



Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(April-May), Vol. 34, No. 134, 10-12

DOI:10.22078/pr.2023.5143.3279

A Novel Workflow for Optimally Equipping the Production Well with Inflow Control Valves in Multi-Layer Oil Reservoirs

Fatemeh Ghallath, Yousef Rafiei* and Hamed Rezvani

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

y.rafiei@aut.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2023.5143.3279

Received: June/06/2023

Accepted: June/26/2023

Introduction

In multi-layer reservoirs, considerable differences in petro-physical properties among layers lead to non-uniform oil production. Layers with higher productivity index face water breakthrough earlier. Therefore, a huge amount of oil within other layers will be deprived of being swept since the water production rate exceeds oil production according to the Darcy Law. As a solution, Inflow Control Valves (ICVs) are being installed downhole within the completion string to provide selective depletion from reservoir layers. Improve production is fulfilled using ICVs provided that their performance, number, and location within the completion string are selected appropriately for the target reservoir [1,2]. The type of ICVs and their aperture size (cross-sectional area) mainly represent their performance as selecting among infinite and different kinds of discrete variable ICVs is of paramount importance in the industry. A variety of selection approaches for optimizing ICV type [1,2], and optimization engines for optimizing their aperture size [3-5], as well as the workflows for making decision about their number and location within the completion string [6] were used in the previous researches. In this research, firstly, the four mentioned technical parameters are optimized for a simulated seven-layer oil reservoir restricted by a type selection among infinite variable ICVs and four-, and eight-discrete-position ICVs. Then, the utilized optimization methodology was extended to be proposed as a workflow to improve production in multi-layer oil reservoirs.

Materials and Methods

Simulation

A seven-layer oil reservoir having an aquifer is simulated using Eclipse reservoir simulator assuming 15 years of production. Two vertical wells are located in two opposite corners of the reservoir. The first one is the oil production well equipped with ICVs using “WSEGVAlV” keyword of the simulator, and the second well is dedicated to water injection. In addition, the vertical lift performance of the production well is modeled using PROSPER software. As the first step, the multi-layer reservoir was simulated in such a way that the oil production well is equipped with an ICV across each of the seven layers. This status of installing ICVs within the completion string is named as “Location Number 1”.

Optimization

For Location Number 1, the aperture size (cross-sectional area) of ICVs is optimized using Genetic Algorithm with the aim to maximize field oil efficiency (FOE). For the four-discrete-position ICV, a table was obtained which contains the optimum position number for each of the ICVs placed across the reservoir layers at each year of production. As fully open ICV aperture indicates the needlessness of the layer to the presence of ICV, the ICVs placed across these layers can be removed. This three-stage ICV removal is done in the light of a pattern called “ICV removal pattern” which can be found in the reservoir layers’ dependency on ICVs according to the aperture size optimization results of four- and eight-discrete-position ICVs.

Therefore, three other statuses of installing ICVs within the completion string were obtained and named as “Location Number 2, 3, and 4”.

Finally, the optimum type, number, and location of ICVs in the completion string is selected to fulfill the maximum Net Present Value (NPV) using a comparative approach among different scenarios comprise of infinite, four- and eight-discrete-position ICVs in Location Number 1 to 4.

Results and Discussion

Aperture Size Optimization

Table 1 shows the aperture size (cross-sectional area) optimization results for four-discrete-position ICVs. The numbers represent the position number of the ICV aperture; “1” and “4” mean the fully close, and the fully open position of this type of ICV, respectively. Two other tables were obtained in the same way for infinite variable and eight-discrete-position ICVs, respectively.

Table 1 Aperture size optimization results for four-discrete-position ICV.

	Number of the reservoir layer							
	1	2	3	4	5	6	7	
Year of production	1	4	4	1	4	4	1	1
	2	4	4	4	4	4	4	4
	3	4	4	1	4	4	4	4
	4	1	4	4	4	4	4	4
	5	4	4	4	1	4	4	4
	6	4	4	1	4	1	4	4
	7	4	4	1	1	1	4	4
	8	4	1	4	1	1	4	4
	9	1	4	1	4	1	4	4
	10	4	4	4	1	1	4	4
	11	4	4	1	4	1	4	4
	12	4	1	1	4	4	4	4
	13	4	4	4	1	4	4	4
	14	4	4	1	1	4	4	4
	15	4	4	4	4	4	4	4

ICV Removal Pattern

According to Table 1, since the fully open aperture of the ICV (position number 4 for four-discrete-position ICVs) indicates the needlessness of the layer to the ICV, the number of years in which the ICV aperture is partially/fully close was counted in order to find a pattern (order) in the magnitude of reservoir layers' production dependency on the presence of ICVs. Comparing Table 1 with the same table for eight-discrete-position ICVs led to finding reservoir layers number 1, 6, and 7 as the layers with minimum dependency on ICVs which was followed by reservoir layers number 2, and 4, respectively. Therefore, ICVs placed across the mentioned layers were removed from the completion string through three stages according to the discovered pattern, named as “ICV removal pattern” which can be observed in Fig. 1.

In addition, the petro-physical properties of the reservoir layers were investigated according to the order of their dependency on ICVs in the ICV removal pattern. It was found out that the layers with a significantly high magnitude of the multiplication of permeability by thickness among other layers need ICVs the most.

Type, Number, and Location Optimization

According to the discovered ICV removal pattern, different scenarios made up of infinite variable ICVs, four- and eight-discrete-position ICVs were simulated. Then, a comparative approach was used to select the optimum scenario so that the maximum Net Present Value (NPV), as the prominent economic concern, is achieved. As can be observed in Fig. 2, four-discrete-position ICV and Location Number 3 were selected as the optimum type and optimum number and location of ICVs in this reservoir.

Moreover, as shown in Fig. 2, Net Present Value does not increase necessarily with a reduction in the number of ICVs within the completion string due to the reduction in the capital expenditure, since it is also affected by the costs associated with the increase in the water production rate.

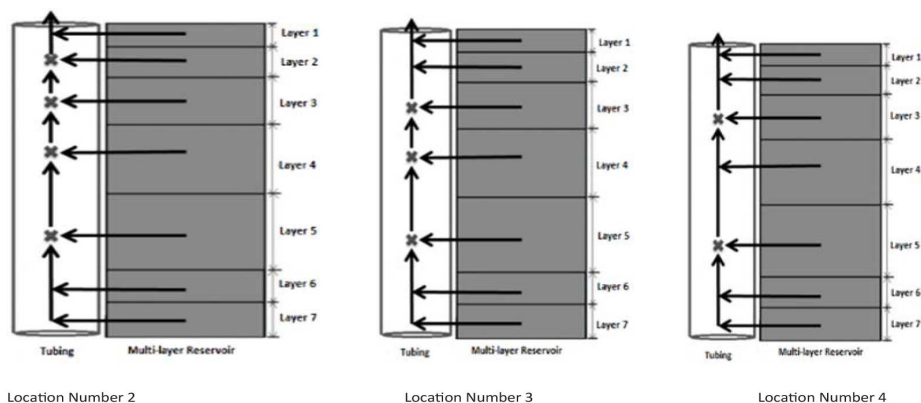


Fig. 1 ICV removal pattern (ICV removal stages).

