



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

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
E-ISSN: 2423-8007
Vol. 38, Issue 3, No. 88, Autumn 2022, pp 113-144
Received: 02.11.2022 Accepted: 18.12.2022

Research Paper

A workflow to the identification of key sequence stratigraphic surfaces from GR log interpretation; Case studies of the Sarvak and Fahliyan formations in the Abadan Plain and Northwest of the Persian Gulf

Ali Imandoust  *

MSc in Stratigraphy and Paleontology, Department of Geosciences, Kish Petroleum Engineering, Tehran, Iran
Ali.imandoust@kpe.ir

Omid Reza Salmian

MSc in Petroleum Exploration Engineering, Faculty of Mining Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran
omidrezasalmian@ut.ac.ir

Ali Asaadi

Ph.D. in Petroleum Geology, Tehran Energy Consultants (TEC), Tehran, Iran
a.asaadi@tehranenergy.com

Abstract

Gamma Ray (GR) log is widely used to overcome the lack of continuous core samples and thin sections in many subsurface reservoirs, significantly reducing the uncertainty of presenting a robust sequence stratigraphic framework. The Lower Cretaceous Fahliyan Formation and Late Cretaceous Sarvak carbonates host important hydrocarbon accumulations in SW Iran and the Persian Gulf. This study addresses the application of Gamma Ray Dynamic Integrated Prediction Error Filter Analysis (GR D-INPEFA) and Normalized Cumulative Gamma Deviation Log (NCGDL) curves to discriminate and correlate sequences of the studied carbonates in two giant oil fields in the Abadan Plain and Northwestern Persian Gulf. In the first stage, depositional sequences were differentiated using the results from the core description and petrographic analysis. In this respect, four and three third-order depositional sequences were identified in the Sarvak and Fahliyan formations respectively. In the second stage, according to the turning points of the D-INPEFA and NCGDL curves, they were picked as positive or negative breaks in all studied wells. Based on calibrating the results from the analysis of D-INPEFA curve with the identified depositional sequences, positive changes (PB) occur at sequence boundaries (SB) and negative trend (NB) changes are associated with maximum flooding surface (MFS). The trend of changes in the NCGDL curve compared to the D-INPEFA curve is quite opposite. In other words, Positive Surfaces (PS) correspond to MFS and Negative Surfaces (NS) occur at SB. The results demonstrate that the proposed integrated method is feasible and effective to identify sequence stratigraphic key surfaces in similar carbonate and siliciclastic reservoirs of Iran.

Keywords: Sarvak, Fahliyan, Gamma Ray Log, Sequence Stratigraphy, Stratigraphic Key Surfaces

Introduction

The distribution of various components of the petroleum systems (source, reservoir and cap rocks), generally has a close relationship with the sequence stratigraphy pattern (Parvin et al. 2019; Makled et al. 2020). Data from various sources with different scales, such as microscopic thin sections study, cores interpretation, petrophysical log signature, and seismic sections, can be employed in sequence stratigraphic investigations (Van Buchem et al. 2011; Kadkhodaie and Rezaee 2017; Tavakoli 2017; Guo et al. 2021; Yong et al. 2021; Hassan et al. 2022). The identification of key sequence

stratigraphic surfaces is typically done accurately by information and results provided by cores and microscopic thin sections study. Nevertheless, cores are only available in limited and sparse wells as a discontinuous nature due to the high cost, lengthy process, and limited cores preparation (Hassan et al. 2022). Hence, it is crucial to identify a method that, in conjunction with the core data, can provide a precise and continuous comprehension of the sequence stratigraphic framework at the well scale.

Petrophysical well log data especially GR log has long been used in sequence stratigraphic interpretation (Catuneanu

*Corresponding author

Imandoust A. Salmian O. and Asaadi A. (2022). A workflow to the identification of key sequence stratigraphic surfaces from GR log interpretation; Case studies of the Sarvak and Fahliyan formations in the Abadan Plain and Northwest of the Persian Gulf. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 38(3):113-144.

2423-8007 / © 2022

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.2022.135581.1246>



<https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.3.5.2>

2006; 2017). Due to its low impact from environmental factors, stability against diagenesis processes, and availability in the majority of drilled wells in a field, the GR log is effectively used in identifying sequences and interpreting key sequence stratigraphic surfaces (Moghaddasi et al. 2020; Falahatkah et al. 2021). The possibility of a comprehensive understanding of the relationship between key sequence stratigraphic surfaces, and a numerical interpretation of the GR log in recent studies is highlighted (Falahatkah et al. 2021). The curve of D-INPEFA and NCGDL are effective in identifying and matching key sequence stratigraphic surfaces (Behdad 2019; Mayhoub et al. 2019; De Jong et al. 2020; Moghaddasi et al. 2020; Khalili et al. 2021; Yong et al. 2021; Kassem et al. 2022).

In this study, the application of GR D-INPEFA and NCGDL curves to discriminate and correlate the sequence surfaces of the Sarvak and Fahliyan formations in two giant oil fields in the Abadan plain and Northwestern Persian Gulf was investigated. This study was conducted to reveal the response of GR D-INPEFA and NCGDL curves to key sequence stratigraphic surfaces including SB, MFS, and systems tracts.

Material & Methods

By integrating the results of core intervals description, thin sections study and GR well log data from the Sarvak and Fahliyan formations in two giant oil fields in the Abadan Plain and Northwestern Persian Gulf, it was possible to identify and present sequence stratigraphic framework. For sequence stratigraphic analysis in this study, we employed the van Wagoner model (Van Wagoner et al. 1990). In this model, a depositional sequence is discriminated by identifying two key surfaces including SB and MFS, as well as the transgressive system tract (TST) and high-stand system tract (HST). The integration of petrography analysis and core descriptions was employed to identify the main facies in the studied carbonate succession. Afterward, SB and MFS have been interpreted by integrating interpreted facies and main diagenesis features related to disconformity surfaces. Finally, the identified depositional sequences based on geological studies were compared to the discriminated turning point in

cyclostratigraphy via INPEFA and NCGDL curves. Ultimately, the efficiency of this numerical method was determined based on correspondence and agreement of the results with the discriminating of the depositional sequences via geological interpretation.

Discussion of Results & Conclusion

In the D-INPEFA curves, the upward trend is called the PB and the downward trend is called NB. The positive trend represents transgressive and the negative trend represents regressive. The positive changes in PB occur at SB and negative trend changes in NB show MSF. On the other hand, the trend of the NCGDL curve completely shows the opposite trend of the D-INPEFA curve. The turning points of the NCGDL curve, including PS and NS, correspond to some levels of maximum inundation and SBs, respectively.

The following findings were obtained after investigating the sequence stratigraphic framework of the Sarvak and Fahliyan formations in two giants of fields:

1- Four and three third-order sequences were identified in the Sarvak and Fahliyan formations respectively, based on facies interpretation and the pattern of shallowing and deepening facies trends. The disconformity surfaces which are recognized as an SB are discriminated by some evidence, including karstification and brecciation.

2- In general, GR log interpretation and calculating INPEFA and NCGDL curves show that PB and NS occur at SB, NB and PS show MFS. As a result, such picked breaks and surfaces are timelines that can be calibrated with facies changes and key sequence stratigraphic surfaces and correlation in the field scale.

3- The relationship between the turning points of the D-INPEFA and NCGDL curves with sequence stratigraphic surfaces is not absolute, and in some cases, this relationship can be ambiguous, inverse, or unrelated. In other words, to reduce the uncertainty in the presenting sequence stratigraphy correlation with these curves, the sequences should first be identified through the results of the direct data including core and thin section, and use these curves for correlation after presenting the sequence framework.



روند شناسایی سطوح کلیدی سکانشی از طریق تفسیر نمودار گاما، مطالعات موردی از سازند سروک و فهلیان در ناحیه دشت آبادان و شمال غربی خلیج فارس

علی ایمن دوست^{id*}، کارشناس ارشد بخش علوم زمین، شرکت خدمات مهندسی نفت کیش، تهران، ایران

Ali.imandoust@kpe.ir

امیدرضا سلمیان، کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن دانشگاه تهران، تهران، ایران

omidrezasalmian@ut.ac.ir

علی اسعدی، دکتری زمین‌شناسی، مطالعات زمین‌شناسی، بخش علوم زمین، شرکت مشاوران انرژی تهران، تهران، ایران

a.asaadi@tehranenergy.com

چکیده

نمودار گاما به دلیل پیوستگی داده‌ها، فراهم‌بودن در عموم چاه‌های حفاری شده در میدان و ارتباط مشخص با تحولات حوضه رسوبی و تغییرات رخساره‌ای، عدم قطعیت‌های همراه را در ارائه مدل‌های چینه‌نگاری سکانشی کاهش می‌دهد. سازند فهلیان با سن کرتاسه پیشین و کربنات‌های سازند سروک با سن کرتاسه پسین، از سنگ مخزن‌های مهم در جنوب غرب ایران و خلیج فارس محسوب می‌شوند. این مطالعه کاربرد نمودارهای آنالیز فیلتر خطای تجمعی دینامیکی گاما (D-INPEFA) و انحراف معیار تجمعی گاما (NCGDL) را در شناسایی و انطباق سکانشی‌های رسوبی در دو میدان نفتی مهم در دشت آبادان و شمال غرب خلیج فارس بررسی می‌کند. در گام اول، سکانشی‌ها با استفاده از نتایج مطالعات پتروگرافی و توصیف مغزه‌ها تفکیک شد. بر این اساس، چهار سکانشی رده سوم در سازند سروک و سه سکانشی رده سوم در سازند فهلیان شناسایی شد. در گام دوم، براساس نقاط عطف منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL جدایش‌های مثبت و منفی در تمام چاه‌های بررسی شده تعیین شد. با هدف بررسی ارتباط سطوح مشخص شده از طریق منحنی D-INPEFA با سکانشی‌های مشخص شده از طریق تلفیق اطلاعات زمین‌شناسی، مشاهده شد که عموماً تغییرات مثبت (PB) منطبق بر سطوح سکانشی (SB) و در مقابل تغییرات منفی (NB) همراه با سطوح حداکثر غرقابی (MFS) مشاهده می‌شود. در مقابل، روند تغییرات نقاط عطف منحنی نمودار NCGDL در مقایسه با نمودار D-INPEFA کاملاً متضاد است. به عبارت دیگر، سطوح مثبت (PS) همراه با سطوح MFS و سطوح منفی (NS) در سطوح SB رخ می‌دهد. نتایج نشان داد روش تلفیقی استفاده شده به صورت ساده و کارآمد می‌تواند در شناسایی سطوح کلیدی سکانشی در مطالعات زیرسطحی مشابه در دیگر مخازن کربناته و ماسه‌سنگی استفاده شود.

واژه‌های کلیدی: سازند سروک، سازند فهلیان، چینه‌نگاری سکانشی، نمودار گاما، سطوح کلیدی چینه‌شناسی.

*نویسنده مسئول

ایمن دوست، ع؛ سلمیان، ا. و اسعدی، ع. (۱۴۰۱). «روند شناسایی سطوح کلیدی سکانشی از طریق تفسیر نمودار گاما، مطالعات موردی از سازند سروک و فهلیان در ناحیه دشت آبادان و شمال غربی خلیج فارس». پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۸ (۳): ۱۱۳-۱۴۴.



مقدمه

یکی از مسائل مهم پیش رو در ارزیابی حوضه رسوبی و تحولات آن، شناسایی سکانس‌ها و ارائه الگوی توزیع آنها در مخازن هیدروکربنی است (Abbas et al. 2018; Huang et al. 2020; Ayyad et al. 2020; Falahatkah et al. 2021; Guo et al. 2022; Khoshnoodkia et al. 2021). عموماً، ارتباط مشخصی بین الگوی چینه‌نگاری سکانس و توزیع اجزای مختلف یک سیستم هیدروکربنی شامل سنگ منشأ، سنگ مخزن و پوش سنگ وجود دارد (Parvin et al. 2019; Makled et al. 2020). چینه‌نگاری سکانس یکی از شاخه‌های مهم چینه‌شناسی است که از الگوهای برانبارش و سطوح محدودکننده کلیدی برای ایجاد چارچوبی استفاده می‌کند که در آن رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی را می‌توان در نقشه‌های جغرافیای دیرینه تفسیر کرد (Catuneanu et al. 2017; Catuneanu and Zecchin 2020). در تعاریف اولیه (Mitchum 1977)، سکانس به صورت توالی به هم مرتبط از نظر ژنتیکی معرفی شد که در مرز بالا و پایین توسط ناپیوستگی^۱ و یا پیوستگی‌های قابل انطباق^۲ محدود می‌شود. با پیشرفت علوم و اهمیت بیشتر استفاده از داده‌های لرزه‌ای در تفسیر چینه‌شناسی، سکانس به صورت یک چرخه از تغییر در الگوی برانبارش تعریف شد که توسط رخداد سطوح کلیدی سکانس در توالی سنگی مشخص می‌شود (Catuneanu et al. 2017). در مطالعات چینه‌نگاری سکانس می‌توان از داده‌های با مقیاس مختلف، شامل مقاطع نازک میکروسکوپی، مغزه‌ها، نمودارهای پتروفیزیکی و نیمرخ‌های لرزه‌ای استفاده کرد (Van Buchem et al. 2011; Kadkhodaie and Rezaee 2017; Tavakoli 2017; Guo et al. 2022; Yong et al. 2021; Hassan et al. 2021). نکته مهم درخور توجه در استفاده از اطلاعات گوناگون این است که با بیشتر شدن داده‌ها، عدم قطعیت‌ها در شناسایی و تفسیر سکانس‌ها کاهش می‌یابد. داده‌های لرزه‌ای با پیوستگی جانبی بالا می‌تواند در ارتباط با روند برانبارش و الگوی چینه‌نگاری

سکانسی استفاده شود. به صورت مرسوم، مغزه‌ها و مقاطع نازک میکروسکوپی اطلاعات دقیق و جامعی را در ارتباط با تفسیر محیط رسوبی، تحولات رخساره‌ای و الگوی چینه‌نگاری سکانس فراهم می‌آورند (Dix and Parras 2014; Guo et al. 2021). با وجود این، به دلیل هزینه، زمان و محدودیت تهیه مغزه‌ها، آنها در چاه‌های محدود و به صورت ناپیوسته در دسترس‌اند (Hassan et al. 2022). بنابراین، یافتن رویکردی ضروری است که در کنار اطلاعات مغزه، بتواند به صورت دقیق و پیوسته در مقیاس چاه، درک چارچوب چینه‌نگاری سکانس را فراهم آورد. استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی در مطالعات چینه‌نگاری سکانس، پیشینه گسترده‌ای دارد (Aitken and Howell 1996; Catuneanu 2006; Catuneanu and Zecchin 2013; 2017). در شناسایی سکانس‌ها و تفسیر سطوح کلیدی سکانس، نمودار گاما با توجه به تأثیر اندک از عوامل محیطی، پایداری در برابر فرآیندهای دیاژنزی و نیز فراهم بودن در بیشتر چاه‌های حفاری شده در یک میدان، به صورت کارآمد استفاده می‌شود (Melo et al. 2021; Jia et al. 2021; Falahatkah et al. 2020; Magalhães et al. 2018). در مطالعات جدیدتر عموماً با استفاده از تفسیر ریاضیاتی نمودار گاما و محاسبه نمودارهای حاصل از آنالیز آن، امکان درک بهتر و استخراج اطلاعات بیشتر فراهم می‌شود (Falahatkah et al. 2021). منحنی‌های آنالیز تلفیقی فیلتر پیش‌بینی خطای دینامیکی گاما^۳ (Behdad 2019; Burki and Abu-Khadra 2019; Shoghi et al. 2020; Mayhoub et al. 2019; De Jong et al. 2020; Moghaddasi et al. 2020; Khalili et al. 2021; Yong et al. 2021; Kassem et al. 2022) و نرمال‌شده تجمعی انحراف گاما^۴ (Tavakoli 2017)، دو نمودار کارآمد در شناسایی و انطباق سطوح کلیدی سکانس در مطالعات جامع مخزنی‌اند. عموماً از روند این منحنی‌ها و نقاط عطف آنها برای تفسیر سکانس‌ها استفاده می‌شود (Khalili et al. 2021; Tavakoli 2017). اهمیت انجام مطالعات چینه‌نگاری سکانس با نمودار

³ Dynamic Integrated Prediction Error Filter Analysis (D-INPEFA)

⁴ Normalized Cumulative Gamma Deviation Log (NCGDL)

¹ Unconformities

² Correlative conformity



گاما در این است که به ارائه الگوی سکansı در تمام چاه‌های حفاری شده در یک میدان هیدروکربنی منجر می‌شود. در این تحقیق، به منظور بررسی کارایی این روش‌ها در شناسایی و انطباق سطوح کلیدی سکansı، دو مخزن کربناته مهم سروک و فهلیان در دو میدان هیدروکربنی بزرگ شمال غرب خلیج فارس و ناحیه دشت آبادان انتخاب و چارچوب چینه‌شناسی سکansı ارائه شده است. هدف اصلی این مطالعه، ارائه یک الگوی کارآمد در ارتباط با اهمیت نمودار گاما در مطالعات چینه‌نگاری سکansı، با استفاده از منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL است. علاوه بر این، ارتباط این روش‌ها و مقایسه نتایج با سکانس‌های شناسایی شده توسط اطلاعات مغزه و پتروگرافی مقاطع نازک، از اهداف مهم دیگر این تحقیق است.

