



Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(December-January), Vol. 33, No. 132, 24-27
DOI: 10.22078/pr.2023.5185.3302

Proposing a New Approach for Horizontal Well Placement Optimization for Enhancing Oil Production

Sajjad Moradi, Mohammad Sharifi* and Reza Yousefzadeh

Department of Petroleum Engineering, AmirKabir University of Technology, Tehran, Iran

m_sharifi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2023.5185.3302

Received: July/18/2023

Accepted: October/14/2023

Introduction

Well placement plays a crucial role in field development, as it directly impacts production and drilling costs. Inefficient well placement can lead to decreased production and increased expenses. To optimize well location, an automatic framework is typically employed, involving multiple steps. Initially, the user selects or randomly determines the well's initial position. An optimization algorithm is then used to propose and evaluate new and improved well locations based on an objective function. This process continues until a predetermined stopping criterion is met. In this study, the particle swarm optimization algorithm is utilized to optimize the location of horizontal wells, considering operational limitations. To enhance efficiency and avoid coupling issues, the Ocean plugin is integrated into the Petrel software. In 2003, Yeten et al. employed the genetic algorithm as an optimizer and artificial neural networks to develop an alternative approach for optimizing the placement of horizontal wells [1]. In 2004, Badro and Kabir utilized the genetic algorithm as an optimizer and polytope and kriging functions as proxies to optimize the positioning of both horizontal and vertical injection wells [2]. In 2009, Onwanlu and Dorlofsky used the particle swarm optimization algorithm to optimize the location and trajectory of deviation wells [3]. They compared their method with genetic algorithm optimization on four different models, demonstrating the superior performance of the particle swarm optimization algorithm. In 2021, Lyu et al. optimized the trajectory of deviated and multi-branch wells using the fast marching method [4]. In 2022, Kiannejad et al.

employed deep learning techniques to determine the optimal location of horizontal wells [5].

Materials and Methods

Due to the increase in the number of design variables in horizontal wells and the proper performance of the particle swarm optimization algorithm, this algorithm was used as an optimizer in this research. There are also limitations in horizontal well drilling that should be considered in the design of the horizontal well path. Limitations including the minimum and maximum of the dogleg, the maximum of the horizontal departure of the well and determining the minimum of the horizontal departure of the well prevent the drilling of a deviated well instead of a horizontal well. Also, the net present value function was considered as the objective function of optimization.

To calculate the net present value, simulations are needed for different production scenarios. The desired relationship for calculating net present value is below [6,7]:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX \quad (1)$$

where T is the production time in years, months or days, r is the annual, monthly or daily discount rate, CAPEX is the initial costs of drilling and completing all wells, and CF_t is the cash flow at time t.

In the optimization of horizontal wells, the true depth (TD), the Landing Point (LP) and the Kick of Point (KOP) are optimized. Angle inclination rate is also obtained from trigonometric relations. The KOP modeling method is shown in Fig.1.

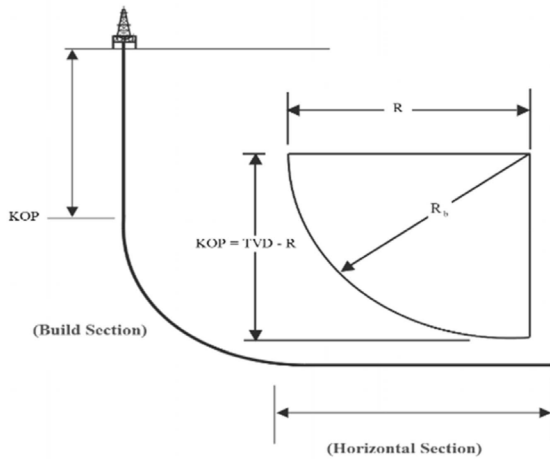


Fig. 1 Calculation of KOP.

To define KOP, the concept of radius of curvature is used, which is one of the most widely used concepts in well path design. According to this definition, KOP is obtained from subtracting of the TD from the well and the radius of curvature.

The radius of curvature is also obtained from the following relationship [8]:

$$R(ft) = \frac{100}{\frac{BG(deg/100ft)\pi}{180}} \quad (2)$$

In this equation, BG represents the Build Gradient in terms of degrees per 100 feet.

Considering the fact that in a horizontal well, the angle eventually reaches the vertical or 90 degrees, the radius of curvature is equal to the interval between KOP to LP or Heel. After obtaining the starting point of the horizontal section, the optimal end point and the minimum and maximum of the horizontal departure of the well are applied to design well path. Also, in case of designing a deviation well, it is necessary to determine the maximum interval between KOP and Lp. The method of calculating the drilling path of horizontal and diagonal wells is shown in Fig. 2.

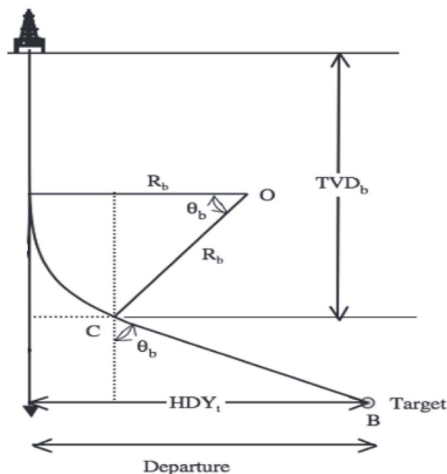


Fig. 2 the method of calculating the horizontal and deviated well drilling path [8].

Results and Discussion

In this section, the horizontal and vertical well placement for two heterogeneous artificial models and the benchmark PUNQ_S3 model optimized using the developed framework. The production scenario from all the wells also has a constant bottomhole pressure of 1000 psi and the fluid model is black oil.

Case A: Heterogeneous Synthetic Model 1

This reservoir model is divided into four parts with a total of 2500 grids and has varying permeability distribution of 10-15-20-50 across the different parts. The location of a horizontal well is optimized in this model, as shown in Fig. 3.

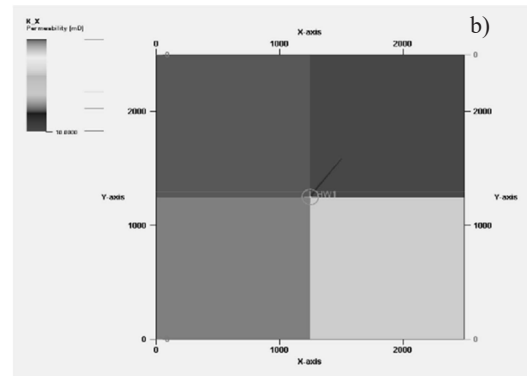
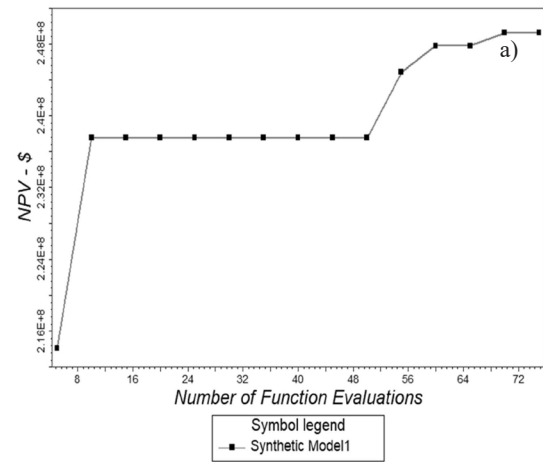


Fig. 3 a) NPV diagram, b) The optimal location of the horizontal well in model.

