

Research Article

## 3D static simulation and reservoir potential estimation of carbonate reservoirs by geostatistical method: Case study Bangestan reservoir (Sarvak and Ilam formations), Upper Cretaceous in Kabud oil field, SW Iran

Reza Mirzaee Mahmoodabadi<sup>1\*</sup>, Afshin Armoon

1-Department of Geology, Estahban Branch, Islamic Azad University, Estahban, Iran

2- National Iranian South Oil Company (NISOC)

**Keywords:** *Modeling, Bangestan Reservoir, Kabud Oil field, RMS Softwares*

### 1- Introduction

Among the sedimentary basins of the world, the shallow ocean basins, or the so-called forelands, are the most suitable places for hydrocarbon accumulation (Bordenave and Hegre, 2010). As part of the Alpine-Himalayan orogenic system in southwestern Iran, the Zagros sedimentary basin is one of the richest fold-thrust belts in the world, with a foreland basin enjoying more than 81 billion barrels of oil reserves. This fold-thrust belt is characterized by an area approximately 2000 km long and 300-100 km wide (Moteiei, 1993, 1995), having a 7 to 14 km thick sequence of deposited sediments. The capabilities of the three-dimensional geostatic models in evaluating reservoir potential and attributes such as porosity, permeability, water saturation, oil saturation, net thickness, and total storage rate have made these models replace their two-dimensional counterparts. Indeed, the three-dimensional models evaluate a mingle of petrographic, petrophysical, and geological properties of the reservoirs and display them in three dimensions (Mitra et al., 2006; Moradi et al., 2015; Maroufi et al., 2017; Mirzaee Mahmoodabadi, 2018, 2020,2022; Alizadeh et al., 2020;). Generally, a precise knowledge of reservoir parameters can play a central role in identifying high-efficiency reservoir zones, reservoir fluid dynamics, optimal production, and maintenance of reservoir production capacity (Pringle et al., 2008).

The goal of modeling hydrocarbon reservoirs is to simulate their three-dimensional structure, identify and expand the productive zones, calculate the volume of hydrocarbons in the reservoir, and generally manage it properly regarding the reservoir's development, operation, and maintenance. By dealing with the three-dimensional model, designing future wells, and simulating the behaviour of the reservoir for its development, operation, and proper management during the production history, one could reduce the production and operation costs on the one hand and add the useful life of the reservoir on the other.

The study area is 35 km north-northwest of Andimeshk City in Khuzestan province. Kabud oil field is located in the range of longitudes 48° 00' to 48° 30' and latitudes 32° 30' to 32° 45'. This field is located in the southwestern part of the folded Zagros belt, in the area of Dezful Embayment and adjacent to the Qalehnar oil field. Kaboud anticline, in terms of location and tectonic-geological division of the Zagros, is located at the northwestern tip of the North Dezful Embayment zone (Fig.1).

### 2- Methodology

All reservoir evaluation data, including digital Gamma-Ray, Neutron, Density (FDC), Resistivity, and Caliper, entered the modelling software to study the Bangestan reservoir in Kabud oil after being edited

\* Corresponding author: rmirzaeem@yahoo.com

DOI : 10.22055/aag.2022.40980.2300

Received: 2022-05-31

Accepted: 2022-08-07

field. Then, to acquire a three-dimensional model of the Bangestan reservoir of the Kabud oil field in RMS software, the map of underground iso pach curves of the reservoir obtained by the two-dimensional seismic interpretation and corrected with well-drilling data is used. Well, trajectory data and the good picks' depth were added to the model. Then, through the stratigraphic modelling method, the maps of equivalent underground lines on all zones of the Bangestan reservoir and the head of the Gurpi Formation were supplied. After preparing the horizon maps, each was controlled and corrected separately according to the depth of the wells. The structural modelling of the Bangestan reservoir is accompanied by stratigraphic and fault modelling. Afterwards, the most crucial step of reservoir modelling- petrophysical modelling- was taken in four stages. These include 3D Grids, Blocked Well, Data Analysis, and 3D Petrophysical modelling. First, a 3D grid was created for the Bangestan reservoir using the construction model to get the three-dimensional porosity distribution and water saturation, models.

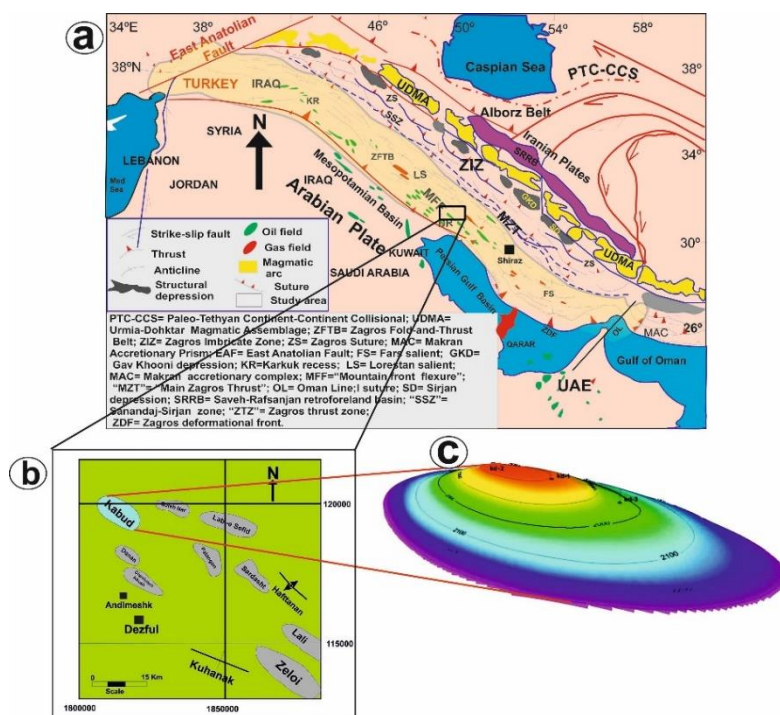


Fig. 1. (a) Tectonic classification of Iran (Modified by Alavi, 2007) (b) The geographic location of Kabud oil field in SW of Iran, and (c) a three-dimensional view of the Kabud anticline.

### 3- Results and Discussion

#### 3-1- Stratigraphy/Structural Geology

The stratigraphic sequence drilled in Kabud Well 1 comprises Aghajari Formations to 3865 meters depth. Structurally, the anticline of the Kabud oil field is semi-elongated and asymmetrical. The trend of this anticline is NW-SE, where the slope of the southern limb is greater than that of the northern limb.

Examination of the geophysical map and information obtained from drilling shows two faults with the northeast-southwest direction in the capes of Balaroud field and one fault in its southern limb in the east-west direction separating Balaroud field from the Qalehnar field.

#### 3-2- Zonation

Using a combination of geological (palaeologs), petrophysical and structural data and the output of RMS software, this reservoir can be subdivided into eight zones and four subzones. Well, number 1 of the Kabud oil field as a key and sample well is depicted in Figure 2. Considering that only six zones of the Bangestan reservoir zones of the Kaboud oil field have acceptable reservoir potential, so only for the desired zones, the interpretation of the petrophysical model is provided, and zones 1, 3, and 4 and subzones 5-1, 6 -1, and

6-2 are evaluated and interpreted. Petrophysical and structural characteristics of evaluated zones of the Bangestan reservoir consist of the Isopach map, Mean porosity distribution average map, mean total water saturation distribution map, and NTG (Net-to-Gross ratio) are in Figure 3. petrophysical features of the Bangestan reservoir in Kabud oil field show in table1.

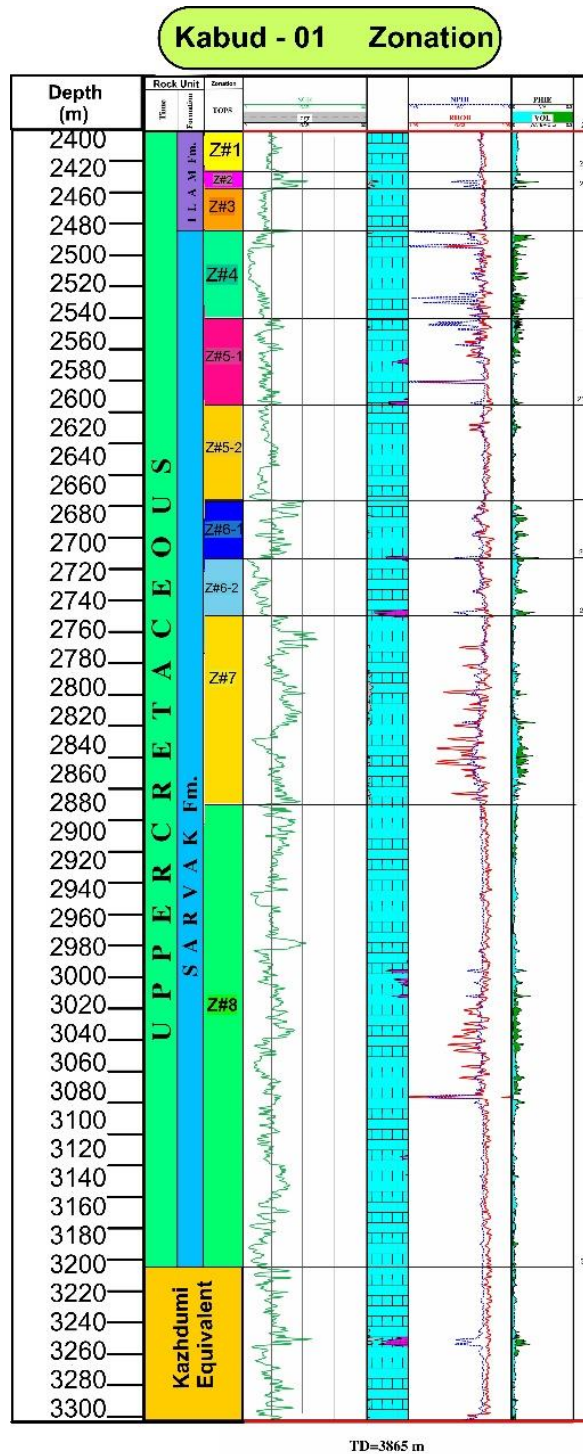


Fig. 2. Lithostratigraphical column and zonation of Bangestan reservoir in well No. 1 in Kabud oil field.



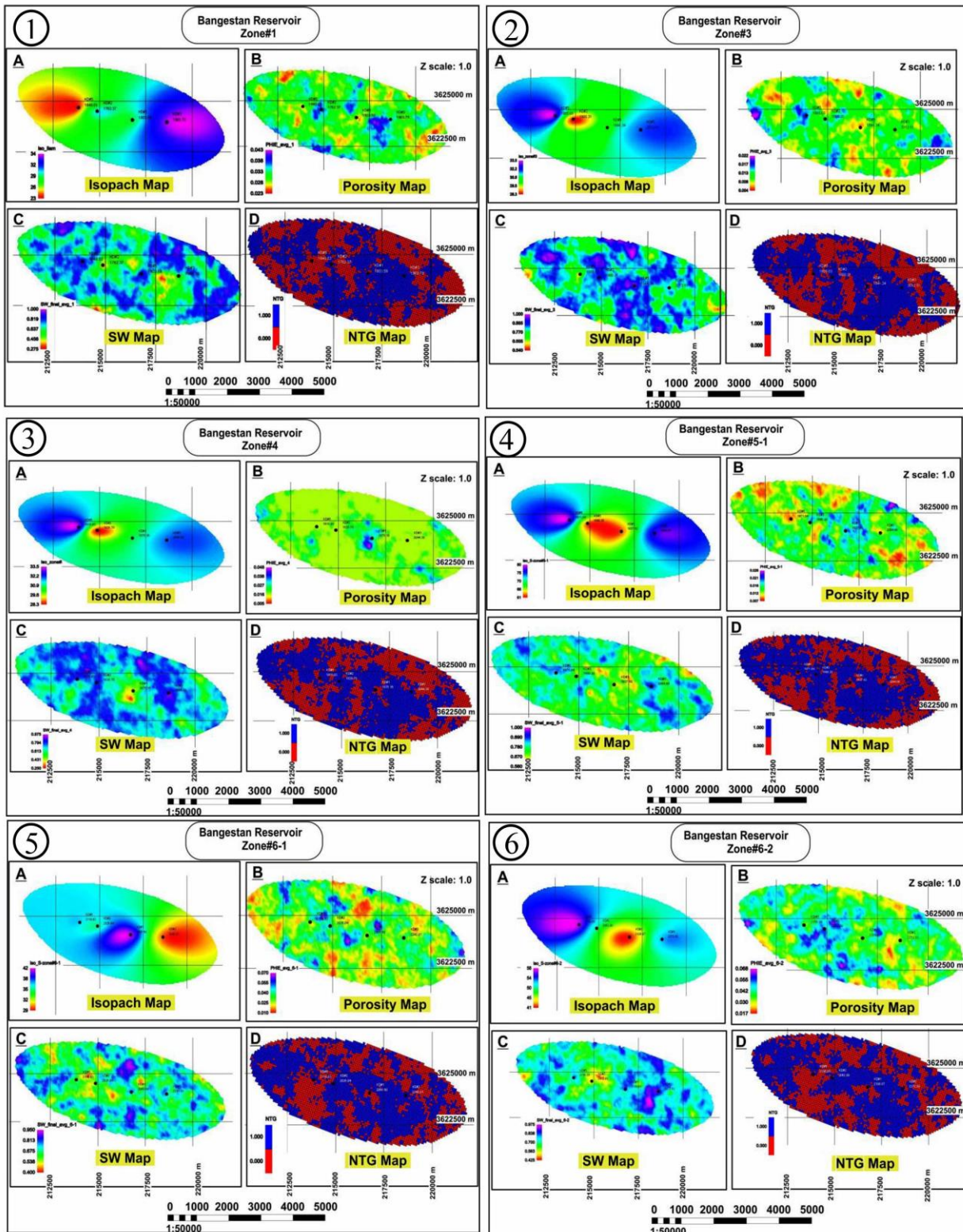


Fig. 3. Petrophysical and structural characteristics of evaluated zones of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map, and (d) NTG (Net-to-Gross ratio), 1) Zone#1, 2) Zone#3, 3) Zone#4, 4) Zone#5-1, 5) Zone#6-1, and 6) Zone#6-2.

