



Optimization of the Injected Gas Dynamically in the Artificial Lift Process Using an Integrated System

Leila Zeinolabedini and Forough Ameli*

School of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran

Ameli@iust.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5428.3416

Received: August 21, 2023

Accepted: October 11, 2023

Introduction

The output from a reservoir causes its pressure to drop, which lowers the rate at which oil is produced. The price of produced oil will keep falling until it falls below the economic rate. Artificial gas lift techniques are therefore required to increase output [1]. The gas supply is restricted, which is the main issue with this approach. Consequently, this approach has the potential to recover the most oil out of all the others by fixing the problem. Optimization is especially crucial in light of the restricted amount of gas accessible in the field [2]. One of the factors in the ideal distribution of gas is the reservoir. Since reservoir pressure can fluctuate at any time, changing the reservoir's pressure can also alter the reservoir's properties and the well's properties, which can significantly affect the next stage's production rate [3]. Thus, a dynamic model should be taken into consideration, and the ideal injection rate relative to time should be ascertained based on the relationship between the gas injection rate and the reservoir's characteristics, well, and pressure [4, 5]. Most previous studies have not considered reservoir pressure, and optimization has only been done once during a specific time span. Consequently, it can be concluded that the dynamic model was only applied in a small number of studies [6]. Using nonlinear MPC, Pelusenio et al. (2009) achieved the best control over the gas lift process. They did, of course, employ a dynamic model, but the simulation took only fifteen hours in all [7].

The Marquardt optimization approach and genetic algorithms were employed by Sadeghi and Mahmoudi (2013) in their research to identify the operating lines

that maximized an oil field's economic efficiency. In their work, they took into account the dynamic model and divided the optimization process over time. According to their observations, the production lifespan can be divided into sufficient consecutive operation intervals with different optimal values, pipe sizes, gas injection, and separator pressure for each interval to reach the maximum net present value [8]. Mahdiani and Khamechi (2021) optimized gas allocation using the LQR numerical approach. Their approach was deemed dynamic and aimed to optimize the distribution of gas based on pressure drop at all times. Their findings indicate that the LQR numerical approaches produce a larger net profit than the heuristic approach [4].

In this study, fluid characteristics, reservoir behavior, and surface features in a continuous gas production system were simulated using the PVTP, mbal, Prosper, and Gap packages—all from IPM software.

Each of these elements was incorporated into the Gap software to facilitate communication and integration between the departments. The Gap program itself was then utilized for optimization. As a result, the Gap software simulates every component concurrently and holistically, optimizing each time step based on the oil production and pressure from the last run. Stated differently, it takes the dynamic model into account when optimizing.

Method

Four wells, a reservoir, and surface facilities from an Iranian oil field are part of the production system under study. This production system is simulated using

IPM software. The fluid was simulated using PVTP, the reservoir was modeled using mbal, and the wells and surface equipment were modeled using Prosper and Gap, respectively. Ultimately, an integrated system was created using Gap software. This system is supposed to be predicted by the Gap software for six years, from 2012 to early 2018. Fig. 1 shows a model made by Gap software.

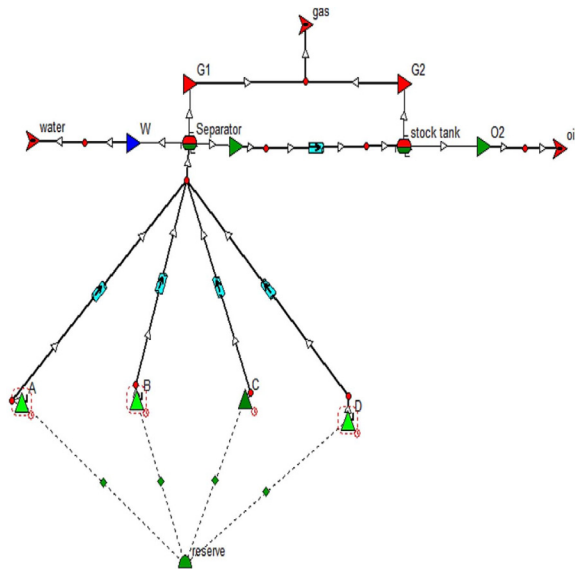


Fig. 1 Show the production network of the model made by Gap.

Results and Discussion

Following the simulation, a prediction using the available data and 10 MMscf/day of gas availability was made without optimization. The Gap software's prediction component was utilized for this, and by entering the separation pressure from 2012 to early 2018, a prediction was created without optimization. Table 1 provides the available data as well as the forecast outcomes. Table 1 illustrates that throughout the six-year period without optimization, the total oil production was roughly 16402 MMSTB.

Table 1 Gas injection rate values and prediction result obtained without optimization with available gas limit of 10 MMscf/day

Well	A	B	C	D	Total
Gas injection rate MMscf/day	3	0	-	3	10
Cumulative oil production MMSTB	3.363	7.429	2.477	3.133	16.402

As it is known, this type of gas injection rate allocation is not appropriate because optimization has not been done. In addition, the amount of gas injection rate for each well during the years 2012 to early 2018 is constant, and time and reservoir pressure changes are not considered. Therefore, optimization was done

once by Gap with the available gas limit of 3 MMscf/day. As mentioned, the Gap software uses a dynamic model and performs optimization by considering reservoir pressure changes. Based on gas injection and the reservoir pressure prior to injection, gap software calculates oil output and reservoir pressure at each time step. Actually, in this method, the reservoir pressure is a parameter that indicates the reservoir's state and how the previous production affects the system. Reservoir pressure is actually a quantity in this method that shows the condition of the reservoir and the effect of its previous production on the system. The features and reaction of each well to gas injection determine the allotted rate. It might be claimed that the program attempted to allocate the majority of the gas injection rate to well B because of its high production potential and efficiency factor. According to Table 2.

Table 2 Cumulative oil production obtained from the gap optimizer with an available gas constraint of 3 MMscf/day

Well	A	B	C	D	Total
Cumulative oil production MMSTB	2.86	6.893	2.574	2.695	15.030

In the previous method, although the amount of available gas was higher, due to not optimizing the gas injection rate, considering it constant over time, and ignoring the effect of reservoir pressure changes, the amount of cumulative oil production was lower. While using the Gap optimization method with less available gas, cumulative oil production was obtained close to 16.402 MMSTB. The decline in the average reservoir pressure over time is depicted in Fig. 2. This image illustrates how fluid production has a significant impact on reservoir pressure. On the other hand, certain wells receive less gas than others, which leads to lower production rates and a lesser decrease in reservoir pressure; yet, the production and pressure drop of the reservoir are greater in some wells because of their greater injection contribution. However, given that this statistic takes the average pressure of the reservoir into account, it can be concluded that the allocation has minimal impact on the average pressure of the reservoir. The gas injection rate for each well during optimization is displayed over time in Fig. 3. The chart makes it evident that each well's gas production is not consistent and might vary across a range of time intervals. This is due to the fact that when a time step passes, the well's pressure will decrease from the production that corresponded to it in earlier time steps. As a result, the well won't respond to the next injection as well as it did in the prior time step. The other wells could respond better to gas lift at a later time because they received less gas, which led to lower production and a decrease in pressure. Consequently, in such time steps, the optimizer allots a higher portion of the gas to it.



Fig. 2 Average reservoir pressure over time.

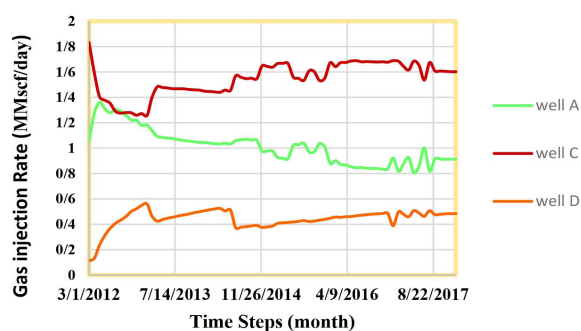


Fig. 3 The gas injection rate of each well over time.

Overall, it can be concluded that well D responds poorly to gas injection because it has the lowest share of gas throughout all time stages, well C has the nearly highest share of injected gas, and well A lies in the middle of these two graphs.

Conclusion

One of the most crucial procedures to boost oil production from oil fields is artificial gas lift. Optimization is especially crucial because of the restricted amount of gas that is available in the field. This implies that in order to extract the most oil possible from each well, the available gas must be distributed among them in a certain manner. The optimal injection rate varies depending on the characteristics of the reservoir and the well. During production, this optimal point shifts, resulting in an ideal path.

When the injection is done in the first stage, oil production is obtained from the desired well according to the gas injection rate. In the following, the pressure of the reservoir decreases, and the properties and characteristics of the reservoir change. As a result, gas injection is done in the next step according to the reservoir pressure in the previous time step. Therefore, the gas injection rate is different from one well to another according to the characteristics of each well and from one time to another according to the change in the characteristics of the heterogeneous reservoir after the pressure change.

The findings demonstrated that, even though there was more gas accessible in the first technique, there was

less cumulative oil output because the gas injection rate was not optimized, the value of optimization was constant over time, and reservoir pressure variations were not taken into account. Cumulative oil output was achieved near MMSTB16.402 when the gap optimization approach was used with less gas available. As mentioned before, the gas injection rate varies at different periods. A well experiences a decline in pressure and production when its gas injection rate is low. Therefore, in the next time step, the power of the well increases to receive more gas, and vice versa. So, in the graph of the relationship between the gas injection rate and the time, a waveform profile can be seen.

References

1. Liu, X., Guo, B., & Tan, X. (2017). *Petroleum production engineering*. Gulf Professional Publishing.
2. Khamsehchi, E., Mahdiani, M. R., & Suratgar, A. A. (2019). Optimizing and stabilizing the gas lift operation by controlling the lift gas specific gravity. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(3), 46-63. doi: 10.22078/jpst.2018.3335.1530.
3. Wang, J., Zhang, N., Wang, Y., Zhang, B., Wang, Y., & Liu, T. E. (2016). Development of a downhole incharge inflow control valve in intelligent wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 559-569. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.020.
4. Wang, J., Zhang, N., Wang, Y., Gorelick S., Zhang, B., Wang, Y., & Liu, T. E. (2016). Development of a downhole incharge inflow control valve in intelligent wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 559-569. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.020.
5. Mahdiani, M. R., Khamsehchi, E., & Suratgar, A. A. (2019). Using modern heuristic algorithms for optimal control of a gas lifted field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106348. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106348.
6. F. Ameli, L., & Zeinolabedini, (2024). A review on studying the optimization of gas injection using Artificial process, *Iranian Gas Engineering Company, Iran*.
7. Plucenio, A., Pagano, D. J., Camponogara, E., Trappe, A., Teixeira, A. (2009). Gas-lift optimization and control with nonlinear mpc. *IFAC Proceedings Volumes*, 42(11), 904-909. doi. org/10.3182/20090712-4-TR-2008.00148.
8. Mahmudi, M., & Sadeghi, M. T. (2013). The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, 321-327. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.05.008.