Case B: Heterogeneous Synthetic Model2

The geometry of this model is similar to the previous model, but in this model, the permeability distribution in the top three layers is equal to 50, the fourth layer's is 0.5, and the last layer's is 3 md. In this model, the location of a horizontal well was optimized by the developed framework, which is shown in Fig. 4.

Case C: benchmark model PUNQ-S3

This model is one of the benchmark heterogeneous models that has been investigated in many papers. The specifications of this model are given in the table below. More details of this model are also available in reference [9]. The optimized location of a horizontal well in this benchmark model can be observed in Fig. 5.

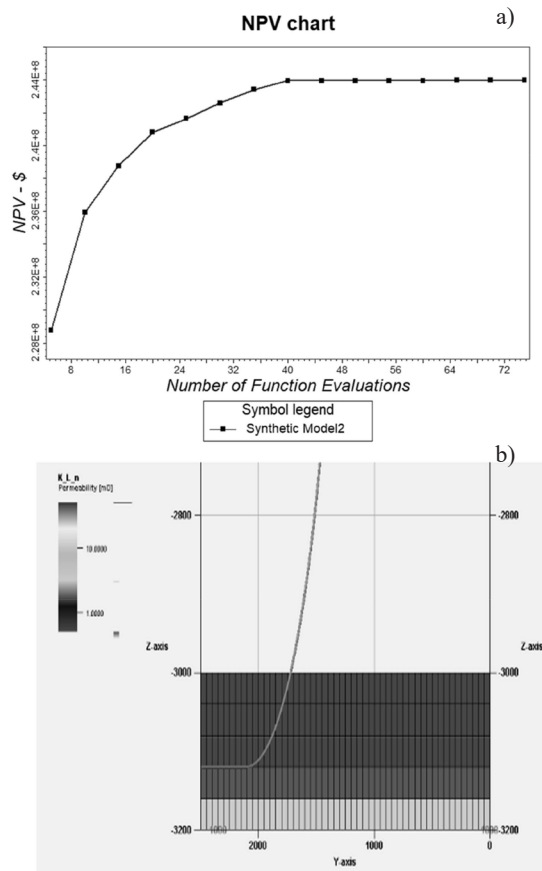


Fig. 4 a) NPV diagram b) The optimal location of the horizontal well in model.

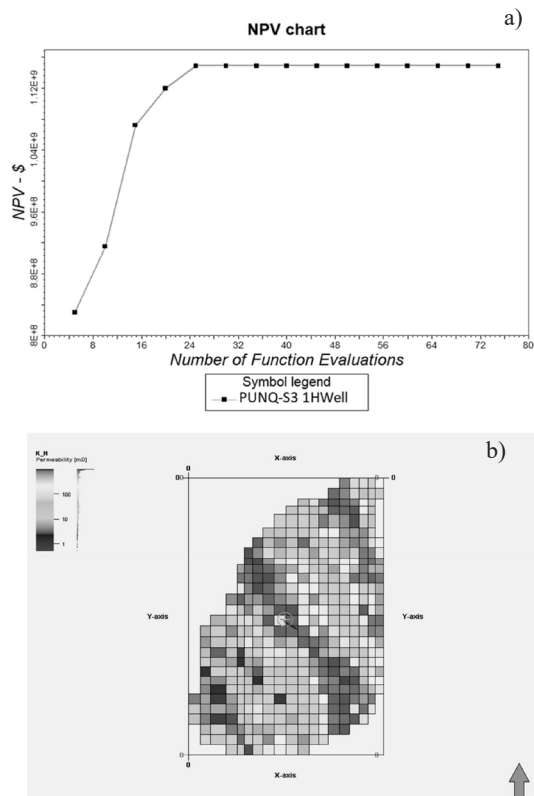


Fig. 5 a) NPV diagram b) The optimal location of the horizontal well in model.

Then another horizontal well from the same platform was added to the model. The optimal location of two horizontal wells and the comparison of the NPV diagram for both cases are shown in Fig. 6.

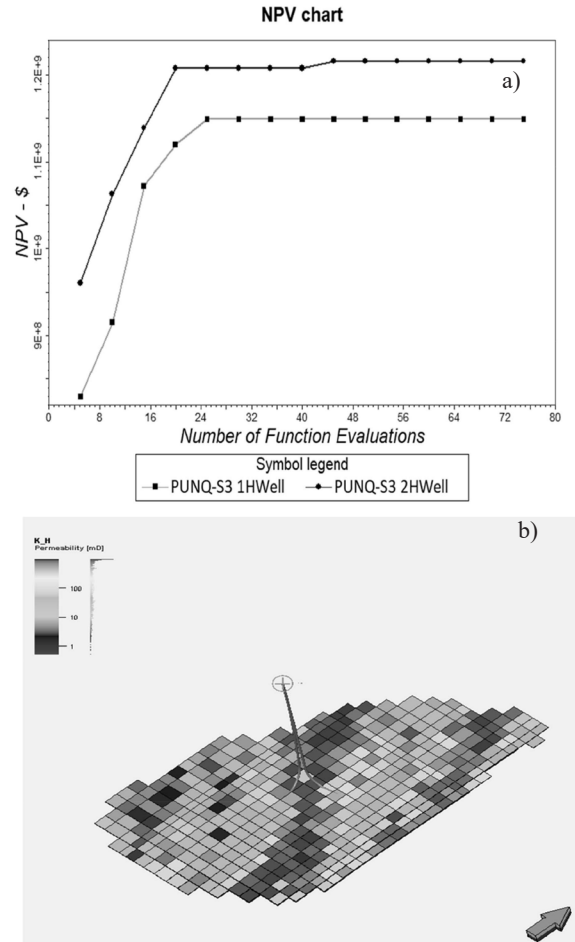


Fig. 6 a) Comparison of NPV diagram. b) The optimal location of two horizontal wells in model.

Conclusions

In this study, a comprehensive framework was developed using Petrel as the Ocean plugin, enabling users to optimize the placement of vertical, horizontal, and deviated wells across different models. Notably, the framework allows for easy comparison of results. From the analysis, several key conclusions were drawn:

- The PUNQ-S3 model, characterized by varying grid heights and an asymmetrical reservoir, demonstrated successful drilling of wells at appropriate depths and ranges.
- Unlike previous studies that focused solely on optimizing the well path or surface points, this novel approach considered the complete well scheme, optimizing key parameters such as the KOP point, x, y, z coordinates, and the Lp point while adhering to drilling constraints.
- Through benchmark and synthetic model investigations, the presented framework consistently yielded in-

creased NPV values by effectively navigating drilling limitations.

Overall, this research provides valuable insights into optimizing well placement and highlights the efficacy of the developed framework in enhancing economic returns in the oil and gas industry.