Table 1. Mean of reservoir zones and petrophysical features of Bangestan reservoir in Kabud oil field.

Kabud Oil Field															
Minimum, maximum and average thickness of reservoir zones							Petrophysical characteristics of reservoir zones								
Zone	ISOPACH (m.)			ISOCHORE (m.)			NTG			POROSITY			SW		
	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max
Zone#1	29	23	34	29	23	34	0.5	0	1	3%	2%	4%	70%	3%	98%
Zone#3	31	28	33	31	28	33	0.3	0	0.9	1%	0.4%	2%	82%	55%	99%
Zone#4	60	50	63	60	50	63	0.3	0	0.69	1%	0.5%	4%	71%	27%	96%
Zone#5-1	71	61	80	71	61	80	0.5	0.03	1	1%	0.6%	2%	77%	57%	99%
Zone#6-1	35	30	41	35	29	42	0.5	0	0.95	3%	1%	6%	69%	41%	93%
Zone#6-2	51	41	58	51	41	58	0.48	0	0.9	3%	1%	6%	74%	43%	96%

### 3-3- Reservoir Modeling

Preparing the geological model of the reservoir in RMS software includes two basic steps: structural modelling and petrophysical modelling. The cross-section of the ratio of useful rocks to the total volume of reservoir rock (NTG) is observed in Figure 4. Based on this figure, the study of the petrophysical model of the Bangestan reservoir shows that wells No. 2, 3, and 5, according to the NTG map and porosity, it has a better hydrocarbon potential compared to other areas of the reservoir.

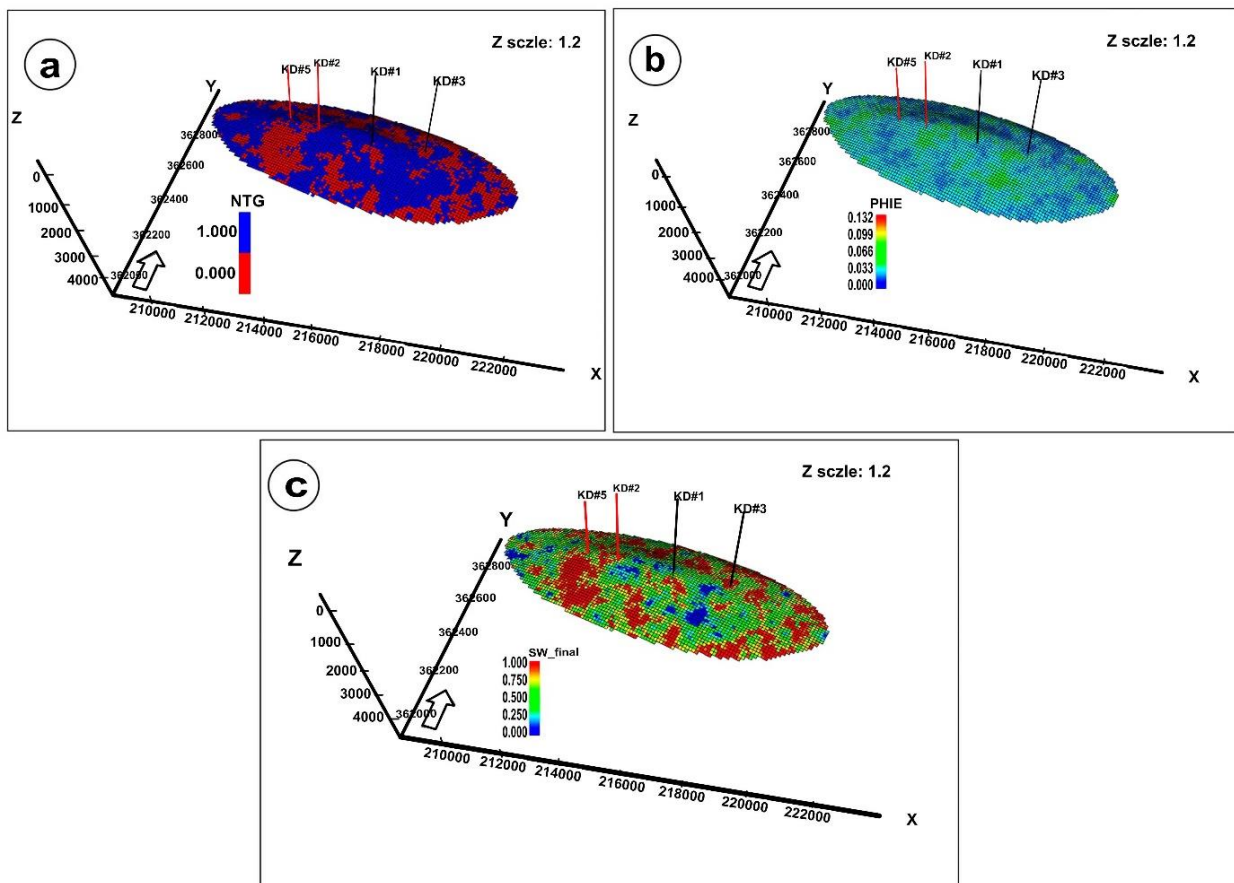


Fig. 4. (a) 3-D model of the NTG (Net-to-Gross ratio) of Bangestan reservoir in Kabud oil field (b) 3-D porosity model in Kabud oil field, and (c) 3-D water saturation model in Kabud oil field.

### 3-4- Volumetric Calculation

The parameters such as fluid contact surfaces (W.O.C.), oil volume coefficient (B.O.), gas volume coefficient (B.G.), model of volume ratio of useful rocks to the total volume of reservoir rock (N.T.G.), the total porosity model, and the water saturation model (S.W.) all calculated by the following formulas are

required. In the studied reservoir, the WOC value is equal to the depth -2148.7, the value of Bo is equal to 1.42, the value of G.O.C. equals the depth -1847, and the Bg value is 0.0046043, to do volumetric calculations of Bangestan reservoir of Kabud oil field. Finally, according to the standard cut-off of the National Company of Southern Oilfields, if the porosity is more than 4.5%, the ratio of useful thickness to total thickness is equal to zero, and water saturation is less than 50%, the volume of the reservoir can be quantified using the software (Table 2).

Table 2. Volumetric calculations of Bangestan reservoir zones of Kabud oil field (m<sup>3</sup>)

UNITS:							
	Input unit (ZY): meter						
	Input unit(Z): meter						
	Output unit, reservoir: cubic meter						
	Output unit, surface oil: st. cubic meter						
	Output unit, surface gas: st. cubic meter						
Zone	Bulk	Net	Pore	Hcpv	Stoiip	AssocGas	Barrel
1	809038769.9	417773035.5	14993400.31	7779208.171	5478315.686	873188733.9	34457510
3	733101925.8	186804739.4	3592540.286	1457549.295	1026443.179	163604777.6	6456122.305
4	1039059060	387182354.8	12863882.62	7457995.537	5252109.601	837133745.9	33034718.97
5	796777447.2	258308949.7	6797715.782	3393380.555	2389704.647	380895022.2	15030764.29
6	168731440.9	111534251.6	5565192.803	3149953.088	2218276.851	353571145.7	13952517.73
7	118460906.3	74157612.93	4269441.843	2306951.927	1624614.055	258947233.3	10218497.49
Totals	3665169550	1435760944	48082173.65	25545038.57	17989464.02	2867340659	113150130.8

#### 4- Conclusion

- Using the merge of geological (paleologs), petrophysical, structural, and RMS output data, the Bangestan Reservoir was subdivided into eight zones and four subzones.
- The geostatic models RMS gave showed that the most proper reservoir zones for petrophysical traits in Bangestan Reservoir are zones 1, 3, 4, and subzones 1-5 and 2-6.
- The petrophysical investigation of the model of Bangestan Reservoir confirms that the environs of wells Nos. 2, 3, and 5 enjoy a better hydrocarbon potential than other areas due to the NTG map and porosity.
- In the prepared cross-section, according to NTG, it is observed that the reservoir quality improves as the layers move towards the east of the field.
- Volumetric calculations tell us that the volume in place of oil in normal conditions is 048/308/72 barrels and corresponds to zone No. 4.
- Of this amount, the most significant volume of oil is allocated to zone No. 4.

#### References

- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran. *American Journal of Science* 307, 1064-1095. <https://doi.org/10.2475/01.2008.05>.
- Alizadeh, B. Jahangard, A.A, Alipour, M. Gandumi Sani A.R., 2020. Genetic classification and geochemical evaluation of oil families in the South Dezful Embayment, southwest of Iran, *Advanced Applied Geology* 10 (2), 208-223. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.31504.2053>.
- Bordenave, M., Hegre, M., 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society London Specific Publication*. 330, 291–353. <https://doi.org/10.1144/SP330.14>.
- Maroufi, K., Alizadeh, B., Rokni, E., Fajrak, M., 2017. Integrating Reservoir Geochemistry and Engineering Approaches to Investigate Connectivity of Asmari and Bangestan Reservoirs in Gachsaran Oilfield. *Advanced Applied Geology* 7(4), 27-39. <https://doi.org/10.22055/aag.2017.20831.1650>.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R. Zahiri, S., 2022. Formation evaluation and Rock Type Classification of Asmari Formation based on petrophysical- petrographic data: A case study in one of super fields in Iran southwest. *Petroleum Journal* (In press). <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.01.009>

- Mirzaee Mahmoodabadi, R. Armoon, A., 2022. Geological Study and Geostatic Modeling of Asmari/Shahbazan Reservoir of Balarud Oil field in SW Iran Using RMS Software, *Advanced Applied Geology* 13(1) 118-143. <https://doi.org/10.22055/aag.2022.39636.2270>
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., 2022. Properties reservoirs assessment of Sarvak formation in Yadavaran oil field based on petrographical and petrophysical data, *Applied Sedimentology* 9(18), 186-210. <https://doi.org/10.22084/psj.2021.24154.1288>
- Moradi, M., Moussavi Harami, S., Sadeghi, G., 2015. Geostatic Modeling of the Asmari Reservoir in Mansuri Oil Field Using RMS Software. *Journal of Petroleum Research* 25(84), 173-185. <https://doi.org/10.22078/pr.2015.558>
- Moteiei, H., 1993. Geology of Iran, Stratigraphy of Zagros, Iranian Geological Survey, p. 682 (In Persian)
- Moteiei, H., 1995. Petroleum geology of Zagros, Iranian Geological Survey, 1st Edition, p. 589 (In Persian)
- Pringle J.K., Howell, J.A., Hodgett D., Westerman A.R., Hodgson D.M., 2008. Virtual outcrop models of petroleum reservoir analogues: A review of the current state of the art. *First Break* 24(3), 33-42. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2006005>

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Mirzaee Mahmoodabadi, R., Armoon, A., 2023. 3D static simulation and reservoir potential estimation of carbonate reservoirs by geostatistical method: Case study Bangestan reservoir (Sarvak and Ilam formations), Upper Cretaceous in Kabud oil field, SW Iran. *Adv. Appl. Geol.* 13(2), 384-407.

DOI : 10.22055/aag.2022.40980.2300

URL: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_17955.html](https://aag.scu.ac.ir/article_17955.html)

©2023 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers



## شبیه‌سازی سه‌بعدی استاتیکی و تخمین پارامترهای مخازن کربناته به روش زمین‌آمار: مطالعه موردی مخزن بنگستان (سازندهای سروک و ایلام)، کرتاسه بالایی در میدان نفتی کبود جنوب غربی ایران

رضا میرزایی محمودآبادی\*

گروه زمین شناسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد استهبان، استهبان، ایران

افشین آرمون

شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

Re.mirzaee@iau.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۳/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۵/۱۶

### چکیده

امروزه استفاده از روش‌های مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری جهت تولید بهینه، پیش‌بینی رفتار مخزن و مدیریت تولید از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است. در این مطالعه، زمین‌شناسی مخزن بنگستان (سازندهای سروک و ایلام) به سن کرتاسه بالایی به همراه مدل سه‌بعدی زمین‌شناسی ایجاد شده توسط نرم‌افزار RMS (مدل‌های ساختمانی و پتروفیزیکی) میدان نفتی کبود مورد ارزیابی و تجزیه و تحلیل قرار گرفت. بررسی پتروگرافی نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که عمده سنگ‌شناسی مخزن بنگستان در این میدان شامل سنگ‌آهک، شیل، دولومیت و سنگ‌آهک پلاژیک است. با استفاده از ترکیب داده‌های زمین‌شناسی (پالئولاگ‌ها)، پتروفیزیکی، ساختمانی و خروجی نرم‌افزار RMS، مخزن بنگستان به ۸ زون و ۴ زیرزون تقسیم شد. نتایج حاصل از مطالعه مدل‌های ژئواستاتیک تهیه شده توسط نرم‌افزار RMS نشان داد که بهترین زون مخزنی از نظر ویژگی‌های پتروفیزیکی در مخزن بنگستان زون شماره ۴ است. تطابق چینه‌شناسی مخزن بنگستان میدان کبود بر اساس چاه‌های مورد مطالعه نشان داد که این زون بیشترین ضخامت را در چاه ۱ و کمترین ضخامت را در چاه ۵ دارد. در برش عرضی تهیه شده با توجه به نسبت سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن، کیفیت مخزنی بهتری به طرف شرق میدان مشاهده می‌شود. محاسبات حجمی نشان داد که حجم درجای نفت در شرایط متعارف ۷۲/۳۰۸/۰۴۸ بشکه و مربوط به زون شماره ۴ مخزن است.

