

بررسی روش‌های تزریق آب کم شور، آب کربناته، و تناوبی آب و گاز جهت ازدیاد برداشت نفت در یکی از مخازن نفتی کربناته جنوب ایران: مطالعه میدانی

نگارنده: احمدرضا جشن ساز/ استاد راهنما: دکتر علی اسفندیاری بیات/ استاد مشاور: دکتر محمود بهنود

زمستان ۱۳۹۸

چکیده:

امروزه با توجه به کاهش تولید در میادین نفتی کشور به دلیل تغییر تر شوندگی در مخازن کربناته، سنگین بودن نفت و پیر شدن سنگ مخزن در اثر تماس با نفت، انجام عملیات ازدیاد برداشت در کشور ضروری به نظر می رسد. از طرفی با توجه به هزینه های گزاف عملیات ازدیاد برداشت حرارتی، یا روش های شیمیایی، همواره روش های ازدیاد برداشت بر پایه تزریق (نظیر سیلاب زنی و یا تزریق گاز) به دلیل مقرون به صرفه بودن اولویت دارند؛ ولی به نظر می رسد لازم است با بهره گیری از ابزار های مهندسی بهره وری این روش ها را بیشینه کرد. برای دستیابی به بهترین نتیجه در ازدیاد برداشت لازم است تحقیقات در سه بخش مطالعات کتابخانه ای، بررسی های آزمایشگاهی و شبیه سازی انجام شوند. در این تحقیق به بررسی عملکرد تزریق آب هوشمند کربناته (با شوری کم) پرداخته شده و بهره وری آن در یکی از مخازن جنوب غرب کشور پس از بررسی مطالعات پیشین و با استفاده از مدل به روز رسانی شده مخزن شبیه سازی و بررسی می شود. در شبیه سازی انجام شده به منظور بررسی عملکرد سناریو های ازدیاد برداشت، عملیات بهینه سازی جهت دستیابی به بهترین نرخ تزریق و بهترین غلظت دی اکسید کربن در آب انجام شده است. بهینه سازی در ۱۰ مرحله و با الگوریتم بهینه سازی ژنتیک با بهره گیری از نرم افزار PETREL RE انجام شده است. در ادامه سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته (با شوری کم) با سناریو های تزریق آب، گاز دی اکسید کربن، WAG با سیکل شش ماهه مقایسه شده و طبق این تحقیق درصد بهره وری هر کدام از این سناریو ها برای تزریق آب هوشمند کربناته با شوری کم و غلظت بهینه ۰/۲۵ برابر با ۳۱/۲ درصد، سناریو تزریق آب برابر با ۱۴/۹ درصد، سناریو تزریق گاز برابر با ۱۴/۲ درصد و سناریو تزریق WAG با سیکل شش ماهه برابر با ۱۱/۹ درصد محاسبه شده است.

کلمات کلیدی:

آب هوشمند – آب کربناته – بهینه سازی – الگوریتم ژنتیک – ازدیاد برداشت – تزریق آب – تزریق گاز دی اکسید کربن

فهرست مطالب **شماره صفحه**

فصل اول: مقدمه ۱۳

۱-۱- مقدمه ۱۴

۱-۲- بیان مسئله ۱۵

۱-۳- اهداف تحقیق ۱۶

۱-۴- محدوده تحقیق ۱۷

۱-۶- اهمیت مطالعه و جنبه نوآوری ۱۷

۱-۷- مروری بر فصول پایان نامه ۱۸

فصل دوم: پیشینه پژوهش و مطالعات کتابخانه ای ۱۹

۲-۱- مقدمه ۲۰

۲-۲- مکانیزم اثربخشی ۲۰

۲-۳- پارامتر های قابل بررسی ۲۸

۲-۴- مطالعات آزمایشگاهی ۲۹

۲-۴-۱- اثر درجه سنگینی نفت ۲۹

۲-۴-۲- تزریق ثانویه ۳۱

۲-۴-۳- تزریق ثالثیه ۳۲

۲-۴-۴- بررسی اثر درجه سنگینی و گرانروی نفت ۳۲

۲-۴-۵- افزایش بهره وری تولید با آشام خود به خودی ۳۴

۲-۴-۶- آشام خودبخودی ۳۶

۲-۵- تغییر اجزای نفت ۳۷

۲-۶- مکانیزم انتشار دی اکسید کربن ۴۱

۲-۷- مکانیزم تغییر ترشوندگی ۴۳

۲-۸- اثر دما و فشار ۴۷

۲-۹- پتانسیل ذخیره سازی هیدروکربن در مخازن ماسه سنگی ناهمگون ۵۰

۲-۱۰- بررسی CWI به عنوان یک محلول ۵۲

فصل سوم: روش تحقیق ۵۳

۳-۱- مقدمه ۵۴

۳-۲- بهینه سازی ۵۴

۳-۳- مدل پایه ۵۵

۳-۴- سنگ مخزن ۵۶

۳-۵- مدل سازی سیال مخزن ۵۹

۳-۶- سناریو های شبیه سازی ۶۵

فصل چهارم: تحلیل و بررسی نتایج ۶۶

۴-۱- مقدمه ۶۷

۴-۲- تخلیه طبیعی مخزن ۶۷

۴-۳- بهینه سازی نرخ تزریق و غلظت آب کربناته ۶۹

۴-۴- تزریق آب ۷۲

۴-۵- تزریق دی اکسید کربن ۷۴

۴-۶- تزریق WAG با سیکل ۶ ماهه ۷۶

۴-۷- مقایسه سناریو های مختلف ازدیاد برداشت ۷۸

فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات ۸۲

۵-۱- نتیجه گیری ۸۳

۵-۲- پیشنهادات ۸۴

مراجع ۸۵

فهرست جدول ها

جدول ۱- نمک های مورد استفاده در ازدیاد برداشت میدان آب تیمور با تزریق آب هوشمند..... ۲۵

جدول ۲- غلظت های مورد استفاده برای آزمایش های زاویه تماس و آشام خودبه خودی..... ۲۶

جدول ۳- مشخصات آزمایش های صورت گرفته و بررسی اثر سنگینی نفت بر عملکرد تزریق آب کربناته..... ۳۰

جدول ۴- بهبود تولید در تزریق آب کربناته..... ۳۴

جدول ۵- ارزیابی شاخص آموت-هاروی برای آب کربناته..... ۴۷

جدول ۶- خطا میانگین رگرسیون سیال..... ۶۵

جدول ۷- نتایج بهینه سازی و خروجی بیشینه تابع هدف در تزریق آب کربناته..... ۶۹

فهرست شکل ها

شکل ۱-۱- توزیع روش های ازدیاد برداشت بر اساس انواع سنگ مخزن در ۱۵۰۷ پروژه در مخازن مختلف جهان ۱۵

شکل ۲-۱- تفاوت انتقال جرم در تزریق آب کربناته به نفت و تزریق دی اکسید کربن به نفت ۲۱

شکل ۲-۲- مکانیزم کلی عملکرد تزریق آب کربناته ۲۱

شکل ۲-۳- روند کلی عملکرد آب کربناته و انتقال دی اکسید کربن ۲۳

شکل ۲-۴- الف: آشام، ب: تخلیه، در حضور CWI در حالت اولیه ۲۴

شکل ۲-۵- مقادیر زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته برای محلول های آب هوشمند ۲۷

شکل ۲-۶- مقادیر زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته برای محلول های آب هوشمند ۲۷

شکل ۲-۷- شماتیک تجهیزات استفاده شده برای تایین اثر درجه سنگینی نفت بر عملکرد تزریق آب کربناته ۳۱

شکل ۲-۸- میزان بازیافت نفت در حالت عادی (تست ۲) نسبت به نسبت به تزریق ثانویه آب کربناته (تست ۱). ۳۲

شکل ۲-۹- بازیافت دی اکسید کربن (تست ۷) در مقایسه با آب کربناته (تست ۲). ۳۳

شکل ۲-۱۰- میزان بازیافت نفت در تزریق ثالثیه آب کربناته (تست ۴) در مقایسه با تزریق ثانویه (تست ۵) ۳۳

شکل ۲-۱۱- شماتیک ابزار به کار رفته در بررسی افزایش برداشت در آشام خود به خودی توسط آدیپوترا و همکاران ۳۵

شکل ۲-۱۲- مقدار ضریب بازیافت پس از تزریق آب کربناته بر حسب زمان خیس شدگی در فشار های مختلف ۳۶

شکل ۲-۱۳- مقدار ضریب بازیافت پس از تزریق آب کربناته در فشار ۰/۲ بار بر حسب زمان خیس شدگی ۳۷

شکل ۲-۱۴- تغییر در اجزای نفت ۳۸

شکل ۲-۱۵- سطح بزرگنمایی شده مدل در پایان ۳۸

شکل ۲-۱۶- تزریق درجای آب کربناته ۳۹

شکل ۲-۱۷- سطح بزرگنمایی شده مدل در پایان ۴۰

شکل ۲-۱۸- شماتیک تجهیزات استفاده شده در آزمایشات بررسی تغییر ترشوندگی مغزه ۴۳

شکل ۲-۱۹- بازیافت نفت بر حسب زمان در مغزه سنگ آهک ۴۴
شکل ۲-۲۰- بازیافت نفت در مغزه دولومیتی بر حسب زمان ۴۵
شکل ۲-۲۱- بازیافت نفت بر حسب زمان در سنگ آهک ۴۶
شکل ۲-۲۲- بازیافت نفت بر حسب زمان در مغزه دولومیتی ۴۶
شکل ۲-۲۴- ارزیابی مقدار تورم نفت بر اثر تزریق آب کربناته در دمای ۳۰، ۵۰ و ۸۰ درجه سانتی گراد بر حسب فشار ۴۹
شکل ۲-۲۵- ماهیت اسیدی آب کربناته ۵۱
شکل ۳-۱- شمای کلی میدان و بخش انتخاب شده ۵۵
شکل ۳-۲- نقشه تخلخل میدان و چاه های انتخابی ۵۶
شکل ۳-۳- نقشه مقدار اشباع نفت میدان ۵۶
شکل ۳-۴- نمودار تراوایی نسبی گاز و نفت نوع سنگ ۱ ۵۷
شکل ۳-۵- نمودار تراوایی نسبی نفت و آب نوع سنگ ۱ ۵۷
شکل ۳-۶- نمودار تراوایی نسبی گاز و نفت نوع سنگ ۲ ۵۸
شکل ۳-۸- نمودار فازی سیال ۵۹
شکل ۳-۹- تطبیق فشار نقطه جوش قبل از رگرسیون ۵۹
شکل ۳-۱۰- تطبیق چگالی سیال مخزن قبل از رگرسیون ۶۰
شکل ۳-۱۱- نسبت گاز به نفت قبل از رگرسیون ۶۰
شکل ۳-۱۲- ضریب سازند نفت قبل از رگرسیون ۶۱
شکل ۳-۱۳- ویسکوزیته نفت قبل از رگرسیون ۶۱
شکل ۳-۱۴- تطبیق فشار نقطه جوش بعد از رگرسیون ۶۲
شکل ۳-۱۵- تطبیق حجم نسبی بعد از رگرسیون ۶۲

شکل ۳-۱۶- تطبیق چگالی مایع بعد از رگرسیون ۶۳
شکل ۳-۱۷- تطبیق نسبت گاز به نفت بعد از رگرسیون ۶۳
شکل ۳-۱۸- تطبیق ضریب سازند نفت بعد از رگرسیون ۶۴
شکل ۳-۱۹- تطبیق ویسکوزیته سیال بعد از رگرسیون ۶۴
شکل ۴-۲- افت فشار مخزن مورد مطالعه در سناریو تولید طبیعی ۶۸
شکل ۴-۳- پارامتر های بهینه سازی مورد استفاده در شبیه سازی ۶۹
شکل ۴-۴- خروجی تولید نفت و تولید آب برای سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته ۷۰
شکل ۴-۵- خروجی تولید مایع و گاز برای سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته ۷۱
شکل ۴-۶- خروجی فشار مخزن برای سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته ۷۱
شکل ۴-۸- میزان آب و نفت تولیدی در سناریو تزریق آب به مخزن ۷۳
شکل ۴-۹- میزان مایع و گاز تولیدی در سناریو تزریق آب به مخزن ۷۳
شکل ۴-۱۰- افت فشار مخزن در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق آب به مخزن ۷۴
شکل ۴-۱۱- تولید نفت و آب در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق دی اکسید کربن به مخزن ۷۵
شکل ۴-۱۲- تولید مایع و گاز در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق دی اکسید کربن به مخزن ۷۵
شکل ۴-۱۳- افت فشار مخزن در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق دی اکسید کربن به مخزن ۷۶
شکل ۴-۱۴- تولید نفت و آب در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق WAG با سیکل ۶ ماهه به مخزن ۷۷
شکل ۴-۱۵- تولید مایع و گاز در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق WAG با سیکل ۶ ماهه به مخزن ۷۷
شکل ۴-۱۶- افت فشار مخزن در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق WAG با سیکل ۶ ماهه به مخزن ۷۸
شکل ۴-۱۸- مقایسه مقدار تولید گاز در سناریو های مختلف ۷۹
شکل ۴-۱۹- مقایسه مقدار تولید مایع در سناریو های مختلف ۸۰

شکل ۴-۲۰- مقایسه نرخ تولید آب در سناریو های مختلف ۸۰

شکل ۴-۲۱- مقایسه افت فشار مخزن در سناریو های مختلف ۸۱

فصل اول:

مقدمه

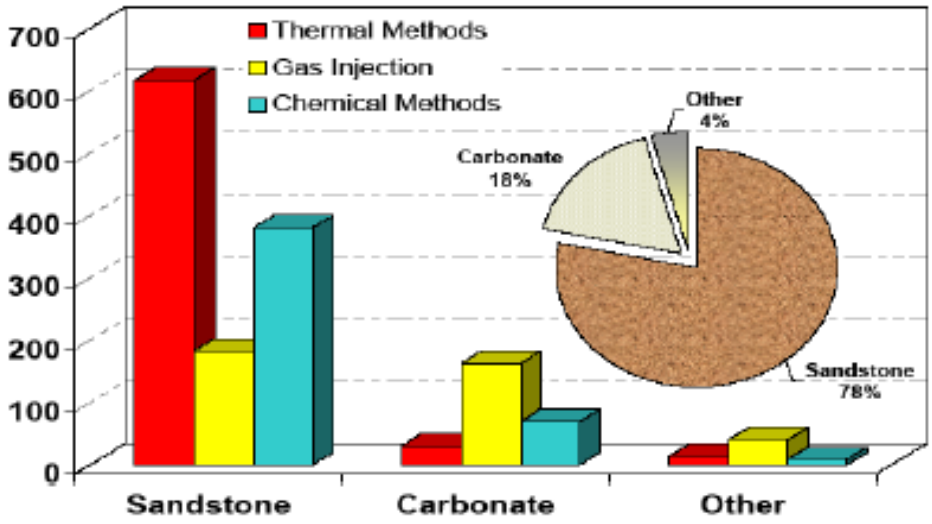
۱-۱- مقدمه

بخش مهمی از میادین بزرگ جهان در سنگ های کربناته واقع شده اند. در صورتی که میدان های نفتی خاورمیانه به توسعه کامل برسند، ۶۵ درصد از نفت آن ها به بهره وری خواهد رسید. معمولا سنگ های کربناته در جهات عمودی و جانبی ناهمگن تر از ماسه سنگ ها می باشد و در این مخازن که در کشور ما بیشترین گستردگی را دارند، لازم است به روش های ازدیاد برداشت جهت رسیدن به بیشینه تولید نفت از این نوع مخازن توجه ویژه ای داشت. در میان روش های گوناگونی که برای افزایش بهره وری از این نوع مخازن وجود دارند، روش هایی نظیر تزریق گاز (امتزاج پذیر یا امتزاج ناپذیر)، تبخیر نفت، احتراق، سیلاب زنی[1]شیمیایی، تزریق فوم، سورفکتانت یا ژل در حال حاضر در سراسر جهان مورد استفاده قرار می گیرند.

همه روش های ازدیاد برداشت بر پایه دو اصل مطرح هستند: افزایش عدد مویین یا کاهش نسبت حرکت پذیری آب به نفت. افزایش عدد مویین با کاهش کشش سطحی بین آب و نفت امکان پذیر است. کاهش نسبت حرکت پذیری آب به نفت[2]با افزایش ویسکوزیته آب، کاهش تراوایی نسبی آب و یا کاهش ویسکوزیته نفت امکان پذیر خواهد بود. روش های ازدیاد برداشت در چهار گروه گرمایی، شیمیایی، تزریق گاز و سایر روش ها (نظیر روش های میکروبی و...) قرار می گیرند.

در این میان روش های تزریق گاز کاربرد بیشتری در ازدیاد برداشت از مخازن کربناته دارند. این روش ها بر پایه افزایش عدد مویین استوار هستند. تزریق گاز امتزاج پذیر، تزریق گاز خشک، تزریق محلول گازی و ... از جمله این روش ها هستند. گاز تزریقی می تواند دی اکسید کربن، نیتروژن، متان و یا ترکیبی از این ها باشد. شکل ۱-۱ توزیع روش های مختلف ازدیاد برداشت (در ۱۵۰۷ پروژه انجام شده که توسط مانریکو و همکاران (۲۰۱۰) بررسی شده است) را بر اساس انواع سنگ مخزن نشان می دهد. همانگونه که در شکل ۱-۱ مشخص است در سنگ های کربناته (جنس سنگ عمده مخازن ایران) تزریق گاز روش کاربردی تری محسوب می شود.

[1] Water Flooding
[2] Mobility Ratio



شکل ۱-۱- توزیع روش های ازدیاد برداشت بر اساس انواع سنگ مخزن در ۱۵۰۷ پروژه در مخازن مختلف جهان (مانریکو و همکاران - ۲۰۱۰)

همچنین به نظر می رسد که تزریق دی اکسید کربن به منظور ازدیاد برداشت به مخزن نفتی با کاهش این گاز گلخانه ای در سطح زمین و ذخیره سازی آن در اعماق زمین روشی اقتصادی، سازگار با محیط زیست و دارای اثر بخشی مطلوب به دلیل تغییر ترشوندگی سنگ از نفت-تر به آب-تر، برای ازدیاد برداشت در مخازن کشور خواهد بود.

تحقیقات نشان داده است که چنانچه دی اکسید کربن به صورت محلول در آب به مخزن تزریق شود، اثر بخشی آن به مراتب بیشتر خواهد بود. همچنین با ترکیب روش تزریق آب هوشمند با تزریق پلیمر، تاثیر زیادی در ازدیاد برداشت از مخزن مشاهده شده است. تزریق آب هوشمند کربناته به علت مقرون به صرفه بودن، اخیراً توجه زیادی را از سوی صنایع نفت و گاز و همچنین محققین به سوی خود جلب نموده است. توجه به این مسئله انعکاس زیادی در نشریات در سال های گذشته داشته است. محققان نشان داده اند تزریق آب هوشمند با شوری کم در مرحله ثانویه مزایای بسیاری در ازدیاد برداشت از مخزن داشته است.

۲-۱- بیان مسئله

در دهه های اخیر با کاهش ذخایر میادین نفتی کشور در اثر تولید نفت درجا به صورت تخلیه طبیعی، استفاده از روش های ازدیاد برداشت برای بهره وری از نفت باقی مانده در مخازن ضروری به نظر می رسد. مشکل تغییر تر شوندگی در مخازن کربناته و وجود نفت سنگین و پیر شدن سنگ مخزن در اثر تماس، باید در انتخاب این روش ازدیاد برداشت مورد توجه واقع شود.

همچنین هزینه گزاف عملیات ازدیاد برداشت حرارتی، یا روش های شیمیایی باعث شده است که تمایل مهندسین نفت به استفاده از روش های ازدیاد برداشت بر پایه تزریق (نظیر سیلاب زنی و یا تزریق گاز) افزایش یابد.

از طرفی همانگونه که اشاره شد با افزایش میزان گاز گلخانه ای دی اکسید کربن در اتمسفر، استفاده از روش ازدیاد برداشتی که همزمان میزان این گاز گلخانه ای را در اتمسفر کاهش دهد مفید خواهد بود. برای بهره وری از این مزیت دو روش وجود دارد: ۱- تزریق دی اکسید کربن به نفت به صورت فاز گازی مجزا و ۲- تزریق آب کربناته. بازده پایین در تزریق دی اکسید کربن به صورت چشمگیری تماس بین نفت باقی مانده در مخزن و دی اکسید کربن تزریقی را کاهش می دهد، درنتیجه عملکرد تزریق دی اکسیدکربن به شدت کاهش می یابد. افزایش ازدیاد برداشت با استفاده از تزریق دی اکسیدکربن، نیاز به منابع فراوان و در دسترس از این گاز دارد، همچنین به علت بازیافت پایین و رسیدن سریع گاز به چاه تولیدی و نیاز به جداسازی دی اکسیدکربن و تزریق دوباره گاز، اجرای پروژه تزریق ازنظر اقتصادی مقرون به صرفه نمی باشد.

