

## Improvement of petrophysical evaluation of the Asmari reservoir by using of well log tomography method in an oil field from southwest of Iran

Erfan Maleki<sup>1</sup>, Elham Asadi Mehmandosti<sup>1\*</sup>, Seyed Ali Moallemi<sup>2</sup>, Vali Mehdipour<sup>3</sup>

1- Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University

2- National Iranian Oil Company, Oil Exploration Management, National Iranian Oil Company

3- Ph.D Candidate of Petroleum Engineering-Exploration, Amirkabir University of Technology

**Keywords:** Well log tomography, Asmari Formation, Dezful Embayment, 3D model of Gamma log, 3D model of porosity

### 1- Introduction

The word tomography means imaging a section and was first used in medical imaging to describe the process of imaging tissue density in the human body using X-rays (Cormack, 1963). Geotomography is very similar to medical tomography, except that in geotomography, we face more challenges due to the broader range and specific geological conditions (Stewart, 1991). Tomography includes many different methods, and depending on the type of physical quantity to be modelled, the dimensions of the area and the type of primary data are divided into different types and methods (Feyz Aghaei, 2015). In tomography, the goal is to provide an accurate map of subsurface changes using log data. Tomography is more compatible with the earth than other analytical methods and is more suitable for accurate and detailed studies. This method can be used to complete drilling data to interpret complex areas in terms of geology or determine the exact distribution of soft and hard formations (Wylie et al., 2003; Wylie and Wood, 2005; Sharghi, 2009).

However, little research has been done in Iran on well log tomography from an exploratory perspective. Therefore, in this study, 39 wells have been selected in one of the oil fields of southwestern Iran located in the Dezful Embayment to make a wells log tomography model using Gamma log, core porosity data geological information data at the Asmari Formation. As the Asmari reservoir is one of the essential carbonate reservoirs in Iran and the Middle East, this study could help with pre-drilling exploration studies in the region.

### 2- Methods

Initially, the available geological and petrophysical data of the Asmari reservoir were examined in 39 wells of the studied oil field. Then, with Petrel software's help, Gamma log data and core porosity and the thickness of each well were drawn, and the reservoir zones in each well were evaluated. In the next step, using Petrel software, two-dimensional and three-dimensional models of Gamma log and core porosity data were designed. This study uses the Gaussian index (Sequential Gaussian Simulation: SGS) for three-dimensional modeling. After making two-dimensional and three-dimensional gamma models, the first 22 horizontally sections were made with an average distance of 10 meters using well log tomography in the Asmari reservoir's thickness. Then eight sections are selected for studies and correlation with core porosity data. After reviewing the model, ten critical wells were selected, and the Gamma log tomographic data and core porosity were cut into four reservoir zones. Then, the data in each zone are compared and interpreted.

### 3- Discussion

The results of gamma logs and porosity tomography models are very close and compatible and show an inverse relationship between gamma values and porosity in the slices made by Asmari Formation in the studied wells. Also, the petrophysical characteristics have changed with increasing dolomitization in the zones, and porosity has increased. The results of gamma logs and porosity tomography models showed that zone 1 has high shale values due to the high gamma-ray logs, which has reduced the amount of porosity in this zone. Therefore, zone 1 of the Asmari reservoir cannot be a good and helpful reservoir in the studied field.

\* Corresponding author: e.asadi@khu.ac.ir

DOI: 10.22055/AAG.2020.34099.2131

Received 2020-06-21

Accepted 2020-10-14

According to gamma log tomography sections in zone 2, it was found that the lowest amount of gamma logs was in zone 2. Although there is a negative relationship between gamma log value and porosity value and the highest dolomite value in zone 2, this zone has the highest porosity value and is the best field zone. As a result, zone 2 can be the main target of production wells in the field. On the other hand, zone 3 has the highest amount of limestone and the lowest level of dolomite. Also, having the highest gamma and low porosity cannot be a good reservoir.

Zone 4 has the lowest degree of dolomite, but the increase in limestone has not reduced the porosity in this zone, which can be related to this zone's different sedimentary environment compared to other zones.

#### 4- Conclusion

According to the Gamma log and the core porosity tomography models, it was found that the enormous amount of porosity was in the central part of the field and, to some extent, in the northwestern part of it, which could be an excellent place for production drilling wells.

Based on the wells log tomography model of the studied oil field, it was found that zone 2, with the lowest gamma value and the highest dolomite value, has a higher porosity than other zones and can be the main target of production wells in the field. Furthermore, since drilling wells are expensive and time-consuming, it is possible to achieve very close and accurate well-drilling results using well log tomography. Therefore, the area tomography studies can be beneficial before increasing excavations in the area for general information.

#### References

- Cormack, A.M., 1963. Representation of a function by its line integrals, with some radiological application. *Journal of Applied Physics* 34(9), 2722-2727.
- Feyz Aghaei, F., 2015. Three-dimensional tomography of volumetric waves of local earthquakes in the northwestern region of Iran. M.Sc. Thesis, Zanjan University, p. 181.
- Sharghi, Y., 2009. Estimation of seismic wave propagation speed in Bakhtiari dam supports using tomography and statistical methods. PhD thesis, Amirkabir University of Technology, p. 210.
- Stewart, R.R., 1991. *Exploration Seismic Tomography: Fundamentals*, Society of Exploration Geophysicists.
- Wylie Jr, A.S., Huntoon, J.E., 2003. Log-curve amplitude slicing: Visualization of log data and depositional trends in the Middle Devonian Traverse Group, Michigan basin, United States. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 87(4), 581-608.
- Wylie Jr, A.S., Wood, J.R., 2005. Well-log tomography and 3-D imaging of core and log-curve amplitudes in a Niagaran reef, Belle River Mills field, St. Clair County, Michigan, United States. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 89(4), 409-433.

#### HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Maleki, E., Asadi Mehmandosti, E., Moallemi, S.A., Mehdipour, V., 2022. Improvement of petrophysical evaluation of the Asmari reservoir by using of well log tomography method in an oil field from southwest of Iran. *Adv. Appl. Geol.* 11(4), 825-837.

DOI: 10.22055/AAG.2020.34099.2131

url: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_16257.html](https://aag.scu.ac.ir/article_16257.html)

# بهبود ارزیابی پتروفیزیکی سازند آسماری با استفاده از توموگرافی میان چاهی در یکی از میداین نفتی

## جنوب غرب ایران

عرفان ملکی

دانشجوی کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی

الهام اسدی مهماندوستی\*

استادیار گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین، گروه زمین شناسی، دانشگاه خوارزمی

سیدعلی معلمی

استادیار پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف نفت، شرکت ملی نفت ایران

ولی مهدی پور

دانشجوی دکتری مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۴/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۷/۲۳

\*e.asadi@khu.ac.ir

### چکیده

در این مطالعه مخزن آسماری در ۳۹ حلقه چاه یکی از میداین نفتی جنوب غربی زاگرس، واقع در فروافتادگی دزفول با استفاده از روش توموگرافی میان چاهی داده‌های نگار گاما و داده‌های تخلخل مغزه بررسی شده است. به این منظور مدل‌های دوبعدی و سه‌بعدی نگار گاما و تخلخل مغزه در ۴ زون مخزنی سازند آسماری توسط نرم‌افزار پترل طراحی گردید. از میان برش‌های تهیه شده نگار گاما و تخلخل از هر زون، ۲ برش از بخش‌های بالایی و پایینی زون‌ها انتخاب و در کل ۸ برش توموگرافی از ۱۰ چاه کلیدی تهیه و با یکدیگر مقایسه شدند. نتایج حاصل از مدل‌های توموگرافی نگار گاما و تخلخل بسیار به هم نزدیک و قابل انطباق بوده و نشان می‌دهد بین میزان نگار اشعه گاما و تخلخل در برش‌های ساخته شده سازند آسماری در چاه‌های مورد مطالعه یک رابطه معکوس وجود دارد. همچنین با افزایش میزان دولومیتی شدن در زون‌ها، خصوصیات پتروفیزیکی تغییر و مقدار تخلخل افزایش یافته است. بر مبنای مدل توموگرافی میان چاهی میدان نفتی مورد مطالعه مشخص شد که زون ۲ با کمترین مقدار گاما و بیشترین مقدار دولومیتی شدن، دارای تخلخل بالاتر نسبت به سایر زون‌ها بوده و می‌تواند هدف اصلی چاه‌های تولیدی در میدان باشد. از آنجایی که مغزه‌گیری چاه‌ها با هزینه و زمان زیادی همراه است، می‌توان با استفاده از روش توموگرافی میان چاهی به نتایج بسیار نزدیک و دقیق به داده‌های مغزه‌گیری چاه دست یافت. بنابراین پیش از اقدام به افزایش حفاری‌ها در منطقه، برای کسب اطلاعات کلی، انجام مطالعات توموگرافی می‌تواند بسیار مفید باشد.

