Amirkabir Journal of Mechanical Engineering

Amirkabir J. Mech. Eng., 54(11) (2023) 505-508
DOI: 10.22060/mej.2022.20937.7342

An Experimental Investigation of Multi-Phase Flow and the Effect of Fracture on Enhanced Oil Recovery in the Porous Medium

K. Jafarian, M. H. Kayhani, M. Nazari*, B. Ghorbanbakhsh

Department of Mechanical And Mechatronics Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran

ABSTRACT: Strategies for extracting residual oil in the reservoir are called enhanced oil recovery. One of the usual methods of enhanced oil recovery is the water alternating gas injection. The study of this injection method in a two-dimensional porous medium has been less considered. In this study, two porous media were made using a 3D printer. One is simple, and the other has a horizontal fracture. Nitrogen gas and water have been used in three different scenarios, in the form of a single injection of gas, water, and the water alternating gas injection, to increase the oil recovery. Then, the recovery of each injection scenario was calculated by processing the captured images. This study showed that the water alternating gas injection in the simple medium swept about 55% of the medium, which was more than 6 times the injection of gas and more than 2.5 times the injection of water. water alternating gas injection also swept about 38% of the fracture medium, which was 2.5 times more than the other two injection scenarios. The reason for the difference in recovery between the two media in water alternating gas injection is the negative impact of fracture. Also, the difference between water alternating gas injections and single injections can be found in the pressure drop diagram. The water alternating gas injection pressure drop consisted of separate injections of gas and water.

Review History:

Received: Dec. 31, 2021
Revised: Oct. 23, 2022
Accepted: Oct. 24, 2022
Available Online: Nov. 28, 2022

Keywords:

Oil
Enhanced oil recovery
Porous medium
Fracture
Water alternating gas injection

1- Introduction

Fractured reservoirs are mostly carbonates that are located on land, and some offshore reservoirs, such as Siri Island, are sandstone reservoirs. The oil reservoir is inherently pressurized at the time of discovery, and as a result of this pressure, oil is easily extracted from it. This stage of oil extraction is called primary oil recovery. As the reservoir pressure decreases, the oil production rate decreases too, and fluids are injected into the reservoirs to maintain the pressure. Because these fluids are injected in the second phase of oil production, these methods are called secondary oil recovery. Conventional methods for recovering the oil in the second stage include methods such as immiscible gas or water injection. Even after the second stage, a large amount of oil remains in the reservoir. To extract this remaining oil, some novel methods are used, that is called Enhanced Oil Recovery (EOR), Such as Water Alternating Gas (WAG) injection [1, 2] and chemical injection [3-5].

2- Methodology

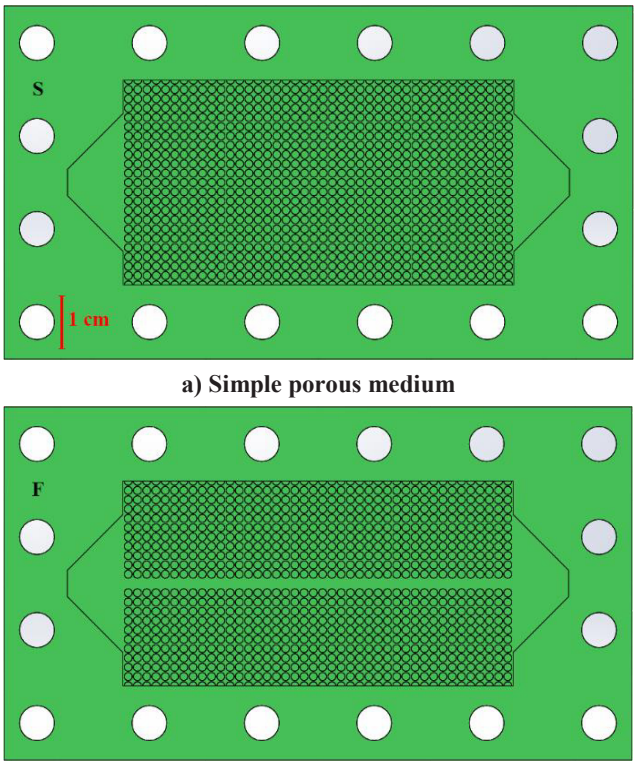
For this study, two porous mediums were printed with the 3D printer. One is Simple (S), and the other is similar to S in every aspect but it has a horizontal Fracture (F) in the middle. (Fig. 1)

Silicone oil was used as a displaced phase with a viscosity of 407 cP, also brine water (solution of distilled water with 2 gr of NaCl salt) and nitrogen gas with a purity of 99% (gas phase) are used as the flooding agent phase. For the WAG injection, a ratio of 1:1 (between water and gas) has been used.

This investigation includes studying two porous media in three different gas, water, and WAG injection scenarios. For this purpose, the porous mediums are first secured between two plates of Plexiglas, which contain pneumatic connections for the inlet and outlet. The oil is then injected into mediums from the outlet with a low flow rate until all the air is completely removed and filled with oil. In gas or water injection, the syringe pump injects the fluid into the medium at the rate of 4.3 ± 0.04 ml/hr, and it continues to inject until it reaches six times the Pore Volume (PV). It is necessary for WAG injection to inject equal volumes of water and gas into the medium at specific times. To achieve this goal, outlets of pumps are connected to solenoid valves, controlled by a timer, and set to alter the injection of each phase in 18 s. During the test, the inlet and outlet pressures are recorded at 0.5 Hz frequency by pressure sensors. The oil extraction process and the patterns created are also captured during the test. The recovered oil is drained into a container. After the experiment, the photos are processed using the image processing code.

*Corresponding author's email: mnazari@shahroodut.ac.ir

Copyrights for this article are retained by the author(s) with publishing rights granted to Amirkabir University Press. The content of this article is subject to the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY-NC 4.0) License. For more information, please visit https://www.creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/legalcode.



a) Simple porous medium

b) Fractured porous medium

Fig. 1.The porous medium of this study

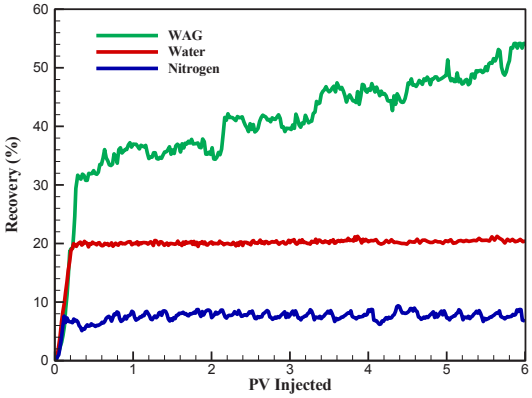


Fig. 2. Recovery vs PV injected in the S medium

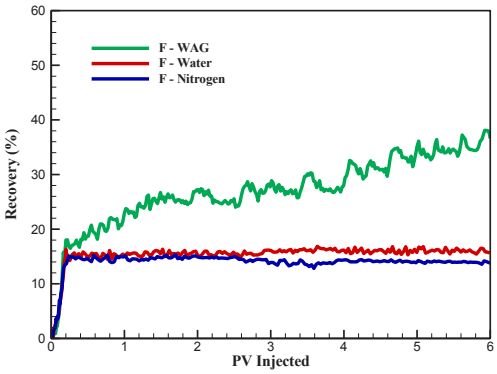


Fig. 3. Recovery vs PV injected in the F medium

3- Results and Discussion

Lenormand et al. [6] investigated the displacement of the wetting phase by the non-wetting phase (both phases are immiscible) in a horizontal porous medium without considering the effect of gravity. Their results showed that the displacement of two immiscible fluids in the porous medium is classified into three regimes: capillary finger, viscous finger, and stable displacement. The present study regime is located in the area of the viscous finger.

3- 1- Simple porous medium (S) results

The recovery vs. PV injected diagram was obtained by conducting the three scenarios in the S porous medium (Fig. 2). As can be seen in this diagram, the oil recovery rate in the gas injection scenario is about 8%, and in water, injection is about 20%. However, the recovery rate in the WAG injection is much higher at about 55%. In all three scenarios, the recovery increases linearly with the steep slope, and after the Breakthrough (BT), the slope of the graph decreases dramatically.

In gas injection, due to the low viscosity of the displacing phase, the mobility ratio is low, and this causes the rapid formation of the first finger of gas inside the oil phase. Because the medium has no fracture, the created finger must pass through the throat. Gas creates new and small fingers along its path, but with the BT of the first finger, an exit path is provided for the gas that reduces its pressure; thus, it does not create a new pass to the outlet, and the recovery rate remains almost constant.

In water injection, the formation of the first finger occurs later due to the water's greater mobility. In this way, water first enters the medium with a more stable front, and after sweeping some throat, it forms the first finger. As a result, the BT of water is delayed, resulting in more recovery. After the first finger of water reaches the outlet, the continued injection does not affect recovery and remains constant.

In WAG injection, it was observed that the recovery rate had increased significantly compared to the gas or water injection. It should be noted that WAG injection always begins with water invasion. The injection frequency creates successive queues of water and gas at the medium. Due to capillary pressure in the porous medium, the gas phase in the inlet is compressed. This compression goes so far as to overcome the capillary pressure of the environment, and the gas phase pushes water into the medium. The alternating injection of water and gas increases the pressure gradient, which causes local jumps in the recovery rate.

3- 2- Fractured porous medium (F) results

Like the S medium, three injection scenarios were also tested in the F medium, and the recovery vs. PV diagram was obtained (Fig. 3). This diagram shows that the recovery in gas and water injection has increased to about 14%. Also, the recovery in WAG injection is about 38%. Like the S medium, the recovery increases linearly and has a steep slope in all three scenarios until the BT, and the slope of the graph decreases after the BT. In WAG injection, due to the fracture, the recovery to BT is less than the recovery of this scenario in the S medium.

In the first scenario, gas was injected into the F medium. Due to the presence of fracture, which is a path with a very high permeability compared to other areas of the porous medium, the gas does not tend to enter areas with less permeability and flows in the fracture as soon as it enters the medium. Although the recovery has increased compared to the S medium, this increase is related to the width of the fracture, and even after the injection of six times of PV, it can be seen that the gas has only swept the fracture and has not penetrated low permeability areas. This experiment shows that in a porous medium with fractures, gas injection is not a suitable strategy for EOR.

In the second scenario, water was injected into the F medium, and its recovery result was similar to the gas injection and water has only been able to sweep the fracture. Due to the higher mobility of water, a few limited and small invasions happened, but it did not have much effect on the overall amount of recovery.

Although the recovery in WAG injection is more than gas or water injection, it has less recovery than the injection in S medium due to the fracture. Because, as mentioned before, the displacing phases enter the fracture alternately. As the injection continues, the pressure created by the gas condensation overcomes the capillary pressure of the throats, and eventually, they enter the porous medium around the fracture, which causes a jump in the recovery. During the test, like the water injection, some invasions (perpendicular to the fracture direction) are observed, but due to the pressure of the gas behind the water, these invasions expand and cause a noticeable increase in recovery.

4- Conclusions

As observed in this study, the recovery rate in WAG injection in both porous mediums was much higher than the injection of each fluid alone, which was explained by the pressure gradient diagram. In this way, the WAG injection pressure gradient diagram had a dual behavior and created local jumps in the recovery by creating local peaks in the pressure gradient. The study of fracture also showed that it hurts recovery significantly. In gas or water injection, the displacing phase chooses the high permeability path (fracture), and they were unable to penetrate the low permeability areas. In WAG injection, the displacing phase is less willing to penetrate into the low permeability area compared to the S medium, which significantly reduces the recovery.

References

[1] M. Sohrabi, D. Tehrani, A. Danesh, G.D. Henderson, Visualization of oil recovery by water-alternating-gas injection using high-pressure micromodels, Spe Journal, 9(03) (2004) 290-301.

[2] H. Jiang, L. Nuryaningsih, H. Adidharma, The effect of salinity of injection brine on water alternating gas performance in tertiary miscible carbon dioxide flooding: experimental study, in: SPE Western Regional Meeting, OnePetro, 2010, pp. 1-10.

[3] J. Gauteplass, K. Chaudhary, A.R. Kovscek, M.A. Fernø, Pore-level foam generation and flow for mobility control in fractured systems, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 468 (2015) 184-192.

[4] M.J. Shojaei, K. Osei-Bonsu, P. Grassia, N. Shokri, Foam flow investigation in 3D-printed porous media: fingering and gravitational effects, Industrial & Engineering Chemistry Research, 57(21) (2018) 7275-7281.

[5] S. Razavi, M. Shahmardan, M. Nazari, M. Norouzi, Experimental Study of Surfactant Type Effects on the Foam Stability and Mobility With the Approach of Enhancing Oil Recovery, Amirkabir Journal of Mechanical Engineering, 53(1 (Special Issue)) (2020) 339-356.

[6] R. Lenormand, E. Touboul, C. Zarcone, Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media, Journal of fluid mechanics, 189 (1988) 165-187.

HOW TO CITE THIS ARTICLE

K. Jafarian, M. H. Kayhani, M. Nazari , B. Ghorbanbakhsh, An Experimental Investigation of Multi-Phase Flow and the Effect of Fracture on Enhanced Oil Recovery in the Porous Medium, Amirkabir J. Mech Eng., 54(11) (2023) 505-508.

