

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشکده مهندسی مکانیک و مکاترونیک
پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی تبدیل انرژی

بررسی تجربی ازدیاد برداشت نفت در مخازن شکاف دار-حفره دار

نگارنده:

بهادر قربان بخش

اساتید راهنما:

دکتر محسن نظری

دکتر محمد محسن شاه مردان

بهمن ۱۴۰۰

شماره: ۱۳/۲۴۰/۱۳
تاریخ: ۱۴۰۱/۲/۲۱
ویرایش:

باسمه تعالی
فرمهای ارزشیابی پایان نامه کارشناسی ارشد
مربوط به ورودی‌های ۹۴ به بعد



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (۳) صورتجلسه نهایی دفاع از پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

با نام و یاد خداوند متعال، ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد آقای بهادر قربان بخش با شماره دانشجویی ۹۶۱۱۸۷۴ رشته مهندسی مکانیک گرایش تبدیل انرژی تحت عنوان بررسی تجربی ازدیاد برداشت نفت در مخازن شکافدار-حفره دار که در تاریخ ۱۴۰۰/۱۲/۱۸ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار شد به شرح ذیل اعلام می‌گردد:

☒ الف) درجه عالی: نمره ۱۹-۲۰ ☐ ب) درجه خیلی خوب: نمره ۱۸/۹۹ - ۱۸ ☐ ج) درجه خوب: نمره ۱۷/۹۹ - ۱۶ ☐ د) درجه متوسط: نمره ۱۵/۹۹ - ۱۴ ☐ ه) کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول و نیاز به دفاع مجدد دارد			
نوع تحقیق: ☐ نظری ☒ عملی			
عضو هیأت داوران	نام و نام خانوادگی	مرتبه علمی	امضاء
۱- استاد راهنمای اول	دکتر محسن نظری	دانشیار	
۲- استاد راهنمای دوم	دکتر محمد محسن شاه‌مردان	استاد	
۳- استاد مشاور	---	---	---
۴- استاد داور اول	دکتر محمود نوروزی	دانشیار	
۵- استاد داور دوم	دکتر علی سر رشته‌داری	استادیار	
۶- نماینده تحصیلات تکمیلی	دکتر پوریا اکبرزاده	دانشیار	

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده: دکتر مهدی گردویی

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:

۱۴۰۱/۲/۱۹

تقدیم به:

دستان پرتلاش و قلب مهربان و پر امید خانواده عزیزم،
به دل های پاک دوستان و هم سفران سخت کوش زندگی ام.

شکر و قدردانی

سپاس بی کران شاد آن عزیزان یگانه ای که بی مدد لطفشان گامی بیش توان نهاد
در آغاز شکر می کنم از پدر و مادر عزیزم که وجودشان سایان امن من و دستا نشان بوسه گاه من است، برایشان صفای
دل و سلامت تن آرزو دارم.

شکر می کنم از استاید ارجمندم جناب آقای دکتر محسن نظری و جناب آقای دکتر محمد محسن شاه مردان که رهنمون های
ایشان راهم را، همچون چراغی روشن ساخت و کلامشان نوید بخش امید در عالم نومیدی بود. امیدوارم که همیشه موفق و تندرست
باشند.

در پایان شکر می کنم از دوستان و هم کلاسی هایم، همانان که لطفشان را بی منت به من ارزانی داشتند و در گذر از سختی ها همراه
و هم قدم بودند. برایشان روزهای شاد با موفقیت روز افزون آرزو دارم.

تعهدنامه

اینجانب **بهادر قربان بخش** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی تبدیل انرژی دانشکده مهندسی مکانیک و مکاترونیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه **بررسی تجربی ازدیاد برداشت نفت در مخازن شکاف دار-حفره دار تحت راهنمایی دکتر محسن نظری و دکتر محمد محسن شاه مردان** متعهد می شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است

تاریخ و امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.

چکیده

در استخراج نفت به روش‌های معمول مقدار زیادی از نفت در مخزن باقی می‌ماند. استخراج این مقادیر باقی‌مانده نیازمند استفاده از راهکارهایی است که به آن‌ها ازدیاد برداشت نفت می‌گویند. از جمله روش‌های مرسوم ازدیاد برداشت نفت، تزریق مواد شیمیایی است که بررسی مکانیزم‌های حرکتی این مواد در بسترهای شکاف‌دار کمتر موردتوجه بوده است زیرا وجود ترک باعث تغییر مکانیزم‌های برداشت می‌شود. به همین منظور در این پژوهش تجربی سه بستر متخلخل با تراوایی یگانه (S)، با ترک (F) و با تراوایی دوگانه (D)، طراحی و با استفاده از چاپگر سه‌بعدی ساخته شدند. چهار فاز جابه‌جاکننده آب‌شور، محلول سدیم دودسیل سولفات، نانوسیال سیلیکا و آلومینا در هرکدام از بسترها تزریق شدند و از روند برداشت هرکدام تصویربرداری شد. سپس با استفاده از کد پردازش تصویر، میزان برداشت هرکدام از مراحل محاسبه گردید. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که در بستر S اضافه‌کردن سورفکتانت به آب‌شور منجر به افزایش برداشت تا حدود ۶۰ درصد شده است. همچنین اضافه‌کردن نانو پودرهای سیلیکا و آلومینا به سورفکتانت منجر به افزایش برداشت تا محدوده ۷۰ و ۷۷ درصد در این بستر شده است. در بستر F به علت حضور ترک برداشت افت محسوسی داشته و محلول سورفکتانت تنها ۲۶ درصد از روغن موجود را جاروب کرد، درحالی‌که نانو سیالات سیلیکا و آلومینا برداشتی در محدوده ۴۳ و ۴۷ درصد داشتند. نکته قابل‌توجه در تزریق‌های این بستر این است که نانوسیال سیلیکا در زمان رسیدن اولین انگشتی به خروجی با ۲۴ درصد برداشت خالص، نتیجه بهتری را نسبت به نانوسیال آلومینا با ۱۹ درصد برداشت داشته است. در بستر سوم به علت دوگانگی تراوایی نتایج بهتری حاصل شد و تزریق محلول سورفکتانت و نانو سیالات سیلیکا و آلومینا به ترتیب برداشتی در محدوده ۴۸، ۵۲ و ۵۶ درصد داشته‌اند. در ادامه نیز با بررسی تصاویر هرکدام از آزمایش‌های مذکور به مطالعه رفتار انگشتی‌ها و نحوه حرکت فاز جابه‌جاکننده درون روغن پرداخته شد.

کلمات کلیدی:

ازدیاد برداشت نفت، تزریق شیمیایی، سورفکتانت، نانوسیال، بستر متخلخل، ترک، تراوایی دوگانه

فصل اول: مقدمه ۱

۱-۱ پیش درآمد ۲

۲-۱ نفت ۲

۳-۱ مخازن کربناته ۳

۴-۱ خواص سنگ و سیال مخازن ۴

۱-۴-۱ تخلخل ۴

۲-۴-۱ درجه اشباع ۵

۳-۴-۱ ترشوندگی ۵

۴-۴-۱ کشش سطحی و موینگی ۶

۵-۴-۱ تراوایی ۸

۵-۱ ازدیاد برداشت نفت ۹

۶-۱ سورفکتانت ۱۰

۷-۱ نانوسیالات ۱۳

فصل دوم: مروری بر کارهای پیشین ۱۵

۱-۲ مقدمه ۱۶

۲-۲ تزریق آب ۱۶

۳-۲ تزریق گاز ۲۳

۴-۲ تزریق متناوب ۲۵

۵-۲ تزریق پلیمر ۲۷

۶-۲ تزریق سورفکتانت ۲۹

۷-۲ تزریق فوم ۳۲

۸-۲ تزریق نانوسیالات ۳۵

۹-۲ معرفی تحقیق حاضر ۳۸

فصل سوم: ملزومات مطالعه آزمایشگاهی.....	۳۹
۱-۳ معرفی ستاپ آزمایشگاهی.....	۴۰
۲-۳ انواع بسترهای متخلخل آزمایشگاهی.....	۴۰
۱-۲-۳ مغزه.....	۴۰
۲-۲-۳ میکرومدل.....	۴۱
۳-۲-۳ چاپ سه بعدی.....	۴۱
۳-۳ بسترهای متخلخل این مطالعه.....	۴۲
۴-۳ پمپ سرنگی.....	۴۵
۵-۳ سنسور فشار.....	۴۶
۶-۳ تجهیزات جانبی مورد استفاده در آزمایشگاه.....	۴۷
۱-۶-۳ ترازو.....	۴۷
۲-۶-۳ همزن مغناطیسی.....	۴۷
۳-۶-۳ هموژنایزر التراسونیک.....	۴۸
۷-۳ مواد مورد استفاده در آزمایش.....	۴۹
۱-۷-۳ روغن پارافین.....	۴۹
۲-۷-۳ سالونت دای.....	۴۹
۳-۷-۳ آب شور.....	۵۰
۴-۷-۳ سورفکتانت.....	۵۰
۵-۷-۳ نانومواد.....	۵۱
۸-۳ عدم قطعیت.....	۵۲
۹-۳ مراحل انجام آزمایش.....	۵۳
۱۰-۳ پردازش تصویر.....	۵۴
فصل چهارم: بررسی نتایج.....	۵۷

۵۸	۱-۴ رژیم جریان
۶۰	۲-۴ بررسی نتایج
۶۰	۱-۲-۴ تزریق در بستر S
۶۹	۲-۲-۴ تزریق در بستر F
۷۸	۳-۲-۴ تزریق در بستر D
۸۹	فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات
۹۰	۱-۵ نتیجه گیری
۹۱	۲-۵ پیشنهادات
۹۲	منابع

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۱ ساختار لایه‌ایی در مخزن نفتی [۲] ۳
- شکل ۲-۱ زاویه تماس ۶
- شکل ۳-۱ بالا رفتن آب در لوله موئین [۸] ۷
- شکل ۴-۱ سدیم دودسیل سولفات [۱۱] ۱۱
- شکل ۵-۱ تشکیل مایسل [۱۳] ۱۱
- شکل ۶-۱ غلظت بحرانی ماسیل (CMC) [۱۲] ۱۲
- شکل ۱-۲ شبکه ترک-حفره مورد مطالعه هرناندز و همکاران [۲۱] ۱۶
- شکل ۲-۲ بسترهای آزمایشگاهی لیو و همکاران [۲۲] ۱۸
- شکل ۳-۲ مدل آزمایشگاهی جینگ و همکاران [۲۳] ۱۹
- شکل ۴-۲ مدل شبیه‌سازی شده ربانی و همکاران [۲۴] ۲۰
- شکل ۵-۲ دانه‌های بررسی شده شیری و همکاران [۲۵] ۲۱
- شکل ۶-۲ شبکه ساخته شده در مطالعه ونگ و همکاران [۲۶] ۲۲
- شکل ۷-۲ سه حالت پر بودن حفرات در مطالعه ونگ و همکاران [۲۶] ۲۲
- شکل ۸-۲ دو چاه مورد مطالعه یوان و همکاران [۲۷] ۲۳
- شکل ۹-۲ مدل آزمایشگاهی لیو و همکاران [۲۸] ۲۴
- شکل ۱۰-۲ مدل آزمایشگاهی سهرابی و همکاران [۳۰] ۲۵
- شکل ۱۱-۲ طرح شماتیک مطالعه جیانگ و همکاران [۳۱] ۲۶
- شکل ۱۲-۲ مدل آزمایشگاهی مطالعه صالحی و همکاران [۳۲] ۲۷
- شکل ۱۳-۲ مدل مطالعاتی شدید [۳۳] ۲۸
- شکل ۱۴-۲ میکرومدل آزمایشگاهی شوانگ و همکاران [۳۴] ۲۹

- شکل ۲-۱۵ بزرگترین مغزه مطالعه گودرزی و همکاران [۳۸] ۳۱
- شکل ۲-۱۶ بستر اول مورد مطالعه فرنو و همکاران [۴۱] ۳۲
- شکل ۲-۱۷ بستر پرینت شده شکری و همکاران [۴۲] ۳۳
- شکل ۲-۱۸ بستر متخلخل بونسا و همکاران [۴۳] ۳۳
- شکل ۲-۱۹ نمونه مطالعه شجاعی و همکاران [۴۴] ۳۴
- شکل ۲-۲۰ طرح‌واره مورد استفاده رضوی و همکاران [۴۶] ۳۵
- شکل ۲-۲۱ اثر غلظت نانومواد بر کشش بین سطحی در مطالعه زرگرطالبی و همکاران [۴۷] ۳۶
- شکل ۲-۲۲ طرح‌واره مطالعه جوناکی و همکاران [۴۸] ۳۷
- شکل ۲-۲۳ مدل تراوایی دوگانه مطالعه ژو و همکاران [۴۹] ۳۷
- شکل ۳-۱ شماتیک ستاپ آزمایشگاهی ۴۰
- شکل ۳-۲ بسترهای متخلخل این پژوهش، الف) بستر متخلخل ساده (S)، ب) بستر با ترک (F)، ج) بستر با تراوایی دوگانه (D) ۴۳
- شکل ۳-۳ چاپگر سه‌بعدی، ساخت شرکت لانگر ۴۵
- شکل ۳-۴ پمپ سرنگی ۴۵
- شکل ۳-۵ سنسور فشار ۴۶
- شکل ۳-۶ ترواز، ساخت شرکت رادوگ ۴۷
- شکل ۳-۷ همزن مغناطیسی ۴۸
- شکل ۳-۸ هموژنایزر التراسونیک ۴۹
- شکل ۳-۹ مراحل پردازش تصویر ۵۵
- شکل ۴-۱ نمودار دیاگرام فاز لنورمند ۵۹
- شکل ۴-۲ نمودار برداشت روغن در بستر S با تزریق سیالات متفاوت ۶۰

- شکل ۳-۴ نمودار مقایسه BTT سیالات تزریقی در بستر S ۶۲
- شکل ۴-۴ روند تزریق محلول SDS در بستر S ۶۴
- شکل ۵-۴ روند تزریق نانوسیال سیلیکا در بستر S ۶۶
- شکل ۶-۴ روند تزریق نانوسیال آلومینا در بستر S ۶۹
- شکل ۷-۴ نمودار برداشت روغن در بستر F با تزریق سیالات متفاوت ۷۰
- شکل ۸-۴ نمودار مقایسه BTT سیالات تزریقی در بستر F ۷۱
- شکل ۹-۴ روند تزریق محلول SDS در بستر F ۷۴
- شکل ۱۰-۴ روند تزریق نانوسیال سیلیکا در بستر F ۷۶
- شکل ۱۱-۴ روند تزریق نانوسیال آلومینا در بستر F ۷۸
- شکل ۱۲-۴ نمودار برداشت روغن در بستر D با تزریق سیالات متفاوت ۷۹
- شکل ۱۳-۴ نمودار مقایسه BTT سیالات تزریقی در بستر D ۸۰
- شکل ۱۴-۴ روند تزریق محلول SDS در بستر D ۸۳
- شکل ۱۵-۴ روند تزریق نانوسیال سیلیکا در بستر D ۸۵
- شکل ۱۶-۴ روند برداشت توسط نانوسیال آلومینا در بستر D ۸۷
- شکل ۱-۵ نمودار حداکثر میزان برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده و بسترها ۹۰

فهرست جدول‌ها

جدول ۱-۳	مشخصات هندسی و خواص بسترهای متخلخل	۴۴
جدول ۲-۳	مشخصات ترموفیزیکی پارافین	۵۰
جدول ۳-۳	مشخصات سورفکتانت	۵۱
جدول ۴-۳	مشخصات نانومواد	۵۱
جدول ۵-۳	ارزیابی عدم قطعیت تجهیزات آزمایش	۵۲
جدول ۱-۴	محاسبه CA و M	۵۹
جدول ۲-۴	مقایسه حداکثر برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر S	۶۱
جدول ۳-۴	مقایسه برداشت در بریک‌ترو تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر S	۶۲
جدول ۴-۴	مقایسه حداکثر برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر F	۷۱
جدول ۵-۴	مقایسه برداشت در بریک‌ترو تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر F	۷۲
جدول ۶-۴	مقایسه حداکثر برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر D	۸۰
جدول ۷-۴	مقایسه برداشت در بریک‌ترو تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر D	۸۱

فهرست علائم

A	سطح مقطع محیط متخلخل (m^2)
Ca	عدد بی بعد موینگی
g	شتاب گرانش (m/s^2)
h	ارتفاع ستون سیال (m)
K	تراوایی (D)
M	نسبت تحرک پذیری
P	فشار ($mbar$)
q	دبی سیال (m^3/s)
r	شعاع (m)
S	اشباع نفت (%)
U	سرعت سیال (m/s)
V	حجم (m^3)

علائم یونانی

μ

ویسکوزیته (cP)

ρ

چگالی (gr/cm^3)

σ

کشش سطحی (mN/m)

ϕ

تخلخل (%)

فصل اول: مقدمه

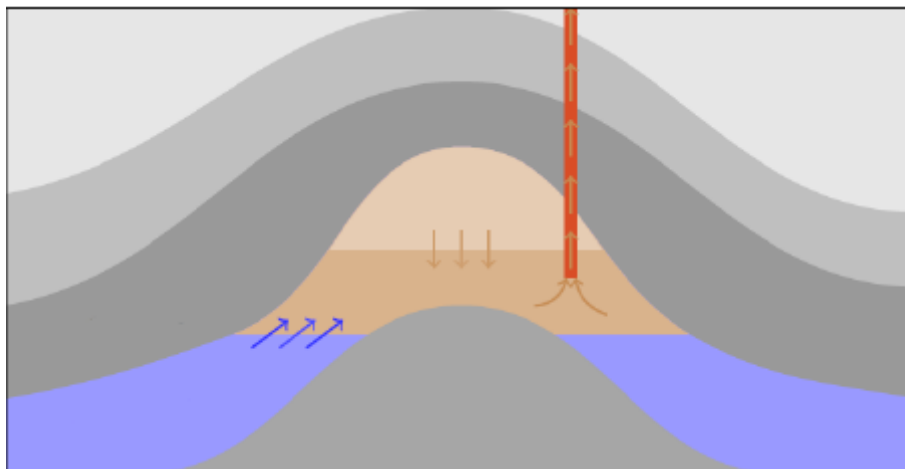
۱-۱ پیش درآمد

مصرف روزافزون انرژی در جهان باعث شده است که نیاز به منابع بیشتر آن مورد توجه قرار گیرد. یکی از منابع مهم موجود در این زمینه نفت باقی مانده درون مخازن که مقدار قابل توجهی دارد. به همین منظور ازدیاد برداشت نفت از موضوعاتی است که مورد توجه محققان قرار گرفته است.

ورود به این بحث نیازمند برخی تعاریف است که برای درک بهتر نتایج ارائه شده در این پژوهش که به آن‌ها نیاز است و در این فصل به ارائه تعاریف اولیه آن‌ها پرداخته می‌شود. به همین منظور ابتدا نفت و مخازن کربناته تعریف شده و در ادامه خواص سنگ‌های بستر متخلخل شرح داده می‌شوند. در ادامه ازدیاد برداشت نفت و روش‌های متداول آن معرفی می‌شوند و معرفی اولیه‌ای از مواد شیمیایی مورد استفاده در این مطالعه ارائه می‌شود.

۲-۱ نفت

در اثر قرارگرفتن گیاهان، جلبک‌ها و باکتری‌ها در لایه‌های رسوبی این مواد تحت فشار قرار می‌گیرند و با گذشت میلیون‌ها سال در محیطی عاری از اکسیژن این مواد یک تبدیل به ترکیبات آلی درشت مولکولی به نام کروژن می‌شوند. قرار گرفتن کروژن در کنار منبع حرارتی مناسب باعث شکست برخی از مولکول‌های درشت آن می‌شود که در نهایت تبدیل به نفت و گاز می‌شوند [۱]. این مواد پس از هزاران سال به خلل و فرج موجود در سنگ‌های اطراف نفوذ می‌کند که به آن سنگ بستر نیز می‌گویند. به طور معمول این مخازن ترکیبی از چند فاز از جمله نفت، گاز و آب هستند که به علت تفاوت چگالی نفت میان گاز (لایه‌های بالایی) و آب (لایه‌های پایینی) قرار می‌گیرد.



شکل ۱-۱ ساختار لایه‌ای در مخزن نفتی [۲]

۳-۱ مخازن کربناته

بسیاری از بزرگ‌ترین میدان‌های نفتی دنیا از نوع کربناته هستند که بیشتر آن‌ها شکاف‌دار^۱، نفت دوست^۲ و با نفوذپذیری پایین^۳ هستند [۳]. به علت نفت دوستی بیشتر مخازن کربناته در فرایند معمول تزریق آب در این مخازن، آب در اثر نسبت تحرک‌پذیری نامطلوب از میان شکاف‌های به وجود آمده به سمت چاه خروجی حرکت کرده و از کنار مقدار زیادی از نفت موجود در سازند عبور می‌کند. بنابراین بازده روش تزریق آب در این مخازن چندان مطلوب نیست زیرا وجود شکاف‌ها بازده جاروب سیال تزریقی را کاهش می‌دهد و در نتیجه برداشت نفت از مخازن کربناته کاهش می‌یابد [۴]. لازم به ذکر است که بیش از ۸۵ درصد از مخازن ایران از نوع کربناته بوده و تنها درصد کمی از آن‌ها دارای ساختار شنی هستند. از طرفی، بخش نسبتاً بزرگی از نفت موجود در این مخازن، سنگین بوده که برداشت آن دارای سختی فراوان است. ضریب بازیافت نفت برای اکثر مخازن هیدروکربوری ایران در حدود ۲۴ درصد گزارش شده که این مقدار کمتر از میانگین ضریب بازیافت جهانی است. از این رو می‌توان

¹ Fractured

² Oil-Wet

³ Low permeability

گفت که در مخازن ایران، میزان نفت باقی مانده در یک مخزن هیدروکربوری بسیار زیاد است. همچنین حدود ۹۰ درصد از مخازن ایران از نوع شکافدار هستند و استخراج ثانویه از این مخازن نیز کمتر از ۳۰ درصد است [۵].

۴-۱ خواص سنگ و سیال مخازن

۱-۴-۱ تخلخل

مفهوم تخلخل برای یک بستر اشاره درصد حجم قابل ذخیره سازی بستر دارد که توانایی نگهداری سیال را داشته باشد. محاسبه این مقدار از تقسیم فضای در دسترس به کل حجم نمونه حاصل می شود.

$$\Phi = \frac{V_{available}}{V_{total}} \quad \text{معادله (۱-۱)}$$

در اثر گذشت زمان در بخش هایی از بستر هنگامی که رسوبات ته نشین و سنگ ها تشکیل شده اند برخی از فضاهای موجود به علت سیمانی شدن بیش از حد بقیه فضاهای بسته، کاملاً ایزوله شده اند؛ بنابراین برخی از فضاها به یکدیگر مرتبط بوده و برخی از فضاها کاملاً جدا هستند. به همین دلیل دو نوع تعریف را برای تخلخل در نظر گرفته اند، تخلخل مطلق و تخلخل مؤثر. تخلخل مطلق به تمامی فضاهای موجود درون بستر اطلاق می شود اما تخلخل مؤثر تنها به نواحی مرتبط با هم اطلاق می شود. کمیتی که به طور مرسوم در محاسبات از آن استفاده می شود تخلخل مؤثر است زیرا سیال قابل برداشت از بستر، تنها در این فضا وجود دارد و برای دسترسی به سیال های موجود در نواحی بسته نیاز به استفاده از روش های مصنوعی ایجاد ترک در محیط است [۶].

$$\Phi_e = \frac{V_{connected}}{V_{total}} \quad \text{معادله (۲-۱)}$$

۱-۴-۲ درجه اشباع

درجه اشباع یک مخزن عبارت است از درصد فضایی که یک سیال خاص مانند نفت، گاز یا آب اشغال کرده است. این ویژگی به صورت نسبت کل حجم سیال به فضای موجود بیان می شود و برای هر کدام از فازهای موجود در مخزن به صورت زیر تعریف می شود:

$$S_o = \frac{V_{oil}}{V_{available}} \quad \text{معادله (۱-۳)}$$

$$S_g = \frac{V_{gas}}{V_{available}} \quad \text{معادله (۱-۴)}$$

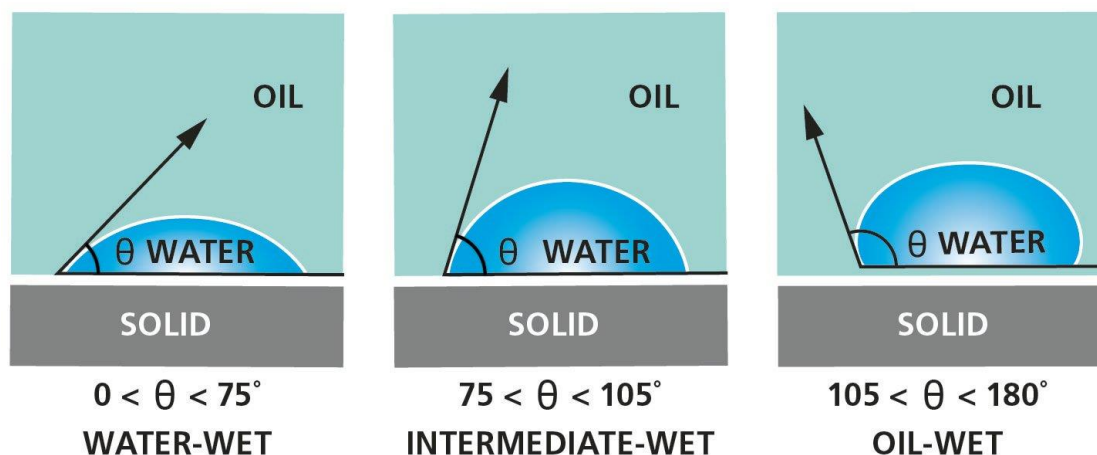
$$S_w = \frac{V_{water}}{V_{available}} \quad \text{معادله (۱-۵)}$$

در معادلات بالا S_o درجه اشباع نفت، S_g درجه اشباع گاز و S_w درجه اشباع آب است و جمع تمامی مقادیر اشباع نیز برابر یک خواهد بود [۶].

۱-۴-۳ ترشوندگی

مفهوم ترشوندگی اشاره به تمایل یک سیال برای پخش شدن یا چسبیدن به سطح در حضور سیال دیگری (که کاملاً مخلوط نشدنی) دارد. تمایل برای پخش شدن روی یک سطح جامد نشان دهنده ویژگی ترشوندگی در برابر جامد است که این تمایل را می توان با اندازه گیری زاویه تماس با سطح جامد بیان کرد. این زاویه که همیشه از سطح مایع به سمت جامد اندازه گیری می شود زاویه تماس نام دارد (شکل ۱-۲). زاویه تماس معیار خوبی برای ترشوندگی است، بدین صورت که ترشوندگی کامل با زاویه تماس صفر درجه و عدم ترشوندگی کامل با زاویه تماس ۱۸۰ درجه شناخته می شود. درجه بندی زاویه سنگ مخزن با سیال ها از این جهت حائز اهمیت است که توزیع سیال در محیط های متخلخل تابعی از ترشوندگی است. به دلیل وجود نیروهای جاذبه فاز ترکننده تمایل دارد خلل و فرج های کوچکتر را پر کند، در حالی که فاز غیر ترکننده کانال های بزرگتر را اشغال می کند. در سیستم های نفتی به طور کلی از زاویه تماس آب، با سطح سنگ بستر در حضور روغن به عنوان معیاری برای

ترشوندگی استفاده می‌شود. بدین صورت که زاویه تماس صفر تا ۷۵ درجه به عنوان بستر آبدوست، زاویه تماس ۷۵ تا ۱۰۵ درجه به عنوان سطح ترشوندگی میانه یا ترکیبی و زاویه تماس ۱۰۵ الی ۱۸۰ درجه به عنوان نفت دوست شناخته می‌شود [۷].

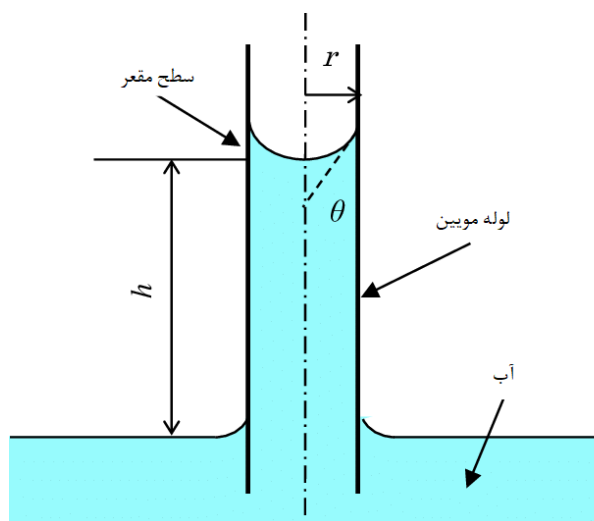


شکل ۱-۲ زاویه تماس

۴-۴-۱ کشش سطحی و موینگی

در مطالعه سامانه‌های چند فازی لازم است اثر نیروی بین سطحی میان دو سیال مخلوط نشدنی مورد توجه قرار گیرد. زمانی که دو سیال مورد مطالعه از نوع گاز و مایع باشند، از عبارت کشش سطحی برای توصیف نیروهای وارده روی سطح مشترک بین آن دو استفاده می‌شود و هنگامی که سطح مشترک، میان دو مایع باشد به آن کشش بین سطحی گفته می‌شود. سطح مایع معمولاً با لایه نازک پوشانده می‌شود اما این لایه نازک مانند یک پوسته عمل کرده و در مقابل شکستن مقاومت می‌کند. این پدیده در اثر جاذبه بین مولکول‌های سیال رخ می‌دهد که یکدیگر را جذب می‌کنند و با جرم‌های آن‌ها رابطه مستقیم و با مربع فاصله آن‌ها از یکدیگر رابطه عکس دارد. واحد کشش سطحی یا بین سطحی، نیرو بر واحد طول است و معمولاً با علامت σ نمایش داده می‌شود.

اگر یک لوله موئین در ظرف حاوی آب قرار گیرد کشش سطحی و ترشوندگی باعث بالا آمدن آب در لوله موئین خواهد شد به طوری که آب بالاتر از سطح آزاد ظرف قرار خواهد گرفت. آب درون لوله تا هنگامی که کل نیروها با وزن مایع درون لوله به تعادل برسند بالا می‌رود (شکل ۳-۱).



شکل ۳-۱ بالا رفتن آب در لوله موئین [۸]

برای محاسبه کشش سطحی آب درون لوله موئین کافی است نیروهای بالا رونده و پایین رونده معادل یکدیگر قرار گرفته و به فرم زیر بازنویسی شوند:

$$\sigma_{gw} = \frac{rhg\rho_w}{2\cos\theta} \quad \text{معادله (۶-۱)}$$

در معادله (۶-۱) σ_{gw} نشان دهنده کشش سطحی میان آب و هوا، ρ_w بیانگر چگالی آب و g بیانگر شتاب جاذبه است. این معادله برای سیستم نفت-آب به شکل زیر است:

$$\sigma_{ow} = \frac{rhg(\rho_w - \rho_o)}{2\cos\theta} \quad \text{معادله (۷-۱)}$$

در این معادله σ_{gw} نشان دهنده کشش سطحی میان نفت و آب و ρ_w بیانگر چگالی نفت است [۶].

