Review Article

DOI: 10.22034/ijche.2025.489007.1465

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

A Comprehensive Review of the Development of Carbonated Water Injection for Enhanced Oil Recovery Methods Along with Carbon Capture and Storage in hydrocarbon Reservoirs

E. Jafarbeigi[1*], Sh. Ayatollahi[2*], E. Sahraei[3]

1- Assistant Professor of Chemical and petroleum Engineering, Ilam University

2- Professor of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology

3- Associate Professor of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology

Email: e.jafarbigi@ilam.ac.ir

shahab@sharif.edu

Abstract

In this study, carbonate water injection is examined as an effective solution to address carbon emission concerns as a specific technology. In addition to increasing oil recovery, injecting carbonated water into porous media opens a new avenue for reducing greenhouse gases and promoting environmental sustainability. This study comprehensively covers the use of carbonated water to enhance oil recovery, adsorption, and carbon storage in hydrocarbon reservoirs. Furthermore, recent advances in this field, parameters affecting fluid-fluid and rock-fluid interactions in porous media, as well as the synergy of compounds with various techniques to increase oil recovery, have been examined. The results indicate that the combination of carbonated water injection with other additives significantly improves oil recovery. However, this analysis reveals that recent research lacks an investigation into the effects of carbonated water injection on pore structure. Overall, this approach can effectively address both the issues of increasing oil recovery and carbon dioxide storage, making this process economically justifiable.

Received: 15 November 2024
Accepted: 27 February 2025
Page Number: 60-78

Keywords:

Nanosensor,
Carbonated Water,
Gas Storage,
Enhanced Oil Recovery,
Wettability,
Fluid/Fluid and Rock/Fluid Interaction

Please Cite this Article Using:

Jafarbeigi, E., Ayatollahi, Sh., & Sahraei, E. (2026). A Comprehensive Review of the Development of Carbonated Water Injection for Enhanced Oil Recovery Methods Along with Carbon Capture and Storage in hydrocarbon Reservoirs. *Iranian Chemical Engineering Journal*, *24*(142), 60-78, [In Persian].

مقـــالـــه مـــروری

DOI: 10.22034/ijche.2025.489007.1465

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

مروری جامع بر توسعهٔ تزریق آب کربناته برای استفاده‌از روش‌های ازدیاد برداشت نفت همراه‌با جذب و ذخیرهٔ کربن در مخازن هیدروکربوری

احسان جعفربیگی[۱*]، شهاب آیت‌اللهی[۲*]، اقبال صحرائی[۳]

۱- استادیار گروه مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه ایلام

۲- استاد مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف

۳- دانشیار مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند

پیام‌نگار: e.jafarbigi@ilam.ac.ir

shahab@sharif.edu

چکیده

در این مطالعه، تزریق آب کربناته به‌عنوان یکی‌از راه‌کارهای مؤثر برای مقابله‌با نگرانی انتشار کربن به‌عنوان یک فناوری خاص بررسی‌شده‌است. تزریق آب کربناته به محیط متخلخل علاوه‌بر افزایش بازیافت نفت، مسیر جدیدی را برای کاهش گازهای گلخانه‌ای و پایداری زیست‌محیطی می‌گشاید. در این مطالعه، استفاده‌از آب کربناته برای افزایش بازیافت نفت، جذب و ذخیرهٔ کربن در مخازن هیدروکربوری به‌طور جامع بررسی‌شده‌است. هم‌چنین، پیشرفت‌های اخیر در این زمینه، مشخصه‌های تأثیرگذار بر برهم‌کنش (سیال- سیال و سنگ- سیال) در محیط متخلخل و هم‌افزایی ترکیبات با شگردهای مختلف در راستای ازدیاد برداشت نفت بررسی‌شده‌است. نتایج نشان‌داد که ترکیب تزریق آب کربناته با سایر افزودنی‌ها به‌طور قابل‌توجهی بازیافت نفت را بهبودمی‌بخشد. این تجزیه‌وتحلیل عمیق نشان‌داد که پژوهش های اخیر فاقد بررسی اثرات تزریق آب کربناته بر ساختار منافذ است. به‌طور کلی، این رویکرد می‌تواند بر هر دو موضوع ازدیاد برداشت نفت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن تأثیرگذار باشد و این فرایند را نیز ازنظر اقتصادی توجیه‌پذیر کند.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۸/۲۵
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۲/۰۹
شماره صفحات: ۶۰ تا ۷۸

کلیدواژه‌ها:
آب کربناته،
ذخیره‌سازی گاز،
ازدیاد برداشت نفت،
ترشوندگی،
برهم‌کنش سیال/ سیال و
سنگ/ سیال

* ایلام، دانشگاه ایلام، گروه مهندسی شیمی و نفت

استناد به مقاله:
جعفربیگی، احسان، آیت‌اللهی، شهاب، و صحرائی، اقبال. (۱۴۰۴). مروری جامع بر توسعهٔ تزریق آب کربناته برای استفاده‌از روش‌های ازدیاد برداشت نفت همراه‌با جذب و ذخیرهٔ کربن در مخازن هیدروکربوری، *نشریه مهندسی شیمی ایران*، ۲۴(۱۴۲)، ۶۰-۷۸.

۱. مقدمه

تولید نفت خام نقش مهمی در تأمین تقاضای روبه‌رشد جهانی انرژی ایفامی‌کند. به‌طور کلی، در این راستا، روش‌های مرسوم بازیافت نفت ممکن است نتواند با تقاضای روزافزون انرژی جهانی سازگاری داشته‌باشند. ازسوی دیگر، بسیاری‌از میادین نفتی موجود به پایان عمر تولیدی خود نزدیک هستند و کشف میادین جدید ممکن‌است ازنظر اقتصادی مقرون‌به‌صرفه نباشد. بنابراین، روش‌های ازدیاد برداشت نفت ارزان‌قیمت که ظرفیت بازیافت نفت باقی‌مانده در مخزن را بیشتر کند و افزایش راندمان جاروبی نفت را درپی‌آورد، در اولویت قراردارد[۲و۱]. شگردهای بازیافت اولیه و ثانویهٔ نفت تنها می‌تواند حدود یک‌سوم نفت درجای اولیه را استخراج کند، ولی شگردهای ثالثیهٔ بازیافت، نفت بیشتری بازیافت می‌کند و شامل روش‌هایی مبتنی‌بر آب و مواد شیمیایی است[۶-۳]. در روش‌های شیمیایی ازدیاد برداشت نفت، مسائل رایجی که به‌طور گسترده برای افزایش تولید نفت وجوددارد، شامل کشش سطحی، ترشوندگی و انحلال سنگ است[۸و۷]. ازطرفی دیگر، درطی تزریق دی‌اکسید کربن، فعل و انفعالات سنگ و سیال نیز ممکن‌است باعث رسوب آسفالتین و آسیب به سازند شود[۱۰و۹]. این تغییرات بر کارایی ذخیره‌سازی گاز و ازدیاد برداشت نفت تأثیرمی‌گذارد؛ بنابراین، درک کامل تعامل سنگ/سیال ضروری است[۱۲و۱۱]. تزریق دی‌اکسید کربن، یک روش ازدیاد برداشت نفت است که می‌تواند به‌طور تدریجی بازیافت نفت را از ۵ تا ۲۰ درصد، عمدتاً با سازوکارهایی مانند کاهش گران‌روی، متورم‌شدن نفت و جابه‌جایی امتزاجی بهبودم بخشد[۱۳]. به‌طور کلی، ازدیاد برداشت نفت بااستفاده‌از دی‌اکسید کربن در حدود ۳۰۰۰۰۰ بشکه در روز تولید نفت اضافی را فراهم‌می‌سازد[۱۴]. در سال ۲۰۱۸ فرایند ازدیاد برداشت نفت با دی‌اکسید کربن فعال در بیش از ۱۳ پروژه درمقیاس بزرگ بررسی‌شد و ظرفیت جذب ۲۶ میلیون تن را نشان‌داد. انتظار می‌رود که تعداد پروژه‌های فعال درطول چندسال آینده افزایش‌یابد[۱۵]. یک راه‌برد تزریق جای‌گزین که در آن از دی‌اکسید کربن کارامد (درمقایسه‌با تزریق دی‌اکسید کربن معمولی) استفاده‌می‌شود، تزریق آب کربناته است[۱۶]. ازآنجایی‌که آب نمک کربناته گران‌روی بالاتری نسبت‌به دی‌اکسید کربن دارد، آب کربناته نسبت تحرک مطلوب‌تری را نشان‌می‌دهد که درمقایسه‌با تزریق دی‌اکسید کربن راندمان جاروبی بیشتری دارد[۱۷]. تزریق آب کربناته درمقایسه‌با فرایندهای ازدیاد برداشت نفت، مانند: تزریق دی‌اکسید کربن، تزریق متناوب آب و گاز[1] و تزریق هم‌زمان آب و گاز[2] دارای برتری‌های متعددی است؛ زیرا تزریق آب کربناته منجربه راندمان جابه‌جایی میکروسکوپی بهتری می‌شود. در مخازن پر آب، تزریق آب کربناته می‌تواند اثرات نامطلوب اشباع آب زیاد و محافظت از آب را به‌دلیل اختلاط بین آب کربناته و آب ساکن کاهش‌دهد[۱۹و۱۸]. این اختلاط باعث انحلال دی‌اکسید کربن و متورم‌شدن نفت می‌شود. بااین‌حال، ذخیرهٔ دی‌اکسید کربن یک برتری اضافی درطول فرایند تزریق آب کربناته است؛ زیرا دی‌اکسید کربن در آب و نفت حل‌می‌شود. به‌طور کلی، جریان سیالات در مخزن درطول تزریق آب کربناته به‌شدت تحت تأثیر انتقال جرم دی‌اکسید کربن درطول فازها قرارمی‌گیرد[۲۱و۲۰]. به‌نظرمی‌رسد که به‌عنوان یک فرایند ازدیاد برداشتی، آب کربناته برتری دیگری هم‌چون جای‌گزینی برای تزریق دی‌اکسید کربن، تزریق متناوب آب و گاز و تزریق هم‌زمان آب و گاز را دارا باشد، زیرا مشکلات عمده (زمان میان‌شکن زودهنگام گاز و راندمان جاروبی) را کاهش‌می‌دهد[۲۳و۲۲]. پس‌از تماس آب کربناته با فاز نفت، بارش آسفالتین ممکن‌است درنتیجهٔ انتقال دی‌اکسید کربن از آب کربناته به نفت، بسته‌به پوشش فازی بارش/ رسوب آسفالتین برای سامانهٔ نفت خام- دی‌اکسید کربن رخ‌دهد[۲۵و۲۴]. در تزریق آب کربناته، دی‌اکسید کربن در آب، حل و با سیلاب‌زنی با آب و ازراه مخزن منتقل‌می‌شود. در فشار و دمای معمولی مخازن نفتی، حلالیت دی‌اکسید کربن می‌تواند تا ۳۰ Sm^3/m^3 (۱۶۸ Scf/bw) باشد، که بسیار بیشتر از گازهای هیدروکربنی است که برای بازیافت نفت مطلوب و برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن مفید است[۲۷و۲۶].

