



Original Research

Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(December-January ), Vol. 35, No. 144, 1-4  
DOI: 10.22078/pr.2025.5654.3505

# Comparative Performance Analysis of FAWAG for Enhanced Oil Recovery in Gas-Invaded Fractured Reservoirs

Erfan Hafezi, Milad Asghari and Mohammad Emami Niri\*

Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran  
emami.m@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5654.3505

Received: March 24, 2025

Modify Date: December 04/2025

Accepted: October 05, 2025

## Introduction

Fractured reservoirs present unique geological and physical challenges that hinder efficient oil recovery. Key issues include the rapid upward migration of gas due to its low density, leading to gas breakthrough and reduced sweep efficiency [1]. The high mobility of gas compared to oil further exacerbates these challenges, resulting in lower recovery rates from target zones. To address these issues, the Water Alternating Gas (WAG) injection method has been widely adopted. WAG improves gas-oil miscibility and enhances recovery during initial injection cycles. However, its effectiveness is often limited to 5-10% recovery due to unfavorable mobility ratios and high water saturation [2].

To overcome the limitations of WAG, the Foam-Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) technique has been developed. In addition, FAWAG leverages the resistance of foam to gas mobility, significantly improving sweep efficiency and reducing the gas/oil ratio (GOR) [3,4]. By directing gas flow toward lower-permeability zones, FAWAG enhances oil recovery, particularly in fractured reservoirs. Field studies have demonstrated that foam injection can increase oil production rates by 1.5 to 5 times and reduce water cut by up to 20% [5,6].

This study evaluates the performance of various Enhanced Oil Recovery (EOR) methods, including WAG, foam injection, water injection, miscible gas injection, and FAWAG, through 3D reservoir simulation. Furthermore, the focus is on improving

oil recovery from gas-invaded zones. Key parameters such as foam concentration, injection rates, and reservoir conditions are analyzed to optimize EOR performance [6].

The results highlight the superior efficiency of FAWAG in enhancing oil recovery and controlling gas mobility, offering a promising solution for maximizing productivity in fractured reservoirs.

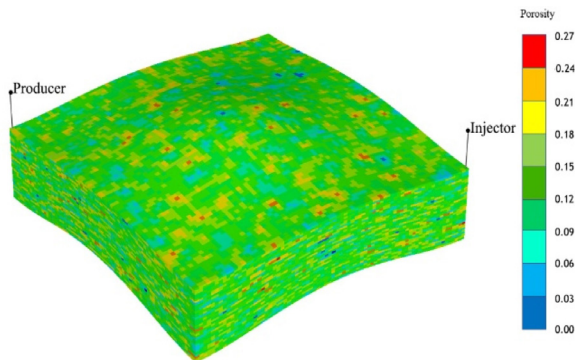
## Materials and Methods

### Reservoir Simulation Setup

A three-dimensional synthetic reservoir model was developed to evaluate the performance of various EOR methods, including FAWAG, WAG, water injection, miscible gas injection, and foam injection. The model was designed to reproduce the flow behavior of a fractured reservoir using a dual-porosity Warren–Root formulation, enabling the distinction between low-permeability matrix blocks and high-permeability fracture networks [7].

The simulated system represents an undersaturated three-phase reservoir with connate water and an initial gas cap, located at a depth of approximately 5,000 ft. The gas–oil and water–oil contacts were set at 5,020 ft and 5,040 ft, respectively, resulting in a complex spatial distribution of fluid phases and multiphase flow behavior. Reservoir dynamics were simulated within a three-dimensional gridded framework incorporating spatial heterogeneity of petrophysical and fluid properties derived from field and laboratory data. Fig. 1 illustrates a view of the modeled reservoir containing

a production well and an injection well, along with the spatial distribution of a representative reservoir parameter.



**Fig. 1** A view of the modeled reservoir containing a production well and an injection well.

### Fluid and Rock Properties

Fluid properties, including oil density (55 lb/ft<sup>3</sup>), gas viscosity (0.0228 cp), and water compressibility (3.13×10<sup>-6</sup> psi), were incorporated into the model.

Rock compressibility and relative permeability curves were derived from core analysis data. In addition, fracture permeability was set to 100 mD, while matrix permeability ranged from 0.5 mD (vertical) to 5 mD (horizontal).

### Foam Modeling

Foam behavior was simulated using an empirical mobility reduction model. The foam mobility reduction factor (FM) was calculated as [8]:

$$FM = \frac{1}{1 + FM_{MOB} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 \cdot F_6 \cdot F_7 \cdot F_{DRY}} \quad (1)$$

where F1 to F7 account for surfactant concentration, oil saturation, capillary pressure, salinity, and permeability effects. Foam half-life was modeled as a function of water saturation (Sw) and surfactant concentration [9].

### Injection Scenarios

Five injection strategies were evaluated:

Water Injection: Rates of 50, 100, and 200 bpd.

Miscible Gas Injection: Rates of 900, 1,800, and 3,600 MMSCFD.

WAG: Alternating cycles of water (100–150 bpd) and gas (900–1,800 MMSCFD).

Foam Injection: Gas rate fixed at 1,800 MMSCFD with surfactant concentrations of 0.5–5 ppb.

FAWAG: Combined WAG with foam (2–4 ppb surfactant).

### Performance Metrics

Recovery factor, water/oil ratio (WOR), GOR and economic viability were analyzed over a 10-year production period.

### Water-Alternating-Gas

Simulation results indicate that gas and water injection rates have minimal impact on WAG performance, as recovery curves for all scenarios

Sensitivity studies optimized foam concentration, injection rates, and cycle durations.

### Results and Discussion

The results obtained from each injection scenario will be evaluated based on the recovery factor, WOR, GOR, and cost, and will ultimately be compared.

### Water Injection

Water injection analysis revealed that a rate of 100 barrels per day (bpd) performed best, delaying water breakthrough compared to 200 bpd and improving sweep efficiency over 50 bpd. Moreover, the suboptimal performance is attributed to low vertical sweep efficiency (Ev) caused by gravity segregation and high fracture permeability, which it divert water to the lower reservoir, leaving upper gas-affected zones unswept. Optimizing injection rates can mitigate adverse fluid mobility effects and enhance recovery efficiency.

### Gas Injection

Miscible gas injection was evaluated as an enhanced oil recovery method due to its ability to increase oil recovery by reducing interfacial tension and improving oil mobility. Three injection scenarios with gas injection rates of 900, 1800, and 3600 MMSCFD were considered to assess the impact of injection rate on reservoir performance. Under appropriate pressure and temperature conditions, the injected gas becomes miscible with the reservoir oil, forming a single-phase system capable of mobilizing residual oil [10].

To ensure numerical stability and avoid unrealistic fluctuations in the solution gas–oil ratio during the miscible simulation process, a constraint was imposed on the allowable rate of increase in this parameter at the grid-block level. Simulation results indicate that increasing the gas injection rate does not necessarily lead to improved oil recovery. Higher injection rates resulted in excessive GOR due to early gas breakthrough, driven by the high mobility of gas and its preferential flow through high-permeability pathways. In contrast, the moderate injection rate provided a better balance between pressure maintenance and injection efficiency, yielding more favorable recovery performance.

These findings highlight the importance of optimizing gas injection rates to minimize gas losses and prevent excessive gas production. Moreover, integrating miscible gas injection with mobility control techniques such as WAG or FAWAG can further enhance recovery efficiency, particularly in heterogeneous and fractured reservoirs.

### Foam injection

Foam injection at 2 pounds per barrel (ppb) showed the best performance in reducing gas mobility and enhancing oil recovery. Higher concentrations (>2 ppb) further reduced gas mobility but slightly decreased recovery due to excessive flow resistance. Foam properties, such as quality and bubble size distribution, directly influence its stability and effectiveness. Compared to water or gas injection alone, foam injection at 2 ppb significantly improved oil displacement efficiency in fractured reservoirs.

### Foam-Assisted Water-Alternating-Gas

FAWAG results indicate that increasing gas injection rates significantly enhances oil recovery when the water injection rate is kept constant, as the injected gas effectively mobilizes trapped oil. In contrast, increasing the water injection rate alone leads to a higher WOR, suggesting early water breakthrough. The optimal scenario was achieved using a foam concentration of 4 ppb, which effectively reduced gas mobility and improved flow control within the fractured reservoir. As shown in Fig. 2, the application of foam allows higher gas injection rates to be converted into more effective viscous displacement rather than intensified gas channeling, thereby improving pressure distribution and gas-oil contact. A gas injection rate of 900 MMSCFD provided a balanced trade-off between reservoir pressure maintenance and injection volume, resulting in superior recovery performance. Furthermore, increasing the foam concentration from 2 to 4 ppb reduced the GOR and enhanced oil recovery by controlling dominant gas flow paths. Overall, FAWAG, when implemented with optimized gas, water, and foam injection rates, represents an effective strategy for improving oil recovery in heterogeneous and fractured reservoirs.

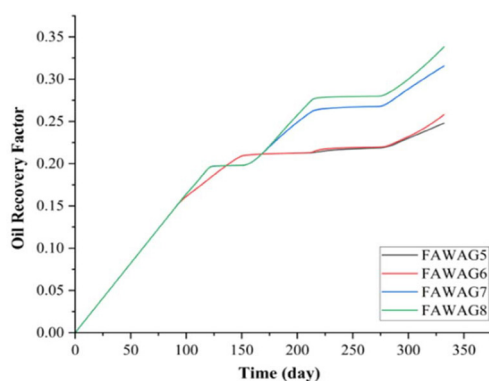


Fig. 2 Oil recovery factor for the FAWAG method with a foam concentration of 4 units at different injection rates.

In Fig. 3, a comparison is presented between various Enhanced Oil Recovery (EOR) methods in terms of their ultimate recovery factor. Moreover, as observed, the FAWAG method demonstrates outstanding performance with a recovery factor of 34%, compared to

other EOR methods which achieved a recovery factor of approximately 21%.

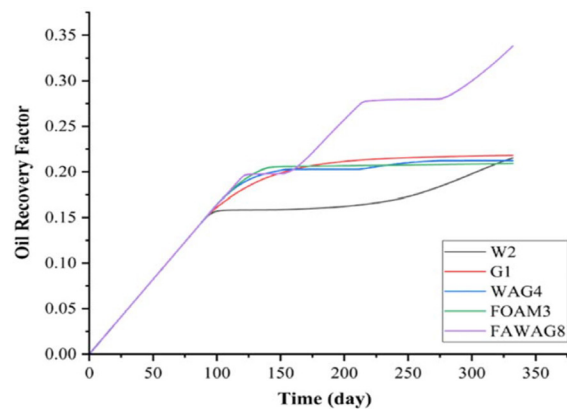


Fig. 3 Comparison of the final oil recovery factor for various enhanced oil recovery (EOR) methods.

This significant difference indicates that the FAWAG method has substantially improved oil recovery by combining the advantages of WAG injection with the gas mobility reduction properties of foam. By creating a more effective pressure distribution within the reservoir, this method has managed to considerably increase the recovery factor relative to conventional techniques.

Furthermore, by reducing the gas-oil ratio by 40% (from 800 to 480 scf/STB), FAWAG method has shown it can also effectively control the problem of early gas breakthrough. These results clearly confirm the importance of utilizing hybrid methods to optimize enhanced oil recovery processes.

### Conclusion

In this study, a sensitivity analysis of parameters was conducted to identify the optimal production scenario for the gas-invaded zone using various EOR methods. Alongside selecting the best injection scenario, valuable insights were gained regarding less efficient methods. The key findings from the simulation are as follows:

For the water injection scenario, there exists an optimal injection rate. Rates higher than this lead to early breakthrough, while lower rates result in poor sweep efficiency, both reducing the ultimate oil recovery factor. In the miscible gas injection scenario, increasing the gas injection rate reduces the oil recovery factor due to rapid gas breakthrough through high-permeability fractures. In WAG injection scenario, variations in water and gas injection rates have no significant impact on oil sweep efficiency.

