



# Comparison and Simulation of Various Methods for Increasing Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs Using Water-Based Techniques through the Single Block Method

Alireza Tajik mansouri, Mohammad Parvazdavani\*, Shima Ebrahimzadeh, Shahab Gerami & Faramarz Nasirzade

Reservoir Studies Research Institute, Upstream Section, Research institute of petroleum industry (RIPI), Tehran, |Iran

parvazdavanim@ripi.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5341.3378

Received: December 26, 2023

Accepted: October 09, 2024

## Introduction

The effective forces in the imbibition process include positive capillary forces, negative capillary forces, and gravitational forces, which lead to the phenomena of spontaneous and forced imbibition [1]. When a significant positive capillary pressure exists—typically generated in fine pores—the spontaneous imbibition phenomenon results in considerable oil production. In forced imbibition (gravity drainage), gravitational forces increase with the height of the block and can overcome the negative capillary force (the resisting capillary force), thereby enhancing oil production [2, 3].

Carbonate rocks are generally mixed-wet or oil-wet. In mixed-wet conditions, at positive capillary pressures (low water saturations), capillary forces contribute to oil production through spontaneous imbibition, increasing recovery and accelerating production. However, at negative capillary pressures (high water saturations), these forces act as a resistance to production; yet, if sufficient driving forces (e.g., gravity) are present, they can overcome the resisting forces (negative capillarity) and improve oil recovery [4]. As water saturation in the matrix increases and capillary pressure becomes negative, the forced imbibition (gravity drainage) phenomenon becomes dominant, and the role of negative capillary forces becomes more significant. In oil-wet conditions, the influence of positive capillary forces is greatly

reduced, and spontaneous imbibition has little effect on oil production. Consequently, negative capillary and gravitational forces gain greater importance in production from these reservoirs [5, 6].

## Methodology

A conceptual single-block model was constructed corresponding to the water-invaded zone of a giant carbonate reservoir in southern Iran. The block represents a typical matrix element surrounded by high-porosity, high-permeability fracture cells. To maintain numerical stability and appropriately represent rapid oil transport away from the matrix, the fracture cells were assigned significantly larger pore volumes relative to the matrix.

Two fluid domains—matrix (oil-bearing) and fracture (water-bearing)—were modeled using dual-equilibrium regions. The matrix block was fully immersed in injected water to allow simulation of both spontaneous imbibition (positive capillary pressure) and forced imbibition (negative capillary pressure). Dynamic changes in wettability and transport properties were implemented for LSW and surfactant flooding using interpolation between high-salinity/oil-wet and low-salinity/water-wet capillary pressure and relative permeability curves.

The rock and fluid properties, including porosity, anisotropic permeability, PVT parameters, and brine chemistry, were derived from laboratory and field

data. For carbonated water injection, CO<sub>2</sub> dissolution in water and crude oil, along with oil swelling and viscosity reduction, were modeled using available ECLIPSE correlations.

Each EOR method was simulated under two scenarios:

1. **Secondary mode** – injection into an oil-saturated block.

2. **Tertiary mode** – injection after complete spontaneous imbibition by formation water.

Sensitivity analyses were performed on:

- Relative permeability interpolation parameters
- Capillary pressure scaling
- Vertical matrix permeability
- Surfactant concentration and adsorption
- Diffusion coefficients (for CWI)

## Results

### Low-Salinity Waterflooding (LSW)

LSW performance proved strongly dependent on wettability alteration. Injecting seawater diluted 100-fold resulted in the widest improvement range.

Secondary LSW increased recovery up to 49.99%, compared to 40.95% from spontaneous imbibition by formation water. After 5 years—representing a more realistic operational timescale—the incremental recovery was only ~4–5%, due to extremely slow imbibition and gravity-driven flow.

Tertiary LSW yielded only ~3% additional recovery over 30–100 years.

So the key findings are:

- Recovery is dominated by gravity drainage, not capillary forces.
- Vertical permeability and the interpolation function for wettability change have the highest impact.
- Relative permeability and capillary pressure variations alone cause minimal change in final recovery.

Surfactant Flooding

Surfactant transport was limited by low fracture–matrix mass transfer and low matrix permeability. Surfactant concentrations ranged from 1,000 to 10,000 ppm based on published adsorption data.

• Secondary surfactant injection at 10,000 ppm provided up to 9.16% incremental recovery after very long simulation times.

• Tertiary surfactant injection produced an incremental increase of only ~2.7%, with noticeable changes appearing only after ~18 years.

So the key findings are:

- Only high surfactant concentrations meaningfully alter wettability.
- Relative permeability effects are negligible; adsorption and vertical permeability are critical.
- Limited penetration of surfactant into the matrix severely restricts effectiveness.

### Carbonated Water Injection (CWI)

CWI was modeled using dissolved CO<sub>2</sub> in injected water without considering wettability alteration (a known mechanism not supported directly by the simulator). Thus, results represent a conservative estimation.

• Secondary CWI showed almost no enhancement compared to formation-water imbibition.

• Tertiary CWI improved recovery from 39.18% to ~41.46%, a small gain.

So the key findings are:

- CO<sub>2</sub> dissolution reduces oil viscosity and causes mild swelling, but impact on matrix blocks in water-invaded fractured zones is limited.
- Gravity drainage remains slow, and mass transfer between fracture water and matrix oil is limited.

## Comparative Assessment

Process	Maximum Incremental Recovery (Tertiary)	Operational Feasibility	Governing Mechanisms
LSW	~4–5% (realistic) up to ~49% (theoretical, long-term)	High challenges due to long timescales	Wettability alteration, capillarity
Surfactant	~2.7%	Limited by adsorption and slow imbibition	Wettability alteration
CWI	~1–3%	Operationally simple but weak in fractured zones	Oil swelling & viscosity reduction

Across all methods, extremely slow counter-current flow (decades to centuries) prevents significant field-scale recovery within realistic project lifetimes.

## Conclusion

This study demonstrates that although water-based EOR methods may theoretically yield substantial incremental recovery in fractured carbonate matrix blocks, the actual operational gains within the lifespan of a reservoir are minimal. Low-salinity waterflooding

offers the highest potential but still remains constrained by slow imbibition kinetics, weak capillary forces in oil-wet matrices, and low vertical permeability.

Key insights include:

- Gravity drainage is the dominant mechanism, yet extremely slow.
- Matrix vertical permeability and wettability-alteration interpolation parameters have the greatest influence on performance.
- Surfactant and carbonated water injections offer only

marginal benefits in the studied reservoir conditions.

- Without strong wettability alteration and enhanced mass transfer, water-based EOR processes are economically unattractive in water-invaded fractured carbonate zones.

Overall, results emphasize the need for either accelerated imbibition mechanisms, fracture–matrix transfer enhancers, or alternative EOR technologies for meaningful oil recovery from such reservoirs.

### References

1. Aljuboori, F. A., Lee, J. H., Elraies, K. A., & Stephen, K. D. (2019). Gravity drainage mechanism in naturally fractured carbonate reservoirs; review and application. *Energies*, 12(19), 3699. doi.org/10.3390/en12193699.
2. Madani, M., & Alipour, M. (2022). Gas-oil gravity drainage mechanism in fractured oil reservoirs: surrogate model development and sensitivity analysis. *Computational Geosciences*, 26(5), 1323-1343.
3. An, S., Erfani, H., Godinez-Brizuela, O. E., & Niasar, V. (2020). Transition from viscous fingering to capillary fingering: Application of GPU-based fully implicit dynamic pore network modeling. *Water Resources Research*, 56(12), e2020WR028149. doi.org/10.1029/2020WR028149.
4. Erfani, H., Karimi Malekabadi, A., Ghazanfari, M. H., & Rostami, B. (2021). Experimental and modelling study of gravity drainage in a three-block system. *Transport in Porous Media*, 136(2), 471-494.
5. Aghabarari, A., & Ghaedi, M. (2019). A new simulation approach to investigate reinfiltration phenomenon in fractured porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106182. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106182
6. Alipour, M., & Madani, M. (2023). New empirical scaling equations for oil recovery by free fall gravity drainage in naturally fractured reservoirs. *Energy Geoscience*, 4(3), 100190. doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100190.

# مقایسه و شبیه‌سازی روش‌های ازدیاد برداشت نفت پایه آبی در مخازن کربناته شکاف‌دار به‌روش تک بلوکه

علیرضا تاجیک منصوری، محمد پروازدوانی\*، شیما ابراهیم‌زاده، شهاب گرامی و فرامرز نصیرزاده  
پژوهشکده مطالعات مخزن، پردیس توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۱۰/۰۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۱۸

## چکیده

در مخازن شکاف‌دار، بخش آب‌روفته به‌عنوان ناحیه بین سطح تماس اولیه و جدید آب و نفت معرفی می‌شود. در این ناحیه شکاف‌ها به طور نسبتاً کامل اشباع از آب می‌باشند و بلوک‌های سنگ حاوی نفت را احاطه می‌کنند. با توجه به ایجاد ناحیه آب‌روفته و باقی‌ماندن حجم زیادی از نفت درون سنگ، ضرورت استفاده از روش‌های نوین ازدیاد برداشت برای افزایش میزان بازدهی مخزن را افزایش می‌دهد. با توجه به پیچیدگی ذاتی مخازن شکاف‌دار و ضرورت پایداری تولید از این مخازن، انتخاب روش مناسب ازدیاد برداشت نیازمند مطالعات و شبیه‌سازی‌های متعدد می‌باشد. هدف از انجام پژوهش حاضر، بررسی اثر سه روش ازدیاد برداشت پایه آبی شامل تزریق آب کم‌شور، سورفکتانت و آب کربناته بر افزایش تولید نفت از بخش آب‌روفته و آنالیز حساسیت پارامترهای موثر بر سازوکار تولید با استفاده از مدل تک بلوکه می‌باشد. برای ساخت مدل تک بلوکه از نرم‌افزار اکلپس استفاده شده است. در این مدل بلوک سنگ توسط شکاف‌ها احاطه شده و جریان نفت از بلوک سنگ به شکاف و آب از شکاف به سنگ می‌باشد. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که زمان‌های افزایش بازیافت حاصل شده از چند ده سال تا چند صد سال تغییر می‌نماید که نشانگر سرعت بسیار پایین پدیده آشام و گرانش می‌باشد. با در نظر گرفتن زمان‌های بالا که خارج از طول عمر مخزن می‌باشد، تزریق‌های آب پایه اقتصادی به‌نظر نمی‌رسد. براساس نتایج، دامنه میزان افزایش بازیافت در حالت بسیار خوش بینانه تزریق آب کم‌شور (۱۰۰ برابر رقیق شده آب دریا) در تزریق ثالثیه از ۰/۴ تا ۴۹/۶٪ می‌باشد. همچنین دامنه میزان افزایش بازیافت تزریق سورفکتانت در حالت بیشینه (غلظت ۱۰۰۰۰ ppm)، در روش تزریق ثالثیه از صفر تا ۱۳/۸٪ می‌باشد. در تزریق آب کربناته نیز به‌صورت ثالثیه میزان افزایش بازیافت نفت از ۰/۴۷٪ تا ۳/۶٪ تغییر می‌نماید.

**کلمات کلیدی:** ازدیاد برداشت پایه آبی، مخازن کربناته شکاف‌دار، آب کم‌شور، سورفکتانت، آب کربناته

## مقدمه

مثبت، موئینه منفی و گرانشی می‌باشند که منجر به پدیده‌های آشام خودبه‌خودی و آشام اجباری می‌گردند [۱]. در صورت وجود فشار موئینگی مثبت و قابل توجه که معمولاً در خلل و فرج ریز به‌وجود می‌آید، پدیده آشام خودبه‌خودی باعث تولید میزان قابل توجه نفت می‌گردد.

نیروهای مؤثر در بخش آب‌روفته نیروهای موئینه

کردند. کار تجربی با استفاده از مدل عددی آنها با تنظیم توابع نفوذپذیری نسبی برای محاسبه تغییر ترشوندگی با موفقیت مطابقت داشت [۸]. بعدها هیورس و همکاران یک مدل ریاضی جدید براساس مطالعات آزمایشگاهی پیشنهاد کردند که دو فاز آب-نفت، شیمی آب و برهم کنش های آب-سنگ، و تغییر ترشوندگی دینامیکی ناشی از فعل و انفعالات آب و سنگ را در نظر می گیرد. مدل توسعه داده شده توسط آنها یک مدل هندسی یک بعدی برای جذب خودبه خودی بود. همچنین در این مدل تغییر ترشوندگی با انحلال کلسیت ارتباط مستقیم داشت [۹].

ژوئل و همکاران بررسی گسترده پیرامون تزریق آب کم شور در مخازن کربناته انجام دادند. آنها نتیجه گرفتند که استفاده از سایر روش های ازدیاد برداشت به همراه آب کم شور می تواند ضریب بازیافت نفت را به طور قابل توجهی افزایش دهد [۱۰]. در جدول ۱ بخشی از بررسی آنها آورده شده است. استفاده از سورفکتانت ها برای فرایند ازدیاد برداشت، فن آوری است که بیش از چهار دهه استفاده شده است [۱۴-۱۶]. سورفکتانت ها روی سطح مشترک نفت/آب جذب می شوند و کشش سطحی (IFT) و نیروهای موئینگی را که مسئول پدیده های به دام افتادن در منافذ هستند را کاهش می دهند [۱۷-۱۹]. نتایج تحقیقات توسط السلیمانی و همکاران نشان داد که استفاده از سورفکتانت ها در ازدیاد برداشت نفت از مخازن از طریق سازوکارهای مختلف، از جمله کاهش IFT، تغییر ترشوندگی، و امولسیون سازی بسیار چشم گیر است [۲۰]. داوشان و همکاران طی مطالعاتی نشان دادند که استفاده از سورفکتانت ها می تواند اثر هم افزایی قابل توجهی برای بهبود رفتار سطحی نفت-آب و کاهش هزینه های سیلاب زنی های شیمیایی ایجاد کنند [۲۱].

