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

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
E-ISSN: 2423-8007
Vol. 38, Issue 2, No. 87, Summer 2022, pp 55-82
Received: 28.05.2022 Accepted: 06.11.2022

Research Paper

A Quantitative analysis of reservoir heterogeneities of the Sarvak Formation in an oilfield from the Abadan Plain, SW Iran

Rakhshandeh Ataei
Master Student, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran
rakhshandeh.ataee1377@gmail.com

Hamzeh Mehrabi*
Assistant Professor, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran
mehrabi.hamze@ut.ac.ir

Vahid Tavakoli
Associate Professor, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran
vtavakoli@ut.ac.ir

Abstract
This study focuses on reservoir heterogeneities of the Sarvak Formation in the Abadan Plain. Coefficient of variation (CV) and Dykstra-Parsons (VDP) approaches are used for quantification of reservoir heterogeneities. To define the hydraulic flow units, rock types, and reservoir zonation, flow zone indicator (FZI), Winland R35, and Lorenz (SMLP) methods are adopted. Heterogeneities of porosity and permeability data are quantified in each rock type, HFU and reservoir zone. Then, results of sedimentological studies are integrated with petrophysical data to analyze their scale, origins, and predictability in sequence stratigraphic framework. Depositional and diagenetic heterogeneities are differentiated. Facies variations and changes in textural characteristics and sedimentary structures provided small scale heterogeneities. Meteoric dissolution beneath the Cenomanian–Turonian palaeoexposure surface formed the best reservoir zone of the formation. Cementation and compaction, mostly related to burial diagenesis, reduced the reservoir quality. Results of this study indicate that large scale heterogeneities of the Sarvak Formation are predictable in the framework of third-order sequences. Meteorically dissolved rudist dominated facies provided the best productive zones in the regressive systems tract (RST) of the Cenomanian and Turonian sequences. However, small scale heterogeneities are not easily predictable in third-order depositional sequences and systems tracts.
Keywords: Sarvak Formation, Reservoir heterogeneity, Coefficient of variation, Dykstra-Parsons, Sequence stratigraphy, Abadan Plain

Introduction

Reservoir heterogeneity refers to the changes in petrophysical properties of rocks (i.e., porosity, permeability, water saturation, capillary pressure). They have variable origins and scales (Nurmi et al. 1990; Tiab and Donaldson 2015). Carbonate rocks host considerable amounts of hydrocarbon resources in the Middle East and around the World. Carbonate reservoirs are strongly heterogeneous because of their complex depositional and diagenetic processes (Ahr 2008; Wei et al. 2015; Tavakoli 2020). Major parts of these heterogeneities are predictable in sequence stratigraphic framework (Lucia, 2007; Rahimpour-Bonab et al. 2012; Enayati-Bidgoli and Rahimpour-Bonab 2016; Mehrabi et al. 2019). Quantification of geological reservoir heterogeneities was the subject of some carbonate reservoirs in Iran (Tavoosi Iraj et al. 2021) and other countries (Nurmi et al. 1990; Dutilleul 1993; Fitch et al. 2015). This study presents the results of quantitative analysis of reservoir heterogeneities in the Sarvak Formation in an oilfield from the Abadan Plain. The main targets of this study are;

- A review of depositional setting and diagenetic history of the Sarvak Formation in the Abadan Plain.
- Sequence stratigraphic analysis of the Sarvak Formation.
- Reservoir rock typing and zonation of the Sarvak Formation.

*Corresponding author
Ataei R. Mehrabi H. and Tavakoli V. (2022). A Quantitative analysis of reservoir heterogeneities of the Sarvak Formation in an oilfield from the Abadan Plain, SW Iran, Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 38(2):55-82.

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

- Quantification of reservoir heterogeneities based on the CV and VDP approaches, and
- Delineation of origins, scale of occurrence, and predictability of reservoir heterogeneities in sequence stratigraphic framework.

Material & Methods

Dataset of this study includes 258 m of core samples, 550 thin sections, porosity–permeability measurements (532 plug samples), and petrophysical logs (GR, LLD, LLS, RHOB, and NPHI) of the Sarvak Formation in one well from an oilfield in the Abadan Plain. Facies analysis was adopted using the standard facies nomenclature schemes (Embry and Klovan 1971; Dunham 1962) and facies models (Flügel 2010). Transgressive–Regressive (T-R) method is used for sequence stratigraphic analysis (Embry 2002; Catuneanu et al. 2011). Reservoir rock types and zones are identified based on the following approaches;

- Winland method

This method uses R35 values by using the following equation:

Log R35 = 0.732 + 0.588 Log (K) – 0.864 Log (φ)

- Hydraulic flow units (HFU) definition using the flow zone indicator (FZI)

This method was firstly presented by Amaefule *et al.* (1993) that uses porosity and permeability data to calculate the reservoir quality index (RQI), normalized porosity (PhiZ), and flow zone indicator (FZI):

$RQI = 0.0314\sqrt{(K/\emptyset e)}$

$\emptyset\_z = \emptyset e/(1-\emptyset e)$

$FZI = RQI/\emptyset z$

- Lorenz reservoir zonation

Gunter *et al.* (1997) proposed a method of reservoir zonation that incorporates porosity and permeability data to calculate the storage capacity (PhiH) and flow capacity (KH):

$KH_{cum} = K_1 (h_1-h_0)/Kh_{total} + K_2 (h_2-h_1)/Kh_{total} + \ldots + Kn (h_n-h_{n-1})/Kh_{total}$

$PhiH_{cum} = \Phi_1 (h_1-h_0)/\Phi h_{total} + \Phi_2 (h_2-h_1)/\Phi h_{total} + \ldots + \Phi_n (h_n-h_{n-1})/\Phi h_{total}$

- Quantitative analysis of reservoir heterogeneities

For quantification of reservoir heterogeneities, two methods are uses;

1- Coefficient of variation (CV) method:

CV = Standard Deviation (STDEVA) / Mean

2- Dykstra-Parsons (VDP) method:

$V_{DP} = \frac{K_{50} - K_{16}}{K_{50}}$ $V_{DP} = \frac{K_{84} - K_{50}}{K_{84}}$

Discussion of Results & Conclusions

Facies analysis indicates that the Sarvak Formation has composed of eight microfacies deposited in a ramp type carbonate platform. They include lagoon (MF8), rudistid reef talus (MF7), shoal (MFs 4 to 6), and open marine (middle- to outer ramp) facies (MFs 1 to 3). Diagenetic processes include intense meteoric dissolution and cementation, dolomitization, mechanical and chemical compaction, neomorphism, burial cementation, and fracturing. Two third-order depositional sequences are defined with two major palaeoexposure surfaces as the sequence boundaries. They are attributed to the Cenomanian–Turonian boundary (CT-ES) and middle Turonian (mT-ES) palaeoexposure events (Navidtalab et al. 2016; Mehrabi et al. 2020,2022; Bagherpour et al. 2021).

Nine hydraulic flow units (HFUs), six Winland's classes, and ten Lorenz zones have been differentiated within the Sarvak Formation. Detailed sedimentological and petrophysical properties of HFUs, WRTs, and Lorenz zones are discussed. Statistical analysis of reservoir heterogeneities is adopted by using the CV and VDP approaches for all rock types and zones. Results of these studies and measurements have revealed that reservoir heterogeneities of the Sarvak Formation are originated from the both depositional (facies) characteristics and diagenetic alterations (especially meteoric diagenesis below the palaeoexposure surfaces). The best example for the control of facies on reservoir heterogeneities is the development of rudist-dominated facies with high reservoir potential within the RSTs of third-order depositional sequences (especially Cenomanian sequence). Consequently, a major part of reservoir heterogeneity in the Sarvak Fmormation depends on the distribution of such rudist-dominated intervals. On the other hand, palaeoexposure-related diagenetic processes had major control on reservoir properties of the Sarvak Fmormation, below the CT-ES and mT-ES. In this regard, meteoric dissolution, dolomitization, and fracturing have improved reservoir properties, and, in contrast, compaction and cementation largely decreased the reservoir quality in this formation.

Results of this study have revealed that large-scale reservoir heterogeneities of the Sarvak Formation are traceable in the framework of third-order depositional sequences. In this regard, high-quality (reservoir) units of this formation are concentrated withing the RSTs of third-order depositional sequences. They have composed of dissolved, grain-supported facies of reef-talus and shoal complexes. In contrast, compacted and cemented mud-dominated facies provided non-reservoir units of the Sarvak Formation in the studied well.

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی
سال سی و هشتم، شماره پیاپی ۸۷، شماره دوم، تابستان ۱۴۰۱، ص۵۵-۸۲
تاریخ وصول: ۱۴۰۱/۰۳/۰۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۵

مقاله پژوهشی

تحلیل کمی ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران

رخشنده عطائی، دانشجوی کارشناسی‌ارشد، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران
rakhshandeh.ataee1377@gmail.com
حمزه مهرابی،* استادیار، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران
mehrabi.hamze@ut.ac.ir
وحید توکلی، دانشیار، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران
vtavakoli@ut.ac.ir

چکیده

در این مطالعه ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک، به‌عنوان دومین مخزن مهم نفتی کشور، در یکی از میدان‌های واقع در دشت آبادان بررسی شده است. برای این منظور، از داده‌های پیوستهٔ مغزه، مقاطع نازک میکروسکوپی و اطلاعات تخلخل – تراوایی استفاده شده است. از روش‌های آماری تعیین ضریب تغییر (CV) و ضریب دیکسترا – پارسونز (VDP)، به‌منظور کمی‌سازی ناهمگنی‌های مخزن استفاده شده است. به‌منظور تعیین گونه‌های سنگی مخزن، واحدهای جریانی هیدرولیکی و زون‌بندی مخزنی، به‌ترتیب از روش‌های محاسباتی وینلند، نشانگر زون جریان (FZI) و روش اصلاح‌شدهٔ لورنز بر مبنای چینه‌نگاری (SMLP) استفاده شد. وضعیت توزیع ناهمگنی‌های مخزنی در هریک از گونه‌های سنگی و زون‌های مخزنی، بر مبنای روش‌های آماری ذکرشده و برای دو پارامتر تخلخل و تراوایی به‌صورت جداگانه بررسی شد؛ سپس با تلفیق نتایج حاصل از روش‌های فوق با نتایج مطالعات رسوب‌شناسی (رخساره، دیاژنز و سکانس) در چاه مطالعه‌شده، منشأ، مقیاس و قابلیت ردیابی ناهمگنی‌های مخزنی در سازند سروک بررسی شده است. از دیدگاه منشأ، ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک دو منشأ اولیه (رسوب‌گذاری) و ثانویه (دیاژنزی – شکستگی) دارند. گسترش افق‌های نسبتاً ضخیم (تا ۵۰متر) رودیستی و رخساره‌های دانه غالب پشته‌های زیرآبی (شول) در بخش‌های بالایی سازند سروک، سبب بالارفتن کیفیت مخزنی این سازند شده است. با این حال، تغییرات در خصوصیات بافتی و ساختمان‌های رسوبی و نیز تبدیلات رخساره‌ها به یکدیگر، سبب ایجاد درجات مختلفی از ناهمگنی در بخش‌های مختلف سازند سروک شده است. فرآیندهای دیاژنزی مرتبط به سطوح فرسایشی به‌ویژه در زیر ناپیوستگی مرز سنومانین – تورونین، به بهبود چشمگیر خصوصیات مخزنی ازطریق وقوع انحلال جوی گسترده منجر شده است. از سوی دیگر، فرآیندهای مرتبط به دیاژنز دفنی نظیر سیمانی‌شدن و انواع فشردگی، موجب از دست رفتن کیفیت مخزنی در بخش‌هایی از سازند سروک شده است. از دیدگاه مقیاس، ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در دو مقیاس بزرگ (متر) و کوچک (سانتی‌متر تا میلی‌متر) دسته‌بندی شده است که هر دو عامل اولیه و ثانویه در ایجاد آنها نقش داشته‌اند. بررسی ارتباط بین ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس سازند سروک با جایگاه‌های سکانسی ردهٔ سوم این سازند، نشان داد این ناهمگنی‌ها به‌خوبی در چارچوب سکانس‌های ردهٔ سوم قابلیت شناسایی، ردیابی و مدل‌سازی دارند. واحدهای مخزنی سرشار از رودیست‌ها با عوارض گستردهٔ انحلالی، عمدتاً منطبق بر سیستم تراکت‌های پس‌رونده (RST)، سکانس‌های ردهٔ سوم سنومانین و تورونین‌اند. با این حال، ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس روابط معناداری با سکانس‌های ردهٔ سوم نشان نمی‌دهند و مدل‌سازی آنها نیازمند تعیین سکانس‌های ردهٔ پایین‌تر با سیکل‌های رسوبی است.

واژه‌های کلیدی: سازند سروک، ناهمگنی مخزنی، ضریب تغییر، ضریب دیکسترا – پارسونز، چینه‌نگاری سکانسی، دشت آبادان.

* نویسنده مسؤول

عطایی، ر.؛ مهرابی، ح. و توکلی، و.. (۱۴۰۱). «تحلیل کمی ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران». *پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی*، ۳۸(۲):۵۵-۸۲

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

مقدمه

ناهمگنی مخزن، به تغییرات در هر ویژگی درون مخزنی ازجمله اندازهٔ دانه، شکل، نحوهٔ آرایش و همچنین بافت، انواع تخلخل‌های موجود و ترکیب کانی‌شناسی آن اشاره دارد که می‌تواند ویژگی‌های مخزن (نظیر تخلخل، نفوذپذیری، اشباع مایعات، فشار مویینگی) را در مقیاس‌های مختلف تغییر دهد (Nurmi et al. 1990; Tiab and Donaldson 2015). بخش عمده‌ای از منابع هیدروکربوری در خاورمیانه توسط سنگ‌های کربناته میزبانی می‌شود که به‌دلیل ویژگی‌های پیچیدهٔ رسوبی و دیاژنتیکی آنها، به‌طور درخور توجهی ناهمگن‌اند (Ahr 2008; Wei et al. 2015; Tavakoli 2020). از دیدگاه زمین‌شناسی، ناهمگنی‌هایی که در اثر فرایندهای رسوبی و بخش عمده‌ای از تغییرات دیاژنتیکی ایجاد می‌شوند، می‌توانند به‌طور مستقیم یا غیرمستقیم با تغییرات نسبی سطح دریا مرتبط باشند و بنابراین، در چارچوب چینه‌شناسی سکانسی پیش‌بینی‌شدنی‌اند (Lucia 2007; Rahimpour-Bonab et al. 2012; Enayati-Bidgoli and Rahimpour-Bonab 2016; Mehrabi et al. 2019).