In the foam-assisted gas injection scenario, an optimal foam concentration exists. Concentrations higher than this reduces permeability excessively, lowering oil recovery, while lower concentrations lead to high gas mobility and early breakthrough, reducing sweep efficiency. Furthermore, among the evaluated scenarios,

FAWAG demonstrated the best oil sweep efficiency in the gas-invaded zone. Increasing the gas and water injection rates further enhanced the oil recovery factor. The simulation highlighted the critical role of foam adsorption equations in controlling gas mobility. For instance, increasing surfactant concentration enhances foam adsorption on rock surfaces, reducing gas mobility and improving foam injection efficiency. Additionally, foam half-life calculations indicated that the presence of water and oil significantly reduces foam stability.

### References

1. Yang, J., & Hou, J. (2020). Experimental study on gas channeling characteristics of nitrogen and foam flooding in 2-D visualized fractured-vuggy model. *Journal of petroleum science and engineering*, 192, 107334. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107334.
2. Belazreg, L., & Mahmood, S. M. (2020). Water alternating gas incremental recovery factor prediction and WAG pilot lessons learned. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 249-269. doi.org/10.1007/s13202-019-0694-x.
3. Shabib-Asl, A., Ayoub, M. A., Alta'ee, A. F., Saaid, I. B. M., & Valentim, P. P. J. (2014). Comprehensive review of foam application during foam assisted water alternating gas (FAWAG) method. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*. doi.org/10.19026/rjaset.8.1179.
4. Groot, H., Groenenboom, J., Kechut, N. I., Razali, N. R., Vincent-Bonnieu, S., & Mar-Or, A. (2019, April). Screening and uncertainty assessment of foam-assisted water-alternate gas injection. In IOR 2019–20th European Symposium on Improved Oil Recovery (Vol. 2019, No. 1, pp. 1-22). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201900106.
5. Farajzadeh, R., Bertin, H., & Rossen, W. R. (2020). Editorial to the special issue: foam in porous media for petroleum and environmental engineering—experience sharing. *Transport in Porous Media*, 131(1), 1-3. doi.org/10.1007/s11242-019-01329-4.
6. Kharrat, R., Zallaghi, M., & Ott, H. (2021). Performance quantification of enhanced oil recovery methods in fractured reservoirs. *Energies*, 14(16), 4739. doi.org/10.3390/en14164739.
7. Bobreneva, Y. O., Mazitov, A. A., & Gubaydullin, I. M. (2018, December). Mathematical modelling of fluid flow processes in the fracture-porous reservoir. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 1096, No. 1, p. 012187). IOP Publishing. doi:10.1088/1742-6596/1096/1/012187.
8. Khatib, Z. I., Hirasaki, G. J., & Falls, A. H. (1988). Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. *SPE reservoir engineering*, 3(03), 919-926. doi.org/10.2118/15442-PA.
9. AlMaqbali, A., Agada, S., Geiger, S., Haugen, Å., & Fernø, M. A. (2015, November). Modelling foam displacement in fractured carbonate reservoirs. In *Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference* (p. D031S044R001). SPE. doi.org/10.2118/177600-MS.
10. Mehrjoo, H., Kazemzadeh, Y., Safaei, A., & Riaz, M. (2024). Modification of interfacial tension by considering the effect of porous medium during near miscible gas injection. *Scientia Iran*. doi.org/10.24200/sci.2024.60182.6648.

# تحلیل مقایسه‌ای عملکرد روش FAWAG برای ازدیاد برداشت نفت در مخازن شکافدار اشباع از گاز

عرفان حافظی، میلاد اصغری و محمد امامی نیری\*

انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکدگان فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۱/۰۴ تاریخ آخرین تغییرات: ۱۴۰۴/۰۹/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۱۳

## چکیده

ارتقاء ضریب بازیافت نفت از مخازن هیدروکربنی، به‌ویژه در میادین شکافدار، یکی از موضوعات کلیدی در مهندسی مخازن است. تزریق متناوب آب و گاز (WAG) به‌دلیل توانایی در کاهش نسبت گاز به نفت (GOR) و بهبود راندمان جاروب جایگاه ویژه‌ای در روش‌های ازدیاد برداشت نفت یافته است، اما محدودیت‌هایی همچون تحرک‌پذیری بالای گاز و راندمان حجمی ضعیف این روش نیاز به تکنیک‌های پیشرفته‌تر را آشکار ساخته است. در این پژوهش، روش تزریق متناوب آب و گاز به‌همراه فوم (FAWAG) با استفاده از شبیه‌سازی سه‌بعدی مخزن و مدل تخلخل دوگانه مورد بررسی قرار گرفت، که در آن خصوصیات اصلی مخزن شامل ماتریس با تراوایی پایین (۵ mD) و شکاف‌هایی با تراوایی بالا (۱۰۰ mD) در نظر گرفته شد تا پدیده میان‌شکنی سیال به‌خوبی شبیه‌سازی گردد. فوم از طریق مجموعه‌ای از توابع کاهش تحرک‌پذیری وابسته به فشار، اشباع آب و نفت و مدل جذب بر سنگ لحاظ شد تا ضمن کنترل حرکت گاز در شکاف‌ها، نفوذ آن به نواحی با تراوایی بالا محدود شده و هدایت سیال به‌سمت نواحی با تراوایی پایین تسهیل گردد. نتایج نشان داد روش FAWAG منجر به افزایش درصد بازیافت نفت به ۳۴٪ و کاهش ۴۰٪ نسبت گاز به نفت شد که در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت نفت شامل تزریق آب، گاز امتزاجی و تزریق فوم عملکرد بهتری دارد. این بهبود عمدتاً ناشی از کنترل تحرک‌پذیری گاز توسط فوم و توزیع مؤثرتر فشار در محیط مخزن است و یافته‌ها ضمن تأکید بر اهمیت بهینه‌سازی پارامترهای مؤثر در فرآیند تزریق، مسیر جدیدی برای توسعه تحقیقات آزمایشگاهی و عملیاتی ارائه می‌دهد.

**کلمات کلیدی:** ازدیاد برداشت نفت، تزریق متناوب آب و گاز، نسبت گاز به نفت، تزریق متناوب آب و گاز به‌همراه فوم، ضریب بازیافت نفت

## مقدمه

چالش‌ها، حرکت سریع گاز به‌سمت نواحی بالایی مخزن به‌دلیل چگالی پایین آن است که منجر به کاهش راندمان جاروب و تلفات گاز می‌شود. همچنین، تحرک‌پذیری بالای گاز در مقایسه با نفت باعث میان‌شکنی گاز و کاهش بازده برداشت از نواحی هدف می‌گردد [۱ و ۲].

در مخازن شکافدار، ویژگی‌های زمین‌شناسی و فیزیکی خاص مخزن موجب چالش‌های اساسی در بهبود راندمان برداشت می‌شود. یکی از این

## چالش‌های مخازن شکافدار و راهکارهای ازدیاد برداشت

در همین راستا، تحقیقات میدانی شیب‌اصل و همکاران بر روی مخازن ناهمگن نشان داده است که گاز به دلیل چگالی کم نسبت به سیالات دیگر، حرکت صعودی از طریق لایه‌های مخزن نشان می‌دهد. در شرایط تزریق گاز با تحرک پذیری بالا، پدیده‌های جریان ترجیحی گاز<sup>۱</sup> و میان‌شکنی<sup>۲</sup> اتفاق می‌افتد که منجر به تشکیل نواحی تهاجم گاز و کاهش شدید راندمان جاروب می‌شود. همچنین، این مطالعه نشان داد که در میدان Snorre در شمال دریای شمال، مشکل میان‌شکنی زود هنگام گاز یکی از چالش‌های اصلی چاه‌های تولیدی محسوب می‌شود که مدیریت و کنترل گاز را به یک مسئله بحرانی تبدیل کرده است [۳]. مطالعات آزمایشگاهی فرنو و همکاران نشان داد که وجود شکافها چگونه می‌تواند به شدت بازده جاروب را کاهش دهد؛ به طوری که بازده برداشت پس از تزریق یک حجم منفذی از گاز، از ۶۹٪ در مغزه‌های بدون شکاف به ۲۵٪ در مغزه‌های شکافدار کاهش یافت [۴]. به منظور کاهش این اثرات و بهبود بازده جاروب گاز، فرآیند تزریق متناوب آب و گاز (WAG) معرفی شده است. این روش با هدف ترکیب مزایای جابه‌جایی میکروسکوپی گاز و راندمان جاروب ماکروسکوپی آب طراحی شد [۵]. با این حال، همانطور که در مرور جامع‌افزلی و همکاران و اسکاگه و استنسن اشاره شده است، به دلیل مشکلاتی نظیر نسبت تحرک نامطلوب و جدایش گرانشی، عملکرد آن در بسیاری از کاربردهای میدانی محدود به ۵ تا ۱۰٪ بازیافت اضافی بوده است [۶ و ۷]. مطالعه موردی یو جی و همکاران در مخزن ماسه‌سنگی در مجارستان نشان داد که به کارگیری توالی‌های مختلف تزریق شامل CO<sub>2</sub>، WAG و تزریق آب توانست ضریب بازیافت را از ۲۷/۶٪ اولیه به ۳۸/۷٪ افزایش دهد. نتایج نشان دادند که سهم WAG همراه با تزریق آب حدود ۵/۳٪ بازیافت اضافی ایجاد کرد. با وجود این، پدیده‌هایی مانند

افزایش سریع Water Cut و بروز زود هنگام گاز تولیدی<sup>۳</sup> محدودیت عملکرد WAG را آشکار ساخت. در این مطالعه، اگرچه WAG در مقایسه با تزریق صرفاً آب موجب پایداری نسبی Water Cut در دوره‌ای از تولید شد، اما در بلندمدت همچنان کارایی آن محدود بود و به مدیریت دقیق نرخ تزریق گاز و آب وابسته ماند [۸ و ۹]. مخازن شکافدار به دلیل ماهیت پیچیده و ناهمگن شبکه شکاف‌های خود، همواره یکی از چالش‌برانگیزترین محیط‌ها برای اجرای فرآیندهای ازدیاد برداشت محسوب می‌شوند. در چنین مخازنی، وجود مسیرهای با تراوایی بسیار بالا در شکافها منجر به بروز جریان‌های ترجیحی سیالات تزریقی می‌گردد که پیامد آن میان‌شکنی زود هنگام گاز یا آب، کاهش راندمان جاروب، افت راندمان حجمی و دشواری در کنترل تحرک پذیری سیالات است. این چالش‌ها در نهایت موجب محدود شدن کارایی روش‌های مرسوم ازدیاد برداشت شده و بر همین اساس، توجه به توسعه و به کارگیری فن‌آوری‌های پیشرفته‌تر برای بهبود عملکرد فرآیندهای ازدیاد برداشت در چنین محیط‌هایی اجتناب‌ناپذیر است.

### توسعه فن‌آوری FAWAG

فن‌آوری تزریق متناوب آب و گاز و آب به همراه فوم (FAWAG) به‌عنوان یکی از نوآورانه‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت توسعه یافته است. در این فرآیند، با تزریق فوم در چرخه‌های WAG، جریان گاز کنترل شده و نفوذ آن به نواحی با تراوایی پایین‌تر هدایت می‌شود. این سازوکار سبب افزایش راندمان جاروب کل و کاهش نسبت گاز به نفت (GOR) در چاه‌های تولیدی می‌گردد. مقاومت بالای فوم در برابر تحرک‌پذیری گاز به‌ویژه در مخازن شکافدار، نقش کلیدی در بهبود کارایی این فن‌آوری ایفا می‌کند. مطالعات آزمایشگاهی و میدانی نیز بر اثربخشی FAWAG تأکید دارند [۳ و ۱۰].