در پدیده آشام اجباری (تخلیه ثقلی)، نیروهای گرانشی با قابل توجه شدن ارتفاع بلوک، افزایش یافته و می توانند بر نیروی موئینه منفی (نیروی مقاوم موئینگی) غلبه کرده و باعث افزایش تولید نفت گردند [۲ و ۳]. سنگ های کربناته معمولاً دارای ترشوندگی ترکیبی و یا نفت دوست می باشند. در حالت ترشوندگی ترکیبی، در فشارهای موئینگی مثبت (اشباع های پایین آب)، نیروهای موئینه از طریق آشام خودبه خودی نقش کمک کننده در تولید نفت داشته و باعث افزایش بازیافت و تسریع در تولید می گردند. در صورتی که در فشارهای موئینه منفی (اشباع های بالای آب)، نیروهای فوق نقش مقاوم در برابر تولید را دارا می باشند و در صورت وجود نیروهای محرک (به عنوان مثال گرانشی) کافی، نیروی فوق با غلبه بر نیروهای مقاوم (موئینه منفی) باعث افزایش بازیافت نفت می گردد [۴]. با افزایش اشباع آب در ماتریس و منفی شدن فشار موئینگی پدیده آشام اجباری (تخلیه ثقلی) تعیین کننده و نقش نیروهای منفی موئینه پر اهمیت می گردد. در حالت ترشوندگی نفت دوست نقش نیروی های موئینگی مثبت به شدت کاهش می یابد و آشام خودبه خودی نقش مهمی در تولید نفت نخواهد گذاشت و در نتیجه نیروهای موئینگی منفی و گرانشی اهمیت بیشتری در تولید از این مخازن پیدا می کنند [۵ و ۶]. جرالند و همکاران، یکی از ساده ترین مدل ها را برای پیش بینی بازیافت نفت با تزریق آب کم شور در مقیاس میدانی براساس سیلاب زنی مغزه و آزمایش های تک چاه معرفی کردند. مدل پیشنهادی نمک را به عنوان یک جزء تک توده ای اضافی در فاز آبی در نظر می گیرد. منحنی های فاز آبی شامل، نفوذپذیری نسبی و فشار موئینگی همگی به شوری بستگی دارند [۷]. الاماری و همکاران، مطالعات سیلاب زنی انجام دادند و آنها را به صورت عددی با استفاده از یک مدل دو فازی ۱ بعدی با کلی لورت مدل سازی

جدول ۱ بخشی از مطالعات پیشین در مورد آب کم‌شور [۱۰]

مرجع	نوع آب کم شور	میزان شوری (ppm)	ضریب بازیافت ثانویه (%OOIP)	ضریب بازیافت بهبود یافته (%OOIP)
[۱۱]	SW	۳۳۵۶۷	۵۴/۳	-
	SW2	۱۴۸۲۴	-	۲/۷
	LSW	۳۳۵۶/۷	-	۲/۵
[۱۲]	FW	۸۰۶۷۶	۵۶/۸	-
	FW	۲۳۹۴۰۰	۲۴	-
	SW	۴۳۷۰۰	-	۲/۲
	dil SW 3.3	۱۳۳۰۰	-	۱/۲
	LS	۱۳۱۰۰	-	۲/۳
	dil SW 25	۱۷۵۰	-	۱/۴
[۱۳]	FW	۱۷۹۵۸۸	۲۸	-
	SW	۴۳۷۳۱	-	۳/۵
	SW*25	۱۷۴۹/۲	-	۴

تگزاس و اوکلاهما در دهه ۱۹۶۰ بیش از ۴۰٪ بهبود در بازیافت نفت را گزارش کردند. افزایش تزریق آب و عمر سیلاب کوتاه‌تر از دیگر مزایای اقتصادی گزارش شده کاربردهای میدانی تزریق آب کربناته است [۲۴]. سازوکارهای مختلفی برای تزریق آب کربناته پیشنهاد شده است. سازوکارهای اصلی شامل تورم نفت از نفوذ CO<sub>2</sub> و متعاقب آن کاهش ویسکوزیته نفت است [۲۵]. در این پژوهش، برای ساخت مدل تک بلوکه از نرم‌افزار تجاری اکلپیس استفاده شده است. اساساً نرم‌افزار اکلپیس برای شبیه‌سازی‌های تک‌چاهی، سکتور و میدان توسعه یافته است و برای ساخت مدلی تک بلوکه لازم است ملاحظات خاصی در آن لحاظ گردد. برای ساخت مدل تک بلوکه، مدلی تک تخلخل با خصوصیات ماتریس ساخته شد که اطراف آن را سلول‌هایی با تخلخل و تراوایی بالا و نیز حجم فضای حفره بسیار بالا احاطه کرده‌اند. دلیل استفاده از حجم بالای حفره در سلول‌های شکاف، افزایش پایداری حل روابط است. با توجه به اینکه حجم شکاف‌های اطراف بلوک سنگ از لحاظ هندسی کمتر از بلوک سنگ هستند، در هنگام تولید نفت از بلوک سنگ به شکاف، به سرعت شکاف از نفت پر می‌شود

قچاوندی و نور محمد، ازدیاد برداشت نفت از سنگ‌های کربناته به وسیله آشام خودبه‌خودی محلول‌های سورفکتانت را به وسیله دو نوع سورفکتانت آنیونی و کاتیونی (سدیم دودسیل سولفات و هگزا دسیل تری متیل آمونیوم برمید) تحت شرایط مخزنی یکی از مخازن نفتی در حوزه فلات قاره ایران به عنوان مخزن هدف بررسی کردند و نتیجه گرفتند که سرعت آشام آب شور تزریقی به میدان مورد بررسی به درون سنگ کربناته نفت‌دوست به میزان چشم‌گیری بالا بوده و منجر به ضریب برداشت بالایی می‌شود. همچنین مشاهده کردند که افزودن سورفکتانت آنیونی تأثیر زیادی بر افزایش سرعت آشام آب داغ دارای یون‌های مؤثر بر ترشوندگی ندارد. آن‌ها نتیجه گرفتند که سورفکتانت کاتیونی در مقایسه با نوع آنیونی از پتانسیل بالاتری جهت خارج نمودن نفت از سنگ کربناته نفت‌دوست برخوردار است [۲۲]. در تزریق آب کربناته، کربن دی‌اکسید در آب نمک تزریق شده حل می‌شود و از طریق سیلاب‌زنی در مخزن منتقل می‌شود. تزریق CO<sub>2</sub> همراه با آب، هم از مزایای CO<sub>2</sub> و هم از مزایای سیلاب‌زنی استفاده می‌کند [۲۳]. چند مورد کاربرد میدانی تزریق آب کربناته در

یونی، لایه دوگانه و اثر نمک، اسمز معکوس، کاهش کشش بین سطحی و پراکندگی ریز (۱) در مقیاس حفره اتفاق می‌افتد. می‌توان مکانیسم اصلی در این فرآیند را تغییر ترشوندگی سنگ از حالت نفت‌دوست به حالت میانه یا آب‌دوست در نظر گرفت [۲۶].

براساس نتایج تحقیقات انجام گرفته، تزریق آب کم‌شور به‌طور خاص می‌تواند در مخازن کربناته تأثیر قابل توجهی داشته باشد؛ چرا که سنگ‌های کربناته به‌لحاظ ترشوندگی عموماً نفت‌دوست و یا ترکیبی متمایل به نفت‌دوست (ترشوندگی میانه<sup>۲</sup>) هستند و آب کم‌شور می‌تواند با تغییر ترشوندگی منجر به بهبود تولید نفت گردد. در انجام مطالعات شبیه‌سازی تزریق آب کم‌شور، به‌دلیل تابعیت کمیت‌های فشار مؤئینه و تراوایی نسبی به میزان شوری آب و اشباع آب روابط ۱ و ۲ و همچنین تغییر غلظت نمک در طول فرآیند آشام خودبه‌خودی، لازم است تغییر دینامیکی در نمودارهای تراوایی نسبی و فشار مؤئینه از نفت‌دوست به آب‌دوست لحاظ شود [۲۷]. مقادیر این پارامترها قبل از تغییر ترشوندگی (براساس داده‌های حاصل از تزریق حد بالای شوری) و بعد از تغییر ترشوندگی (تزریق حد پایین شوری) با لحاظ فاکتور وزنی جهت درون‌یابی صورت می‌پذیرد. تعیین پارامتر درون‌یابی نیازمند وجود داده‌های آزمایشگاهی است. براساس مشاهدات موجود در مطالعات گذشته، رابطه پارامتر درون‌یابی با شوری، روابط ۳ تا ۵ تابعیت نزدیک به خطی دارند [۲۸]. نرم‌افزار اکلیپس نیز که در این مطالعه استفاده شده است، از تابع درون‌یاب خطی برای تعیین توابع اشباع جریان حالت کم‌شور استفاده می‌نماید.

$$K_{rw} = K_{rw}(X_c, Sw) \quad (۱)$$

$$K_{ro} = K_{ro}(X_c, Sw) \quad (۲)$$

$$K_{rw} = F \times K_{rw}^{HS} + (1-F) \times K_{rw}^{LS} \quad (۳)$$

$$K_{ro} = F \times K_{ro}^{HS} + (1-F) \times K_{ro}^{LS} \quad (۴)$$

$$P_{cow} = F \times K_{cow} + (1-F) \times K_{rw}^{LS} \quad (۵)$$

که این امر باعث ناپایداری در حل روابط جریان می‌شود. برای جلوگیری از این ناپایداری در مدل شبیه‌سازی شده، حجم ناحیه شکاف بسیار بیشتر از حجم ناحیه سنگ در نظر گرفته شده است. لازم به ذکر است که در واقعیت مخزن نفت تولید شده از بلوک سنگ در شبکه شکاف به‌سرعت حرکت کرده و تجمع پیدا نمی‌کند. در مدل ساخته شده، دو ناحیه تعادلی مجزا برای ماتریس و شکاف لحاظ گردیده است که امکان تعریف آب در شکاف و نفت در ماتریس را فراهم می‌کند. مدل ساخته شده به این صورت است که ماتریس، به‌طور کامل در آب غوطه‌ور است و بدین ترتیب فرآیندهای آشام و تخلیه ثقلی انجام می‌پذیرد. برای مدل‌سازی جابه‌جایی گرانشی در ماتریس، اختلاف فشاری اضافی در بالا و پایین ماتریس ایجاد می‌گردد و افزایش تولید نفت به‌ازای چنین اختلاف فشاری به‌دست می‌آید. برای انجام مطالعات موردنظر از مدل دو بعدی (x,z) استفاده گردید.

### مدل‌ها و روش‌ها

در این پژوهش با استفاده از نرم‌افزارهای اکلیپس و پترل، مدل تک بلوک با استفاده از خواص سنگ و سیال مربوط به یکی از مخازن جنوب ایران ساخته شد. لازم به ذکر است که این مدل در ناحیه آب‌روفته مخزن واقع شده است. در این مدل به بررسی سه‌روش ازدیاد برداشت پایه آبی شامل تزریق آب کم‌شور، سورفکتانت و آب کربناته پرداخته شد. هدف اصلی از این شبیه‌سازی تعیین مقدار دقیق بازیافت با استفاده از این روش نیست؛ چرا که در این مرحله، داده‌های آزمایشگاهی بازیافت نفت مربوط به این روش برای این مخزن در دسترس نیستند. هدف مهم در این قسمت، شناسایی رفتار و بازه احتمالی مقدار بازیافت با استفاده از روش‌های تزریق است. در فرآیند تزریق آب کم‌شور و یا آب هوشمند، مکانیسم‌های متعددی (تغییر ترشوندگی، حلالیت کانی، اثر افزایش pH، مهاجرت ذرات رس، تبادل چند

توسط ضریب وزنی درون یابی می‌گردد. بسیاری از محققان ضریب وزن را به‌صورت تابعی از مقدار جذب سورفکتانت برروی سطح سنگ تعریف نموده‌اند. برخی نیز آن را به‌صورت پارامتری ثابت در نظر گرفته و آن را از فرآیند تطابق تاریخچه با داده‌های آزمایشگاهی تعیین نموده‌اند. به‌عنوان مثال، دلشاد و همکاران [۳۶] رابطه بین تراوایی و فشار موئینگی در حضور سورفکتانت‌ها به‌عنوان عامل تغییر ترشوندگی را به‌صورت زیر تعریف نموده‌اند:

$$k_{rw} = \omega k_{rw}^{ww} w + (1 - \omega) k_{rw}^{ow} \quad (7)$$

$$k_{ro} = \omega k_{ro}^{ow} w + (1 - \omega) k_{ro}^{ww} \quad (8)$$

$$p_c = \omega p_c^{ww} + (1 - \omega) p_c^{ow} \quad (9)$$

$$\omega = \frac{A(C)}{A_{max}} \quad (10)$$

در روابط فوق ww نشان‌دهنده نمودارهای آب‌دوست و ow نشان‌دهنده نمودارهای نفت‌دوست است. در رابطه ۱۰، A مقدار جذب است که به‌صورت تابعی از غلظت سورفکتانت در آب تعریف می‌گردد. سیلاب‌زنی آب کربناته در واقع تزریق آب اشباع و یا نزدیک اشباع از کربن دی‌اکسید به مخزن به‌عنوان سیال جابه‌جا کننده می‌باشد. دی‌اکسیدکربن بدون تشکیل یک فاز مستقل وارد فاز نفت می‌شود. انتقال جرم دی‌اکسیدکربن از آب به نفت، به‌دلیل حلالیت بیشتر آن در فاز نفت نسبت به آب (تقریباً ۳ تا ۷ برابر در دما و فشار یکسان) قابل توجه می‌باشد. بعد از حل شدن دی‌اکسیدکربن در نفت، ویسکوزیته نفت کاهش و نفت متورم می‌شود که هر دوی این اثر سبب بازیافت بیشتر نفت نسبت به سیلاب‌زنی معمول نفت می‌شود. همچنین، تزریق آب غنی از دی‌اکسیدکربن یکی از گزینه‌های خوب برای بهبود بازدهی سیلاب‌زنی آب می‌باشد؛ چراکه با اعمال تغییراتی محدود، می‌توان از تجهیزات موجود سیلاب‌زنی با آب برای اجرای سیلاب‌زنی آب کربناته نیز بهره جست. استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن در ساخت آب کربناته، روشی دوست‌دار محیط زیست است.

$K_{ro}$  و  $K_{rw}$  معادل تراوایی نسبی آب و نفت و وابسته به‌شوری آب تزریقی، F فاکتور وزنی، HS حد بالای شوری، LS حدپایین شوری،  $P_{cov}$  معادل فشار موئینه نفت و آب تزریقی می‌باشد. رابطه ۶ درون یابی خطی تعیین اشباع نفت باقی‌مانده به‌صورت تابعی از شوری را نشان می‌دهد:

$$S_{or}(x) = S_{or} + \frac{x - x_1}{x_1 - x_2} (S_{ort} - S_{orh}) \quad (6)$$

در این رابطه، X نشان‌دهنده میزان شوری، اعداد ۱ و ۲ نشان‌دهنده حد پایین و بالا، و پارامترهای 1 و h نشان‌دهنده اشباع باقی‌مانده در شوری پایین و بالا هستند. در ادامه نتایج تزریق آب کم‌شور در هر یک از نواحی آب‌روفته ارائه شده است. استفاده از سورفکتانت‌ها به‌منظور ازدیاد برداشت مدت زیادی مورد نظر صنعت نفت و محققان بوده است. یکی از کاربردهای مهم سورفکتانت‌ها تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از حالت نفت‌دوست به‌حالت آب‌دوست است. نفت به‌دلیل ترشوندگی و وجود نیروی موئینگی در مخازن به‌دام می‌افتد. در نتیجه با تغییر ترشوندگی به‌سمت آب‌دوست می‌توان بر نیروهای که باعث به‌دام افتادن نفت می‌شوند، غلبه نمود. هنگامی که ترشوندگی به‌سمت آب‌دوست تغییر نماید، به‌کمک نیروهای موئینه آب از همه جهات وارد سنگ می‌شود. سازوکارهای متعددی درخصوص چگونگی تغییر ترشوندگی از حالت نفت‌دوستی به‌سمت آب‌دوستی در اثر تزریق سورفکتانت در منابع علمی گزارش گردیده است. از جمله می‌توان به ایجاد جفت یون و جذب مولکول‌های سورفکتانت به سطح اشاره نمود [۲۴-۳۹]. درخصوص مخازن شکافدار با توجه به غالب بودن نیروی گرانشی فرآیند فوق می‌تواند بیش از صد سال طول بکشد و از لحاظ عملیاتی نیز دشوار می‌باشد [۳۵]. تغییر ترشوندگی ناشی از هر مکانیزمی که باشد در نهایت برای مدل سازی، اثر آن برروی نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی نمایان می‌شود. مشابه با فرآیند تزریق آب کم‌شور، تراوایی نسبی و فشار موئینگی سیالات در حضور سورفکتانت‌ها بین دو نمودار نفت‌دوست و آب‌دوست

برابر ۰/۵ ft در نظر گرفته شده است، به جهت حساسیت سنجی، طول شبکه‌ها و تعداد آنها تغییر داده شد و همان‌طور که در شکل ۲ پیداست هر سه نمودار بر روی یکدیگر افتاده‌اند. بنابراین، طول شبکه ۰/۵ ft در هر جهت می‌تواند دقت کافی مورد نظر را فراهم نماید.