**کلمات کلیدی:** توموگرافی میان چاهی، سازند آسماری، فروافتادگی دزفول، مدل سه‌بعدی نگار گاما، مدل سه‌بعدی تخلخل

### مقدمه

توموگرافی نسبت به سایر روش‌های تحلیلی، همخوانی بیشتری با زمین داشته و بنابراین برای بررسی‌های دقیق و جزئی مناسب‌تر است. این روش به منظور تکمیل داده‌های حفاری جهت تفسیر مناطق پیچیده از نظر زمین‌شناسی و یا جهت تعیین توزیع دقیق سازندهای نرم و سخت می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد (Sharghi, 2009). وایلی و همکاران (Wylie et al., 2003)، از تکنیک توموگرافی با استفاده از نگار گاما برای آنالیزی از تکامل حوضه میشیگان در طول رسوبگذاری در دونین میانی استفاده کردند و نتیجه گرفتند که روش توموگرافی می‌تواند برای شناسایی مناطق جدید در امر اکتشاف و همچنین بهره برداری کاربرد داشته باشد. لی (Le, 2004)، از روش توموگرافی چاه نگاری برای تطابق بین منحنی‌های چاه نگاری در حوضه میشیگان استفاده کرد. وایلی و وود (Wylie and Wood, 2005)، با استفاده از روش توموگرافی، برش‌های افقی از طریق منحنی‌های نگار گاما برای پی بردن به تخلخل و نفوذپذیری مغزه در

واژه توموگرافی از نظر لغوی به معنای تصویربرداری از یک برش است و اولین بار در مطالعات تصویرسازی پزشکی و به منظور بررسی تراکم بافت در بدن انسان با استفاده از اشعه ایکس کاربرد داشته است (Cormack, 1963). آنچه در ژئوتوموگرافی انجام می‌شود بسیار شبیه به توموگرافی پزشکی می‌باشد، با این تفاوت که در ژئوتوموگرافی به علت وسعت بیشتر محدوده و شرایط خاص زمین‌شناسی با چالش‌های بیشتری روبرو هستیم (Stewart, 1991). توموگرافی روش‌های متنوع و زیادی را شامل می‌شود و بسته به کمیت فیزیکی که قرار است مدل شود، ابعاد منطقه مورد نظر و نوع داده‌های اولیه به انواع و روش‌های مختلف تقسیم‌بندی و نام‌گذاری می‌شود (Feyz Aghaei, 2015). در توموگرافی، هدف تهیه یک نقشه دقیق از تغییرات زیرسطحی با استفاده از نگارها است.

مخازن ریف‌های نیاگارا در آمریکا ترسیم کردند. آنها پیشنهاد دادند که روش توموگرافی می‌تواند برای بررسی‌های چینه نگاری سکانسی استفاده شود.

اما در ایران مطالعات اندکی بر روی توموگرافی میان‌چاهی به دید اکتشافی صورت پذیرفته است. با توجه به اهمیت سازند آسماری در ایران مطالعات مختلفی بر روی این سازند انجام شده است (به عنوان نمونه Farshi et al., 2019; Aghli et al., 2020; Gharecheloua et al., 2020; Jafari et al., 2020) اما تا کنون مدل توموگرافی میان‌چاهی سازند آسماری به طور مشخص ارائه نشده است. لذا در این پژوهش، ۳۹ حلقه چاه در یکی از میداین نفتی جنوب غربی ایران واقع در فروافتادگی دزفول انتخاب شده است تا با استفاده از نگار گاما، داده‌های تخلخل مغزه و اطلاعات زمین‌شناسی موجود در آن، به ارائه یک مدل توموگرافی میان‌چاهی در سازند آسماری پرداخته شود. از آنجایی که مخزن آسماری از مهم‌ترین مخازن کربناته در ایران و خاورمیانه محسوب می‌شود، این مطالعه می‌تواند در تولید از مخازن و توسعه میداین در منطقه کمک نماید.

### موقعیت و زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه در منطقه فروافتادگی دزفول که بخشی از زون چین خورده زاگرس می‌باشد، قرار دارد (شکل ۱). رسوبات حوضه زاگرس بر روی لبه شمال شرقی صفحه عربی نهشته شده است (Aghanbati, 2006; Alavi, 2007; Heydari, 2008).

حوضه زاگرس با رسوبگذاری پلتفرم کربناته دریایی در اوایل ژوراسیک بنا شده و تا زمان میوسن با فرورانش عظیمی که در شمال شرق روی داده و در امتداد چندین گسل واقع شده، ادامه یافته است (Berberian and King, 1981). در زمان پالئوسن ائوسن سازندهای پایده و چهرم به ترتیب در وسط و هر دو گوشه از محور حوضه‌ای زاگرس ته نشست کرده‌اند (Ahmadhadi et al., 2007). اختلاف درون حوضه‌ای و رخساره‌ها، رخساره‌های آواری (بخش ماسه‌سنگی اهواز)، کربنات‌ها و تبخیری‌ها (بخش کله‌ر) را شامل می‌شود که به خوبی در مدت زمان الیگوسن بالایی-میوسن زیرین توسعه یافته‌اند. ساختار اصلی در این زمان انطباق ناهموار درون حوضه‌ای با گسل‌های قاعده‌ای روند شمال غرب - جنوب شرق (گسل فروافتادگی دزفول و گسل جبهه کوهستان) می‌باشد. در مرکز حوضه رخساره‌های حوضه‌ای (مارن‌ها و شیل‌ها) به رخساره تبخیری تغییر یافته است. لازم به ذکر است که هیچ نوع رخساره‌ای حد واسط و تدریجی از مارن‌ها و شیل‌ها به تبخیری‌ها گزارش نشده است. اولین مرحله از فعالیت مجدد گسل‌های قاعده‌ای ممکن است در زمان الیگوسن در مدت ته نشست سازند آسماری شروع شده باشد. بنابراین، افزایش حرکات گسل‌های قاعده‌ای در مدت زمان الیگوسن بالایی تا میوسن زیرین (شاتین - ابتدای آکیتانین)، درون حوضه‌های مجزای مختلفی را سبب می‌شود و یکسری شکستگی را موازی با روندهای کلی این درون حوضه‌ها و گسل‌های قاعده‌ای منجر شده است. در پایان مدت زمان شاتین - آکی تانین احتمالاً کمترین زمان برای

شروع برخورد پلیت عربی - اوراسیا در زاگرس مرکزی بوده است (Ahmadhadi et al., 2007).

میدان مورد مطالعه در جنوب شهرستان گچساران و در استان کهگیلویه و بویر احمد قرار دارد و جزو یکی از بزرگترین میداین نفتی ایران به شمار می‌رود. سازند آسماری با داشتن ۴ زون، به عنوان مخزن اصلی و سازند سروک با داشتن ۹ زون، دومین مخزن اصلی این میدان می‌باشند (Motiei, 1995).