اما تزریق آب کربناته یک روش کاملا مقرون به صرفه بر پایه تزریق است که نسبت به تزریق گاز دی اکسید کربن به مخزن برای افزایش برداشت به حجم بسیار کمتری از گاز دی اکسید کربن نیاز دارد. همچنین تزریق آب کربناته (CWI)[3]به دلیل تغییر در تر شوندگی مخزن اخیراً توجه زیادی را به خود جلب کرده است که در مخازن کربناته و نفت دوست می تواند عامل محرکی برای جابجایی نفت باشد.

در این روش با رسیدن به کمینه فشار امتزاج (MMP)[4]می توان بدون مواجهه با مشکلات تزریق دی اکسید کربن به عنوان یک فاز گازی باعث بهبود بازده تولید نفت شد.

۳-۱- اهداف تحقیق

در این تحقیق، به شبیه سازی عملکرد تزریق آب کربناته، تزریق دی اکسیدکربن، تزریق متان و WAG با سیکل های شش ماهه بر اساس نتایج آزمایشگاهی و پارامترهای مختلف بر عملکرد این روش ها برروی افزایش نفت در یکی از میادین کربناته ایران پرداخته شده است.

[3] Carbonated Water Injection
[4] Minimum Miscibility Pressure

۱-۴- محدوده تحقیق

- مروری بر نتایج آزمایشـــگاهی تزریق آب کربناته و تاثیر آن بر تغییر ترشـــوندگی مخزن، اثر اجزای ســـیال نفت مخزن بر عملکرد آن، اثر ناهمگونی سنگ مخزن بر آن
- بررسی تغییرات سیال مخزن در اثر تزریق آب کربناته
- ساخت مدل بخشی از یکی از مخازن کربناته جنوب کشور شامل سیال و لایه نفتی تولیدی
- مقایسه نتایج شبیه سازی و جمع بندی
- بررسی مطالعات انجام شده شامل مطالعات نظری و آزمایشگاهی بر عملکرد آب کربناته و آب کربناته هوشمند
- بهینه سازی نرخ تزریق و غلظت دی اکسید کربن در چاه تزریقی مورد مطالعه برای یافتن بیشینه مقدار تابع هدف یعنی ارزش خالص میدان (NPV[5])
- مقایسه بهترین سناریو تزریق آب کربناته با شوری کم با سایر سناریو های ازدیاد برداشت رایج بر پایه تزریق شامل شبیه سازی تزریق آب، تزریق دی اکسید کربن و WAG با سیکل شش ماهه

۱-۵- اهمیت مطالعه و جنبه نوآوری

با وجود اهمیت انکارناپذیر فرایندهای ازدیاد بردا شت در صنعت نفت، قیمت کنونی نفت در بازارهای جهانی، امکانپذیری اقتصادی این فرایندها را با تردید مواجه کرده است. در شرایط پیش رو، استفاده از فرایندهای ازدیاد برداشتی که دارای جنبه های فراتر از بازیافت نفت، همچون اهداف زیست محیطی باشند، میتواند سبب جذابیت بیشتر این فرایندها گردد. تزریق گاز دی اکسید کربن در مخازن نفتی از طرفی روشی مطلوب برای ازدیاد برداشت نفت بوده و از طرفی، منجر به ذخیره شدن گاز دی اکسید کربن در اعماق زمین میشود و بنابراین به سود محیط زیست است. نسبت به گازهای دیگر که برای ازدیاد برداشت مخازن نفتی استفاده می شوند، دی اکسید کربن دارای حلالیت بالایی بوده که این ویژگی باعث تسهیل استفاده از آن گردیده است. به این ترتیب، این گاز به صورت حل شده در آب گزینه ی مطلوبی برای افزایش برداشت نفت در مخزن به شمار می رود.

از طرفی برای استراتژی های مختلف ازدیاد برداشت شبیه سازی های بسیاری تا کنون صورت گرفته است. اما در مورد تزریق آب کربناته، مدل های بسیار اندکی وجود داشته و تا کنون به صورت جامع مقایسه آن با سایر روش های ازدیاد برداشت برای

[5] Net Percent Value

مخازن کشور صورت نگرفته است. لذا بررسی جامع و مقایسه عملکرد تزریق آب کربناته و مقایسه آن با سایر روش های مرسوم ازدیاد برداشت در کشور ضروری به نظر می رسد.

۶-۱- مروری بر فصول پایان نامه

در این تحقیق پس از مرور مقدمه ای بر روش ازدیاد برداشت تزریق آب هوشمند کربناته در این فصل، در فصل دوم به بررسی مطالعات آزمایشگاهی انجام شده توسط سایر محققین پرداخته می شود. سپس در فصل های سوم و چهارم با معرفی نتایج تست های آزمایشگاهی و مدل پایه یکی از مخازن کربناته جنوب غرب کشور، به بررسی و مقایسه روش های ازدیاد برداشت بر پایه تزریق از جمله تزریق دوره ای آب-گاز، تزریق آب هوشمند کربناته، تزریق آب کربناته، تزریق آب هوشمند، تزریق گاز و تزریق آب پرداخته می شود. ابزار لازم برای این شبیه سازی بسته نرم افزاری پترل و اکلیپس از شرکت شلمبرژه می باشد. در فصل پنجم به مرور نتایج و جمع بندی آنها پرداخته شده و پیشنهاداتی برای توسعه تحقیق ارائه خواهد شد.

فصل دوم:

پیشینه پژوهش و مطالعات کتابخانه ای

۲-۱- مقدمه

در این فصل به بررسی تحقیقات صورت گرفته در زمینه تزریق آب هوشمند و آب کربناته پرداخته می شود. تحقیقات پیشین عمدتاً شامل مطالعات آزمایشگاهی بوده اند. در سال های اخیر مطالعات شبیه سازی اندکی در این مورد صورت گرفته است.

۲-۲- مکانیزم اثربخشی

در CWI و تزریق آب هوشمند کربناته[۶](CSMI)، دی اکسید کربن به صورت یک فاز حل شده (و نه یک فاز آزاد) در نفت وجود دارد که کاهش مشکلاتی نظیر جداسازی گرانشی و ضعف در بهره وری روبش در تزریق معمول دی اکسید کربن را به دنبال دارد. [۵]

CWI بازیافت نفت را با چندین مکانیسم افزایش می دهد: تورم هیدروکربن[۷]با انحلال دی اکسید کربن در آن (و سبک شدگی ناشی از آن) ، کاهش ویسکوزیته و تغییراتی در ترشوندگی سنگ[۷].

به طور کلی دو مکانیزم اصلی در عملکرد CWI وجود دارد: ۱- تعامل سیال – سیال (انتشار سریع فاز گازی درون سیال) و ۲- تعامل سنگ-سیال (شامل تغییرات ترشوندگی سنگ) [۸]. که براساس مطالعات انجام شده [۷] نحوه شکل گیری فاز جدید گازی و انحلال آن در فاز نفت، مهمترین نقش را در بهبود بازیافت نفت خواهد داشت. هرچند علی رغم مطالعات صورت گرفته تا کنون، اثر تزریق آب کربناته بر ترکیب هیدروکربن مخزن در شرایط مخزن، وقتی نفت زنده بوده و حاوی مقدار زیادی گاز حل شده در خود می باشد، ناشناخته است[۵].

با سنگین تر شدن نفت و افزایش گرانروی آن مقدار نفت تولیدی حاصل از تزریق آب کربناته کاهش می یابد. [۶] در این حالت به علت تشدید انحراف نسبت تحرک پذیری از مقدار ایده آل آن و عدم جاروب صحیح و مناسب مخزن، نفت بیشتری در مخزن باقی خواهد ماند[۸]. این روند در تزریق ثالثیه هم مشاهده شده است، اما مقدار نهایی تولید نفت در تزریق ثالثیه، به علت بازده جاروب کمتر آب نمک نسبت به آب کربناته، کمتر از تولید نفت به روش ثانویه میباشد. از مقایسه تزریق ثانویه آب نمک و آب کربناته نتیجه میشود که استفاده از آب کربناته نفت بیشتری را نسبت به آب نمک تولید خواهد کرد. علت این امر نفوذ دی اکسید کربن آب کربناته به نفت و ایجاد تورم و کاهش گرانروی نفت میباشد[۹]. تفاوت میان بازیافت آب کربناته و آب نمک در نفت های سنگین تر بیشتر مشاهده می شود.

[6] Carbonated Smart Water Injection
[7] Oil swelling

هرچند در هر دو روش تزریق آب کربناته یا تزریق دی اکسید کربن به صورت فاز گازی مجزا، شباهاتی وجود دارد اما از تفاوت های اصلی این دو روش می توان به مکانیزم انتقال جرم متفاوت این دو اشاره کرد. در تزریق دی اکسید کربن به صورت فاز گازی انتقال جرم عمدتاً به صـــورت تبخیر و میعان خواهد بود، اما در تزریق آب کربناته انتقال جرم یک طرفه از فاز آب به فاز نفت به وجود خواهد آمد که این موضوع باعث تفاوت گسترده ای در خواص نفت خواهد شد.[۱۰]

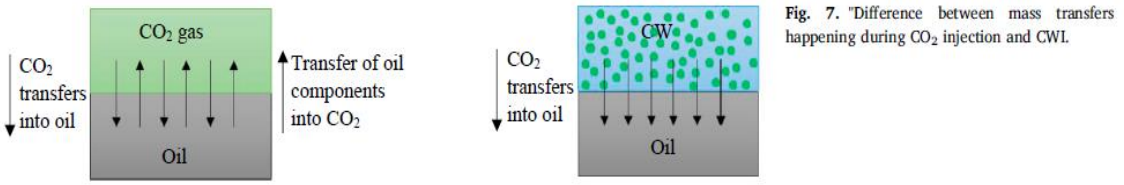
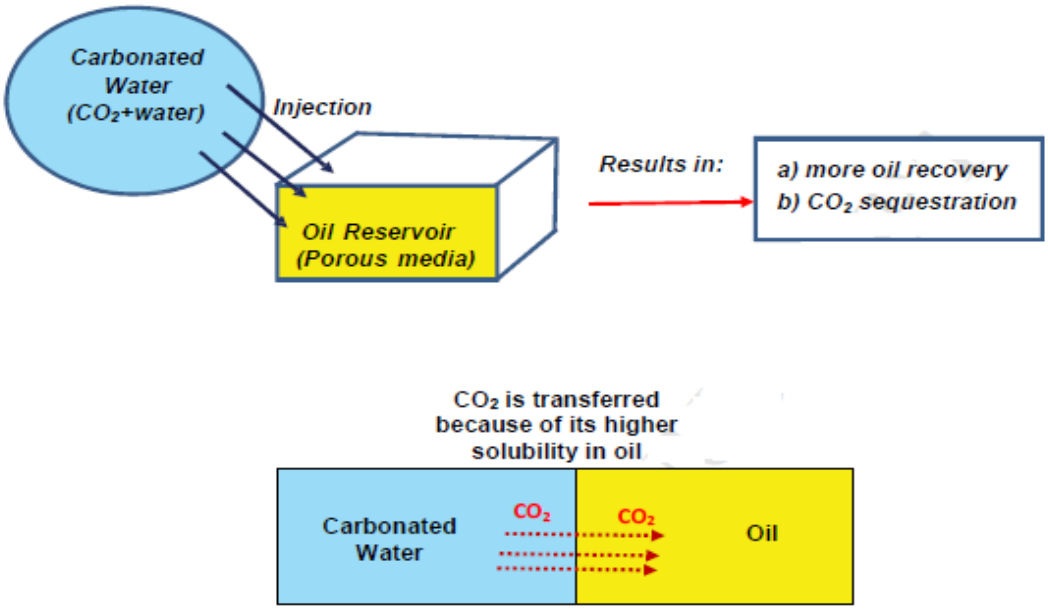


Fig. 7. "Difference between mass transfers happening during CO_2 injection and CWI.

شکل ۲-۱- تفاوت انتقال جرم در تزریق آب کربناته به نفت و تزریق دی اکسید کربن به نفت



شکل ۲-۲- مکانیزم کلی عملکرد تزریق آب کربناته

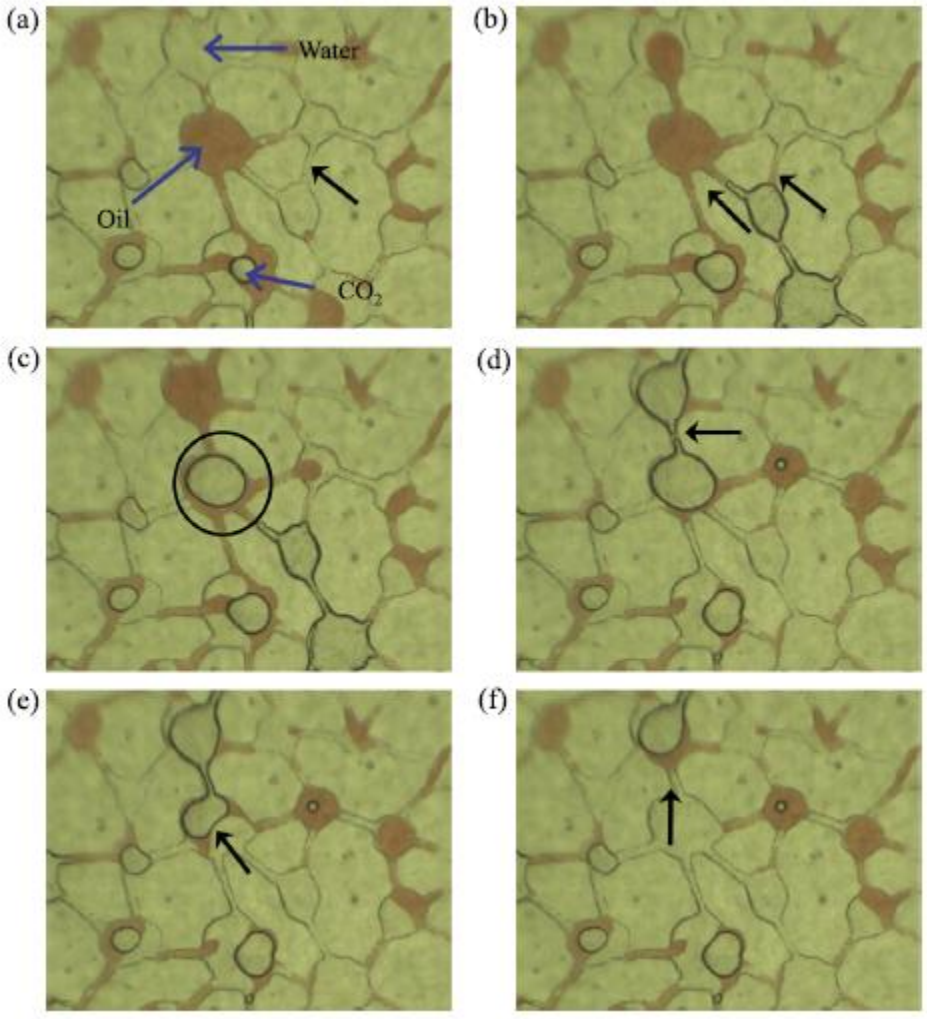
مکانیزم هایی که برای ازدیاد برداشت با آب کربناته توسط پژوهشگران مختلف معرفی شده اند، به شرح زیر است:

- تورم نفت: تزریق آب کربناته به دلیل انتشار دی اکسید کربن از فاز آب به فاز نفت، باعث تورم نفت می شود. مقدار نفت باقی مانده در مخزن رابطه ای معکوس با ضریب تورم دارد. ضریب تورم به این صورت تعریف می شود: نسبت دی اکسید کربن محلول به حجم نفت، در دما و فشار معین. تورم نفت در نهایت باعث افزایش تراوایی نسبی نفت گشته، و تولید را بهبود می بخشد.[۱۱]
- کاهش گرانروی نفت: در پی تماس آب کربناته با نفت، دی اکسید کربن از فاز آب به فاز نفت منتقل می شود و طبق آنچه که پیشتر گفته شد، کاهش گرانروی نفت را به همراه دارد که سبب بهبود نسبت تحرک میگردد. از آنجا که انحلال دی اکسید کربن باعث کاهش گرانروی برای نفت با که گرانروی بیشتر میشود، میتوان کاهش گرانروی نفت را مکانیزم اصلی برای نفتهای سنگین تر دانست.[۱۳]
- کاهش IFT بین نفت و آب: عدد موئینگی بدین صورت تعریف میگردد: [۹]

فرمول ۲-۱

$$Nc=\frac{\mu V}{\sigma cos\theta}$$

که در آن μ و v بهترتیب گرانروی و سرعت جریان در منافذ سیال جابهجا کننده و σ و θ به ترتیب IFT و زاویه تماس بین دو فاز جابهجا کننده و جابهجا شونده میباشند. اگر عدد موئینگی از مقدار خاصی (بسته به نوع سنگ و ...) عبور کند، S_{or} به میزان قابل توجهی کاهش یافته و در نتیجه، بازیافت نهایی بهبود خواهد یافت. دی اکسید کربن محلول در آب نمیتواند IFT بین آب و نفت را تا جایی کاهش دهد که عدد موئینگی از آن مقدار خاص بالاتر برود؛ با این حال میتواند سبب تشکیل امولسیونهایی در نفت گردد و ازدیاد برداشت نفت را در پی داشته باشد.[۱۱]

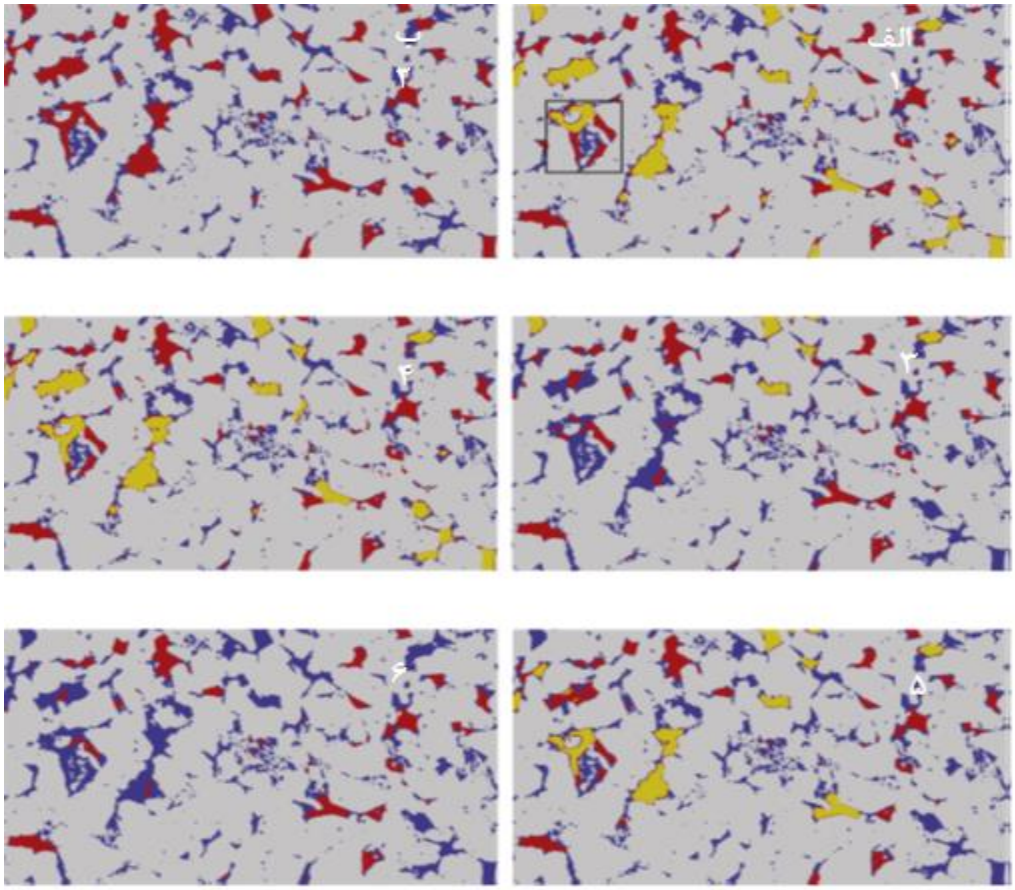


شکل ۲-۳- روند کلی عملکرد آب کربناته و انتقال دی اکسید کربن به نفت (***a***) و تشکیل فاز گازی(***b*** و ***d***) و جابجایی نفت(***d*** و ***e***) و تولید نفت (***f***)

- تغییر تر شوندگی: آزمایشهای اندازه گیری زاویه ی تماس، اینگونه نشان دادند که در مقایسه با یک سیستم بدون دی اکسید کربن، حالت محلول آن باعث بیشتر آب-تر شدن اسلاید کوارتز می شود. هر چند که نتایج به دست آمده برای میکا برعکس نتایج کوارتز است؛ یعنی دی اکسید کربن محلول، آبدوستی سطح میکا را کاهش می دهد. در مورد کوارتز این فرض مطرح می شود که با بالا رفتن فشار اشباع دی اکسید کربن و کاهش pH به زیر مقداری خاص، سطح دارای بار مثبت می شود و پس از آن، آب-تر میگردد؛ یعنی زاویه تماس آن کاهش می یابد. [۵] و [۱۱]
- -بازیافت به وسیله ی تخلیه با فشار گاز: آزاد سازی دی اکسید کربن به وسیله ی کاهش فشار پس از تزریق آب کربناته میتواند فرایندی برای بازیافت مازاد نفت باشـــد. این فرایند گاز زدایی (خروج گاز از حالت محلول) فرایندی غیر تعادلی

ا ست که به کمک فوق ا شباع کردن فاز آبی از دی اکسید کربن صورت می پذیرد[۱۰]. همانگونه که ا شاره شد، کاهش فشار این شرایط فوق ا شباع شدن را میسر میسازد. با بررسی تست های انجام شده، ریاضی و همکاران در سال ۲۰۱۱ اینگونه اظهار داشتند که در حین تزریق آب کربناته در نفت و آب مقدار قابل توجه دی اکسید کربن حل شده میتواند یک منبع انرژی برای بازیافت مازاد نفت فراهم کند [۱۱].