Nomenclatures

TD: True depth

KOP: Kick of point

LP: Landing point

NPV: Net Present Value

References

1. [1]. Yeten, B., Durlofsky, L. J., & Aziz, K. (2003). Optimization of nonconventional well type, location, and trajectory. *SPE Journal*, 8(03), 200-210, doi: 10.2118/86880-PA.
2. [2]. Badru, O., & Kabir, C. S. (2003, October). Well placement optimization in field development. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, doi.org/10.2118/84191-MS.
3. [3]. Onwunalu, J. E., & Durlofsky, L. J. (2011). A new well-pattern-optimization procedure for large-scale field development. *SPE journal*, 16(03), 594-607, doi: 10.2118/124364-PA.
4. [4]. Lyu, Z., Lei, Q., Yang, L., Heaney, C., Song, X., Salinas, P., & Pain, C. (2021). A novel approach to optimising well trajectory in heterogeneous reservoirs based on the fast-marching method, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 88, 103853, doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103853.
5. [5]. Kianinejad, A., Salehi, A., Darabi, H., Thavarajah, R., & Ruta, N. (2022, September). Optimal Horizontal Well Placement with Deep-Learning-Based Production Forecast in Unconventional Assets, In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, doi.org/10.2118/210177-MS.
6. [6]. Onwunalu, J. E., & Durlofsky, L. J. (2010). Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type, *Computational Geosciences*, 14, 183-198.
7. [7]. Ding, S., Jiang, H., Li, J., & Tang, G. (2014). Optimization of well placement by combination of a modified particle swarm optimization algorithm and quality map method, *Computational Geosciences*, 18, 747-762, doi: 10.1007/s10596-014-9422-2.
8. [8]. Azar and J. J. & Samuel G. R. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corporation.
9. [9]. "PUNQ-S3 MODEL", [Online]. Available: <https://www.coventry.ac.uk/contentassets/21d815453cff43a686f9f84596c2fac6/punqs3.zip>

ارائه روشی نوین برای بهینه‌سازی مکان چاه‌های افقی جهت بهبود برداشت نفت

سجاد مرادی، محمد شریفی* و رضا یوسف‌زاده

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۲۲

چکیده

جانمایی چاه‌ها یکی از مهم‌ترین مسائل در توسعه میادین است. به دلیل هزینه بالای حفر چاه‌ها و تاثیر مکان چاه بر روی تولید از مخزن، عدم حفر چاه در محل مناسب باعث کاهش تولید و افزایش هزینه‌ها می‌شود. در مکان‌یابی چاه‌های عمودی کافی است دو پارامتر x و y (مختصات سر چاهی) بهینه شوند اما در چاه‌های افقی یا انحرافی پارامتر z نیز باید وارد الگوریتم بهینه‌سازی شده، تعداد نقاط افزایش یافته و محدودیت‌های عملیاتی نیز باید در نظر گرفته شود که این نیز بر پیچیدگی مسئله و افزایش احتمال خطا می‌افزاید. در این پژوهش یک چارچوب اتوماتیک برای بهینه‌سازی مکان چاه افقی با در نظر گرفتن محدودیت‌های حفاری و براساس الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، کدنویسی شده است. تابع هدف به کار گرفته شده در این مطالعه، ارزش خالص فعلی است. در این چارچوب با توجه به محدودیت‌های عملیاتی و هندسه چاه، تعداد متغیرهای الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات مشخص می‌شود. سپس این الگوریتم، مقادیر پارامترها را به صورت تصادفی و با در نظر گرفتن محدودیت‌های مشخص، انتخاب کرده و وارد رویه بهینه‌سازی می‌کند. این کار تا زمان رسیدن به معیار توقف ادامه می‌یابد. مکان و مسیر چاه افقی برای دو مدل مصنوعی ناهمگن و یک مدل استاندارد، بهینه‌سازی شد. چارچوب ارائه شده توانست پارامترهای x, y, z و نقطه شروع و انتهای زاویه‌سازی را با رعایت محدودیت‌های حفاری تعیین شده توسط کاربر در انواع مختلف مدل‌های ناهمگن و استاندارد بهینه کند. در تمامی مدل‌های بررسی شده، ارزش خالص فعلی به طور میانگین، ۲۲٪ افزایش یافت. در مدل‌های با ناهمگنی بیشتر ارزش خالص فعلی، افزایش بیشتری را نسبت به مدل‌های همگن داشت.

کلمات کلیدی: توسعه میادین، چاه افقی، بهینه‌سازی ازدحام ذرات، ارزش خالص فعلی، محدودیت‌های حفاری

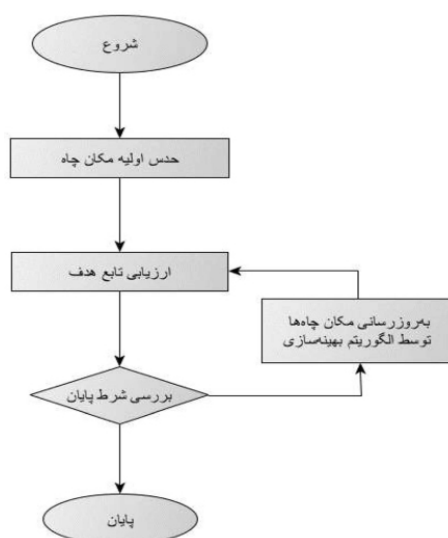
مقدمه

مناطق دنیا در نیمه دوم عمرشان، محققان و مهندسان عرصه صنعت نفت به دنبال روش‌هایی هستند که بتوانند با کمترین صرف زمان و هزینه، بیشترین تولید را از مخازن داشته باشند که به معنای تولید بهینه از مخزن است. عملکرد بهینه مخزن به شدت

با توجه به تقاضای روزافزون برای سوخت‌های فسیلی و قرارگیری میادین نفتی کشورمان و اکثر

عمودی شامل تنها مختصات سرچاهی (دو پارامتر x, y) است اما در چاه‌های افقی پارامتر z و نقاط ابتدایی و انتهایی زاویه‌سازی نیز وارد بهینه‌سازی می‌شوند. همچنین در مورد حفر چاه افقی محدودیت‌های عملیاتی برای زاویه‌سازی وجود دارد که باید در نظر گرفته شود. یتن و همکاران از الگوریتم ژنتیک به‌عنوان بهینه‌ساز و از شبکه‌های عصبی مصنوعی برای ساخت مدل جایگزین برای بهینه‌سازی مکان چاه‌های افقی، استفاده کردند [۲]. بدرو و کبیر مکان چاه‌های افقی و عمودی تزریقی را با استفاده از الگوریتم ژنتیک به‌عنوان بهینه‌ساز و توابع پلای توپ و کریجینگ به‌عنوان پروکسی بهینه کردند [۱]. توپاک و همکارانش مکان چاه‌های افقی و عمودی را به کمک الگوریتم ژنتیک، شبکه عصبی المان و نوروفازی سلسله مراتبی بهینه کردند. آن‌ها از نقشه‌های کیفیت نیز برای کاهش تعداد ارزیابی تابع هدف بهره گرفتند [۳]. مسچیو و همکارانش تعداد و محل چاه‌های تولیدی و تزریقی عمودی و افقی و همچنین شرایط تولید مانند دبی تولید و تزریق و لایه تکمیل شده را با استفاده از الگوریتم ژنتیک بهینه‌سازی کردند [۴]. انوانلو و دورلوفسکی با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، مکان و مسیر چاه‌های انحرافی را بهینه کردند.