زمین‌شناسی ناحیه‌ای و چینه‌شناسی

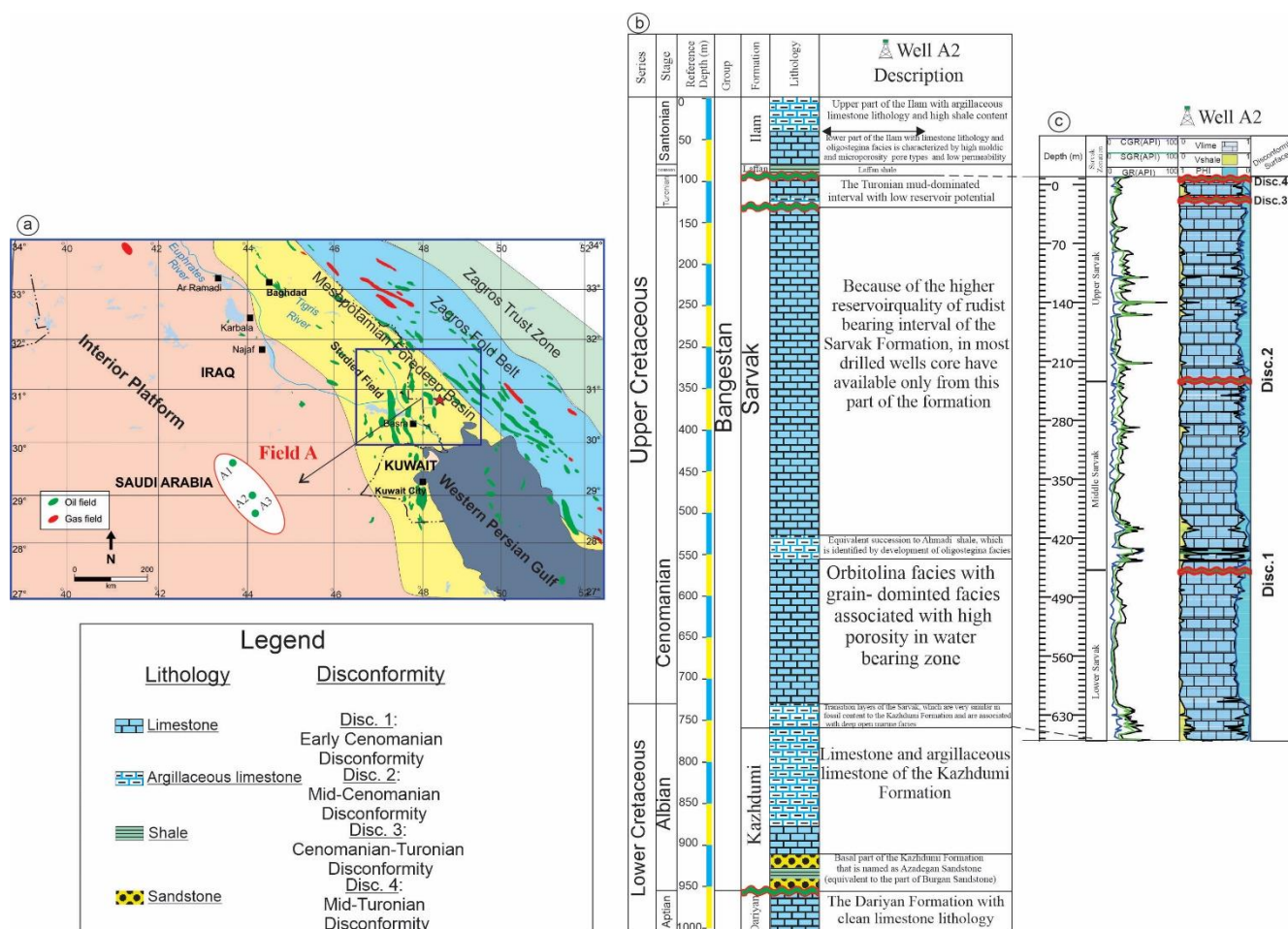
حوضه زاگرس و خلیج فارس، از نظر تولید هیدروکربن دنیا اهمیت زیادی دارند (Sharland et al. 2001; Abdollahie Fard et al. 2006, 2019; Bordenave et al. 2010; Atashbari et al. 2018; Baniasad et al. 2021). سازندهای سروک و فهلیان به عنوان دو مخزن مهم نفتی ایران، در مطالعات کلیدی مختلفی از دیدگاه چینه‌نگاری سکansı، بررسی شده‌اند (Taghavi et al. 2006; Razin et al. 2010; Sharp et al. 2010; Jammalian and Adabi 2015; Asaadi et al. 2016, 2018, 2022; Kadkhodaie et al. 2017; Mohseni and Javanmard 2020; Esrafil-Dizaji et al. 2020; Hosseini et al. 2021; Mehrabi and Bagherpour 2022).

در این تحقیق، سازندهای سروک و فهلیان، دو میدان هیدروکربنی مهم در ناحیه دشت آبادان و شمال غربی خلیج فارس، بررسی شده‌اند. در این بخش به صورت خلاصه در ارتباط با ویژگی‌های تکتونیکی و چینه‌شناسی ناحیه‌ای، به اختصار به میدان‌های بررسی شده اشاره می‌شود.

فروافتادگی دزفول و دشت آبادان، دو ناحیه هیدروکربنی مهم حوضه زاگرس‌اند که عمده میدان‌های نفتی ایران را شامل می‌شوند (Abdollahie Fard et al. 2018). ناحیه دشت آبادان یکی از زیرحوضه‌های مهم هیدروکربنی جنوب غرب ایران از

جنبه اکتشاف و تولید نفت است که از نظر تکتونیکی-رسوبی به دلیل ارتباط ساختاری-زمین‌شناسی، شباهت زیادی با حوضه بین‌النهرین^۱ عراق دارد (Abdollahie Fard et al. 2006). ساختمان‌های هیدروکربنی این ناحیه شیب ملایم و طول موج زیاد دارند و روندهای میدان‌ها به صورت شمالی-جنوبی، شمال شرقی-جنوب شرقی و شمال غربی-جنوب غربی است که متفاوت از روند میدان‌ها در زیرحوضه فروافتادگی دزفول با روندهای عمدتاً شمال غربی-جنوب شرقی است (Abdollahie Fard et al. 2006; Atashbari et al. 2018). در ناحیه دشت آبادان، توالی‌های کرتاسه شامل سازندهای سروک، فهلیان، ایلام، کژدمی و گدوان از نظر هیدروکربنی حائز اهمیت‌اند (Assadi et al. 2016, 2018). سازند سروک، مهم‌ترین مخزن ناحیه است که بیشترین تولید نفت از آن صورت می‌گیرد. میدان بررسی شده (A)، در بخش شمال غربی ناحیه دشت آبادان قرار دارد. در این میدان نقشه پنج چاه کلیدی با بیشترین میزان مغزه مشخص شده است (شکل ۱-ا). ستون سنگ‌شناسی سازندهای کژدمی تا ایلام همراه با ویژگی‌های سنگ چینه‌ای مشخص شده است. سازند سروک در میدان بررسی شده حدود ۷۰۰ متر ضخامت دارد. سنگ‌شناسی آن عموماً از سنگ آهک و سنگ آهک آرژیلیتی تشکیل شده است (شکل ۱-ب). در میدان‌های ناحیه دشت آبادان، سازند سروک براساس موقعیت ناپوستگی‌ها، به صورت غیررسمی به سمت بخش بالایی، میانی و پایینی تقسیم می‌شود (Assadi et al. 2016, 2018, 2022). بخش بالایی سازند سروک که در قاعده توسط ناپوستگی سنومانین میانی و در رأس توسط ناپوستگی تورونین میانی محدود می‌شود، با توسعه رخساره‌های رودیست‌دار، مخزن اصلی بیشتر میدان‌های ناحیه دشت آبادان را تشکیل می‌دهد (شکل ۱-ج).

¹ Mesopotamian Basin



شکل ۱- ا) موقعیت میدان بررسی‌شده (A) در ناحیه دشت آبادان مشخص شده است. در این میدان موقعیت سه چاه کلیدی مطالعه‌شده نشان داده شده است؛ **ب)** ستون چینه‌شناسی و ویژگی‌های سنگ‌شناسی سازندهای کژدمی، سروک، لافان و ایلام در چاه کلیدی A2 مشخص شده است که نشان می‌دهد ضخامت سازند سروک حدود ۷۰۰ متر است؛ **ج)** ستون چینه‌شناسی سازند سروک و تغییرات نمودار گاما همراه با موقعیت سطوح ناپوستگی در چاه کلیدی A2 با بیشترین میزان مغزه مشخص شده است.

Fig 1- a) The location of the studied field (A) in the Abadan plain is highlighted. In this field, the location of three key wells is shown. **b)** The stratigraphic column and lithological characteristics of Kazhdumi, Sarvak, Laffan and Ilam formations in key well A2 indicate that the thickness of Sarvak Formation is about 700 meters. **c)** The stratigraphic column of the Sarvak Formation and the variation of the gamma ray log along with the position of the discontinuity surfaces in the key well A2 with the highest amount of cores interval have been determined.

است. بلندای ساختاری قطر-فارس با روند شمال شرق- جنوب غرب از زمان پرکامبرین، خلیج فارس را به دو بخش شمال غربی و جنوب شرقی تقسیم کرده است (Orang et al. 2018, 2020). در بخش غربی (نواحی واقع در غرب بلندای قطر-فارس)، گسل‌های عمیق پی‌سنگی، عامل مهم در

خلیج فارس بخشی از ناحیه تئیس محسوب می‌شود که رویدادهای تکتونیکی مهمی را شامل باز و بسته شدن تئیس اولیه، تئیس قدیمه و تئیس جدید تجربه کرده است (Berra 2014 and Angiolini). این ناحیه، از مهم‌ترین حوضه‌های هیدروکربنی دنیا (Sharland et al. 2001) است که توسط خطواره‌های عمده، به فروافتادگی^۱ و بلندی‌هایی^۲ تقسیم شده

² High

¹ Trough

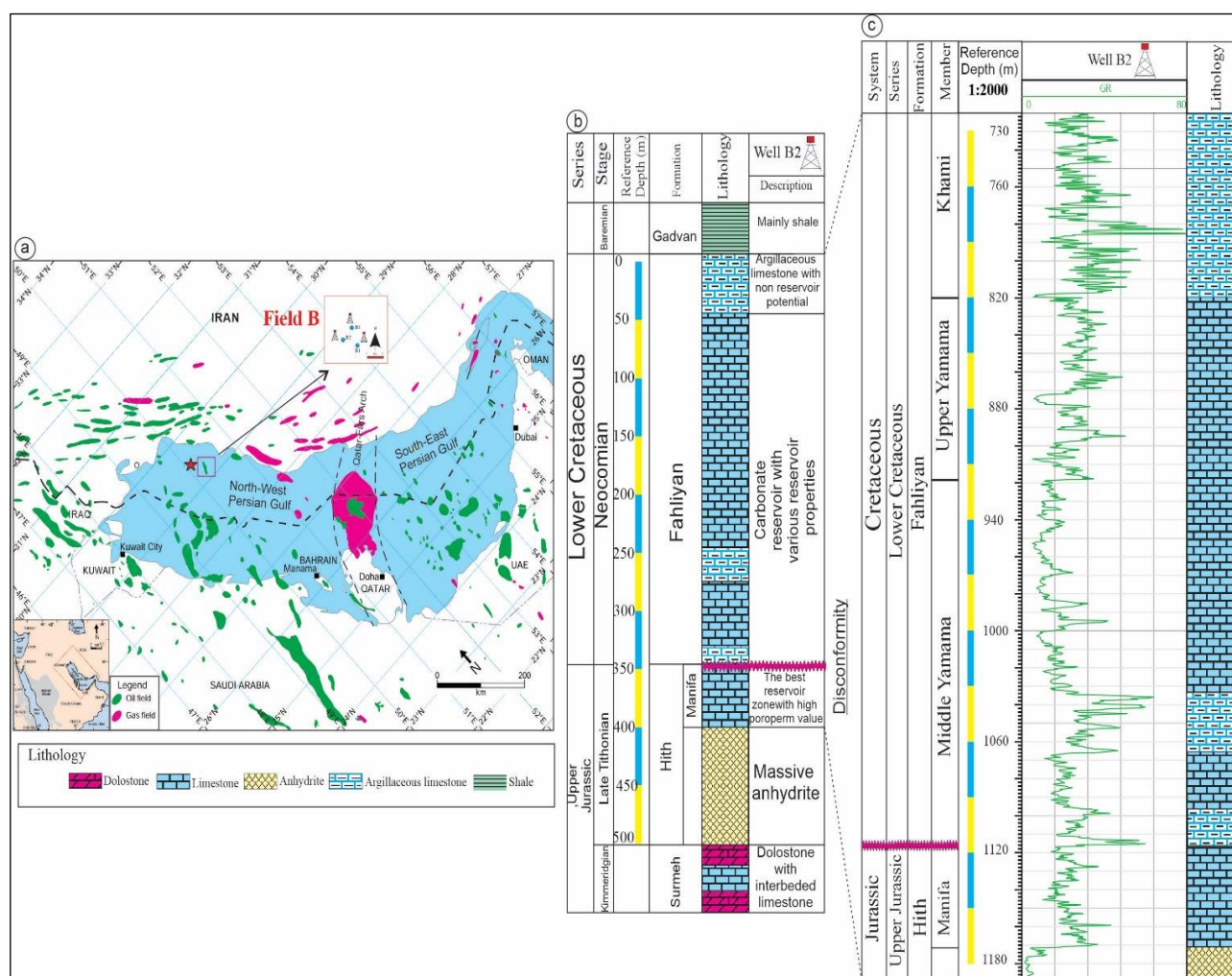
چارچوب چینه‌نگاری سکانشی توالی کرتاسه زاگرس و برخی از برش‌ها در بخش شمال غربی خلیج فارس مشخص شده است (شکل ۳). این الگوی سکانشی با توجه به اطلاعات استفاده‌شده در ۳۷۵ هزار کیلومتر مربع، ۶۱ چاه کلیدی، ۲۴ رخنمون و حجم گسترده‌ای از داده‌ها جامعیت زیادی دارد. براساس مطالعات ناحیه‌ای سکانشی، سازند سروک در برش‌های کامل (سن آلبین پسین-تورونین پیشین) به چهار سکانس رده سوم تقسیم می‌شود. سازند فهلان بر مبنای این الگوی سکانشی به سه سکانس رده سوم تقسیم می‌شود.

شکل‌گیری ساختمان‌ها و هندسه پلاتفرم‌های کربناته محسوب می‌شوند. در این نواحی، دو بلندای ساختاری مهم هندیجان-بهرگانسر^۱ و خارک-میش^۲، سبب تفکیک بلندی‌ها و فروافتادگی‌ها شده است (Orang et al. 2018). میدان بررسی‌شده (B) در این تحقیق، در بخش شمال غربی خلیج فارس و بر بلندای خارک-میش واقع است (شکل ۲-a). ساختمان میدان یک تاقیس کشیده با شیب، به سمت شمال-شمال غرب است و در شکل‌گیری آن گسل‌های پی‌سنگی قدیمی و کوهزایی زاگرس نقش داشته‌اند (Chehrizi et al. 2011, 2013). تولید عمده این میدان از توالی‌های کربناته فهلان با سن کرتاسه پیشین (نئوکومین) و بخش منیفای سازند هیث صورت می‌گیرد. ناپیوستگی تیتونین بالایی در رأس سازندهای تبخیری هیث و گوتنیا، یک ناپیوستگی ناحیه‌ای و جداکننده مرز سکانس‌های بزرگ مقیاس رسوبی-تکتونیکی AP7-AP8 محسوب می‌شود (Sharland et al. 2001). در میدان بررسی‌شده، این ناپیوستگی در مرز کربنات‌های سازند فهلان با کربنات‌های بخش منیفای مشاهده می‌شود (شکل ۲-b). سازند فهلان در میدان B به سه بخش غیررسمی یامامای میانی، یامامای بالایی و خامی براساس ویژگی‌های سنگ‌شناسی، ماهیت مخزنی و شواهد نمودارهای پتروفیزیکی تقسیم می‌شود (Bohler and Gustin 2000). ستون‌شناسی سازند فهلان در چاه کلیدی B همراه با نمودار پتروفیزیکی گاما نشان داده شده است (شکل ۲-c). سازند فهلان حدود ۳۵۰ متر ضخامت دارد و سنگ‌شناسی عمده آن سنگ آهک و به صورت پراکنده سنگ آهک آرزیلیتی است. با توجه به اهداف مطالعه که بررسی سکانس‌های توالی‌های کربناته فهلان و سروک در دو میدان انتخابی در ناحیه دشت آبادان و بخش شمال غربی خلیج فارس (A و B) است، ضرورت دارد که چارچوب سکانشی این توالی‌ها براساس مطالعات ناحیه‌ای پیشین مشخص شود.

