

Research Article

Geological Study and Geostatic Modeling of Asmari/Shahbazan Reservoir of Balarud Oil field in SW Iran Using RMS Software

Reza Mirzaee Mahmoodabadi*¹, Afshin Armoon

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

2- National Iranian South Oil Company (NISOC)

Keywords: *Modeling, Asmari/Shahbazan Reservoir, Balarud Oil field, RMS Software*

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. Having a 7 to 14 km thick sequence of deposited sediments, this fold-thrust-belt is characterized by an area approximately 2000 km long and 300-100 km wide (Moteie, 1993, 1995). The belt stretches along the north-northeastern edge of the Arabian plate, from southeastern Turkey, Syria and Iraq to near the Minab fault in southern Iran (Bahroudi and Koyi, 2004). Nowadays, using hydrocarbon reservoir modeling methods plays a key role in optimal production, prediction of reservoir behavior and production management. The capabilities of the three-dimensional geostatic models in evaluation of reservoir potential and attributes such as porosity, permeability, water saturation, oil saturation, net thickness and total storage rate have made these models replace the two-dimensional counterparts. Indeed, the three-dimensional models evaluate a mangle of petrographic, petrophysical and geological properties of the reservoirs and display them in three dimensions (Al-Khalifeh and Makkawi, 2002; Mitra and Leslie, 2005; Valcarce et al., 2006; Mitra et al., 2006; Moradi et al., 2015; Maroufi et al., 2017; Mirzaee Mahmoodabadi, 2018, 2020, 2022a, 2022b and 2022c; Alizadeh et al., 2020; Saedi et al., 2021). 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 as regards development, operation and maintenance of the reservoir. By dealing with three-dimensional model, designing future wells, and simulating the behavior of the reservoir for its development, operation and proper management during the production history, one could reduce the production and operation costs on one hand, and add the useful life of the reservoir on the other hand.

Balaroud oil field is a soft and asymmetric anticline pointing to a northwest-southeast direction and has been affected by compressive forces in the region. According to the subsurface iso pach maps, Balaroud field is 10 km long and 4.5 km wide on the Asmari - Shahbazan horizon. Based on the highest entry point to the reservoir (698 meter) and the last closed contour on the Asmari-Shahbazan horizon (1200 meter), it has a vertical closure of 502 meters. Due to lack of a study in terms of petrophysics and zoning of Asmari-Shahbazan carbonate reservoir in Balaroud oil field, a three-dimensional model of Balaroud oil field reservoir was prepared in this study via RMS (Reservoir Modeling System) to be used in finding suitable

* Corresponding author: Email: Re.mirzaee@iau.ac.ir

DOI : 10.22055/AAG.2022.39636.2270

Received: 2022-01-05

Accepted: 2022-06-24

places for drilling new wells, identifying high-efficiency zones and predicting reservoir behavior during operation (fig. 1a, b, c and d).

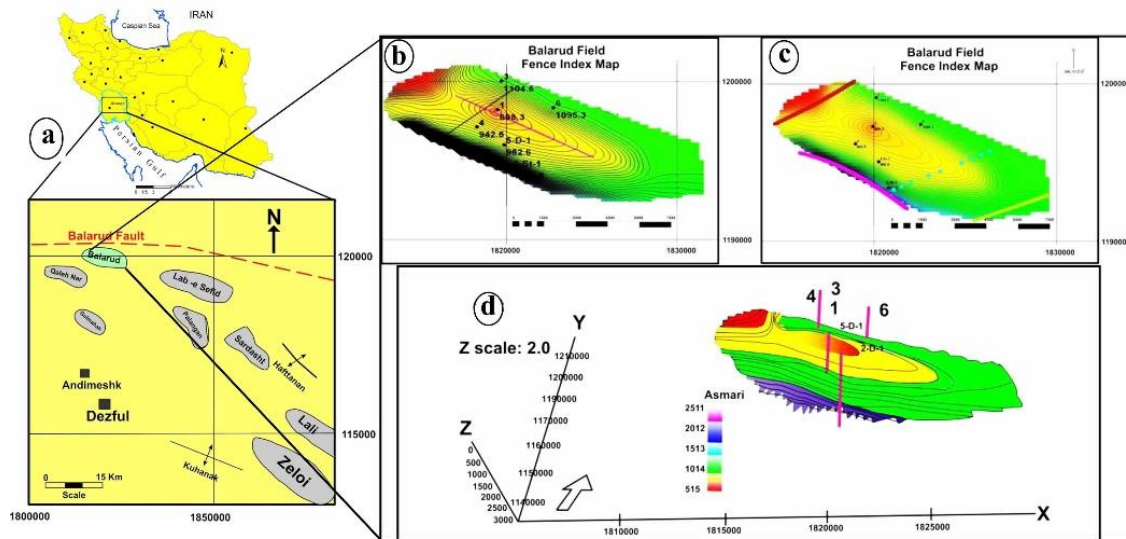


Fig. 1. (a) Geographic location of Balarud oil field in SW of Iran (b) Transverse and longitudinal sections of the building created on the Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field (c) Location of faults surrounding around of Balarud oil field and (d) Three-dimensional view of the Balarud anticline.

2- Materials and methods

Balaroud field is one of the Iranian oil fields in the southwestern part of the Zagros fold-thrust-belt, in the area of Dezful emptyment and in the vicinity of Qalehnar, Labsefid and Kaboud oil fields. In order to study Asmari reservoir in Balaroud oil field, all reservoir evaluation data including digital data of Gamma-Ray, Neutron, Density (FDC), Resistivity, and Caliper entered the modeling software after being edited. Then, in order to acquire a three-dimensional model of Asmari -Shahbazan reservoir of Balaroud 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 as well as depth of the well picks were added to the model. Then, through stratigraphic modeling method, the maps of underground equivalent lines on all zones of Asmari-Shahbazan reservoir and the head of Pabedeh Formation were supplied. After preparing the horizon maps, each was controlled and corrected separately according to the depth of the wells. The structural modeling of Asmari-Shahbazan reservoir is accompanied by the stratigraphic and fault modeling .

Afterwards, the most important step of reservoir modeling- petrophysical modeling- was taken in four stages. These include 3D Grid, Blocked Well, Data Analysis, and 3D Petrophysical modeling. To get the three-dimensional models of porosity distribution and water saturation, a 3D grid was created for Asmari-Shahbazan reservoir using the construction model.

3- Results and discussion

3-1-Stratigraphy/structural geology

The stratigraphic sequence drilled in Balaroud well 1 comprises Aghajari Formations to Sarvak Formation. Structurally, the anticline of the Balaroud 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 that there are two faults with 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 Qalehnar field.

3-2- Zonation

Zoning of Asmari reservoir of Balaroud field was performed for the first time in this study. Using a combination of geological (palaeologs), petrophysical and structural data as well as output of RMS software, this reservoir can be subdivided into 5 zones, and zone number 2 can be divided into three sub-zones. Well number 1 of Balaroud field as a key and sample well is depicted in Figure 2. Asmari-Shahbazan reservoir zones of Balaroud field are inserted in Table 1. Also, Table 2 contains the average thickness of Asmari-Shahbazan reservoir zones along with their petrophysical characteristics. Drilling has been carried out in well number 3 to the top of zone 3, and in well number 5 to the top of zone 4, and wells 4, 2, 1 and 6 embrace all reservoir zones (Table 1). Studies indicate that zone #1 of average thickness of 98 m is the highest portion of Asmari reservoir in Balaroud field and is deposited under the evaporation sequence of Gachsaran Formation. According to the isopach map, the highest thickness of this zone is observed in the northern limb at the eastern part of the field and around well #3, and its lowest thickness is seen around well #5. The average thickness of subzone #2-1 is 40 meters, the highest thickness of which is based on the isopach map and is located in the northeast of the field around well #3, and its minimum thickness is around well 4. Subzone 2-2 with an average thickness of 59 meters has the least thickness around well # 1 at the center of the field (Fig. 2, Table 1).

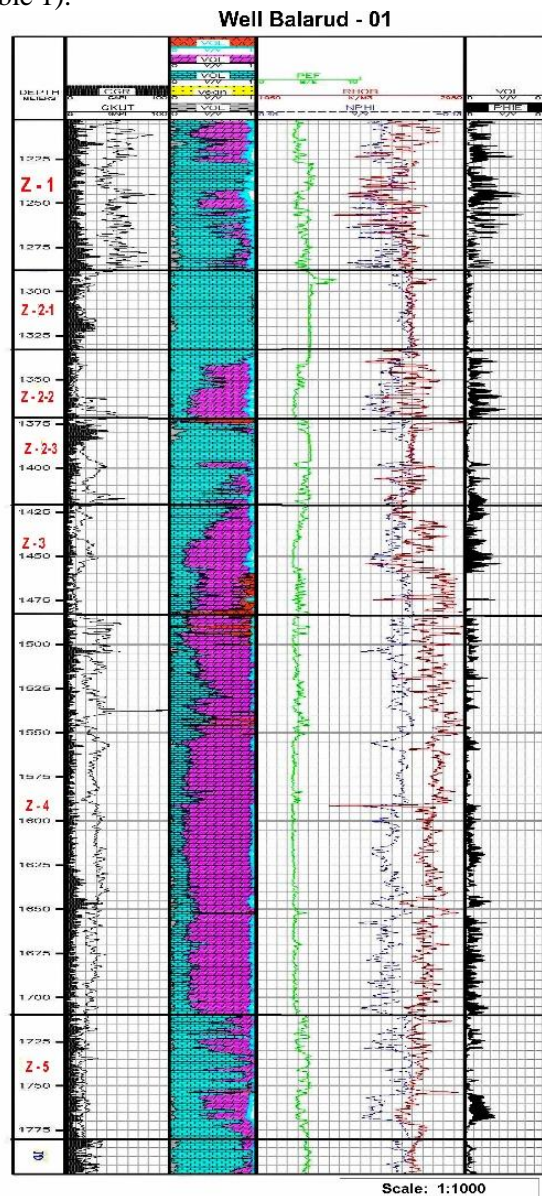


Fig. 2. Asmari/Shahbazan zonation in type well in Balarud oil field.

Table 1. Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field.

Balarud oil field															
Minimum, maximum and average thickness of Asmari / Shahbazan 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.
1	89	80	106	98	84	117	0.20	0	0.90	5.7%	2.3%	8.9%	0.59%	32%	82%
2-1	36.3	31.5	41.5	40	32	51.6	0	0	0	1.2%	0.5%	2.1%	84%	50%	99%
2-2	53	44	63	59.5	44	86.5	0.33	0	1	5.4%	7.1%	8.1%	50%	20%	84%
2-3	46	31	58	49.5	42	59.7	0.03	0	0.75	2.9%	0.2%	9%	70%	30%	100%
3	75.5	61	101	86	62	138	0.26	0	1	4.2%	1.6%	7.3%	50%	20%	89%
4	217	173	264	240	210	272	0.004	0	0.4	2.5%	0.8%	5%	75%	42%	95%
5	75	67	81	85	68	112	0.006	0	0.18	2%	0.9%	4%	88%	59%	99%

3-3- Reservoir modeling

Preparing the geological model of the reservoir in RMS software includes two basic steps, one is structural modeling and the other is petrophysical modeling. In the cross section of the ratio of useful rocks to the total volume of reservoir rock (NTG) observed in Figure (3a), one could say that the more the layers extend to the northeast of the field, the better the reservoir quality. Zones 1, 3 and subzone 2-2 display good reservoir qualities. Figure (3b) shows the cross-section of porosity guaranteeing that zones 1, 3 and subzone 2-1 of the reservoir in Balarud oil field have a significant porosity development toward northeast. The water saturation model in the field is shown in Figure (3c). As seen, the percentage of water saturation is significantly high in zones 4 and 5 (Fig. 3).