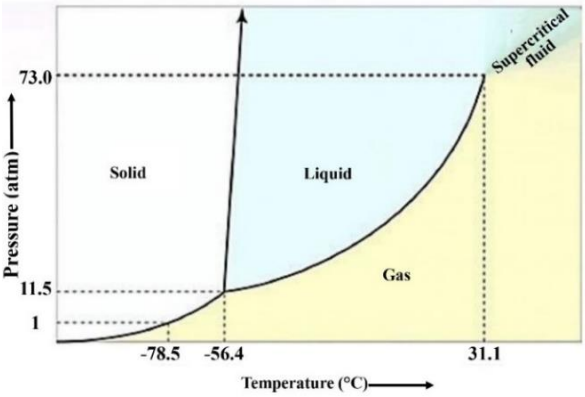
مطالعات مختلفی به بررسی آب کربناته برای افزایش برداشت نفت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن پرداخته‌اند، اما این بررسی‌ها معمولاً فاقد تحلیل جامع از فرایندهای ژئوشیمیایی در تزریق آب کربناته هستند. هم‌چنین، پیشرفت‌های اخیر در این زمینه، مانند تزریق آب کربناته فعال و نانوسیالات به‌طور کافی بررسی‌نشده‌اند. هدف این مطالعه، جبران این فقدان با تحلیل انتقادی مقالات موجود است. به‌طور کلی، این مقاله به موضوعاتی ازجمله: تأثیر تغییر ترشوندگی،

1. Water Alternating Gas (WAG)
2. Simultaneous Water-and-Gas (SWAG)

پیشرفت‌های اخیر، تکامل سیلاب‌زنی آب کربناته و سازوکارهای آن در افزایش برداشت نفت می‌پردازد و هم‌چنین، حلالیت دی‌اکسید کربن را در فازهای مختلف بررسی‌می‌کند. نتایج این مطالعه می‌تواند منبع ارزشمندی برای محققان و ذی‌نفعان صنعت نفت و محیط زیست باشد.

۲. دی‌اکسید کربن

رفتار فازی دی‌اکسید کربن به‌شدت به دما و فشار مخزن بستگی دارد. شکل (۱) نمودار فازی را نشان‌می‌دهد و گویای آن است که تزریق دی‌اکسید کربن را می‌توان تحت اشکال مختلف، مانند مایع، گاز یا سیال فوق بحرانی حفظ‌کرد، که همهٔ آن‌ها به دو عامل فشار و دما بستگی‌دارند. خصوصیت دیگری که تحت تأثیر فشار و دما قرار می‌گیرد، گران‌روی است. افزایش دما می‌تواند آن را به‌میزان قابل توجهی کاهش‌دهد[۲۸].



شکل ۱. نمودار فازی فشار- دمای دی‌اکسید کربن[۲۸].

Figure 1. Pressure-temperature phase diagram of carbon dioxide[28].

۳. تزریق متناوب آب و گاز

برای اولین‌بار در سال ۱۹۵۷ تزریق متناوب آب و گاز در آلبرتای کانادا انجام و نتایج مؤثر آن گزار شد[۲۹]. با وجود ذخایر عظیم گازی استفادهاز روش‌های ازدیاد برداشت هم‌چون تزریق متناوب آب و گاز نسبت‌به روش‌های معمولی ضروری است. در این روش افزایش بازدهی به‌دلیل افزایش سطح تماس سیال تزریقی با نواحی جاروب‌نشده مخصوصاً مناطقی که قبلاً به دلیل حرکت گاز به‌سمت بالا و حرکت آب بهسمت پایین تحت تأثیر قرارنگرفته اند، خیلی مناسب است[۳۰]. به‌طور کلی، در تزریق متناوب آب و گاز درصد اشباع نفت باقی‌مانده کمتر از روش‌های معمول تزریق آب و گاز است. لذا، این روش برای افزایش راندمان جابه‌جایی میکروسکوپیک و ماکروسکوپیک مخزن، توان مناسبی دارد[۳۱].

۴. حرکت دو فاز نفت و آب کربناته در محیط متخلخل

در این بخش به بررسی حرکت دو فاز نفت و دی‌اکسید کربن در محیط متخلخل پرداخته‌شده‌است. در این راستا، مهم‌ترین عوامل مؤثر بر افزایش بازدهی تولید در ازدیاد برداشت نفت انتخاب روش تزریق بهینه است. امروزه، تزریق آب کربناته، یعنی تزریق آب اشباع‌شده با دی‌اکسید کربن به‌جای تزریق مستقیم دی‌اکسید کربن، به‌سرعت برجسته شده‌است. مشخص‌شده‌است که به‌دلیل تفاوت کمتر گران‌روی و چگالی آن با نفت خام، آب کربناته بازده جاروبی بهتری نسبت‌به دی‌اکسید کربن دارد[۳۳و۳۲]. ازنظر فنی، دو تفاوت عمده را می‌توان بین تزریق آب کربناته و تزریق دی‌اکسید کربن معمولی یا تزریق متناوب آب و گاز ذکرکرد: نخست، مقدار دی‌اکسید کربن که ممکن است در دما و فشار معین به مخزن تزریق‌شود، حلالیت محدود خواهدداشت، که به‌معنای عدم وجود فاز غنی از دی‌اکسید کربن جداگانه در مخزن است. نکتهٔ دوم این است که راندمان جابه‌جایی به حداقل فشار امتزاج‌پذیری بستگی‌ندارد، زیرا با انتقال جرم، دی‌اکسید کربن بین نفت و آب کربناته کنترل‌می‌شود[۳۴]. جداسازی تزریق آب کربناته را می‌توان بدون محدودیت حجمی با خطر کمتر نشت گاز ازراه پوش‌سنگ اجراکرد. باتوجه‌به داشتن چگالی و گران‌روی بالاتر آب کربناته از آب ساکن به‌دلیل انحلال دی‌اکسید کربن[۳۵]، آب کربناته در کف مخزن فرومی‌رود و خطر نشت را که معمولاً در اثر تزریق گاز توده‌ای ایجادمی‌شود، ازبین‌می‌برد. برتون و برایانت[1] (۲۰۰۹)[۳۶] بیان‌کردند که دی‌اکسید کربن به‌عنوان یک فاز محلول به‌جای فاز آزاد وجوددارد، بنابراین، مشکلات ناشی‌از راندمان پایین رفت و برگشتی و تفکیک گرانشی را که از کاستی‌های تزریق مستقیم گاز معمولی است، کاهش‌می‌دهد. آنان تزریق آب کربناته را به‌عنوان روش ایمن و بهتر درمقایسه‌با تزریق مستقیم دی‌اکسید کربن پیشنهادکردند. آزمایش‌های میدانی و نتایج آزمایشگاهی نشان‌می‌دهد که تزریق آب کربناته به‌طور قابل توجهی بازیافت نفت را درمقایسه‌با سیلابی

1. Burton and Bryant

معمـولی (تزریـق دی‌اکسـید کـربن) بهبودمی‌بخشـد (جـدول (۱)). به‌طور کلی، تزریق آب کربناتهٔ ثالثیه، شامل تزریق آب کربناته پس‌از سیلاب‌زنی معمولی است. در این راستا، دی‌اکسید کربن محلـول در آب‌نمک تزریقی به‌داخل بخش‌های کوچک محیط متخلخـل سـنگی نفوذمی‌کند و باعث کاهش گران‌روی و افزایش تحرک نفت و رهـایی آن از درون این منافذ می‌شود.

جدول ۱. تزریق آب کربناته درمقایسه‌با سایر سناریوهای تزریق دی‌اکسید کربن گزارش‌شده در مقالات.

Table 1. Carbonated water injection compared to other reported carbon dioxide injection scenarios.

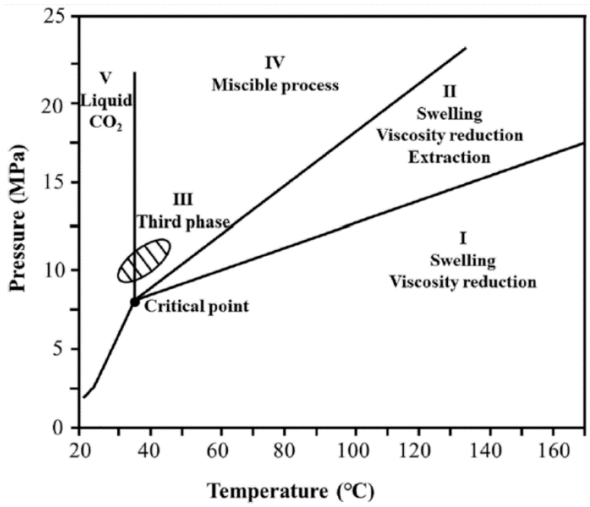
Rock	Experimental condition	Injection scenario	Secondary production	Incremental oil production (%)	Carbon dixide storage	Ref.
*	Temperature= 293-308 °K Pressure= 80 bar Porosity= 0.23%-0.25% Permeability= 2500md-320md, Irreducible water saturation= 0.18-0.26	Carbon dixide gas	49%-53%	5%-11%	16.9٪ -23.7٪	[37]
		Liquid Carbon dixide	50%	23%	39.9٪	
		Supercritical	53%	20%	36.7٪	
		Carbonated water	54%	15%	41.3٪	
*	Pressure= 14.8 Mpa Porosity= 0.255% Permeability= 1600md Irreducible water saturation= 0.193-0.240 $Q_{injection}$= 0.5 $cm^3.min^{-1}$	Carbon dixide	-	71.5% -85.7%	2.71 megatons	[38]
		Water-saturated carbon dixide	-	77.6% - 91.2%	3.8 megatons	
**	Temperature= 140 °F Pressure= 2500 psi Porosity= 0.165%-0.168% Permeability= 10.4md-10.55md Irreducible water saturation= 0.28-0.29 $Q_{injection}$= 0.05 $cm^3.min^{-1}$	Continuous carbon dixide	-	65%	-	[39]
		Water alternating carbon dixide	-	62%	-	
		Hybrid smart carbonated water	-	70%	-	
*	Temperature= 100 °F Pressure= 2500 psi Porosity= 0.2368 Permeability= 142md $Q_{injection}$= 25, 50 $cm^3.min^{-1}$	1 pore volume carbon dixide + extended waterflooding	61.46٪	9.4٪	-	[40]
		1 pore volume carbonated water + carbon dixide + extended carbonated water	61.46٪	16٪	-	
*	Temperature= 100 °F Pressure= 2500 Mpa Porosity= 0.117 Permeability= 12.3md $Q_{injection}$= 2.5 $cm^3.min^{-1}$ Salinity= 1600 ppm of sodium chloride	Pure carbon dixide (Core held in horizontal orientation)	-	13.4٪	40% pore volume	[41]
		Pure carbon dixide (Core held in vertical orientation)	-	17.6% pore volume	51.7% pore volume	
		Water-saturated carbon dixide (Core held in horizontal orientation)	-	16.6% pore volume	52.7% pore volume	
		Water-saturated carbon dixide (Core held in vertical orientation)	-	18.5% pore volume	57% pore volume	

* Sandstone; ** Carbonate.