۱-۴-۵ تراوایی

تراوایی یکی از خواص مهم محیط‌های متخلخل است که بیانگر ظرفیت و توانایی بستر برای انتقال سیال است. این خاصیت اولین بار توسط هنری دارسی [۹] در سال ۱۸۵۶ به صورت ریاضی تبیین شد. به معادله‌ای که تراوایی را در قالب کمیت‌های قابل اندازه‌گیری تعریف می‌کند، قانون دارسی می‌گویند. این قانون بدین صورت است که اگر یک جریان خط افقی از یک سیال تراکم‌ناپذیر، از یک نمونه سنگ به طول و سطح مقطع مشخص عبور داده شود آنگاه معادله جریان سیال به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$v = \frac{-k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad \text{معادله (۸-۱)}$$

در معادله (۸-۱)، v سرعت ظاهری جریان سیال است و با تقسیم کردن دبی بر کل مساحت سطح مقطع که سیال در آن جریان دارد به دست می‌آید. همچنین k تراوایی محیط است و μ لزجت سیال تزریقی است. تعریف تراوایی در معادله (۸-۱) بدین صورت است که وقتی مایعی با گرانش یک سانتی‌پوز و دبی یک سانتی‌مترمکعب در ثانیه، از سطح مقطعی به مساحت یک سانتی‌متر مربع بگذرد، به ازای هر سانتی‌متر از طول، فشاری به اندازه یک اتمسفر تغییر کند آنگاه آن محیط تراوایی برابر با یک دارسی خواهد داشت. با بازنویسی این معادله به فرم خطی به رابطه معادله (۹-۱) جهت محاسبه تراوایی محیط می‌رسیم.

$$q = \frac{KA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad \text{معادله (۹-۱)}$$

در این رابطه q نشان دهنده دبی تزریقی، A مساحت سطح مقطع مورد بررسی، L طول محیط و $(P_1 - P_2)$ اختلاف فشار ورودی و خروجی است.

۵-۱ ازدیاد برداشت نفت

به طور کلی استخراج نفت را می‌توان به سه مرحله تقسیم بندی کرد که به ترتیب عبارت‌اند از برداشت اولیه، ثانویه و ثالث یا ازدیاد برداشت نفت (EOR)^۱. در هر مرحله از برداشت نفت می‌توان تولید نفت را افزایش داد تا اینکه استخراج از مخزن به تدریج کاهش یابد و سپس برای حفظ نرخ برداشت نیاز به استراتژی جدیدی خواهد بود.

در مرحله اول یا همان برداشت اولیه، نفت با استفاده از انرژی و فشار موجود در خود مخزن استخراج می‌شود. فشار ذاتی مخزن، نفت را به سمت دهانه چاه حرکت می‌دهد. تصویر کلاسیک بیرون آمدن نفت از دهانه چاه تازه حفاری شده، نمونه‌ای از برداشت اولیه نفت به شمار می‌آید. با گذشت زمان و افزایش برداشت، مخزن با افت فشار روبرو خواهد شد و برای جبران این افت فشار باید با استفاده از تزریق سیالات مختلف فشار مخزن را بالا برد تا نفت به سطح زمین برسد و این شروع مرحله دوم برداشت است. در مرحله اول از برداشت حدود ۱۰ الی ۱۵ درصد نفت موجود در مخزن استخراج می‌شود.

در مرحله دوم یا همان برداشت ثانویه که به سیلاب‌زنی آب نیز معروف است می‌توان در حدود ۱۵ تا ۴۰ درصد از نفت موجود در مخزن را برداشت کرد. برداشت ثانویه شامل تزریق گاز یا آب به مخزن جهت حفظ فشار اولیه به منظور استخراج نفت است. همان‌طور که برای برداشت اولیه گفته شد استخراج نفت نهایتاً به حدی می‌رسد که دیگر از لحاظ اقتصادی به صرفه نیست. پس از انجام مراحل اولیه و ثانویه برداشت همچنان حدود ۶۰ درصد از نفت در مخزن باقی می‌ماند. عدم استحصال بیشتر به این علت است که مخزن دارای ناهمگونی مختلفی از جمله شکاف و تراوایی‌های متفاوت است. آب تزریقی به علت تحرک‌پذیری نامطلوب به دنبال راهی با کمترین مقاومت برای عبور است پس مسیرهای دارای تراوایی زیاد را انتخاب کرده و با سرعت از طریق آن مسیرها به سمت چاه‌های تولیدی حرکت می‌کند، بنابراین نفت موجود در مسیرهای دارای تراوایی زیاد خارج شده، ولی نفت

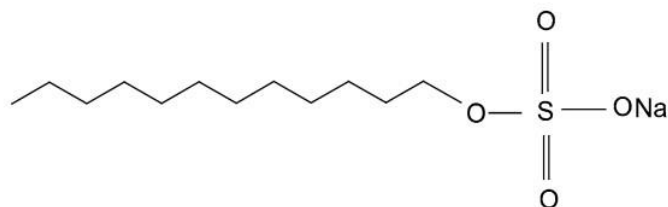
¹ Enhanced Oil Recovery

مناطق اطراف که دارای تراوایی کمی هستند دست نخورده باقی می‌ماند [۱۰]. استخراج نفت از دیگر نواحی باقی‌مانده نیاز به استفاده از روش‌های نوینی دارد که به طور کلی به آن‌ها ازدیاد برداشت نفت می‌گویند. هدف این روش‌ها استخراج نفت‌های حبس شده در خلل و فرج مخازن است. تعدادی از روش‌های که در ازدیاد برداشت نفت استفاده می‌شوند عبارتند از:

- روش‌های گرمایی مانند تزریق بخار آب، آب گرم یا گرم کردن نفت به وسیله منابع‌های حرارتی متنوع یا استفاده از میدان مغناطیسی
 - تزریق گاز امتزاج‌پذیر
 - تزریق متناوب آب و گاز
 - روش‌های میکروبی
 - روش‌های شیمیایی مانند تزریق پلیمر، تزریق آکالین، تزریق سورفکتانت و تزریق نانو سیالات
- ازدیاد برداشت نفت با استفاده از مواد شیمیایی به فرایندهایی گفته می‌شود که هدف آن‌ها افزایش تحرک‌پذیری فاز تزریقی (تزریق پلیمر) یا تغییر در ترشوندگی سطح و کاهش کشش سطحی در سطح تماس نفت و آب (تزریق سورفکتانت و نانو سیالات) است. برای نفت‌های سبک و متوسط است که لزج‌تری کمتر از ۵۰ سانتی‌پوز (درون مخزن) دارند استفاده از روش‌های تغییر ترشوندگی به کمک سورفکتانت‌ها و نانوسیالات مورد توصیه است که موضوع تحقیقات گسترده‌ای بوده است. به همین منظور در ادامه به تعریف اولیه مواد مورد استفاده (سورفکتانت و نانو سیالات) در این پژوهش پرداخته می‌شود.

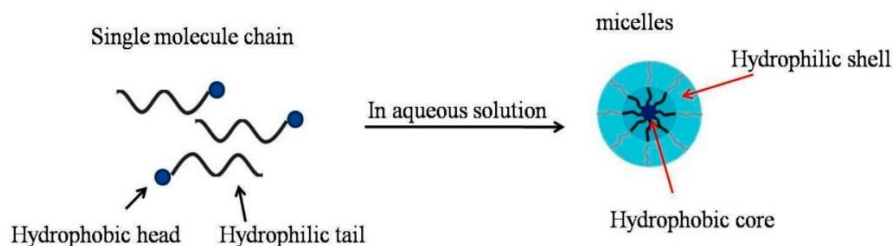
۶-۱ سورفکتانت

سورفکتانت‌ها یا مواد فعال سطحی ترکیباتی هستند که دارای یک سر آب دوست (هیدروفیلیک) و یک دنباله یا دم آب گریز (هیدروفوبیک) هستند. سورفکتانت‌ها ممکن است یونی، غیر یونی یا زوج یونی باشند [۱۱]. سدیم دودسیل سولفات (SDS) یک سورفکتانت آنیونی متشکل از یک زنجیره هیدروکربنی دوازده تایی و یک گروه سولفونیک اسید به همراه یک اتم سدیم است.



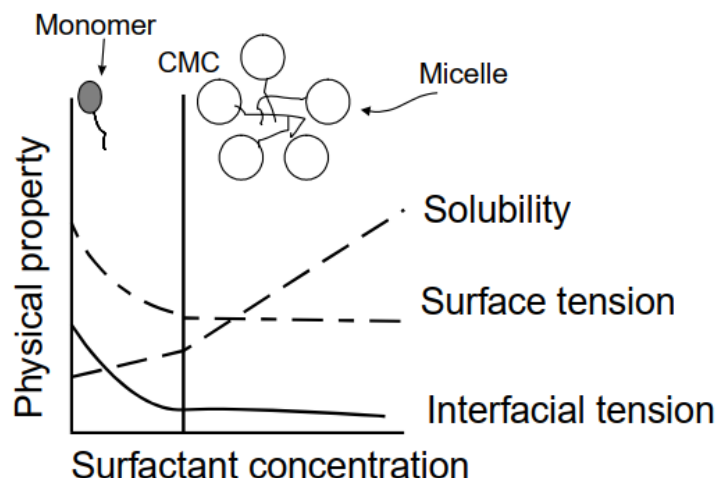
شکل ۴-۱ سدیم دودسیل سولفات [۱۱]

CTAB یک سورفکتانت کاتیونی است. تریتون x-100 و x-150 نیز سورفکتانت غیر یونی هستند. اگر یک نوع سورفکتانت درون یک حلال قطبی مثل آب قرار بگیرد مولکول‌های سورفکتانت جهت‌گیری کروی اتخاذ می‌کنند، به گونه‌ای که سر قطبی آن‌ها به سمت بیرون کره و در تماس با آب و دنباله غیرقطبی به سمت داخل و مرکز کره باشد. این اجتماع کروی شکل مایسل نامیده می‌شود [۱۲].



شکل ۵-۱ تشکیل مایسل [۱۳]

تعداد مشخصی از مولکول‌های سورفکتانت لازم است تا یک اجتماع مایسلی شکل بگیرد این تعداد عدد تجمع نامیده می‌شود [۱۴]. سورفکتانت‌ها تنها تا غلظت خاصی به صورت مونومر باقی می‌مانند و از غلظتی به بعد به مایسل تبدیل می‌شوند. غلظتی که در آن مولکول‌های سورفکتانت مایسل ایجاد می‌کنند غلظت بحرانی مایسل (CMC) نام دارد [۱۲].



شکل ۱-۶ غلظت بحرانی ماسیل (CMC) [۱۲]

استفاده از سورفکتانت‌ها کشش سطحی را در سطح مشترک آب هوا و یا آب روغن کاهش می‌دهد [۱۲]. هر چند که استفاده از سورفکتانت‌ها تاثیر چشم‌گیری در برداشت نفت دارد اما با توجه به اینکه نیاز به مقادیر زیادی از آن‌ها است اغلب استفاده از آن‌ها گران بوده و در برخی از شرایط غیر اقتصادی به نظر می‌رسند. در ازدیاد برداشت نفت لازم است که هرگونه رویکردی که منجر به افزایش تولید نفت می‌شود همزمان تعادلی بین هزینه‌های فرآیند برداشت و ارزش نفت ایجاد کند. علاوه بر مباحث اقتصادی استفاده از مواد شیمیایی دارای نگرانی‌های زیست محیطی نیز می‌باشند. بدین صورت که با جذب سورفکتانت در سطوح مخزن تعادل یونی دچار اختلال شده و ممکن است که روند برداشت دچار مختل شود. به همین جهت مهم است که انتخاب سورفکتانت با توجه به جنس سنگ بستر صورت گیرد. در مخازن کربناته بیشتر بار سنگ‌ها منفی است که به همین علت استفاده از سورفکتانت‌های کاتیونی را با دشواری همراه می‌کند. و از طرفی استفاده از سورفکتانت‌های آنیونی همانند سدیم دودسیل سولفات بسیار پر کاربرد است.

از دیگر روش‌های غیرمستقیم استفاده از سورفکتانت‌ها تزریق مواد آلكالین همانند پتاس یا محلول‌های سوزآور به درون مخازنی اسیدی است. تزریق این مواد باعث تولید سورفکتانت درون خود مخزن می‌شود. بدین صورت این مواد در مخزن با اسیدهای موجود در نفت خام واکنش داده و سورفکتانت طبیعی تولید می‌کنند.

سورفکتانت طبیعی تولید شده با کاهش کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و یا با ایجاد امولسیون به آزاد شدن نفت از سنگ کمک می‌کند. در نتیجه نفت با سهولت بیشتری می‌تواند از درون مخزن به سمت چاه‌های تولیدی حرکت کند. همچنین در این روش با جذب سورفکتانت بر سطوح سنگ مخزن تا حدودی از هدر رفت مواد تزریقی جلوگیری می‌شود [۱۵].

۷-۱ نانوسیالات

برای نانو ذرات تعاریف متعددی ارائه شده است اما به طور خاص به ذراتی، نانو می‌گویند که قطری بین ۱ تا ۱۰۰ نانومتر دارند [۱۶]. در این مواد اثرات کوانتومی اتم‌ها و مولکول‌ها تاثیرگذار بوه و خواص متفاوت و جالبی را نسبت به مواد توده‌ای^۱ خود بروز می‌دهند. یکی از علت‌های جذابیت نانومواد در صنعت نفت توانایی ساخت و کنترل ساختار آن‌ها است، که به دانشمندان و مهندسين این امکان را می‌دهد که خواص حاصل را تغییر داده و بتوانند خواص مطلوب را در مواد طراحی کنند. موارد فوق‌العاده گسترده‌ای وجود دارند که اندازه فیزیکی ذره می‌تواند خواص بهبود یافته مفیدی را به وجود آورد. مثلاً اندازه کوچک ذرات امکان صیقل دهی ظرفیت سطوح را فراهم می‌کند [۱۷]. نانو ذرات نسبت سطح به حجم بسیار بالایی دارند که باعث می‌شود انرژی سطحی بالایی داشته باشند. جذب آنها روی یک سطح جامد می‌تواند باعث شود تا انرژی سطحی و ترشوندگی سیستم را تغییر دهند [۱۸].

نانوسیالات سوسپانسیون‌های کلوئیدی از ذرات ریز نانومتری معلق در یک سیال پایه هستند که ویژگی‌های منحصر به فردشان موجب کاربرد آن‌ها در صنایع مختلف شده است. اصلی‌ترین مشخصه نانوسیالات این است که خصوصیات آن‌ها تابعی از اندازه نانو ذرات تشکیل دهنده آن است. اندازه نانو ذرات کلوئیدی بسیار کوچک بوده و قوانینی که رفتار مواد را در این ابعاد کنترل می‌کند در مقایسه با ابعاد میکرو و ماکرو متری کاملاً متفاوت است

¹ Bulk

[۱۹]. اضافه کردن نانو مواد به سورفکتانت‌ها باعث کاهش بیش از پیش کشش سطحی میان سورفکتانت و نفت می‌شود و این از مزایای مهم استفاده از این مواد در ازدیاد برداشت نفت است [۲۰].

اختلاط نانوذرات با سیال پایه بر خلاف اختلاط ساده جامد-مایع، دارای شرایط خاصی از قبیل یکنواخت بودن سوسپانسیون، پایدار بودن آن، جلوگیری از توده‌ای شدن ذرات و عدم تغییر ماهیت شیمیایی سیال است. هرگونه ناپایداری در سطح از جمله دما می‌تواند سبب ناپایداری سطحی ذرات و در نتیجه توده‌ای شدن آن‌ها گردد. در تهیه نانو سیالات دو رویکرد عمده وجود دارد. اولین روش تهیه یک مرحله‌ای است که در آن نانوذره به طور مستقیم در درون سیال تهیه و پراکنده می‌شود. این روش به این صورت است که بخار فلز مستقیماً به درون سیال هدایت شده و در آنجا به صورت نانوذره تغلیظ می‌شود^۱. مشکل اصلی در این روش این است که تهیه نانوسیال اغلب همراه با مقداری متراکم شدن و تجمع ذرات در درون سیال خواهد بود و به همین علت در مطالعات سال‌های اخیر کمتر به آن پرداخته شده است [۱۹]. روش دوم تهیه دو مرحله‌ای نانوسیال است. در این روش انواع نانوذرات با اندازه‌ها و خواص مناسب که قبلاً تهیه شده‌اند، به سیال پایه افزوده می‌شوند. این روش به دلیل آسانی تهیه نانوذره و تولید نانوسیال از نظر اقتصادی مقرون به صرفه‌تر بوده و بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرد. البته در این روش می‌بایست مساله کلوخه شدن نانو ذرات در نظر گرفت شود. برای شکستن توده‌های نانوذرات از تجهیزات مختلفی از قبیل حمام التراسونیک، همزن مغناطیسی و هموژنایزر پرابی استفاده می‌شود.

میزان موفقیت تزریق نانوسیال به درون مخازن به فاکتورهای بسیاری مانند غلظت نانوذرات در سیال پایه، نوع، اندازه و شکل نانوذرات، نوع سیال پایه، pH، دما، مواد افزودنی و حلال بستگی دارد که باید مورد بررسی قرار گیرند. در سال‌های اخیر مطالعات آزمایشگاهی برای بررسی عملکرد این مواد در فرآیند ازدیاد برداشت آغاز شده است اما هنوز در مورد مکانیزم و نحوه روبیده شدن بستر توسط نانوسیالات اطلاعات چندانی در دست نیست [۱۸].

¹ Condensate

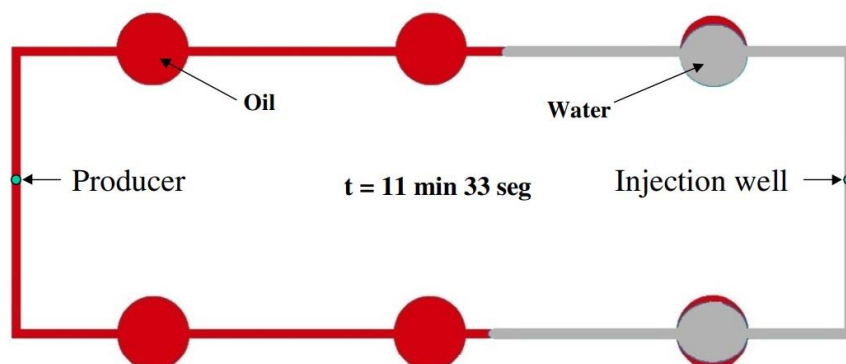
فصل دوم: مروری بر کارهای پیشین

۱-۲ مقدمه

در فصل گذشته به بررسی مفاهیم ابتدایی محیط‌های متخلخل و معرفی اجمالی برخی از روش‌های ازدیاد برداشت پرداخته شد. در این فصل با بررسی نمونه‌های از کارهای انجام شده در گذشته به تشریح بیشتر روش‌های نوین ازدیاد برداشت نفت پرداخته و در انتها اهداف تحقیق حاضر و نوآوری‌های آن ارائه می‌شود.

۲-۲ تزریق آب

کرو هرناندز و همکاران [۲۱] در سال ۲۰۰۱ با مطالعه یک شبکه ترک-حفره توانستند مدلی تئوری را برای پیش‌بینی مقدار برداشت در هر لحظه ارائه دهند. مدل تجربی آن‌ها مطابق شکل ۱-۲ شامل سلول‌های با قطر ۱ سانتی‌متر و عمق ۱/۲ میلی‌متر و شکاف‌هایی با عرض ۱/۶ میلی‌متر، عمق ۱/۲ میلی‌متر و طول ۱۹ سانتی‌متر بود.



شکل ۱-۲ شبکه ترک-حفره مورد مطالعه هرناندز و همکاران [۲۱]

با تصویربرداری از روند آزمایش، اشباع آب (روغن برداشت شده) در هر مرحله محاسبه شد. براساس مدل ارائه محیط مورد بررسی به دو ناحیه هدایت‌گر^۱ (شکاف) و سکون^۲ (حفره) تقسیم بندی شد که در ناحیه دوم

^۱ Conduct

^۲ Stagnant

جریان از طرق روندی شبه‌پخش^۱ اتفاق می‌افتاد. با بهینه کردن ضرایب F و K_D (موجود در رابطه ارائه شده) با کمک نمودار برداشت تجربی، مدل آن‌ها به دقت خوبی برا پیش‌بینی روند کلی برداشت رسید.

لیو و همکاران [۲۲] در سال ۲۰۱۲ به بررسی اولیه فاز چهارم میدان نفتی تاهه چین پرداختند. این میدان از نوع کربناته بوده و دارای نفت سنگینی با لزجت متوسط ۷۹۴ سانتی‌پوز در دمای ۵۰ درجه است. این مخزن در اثر سرعت برداشت بالا سریعاً دچار افت فشار شده و خروج آب^۲ زیادی از چاهای برداشت آن اتفاق افتاده است. در این مطالعه سه نمونه مختلف از نواحی این بستر ساخته شده است. اولین مدل با حفرات بزرگ^۳، دومی با ترکیبی از حفرات و شکاف و سومی شبکه‌ای از شکاف‌ها هستند (شکل ۲-۲). با تزریق آب از پایین^۴ به این مدل‌ها ۵ نوع مختلف از نفت باقی‌مانده در آن‌ها شناسایی شد و برای برداشت هر کدام از آن‌ها راه حلی ارائه شد. به طور مثال نفت نواحی با تعداد ارتباط شکاف کم نیاز به افزایش ارتباط از طریق روش‌هایی مانند ایجاد ترک هیدرولیکی دارد و یا لایه نازک نفت^۵ موجود در نواحی جاروب شده باید با تغییر ترشوندگی محیط توسط تزریق سورفکتانت برداشت شود.

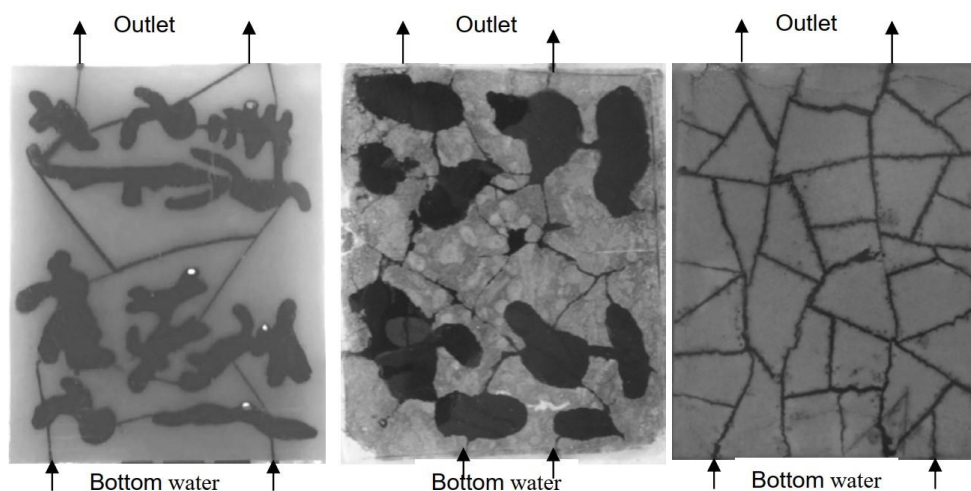
¹ Diffusion-like

² Water Cut

³ Cave

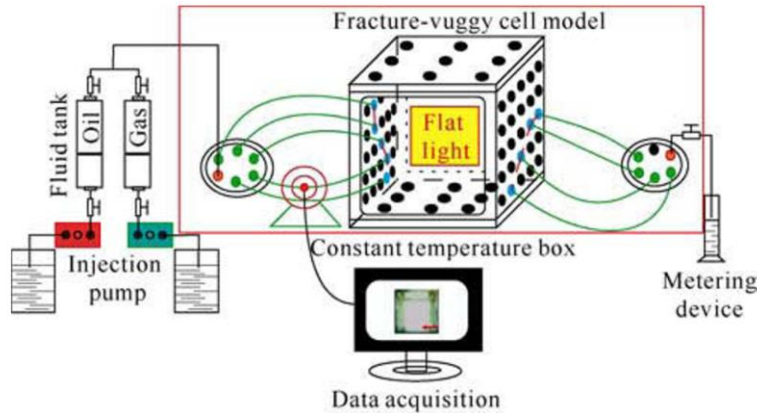
⁴ Bottom Water

⁵ Oil film



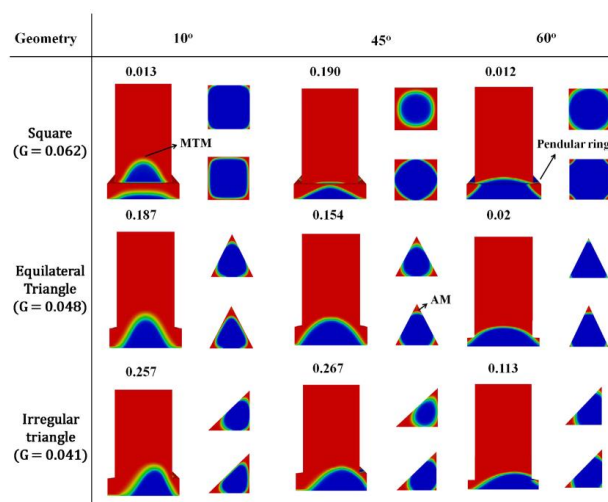
شکل ۲-۲ بسترهای آزمایشگاهی لیو و همکاران [۲۲]

جینگ و همکاران [۲۳] در سال ۲۰۱۴ آزمایشاتی در مورد جاروب نفت توسط تزریق آب در محیط‌های متخلخل ترک-حفره انجام دادند. مدل آزمایشگاهی این پژوهش در شکل ۲-۳ ارائه شده است. نفوذپذیری ترک‌ها در محدوده $2 \mu m^2$ تا $20 \mu m^2$ و عرض آن‌ها به طور متوسط بین 0.05 mm تا 0.1 mm است. آن‌ها در پژوهش خود یافتند که نسبت ویسکوزیته نفت و آب اثر مهمی بر نرخ برداشت نفت، نرخ نفت جایگزینی و نرخ نفت باقی مانده دارد. همچنین مشخص شد که سرعت تزریق در شبکه شکاف-حفره تأثیری در میزان برداشت نداشته و تنها الگوی اتصال آن‌هاست که در میزان روغن باقی مانده تأثیر می‌گذارد. همچنین تزریق فوم پس از تزریق آب، ازدیاد برداشت نفت را بهبود بخشید، و نفت باقیمانده در بالای حفرات و مرکز محیط متخلخل را جاروب کرد.



شکل ۲-۳ مدل آزمایشگاهی جینگ و همکاران [۲۳]

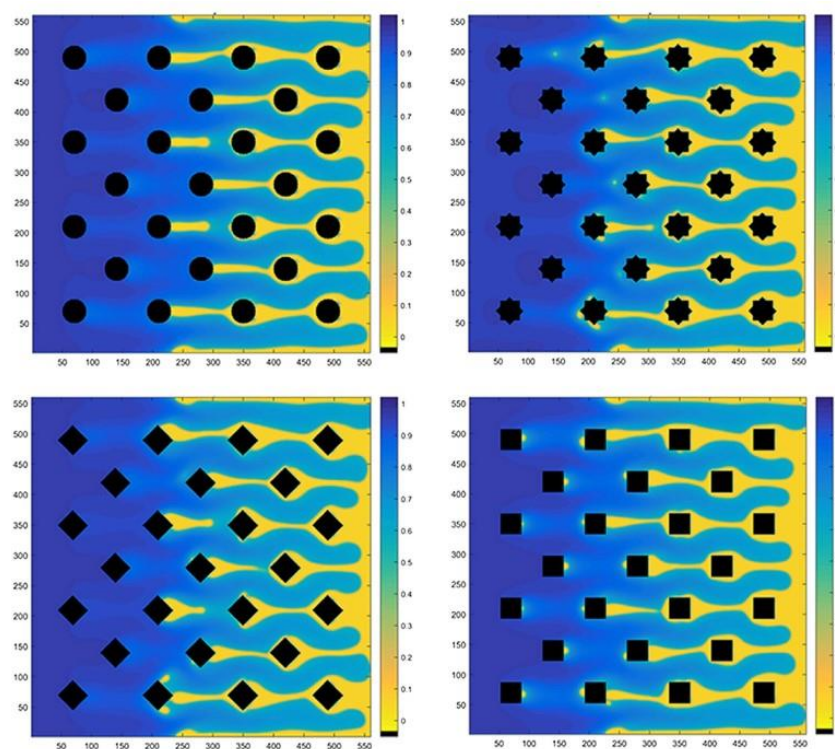
ربانی و همکاران [۲۴] در سال ۲۰۱۶ با استفاده از نرم افزار OpenFOAM به شبیه‌سازی یک جریان دوفازی در کانال میکرو پرداختند. همانطور که در مدلسازی آن‌ها در شکل ۲-۴ مشاهده می‌شود، سیال قرمز رنگ توسط سیال آبی رنگ جابه‌جا می‌شود. با توجه به اینکه فشار ورودی موینگی به قابلیت ترشوندگی سطح بستگی دارد، آن‌ها در مطالعه خود تحت شرایط مرزی ثابت جریان، در شرایط مختلف ترشوندگی، تاثیر دینامیک گلوپی را شبیه‌سازی کردند. همچنین آن‌ها تاثیر زاویه تماس و هندسه منافذ بر روی شکل کلی محیط متخلخل، هنگامی که منافذ با عوامل کوچک ناهمگن پوشیده شده است را بررسی کردند.



شکل ۲-۴ مدل شبیه‌سازی شده ربانی و همکاران [۲۴]

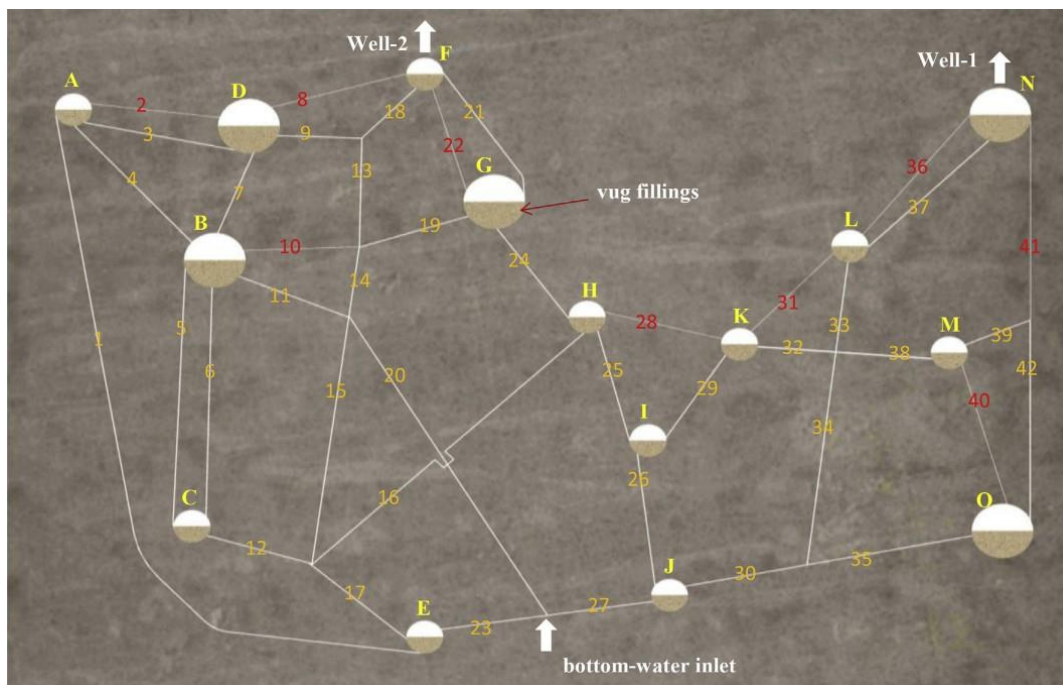
شیری و همکاران [۲۵] در سال ۲۰۱۸ به کمک روش عددی لتیس بولتزمن، مطالعه‌ای جهت بهبود برداشت نفت از در ترک‌های میکرو و محیط متخلخل انجام دادند. آن‌ها در مطالعه خود با شبیه‌سازی تزریق آب به محیط، به بررسی عوامل موثر بر حرکت بر جبهه پیشرونده سیال در ترک‌ها و محیط متخلخل ساده با دانه‌های^۱ با هندسه‌های مختلف پرداختند. آن‌ها یافتند که با بزرگ شدن سطح مقطع دانه‌ها و پیچیده شدن آن‌ها، لایه‌های نازک و باریکتر و انگشتی‌های لزج شکل می‌گیرد. همچنین مطابق شکل ۲-۵ بین اشکال مختلف دانه‌های بررسی شده، در تمامی سناریوها، لوزی بیشترین و ستاره کمترین میزان برداشت را ثبت کرد.