DOI: 10.22060/mej.2022.20937.7342

This page intentionally left blank

نشریه مهندسی مکانیک امیرکبیر

نشریه مهندسی مکانیک امیرکبیر، دوره ۵۴، شماره ۱۱، سال ۱۴۰۱، صفحات ۲۴۹۹ تا ۲۵۱۸
DOI: 10.22060/mej.2022.20937.7342

مطالعه تجربی جریان چندفازی و اثر وجود ترک بر ازدیاد برداشت در بستر متخلخل

کریم جعفریان، محمدحسن کیهانی، محسن نظری*، بهادر قربان‌بخش

دانشکده مهندسی مکانیک و مکاترونیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، ایران.

خلاصه: راه‌کارهای استخراج نفت باقی‌مانده در مخزن را ازدیاد برداشت می‌نامند. از جمله روش‌های مرسوم ازدیاد برداشت، تزریق متناوب آب و گاز است که بررسی این روش تزریق در بستر متخلخل دوبعدی، کمتر موردتوجه بوده است. در این پژوهش تجربی دو بستر متخلخل، با استفاده از چاپگر سه‌بعدی ساخته شد که یکی ساده و دیگری دارای ترک افقی است. از سیالات گاز نیتروژن و آب، در سه سناریو، به صورت تزریق تنهای گاز، آب و تزریق متناوب هر دو، به منظور ازدیاد برداشت استفاده شده است. سپس با پردازش تصویر، میزان برداشت هر کدام از سناریوهای تزریق، محاسبه گردید. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که تزریق متناوب، در بستر ساده حدود ۵۵ درصد محیط را جاروب می‌کند که این میزان بیش از ۶ برابر برداشت تزریق تنهای گاز و بیش از ۲/۵ برابر برداشت تزریق تنهای آب است. همچنین تزریق متناوب در بستر با ترک حدود ۳۸ درصد محیط را جاروب می‌کند که این میزان بیش از ۲/۵ برابر هرکدام از دیگر تزریق‌ها است. علت تفاوت برداشت در دو بستر در تزریق متناوب، تأثیر منفی وجود ترک است. همچنین دلیل تفاوت تزریق متناوب و تزریق‌های تنها را می‌توان در نمودار افت فشار یافت. بدین صورت که نمودار افت فشار تزریق متناوب، رفتاری مرکب از تزریق گاز و آب مجزا دارد.

تاریخچه داوری:
دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۱۰
بازنگری: ۱۴۰۱/۰۸/۰۱
پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۰۲
ارائه آنلاین: ۱۴۰۱/۰۹/۰۷

کلمات کلیدی:
نفت
ازدیاد برداشت
محیط متخلخل
ترک
تزریق متناوب

۱- مقدمه

علی‌رغم رشد صادرات محصولات غیرنفتی، نفت و گاز هنوز عمده‌ترین منبع درآمد ارزی و تأمین‌کننده بیش از ۹۸ درصد انرژی اولیه مورد نیاز کشور است. با این حال این بخش از نظر امکان تداوم تولید، در بلند مدت با مشکلات و محدودیت‌هایی روبه‌رو است. پس لازم است با توجه به رشد جمعیت و نیازهای توسعه اقتصادی کشور طی سال‌های آینده، در جهت رفع این محدودیت‌ها، از هم‌اکنون اقدامات جدی در خصوص افزایش توان تولید صورت گیرد. این اقدامات با توجه به افزایش تقاضای جهانی نفت و گاز در آینده می‌تواند جایگاه ایران را در بین کشورهای عضو اوپک و جهان حفظ نماید.

به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت نفت در جهان رو به گسترش بوده و از این طریق میانگین بازدهی مخازن نفتی به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش یافته است. حدود ۹۰ درصد از مخازن ایران از نوع شکاف‌دار هستند و استخراج ثانویه از این مخازن کمتر از ۳۰ درصد است. مخازن شکاف‌دار عمدتاً مربوط به خشکی است و برخی از مخازن دریایی مانند جزیره سیری، مخازن شنی هستند. با توجه به وجود مخازن گازی زیاد در کشور، می‌توان از گاز برای ازدیاد برداشت از چاه‌های نفت سود جست.

محیط متخلخل مخازن نفتی در اثر عوامل مختلف دچار گسستگی موضعی و یا کلی می‌شود. به طوری که ترک‌های ایجاد شده در مخزن رفتار آن را در مقابل جریان چند فازی سیال به طور کلی تحت تأثیر قرار می‌دهد. بسیاری از مخازن عمده تولیدکننده نفت در جهان مخازن ترک‌دار هستند. در چنین محیط‌هایی سیال جابه‌جاکننده از ناحیه با نفوذپذیری بالاتر (ترک‌ها) با سرعت، و از ناحیه با نفوذپذیری پایین‌تر (منافذ کوچک و گلویی‌ها) به آرامی عبور می‌کند. ضخامت و تعداد ترک‌های موجود در بسترهای نفتی و همچنین چگونگی اتصال به یکدیگر، بر روی میزان برداشت تأثیر بسیاری دارد و زمان بریک‌ترو[1] را تحت تأثیر قرار می‌دهد.

مخزن نفتی به طور ذاتی در زمان کشف دارای فشار است و در اثر این فشار، نفت به راحتی از آن استخراج می‌شود. به این مرحله از برداشت نفت، بازیابی اولیه گفته می‌شود. با کم شدن فشار اولیه مخزن، سرعت تولید نفت

* نویسنده عهده‌دار مکاتبات: mnazari@shahroodut.ac.ir

1 Breakthrough Time (BTT)

حقوق مؤلفین به نویسندگان و حقوق ناشر به انتشارات دانشگاه امیرکبیر داده شده است. این مقاله تحت لیسانس آفرینندگی مردمی (Creative Commons License) در دسترس شما قرار گرفته است. برای جزئیات این لیسانس، از آدرس https://www.creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/legalcode دیدن فرمائید.

کاهش یافته و جهت حفظ میزان تولید به مخازن، سیالاتی تزریق می‌شود که فشار آن حفظ شود. چون تزریق این سیالات، در فاز دوم تولید نفت صورت می‌گیرد، این روش‌ها را بازیابی مرحله دوم می‌نامند. روش‌های مرسوم برای بازیابی مرحله دوم عملیات غیرامتزاجی مانند تزریق گاز یا آب را شامل می‌شود. حتی بعد از بازیابی مرحله دوم مقدار زیادی از نفت در مخزن باقی می‌ماند. برای بازیابی نفت‌های باقی‌مانده از مرحله دوم از روش‌های ازدیاد برداشت نظیر تزریق متناوب آب و گاز[1] استفاده می‌شود.

سهرابی و همکاران [۱] در سال ۲۰۰۴ به تزریق متناوب آب و گاز در یک میکرومدل شیشه‌ای در فشار بالا جهت بازیابی نفت پرداختند و تصاویری باکیفیت بالا از فرآیندهای برداشت را در توالی‌های مختلف تزریق متناوب آب و گاز ثبت کردند. این آزمایش‌ها غالباً در رژیم جریان موییننگی و با دبی cm^3/hr ۰/۰۱ تا cm^3/hr ۱۰۰ انجام شده است. آن‌ها نشان دادند که میزان برداشت نفت در سناریو تزریق متناوب از نفت تولیدی با تزریق گاز یا آب تنها، بیشتر بوده است. جیانگ و همکاران [۲] در سال ۲۰۱۰ به مطالعه تجربی تأثیر شوری محلول آب نمک بر عملکرد تزریق متناوب با فاز گاز (دی‌اکسیدکربن) امتزاجی پرداختند. آزمایش‌های آن‌ها در مغزه‌های مختلف از جنس ماسه سنگ به طول ۲۶/۶۷ سانتی‌متر و قطر ۲/۵۴ سانتی‌متر با تخلخل و نفوذپذیری‌های متفاوت انجام شد و عملکرد تزریق متناوب را در بازیابی نفت گزارش کردند. این آزمایش‌ها در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد و در فشاری حداقل ۲۰ درصد بالاتر از فشار امتزاج نفت و گاز انجام شده است. آن‌ها نشان دادند که بازدهی برداشت نفت به دلیل کاهش حلالیت دی‌اکسیدکربن در آب شور، کمی افزایش یافته است.

وهاپکان و همکاران [۳] در سال ۲۰۱۰ یک محیط متخلخل منظم به ابعاد میکرو به همراه یک ترک افقی بر روی آن ساختند و به پدیده‌شناسی حضور ترک در میزان برداشت روغن در اثر تزریق گاز پرداختند. ژانگ و همکاران [۴] در سال ۲۰۱۱ در یک پژوهش تجربی به جابه‌جایی آب در یک میکرومدل دوبعدی با تراوایی دوگانه با تخلخل ۴۰ درصد به کمک تزریق دی‌اکسیدکربن مایع پرداختند. آن‌ها یافتند که در تزریق با دبی کم، دی‌اکسیدکربن مایع، آب را فقط در ناحیه با نفوذپذیری بالا با مکانیسم موییننگی انگشتی جابه‌جا می‌کند و با افزایش دبی تزریق، مکانیزم جابه‌جایی در آن ناحیه به ویسکوزیته انگشتی تغییر می‌کند. همچنین در تزریق با دبی بالا نیز، فاز جابه‌جا کننده، آب را در ناحیه با نفوذپذیری پایین با مکانیزم غالب موییننگی انگشتی جابه‌جا می‌کند.

ژونگ‌چون و همکاران [۵] در سال ۲۰۱۲ با شبیه‌سازی آزمایشگاهی فاز چهارم میدان نفتی تاهه[2] به بررسی انواع حالت‌های مختلف نفت باقی‌مانده در نقاط مختلف مخزن، پس از تزریق آب از پایین پرداختند و پنج مدل متفاوت نفت باقی‌مانده را شناسایی کردند. کانما و همکاران [۶] در سال ۲۰۱۲ در یک مطالعه تجربی به مقایسه استفاده از فوم جهت هدایت جریان از نواحی با نفوذپذیری بالا به نفوذپذیری پایین در یک محیط متخلخل دوبعدی با تراوایی دوگانه پرداختند. آن‌ها نشان دادند تزریق فوم پایدار در مقایسه با تزریق گاز، به طور مؤثر موجب جابه‌جایی روغن در هر دو منطقه با نفوذپذیری بالا و پایین در میکرومدل متخلخل می‌شود. کان و همکاران [۷] در سال ۲۰۱۴ یک بستر متخلخل میکرو و یک ترک افقی به کمک چاپگر سه بعدی ساختند و با تصویربرداری از مراحل تزریق فوم به پدیده‌شناسی اثر حضور ترک در میزان برداشت پرداختند.

ویجراتن و هالورسن [۸] در سال ۲۰۱۵ شکل‌گیری پدیده انگشتی در اثر تزریق آب در یک مخزن روغن سنگین را به صورت عددی بررسی کردند. آن‌ها پدیده ایجاد انگشتی و چگونگی تأثیر آن بر بازیابی روغن را به صورت دوبعدی با استفاده از مدل حجم سیال[3] در نرم‌افزار دینامیک سیالات محاسباتی شبیه‌سازی کردند. آن‌ها به یک سرعت بحرانی برای ناپایداری در تزریق آب دست یافتند. گوتپلاس و همکاران [۹] در سال ۲۰۱۵ میکرومدل سیلیکونی تولید کردند که از یک نمونه حقیقی ماسه‌سنگ الگوبرداری شده است. آن‌ها بازده جاروب نفت توسط گاز و فوم در این بستر را بررسی کردند.

کاظمی فر و همکاران [۱۰] در سال ۲۰۱۵ به مطالعه تجربی برداشت آب در یک میکرومدل دوبعدی متخلخل با میزان تخلخل ۵۰ درصد، به کمک گاز دی اکسید کربن پرداختند. آن‌ها در پژوهش خود پیشروی هر دو فاز را با ارائه تصویر جامع از جریان، در طول حرکت رو به جلو و رشد انگشتی‌ها در میکرومدل متخلخل، نشان دادند. تحقیق آن‌ها جز اولین اندازه‌گیری‌های میدان سرعت محسوب می‌شود که در فشار بالا برای جابه‌جایی آب توسط تزریق گاز در یک میکروساختار متخلخل انجام شده است. ربانی و همکاران [۱۱] در سال ۲۰۱۶ با استفاده از نرم افزار اپن‌فوم[4] به شبیه‌سازی یک جریان دوفازی در میکروکانال پرداختند. در مدل آن‌ها از آب به عنوان سیال جابه‌جا کننده استفاده شده است. با توجه به اینکه فشار ورودی موییننگی به قابلیت ترشوندگی بستگی دارد، آن‌ها در پژوهش خود تحت شرایط مرزی جریان ثابت در شرایط مختلف ترشوندگی و منافذ دارای زاویه‌های متفاوت، دینامیک

1 Water Alternating Gas (WAG) injection

2 Tahe oil filed

3 Volume Of Fluid (VOF)

4 OpenFOAM

سطح تماس را شبیه‌سازی کردند. فرنو و همکاران [۱۲] در سال ۲۰۱۶ با تزریق فوم در یک شبکه ترک به بازیابی نفت پرداختند. آن‌ها شرایط تزریق را به طور سیستماتیک تغییر دادند که شامل نسبت گاز، نرخ کل جریان و نرخ مایع بود. آن‌ها با تزریق گاز، تزریق متناوب سورفاکتانک و گاز[1] و تزریق همزمان در بستر، بازده جاروب محلی را از طریق مشاهده جبهه پیشروی محاسبه کردند. لیو و همکاران [۱۳] در سال ۲۰۱۷ در یک کار آزمایشگاهی با تزریق گاز نیتروژن در مجموعه مخازن ترک‌دار-حفره‌دار، بازیابی نفت و عوامل افزایش بازدهی نظیر مقدار تزریق گاز و سرعت تزریق را بررسی کردند. در بستر مورد مطالعه آن‌ها قسمت بدون حفره، تخلخل ۶۰ درصد و نفوذپذیری ۱۵۰۰ میلی دارسی، و قسمت با حفره، تخلخل ۱۵ درصد و نفوذپذیری ۲۰۰ میلی دارسی دارد. آن‌ها یافتند که زمان شروع تزریق گاز یک نقطه بهینه است و تزریق بیش از حد زودتر یا دیرتر بر روی بازیابی نفت تأثیر خواهد گذاشت. همچنین مقدار و سرعت تزریق گاز، پارامترهای تاثیرگذاری هستند که میزان تولید یک چاه را تحت تأثیر قرار می‌دهند.