۵. سازوکار عملکرد دی‌اکسید کربن و آب کربناته درمقیاس حفره و میدانی

۵-۱ سازوکار عملکرد دی‌اکسید کربن درمقیاس حفره و میدانی

برهم‌کنش نفت- دی‌اکسید کربن یکی‌از سازوکار های اصلی برای افزایش بازیافت نفت برای تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن است. فرایند تزریق دی‌اکسید کربن به مخزن را می‌توان باتوجه‌به دما و فشار مختلف مخزن به فرایندهای امتزاجی و غیر امتزاجی تقسیم‌کرد. هنگامی‌که فشار تزریق دی‌اکسید کربن بالاتر از حداقل فشار امتزاجی باشد، اجزای سبک در نفت خام استخراج‌می‌شوند[۴۳و۴۲]. درمقایسه‌با فرایند امتزاجی، استخراج اجزای سبک در فرایند غیر امتزاجی آشکار نیست و منجربه کاهش ضریب بازیافت فرایند غیر امتزاجی نسبت‌به فرایند امتزاجی می‌شود[۴۴]. باتوجه‌به شکل (۲) جریان دی‌اکسید کربن درطول ازدیاد برداشت نفت با دی‌اکسید کربن به پنج ناحیه تقسیم‌می‌شود[۴۵]. این نواحی به‌صورت ناحیهٔ ۱ (کاربردهای فشار پایین (غیر امتزاجی)) ناحیهٔ ۲ (کاربردهای فشار متوسط و دما بالا (غیرامتزاجی))، ناحیهٔ ۳ (کاربردهای فشار متوسط و دما پایین (غیر امتزاجی))، ناحیهٔ ۴ (کاربردهای فشار بالا (امتزاجی)) و ناحیهٔ ۵ (کاربردهای فشار بالا و دما پایین (غیرامتزاجی)) هستند. در ناحیهٔ یک به‌دلیل فشار کم، سیلاب‌زنی فرایند غیر امتزاجی است. دی‌اکسید کربن عمدتاً در نفت خام در این منطقه حل‌می‌شود. در ناحیهٔ ۲، فشار مخزن بیشتر از ناحیهٔ ۱ است، اما فشار هم‌چنان کمتر از حداقل فشار امتزاجی است. در این ناحیه، با افزایش فشار، دی‌اکسید کربن شروع به استخراج اجزای سبک از نفت خام و تکمیل انرژی برای ازدیاد برداشت نفت می‌کند. در فرایند امتزاجی، کشش سطحی بین دی‌اکسید کربن و نفت خام و نیروی مویینگی حذف‌می‌شود و درنتیجه راندمان جابه‌جایی دی‌اکسید کربن افزایش می‌یابد. در ناحیهٔ ۵، دی‌اکسید کربن درحالت مایع در دمای پایین در مخازن وجوددارد. در این راستا، چگالی دی‌اکسید کربن مایع بالاتر از چگالی نفت خام و آب نمک است. این ویژگی تأثیر تفکیک گرانشی را در فرایند سیلاب‌زنی دی‌اکسید کربن کاهش‌می‌دهد و باعث‌می‌شود که دی‌اکسید کربن بازده جاروبی بالاتری داشته‌باشد. علاوه‌بر این، سیلاب‌زنی دی‌اکسید کربن مایع یک فرایند غیر امتزاجی است و سازوکار آن شبیه‌به ناحیهٔ ۲ است. قابل ذکر است که فاز سوم شامل دی‌اکسید کربن، اجزای هیدروکربنی سبک و میانی در شرایط مخزن است که در ناحیهٔ ۳ قابل مشاهده‌است. همان‌طورکه گونگ و گو[1] در یک مخزن نفتی کربناته در میدان نفتی استیل‌من[2] کانادا به ازدیاد برداشت نفت با سیلاب‌زنی دی‌اکسید کربن[۴۶] پرداختند. آن‌ها دریافتند که درطول سیلاب‌زنی غیر امتزاجی، جزء سبک به‌طور مداوم از نفت خام استخراج‌می‌شود و در این رابطه کشش سطحی با فشار کاهش‌می‌یابد.

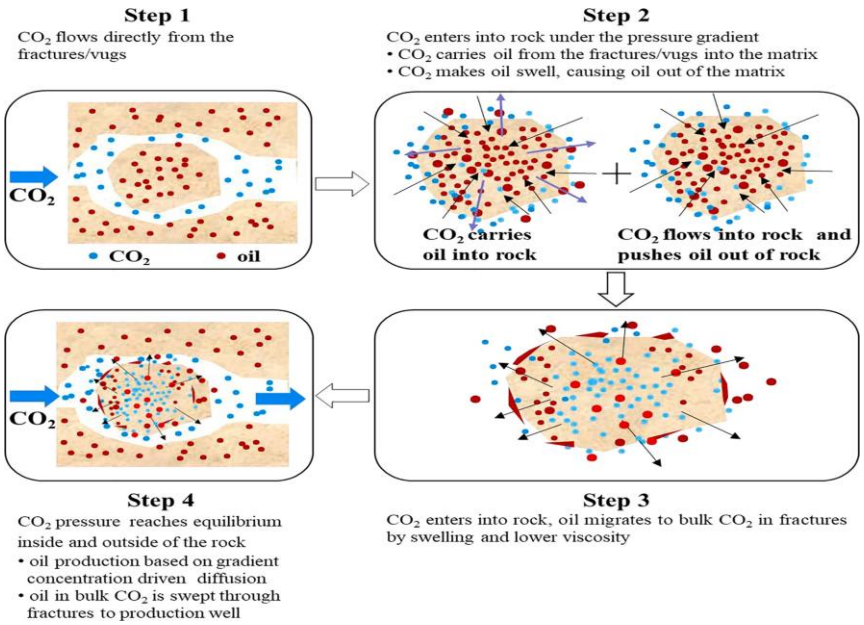


شکل ۲. سازوکار بازیافت نفت در تزریق دی‌اکسید کربن در مخازن نفتی[۴۷].

Figure 2. Mechanism of oil recovery in carbon dioxide injection in oil reservoir[47].

به‌طور کلی، سازوکار نفوذ و انتشار دی‌اکسید کربن در سیالات مخزنی برای ازدیاد برداشت نفت و نیز ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن بسیار مهم است. در مخازن نفتی شکستگی‌هایی وجوددارد و سازوکار انتشار در آن‌ها در چهار مرحله انجام‌می‌شود[۴۸]. همان‌طورکه در شکل (۳) نشان‌داده‌شده‌است، در مرحلهٔ اول دی‌اکسید کربن به‌طور مستقیم از شکستگی‌ها ازراه ماتریس سنگ جریان‌می‌یابد. در مرحلهٔ دوم دی‌اکسید کربن تحت گرادیان فشار وارد ماتریس سنگ می‌شود. اثر مثبت این است که دی‌اکسید کربن باعث متورم‌شدن نفت می‌شود و نفت را از ماتریس سنگ خارج می‌کند. بااین‌حال، دی‌اکسید کربن ممکن‌است نفت را از

1. Gong and Gu
2. Steelman



شکل ۳. سازوکارهای دی‌اکسید کربن در بازیافت نفت در محیط متخلخل[۴۹].

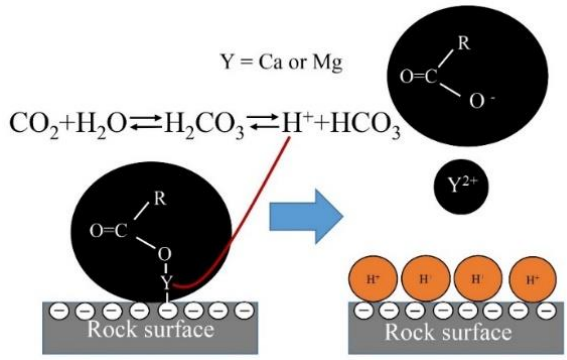
Figure 3. Mechanisms of carbon dioxide in oil recovery in porous media[49].

شکستگی‌ها به ماتریس حمل‌کند. در مرحلهٔ سوم با ورود دی‌اکسید کربن پیوسته به ماتریس سنگ، گران‌روی نفت خام کاهش‌می‌یابد. در مرحلهٔ چهارم فشار دی‌اکسید کربن درداخل و خارج از ماتریس سنگ به‌تدریج به تعادل می‌رسد، اما به‌دلیل اختلاف غلظت هیدروکربن بین شکستگی‌های ماتریس سنگ، مخلوط (دی‌اکسید کربن- نفت) در شکستگی‌های ماتریس سنگ شروع به جریان به‌سمت چاه تولیدی می‌کند.

۲-۵ سازوکار عملکرد آب کربناته درمقیاس حفره و میدانی

تاکنون در زمینهٔ آب کربناته درمقیاس حفره در محیط متخلخل، تحقیقات اندکی انجام‌شده‌است و درک جامع فعل و انفعالات درمقیاس حفره درطول تزریق آب کربناته در مخازن، هم‌چنان مبهم مانده‌است. به‌طور کلی، درمقیاس حفره، کاتیون‌های دوظرفیتی به‌شدت سطح سنگ با بار منفی را جذب‌می‌کنند و با اجزای کربوکسیلیک نفت خام تعامل‌می‌کنند و سطح سنگ را نفت‌دوست می‌کنند. تجزیهٔ اسید کربنیک در آب، یون‌های H^+ بیشتری تولیدمی‌کند تا به تبادل آن‌ها با یون‌های دوظرفیتی موجود در فاز آبی به تغییر بار سطحی کمک‌کند. بدیهی‌است که این تبادل یونی به نوع سنگ نیز بستگی دارد. برای مثال، یون‌های H^+ جای‌گزین یون‌های Mg^{2+} می‌شوند که بیشتر موقعیت‌های تبادل‌پذیر روی سطح سنگ ماسه‌سنگ را اشغال می‌کنند (شکل (۴)). لذا، ترشوندگی سنگ از حالت نفت‌دوست به آب‌دوست تغییرمی‌کند[۵۰و۵۱]. ژن[1] و همکاران[۵۲] اظهارداشتند که یون‌های H^+ اضافی باعث کاهش پل‌های الکترواستاتیک در سامانهٔ نفت- سنگ- آب کربناته و متعاقباً افزایش آب‌دوستی می‌شود. به‌طور مشابه، یون‌های H^+ با کلسیت واکنش‌می‌دهد تا غلظت Ca^{2+} را افزایش‌دهد. تولید Ca^{2+} در آب‌نمک تزریقی، فرایندهای تبادل یونی را تسهیل‌می‌کند و منجربه تبادل کاتیون‌های دوظرفیتی و تک‌ظرفیتی می‌شود. درنتیجه، Na^+ از سطح خاک رس آزاد می‌شود و Ca^{2+} به‌عنوان واکنش‌های تبادل یونی به خاک رس جذب‌می‌شود. تبادل چندیونی احتمالاً به‌دلیل آب کم‌شور است که بیشتر در آب کربناته استفاده‌می‌شود. به‌طور کلی، تبادل چندیونی باعث آزادشدن اجزای نفت قطبی جذب‌شده، مانند اسیدهای کربوکسیلیک از سطح سنگ می‌شود و آب‌دوستی سنگ را بهبودمی‌بخشد. این سازوکار در کربنات‌ها درمقایسه‌با ماسه‌سنگ‌ها مؤثرتر است. آنیون‌ها (عمدتاً یون‌های سولفات در آب کربناته) اجزای نفت قطبی جذب‌شده با بار منفی را از سطح سنگ کربناته جذب‌می‌کنند.