بهینه‌سازی دبی گاز تزریقی در فرآیند فرازآوری مصنوعی با تزریق گاز با بهره‌گیری از سیستم یکپارچه تولید

لیلا زین العابدینی و فروغ عاملی*

دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۱۹

چکیده

فرازآوری مصنوعی با گاز یکی از روش‌های مرسوم برای بهبود تولید از چاه‌های نفت با تولید کم یا بدون تولید است. در فرازآوری با گاز، نرخ تزریق گاز باید بهینه گردد زیرا افزایش بیش از اندازه یا کاهش مقدار آن، میزان تولید نفت را کاهش می‌دهد. این نقطه بهینه در زمان تولید تغییر می‌کند و یک مسیر بهینه ایجاد می‌کند. همچنین تخصیص گاز در یک مرحله زمانی باعث تولید در چاه‌های مختلف شده و در نتیجه تولید فشار مخزن کاهش می‌یابد. این مسئله یعنی کاهش فشار مخزن می‌تواند بر تخصیص بهینه گاز در مرحله زمانی بعدی تأثیر بگذارد. در گذشته تحقیقات زیادی در زمینه بهینه‌سازی فرازآوری با گاز انجام شده است اما اکثر آن‌ها از ابزار قدرتمند در یک مدل دینامیکی برای یافتن یک مسیر بهینه خوب استفاده نکرده‌اند. در این مقاله برای شبیه‌سازی میدان از نرم‌افزار IPM استفاده شد. سیال، مخزن، چاه، تجهیزات سرچاهی به ترتیب با نرم‌افزارهای پیوی تی پی، امبل، پراسپر و گپ شبیه‌سازی شدند. سپس برای ایجاد سیستم یکپارچه، همه بخش‌ها با نرم‌افزار گپ به هم متصل شدند. در نهایت از بهینه‌سازی گپ که مدل دینامیکی را در نظر می‌گیرد برای یافتن مسیر بهینه نرخ گاز چاه‌ها در فرازآوری مصنوعی استفاده شد. نتایج نشان داد که استفاده از بهینه‌سازی سیستم یکپارچه با محدودیت گاز در دسترس کمتر، دارای نقطه بهینه با تولید بالاتر است. دلیل این امر، در نظر گرفتن مدل دینامیک و تأثیر فشار مخزن بر نرخ تزریق گاز برای بهینه‌سازی توسط سیستم یکپارچه می‌باشد.

کلمات کلیدی: فرازآوری مصنوعی، تزریق گاز، سیستم یکپارچه، بهینه‌سازی، مدل دینامیک

مقدمه

استفاده از روش‌های فرازآوری مصنوعی می‌تواند باعث بهبود تولید گردد [۱]. فرازآوری مصنوعی روش‌های مختلفی دارد که هریک از آن‌ها باعث افزایش ضریب بازیافت نهایی از مخزن نمی‌شوند بلکه امکان تولید از چاه را آسان‌تر می‌کنند. کاربرد هر یک براساس موقعیت مخزن و چاه تعیین شده است و دارای مزایا و معایبی هستند [۲ و ۳]. در این

فشار مخزن با تولید از آن، کاهش می‌یابد و این روند باعث کاهش نرخ تولید نفت می‌شود. این کاهش تا زمانی ادامه می‌یابد که نرخ نفت تولیدی به کمتر از نرخ اقتصادی برسد. در این شرایط

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: ameli@iust.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5428.3416)

مطالعه از روش فرازآوری با گاز به دلیل اهمیت زیاد و بازدهی بیشتر در صنعت استفاده شده است. در این روش با تزریق یک گاز خنثی از طریق فضای حلقوی جریان دو فازای ایجاد شده و بدین ترتیب چگالی نفت کاهش یافته و در نتیجه تولید سیال صورت می گیرد. مهم ترین مشکل در این روش محدود بودن گاز در دسترس است. بنابراین، با روش هایی مانند بهینه سازی در کنار این مسئله، تزریق گاز می تواند باز یافت نفت بیشتری در مقایسه با دیگر روش ها از جمله پمپ های درون چاهی داشته باشد. با توجه به محدود بودن گاز در دسترس در میدان، بهینه سازی از اهمیت ویژه ای برخوردار می باشد. به این معنی که گاز در دسترس طوری بین چاه ها تقسیم شود که در مجموع بیشترین مقدار نفت از آن ها حاصل گردد. براساس خواص مخزن و چاه، مقدار بهینه نرخ تزریق برای چاه های مختلف متفاوت است [۴]. فشار مخزن یکی از پارامترهای تعیین کننده در تخصیص بهینه گاز است. در واقع فشار مخزن در هر زمان تغییر می کند، این تغییر باعث تغییر خواص مخزن و چاه می گردد و تأثیر زیادی بر میزان تولید در مرحله زمانی بعدی دارد [۵]. بنابراین با توجه به ارتباط نرخ تزریق گاز با خواص مخزن، چاه و فشار مخزن، یک مدل پویا باید در نظر گرفته شود و نرخ های تزریق بهینه در مقابل زمان باید مشخص گردد [۶ و ۷]. اکثر کارهای قبلی در بهینه سازی تخصیص گاز فشار مخزن را نادیده گرفته و بهینه سازی را برای کل بازه زمانی ثابت فرض کردند. مسئله تخصیص نرخ های تزریق گاز بهینه به هر چاه در فرازآوری با گاز با محدودیت گاز در دسترس با استفاده از الگوریتم ژنتیک توسط مارتینز و همکارانش بررسی شد [۸]. پیشنهاد الگوریتم کلونی مورچگان برای بهینه سازی با محدودیت گاز در دسترس و قابلیت های الگوریتم ژنتیک در حل مسئله بهینه سازی فرازآوری با گاز توسط زرافت و همکاران صورت گرفت. طبق نتایج بررسی شده، الگوریتم ژنتیک عملکرد بهتری را با

تکرار و زمان محاسبات کمتر نسبت به الگوریتم کلونی مورچگان داشت [۹]. رشیدی و همکارانش برای مدل سازی از برازش منحنی جدید با دقت بالا بهره بردند که زمان و حجم محاسبات کمتری داشت. همچنین، آن ها از الگوریتم بهینه سازی ازدحام ذرات برای تخصیص مقدار بهینه تزریق گاز به گروهی از چاه ها برای افزایش نرخ تولید نفت استفاده کردند [۱۰]. خامه چی و همکاران [۱۱] نشان دادند که بهینه سازی تولید در صنعت نفت و گاز، به ویژه در فرآیندهای فرازآوری مصنوعی با گاز، نقش مهمی در افزایش تولید و کاهش هزینه ها دارد. آن ها با استفاده از روش های شبیه سازی عددی و الگوریتم های بهینه سازی، تأثیر سناریوهای مختلف تزریق گاز را بررسی کردند. نتایج مطالعات آن ها تأکید می کند که انتخاب سناریوی بهینه تزریق، علاوه بر بهبود بهره وری، باعث کاهش ناپایداری تولید و افزایش ارزش اقتصادی میدان می شود. خامه چی و قرچه بیدختی [۱۲] به بررسی روش های فرازآوری مصنوعی با گاز پرداخته و تأثیر آن را بر بهبود تولید از مخازن نفتی تحلیل کردند. نتایج تحقیقات آن ها نشان می دهد که این روش با کاهش فشار ستون سیال و بهینه سازی شرایط جریان، می تواند به افزایش دبی تولیدی چاه ها کمک کند. همچنین، آن ها نشان دادند که بهینه سازی فرآیند تزریق گاز و تخصیص بهینه آن بین چاه های تولیدی نقش کلیدی در افزایش بهره وری مخزن و کاهش ناپایداری های عملیاتی دارد. به همین دلیل، مدل سازی و شبیه سازی این فرآیندها با استفاده از نرم افزارهای مهندسی مخزن و شبکه سطحی به یکی از حوزه های تحقیقاتی مهم تبدیل شده است. نامدار الگوریتم چرخه آب که از نظر نرخ همگرایی و عدم جذب در نقاط بهینه محلی عملکرد بسیار خوبی دارد را برای تخصیص گاز بین چاه های یکی از میدان های نفت سنگین جنوب غرب ایران با نرخ های از پیش تعیین شده تولید نفت، به کار برد.

نتایج به این صورت بود که در شرایط تولید نفت کمتر، بهینه‌سازی از اهمیت بیشتری برخوردار است و می‌تواند منجر به افزایش تولید نفت اضافی شود [۱۳]. عاملی و زین العابدینی از مدل‌های پراکسی قوی از جمله پرسپترون چند لایه و برازش کلی برای ساخت تابع هدف استفاده کردند. علاوه بر این آن‌ها الگوریتمی جدید به نام الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری را برای بهینه کردن پارامترهای عملیاتی، مورد مطالعه خود قرار دادند. آن‌ها نتایج الگوریتم گرگ خاکستری را با الگوریتم ازدحام ذرات مقایسه کردند. در نهایت آن‌ها به برتری الگوریتم گرگ خاکستری به دلیل نداشتن پارامتر قابل تنظیم و همگرایی سریع پی بردند [۱۴]. عاملی و زین العابدینی از مدل‌های پراکسی قوی از جمله آبشارهای رو به جلو و پرسپترون‌های چندلایه برای ساخت تابع هدف استفاده کردند. سپس نرخ تزریق گاز را با استفاده از روش کلونی مورچه‌ها بهینه کردند. هدف به حداکثر رساندن ارزش فعلی خالص بود. نتایج بهینه‌سازی همگرایی سریع‌تر را در مدت زمان کوتاه‌تر نشان داد [۱۵].