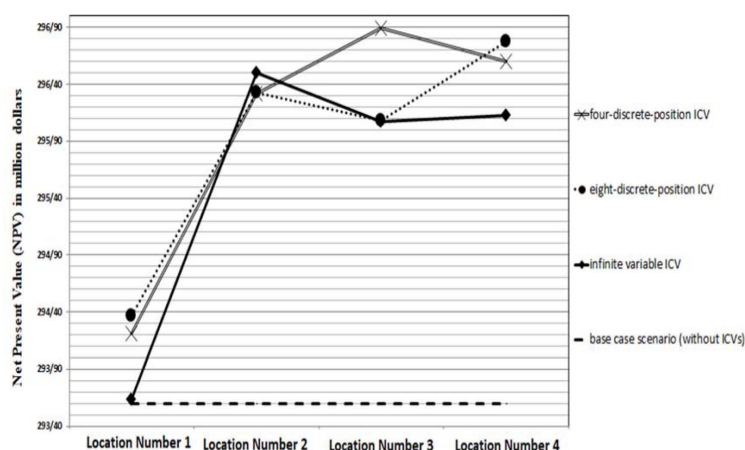


Fig. 2 Net Present Value for different types, numbers, and locations of ICVs in the completion string.

Conclusions

In this article, four technical parameters of Inflow Control Valves (ICVs) including their aperture size (cross-sectional area), their type (regarding infinite variable ICV and four-, and eight-discrete-position ICVs), their number and location within the completion string of the production well in a seven-layer oil reservoir were optimized. This optimization was proposed as a workflow comprised of following steps to improve production in multi-layer oil reservoirs:

- 1) Simulating an ICV across each reservoir layer
- 2) ICV aperture size optimization using Genetic Algorithm to maximize field oil efficiency
- 3) Steps 1 and 2 for infinite variable ICVs and four- and eight-discrete-position ICVs
- 4) Counting the number of years in which the ICV aperture was closed across each layer
- 5) Sorting reservoir layers according to the counted numbers belong to them in descending order
- 6) Steps 4 and 5 for four- and eight-discrete-position ICVs
- 7) Finding a pattern (order) in the magnitude of reservoir layers' production dependency on ICVs according to the results of step 6
- 8) Multi-stage ICV removal within the completion string according to the discovered pattern
- 9) Simulating location statuses created in the step 8 for the three mentioned types of ICVs
- 10) Selecting the optimum type, number, and location of ICVs within the production string meeting the maximum Net Present Value

Additionally, according to the results of this research, Net Present Value does not increase necessarily with a reduction in the number of ICVs in multi-layer reservoirs, since it is affected by the water disposal costs along with capital expenditure.

Furthermore, reservoir layers with a significantly high magnitude of the multiplication of permeability by thickness among other layers need ICVs the most, which lies in the fact that the unwanted fluid production from these layers should be restricted to give the chance of being swept to the other layers.

References

1. Lauritzen J.E., Shahreyar N., & Jacob S. (2011). Selection Methodology for Passive, Active, and Hybrid Inflow Control Completions. In Offshore Technology Conference.
2. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., & Davies D. (2010). Advanced Wells: A Comprehensive Approach to the Selection between Passive and Active Inflow-Control Completions. *Journal of SPE Production & Operations*. 25. 305-326.
3. Al-Ghareeb Z. (2009) Monitoring and control of smart wells. Master's thesis. Stanford University. Department of Energy Resources Engineering. United States of America.
4. Stone T.W., Couet B., Rashid K., Wardell-Yerburgh P., & Dyer S. (2012). Optimal Control of Single and Multiple Inflow Control Valves in Production Wells. In World Heavy Oil Congress.
5. Pinto M.A., Gildin E., & Schiozer D.J. (2015). Short-Term and Long-Term Optimizations for Reservoir Management with Intelligent Wells. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
6. Ebadi F. (2006) Screening of Reservoir Types for Decision-Making on the Application of Intelligent Wells. Ph.D. thesis. Heriot-Watt University. Institute of Petroleum Engineering. Scotland.

یک دستورالعمل نوین برای تجهیز بهینه چاه تولیدی به شیرهای کنترلی درون چاهی در مخازن نفتی چندلایه

فاطمه غلات، یوسف رفیعی* و حامد رضوانی

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۳/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۴/۰۵

چکیده

بهبود تولید از مخازن نفتی چندلایه به طوریکه حداکثر بازیافت نهایی نفت از مخزن و حداقل تولید سیالات ناخواسته (آب/گاز) محقق گردد، به یکی از چالش‌های مهم در صنعت نفت تبدیل شده است. در لایه‌های دارای شاخص بهره‌وری بالاتر، سریع‌تر رخ دادن آستانه تولید سیالات ناخواسته با نسبت تحرک‌پذیری بالاتر موجب می‌شود مقدار زیادی از نفت مخزن در سایر لایه‌ها به صورت دست نخورده باقی بماند. از آنجایی که کاهش نرخ تولید با استفاده از شیرهای کنترلی سرچاهی منجر به کاهش هم‌زمان تولید نفت و سیالات ناخواسته می‌گردد، شیرهای کنترلی درون چاهی در رشته‌ی تکمیلی چاه در مقابل لایه‌های مخزن نصب شده و قابلیت تولید انتخابی از آن‌ها را فراهم می‌نمایند. پیش از تجهیز چاه به این شیرها می‌بایست مناسب‌ترین نوع از میان انواع مختلف آن‌ها از جمله شیرهای درون چاهی با دریچه پیوسته و گسسته انتخاب گردد که این انتخاب متأثر از تعداد و مکان نصب این شیرها در رشته تکمیلی است. در این پژوهش، ابتدا رشته تکمیلی چاه تولیدی به طوریکه در مقابل هر یک از لایه‌های مخزن به یک عدد شیر درون چاهی مجهز باشد، شبیه‌سازی گردید. نتایج بهینه‌سازی مساحت سطح مقطع دریچه شیرهای درون چاهی، با استفاده از الگوریتم ژنتیک با تابع هدف حداکثر بازیافت نهایی نفت از مخزن، حاکی از وجود الگوی در میزان نیاز لایه‌های مختلف مخزن به وجود این شیرها بود. پس از کاهش تعداد شیرها در رشته تکمیلی براساس الگو یافت شده، نوع، تعداد و موقعیت مکانی نصب بهینه آن‌ها با هدف تحقق حداکثر ارزش فعلی خالص انتخاب شد. در نهایت، روش مورد استفاده در این پژوهش در قالب یک دستورالعمل نوین که برای اولین بار به طور اختصاصی برای تجهیز چاه تولیدی در مخازن نفتی چندلایه به شیر کنترلی درون چاهی توسعه یافته است، ارائه گردید.