سازند آسماری در میدان مورد مطالعه عمدتاً از سنگ‌آهک و دولومیت (شکل ۲) با مقادیر کمی شیل و چندین لایه ماسه‌ای در برخی از چاه‌ها تشکیل و به سه بخش آسماری پایینی به سن الیگوسن، آسماری میانی به سن میوسن پیشین (آکی تانین) و آسماری بالایی به سن میوسن پسین (بوردیگالین) تقسیم می‌شود. ضخامت سازند آسماری در میدان مورد مطالعه از ۳۶۰ متر تا ۶۵۴ متر متغیر و به طور متوسط ۴۳۴ متر می‌باشد (شکل ۳). سازند آسماری میدان مورد مطالعه از ۴ زون مخزنی تشکیل شده است که از مجموع ۴ زون مخزن، نیمه بالایی زون ۱، آسماری بالایی، نیمه پایینی زون ۱ و زون‌های ۲ و ۳، آسماری میانی و زون ۴ نیز آسماری پایینی را تشکیل می‌دهند. شدت دولومیتی شدن از سرسازند آسماری تا زون ۳ کاملاً مشهود است (گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳۸۵).

بر اساس گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب (۱۳۸۵)، بیشترین میزان حضور دولومیت‌ها در زون ۲ مخزن آسماری چاه‌های مورد مطالعه دیده می‌شود. در زون مخزنی ۴، دولومیت گزارش نشده و یا خیلی کم است، لذا با افزایش عمق شدت دولومیتی شدن کاهش یافته است. مخزن آسماری در جنوب غرب میدان عمدتاً از مواد دانه درشت با ترکیب بافتی پکستون و گرینستون و در بخش‌های شمال شرقی و جنوب شرقی میدان غالباً از مواد دانه ریز با ترکیب بافتی مادستون و وکستون تشکیل گردیده است (National Iranian Oil Company, 2006).

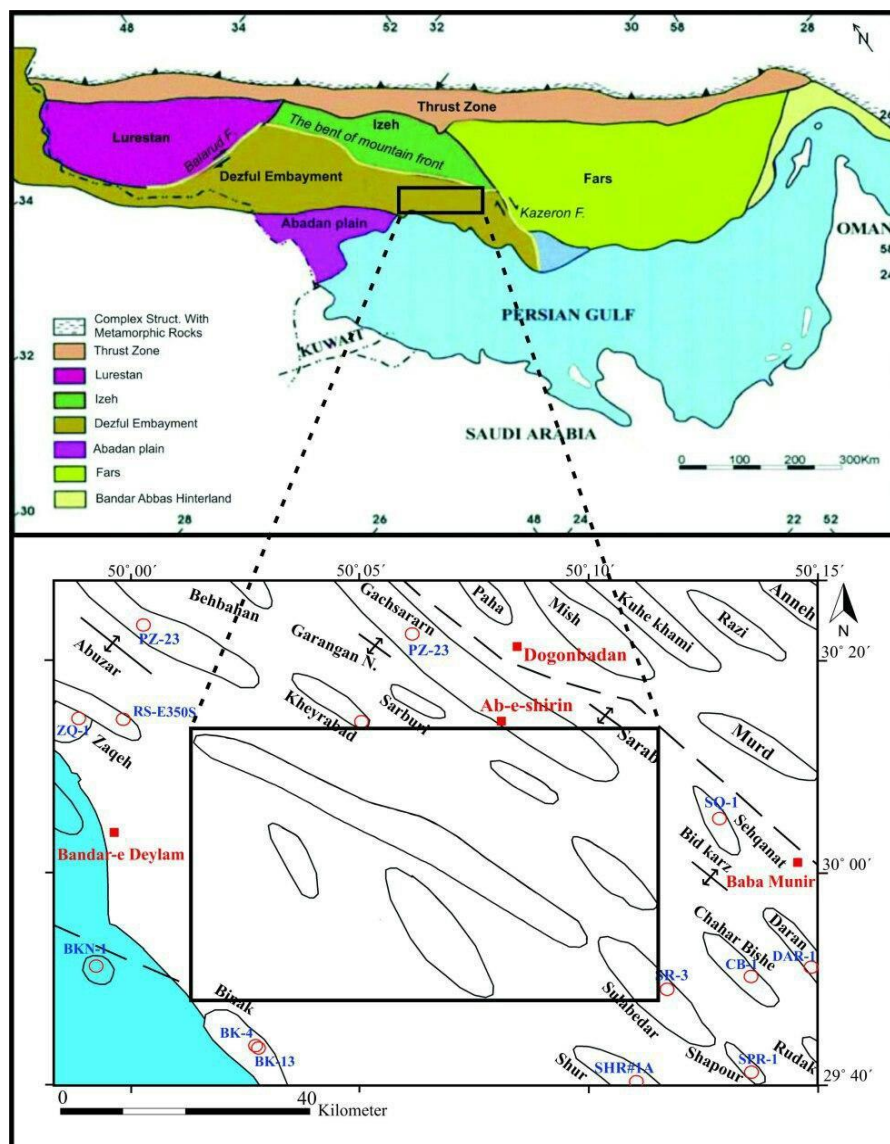
دولومیتی شدن مهم‌ترین فرایند دیاژنزی تأثیرگذار بر روی سازند آسماری میدان مورد مطالعه است. محیط رسوبی سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ به صورت گسترده و با شیب بسیار ملایم است (National Iranian Oil Company, 2006).

### روش کار

در ابتدا داده‌های موجود زمین‌شناسی و پتروفیزیکی مخزن آسماری در ۳۹ حلقه چاه میدان نفتی مورد مطالعه، بررسی شد. سپس به کمک نرم افزار پترل، داده‌های نگار گاما و تخلخل مغزه موجود در کنار ضخامت هر چاه ترسیم و زون‌های مخزنی در هر چاه ارزیابی شدند. لازم به ذکر است که تصحیحات شیلی بر روی نگار گاما انجام شده است. نرم افزار پترل یکی از نرم افزارهای محبوب و کاربردی در بخش بالادستی صنعت نفت است که از مرحله تفسیر اطلاعات لرزه‌نگاری تا ساخت مدل استاتیک و دینامیک مخازن نفت و

یک برش به صورت افقی با روش توموگرافی میان چاهی در ضخامت مخزن آسماری ساخته شد و از میان برش‌های زده شده، ۸ برش برای بررسی و مقایسه با داده‌های تخلخل مغزه انتخاب شد. پس از بررسی مدل ساخته شده، از میان ۳۹ حلقه چاه موجود، ۱۰ حلقه چاه که شامل تمامی زون‌ها بود، انتخاب و برش‌های مدل توموگرافی نگار گاما و داده‌های تخلخل مغزه در ۴ زون مخزنی زده شد. سپس به مقایسه و تفسیر داده‌های هر زون در نگار گاما و تخلخل مغزه پرداخته شده است.

