/>
- Khani S. Danaie M. and Rezaei P. 2018. Double and triple-wavelength plasmonic demultiplexers based on improved circular nanodisk resonators. *Optical Engineering*, 57(10): 107102-107102. doi: [10.1117/1.OE.57.10.107102](https://doi.org/10.1117/1.OE.57.10.107102).
- Laubmeyer G. 1933. A new geophysical prospecting method, *Z. Petrol* 29 (18): 1-4.
- Levorsen A.I. 1967. *Geology of Petroleum*. 2nd edition, W.H. Freeman and Company, New York. 724p.
- Link W.K. 1952. Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. *AAPG Bulletin* 36: 1451-1505. <https://doi.org/10.1306/5CEADB3F-16BB-11D7-8645000102C1865D>
- Macgregor D.S. 1993. Relationships between seepage, tectonics, and subsurface petroleum reserves. *Marine and Petroleum Geology*, 10: 606-916. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(93\)90063-X](https://doi.org/10.1016/0264-8172(93)90063-X)
- Momeni L. 2017. Geometric interpretation of faults and surface fractures of Khairabad, Chilingar and Grangan oil fields. MSc Thesis, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran. 106 p.
- Motiei H. 1993. *Stratigraphy of Zagros: Geological Survey of Iran*. 583p.
- Mousavi N. Soleimani B. and Chitfroosh A. 2010. The 1st International Applied Geological Congress, Department of Geology, Islamic Azad University - Mashad Branch, Iran: 1618-1622.
- National Iranian oil company exploration division. 2023. Internal report.
- National Iranian South Oil Company. 2019. Internal report.
- Ping H. Chen H. George S. C. Li C. and Hu S. 2019. Relationship between the fluorescence color of oil inclusions and thermal maturity in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China: Part 1. Fluorescence evolution of oil in the context of hydrous pyrolysis experiments with increasing maturity. *Marine and Petroleum Geology*, 100: 1-19. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.10.053>
- Pixler B. O. 1969. Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios. *Journal of Petroleum Technology*, 21(06): 665-670. <https://doi.org/10.2118/2254-PA>
- Rosaire E.E. 1938. Shallow stratigraphic variations over Gulf Coast structures. *Geophysics* 3 (2): 96-115. <https://doi.org/10.1190/1.1439487>
- Rudkiewicz J. L. Sherkati S. and Letouzey J. 2007. Evolution of maturity in northern Fars and in the Izeh zone (Iranian Zagros) and link with hydrocarbon prospectivity. In *Thrust Belts and Foreland Basins: from fold kinematics to hydrocarbon systems*, Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg: 229-246. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-69426-7_12
- Schumacher D. 1996. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In: Schumacher D. M.A. Abrams (Eds.), *Hydrocarbon migration and its near-expression: AAPG Memoir* 66: 359-362.
- Berberian M. and King G. C. P. 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 18(2): 210-265. <https://doi.org/10.1139/e81-019>
- Bordenave M. L. 2008. The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros fold belt and contiguous offshore areas: a review of the Paleozoic petroleum system. *Petroleum Geology* 31(1): 3-42. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2008.00405.x>
- Bordenave M. and Hegre J. 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society, London, Special Publications*. 330: 291-353. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00087.x>
- Brooks J. M. Kennicutt C. and Carey B.D. 1986. Offshore surface geochemical exploration. *Oil and Gas Journal*, 84(42): 66-72.