^۱ Grain



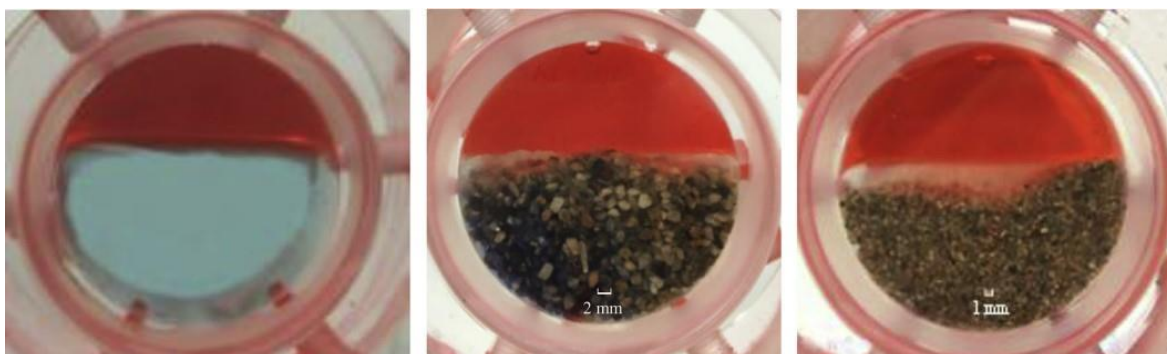
شکل ۲-۵ دانه‌های بررسی شده شیری و همکاران [۲۵]

ونگ و همکاران [۲۶] در سال ۲۰۱۹ به بررسی اثر پر بودن حفرات در شبکه‌ای از شکاف-حفره پرداختند. این بررسی پیشتر تنها بر روی یک حفره تنها صورت می‌گرفت اما آن‌ها با الهام از میدان نفتی تاهه در چین شبکه‌ای را طراحی کردند (شکل ۲-۶) تا اثرات پر بودن پس از خروج از حفره و رسیدن به دیگر حفرات مورد بررسی قرار گیرد.



شکل ۲-۶ شبکه ساخته شده در مطالعه ونگ و همکاران [۲۶]

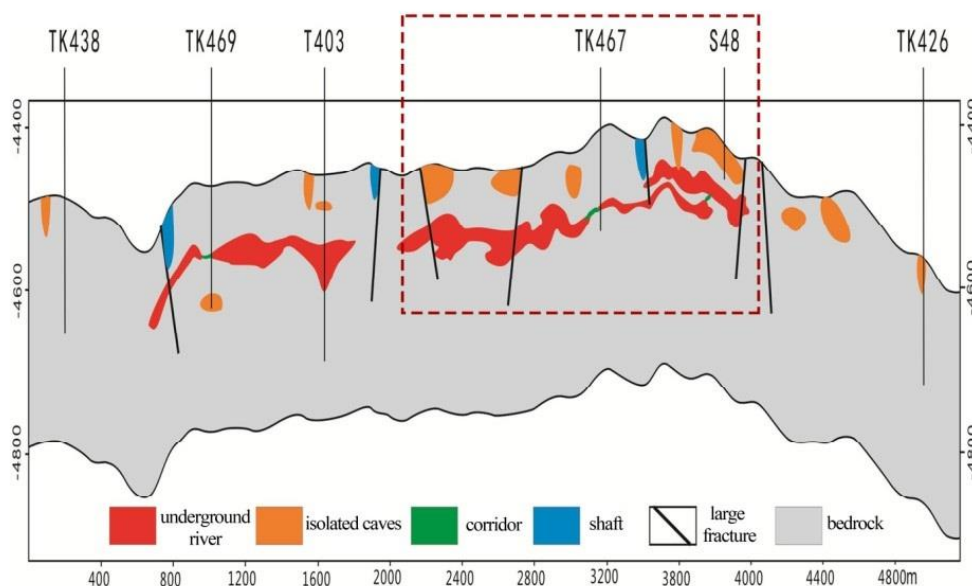
آن‌ها حفرات را در سه حالت مختلف خالی، با پر بودن گشاد و تنگ و با دو نوع روغن با لزجت ۱۱/۹ و ۶/۶ سانتی‌پوز مورد بررسی قرار داده و دینامیک جریان درون آن‌ها را تبیین کردند که در شکل ۲-۷ مشاهده می‌شود. بررسی آن‌ها نشان داد که پر بودن حفرات تاثیر منفی در میزان برداشت دارد، اما هرچه لزجت کمتر بوده و تعداد ارتباط شکاف‌ها بیشتر بوده (چاه ۱) برداشت بهتری را شاهد بودند.



شکل ۲-۷ سه حالت پر بودن حفرات در مطالعه ونگ و همکاران [۲۶]

۳-۲ تزریق گاز

یوان و همکاران [۲۷] در سال ۲۰۱۵ به مطالعه و بررسی بلوک چهارم میدان نفتی تاهه پرداختند. این میدان در اثر برداشت دچار افت شدیدی در کیفیت نفت خروجی شده است. همانطور که در شکل ۲-۸ مشاهده می‌شود، در این مخزن کربناته ماتریکس^۱ توانایی در ذخیره نفت نداشته و اکثر نفت در حفرات بزرگ و شبکه ترک‌ها موجود است. در این مطالعه با شبیه‌سازی دو چاه استخراج که (حجم آب خروجی آن‌ها زیاد بود) به مطالعه تزریق گار نیتروژن درون مخزن پرداخته شد و نشان داده شد که تزریق نیتروژن پس از مرحله تزریق آب می‌تواند برداشتی ۴۰ درصد بیشتر را در پی داشته باشد. بیشتر نفت استخراج شده از نوع نفت زیرطافی^۲ و قفل شده^۳ بود.



شکل ۲-۸ دو چاه مورد مطالعه یوان و همکاران [۲۷]

لیو و همکاران [۲۸] در سال ۲۰۱۷ در یک کار آزمایشگاهی با تزریق گاز نیتروژن در یک مدل تجربی از یک مخزن ترک‌دار-حفره‌دار^۴ به طور موثر، برداشت نفت را بهبود بخشیدند. شکل ۲-۹ که نشان دهنده مدل آزمایشگاهی

^۱ Matrix

^۲ Attic oil

^۳ Partial locked oil

^۴ Fractured-Vuggy

این بررسی است در قسمت بدون حفره تخلخل ۶۰ درصد و نفوذپذیری ۱۵۰۰ میلی داری و در قسمت با حفره تخلخل ۱۵ درصد و نفوذپذیری ۲۰۰ میلی داری دارد. آن‌ها عوامل افزایش این بازیابی مانند مقدار و سرعت تزریق را بررسی کردند و یافتند که زمان شروع تزریق گاز یک بازه بهینه دارد و تزریق بیش از حد زودتر یا دیرتر بر روی برداشت نفت تاثیر منفی خواهد گذاشت. همچنین مقدار و سرعت تزریق گاز، پارامترهای هستند که میزان تولید یک چاه را به شدن تحت تاثیر قرار می‌دهند.

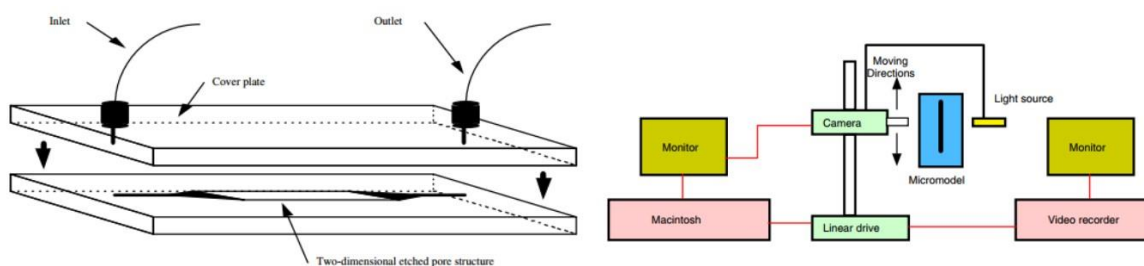


شکل ۲-۹ مدل آزمایشگاهی لیو و همکاران [۲۸]

پنگ لوو و همکاران [۲۹] در سال ۲۰۱۸ در یک بررسی آزمایشگاهی با تزریق گاز در یک محیط با تخلخل و نفوذپذیری دوگانه همراه با ترک، بازیابی برداشت نفت را بررسی کردند. محیط‌های با نفوذپذیری دوگانه نسبت به هسته‌های استوانه ای با نفوذپذیری یگانه، شباهت بیشتر با مخازن واقعی دارند. آن‌ها روش‌های مختلفی از ازدیاد برداشت را در مغزه‌های مصنوعی ساخته شده مورد بررسی قرار دادند که می‌تواند شبیه‌سازی خوبی برای سناریوهای تزریق واقعی در میدان‌های نفتی باشد.

۴-۲ تزریق متناوب

سهرابی و همکاران [۳۰] در سال ۲۰۰۰ به مطالعه تزریق متناوب آب و گاز (WAG^1) در یک میکرومدل فشار بالا (که طرحواره آن در شکل ۲-۱۰ قابل مشاهده است)، جهت برداشت نفت پرداختند. آن‌ها با استفاده از میکرومدل‌های شیشه‌ای در فشار بالا که برخی از آن‌ها آب‌دوست، برخی روغن دوست و برخی ترکیبی بودند، یک سری از تست‌های WAG انجام دادند و تصاویری با کیفیت بالا را از فرآیندهای بازیافت نفت، در طول دوره‌های مختلف WAG را ثبت کردند. این آزمایش‌ها غالباً در رژیم جریان موئینگی انجام شدند. در این مطالعه مشخص شد که میزان برداشت نفت توسط تزریق متناوب آب و گاز بیشتر است از حالتی است که با تزریق فقط گاز و یا آب تنها تولید می‌شود. همچنین آن‌ها یافتند که تعداد سیکل‌های تزریق دارای یه مقدار بهینه است و بعد از آن میزان برداشت بهبود چندانی نمی‌یابد.

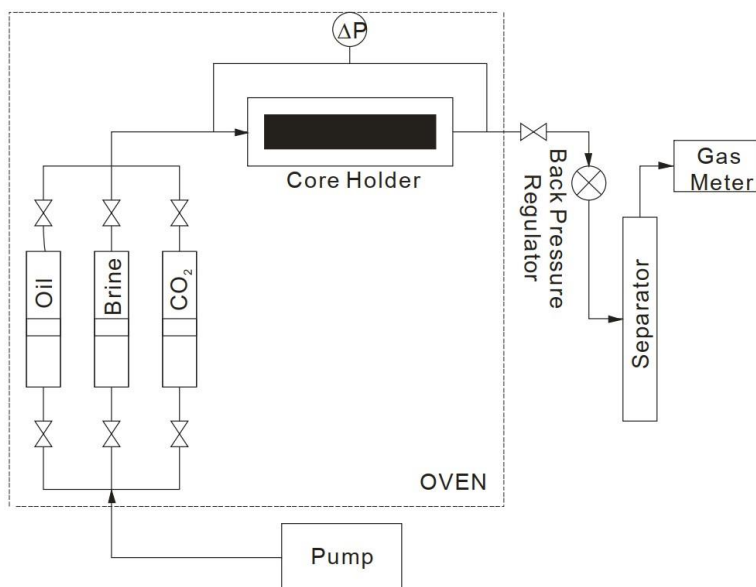


شکل ۲-۱۰ مدل آزمایشگاهی سهرابی و همکاران [۳۰]

جیانگ و همکاران [۳۱] در سال ۲۰۱۰ به مطالعه تجربی تاثیر شوری محلول آب نمک بر عملکرد تزریق متناوب در سیلاب‌زنی با دی‌اکسیدکربن امتزاج‌پذیر پرداختند. آزمایش‌های آن‌ها در یک مغزه از جنس ماسه‌سنگ به طول ۶۷/۲۶ سانتی‌متر، قطر ۲/۵۴ سانتی‌متر صورت گرفت. تخلخل این مغزه حدود ۲۹ درصد، نفوذپذیری آب در آن ۸۰ میلی‌داری و نفوذپذیری گاز حدود ۱۳۵ میلی‌داری گزارش شد. عملکرد WAG درصد بازیافت نفت و عامل بازیابی ثانویه را تعیین کردند. آزمایش‌ها مطابق شکل ۲-۱۱ در یک محیط ایزوله در دمای ۶۰ درجه

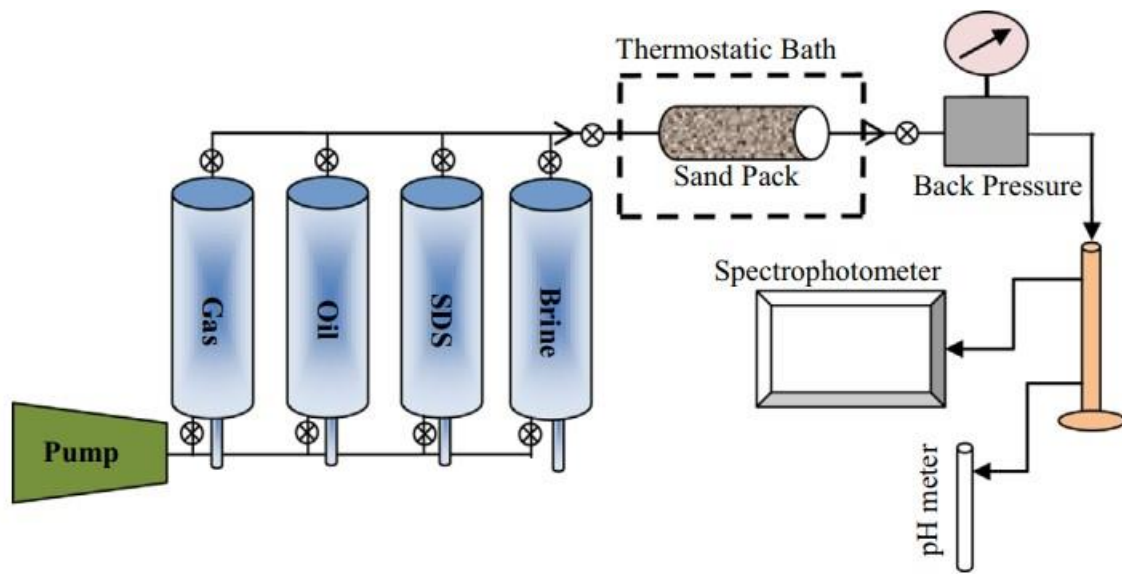
¹ Water Alternating Gag

سانتیگراد و در فشاری حداقل ۲۰ درصد بالاتر از فشار امتزاج نفت انجام شده است. آب شور مورد مطالعه از ترکیب آب مقطر با ۱ تا ۳۲ گرم نمک سدیم کلرید به دست آمده است. آن‌ها یافتند که بازدهی برداشت نفت با افزایش شوری آب رابطه مستقی داشته و دلیل آن کاهش حلالیت کربن دی‌اکسید در آب شور است.



شکل ۲-۱۱ طرح شماتیک مطالعه جیانگ و همکاران [۳۱]

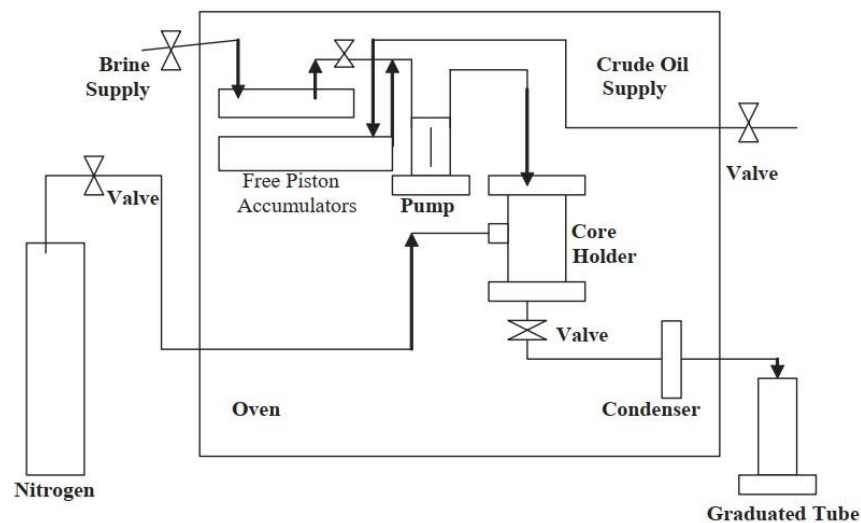
صالحی و همکاران [۳۲] در سال ۲۰۱۴ به مطالعه تزریق متناوب سورفکتانت و گاز پرداختند. برای این منظور بر طبق طرحواره شکل ۲-۱۲، از نگهدارنده مغزه‌ای از جنس فولاد ضدزنگ به طول ۱۵ سانتی‌متر و قطر ۵ سانتی‌متر استفاده شد. مغزه حاصل شده دارای تخلخل ۲۹ درصد و نفوذپذیری ۳۵۰ میلی‌داری بود. ابتدا آن‌ها درصد بهینه سورفکتانت مورد بررسی را برای شرایط آزمایش یافتند و سپس با تزریق نیتروژن و سورفکتانت با نسبت‌های تناوب مختلف به بررسی نتایج پرداختند. آن‌ها یافتند که بهینه‌ترین میزان سورفکتانت ۱۵۰۰ ppm بوده و بهترین نسبت برای تزریق متناوب مساوی از حضور نیتروژن و سورفکتانت است که بهترین فوم را هم تشکیل می‌دهد. در نهایت با مقایسه نتایج تزریق متناوب آب و گاز، تزریق بدون وقفه گاز و تزریق متناوب سورفکتانت و گاز به این نتیجه رسیدند که این روش بیشترین میزان برداشت نفت در مقایسه با دیگر روش‌ها داشته است.



شکل ۲-۱۲ مدل آزمایشگاهی مطالعه صالحی و همکاران [۳۲]

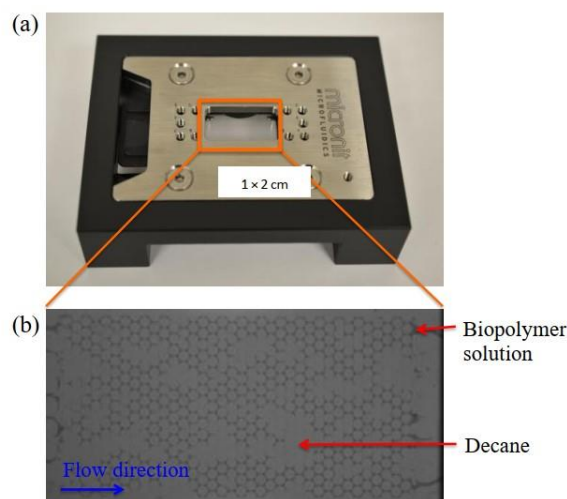
۵-۲ تزریق پلیمر

شدید [۳۳] در سال ۲۰۰۶ به مطالعه اثر زاویه ترک در میزان برداشت با تزریق آب و پلیمر پرداخت. این مطالعه در دما و فشار واقعی مخزن صورت گرفتند. همانطور که در مدل شکل ۲-۱۳ مشاهده می‌شود در این مطالعه یک مغزه بدون ترک و چهار مغزه با ترک با زوایای صفر، ۳۰، ۶۰ و ۹۰ درجه مورد بررسی قرار گرفتند. نتایج حاکی از آن بود که در مغزه بدون ترک بیشتر میزان برداشت توسط تزریق آب اتفاق افتاده است. در میان مغزه‌های با ترک، مغزه با ترک افقی (زاویه صفردرجه) بیشترین میزان برداشت و مغزه با ترک عمودی (زاویه ۹۰ درجه) کمترین میزان برداشت را ثبت کرده است. در سیلاب‌زنی پلیمر پس از تزریق آب نیز بیشترین برداشت در مغزه دارای ترک افقی ثبت شد.



شکل ۲-۱۳ مدل مطالعاتی شدید [۳۳]

شوانگ و همکاران [۳۴] در سال ۲۰۱۶ به بررسی اثر بایوپلیمرها بر بهبود تحرک‌پذیری آب پرداختند. آن‌ها پنج بایوپلیمر متفاوت را بدین منظور مورد آزمایش‌های مختلفی از جمله زاویه تماس و کشش سطحی قرار دادند. برای مقایسه میزان برداشت هر کدام از آن‌ها نیز از یک میکرومدل برپایه سیلیکا (شکل ۲-۱۴) استفاده شد که در آن از روغن دکان به عنوان سیال جایگزین نفت استفاده شد. آن‌ها یافتند که دبی تزریق هر کدام از سیال‌ها در کنار زاویه تماس آن‌ها نقش بسیار مهمی در میزان برداشت حاصل شده دارد.



شکل ۲-۱۴ میکرومدل آزمایشگاهی شوانگ و همکاران [۳۴]

لن یه و همکاران [۳۵] در سال ۲۰۱۸ به مقایسه میزان برداشت میان سدیم دودسیل سولفات و یک پلیمر در میکرومدل پرداختند. آن‌ها سه بستر با تخلخل‌های مختلف را جهت این آزمایش ساخته و آن‌ها را با روغن سیلیکون پر نمودند. آن‌ها برای تصویربرداری از جبهه آب تزریق از میکروسکوپ فلورسنسی استفاده کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که پلتفرم ارائه شد در بررسی آن‌ها می‌تواند برای مدل‌های اشباع شده با روغن مورد استفاده قرار گیرد.

۲-۲ تزریق سورفکتانت

سیسپالی و همکاران [۳۶] در سال ۲۰۰۴ به بررسی رفتار سورفکتانت‌ها در حضور فاز نفتی پرداختند. آن‌ها در بررسی بر روی سطوح با جنس‌ها مختلف از جمله سنگ آهک، سنگ مرمر، دولومیت و کلسیت به این نتیجه رسیدند که سورفکتانت‌های آنیونی نتایج بهتری در بهبود ترشوندگی سطح در قیاس با سورفکتانت‌های کاتیونی دارند. همچنین مشخص شد که اضافه کردن مقدار کمی افزودنی مانند Na_2CO_3 می‌تواند جذب سورفکتانت بر روی سطح بستر را به شدت کاهش دهد. در بررسی آن‌ها مشخص که با محلولی سورفکتانت به غلظت ۰/۰۵ درصد می‌توان بیش از ۵۰ درصد از نفت را در محیط آزمایشگاهی از بستر استخراج کرد.

گوپتا و همکاران [۳۷] در سال ۲۰۰۸ به بررسی عوامل موثر بر نرخ ازدیاد برداشت در تزریق سورفکتانت در بسترهای کربناته پرداختند. از آنجایی که روند تغییر ترشوندگی در این مخازن کند است نیاز به این بود که عوامل موثر بر سرعت این روند مورد بررسی قرار گیرد. آن‌ها پنج عامل غلظت سورفکتانت، شدت تغییر ترشوندگی، کشش بین سطحی، تراکم ترک، دما و فشار به عنوان عوامل تاثیر گذار معرفی کردند. بدین صورت که غلظت سورفکتانت در یک شوره خاص دارای مقداری بهینه است و اضافه کردن افزایش بیشتر غلظت تاثیر بسازی ندارد. تغییرات ترشوندگی هرچه بستر از حالت روغن دوست بیشتر به سمت آب دوست متمایل کند اثر گذارتر است. همچنین اگر شرایط به آب دوست تغییر کند مقدار بیشتر کشش بین سطحی در افزایش برداشت موثر است. افزایش میزان تراکم ترک‌ها نیز باعث افزایش میزان کلی برداشت می‌شود اما هرچه طول و عرض آن‌ها کمتر باشد برداشت بیشتر می‌شود. افزایش دما نیز باعث کم شدن لزجت نفت شده و در تغییر ترشوندگی سطح نیز موثرتر است. اگر فشار مخزن نیز کم باشد با تزریق سورفکتانت و افزایش فشار مخزن نرخ ازدیاد برداشت نیز افزایش می‌یابد.

گودرزی و همکاران [۳۸] در سال ۲۰۱۵ به بررسی اثر زمانی تزریق سورفکتانت در مخازن کربناته پرداختند. آن‌ها با استفاده از یک ترکیب شیمیایی و روغن، مغزه‌هایی با ابعاد مختلف را مورد مطالعه قرار دادند و بزرگترین آن‌ها که در شکل ۲-۱۵ نمایش داده شده است دارای قطر ۴ اینچ، ارتفاع ۶ اینچ، تخلخل ۱۴ درصد و تراوی حدود ۵۰ میلی‌داری بود. آن‌ها توانستند براساس آزمایش‌ها مدلی را توسعه دهند که با دقت کافی نرخ برداشت در مخازن نفتی پیش‌بینی کند.



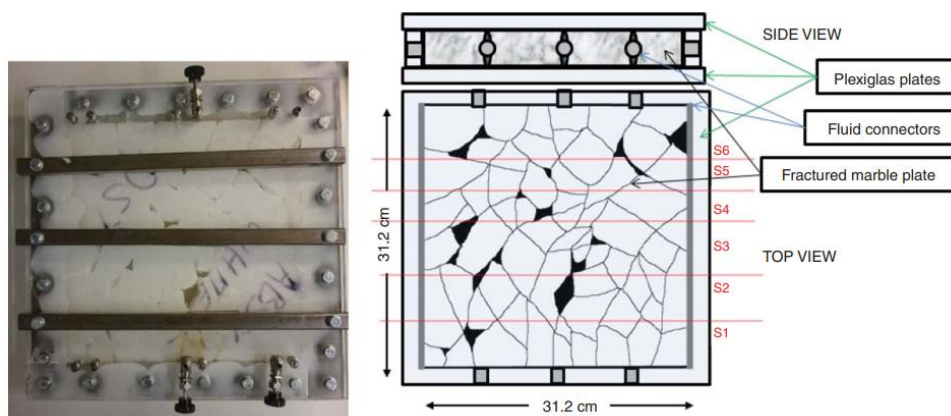
شکل ۲-۱۵ بزرگترین مغزه مطالعه گودرزی و همکاران [۳۸]

جمالویی و همکاران [۳۹] در سال ۲۰۱۶ به بررسی و تبیین رژیم انگشتی در تزریق سورفکتانت همراه با الکل، در یک بستر دو بعدی ماسه سنگی پرداختند. آن‌ها با تصویربرداری از میکرو مدل خود فرآیند تشکیل و توسعه انگشتی‌ها را در رژیم جریان ویسکوز مورد مطالعه قرار داده و سه رژیم انگشتی مختلف را شناسایی کردند. نتایج بررسی آن‌ها درک و بینش جدیدی را نسبت به تراکم، هجوم و مکانیزم توسعه انگشتی‌ها در تزریق سورفکتانت همراه با الکل ایجاد کرده است.

لی و همکاران [۴۰] در سال ۲۰۱۶ با ترکیب سورفکتانت‌های آنیونی و کاتیونی، برای ایجاد خواص بهینه در سیلاب‌زنی با سورفکتانت تلاش کردند. آن‌ها با ترکیب مواد مختلف سعی در ایجاد محلولی با غلظت بحرانی کم، کشش بین سطحی بسیار کم و پایدار در مقابل حضور نفت و دمای بالا کردند. ترکیب پیشنهادی آن‌ها ترکیبی از ۶۰ درصد مولی نونیل فنول با ۴۰ درصد مولی چهارتایی آمونیم در یک آب شور با غلظت ۵۰۰۲ میلی گرم بر لیتر است. این ترکیب در دمای ۷۵ درجه سانتی گراد پایداری خوبی داشته به و محلول آن با غلظت ۰/۲ درصد توانسته کشش سطحی را به محدوده بسیار کم 10^{-4} میلی نیوتن بر متر رسانده برساند. همچنین آن‌ها برای جلوگیری از جذب بخش کاتیونی توسط سطح بستر آنیونی مقداری افزودنی به آن اضافه کردند. نتایج تزریق این ترکیب در مغزه نیز، نشان از بهبود در میزان برداشت نفت داشته است.

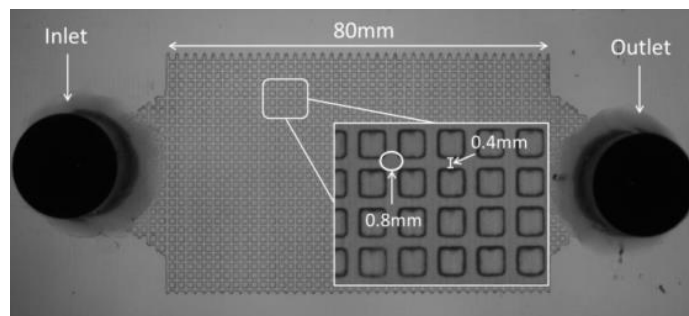
۷-۲ تزریق فوم

فرنو و همکاران [۴۱] در سال ۲۰۱۶ با تزریق فوم در یک شبکه ترک و حفره تولیدی که مطابق شکل ۲-۲-۱۶ توسط دو پلکسی گلس مه‌ار شده است، 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 SAG و تزریق همزمان در بستر، بازده جاروب محلی را از طریق مشاهده جبهه پیشروی محاسبه کردند.



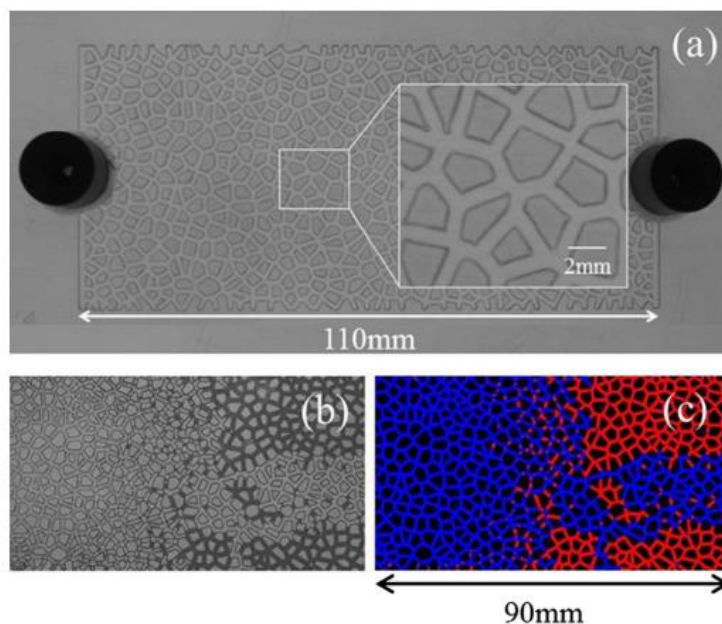
شکل ۲-۱۶ بستر اول مورد مطالعه فرنو و همکاران [۴۱]

شکری و همکاران [۴۲] در سال ۲۰۱۶ به کمک پرینت سه‌بعدی یک بستر متخلخل تولید کردند که در شکل ۲-۱۷ نشان داده شده است و به صورت آزمایشگاهی به بررسی تاثیر فوم بر جاروب نفت در شرایط مختلف پرداختند. همچنین آن‌ها اثرات انواع نفت، کیفیت فوم بر میزان برداشت را بررسی کردند. از جمله نتایج آن‌ها می‌توان به این اشاره کرد که تولید فوم پایدار در حضور نفت با لزجت پایین نسبت به نفت با لزجت بالا در محیط متخلخل به تاخیر می‌افتد. مطالعه آن‌ها درک شهودی خوبی از سیلاب‌زنی نفت توسط فوم در بستر متخلخل می‌دهد.



