



## **Porosity and Density Evaluation of Fatha-Hartha Interval in East Baghdad Oil Field Using Well Log Data**

*Doğu Bağdat Petrol Sahası 'nda Fatha-Hartha Aralığındaki İstifin Kuyu Logu Verisi Kullanılarak Porozite ve Yoğunluk Değerlendirmesi*

**Maan H. Abdullah Al-Majid** 

*Department of Petroleum Reservoir-Engineering College of Petroleum and Mining Engineering,  
University of Mosul, Mosul-Iraq*

• Geliş/Received: 30.11.2019 • Düzeltilmiş Metin Geliş/Revised Manuscript Received: 17.01.2020 • Kabul/Accepted: 29.01.2020  
• Çevrimiçi İlk Yayın/Available online: 21.02.2020 • Baskı/Printed: 01.04.2020

*Research Article/Araştırma Makalesi Türkiye Jeol. Bül. / Geol. Bull. Turkey*

**Abstract:** The present study deals with experimental mathematical equations that link density and porosity with depth. After obtaining density and porosity information from three well logs scattered in the East Baghdad oil field, new empirical polynomial equations (porosity-depth, density-depth) were produced for all the geological formations between the Fatha and Hartha formations. The coefficient of determination ( $R^2$ ) of the equations derived for each formation ranged from 0.11 to 0.93, which was attributed to variable lithological and compaction effects. The depth information of (131) velocity analyses situated on the seismic lines grid covering the field was used for applying the new equations. After the new empirical polynomial equations were applied to the whole field, porosity and density contour maps for the Fatha-Hartha interval were produced. The location of high porosity zones was identified and related to the compaction and petroleum distribution in the field.

**Keywords:** East Baghdad oil field, Empirical equations, Petrophysical parameters, Seismic velocity analyses.

**Öz:** Bu çalışma, yoğunluk ve gözenekliliği derinlikle ilişkilendiren deneysel matematiksel denklemlerle ilgilidir. Doğu Bağdat petrol sahasındaki üç kuyu logundan yoğunluk ve gözeneklilik bilgisi elde edildikten sonra, Fatha ve Hartha formasyonları arasındaki tüm jeolojik formasyonlar için yeni ampirik polinom denklemleri (gözeneklilik-derinlik, yoğunluk-derinlik) üretilmiştir. Her bir formasyon için türetilen bu denklemlerin farklı litoloji ve kompaksiyon etkilerine atfedilen belirleme katsayısı ( $R^2$ ), 0,11 ila 0,93 arasında değişmektedir. Çalışma alanını kapsayan sismik hatlar içinde yer alan 131 hız analizinin derinlik bilgisi, yeni denklemlerin uygulanması için kullanılmıştır. Yeni ampirik polinom denklemlerinin tüm alana uygulanmasından sonra, Fatha-Hartha aralığı için gözeneklilik ve yoğunluk kontur haritaları üretilmiştir. Yüksek gözeneklilik alanlarının yerleri belirlenmiş ve arazideki kompaksiyon ve petrol dağılımı ile ilişkilendirilmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Doğu Bağdat petrol sahası, Ampirik denklemler, Petrofiziksel parametreler, Sismik hız analizleri.

## INTRODUCTION

The East Baghdad oil field was discovered by seismic surveys carried in 1960 and 1974. The first well was drilled and completed in the southern part of the field in 1975, and up to the present, many exploration delineation and production wells in different parts of the field have been drilled and completed (Alrazzaq, 2019).

The East Baghdad field actually has multi-reservoirs; the main ones are Tanuma, Khasib and Zubair with different grades of crude oil (21, 23 and 35 API) in the Zubair formation (Midfield Oil Company, 2005).

East Baghdad oil field is considered to be a giant field with proven reserves estimated at more than 11 billion barrels and probable reserves of up to about 17 billion barrels. The geological structure of East Baghdad oil field is very complex due to the presence of many faults. At the same time, the field is located under treated agriculture lands and urban areas. The total area of the field is about 660 km<sup>2</sup>.

The East Baghdad oil field extends northwest-southeast in the center of Iraq, 10 km east of Baghdad city (Figure 1). Many wells have been drilled in this field. Most of these wells reached Cretaceous formations while one of them penetrates the Cretaceous formations and reaches Upper Jurassic (Al-Ameri and Al-Obaydi, 2011).

Darweesh et al. (2017) discuss the structural history of East Baghdad oil field and state that it resulted from oblique-slip growth faults which were later folded and faulted.

The stratigraphic section contains many types of rocks which were deposited in marine and lagoon environments such as carbonates, shale, anhydrite, marl, sandstone, and siltstone. These deposits expanded in geologic time from Jurassic up to Pliocene (Al-Ameri and Al-Obaydi, 2011). Figure 2 shows a stratigraphic section of the formations in this field.



