



The Challenges of Designing Enhanced Oil Recovery Methods in Large Gas Cap Fractured Reservoirs and their Solutions by the Approach of Advanced Screening

Mohammad Parvazdavani¹, Shima Ebrahimzadeh, Shahab Gerami¹

EOR studies center, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

DOI: 10.22078/pr.2024.5335.3375

Received: February/29/2024

Accepted: June/30/2024

Introduction

Despite numerous research in the field of enhanced oil recovery, unfortunately, a small amount of production of fractured carbonate reservoirs is related to the application of water or gas-based enhanced recovery methods [1,2]. Also, despite the application of production improvement methods such as horizontal well drilling or multi-stage hydraulic fracturing, the recovery coefficient of fractured reservoirs is still low, in the range of 5 to 10 percent [3]. The highly compact matrix and high conductivity of natural fractures are two basic parameters of these reservoirs that can cause problems in applying enhanced recovery methods. One of the major challenges in implementing enhanced recovery methods for this type of reservoir is the selection of the pilot area [4]. Another major challenge in simulating this type of reservoir is the lack of a valid fluid modeling pattern in the presence of a large gas cap in the field.

In this paper, we intend to investigate the effectiveness of appropriate water-based and gas-based enhanced recovery methods. Accordingly, the results of the conceptual mechanism of the single-block model have been used to more accurately examine the effectiveness of the candidate methods at the field scale pilots. For this purpose, a dual PVT model has been used to track and examine the concentration of oil and gas components more accurately, which is not mentioned in recent literature.

Materials and Methods

In this paper, a commercial simulator has been used

for fluid flow modeling, which has the following assumptions:

- The simulation of water-based enhanced recovery methods is based on the black oil model and without considering possible geochemical reactions, which is acceptable considering the type of injected water and the absence of swelling clays.
- The simulation of gas-based enhanced recovery methods is based on the compositional oil model, and the temperature gradient has been omitted to initialize the compositional simulator. This assumption is acceptable considering the type of fractured reservoir with high fracture density.
- The base values of each of the enhanced recovery method parameters have been extracted from the conceptual model and have been used in the field simulation.
- Due to the long duration of the imbibition phenomenon in fractured reservoirs with low-permeable matrix, imbibition curves have been ignored, and drainage curves have been considered as the main driver of fluid flow simulation resulting from enhanced recovery.

In this paper, two types of simulations have been used. The first type is a conceptual model in which a conceptual simulation of the methods of enhanced production in a block of a fractured reservoir in the water-saturated and gas-saturated regions has been carried out. The second type is a field scale pilot model whose necessary simulation parameters have been extracted from the output of the conceptual model. Fig. 1 shows the relative location of both simulation models. Also, Fig. 2 shows the steps mentioned in the research methodology.

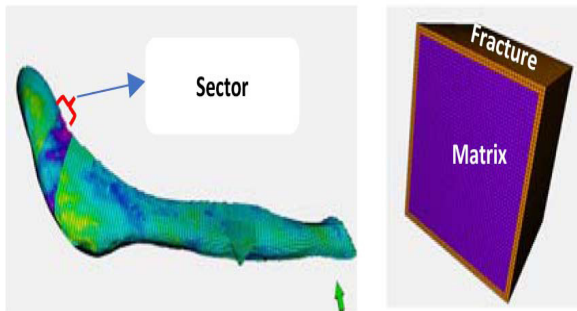


Fig. 1 Left: field scale model including sector model, right: conceptual single block model.

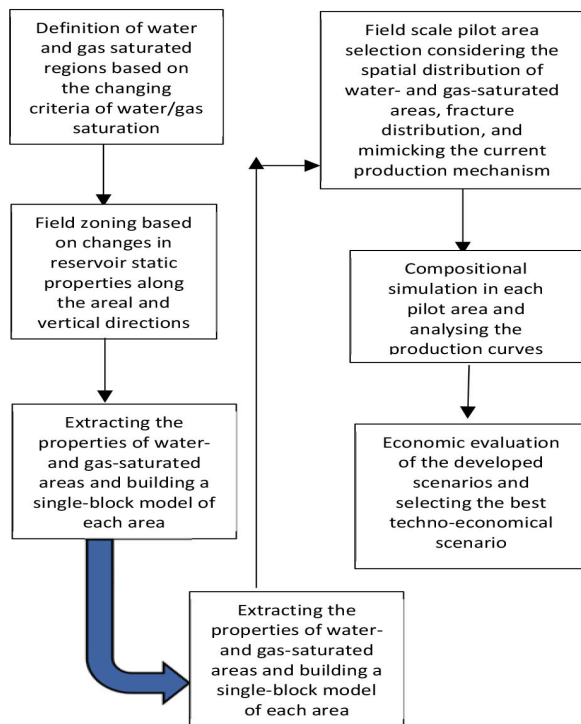


Fig. 2 Algorithm of research methodology.

To apply conceptual single-block as well as field scale pilot studies, it is necessary to first define the water- and gas-saturated areas. These areas are defined based on changes in water and gas saturation and based on the threshold criterion of 0.01 (Relations 1 and 2).

$$WIZ^1 = S_{w_{2021}} - S_{w_{1965}} > 0.01 \quad (1)$$

$$IZ^2 = S_{G_{2021}} - S_{G_{1965}} > 0.01 \quad (2)$$

Next, to determine the properties of the single-block model, their zoning must be done in the range of water-bearing and gas-bearing areas. This division has been done based on the fracture distribution criteria (Fig. 3) as well as the depth changes of the reservoir properties in 6 areas.

Single-Block Model

The commercial software was used to build the single-block conceptual model. Moreover, the presented

1. Water invaded zone
2. Gas Invaded Zone

model is a single-pore model that was built with matrix properties and is surrounded by fracture cells with high porosity and permeability and very high pore space volume. In the water and gas-saturated areas, the fracture is filled with water and gas, respectively, and thus the processes of gravity drainage and imbibition take place. To model gravity drainage in the matrix, an additional pressure difference is created at the top and bottom of the matrix, and increased oil production is achieved for such a pressure difference. It should be noted that the main goal of single-block model is to identify the behavior and probable range of recovery amount using water and base gas injection methods.

The developed conceptual model should be able to accurately model both spontaneous and forced discharge processes resulting from gravity drainage. For this purpose, first the spontaneous discharge process is compared with one of the examples available in reputable articles and then the gravity discharge process is validated for an example with data close to the data of the studied location in the reservoir using simple analytical relationships available in recent research. All validations have been performed with a one-dimensional model. The simulation results by the numerical model using the commercial software and the analytical model are compared with each other in Fig. 4.

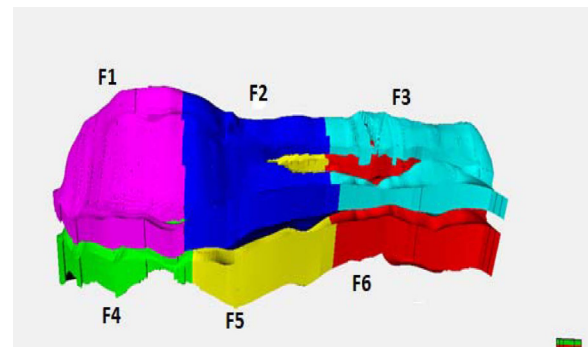


Fig. 3 Reservoir zoning according to fracture properties in different areas of the field.

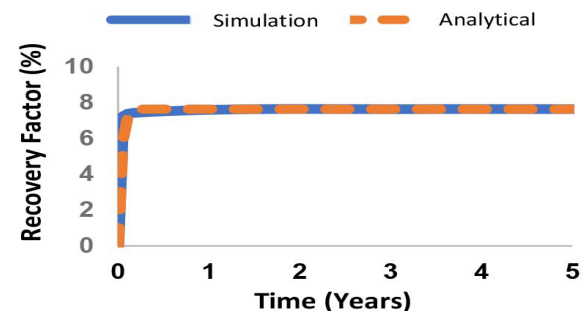


Fig. 4 Comparison of the percentage of oil recovery from gravity drainage calculated using the analytical model and the simulator for the one-dimensional model

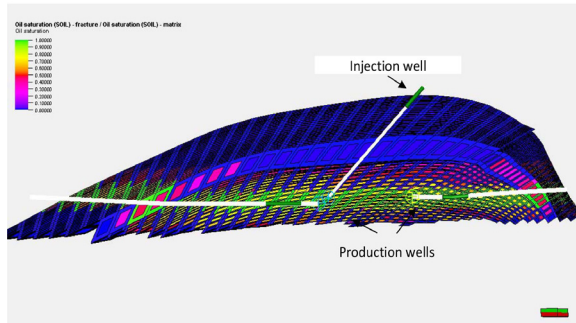
Field-scale Pilot Model

The pilot model has dimensions of 12 grids in the X direction, 51 grids in the Y direction, and 65 grids in the Z direction, totaling 39,780 grids. The average properties of the model are as shown in Table 1.

Table 1 Average value of the pilot area properties.

Parameter	Value
Matrix porosity (%)	0.077
Fracture porosity (%)	0.008
Matrix horizontal permeability (md)	0.43
Matrix vertical permeability (md)	0.21
Fracture horizontal permeability (md)	923
Fracture vertical permeability (md)	371
Matrix height (ft)	38
Reservoir temperature (OF)	185

Fig. 5 shows the location of the production and injection wells in the western pilot of the field. The production wells are horizontal to facilitate oil recovery from this pilot.

**Fig. 5** Location of two horizontal production wells and one vertical injection well in a section of the pilot model.

Results and Discussion

Single-block Model

The results of water based EOR methods are shown in Table 2. Also, the corresponding results of gas based EOR methods are shown in Table 3.

Table 2 Summary of matrix oil recovery results by different water based EOR Methods in a conceptual model.

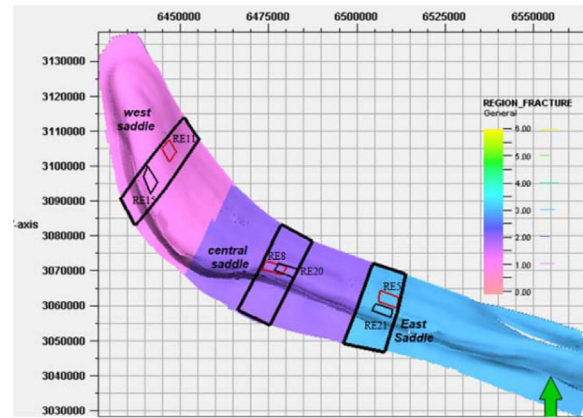
EOR method	Incremental RF after 100 years on top formation water RF (%)
Low saline water	2.48
Low saline (10 times dilution)	3.69
Low saline (100 times dilution)	4.08
Surfactant	3.63
Carbonated water	3.23

Table 3 Summary of matrix oil recovery results by different gas based EOR Methods in a conceptual model.

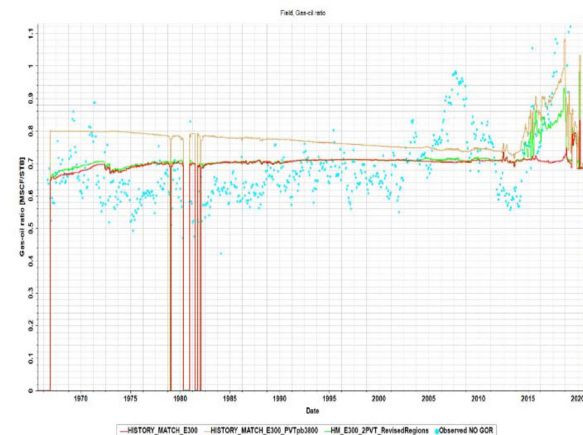
EOR method	Incremental RF after 100 years on top associated gas RF (%)
N ₂	12.09
CO ₂	42
Hydrocarbon gas	33.94

Pilot Model

The results show that based on the criteria of distance to production wells, distance to the exploitation unit and representativeness of static data of each pilot to the average of each reservoir area, three pilot areas are selected. Note that considering the need to simulate all networks along the depth, these 3 field pilot areas cover the whole vertical thickness of the formation (Fig. 6).

**Fig. 6** Three field pilots derived from selected representative pilots in the eastern, central, and western regions (large black rectangles).

Another result of pilot model is the efficient output of simulation model including two-fluid PVT model. Fig. 7 shows the gas/oil ratio curve in which the two-fluid PVT model has better performance compared to swelled 1-fluid PVT model, especially in late production times.

**Fig. 7** Dual PVT (green) and 1-PVT (yellow)) with observational GOR data.

The results of EOR implementation in most representative pilot area (west pilot), show that in hydrocarbon gas (propane-enriched gas) injection scenario, increasing the injection volume also has a favorable effect on oil production, and the propane-enriched gas injection scenario with an injection-to-production ratio of 1.5, like nitrogen, results in the

highest oil production efficiency of 14.8%, which is an increase of 2.3% compared to the natural depletion scenario (Fig. 8).

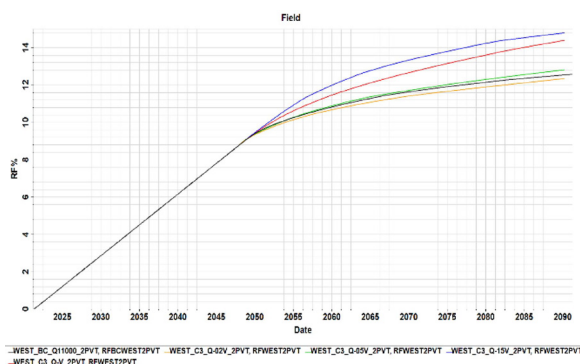


Fig. 8 RF in different propane-enriched gas injection scenarios for different injection-to-production ratios of 1.5, 1, 0.5, and 0.2 compared to natural depletion.

The results show that low salinity water flooding with a dilution ratio of 100 is the most effective water-based enhanced oil recovery method. The oil recovery rate in this water injection scenario has reached 14.08%, which is about 2% higher than the natural depletion scenario.

Economic studies, considering the high cost of supplying propane-rich gas, indicate that nitrogen injection with an injection volume ratio of 1.5 is the superior techno-economic EOR method.

Conclusions

Based on numerical simulation of EOR methods at a field pilot scale and using parameters obtained from the single-block model, the following results have been obtained from detailed EOR screening:

- One of the efficient methods in investigating EOR methods is to divide fractured reservoirs into two water- and gas-saturated sections as the area between the initial and new water/oil and gas/oil contact surfaces.
- One of the main challenges in field recovery simulation is the selection of field pilots, which in this study was based on the spatial distribution of pilot areas and its integration with the single-block model zoning and based on the fracture distribution. In this section, fuzzy multi-criteria decision-making methods were used based on the indicators of distance to production wells, distance to the exploitation unit and the representativeness of the static data of each pilot to the average of

each reservoir area.

- Another important challenge in simulating the EOR of fractured reservoirs with an initial large gas cap is to determine a valid mixed fluid model for both the area near the gas/oil contact surface and the column of the oil base so that the gradient of oil fluid saturation pressure changes can be accurately determined in the depth range of the reservoir, which was largely solved in this study by presenting the dual fluid modeling method.
- The best technical method in the EOR studies in areas with stronger fracture development is nitrogen injection due to the activation of the mass transfer mechanism of light oil components to gas and the increase in its density, which results in the activation of the gravity separation mechanism. On the other hand, in areas with weaker fracture development, the propane-rich gas injection program with an injection volume ratio of 1.5 is the superior technical method due to the activation of the EOR mechanisms of gas injection, including the reduction of interfacial tension.
- The results of economic studies show that due to the high cost of supplying propane-rich gas, the nitrogen injection method with an injection volume ratio of 1.5 can be considered as the best technical-economic method in both sections with different fracture development.

References

1. Manrique, E. J., Muci, V. E., & Gurfinkel, M. E. (2007). EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(06), 667-686. doi.org/10.2118/100063-PA
2. Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., & Alvarado, V. (2010, April). EOR: current status and opportunities. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-130113). SPE. doi.org/10.2118/130113-MS
3. Mogensen, K., & Masalmeh, S. (2020). A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107889. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107889
4. Nelson, R. A. (1985). *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs 1*. Gulf Professional Publishing.