براساس مطالعات ناحیه‌ای (Van-Buchem et al. 2006)،

¹ Hendijan-Bahregansar

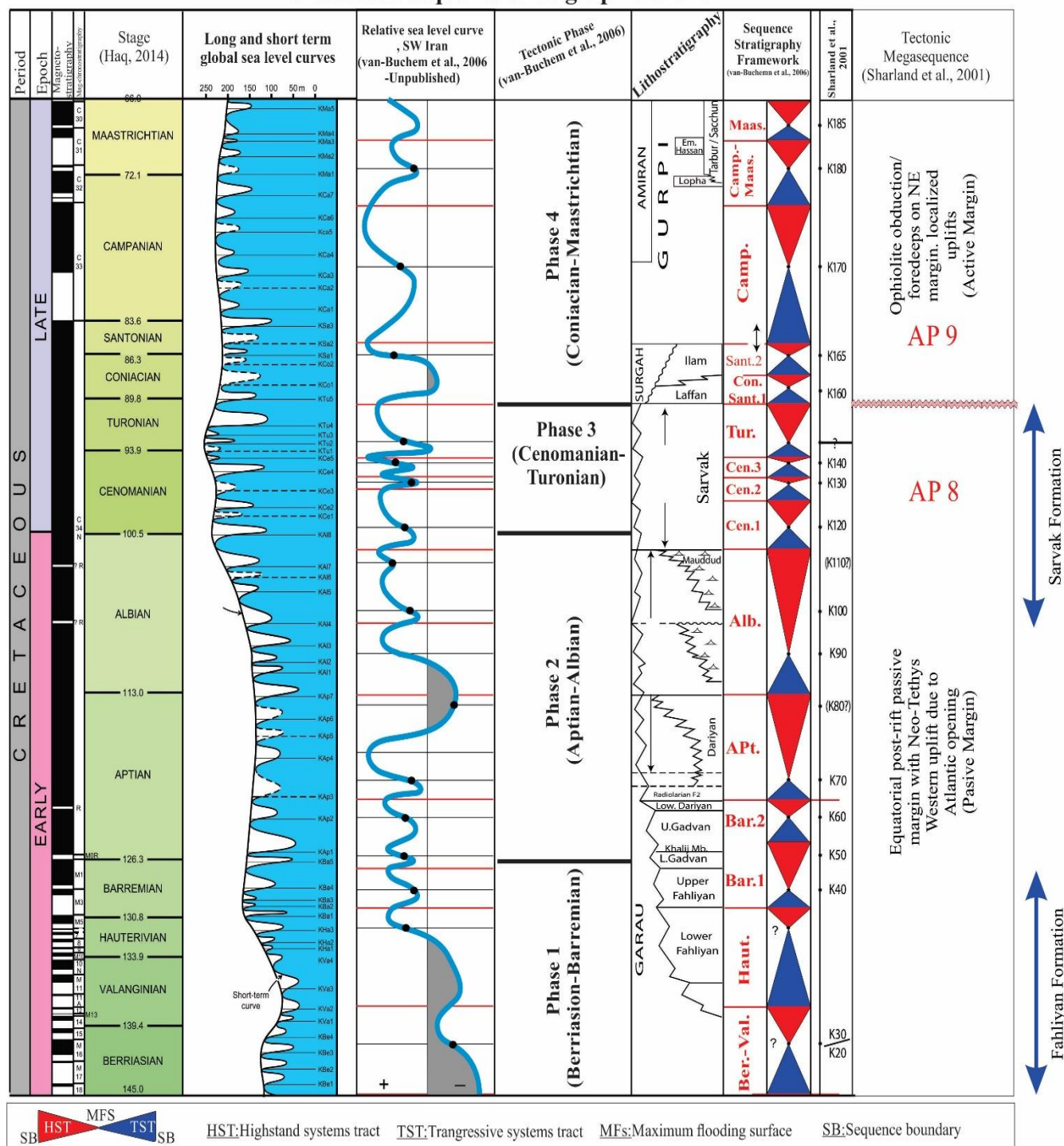
² Kharg-Mish



شکل ۲- موقعیت میدان بررسی شده (B) در بخش شمال غربی خلیج فارس مشخص شده است. در این میدان موقعیت سه چاه کلیدی مطالعه شده نشان داده شده است؛ (b) ستون چینه‌شناسی و ویژگی‌های سنگ‌شناسی سازندهای سورمه، هیت، فهلیان و گدوان در چاه کلیدی B2 همراه با موقعیت ناپوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه مشخص شده است؛ (c) ستون چینه‌شناسی سازند فهلیان و تغییرات نمودار گاما همراه با بخش‌های غیررسمی (یامامای میانی، یامامای بالایی و خامی) در چاه کلیدی B2 نشان داده شده است.

Fig 2- The location of the investigated field (B) has been marked in the northwestern part of the Persian Gulf. In this field, the position of three key wells is shown. b) The stratigraphic column and lithological characteristics of the Surmeh, Hith, Fahliyan and Gadvan formations in key well B2 along with the position of the Jurassic-Cretaceous boundary discontinuity have been determined. c) The stratigraphic column of Fahliyan Formation and the changes of the gamma ray well log in association with informal member of the Fahliyan Formation (Middle Yamama, Upper Yamama and Khami) in key well B2 are shown.

Cretaceous sequence stratigraphic chart



شکل ۳- الگوی چینه‌شناسی سکansı کرتاسه حوضه زاگرس، همراه با تغییرات جهانی سطح آب دریا مشخص شده است (Van-Buchem et al. 2006). سکانس‌ها در مقیاس رده سوم مشخص و با سکانس‌های ناحیه‌ای صفحه عربی (Sharland et al. 2001) مقایسه شده است.

Fig 3- The Cretaceous sequence stratigraphic pattern of the Zagros basin has been presented along with global sea level changes (Van-Buchem et al. 2006). The sequences in the third order scale have been determined and compared with regional sequences of the Arabian Plate (Sharland et al. 2001).

داده‌ها و رویکرد مطالعه

در این مطالعه به منظور ارزیابی کارایی استفاده از نمودار گاما در مطالعات چینه‌نگاری سکانسی، دو مخزن کربناته مهم سروک و فهلین در دو میدان هیدروکربنی بزرگ در ناحیه دشت آبادان و بخش شمال غربی خلیج فارس انتخاب شده است. اطلاعات در دسترس از دو میدان بررسی شده در جدول ۱ نشان داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، از هر کدام از میدان‌های A و B به ترتیب سه چاه کلیدی با بیشترین اطلاعات مغزه، مقاطع نازک میکروسکوپی و نمودارهای پتروفیزیکی استفاده شده است. در این تحقیق، از یک رویکرد سیستماتیک و سه مرحله‌ای استفاده شده است. در طی مرحله اول، ابتدا سکانس‌ها با استفاده از تلفیق اطلاعات مغزه و پتروگرافی مقاطع نازک و توصیف مغزه‌ها شناسایی و توصیف شده است. مطالعات رخساره‌ای، چارچوب شناسایی سکانس‌ها را براساس اطلاعات مغزه تشکیل می‌دهد. پس از تکمیل مطالعات رخساره‌ای، زیرمحیط‌های رسوبی و روند کم‌عمق و عمیق‌شدگی رخساره‌ها مشخص می‌شود. علاوه بر این شناسایی سطوح کلیدی ناپیوستگی و پیوستگی‌های قابل انطباق، امکان شناسایی سطوح کلیدی سکانسی را فراهم می‌آورد. به منظور شناسایی سکانس‌ها و ارائه چارچوب چینه‌نگاری سکانسی سازنده‌های سروک و فهلین، از مدل واگنر و وایل (Vail 1991; Van Wagoner et al. 1990) استفاده شده است. براساس این مدل، یک سکانس با شناسایی دو سطح کلیدی سکانسی^۱ و حداکثر غرقابی^۲ مشخص و با دو سیستم تراکت پیش‌رونده^۳ و تراز بالا^۴ معرفی شده است. در مرحله دوم، از دو منحنی D-INPEFA و NCGDL استفاده شده است که از طریق منحنی گاما محاسبه شده‌اند. براساس نقاط عطف این منحنی‌ها و بررسی ارتباط آنها با سطوح

کلیدی سکانسی مشخص شده بر مغزه‌ها، تفسیر سکانس‌ها در چاه‌های مختلف تعیین و انطباق داده شده است. در مرحله نهایی، مقایسه‌ای بین کارایی دو روش محاسباتی منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL صورت گرفته و مزیت‌ها و محدودیت‌های آنها در مطالعات جامع چینه‌نگاری سکانسی با استفاده از نمودار گاما تفسیر شده است.

¹ Sequence boundary (SB)

² Maximum flooding surface (MFS)

³ Transgressive system tract (TST)

⁴ Highstand system tract (HST)

جدول ۱- خلاصه‌ای از اطلاعات استفاده‌شده در دو میدان هیدروکربنی A و B به ترتیب از سازندهای سروک و فهلان نشان داده شده است.

Table 1- A summary of the data used in the two hydrocarbon fields A and B from the Sarvak and Fahliyan formations, respectively is shown.

نام میدان	نام سازند	نام چاه	مغزه (متر)	مقاطع نازک مغزه	مقاطع نازک خرده‌های حفاری	نمودارهای پتروفیزیکی
A	سروک	A1	۷۰	۸۳	-	موجود
		A2	۲۶۲	۷۶۷	۲۵۰	موجود
		A3	۷۱	۲۲۸	-	موجود
		مجموع داده‌ها	۴۰۳	۱۰۷۸	۲۵۰	۳ چاه
B	فهلان	B1	۷۰	۲۰۵	-	موجود
		B2	۱۷۸	۱۸۹	۱۸۰	موجود
		B3	۲۵۱	۲۱۱	-	موجود
		مجموع داده‌ها	۴۹۹	۶۰۵	۱۸۰	۳ چاه

نتایج

رخساره‌ها و محیط رسوبی

شناسایی رخساره‌ها و تفسیر محیط رسوبی، از مهم‌ترین بخش‌های مطالعات زمین‌شناسی از دیدگاه تفسیر مخزنی است که نتایج آن در تفکیک سکانس‌ها اهمیت زیادی دارد (Ahr 2008). عموماً براساس تفسیر مغزه‌ها و پتروگرافی مقاطع نازک، فراوانی اجزای اسکلتی و غیراسکلتی، بافت، ساخت رسوبی، انرژی محیط و مقایسه با رخساره‌های استاندارد (Flügel 2010)، رخساره‌ها و مجموعه‌های رخساره‌ای تفکیک می‌شود. براساس رخساره‌های تفکیک‌شده، روند عمیق و کم‌عمق‌شدگی رخساره‌ها مشخص می‌شود. در سازندهای کربناته بررسی شده (سازند سروک و فهلان)، براساس تلفیق نتایج پتروگرافی مقاطع نازک و توصیف مغزه‌ها، رخساره‌های رسوبی شناسایی شده‌اند. در معرفی این رخساره‌ها، همه ویژگی‌های شناسایی‌شدنی بر مغزه‌ها و مقاطع نازک در نظر گرفته شده است و می‌توان آنها را رخساره‌های رسوبی تلفیقی نام‌گذاری کرد. بر این اساس ۸ رخساره تلفیقی در هرکدام از سازندهای سروک و فهلان در میدان‌های بررسی‌شده به ترتیب شناسایی شده است (شکل ۴ و ۵). توصیف این رخساره‌ها از جنبه سنگ‌شناسی، اندازه دانه‌ها، جورشدگی، اجزای تشکیل‌دهنده، انرژی محیط و زیرمحیط رسوبی مرتبط در جداول ۲ و ۳ ارائه شده است. با توجه به تمرکز مطالعه بر استفاده از نمودار گاما در تفکیک سکانس‌ها، از شرح رخساره و تفسیر آنها به‌صورت دقیق صرف‌نظر شده است. برای کسب

اطلاعات دقیق‌تر از تفسیر رخساره‌ای سازندهای سروک و فهلان در میدان‌های بررسی‌شده، به مقالات مرتبط (Assadi et al. 2016, 2018; Asaadi et al. 2022) مراجعه شود. از نظر هندسه پلاتفرم، سازند فهلان در میدان بررسی‌شده براساس عدم توسعه رخساره‌های ریف‌ساز با ایجاد یک لبه و سد پیوسته در حاشیه پلاتفرم، وجودنداشتن رخساره‌های دوباره رسوب‌گذاری شده توسط طوفان^۱ و فراوانی زیاد رخساره‌های گرینستونی در یک پلاتفرم رمپ کربناته نهشته شده است. برای سازند سروک در میدان مطالعه‌شده، دو مدل رسوبی برای نهشت بخش‌های مختلف سازند سروک معرفی شده است. بخش زیرین و میانی سازند سروک (توالی زیر ناپیوستگی سنومانین میانی تا رأس سازند کژدمی)، توسط تغییرات ملایم رخساره‌ای و نبود زون‌های رودیستی مشخص می‌شود و در یک پلاتفرم رمپ کربناته تفسیر شده است. در مقابل، بخش بالایی سازند سروک (توالی بین ناپیوستگی سنومانین میانی تا ناپیوستگی تورونین میانی)، توسط تغییرات عمده رخساره‌ای و تغییرات ضخامت زون‌های رودیستی در چاه‌های بررسی‌شده، مشخص می‌شود و در یک پلاتفرم شلف لبه‌دار نهشته شده است. تفسیر هندسه پلاتفرم در سازند سروک با نتایج مطالعات گذشته در بخش‌های مختلف صفحه عربی و زاگرس، انطباق و هماهنگی دارد (Taghavi et al. 2006; Razin et al. 2010; Van Buchem et al. 2011; Mahdi et al. 2013; Mahdi and Aqrabi 2014; Vincent et al. 2015).

¹ Reworking by Storms

جدول ۲- توصیف ۸ رخساره رسوبی شناسایی شده در سازند سروک در میدان A واقع در ناحیه دشت آبادان

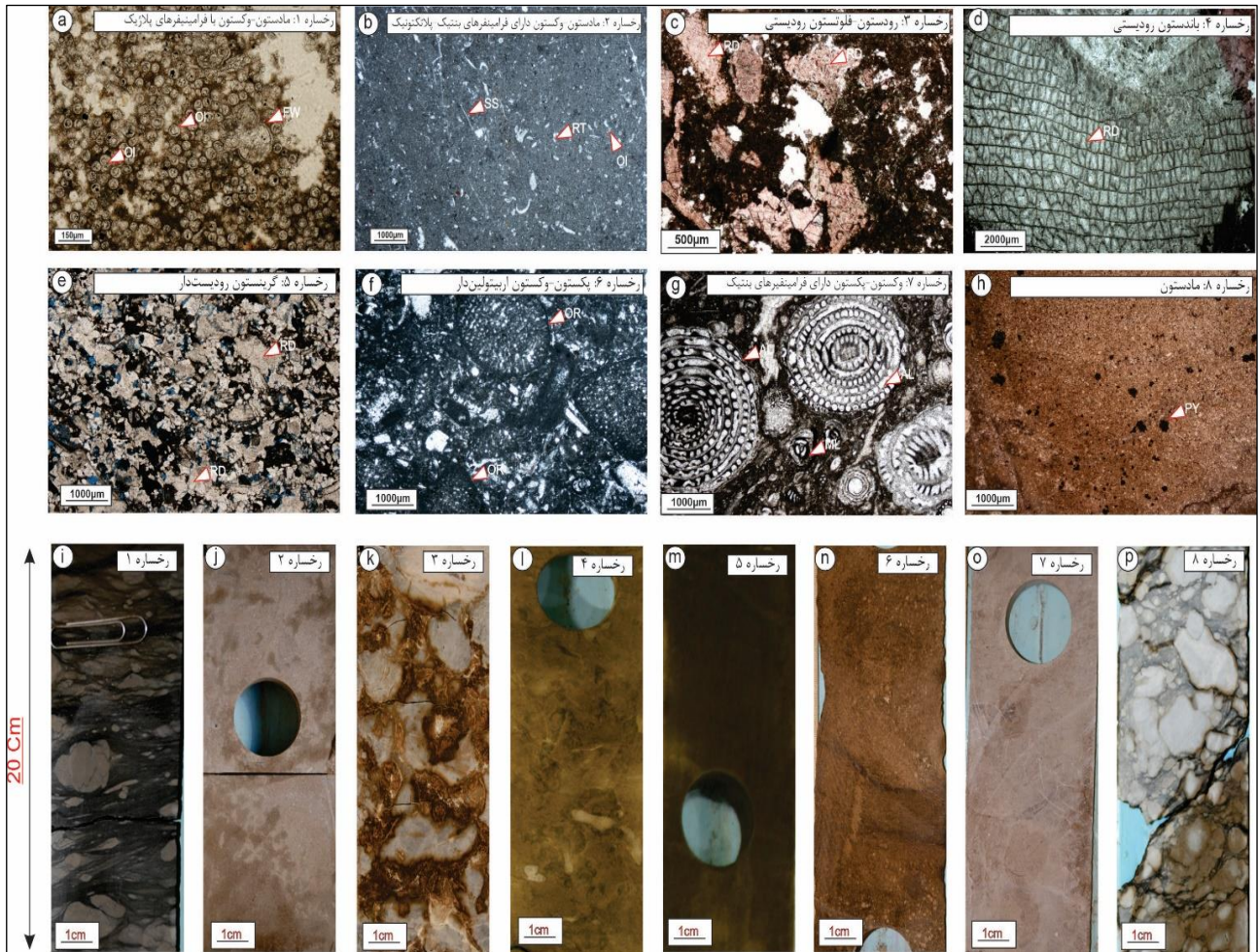
Table 2- Description of 8 identified sedimentary facies in the Sarvak Formation in field A positioned in the Abadan Plain province

رخساره	سنگ‌شناسی	اندازه دانه‌ها	جورشدگی	اجزای		انرژی محیط	محیط رسوبی
				اسکلتی	غیراسکلتی		
۱- مادستون- وکستون با فرامینفرهای پلانکتیک	آهک-آهک آرژیلیتی	کلسی لوتایت	متوسط	فرامینفرهای پلانکتونیک (هدبرزلا، الیگوستجینید)، اسپیکول اسفنج	-	کم	دریای باز عمیق
۲- مادستون- وکستون دارای فرامینفرهای بتتیک- پلانکتونیک	آهک	کلسی لوتایت	متوسط	فرامینفرهای پلانکتونیک (الیگوستجینید) و بتتیک (روتالیا، دایسیکلینا، نزازاتا)، خرده‌های اکینودرم	پلوئید	کم	دریای باز کم عمق
۳- رودستون- فلوتستون رودستی	آهک	کلسی رودایت	ضعیف	خرده‌های رودیست، دوکفه‌ای، بریوزوئرها، دوکفه‌ای	پلوئید، ایتراکلت	متوسط	شیب (واریزه رودستی)
۴- باندستون رودستی	آهک	کلسی رودایت	ضعیف	رودیست، خرده‌های رودستی، مرجان	-	زیاد	بایوسستروم رودستی
۵- گرینستون رودیست‌دار	آهک	کالک آرنایت	خوب	خرده‌های رودیستی، فرامینفرهای بتتیک (آلوئولین، نزازاتا، کریزالیدین)، جلبک سبز، دوکفه‌ای	پلوئید	زیاد	شول
۶- پکستون- گرینستون اربیتولین‌دار	آهک	کالک آرنایت	متوسط	فرامینفرهای بتتیک (آلوئولین‌ها، اوریبتولین، دیکتیوکنوس، کریزالیدین، میلیولید، گاستروپود)	پلوئید	متوسط-زیاد	لاگون/شول رو به خشکی
۷- وکستون- پکستون دارای فرامینفرهای بتتیک	آهک-آهک دولومیتی	کالک آرنایت	متوسط	فرامینفرهای بتتیک، مرجان، جلبک سبز، دوکفه‌ای	پلوئید	متوسط	لاگون
۸- مادستون	آهک-آهک دولومیتی	کلسی لوتایت	ضعیف	میلیولید	-	کم	پهنه جزومدی

جدول ۳- توصیف ۸ رخساره رسوبی شناسایی شده در سازند فهلپان در میدان B واقع در بخش شمال غربی خلیج فارس