**Figure 1.** Location map of study area (Modified from Al-Ameri and Al-Obaydi, 2011).

**Şekil 1.** Çalışma alanının konumu (Al-Ameri ve Al-Obaydi, 2011'den değiştirilmiştir).

## Petrophysical Properties

There are many empirical equations on a local and regional scale but they vary from field to field according to the physical properties of the formations, depositional age and geological settings (Ojha and Sain, 2014). The most important factors affecting primary porosity are compaction, the authigenesis of minerals, and leaching. Comparison of modeled normal compaction trends with actual compaction trends can be used to quantify zones of over-compaction and under-compaction in a rock column (El-Shari, 2017).

The porosity of a formation can be estimated for the purpose of correction either from one porosity log or a combination of porosity logs.

Reduced porosity with depth may be caused by increased compaction. Pore pressure can prevent pores from decreasing at great depths above the overpressure zone. At a certain lithology and depth, the porosity is greatly affected by the overburden pressure (Tamunosiki et al., 2014).

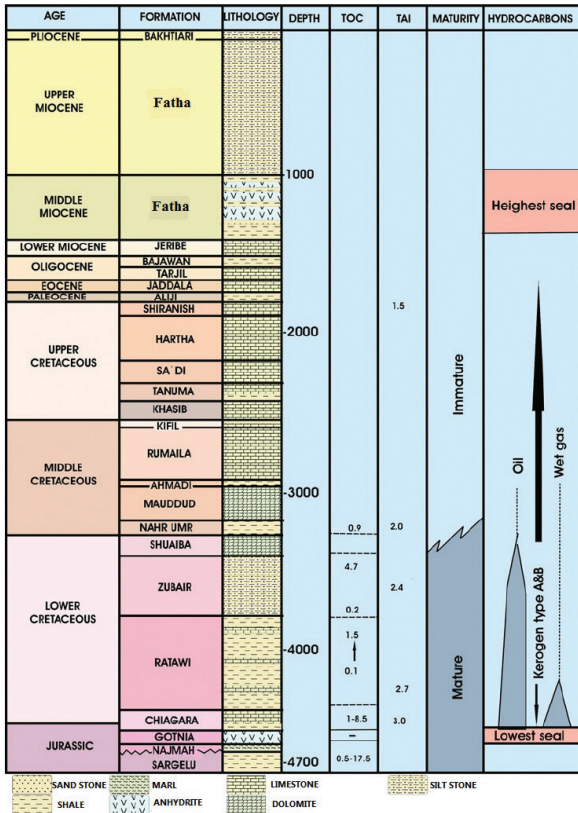


Figure 2. Stratigraphic section of East Baghdad oil field in study area (Al-Ameri and Al-Obaydi, 2011).

Şekil 2. Çalışma alanındaki Doğu Bağdat petrol bölgesinin stratigrafik kesiti (Al-Ameri ve Al-Obaydi, 2011).

The thickness of the reservoir also greatly affects the porosity; the thicker the reservoir, the greater the porosity. Tamunosiki et al. (2014) produced a porosity equation with the depth in two wells, as shown below:

$$Z = -138.76 \phi_z + 12383 \quad (1)$$

z: depth in feet,

$\phi_z$ : porosity at given depth

This indicates that porosity values can be calculated at each depth by using (Equation 1), even in the absence of core samples.

The aims of this study are:

1. Creation of new polynomial equations (density-depth, porosity-depth) for the study area using well log information for the purpose of calculating porosity and density values for all formations within the Fatha-Hartha interval.
2. Determination of the location of high and low compaction for all formations Fatha-Hartha interval based on the coefficient of determination values ( $R^2$ ) of new equations.
3. Estimation of the porosity and density values for the Fatha-Hartha interval in the whole field using the new empirical polynomial equations derived from this study.
4. Establishment of porosity and density maps for the Fatha-Hartha interval in the study area.

### MATERIALS AND METHODS

In this study, the gamma ray and neutron-density logs of three wells (EB-02, EB-04, EB-16) in the East Baghdad oil field were utilized. In addition, the depth information of 131 seismic velocity analysis sites distributed over a network of seismic lines was used (Al-Majid, 1992; Figure 3). The lithological information was obtained from the final field reports and gamma ray logs.

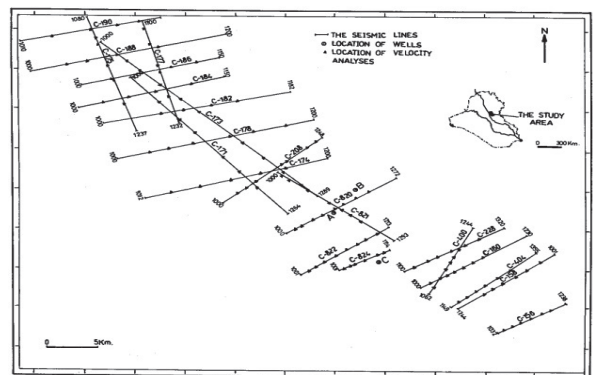


Figure 3. Location map of seismic lines in study area (Al-Majid, 1992).