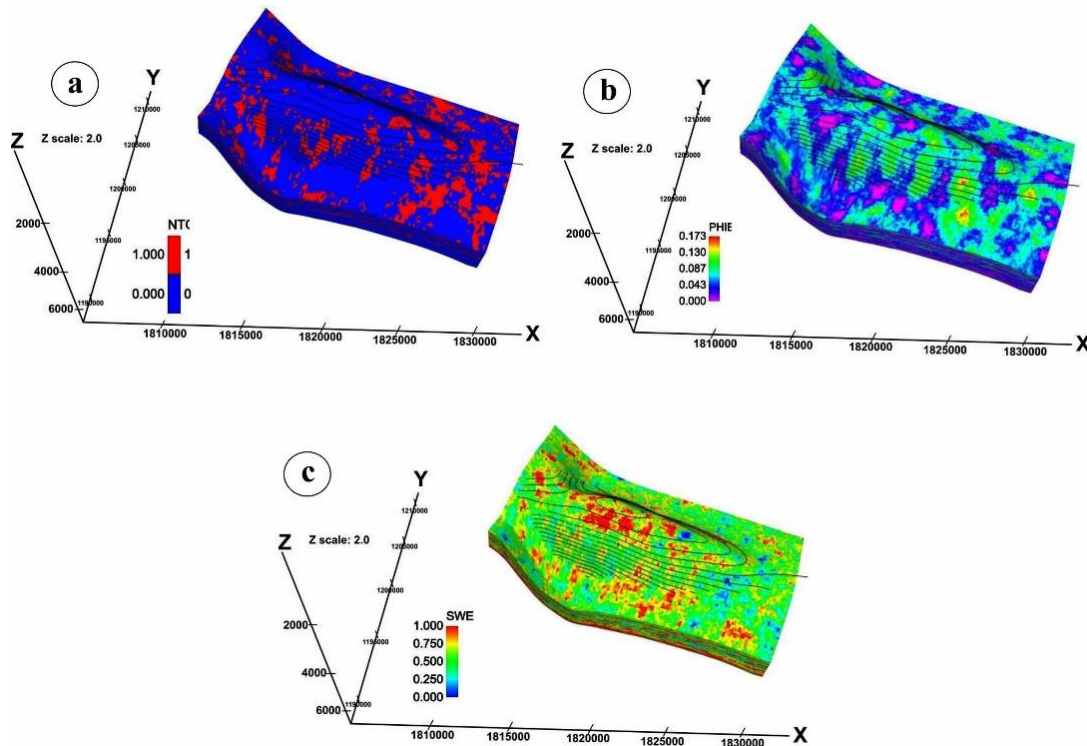


Fig. 3. (a) 3-D model of the NTG valum rocks to the total volume of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field (b) 3-D porosity model in Balarud oil field and (c) 3-D water saturation model in Balarud oil field.

3-4- Volumetric Calculation

Calculating the volume of oil in the initial place is one of the most important factors in the evaluation of oil reservoirs and determination of the future strategy for their exploitation. Various methods are used in this respect such as volumetric calculations, material balance calculations and analysis of discharge loss curves. Among all, volumetric calculations based on the computation of rock mass volume and average petrophysical parameters are of vital importance, because it signifies the volume of all hydrocarbons in the reservoir, both active and inactive.

To do volumetric calculations of Asmari- Shahbazan reservoir of Balaroud field 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 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 -1410 and the value of Bo is equal to 1.292, the value of GOC equals the depth -1070 and the Bg value is 0.9949. Finally, according to the standard cut off of the National Company of Southern Oilfields, if the porosity is more than 4.5%, and 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 3).

Table 3. Volumetric calculations of Asmari/Shahbazan reservoir zones of Balarud oil field (m³)

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	Assoc.Gas
1	4905952153.52	1049619246.96	75225831.51	47284958.54	36598285.17	3982259321.76
2	2356057537.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	303535312.91	1057981707.89	71122993.02	46858825.79	36268440.18	3946368885.64
4	3256720429.67	101991581.35	8697694.42	5373132.55	4158771.23	452515886.76
5	3317886374.03	842735829.08	50496486.10	34629100.11	26802708.45	2916402640.60
6	6378406373.12	20953128.42	1096303.34	730430.78	565348.89	61515611.11
7	24205203905.26	8369554.09	528983.34	331008.60	256198.60	27876969.28
Totals	24205203905.26	3081651047.79	207168291.72	135207483.37	104649752.52	11386939315.15

4- Conclusion

The study of cross sections prepared from the reservoir shows that the layers have a constant thickness and extend with a mild slope toward the northwest of the field and the reverse fault in the northeast of the field has caused the layers to be thrust upwards.

Zonation of Asmari reservoir of Balaroud field was done for the first time in this study. Using a combination of geological (palaeologs), petrophysical and structural data and output of RMS software, this reservoir can be divided into 5 zones, and in between, zone #2 can be divided into three sub-zones.

The average thickness of Asmari-Shahbazan formations in Balaroud field is 592 meters, which is subdivided into 5 zones based on geological and reservoir features, so that while dividing zone #2 into three subzones, zones #1, #3, #4 and subzone 2-3 have reservoir characteristics. The other zones are less important due to the high percentage of water saturation.

According to the petrophysical properties, zone #1 is the best productive zone of Asmari-Shahbazan reservoir. Studies show that zone #1 is the highest part of Asmari reservoir in Balaroud field and is deposited beneath the evaporation sequence of Gachsaran Formation. The average thickness of this zone is 98 meters. According to the isopach map, the highest thickness of this zone is observed in the northern limb, at the eastern part of the field and around well #3 and its lowest thickness is detected around well # 5. The average thickness of subzone #2-1 is 40 meters. The highest thickness based on the isopach map is located in the northeast of the field and around well # 3 and the minimum thickness is around well # 4. Subzone 2-2 with an average thickness of 59 meters enjoys the least thickness around well # 1 in the center of the field.

The study of the profile and cross sections prepared by the modeling software and the ratio of useful rocks to the total volume of the reservoir rock show that the more the layers stretch to the northeast of the field, the better the reservoir quality would be.

The petrophysical data and studies on porosity model have shown that zones 1, 3 and subzone 2-1 of the reservoir in Balaroud oil field have a substantial porosity development to the northeast.

Inspection of the data in the water saturation model in the field under study shows that the water saturation percentage is significantly high in zones #4 and #5.

Volumetric studies of Asmari-Shahbazan reservoir in the field indicate that the highest oil volume corresponds to zone #1, where the total volume of hydrocarbons in normal conditions is about 658,226,133 barrels, and the volume of hydrocarbons in zone #1 is about 230,195,894 barrels.

References

- Alizadeh, B., Jahangard, A.A, Alipour, M., Gandomi 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>.
- AL-Khalifeh M., Makkawi M., 2002. The import of data integration on geostatistical porosity modeling: A case study from the Berri field, Saudi Arabia. *Journal of Petroleum Geology* 25 (4), 485-498. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2002.tb00096.x>
- 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 Special 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., 2022a. 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>
- 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., 2022c. Petrography, sedimentary environment and reservoir potential assessment of Asmari Formation in Kilor Karim oil field in the framework of sequence stratigraphy. *Applied Sedimentology* 10(20), 210-223. <https://doi.org/10.22084/psj.2022.25758.1339>
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., Zahiri, S., 2022b. 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* (In press). <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.01.009>
- Mitra, S. Leslie W., 2005. Three-dimensional structural model of the rhorde el baguel field, *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 87(2) 231-250. <https://doi.org/10.1306/07120201114>.
- Mitra, S., Figueroa G.C., Garcia J.H., and Alvarado A.M., 2006. Three-dimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures Campeche Bay, Mexico, *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 89(1) 1-26. <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.
- Motiei, H., 1995. *Iran Petroleum Geology—Geology of the Zagros 1*. Publications GSI, Iran. p. 1009.
- 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>
- Saedi, G., Soleimani, B., Samani, B., 2021. Fracture intensity estimation in carbonate reservoirs using XMAC, STAR and VDL data analysis: A case study from Asmari reservoir in Aghajari oil field, SW Iran. 11(1), 99-115. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.32437.2086>

Valcarce G. Z., Zapata T., Ansa A., Selva G., 2006. Three-dimensional structural modeling and its application for development of the El Porto's field, Argentina. American Association of Petroleum Geologist Bulletin 90(3), 307–319. <https://doi.org/10.1306/09300504142>.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Mirzaee Mahmoodabadi, R., Armoon, A., 2023. Geological Study and Geostatic Modeling of Asmari/Shahbazan Reservoir of Balarud Oil field in SW Iran Using RMS Software, Adv. Appl. Geol. 13(1), 118-143.

DOI : 10.22055/AAG.2022.39636.2270

URL: https://aag.scu.ac.ir/article_17943.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

مطالعه زمین شناسی و مدل سازی ژئواستاتیک مخزن آسماری/شهبازان میدان نفتی بالارود در جنوب غربی ایران با استفاده از نرم افزار RMS

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: ۱۴۰۰/۱۰/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۴/۰۳

چکیده

در مطالعه حاضر، مدل سه بعدی زمین شناسی مخزن آسماری/شهبازان (مدل ساختمانی، مدل پتروفیزیکی، مدل تخلخل و مدل اشباع آب) میدان نفتی بالارود با استفاده از اطلاعات ژئوفیزیکی، پتروگرافی و ساختمانی تعداد ۶ حلقه چاه این میدان توسط نرم افزار مدیریت سیستم مخزن RMS ایجاد گردید. بررسی پتروگرافی نمونه های مورد مطالعه نشان می دهد که عمده سنگ شناسی مخزن آسماری/شهبازان در این میدان سنگ آهک، دولومیت و سنگ آهک دولومیتی است. از تلفیق داده های موجود مشخص شد که مخزن آسماری/شهبازان در میدان بالارود را می توان به ۵ زون تقسیم کرد که زون شماره ۲ به ۳ زیرزون تقسیم بندی می شود. بررسی نقشه های استخراج شده از مدل ها نشان می دهد که بهترین زون مخزنی از نظر ویژگی های پتروفیزیکی در مخزن آسماری/شهبازان زون ۱ است. با استفاده از مطالعه مقاطع عرضی و طولی تهیه شده توسط نرم افزار مدیریت سیستم تغییرات ضخامت زون ها و نحوه گسترش زون های مخزنی میدان مورد مطالعه تعیین شد. بررسی مدل پتروفیزیکی مخزن آسماری نشان می دهد که محدوده ی شرق و شمال شرق مخزن از پتانسیل هیدروکربوری بهتری در مقایسه با سایر نواحی مخزن برخوردار است و هر چه لایه ها به سمت شمال شرق میدان گسترش می یابند کیفیت مخزنی بهتری از خود نشان می دهند. در محاسبات حجمی، حجم در جای هیدروکربور در شرایط متعارفی ۱۳/۲۲۶/۶۵۸ بشکه محاسبه گردیده است. که از این میزان، بیشترین حجم نفت به زون شماره ۱ مخزن اختصاص دارد.

واژه های کلیدی: مدل سازی، مخزن آسماری/شهبازان، میدان نفتی بالارود، نرم افزار RMS

۱- مقدمه

عربی، از جنوب-شرق ترکیه، سوریه و عراق تا نزدیکی گسل میناب در جنوب ایران ادامه دارد (Bahroudi and Koyi, 2004). امروزه استفاده از روش های مدل سازی مخازن هیدروکربوری جهت تولید بهینه، پیش بینی رفتار مخزن و مدیریت تولید از جایگاه ویژه ای برخوردار است. قابلیت های مدل های ژئواستاتیک سه بعدی در ارزیابی هر چه بهتر پتانسیل مخزنی و ویژگی های نظیر تخلخل، تراوایی، اشباع آب، اشباع نفت، ضخامت خالص و میزان ذخیره کل باعث شده است که این مدل ها جایگزین مدل های دو بعدی شوند، زیرا مدل های ژئواستاتیک سه بعدی ترکیبی از خصوصیات پتروگرافی، پتروفیزیکی و زمین شناسی ساختمانی مخازن را مورد ارزیابی قرار داده و به صورت سه بعدی نمایش می دهد. به طور کلی از مهمترین موارد در بهره برداری اصولی مخازن مطالعه همزمان

از میان حوضه های رسوبی جهان، حوضه های پیش ژرفا (Foreland) یا همان حوضه های اقیانوسی کم عمق، مناسب ترین مکان ها برای تجمع هیدروکربن می باشند (Bordenave and Hegre, 2010). حوضه رسوبی زاگرس به عنوان بخشی از سیستم کوهزایی آلپ - هیمالیا در جنوب غرب ایران یکی از غنی ترین کمرندهای چین خورده - رانده (Fold-thrust belt) جهان بوده که بصورت 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 ته نشین شده در منطقه ای با طول تقریبی ۲۰۰۰ کیلومتر و عرض ۱۰۰-۳۰۰ کیلومتر مشخص می شود (Moteiei, 1993). این کمر بند در امتداد لبه شمالی-شمال شرقی صفحه

بهره‌ده، محاسبه حجم هیدروکربور در جای مخزن و بطور کلی مدیریت صحیح آن در خصوص توسعه، بهره‌برداری و صیانت از مخزن می‌باشد. با در اختیار داشتن مدل سه بعدی، امکان طراحی چاه‌های آتی، 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.

میدان نفتی بالارود تاقدیسی ملایم و نامتقارن بوده که دارای راستای شمال غرب - جنوب شرقی می‌باشد که تحت تأثیر نیروهای فشارشی منطقه قرار گرفته است. براساس نقشه‌های همتراز زیرسطحی، میدان بالارود در افق آسماری / شهبازان دارای طول ۱۰ و عرض ۴/۵ کیلومتر است. بر اساس بالاترین نقطه ورودی به مخزن (۶۹۸-متری) و آخرین کنتر بسته در افق آسماری/شهبازان (۱۲۰۰-متری) دارای ۵۰۲ متر بستگی قائم می‌باشد.

