Journal of Structural Geology and Applied Tectonics (SGAT)

Journal homepage: *https://sgat.journals.pnu.ac.ir/*

Tectono-Petrophysical Analysis of the Sarvak Formation in the Azadegan Oil Field: Investigating the Impact of Tectonic Unconformities and Basement Trends on Reservoir Quality

Maryam Afshani[1] | Mehran Arian[*1] | Ali Solgi[1]

1- Department of Earth Sciences, SR. C., Islamic Azad University, Tehran, Iran

Keywords

Azadegan Field,
Sarvak Formation,
Tectonics,
Turonian Unconformity,
Petrophysical Evaluation

Extended Abstract

Introduction

The Sarvak Formation, a key reservoir within the Bangestan Group, ranks among the most prolific hydrocarbon-bearing intervals in the Middle East. In the Abadan Plain, particularly within the Azadegan Field, the reservoir's quality is governed not solely by primary depositional facies but is significantly overprinted by the tectonic evolution of the Arabian Plate. The Azadegan structure, a gentle, north–south-trending anticline, reflects the reactivation of deep-seated basement faults. In contrast to the Zagros Fold-and-Thrust Belt, where thin-skinned deformation dominates, the Azadegan Field exhibits thick-skinned tectonics, with basement-involved faulting playing a critical role in structuring the overlying stratigraphy. This study investigates how mid-Cretaceous tectonic movements, especially those generating the Turonian Unconformity, induced subaerial exposure and consequent meteoric diagenesis—namely karstification—that profoundly altered reservoir properties. The primary aim is to quantify these tectonic influences through integrated petrophysical modeling using Geolog, combining structural history with wireline log responses to better delineate reservoir architecture and fluid distribution.

Methodology

A comprehensive suite of wireline logs, including gamma ray, resistivity, neutron, density, and sonic measurements, was acquired from the selected well and subjected to rigorous environmental corrections to account for borehole conditions and mud-filtrate invasion effects. Shale volume was calculated using the gamma-ray index, calibrated against spectral logs to differentiate detrital clays from organic-rich shales.

Receive: 2026-06-04

Accepted: 2026-10-22

Published: 2026/11/01

*****Corresponding Author: Mehran Arian; E-mail: mehranarian@iau.ac.ir

How to cite this article: Afshani, M., Arian, M., & Solgi, A. (2026). Tectono-Petrophysical Analysis of the Sarvak Formation in the Azadegan Oil Field: Investigating the Impact of Tectonic Unconformities and Basement Trends on Reservoir Quality. *Structural Geology and Applied Tectonics*, *1*(2): 71-82. DOI: 10.30473/sgat.2026.78333.1012

Copyright © 2026, by the author(s). Published by Payame Noor University, Tehran, Iran. This is an open access article under the CC BY 4.0 license (http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Total and effective porosities were derived from neutron–density cross-plot techniques, with secondary porosity (vugs and molds) verified through sonic-log transit-time anomalies. Given the presence of shaly intervals and heavy oil (19° API), fluid saturation was estimated using the Indonesia Model, which effectively compensates for shale-matrix conductivity and avoids overestimation of water saturation. Petrophysical results were then correlated with structural depth maps of the Turonian Unconformity to delineate the leached zone, thereby linking diagenetic modifications to tectonic positioning.

Results and Discussion

The analysis establishes that the tectonic framework of the Abadan Plain exerts first-order control on reservoir quality. Basement lineaments oriented north–south provided the structural highs necessary for early emergence, while the Turonian Unconformity subjected the Upper Sarvak to intense meteoric leaching, evidenced by sharp increases in sonic travel time and decreases in bulk density—indicative of vuggy and moldic porosity development. Although the Azadegan anticline is structurally gentle, crestal tension generated microfractures that act as conduits, connecting isolated vugs and significantly enhancing effective permeability within the 46‑meter net pay zone. Neutron–density cross-plots, plotted on standard Schlumberger charts (Schlumberger, 2000), reveal a mixed lithology dominated by dolomite and limestone, with porosity ranging from 0% to 30%. The marked scatter in high-porosity data (>20%) points to substantial lithological heterogeneity and secondary porosity, consistent with karstification and basement-fault control. Mean total porosity is 13% with an effective porosity of 11%, yet within the uppermost 50 meters, porosity peaks at 29%, reflecting a tectonically controlled karst profile. Average shale content (V_sh) is 14%, with higher concentrations in middle intervals acting as baffles that compartmentalize the reservoir. Water saturation averages 60% across the formation, but tectonic highs focus hydrocarbon migration, yielding net pay where S_w drops below 35%. The heavy-oil character (19° API) influences resistivity logs and wettability, underscoring the necessity of the Indonesia Model for accurate saturation mapping in this shaly, low-gravity oil system.

Conclusions

This study confirms that reservoir quality in the Sarvak Formation at Azadegan Field is primarily governed by tectono-stratigraphic parameters rather than primary depositional features. Basement-controlled anticlinal growth established a stable platform that dictated carbonate distribution and moderate shale content (average 14%) during the Cenomanian–Turonian. Tectonic uplift at the Turonian boundary generated an unconformity that facilitated karstification and dissolution, as substantiated by neutron–density cross-plots showing severe porosity heterogeneity and mixed lithology, with effective porosity reaching 11% in upper sections and peaking at 29% in dissolution zones. Hydrocarbon accumulation in the upper 46‑meter pay zone is directly linked to tectonic fracturing and secondary porosity, and the hybrid Archie–Indonesian saturation model, calibrated with regional data, confirms that fluid distribution is strictly controlled by fracture networks and vuggy connectivity. The heavy-oil properties (19° API) and elevated water saturation (60%) align with the burial and uplift history, affecting wettability and resistivity response. Ultimately, reservoir potential in the Abadan Plain is intrinsically tied to the tectonic evolution of the Arabian Plate; overlooking structural features, lithological heterogeneities, and tectonic discontinuities would inevitably lead to inaccurate reserve estimations and misguided development strategies.