ارزیابی کمی ناهمگنی مخزن، موضوع برخی تحقیقات در مخازن کربناته و آواری در نقاط مختلف جهان بوده است (نظیر Nurmi et al. 1990; Dutilleul 1993; Fitch et al. 2015; Tavoosi Iraj et al. 2021). سازند سروک دومین مخزن نفتی مهم کشور بعد از سازند آسماری است که مطالعات متعددی از جنبه‌های گوناگون زمین‌شناختی و مخزنی بر آن صورت گرفته است (نظیر Rahimpour-Bonab et al. 2012 and 2013; Mehrabi and Rahimpour-Bonab 2014; Mehrabi et al. 2015 and 2020; Bagherpour et al. 2021). با این حال، مطالعه‌ای تاکنون انجام نشده است که به‌صورت یکپارچه و از دیدگاه ناهمگنی، به‌خصوص کمی‌سازی ناهمگنی‌ها، این مخزن مهم کشور را مطالعه کرده باشد. هدف این مطالعه، تکمیل محدودیتی است که در مطالعات قبلی رخ داده است، به‌طوری که با تلفیق اطلاعات مغزه، مطالعات مقاطع نازک، داده‌های کیفیت مخزنی مانند تخلخل، تراوایی و لاگ‌ها و ارزیابی جنبه‌های مختلف زمین‌شناسی و پتروفیزیکی، به اهداف زیر دست پیدا کند:

- مروری بر تاریخچهٔ رسوب‌گذاری و دیاژنزی سازند سروک در یکی از میدان‌های دشت آبادان؛
- تعیین سکانس‌های رسوبی سازند سروک در این منطقه؛
- تفکیک زون‌های مخزنی و غیرمخزنی سازند سروک در مقیاس‌های مختلف، با استفاده از روش‌های بررسی کیفیت مخزنی، مثل روش تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی، روش لورنز و روش وینلند؛
- کمی‌سازی ناهمگنی با استفاده از روش‌های آماری، مثل ضریب تغییر (CV) و ضریب دیکسترا- پارسونز (VDP)؛
- ایجاد ارتباط بین پارامترهای آماری و عوارض زمین‌شناسی، به‌خصوص در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

منطقهٔ مطالعه‌شده در این تحقیق، دشت آبادان واقع در غرب حوضهٔ رسوبی زاگرس است (شکل ۱). سازند مطالعه‌شده، سازند سروک به سن کلی آلبین پسین-تورونین پیشین است که بخش بالایی این سازند به سن نسبی سنومانین – تورونین (Omidvar et al. 2014; Navidtalab et al. 2016) در چاه مطالعه‌شده، مغزه‌گیری و مطالعه شده است. در بازهٔ زمانی سنومانین- تورونین، منطقهٔ مطالعه‌شدهٔ ما (زاگرس) در حاشیهٔ شمال شرقی پلیت عربی در عرض‌های جغرافیایی نزدیک به خط استوا (۵-۰ درجه) واقع شده است؛ بنابراین آب‌وهوای گرم و مرطوب بر این منطقه حاکم بوده است (Keller et al. 2008; Sharland et al. 2001). در طی این زمان، شرایط آب‌وهوایی، نوسانات سطح آب دریا، آغاز بسته‌شدن تتیس جدید، فعالیت گسل‌های پی‌سنگی و حرکات توده‌های نمکی هرمز سبب ایجاد بلندی‌های قدیمی (Paleo-highs) و ناپیوستگی‌های ناحیه‌ای و منطقه‌ای در توالی سازند سروک و هم‌ارزهای چینه‌شناسی آن در ورقهٔ عربی شده است (Sharland et al. 2001). ناپیوستگی فرسایشی مهم مرز بالایی

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

سازند سروک (معروف به ناپیوستگی تورونین میانی) و دیگر ناپیوستگی‌های درون‌سازندی (نظیر ناپیوستگی مرز سنومانین – تورونین)، سبب فرسایش این سازند و تغییر خصوصیات مخزنی آن در اغلب نواحی زاگرس و ورقهٔ عربی شده است (Hajikazemi et al. 2012 and 2017; Navidtalab et al. 2016; Mehrabi et al. 2022). این ناپیوستگی‌ها با عوارض ویژه‌ای نظیر کارستی‌شدن، برشی‌شدن و تشکیل افق‌های خاک قدیمه همراه است (Hajikazemi et al. 2010).

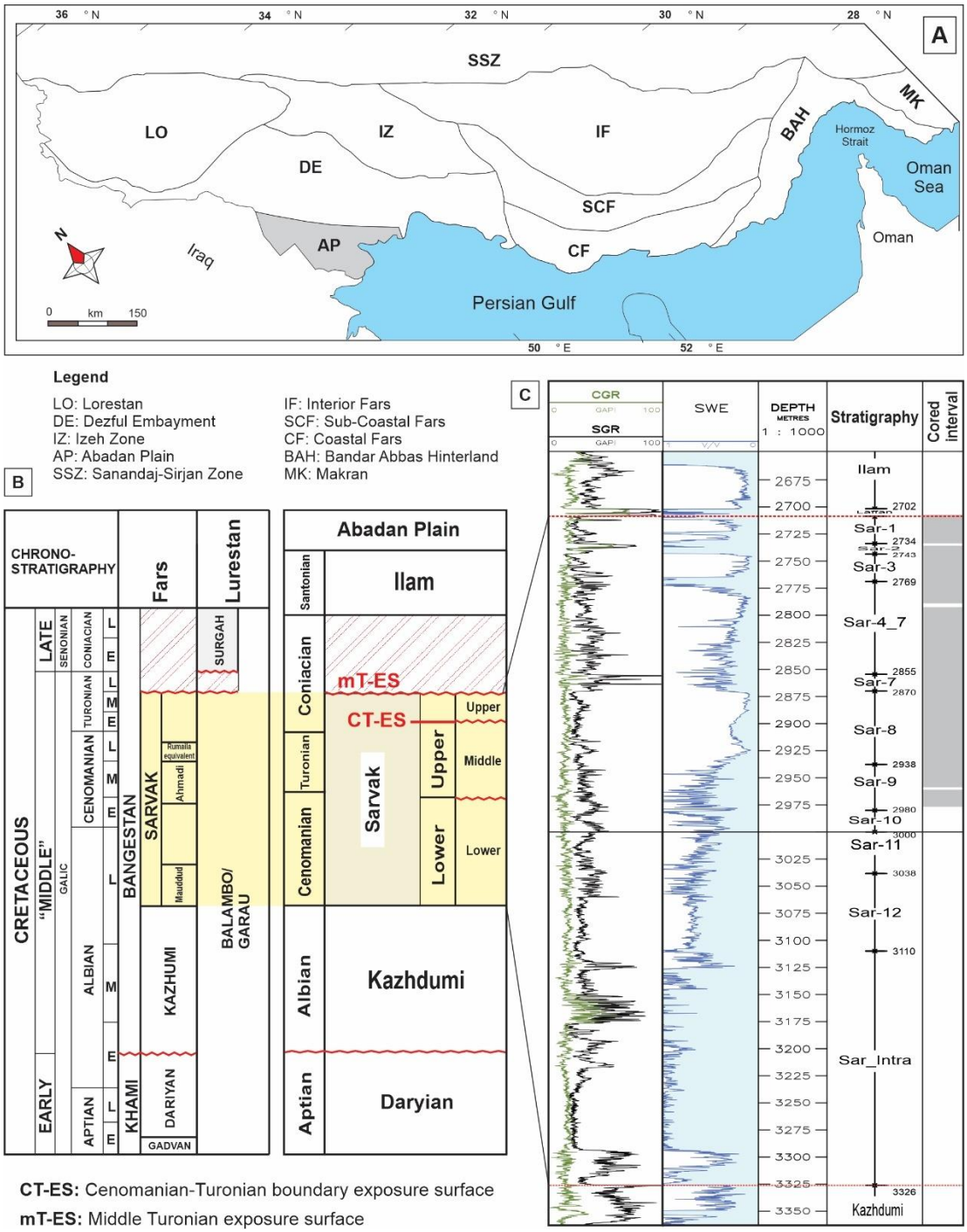
در بازهٔ زمانی سنومانین– تورونین، ازلحاظ فعالیت‌های تکنونیکی نیز وقایع مهمی در حوضهٔ زاگرس اتفاق افتاده است. این بازهٔ زمانی با تغییر رژیم تکنونیکی منطقه، از حالت کششی (passive margin) به حالت فشارشی (active margin) مصادف بوده است (Alavi 2004; Ahmadhadi et al. 2007; Piryaei et al. 2010 and 2011). این تغییر رژیم تکنونیکی باعث شده است فعل و انفعالات بسیار بزرگی در این بازهٔ زمانی رخ دهد که شامل فعالیت گسل‌های پی‌سنگی و فعالیت مجدد گنبدهای نمکی‌اند و همگی بر ریخت‌شناسی پلاتفرم‌های کربناته در این بازهٔ زمانی اثرگذار بوده‌اند (Mehrabi et al. 2015; Bagherpour et al. 2021). از دیدگاه چینه‌شناسی، در منطقهٔ مطالعه‌شده، سازند سروک به‌صورت هم‌شیب بر سازند کژدمی قرار می‌گیرد و مرز بالایی آن با سازند ایلام به‌صورت ناپیوستگی فرسایشی است (شکل ۱).

داده‌ها و روش‌های مطالعه

اطلاعات استفاده‌شده در این مطالعه شامل داده‌های مغزه (۲۵۸متر)، داده‌های تخلخل – تراوایی (مربوط به ۵۳۲ پلاگ مغزه)، لاگ‌های چاه‌پیمایی و مقاطع نازک (۵۵۰عدد) تهیه‌شده از سازند سروک در یک چاه، از یکی از میدان‌های نفتی واقع در دشت آبادان است. لاگ‌های پتروفیزیکی شامل لاگ پرتو گاما (GR)، نوترون (NPHI)، مقاومت (LLD و LLS) و چگالی (RHOB) به‌منظور ارزیابی کیفیت مخزن، تفسیر چینه‌شناسی سکانسی و انجام تطابق استفاده شده‌اند.

مطالعات سنگ‌شناسی بر نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک، به‌منظور تعیین بافت رسوبی و رخساره، تغییرات دیاژنتیکی و بازسازی محیط رسوبی انجام شد. برای تعریف رخساره و نام‌گذاری، به‌ترتیب از مدل‌های استاندارد (Flügel 2010) و طبقه‌بندی بافتی (Embry and Klovan 1971; Dunham 1962) استفاده شد. از روش چینه‌نگاری سکانسی پیش‌رونده–پس‌رونده (T-R) برای تمایز سکانس‌های رسوبی ردهٔ سوم سازند سروک استفاده شد (Embry 2002; Catuneanu et al. 2011). سطوح سکانسی کلیدی (یعنی سطوح حداکثر سیلابی و مرزهای سکانسی)، با استفاده از شواهد مربوط به تغییرات عمودی رخساره‌ها و سنگ‌شناسی، لاگ‌های پتروفیزیکی و برخی شاخص‌های اولیهٔ دیاژنتیکی مرتبط با ناپیوستگی‌های فرسایشی مشخص شده‌اند (Posamentire and Vail 1988; Van Wagoner et al. 1990).

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9



شکل ۱- موقعیت زمین‌شناسی دشت آبادان در جنوب غرب ایران (A)؛ ستون چینه‌شناسی کرتاسه در ایران (B)؛ چینه‌شناسی سازند سروک همراه با بازهٔ مغزه‌گیری‌شده در چاه کلیدی مطالعه‌شده (C). موقعیت چینه‌شناسی سازند سروک و سطوح ناپیوستگی موجود در این سازند بر ستون چینه‌شناسی مشخص شده‌اند (برگرفته با تغییراتی از Mehrabi et al. 2022).

Fig 1- Location map of the Abadan Plain in SW Iran (A), Cretaceous stratigraphic chart of Iran (B), Stratigraphy and cored interval of the Sarvak Fm. in the studied well. Stratigraphic position of the Sarvak Formation and its disconformities are shown (adopted with some modifications from Mehrabi et al. 2022**).**

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

به‌منظور تعیین گونه‌های سنگی مخزن، واحدهای جریانی هیدرولیکی و زون‌بندی مخزن از روش‌های زیر استفاده شده است:

- تعیین گونه‌های سنگی مخزن به روش وینلند

در این روش، داده‌های خام ورودی شامل داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه است که با استفاده از رابطهٔ زیر می‌توانیم مقادیر R35 (شعاع گلوگاه حفرات را در اشباع‌شدگی ۳۵درصد از جیوه) محاسبه (Kolodzie 1980) و با ترسیم‌کردن داده‌ها بر نمودار استاندارد وینلند، گونه‌های سنگی مختلف را براساس خطوط هم‌گلوگاه (iso-pore-throat line) تعیین کنیم (برای مطالعهٔ بیشتر دربارهٔ این روش، مراجعه شود به Mehrabi et al. 2019):

$$\text{Log R35} = 0.732 + 0.588 \text{ Log (K)} - 0.864 \text{ Log } (\varphi)$$

در فرمول فوق، K تراوایی برحسب میلی دارسی و φ معرف تخلخل برحسب درصد است.

- تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی به روش نشانگر زون جریان (FZI)

این روش را اولین‌بار آمافوله و همکارانش (Amaefule et al. 1993) ارائه کردند که در آن از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه به‌عنوان داده‌های ورودی استفاده می‌شود. اساس این روش بر مبنای محاسبهٔ سه پارامتر اندیس کیفیت مخزنی (RQI)، تخلخل نرمال‌شده(PhiZ) و نشانگر زون جریان (FZI) است:

$$\text{RQI} = 0.0314\sqrt{K/\emptyset_e}$$

$$\emptyset_z = \frac{\emptyset_e}{1-\emptyset_e}$$

$$\text{FZI} = \frac{\text{RQI}}{\emptyset_z}$$

در این فرمول‌ها، K تراوایی برحسب میلی دارسی و $\emptyset_e$ تخلخل مؤثر برحسب درصد است؛ سپس با ترسیم نمودار تجمعی یا احتمال نرمال داده‌های FZI، واحدهای جریانی هیدرولیکی بر مبنای نقاط عطف موجود در این نمودار تفکیک می‌شود (برای مطالعهٔ بیشتر دربارهٔ این روش مراجعه شود به Mehrabi et al. 2019).