از آنجایی که تاکنون مطالعه جامعی از لحاظ پتروفیزیکی و زون بندی مخزن کربناته آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود انجام نگرفته است، در این مطالعه با استفاده از نرم افزار بالارود RMS (Reservoir Modeling System) مدل سه‌بعدی مخزن میدان نفتی بالارود تهیه گردید تا بتوان در مطالعه یافتن مکان‌های مستعد جهت حفاری چاه‌های جدید، شناخت زون-های با بهره دهی بالا و پیش بینی رفتار مخزن در حین بهره‌برداری مورد استفاده قرار داد. از جمله مطالعات مستقیم انجام گرفته بر روی میدان نفتی بالارود می‌توان به مطالعه Aghli و همکاران (۲۰۱۶) اشاره کرد. در این مطالعه تاثیر شکستگی‌ها بر تولید مخزن آسماری در میدان نفتی بالارود مورد ارزیابی قرار گرفت و مشخص شد که در نبود نمودارهای تصویرگر می‌توان از نمودارهای پتروفیزیکی نظیر GR, FDC, CNL, PEF استفاده کرد. نتایج این مطالعه نشان داد که گسلش بیشترین تاثیر را بر کیفیت مخزن در چاه شماره ۴ میدان داشته و غالب تخلخل مخزن ناشی از فرایند شکستگی است. همچنین Aghli و همکاران در سال (۲۰۲۰) با استفاده از نمودارهای تصویرگر نظیر FMI و EMI سازند آسماری را در یکی از میادین جنوب غربی ایران مورد مطالعه قرار دادند و به این نتیجه رسیدند که گسترش کمی و کیفی شکستگی‌ها مهمترین عامل در روند تغییرات تراوایی در این سازند است و این روش در چاه‌های فاقد مغزه می‌تواند مفید واقع شود. همچنین می‌توان به مطالعات

رفتار تولیدی مخزن در حین بهره‌برداری است. ارزیابی دقیق خصوصیات مخازن و بررسی همزمان رفتار آن‌ها در قالب طراحی مدل‌های ریاضی و شبیه سازی می‌تواند الگویی بهینه برای پیش بینی رفتار مخزن در حین بهره‌برداری ارائه دهد. با شبیه سازی و مدلسازی مخازن می‌توان در بازه زمانی چرخه حیات یک مخزن از تولد تا پایان عمر را از لحاظ کمی و کیفی مورد بررسی قرار داد. از منابع مرتبط با شبیه سازی مخازن می‌توان به شبیه سازی دینامیکی مخازن توسط (Labourdet et al., 2006) اشاره کرد. همچنین می‌توان از مطالعات مرتبط با شبیه سازی جریان سیالات مخزن توسط (Jackson et al., 2005) اشاره کرد. از مطالعات صورت گرفته بر روی ژئومتری مخازن می‌توان به مطالعاتی نظیر (Al-Khalifeh and Makkawi, 2002; Dreaisme et al., 2000; Fernandez et al., 2004; Liu et al., 2004; Pycz and Deutsch, 2014; Lamarche and Wenderoth, 2005; Wu et al., 2006) اشاره کرد. از سایر مطالعات مشابه می‌توان به مطالعاتی نظیر (Mitra and Leslie, 2005; Valcarce et al., 2006; Mitra et al., 2006; Moradi et al., 2015; Maroufi et al., 2017; Mirzaee Mahmoodabadi, 2018, 2020, 2022a, 2022b and 2022c, Alizadeh et al., 2020; Saedi et al., 2021) اشاره کرد. به طور کلی آگاهی دقیق از پارامترهای مخزنی می‌تواند در شناسایی زون‌های 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 نیروی راکسار (Roxar) جهت مدلسازی مخازن هیدروکربوری ارائه شد. این نرم افزار با دارا بودن ماژول‌های متعدد و قابلیت‌های فراوان با تلفیق اطلاعات پتروفیزیکی و زمین شناسی ساختمانی مدل‌های ژئواستاتیک دوبعدی و سه‌بعدی از مخازن را ارائه می‌دهد که جهت مطالعه جامع، مدیریت و صیانت از مخازن هیدروکربوری بسیار مفید واقع می‌شود. تهیه ی مدل زمین‌شناسی مخزن در نرم افزار RMS شامل دو مرحله اساسی، یکی مدل سازی ساختمانی و دیگری مدل سازی پتروفیزیکی است که در نهایت می‌توان در محاسبات حجمی، پیش بینی رفتار مخزن و مدیریت اصولی مخازن به کار گرفته شود (Pringle et al., 2008).

هدف از مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری، شبیه‌سازی ساختمان سه‌بعدی مخزن، شناسایی و نحوه گسترش زون‌های

زیست چینه ای و بررسی دولومیت‌های سازند شهبازان توسط Gholampoor Mogehi و همکاران (۲۰۱۶) اشاره کرد که در این میدان چهار نوع دولومیت و ۳ بیوزون تجمعی ارائه دادند. مطالعه مستقیم دیگر بر روی میدان بالارود می‌توان به بررسی مهندسی نفت میدان نفتی بالارود توسط Ziraki و Barghikar (۲۰۰۹) اشاره کرد.

Zohorian (۲۰۰۹) با استفاده از نرم افزار RMS عمق ورود به سرسازندهای بالای مخزن آسماری در میدان نفتی شادگان را با استفاده از نرم افزار RMS مشخص کرد. از دیگر مطالعات می‌توان به ارائه مدل ژئواستاتیک جامع برای مخزن آسماری در میدان نفتی رامین با استفاده از نرم افزار RMS توسط Nazari Vanani در سال (۲۰۰۹) اشاره کرد. در سال (۲۰۰۹) Shabani با استفاده از نرم افزار RMS مدل سه‌بعدی مخزن آسماری در میدان نفتی شادگان را بر همراه تعیین سرسازندها ارائه داد. همچنین Soleimani و Rajabzadeh در سال (۲۰۱۰) با استفاده از نرم افزار RMS علاوه بر ارائه مدل‌های ساختمانی و پتروفیزیکی مخزن خامی در یکی از میداین نفتی جنوب فروافتادگی دزفول میانگین تخلخل، اشباع آب، نسبت ضخامت خالص به کل حجم هیدروکربور درجا این میدان را حدود ۴۰۲ میلیون بشکه نفت تخمین زدند. از دیگر مطالعات مشابه بر روی سایر میداین می‌توان به موارد دیگری نیز اشاره کرد؛ در سال (۲۰۱۲) Soleimani و همکاران با استفاده از عمق ورود و نمودارهای انحراف چاه‌های 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 گسل‌ها و ایجاد سد مقاوم در برابر مهاجرت ذخیره مخزن در این میدان شده است. همچنین در سال (۲۰۱۵) Soleimani و همکاران با توجه به تغییرات ساختمانی و ضخامت لایه‌های 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 بخش‌های دوم الی چهارم هم تغییرات شیب و هم تغییرات ضخامت بالایی را در میدان نشان می‌دهند.

از مطالعات مهم دیگری که با استفاده از نرم افزار RMS در میداین نفتی دیگر انجام شده نیز می‌توان به مطالعه Moradi و همکاران در سال (۲۰۱۵) اشاره کرد. در این مطالعه مخزن

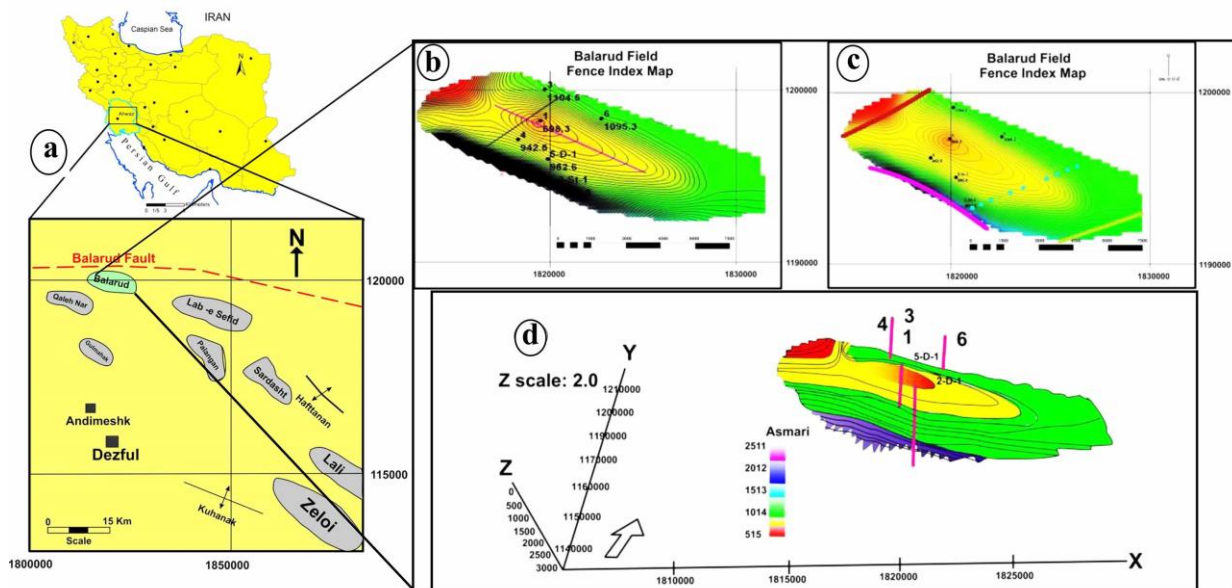
آسماری در میدان نفتی منصوری با استفاده از نرم افزار RMS مورد مطالعه قرار گرفت و مشخص شد که سازند آسماری دارای ۸ زون مخزنی و غیر مخزنی است که زون شماره ۲ بالاترین کیفیت مخزنی را دارا است و شکستگی‌ها تاثیر چندانی در ایجاد خواص مخزنی نداشته اند. Kayani Negad و همکاران (۲۰۱۶) تنش‌های تکتونیکی میدان نفتی لالی در منطقه فروافتادگی دزفول را با استفاده از نرم افزار RMS مورد بررسی قرار داده و به این نتیجه رسیدند که عمده هرزروی‌های موجود در این میدان ناشی از شکستگی‌های گسلی در میدان است. مشابه همین نتیجه در مطالعات Taheri و Mohammad Torab (۲۰۱۶) در مخزن آسماری میدان نفتی گچساران مشاهده شده است. Soleimani و همکاران (۲۰۱۹) آنومالی‌های تراوایی را در مخزن بنگستان در میدان منصوری را با استفاده از نرم افزار RMS مورد مطالعه قرار داده و به این نتیجه رسیدند که دلیل ایجاد ناهنجاری در تراوایی‌های مخزن ناشی از سه عامل گسل‌های موجود در پی سنگ، تغییرات محیط رسوبگذاری و ترکیبی از عملکرد گسل‌ها و تغییرات محیط رسوبی در گذر زمان بوده است. در این مطالعه مدلسازی مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود با استفاده از نرم افزار RMS صورت پذیرفته است. در این مقاله مخزن آسماری / شهبازان در میدان بالارود با استفاده از اطلاعات ۶ حلقه چاه مطالعه گردید. مخزن آسماری / شهبازان در میدان فوق شامل ۵ زون است که زون ۲ به سه زیر زون تقسیم می‌شود و بطور کلی زون‌های ۱، ۳-۲، ۳ و ۴ از نظر پتانسیل هیدروکربوری قابل توجه می‌باشند.

۲- موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

میدان بالارود یکی از میداین نفتی ایران در قسمت جنوب غرب کمربند چین‌خورده زاگرس، در محدوده فروافتادگی دزفول و در مجاورت میداین نفتی قلعه‌نار، لب سفید و کبود است (شکل ۱). منطقه مورد مطالعه در ۳۵ کیلومتری شمال-شمال غرب شهرستان دزفول و ۳۰ کیلومتری شمال اندیمشک در استان خوزستان واقع شده است. میدان نفتی بالارود در محدوده‌های طول‌های جغرافیایی ۴۸ درجه و صفر دقیقه تا ۴۸ درجه و سی دقیقه و عرض‌های جغرافیایی ۳۲ درجه و ۳۰ دقیقه و ۳۲ درجه و ۴۵ دقیقه واقع شده است (شکل ۱). تاقدیس بالارود از نظر موقعیت و تقسیم بندی تکتونیکی-زمین شناسی ساختمانی زاگرس در منتهی الیه شمال غربی زون فرو افتادگی دزفول شمالی قرار می‌گیرد. از سال ۱۹۷۴ تا ۱۹۷۷ این ساختمان به

است گسل جنوبی از نوع رورانده و گسل شرقی و غرب از نوع نرمال هستند (شکل ۲). در سال‌های اخیر برای توصیف مخازن عمیق نفتی، استفاده از مدل‌های عددی سه‌بعدی حاوی اطلاعات زمین‌شناسی و سایر خصوصیات مخزن، به جای نقشه‌های دوبعدی رواج یافته است. مهمترین دلیل چنین رویکردی قابلیت ایجاد تصویری صحیح از توزیع سه‌بعدی خصوصیات پتروفیزیکی و لیتولوژیکی مخزن، توسط این مدل‌ها می‌باشد برای نشان دادن وضعیت هندسی ساختمان بالارود و همچنین موقعیت و چگونگی عملکرد گسل‌هایی که ساختمان را تحت تاثیر قرار داده اند دو مقطع عرضی و یک مقطع طولی توسط نرم افزار RMS بر روی ساختمان میدان بالارود ترسیم شده است. این مقاطع افق آسماری را در بر می‌گیرند (شکل ۱ تصاویر b, c و d).