### بحث و نتایج

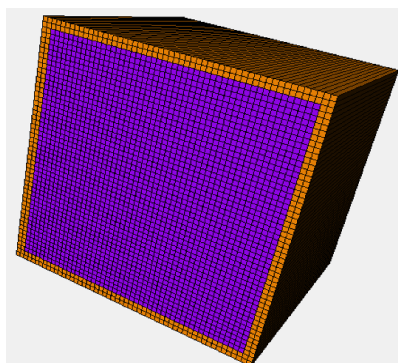
#### تزریق آب کم‌شور

به‌منظور تطابق تاریخچه داده‌های آزمایشگاهی مربوط به تزریق آب کم‌شور و مدل‌سازی این فرآیند، داده‌های تراوایی نسبی و فشار موپینگی در حد پایین و بالای شوری، مورد نیاز می‌باشند. حد پایین شوری به‌مقداری از شوری اطلاق می‌شود که تزریق آب با میزان شوری کمتر از آن مقدار، تأثیری بر افزایش بازیافت نفت نداشته باشد. حد بالای شوری، عموماً شوری آب سازند در نظر گرفته می‌شود و داده‌های تراوایی نسبی و فشار موپینگی آن نیز همان داده‌های در دسترس هستند که برای مطالعات متعارف مخزن استفاده می‌گردند. برای تعیین میزان حد پایین مؤثر شوری آب، آب با شوری‌های مختلف در سنگ تزریق می‌گردد تا جایی که دیگر کاهش شوری آب تأثیری بر افزایش بازیافت نفت نداشته باشد. شوری ppm ۲۸۸۰ به‌عنوان حد پایین شوری برای سنگ مورد مطالعه آن‌ها محسوب گردیده است [۳۸]. همچنین، جدول ۴ خواص آب نمک تزریقی را نشان می‌دهد.

زیرا هم‌راستا با تلاش‌های جهانی برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای می‌باشد [۳۷]. همانند روش‌های دیگر ازدیاد برداشت، تزریق آب کربناته نیز می‌تواند همراه با معایبی مانند خوردگی، تشکیل آسفالتین و فرونشست مخزن باشد. از مشکلات عملیاتی نیز تهیه آب کربناته در مقیاس بزرگ و مورد نظر در شرایط دما و فشار مخزن همرا با ملاحظات اقتصادی و امنیتی می‌باشد. شرایط مرزی در تمامی مدل‌های تک بلوکه استفاده شده، به‌این‌صورت در نظر گرفته شد که مرزهای بیرونی شکاف بسته و هیچ‌گونه جریانی از آن عبور نمی‌کند و مرزی‌های داخلی شکاف با مرزهای بلوک قابلیت عبور جریان را دارند.

#### ناحیه آب روفته مخزن

ناحیه آب‌روفته شامل مناطقی از مخزن می‌باشد که کیفیت شکاف بهتری دارند و غیر متراکم می‌باشند. این ناحیه از لحاظ عمودی شامل ۸ لایه می‌باشد. خصوصیات متوسط مخزنی مدل مفهومی که در شکل ۱ نمایش داده شده است، در جدول ۲ آمده است. لازم به ذکر است که خواص هندسی بلوک و شکاف و همچنین نفت از خواص دسته سنگ غالب و نفت در یکی از مخازن جنوب ایران گرفته شده است. در ادامه نتایج شبیه‌سازی روش‌های ازدیاد برداشت تزریق آب کم‌شور، سورفکتانت و آب کربناته توضیح داده شده است. همچنین، جدول ۳ خواص نفت مخزن را نشان می‌دهد. از آنجایی که در مدل ساخته شده طول شبکه‌ها در تمامی بخش‌ها



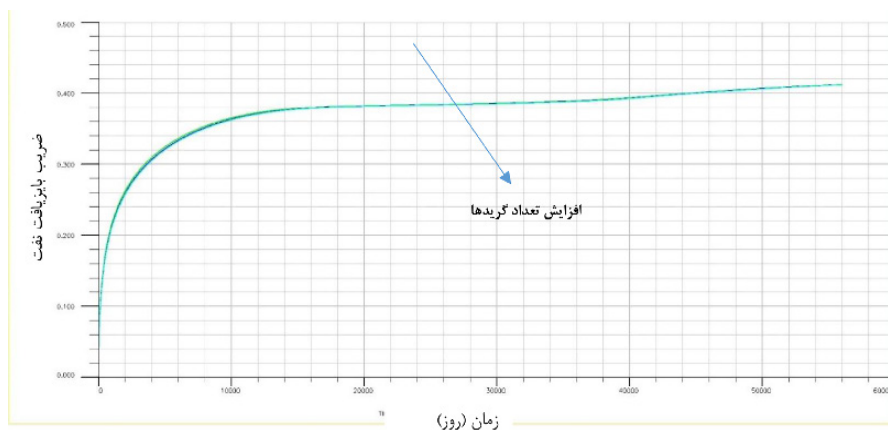
شکل ۱ مدل تک بلوکه جهت شبیه‌سازی در بخش آب‌روفته

جدول ۲ مشخصات مدل مفهومی بخش آب‌روفته

پارامتر	مقدار
تخلخل سنگ (%)	۸/۴۷
تخلخل شکاف (%)	۰/۸۱
تراوایی افقی ماتریس (mD)	۰/۲۶۸
تراوایی عمودی ماتریس (mD)	۰/۱۳۴
تراوایی افقی شکاف (mD)	۸۷۰/۹
تراوایی عمودی شکاف (mD)	۴۶۳/۴
ارتفاع ماتریس (ft)	۳۰
طول مدل (ft)	۳۲
عرض مدل (ft)	۳۲
دمای مخزن (°F)	۱۸۵
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای عمودی	۶۴
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای طول	۶۴
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای عرض	۱

جدول ۳ خواص آزمایشگاهی نفت مخزن و آب سازندی

ویژگی	مقدار
فشار اولیه (psi)	۴۰۱۶
دما (°F)	۱۸۵
TDS of FW (ppm)	۲۰۳۷۶۰
°API	۲۶/۳۹
فشار نقطه حباب (psi)	۲۷۷۷
ویسکوزیته (cp)	۱/۱۹
AN*(mg KOH/g)	۰/۲
درصد میزان آسفالتین براساس استاندارد IP143	۳/۸۶



شکل ۲ حساسیت‌سنجی نمودار بازیافت نسبت به تعداد سلول‌ها برحسب زمان

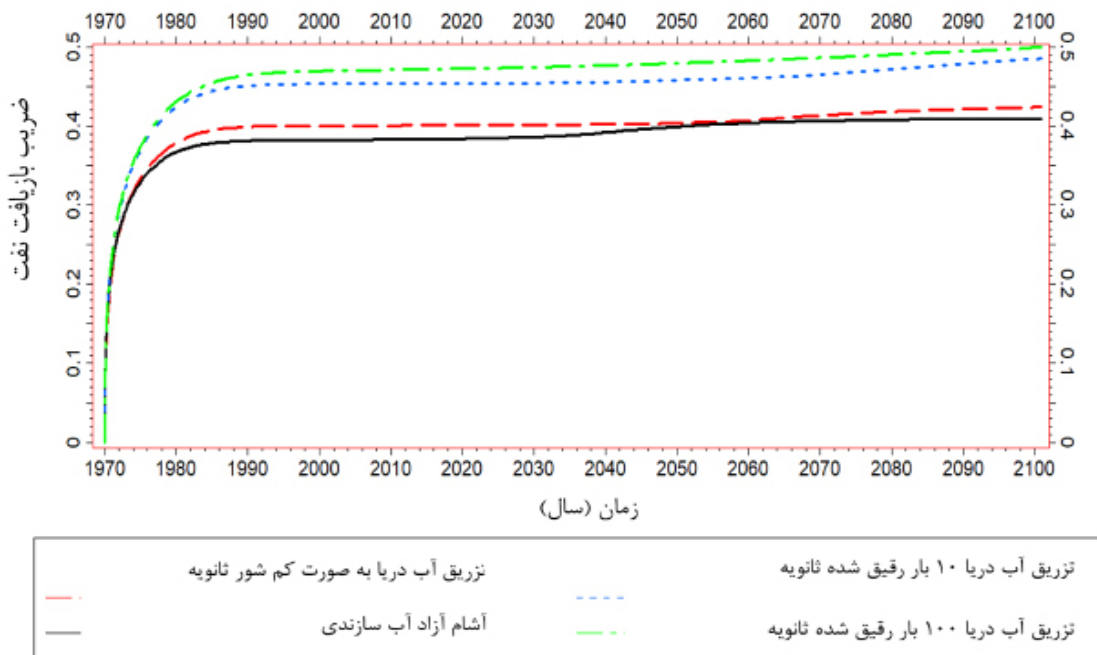
جدول ۴ خواص آب نمک ها و آب سازندی

آب نمک	شوری (ppm)	چگالی در شرایط استاندارد (gr/cc)	ویسکوزیته (cp) در دمای 26.8°C	Visco ویسکوزیته (cp) در دمای 75 °C	کشش سطحی (dyne/cm)
آب سازندی	۲۰۴۰۰۰	۱/۱۵۸	۰/۶۵۲	-	-
آب دریا (SW)	۴۳۱۲۰	۱/۰۲۷۴	۰/۹۶۹	۰/۴۸	۳۴/۱
10×SW	۴۳۱۲	۰/۹۹۹۴	۰/۹۲۶	۰/۴۶۶	۳۲/۶
20×SW <sup>۱</sup>	۲۱۵۶	۰/۹۸۹	۰/۹۰۱	۰/۴۵	۳۲/۲
100×SW	۴۳۱/۲	۰/۹۸۶۷	۰/۸۹۵	۰/۴۱۳	۳۲

مدل‌های تک بلوکه به این صورت است که در مرزهای بیرونی شکاف، جریان قابلیت عبور ندارد و در مرزهای داخلی شکاف، جریان قابلیت عبور بین شکاف و بلوک را دارد. در انتها، بازیافت و رفتار بلوک با حالت مبنا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند. همان طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود، طی مدت ۱۳۰ سال میزان بازیافت به حدود ۴۰/۹۵٪ در زمان نهایی رسیده 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 سنگ توسط آب کم‌شور 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. در انتها تغییرات میزان اشباع نفت و شوری آب تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۳ نشان داده شده است.

به‌منظور انجام شبیه‌سازی‌های یاد شده و شناخت مناسب‌تر از تزریق آب کم‌شور و مکانیزم‌های موثر، در ابتدا تزریق به‌صورت ثانویه و در ادامه به‌صورت ثالثیه و در آخر آنالیز حساسیت‌سنجی انجام می‌گردد. لازم به ذکر است هدف از مطالعه حاضر، تزریق در قسمت آب‌روفته می‌باشد که به‌صورت ثالثیه می‌باشد، اما نتایج تزریق ثانویه در تفسیر و شناخت تزریق به‌صورت ثالثیه بسیار موثر می‌باشند. همچنین در شبیه‌سازی‌های فوق، بیشینه شوری آب تزریقی معادل آب دریا (ppm ۴۳۱۲۰) و کمینه شوری (ppm ۴۳۱/۲) استفاده شده است. البته اثر شوری آب سازند (ppm ۲۰۴۰۰۰) در شبیه‌سازی به‌منظور لحاظ نمودن اختلاط آب‌ها در مخزن در نظر گرفته شده است. در شبیه‌سازی تزریق آب کم‌شور در نواحی مختلف به‌صورت ثانویه، سنگ دارای اشباع کامل نفت و در اشباع آب همزاد می‌باشد. در این مرحله آب با شوری‌های مختلف در مدل‌های جداگانه در شکاف اطراف سنگ قرار گرفته و به‌مدت ۱۳۰ سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. پدیده آشام شبیه‌ساز با استفاده از منحنی‌های نمودار موئینگی و نفوذپذیری نسبی شبیه‌سازی می‌شود. به این صورت که در اشباع‌هایی که نمودار موئینگی مثبت باشد (اشباع‌های پایین فاز آب)، آشام خودبه‌خودی و در اشباع‌هایی که نمودار موئینگی منفی باشد (اشباع‌های بالای فاز آب)، آشام اجباری وجود دارد. همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، شرایط مرزی

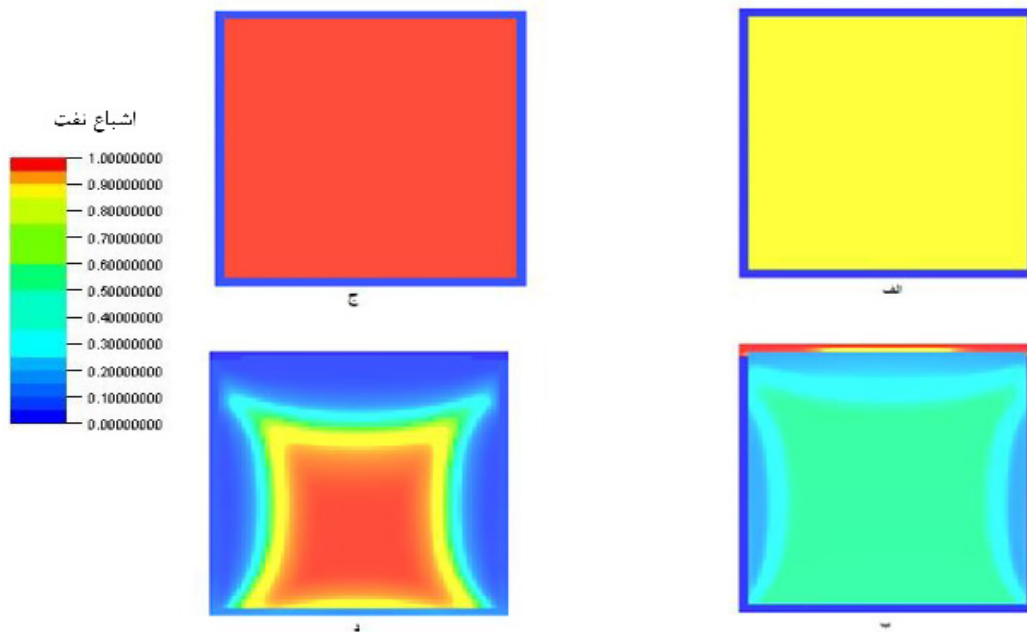
۱. آب دریا ده بار رقیق شده



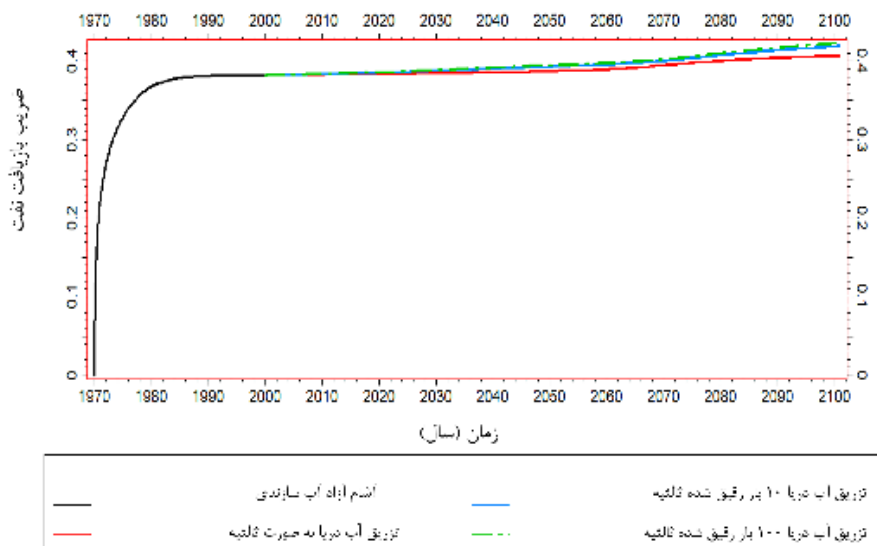
شکل ۳ میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کم‌شور به صورت ثانویه و مقایسه آن با آشام آب سازندی در بخش آب‌روفته