نشریه زمین شناسی ساختاری و زمین ساخت کاربردی

https://sgat.journals.pnu.ac.ir

تحلیل تکتونو-پتروفیزیکی سازند سروک در میدان آزادگان: واکاوی نقش ناپیوستگی‌های زمین‌ساختی و روندهای پی‌سنگی در کیفیت مخزن

مریم افشانی[۱]، مهران آرین*[۱]، علی سلگی[۱]

۱- گروه علوم زمین، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

کلیدواژه‌ها

میدان آزادگان،
سازند سروک،
زمین‌ساخت،
ناپیوستگی تورونین،
ارزیابی پتروفیزیکی

چکیده

سازند کربناته سروک در میدان آزادگان، تحت تأثیر ویژگی‌های ساختاری دشت آبادان و رخدادهای زمین‌ساختی میان‌کرتاسه، ناهمگنی‌های پیچیده‌ای را نشان می‌دهد. پژوهش حاضر با هدف تبیین نقش زمین‌ساخت بر ویژگی‌های مخزنی، به ارزیابی جامع پتروفیزیکی این سازند با استفاده از نرم‌افزار Geolog پرداخته است. بر اساس نتایج این مطالعه، چیدمان ساختاری میدان آزادگان از روندهای پی‌سنگی قدیمی با جهت‌گیری شمالی-جنوبی تبعیت می‌کند که به عنوان کنترل‌کننده اصلی هندسه مخزن و توزیع لیتوفاسیس‌ها عمل کرده است. تحلیل‌های پتروفیزیکی و بررسی‌های کراس‌پلات نوترون-چگالی نشان می‌دهد که بالاآمدگی‌های زمین‌ساختی در مرز سنومانین-تورونین منجر به شکل‌گیری ناپیوستگی تورونین شده است؛ این رخداد زمین‌ساختی با خروج سازند از محیط دریایی و تسهیل فرآیندهای انحلال و کارستی‌شدن، نقشی حیاتی در ارتقای خواص مخزنی ایفا نموده است، به طوری که بیشینه تخلخل در زون‌های متأثر از این ناپیوستگی به ٪۲۹ افزایش یافته است. محاسبات میانگین حجم شیل (٪۱۴) و تخلخل موثر (٪۱۱) در کنار مدل‌سازی اشباع سیالات با رویکرد ترکیبی آرچی و اندونزی، وجود یک زون تولیدی خالص (Net Pay) به ضخامت ۴۶ متر را در بخش فوقانی سازند تایید می‌کند که مستقیماً تحت کنترل زون‌های انحلال ناشی از برخاستگی‌های ساختاری است. در نهایت، این تحقیق اثبات می‌کند که معماری فضای حفره‌ای و تجمع نفت سنگین (API 19) در این مخزن، بیش از آنکه تابع محیط رسوبی اولیه باشد، محصول برهم‌کنش فعالیت‌های زمین‌ساختی صفحه عربی و فرآیندهای دیاژنزی متعاقب آن است.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۳/۱۴
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۷/۳۰
تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۸/۱۰

*نویسنده مسئول:
مهران آرین

رایانامه:
mehranarian@iau.ac.ir

ارجاع به این مقاله: افشانی، م؛ آرین، م؛ و سلگی، ع. (۱۴۰۵). تحلیل تکتونو-پتروفیزیکی سازند سروک در میدان آزادگان: واکاوی نقش ناپیوستگی‌های زمین‌ساختی و روندهای پی‌سنگی در کیفیت مخزن، *زمین شناسی ساختاری و زمین ساخت کاربردی*، ۱(۲): ۷۱-۸۲.

شناسه دیجیتال مقاله: 10.30473/sgat.2026.78333.1012

حق انتشار این مستند، متعلق به نویسندگان آن است.

ناشر: دانشگاه پیام نور

مقدمه

کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس، حاصل برخورد صفحات عربی و اوراسیا، یکی از عظیم‌ترین ایالت‌های هیدروکربوری جهان است که سبک ساختاری آن به‌شدت تحت تأثیر رفتار مکانیکی پوشش رسوبی، افق‌های دکولمان و ساختارهای موروثی پی‌سنگ قرار دارد (Agard *et al*., 2005; Bahroudi *et al*., 2003). فعال‌سازی مجدد گسل‌های پی‌سنگی، از جمله ساختارهای امتدادلغز، بر هندسه چین‌ها و گسل‌های جوان‌تر تأثیر گذاشته و برجستگی‌های ساختاری مساعد برای تجمع هیدروکربن ایجاد کرده است (Hessami *et al*., 2001)، و اندازه‌گیری‌های GPS نشان می‌دهند این کوتاه‌شدگی هنوز فعال است (Hessami *et al*., 2006).

دشت آبادان، در حاشیه خاوری پلاتفرم عربی، حوزه‌ای با ویژگی‌های زمین‌ساختی منحصربه‌فرد است؛ برخلاف روند غالب شمال‌باختر-جنوب‌خاور زاگرس، ساختارهای این منطقه—از جمله تاقدیس آزادگان—از روندهای قدیمی پی‌سنگ با جهت شمالی-جنوبی تبعیت می‌کنند که ریشه در سپر عربی دارد (McQuillan, 1991; Sepehr & Cosgrove, 2005). زون گسلی کازرون نیز به تنوع سبک ساختاری زاگرس کمک کرده (Sepehr & Cosgrove, 2005) و رئولوژی پوشش رسوبی بر الگوی چین‌خوردگی اثر گذاشته است (Sepehr *et al*., 2006). تکتونیک نمکی نیز در تکامل ساختاری خلیج فارس و مناطق مجاور، از جمله فارس خاوری، نقش داشته است (Edgell, 1996; Jahani, 2009).

سازند کربناته سروک (کرتاسه میانی) (James & Wynd, 1965)، دومین مخزن مهم هیدروکربوری ایران، در دشت آبادان تحت تأثیر تکتونیک همزمان با نهشت (McQuillan, 1991) قرار داشته است. توالی کربناته کرتاسه زاگرس تغییرات قابل‌توجهی در رخساره و دیاژنز نشان می‌دهد که به فرآیندهای رسوبی و پس‌رسوبی وابسته است (Esrafili-Dizaji & Rahimpour-Bonab, 2013; Martin, 2001).