- زون‌بندی مخزنی بر مبنای روش لورنز (SMLP)

این روش را گانتر و همکارانش (Gunter et al. 1997) ارائه کرده‌اند. داده‌های ورودی در این روش شامل داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه است که با استفاده از روابط زیر، پارامتر ظرفیت جریان (KH) و ظرفیت ذخیره (PhiH) را می‌توان محاسبه کرد:

$$KH_{cum} = K_1 (h_1-h_0)/Kh_{total} + K_2 (h_2-h_1)/Kh_{total} + \dots + K_n (h_n-h_{n-1})/Kh_{total}$$

$$PhiH_{cum} = \Phi_1 (h_1-h_0)/\Phi h_{total} + \Phi_2 (h_2-h_1)/\Phi h_{total} + \dots + \Phi_n (h_n-h_{n-1})/\Phi h_{total}$$

پارامتر h در رابطهٔ فوق، اختلاف عمق (ضخامت) برحسب متر است. K معرف تراوایی برحسب میلی دارسی و Φ معرف تخلخل برحسب درصد است.

سپس نتایج این روش‌ها با یکدیگر مقایسه شده است تا بهترین روش برای تفسیر نهایی، در چارچوب چینه‌شناسی سکانسی تعریف شود.

- تحلیل آماری ناهمگنی‌های مخزن

برای ارزیابی کمی ناهمگنی‌ها از دو روش آماری محاسبهٔ ضریب تغییر (CV) و ضریب دیکسترا- پارسونز (VDP) استفاده شده است. ضریب تغییر (CV) داده‌های تخلخل – تراوایی در واحدها و سکانس‌های رسوبی مختلف از یک سازند، معیار تغییرپذیری نسبت‌به مقدار متوسط (میانگین) است و انواع مختلفی از معادلات برای محاسبهٔ آن وجود دارد. براساس این رویکرد، یک منطقهٔ همگن، ضریب تغییرات صفر دارد و با افزایش مقدار ناهمگنی، این مقدار افزایش می‌یابد (Elkateb et al. 2003). فرمول CV به شرح زیر است:

$$CV = \text{Standard Deviation (STDEVA)} / \text{Mean}$$

ضریب دیکسترا- پارسونز (VDP)، روشی برای محاسبهٔ ناهمگنی در مخازن، با استفاده از داده‌های تخلخل – تراوایی است. در این رویکرد با افزایش ناهمگنی، شیب خط مماس بر نمودار به‌همراه تفاوت بین صدک ۵۰ و ۸۴ افزایش می‌یابد و متعاقباً ارزش VDP نیز افزایش می‌یابد (Johnson 1956) که فرمول آن به شرح زیر است:

$$V_{DP} = \frac{K_{50} - K_{16}}{K_{50}} \qquad V_{DP} = \frac{K_{84} - K_{50}}{K_{84}}$$

نتایج

خصوصیات رسوب‌شناسی

تاکنون مطالعات مختلفی دربارهٔ ویژگی‌های مختلف رسوب‌شناسی سازند سروک (شامل رخساره‌ها و محیط

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

رسوبی دیرینه، تحولات دیاژنزی و چینه‌نگاری سکانسی) انجام شده است (نظیر Mehrabi and Rahimpour-Bonab 2014; Malekzadeh et al. 2020; Bagherpour et al. 2021). در مطالعهٔ حاضر، خلاصه‌ای از ویژگی‌های رخساره‌ای، فرآیندهای دیاژنزی و چینه‌نگاری سکانسی سازند سروک در میدان مطالعه‌شده ارائه شده است که به‌عنوان پایه و اساسی برای تحلیل ناهمگنی‌های مخزن، در ادامهٔ پژوهش از آنها استفاده خواهد شد.

رخساره‌ها و محیط رسوبی

مطالعات رخساره‌ای بر مقاطع نازک میکروسکوپی سازند سروک، به شناسایی ۸ ریزرخسارهٔ رسوبی در این سازند منجر شد که در زیرمحیط‌های مختلف یک رمپ کربناتهٔ هم‌شیب نهشته شده‌اند. خلاصه‌ای از ویژگی‌های رخساره‌ای سازند سروک در جدول ۱ ارائه شده و تصاویر میکروسکوپی ریزرخساره‌ها در شکل ۲ آورده شده است. در بخش رمپ درونی، زیرمحیط‌های لاگون محدودشده (MF8)، ریف‌های رودیستی و واریزه‌های آنها (MF7) و رخساره‌های شول (MF4, MF5, MF6) نهشته شده‌اند. رخساره‌های لاگون دریای باز شامل وکستون‌های حاوی فرامینیفرهای بنتیک و خرده‌های اسکلتی، به‌ویژه قطعات خارپوستان‌اند (MF3). رخساره‌های رمپ میانی و بیرونی شامل وکستون و پکستون‌های حاوی فرامینیفرهای پلانکتون و قطعات خرده‌های اسکلتی ریزند (MF1, MF2).

جدول ۱- خلاصه‌ای از ویژگی‌های ریزرخساره‌های رسوبی شناسایی‌شده در سازند سروک در میدان مطالعه‌شده

Table 1- Summarized facies characteristics of the Sarvak Formation in the studied field.

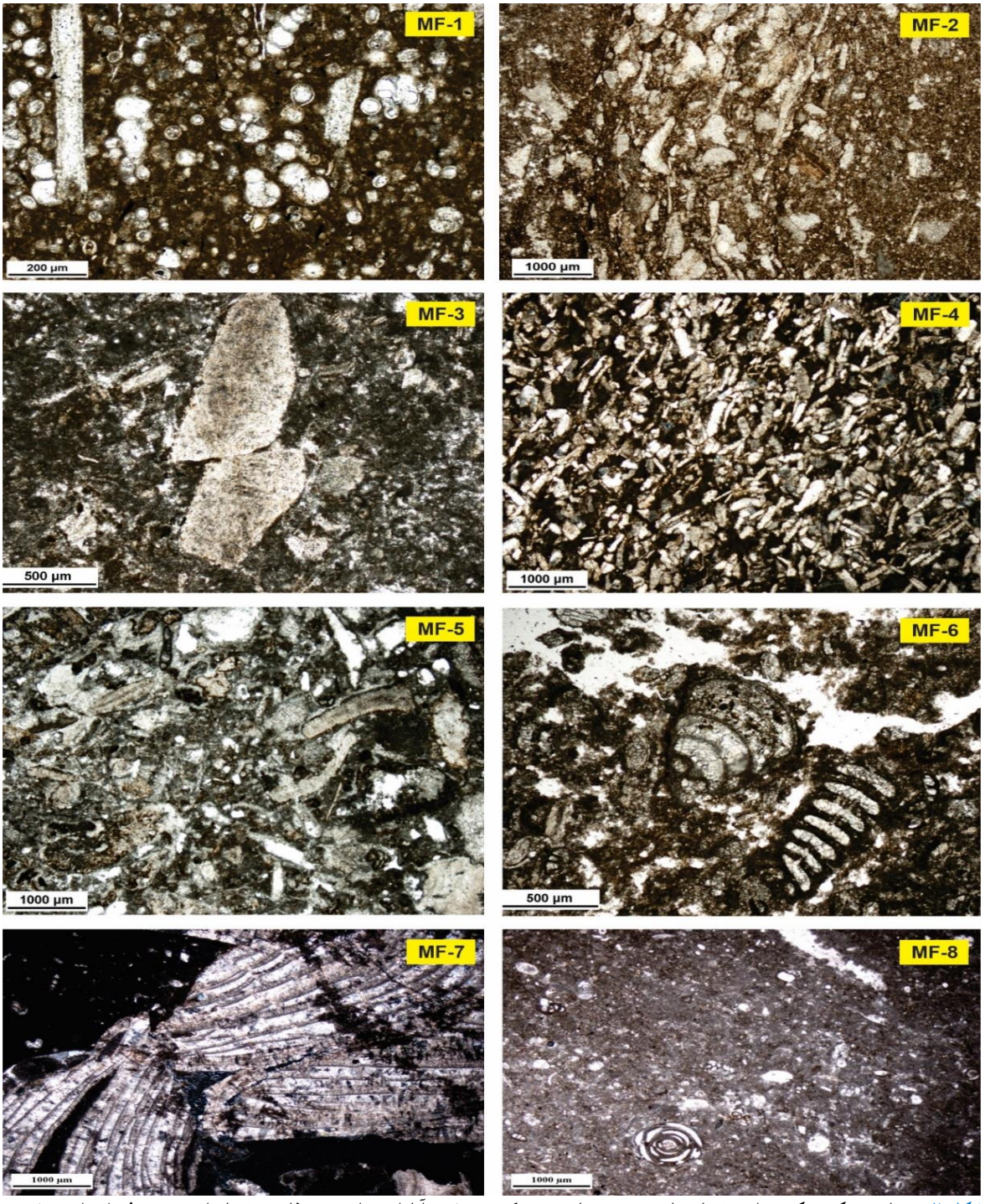
کد رخساره	نام ریزرخساره	اجزای تشکیل‌دهنده		سطح انرژی	کد رخساره استاندارد	زیرمحیط رسوبی
		اسکلتی	غیراسکلتی			
MF1	وکستون حاوی فرامینیفرای پلانکتون و خرده‌های ریز اسکلتی	فرامینیفرای پلانکتون، خارپوست، الیگوستژین	پلوئید	پایین	RMF9	رمپ بیرونی
MF2	وکستون تا پکستون حاوی فرامینیفرا (بنتیک و پلانکتون) و خرده‌های اسکلتی	فرامینیفرای بنتیک و پلانکتون، خارپوست، دوکفه‌ای	–	متغیر	RMF3	رمپ میانی
MF3	وکستون حاوی خارپوست و فرامینیفرای بنتیک	خرده‌های خارپوستان، فرامینیفرای بنتیک	اینتراکلست	متغیر	RMF17	لاگون دریای باز
MF4	گرینستون بایوکلستی	خرده‌های دوکفه‌ای، رودیست، مرجان، خارپوست	اینتراکلست	بالا	RMF26	شول (رو به دریا)
MF5	پکستون تا گرینستون حاوی فرامینیفرای بنتیک و خرده‌های اسکلتی	فرامینیفرای بنتیک، خرده‌های دوکفه‌ای، رودیست، مرجان، جلبک سبز	–	بالا	RMF27	شول (مرکزی)
MF6	وکستون تا پکستون حاوی پلوئید و فرامینیفرای بنتیک	فرامینیفرای بنتیک	پلوئید	متغیر	RMF13	شول (رو به خشکی)
MF7	فلوتستون تا رودستون رودیستی	رودیست، جلبک سبز، مرجان، دوکفه‌ای	اینتراکلست	متغیر	RMF15	واریزه‌های ریف
MF8	مادستون تا وکستون زیست آشفته حاوی پلوئید و فرامینیفرای بنتیک	فرامینیفرای بنتیک	پلوئید	پایین	RMF16	لاگون محدودشده

دیاژنز

مطالعات پتروگرافی مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک میکروسکوپی نشان می‌دهد سازند سروک، فرآیندهای دیاژنزی مختلفی را تحمل کرده است. این فرآیندها شامل دولومیتی‌شدن، انواع فشردگی‌ها (مکانیکی و شیمیایی)، میکرایتی‌شدن، سیلیسی‌شدن، نوشکلی، انحلال، سیمانی‌شدن

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

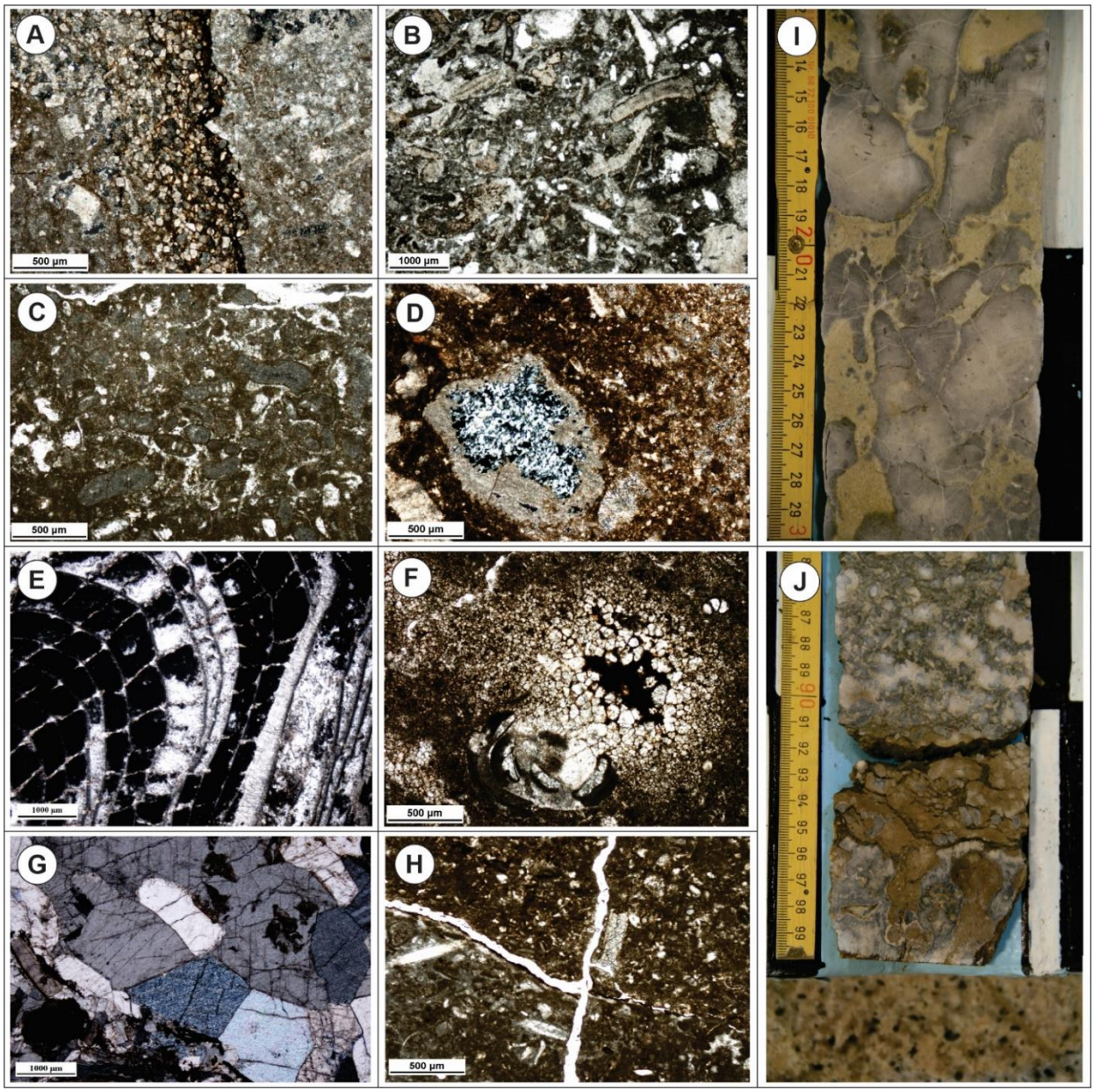
(دروزی، هم‌بعد، بلوکی، دولومیتی، هم‌ضخامت و رشد هم‌محور) و شکستگی‌اند. در شکل ۳ تصاویری از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی رخ‌داده در سازند سروک ارائه شده است. بررسی ارتباط بافتی بین فرایندهای دیاژنزی و تقدم و تأخر وقوع آنها و تفسیر فرایندهای دیاژنزی، نشان می‌دهد سازند سروک در محیط‌های دریایی، جوی، دفنی کم‌عمق و دفنی عمیق دچار دیاژنز شده است.