1. Gas Channeling  
2. Breakthrough  
3. Gas Breakthrough

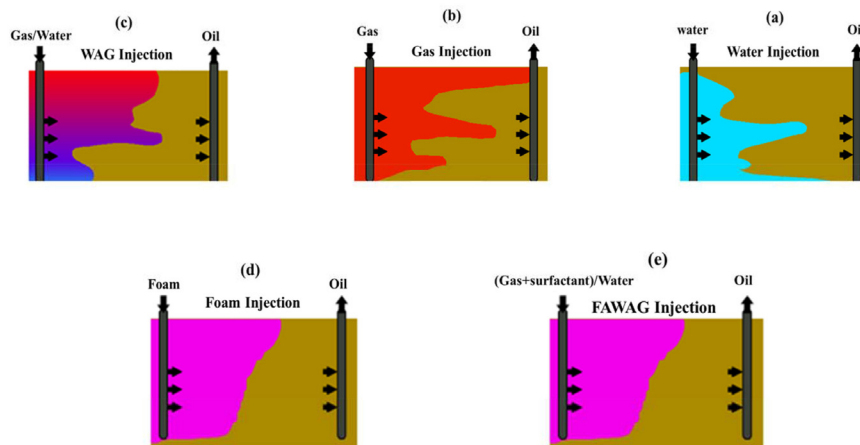
مخازن شکافدار، در این پژوهش، عملکرد فرآیندهای مختلف ازدیاد برداشت از جمله WAG، تزریق فوم، تزریق آب، تزریق گاز امتزاجی و ترکیب آن‌ها در قالب روش FAWAG بررسی شده است. تمرکز اصلی بر بهبود ضریب بازیافت نفت از نواحی تهاجم گاز بوده و برای این منظور، مدل‌سازی عددی انجام و پارامترهای کلیدی مؤثر بر عملکرد هر فرآیند تحلیل شده است. نوآوری اصلی این پژوهش، توسعه چارچوب جامعی برای بهینه‌سازی پارامترهای FAWAG در مخازن شکافدار با در نظرگیری تأثیرات عوامل هیدرودینامیکی است. این تحلیل علاوه بر ویژگی‌های مخزنی، تأثیر پارامترهای عملیاتی نظیر غلظت فوم و نرخ تزریق، بر عملکرد کلی روش‌های ازدیاد برداشت را نیز بررسی می‌کند.

### مبانی نظری و روش کار

#### شبیه‌سازی و توصیف مدل

برای شبیه‌سازی سه‌بعدی مخزن یک مدل مصنوعی ایجاد گردید. شبکه مدل به‌گونه‌ای طراحی شد که بتواند رفتار مخزن شکافدار را به‌درستی بازتولید کند. به منظور نمایش دقیق‌تر ویژگی‌های مخزن، از مدل تخلخل دوگانه وارن-روت<sup>۱</sup> استفاده شد که امکان تفکیک ماتریس کم‌تراوا و شکاف‌های با تراوایی بالا را فراهم می‌کند [۱۲].

تحقیقات آزمایشگاهی فرنو و همکاران روی مغزه‌های شکافدار نشان داد که تزریق فوم با افزودن یک مؤلفه جابه‌جایی گرانی به سازوکار نفوذ، فرآیند برداشت نفت را تسریع می‌بخشد [۴]. شماتیکی از مقایسه میزان جاروب نفت توسط روش‌های مختلف ازدیاد برداشت WAG، FAWAG، تزریق آب، تزریق فوم و تزریق امتزاجی گاز در شکل ۱ ارائه شده است. تشکیل فوم در مخازن هیدروکربنی یک فرآیند پیچیده است که به پارامترهای متعدد از جمله ترکیب گاز، نفت، آب و خصوصیات سنگ مخزن بستگی دارد. همان‌طور که در مقاله شبی‌اصل و همکاران و فرج‌زاده و همکاران ذکر شده، فوم معمولاً در نواحی با تراوایی بالا و ناهمگنی زیاد ایجاد می‌شود و از طریق افزایش مقاومت جریان گاز، حرکت آن را به سمت نواحی با تراوایی کمتر منحرف می‌کند. این ویژگی، فوم را به ابزاری قدرتمند برای بهبود راندمان جاروب و کنترل تحرک‌پذیری گاز در فرآیندهای ازدیاد برداشت تبدیل کرده است. همچنین به مطالعات میدانی اشاره می‌کنند که نشان داده‌اند تزریق فوم می‌تواند نرخ تولید نفت را بین ۱/۵ تا ۵ برابر افزایش دهد و میزان Water Cut را تا ۲۰٪ کاهش دهد. این مزایا، استفاده از فوم را به‌عنوان یک راهکار کلیدی در مدیریت گاز تزریقی و بهبود بهره‌وری مخازن پیشنهاد می‌کند [۳ و ۱۱]. با توجه به چالش‌های موجود در



شکل ۱ مقایسه راندمان جاروب نفت توسط روش‌های تزریق آب، تزریق فوم و تزریق امتزاجی گاز، WAG و FAWAG  
**Fig. 1** A comparison of oil sweep efficiency using water injection, foam injection, miscible gas injection, WAG, and FAWAG methods.

می‌کند. وابستگی به غلظت سورفکتانت با رابطه ۲ تعیین می‌شود.

$$F_1 = \left( \frac{surf^x}{FMSURF} \right)^{EFSURF} \quad (2)$$

که در آن،  $surf^x$  مول سورفکتانت، FMSURF غلظت مرجع سورفکتانت و EFSURF توان مؤثر آن است. تأثیر اشباع نفت بر تحرک پذیری فوم نیز به صورت رابطه ۳ بیان می‌شود:

$$F_2 = \left( \frac{FMOIL - S_o}{FMOIL - FLOIL} \right)^{EFOIL} \quad (3)$$

در این رابطه، FMOIL و FLOIL به ترتیب اشباع نفت مرجع و حداقل اشباع لازم برای تشکیل فوم هستند. سایر ضرایب نیز به صورت مشابه و مطابق با روابط ۴-۹ محاسبه می‌شوند [۱۵ و ۱۶].

$$F_3 = \left( \frac{FMCAP}{N_c} \right)^{EFCAP} \quad (4)$$

فشار موئینگی

$$F_4 = \left( \frac{N_c - FMGCP}{FMGCP} \right)^{EFGCP} \quad (5)$$

محدودیت فشار موئینگی

$$F_5 = \left( \frac{FMOMF - X_{comp\_name}}{FMOMF} \right)^{EPOMF} \quad (6)$$

ترکیبات نفتی

$$F_6 = \left( \frac{X_{salt} - FLSALT}{FMSALT - FLSALT} \right)^{EFSALT} \quad (7)$$

شوری آب

$$F_7 = \frac{1}{FM_{PERM} 1} \cdot \ln \left( \frac{\bar{k}}{FN_{PERM} 2} + 1 \right) \quad (8)$$

وابستگی به نفوذپذیری

$$FDRY = 0.5 + \frac{\arctan(SFBET \cdot (S_w - SF))}{\pi} \quad (9)$$

نیمه عمر فوم

داده‌های استاتیک نظیر تخلخل، تراوایی و سایر پارامترهای پتروفیزیکی بر اساس مطالعات میدانی، آزمایشگاهی و گزارش‌های صنعتی موجود تعیین و اعمال شدند تا تطابق مناسبی با تاریخچه تولید مخزن حاصل شود. اطلاعات مربوط به ویژگی‌های ماتریس و شبکه شکستگی مدل شبیه‌سازی نیز در **جدول ۱** ارائه شده است. همچنین، جهت بررسی تأثیر ناهمگنی مخزن، شرایط جریان سیالات و بهینه‌سازی فرآیندهای تزریق، مدل‌سازی به صورت دقیق انجام گرفت. مدل‌سازی تزریق فوم در شبیه‌سازهای مخزن با استفاده از مدل تجربی انجام می‌شود که با اعمال یک فاکتور تعدیل‌کننده، نفوذپذیری نسبی گاز را در حضور فوم کاهش می‌دهد. فاکتور مذکور تحت تأثیر پارامترهایی نظیر غلظت سورفکتانت، فشار موئینگی، اشباع نفت، شوری آب سازند و وابستگی به نفوذپذیری قرار می‌گیرد. فاکتور کاهش تحرک پذیری بی‌بعد (FM) به صورت رابطه ۱ تعریف می‌شود [۱۳ و ۱۴]:

$$FM = \frac{1}{1 + FMMOB \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 \cdot F_6 \cdot F_7 \cdot FDRY} \quad (1)$$

در این رابطه، FMMOB فاکتور کاهش تحرک پذیری فوم است که مقدار آن معمولاً بین ۵ تا ۱۰۰ تعیین می‌شود. ضرایب  $F_1$  تا  $F_7$  تأثیر متغیرهایی مانند غلظت سورفکتانت، اشباع نفت، فشار موئینگی، شوری و نفوذپذیری را نشان می‌دهند. نیمه عمر یا فاکتور خشک‌شدگی فوم (FDRY) نیز کاهش عملکرد فوم در شرایط اشباع کم آب را توصیف

جدول ۱ اطلاعات ماتریس و شکاف مدل.

Table 1 Matrix and Fracture system information.

Property	Amount	Unit
Fracture Porosity	0.01	-
Horizontal Fracture Permeability	100	mD
Vertical Fracture Permeability	100	mD
Average Matrix Porosity	0.1	-
Horizontal Matrix Permeability	5	mD
Horizontal Matrix Permeability	0.5	mD
Fractured Model	Dual Porosity	-

رفتار جریان سیالات را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد. داده‌های ترمودینامیکی و پتروفیزیکی مرتبط با سیالات مخزن، شامل چگالی، تراکم‌پذیری و رفتار ویسکوالاستیک آن‌ها، در **جدول ۲** ارائه شده و به عنوان ورودی اصلی مدل‌سازی عددی استفاده شده‌اند. مدل‌سازی دینامیکی این مخزن در یک محیط مش‌بندی شده سه‌بعدی صورت گرفته است که توزیع فضایی پارامترهای مخزنی را با دقت بالا شبیه‌سازی می‌کند. مش‌بندی انجام شده مطابق با ساختار لایه‌ای مخزن، شامل یک شبکه منظم متشکل از سلول‌های محاسباتی است که در راستای محورهای  $X$ ،  $Y$  و  $Z$  توسعه یافته‌اند. توزیع رنگی در **شکل ۲**، بیانگر تغییرات تخلخل در سطوح مختلف مدل است. به منظور بهینه‌سازی صحت مدل، ویژگی‌های تخلخل و تراوایی سنگ مخزن به صورت متغیرهای وابسته به فشار و اشباع در نظر گرفته شده‌اند. تراوایی سنگ مخزن با استفاده از رابطه ۱۰ که مبتنی بر شاخص منطقه جریانی (FZI) و تخلخل ( $\phi$ ) است، محاسبه شده است [۱۷] و [۱۸].

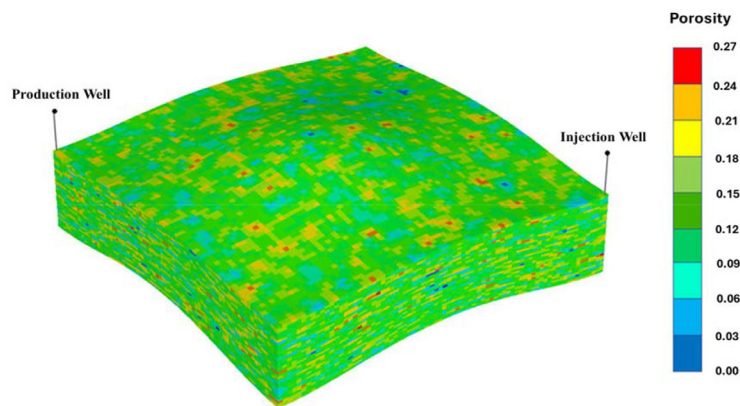
$$k = 1014 \times FZI^2 \times \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (10)$$

در این مدل، اگر هر یک از ضرایب  $F_1$  تا  $F_7$  مقدار صفر داشته باشند، مقدار FM برابر یک شده و فوم تأثیری بر کاهش تحرک‌پذیری گاز نخواهد داشت. FMMOB فاکتور اصلی کاهش تحرک‌پذیری فوم است که مقدار آن معمولاً بین ۵ تا ۱۰۰ تعیین می‌شود. SFBET شیب نیمه عمر فوم را مشخص کرده و سرعت انتقال از حالت فوم به گاز خالص را کنترل می‌کند، در حالی که SF آستانه اشباع آبی است که در آن فوم شروع به خشک شدن می‌کند. این مدل با در نظر گرفتن تأثیر پارامترهایی نظیر غلظت سورفکتانت، فشار موئینگی، اشباع نفت، شوری آب و نفوذپذیری، امکان شبیه‌سازی رفتار فوم را در شرایط مختلف مخزن فراهم می‌کند [۱۳]. مدل شبیه‌سازی شده، یک مخزن تحت اشباع سه‌فازی را نمایش می‌دهد که در شرایط اولیه دارای آب همزاد و کلاهک گازی بوده و در عمق ۵۰۰۰ ft قرار گرفته است. سطوح تماس سیالات هیدروکربنی در این مخزن به ترتیب برای گاز-نفت و آب-نفت در ۵۰۲۰ ft و ۵۰۴۰ ft مشخص شده‌اند. چنین ساختاری منجر به توزیع پیچیده‌ای از فازهای گازی، نفتی و آبی در محیط متخلخل سنگ مخزن شده است که

جدول ۲ اطلاعات سنگ و سیال.