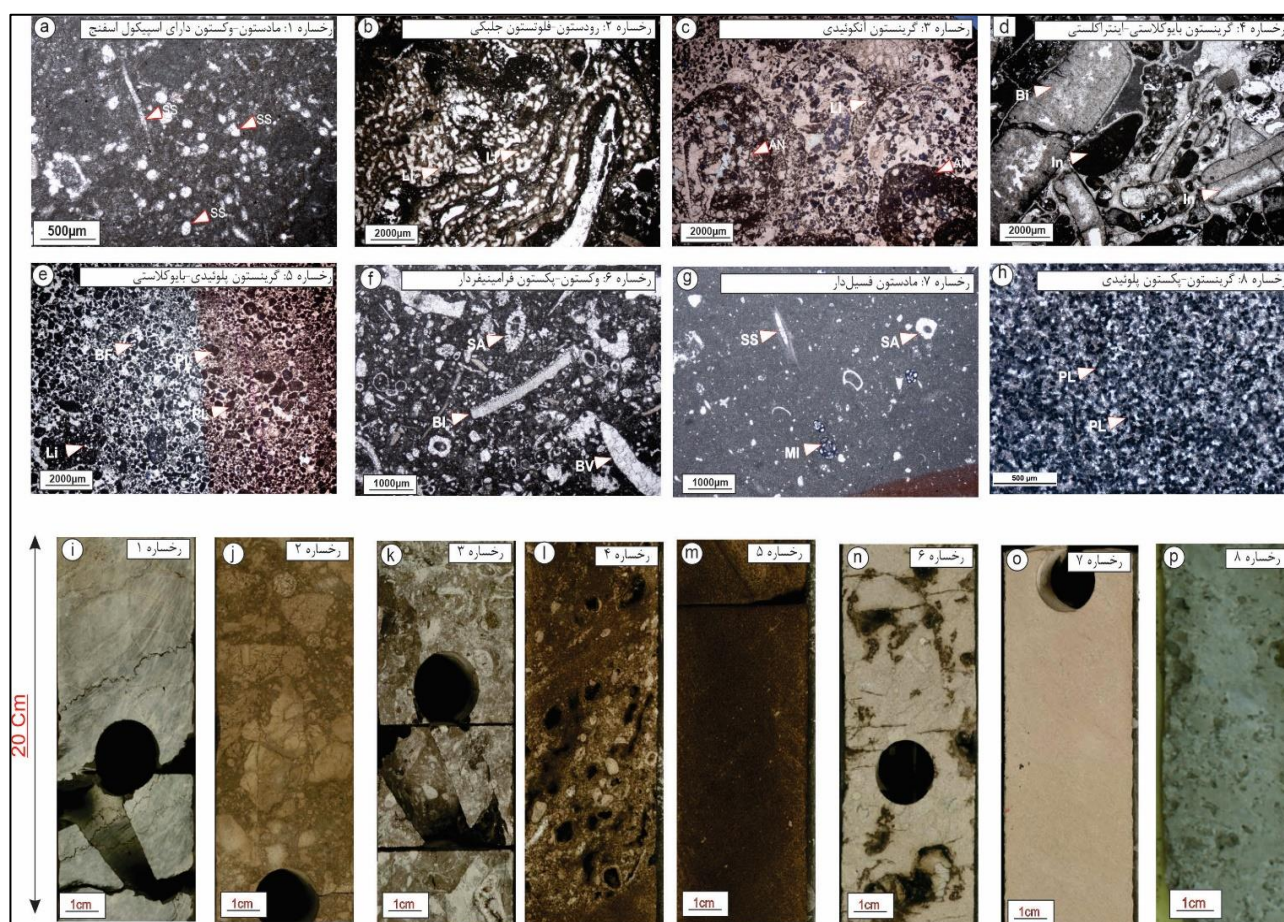
Table 3- Description of 8 identified sedimentary facies in the Fahliyan Formation in field B positioned in the northwestern Persian Gulf

رخساره	سنگ شناسی	اندازه دانه ها	جورشدگی	اجزای		انرژی محیط	محیط رسوبی
				اسکلتی	غیر اسکلتی		
۱- مادستون- وکستون دارای اسپیکول اسفنج	آهک	کلسی لوتایت	متوسط	اسپیکول اسفنج، خرده های اکتینودرم	-	کم	دریای باز کم عمق
۲- رودستون- فلوتستون جلبکی	آهک	کلسی رودایت	ضعیف	جلبک لیتوکودیم، مرجان، بریوزوئرها، فرامینیفرهای بتتیک	پلوئید	زیاد	ریف های پراکنده
۳- گرینستون آنکوئیدی	آهک	کلسی رودایت	ضعیف	جلبک لیتوکودیم	آنکوئید	زیاد	شول
۴- گرینستون بایوکلاستی- اینتراکلاستی	آهک	کلسی رودایت	متوسط	بایوکلاست های مختلف	اینتراکلاست	زیاد	شول
۵- گرینستون پلوئیدی- بایوکلاستی	آهک	کالک آرنایت	خوب	جلبک لیتوکودیم، فرامینیفرهای بتتیک، خرده های دوکفه ای	پلوئید، اووئید	زیاد	شول
۶- وکستون- پکستون فرامینیفردار	آهک	کالک آرنایت	متوسط	فرامینیفرهای بتتیک (ترولوکولینا، کریزالیدینا، سودوسیکللامینا لیتئوس)، جلپک لیتوکودیم دار	پلوئید	زیاد	لاگون
۷- مادستون فسیل دار	آهک-آهک دولومیتی	کلسی لوتایت	متوسط	فرامینیفرهای بتتیک (میلیولید)، اسپیکول اسفنج	-	متوسط	لاگون
۸- پکستون- گرینستون پلوئیدی	آهک-آهک دولومیتی	کالک آرنایت	خوب	-	پلوئید	متوسط-زیاد	پهنه جزرومدی



شکل ۴- تصاویر مقاطع نازک و مغزه از ۸ رخساره رسوبی شناسایی شده در سازند سروک در میدان A نشان داده شده است (تمام تصاویر مقاطع نازک در نور PPL تهیه شده است). برای توضیحات بیشتر در ارتباط با این رخساره‌ها به جدول ۲ مراجعه شود.

Fig 4- Thin section and core photomicrographs from 8 sedimentary facies identified in the Sarvak Formation in field A is shown (all images of thin sections were prepared in PPL light). For more explanations regarding these facies, refer to Table 2.



شکل ۵- تصاویر مقاطع نازک و مغزه از ۸ رخساره رسوبی شناسایی شده در سازند فهلیان در میدان B نشان داده شده است (تمام تصاویر مقاطع نازک در نور PPL تهیه شده است). برای توضیحات بیشتر در ارتباط با این رخساره‌ها به جدول ۳ مراجعه شود.

Fig 5- Thin section and core photomicrographs from 8 sedimentary facies identified in the Fahliyan Formation in field B is shown (all thin sections photomicrographs were prepared in PPL light). For more explanations regarding these facies, refer to Table 3.

سکاس‌های سازند سروک

سازند سروک در میدان بررسی شده در ناحیه دشت آبادان حدود ۷۰۰ متر ضخامت دارد و براساس نتایج مطالعات زیست چینه‌نگاری به چهار سکاس رده سوم، منطبق بر سکاس‌های ناحیه‌ای صفحه عربی مشخص می‌شود (Assadi et al. 2016, 2018, 2022). شناسایی سکاس‌ها در چاه کلیدی A2 با بیشترین اطلاعات همراه با ارائه شواهد پتروگرافی از سطوح کلیدی سکاسی در شکل ۶ نشان داده شده است. در زیر، سکاس‌های سازند سروک به صورت خلاصه توصیف شده است.

سکاس ۱ (DSS-1): مرز سکاسی قاعده در درون سازند

کژدمی قرار دارد و مرز سکاسی بالایی آن محدود به

چینه‌نگاری سکاسی در چاه‌های کلیدی

به‌منظور شناسایی سکاس‌های سازند فهلیان و سروک در میدان‌های بررسی شده، از نتایج مطالعات رخساره‌ای و تفسیر دیاژنزی استفاده شده است. در بخش زیر، سکاس‌های رده سوم سازندهای سروک و فهلیان معرفی و توصیف شده است. براساس نتایج مطالعات رخساره‌ای، موقعیت سطوح ناپیوستگی و با انطباق سکاس‌ها با الگوهای ناحیه‌ای در سازند سروک، ۴ سکاس رده سوم و در سازند فهلیان، سه سکاس رده سوم شناسایی شده است. سکاس‌ها به صورت DSS^1 و DSF^2 نام‌گذاری شده‌اند.

¹ Depositional Sequence Sarvak (DSS)

² Depositional Sequence Fahliyan (DSF)

تورونین (SB-3) توسط شواهدی از قبیل برشی‌شدن، تشکیل خاک قدیمه و سیمان‌های متوریک گسترده شناسایی می‌شود (شکل ۷-i-j-k-l). این ناپیوستگی در ناحیه دشت آبادان به دلیل تأثیر عمده گسل‌های پی‌سنگی و تکتونیک نمک، گسترش چشمگیری دارد و یک لایه کلیدی در چینه‌شناسی سازند سروک در نظر گرفته می‌شود (Assadi et al. 2016, 2018). در این سکانس دو زون واریزه رودیستی^۱ با ضخامت حدود ۸۰ متر مشاهده می‌شود که به دلیل تخلخل-تراوایی بالا، زون‌های مستعد مخزنی سازند سروک را تشکیل می‌دهد. به عبارت دیگر، رخساره‌های مستعد مخزنی سازند سروک در تمام میدان‌های ناحیه دشت آبادان در سکانس ۳ سازند سروک گسترش دارد. این سکانس روند به سمت بالا کم عمق‌شونده دارد و آن سنومانین پسین است. این سکانس رده سوم می‌تواند معادل با سازند میشریف در حوضه بین‌النهرین عراق باشد.

سکانس ۴ (DSS-4): این سکانس با ضخامت حدود ۲۵ متر کمترین ضخامت را در بین سکانس‌های سازند سروک دارد. مرز زیرین محدودکننده این سکانس به ناپیوستگی مرز سنومانین-تورونین (SB-3) و مرز بالایی توسط ناپیوستگی ناحیه‌ای تورونین میانی (SB-4) مشخص می‌شود. سطح غرقابی این سکانس (MFS-4) توسط رخساره‌های دریای باز کم عمق مشخص می‌شود (شکل ۷-m). ناپیوستگی تورونین میانی یک سطح کلیدی ناحیه‌ای است و در مطالعات پتروگرافی و توصیف مغزه‌ها، توسط شواهدی از قبیل تشکیل نودول‌های آهن و منگنز، اکسید آهن و خاک قدیمه شناسایی می‌شود (شکل ۷-n-o-p-q). سکانس تورونین یک سکانس محلی و در برخی از میدان‌های هیدروکربنی حوضه زاگرس به دلیل رخداد ناپیوستگی‌ها مشاهده نمی‌شود. به عبارت دیگر در برخی از میدان‌های هیدروکربنی، سن سازند سروک، سنومانین در نظر گرفته می‌شود.

بررسی تغییرات رخساره‌ای در سازند سروک نشان می‌دهد هر چهار سکانس رده سوم شناسایی شده در سازند

ناپیوستگی سنومانین آغازین در رأس کربنات‌های معادل با سازند مادود است (Assadi et al. 2016). سطح حداکثر غرقابی منطبق بر عمیق‌ترین رخساره در قاعده سازند سروک (MFS-1) و رخساره الیگوستژین است که به عنوان لایه‌های گذر سازند سروک-کژدمی در نظر گرفته می‌شود (شکل ۷-a-b). شواهد مرز سکانسی بالایی توسط شواهد برشی‌شدن شناسایی می‌شود (SB-1) و معادل با ناپیوستگی رأس سازند مادود است (شکل ۷-c). در برخی از موارد این سطح حداکثر غرقابی در بخش بالایی سازند کژدمی نیز قرار می‌گیرد (Van Buchem et al. 2006). این سطح می‌تواند منطبق بر K110 (Sharland et al. 2001) در دیگر بخش‌های صفحه عربی باشد. روند این سکانس رسوبی به سمت بالا کم عمق‌شونده است و در رأس به ناپیوستگی محدود می‌شود. سن این سکانس سنومانین پیشین در نظر گرفته می‌شود.

سکانس ۲ (DSS-2): سیستم تراکت پیش‌رونده این سکانس، رسوبات عمیق حوضه‌ای است که با اجزای فسیلی الیگوستژین و هدبرژلا مشخص می‌شوند. این توالی از نظر چینه‌شناسی بخش شیلی احمدی را شامل می‌شود (Assadi et al. 2016, 2018). سطح حداکثر غرقابی این سکانس (MFS-2) توسط حداکثر عمیق‌شدگی رخساره‌ها و میزان بالای نمودار گاما مشخص می‌شود (شکل ۷-d-e). این سطح می‌تواند معادل با K120 (Sharland et al. 2001) در دیگر بخش‌های صفحه عربی باشد. مرز سکانسی بالایی و محدودکننده این سکانس احتمالاً منطبق بر ناپیوستگی سنومانین میانی (SB-2) است که توسط شواهد برشی‌شدن بر مغزه‌ها شناسایی می‌شود (شکل ۷-f-g). این سکانس نیز به سمت بالا، روند کم عمق‌شدگی را نشان می‌دهد.

سکانس ۳ (DSS-3): این سکانس با سن سنومانین پسین، عموماً بخش مخزنی سازند سروک را در بر می‌گیرد. مرز زیرین این سکانس ناپیوستگی سنومانین میانی و مرز بالایی به ناپیوستگی سنومانین-تورونین ختم می‌شود (Assadi et al. 2016, 2018). سطح غرقابی این سکانس (MFS-3) توسط رخساره‌های دریای باز کم عمق و میزان بالای نمودار گاما مشخص می‌شود (شکل ۷-h). ناپیوستگی مرز سنومانین-

¹ Rudist debris zone

سروک، روند کم عمق شونده به طرف بالا دارد.

سکاس های سازند فهلان

سازند فهلان در میدان بررسی شده در بخش شمال غربی خلیج فارس، با ضخامت حدود ۳۵۰ متر سن نئوکومین را نشان می دهد و به سه سکاس رده سوم منطبق بر سکاس های ناحیه ای صفحه عربی تقسیم شدنی است. شناسایی سکاس ها در چاه کلیدی B2 با بیشترین اطلاعات همراه با ارائه شواهد پتروگرافی از سطوح کلیدی سکاسی در شکل ۸ نشان داده شده است. در بخش زیر، سکاس های سازند فهلان به صورت خلاصه توصیف شده است (Asaadi et al. 2022).

سکاس ۱ (DSF-1): این سکاس با ضخامت حدود

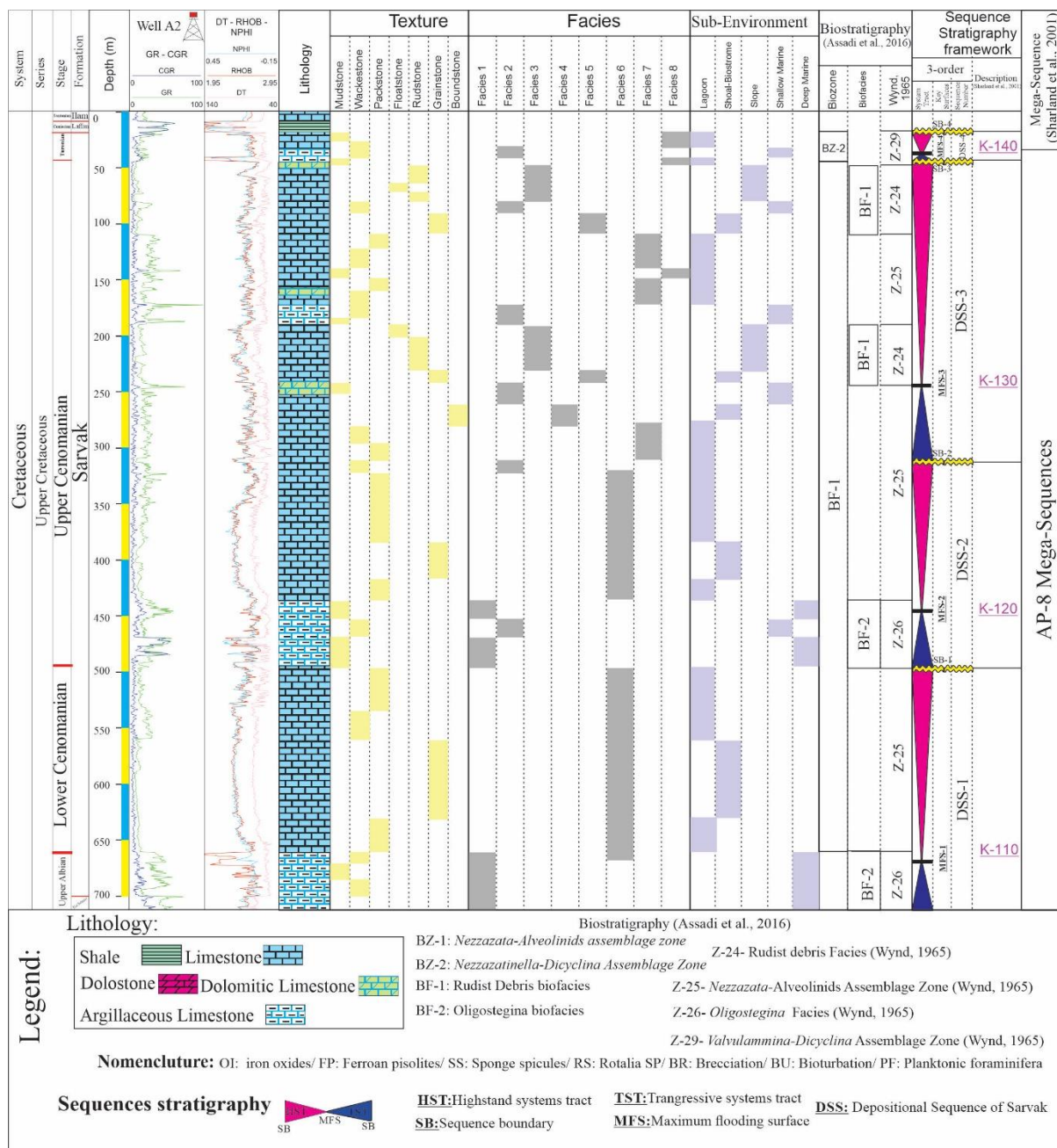
۲۲۰ متر، بخش یامامای میانی سازند فهلان را تشکیل می دهد. مرز سکاسی قاعده آن با ناپیوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه (SB-1) (مرز سازند فهلان و کربنات های استروماتولیتی منیفا) به صورت ناپیوسته و مرز بالایی با شواهدی از کارستی شدن و توسعه تخلخل های قالبی مشخص می شود (SB). کارستی شدن گسترده از مهم ترین شواهد دیاژنزی مرتبط با ناپیوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه است (شکل ۹-a-b-c). به عبارت دیگر هر دو مرز سکاسی قاعده و رأس این سکاس از نوع ۱ و با شواهدی از ناپیوستگی مشخص می شود. شایان ذکر است که تطابق سکاسی با مطالعات ناحیه ای در ورقه عربی (Sharland et al. 2001)، نشان می دهد که احتمالاً شروع رسوب گذاری سازند فهلان از نظر زمانی، بعد از وقوع سطح حداکثر غرقابی K10 آغاز شده است. سیستم تراکت پیش رونده این سکاس حدود ۸۵ متر و سیستم تراکت تراز بالا حدود ۱۳۵ متر ضخامت دارد. سطح غرقابی (MFS-1) این سکاس توسط حداکثر عمیق شدگی رخساره ها و میزان بالای نمودار گاما مشخص می شود (شکل ۹-d-e). این سطح می تواند معادل با K20 (Sharland et al. 2001) در دیگر بخش های صفحه عربی باشد. این سکاس توسط توسعه عمده رخساره های گرینستونی مشخص می شود.