شکل ۲- تصاویر میکروسکوپی از رخساره‌های رسوبی سازند سروک در دشت آبادان؛ برای توصیفات رخساره‌ای به جدول ۱ مراجعه شود.

Fig 2- Photomicrographs of depositional facies of the Sarvak Fm. in the Abadan Plain (see Table 1 for details).

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9



شکل ۳- تصاویر میکروسکوپی و مغزه‌های حفاری از مهم‌ترین عوارض دیاژنزی سازند سروک در میدان مطالعه‌شده از دشت آبادان

Fig 3- Thin-section images and core photos of important diagenetic features of the Sarvak Formation in the studied fields in Abadan Plain

سکانس‌های رسوبی

تلفیق نتایج حاصل از مطالعات رخساره‌های رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی مرتبط با سطوح سکانسی (مانند عوارض دیاژنزی مرتبط با ناپیوستگی‌ها، شامل انحلال و سیمانی‌شدن‌های جوی) و نگاره‌های چاه‌پیمایی، به شناسایی تعداد ۲ سکانس رسوبی ردهٔ سوم در سازند سروک منجر شد که هر سکانس دارای دو سیستم ترکت پس‌رونده (RST) و پیش‌رونده (TST) است.

نتایج مطالعات زیست چینه‌نگاری نشان داده است که سکانس شمارهٔ ۱ متعلق به سنومانین و سکانس شمارهٔ ۲ متعلق به تورونین است (Omidvar et al. 2014; Bagherpour et al. 2021). سکانس‌های تفکیک‌شده در سازند سروک، همراه با

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

ویژگی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی مربوط، در شکل ۴ نشان داده شده است.

سکانس شمارهٔ ۱ (سنومانین) با ضخامت ۲۴۵متر در چاه مطالعه‌شده شناسایی شده است. در سیستم ترکت پیش‌رونده، این سکانس عمدتاً شامل رخساره‌های متعلق به رمپ بیرونی (MF1) و لاگون دریای باز (MF3) است. عمدهٔ فرآیندهای دیاژنزی مشاهده‌شده در این سیستم تراکت، دولومیتی‌شدن‌های مرتبط با استیلولیت، فشردگی مکانیکی، شیمیایی و تاحدودی سیمان‌های دفنی است. بیشتر عمیق‌شدگی (MFS) با گسترش عمیق‌ترین رخساره‌ها مشخص شده است.

سیستم ترکت پس‌روندهٔ این سکانس عمدتاً شامل رخساره‌های متعلق به واریزه‌های ریفی (MF7) و لاگون محدودشده (MF8) است. عمدهٔ فرایندهای دیاژنزی مشاهده‌شده شامل عوارض دیاژنزی جوی، مانند انحلال‌های گسترده، سیمانی‌شدن‌های تحت جوی، سیلیسی‌شدن و تاحدودی فشردگی است.

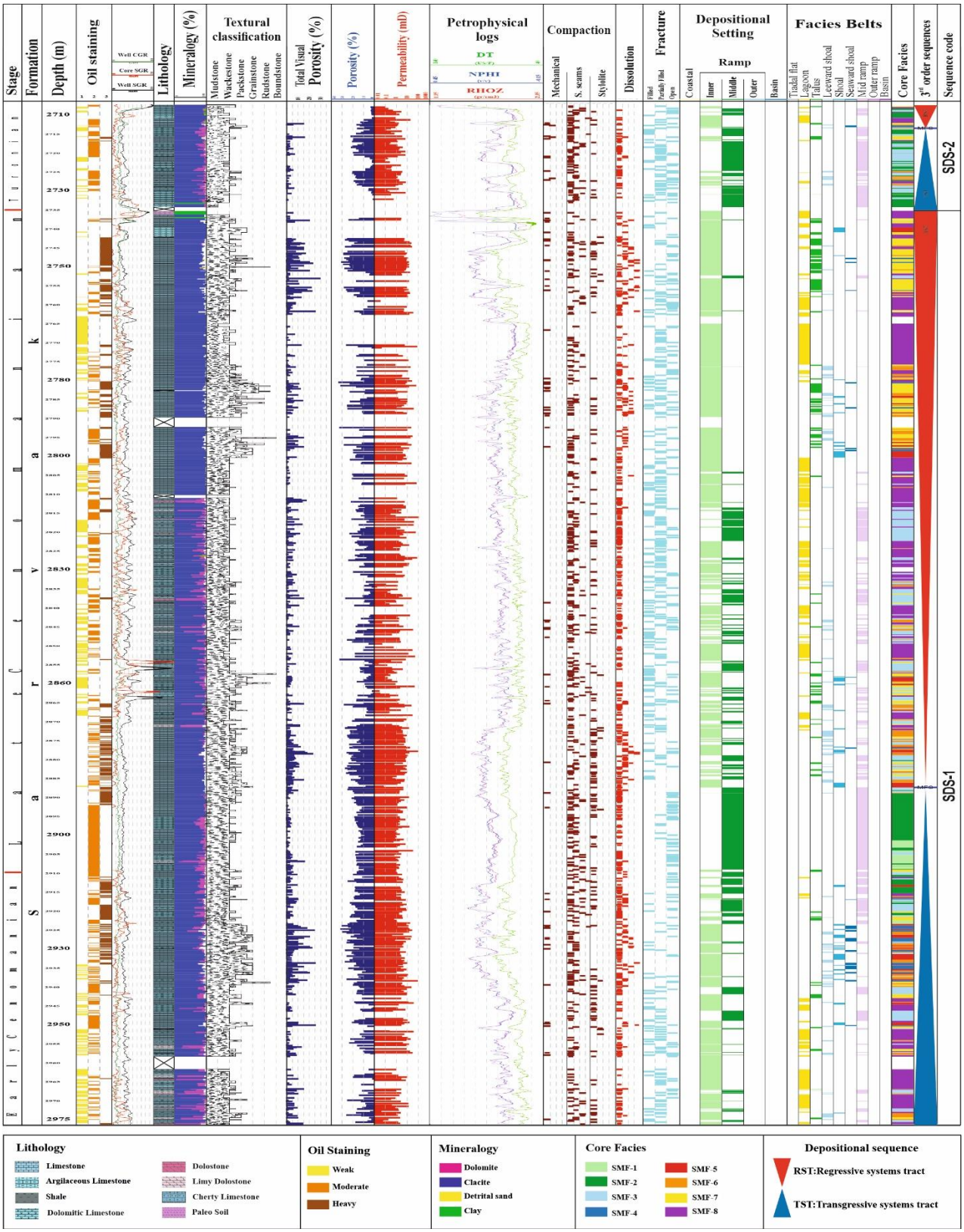
مرز سکانسی بالای این سکانس منطبق بر یک ناپیوستگی فرسایشی بسیار مهم بوده است که به ناپیوستگی مرز سنومانین – تورونین معروف است. تاکنون مطالعات مختلفی از جنبه‌های ژئوشیمیایی، رسوب‌شناسی و دیرینه‌شناسی بر این ناپیوستگی در نقاط مختلف زاگرس انجام گرفته است (Navidtalab et al. 2016; Mehrabi et al. 2020 and 2022; Bagherpour et al. 2021). در زیر این مرز سکانسی، حضور عوارض دیاژنزی ناشی از رخنمون‌یافتگی، مانند انحلال‌های جوی گسترده، سیمان‌های جوی، آغشتگی به اکسیدهای آهن و سیلیسی‌شدن، نشان می‌دهد این مرز، یک مرز سکانسی نوع یک (فرسایشی) است.

سکانس شمارهٔ ۲ (تورونین) با ضخامت ۳۰متر در چاه مطالعه‌شده شناسایی شده است. این سکانس در سیستم تراکت پیش‌رونده عمدتاً شامل رخساره‌های متعلق به رمپ میانی (MF2) و لاگون دریای باز (MF3) است. عمدهٔ فرایندهای دیاژنزی مشاهده‌شده در این سیستم تراکت، دولومیتی‌شدن‌های مرتبط با استیلولیت، فشردگی مکانیکی، شیمیایی و تاحدودی سیمان‌های دفنی است. بیشتر عمیق‌شدگی (MFS) با گسترش رخساره‌های شول رو به دریای باز (MF4) مشخص است.

سیستم ترکت پس‌روندهٔ این سکانس عمدتاً شامل رخساره‌های متعلق به دریای کم‌عمق و لاگون محدودشده (MF8) است. عمدهٔ فرآیندهای دیاژنزی مشاهده‌شده در این سیستم ترکت، عوارض دیاژنزی جوی مانند انحلال‌های گسترده، سیمانی‌شدن‌های تحت جوی، سیلیسی‌شدن و تاحدودی فشردگی است.

مرز سکانسی راس این سکانس، با یک ناپیوستگی فرسایشی بسیار مهم مشخص و به ناپیوستگی تورونین میانی معروف است. مطالعات مختلفی از جنبه‌های گوناگون بر این ناپیوستگی انجام گرفته است (نظیر Rahimpour-Bonab et al. 2013; Omidvar et al. 2014; Mehrabi et al. 2015 and 2022). در مرز سکانسی تورونین میانی، عوارض دیاژنزی ناشی از رخنمون‌یافتگی مانند انحلال‌های جوی گسترده، سیمان‌های جوی، افق خاک نازک، آغشتگی به اکسیدهای آهن و سیلیسی‌شدن به چشم می‌خورد که نشان می‌دهند این مرز، یک مرز سکانسی نوع یک (فرسایشی) است.

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9



شکل ۴- ستون رسوب‌شناسی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده، از یکی از میدان‌های واقع در دشت آبادان

Fig 4- Sedimentological log of the Sarvak Formation in the studied well, Abadan Plain

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

خصوصیات پتروفیزیکی

واحدهای جریانی هیدرولیکی

براساس روابط معرفی‌شده در بخش داده‌ها و روش‌های مطالعه، با کمک‌گرفتن از نمودار احتمال نرمال (تجمعی) مقادیر FZI، تعداد ۹ واحد جریان هیدرولیکی در سازند سروک شناسایی شد. نمودار احتمال تجمعی و نمودارهای متقاطع تخلخل در برابر تراوایی وRQI (اندیس کیفیت مخزنی) در برابر PhiZ (تخلخل نرمال‌شده)، به تفکیک واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی‌شده در شکل ۵ ترسیم‌شده‌اند. مقادیر آماری حداقل، حداکثر و میانگین تخلخل - تراوایی در واحدهای جریانی هیدرولیکی در جدول ۲ ارائه شده است. براساس اطلاعات ارائه‌شده در شکل ۵ و جدول ۲، کیفیت مخزنی از HFU1 به HFU9 افزایش پیدا می‌کند، به‌نحوی که HFU1 کمترین مقادیر میانگین تخلخل (۱۱/۵۲٪) و تراوایی (۰/۱۹٪) و HFU9 بیشترین مقادیر میانگین تخلخل (۶/۸۷٪) و تراوایی (۱۶۴/۲۶٪) را نشان می‌دهند.

جدول ۲- پارامترهای آماری حداقل، حداکثر و میانگین تخلخل-تراوایی در واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین‌شده در سازند سروک در میدان مطالعه‌شده

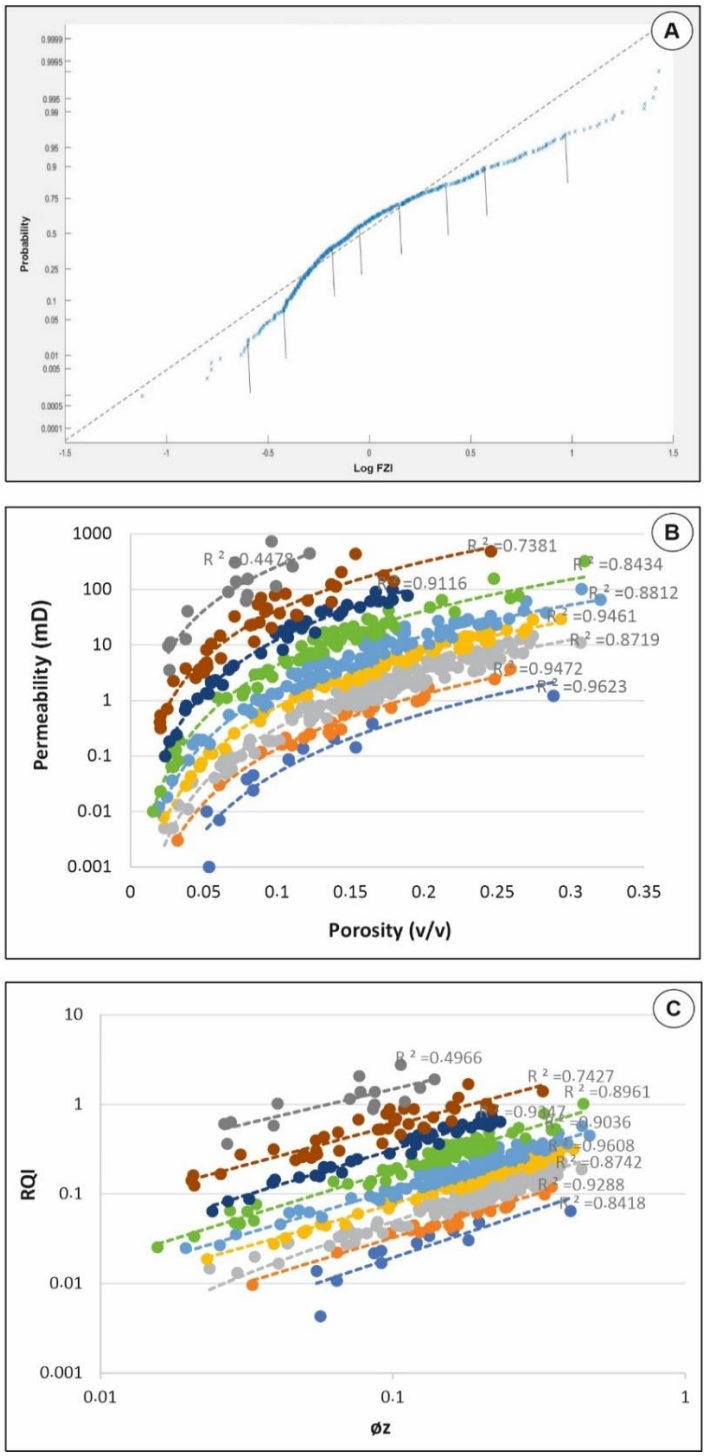
Table 2- Statistical parameters of minimum, maximum, and average of porosity–permeability in the hydraulic flow units of the Sarvak Formation in the studied field