می‌رسد. در مرحله بعد تزریق آب کم‌شور به صورت ثالثیه به منظور شبیه‌سازی تزریق آب کم‌شور در ناحیه آب‌روفته مخزن مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل سنگ با آب سازند، اطراف آن با آب کم‌شور با غلظت‌های مختلف برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می‌گردد. در شکل ۵ نتایج شبیه‌سازی های فوق 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 غیرهمسو بوده و اختلاف دانسیته نه چندان زیاد نفت و آب و همچنین، تراوایی عمودی پایین سنگ نیز به کندی عملیات کمک می‌کند. بنابراین، رسیدن جبهه نفت به بالای ماتریس زمان‌بر است. تغییرات میزان اشباع نفت و شوری آب تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۶ نشان داده شده است.

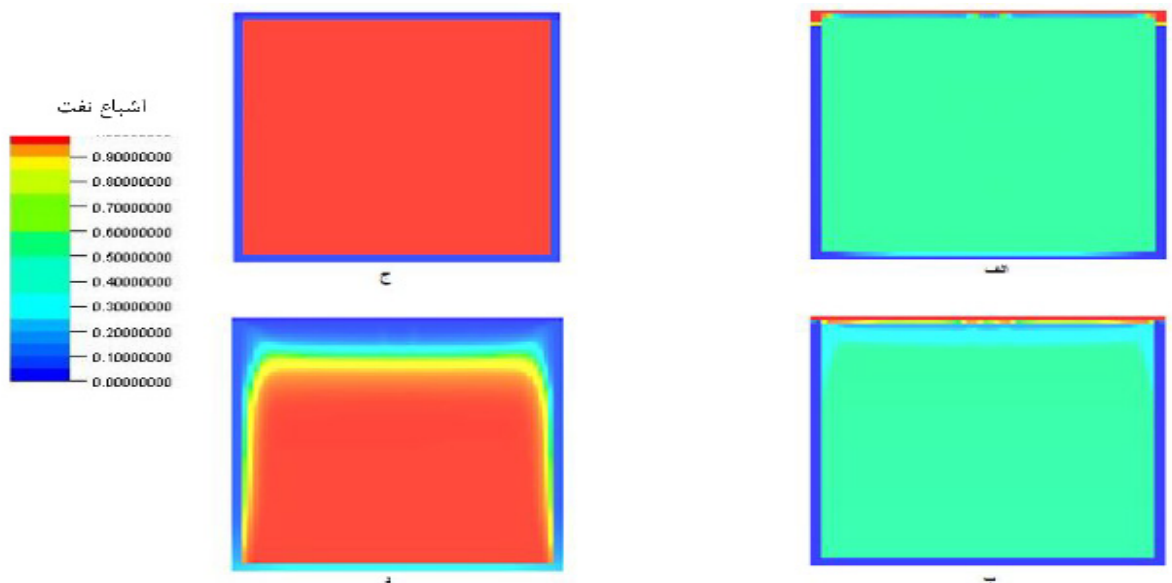
با توجه به آنکه شکل ۴-ب، اشباع نفت در انتهای شبیه‌سازی را نشان می‌دهد و همان‌طور که قبلاً عنوان شده است، در انتهای دوره، نیروهای ثقلی نیز اثرگذار می‌باشند. در این شکل، نفت تولید شده از بلوک به شکاف رفته و به دلیل نیروی ثقلی در بالای شکاف تجمع کرده است. در حالی که تولید از تمامی مرزهای بلوک انجام گرفته است و در شکل نیز این تغییرات به خوبی مشخص می‌باشد. با توجه به شکل ۴-د، اگرچه تغییرات شوری در مرکز بلوک نسبت به دیگر نقاط کمتر می‌باشد اما تغییرات گوشه‌های مدل بسیار زیاد می‌باشد که افزایش بازیافت نفت نیز به همین دلیل است. با توجه به نتایج ضریب بازیافت حاصل از شبیه‌سازی، می‌توان دریافت که تأثیر نیروهای ثقلی در بازیافت نفت نسبت به نیروهای موئینه بیشتر می‌باشد اما سرعت عملکرد نیروهای موئینه بیشتر می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۳ مشخص است، عملکرد نیروهای موئینه تا حدود یک سال اول غالب است و بعد از آن نیروهای گراویته غالب شده و ضریب بازیافت بعد از حدود صد سال به مقدار نهایی خود



شکل ۴ الف) اشباع نفت در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا ب) اشباع نفت در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در انتهای تزریق در ناحیه بخش آب رفته ج) میزان شوری آب در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا. د) میزان شوری آب در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در انتهای تزریق در بخش آب رفته



شکل ۵ میزان باز یافت حاصل از تزریق آب کم شور به صورت ثالثیه و مقایسه آن با آشام آب سازندی



شکل ۶ الف) اشباع نفت در تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثالثیه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا. ب) اشباع نفت در تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثالثیه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در انتهای تزریق در ناحیه بخش آب‌روفته. ج) میزان شوری آب در تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثالثیه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا. د) میزان شوری آب در تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثالثیه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در انتهای تزریق در بخش آب‌روفته

برروی میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم‌شور قابل صرف نظر می‌باشد. چراکه با تغییر تراوایی نسبی مقدار ضریب باز یافت نفت چه در زمان‌های ابتدایی و انتهایی فرآیند، تغییر قابل ملاحظه‌ای نکرده است.

#### فشار موینگی

برای بررسی حساسیت‌سنجی پارامتر فشار موینگی، مقدار آن از حالت پایه، به ۲ و ۴ برابر افزایش یافت. **شکل ۹-ب** نشان‌دهنده این است که تأثیر فشار موینگی برروی میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم‌شور قابل توجه نمی‌باشد. در این حالت، تفاوت چندانی بین نمودارهای بازیافت نفت برای فشار موینگی‌های ۴ برابر شده و ۲ برابر شده نیست. بنابراین اثر آن قابل چشم‌پوشی است.

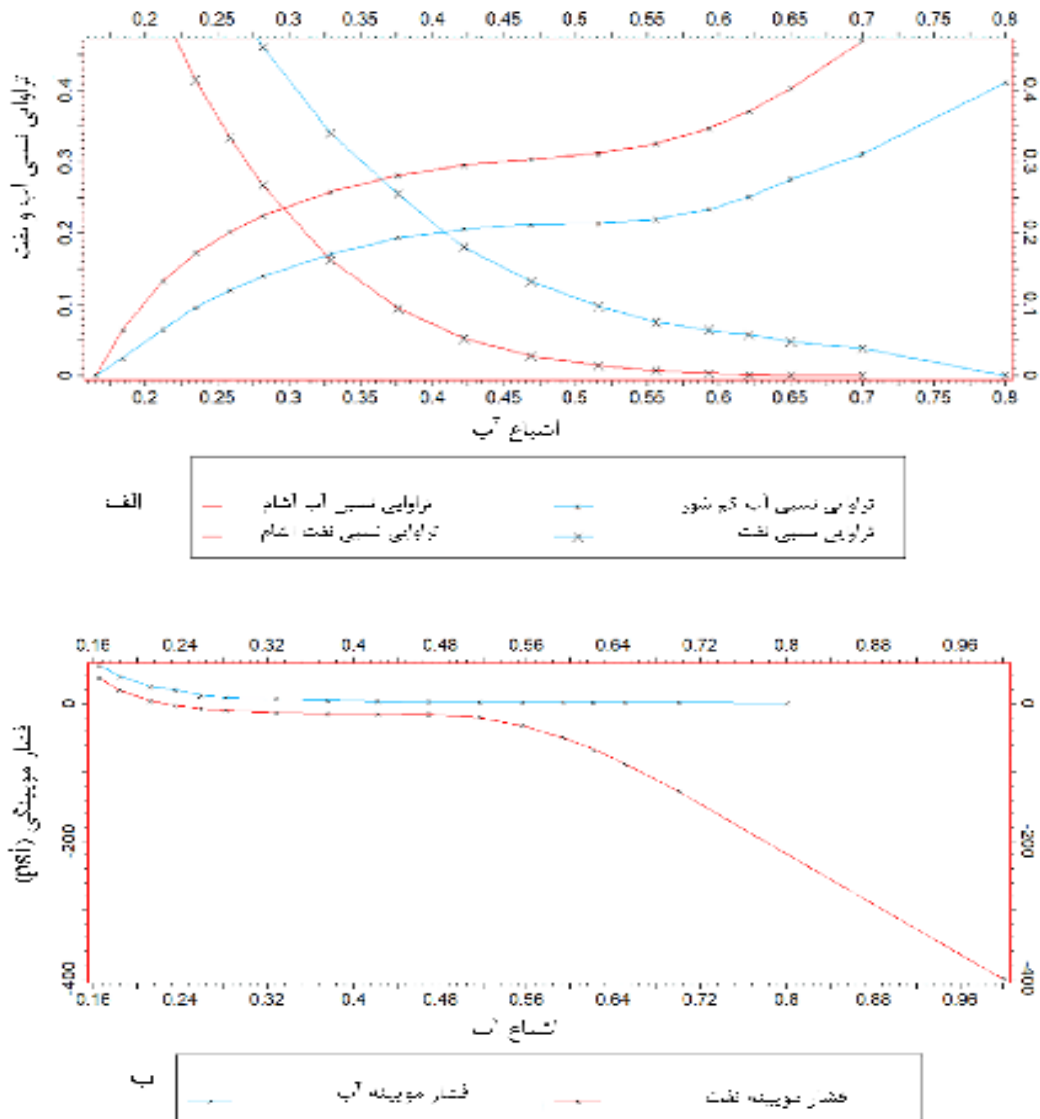
#### نفوذپذیری عمودی سنگ

میزان نفوذپذیری عمودی از حالت مبنا،  $0.134 \text{ mD}$  به ۱۰ برابر ( $1.34 \text{ mD}$ ) و ۱۰۰ برابر ( $13.4 \text{ mD}$ ) تغییر داده شد تا اثر تغییرات آن برروی نمودار ضریب بازیافت به‌خوبی تمیز داده شود.

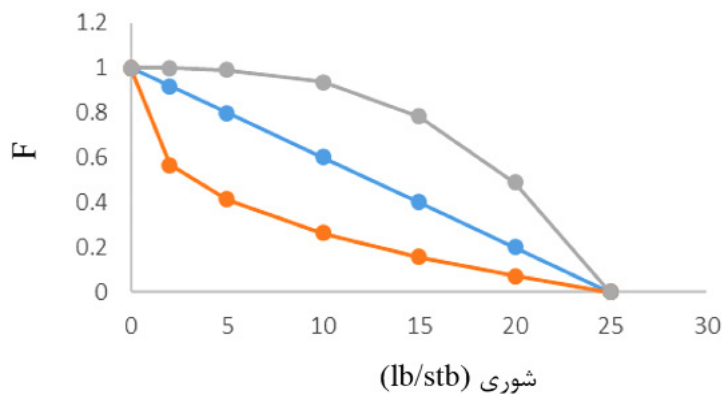
در ادامه، اثر پارامترهای مختلف طی تزریق آب کم‌شور با استفاده از مدل تک بلوکه ساخته شده بخش قبلی بررسی می‌گردد. به‌منظور هر چه بهتر نشان دادن تغییرات، از مدل ثانویه صد برابر رقیق شده آب دریا که دارای بیشترین اختلاف از حالت مبنا می‌باشد استفاده گردید. نمودارهای نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی، نفوذپذیری عمودی سنگ و نمودار درون‌یابی در این بخش حساسیت‌سنجی گردیدند. **شکل ۷** نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفتو فشار موئینه برای حالت‌های حد شوری بالا و پایین را نشان می‌دهد.