- Dembicki Jr H. 2017. *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier, 334p. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803350-0.00001-5>
- Etiopie G. 2015. *Natural Gas Seepage: The Earth's Hydrocarbon Degassing* Springer International Publishing Switzerland 1th edition. 199p. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-14601-0>
- Hassanpour J. Jahani S. Ghassemi M. R. Alavi S. A. and Zeinali F. 2018. Evolution of the Karebas Fault System and adjacent folds, central Zagros fold-and-thrust belt, Iran: Role of pre-existing halo kinesis (salt structures and Mini basins) and detachment levels, *Journal of Asian Earth Sciences* 164: 125-142. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2018.06.024>
- Horvitz L. 1939. On geochemical prospecting. *Geophysics* 4: 210-228. <https://doi.org/10.1190/1.1440507>
- James G. A. and Wynd J. G. 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG Bulletin*: 49 (12) 2182-2245. <https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D>
- Jones V. T. and Drozd R.T. 1983. Predictions of oil and gas potential by near-surface geochemistry: *AAPG Bulletin*, (67): 932-952. <http://dx.doi.org/10.4043/5453-MS>
- Jones V. T. Matthews M. D. and Richers D. M. 2000. Light hydrocarbons for petroleum and gas prospecting. In *Handbook of exploration and Environmental geochemistry*, 7: 133-212. [https://doi.org/10.1016/S0168-6275\(00\)80029-X](https://doi.org/10.1016/S0168-6275(00)80029-X)
- Kamali M. R. Abolghasemi A. Bagheri R. and Kadkhodayi A. 2013. Petroleum geochemistry and oil-oil correlation of the Fahliyan and Surmeh reservoirs in the Garangan and Chilingar oilfields, the Dezful Embayment (Sw Iran). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 3: 85-92. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0048-4>
- Khaleghi M. Alizadeh B. Khani B. and Shirvani M. 2018. Surface geochemical exploration studies of the studied Structure in the northern Dezful embayment.

- Najafi M. Casciello E. Saura E. Abdollahie fard I. Piryaei A. Delamotte F. Letouzey J. Goodarzi H. Soleymani B. and Jahani S. 2024. Structural style and timing of NW-SE trending Zagros folds in SW Iran: interaction with north-south trending Arabian folds and implications for petroleum geology. *Journal of Petroleum Geology* 47 (1): 3-73. <https://doi.org/10.1111/jpg.12850>
- Yuing T. Kewei X. Lei G. Fan Y. Junyang G. Chun R. and Guojian W. 2021. Recent progress in the theory and technology of microbial prospecting for oil and gas. *Petroleum Geology & Experiment*, 2: 325–334.
- Zhong G. Zhao J. Zhao Z. Zhang K. Yu J. Shang C. and Feng C. 2024. Acid-Extracted Hydrocarbon Anomalies and Significance in the Chaoshan Depression of the Northern South China Sea. *Journal of Marine Science and Engineering*, 12(6): 909 <https://doi.org/10.3390/jmse12060909>
- Zeinalzadeh A. Moussavi-Harami R. Mahboubi A. and Sajjadian V. A. 2018. Source rock potential of the Early Cretaceous intervals in the Darquain field, Abadan Plain, Zagros Basin, SW Iran. *Geosciences Journal* 22: 569-580. <https://doi.org/10.1007/s12303-017-0075-8>
- surface expression. *American Association of Petroleum Geologists Memoir* 66: 71-89.
- Sokolov V.A. 1935. Summary of the experimental work of the gas survey. *Neftyanoye Khozyaystvo* 27(5): 28–34.
- Taghizadeh F. Maroufi K. Falahat R. and Opera A. 2024. Geochemical evaluation of hydrocarbon source rocks in the Chilingar oilfield along with measuring matrix effect, inert organic material and composition of the active kerogen. *Journal of Advanced Applied Geology* 13 (50): 953-977. <https://doi.org/10.22055/aag.2023.43263.2352>
- Tedesco S.A. 1995. *Surface geochemistry in Petroleum Exploration*. Chapman & Hall, New York, 230p.
- Tedesco S.A. 2017. Macroseeps and microseeps: A history of unconventional approach to exploration since the start of the petroleum age. *AAPG Annual Convention and Exhibition, United States*.
- Thadoju S.K. Bharali B. R. Devi R. and Sarma B. P. 2012. Integration of geochemical and seismic attribute Data: enhancement of hydrocarbon exploration success ratio. In the 9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, 12-18
- Verges J. Casini G. Ruh J. Cosgrove J. Sherkat. SH.