سکاس ۲ (DSF-2): مرز قاعده این سکاس توسط یک

سطح با شواهدی از کارستی شدن، نشان می دهد این سطح نیز می تواند از نوع ناپیوستگی در نظر گرفته شود (شکل ۹-f-g-h). این سکاس با ضخامت حدود ۱۰۰ متر، بخش یامامای بالایی سازند فهلان را تشکیل می دهد. سیستم تراکت پیش رونده این سکاس حدود ۳۵ متر و سیستم تراکت تراز بالا حدود ۶۵ متر ضخامت دارد. سطح حداکثر غرقابی مرتبط با رخساره های دریای باز کم عمق در نظر گرفته می شود (شکل ۹-i-j). سطح غرقابی این سکاس توسط توسعه رخساره های دریای باز کم عمق و میزان بالای نمودار گاما مشخص می شود (MFS-2). این سطح می تواند معادل با K30 (Sharland et al. 2001) در دیگر بخش های صفحه عربی باشد. برخلاف سکاس ۱، این سکاس با فراوانی عمده رخساره های لاگونی و به میزان کمتر دریای باز مشخص می شود.

سکاس ۳ (DSF-3): مرز سکاسی قاعده این سکاس و شواهدی از توسعه رخساره های پلئیدی، می تواند یک مرز سکاسی نوع ۲ در نظر گرفته شود (شکل ۹-k-l). این سکاس با ضخامت حدود ۸۰ متر، به بخش بالایی خامی سازند فهلان محدود می شود. سیستم تراکت پیش رونده حدود ۳۵ متر و سیستم تراکت تراز بالا حدود ۶۵ متر ضخامت دارد. هر دو مرز محدود، از نوع مرزهای سکاسی نوع ۲ و منطبق بر پیوستگی های قابل انطباق است. سطح حداکثر غرقابی (MFS-3) منطبق بر یک توالی با گامای بالا و معادل با K40 (Sharland et al. 2001) در دیگر بخش های صفحه عربی است که با توسعه رخساره های دریای باز مشخص می شود (شکل ۹-m-n). عموماً سکاس ۳ سازند فهلان با توسعه عمده رخساره های گل غالب، نقش پوش سنگی را برای مخزن فهلان ایفا می کند.

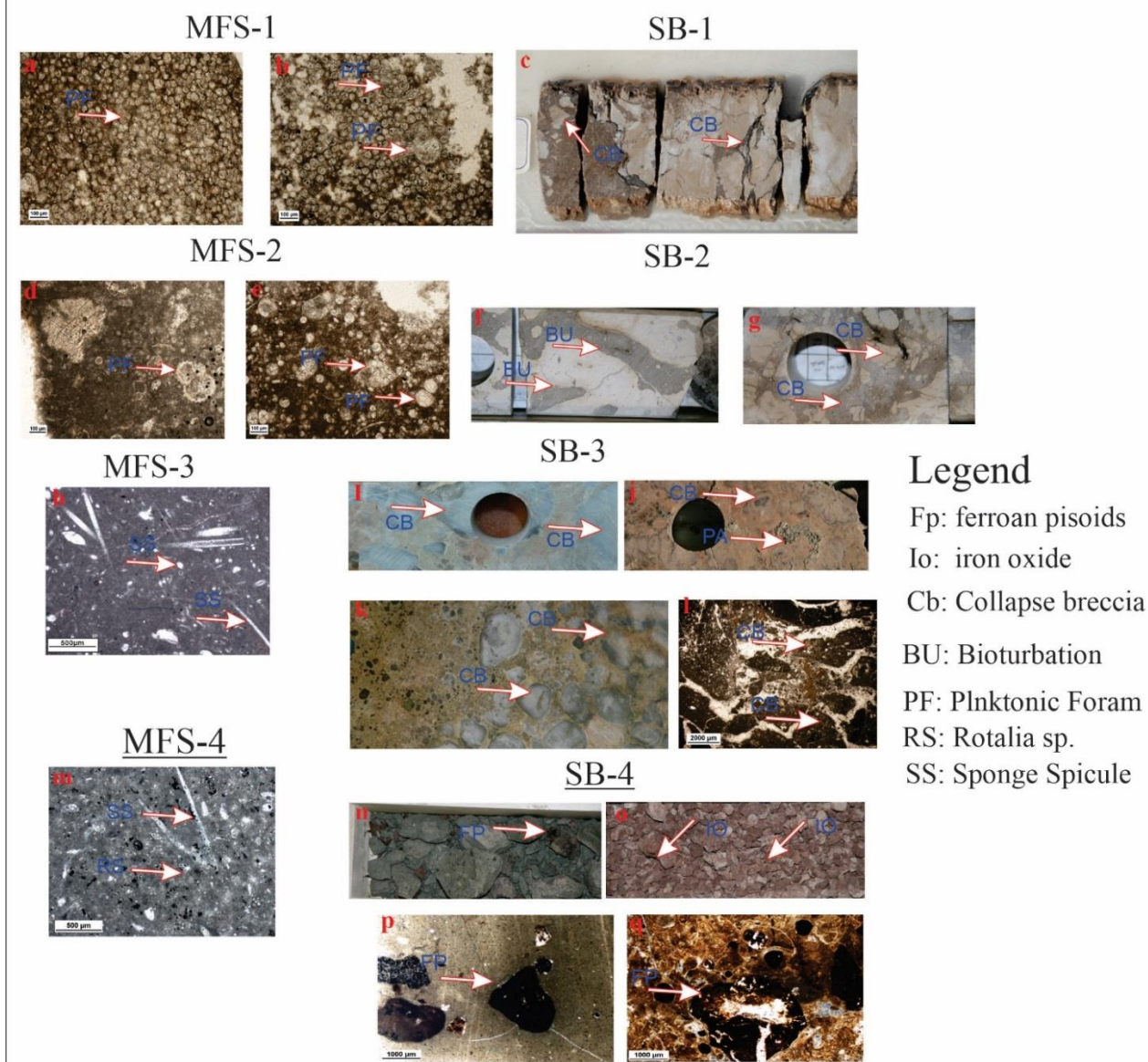
بررسی تغییرات رخساره ای سازند فهلان و سکاس های شناسایی شده، نشان می دهد روند سکاس ها به صورت کم عمق شونده به سمت بالاست. مرز سکاسی قاعده سازند فهلان (ناپیوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه)، به صورت مشخص، با شواهد کارستی شدن شناسایی می شود.



شکل ۶- نتایج مطالعات پتروگرافی همراه با سکانس‌های تفکیک‌شده در سازند سروک در میدان بررسی‌شده در ناحیه دشت آبادان نشان داده شده است. علاوه بر این تصاویر مغزه و مقاطع نازک از سطوح سکانسی مهم (مرز سکانسی و سطوح حداکثر غرقایی) ارائه شده است.

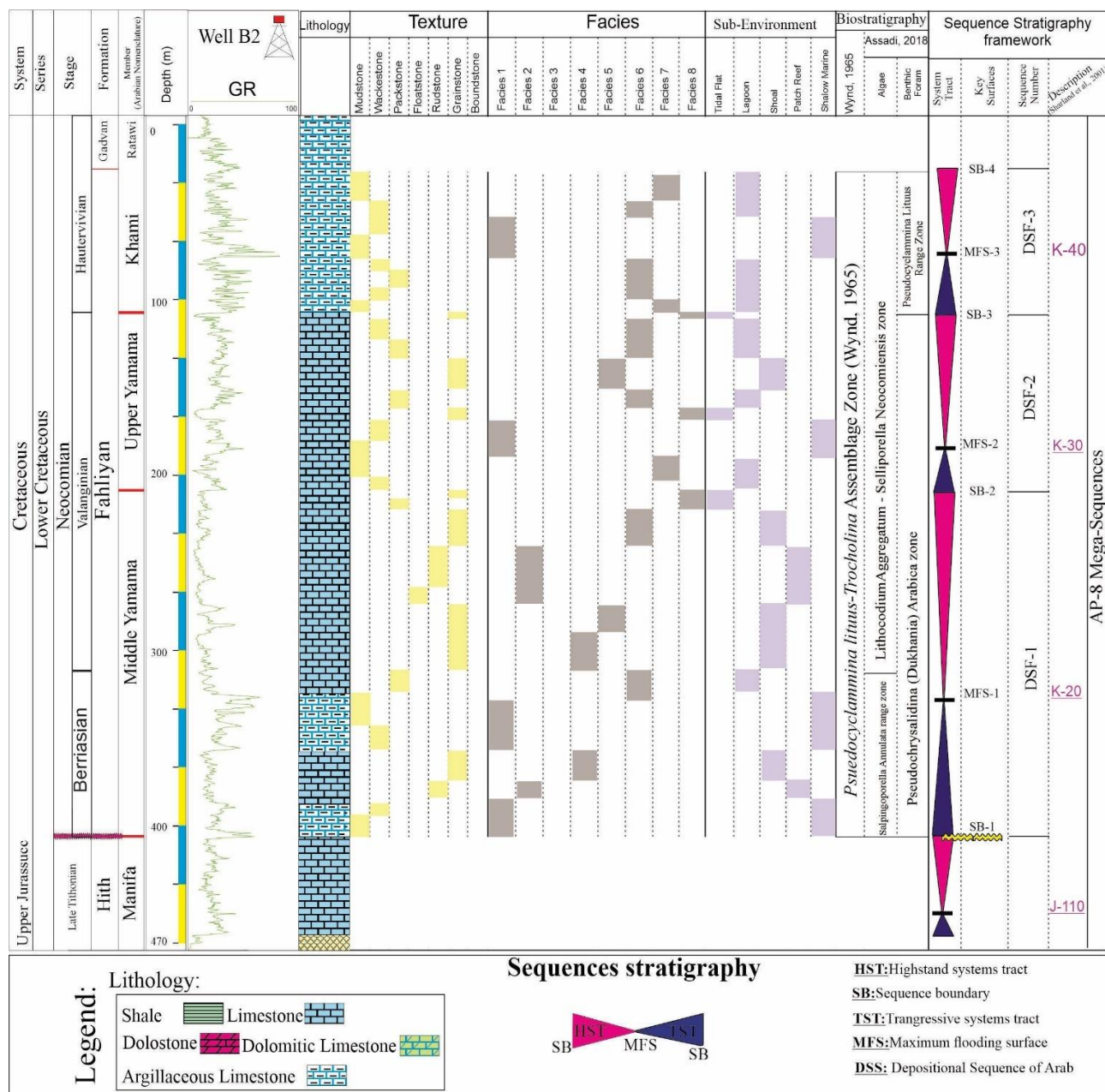
Fig 6- The results of petrographic analysis along with the results of biostratigraphy and differentiated sequences in the Sarvak Formation in the studied field in Abadan Plain. In addition, core and thin section photomicrographs from important key stratal surfaces (sequence boundary and maximum flooding surfaces) have been displayed.

Thin section and core photomicrographs from sequence stratigraphic key surfaces



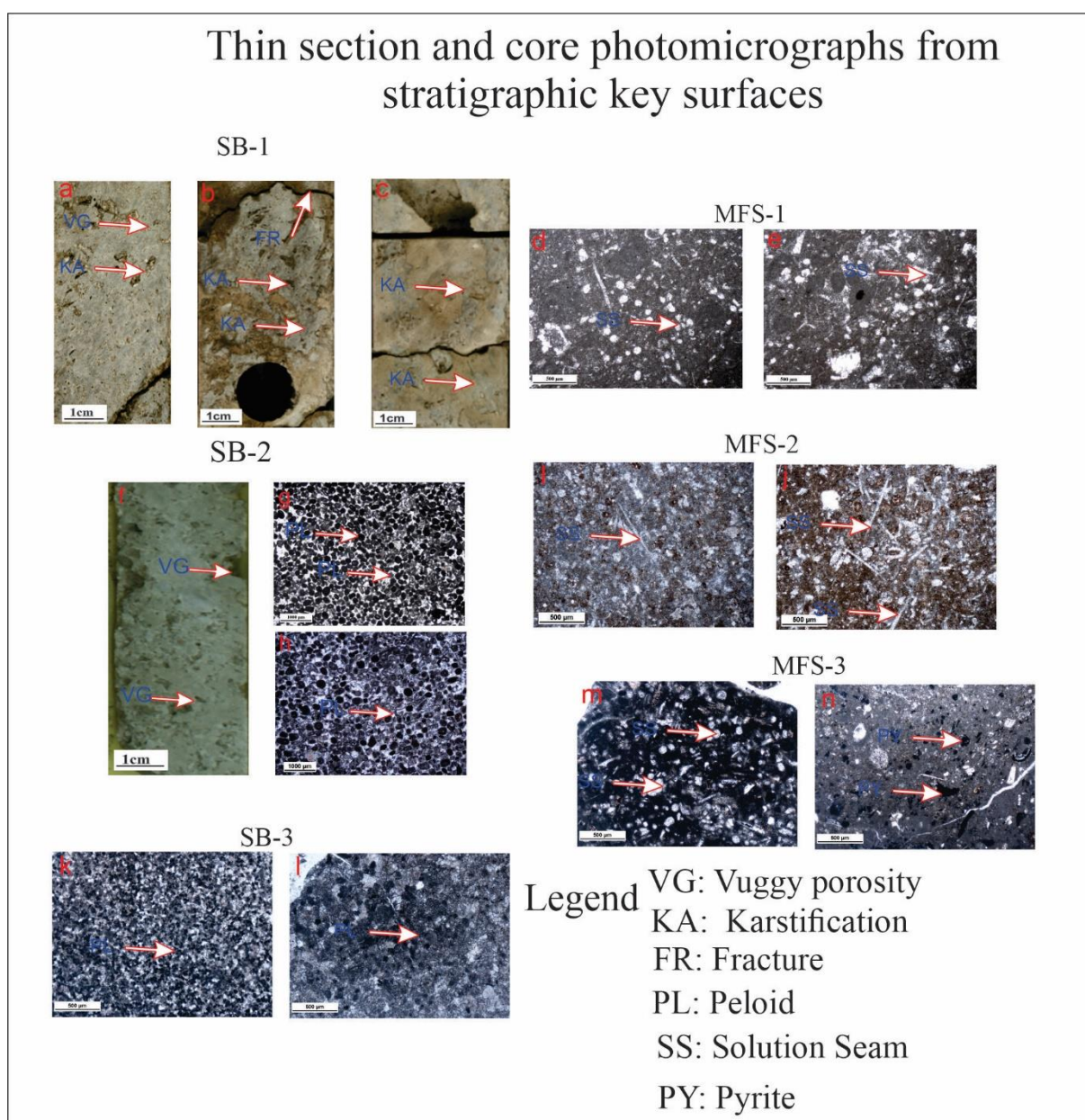
شکل ۷- تصاویر مغزه و مقاطع نازک از سطوح کلیدی سکانشی (مرزهای سکانشی و سطوح حداکثر غرقابی) شناسایی شده در سازند سروک در میدان بررسی شده نشان داده شده است. به صورت کلی مرزهای سکانشی توسط شواهد کارستی شدن و برشی شدن و در مقابل سطوح حداکثر غرقابی با توسعه رخساره‌های دریای باز مشخص می‌شوند. برای توضیحات بیشتر به متن مراجعه شود.

Fig 7- Core and thin section photomicrographs of key sequence stratigraphic surfaces (sequence boundaries (SB) and maximum flooding surfaces (MFS)) identified in the Sarvak Formation of the studied field are shown. Generally, SB surfaces are defined by the evidence of karstification and brecciating and MFS surfaces characterized by development of open marine facies. For more details, please see text.



شکل ۸- نتایج مطالعات پتروگرافی همراه با سکانس‌های تفکیک‌شده در سازند فهلیان در میدان بررسی‌شده در بخش شمال غربی خلیج فارس نشان داده شده است.

Fig 8- The results of petrographic studies along with the biostratigraphy analysis and sequence stratigraphy framework of the Fahliyan Formation in the studied field in Northwestern Persian Gulf.



شکل ۹- تصاویر مغزه و مقاطع نازک از سطوح کلیدی سکانسی (مرزهای سکانسی و سطوح حداکثر غرقابی) شناسایی شده در سازند فهلپیان در میدان بررسی شده نشان داده شده است. به صورت کلی مرزهای سکانسی توسط شواهد کارستی شدن و در مقابل، سطوح حداکثر غرقابی با توسعه رخساره‌های دریای باز مشخص می‌شوند. برای توضیحات بیشتر به متن مراجعه شود.

Fig 9- Core and thin section photomicrographs of key sequence stratigraphic surfaces (sequence boundaries (SB) and maximum flooding surfaces (MFS)) identified in the Fahliyan Formation of the studied field are shown. Generally, SB surfaces are defined by the evidence of karstification and MFS surfaces characterized by development of open marine facies. For more details, please see text.