#### نفوذپذیری نسبی

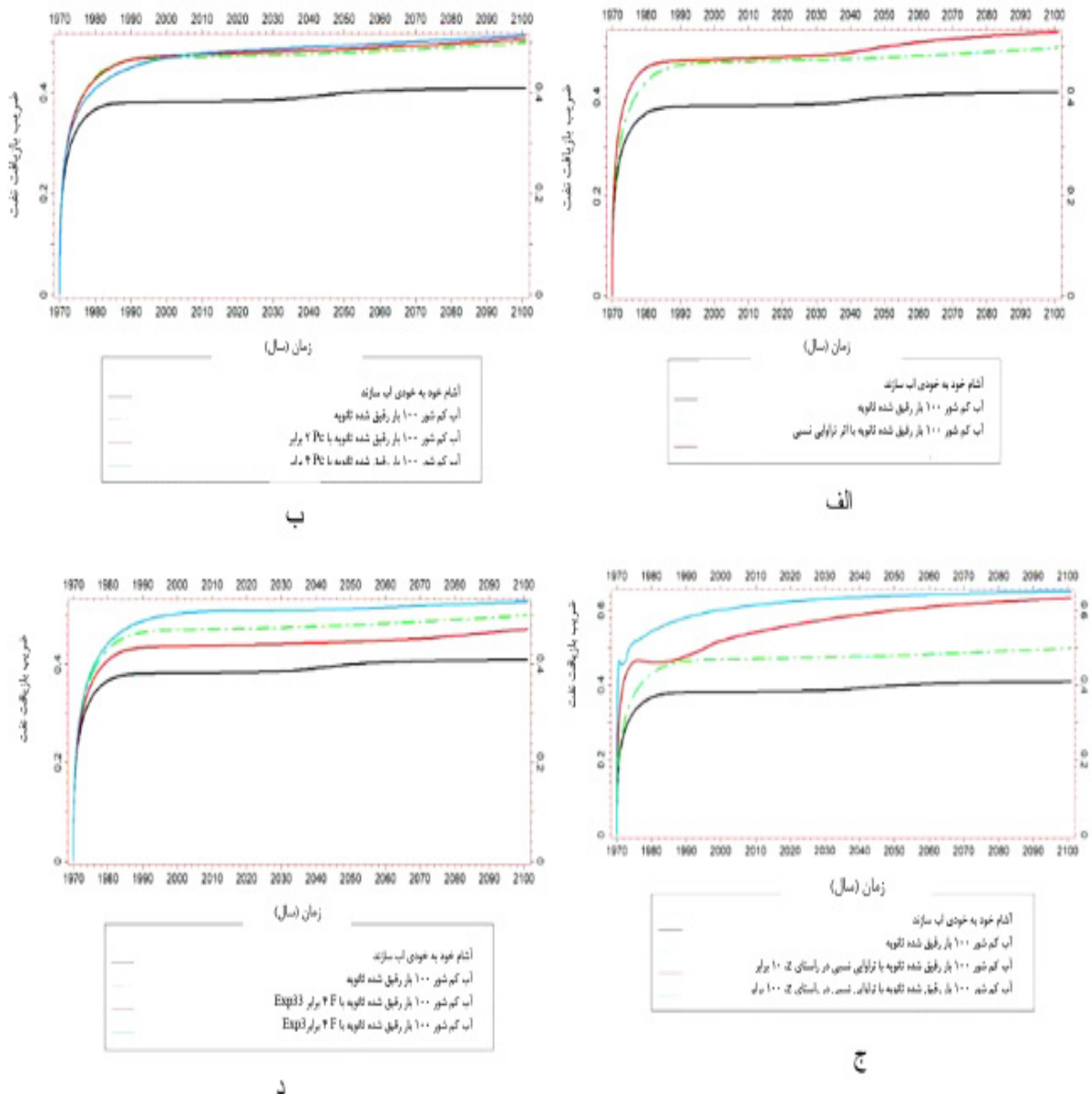
به‌منظور حساسیت‌سنجی برروی نمودار نفوذپذیری، نمودار یادشده از حالت مبنا به بیشترین حالت ممکن (برابر با یک) تغییر داده شد. بدین‌منظور پارامترهای درون‌یابی برای مدل‌های تراوایی نسبی را به‌دست می‌آوریم که نتایج آن در **شکل ۸** آورده شد است. از تحلیل نمودارهای **شکل ۹-الف** می‌توان دریافت که اثر تغییرات نفوذپذیری نسبی



شکل ۷ الف) نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت برای حالت‌های حد شوری بالا و پایین. ب) نمودارهای فشار موئینه برای حالت‌های حد شوری بالا و پایین



شکل ۸ نمودار پارامتر درون‌یابی برحسب شوری: تابعیت پارامتر درون‌یابی با میزان شوری به‌صورت پایین‌تر از حالت خطی، خطی و بالاتر از حالت خطی



تأثیر نفوذپذیری عمودی سنگ بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم‌شور بسیار بالا می‌باشد. این اثر در شکل ۹-ج قابل بررسی می‌باشد. در این حالت تفاوت زیادی بین نمودار بازیافت نفت در زمان‌های ابتدایی بین حالت پایه و حالاتی که تراوایی عمودی چند برابر شده

است وجود دارد. علت این امر اثرگذاری بیشتر تراوایی عمودی می‌باشد. در مدل تک بلوکه دو نیروی موئینه و ثقلی وجود دارد. عملکرد این دو نیروی سرعت‌های مختلفی دارد. نیروی موئینه بسیار سریع و نیروی ثقلی بسیار کند اثرگذار می‌باشد.

از نظر خواص سنگ و سیال را دارند استفاده شود. مطالعات صورت گرفته در این بخش صرفاً جهت بررسی کیفی رفتار مکانیزم تزریق سورفکتانت صورت گرفته است. بنابراین انتظار نیست که در حالت واقعی مخزن چنین اتفاقی بیفتد. برای مثال هیچ‌گاه چنین چیزی امکان پذیر نیست که برای ۱۰۰ سال اطراف یک بلوک با سورفکتانت احاطه شده باشد. به همین دلیل هدف این قسمت از مطالعه ارائه عدد دقیق میزان بازیافت با استفاده از این روش نیست بلکه بررسی رفتار، مکانیزم ها و بازه محتمل افزایش بازیافت با این روش است. 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 مطالعه، داده‌های استفاده شده از مطالعات گذشته مربوط به سنگ‌های کربناته استفاده شده است که در **شکل ۱۰** نشان داده شده است. 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 [۴۰]. در این مطالعه حد پایین غلظت سورفکتانت ppm ۱۰۰۰ و حد بالای آن ppm ۱۰۰۰۰ در نظر گرفته شده است. در شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت به صورت ثانویه، سنگ دارای اشباع کامل نفت و در اشباع آب همزاد می‌باشد. در این مرحله آب با سورفکتانت تزریقی در مدل‌های جداگانه در شکاف اطراف سنگ قرار گرفته و 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. همان‌طور که در **شکل ۱۱** مشاهده می‌شود در حالت بیشینه غلظت ppm ۱۰۰۰۰ 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.

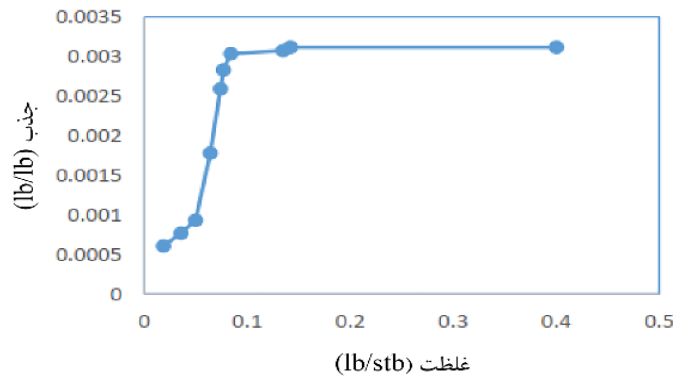
عملکرد نیروی موئینه (آشام خودبه‌خودی) اتمام یافته و اما عملکرد نیروی ثقلی تا رسیدن به بازیافت نهایی ادامه دارد. از آنجایی که سرعت اثرگذاری نیروی ثقلی بسیار کند می‌باشد، برای چند ماه نمودار بازیافت نفت در سال‌های اشاره شده تقریباً ثابت شده و بعد از آن دوباره افزایش می‌یابد.

### نمودار پارامتر درون‌یابی بر حسب شوری

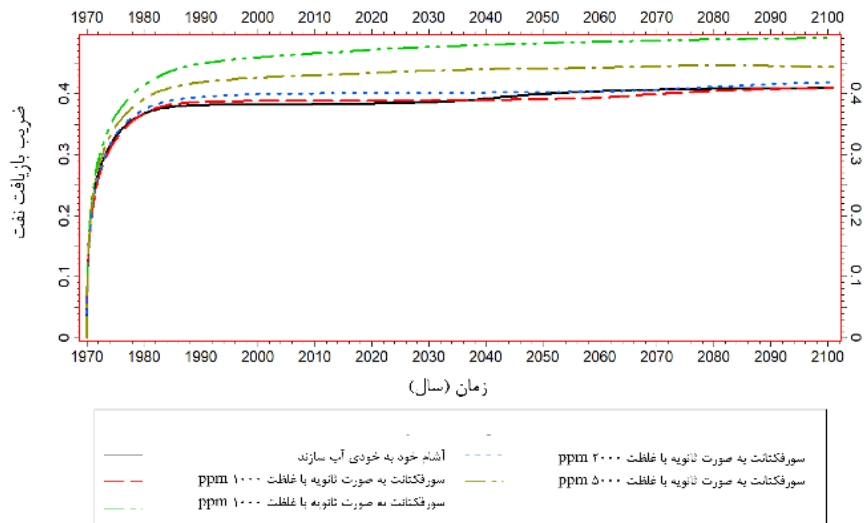
رابطه پارامتر درون‌یابی با میزان شوری، با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی تعیین می‌گردد. از آنجایی که در این مرحله از مطالعات چنین داده‌های آزمایشگاهی موجود نبودند، رابطه پارامتر درون‌یابی با شوری به صورت خطی در نظر گرفته شد. قابل ذکر است که داده‌های موجود در مقالات نیز، عموماً رابطه‌ای خطی و یا نزدیک به خطی به دست آورده‌اند. در **شکل ۸** سه حالت برای رابطه بین پارامتر درون‌یابی و شوری در نظر گرفته شده است. بدیهی است که هر چه نمودار این رابطه بالاتر از خط راست قرار گیرد سهم نمودارهای آب‌دوست در یک شوری خاص کمتر خواهد بود. بدیهی است که برای بررسی آنالیز حساسیت‌سنجی، سه حالت مختلف برای نمودار پارامتر درون‌یابی در نظر گرفته شده است. در **شکل ۹-۵**، نمودار بازیافت برای سه حالت در نظر گرفته شده پارامتر درون‌یابی ترسیم شده است. همان‌طور که از این نمودار مشخص است، نوع تابعیت این پارامتر تأثیر قابل توجهی بر میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم‌شور دارا می‌باشد.

### تزریق سورفکتانت

در این بخش سعی گردیده تا مکانیزم تغییر ترشوندگی برای یک تک بلوک در قسمت مورد نظر از مخزن با استفاده از مدل‌های مختص سورفکتانت‌ها در نرم‌افزارهای تجاری مطالعه گردد. لازم به ذکر است، داده‌های آزمایشگاهی مربوطه در این مرحله موجود نیستند، بنابراین سعی گردیده است از داده‌های موجود در مطالعات گذشته که حتی‌الامکان شرایط نزدیک به مخزن



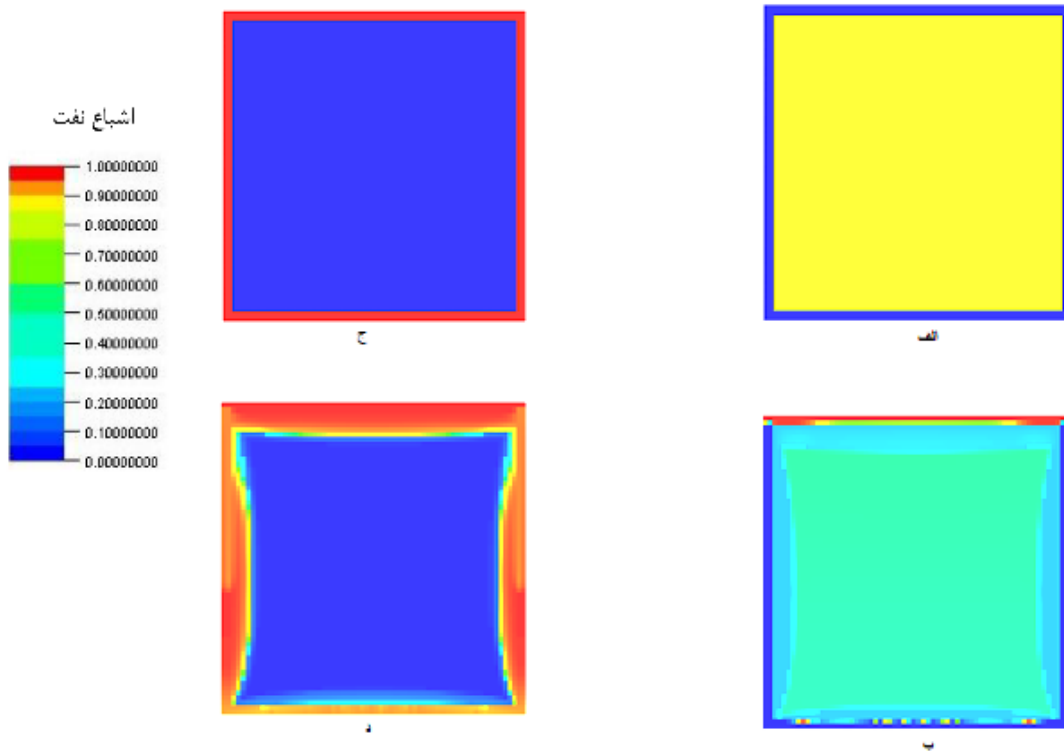
شکل ۱۰ نمودار جذب استاتیک [۳۶]



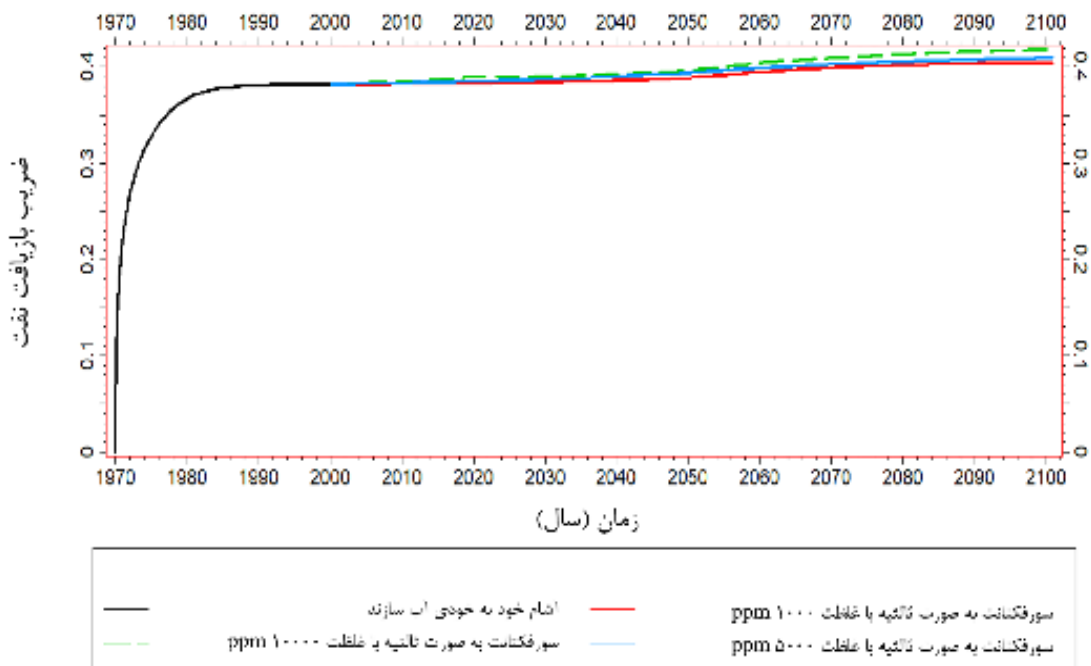
شکل ۱۱ میزان بازیافت حاصل از تزریق سورفکتانت به صورت ثانویه در بخش آب‌روفته

به‌منظور شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت در ناحیه آب‌روفته مخزن مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل سنگ با آب سازند، اطراف آن با سورفکتانت برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می‌گردد. در شکل ۱۳ نتایج شبیه‌سازی‌های فوق نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل مذکور 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. تغییرات میزان اشباع نفت و غلظت سورفکتانت تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۱۴ نشان داده شده است.

