

Optimal developmental and complementary well placement in one of the southwest Iranian oil fields using geostatistical methods and applying objective function

Masumeh Karimi¹, Farhad Mohammad Torab^{1*}, Amin Hosein Morshedy¹

1- Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran

Keywords: Optimal drilling location, Geostatistics, Petrophysical parameters, Developmental wells, Complementary wells

1-Introduction

One of the main pillars of hydrocarbon reservoir studies is the modelling of petrophysical properties and preparing a static reservoir model. Drilling as the first stage reconnaissance of the oil reserves is perhaps the most critical and challenging part of the oil reserves development process, accounting for a large amount of the cost for developing the reservoirs.

Numerous studies and researches related to the design of the optimal location of exploratory, developmental, and complementary drillings have different criteria for this purpose. For example, Mohammadi et al. (2012) used the Kriging method to model a mature reservoir's productivity. This research aims to find a more accurate estimate of the covariance matrix used in constructing the kriging model. The modified Genetic Algorithm (GA) approach was recently introduced to solve a specific problem for optimal well placement in two oil fields. The evolution method used in this algorithm includes a novel genetic operator named "Similarity Operator." The presented approach highlights the importance of the interaction between the nominated location and the pre-located wells in the reservoir (Hamida et al., 2017). A machine learning algorithm for optimization is introduced in another approach that predicts the wells locations resulting from the initial response of a specific objective function such as net present value. New wells have been added to solve the challenge arising from the geological complexity, taking into account their interaction with previous wells as the primary predictor variable (Nwachukwu et al., 2018).

This research aims to optimally design a suitable location for drilling oil and gas wells using geostatistical techniques. In this regard, drilling of developmental and complementary wells by optimizing a single objective function is considered. With the development of geostatistics, these methods are increasingly being used in studies and modeling hydrocarbon reservoirs. One of the reasons for this rapid growth is due to the nature of the reservoir data. Petrophysical reservoir data such as porosity and permeability show the spatial correlation in the reservoir space (Deusth and Journal, 1992).

It is a geostatistical estimation method based on moving weighted logic and is the best unbiased linear estimator (B.L.U.E; Deutsch, 2002; Hasanipak, 2010). This estimator is defined as follows:

$$Z^* = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z_i \quad (\text{eq. 1})$$

Where Z^* is the estimated value of the variable, λ_i is the kriging weight dependent on the sample location and Z_i is the sample variable value (Hasanipak, 2010).

2- Material and methods

The field understudy is one of the Iranian oil fields located northeast of Ahwaz in Khuzestan Province. The field is 39 kilometers long and 4 kilometers wide.

The steps of the technique are as follows:

1. Collecting geological information and preliminary exploration data.

*Corresponding author: fmtorab@yazd.ac.ir

DOI: 10.22055/AAG.2020.32055.2068

Received 2019-12-26

Accepted 2020-07-31

2. Database construction and statistical analysis of data.
3. Reservoir modelling and geostatistical estimation of petrophysical parameters.
4. Introducing the objective function for optimization.
5. Determine the location of developmental and complementary wells based on objective function maximization.

The objective function formula is as follows:

$$F = \text{Phi} \times (1 - \text{Sw}) \times \sqrt{(\text{KV}_{\text{phi}} \times \text{KV}_{\text{sw}})} \quad (\text{eq. 2})$$

Phi is porosity, Sw is water saturation, KVPhi is kriging variance of porosity, and KVSsw is kriging variance of water saturation.

Given the cut off values for porosity and water saturation, the pay zone boundary is specified in the reservoir, and according to the objective function, the locations of the proposed optimal drilling wells are proposed in this zone. Given the cut off values, the objective function for n blocks located in a vertical direction is summed up according to the following formulas:

$$\text{If: } \text{Phi} > 0.05, \text{Sw} < 0.7, X_i = X_{i+1},$$

$$Y_i = Y_{i+1}, \text{ For } i=1,2,3,\dots, n;$$

$$\text{Then: } \text{SumF}(\text{Cut off})_i = \sum_{i=1}^n F(\text{Cut off})_i \quad (\text{eq. 3})$$

The optimal location of drilling wells was determined by considering two different approaches.

3- Results and discussion

Firstly, the area of previous wells was identified in the block model to propose developmental wells outside the area. As the variance of the estimation around the area increases due to the low density of exploratory data, developmental wells are naturally located within the maximum variance location or peripheral of the former wells. Then, by applying the above formulas, the locations with maximum objective function were used to determine the five optimal developmental drilling wells' coordinates. The location of these five proposed wells is presented in Fig. 1. One along with the location of the previous wells.

In order to determine the location of the complementary drilling wells, the previous wells were identified in the block model to suggest additional wells within the area. Then the objective function in this area was calculated, and the maximum points of the objective function were obtained between the previous drillings, and five optimal drilling locations were proposed in order of priority as complementary wells. The result of this step is shown in Fig. 2.

After determining optimal drilling location in both developmental and complementary situations, it is necessary to evaluate the impact of adding each drilling on the estimation and volume of the reservoir. Tables 1 and 2 illustrate the impact of adding each of the developmental and complementary wells in order of drilling priority compared to the existing drilling network

4- Conclusion

In this study, the optimal design of oil and gas drilling wells was performed using geostatistical techniques for detailed exploration and increasing utilization. Modelling the variability of petrophysical parameters of the reservoir showed a strong negative correlation between porosity and water saturation. In this reservoir, it can be inferred that in areas with high porosity, hydrocarbon saturation usually increases, which is the positive point of the field. The variography showed that the porosity variability follows exponential, and water saturation follows the spherical variogram models. The high nugget effect of variograms and the periodic changes of experimental variograms implicate the relatively extreme variability of the studied reservoir parameters even at relatively low intervals. This issue has also been reflected in the relatively low variogram ranges. Kriging estimation of the petrophysical parameters in the block model indicates that the porosity in this reservoir ranges from 0.3% to 16.2%. The amount of water saturation, also, changes in the range of 4.6% to 100%. Five optimum drilling sites are proposed for developmental wells and five optimal drilling locations for complementary wells, considering the objective function.

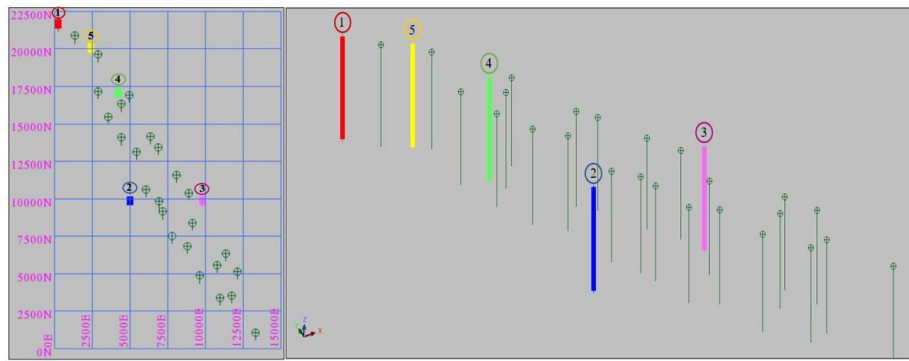


Fig. 1. Proposed five optimal drilling locations in priority for developmental wells in horizontal and vertical views.

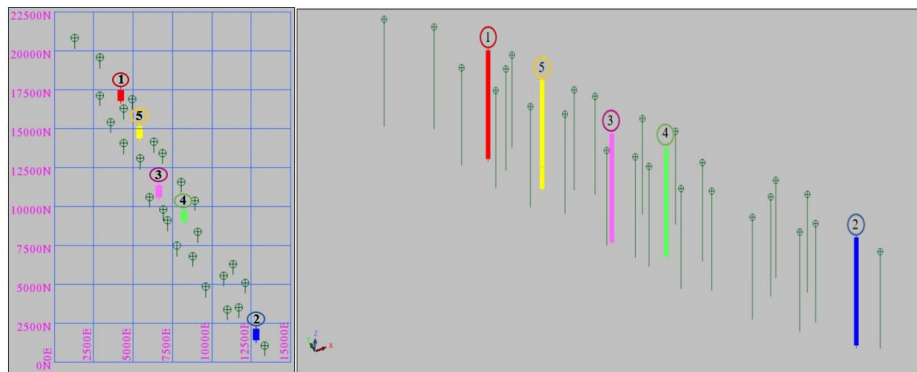


Fig. 2. Proposed five optimal drilling locations in priority for complementary wells in horizontal and vertical views.