شبیه سازی ها و مطالعات نشان داده اند که پس از تزریق دی اکسید کربن نفت باقی مانده بسیار سنگین تر از نفت اصلی و تولید آن حتی از حالت ابتدایی سخت تر خواهد بود. در مقابل در تزریق آب کربناته نفت باقی مانده بسیار سبک تر از حالت ابتدایی و با ویسکوزیته کمتر خواهد بود. [۱۲]



شکل ۲-۴- الف: آشام[8] ب: تخلیه[9] در حضور ***CW*** در حالت اولیه (۱و۲) و فشار های ۳- ۲۴ پام، ۴- ۸۰ پام، ۵- ۰ پام و ۶- ۸ پام) نفت: قرمز، گاز: زرد، نمک: آبی، دانه های سنگ: خاکستری

[8] Imbibition
[9] Drinage

مشاهدات آزمایشات سیال نیز در تایید این موضوع نشان داده اند که در هنگام تزریق دی اکسید کربن، تغییر ناگهانی در اجزای ســـیال به وجود خواهد آمد اما در تزریق آب کربناته این تغییرات ناچیز بوده و به آرامی صـــورت خواهد پذیرفت. دلیل این تغییرات جزئی نیز جذب اندک اجزای سـبک نفت در فاز گازی می باشـد که به صـورت میعانات گازی مشـاهده خواهد شـد. برای داشتن درک صحیح از عملکرد CWI در مخزن لازم است تاثیر آن بر اجزای سیال به دقت مطالعه شود[۱۰].

نتایج تزریق آب هوشمند برای میدان آب-تیمور در این بخش مطالعه شده است. نمک های بررسی شده توسط احمدی و همکاران در جدول ۱ قابل مشـــاهده هســـتند. همچنین جدول ۲ غلظت های مختلف این نمک ها در هر محلول به تفکیک قابل مشـــاهده هستند.

جدول ۱- نمک های مورد استفاده در ازدیاد برداشت میدان آب تیمور با تزریق آب هوشمند (احمدی و همکاران – ۱۳۹۶)

نمک	فرمول شیمیایی
کلرید سدیم	$NaCl$
سدیم سولفات	Na_2SO_4
منیزیم کراید	$CaCl_2$
بی کربنات سدیم	$NaHCO_3$

البته سایر محققین ([۱۲] و [۱۳]) همچنین از سه ماده فعال سطحی کاتیونی C12TAB ، آنیونی SDS ، و غیر یونی TX-100 به منظور کاربرد در تزریق آب هوشمند استفاده کردند.

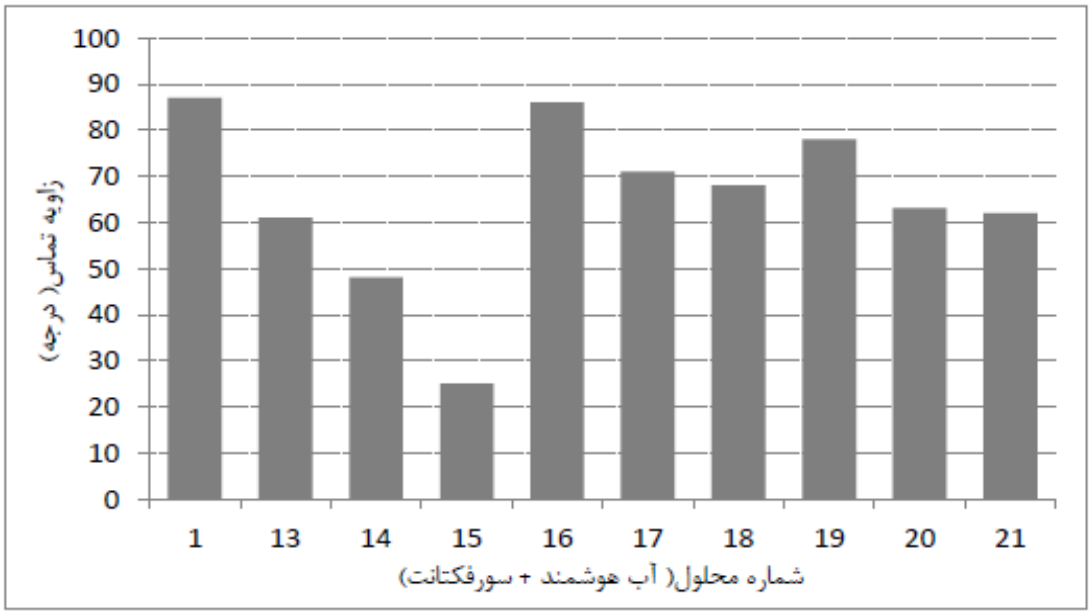
جدول ۲- غلظت های مورد استفاده برای آزمایش های زاویه تماس و آشام خودبه خودی (احمدی و همکاران - ۱۳۹۶)

شماره	محلول	Mg^{2+} (Mol/L)	Ca^{2+} (Mol/L)	$SO4^{2-}$ (Mol/L)	Na^{+} (Mol/L)	HCO_3^{-} (Mol/L)	K^{+} (Mol/L)	CTAB % wt	SDS % wt	TX-100 % wt
۱	SW	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۲	$SW0Mg^{2+}$	۰/۰	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۳	$SW2Mg^{2+}$	۰/۱۴۶	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۴	$SW3Mg^{2+}$	۰/۲۱۹	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۵	$SW0Ca^{2+}$	۰/۰۷۳	۰/۰	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۶	$SW2Ca^{2+}$	۰/۰۷۳	۰/۰۲۴	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۷	$SW3Ca^{2+}$	۰/۰۷۳	۰/۰۳۶	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۸	$SW0SO4^{2-}$	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۹	$SW2SO4^{2-}$	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۶۶	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۱۰	$SW3SO4^{2-}$	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۱	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۱۱	$SW0Na^{+}$	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۰	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۱۲	$SW3Na^{+}$	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۱/۶۰۸	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۱۳	CTAB %۰/۰۵ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰۵	۰/۰	۰/۰
۱۴	CTAB %۰/۱ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۱	۰/۰	۰/۰
۱۵	CTAB %۰/۳ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۳	۰/۰	۰/۰
۱۶	SDS %۰/۰۵ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰۵	۰/۰
۱۷	SDS %۰/۱ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۱	۰/۰
۱۸	SDS %۰/۳ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۳	۰/۰
۱۹	TX100 %۰/۰۵ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰۵
۲۰	TX100 %۰/۱ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۱
۲۱	TX100 %۰/۳ wt	۰/۰۷۳	۰/۰۱۲	۰/۰۳۳	۰/۵۳۶	۰/۰۰۲	۰/۰۱۲	۰/۰	۰/۰	۰/۳

پس از قرار دادن سنگ ها در محلول سیالات آب هو شمند و سورفکتانت مقدار زاویه تماس برای هر یک از نمونه ها اندازه گیری شد، که کاهش آن نشان دهنده تغییر ترشوندگی سطح سنگ و جدا شدن مقداری از اسید های چرب موجود در نفت خام جذب شده از روی سطح سنگ ا ست. شکل ۲-۵ مقادیر زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته برای محلول های آب هوشمند با غلظت های متفاوت را در آزمایش های احمدی و همکارانش نشان می دهد. شکل ۲-۶ همین اطلاعات را در حضور سورفکتانت ارائه می دهد.



شکل ۲-۵- مقادیر زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته برای محلول های آب هوشمند با غلظت متفاوت یون ها (احمدی و همکاران - ۱۳۹۶)



شکل ۲-۶- مقادیر زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته برای محلول های آب هوشمند با غلظت متفاوت یون ها و تاثیر سورفکتانت (احمدی و همکاران - ۱۳۹۶)

نتایج آزمایش های آ شام خودبخودی پژوهش آنها برای سنگ کربناته سازگار با پژوهش های محققین پی شین بر روی سنگ چالکی می با شد و به نظر می ر سد که مکانیسم حاکم بر ازدیاد بردا شت بر روی سنگ کربناته آهکی نیز تغییر تر شوندگی اســت. همچنین نتایج زاویه تماس در پژوهش احمدی و همکاران ســازگار با نتایج آزمایش آشــام خودبخودی بوده و به نوعی آن را تایید می نماید. نتایج آزمایش های آشــام مربوط به محلول های آب هوشــمند نشــان می دهد که کارایی محلول ها در دماهای بالا بیشتر است. به طور کلی نتایج احمدی و همکاران به صورت زیر خلاصه می شود:

- با توجه به نتایج زاویه تماس و آزمایش آشام خودبخودی می توان دریافت که مکانیسم حاکم بر ازدیاد برداشت نفت با تکنیک آب هوشمند در سنگ های کربناته آهکی نیز تغییر ترشوندگی می باشد.
- غلظت کاتیون های دوظرفیتی موجود در آب هوشمند مقدار زاویه تماس را کاهش داده و بازیابی نفت با آشام
- خودبخودی را افزایش می دهد.
- کاهش غلظت یون تک ظرفیتی Na^+ برداشت نفت با آشام خودبخودی را افزایش می دهد.
- غلظت یون SO_4^{2-} به دلیل کاهش بار مثبت سطح و کاهش نیروی دافعه میان سطح و کاتیون های دو ظرفیتی بیشترین تاثیر را بر برداشت نهایی نفت دارد.

در ادامه و در فصل چهارم نتایج حاصل از بررسی سیال برای این دو سناریو مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۳-۲- پارامتر های قابل بررسی

از موارد مهمی که باید برای عملکرد CWI و آب هو شمند برر سی گردد تر شوندگی[۱۰] سنگ مخزن و برر سی امکان تغییر آن[۱۱] می با شد که این تر شوندگی ارتباط م ستقیمی با ناهمگون[۱۲] بودن مخزن و توزیع سیال درون سنگ و جریان آن خواهد دا شت. علی الخصــوص در ســنگ های کربناته که ناهمگون و نفت-تر[۱۳] هســتند. تغییر خواص ترشــوندگی محیط متخلخل براثر واکنش نفت مخزن با ســنگ مخزن در طی زمان، باعث کاهش مقادیر نهایی بازیافت حاصــل از تزریق آب کربناته در مرحله ثانویه (نســبت به

[10] Wettability
[11] Wettability alteration
[12] Heterogeneity
[13] Oil-wet

مخازن آب-تر[4]می گردد[۱۱]. اما در مرحله ثالثیه تولید به نظر می رسد به دلیل خواص اسیدی آب کربناته تزریق آن موجب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن می گردد. [۱]

از دیگر مواردی که در این استراتژی نیاز به بررسی و مطالعه دارند می توان به تغییر اجزای سیال پس از تزریق آب کربناته، حرکت پذیری نفت درجا، ضریب انتشار، نیروهای مویین و کشش سطحی (IFT)[5]شرایط تولیدی و مکانیزم اثربخشی در مقیاس مغزه اشاره کرد [۱۲] و [۳۳]. همچنین غلظت یون حل شده در آب و نوع آن می تواند در اثرگذاری تزریق آب هوشمند موثر باشد[۱۲].

همچنین برای موفقیت هر روش برداشت نفت، داشتن یک مدل مخزنی دقیق با اعتماد به تاریخچه و اتکا به نتایج حاصل از شبیه سازی ضروری به نظر می رسد. مدل سازی دقیق تزریق آب کربناته برای توسعه کاربرد و موفقیت این روش در مقیاس مغزه و میدان (یا بخشی از آن به عنوان کاندید) نیز از این امر مستثنی نیست. شبیه ساز های نفت ترکیبی[6]معمولا برای شبیه سازی پروسه تزریق گاز دی اکسید کربن به کار گرفته می شوند [۱۳]که در آن می توان به خوبی روند تغییرات اجزای سیال نفت را بررسی کرد. البته با اینکه شبیه سازی های بسیاری برای بررسی مکانیزم اثر بخشی گاز دی اکسید کربن صورت گرفته است، مدل ها بسیار کمتری در مقایسه با آن در مورد تزریق آب کربناته ساخته شده است. [۴]

۴-۲- مطالعات آزمایشگاهی

۱-۴-۲- اثر درجه سنگینی نفت

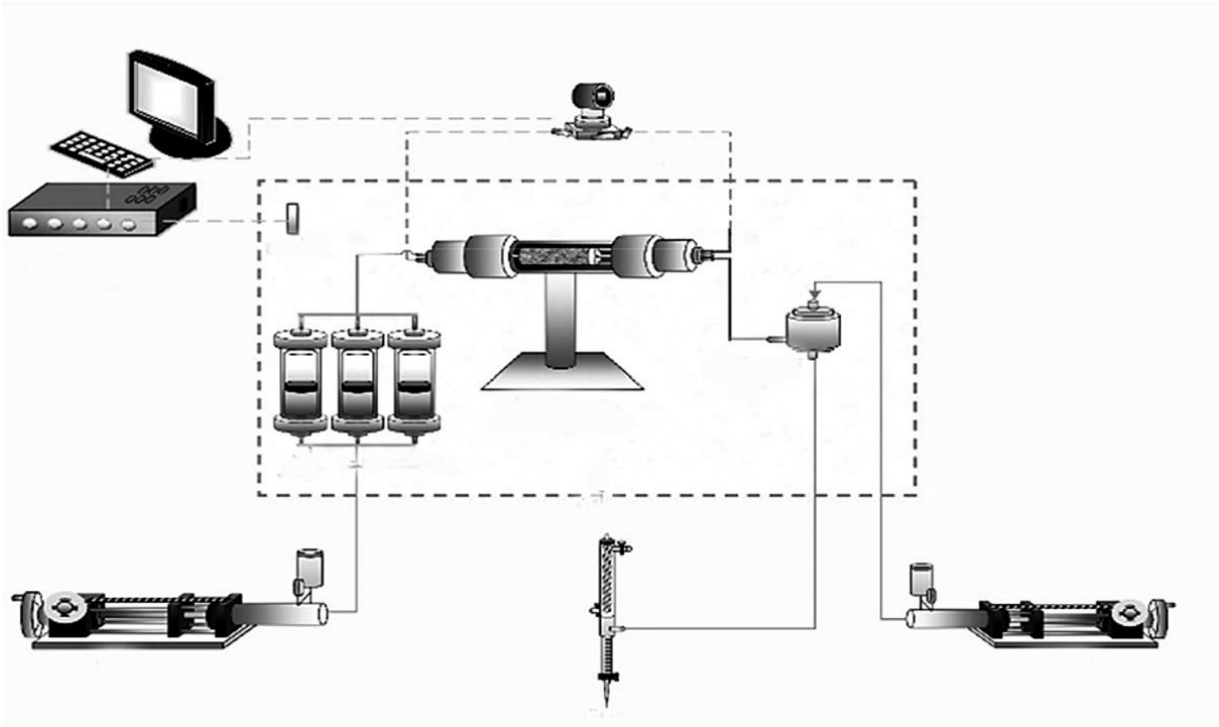
شکری افرا و همکاران در سال ۲۰۱۷ در یک مطالعه آزمایشگاهی به بررسی اثر درجه سنگینی نفت بر مکانیزم CWI پرداختند. ماسه های استفاده شده در این مطالعه مربوط به یکی از مخازن جنوب ایران بوده است. مشخصات ماسه های فشرده در آزمایشات در جدول زیر آورده شده است. [۱]

[1] Water-wet
[1] Interfacial tension
[1] Compositional
[4]
[5]
[6]

جدول ۳- مشخصات آزمایش های صورت گرفته توسط شکری افرا و همکاران برای بررسی اثر سنگینی نفت بر عملکرد تزریق آب کربناته

شماره آزمایش	نفت مخزن	طول (cm)	تخلخل (٪)	تراوایی (دارسی)	اشباع آب کاهش نیافتنی (٪)
۱	A	۲۰/۲	۳۱/۲	۵/۸	۲۱/۱
۲	B	۲۰/۵	۳۳/۲	۵/۵	۲۶/۱
۳	C	۲۰/۳	۳۱/۷	۵/۹	۱۹
۴	A	۲۰/۹	۳۱/۳	۵/۴	۱۹/۸
۵	B	۲۰/۵	۳۱/۴	۵/۹	۱۷/۸
۶	C	۲۰/۵	۳۱	۶	۱۴/۵
۷	B	۲۰/۵	۳۲/۲	۵/۷	۱۷/۹

شکری افرا و همکاران برای انجام آزمایش های تزریق آب کربناته از مجموعه د ستگاه های آزماي شگاهی دما و ف شار بالا اســتفاده کردند. این تجهیزات شــامل پمپ تزریق پیســتونی، مخازن جابجایی ســیال تزریقی، مغزه نگه دار، آون گرمایی و رگلاتور تثبیت فشار بوده اند که شماتیک وسایل مورد استفاده در شکل ۲-۷ نشان داده شده است. [۱۴]



شکل ۲-۷- شماتیک تجهیزات استفاده شده برای تایین اثر درجه سنگینی نفت بر عملکرد تزریق آب کربناته (شکری افرا و همکاران - ۲۰۱۷)

دما و فشار آزمایشها شبیه به شرایط مخزن و برابر با ۸۰ درجه سلسیوس و فشار ۲۰۰۰ پام بوده است. [۱۵]

۲-۴-۲- تزریق ثانویه

در مورد آب کربناته می توان اشـــاره کرد افزایش گرانروی نفت مورد آزمایش مقدار بازیافت نهایی را نیز کاهش می دهد. به منظور بررسی تاثیر تزریق آب هوشمند بر بازیافت نفت و مقایسه با تزریق آب دریا به صورت ثانویه، هفت آزمایش بازیافت نفت با استفاده از ۳ مغزه مخزنی توسط آقایی فر و همکاران (۲۰۱۸) انجام شد که در طی آزمایش های گوناگون مغزه ها هربار شسته شده اند. تمام مغزه ها با $S_{wi} = 15\%$ ا شباع شده، سیلاب زنی شده و با همان مقدار نفت خام افزایش بردا شت دا شتند. حداقل دو آزمایش بر روی هر مغزه انجام شد. در مطالعات آزمایشگاهی آنها مشاهده شده است که در استفاده مجدد از مغزه تغییرات خواصی وجود خواهد داشت که موجب افزایش بازده تولید نفت در آزمایش های بعدی به صورت کاذب می شود. آنها برای جبران این عدم اطمینان، ترتیب تزریق آب شور برای همه مغزه ها یکسان انتخاب نکردند. پس از اولین آزمایش در دو مغزه، آب هوشمند با شوری کم به صورت ثانویه تزریق شد و پس از استفاده از مغزه دوم، توالی سیلاب زنی مغزه بعدی با آب دریا و آب کم شور انجام شد. در حالی که تزریق آب هوشمند با شوری کم در حالت ثانویه بعد ازاستفاده دوم به آن تزریق شد.

پس از تزریق آب هوشـــمند به مغزه ی ۱ به میزان ۳ برابر حجم حفره[۷](PV) افزایش نفت به میزان ۵۸٪ حاصـــل شـــد. با افزایش مقدار حجمی آب تزریقی از این مقدار به ۴ برابر PV افزایش تولید مشاهده نشد.