شجاعی و همکاران [۱۴] در سال ۲۰۱۸ یک محیط متخلخل با پرینت سه‌بعدی تولید کردند و به صورت تجربی به بررسی تأثیر فوم بر جابه‌جایی نفت تحت شرایط مرزی مختلف پرداختند. همچنین آن‌ها اثرات نوع نفت، کیفیت فوم و جریان فوم را مورد بررسی قرار دادند. نتایج پژوهش آن‌ها نشان داد که تولید فوم پایدار در حضور نفت سبک نسبت به نفت سنگین در محیط متخلخل به تأخیر می‌افتد. مطالعه آن‌ها درک فیزیکی خوبی از جابه‌جایی نفت توسط فوم در محیط متخلخل ایجاد کرده است. پنگ لوو و همکاران [۱۵] در سال ۲۰۱۸ در یک فرآیند آزمایشگاهی با تزریق گاز در یک محیط متخلخل با تراوایی دوگانه همراه با ترک، میزان برداشت نفت را بررسی کردند. آن‌ها نشان دادند محیط‌های متخلخل با تراوایی دوگانه نسبت به محیط‌های متخلخل با تراوایی یگانه، تطابق نزدیک‌تری با مخازن واقعی دارند. رویدا و همکاران [۱۶] در سال ۲۰۱۹ با استفاده از روش عددی المان محدود، تأثیر ترک‌های بزرگ، متوسط و کوچک، در نفوذپذیری یک محیط متخلخل دارای شبکه ترک را بررسی کردند. آن‌ها از روش تخلخل دوگانه-تراوایی دوگانه برای جریان سیال در محیط متخلخل دارای ترک استفاده کردند. نفوذپذیری شبکه ۰/۱ میلی دارسی و تخلخل ۲۰ درصد است. نتایج آن‌ها نشان داد که ترک‌های کوچک و متوسط باعث افزایش نفوذپذیری مخازن و تخلیه سریع‌تر سیال جابه‌جا کننده می‌شوند. وانگ و همکاران [۱۷] در سال ۲۰۲۰ مجموعه‌ای از آزمایش‌های تزریق آب، گاز و تزریق متناوب را در یک میکرومدل دوبعدی برای تعیین ویژگی‌های جریان و مطالعه ساز وکارهای مؤثر بر گیر افتادن روغن در محیط متخلخل انجام داد. نتایج آنها نشان داد که هندسه گلویی منافذ، ترشوندگی، و نرخ تزریق بر دینامیک جریان چند فازی در میکرومدل تأثیر می‌گذارد. رضوی و همکاران [۱۸] در سال ۲۰۲۰ با رویکرد بهبود استخراج نفت، یک مطالعه تجربی درباره پایداری فوم با انواع سورفاکتانت‌ها و تأثیر حضور فاز نفتی بر پایداری آن‌ها انجام داده‌اند. مدل آزمایشگاهی آن‌ها شامل چند ستون برای مطالعه پایداری و یک سلول شفاف هل-شو[2] برای مطالعه تأثیر فوم بر ازدیاد برداشت است. یانگ و همکاران [۱۹] در سال ۲۰۲۱ تزریق متناوب را با نسبت تزریق ۱:۱ در سه هسته مختلف با نفوذپذیری‌های مختلف مورد مطالعه قرار داد. آن‌ها در طول آزمایش تزریق متناوب، در چرخه‌های تزریق گاز، خروجی را بستند تا فشار بالاتری برای لایه با نفوذپذیری کم در طول چرخه تزریق آب، فراهم شود. این روش، برداشت را حدود ۵ تا ۱۰درصد افزایش داد. لی و همکاران [۲۰] در سال ۲۰۲۲ سه آزمایش تزریق آب، تزریق آب در ادامه تزریق گاز، و سپس تزریق متناوب آب و گاز در یک مدل دوبعدی از دانه‌های شن را انجام دادند. نتایج آنها نشان داد که گرانش و نیروهای مویرگی به طور قابل توجهی بر کارایی تزریق متناوب تأثیر می‌گذارند و افزایش چرخه‌های تزریق باعث کاهش اشباع روغن باقی‌مانده می‌شود.

پس از بررسی چند نمونه از مطالعات پیشین، چگونگی تأثیر دقیق حضور ترک‌ها و ناهمگونی‌های مختلف بر دینامیک جریان چند فازی در محیط‌های متخلخل، به‌ویژه در طی فرایند تزریق متناوب، به طور کامل درک نشده است. با توجه به اهمیت بازیابی فاز محبوس شده در محیط متخلخل طبیعی و کاربردهای مختلف آن از جمله اصلاح خاک و ازدیاد برداشت نفت، اهداف خاص این مطالعه بررسی تأثیر وجود ترک در محیط متخلخل بر میزان برداشت است. به این منظور دو بستر دوبعدی متخلخل ساده و با ترک با استفاده از یک چاپگر سه‌بعدی ساخته شد و تأثیر تزریق نیتروژن، آب‌شور و همچنین تزریق متناوب آن‌ها بر میزان اشباع نفت بررسی می‌شود. همچنین به مطالعه چگونگی تشکیل انگشتی‌ها درون گلویی‌ها و درون ترک و نحوه توسعه آن‌ها پرداخته می‌شود.

۲- بستر آزمایشگاهی

۲- ۱- سیالات مورد استفاده

در این مطالعه با توجه به اینکه نفت خام سنگین ایران به طور معمول لزجتی بیش از cP ۱۰۰ دارد (به عنوان مثال نفت میدان سروش لزجت

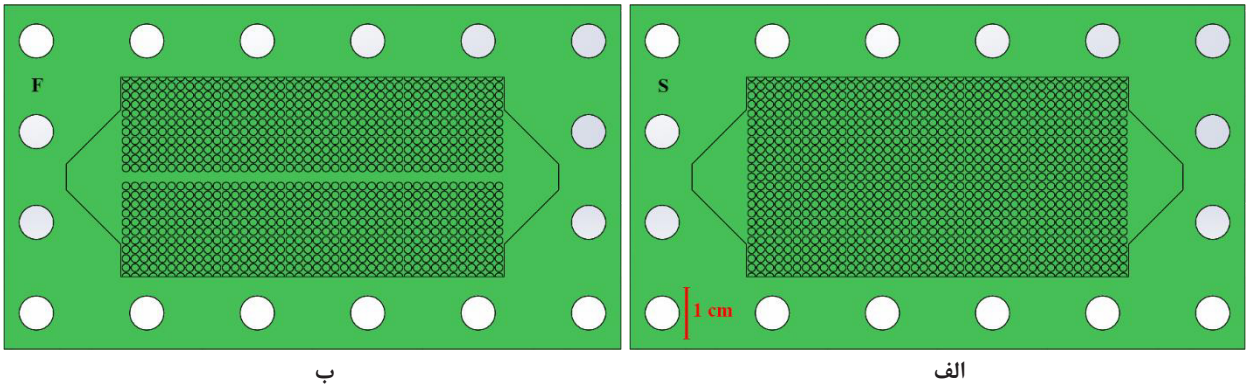
1 Surfactant Alternating Gas (SAG)

2 Hele-Shaw

جدول ۱. خواص آب و گاز در حضور روغن

Table 1. Properties of the water and gas in presence of oil

نام	کشش بین سطحی (mN/m)	زاویه تماس (درجه)
آب	۴۶/۲	۷۲/۸
گاز	۳۳/۱	۲۷/۴



شکل ۱. بسترهای متخلخل طراحی شده: الف) بستر متخلخل ساده (S)، ب) بستر متخلخل با ترک (F)

Fig. 1. The designed porous media: a) Single permeable porous medium(S) b) Fractured porous medium(F)

۶۹۷ cP و نفت میدان کوروش لزجتی در محدوده ۱۳۷ cP دارد) از روغن سیلیکون جهت تخریب نشدن بستر ساخته به عنوان سیال جایگزین نفت به عنوان فاز جابه‌جا شونده استفاده شده است. این روغن جهت آشکارسازی در مرحله پردازش تصویر با استفاده از سالونت دای[1] با غلظت ۰/۱٪ وزنی به رنگ قرمز درآمده است. خواص دو مدل روغن رنگ شده و بدون رنگ توسط دستگاه رئومتر[2] اندازه‌گیری شد که نتایج حاصل نشان داد، حضور رنگ در روغن تغییری در خواص آن ایجاد نکرده است و لزجت آن در محدوده cP ۴۰۶/۹ باقی‌مانده است. همچنین از ترکیب آب مقطر و نمک سدیم کلرید[3] شرکت مرک[4] با غلظت ۲٪ وزنی به عنوان آب‌شور استفاده شده است. گاز تزریقی به محیط نیز نیتروژن با خلوص ۹۹٪ است. برای تزریق متناوب آب و گاز نیز از نسبت ۱:۱ استفاده شده است. خواص فیزیکی آب و گاز در حضور روغن در جدول ۱ آورده شده است.

1 Solvent Dye
2 Rheometer Anton Paar MCR 302e
3 NaCl
4 Merck

۲- ۲- ساخت بستر

برای این مطالعه دو بستر دوبعدی متخلخل ساده[5] و با ترک[6] طراحی و ساخته شده‌اند. برای طراحی شبکه حفره‌ها، از آرایه‌های دایره‌ای استفاده شده که تراوایی همگن را در هر بخش ایجاد می‌کنند. چون در این مطالعه به بررسی مکانیزم‌های بنیادی برداشت، پرداخته می‌شود لذا همانند مطالعات گذشتگان، بسترهای کاملاً منظم و همگن انتخاب شده‌اند. تصویر هر کدام از این بسترها در شکل ۱ قابل مشاهده است. مشخصات هندسی بسترها نیز در جدول ۲ ارائه شده است. لازم به ذکر است جهت ارضای شرط دوبعدی بودن بسترهای مورد مطالعه ارتفاع پیلارها[7] تا کمترین حد ممکن کوتاه در نظر گرفته شده است. طراحی بسترهای آزمایش به کمک نرم‌افزار سالیدورکس[8] انجام شده و به کمک چاپگر سه‌بعدی به روش ال‌سی‌دی[9] تولید شده است.

5 Single permeable porous medium (S)
6 Fractured porous medium (F)
7 Pillar
8 Solidworks
9 LCD

جدول ۲. مشخصات هندسی بسترهای متخلخل

Table 2. Geometric properties of the porous media

نام بستر	طول محیط متخلخل (mm)	عرض محیط متخلخل (mm)	ارتفاع محیط متخلخل (mm)	ضخامت ترک (mm)	گلویی (mm)	شعاع دایره (mm)	تخلخل (%)	نفوذپذیری (دارسی[1])
بستر متخلخل ساده (S)	۷۳/۷۵	۳۸/۵	۰/۴	-	۰/۲۵	۱/۵	۴۲	۲/۴
بستر متخلخل با ترک (F)	۷۳/۷۵	۳۸/۵	۰/۴	۲	۰/۲۵	۱/۵	۴۵	۴/۳

[1] Darcy

چاپگر مورد استفاده ساخت شرکت لانگر[1] بوده و دارای دقت ساخت ۲۰ µm در محور عمود است.

۲- ۳- تجهیزات آزمایش

برای تزریق سیالات به درون بستر متخلخل به صورت تکی و متناوب از دو پمپ سرنگی شرکت لامبدا[2] و جی‌اماس[3] استفاده شده است. جهت اندازه‌گیری افت فشار ورودی و خروجی، سنسور فشار شرکت ال‌وفلو[4] نصب شده که اطلاعات فشار را به صورت لحظه‌ای در کامپیوتر ثبت می‌کند. به منظور تزریق متناوب آب و گاز، تایمر صنعتی شیوا به همراه دو شیر برقی به کار رفته است. تصویربرداری از محیط توسط دوربین ۱۲ مگاپیکسلی (۵۴ pixel/mm) با لنز ۲۵ mm انجام شده است. جهت اتصال سرنگ به ورودی از شیلنگ و اتصالات پنوماتیک با قطر ۴ mm استفاده شد. اندازه‌گیری‌های وزنی با ترازوی دقیق شرکت رادوگ[5] انجام شده است. به منظور تعیین عدم قطعیت آزمایش‌ها، عدم قطعیت تجهیزات استفاده شده در این مطالعه، مطابق بازه عملکردی و خطای ذکر شده در کاتالوگ هر دستگاه محاسبه و در جدول ۳ ارائه شده است. لذا عدم قطعیت آزمایش‌ها حداکثر برابر ۱٪ است.