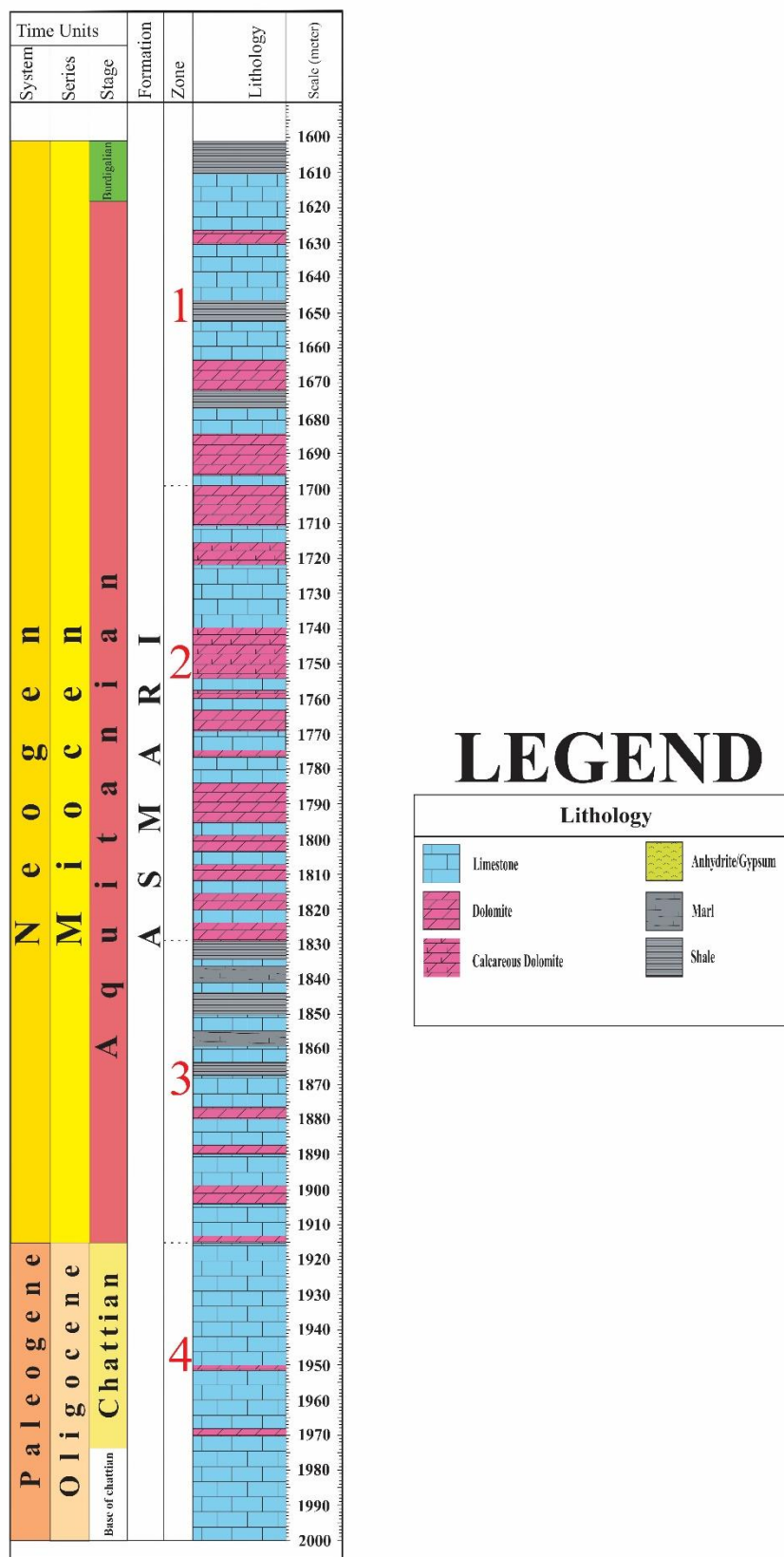
گاز را شامل می‌شود و به جامع‌ترین افق آتی نرم افزارهای تخصصی مهندسی نفت تبدیل شده است (Aminzadeh et al., 2013). در مرحله بعدی با استفاده از نرم افزار پترل مدل‌های دو بعدی و سه بعدی نگار گاما و تخلخل مغزه جهت مقایسه با برش‌های توموگرافی میان چاهی که در مرحله بعدی ساخته شدند، طراحی شد (شکل‌های ۴ و ۵). در این مطالعه روش شبیه‌سازی شاخص گوسی (SGS: Sequential Gaussian Simulation) برای مدل‌سازی سه بعدی مورد استفاده قرار گرفته است. بعد از ساخت مدل‌های دوبعدی و سه‌بعدی گاما، ابتدا ۲۲ برش با فاصله متوسط هر ۱۰ متر



شکل ۱- موقعیت میدان نفتی مورد مطالعه در حوضه زاگرس و فروافتادگی دزفول (اقتباس با تغییراتی از نقشه ساختاری زاگرس، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران؛ Maghsoudi, 2001).

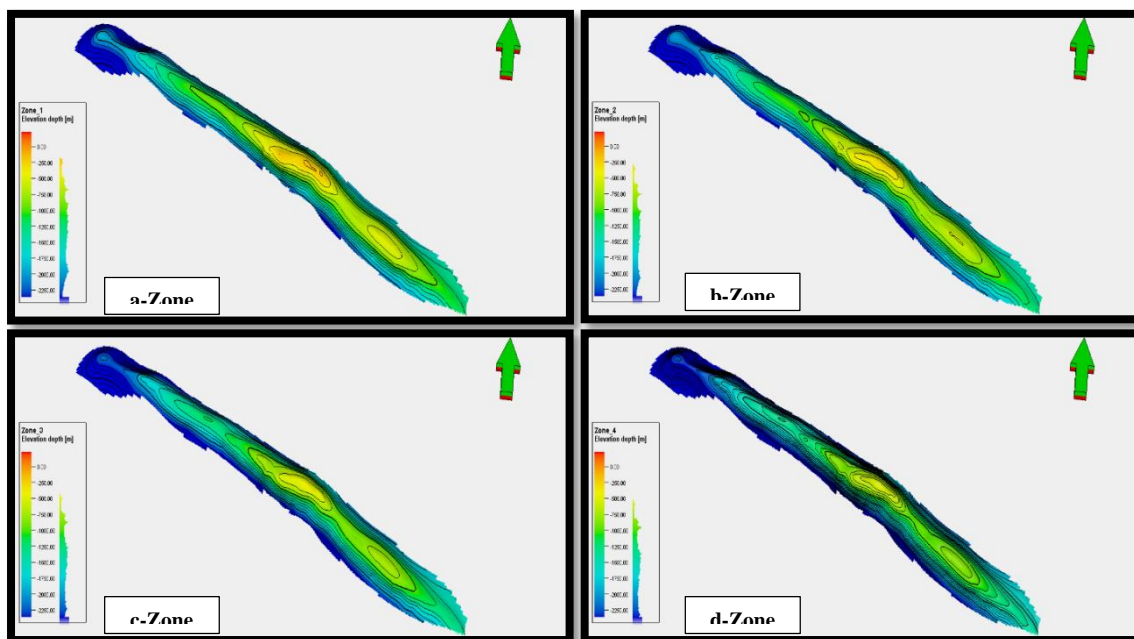
Fig. 1. The position of studied oil field in the Zagros basin and the Dezful Embayment (Adapted with changes from the structural map of the Zagros: Exploration Management of the National Iranian Oil Company; Maghsoudi, 2001).





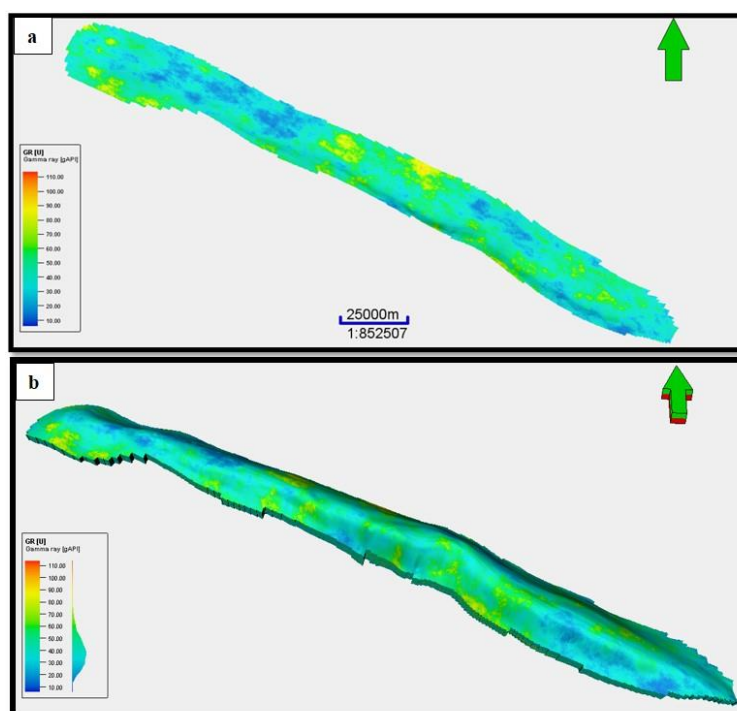
شکل ۲- ستون چینه شناسی مخزن آسماری در چاه شماره ۱۸ میدان مورد مطالعه.