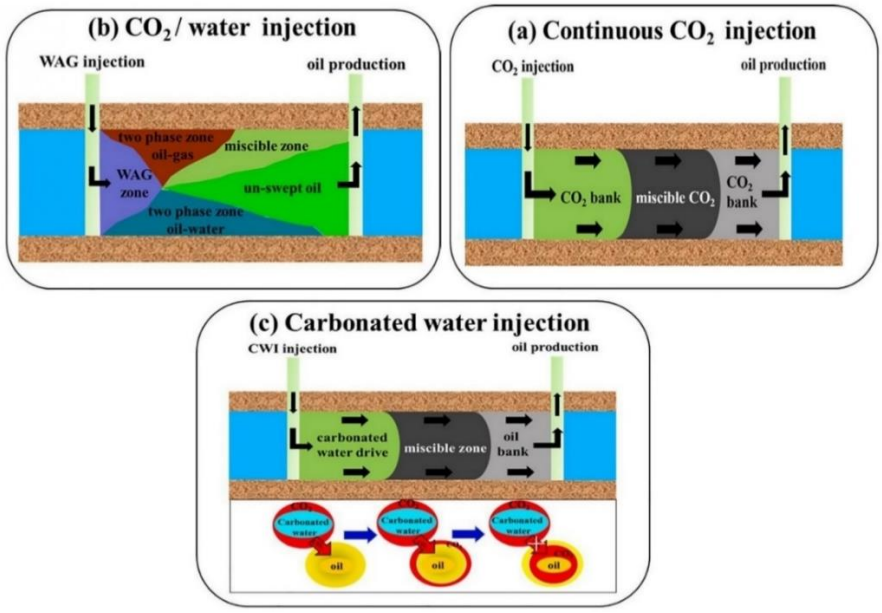
1. Chen



شکل ۴. فرایند تبادل تزریق آب کربناته یونی[۵۳].

Figure 4. Ionic carbonated water injection exchange process[53].

در زمان تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن نفتی و تماس آن با نفت (باتوجه‌به شکل (۵)-a)، اگر فشار تزریق بالاتر از فشار امتزاجی باشد، سیلاب‌زنی امتزاجی برای افزایش بازیافت نفت ایجادمی‌شود. در غیر این‌صورت، سیلاب‌زنی غیر امتزاجی تشکیل‌می‌شود[۵۴]. ازطرفی دیگر، تزریق متناوب آب و گاز به‌دلیل پدیدهٔ انگشتی‌شدن درهنگام تزریق دی‌اکسید کربن به مخزن[۵۵] باعث کاهش راندمان جاروبی و درنتیجه، کاهش ضریب بازیافت نفت می‌شود[۵۶]. تزریق متناوب آب و گاز به‌دلیل نسبت تحرک پایین، زمان نفوذ گاز را کند می‌کند. این امر باعث کاهش هزینه‌های خرید دی‌اکسید کربن می‌شود. تزریق متناوب آب و گاز را می‌توان به دو مرحله تقسیم‌کرد (شکل (۵)-b). در مرحلهٔ تزریق آب، آب با چاه به مخزن تزریق‌می‌شود، آب تزریق‌شده، نفت را از چاه دور می‌کند تا به مخزن برسد و نفت بیشتری تولیدکند. پس‌از تزریق آب، دی‌اکسید کربن ازراه چاه به مخزن تزریق‌می‌شود و دی‌اکسید کربن تزریق‌شده، نفت و آب را به محل بعدی در مخزن سوق‌می‌دهد. برای یک پروژهٔ موفق متناوب آب- گاز، مقادیر آب تزریقی، گاز و دوره‌های تزریق باید برای به‌دست‌آوردن حداکثر منافع اقتصادی بهینه‌شود[۵۷]. درادامه، فاز بعدی شامل آب کربناته است و می‌تواند دی‌اکسید کربن محلول را به فاز نفت منتقل‌کند، تحرک نفت را بهبودبخشد و منجربه متورم‌شدن نفت خام شود و راندمان جاروبی را بهبود بخشد[۵۸]. همان‌طور که در شکل ((۵)-c) نشان‌داده‌شده‌است، در فرایند آب کربناته، دی‌اکسید کربن ابتدا در آب حل‌می‌شود تا آب کربناته تشکیل‌شود و سپس، آب کربناته به مخزن تزریق‌می‌شود. باتوجه‌به اختلاف پتانسیل شیمیایی بین نفت و آب، دی‌اکسید کربن محلول می‌تواند از فاز آبی به فاز نفتی منتقل‌شود[۵۸]. این انتقال منجربه کاهش گران‌روی نفت خام و کاهش کشش سطحی نفت و آب و متورم‌شدن نفت می‌شود. درهمین‌حال، نفت باقی‌مانده را به‌هم متصل و نفت به‌دام‌افتاده را تولیدمی‌کند. براساس سازوکار آب کربناته، بازیافت نفت به‌طور مؤثر بهبودمی‌یابد[۵۹].



شکل ۵. رویکرد فرایندهای مختلف تزریق دی‌اکسید کربن در فرایند ازدیاد برداشت نفت.

Figure 5. The approach of different carbon dioxide injection processes in the process of EOR.

پروژه K&S در اوکلاهاما در اوایل دههٔ ۱۹۶۰ اولین کاربرد میدانی تزریق آب کربناته را نشان‌داد[۶۰]، که در آن همهٔ چاه‌های تزریق، افزایش قابل توجهی در تزریق آب و نسبت تحرک درطول عملیات تزریق آب کربناته را نشان‌دادند[۶۱]. ازطرفی‌دیگر، میدان اسلوقتر[1] در شهرستان هاکلی تگزاس[2]، شاهد آخرین استفادهٔ تزریق آب کربناته بود[۶۲]. جدول (۲) گزارش‌های میدانی تزریق آب کربناته را دررابطه‌با بازیافت نفت از مخازن نشان‌می‌دهد.

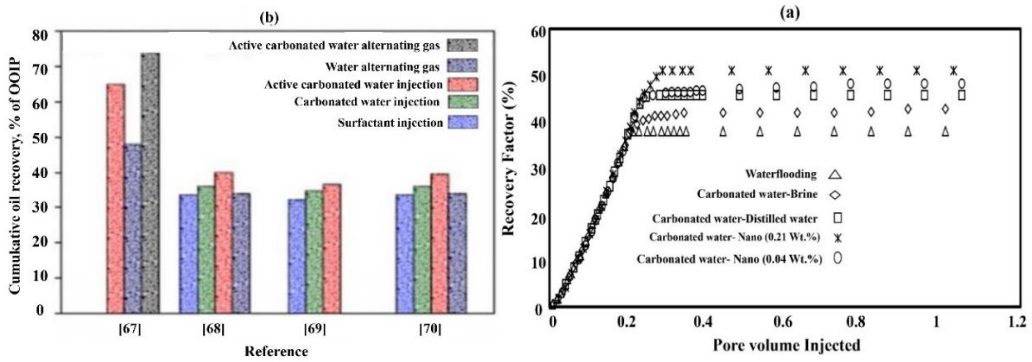
۶. هم‌افزایی بین تزریق آب کربناته و سایر روش‌های ازدیاد برداشت نفت

در سال‌های اخیر، تحقیقات درمورد تزریق آب کربناته و ترکیب این روش با سایر فرایندهای ازدیاد برداشت نفت در مقالات[۶۶-۶۴] بررسی‌شده‌است، که نشان‌دهندهٔ فراگیربودن آن به‌عنوان یک رویکرد هم‌افزایی است. سورفکتانت‌ها، پلیمرها، نانوذرات و سایر عوامل شیمیایی به‌عنوان افزودنی نقش مهمی در تغییر خواص فیزیکوشیمیایی سامانهٔ سنگ- سیال ایفامی‌کنند و منجربه بهبود بازیافت نفت‌می‌شوند. شکل (۶) و (۷) پتانسیل بازیافت نفت ارائه‌شده‌با هم‌افزایی بین تزریق آب کربناته و سایر شگردهای ازدیاد برداشت نفت را درمقایسه‌با فرایند مستقل تزریق آب کربناته نشان‌می‌دهد.

جدول ۲. گزارش‌های میدانی تزریق آب کربناته در آمریکا[۶۳].

Table 2. Field reports of carbonated water injection in the United States[63].

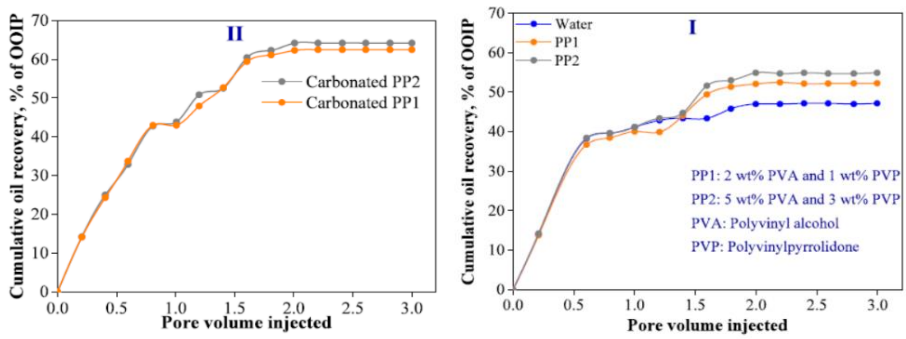
Name	Reservoir depth	Porosity	Permeability	Oil recovery before carbonated water injection	Oil recovery before carbonated after injection
K&S project	39624	17.6%	56 md	30 (bbl/day)	2300 (bbl/day)
Writ project	NA	16%	44 md	15(bbl/day)	420 (bbl/day)
Post oak project	NA	17%	43 md	300 (bbl/day)	870 (bbl/day)
White and Baker project	533.4	21%	24 md	NA	NA
Dome project	563.88	14.5%	22 md	7-10 (bbl/day)	448 (bbl/day)



شکل ۶. پتانسیل بازیافت نفت بااستفاده‌از (a) نانوسیال کربناته[۷۱] و (b) تزریق سورفکتانت، تزریق آب کربناته، تزریق آب کربناتهٔ فعال، تزریق متناوب آب و گاز و تزریق متناوب آب کربناتهٔ فعال و گاز.

Figure 6. Potential of oil recovery using (a) carbonate nanofluid[71]. (b) Surfactant injection, carbonated water injection, activated carbonated water injection, water-Alternating-Gas Injection, and activated carbonated water Alternating Gas Injection.

1. Slaughter
2. Hockley County



شکل ۷. مقایسهٔ بازیافت نفت بااستفاده‌از سیالات[۷۲].

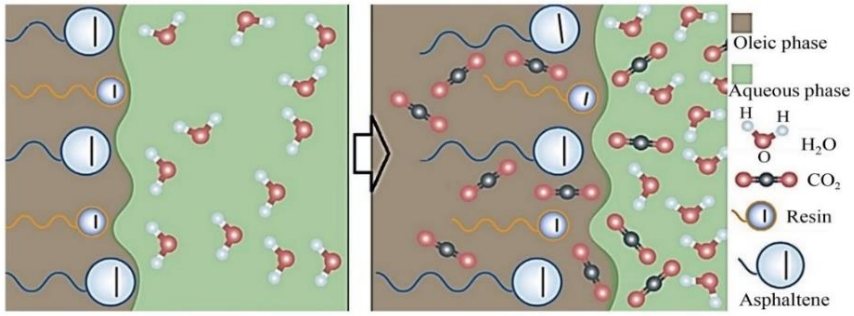
Figure 7. Comparison of oil recovery using fluids[72].