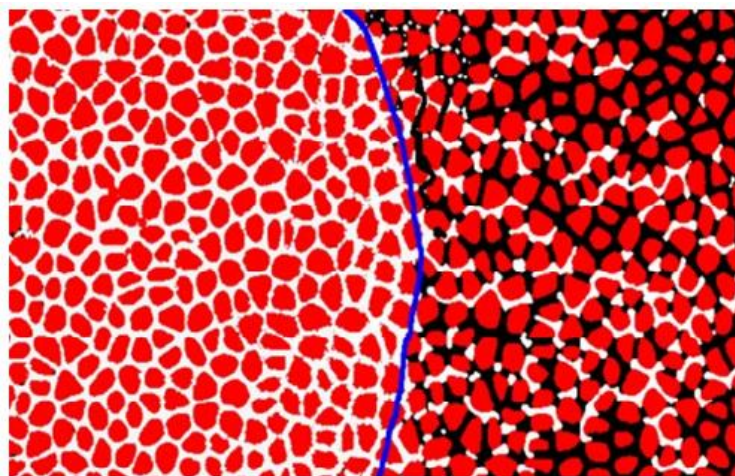
شکل ۲-۱۷ بستر پرینت شده شکری و همکاران [۴۲]

بونسا و همکاران [۴۳] در سال ۲۰۱۷ مجموعه‌ای از آزمایش‌ها را برای بررسی و مقایسه پایداری فوم‌های سورفکتانت در مقیاس بزرگ و در حین جابجایی نفت در محیط متخلخل انجام دادند. جابجایی نفت را در یک میکرومدل ساخته شده با فناوری چاپ سه بعدی مورد بررسی قرار دادند (شکل ۲-۱۸). نتایج آنها نشان داد که راندمان جابجایی نفت توسط فوم به شدت تحت تأثیر فرمول سورفکتانت است. مهمتر از آن، هیچ ارتباط معنی‌داری بین پایداری فوم و راندمان جابجایی نفت فوم‌های مربوطه در محیط متخلخل مشاهده نکردند.



شکل ۲-۱۸ بستر متخلخل بونسا و همکاران [۴۳]

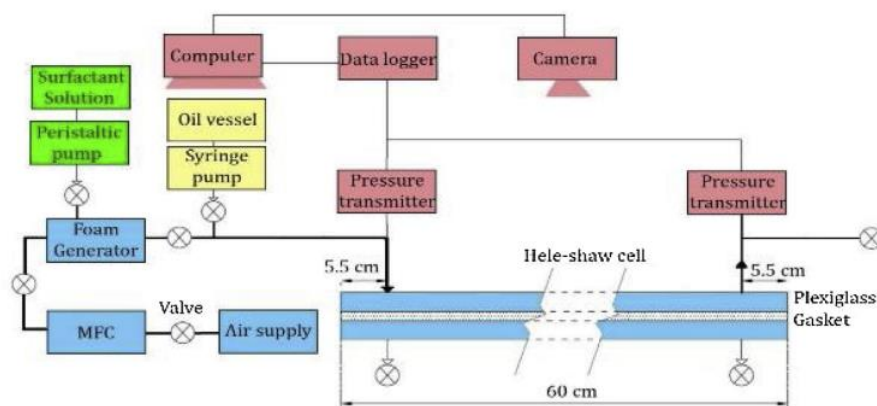
شجاعی و همکاران [۴۴] در سال ۲۰۱۸ یک محیط متخلخل را مطابق با شکل ۲-۱۸ با پرینت سه‌بعدی تولید کردند و به صورت تجربی به بررسی تاثیر فوم بر جابه‌جایی نفت تحت شرایط مرزی مختلف پرداختند. همچنین آن‌ها اثرات نوع نفت، کیفیت فوم و جریان فوم را مورد بررسی قرار دادند. نتایج پژوهش آن‌ها نشان داد که تولید فوم پایدار 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.



شکل ۲-۱۹ نمونه مطالعه شجاعی و همکاران [۴۴]

بونسو و همکاران [۴۵] در سال ۲۰۱۸ مجموعه‌ای از آزمایش‌ها را برای بررسی اثرات هندسه منافذ بر جریان کف در محیط متخلخل و پیامدهای آن برای ازدیاد برداشت انجام دادند. آن‌ها چهار محیط متخلخل با توزیع اندازه گلوگاه منافذ، نفوذپذیری و زاویه‌ای کاملاً مشخص با استفاده از فناوری چاپ سه بعدی ساختند. مدل‌ها را در ابتدا با نفت اشباع کردند. پس از آن گاز و محلول سورفکتانت به طور همزمان برای تولید فوم در محل به مدل تزریق شد تا نفت را جابجا کند. دینامیک جابجایی با استفاده از یک تنظیم تصویربرداری خودکار ثبت شد. تجزیه و تحلیل تصاویر در مقیاس منافذ نشان داد که حجم منافذ تزریق شده مورد نیاز برای شروع تولید فوم با افزایش اندازه منافذ محیط متخلخل کاهش می‌یابد، احتمالاً به دلیل فشار موینگی ورودی پایین‌تر است.

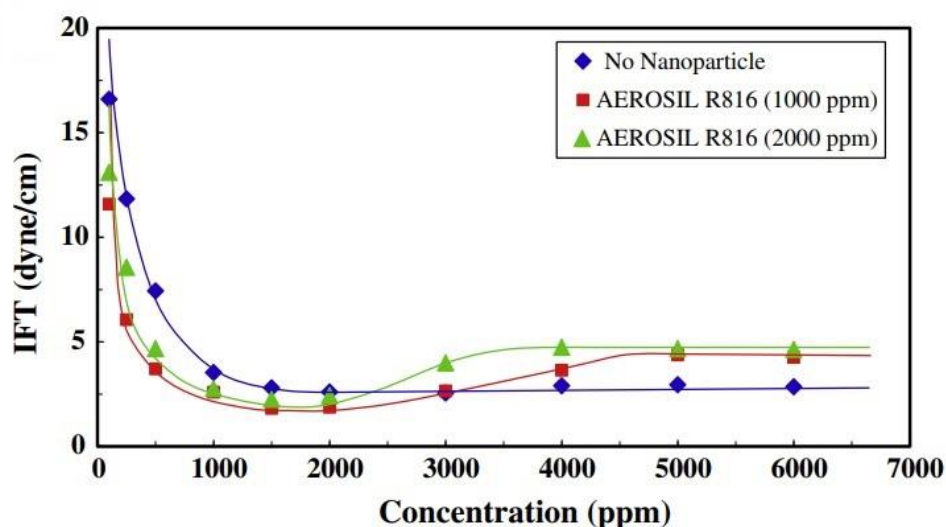
رضوی و همکاران [۴۶] در سال ۲۰۲۰ با رویکرد بهبود استخراج نفت، یک مطالعه تجربی درباره پایداری فوم با انواع سورفاکتانت‌ها و تاثیر حضور فاز نفتی بر پایداری آن‌ها انجام داده‌اند. مدل آزمایشگاهی آن‌ها شامل چند ستون برای مطالعه پایداری و یک سلول شفاف Hele-Shaw برای مطالعه تاثیر فوم بر ازدیاد برداشت است که در شکل ۲-۲۰ نشان داده شده است. با پردازش کامپیوتری تصاویر ضبط شده توسط دوربین، روند تکاملی فوم به صورت کمی و کیفی را بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که نوع سورفاکتانت تاثیر معنی‌داری بر پایداری کف دارد. بدین صورت که SDS و CAPB به ترتیب در حضور روغن پایداری بهتری دارند.



شکل ۲-۲۰ طرح‌واره مورد استفاده رضوی و همکاران [۴۶]

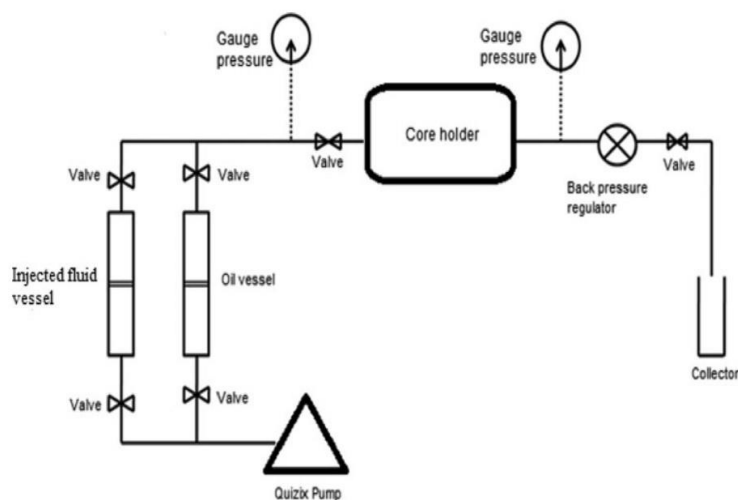
۸-۲ تزریق نانوسیالات

زرگرطالبی و همکاران [۴۷] در سال ۲۰۱۵ به بررسی افزودن چند نوع مختلف از نانوذرات سلیکا به محلول سورفاکتانت پرداختند. آن‌ها با بررسی غلظت‌ها سورفاکتانت و نانوذرات به تاثیر حضور این ذرات در جذب سطحی، کشش بین سطحی و روبش بیشتر پرداختند. نتایج بررسی آن‌ها که در شکل ۲-۲۱ آمده است نشان داد که اضافه کردن نانوذرات به طور کلی میزان جذب سورفاکتانت در سطح را کاهش می‌دهد. اما در تغییر کشش سطحی غلظت نقش مهمی را ایفا کرده و کاهش آن پس از غلظت خاصی متوقف می‌شود.



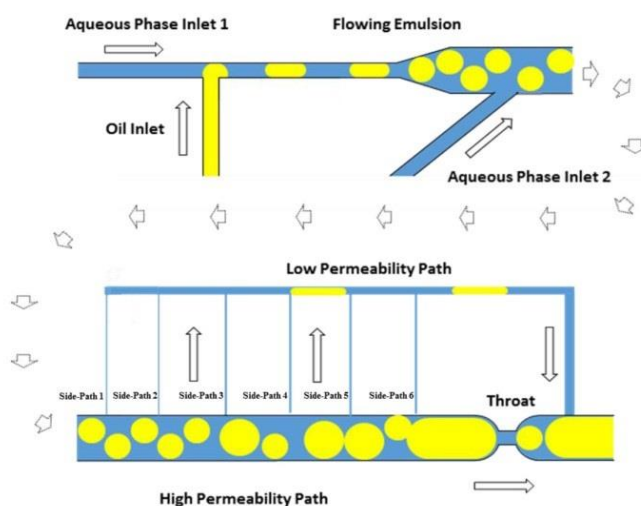
شکل ۲-۲۱ اثر غلظت نانومواد بر کشش بین سطحی در مطالعه زرگرطالبی و همکاران [۴۷]

جوناکي و همکاران [۴۸] در سال ۲۰۱۴ به بررسی استفاده از نانو ذرات اکسید آهن، آلومینوم و سلیکون در پایه پروپانول پرداختند. آن‌ها ابتدا به بررسی توزیع اندازه ذرات پرداختند و سپس با ساخت محلول زوایه و کشش بین سطحی هر کدام را محاسبه کردند. در نهایت نیز با استفاده از ۹ مغزه مختلف در مدل آزمایشگاهی خود (شکل ۲-۲۲) به بررسی ازدیاد برداشت با کمک نانوسیالات ساخته شده پرداختند. آن‌ها یافتند که اضافه کردن نانوذرات سیلیکا بهترین نتیجه برداشت را در پی دارد و میزان برداشت آب را پس از تزریق ۶ برابر حجم منافذ، از محدود ۵۶ درصد به ۷۹ درصد رسانده است.



شکل ۲-۲۲ طرحواره مطالعه جوناکی و همکاران [۴۸]

ژو و همکاران [۴۹] در سال ۲۰۱۷ به بررسی اثر حضور سورفکتانت و نانومواد در پایدار سازی ماکرو امولسیون پرداختند. آن‌ها بدین منظور میکرومدلی با دو تراوایی متفاوت را ساختند که نماینده یه شبکه شکاف با تراوایی دوگانه است و در شکل ۲-۲۳ نشان داده شده است. آن‌ها دریافتند که اضافه کردن نانو ذرات سیلیکا با غلظت ۲ درصد و سورفکتانت با غلظت ۰/۰۵ درصد تاثیر بسیار زیادی در پایداری امولسیون داشته و همچنین میزان جاروب محیط در شرایط سخت بستر را بهبود می‌بخشد.



شکل ۲-۲۳ مدل تراوایی دوگانه مطالعه ژو و همکاران [۴۹]

باقریور و همکاران [۵۰] در سال ۲۰۱۹ به بررسی و اصلاح نانوذرات آلومینا با استفاده از گروه‌های عامل پرداختند. آن‌ها دو نوع مختلف از این مواد را جهت پایدار سازی نانو ذرات بدون حضور سورفکتانت تهیه کردند. آن‌ها برای بررسی مورفولوژی نانوذرات از تصویربرداری به کمک FE-SEM، برای تعیین اندازه ذرات از روش DLS، برای تعیین گروه‌های عامل از FT-IR و برای تعیین زتا پتانسیل^۱ (جهت تعیین پایداری نانوسیال) از دستگاه ساخت شرکت Malvern استفاده کردند. همچنین با اندازه‌گیری زاویه تماس با سطح و کشش بین سطحی نانوسیالات ساخته شده به بررسی خواص سطحی آن‌ها پرداختند. در نهایت نیز با تزریق این مواد به یک میکرو مدل شیشه‌ای و دو مغزه متفاوت میزان ازدیاد برداشت هر کدام از آن‌ها مورد مطالعه قرار دادند. نتایج آن‌ها بیانگر این بود که نانو ذرات S.B.MA-Alumoxane که در بازه اندازه ۱۲ تا ۳۵ نانومتری هستند با روبش ۷۹ درصد، از نانو ذرات B.A-Alumoxane با بازه اندازه ۳۲ تا ۱۵۵ نانومتر با روبش ۶۰ درصدی نتیجه بهتری را در پی داشته است.

۹-۲ معرفی تحقیق حاضر

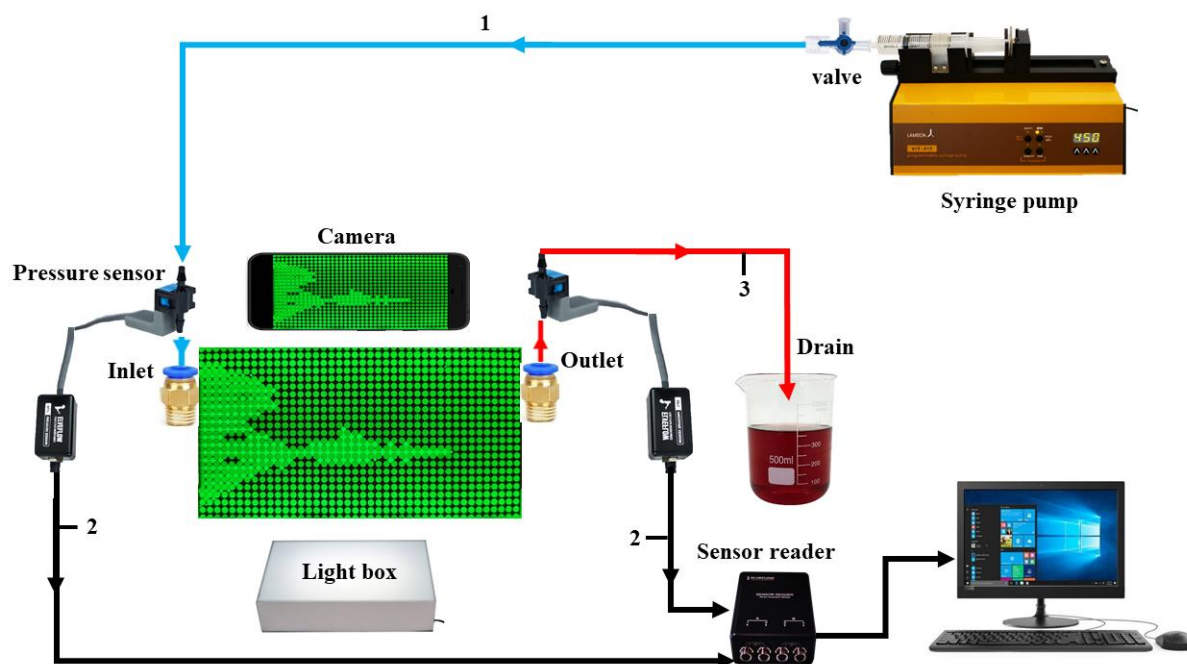
با توجه به بررسی تحقیقات انجام شده اینطور به نظر می‌رسد که آشکارسازی رفتار و نحوه روبیدن در تزریق مواد شیمیایی در بسترهای دارای ترک کمتر مورد توجه بوده است. با توجه به این کاستی در این پژوهش بسترهای متخلخل بدون ترک، با ترک و با تروایی دوگانه جهت بررسی کاستی‌ها ساخته می‌شود. به همین منظور با استفاده از روش نوین ساخت بستر متخلخل با چاپگر سه بعدی، بسترهای ذکر شده ساخته می‌شوند. همچنین با توجه به بررسی مطالعات پیشین و در نظر داشتن بار منفی سطوح مخازن کربناته، در این تحقیق از سورفکتانت آنیونی SDS استفاده می‌شود و با اضافه کردن نانومواد آلومینا و سیلیکا به آن بهبود ترشوندگی سطح مورد بررسی قرار می‌گیرد. در انتها نیز با بررسی تصاویر حاصل از تزریق فازهای جابه‌جا کننده درون روغن، مکانیزم‌های حرکتی انگشتی‌ها مطالعه دقیقی می‌شوند.

¹ Zeta potential

فصل سوم: ملزومات مطالعه آزمایشگاهی

۱-۳ معرفی ستاپ آزمایشگاهی

جهت انجام مطالعات که در ادامه به تفصیل بیان می‌شود، ستاپ آزمایشگاهی مطابق شکل ۱-۳ ساخته شد و در ادامه‌ی فصل تمامی اجزای این ستاپ و موارد مورد استفاده در آزمایشگاه معرفی می‌شوند.



شکل ۱-۳ شماتیک ستاپ آزمایشگاهی

۲-۳ انواع بسترهای متخلخل آزمایشگاهی

مطالعه آزمایشگاهی بسترهای متخلخل با استفاده از نمونه‌های متفاوتی انجام می‌شوند که در این بخش برخی از آن‌ها معرفی خواهند شد و روش ساخت بسترهای مورد استفاده در این مطالعه شرح داده می‌شود.

۱-۲-۳ مغزه

یکی از بهترین روش‌های مطالعه یک مخزن نفتی، استفاده از نمونه‌های مغزه همان مخزن است. استفاده از مغزه این امکان را به مهندسان می‌دهد که آزمایش‌ها را با فشاری نزدیک به فشار تزریقی به مخزن و با خواص

سنگ بستر مخزن مورد مطالعه انجام دهند. انجام این نوع از آزمایش‌ها نیازمند تجهیزات پیشرفته و گران قیمتی است. همچنین به علت عدم توانایی دقیق آشکار سازی تحولات درون مغزه، این بسترها برای مطالعه مکانیزیم‌های حرکتی درون محیط متخلخل مناسب نیستند.

۲-۲-۳ میکرومدل

از دیگر روش‌های مطالعه بسترهای متخلخل استفاده از میکرومدل‌های دوبعدی است. ساخت بستر در ابعاد میکرو این امکان را فراهم می‌کند که تخلخل و تراوایی بستر ساخته شده نزدیک به نمونه‌های حقیقی باشد. همچنین آشکارسازی مکانیزیم‌های حرکتی در این مدل‌ها به راحتی امکان‌پذیر است اما دوام و عمر آن‌ها کوتاه بوده. همچنین انجام مطالعه بر روی این بسترها با وسایل معمول آزمایشگاهی و صنعتی امکان‌پذیر نبوده و بسیار دشوار است.

۳-۲-۳ چاپ سه‌بعدی

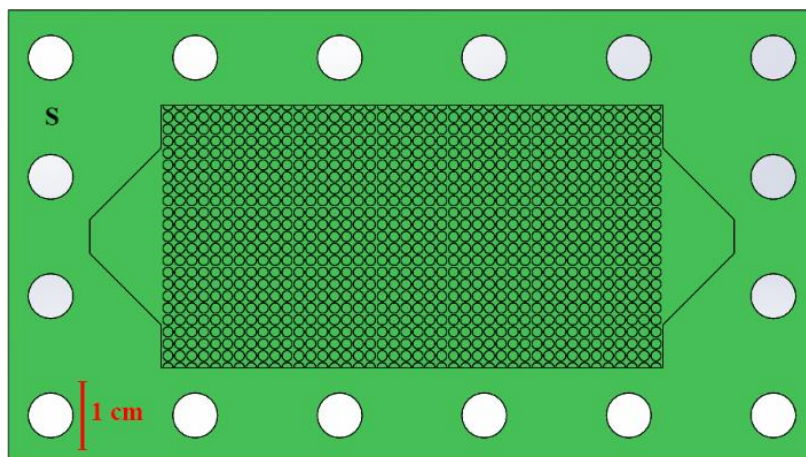
ساخت محیط متخلخل در ابعاد ماکرو با روش‌های متعددی انجام می‌شود که از جدیدترین آن‌ها می‌توان به ساخت با استفاده از چاپگر سه‌بعدی اشاره کرد. تنوع در روش‌های چاپ و دقت چاپگرها این قابلیت را ایجاد کرده که، هم در تولید بسترهای مشابه مغزه و هم در ساخت بسترهای دوبعدی مشابه میکرومدل‌ها قابل استفاده باشند. از مزایای این روش می‌توان به سهولت ساخت و عمر بالای بسترهای چاپ شده اشاره کرد. همچنین انجام آزمایش بر روی بسترهای ساخته شده با این روش به راحتی با لوازم مرسوم آزمایشگاهی و صنعتی امکان‌پذیر است. به همین علت این روش برای ساخت بسترهای مختل این مطالعه انتخاب شده است.

۳-۳ بسترهای متخلخل این مطالعه

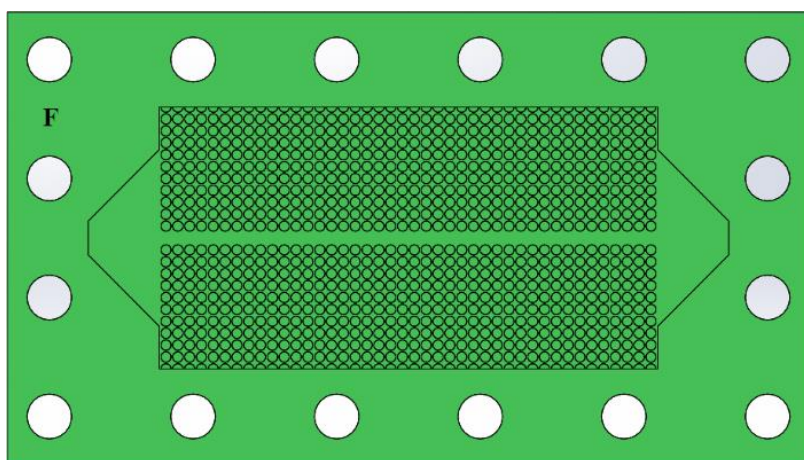
همان‌طور که در شکل ۳-۲ مشاهده می‌شود برای این مطالعه سه بستر متخلخل ساده (S)، با ترک (F) و با تراوایی دوگانه (D) به کمک نرم‌افزار سالی‌دورکس^۱ طراحی شده‌اند. از آن‌جایی که در این مطالعه به بررسی مکانیزم‌های بنیادی برداشت نفت پرداخته می‌شود، برای ساخت شبکه حفره‌ها، از آرایه‌های دایره‌ای استفاده شده که تراوایی همگن را در بستر ایجاد می‌کنند. انتخاب بستر متخلخل همگن علاوه بر راحتی در طراحی و ساخت، این امکان را فراهم می‌کند که این مطالعه قابل مقیاسه با مطالعات مشابه پیشین باشد و عوامل متغیر دیگری همچون تغییرات تراوایی درون بستر را از مطالعه حذف کند تا متغیرهای مورد مطالعه محدود شوند. مشخصات هندسی هر کدام از بسترها در جدول ۳-۱ ارائه شده است. لازم به ذکر است جهت ایجاد شرایط دوبعدی در بسترهای مورد مطالعه، ارتفاع پیلارها^۲ تا کمترین حد ممکن کوتاه در نظر گرفته شده است. همچنین پس از ساخت بسترها تخلخل آن‌ها در آزمایشگاه با اندازه‌گیری حجم سیال مورد نیاز برای اشباع آن‌ها محاسبه شده و با تزریق آب، افت فشار در دو سمت ورودی و خروجی محاسبه و با استفاده از رابطه دارسی که در فصل دوم ارائه شد، تراوایی هر کدام از بسترها محاسبه شده است.

^۱ Solidworks

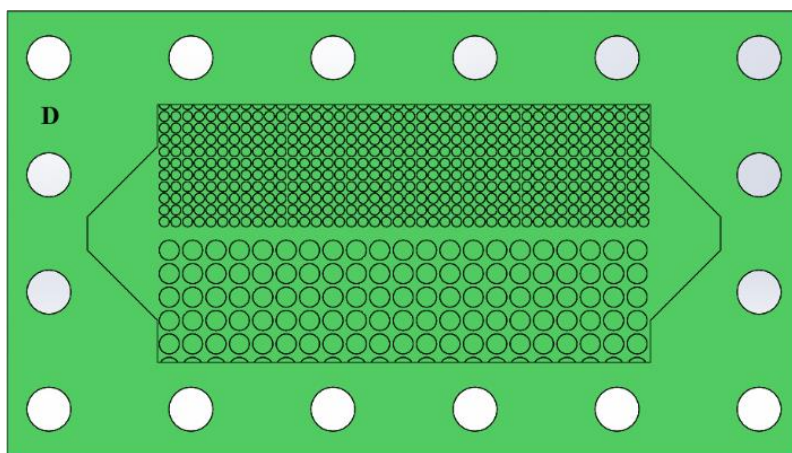
^۲ Pillar



الف



ب



ج

شکل ۲-۳ بسترهای متخلخل این پژوهش، الف) بستر متخلخل ساده (S)، ب) بستر با ترک (F)، ج) بستر با تراوایی دوگانه (D)

جدول ۱-۳ مشخصات هندسی و خواص بسترهای متخلخل

نام بستر	طول محیط متخلخل (mm)	طول محیط متخلخل (mm)	ارتفاع محیط متخلخل (mm)	ضخامت ترک (mm)	شعاع پیلار (mm)		گلولی (mm)		حجم محیط (ml)	تخلخل (%)	تراوایی (D)
					کوچک	بزرگ	کوچک	بزرگ			
S	۷۳/۷۵	۳۸/۵	۰/۴	۲	۱/۵	-	۰/۲۵	-	۰/۶۹۴	۴۲	۲/۴
F	۷۳/۷۵	۳۸/۵	۰/۴	۲	۱/۵	-	۰/۲۵	-	۰/۷۲۹	۴۵	۴/۳
D	۷۳/۷۵	۳۸/۵	۰/۴	۲	۱/۵	۳	۰/۲۵	۰/۵	۰/۷۲۹	۴۵	۷/۱

ساخت بسترهای متخلخل با چنین گلولیهایی کوچک، نیازمند چاپگری با دقت ساخت بالا است که به طور کلی روشهای چاپ رزینی از چنین دقتی برخوردار هستند. برای ساخت بسترهای طراحی شده در این مطالعه از روش چاپ ال سی دی^۱ استفاده شده که از مقرون به صرفه ترن روشها است. در این روش چاپ، از رزینی حساس به نور یو وی^۲ استفاده می شود. بدین صورت که ابتدا پایه چاپگر درون استخری از رزین قرار گرفته، سپس با تابیدن نور توسط آرایه لامپها، بخشهای مورد نظر خشک شده و جزییات محورهای طولی و عرضی ایجاد می شوند. سپس با حرکت پایه به سمت بالا، لایه های جدید بروی هم قرار گرفته و در نهایت با جدا کردن قطعه از پایه و شستن اضافات باقی مانده رزین، توسط حلال مناسب، قطعه آماده می شود. چاپگر مورد استفاده در این پژوهش ساخت شرکت لانگر^۳ است (شکل ۳-۳).

^۱ LCD

^۲ UV

^۳ Longer



شکل ۳-۳ چاپگر سه بعدی، ساخت شرکت لانگر

۳-۴ پمپ سرنگی

برای تزریق سیالات به درون بستر متخلخل از پمپ سرنگی^۱ آزمایشگاهی شرکت لامبدا^۲ مدل VIT-FIT استفاده شده که در شکل ۳-۴ نشان داده شده است. این پمپ قابلیت حرکت در دو جهت را دارا است که می توان برای تزریق و مکش از آن استفاده کرد. بازه سرعت حرکتی آن نیز ۰/۰۸ تا ۷۹/۹۲ mm/min است که با محاسبه سطح مقطع سرنگ قرار گرفته بر روی آن، می توان دبی تزریق را محاسبه کرد.



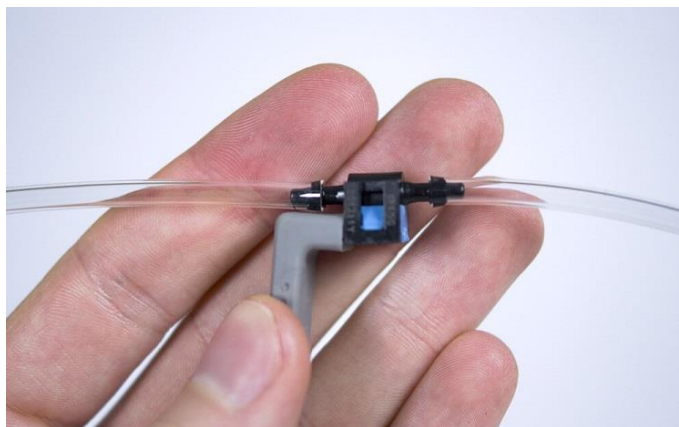
شکل ۳-۴ پمپ سرنگی

¹ Syringe pump

² Lambda

۳-۵ سنسور فشار

برای اندازه‌گیری اختلاف فشار ورودی و خروجی، سنسور فشارهای میکروسیلاتی MPS-30psi شرکت ال‌وفلو^۱ نصب شدند. این سنسورها از نوع در مسیر^۲ بوده که با حجم داخلی $7/5 \mu l$ و بدون داشتن هیچ فضای مرده‌ای می‌توانند اطلاعات فشار را به صورت دقیق و لحظه‌ای در کامپیوتر ثبت کنند (شکل ۳-۵). همچنین جهت اتصال سرنگ به ورودی، سنسور فشار و خروجی، از شیلنگ و اتصالات پنوماتیک با قطر 4 mm استفاده شده. برای تخلیه محیط متخلخل پس از انجام هر آزمایش از پمپ خلأ، با توان 145 W استفاده شد. جهت جلوگیری از ورود مایعات به درون پمپ خلأ، یک محفظه به همراه دو شیر یک‌طرفه (در خلاف جهت یکدیگر نصب شده‌اند) که در درب آن تعبیه شده است در مسیر قرار گرفت.