کلمات کلیدی: طراحی شیر کنترلی درون چاهی، مدیریت تولید از مخزن، مخزن نفتی چندلایه، دستورالعمل بهینه‌سازی، تکمیل هوشمند چاه

*مسئول مکاتبات

Y.rafeei@aut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2023.5143.3279)

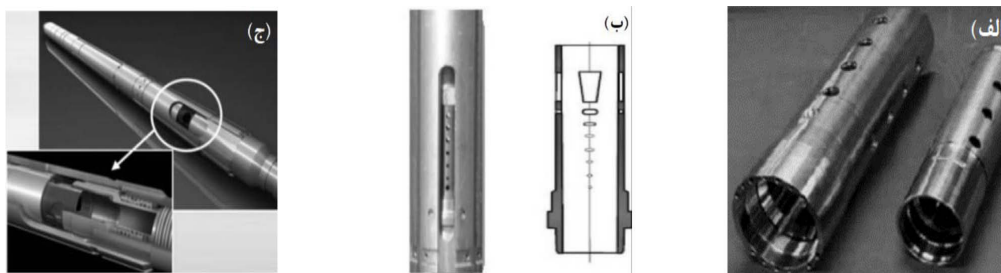
مقدمه

رشته تکمیلی در مقابل لایه‌هایی از مخزن که مشکل تولید آب دارند، ورود سیال ناخواسته از این لایه‌ها به داخل رشته تکمیلی چاه مدیریت شده و مخزن به تولید نفت از سایر لایه‌ها وادار می‌گردد. علاوه بر این، بکارگیری این تکنولوژی منجر به غلبه بر تولید غیریکنواخت ناشی از تفاوت خواص لایه‌های مخزن می‌گردد. پارامترهای متعددی بهره‌برداری مناسب از تکنولوژی چاه هوشمند را تحت تأثیر قرار می‌دهند. به عنوان مثال، نه تعداد شیرهای درون چاهی (به علت افزایش شدید هزینه‌ها) و نه تعداد کم آن‌ها (به علت عدم کنترل مؤثر مخزن) الزاماً منجر به مدیریت بهتری در تولید نفت از مخزن خواهد شد. بسته بودن بیش از حد دریچه شیرها نیز به علت جلوگیری از تولید نفت کافی از لایه‌های مستعد الزاماً مدیریت مخزن را بهبود نمی‌بخشد. بنابراین، بهینه‌سازی پارامترهای فنی و تجهیزاتی شیر کنترلی درون چاهی، شامل عملکرد، تعداد و وضعیت مکانی نصب آن‌ها، به عنوان جزء اصلی و قلب سیستم چاه هوشمند الزامی است. با توجه به وجود انواع مختلف شیرهای درون چاهی از جمله شیرهای دارای دریچه پیوسته و انواع متنوع شیرهای دارای دریچه گسسته با تعداد مختلفی از دریچه‌ها **شکل ۱**، نوع و تنظیمات این شیرها نیز می‌بایست بهینه‌سازی شود. مروری بر پژوهش‌های پیشین حاکی از آن است که رایج‌ترین رویکرد در انتخاب نوع شیر درون چاهی، رویکرد مهندسی مخزن است که در آن عمدتاً شیرها از نظر میزان

بهینه‌سازی تولید از میادین هیدروکربوری یکی از دغدغه‌های اصلی مدیریت مخازن نفت و گاز به ویژه در میادین مشترک با کشورهای همسایه است. چاه هوشمند که یکی از تکنولوژی‌های نوین و تأثیرگذار بر صنعت نفت است، به چاهی اطلاق می‌شود که حداقل به حسگر اندازه‌گیری دما یا فشار مجهز باشد. در صورت مجهز بودن چاه به ابزار غیر فعال^۱ و یا ابزار فعال (شیرهای) کنترلی درون چاهی^۲ در کنار این حسگرها، سطح پیشرفته‌تری از هوشمندسازی یعنی قابلیت کنترل شرایط درون چاهی فراهم می‌شود که راه را برای رسیدن به مدیریت مخزن نفتی (به حداکثر رساندن تولید سیالات دلخواه و یا به حداقل رساندن تولید سیالات ناخواسته) هموار می‌سازد **۱ و ۲**. در مخارن نفتی چندلایه، در لایه‌های دارای شاخص بهره‌وری بالاتر، نفت با سرعت بیشتری تخلیه شده و آستانه تولید سیالات ناخواسته (آب/گاز) سریع‌تر رخ می‌دهد. در این حالت، براساس قانون داریسی رابطه ۱، دبی تولید این سیالات، به علت کمتر بودن ویسکوزیته آن‌ها، از دبی تولید نفت پیشی گرفته و مانع از تخلیه نفت از سایر لایه‌های مخزن می‌گردد.

$$Q = \frac{\Delta P \cdot k \cdot A}{\mu L} \quad (1)$$

از آنجایی که با کاهش میزان بازشدگی دریچه شیر سرچاهی دبی تولید نفت نیز همراه با آب کاهش می‌یابد، با نصب شیرهای کنترلی درون چاهی در



شکل ۱ الف) شیرهای درون چاهی چهار دریچه‌ای، ب) هشت دریچه‌ای و ج) دریچه پیوسته

1. Inflow Control Devices (ICDs)
2. Inflow Control Valves (ICVs)

توانایی در مدیریت عدم قطعیت‌های زمین آماری مقایسه می‌شوند و تحقق حداکثر بازیافت نهایی نفت از مخزن، حداکثر تولید تجمعی نفت و یا حداقل تولید تجمعی آب به‌عنوان تابع هدف اتخاذ می‌گردد. در رویکرد مهندسی بهره‌برداری و تکمیل چاه، انواع شیرهای درون‌چاهی معمولاً از منظر قابلیت کنترل تولید از چاه چندشاخه، سائز لوله مغزی و بهبود عملیات اسیدکاری مقایسه شده، و در رویکرد اقتصادی و عملیاتی، قیمت شیرها، پیچیدگی، ریسک و هزینه زمانبر بودن نصب آن‌ها در نظر گرفته می‌شود [۷-۳]. با مروری بر پیشینه پژوهشی بهینه‌سازی سایر پارامترهای تجهیزاتی فوق‌الذکر از قبیل تعداد، موقعیت مکانی نصب و سطح مقطع دریاچه شیرهای درون‌چاهی، تنوعی در اتخاذ ابزار بهینه‌سازی و ترکیبی از اتخاذ رویکردها مشاهده می‌شود. عبادی یک روش تصمیم‌گیری مخزن محور (برحسب خصوصیات زمین‌شناسی و انواع مکانیزم‌های رانش مخزن) برای به‌کارگیری شیر کنترلی درون‌چاهی در مخزن، در قالب یک نمودار با پارامترهای بی‌بعد، ارائه نمود [۸]. ال‌غریب یک روش برای بهینه‌سازی تولید در چاه‌های هوشمند با در نظر گرفتن رویکرد مهندسی مخزن و ملاحظات اقتصادی ارائه داد؛ به این صورت که برای شیرهای درون‌چاهی گسسته از نوع دو و هشت دریاچه‌ای، سطح مقطع دریاچه را با استفاده از الگوریتم ژنتیک با هدف دستیابی به حداکثر ارزش فعلی خالص، حداکثر بازیافت نهایی نفت، و حداقل میزان آب تولیدی بهینه‌سازی نمود [۹]. المیدا و همکاران، از الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی باز یا بسته بودن دریاچه شیر درون‌چاهی گسسته دو دریاچه‌ای با هدف تحقق حداکثر میزان ارزش فعلی خالص و با لحاظ عدم قطعیت‌های فنی و زمین‌شناسی استفاده نمودند [۱۰]. استن برای شیر کنترلی درون‌چاهی یازده دریاچه‌ای، سطح مقطع دریاچه را با هدف تحقق حداکثر جریان نقدی خالص تنزیل نشده بهینه‌سازی نمود [۱۱].