Table 2 Rock and Fluid Information.

Property	Phase	Amount	Units
Density	Oil	55	lb/ft <sup>3</sup>
	Water	64.7	lb/ft <sup>3</sup>
	Gas	0.06054	lb/ft <sup>3</sup>
Formation Volume Factor	Oil	1.565	bbl/stb
	Water	1.029	bbl/stb
Contact Depth	Water-oil contact	5040	ft
	Gas-oil contact	5020	ft
Compressibility	Rock	$3 \times 10^{-6}$	psi/1
	Water	$3.13 \times 10^{-6}$	psi/1
Viscosity	Oil	0.51	cp
	Water	0.31	cp
	Gas	0.0228	cp

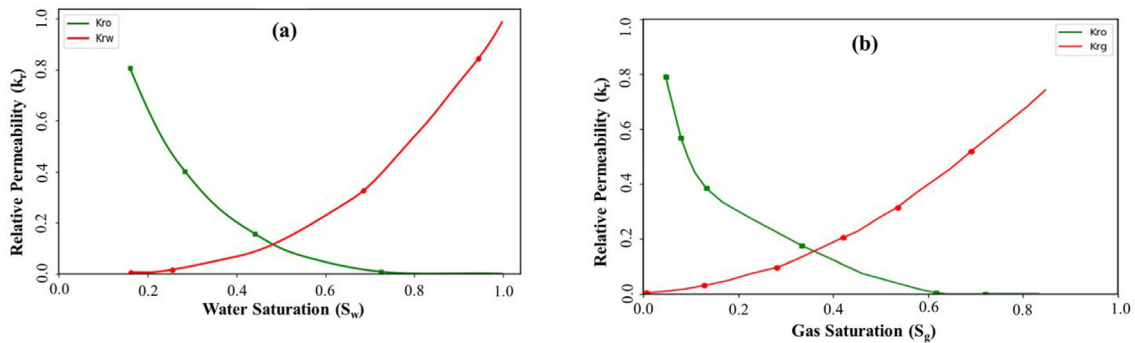


شکل ۲ نمایی از مخزن مدل شده که دارای یک چاه تولید و یک تزریقی می‌باشد.  
 Fig. 2 Schematic of the simulated reservoir model with one production and one injection well.

آب و نفت، کاهش تحرک‌پذیری گاز توسط فوم و تأثیر فشار و نرخ برشی برروی عملکرد فوم در ادامه به صورت خلاصه آورده شده است. جذب فوم برروی سطح سنگ سازندی همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده شده است تا ۱ واحد افزایش یافته و بعد از آن ثابت می‌شود و حداکثر میزان جذب فوم در تماس با سنگ ماسه ۰/۰۰۰۰۵ واحد گزارش شده است. معمولاً فوم‌ها نسبت به حضور آب و نفت حساسیت قابل توجهی نشان می‌دهند، به طوری که نیمه‌عمر آن‌ها در مجاورت این سیالات به میزان چشمگیری کاهش می‌یابد [۲۰]. فوم‌هایی که با استفاده از سورفکتانت‌های آب‌دوست تولید شده‌اند، حساسیت بیشتری نسبت به آب دارند، در حالی که فوم‌های حاوی سورفکتانت‌های نفت‌دوست در تماس با نفت دچار کاهش نیمه‌عمر می‌شوند. این رفتار عمدتاً به دلیل انتقال مونومرهای ماده فعال سطحی به فاز آبی یا نفتی رخ می‌دهد که به ساختار شیمیایی سورفکتانت وابسته است. خروج این مونومرها از ساختار فوم منجر به کاهش استحکام آن شده و در نتیجه، فروپاشی سریع‌تر فوم را به دنبال دارد [۲۱] و [۲۲]. در این پژوهش، از فومی مبتنی بر سورفکتانتی با مقدار HLB<sup>۱</sup> پایین (آب‌دوست) استفاده شده است [۲۳]. به همین منظور، تغییرات نیمه‌عمر این فوم در شرایط اشباع با آب و نفت بررسی و نتایج حاصل در جدول ۳ ارائه شده است.

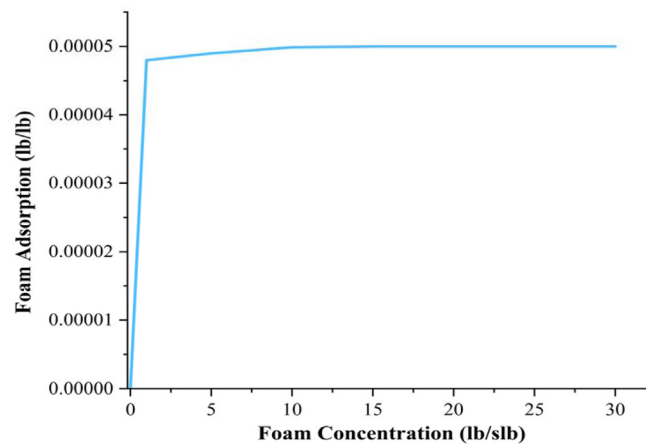
این رابطه که از مطالعات تجربی برروی سنگ‌های کربناته استخراج شده، ارتباط بین خصوصیات پتروفیزیکی مخزن و قابلیت انتقال سیالات را نشان می‌دهد. با استفاده از این فرمول، تراوایی مؤثر در مدل به صورت تابعی از تخلخل محلی و شاخص منطقه جریانی تنظیم شده است که باعث افزایش دقت شبیه‌سازی‌های دینامیکی می‌شود. روابط تراوایی نسبی به‌عنوان پارامترهای کلیدی در مدل‌سازی رفتار جریان چندفازی سیالات در محیط‌های متخلخل، برای فازهای آب، نفت و گاز تعریف می‌شوند. منحنی‌های تراوایی نسبی آب-نفت (kro و krg) و گاز-نفت (kro و krg) با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی و روابط مرجع معتبر تعیین گردیده‌اند تا شبیه‌سازی دقیق سازوکارهای جابه‌جایی سیالات در طول فرآیند FAWAG را امکان‌پذیر سازند. این منحنی‌ها در شکل ۳ نمایش داده شده‌اند و مبنای تحلیل رفتار جریان سیال در محیط متخلخل در این مطالعه قرار گرفته‌اند. در دو سناریو تزریق فوم و FAWAG فوم به فاز گازی افزوده می‌شود. حائز اهمیت است که بیان شود در مطالعات گذشته، در بعضی موارد فوم به فاز آبی نیز افزوده می‌شود که در اینجا صرفاً قصد بررسی FAWAG که فوم در فاز گازی است را داریم [۱۹]. از یک فوم با خواص مشخص جهت انجام این سناریوها استفاده شد و اطلاعات مربوط به جذب فوم در سطح سنگ، زمان از بین رفتن فوم با اشباع

1. Hydrophile-Lipophile Balance



شکل ۳ منحنی‌های تراوایی نسبی استفاده شده در مدل شبیه‌سازی: (الف) روابط تراوایی نسبی آب-نفت ( $k_{ro}$  و  $k_{rw}$ ) برحسب اشباع آب و (ب) روابط تراوایی نسبی گاز-نفت ( $k_{ro}$  و  $k_{rg}$ ) برحسب اشباع گاز.

Fig. 3 The relative permeability curves used in the simulation model: (a) Water-oil relative permeability relationships ( $k_{rw}$  and  $k_{ro}$ ) as a function of water saturation, and (b) Gas-oil relative permeability relationships ( $k_{rg}$  and  $k_{ro}$ ) as a function of gas saturation.



شکل ۴ میزان جذب فوم بر روی سطح نسبت به غلظت فوم.

Fig. 4 Effect of Foam Concentration on Adsorption onto Rock Surface.

جدول ۳ تأثیر اشباع آب و نفت بر نیمه عمر فوم.

Table 3 Effect of Water and Oil Saturation on Foam Half-Life.

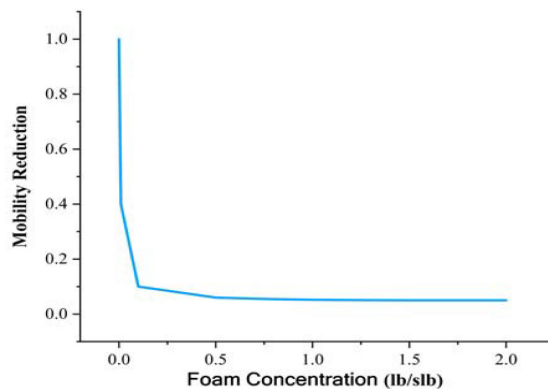
Half-life	Oil Saturation	Half-life	Water Saturation
300 days	0	300 days	0
250 days	1	200 days	1

اساسی در مخازن شکافدار است که پتانسیل تولید را به شدت کاهش می‌دهد. بر همین اساس، این پژوهش به ارزیابی راه کارهای نوین برای مقابله با این پدیده و آزادسازی نفت به دام افتاده می‌پردازد. برای رفع این مشکل، روش‌های مختلفی از جمله تزریق آب، تزریق امتزاجی گاز، فرآیند WAG، تزریق فوم و تکنیک FAWAG طراحی و مورد تحلیل قرار گرفته‌اند [۵]. برای حصول اطمینان از صحت مقایسه، ضمن اینکه نرخ تزریق برای هر سناریو مطابق جدول ۴ متغیر بود.

بر اساس داده‌های ارائه شده در شکل ۵، مشاهده می‌شود که با افزایش غلظت فوم، کاهش تحرک پذیری گاز در مراحل اولیه دارای شیب تندی است. با این حال، با افزایش بیشتر غلظت، شیب نمودار به تدریج کاهش می‌یابد، که نشان‌دهنده تأثیر محدودکننده غلظت فوم بر کاهش تحرک پذیری گاز در مقادیر بالاتر است [۲۴ و ۲۵].

#### طراحی سناریوهای ازدیاد برداشت

به دام افتادن نفت در ناحیه هجوم گاز، چالشی



شکل ۵ کاهش تحرک پذیری گاز نسبت به غلظت فوم.  
**Fig. 4** Effect of Foam Concentration on Gas Mobility Reduction.

جدول ۴ مشخصات سناریوهای مختلف تزریق شامل نرخهای تزریق آب و گاز و غلظت سورفکتانت در سناریوهای حاوی فوم

**Table 4** Injection Scenario Design: Rates and Surfactant Concentrations.

Surfactant Concentration (lb/stb)	Gas Injection Rate (Mscf/day)	Water Injection Rate (stb/day)	Scenario ID	Scenario
		50	W1	Water Injection
		100	W2	
		200	W3	
	900		G1	Gas Injection
	1800		G2	
	3600		G3	
	900	100	WAG1	WAG Injection
	900	150	WAG2	
	1800	100	WAG3	
	1800	150	WAG4	
0.5	1800		FOAM1	Foam Injection
1	1800		FOAM2	
2	1800		FOAM3	
3	1800		FOAM4	
4	1800		FOAM5	
5	1800		FOAM6	
	900	100	FAWAG1	FAWAG Injection
	900	150	FAWAG2	
	1800	100	FAWAG3	
	1800	150	FAWAG4	
	900	100	FAWAG5	
	900	150	FAWAG6	
	1800	100	FAWAG7	
	1800	150	FAWAG8	

آب در سه نرخ مختلف شامل ۵۰ stb/day، ۱۰۰ و ۲۰۰ بررسی شده است. یکی از چالش‌های اصلی تزریق آب، توزیع غیریکنواخت آن در مخازن شکافدار است. در این شرایط، نیروی گرانش و تراوایی عمودی بالای شکافها باعث انتقال سریع آب به نواحی پایینی مخزن می‌شود. در نتیجه، مناطق بالایی که تحت تأثیر هجوم گاز قرار گرفته‌اند، به‌طور مؤثری جاروب نمی‌شوند و در آنها نفت باقی می‌ماند [۲۷].