شکل ۳-۵ سنسور فشار

¹ Elveflow

² In line

۲-۳ تجهیزات جانبی مورد استفاده در آزمایشگاه

۱-۲-۳ ترازو

اندازه‌گیرهای جرمی رنگ، سورفکتانت و دیگر مواد مورد استفاده در آزمایش‌ها توسط ترازوی شرکت رادواگ^۱ مدل PS 510/C/1 انجام شده است (شکل ۳-۶). این ترازو حداکثر جرم 510 gr را با دقت 0.0005 gr اندازه‌گیری می‌کند.



شکل ۳-۶ ترازو، ساخت شرکت رادواگ

۲-۲-۳ همزن مغناطیسی

برای ساخت محلول‌های مورد استفاده در آزمایش‌ها از همزن مغناطیسی شرکت IKA مدل RCT basic (شکل ۳-۷) استفاده شد. استفاده از همزن مغناطیسی در مقایسه با همزن دستی این مزیت را به همراه دارد که می‌توان با در نظر داشتن زمان و دمای مناسب، شرایطی ایده‌آل را فراهم کرد تا محلول ساخته شده کاملاً همگن باشد.

¹ Radwag



شکل ۳-۷ همزن مغناطیسی

۳-۶-۳ همزنایزر التراسونیک

برای پراکنده کردن^۱ نانومواد در فاز مایع نیاز به این داریم که تمامی کلوخه‌های موجود در پودر اولیه شکسته شوند. برای رسیدن به این منظور نیاز به استفاده از همزنایزر است که به صورت‌های مختلفی همچون حمام التراسونیک^۲، همزنایزر کاویستاسیونی^۳ و همزنایزر التراسونیک پروبی^۴ وجود دارد. در این مطالعه از همزنایزر التراسونیک Qsonic 700 پروبی با توان ۷۰۰ W و فرکانس ۲۰ Hz استفاده شده. این دستگاه با تولید امواج فراصوت موجب خرد شدن کلوخه‌ها می‌شود و سوسپانسیونی پایدار ایجاد می‌کند. (شکل ۳-۸).

¹ Disperse

² Ultrasonic Bath

³ Cavitation

⁴ Prob



شکل ۳-۸ هموژنایزر التراسونیک

۷-۳ مواد مورد استفاده در آزمایش

۱-۷-۳ روغن پارافین

جهت افزایش طول عمر بسترهای ساخته شده توسط چاپگر سه بعدی از روغن پارافین به عنوان سیال جایگزین نفت استفاده شده است. علت انتخاب روغن پارافین این است که در دمای محیط خواص ترموفیزیکی نزدیک به نفت موجود در مخزن دارد. روغن پارافین مورد استفاده ساخت شرکت مرک بوده و مشخصات آن در جدول ۳-۲ ذکر شده است.

۲-۷-۳ سالونت دای^۱

برای آشکار سازی و تفکیک فاز روغن از فاز جابه‌جا کننده لازم است که به آن رنگ اضافه شود. استفاده از رنگ باید به گونه‌ای باشد که خواص روغن را در کمترین حد ممکن تغییر دهد. رنگی که در این گونه مطالعات استفاده می‌شود سالونت دای است که با نام تجاری فت نیز شناخته می‌شود. پس از تهیه رنگ، با استفاده از الک، دانه‌های درشت پودر از آن جدا شد. سپس با استفاده از همزن مغناطیسی دمای روغن به ۴۰ درجه سانتی‌گراد

¹ Solvent Dye

رسانده شده و پودر رنگ به طور تدریجی به آن اضافه شده تا به ترکیبی با غلظت ۰/۱ درصد برسد. پس از هم‌خوردن ترکیب به مدت یک ساعت، ترکیب ساخته شده درون لوله فالكون ریخته می‌شود و برای مدت دو روز استرحت می‌کند تا تمامی ذرات حل نشده آن ته نشین شوند. مطابق نتایج حاصل شده از تست روغن‌ها با دستگاه رئومتر (جدول ۳-۲) اضافه کردن رنگ تغییر محسوسی در خواص ترموفیزیکی روغن پارافین ایجاد نکرده است.

جدول ۳-۲ مشخصات ترموفیزیکی پارافین

ماده	چگالی (gr / cm^3)	گرانروی (CP)
پارافین	۰/۸۵	۲۷/۵۸
پارافین با رنگ	۰/۸۷	۲۷/۷۴

۳-۷-۳ آب‌شور

برای ساخت تمامی فازهای جابه‌جا کننده از آب‌شور به عنوان سیال پایه استفاده شده است. بدین منظور ml ۱۰۰ آب مقطر با gr ۲ نمک سدیم کلرید ساخت شرکت مرک ترکیب شد. با اضافه کردن دیگر مواد به این محلول دیگر فازهای جابه‌جا کننده ساخته می‌شوند.

۳-۷-۴ سورفکتانت

سورفکتانت مورد استفاده در این مطالعه سدیم دودسیل سولفات^۱ (SDS)، از معروف‌ترین سورفاکتنت‌های آنیونی است. این ماده ساخت شرکت مرک است و مشخصات آن در جدول ۳-۳ آورده شده است. برای تهیه محلول به ml ۱۰۰ محلول آب نمک gr ۱ پودر SDS اضافه شد و برای مدت یک ساعت با سرعت rpm ۴۵۰ بر هم زده شد تا تمامی کلوخه‌های موجود خرد و محلولی شفاف تشکیل شد.

^۱ Sodium Dodecyl Sulfate

جدول ۳-۳ مشخصات سورفکتانت

نام ماده	سدیم دودسیل سولفات (SDS)
فرمول شیمیایی	$C_{12}H_{25}NaO_4S$
چگالی	1.1 gr / cm^3
جرم مولار	288.37 gr / mol

۳-۷-۵ نانومواد

نانومواد مورد استفاده در این مطالعه شامل آلومینا و سیلیکا ساخت شرکت تکنان^۱ اسپانیا است که مشخصات آنها در جدول ۳-۴ آورده شده است. لازم به ذکر است هر دو ذره آب دوست هستند.

جدول ۳-۴ مشخصات نانومواد

نام ماده	آلومینا	سیلیکا
فرمول شیمیایی	Al_2O_3	SiO_2
خلوص	۹/۹۹	۹۹/۹۹۵
متوسط اندازه ذرات	$(10-20 \text{ nm})$	$(10-15 \text{ nm})$
سطح ویژه	$(82-165 \text{ m}^2 / \text{gr})$	$(152-229 \text{ m}^2 / \text{gr})$
چگالی	(3.65 gr / cm^3)	(2.2 gr / cm^3)
مورفولوژی	کروی	کروی

ساخت نانوسیالات به شرایط ویژه‌ای نیاز دارد، بدین صورت که سوسپانسیون حاصل از آن باید یکنواخت و پایدار باشد. برای آماده سازی نانوسیالات این مطالعه از روش ساخت دو مرحله‌ای استفاده شده که با اضافه کردن نانوپودرها به سیال پایه انجام می‌شود. جهت ساخت ساخت سیال پایه ابتدا 2 gr نمک به 100 ml آب مقطر

¹ Tecnan

اضافه شد و برای مدت ۱۰ دقیقه بر روی همزن مغناطیسی قرار گرفت. سپس 1 gr سورفکتانت به آن اضافه شد و برای مدت یک ساعت هم خورد. برای ساخت نانوسیال آلومینا به میزان 0.2 gr از پودر آن به محلول اضافه می‌شود و سوسپانسیون حاصل به مدت ۵ دقیقه بر روی همزن مغناطیسی قرار داده شد. پس از آن به مدت زمان ۲۰ دقیقه پروب دستگاه التراسونیک درون ظرف سیال قرار گرفته و دستگاه با ۴۵ درصد توان شروع به کار کرد. برای ساخت نانوسیال آلومینا نیز به تریبب ذکر شده سیال پایه ساخته و پودر سیلیکا به آن اضافه شد. سپس دستگاه التراسونیک به مدت ۱۵ دقیقه و با توان ۴۰ درصد به شکستن کلوخه‌ها پرداخت. لازم به ذکر است که برای جلوگیری از گرم شدن شدید و تبخیر آب درون نانوسیالات، بشر حاوی آن‌ها درون آب سرد قرار گرفت و دستگاه طوری تنظیم شد که پس از هر ۵ دقیقه روشن بودن، ۳ دقیقه خاموش ماند. پس از طی تمامی مراحل، به نانوسیال ساخته شده یک روز استراحت داده شد تا از عدم ته نشینی و پایداری آن اطمینان حاصل شد.

۸-۳ عدم قطعیت

به منظور تعیین عدم قطعیت خروجی، عدم قطعیت تجهیزات تاثیرگذار در آزمایش‌ها، مطابق بازه عملکردی و خطای ذکر شده در کاتالوگ هر دستگاه محاسبه و در جدول ۳-۵ ارائه شده است. با توجه به اطلاعات جدول، عدم قطعیت آزمایش‌ها حداکثر برابر یک درصد است.

جدول ۳-۵ ارزیابی عدم قطعیت تجهیزات آزمایش

ردیف	نام دستگاه	شرکت سازنده	مدل	عدم قطعیت دستگاه (%)
۱	پمپ سرنگی	Lambda	VIT-FIT	۱
۲	سنسور فشار	Elveflow	MPS-۳۰psi	۰/۲
۳	ترازو	Radwag	PS-۵۱۰	۰/۰۰۴

۹-۳ مراحل انجام آزمایش

این مطالعه شامل بررسی سه محیط متخلخل ساخته شده در چهار سناریو متفاوت تزریق آب، SDS، $SDS + Al_2O_3 - NPs$ و $SDS + SiO_2 - NPs$ است. برای این منظور ابتدا بسترها بین دو صفحه از جنس پلکسی گلس^۱ مهار می‌شوند که دورن آن‌ها، اتصالات پنوماتیک جهت ورود و خروج سیالات تعبیه شده‌اند.

در ابتدا روغن به عنوان فاز جابه‌جا شونده از سمت خروجی با دبی پایین به درون بستر تزریق شد تا جایی که هوای درون محیط به طور کامل خارج شد. سپس مطابق شکل ۳-۱ شیر خط ۱ باز شده و پمپ سرنگی، فاز جابه‌جا کننده را با دبی $4/3 \text{ ml/h}$ به دورن محیط تزریق کرد. حجم تزریقی به بستر ۶ برابر پر والیوم (PV)^۲ در نظر گرفته شد که در این حجم تزریق میزان برداشت فازهای جابه‌جا کننده متفاوت به حداکثر مقدار خود رسید.

در حین آزمایش، فشار ورودی و خروجی توسط سنسورهای فشار و با فرکانس 0.5 Hz ثبت شدند (خط ۲). تصویربرداری از آزمایش‌ها نیز توسط دوربینی ۱۲ مگاپیکسلی (54 pixel/mm) و با لنز 25 mm انجام شده است. و در طول آزمایش‌ها از روند برداشت روغن و الگوهای ایجاد شده با فواصل زمانی ۶ ثانیه تصویربرداری شد.

روغن برداشت شده بر اثر تزریق و فاز جابه‌جا کننده از خط ۳ در ظرف، تخلیه شدند. پس از آزمایش، تصاویر ثبت شده با استفاده از کد پردازش تصویر، مورد بررسی قرار گرفتند. لازم به ذکر است تمامی آزمایش‌ها حداقل سه بار تکرار شدند و نتایج قابل تکرار آن‌ها، به عنوان خروجی گزارش شده است. تمامی آزمایش‌ها در دمای ۲۵ درجه سانتی‌گراد و فشار اتمسفر انجام شده است.

¹ Plexiglass

² Pore Volume

۳-۱۰ پردازش تصویر

پس از اتمام آزمایش لازم است، میزان روغن برداشت شده در هر تصویر محاسبه شود. برای این منظور لازم است تمام پیکسل‌های روغن (به رنگ قرمز) و فاز جابه‌جا کننده (به رنگ سبز) شمارش شوند. برای این منظور کد پردازش تصویر با استفاده از کتابخانه اوپن‌سی‌وی^۱ نوشته شد. این کتابخانه یکی از قوی‌ترین کتابخانه‌های یادگیری ماشین و پردازش تصویر است که با زبان‌های برنامه‌نویسی زیادی همانند پایتون^۲ قابل استفاده است. ترکیب این کتابخانه با دیگر کتابخانه‌ها همچون نام‌پای^۳ که در محاسبات عددی بسیار بهینه است، قدرتی مضاعف را برای پردازش تصاویر فراهم می‌کند.

برای استفاده از تصاویر ابتدا نیاز است که کادر تمامی آن‌ها در یک اندازه مشخص برش زده شود تا تعداد پیکسل‌های تصاویر آزمایش کاملاً برابر باشند. همان‌طور که در شکل ۳-۹ مشاهده می‌شود کد پردازش تصویر در مرحله اول دایره‌ها را شناسایی کرده و آن‌ها را می‌پوشاند^۴. در دنیای دیجیتال سه رنگ آبی، سبز و قرمز (BGR) پایه و اساس تشکیل دهنده تمامی رنگ‌ها هستند که در حالت استاندارد به صورت (۲۵۵ ۰ ۰) برای رنگ آبی، (۰ ۲۵۵ ۰) برای رنگ سبز و (۰ ۰ ۲۵۵) برای رنگ قرمز نمایش داده می‌شوند. برای کاهش نویز و جزییات تصویر نیاز است که ابتدا عکس از مقیاس BGR به مقیاس خاکستری برده شود و توسط تابع گوسین، بلور^۵ شود. سپس برای شناسایی لبه‌ها با استفاده از ابزار ترش‌هولدینگ^۶ عکس باینری^۷ (سیاه و سفید) می‌شود و ابزار کنی‌اج‌دیتکتور^۸ لبه‌ها را شناسایی و تفکیک می‌کند. در ادامه دایره‌های موجود در خروجی توسط ابزار هاگ‌سیرکل^۹ با شناسایی می‌شوند. پس از شناسایی، تمامی دایره‌ها با رنگ آبی (در خروجی قابل مشاهده هستند) پوشانده و تعداد پیکسل‌های

^۱ OpenCV

^۲ Python

^۳ Numpy

^۴ Mask

^۵ Blur

^۶ Thresholding

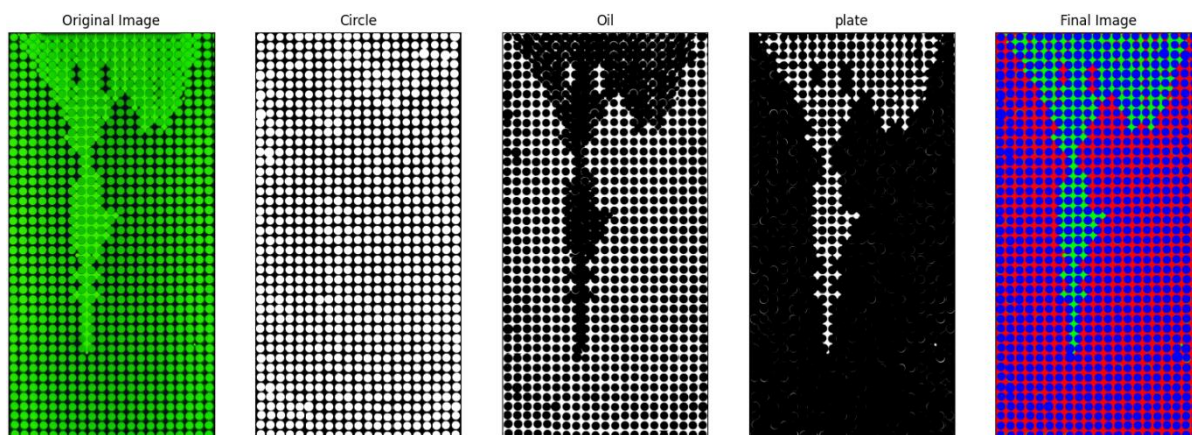
^۷ Binary

^۸ Canny edge detector

^۹ HoughCircles

درون آن‌ها شمارش می‌شوند. برای شناسایی پیکسل‌های قرمز رنگ روغن، لازم است تا فضای رنگی عکس اولیه از آرجی‌بی^۱ به اچ‌اس‌وی^۲ تغییر کند. این تغییر باعث می‌شود که پیکسل‌های محدوده قرمز بدون اشباع و هیو^۳ شناسایی و پس از پوشانده شدن با رنگ قرمز استاندارد، شمارش شوند. برای شمارش پیکسل‌های صفحه که نماینده فاز جابه‌جا کننده هستند (و به رنگ سبز مشخص هستند) تمامی کانال‌های رنگی دیگر فیلتر شده و پیکسل‌های باقی‌مانده به رنگ سبز استاندارد تبدیل شده و شمارش می‌شوند. میزان روغن برداشت شده در طی فرایند نیز طبق معادله (۱-۳) محاسبه می‌شود.

$$rec = \frac{plate\ pixels}{oil\ pixels + plate\ pixels} \times 100 \quad \text{معادله (۱-۳)}$$



شکل ۳-۹ مراحل پردازش تصویر

^۱ RGB

^۲ HSV

^۳ Hue

فصل چهارم: بررسی نتایج

۱-۴ رژیم جریان

لنورمند و همکاران [۵۱] در سال ۱۹۸۸ جابه‌جایی فاز خیس‌کننده توسط فاز غیرخیس‌کننده (که هر دو فاز غیرامتزاجی بودند) را در یک محیط متخلخل افقی و بدون در نظر گرفتن اثر نیروی گرانش بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که جابه‌جایی دو سیال مخلوط نشدنی در محیط متخلخل در غالب سه رژیم جریان اصلی، انگشتی موئینگی^۱، انگشتی ویسکوز^۲ و جابه‌جایی پایدار^۳ اتفاق می‌افتد. نمایش این سه رژیم بر روی نمودار را دیاگرام فازی گویند (شکل ۱-۴) که محورهای عمودی و افقی این دیاگرام به ترتیب لگاریتم عدد بی‌بعد موئینگی^۴ (Ca) و لگاریتم تحرک‌پذیری^۵ (M) است. این اعداد بی‌بعد توسط لنورمند [۵۲] در ۱۹۸۵ ارائه شدند.

$$Ca = \frac{\mu_2 V_2}{\sigma \cos \theta} \quad \text{معادله (۱-۴)}$$

$$M = \frac{\mu_2}{\mu_1} \quad \text{معادله (۲-۴)}$$

در معادله (۱-۴)، V_2 سرعت فاز جابه‌جا کننده، σ کشش بین سطحی دو فاز و θ زاویه تماس بین دو فاز است. در معادله (۲-۴) نیز μ_1 ویسکوزیته فاز جابه‌جا شونده و μ_2 ویسکوزیته فاز جابه‌جا کننده است.

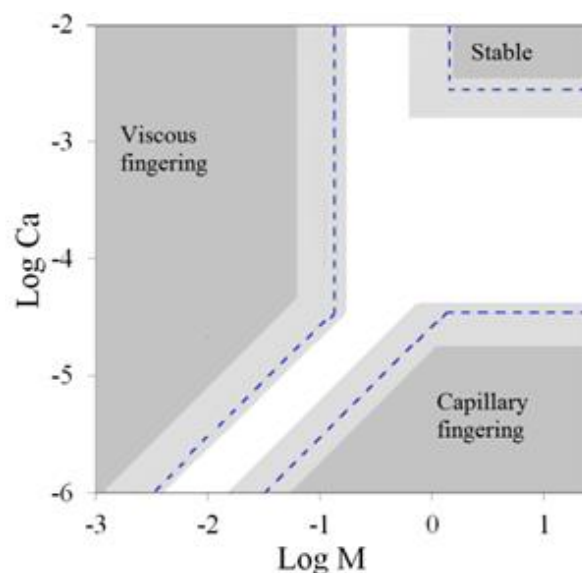
¹ Capillary fingering

² Viscous fingering

³ Stable displacement

⁴ Capillary Number

⁵ Mobility



شکل ۴-۱ نمودار دیاگرام فاز لنورمند

همانطور که در فصل اول بحث شد اضافه کردن انواع سورفکتانت‌ها و نانومواد باعث تغییر خاصیت ترشوندگی سیال پایه می‌شوند که این تغییرات در نهایت منجر به تغییر جزیی M و تغییر عمده Ca می‌شوند. این تغییرات به کمک آزمایش به روش قطره آویزان و در دمای اتاق محاسبه شده‌اند و نتیجه این تغییرات جدول ۴-۱ ارائه شده است. همچنین لزجت هر کدام از سیالات توسط دستگاه رئومتر ساخت کشور اتریش محاسبه شده است. طبق اعداد حاصل شده آزمایش‌ها موجود در نزدیکی محدوده رژیم جریان انگشتی قرار دارد.

جدول ۴-۱ محاسبه M و Ca

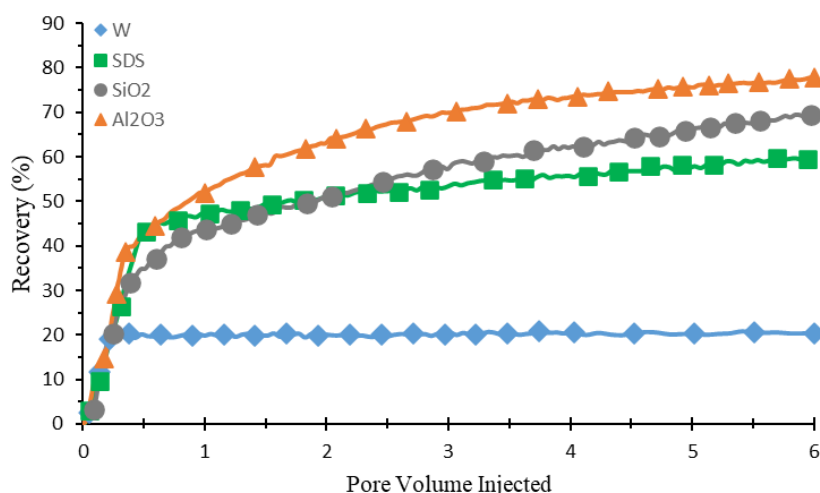
نام ماده	گروانروی (cP)	کشش بین سطحی (mN / m)	زوایه تماس ($^{\circ}$)	دبی تزریق (ml / h)	$Log(M)$	$Log(Ca)$
آب‌شور	۰/۹۸۱	۴۲/۶	۹۴/۲	۴/۳	-۱/۴۵	-۲/۸۴
SDS	۱/۰۲۱	۳۴/۰۸	۷۴/۳	۴/۳	-۱/۴۳	-۳/۲۹
SDS + SiO_2 _ NPs	۱/۰۳۵	۳۰/۸۴	۳۸/۱	۴/۳	-۱/۴۳	-۳/۷
SDS + Al_2O_3 _ NPs	۱/۳۶۶	۲۷/۶۲	۳۱/۵	۴/۳	-۱/۳۱	-۳/۵۷

۲-۴ بررسی نتایج

در این بخش ابتدا نتایج برداشت هر کدام از فازهای جابه‌جا کننده بعد از تزریق PV ۶ در هر بستر، به طور کلی مقایسه می‌شود و سپس با ارائه نمونه‌هایی از تصاویر آزمایش‌ها به بررسی پدیده‌های ایجاد شده و علل هر کدام از آن‌ها پرداخته می‌شود.

۱-۲-۴ تزریق در بستر S

همان‌طور که در شکل ۲-۴ مشاهده می‌شود، آب با حدود ۲۰ درصد کم‌ترین میزان برداشت روغن را ثبت کرده است اما اضافه کردن SDS به محلول آب‌نمک، برداشت را دچار یک جهش بزرگ کرده و به محدوده ۶۰ درصد رسانده است. در ادامه اضافه کردن نانوپودر سیلیکا باز هم با افزایشی محسوس، توانسته حدود ۷۰ درصد روغن محیط را جاروب کند. در نهایت نیز بیشترین برداشت مربوط به تزریق نانوسیال آلومینا با حدود ۷۷ درصد برداشت است. این نتایج هم راستا با نتایج به دست آمده از آزمایش کشش سطحی و زاویه تماس است که در جدول ۱-۴ ارائه شده است. بدین صورت که با کاهش زاویه تماس میزان برداشت افزایش داشته است.



شکل ۲-۴ نمودار برداشت روغن در بستر S با تزریق سیالات متفاوت

مطابق نتایج حاصل شده در شکل ۴-۲ می‌توان مقایسه‌ای جهت درک تاثیر اضافه کردن هر کدام از مواد شیمیایی به سیال پایه آب‌نمک انجام داد که نتایج آن در جدول ۴-۲ آورده شده است. به طور مثال در ستون اول مشاهده می‌شود که اضافه کردن SDS منجر به افزایش ۱۹۲ درصدی برداشت در مقایسه با آب شده است. همچنین از ستون دوم می‌توان چنین استنباط کرد که اضافه کردن هر کدام از نانومواد سیلیکا و آلومینا به ترتیب منجر به افزایش ۱۹ و ۲۸ درصدی برداشت در مقایسه با SDS شده‌اند. همچنین با بررسی سطر اول می‌توان دریافت که تزریق آب به تنهایی در مقایسه با تزریق نانوسیال‌های آلومینا و سیلیکا حدود ۷۱ و ۷۳ درصد کمتر برداشت کرده است.

جدول ۴-۲ مقایسه حداکثر برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر S

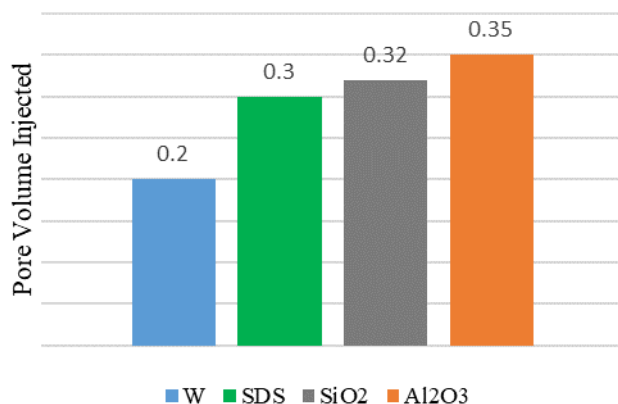
حداکثر برداشت	آب‌نمک	SDS	SiO ₂	Al ₂ O ₃
آب‌نمک	-	-۶۶ %	-۷۱ %	-۷۳ %
SDS	۱۹۲ %	-	-۱۶ %	-۲۲ %
SiO ₂	۲۴۷ %	۱۹ %	-	-۷ %
Al ₂ O ₃	۲۷۳ %	۲۸ %	۷ %	-

علاوه بر حداکثر میزان برداشت، عامل بسیار مهم دیگری به نام بریک ترو تایم^۶ (BTT) وجود دارد که به زمان رسیدن اولین انگشتی فاز جابه‌جا کننده به خروجی بستر متخلخل اشاره دارد و در مطالعات به آن توجه ویژه‌ای می‌شود. برای قابل فهم‌تر شدن این مفهوم برای خوانندگان و انجام مقایسه میان این مطالعه و دیگر تحقیقات، زمان بریک‌ترو با استفاده از دبی تزریق بی‌بعد شده و بر حسب PV گزارش می‌شود.

ایجاد تاخیر در بریک ترو یکی از اهداف مهم در مطالعه فازهای جابه‌جا کننده است زیرا تاخیر در خروج، مساوی با افزایش میزان برداشت از محیط است. در شکل ۴-۳ مشاهده می‌شود که اضافه کردن مواد شیمیایی

⁶ Breakthrough Time

تأثیر مثبتی در افزایش بریک‌ترو داشته است به طوری که افزایش قابل توجهی از PV ۰/۲۲ در تزریق آب به PV ۰/۳۵ در تزریق نانوسیال آلومینا مشاهده می‌شود.



شکل ۴-۳ نمودار مقایسه BTT سیالات تزریقی در بستر S

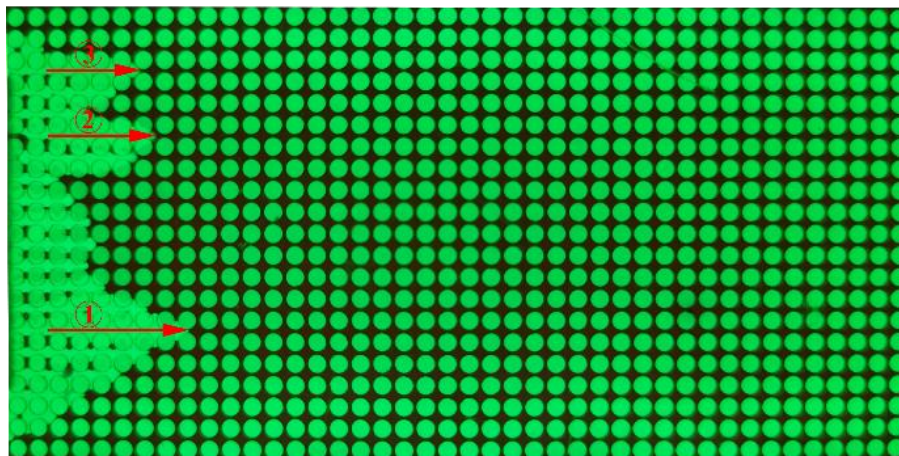
هرچند که افزایش بریک‌ترو قابل توجه است اما مطابق داده‌های جدول ۴-۳ این افزایش در مقایسه با افزایش حداکثر میزان برداشت بسیار محدودتر بوده است به طوری که مقایسه بریک‌تروی آب و SDS تنها ۳۶ درصد افزایش را حاصل کرده است. همچنین مقایسه تزریق SDS و تزریق نانوسیال سیلیکا و آلومینا افزایش ۷ و ۱۷ درصدی را نشان می‌دهد.

جدول ۴-۳ مقایسه برداشت در بریک‌ترو تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر S

Al ₂ O ₃	SiO ₂	SDS	آب شور	برداشت
-۳۷٪	-۳۱٪	-۲۷٪	-	آب شور
-۲۲٪	-۱۶٪	-	۳۶٪	SDS
-۷۰٪	-	۷۰٪	۴۵٪	SiO ₂
-	۹٪	۱۷٪	۵۹٪	Al ₂ O ₃

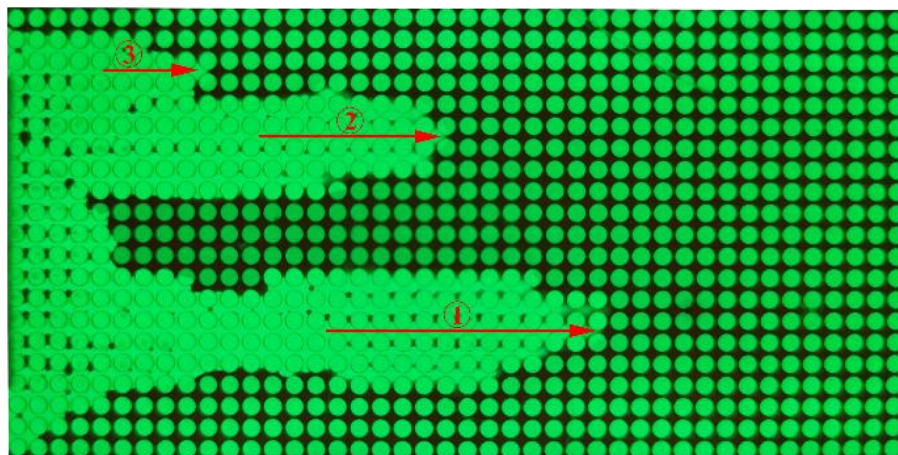
علاوه بر داده‌های کشش سطحی و زاویه تماس می‌توان علت تفاوت در برداشت هر کدام از فازهای جابه‌جا کننده را در نحوه سازوکار برداشت هر کدام از آن‌ها نیز مشاهده کرد. مطابق شکل ۴-۴ الف SDS در ابتدا به

طور نسبتاً یکنواختی به درون روغن نفوذ کرده و در مسیر خود تنها سه انگشتی را ایجاد نموده به نحوی که انگشتی شماره ۱ کمی از شماره ۲ و ۳ جلوتر که در مجاورت هم دیگر قرار دارند. در ادامه در شکل ۴-۴ ب مشاهده می‌شود که انگشتی‌ها رشد متقارنی نداشتند و انگشتی شماره ۱ جلوتر از دیگر آن‌ها حرکت خود ادامه می‌دهد. همچنین اما انگشتی شماره ۳ توسط انگشتی شیلد^۷ شده و تقریباً متوقف می‌شود. در شکل ۴-۴ ج پس از رسیدن انگشتی شماره ۱ به خروجی حرکت انگشتی ۲ نیز کند شده و انگشتی شماره ۱ به برداشت توسط حرکت عرضی ادامه می‌دهد. در شکل ۴-۴ د نیز با افزایش این حرکت عرضی در نهایت انگشتی شماره ۱ و ۲ از طریق ناحیه ۴ به یکدیگر متصل می‌شوند و که این اتصال باعث به تله افتادن روغن در ناحیه ۵ می‌شود. پس از این اتفاق نیز حرکات عرضی SDS کاهش پیدا کرده و در نتیجه نرخ برداشت نیز کم می‌شود که این موضوع در کاهش شیب نمودار برداشت آن نیز مشهود است (شکل ۴-۲).