لشکربولوکی و همکاران (۲۰۱۷)[۷۳] کاهش بالقوهٔ میل ترکیبی سطحی با سورفکتانت‌ها (به‌عنوان مثال، آسفالتین‌ها و رزین‌ها) را توصیف‌کرد. مشاهده‌شد که انتشار دی‌اکسید کربن جهت‌گیری و تجمع سورفکتانت‌ها را در سطح مشترک تسریع‌می‌کند. به‌طور کلی، اثر شوری کم در درجهٔ اول به فعل و انفعالات سنگ- سیال نسبت‌داده‌می‌شود، اما می‌توان آن را با فعل و انفعالات سیال- سیال نیز بررسی‌کرد (شکل (۸))[۷۴]. باتوجه‌به تأثیر شوری کم، ترکیب آب کربناته و سیلاب‌زنی آب کم‌شور، نفت بیشتری نسبت‌به سیلاب‌زنی آب کم‌شور به‌صورت مستقل یا تزریق آب کربناته به‌صورت مستقل تولیدمی‌کند.

۷. چالش‌های عملی مربوط‌به تزریق دی‌اکسید کربن و آب کربناته

۷-۱ چالش‌های عملی مربوط‌به تزریق دی‌اکسید کربن

به‌طور کلی، ثابت شده‌است که یکی از مؤثرترین راه‌ها برای استخراج نفت خام فرایند جابه‌جایی غیر امتزاجی است. اگرچه تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن نفت برای چندین دهه استفاده‌شده‌است، اقتصاد و فناوری عوامل مهمی هستند که اجرای ازدیاد برداشت نفت با دی‌اکسید کربن را در مخازن نفتی با چالش روبه‌رو می‌کند. به‌طور کلی، هزینهٔ دی‌اکسید کربن و قیمت نفت از موانع اصلی استفاده‌از گاز دی‌اکسید کربن است. هم‌چنین، مشکلات فنی شامل پدیدهٔ میان‌شکن و انگشتی‌شدن[۷۵]، خوردگی[۷۶]، ازدست‌دادن تزریق[۷۷] و غیره است. برای تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن، لازم‌است اقدامات مربوطه برای کنترل انگشتی‌شدن و کاهش سرعت میان‌شکن دی‌اکسید کربن انجام‌شود[۷۸]. یکی‌از راه‌های کاهش خوردگی درحین تزریق دی‌اکسید کربن با افزودن دستگاه کنترل جریان در چاه تولیدی است[۷۹]. این روش عمدتاً به ابزارهای قرارداده‌شده در چاه بستگی‌دارد تا نرخ جریان نفت با مناطق دارای نفوذپذیری مختلف را تنظیم‌کند و تولید با سرعت بالا در ناحیه‌های با نفوذپذیری بالا کاهش‌یابد. تحقیقات قبلی نشان‌داده‌است که نزدیک به ۲۰ درصد از اتلاف تزریق آب، در روند فرایند تزریق



شکل ۸. تأثیر دی‌اکسید کربن بر کشش سطحی آب کربناته/ نفت.

Figure 8. The impact of carbon dioxide on interfacial tension of oil/carbonated water.

متناوب آب و گاز رخ‌می‌دهد[۸۰]. در میدان ساکروس[1]، ازدست‌دادن تزریق دی‌اکسید کربن در برخی‌از الگوها درطول فرایند تزریق متناوب آب و گاز به ۸۰ درصد رسید[۸۱]. رسوب آسفالتین در خط تزریق به‌دلیل تأثیر دما و فشار[۸۲] و غیره نیز مسائل فنی برای تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن به‌وجودمی‌آورد. برای مشکل اقتصادی ازدیاد برداشت نفت با دی‌اکسید کربن نیاز به سرمایه‌گذاری‌های عمده برای جذب دی‌اکسید کربن و خرید تجهیزات تزریق و غیره است. به‌طور کلی، منبع دی‌اکسید کربن تعیین‌می‌کند که آیا پروژه می‌تواند در میدان نفتی اجراشود یا خیر. بنابراین، برخی‌از میادین نفتی دی‌اکسید کربن را از مخازن گاز طبیعی مهیامی‌کنند، برخی هم از انتشار صنعتی دی‌اکسید کربن ازراه خط لوله استفاده‌می‌کنند. بااین‌حال، مهیاکردن منبع دی‌اکسید کربن برای مطابقت‌با میادین نفتی دشوار است.

۷-۲ چالش‌های عملی تزریق آب کربناته

۷-۲-۱ خوردگی و رسوب آسفالتین

یک چالش عملیاتی عمدهٔ مرتبط‌با آب کربناته، خوردگی لوله‌های فولادی و تجهیزات است. این خوردگی اغلب با تشکیل اسید کربنیک از دی‌اکسید کربن محلول در آب تشدیدمی‌شود که به‌طور قابل توجهی به خوردگی فولاد کربنی کمک‌می‌کند. علاوه‌بر این، رسوب ذرات جامد ناشی‌از واکنش کانی‌های کربناته با اسید کربنیک می‌تواند منجربه مسدودشدن منافذ مخزن شود. علاوه‌بر این، یکی دیگر از چالش‌های مرتبط‌با تزریق آب کربناته در عملیات بازیافت ثانویه و ثالثیه، احتمال آسیب به سازند ازسوی رسوبات است. هنگامی‌که فشار عملیاتی درطول تزریق آب کربناته کمتر از حداقل فشار قابل امتزاج باشد، دی‌اکسید کربن می‌تواند به‌عنوان یک فاز آزاد وجودداشته‌باشد که منجربه افزایش تمایل برای رسوب آسفالتین شود[۸۴و۸۳]. درطول عملیات تزریق آب کربناته، تجمع آسفالتین می‌تواند با مسدودکردن منافذ به‌دلیل تغییرات ناشی‌از دما، تغییر ترشوندگی مخزن، و کاهش نفوذپذیری سازند (به‌دلیل ذرات آسفالتین جذب‌شده روی سطوح سنگ) بر تولید نفت تأثیربگذارد. هم‌چنین، رسوب آسفالتین‌ها در تجهیزات پایین‌دستی می‌تواند چالش‌های عملیاتی چشم‌گیری مانند تجمع مواد جامد در مخازن ذخیره‌سازی را ایجادکند.

1. SACROC

۷-۲-۲ موانع اقتصادی

تزریق آب کربناته اثربخشی خود را به‌عنوان یک روش ازدیاد برداشت نفت برای جذب و ذخیرهٔ کربن به‌صورت عملی نشان‌داده‌است، اما اجرای درمقیاس بزرگ درمعرض برخی چالش‌های اقتصادی بالقوه است. اجرای میدانی با نگرانی‌هایی درمورد قیمت جهانی نفت و هزینه‌های فرایند مانند هزینه‌های مربوط‌به جذب و حمل دی‌اکسید کربن، آماده‌سازی آب کربناته، پمپ‌های فشار، تکمیل چاه و نگهداری مواجه است. گائو[2][۸۵] نشان‌داد که برای تزریق آب کربناته به دی‌اکسید کربن کمتری نسبت‌به تزریق معمولی نیاز است، اما امکان‌سنجی هر دو شگرد به دسترسی‌به منابع مناسب دی‌اکسید کربن وابسته‌است. این منابع می‌توانند از مخازن گاز طبیعی و صنایع مختلف تأمین‌شوند. هزینهٔ جذب دی‌اکسید کربن بسته‌به منبع تولید بین ۱۵ تا ۱۲۰ دلار به‌ازای هر تن متغیر است. هم‌چنین، هزینهٔ حمل‌ونقل و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن بین ۴ تا ۴۵ دلار گزارش شده‌است[۸۷و۸۶].

۷-۲-۳ ارزیابی چرخهٔ حیات تزریق آب کربناته

ارزیابی چرخهٔ حیات تزریق آب کربناته ما را قادرمی‌سازد تا قابلیت اقتصادی و تأثیر زیست‌محیطی این فرایند را تعیین‌کنیم. به‌طور کلی، تزریق آب کربناته مسیری را برای کاهش ردپای کربن و کاهش اثرات زیست‌محیطی مرتبط‌با تولید نفت در دریا ارائه‌می‌کند. در سکوی آرگوس[3] در پروژهٔ فاز ۲ مد داگ[4] در خلیج مکزیک، بریتیش پترولیوم از شگرد تزریق آب کم‌شور برای ازدیاد برداشت نفت استفاده‌کرد[۸۸]. با تزریق آب، حدود ۵۰ درصد از ذخایر نفت بازیافت‌شد و ظرفیت تزریق به ۱۴۰۰۰۰ بشکه در روز رسید. درادامه، حفاری‌های جدیدی در سال‌های ۲۰۰۹ و ۲۰۱۱ منابع میدان را دو برابر کرد و تولید نفت را به بیش‌از ۵ میلیارد بشکه رساند. بریتیش پترولیوم تصمیم به استقرار سکوی دوم (آرگوس) برای بهره‌برداری از ذخایر اضافی گرفت. تزریق آب کربناته به‌عنوان یک روش مؤثرتر برای کاهش دی‌اکسید کربن و افزایش تولید نفت معرفی‌شد و توانست سالانه ۹۱۰۰۰ تا ۲۸۱۰۰۰ تن دی‌اکسید کربن را ذخیره‌کند[۹۰و۸۹]. در این راستا، اپراتورها می‌توانند از اعتبار مالیاتی ۱۰ دلاری به‌ازای هر مگا تن دی‌اکسید کربن ذخیره‌شده

2. Gao
3. Argos
4. Mad Dog

بهره‌مندشوند[۹۱]. به‌طور کلی، در جدول (۳) خلاصه‌ای از ظرفیت آب کربناته گزارش‌شده‌است. تحلیل‌های اقتصادی نشان‌داده‌اند که تزریق آب کربناته ازنظر اقتصادی قابل دوام‌تر از دیگر روش‌ها است و می‌تواند نقش مهمی در کاهش ردپای کربن جهانی و حمایت از ترکیب انرژی ایفاکند.

جدول ۳. خلاصه‌ای از ظرفیت آب کربناته.

Table 3. Summary of the carbonated water potential.