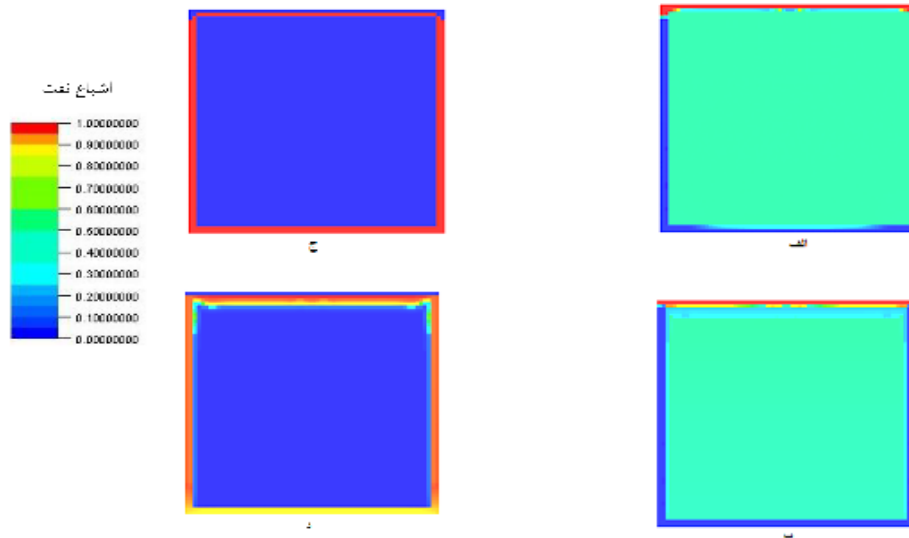
نظر به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و همچنین دشواری و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن سنگ توسط سورفکتانت در مخزن طی زمان بالا، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. در انتها تغییرات میزان اشباع نفت و غلظت سورفکتانت تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۹ نشان داده شده است. با توجه به شکل ۱۲-ب اگرچه تغییرات سورفکتانت کم می‌باشد اما همین تغییرات کم می‌تواند بروی تولید نفت موثر باشد که منجر به تغییر در اشباع بلوک نسبت به حالت پایه شده است. بلوک‌های قرمز رنگ محل تجمع و خروج نفت از بلاک سنگ به‌شکاف می‌باشند. در مرحله بعد، تزریق سورفکتانت به صورت ثالثیه



شکل ۱۲ الف) اشباع نفت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثانویه در ابتدا. ب) اشباع نفت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثانویه در انتهای تزریق در بخش آب رفته. ج) میزان غلظت سورفکتانت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثانویه در ابتدا. د) میزان غلظت سورفکتانت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثانویه در انتهای تزریق در بخش آب رفته



شکل ۱۳ میزان بازیافت حاصل از تزریق سورفکتانت به صورت ثالثیه و مقایسه با آشام آب سازندی در بخش آب رفته



شکل ۱۴ الف) اشباع نفت در تزریق سورفکتانت باغلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثالثیه در ابتدا ب) اشباع نفت در تزریق سورفکتانت باغلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثالثیه در انتهای تزریق در بخش آب‌روفته ج) میزان غلظت سورفکتانت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثالثیه در ابتدا د) میزان غلظت سورفکتانت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثالثیه در انتهای تزریق در بخش آب‌روفته

پایین سورفکتانت، میزان نفوذ سورفکتانت در داخل سنگ کم بوده و در نتیجه جذب سورفکتانت و در آخر آب‌دوستی کمتری نیز اتفاق می‌افتد. با توجه به دانسیته بالاتر آب سازند نسبت به آب حاوی سورفکتانت، در صورت جذب سورفکتانت کم، میزان افزایش بازیافت آب سازندی بیشتر می‌گردد.

#### اثر نفوذپذیری نسبی

برای بررسی اثر تغییرات نفوذپذیری بر روی ضریب بازیافت نفت، نمودار نفوذپذیری از حالت مبنا به بیشترین حالت ممکن (برابر با یک) تغییر داده شد. همان‌طور که در شکل ۱۵ مشاهده می‌گردد، اثر تغییرات نمودار نفوذپذیری بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق سورفکتانت مانند تزریق آب کم‌شور، ناچیز کردن می‌باشد.

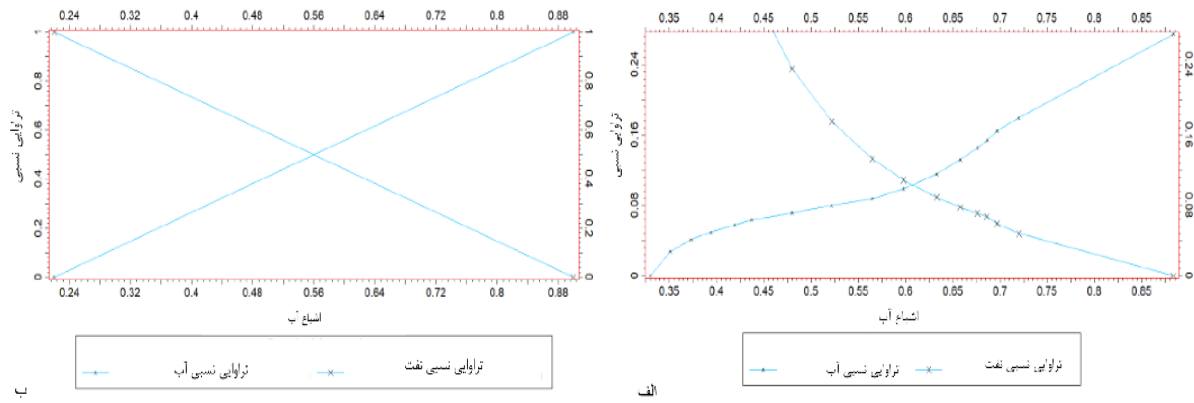
#### اثر فشار موینگی

برای آنالیز حساسیت بر روی نمودار فشار موینگی، نمودار از حالت مبنا در ضرایب دو و چهار ضرب گردید. با توجه به شکل ۱۶-الف، فشار موینگی بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق سورفکتانت تأثیر می‌گذارد و هر چه مقدار فشار موینگی افزایش یابد، بازیافت نهایی کاهش می‌یابد.

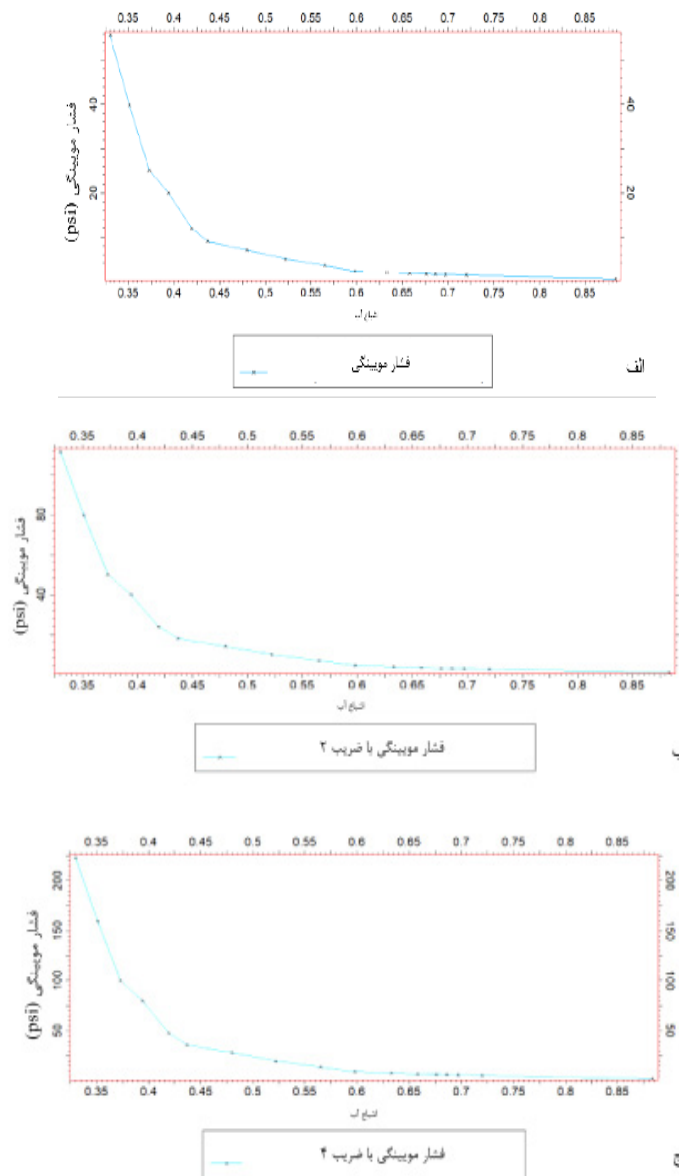
همان‌طور که از شکل ۱۴-د مشخص است تغییرات غلظت سورفکتانت در حالت تزریق ثالثیه بسیار کم می‌باشد بنابراین اشباع نفت نیز به میزان بسیار کمی تغییر کرده است. در ادامه، اثر پارامترهای مختلف طی تزریق سورفکتانت با استفاده از مدل تک بلوکه ساخته شده بخش قبلی بررسی می‌گردد. اثر غلظت سورفکتانت، نمودارهای نفوذپذیری نسبی، فشار موینگی، نفوذپذیری عمودی سنگ و در آخر نمودار درون‌یابی در این بخش حساسیت‌سنجی گردیدند.

#### اثر میزان غلظت سورفکتانت

جهت حساسیت‌سنجی بر روی میزان غلظت سورفکتانت در پدیده تغییر ترشوندگی به‌واسطه تزریق سورفکتانت برای مقادیر غلظت سورفکتانت ۱۰۰۰۰، ۵۰۰۰، ۲۰۰۰، ۱۰۰۰ و ۵۰۰ ppm در نظر گرفته شد. تغییر میزان غلظت سورفکتانت اثر قابل توجهی بر میزان بازیافت نفت خواهد داشت. میزان بازیافت در غلظت‌های ۵۰۰ تا ۲۰۰۰ ppm اثر قابل توجهی بر میزان بازیافت نفت ندارد. در تزریق سورفکتانت، میزان نفوذ سورفکتانت در داخل سنگ بسیار تعیین کننده می‌باشد. در غلظت‌های



شکل ۱۵ الف) نمودار مبنای نفوذ پذیری نسبی. ب) آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذ پذیری نسبی



شکل ۱۶ الف) نمودار مبنای فشار موئینگی ب) آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار فشار موئینگی با ضریب ۲ ج) آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار فشار موئینگی با ضریب ۴ فشار موئینگی (psi)

## تزریق آب کربناته

در شبیه‌سازهای تجاری موجود، ماژول خاص و جداگانه‌ای جهت شبیه‌سازی تزریق آب کربناته تعریف نشده است. تنها تورم و کاهش دانسیته و ویسکوزیته حاصل از تزریق را می‌توان در شبیه‌سازی در نظر گرفت. لذا تغییر ترشوندگی حاصل از آب کربناته که یکی از مکانیزم‌های اصلی افزایش بازیافت در سنگ‌های با تخلخل دوگانه می‌باشد را نمی‌توان با شبیه‌سازهای یاد شده مطالعه نمود. بنابراین افزایش بازیافت‌های به‌دست آمده در شبیه‌سازی‌های پیش‌رو بدون در نظر گرفتن اثر تغییر ترشوندگی و به نوعی بدبینانه می‌باشند. به‌منظور شبیه‌سازی تزریق آب کربناته در مقیاس تک بلوکه، اطراف بلوک مربوطه با آب اشباع از کربن دی اکسید احاطه و مدل آغازسازی می‌گردد. به‌دلیل حلالیت بالاتر کربن دی اکسید در نفت نسبت به آب، به‌تدریج کربن دی اکسید از فاز آب به نفت نفوذ نموده و باعث تورم و کاهش ویسکوزیته آن می‌گردد. در شبیه‌سازی پیش‌رو جهت استنتاج بهتر، در ابتدا تزریق به‌صورت ثانویه، در مرحله بعد به‌صورت ثالثیه انجام و در آخر با تزریق آب عاری از کربن دی اکسید مقایسه گردیده است. در شبیه‌ساز اکلپس حلالیت کربن دی اکسید در آب به‌صورت ورودی توسط استفاده‌کننده شبیه‌ساز یا از رابطه چانگ و همکاران محاسبه می‌گردد [۴۱].

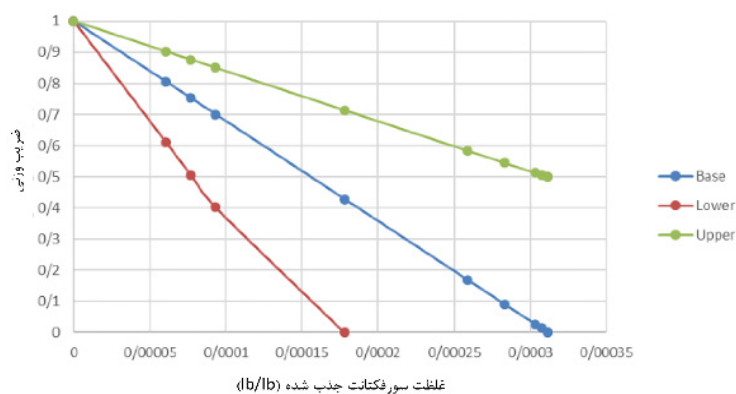
اما این کاهش قابل صرف نظر کردن است. قابل توجه است که اثر فشار موپینگی تابع دسته سنگ ناحیه مورد بررسی است به‌طوری‌که در نواحی با ارتفاع بزرگتر بلوک، ریزش ثقلی سنگ سهم بیشتری از آشام را در بازیافت نهایی دارد.