Şekil 3. Çalışma alanındaki sismik hatların konumları (Al-Majid, 1992).

The volume of shale ( $V_{sh}$ ) was estimated using the following equations.

$$\phi N_{corr} = \phi N - (V_{sh} * \phi N_{sh}) \quad (2)$$

$$\phi D_{corr} = \phi D - (V_{sh} * \phi D_{sh}) \quad (3)$$

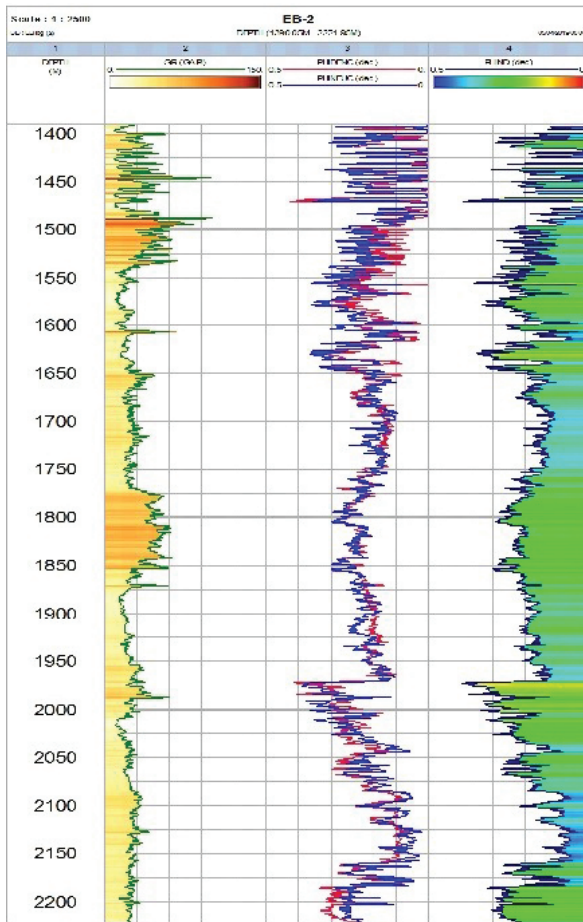
$$\phi ND = ((\phi N^2 + \phi D^2)/2)^{1/2} \quad (4)$$

$V_{sh}$  : shale volume,

$\phi N_{sh}$  : neutron porosity in the shale formation,

$\phi D_{sh}$  : density porosity in the shale formation.

Figure 4 shows one of the well log records used in this study.



**Figure 4.** Corrected porosity and density values for some depths in well EB-02.

**Şekil 4.** EB-02 kuyusundaki bazı derinlikler için düzeltilmiş gözeneklilik ve yoğunluk değerleri.

The (porosity-depth, density-depth) polynomial equations for all formations within the Fatha-Hartha interval were derived from porosity, density, and depth data obtained from the logs of the three wells mentioned above. Subsequently, the optimum empirical polynomial equations (porosity-depth, density-depth) for the whole Fatha-Hartha period were deduced and generalized to all parts of the field.