همان‌طور که گفته شد فشار مخزن در اکثر مطالعات گذشته در نظر گرفته نشده است و طی بازه زمانی خاص تنها یکبار بهینه‌سازی صورت گرفته است. بنابراین می‌توان گفت تنها در چند تحقیق از مدل پویا بهره برده شده است [۱۶]. پلوسنیو و همکاران از MPC غیرخطی برای کنترل بهینه فرآیند فراآوری با گاز استفاده کردند. البته آن‌ها از یک مدل پویا استفاده کردند، اما کل زمان شبیه‌سازی تنها ۱۵ h بود [۱۷]. آن‌ها، مطالعه خود را ادامه دادند و پایداری چاه فراآوری با گاز دینامیکی را مطالعه کردند. آن‌ها نرخ‌ها را برای جلوگیری از جریان ناپایدار کنترل کردند، اما مشابه کار قبلی خود تنها ۱۲ h را در نظر گرفتند و اثر کاهش فشار مخزن را در مطالعه خود مشاهده نکردند [۱۸]. صادقی و محمودی در مطالعه‌ای، از الگوریتم ژنتیک و روش بهینه‌سازی مارکوارت به منظور تعیین پارامترهای

عملیاتی که بازده اقتصادی بلندمدت یک میدان نفتی را بهینه می‌کند، استفاده کردند. آن‌ها مدل پویا را در کار خود در نظر گرفتند و بهینه‌سازی را با تقسیم مختلف زمان انجام دادند. مشاهدات آن‌ها نشان داد که حداکثر ارزش فعلی خالص زمانی حاصل می‌شود که طول عمر تولید به فواصل عملیات متوالی کافی با مقادیر مختلف بهینه قطر لوله، نرخ تزریق گاز و فشار جداکننده برای هر بازه تقسیم شود [۱۹]. میراسماعیلی و همکاران از شبکه‌های عصبی مصنوعی (الگوریتم‌های LM^۱، BR^۲) برای مدل‌سازی عملیات فراآوری با گاز و سپس از الگوریتم بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش-یادگیری برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آن‌ها بهینه‌سازی را تقریباً به مدت ۷ سال و به صورت دینامیکی انجام دادند و اثر کاهش فشار مخزن را در مطالعه خود مشاهده کردند و نرخ تزریق گاز زمان بعدی را با توجه به فشار مخزن فعلی بهینه کردند. نتایج نشان داد که دو مدل دارای قابلیت پیش‌بینی خوبی هستند اما مدل BR قوی‌تر و کارآمدتر از مدل LM به نظر می‌رسید و درخصوص بهینه‌سازی، با مشاهدات خود پی بردند که الگوریتم مبتنی بر آموزش-یادگیری از همگرایی سریع در عملیات بهینه‌سازی برخوردار است [۲۰]. مهدیانی و خامه چی، از روش عددی LQR برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آن‌ها مدل خود را پویا فرض کرده و تخصیص گاز را برحسب افت فشار در هر زمان بهینه‌سازی کردند. براساس مشاهدات آن‌ها استفاده از روش‌های عددی LQR منجر به سود خالص فعلی بالاتر در مقایسه با استفاده از روش اکتشافی شد [۶]. بنابر مطالعات صورت گرفته مشخص شد که تنها تعداد کمی از محققین به تأثیر مخزن و سابقه تولید بر فشار مخزن پرداختند و اکثر محققین تنها به یکبار بهینه‌سازی برای کل زمان بسنده کرده‌اند.

1. Levenberg-Marquardt
2. Bayesian Regularization

کنترلی همچون چوک سرچاهی، سرعت کمپرسور و... می باشد. روش بهینه سازی غیرخطی گپ این امکان را به ما می دهد تا یک تابع هدف خاصی را بیشینه کنیم و همزمان محدودیت ها را در همه سطوح و کل سیستم در نظر بگیریم. از ماهیت اصلی گپ می توان به حل شبکه و بهینه سازی پاسخ شبکه به صورت دینامیکی اشاره کرد [۲۱].

روش کار

سیستم تولید مورد مطالعه شامل چهار حلقه چاه، مخزن و تأسیسات سطحی یکی از میادین نفتی واقع در ایران است. برای شبیه سازی این سیستم تولیدی از نرم افزار IPM استفاده شده است. پی وی تی پی برای شبیه سازی سیال، امبل برای نشان دادن مخزن و پراسپر و گپ به ترتیب برای مدل سازی چاه ها و تجهیزات سطحی استفاده شدند. در نهایت برای ایجاد یک سیستم یکپارچه از نرم افزار گپ استفاده شد. این سیستم به مدت شش سال در حال تولید بود که شبیه سازی هر قسمت در ادامه توضیح داده شده است.

خصوصیات سیال

با استفاده از برنامه پی وی تی پی، مدل سیال ساخته شد. اگرچه سیالات دارای اجزای مختلفی هستند، اکثر مطالعات، ترکیب ثابتی را در نظر گرفته اند و شبیه سازی ها را با استفاده از یک سیال شبه جزئی (به عنوان مثال، نفت سیاه) انجام داده اند. تمام اجزای سیال به طور معمول به عنوان یک شبه جزء منفرد در نظر گرفته می شدند. این رویکرد دارای محدودیت های قابل توجهی است زیرا مدل نفت سیاه فشار نقطه حباب ثابتی را در نظر می گیرد و تأثیر ترکیبات اجزا را بر خواص سیال نادیده می گیرد. هنگام مدل سازی سیستم های فرازآوری با گاز (یا هر سیستم فرازآوری مصنوعی

در این مطالعه از بسته های پی وی تی پی، امبل، پراسپر و گپ که همگی از نرم افزار IPM هستند برای شبیه سازی خواص سیال، رفتار مخزن و امکانات سطحی در یک سیستم فرازآوری با گاز پیوسته استفاده شد. برای ایجاد ارتباط و یکپارچگی بین بخش ها، هر یک از این اجزا در نرم افزار گپ ادغام شدند. سپس برای بهینه سازی از خود نرم افزار گپ استفاده شد. در این مطالعه محدودیت مورد توجه مربوط به بهینه سازی، تنها گاز در دسترس می باشد. بنابراین نرم افزار گپ همه بخش ها را به صورت همزمان و یکپارچه شبیه سازی کرده و در هر گام زمانی متناسب با تولید نفت و فشار در زمان قبل، بهینه سازی انجام می دهد. به عبارتی دیگر مدل دینامیکی را در بهینه سازی در نظر می گیرد.

معرفی

مجموعه نرم افزاری IPM که توسط شرکت پترولیوم اکسپرت توسعه یافته است، برای شبیه سازی و بهینه سازی میدان در حال توسعه استفاده می شود. مجموعه نرم افزارهای IPM از جمله پی وی تی پی، امبل، پراسپر، گپ، ریویل و ریزالو می توانند به صورت یکپارچه اجرا شوند. با کامل شدن مدل مخزن، چاه و سیستم های سطحی، سیستم تولید می تواند بهینه سازی انجام دهد. از کاربردهای نرم افزار IPM می توان به شبیه سازی شبکه های سطحی، بهینه سازی شبکه های سطحی، مدل سازی چاه، مخزن و پیش بینی تولید اشاره کرد. گپ یک ابزار بهینه ساز قدرتمند برای مهندسين بهره برداری جهت مدل سازی تأسیسات سطحی در یک سیستم تولیدی و تخصیص تولید می باشد. زمانی که با پراسپر و امبل کوپل شود، قادر به بهینه سازی تولید کل میدان و همچنین پیش بینی تولید می باشد. روش بهینه سازی غیرخطی که در گپ استفاده می شود روش SQP^۱ است، این روش بسیار پیچیده، قوی و سریع است. گپ قادر به تشخیص مقادیر بهینه

1. Sequential Quadratic Programming

نفت سیاه و مدل‌های ترکیبی را ترکیب می‌کند. محاسبات اولیه افت فشار با استفاده از مدل نفت سیاه انجام شد و ترکیب هر بخش سیستم با استفاده از مدل ترکیبی کامل برآورد شد. همان‌طور که در **جدول ۱** نشان داده شده است، ترکیب سیال مورد استفاده در این مطالعه از ۱۷ جزء تشکیل شده است.

مخزن

در مرحله بعد، باید داده‌های ورودی مخزن وارد شود. این مرحله دارای چند بخش است که در **جدول‌های ۲ تا ۵** به ترتیب اطلاعات هر بخش آورده شده است.

که در آن سیال هیدروکربنی با سیال اصلی مخلوط می‌شود) در حالت ترکیبی، اکیداً توصیه می‌شود از حالت ردیابی ترکیبی استفاده شود. علت کاربرد این حالت این است که هنگام استفاده از حالت‌های دیگر، از یک معادله حالت کامل برای تعیین ترکیب سیال و خواص PVT استفاده می‌شود. فرضیه مدل EOS این است که اگر دو سیال با هم ترکیب شوند، سیال جدیدی تولید می‌شود. این بدان معنا است که پس از اختلاط نمی‌توان از نظر فیزیکی بین گاز فرازآوری مصنوعی و سیال مخزن تمایز قائل شد. بنابراین با توجه به وجود سیستم‌های بالابر گازی در چاه‌های تولیدی در این تحقیق، از مدل ردیابی سیالات استفاده شد. این رویکرد جنبه‌های

جدول ۱ ترکیب سیالات همراه با درصد مولی

نام	درصد مولی	نام	درصد مولی	نام	درصد مولی
N ₂	۰/۱۰۹۱۱	C ₄	۳/۵۱۷۸۱	C ₁₀	۷۵۷۲/۳
CO ₂	۰/۳۲۷۳۳	C ₅	۳/۵۵۴۹۹	C ₁₁ -C ₁₃	۲۵۹۴/۱۰
H ₂ S	۰/۱۰۹۱۱	C ₆	۴/۱۰۸۹۸	C ₁₄ -C ₂₅	۸۰۳۸/۲۲
C ₁	۱۳/۰۹۳۳	C ₇	۴/۰۲۰۵۱	C ₂₅ -C ₅₀	۳۸۲۶/۱۶
C ₂	۲/۵۲۷۰۲	C ₈	۳/۹۳۳۸	C ₅₀₊	۹۶۸۵۲/۳
C ₃	۳/۷۷۸۴۳	C ₉	۳/۸۴۶۳۸		

جدول ۳ اطلاعات آبده

مدل	کارتر-تریسی	
ضخامت مخزن	۱۴۷۰	ft
شعاع مخزن	۳۰۰۰	ft
نسبت شعاع خارجی به داخلی	۱/۲۱۶۲۵	
زاویه نفوذ آب	۳۶۰	°
تراوایی آبده	۰/۳۷۵	mD

جدول ۵ اطلاعات تراوایی نسبی

توان	نقطه پایانی	اشباع باقی‌مانده	
	کسر	کسر	
۴	۰/۳	۰/۵۰۵۲	تراوایی نسبی آب
۴	۰/۳	۰/۲	تراوایی نسبی نفت
۴	۰/۷	۰	تراوایی نسبی گاز

جدول ۲ اطلاعات مخزن

نوع مخزن	نفت	
دما	۱۶۸	°F
فشار اولیه	۲۹۲۱	psia
تخلخل	۰/۱۷	-
اشباع باقی‌مانده	۰/۵۰۵۲	-
تراکم‌پذیری آب	۲/۹۷e-۶	psi/۱
کلاهدک گازی اولیه	۰	
نفت درجای اولیه	۹۸۰	MMSTB
تاریخ شروع تولید	۸/۱/۱۹۶۴	Date m/d/y