پینتوسمپیو با استفاده از الگوریتم ژنتیک سریع، دستورالعملی برای بهینه‌سازی هم‌زمان سطح مقطع دریاچه شیرهای درون‌چاهی از نوع دریاچه پیوسته و نرخ جریان سیال در آن‌ها با هدف تحقق حداکثر ارزش فعلی خالص ارائه داد که با وجود تعداد زیادی از متغیرها با قدرت خوبی عمل نمود [۱۲]. یک روش یکپارچه برای محاسبه سائز دریاچه شیر درون‌چاهی و محل قرارگیری آن توسط بهروز و همکاران ارائه گردید که در آن، دستیابی به حداکثر تولید تجمعی نفت، حداقل تولید تجمعی آب/گاز و حداکثر ارزش فعلی خالص مدنظر بود [۱۳]. یک روش تحلیلی نوین برای محاسبه سائز دریاچه شیر درون‌چاهی با هدف کاهش تولید آب تجمعی از هر شاخه‌ی چاهی چندشاخه با استفاده از داده‌های تولید آنی نیز توسط رفیعی ارائه شد [۱۴]. همچنین، برونی-بدیاکو یک استراتژی برای کنترل واکنشی شیرهای درون‌چاهی گسسته دو دریاچه‌ای در قالب یک الگوریتم با هدف دستیابی به بیشترین میزان تولید نفت تجمعی ارائه نمود [۱۵]. کرووز شیفر دستورالعملی برای شناسایی چاه‌های مناسب برای نصب شیرهای درون‌چاهی و بهینه‌سازی تولید آن‌ها با استفاده از پارامترهای آنی ارائه نمود که در شبیه‌سازی شیرهای چند دریاچه‌ای یا دریاچه پیوسته قابل استفاده بوده و پتانسیل مخزن برای لایه‌بندی شدن در این روش جستجو می‌شود [۱۶]. در آن سال، همچنین، الجبران یک روش بهینه‌سازی بر پایه جانشینی^۱ را برای کاهش تعداد شیرهای درون‌چاهی مورد نیاز با هدف تحقق حداکثر ارزش فعلی خالص بررسی نمود [۱۷]. بتکیا روشی برای بهبود عملکرد اقتصادی میدان با به‌کارگیری کنترل واکنشی برای شیرهای درون‌چاهی دو، سه، چهار، پنج و شش دریاچه‌ای در چاه تولیدی با متغیر نظارتی نسبت گاز به نفت تولیدی ارائه داد [۱۸].

این مخزن تعبیه گردید که در تمام هفت لایه مخزن، تکمیل شده و با مخزن در تماس هستند. چاه تولیدی که به صورت حفره بسته تکمیل شده است و نفت را با فشار ته چاهی ثابت ۳۲۸۲/۶ psi تولید می نماید، از طریق کلیدواژه "WSEGVAlV" در نرم افزار Eclipse به شیرهای کنترلی درون چاهی مجهز شده است [۱۹ و ۲۰]. از سوی دیگر، آب با دبی ثابت ۳۰۰۰ bbl/day از طریق چاه تزریقی به مخزن تزریق می گردد. شکل ۲، مدل شبیه سازی شده از مخزن مورد نظر را نشان می دهد که در آن چاه تولیدی و تزریقی به ترتیب با نمادهای "P1" و "I1" مشخص شده اند. لازم به ذکر است که در این پژوهش از نرم افزار PROSPER برای مدل سازی رفتار چاه تولیدی از نظر قدرت بالابردگی سیال (تولید نفت از ته چاه به سطح زمین) و محاسبه فشار سیال تولیدی در هر نقطه از مسیر چاه توسط آنالیز گره استفاده شد.

بهینه سازی

در این پژوهش، ابتدا در چاه تولیدی، در مقابل هر یک از هفت لایه مخزن، یک عدد شیر درون چاهی شبیه سازی گردید. سپس، به عنوان اولین پارامتر تجهیزاتی، مقدار مساحت سطح مقطع دریچه این شیرها از طریق ترکیب نرم افزار MATLAB حاوی کد الگوریتم ژنتیک و نرم افزار Eclipse حاوی مدل شبیه سازی شده ی مخزن، با تابع هدف حداکثر باز یافت نهایی نفت از مخزن^۱ بهینه سازی شد.

در پژوهش پیش رو، برای اولین بار دستورالعملی برای بهینه سازی نوع، سطح مقطع دریچه، تعداد و وضعیت مکانی نصب شیرهای درون چاهی در رشته تکمیلی چاه تولیدی ویژه مخازن نفتی چندلایه ارائه می گردد. به علاوه، استفاده از دو نوع شیر متداول صنعتی تولید شده توسط شرکت های معتبر بین المللی Schlumberger و Halliburton (شیرهای درون چاهی دارای چهار و هشت دریچه گسسته) و نیز، مقایسه عملکرد آن دو با شیر درون چاهی از نوع دریچه پیوسته را می توان از دیگر نوآوری های این پژوهش نسبت به پژوهش های پیشین دانست.

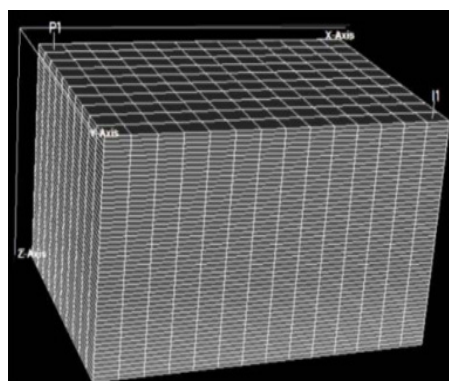
روش انجام کار

شبیه سازی

در این پژوهش، یک مخزن نفتی به طول ۱۰۵۰، عرض ۷۵۰ و عمق ۶۰۰ ft با استفاده از نرم افزار شبیه ساز مخزن به نام Eclipse شبیه سازی گردید. این مخزن با ده میلیون و سیصد هزار بشکه استاندارد نفت درجا، فشار اولیه ۳۷۰۰ psi و دمای ۲۰۰ F^۰، حاوی فاز نفت با دانسیته ۵۲/۸۶ lb/ft^۳ و ویسکوزیته ۰/۶۸۱ cp است و در عمق ۹۱۰۰ ft با فاز آب با دانسیته ۶۲/۴ lb/ft^۳ در تماس است. این مخزن تحت اشباع و فاقد کلاهدک گازی که به مدت زمان ۱۵ سال تولید می کند، متشکل از هفت لایه دارای مشخصات به شرح جدول ۱ است. دو چاه عمودی در دو گوشه ی