## نفوذپذیری عمودی سنگ

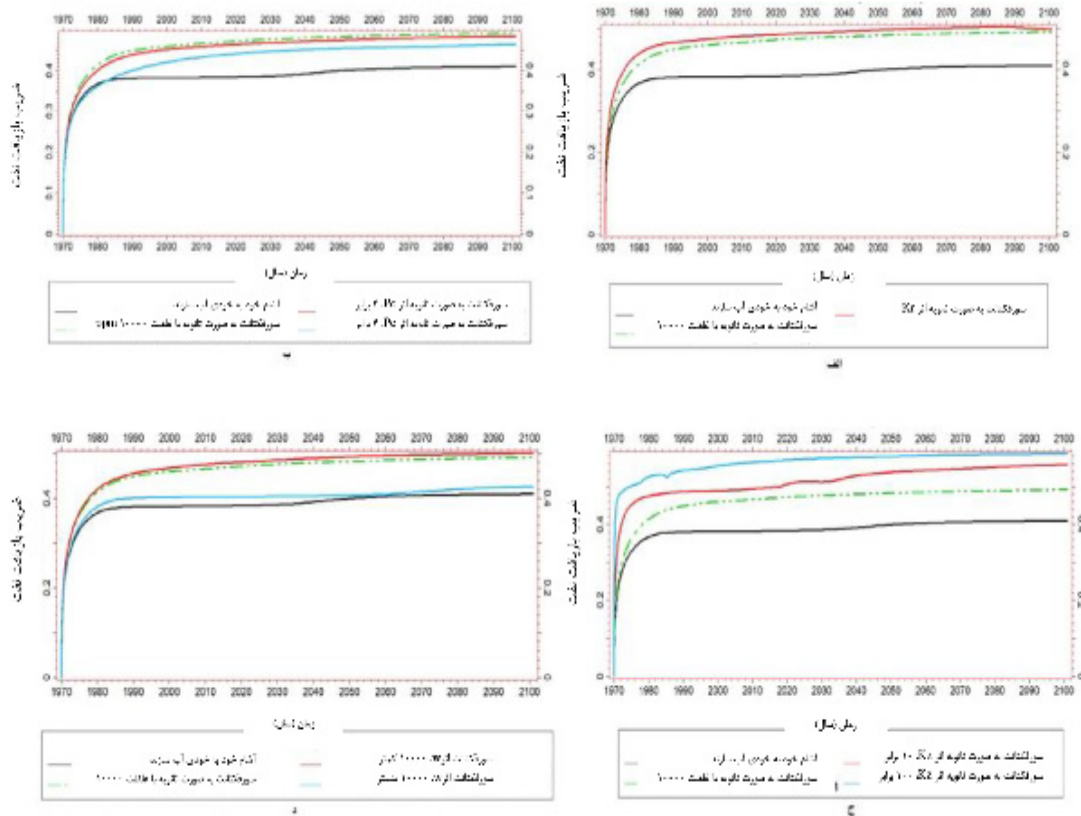
نفوذپذیری عمودی جهت حساسیت‌سنجی از حالت مبنا،  $0/134$  mD (متوسط عبوردهی عمودی سنگ بخش آب‌روفته) به  $10$  برابر ( $1/34$  mD) و  $100$  برابر ( $1/34$  mD) تغییر داده شد. از آنجایی‌که با تغییرات نفوذپذیری عمودی میزان ضریب بازیافت به‌صورت قابل توجهی تغییر کرده است، لذا اثر تغییرات نفوذپذیری عمودی بر این فرآیند بسیار قابل توجه می‌باشد. این مفهوم در شکل ۱۶-ج قابل مشاهده است. علت این امر این است که مسیرهای در دسترس بیشتری برای سیال ترک‌کننده وجود دارد تا از محیط متخلخل عبور کند.

## نمودار درون‌یابی

نمودار درون‌یابی با دو شیب متفاوت از حالت مبنا برای حساسیت‌سنجی تغییر داده شد (شکل ۱۷). شکل ۱۸-د نشان‌دهنده اثر پارامتر درون‌یابی بر روی بازیافت نفت است. همان‌طور که مشخص است، اثر این پارامتر بر روی ضریب بازیافت نفت قابل توجه می‌باشد. در شکل ۱۸-الف، به بررسی تأثیر نمودار نفوذپذیری در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آب‌روفته پرداخته شده است.



شکل ۱۷ نمودار درون‌یابی در حالت‌های مبنا، بیشیه و کمینه



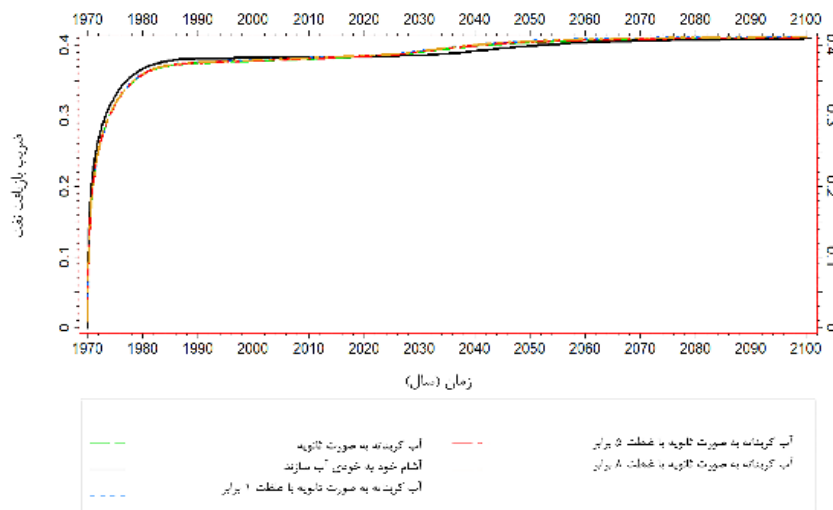
شکل ۱۸ الف) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت‌سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آبروفته ب) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت‌سنجی بر روی نمودار فشار مویینگی در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آبروفته ج) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت‌سنجی بر روی میزان تراوایی عمودی سنگ در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آبروفته د) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت‌سنجی بر روی نمودار درونیابی در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آبروفته

در مدل مبنای حاضر میزان کربن دی اکسید حل شده در آب برابر  $0.17 \text{ MSCf/STB}$  در فشار  $4016$  پام و دمای  $185$  درجه فارنهایت می‌باشد که مطابقت مناسبی با اعداد گزارش شده در منابع علمی دارا می‌باشد. حلالیت کربن دی اکسید در نفت نیز از مدل رفتار فازی تطابق یافته ترکیبی میدان که در بخش مربوطه توضیح داده شد، محاسبه می‌گردد. ضرایب نفوذ میان فازهای گاز-نفت، نفت-گاز، فاز نفت در **جدول ۵** قابل ملاحظه می‌باشد. در شبیه‌سازی‌های انجام شده، بیشینه و کمینه غلظت کربن دی اکسید در آب به ترتیب صفر و  $0.17 \text{ MSCF/bbl}$  در نظر گرفته شد. در شبیه‌سازی تزریق آب کربناته به صورت ثانویه، سنگ دارای اشباع کامل نفت و در اشباع آب همزاد می‌باشد. در این مرحله

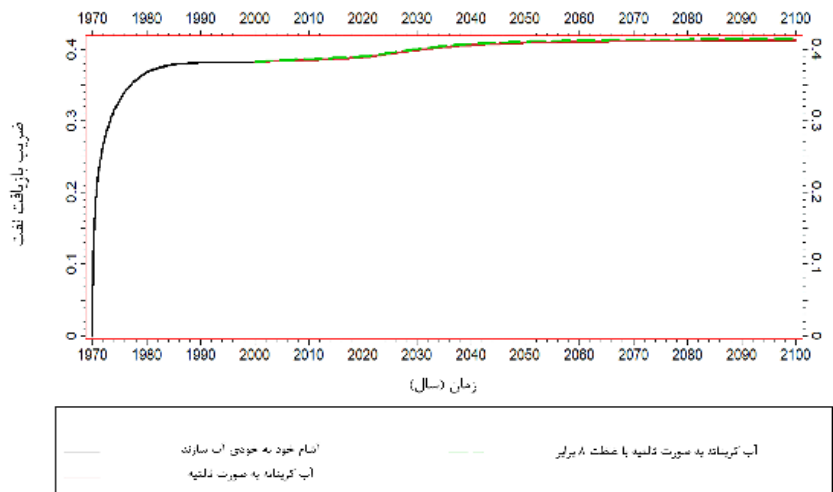
آب حاوی کربن دی اکسید در مدل‌های جداگانه در شکاف اطراف سنگ قرار گرفته و به مدت  $130$  سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. در انتها بازیافت و رفتار بلوک با حالت مینا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند. همان‌طور که در **شکل ۱۹** مشاهده می‌شود در حالت مینا، میزان بازیافت پس از  $130$  سال در غلظت‌های  $0.17$ ،  $0.1785$ ،  $0.1836$  و  $0.1887 \text{ MSCF/bbl}$  با حالت مینا تفاوت چندانی ندارد. در مرحله بعد، تزریق به صورت ثالثیه به منظور شبیه‌سازی تزریق آب کربناته در بخش آبروفته مخزن بررسی گردید. در این مرحله پس از آشام کامل سنگ با آب سازند، اطراف آن با آب کربناته برای مدت  $100$  سال احاطه می‌گردد. در **شکل ۲۰** نتایج شبیه‌سازی نشان داده شده است.

جدول ۵ ضریب نفوذ در فاز نفت [۴۱]

ماده	ضریب نفوذ در فاز نفت (ft <sup>2</sup> /day)	ضریب نفوذ در فاز گاز (ft <sup>2</sup> /day)
H <sub>2</sub> S	۰/۰۰۰۴۶۵۹	۰/۰۰۰۰۵۵۶۹
CO <sub>2</sub>	۰/۰۰۰۰۰۱۲۸۶	۰/۰۰۰۰۰۰۳۸۴۶
C1	۰/۰۰۰۰۰۸۵۷۹	۰/۰۰۰۰۰۰۹۵۶۸
C2	۰/۰۰۰۰۰۴۴۶۳	۰/۰۰۰۰۰۰۶۵۸
C3	۰/۰۰۰۰۰۴۵۵۸	۰/۰۰۰۰۰۰۳۵۶
C4	۰/۰۰۰۰۰۴۴۳۵	۰/۰۰۰۰۰۰۳۳۶۸
C5 <sup>+</sup>	۰/۰۰۰۰۰۴۵۰۲	۰/۰۰۰۰۰۰۲۵۸۴
C9 <sup>+</sup>	۰/۰۰۰۰۰۳۸۶۵۸۶	۰/۰۰۰۰۰۰۴۴۲۶
C17 <sup>+</sup>	۰/۰۰۰۰۰۱۸۳۷۲۱	۰/۰۰۰۰۰۰۱۶۳۸۵
C31 <sup>+</sup>	۰/۰۰۰۰۰۸۲۲۴۳۳	۰/۰۰۰۰۰۰۲۷۴۸



شکل ۱۹ میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کرناتنه به صورت ثانویه در ناحیه ۱ بخش آب روفته



شکل ۲۰ میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کرناتنه به صورت ثالثیه و مقایسه با آشام آب سازندی در بخش آب روفته

### نفوذپذیری عمودی سنگ

جهت بررسی میزان تأثیرات نفوذپذیری عمودی بر بازیافت نفت، میزان آن از حالت مبنا،  $0.134 \text{ mD}$  (متوسط عبوردهی عمودی سنگ بخش آب روفته) به  $10$  برابر ( $1.34 \text{ mD}$ ) و  $100$  برابر ( $13.4 \text{ mD}$ ) تغییر داده شد. **شکل ۲۱-ب** نشان دهنده این اثر می باشد. همان طور که مشخص است، نفوذپذیری عمودی بر روی ضریب بازیافت نفت تأثیر اندکی دارد.

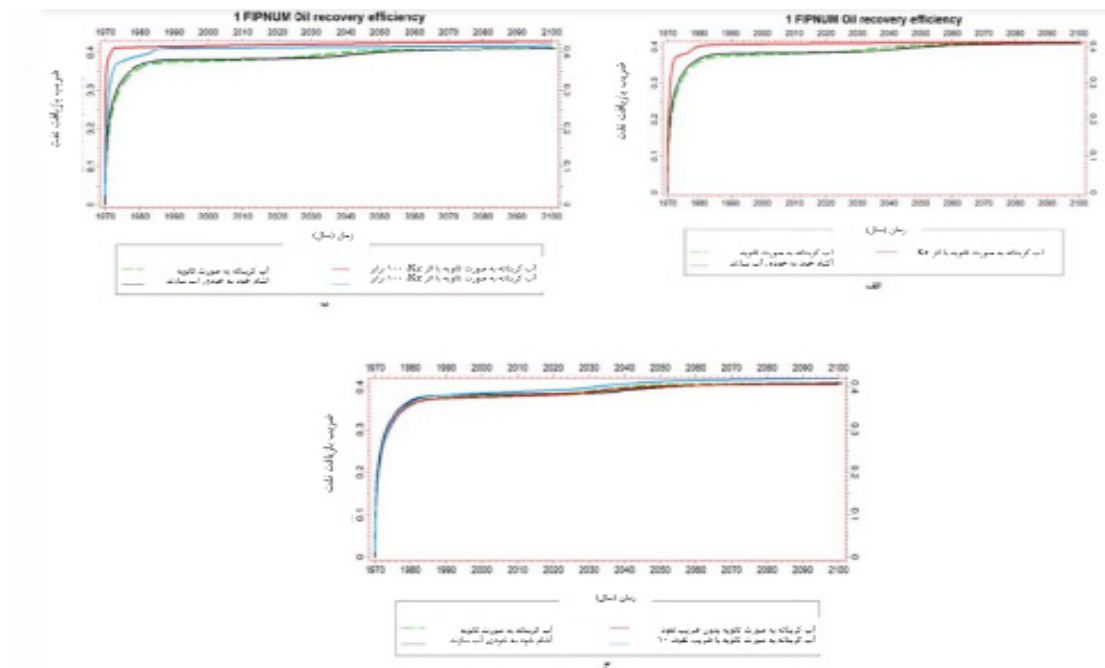
### ضریب نفوذ مولکولی

در آخرین مرحله، برای بررسی میزان حساسیت ضریب نفوذ مولکولی بر میزان بازیافت نفت، این مقادیر در دو حالت عدم وجود نفوذ و ضریب نفوذ  $10$  برابر حالت مبنا اجرا و بررسی گردید. با توجه به اینکه در نمودار **۲۱-ج**، مقادیر بازیافت نفت در حالت های مبنا، عدم وجود نفوذ و ضریب نفوذ  $10$  برابر شده با یکدیگر تفاوت بسیار ناچیزی دارند، لذا می توان این نتیجه را گرفت که ضریب نفوذ بر روی میزان بازیافت نفت تأثیر بسیار اندکی دارد.

همان طور که در **شکل ۲۰** مشاهده می گردد، در غلظت های  $0.17$  و  $0.187 \text{ MSCF/bbl}$  میزان بازیافت در هر دو حالت به  $46/41\%$  می رسد. در **شکل ۲۰** تغییرات بازیافت نفت حاصل از تزریق آب کربناته به صورت ثالثیه و مقایسه با آشام آب سازندی در بخش آب روفته مشاهده می شود. در ادامه، اثر پارامترهای مختلف طی تزریق آب کربناته با استفاده از مدل تک بلوکه ساخته شده بخش قبلی بررسی می گردد. اثر نمودارهای نفوذپذیری نسبی، نفوذپذیری عمودی سنگ و در آخر ضریب نفوذ در این بخش حساسیت سنجی گردیدند.

### نفوذپذیری نسبی

جهت حساسیت سنجی بر روی نفوذپذیری، نمودار آن از حالت مبنا به بیشترین حالت ممکن (برابر با یک) تغییر داده شد تا اثر تغییرات آن در ضریب بازیافت نفت قابل مشاهده باشد. همان گونه که در نمودار **شکل ۲۱-الف** مشاهده می شود، تغییرات نفوذپذیری نسبی بر روی میزان بازیافت نفت طی عملیات تزریق آب کربناته به میزان خیلی کم اثرگذار می باشد.