جدول ۴ اطلاعات تراکم‌پذیری سنگ

تراکم‌پذیری سنگ	۳ e-۶	۱/psi
-----------------	-------	-------

• پارامترهای مخزن

• آبد

• تراوایی نسبی

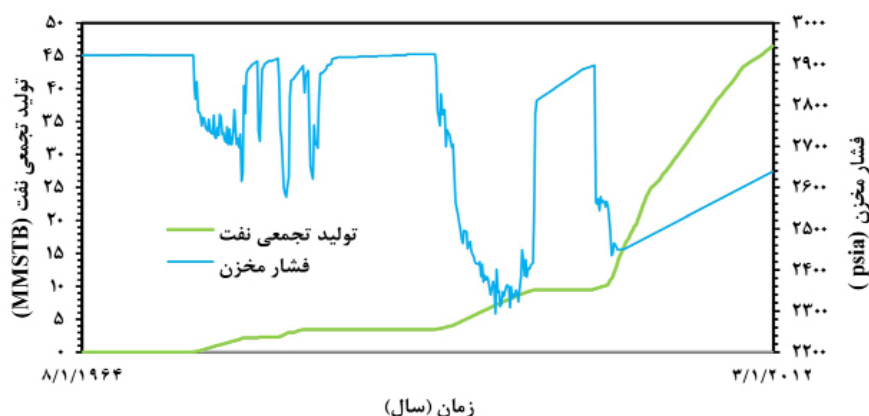
دما، فشار اولیه و تخلخل مخزن به ترتیب 168°F ، ۲۹۲۱ psia، ۰/۱۷ می باشد و تاریخچه تولید این مخزن از ۰۸/۰۱/۱۹۶۴ تا ۲۰۱۲/۳/۱ می باشد که همراه با برخی اطلاعات به صورت تاریخچه تولید وارد می شود. نمودار فشار مخزن و تولید تجمعی نفت در شکل ۱ ارائه شده است. در طول تقریباً ۵۰ سال رفتار غیر یکنواختی از فشار مخزن از جمله روند صعودی به دلیل سعی در افزایش فشار مخزن جهت تولید از آن و روند نزولی به دلیل تولید از مخزن دیده می شود. اما در نهایت به دلیل تولید، فشار مخزن به طور کلی کاهش یافته است. و تولید نفت تجمعی به صورت سالانه افزایش می یابد.

مدل چاه

مخزن مورد مطالعه دارای ۴ چاه تولیدی نفت می باشد. این مخزن از این ۴ چاه (A,B,C,D) برای تولید نفت استفاده می کند. همه چاهها به استثنای چاه C به صورت زاویه دار و چاه C به صورت عمودی حفاری شده اند. نمونه ای از اطلاعات وارد شده برای چاه A در بخش تنظیمات در جدول

۶ آورده شده است. اطلاعات دیگر چاهها در این قسمت، مشابه چاه A می باشد، تفاوت آنها اغلب در نوع تکمیل چاه می باشد. لازم به ذکر است که چاه A,B,D بصورت باز حفر شده اند و نوع تکمیل چاه A,B به صورت پری پکد^۱ و چاه D، به صورت اسلاتد لاینر^۲ می باشد و چاه C به صورت حفر بسته بوده و از نوع تکمیل گرول پکد^۳ می باشد اطلاعات کامل رشته تکمیل در پیوست ۱ (بخش های ۱-۴) ارائه شده است. جزئیات مربوط به چاه های C, B, A و D به ترتیب در پیوست های ۱-۱، ۲-۱، ۳-۱ و ۴-۱ موجود می باشد.

داده های PVT: پارامترها در بخش PVT، گراویتیته نفت برحسب درجه API، شوری آب برحسب ppm، گراویتیته گاز و نسبت گاز به نفت محلول هستند. در قسمت ناخالصی ها نیز درصد مولی نیتروژن، کربن دی اکسید و هیدروژن سولفید را می توان وارد نمود. علاوه بر این برای توصیف خواص سیال، داده های مورد نظر اعم از ضریب حجمی نفت و گاز، نسبت گاز به نفت، ویسکوزیته نفت و آب در فشارهای مختلف به صورت جدول وارد شد. اطلاعات مربوط به این داده ها در جدول ۷ آورده شده است. در این بخش، بهترین رابطه برای داده های فشار-حجم-دما براساس دو پارامتر ۱ و ۲ تعیین می شود.



شکل ۱ فشار مخزن و تولید تجمعی نفت نسبت به زمان

1. Pre-Packed
2. Slotted-Liner
3. Gravel-Pack

جدول ۷ داده‌های مربوط به بخش PVT مخزن

سیال	نفت و آب	پیش‌بینی	فشار و دما (فراساحلی)
روش	مدل نفت سیاه	مدل	تخمین حدودی
جداکننده	جداکننده تک مرحله‌ای	دامنه	تمام سیستم
امولسیون‌ها	خیر	خروجی	نمایش داده‌های محاسباتی
هیدرات‌ها	غیر فعال کردن هشدار	نوع	چاه باز
ویسکوزیته آب	استفاده از همبستگی پیش فرض	کنترل شن	صافی از پیش بسته‌بندی شده
مدل ویسکوزیته	سیال نیوتنی	نوع جریان ورودی	شاخه منفرد
نوع جریان	جریان درون لوله مغزی	مخروطی شدن گاز	خیر
نوع چاه	تولیدی		
روش	فرازآوری با گاز (پیوسته)		
نوع	افت اصطکاک در فضای حلقوی		

پیوست ۱-۱. اطلاعات رشته تکمیل چاه A

ضخامت مخزن	۱۰۳/۹۳۷	m
تراوایی مخزن	۱۵۰	mD
بازه تولید	۲۹۰۶/۸۲	ft
شعاع چاه	۶/۱۲۵۰۴	inch
شعاع داخلی صفحه مشبک	۳/۵	inch
شعاع خارجی صفحه مشبک	۴	inch
تراوایی صفحه مشبک	۲۵۰۰۰	mD
بتای صفحه مشبک (آشفتگی)	۵۶۰۳۳/۸	ft/1
تراوایی محیط بیرونی	۱۰۰۰۰	mD
آشفتگی محیط بیرونی	۵۶۰۳۳/۸	ft/1

پیوست ۱-۲. اطلاعات رشته تکمیل چاه B

ضخامت مخزن	۱۰۳/۹۳۷	m
تراوایی مخزن	۳۵۰	mD
بازه تولید	۲۹۰۶/۸۲	ft
شعاع چاه	۶/۱۲۵۰۴	inch
شعاع داخلی لاینر	۳/۶	inch
شعاع خارجی لاینر	۴/۰۸	inch
ارتفاع شکاف	۴	inch
عرض شکاف	۰/۰۱	inch
تراکم شکاف‌ها	۳	ft/1
شعاع خارجی صفحه مشبک	۰	inch
تراوایی محیط بیرونی	۵۰۰۰۰	mD
آشفتگی محیط بیرونی	۵۶۰۳۳/۸	ft/1

پیوست ۱-۳ اطلاعات رشته تکمیل چاه C

تراوایی گراول پک	۹۰۰۰۰	mD
قطر سوراخ‌های مشبک	۱/۱	inch
تراکم شلیک‌ها	۳	ft/1
طول پک شن	۵	inch
بازه مشبک کاری	۶۰	ft
بازدهی مشبک کاری	۱	-
بتا (آشفستگی)	وارد شده	-
بتا (آشفستگی)	۴۳۲۶۹/۷	ft/1
روش	چند فازی	-

پیوست ۱-۴. اطلاعات رشته تکمیل چاه D

ضخامت مخزن	۱۰۳	m
تراوایی مخزن	۲۵۰	mD
بازه تولید	۲۹۰۶/۸۲	ft
شعاع چاه	۸/۵	inch
شعاع داخلی لاینر	۴	inch
شعاع خارجی لاینر	۴/۵	inch
ارتفاع شکاف	۴	inch
عرض شکاف	۰/۰۱	inch
تراکم شکاف‌ها	۳	ft/1
شعاع خارجی صفحه مشبک	۰	inch
تراوایی محیط بیرونی	۵۰۰۰۰	mD
آشفستگی محیط بیرونی	۵۶۰۳۳/۸	ft/1

جدول ۷ داده‌های مربوط به بخش PVT مخزن

نسبت گاز به نفت سازند	۱۲۵/۸	Scf/STB
گرانروی (وزن مخصوص) نفت	۲۲/۸۸	API°
گرانروی (وزن مخصوص) گاز	۱/۰۹۶	-
شوری آب	۲۵۰۰۰۰	ppm
درصد مولی سولفید هیدروژن	۰	-
درصد مولی دی‌اکسید کربن	۰	-
درصد مولی نیتروژن	۰	-

لسترو بیل و همکاران برای ویسکوزیته نفت انتخاب شد [۱۵]. نتایج هر یک از روابط تجربی برای ویسکوزیته نفت و خواص سیال برای نمونه Solution GOR در جداول ۸ و ۹ ارائه شده است.