چالش‌های مطالعه ازدیاد برداشت در مخازن شکاف‌دار با کلاhek گازی حجیم اولیه و ارائه راهکارها با رویکرد غربالگری پیشرفته

محمد پروازدوانی، شیما ابراهیم‌زاده و شهاب گرامی*

پژوهشکده ازدیادبرداشت از مخازن، پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۱۲/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۴/۱۰

چکیده

یکی از مشکلات جاری مخازن شکاف‌دار خصوصاً با کلاhek گازی حجیم، تولید نفت با نسبت گاز به نفت بالا و محبوس بودن نفت در ماتریس می‌باشد. عدم درک صحیح از شبکه توزیع شکاف و اثرگذاری آن می‌تواند منجر به چالش‌های زیادی در عملکرد روش‌های ازدیادبرداشت این دسته مخازن گردد. در این مطالعه بر آن شدیم تا با تقسیم‌بندی مخازن شکاف‌دار به دو بخش آب‌روفته و گاز رفته، به بررسی اثر هندسه شبکه شکاف بر عملکرد روش‌های ازدیادبرداشتی و تعیین میزان بهینه نفت باقی مانده در ماتریس بپردازیم. بر این اساس در ابتدا انجام غربالگری اولیه روش‌های ناکارآمد آب و گاز پایه حذف گردیدند و در ادامه بر اساس مدل‌سازی مفهومی به بررسی پارامترهای تاثیرگذار در شبیه‌سازی روش‌های ازدیادبرداشت پرداخته شد. همچنین از الگوریتم نوین تصمیم‌گیری چند معیاری فازی برای انتخاب مناطق پایلوت ازدیادبرداشتی استفاده گردید. سپس بر اساس نتایج مدل‌سازی مفهومی، به شبیه‌سازی برنامه‌های ازدیادبرداشت آب و گاز پایه در هر یک از پایلوت‌های منتخب با رویکرد غربالگری پیشرفته و انتخاب روش بهینه اهتمام ورزیده شد. بر اساس نتایج به‌دست آمده، یکی از چالش‌های مهم تعیین مدل سیال ترکیبی معتبر برای هر دو ناحیه نزدیک سطح تماس گاز/نفت و عمق مبنای نفتی می‌باشد تا بتوان گرادیان تغییرات فشار اشباع سیال نفتی را در گستره عمقی مخزن تعیین کرد. این چالش توسط روش مدل‌سازی سیال دوگانه حل گردید. چالش مهم دیگر نحوه تلفیق داده‌های استاتیکی جهت تعیین منطقه پایلوت بر اساس داده‌های تولیدی و عملیاتی می‌باشد که با استفاده از الگوریتم نوین تصمیم‌گیری چند معیاری فازی مرتفع گردید. نتایج مدل‌سازی مفهومی بیان می‌دارد که تزریق دی‌اکسیدکربن روش برتر فنی می‌باشد. در حالی که نتایج مدل پایلوت میدانی روش نیتروژن را به دلیل فعال‌سازی هرچه بیشتر مکانیسم ریزش ثقلی و نیز هزینه کمتر روش برتر فنی-اقتصادی عنوان می‌نماید. همچنین روش تزریق آب کم شور با نسبت رقت ۱۰۰ برابر روش بهینه تزریق آب پایه معرفی گردیده است. با توجه به نتایج مدل‌سازی میدانی در مخزن مورد مطالعه با کلاhek گازی حجیم اولیه، تنها در بخش‌های با توسعه شکاف کمتر می‌توان توقع افزایش برداشت بالای روش‌های آب پایه و گاز پایه را داشت و سایر مناطق می‌توانند کاندیدای روش‌های ارتقا برداشتی از جمله تعمیرات چاه در اثر نسبت گاز به نفت بالا باشند.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت پایه آبی و گازی، مخازن کربناته شکاف‌دار، کلاhek گازی حجیم، چالش و راهکار

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

geramish@ripi.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5335.3375)

مقدمه

با وجود پژوهش‌های متعدد در زمینه ازدیادبرداشت متأسفانه مقدار کمی از تولید مخازن شکافدار کربناته مربوط به اعمال روش‌های ازدیادبرداشت آب و یا گاز پایه می‌باشد [۱ و ۲]. همچنین با وجود اعمال روش‌های بهبود تولید از قبیل حفاری چاه‌های افقی و یا شکاف هیدرولیکی چند مرحله‌ای همچنان ضریب بازیافت مخازن شکافدار پایین و در بازه ۵ الی ۱۰٪ می‌باشد [۳]. روش‌های بسیاری جهت افزایش برداشت در این مخازن مورد بحث و بررسی قرار گرفته‌اند ولی تعداد کمی از آن‌ها وارد فاز عملیات میدانی شده‌اند. تشخیص و یافتن کاربردی‌ترین روش ازدیادبرداشت با توجه به ویژگی‌های خاص این دسته از مخازن بسیار مهم است. ماتریس بسیار فشرده و هدایت‌پذیری بالای شکاف‌های طبیعی دو پارامتر اساسی این مخازن می‌باشند که می‌توانند سبب بروز مشکلاتی در اعمال روش‌های ازدیاد برداشت شوند. نحوه توزیع شبکه شکاف نیز به پیچیدگی اثرگذاری روش‌های ازدیادبرداشت می‌افزاید. این مخازن براساس پژوهش‌های نلسون^۱ به چهار دسته تقسیم می‌شوند [۴]. مخازن دسته دوم که دارای ماتریس با تراوایی پایین هستند، معمولاً در سنگ‌های شکننده مانند دولومیت و سنگ آهک که در مخازن ایران مرسوم هستند دیده می‌شوند. در این دسته مخازن شکاف عمده مسیر تولیدی بوده و شناسایی مکانیسم‌های جریان سیال از طریق شکاف اهمیت بسیار بالایی دارد [۵]. در سال‌های اخیر مطالعات گسترده‌ای جهت بررسی روش‌های ازدیاد برداشت در مخازن فشرده انجام شده است [۶]. این مطالعات شامل آزمایش‌های تجربی، شبیه‌سازی و آزمایش‌های مقیاس پایلوت می‌باشند. همچنین، مکانیزم‌های گوناگونی برای هر روش در آزمایشگاه یا مطالعات شبیه‌سازی گزارش شده است. با وجود برتری و قابلیت اجرایی بیشتر برای بعضی روش‌ها نسبت به سایرین، کماکان موانعی وجود دارند که به بررسی بیشتر

نیازمند هستند. همچنین بین مطالعات در مقیاس میکرو (آزمایشگاهی) و پژوهش‌های در مقیاس ماکرو (آزمایش‌های پایلوت) فاصله عمیقی وجود دارد. انجام مطالعات به منظور ادغام تمامی نتایج حاصل شده از تست‌های آزمایشگاهی، شبیه‌سازی و آزمایش‌های پایلوت برای ایجاد درکی صحیح جهت کاربرد روش مورد نظر در مخازن فشرده با خواص پیچیده ضروری می‌باشد. یکی دیگر از چالش‌های عمده در اجرای روش‌های ازدیادبرداشت این دسته مخازن، انتخاب منطقه پایلوت می‌باشد. در واقع باید منطقه‌ای به عنوان پایلوت انتخاب شود که دارای دو ویژگی باشد. ویژگی اول امکان تسری نتایج حاصل از اجرای پایلوت به کل میدان است. به عبارتی دیگر، باید از جهت پارامترهای استاتیکی مثل تراوایی و دینامیکی مثل رفتار فشاری ناحیه پایلوت به گونه‌ای انتخاب شود که رفتاری شبیه کل میدان داشته باشد طوری که بازخورد منطقه پایلوت را بتوان به قسمت عمده‌ای از میدان نسبت داد و با ریسک پایین روش مذکور را در دیگر نقاط میدان اجرا کرد. ویژگی دوم، ناحیه پایلوت باید در جایی واقع شود که تولید از چاه‌های خارج از پایلوت اثری روی نتایج پایلوت نداشته باشد به نحوی که بتوان داده‌های درستی از پایلوت بدست آورد. از طرفی در صورت ایجاد مشکل در اجرای پایلوت مشکلی در سطح وسیع برای دیگر نقاط میدان و تولید آن به وجود نیاید که بدین طریق ریسک اجرای پایلوت و تبعات آن کاهش پیدا خواهد کرد [۷]. یکی دیگر از رویکردهای مخزنی انتخاب منطقه پایلوت، توجه به برخی پارامترهای مهم بر اساس تاریخچه تولید مخزن و تقسیم آن به نواحی مختلف می‌باشد. بر این اساس نواحی پرتکرار به عنوان نماینده مخزنی انتخاب می‌گردند [۸ و ۹]. در ازدیادبرداشت پایه آبی هدف اصلی افزایش جاروب حجمی مخزن می‌باشد که در صورت عدم فعال‌سازی صحیح مکانیسم‌های میکروسکوپی امکان گذردهی سریع آب از طریق

نفت می‌باشند. با این حال، مکانیسم اساسی که باعث تغییر ترشوندگی می‌شود همچنان در حال بررسی و بحث برانگیز است. انبساط دو لایه‌ای و تبادل یونی چند جزئی عواملی هستند که با اضافه شدن نمک به آب باعث تغییر ترشوندگی می‌شوند [۱۴]. روش‌های پایه آبی شیمیایی نیز به سه دسته اصلی شامل سورفکتانت، پلیمر و آلکالین تقسیم می‌گردند. در مقایسه با دو روش تزریق پلیمر و آلکالین، تزریق سورفکتانت بیشترین پتانسیل بازیافت نفت از این گونه مخازن را دارد. از آنجا که این گونه مخازن مشخصاً دارای ترشوندگی متوسط تا نفت‌دوست می‌باشند، پیوستگی موجود در نوع سنگ این مخازن مانع از حالت تهاجمی فاز آبی در ماتریس و جابه‌جایی نفت می‌شود. به همین دلیل توانایی سورفکتانت در تغییر ترشوندگی و افزایش جذب و نفوذ آب منجر به افزایش بازیافت نفت می‌شود. همچنین، تاکنون مطالعه خاصی درباره کارآمدی تزریق پلیمر و آلکالین در مخازن فشرده صورت نگرفته است. دلیل آن تزریق پذیری پایین و مشکلات ناشی از آن در آزمایش‌های پیلوت می‌باشد به طوری که تزریق پلیمر سبب انسداد حفرات بسیار کوچک می‌شود. یکی از دلایل احتمالی عدم انجام تحقیق در زمینه تزریق آلکالین به مخازن فشرده به عدم سازگاری مناسب بین مواد شیمیایی و پیچیدگی ترکیبات معدنی این مخازن باز می‌گردد.

پروژه‌های تزریق گازهای هیدروکربوری هنگام در دسترس بودن گاز گزینه مناسبی جهت ازدیاد برداشت محسوب می‌شوند. بسته به نوع ترکیب گاز، گازهای هیدروکربنی به گاز سبک/خشک و گاز تر/غنی تقسیم می‌شود. منبع تأمین گاز خشک معمولاً از مخازن گازی دیگر می‌باشد در حالیکه گاز همراه یا گاز کلاهدک گازی خود میدان معمولاً حاوی گاز غنی می‌باشد. گاز خشک معمولاً شامل متان و اندک ترکیبات میعانی بوده ولی گاز غنی علاوه

شکاف و بهره‌دهی پایین آن وجود دارد. لذا به‌طور معمول از فرآیند تزریق آب به صورت تناوبی که در آن نفوذ آب به منافذ بزرگ سنگ در حین تزریق و آشام در منافذ ریز در دوره بستن چاه و توقف تزریق می‌باشد، استفاده می‌گردد. یکی از چالش‌های اصلی تزریق آب در مخازن فشرده بحث تزریق پذیری می‌باشد [۱۰]. نتایج کلی شبیه‌سازی‌های انجام شده در مخازن فشرده شکافدار نشان می‌دهد راندمان عملیات تزریق آب در تولید نفت پایین‌تر از تزریق گاز می‌باشد [۱۱]. با این حال در اغلب مطالعات انجام شده از برهم‌کنش سیال تزریقی و سنگ مخزن صرف نظر شده است [۱۲]. نتایج به دست آمده حاکی از افزایش تنها ۲ الی ۳٪ ضریب بازیافت در فرآیند تزریق آب در هر دو حالت تزریق جریانی و تناوبی نسبت به تولید طبیعی مخزن بوده که نشان دهنده پتانسیل محدود استفاده از این روش جهت افزایش برداشت نفت از مخازن فشرده شکافدار با سنگ مخزن نفت‌دوست (مانند مخازن جنوبی ایران در فروافتادگی دزفول) می‌باشد. در مقیاس پیلوت نیز نتایج پیلوت میدانی تزریق آب در یک چاه تزریقی آب و چندین چاه تولیدی سازند باکن^۱ شمالی در آمریکا نشان می‌دهد که در سه ماهه اول، نرخ تزریق آب ۱۷۰۰ bbl/D و سپس به دلیل میان‌شکنی آب در یک چاه تولیدی نزدیک به ۱۰۰۰ bbl/D کاهش پیدا کرد. چاه تولیدی نزدیک در فاصله ۸۸۰ ft قرار داشته که پس از میان‌شکنی آب در آن، نرخ تولید آب به شدت افزایش یافت. با این حال افزایشی در نرخ تولیدی نفت مشاهده نگردید و در نهایت، تزریق آب با توجه به وقوع میان‌شکنی آن متوقف گردید [۱۳]. به تازگی مطالعات زیادی بر روی تأثیر سیلاب‌زنی با آب کم‌شور جهت بازیافت نفت صورت گرفته است. بر اساس این مطالعات، بیشترین میزان بازیافت نفت با یک درصد بهینه شوری آب تزریقی به میدان حاصل می‌شود. تغییر ترشوندگی و تنش بین سطحی مهم‌ترین نقش مثبت استفاده از آب کم‌شور در ازدیاد برداشت

از گاز دی اکسیدکربن برای بررسی پتانسیل ازدیاد برداشت و پارامترهای روش هاف/ پاف روی سه نمونه مغزه از میدین برنت^۱، ایگل فورد^۲ و مارکوس استفاده شد [۱۵]. نتایج نشان داد که ضریب بازیافت با افزایش فشار از ۱۰۰۰ psi به ۳۰۰۰ psi که فشاری نزدیک به فشار شرایط شبه امتزاجی است به طور چشمگیری افزایش یافت. همچنین، با افزایش زمان ماند، بازیافت نفت به میزان بسیار قابل توجهی افزایش داشته است. مقدار تولید با افزایش تعداد سیکل های تزریق نیز افزایش داشت گرچه میزان آن برای سنگ های مورد آزمایش متفاوت از یکدیگر بود. در مجموع تزریق دی اکسیدکربن روشی مناسب در مقیاس آزمایشگاه همراه با نتایج امیدوار کننده برای تولید از مخازن فشرده شکافدار ارزیابی شد. در مقیاس میدانی نیز، پروژه تزریق گاز هیدروکربروی به سازند باکن، ساسکاچوان^۳-کانادا از طریق یک چاه افقی مرکزی (در راستای شرقی-غربی میدان) و ۹ چاه افقی تولیدی در اطراف آن و عمود بر قسمت افقی چاه تزریقی (در جهت شمالی-جنوبی میدان) انجام گردید. این پروژه پایلوت در منطقه ای با وسعت تقریبی ۱۲۸۰ acre در مرحله قبل شکاف هیدرولیکی چند مرحله ای انجام شده است. فاصله چاه تزریقی تا شکاف های مصنوعی ایجاد شده در هر یک از چاه های تولیدی تقریباً برابر بوده است. میزان تخلخل و تراوایی سنگ در منطقه مورد آزمایش به ترتیب ۹ الی ۱۰-۹٪ و ۰/۱ الی ۰/۱ mD بوده که تا حدود زیادی مشابه با خواص سنگ مخازن جنوبی ایران و نیز در این مطالعه می باشد. نتایج نشان می دهد که نه تنها نسبت به عملیات سیلاب زنی با آب، فرآیند تزریق گاز نیاز به سرمایه گذاری کمتری داشته و ریسک آسیب به سازند توسط سیال تزریقی نیز تقریباً وجود ندارد، بلکه میزان بازیافت حاصله نیز قابل توجه بوده است [۱۶].

بر متان شامل ترکیبات سنگین تر بیشتری از قبیل پروپان، بوتان می باشد. در مقایسه با دی اکسیدکربن، گازهای هیدروکربنی جهت تزریق به مخزن قابلیت دسترسی بیشتری دارند.

مکانیزم های اصلی تزریق غیرامتزاجی گاز در مخازن متعارف شامل حفظ فشار مخزن، جابجایی نفت توسط گاز و ریزش ثقلی می باشد.

در فرآیند تزریق امتزاجی نیز سه فرآیند اصلی امتزاج گاز و نفت به صورت زیر می باشد:

- تبخیر اجزای سبک نفت و ترکیب با گاز (تزریق گاز خشک)،
- میعان اجزای گاز و ترکیب با نفت (تزریق گاز غنی)
- مکانیزم ترکیبی تبخیر/میعان.

تمامی مکانیزم های یاد شده تأثیر قابل توجهی در کاهش تنش بین سطحی گاز/نفت داشته که سبب افزایش راندمان جابجایی میکروسکوپی نفت می شود. با این حال برای مخازن شکافدار، نتایج بسیاری از مطالعات انجام شده حاکی از تفاوت مکانیزم های مربوطه با مخازن غیر شکافدار دارد. در این مخازن عمده گاز تزریقی به سرعت از طریق شکاف ها جریان یافته و در نتیجه گاز نمی تواند به شکل مؤثری به درون ماتریس سنگ نفوذ کرده و سبب جابجایی نفت و تورم آن گردد. بنابراین مکانیزم غالب حفظ فشار مخزن است. با این حال، نتایج مطالعات نشان می دهد که به دلیل وجود منافذ بسیار ریز و در ابعاد نانومتری در این مخازن خواص تزریق پذیری گاز بسیار متفاوت از مخازن با تراوایی بالاتر می باشد.

در مطالعه ای آزمایشگاهی که به منظور مقایسه راندمان تزریق گازهای مختلف دی اکسیدکربن، نیتروژن و گاز طبیعی حاوی متان و بوتان بر روی مغزه های سازند باکن میانی انجام شد که نتایج نشان داد راندمان گاز دی اکسیدکربن در حدود ۹۰٪ به عنوان بیشترین بازیافت روش های گاز پایه ازدیاد برداشت مطرح بوده است. در مطالعه دیگر

1. Brent
2. Egel Ford
3. Saskatchewan

بر اساس مدل ترکیبی سیال در نزدیکی سطح تماس گاز و نفت اولیه با لحاظ نمودن گرادیان تغییرات فشار اشباع اشاره نمود که تا کنون در منابع پیشین اشاره‌ای به آن نشده است.

روش تحقیق و فرضیات

در این مقاله از شبیه‌ساز اکلیپس برای مدل‌سازی جریان سیال استفاده گردیده است که دارای فرضیات ذیل می‌باشد:

- شبیه‌سازی روش‌های ازدیادبرداشت پایه آبی بر اساس مدل نفت سیاه و بدون در نظر گرفتن واکنش‌های ژئوشیمیایی احتمالی می‌باشد که با توجه به نوع آب تزریقی و نیز عدم وجود رس‌های تورمی قابل قبول است.

- شبیه‌سازی روش‌های ازدیادبرداشت پایه گازی بر اساس مدل نفت ترکیبی بوده است و از گرادیان دما برای آغازسازی شبیه‌ساز ترکیبی صرف نظر شده است. این فرض با توجه به نوع مخزن شکافدار با دانسیته شکاف بالا قابل قبول می‌باشد.

- مقادیر پایه هر یک از پارامترهای روش‌های ازدیادبرداشت از مدل مفهومی استخراج گردیده است و در شبیه‌سازی میدانی استفاده شده است.

- با توجه به طولانی بودن پدیده آشام در مخازن شکافدار با ماتریس کم تراوا از منحنی‌های آشام صرف نظر شده است و منحنی‌های تخلیه به عنوان پیشران اصلی شبیه‌سازی جریان سیال حاصل از ازدیادبرداشت در نظر گرفته شده‌اند.

در این مقاله از دو دسته شبیه‌سازی استفاده شده است. دسته اول مدل مفهومی که در آن شبیه‌سازی مفهومی روش‌های ازدیادبرداشت در یک بلوک از مخزن شکافدار در ناحیه آب‌روفته^۲ و گاز روفته^۳ انجام شده است. دسته دوم مدل بخشی میدانی است که پارامترهای لازم شبیه‌سازی آن از خروجی

تزریق نیتروژن با هدف اثرگذاری تثبیت و تقویت فشار اولیه مخازن همواره به عنوان یک گزینه اقتصادی مطرح بوده است [۱۷]. پیشینه تزریق نیتروژن در مخازن فشرده شکافدار در میانه سال ۱۹۶۰ در میدان دونیان^۱ برمی‌گردد. این روند با ادامه اجرای فرآیندهای ازدیادبرداشت پایه گازی در دهه ۷۰ الی ۸۰ میلادی اوج گرفت. مطلب مهم دیگر روند افزایشی اجرای موفقیت‌آمیز طرح‌های تزریق نیتروژن در مقایسه با تزریق گازهای هیدروکربوری می‌باشد. تزریق نیتروژن به صورت‌های گوناگون تزریق پیوسته تا تزریق متناوب آب و گاز در حال انجام بوده است [۱۸]. یکی از مزایای مهم تزریق نیتروژن امکان کاهش اجزا سبک نفت و در نتیجه افزایش دانسیته نفت می‌باشد. این مسئله منجر به افزایش تفاوت دانسیته نفت و گاز و فعال‌تر شدن مکانسم جدایش ثقلی خواهد شد. از فواید کاربرد نیتروژن جهت ازدیاد برداشت می‌توان به هزینه پایین، فرآیند ساده تولید و غیرخورنده بودن آن اشاره نمود. همچنین، دسترسی به آن برای استفاده در یک میدان نفتی در مقایسه با دی‌اکسیدکربن آسان‌تر می‌باشد.