**واژه‌های کلیدی:** مدل‌سازی، مخزن بنگستان، میدان نفتی کبود، نرم‌افزار RMS

### ۱- مقدمه

امتداد لبه‌ی شمالی-شمال شرقی صفحه عربی از جنوب شرق ترکیه، سوریه و عراق تا نزدیکی گسل میناب در جنوب ایران ادامه دارد (Bahroudi and Koyi, 2004). امروزه استفاده از روش‌های مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری جهت تولید بهینه، پیش‌بینی رفتار مخزن و مدیریت تولید از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است. جهت بررسی هر چه بهتر ویژگی‌های مخزن از جمله تخلخل، تراوایی، اشباع آب و نفت بهترین روش استفاده از مدل‌های ژئواستاتیک سه‌بعدی است. این مدل‌ها خصوصیات پتروگرافی زمین‌شناسی و ساختمانی را هم‌زمان در یک مدل سه‌بعدی به نمایش می‌گذارند (Mitra and Leslie, 2005; Valcarce et al., 2006; Mitra et al., 2006; Moradi et al., 2015; Maroufi et al., 2017; Mirzaee Mahmoodabadi and Armoon, 2023; Mirzaee

از میان حوضه‌های رسوبی، حوضه‌های فورلند (Foreland) مناسب‌ترین مکان‌ها برای تجمع هیدروکربورها هستند (Bordenave and Hegre, 2010). حوضه رسوبی زاگرس به‌عنوان بخشی از سیستم کوهزایی آلپ - هیمالیا در جنوب غرب ایران یکی از غنی‌ترین کمربندهای چین خورده-رانده (Fold-thrust belt) جهان بوده که به‌صورت یک حوضه پیش ژرفا دارای ذخیره بیش از ۸۱ میلیارد بشکه نفت است. این کمر بند چین خورده-رانده با وجود توالی ضخیم ۷ تا ۱۴ کیلومتری از رسوبات ته‌نشین شده در منطقه‌ای با طول تقریبی ۲۰۰۰ کیلومتر و عرض ۳۰۰-۱۰۰ کیلومتر گسترش دارد (Moteiei, 1993, 1995). کمر بند چین خورده زاگرس در



Mahmoodabadi (۲۰۲۰) براساس مطالعات پتروگرافی و پتروفیزیکی مخزن سروک را در میدان نفتی یادآوران به پنج زون و چهار زیرزون تقسیم بندی کرد که زون های اصلی ۲ و ۴ بالاترین پتانسیل مخزنی را دارا هستند. Soleimani و Rajabzadeh (۲۰۱۱)، با ارائه مدل های ساختمانی و پتروفیزیکی مخزن خامی دریکی از میادین نفتی جنوب فروافتادگی دزفول توسط نرم افزار RMS که میانگین تخلخل، اشباع آب، نسبت ضخامت خالص به کل حجم هیدروکربور درجا و حجم این میدان را حدود ۴۰۲ میلیون بشکه نفت تخمین زدند. از دیگر مطالعات مشابه بر روی سایر میادین می توان به موارد دیگری نیز اشاره کرد؛ سلیمانی و همکاران (Soleimani et al. 2012) با استفاده از عمق ورود و نمودارهای انحراف چاه های میدان نفتی مارون و با استفاده از نرم افزار RMS و تهیه مدل ژئواستاتیک و ساختمانی سازند گچساران به این نتیجه رسیدند که تنوع سنگ شناسی سازند گچساران باعث میرایی عملکرد گسل ها و ایجاد سد مقاوم در برابر مهاجرت ذخیره مخزن در این میدان شده است. همچنین Soleimani و همکاران (۲۰۱۵) با توجه به تغییرات ساختمانی و ضخامت لایه های کلیدی سازند گچساران در میدان نفتی اهواز با کمک از نرم افزار RMS به این نتیجه رسیدند که بخش یک سازند گچساران در سرتاسر میدان ضخامت ثابتی داشته در حالی که بخش های دوم الی چهارم هم تغییرات شیب و هم تغییرات ضخامت بالایی را در میدان نشان می دهند.

از مطالعات مهم دیگری که با استفاده از نرم افزار RMS در میادین نفتی دیگر انجام شده نیز می توان به مطالعه Moradi و همکاران در سال (۲۰۱۵) اشاره کرد. در این مطالعه مخزن آسماری در میدان نفتی منصوری با استفاده از نرم افزار RMS مورد مطالعه قرار گرفت و مشخص شد که سازند آسماری دارای ۸ زون مخزنی و غیر مخزنی است که زون شماره ۲ بالاترین کیفیت مخزنی را دارا است و شکستگی ها تأثیر چندانی در ایجاد خواص مخزنی نداشته اند.

هدف از این مطالعه بررسی و تهیه مدل ژئواستاتیک مخزن بنگستان به همراه زون بندی این مخزن در میدان مورد مطالعه است. مدل سازی مخازن هیدروکربوری، شبیه سازی ساختمان سه بعدی مخزن، شناسایی و نحوه گسترش زون های بهره دهه، محاسبه حجم هیدروکربور در جای مخزن و به طور کلی مدیریت صحیح آن در خصوص توسعه، بهره برداری و صیانت از مخزن

Mahmoodabadi, 2018, 2020, 2022, 2023; Alizadeh et al., 2020) به طور کلی آگاهی دقیق از پارامترهای مخزنی می تواند در شناسایی زون های مخزنی با بهره دهی بالا، دینامیک سیالات مخزن، تولید بهینه و نگهداشت توان تولید مخازن نقش مهمی را ایفا کند (Pringle et al. 2008). نرم افزار RMS در سال ۱۹۹۳ توسط شرکت نوژی رکسار (Roxar) جهت مدل سازی مخازن هیدروکربوری ارائه شد. این نرم افزار با دارا بودن ماژول های متعدد و قابلیت های فراوان با تلفیق اطلاعات پتروفیزیکی و زمین شناسی ساختمانی مدل های ژئواستاتیک دوبعدی و سه بعدی از مخازن را ارائه می دهد که برای مطالعه جامع، مدیریت و صیانت از مخازن هیدروکربوری بسیار مفید واقع می شود. تهیه مدل زمین شناسی مخزن در نرم افزار RMS شامل دو مرحله اساسی، مدل سازی ساختمانی و پتروفیزیکی است که در نهایت نتایج به دست آمده می تواند در محاسبات حجمی، پیش بینی رفتار مخزن و مدیریت اصولی مخازن به کار گرفته شود (Pringle et al. 2008).

اولین مطالعه زمین شناسی مخزن بنگستان میدان کبود مشخص کرد که طول و عرض تاقدیس کبود در سر سازند سروک در سطح تخمینی آب و نفت به ترتیب ۹ کیلومتر و ۳ کیلومتر است و مخزن بنگستان در این میدان به ۷ زون مجزا تقسیم شد. سازند ایلام با سنگ شناسی سنگ آهک به ضخامت ۷۲ متر زون یک و سازند سروک با سنگ شناسی آهک، آهک دولومیتی و شیل با ضخامت ۷۹۳ متر به ۶ زون تقسیم بندی شده اند (Ghanavati and Tavakoli Zaniani, 1995).

Hashemi (۲۰۱۱) مخزن بنگستان میدان نفتی کبود را به ۷ زون مجزا تقسیم کرد که سازند ایلام متشکل از یک زون، عمدتاً از سنگ های آهکی تشکیل یافته و سازند سروک متشکل از سنگ های آهکی، دولومیتی و لایه های نازکی از شیل که به ۶ زون تقسیم شده است.

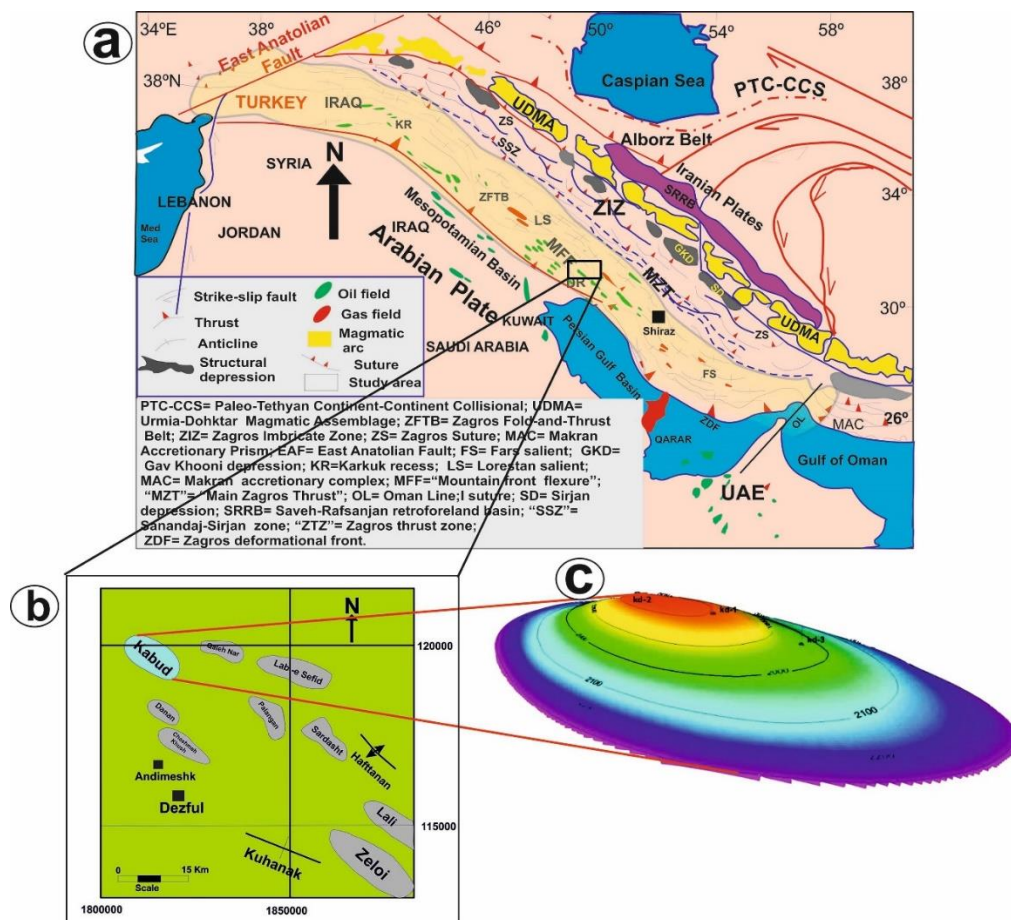
Zohorian (۲۰۰۹) با استفاده از نرم افزار RMS عمق ورود به سر سازندهای بالای مخزن آسماری در میدان نفتی شادگان را با استفاده از نرم افزار RMS مشخص کرد. از سایر مطالعات مشابه با کمک نرم افزار RMS می توان به ارائه مدل ژئواستاتیک جامع برای مخزن آسماری در میدان نفتی رامین توسط نرم افزار RMS توسط Nazari Vanani (۲۰۰۹) و تعیین سرسازند و ارائه مدل سه بعدی مخزن آسماری در میدان نفتی شادگان توسط Shabani (۲۰۰۹) اشاره کرد. Mirzaee

شهرستان اندیمشک در استان خوزستان واقع شده است. مختصات میدان نفتی کبود ۴۸ درجه و ۳۰ دقیقه طول شرقی و ۳۲ درجه و ۴۵ دقیقه عرض شمالی است. این میدان در قسمت جنوب غرب کمربند چین خورده زاگرس، در محدوده فروافتادگی دزفول و در مجاورت میداین نفتی قلعه‌ای قرار دارد. تاق‌دیس کبود از نظر موقعیت و تقسیم‌بندی تکتونیکی-زمین شناسی ساختمانی زاگرس در منتهی الی شمال غربی زون فروافتادگی دزفول شمالی قرار می‌گیرد. (شکل ۱).

می‌باشد. با در اختیار داشتن مدل سه‌بعدی، امکان طراحی چاه های آبی و شبیه‌سازی رفتار مخزن در جهت توسعه، بهره‌برداری و مدیریت صحیح آن در طول تاریخچه تولید می‌توان از یک‌سو هزینه‌های تولید و بهره‌برداری را کاهش داد و از سوی دیگر بر طول عمر مفید مخزن بیفزاید.

## ۲- موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه در ۳۵ کیلومتری شمال-شمال غرب



شکل ۱- (a) تقسیم‌بندی تکتونیکی ایران با تغییرات از Alavi (۲۰۰۷)، (b) موقعیت جغرافیایی میدان نفتی کبود و (c) نمای سه‌بعدی از تاق‌دیس کبود.

Fig. 1. (a) Tectonic classification of Iran (Modified by Alavi, 2007) (b) The geographic location of Kabud oil field in SW of Iran, and (c) a three-dimensional view of the Kabud anticline.