به مکان و نوع چاه بستگی دارد. با توجه به این واقعیت که متغیرهای مهندسی و زمین‌شناسی موثر بر عملکرد مخزن علاوه بر رابطه غیرخطی، به زمان و فرآیند نیز وابسته هستند، مطمئناً تعیین مکان بهینه چاه نمی‌تواند براساس قضاوت شهودی باشد. از این رو، نیاز به یک ابزار بهینه‌سازی اتوماتیک وجود دارد. بهینه‌سازی می‌تواند به‌عنوان فرآیندی که کمینه یا بیشینه یک تابع را مشخص می‌کند، تعریف شود. در بهینه‌سازی مکان چاه، متغیرهای تصمیم‌گیری معمولاً مکان چاه‌ها و گاهی اوقات شرایط کنترلی چاه‌ها هستند. خروجی یا تابع هدف اغلب برحسب کل نفت بازیافت شده یا از نظر اقتصادی، ارزش خالص فعلی محاسبه می‌شود [۱]. بهینه‌سازی خودکار محل چاه برای تعیین بهینه‌ی سراسری به‌طور معمول شامل چند مرحله است. در این فرآیند با انتخاب کاربر یا به‌صورت تصادفی، موقعیت اولیه چاه مشخص می‌شود. سپس با کمک یک الگوریتم بهینه‌سازی، یک موقعیت جدید و بهبود یافته برای چاه پیشنهاد می‌شود و تابع هدف برای مکان جدید مورد بررسی قرار می‌گیرد. این مرحله تازمانی که یک معیار توقف از پیش تعیین شده برآورده شود، تکرار می‌شود. این رویه در شکل ۱ نشان داده شده است. بهینه‌سازی مکان چاه‌های



شکل ۱ نمودار جریان فرآیند بهینه‌سازی اتوماتیک چاه

اهمیت در نظر گرفتن محدودیت‌های حفاری را نادیده می‌گرفت. در حالی‌که در این رویکرد جدید، چارچوبی توسعه داده شده که با در نظر گرفتن محدودیت‌های حفاری و با استفاده از الگوریتم PSO، مکان چاه‌های افقی را بهینه می‌کند. برای توسعه این چارچوب از افزونه اوشن در نرم‌افزار پترل^۷ برای افزایش کارایی و حذف مشکلات مرتبط با ترکیب کردن شبیه‌سازها و زبان‌های برنامه‌نویسی استفاده شده است. با وارد کردن مدل مورد نظر و تعیین نوع چاه، کاربران می‌توانند به راحتی مکان و مسیر چاه‌های عمودی، افقی یا انحرافی را بهینه کنند. این افزونه همچنین امکان سفارشی‌سازی محدودیت‌های حفاری و پارامترهای مؤثر بر ارزش خالص فعلی^۸ را براساس مدل‌ها و شرایط عملیاتی مختلف می‌دهد. این مقاله در چهار بخش تنظیم شده است که با مقدمه و بررسی ادبیات شروع می‌شود. بخش ۲ الگوریتم بهینه‌سازی و روش تحقیق را مورد بحث قرار می‌دهد. بخش ۳ روش پیشنهادی را با استفاده از مدل‌های مصنوعی و استاندارد ارزیابی می‌کند. در نهایت، بخش ۴ خلاصه و نتیجه‌گیری از مطالعه را ارائه می‌دهد.

روش کار

با توجه به افزایش تعداد پارامترهای بهینه‌سازی در چاه افقی، الگوریتم PSO، مزایای مختلفی را ارائه می‌دهد. اول آنکه، امکان در نظر گرفتن چند هدف، مانند به حداکثر رساندن نرخ تولید و به حداقل رساندن هزینه‌های حفاری را به‌طور هم‌زمان فراهم می‌کند. دوم آنکه الگوریتم PSO از نظر محاسباتی کارآمد است و می‌تواند مسائل پیچیده بهینه‌سازی را با متغیرهای متعدد مدیریت کند.

آن‌ها روش پیشنهادی خود را برای ۴ مدل مختلف با نتایج حاصل از بهینه‌سازی با الگوریتم ژنتیک مقایسه کردند و برتری الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات را نسبت به الگوریتم ژنتیک نشان دادند [۵]. آتش‌نژاد و همکاران مسیر چاه افقی را با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات بهینه کردند. آن‌ها در این پژوهش از مفهوم شعاع انحنا برای تعریف مسیر چاه استفاده کردند [۶]. الدوساری و نصرآبادی از الگوریتم استعماری رقابتی برای بهینه‌سازی مکان چاه‌های افقی و عمودی استفاده کردند [۷]. کرکوندی و همکاران مکان چاه‌ها را براساس مدل جدید مبتنی بر سیستم استنتاج عصبی فازی تطبیقی^۱ بهینه کردند [۸]. رستمیان و همکاران در مطالعه‌ای، برای اولین بار، یک چارچوب برای بهینه‌سازی مکان انواع چاه، براساس الگوریتم ژنتیک مرتب‌سازی غیرمسلط^۲ با طرح جفت‌گیری مبتنی بر شباهت^۳ ارائه کردند [۹]. لیو و همکاران با استفاده از روش پیش روی سریع مسیر چاه‌های مورب و چند شاخه را بهینه‌سازی نمودند [۱۰]. کیان‌نژاد و همکاران از یکی از روش‌های یادگیری عمیق برای یافتن مکان بهینه چاه افقی استفاده کردند [۱۱]. در مطالعه‌ای، راجی و همکاران از الگوریتم بهینه‌سازی بیوه سیاه^۴ برای بهینه‌سازی مکان چاه استفاده کردند. آن‌ها این روش را با الگوریتم‌های متداول بهینه‌سازی ازدحام ذرات و ژنتیک مقایسه کردند و نشان دادند که الگوریتم BWO نسبتاً بهتر از سایرین عمل می‌کند و نتایج بهتری ارائه می‌دهد [۱۲]. دای و همکاران برای مکان‌یابی چاه‌های واسطه^۵ در مخازن با تراوایی بسیار پایین روش بهینه‌سازی جدیدی را براساس الگوریتم تجزیه و تسخیر^۶ ارائه کردند [۱۳]. این مطالعه یک رویکرد جدید برای بهینه‌سازی مکان چاه‌های افقی با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی فراابتکاری ازدحام ذرات ارائه می‌کند. در مطالعات پیشین در مورد توسعه مخزن، فرآیند بهینه‌سازی صرفاً بر روی مختصات سر چاه متمرکز بود و

1. Adaptive Neural Fuzzy Inference System (ANFIS)

2. Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA)

3. Similarity-based Mating Scheme

4. Black Widow Optimization (BWO)

5. Infill Wells

6. Divide-and-Conquer

7. Ocean Plugin for Petrel

8. Net Present Value

در سطح هزینه^۴ با یک سرعت مشخص حرکت می‌کند. سرعت و مکان ذره‌ها براساس بهترین جواب‌های محلی و سراسری به‌روزرسانی می‌شود. اگر بهترین جواب محلی به‌دست آمده تابع هزینه کمتری (بهینه‌تری) از هزینه بهترین جواب سراسری فعلی داشته باشد، در این صورت بهترین جواب محلی جایگزین بهترین جواب سراسری می‌شود. خلاصه‌ای از روابط مورد استفاده برای تعیین سرعت هر ذره و موقعیت جدید به شرح زیر است:

$$v_{i,j}(k+1) = \omega \times v_{i,j}(k) + c_1 \times r_{1,j}(\hat{y}_{i,j}(k) - x_{i,j}(k)) + c_2 \times r_{2,j}(y_j^*(k) - x_{i,j}(k)) \quad (۱)$$

$$x_i(k+1) = x_i(k) + v_i(k+1) \quad (۲)$$

که در آن v سرعت، i نشان‌دهنده ذره، k نشان‌دهنده تکرار، ω (ضریب اینرسی)، c_1 ضریب یادگیری شخصی و c_2 ضریب یادگیری جمعی یا وزن هستند. r_1 و r_2 اعداد تصادفی بین ۰ و ۱ هستند. $\hat{y}$ بهترین موقعیت یافت شده توسط ذره است (P_{best}). y^* بهترین موقعیت یافت شده توسط همه ذرات است (G_{best}) و x موقعیت ذره است [۱۶]. مراحل بهینه‌سازی از طریق این روش به‌طور خلاصه در شکل ۲ نشان داده شده است.