همراه ساختمان‌های مجاور در سر سازندهای گچساران، آسماری و سروک با استفاده از داده‌های لرزه نگاری مورد تعبیر و تفسیر قرار گرفته و نقشه‌های نهایی و عمقی آنها تهیه شده است. حفاری چاه شماره یک میدان بالارود در تاریخ ۱۳۸۶/۸/۲۷ انجام و وجود هیدروکربور در مخزن آسماری/شهبازان این میدان به اثبات رسید. این میدان تاقدیس کوچکی است که در دامنه جنوبی خمش بالارود و در شمالی‌ترین حد فروافتادگی دزفول می‌باشد. دلیل تمایل شرقی-غربی محور ساختمان این میدان با سایر تاقدیس‌های زاگرس زاویه می‌سازد. مخازن اصلی این میدان سازند آسماری و شهبازان و گروه بنگستان می‌باشند. میدان بالارود از طریق سه گسل که یکی در جنوب میدان مورد مطالعه و دو گسل دیگر در شرق و غرب میدان قرار دارند احاطه شده



شکل ۱- (a) موقعیت جغرافیایی میدان نفتی بالارود در جنوب غربی ایران، (b) مقاطع عرضی و طولی ساختمانی ایجاد شده بر روی مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود، (c) موقعیت گسل‌های احاطه کننده در میدان نفتی بالارود و (d) نمایی سه بعدی از تاقدیس بالارود. Fig.1. (a) Geographic location of Balarud oil field in SW of Iran (b) Transverse and longitudinal sections of the building created on the Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field (c) Location of faults surrounding around of Balarud oil field and (d) Three-dimensional view of the Balarud anticline.

۳- مواد و روش‌ها

بعدی از مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود در نرم افزار RMS، از نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیرزمینی این مخزن که حاصل تفسیر لرزه نگاری‌های دو بعدی 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) به عنوان سایر داده‌های ورودی به مدل اضافه گردید. سپس به روش مدل

به منظور مطالعه دقیق مخزن آسماری در میدان نفتی بالارود کلیه داده‌های ارزیابی مخزن از جمله داده‌های رقومی نمودار-های پرتو گاما (Gama-Ray)، نوترون (Neutron)، چگالی (Density, FDC)، مقاومت سنجی (Resistivity) و قطرسنجی (Caliper) پس از ویرایش آماده ورود به نرم افزار مدل ساز شدند. در ادامه به منظور تهیه مدل ساختمانی سه

کلی شامل تناوبی از لایه‌های انیدریت، مارن‌های خاکستری و قرمز رنگ و نمک است. بخش پوش سنگ از سازند گچساران معمولاً با حفاری اولین لایه انیدریتی، پس از حفاری ضخامت زیادی از نمک (Main salt) تعیین می‌شود. پس از سازند گچساران سازند آسماری با ضخامت ۱۴۰ متر به همراه سازند شهبازان با ضخامت ۴۶۰ متر از دولومیت، سنگ آهک دولومیتی و میان لایه‌های سنگ آهک نازک تا متوسط لایه نقش سنگ مخزن را بر عهده دارند. هنگامی که سازند آسماری بر روی سازندهای جهرم و شهبازان قرار می‌گیرد ذخیره و مهاجرت نفت ساده تر از مانی است که سازند آسماری بر روی سازند پابده قرار می‌گیرد. در میادینی همچون بالارود، خرمشهر و دارخوین سازند آسماری بر روی سازند شهبازان و گاه‌به‌گاه صورت بین انگشتی با سازند شهبازان مشاهده می‌شود (Haidari et al., 2020).

۴-۱-۲- زمین شناسی ساختمانی میدان نفتی بالارود

از نظر ساختاری تاقدیس میدان نفتی بالارود به صورت نیمه کشیده تاقدیسی نیمه کشیده و نامتقارن است. روند این تاقدیس شمال غرب-جنوب شرق است که شیب یال جنوبی از شیب یال شمالی بیشتر است. مطالعه و بررسی نقشه ژئوفیزیکی و اطلاعات حاصل از حفاری چاه‌ها نشان می‌دهد که دو گسل با راستای شمال شرق - جنوب غربی در دماغه‌های میدان بالارود و یک گسل در یال جنوبی آن، در راستای شرقی-غربی وجود دارد که میدان بالارود را از میدان قلعه‌نار جدا می‌سازد (شکل ۲ تصویر ۱ و ۲). در شکل ۲ تصویر (C) نمایی سه بعدی از میدان بالارود به همراه چاه‌های حفاری شده در مناطق مختلف این میدان دیده می‌شود. در این تصویر موقعیت ۶ چاه حفاری شده به صورت نمای سه بعدی مشاهده می‌شود.

۴-۲- مقاطع ساختمانی طولی و عرضی در میدان مورد مطالعه

جهت نمایش هر چه بهتر وضعیت هندسی و ساختمانی مخزن آسماری / شهبازان در میدان بالارود، دو مقطع عرضی در جهت NE-SW و یک مقطع طولی در جهت NW-SE تهیه شده است. موقعیت مقطع اول در نیمه شمال غربی، مقطع دوم در نیمه جنوب شرقی و مقطع سوم در بخش مرکزی میدان انتخاب و توسط نرم افزار RMS ترسیم شد. از این مقاطع جهت مشخص شدن تغییرات ضخامت و گسترش زون‌های مخزنی استفاده شده و تمامی زون‌های مخزنی و غیرمخزنی سازندهای

سازی چینه ای (Stratigraphic Modeling) نقشه‌های خطوط هم تراز زیرزمینی بر روی تمام زون‌های مخزن آسماری/شهبازان و سر سازند پابده تهیه گردید. بعد از تهیه نقشه‌های افق‌های مذکور هر کدام از آن‌ها به طور جداگانه و با توجه به عمق ورود چاه‌ها کنترل و تصحیح شدند. مدل‌سازی ساختمانی مخزن آسماری/شهبازان همراه با مدل سازی چین-های و مدل سازی گسل‌ها (Fault Modeling) می‌باشد.

در مرحله بعد مهمترین بخش مدل سازی مخزن که مدلسازی پتروفیزیکی است در چهار مرحله انجام گرفت. این چهار مرحله شامل شبکه‌سازی سه بعدی مخزن (3D Grid)، بلوکه کردن یا قطعه سازی چاه‌ها (Blocked Well)، ارزیابی اطلاعات (Data Analyses) و ایجاد مدل سه بعدی خواص پتروفیزیکی (Petrophysical Modeling) است. جهت تهیه مدل‌های سه بعدی توزیع تخلخل و اشباع آب در ابتدا با استفاده از مدل ساختمانی، شبکه سه بعدی (3D Grid) برای مخزن آسماری/شهبازان ایجاد گردید. شبکه سه بعدی مذکور دارای ۱۵۳ ستون (Column)، ۸۰ ردیف (Row) و ۵۲ لایه (Layer) و در نتیجه ۶۳۶۴۸۰ سلول (Cell) می‌باشد. جهت تهیه مدل‌های سه بعدی توزیع تخلخل و اشباع آب در ابتدا با استفاده از مدل ساختمانی، شبکه سه بعدی (3D Grid) برای مخزن آسماری/شهبازان ایجاد گردید. شبکه سه بعدی مذکور دارای ۱۵۳ ستون (Column)، ۸۰ ردیف (Row) و ۵۲ لایه (Layer) و در نتیجه ۶۳۶۴۸۰ سلول (Cell) است.

۴- بحث

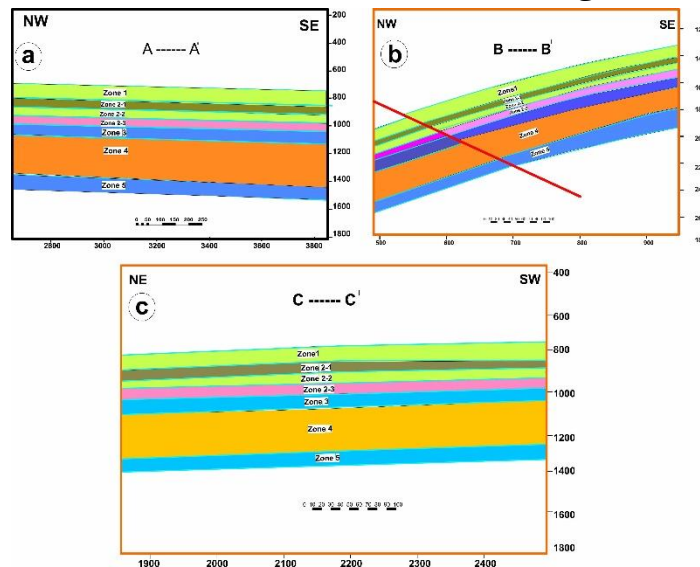
۴-۱- زمین شناسی میدان نفتی بالارود

۴-۱-۱- چینه‌شناسی میدان نفتی بالارود

توالی چینه‌شناسی حفاری شده در چاه بالارود ۱، سازندهای آغاچاری تا سازند سروک را در بر می‌گیرد. سازند آغاچاری در چاه مورد مطالعه از سطح زمین تا عمق ۵۷۶ متری را شامل شده و عمده سنگ شناسی آن شامل تناوب مارن‌های قرمز و خاکستری، ماسه سنگ، سیلت سنگ و بعضاً میان لایه‌های سنگ آهک ناک لایه است. ماسه سنگ‌های سازند آغاچاری به رنگ‌های خاکستری تا قهوه‌ای کم رنگ با گردشگی ضعیف و بلوغ بافتی ساب مجور مشاهده می‌شوند. بعد از سازند آغاچاری سازند گچساران قرار دارد که بخش پایینی این سازند که همان پوش سنگ است که با پیدایش لایه‌های انیدریتی آغاز و بطور

ملایمی به سمت شمال غرب میدان گسترش دارند. در این مقطع یک گسل معکوس در شمال شرق میدان باعث راندگی لایه‌ها به بالا شده است. در مقطع عرضی C-C' (تصویر c) لایه‌ها در جهت شمال شرق - جنوب غرب مشاهده می‌شوند که زون‌های مخزنی را در بر می‌گیرند (شکل ۲، تصاویر a، b و c).

آسماری/شهبازان را شامل می‌شود. همانطور که در شکل ۲ تصویر ۱ مشاهده می‌شود در مقطع طولی A-A' لایه‌ها در جهت شمال غرب-جنوب شرق با روندی یکنواخت در جهت شمال غرب گسترش دارند. داشته و دارای روند یکنواختی هستند. در شکل ۲ تصویر ۲ مقطع عرضی B-B' مشاهده می‌شود که لایه‌ها ضخامت ثابتی داشته و با شیب



شکل ۲- (a) مقطع عرضی ساختمانی در مخزن آسماری/شهبازان میدان نفتی بالارود (مقطع A-A')، (b) مقطع عرضی ساختمانی در مخزن آسماری/شهبازان میدان نفتی بالارود (مقطع B-B') و (c) مقطع طولی ساختمانی در مخزن آسماری/شهبازان میدان نفتی بالارود (مقطع C-C')، تمامی واحدها به متر.

Fig. 2. (a) Structural cross section in Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field (section A-A') (b) Structural cross section in Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field (section B-B') and (c) Structural longitudinal section in Asmari/Shahbazan Reservoir of Balarud oil Field (CC section), all units in meters.

۴-۳- زون بندی

زون بندی مخزن آسماری میدان بالارود برای اولین بار در این مطالعه انجام گردید، با استفاده از ترکیب داده‌های زمین شناسی (پالئولاگ‌ها)، پتروفیزیکی و ساختمانی و خروجی نرم افزار RMS می‌توان این مخزن را به ۵ زون تقسیم و در این بین زون شماره ۲ را به سه زیر زون تقسیم کرد. چاه شماره یک میدان بالارود به عنوان چاه کلیدی و نمونه در شکل ۸ مشاهده می‌گردد. زون‌های مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود در جدول ۱ آمده است. میانگین ضخامت زون‌های مخزن آسماری/شهبازان به همراه ویژگی‌های پتروفیزیکی زون‌های مخزن آسماری/شهبازان 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 چاه‌های ۴، ۲، ۱ و ۶ تمامی زون‌های مخزنی را شامل می‌شوند (جدول ۱).