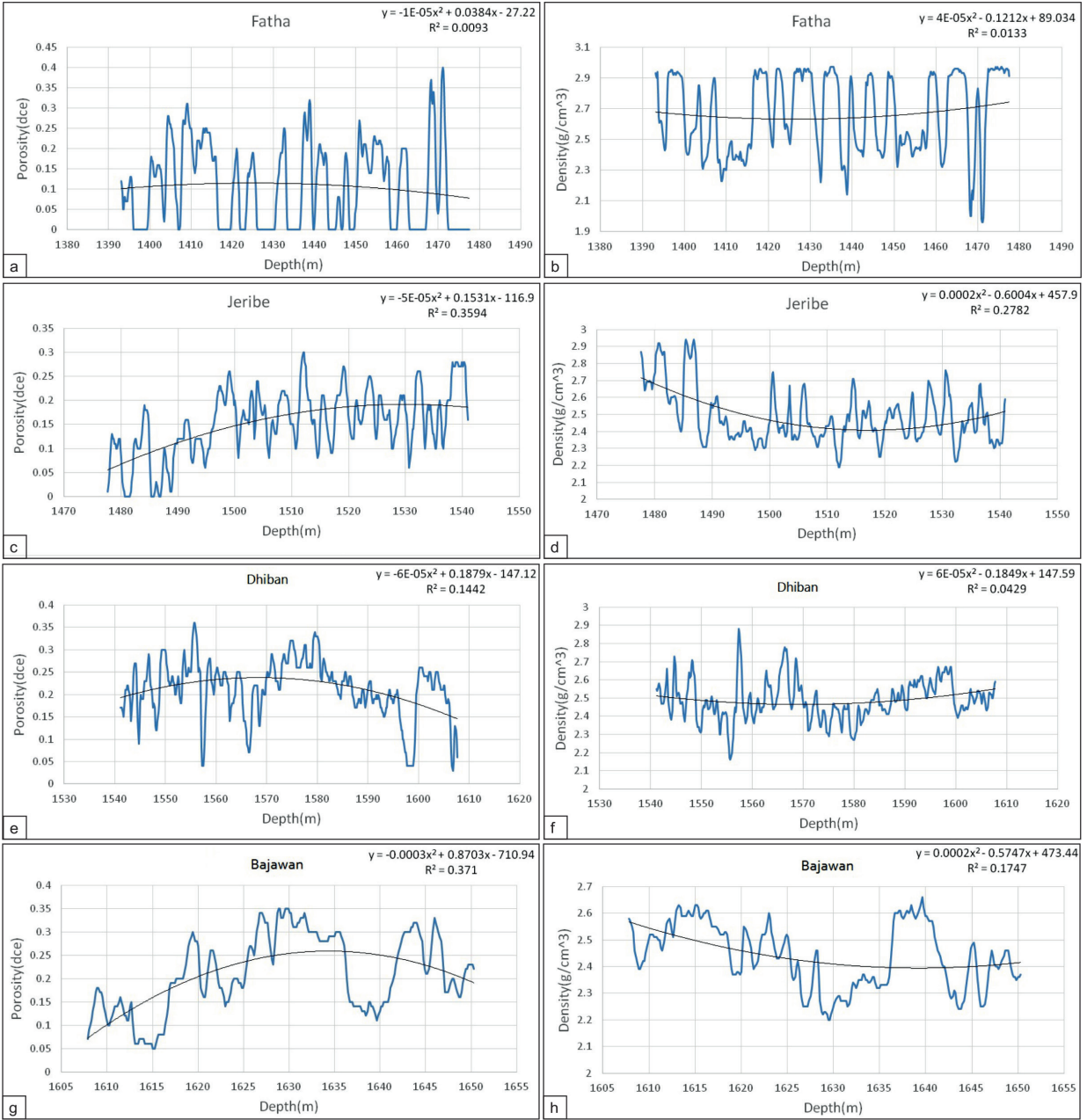
The Fatha-Hartha interval consists of nine formations in its stratigraphic column (well log data), which are Fatha, Jeribe, Dhiban, Bajawan, Tarjil, Palani, Jaddala, Aliji, and Shiranish. Table 1 gives a brief description of all formations in this interval and their different parameters.

**Table 1.** Brief description of Fatha, Jeribe, Dhiban, Bajawan/Baba, Tarjil, Palani, Jaddala, and Aliji formations in well EB-02 in the study area.

**Çizelge 1.** Çalışma alanındaki EB-02 kuyusunda belirlenen Jeribe, Dhiban, Bajawan/Baba, Tarjil, Palani, Jaddala, ve Aliji formasyonlarının kısa açıklamaları.