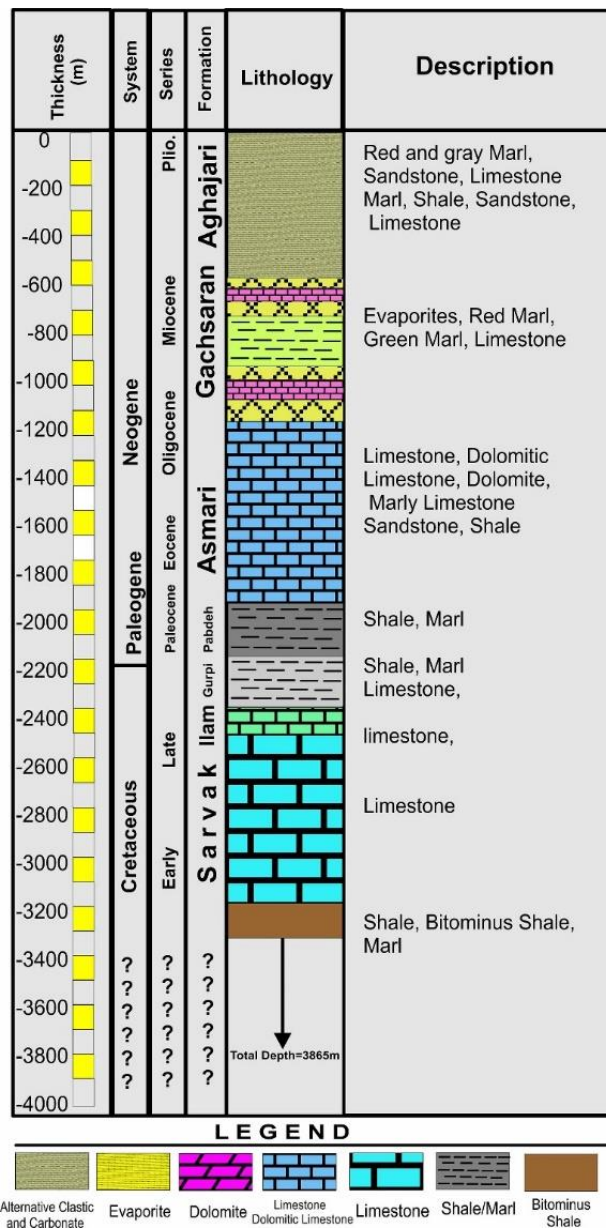
## ۲-۱- چینه‌شناسی میدان نفتی کبود

جای‌داده است (Bordenave and Burwood, 1995). در توالی چینه‌شناسی حفاری شده در چاه کبود ۱، از سر سازند آجاجاری آغاز و سپس با حفاری سازندهای گچساران، آسماری، پابده، گورپی ادامه یافته و در عمق ۲۴۰۰ متری وارد محدوده مخزن شده و سازندهای ایلام و سروک را در بر گرفته و تا عمق

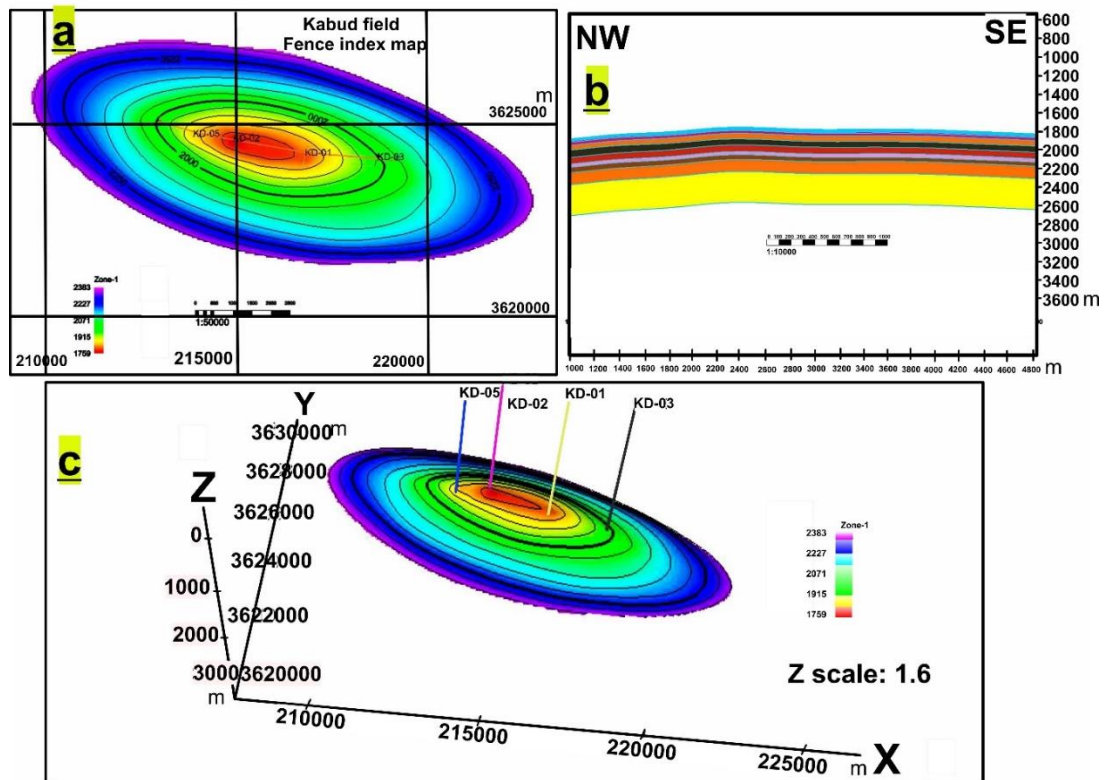
بر اساس تقسیم‌بندی Alavi (۲۰۰۷) میدان نفتی مورد مطالعه در جنوب غرب تراست زاگرس در فروافتادگی دزفول قرار دارد. این ناحیه با وجود مساحت نسبتاً کم (حدود ۴۰۰۰۰ کیلومترمربع) بخش اعظمی از نفت تولیدی ایران را در خود

لایه‌های انیدریت، مارن‌های خاکستری و قرمز رنگ و نمک است. پس از حفاری سازند گچساران سازند آسماری با سنگ‌شناسی کربناته، سازند پابده با ترکیب سنگ‌شناسی شیل و آهک شیلی و در ادامه سازند شیلی گورپی مشاهده می‌شوند. سنگ مخزن میدان نفتی کبود گروه بنگستان با ضخامت ۷۹۸ متر است که بر اساس بالاترین نقطه ورودی به مخزن (۱۸۳۵-متری) و آخرین کنطور بسته در افق بنگستان (۲۴۰۰-متری) بستگی این مخزن ۵۶۵ متر است. توالی چینه نگاری سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ میدان نفتی کبود در شکل شماره ۲ آمده است.

۳۸۶۵ متری ادامه می‌یابد. سازند آجاجاری از سطح زمین تا عمق ۵۷۶ متری را در بر گرفته و سنگ‌شناسی آن بیشتر از نوع مارنی (قرمز-خاکستری) و ماسه‌ای، شامل تناوبی از مارن‌های نرم تا نیمه سخت سیلتی و ماسه‌ای، ماسه‌سنگ و مقدار کمتری سیلتستون و به مقدار خیلی جزئی تر سنگ‌آهک خاکستری است. پس از سازند آجاجاری به دلیل عدم رسوب‌گذاری سازند میشان سازند گچساران حفاری می‌شود. بخش پایینی این سازند یا همان پوش‌سنگ با پیدایش لایه‌های انیدریتی و ضخامت زیادی از نمک (Main Salt) ادامه یافته و شامل تناوبی از



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ میدان نفتی کبود.  
Fig. 2. Stratigraphical column of drilled formations in Well No. 1 Kabud oilfield.



شکل ۳- (a) موقعیت گسله‌های احاطه‌کننده میدان کبود (b) مقطع طولی ساختمانی ایجاد شده بر روی مخزن بنگستان میدان کبود و (c) نمای سه‌بعدی از تاق‌دیس کبود.

Fig. 3. (a) Location of faults surrounding Kabud oil field (b) Transverse and longitudinal sections of the building created on the Bangestan reservoir in Kabud oil field, and (c) Three-dimensional view of the Kabud anticline..

### ۳- مواد و روش‌ها

سازندها تهیه گردید. بعد از تهیه نقشه‌های افق‌های مذکور هرکدام از آنها به‌طور جداگانه و با توجه به عمق ورود چاه‌ها کنترل و تصحیح شدند. مدل‌سازی ساختمانی مخزن مورد مطالعه همراه با مدل‌سازی چینه‌ای و مدل‌سازی گسل‌ها (Fault Modeling) می‌باشد. در مرحله بعد مهم‌ترین بخش مدل‌سازی مخزن که مدل‌سازی پتروفیزیکی است در چهار مرحله انجام گرفت. این چهار مرحله شامل شبکه‌سازی سه‌بعدی مخزن (3D Grid)، بلوک کردن یا قطعه‌سازی چاه‌ها (Blocked Well)، ارزیابی اطلاعات (Data Analysis) و ایجاد مدل سه‌بعدی خواص پتروفیزیکی (Petrophysical Modeling) است. جهت تهیه مدل‌های سه‌بعدی توزیع تخلخل و اشباع آب در ابتدا با استفاده از مدل ساختمانی، شبکه سه‌بعدی (3D Grid) برای مخزن بنگستان در میدان کبود ایجاد گردید. جهت نام‌گذاری و بررسی تخلخل نمونه‌های کربناته از تقسیم‌بندی Archie (۱۹۵۲) استفاده شده است. جهت ترسیم نمودارها و ستون‌های چینه‌شناسی از نرم‌افزار کورل دراو (Corel Draw) استفاده شده است.

به‌منظور مطالعه دقیق مخزن بنگستان (سازندهای سروک و ایلام) در میدان نفتی کبود کلیه داده‌های ارزیابی مخزن از جمله داده‌های رقومی نمودارهای پرتو گاما (Gama-Ray)، نوترون (Neutron)، چگالی (Density, FDC)، مقاومت سنجی (Resistivity) و قطرسنجی (Caliper) پس از ویرایش، آماده ورود به نرم‌افزار مدل‌ساز شدند. در ادامه به‌منظور تهیه مدل ساختمانی سه‌بعدی از مخزن بنگستان میدان کبود در نرم‌افزار RMS، از نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیرزمینی این مخزن که حاصل تفسیر لرزه‌نگاری‌های دوبعدی و تصحیح شده با داده‌های حاصل از حفاری چاه‌ها انجام شده، استفاده گردید. داده‌های مربوط به مسیر چاه‌ها (Well Trajectories) و همچنین عمق ورود به سر زون‌های مخزنی (Well Picks) به‌عنوان سایر داده‌های ورودی به مدل اضافه گردید. سپس به روش مدل‌سازی چینه‌ای (Stratigraphic Modeling) نقشه‌های خطوط هم‌تراز زیرزمینی بر روی تمام زون‌های مخزن بنگستان و سر



## ۴- بحث

## ۴-۱- زمین شناسی ساختمانی میدان نفتی کبود

ساختمان کبود با روند غرب-شمال غرب و جنوب-جنوب شرق، در ۳۵ کیلومتری شمال - شمال غرب شهرستان اندیمشک در استان خوزستان واقع شده است. میدان نفتی کبود تاقدیسی ملایم و نامتقارن بوده که دارای راستای غرب-شمال غرب و شرق-جنوب شرقی می باشد که تحت تأثیر نیروهای فشارشی منطقه قرار گرفته است. بر اساس نقشه های همت راز زیرسطحی، میدان کبود در افق بنگستان دارای طول ۱۳/۵ و عرض ۵/۵ کیلومتر است. بر اساس بالاترین نقطه ورودی به مخزن (۱۸۳۵- متری) و آخرین کنتور بسته در افق بنگستان (۲۴۰۰- متری) دارای ۵۶۵ متر بستگی قائم می باشد. بر اساس نقشه سطوح هم شیب مخزن بنگستان، شیب یال جنوبی و شمالی این مخزن به ترتیب ۱۴ و ۱۸ درجه است. ساختمان مذکور در میان ساختارهای خوشاب (در شمال) قلعه نار (در جنوب غرب) قرار گرفته است و از نظر موقعیت و تقسیم بندی تکتونیکی- زمینشناسی ساختمانی زاگرس در منتهی الیه شمال غربی زون فروافتاده دزفول (دزفول شمالی) و در جنوب گسل بزرگ و نیرومند بالارود که از نوع مورب چپ لغز به طول ۱۶۲/۵ کیلومتر است، واقع گردیده است. موقعیت گسله های احاطه کننده میدان نفتی کبود در شکل (۳a) مشخص شده است. مقاطع طولی تهیه شده توسط نرم افزار RMS در جهت NW-SE در شکل (۳b) آمده است. در این مقاطع تمامی زون های مخزن مورد مطالعه مشاهده می شود. در شکل (۳c) نمایی سه بعدی از میدان کبود و همین طور چاه های حفاری شده در مناطق مختلف این میدان مشاهده می شود.

## ۴-۲- زون بندی

با استفاده از ترکیب داده های زمین شناسی (پالئولگ ها)، پتروفیزیکی و ساختمانی و خروجی نرم افزار RMS می توان این مخزن را به ۸ زون و ۴ زیر زون تقسیم کرد. زون بندی کامل چاه شماره یک میدان نفتی کبود به عنوان چاه نمونه در شکل ۱۰ مشاهده می گردد. زون های مخزن بنگستان میدان کبود در جدول ۱ آمده است. میانگین ضخامت زون های مخزن کبود به همراه ویژگی های پتروفیزیکی در جدول ۲ آمده است. حفاری در چاه شماره ۳ تا راس زون ۳ و در چاه شماره ۵ تا راس زون ۴ انجام شده است و چاه های شماره ۱، ۲، ۴ و ۶ تمامی زون های مخزنی را شامل می شوند (جدول ۱).