ارزیابی مخزن از چارچوب ژئوشیمی آلی نیز بهره می‌برد، که اطلاعاتی درباره تولید، مهاجرت و تغییر نفت فراهم می‌کند (Hunt, 1995; Kamali & Ghorbani, 2006; Tissot & Welte, 2013; Waples, 1985). استرول‌ها به‌عنوان شاخص‌های محیط رسوبی (Huang & Meinschein, 1979)، نسبت‌های پریستان/فیتان و دی‌بنزوتیوفن/فنانترن به‌عنوان شاخص محیط رسوبی و سنگ منشأ (Hughes *et al*., 1995)، و توزیع هوموهوپان‌ها به‌عنوان شاخص بلوغ و تخریب زیستی (Peters & Moldowan, 1991) از این جمله‌اند. مطالعه حاضر شامل تحلیل جدید بیومارکری نیست؛ این اصول تنها زمینه‌ساز تفسیر بازه‌های هیدروکربن‌دار مشاهده‌شده‌اند.

سازند سروک در میدان آزادگان درون یک تاقدیس ملایم با روند شمال-جنوب قرار دارد که توسعه آن به فعال‌سازی مجدد پی‌سنگ مرتبط است؛ این میراث ساختاری برجستگی، شکستگی و تغییر فضای تطابق ایجاد کرده و بر معماری مخزن و مهاجرت هیدروکربن اثر گذاشته است. ناپیوستگی مرز تورونین، ناشی از بالاآمدگی میان‌کرتاسه (Martin, 2001)، ضخامت سازند را در زاگرس متغیر ساخته (Sepehr et al., 2006) و از طریق انحلال جوی و کارستی‌شدن، تخلخل ثانویه و حفره‌ای ایجاد کرده است. اتصال این حفرات توسط شکستگی‌های تکتونیکی بعدی می‌تواند تخلخل و تراوایی مؤثر را افزایش دهد؛ بنابراین کیفیت مخزنی سروک بازتاب اثر ترکیبی رخساره، دیاژنز و تکتونیک است.

با این حال، سهم نسبی این عوامل از تفسیر متعارف نمودار چاه به‌تنهایی قابل تفکیک نیست و نیازمند تحلیل یکپارچه پتروفیزیکی-ساختاری است (Tissot & Welte, 2013)، که مستلزم به‌کارگیری اصول پتروفیزیک سنگ و سیال مخزن است (Tiab & Donaldson, 2015). حجم شیل، تخلخل ماتریکس و شکستگی‌ها همگی تابعی از جایگاه ساختاری چاه در تاقدیس‌اند.

هدف این مطالعه بررسی تأثیر ساختارهای تکتونیکی و ناپیوستگی تورونین بر ویژگی‌های پتروفیزیکی سازند سروک در میدان آزادگان است. با استفاده از نرم‌افزار Geolog، داده‌های نمودار چاه (گاما، مقاومت ویژه، نوترون، چگالی، صوتی) با تفسیر

ساختاری یکپارچه شده تا سنگ‌شناسی، حجم شیل، تخلخل، اشباع آب و بازه‌های مخزنی خالص مشخص شوند و مدلی از توزیع تخلخل و اشباع سیالات ارائه گردد که به صیانت از این مخزن مشترک کمک کند.

روش‌شناسی پژوهش

تحقیق حاضر بر مبنای تحلیل داده‌های چاه‌پیمایی و با هدف مدل‌سازی کمی پارامترهای پتروفیزیکی (Hunt, 1995) در محیط نرم‌افزاری Geolog تدوین شده است. فرآیند دستیابی به اهداف تحقیق شامل مراحل زیر است:

گردآوری و کنترل کیفیت داده‌ها

در گام نخست، داده‌های خام دیجیتال شامل نگارهای پرتو گاما ، مقاومت ویژه عمیق و سطحی ، تخلخل و کالیپر از چاه مورد مطالعه استخراج گردید. سپس جهت اطمینان از صحت محاسبات، تصحیحات محیطی شامل اثر قطر چاه، دمای سازند و فشار هیدرواستاتیک گل حفاری بر روی تمامی نگارها اعمال شد.

تحلیل لیتولوژیکی و تعیین کانی‌شناسی

جهت شناسایی کانی‌شناسی غالب و تفکیک میان‌لایه‌های شیلی از بخش‌های کربناته، از روش‌های زیر استفاده شد:

- آنالیز کراس‌پلات: ترسیم نمودارهای متقاطع چگالی-نوترون و صوتی-نوترون جهت تشخیص لیتولوژی غالب سازند سروک.
- محاسبه حجم شیل: با استفاده از نگار پرتو گاما و به کارگیری شاخص گاما، حجم شیل به روش خطی و مدل‌های غیرخطی محاسبه و کالیبره گردید.

ارزیابی پارامترهای تخلخل

تخلخل کل با استفاده از ترکیب نگارهای چگالی و نوترون محاسبه شد. سپس با کسر اثر حجم شیل، تخلخل موثر که نشان‌دهنده فضای واقعی در دسترس برای سیال است، به دست آمد. جهت شناسایی تخلخل‌های ثانویه از تفاضل تخلخل کل و تخلخل صوتی استفاده گردید.

تخمین اشباع سیالات

برای تعیین میزان اشباع آب در سازند سروک، با توجه به حضور شیل و ماهیت کربناته سنگ، از دو مدل اصلی استفاده شد:

- رابطه کلاسیک آرچی: در بخش‌های پاک.
- مدل اندونزی: به منظور اصلاح اثر هدایتی شیل و جلوگیری از تخمین بیش از حد اشباع آب در زون‌های شیلی.

پارامترهای اساسی شامل توان سیمان‌شدگی، توان اشباع و ضریب پیچ‌وخم بر اساس مطالعات منطقه‌ای کالیبره شدند.

زون‌بندی و تعیین کیفیت مخزنی

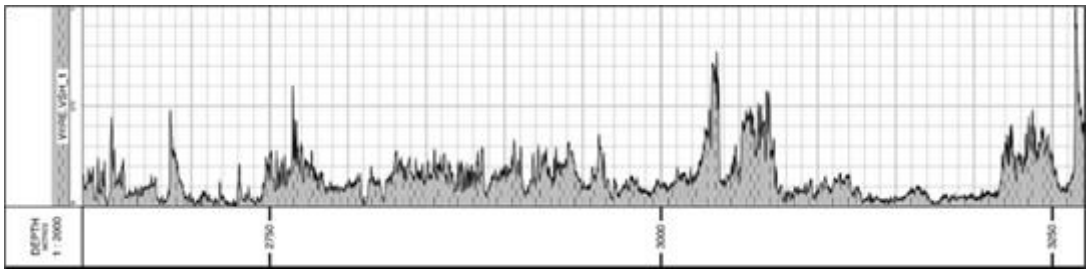
در مرحله نهایی، با تلفیق تمامی نگارهای پردازش شده و اعمال حد برش‌ها برای تخلخل، حجم شیل و اشباع آب، سازند سروک به زون‌های مختلف مخزنی و غیرمخزنی تقسیم گردید تا بازه‌های با پتانسیل تولید اقتصادی شناسایی شوند.