### تزریق امتزاجی گاز

تزریق گاز امتزاجی به‌عنوان یکی از روش‌های مؤثر در ازدیاد برداشت نفت، امکان افزایش بازیافت را از طریق کاهش کشش بین‌سطحی و افزایش تحرک‌پذیری نفت فراهم می‌کند [۲۸]. در این مطالعه، سه سناریو برای تزریق گاز امتزاجی با نرخ‌های ۹۰۰، ۱۸۰۰ و ۳۶۰۰ Mscf/day طراحی شده است تا تأثیر میزان تزریق بر عملکرد مخزن ارزیابی شود. در این روش، گاز در فشار و دمای مناسب با نفت مخزن امتزاج پیدا کرده و یک فاز یکنواخت تشکیل می‌دهد که می‌تواند نفت باقی‌مانده در ناحیه هجوم گاز را آزاد کند. با این حال، نرخ بالای تزریق گاز می‌تواند منجر به میان‌شکنی زود هنگام و افزایش نسبت گاز به نفت شود، که این چالش در طراحی بهینه این فرآیند باید در نظر گرفته شود [۲۹ و ۳۰]. برای کنترل تغییرات ناگهانی و غیرواقعی در نسبت گاز محلول به نفت در طول فرآیند شبیه‌سازی امتزاجی، محدودیتی بر نرخ مجاز افزایش این نسبت در هر بلوک اعمال شد. در این مطالعه، مقدار این نرخ برابر ۰/۰۱۲ واحد حجمی گاز محلول به‌واحد حجمی نفت در روز در نظر گرفته شد. این رویکرد باعث پایداری محاسبات عددی و جلوگیری از بروز نوسانات غیرواقعی در نتایج مدل‌سازی خواهد شد و دقت ارزیابی سناریوهای مختلف تزریق گاز امتزاجی را بهبود خواهد بخشید.

سایر شرایط عملیاتی و کنترلی یکسان در نظر گرفته شدند؛ روش کنترل چاه‌ها در تمام سناریوها ثابت اعمال شد: چاه تولیدی همواره تحت کنترل نرخ تولید نفت ۲۰۰۰ stb/day با محدودیت حداقل فشار ته چاهی ۲۰۰ psi و چاه تزریقی تحت کنترل نرخ تزریق فعالیت نمود. همچنین پارامترهایی نظیر موقعیت مکانی چاه‌ها و بازه‌های مشبک‌کاری آنها نیز ثابت باقی ماندند. در تمامی سناریوها، در دوره اولیه ۹۰ روزه هیچ‌گونه تزریقی انجام نشد تا شرایط تشکیل کلاهک گازی ثانویه فراهم شده و نفت در ناحیه هجوم درون ماتریس سنگ به دام بیافتد. این رویکرد نه تنها شرایط واقعی‌تر مخزن را شبیه‌سازی می‌کند، بلکه امکان ارزیابی دقیق‌تر تأثیرات روش‌های مختلف ازدیاد برداشت را نیز فراهم می‌سازد. علاوه‌براین، بازه زمانی اولیه اجازه می‌دهد تا توزیع فشار در مخزن به‌طور کامل منعکس شود و اثرات طولانی‌مدت هر روش بر استحکام کلاهک گازی و توزیع سیالات مشخص گردد. **جدول ۴** اطلاعات مربوط به سناریوهای مختلف را شامل نرخ‌های تزریق آب، نرخ تزریق گاز و غلظت سورفکتانت برای سناریوهایی که از فوم استفاده می‌کنند، ارائه می‌دهد. تحلیل دقیق این پارامترها به شناسایی الگوهای واکنش سیالات به تغییرات شرایط تزریق کمک کرده و امکان ارائه استراتژی‌های بهینه برای افزایش ضریب بازیافت در مخازن ناهمگن را فراهم می‌آورد. به این ترتیب، به‌جز پارامترهای تزریق ارائه‌شده در **جدول ۴**، سایر شرایط عملیاتی و کنترلی، همان‌گونه که پیش‌تر تشریح شد، در تمام سناریوها ثابت در نظر گرفته شده است.

### تزریق آب

تزریق آب به‌عنوان یکی از متداول‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت، به‌دلیل در دسترس بودن تجهیزات و هزینه‌های عملیاتی پایین، به‌عنوان گزینه‌ای مقرون‌به‌صرفه برای آزادسازی نفت به دام افتاده مطرح است [۲۶]. در این مطالعه، عملکرد تزریق

## تزریق متناوب گاز و آب (WAG)

روش تزریق متناوب گاز و آب (WAG) یکی از تکنیک‌های کارآمد در ازدیاد برداشت نفت است که با ترکیب مزایای هر دو فاز تزریق، به بهبود راندمان بازیافت کمک می‌کند. در این روش، گاز و آب به صورت متناوب وارد مخزن شده و با تنظیم نسبت تحرک سیالات، میزان نفت قابل بازیافت افزایش می‌یابد. مهم‌ترین مزیت این روش، افزایش پوشش مخزنی و کاهش کانالیزه شدن گاز در لایه‌های با تراوایی بالا است [۳۱]. برای بررسی عملکرد این روش، چهار سناریوی مختلف برای تزریق WAG در نظر گرفته شد. در سناریوی اول (WAG1)، نرخ تزریق گاز  $Mscf/day$  و نرخ تزریق آب  $100 \text{ stb/day}$  تعیین شد. در سناریوی دوم (WAG2)، نرخ تزریق آب به  $900 \text{ stb/day}$  و نرخ تزریق گاز  $150$  افزایش یافت، در حالی که نرخ تزریق گاز بدون تغییر باقی‌ماند. در سناریوی سوم (WAG3)، نرخ تزریق گاز به  $1800 \text{ Mscf}$  در روز افزایش یافته و نرخ تزریق آب برابر با  $100 \text{ stb/day}$  باقی‌ماند. در نهایت، در سناریوی چهارم (WAG4)، هم‌زمان با افزایش نرخ تزریق گاز به  $1800 \text{ Mscf}$  در روز، نرخ تزریق آب نیز به  $150 \text{ stb/day}$  افزایش یافت. با وجود مزایای روش WAG، چالش‌هایی همچون حرکت رو به بالای گاز و حرکت رو به پایین آب در مخزن می‌تواند منجر به کانالیزه شدن سیالات در لایه‌های با تراوایی بالا شده و کارایی جابه‌جایی نفت را کاهش دهد. تأثیر این پدیده به عواملی مانند ناهمگنی مخزن، اختلاف تراوایی لایه‌ها، تفاوت چگالی بین گاز و نفت، و سرعت تزریق سیالات بستگی دارد [۳۲]. به همین دلیل، طراحی دقیق فرآیند WAG و تنظیم حجم تزریق گاز و آب متناسب با ویژگی‌های هر مخزن، از اهمیت بالایی برخوردار است. مخازنی که دارای لایه‌های کم‌تراوا در قسمت‌های بالایی خود هستند، عملکرد بهتری در مقایسه با مخازنی که دارای لایه‌های با تراوایی بالا در بخش‌های فوقانی خود هستند، نشان می‌دهند. در مجموع، روش WAG با افزایش پوشش مخزنی، کاهش مصرف گاز و

بهینه‌سازی نسبت تحرک سیالات تزریقی، گزینه‌ای مؤثر برای بهبود راندمان بازیافت نفت در مخازن شکافدار محسوب می‌شود [۵ و ۳۳].

## تزریق فوم

روش تزریق فوم به‌عنوان یک تکنیک پیشرفته برای کنترل تحرک‌پذیری گاز و بهبود راندمان جابه‌جایی نفت در مخازن شکافدار مورد بررسی قرار گرفته است. فوم که ترکیبی از آب، گاز و سورفکتانت است، با ایجاد مقاومت در برابر حرکت گاز، موجب پایداری جریان گاز در محیط‌های متخلخل و کاهش اثرات نامطلوب تراوایی بالا می‌شود. این ویژگی فوم به‌ویژه در مخازن شکافدار، از پدیده‌های میان‌شکست گاز جلوگیری کرده و موجب توزیع یکنواخت‌تر فشار و افزایش برداشت نفت از نواحی کم‌نفوذ می‌شود. برای بررسی اثر این روش، سناریوهای مختلفی با نرخ تزریق گاز ثابت ( $1800 \text{ Mscf/day}$ ) و غلظت‌های متغیر سورفکتانت در بازه  $0/5$  تا  $5 \text{ lb/stb}$  طراحی گردید. هدف از این تحلیل، ارزیابی اثر غلظت فوم بر کاهش تحرک‌پذیری گاز و بهبود جریان سیالات در مخزن است. در این شبیه‌سازی، پارامترهای کلیدی مؤثر بر عملکرد فوم مانند کیفیت (نسبت حجمی گاز در فوم)، بافت (اندازه متوسط حباب‌ها) و پراکندگی آن‌ها که بر پایداری و راندمان فرآیند تأثیر مستقیم دارند، در مدل لحاظ شدند [۱۳ و ۳۴].

## تزریق متناوب گاز و آب به‌همراه فوم (FAWAG)

در این مطالعه، استراتژی تزریق ترکیبی آب و گاز به‌همراه فوم به‌عنوان یک روش کارآمد برای بهبود راندمان جاروب سیالات در مخازن ناهمگن بررسی شده است. استفاده از فوم به‌دلیل توانایی آن در کاهش تحرک‌پذیری گاز، موجب کنترل جریان گاز در محیط متخلخل و توزیع یکنواخت‌تر فشار تزریق می‌شود. این ویژگی از پدیده انگشتی شدن گاز و جریان ترجیحی در مسیرهای با تراوایی بالا جلوگیری کرده و باعث افزایش پخش یکنواخت سیالات در مخزن می‌شود.

می‌توان به کم بودن Ev برای این سناریو به سبب وجود نیروی گرانش و تراوایی عمودی بالای شکاف که آب را به ناحیه پایینی مخزن منتقل می‌کند و نواحی بالایی که تحت تأثیر هجوم گاز به دام افتاده‌اند و جاروب نمی‌شوند، مرتبط دانست. نرخ تزریق ۱۰۰ stb/day عملکرد بهتری داشته چون میان‌شکنی آب دیرتر از ۲۰۰ stb/day رخ می‌دهد و قدرت جاروب بهتری نسبت به ۵۰ stb/day دارد. به این ترتیب، با تنظیم نرخ تزریق، می‌توان اثرات نامطلوب تحرک‌پذیری آب و گاز را کنترل کرده و بازدهی فرآیند را بهبود بخشید. همچنین، در شکل ۶، ضریب بازیافت نفت برای سناریو تزریق آب با نرخ تزریق‌های مختلف نشان داده شده است.

#### تزریق امتزاجی گاز

نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد که افزایش نرخ تزریق گاز همیشه به بهبود بازیافت نفت منجر نمی‌شود. همان‌طور که در شکل ۷ مشاهده می‌شود، نرخ‌های بالای تزریق (Mscf/day ۱۸۰۰ و ۳۶۰۰) باعث افزایش شدید نسبت گاز به نفت شده‌اند که می‌تواند منجر به کاهش کارایی جابه‌جایی نفت شود. این امر ناشی از تحرک‌پذیری بالای گاز طبیعی و تمایل آن به نفوذ سریع در نواحی با تراوایی بالا است که موجب ایجاد پدیده انگشتی شدن و میان‌شکنی زود هنگام گاز شده و عملکرد بازیافت نفت را محدود کرده است.

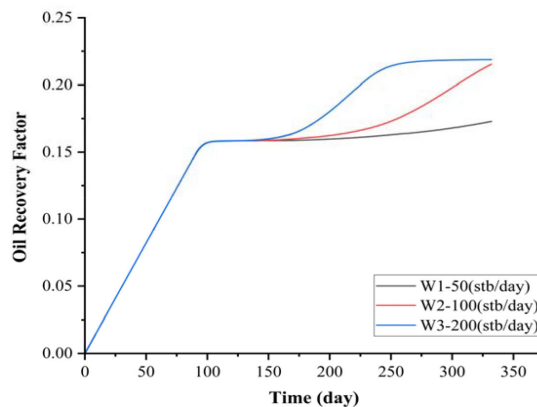
در این پژوهش، سناریوهای مختلفی شامل تزریق گاز در بازه ۹۰۰ تا ۱۸۰۰ Mscf/day و تزریق آب بین ۱۰۰ تا ۱۵۰ stb/day طراحی شده‌اند تا اثر نرخ‌های تزریق متغیر بر پایداری فوم و کارایی تزریق ارزیابی شود. همچنین، غلظت‌های مختلف سورفکتانت (۲ و ۴ lb/stb) جهت بررسی تأثیر فوم بر کاهش نفوذپذیری گاز و کنترل جریان آن در مسیرهای با تراوایی بالا در نظر گرفته شده است. تحلیل حساسیت این سناریوها به دنبال یافتن بهینه‌ترین ترکیب نرخ‌های تزریق آب و گاز به همراه فوم است تا علاوه بر کنترل توزیع گاز و کاهش تحرک‌پذیری آن، بتواند فرآیند بازیافت نفت را بهبود بخشد [۳۵-۳۷].