Table 1. The impact of adding any of the developmental wells.

Developmental well	Porosity estimation variance	Water saturation estimation variance	Reservoir volume (Billion m ³)	Volume of in-situ hydrocarbon (Billion barrels)
Initial drilling grid	0.001316	0.065715	90.35	25.22
Add 1 well	0.001306	0.064981	96.83	28.04
Add 2 wells	0.001259	0.064305	100.17	29.66
Add 3 wells	0.001284	0.063691	102.90	30.98
Add 4 wells	0.001273	0.063196	103.30	31.40
Add 5 wells	0.001264	0.062673	103.85	31.86

Table 2. The impact of adding any of the complementary wells.

Complementary wells	Porosity estimation variance	Average estimation error of Porosity (Relative standard deviation)	Water saturation estimation variance	Average estimation error of water saturation (Relative standard deviation)
Initial drilling grid	0.001187	61.31	0.062721	65.26
Add 1 well	0.001168	59.80	0.061854	64.59
Add 2 wells	0.001151	58.00	0.061217	64.82
Add 3 wells	0.001120	56.95	0.059781	64.41
Add 4 wells	0.001092	55.89	0.058580	63.78
Add 5 wells	0.001068	54.93	0.057532	63.40

Drilling these wells in the order of the proposed priority in the developmental stage will increase the reserve of hydrocarbons from 25.22 to 31.86 billion barrels (26.3%). Although the impact of the developmental wells is not high on estimation variance, drilling these five developmental wells leads to a reduction of 5.8% in porosity variance and 3.8% in water saturation variance. It is noteworthy that the first proposed developmental well is in the northern part of the specified repository, indicating the importance of this part of the reservoir to initiate the whole operation. Complementary drillings are recommended only to raise the accuracy of estimates and increase the reserve model's trust. Considering these drillings, the variance and estimation error of porosity will decrease by 10% and 10.4%, respectively, and those of water saturation by 8.3% and 2.9%, respectively.

References

- Deusth, C.V., Journel, A.G., 1992. GSLIB: Geostatistical software library and users guide, Oxford University Press, New York. p. 340.
- Deutsch, C.U., 2002. Geostatistical Reservoir Modeling, Oxford University Press. Oxford.
- Hamida, Z., Azizi, F., Saad, G., 2017. An efficient geometry-based optimization approach for well placement in oil fields. *Petroleum Science and Engineering* 149, 383-392.
- Hasanipak, A.A., 2010. Geostatistics. Third edition, Tehran University Press. (In Persian).
- Mohammadi, H., Seifi, A., Foroud, T., 2012. A robust Kriging model for predicting accumulative outflow from a mature reservoir considering a new horizontal well. *Petroleum Science and Engineering* 82, 113-119.
- Nwachukwu, A., Jeong, H., Pyrcz, M., W., Lake, L., 2018. Fast evaluation of well placements in heterogeneous reservoir models using machine learning. *Petroleum Science and Engineering* 163, 463-475.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Karimi, M., Mohammad Torab, F., Hosein Morshedy, A., 2021. Optimal developmental and complementary well placement in one of the southwest Iranian oil fields using geostatistical methods and applying objective function. *Adv. Appl. Geol.* 11(2), 268-281.

DOI: 10.22055/AAG.2020.32055.2068

https://aag.scu.ac.ir/article_15862.html?lang=en

جانمایی بهینه چاه‌های توسعه‌ای و تکمیلی در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران با استفاده از روش-های زمین‌آماري و به‌کارگیری تابع هدف

معصومه کریمی

دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، پردیس فنی و مهندسی، دانشگاه یزد، ایران

فرهاد محمدتراب*

دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، پردیس فنی و مهندسی، دانشگاه یزد، ایران

امین حسین مرشدی

دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، پردیس فنی و مهندسی، دانشگاه یزد، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۱۰/۰۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۵/۱۰

*fmtorab@yazd.ac.ir

چکیده

با توجه به ضرورت شناخت اهداف زیرسطحی و زون‌های بهره‌ده و هزینه زیاد عملیات حفاری و ریسک بالای عملیات اکتشاف مخازن هیدروکربنی، تعیین محل بهینه‌ی حفاری چاه‌های نفت و گاز اهمیت زیادی دارد که می‌تواند در اقتصادی کردن پروژه‌های نفتی تاثیر شگرفی داشته باشد. هدف از انجام این پژوهش، طراحی بهینه محل مناسب حفر چاه‌های نفت و گاز در یکی از مخازن هیدروکربنی جنوب غرب ایران با استفاده از روش‌های زمین‌آماري به منظور اکتشافات تکمیلی و افزایش بهره‌دهی است. بدین منظور، ابتدا از تخمین زمین‌آماري کریجینگ برای برآورد پارامترهای پتروفیزیکی این مخزن استفاده و مقادیر تخلخل، اشباع آب و واریانس کریجینگ این پارامترها در مدل بلوکی طراحی شده محاسبه شد. با تعریف یک تابع هدف، تغییرات این تابع به گونه‌ای در نظر گرفته شد که منجر به بیشینه شدن تخلخل، اشباع هیدروکربور و واریانس کریجینگ آن‌ها در بلوک‌های قرار گرفته در یک راستای قائم شود. از این‌رو، نقطه بهینه حفاری در مختصات پیشنهاد می‌گردد که تابع هدف مذکور در این راستای قائم بیشینه گردد. بدین منظور، با در نظر گرفتن دو رویکرد مختلف، یعنی طراحی حفاری‌های تکمیلی و توسعه‌ای، ۵ مکان بهینه حفاری برای چاه‌های توسعه‌ای و ۵ مکان بهینه حفاری برای چاه‌های تکمیلی به ترتیب اولویت حفر پیشنهاد شد. برآوردهای انجام شده، نشان داده است که حفر چاه-های توسعه‌ای می‌تواند ذخیره هیدروکربن درجای مخزن را ۲۶/۳ درصد افزایش و حفر چاه‌های تکمیلی، واریانس و خطای تخمین را به ترتیب برای تخلخل به میزان ۱۰ و ۱۰/۴ درصد و برای اشباع آب به میزان ۸/۳ و ۲/۹ درصد کاهش دهد.