1 Longer
2 Lambda
3 JMS
4 Elveflow
5 Radwag

۲- ۴- پردازش تصویر

برای پردازش تصویر عکس‌های آزمایش‌ها از کتابخانه اوپن‌سی‌وی[6] استفاده شده است. اوپن‌سی‌وی یکی از قوی‌ترین کتابخانه‌های یادگیری ماشین و پردازش تصویر است که با زبان‌های برنامه‌نویسی زیادی از جمله پایتون[7] و جاوا[8] قابل استفاده است. ترکیب این کتابخانه با دیگر کتابخانه‌ها همچون نام‌پای[9] که در محاسبات عددی بسیار بهینه است، قدرتی مضاعف را برای پردازش تصاویر فراهم می‌کند. با توجه به خروجی پردازش تصویر در شکل ۲، ابتدا عکس به مقیاس خاکستری درمی‌آید و جهت کاهش نویز و جزئیات، عکس بلور[10] می‌شود. سپس با ترش‌هولدینگ[11] عکس باینری[12] می‌شود تا با استفاده ابزار هاگ‌سیرکل[13] دایره‌ها شناسایی و تعداد پیکسل‌های درون آن‌ها شمرده شوند. دایره‌های شناسایی شده با رنگ آبی در خروجی قابل مشاهده هستند.

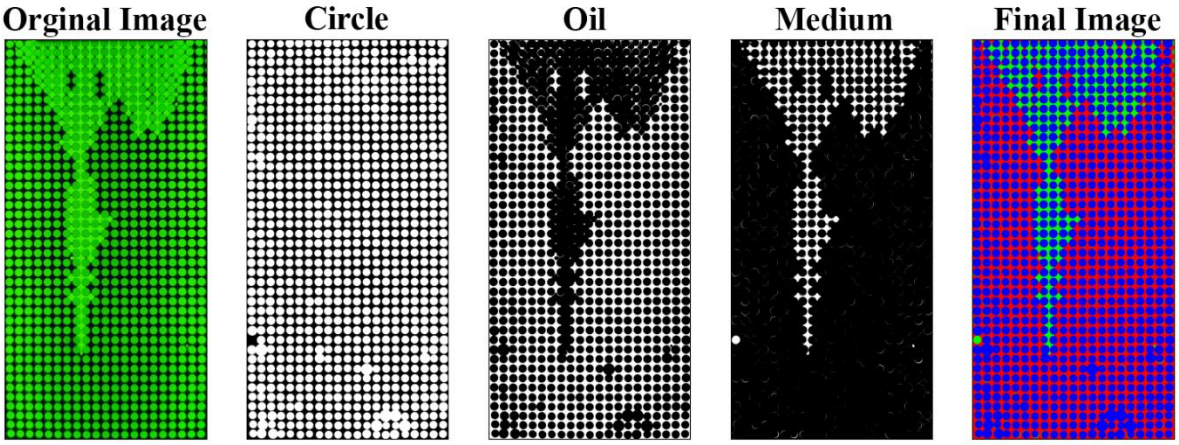
در ادامه فضای رنگی از آرجی‌بی[14] به اچ‌اس‌وی[15] تغییر می‌کند تا تعداد پیکسل‌های روغن(با رنگ قرمز) بدون اشباع و هیو[16] شناسایی شوند. سپس تعداد پیکسل‌های قابل مشاهده بستر که به رنگ سبز هستند شمارش

6 OpenCV
7 Python
8 Java
9 Numpy
10 Blur
11 Thresholding
12 Binary
13 HougCircles
14 RGB
15 HSV
16 Hue

جدول ۳. ارزیابی عدم قطعیت تجهیزات

Table 3. Uncertainty assessment of the equioments

ردیف	نام دستگاه	شرکت سازنده	مدل	عدم قطعیت دستگاه
۱	پمپ سرنگی	لامبدا	VIT-FIT	۱ ٪
۲	پمپ سرنگی	جی‌ام‌اس	SP-۵۰۰	۱ ٪
۳	تایمر دیجیتال	شیوا	MTB-۱۵M	۰/۰۱ ٪
۴	سنسور فشار	ال‌وفلو	MPS-۳۰psi	۰/۲ ٪
۵	ترازو	رادوگ	PS-۵۱۰	۰/۰۰۴ ٪



شکل ۲. مراحل پردازش تصویر

Fig. 2. Steps of image processing

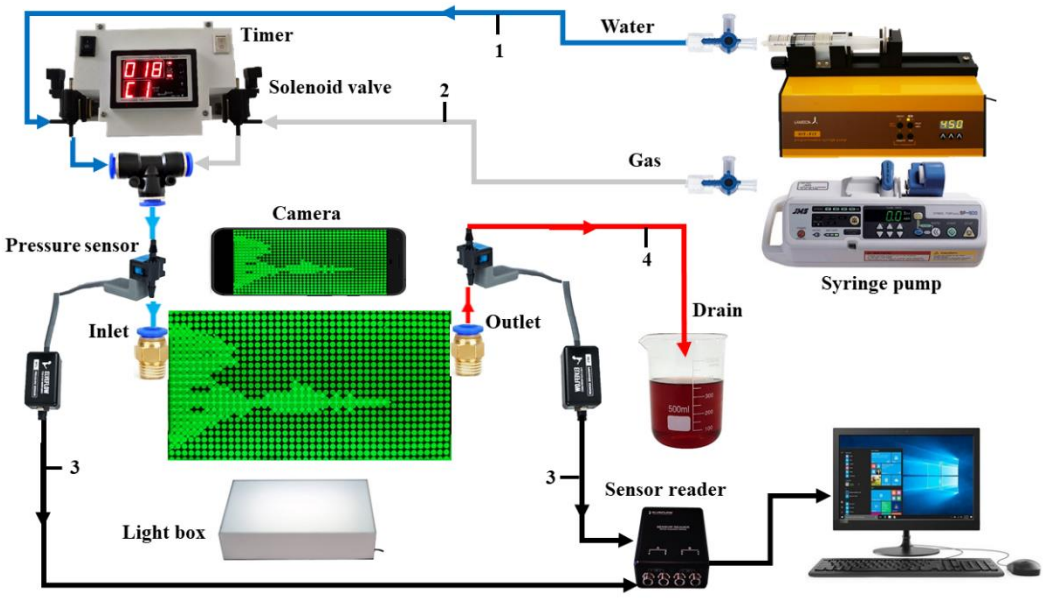
می‌شوند. برای محاسبه نسبت روغن برداشت شده به کل، طبق معادله (۱) با تقسیم پیکسل‌های بستر به مجموع پیکسل‌های بستر و روغن، درصد روغن برداشت شده به دست می‌آید.

$$\text{recovery}(\%)=\frac{\text{green pixles}}{\text{red pixles}+\text{green pixles}}\times 100 \qquad (۱)$$

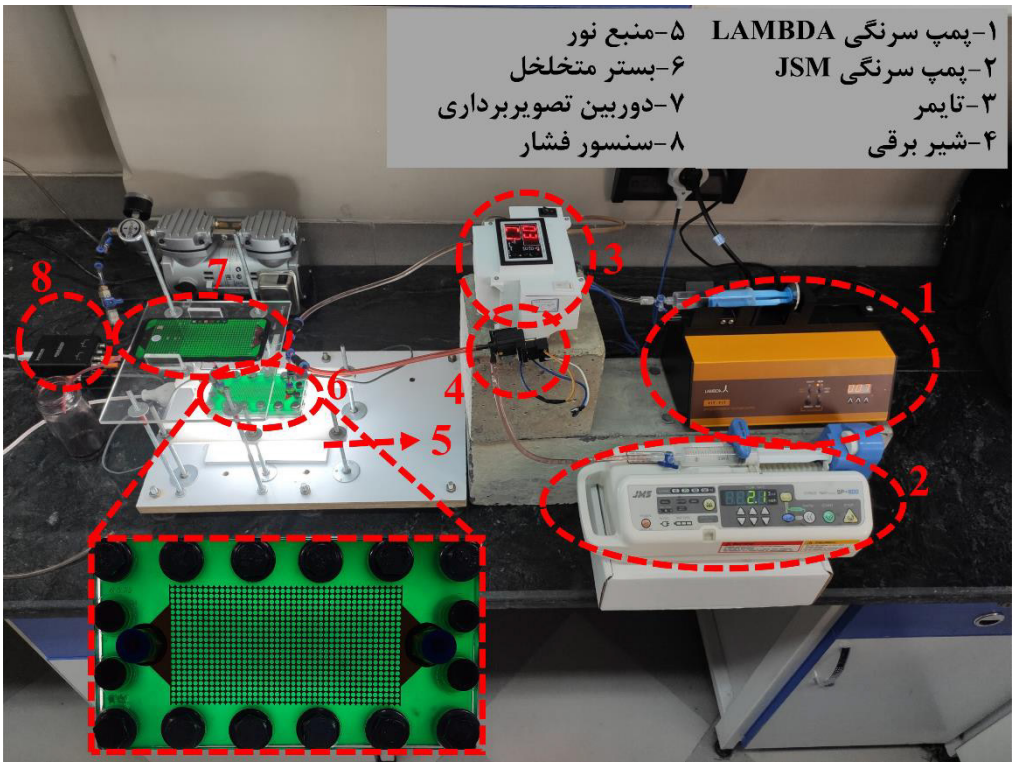
۲- ۵- سناریو آزمایش

این مطالعه شامل بررسی دو محیط متخلخل در سه سناریو متفاوت تزریق گاز، آب و متناوب آب و گاز است. برای این منظور ابتدا بسترها بین دو صفحه از جنس پلکسی‌گلس[1] مهار می‌شوند که حاوی اتصالات پنوماتیک جهت ورود و خروج سیالات هستند. سپس روغن به عنوان فاز جابه‌جا شونده از محل خروجی با دبی پایین به درون محیط تزریق شده تا جایی که هوای درون محیط به طور کامل خارج شود. مطابق شکل ۳ در تزریق آب، شیر سه‌راهی خط ۱ باز شده و پمپ سرنگی، آب را با دبی ۰/۰۴ ml/hr ± ۴/۳ به محیط تزریق می‌کند. در این تزریق خط ۲ (خط گاز) بسته است و برای تزریق گاز به طور عکس عمل می‌شود. همچنین برای تزریق متناوب،

1 Plexiglass



الف



ب

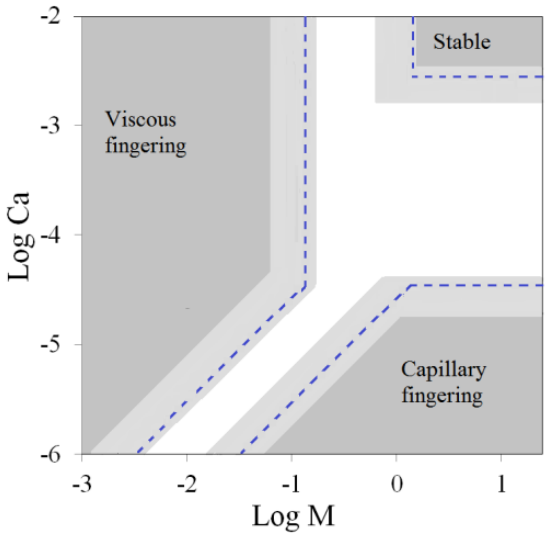
شکل ۳. تجهیزات آزمایشگاهی: الف) شماتیک، ب) ستاپ مورد استفاده

Fig. 3. Labratoar equipments: a) Schematic diagram b) Real setup

جدول ۴. مشخصات تزریق متناوب

Table 4. Specifications of the WAG injection

	دبی تزریق (ml/hr)	حجم تزریق آب (PV)	حجم تزریق گاز (PV)
متناوب	۴/۳	۰/۰۳	۰/۰۳



شکل ۴. دیاگرام فاز لنورمند[۲۱]

Fig. 4. Lenormand phase diagram [21]

لازم است که حجم‌های مساوی از آب و گاز در زمان‌های مشخص به درون بسترها تزریق شوند، بدین منظور خط ۱ و ۲ به شیرهای برقی وصل می‌شوند که مطابق شکل شیرها از تایمر فرمان می‌گیرند. زمان تزریق هر کدام از فازها ۱۸ s در نظر گرفته شده است. در حین آزمایش، فشار ورودی و خروجی با فرکانس ۰/۵ Hz توسط سنسورهای فشار ثبت می‌شوند (خط ۳). همچنین در طول آزمایش از روند برداشت روغن و الگوهای ایجاد شده تصویربرداری می‌شود. روغن برداشت شده بر اثر تزریق از خط ۴ در ظرف، تخلیه می‌شود. پس از آزمایش، عکس‌های گرفته شده با استفاده از کد پردازش تصویر، مورد بررسی قرار می‌گیرند. لازم به ذکر است تمامی آزمایش‌ها حداقل سه بار تکرار شده‌اند تا از تکرارپذیری نتایج اطمینان حاصل شود و نتایج قابل تکرار، به عنوان خروجی آن‌ها گزارش شده است. همچنین آزمایش‌ها در دمای ۲۵ درجه سانتی‌گراد و فشار اتمسفر انجام شده است.

۳- نتایج

۳- ۱- نوع رژیم جریان مورد مطالعه

لنورمند و همکاران [۲۱] در سال ۱۹۸۸ جابه‌جایی فاز خیس کننده توسط فاز غیرخیس کننده (که هر دو فاز غیرامتزاجی هستند) در یک محیط متخلخل افقی و مسطح را بدون در نظر گرفتن اثر نیروی گرانش بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که جابه‌جایی دو سیال مخلوط نشدنی در محیط متخلخل به سه رژیم موبینگی[۱]، انگشتی ویسکوز[۲] و رژیم پایدار[۳] دسته بندی می‌شوند. نمایش این سه رژیم را دیاگرام فازی گویند که در شکل ۴ ارائه شده است. محورهای عمودی و افقی این دیاگرام به ترتیب لگاریتم عدد بی‌بعد موبینگی (Ca)[۴] و لگاریتم نسبت ویسکوزیته (M)[۵] است.