واحدهای جریان هیدرولیکی	حداقل تخلخل (٪)	حداکثر تخلخل (٪)	میانگین تخلخل (٪)	حداقل تراوایی (mD)	حداکثر تراوایی (mD)	میانگین تراوایی (mD)
HFU1	۵,۱۹۷	۲۸,۸۱۹	۱۱,۵۲	۰,۰۰۱	۱,۲۰۷	۰,۱۹
HFU2	۳,۲۰۲	۲۵,۸۸۷	۱۴,۸۶	۰,۰۰۳	۳,۷۲۸	۰,۷۱
HFU3	۲,۳۰۹	۳۰,۶۴۸	۱۶,۸۲	۰,۰۰۵	۱۴,۴۴۹	۲,۷۸
HFU4	۲,۲۶۳	۲۹,۳۲۷	۱۶,۴۲	۰,۰۰۸	۲۹,۱۶۴	۶,۳۲
HFU5	۱,۹۱۸	۳۲,۰۱۳	۱۵,۳۴	۰,۰۱۲	۱۰۱,۲۸	۱۱,۲۲
HFU6	۱,۵۴۴	۳۰,۹۴۸	۱۳,۰۳	۰,۰۱	۳۲۱,۹	۲۲,۸۸
HFU7	۲,۳۶	۱۸,۸۷۳	۱۰,۴۰	۰,۰۹۸	۹۹,۵۴۱	۲۵,۹۶
HFU8	۲,۰۰۸	۲۴,۵۶۵	۸,۷۵	۰,۳۱۷	۴۸۵,۵	۶۲,۰۹
HFU9	۲,۵۸۳	۱۲,۱۹۲	۶,۸۷	۳,۵۰۵	۷۳۵,۴۷	۱۶۴,۲۶

انواع منفذی

در مطالعهٔ حاضر، سیستم حفرات سنگ مخزن با دو روش مختلف بررسی شده است. روش اول، تفکیک انواع حفرات بر مبنای مطالعات پتروگرافی (مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک میکروسکوپی) و روش دوم استفاده از روش محاسباتی وینلند است.

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9



شکل ۵- نمودار تجمعی احتمال نرمال مقادیر لگاریتم **FZI** (**A**)؛ نمودار تخلخل در برابر تراوایی به تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی (**B**) و نمودار تخلخل نرمال‌شده در برابر اندیس کیفیت مخزنی به تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی (**C**) تعیین‌شده در سازند سروک، در چاه مطالعه‌شده از دشت آبادان

Fig 5- Probability plot of Log FZI values (A), Porosity-permeability plot (B) and Normalized porosity vs. RQI for defined HFUs (C) in the Sarvak Formation of the Abadan Plain

در روش وینلند، مقادیر R35 (شعاع گلوگاه حفرات در اشباع‌شدگی ۳۵درصد از جیوه) بر مبنای داده‌های تخلخل – تراوایی محاسبه شده و سپس، داده‌ها بر نمودار استاندارد وینلند ترسیم شده و بر مبنای خطوط هم‌گلوگاه، تعداد ۷ عدد گونهٔ سنگی بر مبنای سیستم حفرات شناسایی شده‌اند (شکل ۶a). مقادیر میانگین، حداقل و حداکثر مقادیر تخلخل و تراوایی در گونه‌های سنگی وینلند (WRT) در جدول ۳ ذکر شده است که نشان می‌دهد WRT1، بدترین کیفیت مخزنی (میانگین تخلخل ۶/۴۲٪ و میانگین تراوایی ۰/۰۴ mD) و WRT7، بهترین کیفیت مخزنی (میانگین تخلخل ۱۰/۴۰٪ و میانگین تراوایی ۲۵۳/۹ mD) را دارد.

جدول ۳- پارامترهای آماری حداقل، حداکثر و میانگین تخلخل و تراوایی در گونه‌های سنگی وینلند

Table 3- Statistical parameters of minimum, maximum, and average porosity–permeability data in Winland rock types

زون‌های وینلند	حداقل تخلخل (٪)	حداکثر تخلخل (٪)	میانگین تخلخل (٪)	حداقل تراوایی (mD)	حداکثر تراوایی (mD)	میانگین تراوایی (mD)
WRT1	۲/۲۶	۱۵/۳۵	۶/۴۲	۰/۰۰۱	۰/۱۴	۰/۰۴
WRT2	۱/۵۴	۲۸/۸۱	۱۰/۶۵	۰/۰۱	۱/۲۱	۰/۳۸
WRT3	۲/۳۶	۲۵/۸۸	۱۵/۲۴	۰/۱	۵/۶۳	۲/۰۰
WRT4	۲/۰۰	۳۰/۶۴	۱۷/۲۲	۰/۳۲	۱۹/۱۹	۶/۹۵
WRT5	۲/۰۳	۳۲/۰۱	۱۵/۷۲	۰/۵۳	۱۰۱/۲۸	۲۲/۵۳
WRT6	۲/۵۸	۳۰/۹۵	۱۲/۵۵	۹/۵۶	۳۲۱/۹	۶۹/۷۳
WRT7	۳/۸۸	۲۴/۵۶	۱۰/۴۰	۴۰/۵۹	۷۳۵/۴۷	۲۵۳/۹

زون‌های مخزنی

استفاده از مفهوم روش پلات چینه‌ای تغییریافتهٔ لورنز (SMLP)، یکی از روش‌های رایج برای زون‌بندی مخزنی است که اولین‌بار گانتر و همکارانش (Gunter et al. 1997) آن را ارائه کردند و بعدها بر مخازن مختلف ایران از آن استفاده شد (نظیر Rahimpour-Bonab et al. 2012; Enayati-Bidgoli et al. 2014; Mehrabi et al. 2015, 2019).

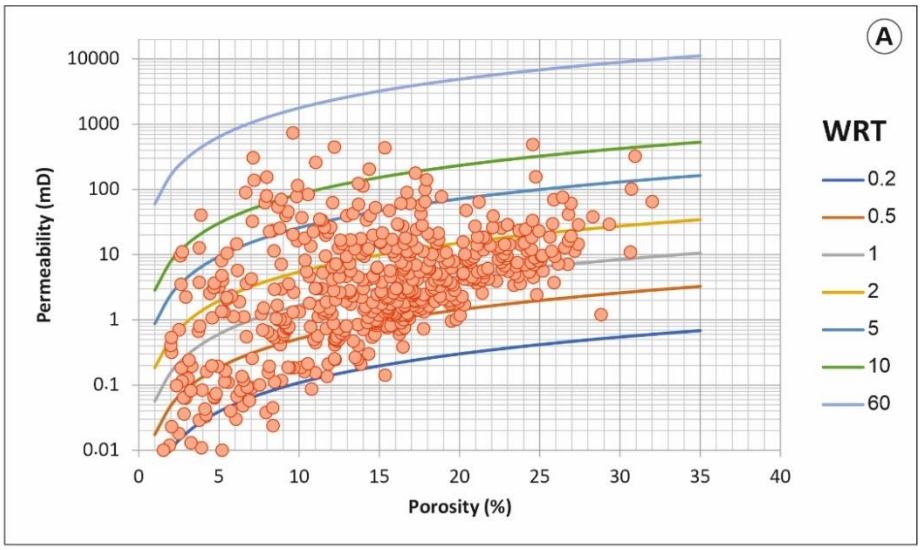
دربارهٔ سازند سروک نیز با استفاده از روابط ارائه‌شده در بخش روش‌های مطالعه، مقادیر ظرفیت ذخیره (PhiH) و ظرفیت جریان (KH) محاسبه شده‌اند؛ سپس نمودار احتمال نرمال این مقادیر ترسیم شده و با توجه به تعداد نقاط شکست موجود در نمودار، تعداد ۱۰ زون لورنز شناسایی شده است (شکل ۶b). مشخصات رسوب‌شناسی و کیفیت مخزنی هر زون به‌صورت خلاصه در جدول ۴ ارائه شده است. براساس روش لورنز، می‌توان یک سازند را به چهار دسته زون تقسیم کرد:

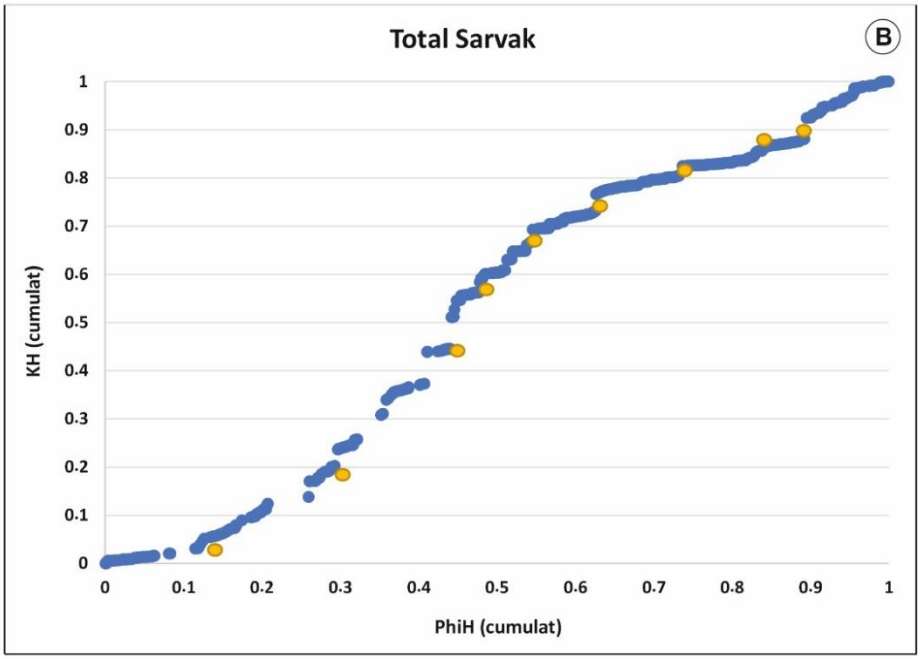
۱. زون‌های مخزنی (Reservoir zone) که KH بالا و PhiH بالایی دارند، مانند زون‌های شمارهٔ ۲ و ۳ و ۷ و ۸ و ۱۰؛

۲. زون‌های تله‌ای (Baffle zone) که KH پایین و PhiH بالایی دارند، مانند زون‌های شمارهٔ ۱ و ۶؛

۳. زون‌های سدی (Barrier zone) که KH پایین و PhiH کمی دارند، مانند زون‌های شمارهٔ ۴ و ۹؛

۴. زون‌های سرعت (Speed zone) که KH بالا و PhiH کمی دارند، مانند زون شمارهٔ ۵ (توضیحات بیشتر در جدول شمارهٔ ۳).





شکل ۶- ترسیم مقادیر تخلخل و تراوایی به‌دست‌آمده از مخزن سروک بر دیاگرام استاندارد وینلند با هدف تعیین گونه‌های سنگی مخزنی موسوم به گونه‌های سنگی وینلند (A)؛ نمودار تجمعی مقادیر ظرفیت ذخیره در برابر ظرفیت جریان (B) با هدف تعیین زون‌های مخزنی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده، از یکی از میدان‌های نفتی واقع در دشت آبادان.

Fig 6- Winland standard diagram for defining the WRTs (A), and cumulative chart of KH vs. PHIH values for defining the reservoir zones of the Sarvak Formation in one of the oilfields in the Abadan Plain.

جدول ۴- پارامترهای آماری مربوط به زون‌های لورنز تعیین‌شده در مخزن سروک در چاه مطالعه‌شده

Table 4- Statistical parameters calculated for different Lorenz zones of the Sarvak Formation

زون لورنز	ضخامت (m)	PhiH (cum %)	KH (cum%)	R35	RPS (average)	ماهیت	رخسارهٔ غالب	دیاژنز غالب	HFU غالب	WRT غالب
Z1	۳۸/۱	۱۳/۴۳	۵/۴۴	۱/۳۲	۴۵/۸۹	Baffle Unit	MF2-MF3	رگچهٔ انحلالی- دولومیت مرتبط با استیلولیت- میکرایتی‌شدن- انحلال	HFU3	WRT2-3
Z2	۳۴/۸۷	۱۵/۸۵	۱۴/۷۶	۳/۱۶	۲۰/۱۵	Reservoir Unit	MF7-8	انحلال-شکستگی	HFU3-4-5-8	WRT4-5
Z3	۳۴/۸۲	۱۴/۸۰	۲۴/۲۸	۲/۶۶	۱۷/۲۵	Reservoir Unit	MF7-8	انحلال	HFU4-5-6	WRT4-5
Z4	۱۰/۷۸	۳/۶۷	۱۱/۷۷	۴/۳۴	۵۱/۴۳	Barrier Unit	MF3-MF8	انحلال- دولومیت مرتبط با استیلولیت	HFU3-6	WRT3-4
Z5	۲۷/۱۷	۷/۴۴	۱۳/۱۸	۲/۹۰	۲۲/۸۲	Speed Zone	MF3-MF8	دولومیت مرتبط با استیلولیت	HFU3-5	WRT3
Z6	۲۳/۸۴	۷/۳۶	۳/۶۳	۱/۴۷	۷۸/۶۲	Baffle Unit	MF3	دولومیت مرتبط با استیلولیت- انحلال	HFU3	WRT2-3
Z7	۲۵/۱۸	۱۰/۵۴	۷/۲۹	۱/۵۳	۹۰/۸۷	Reservoir Unit	MF2	انحلال	HFU3	WRT3-4
Z8	۲۵/۴۱	۱۱/۵۱	۶/۲۴	۱/۲۹	۵۵/۲۱	Reservoir Unit	MF1-2-3	انحلال- دولومیت مرتبط با استیلولیت- رگچهٔ انحلالی	HFU3	WRT3
Z9	۹/۹۱	۴/۶۴	۱/۴۴	۱/۲۱	۳۴/۲۰	Barrier Unit	MF6	انحلال- میکرایتی‌شدن	HFU3	WRT3-4
Z10	۳۸/۰۲	۱۰/۷۵	۱۱/۹۳	۲/۵۵	۱۴/۸۲	Reservoir Unit	MF8	انحلال- دولومیت مرتبط با استیلولیت	HFU5	WRT4