کلمات کلیدی: جانمایی بهینه حفاری، زمین‌آماري، پارامترهای پتروفیزیکی، چاه‌های توسعه‌ای، چاه‌های تکمیلی

مقدمه

در ارتباط با طراحی محل بهینه حفاری‌های اکتشافی^۱، توسعه‌ای^۲ و تکمیلی^۳، پژوهش‌های متعددی صورت گرفته که در هر یک ملاک-های مختلفی بدین منظور لحاظ شده است. با در نظر گرفتن یک چارچوب برای مدل‌سازی عدم قطعیت^۴ زمین‌شناسی و کاهش آن، می‌توان تعیین محل حفر چاه را بهینه‌سازی^۵ کرد. هدف از بهینه‌سازی موقعیت چاه، تعیین محل‌های مناسب حفر چاه است به طوری که سود اقتصادی از تولید نفت بتواند بیشینه شود (Rahim and Li, 2015). شناسایی محل مناسب برای انجام حفاری‌های بعدی نیاز به مطالعات مخزن و روش‌های آماری دقیق دارد که در فرایند

یکی از ارکان اصلی در مطالعات مخازن هیدروکربنی، مدل‌سازی خواص پتروفیزیکی و تهیه‌ی مدل استاتیک مخزن است. مشخصه-سازی خواص مخزن، نقشی اساسی در تحقق این هدف و برنامه‌های توسعه‌ی میادین هیدروکربنی ایفا می‌کند. این اطلاعات در تعیین محل حفر و نحوه‌ی حفاری چاه‌های جدید استفاده می‌شود. به دنبال استفاده از این مدل، برنامه‌ی توسعه آن و بهترین نقاط برای حفر چاه‌های جدید به منظور افزایش بهره‌دهی از مخزن تعیین می‌شود. حفاری، به عنوان اولین مرحله شناخت میادین نفتی را شاید بتوان مهم‌ترین و پرچالش‌ترین بخش از مراحل توسعه مخازن نفتی دانست؛ که بخش عمده‌ای از هزینه‌های توسعه مخازن را به خود اختصاص می‌دهد. افزایش سرعت روند حفاری و کاهش هزینه‌های حفاری و به حداقل رساندن آن، گامی مهم در جهت به حداقل رساندن هزینه‌های توسعه‌ای میدان به خصوص در شرایط نامناسب قیمت نفت است (Bourgoyne et al., 1986).

1- Exploratory Drilling
2- Developmental Drilling
3- Complementary Drilling
4- Uncertainty
5- Optimization

حفاری‌های جدید صرفاً براساس افزایش تراکم حفاری‌ها در یک شبکه منظم و نصف کردن فاصله بین حفاری‌ها بدون توجه به بهینه بودن محل حفاری‌ها انجام می‌شده است.

مبانی تئوری روش‌های زمین‌آماري

با پیشرفت علم زمین‌آمار، این روش‌ها به طور روزافزون و با سرعت زیادی در مطالعات و مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری مورد استفاده قرار می‌گیرد. یکی از علل این رشد سریع به ماهیت داده‌های مخزن بازمی‌گردد. داده‌های پتروفیزیکی مخازن مانند تخلخل و تراوایی، داده‌هایی هستند که در فضای مخزن ارتباط و همبستگی^{۱۵} فضایی و به زبان زمین‌آمار از خود، ساختار فضایی نشان می‌دهند (Deusth and Journal, 1992).

واریوگرام^{۱۶}

روش‌های تحلیل و تخمین داده‌ها بر پایه‌ی زمین‌آمار، همبستگی فضایی داده‌ها را در نظر می‌گیرند. واریوگرام مهم‌ترین ابزار بیان همبستگی‌های فضایی بین داده‌ها و پایه‌ی بسیاری از محاسبات زمین‌آماري است (Deutsch, 2002; Mohseni et al., 2010). ساده‌ترین راه برای مقایسه دو مقدار با مختصات فضایی این است که قدر مطلق اختلاف آن دو در نظر گرفته شود. در واقع باید بین مقادیر دو نقطه‌ای که به فاصله h از یکدیگر قرار گرفته‌اند، اختلاف متوسط را در نظر گرفت. بنابراین باید این مقدار متوسط برای تمام موقعیت‌های فضایی محاسبه شود. ولی چون این مقدار متوسط به صفر میل می‌کند، در عمل، مجذور اختلاف در نظر گرفته می‌شود. این ارتباط فضایی به عنوان واریوگرام معرفی می‌شود (رابطه ۱) که یک تابع برداری است، یعنی در آن فاصله و جهت‌یافتگی اهمیت دارد. مقدار این تابع نشان می‌دهد که در امتدادهای گوناگون، متغیر نسبت به فاصله، چگونه تغییر می‌کند.

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad (1)$$

در این رابطه $\gamma(h)$ مقدار واریوگرام در گام h ، $Z(x_i)$ متغیر ناحیه‌ای در مختصات فضایی X_i ، $Z(x_i + h)$ مقدار همان متغیر در فاصله فضایی h از مختصات قبلی، $N(h)$ تعداد جفت نمونه‌های به کار رفته در محاسبه به ازای هر فاصله‌ای (گام)^{۱۷} مانند h است. معمولاً با افزایش h ، تعداد جفت نمونه‌ها کاهش می‌یابد (Madani, 1994).

استفاده از زمین‌آمار در مدل‌سازی مخازن

روش‌های زمین‌آماري بطور روز افزون در مدل‌سازی مخازن نفتی استفاده می‌شوند و تاکنون توصیفات تئوری، مطالعات موردی و

مدل‌سازی مخزن مورد پردازش قرار می‌گیرد (Bourgoyne et al., 1986).

Mohammadi و همکاران (2012) یک روش تخمین زمین-آماري، کریجینگ^۶، را برای مدل‌سازی قابلیت تولید یک مخزن بالغ مورد استفاده قرار دادند. هدف از این پژوهش، یافتن یک تخمین دقیق‌تر از ماتریس کوواریانس^۷ مورد استفاده در تفسیر مدل کریجینگ و تعیین مکان بهینه حفاری بوده است. در پژوهشی دیگر، با توجه به پیوستگی بالای پارامترهای مخزن، مدل واریوگرام گوسی^۸ به عنوان بهترین مدل برای پیش‌بینی تخلخل و مقادیر نفوذپذیری در میدان مورد مطالعه معرفی شده است که این مدل می‌تواند با برآورد دقیق‌تری از توزیع این پارامترها، بهترین محل حفاری را با کاهش ریسک عملیات حفاری تعیین کند (Aghajari and Sasaninia, 2017).

اخیراً رویکرد الگوریتم ژنتیک^۹ (GA) برای حل یک مسئله خاص در جهت بهینه‌سازی مکان چاه ارائه شد. روش استفاده شده در این الگوریتم، یک عملگر ژنتیک جدید به نام عملگر شباهت^{۱۰} است. این رویکرد اهمیت برهم‌کنش بین محل تعیین شده و چاه‌های پیشین در مخزن را نشان می‌دهد (Hamida et al., 2017). در یک رویکرد دیگر، الگوریتم یادگیری ماشین^{۱۱} جهت بهینه‌سازی معرفی شده که پیش‌بینی آن مکان‌های فیزیکی چاه‌ها هستند که ناشی از پاسخ اولیه یک تابع هدف مشخص مانند ارزش فعلی خالص^{۱۲} است. برای حل چالش ناشی از پیچیدگی زمین‌شناسی، مکان‌های چاه جدید با در نظر گرفتن برهم‌کنش آن با چاه‌های پیشین به عنوان متغیر پیش‌بینی اولیه اضافه شد (Nwachukwu et al., 2018). استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام گربه^{۱۳} (CSO) جهت بهینه‌سازی مکان چاه نشان می‌دهد که این روش می‌تواند به طور قابل توجهی سرعت روند بهینه‌سازی مکان‌یابی چاه را افزایش دهد (Chen et al., 2017).

هدف از انجام این پژوهش، طراحی بهینه محل مناسب حفر چاه‌های نفت و گاز با استفاده از تکنیک‌های زمین‌آماري^{۱۴} است که در این راستا، حفر چاه‌های توسعه‌ای و تکمیلی با بهینه‌سازی یک تابع هدف، به طور مجزا در نظر گرفته شده است. این تکنیک در مقایسه با سایر روش‌ها در تعیین محل حفاری‌ها، قادر خواهد بود تا با کاهش خطای تخمین، محل حفاری‌های جدید را به صورت بهینه تعیین نماید و باعث کاهش تعداد حفاری‌ها و هزینه‌های مرتبط با آن گردد. این در حالی است که در روش‌های سنتی تعیین محل

- 6- Kriging
- 7- Covariance
- 8- Gaussian Variogram Model
- 9- Genetic Algorithm
- 10- Similarity Operator
- 11- Machine Learning Algorithm
- 12- Net Present Value
- 13- Cat Swarm Optimization Algorithm
- 14- Geostatistics

15- Correlation
16- Variogram
17- Lag

میدان در افق بنگستان چین خوردگی بسیار ملایمی دارد که به وسیله دو گسل رو رانده احاطه شده است. ابعاد ساختار بر روی افق بنگستان به طول ۳۲ کیلومتر و پهنا ۴/۵ کیلومتر محاسبه شده است.