در این مقاله قصد داریم تا اثر بخشی روش‌های ازدیادبرداشت پایه آبی و گازی مناسب را مورد بررسی قرار دهیم. بر این اساس نتایج مکانیسم شناختی مدل تک بلوکه مورد استفاده قرار گرفته است تا بتوان به بررسی دقیق‌تر اثرگذاری روش‌های کاندیدا در مقیاس بلوک میدانی پردازیم. در ادامه برای بررسی عملکرد روش‌های کاندیدا در پایلوت‌های میدانی منتخب، از مدل برشی استفاده گردید. برای این موضوع از شبیه‌سازی ترکیبی استفاده شده است تا بتوان غلظت اجزا نفتی و گازی را دنبال و بررسی دقیق‌تر نمود. بر این اساس می‌توان به تشخیص بهتر عملکرد مکانیسم‌های پایه ازدیادبرداشت و سهم هر یک در پایلوت‌های میدانی پرداخت. از جنبه‌های بارز این تحقیق می‌توان به استفاده از داده‌های کمی مدل تک بلوکه در شبیه‌سازی پایلوت میدانی و نیز شبیه‌سازی پایلوت

1. Devonian

2. Water Invaded Zone (WIZ)

3. Gas Invaded Zone (GIZ)

$$WIZ = Sw(2021) - Sw(1965) > 0.01 \quad (۱)$$

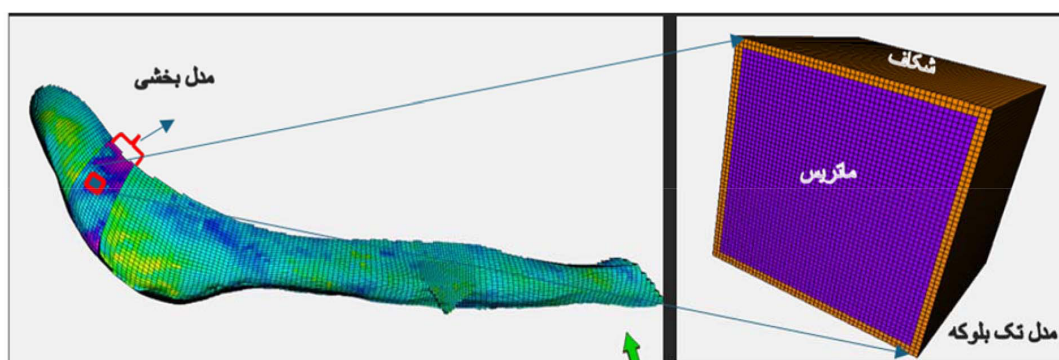
$$GIZ = Sg(2021) - Sg(1965) > 0.01 \quad (۲)$$

در ادامه برای تعیین خواص مدل تک بلوکه می‌بایست ناحیه‌بندی آن‌ها در گستره مناطق آب‌روفته و گاز روفته انجام گیرد. این تقسیم‌بندی بر اساس معیارهای توزیع شکاف (شکل ۳) و نیز تغییرات عمقی خواص مخزنی در ۶ ناحیه انجام گشته است. ناحیه یک شامل مناطقی از مخزن می‌باشد که کیفیت شکاف بهتری دارند و ناحیه غیر متراکم نامیده می‌شوند. این ناحیه بر اساس معیار نفت درجا نیز ناحیه غالب میدان می‌باشد که در مدل مفهومی مورد ارزیابی قرار گرفته است.

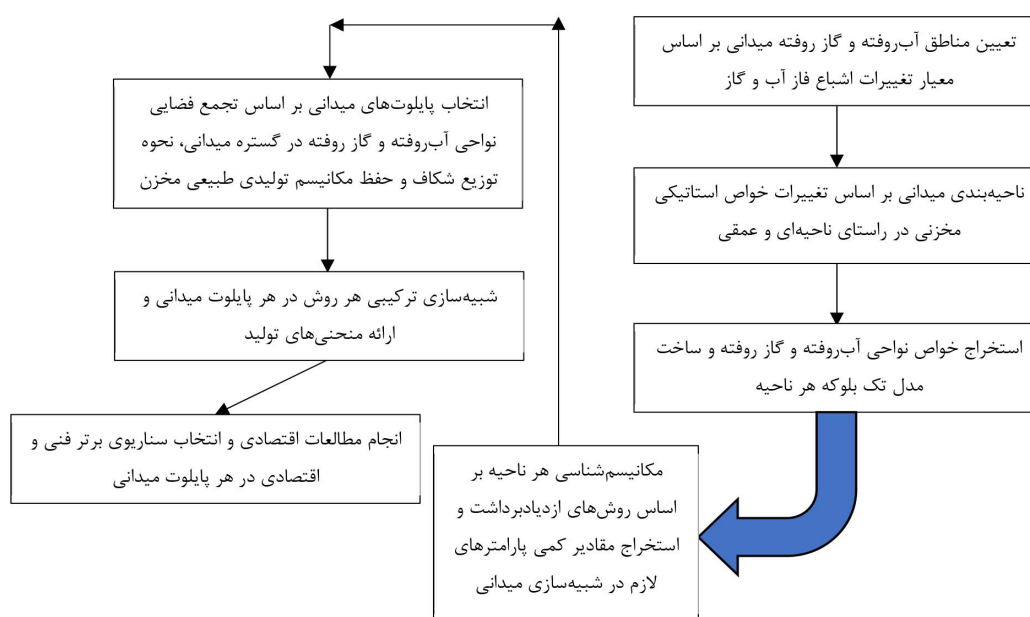
مدل مفهومی استخراج شده است. شکل ۱ موقعیت مکانی نسبی هر دو مدل شبیه‌سازی را نشان می‌دهد. همچنین، شکل ۲ مراحل ذکر شده در روش تحقیق را نشان می‌دهد که بر اساس آن تعاریف لازم در ادامه بیان شده است.

ناحیه‌بندی مخزنی

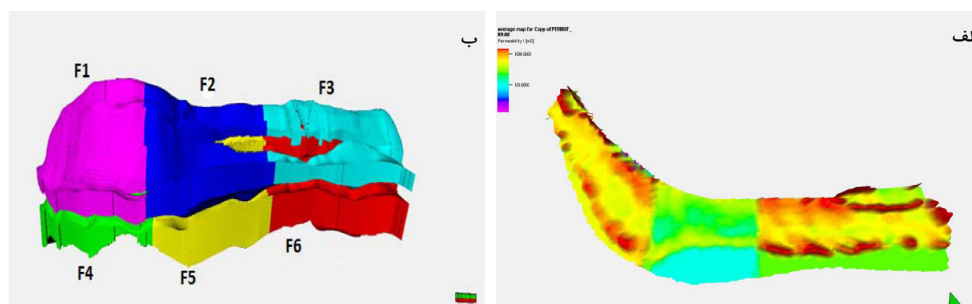
برای اعمال مطالعات تک بلوکه مفهومی و پایلوت میدانی لازم است ابتدا نواحی آب‌روفته و گاز روفته بیان گردد. این نواحی بر اساس تغییرات اشباع آب و گاز و مبتنی بر معیار حد آستانه ۰/۰۱ (رابطه‌های ۱ و ۲) تعریف می‌گردد.



شکل ۱ موقعیت نسبی مدل‌های شبیه‌سازی استفاده شده در مطالعه ازدیادبرداشت



شکل ۲ مراحل روش تحقیق در مطالعه ازدیادبرداشت موردی



شکل ۳ الف) نقشه میانگین (Average Map) برای پارامتر تراوایی شکاف در جهت X در مدل نهایی تطابق تاریخچه، ب) ناحیه‌بندی مخزنی با توجه به خواص شکاف در قسمت‌های مختلف میدان

مدل تک بلوکه

برای ساخت مدل تک‌بلوکه از نرم‌افزار تجاری اکلپس استفاده شده است. مدل ارائه شده تک‌تخلخل بوده که با خصوصیات ماتریس ساخته شد و اطراف آن را سلول‌های با تخلخل و تراوایی بالا و نیز حجم فضای حفره بسیار بالا احاطه کرده‌اند (شکل ۱). دلیل استفاده از حجم بالای حفره در سلول‌های شکاف، افزایش پایداری حل معادلات است. در مدل دو ناحیه تعادلی مجزا برای ماتریس و شکاف لحاظ گردیده است که امکان تعریف آب در شکاف و نفت در ماتریس را فراهم می‌کند. در نواحی آب و گاز رفته شکاف به طور کامل به ترتیب پر از آب و گاز است و بدین ترتیب فرایندهای

آشام و تخلیه ثقلی انجام می‌پذیرد. برای مدل‌سازی جابه‌جایی ثقلی در ماتریس، اختلاف فشاری اضافی در بالا و پایین ماتریس ایجاد می‌گردد و افزایش تولید نفت به ازای چنین اختلاف فشاری به دست می‌آید. هدف اصلی از این شبیه‌سازی تعیین مقدار دقیق بازیافت با استفاده از این روش‌های کاندیدا برای این مخزن در دسترس نیست. هدف اصلی شناسایی رفتار و بازه احتمالی مقدار بازیافت با استفاده از روش‌های تزریق آب و گاز پایه است. جدول ۱ متوسط خواص مخزنی استاتیک و دینامیک را برای ناحیه ۱ آب‌روفته و گاز رفته نشان می‌دهد.

جدول ۱ مشخصات مدل مفهومی ناحیه یک آب‌روفته و گاز رفته

پارامتر	مقدار در ناحیه آب‌روفته	مقدار در ناحیه گازروفته
تخلخل ماتریس (%)	۸/۴۷	۹/۳
تخلخل شکاف (%)	۰/۸۱	۰/۸۸
تراوایی افقی ماتریس (mD)	۰/۲۶۸	۰/۳۴
تراوایی عمودی ماتریس (mD)	۰/۱۳۴	۰/۷۲۱
تراوایی افقی شکاف (mD)	۸۷۰/۹	۹۳۹
تراوایی عمودی شکاف (mD)	۴۶۳/۴	۵۳۹
ارتفاع ماتریس (ft)	۳۰	۳۵
طول مدل (ft)	۳۲	۳۷
عرض مدل (ft)	۳۲	۳۷
دمای مخزن (°F)	۱۸۵	۱۸۵
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای عمودی	۶۴	۷۴
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای طول	۶۴	۷۴
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای عرض	۱	۱
فشار (انتهای تاریخچه، psi)	۳۳۴۶	۳۳۴۶
اشباع نفت (انتهای تاریخچه)	۰/۵۲۵	۰/۵۲۵

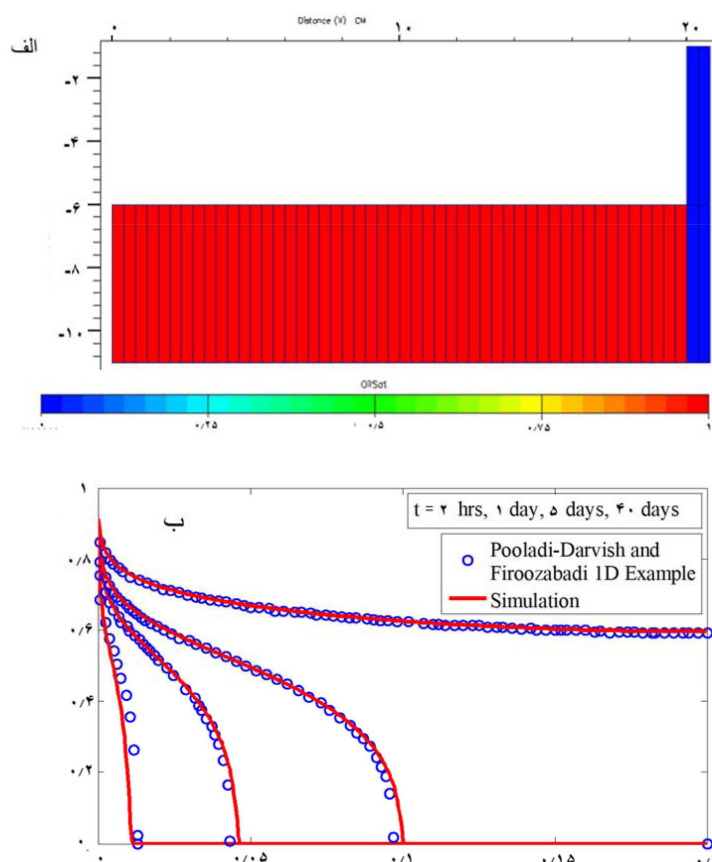
اعتبارسنجی مدل تک‌بلوک نفت سیاه

از آنجایی که نمودارهای فشار موینگی نفت و آب مخزن مورد مطالعه رفتار ترشوندگی ترکیبی متمایل به نفت‌دوست را نشان می‌دهند، هر دو فرایند آشام خود به‌خودی و آشام اجباری ممکن است در مخزن اتفاق بیافتند. فرایند آشام اجباری می‌تواند با تزریق سیال به درون ماتریس و یا به‌دلیل تخلیه ثقلی انجام گیرد. مدل ساخته شده باید قادر به مدل‌سازی دقیق هر دو فرایند آشام خودبه‌خودی و اجباری ناشی از تخلیه ثقلی باشد. برای این منظور ابتدا فرایند آشام خودبه‌خودی با یکی از مثال‌های موجود در مقالات معتبر مقایسه می‌گردد و سپس فرایند تخلیه ثقلی برای مثالی با داده‌های نزدیک به داده‌های محل مورد مطالعه در مخزن، توسط روابط تحلیلی ساده موجود در منابع

علمی اعتبارسنجی می‌گردد. تمامی اعتبارسنجی‌ها با مدل یک بعدی انجام شده است که با توجه به عدم وابستگی پدیده‌های مذکور به این موضوع قابل پذیرش است.

اعتبارسنجی آشام خودبخودی غیر همسو

از مدل یک بعدی **شکل ۴-الف** برای اعتبارسنجی استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی شده پروفایل اشباع آب در مدل یک بعدی (**شکل ۴-ب**) بر حسب فاصله از سطح سنگ در زمان‌های ۲ ساعت، ۱ روز، ۵ روز و ۴۰ روز نمایش داده شده است. همان‌طور که از این شکل پیداست داده‌های شبیه‌سازی شده با استفاده از نرم‌افزار اکلیپس و داده‌های گزارش شده در مقاله از تطابق بسیار خوبی برخوردار هستند.



شکل ۴ الف: نمای جانبی مدل یک بعدی مورد استفاده در اعتبارسنجی آشام خودبه‌خودی غیر همسو، **ب)** مقایسه پروفایل اشباع آب محاسبه شده توسط مدل تک‌بلوک و مرجع [۱۹].

اعتبارسنجی ریزش ثقلی

فرایند تخلیه ثقلی از مهم‌ترین مکانیسم‌های تولید نفت در ناحیه آبروفته است؛ چرا که تفاوت قابل توجهی در مقدار چگالی آب شور بالا آمده در شکاف‌ها و چگالی نفت زنده موجود در ماتریس وجود دارد. برای محک زدن توانایی مدل ساخته شده در شبیه‌سازی فرایند تخلیه ثقلی، از روابط تقریبی تحلیلی دی‌دوناتو^۱ استفاده شده است [۲۰]. در این مقاله روابط به دو صورت یکی اثر ثقلی-غالب^۲ و موئینه-غالب^۳ (نیروهای موئینه منفی) و دیگری تنها اثر ثقلی که بدون در نظر گرفتن نیروهای موئینه می‌باشد، بیان می‌شود. بنابراین بهترین تطابق نتایج مدل تک بلوک مطالعه موردی با نتایج حاصل از معادله توأمان نیروی موئینه-غالب و ثقلی (رابطه ۳) است.

$$R = R_{\infty} \left\{ 1 - \exp \left[(1/n_o) t_{Dg} + (r-1) t_{Dc} \right] \right\} \quad (۳)$$

که در آن:

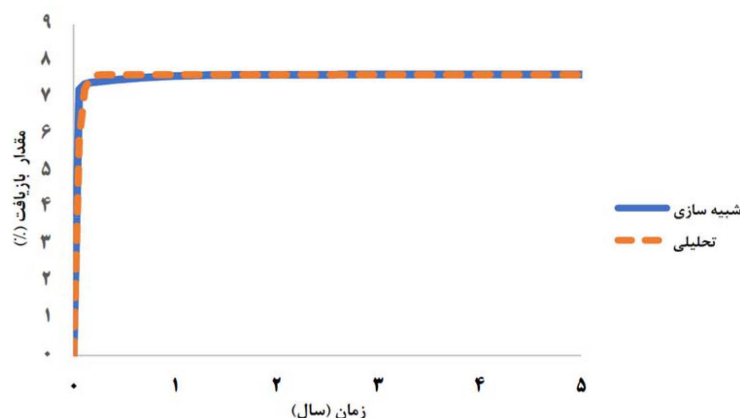
$$t_{Dg} = \frac{kk_{ro\max}(\rho_w - \rho_o)t}{\Phi\mu_o H} \quad (۴)$$

$$t_{Dc} = \frac{kk_{ro\max}P_{ct}Yt}{\Phi\mu_o H^2} \quad (۵)$$

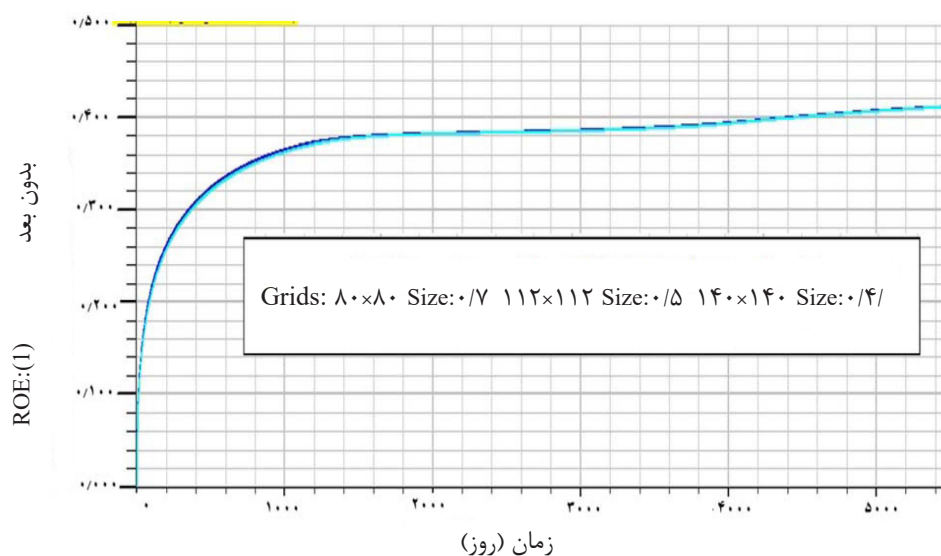
$$r = \frac{h_m}{h_m - H} \quad (۶)$$

در این معادلات، H فاصله بین ارتفاع آستانه و ارتفاع ماتریس، R_{∞} بازیافت نهایی، n_o توان معادله کوری برای فاز نفت، r پارامتر محاسبه شده توسط معادله ۶، h_m ارتفاع ماتریس، p_{ct} فشار موئینگی آستانه، μ_o گرانیوی نفت، k تراوایی، $k_{ro\max}$ تراوایی نسبی نفت بیشینه، γ توان معادله Φ تخلخل، و ρ چگالی است. نتایج شبیه‌سازی توسط نرم‌افزار و مدل تحلیلی در شکل ۵ با یکدیگر مقایسه گردیده‌اند و تطابق قابل قبولی را ارائه می‌دهند. بر اساس نتایج حاصل می‌توان، نسبت به توانایی مدل تک‌بلوک ساخته شده با نرم‌افزار اکلیپس جهت مدل‌سازی پدیده آشام خودبخودی و تخلیه ثقلی در شرایط فعلی مخزن و همچنین سایر روش‌های ازدیاد برداشت، اطمینان حاصل نمود.