ارزش خالص فعلی

در این پژوهش تابع ارزش خالص فعلی به‌عنوان تابع هدف در نظر گرفته شد. برای محاسبه ارزش خالص فعلی نیاز به شبیه‌سازی برای شرایط مختلف تولید از چاه وجود دارد. رابطه مورد نظر برای محاسبه ارزش خالص فعلی به‌صورت زیر است [۵ و ۱۷]:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX \quad (۳)$$

که در آن T کل زمان تولید برحسب سال، ماه یا روز، r نرخ تنزیل سالیانه، ماهیانه یا روزانه، $CAPEX$ هزینه‌های اولیه حفاری و تکمیل همه چاه‌ها و CF_t جریان نقدینگی در زمان t است.

سوم آنکه قابلیت جستجوی سراسری^۱ را فراهم می‌کند و تضمین می‌کند که پاسخ‌ها در بهینه‌های محلی خود محدود نمی‌شوند. در نهایت، الگوریتم PSO انعطاف‌پذیر است و می‌تواند به سادگی با سایر تکنیک‌های بهینه‌سازی ادغام شود تا عملکرد کلی فرآیند بهینه‌سازی مکان چاه را افزایش دهد. یک مطالعه جامع در مورد بهینه‌سازی مکان چاه نشان داد که از بین ۱۲۲ پروژه تحقیقاتی، الگوریتم PSO در ۳۵ مورد استفاده شده است. این نرخ پذیرش قابل توجه، PSO را به‌عنوان یک الگوریتم بهینه‌سازی قابل اعتماد در میان محققان در این زمینه معرفی می‌کند [۱۴]. با این حال شایان ذکر است که هدف اصلی این پژوهش، در نظر گرفتن محدودیت‌های حفاری در فرآیند بهینه‌سازی است و امکان‌پذیری حفر چاه افقی بهینه‌شده را از نظر محدودیت‌های عملیاتی نیز بررسی می‌کند. محدودیت‌هایی از جمله: کمینه و بیشینه میزان زاویه‌سازی^۲، حداکثر طول بخش افقی چاه و تعیین حداقل طول بخش افقی چاه برای جلوگیری از حفر چاه عمودی به جای چاه افقی.

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات توسط کندی و ابرهات [۱۵] براساس رفتار ازدحامی حیواناتی مانند ماهی و پرندگان در طبیعت ایجاد شد. مجموع ذرات در هر تغییر، یک دسته^۳ (گروه) نامیده می‌شود. موقعیت هر یک از ذرات مطابق با برازندگی خود ذره و موقعیت آن نسبت به سایر ذرات گروه سنجیده می‌شود. سپس با استفاده از ترکیب اطلاعات محل فعلی خود و بهترین محلی که تاکنون در آن بوده است و همچنین اطلاعات یک یا چند ذره از بهترین ذرات موجود در جمع، جهتی را برای حرکت انتخاب می‌نماید. همه ذرات جهتی را انتخاب کرده و حرکت می‌کنند و پس از انجام حرکت، یک مرحله از الگوریتم به اتمام می‌رسد. این مراحل تازمانی‌که بهترین جواب به‌دست آید تکرار می‌شوند. هر ذره

1. Global Optimization

2. Dogleg Severity

3. Swarm

4. Cost Surface

که در این رابطه نیز P_w هزینه آب تولیدی و Q_i حجم آب تولیدی را نشان می‌دهد. در **جدول ۱** مقادیر مفروض مورد استفاده برای پارامترهای اقتصادی مورد نیاز تابع هدف آورده شده است. البته این مقادیر با توجه به خصوصیات نفت و گاز مربوط به هر میدان و نوع تکمیل چاه، می‌تواند متغیر باشد که کاربر می‌تواند در افزونه توسعه داده شده مقادیر را به‌روزرسانی کند.

جدول ۱ پارامترهای اقتصادی مورد نیاز برای محاسبه تابع هدف

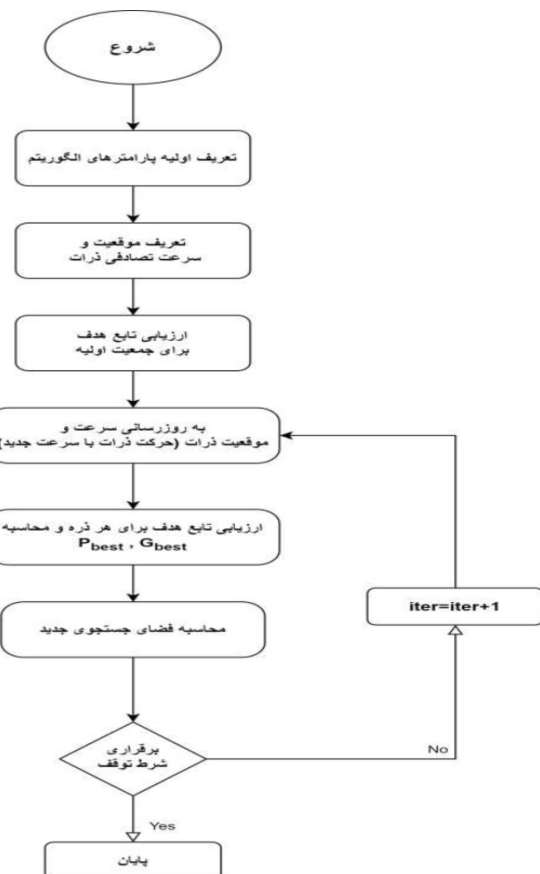
پارامتر	مقدار
قیمت نفت (STB/\$)	۶۰
قیمت گاز (1000ft ³ /S)	۳
هزینه تولید آب (STB/\$)	۳
هزینه حفر چاه (STB/\$)	۱۰۰۰
هزینه تکمیل هر چاه (\$)	۵×۱۰ ^۶
نرخ تنزیل سالیانه	۰/۱

طراحی مسیر چاه با در نظر گرفتن محدودیت‌های حفاری

در بهینه‌سازی چاه‌های افقی، نقطه انتهایی^۱، نقطه شروع بخش افقی^۲ و نقطه شروع زاویه‌سازی^۳، مورد بهینه‌سازی قرار می‌گیرد. نرخ زاویه‌سازی نیز از روابط مثلثاتی به‌دست می‌آید. نحوه مدل‌سازی KOP در **شکل ۳** نشان داده شده است. برای تعریف KOP از مفهوم شعاع انحنای که یکی از پرکاربردترین مفاهیم در طراحی مسیر چاه است، استفاده شده است. طبق این تعریف، KOP از اختلاف عمق واقعی چاه و شعاع انحنای به‌دست می‌آید. شعاع انحنای نیز از رابطه زیر به‌دست می‌آید [۱۸]:

$$R(ft) = \frac{100}{\frac{BG(^{\circ}/100ft)\pi}{180}} \quad (۸)$$

که در این رابطه BG بیانگر زاویه ایجاد شده برحسب ° بر ۱۰۰ ft است. با توجه به اینکه در