Study	Rock	Experimental condition	PWF	Incremental production		Carbon dioxide storage		Ref
				Secondary carbonated water injection	Tertiary carbonated water injection	Secondary carbonated water injection	Tertiary carbonated water injection	
■■■	*	Temperature= 70 Pressure= 1697 Porosity= 0.255 Permeability= 1600 $Q_{injection}$= 0.5	-	77.6%-91.2%	-	3.8 megatons	-	[92]
■	* [b]	Temperature= 60 Pressure= 2000 °API= 33.8, 22.2 Porosity= 0.146% - 0.162% Permeability= 57.02 °API= 33.8, 22.2 Irreducible water saturation=0.318 Salimity= 40000-100000 ppm Density= 0.8277, 0.902 Oil viscosity= 4.2, 26.8	39.4% - 56.6%[a], 51.4[b]	10.7% - 13.6%[a], 12.6%[b]	4.2% - 4.8%[a]	46.7% - 53.4%[a], 24.8[b]	51.2% - 60.3%	[93]
■	**	Temperature= 100 Pressure= 3100 Porosity= 0.2583% - 0.2622% Permeability= 96.21 Irreducible water saturation=0.164-0.1694 Salimity= 59046 ppm Oil viscosity= 0.83	39.90%	26.50%	15.3%	28%	-	[94]
■■	** [a,b]	Pressure= 2000 Temperature= 38 $Q_{injection}$= 20 $cc.hr^{-1}$ Porosity= 0.16% - 0.19% Density= 0.730 Salimity= 59046 ppm Permeability= 850, 1300 Irreducible water saturation=0	-	9.5%[b], 17.6%[a]	-	3000mol	-	[95]
■	*	Pressure= 2321 Temperature= 20 $Q_{injection}$= 1.2 $cc.hr^{-1}$ Porosity= 0.17% - 0.108% Salimity= 35507 ppm Permeability= 0.62, 0.326 Irreducible water saturation=0.426,0.43	36.1%	20.3%	10.8%	39.7%	-	[96]

Study	Rock	Experimental condition	PWF	Incremental production		Carbon dioxide storage		Ref
				Secondary carbonated water injection	Tertiary carbonated water injection	Secondary carbonated water injection	Tertiary carbonated water injection	
▪▪	** f, nf	Pressure= 2000 Temperature= 60 °API= 33.8 Porosity= 0.096% Density= 4.168 Salimity= 3963 ppm Permeability= 0.901 Oil viscosity= 0.8277 Irreducible water saturation=0.15	18%	92%	88%	56% (f)-45.5(nf)	-	[97]
▪▪▪	**	Pressure= 1200 Temperature= 130 °API= 32.7 Porosity= 0.28% Density= 1.38 Salimity= 5000 ppm-1000ppm Permeability= 22 $Q_{injection}$= 1	68.4% - 71.6%	-	11.8%-8.6%	-	64%-68%	[98]
▪▪	* a,b	Pressure= 2000 Temperature= 38 Porosity= 0.16%-0.19 $Q_{injection}$= 20 cc.hr^{-1} pH= 3.2 Permeability= 1300 Oil viscosity= 0.65 Qinjection= 2m^3.day^{-1}	59%^{a}, 69%^{b}	4%^{a}, 9%^{b}	-	49%^{a}, 44%^{b}	55	[99]

* Sandstone; ** Carbonate; ▪ Experimental; ▪▪Simulation; ▪▪▪Experimental + Simulation; PWF=Production by water flooding; Superscripts "a" and "b": Water wet and Mixed wet; Superscripts "f" and "nf": Fractured and nofractured

۸. تحقیقات انجام‌شده و معرفی کاستی‌ها

به‌طور کلی، این مطالعه آخرین پیشرفت‌ها را درزمینهٔ تحقیقات تزریق آب کربناته با یافته‌های کلیدی و شناسایی برخی کاستی‌های آب کربناته به‌شرح زیر ارائه‌می‌کند:

۱- چندین مشخصهٔ عملیاتی مهم بررسی شده‌است، ازجمله: ویژگی‌های عملیاتی (فشار، دما و سرعت تزریق) و ترکیب یونی (کاتیون‌های تک‌ظرفیتی و دوظرفیتی و هم‌چنین شوری). در این میان، فشار تأثیر مطلوبی بر نرخ بازیافت نفت و عملکرد تزریق آب کربناته دارد. ازیک‌طرف، فشارهای عملیاتی بالاتر به‌دلیل افزایش حلالیت دی‌اکسید کربن، اثربخشی آب کربناته را افزایش‌می‌دهد. ازسوی دیگر، روی‌داد خروج گاز در مخازن تخلیه‌شده، انرژی اضافی را برای حرکت نفت در مسیرهای رشد گاز فراهم‌می‌کند. علاوه‌بر این، دمای پایین و نرخ تزریق با نرخ بازیافت بالا مرتبط است. بهینه‌سازی بیشتر شیمی محلول برای تعیین حداکثر نرخ بازیافت در شرایط بهینه ضروری است.

۲- به‌طور کلی، آسیب سازند، خوردگی خط لوله، بارش آسفالتین و تصفیهٔ آب کربناته به‌عنوان چالش‌های فنی در بیشتر کاربردهای میدانی تزریق آب کربناته است. برای دستیابی‌به برتری‌های عملکرد بهتر، یک ارزیابی جامع از قابلیت فنی و اقتصادی تزریق آب کربناته ضروری است.

۳- باتوجه‌به ارتباط غلظت دی‌اکسید کربن در افزایش نرخ بازیافت نفت و ذخیرهٔ دی‌اکسید کربن، فکر استفاده‌از افزودنی‌های شیمیایی و حلال‌ها کمکی برای بهبود حلالیت دی‌اکسید کربن در آب نمک است که باید بحث و بررسی شود و در مطالعات آینده به‌طور کامل ارزیابی‌شود.

۴- برای بهینه‌سازی تولید نفت و جذب دی‌اکسید کربن در مخازن، پروژه‌های تزریق آب کربناته را می‌توان با سایر

فرایندهای ازدیاد برداشت نفت مبتنی‌بر آب، مانند نانوذرات، سورفکتانت‌ها، پلیمرها و سیلاب‌زنی آب کم‌شور هم‌افزایی‌کرد. بااین‌حال، درمورد این موضوع هم درداخل و هم در سطح بین‌المللی تحقیقات کافی وجودندارد و مطالعات بیشتر درمورد راه‌بردهای تزریق توصیه‌می‌شود.

۹. اندیشه‌های نو برای تحقیقات آینده و ارائهٔ راه‌کارها

در این مطالعه، با بررسی عمیق تزریق آب کربناته به‌عنوان یک فناوری امیدوارکننده برای ازدیاد برداشت نفت و جذب‌وذخیرهٔ کربن در مخازن هیدروکربوری، نقص‌های تحقیقاتی شناسایی شد که درادامه به‌تفصیل شرح‌داده‌شده‌است. دراساس، حلالیت دی‌اکسید کربن در فاز آبی به دما، فشار و قدرت یونی بستگی‌دارد، این به‌نوبهٔ خود میزان دی‌اکسید کربن را تعیین‌می‌کند که آب کربناته می‌تواند به مخزن حمل‌کند. بنابراین، به‌عنوان یک راه‌کار استفاده‌از تقویت‌کننده‌های انحلال دی‌اکسید کربن قبل‌از تزریق برای افزایش ظرفیت دی‌اکسید کربن در فاز آبی بسیار مهم است.

راه‌کار دیگر، استفاده‌از نانومواد است که می‌تواند به‌طور قابل توجهی جذب دی‌اکسید کربن را درمقایسه‌با جاذب‌های معمولی افزایش‌دهد. در این راستا، باتوجه‌به عملکرد امیدوارکنندهٔ نانومواد در افزایش جذب دی‌اکسید کربن و ازدیاد برداشت نفت، آب کربناتهٔ تقویت‌شده‌با نانومواد، می‌تواند به‌عنوان نوع جدیدی از تزریق‌کنندهٔ با ظرفیت بالا برای افزایش بازیافت نفت و جذب دی‌اکسید کربن ظاهرشود؛ این رویکرد، بازیافت نفت و جذب دی‌اکسید کربن را بهبودمی‌بخشد.

علاقهٔ فزاینده‌ای به تحقیقات با هدف بهبود بازیافت نفت ازراه ادغام نانوذرات، پلیمرها و سورفکتانت‌های متنوع با تزریق آب کربناتهٔ کم‌شور وجوددارد و انگیزهٔ تحقیقات و نوآوری‌های بیشتر را در میان محققان در این زمینه بیشتر می‌کند. بنابراین، ازدیاد برداشت نفت معمولاً با راه‌کار ترکیب دو یا چند افزودنی با آب کربناتهٔ کم‌شور به‌دست‌می‌آید.

به‌طور کلی، باوجود آن‌که درمورد چالش تشکیل آسفالتین در این فرایند ازدیاد برداشتی کارهای اندکی انجام‌شده‌است، اما استفاده‌از برخی‌از این مواد پیشنهادی با کاربرد دوگانهٔ افزایش حلایت گاز دی‌اکسید کربن و رفع چالش ترسیب آسفالتین می‌تواند بسیار جذاب باشد.

این مطالعه، به‌عنوان راه‌کار آخر دو توصیهٔ عمده را برای صنعت مطرح‌می‌کند؛ نخست، باید همکاری نزدیک بین صنایع آب و نفت- برای توسعهٔ راه حل‌های مناسب برای تصفیهٔ آب برای رسیدگی به الزامات ازدیاد برداشت نفت- انجام‌گیرد. دوم، باید راه‌کاری برای توسعهٔ شیمی آب- به‌عنوان یک رشتهٔ تخصصی در صنعت نفت برای ادغام این رویکرد نوظهور با سایر رشته‌های کلیدی مرتبط‌با سطح و زیرسطحی به‌منظور بهبود مؤثر زنجیرهٔ ارزش بالادستی ازدیاد برداشت نفت/ بهبود بازیافت نفت- انجام‌شود.

۱۰. نتیجه‌گیری

تزریق دی‌اکسید کربن در سازندهای لایه‌ای و شکستهٔ ناهمگن، به‌دلیل جاروب‌کردن ضعیف منجربه مشکلات اقتصادی و افزایش هزینهٔ عملیاتی می‌شود. ازسوی دیگر، باتوجه‌به کاهش تحرک‌پذیری، تزریق آب کربناته روشی مؤثر برای کاهش انتشار دی‌اکسید کربن در میادین نفتی همراه‌با افزایش بازیافت نفت است. هم‌چنین، آب کربناته pH فاز آبی را کاهش‌می‌دهد و به پروتونه‌شدن مواد موجود در نفت انجامیده که باعث افزایش بار مثبت (یا کاهش بار منفی) در سطح مشترک نفت/ آب نمک می‌شود و درنتیجه، دافعه را با سطح سنگ کربناته با بار مثبت افزایش‌می‌دهد. بنابراین، ترشوندگی به‌سمت آب‌دوستی تغییرمی‌کند. نتایج نشان‌داد که در اکثر آزمایش‌های آب کربناته، انتقال جرم دی‌اکسید کربن به نفت منجربه کاهش گران‌روی نفت و ازطرفی، باعث افزایش انحراف جریان و بهبود راندمان جاروبی می‌شود. به‌طور کلی، در برخی‌از میادین نفتی، تزریق آب کربناته میزان آب مصرفی چاه را بهبودبخشید و به‌عنوان یک شگرد تحریک چاه با موفقیت به‌کار گرفته‌شد. نتایج حاصل‌از تزریق آب کربناتهٔ هوشمند اثبات‌کرد که تزریق آب کربناته افزایش ضریب بازیافت نفت را فراهم‌می‌کند و به مدیریت منابع پایدارتر و کارامدتر در بخش انرژی کمک شایانی می‌کند.

مراجع

[1] Ebaga-Ololo, J., & Chon, B. H. (2017). Prediction of polymer flooding performance with an artificial neural network: a two-polymer-slug case. *Energies, 10*, 1–19.

[2] Ali, J. A., Kolo, K., Khaksar-Manshad, A., & Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian Journal of Petroleum*, *27* (4), 1371–1383.