از آنجایی که در مدل طول شبکه‌ها در تمامی بخش‌ها برابر ۰/۵ ft در نظر گرفته شده است به جهت حساسیت‌سنجی، طول شبکه‌ها و تعداد آنها را تغییر دادیم و همانطور که در شکل ۶ پیداست هر سه نمودار بر روی یکدیگر افتاده‌اند. بنابراین، طول شبکه ۰/۵ ft در هر جهت می‌تواند دقت کافی برای مثال مورد نظر را فراهم نماید.



شکل ۵ مقایسه نمودار درصد بازیافت نفت ناشی از تخلیه ثقلی محاسبه شده با استفاده از مدل تحلیلی و شبیه‌ساز برای مدل یک بعدی



شکل ۶ حساسیت‌سنجی نمودار بازیافت نسبت به تعداد شبکه‌ها بر حسب زمان

نفت از این پایلوت، چاه‌های تولیدی به‌صورت افقی بوده است.

تعریف آبدۀ از نوع Carter Tracy بوده است که تخلخل ۰/۱۵، تراوایی ۵۰ mD، شعاع خارجی ۳۰۰۰ ft و ضخامت ۱۳۰۰ ft می‌باشد. میزان نفت و گاز درجا به ترتیب ۱۲۱۹ MMSTB و ۳۸۵۵ MMMSCF می‌باشد.

نتایج و بحث

مدل تک بلوکه

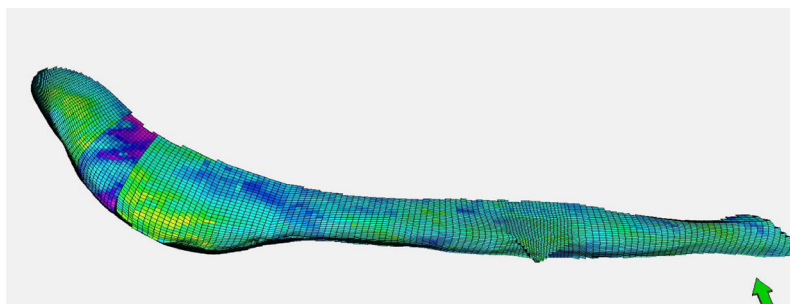
در ابتدا نتایج شبیه‌سازی عددی مدل تک بلوکه مفهومی در ناحیه غالب شماره ۱ میدان و بر اساس توابع اشباع نمونه سنگ غالب ارائه شده است. برای بررسی نقش نیروهای مختلف به صورت کمی با استفاده از ابزار شبیه‌سازی، ۳ برنامه تعریف گردیده است (جدول ۳).

در ادامه بر اساس مدل معتبر و نیز شبکه‌بندی شده سه بعدی (شکل ۱) به بررسی مکانیسم‌های مؤثر در شبیه‌سازی جریان سیال پرداخته شده است.

مدل عددی پایلوت میدانی

شکل ۷ موقعیت مدل پایلوت به عنوان سکتور غالب میدان از لحاظ نفت درجا را نشان می‌دهد. قابل توجه است که تمامی مدل‌ها با شبیه‌سازی ترکیبی E300 و به صورت تخلخل دو گانه اجرا شده‌اند.

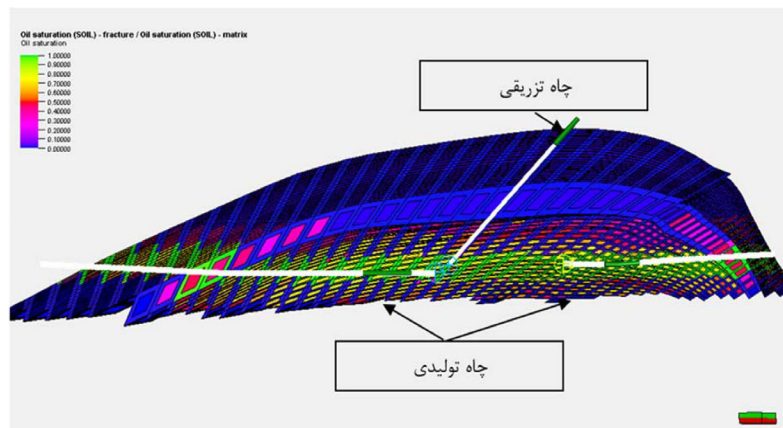
مدل پایلوت دارای ابعاد ۱۲ شبکه در راستای X و ۵۱ شبکه در راستای Y و ۶۵ شبکه در راستای Z در مجموع شامل تعداد کل ۳۹۷۸۰ شبکه می‌باشد. خواص متوسط مدل به شرح جدول ۲ می‌باشد. شکل ۸ موقعیت چاه‌های تولید و تزریق در پایلوت غربی میدان را نشان می‌دهد. برای تخلیه بهتر



شکل ۷ موقعیت پایلوت میدانی

جدول ۲ خواص مخزنی متوسط پایلوت

پارامتر	مقدار
تخلخل متوسط ماتریس (/.)	۰/۰۷۷
تخلخل متوسط شکاف (/.)	۰/۰۰۸
تراوایی افقی متوسط ماتریس (mD)	۰/۴۳
تراوایی عمودی متوسط ماتریس (mD)	۰/۲۱
تراوایی افقی متوسط شکاف (mD)	۹۲۳
تراوایی عمودی متوسط شکاف (mD)	۳۷۱
ارتفاع متوسط ماتریس (ft)	۳۸
اندازه ی تقریبی مدل در راستای X (ft)	۱۲۰۰۰
اندازه ی تقریبی مدل در راستای Y (ft)	۲۱۰۰۰
دمای مخزن (°F)	۱۸۵



شکل ۸ موقعیت دو چاه افقی تولیدی جدید و یک چاه عمودی تزریقی در برشی از مدل پایلوت غربی

جدول ۳ برنامه‌های منتخب مطابق نیروهای موثر بخش آب‌روفته

نیروهای موثر منفی (مقاوم در برابر بازیافت نفت)	نیروهای موثر مثبت (کمک کننده به بازیافت نفت)	نیروهای گرانشی (نیروی لازم برای آشام اجباری)	نیروهای فعال برنامه
✓	✓	✓	۱
✓	✓	×	۲
✓	×	✓	۳

ترشوندگی ترکیبی تعریف شده، استفاده می‌گردد (۷).

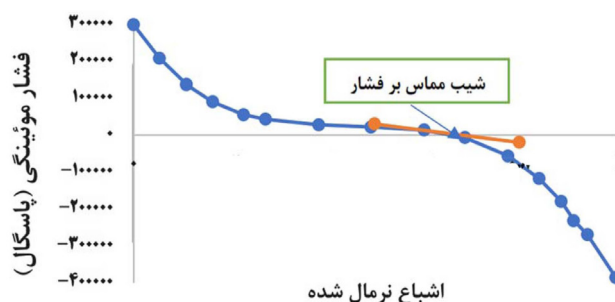
$$R = \frac{1}{S^* (1 - S_{wi} - S_{or})} \frac{\Delta \rho g L}{2 \sigma J'} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (۷)$$

در این رابطه S^* ، نقطه تقاطع نمودار موئینگی برحسب اشباع نرمال $(S_w - S_{wi}) / (1 - S_{or} - S_{wi})$ (نقطه فشار موئینگی برابر صفر)، J' قدر مطلق گرادیان نمودار فشار موئینگی برحسب اشباع نرمال بی‌بعد

در برنامه‌ی شماره ۱ که در واقع برنامه واقعی و اصلی جریان سیال در میدان است همه نیروها در مدل لحاظ می‌گردند. آشام خودبخودی و اجباری (تخلیه ثقلی) فعال و باعث تولید نفت ماتریس می‌شوند. برای سنجیدن نحوه تعامل نیروهای ثقلی به عنوان نیروی پیشران و نیروهای موئینه منفی به عنوان نیروی مقاوم در برابر تولید، از روابط تجربی و پارامتر بدون بعد R مطابق فرمول ذیل در سیستم‌های با

مقدار پارامتر بی بعد R برابر با $0/152$ و کوچکتر از یک می باشد. پس نیروهای موئینه و گرانشی هر دو در بازیافت نفت ماتریس مؤثرند. از مقایسه میزان بازیافت در این برنامه ها با یکدیگر می توان به درک بهتری از نحوه اثرگذاری نیروها و پدیده ها بر تولید نفت رسید. در برنامه ی دوم، از طریق تغییر جهت مدل از Z به Y نقش نیروی ثقلی حذف می شود بنابراین قطعا آشام اجباری نخواهیم داشت و تنها آشام خودبخودی اتفاق می افتد. نتایج شبیه سازی سهم ریزش ثقلی را مشخص می نماید. در صورت حذف نیروی گرانشی بازیافت به وسیله مکانیزم آشام خودبخودی از میزان $41/05$ در برنامه ۱ به $38/21$ ٪ در برنامه ۲ می رسد (شکل ۱۰-الف). این میزان کاهش تقریبی $2/84$ ٪ نشان دهنده اهمیت بالای نیروهای موئینه و سهم ریزش ثقلی می باشد.

در نقطه $P_e=0$ ، L طول بلوک برحسب متر، σ کشش میان رویه آب و نفت برحسب نیوتن بر متر، K عبوردهی بلوک برحسب مترمربع، ϕ تخلخل و $\Delta\rho$ اختلاف دانسیته آب و نفت برحسب کیلوگرم بر متر مکعب است. اگر $R>1$ باشد نشان دهنده اهمیت بالای نیروهای گرانشی و قابل چشم پوشی بودن نیروهای موئینه منفی و $R<1$ نشان دهنده غیر قابل چشم پوشی بودن نیروهای موئینه منفی می باشد. پارامتر R نسبت نیروهای گراویتی به نیروهای موئینه در محیط متخلخل دارای ترشوندگی ترکیبی می باشد. مقدار J' جهت محاسبه مقدار R از قدر مطلق گرادیان نمودار فشار موئینی برحسب اشباع نرمال (در نقطه $P_e=0$) مربوط به نوع سنگ غالب مطابق شکل ۹ محاسبه می گردد. در جدول ۴ پارامتر R و داده های مورد نیاز جهت محاسبه آورده شده است.



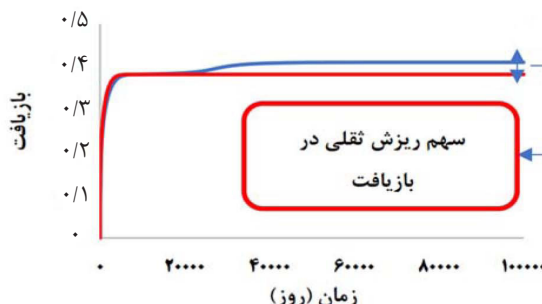
شکل ۹ تعیین پارامتر J' در رابطه ۷ بر اساس منحنی فشار موئینی نمونه سنگ غالب

جدول ۴ محاسبه پارامتر R جهت تعیین مکانیزم غالب ناحیه غالب

مکانیزم	R	ϕ	K (m^2)	(N/m)	J'	$\Delta\rho$ (kg/m^3)	L (m)	S^*
موئینی و گرانشی	$0/152$	$0/0847$	$1/32 \times 16-10$	$0/03$	$0/563$	$268/1$	$9/144$	$0/64$



سناریو ۱ — سناریو ۳



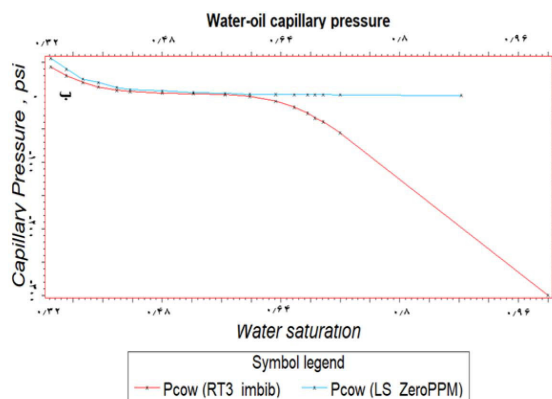
سناریو ۱ — سناریو ۲

شکل ۱۰ الف: میزان بازیافت برنامه ی ۱ و ۲ و تعیین سهم ریزش ثقلی، ب: میزان بازیافت برنامه ی ۱ و ۳ و تعیین سهم آشام خودبخودی (نیروی موئینه مثبت)

آب کم شور

برای مدل‌سازی اثر آب کم‌شور بر بازیافت نفت لازم است دو دسته نمودار تراوایی نسبی و فشار موپینگی مربوط به حد بالا و پایین شوری موجود باشند. برای حد بالای شوری از داده‌های نمونه سنگ غالب میدان استفاده شده است. **شکل ۱۱** مقایسه منحنی‌های اشباع آب کم شور و شوری بالا را نشان می‌دهد.

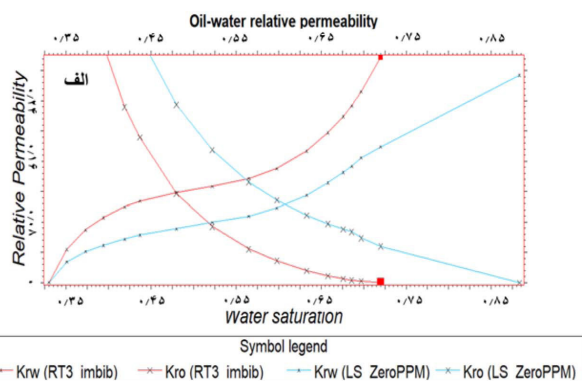
همانطور که در **شکل ۱۲**-الف مشاهده می‌شود، طی مدت ۱۳۰ سال میزان بازیافت آشام خودبخودی (منحنی سیاه رنگ) به حدود ۴۰/۹۵٪ در زمان نهایی رسیده است که با نتیجه برنامه ۱ **شکل ۸** همخوان است. برای تزریق آب صد برابر رقیق شده آب دریا بازیافت نهایی به حدود ۴۹/۹۹٪ و طی مدت ۵ سال حدود ۳۷٪ و نسبت به آشام معمولی پس از ۵ سال ۵٪ افزایش برداشت حاصل شده است. البته با توجه به سرعت بسیار پایین پدیده آشام، میزان بازیافت اشاره شده با افزایش زمان، افزایش می‌یابد. با توجه به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و همچنین دشواری و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن ماتریس توسط آب کم شور در مخزن، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. حتی در صورت مبنا قرار دادن ۵ سال که خود زمان زیادی از لحاظ شرایط عملیاتی می‌باشد، میزان افزایش بازیافت متوسط ۴/۵٪ می‌باشد که نسبت به میزان افزایش بازیافت لازم جهت اجرا در میدان بسیار کم می‌باشد.



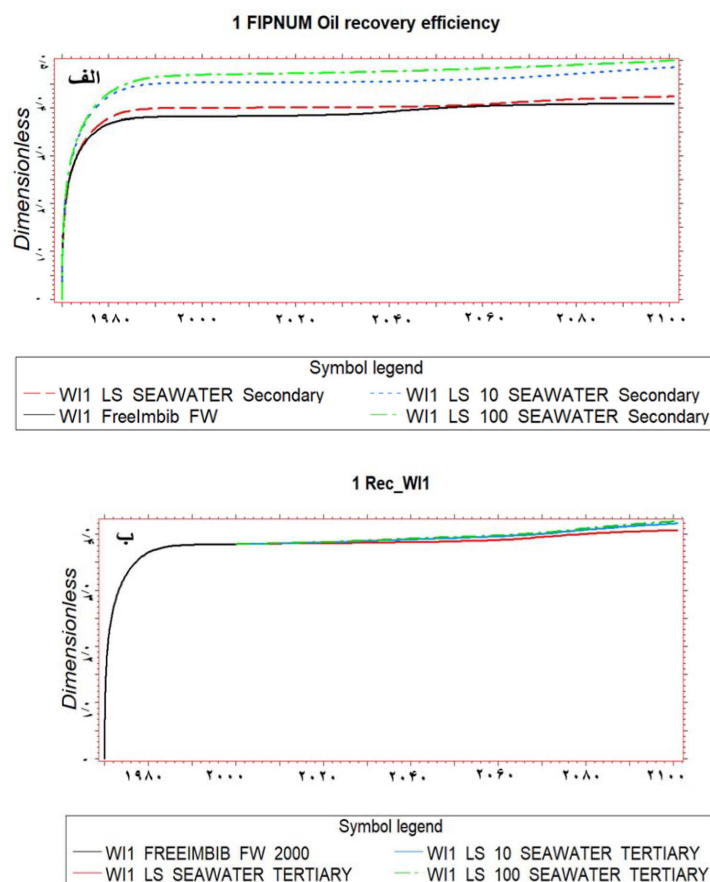
هر چقدر انحنای منحنی بازیافت برنامه ۳ در **شکل ۱۰**-ب بیشتر گردد، نشان‌دهنده اهمیت بیشتر نیروهای موئینه مثبت است. حذف نیروهای موئینه مثبت تنها در زمان‌های اولیه برروی بازیافت تاثیر گذار می‌باشد و با گذشت زمان تاثیر نیروی موئینه منفی و گرانشی بیشتر شده و بازیافت نهایی برای برنامه‌های ۱ و ۳ تقریباً یکسان می‌شود. پس از شناسایی حداکثر بازیافت مدل مفهومی و نیز نسبت نیروهای موثر در مدل مفهومی، در ادامه به بررسی اثرگذاری هر یک از روش‌های ازدیادبرداشت آب و گاز پایه کاندیدا در مدل مفهومی ناحیه یک غالب میدان پرداخته شده است.