تحلیل‌های آماری

محققان روش‌های آماری مختلفی را برای کمی‌سازی پارامترهای ناهمگنی در مخازن هیدروکربوری ارائه کرده‌اند که از بین روش‌های مختلف، روش ضریب تغییر (CV) و دیکستراپارسونز (VDP) کاربرد بیشتری داشته و برای بسیاری از مخازن دنیا و برخی از مخازن کشور استفاده شده است (Tavoosi Iraj et al. 2020; Jamalian and Tavakoli 2022; Fitch et al. 2015). در این مقاله از این دو روش برای اولین‌بار، برای کمی‌سازی ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک استفاده شده است. نمونه‌ای از محاسبات مربوط به پارامترهای آماری ضرایب تغییر و دیکستراپارسونز برای یکی از واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU9) و برای پارامتر تخلخل در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵- نمونه‌ای از محاسبات مربوط به پارامترهای آماری ضرایب تغییر و دیکستراپارسونز برای پارامتر تخلخل در واحد جریانی هیدرولیکی ۹ سازند سروک در چاه مطالعه‌شده

Table 5- Calculations of CV and VDP parameters for porosity values in HFU-9 of the Sarvak Fm. in the studied well

احتمال (٪)	شمارهٔ ترتیب	تخلخل (v/v)	تخلخل (٪)	عمق (متر)	واحد جریانی
۰	۰	۰,۱۲۱	۱۲,۱۹	۲۸۷۷,۵۷	۹
۷,۱۴	۱	۰,۱۱۰	۱۱,۰۳	۲۸۰۶,۸۱	۹
۱۴,۲۸	۲	۰,۰۹۹	۹,۹۰	۲۹۵۷,۱۲	۹
۲۱,۴۲	۳	۰,۰۹۶	۹,۶۱	۲۸۱۵,۸۳	۹
۲۸,۵۷	۴	۰,۰۷۹	۷,۹۸	۲۸۶۰,۴۵	۹
۳۵,۷۱	۵	۰,۰۷۹	۷,۹۶	۲۸۶۸,۴۰	۹
۴۲,۸۵	۶	۰,۰۷۸	۷,۸۷	۲۹۵۳,۴۹	۹
۵۰	۷	۰,۰۷۱	۷,۱۹	۲۸۱۷,۰۴	۹
۵۷,۱۴	۸	۰,۰۷۱	۷,۱۲	۲۸۲۶,۵۱	۹
۶۴,۲۸	۹	۰,۰۶۶	۶,۶۶	۲۸۴۵,۴۸	۹
۷۱,۴۲	۱۰	۰,۰۳۸	۳,۸۸	۲۸۴۱,۷۳	۹
۷۸,۵۷	۱۱	۰,۰۳۷	۳,۷۶	۲۷۳۰,۲۱	۹
۸۵,۷۱	۱۲	۰,۰۲۷	۲,۷۱	۲۹۶۴,۳۵	۹
۹۲,۸۵	۱۳	۰,۰۲۶	۲,۶۴	۲۷۲۲,۹۶	۹
۱۰۰	۱۴	۰,۰۲۵	۲,۵۸	۲۹۴۵,۷۰	۹

تراوایی (میلی دارسی)	تخلخل (٪)			احتمال
۲۰۲,۲۵	۳,۱۴	انحراف معیار	۰,۰۹۹۰۴	۰,۱۶
۱۶۴,۲۶	۶,۸۷	میانگین	۰,۰۷۱۹	۰,۵
۱,۲۳	۰,۴۵	ضریب تغییر	۰,۰۲۷۱	۰,۸۴
			۰,۶۲۲	دیکستراپارسونز

ضریب تغییر (CV)

براساس رابطهٔ آماری و ریاضی ارائه‌شده در بخش روش‌های مطالعه، مقادیر CV برای تخلخل و تراوایی تمام روش‌ها محاسبه شد که نتایج حاصل از آن در جدول ۶ ارائه شده است. در این روش، هرچه مقدار CV کمتر باشد، نشانگر همگنی بیشتر در آن گونهٔ سنگی یا زون است. بر همین اساس، بالاترین ضریب تغییر تخلخل در روش واحدهای جریانی برابر با ۰/۵۷ و متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۱ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۳۳ و متعلق به واحدهای جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۲ و ۳ است. بالاترین ضریب تغییر تخلخل در روش وینلند برابر با ۰/۵۳ و متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۱ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۳۳ و متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۳ است.

بالاترین ضریب تغییر تخلخل در روش لورنز برابر با ۰/۶۱ متعلق به Z5 و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۲۳ متعلق به Z8 است. بالاترین ضریب تغییر تراوایی در روش واحدهای جریانی برابر با ۲/۰۶، متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۶ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۳۸ متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۵ است.

بالاترین ضریب تغییر تراوایی در روش وینلند برابر با ۱/۱۳ متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۱ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۵۸ متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۴ است. بالاترین ضریب تغییر تراوایی در روش لورنز برابر با ۴/۱۰ متعلق به Z7 و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۸۶ متعلق به Z9 است. برای مشاهدهٔ ضریب تغییر دیگر زون‌ها به جدول ۶ مراجعه شود.

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

ضریب دیکسترا-پارسونز (VDP)

بالاترین ضریب VDP تخلخل در روش واحدهای جریانی برابر با ۰/۶۲، متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۹ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۲۷ متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۲ است. بالاترین ضریب VDP تخلخل در روش وینلند برابر با ۰/۵۷ متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۲ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۳۶ متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۶ است. بالاترین ضریب VDP تخلخل در روش لورنز برابر با ۰/۷۵ متعلق به Z1 و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۲۱ متعلق به Z8 است.

بالاترین ضریب VDP تراوایی در روش واحدهای جریانی برابر با ۰/۹۲، متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۷ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۷۰ متعلق به واحد جریان هیدرولیکی شمارهٔ ۲ است. بالاترین ضریب VDP تراوایی در روش وینلند برابر با ۰/۷۹ متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۱ و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۵۳ متعلق به گونهٔ سنگی منفذی شمارهٔ ۳ است. بالاترین ضریب VDP تراوایی در روش لورنز برابر با ۰/۹۳ متعلق به Z6 و کمترین مقدار آن برابر با ۰/۶۲ متعلق به Z9 است. برای مشاهده و مقایسهٔ ضریب VDP دیگر زون‌ها به جدول ۶ مراجعه شود.

تفسیر و بحث

ستون جامع کیفیت مخزنی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده، در شکل ۷ آورده شده است. در ادامه دربارهٔ منشأ، مقیاس و قابلیت ردیابی ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده بحث خواهیم کرد.

عوامل کنترل‌کننده و منشأ ناهمگنی‌ها

ناهمگنی‌های موجود در مخازن کربناته تحت تأثیر دو عامل کلی‌اند: عوامل رسوب‌گذاری و عوامل دیاژنزی (Ahr 2008; Mehrabi and Bagherpour 2022). از این دیدگاه، شکستگی‌ها را در گروه عوامل دیاژنزی محسوب می‌کنیم.

بنابراین در مطالعهٔ حاضر نیز ناهمگنی‌های سازند سروک را از دیدگاه منشأ به دو دسته تقسیم‌بندی کرده‌ایم: ۱. ناهمگنی‌های با منشأ رسوبی؛ ۲. ناهمگنی‌های با منشأ دیاژنزی.

ناهمگنی‌های با منشأ رسوبی

تغییر در خصوصیات بافتی رسوبات و سنگ‌های رسوبی (نظیر اندازه، شکل و جورشدگی دانه‌ها)، ترکیب اجزا، ساختمان‌های رسوبی و میزان نسبت دانه به ماتریکس (بلوغ بافتی) از مهم‌ترین عوامل اولیه (رسوبی) هستند که می‌توانند باعث ایجاد ناهمگنی در مخازن کربناته شوند (Fitch et al. 2015; Tavakoli 2020; Mehrabi and Bagherpour 2022). در سازند سروک، تنوع گسترده‌ای از رخساره‌ها را مشاهده می‌کنیم که با بافت‌های مختلف در اندازه‌ها، ترکیبات و جورشدگی‌های متنوعی دیده می‌شوند؛ بنابراین تناوب و تکرار این رخساره‌ها باعث ایجاد ناهمگنی‌هایی در مخزن شده‌اند که به محیط رسوبی وابسته‌اند و دیاژنز در به وجود آمدن آنها نقشی نداشته است. مثال بارز این ناهمگنی‌ها، گسترش رخساره‌های رودیستی با پتانسیل بالای مخزنی در بخش‌های فوقانی سازند سروک است. نظر به اینکه این رخساره‌ها مهم‌ترین افق‌های تولیدی را در سازند سروک شکل داده‌اند، بنابراین بخش مهمی از ناهمگنی‌های مخزنی این سازند را می‌توان در ارتباط با توزیع رخساره‌های رودیستی دانست. نهشته‌شدن میان‌لایه‌هایی از رخساره‌های گل غالب لاگون (MF8) با کیفیت مخزنی ضعیف در بین افق‌های رودیستی، سبب ایجاد ناهمگنی‌های متعددی در بخش بالایی سازند سروک شده است که اساساً منشأ رسوبی دارد. نظیر چنین ناهمگنی‌های رسوبی، که محصول تغییرات جانبی و عمودی رخساره‌هاست، در دیگر بخش‌های سازند سروک نیز مشاهده می‌شود.

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

جدول ۶- پارامترهای آماری ضریب تغییر و ضریب دیکستراپارسونز برای کلیهٔ گونه‌های سنگی و زون‌های مخزنی تعیین‌شده در سازند سروک در چاه مطالعه‌شده از دشت آبادان

Table 6- Coefficient of variations (CV) and Dykstra-Parson's parameters of all rock types, HFUs and reservoir zones of the Sarvak Formation in the Abadan Plain

روش استفاده‌شده	کد گونه‌های سنگی / زون‌ها	CV تخلخل	CV تراوایی	VDP تخلخل	VDP تراوایی
HFU	HFU1	۰/۵۷	۱/۷۷	۰/۴۵	۰/۷۸
	HFU2	۰/۳۳	۱/۱۱	۰/۲۷	۰/۷۰
	HFU3	۰/۳۳	۱/۰۱	۰/۲۸	۰/۷۱
	HFU4	۰/۴۰	۱/۰۱	۰/۴۹	۰/۸۹
	HFU5	۰/۴۲	۰/۳۸	۰/۴۲	۰/۸۳
	HFU6	۰/۴۹	۲/۰۶	۰/۵۰	۰/۹۰
	HFU7	۰/۴۸	۱/۰۷	۰/۵۲	۰/۹۲
	HFU8	۰/۵۶	۱/۷۰	۰/۴۷	۰/۸۶
	HFU9	۰/۴۵	۱/۲۳	۰/۶۲	۰/۸۷
Winland	WRT1	۰/۵۳	۱/۱۳	۰/۴۷	۰/۷۹
	WRT2	۰/۴۹	۰/۸۵	۰/۵۷	۰/۷۲
	WRT3	۰/۳۳	۰/۶۲	۰/۴۱	۰/۵۳
	WRT4	۰/۳۸	۰/۵۸	۰/۴۱	۰/۵۵
	WRT5	۰/۴۵	۰/۷۹	۰/۵۵	۰/۵۴
	WRT6	۰/۴۷	۰/۸۷	۰/۳۶	۰/۵۶
	WRT7	۰/۴۹	۰/۸۰	۰/۴۴	۰/۶۵
Lorenz	Z1	۰/۵۹	۲/۲۶	۰/۷۵	۰/۹۰
	Z2	۰/۴۴	۲/۱۴	۰/۴۸	۰/۶۷
	Z3	۰/۳۸	۲/۱۲	۰/۳۶	۰/۸۷
	Z4	۰/۳۴	۲/۸۶	۰/۳۹	۰/۹۰
	Z5	۰/۶۱	۲/۵۱	۰/۴۸	۰/۹۲
	Z6	۰/۵۴	۲/۶۰	۰/۴۹	۰/۹۳
	Z7	۰/۲۶	۴/۱۰	۰/۲۵	۰/۸۱
	Z8	۰/۲۳	۱/۹۸	۰/۲۱	۰/۸۰
	Z9	۰/۲۵	۰/۸۶	۰/۲۷	۰/۶۲
	Z10	۰/۴۹	۳/۱۲	۰/۵۶	۰/۸۵

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

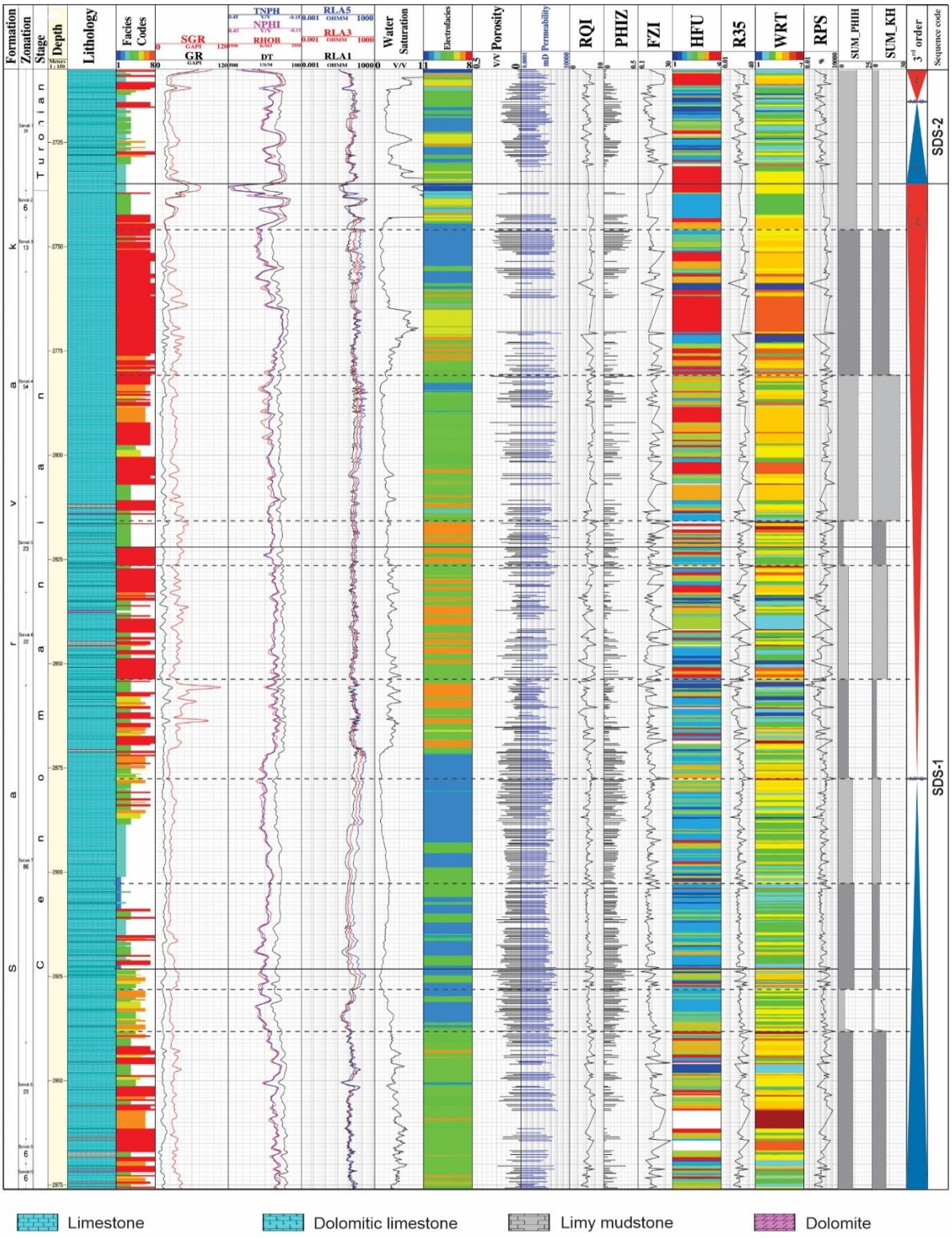
مثال دیگر از ناهمگنی‌های اولیه (رسوبی) در سازند سروک، تغییر در خصوصیات بافتی رخساره‌های دانه غالب و پرانرژی کمربند شول است. در چنین رخساره‌هایی، تغییر در اندازه و جورشدگی آلوکم‌ها همراه با حضور یا حضورنداشتن میکرایت، به تغییر خصوصیات مخزنی (تخلخل و تراوایی) منجر می‌شود. به همین سبب، رخساره‌های پکستونی و وکستونی گسترش‌یافته در بخش‌های پشتی (رو به خشکی) شول، که مقادیر متغیری از میکرایت و جورشدگی کمی دارند (نظیر MF6)، اغلب تخلخل و تراوایی پایین‌تری را نسبت‌به رخساره‌های گرینستونی بخش‌های جلویی (رو به دریا) شول از خود نشان می‌دهند.