شکل ۲ نمودار جریان الگوریتم ازدحام ذرات

مقدار هزینه‌های اولیه از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$CAPEX = \sum_{n=1}^{N_{well}} [C_{comp} + L_w^{main} C_{drill}^{main} + L_{res} C_{drill}^{res}] \quad (۴)$$

که N_{well} در آن تعداد کل چاه‌های جدید، C_{comp} هزینه تکمیل هر چاه (\$)، C_{drill} هزینه حفاری مسیر اصلی چاه (ft/\$)، C_{drill}^{res} هزینه حفاری در مخزن (ft/\$) و L_{res} طول ناحیه مخزنی (ft) است. جریان نقدینگی شامل اختلاف درآمدها و هزینه‌ها در بازه زمانی t است که از رابطه زیر به‌دست می‌آید:

$$CF_t = R_t - E_t \quad (۵)$$

که R و E در این رابطه به‌ترتیب بیانگر درآمدها و هزینه‌ها می‌باشند که از رابطه‌های زیر قابل محاسبه هستند:

$$R_t = P_{oil} Q_t^{oil} + P_{gas} Q_t^{gas} \quad (۶)$$

که در آن P_{oil} و P_{gas} بیانگر قیمت نفت (STB/\$) و گاز (MSCF/\$) بوده و Q^{oil} و Q^{gas} بیانگر حجم تولیدی نفت و گاز در زمان t می‌باشند.

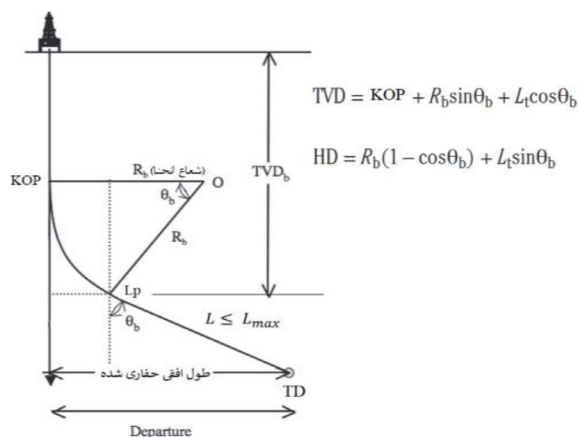
$$E_t = P_w^p Q_t^{w.p} \quad (۷)$$

1. True Depth (TD)
2. Landing Point (LP)
3. Kick of Point

بهینه‌سازی شده و نتایج ارائه می‌شود. شرایط تولید از همه چاه‌ها نیز فشار ته‌چاهی ثابت psi ۱۰۰۰ و مدل سیال نیز نفت سیاه است.

مدل مصنوعی ناهمگن شماره ۱

این مدل دارای ۲۵۰۰ سلول است و توزیع تراوایی در بخش‌های مختلف مخزن متفاوت است. مشخصات این مدل در **جدول ۲** موجود است. در این مدل مکان یک چاه افقی مورد بهینه‌سازی قرار گرفت که نتیجه آن در **شکل ۵** نشان داده شده است. همان‌گونه که در **شکل ۵** مشخص است بخش افقی چاه به سمت مناطق با تراوایی بیشتر حفر شده است که از دید مهندسی نیز بهترین حالت به نظر می‌رسد. نمودار NPV، نیز در این مدل افزایش یافته است.

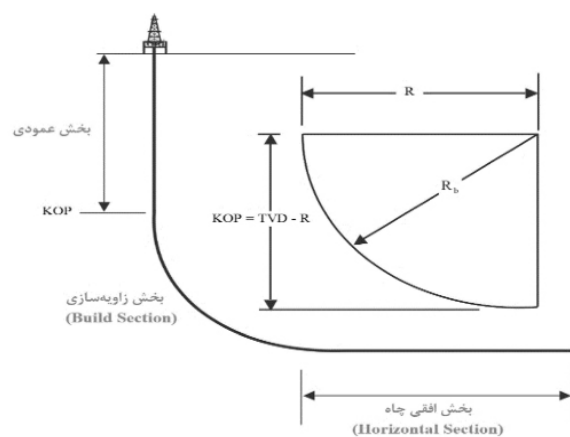


شکل ۴ نحوه محاسبه مسیر حفر چاه افقی و مورب

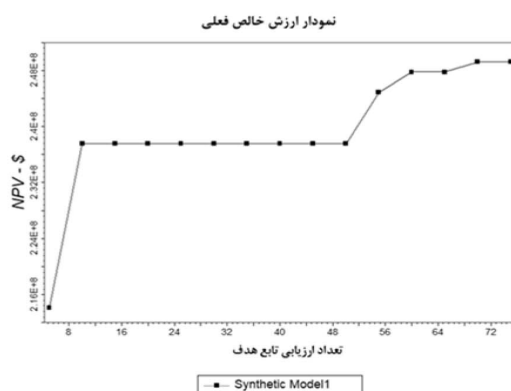
چاه افقی زاویه در نهایت به قائمه یا همان ۹۰° می‌رسد، مقدار شعاع انحنا برابر با فاصله‌ی KOP تا LP یا همان Heel است. پس از به‌دست آوردن نقطه شروع بخش افقی کافی است که با توجه به نقطه بهینه پایانی و حداقل و حداکثر طول بخش افقی چاه مسیر طراحی شود. همچنین در صورت طراحی چاه انحرافی لازم است حداکثر فاصله بین KOP و LP نیز مشخص شود. نحوه محاسبه مسیر حفر چاه‌های افقی و مورب در **شکل ۴** نشان داده شده است.

ارزیابی روش کار

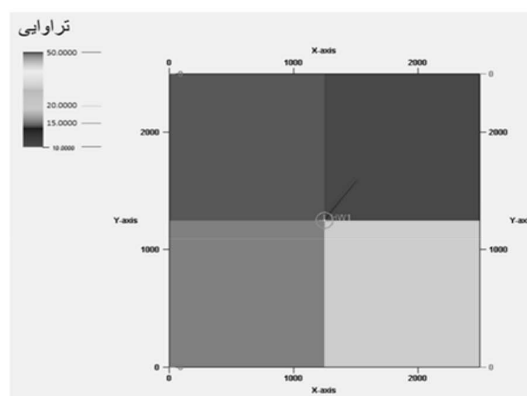
در این بخش مکان چاه افقی و عمودی برای دو مدل مصنوعی ناهمگن و مدل استاندارد PUNQ_ S3 با استفاده از چارچوب توسعه داده شده،



شکل ۳ نحوه محاسبه KOP



ب



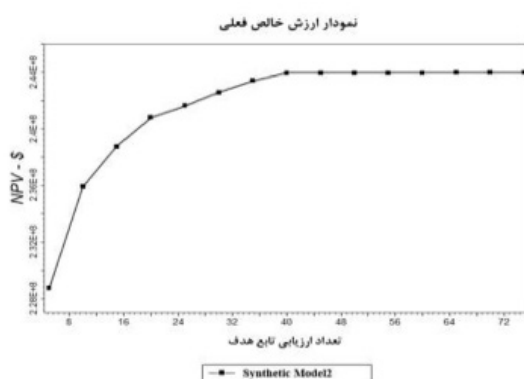
الف

شکل ۵ الف) مکان بهینه چاه افقی در مدل ب) نمودار NPV

مشاهده می‌شود، بخش افقی چاه در عمیق ترین لایه با تراوایی بیشتر حفر شده است. با توجه به تکمیل چاه در تمام بخش‌های مخزنی در این حالت بیشترین میزان تولید از مخزن صورت می‌گیرد. در این مدل، بهینه‌ساز توانسته مقدار ارزش خالص فعلی را حدود ۱۵ میلیون دلار یا ۷٪ نسبت به حدس اولیه، افزایش دهد.