روش‌های آب پایه

سه روش آب پایه تزریق آب کم شور، سورفکتانت و آب کربناته بر اساس غربالگری اولیه در ناحیه غالب میدان در نظر گرفته شده است. در تمامی این روش‌ها، دو گونه متفاوت تولید در شرایط ثانویه و ثالثیه در نظر گرفته شده است که تفاوت آن‌ها در زمان شروع اشباع شکاف با سیال ازدیادبرداشتی (آب کم شور، سورفکتانت و آب کربناته) است. در شرایط ثانویه در همان زمان اول شکاف از سیال ازدیادبرداشتی پر شده و فرآیند تغییر بازیافت بررسی می‌گردد. در صورتی که در حالت ثالثیه پس از مدت زمان مشخصی از تولید ماتریس که در تماس با آب سازندی در شکاف بوده است، این عمل انجام می‌شود.



شکل ۱۱ الف: نمودارهای تراوایی نسبی، ب: منحنی‌های فشار موپینگی آب و نفت دسته سنگ نوع ۳ (غالب) برای حالت‌های حد شوری بالا و پایین



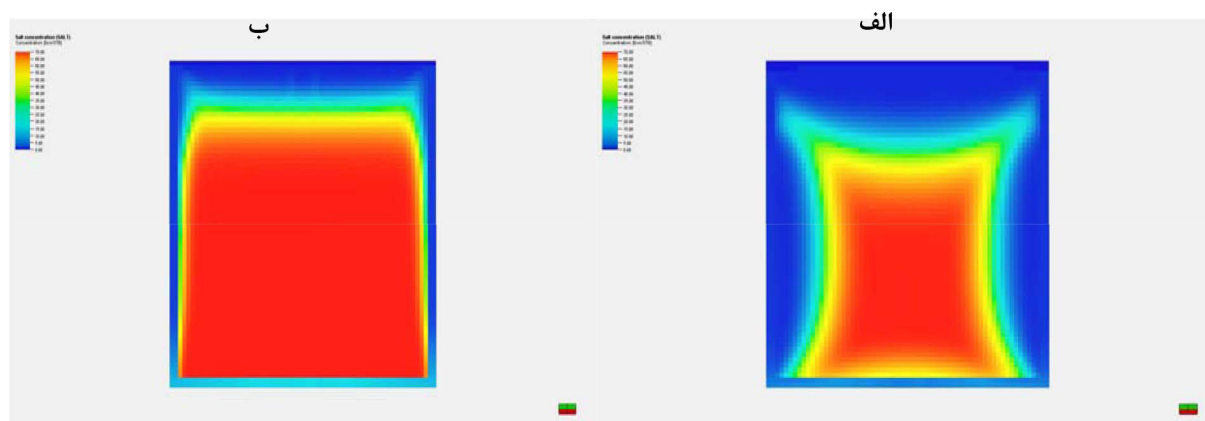
شکل ۱۲ میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کم شور الف: ثانویه، ب: ثالثیه و مقایسه آن با آشام آب سازندی

بر است. شوری آب در محیط ماتریس بر اساس هجوم آب کم شور (شرایط ثانویه و ثالثیه) از شکاف به ماتریس در زمان پایانی به ترتیب در شکل ۱۳- الف و ب نشان داده شده است.

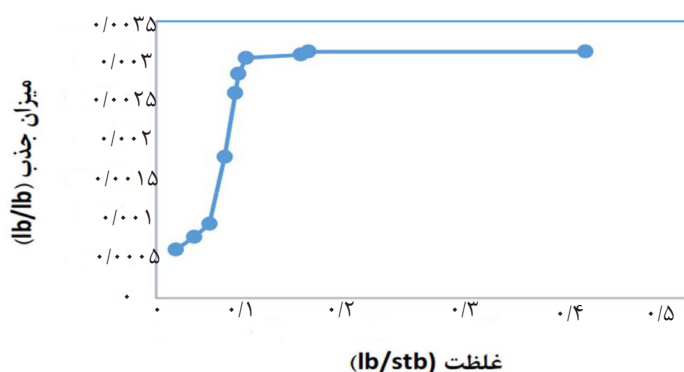
سورفکتانت

یکی از مهم‌ترین دسته داده‌هایی که برای مدل‌سازی تغییر ترشوندگی با سورفکتانت‌ها لازم است در دسترس باشد، داده‌های جذب سورفکتانت بر روی سطح سنگ است. در این مقاله، داده‌های استفاده شده از مطالعات گذشته مربوط به سنگ‌های کربناته استفاده شده است (شکل ۱۴). میزان جذب در حالت استاتیک بیشینه می‌باشد و میزان یادشده در حالت دینامیک معمولاً تا ده برابر کاهش می‌یابد، لذا در مطالعات شبیه‌سازی از داده‌های ده برابر کاهش یافته استفاده گردید.

در شرایط ثالثیه بعد از زمان ۳۰ سال از تولید طبیعی بلوک ماتریس، شبیه‌سازی تزریق آب کم شور مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل ماتریس با آب سازند، اطراف آن با آب کم شور با غلظت‌های مختلف برای مدت ۷۰ سال احاطه می‌گردد. در شکل ۱۲-ب نتایج شبیه‌سازی‌های ثالثیه نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌گردد برای تزریق آب صد برابر رقیق شده تا حدود ۳۰ سال افزایش بازیافت صفر بوده و پس از آن با روندی بسیار کند از ۳۹/۱۸٪ به ۴۲/۳٪ می‌رسد. به علت قابل توجه بودن نیروی گرانش در مقایسه با نیروی موینگی، میزان افزایش بازیافت بسیار آهسته می‌باشد. طی فرآیند بالا، پدیده آشام غیر همسو بوده و اختلاف دانسیته نه چندان زیاد نفت و آب و همچنین تراوایی عمودی پایین ماتریس نیز به کندی عملیات کمک می‌کند. بنابراین، رسیدن جبهه نفت به بالای ماتریس زمان



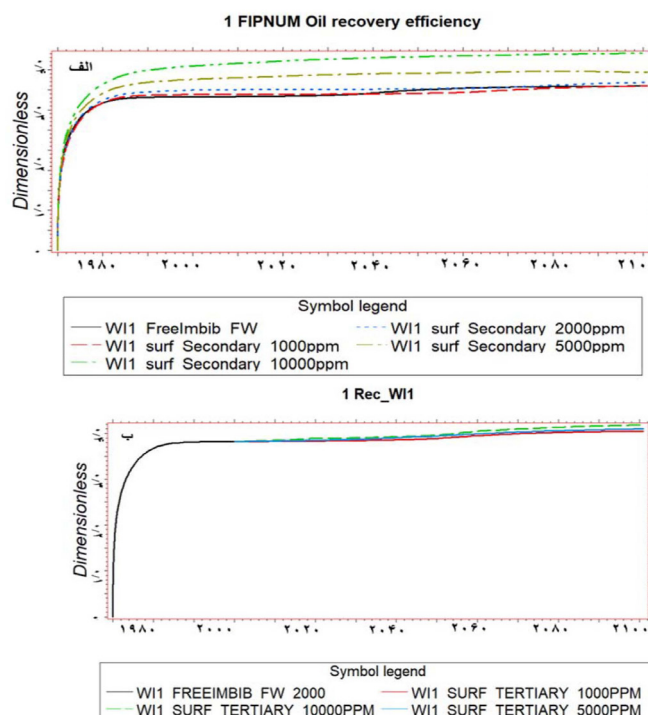
شکل ۱۳ میزان شوری آب در تزریق آب کم شور بهینه (۱۰۰ برابر رقیق) الف: ثانویه، چپ ثالثیه در انتهای تزریق



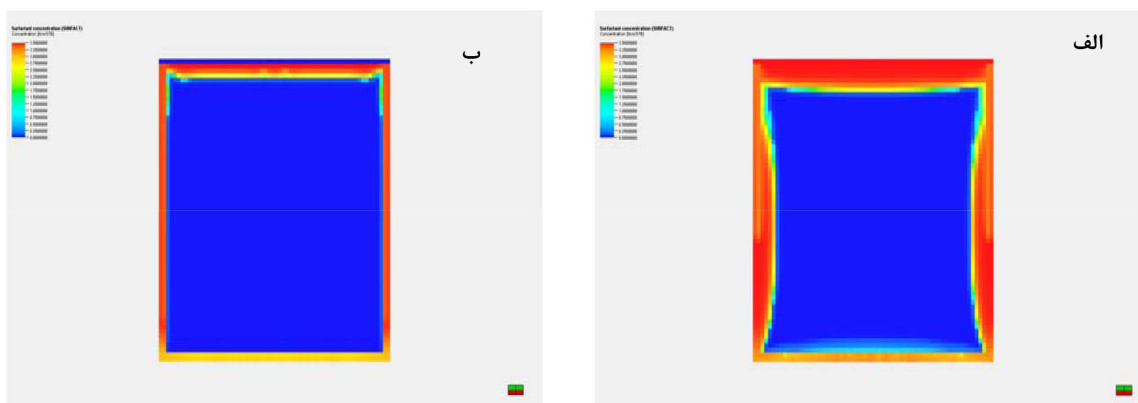
شکل ۱۴ نمودار جذب استاتیک در روش سورفکتانت-مدل تک بلوکه [۲۱].

نظر به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن ماتریس توسط سورفکتانت در مخزن طی زمان بالا، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. در مرحله بعد، تزریق سورفکتانت به صورت ثالثیه به منظور شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت در ناحیه آب‌روفته مخزن مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل ماتریس با آب سازند، اطراف آن با سورفکتانت برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می‌گردد. همانطور که در شکل ۱۵-ب مشاهده می‌گردد تنها در غلظت تزریقی ۱۰۰۰۰ ppm، تا حدود ۱۸ سال افزایش بازیافت صفر بوده و پس از آن با روندی بسیار کند از ۳۹/۱۸٪ به ۴۱/۸۶٪ می‌رسد. در مابقی غلظت‌ها افزایش بازیافت کمتر بوده است. غلظت سورفکتانت در محیط ماتریس بر اساس هجوم آن (شرایط ثانویه و ثالثیه) از شکاف به ماتریس در زمان پایانی به ترتیب در شکل ۱۶-الف و ب نشان داده شده است.

در شبیه‌سازی، بیشینه و کمینه غلظت سورفکتانت تزریقی به ترتیب ۱۰۰۰۰ ppm و ۱۰۰۰ ppm در نظر گرفته شد. در شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت به صورت ثانویه به مدت ۱۳۰ سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. در انتها بازیافت و رفتار بلوک با حالت مبنا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند. لازم به ذکر است سورفکتانت نیز مانند آب کم شور اثر خود را در تغییر ترشوندگی می‌گذارد. نمودار فشار موینگی آشام مبنا برای سورفکتانت در مدل از نمودار مربوطه به آب دریا در حالت تزریق آب کم شور که در بخش تزریق آب کم شور شرح داده شد، استفاده شده است (شکل ۱۱-ب). همانطور که در شکل ۱۵-الف مشاهده می‌شود در حالت بیشینه غلظت ۱۰۰۰۰ ppm تا سال ۲۱۰۰ میلادی به میزان ۹/۱۶٪ افزایش بازیافت نفت حاصل شده است. با توجه به سرعت بسیار پایین پدیده آشام، میزان بازیافت اشاره شده با افزایش زمان، افزایش می‌یابد.



شکل ۱۵ میزان بازیافت حاصل از تزریق سورفکتانت الف: ثانویه، ب: ثالثیه و مقایسه آن با آشام آب سازندی



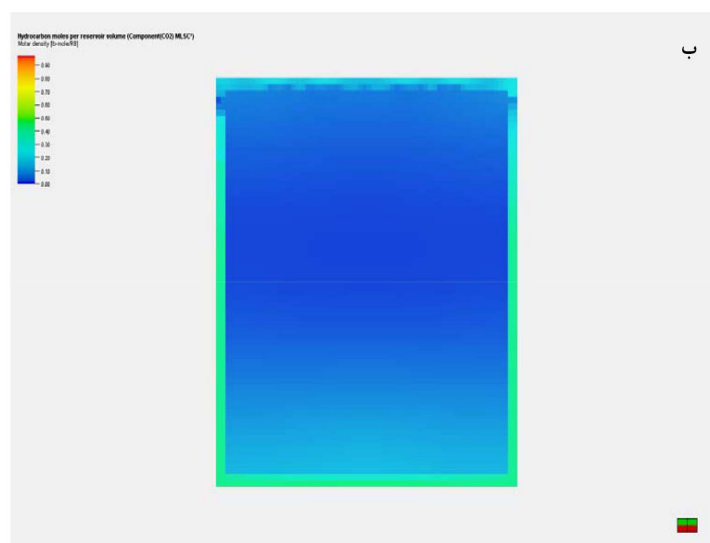
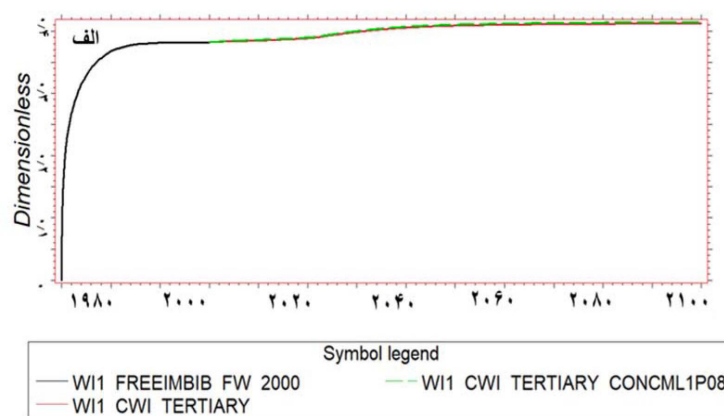
شکل ۱۶ میزان غلظت سورفکتانت در تزریق با غلظت بهینه (۱۰۰۰۰ قدم) الف: ثانویه، ب: ثالثیه در انتهای تزریق آب کربناته

جدول ۵ می‌باشد. در شبیه‌سازی ثانویه، میزان بازیافت پس از ۱۳۰ سال در غلظت‌های CO_2 MCF/bbl ۰/۱۷، ۰/۱۷۸۵، ۰/۱۸۳۶ و ۰/۱۸۷ با حالت مینای آشام خودبخودی آب سازندی تفاوت چندانی ندارد. در تزریق ثالثیه نیز نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در غلظت‌های CO_2 MCF/bbl ۰/۱۷ و ۰/۱۸۷ میزان بازیافت در هر دو حالت به ۴۱/۴۶٪ می‌رسد (شکل ۱۷-الف). تغییرات میزان غلظت آب کربناته در انتهای تزریق در شکل ۱۷-ب نشان داده شده است.

در شبیه‌ساز اکلیپس حلالیت دی‌اکسیدکربن در آب به صورت ورودی توسط استفاده کننده شبیه‌ساز و یا از رابطه چانگ^۱ محاسبه می‌گردد [۲۲]. در مدل مینای حاضر میزان دی‌اکسیدکربن حل شده در آب برابر ۰/۱۷ MSCf/STB در فشار ۴۰۱۶ psi و دمای ۱۸۵ °F می‌باشد که مطابقت مناسبی با اعداد گزارش شده در منابع علمی‌دارا می‌باشد. حلالیت دی‌اکسیدکربن در نفت نیز از مدل رفتار فازی تطابق یافته ترکیبی میدان محاسبه می‌گردد. ضرایب نفوذ میان فازهای گاز-نفت، نفت-گاز، فاز نفت مطابق

جدول ۵ ضریب نفوذ اجزا سیال در فاز نفت و گاز

ماده	ضریب نفوذ در گاز (ft ² /day)	ضریب نفوذ در نفت (ft ² /day)
H ₂ S	۵/۵۶۵E-۰۵	۴/۲۵۹E-۰۴
CO ₂	۳/۸۶۴E-۰۷	۱/۲۸۶E-۰۶
C ₁	۹/۵۶۸E-۰۷	۸/۵۷۹E-۰۶
C ₂	۶/۵۸E-۰۶	۴/۴۶۳E-۰۵
C ₃	۳/۵۶E-۰۶	۴/۵۵۸E-۰۵
C ₄	۳/۳۶۸E-۰۶	۴/۴۳۵E-۰۵
C ₅₊	۲/۵۸۴E-۰۶	۴/۵۰۲E-۰۵
C ₉₊	۴/۴۶۲E-۰۷	۳/۸۵۷E-۰۶
C ₁₇₊	۱/۶۳۸E-۰۵	۱/۸۳۷E-۰۵
C ₃₁₊	۱/۰۳E-۰۳	۸/۲۲E-۰۶



شکل ۱۷ الف: میزان بازیافت حاصل از تزریق ثالثیه آب کربناته، ب: میزان غلظت آب کربناته در در انتهای تزریق ثالثیه

شده است.

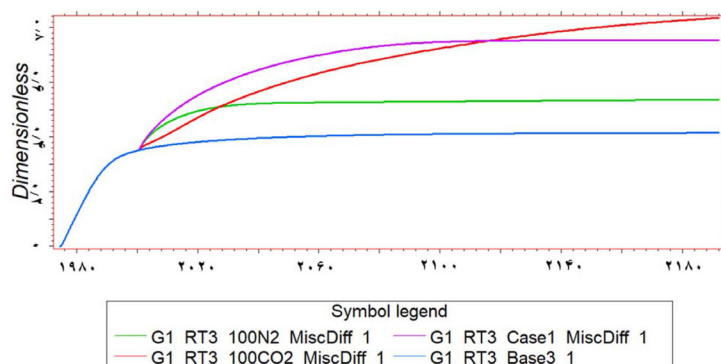
روش‌های گاز پایه

در ادامه نتایج شبیه‌سازی روش‌های ازدیادبرداشت تزریق دی‌اکسیدکربن، گاز هیدروکربنی (گاز تزریقی فعلی) و گاز نیتروژن در مدل تک بلوکه ارائه شده است. **شکل ۱۸** مقایسه نتایج شبیه‌سازی روش‌های مختلف ازدیادبرداشت پایه گازی ناحیه غالب را نشان می‌دهد. نتایج عددی آن نیز در **جدول ۷** آورده شده است.