نمودار گاما و چین‌نگاری سکانسی

است. عموماً در تفسیر سکانس‌ها براساس نمودار گاما، از دو رویکرد شکل نمودار گاما و روند تغییرات آن و نیز نمودارهای محاسباتی استفاده می‌شود که براساس مقادیر

نمودار گاما یکی از مهم‌ترین نمودارهای پتروفیزیکی استفاده شده در تفسیر محیط رسوبی و چین‌نگاری سکانسی

عددی تغییر و تحولات حوضه رسوبی و سطوح سکانسی را مشخص می‌کند (Tavakoli et al. 2014; Krassay 1998; Nio et al. 2017). براساس روند تغییرات نمودار گاما که عموماً به صورت جعبه‌ای^۱، زنگوله‌ای^۲، قیفی^۳، دندان‌ای، متقارن^۴ و کمائی شکل^۵ است، الگوی برانبارش رسوبات و در نتیجه تفسیر سطوح کلیدی سکانسی ارائه می‌شود (Krassay 1998). در ارتباط با نمودارهای محاسباتی معرفی شده برای تفکیک سکانس‌ها، از نمودار انحراف معیار گاما^۶ و نمودار تلفیقی پیش‌بینی آنالیز فیلتر خطای دینامیکی استفاده می‌شود (Nio et al. 2014; Tavakoli 2017). در بخش‌های زیر به صورت خلاصه، روش محاسبه منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL و کاربرد آنها در تفکیک سطوح کلیدی سکانسی معرفی می‌شود.

روش آنالیز تلفیقی فیلتر پیش‌بینی خطای دینامیکی

از نرم‌افزار سیکلولاگ^۷، به صورت گسترده در مطالعات چینه‌شناسی سکانسی، از طریق تجزیه و تحلیل نمودارهای پتروفیزیکی به‌ویژه گاما، استفاده می‌شود (De Jong et al. 2006; Souza 2012). عموماً دو نمودار PEFA و D-INPEFA توسط تحلیل نمودار گاما محاسبه می‌شود. روند محاسبه نمودار D-INPEFA به این صورت است که ابتدا بر نمودار گاما پیش‌بینی آنالیز فیلتر خطا^۸ انجام می‌شود (Rasolui Ghadi et al. 2022)؛ به این منظور در یک بازه عمقی، مقادیر گاما با استفاده از یک ضریب فیلتر^۹، محاسبه می‌شود. در مرحله بعد، از حاصل ضرب مقادیر گاما در ضریب محاسباتی، مقادیر نمودار گامای پیش‌بینی شده محاسبه می‌شود. در نهایت، خطای پیش‌بینی بین مقادیر واقعی و محاسبه شده گاما مشخص و با عنوان PEFA یا پیش‌بینی آنالیز فیلتر خطا نامیده می‌شود. این

مقادیر به صورت یک لاگ پیوسته در هر ۰٫۱۵ سانتی‌متر (فاصله نمونه‌گیری لاگ) ثبت می‌شود. با توجه به اینکه منحنی PEFA، تغییرات نمودار گاما و نیز تغییرات شرایط محیطی و چرخه‌های میلانکوویچ را به خوبی نمایش نمی‌دهد، از روی این نمودار، منحنی دیگری با عنوان نمودار تلفیقی پیش‌بینی آنالیز فیلتر خطای دینامیکی^{۱۰} به صورت تجمعی ساخته می‌شود. به‌واقع نمودار D-INPEFA یا مقادیر INPEFA، مقادیر تجمعی خطاست که نشان‌دهنده میزان خطای بین مقادیر واقعی و تخمین زده شده، به صورت تجمعی است (De Jong et al. 2006).

روند محاسبه نمودارهای PEFA و INPEFA در شکل ۱۰ نشان داده شده است (Nio et al. 2014). با توجه به حالت پویای محاسبه نمودار INPEFA، می‌توان آن را D-INPEFA نامید. هر دو نمودار INPEFA و D-INPEFA یک مفهوم را ارائه می‌کنند و با یکدیگر تفاوتی ندارند. تغییرات مقادیر D-INPEFA از ۰ تا ۱، و به دو صورت مثبت^{۱۱} (PB) و منفی^{۱۲} (NB) دیده می‌شود. نقاط عطف منحنی که روند تغییرات را مشخص می‌کند، در انطباق چینه‌شناسی استفاده می‌شود (Nio et al. 2014). براساس تفسیر چینه‌شناسی، عموماً سطوح PB در بیشتر موارد منطبق بر مرز سکانسی و در مقابل سطوح NB منطبق بر سطوح حداکثر غرقابی است (De Jong et al. 2006). با وجود این، قبل از تفسیر چینه‌نگاری سکانسی براساس سطوح PB-NB مشخص شده، لازم است که با اطلاعات مغزه و سکانس‌های رسوبی حاصل از تفسیر اطلاعات زمین‌شناسی منطبق شود. به عبارت دیگر در موارد معدودی و در برخی از مطالعات موردی، می‌تواند این ارتباط بین نقاط عطف منحنی نمودار INPEFA و سطوح کلیدی چینه‌شناسی مبهم، معکوس و یا اصولاً بدون ارتباط باشد.

¹ Box Shape

² Bell Shape

³ Funnel Shape

⁴ Symmetrical Shape

⁵ Bow Shape

⁶ Gamma Deviation Log (GDL)

⁷ CycloLog

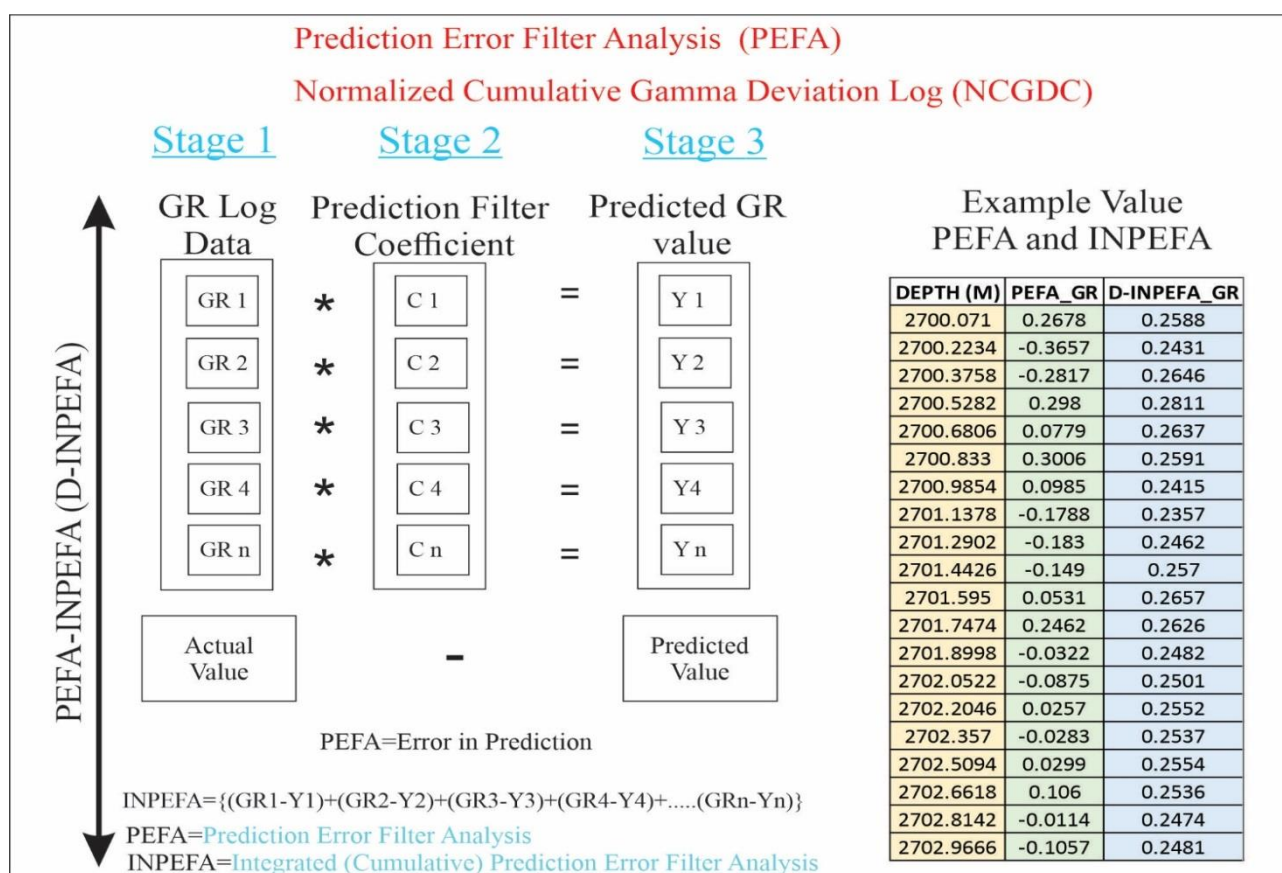
⁸ Prediction Error Filter Analysis (PEFA)

⁹ Filter Coefficients

¹⁰ Dynamic Integrated Prediction Error Filter Analysis (D-INPEFA)

¹¹ Positive Break (PB)

¹² Negative Break (NB)



شکل ۱۰- روند محاسباتی تعیین نمودار PEFA و INPEFA مشخص شده است. نمودار INPEFA مقادیر تجمعی خطای نمودار PEFA است (Nio et al. 2014). مثالی از مقادیر محاسبه شده توسط این روش در بخشی از چاه A-2 نشان داده شده است.

Fig 10- The calculation procedure for determining the PEFA and INPEFA curves has been presented. The INPEFA curve is the cumulative error values of the PEFA curve (Nio et al. 2014). An example of calculated values by this method is shown in a part of well A-2.

روش نمودار نرمال شده تجمعی انحراف گاما

نمودار انحراف از میانگین گاما به صورت ساده و کاربردی، اطلاعات ارزشمندی را در ارتباط با شناسایی سطوح مهم چینه شناسی سکانسی و موقعیت مرزهای زمانی فراهم می آورد (Tavakoli 2017). مقادیر انحراف از میانگین محاسبه شده، بهتر است در قالب نمودار نرمال شده تجمعی انحراف گاما، معرفی و استفاده شود. این نرمال کردن نمودار انحراف گاما، امکان انطباق و مقایسه را در محدوده میدان ساده تر می کند.

روند محاسبه این منحنی از طریق نمودار گاما در شکل ۱۱ نشان داده شده است. ابتدا میانگین نمودار گاما در یک سازند یا توالی چینه شناسی، محاسبه می شود، سپس میزان انحراف از میانگین نمودار گاما مشخص می شود. مقادیر

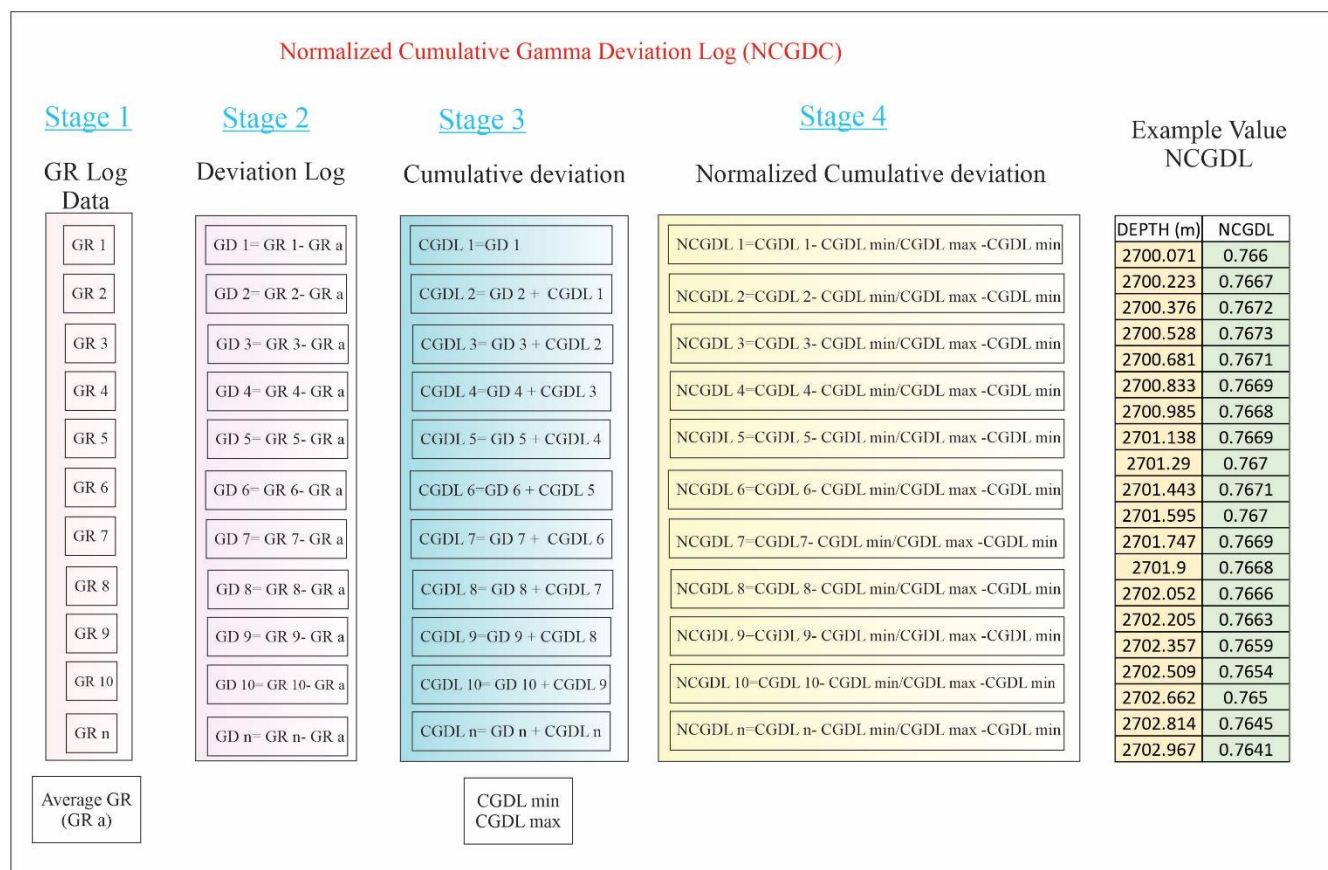
انحراف از میانگین می تواند مقادیر مثبت یا منفی داشته باشد. با توجه به اینکه مقادیر تجمعی انحراف از میانگین، روند تغییرات را بهتر نشان می دهد، از مقدار تجمعی استفاده می شود؛ در نهایت، از مقادیر نرمال شده انحراف از میانگین گاما در انطباق چاه های مختلف استفاده می شود. به عبارت دیگر، حاصل تفسیر نمودار گاما در این روش، یک لاگ پیوسته به صورت نرمال شده در هر ۰٫۱۵ سانتی متر (فاصله نمونه گیری لاگ) است که براساس مقادیر NCGDL از ۰ تا ۱ تغییرات را نشان می دهد. براساس روند منحنی که به دو صورت مثبت^۱ (PS) و منفی^۲ (NS) دیده می شود، از نقاط

¹ Positive Surfaces (PS)

² Negative Surfaces (NS)

عطف آن در انطباق چینه‌شناسی و انطباق سطوح کلیدی سکانشی استفاده می‌شود. براساس تفسیر چینه‌شناسی، عموماً سطوح PS در بیشتر موارد منطبق بر سطح حداکثر غرقابی و در مقابل سطوح NS منطبق بر مرز سکانشی است (Asaadi et al. 2022). با وجود این، قبل از تفسیر چینه‌نگاری سکانشی براساس سطوح PB-NB، لازم است که با اطلاعات مغزه و سکانشی‌های رسوبی حاصل از تفسیر اطلاعات زمین‌شناسی منطبق شود.

عطف آن در انطباق چینه‌شناسی و انطباق سطوح کلیدی سکانشی استفاده می‌شود. براساس تفسیر چینه‌شناسی، عموماً سطوح PS در بیشتر موارد منطبق بر سطح حداکثر غرقابی و در مقابل سطوح NS منطبق بر مرز سکانشی است (Asaadi et al. 2022). با وجود این، قبل از تفسیر چینه‌نگاری سکانشی براساس سطوح PB-NB، لازم است که با اطلاعات مغزه و سکانشی‌های رسوبی حاصل از تفسیر اطلاعات زمین‌شناسی منطبق شود.



شکل ۱۱- روند محاسبه نمودار NCGDL ارائه شده است. نمودار NCGDL به صورت خلاصه براساس انحراف از میانگین محاسبه می‌شود (با برخی تغییرات از Tavakoli 2017). مثالی از مقادیر محاسبه شده توسط این روش در بخشی از چاه A-2 نشان داده شده است.

Fig 11- The methodology process of calculating the NCGDL curve is presented. The NCGDL curve is calculated based on the deviation from the mean of GR well log (with some modifications from Tavakoli 2017). An example of the values calculated by this method is shown in a part of well A-2.