نتایج

بر اساس پردازش داده‌های پتروفیزیکی در نرم‌افزار Geolog و کالیبراسیون نمودارها (Tiab & Donaldson, 2015)، نتایج حاصل از ارزیابی سازند سروک در میدان آزادگان به شرح زیر است:

لیتولوژی و حجم شیل

تحلیل نگارهای پرتو گاما و کراس‌پلات‌های لیتولوژی-تخلخل نشان داد که لیتولوژی غالب سازند سروک در چاه مورد مطالعه، سنگ‌آهک است. میانگین حجم شیل در کل توالی مورد مطالعه ۱۴ درصد محاسبه گردید (شکل ۱). توزیع شیل در بخش‌های فوقانی به صورت پراکنده و در بخش‌های میانی به صورت میان‌لایه‌ای مشاهده شد که به عنوان یک عامل کاهنده کیفیت مخزنی، منجر به کاهش تخلخل موثر در این فواصل شده است.



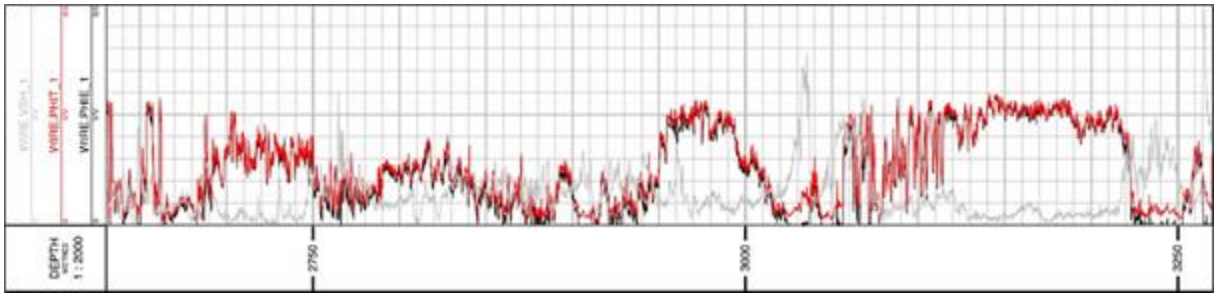
شکل (۱): حجم شیل محاسبه شده در افق مورد مطالعه

Fig (1): The shale volume was calculated for the horizon under study

پارامترهای تخلخل

ارزیابی‌های به‌عمل آمده با استفاده از نگارهای نوترون-چگالی و صوتی منجر به استخراج مقادیر تخلخل در کل ضخامت سازند گردید:

- میانگین تخلخل کل: ۱۳ درصد.
- میانگین تخلخل موثر: ۱۱ درصد.
- بیشینه تخلخل: در زون‌های فاقد شیل و بخش‌های کارستی‌شده بالایی، مقدار تخلخل تا ۲۹ درصد نیز ثبت شد که نشان‌دهنده پتانسیل بالای ذخیره‌سازی در این افق‌هاست (شکل ۲).



شکل (۲): نگار حجم شیل (رنگ خاکستری)، تخلخل موثر (رنگ مشکی) و تخلخل کل (رنگ قرمز) افق مورد مطالعه

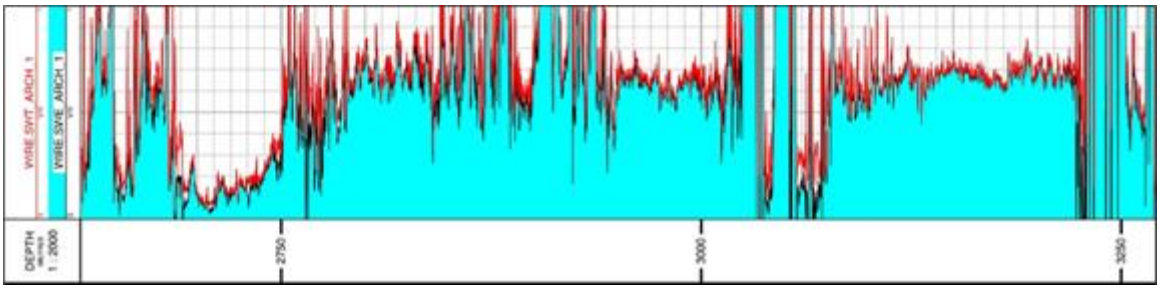
Fig (2): The shale volume log (gray), effective porosity (black), and total porosity (red) of the horizon under study.

اشباع سیالات

به منظور تخمین اشباع آب در مخزن، از دو مدل آرچی و اندونزی استفاده شد. مدل آرچی برای نواحی با خلوص لیتولوژیکی بالا به کار گرفته شد، در حالی که برای بازه‌هایی که دارای درصد بیشتری از مواد رسی بودند، از مدل اندونزی جهت کاهش خطای ناشی از رسوب‌های رسانایی استفاده گردید.

در این محاسبات، مقدار ضریب سیمان‌شدگی و ضریب اشباع‌شدگی هر دو برابر با ۲ در نظر گرفته شدند. انتخاب این مقادیر بر اساس تحلیل‌های تطبیقی با داده‌های چاه‌های مجاور در میدان آزادگان و همچنین با توجه به ماهیت لیتولوژیکی سازند سروک (کلسیت و دولومیت) صورت گرفته است. این مقادیر به طور گسترده در مطالعات منطقه‌ای دشت آبادان برای تخمین اشباع سیالات در سنگ‌های کربناته پذیرفته شده و نتایجی منطبق با واقعیت‌های مخزنی ارائه می‌دهند. محاسبات اشباع آب با بهره‌گیری از مدل اندونزی (به دلیل ماهیت شیل‌دار سازند) و رابطه آرچی به نتایج زیر منجر شد:

- میانگین اشباع آب: ۶۰ درصد در کل سازند.
- بالا بودن میانگین اشباع آب در بخش‌های وسیعی از سازند سروک نشان‌دهنده ماهیت آب‌ده این سازند در اعماق پایین‌تر از سطح تماس سیالات است (شکل ۳).