همچنین محققین نشـــان داده اند تزریق آب هوشـــمند با شـــوری کم و علی الخصـــوص ترکیب آب با تزریق پلیمر، مزایای بسیاری در ازدیاد برداشت از مخزن داشته است. در این مطالعه پس از تزریق ۱PV آب هوشمند با شوری کم ترکیب شده با پلیمر در مرحله ثانویه به مغزه ۵۹٪ نفت درجا تولید شد. که بسیار بهتر از نتیجه ۴۴٪ بهبود تولید در اثر تزریق ۲PV آب، به همین مغزه بود.

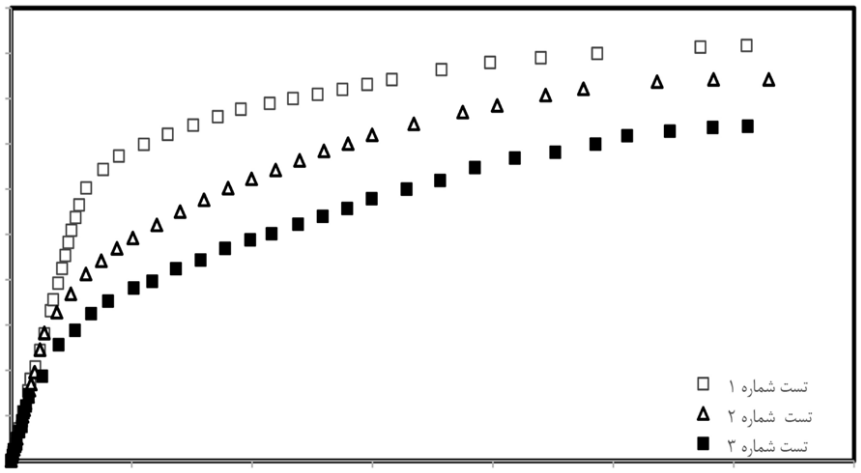
[1] Pore Volume [7]

۳-۴-۲- تزریق ثالثیه

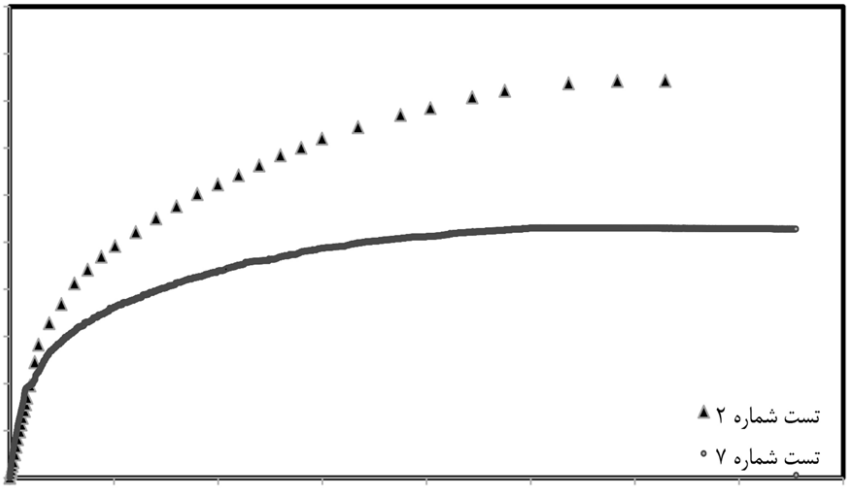
در تزریق ثالثیه ابتدا آب نمک تزریق شده ا ست، پس ازاینکه سرعت تولید نفت به صفر ر سید و تولید آن متوقف شد، تزریق آب کربناته آغاز شده ا ست. در این حالت م شاهده شده که اندکی پس از آغاز تزریق آب کربناته تولید نفت مجدداً آغاز می شود. در این آزمایشها نیز مقدار بازیافت در نفت A که دارای گرانروی کمتر است، دارای مقدار بازیافت بیشتری می باشد.

۴-۴-۲- بررسی اثر درجه سنگینی و گرانروی نفت

همان طور که در شکل ۲-۸ م شخص ا ست، افزایش گرانروی به صورت سی ستماتیک در کاهش مقدار بازیافت در میان شـــکنی و کاهش مقدار بازیافت در یک حجم متخلخل و کاهش مقدار بازیافت نهایی در تزریق ثانویه آب کربناته تأثیرگذار اســـت. یکی از دلایل کاهش مقدار تولید، نسبت تحرک پذیری آب کربناته تزریقی و نفت موجود در مخزن است. [۱۶]

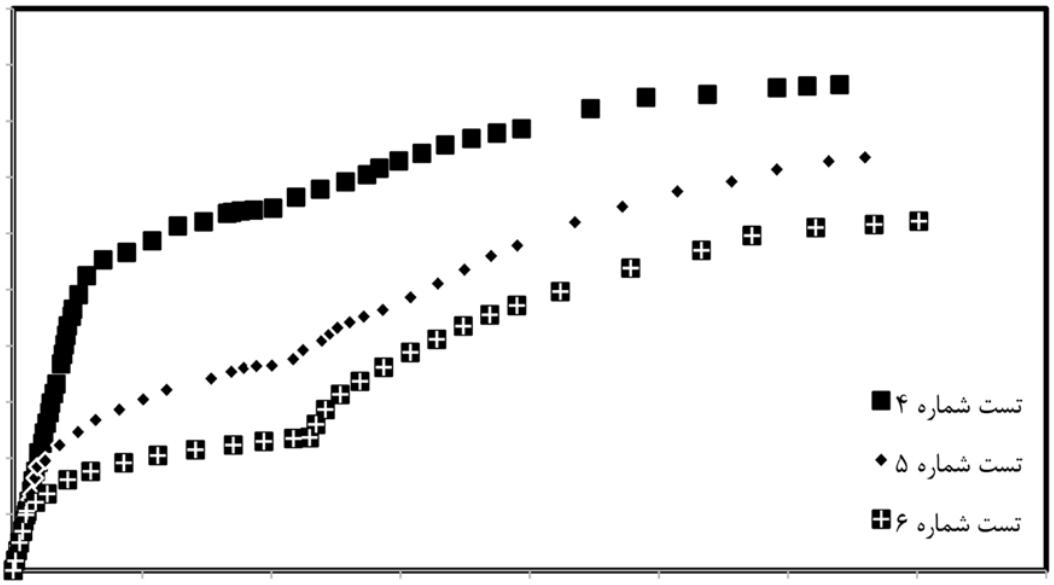


شکل ۲-۸- میزان بازیافت نفت در حالت عادی (تست ۲) نسبت به نسبت به تزریق ثانویه آب کربناته (تست ۱) و تزریق دی اکسید کربن (تست ۳)، محور افقی نشان دهنده نسبت حجم تزریقی به حجم محیط متخلخل می باشد. (سهرابی و همکاران – ۲۰۱۱)



شکل ۲-۹- بازیافت دی اکسید کربن (تست ۷) در مقایسه با آب کربناته (تست ۲). محور افقی نشان دهنده نسبت حجم تزریقی به حجم محیط متخلخل می باشد. (سهرابی و همکاران – ۲۰۱۱)

جهت جابجایی ایده آل و حرکت کاملاً پیستونی سیال تزریقی و سیال موجود در مخزن، نسبت تحرک پذیری باید نزدیک به یک باشد. [۲۵]



شکل ۲-۱۰- میزان بازیافت نفت در تزریق ثالثیه آب کربناته (تست ۴) در مقایسه با تزریق ثانویه (تست ۵) و تزریق دی اکسید کربن (تست ۶). محور افقی نشان دهنده نسبت حجم تزریقی به حجم محیط متخلخل می باشد. (سهرابی و همکاران – ۲۰۱۱)

جدول ٤- بهبود تولید در تزریق آب کربناته

نوع نفت	تفاوت بازیافت نهایی ثانویه نسبت به ثالثیه (٪)	درصد بهبود ثانویه به ثالثیه (٪)	مشارکت آب‌کربناته از تولید نهایی تزریق ثالثیه (٪)	سرعت میانگین تولید در تزریق ثانویه آب‌کربناته (cc/min)	سرعت میانگین تولید در تزریق ثالثیه آب‌کربناته (cc/min)
نفت A	۵/۲	۶	۲۶/۴	۰/۵۲۳	۰/۰۵۵
نفت B	۱۰/۱	۱۳/۶	۵۰/۹	۰/۴۶۵	۰/۰۸۹
نفت C	۱۰/۹	۱۷/۵	۶۲/۱	۰/۳۵۶	۰/۱۱۷

با کاهش API و افزایش گرانروی نفت بازیافت حاصل از تزریق آب نمک و آب کربناته کاهش می یابد[۲۷]. در این حالت به علت تشدید انحراف نسبت تحرک پذیری از مقدار ایده آل و عدم جاروب صحیح و نامناسب مخزن، نفت بیشتری در مخزن باقی خواهد ماند که نتیجه آن کاهش مقدار بازیافت حاصل از این روش هاست. [۲۸]

در تزریق ثانویه آب کربناته، با کاهش API به علت کاهش سرعت انحال و مقدار انحال گاز در نفت زمان بیشتری جهت مشاهده تأثیر آب کربناته بر تولید نیاز است[۲۹]، به همین علت بیشتر تولید نفت پس از میان شکنی صورت می گیرد؛ اما در نفت های سبک تر به علت کاهش زمان مورد نیاز جهت نفوذ گاز به نفت و همچنین مناسب بودن نسبت تحرک پذیری اکثر تولید در زمان میان شکنی رخ می دهد. [۳۰]

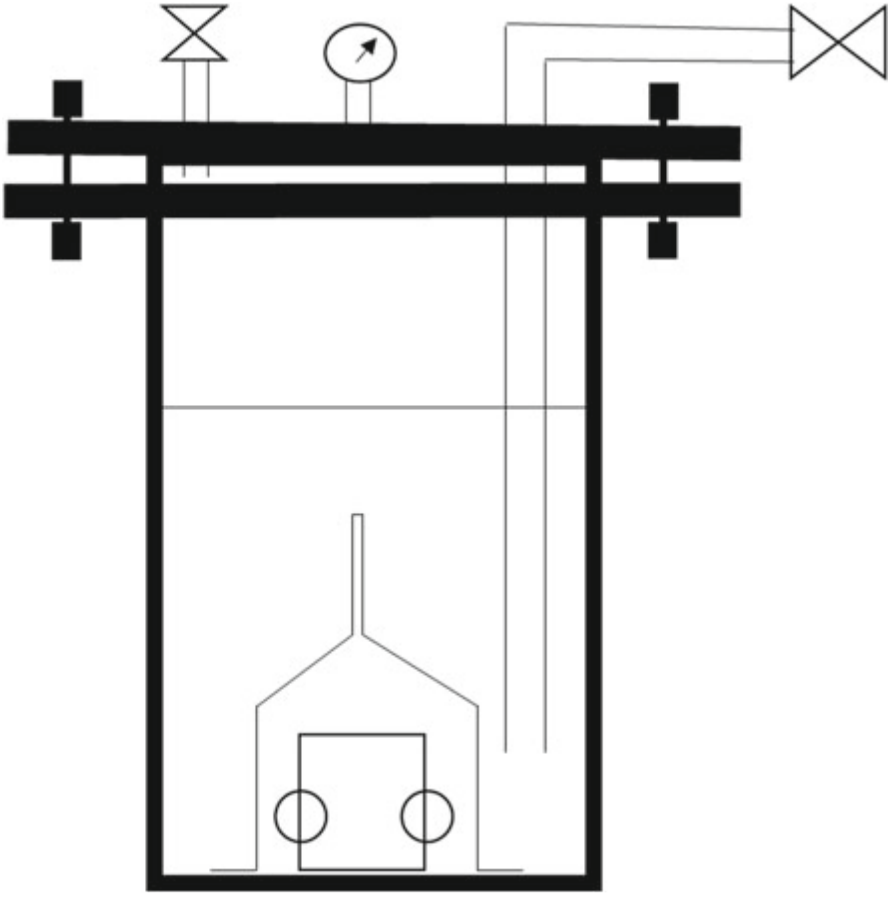
از مقایسه تزریق ثانویه آب نمک و آب کربناته نتیجه این خواهد بود که استفاده از آب کربناته نفت بیشتری را نسبت به آب نمک تولید خواهد کرد. این تفاوت در نفت های سنگین تر بیشتر مشاهده می شود. در نمونه نفت C حدود ۴۹٪ و در نفت A حدود ۲۸٪ افزایش تولید حاصل می شود. [۱]

۵-۴-۲- افزایش بهره وری تولید با آشام خود به خودی

آدیپوترا و همکاران در سال ۲۰۱۸ به مطالعه عملکرد CWI در یک مدل پرشده از شیشه و آب پرداختند. آنها یک مغزه اشباع نیز درون یک محفظه زیر یک قیف با لوله باریک قرار داده که مقدار بازیافت نفت را به ازای هر یک میلیلیتر تولید اندازه می گرفت.[۳۱]

محفظه در این آزمایش کاملا بدون درز بود و دی اکسید کربن به آب تزریق شد. آب درون محفظه پس از مدتی با جذب هیدروکربن تبدیل به آب کربناته شد. حجم نفت خارج شده از مغزه نیز (در اثر آشام) به طور منظم قرائت شد.

آدیپوترا و همکاران (۲۰۱۸) این مراحل برای چند غلظت متفاوت از دی اکسید کربن حل شده در آب بررسی و مقدار pH، بازیافت نفت و فشار تزریق را اندازه گیری کردند.[۳۱] بعد از مقایسه تمام کیس ها (شامل آشام با آب خالص) مقدار ۰ تا ۳۷٪ بازیافت نفت را برای این تست اندازه گیری کردند. لازم به ذکر است مدل فیزیکی استفاده شده توسط آدیپوترا و همکارانش توانایی تحمل ماکزیمم فشار ۵۰ پام را داشته است. (که فشار آزمایش انجام شده از شرایط امن ۱ بار نیز فراتر نرفت). همچنین دو سوپاپ و یک فشار سنج روی مدل وجود داشتند. سوپاپ اول برای تزریق دی اکسید کربن به آب و سوپاپ دوم برای تخلیه فشار در نظر گرفته شد. درون مدل قیف برعکس لوله باریک و مغزه درون آن قرار گرفتند. لوله روی این قیف در این آزمایش شبیه یک بورت برای اندازه گیری افزایش میزان نفت در اثر آشام عمل می کند. شماتیک وسایل آزمایشگاهی آدیپوترا و همکاران (۲۰۱۸) در شکل ۲-۱۲ قابل مشاهده است.

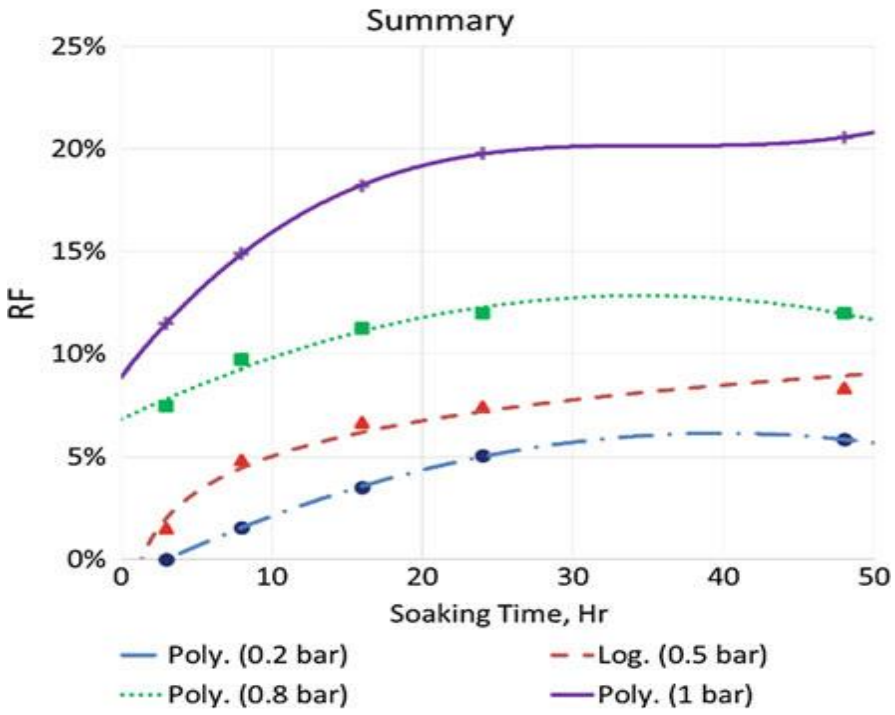


شکل ۲-۱۱- شماتیک ابزار به کار رفته در بررسی افزایش برداشت در آشام خود به خودی توسط آدیپوترا و همکاران (۲۰۱۸)[۳۱]

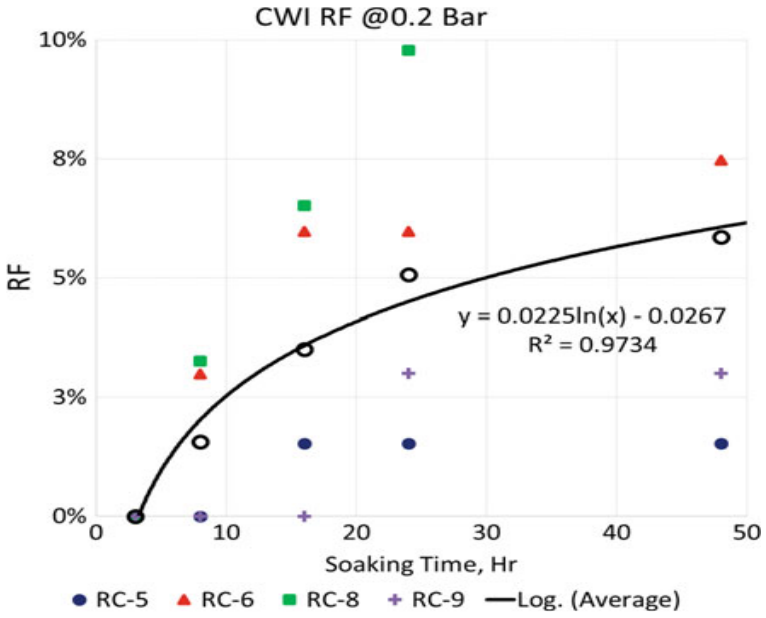
۶-۴-۲- آشام خودبخودی

در آزمایش آدیپوترا و همکارانش (۲۰۱۸) برای آب خالص هیچ بازیافتی برای نفت گزارش نشده است. دلیل این امر می تواند انجام آزمایش در دمای اتاق و عدم توان تولید نفت در این دما باشد. (در گزارش آنها قطراتی از نفت روی سطح مغزه مشاهده شده اند اما به توان لازم برای تولید نرسیده اند.) [۳۱]

در این آزمایش رابطه بین میزان بازیافت نفت و زمان خیسانده شدن در غلظت های متفاوت دی اکسید کربن اندازه گیری و به صورت نموداری در اشکال ۲-۱۲ و ۲-۱۳ گزارش شده است.



شکل ۲-۱۲- مقدار ضریب بازیافت پس از تزریق آب کربناته بر حسب زمان خیس شدگی در فشار های مختلف (آدیپوترا و همکاران – ۲۰۱۸)



شکل ۲-۱۳- مقدار ضریب بازیافت پس از تزریق آب کربناته در فشار ۰/۲ بار بر حسب زمان خیس شدگی (آدیپوترا و همکاران – ۲۰۱۸)

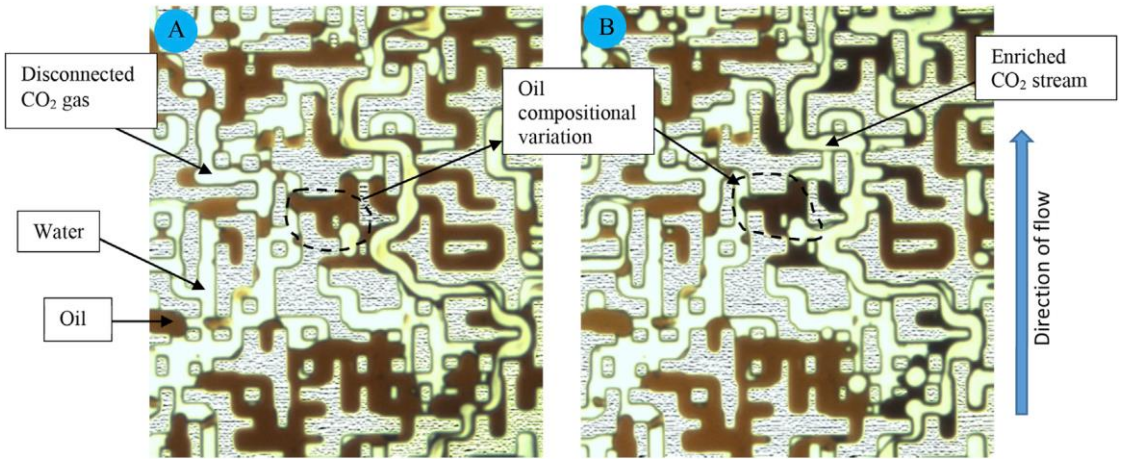
در مطالعات آدیپوترا و همکاران (۲۰۱۸) طراحی مدل فیزیکی به منظور نشان دادن عملکرد CWI صورت گرفته و فرایند آشام آب گازدار در آن نشان داده شده است. بازیافت نفت با استفاده از آشام خودبخودی CWI بین ۴ تا ۳۷٪ (در شرایط مطلوب) بوده است و افزایش غلظت دی اکسید کربن نیز افزایش بازیافت نفت را به همراه داشته است.[۱۳]زمان لازم برای آشام دی اکسید کربن در آب حدود ۳۰ ساعت (شرایط مطلوب) در نظر گرفته شده و غلظت دی اک سید کربن محلول در آب تو سط محققین در شرایط مطلوب برابر با ۰/۰۴۵ مول گزارش گردیده است.