#### نتایج و بحث‌ها

نتایج حاصل از هر کدام از سناریوهای تزریقی با توجه به ضریب بازیافت، نسبت آب به نفت، نسبت گاز به نفت و هزینه بررسی و در نهایت مقایسه خواهد شد.

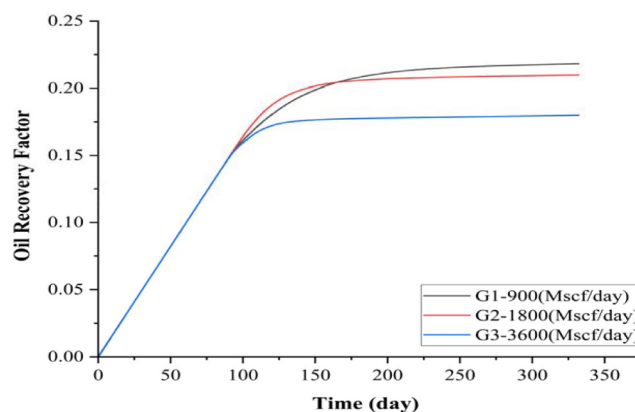
#### تزریق آب

تحلیل نرخ‌های تزریق نشان داد که نرخ ۱۰۰ stb/day بهترین عملکرد را داشته است. در این نرخ، میان‌شکنی آب نسبت به نرخ ۲۰۰ stb/day دیرتر رخ داده و در عین حال، قدرت جاروب بهتری نسبت به نرخ ۵۰ stb/day دارد. عملکرد نامطلوب تزریق آب را



شکل ۶ ضریب بازیافت نفت برای سناریو تزریق آب با نرخ تزریق‌های مختلف.

Fig. 6 Oil Recovery Factor for Water Injection Scenarios.



شکل ۷ ضریب بازیافت نهایی نفت برای سناریو تزریق امتزاجی گاز برای نرخ تزریق‌های مختلف.

Fig. 7 Oil Recovery Factor for Gas Injection Scenarios.

مخزن حرکت می‌کند و آب به دلیل چگالی بیشتر به سمت پایین مخزن سرازیر می‌شود. در عمل، این دو فاز به جای تشکیل یک جبهه جابه‌جایی یکپارچه، مسیرهای جریان جداگانه‌ای را ایجاد می‌کنند که حجم بزرگی از نفت به دام افتاده در ماتریس را باقی می‌گذارد. بنابراین، از آنجایی که ساختار مخزن و نیروی ثقل کنترل‌کننده اصلی جریان هستند، تغییر در نرخ تزریق تأثیر معناداری بر بهبود عملکرد نداشته و ضریب بازیافت در مقدار محدود (۲۱/۴٪) باقی می‌ماند.

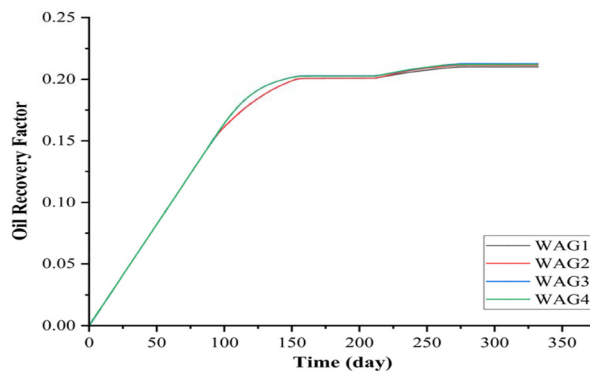
#### تزریق فوم

نتایج حاصل از سناریوهای مختلف تزریق فوم نشان می‌دهند که غلظت فوم ۲ پوند بر بشکه بهترین عملکرد را در کاهش تحرک‌پذیری گاز و افزایش ضریب بازیافت نفت داشته است. همان‌طور که در شکل ۹ نشان داده شده است، تزریق فوم با این غلظت باعث ایجاد پایداری بیشتری در جریان گاز شده و تحرک‌پذیری آن را کاهش می‌دهد، که در نهایت موجب بهبود کارایی فرآیند جابه‌جایی نفت می‌شود. در حالی که غلظت‌های بالاتر از ۲ lb/stb به کاهش بیشتر تحرک‌پذیری گاز کمک می‌کنند، اما این امر منجر به کاهش جزئی در ضریب بازیافت نفت می‌شود. این کاهش به دلیل مقاومت بیش از حد در جریان گاز و اثرات منفی در برخی نواحی مخزن است.

در مقابل، نرخ ۹۰۰ Mscf/day تعادل بهتری بین فشار مخزن و میزان تزریق ایجاد کرده و عملکرد مطلوب‌تری ارائه داده است. با توجه به این نتایج، بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز برای جلوگیری از افزایش بیش از حد نسبت گاز به نفت و کاهش تلفات گاز ضروری است. همچنین، ترکیب این روش با تزریق متناوب آب و گاز یا تزریق فوم (FAWAG) می‌تواند موجب افزایش کنترل بر تحرک گاز و بهبود کارایی کلی فرآیند ازدیاد برداشت شود.

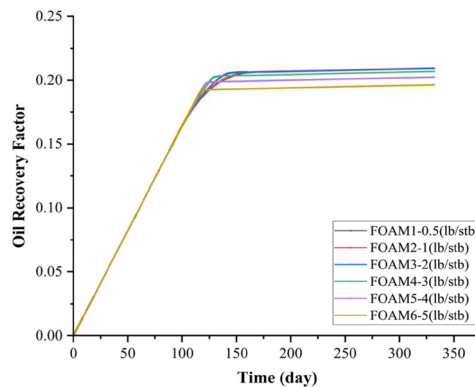
تزریق متناوب گاز و آب (WAG)

همان‌طور که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، نتایج شبیه‌سازی برای سناریوهای مختلف WAG نشان می‌دهد که ضریب بازیافت نهایی نفت در تمامی موارد تقریباً یکسان بوده و به مقدار ۲۱/۴٪ می‌رسد. این عملکرد محدود و عدم حساسیت به نرخ تزریق را می‌توان به‌طور مستقیم با تحلیل رقابت بین نیروهای گرانشی و ثقل در مخزن شکافدار توضیح داد. در تئوری، روش WAG با هدف ترکیب مزایای جابه‌جایی میکروسکوپی گاز و راندمان جاروب ماکروسکوپی آب طراحی شده است. با این حال، در یک محیط با ناهم‌گونی بالا و شکاف‌های تراوایی زیاد مانند مدل این پژوهش، نیروی ثقل به نیروی غالب در سیستم تبدیل می‌شود. این غلبه نیروی ثقل منجر به پدیده جدایش ثقلیمی‌گردد؛ به این معنی که گاز تزریق‌شده به دلیل چگالی کم به سرعت به سمت بالای



شکل ۸ ضریب بازیافت نهایی نفت برای سناریو تزریق متناوب گاز و آب برای نرخ تزریق‌های مختلف.

Fig. 8 Oil Recovery Factor for WAG Injection Scenarios.



شکل ۹ ضریب بازیافت نهایی نفت برای سناریو تزریق گاز به‌همراه فوم برای غلظت‌های مختلف فوم.

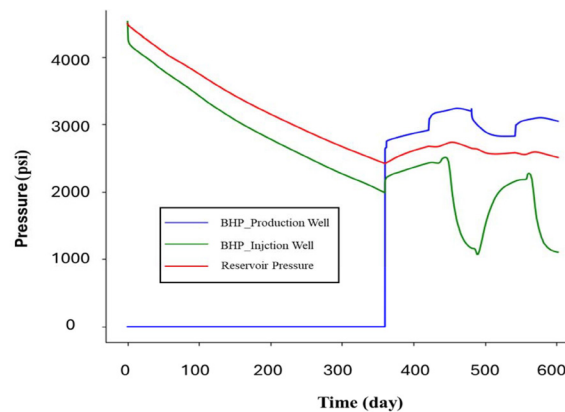
Fig. 9 Oil Recovery Factor for Foam Injection Scenarios.

انتظار می‌رود نسبت به بقیه روش‌های ازدیاد برداشتی دیگر که در این مطالعه اشاره شده است عملکرد بهتری داشته باشد. در شکل ۱۰ رفتار فشار مخزن و فشار ته‌چاهی چاه‌های تزریقی و تولیدی نشان داده شده است. در مرحله تولید طبیعی اولیه فشار اولیه مخزن و فشار ته‌چاهی چاه تولیدی تا مقادیر نزدیک به ۲۰۰۰ psi کاهش می‌یابد. در این مدت چاه تزریقی بسته بوده و فشار ته‌چاهی آن صفر در نظر گرفته می‌شود. با شروع سیکل‌های تزریقی FAWAG رفتار نمودارهای فشار متفاوت می‌شود. با توجه به نتایج شبیه‌سازی روش‌های تزریق مختلف، اثرات متفاوتی بر روابط تراوایی نسبی و فشار مؤئینه سنگ مخزن دارند. در سناریوهای تزریق آب، منحنی تراوایی نسبی آب به سمت اشباع‌های کمتر جابه‌جا شده و شیب آن افزایش می‌یابد، درحالی‌که تغییر چندانی در تراوایی نسبی گاز مشاهده نمی‌شود.

ویژگی‌های فوم نظیر کیفیت فوم، بافت فوم و پراکندگی اندازه حباب‌ها تأثیر مستقیم بر پایداری و کارایی آن دارند. با تغییر نسبت حجمی گاز در فوم (کیفیت فوم) و اندازه حباب‌ها، توزیع یکنواخت‌تر و پایداری بهتری در محیط متخلخل ایجاد می‌شود که باعث جلوگیری از بروز پدیده میان‌شکنی گاز می‌شود. در مقایسه با سایر روش‌ها مانند تزریق آب یا گاز، تزریق فوم با غلظت ۲ lb/day بهترین عملکرد را در مخازن شکافدار نشان داد و راندمان جابه‌جایی نفت را به‌طور قابل توجهی افزایش داد.

#### تزریق متناوب گاز و آب به‌همراه فوم (FAWAG)

به‌عنوان پیچیده‌ترین روش ازدیاد برداشتی در این مطالعه از FAWAG استفاده شده است. این روش با ترکیب قدرت جاروب ماکروسکوپی تزریق آب، قدرت جاروب میکروسکوپی تزریق گاز و کاهش تحرک‌پذیری گاز توسط سورفکتانت یک گزینه بسیار مناسب است و

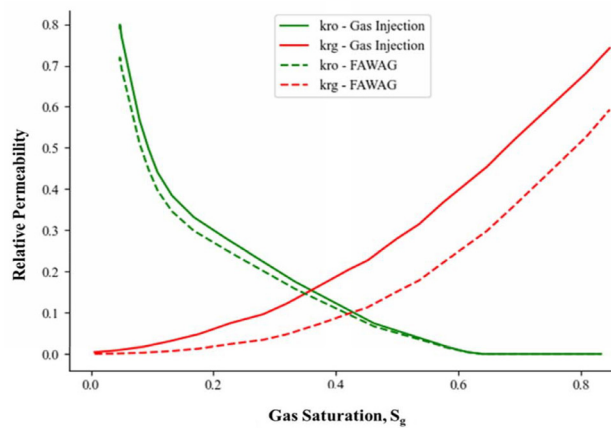


شکل ۱۰ روند نمودار فشاری برای سناریو FAWAG  
 Fig. 10 Pressure Profiles during FAWAG Injection.