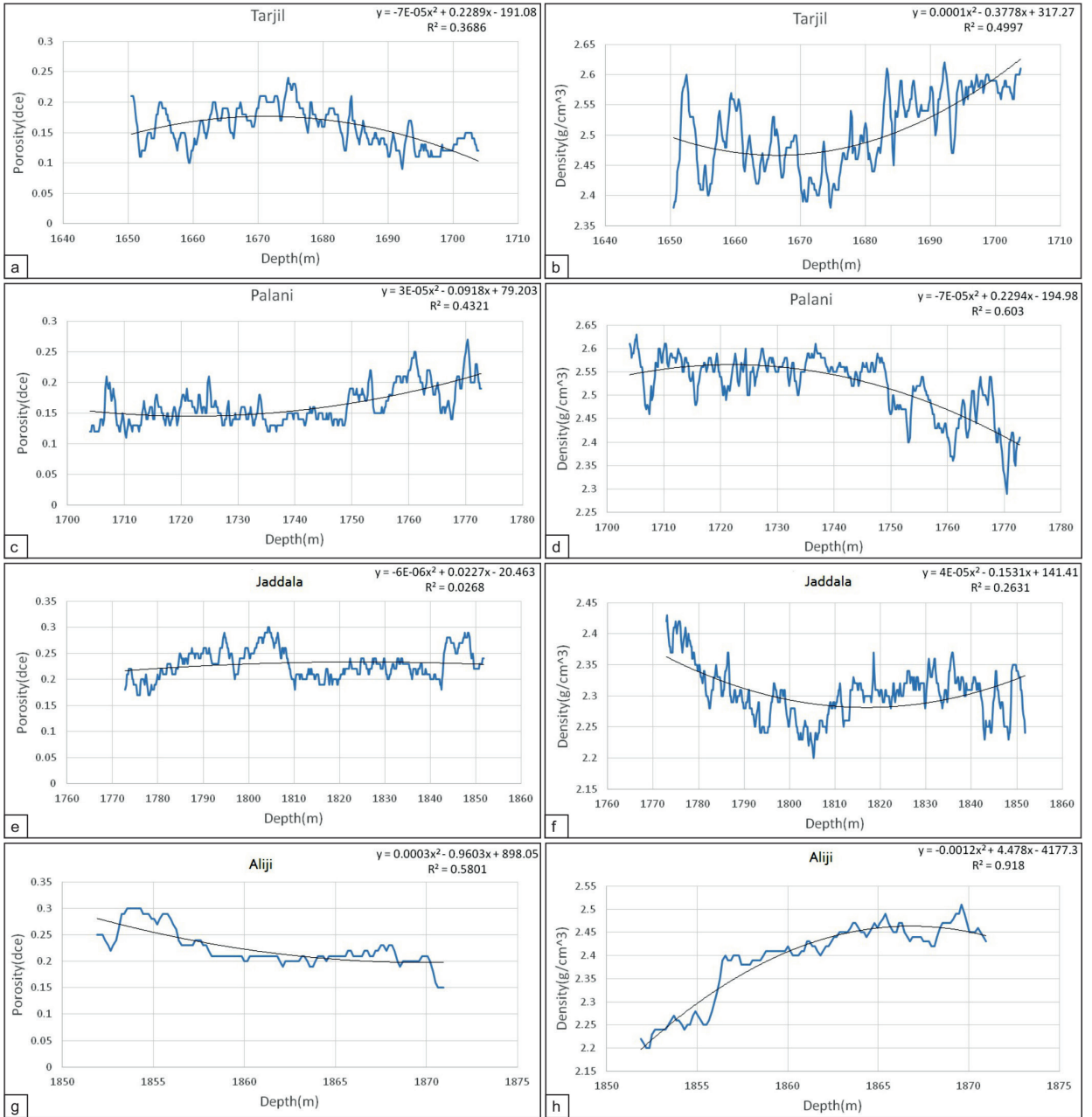
Well	Formation	R <sup>2</sup> (D- ρ)	R <sup>2</sup> (D- φ)	Mean φ %	Mean P (gm/cc)
EB-02	Fatha	0.0093	0.013	0.112	2.65
EB-02	Jeribe	0.359	0.278	0.155	2.50
EB-02	Dhiban	0.144	0.043	0.214	2.49
EB-02	Bajawan/ Baba	0.371	0.175	0.211	2.45
EB-02	Tarjil	0.37	0.5	0.182	2.48
EB-02	Palani	0.43	0.60	0.163	2.53
EB-02	Jaddala	0.03	0.26	0.230	2.31
EB-02	Aliji	0.58	0.92	0.226	2.41
EB-02	Shiranish	-	-	-	-

Figures 5 and 6 illustrate the porosity-depth and density-depth relationship of all formations within the Fatha-Hartha interval (except Shiranish Formation, which does not appear due to lack of data).



**Figure 5.** Porosity-depth relationship of (a) Fatha, (c) Jeribe, (e) Dhiban, (g) Bajawan/Baba Formations and its parameters in well EB-02; Density-depth relationship of (b) Fatha, (d) Jeribe, (f) Dhiban, (h) Bajawan/Baba Formations and its parameters in well EB-02.

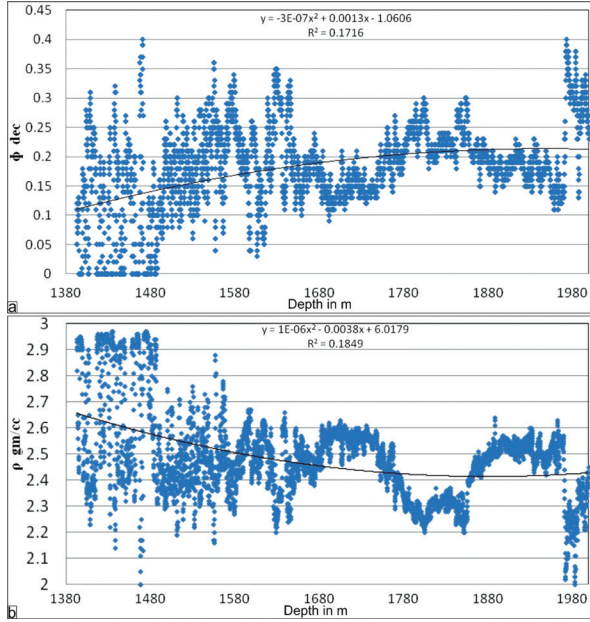
**Şekil 5.** EB-02 kuyusunda: (a) Fatha, (c) Jeribe, (e) Dhiban, (g) Bajawan/Baba formasyonlarının gözeneklilik derinlik ilişkileri ile parametreleri ve (b) Fatha, (d) Jeribe, (f) Dhiban, (h) Bajawan/Baba formasyonlarının yoğunluk-derinlik ilişkileri ile parametreleri.