مراحل انجام کار

- ۱- جمع آوری اطلاعات زمین شناسی و داده های اکتشافی اولیه.
- ۲- ساخت بانک اطلاعاتی و تجزیه و تحلیل آماری داده ها.
- ۳- مدل سازی مخزن و تخمین های زمین آماری پارامترهای پتروفیزیکی.
- ۴- معرفی تابع هدف به منظور بهینه سازی.
- ۵- تعیین محل حفر چاه های توسعه ای و تکمیلی براساس بیشینه سازی تابع هدف.

جمع آوری داده ها

گردآوری و آماده سازی اطلاعات، اولین گام در مدل سازی زمین-آماري است. در این مقاله، از اطلاعات پتروفیزیکی به دست آمده از نمودارگیری ۲۵ حلقه چاه، شامل تخلخل و اشباع آب استفاده شده است.

ساخت بانک اطلاعاتی و تجزیه و تحلیل آماری و زمین-آماري داده ها

تجزیه و تحلیل داده ها در محیط نرم افزارهای زمین آماری SGeMS^{۲۰} و سورپک^{۲۱} انجام شده است. ابتدا بانک اطلاعاتی داده ها ساخته شده و محل حفر چاه های اولیه و اطلاعات پتروفیزیکی آنها فراخوانی گردید. به دلیل تراکم بالای داده های نمودارگیری و حجم زیاد داده ها و به منظور یکسان سازی طول نمونه ها و ایجاد فضای داده های هم احتمال، مرکب سازی^{۲۲} داده ها با در نظر گرفتن طول ۵ متر صورت پذیرفت. این عمل باعث می شود تا داده های با طول و فضای احتمال یکسان ایجاد گردد. با انجام تجزیه و تحلیل های آماری، مدل توزیع و پارامترهای آماری داده ها به دست آمد (جدول ۱). هیستوگرام تخلخل و اشباع آب در شکل های ۱ و ۲ و نمودار همبستگی آنها در شکل ۳ نشان داده شده است. همان طور که در شکل ۳ ملاحظه می گردد، رابطه بین تخلخل و اشباع آب نشان دهنده همبستگی نسبتاً قوی منفی بین این دو پارامتر است و نشان می دهد که با افزایش تخلخل در این مخزن، اشباع آب مخزن کاهش می یابد.

جزئیات کاربرد تجاری آن به صورت های گوناگون شامل مجلات علمی، کتاب ها و نرم افزارها در سطح گسترده ای انتشار یافته اند.

هدف از توصیف زمین آماری مخزن سه چیز است:

- (۱) فراهم نمودن مدل های مخزنی که قادر به نشان دادن ناهمگنی زمین شناسی باشند.
- (۲) فراهم نمودن کمیت های عدم قطعیت از طریق مدل های چندگانه مخزن.
- (۳) استفاده از انواع مختلف داده ها که هر نوع داده، اطلاعاتی با مقیاس ها و دقت های متفاوت را ارائه می دهند (Yeten and Gümrah, 2000).

روش کریجینگ

کریجینگ یک روش تخمین زمین آماری است که بر منطق متحرک وزن دار استوار است و بهترین تخمین گر خطی نارایب^{۱۸} (B.L.U.E) می باشد (Deutsch, 2002; Hasanipak, 2010). بنابراین باید عاری از خطای سیستماتیک بوده و واریانس تخمین^{۱۹} آن حداقل باشد. ویژگی دیگر کریجینگ آن است که موجب هموار شدن تغییرات (کاهش نوسانات) می شود (Aasum et al, 1991). این تخمین گر به صورت زیر تعریف می شود:

$$Z^* = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z_i \quad (2)$$

که در آن Z^* مقدار تخمینی متغیر، λ_i وزن کریجینگ یا اهمیت کمیت وابسته به نمونه ای نام و Z_i مقدار متغیر ناحیه ای است. این نوع از کریجینگ را کریجینگ خطی می نامند، زیرا ترکیب خطی از n داده است. شرط استفاده از این تخمین گر آن است که متغیر Z توزیع نرمال داشته باشد. در صورتی که متغیر مورد نظر توزیع نرمال نداشته باشد، باید از کریجینگ غیرخطی استفاده کرد و یا می توان ابتدا تبدیلی پیدا کرد که توزیع متغیر مورد نظر را به نرمال تبدیل کند و آن گاه روی داده های تبدیل یافته کریجینگ خطی اجرا شود (Hasanipak, 2010).

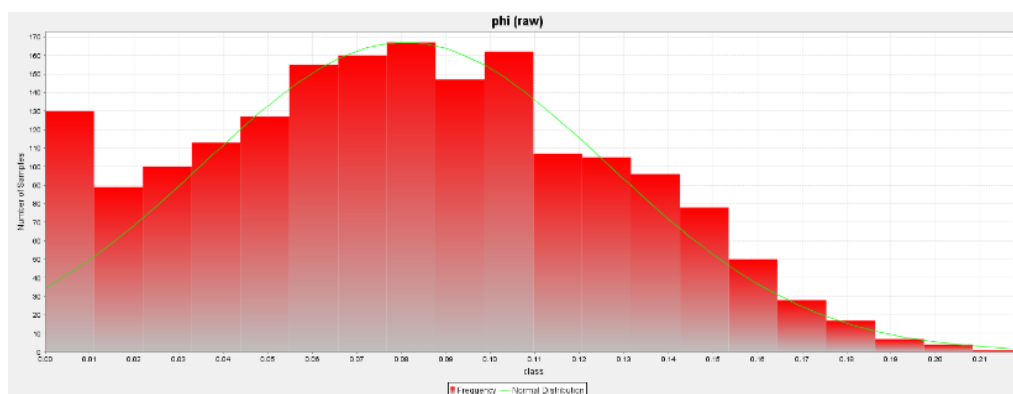
روش کار

معرفی میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه، از میادین نفتی جنوب غرب ایران می باشد، که در شمال شرقی اهواز، در استان خوزستان قرار دارد. طول این میدان ۳۹ کیلومتر و عرض آن ۴ کیلومتر است. ظرفیت تولید نفت خام این میدان به طور متوسط معادل ۹۱ هزار بشکه در روز است، که از طریق ۳۲ حلقه چاه فعال در دو سازند آسماری و گروه بنگستان تولید می شود. رخنمون سطحی این میدان از سازندهای آماجاری و بختیاری تشکیل شده است. همچنین ساختمان این

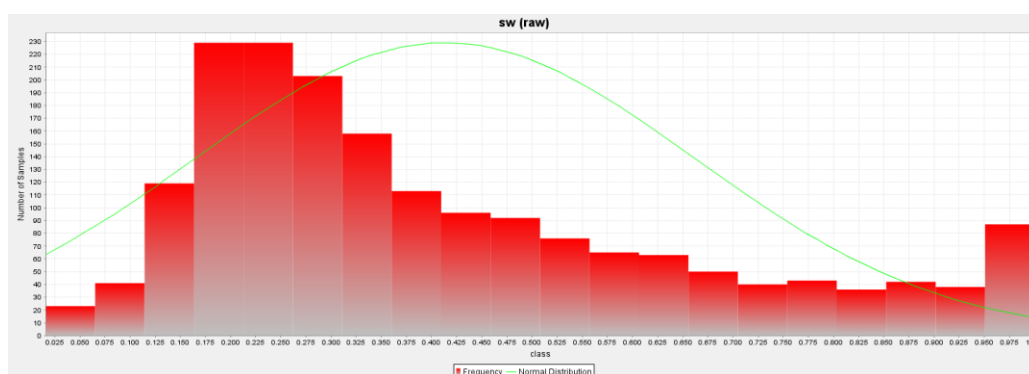
20- Stanford Geostatistical Management Software
21- Surpac
22- Compositing