## ۴-۳- تفسیر زون های مخزن بنگستان

بر اساس ترکیب داده های زمین شناسی، پتروفیزیکی و مدل سازی مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود این مخزن به ۸ زون و ۴ زیر زون تقسیم شده است. حفاری در چاه شماره ۱ تا سازند کژدمی و در چاه شماره ۲ تا راس زون ۸ انجام شده است. با توجه به جدول شماره ۱ چاه شماره ۳ و ۵ تا زون ۷ را شامل می شوند. قابل ذکر است با توجه به اینکه فقط ۶ زون از زون های مخزنی بنگستان میدان کبود پتانسیل مخزنی قابل قبولی دارا هستند، لذا فقط برای زون های مورد نظر تفسیر مدل پتروفیزیکی ارائه شده است و زون های ۱، ۳ و ۴ و زیر زون های ۱-۵، ۱-۶ و ۲-۶ مورد ارزیابی و تفسیر قرار می گیرند (جدول ۱ و ۲).

## ۴-۳-۱- زون ۱

زون یک بالاترین بخش مخزن بنگستان را در میدان کبود تشکیل داده و از لحاظ پتانسیل مخزنی مطلوب است. ضخامت متوسط چینه های این زون به طور متوسط ۲۹ متر می باشد و بر اساس نقشه هم ضخامت تهیه شده بیشترین ضخامت این زون در یال جنوب شرقی و پیرامون چاه ۳ و کمترین ضخامت آن در اطراف چاه ۵ می باشد، که از سمت غرب به شرق روند افزایش ضخامت مشاهده می شود. بر اساس مدل پتروفیزیکی مخزن بنگستان، میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل سنگ مخزن در این زون ۰/۵ است. میانگین تخلخل کل این زون نیز ۳ درصد محاسبه شده که بر اساس نقشه میانگین تخلخل زون فوق الذکر میانگین تخلخل در نقاط مختلف میدان به طور پراکنده دارای وضعیت خوبی می باشد. میانگین اشباع آب در این زون بر اساس مدل سه بعدی اشباع آب برابر ۷۰ درصد است. با توجه به ویژگی های فوق می توان نتیجه گرفت که کیفیت مخزنی در نقاط مختلف میدان متغیر است. از نظر سنگ شناسی این زون از سنگ های کربناته سخت و در مواردی نرم تشکیل شده است که در طبقه بندی آرچی در رده نوع I و III قرار می گیرند. (جدول ۱ و ۲، شکل های ۴ و ۱۰).

## ۴-۳-۲- زون ۳

زون شماره ۳ با ضخامت متوسط ۳۱ متر و پتانسیل مخزنی مطلوب پیرامون چاه های شماره ۱ و ۵ بیشترین ضخامت و کمترین ضخامت آن در اطراف چاه شماره ۱ است. بر طبق مدل پتروفیزیکی مخزن بنگستان، میانگین نسبت حجم سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن در زون شماره ۳ برابر ۰/۳ و

تشکیل شده و از نظر تقسیم‌بندی آرچی آهک‌های نوع I و II محسوب می‌شود (جداول ۱ و ۲، شکل‌های ۵ و ۱۰).

میانگین تخلخل کل این زون ۱ درصد است. میانگین اشباع آب در این زون بر اساس مدل سه‌بعدی ۸۰ درصد است. این زون از نظر سنگ‌شناسی عمدتاً از سنگ‌آهک‌های کرم‌رنگ و شیل

جدول ۱- زون بندی مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود.

Table 1. Bangestan reservoir zonation in the Kabud oil field.

Kabud Oil Field													
Bangestan Zonation													
Well	RTE	Zone#1	Zone#2	Zone#3	Zone#4	Zone#	Zone#	Zone#	Zone#	Zone#7	Zone#8	KZ EQ	TD
						5-1	5-2	6-1	6-2				
1	589.5	2397	2426	2438	2469	2532	2619	2747	2685	2776	2837	4318	3865
2	498.5	2263	2293	2301	2329.5	2391	2454	2527	2463	2613	2744		3097
3	569.6	2545	2579	2588	2620	2671	2748	2820	2850	2902.5			2930
5	562.9	2412.5	2436.5	2448	2481	2534	2612	2719	2719	2776			2894

جدول ۲- میانگین پارامترها و ضخامت زون‌های مخزن بنگستان به همراه ویژگی‌های پتروفیزیکی.

Table 2. Mean of reservoir zones and petrophysical features of Bangestan reservoir in Kabud oil field.

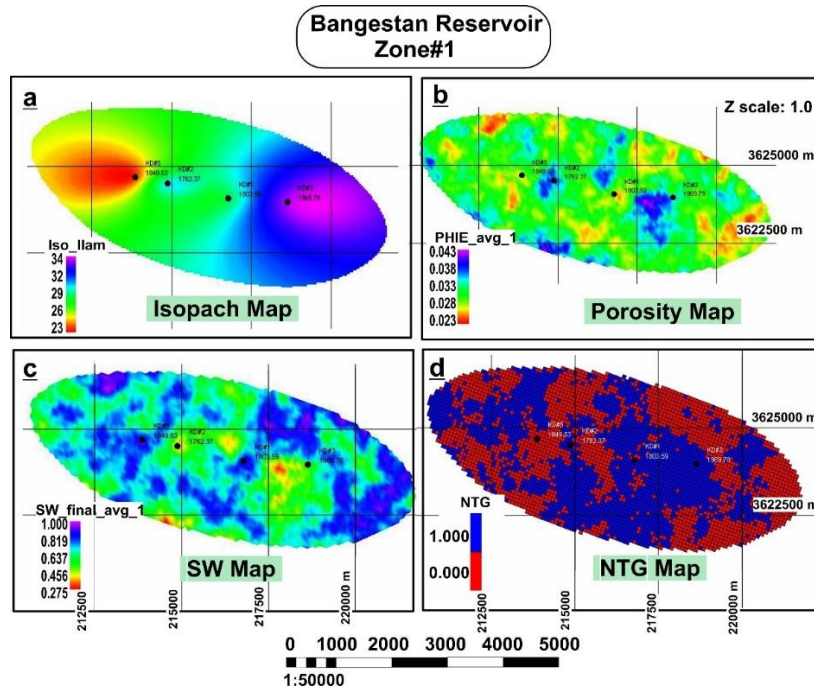
Kabud Oil Field															
Minimum, maximum and average thickness of Bangestan reservoir zones							Petrophysical characteristics of Bangestan reservoir zones								
Zone	ISOPACH (m.)			ISOCHORE (m.)			NTG			POROSITY			SW		
	Mean.	Min	Max.	Mean	Min.	Max.	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max
Zone#1	29	23	34	29	23	34	0.5	0	1	3%	2%	4%	70%	3%	98%
Zone#3	31	28	33	31	28	33	0.3	0	0.9	1%	0.4%	2%	82%	55%	99%
Zone#4	60	50	63	60	50	63	0.3	0	0.69	1%	0.5%	4%	71%	27%	96%
Zone#5-1	71	61	80	71	61	80	0.5	0.03	1	1%	0.6%	2%	77%	57%	99%
Zone#6-1	35	30	41	35	29	42	0.5	0	0.95	3%	1%	6%	69%	41%	93%
Zone#6-2	51	41	58	51	41	58	0.48	0	0.9	3%	1%	6%	74%	43%	96%

#### ۴-۳-۴- زیر زون ۵-۱

زیرزون ۵-۱ یا متوسط ضخامت ۷۱ متر و پتانسیل مخزنی مطلوب بیشترین ضخامت را در چاه‌های شماره ۳ و ۵ دارا است که ضخامت آن به سمت یال‌های تاقدیس کاهش می‌یابد. میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل سنگ مخزن در زیر زون ۵-۱ برابر با ۰/۵۶ و میانگین تخلخل حدود ۱ درصد تعیین شده است. میانگین درصد اشباع آب بر طبق مدل سه‌بعدی برای این زون در حدود ۷۷ درصد محاسبه گردیده است. زیرزون ۵-۱ از لحاظ سنگ‌شناسی شامل سنگ‌های آهکی کرم تا سفیدرنگ و از نظر تقسیم‌بندی آرچی از سنگ‌های نوع I و II تشکیل شده است (جداول ۱ و ۲، شکل‌های ۷ و ۱۰).

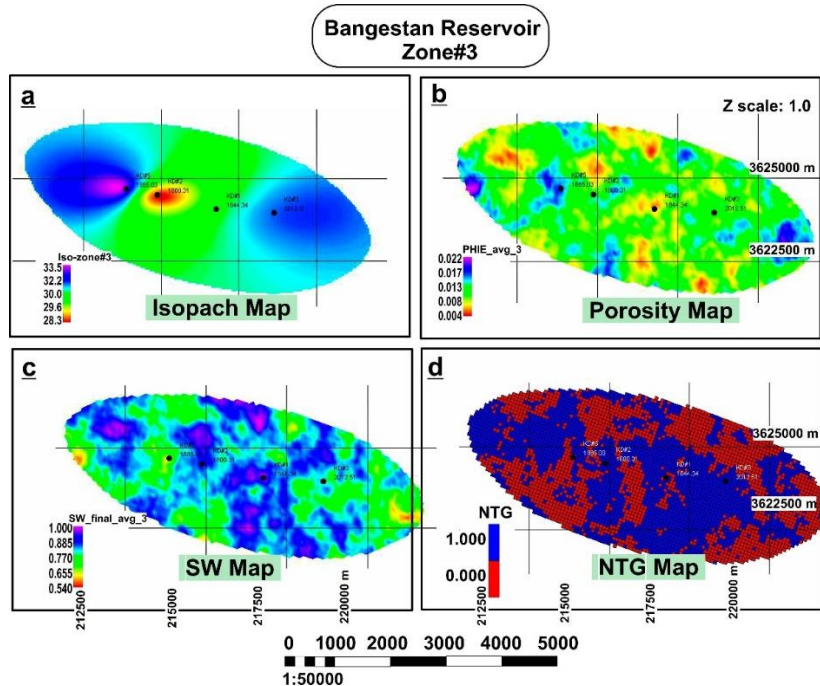
#### ۴-۳-۳- زون ۴

زون شماره ۴ یا ضخامت متوسط ۵۵ متر و پتانسیل مخزنی غیرمطلوب کمترین ضخامت را پیرامون چاه شماره ۲ در قسمت غربی میدان و بیشترین ضخامت را در محدوده چاه شماره ۵ دارا است. میانگین نسبت حجم سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن در این زون ۰/۳۳ است. بر اساس مدل‌های تهیه شده میانگین تخلخل ۱ درصد و میانگین اشباع آب برابر ۷۱ درصد است که بیشترین میزان آن مربوط به قسمت‌های میانی میدان است. زون ۴ از نظر سنگ‌شناختی از سنگ‌های آهکی تشکیل شده که این سنگ‌آهک‌ها از نوع I و II و در قسمت‌هایی از نوع I می‌باشند. (جداول ۱ و ۲، شکل‌های ۶ و ۱۰).



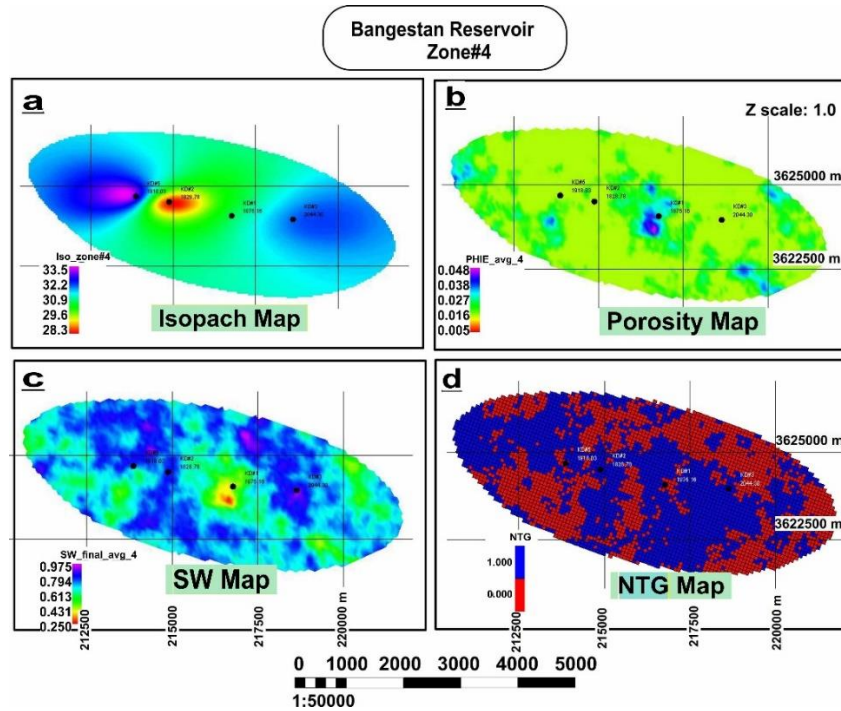
شکل ۴- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۱ مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود (a) نقشه هم ضخامت چینهای (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل.

Fig. 4. Petrophysical and structural characteristics of Zone#1 of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map, and (d) NTG (Net-to-Gross ratio).