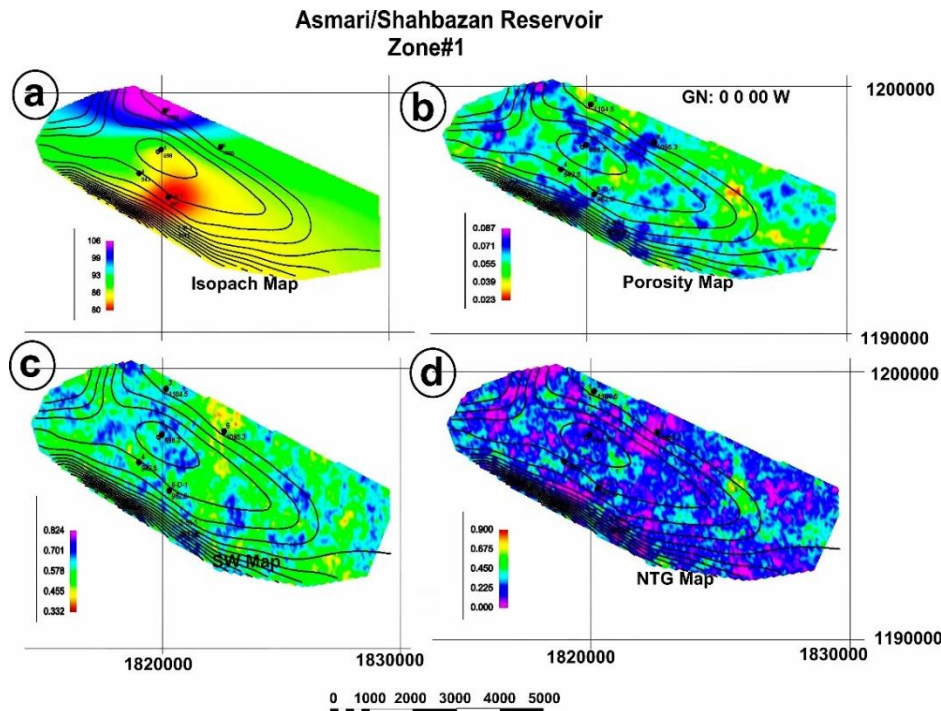
۴-۴- تفسیر زون‌های مخزن آسماری/شهبازان

۴-۴-۱- زون ۱

زون یک بالاترین بخش مخزن آسماری در میدان بالارود را تشکیل می‌دهد و در زیر توالی تبخیری سازند گچساران رسوبگذاری شده است. ضخامت این زون به طور متوسط ۹۸ متر است. براساس نقشه هم‌ضخامت تهیه شده (شکل ۳) بیشترین ضخامت این زون در یال شمالی، بخش شرقی میدان و پیرامون چاه ۳ و کمترین ضخامت آن در اطراف چاه شماره ۵ مشاهده می‌شود. بر اساس مدل پتروفیزیکی مخزن آسماری/شهبازان، میانگین نسبت ضخامت سنگ‌های مفید به ضخامت کل سنگ مخزن در این زون ۰/۲۰ است. میانگین تخلخل کل این زون نیز ۵/۷ درصد محاسبه شده که براساس نقشه میانگین تخلخل زون یک میانگین تخلخل در نقاط مختلف میدان بطور پراکنده دارای وضعیت خوبی می‌باشد. میانگین اشباع آب در

نرم تشکیل شده است که در طبقه بندی Archie (۱۹۵۲) در رده نوع I و III قرار می گیرند. سنگ شناسی این زون بیشتر شامل سنگ آهک های دولومیتی است و می توان آن را یک زون مفید به حساب آورد (جداول ۱ و ۲) و (شکل های ۳ و ۸).

این زون براساس مدل سه بعدی اشباع آب برابر با ۵۹ 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 کربناتی سخت و در مواردی



شکل ۳- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۱ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (a) نقشه هم ضخامت چینه ای، (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل.
Fig.3. Petrophysical and structural characteristics of Zone#1 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud 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).

۲-۲-۳-۴-۴-۴ زیرزون

زیرزون ۲-۲ با ضخامت متوسط ۵۹ متر کمترین ضخامت را پیرامون چاه شماره ۱ در قسمت مرکز میدان دارد. میانگین نسبت حجم سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن برابر ۰/۳۳ است. بر اساس مدل های تهیه شده میانگین تخلخل، در این زون ۵/۴ درصد و میانگین اشباع آب برابر ۵۰ درصد است که بیشترین میزان آن مربوط به قسمت های میانی میدان است. زون ۲-۲ از نظر سنگ شناختی از سنگ آهک های دولومیتی تشکیل شده که از نظر تقسیم بندی Archie (۱۹۵۲) از نوع III و I/III و در قسمت هایی از میدان از نوع I می باشند. کیفیت مخزنی این زون در حد مطلوب قرار دارد (جداول ۱ و ۲) و (شکل های ۴-۲ و ۸).

۳-۲-۴-۴-۴ زیرزون

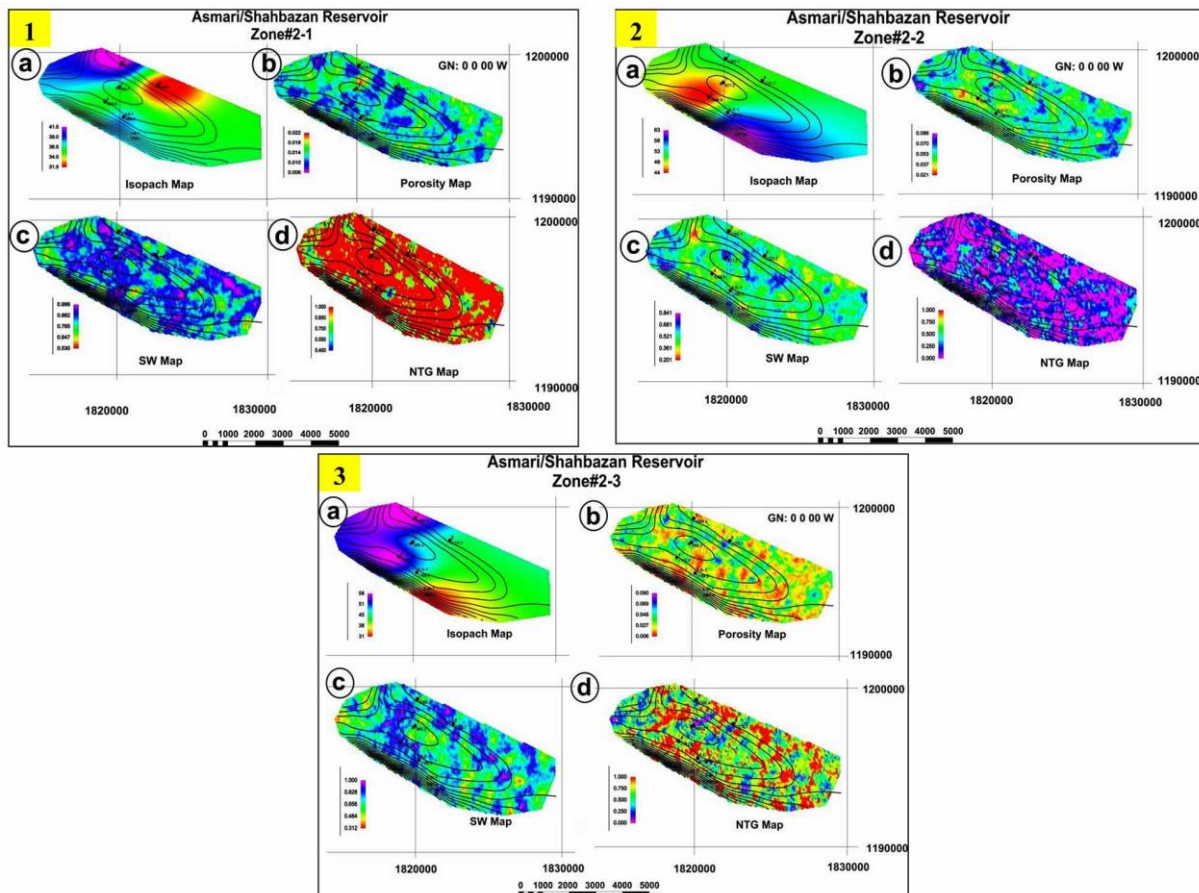
این زیرزون با ضخامت متوسط ۵۰ متر در اطراف چاه شماره ۳

۱-۲-۲-۴-۴-۴ زیرزون

ضخامت متوسط این زیرزون ۴۰ متر است که بیشترین ضخامت آن براساس نقشه هم ضخامت تهیه شده، در شمال شرق میدان و در حوالی چاه شماره ۳ و کمترین ضخامت آن در اطراف چاه ۴ قرار دارد. بر طبق مدل پتروفیزیکی مخزن آسماری/شهبازان، میانگین نسبت حجم سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن در زون شماره ۲-۱ برابر صفر و میانگین تخلخل کل این زون ۱/۲ درصد و میانگین اشباع آب بر اساس مدل سه بعدی تهیه شده برابر ۸۴ درصد است. این زون از نظر سنگ شناسی عمدتاً از سنگ آهک های کرم رنگ تشکیل شده است و از نظر تقسیم بندی Archie (۱۹۵۲) به آهک های نوع I و II تعلق دارد. زون ۲-۱ از لحاظ کیفیت مخزنی در شرایط مطلوب و دارای اهمیت قرار می گیرد (جداول ۱ و ۲) و (شکل - های ۴-۱ و ۸).

سنگ شناسی شامل سنگ آهک های کرم تا سفید رنگ ذلولومیتی شده و سنگ آهک نومولیت دار است. از نظر تقسیم بندی Archie (۱۹۵۲) این زون از سنگ های نوع III و I/III تشکیل شده است. این زون از نظر مخزنی دارای ارزش نسبتا خوبی است (جداول ۱ و ۲) و (شکل های ۳-۴ و ۸).

بیشترین ضخامت را دارا است. میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل سنگ مخزن در زون ۳-۲ برابر با ۰/۰۳ و میانگین تخلخل کل این زون ۲/۹ درصد و میانگین درصد اشباع آب بر طبق مدل سه بعدی برای این زون در حدود ۷۰ درصد محاسبه گردیده است. زون ۳-۲ از لحاظ



شکل ۴- (۱) خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زیر زون های شماره ۱-۲، ۲-۲ و ۳-۲ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (1a) نقشه هم ضخامت چینه ای، (1b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (1c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (1d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل (۲) خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۲-۲ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (2a) نقشه هم ضخامت چینه ای، (2b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (2c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (2d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل (۳) خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زیر زون شماره ۳-۲ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (3a) نقشه هم ضخامت چینه ای، (3b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (3c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (3d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل.

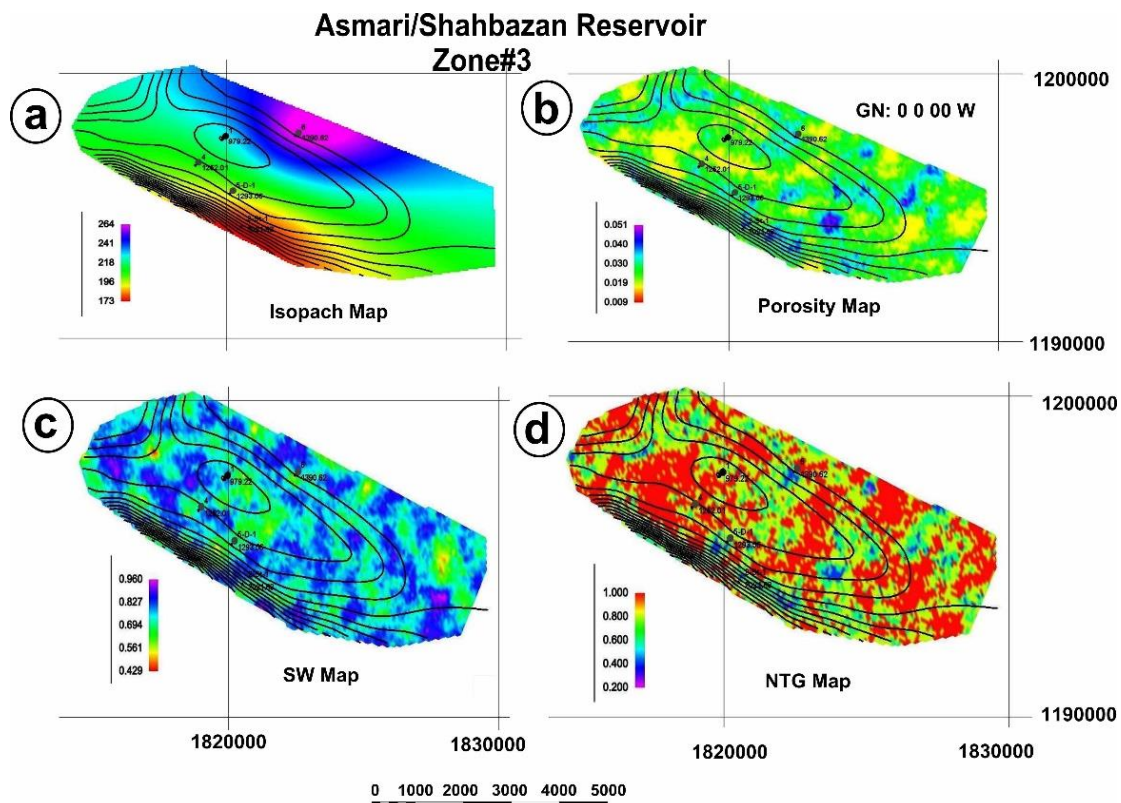
Fig.4. (1) Petrophysical and structural characteristics of Zones 2-1, 2-2 and 2-3 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field. (1a) Isopach map (1b) Mean porosity distribution average map (1c) Mean total water saturation distribution map and (1d) Mean thickness ratio of NTG to total thickness map (2) Petrophysical and structural characteristics of Zone#2-2 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field. (2a) Isopach map (2b) Mean porosity distribution average map (2c) Mean total water saturation distribution map and (2d) Mean thickness ratio of NTG to total thickness map (3) Petrophysical and structural characteristics of subzone#2-3 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field. (3a) Isopach map (3b) Mean porosity distribution average map (3c) Mean total water saturation distribution map and (3d) NTG (Net-to-Gross ratio).