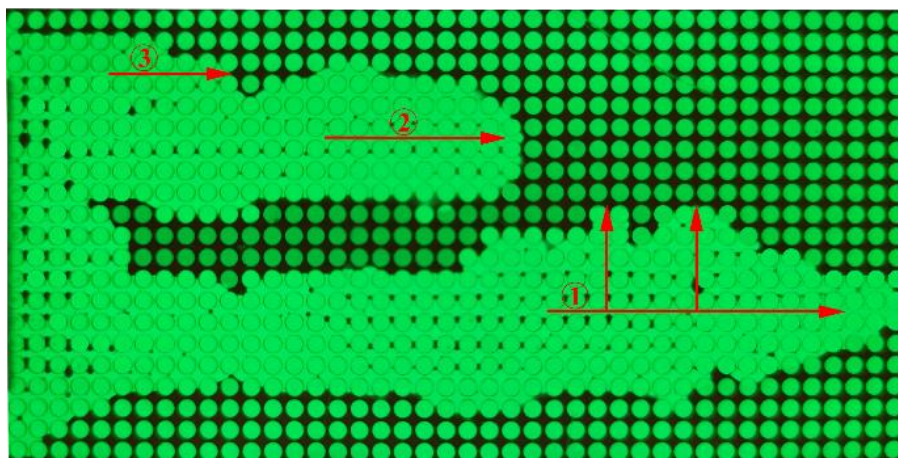


الف

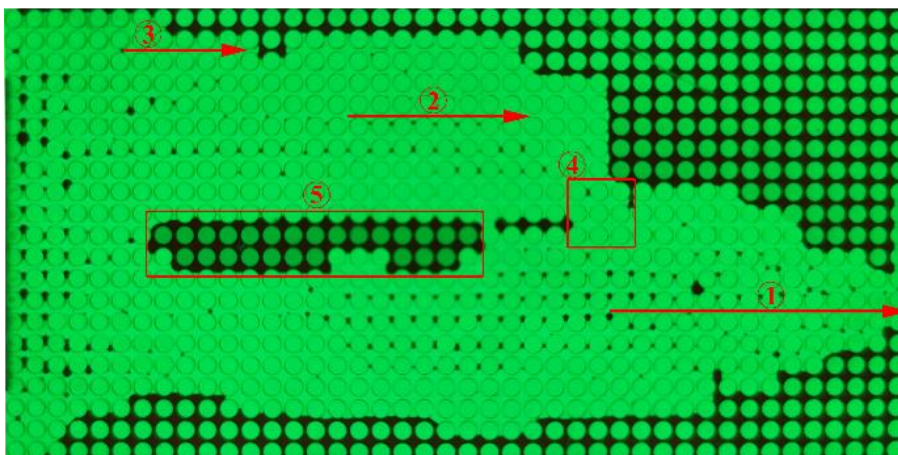
⁷ Shieled



ا



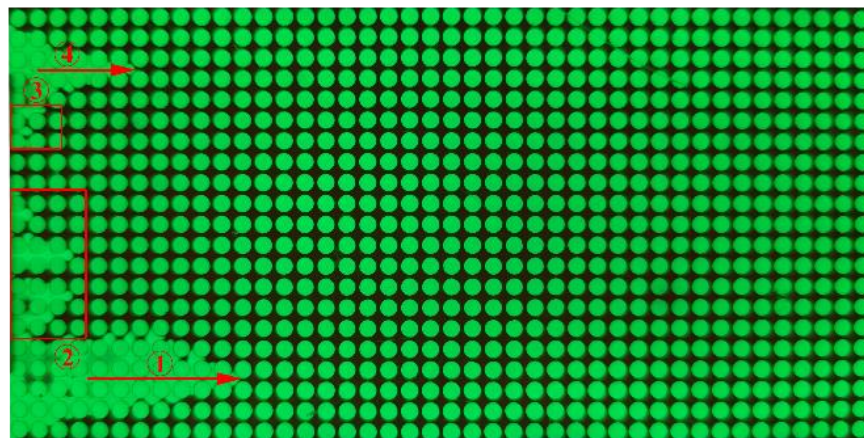
ب



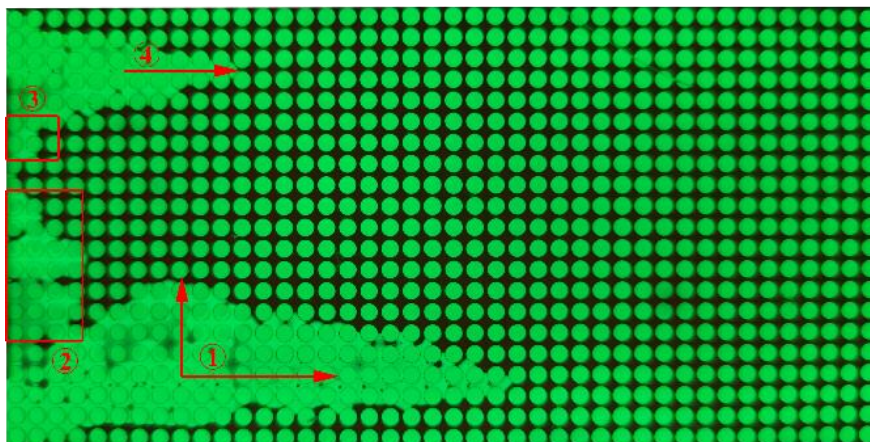
ج

شکل ۴-۴ روند تزریق محلول SDS در بستر S

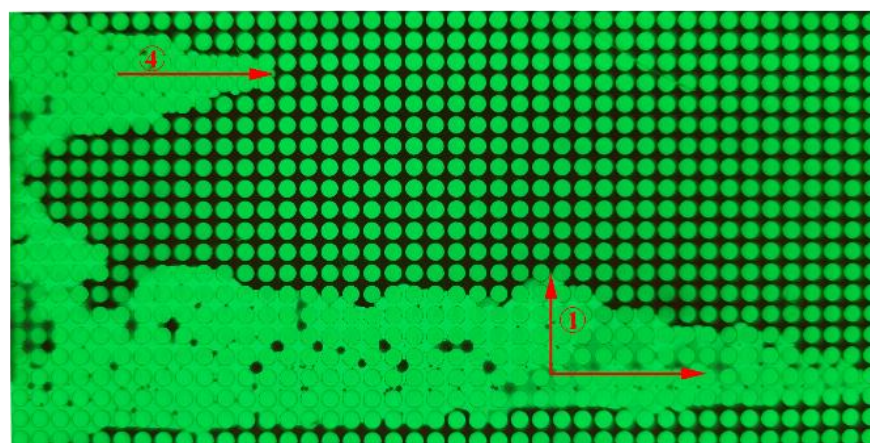
در تزریق نانوسیال سیلیکا به بستر در شکل ۴-۵ الف مشاهده می‌شود که برخلاف تزریق SDS انگشتی‌های پرتعداد و کوچکی در نواحی ۲ و ۳ تشکیل می‌شود. در شکل ۴-۵ ب نیز با رشد انگشتی‌های ۱ و ۴ به تدریج انگشتی‌های ذکر شده در این نواحی نیز با هم ادغام می‌شوند. در ادامه در شکل ۴-۵ ج می‌توان مشاهده کرد که حرکت انگشتی‌های کوچک و انگشتی شماره ۴ تقریباً متوقف شده و تنها انگشتی شماره ۱ است که خود را به خروجی رسانده و با گسترش در جهت عرضی در حال افزایش میزان برداشت است. این افزایش تا جایی گسترش می‌یابد که دو انگشتی اصلی از طریق ناحیه ۵ کاملاً به یکدیگر متصل شوند و حرکات عرضی خود را گسترش می‌دهند که از شیب نمودار برداشت (شکل ۴-۲) می‌توان مشاهده کرد که حرکات عرضی آن بیشتر از تزریق SDS است. همچنین در شکل ۴-۵ د نمونه‌های کوچکی از روغن به دام افتاده در نواحی ۶ و ۷ وجود دارد که برداشت آن‌ها با ادامه تزریق امکان پذیر نبوده است



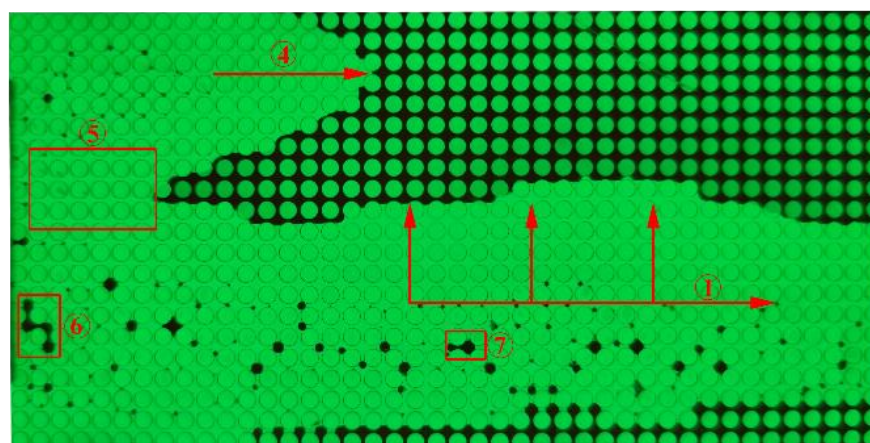
الف



ب



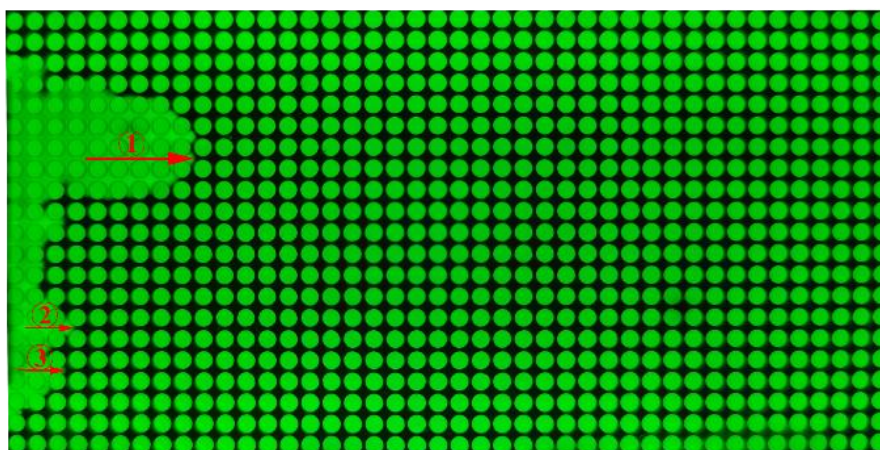
ج



د

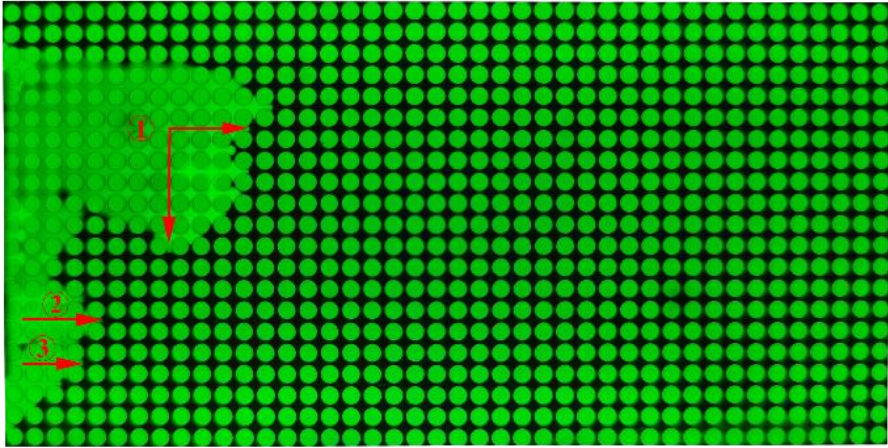
شکل ۴-۵ روند تزریق نانوسیال سیلیکا در بستر S

در تزریق نانوسیال آلومینا به بستر در شکل ۴-۶ الف نیز همانند تزریق SDS، ورودی نسبتاً یکنواخت مشاهده می‌شود اما همانطور که شکل ۴-۶ ب مشخص است در اینجا انگشتی ۱ رشد بسیار بیشتری از دو انگشتی ۲ و ۳ داشته و در ادامه همان ابتدا حرکات عرضی نسبتاً شدیدی را آغاز می‌کند. این حرکت منجر به این می‌شود پدیده جدایش در نوک^۸ رخ دهد که انگشتی شماره ۴ از آن انشعاب گیرد. در شکل ۴-۶ ج دیده می‌شود که انگشتی ۴ نیز با ادامه حرکت عرضی باعث می‌شود که انگشتی‌های ۲ و ۳ از طریق ناحیه ۵ به آن متصل گردند. در ادامه و در شکل ۴-۶ د، حرکات عرضی انگشتی ۱ منجر به تخلیه روغن ناحیه ۶ می‌شود و اتصال جدیدی را میان دو انگشتی ۱ و ۴ حاصل می‌کند. اتصال این دو انگشتی مسیر را برای برداشت بیشتر فراهم می‌کند، به نحوی که انگشتی ۴ به خروجی رسیده و حرکات عرضی هر دو انگشتی بخش زیادی از بستر را جاروب می‌کند و روغن تنها در نواحی کمی مانند ۷، ۸، ۹ و ۱۰ به طور محسوسی به دام می‌افتد.

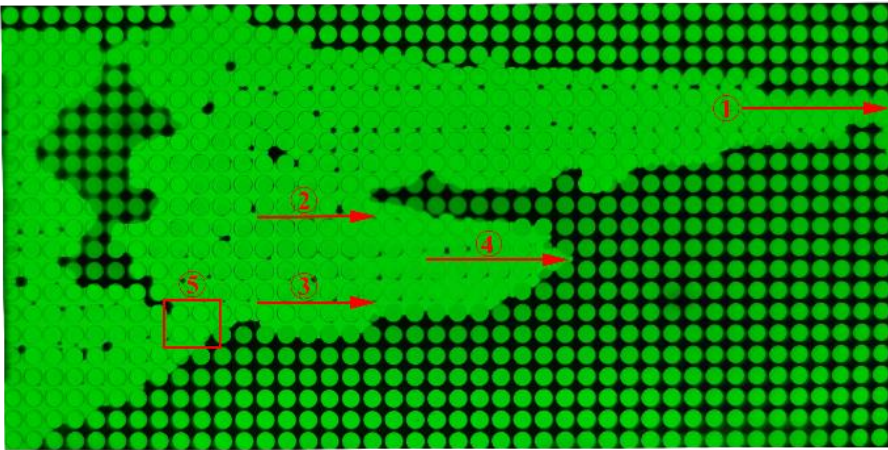


الف

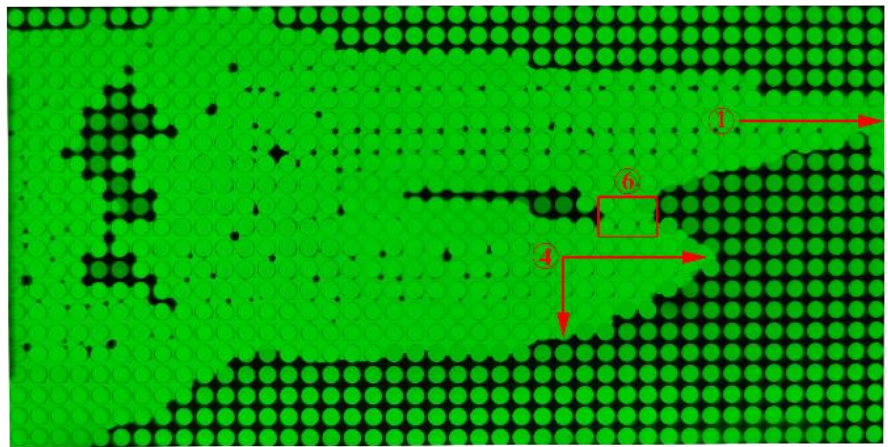
⁸ Tip-splitting



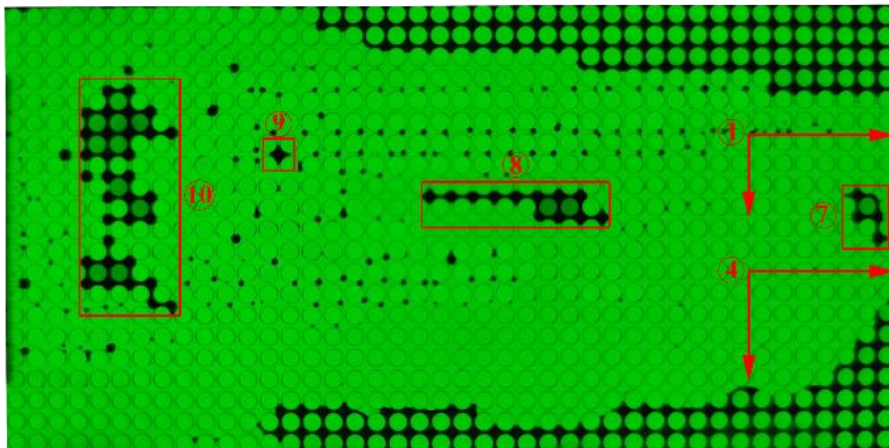
١



٢



٣



۵

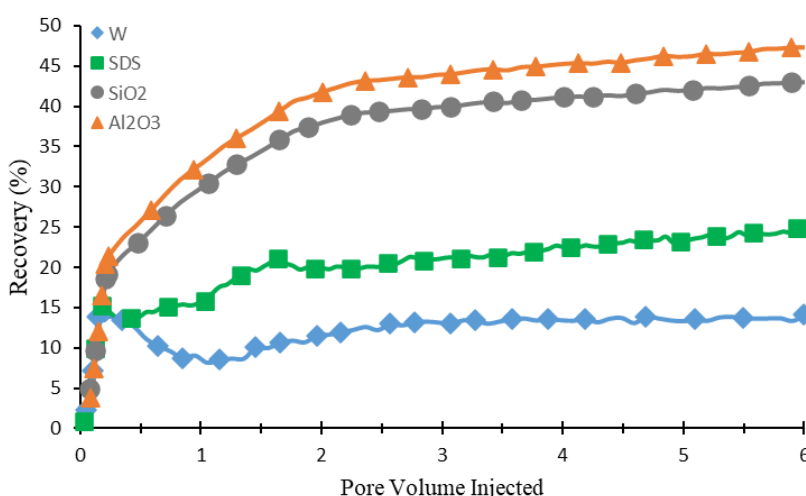
شکل ۴-۶ روند تزریق نانوسیال آلومینا در بستر S

از مجموع این توضیحات می‌توان نتیجه گرفت که اضافه کردن SDS به آب‌نمک باعث گسترش حرکات عرضی به میزان قابل توجهی می‌شود. همچنین اضافه کردن نانوپودر سیلیکا نیز این حرکات را بیش از پیش افزایش می‌دهد اما تشکیل انگشتی‌ها متعدد در ابتدای ورود آن به بستر، مانع برداشت بیشتری برای آن می‌شود. از طرفی تزریق نانوسیال آلومینا برخلاف سیلیکا حرکت ابتدایی یکنواخت‌تری را آغاز می‌کند و همچنین حرکات عرضی بیشتری را نسبت به دیگر سناریوهای تزریق بررسی شده دارد. تمامی این نکات باعث می‌شود که میزان برداشت نانوسیال آلومینا در بریک‌ترو و همچنین در حداکثر برداشت از دیگر فازهای جابه‌جا کننده بیشتر باشد.

۲-۲-۴ تزریق در بستر F

در دومین بستر مورد مطالعه این پژوهش، یک ترک افقی به وسط بستر اضافه شد که باعث افزایش شدید تراوایی می‌شود. همچنین وجود دو ناحیه با تفاوت تراوایی زیاد، باعث بروز تفاوت‌هایی در نتایج برداشت شده که در ادامه مورد بررسی قرار می‌گیرند. همان‌طور که در شکل ۴-۷ مشاهده می‌شود، مجدداً آب با حدود ۱۴ درصد کم‌ترین میزان برداشت روغن را ثبت کرده است. بیشتر این برداشت از ترک اتفاق افتاده است و آب توانایی نفوذ به نواحی با تراوایی پایین را نداشته است. همچنین در این آزمایش مشاهده می‌شود که مقداری افت در برداشت رخ داده که مربوط به ورود روغن از نواحی خارج بخش پردازش تصویر و تجهیزات است که در دیگر مطالعات نیز

مشاهده می‌شود. برخلاف بستر اول اضافه کردن SDS به محلول آب‌نمک برداشت را دچار تغییرات کمتری کرده و به محدوده ۲۶ درصد رسانده است. اما اضافه کردن نانوپودر سیلیکا باز هم افزایشی محسوس ایجاد کرده و توانسته حدود ۴۳ درصد روغن محیط را جاروب کند. در نهایت نانوسیال آلومینا بیشترین برداشت با حدود ۴۷ درصد را داشته است. نتایج بررسی این بستر هم‌راستا با بررسی بستر قبلی بوده اما میزان کلی برداشت به علت حضور ترک کاهش محسوسی داشته و در نواحی مختلف، تفاوت‌هایی ایجاد شده که در ادامه به شرح آن‌ها پرداخته می‌شود.



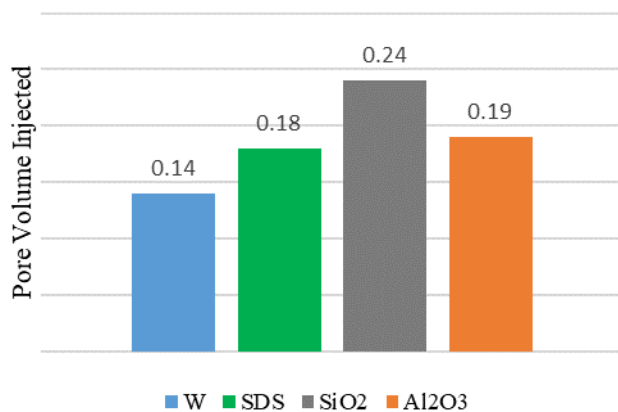
شکل ۴-۷ نمودار برداشت روغن در بستر F با تزریق سیالات متفاوت

طبق نتایج حاصل شده در شکل ۴-۷، مقایسه حداکثر برداشت میان فازهای تزریق شده در جدول ۴-۴ انجام شده است. ستون اول مشاهده می‌شود که اضافه کردن SDS منجر به افزایش ۷۸ درصدی برداشت در مقایسه با آب شده است که این مقدار در بستر بدون ترک ۱۹۲ درصد بوده است. همچنین داده‌های ستون دوم نشان می‌دهد که اضافه کردن هر کدام از نانومواد سیلیکا و آلومینا به ترتیب منجر به افزایش ۷۱ و ۸۸ درصدی برداشت در مقایسه با SDS شده‌اند. این افزایش در مقایسه با بستر S که به ترتیب ۱۹ و ۲۸ درصد بود، بسیار بیشتر است که توجیه‌ای برای استفاده از نانومواد در حضور ترک است.

جدول ۴-۴ مقایسه حداکثر برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر F

Al ₂ O ₃	SiO ₂	SDS	آب شور	حداکثر برداشت
-۷۰٪	-۶۷٪	-۴۴٪	-	آب شور
-۴۷٪	-۴۲٪	-	۷۸٪	SDS
-۹٪	-	۷۱٪	۲۰۵٪	SiO ₂
-	۱۰٪	۸۸٪	۲۳۵٪	Al ₂ O ₃

نتایج بریک‌ترو در بستر F (شکل ۴-۸) نشان می‌دهد که تزریق نانوسیال سیلیکا با برداشت در محدوده PV ۰/۲۴ نتیجه بهتری را از تزریق نانوسیال آلومینا با برداشتی در محدوده PV ۰/۱۹ در پی داشته است. که این موضوع برخلاف نتایج بستر S می‌باشد. این برتری بر اثر نحوه ورود متفاوت نانوسیال سیلیکا است که در شکل‌های مربوط به آن توضیح داده خواهد شد.



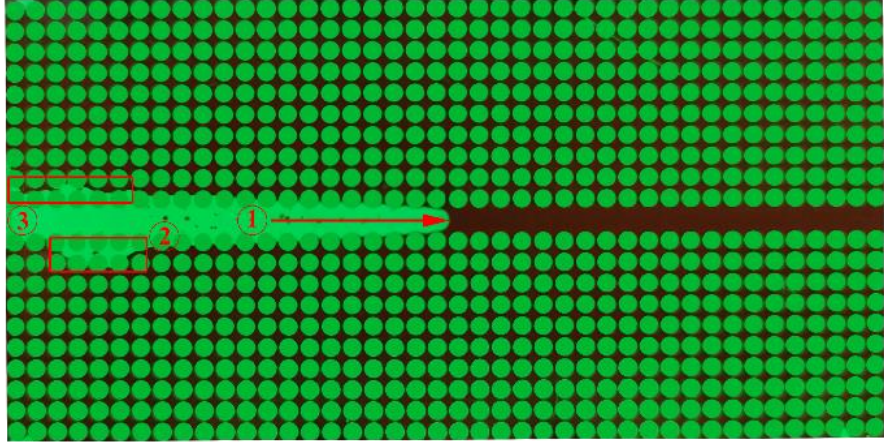
شکل ۴-۸ نمودار مقایسه BTT سیالات تزریقی در بستر F

مطابق داده‌های قیاسی جدول ۴-۵ افزایش میزان برداشت در بریک‌ترو، در اثر اضافه کردن نانومواد در بستر F بسیار قابل ملاحظه‌تر از بستر S است. به طوری که مقایسه بریک‌تروی نانوسیال سیلیکا و SDS افزایشی ۳۳ درصدی را در بستر F نشان می‌دهد اما این میزان در بستر S تنها افزایشی ۷ درصدی دارد.

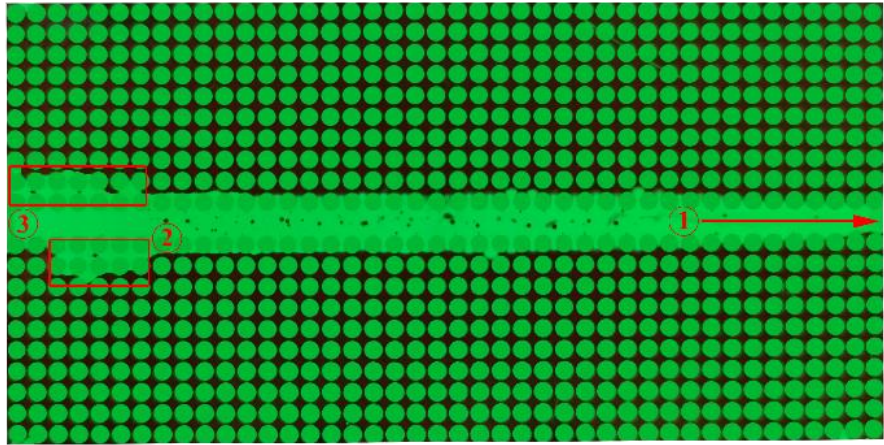
جدول ۴-۵ مقایسه برداشت در بریک‌ترو تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر F

برداشت	آب نمک	SDS	SiO ₂	Al ₂ O ₃
آب نمک	-	-۲۲ %	-۴۲ %	-۲۶ %
SDS	۲۹ %	-	-۲۵ %	-۵ %
SiO ₂	۷۱ %	۳۳ %	-	۲۶ %
Al ₂ O ₃	۳۶ %	۶ %	-۲۱ %	-

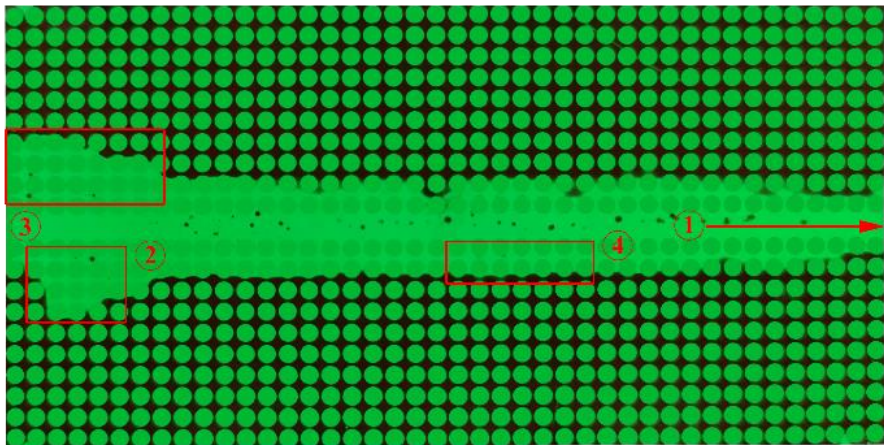
مطابق شکل ۴-۹ الف SDS در ورود به ناحیه با تراوایی کم عملکرد مطلوبی نداشته و اکثر برداشت توسط انگشتی شماره ۱ از ترک صورت گرفته است. با ادامه تزریق در شکل ۴-۹ ب (لحظه بریک‌ترو) مشاهده می‌شود که به غیر از جاروب کردن کامل ترک، مقداری برداشت در اثر حرکت عرضی (عمود بر جهت ترک) فاز جابه‌جا کننده اتفاق افتاده است. این حرکت به میزانی بوده که در اکثر طول ترک تنها موفق به عبور از اولین ردیف گلولی‌ها شده است و تنها در نواحی محدودی همانند ۲ و ۳ به بالای ردیف دوم پیلارها رسیده است. در شکل ۴-۹ ج دیده می‌شود که با تزریق بیشتر، حرکت عرضی کمی افزایش یافته و در اکثر نواحی همانند ناحیه شماره ۴، به محدوده ردیف دوم پیلارها رسیده و در نواحی ۲ و ۳ نفوذ به ردیف سوم انجام شده است. در نهایت نیز مطابق با شیب خط برداشت در شکل ۴-۴ د، مقدار برداشت افزایش چندانی نداشته و تنها در نواحی محدود ۲، ۳ و ۴ نفوذهای بیشتری صورت گرفته است.