شکل (۳): نگار اشباع آب موثر و اشباع آب کل در افق مورد مطالعه

Fig (3): The effective water saturation and total water saturation logs of the horizon under study

شناسایی زون تولیدی

با اعمال حد برش‌های پتروفیزیکی، بازه عمقی ۲۶۹۸ تا ۲۷۴۴ متر (شکل ۴) به عنوان زون دارای ارزش اقتصادی و تولیدی شناسایی گردید. این زون دارای ویژگی‌های زیر است:

- کمترین مقدار اشباع آب (کمتر از ۳۵ درصد).
- بیشترین مقدار تخلخل موثر و تراوایی.
- تجمع نفت سنگین (API 19) با ضخامت خالص حدود ۴۶ متر.

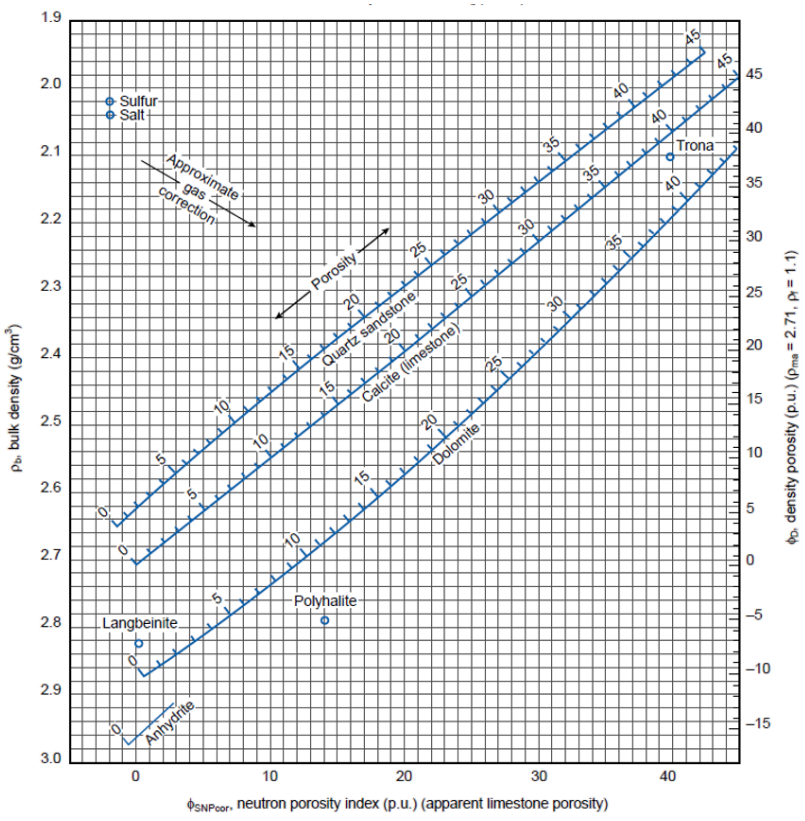
نتایج زون‌بندی مخزنی

تطابق نتایج نگار نهایی با توصیف نمونه‌های خرده حفاری، صحت زون‌بندی انجام شده را تأیید کرد. سازند سروک در این میدان به دو بخش اصلی تقسیم شد: بخش فوقانی با پتانسیل هیدروکربوری بالا و بخش تحتانی که علی‌رغم دارا بودن تخلخل مناسب، به دلیل اشباع آب بسیار بالا، فاقد ارزش تولیدی در این موقعیت ساختاری است.

تحلیل لیتولوژی و تخلخل با استفاده از کراس‌پلات نوترون-چگالی

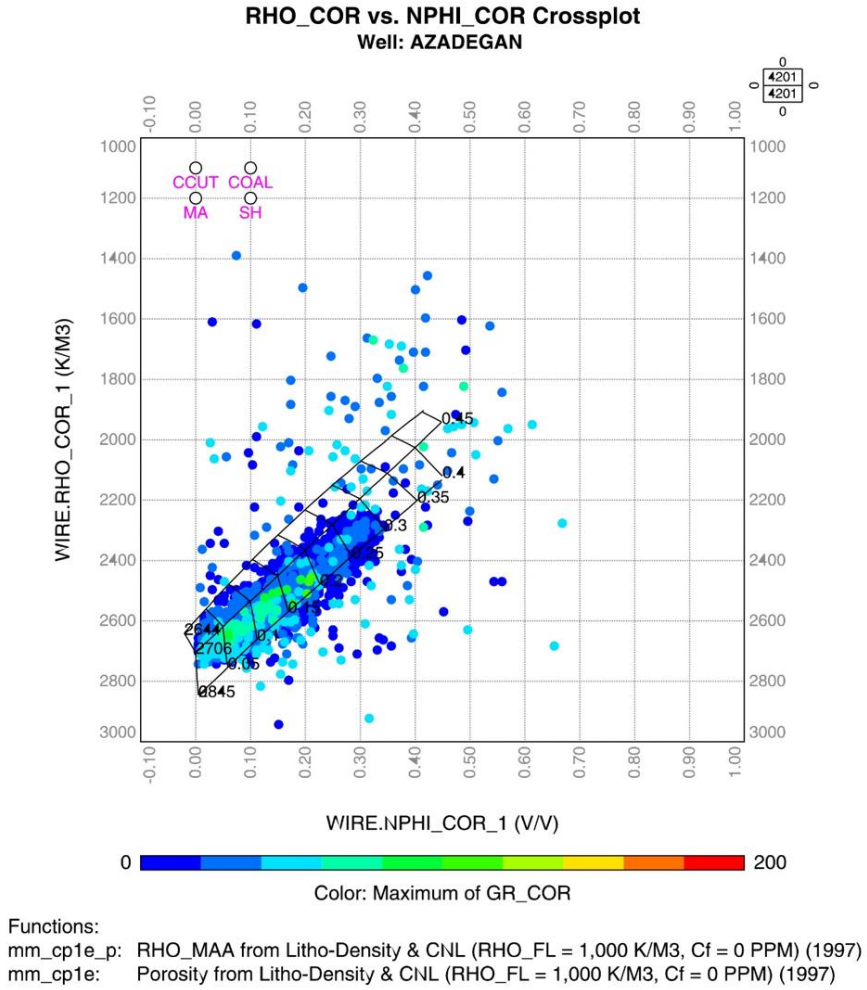
به منظور شناسایی دقیق لیتولوژی و ارزیابی توزیع تخلخل در سازند سروک، داده‌های نمودارهای نوترون و چگالی بر روی چارت‌های استاندارد شلومبرژه (Schlumberger, 2000) پلات شدند (شکل ۵). این روش با تکیه بر تفاوت در پاسخ‌های فیزیکی ماتریکس‌های ماسه، آهک و دولومیت، امکان تخمین گرافیکی لیتولوژی و تخلخل را فراهم می‌کند.