جدول ۱ تراوایی، تخلخل و ضخامت لایه های مخزن مورد استفاده در این پژوهش

شماره لایه مخزنی	ضخامت لایه مخزنی (ft)	تخلخل	تراوایی در راستای طول و در راستای عرض مخزن (mD)
۱	۴۸	۰/۲۵	۳۸۶/۷۷
۲	۶۰	۰/۲۴	۳۵۸/۳۱
۳	۸۴	۰/۲۵	۸۴۹/۷۵
۴	۱۳۲	۰/۱۶	۶۸۸/۷۱
۵	۱۴۴	۰/۲۵	۴۵۸/۳۶
۶	۶۰	۰/۲۰	۲۳۲/۳۰
۷	۷۲	۰/۲۶	۴۱۱/۱۴



شکل ۲: نمایی از مخزن شبیه‌سازی شده در این پژوهش و مکان قرارگیری چاه‌های تولیدی و تزریقی در آن

یافت شد، تعیین گردید. در این میان، ویژگی‌های لایه‌های مخزنی به‌ترتیب قرارگیری در این الگو، بررسی و با یکدیگر مقایسه شد تا علت بیشتر بودن نیاز برخی لایه‌های مخزنی به‌وجود شیر درون‌چاهی، در خواص آن لایه‌ها جستجو گردد. لازم به ذکر است که در این پژوهش، ارزش فعلی خالص از طریق رابطه ۲ محاسبه گردیده‌است:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (2)$$

که در آن، C_t معادل درآمد من‌های مجموع هزینه‌های عملیاتی و مالیات است. میزان درآمد، از تفریق هزینه دفع آب تولیدی از قیمت نفت تولیدی (در اینجا با فرض قیمت نفت و هزینه دفع آب، به‌ترتیب، هشتاد دلار و چهار دلار به‌ازای هر بشکه) به‌دست می‌آید. C_0 در رابطه ۲ به معنای هزینه‌های سرمایه‌گذاری است که در این پژوهش، معادل هزینه شیرهای درون‌چاهی مورد استفاده در نظر گرفته شده‌است؛ به این صورت که ابتدا یک هزینه پایه یک میلیون دلاری به‌ازای هر رشته تکمیلی هوشمند، و سپس ۰/۷۵ میلیون دلار هزینه به‌ازای هر شیر درون‌چاهی از نوع دریچه پیوسته و به‌ترتیب ۰/۶۷۵ و ۰/۷۰۰ میلیون دلار هزینه به‌ازای هر شیر درون‌چاهی چهار دریچه‌ای و هشت دریچه‌ای در نظر گرفته شد. در رابطه ۲، r به معنای نرخ ثابت نزول^۴ (در این پژوهش، ۱۰٪)، و t به معنای تعداد بازه‌های زمانی است.

سپس، روند شبیه‌سازی و بهینه‌سازی مذکور برای شیرهای درون‌چاهی از نوع دریچه گسسته دارای ۴ و ۸ دریچه (از رایج‌ترین انواع شیرهای درون‌چاهی تولید شده از نظر تعداد دریچه توسط شرکت‌های معتبر بین‌المللی) و شیر کنترلی درون‌چاهی از نوع دریچه پیوسته صورت پذیرفت. از آنجایی که بسته بودن کامل یا جزئی دریچه شیر کنترلی درون‌چاهی در مقابل یک لایه مخزنی را می‌توان حاکی از نیاز آن لایه به‌وجود شیر درون‌چاهی در مقابل خود، و کاملاً باز بودن آن را می‌توان بیانگر عدم نیاز آن لایه به‌وجود شیر دانست، در این پژوهش، از نتایج بهینه‌سازی سطح مقطع دریچه شیرهای درون‌چاهی برای بهینه‌سازی سه پارامتر تجهیزاتی دیگر، شامل نوع، تعداد و موقعیت مکانی نصب آن‌ها در رشته تکمیلی استفاده شد؛ به این صورت که شیر درون‌چاهی از مقابل لایه‌های مخزنی که نیاز کمتری به‌وجود آن دارند، حذف گردید و سپس، مناسب‌ترین نوع، تعداد و موقعیت مکانی شیرهای درون‌چاهی با هدف دستیابی به بیشترین مقدار ارزش فعلی خالص^۱ (در کنار حفظ حداکثر میزان ممکن باز یافت نهایی نفت از مخزن) انتخاب شد. لازم به ذکر است که این حذف، طی چند مرحله انجام پذیرفت که تعداد و وضعیت مکانی شیرهای درون‌چاهی در رشته تکمیلی در هر یک از این مراحل، براساس الگویی موسوم به "الگو کاهش تعداد شیرهای درون‌چاهی در مخازن چندلایه" که در نتایج بهینه‌سازی سطح مقطع دریچه شیرها

1. Net Present Value (NPV)

2. Net Cash Inflow During Period

3. Total Upfront Investment Costs (CAPEX or Capital Expenditure)

4. Discount Rate

[illegible]

جدول ۳ تعداد سال‌های نیاز هر یک از لایه‌های مخزنی به وجود شیر کنترلی درون چاهی در مقابل خود								
تعداد سال‌های نیاز هر یک از لایه‌های مخزنی به وجود شیر درون چاهی در مقابل خود								
لایه مخزنی شماره ۱	لایه مخزنی شماره ۲	لایه مخزنی شماره ۳	لایه مخزنی شماره ۴	لایه مخزنی شماره ۵	لایه مخزنی شماره ۶	لایه مخزنی شماره ۷	نوع شیر درون چاهی	چهار دریچه‌ای هشت دریچه‌ای
۲	۳	۷	۶	۸	۰	۱		

به بیان دقیق‌تر، باید اعداد موجود در هر سطر از **جدول ۳** را از کوچک‌ترین مقدار تا بزرگترین مقدار مرتب نموده و با توجه به شماره لایه مرتبط با هر عدد، ترتیبی در شماره لایه‌ها به دست آوریم. بنابراین، مطابق این الگو، طی سه مرحله، در قالب یک آنالیز حساسیت به تعداد و موقعیت مکانی نصب شیرها، شیرهای درون چاهی از مقابل لایه‌های مخزنی مذکور حذف می‌گردند؛ به طوری که اگر حالتی که در مقابل هر یک از لایه‌های مخزنی یک عدد شیر درون چاهی نصب شده است را وضعیت مکانی شماره ۱ شکل ۳ در نظر بگیریم، در مرحله اول، شیرهای درون چاهی از مقابل لایه‌های اول، ششم و هفتم حذف می‌گردند و وضعیت مکانی شماره ۲ شکل ۳ ایجاد می‌شود. در مراحل دوم و سوم، به ترتیب شیرها از مقابل لایه‌های دوم و چهارم نیز حذف گردیده و به ترتیب، وضعیت مکانی شماره ۳ (شکل ۳) و شماره ۴ (شکل ۳) ایجاد می‌شود. سپس، «الگو کاهش تعداد شیر درون چاهی در مخازن نفتی چندلایه» برای هر یک از انواع شیرها پیاده‌سازی گردید.