18- Best Linear Unbiased Estimator
19- Estimation Variance



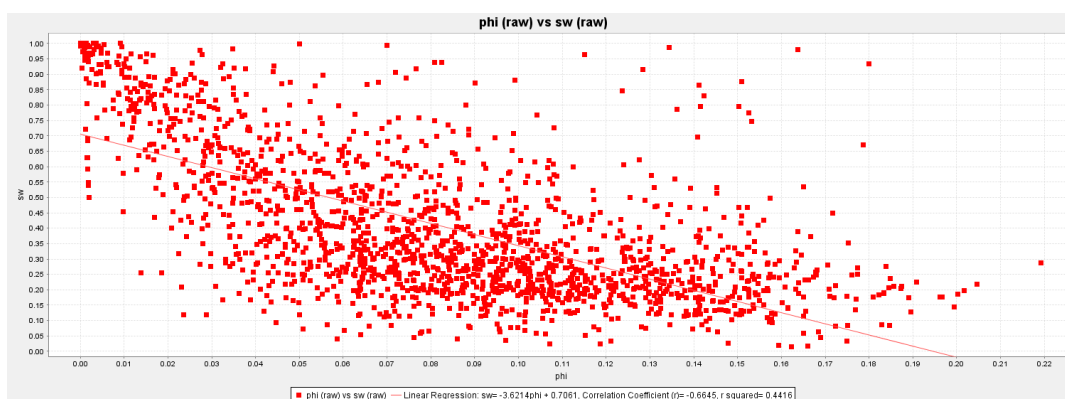
شکل ۱- نمودار هیستوگرام تخلخل.

Fig. 1. Porosity histogram.



شکل ۲- نمودار هیستوگرام اشباع آب.

Fig. 2. Water saturation histogram.



شکل ۳- نمودار همبستگی تخلخل و اشباع آب.

Fig. 3. Correlation chart of porosity and water saturation.

مدل واریوگرام‌های به دست آمده اعتبارسنجی^{۲۴} شد. پارامترهای اعتبارسنجی مدل واریوگرام‌ها در جدول ۳ نشان داده شده است. نتایج این اعتبارسنجی نشان داد که مدل های واریوگرام تئوری برازش شده، از اعتبار لازم برخوردار است.

با انجام عملیات واریوگرافی در جهات مختلف، تغییرپذیری فضایی پارامترهای تخلخل و اشباع آب مورد تحلیل قرار گرفت و پارامترهای بیضوی ناهمسان‌گردی^{۲۳} برای متغیرهای مذکور تعیین شد. پارامترهای واریوگرافی و بیضوی ناهمسان‌گردی تخلخل و اشباع آب در جدول ۲ و مدل‌های واریوگرام مربوطه در شکل‌های ۴ و ۵ ارائه شده است. برای اطمینان از صحت واریوگرافی تخلخل و اشباع آب،

جدول ۱- پارامترهای آماری داده‌ها.

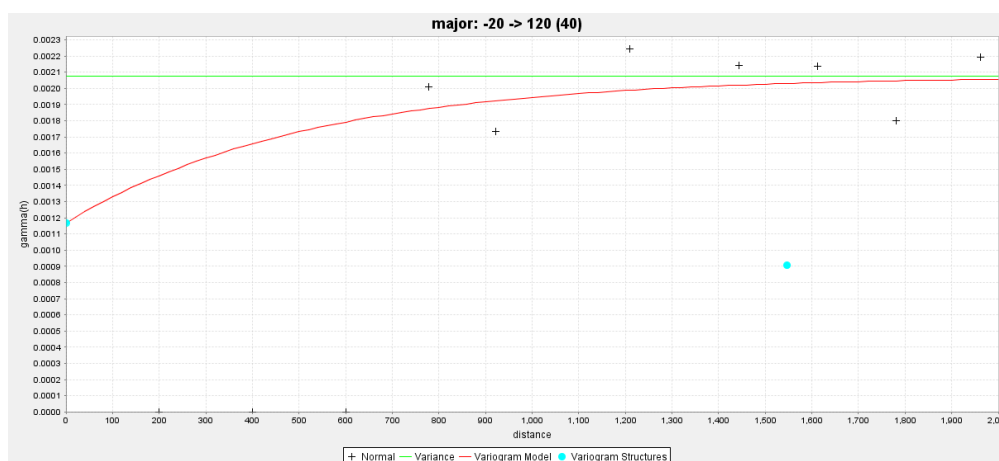
Table 1. Statistical data parameters.

Petrophysical Parameter	Number of data	Minimum (%)	Maximum (%)	Average (%)	Median (%)	Variance (%) ²	Standard deviation (%)	Skewness	Kurtosis
Porosity	1843	0	0.2193	0.0808	0.080	0.002	0.0455	0.128	2.341
Water saturation	1843	0.016	1	0.4133	0.335	0.061	0.2480	0.868	2.770

جدول ۲- پارامترهای واریوگرافی و بیضوی ناهمسان گردی تخلخل و اشباع آب.

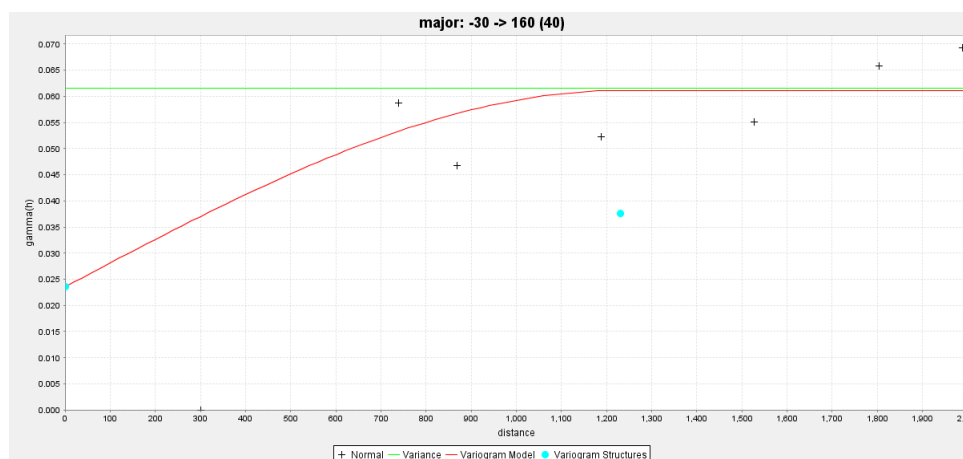
Table 2. Varianographic and ellipsoid parameters of porosity and water saturation anisotropy.

Petrophysical Parameter	Variogram Model	Variogram Range (m)	Variogram sill (%) ²	Nugget effect (%) ²	Azimuth (Degree)	Ellipsoid plunge	Dip angle (degree)	Ratio of anisotropy major/minor	Ratio of anisotropy major/semi
Porosity	Exponential	1547	0.0009	0.0011	150	20	-19.6	2.28	1.06
Water saturation	Spherical	773.3	0.0414	0.0203	167.5	28	9.2	1.97	1.13



شکل ۴- مدل واریوگرام تئوری برازش داده شده بر روی واریوگرام تجربی تخلخل.

Fig. 4. Theoretical variogram model fitted to the experimental variogram of porosity.



شکل ۵- مدل واریوگرام تئوری برازش داده شده بر روی واریوگرام تجربی اشباع آب.

Fig. 5. Theoretical variogram model fitted to the experimental variogram of water saturation.

جدول ۳- اعتبارسنجی واریوگرافی تخلخل و اشباع آب.

Table 3. Validation of porosity and water saturation variography.