با پلات کردن داده‌های چاه مورد مطالعه در این فضای نموداری (شکل ۶)، توزیع نقاط داده‌ها نشان‌دهنده یک محیط لیتولوژیکی مختلط است که در آن لیتولوژی غالب از ترکیب دولومیت و آهک تشکیل شده است. بازه تغییرات تخلخل در سازند سروک از ۰ تا ۳۰ درصد متغیر است. شایان ذکر است که پراکندگی قابل توجه نقاط داده‌ها در بخش‌های مربوط به تخلخل‌های بالا (بالای ۲۰ درصد)، نشان‌دهنده وجود ناهمگنی‌های لیتولوژیکی و توسعه تخلخل‌های ثانویه در مخزن است. این آشفتگی‌های توزیعی در کراس‌پلات، با تحلیل‌های تکتونی ما در مورد اثر گسل‌های پی‌سنگی و فرآیندهای انحلالی (کارستی) همخوانی داشته و تأیید می‌کند که تخلخل در این میدان صرفاً تابع رسوب‌گذاری اولیه نبوده و تحت کنترل شدید فرآیندهای ثانویه است. توزیع تخلخل‌های ثانویه در سازند سروک، که در نتایج پتروفیزیکی و کراس‌پلات نوترون-چگالی به صورت نقاط پرت با تخلخل بالا (تا ۲۹ درصد) مشاهده شد، با شواهد لیتولوژیکی و مدل‌های تکتونو-ستراتیگرافی منطقه هم‌خوانی کامل دارد. هم‌بستگی شدید میان نواحی نازک‌شده لایه‌ها (در اثر کنترل گسل‌های پی‌سنگی) و افزایش تخلخل موثر، نشان‌دهنده نقش کلیدی فرآیندهای انحلالی و کارستی در بهبود کیفیت مخزن است. در واقع، تلاقی داده‌های لاگ‌های نوترون و چگالی با تحلیل‌های ساختاری، بستر مناسبی را برای شناسایی زون‌های تخلخل ثانویه فراهم آورده است و این رویکرد تک‌محوره، نتایجی متقاعدکننده و هم‌سو با مدل‌های پذیرفته شده در دشت آبادان ارائه می‌دهد.



شکل (۴): چارت cp1 از کراس پلات های نوترون و چگالی (Schlumberger, 2000)

Fig (4): Chart CP1 from the neutron–density cross-plots (Schlumberger, 2000).



شکل (۵): کراس پلات نوترون-چگالی برای چاه مورد مطالعه جهت تشخیص تخلخل با اعمال تابع cp-1e

Fig (5): Neutron–density cross-plot for the studied well to identify porosity by applying the CP-1e function

بحث

تحلیل داده‌های پتروفیزیکی سازند سروک در میدان آزادگان نشان‌دهنده یک سیستم مخزنی پیچیده است که تحت تأثیر عوامل رسوبی و فرآیندهای پس از رسوب‌گذاری (دیاژنز) قرار دارد.

تحلیل تخلخل و فرآیندهای دیاژنزی

دستیابی به میانگین تخلخل کل ٪۱۳ و تخلخل موثر ٪۱۱، با وجود بیشینه‌های ۲۹ درصدی در بخش‌های فوقانی، نشان‌دهنده ناهمگنی شدید در مخزن سروک است. مقادیر بالای تخلخل در بخش‌های بالایی را می‌توان به پدیده کارستی‌شدن و انحلال جوی ناشی از ناپیوستگی میانی کرتاسه (مرز سروک-ایلام) نسبت داد. این فرآیند باعث ایجاد تخلخل‌های حفره‌ای شده که در نگارهای صوتی و چگالی به خوبی مشهود است. تفاوت ۲ درصدی بین تخلخل کل و موثر نیز مستقیماً با میانگین ۱۴ درصدی حجم شیل در ارتباط است که نشان می‌دهد بخشی از فضای خالی توسط کانی‌های رسی اشغال شده و کارایی مخزن را کاهش داده است. بر پایه نتایج، تغییرات ضخامت لایه‌ها در سازند سروک در این منطقه، تحت تأثیر گسل‌های پی‌سنگی

است. فعال بودن این گسل‌ها در زمان رسوب‌گذاری باعث شده که در برخی نقاط لایه‌ها ضخیم‌تر (به دلیل ایجاد فضای پذیرش بیشتر در گودال‌ها) و در برخی نقاط نازک‌تر (به دلیل ایجاد پشته‌های ساختاری) شوند. این نازک‌شدگی لایه‌ها در نقاط مرتفع، باعث شده که سنگ‌ها بیشتر در معرض فرسایش و انحلال قرار بگیرند و در نتیجه، تخلخل‌های ثانویه و حفره‌ای ایجاد شود که در نتایج پتروفیزیکی ما به صورت تخلخل‌های بالا (تا ۲۹ درصد) مشاهده شده است.

ارزیابی اشباع آب و چالش نفت سنگین

میانگین اشباع آب ٪۶۰ در کل سازند، عددی نسبتاً بالا محسوب می‌شود؛ اما تمرکز اشباع پایین (کمتر از ٪۳۵) در بازه ۴۶ متری فوقانی، نشان‌دهنده تفکیک ثقلی سیالات در تاقدیس آزادگان است.