همان‌گونه که پیش‌تر اشاره شد، هدف از مطالعه انجام شده نتیجه‌گیری کمی‌نبوده و بیشتر شناخت مکانیزم، پارامترهای موثر و در آخر برآورد تقریبی میزان بازیافت و زمان مربوطه می‌باشد. از روش‌های تزریق ثانویه برای شناخت بهتر مکانیسم و حساسیت‌سنجی پارامترهای مطرح استفاده گردید و جهت اثربخشی روش ازدیاد برداشت مورد نظر روش‌های تزریق ثالثیه مبنای قضاوت قرار گرفت. نتایج حاصل از تزریق روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در ناحیه غالب میدان در **جدول ۶** آورده

جدول ۶ خلاصه نتایج بازیافت نفت ماتریس در اثر روش‌های مختلف ازدیاد برداشت آب پایه در مدل مفهومی

روش تزریق	زمان شروع تولید (با توجه به معیار طول زمان طی شده پس از سال ۲۰۰۰ در تغییر بازیافت)	افزایش ضریب بازیافت نفت پس از ۱۰۰ سال نسبت به آشام آب سازندی (%)
آب کم‌شور	پس از ۵۶ سال	۲/۴۸
آب کم‌شور ۱۰ برابر رقیق شده	پس از ۳۲ سال	۳/۶۹
آب کم‌شور ۱۰۰ برابر رقیق شده	پس از ۳۰ سال	۴/۰۸
سورفکتانت	پس از ۱۸ سال	۳/۶۳
آب کریناته	پس از ۲۰ سال	۳/۲۳



شکل ۱۸ تغییرات بازیافت نفت ماتریس نسبت به زمان در اثر تزریق گازهای مختلف مدل تک بلوکه

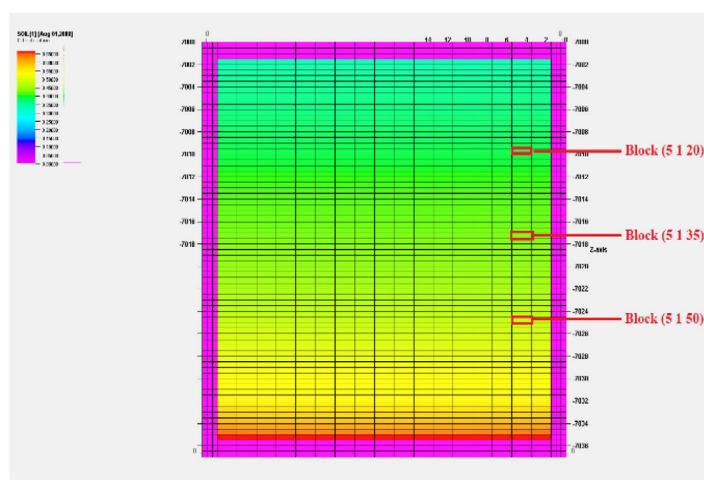
جدول ۷ خلاصه نتایج تغییرات بازیافت نفت در اثر تزریق گازهای مختلف مدل تک بلوکه

روش تزریق	ضریب بازیافت نهایی نفت (%)	افزایش ضریب بازیافت نفت نسبت به گاز تعادلی (%)
گاز تعادلی	۴۱/۴۹	-----
نیتروژن خالص	۵۳/۵۸	۱۲/۰۹
گاز هیدروکربنی	۷۵/۴۳	۳۳/۹۴
دی‌اکسیدکربن خالص	۸۳/۴۹	۴۲

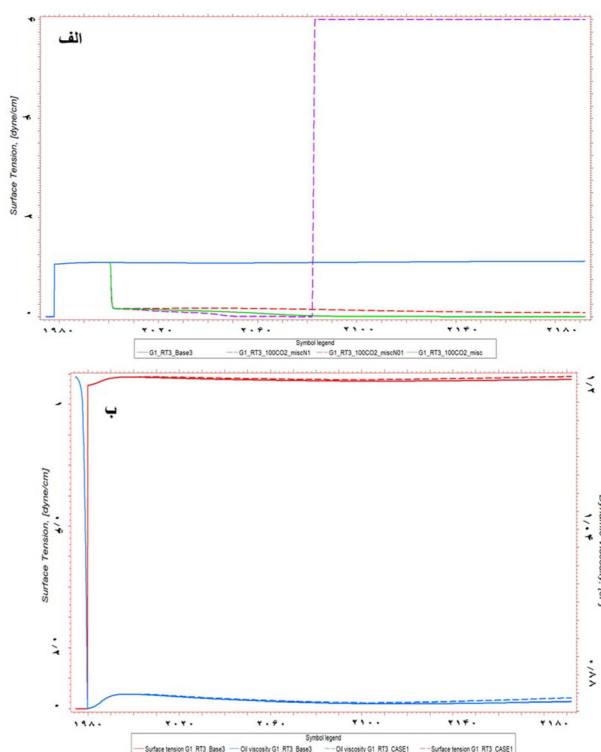
مشخصات دو سیال نفت و گاز به هم نزدیک شده و تنش میان رویه تا حد زیادی کاهش می‌یابد (شکل ۲۰-الف). این کاهش در مقابل روند منحنی گاز تعادلی نشان دهنده عدم فعال شدن عمده مکانیسم کاهش تنش میان رویه در گار تعادلی می‌باشد. همچنین تغییرات ضریب N در معادله افت تنش میان رویه [۲۳]

برای درک بهتر مکانیزم‌های حاکم در عملکرد روش‌های گاز پایه، تغییرات خواص سیال از جمله تنش میان رویه، ویسکوزیته و دانسیته در شبکه‌های مشخص شده بررسی خواهد شد (شکل ۱۹).

نتایج بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که با تزریق گاز دی‌اکسیدکربن، این گاز به مقدار زیادی در نفت حل شده و باعث کاهش گرانیوی نفت می‌شود. از طرفی به دلیل وجود پدیده تبخیر



شکل ۱۹ چینش شبکه‌های شاخص در نقشه توزیع اشباع اولیه نفت در ماتریس و شکاف در زمان شروع ازدیاد برداشت گاز پایه



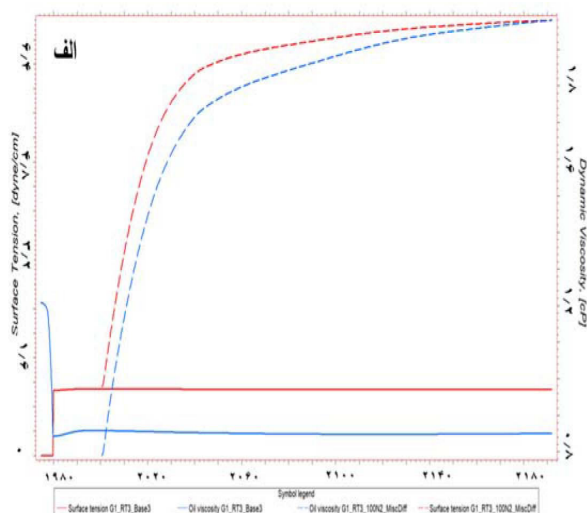
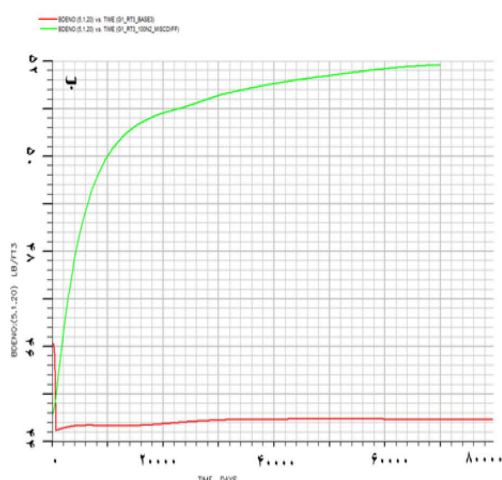
شکل ۲۰ تغییرات تنش میان رویه در الف: تزریق گاز تعادلی و دی‌اکسیدکربن، ب: گاز تعادلی و گاز پایه در سلول (۵-۱-۵)

و دلیل اصلی آن انتقال جرم اجزا سبک نفت به گاز و در نتیجه منجر به جریان شدن نفت از اجزا سبک و سنگینی آن می‌گردد.

با در نظر گرفتن مجموع مکانیسم‌های ریزش گرانشی، تبخیر، انتقال جزئی ترکیب و کاهش تنش میان رویه، میزان بازیافت نفت در شرایطی که گاز اشباع کننده شکاف ترکیبی از گاز تزریقی فعلی و تعادلی و یا نزدیک به آن باشد میزان بازیافت نفت نسبت به تزریق گاز نیتروژن موثرتر می‌باشد ولی اگر گاز اشباع کننده شکاف دی‌اکسیدکربن باشد، بازیافت نفت به شدت افزایش می‌یابد. مقایسه نتایج بازیافت روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در مدل تک بلوکه نشان می‌دهد تزریق دی‌اکسیدکربن بازیافت نفت بیشتری نسبت به بقیه روش‌ها ایجاد می‌کند و تولید نیز در این روش بسیار سریع‌تر از روش‌های تزریق گازهای تعادلی و غیر تعادلی است و در مدت زمان کوتاه‌تری میزان نفت بیشتری تولید می‌شود. هرچند، نتایج شبیه‌سازی مدل تک بلوکه به تنهایی نمی‌تواند به عنوان معیار مناسبی جهت مقایسه روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در نظر گرفته شود و نیاز است تمامی این روش‌ها در مدل پایلوت مورد بررسی قرار گیرند.

در شرایط امتزاجی و اثر آن بر روی نتایج شبیه‌سازی تزریق دی‌اکسیدکربن، در کنار مقدار پیش فرض ۰/۲۵، مقادیر ۱ و ۰/۰۱ نیز در شبیه‌سازی در نظر گرفته شد. در مقادیر N برابر ۱ یا نزدیک به آن، مقدار پارامتر درون‌یاب نمودار تراوایی نسبی کوچک شده و منحنی نفت به شرایط امتزاجی و نمودار ضربدری نزدیک می‌شود. در صورتیکه کاهش N به مقادیر کوچک و نزدیک به صفر باعث نزدیکی نمودار تراوایی نسبی نفت به شرایط غیر امتزاجی می‌شود. به منظور بررسی اثر تزریق گاز هیدروکربنی بر بازیافت نفت، ترکیب گاز تزریقی فعلی به مخزن به عنوان گاز تزریقی پایه انتخاب شد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که به دلیل نزدیکی ترکیب گاز تزریقی فعلی و گاز تعادلی، میزان حل شدن و انتقال جرم در این شرایط بسیار ناچیز است. در نتیجه تأثیر قابل توجهی بر روی گرانشی نفت و تنش میان‌رویه ندارد و در نهایت تفاوت زیادی در بازیافت نهایی این دو گاز دیده نمی‌شود (شکل ۲۰-ب).

نتایج متناظر تغییرات تنش میان رویه و نیز دانسیته نفت در شرایط تزریق گاز نیتروژن در شکل ۲۱ نشان داده شده است. نکته قابل توجه افزایش دانسیته نفت است که در شکل ۲۱-ب مشهود است



شکل ۲۱ الف: تغییرات تنش میان‌رویه، ب: دانسیته سیالات در تزریق گاز تعادلی و نیتروژن در سلول (۵-۱-۵۰)

مدل پایلوت

۶ منطقه پایلوت رتبه‌بندی شده EOR S&D و نیز توزیع شکاف به عنوان شاخص اصلی در شکل ۳-ب، تعیین شده است (شکل ۲۲-ب).

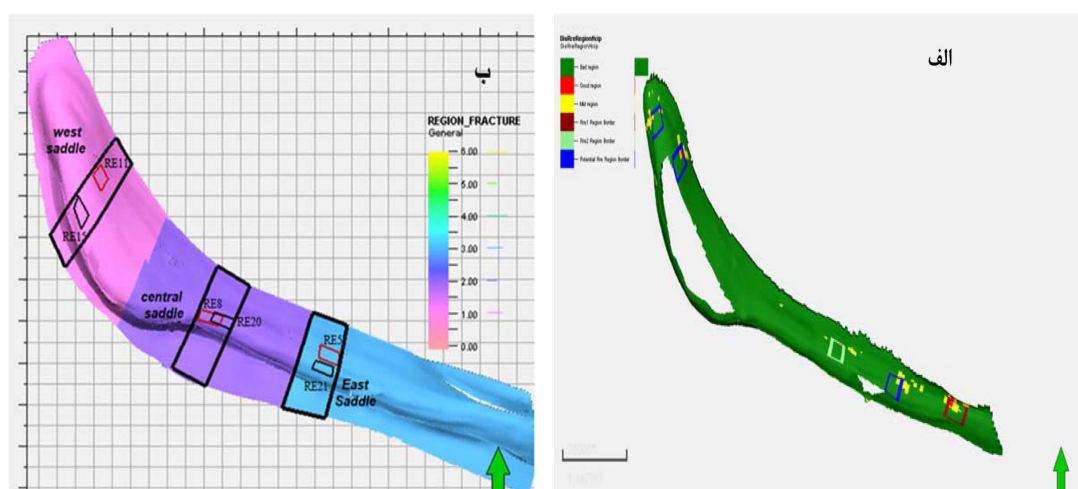
شبیه‌سازی سیال ترکیبی

چالش مهم دیگر در قسمت شبیه‌سازی سیال می‌باشد که بر اساس آن بتوان شبیه‌سازی ترکیبی معتبری به همراه داشت. دلیل اصلی این چالش گرادیان فشار اشباع بالا در گستره ستون نفتی می‌باشد که با توجه به ماهیت شکافدار بودن مخزن و نیز همرفتی سیال توجیه اولیه‌ای ندارد. یکی از دلایل توجیهی برای تغییرات فشار اشباع سیال از ۲۲۰۰ psi الی ۳۵۰۰ psi تغییرات اجزا نفتی در گستره ستون نفتی از نزدیکی سطح تماس گاز و نفت اولیه (۷۰۰۰ ft) تا نزدیکی عمق مبنای اولیه مخزن (۷۶۰۰ ft) می‌باشد (شکل ۲۳). لازم بذکر است که داده‌های فشار استاتیک چاه گازی مشاهده‌ای نیز فشار ۳۸۰۰ psi در سطح تماس گاز و نفت را به همراه داشته است.

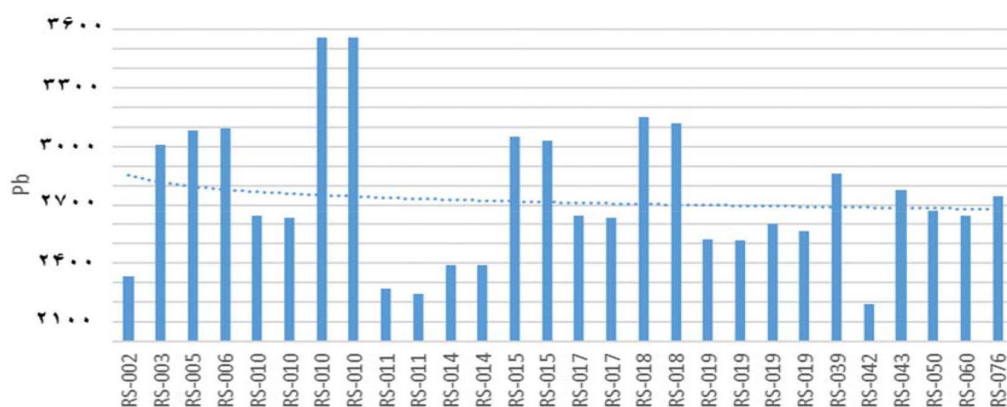
در این بخش نتایج شبیه‌سازی عددی مقیاس میدان برای روش‌های ازدیاد برداشت کاندیدا ارائه شده است. این نتایج در سه بخش عنوان شده است، اول انتخاب مناطق پایلوت، دومی ساخت مدل سیال ترکیبی سازگار با رفتار نسبت گاز به نفت تولیدی میدان و سومی نیز نتایج شبیه‌سازی عددی هر یک از روش‌های ازدیاد برداشت کاندیدا.