Fig. 2. Stratigraphic column of Asmari reservoir in well number 18 of the studied field.



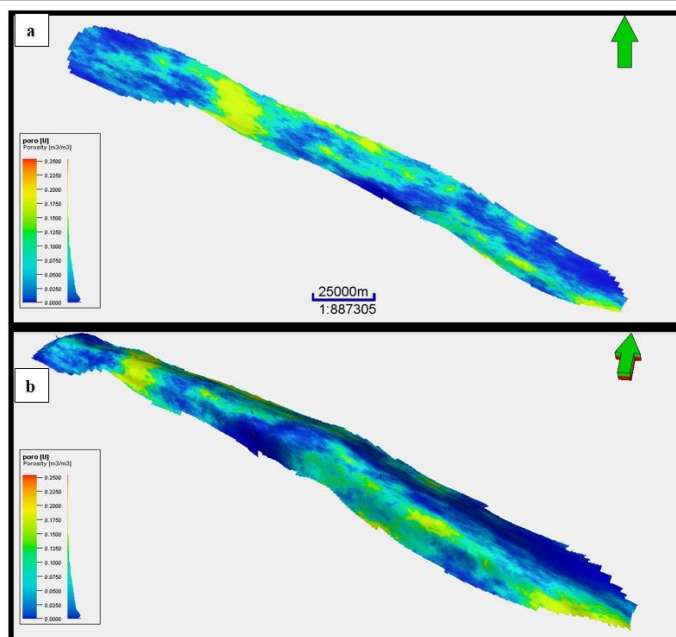
شکل ۳- تصویر سه بعدی تغییرات جانبی ضخامت زون آسماری میدان مورد مطالعه. تغییرات جانبی ضخامت سازند آسماری به تفکیک در (a) زون ۱، (b) زون ۲، (c) زون ۳ و (d) زون ۴ در میدان نفتی مورد مطالعه. (علامت فلش شمال جغرافیایی را نشان می دهد).

Fig. 3. Three D image of lateral thickness changes in Asmari zone at studied field. Changes in the lateral thickness of Asmari Formation separately in (a) Zone 1, (b) Zone 2, (c) Zone 3 and (d) Zone 4 in the studied oil field (arrow sign show the north).



شکل ۴- (a) نمایش دو بعدی و (b) سه بعدی نگار گاما مخزن آسماری برای مقایسه با برش‌های توموگرافی میان چاهی در میدان نفتی مورد مطالعه (علامت فلش شمال جغرافیایی را نشان می دهد).

Fig. 4. (a) Two-dimensional and (b) Three-dimensional gamma log images of Asmari reservoir in the studied oil field (arrow sign show the north).



شکل ۵- (a) مدل دو بعدی و (b) مدل سه بعدی تخلخل مغزه مخزن آسماری برای مقایسه با برش‌های توموگرافی میان چاهی در میدان نفتی مورد مطالعه (علامت فلش شمال جغرافیایی را نشان می دهد).

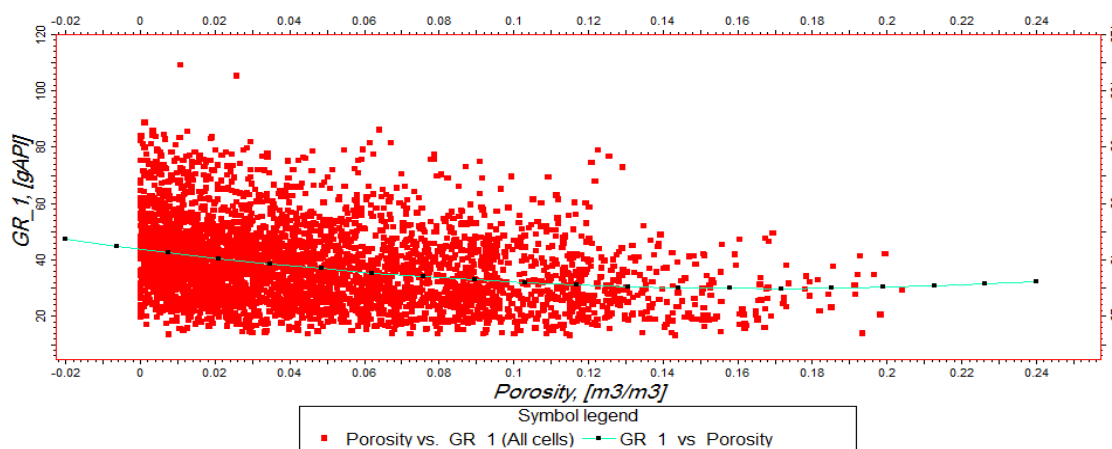
Fig. 5. (a) Two-dimensional model and (b) Three-dimensional model of Asmari reservoir core porosity in the studied oil field (arrow sign show the north).

و دارای رابطه منفی است و در حالت کلی با کاهش مقدار گاما میزان تخلخل سنگ افزایش می یابد (شکل ۶). از آنجایی که بخشی از مقادیر بالای تخلخل در ارتباط با فرایند دولومیتی شدن و متعلق به بخش‌های دولومیتی شده است، می‌توان به تاثیر و تغییر فرایندهای دیاژنتیکی در داده‌های چاه‌پیمایی که متاثر از میزان تخلخل است، پی برد. همانطور که در گزارش‌های میدانی برای چاه‌های مورد مطالعه مشخص شده است، بیشترین میزان تخلخل منطبق بر لایه‌های دارای دولومیت است (National Iranian Oil Company, 2006).

#### بحث و بررسی

سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه از ۴ زون تشکیل شده است. مطالعه برش‌های نگار گاما و داده‌های تخلخل مغزه در هر یک از زون‌های تشکیل دهنده، بیانگر خصوصیات پتروفیزیکی و مخزنی متفاوت در میدان نفتی مورد مطالعه است.

انطباق نمودارهای چاه‌پیمایی مانند نمودار تخلخل و نمودار گاما نشان‌دهنده ارتباط بین این نمودارها و خصوصیات متفاوت سنگ‌شناسی است. ترسیم نمودار تخلخل بر حسب گاما در سازند آسماری نشان می‌دهد که نمودار تخلخل به طور خطی وابسته به گاما



شکل ۶- ترسیم مقادیر تخلخل در مقابل گاما برای زون‌های مختلف در مخزن آسماری میدان نفتی مورد مطالعه.

Fig. 6. Drawing of porosity values & gamma ray for different zones in the Asmari reservoir of the studied oil field.



ضخامت زون ۱ سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه به طور متوسط ۹۸ متر می‌باشد و روند تغییرات ضخامتی این زون به طور کلی از سمت شمال غرب به طرف جنوب شرق میدان سیر کاهشی نشان می‌دهد. قسمت بالایی زون ۱ متعلق به آسماری بالایی با سن میوسن پسین است.

بررسی مدل توموگرافی میان‌چاهی تهیه شده نشان می‌دهد که در بخش بالایی زون ۱ سازند آسماری در قسمت شمال غربی میدان مقادیر گاما (شکل a۷) پایین است در حالی که مقادیر تخلخل آن بالا است (شکل b۷). بیشترین مقدار گاما و شیل در تاپ زون ۱ سازند آسماری مربوط به قسمت‌های مرکزی و جنوب شرقی میدان مورد مطالعه مربوط است که با توجه به افزایش مقدار گاما و شیل در مرکز میدان، از مقدار تخلخل کاسته شده است. قسمت پایینی زون ۱ متعلق به آسماری میانی با سن میوسن پیشین است. بررسی مدل توموگرافی نشان می‌دهد به طور متوسط در مناطقی که مقدار گاما و شیل افزایش یافته (شکل c۷) مقدار تخلخل کاهش یافته است (شکل d ۷).