Petrophysical Parameter	Number of data	Average of Error (%)	Variance of Error (%) ²	Standard Deviation of Error (%)	Skewness	Kurtosis	Kriging variance (%) ²	Error percentage within range $\pm 2S$
Porosity	1843	0.0003	0.0014	0.0379	-0.34	2.86	0.0013	95.01
Water saturation	1843	-0.0011	0.0238	0.1541	-0.56	0.48	0.0239	93.27

۳۰٪، به عنوان قیود تابع هدف، محدوده زون بهره‌ده در مخزن مشخص شده و تابع هدف و محل پیشنهادی حفاری بهینه صرفاً با در نظر گرفتن قیود مذکور و قیدهای مختصاتی جهت محدود کردن مرز مخزن پیشنهاد می‌گردد. با در نظر گرفتن مقادیر حدی، تابع هدف برای n بلوک قرار گرفته در یک راستای قائم براساس فرمول‌های زیر با هم جمع می‌شود:

اگر: $\Phi_i > 0.05, S_w < 0.7$ و

$$X_i = X_{i+1}, Y_i = Y_{i+1}, \text{ For } i = 1, 2, 3, \dots, n;$$

$$\text{آنگاه: } \text{Sum}F(\text{Cut off})_i = \sum_{i=1}^n F(\text{Cut off})_i$$

که در آن X و Y مختصات بلوک، n تعداد بلوک‌های قرار گرفته در یک راستای قائم و $F(\text{Cut off})$ تابع هدف با اعمال تخلخل بالای ۵٪ و اشباع آب زیر ۷۰٪.

تعیین محل حفر چاه‌های بهینه

محل بهینه چاه‌های حفاری با در نظر گرفتن دو رویکرد مختلف تعیین گردید. به گونه‌ای که چاه‌های توسعه‌ای در ماورای زون بهره‌ده اولیه (خارج از محدوده چاه‌های قبلی) به منظور گسترش محدوده مخزن و چاه‌های تکمیلی در داخل زون بهره‌ده (حداصل چاه‌های قبلی) به هدف کاهش خطا و واریانس تخمین در نظر گرفته شد. با توجه به شعاع تاثیر واریوگرام‌ها، هر چاه بهینه جدید به گونه‌ای تعیین محل شد تا در منطقه تاثیر چاه با اولویت قبلی قرار نگیرد.

نتایج

تعیین محل بهینه حفاری چاه‌های توسعه‌ای

ابتدا محدوده چاه‌های قدیمی در مدل بلوکی مشخص شد تا چاه توسعه‌ای در محلی خارج از محدوده مذکور پیشنهاد گردد. با توجه به این که واریانس تخمین در پیرامون محدوده به دلیل تراکم پایین داده‌های اکتشافی افزایش می‌یابد، لذا طبیعتاً چاه‌های توسعه‌ای در محدوده بیشینه واریانس یا خارج از محدوده چاه‌های پیشین تعیین محل می‌شوند. سپس با اعمال فرمول‌های فوق، محلی که تابع هدف آن بیشینه شود، به ترتیب برای تعیین مختصات ۵ مکان بهینه

مدل‌سازی مخزن و تخمین‌های زمین‌آماري پارامترهای

پتروفیزیکی

برای تخمین پارامترهای پتروفیزیکی در محدوده مخزن، با توجه به فاصله حفاری‌های موجود، ابتدا مدل بلوکی با ابعاد بلوکی $20 \times 20 \times 20$ متر در محدوده مخزن ساخته شد و پارامترهای موردنیاز در مدل بلوکی مذکور تعریف گردید. سپس پارامترهای تخلخل، اشباع آب، واریانس آن‌ها و تعداد نمونه‌ها در مدل بلوکی به روش کریجینگ معمولی^{۲۵} تخمین زده شد. برای تخمین مذکور از پارامترهای واریوگرام و بیضوی ناهمسان‌گردی (جدول ۲) استفاده شد. در نهایت، مدل بلوکی به مرز مورد تخمین محدود گردید تا محدوده دقیق مخزن مشخص شود. در شکل‌های ۶ و ۷ تغییرات تخلخل و اشباع آب تخمینی در مدل بلوکی نشان داده شده است.

تعریف تابع هدف به منظور بهینه‌سازی

در این مقاله، با تعریف یک تابع هدف، تغییرات این تابع به گونه‌ای در نظر گرفته می‌شود که منجر به بیشینه شدن تخلخل و اشباع هیدروکربن شود. ضمناً نقطه هدف در جایی در نظر گرفته شود که خطای تخمین و یا در واقع واریانس پارامترهای تخمین خورده بیشینه باشد. زیرا افزایش واریانس نشان‌دهنده کمبود اطلاعات و عدم قطعیت بالاتر بوده، لذا نقطه بهینه حفاری در مختصاتی پیشنهاد می‌گردد که تابع هدف در یک راستای قائم حداکثر گردد. فرمول تابع هدف در نظر گرفته شده به شکل زیر می‌باشد:

$$F = \Phi \times (1 - S_w) \times \sqrt{(KV_{\Phi} \times KV_{S_w})} \quad (3)$$

که در آن، Φ تخلخل، S_w اشباع آب، KV_{Φ} واریانس کریجینگ تخلخل و KV_{S_w} واریانس کریجینگ اشباع آب است. با در دست داشتن پارامترهای تخمینی، تابع هدف در مدل بلوکی محاسبه شد که در شکل ۸ تغییرات آن نشان داده شده است.

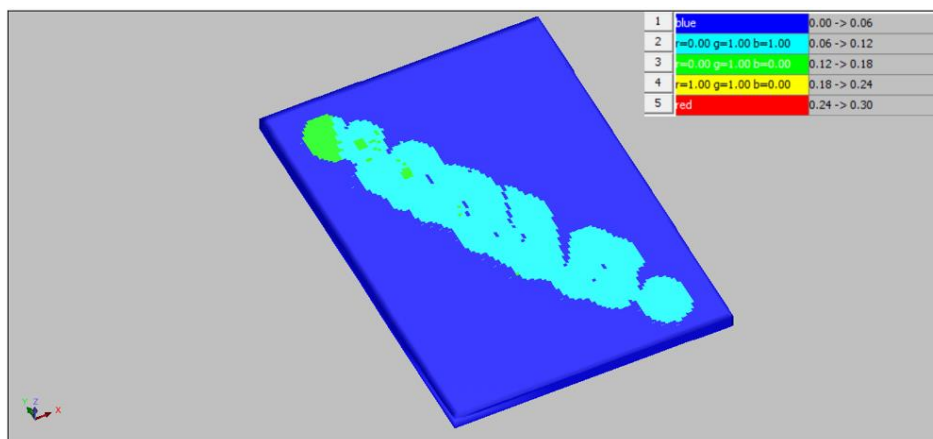
تفکیک زون بهره‌ده^{۲۶} در مدل بلوکی

با در نظر گرفتن مقادیر حدی^{۲۷} برای تخلخل (تخلخل بالای ۵٪) و اشباع آب (اشباع آب زیر ۷۰٪) و یا در واقع اشباع هیدروکربور بالای

به منظور تعیین محل حفاری‌های تکمیلی، محدوده چاه‌های قدیمی در مدل بلوکی مشخص شد تا چاه تکمیلی در داخل محدوده مذکور پیشنهاد گردد. سپس تابع هدف در این محدوده محاسبه و نقاط بیشینه تابع هدف در محدوده مابین حفاری‌های پیشین به دست آمد و ۵ محل بهینه حفاری به ترتیب اولویت پیشنهاد گردید. نتیجه این مرحله در شکل ۱۰ نشان داده شده است.