1 Capillary fingering
2 Viscous fingering
3 Stable displacement
4 Capillary nubmer
5 Mobility ratio

جدول ۵. لگاریتم عدد بی‌بعد مویینگی و تحرک‌پذیری

Table 5. Logarithm of the Capillary and Mobility number

نام	Log(Ca)	Log(M)
آب	-۵/۲۵	-۲/۶۲
گاز	-۷/۳۵	-۴/۳۸

$$M = \frac{\mu_2}{\mu_1} \quad (۲)$$

$$Ca = \frac{\mu_2 V_2}{\sigma \operatorname{Cos}\theta} \quad (۳)$$

در معادله (۲)، μ_1 ویسکوزیته فاز جابه‌جا شونده و μ_2 ویسکوزیته فاز جابه‌جا کننده است. در معادله (۳)، V_2 سرعت فاز جابه‌جا کننده، σ کشش بین سطحی دو فاز و θ زاویه تماس بین دو فاز است.

در رژیم انگشتی ویسکوز که در نسبت ویسکوزیته‌های کم قابل مشاهده است، نیروی ویسکوزیته سیال جابه‌جا شونده حاکم است و نیروی مویینگی و افت فشار در سیال جابه‌جا کننده قابل صرف نظر کردن هستند. لازم به ذکر است این مطالعه طبق اعداد بی‌بعد مویینگی و تحرک‌پذیری (جدول ۵) در ناحیه رژیم انگشتی ویسکوز قرار دارد.

۳- ۲- شبیه‌سازی عددی

قبل از ارائه نتایج تجربی میزان برداشت، به شبیه‌سازی عددی تزریق آب در بستر متخلخل ساده و مقایسه با نتیجه تجربی این آزمایش پرداخته می‌شود. مدل هندسی بستر متخلخل ساده، جهت تجزیه و تحلیل عددی با استفاده از روش المان محدود در نرم افزار کامسول[1] شبیه‌سازی شد که معادلات دیفرانسیل جزئی معادلات حاکم و شرایط مرزی را با استفاده از فرم کلی آن‌ها حل می‌کند. بدین صورت که شرط مرزی دیواره‌ها عدم لغزش[2] و شرط مرزی ورودی سرعت ثابت (متناسب با دبی ورودی از پمپ سرنگی تنظیم شده است) و شرط مرزی خروجی مشتقی (تغییرات فشار صفر) است.

۳- ۲- ۱- بررسی شبکه و اثبات همگرایی حل

در مسأله مورد نظر در این پژوهش به دلیل اثرات غیر خطی موجود در معادلات ممنتوم به اجبار باید همگرایی حل بدست آمده را بررسی نمود. لذا برای نشان دادن استقلال حل مسأله از تعداد و موقعیت گره‌های شبکه، باید یکی از پارامترهای مهم جریان (به عنوان مثال بریک‌ترو[3] سیال جابجاکننده برحسب حجم منافذ[4]) برای شبکه‌های مختلف را محاسبه نمود. بنابراین، برای نشان دادن استقلال حل مسأله از شبکه در نرم افزار کامسول در بستر متخلخل ساده، مش رفته رفته ریز شد و در شکل ۵ مشاهده می‌شود که نتایج حاصل از دامنه محاسباتی با اندازه حدود ۲۵۰ هزار به بعد، اختلاف ناچیزی دارد. به همین جهت دامنه محاسباتی با تعداد ۳۰۰ هزار برای تحلیل در نظر گرفته شده است.

۳- ۲- ۲- شبیه‌سازی عددی تزریق آب در بستر متخلخل ساده

بعد از مطالعه شبکه و بررسی استقلال حل مسأله از تعداد و موقعیت گره‌های شبکه، به شبیه‌سازی عددی تزریق آب در بستر متخلخل ساده و محاسبه میزان برداشت بعد از ۶ برابر حجم منافذ پرداخته شد. همان طور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود این شبیه‌سازی تطابق بسیار خوبی با نتیجه آزمایش تجربی همین تزریق دارد.

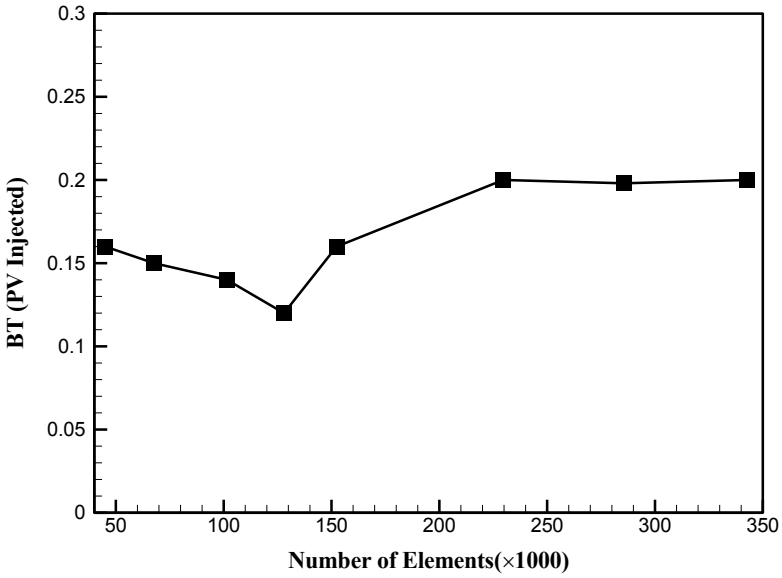
۳- ۳- بررسی نتایج تجربی برداشت

در این پژوهش با سه مدل تزریق گاز، آب و متناوب آب و گاز در دو بستر ذکر شده به میزان ۶ برابر حجم منافذ به مقایسه میزان برداشت پرداخته شد.

۳- ۳- ۱- بستر متخلخل ساده

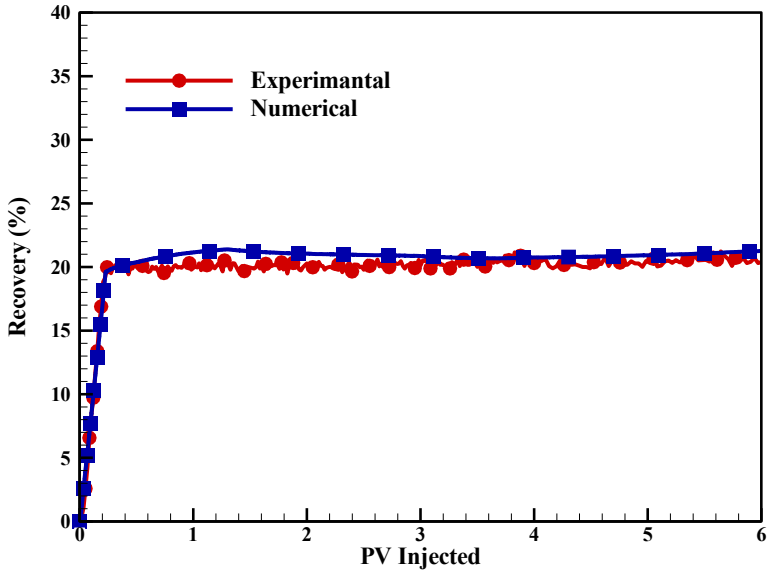
با انجام سه سناریو ذکر شده در بستر متخلخل ساده، نمودار برداشت[5] برحسب حجم منافذ مطابق شکل ۷ حاصل می‌شود. همان‌طور که در این نمودار مشاهده می‌شود میزان برداشت روغن در تزریق گاز حدود ۸ درصد و در تزریق آب حدود ۲۰ درصد است. اما میزان برداشت در تزریق متناوب این دو، به مراتب بیشتر بوده و حدود ۵۵ درصد است. میزان برداشت در هر سه سناریو تا بریک‌ترو به صورت خطی و با شیب زیاد، افزایش می‌یابد و بعد از بریک‌ترو شیب نمودار کاهش پیدا می‌کند. میزان برداشت در تزریق متناوب تا قبل از بریک‌ترو بسیار بیشتر از برداشت دیگر سناریوها بوده است. علت این افت‌ها در ادامه مورد بحث قرار می‌گیرد.

1 COMSOL Multiphysics 5.6
2 No Slip
3 Breakthrough
4 Pore Volume (PV)
5 Recovery(Rec)



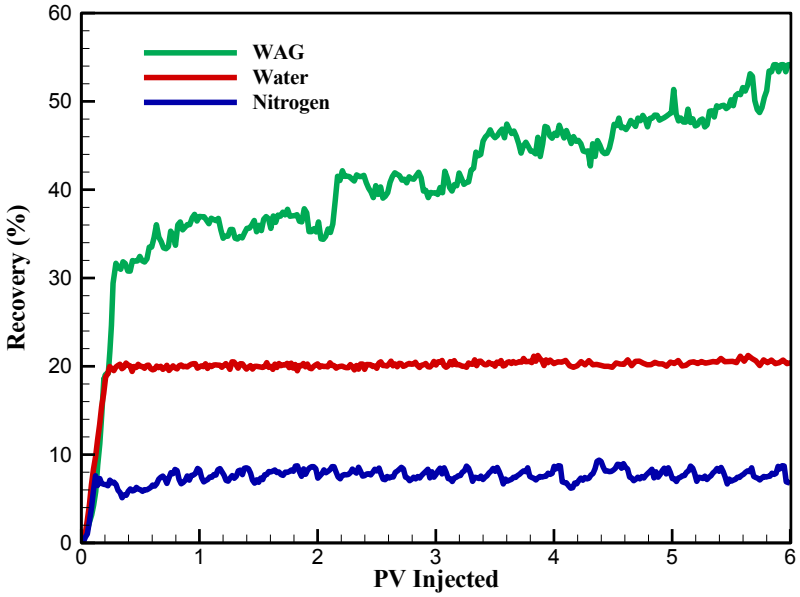
شکل ۵. بررسی استقلال حل از شبکه

Fig. 5. Mesh independence study



شکل ۶. شبیه سازی عددی میزان برداشت در بستر متخلخل ساده بر حسب حجم منافذ آب تزریق شده

Fig. 6. Numerical simulation of Recovery vs PV injected in the S medium



شکل ۷. میزان برداشت در بستر متخلخل ساده بر حسب حجم منافذ تزریق شده

Fig. 7. Recovery vs PV injected in the S medium

در تزریق گاز به علت کم بودن گرانروی فاز جابه‌جا کننده، نسبت ویسکوزیته‌ها بسیار کم است و این امر مطابق (شکل ۸ الف) باعث تشکیل سریع اولین انگشتی گاز، درون فاز جابه‌جا شونده می‌شود. همان‌طور که در (شکل ۸ ب) مشاهده می‌شود، چون این بستر فاقد ترک است، انگشتی ایجاد شده مجبور به عبور از بین گلویی‌های محیط است. البته گاز در طول مسیر انگشتی‌های جدید و کوچکی ایجاد می‌کند اما با بریک‌ترو انگشتی ابتدایی، راه برای خروج ادامه فاز تزریقی از بستر فراهم شده و راه جدیدی برای خروج نمی‌سازد، درنتیجه میزان برداشت ثابت می‌ماند (شکل ۸ ج و د).

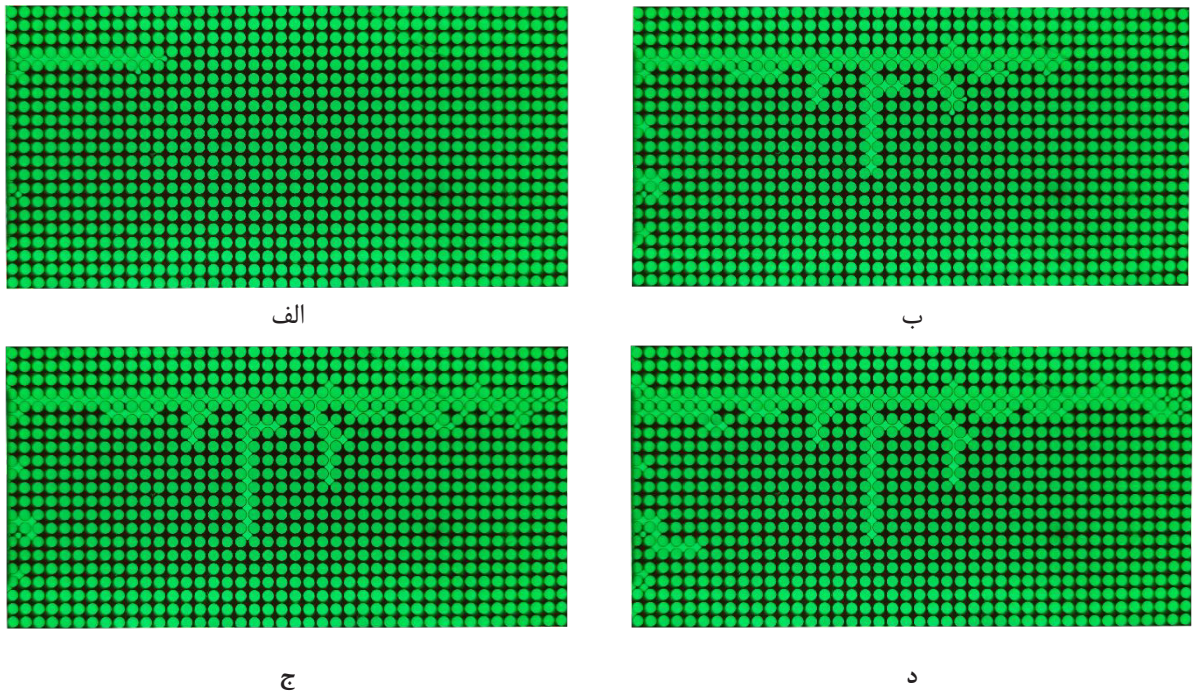
در تزریق آب به علت بیشتر بودن لزجت فاز جابه‌جا کننده در مقایسه با گاز، تشکیل اولین انگشتی دیرتر اتفاق می‌افتد. بدین صورت که مطابق (شکل ۹ الف) آب در ابتدا به صورت جبهه‌ای گسترده وارد بستر شده و پس از جاروب کردن مقداری از روغن، در اثر ناپایداری جبهه پیش رونده، اولین انگشتی تشکیل می‌شود (شکل ۹ ب). به همین علت بریک‌ترو آب به تأخیر می‌افتد که درنتیجه برداشت بیشتری را در پی دارد (شکل ۹ ج). پس از رسیدن اولین انگشتی آب به خروجی، ادامه تزریق تأثیری در برداشت نداشته و با عبور آب از مسیر ایجاد شده، مقدار برداشت ثابت می‌ماند (شکل ۹ د).