هرچه مقدار پارامتر ۱ به ۱ و مقدار پارامتر ۲ به ۰ نزدیک‌تر باشد، دقت و تطابق رابطه PVT با داده‌ها بیشتر خواهد بود. بنابراین بهترین روابط حاکم برای توصیف خواص سیال به‌جز ویسکوزیته نفت

جدول ۸ نتایج به‌دست آمده از روابط تجربی برای تعیین بهترین رابطه ویسکوزیته نفت

برگمن-ساتن	اگبوگاه و همکاران	پتروسکی و همکاران	بگس و همکاران	بیل و همکاران	ویسکوزیته نفت
۱/۴۲۴۱۷	۰/۶۶۹۲۲	۱/۲۲۱۸۵	۱/۵۴۹۰۲	۱/۰۷۴۷۴	پارامتر ۱
۱/۷۴۱۷۲	-۷/۴۲۰۱۱	۱/۱۶۶۱۸	۱/۹۸۶۱۴	۰/۴۹۳۴۲	پارامتر ۲

جدول ۹ نتایج به‌دست آمده از روابط تجربی برای تعیین بهترین رابطه نسبت گاز به نفت

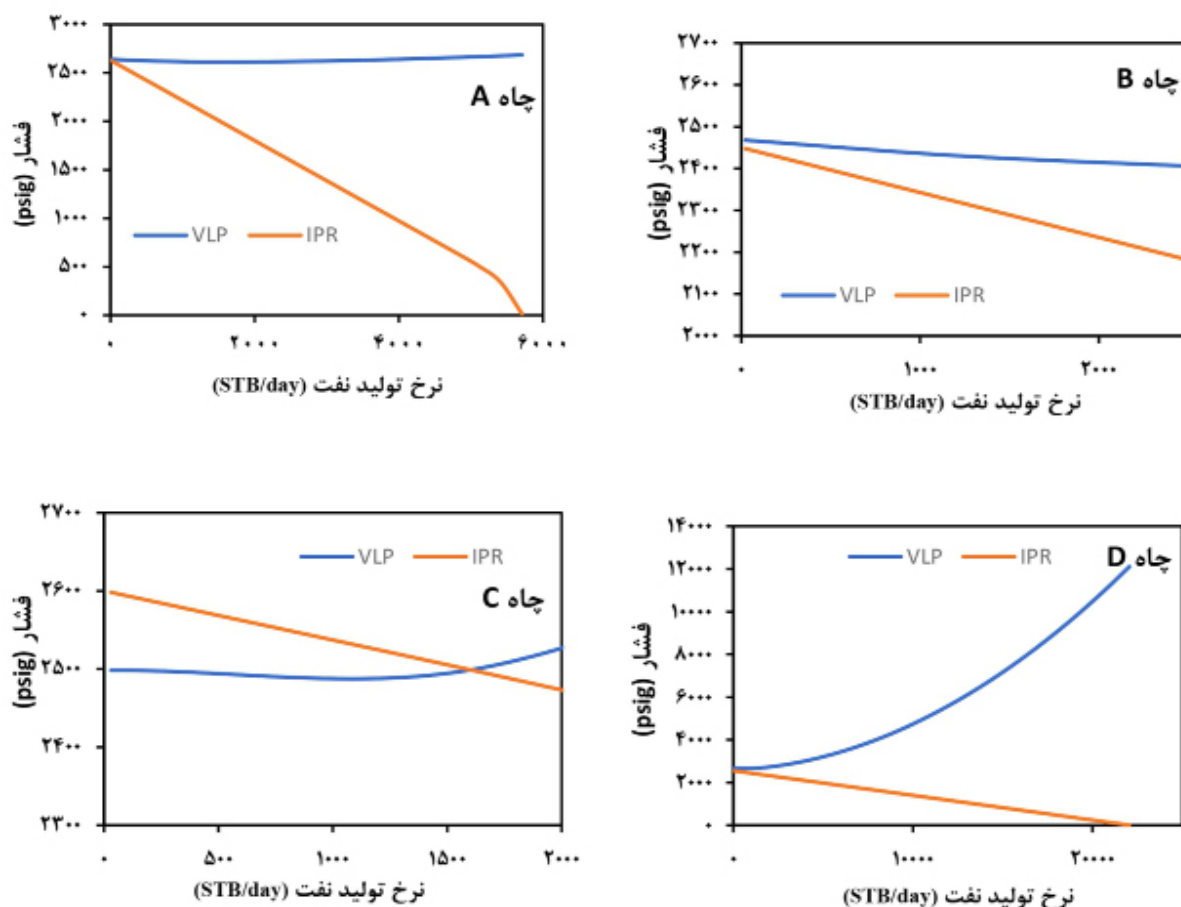
المهرون	پتروسکی و همکاران	وازکز-بگس	لَساتر	استدینگ	گلاسو	نسبت گاز به نفت
۰/۸۷۱۹	۲/۰۳۶۹۷	۱/۱۹۶۵۱	۰/۸۸۹۵۳	۱/۱۱۹۵۷	۱/۲۵۴۳۱	پارامتر ۱
-۱/۰۶۸۹۵	-۱۷۶/۲۷۴	-۲/۵۸۲۵۲	-۰/۰۱۵۴۸	-۶/۰۵۳۸۳	-۱۰/۴۲۳۱	پارامتر ۲

داده‌های IPR: در بخش IPR بسته به مدل مخزن، از روابط و پارامترهای مختلف استفاده می‌شود. در این مطالعه، برای محاسبه از فرمول و رابطه داری برای چاه‌های تولیدی استفاده می‌شود. رابطه داری، رابطه‌ای تجربی برای سیالات است که افت فشار سیال در طول یک لوله به‌دلیل اصطکاک را به‌سرعت متوسط جریان مرتبط می‌کند. در مدل داری، نرم‌افزار از رابطه جریانی داری در نقاط بالاتر از فشار نقطه حباب استفاده می‌کند و از رابطه ووگل در نقاط فشاری پایین‌تر از فشار نقطه حباب بهره می‌گیرد. ووگل رابطه تجربی خود جهت پیش‌بینی نمودار IPR چاه را ارائه کرد. وی رابطه خود را براساس نتایج شبیه‌سازی مخزن تهیه کرده بود. همچنین در مدل خود مخزن را به شکل مدور که یک چاه در مرکز آن تکمیل شده بود فرض کرد. در این مدل آثار گرانشی و تراکم‌پذیری سنگ و آب در آن قابل چشم‌پوشی هستند. بنابراین رابطه ووگل به‌طور گسترده‌ای برای تجزیه تحلیل عملکرد جریان داخلی چاه‌ها کاربرد دارد. رابطه ووگل در معادله زیر ارائه شده است. مقدار فشار حباب ۵۹۱/۸۳۹ psig می‌باشد.

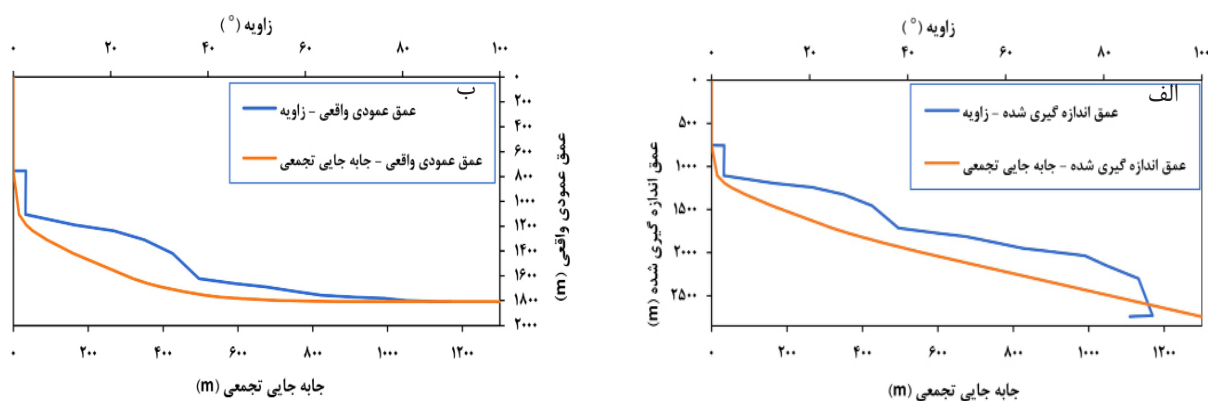
$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1)$$

Q دبی تولیدی (بشکه در روز)، Pwf فشار ته‌چاهی (psi)، Q_{max} دبی تولیدی بیشینه (بشکه در روز) و P_r فشار مخزن (psi) هستند. نمودارهای VLP و IPR در شرایط بدون فرازآوری با گاز توسط نرم‌افزار پراسپر

برای هر چهار چاه رسم شد. نتایج در شکل ۲ آورده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود نمودار IPR-VLP در چاه‌های A، B و D همدیگر را قطع نکرده‌اند، بنابراین این چاه‌ها تولید ندارند. دو نمودار در چاه C، همدیگر را در مقدار STB/Day ۱۵۵۴/۴ قطع می‌کنند (فشار سرچاهی ۲۵۰ psig می‌باشد). بنابراین سه مورد از چاه‌های تولیدی (A، B و C) تحت عملیات فرازآوری با گاز قرار می‌گیرد و تنها چاه C به‌صورت طبیعی تولید می‌کند. داده‌های Equipment: بعد از وارد کردن اطلاعات IPR، اطلاعات مخصوص تجهیزات درون‌چاهی و سرچاهی، اطلاعات مسیر چاه و اطلاعات زمین‌گرمایی وارد می‌شود. در قسمت برآورد انحراف با داشتن اطلاعات عمق اندازه‌گیری MD و عمق واقعی عمودی TVD نوع چاه از نظر عمودی بودن و یا زاویه دار بودن مشخص می‌شود. با توجه به این مسئله، همه چاه‌ها به استثنای چاه C به‌صورت زاویه‌دار و چاه C به‌صورت عمودی حفاری شده‌اند. شماتیک چاه A، خروجی از نرم‌افزار پراسپر برای نمونه در شکل ۳ (الف: عمق اندازه‌گیری شده نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی، ب: عمق عمودی واقعی نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی) آورده شده است. به‌دلیل اینکه تجهیزات سطحی توسط نرم‌افزار گپ مدل می‌شوند، اطلاعات این بخش در پراسپر وارد نمی‌شود.



شکل ۲ نمودار IPR-VLP برای چاه‌های A، B، C و D



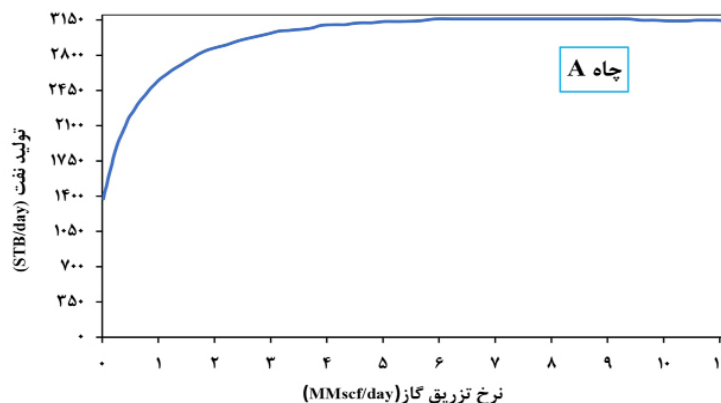
شکل ۳ شماتیک چاه D (الف: عمق اندازه‌گیری شده نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی، ب: عمق عمودی واقعی نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی)

ارائه شده است: پس از مدل‌سازی، نمودار عملکرد چاه‌ها توسط نرم‌افزار پراسپر رسم شدند. پیوست ۲ نمودار عملکرد فراآوری با گاز را نشان می‌دهد.