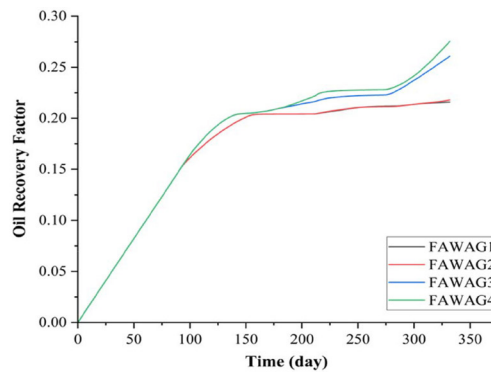
نسبی گاز و نفت در مقایسه دو سناریو است. مقایسه نتایج شکل ۱۲ (غلظت ۲ واحد) و شکل ۱۳ (غلظت ۴ واحد) نشان می‌دهد که افزایش غلظت فوم منجر به تولید فوم قوی‌تر و پایدارتر، تقویت بیشتر نیروی گرانشی و کنترل مؤثرتر جریان می‌شود. نتایج شبیه‌سازی برتری قابل توجه روش FAWAG را در مقایسه با سایر تکنیک‌های بازیافت تثبیت می‌کند. همان‌طور که در شکل ۱۳ نمایش داده شده، بهترین سناریوی اجرایی (FAWAG8) موفق به دستیابی به ضریب بازیافت نهایی ۳۴٪ گردید که نشان‌دهنده بهبود چشم‌گیر نسبت به روش‌های متعارف است. این عملکرد برجسته ریشه در قابلیت منحصر به فرد فوم برای تغییر بنیادین رژیم جریان از حالت تحت‌سلطه ثقل<sup>۱</sup> به رژیم تحت‌سلطه گرانشی<sup>۲</sup> دارد. سازوکار اصلی این فرآیند بر مبنای به‌دام‌انداختن گاز توسط فوم و افزایش قابل‌ملاحظه گرانشی ظاهری استوار است، که منجر به تقویت شدید نیروی گرانشی فاز تزریقی و غلبه بر نیروی ثقل می‌شود. این تحول، جایگزینی حرکت ناپایدار گاز به سمت بالا با تشکیل جبهه جابه‌جایی پایدار و یکنواخت را به همراه دارد که با انسداد موقت شکاف‌های پرتراوا، جریان را به درون ماتریس سنگ مخزن هدایت می‌کند. تحلیل حساسیت انجام‌شده، اعتبار چارچوب فیزیکی ارائه‌شده را تأیید می‌کند.

در تزریق گاز امتزاجی، افزایش تراوایی نسبی نفت در نواحی با اشباع پایین نفت مشهود است اما تراوایی نسبی گاز همچنان بالا باقی می‌ماند که می‌تواند منجر به میان‌شکنی شود. در روش WAG، تغییرات منحنی تراوایی نسبی به دلیل جدایش ثقلی محدود بوده و رفتار کلی مشابه حالت پایه است. اما در روش تزریق فوم، کاهش قابل توجه و افزایش نسبی مشاهده می‌شود که نشان‌دهنده بهبود کنترل تحرک‌پذیری گاز است. این تغییرات در روش FAWAG شدیدتر بوده و باعث انتقال رژیم جریان از حالت تحت سلطه ثقل به حالت تحت سلطه گرانشی می‌گردد. از نظر فشار موئینه، روش‌های پایه مانند تزریق آب یا گاز تغییر کمی در مقادیر ایجاد می‌کنند. در مقابل، حضور فوم در تزریق فوم و FAWAG باعث کاهش مؤثر فشار موئینه در محدوده اشباع‌های متوسط نفت می‌شود، که این امر به آزادسازی نفت به‌دام افتاده کمک می‌کند. به‌طور خاص، در FAWAG هم‌زمان با کاهش و افزایش، کاهش فشار موئینه منجر به بهبود راندمان جابه‌جایی در مقیاس حفره‌ای شده است. این تحلیل‌ها نشان می‌دهد که برتری FAWAG نسبت به سایر روش‌ها تنها ناشی از اثرات هیدرودینامیکی کلان نیست، بلکه تغییرات مثبت هم‌زمان در منحنی‌های تراوایی نسبی و کاهش فشار موئینه، اساس افزایش ضریب بازیافت در این روش را تشکیل می‌دهد. شکل ۱۱ نشان‌دهنده این تغییر در تراوایی

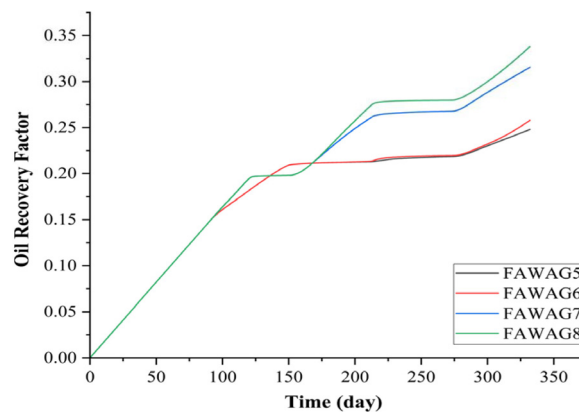
1. Gravity-Dominated  
 2. Viscosity-Dominated



شکل ۱۱ جابه‌جایی نمودارهای تراوایی نسبی گاز و نفت در سناریو FAWAG.  
**Fig. 11** Shift in Relative Permeability of Oil and Gas during FAWAG Injection.



شکل ۱۲ ضریب بازیافت روش FAWAG با غلظت فوم ۲ واحد برای نرخ تزریق‌های مختلف.  
**Fig. 12** Oil Recovery Factor for FAWAG with Foam Concentration of 2 (lb/stb) at Different Injection Rates.



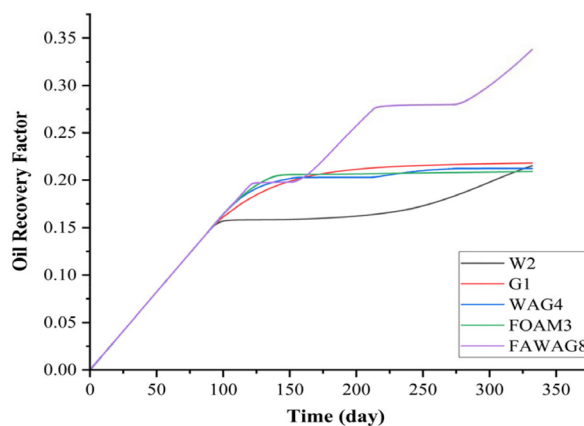
شکل ۱۳ ضریب بازیافت روش FAWAG با غلظت فوم ۴ واحد برای نرخ تزریق‌های مختلف.  
**Fig. 13** Oil Recovery Factor for FAWAG with Foam Concentration of 4 (lb/stb) at Different Injection Rates.

میان‌شکنی تشدیدشده. بنابراین، عامل کلیدی موفقیت FAWAG فراتر از یک بهبود تدریجی بوده و شامل تحولی اساسی در رژیم جریان از حالت تحت‌سلطه ثقل به تحت‌سلطه گرانیروی است که منجر به افزایش قابل توجه ضریب بازیافت نفت می‌گردد.

علاوه‌براین، برخلاف روش WAG که افزایش نرخ تزریق گاز معمولاً با کاهش بازده همراه است، در روش FAWAG این افزایش منجر به بهبود بازیافت می‌شود؛ زیرا فوم با کنترل تحرک‌پذیری، امکان تبدیل نرخ تزریق بالاتر به نیروی گرانیروی مؤثرتر برای جابه‌جایی نفت را فراهم می‌کند، نه به

که می‌تواند مشکل میان‌شکنی زود هنگام گاز را نیز به‌طور مؤثری کنترل نماید. این نتایج به‌وضوح اهمیت استفاده از روش‌های ترکیبی در بهینه‌سازی فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت را تأیید می‌کند. به‌علاوه موارد اشاره شده نسبت جایگزینی حفرات به‌عنوان معیاری برای تعادل بین حجم سیال استخراج‌شده و تزریق‌شده در مخزن، در سناریوهای مختلف تزریق مانند تزریق آب، تزریق گاز، تزریق فوم، تزریق WAG و تزریق FAWAG تفاوت‌هایی دارد. در تزریق آب، این مقدار معمولاً به‌دلیل چگالی و ویسکوزیته بالای آب، جابه‌جایی پایدار و یکنواختی ایجاد می‌کند، اما ممکن است به‌دلیل جاروب ناقص در مخازن ناهمگن، کارایی کمتری داشته باشد. تزریق گاز، به‌دلیل تحرک بالای گاز، می‌تواند نسبت جایگزینی حفرات را با جابه‌جایی سریع‌تر افزایش دهد، اما خطر میان‌شکنی سریع گاز وجود دارد که کارایی جاروب را کاهش می‌دهد. تزریق فوم، با کنترل تحرک گاز از طریق افزودن سورفکتانت، جاروب بهتری نسبت به تزریق گاز خالص فراهم می‌کند و نسبت جایگزینی حفرات را با توزیع یکنواخت‌تر سیال تزریقی بهبود می‌بخشد. در تزریق WAG، ترکیب متناوب آب و گاز تعادلی بین جابه‌جایی میکروسکوپی (توسط گاز) و ماکروسکوپی (توسط آب) ایجاد می‌کند، که می‌تواند نسبت جایگزینی حفرات را با کاهش مشکلات تحرک گاز بهینه‌تر کند.

در شکل ۱۴، مقایسه‌ای بین روش‌های مختلف ازدیاد برداشت نفت از نظر ضریب بازیافت ارائه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، روش FAWAG با ضریب بازیافت ۳۴٪ عملکرد برجسته‌ای نسبت به سایر روش‌های EOR نشان می‌دهد که ضریب بازیافت آن‌ها حدود ۲۱٪ بوده است. با این حال، بر اساس روند افزایشی مشاهده‌شده در منحنی‌های شکل ۱۴، ضریب بازیافت در روش FAWAG نهایی نبوده و در صورت ادامه سیکل‌های تزریق، احتمال افزایش بیشتر آن وجود دارد. این روند افزایشی عمدتاً به‌دلیل پایداری فوم و کنترل مداوم تحرک‌پذیری گاز است، که با پارامترهای ورودی مدل فوم (مانند غلظت سورفکتانت، نیمه‌عمر فوم، و فاکتور کاهش تحرک‌پذیری) همخوانی دارد و در شرایط واقعی مخازن شکاف‌دار نیز قابل دستیابی است، مشروط به بهینه‌سازی پارامترهای عملیاتی براساس داده‌های آزمایشگاهی. این تفاوت قابل توجه نشان می‌دهد که روش FAWAG توانسته است با ترکیب مزایای تزریق متناوب آب و گاز و خاصیت کاهش تحرک‌پذیری گاز توسط فوم، بهبود چشم‌گیری در میزان برداشت نفت ایجاد کند. این روش با ایجاد توزیع فشار مؤثرتر در محیط مخزن، توانسته است ضریب بازیافت را به میزان قابل ملاحظه‌ای نسبت به روش‌های مرسوم افزایش دهد. علاوه‌براین، روش FAWAG با کاهش ۴۰٪ نسبت گاز به‌نفت از ۸۰۰ (scf/stb) به ۴۸۰، نشان داده است



شکل ۱۴ مقایسه ضریب بازیافت نهایی نفت برای روش‌های مختلف ازدیاد برداشت.  
 Fig. 14 Comparison of Ultimate Oil Recovery Factor for Different EOR Methods.

متناوب گاز و آب تغییر در نرخ تزریق آب و گاز تاثیر محسوسی بر عملکرد جاروب نفت ندارد. در سناریو تزریق گاز به همراه فوم نیز یک غلظت بهینه برای فوم وجود دارد که بالاتر از آن به دلیل تشکیل بیش از حد لازم فوم تراوایی به شدت کاهش یافته و ضریب بازیافت نفت کمتر می‌شود. همچنین کمتر از این مقدار بهینه، گاز تحرک پذیری بالایی داشته و به دلیل میان‌شکنی زود هنگام قدرت جاروب کاهش می‌یابد. این برتری ناشی از توانایی فوم در اصلاح هم‌زمان خواص سنگ-سیال است؛ به طوری که با تغییر منحنی تراوایی نسبی گاز، جریان را در مقیاس بزرگ کنترل کرده و با کاهش فشار موئینه، نفت به دام افتاده را در مقیاس خرد آزاد می‌سازد. نتایج شبیه‌سازی نشان داد که معادلات جذب فوم نقش مهمی در کنترل تحرک پذیری گاز دارند. به عنوان مثال، رابطه  $c_f = c_{ma} x c_s / k_d + c_s$  نشان داد که با افزایش غلظت سورفکتانت، جذب فوم بر روی سطح سنگ افزایش می‌یابد. این امر منجر به کاهش تحرک پذیری گاز و بهبود کارایی تزریق فوم شد. همچنین، محاسبات نیمه عمر فوم نشان داد که حضور آب و نفت می‌تواند به طور قابل توجهی نیمه عمر فوم را کاهش دهد.