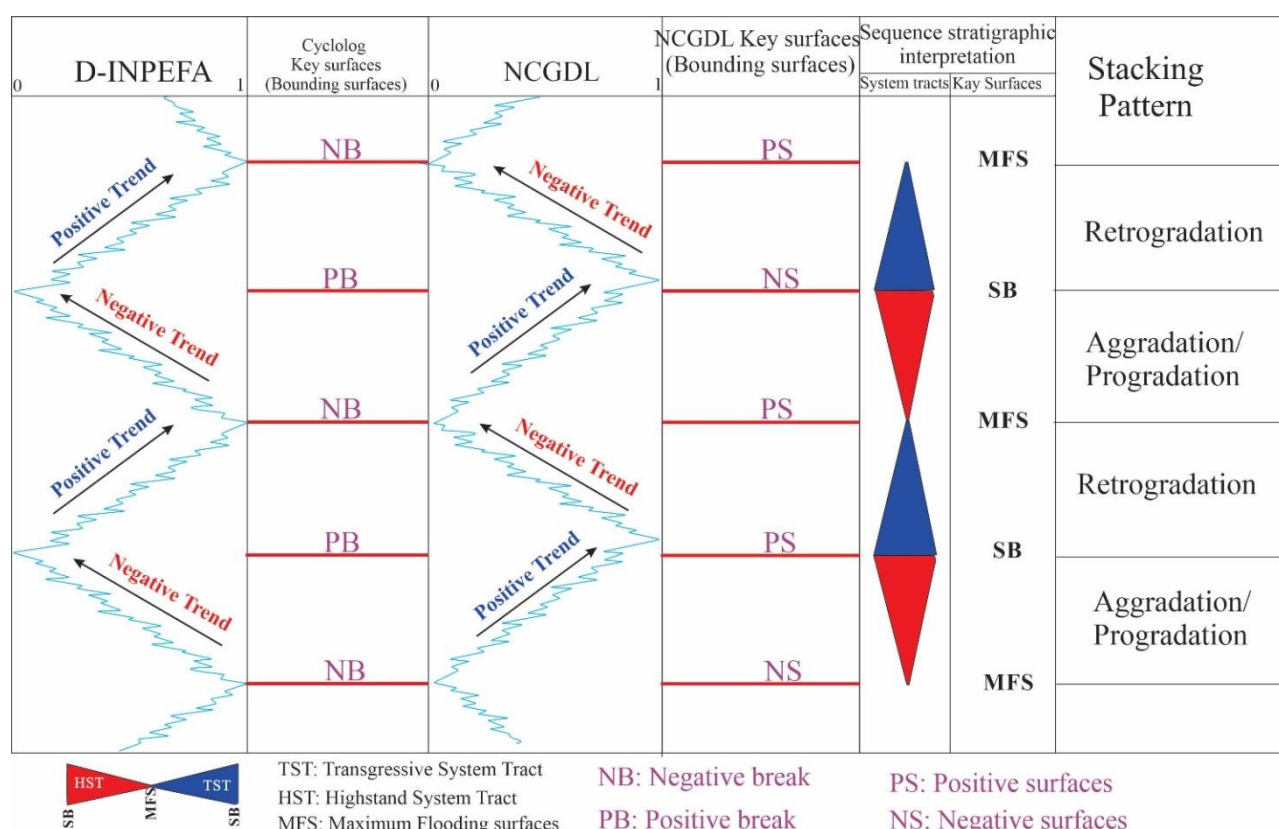
مقایسه روش‌های تعیین سکانشی
مقایسه دو روش استفاده از منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL در شناسایی و تفسیر سکانشی‌ها، نشان می‌دهد هر دو روش می‌تواند در شناسایی و انطباق سکانشی‌ها استفاده شود. در شکل ۱۲ روند کلی تغییرات سطوح کلیدی سکانشی (مرز سکانشی و سطوح حداکثر غرقابی) و نقاط عطف منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL مشخص شده است.

نکته جالب توجه در تفسیر سکانشی‌ها با استفاده از این دو روش، این است که این منحنی‌ها روند کاملاً معکوس هم را نشان می‌دهند. در منحنی‌های D-INPEFA نقاط عطف آن شامل PB و NB عموماً به ترتیب منطبق بر مرزهای سکانشی و سطوح حداکثر غرقابی اند. در مقابل، روند منحنی NCGDL کاملاً روند خلاف منحنی D-INPEFA را نشان می‌دهد. بر این اساس نقاط عطف منحنی NCGDL شامل PS و NS به

روش در محدوده یک تا چند میدان راحت تر است. با وجود این، در صورتی که دسترسی به نرم افزار سیکلولاگ فراهم نباشد، منحنی محاسباتی NCGDL می تواند در شناسایی سطوح کلیدی سکانسی استفاده شود. مقایسه دو روش D-INPEFA و NCGDL در شناسایی سطوح کلیدی سکانسی در دو مخزن مطالعه شده، شامل سازند سروک و فهلپان به ترتیب در ناحیه دشت آبادان و بخش شمال غربی نشان داده شده است (شکل ۱۳ و ۱۴). همان گونه که مشاهده می شود، روش های D-INPEFA و NCGDL به صورت کارآمد می تواند در شناسایی و انطباق سطوح کلیدی سکانسی استفاده شود.

ترتیب منطبق بر برخی از سطوح حداکثر غرقابی و مرزهای سکانسی است.

خلاصه و چکیده ارتباط نقاط عطف منحنی های D-INPEFA و NCGDL و سطوح کلیدی سکانسی در سازندهای سروک و فهلپان، در جدول ۴ ارائه شده است. مرزهای سکانسی منطبق بر نقاط عطف PB و NS و سطوح حداکثر غرقابی منطبق بر NB و PS است. در ارتباط با مزیت این دو روش و مقایسه نقاط عطف آنها، مشاهده می شود که جزئیات بیشتری در منحنی D-INPEFA، در مقایسه با منحنی های NCGDL مشخص می شود. یکی از مزیت های دیگر منحنی D-INPEFA این است که با توجه به روند محاسباتی ساده تر در نرم افزار سیکلولاگ، امکان استفاده از این



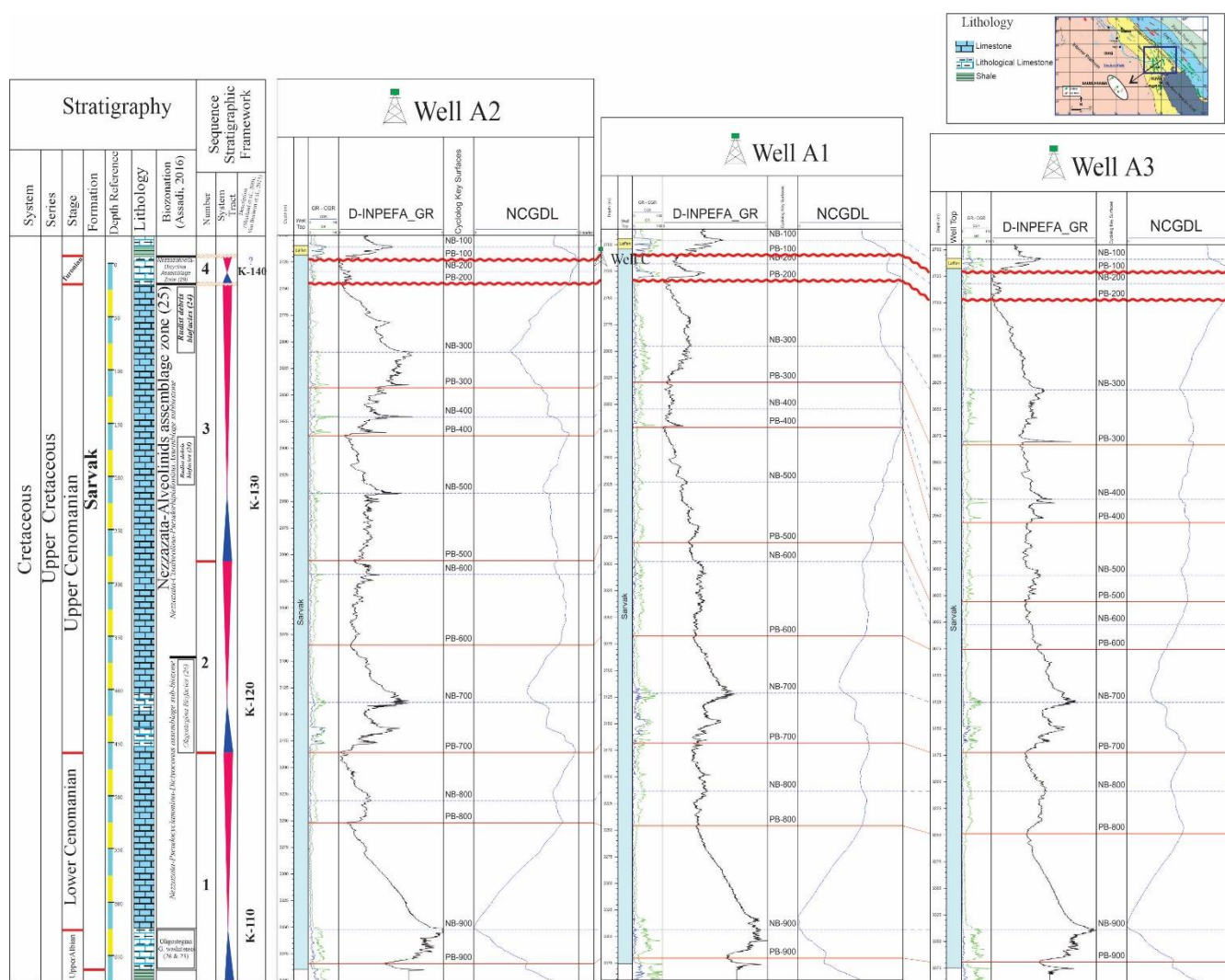
شکل ۱۲- شکل شماتیک از تغییرات نقاط عطف منحنی های D-INPEFA و NCGDL و سطوح کلیدی سکانسی شامل مرزهای سکانسی و سطوح حداکثر غرقابی ارائه شده است. روند ارائه شده در این شکل، روند عمومی ارتباط نقاط عطف منحنی ها را با سطوح کلیدی سکانسی نشان می دهد و در مواردی می تواند این روند تغییرات مشاهده نشود.

Fig 12- The schematic scheme of the changes in the turning points of the D-INPEFA and NCGDL curves and the key sequence stratigraphic surfaces including the sequence boundaries (SB) and the maximum flooding surfaces is presented. The trend presented in this figure shows the common changes of sequence stratigraphic surfaces in relation to the turning points of these curves. In some cases, these changes in turning point of INPEFA and NCGDL curves cannot be related to sequence stratigraphic surfaces.

جدول ۴- ارتباط نقاط عطف منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL و سطوح کلیدی سکansı در سازندهای سروک و فاهلیان در میدان‌های بررسی‌شده مشخص شده است.

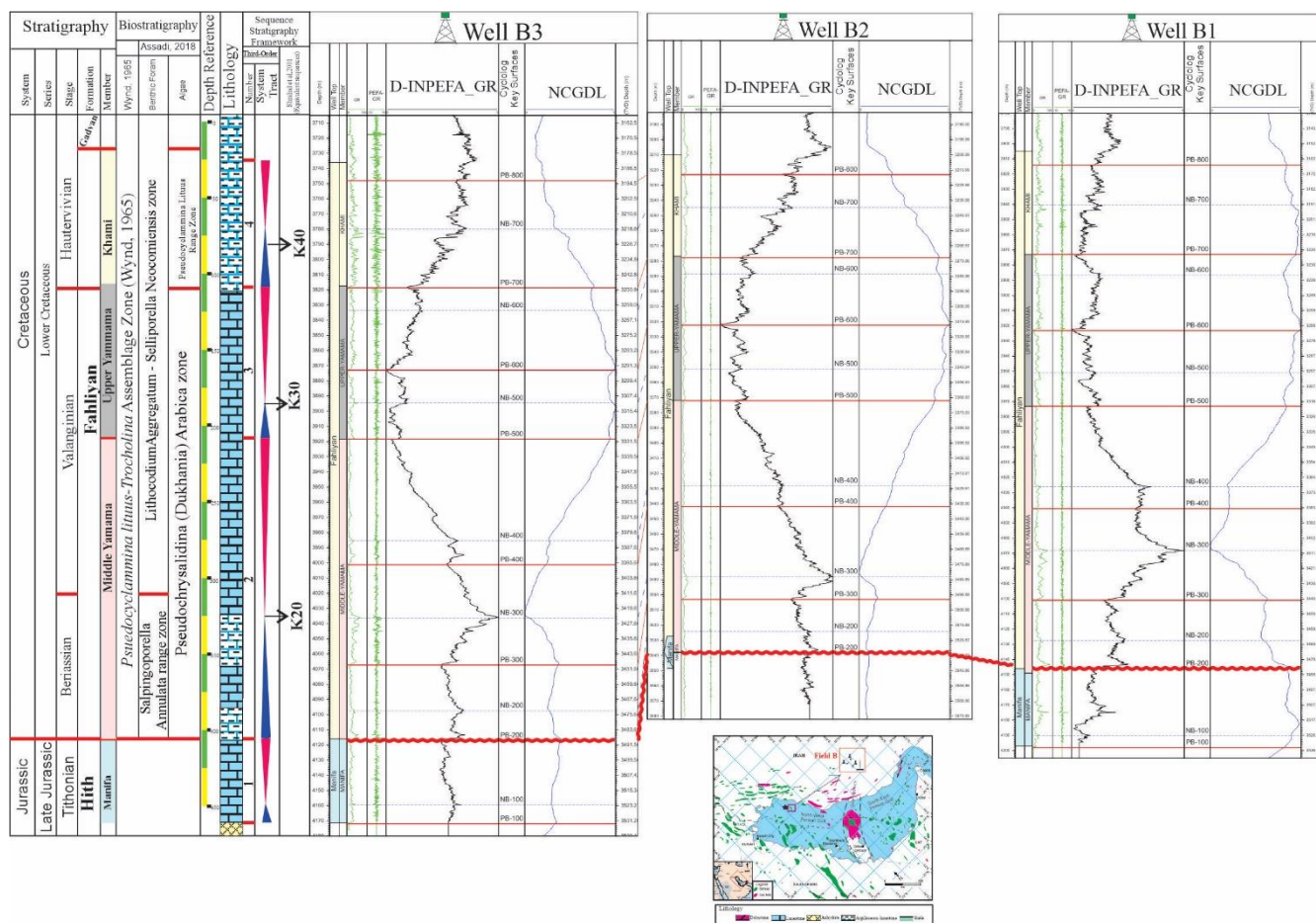
Table 4- The relationship between the turning points of the D-INPEFA and NCGDL curves and the key sequence stratigraphic surfaces in the Sarvak and Fahliyan formations of the studies fields.

System	Series	Stage	Formation	Sequences	Third-order Sequences Key (Sequences)		Cyclog Key Surfaces (D-INPEFA GR curve)		Gamma Deviation Log (NCGDL curve)	
					SB	MFS	PB	NB	PS	NS
Cretaceous	Lower Cretaceous	Hauterivian	Fahliyan	DSF-3	SB-3	MFS-3	PB-700	NB-700	PS-700	NS-700
		Valanginian		DSF-2	SB-2	MFS-2	PB-500	NB-500	PS-400	NS-400
		Berriasian- Valanginian		DSF-1	SB-1	MFS-1	PB-200	NB-300	PS-300	NS-200
Cretaceous	Upper Cretaceous	Early Turonian	Sarak	DSS-4	SB-4	MFS-4	PB-100	NB-100	NS-100	PS-100
		Late Cenomanian		DSS-3	SB-3	MFS-3	PB-200	NB-500	NS-200	PS-500
		Late Cenomanian		DSS-2	SB-2	MFS-2	PB-500	NB-700	NS-500	PS-600
		Early Cenomanian		DSS-1	SB-1	MFS-1	PB-700	NB-900	NS-600	PS-700



شکل ۱۳- انطباق سکانس‌های شناسایی شده سازند سروک در سه چاه کلیدی یکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان با استفاده از روش‌های D- INPEFA و NCGDL نشان داده شده است. این دو روش به صورت کارآمد در کنار هم می‌تواند در شناسایی و تفسیر سکانس‌ها در مخازن ناهمگن استفاده شود.

Fig 13- Correlation of identified sequences in the Sarvak Formation via INPEFA and NCGDL methods is presented in three studied key wells in one oil field in the northwestern part of the Persian Gulf. These two methods can be used efficiently together to identify and interpret sequences in heterogeneous reservoirs.



شکل ۱۴- انطباق سکانس‌های سازند فهلیان در سه چاه کلیدی در یکی از میدان‌های نفتی بخش شمال غربی خلیج فارس با استفاده از روش‌های D-INPEFA و NCGDL نشان داده شده است. این دو روش به صورت کارآمد در کنار هم می‌تواند در شناسایی و تفسیر سکانس‌ها در مخازن ناهمگن استفاده شود.

Fig 14- Correlation of identified sequences in the Fahliyan Formation via INPEFA and NCGDL methods is presented in three studied key wells in one oil field in the northwestern part of the Persian Gulf. These two methods can be used efficiently together to identify and interpret sequences in heterogeneous reservoirs.

نتیجه

کم‌عمق و عمیق‌شدگی آنها در چاه‌های کلیدی مشخص شد.
۲- از دیدگاه چینه‌نگاری سکانشی و براساس نتایج مطالعات رخساره‌ای و رخداد ناپیوستگی‌ها و پیوستگی‌های قابل انطباق، سکانس‌های رسوبی در مقیاس رده سوم شناسایی شد. بر این اساس سازند سروک به چهار سکانس و سازند فهلیان به سه سکانس رده سوم تقسیم شد. این سکانس‌ها با الگوی چینه‌نگاری سکانشی ارائه شده برای صفحه عربی مقایسه شد.
۳- انطباق سطوح سکانشی تفسیر شده از طریق مطالعات

ارزیابی کارایی استفاده از نمودار پتروفیزیکی گاما در تفسیر چینه‌نگاری سکانشی و تعیین سطوح کلیدی سکانشی، در دو میدان هیدروکربنی بزرگ دشت آبادان و خلیج فارس و در مطالعات موردی از مخازن سروک و فهلیان، به نتایج زیر منجر شد:

۱- تلفیق اطلاعات مغزه و پتروگرافی مقاطع نازک، به شناسایی ۸ رخساره عمده در هر کدام از مخازن منجر شد. این رخساره‌ها در قالب مجموعه‌های رخساره‌ای تفسیر و روند

Special Publications, 104(1): 1-9.