به هر روی لازم است تا آزمایشات مشابه با حساسیت سنجی پارامتر های مختلف (جنس مغزه، سنگینی نفت، نوع نفت خام، دما و فشار) تکرار شود تا دید عمیق تری برای عملکرد CWI در مخازن نفتی حاصل شود.[۳۱]

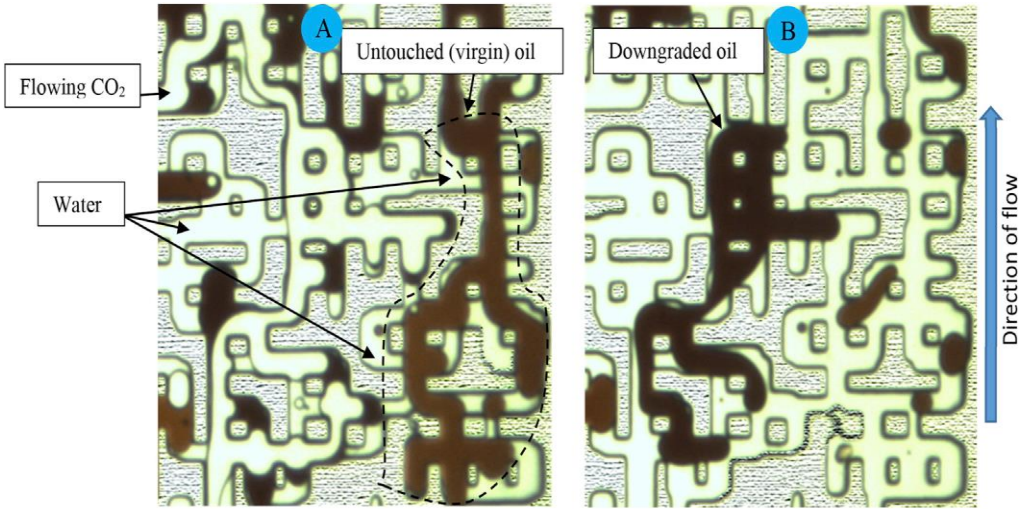
۲-۵- تغییر اجزای نفت

سیدی و همکاران (در سال ۲۰۱۸) آزمایش هایی را برای بررسی تغییرات اجزای نفت پس از تزریق آب کربناته انجام داده اند. دو نوع آزمایش سیال برای بررسی عملکرد CWI در نظر گفته شد: ۱- تک تماس نفت زنده و دی اکسید کربن ۲- تماس چند گانه نفت و دی اکسید کربن.[۱۷] به این صورت که ۸۰cc نفت زنده در فشار ۵۰۰ پام و دمای ۱۰۰ درجه فارنهایت به PVT Cell تزریق شد. پس از اندازه گیری GOR مقدار ۳۰cc دی اکسید کربن نیز به آن اضافه شد و برای تعادل به آن مهلت

داده شد. [۱۸] آنالیزهای تغییرات اجزای سیال سپس بر روی آن انجام شد. نتایج بد ست آمده در ا شکال ۲-۲-۱ و ۲-۲-۲ قابل مشاهده هستند.



شکل ۲-۱۴- تغییر در اجزای نفت بعد از در شکل ***A***: ۶ دقیقه و در شکل ***B***: ۱ ساعت تزریق دی اکسید کربن (با ورود جریان دی اکسید کربن به نفت رنگ آن تیره تر خواهد شد. جرا که با خروج ترکیبات سبک نفت سنگین تر می شود. از طرفی همزمان جریان دی اکسید کربن به زردی می گراید چرا که ترکیبات سبک نفت را با خود همراه می کند.) (سیدی و همکاران – ۲۰۱۸)

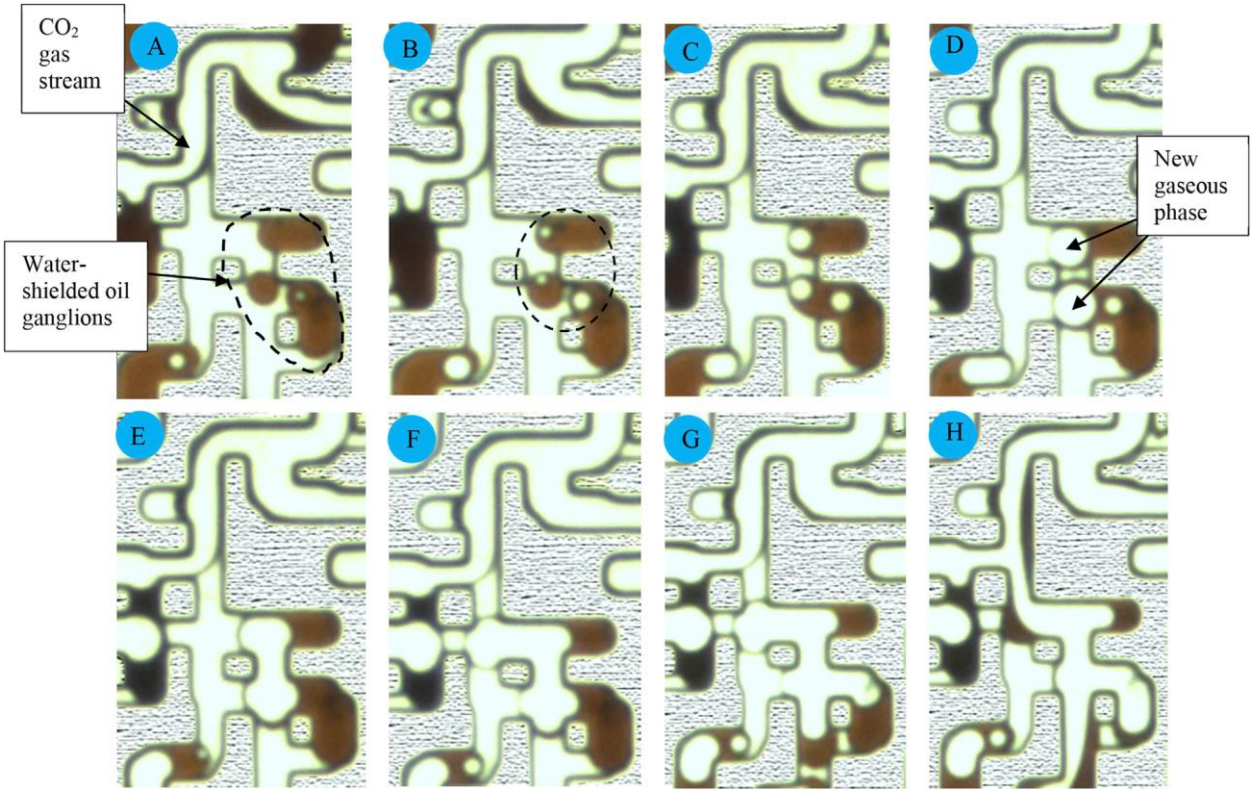


شکل ۲-۱۵- سطح بزرگنمایی شده مدل در پایان شکل ***A***: سیلاب زنی با دی اکسید کربن و در شکل ***B***) تزریق نهایی نمک. (آب نمکی که متعاقباً پس از سیلاب زنی با دی اکسید کربن در محیط ورود می کند نتیجه منفی تغییر اجزای نفت پس از تزریق دی اکسید کربن می باشد.) (سیدی و همکاران – ۲۰۱۸)

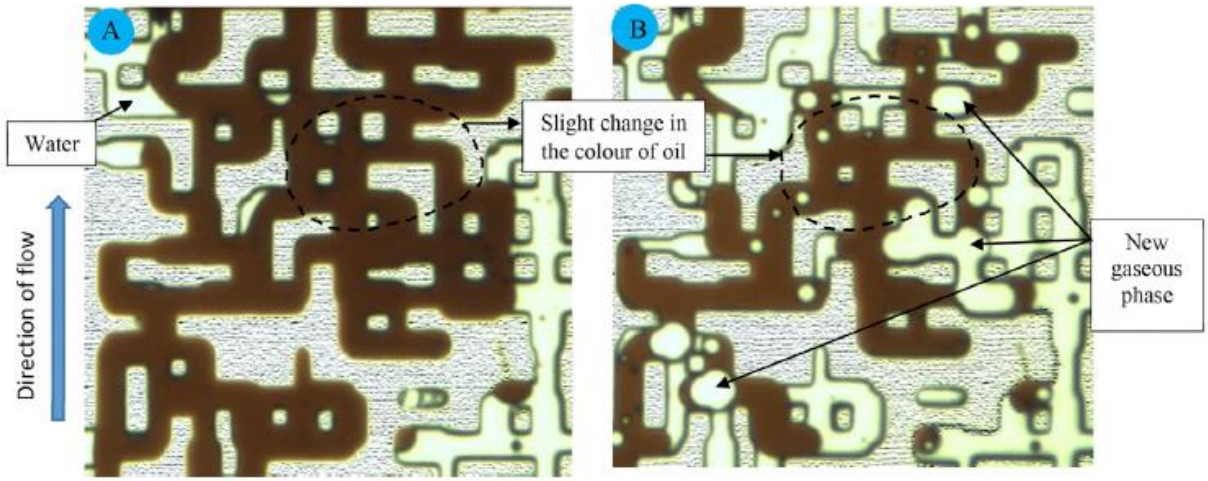
سیدی و همکاران همچنین برای بررسی عملکرد تزریق آب کربناته، مقدار ۴۰۰cc نفت خام به PVT Cell تزریق و GOR آن محاسبه کردند. سپس حجمی از آب کربناته به درون آن تزریق به صورتی که ۱۰cc از نفت زنده با آب کرباته پس از برقراری تعادل در تماس قرار گرفتند. [۲۹]

نتایج این آزمایشات در اشکال ۲-۱۴ و ۲-۱۵ قابل مشاهده هستند.

سیدی و همکاران آنالیز اجزای سیال را با یک دستگاه کروماتوگرافی گازی با دقت بالا و با استفاده از عدد کربنی انجام داده اند.



شکل ۲-۱۶- تزریق درجای آب کربناته (فاز گازی جدیدی در محیط هیدروکربنی ایجاد می شود، سپس با تورم نفت باعث تولید آن خواهد شد.) (سیدی و همکاران – ۲۰۱۸)



شکل ۲-۱۷- سطح بزرگنمایی شده مدل در پایان شکل ***A***: سیلاب زنی معمولی و در شکل ***B***) یک ساعت ***CWI*** (ورود گاز دی اکسید کربن از آب کربناته به فاز هیدروکربنی باعث ایجاد فاز جدید گازی شده و در نهایت موجب سبک تر شدن نفت و کاهش ویسکوزیته و حرکت پذیری بیشتر آن می شود) (سیدی و همکاران – ۲۰۱۸)

در گزارش سیدی و همکاران (۲۰۱۸) و همانطور که در شکل ۲-۱۶ و ۲-۱۷ قابل مشاهده است پس از سیلاب زنی نفت دی اکسید کربن به منظور بررسی تعاملات دینامیکی آن با نفت به نفت زنده تزریق شده است. در اینجا به دلیل ویسکوزیته بسیار پایین آن (۰،۰۰۷۵ سانتی پویز) نسبت به نفت (۱۴ سانتی پویز)، دی اکسید کربن تمایل زیادی را به پدیده انگشتی شدن نشان می دهد. در شرایطی که بخش زیادی از نفت زنده را بدون تماس رها خواهد کرد.[۱۷]

این جریان در ابتدا هیچ رنگی ندا شته و فقط از طریق حباب های درون نفت قابل م شاهده بود، اما پس از مدتی با خروج اجزای سبک نفت از آن و همراه کردن آن ها با خود تغییر رنگی به رنگ زرد داشت.

در این شرایط رنگ نفت سنگین به جا مانده بسیار تیره تر از قبل خواهد بود، چرا که اجزای سبک خود را از د ست داده ا ست. با گذشت زمان این پدیده ادامه داشته و نفت به جا مانده سنگین تر و سنگین تر خواهد بود.

سیدی و همکاران (۲۰۱۸) پس از تزریق آب ثانویه برای بررسی تماس پیچیده مایع-مایع آب کربناته و نفت، آب کربناته را به نفت زنده تزریق کردند. برخلاف تزریق دی اکسید کربن به صورت فاز جداگانه که باعث سنگین تر شدن نفت شد، این عمل نفت را سبک تر کرد.[۱۷] دلیل این امر می تواند نحوه متفاوت انتقال جرم در تزریق دی اکسید کربن و آب کربناته باشد.

در تزریق دی اکسید کربن به نفت یک انتقال جرم دو طرفه صورت می گیرد: دی اکسید کربن به نفت و اجزای سبک نفت به جریان دی اکسید کربن. اما در تزریق آب کربناته انتقال جرم یک طرفه است: صرفاً از آب به نفت زنده انتقال دی اکسید کربن صورت می گیرد. [۱۷]

سیدی و همکاران همچنین با انتقال دی اکسید کربن به فاز نفتی در تزریق آب کربناته مشاهده کردند که رنگ نفت مخزن روشن تر شده و این را مبنایی برای گزارش کاهش یافتن ویسکوزیته مخزن قرار دادند. همانطور که در شکل های ۲-۱۵ و ۲-۱۶ می توان این امر را مشاهده کرد. [۲۹]

مقایسه بین شکل های ۲-۱۳ و ۲-۱۴ با شکل های ۲-۱۵ و ۲-۱۶ نشان می دهد اثر جانبی در تزریق آب کربناته به سیال نسبت به تزریق دی اکسید کربن وجود نخواهد داشت. و در نتیجه کیفیت نفت تا حد زیادی در تزریق آب کربناته حفظ می شود.

۲-۶- مکانیزم انتشار دی اکسید کربن

بررسی پدیده انتشار اهمیت زیادی در انتقال جرم دی اکسید کربن و طراحی فرایند بهینه تزریق آب کربناته دارد.[۳۴] سیدی و همکاران (۲۰۱۷) [۲۹] و شو و همکاران (۲۰۱۷) به بررسی اثر انتشار دی اکسید کربن در نفت پرداخته اند. شو و همکاران (۲۰۱۷) به بررسی اثر پارامتر های عملیاتی نظیر فشار اشباع، دما و حجم گاز بر ضریب انتشار دی اکسید کربن در یک سیستم آب کربناته-نفت پرداختند.[۳۹]

نتایج بدست آمده توسط شو و همکارانش نشان دهنده حساسیت ضریب انتشار دی اکسید کربن به فشار اشباع سیال می باشد. در شرایطی که فشار اشباع بیشتر ضریب انتشار بیشتر را همراه خواهد داشت.

همچنین در یک فشار اشباع خاص، با افزایش دما نیز ضریب انتشار دی اکسید کربن بیشتر خواهد بود. به طوری که برای دمای ۴۰ درجه سانتی گراد مقدار ضریب انتشار دی اکسید کربن در نفت دو برابر مقدار آن در دمای ۲۰ درجه سانتی گراد گزارش شده است. همچنین به همین دلیل در دما های بالا تعادل سیستم بسیار سریع رخ می دهد. همچنین تحقیقات شو و همکارانش نشان داد که ضریب انتشار به حجم هر فاز نیز حساسیت دارد. اما این مسئله نیاز به بررسی و ساخت مدل انتقال جرم برای مقیاس های بزرگتر خواهد داشت. تحقیقات شو و همکاران (۲۰۱۷) نشان داد که فشار سیستم با تزریق آب کربناته با زمان بالا می رود. چگالی فاز آبی با افزایش غلظت دی اکسید کربن پایین می آید. چگالی فاز نفتی نیز با ورود جریان دی اکسید کربن افزایش می یابد.[۴۲]

با ا ستفاده از روابط پی شنهادی شو و همکاران (۲۰۱۷) می توان ضریب انت شار واقعی دی اک سید کربن در نفت را تایین کرد و از آن در مدل سـازی و پیشـبینی پتانسـیل تولید نفت با یک فرایند تزریق آب کربناته اسـتفاده کرد. در مقایسـه با معادلات تجربی موجود، روابط پیشنهادی شو و همکارانش دقیق و قابل استناد هستند.[۳۴]

با استفاده از قانون فیک داریم:

$\frac{\partial C_o(x,t)}{\partial t} = D_o \frac{\partial^2 C_o(x,t)}{\partial x^2}$ s(t) < x < ∞

$\frac{\partial C_w(x,t)}{\partial t} = D_w \frac{\partial^2 C_w(x,t)}{\partial x^2}$ -∞ < x < s(t) فرمول ۲-۲

که در آن C_o و C_w غلظت دی اکسید کربن در فاز نفتی و فاز آبی هستند. با در نظر گرفتن شرط اولیه غلظت دی اکسید کربن در آب برابر با C_i و همچنین دو شرط مرزی $C_o(+\infty,t) = 0$ و $C_w(-\infty,t) = C_i$ خواهیم داشت:

$C_w(x, t) = C_i - \frac{C_i - C_w^*}{1+\mathrm{erf}(\lambda\sqrt{\frac{D_o}{D_w}})}[1+\mathrm{erf}(\frac{x}{2\sqrt{D_w t}})]$

$C_o(x, t) = \frac{C_o^*}{1-\mathrm{erf}(\lambda)}[1-\mathrm{erf}(\frac{x}{2\sqrt{D_o t}})]$ فرمول ۲-۳

که در آن $\lambda=\frac{s(t)}{2\sqrt{D_o t}}$ و در نتیجه $\frac{s(t)}{2\sqrt{D_o t}} = \lambda\sqrt{D_o/D_w}$.