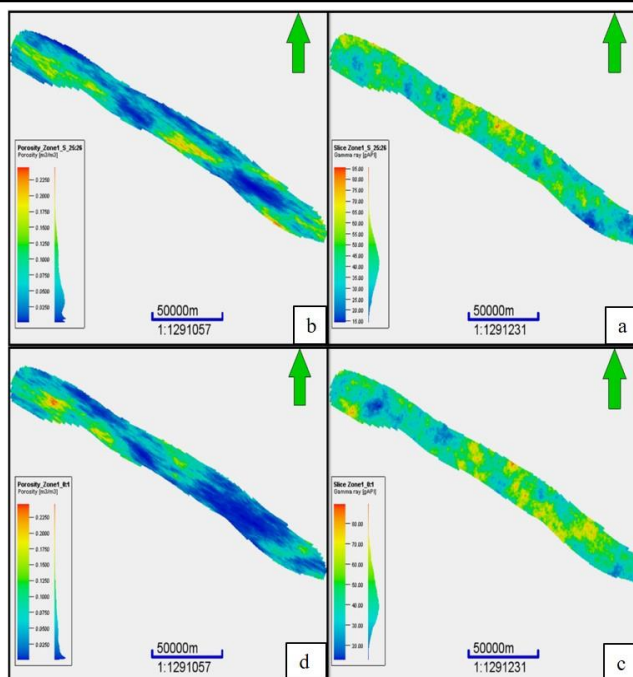
از بالای زون ۱ به سمت زون ۲، میزان دولومیتی شدن افزایش می‌یابد. با توجه به این که فرآیند دولومیتی شدن در طی دیاژنز اغلب باعث افزایش تخلخل در سنگ می‌گردد، وضعیت تخلخل بخش پایینی زون ۱ به نسبت تاپ زون آن مقداری بهبود یافته است. توزیع تخلخل در قسمت جنوبی مرکز میدان، تا حدودی در میانه شمال غربی میدان و کمی هم در قسمت جنوب شرقی قابل تشخیص است (شکل c۷). در زون ۱ به نسبت زون ۲ سازند آسماری، ترکیب لیتولوژیکی آهکی نسبت به دولومیت غالب است. از آنجایی که فرآیند دولومیتی شدن در طی دیاژنز اغلب باعث افزایش تخلخل در سنگ می‌گردد لذا انتظار نمی‌رود مقدار زیادی تخلخل در این زون وجود داشته باشد. به طور کلی، زون ۱ با مقدار گامای بیشتر، از تخلخل کمتری بهره دارد و در نتیجه زون ۱ مخزن آسماری نمی‌تواند مخزن تولیدی و خوبی در میدان مورد مطالعه باشد.

ضخامت متوسط زون ۲ سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه ۱۳۰ متر است. روند تغییرات ضخامتی این زون در بخش شمال غربی مخزن آسماری از سمت شمال به طرف جنوب شرق سیر کاهشی دارد و در بخش مرکزی و جنوب شرق مخزن، ضخامت آسماری از شمال به طرف جنوب افزایش می‌یابد. از نظر سنگ‌شناسی دو بخش کاملاً متمایز و مشخص در این زون قابل تشخیص است. بخش بالایی آن از مادستون دولومیتی و وکستون تشکیل یافته و در

امتداد جنوب شرق از شدت دولومیتی شدن آن کاسته می‌گردد. بخش پایینی این زون عمدتاً به صورت لایه‌های متناوب سنگ‌آهک و دولومیت است. زون ۲ متعلق به بخش آسماری میانی با سن میوسن پیشین است. بررسی مدل توموگرافی میان‌چاهی نگار گاما در بخش بالایی زون ۲ سازند آسماری نشان از کاهش مقدار گاما (شکل a۸) و در نتیجه افزایش مقدار تخلخل (شکل b۸) در بخش‌های مرکزی میدان و تا حدی در بخش‌های شمال، غرب و جنوب شرق میدان است. مطالعه مدل توموگرافی نگار گاما در بخش‌های پایینی زون ۲ سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که از شمال غرب به سمت جنوب شرق میدان از مقدار گاما افزوده (شکل c۸) و از مقدار تخلخل کاسته می‌شود (شکل d۸). بیشترین مقدار تخلخل مربوط به بخش‌های شمال غربی و قسمت مرکزی میدان مورد مطالعه است. بر اساس گزارش‌های زمین‌شناسی، بیشترین مقدار دولومیتی شدن سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه مربوط به زون ۲ می‌باشد. مطالعه صورت گرفته نیز حاکی از کمترین میزان نگار گاما و بالاتر بودن مقدار تخلخل در این زون است لذا زون ۲ بهترین زون مخزنی میدان بوده و می‌تواند هدف اصلی چاه‌های تولیدی باشد.

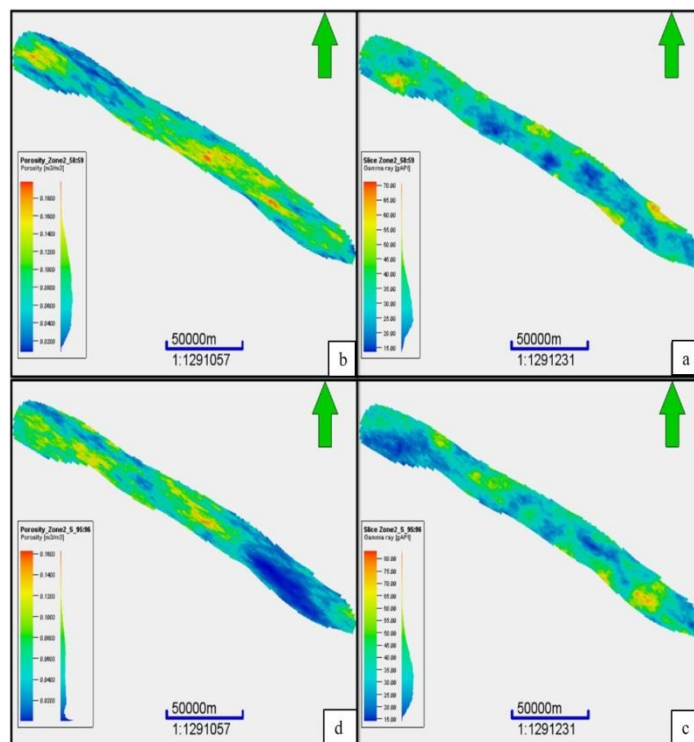
ضخامت زون ۳ سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه به طور متوسط ۸۶ متر است. روند تغییرات ضخامتی این زون در شمال غربی مخزن، از سمت شمال به طرف جنوب کاهش ضخامت را نشان می‌یابد. زون ۳ متعلق به آسماری میانی با سن میوسن پیشین است. از نظر سنگ‌شناسی این زون دو بخش کاملاً متمایز از هم دارد. بخش بالایی اکثراً از لایه‌های شیل و مارن همراه با تناوبی از لایه‌های کربناته تشکیل شده است. بخش پایینی زون ۳ مخزن آسماری عمدتاً از دولومیت و سنگ آهک و مقدار کمی انیدریت تشکیل شده است.

بررسی مدل توموگرافی تهیه شده از بخش بالایی زون ۳ نشان می‌دهد که مقدار گاما به صورت پراکنده در قسمت‌های مرکزی میدان و تا حدودی به سمت جنوب شرقی و بخش کوچکی هم در شمال غربی میدان وجود دارد (شکل a۹) که متناظر با این مشاهدات میزان تخلخل پایینی در (شکل b۹) مشاهده می‌شود. مقدار گامای این زون بیشتر از زون ۱ و ۲ بوده و بررسی مدل نگار گاما و مغزه و بخش پایینی زون ۳ (شکل c۹ و d) نیز بیانگر مقادیر گامای بالاتر و تخلخل کمتر در این بخش است. بررسی‌های سنگ‌شناسی نشان می‌دهد از زون ۲ به سمت زون ۳ مقدار دولومیتی شدن کاهش و مقدار تخلخل کم می‌شود. این زون نمی‌تواند زون مخزنی مناسب سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه باشد.