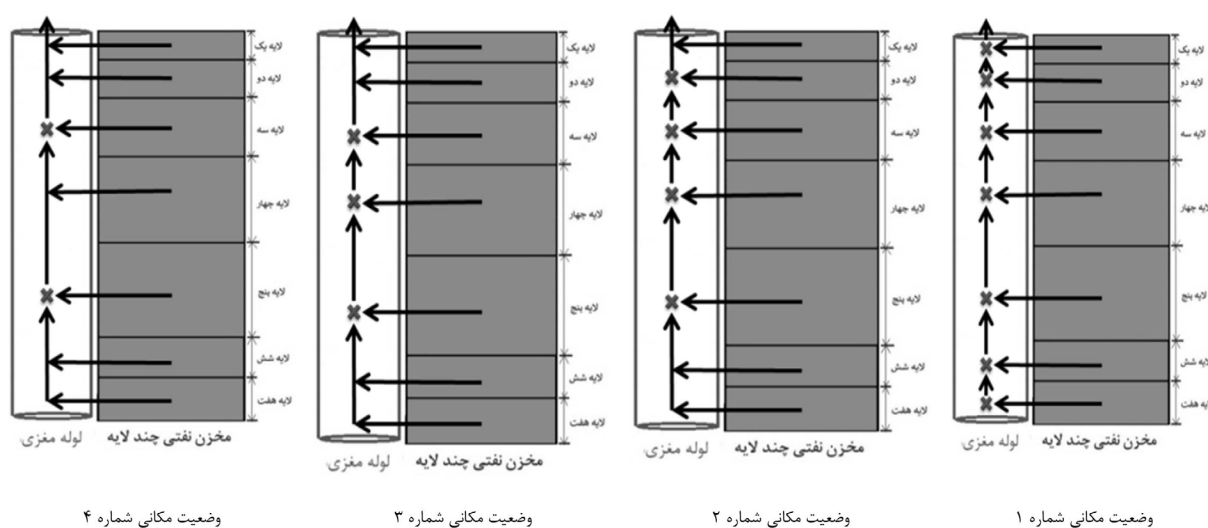
بهینه‌سازی نوع، تعداد و موقعیت مکانی نصب شیرهای کنترلی درون چاهی

پس از شبیه‌سازی وضعیت‌های مکانی شماره ۱ تا ۴ برای شیرهای درون چاهی چهار و هشت دریچه‌ای و شیر دریچه پیوسته، با در نظر گرفتن رویکرد مخزنی و رویکرد اقتصادی، نوع، تعداد و موقعیت مکانی بهینه انتخاب می‌شود. **شکل ۴** نشان می‌دهد که تمام انواع شیرهای درون چاهی مورد استفاده در این پژوهش، در تمام وضعیت‌های مکانی، از منظر مهندسی مخزن انتخاب مناسبی هستند.

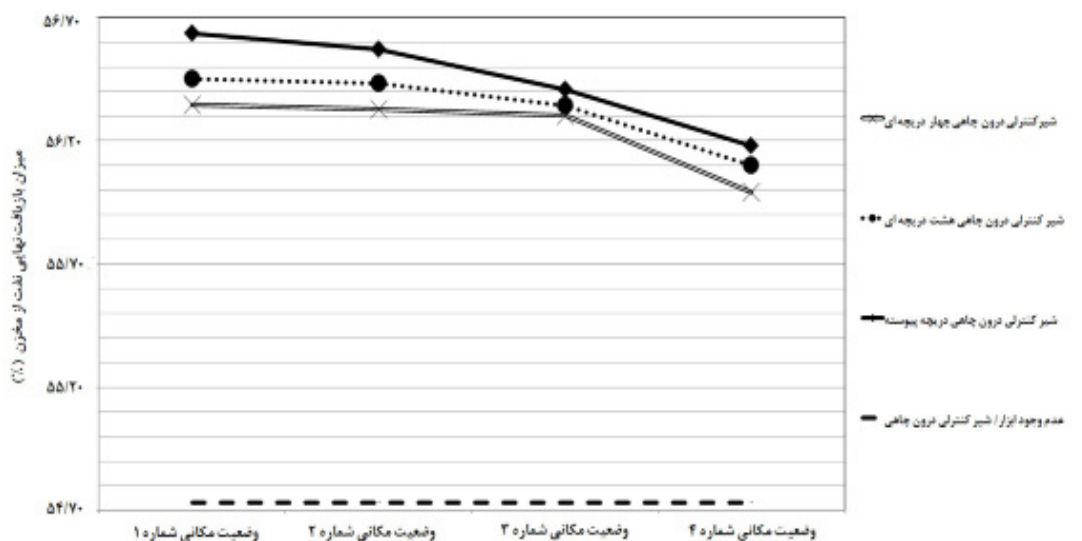
به علاوه، مشاهده می‌شود که میزان باز یافت نهایی نفت، همواره با کاهش تعداد شیرهای درون چاهی در رشته تکمیلی کاهش می‌یابد و نیز، همواره برای شیر درون چاهی از نوع دریچه پیوسته، از شیر هشت دریچه‌ای و سپس، از شیر چهار دریچه‌ای بیشتر است. با توجه به **شکل ۵**، وضعیت‌های مکانی شماره ۲، ۳ و ۴، نسبت به وضعیت مکانی شماره ۱، برای تمام انواع شیرهای مورد استفاده در این پژوهش، از منظر اقتصادی مناسب‌تر هستند. به علاوه، کاهش تعداد شیرهای درون چاهی الزاماً منجر به افزایش ارزش فعلی خالص نشده است؛ زیرا در محاسبه ارزش فعلی خالص رابطه ۲ علاوه بر هزینه ثابت خرید شیر درون چاهی، هزینه دفع آب تولید شده نیز لحاظ می‌گردد. بنابراین، ممکن است در نتیجه حذف شیر درون چاهی از مقابل یک لایه از مخزن، افزایش نرخ تولید آب منجر به کاهش ارزش فعلی خالص شود. نهایتاً، با توجه به **شکل ۴ و ۵**، شیر درون چاهی از نوع چهار دریچه‌ای در وضعیت مکانی شماره ۳ (حضور شیر درون چاهی در مقابل لایه‌های مخزنی شماره ۳ تا ۴) انتخاب بهینه است؛ چراکه ضمن افزایش قابل توجه باز یافت نهایی نفت نسبت به حالت عدم وجود شیر درون چاهی، بیشترین ارزش فعلی خالص را در میان سایر انواع و وضعیت‌های مکانی دارا است.