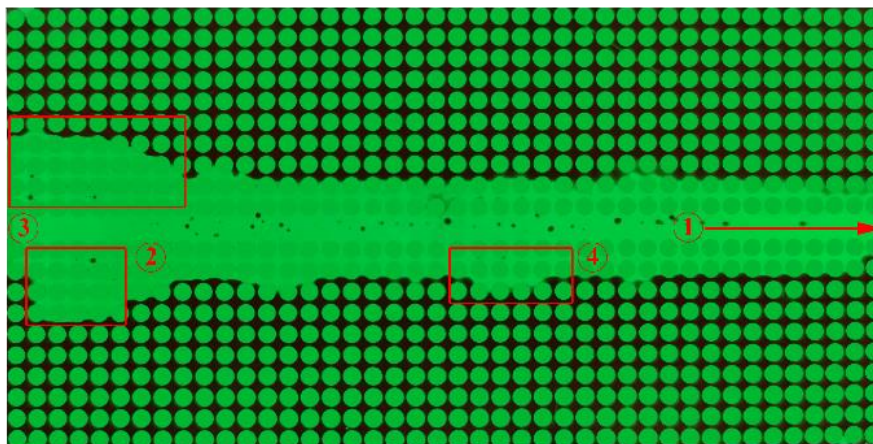
الف



ب



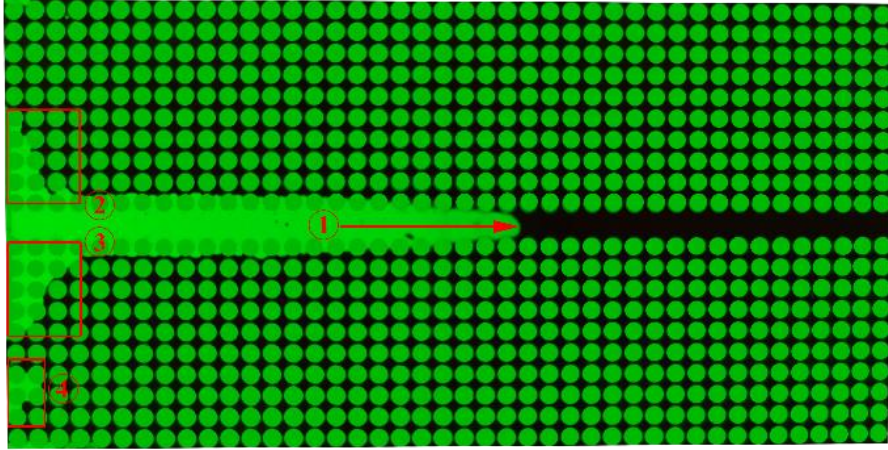
ج



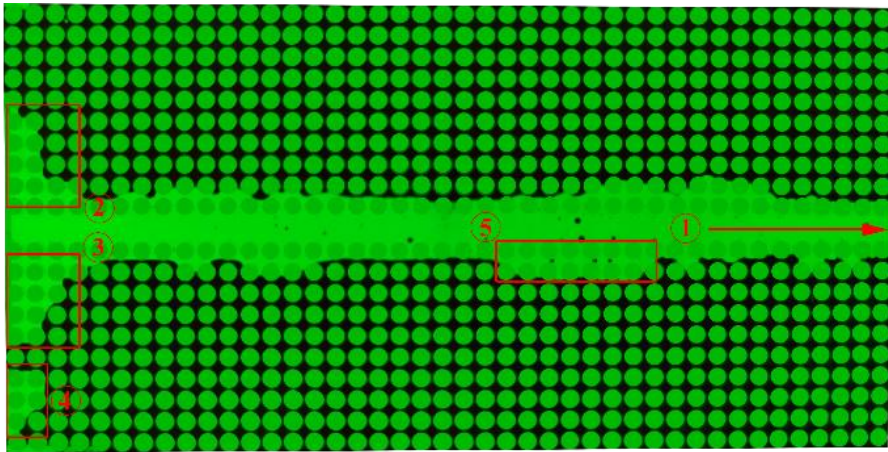
د

شکل ۴-۹ روند تزریق محلول SDS در بستر F

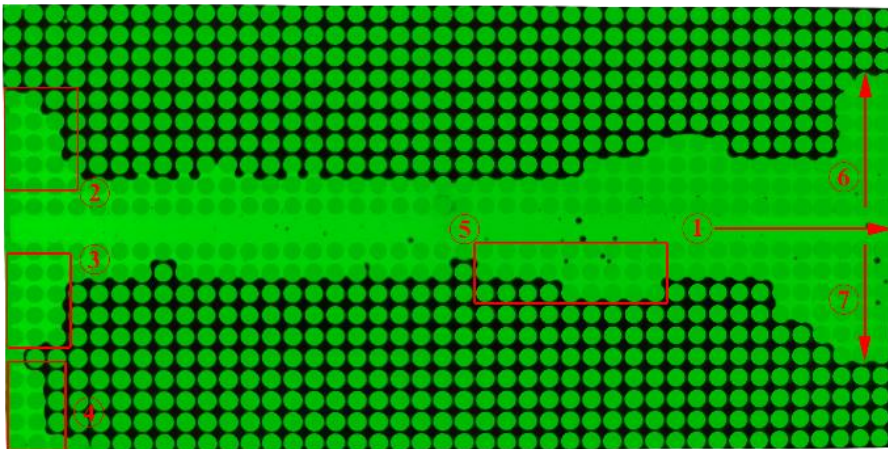
در تزریق نانوسیل سیلیکا به بستر در شکل ۴-۱۰ الف مشاهده می‌شود که همانند تزریق SDS، انگشتی شماره ۱ شروع به جاروب ترک کرده است و نواحی ابتدایی ۲ و ۳ با انجام حرکات عرضی مقداری جاروب شده‌اند. اما حرکتی طولی (در جهت ترک) نیز آغاز شده است. با رسیدن انگشتی شماره ۱ به خروجی در شکل ۴-۱۰ ب نفوذ بیشتری به پیلارهای اطراف ترک انجام شده به طوری که در ناحیه‌ای همانند ۵ تا دومین ردیف پیلارها و در ناحیه ۲ و ۳ تا پنجمین ردیف پیلارها نیز جاروب شده است. با ادامه تزریق در شکل ۴-۱۰ ج، در سمت خروجی نیز نفوذ عرضی مشاهده می‌شود که در نواحی ۶ و ۷ با شدت بیشتر و در نواحی میانی همانند ۵ با شدت کمتر اتفاق می‌افتد. همچنین افزایش حرکت طولی در ناحیه ۴ مشاهده می‌شود. در شکل ۴-۱۰ د در پایان تزریق نیز حرکت طولی در ناحیه ۴ ادامه داشته و علاوه بر آن حرکت طولی دیگری در ناحیه ۲ نیز رخ می‌دهد. نفوذ به پیلارهای مجاور ترک نیز در نواحی همانند ناحیه شماره ۵ به سومین و یا چهارمین ردیف می‌رسد. حرکت عرضی ناحیه ۷ نیز افزایش قابل ملاحظه‌ای داشته اما ناحیه ۶ تغییرات محسوسی نداشته است.



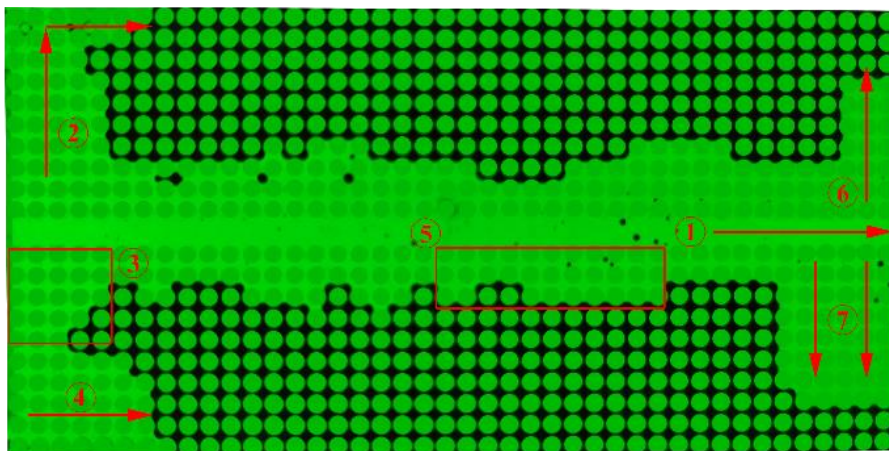
الف



ب



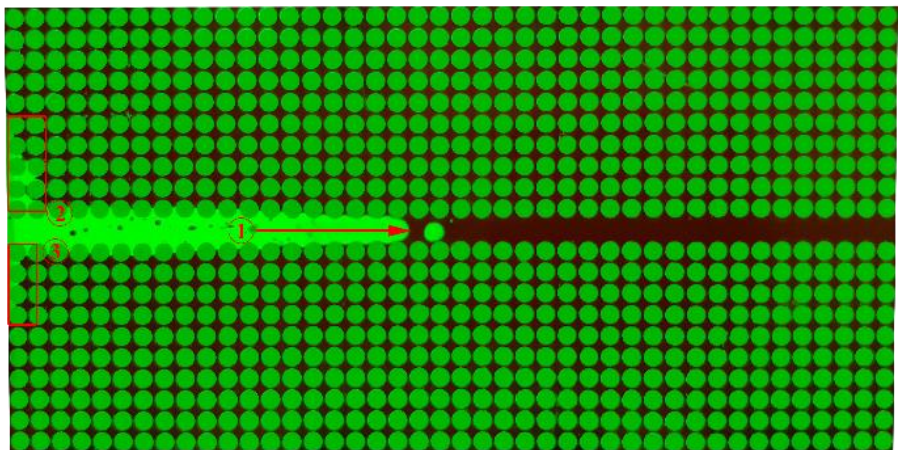
ج



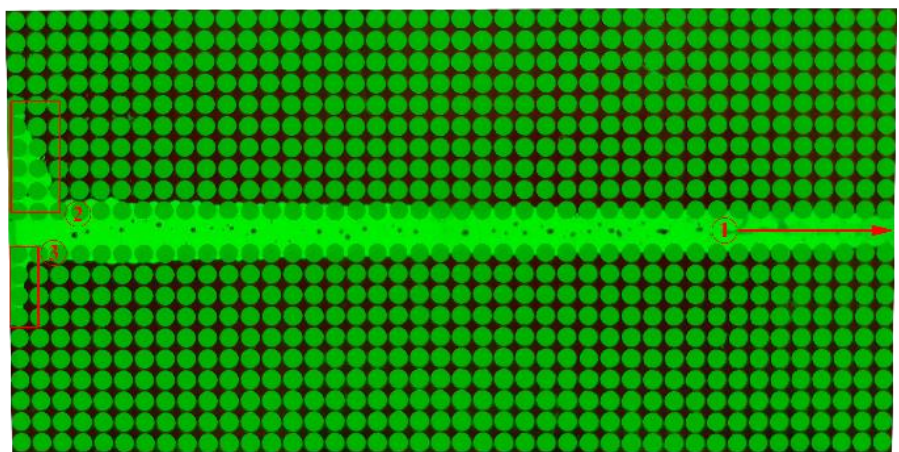
د

شکل ۴-۱۰ روند تزریق نانوسیال سیلیکا در بستر F

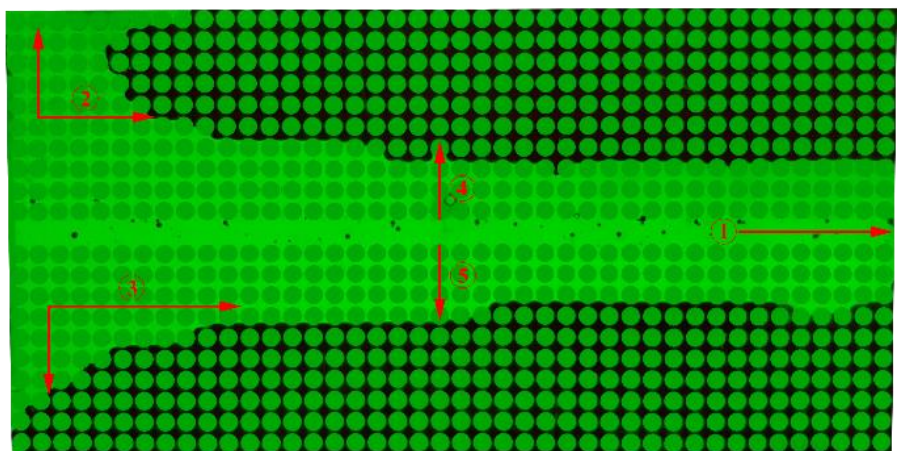
شکل ۴-۱۱ الف تزریق نانوسیال آلومینا در بستر است که همانند تزریق SDS، در سمت ورودی دو ناحیه کوچک ۲ و ۳ در ابتدا جاروب می‌شوند. در شکل ۴-۱۱ ب با رسیدن انگشتی ۱ به خروجی نیز تغییر محسوسی در برداشت مشاهده نمی‌شود و تنها کمی پیشروی در ناحیه ۲ و ۳ اتفاق می‌افتد. همچنین نفوذ به اکثر پیلارهای ردیف اولی که مجاورت ترک هستند صورت می‌گیرد. اما تفاوت بزرگی با تزریق SDS وجود دارد. در ادامه تزریق در شکل ۴-۱۱ ج، قابل مشاهده است که برداشتی یکنواخت در طول و عرض در نواحی ۲ و ۳ اتفاق می‌افتد. همچنین نفوذ به نواحی پیلارهای اطراف ترک در میانه بستر به ردیف‌های سوم و چهارم می‌رسد. شکل ۴-۱۱ د انتهای آزمایش است که در آن با ادامه تزریق، نواحی بیشتری همانند ۶ و ۷ با نفوذ عرضی جاروب می‌شوند.



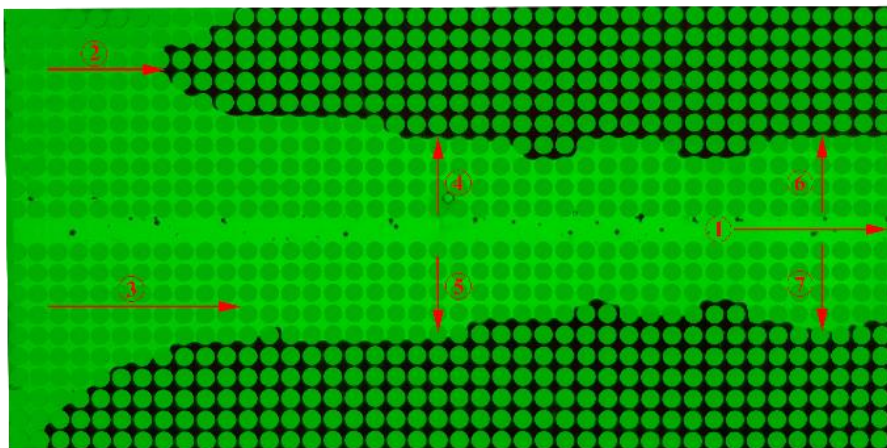
الف



ب



ج



د

شکل ۴-۱۱ روند تزریق نانوسیال آلومینا در بستر F

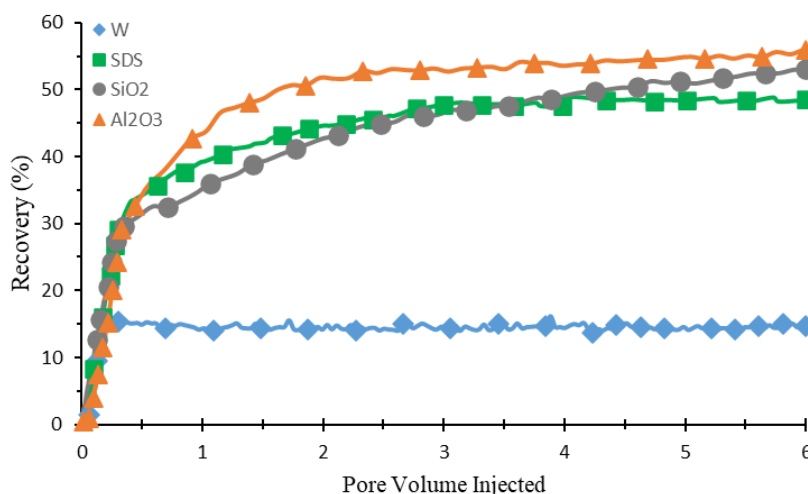
از مجموع بررسی تصاویر و نمودارها می‌توان چنین یافت که تزریق محلول حاوی سورفکتانت در حضور ترک، تاثیر چندانی در افزایش میزان برداشت نداشته است و اضافه کردن نانوپودرها تاثیر چشم‌گیری در برداشت روغن نداشته‌اند. همچنین می‌توان گفت که اگرچه در سناریو تزریق نانوسیال سیلیکا در ابتدا برداشت به مراتب بیشتری اتفاق می‌افتد اما در ادامه، حرکات طولی زیادی رخ نداده و همین عامل باعث می‌شود که تزریق نانوسیال آلومینا برداشت نهایی بیشتری داشته باشد.

۴-۲-۳ تزریق در بستر D

سومین بستر مورد مطالعه در این پژوهش دارای سه ناحیه کم تروا، با تراوایی بالا و ترک افقی است. وجود تراوایی‌های مختلف باعث می‌شود که رفتاری متفاوت و جدید را در سناریوهای مختلف تزریق مشاهده شود که این موضوع باعث بروز تفاوت‌هایی در نتایج برداشت شده است.

همان‌طور که در شکل ۴-۱۲ مشاهده می‌شود، مجدداً آب با کمتر از ۱۶ درصد، کم‌ترین میزان برداشت روغن را داشته است. بیشتر این برداشت از ترک اتفاق افتاده و تنها مقداری کمی از روغن موجود در گلویی ردیف اول ناحیه با تراوایی بالا را جاروب کرده است. همچنین آب توانایی نفوذ به نواحی با تراوایی پایین را ندارد. اضافه کردن SDS به محلول آب‌نمک، برداشت را دچار تغییر محسوسی کرده و به محدوده ۴۸ درصد رسانده است.

تزریق نانوسیال سیلیکا نیز توانسته حدود ۵۲ درصد روغن محیط را جاروب کند. در نهایت نانوسیال آلومینا بیشترین برداشت با حدود ۵۶ درصد برداشت داشته است که اختلاف کمی با تزریق نانوسیال سیلیکا دارد. نتایج بررسی این بستر هم‌راستا با دو بستر قبلی بوده و میزان کلی برداشت به علت وجود تفاوت تراوایی دوگانه و ترک مقداری بین برداشت‌های دو بستر قبلی داشته است.



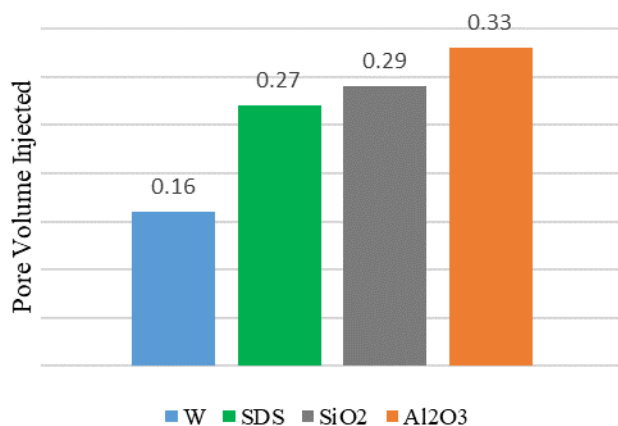
شکل ۴-۱۲ نمودار برداشت روغن در بستر D با تزریق سیالات متفاوت

طبق نتایج موجود در شکل ۴-۱۲ مقایسه حداکثر برداشت میان فازهای تزریق شده در جدول ۴-۶ انجام شده است. در ستون اول مشاهده می‌شود که اضافه کردن SDS منجر به افزایش ۲۴۰ درصدی حداکثر میزان برداشت در مقایسه با تزریق آب شده است که این مقدار در بستر F در ۷۸ درصد بوده است. این موضوع نشان می‌دهد که تزریق محلول حاوی سورفکتانت در محیطی با تراوایی‌های متنوع مفید بوده و به مقدار قابل ملاحظه‌ای برداشت را بهبود می‌دهد. همچنین داده‌های ستون دوم نشان می‌دهد که اضافه کردن هر کدام از نانو مواد سیلیکا و آلومینا به محلول SDS به ترتیب منجر به افزایش ۱۰ و ۲۰ درصدی برداشت شده‌اند. این افزایش نشان دهنده این است که استفاده از نانومواد در محیط‌هایی با تراوایی چندگانه نیز نسبتاً موثر است.

جدول ۴-۶ مقایسه حداکثر برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر D

حداکثر برداشت	آب‌نمک	SDS	SiO ₂	Al ₂ O ₃
آب‌نمک	-	-۷۱ %	-۷۳ %	-۷۵ %
SDS	۲۴۰ %	-	-۹ %	-۱۶ %
SiO ₂	۲۷۴ %	۱۰ %	-	-۸ %
Al ₂ O ₃	۳۰۷ %	۲۰ %	۹ %	-

روند نتایج بریک‌ترو در بستر D (شکل ۴-۱۳) مشابه با بستر S است. بدین صورت که تزریق آب تنها PV ۰/۱۶ از محیط را جاروب کرده که این مقدار برابر حداکثر برداشت نیز است. تزریق محلول SDS نیز توانسته PV ۰/۲۷ که این مقدار بسیار نزدیک به تزریق نانوسیال سیلیکا با برداشت در محدوده PV ۰/۲۹ است. بهترین نتیجه نیز مربوط به تزریق نانوسیال آلومینا است که برداشتی در محدوده PV ۰/۳۳ حاصل کرده است.



شکل ۴-۱۳ نمودار مقایسه BTT سیالات تزریقی در بستر D

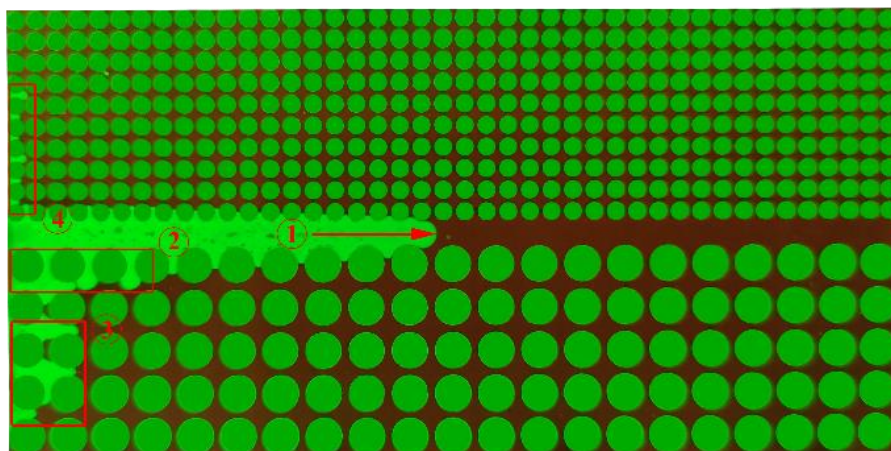
مطابق اطلاعات شکل ۴-۱۳ داده‌های قیاسی جدول ۴-۷ محاسبه می‌شود. از مقایسه بریک‌تروی دو بستر S و D می‌توان یافت که تزریق نانوسیال سیلیکا، بهبودی ۷ درصدی را نسبت به تزریق SDS در هر دو بستر ایجاد می‌کند. اما تزریق نانوسیال آلومینا در بستر D افزایشی ۲۲ درصدی را نسبت به تزریق SDS نشان می‌دهد که این میزان در بستر S ۱۷ درصد است.

جدول ۴-۷ مقایسه برداشت در بریک ترو تمامی فازهای جابه‌جا کننده در بستر D

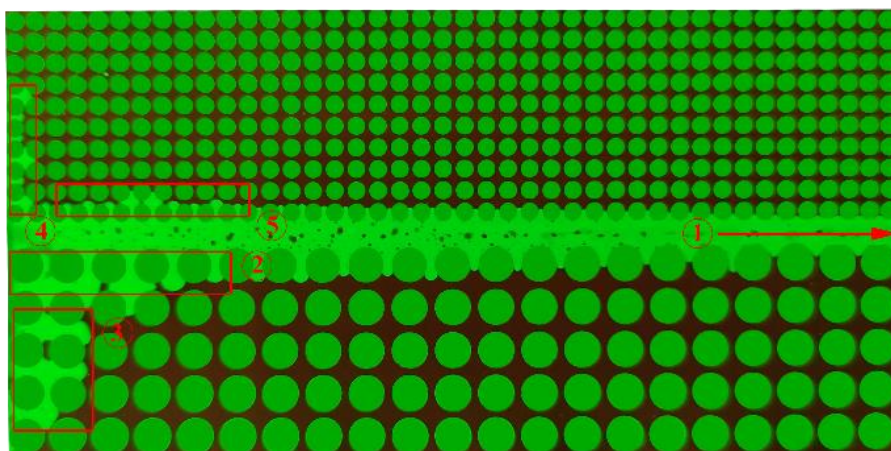
برداشت	آب نمک	SDS	SiO ₂	Al ₂ O ₃
آب نمک	-	-۳۷٪	-۴۱٪	-۴۸٪
SDS	۵۹٪	-	-۲۵٪	-۱۸٪
SiO ₂	۷۱٪	۷٪	-	-۱۲٪
Al ₂ O ₃	۹۴٪	۲۲٪	۱۴٪	-

مطابق شکل ۴-۱۴ الف SDS اولین انگشتی را در ترک تشکیل داده و در ادامه با حرکت عرضی وارد اولین ردیف از پیلارهای ناحیه با نفوذپذیری بالا می‌شود. این نفوذ در سمت ورودی در ناحیه شماره ۲ از گلوئی‌های این ردیف نیز عبور کرده است. همچنین در ناحیه ۳ مقداری حرکت در راستای طولی نیز مشاهده می‌شود که از دومین ردیف گلوئی‌ها عبور کرده است. این حرکت طولی در قسمت با تراوایی کم نیز در قسمت شماره ۴ قابل مشاهده است اما تنها موفق به عبور از یک ردیف از گلوئی‌ها شده است. در لحظه بریک ترو در شکل ۴-۹ ب مشاهده می‌شود که بیشترین پیشرفت در انگشتی شماره ۱ اتفاق افتاده است. در ناحیه ۲ فاز جابه‌جا کننده به دومین گلوئی ناحیه با تراوایی بالا رسیده است. به طور کلی هرچه از سمت ورودی به خروجی نزدیک‌تر می‌شویم مقدار عبور از گلوئی‌ها نیز کاهش می‌یابد. در ناحیه ۳ و ۴ نیز حرکت طولی به مقدار بسیار کمی افزایش یافته است. تغییر دیگر در این لحظه، در ناحیه با تراوایی پایین رخ داده است، به طوری که فاز جابه‌جا کننده توانسته در ناحیه ۵ از اولین ردیف گلوئی‌ها عبور کند و به دومین ردیف پیلارها برسد. با ادامه تزریق در شکل ۴-۹ ج مشاهده می‌شود که فاز جابه‌جا کننده با حرکات عرضی در نواحی ۲، ۴، ۵ و ۶ بخش زیادی از محیط را جاروب کرده است. حرکت طولی ناحیه ۳ و ۴ نیز در همان محدوده قبلی باقی مانده و بیشتر برداشت این نواحی نیز با حرکت عرضی انجام شده است. در انتها نیز شکل ۴-۱۴ د (پایان آزمایش) مشاهده می‌شود که در نواحی سمت ورودی فاز جابه‌جا کننده توانسته بخش بزرگی از ناحیه با تراوایی بالای بستر را به کامل جاروب کند اما هر چه که به سمت خروجی حرکت کرده است بخش بیشتر از روغن درون محیط باقی مانده است. این اتفاق در ناحیه با

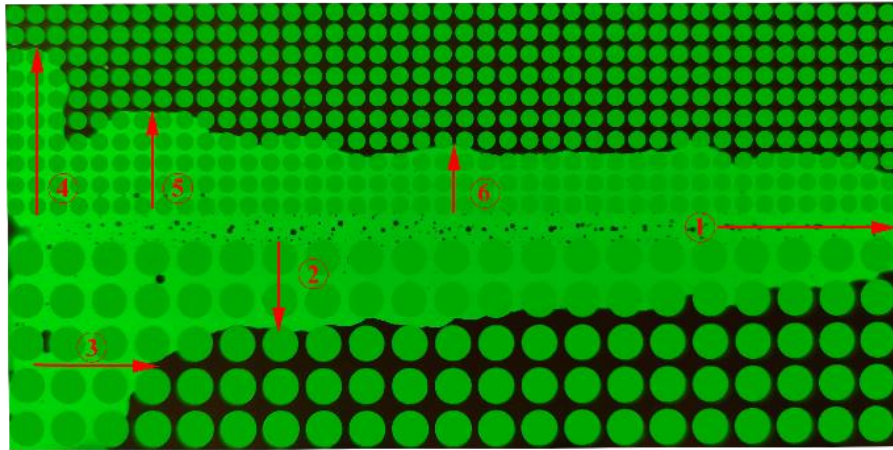
تراوایی پایین نیز به همین صورت رخ داده است، با این تفاوت که میزان روغن کمتری از محیط برداشت شده است.