تزریق FAWAG، با افزودن فوم به WAG، کنترل بهتری بر تحرک گاز ارائه می‌دهد و به دلیل جاروب مؤثرتر در مخازن پیچیده، معمولاً نسبت جایگزینی حفرات بالاتری نسبت به WAG ایجاد می‌کند، هر چند پیچیدگی عملیاتی و هزینه‌های بالاتر ممکن است محدودیت‌هایی ایجاد کند.

### نتیجه‌گیری

در مطالعه انجام شده سعی بر این شد که با حساسیت‌سنجی پارامترها در روش‌های مختلف ازدیاد برداشتی به بهترین سناریو تولید از ناحیه هجوم گاز برسیم که در کنار انتخاب بهترین سناریو تزریقی، نتایج با ارزشی در مورد روش‌های دیگر کم بازده نیز حاصل شد. خلاصه‌ای از نتایج حاصل شده در این شبیه‌سازی به شرح زیر می‌باشد: در سناریو تزریق آب یک نرخ تزریق بهینه وجود دارد که بالاتر از آن به دلیل کاهش زمان میان‌شکنی و پایین‌تر از آن به سبب قدرت جاروب کم، ضریب بازیافت نهایی نفت کاهش می‌یابد. در سناریو تزریق امتزاجی گاز با افزایش نرخ تزریقی گاز ضریب بازیافت نفت به دلیل میان‌شکنی سریع گاز از طریق شکاف‌های تراوا، کاهش می‌یابد. در روش تزریق

### مراجع

- [1]. Yang, J., & Hou, J. (2020). Experimental study on gas channeling characteristics of nitrogen and foam flooding in 2-D visualized fractured-vuggy model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107334. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107334.
- [2]. Parvazdavani, M., Ebrahimzadeh Rajaei, S., & Gerami, S. (2024). The challenges of designing enhanced oil recovery methods in large gas cap fractured reservoirs and their solutions by the approach of advanced screening. *Journal of Petroleum Research*, 34(1403-5), 35-65. doi.org/https://doi.org/10.22078/pr.2024.5335.3375.
- [3]. Shabib-Asl, A., Ayoub, M. A., Alta'ee, A. F., Saaid, I. B. M., & Valentim, P. P. J. (2014). Comprehensive review of foam application during foam assisted water alternating gas (FAWAG) method. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*. doi.org/10.19026/rjaset.8.1179.
- [4]. Fernø, M. A., Eide, Ø., Steinsbø, M., Langlo, S. A. W., Christophersen, A., Skibenes, A., Ydstebø, T. & Graue, A. (2015). Mobility control during CO<sub>2</sub> EOR in fractured carbonates using foam: Laboratory evaluation and numerical simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 442-451. doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.005.
- [5]. Belazreg, L., & Mahmood, S. M. (2020). Water alternating gas incremental recovery factor prediction and WAG pilot lessons learned. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 249-269. doi.org/10.1007/s13202-019-0694-x.
- [6]. Skauge A., Stensen J. Å. (2003). Review of WAG Field Experience, <https://www.researchgate.net/publication/267039859>.

- [7]. Afzali, S., Rezaei, N., & Zendehboudi, S. (2018). A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. *Fuel*, 227, 218-246. doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015.
- [8]. Uj, I., & Fekete, T. (2011, July). CO<sub>2</sub> Gas+ WAG+ Water Injection in the same oil reservoir-case study. In SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference (pp. SPE-143833). SPE. doi.org/10.2118/143833-MS.
- [9]. Asghari M. & Behnam S. (2025). Investigating the computational fluid dynamics of temperature impact on underground hydrogen storage in carbon dioxide-containing salt caverns, *Journal of Petroleum Research* 140. 55–67. doi.org/https://doi.org/10.22078/pr.2024.5437.3418.
- [10]. Groot, H., Groenenboom, J., Kechut, N. I., Razali, N. R., Vincent-Bonnieu, S., & Mar-Or, A. (2019). Screening and uncertainty assessment of foam-assisted water-alternate gas injection. In IOR 2019–20th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2019(1), 1-22. European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201900106.
- [11]. Farajzadeh, R., Bertin, H., & Rossen, W. R. (2020). Editorial to the special issue: foam in porous media for petroleum and environmental engineering—experience sharing. *Transport in Porous Media*, 131(1), 1-3. doi.org/10.1007/s11242-019-01329-4.
- [12]. Bobreneva, Y. O., Mazitov, A. A., & Gubaydullin, I. M. (2018). Mathematical modelling of fluid flow processes in the fracture-porous reservoir. In *Journal of Physics: Conference Series*, 1096(1), 012187. IOP Publishing. doi.org/10.1088/1742-6596/1096/1/012187.
- [13]. AlMaqbali, A., Agada, S., Geiger, S., Haugen, Å., & Fernø, M. A. (2015, November). Modelling foam displacement in fractured carbonate reservoirs. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D031S044R001). SPE. doi.org/10.2118/177600-MS.
- [14]. Khatib, Z. I., Hirasaki, G. J., & Falls, A. H. (1988). Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. *SPE reservoir engineering*, 3(03), 919-926. doi.org/10.2118/15442-PA.
- [15]. Farajzadeh, R., Wassing, B., & Boerrigter, P. (2010, September). Foam assisted gas oil gravity drainage in naturally-fractured reservoirs. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-134203). SPE. doi.org/10.1016/j.petrol.2012.06.029.
- [16]. Ma, K., Lopez-Salinas, J. L., Puerto, M. C., Miller, C. A., Biswal, S. L., & Hirasaki, G. J. (2013). Estimation of parameters for the simulation of foam flow through porous media. Part 1: the dry-out effect. *Energy & fuels*, 27(5), 2363-2375. doi.org/10.1021/ef302036s.
- [17]. Chekani, M., & Kharrat, R. (2009). Reservoir rock typing in a carbonate reservoir-cooperation of core and log data: case study. In SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition (pp. SPE-123703). SPE. doi.org/10.2118/123703-ms.
- [18]. Asghari, M., Niri, M. E., & Sedae, B. (2025). UHSNet: Deep learning-based smart proxy modeling for underground hydrogen storage. *Energy*, 136763. doi.org/10.1016/j.energy.2025.136763.
- [19]. Topini, C., De Simoni, M., Dovera, L., Rotelli, F., Bartosek, M., Abrar, A., Renna, D. & Braccalenti, E. (2019). Foam to optimize gas injection development scheme: labs evidence and simulation forecast of gas control efficiency. In IOR 2019–20th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2019(1), 1-22. European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201900104.
- [20]. Razavi, S. M. H., Shahmardan, M. M., Nazari, M., & Norouzi, M. (2020). Experimental study of the effects of surfactant material and hydrocarbon agent on foam stability with the approach of enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 585, 124047. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.124047.
- [21]. Schramm, L. L., & Mannhardt, K. (1996). The effect of wettability on foam sensitivity to crude oil in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 15(1), 101-113. doi.org/10.1016/0920-4105(95)00068-2.
- [22]. Beheshti, E., Riahi, S., & Riazi, M. (2022). Impacts of oil components on the stability of aqueous bulk CO<sub>2</sub> foams: An experimental study. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 648, 129328. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129328.
- [23]. Mohamed, A. I., Sultan, A. S., Hussein, I. A., & Al-Muntasheri, G. A. (2017). Influence of surfactant structure on the stability of water-in-oil emulsions under high-temperature high-salinity conditions. *Journal of Chemistry*, 2017(1), 5471376. doi.org/10.1155/2017/5471376.
- [24]. AlYousef, Z., Almobarky, M., & Schechter, D. (2017). Enhancing the stability of foam by the use of nanoparticles. *Energy & Fuels*, 31(10), 10620-10627. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01697.
- [25]. Li, R. F., Yan, W., Liu, S., Hirasaki, G. J., & Miller, C. A. (2010). Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery. *SPE Journal*, 15(04), 928-942. doi.org/10.2118/113910-pa.
- [26]. Behera, U. S., Sangwai, J. S., Baskaran, D., & Byun, H. S. (2024). A Comprehensive Review on Low Salinity Water Injection for Enhanced Oil Recovery: Fundamental Insights, Laboratory and Field Studies, and Economic Aspects. *Energy & Fuels*, 39(1), 72-103. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c04562.

- [27]. Muñoz Mazo, E. O., Montoya Moreno, J. M., & Schiozer, D. J. (2007, April). Study of sweep efficiency of water injection under fracturing-conditions process. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pp. SPE-107846). SPE. doi.org/10.2118/107846-ms.
- [28]. Mehrjoo, H., Kazemzadeh, Y., Safaei, A., & Riazi, M. (2024). Modification of interfacial tension by considering the effect of porous medium during near miscible gas injection. *Scientia Iran.* doi.org/10.24200/sci.2024.60182.6648.
- [29]. Kaita, A. Y., Ogolo, O., Wu, X., Mohammed, I., & Akpan, E. A. (2020). Study of the impact of injection parameters on the performance of miscible sour gas injection for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(4), 1575-1589. doi.org/10.1007/s13202-019-00793-4.
- [30]. Asghari, M., Moslehi, S., Emami Niri, M., & Kord, S. (2025). Prediction of minimum miscibility pressure of CO<sub>2</sub>-oil systems using grey-box modeling for carbon dioxide capture, utilization, storage, and enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 15(3), 52. doi.org/10.1007/s13202-024-01900-w.
- [31]. Allal, M. A., Brancolini, A., Smail, F., Kaaroud, Z., Kriat, M. A., & Elmutardi, M. (2023, October). Miscible Water Alternating Gas Injection WAG Field Scale Application in Algeria: An Effective Way to Improve Oil Recovery, Rejuvenate Mature Field and Develop Opportunities to Stream Gas Sales. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D012S144R003). SPE. doi.org/10.2118/216168-MS.
- [32]. Nygård, J. I., & Andersen, P. Ø. (2020). Simulation of immiscible water-alternating-gas injection in a stratified reservoir: performance characterization using a new dimensionless number. *SPE Journal*, 25(04), 1711-1728. doi.org/10.2118/200479-PA.
- [33]. Nygård, J. I., & Andersen, P. Ø. (2019, April). Simulation of immiscible wag injection in a stratified reservoir-Characterization of WAG performance. In IOR 2019–20th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2019(1), 1-21. European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201900170.
- [34]. Youssif, M. I., Sharma, K. V., & Piri, M. (2023, March). Hydrocarbon gas foam injection in fractured oil-wet carbonate samples: An experimental investigation of the effect of fracture-matrix permeability contrast on oil recovery. In SPE Canadian Energy Technology Conference (p. D011S004R001). SPE. doi.org/10.2118/212736-MS.
- [35]. S.L. Tham, A simulation study of enhanced oil recovery using carbon dioxide foam in heterogeneous reservoirTham, S. L. (2015). A simulation study of enhanced oil recovery using carbon dioxide foam in heterogeneous reservoirs. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (p. D023S099R022). SPE. doi.org/10.2118/178746-stu.
- [36]. Memon, M. K., Elraies, K. A., & Al-Mossawy, M. I. (2017). Impact of new foam surfactant blend with water alternating gas injection on residual oil recovery. *Journal of petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 843-851. doi.org/10.1007/s13202-016-0303-1.
- [37]. Ma, K., Liontas, R., Conn, C. A., Hirasaki, G. J., & Biswal, S. L. (2012). Visualization of improved sweep with foam in heterogeneous porous media using microfluidics. *Soft Matter*, 8(41), 10669-10675. doi.org/10.1039/c2sm25833a.