بررسی رابطه کیفی میان خواص لایه‌های مخزنی و نیاز آن‌ها به وجود شیر کنترلی درون چاهی

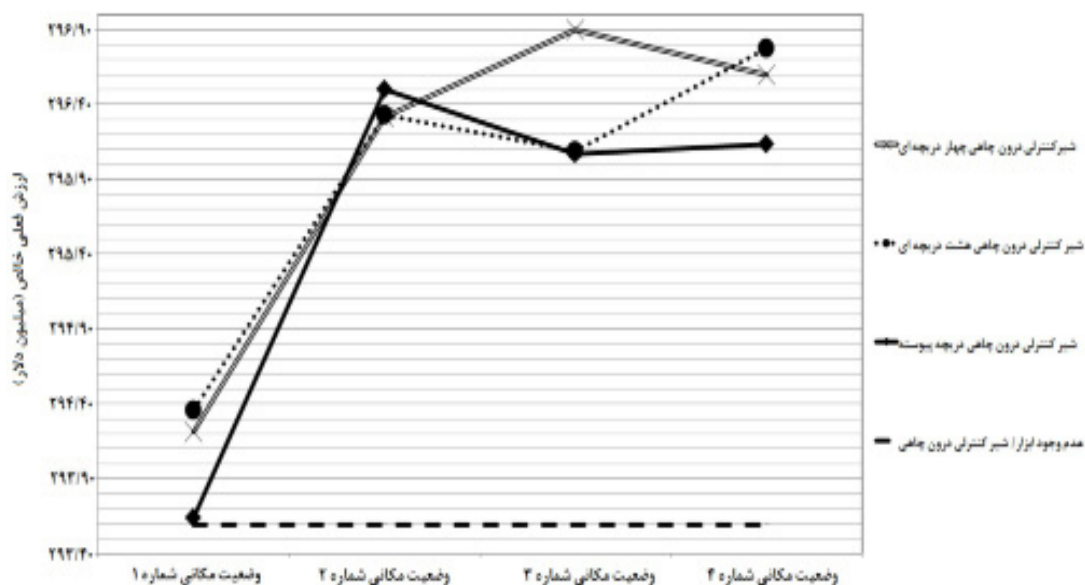
با دقت در **جدول ۴**، که در آن، خواص لایه‌های مخزنی به ترتیب "الگوی کاهش تعداد شیر درون چاهی در مخازن چندلایه" درج گردیده است.



شکل ۳ وضعیت مکانی نصب شیرهای درون چاهی در رشته تکمیلی پس از کاهش تعداد آنها مطابق الگو مذکور در این پژوهش



شکل ۴ بازیافت نهایی نفت از مخزن برای انواع شیرهای درون چاهی در چهار وضعیت مکانی نصب متفاوت در چاه تولیدی



شکل ۵ ارزش فعلی خالص برای انواع شیرهای درون چاهی در چهار وضعیت مکانی نصب متفاوت در چاه تولیدی

جدول ۴ خواص لایه‌های مخزن موردنظر به ترتیب از کمترین تا بیشترین میزان نیاز به وجود شیر درون چاهی (از بالا به پایین)

شماره لایه‌های مخزنی به ترتیب از کمترین تا بیشترین میزان نیاز به وجود شیر درون چاهی	لایه شماره ۶	ضخامت لایه مخزنی (ft)	تخلخل	تراوایی در جهت طول مخزن (mD)	حاصل ضرب تراوایی در ضخامت تقسیم بر تخلخل
	لایه شماره ۶	۶۰	۰/۲۰	۲۳۲/۳	۶۸۸۲۶/۴۴
	لایه شماره ۱	۴۸	۰/۲۵	۳۸۶/۸	۷۵۰۵۶/۰۴
	لایه شماره ۷	۷۲	۰/۲۶	۴۱۱/۲	۱۱۴۵۳۱/۶۱
	لایه شماره ۲	۶۰	۰/۲۴	۳۵۸/۳	۹۰۳۳۴/۳۷
	لایه شماره ۴	۱۳۲	۰/۱۶	۶۸۸/۷	۵۶۰۱۹۱/۱۱
	لایه شماره ۵	۱۴۴	۰/۲۵	۴۵۸/۴	۲۶۰۲۴۷/۱۸
	لایه شماره ۳	۸۴	۰/۲۵	۸۴۹/۷	۲۸۳۶۰۹/۲۷

بیشترین نیاز را به وجود شیر درون چاهی از خود نشان داده‌اند (جدول ۵). بنابراین، می‌توان این گونه استدلال نمود که این لایه‌ها زودتر به آستانه تولید سیالات ناخواسته می‌رسند و به همین علت است که باید شیر درون چاهی در مقابل آن‌ها قرار بگیرد تا به سایر لایه‌ها، فرصت و اجازه‌ی تولید نفت داده شود. این موضوع تا حدی توسط جدول ۲ تأیید می‌گردد؛ چرا که در زمان بسته بودن شیرهای مقابل لایه‌های شماره ۴، ۳ و ۵، شیرهای مقابل سایر لایه‌ها عمدتاً در حالت کاملاً باز قرار دارند.

به نظر می‌رسد لایه‌هایی که بیشترین نیاز را به وجود شیر درون چاهی دارند (لایه‌های سطرهای انتهایی این جدول)، بزرگترین مقادیر تراوایی و ضخامت، و با اختلاف قابل توجه، بزرگترین مقادیر حاصل ضرب تراوایی در ضخامت لایه (تقسیم بر تخلخل لایه) را به خود اختصاص داده‌اند. کوچک‌ترین مقدار تخلخل نیز متعلق به یکی از همین لایه‌ها است. با تغییر خواص مخزن و تکرار روند شبیه‌سازی، بهینه‌سازی و الگویابی مذکور در این پژوهش برای یک مخزن جدید، همچنان با اختلاف قابل توجه، بیشترین مقادیر حاصل ضرب تراوایی در ضخامت متعلق به لایه‌هایی است که

جدول ۵ خواص لایه‌های مخزن جدید به ترتیب از کمترین تا بیشترین میزان نیاز به وجود شیر درون چاهی (از بالا به پایین)

شماره لایه‌های مخزنی به ترتیب از کمترین تا بیشترین میزان نیاز به وجود شیر درون چاهی	لایه شماره ۶	ضخامت لایه مخزنی (ft)	تخلخل	تراوایی در جهت طول مخزن (mD)	حاصل ضرب تراوایی در ضخامت
	لایه شماره ۶	۶۰	۰/۲۵	۵۰	۳۰۰۰
	لایه شماره ۱	۸۴	۰/۲۵	۱۰۰	۸۴۰۰
	لایه شماره ۷	۴۸	۰/۲۵	۱۰	۴۸۰
	لایه شماره ۲	۷۲	۰/۲۵	۳۰	۲۱۶۰
	لایه شماره ۴	۱۳۲	۰/۲۵	۲۰۰	۲۶۴۰۰
	لایه شماره ۵	۱۴۴	۰/۲۵	۳۰۰	۴۳۲۰۰
	لایه شماره ۳	۶۰	۰/۲۵	۴۰۰	۲۴۰۰۰