با تزریق متناوب آب و گاز به نسبت ۱:۱ و با دوره زمانی S ۱۸ درون بستر مشاهده شد که میزان برداشت، نسبت به تزریق تنهای گاز یا آب به مراتب افزایش داشته است. لازم به ذکر است که تزریق متناوب، با آب شروع می‌شود. تناوب تزریق، باعث ایجاد صفحه‌های متوالی آب و گاز در ورودی و خروجی می‌شود. به علت اینکه در محیط متخلخل فشار مویینگی وجود دارد، فاز گاز مسیر ورودی، فشرده می‌شود. این فشردگی تا جایی پیش می‌رود که بر فشار مویینگی محیط غلبه کند و فاز گاز، آب را به درون محیط حرکت می‌دهد. تناوب ورود آب و گاز باعث افزایش افت فشار در بستر بوده که این افزایش (نمودار افت فشار در ادامه ارائه شده است)، میزان برداشت را دچار جهش‌های محلی می‌کند (شکل ۱۰).

این روند فشرده‌سازی و ورود به محیط تکرار می‌شود. همچنین گاز می‌تواند انگشتی‌های جدیدی به صورت عرضی ایجاد نماید (شکل ۱۱) که در نوبت حرکت آب، این انگشتی‌ها گسترش می‌یابند. مجموع این عوامل باعث افزایش برداشت در مقایسه با تزریق مجزای گاز یا آب می‌شود.

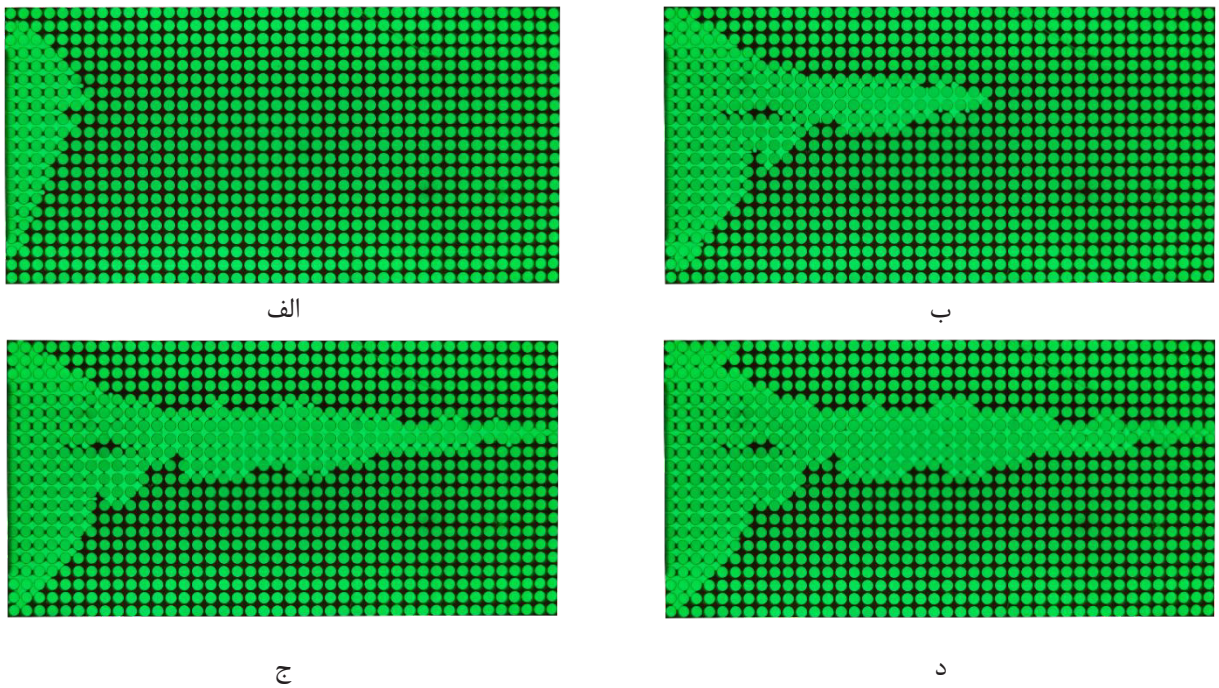
همان‌طور که در شکل ۱۲ مشخص شده است، با ورود مجدد آب به بستر، روغن محصور شده بین دو جبهه به سمت گاز فشار می‌آورد که باعث بریده شدن انگشتی گاز می‌شود که به این پدیده اسنپ–آف[1] گویند. برای

1 Snap-off



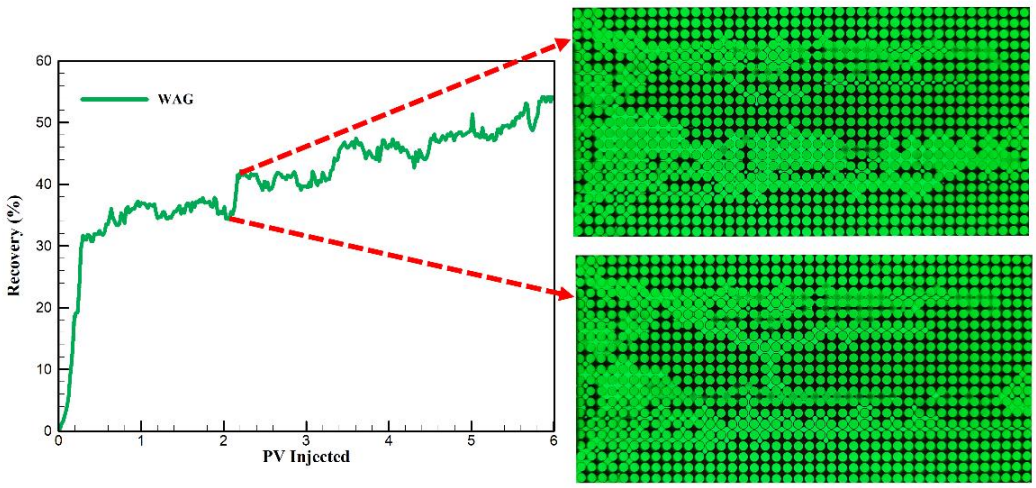
شکل ۸. چند نمونه از تصاویر تزریق گاز در حجم منافذهای مختلف. الف) ۰/۰۵ PV ب) ۰/۱۰ PV ج) ۰/۱۲ PV د) ۲/۵ PV

Fig. 8. Samples of gas injection at different PV. a) 0.05 PV b) 0.10 PV c) 0.12 PV d) 2.5 PV



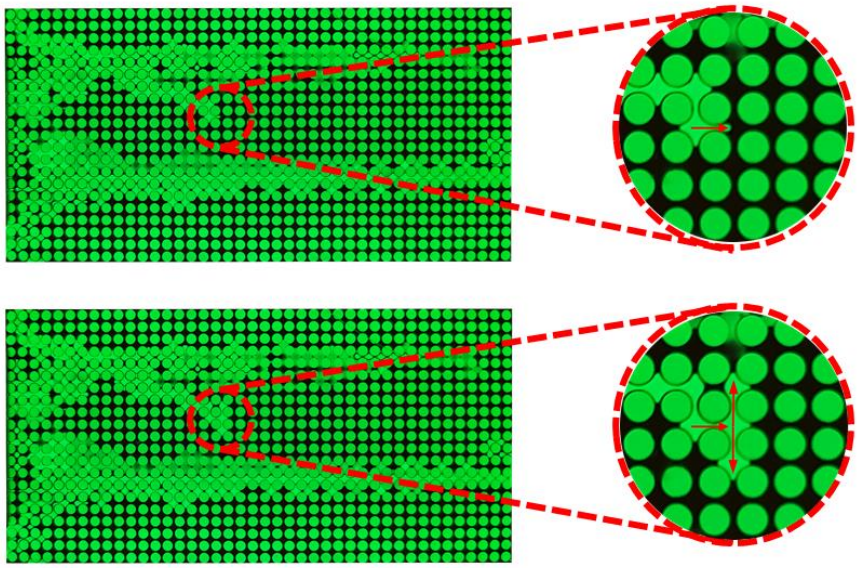
شکل ۹. چند نمونه از تصاویر تزریق آب در حجم منافذهای متفاوت. الف) ۰/۰۷ PV ب) ۰/۱۴ PV ج) ۰/۲۲ PV د) ۲/۵ PV

Fig. 9. Samples of water injection in different PV. a) 0.07 PV b) 0.14 PV c) 0.22 PV d) 2.5 PV



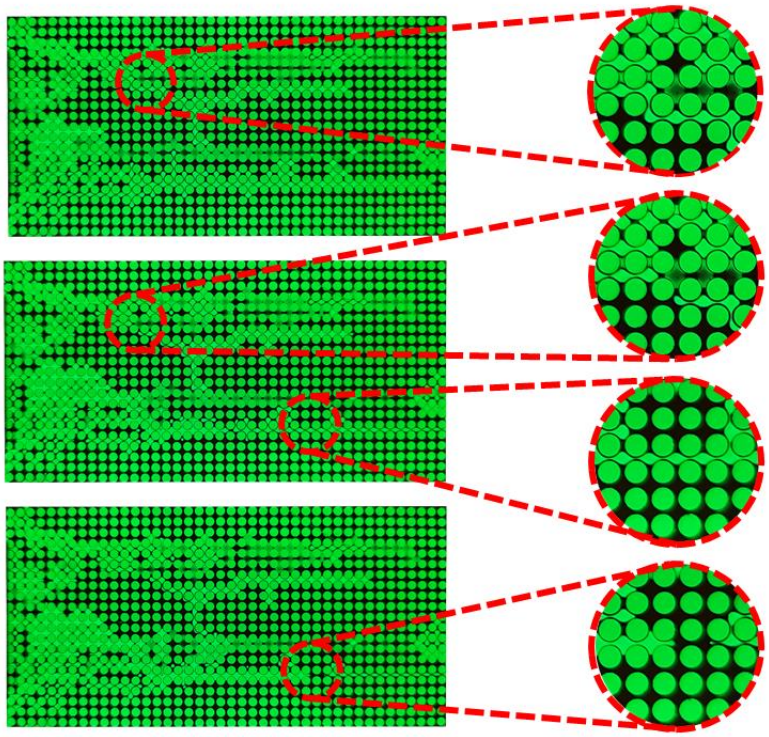
شکل ۱۰. جهش محلی برداشت در اثر تزریق متناوب آب و گاز

Fig. 10. Local jump in the recovery by the WAG injection



شکل ۱۱. حرکت عرضی گاز

Fig. 11. Cross movment of the gas



شکل ۱۲. پدیده اسنپ-آف

Fig. 12. Snapp-off phenomena

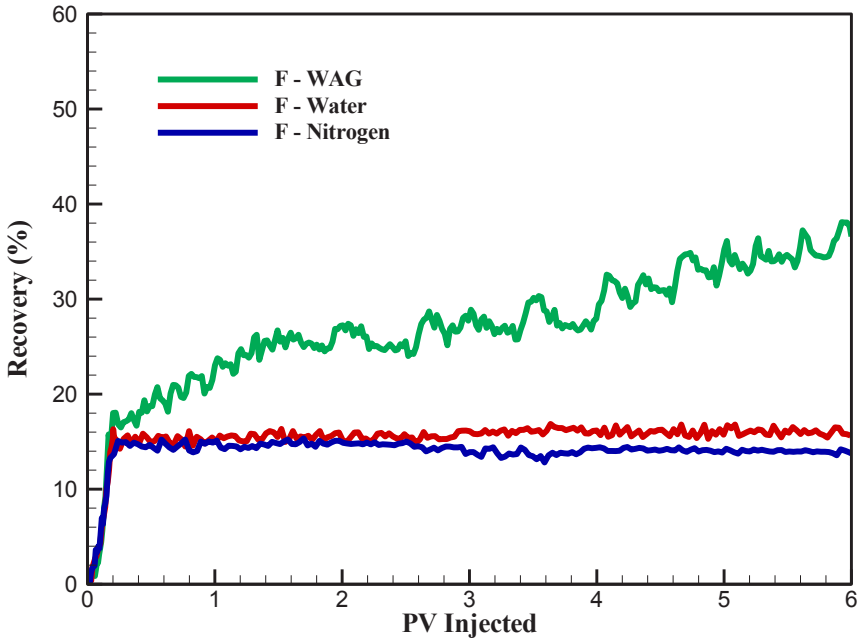
این منظور ابتدا گاز باید فشار کافی برای عبور از گلویی را داشته باشد، اما پس از عبور، دچار افت شده و روغن مجدد به گلویی جاروب می‌کند. با ورود بیشتر آب به درون بستر این انگشتی، به سمت خروجی حرکت داده می‌شود.