**شکل ۲۱ الف)** مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری در عملیات تزریق آب کربناته در بخش آب روفته **ب)** مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی میزان تراوایی عمودی سنگ در عملیات تزریق آب کربناته در بخش آب روفته **ج)** مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی ضریب نفوذ در عملیات تزریق آب کربناته در بخش آب روفته

## نتیجه‌گیری

در این پژوهش، سه روش مختلف ازدیاد برداشت در بخش آب‌روفته با استفاده از مدل تک بلوکه مفهومی بررسی و آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای مختلف در سازوکارهای موثر در تولید در این روش‌ها انجام شد. همان‌گونه که پیش‌تر اشاره شد، هدف از مطالعه انجام شده نتیجه‌گیری کمی نبوده و بیشتر شناخت مکانیزم، پارامترهای موثر و در آخر برآورد تقریبی میزان بازیافت و زمان مربوطه می‌باشد. از روش‌های تزریق ثانویه برای شناخت بهتر سازوکار و حساسیت‌سنجی پارامترهای مطرح استفاده گردید و جهت اثربخشی روش ازدیاد برداشت مورد نظر روش‌های تزریق ثالثیه مبنای مقایسه قرار گرفت. در تزریق آب کم‌شور میزان افزایش بازیافت بسیار آهسته می‌باشد. طی این فرآیند، پدیده آشام، غیر همسو بوده و اختلاف چگالی نه چندان زیاد نفت و آب و همچنین تراوایی عمودی پایین سنگ نیز به کندی عملیات کمک می‌کند. همچنین آنالیز حساسیت‌سنجی نشان می‌دهد که طی عملیات تزریق آب کم‌شور، تراوایی عمودی و پارامتر درون‌یابی از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشند در صورتی که تغییرات نمودار تراوایی نسبی و فشار موینگی آشام قابل صرف‌نظر کردن است. در تزریق سورفکتانت زمان‌های افزایش بازیافت حاصل شده از چند ده سال تا چند صد سال تغییر می‌نماید که نشانگر سرعت بسیار پایین پدیده آشام و گرانش می‌باشد. با در نظر گرفتن زمان‌های بالا که خارج از طول عمر مخزن می‌باشد، تزریق سورفکتانت اقتصادی به نظر نمی‌رسد. لازم به ذکر است نتایج اشاره شده همسو با یافته‌های منتشر شده در منابع علمی می‌باشد. همچنین آنالیز حساسیت‌سنجی نشان می‌دهد تأثیر تراوایی نسبی در پدیده آشام قابل صرف‌نظر می‌باشد اما تغییرات فشار موینگی، عبوردهی عمودی سنگ و پارامتر درون‌یابی مهم می‌باشد. در سیستم‌های شکاف‌دار طی تزریق آب کربناته، به‌علت حلالیت بالاتر دی‌اکسیدکربن در نفت نسبت به آب، دی

اکسیدکربن قابل توجهی در نفت حل می‌گردد که باعث تورم و کاهش ویسکوزیته نفت درون سنگ می‌گردد. آب کربناته همچنین می‌تواند باعث تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی نیز گردد. لازم به ذکر است در خصوص اثر تغییر ترشوندگی، منابع محدودی وجود داشته و به‌صورت کمی دارای عدم قطعیت بالایی می‌باشد. با توجه به قابلیت شبیه‌سازهای موجود تنها می‌توان مکانیزم‌های تورم نفت و کاهش ویسکوزیته در اثر حلالیت کربن دی‌اکسید در نفت را شبیه‌سازی نمود و اثر تغییر ترشوندگی در شبیه‌سازهای تجاری لحاظ نمی‌گردد. بنابراین میزان بازیافت‌های به‌دست آمده را می‌توان بدینانه در نظر گرفت. همچنین آنالیز حساسیت‌سنجی نشان می‌دهد که تأثیر تراوایی نسبی و ضریب نفوذ در پدیده تزریق آب کربناته قابل صرف‌نظر می‌باشد اما عبوردهی عمودی سنگ مهم می‌باشد. به‌علاوه تغییرات غلظت می‌تواند مهم باشد هرچند که در ناحیه مورد مطالعه اثرگذاری بالایی مشاهده نشده است. نتایج حاصل از تزریق روش‌های سه‌گانه ذکر شده ازدیاد برداشت در بخش آب‌روفته در **جدول ۶** آمده است و عدم اقتصادی بودن هر یک از روش‌های مطرح را بیان می‌کند. با توجه به نتایج حاصل از شبیه‌سازی، می‌توان دریافت که تأثیر نیروهای ثقلی در بازیافت نفت نسبت به نیروهای موئینه بیشتر می‌باشد اما سرعت عملکرد نیروهای موئینه بیشتر می‌باشد. روش‌های ازدیاد برداشت یاد شده برای بهبود بخشیدن به اثر نیروهای موئینه می‌باشد چراکه نیروهای ثقلی در تمامی حالات یکسان می‌باشند. از آنجایی که نرم‌افزار شبیه‌ساز اکلیپس سازوکارهای متعدد شامل حلالیت کانی، اثر افزایش pH، مهاجرت ذرات رس، تبادل چند یونی، لایه دوگانه و اثر نمک، اثر تشکیل رسوب ناشی از اختلاط آب تزریقی و آب سازندی، اسمز معکوس و پراکندگی ریز را بررسی نمی‌کنند، پیشنهاد می‌گردد برای بررسی این پدیده‌ها از سایر شبیه‌سازها مانند PHREEQC، COMSOL Multyphysics و CMG استفاده گردد.

جدول ۶ خلاصه نتایج بازیافت نفت سنگ در اثر روش‌های مختلف ازدیاد برداشت

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 کربناته	پس از ۲۰ سال	۳/۲۳

## علائم و نشانه‌ها

*psi*: فشار نقطه حباب: (Bubble point pressure)*psi*: فشار اولیه (Initial pressure)*STC*: گرانروی در شرایط استاندارد: Viscosity\*(cp) at*F*: دما (Temperature) °F*AN*: عدد اسیدی: \*(mg KOH/g)*ppm*: کل مواد جامد حل شده (TDS of FW)

میزان آسفالتین: Asphaltene content

## مراجع

- [1]. Aljuboori, F. A., Lee, J. H., Elraies, K. A., & Stephen, K. D. (2019). Gravity drainage mechanism in naturally fractured carbonate reservoirs; review and application. *Energies*, 12(19), 3699. doi.org/10.3390/en12193699.
- [2]. Madani, M., & Alipour, M. (2022). Gas-oil gravity drainage mechanism in fractured oil reservoirs: surrogate model development and sensitivity analysis. *Computational Geosciences*, 26(5), 1323-1343.
- [3]. An, S., Erfani, H., Godinez-Brizuela, O. E., & Niasar, V. (2020). Transition from viscous fingering to capillary fingering: Application of GPU-based fully implicit dynamic pore network modeling. *Water Resources Research*, 56(12), e2020WR028149. doi.org/10.1029/2020WR028149.
- [4]. Erfani, H., Karimi Malekabadi, A., Ghazanfari, M. H., & Rostami, B. (2021). Experimental and modelling study of gravity drainage in a three-block system. *Transport in Porous Media*, 136(2), 471-494.
- [5]. Aghabarari, A., & Ghaedi, M. (2019). A new simulation approach to investigate reinfiltration phenomenon in fractured porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106182. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106182.
- [6]. Alipour, M., & Madani, M. (2023). New empirical scaling equations for oil recovery by free fall gravity drainage innaturallyfracturedreservoirs. *Energy Geoscience*, 4(3), 100190. doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100190.
- [7]. Jerauld, G. R., Lin, C. Y., Webb, K. J., & Seccombe, J. C. (2008). Modeling low-salinity waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(06), 1000-1012. doi.org/10.2118/102239-PA.
- [8]. Alameri, W., Teklu, T. W., Graves, R. M., Kazemi, H., & AlSumaiti, A. M. (2015, April). Experimental and numerical modeling of low-salinity waterflood in a low permeability carbonate reservoir. In *SPE Western Regional Meeting* (pp. SPE-174001). SPE. doi.org/10.2118/174001-MS.
- [9]. Evje, S., Hiorth, A., Madland, M. V., & Korsnes, R. I. (2009). A mathematical model relevant for weakening of chalk reservoirs due to chemical reactions. *Networks Heterog. Media*, 4(4), 755-788. doi:10.3934/nhm.2009.4.755.
- [10]. Joel, T., Patrick V. Brady, Barati Ghahfarokhi R. (2020). Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: 2 mechanisms, Investigation Techniques, and Future Directions. doi.org/10.1016/j.cis.2020.102253.
- [11]. Seyyedi, M., Tagliaferri, S., Abatzis, J., & Nielsen, S. M. (2018). An integrated experimental approach to quantify the oil recovery potential of seawater and low-salinity seawater injection in North Sea chalk oil reservoirs. *Fuel*, 232, 267-278. doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.158.
- [12]. Nasralla, R. A., Sergienko, E., Masalmeh, S. K., van der Linde, H. A., Brussee, N. J., Mahani, H., Suijkerbuijk, B.M. & Al-Qarshubi, I. S. (2016). Potential of low-salinity waterflood to improve oil recovery in carbonates: Demonstrating the effect by qualitative coreflood. *Spe Journal*, 21(05), 1643-1654. doi.org/10.2118/172010-PA.
- [13]. Afekare, D. A., & Radonjic, M. (2017). From mineral surfaces and coreflood experiments to reservoir implementations: Comprehensive review of low-salinity water flooding (LSWF). *Energy & fuels*, 31(12), 13043-13062. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02730.
- [14]. Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2011). Recent advances in surfactant EOR. *SPE journal*, 16(04), 889-907, doi.org/10.2118/115386-PA.

- [15]. Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97-105. doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003.
- [16]. Iglauer, S., Wu, Y., Shuler, P., Tang, Y., & Goddard III, W. A. (2010). New surfactant classes for enhanced oil recovery and their tertiary oil recovery potential. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 71(1-2), 23-29. doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.009.
- [17]. Pashley R.M. & Karaman M. E. (2005). Surfactants and self-assembly, applied colloid and surface chemistry, John Wiley & Sons, Ltd, 978-0-47001-470-7, 61-77, doi.org/10.1002/0470014709.ch4.
- [18]. Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2), 197-211. doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007.
- [19]. T.W. Teklu, W. Alameri, H. Kazemi, R.M. Graves, A.M. AlSumaiti, Low salinity water-Surfactant-CO<sub>2</sub> EOR, *Petroleum* 3 (3) (2017) 309-320, doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.003.
- [20]. Al-Sulaimani, H., Al-Wahaibi, Y., Al-Bahry, S., Elshafie, A., Al-Bemani, A., Joshi, S. and Ayatollahi, S., (2012). Residual-oil recovery through injection of biosurfactant, chemical surfactant, and mixtures of both under reservoir temperatures: induced-wettability and interfacial-tension effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 15(02), 210-217.
- [21]. Ayatollahi, Sh. (2012). Residual-oil recovery through injection of biosurfactant, chemical surfactant, and mixtures of both under reservoir temperatures: induced-wettability and interfacial-tension effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 15 (02):210-7. doi:10.2118/158022-PA.
- [۲۲]. قجاوندی ح. و علیرضا نورمحمد، ع. ر. (۲۰۱۳). ازدیاد برداشت نفت از سنگ کربناته به‌وسیله آشام خودبه‌خودی محلول سورفکتانت، نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران، ۳۲، ۱۳۹۲.
- [23]. Daoshan, L., L. Shouliang, L. Yi, and W. Demin. 2004. The effect of biosurfactant on the interfacial tension and adsorption loss of surfactant in ASP flooding. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 244 (1-3):53-60. doi: 10.1016/j.colsurfa.2004.06.017.
- [24] Collins, A. G., & Wright, C. C. (1985). Enhanced oil recovery injection waters. Chapter 6, 1st edition, In *Developments in Petroleum Science*, Elsevier, 151-221. doi.org/10.2118/6603-MS.
- [25]. Dong, Y., Dindoruk, B., Ishizawa, C., Lewis, E.J., Kubicek, T. (2011). An experimental investigation of carbonated water flooding, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE paper No. 145380, October. doi.org/10.2118/145380-MS.
- [26]. Hickok, C. W., & Ramsay, H. J. (1962, May). Case histories of carbonated waterfloods in Dewey-Bartlesville field. In *SPE Secondary Recovery Symposium* (pp. 333-MS).
- [27]. Derakhshanfar, M., Nasehi, M., & Asghari, K. (2012, February). Simulation study of CO<sub>2</sub>-assisted waterflooding for enhanced heavy oil recovery and geological storage. In *Carbon Management Technology Conference* (pp. CMT-151183). CMT. doi.org/10.7122/151183-MS.
- [28]. Sheng, J. J. (2014). Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 216-224. doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026.
- [29]. Yu, L., Evje, S., Kleppe, H., Kårstad, T., Fjelde, I., & Skjæveland, S. M. (2009). Spontaneous imbibition of seawater into preferentially oil-wet chalk cores—Experiments and simulations. *Journal of petroleum science and engineering*, 66(3-4), 171-179. doi.org/10.1016/j.petrol.2009.02.008.
- [30]. Jerauld, G. R., Lin, C. Y., Webb, K. J., & Seccombe, J. C. (2008). Modeling low-salinity waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(06), 1000-1012. doi.org/10.2118/102239-PA.
- [31]. Andersen, P. Ø., Evje, S., Kleppe, H., & Skjæveland, S. M. (2015). A model for wettability alteration in fractured reservoirs. *SPE Journal*, 20(06), 1261-1275. doi.org/10.2118/174555-PA.
- [32]. Karimi, M., Al-Maamari, R. S., Ayatollahi, S., & Mehranbod, N. (2015). Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet calcite: The effect of magnesium ions in the presence and absence of cationic surfactant. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 482, 403-415. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.07.001.
- [33]. Salehi, M., Johnson, S. J., & Liang, J. T. (2008). Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs. *Langmuir*, 24(24), 14099-14107. doi.org/10.1021/la802464u.
- [34]. Standnes, D. C., & Austad, T. (2000). Wettability alteration in chalk: 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28(3), 123-143.
- [35]. Strand, S., Standnes, D. C., & Austad, T. (2003). Spontaneous imbibition of aqueous surfactant solutions into neutral to oil-wet carbonate cores: Effects of brine salinity and composition. *Energy & fuels*, 17(5), 1133-1144. doi.org/10.1021/ef030051s.
- [36]. Gupta, R., & Mohanty, K. (2010). Temperature effects on surfactant-aided imbibition into fractured carbonates. *SPE Journal*, 15(03), 588-597. doi.org/10.2118/110204-PA.
- [37]. Delshad, M., Najafabadi, N. F., Anderson, G. A., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (2009). Modeling wettability

- alteration by surfactants in naturally fractured reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 12(03), 361-370. doi.org/10.2118/100081-PA.
- [38]. Dong, Y., Dindoruk, B., Ishizawa, C., Lewis, E., & Kubicek, T. (2011, October). An experimental investigation of carbonated water flooding. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-145380). SPE. doi.org/10.2118/145380-MS.
- [39]. 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).
- [40]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2010, October). Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs. In SPE Canada Unconventional Resources Conference (pp. SPE-137634). SPE. doi.org/10.2118/137634-MS.
- [41]. 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. PhD Thesis, University of Kansas, pp.
- [42]. Chang, Y. B., Coats, B. K., & Nolen, J. S. (1996, March). A compositional model for CO<sub>2</sub> floods including CO<sub>2</sub> solubility in water. In SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference (pp. SPE-35164). SPE. doi.org/10.2118/35164-MS.