انتخاب پایلوت‌های میدانی

یکی از چالش‌های اصلی انتخاب پایلوت میدانی می‌باشد که بر اساس توزیع فضایی مناطق پایلوت ارائه شده توسط نرم‌افزار EOR S&D (شکل ۲۲-الف) و نیز تلفیق آن با ناحیه‌بندی شکل ۳-ب انجام شده است. در این بخش از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره فازی بر اساس شاخص‌های فاصله تا چاه‌های تولیدی، فاصله تا واحد بهره‌برداری و نزدیکی داده‌های استاتیکی هر پایلوت به متوسط هر ناحیه مخزنی شکل ۳-ب استفاده شده است. با توجه به نیاز شبیه‌سازی تمامی شبکه‌های در راستای عمق، ۳ منطقه پایلوت میدانی بر اساس



شکل ۲۲ الف: مناطق پایلوت نرم افزار EOR S&D، ب: سه پایلوت میدانی برگرفته از پایلوت‌های معرف انتخابی در نواحی شرقی، مرکزی و غربی (مستطیل‌های بزرگ مشکی رنگ)

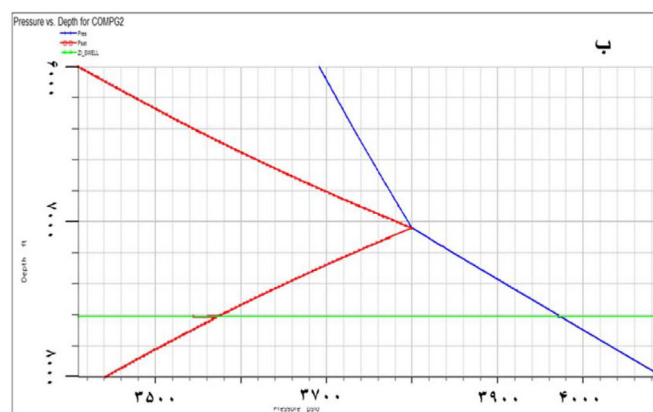
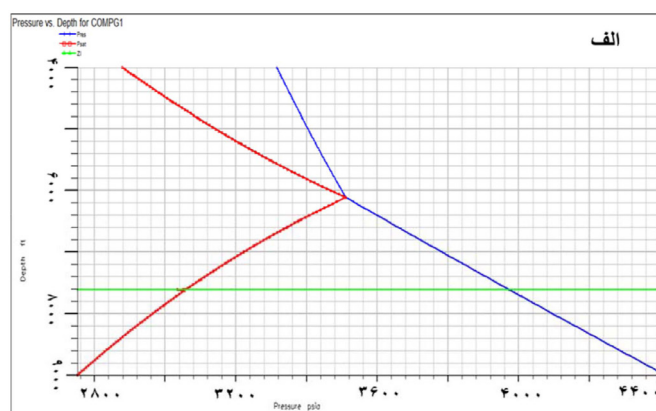


شکل ۲۳ مقادیر فشار اشباع نمونه‌های مختلف موجود در دمای ۱۸۵ °F

دو روش برای لحاظ تغییرات فشار اشباع در مدل سیال ترکیبی پیشنهاد می‌گردد. نخست استفاده

از مدل‌سازی گرادیان اجزا نفتی و دیگری متورم سازی سیال نفتی با گاز همراه. روش اول به دلیل عدم تطابق فشار اشباع گاز در سطح تماس نفت و گاز (حدود ۳۵۰۰ psi) با فشار استاتیک چاه گازی

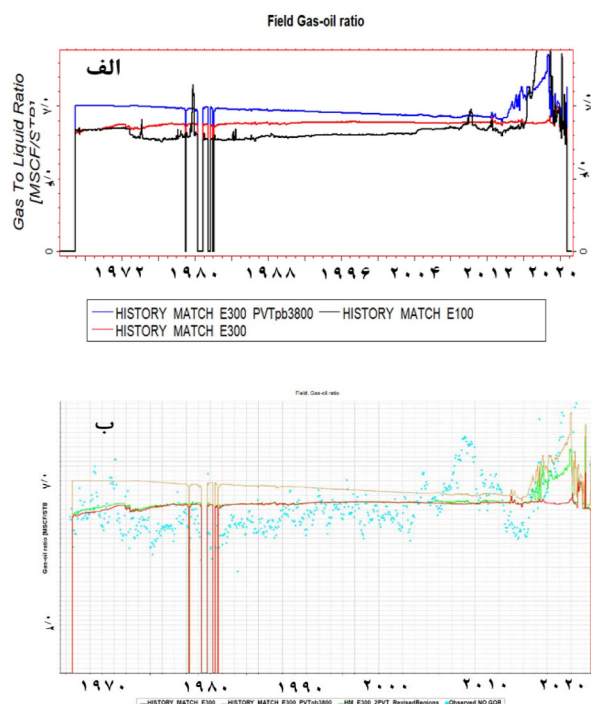
در صورت ترکیب ۱۳٪ مولی گاز همراه با نمونه نفت، فشار اشباع حدود ۳۸۰۰ psi حاصل می‌شود. بر این اساس مدل سیال ترکیبی تهیه گردید و در شبیه‌سازی ترکیبی مخزن استفاده شد.



شکل ۲۴ ساخت مدل سیال ترکیبی بر اساس روش الف: مدل‌سازی گرادیان اجزا نفتی، ب: متورم‌سازی سیال نفتی با گاز همراه

سیال متورم یا سیال با نسبت گاز به نفت بالا ($800 \text{ ft}^3/\text{bbl}$) اعمال می‌گردد و باقی ستون نفتی با مدل سیال مرسوم و غیر متورم با نسبت گاز به نفت پایین‌تر ($640 \text{ ft}^3/\text{bbl}$) مدل گردیده است. همان‌طور که در **شکل ۲۵-ب** مشاهده می‌گردد نتیجه شبیه‌سازی عددی با روش مدل‌سازی دو سیال نتایج منطقی‌تر و سازگارتری با داده‌های واقعی گاز به نفت تولیدی به همراه داشته است. بر این اساس در شبیه‌سازی میدانی روش‌های ازدیادبرداشت کاندیدا در پیلوت‌های میدانی از مدل سیال دوگانه استفاده شده است.

در **شکل ۲۵-الف** نتایج شبیه‌سازی میدانی مربوط به این مدل سیال با مدل نفت سیاه و مدل ترکیبی تهیه شده بدون در نظرگیری فشار اشباع در سطح تماس گاز و نفت (3800 psi) مقایسه شده است. به جز در سال‌های ۲۰۱۶ و ۲۰۱۷، مربوط به چند چاه خاص، میزان گاز به نفت تولیدی در حدود $800 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ می‌باشد که این نتیجه با داده‌های تولیدی نفت و گاز واقعی میدان تا قبل از افزایش نسبت گاز به نفت در تناقض است (**شکل ۲۵-ب** در سال‌های ۱۹۶۵ الی ۲۰۱۳ میلادی). برای رفع این مشکل از ایده دو مدل سیال استفاده گردید که در آن به فاصله ۱۰۰ m زیر سطح تماس گاز و نفت مدل

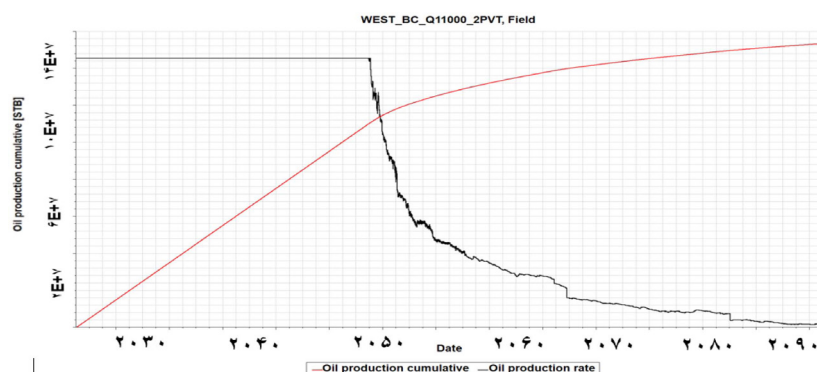


شکل ۲۵ مقایسه نتایج شبیه‌سازی مقایس میدانی GOR در مدل‌های الف: سیال یگانه متورم (منحنی قرمز رنگ) و ب: سیال دوگانه متورم و غیر متورم (منحنی سبز رنگ) با داده‌های GOR مشاهده‌ای

مدل مفهومی، برنامه‌ی تولید طبیعی با ۱۸ چاه موجود و دبی 11000 bbl/D طی ۷۰ سال اجرا شده است. شرایط اولیه فشار و اشباع سیالات مطابق با انتهای تطابق تاریخچه در سال ۲۰۲۱ قرار داده شده است. میزان تولید تجمعی نفت تا سال ۲۰۹۰ در برنامه‌ی تولید طبیعی مطابق **شکل ۲۶**، $153/014$ میلیون بشکه می‌باشد و بازده تولید نفت در این برنامه $12/5\%$ می‌باشد.

برنامه‌های ازدیادبرداشت مقیاس پیلوت میدانی

در ابتدا یادآور می‌شود که هر یک از پیلوت‌های غربی، مرکزی و شرقی میدانی دربرگیرنده‌ی مقطعی از گستره ناحیه‌ای میدان و نیز دربرگیرنده کامل گستره عمقی می‌باشند. همچنین شیب موجود در زمین‌شناسی منطقه در این مدل‌ها به خوبی نمایان و نیز قابلیت استفاده از داده‌های ناحیه غالب



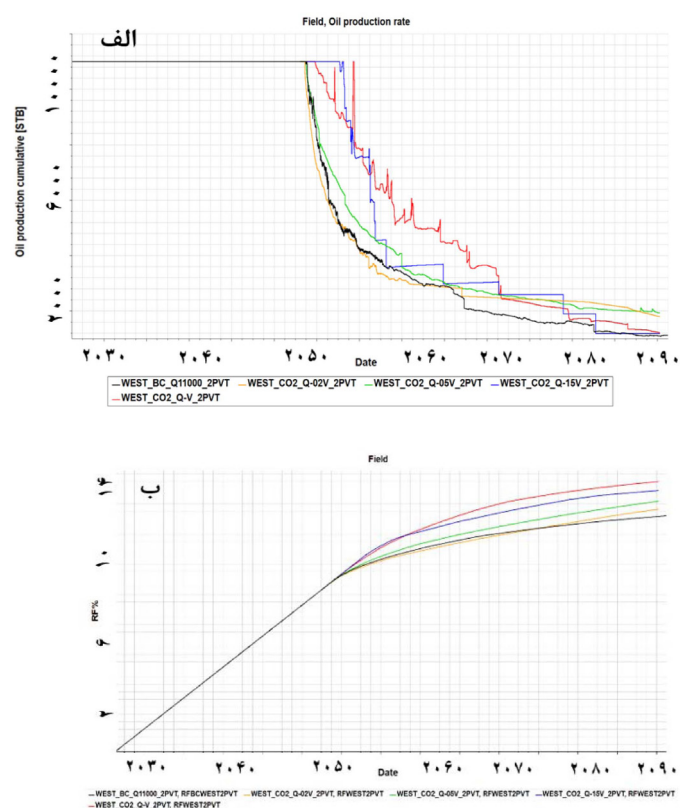
شکل ۲۶ دبی روزانه تولید و میزان تولید تجمعی نفت در برنامه تولید طبیعی با چاه‌های موجود و دبی هدف ۱۱۰۰۰ بشکه در روز

میزان دبی روزانه و درصد بازده تولیدی را برای برنامه‌های تزریق گاز دی‌اکسیدکربن با Voidage‌های متفاوت در مقایسه با تولید طبیعی نشان می‌دهد. نمودار مشکی مربوط به برنامه‌ی پایه یا تولید طبیعی می‌باشد، همچنین رنگ‌های نارنجی و سبز به ترتیب نشان دهنده نتایج مربوط به برنامه‌هایی با نسبت تزریق به تولید ۰/۲ و ۰/۵ می‌باشند در حالی که نسبت تزریق به تولید برابر با ۱ با رنگ قرمز و ۱/۵ با رنگ آبی مشخص شده است. به دلیل بزرگی گنبد گازی و قدرت توزیع شکاف در پایلوت میدانی و همچنین افزایش سریع اشباع گاز دی‌اکسیدکربن به دلیل چگالی این گاز، حرکت آن از طریق شبکه شکاف به سمت چاه‌های تولیدی به نسبت سریع بوده و نهایتاً با رسیدن به میزان محدودیت GOR اقتصادی چاه‌های تولیدی بسته می‌شوند. در برنامه تزریق دی‌اکسیدکربن افزایش میزان حجم تزریق تا نسبت تزریق به تولید برابر اثر مطلوبی بر تولید نفت دارد و پس از آن با افزایش نسبت تزریق به دلیل زودتر گازی شدن چاه‌ها، و رسیدن آن‌ها به میزان محدودیت GOR و بسته شدنشان، کاهش تولید را خواهیم داشت. بنابراین برنامه تزریق گاز دی‌اکسیدکربن با نسبت تزریق به تولید برابر با یک بیشترین بازده تولید نفت برابر با ۱۴/۴٪ را سبب می‌شود که حدود ۲٪ نسبت به برنامه تولید طبیعی افزایش داشته است. **شکل ۲۸** و **شکل ۲۹** نتایج متناظر با روش‌های تزریق نیتروژن و گاز هیدروکربوری را نشان می‌دهد.

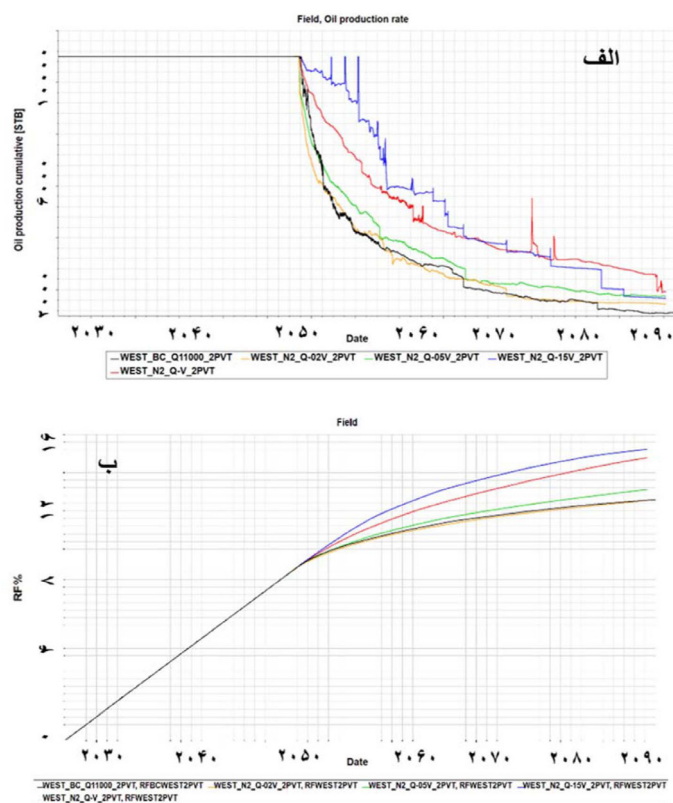
در برنامه‌های ازدیادبرداشت، تزریق از سال ۲۰۴۸ در انتهای دوره زمانی تثبیت تولید طبیعی پایه شروع شده است. بنابراین برای برنامه‌های ازدیادبرداشت، ۱۷ سال ابتدایی تولید پایلوت به صورت تخلیه طبیعی بوده است. با توجه به داده‌های استخراج شده روش‌های کاندیدا ازدیادبرداشت در مدل تک بلوکه، گازهای دی‌اکسیدکربن، هیدروکربوری و نیتروژن به عنوان کاندیدا تزریق عنوان شده‌اند.

روش‌های گاز پایه

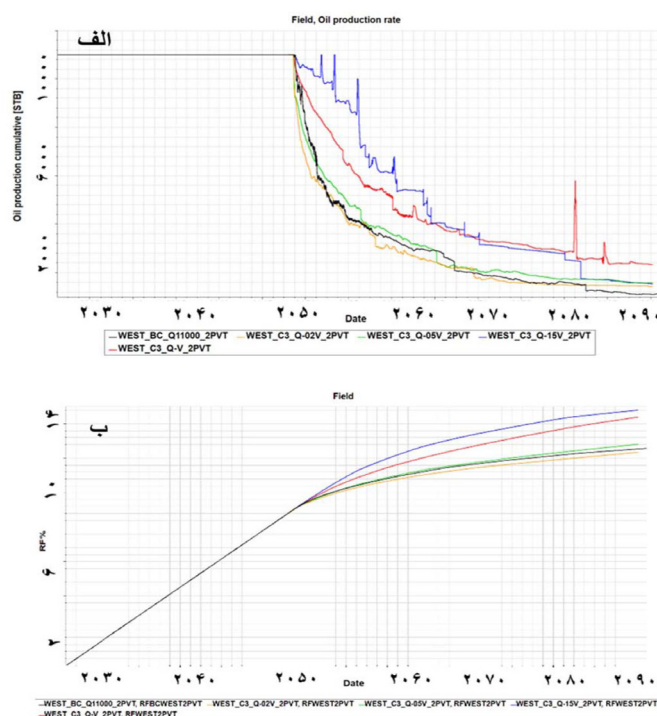
برای انجام حساسیت‌سنجی بر میزان سیال تزریقی، نسبت حجم تزریق به تولید برابر با اعداد ۰/۲، ۰/۵، ۱ و ۱/۵ در برنامه‌های مختلف در نظر گرفته شد. در این برنامه‌ها تولید از ۱۸ چاه موجود و تزریق گاز از دو چاه تزریقی، از سال ۲۰۴۸ یعنی انتهای Plateau در تولید طبیعی، انجام می‌شود. در برنامه‌های تزریق گاز، آغازسازی مدل شبیه‌سازی تزریق گاز به روش Enumeration با لحاظ کردن میزان فشار نفت همچنین اشباع آب و گاز در سال ۲۰۴۸ و همچنین پارامترهای XMF و YMF که جزء مولی سیال مخزن در حالت مایع و گاز می‌باشند، خروجی گرفته شده از اجرای برنامه پایه، به عنوان شرایط اولیه، در ماتریس و شکاف، انجام گرفته است. محدودیت برنامه‌های تزریق بر اساس نسبت گاز به نفت SCF/STBD ۵۰۰۰ و نسبت آب به نفت ۴۰٪ بوده است. همچنین حداقل فشار ته‌چاهی تولیدی برابر با ۲۹۰۰ psi و حداکثر فشار چاه تزریقی ۴۰۱۶ psi برابر با فشار اولیه تعیین شده است. **شکل ۲۷**



شکل ۲۷ الف: دی، ب: درصد بازده تولید نفت در برنامه‌های مختلف تزریق گاز دی‌اکسیدکربن برای نسبت‌های تزریق به تولید متفاوت ۱، ۱/۵، ۰/۵ و ۰/۲ در مقایسه با تولید طبیعی



شکل ۲۸ الف: دی، ب: درصد بازده تولید نفت در برنامه‌های مختلف تزریق گاز نیتروژن برای نسبت‌های تزریق به تولید متفاوت ۱، ۱/۵، ۰/۵ و ۰/۲ در مقایسه با تولید طبیعی



شکل ۲۹ الف: دبی، ب: درصد بازده تولید نفت در برنامه‌های مختلف تزریق گاز غنی شده با پروپان برای نسبت‌های تزریق به تولید متفاوت ۱، ۱/۵، ۰/۵ و ۰/۲ در مقایسه با تولید طبیعی

در برنامه‌های تزریق گاز غنی شده با پروپان نیز افزایش میزان حجم تزریق اثر مطلوبی بر تولید نفت دارد و برنامه‌ی تزریق گاز غنی شده با پروپان با نسبت تزریق به تولید برابر با ۱/۵ همانند نیتروژن بیشترین بازده تولید نفت برابر با ۱۴/۸٪ را سبب می‌شود که افزایش ۲/۳٪ نسبت به برنامه‌ی تولید طبیعی داشته است.

نتایج حاصل از شبیه‌سازی برنامه‌های مختلف تزریق گاز در پایلوت میدانی با نسبت‌های تزریق به تولید متفاوت و از سال ۲۰۴۸ در ادامه‌ی فرآیند تولید طبیعی از سال ۲۰۲۱ الی ۲۰۴۸، در جدول ۸ قابل مقایسه می‌باشد.