۴-۵-۳- زون ۳

میانگین ضخامت زون ۳ در حدود ۸۶ متر محاسبه شده است. حجم سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن در این زون ۰/۲۶ و در مدل پتروفیزیکی تخلخل کل در این زون در حدود ۴/۲ درصد محاسبه شده است. شایان ذکر است که میانگین اشباع آب زون ۳ در حدود ۵۰ درصد است که مدل سه‌بعدی آن در شکل ۹ قابل مشاهده است. از نظر سنگ‌شناسی شامل سنگ آهک‌های کاملاً دولومیتی شده کرم رنگ در پاره‌ای از قسمت‌ها سنگ آهک نومولیت‌دار است که در برخی نقاط به سنگ آهک-های رسی تغییر رخساره داده است. از نظر تقسیم‌بندی Archie (۱۹۵۲) این سنگ آهک‌ها شامل انواع III و I/III می‌باشند. کیفیت مخزنی این زون در حد مطلوب است (جداول ۱ و ۲) و (شکل‌های ۵ و ۸).

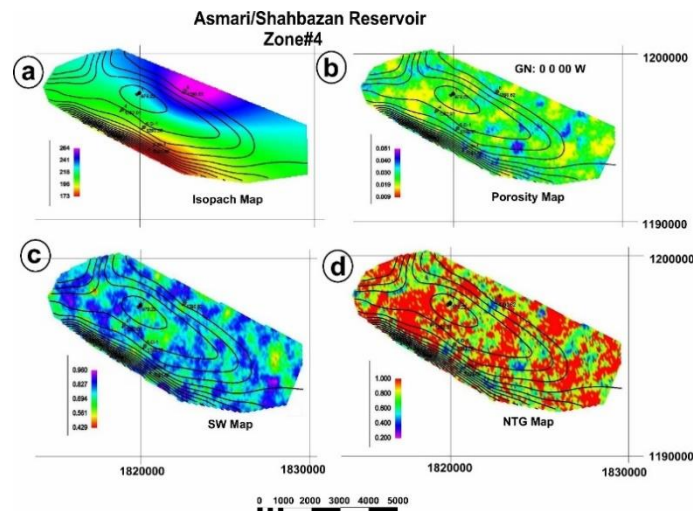
۴-۶-۴- زون ۴

ضخامت متوسط این زون ۲۴۰ متر است که کمترین ضخامت آن در چاه شماره ۲ و بیشترین ضخامت این زون در چاه شماره ۶ مشاهده می‌شود. نسبت حجم سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن در زون فوق بطور متوسط ۰/۰۴ است. میانگین تخلخل کل این زون در حدود ۲/۵ درصد و میانگین اشباع آب زون ۴ حدود ۷۵ درصد است. از نظر سنگ‌شناسی بیشتر از سنگ‌های آهکی دولومیتی تا رسی تشکیل شده و در تقسیم‌بندی Archie (۱۹۵۲) می‌توان آن‌ها را به انواع III و I/III نسبت داد. این زون با توجه به برش‌های عرضی از پارامتر-های تخلخل (۷-۲۸) درصد، اشباع آب (۷-۲۹) درصد و NTG (۷-۳۰) درصد، دارای ارزش مخزنی می‌باشد (جداول ۱ و ۲) و (شکل‌های ۶ و ۸).



شکل ۵- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۳ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (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#3 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud 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).

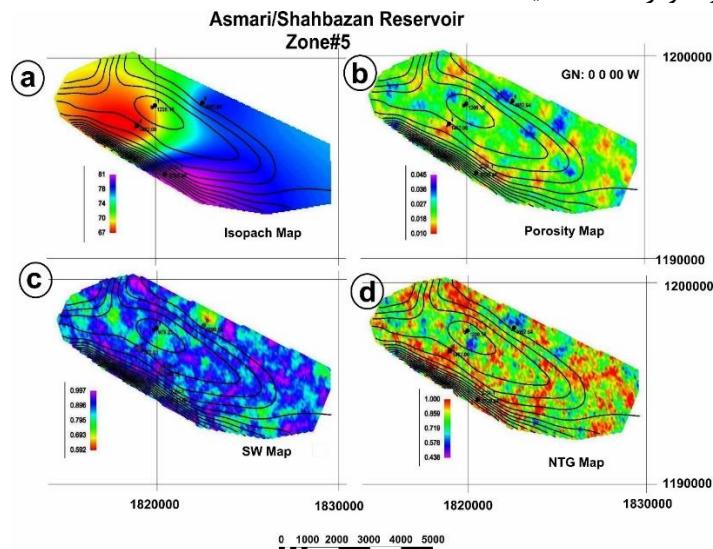


شکل ۶- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۴ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (a) نقشه هم ضخامت چینه ای، (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل.
 Fig.6. Petrophysical and structural characteristics of Zone#4 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud 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).

(۱۹۵۲) به آهک های نوع I و I/III تعلق دارند. میانگین نسبت حجم سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن در این زون برابر با ۰/۰۶ و میانگین اشباع آب آن در حدود ۸۸ درصد است. این زون با توجه به میزان پارامترهای پتروفیزیکی و حدود برش در نظر گرفته شده، فاقد ارزش مخزنی است (جداول ۱ و ۲) و (شکل های ۷ و ۸).

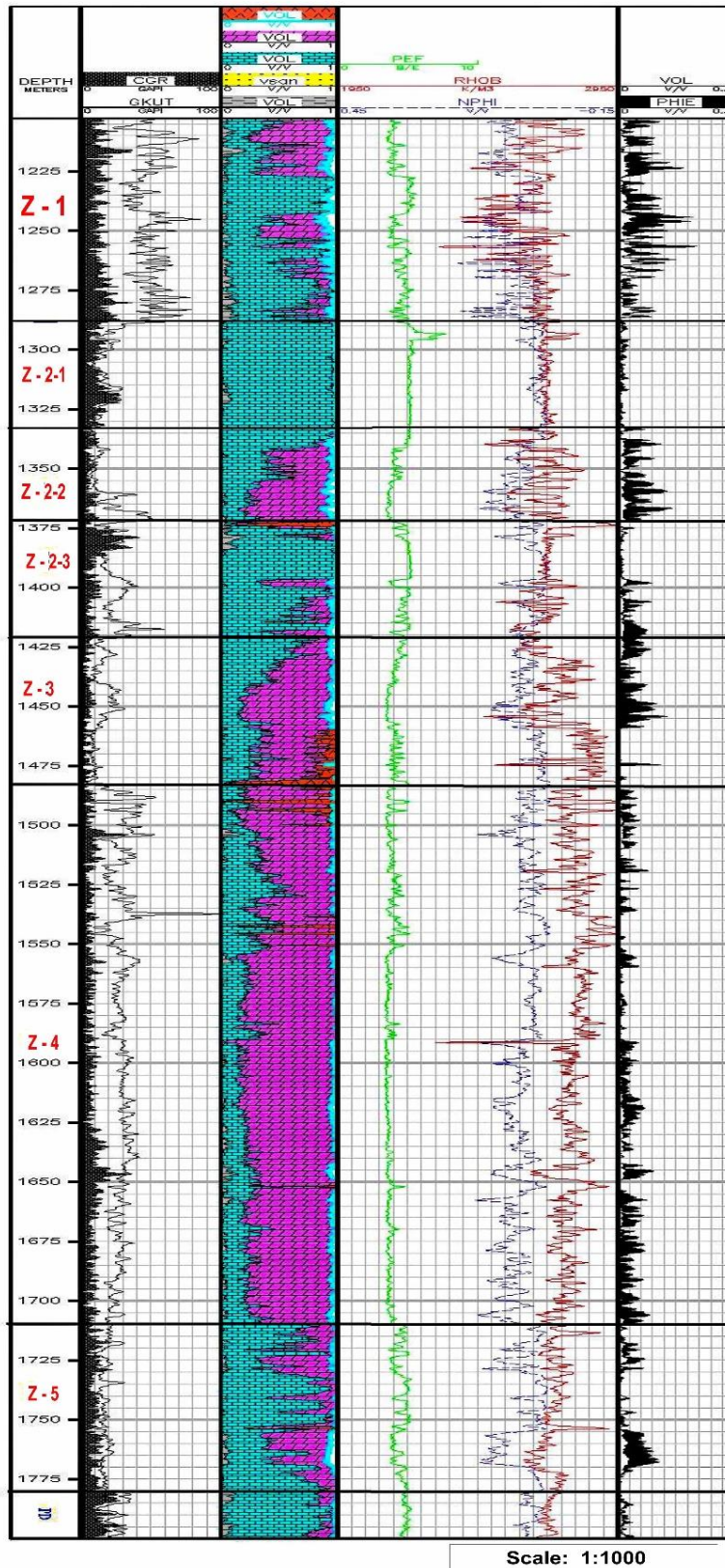
۴-۴-۷- زون ۵

ضخامت متوسط این زون بر اساس چاه های ۱،۲،۴ و ۶ در حدود ۸۵ متر محاسبه گردیده و لازم به ذکر است که در چاه های ۳ و ۵ تمامی ضخامت زون مذکور حفاری نشده است. بیشترین ضخامت آن در چاه شماره ۲ و در حدود ۱۰۲ متر است. زون ۵ از لحاظ سنگ شناسی بیشتر شامل سنگ آهک های متبلور خاکستری رنگ اپرکولینادار بوده و از لحاظ تقسیمات Archie



شکل ۷- خصوصیات پتروفیزیکی و ساختمانی زون شماره ۵ مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود (a) نقشه هم ضخامت چینه ای، (b) نقشه میانگین توزیع تخلخل، (c) نقشه میانگین توزیع اشباع آب کل و (d) نقشه میانگین نسبت ضخامت سنگ های مفید به ضخامت کل.
 Fig.7. Petrophysical and structural characteristics of Zone#5 of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud 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).

Well Balarud - 01



شکل ۸- زون بندی مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود در چاه نمونه.
Fig. 8. Asmari/Shahbazan zonation in type well in Balarud oil field.

جدول ۱- جدول زون بندی مخزن آسماری / شهبازان میدان بالارود
Table 1. Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field.

Balarud oil field															
Minimum, maximum and average thickness of Asmari / Shahbazan 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.
1	89	80	106	98	84	117	0.20	0	0.90	5.7%	2.3%	8.9%	0.59%	32%	82%
2-1	36.3	31.5	41.5	40	32	51.6	0	0	0	1.2%	0.5%	2.1%	84%	50%	99%
2-2	53	44	63	59.5	44	86.5	0.33	0	1	5.4%	7.1%	8.1%	50%	20%	84%
2-3	46	31	58	49.5	42	59.7	0.03	0	0.75	2.9%	0.2%	9%	70%	30%	100%
3	75.5	61	101	86	62	138	0.26	0	1	4.2%	1.6%	7.3%	50%	20%	89%
4	217	173	264	240	210	272	0.004	0	0.4	2.5%	0.8%	5%	75%	42%	95%
5	75	67	81	85	68	112	0.006	0	0.18	2%	0.9%	4%	88%	59%	99%

جدول ۲- میانگین ضخامت زون های مخزنی و ویژگی های پتروفیزیکی زون های مخزن آسماری / شهبازان در میدان نفتی بالارود.
Table 2. mean of reservoir zones and petrophysical features of Asmari/Shahbazan reservoir in Balarud oil field.

Balarud Field									
Asmari & Shahbazan Zonation									
WELL	RTE	Zone#1	Zone#2			Zone#3	Zone#5	PD	DT
			Zone#2-1	Zone#2-2	Zone#2-3				
1	503.4	1202	1288.5	1325	1372	1421	1710	1780	3745
2(D1)	442.1	2057.5	2171	2220	2302	2342	2688	2790	3251
3	517.7	1622	1728	1770	1882.5				1957
4	577.6	1520.5	1609.5	1642	1690.5	1750		2108	2122
5(D1)	526.6	1503	1609	1655	1720	1772			2055
6	428.1	1523.5	1617.7	1650	1702	1748	2091.5	2171	2270

۳ و کمترین ضخامت آن در چاه شماره ۲ مشاهده می شود. زون ۳ بیشترین ضخامت را در چاه ۲ و کمترین ضخامت را در چاه ۶ دارد. همانطور که در شکل ۱۴ مشاهده می شود زون ۴ بیشترین ضخامت را در چاه ۶ و کمترین ضخامت را در چاه ۵ دارد. همچنین زون ۵ بیشترین ضخامت را در چاه ۲ و کمترین ضخامت را در چاه ۴ دارد.