**Figure 6.** Porosity-depth relationship of (a) Tarjil, (c) Palani, (e) Jaddala, (g) Aliji formations and its parameters in well EB-02; Density-depth relationship of (b) Tarjil, (d) Palani, (f) Jaddala, (h) Aliji Formations and its parameters in well EB-02.

**Şekil 6.** EB-02 kuyusunda: (a) Tarjil, (c) Palani, (e) Jaddala, (g) Aliji formasyonlarının gözeneklilik-derinlik ilişkileri ile parametreleri ve (b) Tarjil, (d) Palani, (f) Jaddala, (h) Aliji formasyonlarının yoğunluk-derinlik ilişkileri ile parametreleri.

Following this, the porosity and density polynomial relationships with the depth of the whole interval (Fatha-Hartha) were determined, as shown in Figure 7.



**Figure 7.** (a) Porosity-depth relationship and (b) density-depth relationship of Fatha-Hartha interval and its parameters in well EB-02.

**Şekil 7.** (a) EB-02 kuyusu Fatha-Hartha arasındaki gözeneklilik-derinlik ile (b) yoğunluk-derinlik ilişkileri ve parametreleri.

Polynomial equation of porosity (5) and density (6):

$$y = -3 \cdot 10^{-7} x^2 + 0.0013x - 1.0606 \quad (5)$$

y: The porosity in (%),

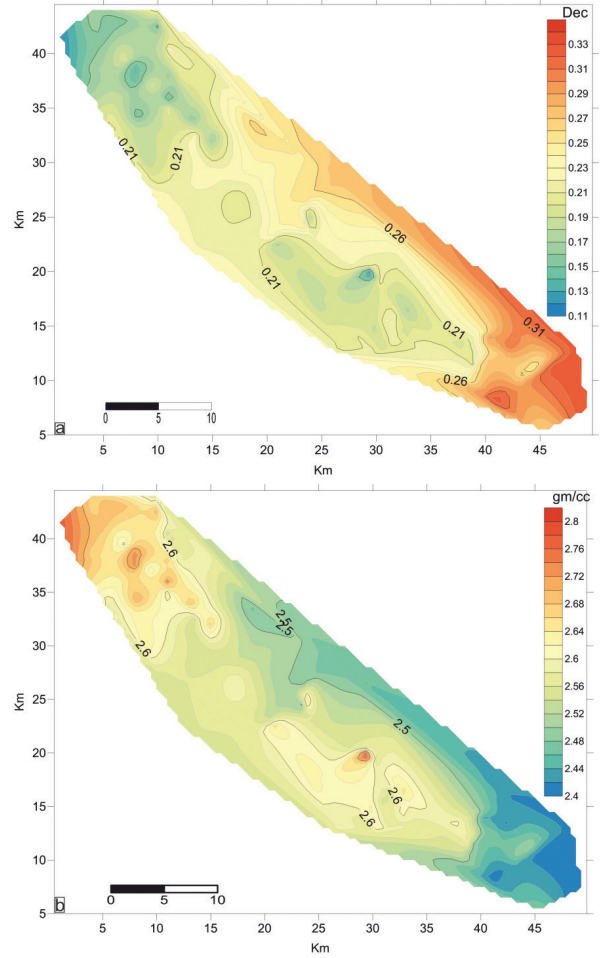
x: The depth in (m).

$$y = 1 \cdot 10^{-6} x^2 - 0.0038x + 6.0179 \quad (6)$$

y: The density in (g/cm<sup>3</sup>),

x: The depth in (m).

These equations were applied to the whole field to produce average porosity and density maps for this interval (Figures 8).



**Figure 8.** (a) Porosity and (b) Density maps of Fatha-Hartha interval in study area.

**Şekil 8.** Çalışma alanında Fatha-Hartha aralığının (a) gözeneklilik ve (b) yoğunluk haritaları.

## DISCUSSION

The log interpretations were carried out using the Interactive Petrophysics program (IP) and show that the formations consist mainly of limestone with the inclusion of dolomite, anhydrite, siltstone, shale, marl, claystone, and salt rocks.

The porosity and density polynomial equations together with the depth were determined using the well log data. After applying the polynomial equations to the depth information of 131 sites, porosity and density contour maps for the Fatha-Hartha interval were established.

The coefficient of determination ( $R^2$ ) of these polynomial equations ranges from weak (0.01) to strong (0.92) depending on the correlation between porosity and density with compaction in the formation. The low  $R^2$  values in (Fatha, Dhiban, and Jaddala) formations may be due to the heterogeneity of formation components or low compacted materials, while their high values in the Aliji and Shiranish formations may be caused by homogeneity or highly-compacted materials.