۳- ۳- ۲- بستر متخلخل با ترک

مشابه بستر متخلخل ساده، در بستر متخلخل با ترک نیز با سه مدل تزریق، نمودار برداشت برحسب حجم منافذ مطابق شکل ۱۳ حاصل شد. در این نمودار دیده می‌شود که میزان برداشت روغن در تزریق گاز و تزریق آب به یک اندازه و در حدود ۱۴ درصد شده است. همچنین میزان برداشت در تزریق متناوب حدود ۳۸ درصد است. همانند بستر متخلخل ساده، در بستر متخلخل با ترک نیز میزان برداشت در هر سه سناریو تا بریک‌ترو به صورت خطی و با شیب زیاد، افزایش می‌یابد و بعد از بریک‌ترو شیب نمودار کاهش پیدا می‌کند. اما در تزریق متناوب به علت وجود ترک، میزان برداشت تا بریک‌ترو کمتر از برداشت این سناریو در بستر S است. علت هم اندازه بودن برداشت آب و گاز و بیشتر بودن برداشت در تزریق متناوب، در ادامه بررسی می‌شود.

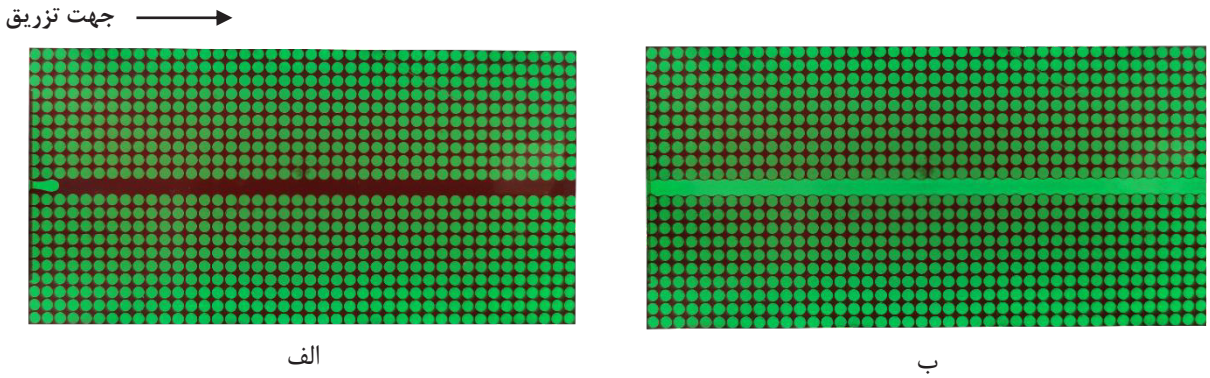
گاز به عنوان اولین فاز جابه‌جا کننده به بستر متخلخل با ترک تزریق شد. در این بستر به علت وجود ترک که مسیری با تراوایی بسیار زیاد نسبت به سایر نواحی بستر است، گاز تمایلی به ورود به نواحی با تراوایی کمتر را ندارد و به‌محض ورود به محیط، درون ترک جریان می‌یابد (شکل ۱۴ الف). هرچند در مقایسه با بستر متخلخل ساده میزان برداشت افزایش یافته است اما این افزایش تنها به علت وجود ترک بوده و مطابق (شکل ۱۴ ب) حتی بعد از تزریق ۶ برابر حجم منافذ مشاهده می‌شود که گاز تنها ترک را جاروب کرده است و هیچ نفوذی به اطراف نداشته است. نتیجه این آزمایش نشان می‌دهد، در بسترهای متخلخلی که ترک با تراوای بالاتری نسبت به نواحی اطراف وجود دارد تزریق گاز استراتژی مناسبی جهت برداشت بیشتر نیست.

در ادامه، تزریق آب نیز مورد مطالعه قرار گرفته که میزان برداشت آن مانند نتیجه تزریق گاز بوده. آب نیز به همان علت ذکر شده برای گاز، تنها توانسته است مسیر ترک را جاروب کند. البته در تزریق آب به علت بالاتر بودن ویسکوزیته نسبت به گاز، چند حرکت عرضی محدود و کوچک ایجاد شده اما در میزان کلی برداشت تأثیر چندانی نداشته است (شکل ۱۵ الف و ب).



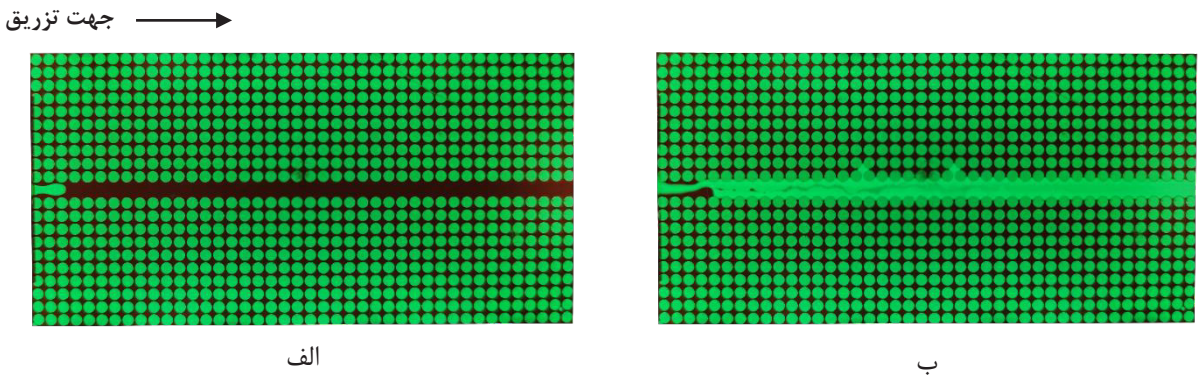
شکل ۱۳. میزان برداشت در بستر متخلخل با ترک بر حسب حجم منافذ تزریق شده

Fig. 13. Recovery vs PV injected in the F medium



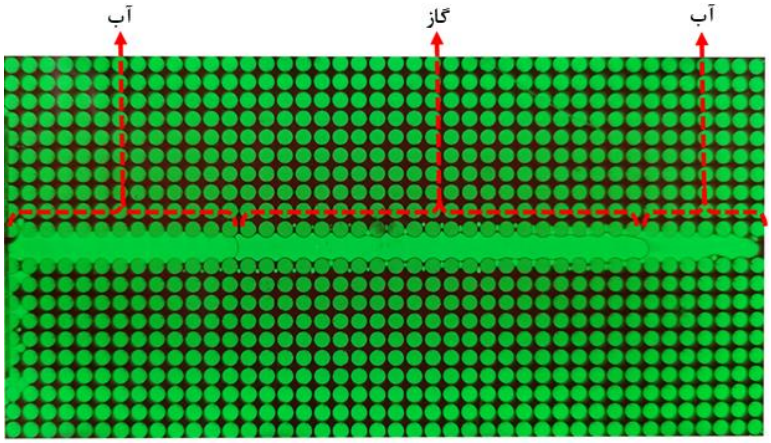
شکل ۱۴. تزریق گاز در بستر متخلخل با ترک. الف) ورود گاز به بستر، ب) پس از تزریق ۶ PV

Fig. 14. Gas injection in the F medium a) Gas entered the porous medium b) After 6 PV injection



شکل ۱۵. تزریق آب در بستر متخلخل با ترک . الف) ورود آب به بستر، ب) پس از تزریق ۶ PV

Fig. 15. Water injection in the F medium. a) Water entered the porous medium b) After 6 PV injection



شکل ۱۶. حضور متوالی آب و گاز در ترک

Fig. 16. Successive presence of water and gas in the fracture

در تزریق متناوب آب و گاز اگرچه نسبت به تزریق تنهای گاز یا آب برداشت بیشتری وجود دارد اما به علت وجود ترک میزان برداشت، از برداشت در بستر متخلخل ساده کمتر است. زیرا همان‌طور که در بالا ذکر شد، فاز جابه‌جا کننده راه ترک (با تراوایی بالا) را برمی‌گزیند و مطابق شکل ۱۶ فازهای تزریقی به طور متناوب وارد ترک می‌شوند.

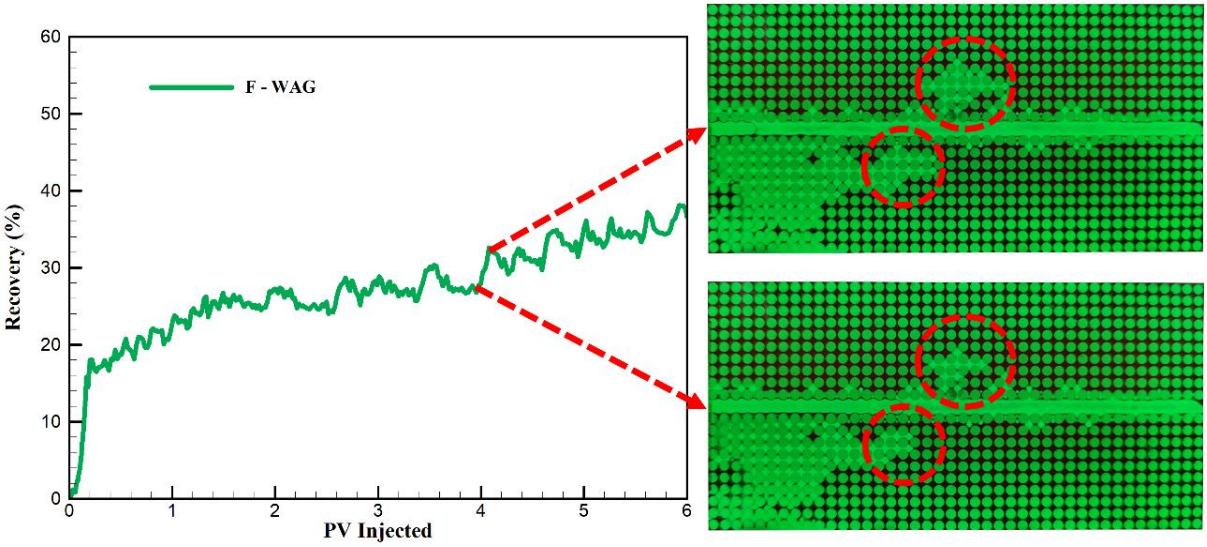
با ادامه تزریق، فشار ایجاد شده در اثر تراکم گاز بر روی آب به فشار مویینگی گلویی‌ها غلبه می‌کند و سرانجام وارد محیط اطراف ترک نیز می‌شود که این اتفاق مشابه بستر متخلخل ساده باعث جهش در میزان برداشت می‌شود (شکل ۱۷). در طول زمان تزریق، همانند تزریق تنهای آب حرکت عمود بر راستای ترک مشاهده می‌شود ولی به علت وجود فشار فاز گاز پشت سر فاز آب، این حرکت گسترش و تغییر محسوسی در برداشت ایجاد می‌کند.

۳- ۴- مقایسه و بررسی تمامی نتایج

پس از تحلیل و بررسی هر کدام از آزمایش‌ها به طور جداگانه، در شکل ۱۸ تمامی آن‌ها به همراه میزان خطای تکرار هر آزمایش ارائه شده است. همان‌طور که در شکل مشاهده می‌شود به علت وجود ترک در بستر متخلخل با ترک میزان تغییرات برداشت در تکراری مختلف بسیار اندک است اما در بستر متخلخل ساده بازه تغییرات گسترده‌تر است.