وجود ساخت‌های رسوبی نظیر چینه‌بندی مورب، آثار زیست آشفتگی و دانه‌بندی تدریجی در رسوبات، می‌تواند بر خصوصیات مخزنی آنها تأثیر بگذارد و حتی جهت جریان نفت و گاز را کنترل کند؛ برای مثال در رخساره‌های دارای چینه‌بندی مورب یا لامیناسیون، نفت و گاز به جریان‌یافتن در جهت چینه‌بندی یا لامیناسیون تمایل دارند.

ناهمگنی‌های دیاژنزی

اغلب خصوصیات رسوبی در مخازن کربناته تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی قرار می‌گیرند و تغییرات گسترده‌ای را از دیدگاه کیفیت مخزنی تحمل می‌کنند (Moore 2001; Lucia 2007; Ahr 2008). تاریخچهٔ دیاژنزی پیچیدهٔ سازند سروک سبب شده است تا بخش عمده‌ای از ناهمگنی‌های آن در ارتباط با فرآیندهای دیاژنزی باشد (Mehrabi and Rahimpour-Bonab 2014). فرآیندهای دیاژنزی مرتبط با ناپیوستگی‌های فرسایشی و رخنمون‌یافتگی نظیر انحلال جوی، سیمانی‌شدن، برشی‌شدن و گسترش افق‌های خاک قدیمه بیشترین تأثیر را بر توزیع خصوصیات مخزنی در سازند سروک داشته‌اند (Mehrabi and Bagherpour 2022).

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9



شکل ۷- ستون جامع کیفیت مخزنی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده از یکی از میدان‌های نفتی واقع در دشت آبادان

Fig 7- Comprehensive reservoir quality column of the Sarvak Fm. in studied field in the Abadan Plain

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

به همین سبب، افق‌های همگن مخزنی این سازند اغلب در زیر این سطوح ناپیوسته و به‌ویژه در زیر مرز سنومانین – تورونین تشکیل شده است (Rahimpour-Bonab et al. 2012). در این زون‌های مخزنی، انحلال گستردهٔ جوی سبب تشکیل حفرات بزرگ و به هم پیوسته شده و میزان ناهمگنی‌های مخزن را به‌شدت کاهش داده است.

از سوی دیگر، سیمانی‌شدن گستردهٔ افق‌های دور از ناپیوستگی‌ها موجب کاهش چشمگیر کیفیت مخزنی آنها شده است. همچنین، دولومیتی‌شدن در اطراف سطوح انحلال فشاری (استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی) سبب بهبود نسبی خصوصیات مخزنی (به‌ویژه تراوایی) در رخساره‌های دولومیتی‌شدهٔ سازند سروک شده است. شکستگی‌ها، سومین عامل مهم در توزیع ناهمگنی‌های مخزنی به شمار می‌روند.

مطالعات انجام‌شده بر مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک میکروسکوپی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده، حاکی از گسترش شکستگی‌های کاملاً باز تا سیمانی‌شده در بخش‌های مختلف این سازند است؛ از این رو، شکستگی‌ها نیز بر توزیع خصوصیات مخزنی و ناهمگنی‌های سازند سروک اثرگذار بوده‌اند. با این حال، بررسی جزئیات مربوط به شکستگی‌ها، از اهداف مطالعهٔ حاضر نیست و پیشنهاد می‌شود در مطالعات آتی مدنظر قرار گیرد. مطالعهٔ شکستگی‌های سازند سروک در یکی از میدان‌های واقع در دشت آبادان را Ezati et al. (2018) انجام داده‌اند که می‌توان برای اطلاعات بیشتر به آن مراجعه کرد.

مقیاس ناهمگنی‌ها

ناهمگنی‌های موجود در مخازن کربناته در مقیاس‌های مختلف حضور و قابلیت بررسی دارد. به‌منظور ارزیابی دقیق و مدل‌سازی صحیح این مخازن، لازم است تا ناهمگنی‌های موجود در آنها در مقیاس‌های مختلف مطالعه شود (Tavakoli 2020). در این مطالعه، با توجه به داده‌های در دسترس، ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در دو مقیاس کلی تفکیک شده‌اند: ۱- ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس (آن دسته از ناهمگنی‌هایی که در مقیاس میلی‌متر تا سانتی‌متر شناسایی‌شدنی‌اند) و ۲- ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس (ناهمگنی‌های قابل شناسایی در مقیاس متر).

ناهمگنی‌های مخزنی کوچک‌مقیاس

ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس را بیشتر در مقیاس مطالعهٔ مقاطع نازک می‌توان بررسی کرد که درواقع همان تغییرات رخساره‌ای و دیاژنزی در مقیاس‌های میلی‌متر و سانتی‌مترند. از بین روش‌های استفاده‌شده در این مطالعه برای ارزیابی کیفیت مخزنی سازند سروک، روش تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU) و روش وینلند (WRT) می‌توانند ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس را آشکار کنند. تغییرات عمودی واحدهای جریانی و گونه‌های سنگی وینلند، هر دو منعکس‌کنندهٔ درجات بالایی از ناهمگنی در بخش‌های مختلف سازند سروک‌اند (شکل ۷). در بخش‌های بالایی این سازند، به‌ویژه در زیر ناپیوستگی‌های فرسایشی، میزان تکرارپذیری و تنوع گونه‌های سنگی مخزنی کاهش می‌یابد که نشان‌دهندهٔ همگن‌تربودن آنها نسبت‌به دیگر افق‌های سازند سروک است. مقایسهٔ نتایج مطالعات پتروگرافی با گونه‌های سنگی مخزنی، واحدهای جریانی هیدرولیکی و زون‌بندی مخزن سروک، نشان داد بخش درخور توجهی از ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس در این سازند، ناشی از تغییر در خصوصیات رخساره‌ای (بافت و ساخت‌های رسوبی) و نیز شدت فرآیندهای دیاژنزی‌اند (شکل ۷).

ناهمگنی‌های مخزنی بزرگ‌مقیاس

به‌منظور ارزیابی ناهمگنی‌های مخزنی بزرگ‌مقیاس در سازند سروک، روش زون‌بندی اصلاح‌شدهٔ لورنز بر مبنای چینه‌نگاری (SMLP)، بهترین نتایج را فراهم آورده است. تفکیک ۱۰ زون با رفتارهای مختلف مخزنی، تله‌ای و سدی در ضخامت مطالعه‌شده از سازند سروک، حاکی از وجود

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس متعدد در سازند مذکور است. به‌طور کلی، می‌توان چنین گفت که ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس در سازند سروک، از دو عامل کلی ناشی شده است: ۱- تغییرات و تبدیلات جانبی و قائم کمربندهای رخساره‌ای (زیرمحیط‌های رسوبی) و ۲- فرآیندهای دیاژنزی مرتبط با ناپیوستگی‌های فرسایشی.

گسترش واحدهای نسبتاً ضخیم (۱۰ تا ۵۰متر) از رخساره‌های رودیستی (واریزه‌های ریفی با بافت‌های فلوتستون تا رودستون) و رخساره‌های شول (گرینستون‌های حاوی خرده‌های اسکلتی) در بخش‌های بالایی سازند سروک (به‌خصوص در زیر ناپیوستگی مرز سنومانین – تورونین)، موجب شکل‌گیری بهترین زون مخزنی سازند سروک در میدان‌های واقع در دشت آبادان و فروافتادگی دزفول شده است (Rahimpour-Bonab et al. 2012; Esrafili-Dizaji et al. 2015; Assadi et al. 2016; Mehrabi et al. 2020). از سوی دیگر، وقوع انحلال گستردهٔ جوی موجب شکل‌گیری افق‌های مخزنی همگن‌تر در زیر سطوح ناپیوستگی شده است. افق‌های کارستی‌شدهٔ سازند سروک، که اغلب منطبق بر رخساره‌های رودیستی این سازند در سکانس سنومانین‌اند، بهترین افق‌های تولیدی مخزن سروک را در اغلب میدان‌های غرب و جنوب غرب ایران به وجود آورده‌اند (شکل ۷).

ناهمگنی‌های مخزنی در چارچوب سکانس‌های رسوبی

همان‌طور که در شکل ۷ نشان داده شده است، واحدهای جریانی هیدرولیکی با کیفیت مخزنی بالا، شامل HFU های ۷ تا ۹ عمدتاً در سیستم تراکت‌های پس‌روندهٔ (RST) سکانس‌های ردهٔ سوم سازند سروک متمرکزند و واحدهای جریانی با کیفیت متوسط تا ضعیف (HFU های ۱ تا ۶) عمدتاً در سیستم تراکت پیش‌روندهٔ (TST) و اطراف سطوح حداکثر سیلابی (MFS) مشاهده می‌شوند (شکل ۷). نظیر چنین روابط معناداری بین جایگاه‌های سکانسی و گونه‌های سنگی مخزنی وینلند نیز مشاهده‌شدنی است، به‌نحوی که گونه‌های سنگی با کیفیت مخزنی بالا (WRTهای ۵ تا ۷) عمدتاً در سیستم تراکت پس‌رونده و گونه‌های سنگی مخزنی با کیفیت مخزنی متوسط تا ضعیف (WRTهای ۱ تا ۴)، بیشتر در سیستم تراکت پیش‌رونده مشاهده می‌شوند (شکل ۷). از دیدگاه زون‌بندی مخزن، مهم‌ترین واحدهای مخزنی (Reservoir zone) سازند سروک در دو بخش مشاهده‌شدنی‌اند:

۱. واحد مخزنی زیر مرز سنومانین–تورونین که بهترین واحد مخزنی سازند سروک را شکل داده و بالاترین مقادیر تخلخل و تراوایی در آن اندازه‌گیری شده است. این واحد مخزنی اغلب با واحدهای جریانی هیدرولیکی ۷ تا ۹ و گونه‌های سنگی مخزنی وینلند ۵ تا ۷ همراه است و منطبق بر سیستم تراکت پس‌روندهٔ سکانس ردهٔ سوم سنومانین سازند سروک است (شکل ۷). اندازه‌گیری‌های آماری بر مبنای مقادیر ضریب تغییر و ضریب دیکسترا–پارسونز حاکی از درجات بالای همگنی در واحد مخزنی‌اند که بخش عمدهٔ آن ناشی از وقوع انحلال گستردهٔ جوی در رخساره‌های دانه غالب رودیستی بوده است.

۲. واحد مخزنی واقع در زیر ناپیوستگی راس سازند سروک (موسوم به ناپیوستگی تورونین میانی) که در مقایسه با واحد قبل، ضخامت و کیفیت کمتری دارد. گسترش رخساره‌های دانه غالب رودیستی و گرینستون‌های بایوکلستی زیرمحیط شول در کنار انحلال محدود جوی، مهم‌ترین عوامل بالابردن کیفیت در این واحد مخزنی‌اند. از دیدگاه چینه‌نگاری سکانسی، این واحد مخزنی با سیستم تراکت پس‌روندهٔ سکانس ردهٔ سوم تورونین سازند سروک مطابقت می‌کند.

وجود چنین روابط معناداری نشان می‌دهد ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس سازند سروک به‌خوبی در چارچوب سکانس‌های رسوبی ردهٔ سوم قابل شناسایی و ردیابی‌اند. با این حال، علی‌رغم اینکه برخی روندهای معنادار کلی بین ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس و جایگاه‌های سکانسی ردهٔ سوم مشاهده می‌شود، اما به نظر می‌رسد که یافتن روابط معنادار بین

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

جایگاه‌های سکانسی و ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس نیازمند تعیین سکانس‌های ردهٔ پایین‌تر (ردهٔ چهارم و پنجم) و چرخه‌های رسوبی است.

نتیجه

– مطالعهٔ حاضر با استفاده از نتایج مطالعات پتروگرافی مغزه و مقاطع نازک، نشان داد سازند سروک از هشت رخسارهٔ میکروسکوپی متعلق به بخش‌های درونی و بیرونی رمپ کربناته تشکیل شده است. تاریخچهٔ دیاژنزی این سازند شامل گذر از محیط‌های دیاژنزی دریایی، دفنی و جوی است. دیاژنز جوی در ارتباط با ناپیوستگی‌های فرسایشی مرز سنومانین – تورونین و تورونین میانی از اهمیت ویژه‌ای در سازند سروک برخوردار است.

– تعیین گونه‌های سنگی مخزنی با استفاده از روش نشانگر زون جریان، به شناسایی ۹ واحد جریانی هیدرولیکی در سازند سروک و روش وینلند نیز به شناسایی ۷ کلاس وینلند منجر شد. همچنین با استفاده از روش لورنز، ۱۰ زون مخزنی، سدی و تله‌ای در سازند سروک تفکیک شد.