مدل استاندارد PUNQ-S3

این مدل یکی از مدل‌های استاندارد ناهمگن است که در بسیاری از تحقیقات مورد بررسی قرار گرفته است. مشخصات این مدل در **جدول ۴** آورده شده است. برای جزئیات بیشتر مدل به مرجع مربوط مراجعه شود [۱۹]. توزیع تراوایی و اشباع در مدل نیز در **شکل ۷** نشان داده شده است. مکان یک چاه افقی در این مدل استاندارد بهینه شد که نتیجه حاصل از خروجی بهینه‌ساز، در **شکل ۸** نشان داده شده است. نمودار ارزش خالص فعلی این مدل نیز در **شکل ۸** آورده شده است. سپس یک چاه افقی دیگر از همان پلتفرم به مدل اضافه شد. خروجی حاصل از بهینه‌سازی مکان دو چاه افقی در **شکل ۹** نشان داده شده است. نتایج مربوط به مقادیر NPV حالت دو چاه و تک چاه در **شکل ۱۰** با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همچنین کل زمان مورد نیاز برای تعیین مکان بهینه چاه افقی مربوط به هر دو حالت در **جدول ۵** گزارش شده است.



ب

شکل ۶ الف) مکان بهینه چاه افقی در مدل ب) نمودار NPV

جدول ۲ مشخصات مدل مصنوعی ناهمگن شماره ۱

ویژگی	مقدار
طول در جهت x (ft)	۲۵۰۰
طول در جهت y (ft)	۲۵۰۰
تراوایی در جهت x (mD)	۵۰-۲۰-۱۵-۱۰
تراوایی در جهت y (mD)	۵۰-۲۰-۱۵-۱۰
تراوایی در جهت z (mD)	۲۰
تخلخل	۲۰٪

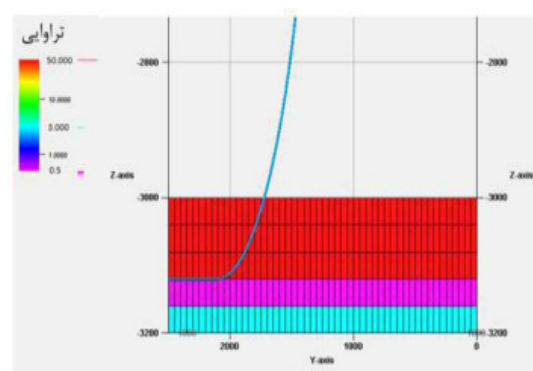
مدل مصنوعی ناهمگن شماره ۲

هندسه این مدل نیز مشابه مدل قبلی بوده با این تفاوت که در این مدل توزیع تراوایی در لایه‌های مختلف مخزن متفاوت است و بهینه‌سازی پارامتر Z مورد صحت سنجی قرار می‌گیرد. مشخصات مربوط به تراوایی این مدل در **جدول ۳** آمده است.

جدول ۳ مشخصات مربوط به تراوایی مدل مصنوعی ناهمگن شماره ۲

ویژگی	مقدار
تراوایی لایه ۱ و ۲ (mD)	۵۰
تراوایی لایه ۴ (mD)	۰/۵
تراوایی لایه ۵ (mD)	۳
تراوایی در راستای عمودی (mD)	۰/۱ × تراوایی در راستای افقی

در این مدل مکان یک چاه افقی توسط چارچوب توسعه داده شده بهینه‌سازی شد که در **شکل ۶** نشان داده شده است. همان‌گونه که در **شکل ۶**

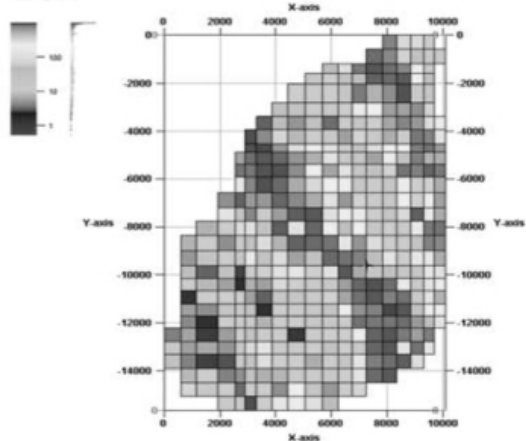


الف

جدول ۴ مشخصات مدل PUNQ-S3

مقدار				ویژگی
۱۹*۲۸*۵ (۲۶۶۰)				تعداد کل سلول‌های مخزن
۱۷۶۱				تعداد سلول‌های فعال
واحد	۴	۲	۵ و ۳، ۱	لایه‌ها
mD	۰/۱ - ۵۰۰	۰/۱ - ۲۰۰	۰/۱ - ۱۰۰۰	تراوایی افقی
mD	۰/۱ - ۱۰۰	۰/۱ - ۵۰	۰/۱ - ۵۰۰	تراوایی عمودی
-	۰/۰۱ - ۰/۲۲	۰/۰۱ - ۰/۱۷	۰/۰۱ - ۰/۳۰	تخلخل

تراوایی

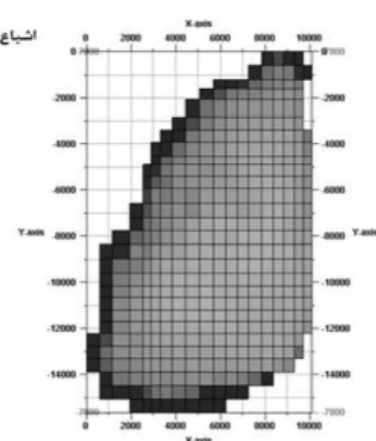


ب

اشباع



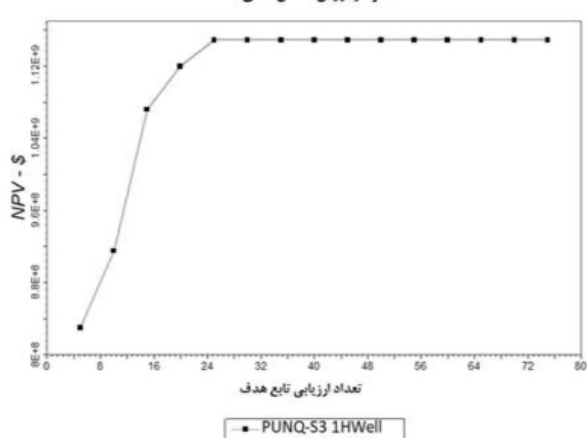
اشباع نفت



الف

شکل ۷ الف) توزیع اشباع ب) توزیع تراوایی در مدل PUNQ-S3.