همچنین به دلیل نبود داده‌های تست برای تعیین بهترین روابط افت فشارچاهی، از پترولیوم اکسپرت ۲^۱ به عنوان بهترین رابطه جریانی افت فشار برای مدل چاه تولیدی انتخاب گردید. سایر اطلاعات چاه‌ها در جدول ۱۰ به طور خلاصه

جدول ۱۰ اطلاعات چاه‌های A، B، C و D

	واحد	چاه A	چاه B	چاه C	چاه D
شاخص بهره‌وری	(STB/day/psi)	۴/۸	۱۱/۳۵	۱۰/۴۳	۸/۳۳
قطر داخلی تیوپینگ	(Inch)	۳/۹۵۸	۴/۸۶	۲/۹۹	۴/۹۸
قطر داخلی کیسینگ	(Inch)	۸/۵۶	۸/۵۶	-	۸/۵۶
عمق عمودی واقعی	(Ft)	۵۷۸۷/۴	۵۹۲۹/۸	۶۰۰۳/۹	۵۹۳۵/۸
درصد برش آب	(%)	۰/۷	۱/۰	۰	۰/۱

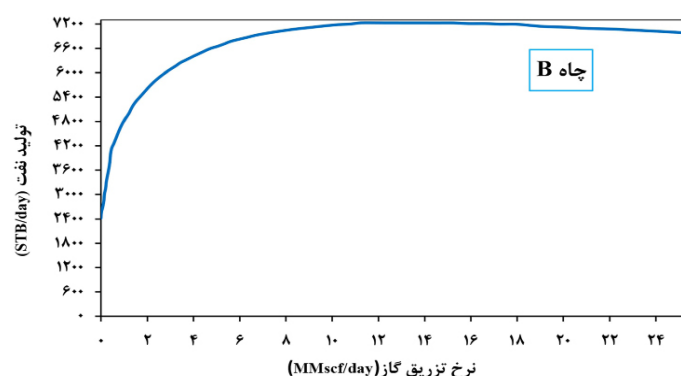


پیوست ۱-۱. اطلاعات رشته تکمیل چاه A

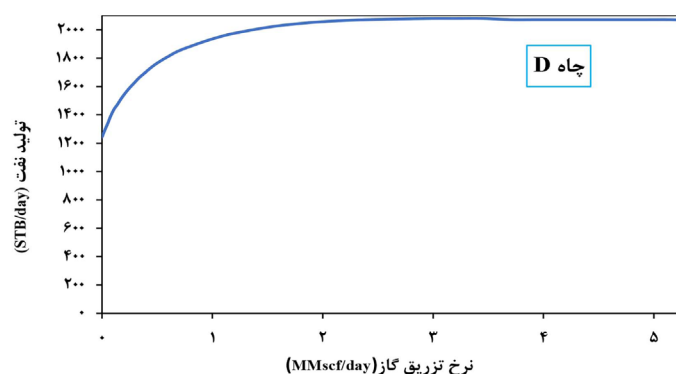
مدل تجهیزات سر چاهی

شبیه‌سازی تجهیزات سطحی در نرم‌افزار گپ انجام می‌شود. علاوه‌براین، برای برقراری ارتباط بین بخش‌های مختلف سیستم تولید، بخش‌های قبلی با عناصر مختلف در گپ مدل‌سازی می‌شوند. بنابراین برای مدل‌سازی، تمام اطلاعات موجود در نرم‌افزار امبل و پراسپر در داخل گپ وارد شدند. سپس باتوجه به روند این نرم‌افزار بعد از وارد کردن اطلاعات چاه و مخزن، اطلاعات IPR، TPR توسط گزینه generate، فراخوان شدند. شماتیک تجهیزات سطحی توسط آیکون‌های مخصوص نرم‌افزار گپ رسم شد. تأسیسات سطحی از لوله‌های سطحی و جداکننده دو مرحله‌ای تشکیل شده است. جداکننده اول در فشار ۲۰۰ psig و دمای ۸۸ °F و جداکننده دوم در فشار و دمای استاندارد قرار دارد.

جزئیات مربوط به چاه A در پیوست ۱-۲، چاه B در پیوست ۲-۲ و چاه D در پیوست ۳-۲ موجود است. همان‌گونه که مشخص است با افزایش دبی تزریق گاز، دبی تولید نفت می‌باید تا نهایتاً به میزان بیشینه‌ای رسیده و مجدداً کاهش می‌یابد. علت این کاهش، افزایش سرعت سیال وبالطبع، افزایش افت فشار اصطکاکی است که بر افت فشار ناشی از کاهش چگالی سیال غلبه کرده است. با استفاده از این نوع نمودارها مشاهده شد که چاه B بهتر از چاه A، C عمل می‌کند. به‌طور مثال با تزریق گاز به میزان ۳ MMscf/day به هریک از چاه‌ها می‌وان به ترتیب از چاه A، تقریباً ۳۰۰۰ STB/day، چاه B ۶۰۰۰ STB/day و از چاه D ۲۰۰۰ نفت تولید کرد. از طرفی شیب نمودار عملکرد چاه B از دو نمودار دیگر تندتر می‌باشد. بنابراین پیش‌بینی می‌شود نرم‌افزار بهینه‌ساز بیشتر تزریق گاز را به چاه B اختصاص دهد.



پیوست ۲-۲. نمودار عملکرد چاه B



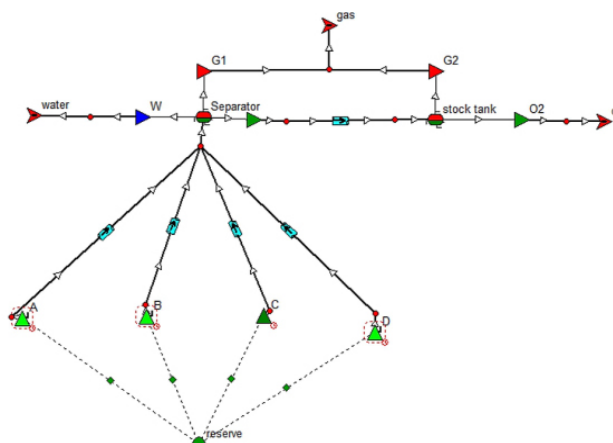
پیوست ۲-۳. نمودار عملکرد چاه D

فشار جداکننده پیش‌بینی بدون بهینه‌سازی صورت گرفت. اطلاعات موجود و نتایج پیش‌بینی در **جدول ۱۲** آورده شده است. همان‌طور که **جدول ۱۲** نشان می‌دهد، تولید نفت تجمعی طی بازه زمانی ۶ ساله بدون بهینه‌سازی تقریباً مقدار $16/402 \text{ MMSTB}$ به دست آمد. همچنین نمودار تولید تجمعی نفت پیش‌بینی شده توسط گپ نسبت به زمان در **شکل ۵** نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است، با توجه به میزان گاز در دسترس کل، نرخ تزریق گاز به میزان 3 MMscf/day برای چاه A و D، و به دلیل ضریب بهره‌دهی بالای چاه B، نرخ تزریق گاز به میزان 4 MMscf/day برای این چاه تخصیص یافت. تولید نفت تجمعی برای چاه‌های A، B، C و D به ترتیب $3/363$ ، $7/429$ ، $2/477$ و $3/133 \text{ MMSTB}$ حاصل شد و در مجموع $16/402 \text{ MMSTB}$ به دست آمد.

به دلیل عدم دسترسی به داده‌های تست جهت انتخاب بهترین رابطه افت فشار لوله‌های سطحی از رابطه پترولیوم اکسپرت^{۱۴} استفاده شد. **شکل ۴** مدل ساخته شده توسط نرم‌افزار گپ را نشان می‌دهد که توسط چهار چاه تولید می‌کند. همان‌طور که از شکل مشخص است چاه‌های تولیدی از مخزن به سرچاه وصل شده‌اند و در نهایت همه خروجی از چاه‌ها، وارد اولین تفکیک‌کننده واحد بهره‌برداری می‌شوند. **جدول ۱۱** اطلاعات لوله‌های سطحی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، لوله سطحی چاه C به صورت افقی است و سایر لوله‌ها به صورت مایل نصب شده‌اند.

بحث و نتایج

بعد از انجام شبیه‌سازی، یکبار پیش‌بینی بدون بهینه‌سازی و با گاز در دسترس 10 MMscf/day با اطلاعات موجود انجام شد. بدین منظور، از بخش پیش‌بینی نرم‌افزار گپ استفاده شد و با وارد کردن



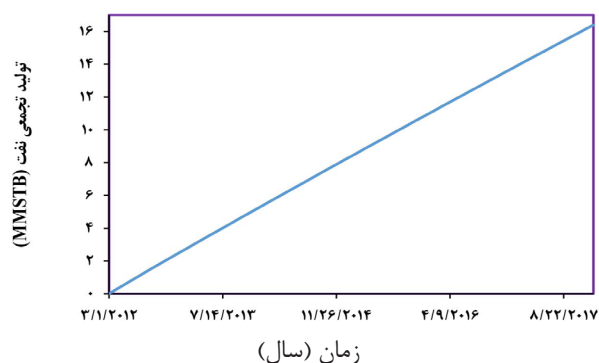
شکل ۴ نمایش شبکه تولیدی مدل ساخته شده توسط گپ

جدول ۱۱ اطلاعات لوله‌های سطحی

نوع	طول m	تغییر ارتفاع m	قطر داخلی inch	زبری inch
A	۴۰۰	-۱۱/۳	۸	۰/۰۰۰۶
B	۶۰۰	۲۵/۶	۶	۰/۰۰۰۶
C	۱۰۰	۰	۶	۰/۰۰۰۶
D	۱۶۳۰	۳۲	۸	۰/۰۰۰۶

جدول ۱۲ مقادیر نرخ تزریق گاز و تولید نفت تجمعی به دست آمده بدون بهینه‌سازی با محدودیت گاز در دسترس ۱۰ MMscf/day

چاه	A	B	C	D	مجموع
نرخ تزریق گاز MMscf/day	۳	۴	-	۳	۱۰
تولید نفت تجمعی MMSTB	۳/۳۶۳	۷/۴۲۹	۲/۴۷۷	۳/۱۳۳	۱۶/۴۰۲



شکل ۵ تولید تجمعی نفت نسبت به زمان

شد نرم‌افزار گپ از مدل پویا استفاده می‌کند و با در نظر گرفتن تغییرات فشار مخزن، بهینه‌سازی انجام می‌دهد. جدول ۱۳ نتایج حاصل از این بهینه‌سازی را نشان می‌دهد. در این جدول نرخ تزریق گاز برای هر چاه با توجه به تغییرات فشار مخزن توسط نرم‌افزار محاسبه شده است.