The polynomial equations of the Fatha-Hartha interval were utilized to calculate the porosity and density rates for the whole area. Porosity in this interval is distributed gradually, reaching 11.5% in the northern part while increasing to (18-26%) in the middle part and then increasing gradually toward the southeast (33%). The density exhibits a reverse behavior as it increases in the northern part and decreases southwards.

In spite of the sediment thickness increasing in the south-east part of the study area, the porosity increases in this direction.

## CONCLUSIONS

1. This study produced new polynomial equations (porosity-depth, density-depth) for all formations in Fatha-Hartha seismic interval using well log data.
2. Average porosity and density maps for the seismic interval in the study area were created by applying the new polynomial equations to 131 velocity analysis sites.
3. The value of  $R^2$  can be used as a function of homogeneity between formation components.

4. Increased porosity values toward the south-eastern part of the study area, despite increased sediment thickness, may give information on changing lithological facies or possibly indicate an increase in hydrocarbon concentrations in that direction.

## GENİŞLETİLMİŞ ÖZET

*Doğu Bağdat petrol sahası, 11 milyar varilden fazla görünür rezervi ve yaklaşık 17 milyar varil tahmini rezervi ile dev bir petrol sahası olarak kabul edilmektedir. Doğu Bağdat petrol sahasının jeolojik yapısı birçok fayın varlığı nedeniyle oldukça karmaşıktır. Aynı zamanda alan, işlenmiş tarım arazileri ve kentsel alanların altında yer almaktadır. Sahanın toplam alanı yaklaşık 660 km<sup>2</sup>'dir.*

*Doğu Bağdat petrol sahası, Bağdat şehrinin 10 km doğusunda, Irak'ın merkezinde kuzeybatı-güneydoğuya doğru uzanmaktadır (Şekil 1). Bu alanda birçok kuyu açılmıştır. Bu kuyuların çoğu Kretase formasyonlarına ulaşırken, bunlardan biri Kretase formasyonlarını keserek Üst Jura'ya ulaşır (Al-Ameri ve Al-Obaydi, 2011).*

*Stratigrafik kesit; karbonatlar, şeyl, anhidrit, marn, kumtaşı ve silttaşı gibi deniz ve lagün ortamlarında çökelen birçok kaya türünü içerir. Bu çökellerin yaşı Jura'dan Pliyosen'e kadar uzanmaktadır (Al-Ameri ve Al-Obaydi, 2011). Şekil 2, bu alandaki formasyonların stratigrafik kesitini göstermektedir.*

*Rezervuarın kalınlığı, gözenekliliği büyük ölçüde etkiler. Yani rezervuar ne kadar kalın olursa, gözeneklilik o kadar büyük olur. Tamunosiki vd. (2014) aşağıda gösterildiği gibi iki kuyuda derinliğe ait bir gözeneklilik denklemi oluşturmuştur:*

$$Z = -138,76 \phi_z + 12383 \quad (1)$$

*Z: feet cinsinden derinlik,*

*$\phi_z$ : verilen derinlikteki gözeneklilik*



Bu, karot örneklerin yokluğunda bile (denklem 1) kullanılarak her derinlikte gözeneklilik değerlerinin hesaplanabileceğini göstermektedir.

Bu çalışmanın amaçları:

- 1- Fatha-Hartha aralığı içindeki tüm formasyonlar için gözeneklilik ve yoğunluk değerlerini hesaplamak amacıyla kuyu log bilgisi kullanarak çalışma alanı için yeni polinom denklemlerin (yoğunluk derinliği, gözeneklilik derinliği) oluşturulması,
- 2- Yeni denklemlerin belirleme katsayısına ( $R^2$ ) dayanarak, çalışma alanı içindeki tüm formasyonların yüksek ve düşük kompaksiyon alanlarının belirlenmesi,
- 3- Bu çalışmadan türetilen yeni ampirik polinom denklemleri kullanılarak Fatha-Hartha aralığı için gözeneklilik ve yoğunluk değerlerinin hesaplanması,
- 4- Çalışma alanındaki Fatha-Hartha aralığı için gözeneklilik ve yoğunluk haritalarının oluşturulmasıdır.

Bu çalışmada, Bağdat petrol sahasındaki üç kuyunun (EB-02, EB-04 ve EB-16) Gamma ışını ve Nötron-Yoğunluk logları kullanılmıştır. Ayrıca, bir sismik hat ağı üzerinde dağılmış 131 sismik hız analiz alanı için derinlik bilgisi kullanılmıştır (Al-Majid, 1992; Şekil 3).

Fatha-Hartha aralığı stratigrafik kesiti (kuyu log verilerine göre), Fatha, Jeribe, Dhiban, Bajawan, Tarajil, Palani, Jaddala, Aliji ve Shiranish olmak üzere dokuz formasyondan oluşmaktadır.

Şeyl hacmi ( $V_{sh}$ ), mevcut denklemler kullanılarak hesaplanmıştır. Her formasyon için ortalama gözeneklilik ve yoğunluk, nötron ve yoğunluk loglarının kombinasyonu kullanılarak hesaplanmıştır.