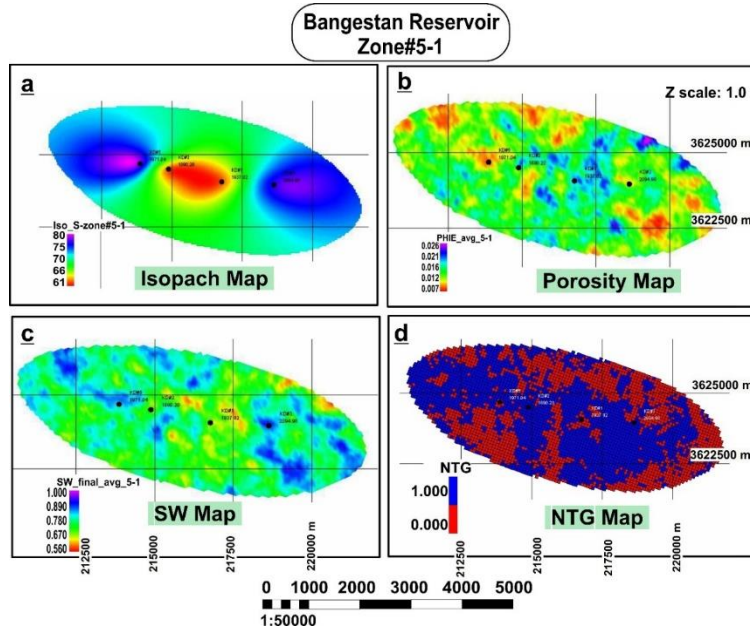
شکل ۵- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۳ مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود (a) نقشه هم ضخامت چینهای (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل.

Fig. 5. Petrophysical and structural characteristics of Zone#3 of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map, and (d) NTG (Net-to-Gross ratio).



شکل ۶- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۴ مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود (a) نقشه هم ضخامت چینه‌ای (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل.

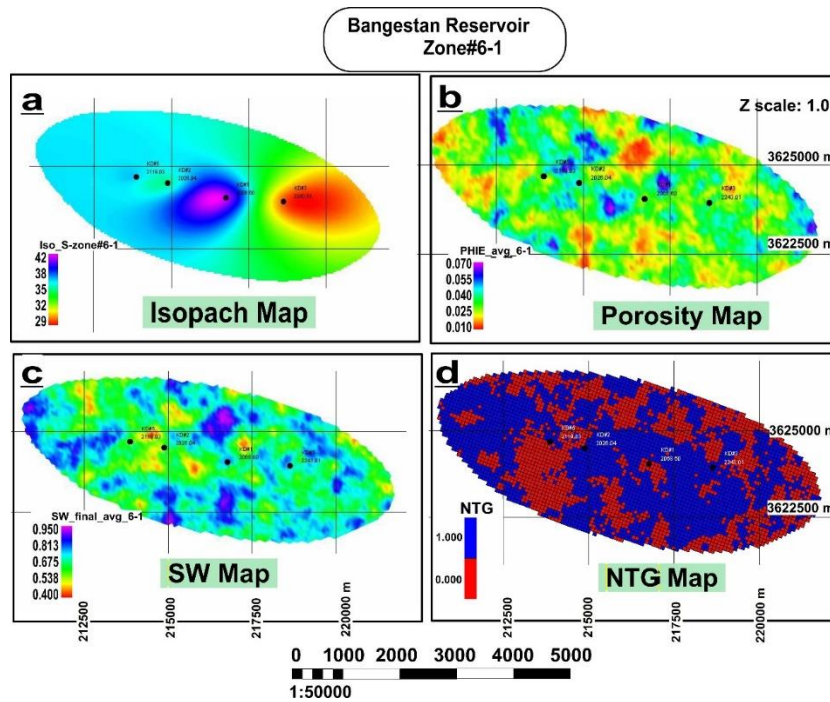
Fig. 6. Petrophysical and structural characteristics of Zone#4 of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map, and (d) NTG (Net-to-Gross ratio).



شکل ۷- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۵-۱ مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود (a) نقشه هم ضخامت چینه‌ای، (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل.

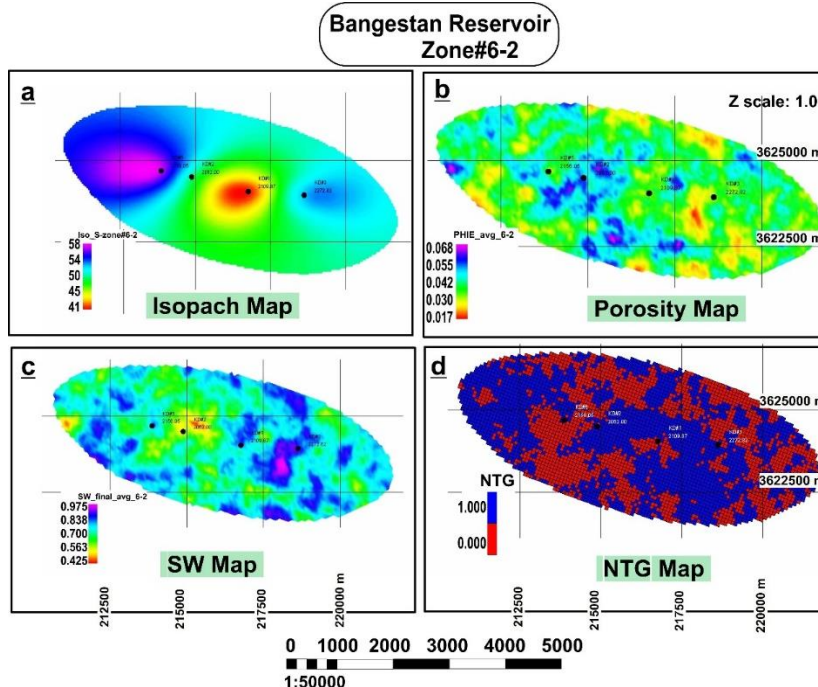
Fig. 7. Petrophysical and structural characteristics of Zone#5-1 of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map, and (d) NTG (Net-to-Gross ratio).





شکل ۸- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۶-۱ مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود (a) نقشه هم ضخامت چینه‌ای، (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل.

Fig. 8. Petrophysical and structural characteristics of Zone#6-1 of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map, and (d) NTG (Net-to-Gross ratio).



شکل ۹- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۶-۲ مخزن بنگستان در میدان نفتی کبود (a) نقشه هم ضخامت چینه‌ای، (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل.

Fig. 10. Petrophysical and structural characteristics of Zone#6-2 of Bangestan reservoir in Kabud oil field. (a) Isopach map (b) Mean porosity distribution average map (c) Mean total water saturation distribution map and (d) NTG (Net-to-Gross ratio).

#### ۴-۳-۵- زیر زون ۱-۶

زیرزون ۱-۶ با میانگین ضخامت ۳۵ متر و پتانسیل مخزنی غیرمطلوب بیشترین ضخامت را در مرکز میدان پیرامون چاه ۱ و کمترین ضخامت را در اطراف چاه ۳ دارا است. حجم سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن در این زیرزون ۰/۵۶ و مدل پتروفیزیکی تهیه شده تخلخل کل این زیرزون را حدود ۳ درصد و میانگین اشباع آب را ۶۹ درصد نشان می‌دهد. سنگ‌شناسی زیرزون ۱-۶ شامل سنگ‌آهک‌های کاملاً دولومیتی شده کرم‌رنگ است که در تقسیم‌بندی آرچی شامل انواع III و I/III می‌باشند. (جداول ۱ و ۲، شکل‌های ۸ و ۱۰).

#### ۴-۳-۶- زیر زون ۲-۶

زیرزون شماره ۲-۶ با پتانسیل مخزنی مطلوب و ضخامت متوسط ۵۰ متر بیشترین ضخامت را در چاه شماره ۵ و کمترین ضخامت را در چاه شماره ۱ نشان می‌دهد. نسبت حجم سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن در زون فوق به‌طور متوسط ۰/۴۸ است. میانگین تخلخل کل این زیرزون در حدود ۳ درصد و میانگین اشباع آب آن حدود ۷۵ درصد محاسبه شده است. از نظر سنگ‌شناسی شامل سنگ‌های آهکی دولومیتی تا رسی است و در تقسیم‌بندی آرچی می‌توان آن‌ها را به انواع III و I/III نسبت داد. (جداول ۱ و ۲، شکل‌های ۹ و ۱۰).

#### ۴-۴- نقشه تطابق چینه‌ای مخزن بنگستان میدان کبود

تطابق چینه‌شناسی مخزن بنگستان میدان کبود بر اساس چاه‌های شماره ۱، ۲، ۳ و ۵ در شکل شماره ۱۱ آمده است. بر اساس این شکل بیشترین ضخامت زون‌های شماره ۲ و ۳ به ترتیب در چاه‌های شماره ۵ و ۲ مشاهده می‌شود. زون ۱ بیشترین ضخامت را در چاه شماره ۲ و کمترین ضخامت را در چاه شماره ۱ دارد. زون ۳ بیشترین ضخامت را در چاه ۵ و کمترین ضخامت را در چاه ۱ دارد. زیرزون‌های شماره ۱-۵ و ۲-۵ به ترتیب بیشترین ضخامت را در چاه‌های شماره ۳ و ۵ و کمترین ضخامت را در چاه شماره ۲ نشان می‌دهند. زیرزون‌های شماره ۱-۶ و ۲-۶ بیشترین ضخامت را به ترتیب در چاه شماره ۵ و کمترین ضخامت را در چاه ۲ نشان می‌دهند. زون ۷ فقط در چاه‌های ۱ و ۲ وجود داشته و زون ۸ در چاه ۱ به‌صورت کامل مشاهده می‌شود (شکل ۱۱).

#### ۴-۵- مدل‌سازی مخزن

هدف از مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری، شبیه‌سازی ساختمان سه‌بعدی مخزن، شناسایی و نحوه گسترش زون‌های بهره‌ده، محاسبه حجم هیدروکربور در جای مخزن و به‌طور کلی مدیریت صحیح آن در خصوص توسعه، بهره‌برداری و صیانت از مخزن است. با در اختیار داشتن مدل سه‌بعدی، امکان طراحی چاه‌های آبی و شبیه‌سازی رفتار مخزن در جهت توسعه، بهره‌برداری و مدیریت صحیح آن در طول تاریخچه تولید می‌توان از یک سو هزینه‌های تولید و بهره‌برداری را کاهش داد و از سوی دیگر بر طول عمر مفید مخزن افزود. در این مطالعه مدل‌سازی مخزن بنگستان میدان کبود با استفاده از نرم‌افزار RMS صورت پذیرفته است. ایجاد مدل زمین‌شناسی مخزن در نرم‌افزار RMS شامل دو مرحله اساسی ساختمانی و پتروفیزیکی است.

#### ۴-۵-۱- مدل‌سازی ساختمانی

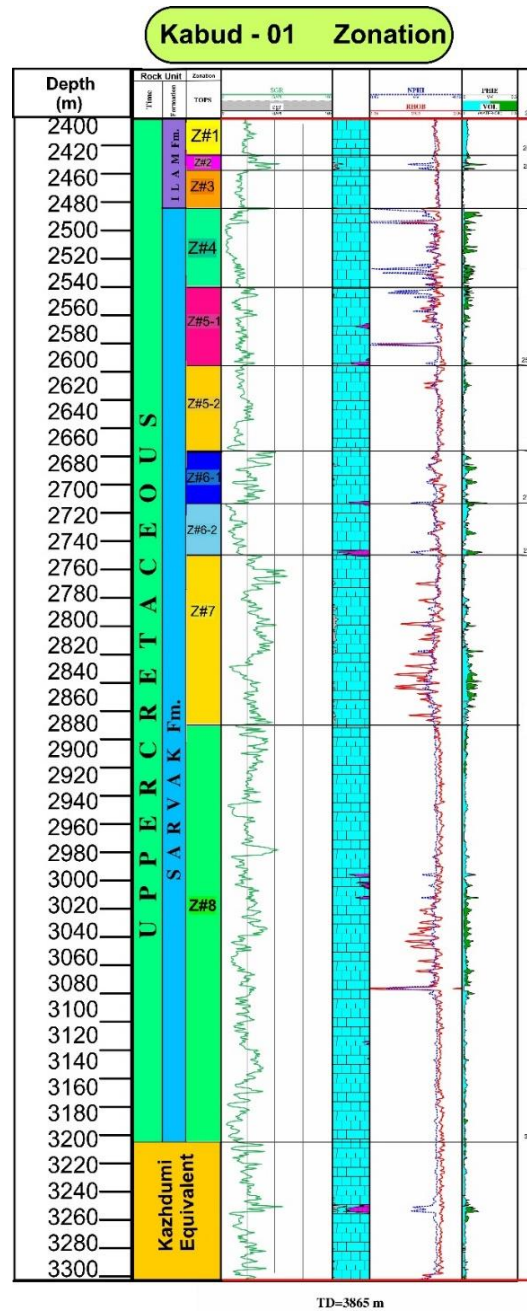
به منظور تهیه مدل ساختمانی سه‌بعدی از مخزن بنگستان میدان کبود در نرم‌افزار RMS، از نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیرزمینی این مخزن که حاصل تفسیر لرزه‌نگاری‌های دوبعدی و تصحیح شده با داده‌های حاصل از حفاری چاه‌ها انجام شده، استفاده گردید. داده‌های مربوط به مسیر چاه‌ها (Well Trajectories) و همچنین عمق ورود به سرزون‌های مخزنی (Well Picks) به‌عنوان سایر داده‌های ورودی به مدل اضافه گردید. سپس به روش مدل‌سازی چینه‌ای (Stratigraphic Modeling) نقشه‌های خطوط هم‌تراز زیرزمینی بر روی تمام زون‌های مخزن بنگستان تهیه گردید. بعد از تهیه نقشه‌های افق‌های مذکور هرکدام از آن‌ها به‌طور جداگانه و با توجه به عمق ورود چاه‌ها کنترل و تصحیح شدند. مدل‌سازی ساختمانی مخزن بنگستان همراه با مدل‌سازی چینه‌ای می‌باشد.