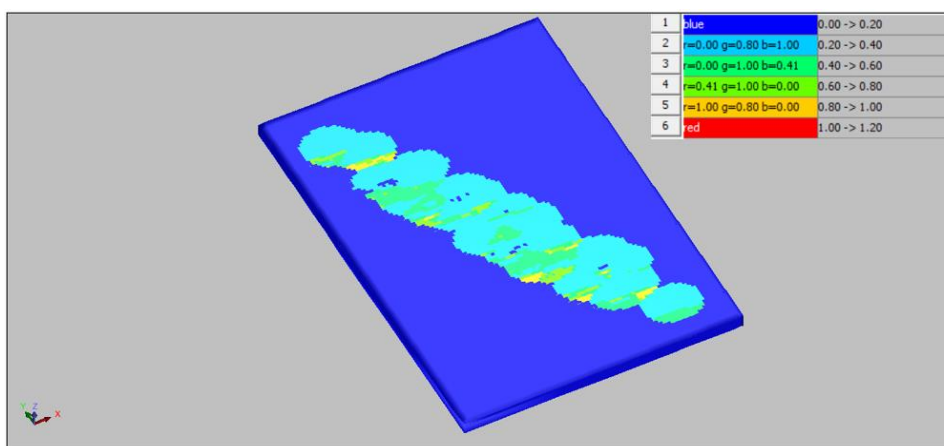
حفاری چاه توسعه‌ای به کار گرفته شد. مکان این ۵ چاه بهینه به همراه محل چاه‌های پیشین در شکل ۹ ارائه شده است. قابل ذکر است به دلیل محدودیت در معرفی میدان، از مختصات محلی استفاده شده و از نمایش شماره چاه‌های پیشین میدان خودداری شده است.

تعیین محل بهینه حفاری چاه‌های تکمیلی



شکل ۶- تغییرات تخلخل تخمین خورده در مدل بلوکی.

Fig. 6. Variation of estimated porosity in the block model.



شکل ۷- تغییرات اشباع آب تخمین خورده در مدل بلوکی.

Fig. 7. Variation of estimated water saturation in the block model.

شده است. حفاری‌های تکمیلی تاثیر قابل توجهی بر کاهش واریانس و خطای تخمین دارند و قادر خواهند بود تا سطح اعتماد به تخمین‌های انجام شده را افزایش دهند. برای محاسبه خطای هر یک از تخمین‌ها و بررسی تاثیر انجام حفاری‌های تکمیلی بر روی این خطا از فرمول ۵ استفاده شده است.

$$E(\%) = \frac{2 \times \sqrt{\text{Var}}}{Z^*} \times 100 \quad (5)$$

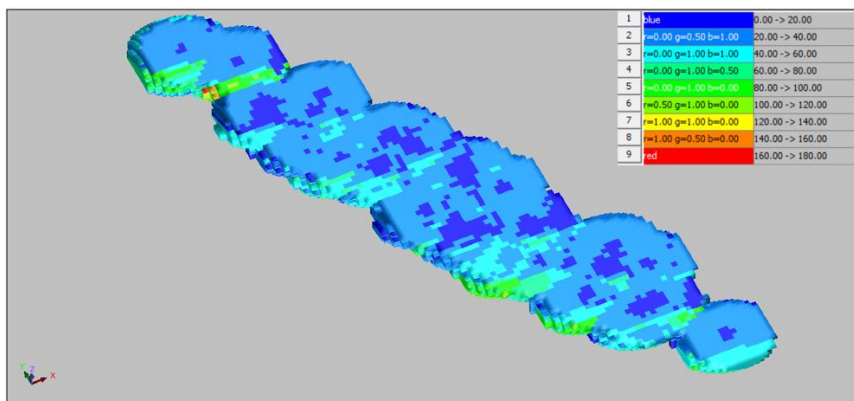
که در آن، E خطای تخمین پارامترها در سطح اعتماد ۹۵٪، Var واریانس تخمین و Z^* مقدار تخمین کریجینگ است. در

بحث

بعد از تعیین محل حفاری‌های بهینه در دو حالت توسعه‌ای و تکمیلی، لازم است تا تاثیر اضافه کردن هر یک از حفاری‌ها در تخمین و حجم ذخیره مخزن مورد ارزیابی قرار گیرد. حفاری‌های توسعه‌ای علاوه بر تاثیر در کاهش واریانس تخمین، اثر قابل توجهی بر افزایش زون بهره‌ده و حجم برجا و قابل تولید هیدروکربن دارد. در جدول ۴ تاثیر اضافه کردن هر یک از چاه‌های توسعه‌ای به ترتیب اولویت حفر در مقایسه با شبکه اولیه حفاری‌های موجود نشان داده

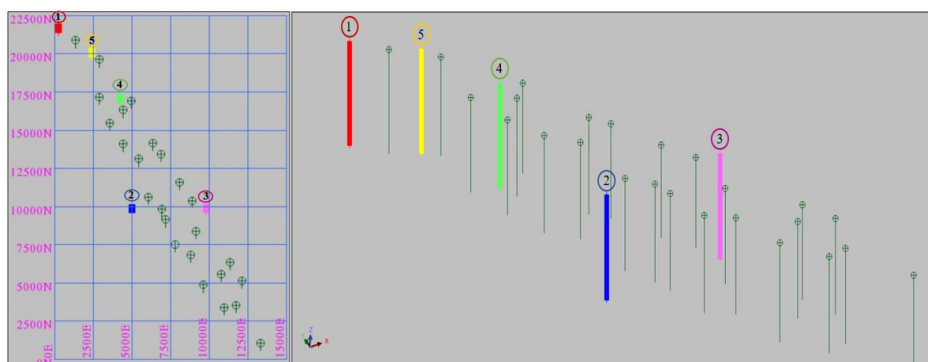
مدل بلوکی تعدیل یافته مجدداً تخمین خورده و با محاسبه تابع هدف در مرحله دوم، اولویت بعدی چاه‌های بهینه به صورت سلسله مراتبی پیشنهاد می‌گردد.

جدول ۵، تغییرات واریانس و خطای تخمین با انجام حفاری‌های تکمیلی به ترتیب اولویت حفر ارائه و با شرایط اولیه مقایسه شده است. در هر مرحله با محاسبه تابع هدف، یک حفاری جدید به شبکه حفاری قبلی اضافه و داده‌های آن با فرض حفر از مدل بلوکی استخراج و به عنوان داده حفاری جدید به مدل اضافه می‌شود سپس



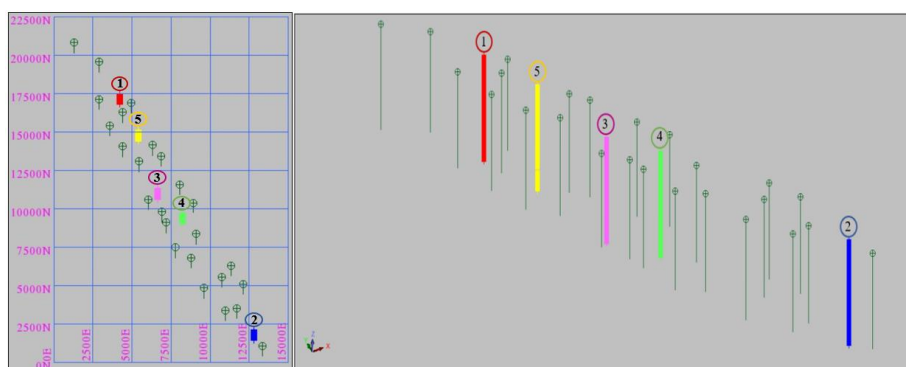
شکل ۸- تغییرات تابع هدف در مدل بلوکی محصور شده به محدوده مخزن.

Fig. 8. Variation of objective function in the block model confined to the reservoir constraint.



شکل ۹- پیشنهاد ۵ مکان بهینه حفاری برای چاه توسعه‌ای به ترتیب اولویت حفر در دو نمای افقی و قائم.

Fig. 9. Proposed 5 optimal drilling locations in priority for developmental wells in horizontal and vertical views.



شکل ۱۰- پیشنهاد ۵ مکان بهینه حفاری برای چاه تکمیلی به ترتیب اولویت حفر در دو نمای افقی و قائم.