– ارزیابی کمی ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک با استفاده از روش‌های آماری (مفاهیم ضریب تغییر و دیکسترا–پارسونز) انجام شد و به این ترتیب، پارامترهای CV و VDP برای واحدهای جریان هیدرولیکی، زون‌های وینلند و زون‌های لورنز برای پارامترهای تخلخل و تراوایی به‌صورت جداگانه محاسبه شدند.

– بررسی منشأ ناهمگنی‌های سازند سروک، مشخص کرد بخشی از ناهمگنی‌های این سازند تحت کنترل فرایندهای رسوبی است و بخش درخور توجهی از آنها توسط عوامل دیاژنزی و شکستگی‌ها کنترل می‌شود. گسترش افق‌های رودیستی به‌طور متناوب با رخساره‌های لاگون و همین‌طور تغییرات ویژگی‌های بافتی و ساختمان‌های رسوبی در رخساره‌های پرانرژی کمربند شول، ازجمله مثال‌های بارز کنترل ویژگی‌های رسوبی بر ناهمگنی‌های مخزنی در سازند سروک است. وقوع انحلال‌های گستردهٔ جوی در زیر مرزهای سکانسی، دولومیتی‌شدن‌های مرتبط با استیلولیت و تغییر در پارامترهایی مثل سیمانی‌شدن، ازجمله فرایندهای دیاژنزی کنترل‌کنندهٔ ناهمگنی‌های مخزنی‌اند.

– ناهمگنی‌های مخزنی سازند سروک در دو مقیاس بزرگ و کوچک دسته‌بندی شدند. ناهمگنی‌های کوچک‌مقیاس عمدتاً تحت کنترل فرایندهای رسوبی، به‌ویژه تغییر در پارامترهای بافتی‌اند؛ اما ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس عمدتاً تحت کنترل فرایندهای دیاژنزی‌اند. گسترش افق‌های رودیستی ضخیم در بخش‌های بالایی سازند سروک، به‌عنوان بهترین افق‌های مخزنی این سازند، نوع دیگری از کنترل ویژگی‌های رسوبی بر ناهمگنی‌های مخزنی بزرگ‌مقیاس به شمار می‌روند.

– تلفیق نتایج حاصل از آنالیزهای آماری با ارزیابی‌های کیفیت مخزنی و ارتباط آنها با جایگاه‌های سکانسی، نشان داد ناهمگنی‌های بزرگ‌مقیاس سازند سروک کاملاً در چارچوب سکانس‌ها و سیستم ترکت‌های ردهٔ سه قابل ردیابی و پیش‌بینی‌اند، به‌نحوی که بهترین افق‌های مخزنی این سازند شامل زون‌های رودیستی و رخساره‌های شول انحلال‌یافته، عمدتاً در زیر مرزهای سکانسی سنومانین – تورونین و تورونین میانی (در سیستم تراکت RST سکانس‌های ۱ و ۲) قرار گرفته‌اند؛ بنابراین در چارچوب سکانس، ردیابی‌شدنی‌اند؛ اما نتایج مطالعهٔ حاضر نشان می‌دهد ناهمگنی‌های مخزنی کوچک‌مقیاس در چارچوب سکانس‌های ردهٔ ۳ به‌خوبی قابلیت ردیابی ندارند و برای مطالعهٔ آنها نیازمند استفاده از سکانس‌های ردهٔ پایین‌تر، مثل سکانس‌های ردهٔ ۴ و ردهٔ ۵ خواهیم بود.

References

Abbaszadeh M. Fujii H. Fujimoto F. others. 1996. Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. SPE Form. Eval. 11: 263–271.

Ahmadhadi F. Lacombe O. and Daniel J.-M. 2007. Early Reactivation of Basement Faults in Central Zagros (SW Iran): Evidence from Pre-folding

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9

sequence stratigraphic framework: a case study from the Permo-Triassic gas reservoirs. Offshore Iran. Mar. Petrol. Geol. 73: 36–58.

Esrafili-Dizaji B. Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Afshin S. Kiani-Harchegani F. and Shahverdi N. 2015. Characterization of rudist-dominated units as potential reservoirs in the middle Cretaceous Sarvak Formation, SW Iran. Facies. 61: 14.

Ezati M. Azizzadeh M. Riahi M.A. Fattahpour V. and Honarmand J. 2018. Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. J. Petrol. Sci. Eng. 170: 675–695.

Fitch P.J.R. Lovell M.A. Davies S.J. Pritchard T. and Harvey P.K. 2015. An integrated and quantitative approach to petrophysical heterogeneity. Mar. Petrol. Geol. 63: 82–96.

Flügel. E. 2010. Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis. Interpretation and Application, 984p.

Gunter G.W. Finneran J.M. Hartmann D.J. and Miller J.D. 1997. Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. Paper SPE 38679 prepared for presentation at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas.

Hajikazemi E. Al-Aasm I.S. and Coniglio M. 2010. Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian–Turonian upper Sarvak Formation. southwestern Iran. Geological Society. London. Special Publication. 330: 253–272.

Hajikazemi E. AL-Aasm I.S. and Coniglio M. 2012. Chemostratigraphy of CenomanianeTuronian carbonates of the Sarvak Formation, Southern Iran. Journal of Petroleum Geology. 35 (2): 187-205.

Hajikazemi E. Al-Aasm I.S. and Coniglio M. 2017. Diagenetic history and reservoir properties of the Cenomanian-Turonian carbonates in southwestern Iran and the Persian Gulf. Marine and Petroleum Geology, 88: 845-857.

Jamalian A. and Tavakoli V. 2022. Toward the standardization of heterogeneity evaluation in carbonate reservoirs: a case study of the central Persian Gulf. Arabian Journal of Geosciences. 15(6): 1-22.

Johnson C. E. 1956. Prediction of oil recovery by waterflood-a simplified graphical treatment of the dykstra-parsons method. Journal of Petroleum Technology. 8(11): 55-56.

Keller G. 2008. Cretaceous climate, volcanism, impacts, and biotic effects. Cretaceous Research 29 (5e6): 754-771.

Kolodzie Jr S. 1980. Analysis of pore throat size and use of the Waxman–Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. In SPE Annual Fracture Populations in Asmari Formation and Lower Tertiary Paleogeography.

Ahr W.M. 2008. Geology of carbonate reservoirs. John Wiley and Sons. Chichester. 296pp.

Alavi M. 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. American Journal of Science. 304 (1): 1-20.

Amaefule J.O. Altunbay M. Tiab D. Kersey D.G. Keelan D.K. others. 1993. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

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.

Bagherpour B. Mehrabi H. Faghih A. Vaziri-Moghaddam H. and Omidvar M. 2021. Tectono-eustatic controls on depositional setting and spatial facies distribution of Coniaciane Santonian sequences of the Zagros Basin in Fars area, S. Iran. Marine and Petroleum Geology. 129: 105072.

Catuneanu O. Galloway W.E. Kendall C.G.S.C. Miall A.D. Posamentier H.W. Strasser A. and Tucker M.E. 2011. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. Newslett. Stratigr. 44:173–245.

Dunham R.J. 1962. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. In:Ham W.E. Ed. Classification of Carbonate Rocks, AAPG, Tulsa, 108-121.

Dutilleul P. 1993. Spatial heterogeneity and the design of ecological field experiments. Ecology 74: 1646–1658.

Dykstra H. and Parsons R.L. 1950. The prediction of oil recovery by water flood. Second. Recover. oil United States 2: 160–174.

Elkateb T. Chalaturnyk R. and Robertson P.K. 2003. An overview of soil heterogeneity: quantification and implications on geotechnical field problems. Can. Geotech. J: 40:1–15.

Embry A.F. 2002. Transgressive-regressive (TR) sequence stratigraphy. In: Gulf Coast SEPM Conference Proceedings. pp. 151–172. Houston.

Embry A.F. and Klovan J.E. 1971. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island. NWT. Bull. Can. Pet. Geol. 19: 730–781.

Enayati-Bidgoli A.H. Rahimpour-Bonab H. and Mehrabi H. 2014. Flow unit characterisation in the permian-triassic carbonate reservoir succession at South Pars gasfield, offshore Iran. J. Petrol. Geol. 37(3): 205–230.

Enayati-Bidgoli A.H. and Rahimpour-Bonab H. 2016. A geological based reservoir zonation scheme in a

Stratigraphic Framework. Vol. 55, Development in Sedimentology, Elsevier, Amsterdam, 444 p.
Murris R.J. 1980. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. American Association of Petroleum Geologists. 64: 597–618.
Navidtalab A. Rahimpour-Bonab H. Huck S. and Heimhofer U. 2016. Elemental geochemistry and strontium-isotope stratigraphy of Cenomanian to Santonian neritic carbonates in the Zagros Basin, Iran. Sedimentary Geology. 346: 35-48.
Nurmi R. Charara M. Waterhouse M. and Park R. 1990. Heterogeneities in carbonate reservoirs: detection and analysis using borehole electrical imagery. Goldson. London. Spec. Publ. 48: 95–111.
Omidvar M. Mehrabi H. Sajjadi F. Bahramizadeh-Sajjadi H. Rahimpour- Bonab H. and Ashrafzadeh A. 2014. Revision of the foraminiferal biozonation scheme in Upper Cretaceous carbonates of the Dezful Embayment, Zagros, Iran: integrated palaeontological, sedimentological and geochemical investigation. Revue de Micropaleontologie. 57(3): 97-116.
Piryaei A. Reijmer J.J.G. Van Buchem F.S.P. Yazdi-Moghadam M. Sadouni J. and Danelian T. 2010. The influence of Late Cretaceous tectonic processes on sedimentation patterns along the northeastern Arabian plate margin (Fars Province, SW Iran). Geological Society, London, Special Publications. 330 (1): 211-251.
Piryaei A. Reijmer J.J.G. Borgomano J. and Van Buchem F.S.P. 2011. Late Cretaceous tectonic and sedimentary evolution of the Bandar Abbas area, Fars region, southern Iran. Journal of Petroleum Geology. 34 (2): 157-180.
Posamentire H.W. and Vail P.R. 1988. Eustatic controls on clastic deposition ii—sequence and systems tract models. Sea-Level Changes. SEPM (Society for Sedimentary Geology). pp. 125–154.
Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Enayati-Bidgoli A.H. and Omidvar M. 2012. Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a mid-Cretaceous carbonate ramp. Zagros Basin. southwest Iran. Cretaceous Research, 37: 15-34.
Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. and Izadi-Mazidi E. 2012. Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the Sarvak formation. Abteymour oilfield. Dezful embayment. SW Iran. Journal of Petroleum Geology. 35(31):213-236.
Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Navidtalab A. Omidvar M. Enayati-Bidgoli A.H. Sonei R. and Izadi-Mazidi E. 2013. Palaeo-exposure surfaces in Cenomanian–Santonian carbonate reservoirs in the Dezful Embayment. SW Iran. J. Pet. Geol. 36: 335–362.
Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 21–24.
Lake L.W. Jensen J.L. others. 1989. A review of heterogeneity measures used in reservoir characterization. Situ 15: 409–439.
Lorenz M.O. 1905. Methods of measuring the concentration of wealth. Publ. Am. Stat. Assoc. 9: 209–219.
Lucia F.J. 2007. Carbonate Reservoir Characterization: an Integrated Approach. Springer Science & Business Media.
Lucia F.J. Kerans C. and Jennings J.W. 2003. Carbonate reservoir characterization. Journal of Petroleum Technology. 55(06): 70-72
Malekzadeh H. Daraei M. and Bayet-Goll A. 2020. Field-scale reservoir zonation of the Albian–Turonian Sarvak Formation within the regional-scale geologic framework: A case from the Dezful Embayment, SW Iran. Marine and Petroleum Geology. 121: 104586.
Mehrabi H. and Rahimpour-Bonab H. 2014. Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian-early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. Facies, 60: 147-167.
Mehrabi H. Rahimpour-Bonab H. Enayati-Bidgoli A.H. and Esrafili-Dizaji.B. 2015. Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: Cases from arid Permo-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering. 126: 262-283.
Mehrabi H. Ranjbar-Karami R. and Roshani-Nejad. M. 2019. Reservoir rock typing and zonation in sequence stratigraphic framework of the Cretaceous Dariyan Formation. Persian Gulf. Carbonates Evaporites. 34: 1833-1853.
Mehrabi H. Bagherpour B. and Honarmand J. 2020. Reservoir quality and micrite textures of microporous intervals in the Upper Cretaceous successions in the Zagros area, SW Iran. J. Petrol. Sci. Eng. 192: 107-292.
Mehrabi H. and Bagherpour B. 2022. Scale, origin, and predictability of reservoir heterogeneities in shallow-marine carbonate sequences: A case from Cretaceous of Zagros, Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering. 214: 110571.
Mehrabi H. Navidtalab A. Enayati A.H. and Bagherpour B. 2022. Age, duration, and geochemical signatures of paleo-exposure events in Cenomanian–Santonian sequences (Sarvak and Ilam formations) in SW Iran: Insights from carbon and strontium isotopes chemostratigraphy. Sedimentary Geology. 434:106136.
Moore C.H. 2001. Carbonate Reservoirs, Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence

assessment in carbonate sequences; a case from Permian–Triassic reservoirs of the Persian Gulf. J. Petrol. Sci. Eng. 200: 108356.

Tiab D. and Donaldson E.C. 2015. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Gulf professional publishing.

Van Wagoner J.C. Mitchum R.M. Campion K.M. and Rahmanian V.D. 1990. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs. Cores. and Outcrops: Concepts for High Resolution Correlation of Time and Facies. American Association of Petroleum Geologists, Volume 7.

Wei C. Tian C. Zheng J. Cai K. Du D. Song B. and Hu Y. 2015. Heterogeneity Characteristics of Carbonate Reservoirs: A Case Study Using Whole Core Data. Paper presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Paper Number: SPE-175670-MS.

Rahimpour-Bonab H. Moeini M. and Tavakoli V. 2016. Evidences for Cenomanian isolated platform in the Lurestan area. SW Iran. International Petroleum Technology Conference.

Schlager W. 2005. Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy. SEPM Concepts Sedimentol Paleontol Ser. 8: 200.

Setudehnia A. 1978. The Mesozoic sequence in southwest Iran and adjacent areas. Journal of Petroleum Geology. 1: 3–42.

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. In: GeoArabia Special Publications, vol. 2. Oriental Press, Manama Bahrain, p 372.

Tavakoli V. 2020. Microscopic heterogeneity. Carbonate Reservoir Heterogeneity. Springer. pp. 17–51.

Tavoosi Iraj P. Mehrabi H. Rahimpour-Bonab H. and Ranjbar-Karami R. 2021. Quantitative analysis of geological attributes for reservoir heterogeneity

https://doi.org/10.22108/jssr.2022.133854.1229 https://dorl.net/dor/20.1001.1.20087888.1401.38.2.4.9