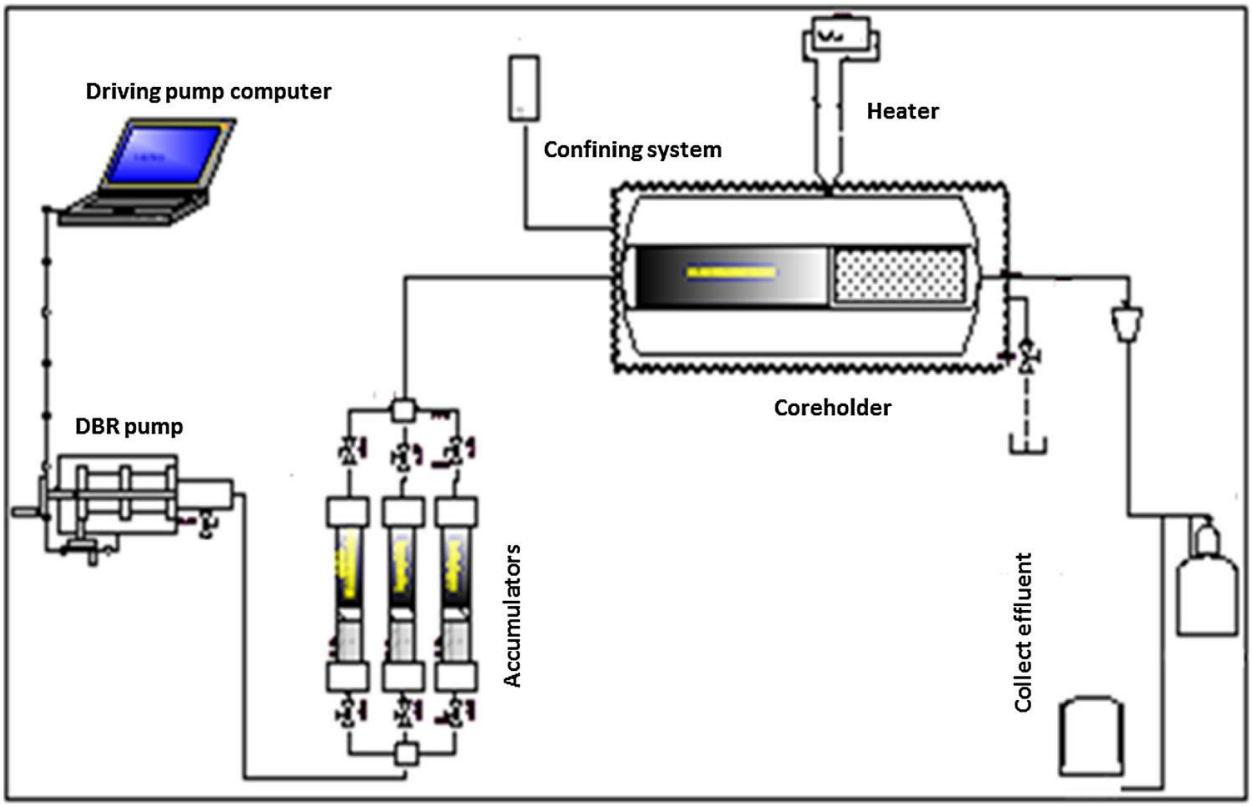
در سطح جابجا شونده x=s(t) معادله زیر بدست می آید:

$-\sqrt{\frac{D_o}{D_w}}\frac{C_i - C_w^*}{1+\mathrm{erf}(\lambda\sqrt{\frac{D_o}{D_w}})} e^{-\lambda_2(D_o/D_w)} + \frac{C_o^*}{1-\mathrm{erf}(\lambda)} e^{-\lambda^2} = (C_o^* - C_w^*)\lambda\sqrt{\pi}$ فـرمـول ۲-۴

۲-۷- مکانیزم تغییر ترشوندگی

برای بررسی تغییر ترشوندگی در اثر تزریق آب کربناته تست آموت-هاروی مورد استفاده قرار می گیرد. لیوکو و همکاران در سال ۲۰۰۷ به بررسی تغییر ترشوندگی سنگ در اثر تغییرات یونی سیال پرداختند. در ادامه رویدیاز و همکاران در سال ۲۰۱۷ طی آزمایش هایی برای آب کربناته تغییر تر شوندگی سنگ را در اثر تزریق آب کربناته بررسی کردند.[۳۳]

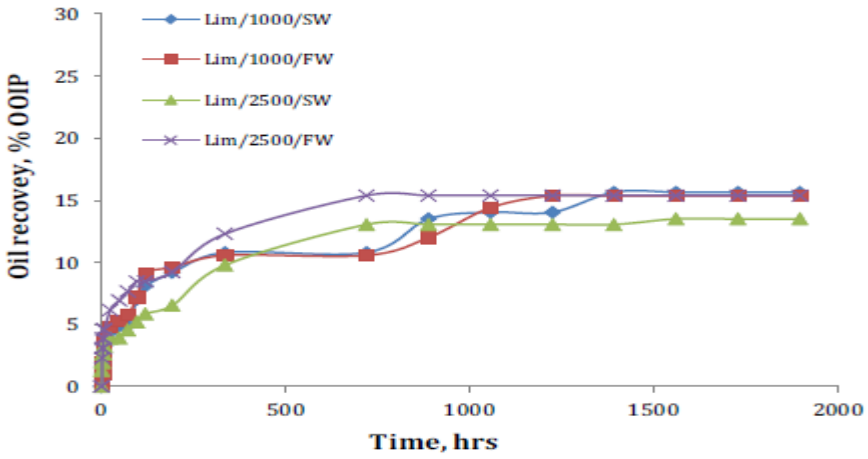
رویدیاز و همکارانش (۲۰۱۷) دو مغزه را ابتدا با اشـــباع آب کمینه و کاهش ناپذیر به مدت ۲۵۰۰ ســـاعت پیر کردند. در شکل ۲-۱۸ شماتیک و سایل مورد نیاز برای آزمایش های انجام شده توسط رویدیاز و همکارانش (۲۰۱۷) مشاهده می شود. این تجهیزات شامل یک پمپ جابجایی مثبت (DBR) متصل به سه مخزن تحت فشار است که متصل به مغزه گیر، سیستم محدود کننده، هیتر و محفظه جمع آوری می باشد. [۳۳]



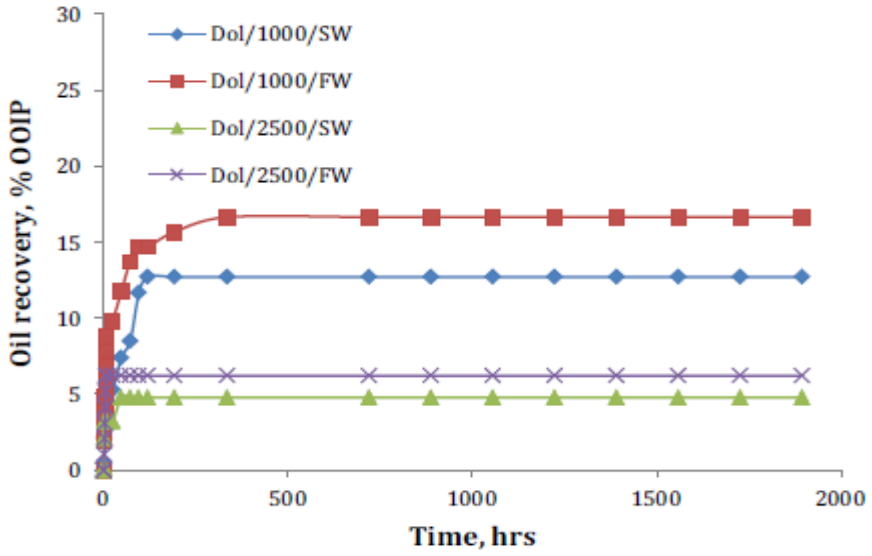
شکل ۲-۱۸- شماتیک تجهیزات استفاده شده در آزمایشات بررسی تغییر ترشوندگی مغزه (رویدیاز و همکاران – ۲۰۱۷)

آزمایشات در نقطه اشباع آب نقصان ناپذیر آغاز گردید و در چهار مرحله برای تایین شاخص ترشوندگی آموت ادامه پیدا کرد. این چهارمرحله شامل: آشام خودبخودی در نفت، آشام غیر خودبخودی در نفت، آشام خودبخودی در در حضور نمک و آشام غیر خودبخودی در حضور نمک بوده اند. برای هر مرحله حجم سیال تولیدی اندازه گیری و از آن برای تایین شاخص تر شوندگی استفاده شد.

برای ارزیابی و بدست آوردن شاخص ترشوندگی با تست آموت، از نفت بدست آمده در این مراحل بجای نفت اصلی برای ارزیابی عملکرد تزریق آب کربناته استفاده شد. همچنین در این آزمایش (برای آب کربناته) یک حلقه آلومینیومی برای اطمینان از انجام آشام در حضور آب کربناته به مغزه گیر اضافه شد که امکان اضافه کردن حجم مورد نیاز جدید آب کربناته برای آشام را فراهم کند. این امر به دلیل اجتناب از افت فشار درون مغزه گیر و پس زدن گاز از آن (که در روش های سنتی مرسوم است) انجام گرفت. بعد از ۱۰۰۰ و ۲۵۰۰ ساعت زمان دهی به نفت موجود در مغزه، تست بازیافت نفت با استفاده از آشام خودبخودی آب و آب دریا صورت گرفت. شکل های ۲-۱۹ و ۲-۲۰ حجم نفت تولیدی در سنگ آهک و دولومیت بر حسب زمان را نشان می دهد.



شکل ۲-۱۹- بازیافت نفت بر حسب زمان در مغزه سنگ آهک (رویدیاز و همکاران – ۲۰۱۷)



شکل ۲-۲۰- بازیافت نفت در مغزه دولومیتی بر حسب زمان (رویدیاز و همکاران – ۲۰۱۷)

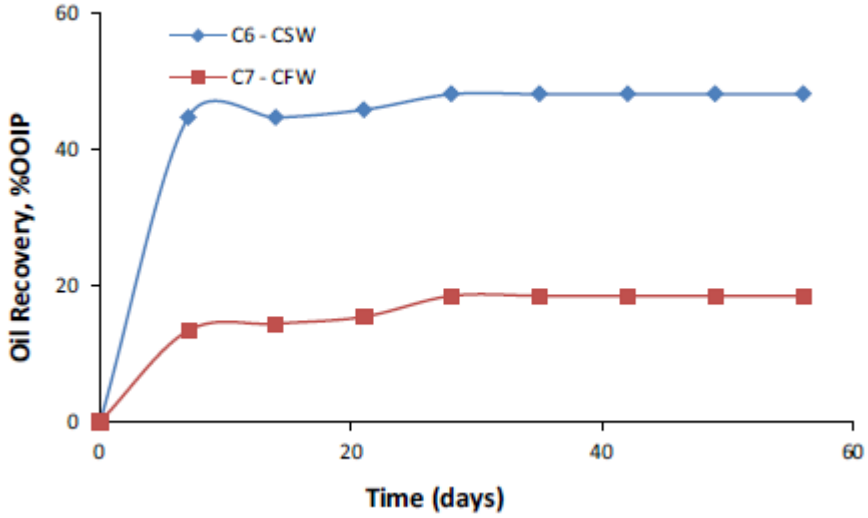
نتایج این آزمایشات به این شرح است: برای مغزه ماسه سنگی ۱۰۰۰ ساعت برای جذب ترکیبات قطبی نفت به سطح سنگ و تغییر ترشوندگی آن از آب-تر به نفت-تر کافی به نظر می رسد. و میزان بازیافت نفت برای زمان های بیشتر تماس سنگ و نفت، کاهش خواهد یافت.

برای ۱۰۰۰ ساعت زمان مقدار بازیافت نفت در آشام با آب سازند حدود ۱۶٪، و با آب دریا حدود ۱۲٪، و برای ۲۵۰۰ ساعت زمان دادن به مغزه مقدار بازیافت نفت با آب سازند حدود ۸٪ و با آب دریا حدود ۶٪ بوده است. البته در سنگ های دولومیتی تغییر ترشوندگی پیچیده تر از سایر سنگ ها به نظر می رسد.

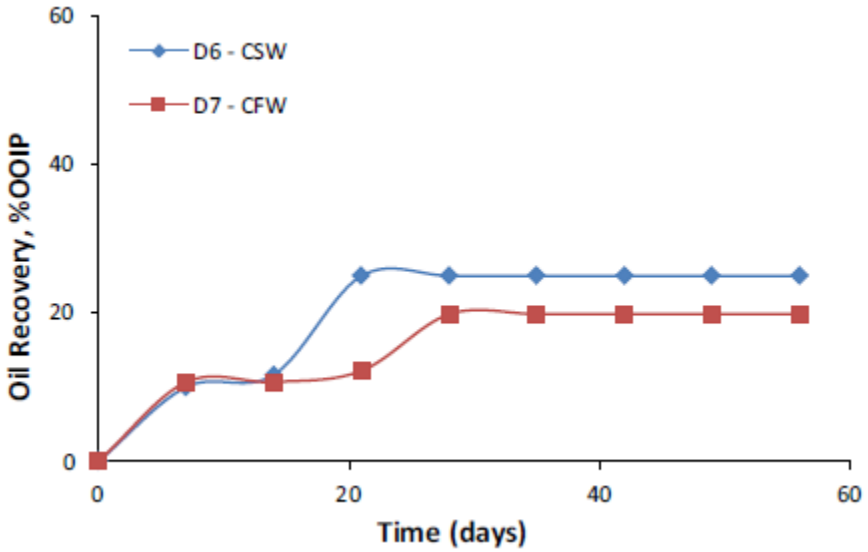
تعامل سنگ و نمک و نفت خام می تواند در این سنگ ها موجب تغییر نیروهای چسبندگی (ناشی از نیرو های مویین) بین سنگ وسیال شود و سنگ را بیشتر آب دوست کند. (لیو و همکاران در سال ۲۰۰۷)

همچنین انحلال بعضی مواد در نفت می تواند موجب تغییر ترشوندگی به نفع تولید نفت شود. (ژانگ و همکاران ۲۰۰۶). لازم به ذکر است همانگونه که مشاهده می شود برای مغزه آهکی در مقایسه با دولومیتی این حجم از تغییرات در شرایط یکسان مطرح نمی شود.[۳۸]

واضـــح ترین دلیل برای تفاوت عملکرد مغزه دولومیتی از آهکی می تواند تفاوت بین مواد معدنی تشـــکیل دهنده این دو باشد. نتایج تست های قبل برای آب دریا کربناته (CSW) و آب سازند کربناته (CFW) به شرح زیر و در شکل های ۲۱-۲ و ۲-۲۲ موجود هستند:



شکل ۲-۲۱- بازیافت نفت بر حسب زمان در سنگ آهک (لیو و همکاران – ۲۰۰۷)



شکل ۲-۲۲- بازیافت نفت بر حسب زمان در مغزه دولومیتی (لیو و همکاران – ۲۰۰۷)

جدول زیر مقادیر موجود برای شاخص تغییر تر شوندگی را در تست های انجام شده توسط رویدیاز و همکاران (۲۰۱۷) نشان می دهد. [۳۱]

جدول ۵- ارزیابی شاخص آموت-هاروی (***IA-H***) برای آب کربناته

Rock type		Dolomite	Limestone
Brine concentration	Round	I_{A_H}	
CSW–CFW–CSW	1	−0.4552	−0.6184
	2	−0.21	−0.5292
	3	−0.1442	−0.4852
CFW–CSW–CFW	1	−0.4163	−0.1373
	2	−0.3333	0.1741
	3	−0.2154	0.2564

در انجام آزمایشات نظیر آنچه رویدیاز و همکارانش (۲۰۱۷) انجام داده اند، دقت در نحوه انجام آزمایشات، بستن مغزه گیر و رعایت دقت در خواندن مقادیر جمع شده، بسیار مهم و ضروری برای محاسبه شاخص تغییر ترشوندگی به نظر می رسد.

نتایج ارزیابی شاخص تغییر تر شوندگی دور اول بار دیگر نشان دهنده کافی بودن زمان داده شده به سنگ و نفت (۱۰۰۰ ساعت) برای پیری سنگ است.

برای مغزه آهکی در دور اول و CFW مقدار شاخص نشان دهنده کاملا نفت-تر بودن سنگ است. اما مقدار شاخص در همین شرایط برای CSW (۰/۱۳-) نفت-تر شدن سنگ را نسبتاً خنثی نشان می دهد.

تست آموت-هاروی در هر صورت تغییرات تر شوندگی را برای همه شرایط بررسی شده با آب کربناته تایید کرد. البته به نظر می رسد دی اکسید کربن یا یون های مشتق شده از آن وقتی در نمک انحلال می یابند مانع از واکنش آب کربناته و سنگ خواهند شد.

۸-۲- اثر دما و فشار

لشکربلوکی و همکاران در سال ۲۰۱۸ به بررسی اثر دما و فشار بر عملکرد تزریق آب کربناته پرداختند.[۳۲]

حجم نفت خام موجود در آب کربناته (CW) در دمای ۳۰، ۵۰ و ۸۰ درجه سانتیگراد و فشارهای ۵۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰ و ۴۰۰۰ پام اندازه گیری شد تا تورم نفت خام در هنگام سیلاب زنی با آب کربناته مورد بررسی قرار گیرد. با مقایسه تغییرات مقدار

عدد بوند[1] در حالت تعادلی و پویا به دلیل انتشـــار دی اکســـید کربن در نفت خام انتظار می رفت که در همه فشـــار ها و دما های مورد مطالعه غلظت دی اکسید کربن در فاز آبی کاهش یابد.

همانطور که در فرمول ۵-۲ قابل مشاهده است عدد بوند به صورت نسبت بین نیروی گرانش و نیروی مویین تعریف می شود:

$$N_B=\frac{\Delta\rho R^2}{\gamma}$$ فرمول ۲-۵

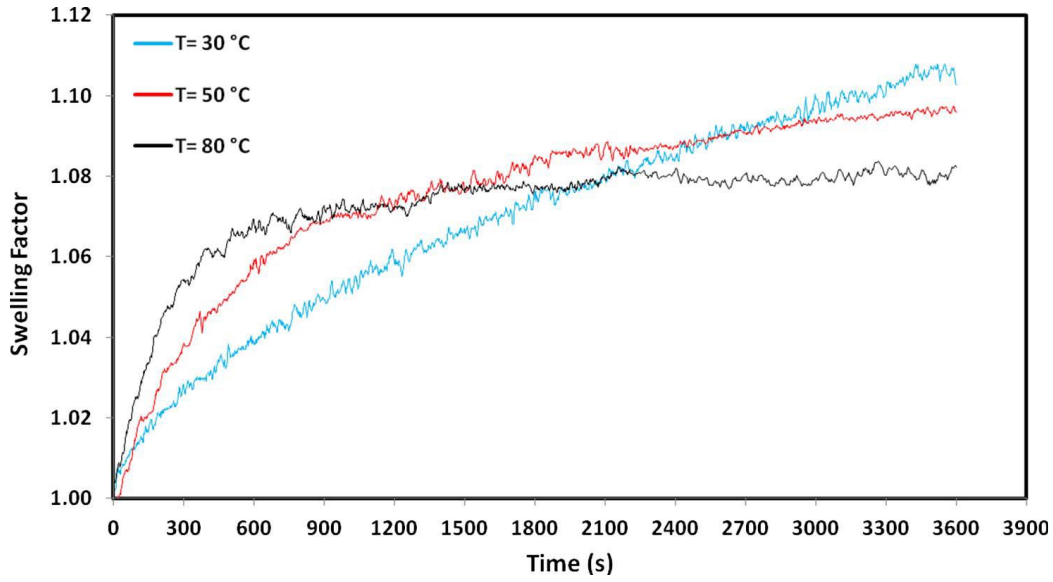
در این معادله N_B عدد بوند، $\Delta\rho$ مقدار اختلاف چگالی دو سـیال، g ثابت گرانشـی، R شـعاع بررسـی و γ مقدار کشـش سـطحی (IFT) خواهد بود. از عدد بوند برای توضیح رفتار نفت روی سطح سنگ استفاده می شود. (هیراسکی و همکاران – ۲۰۰۴)

$$\text{ضریب تورمی} = \frac{V_t}{V_o}$$ فرمول ۲-۶

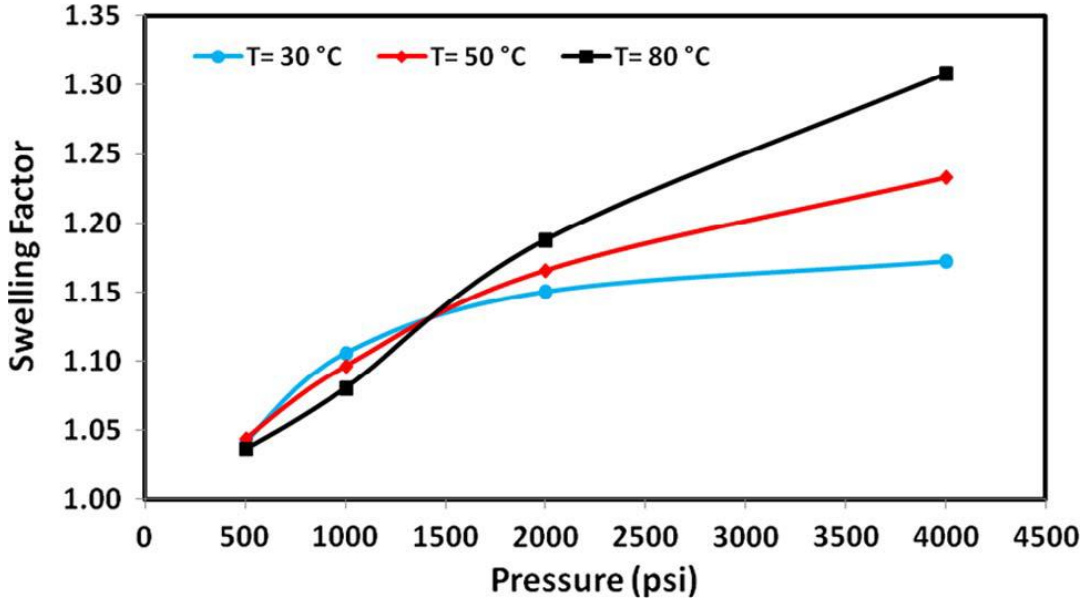
$$\Delta N_B=\frac{BN_t}{BN_o}$$ فرمول ۲-۷

که در این روابط V_t و V_0 حجم تولید و نیز N_t و N_0 اعداد بوند در زمان اولیه و زمان آزمایش می باشند. اما نتایج غیر منتظره حاکی از آن بودند که تورم نفت خام به طور قابل ملاحظه ای در دو منطقه مجزا متفاوت است: در منطقه اول (یعنی فشار پایین تر از عبور دی اکسید کربن از آب به نفت)، تورم نفت خام با افزایش دما کاهش می یابد؛ در منطقه دوم (فشار بیش از مقدار مورد نیاز برای عبور) تورم نفت خام با افزایش دما افزایش خواهد یافت.