نتیجه‌گیری

در این پژوهش، دستورالعملی برای بهینه‌سازی چهار فاکتور تجهیزاتی و فنی شیرهای کنترلی درون چاهی (شامل نوع، تعداد، مکان نصب، سطح مقطع دریچه آن‌ها) برای بهبود تولید از مخازن نفتی چندلایه ارائه گردید که متشکل از مراحل زیر است:

۱- شبیه‌سازی یک عدد شیر درون چاهی در مقابل هر یک از لایه‌های مخزن چندلایه در چاه تولیدی
۲- بهینه‌سازی سطح مقطع دریچه این شیرها با استفاده از الگوریتم ژنتیک با هدف تحقق حداکثر بازافت نهایی نفت

۳- انجام مراحل شماره ۱ و ۲ برای شیرهای درون چاهی چهار و هشت دریچه‌ای و شیرهای دریچه پیوسته

۴- شمارش تعداد سال‌هایی که در مقابل هر یک از لایه‌های مخزن، دریچه شیر درون چاهی در حالت بسته قرار دارد

۵- مرتب‌سازی لایه‌های مخزنی به‌ترتیب از کوچک‌ترین تا بزرگترین مقدار اعداد شمارش شده در مرحله ۴

مراجع

[۱]. بهروز ت. و هندی س. (۱۳۸۷) مولفه‌های تکنولوژی میدان هوشمند، تاریخچه و الگوریتم عملکرد، نشریه اکتشاف و تولید، ۵۵.

[۲]. بهروز ت. (۱۳۹۳) فرآیند بکارگیری تکنولوژی مخازن هوشمند، ماهنامه علمی ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۱۷.

[3]. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., and Davies D.R. (2010) Advanced Wells: A Comprehensive Approach to the Selection between Passive and Active Inflow-Control Completions, SPE Production and Operations, 25(03): p. 305-326, DOI: 10.2118/132976-pa.

[4]. Al-Khelaiwi F.T. (2013) A Comprehensive Approach to the Design of Advanced Well Completion, Ph.D. thesis, Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering.

[5]. Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F. T., Konopczynski M. R., and Davies D. R. (2008) Advanced Wells: How to Make a Choice between Passive and Active Inflow-Control Completions, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, DOI: 10.2118/115742-ms.

[6]. Lauritzen J.E., Shahreyar N., and Jacob S. (2011) Selection Methodology for Passive, Active, and Hybrid Inflow Control Completions, Offshore Technology Conference, DOI: 10.4043/21910-ms.

[7]. Eltaher E.M.K., Haghightatsefat M., Muradov K., and Davies D. (2014) Performance of Autonomous Inflow Control Completion in Heavy Oil Reservoirs, International Petroleum Technology Conference, DOI: 10.2523/iptc-17977-ms.

[8]. Ebadi F. (2006) Screening of Reservoir Types for Decision-Making on the Application of Intelligent Wells, Ph.D. thesis, Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering.

[9]. Al-Ghareeb Z. (2009) Monitoring and control of smart wells, Master's thesis, Stanford University, Depart

۶- انجام مراحل شماره ۴ و ۵ برای شیرهای

درون چاهی چهار و هشت دریچه‌ای

۷- جستجو یک الگو (ترتیب) مشترک میان نتایج

مربوط به این دو نوع شیر از میزان نیاز لایه‌ها

به وجود شیر درون چاهی

۸- حذف شیرهای درون چاهی از مقابل لایه‌های

مخزنی طی چند مرحله مطابق الگوی یافت شده

۹- شبیه‌سازی تمام وضعیت‌های مکانی حاصل از

مرحله شماره ۸ برای تمام شیرهای دریچه گسسته

و پیوسته

۱۰- انتخاب بهترین نوع و وضعیت مکانی نصب

شیرها، از نظر تحقق حداکثر ارزش فعلی خالص

همچنین، نتایج نشان می‌دهد که لایه‌هایی از مخزن

که با اختلاف، دارای بیشترین مقدار حاصل‌ضرب

تراوایی در ضخامت هستند، بیشترین میزان نیاز را

به وجود شیر درون چاهی دارند که علت آن، فرصت

دادن به سایر لایه‌ها برای تولید نفت است؛ زیرا

سریع‌تر رخ دادن آستانه تولید آب در این لایه‌ها مانع

از تولید نفت توسط سایر لایه‌ها می‌گردد.

ment of Energy Resources Engineering.

- [10]. Almeida L.F., MVellasco M.B.R., and Pacheco M.A.C. (2010) Optimization System for Valve Control in Intelligent Wells under Uncertainties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 73: p. 129-140.
- [11]. Stone T. W., Couet B., Rashid K., Wardell-Yerburgh P., Dyer S. (2012) Optimal Control of Single and Multiple Inflow Control Valves in Production Wells, *World Heavy Oil Congress*, p. 14.
- [12]. Pinto M.A., Gildin E., and Schiozer D.J. (2015) Short-Term and Long-Term Optimizations for Reservoir Management with Intelligent Wells, *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, DOI: 10.2118/177255-ms.
- [13]. Behrouz T., Rasaei M., and Masoudi R. (2016). A Novel Integrated Approach to Oil Production Optimization and Limiting the Water Cut Using Intelligent Well Concept: Using Case Studies, *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, DOI:10.22050/ijogst.2016.13827.

[۱۴]. رفیعی، ی. (۱۳۹۷). مدیریت به هنگام تولید از یک چاه چندشاخه با استفاده از شیرهای کنترلی

درون چاهی، شانزدهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران.

- [15] Broni-Bediako E., Issaka F.N., and Nii A.A.R. (2019). Application of intelligent well completion in optimising oil production from oil rim reservoirs. *Advances in Geo-Energy Research*, 3: p. 343-35, DOI: <https://doi.org/10.26804/ager.2019.04.01>.
- [16]. da Cruz Schaefer B. and Sampaio M.A. (2020) Efficient workflow for optimizing intelligent well completion using production parameters in real-time, *Oil and Gas Science and Technology- Rev. IFP Energies nouvelles*, 75: p. 12, DOI: 10.2516/ogst/2020061.
- [17]. Aljubran M. and Horne R. (2020) Prediction of Multilateral Inflow Control Valve Flow Performance Using Machine Learning, *SPE Production & Operations*, 35(03): p. 691-702, DOI: 10.2118/196003-pa.
- [18]. Botechia V. E., de Lemos R. A., von Hohendorff F.J.C., and Schiozer D.J. (2021) Well and ICV management in a carbonate reservoir with high gas content, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200: p. 11.
- [19]. MNEJJA, M. (2015) Technical Feasibility and Economic Benefit of using AICDs in Horizontal Well Completions of a North Sea Field. Master's thesis, Montan University of Leoben, Department of Mineral Resources and Petroleum Engineering.
- [20]. Mgimba M. (2018) Numerical Study on Autonomous Inflow Control Devices: Their Performance and Effects on the Production from Horizontal Oil Wells with an Underlying Aquifer. Master's thesis, NTNU University, Department of Geoscience and Petroleum Engineering.