Fig. 10. Proposed 5 optimal drilling locations in priority for complementary wells in horizontal and vertical views.

جدول ۴- تأثیر افزودن هر یک از چاه های توسعه‌ای.

Table 4. The impact of adding any of the developmental wells.

Developmental well	Porosity estimation variance	Water saturation estimation variance	Reservoir volume (Billion m ³)	Volume of in-situ hydrocarbon (Billion barrels)
Initial drilling grid	0.001316	0.065715	90.35	25.22
Add 1 well	0.001306	0.064981	96.83	28.04
Add 2 wells	0.001259	0.064305	100.17	29.66
Add 3 wells	0.001284	0.063691	102.90	30.98
Add 4 wells	0.001273	0.063196	103.30	31.40
Add 5 wells	0.001264	0.062673	103.85	31.86

جدول ۵- تأثیر افزودن هر یک از چاه های تکمیلی.

Table 5. The impact of adding any of the complementary wells.

Complementary wells	Porosity estimation variance	Average estimation error of Porosity (Relative standard deviation)	Water saturation estimation variance	Average estimation error of water saturation (Relative standard deviation)
Initial drilling grid	0.001187	61.31	0.062721	65.26
Add 1 well	0.001168	59.80	0.061854	64.59
Add 2 wells	0.001151	58.00	0.061217	64.82
Add 3 wells	0.001120	56.95	0.059781	64.41
Add 4 wells	0.001092	55.89	0.058580	63.78
Add 5 wells	0.001068	54.93	0.057532	63.40

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، طراحی بهینه محل حفاری چاه‌های نفت و گاز با استفاده از روش‌های زمین‌آماری به منظور اکتشافات تکمیلی و افزایش بهره‌دهی در یکی از میداين نفتی جنوب غرب ایران انجام گرفت. مدل‌سازی تغییرپذیری پارامترهای پتروفیزیکی مخزن نشان داد که همبستگی قوی منفی بین میزان تخلخل و اشباع آب وجود دارد و در این مخزن چنین می‌توان استنباط کرد که در مناطق با تخلخل بالا، اشباع هیدروکربن نیز غالباً افزایش می‌یابد و این نکته از محسّنات این میدان به شمار می‌رود.

عملیات واریوگرافی نشان داد که تغییرپذیری تخلخل از مدل واریوگرام نمایی و تغییرات اشباع آب از مدل واریوگرام کروی تبعیت می‌کند. بالا بودن اثر قطعه‌ای و تغییرات تناوبی واریوگرام تجربی دلالت بر تغییرپذیری نسبتاً شدید این پارامترها در مخزن مورد مطالعه حتی در فواصل نسبتاً کم دارد. این مسئله در دامنه نسبتاً کم واریوگرام‌های مدل شده نیز منعکس شده است. تخمین کریجینگ پارامترهای پتروفیزیکی در مدل بلوکی نشان می‌دهد که میزان

تخلخل در این مخزن در بازه ۰/۳ تا ۱۶/۲ درصد و میزان اشباع آب در بازه ۴/۶ تا ۱۰۰ درصد تغییر می‌کند. با در نظر گرفتن تابع هدف براساس بیشینه‌سازی تخلخل، اشباع هیدروکربن و واریانس آن‌ها، ۵ محل حفاری بهینه جهت چاه‌های توسعه‌ای و ۵ محل حفاری بهینه جهت چاه‌های تکمیلی پیشنهاد شده است. مزیت این تکنیک در مقایسه با سایر روش‌ها در تعیین محل حفاری‌ها این است که با کاهش خطای تخمین، محل حفاری‌های جدید را به صورت بهینه تعیین می‌نماید و باعث کاهش تعداد حفاری‌ها و هزینه‌های مرتبط با آن می‌گردد. این در حالی است که در روش‌های سنتی تعیین محل حفاری‌های جدید صرفاً براساس افزایش تراکم حفاری‌ها در یک شبکه منظم و نصف کردن فاصله بین حفاری‌ها بدون توجه به بهینه بودن محل حفاری‌ها انجام می‌شده است.

برآوردهای انجام شده نشان داده است که حفر چاه‌های مذکور به ترتیب اولویت پیشنهادی در مرحله توسعه‌ای قادر خواهد بود تا ذخیره هیدروکربن برجای مخزن را از ۲۵/۲۲ تا ۳۱/۸۵ میلیارد بشکه (۲۶/۳ درصد) افزایش دهد. هر چند تأثیر حفاری‌های توسعه‌ای بر کاهش واریانس تخمین زیاد نمی‌باشد، با این حال حفر این ۵

حفاری‌های تکمیلی صرفاً به منظور بالا بردن دقت تخمین و افزایش اعتماد به مدل ذخیره‌ی برآورد شده پیشنهاد می‌گردند که با لحاظ کردن این حفاری‌ها، واریانس و خطای تخمین به ترتیب برای تخلخل به میزان ۱۰ و ۱۰/۴ درصد و برای اشباع آب به میزان ۸/۳ و ۲/۹ درصد کاهش می‌یابد.

حلقه حفاری توسعه‌ای منجر به کاهش ۵/۸ درصدی در واریانس تخلخل و ۳/۸ درصدی در واریانس اشباع آب می‌گردد. قابل ذکر است که محل اولین چاه توسعه‌ای پیشنهادی در شمالی‌ترین بخش مخزن مشخص شده که نشان‌دهنده اهمیت این بخش از مخزن، جهت شروع عملیات گسترشی است.

منابع

- Aasum, Y., Kelkar M.G., Gupta S.P., 1991. An application of geostatistics and fractal geometry for reservoir characterization. *SPE Formation Evaluation* 6(1), 9-11.
- Aghajari, A., Sasaninia, N., 2017. Estimation of Porosity and Permeability by Using Geostatistical Methods in one of the OilFields SW of Iran. *Revista Publicando* 13, 236-248.
- Bourgoyne, A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S., 1986. *Applied Drilling Engineering*, p. 502.
- Chen, H., Feng, Q., Zhang, X., Wang, S., Zhou, W., Geng, Y., 2017. Well placement optimization using an analytical formula-based objective function and cat swarm optimization algorithm. *Petroleum Science and Engineering* 157, 1067-1083.
- Deusth, C.V., Journel, A.G., 1992. *GSLIB: Geostatistical software Library and users guide*. Oxford University Press, New York. p. 340.
- Deutsch, C.U., 2002. *Geostatistical Reservoir Modeling*, Oxford University Press, Oxford.
- Hamida, Z., Azizi, F., Saad, G., 2017. An efficient geometry-based optimization approach for well placement in oil fields. *Petroleum Science and Engineering* 149, 383-392.
- Hasanipak, A.A., 2010. *Geostatistics*. Third edition, Tehran University Press. (In Persian).
- Madani, H., 1994. *Basics of Geostatistics*, Amir Kabir University of Technology Publications. (In Persian).
- Mohammadi, H., Seifi, A., Foroud, T., 2012. A robust Kriging model for predicting accumulative outflow from a mature reservoir considering a new horizontal well. *Petroleum Science and Engineering* 82, 113-119.
- Mohseni, H., Rafiee, B., Behzad, R., Zahrab, Zadeh M., 2010. *3D Modeling of Carbonate Reservoirs Using Geostatistics, Stratigraphy and Sedimentology Research*. (In Persian).
- Nwachukwu, A., Jeong, H., Pyrcz, M., W.Lake, L., 2018. Fast evaluation of well placements in heterogeneous reservoir models using machine learning. *Petroleum Science and Engineering* 163, 463-475.
- Rahim, Sh., Li, Z., 2015. Well Placement Optimization with Geological Uncertainty Reduction. *IFAC-Papers on Line* 48, 57-62.
- Yeten, B., Gümrah, F., 2000. The use of fractal geostatistics and artificial neural networks for carbonate reservoir characterization. *Transport in Porous Media* 41(2), 173-953.