[3] Jafarbeigi, E., Ayatollahi, S., Ahmadi, Y., Mansouri, M., & Dehghani, F. (2022). Identification of novel applications of chemical compounds to change the wettability of reservoir rock: A critical review. *Journal of Molecular Liquids*, 121059.

[4] Keykhosravi, A., & Simjoo, M. (2019). Insights into stability of silica nanofluids in brine solution coupled with rock wettability alteration: An enhanced oil recovery study in oil-wet carbonates. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, *583*, 124008.

[5] Omidi, A., Khaksar-Manshad, A., Moradi, S., Ali, J. A., Ali, S. M., & Sajadi, A. K. (2020). Smart-and nano-hybrid chemical EOR flooding using Fe_3O_4/eggshell nanocomposites. *Journal of Molecular Liquids*. *316*, 113880.

[6] Jafarbeigi, E., Kamari, E., Salimi, F., & Mohammadidoust, A. (2020). Experimental study of the effects of a novel nanoparticle on enhanced oil recovery in carbonate porous media. *Journal of Petroleum science and Engineering*, *195*, 107602.

[7] Harighi, H., Baghban Salehi, M., Taghikhani, V., & Mirzaei, M. (2025). A Comprehensive Assessment of the Performance of Ionic Liquids in Modifying Reservoir Rock and Fluid Properties for Enhanced Oil Recovery. *Iranian Chemical Engineering Journal*, *23*(136), 59-76, [In Persian].

[8] Hasani, M. R., Sabzi Dizajyekan, B., & Jafari, A. (2024). Experimental Investigation of Modified Iron Oxide Nanoparticles with Ascorbic Acid on Enhanced Oil Recovery. *Iranian Chemical Engineering Journal*, *23*(135), 7-16, [In Persian].

[9] Mahdavi, E., Zebarjad, F. S., Taghikhani, V., & Ayatollahi, S. (2014). Effects of Paraffinic Group on Interfacial Tension Behavior of CO_2–Asphaltenic Crude Oil Systems. *Journal of Chemical & Engineering Data*, *59* (8), 2563-2569.

[10] Zanganeh, P., Ayatollahi, S., Alamdari, A., Zolghadr, A., Dashti, H., & Kord S. (2012). Asphaltene deposition during CO_2 injection and pressure depletion: A visual study. *Energy Fuels*, *26*(2), 1412–1419.

[11] Naghizadeh, A., Azin, R., Osfourim S., & Fatehi, R. (2018). A Study of Nanoparticles Application in Different Oil and Gas Reservoir Rock Types. *Iranian Chemical Engineering Journal*, *17*(97), 32-43, [In Persian].

[12] Arif, M., Abu-Khamsin, S. A., Zhang, Y., & Iglauer, S. (2020). Experimental investigation of carbonate wettability as a function of mineralogical and thermo-physical conditions", *Fuel*, *264*, 116846.

[13] Lashkarbolooki, M., Hezave, A. Z., Riazi, M., & Ayatollahi, S. (2020). New insight on dynamic behavior of swelling and bond number of light and heavy crude oil during carbonated water flooding. *The European Physical Journal Plus*, *135*, 1-15.

[14] Thorne, R. J., Sundseth, K., Bouman, E., Czarnowska, L., Mathisen, A., Skagestad, R., Stanek, W., Pacyna, J. M., & Pacyna, E. G. (2020). Technical and environmental viability of a European CO_2 EOR system. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *92*, 102857.

[15] Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P. S., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L. A., & et al. (2018). Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, *11*, 1062–1176.

[16] Shakiba, M., Riazi, M., & Ayatollahi, S. (2015). Oil Recovery and CO_2 Storage through Carbonated Water Injection Process; Experimental Investigation on an Iranian Carbonate Oil Reservoir. The 1st National Conference on Oil and Gas Fields Development (OGFD), Sharif University of Technology, Tehran, Iran.

[17] Al-Mutairi, S. M,, Abu-khamsin, S. A., & Hossain, M. E., (2012). A Novel Approach to Handle ContinuousWettability Alteration during Immiscible CO_2 Flooding Process. In Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE.

[18] McFarlane, R., Breston, J., & Neil, D. (1952). Oil recovery from cores when flooded with carbonated water and liquid CO_2. *Producers Monthly*, 23–35.

[19] Foroozesh, J., M, Jamiolahmady., & Sohrabi, M., (2016). Mathematical modeling of carbonated water injection for EOR and CO_2 storage with a focus on mass transfer kinetics. *Fuel*, *174*, 325–32.

[20] Sohrabi, M., Kechut, N. I., Riazi, M., Jamiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G. (2011). Safe storage of CO_2 together with improved oil recovery by Co_2- enriched water injection, *Chem Eng Res Des*, *89* (9), 1865–1872.

[21] Fathinasab, M., & Ayatollahi, S. (2016). On the determination of CO_2–crude oil minimum miscibility pressure using genetic programming combined with constrained multivariable search methods. *Fuel*, *173*, 180-188.

[22] Lashkarbolooki, M., Hezave, A. Z., & Ayatollahi, S. (2019). The role of CO_2 and ion type in the dynamic interfacial tension of acidic crude oil/carbonated brine. *Petroleum Science*, *16*, 850-858.

[23] Sarlak, M., Farbod, A., Tabatabaei-Nezhad, S. A., & Sahraei, E., (2021). Experimental investigation of CO_2 in continuous and water alternating gas injection. *Petroleum Science and Technology*, *39* (6), 165-174.

[24] Zendehboudi, S., Shafiei, A., Bahadori, A., James, L. A., Elkamel, A., & Lohi, A. (2014). Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs– technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools. *Chem Eng Res Des*, *92* (5), 857–75.

[25] Madland, M. V., Finsnes, A., Alkafadgi, A., & Rasmus, A., (2016). The influence of CO_2 gas and carbonate water on the mechanical stability of chalk. *J Petrol Sci Eng*, *51* (3), 149–68.

[26] De-Almeida, A. S., Lima, S. D. T. C., Rocha, P. S., De-Andrade, A. M. T., Branco, C. C. M., & Pinto, A.C.C. (2010). CCGS opportunities in the Santos Basin pre-salt development. In Proceedings of the SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production 2010, Rio de Janeiro, Brazil, *2*, 840–849.

[27] Pizarro, J. O. D. S., & Branco, C. C. M. (2012). Challenges in Implementing an EOR Project in the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brasil. In Proceedings of the SPE EOR Conference at Oil and GasWest Asia, Muscat, *13*.

[28] Whitson, C.H., & Brulé, M.R. (2000). Phase behavior. Society of Petroleum Engineer, Richardson.

[29] Lashkarbolooki, M., Eftekhari, M. J., Najimi, S., & Ayatollahi, S. (2017). Minimum miscibility pressure of CO2 and crude oil during CO_2 injection in the reservoir. *The Journal of Supercritical Fluids*, *127*, 121-128.

[30] Skauge, A., Dale, E.I. (2007). Progress in immiscible wAG modeling", PP, SPE 111435, presentation at 2007 SPE/ EAGE reservoir characterization and simulation Conference held in Abu Dhabi ,UAE, 28-31.

[31] Sanchez, L. N., (1999). Management of water alternating gas (WAG) injection projects. SPE 53714, presentation at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 21–23.

[32] Riazi, M., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., & Ireland, S. (2009). Oil recovery improvement using CO_2- enriched water injection. SPE-121170.

[33] Zolghadr, A., Escrochi, M., & Ayatollahi, S. (2013). Temperature and Composition Effect on CO_2 Miscibility by Interfacial Tension Measurement. *Journal of Chemical & Engineering Data*, *58* (5), 1168-1175, 2013.

[34] Lashkarbolooki, M., Riazi, M., & Ayatollahi, S. (2018). Experimental investigation of dynamic swelling and Bond number of crude oil during carbonated water flooding; Effect of temperature and pressure. *Fuel*, *214*, 135-143.

[35] Hebach, A., Oberhof, A., & Dahmen, N., (2004). Density of water + CO_2 at elevated pressures: measurements and correlation. *Journal of Chemical & Engineering Data*, *49* (4), 950–953.

[36] Burton, M., & Bryant, S. L., (2009). Eliminating buoyant migration of sequestered CO_2 through surface dissolution: implementation costs and technical challenges. *SPE Reservoir Eval Eng*, *12* (03), 399–407.

[37] Peksa, A. (2017). Carbonated water flooding: Process overview in the frame of CO_2 flooding. Doctoral Dissertation. Delft University of Technology, 2017. DOI: 10.4233/uuid:ed994629-1130-4c92-a6ec-1d03f5f5f211,

[38] Ajoma, E., Saira Sungkachart, T., Ge, J., & Le-Hussain, F. (2020). Watersaturated CO_2 injection to improve oil recovery and CO_2 storage. ApEn, 266:114853.

[39] Soleimani, P., Shadizadeh, S. R., & Kharrat, R. (2020). Experimental assessment of hybrid smart carbonated water flooding for carbonate reservoirs. *Petroleum*, *7* (1), 80−90.

[40] Seyyedi, M., & Sohrabi, M. (2018). Assessing the Feasibility of Improving the Performance of CO_2 and CO_2−WAG Injection Scenarios by CWI. Ind. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, *57* (34), 11617−11624.

[41] Yin, H., Ge, J., Cook, B., Smith, B., & Hussain, F., (2023). Tertiary oil recovery and CO_2 storage from laboratory injection of CO_2 or watersaturated CO_2 into a sandstone core. *International Journal of Coal Geology*, *275*, 104300.

[42] Eide, Ø., Fernø, M., Alcorn, Z., & Graue, A. (2016). Visualization of carbon dioxide enhanced oil recovery by diffusion in fractured chalk. *SPE J*, 112–20.

[43] Mahdavi, A., Zabarjad, F. A., Ayatollahi, S., & TaghiKhani, V. (2013). Laboratory investigation of the effect of oil composition on the miscibility of carbon dioxide gas in oil. *The first national conference on the development of oil and gas fields*, [In Persian].

[44] Ma, J., Wang, X., Gao, R., Zeng, F., Huang, C., Tontiwachwuthikul, P., & Liang, Z. (2015). Enhanced light oil recovery from tight formations through CO_2 huff 'n' puff processes. *Fuel*, *154*, 35–44.

[45] Emadi, A., Sohrabi, M., Farzaneh, S., Ireland, S. (2013). Experimental investigation of liquid- CO_2 and CO_2-emulsion application for enhanced heavy oil recovery. Paper SPE 164798 MS presented at the EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, London, UK, 10–13.

[46] Gong, Y., & Gum, Y. (2015). Experimental study of

water and CO_2 flooding in the tight main pay zone and vuggy residual oil zone of a carbonate reservoir. *Energy Fuels*, *29*, 6213–6123.

[47] Rouhollah, F., Zitha, D., Jose, P., & Johannes, B. (2007). Enhanced mass transfer of CO_2 into water and oil by natural convection. Paper SPE 107380 MS presented at the EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, London, U.K.

[48] Song, Z., Song, Y., Li, Y., Bai, B., Song, K., & Hou, J., (2020). A critical review of CO_2 enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of North America and China. *Fuel*, *276*, 118006.

[49] Hawthorne, S., Gorecki, C., Sorensen, J., Steadman, E., Harju, J., & Melzer S. (2013). Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper, middle, and lower Bakken reservoir rocks exposed to CO_2", Paper SPE 167200 MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference Canada, Calgary, Alberta, Canada.