نمودار ارزش خالص فعلی

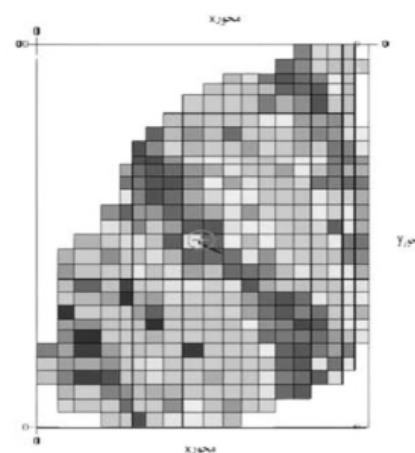


ب

تراوایی

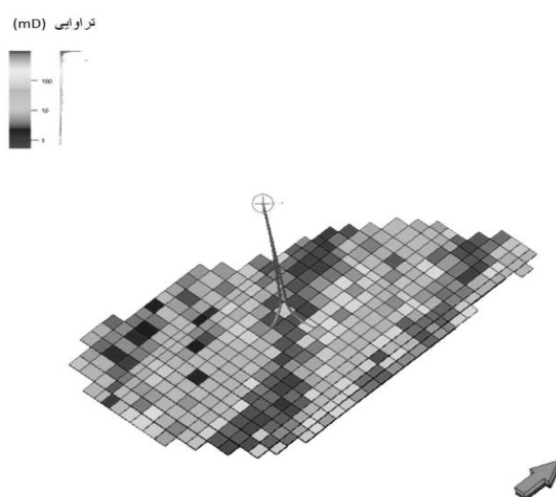
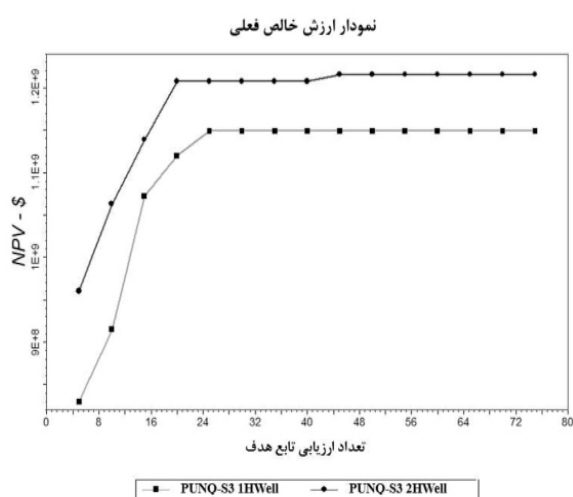


محور x



الف

شکل ۸ الف) مکان بهینه چاه افقی و ب) نمودار NPV



شکل ۱۰ مقایسه نمودارهای NPV مربوط به دو حالت تک چاه (مربع) و دو چاه افقی (دایره) در مدل PUNQ-S3

شکل ۹ مکان بهینه دو چاه افقی در مدل PUNQ-S3 از نمای جانبی

جدول ۵ کل زمان بهینه‌سازی مربوط به هر دو حالت تک چاه و دو چاه در مدل PUNQ-S3

مقدار	مدل
۳۵۹۴۰۹ ms	PUNQ-S3 (تک چاه افقی)
۴۱۰۲۸۱ ms	PUNQ-S3 (دو چاه افقی)

مراجع

- [1]. Badru, O., & Kabir, C. S. (2003). Well placement optimization in field development. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, doi.org/10.2118/84191-MS.
- [2]. Yeten, B., Durlafsky, L. J., & Aziz, K. (2003). Optimization of nonconventional well type, location, and trajectory, SPE Journal, 8(03), 200-210, doi: 10.2118/86880-PA.
- [3]. Tupac, Y. J., Faletti, L., Pacheco, M. A. C., & Vellasco, M. M. B. R. (2007). Evolutionary optimization of oilfield development, In SPE Digital Energy Conference and Exhibition, SPE-107552, doi.org/10.2118/107552-MS.
- [4]. Maschio, C., Nakajima, L., & Schiozer, D. J. (2008). Production strategy optimization using genetic algorithm and quality map, In SPE Europec Featured at EAGE Conference and Exhibition?, SPE-113483, doi.org/10.2118/113483-MS.
- [5]. Onwunali, J. E., & Durlafsky, L. J. (2010). Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type, Computational Geosciences, 14, 183-198, doi: 10.1007/s10596-009-9142-1.
- [6]. Atashnezhad, A., Wood, D. A., Fereidounpour, A., & Khosravanian, R. (2014). Designing and optimizing deviated wellbore trajectories using novel particle swarm algorithms, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 21, 1184-1204, doi.org/10.1016/j.jngse.2014.05.029.
- [7]. Al Dossary, M. A., & Nasrabadi, H. (2016). Well placement optimization using imperialist competitive algorithm, Journal of Petroleum Science and Engineering, 147, 237-248., doi: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.017.
- [8]. Karkevandi-Talkhooncheh, A., Sharifi, M., & Ahmadi, M. (2018). Application of hybrid adaptive neuro-fuzzy inference system in well placement optimization, Journal of Petroleum Science and Engineering, 166, 924-947, doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.050.
- [9]. Roostamian, A., Jamshidi, S., & Zirbes, E. (2019). The development of a novel multi-objective optimization framework for non-vertical well placement based on a modified non-dominated sorting genetic algorithm-II, Computational Geosciences, 23, 1065-1085, doi: 10.1007/s10596-019-09863-2.
- [10]. Lyu, Z., Lei, Q., Yang, L., Heaney, C., Song, X., Salinas, P., & Pain, C. (2021). A novel approach to optimising well trajectory in heterogeneous reservoirs based on the fast-marching method, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 88, 103853, doi: 10.1016/j.jngse.2021.103853.

- [11]. Kianinejad, A., Salehi, A., Darabi, H., Thavarajah, R., & Ruta, N. (2022). Optimal horizontal well placement with deep-learning-based production forecast in unconventional assets, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro.
- [12]. Raji, S., Dehnamaki, A., Somee, B., & Mahdiani, M. R. (2022). A new approach in well placement optimization using metaheuristic algorithms, Journal of Petroleum Science and Engineering, 215, 110640., doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110640>.
- [13]. Dai, Q., Zhang, L., Zhang, K., Chen, G., Ma, X., Wang, J., & Yang, Y. (2023). An efficient infill well placement optimization approach for extra-low permeability reservoir, Journal of Energy Resources Technology, 145(3), 033001, doi.org/10.1115/1.4055198.
- [14]. Mahmood, H. A., & Al-Fatlawi, O. (2022). Well placement optimization: A review, In AIP Conference Proceedings, 2443, 1, AIP Publishing, doi: 10.1063/5.0091904.
- [15]. Eberhart, R., & Kennedy, J. (1995), Particle swarm optimization. In Proceedings of the IEEE international conference on neural networks, 4, 1942-1948.
- [16]. Yang, X. S. (2010). Engineering optimization: an introduction with metaheuristic applications, John Wiley & Sons.
- [17]. Ding, S., Jiang, H., Li, J., & Tang, G. (2014). Optimization of well placement by combination of a modified particle swarm optimization algorithm and quality map method, Computational Geosciences, 18, 747-762, doi: 10.1007/s10596-014-9422-2.
- [18]. Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). Drilling Engineering Pennwell Corporation. Tulsa, OK.
- [19]. PUNQ-S3 MODEL, [Online]. Available: <https://www.coventry.ac.uk/contentassets/21d815453cf-f43a686f9f84596c2fac6/punqs3.zip>.