این نوع تخصیص نرخ تزریق گاز مناسب نمی‌باشد، چرا که بهینه‌سازی صورت نگرفته است. علاوه‌براین، این میزان نرخ تزریق گاز برای هر چاه در طول ثابت بوده و زمان و تغییرات فشار مخزن در نظر گرفته نشده است. بنابراین یکبار بهینه‌سازی توسط گپ با محدودیت گاز در دسترس ۳ MMscf/day انجام شد. همان‌طور که گفته

جدول ۱۳ نتایج بهینه‌سازی توسط نرم‌افزار گپ

مجموع	نرخ تزریق گاز چاه D	نرخ تزریق گاز چاه B	نرخ تزریق گاز چاه A	فشار مخزن Psig	زمان پیش‌بینی
۳	۰/۱۱۳	۱/۸۳۲	۱/۰۵۵	۲۶۱۵/۴۳	۳/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۱۳۳	۱/۵۹۲	۱/۲۷۶	۲۶۱۱/۷۲	۴/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۲۳۶	۱/۴۰۵	۱/۳۶	۲۶۰۸/۷۶	۵/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۳۱۲	۱/۳۷۷	۱/۳۱	۲۶۰۶/۲۱	۶/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۳۶۷	۱/۳۵۴	۱/۲۷۹	۲۶۰۴/۱۳	۷/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۴۰۷	۱/۲۹۱	۱/۳۰۲	۲۶۰۲/۳۳	۸/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۴۳۳	۱/۲۷۶	۱/۲۹۱	۲۶۰۰/۸۰	۹/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۴۶	۱/۲۸	۱/۲۶	۲۵۹۹/۵۳	۱۰/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۵۰۱	۱/۲۷۹	۱/۲۲۱	۲۵۹۸/۳۹	۱۱/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۵۲۲	۱/۲۵۹	۱/۲۱۹	۲۵۹۷/۴۲	۱۲/۱/۲۰۱۲
۳	۰/۵۴۹	۱/۲۷۲	۱/۱۷۹	۲۵۹۶/۵۳	۱/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۵۶۱	۱/۲۵۷	۱/۱۸۲	۲۵۹۵/۷۲	۲/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۶۶	۱/۳۹۶	۱/۱۳۹	۲۵۹۵/۰۶	۳/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۲۵	۱/۴۸۲	۱/۰۹۳	۲۵۹۴/۳۸	۴/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۳۷	۱/۴۷۸	۱/۰۸۵	۲۵۹۳/۷۷	۵/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۴۸	۱/۴۷۳	۱/۰۷۹	۲۵۹۳/۱۸	۶/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۵۶	۱/۴۶۸	۱/۰۷۶	۲۵۹۲/۶۳	۷/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۶۵	۱/۴۶۸	۱/۰۶۷	۲۵۹۲/۰۸	۸/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۷۳	۱/۴۶۷	۱/۰۶	۲۵۹۱/۵۵	۹/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۸۱	۱/۴۶۳	۱/۰۵۶	۲۵۹۱/۰۵	۱۰/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۹۱	۱/۴۵۹	۱/۰۵۱	۲۵۹۰/۵۵	۱۱/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۴۹۹	۱/۴۵۷	۱/۰۴۴	۲۵۹۰/۰۷	۱۲/۱/۲۰۱۳
۳	۰/۵۰۷	۱/۴۴۹	۱/۰۴۴	۲۵۸۹/۵۸	۱/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۵۱۵	۱/۴۴۶	۱/۰۳۹	۲۵۸۹/۱۰	۲/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۵۲۱	۱/۴۴۳	۱/۰۳۵	۲۵۸۸/۶۷	۳/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۵۲۶	۱/۴۴	۱/۰۳۳	۲۵۸۸/۱۹	۴/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۵۰۵	۱/۴۵۷	۱/۰۳۸	۲۵۸۷/۷۴	۵/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۵۱۳	۱/۴۵۵	۱/۰۳۲	۲۵۸۷/۲۷	۶/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۷۳	۱/۵۶۹	۱/۰۵۹	۲۵۸۶/۸۲	۷/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۷۷	۱/۵۵۸	۱/۰۶۵	۲۵۸۶/۳۷	۸/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۸۲	۱/۵۴۷	۱/۰۷	۲۵۸۵/۹۲	۹/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۸۷	۱/۵۵۱	۱/۰۶۳	۲۵۸۵/۴۸	۱۰/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۹۱	۱/۵۴۷	۱/۰۶۲	۲۵۸۵/۰۳	۱۱/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۷۶	۱/۶۴۷	۰/۹۷۷	۲۵۸۴/۵۹	۱۲/۱/۲۰۱۴
۳	۰/۳۸	۱/۶۴۳	۰/۹۷۷	۲۵۸۴/۱۴	۱/۱/۲۰۱۵
۳	۰/۳۸۶	۱/۶۳۸	۰/۹۷۶	۲۵۸۳/۶۸	۲/۱/۲۰۱۵
۳	۰/۴۰۷	۱/۶۶۶	۰/۹۲۷	۲۵۸۳/۲۷	۳/۱/۲۰۱۵

ادامه جدول ۱۳ نتایج بهینه‌سازی توسط نرم‌افزار گپ

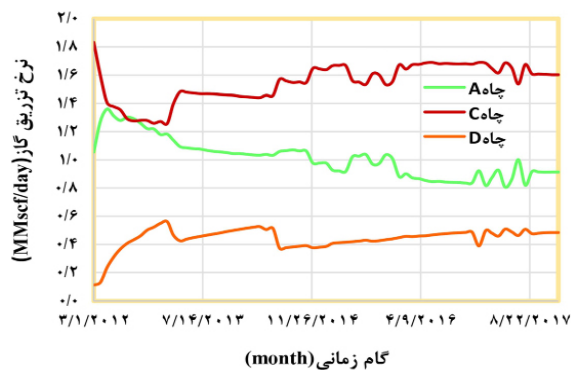
۴/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۲/۸۱	۰/۹۲۱	۱/۶۶۸	۰/۴۱۲	۳
۵/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۲/۳۷	۰/۹۱۷	۱/۶۶۷	۰/۴۱۵	۳
۶/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۱/۹۱	۱/۰۲۲	۱/۵۵۹	۰/۴۱۹	۳
۷/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۱/۴۶	۱/۰۲۵	۱/۵۵۱	۰/۴۲۴	۳
۸/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۰/۹۹	۱/۰۳۸	۱/۵۳۳	۰/۴۲۹	۳
۹/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۰/۵۳	۰/۹۶۹	۱/۶۰۹	۰/۴۲۲	۳
۱۰/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۰/۰۸	۰/۹۷۳	۱/۶۰۱	۰/۴۲۶	۳
۱۱/۱/۲۰۱۵	۲۵۷۹/۶۲	۱/۰۴۲	۱/۵۱۳	۰/۴۴۵	۳
۱۲/۱/۲۰۱۵	۲۵۷۹/۱۷	۱/۰۰۹	۱/۵۵۲	۰/۴۳۹	۳
۱/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۸/۷۱	۰/۸۸	۱/۶۷۲	۰/۴۴۸	۳
۲/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۸/۲۵	۰/۹۰۱	۱/۶۴۲	۰/۴۵۷	۳
۳/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۷/۸۲	۰/۸۷۲	۱/۶۷۳	۰/۴۵۵	۳
۴/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۷/۳۶	۰/۸۶۶	۱/۶۷۵	۰/۴۵۹	۳
۵/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۶/۹۱	۰/۸۵۳	۱/۶۸۶	۰/۴۶۱	۳
۶/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۶/۴۵	۰/۸۴۵	۱/۶۸۹	۰/۴۶۷	۳
۷/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۶/۰۱	۰/۸۴۷	۱/۶۸	۰/۴۷۲	۳
۸/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۵/۵۵	۰/۸۴۲	۱/۶۸۲	۰/۴۷۶	۳
۹/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۵/۰۹	۰/۸۴	۱/۶۸	۰/۴۸	۳
۱۰/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۴/۶۴	۰/۸۳۹	۱/۶۷۹	۰/۴۸۲	۳
۱۱/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۴/۱۸	۰/۸۳۵	۱/۶۸	۰/۴۸۵	۳
۱۲/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۳/۷۴	۰/۸۳۷	۱/۶۷۷	۰/۴۸۶	۳
۱/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۳/۲۸	۰/۸۴۸	۱/۶۶۸	۰/۴۸۴	۳
۲/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۲/۸۱	۰/۸۱۷	۱/۶۸۴	۰/۴۹۹	۳
۳/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۲/۴۰	۰/۸۷۹	۱/۶۳۹	۰/۴۸۲	۳
۴/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۱/۹۴	۰/۹۲۷	۱/۶۱۶	۰/۴۵۷	۳
۵/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۱/۴۹	۰/۸۰۹	۱/۶۸۵	۰/۵۰۷	۳
۶/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۱/۰۳	۰/۸۶۴	۱/۶۴۹	۰/۴۸۸	۳
۷/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۰/۵۹	۱	۱/۵۳۵	۰/۴۶۵	۳
۸/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۰/۱۳	۰/۸۲	۱/۶۷۴	۰/۵۰۶	۳
۹/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۹/۶۷	۰/۹۱۶	۱/۶۰۸	۰/۴۷۶	۳
۱۰/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۹/۲۲	۰/۹۲۹	۱/۶۰۳	۰/۴۶۸	۳
۱۱/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۸/۷۶	۰/۹۱۳	۱/۶۰۵	۰/۴۸۲	۳
۱۲/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۸/۳۲	۰/۹۰۸	۱/۶۰۲	۰/۴۹	۳
۱/۱/۲۰۱۸	۲۵۶۸/۳۲	۰/۹۰۸	۱/۶۰۲	۰/۴۹	۳

نرم افزار گپ، تولید نفت و فشار مخزن را در هر مرحله زمانی براساس تزریق گاز و فشار مخزن قبلی، قبل از اعمال تزریق تخمین می زند. در واقع فشار مخزن در این روش یک پارامتر معرف وضعیت مخزن و چگونگی تأثیر تولید قبلی بر سیستم است. میزان نرخ تخصیص یافته با توجه به ویژگی و پاسخ هر چاه نسبت به تزریق گاز می باشد. با توجه به روند نمودار عملکرد چاه B و اینکه شیب نمودار عملکرد چاه B از دو نمودار دیگر تندتر می باشد (همان طور که قبلاً ذکر شد)، می توان گفت که نرم افزار سعی داشته است در اکثر مواقع بیشتر نرخ تزریق گاز را به این چاه اختصاص دهد. همان طور که در **جدول ۱۴** آورده شده است، تولید نفت تجمعی برای چاه های D, C, B, A به ترتیب MMSTB ۲/۸۶, ۶/۸۹۳, ۲/۵۷۴ و ۲/۶۹۵ حاصل شد و در مجموع MMSTB ۱۵/۰۳۰ به دست آمد. این میزان، برتری این روش را نسبت به روش بدون بهینه سازی با محدودیت گاز در دسترس MMscf/day ۱۰ نشان می دهد. در روش قبلی با اینکه میزان گاز در دسترس بیشتر در اختیار بود ولی به دلیل بهینه نکردن نرخ تزریق گاز، ثابت در نظر گرفتن آن در طی زمان و نادیده گرفتن اثر تغییرات فشار مخزن میزان تولید نفت تجمعی کمتری با میزان MMSTB ۱۶/۴۰۲ نسبت به روش بهینه سازی حاصل شد. در حالی که با استفاده از روش بهینه سازی گپ با میزان گاز در دسترس کمتر، تولید نفت تجمعی نزدیک به مقدار MMSTB ۱۶ یعنی MMSTB ۱۵/۰۳۰ به دست آمد. **شکل ۶** کاهش فشار متوسط مخزن را با گذشت زمان نشان می دهد. همان طور