۴-۶- مدل سازی مخزن

هدف از مدل سازی مخازن هیدروکربوری، شبیه سازی ساختمان سه بعدی مخزن، شناسایی و نحوه گسترش زون های بهره ده، محاسبه حجم هیدروکربور در جای مخزن و بطور کلی مدیریت صحیح آن در خصوص توسعه، بهره برداری و صیانت از مخزن است. با در اختیار داشتن مدل سه بعدی، امکان طراحی چاه های آتی، و شبیه سازی رفتار مخزن در جهت توسعه، بهره برداری و مدیریت صحیح آن در طول تاریخچه تولید می توان از یک سو هزینه های تولید و

۴-۵- نقشه تطابق چینه ای مخزن آسماری / شهبازان

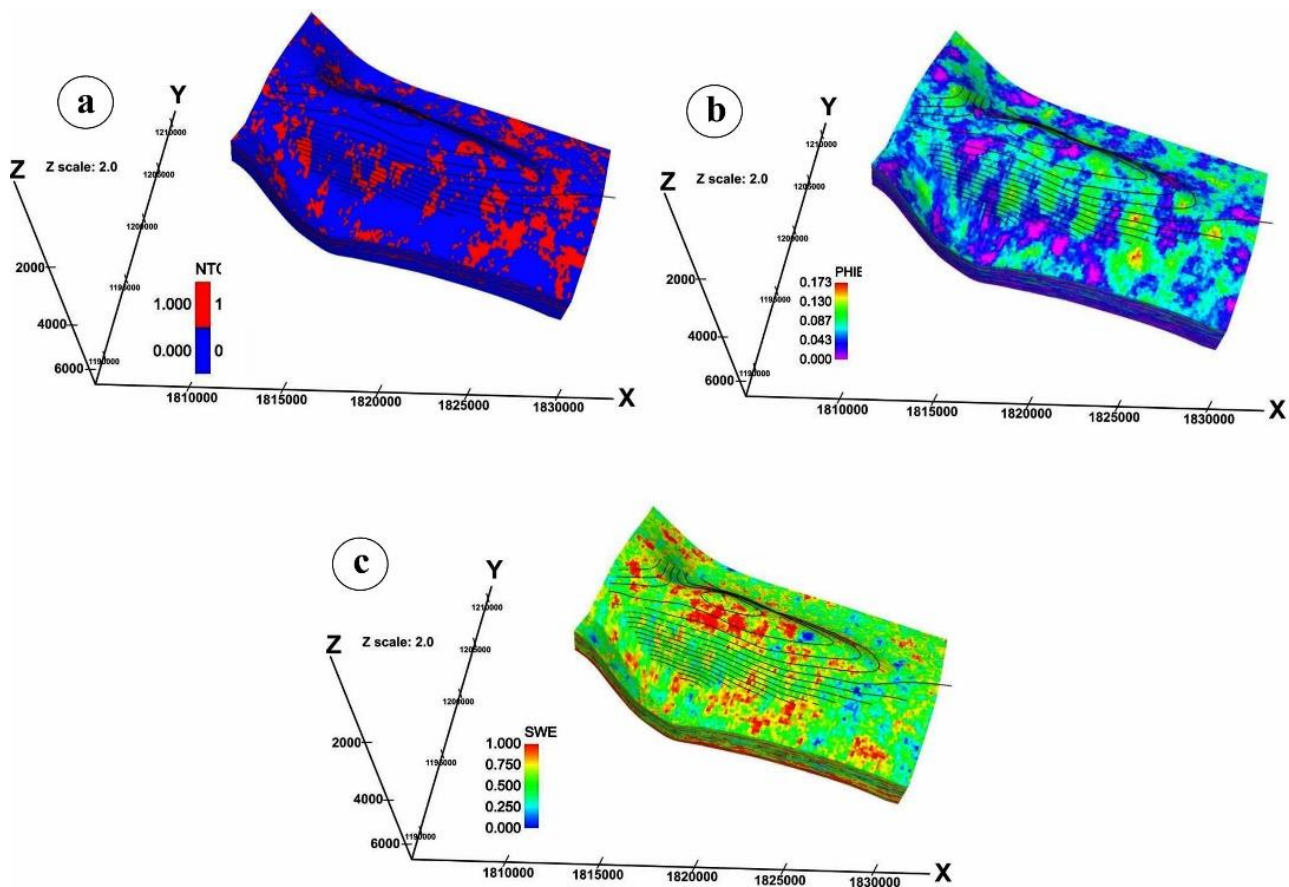
میدان بالارود

با توجه به ترکیب داده های چینه شناسی، پتروگرافی، پتروفیزیکی و ساختمانی نقشه های تطابق چینه ای مخزن آسماری / شهبازان تهیه گردید. از این نقشه ها جهت تفسیر و چگونگی گسترش زون های مخزنی و غیر مخزنی میدان استفاده می شود. همانگونه که در شکل ۱۳ و ۱۴ مشاهده می شود، دو مقطع عرضی و طولی تهیه شده، که به ترتیب یکی از چاه های ۲، ۵، ۳ و ۱ و دیگری از چاه های ۴، ۱ و ۶ تشکیل شده است. زون ۱ بیشترین ضخامت را در چاه شماره ۲ و کمترین ضخامت را در چاه شماره ۱ دارد. بیشترین ضخامت زون ۲-۱ در چاه شماره ۲ مشاهده می شود. زون ۲-۲ بیشترین ضخامت را در چاه ۲ و کمترین ضخامت را در چاه ۳ دارا است. بیشترین ضخامت زون ۲-۳ در چاه شماره

۱، ۲-۲ و ۳ کیفیت مخزنی خوبی را نشان می دهند. در شکل ۱۰ تصویر (b) برش عرضی تخلخل نشان داده شده است که زون های ۱، ۲-۱ و ۳ مخزن مورد مطالعه در میدان مورد مطالعه از توسعه ی تخلخل قابل ملاحظه ای به سمت شمال شرق بر خوردار هستند. مدل اشباع آب در میدان مورد مطالعه در شکل ۱۰ در تصویر (c) آمده است. همانطور که در شکل مشاهده می شود درصد اشباع آب به طور قابل ملاحظه ای در زون های ۴ و ۵ بالا است.

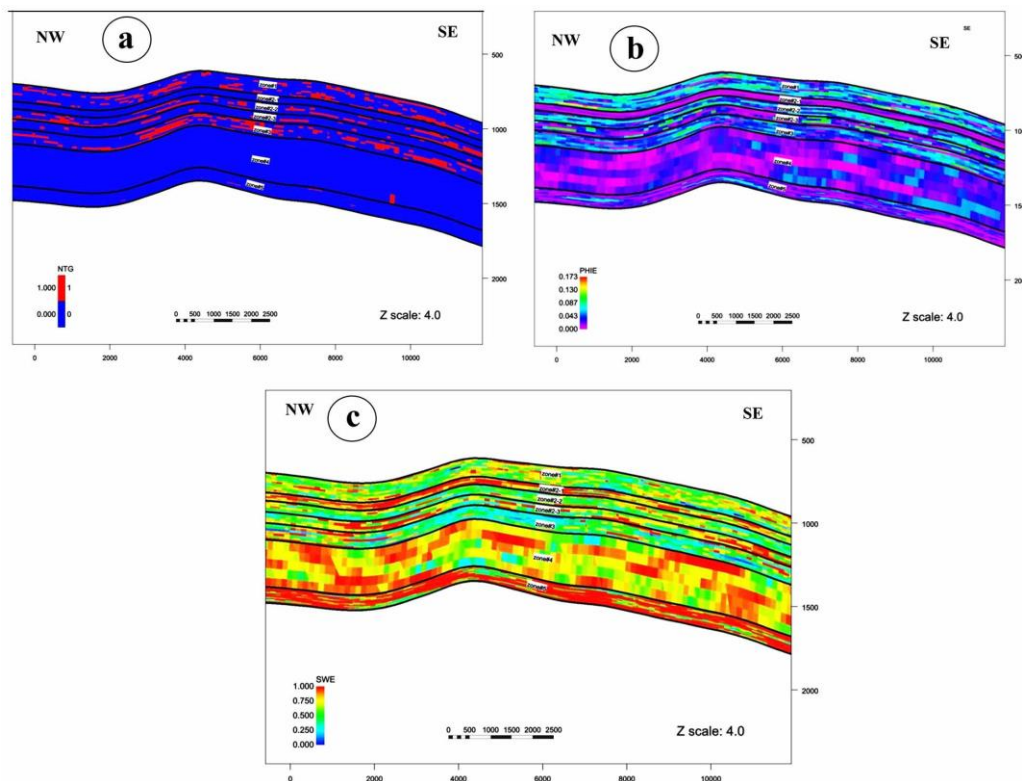
بهره برداری را کاهش داد و از سوی دیگر بر طول عمر مفید مخزن افزود. در این مطالعه مدل سازی مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود با استفاده از نرم افزار RMS صورت پذیرفته است. تهیه ی مدل زمین شناسی مخزن در نرم افزار RMS شامل دو مرحله اساسی، یکی مدل سازی ساختمانی و دیگری مدل سازی پتروفیزیکی است (شکل ۹ a، b و c).

در برش عرضی نسبت سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن که در شکل ۱۰ تصویر (a) مشاهده می گردد می توان گفت هر چه لایه ها به سمت شمال شرق میدان گسترش می یابند کیفیت مخزنی بهتری از خود نشان می دهند. زون های



شکل ۹- مدل های سه بعدی مخزن آسماری/شهبازان در میدان نفتی بالارود شامل (a) مدل سه بعدی نسبت حجم سنگ های مفید به حجم کل سنگ مخزن، (b) مدل سه بعدی تخلخل در کل مخزن و (c) مدل سه بعدی اشباع آب کل

Fig.9. 3-D Models of Asmari/Shahbazan reservoir in Balaroud oil field (a) 3-D model of the NTG volume rocks to the total volume (b) 3-D porosity model in total reservoir and (c) 3-D water saturation model.



شکل ۱۰- (a) برش عرضی از مدل نسبت سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود، (b) برش عرضی از مدل تخلخل و (c) برش عرضی از مدل اشباع آب.

Fig.10. (a) Transverse section model of the ratio NTG rocks to the total volume of Asmari/Shahbazan oil field (b) Transverse section of porosity and (c) Transverse section of water saturation.

زیر این مقادیر محاسبه می‌شوند.

در مخزن مورد مطالعه مقدار WOC برابر با عمق ۱۴۱۰- و مقدار Bo معادل ۱/۲۹۲، مقدار GOC معادل عمق ۱۰۷۰- و Bg معادل ۰/۹۹۴۹ است. در نهایت با توجه به اعمال برش (Cut Off) استاندارد شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب در صورتی که تخلخل بیشتر از ۴/۵ درصد، نسبت ضخامت مفید به کل برابر با صفر و اشباع آب کمتر از ۵۰ درصد باشد میزان حجم مخزن را می‌توان با استفاده از نرم افزار مشخص کرد (جدول ۳).

همانگونه که در جدول ۳ مشاهده می‌شود بیشترین حجم نفت مربوط به زون ۱ مخزن می‌باشد. با توجه به پارامترهای ذکر شده در جدول ۴ حجم کل هیدروکربور در شرایط متعارفی حدود ۶۵۸/۲۲۶/۰۱۳ بشکه و حجم هیدروکربور زون ۱ در شرایط متعارف حدود ۲۳۰/۱۹۵/۸۹۴ بشکه محاسبه گردید. به عبارت دیگر حدود ۳۴/۴ درصد از حجم خالص هیدروکربور مربوط به زون ۱ مخزن آسماری/شهبازان می‌باشد. در جدول ۵ همان مقادیر بر حسب واحد بشکه آورده شده است.

۷-۴- محاسبات حجمی

جهت ارزیابی مخازن نفتی و تعیین استراتژی آینده برای بهره‌برداری از آن، محاسبه حجم نفت در جای اولیه از مهمترین پارامترها محسوب می‌شود. این عمل توسط روش‌های مختلفی مانند محاسبات حجمی، محاسبات موازنه مواد و تحلیل منحنی‌های افت دبی انجام می‌گیرد. در این میان، محاسبات حجمی که بر مبنای محاسبه حجم توده سنگ و متوسط پارامترهای پتروفیزیکی انجام می‌گیرد از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، چرا که نمایانگر حجم تمام هیدروکربورهای موجود در مخزن اعم از فعال و غیر فعال است.

برای انجام محاسبات حجمی مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود با در دست داشتن پارامترهایی نظیر سطوح تماس سیالات (W.O.C)، ضریب حجمی نفت (B.O.)، ضریب حجمی گاز (B.G.)، مدل نسبت حجم سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن (NTG)، مدل تخلخل کل مخزن (Porosity) و مدل اشباع آب (SW) نیاز هست که با استفاده از فرمول‌های

جدول ۳- فرمول های محاسبات حجم سنجی مخزن نفت.

Table 3. Oil volumetric calculation formulas.