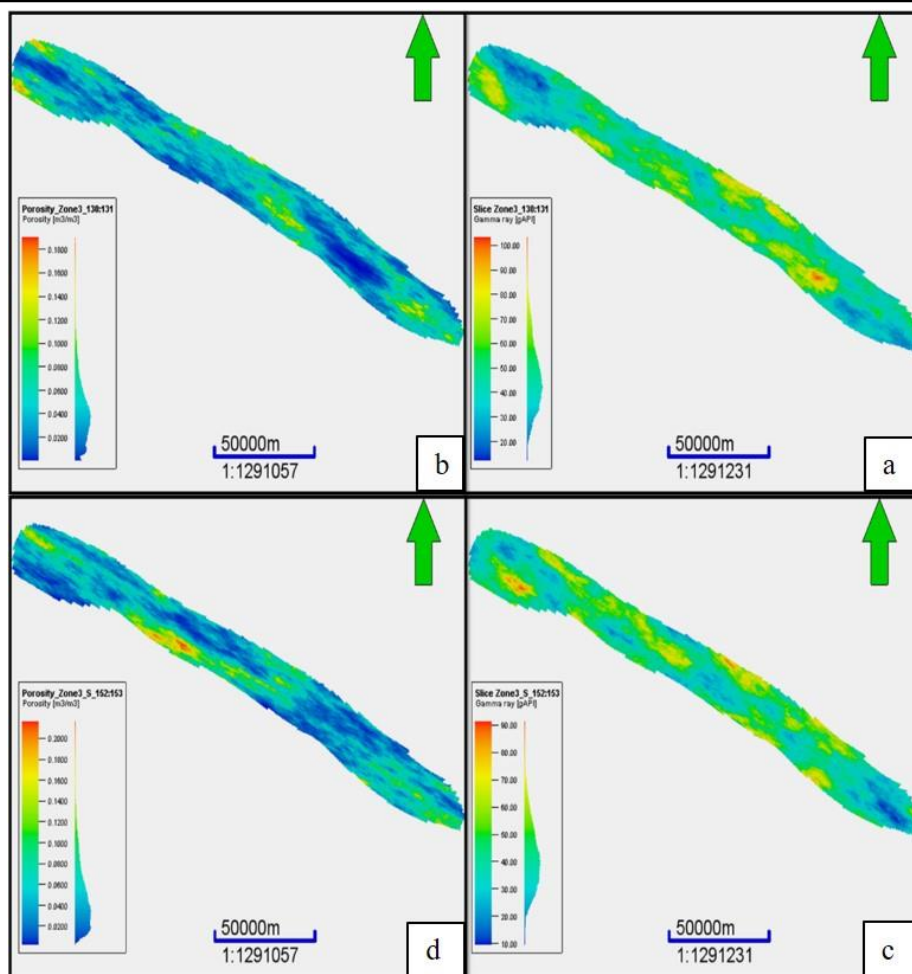
شکل ۷- تفسیر و مقایسه برش بخش بالایی زون ۱ حاصل از (a) داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی، (b) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه، (c) برش بخش پایینی زون ۱ حاصل از داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی و (d) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه.

Fig. 7. Interpretation and comparison of the upper section of zone 1 resulting from (a) Gamma log data with well log tomography method, (b) core porosity data, (c) Lower section of zone 1 resulting from Gamma log data with well log tomography method and (d) core porosity data.



شکل ۸- تفسیر و مقایسه برش بخش بالایی زون ۲ حاصل از (a) داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی و (b) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه، (c) برش بخش پایینی زون ۲ حاصل از داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی و (d) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه.

Fig. 8. Interpretation and comparison of the upper section of zone 2 resulting from (a) Gamma log data with well log tomography method, (b) core porosity data, (c) Lower section of zone 2 resulting from Gamma log data with well log tomography method and (d) core porosity data.



شکل ۹- تفسیر و مقایسه برش بخش بالایی زون ۳ حاصل از داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی، (b) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه، (c) برش بخش پایینی زون ۳ حاصل از داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی و (d) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه.

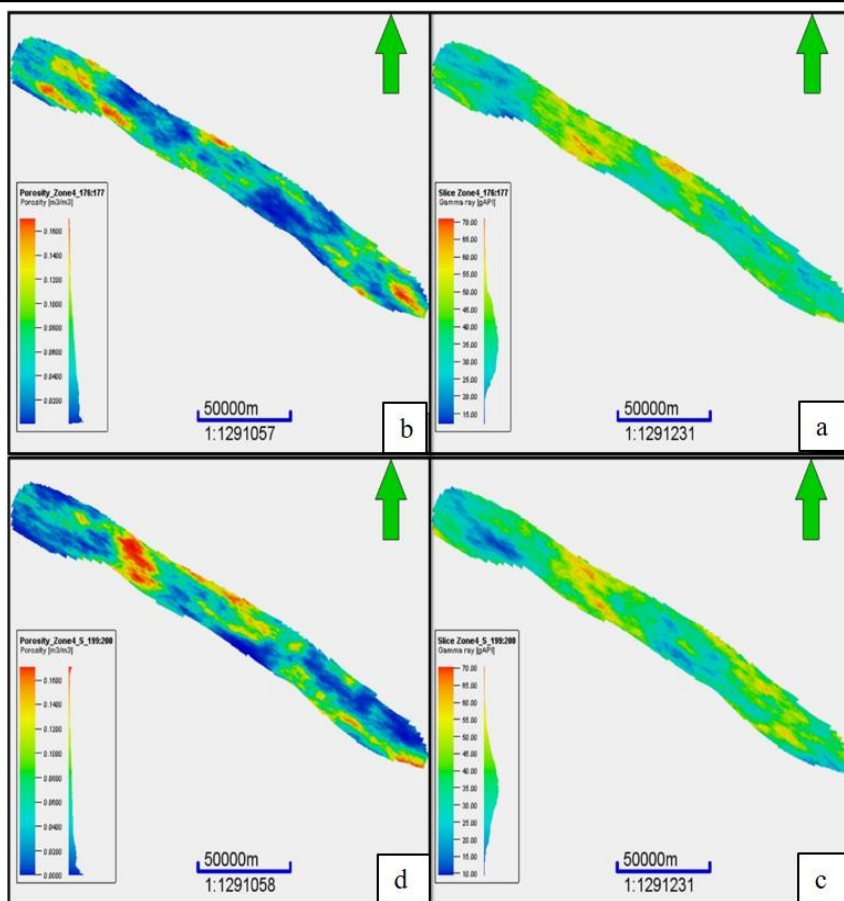
Fig. 9. Interpretation and comparison of the upper section of zone 3 resulting from (a) Gamma log data with well log tomography method, (b) core porosity data, (c) Lower section of zone 3 resulting from Gamma log data with well.

کاسته می‌شود (شکل ۱۰d). مقدار تخلخل از بخش مرکزی میدان به سمت شمال غرب میدان افزایش یافته است (شکل ۱۰d). در زون ۴ میزان فرآیند دولومیتی شدن نسبت به سایر زون‌ها کاهش و لذا انتظار می‌رود که کمترین میزان تخلخل نسبت به سایر زون‌ها را داشته باشد. زون ۴ مقدار تخلخل بیشتری به نسبت زون ۳ نشان می‌دهد که این تخلخل بیشتر می‌تواند در ارتباط با ویژگی‌های محیط رسوبی زون ۴ که محصول دریایی پر انرژی و متلاطم است، باشد. بطور کلی پدیده دولومیتی شدن نقش دوگانه در کیفیت مخزنی سازند آسماری داشته است که یا با حفظ تخلخل و با افزایش آن صورت پذیرفته است و باعث بالا رفتن کیفیت مخزنی شده است اما نقش دوم دولومیت‌ها در کاهش میزان تخلخل در سنگ مخزن می‌باشد که در رابطه با میزان شدت این پدیده، نوع و زمان دولومیتی شدن می‌باشد.