[1] Bound Number [8]



شکل ۲-۲۳- ارزیابی مقدار تورم نفت بر اثر تزریق آب کربناته در دمای ۳۰، ۵۰ و ۸۰ درجه سانتی گراد بر حسب زمان (**لشگربلوکی و همکاران – ۲۰۱۸**)



شکل ۲-۲۴- ارزیابی مقدار تورم نفت بر اثر تزریق آب کربناته در دمای ۳۰، ۵۰ و ۸۰ درجه سانتی گراد بر حسب فشار (لشگربلوکی و همکاران – ۲۰۱۸)

تورم نفت در طی تزریق CW می تواند مجددا مجاری باریک و آ سیب دیده سنگ را برای عبور نفت خام به هم مت صل کند و تولید نفت را از این مجاری نیز امکان پذیر کند، که خود این امر منجر به افزایش تولید نفت می شود.[۳۴]

پارامتر مهم دیگری که در طول این فرایند باید با دقت مورد توجه قرار گیرد، نسبت نیروی گرانش به نیروی مویین (که به عنوان عدد بوند پیش تر تعریف شده است) می باشد. در این راستا لشکر بلوکی و همکاران (۲۰۱۸) اثر دما (۳۰، ۵۰ و ۸۰ درجه سانتی گراد) و فشار (۵۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰ و ۴۰۰۰ پام) را بر تورم نفت در حالت پویا و عدد بوند را در سیستم آب کربناته/ نفت خام مورد بررسی قرار داده و نتایج زیر را حاصل کردند[۳۵]:

- علی رغم این که انتظار می رفت که تورم نفت خام به دلیل کاهش دما در شرایط عملیاتی افزایش یابد، داده های آزمایشگاهی در فشارهای بالا روند متفاوتی را برای آن نشان می دهد.
- رابطه مستقیم بین حلالیت دی اکسید کربن در توده هیدروکربن و عدد بوند نفت خام/آب کربناته مشاهده نشد.
- تورم نفت خام به شدت وابسته به زمان بوده و مقیاس زمانی مربوط به آن در شرایط فشار و دمای بالا افزایش می یابد.
- فاکتور تورم با افزایش دما در فشار کم طبق پیش بینی کاهش می یابد، در حالی که با افزایش دما در فشار های بالاتر افزایش می یابد و از طرفی رفتار متفاوتی برای غلظت های مختلف دی اکسید کربن نشان می دهد.
- فشار متقاطع یا عبور دی اکسید کربن را می توان با بررسی مقادیر عدد بوند سیستم در دماهای مختلف و فشار های مختلف بدست آورد.
- در فشار کمتر از فشار متقاطع، تابع مقدار حلالیت دی اکسید کربن در فاز آبی بر حسب دما، عامل کنترل کننده فاکتور تورم و عدد بوند می باشد، در حالی که بالاتر از فشار متقاطع، از دست رفتن پیوند های هیدروژنی بین مولکول های آب (در دمای بالاتر) می تواند تاثیر مهمی در انتقال دی اکسید کربن از فاز آبی به فاز نفت خام داشته باشد.
- نفوذ و انحلال دی اکسید کربن در نفت خام اثر بسزایی بر مقدارعدد بوند نفت خام/آب کربناته و در شرایط پویا دارد. نفوذ و انحلال دی اکسید کربن باعث ایجاد روند کاهشی عدد بوند نفت/آب کربناته خواهد شد.

۹-۲- پتانسیل ذخیره سازی هیدروکربن در مخازن ماسه سنگی ناهمگون

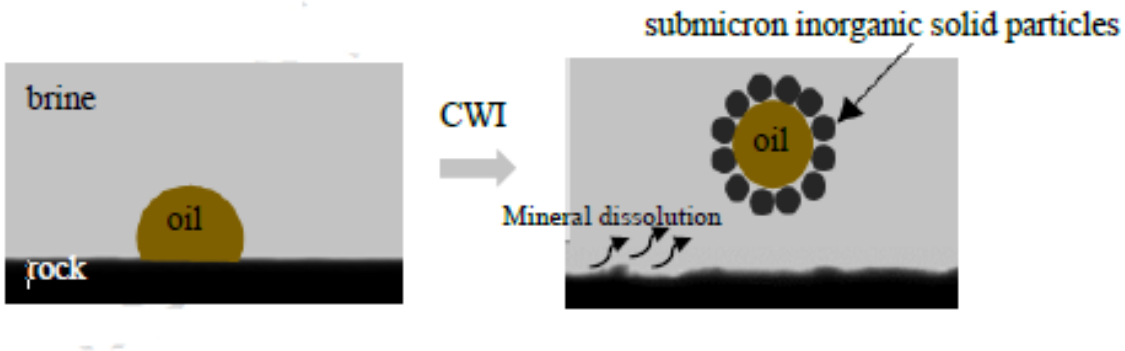
همانطور که پیش تر اشاره شد امروزه یافتن روشی برای ازدیاد برداشت در عین این که میزان دی اکسید کربن موجود در جو را کاهش دهد، ضروری به نظر می رسد. پس استفاده از یک روش ترکیبی ازدیاد برداشت همزمان با ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در مخازن نفتی راه حل جذابی به نظر می رسد و می تواند با تزریق آب کربناته به مخزن عملی شود.[۳۵]

تا کنون نیز، چندین آزمایش سیلاب زنی برای بررسی پتانسیل تزریق آب کربناته به عنوان یک سناریو ازدیاد برداشت مورد بررسی قرار گرفته است.

این تســـت های ســـیلاب زنی اکثراً در مغزه های همگن صـــورت گرفته و اطلاعات چندانی برای مغزه های ناهمگن در دسترس نیست. از آنجا که تمام مخازن نفتی همگن نیستند، درک پتانسیل تزریق آب کربناته به عنوان یک سناریو ازدیاد برداشت برای ذخیره سازی دی اکسید کربن در مخازن نفت ناهمگن ضروری است.[۴۰]

با این هدف سیدی و همکاران در سال ۲۰۱۷ تعدادی آزمایش در فشار و دمای بالا بر روی یک هسته ناهمگون ماسه ای انجام دادند. بر اساس نتایج، ناهمگنی سنگ بر مسیر جریان آب کربناته غلبه کرد و منجر به اختلاف از مسیر در شرایط اولیه شد. [۲۹]

با این حال باز هم در این شرایط میزان بازیافت نفت بیشتر از مقدار اندازه گیری شده با سیلاب زنی معمولی اندازه گیری شـد. در آزمایشـات سـیدی و همکاران (۲۰۱۷) تزریق آب کربناته جه در حالت ثانویه و چه در حالت ثالثیه پتانسـیل خوبی برای افزایش میزان بازیافت نفت در مغزه ناهمگن از خود نشان داد. در این اینکه برای ذخیره سازی امن دی اکسید کربن در عمق زمین نیز روش مناسبی ارزیابی شد. علاوه بر این، بر هم کنش سنگ آهک و ماسه سنگ با آب کربناته منجر به انحلال مواد معدنی سنگ و جدا سازی قطعات میکرونی معدنی از سطح سنگ می شود. این ذرات معدنی که قبلا با آ سفالتین و اجزای قطبی نفت در طول دوره پیری سنگ واکنش داشتند، اکنون با برقراری پیوند هیدروژنی با آب، نفت را به صورت امولسیون در آب نگاه خواهند داشت. به بیان ساده در واقع این پدیده است که می تواند باعث تغییر ترشوندگی سنگ از نفت-تر به آب-تر گردد.



شکل ۲-۲۵- ماهیت اسیدی آب کربناته (باعث انحلال مواد معدنی سنگ شده و نفت را به صورت امولسیون در آب نگه می دارد.) (سیدی و همکاران – ۲۰۱۷)

۲-۱۰- بررسی CWI به عنوان یک محلول

مدلی که باید برای بررسی تزریق محلول گاز در آب به مخزن در نظر گرفته شود می تواند شامل یک سیستم سه جزئی با شد (شامل نفت مخزن، گاز تزریقی و آب). نفت مخزن خود شامل نفت مخزن انبا شت و گاز حل شده در آن می با شد. اجزای محلول گاز در آب و نفت مخزن امتزاج پذیر فرض شـده و تنها یک فاز هیدروکربنی در مخزن فرض می شـود. منحنی های تراوایی نسـبی نیز برای دو فاز آب/هیدروکربن در نظر گرفته می شـوند. تکنیک اختلاط پارامتر Todd-Longstaff محاسـبات گرانروی و چگالی را در شبیه ساز نفت سیاه انجام می دهد. مدل Todd-Longstaff یک روش حل برای تاثیر پراکندگی فیزیکی بین اجزای امتزاج پذیر در فاز هیدروکربنی می با شد. این مدل با معرفی پارامتر ω با مقدار بین ۰ تا ۱، فاز پخش شده در هر بلوک مخزن را نشان می دهد. مقدار ω درجه اختلاط سیال با هر بلوک مدل را بیان می کند. در صورتی که این مقدار برابر با ۱ باشد نشان دهنده این است که ابعاد فاز پخش شونده بسیار بزرگتر از بلوک در نظر گرفته شده است و اجزای هیدروکربن کاملا مخلوط شده فرض می شوند. در این شرایط اجزای امتزاج پذیر مقادیر یکسان چگالی و گرانروی خواهند دا شت. مقدار ω برابر با صفر نشان دهنده تاثیر اندک و قابل صرف نظر کردن فاز پخش شونده را نشان می دهد. در این حالت اجزای امتزاج پذیر گرانروی و چگالی برابر با ضعیف ترین اجزای نفت مخزن را خواهند دا شت. در واقع مقدار میانی ω در واقعیت برای سیستم در نظر گرفته خواهد شد. در شرایطی که سیستم سه جزئی آب، نفت و گاز وجود خواهد دا شت و مقدار فشار مویین نفت-گاز برابر صفر در نظر گرفته خواهد شد (به دلیل امتزاج پذیری). و همچنین فشار مویین غیر صفر برای آب-نفت که به میزان ا شباع آب بستگی خواهد دا شت در نظر گرفته می شود. فشار اجزاء نیز از فرمول های زیر محاسبه می شود[۴۳]:

$$Pg = Po$$ فرمول ۲-۹

$$Pw = Po - Pcnw(Sw).$$ فرمول ۲-۱۰

فصل سوم:

روش تحقیق

۳-۱- مقدمه

در این فصل به معرفی و توضیح مدل پایه جهت اجرای سناریو های شبیه سازی پرداخته می شود. برای شبیه سازی از مدل پایه در نرم افزار PETREL و ماژول مربوط به مهندسی مخزن استفاده شده است و برای یافتن سناریو بهینه با توجه به تابع هدف مقدار ارزش خالص یا NPV[1] میدان بهینه سازی با استفاده از ماژول بهینه سازی همین نرم افزار صورت گرفته است.

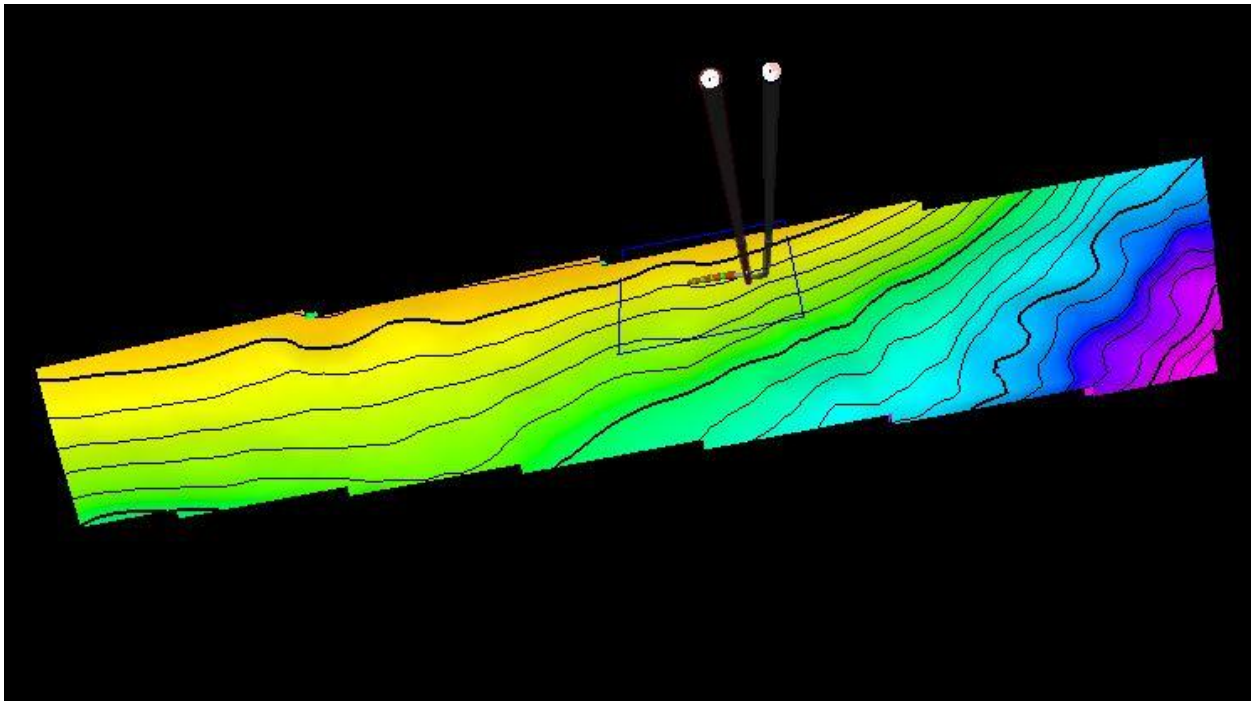
۳-۲- بهینه سازی

الگوریتم ژنتیک روشی برای بهینه سازی محسوب می شود که در آن بیشینه یا کمینه ساختن یک تابع هدف محاسبه می شود. این روش برای حل مسائل بهینه سازی قید دار و بدون قید کاربردی است که بر مبنای نظریه انتخاب طبیعی (فرآیندی که تکامل زیست شناسی را پیش می برد) عمل می کند. الگوریتم ژنتیک به طور مداوم جمعیتی از جواب های منفرد را اصلاح می کند. در هر مرحله، الگوریتم ژنتیک به صورت تصادفی افرادی را از نسل فعلی به عنوان والدین انتخاب می کند و از آن ها برای ایجاد فرزندان که خود اعضای نسل بعد هستند استفاده می کند. در طول نسل های متوالی، جمعیت جواب ها به سمت یک جواب بهینه "تکامل" پیدا می کند. شما می توانید از الگوریتم ژنتیک برای حل مسائل مختلف بهینه سازی که الگوریتم های استاندارد بهینه سازی برای حل آن ها مناسب نیست، استفاده کنید. به عنوان نمونه ای از این دست مسائل می توان به مسائلی اشاره کرد که در آن تابع هدف ناپیوسته، مشتق ناپذیر، تصادفی و یا غیرخطی از مرتبه بالا می باشد. الگوریتم ژنتیک همچنین می تواند در حل مسائل برنامه ریزی عدد صحیح مختلط، که در آن برخی از اجزا محدود به مقادیر صحیح هستند نیز استفاده شود. در این تحقیق از الگوریتم ژنتیک برای بهینه سازی غلظت و نرخ تزریق آب کربناته با شوری کم به مخزن استفاده شده است.

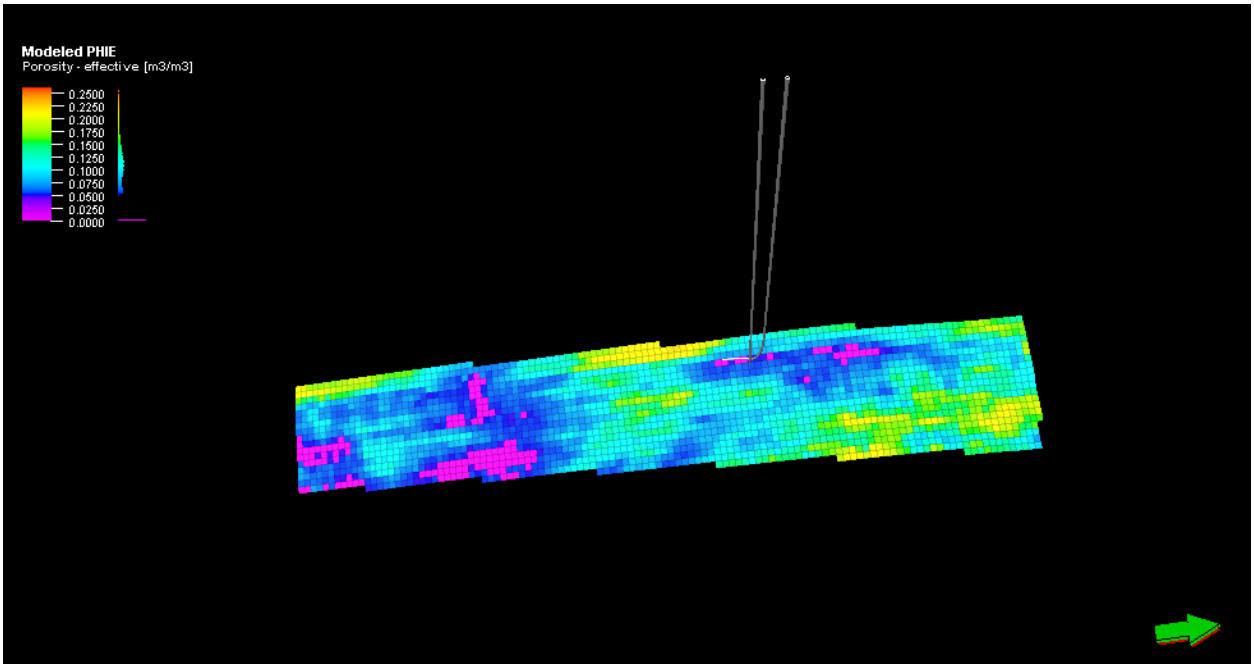
[1] Net Percent Value

۳-۳- مدل پایه

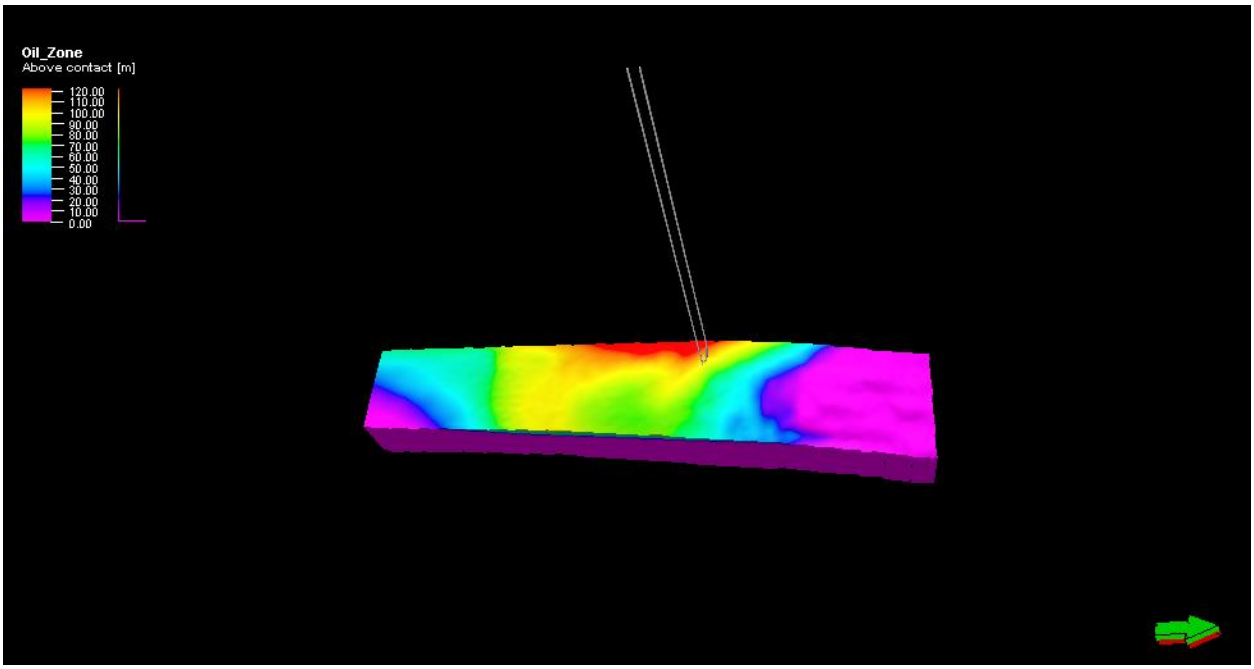
برای شبیه سازی سناریو های مختلف تزریق آب هوشمند و آب هوشمند کربناته و مقایسه آنها با سایر روش های ازدیاد برداشت بر پایه تزریق، بخشی از یکی از میادین جنوب غرب کشور به عنوان نماینده انتخاب شده است. در این بخش از میدان از یک نوع مدل سیال برای توصیف آن استفاده شده و دو چاه عمودی و افقی دارد، که فرض شده است که چاه عمودی برای تزریق و چاه افقی برای تولید مورد استفاده قرار میگیرند. اطلاعات اولیه مدل میدان به این شرح است. شکل های ۳-۱ تا ۳-۳ نمای کلی بخش انتخاب شده از میدان و مدل های تخلخل و مقدار اشباع نفت را نشان می دهند. مطابق شکل ۳-۱ چاه های تزریقی (عمودی) و تولیدی (افقی) در نقطه ای با خواص مخزنی قابل توجه واقع شده اند. در حالی که در شرایط واقعی این دو چاه تولید چندانی ندارند و ازدیاد برداشت در این چاه ها ضروری به نظر می رسد.