Volumetric calculations	
$Bulk(m^3) = \text{Structural Volume}$	Volume of reservoir
$V_{net(m^3)} = Bulk \times N/G$	Volume of reservoir
$V_{Pore(m^3)} = V_{net} \times PHI$	Porosity volume
$Hcpv(Oil) = V_{pore} \times (1-SW)$	Hydrocarbon in place volume
$Stoilp = Hcpv (Oil)/Bo$	The volume of primary oil in the conditions of the storage tank

جدول ۴- محاسبات حجمی زون های مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود (مترمکعب).

Table 4. Volumetric calculations of Asmari/Shahbazan reservoir zones of Balarud oil field (m^3).

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	Stoilp	Assoc.Gas
1	4905952153.52	1049619246.96	75225831.51	47284958.54	36598285.17	3982259321.76
2	2356057537.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	303535312.91	1057981707.89	71122993.02	46858825.79	36268440.18	3946368885.64
4	3256720429.67	101991581.35	8697694.42	5373132.55	4158771.23	452515886.76
5	3317886374.03	842735829.08	50496486.10	34629100.11	26802708.45	2916402640.60
6	6378406373.12	20953128.42	1096303.34	730430.78	565348.89	61515611.11
7	24205203905.26	8369554.09	528983.34	331008.60	256198.60	27876969.28
Totals	24205203905.26	3081651047.79	207168291.72	135207483.37	104649752.52	11386939315.15

جدول ۵- محاسبات حجمی زون های مخزن آسماری/شهبازان میدان بالارود (بشکه).

Table 5. Volumetric calculations of Asmari/Shahbazan reservoir zones of Balarud oil field (barrel)

UNITS: Input unit (ZY): meter Input unit(Z): meter Output unit, reservoir: Barrels Output unit, surface oil: st. Barrels					
Zone	Bulk	Net	Pore	Hcpv	Stoilp
1	30857457855.22	6601895139.52	473155435.02	297413102.04	230195894.08
2	14819130697.73	0.00	0.00	0.00	0.00
3	19091796716.54	6654493346.28	447349401.47	294732642.43	228121235.02
4	20484120158.51	641506648.39	54706758.38	33795929.12	26157839.26
5	20868841715.38	5300639817.74	317612798.26	217810113.88	168583675.62
6	40118900405.63	131790987.14	6895528.72	4594263.54	3555931.45
7	6005643974.28	52642821.31	3327199.43	2081977.91	1611437.97
Totals	152245891521.00	19382968760.38	1303047121.28	850428028.92	658226013.41

۵- نتیجه گیری

مطالعه مقاطع عرضی تهیه شده از مخزن مورد مطالعه نشان می دهد که لایه‌ها ضخامت ثابتی داشته و با شیب ملایمی به سمت شمال غرب میدان گسترش دارند و عملکرد غسل معکوس در شمال شرق میدان باعث راندگی لایه‌ها به بالا شده است. به طور کلی یکی از عوامل مهم در تغییر ضخامت واحدهای سنگی و تغییر در پتانسیل مخزنی عملکرد غسل‌ها است.

زون بندی مخزن آسماری میدان بالارود برای اولین بار در این مطالعه انجام گردید، با استفاده از ترکیب داده‌های زمین شناسی (پالئولوگ‌ها)، پتروفیزیکی و ساختمانی و خروجی نرم افزار RMS می توان این مخزن را به ۵ زون تقسیم و در این بین زون شماره ۲ را به سه زیر زون تقسیم کرد.

میانگین ضخامت سازندهای آسماری/شهبازان میدان بالارود ۵۹۲ متر می‌باشد که بر اساس ویژگی‌های زمین شناسی و مخزنی به ۵ زون تقسیم گردیده، بگونه ای که ضمن تفکیک زون ۲ به سه زیرزون، زون‌های ۱، ۳، ۴ و زیرزون ۲-۳ دارای ویژگی‌های مخزنی بوده و سایر زون‌ها به دلیل بالا بودن در صد اشباع آب از اهمیت کمتری برخوردار می باشند.

بررسی ویژگی‌های پتروفیزیکی نشان می‌دهد که زون شماره ۱ بهترین زون تولیدی مخزن آسماری / شهبازان می باشد.

مطالعات نشان می دهد که زون شماره یک بالاترین بخش مخزن آسماری در میدان بالارود را تشکیل می‌دهد و در زیر توالی تبخیری سازند گچساران رسوبگذاری شده است. ضخامت این زون به طور متوسط ۹۸ متر است. براساس نقشه هم‌ضخامت

تهیه شده بیشترین ضخامت این زون در یال شمالی، بخش شرقی میدان و پیرامون چاه ۳ و کمترین ضخامت آن در اطراف چاه شماره ۵ مشاهده می‌شود. ضخامت متوسط زون شماره دو ۴۰ متر است که بیشترین ضخامت آن براساس نقشه هم‌ضخامت تهیه شده، در شمال شرق میدان و در حوالی چاه شماره ۳ و کمترین ضخامت آن در اطراف چاه ۴ قرار دارد. زون ۲-۲ با ضخامت متوسط ۵۹ متر کمترین ضخامت را پیرامون چاه شماره ۱ در قسمت مرکز میدان دارد

مطالعه مقایسه عرضی و طولی تهیه شده توسط نرم افزار مدلساز و بررسی نسبت سنگ‌های مفید به حجم کل سنگ مخزن نشان می دهد که هر چه لایه‌ها به سمت شمال شرق میدان گسترش می یابند کیفیت مخزنی بهتری از خود نشان می دهند.

داده‌های پتروفیزیکی و مطالعات انجام گرفته بر روی مدل تخلخل نشان داده شده است که زون‌های ۱، ۳ و زیرزون ۲-۱ مخزن مورد مطالعه در میدان نفتی بالارود از توسعه ی تخلخل قابل ملاحظه ای به سمت شمال شرق بر خوردار است.

بررسی داده‌ها در مدل اشباع آب در میدان مورد مطالعه نشان می دهد که درصد اشباع آب به طور قابل ملاحظه ای در زون‌های ۴ و ۵ بالا است.

بررسی‌های حجمی مخزن آسماری/شهبازان در میدان مورد مطالعه نشان می دهد که بیشترین حجم نفت مربوط به زون ۱ است که حجم کل هیدروکربور در شرایط متعارف حدود ۶۵۸/۲۲۶/۰۱۳ بشکه و حجم هیدروکربور زون ۱ در شرایط متعارف حدود ۲۳۰/۱۹۵/۸۹۴ بشکه است.

منابع

- Aghli, Gh., Soleimani, B., Charchi, A., Zahmatkesh, I., 2016. Detection of Fracture Using Petrophysical Logs by New Method and it's Corolation with Image Logs, Journal of Petroleum Research 26(95), 120-164. <https://doi.org/10.22078/pr.2016.619>.
- Aghli, Gh., Moussavi-Harami, R., Mohammadian, R., 2020. 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. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0>.
- Alizadeh, B., Jahangard, A.A., Alipour, M., Gandomi 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>.
- AL-Khalifeh M., Makkawi M., 2002. The import of data integration on geostatistical porosity modeling: A case study from the Berri field, Saudi Arabia. Journal of Petroleum Geology 25 (4), 485-498. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2002.tb00096.x>

- Archie, G.E., 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. *American Association of Petroleum Geologist*, 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., 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>
- Dreaisme, J., Allen, O., Renard, D., 2000. Multi-layer reservoir modeling, [www.Geovariances. Com/technical-references-oil-gas ar0018.html](http://www.Geovariances.Com/technical-references-oil-gas-ar0018.html).
- Fernandez, O., Munoz, J.A., Arbues, P., Falivene, O., Marzo, M., 2004. Three-dimensional reconstruction of geological surfaces: An example of growth strata and turbidite systems from the Ainsa Basin (Pyrenees, Spain): *American Association of Petroleum Geology Bulletin*. 88, 1049-1068.
- Gholampoor Mogehi, S., Arzani, N., Salehi, M.A., Vaziri Moghaddam, H., 2016. Petrography and identification of dolomites of Shahbazan Formation in well No. 1 of Balaroud oil field (north of Dezful Embayment), *Proceedings of the Second National Conference on Geology and Mineral Exploration, Kerman, Iran*.
- Haidari, K., Amini, A., Ali, M., Solgi, A., Jafari, J., 2020. Distribution pattern of Ahwaz sandstone and Kalhur evaporate members of Asmari Formation in Dezful Embayment and Abadan plain, a basis for stratigraphic traps studies, *Geopersia* 10(1), 53-63. <https://doi.org/10.22059/geope.2019.275999.648463>.
- Jackson, M.D., Yoshida, S., Muggeridge, A.H., Johnson, H.D., 2005. Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones: *American Association of Petroleum Geology Bulletin* 89, 507-528. <https://doi.org/10.1306/11230404036>
- Kayani Negad, N., Zamani, B., Kadkhodae, A., Talebi, H., 2016. Structural modeling and estimation of tectonic stresses at Lali oilfield in Dezful Embayment, *Iranian Journal of Petroleum Geology* 12, 1-21. <https://journal.ispg.ir/Article/33835>
- Labourdette, R., Poncet, J., Seguin, J., Temple, F., Hegre, J., Irving, A., 2006. Three dimensional modeling of stacked turbidite channels in West Africa: impact on dynamic reservoir simulations: *Petroleum Geoscience* 12, 335-345. <https://doi.org/10.1144/1354-079306-705>.
- Lamarche, J. Wenderoth, M.S., 2005. 3D Structural model of the Polish basin: *Tectonophysics* 397, 73-91. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2004.10.013>
- Liu, Y., 2003. Downscaling seismic data into a geologically sound numerical model: Ph.D. thesis, Stanford University, Stanford, Californi. p. 202
- Louks, R.G., Mescher, P.K., McMechan, G.A., 2004. Three-dimensional architecture of a coalesced, collapsed paleocave system in the Lower Ordovician Ellenberger Group, central Texas: *American Association of Petroleum Geology, Bulletin* 88, 545-564.
- 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., 2022a. 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>
- 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., 2022b. 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* (In press). <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.01.009>
- Mirzaee Mahmoodabadi, R., 2022c. Petrography, sedimentary environment and reservoir potential assessment of Asmari Formation in Kilor Karim oil field in the framework of sequence stratigraphy. *Applied Sedimentology* 10(20), 210-223. <https://doi.org/10.22084/psj.2022.25758.1339>
- Mitra, S., Leslie W., 2005. Three-dimensional structural model of the rhorde el baguel field, *American Association of Petroleum Geologist 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, *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 89(1), 1-26. <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.
- Motiei, H., 1995. *Iran Petroleum Geology—Geology of the Zagros 1*. Publications GSI, Iran. p. 1009.
- Nazari Vanani, K., 2009. Asmari reservoir modeling of Ramin oil field using RMS software. Msc 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>
- Pyrz, M.J., Deutsch, C. V., 2014. *Geostatistical Reservoir Modeling*, 2nd ed. Oxford University Press, p. 433.
- ROXAR company., 1993. Norway, manual of IRAP-RMS software.
- Samadi, H.R., Salehi, M.H., 2013. Static 3d Modeling of Hydrocarbonic Reservoir with the help of RMS case of studies: The South East anticline of Khuzestan Iran, *World Applied Sciences Journal* 27(6), 709-713. <https://doi.org/10.5829/idosi.wasj.2013.27.06.485>
- Saedi, G., Soleimani, B., Samani, B., 2021. Fracture intensity estimation in carbonate reservoirs using XMAC, STAR and VDL data analysis: A case study from Asmari reservoir in Aghajari oil field, SW Iran. 11(1), 99-115. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.32437.2086>
- Shabani, F., 2009. Modeling of Asmari Reservoir of Shadegan Oil Field Using RMS Software. Msc Thesis in *Petroleum Geology*, Shahid Chamran University of Ahvaz.
- Soleimani, B., Moradi, A., Ghabeishavi, M., Mousavi, A., 2019. Permeability variation modeling and reservoir heterogeneity of Bangestan carbonate sequence, Mansouri oilfield, SW Iran, *Carbonates Evaporites* 34, 143–157. <https://doi.org/10.1007/s13146-018-0461-y>.
- Soleimani, B., Rajabzadeh, M., 2010 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., Abdolrahimi, 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. <https://doi.org/20.1001.1.20088299.1393.5.1.2.9>.
- Taheri, K., Mohammad Torab, F., 2016. Modeling Mud Loss in Asmari Formation Using Geostatistics in Gachsaran Oil Field *Iranian Journal of Petroleum Geology* 11, 84-101.
- Valcarce G. Z., Zapata T., Ansa A., Selva G., 2006. Three-dimensional structural modeling and its application for development of the El Porto's field, Argentina. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 90(3), 307–319. <https://doi.org/10.1306/09300504142>.
- Wu, K., Marinus I.J., Dijke, V., Couples, G.D., Jiang, Z., Jingsheng Ma, Sorbie, K.S., Crawford, J., Young, I., Zhang, X., 2006. 3D Stochastic Modelling of Heterogeneous Porous Media-Applications to Reservoir Rocks. *Transport in Porous Media* 65, 443-467. <https://doi.org/10.1007/s11242-006-0006-z>.

- Ziraki A., Barghikar R., 2009. Report of formation testing in well No. 1 of Balarud oil field. Exploration management, NIOSC.
- 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, Ahwaz, Iran.