Fatha-Hartha aralığı içindeki tüm formasyonlar için (gözeneklilik-derinlik, yoğunluk-derinlik) polinom denklemleri, yukarıda belirtilen

üç kuyunun loglarından elde edilen gözeneklilik, yoğunluk ve derinlik verileri kullanılarak elde edilmiştir (Tablo 1). Daha sonra, tüm Fatha-Hartha geçişi için optimum ampirik denklemler (gözeneklilik-derinlik, yoğunluk-derinlik) üretilmiş ve tüm alan için genelleştirilmiştir.

Türetilmiş polinom denklemleri, bu aralık için ortalama gözeneklilik ve ortalama yoğunluk haritaları üretmek üzere tüm alana uygulanmıştır (Şekil 8).

Üretilen tüm denklemlerin zayıf (0,01) ila güçlü (0,92) arasında değişen belirleme katsayısı ( $R^2$ ), formasyondaki kompaksiyon ile gözeneklilik ve yoğunluk arasındaki korelasyona bağlı olarak değişmektedir. Fatha, Dhiban ve Jaddala formasyonlarındaki düşük  $R^2$  değerleri heterojenliğe veya düşük sıkıştırılmış malzemelere bağlıyken, Aliji ve Shiranish formasyonlarındaki yüksek değerlerine homojenlik veya yüksek sıkıştırılmış malzemeler neden olabilir.

Tüm alan için gözeneklilik ve yoğunluk oranlarının hesaplanmasında Fatha-Hartha aralığının polinom denklemleri kullanılmıştır. Bu aralıktaki gözeneklilik dereceli olarak dağılır; kuzey kısımda %11,5'e ulaşırken, orta kısımlarda %18-26' ya yükselir ve güneydoğuya doğru kademeli olarak %33 olur. Yoğunluk ise, kuzey kısımda yüksek ve güneye doğru düşük olacak şekilde ters bir davranışa sahiptir.

Çalışma alanının güney-doğu kısmında çökel kalınlığının artmasına rağmen, bu yönde gözeneklilik artmaktadır.

Bu çalışmada, aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

- Bu çalışma, kuyu log verileri kullanılarak Fatha-Hartha sismik aralığındaki tüm formasyonlar için yeni polinom denklemleri (gözeneklilik derinliği, yoğunluk derinliği) üretmiştir.
- 131 hız analiz alanına yeni polinom denklemlerini uygulayarak çalışma alanındaki

*bu aralık için ortalama gözeneklilik ve yoğunluk haritalarının oluşturulmuştur.*

- *R<sup>2</sup> değeri, formasyon bileşenleri arasında homojenliğin bir fonksiyonu olarak kullanılabilir.*
- *Sediman kalınlığının artmasına rağmen çalışma alanının güneydoğu kısmına doğru artan gözeneklilik değerleri, litolojik fasiyes değişimi veya bu yönde hidrokarbon konsantrasyonlarını artması hakkında bilgi verebilir.*

## ACKNOWLEDGMENT

The authors are grateful to the University of Mosul, College of Petroleum and Mining Engineering for providing access to their facilities, which greatly helped to improve the quality of this research.

## ORCID

Maan H. Abdullah Al-Majid  <https://orcid.org/0000-0002-3951-4880>

## REFERENCES / DEĞİNİLEN BELGELER

Al-Ameri, T.K. and Al-Obaydi, 2011. Khasib and Tannuma oil sources, East Baghdad oil field, Iraq. *Journal of Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, 28, 880-894.

Alrazzaq, A.A., 2019. Development of East Baghdad Oil Field by Clusters of Horizontal Wells. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 20 (3), 75-79.

Al-majid, M., 1992. The study of compaction in the east Baghdad oil field by using seismic velocity analyses. MSc thesis, University of Mosul, Iraq, (unpublished).

Darweesh, H.A., Obed, A.M., Albadran, B.N., 2017. Structural study of east Baghdad oil field, central Iraq. *World Journal of Engineering Research and Technology*, 3 (6), 56-66.

El-Shari, S.M., 2017. Normal and abnormal porosity-depth relationship of tertiary rocks in Soluq depression, NE-Libya. *Journal of Science and its Applications*, 5 (1), 1-7.

Midfield Oil Company (MFOC), 2005. "Final Well Reports", Iraq.

Ojha, M., and Sain, K., 2014. Velocity-Porosity and Velocity-Density Relationship for Shallow Sediments in the Kerala-Konkan Basin of Western Indian Margin. *Journal of Geological Society of India*, 84, 187-191.

Tamunosiki, D, Ming, G.H., Uko, E.,D., Ari, I.T., Emudianughe, J.E., 2014. Porosity modeling of the south-east Niger delta basin, Nigeria. *International Journal of Geology, Earth and Environmental Sciences*, 4 (1), 49-60.