- Asaadi A. Imandoust, A. Sarfi M. and Ghane Ezabadi M. (2022). Reservoir quality assessment of the Fahliyan Formation in one oil field, Northwestern Persian Gulf. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 32(1): 15-26.
- Assadi A. Honarmand, J. Moallemi S. A. and Abdollahie-Fard I. 2022. Impacts of depositional facies and diagenesis on reservoir quality: A case study from the rudist bearing Sarvak Formation, Abadan Plain, SW Iran. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 102(4):54-78.
- Assadi A. Honarmand J. Moallemi, S.-A. and Abdollahie-Fard I. 2016. Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran. *Facies*, 62(4): 1-22.
- Assadi A. Honarmand J. Moallemi S.A. and Abdollahie-Fard I. 2018. An integrated approach for identification and characterization of palaeo-exposure surfaces in the upper Sarvak Formation of Abadan Plain, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 145: 32-48.
- Atashbari V. Tingay M. and Amrouch K. 2018. Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon habitat of the Abadan Plain Basin: a geological review of a prolific middle Eastern Hydrocarbon Province. *Geosciences*, 8(12): 496.
- Ayyad H. M. Fathy M. Hewaidy A. G. A. and Abdallah A. 2020. Sequence stratigraphy of the Burdigalian Rudeis Formation in Ras El-Ush oil field, Gulf of Suez: application of gamma-ray analysis and biostratigraphy. *Marine and Petroleum Geology*, 122(3): 104694.
- Baniasad A. Littke R. Froidl F. Grohmann S. and Soleimany B. 2021. Quantitative hydrocarbon generation and charge risk assessment in the NW Persian Gulf: A 3D basin modeling approach. *Marine and Petroleum Geology*, 126: 104900.
- Behdad A. 2019. A step toward the practical stratigraphic automatic correlation of well logs using continuous wavelet transform and dynamic time warping technique. *Journal of Applied Geophysics*, 167: 26-32.
- Berra F. and Angiolini L. 2014. The evolution of the Tethys region throughout the Phanerozoic: A brief tectonic reconstruction. *Petroleum systems of the Tethyan region*, AAPG Memoir 106.
- Bi H. Li J. Tang Z. Li P. Wang L. and Shang X. 2017. High-resolution sequence stratigraphy, sedimentology and reservoir quality evaluation of the Yaojia Formation in the Longxi area of the Western Slope, Songliao Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 88: 511-530.
- Bohler C.H Gustin D 2000. Iran – Dorood Field – PLT Review. Report EP/T/GGC/ORI/R-2000–13.

زمین‌شناسی و نقاط عطف منحنی‌های محاسباتی D-INPEFA و NCGDL از طریق نمودار پتروفیزیکی گاما، نشان داد این روش‌ها نتایج ارزشمندی را در ارتباط با شناسایی و انطباق سکانس‌ها در محدوده میدان فراهم می‌آورد. بر این اساس در مخازن مطالعه‌شده، برخی نقاط عطف منحنی D-INPEFA شامل PB و NB به ترتیب منطبق بر مرزهای سکانسی و سطوح حداکثر غرقابی‌اند. در مقابل روند منحنی NCGDL کاملاً روند خلاف منحنی D-INPEFA را نشان می‌دهد. نقاط عطف منحنی NCGDL شامل PS و NS به ترتیب منطبق بر برخی از سطوح حداکثر غرقابی و مرزهای سکانسی است.

۴- ارتباط نقاط عطف منحنی‌های D-INPEFA و NCGDL با سطوح سکانسی مطلق نیست و در مواردی می‌تواند این ارتباط مبهم، معکوس و یا بدون ارتباط باشد. به عبارت دیگر، برای کاهش عدم قطعیت در تفسیر چینه‌شناسی سکانسی با این منحنی‌ها، ابتدا باید سکانس‌ها از طریق نتایج مغزه‌ها مشخص و پس از ارائه چارچوب چینه‌شناسی سکانسی توسط تلفیق اطلاعات زمین‌شناسی، از این منحنی‌ها برای انطباق استفاده شود.

References

- Abbas A. Zhu H. Zeng Z. and Zhou X. 2018. Sedimentary facies analysis using sequence stratigraphy and seismic sedimentology in the Paleogene Pinghu Formation, Xihu depression, east China sea shelf basin. *Marine and Petroleum Geology*, 93: 287-297.
- Abdollahie Fard I. Sherhati S. McClay K. and Haq B. U. 2019. Tectono-sedimentary evolution of the Iranian Zagros in a global context and its impact on petroleum habitats. *Developments in Structural Geology and Tectonics*, 3: 17-28.
- Abdollahie-Fard I. Braathen A. Mokhtari M. and Alavi S. A. 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience*, 12(4): 347-362.
- Ahr W. 2008. *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Wiley, New York, 296 p.
- Aitken J. F. and Howell J. A. 1996. *High resolution sequence stratigraphy: innovations, applications and future prospects*. Geological Society, London,



- Esrafil-Dizaji B. Hajikazemi E. Dalvand M. Hassanzadeh Nemati M. and Swennen R. 2020. Diagenesis and reservoir characteristics of the Lithocodium–Bacinella facies in a Lower Cretaceous reservoir, eastern Persian Gulf Basin. *Facies*, 66(4): 1-24.
- Falahatkah O. Kordi M. Fatemi V. and Koochi H. H. 2021. Recognition of Milankovitch cycles during the Oligocene–Early Miocene in the Zagros Basin, SW Iran: Implications for paleoclimate and sequence stratigraphy. *Sedimentary Geology*, 421: 105957.
- Flügel E. 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*, third ed. Springer, Berlin, p. 984.
- Guo F. McCabe P. Feng Z. Wu C. Lyu X. Peng W. and Guo J. 2021. Core-based sedimentological and sequence stratigraphic analysis of shale-dominated gas plays: An example of the Early to Middle Permian Roseneath-Epsilon-Murteree strata in the Cooper basin, Australia. *Marine and Petroleum Geology*, 129: 105070.
- Hassan S. Darwish M. Tahoun S. S. and Radwan A. E. 2022. An integrated high-resolution image log, sequence stratigraphy and palynofacies analysis to reconstruct the Albian–Cenomanian basin depositional setting and cyclicity: Insights from the southern Tethys. *Marine and Petroleum Geology*, 137: 105502.
- Hosseini S. Conrad M. A. and Kindler P. 2021. Sequence stratigraphy, depositional setting and evolution of the Fahliyan carbonate platform (Zagros fold-thrust belt, SW Iran) in the Early Cretaceous. *Marine and Petroleum Geology*, 128: 105062.
- Huang G. Chen X. Luo C. and Chen Y. 2020. Geological structure-guided initial model building for prestack AVO/AVA inversion. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 59(2): 1784-1793.
- Jamalian M. and Adabi M. H. 2015. Geochemistry, microfacies and diagenetic evidences for original aragonite mineralogy and open diagenetic system of Lower Cretaceous carbonates Fahliyan Formation (Kuh-e Siah area, Zagros Basin, South Iran). *Carbonates and Evaporites*, 30(1): 77-98.
- Jia H. Ji H. Lu C. Chen L. Yang X. Sun S. and Zhang H. 2018. Sequence stratigraphy and depositional system analysis in Paleogene Nanpu Sag: Sequence model and sediment partition. *Geological Journal*, 53(4): 1557-1572.
- Kadkhodaie A. and Rezaee R. 2017. Intelligent sequence stratigraphy through a wavelet-based decomposition of well log data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 40: 38-50.
- Kassem A. A. Raafat A. Radwan A. E. El Nahas S. Bordenave M. L. and Hegre J. A. 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(1): 291-353.
- Burki M. and Abu-Khadra A. 2019. Sequence stratigraphic approaches for reservoir modeling, Arshad area, Sirt Basin, Libya. *Journal of African Earth Sciences*, 151: 1-8.
- Catuneanu O. 2017. Sequence stratigraphy: Guidelines for a standard methodology. *Stratigraphy & Timescales*, 2: 1-57.
- Catuneanu, O. (2020). Sequence stratigraphy. In *Regional Geology and Tectonics* (pp. 605-686). Elsevier.
- Catuneanu O. and Zecchin M. 2013. High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves II: controls on sequence development. *Mar. Pet. Geol.* 39: 26–38
- Catuneanu O. and Zecchin M. 2020. Parasequences: Allostratigraphic misfits in sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 208, 103289
- Catuneanu O. 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Elsevier, Amsterdam. 375 pp.
- Chehrizi A. Rahimpour-Bonab H. and Rezaee M. R. 2013. Seismic data conditioning and neural network-based attribute selection for enhanced fault detection. *Petroleum Geoscience*, 19(2): 169-183.
- Chehrizi A. Rezaee R. and Rahimpour-Bonab H. 2011. Pore-facies as a tool for incorporation of small-scale dynamic information in integrated reservoir studies. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(2): 202-224.
- Chehri A. Kendall C. Ghadimvand N. K. and Samadi L. 2014. Testing the controls on the seismic sequence stratigraphy of the Eocene–Oligocene boundary in Southern Iran with a Wheeler diagram derived from outcrops, seismic and well logs data. *Journal of African Earth Sciences*, 100: 324-334.
- De Jong M. G. G. Donselaar M. E. Boerboom H. T. W. Van Toorenburg K. A. Weltje G. J. and Van Borren L. 2020. Long-range, high-resolution stratigraphic correlation of Rotliegend fluvial-fan deposits in the central Dutch offshore. *Marine and Petroleum Geology*, 119: 104482.
- De Jong M. Smith D. Nio S. D. and Hardy N. 2006. Subsurface correlation of the Triassic of the UK southern Central Graben: new look at an old problem. *First Break*, 24(6): 103-109.
- Dix G. R. and Parras A. 2014. Integrated diagenetic and sequence stratigraphy of a late Oligocene–Early Miocene, mixed-sediment platform (Austral Basin, southern Patagonia): Resolving base-level and paleoceanographic changes, and paleoaquifer characteristics. *Sedimentary Geology*, 307: 17-33.

- predictability of reservoir heterogeneities in shallow-marine carbonate sequences: A case from Cretaceous of Zagros, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214: 110571.
- Melo A. H. Magalhães A. J. C. Menegazzo M. C. Fragoso D. G. C. Florencio, C. P. and Lima-Filho F. P. 2021. High-resolution sequence stratigraphy applied for the improvement of hydrocarbon production and reserves: A case study in Cretaceous fluvial deposits of the Potiguar Basin, northeast Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 130: 105124.
- Mitchum Jr. R.M. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. In: Payton, C.E. (Ed.), *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, pp. 205–212. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26.
- Moghaddasi A. Vaziri-Moghaddam H. and Seyrafian A. 2020. The Maastrichtian-Danian in the SW Zagros Fold-Thrust Belt (S. Iran): An integration of planktonic foraminiferal biostratigraphy and gamma-Ray spectrometry. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 94(5): 1339-1363.
- Mohseni H. and Javanmard R. Z. 2020. New data on sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in Malekshahi city, (Ilam province) Zagros Basin, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 112: 104035.
- Nio S. Böhm A. Brouwer J. and Jong M.D. 2014. Climate Stratigraphy. Principles and applications in subsurface correlation, *European Association of Geoscientists & Engineers*, 134p.
- Orang K. and Gharabeigly G. 2020. Tectonostratigraphic evolution of the Helleh Paleohigh (NW Persian Gulf): Insights from 2D and 3D restoration methods. *Marine and Petroleum Geology*, 119: 104443.
- Orang K. Motamedi H. Azadikhah A. and Royatvand M. 2018. Structural framework and tectono-stratigraphic evolution of the eastern Persian Gulf, offshore Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 91: 89-107.
- Parvin A. Rahman M. J. and Woobaidullah A. S. M. 2019. Petroleum prospect analysis and new gas horizon detection at Fenchuganj Gas Field in the Surma Basin, Bangladesh: An application of sequence stratigraphic concept. *Marine and Petroleum Geology*, 102: 786-799.
- Rasolui Ghadi P. Sarfi M. Aleali M. and Maleki Z. 2022. The application of GR D-INPEFA Curve in sequence stratigraphy analysis Manifa Member and Fahliyan Formation, Northwest of Persian Gulf, *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 32(3): 119-132.
- Razin P. Taati F. and Van Buchem F. 2010. Sequence stratigraphy of Cenomanian–Turonian carbonate platform margins (Sarvak Formation) in the High Kędzierski M. and Zakaria A. 2022. Paleoenvironment, sequence stratigraphy and source rock potentiality of the Cenomanian–Turonian boundary sediments of Southern Tethys. *Marine and Petroleum Geology*, 139: 105624.
- Khalili A. Vaziri-Moghaddam H. Arian M. and Seyrafian A. 2021. Carbonate platform evolution of the Asmari Formation in the east of Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 181: 104229.
- Khoshnoodkia M. Rahmani O. Adabi M. H. Hosseini-Barzi M. and Mahdi T. A. 2022. Depositional environment, seismic stratigraphy, and Sr-isotope geochronology, Bangestan reservoir, Ahwaz oilfield, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208: 109629.
- Krassay A. 1998. Outcrop and drill core gamma-ray logging integrated with sequence stratigraphy: examples from proterozoic sedimentary successions of Northern Australia. *J. Aust. Geol. Geophys.* 17: 285–299.
- Magalhães A.J.C. Raja Gabaglia G.P. Fragoso D.G.C. Bento Freire E. Lykawka R. Arregui C.D. Silveira M.M.L. Carpio K.M.T. De Gasperi A. Pedrinha S. Artagão V.M. Terra R.B. Bunevich G.J.S. Roemers-Oliveira E. Gomes J.P. Hernández J.I. Hernández R.M. Bruhn C.H.L. 2020. High-resolution sequence stratigraphy applied to reservoir zonation and characterisation, and its impact on production performance-shallow marine, fluvial downstream, and lacustrine carbonate settings. *Earth-Science Reviews*, 210: 103325.
- Mahdi T. A. and Aqrabi A. A. M. 2014. Sequence stratigraphic analysis of the Mid-Cretaceous Mishrif Formation, southern Mesopotamian Basin, Iraq. *Journal of Petroleum Geology*, 37(3): 287–312.
- Mahdi T. A. Aqrabi A. A. Horbury A. D. and Sherwani G. H. 2013. Sedimentological characterization of the Mid-Cretaceous Mishrif reservoir in southern Mesopotamian Basin, Iraq. *GeoArabia*, 18(1): 139-174.
- Makled W. A. Mostafa T. F. El Sawy M. Z. Mousa, D. A. and Ragab M. O. 2020. Petroleum play of the Lower Cretaceous Alam El Bueib Formation in the El Noor-1X well in the north Western Desert (Egypt): A sequence stratigraphic framework. *Marine and Petroleum Geology*, 116: 104287.
- Mayhoub A. A. Moustafa A. R. Yousef M. and Zalati S. M. 2019. Cyclo-sequence stratigraphy of the Miocene syn-rift succession, Al Amir and Geyad fields, southwestern part of the Gulf of Suez rift. *Journal of African Earth Sciences*, 157: 103504.
- Mehrabi H. and Bagherpour B. 2022. Scale, origin, and

- an example from offshore Persian Gulf, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 156: 868-876.
- Vail P. 1991. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology: an overview. Springer, Berlin, pp 617-659
- Van Buchem F. S. P. Simmons M. D. Droste H. J. and Davies R. B. 2011. Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate—depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature. *Petroleum Geoscience*. 17(3): 211-222.
- Van Buchem F.S.P. Gaumet F. Vedrenne V. and Vincent B. 2006. Middle East Cretaceous Sequence Stratigraphy Study, Part1- SW Iran. National Iranian Oil Company (NIOC) internal report (unpublished).
- Van Wagoner J. Mitchum R. Campion K. and Rahmanian V. 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Special Series*. 7:1-55.
- Vincent B. van Buchem F. S. Bulot L. G. Jalali M. Swennen R. Hosseini A. S. and Baghbani D. 2015. Depositional sequences, diagenesis and structural control of the Albian to Turonian carbonate platform systems in coastal Fars (SW Iran). *Marine and Petroleum Geology*, 63: 46-67.
- Yong H. Juan X. Wenxiang H. and Xiaoyang G. 2021. Application of high frequency lake level change in the prediction of tight sandstone thin reservoir by sedimentary simulation. *Marine and Petroleum Geology*, 128: 105049.
- Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate. Geological Society, London, Special Publications. 329(1): 187-218.
- Sharland P.R. Archer R. Casey D.M. Davies R.B. Hall S.H. Heward A.P. Horbury A.D. and Simmon M.D. 2001. Arabian Plate Sequence Stratigraphy. *GeoArabia Special Publication*. 2: 371 p.
- Sharp I. Gillespie P. Morsalnezhad D. Taberner C., Karpuz R. Vergés J. A. Horbury A. Pickard N. Garland J. and Hunt D. 2010. Stratigraphic architecture and fracture-controlled dolomitization of the Cretaceous Khami and Bangestan groups: an outcrop case study, Zagros Mountains, Iran. Geological Society, London, Special Publications. 329(1): 343-396.
- Shoghi J. Bahramizadeh-Sajjadi H. Nickandish A. B., and Abbasi M. 2020. Facies modeling of synchronous successions-A case study from the Mid-Cretaceous of NW Zagros, Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 162: 103696.
- Soua M. 2012. Application of facies associations, integrated prediction error filter analysis, and chemostratigraphy to the organic-rich and siliceous Cenomanian-Turonian sequence, Bargou Area, Tunisia: Integrated sequence stratigraphic analysis. *Journal of Geological Research*. 35(4): 55-71.
- Taghavi A. A. Mørk A. and Emadi M. A. 2006. Sequence Stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehloran Field, southwest Iran. *Petroleum Geoscience*. 12(2): 115-126.
- Tavakoli V. 2017. Application of gamma deviation log (GDL) in sequence stratigraphy of carbonate strata,

علایم اختصاری

Term	Persian Definition
Dynamic Integrated Prediction Error Filter Analysis (D-INPEFA)	نمودار تلفیقی فیلتر پیش‌بینی خطای دینامیکی گاما
Prediction Error Filter Analysis (PEFA)	آنالیز فیلتر خطای پیش‌بینی
Normalized Cumulative Gamma Deviation Log (NCGDL)	نمودار نرمال‌شده تجمعی انحراف گاما
Filter Coefficients	ضرایب فیلتر
Positive Surfaces (PS)	سطح مثبت
Negative Surfaces (NS)	سطح منفی
Positive Break (PB)	شکست مثبت
Negative Break (NB)	شکست منفی
Depositional Sequence of the Sarvak (DSS)	سکانس رسوبی سازند سروک
Depositional Sequence of the Fahliyan (DSF)	سکانس رسوبی سازند فاهلیان
Sequence boundary (SB)	مرز سکانسی
Maximum flooding surface (MFS)	سطح حداکثر غرقابی
Transgressive systems tract (TST)	سیستم تراکت پیش‌رونده
Highstand systems tract (HST)	سیستم تراکت تراز بالا