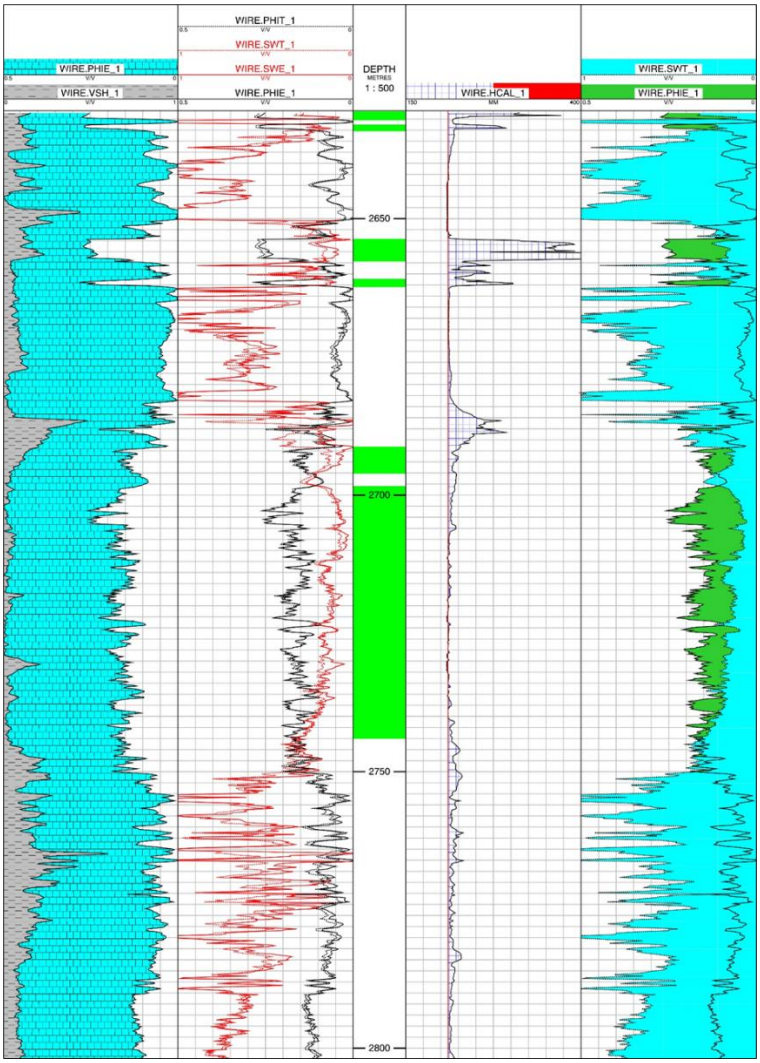
نکته کلیدی در بحث اشباع آب، پایین بودن درجه API (نفت سنگین ۱۹ درجه) در این میدان است. نفت سنگین به دلیل دارا بودن ترکیبات آروماتیک و آسفالتین، تمایل دارد که خاصیت ترشوندگی سنگ را به سمت نفت‌دوست تغییر دهد. این موضوع در کنار حضور شیل، باعث کاهش مقاومت ویژه الکتریکی در لاگ‌ها شده و ممکن است اشباع آب را بیش از مقدار واقعی نشان دهد. به همین دلیل، استفاده از مدل اندونزی در این مطالعه توانسته است با اصلاح اثر هدایتی شیل، تخمین دقیق‌تری از زون‌های تولیدی ارائه دهد (شکل ۶).

کنترل‌کننده‌های ساختاری و کیفیت مخزنی

موقعیت چاه در تاقدیس آزادگان و روند شمالی-جنوبی این ساختار، نقش تعیین‌کننده‌ای در نتایج پتروفیزیکی داشته است. برخلاف میادین زاگرس چین‌خورده که شکستگی‌های زمین ساختی نقش اول را در تولید ایفا می‌کنند، در میدان آزادگان به دلیل ملایم بودن چین‌خوردگی، تخلخل ماتریکس و کیفیت لیتولوژیکی حرف اول را می‌زنند. تطابق حجم شیل ۱۴ درصدی با زون‌های غیرمخزنی نشان می‌دهد که توزیع رسوبات شیلی (احتمالاً مربوط به پیشروی‌های دریایی در زمان سنومانین) اصلی‌ترین عامل محدودکننده جریان سیال در بخش‌های میانی و پایینی سازند سروک در این میدان است. موقعیت ساختاری این چاه در حاشیه یکی از گسل‌های پی‌سنگی اصلی منطقه است (مطابق با مدل‌های ساختاری Sepehr & Cosgrove, 2005). این نزدیکی به زون‌های گسلی، منجر به ایجاد شبکه ای از شکستگی‌های ریز شده است که به طور مستقیم باعث افزایش تخلخل موثر در بخش‌های فوقانی سازند سروک شده است.

انطباق با داده‌های واقعی

تطابق نتایج مدل‌سازی Geolog با توصیف خرده‌های حفاری و داده‌های مغزه، نشان‌دهنده اعتبار بالای مدل پتروفیزیکی ارائه شده است. این همبستگی تأیید می‌کند که زون‌بندی انجام شده بر اساس حد برش‌ها ، معیار قابل اعتمادی برای طراحی عملیات تکمیل چاه و مشبک‌کاری در مخزن سروک میدان آزادگان می‌باشد. به طور کلی، مدل تکتونو-ستراتیگرافی منطقه دشت آبادان نشان می‌دهد که هرگونه تحلیل پتروفیزیکی بدون در نظر گرفتن اثرات گسل‌های پی‌سنگی و ناپیوستگی‌های زمین‌ساختی، منجر به برآورد نادرست ذخایر خواهد شد. تحلیل‌های فعلی تأیید می‌کند که تداخل میان نرخ رسوب‌گذاری و نرخ تغییرات ساختاری، عامل اصلی شکل‌گیری ناهمگنی‌های پتروفیزیکی در این میدان است.



شکل (۶): نتیجه نهایی ارزیابی پتروفیزیکی سازند سروک در چاه مورد مطالعه (از عمق ۲۶۳۱ تا ۲۸۰۰ متر)

Fig (6): The final results of the petrophysical evaluation of the Sarvak Formation in the well under study are presented for the depth interval from 2631 to 2800 m.