#### ۴-۵-۲- مدل‌سازی پتروفیزیکی

مدل‌سازی پتروفیزیکی مهم‌ترین بخش مدل‌سازی از نظر مهندسی مخزن محسوب می‌شود که در چهار مرحله انجام می‌گیرد: شبکه‌سازی سه‌بعدی مخزن (3D Grid)، بلوکه کردن یا قطعه‌سازی چاه‌ها ((Blocked Well)، ارزیابی اطلاعات (Data Analysis) و ایجاد مدل سه‌بعدی خواص پتروفیزیکی (Petrophysical Modeling). جهت تهیه مدل‌های سه‌بعدی توزیع تخلخل و اشباع آب در ابتدا با استفاده از مدل ساختمانی، شبکه سه‌بعدی (3D Grid) برای مخزن بنگستان ایجاد گردید.

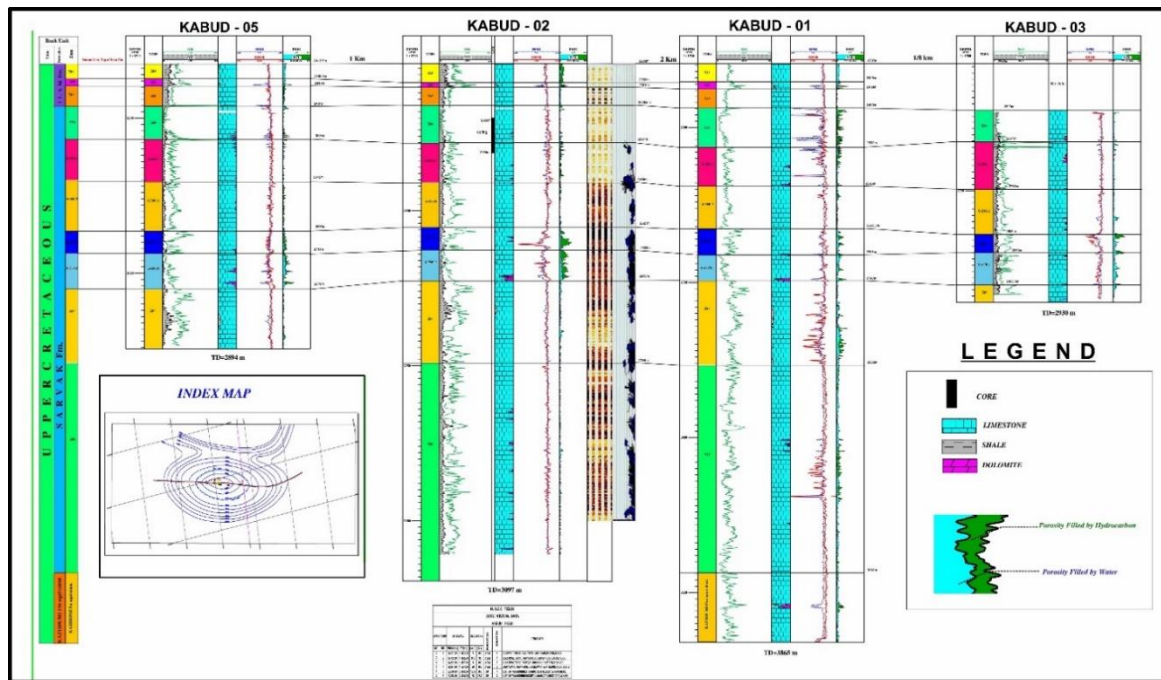
و پس از آن روندهای موجود در جهات مختلف فضایی (X, Y, Z) بررسی شدند و در صورت وجود روند، روند آن‌ها حذف و در مرحله آخر نیز توزیع داده‌ها نرمال گردید. مدل‌های سه‌بعدی مخزن بنگستان در میدان کبود برای بررسی کلی و جامع میدان تهیه شده‌اند (شکل‌های a۱۲، b۱۲ و c۱۲).

شبکه سه‌بعدی مذکور دارای ۱۲۸ ستون (Column)، ۵۵ ردیف (Row) و ۲۵۷ لایه (Layer) و در نتیجه ۱۰۵۶۷۸۴ سلول تعریف شده (Cell) است. دو شرط اساسی در محاسبات زمین‌آماري این است که اول می‌بایست داده‌ها دارای توزیع نرمال و دوم روندی در آن‌ها موجود نباشد بنابراین در مرحله بعد داده‌های مذکور مورد آنالیز قرار گرفتند (Data Analysis)



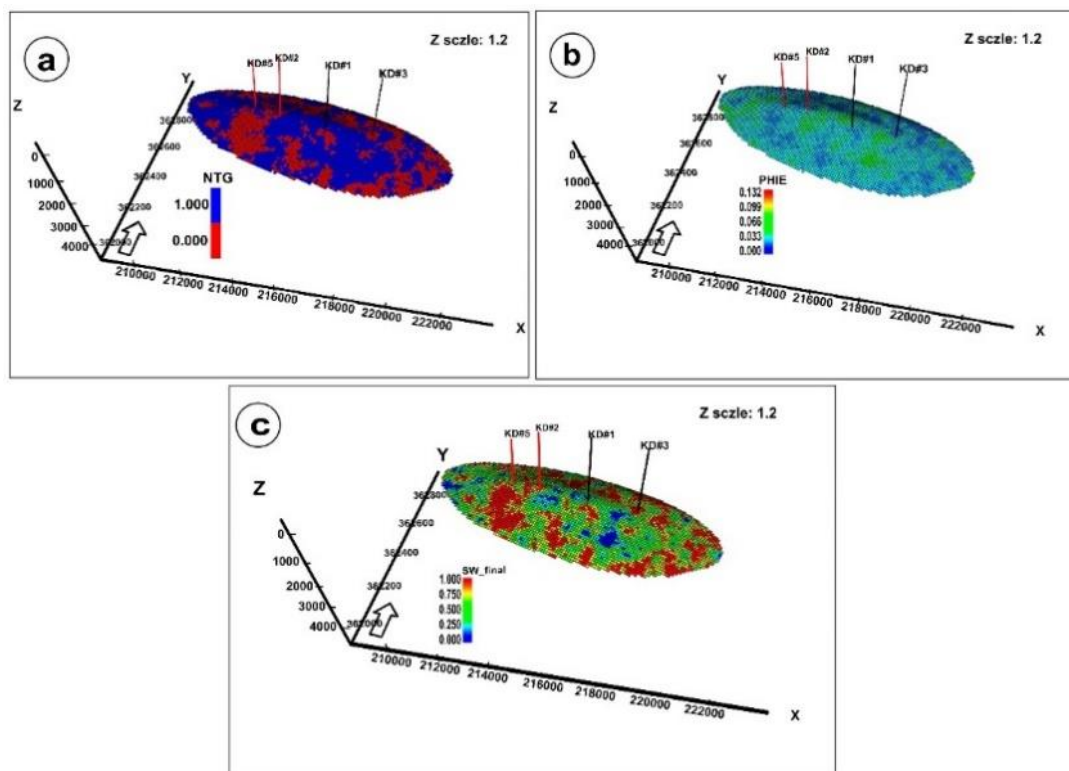
شکل ۱۰- ستون چینه نگاری و زون بندی مخزن بنگستان در چاه شماره ۱ میدان کبود.

Fig. 10. Lithostratigraphical column and zonation of Bangestan reservoir in well No. 1 in Kabud oil field.



شکل ۱۱- نقشه تطابق چینهای مخزن بنگستان میدان نفتی کبود.

Fig. 11. Stratigraphic correlation chart of Bangestan reservoir in Kabud oil field.



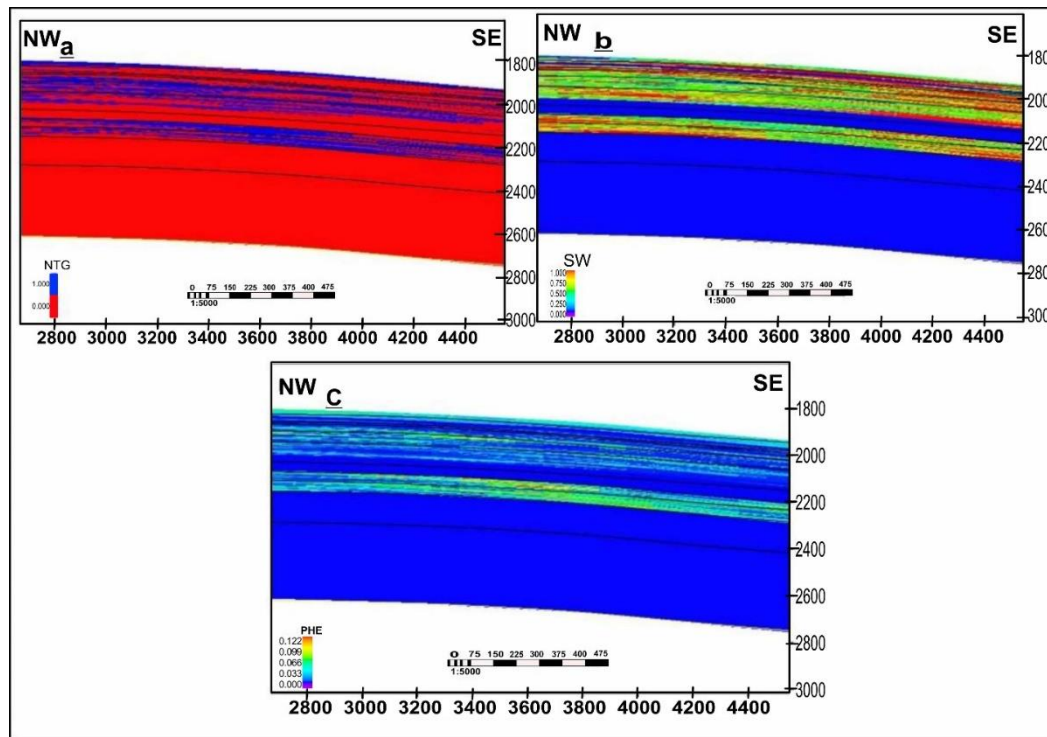
شکل ۱۲- (a) مدل سه بعدی نسبت حجم سنگهای مفید به حجم کل سنگ مخزن بنگستان، (b) مدل سه بعدی تخلخل در کل مخزن بنگستان و (c) مدل سه بعدی اشباع آب کل مخزن بنگستان.

Fig. 12. (a) 3-D model of the NTG (Net-to-Gross ratio) of Bangestan reservoir in Kabud oil field (b) 3-D porosity model in Kabud oil field and (c) 3-D water saturation model in Kabud oil field.



شکل ۱۳ آمده است. همان طور که در این شکل مشاهده می شود اشباع آب به طور محسوسی در زون شماره ۶ بالا است و این زون فاقد کیفیت مخزنی لازم است.

در برش عرضی نسبت سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن همان طور که مشاهده می شود هر چه لایه ها به سمت شرق میدان پیشرفت می کنند کیفیت مخزنی بهتری مشاهده می شود (شکل های ۱۳ a و ۱۳ b). مدل سه بعدی اشباع آب در



شکل ۱۳- (a) برش عرضی از مدل نسبت سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن بنگستان (b) برش عرضی از مدل تخلخل مخزن بنگستان و (c) برش عرضی از مدل اشباع آب مخزن بنگستان.

Fig. 13. (a) Transverse section model of the ratio NTG rocks to the total volume of Bangestan reservoir (b) Transverse section model of porosity (c) Transverse section model of water saturation of Bangestan reservoir.

تماس گاز و نفت (G.O.C), (Gas, Oil, Contact), ضریب حجمی نفت (Bulk Oil), (B.O), ضریب حجمی گاز (Bulk Gas), (B.G), نسبت حجم سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن (NTG), مدل تخلخل کل (Porosity) و مدل اشباع آب (Saturation Water), (SW) و با استفاده از فرموله ای جدول ۳ محاسبه شده اند. بر این اساس WOC معادل ۲۱۴۸/۷- و B.O معادل ۱/۴۲ و نیز G.O.C معادل ۱۸۴۷- و B.G معادل ۰/۰۴۶۰۴۳ می باشند. در نهایت با توجه به اعمال برش (Off standard شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب (Phi > 4). مدل سه بعدی توزیع سنگ های مفید بر اساس فرمول زیر ایجاد گردید  $NTG=1$  if  $PHIE \leq 0.012$  or  $SW \text{ final} \geq 0.76$  then  $NTG=0$  endif

#### ۴-۶- محاسبات حجمی

جهت ارزیابی یک مخزن و تعیین استراتژی آینده برای بهره برداری از آن، محاسبه حجم نفت در جای اولیه ضروری می باشد. این عمل توسط روش های مختلفی مانند محاسبات حجمی، محاسبات موازنه مواد و تحلیل منحنی های افت دبی انجام می گیرد. در این میان، محاسبات حجمی که بر مبنای محاسبه حجم توده سنگ و متوسط پارامترهای پتروفیزیکی انجام می گیرد از اهمیت ویژه ای برخوردار است، چرا که نمایانگر حجم تمام هیدروکربورهای موجود در مخزن اعم از فعال و غیر فعال می باشد. برای انجام محاسبات حجمی مخزن بنگستان میدان کبود با در دست داشتن پارامترهایی نظیر سطوح تماس سیالات مخزن (W.O.C), (Water, Oil Contact), سطح

شرایط متعارفی حدود ۱۱۳/۱۵۰/۱۳۰ بشکه و حجم هیدروکربور زون ۴ در شرایط متعارفی حدود ۳۳/۰۳۴/۷۱۸ بشکه محاسبه گردید. بر این اساس حدود ۴۰ درصد از حجم خالص هیدروکربور مربوط به زون ۴ مخزن بنگستان است. در شکل ۱۴ نمای نسبت حجمی آب، نفت و گاز در مخزن مورد مطالعه آمده است.