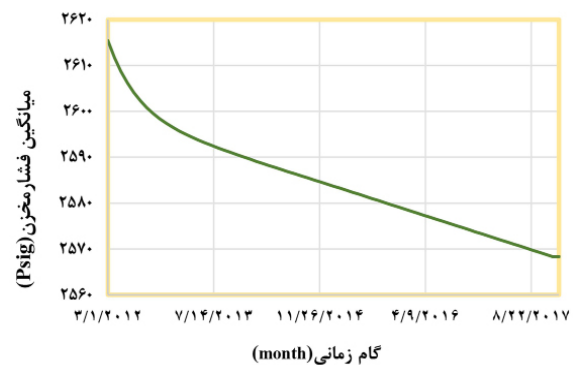
که این شکل نشان می دهد، فشار مخزن به شدت به تولید سیال وابسته است. از طرفی، تولید و افت فشار مخزن به طور هم زمان در نزدیکی برخی چاه ها به دلیل سهم بیشتر برخی از چاه ها از تزریق، بیشتر است. چاه های دیگر سهم گاز کمتری دارند و بنابراین نرخ تولید کمتر و کاهش فشار مخزن کمتری خواهند داشت. اما با توجه به اینکه میانگین فشار مخزن در این شکل در نظر گرفته شده است، می توان گفت تخصیص گاز بین چاه ها اثر کمی بر فشار متوسط مخزن دارد. **شکل ۷** نرخ تزریق گاز برای هریک از چاه ها با گذشت زمان در طی بهینه سازی را نشان می دهد. همان طور که در شکل دیده می شود، مقدار گاز تولیدی هر چاه ثابت نیست و ممکن است در مراحل زمانی مختلف تغییر کند. دلیل این تغییر آن است که تولید گاز در هر مرحله باعث کاهش فشار مخزن می شود، و در نتیجه، چاه در مراحل بعدی عملکردی مشابه مرحله قبل نخواهد داشت. چاه های دیگر گاز کمتری دریافت کردند و در نتیجه تولید کمتری داشتند، افت فشار کمتری را تجربه کردند و بنابراین در مرحله زمانی بعدی می توانند پاسخ بهتری به بالاتر گاز داشته باشند. در نتیجه بهینه ساز سهم بیشتری از گاز را در آن مراحل زمانی به آن اختصاص می دهد. به طور کلی می توان گفت چاه D در تمام مراحل زمانی کمترین سهم گاز را به خود اختصاص می دهد، یعنی به تزریق گاز پاسخ خوبی نمی دهد و چاه C تقریباً بالاترین سهم گاز تزریقی را دارد و همچنین چاه A در بین این دو نمودار قرار دارد.

جدول ۱۴ تولید نفت تجمعی به دست آمده از بهینه ساز گپ با محدودیت گاز در دسترس MMscf/day ۲

چاه	A	B	C	D	مجموع
تولید نفت تجمعی MMSTB	۲/۸۶	۶/۸۹۳	۲/۵۷۴	۲/۶۹۵	۱۵/۰۳۰



شکل ۷ نرخ تزریق گاز هریک از چاه با گذشت زمان



شکل ۸ فشار متوسط مخزن با گذشت زمان

چاهی دیگر با توجه به ویژگی هرچاه و از یک زمانی به زمان دیگر با توجه به تغییر ویژگی مخزن ناهمگن بعد از تغییر فشار، متفاوت است. نتایج نشان داد در روش اول با اینکه میزان در دسترس گاز بیشتر در اختیار بود ولی به دلیل بهینه نکردن نرخ تزریق گاز، ثابت در نظر گرفتن آن در طی زمان و نادیده گرفتن اثر تغییرات فشار مخزن میزان تولید نفت تجمعی کمتری حاصل شد. درحالی‌که با استفاده از روش بهینه‌سازی گپ با میزان گاز در دسترس کمتر، تولید نفت تجمعی نزدیک به مقدار $16/402 \text{ MMSTB}$ به‌دست آمد. همان‌طور که گفته شد نرخ تزریق گاز در مراحل زمانی مختلف متفاوت است. هنگامی‌که نرخ تزریق گاز برای چاهی کم باشد، تولید و افت فشار آن نیز کاهش می‌یابد. بنابراین در گام زمانی بعد چاه برای دریافت مقدار گاز بیشتر افزایش پیدا می‌کند و بالعکس. لذا در نمودار رابطه نرخ تزریق گاز نسبت به زمان، پروفایل موجی شکل مشاهده می‌شود.

نتیجه‌گیری

فرازآوری مصنوعی با یکی از مهم‌ترین عملیات برای افزایش تولید نفت از میادین نفتی است. باتوجه به محدود بودن گاز در دسترس در میدان، بهینه‌سازی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌باشد. به این معنی که گاز در دسترس باید طوری بین چاه‌ها تقسیم شود که در مجموع بیشترین مقدار نفت از آن‌ها حاصل گردد. براساس خواص مخزن و چاه، مقدار بهینه نرخ تزریق برای چاه‌های مختلف متفاوت است. این نقطه بهینه در زمان تولید تغییر می‌کند و یک مسیر بهینه ایجاد می‌کند. هنگامی‌که تزریق در مرحله اول انجام می‌پذیرد، تولید نفت از چاه مورد نظر با توجه به میزان نرخ تزریق گاز حاصل می‌گردد. در ادامه فشار مخزن کاهش پیدا کرده و خواص و ویژگی‌های مخزن تغییر می‌کند. در نتیجه تزریق گاز در مرحله بعد با توجه به فشار مخزن در گام زمانی قبل صورت می‌گیرد. بنابراین نرخ تزریق گاز از یک چاه به

مراجع

- [1]. Liu, X., Guo, B., & Tan, X. (2017). Petroleum production engineering. Gulf Professional Publishing.
- [2]. Guo, B., & Ghalambor, A. (2014). Natural gas engineering handbook. Elsevier.
- [3]. Khamsehchi, E., & Mahdiani, M. R. (2017). Gas allocation optimization methods in artificial gas lift. Springer International Publishing.
- [4]. Khamsehchi, E., Mahdiani, M. R., & Suratgar, A. A. (2019). Optimizing and stabilizing the gas lift operation by controlling the lift gas specific gravity. Journal of Petroleum Science and Technology, 9(3), 46-63. DOI: 10.22078/jp&st.2018.3335.1530.
- [5]. Wang, J., Zhang, N., Wang, Y., Zhang, B., Wang, Y., & Liu, T. E. (2016). Development of a downhole in-charge inflow control valve in intelligent wells. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 29, 559-569. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.020.

- [6]. Mahdiani, M. R., Khamsehchi, E., & Suratgar, A. A. (2021). Using linear-quadratic regulator to optimally control the gas lift operation. *Arabian Journal of Geosciences*, 14, 1-19.
- [7]. Mahdiani, M. R., Khamsehchi, E., & Suratgar, A. A. (2019). Using modern heuristic algorithms for optimal control of a gas lifted field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106348. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106348.
- [8]. Martinez, E. R., Moreno, W. J., Moreno, J. A., & Maggiolo, R. (1994). Application of genetic algorithm on the distribution of gas-lift injection. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-26993). SPE. doi.org/10.2118/26993-MS.
- [9]. Zerafat, M. M., Ayatollahi, S., & Roosta, A. A. (2009). Genetic algorithms and ant colony approach for gas-lift allocation optimization. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 52(3), 102-107. doi.org/10.1627/jpi.52.102.
- [10]. Hamed, H., Rashidi, F., & Khamsehchi, E. (2011). A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. *Petroleum Science and Technology*, 29(4), 418-427. doi.org/10.1080/10916460903394110.
- [11]. Khamsehchi, E., Naderi, M., & Hajati, M. H. (2018). Integrated production optimization from a mature oil field using artificial gas lift by considering nonlinear operational constraints. *Journal of Petroleum Research*, 28(1-97), 61-69.
- [12]. Gharcheh Beydokhti, A., & Khamsehchi, E. (2019). Production Enhancement of an Oil Field using Integrated Modeling and Optimal Control. *Journal of Petroleum Research*, 29(98-2), 34-45.
- [13]. Namdar, H. (2019). Developing an improved approach to solving a new gas lift optimization problem. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 2965-2978.
- [14]. Hamed, H., Rashidi, F., & Khamsehchi, E. (2011). A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. *Petroleum Science and Technology*, 29(4), 418-427.
- [15]. Zeinilabedini, L., & Ameli, F. (2025). Optimization of Dynamic gas injection in artificial lift with limited gas using an integrated system. *Journal of Petroleum Research*.
- [۱۶]. آملی، ف. و زین‌العابدینی، ل. (۱۴۰۴). مروری بر مطالعات بهینه‌سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی. مهندسی گاز ایران، ۱-286. doi: IJGE-2401-1065.1-286.
- [17]. Plucenio, A., Pagano, D. J., Camponogara, E., Trappe, A., & Teixeira, A. (2009). Gas-lift optimization and control with nonlinear mpc. *IFAC Proceedings Volumes*, 42(11), 904-909. doi.org/10.3182/20090712-4-TR-2008.00148.
- [18]. Plucenio, A., Ganzaroli, C. A., & Pagano, D. J. (2012). Stabilizing gas-lift well dynamics with free operating point. *IFAC Proceedings Volumes*, 45(8), 95-100. doi.org/10.3182/20120531-2-NO-4020.00016.
- [19]. Mahmudi, M., & Sadeghi, M. T. (2013). The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, 321-327. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.05.008.
- [20]. Miresmaeili, S. O. H., Zoveidavianpoor, M., Jalilavi, M., Gerami, S., & Rajabi, A. (2019). An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 819-830. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.076.
- [۲۱]. فلاحي دهپهني، ا. (۱۳۹۵). بهبود میزان گاز تخصیصی بین چاه‌های تزریقی و تولیدی با بهره‌گیری از سیستم یکپارچه، پایان‌نامه.