[50] Seyyedi, M., Sohrabi, M., Sisson, A., & Ireland, S., (2018). Quantification of oil recovery efficiency, CO_2 storage potential, and fluid-rock interactions by CWI in heterogeneous sandstone oil reservoirs. *Journal of Molecular Liquids*, *249*, 779−788.

[51] Xie, Q., Chen, Y., Sari, A., Pu, W., Saeedi, A., & Liao, X., (2017). Implications for CO_2-Assisted EOR in Carbonate Reservoirs. *Energy Fuels*, *31* (12), 13593−13599.

[52] Chen, Y., Sari, A., Xie, Q., & Saeedi, A, (2019). Excess H^+ Increases Hydrophilicity during CO_2-Assisted Enhanced Oil Recovery in Sandstone Reservoirs", *Energy Fuels*, *33* (2), 814−821.

[53] Sadati, E., Sahraei, E., Rahnema, M., Rashidi-Aghdam, S., & Reyhani M., (2020). The effect of CO_2-enriched water salinity on enhancing oil recovery and its potential formation damage: an experimental study on shaly sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, *10* (8), 3791−3802.

[54] Hemmati-Sarapardeh, A., Ghazanfari, M. H., Ayatollahi, S., & Masihi, M. (2016). Accurate determination of the CO_2-crude oil minimum miscibility pressure of pure and impure CO_2 streams: A robust modelling approach. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, *94* (2), 253-261.

[55] Afzali, S., Rezaei, N., & Zendehboudi, S. (2018). A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. *Fuel*, *227*, 218–46.

[56] Zuloaga-Molero, P., Yu, W., Xu, Y., Sepehrnoori, K., & Li B. (2016). Simulation study of CO_2-EOR in tight oil reservoirs with complex fracture geometries. *Scientific Reports*, *6*, 33445.

[57] Chen, B., & Reynolds, A. (2016). Ensemble-based optimization of the water-alternating-gas injection process. *SPE J*, *6*, 786–98.

[58] Esene, C., Rezaei, N., Aborig, A., Zendehboudi, S., (2019). Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery. *Fuel*, *237*, 1086–107.

[59] Lashkarbolooki, M., Riazi, M., & Ayatollahi, S. (2018). Effect of CO_2 and crude oil type on the dynamic interfacial tension of crude oil/carbonated water at different operational conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *170*, 576-581.

[60] Hickok, C. W., Christensen, R. J., & Ramsay, H. J. (1960). Progress review of the K&S carbonated waterflood project. *Journal of Petroleum Technology*, *12* (12), 20-24.

[61] Ramsay, H. J., & Small, F. R. (1964). Use of carbon dioxide for water injectivity improvement. *Journal of Petroleum Technology*, *16* (1), 25-31.

[62] Blackford, T. A. (1987). Carbonated waterflood implementation and its impact on material performance in a pilot project. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. https://doi.org/10.2118/16831-MS.

[63] Gao, C. H. (2015). Carbonated water injection revisited. *International Journal of Petroleum Engineering*, *1* (3), 164.

[64] Chowdhury, S., Rakesh, M., Medhi, S., Shrivastava, S., Dehury, R., & Sangwai, J. S. (2023). Three-Phase Fluid Flow Interaction at Pore Scale during Water-and Surfactant-Alternating Gas (WAG/SAG) Injection Using Carbon Dioxide for Geo-Sequestration and Enhanced Oil Recovery. *Energy Fuels*, *37* (7), 5270−5290.

[65] Raghav Chaturvedi K., Kumar R., Trivedi J., Sheng, J. J., & Sharma, T., (2018). Stable silica nanofluids of an oilfield polymer for enhanced CO_2 absorption for oilfield applications. *Energy Fuels*, *32* (12), 12730−12741.

[66] Lashkarbolooki, M., Riazi, M., & Ayatollahi, S. (2017). Effect of CO_2 and natural surfactant of crude oil on the dynamic interfacial tensions during carbonated water flooding: Experimental and modeling investigation", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *159*, 58−67.

[67] Yang, G., Bai, Y., Song, Y., Metwally, A. S. M., & Mahmoud, O. (2022). An experimental study to measure oil recovery factor by chemical agents and carbon dioxide after waterflooding. *Scientific Reports*, *12* (1), 9464.

[68] Yu, H., Rui, Z., Chen, Z., Lu, X., Yang, Z., Liu, J., Qu, X., Patil, S., Ling, K., & Lu J. (2019). Feasibility study of improved unconventional reservoir performance with carbonated water and surfactant. *Energy*, *182*, 135−147.

[69] Qu, X., Lei, Q., He, Y., Chen, Z., & Yu, H., (2018). Experimental Investigation of the EOR Performances of Carbonated Water Injection in Tight Sandstone Oil Reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *208*, 012054.

[70] Zhang, C., Wu, G., Huang, H., & Zhan, H. (2022). Improvement of oil recovery factor in tight reservoirs: A laboratory approach based on carbon dioxide enhanced oil recovery methods. *Frontiers in Energy Research*, *10*, 958830.

[71] Fathollahi, A., & Rostami, B. (2015). Carbonated water injection: Effects of silica nanoparticles and operating pressure. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, *93* (11), 1949−1956.

[72] Sharma, T., Joshi A., Jain, A., & Chaturvedi, K. R., (2022). Enhanced oil recovery and CO_2 sequestration potential of Bi-polymer polyvinylpyrrolidone-polyvinyl alcohol. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *211*, 110167.

[73] Lashkarbolooki, M., Eftekhari, M. J., Najimi, S., & Ayatollahi, S. (2017). Minimum miscibility pressure of CO_2 and crude oil during CO_2 injection in the reservoir. *The Journal of Supercritical Fluids*, *127*, 121-128.

[74] Tetteh, J. T., Brady, P. V., & Barati Ghahfarokhi, R. (2020). Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: mechanisms, investigation techniques, and future directions. *Advances in Colloid and Interface Science*, *284*, 102253.

[75] Borling, D. (1994). Injection conformance control case histories using gels at the Wertz Field CO_2 tertiary flood in Wyoming", Paper SPE 27825 MS presented at the SPE/ DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 17–20.

[76] Koottungal, L. (2014). Worldwide EOR survey. *Oil & Gas J*, *112*, 79–91.

[77] John. D., & Rogers. R. (2001). A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO_2 process. *SPE Reservoir Eval Eng*, *10*, 375–86.

[78] Yuan, Q., & Azaiez, J. (2014). Miscible displacements in porous media with time-dependent injection velocities. *Transp Porous Media*, *104*, 57–76.

[79] Woiceshyn, G., Dikshit, A., & Hagel, L. (2019). A systematic approach to design and development of a new ICD to minimize erosion and erosion-corrosion. Paper SPE 197601 MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE.

[80] Hadlow, R. E. (1992). Update of industry experience with CO_2 injection. Paper SPE 24928 MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition Washington, D.C.

[81] Ghahfarokhi, R., Pennell, S., Matson, M., & Linroth, M. (2016). Overview of CO_2 injection and WAG sensitivity in SACROC. Paper SPE 179569 MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA.

[82] Moeini, Z., & Ashoori, S. (2021). An Overview of Asphaltene Precipitation and Methods to Prevent its Formation. *Journal of Iranian Chemical Engineering*, *20* (16), 21-35, [In Persian].

[83] Kord, S., Dashti, H., Zanganeh, P., & Ayatollahi, S. (2017). Evaluation of the Kinetics of Asphaltene Flocculation during Natural Depletion and CO_2 Injection in Heptane-Toluene Mixtures. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, D012S036R089.

[84] Zanganeh, P., Dashti H., & Ayatollahi, S. (2017). Comparing the effects of CH_4, CO_2, and N_2 injection on asphaltene precipitation and deposition at reservoir condition: A visual and modeling study. *Fuel*, *217*, 633-641.

[85] Gao, C. H. (2015). Carbonated water injection revisited. *International Journal of Petroleum Engineering*, *1* (3), 164−177.

[86] Smith, E., Morris, J., Kheshgi, H., Teletzke, G., Herzog, H., & Paltsev, S. (2021). The cost of CO_2 transport and storage in global integrated assessment modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *109*, 103367.

[87] De-Luna, P., Di-Fiori, L., Li, Y., Stackhouse, B., & Nojek, A. (2024). The world needs to capture, use, and store gigatons of CO_2: Where and how? https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our insights/ the-world-needs-to-capture-use-and-store-gigatons-of-co_2- where-and-how.

[88] Pallanich, J., BP Brings Mad Dog Phase 2 Online", https:// www.hartenergy.com/exclusives/bp-brings-mad-dog-phase-2-online- 204744.

[89] Salehpour, M., Riazi, M., Malayeri, M. R., & Seyyedi M. (2020). CO_2- saturated brine injection into heavy oil carbonate reservoirs: Investigation of enhanced oil recovery and carbon storage", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *195*, 107663.

[90] Honarvar, B., Azdarpour, A., Karimi, M., Rahimi, A., Afkhami-Karaei, M., Hamidi, H., Ing, J., & Mohammadian, E. (2017). Experimental investigation of interfacial tension measurement and oil recovery by carbonated water injection: a case study using core samples from an Iranian carbonate oil reservoir. *Energy Fuels*, *31* (3), 2740−2748.

[91] Internal Revenue Code 45Q. Credit for carbon dioxide sequestration. https://uscode.house.gov/view. xhtml?req= (title:26%20section:45Q%20edition: prelim, 2023.

[92] Shakiba, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2020). Activating solution gas drive as an extra oil

production mechanism after carbonated water injection. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, *28* (11), 2938-2945.

[93] Bakhshi, P., Kharrat, R., Hashemi, A., & Zallaghi, M. (2018). Experimental evaluation of carbonated waterflooding: A practical process for enhanced oil recovery and geological CO_2 storage. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, *8* (2), 238−256.

[94] Mahzari, P., Tsolis, P., Sohrabi, M., Enezi, S., Yousef, A. A., & Eidan, A. A. (2018). Carbonated water injection under reservoir conditions; in-situ WAG-type EOR. *Fuel*, *217*, 285−296.

[95] Motie, M., & Assareh, M. (2024). CO_2 sequestration using carbonated water injection in depleted naturally fractured reservoirs: A simulation study. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *93*, 102893.

[96] Zou, J., Liao, X., Chen, Z., Zhao, X., Mu, L., Chu, H., Dong, P., & Guan, C. (2019). Integrated PVT and Coreflooding Studies of Carbonated Water Injection in Tight Oil Reservoirs: A Case Study. *Energy Fuels*, *33* (9), 8852−8863.

[97] Al-Karfry, L., Kharrat, R., & Ott, H. (2021). Mechanistic study of thecarbonated smart water in carbonate reservoirs. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, *11* (4), 661−681.

[98] Lee, Y., Kim, S., Wang, J., & Sung, W. (2020). Relationship between oil production and CO_2 storage during low-salinity carbonate water injection in acid carbonate reservoirs. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, *88*, 215−223.

[99] Foroozesh, J., Jamiolahmady, M., & Sohrabi, M., (2016). Mathematical modeling of carbonated water injection for EOR and CO_2 storage with a focus on mass transfer kinetics", *Fuel*, *174*, 325−332.