دادن آن‌ها در فرمول مدل‌سازی حجم مخزن نفت به زیر به‌دست آمده است. همان‌گونه که در جدول ۴ مشاهده می‌شود بیشترین حجم نفت مربوط به زون ۴ مخزن می‌باشد. با توجه به پارامترهای ذکر شده در جدول مذکور حجم کل هیدروکربور در

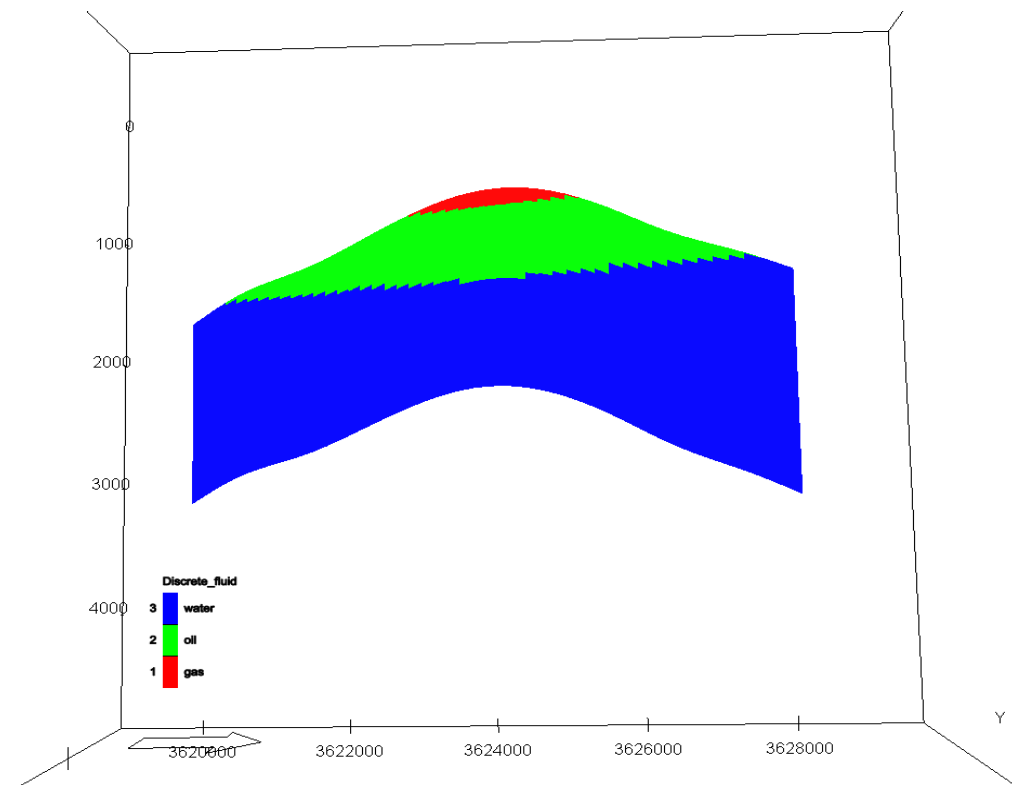
جدول ۳- فرمول‌های محاسبات حجم‌سنجی مخزن نفت.

Bulk(m <sup>3</sup> )=Structural Volume	Reservoir total volume
$V_{net(m^3)} = \text{Bulk} \times N/G$	Reservoir effective volume
$V_{\text{Pore}(m^3)} = V_{net} \times PHI$	Porosity volume
$Hcpv(\text{Oil}) = V_{\text{pore}} \times (1-SW)$	Volume in situ oil
$Stollp = Hcpv(\text{Oil})/Bo$	volume of oil in the storage tank

جدول ۴- محاسبات حجمی زون‌های مخزن بنگستان میدان کبود.

Table 4. Volumetric calculations of Bangestan reservoir zones of Kaboud oil field.

Zone	Bulk	Net	Pore	Hcpv	Stoiip	AssocGas	Barrel
1	809038769. 9	417773035. 5	14993400. 31	7779208. 171	5478315. 686	873188733. 9	34457510
3	733101925. 8	186804739. 4	3592540. 286	1457549. 295	1026443. 179	163604777. 6	6456122. 305
4	1039059060	387182354. 8	12863882. 62	7457995. 537	5252109. 601	837133745. 9	33034718. 97
5	796777447. 2	258308949. 7	6797715. 782	3393380. 555	2389704. 647	380895022. 2	15030764. 29
6	168731440. 9	111534251. 6	5565192. 803	3149953. 088	2218276. 851	353571145. 7	13952517. 73
7	118460906. 3	74157612. 93	4269441. 843	2306951. 927	1624614. 055	258947233. 3	10218497. 49
Totals	3665169550	1435760944	48082173. 65	25545038. 57	17989464. 02	2867340659	113150130. 8



شکل ۱۴- نمایی از حجم آب، نفت و گاز موجود در مخزن بنگستان میدان کبود.

Fig. 14: View of the volume of water, oil, and gas in the Bangestan reservoir of Kaboud oil field.

**۵- نتایج**

با استفاده از ترکیب داده‌های زمین‌شناسی (پالئولاگ ها)، پتروفیزیکی و ساختمانی و خروجی نرم‌افزار RMS مخزن بنگستان به ۸ زون و ۴ زیرزون تقسیم‌بندی گردید. نتایج حاصل از این مطالعه مدل‌های ژئواستاتیک تهیه شده توسط نرم‌افزار RMS نشان داد که بهترین زون‌های مخزنی از نظر ویژگی‌های پتروفیزیکی در مخزن بنگستان زون‌های ۱، ۳، ۴ و زیرزون‌های ۵-۱ و ۶-۲ می‌باشند. بررسی مدل پتروفیزیکی مخزن بنگستان نشان می‌دهد که پیرامون چاه‌های شماره ۲، ۳ و ۵ با توجه به نقشه NTG و تخلخل از پتانسیل هیدروکربوری بهتری در مقایسه با سایر نواحی مخزن برخوردار است. در برش عرضی تهیه‌شده با توجه به نسبت سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن هر چه لایه‌ها به سمت شرق میدان

پیشرفت می‌کنند کیفیت مخزنی بهتری مشاهده می‌شود. تطابق چینه‌شناسی مخزن بنگستان میدان کبود بر اساس چاه‌های مورد مطالعه نشان داد که زون ۴ بیشترین ضخامت را در چاه ۱ و کمترین ضخامت را در چاه ۵ دارد. محاسبات حجمی نشان داد که حجم در جای نفت در شرایط متعارفی ۷۲/۳۰۸/۰۴۸ بشکه محاسبه گردیده است، که از این میزان، بیشترین حجم نفت به زون شماره ۴ مخزن اختصاص دارد.

**تشکر و قدردانی**

از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب برای در اختیار قرار دادن داده‌های مورد نیاز به منظور انجام این پژوهش صمیمانه سپاسگزاری می‌شود.

**مراجع**

- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran. *American Journal of Science* 307, 1064-1095. <https://doi.org/10.2475/01.2008.05>.
- Alizadeh, B. Jahangard, A.A, Alipour, M. Gandumi Sani A.R., 2020. Genetic classification and geochemical evaluation of oil families in the South Dezful Embayment, southwest of Iran, *Advanced Applied Geology, Shahid Chamran Ahwaz, Summer*, 10 (2), 208-223. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.31504.2053>.
- Archie, G.E., 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Consideration, *AAPG Bulletin* 36, 278-298. <https://doi.org/10.1306/3D9343F7-16B1-11D7-8645000102C1865D>.
- Bahroudi, A. Koyi, H.A., 2004. Tectono-Sedimentary Framework of the Gachsaran Formation in the Zagros Foreland Basin, *Marine and Petroleum Geology* 21, 1295-1310. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.09.001>.
- Bordenave, M.L., Burwood, R., 1995. The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems. In: Katz, B.J., (Ed), *Petroleum Source Rocks*. Springer Verlag Heidelberg, pp. 183-207. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3\\_11](https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_11).
- Bordenave, M., Hegre, M., 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society London Specific Publication*. 330, 291-353. <https://doi.org/10.1144/SP330.14>.
- Ghanavati, K., Tavakoli Zaniani, A., 1995. Geological preliminary Study of Bangestan Reservoir in Kabud oil Field, National Iranian South Oil Company, Report No. P-4610.
- Hashemi, M.B., 2011. Geological study and static model preparation of Bangestan reservoir in Kabud Oil field, MSc Thesis, Shahid Chamran University of Ahwaz.
- Maroufi, K., Alizadeh, B., Rokni, E., Fajrak, M., 2017. Integrating Reservoir Geochemistry and Engineering Approaches to Investigate Connectivity of Asmari and Bangestan Reservoirs in Gachsaran Oilfield. *Advanced Applied Geology* 7(4), 27-39. <https://doi.org/10.22055/aag.2017.20831.1650>.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., 2018. The Assessment of microfacies and reservoir potential relationship (porosity and pore size) of the Sarvak Formation in SW Iran, *Geosciences Journal* 22 (5), 793-805. <https://doi.org/10.1007/s12303-017-0084-7>.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., 2020. Facies analysis, sedimentary environments and correlative sequence stratigraphy of Gachsaran formation in SW Iran, *Carbonate and Evaporites* 35, 25. <https://doi.org/10.1007/s13146-020-00555-y>.
- Mirzaee Mahmoodabadi, R. Zahiri, S., 2022. Formation evaluation and Rock Type Classification of Asmari Formation based on petrophysical- petrographic data: A case study in one of super fields in Iran southwest, *Petroleum Journal* (In press). <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.01.009>

- Mirzaee Mahmoodabadi, R. Armoon, A., 2022. Geological Study and Geostatic Modeling of Asmari/Shahbazan Reservoir of Balarud Oil field in SW Iran Using RMS Software, *Advanced Applied Geology* 13(1), 118-143. <https://doi.org/10.22055/aag.2022.39636.2270>
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., 2022. Properties reservoirs assessment of Sarvak formation in Yadavaran oil field based on petrographical and petrophysical data, *Applied Sedimentology* 9(18), 186-210. <https://doi.org/10.22084/psj.2021.24154.1288>
- Mitra S. and Leslie W., 2005. Three-dimensional structural model of the rhorde el baguel field. *AAPG Bulletin* 87(2), 231-250. <https://doi.org/10.1306/07120201114>
- Mitra S. Figueroa G.C. Garcia J.H. Alvarado A.M., 2006. Three-dimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures Campeche Bay, Mexico. *AAPG Bulletin* 89(1), 19. <https://doi.org/10.1306/08310403108>
- Moradi, M., Moussavi Harami, S., Sadeghi, G., 2015. Geostatic Modeling of the Asmari Reservoir in Mansuri Oil Field Using RMS Software. *Journal of Petroleum Research* 25(84), 173-185. <https://doi.org/10.22078/pr.2015.558>
- Moteiei, H., 1993. *Geology of Iran, Stratigraphy of Zagros*, Iranian Geological Survey, p. 682 (In Persian)
- Moteiei, H., 1995. *Petroleum geology of Zagros*, Iranian Geological Survey, 1st Edition, p. 589 (In Persian)
- Nazari Vanani, K., 2009. Asmari reservoir modeling of Ramin oil field using RMS software Master Thesis in Petroleum Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz.
- Pringle J.K., Howell, J.A., Hodgett D., Westerman A.R., Hodgson D.M., 2008. Virtual outcrop models of petroleum reservoir analogues: A review of the current state of the art. *First Break* 24(3), 33-42. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2006005>
- ROXAR Company, 1993. Norway, manual of IRAP-RMS software.
- Shabani, F., 2009. Modeling of Asmari Reservoir of Shadegan Oil Field Using RMS Software, MSc thesis, Shahid Chamran University of Ahvaz.
- Soleimani, B. Rajabzadeh, M., 2011. Application geostochastic method (Kriging) using RMS software to estimate the reservoir in-situ oil volume: A case study of the Khami reservoir in Dezful embayment, *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches* 26(1), 103-120. <https://doi.org/20.1001.1.20087888.1389.26.1.6.5>
- Soleimani, B. Abdollahimi, G. Ashjaie, A. Charchi, A., 2012. Investigation into Lithological and Structural Modelling of Gachsaran Formation in Marun Oil Field Using Geostatistic Methods. *Advanced Applied Geology* 2(4), 21-31.
- Soleimani, B. Shiravani, S. Ashjaee, A., 2015. Investigation of structural changes of Gachsaran Formation in Ahvaz oil field and design of wells using RMS software, *Researches in Earth Sciences*, Shahid Beheshti University 17, 19-32
- Valcarce G.Z. Zapata T. Ansa A. and Selva G., 2006. Three-dimensional structural modeling and its application for development of the El Porto'n field, Argentina. *AAPG Bulletin* 90(3), 307-319. <https://doi.org/10.1306/09300504142>
- Zohorian, S., 2009. Depth prediction program for entering the upper structures of Asmari reservoir in Shadegan oil field using RMS software, Proceedings of the 12th Conference of the Iranian Geological Society, Ahvaz, Iran.