نتیجه‌گیری

تحقیق حاضر نشان داد که کیفیت مخزنی سازند سروک در میدان آزادگان، بیش از آنکه تابع ویژگی‌های رسوبی اولیه باشد، تحت کنترل پارامترهای زمین‌ساختی و تکتونو-ستراتیگرافی است. نتایج نهایی به شرح زیر است:

۱. تاقدیس آزادگان از روندهای ساختاری قدیمی پی‌سنگ تبعیت می‌کند. این بستر زمین‌ساختی باعث ایجاد یک پلتفرم پایدار شده که توزیع حجم شیل (میانگین ٪۱۴) و نهشته‌های کربناته را در طول زمان سنومانین-تورونین کنترل کرده است.

۲. برخاستگی‌های زمین‌ساختی در مرز تورونین که منجر به ایجاد ناپیوستگی در بالای سازند سروک شده، عامل اصلی ارتقای خواص مخزنی است. تحلیل‌های کراس‌پلات نوترون-چگالی، وجود یک محیط لیتولوژیکی مختلط (دولومیت-آهک) و ناهمگنی‌های شدید تخلخل را تأیید کرد؛ به طوری که این رخداد زمین‌ساختی با فراهم کردن بستر کارستی‌شدن و توسعه تخلخل‌های ثانویه، تخلخل موثر را در بخش‌های بالایی به ۱۱ درصد و در زون‌های انحلالی به ۲۹ درصد رسانده است.

۳. مدل‌سازی پتروفیزیکی نشان داد که تمرکز هیدروکربن در منطقه تولید (بازه ۴۶ متری فوقانی) مستقیماً با شکستگی‌های زمین‌ساختی ملایم و زون‌های انحلال ناشی از بالاآمدگی ساختاری همخوانی دارد. بهره‌گیری از مدل‌های ترکیبی آرچی و

اندونزی در برآورد اشباع سیالات، دقت تخمین‌ها را در زون‌های مختلف لیتولوژیکی افزایش داد و تایید کرد که توزیع سیالات تحت کنترل شدید شبکه شکستگی‌ها و فضای تخلخل ثانویه است.

۴. ماهیت نفت سنگین میدان (API 19) و توزیع اشباع آب ۶۰ درصدی، در چارچوب تاریخچه تدفین و تحولات زمین‌ساختی منطقه قابل تفسیر است که منجر به تغییرات در ترشوندگی سنگ مخزن شده است.

۵. پتانسیل مخزنی در دشت آبادان پیوندی ناگسستنی با فعالیت‌های زمین‌ساختی صفحه عربی دارد؛ لذا هرگونه مدل‌سازی پتروفیزیکی در این منطقه بدون لحاظ کردن ویژگی‌های ساختاری، ناهمگنی‌های لیتولوژیکی و ناپیوستگی‌های زمین‌ساختی، منجر به خطا در برآورد ذخیره خواهد شد.

References

Agard, P., Omrani, J., Jolivet, L., & Mouthereau, F. (2005). Convergence history across Zagros (Iran): constraints from collisional and earlier deformation. *International journal of earth sciences, 94*(3), 401-419. https://doi.org/10.1007/s00531-005-0481-4

Bahroudi, A., Koyi, H. A., & Talbot, C. J. (2003). Effect of ductile and frictional décollements on style of extension. *Journal of Structural Geology, 25*(9), 1401-1423. https://doi.org/10.1016/S0191-8141(02)00201-8

Edgell, H. (1996). Salt tectonism in the Persian Gulf basin. *Geological Society, London, Special Publications, 100*(1), 129-129–151. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.100.01.10

Esrafili-Dizaji, B., & Rahimpour-Bonab, H. (2013). A review of permo-triassic reservoir rocks in the zagros area, sw iran: influence of the qatar-fars arch. *Journal of petroleum Geology, 36*(3), 257-279. . https://doi.org/10.1111/jpg.12555

Hessami, K., Koyi, H., & Talbot, C. J. (2001). The significance of strike-slip faulting in the basement of the Zagros fold and thrust belt. *Journal of petroleum Geology, 24*(1), 5-28. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2001.tb00659.x

Hessami, K., Nilforoushan, F., & Talbot, C. J. (2006). Active deformation within the Zagros Mountains deduced from GPS measurements. *Journal of the Geological Society, 163*(1), 143-148. https://doi.org/10.1144/0016-764905-031

Huang, W.-Y., & Meinschein, W. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta, 43*(5), 739-745. https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Hughes, W. B., Holba, A. G., & Dzou, L. I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et cosmochimica acta, 59*(17), 3581-3598. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O

Hunt, J. M. (1995). Petroleum geochemistry and geology. *(No Title), 743*.

Jahani, S. (2009). Salt tectonics, folding and faulting in Eastern Fars and southern offshore provinces (Iran) *[Doctoral dissertation, Cergy-Pontoise University]*.

James, G., & Wynd, J. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin, 49*(12), 2182-2245. https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D

Kamali, M., & Ghorbani, B. (2006). Organic geochemistry from phytoplankton to oil production. *Tehran: Pars Arian Zamin Press (In Farsi)*.

Martin, A. Z. (2001). Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia, 6*(3), 445-504.

McQuillan, H. (1991). The role of basement tectonics in the control of sedimentary facies, structural patterns and salt plug emplacements in the Zagros fold belt of southwest Iran. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences, 5*(1-4), 453-463. https://doi.org/10.1016/0743-9547(91)90061-2

Peters, K., & Moldowan, J. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry, 17*(1), 47–61. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M .

Schlumberger. (2000). Log Interpretation Charts. Log Interpretation Handbook. Houston. *TX: Schlumberger*.

Sepehr, M., & Cosgrove, J. (2005). Role of the Kazerun Fault Zone in the formation and deformation of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Tectonics, 24*(5). https://doi.org/10.1029/2004TC001725

Sepehr, M., Cosgrove, J., & Moieni, M. (2006). The impact of cover rock rheology on the style of folding in the Zagros fold-thrust belt. *Tectonophysics, 427*(1-4), 265-281. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2006.05.021

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties: Elsevier.

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (2013). Petroleum formation and occurrence: Springer Science & Business Media.

Waples, D. (1985). Geochemistry in petroleum exploration.