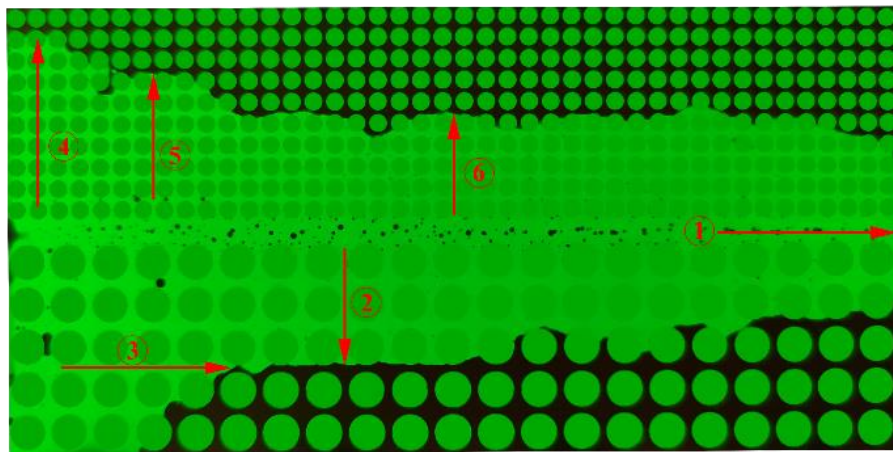
الف



ب



ج

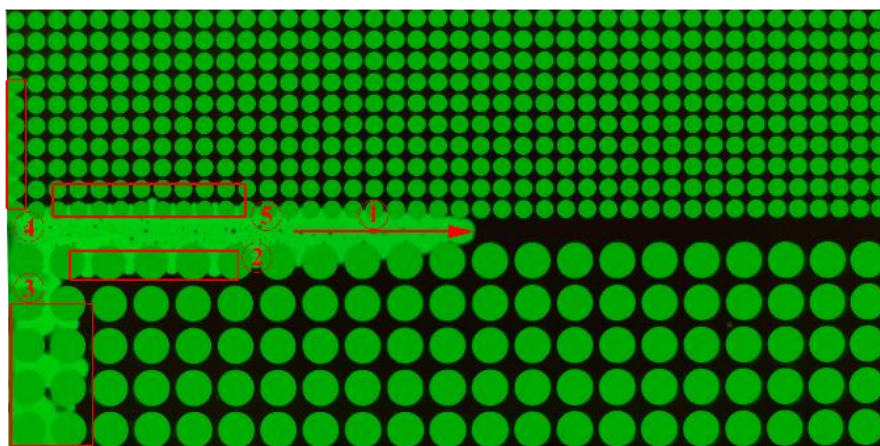


د

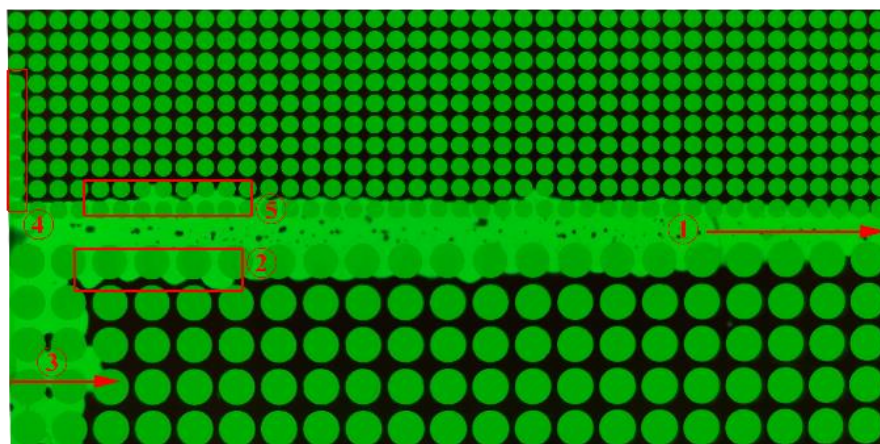
شکل ۴-۱۴ روند تزریق محلول SDS در بستر D

در تزریق نانوسیال سیلیکا به بستر که در شکل ۴-۱۵ الف مشاهده می‌شود، همانند تزریق SDS، انگشتی ۱ شروع به جاروب ترک کرده است. گلویی اولین پیلارهای نواحی ۲ و ۵ نیز با حرکات عرضی جاروب شده‌اند. در نواحی ۳ و ۴ حرکت طولی آغاز شده، به طوری که در ناحیه با تراوایی بالا، دو ردیف از گلویی‌ها جاروب شده‌اند و در ناحیه با تراوایی کم تنها یک ردیف جاروب شده است. با رسیدن انگشتی ۱ به خروجی شکل ۴-۱۵ ب، نفوذ بیشتری به پیلارهای اطراف ترک انجام شده، به طوری که در ناحیه با تراوایی پایین، نواحی‌ای همانند ناحیه ۵ شکل گرفته که تا دومین ردیف پیلارهای آن‌ها جاروب شده است.

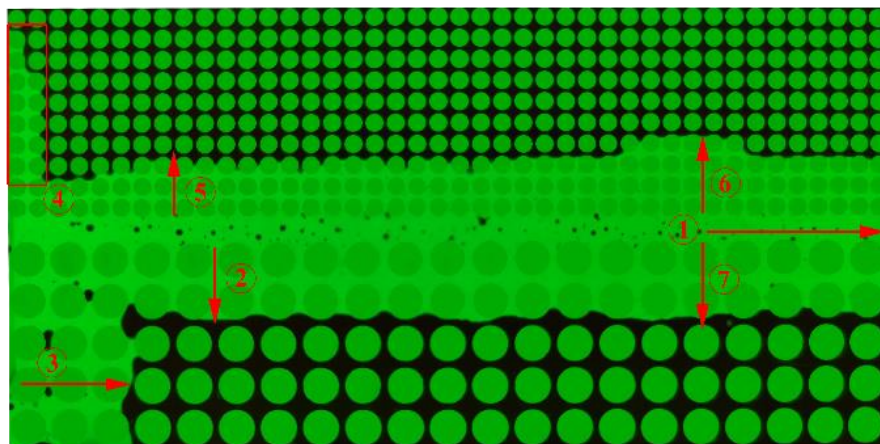
در شکل ۴-۱۵ ج با ادامه تزریق در سمت خروجی نیز نفوذ عرضی نسبتاً بزرگی رخ می‌دهد که در نواحی ۶ و ۷ با شدت بیشتر و در نواحی میانی همانند ۵ با شدت کمتر اتفاق می‌افتد. همچنین افزایش حرکت طولی در ناحیه ۴ مشاهده می‌شود. در شکل ۴-۱۵ د در پایان تزریق مشاهده می‌شود که در ناحیه ۶ و ۷ بیشترین میزان روغن برداشت شده است. در نواحی میانی و ابتدایی مانند ۲ و ۵ برداشت کمتری اتفاق افتاده است و حرکت طولی تنها در ناحیه ۳ رشد قابل توجهی داشته است، اما در ناحیه ۴ بیشتر از سه ردیف پیشروی صورت نگرفته است.



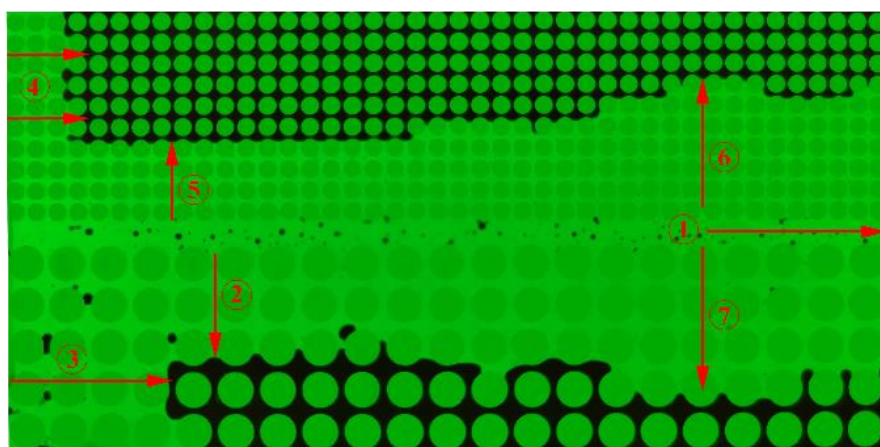
الف



ب



ج



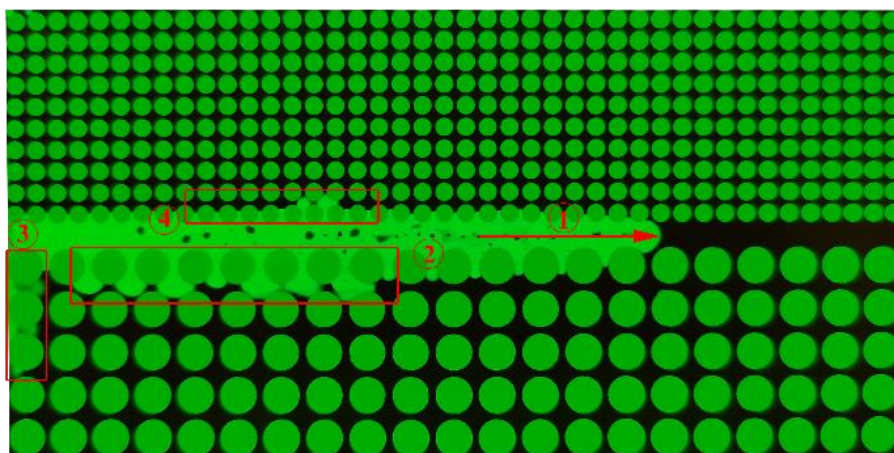
د

شکل ۴-۱۵ روند تزریق نانوسیال سیلیکا در بستر D

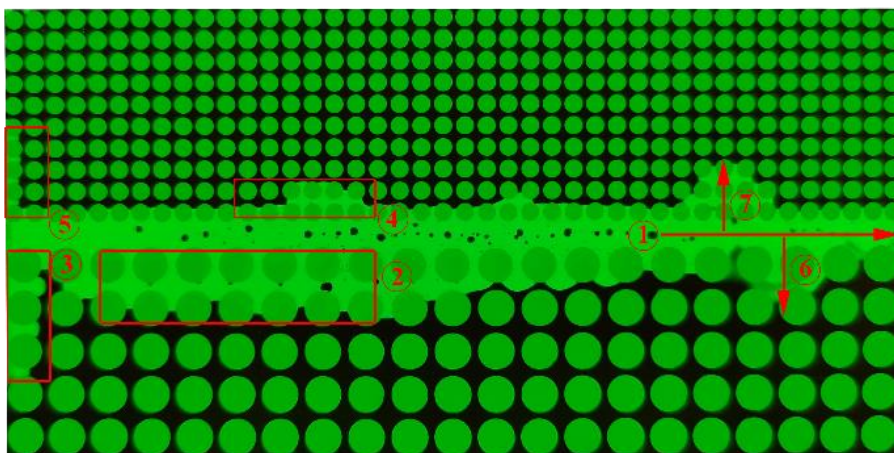
در تزریق نانوسیال آلومینا به بستر نیز همانند سایر سناریوهای ذکر شده ی تزریق، در شکل ۴-۱۶ الف، ابتدا انگشتی ۱ در ترک شروع به حرکت می کند. سپس با نفوذ فاز جابه جا کننده به درون گلوله های ردیف اول و دوم ناحیه ۲، که در محدوده با تراوایی بالا قرار دارد، میزان بیشتری از روغن را جاروب می کند. همچنین بخش کوچکی از گلوله های اولین ردیف ناحیه ۴ جاروب شده و نانوسیال آلومینا خود را به گلوله دوم رسانده است. در سمت ورودی نیز ناحیه کوچک ۳ با حرکت طولی جاروب می شود.

با رسیدن انگشتی شماره ۱ به خروجی در شکل ۴-۱۶ ب، نفوذ به اکثر گلوله های ردیف اول ناحیه با تراوایی بالا که در مجاورت ترک هستند، کامل می شود و در ناحیه ۶ پیشروی بیشتری نیز مشاهده می شود. همچنین در

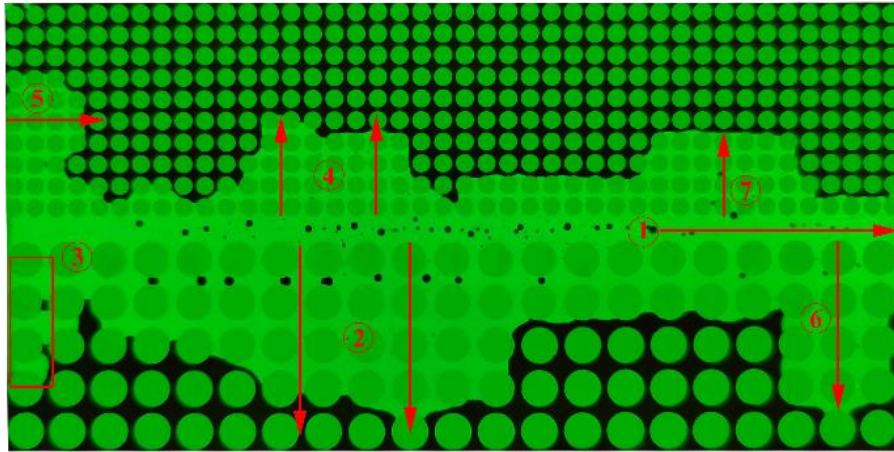
ناحیه ۲ این نفوذ تا ابتدای دومین ردیف گلوبی‌ها ادامه دارد. در ناحیه با تراوایی پایین نیز نفوذ جدیدی در ناحیه ۷ رخ داده که حتی عمیق‌تر از نفوذ ناحیه ۴ است. همچنین در ناحیه ۵ حرکت طولی جدیدی آغاز شده است. با ادامه تزریق در شکل ۴-۱۶ ج مشاهده می‌شود که افزایش نفوذ زیادی تا چهارمین ردیف پیلارها در ناحیه ۲ و ۶ رخ می‌دهد. همچنین در نواحی ۴ و ۷ نیز تا حداکثر پنج پیلار نفوذ رخ می‌دهد. حرکت‌های طولی ناحیه ۳ تقریباً متوقف شده، اما در ناحیه ۵ پیشرفت تا چهارمین ردیف ادامه داشته است. در نهایت نیز (شکل ۴-۱۶ د) برداشت از نواحی ۴ و ۷ ادامه داشته و بخش زیادی از روغن این نواحی با حرکت عرضی فازجابه‌جا کننده جاروب شده است. همچنین حرکت طولی ناحیه ۵ به حداکثر میزان خود رسیده اما حرکت طولی ناحیه ۳ تغییر محسوسی نداشته است.



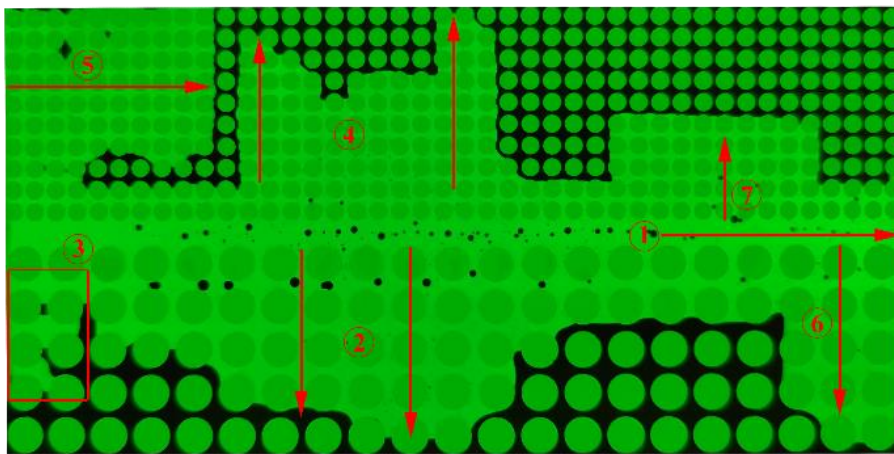
الف



ب



ج



د

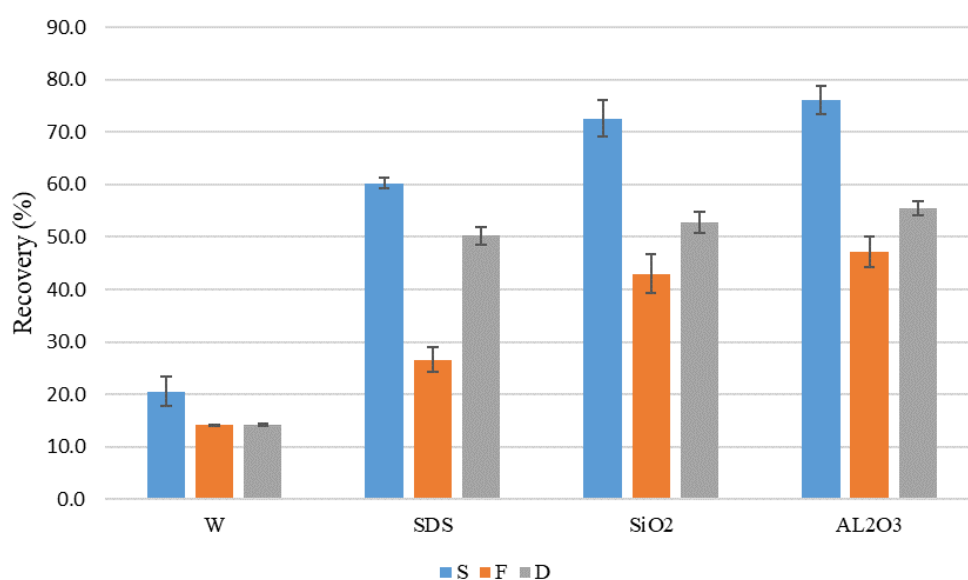
شکل ۴-۱۶ روند برداشت توسط نانوسیال آلومینا در بستر D

از مجموع بررسی تصاویر این نتیجه حاصل می‌شود که در سناریو تزریق محلول SDS برداشت به طور نسبتاً یکنواخت و بیشتر در نزدیکی ورودی رخ داده است، اما در تزریق نانوسیال سیلیکا برداشت بیشتری در نزدیکی خروجی رخ داده است. در نهایت نیز آلومینا برداشت متعادل‌تری از نواحی میانی و ابتدای داشته است. در همه سناریوهای تزریق شیمیایی نیز برداشت بیشتر، مربوط به ناحیه با تراوایی بالا بوده است و تمامی آن‌ها میزان قابل قبولی از روغن ناحیه با تراوایی کم را جاروب کرده‌اند که نشان دهنده تاثیر مثبت استفاده از مواد شیمیایی در برداشت بیشتر روغن در دیگر روش‌های ازدیاد برداشت است.

فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات

۱-۵ نتیجه‌گیری

در این پژوهش با ساخت سه بستر متخلخل با تراوایی‌های متفاوت و تزریق چهار فاز جابه‌جا کننده مختلف برداشت روغن از بسترها مورد مطالعه قرار گرفت. طبق نتایج حاصل شده در شکل ۱-۵ تزریق تمامی فازهای جابه‌جا کننده شیمیایی نتایجی به مراتب بهتر از تزریق آب را به همراه داشته است و تزریق نانوسیال آلومینا با محلول پایه حاوی سورفکتانت بهترین نتیجه برداشت در هر سه بستر را در پی داشته است. همچنین پر واضح است که حضور ترک باعث کاهش برداشت تمامی سناریوهای تزریقی، نسبت به بستر ساده با تراوایی یگانه شده است. اما برداشت از بستر D که در دارای تراوایی دوگانه و ترک است به مراتب نتایج بهتری از بستر F که تنها دارای یک ترک است را در پی داشته است.



شکل ۱-۵ نمودار حداکثر میزان برداشت تمامی فازهای جابه‌جا کننده و بسترها

نتیجه برداشت حداکثری نانوسیال آلومینا در تمامی مراحل تزریق صادق نبوده و در بستر F این برتری تنها در حداکثر میزان برداشت وجود داشته است و در لحظه‌ی بریکت‌ترو در این بستر بیشترین میزان برداشت مربوط به سناریو تزریق نانوسیال سیلیکا بوده است.

در ادامه با ارائه تصاویر روند تزریق فازهای مختلف، نحوه جاروب کردن روغن در هر کدام از سناریوها شرح داده شد. به این ترتیب که تزریق محلول حاوی SDS حرکت نسبتاً یکنواخت و پایداری را درون فاز روغن دارد اما این حرکات نسبتاً محدود بوده و توانایی نفوذ به بخش زیادی از گلوله‌ها را نداشته است. همچنین در حضور ترک، بیشتر برداشت را محل ورودی انجام می‌دهد. اما حرکت نانوسیال سیلیکا درون بسترها همراه با انگشتی‌ها کوچک و متعددی بوده و همین نحوه حرکت ناپایدار باعث شده است تا در بریک‌تروی بستر F، برداشت بیشتری را داشته باشد. همچنین به طور کلی در حضور ترک، نانوسیال سیلیکا روغن بیشتری را از سمت خروجی برداشت کرده است. تزریق نانوسیال آلومینا نیز همانند SDS حرکتی پایدار و یکنواخت دارد اما حرکات جبهه آن بسیار گسترده‌تر بوده است و بخش بیشتری از روغن بسترها را با حرکات عرضی و طولی خود جاروب می‌کند. در حضور ترک نیز بیشتر برداشت آن در سمت ورودی و میانه بستر رخ می‌دهد

۲-۵ پیشنهادات

با توجه به مطالب ارائه شده در این پژوهش، مواردی برای تحقیقات آتی به صورت زیر پیشنهاد می‌شود:

- (۱) بررسی اثر زاویه و ضخامت ترک در نحوه روبیدن محیط
- (۲) بررسی اثر ناهمگنی محیط متخلخل بر روی رژیم جریان
- (۳) استفاده از سناریوهای تزریق نامنظم و ترکیبی
- (۴) مطالعه ترکیبات سورفکتانت متفاوت جهت حصول نتیجه بهتر
- (۵) استفاده از ترکیب نانو مواد جدید جهت افزایش برداشت
- (۶) تزریق نانو فوم در بسترهای فعلی و آینده
- (۷) بررسی اثر شوری آب بر روی پایداری محلول‌ها مختلف

منابع

- [1] M. Vandenbroucke, C. Largeau, Kerogen origin, evolution and structure, *Organic Geochemistry*, 38(5) (2007) 719-833.
- [2] S. Maganga, *Aquifer Characterization and Modelling, a case study of Norne field*, 2017.
- [3] R. Abhishek, G.S. Kumar, R. Sapru, Wettability alteration in carbonate reservoirs using nanofluids, *Petroleum Science and Technology*, 33(7) (2015) 794-801.
- [4] V. Alvarado, E. Manrique, Enhanced oil recovery: an update review, *Energies*, 3(9) (2010) 1529-1575.
- [5] ا.ق. گلاب, بررسی آزمایشگاهی پارامترهای موثر بر تزریق (HEMPAM) بر ازدیاد برداشت نفت و مقایسه آن با (HPAM) دانشگاه تهران, ۱۳۹۸.
- [6] T. Ahmed, Chapter 4 - Fundamentals of Rock Properties, in: T. Ahmed (Ed.) *Reservoir Engineering Handbook (Fourth Edition)*, Gulf Professional Publishing, Boston, 2010, pp. 189-287.
- [7] O. Torsæter, M. Abtahi, *EXPERIMENTAL RESERVOIR ENGINEERING LABORATORY WORK BOOK*, 2003.
- [8] H. Maeda, K. Yana, K. Itagaki, H. Okubo, S. Sasaki, Development of novel tribo-surface utilizing meniscus effect by metal 3D printer, *The Proceedings of Conference of Kanto Branch*, 2018.24 (2018) GS0708.
- [9] H. Darcy, *Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application*, Victor Dalmont, 1856.
- [10] F. Hajibagheri, M. Lashkarbolooki, S. Ayatollahi, A. Hashemi, The synergic effects of anionic and cationic chemical surfactants, and bacterial solution on wettability alteration of carbonate rock: An experimental investigation, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 513 (2017) 422-429.

- [11] K. Urum, T. Pekdemir, M. Çopur, Surfactants treatment of crude oil contaminated soils, *Journal of Colloid and Interface Science*, 276(2) (2004) 456-464.
- [12] C.N. Mulligan, R.N. Yong, B.F. Gibbs, Surfactant-enhanced remediation of contaminated soil: a review, *Engineering Geology*, 60(1) (2001) 371-380.
- [13] N.A. Hanafy, M. El-Kemary, S. Leporatti, Micelles structure development as a strategy to improve smart cancer therapy, *Cancers*, 10(7) (2018) 238.
- [14] N.J. Turro, A. Yekta, Luminescent probes for detergent solutions. A simple procedure for determination of the mean aggregation number of micelles, *Journal of the American Chemical Society*, 100(18) (1978) 5951-5952.
- [15] P. Raffa, D.A.Z. Wever, F. Picchioni, A.A. Broekhuis, Polymeric surfactants: synthesis, properties, and links to applications, *Chemical reviews*, 115(16) (2015) 8504-8563.
- [16] H.N. Pandya, S.P. Parikh, M. Shah, Comprehensive review on application of various nanoparticles for the production of biodiesel, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, (2019) 1-14.
- [17] S. Kapusta, L. Balzano, P.M. Te Riele, Nanotechnology applications in oil and gas exploration and production, in: *International Petroleum Technology Conference, OnePetro*, 2011.
- [18] A. Karimi, Z. Fakhroueian, A. Bahramian, N. Pour Khiabani, J.B. Darabad, R. Azin, S. Arya, Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications, *Energy & Fuels*, 26(2) (2012) 1028-1036.
- [19] R. Taylor, S. Coulombe, T. Otanicar, P. Phelan, A. Gunawan, W. Lv, G. Rosengarten, R. Prasher, H. Tyagi, Small particles, big impacts: A review of the diverse applications of nanofluids, *Journal of applied physics*, 113(1) (2013) 1.
- [20] B.A. Suleimanov, F. Ismailov, E. Veliyev, Nanofluid for enhanced oil recovery, *Journal of Petroleum science and Engineering*, 78(2) (2011) 431-437.

- [21] J. Cruz-Hernandez, R. Islas-Juarez, C. Perez-Rosales, S. Rivas-Gomez, A. Pineda-Munoz, J.A. Gonzalez-Guevara, Oil Displacement by Water in Vuggy Fractured Porous Media, in: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2001.
- [22] 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, 2012.
- [23] W. Jing, L. Huiqing, N. Zhengfu, H. ZHANG, H. Cheng, Experiments on water flooding in fractured-vuggy cells in fractured-vuggy reservoirs, *Petroleum Exploration and Development*, 41(1) (2014) 74-81.
- [24] 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.
- [25] Y. Shiri, H. Hassani, M. Nazari, M. Sharifi, The effects of grain geometry on waterflooding and viscous fingering in micro-fractures and porous media from a lattice Boltzmann method study, *Molecular Simulation*, 44(9) (2018) 708-721.
- [26] Y. Wang, J. Hou, Y. Tang, Z. Song, Effect of vug filling on oil-displacement efficiency in carbonate fractured-vuggy reservoir by natural bottom-water drive: a conceptual model experiment, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174 (2019) 1113-1126.
- [27] D. Yuan, J. Hou, Z. Song, Y. Wang, M. Luo, Z. Zheng, Residual oil distribution characteristic of fractured-cavity carbonate reservoir after water flooding and enhanced oil recovery by N₂ flooding of fractured-cavity carbonate reservoir, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 129 (2015) 15-22.
- [28] 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.

- [29] 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, 2018.
- [30] M. Sohrabi, G. Henderson, D. Tehrani, A. Danesh, Visualisation of oil recovery by water alternating gas (WAG) injection using high pressure micromodels-water-wet system, in: SPE annual technical conference and exhibition, OnePetro, 2000.
- [31] 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.
- [32] M.M. Salehi, M.A. Safarzadeh, E. Sahraei, S.A.T. Nejad, Comparison of oil removal in surfactant alternating gas with water alternating gas, water flooding and gas flooding in secondary oil recovery process, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120 (2014) 86-93.
- [33] S.A. Shedid, Influences of fracture orientation on oil recovery by water and polymer flooding processes: An experimental approach, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50(3-4) (2006) 285-292.
- [34] S.C. Cao, B. Bate, J.W. Hu, J. Jung, Engineering behavior and characteristics of water-soluble polymers: implication on soil remediation and enhanced oil recovery, *Sustainability*, 8(3) (2016) 205.
- [35] H.-L. Yeh, J.J. Juárez, Waterflooding of surfactant and polymer solutions in a porous media micromodel, *Colloids and interfaces*, 2(2) (2018) 23.
- [36] A. Seethepalli, B. Adibhatla, K. Mohanty, Wettability alteration during surfactant flooding of carbonate reservoirs, in: SPE/DOE symposium on improved oil recovery, OnePetro, 2004.

- [37] R. Gupta, B. Adibhatla, K.K. Mohanty, Parametric study to enhance oil recovery rate from fractured oil wet carbonate reservoirs, in: SPE annual technical conference and exhibition, OnePetro, 2008.
- [38] A. Goudarzi, M. Delshad, K.K. Mohanty, K. Sepehrnoori, Surfactant oil recovery in fractured carbonates: experiments and modeling of different matrix dimensions, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 125 (2015) 136-145.
- [39] B. Yadali Jamaloei, R. Babolmorad, R. Kharrat, Visualization and analysis of viscous fingering in alcohol-assisted surfactant waterflooding of heavy oil in a two-dimensional sandstone micromodel, *Fuel*, 184 (2016) 169-179.
- [40] Y. Li, W. Zhang, B. Kong, M. Puerto, X. Bao, O. Sha, Z. Shen, Y. Yang, Y. Liu, S. Gu, C. Miller, G.J. Hirasaki, Mixtures of Anionic/Cationic Surfactants: A New Approach for Enhanced Oil Recovery in Low-Salinity, High-Temperature Sandstone Reservoir, *SPE Journal*, 21(04) (2016) 1164-1177.
- [41] 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.
- [42] K. Osei-Bonsu, P. Grassia, N. Shokri, Investigation of foam flow in a 3D printed porous medium in the presence of oil, *Journal of Colloid and Interface Science*, 490 (2017) 850-858.
- [43] K. Osei-Bonsu, P. Grassia, N. Shokri, Relationship between bulk foam stability, surfactant formulation and oil displacement efficiency in porous media, *Fuel*, 203 (2017) 403-410.
- [44] 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.

- [45] K. Osei-Bonsu, P. Grassia, N. Shokri, Effects of Pore Geometry on Flowing Foam Dynamics in 3D-Printed Porous Media, *Transport in Porous Media*, 124(3) (2018) 903-917.
- [46] S.M.H. Razavi, M.M. Shahmardan, M. Nazari, M. Norouzi, Experimental study of the effects of surfactant material and hydrocarbon agent on foam stability with the approach of enhanced oil recovery, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 585 (2020) 124047.
- [47] M. Zargartalebi, R. Kharrat, N. Barati, Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles, *Fuel*, 143 (2015) 21-27.
- [48] E. Joonaki, S. Ghanaatian, The application of nanofluids for enhanced oil recovery: effects on interfacial tension and coreflooding process, *Petroleum Science and Technology*, 32(21) (2014) 2599-2607.
- [49] K. Xu, P. Zhu, T. Colon, C. Huh, M. Balhoff, A microfluidic investigation of the synergistic effect of nanoparticles and surfactants in macro-emulsion-based enhanced oil recovery, *SPE Journal*, 22(02) (2017) 459-469.
- [50] S. Bagherpour, A. Rashidi, S.H. Mousavi, N. Izadi, E. Hamidpour, Experimental investigation of carboxylate-alumoxane nanoparticles for the enhanced oil recovery performance, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 563 (2019) 37-49.
- [51] R. Lenormand, E. Touboul, C. Zarcone, Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media, *Journal of fluid mechanics*, 189 (1988) 165-187.
- [52] R. Lenormand, Différents mécanismes de déplacements visqueux et capillaires en milieu poreux: Diagramme de phase, *Comptes rendus de l'Académie des sciences. Série 2, Mécanique, Physique, Chimie, Sciences de l'univers, Sciences de la Terre*, 301(5) (1985) 247-250.

Abstract

In conventional oil extraction, a large amount of oil remains in the reservoir. Extracting these residual amounts requires enhanced oil recovery(EOR) strategies. One of the standard methods of EOR is the injection of chemicals. The study of the mechanisms of movement of these injections in fractured porous mediums has received less attention. In this experimental study, three porous mediums with single permeability (S), fracture (F), and dual permeability (D) were designed and fabricated using a 3D printer. Four displacing phases of brine water, sodium dodecyl sulfate solution(SDS), silica, and alumina nanofluids, were injected in each of the mediums, and the recovery process was imaged. Then, by using the image processing code, the recovery of each step was calculated. This study shows that in the S medium, the addition of surfactant to the brine water has increased the recovery by about 60%. Also, the addition of silica and alumina nanopowders to the surfactant has increased the recovery up to 70% and 77%. In F, the surfactant solution swept only 26% of the original oil, while the silica and alumina nanofluids recovered 43% and 47%, respectively. The noteworthy point in the injections is that the silica nanofluid had a better result than the alumina nanofluid (24% vs. 19%) at the breakthrough. In the third medium, the injection of surfactant solution, silica, and alumina nanofluids had a recovery rate in the range of 48%, 52%, and 56%, respectively. Then, by analyzing the images of each of the experiments, the behavior of the fingers and the movement of the displacing phase in the oil were studied.

Keyword

EOR, Chemical injection, Surfactant, Nanofluid, Porous medium, Fracture, Dual permeability



Shahrood University of Technology

Faculty of Mechanical and Mechatronics Engineering
M.Sc. Thesis in Energy Conversion Engineering

Experimental study on Enhanced oil recovery in fractured-vuggy reservoir

By:

Bahador Ghorbanbakhsh

Supervisor:

Dr. Mohsen Nazari

Dr. Mohamad mohsen Shahmardan

Mar 2022