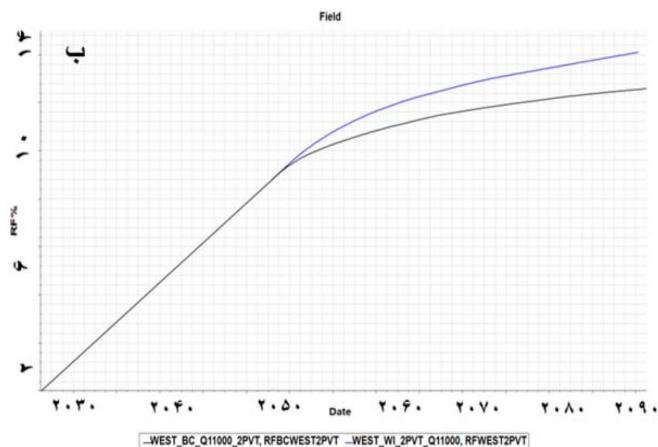
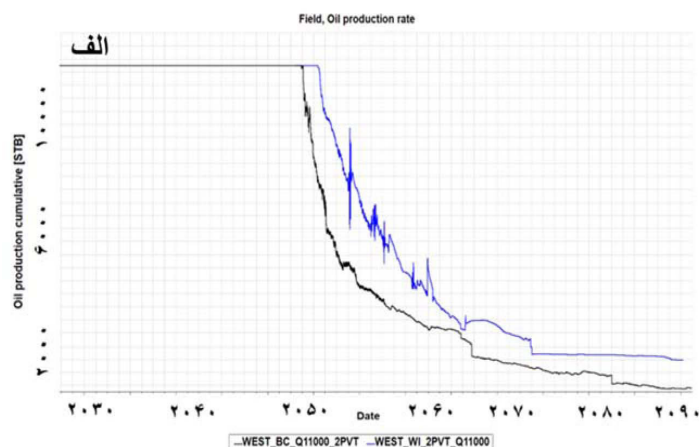
روش‌های آب پایه

تزریق آب توسط طراحی دو چاه افقی در ناحیه آبرزده‌ی مدل و تولید از ۱۸ چاه موجود در این مدل، شبیه‌سازی و اجرا گردید. شکل ۳۰ میزان دبی روزانه‌ی نفت تولیدی و بازده آن را در برنامه تزریق آب با حجم جایگزین برابر با نفت تولیدی در مقایسه با برنامه تولید طبیعی نشان می‌دهد.

در برنامه‌های تزریق گاز نیتروژن نیز مانند دی‌اکسیدکربن، افزایش میزان حجم تزریق اثر مطلوبی بر تولید نفت دارد و برنامه تزریق گاز نیتروژن با نسبت تزریق به تولید برابر با ۱/۵ بیشترین بازده تولید نفت برابر با ۱۵/۲٪ را سبب می‌شود که افزایش ۲/۷٪ نسبت به برنامه تولید طبیعی داشته است و در رده بالاتری نسبت به دی‌اکسیدکربن و گاز هیدروکربوری قرار می‌گیرد. علت چنین مسئله‌ای فعال‌تر شدن مکانیسم ریزش ثقلی به دلیل سنگین‌تر شدن نفت و در نتیجه بیشتر شدن تفاوت دانسیته نفت و گاز می‌باشد. در حالیکه مکانیسم کاهش تنش میان رویه دی‌اکسیدکربن در مقابل افزایش ریزش ثقلی نیتروژن در مقیاس میدانی اثرگذاری کمتری داشته است. این موضوع بر خلاف نتیجه مدل تک بلوکه می‌باشد که علت اصلی آن اثرات تزریق از طریق شبکه شکاف می‌باشد که اجازه فعال‌تر شدن بیشتر مکانیسم کاهش تنش میان رویه را در مقابل ریزش ثقلی نمی‌دهد.

جدول ۸ نتایج شبیه‌سازی در برنامه‌های بهینه‌ی تزریق گاز پایلوت غربی تا سال ۲۰۹۰

	برنامه‌های تزریق گاز در مدل غربی	تولید تجمعی نفت (میلیون بشکه)	بازیافت نفت (%)
۱	برنامه‌ی پایه تولید طبیعی	۱۵۳/۰۱۴	۱۲/۵
۲	تزریق گاز CO_2 و Voidage0.2	۱۵۷/۶۴۸	۱۲/۹۳
۳	تزریق گاز CO_2 و Voidage0.5	۱۶۲/۹۲۸	۱۳/۳۶
۴	تزریق گاز CO_2 و Voidage1	۱۷۵/۶۳۳	۱۴/۴۱
۵	تزریق گاز CO_2 و Voidage1.5	۱۶۹/۹۱۱	۱۳/۹۳
۶	تزریق گاز N_2 و Voidage0.2	۱۵۲/۹۰۲	۱۲/۵۴
۷	تزریق گاز N_2 و Voidage0.5	۱۵۹/۸۷۷	۱۳/۱۱
۸	تزریق گاز N_2 و Voidage1	۱۸۰/۱۱۱	۱۴/۷۷
۹	تزریق گاز N_2 و Voidage1.5	۱۸۵/۶۴۱	۱۵/۲۳
۱۰	تزریق گاز غنی شده با C_3 و Voidage0.2	۱۵۰/۶۲۸	۱۲/۳۵
۱۱	تزریق گاز غنی شده با C_3 و Voidage0.5	۱۵۶/۳۰۲	۱۲/۸۲
۱۲	تزریق گاز غنی شده با C_3 و Voidage1	۱۷۵/۵۰۴	۱۴/۳۹
۱۳	تزریق گاز غنی شده با C_3 و Voidage1.5	۱۸۰/۴۲۹	۱۴/۸۰

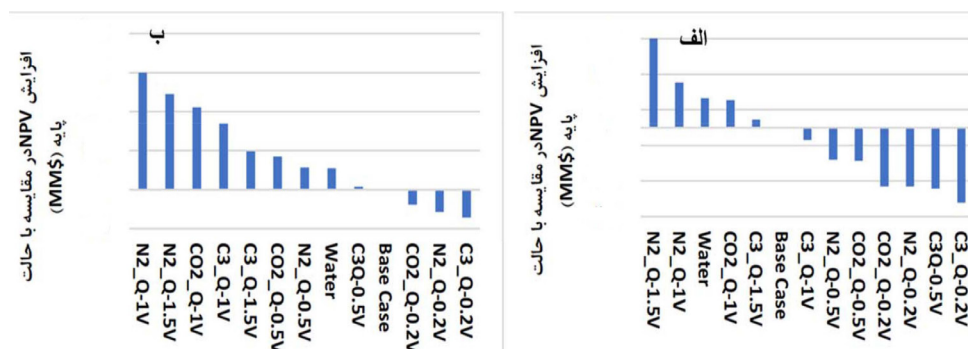


شکل ۳۰ الف: دبی، ب: درصد بازده تولید نفت در برنامه‌ی تزریق آب برای نسبت تزریق به تولید ۱ در مقایسه با تولید طبیعی

عنوان روش بهینه فنی اقتصادی مشخص گردیده است. با توجه به اهمیت نحوه توزیع شکاف و نیز وجود بخش‌هایی از مخزن که توسعه شکاف کمتری دارند (پایلوت مرکزی)، نتایج متناظر برنامه‌های ازدیادبرداشت در **جدول ۹** نشان داده شده است. بهینه‌ترین حالت فنی روش تزریق گاز مربوط به برنامه تزریق گاز غنی پروپان با نسبت حجم تزریق ۱/۵ می‌باشد و حدود ۱۳٪ میزان بازده تولید را نسبت به برنامه‌ی تولید طبیعی افزایش داده است. و بازده تولید نفت را در این مدل به ۲۴/۱٪ رسانده است.

تولید تجمعی نفت در انتهای شبیه‌سازی یعنی سال ۲۰۹۰ از میزان ۱۵۳/۰۱۴ میلیون بشکه در برنامه تولید طبیعی به میزان ۱۷۱/۷ میلیون بشکه در برنامه تزریق آب افزایش یافته است. میزان بازده نفت نیز در برنامه‌ی تزریق آب به ۱۴/۰۸٪ رسیده است که حدود ۲٪ نسبت به برنامه تولید طبیعی زیاد شده است.

شکل ۳۱-الف نیز میزان افزایش درآمد تجمعی هر برنامه ازدیادبرداشت نسبت به برنامه پایه را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است برنامه تزریق نیتروژن با نسبت حجم تزریق به تولید ۱/۵ به



شکل ۳۱ مقدار تجمعی ارزش خالص کنونی برنامه‌های ازدیاد برداشت در راست: پایلوت غربی با توسعه شکاف قوی، چپ: پایلوت مرکزی میدان با توسعه شکاف ضعیف‌تر

جدول ۹ نتایج شبیه‌سازی در برنامه‌های تزریق گاز و آب تا سال ۲۰۹۰ در پایلوت مرکزی

	برنامه‌های تزریق گاز در مدل غربی	تولید تجمعی نفت (میلیون بشکه)	بازیافت نفت (%)
۱	برنامه‌ی پایه تولید طبیعی	۵۳/۸۳	۱۱/۱
۲	تزریق گاز CO ₂ و Voidage0.2	۴۹/۸۷	۱۰/۲۸
۳	تزریق گاز CO ₂ و Voidage0.5	۶۴/۰۸۹	۱۳/۲۱
۴	تزریق گاز CO ₂ و Voidage1	۱۰۳/۸۷	۲۱/۴۱
۵	تزریق گاز CO ₂ و Voidage1.5	۹۱/۸۹	۱۸/۹۴
۶	تزریق گاز N ₂ و Voidage0.2	۴۸/۶۶	۱۰/۰۳
۷	تزریق گاز N ₂ و Voidage0.5	۶۰/۰۵	۱۲/۳۸
۸	تزریق گاز N ₂ و Voidage1	۱۱۲/۹۶	۲۳/۲۹
۹	تزریق گاز N ₂ و Voidage1.5	۱۰۴/۲۲	۲۱/۴۹
۱۰	تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage0.2	۴۷/۸۸	۹/۸
۱۱	تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage0.5	۵۵/۸۵	۱۱/۵
۱۲	تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage1	۱۰۶/۷	۲۲
۱۳	تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage1.5	۱۱۶/۹	۲۴/۱
۱۴	تزریق آب و Voidage1	۷۱/۹۴	۱۴/۸۳

استفاده شده است.

• دیگر چالش مهم در شبیه‌سازی ازدیادبرداشت مخازن شکاف‌دار با کلاهدک گازی حجیم اولیه، تعیین مدل سیال ترکیبی معتبر برای هر دو ناحیه نزدیک سطح تماس گاز/نفت و عمق مبنای نفتی می‌باشد تا بتوان گرادیان تغییرات فشار اشباع سیال نفتی به درستی در گستره عمقی مخزن تعیین گردد که با ارائه روش مدل‌سازی سیال دوگانه تا حدود زیادی در این مطالعه حل گردید.

• روش برتر فنی در ازدیادبرداشت این مطالعه در مناطق با توسعه شکاف قوی‌تر، تزریق نیتروژن به دلیل فعال‌سازی مکانیسم انتقال جرمی اجزا سبک نفتی به گاز و افزایش دانسیته آن می‌باشد که در اثر آن مکانیسم جدایش ثقلی فعال‌تر می‌گردد. از سوی دیگر در مناطق با توسعه شکاف ضعیف‌تر، برنامه تزریق گاز غنی پروپان با نسبت حجم تزریق ۱/۵ به دلیل فعال شدن مکانیسم‌های ازدیادبرداشتی تزریق گاز از جمله کاهش تنش میان رویه روش برتر فنی می‌باشد.

• نتایج مطالعات اقتصادی نشان می‌دهد که به دلیل هزینه بالای تامین گاز غنی از پروپان، روش تزریق نیتروژن با نسبت حجم تزریق ۱/۵ را به عنوان روش برتر فنی-اقتصادی در هر دو بخش با توسعه شکاف متفاوت مخرنی می‌توان عنوان نمود.

• از مقایسه عددی میزان بازیافت روش‌های ازدیادبرداشت می‌توان دریافت که در مخازن با رانش گازی کلاهدک حجیم، تنها در بخش‌های با توسعه شکاف کمتر می‌توان توقع افزایش برداشت بالای روش‌های آب پایه و گاز پایه را به همراه داشت و سایر مناطق با توجه به میزان بازده کمتر روش‌های ازدیادبرداشت، می‌توانند کاندیدای روش‌های ارتقا برداشتی از جمله تعمیرات چاه در اثر نسبت گاز به نفت بالا باشند.

دلیل اصلی این افزایش، اثر فعال شدن مکانیسم‌های ازدیادبرداشتی تزریق گاز از جمله کاهش تنش میان رویه در این پیلوت می‌باشد. همچنین وجود شبکه شکاف ضعیف باعث عملکرد بهتر جاروب حجمی روش‌های گاز پایه شده است. مطالعات اقتصادی با توجه به هزینه بالای تامین گاز غنی از پروپان، روش تزریق نیتروژن با نسبت حجم تزریق ۱/۵ را به عنوان روش برتر فنی-اقتصادی عنوان می‌نماید (شکل ۳۱-ب).

نتیجه‌گیری

بر اساس شبیه‌سازی عددی روش‌های ازدیاد برداشت در مقیاس پیلوت میدانی و استفاده از پارامترهای به‌دست آمده از مدل تک بلوکه، نتایج ذیل از غربال‌گری پیشرفته حاصل شده است:

• یکی از روش‌های کارآمد در بررسی روش‌های ازدیادبرداشت تقسیم‌بندی مخازن شکاف‌دار به دو بخش آب‌روفته و گاز روفته به عنوان ناحیه بین سطح تماس اولیه و جدید آب/نفت و گاز/نفت می‌باشد تا بتوان به بررسی هندسه شبکه شکاف بر عملکرد روش‌های ازدیادبرداشتی و نیز تعیین میزان بهینه نفت باقی مانده در ماتریس دست یافت.

• یکی از چالش‌های اصلی در شبیه‌سازی ازدیادبرداشت میدانی، انتخاب پیلوت‌های میدانی می‌باشد که در این مطالعه بر اساس توزیع فضایی مناطق پیلوت ارائه شده توسط نرم افزار EOR S&D و تلفیق آن با ناحیه‌بندی مدل تک بلوکه و بر اساس توزیع شکاف انجام شده است. در این بخش از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره فازی بر اساس شاخص‌های فاصله تا چاه‌های تولیدی، فاصله تا واحد بهره‌برداری و نزدیکی داده‌های استاتیکی هر پیلوت به متوسط هر ناحیه مخرنی

مراجع

- [1]. Manrique, E. J., Muci, V. E., & Gurfinkel, M. E. (2007). EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(06), 667-686. <https://doi.org/10.2118/100063-PA>
- [2]. Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., & Alvarado, V. (2010, April). EOR: current status and opportunities. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-130113). SPE. doi.org/10.2118/130113-MS
- [3]. Mogensen, K., & Masalmeh, S. (2020). A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107889. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107889
- [4]. Nelson, R. A. (1985). *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs* (Vol. 1). Gulf Professional Publishing.
- [5]. Allan, J., & Sun, S. Q. (2003, October). Controls on recovery factor in fractured reservoirs: lessons learned from 100 fractured fields. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-84590). SPE. doi.org/10.2118/84590-MS
- [6]. Moreno, J. E., Gurpinar, O., & Liu, Y. (2015, August). A Holistic approach to EOR screening in dual-porosity naturally fractured reservoirs. In *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference* (p. D011S003R004). SPE. <https://doi.org/10.2118/174577-MS>
- [۷]. پروازدوانی م.، مطهری سید م. و گلقدشتی ح. (۱۳۹۶). طراحی پایلوت ازدیاد برداشت- چالش‌ها و راهکارها ماهنامه اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۴۷، ۱۴۷. doi: magiran.com/p1749611
- [8]. Motahhari, S. M., Rafizadeh, M., Pishvaie, S. M. R., & Ahmadi, M. (2021). An integrated Shannon Entropy and reference ideal method for the selection of enhanced oil recovery pilot areas based on an unsupervised machine learning algorithm. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, 76, 82. doi.org/10.2516/ogst/2021061.
- [9]. Teletzke, G. F., Wattenbarger, R. C., & Wilkinson, J. R. (2010). Enhanced oil recovery pilot testing best practices. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(01), 143-154. doi.org/10.2118/118055-PA.
- [10]. Sheng, J. J. (2017). Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 654-665. doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022.
- [11]. Cao, A., Stephenson, T., Jobling, R., & Baker, R. (2014). Re-Fracturing and Water Flooding Western Canada Tight Oil Reservoir Horizontal Wells. *GeoConvention*.
- [12]. Parvazdavani, M., Movaghar, M. R. K., & Dehghani, S. A. M. (2022). Low salinity water flooding: Evaluating the effect of salinity on oil and water relative permeability curves using coupling of DLVO and geochemical reactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110677. doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110677
- [13]. Todd, H. B., & Evans, J. G. (2016). Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation. In *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium* (pp. SPE-180270). SPE. doi.org/10.2118/180270-MS.
- [14]. Parvazdavani, M., & Khorsand Movaghar, M. R. (2023). Prediction of electrostatic properties of reservoir rock in low salinity water injection into carbonate reservoirs. *Scientific Reports*, 13(1), 8782.
- [15]. Wang, X., Luo, P., Er, V., & Huang, S. (2010). Assessment of CO₂ flooding potential for Bakken formation, Saskatchewan. In *SPE Canada Unconventional Resources Conference?* (pp. SPE-137728). SPE. doi.org/10.2118/137728-MS.
- [16]. Gamadi, T.D. Sheng, J.J. Soliman, M.Y. Menouar, H. Watson, M.C. Emadibaladehi, H. (2014) An experimental study of cyclic CO₂ injection to improve shale oil recovery, SPE-169142-MS. doi.org/10.2118/137728-MS.
- [17]. Vicencio, O. A. (2007). Nitrogen injection into naturally fractured reservoirs. The University of Texas at Austin.
- [18]. Manrique, E. J., Muci, V. E., & Gurfinkel, M. E. (2007). EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(06), 667-686. doi.org/10.2118/100063-PA.
- [19]. Pooladi-Darvish, M., & Firoozabadi, A. (2000). Cocurrent and countercurrent imbibition in a water-wet matrix block. *Spe Journal*, 5(01), 3-11. <https://doi.org/10.2118/38443-PA>.
- [20]. Di Donato, G., Tavassoli, Z., & Blunt, M. J. (2006). Analytical and numerical analysis of oil recovery by gravity drainage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54(1-2), 55-69. doi.org/10.1016/j.petrol.2006.08.002.
- [21]. Salehi, M. (2009). Enhancing the spontaneous imbibition process in naturally fractured reservoirs through wettability alteration using surfactants: mechanistic study and feasibility of using biosurfactants produced from agriculture waste streams (Doctoral Dissertation, University of Kansas), Submitted to the graduate degree program in Chemical & Petroleum Engineering and the Graduate Faculty of the University of Kansas School

of Engineering in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy, University of Kansas, The USA, 192-1.

[22]. Chang, Y. B., Coats, B. K., & Nolen, J. S. (1996, March). A compositional model for CO₂ floods including CO₂ solubility in water. In SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference (pp. SPE-35164). SPE. doi. org/10.2118/35164-MS

[23]. Schlumberger, Miscibility and surface tension effects chapter, technical manual of eclipse, P.193, 2018.1