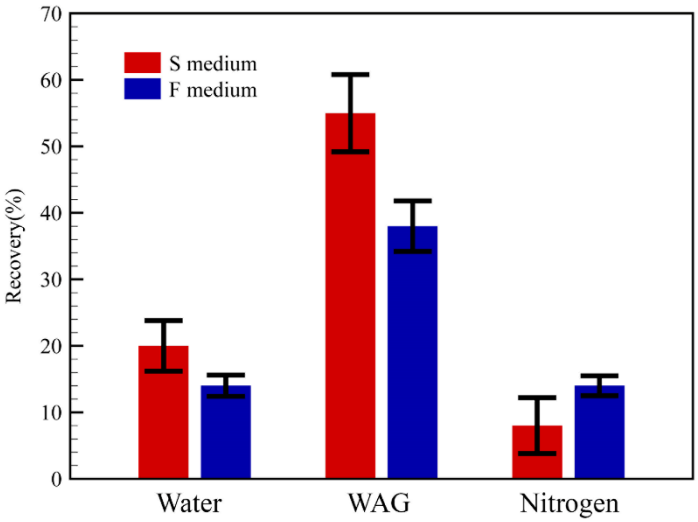
۳- ۵- افت فشار

در ادامه، نمودار افت فشار در بستر متخلخل ساده (به عنوان نمونه) مورد تحلیل قرار می‌گیرد. همان‌طور که در (شکل ۱۹ الف) مشاهده می‌شود در تزریق آب، بیشترین افت فشار در لحظه ورود آن به بستر ثبت شده است. بیشینه بودن افت فشار در این مرحله، به علت تلاش سیال جابه‌جا کننده



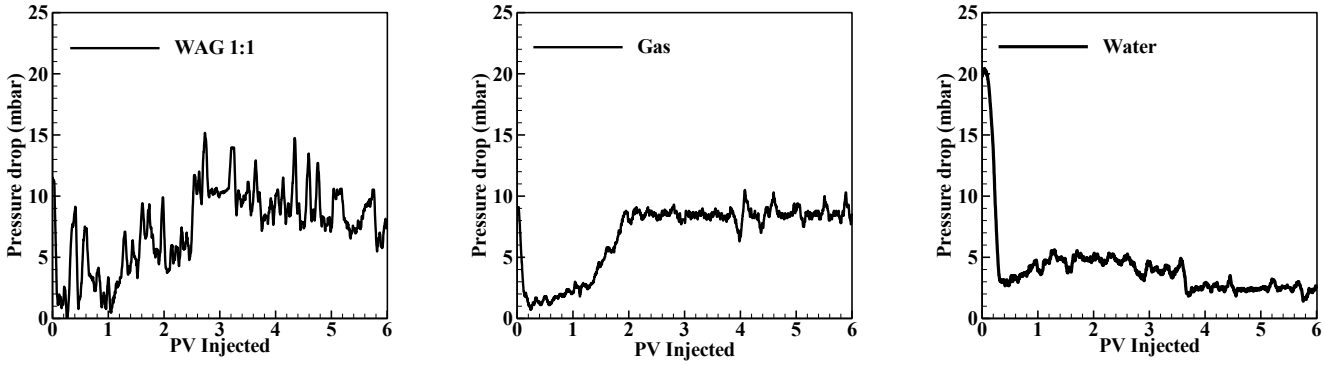
شکل ۱۷. جهش محلی برداشت در اثر تزریق متناوب آب و گاز

Fig. 17. Local jump in the recovery by the WAG injection



شکل ۱۸. حداکثر برداشت تمامی آزمایش‌ها در بسترهای متخلخل ساده و با ترک با دبی تزریقی ثابت ۴/۳ ml/hr

Fig. 18. Maximum recovery of all tests in S and F media with 4.3 ml/hr constant flow rate injection.



شکل ۱۹. نمودار افت فشار بر حسب حجم منافذ در بستر متخلخل ساده. الف) تزریق آب، ب) تزریق گاز، ج) تزریق متناوب

Fig. 19. Pressure drop vs PV injected in S medium. a) Water injection, b) Gas injection, c) WAG injection

برای غلبه بر فشار مویینگی محیط است که پس از آن، نفوذ در بستر رخ می‌دهد و افت فشار شروع به کاهش می‌کند و تا رسیدن آب به خروجی روند همچنان کاهشی است و در بریک‌ترو به کمینه خود می‌رسد و تا انتهای زمان تزریق در همین محدوده باقی می‌ماند.

در تزریق گاز (شکل ۱۹ ب) مشابه تزریق آب در لحظه ورود به بستر، افت فشار بالاست و با ورود گاز به محیط افت فشار شروع به کاهش می‌کند که پس از بریک‌ترو به کمترین میزان خود می‌رسد. البته برخلاف آب به دلیل تراکم پذیری فاز گاز، مجدد افت فشار شروع به افزایش می‌کند و تا محدوده اولیه افزایش می‌یابد، اما پس از آن به دلیل تحرک کم، نفوذ بیشتر گاز به داخل گلوگاه‌های جدید دشوار است، بنابراین افت فشار در همان محدوده نوسان می‌کند.

در تزریق متناوب (شکل ۱۹ ج) همانند دو سناریو قبلی هنگام ورود فاز جابه‌جاکننده به بستر، افت فشار بالاست و با غلبه بر فشار مویینگی وارد بستر می‌شود. پس از بریک‌ترو، افت فشار کاهش می‌یابد. پس از این مرحله الگوی افت فشار، رفتار دوگانه‌ای نشان می‌دهد. بدین صورت که نوسانات زیادی رخ می‌دهد که ترکیبی از الگوهای تزریق گاز و آب مجزا است. تناوب ورود آب و گاز باعث افزایش افت فشار بوده که این افزایش به صورت قله‌های محلی در نمودار قابل مشاهده است. لازم به ذکر است که هرچند روند افت فشار از میانه تزریق، اندکی رو به کاهش بوده است اما همچنان قله‌های تشکیل می‌شود، که این جهش‌ها توانایی نفوذ به گلویی‌های جاروب نشده را فراهم کرده و روند کلی برداشت با جاروب شدن گلویی‌های جدید همچنان افزایش می‌یابد. همان‌طور که در شکل ۱۰ مشاهده شد، افزایش‌های متناوب میزان برداشت، حاصل این نوسانات افت فشار است.

۴- نتیجه‌گیری

در این پژوهش دو بستر دوبعدی متخلخل ساده و با ترک به کمک چاپگر سه‌بعدی ساخته و سه سناریوی تزریق گاز،آب و متناوب این دو آزمایش شد. با تصویربرداری و پردازش تصاویر حاصل شده به کمک کد نوشته شده به بررسی میزان برداشت روغن از بسترها و مقایسه آن‌ها با یکدیگر پرداخته شد. همچنین الگوهای انگشتی ایجاد شده و جبهه بین دو فاز جابه‌جا کننده و جابه‌جا شونده مطالعه شد و نتایج زیر به دست آمد:

- تزریق متناوب، در بستر متخلخل ساده حدود ۵۵ درصد محیط را جاروب کرده که این میزان بیش از ۶ برابر برداشت تزریق تنهای گاز و بیش از ۲/۵ برابر برداشت تزریق تنهای آب بوده است. همچنین تزریق متناوب در بستر متخلخل با ترک حدود ۳۸ درصد محیط را جاروب کرده که این میزان بیش از ۲/۵ برابر هرکدام از دیگر تزریق‌ها بوده است.
- با اندازه‌گیری افت فشار ورودی و خروجی و مقایسه آن در سه سناریو تفاوت میزان برداشت شرح داده شد. بدین صورت که نمودار افت فشار تزریق آب پس از بریک‌ترو دچار افت می‌شود و در همان سطح باقی می‌ماند و نمودار افت فشار تزریق گاز پس از افت، دوباره به سطوح بالای خود باز می‌گردد. اما تزریق متناوب، رفتاری از ترکیب هر دوی این‌ها دارد و با هر بار تغییر نوبت تزریق آب و گاز، افت فشار، قله‌های محلی تشکیل می‌دهد. تکرار این نوسان‌ها، جهش‌هایی را در برداشت ایجاد کرده که این جهش‌ها در نمودار برداشت قابل مشاهده است.

- مطالعه ترک نشان داد که وجود آن تأثیر منفی‌ای در میزان برداشت دارد. اگرچه میزان برداشت در بستر متخلخل با ترک در تزریق گاز حدود ۲ برابر بستر متخلخل ساده شده است، اما این میزان افزایش، به طور مستقیم به ضخامت ترک وابسته است. بدین ترتیب که در تزریق گاز یا آب مجزا، فاز جابه‌جا کننده، ناحیه با تراوایی بالا (ترک) را برای جاروب کردن انتخاب می‌کند و توانایی نفوذ به نواحی متخلخل با تراوایی پایین را ندارد. در تزریق متناوب نیز، فاز جابه‌جا کننده تمایل کمتری (نسبت به بستر متخلخل ساده) برای نفوذ در ناحیه با تراوایی پایین دارد که این امر باعث کاهش ملموس برداشت در بستر متخلخل با ترک شد.

در این مطالعه هندسه‌هایی با آرایه‌های منظم بررسی شد که برای مطالعات آینده می‌توان از بسترهای ناهمگن استفاده کرد. همچنین می‌توان به مطالعه تأثیر ضخامت و زاویه ترک پرداخت که نتایج متفاوتی را نسبت به مطالعه حاضر خواهند داشت.

۵- فهرست علائم

علائم انگلیسی

V_2	سرعت فاز جابه‌جاکننده، m
Ca	عدد مویینگی (بی‌بعد)
M	نسبت لزجت دو فاز (بی‌بعد)
WAG	تزریق متناوب آب و گاز
SAG	تزریق متناوب سورفکتانت و گاز
PV	حجم منافذ

علائم یونانی

θ	زاویه تماس بین دو فاز (درجه)
μ_1	لزجت فاز جابه‌جا شونده
μ_2	لزجت فاز جابه‌جا کننده
σ	کشش بین سطحی دو فاز

منابع

[1] M. Sohrabi, D. Tehrani, A. Danesh, G.D. Henderson, Visualization of oil recovery by water-alternating-gas injection using high-pressure micromodels, Spe Journal, 9(03) (2004) 290-301.

[2] H. Jiang, L. Nuryaningsih, H. Adidharma, The effect of salinity of injection brine on water alternating gas performance in tertiary miscible carbon dioxide flooding: experimental study, in: SPE Western Regional Meeting, OnePetro, 2010, pp. 1-10.

[3] V. Er, T. Babadagli, Z. Xu, Pore-Scale Investigation of the Matrix−Fracture Interaction During CO2 Injection in Naturally Fractured Oil Reservoirs, Energy & Fuels, 24(2) (2010) 1421-1430.

[4] C. Zhang, M. Oostrom, J.W. Grate, T.W. Wietsma, M.G. Warner, Liquid CO2 displacement of water in a dual-permeability pore network micromodel, Environmental science & technology, 45(17) (2011) 7581-7588.

[5] L. Zhongchun, H. Jirui, L. Jianglong, C. Qian, Study of residual oil in Tahe 4th block karstic/fractured heavy oil reservoir, in: North Africa Technical Conference and Exhibition, OnePetro, 2012, pp. 1-8.

[6] K. Ma, R. Liontas, C.A. Conn, G.J. Hirasaki, S.L. Biswal, Visualization of improved sweep with foam in heterogeneous porous media using microfluidics, Soft Matter, 8(41) (2012) 10669-10675.

[7] C.A. Conn, K. Ma, G.J. Hirasaki, S.L. Biswal, Visualizing oil displacement with foam in a microfluidic device with permeability contrast, Lab on a Chip, 14(20) (2014) 3968-3977.

[8] D. Wijeratne, B. Halvorsen, Computational study of fingering phenomenon in heavy oil reservoir with water drive, Fuel, 158 (2015) 306-314.

[9] J. Gauteplass, K. Chaudhary, A.R. Kovscek, M.A. Fernø, Pore-level foam generation and flow for mobility control in fractured systems, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 468 (2015) 184-192.

[10] F. Kazemifar, G. Blois, D.C. Kyritsis, K.T. Christensen, Quantifying the flow dynamics of supercritical CO2–water displacement in a 2D porous micromodel using fluorescent microscopy and microscopic PIV, Advances in Water Resources, 95 (2016) 352-368.

[11] H.S. Rabbani, V. Joekar-Niasar, N. Shokri, Effects of intermediate wettability on entry capillary pressure in angular pores, Journal of colloid and interface science, 473 (2016) 34-43.

[12] M.A. Fernø, J. Gauteplass, M. Pancharoen, A. Haugen,

A. Graue, A.R. Kovscek, G. Hirasaki, Experimental study of foam generation, sweep efficiency, and flow in a fracture network, SPE journal, 21(04) (2016) 1140-1150.

[13] X. Lyu, Z. Liu, J. Hou, T. Lyu, Mechanism and influencing factors of EOR by N2 injection in fractured-vuggy carbonate reservoirs, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 40 (2017) 226-235.

[14] M.J. Shojaei, K. Osei-Bonsu, P. Grassia, N. Shokri, Foam flow investigation in 3D-printed porous media: fingering and gravitational effects, Industrial & Engineering Chemistry Research, 57(21) (2018) 7275-7281.

[15] P. Luo, K.D. Knorr, S. Li, P. Nakutnyy, Dual-Permeability Matrix–Fracture Corefloods for Studying Gas Flooding in Tight Oil Reservoirs, in: SPE Canada Unconventional Resources Conference, OnePetro, Canada 2018, pp. 1-12.

[16] J.A.R. Cordero, E.C.M. Sanchez, D. Roehl, Integrated discrete fracture and dual porosity-Dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media, Journal of Petroleum Science and Engineering, 175 (2019) 644-653.

[17] L. Wang, Y. He, Q. Wang, M. Liu, X. Jin, Multiphase flow characteristics and EOR mechanism of immiscible CO2 water-alternating-gas injection after continuous CO2 injection: A micro-scale visual investigation, Fuel, 282 (2020) 118689.

[18] S. Razavi, M. Shahmardan, M. Nazari, M. Norouzi, Experimental Study of Surfactant Type Effects on the Foam Stability and Mobility With the Approach of Enhancing Oil Recovery, Amirkabir Journal of Mechanical Engineering, 53(1 (Special Issue)) (2020) 339-356.

[19] Z. Yang, X. Yue, M. Shao, Y. Yang, R. Yan, Monitoring of Flooding Characteristics with Different Methane Gas Injection Methods in Low-Permeability Heterogeneous Cores, Energy & Fuels, 35(4) (2021) 3208-3218.

[20] X. Li, A. Li, W. Guo, S. Liu, S. Cui, Experimental Study on Mechanism of Water-Alternating-Gas Injection in thick Sandstone Reservoir, E3S Web Conf., 338 (2022) 01001.

[21] R. Lenormand, E. Touboul, C. Zarcone, Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media, Journal of fluid mechanics, 189 (1988) 165-187.

چگونه به این مقاله ارجاع دهیم

K. Jafarian, M. H. Kayhani, M. Nazari, B. Ghorbanbakhsh, An Experimental Investigation of Multi-Phase Flow and the Effect of Fracture on Enhanced Oil Recovery in the Porous Medium, Amirkabir J. Mech Eng., 54(11) (2023) 2499-2518.

DOI: 10.22060/mej.2022.20937.7342