ضخامت زون ۴ سازند آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه به طور متوسط ۸۵ متر است. روند تغییرات ضخامت این زون در شمال غربی مخزن، از سمت شمال به طرف جنوب افزایش می‌یابد. از نظر سنگ‌شناسی این زون عمدتاً از سنگ‌آهک تشکیل شده است و دولومیت‌ها توسعه چندانی در این زون ندارند. زون ۴ متعلق به آسماری پایینی با سن الیگوسن است.

بررسی نگار گاما با توموگرافی میان‌چاهی در بخش بالایی زون ۴ نشان می‌دهد که در قسمت شمال غربی میدان و جنوب شرقی آن مقدار گاما کمتر و در قسمت‌های مرکزی میدان مقدار گاما افزایش یافته است (شکل ۱۰a). در حالی که مقدار تخلخل به سمت شمال غربی و تا حدودی در قسمت جنوب شرقی میدان افزایش یافته است (شکل ۱۰b).

از سمت شمال غرب به سمت مرکز و جنوب شرق به مقدار گامای بخش پایینی زون ۴ افزوده شده (شکل ۱۰c) و از مقدار تخلخل



شکل ۱۰- تفسیر و مقایسه برش بخش بالایی زون ۴ حاصل از داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی، (b) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه، (c) برش بخش پایینی زون ۴ حاصل از داده‌های نگار گاما با روش توموگرافی میان‌چاهی و (d) داده‌های حاصل از تخلخل مغزه.

Fig. 10. Interpretation and comparison of the upper section of zone 4 resulting from (a) Gamma log data with well log tomography method, (b) core porosity data, (c) Lower section of zone 4 resulting from Gamma log data with well.

### نتیجه‌گیری

تهیه و بررسی مدل توموگرافی میان‌چاهی نگار گاما و مدل سه بعدی تخلخل مغزه در ۴ زون مخزن آسماری میدان مورد مطالعه منجر به نتایج زیر شد:

(۱) نتایج حاصله نشان داد که زون ۱ دارای مقادیر شیل زیاد به دلیل وجود گامای بالا می‌باشد که باعث کاهش مقدار تخلخل در این زون شده است. لذا زون ۱ مخزن آسماری نمی‌تواند مخزن خوب و مفیدی در میدان مورد مطالعه باشد.

(۲) با توجه به برش‌های توموگرافی گاما در زون ۲، مشخص شد که کمترین مقدار گاما مربوط به زون ۲ است. با توجه به رابطه منفی بین مقدار گاما و مقدار تخلخل و همچنین بیشترین مقدار دولومیتی شدن در زون ۲، این زون بیشترین مقدار تخلخل را دارد و بهترین زون میدان است. در نتیجه زون ۲ می‌تواند هدف اصلی چاه‌های تولیدی در میدان باشد.

(۳) زون ۳ دارای بیشترین مقدار سنگ‌آهک و کمترین میزان دولومیتی شدن است. همچنین با داشتن بیشترین مقدار گاما و تخلخل پایین نمی‌تواند مخزن خوبی باشد.

(۴) زون ۴ دارای کمترین میزان فرآیند دیاژنزی دولومیتی شدن است اما افزایش سنگ‌آهک به همان میزان باعث کاهش تخلخل در این زون نشده است که این می‌تواند در ارتباط با میزان شدت دولومیتی شدن، نوع و زمان آن باشد.

(۵) با توجه به برش‌های نگار گاما و تخلخل مغزه مشخص شد که بیشترین مقدار تخلخل مربوط به بخش مرکزی میدان و تا حدودی بخش شمال غرب میدان است که می‌تواند محل خوبی برای حفاری چاه‌های تولیدی باشد.

(۶) نمودار ترسیم شده برای تخلخل و گاما نشان داد که میزان تخلخل به طور خطی وابسته به مقدار گاما و دارای رابطه منفی با این نمودار است.

(۷) نتایج حاصله نشان داد که روش توموگرافی می‌تواند مدلی مشابه با مدل اولیه تولید نماید و به نتایجی کاملاً نزدیک به داده‌های مغزه دست یابد.

- Aghanbati, A., 2006. Geology of Iran, Publications of the Geological Survey of Iran, p. 586.
- Aghli, GH., Moussavi-Harami, R., Tokhmechi, B., 2020a. Integration of sonic and resistivity conventional logs for identification of fracture parameters in the carbonate reservoirs (A case study, Carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Journal of Petroleum Science and Engineering* 186, 106728.
- Aghli, GH., Moussavi-Harami, R., Mohammadian, R., 2020b. Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science* 17, 51–69.
- Ahmadhadi, F., Lacombe, O., Daniel, J.M., 2007. Early reactivation of basement faults in Central Zagros (SW Iran): evidence from pre-folding fracture populations in Asmari Formation and lower Tertiary paleogeography. In *Thrust Belts and Foreland Basins* (pp. 205-228), Springer, Berlin, Heidelberg.
- Aki, K., Christoffersson, A., Husebye, E.S., 1977. Determination of 3-dimensional seismic structure of the lithosphere. *Journal Geophysics Reservoir* 82(2), 277-296.
- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science* 307, 1064-1095.
- Aminzadeh, S.A., Mirjerdavi, N., Nouri Taleghani, M., 2013. Static modeling of oil and gas reservoirs and seismic interpretation using Petrel software. *Azadeh Publications*, p. 304.
- Berberian, M., King, G.C.P., 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian journal of Earth Sciences* 18(2), pp. 210-265.
- Cormack, A.M., 1963. Representation of a function by its line integrals, with same radiological application. *Journal of Applied Physics* 34(9), 2722-2727.
- Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanebada, M., Golafshani, T., 2019. Reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical properties for the Asmari Formation in the Gachsaran oil field, Zagros basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 176, 161-171.
- Feyz Aghaei, F., 2015. Three-dimensional tomography of volumetric waves of local earthquakes in the northwestern region of Iran, M.Sc. Thesis, Zanjan University, p. 181.
- Gharecheloua, S., Aminia, A., Bohlolib, B., Swennenc, R., 2020. Relationship between the sedimentary microfacies and geomechanical behavior of the Asmari Formation carbonates, southwestern Iran. *Marine and Petroleum Geology* 116, 104-306.
- Heydari, E., 2008. Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran. *Tectonophysics* 251, 56-70.
- Jafari, J., Mahboubi, A., Moussavi-Harami, R., Al-Aasm, I.S., 2020. The effects of diagenesis on the petrophysical and geochemical attributes of the Asmari Formation, Marun oil field, southwest Iran. *Petroleum Science* 17, 292–316.
- Le, M.A., 2004. Application of well log tomography to the Dundee and Rogers City Limestones, Michigan Basin, USA. M.Sc Thesis, Michigan Technological University, Houghton, Michigan, p. 123.
- Maghsoudi, M., 2001. Structural map of Zagros. *Exploration Management of the National Iranian Oil Company*.
- Motiei, H., 1995. Petroleum geology of Zagros. In: Hushmandzadeh, A. (Ed.), *Treatise on the Geology of Iran*. Geological Survey of Iran. p.1009.
- Sharghi, Y., 2009. Estimation of seismic wave propagation speed in Bakhtiari dam supports using tomography and statistical methods, PhD Thesis, Amirkabir University of Technology, p. 210.
- Stewart, R.R., 1991. *Exploration Seismic Tomography: Fundamentals*, Society of Exploration Geophysicists.
- Wylie, Jr, A.S., Huntoon, J.E., 2003. Log-curve amplitude slicing: Visualization of log data and depositional trends in the Middle Devonian Traverse Group, Michigan basin, United States. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 87(4), 581-608.
- Wylie, Jr, A.S., Wood, J.R., 2005. Well-log tomography and 3-D imaging of core and log-curve amplitudes in a Niagaran reef, Belle River Mills field, St. Clair County, Michigan, United States. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 89(4), 409-433.