شکل ۳-۱- شمای کلی میدان و بخش انتخاب شده



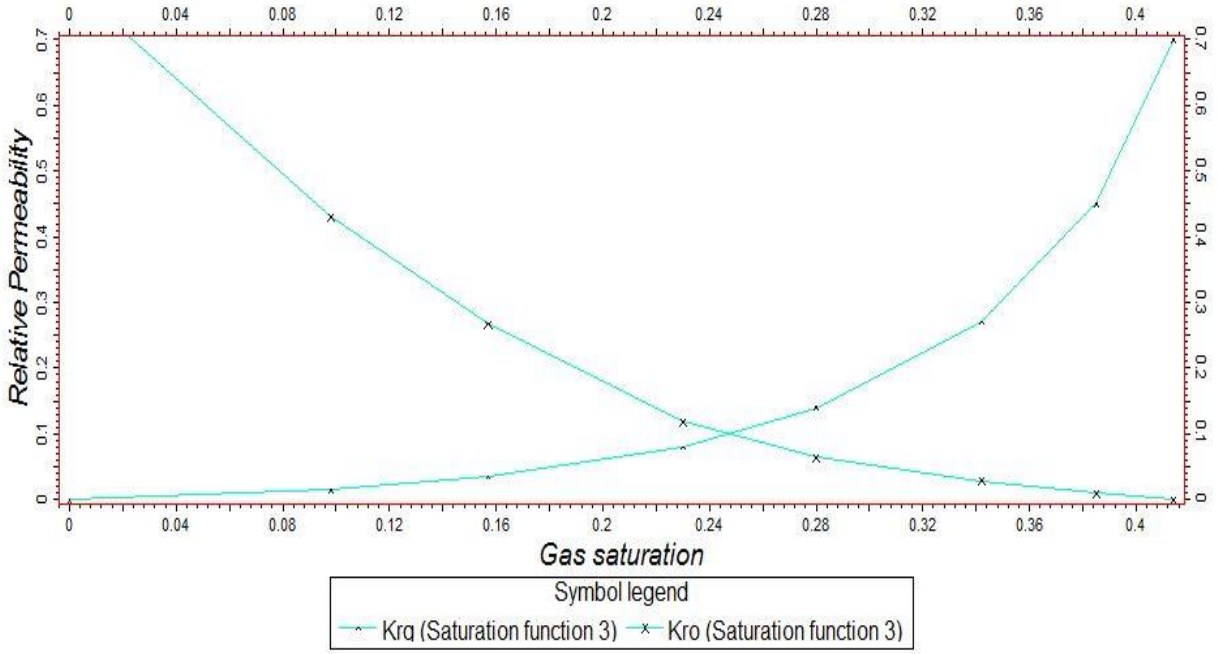
شکل ۳-۲- نقشه تخلخل میدان و چاه های انتخابی



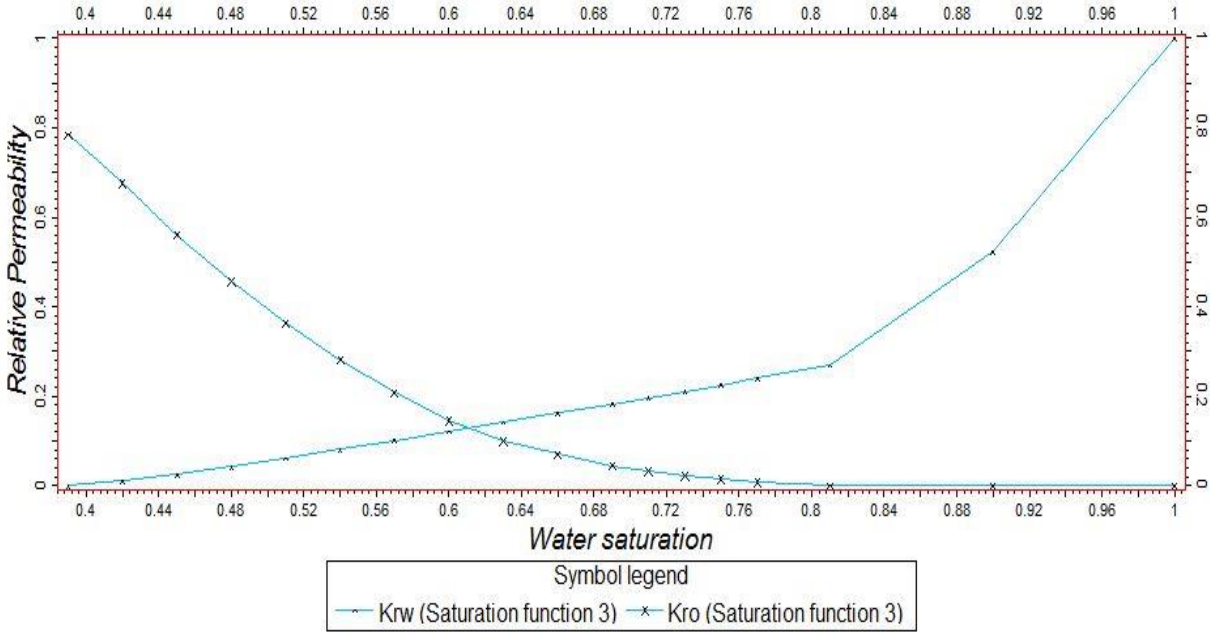
شکل ۳-۳- نقشه مقدار اشباع نفت میدان

۳-۴- سنگ مخزن

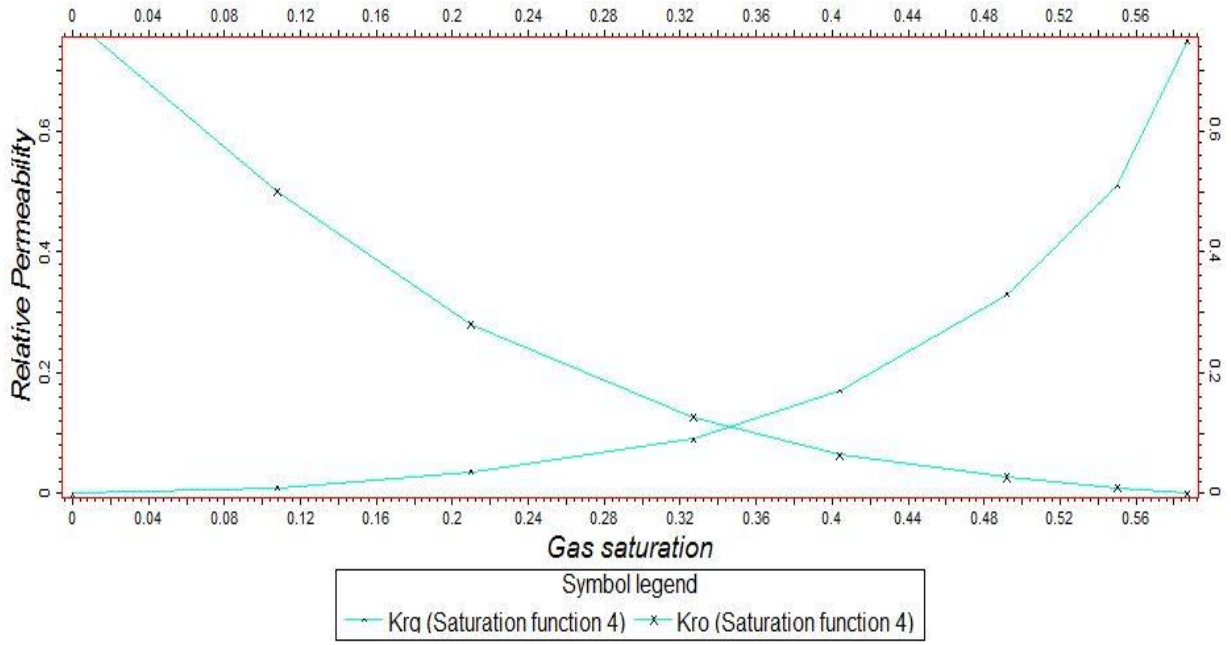
در این بخش از مخزن دو نوع سنگ به عنوان نماینده انتخاب شده اند و در شبیه سازی تاثیرگذار هستند. نمودار های تراوایی نسبی این دو نوع سنگ در ادامه و در شکل های ۳-۴ تا ۳-۷ قابل مشاهده است.



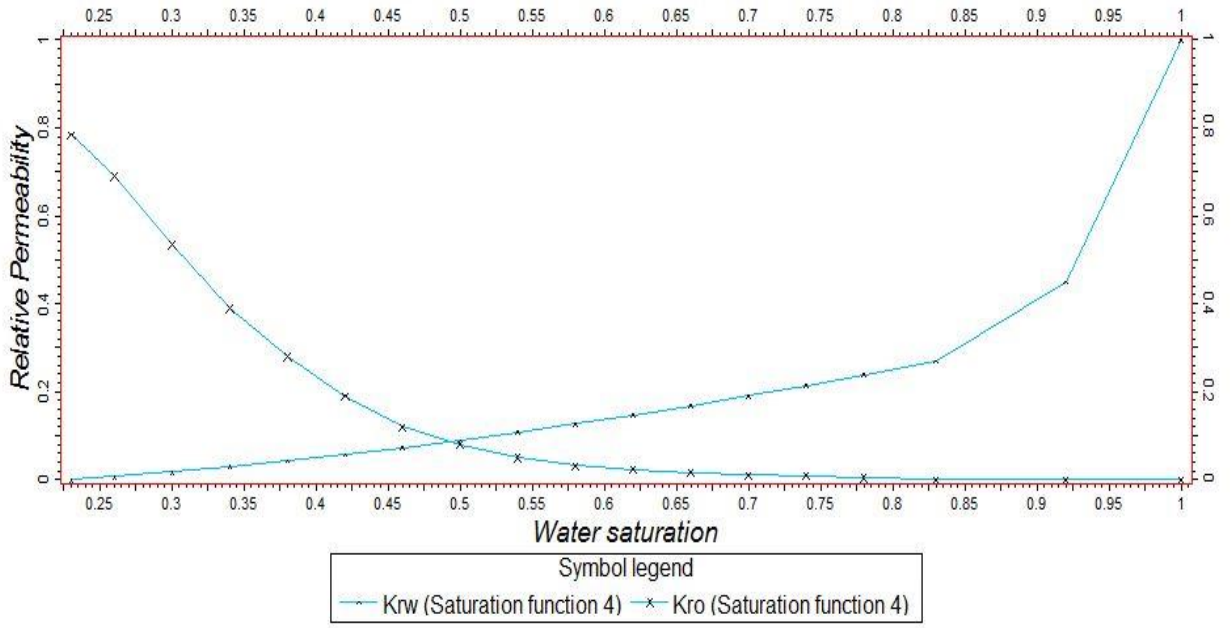
شکل ۳-۴- نمودار تراوایی نسبی گاز و نفت نوع سنگ ۱



شکل ۳-۵- نمودار تراوایی نسبی نفت و آب نوع سنگ ۱



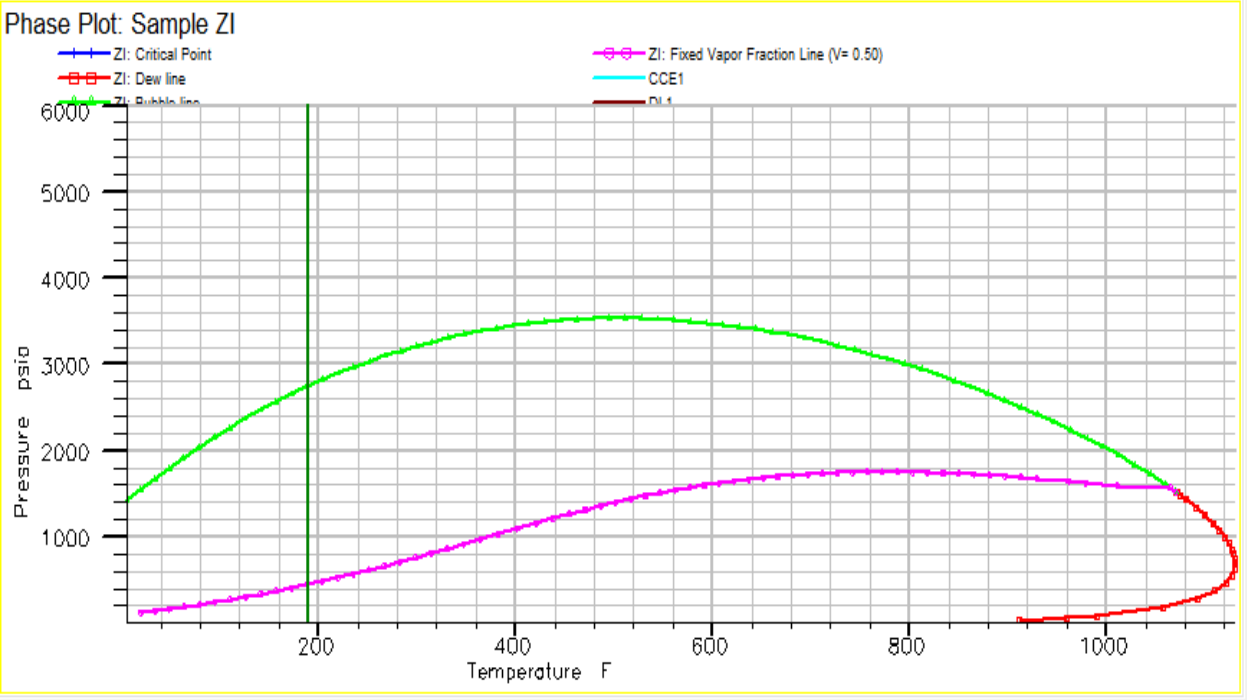
شکل ۳-۶- نمودار تراوایی نسبی گاز و نفت نوع سنگ ۲



شکل ۳-۷- نمودار تراوایی نسبی نفت و آب نوع سنگ ۲

۳-۵- مدل سازی سیال مخزن

سیال مخزن بر اساس داده های موجود از سیال سازند، با معادله ی سه پارامتری Peng-Robinson مدل شده است و ویسکوزیته نیز تابع معادله ی Aasberg Petersen می باشد. نتایج شبیه سازی پس از تطبیق با داده های مشاهده شده برای حجم نسبی نفت(B_o)، ویسکوزیته و حجم نسبی کل در دمای موجود (۱۹۰ درجه فارنهایت) و حجم نسبی در آزمایش CCE و DL به شرح زیر می باشند.



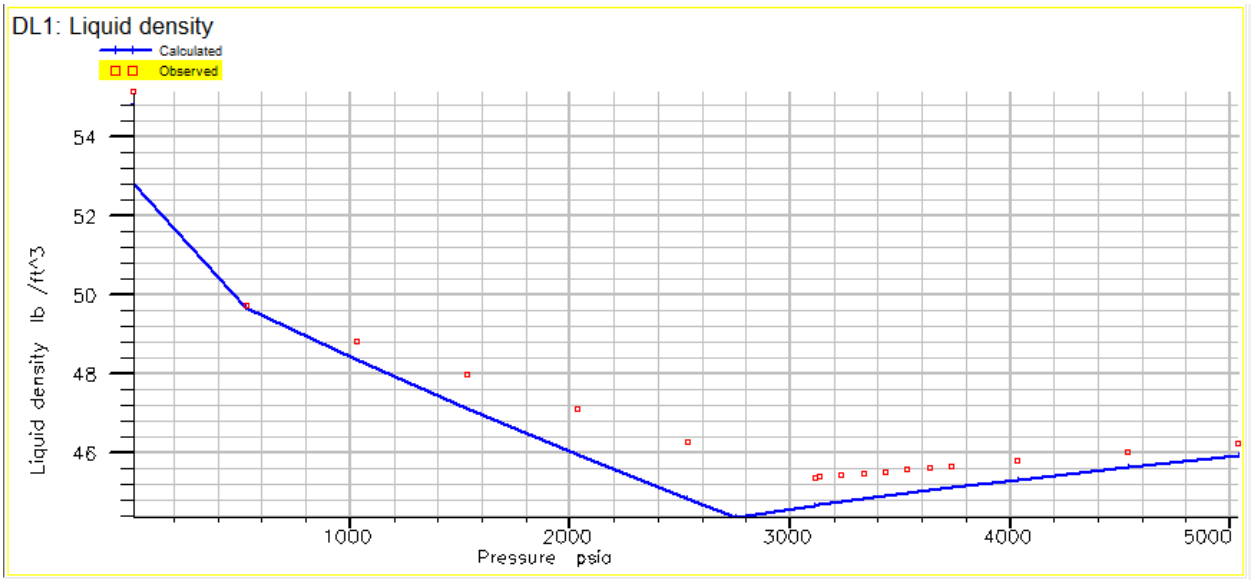
شکل ۳-۸- نمودار فازی سیال

```
Expt PSAT1   :   Saturation Pressure Calculation

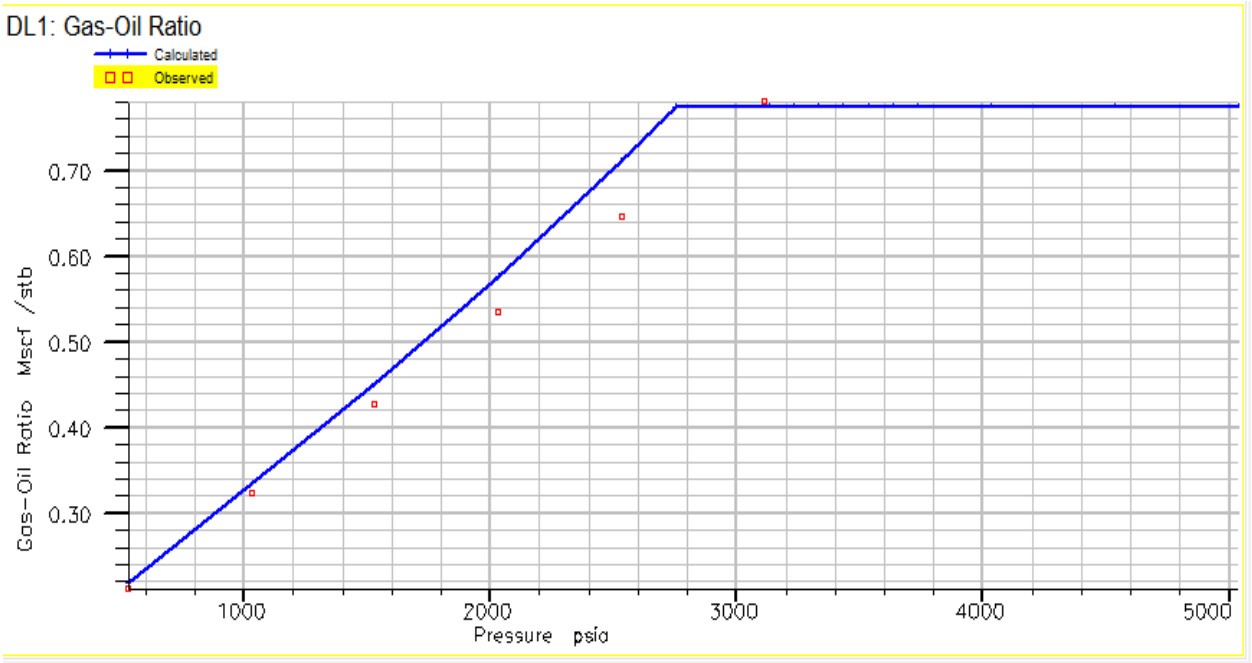
Peng-Robinson          (3-Parm)  on ZI        with PR corr.
Aasberg-Petersen   Viscosity Correlation

Specified temperature            Deg F              190.0000
Calculated bubble point pressure PSIA             3512.7204
Observed   bubble point pressure PSIA             3115.0000
```

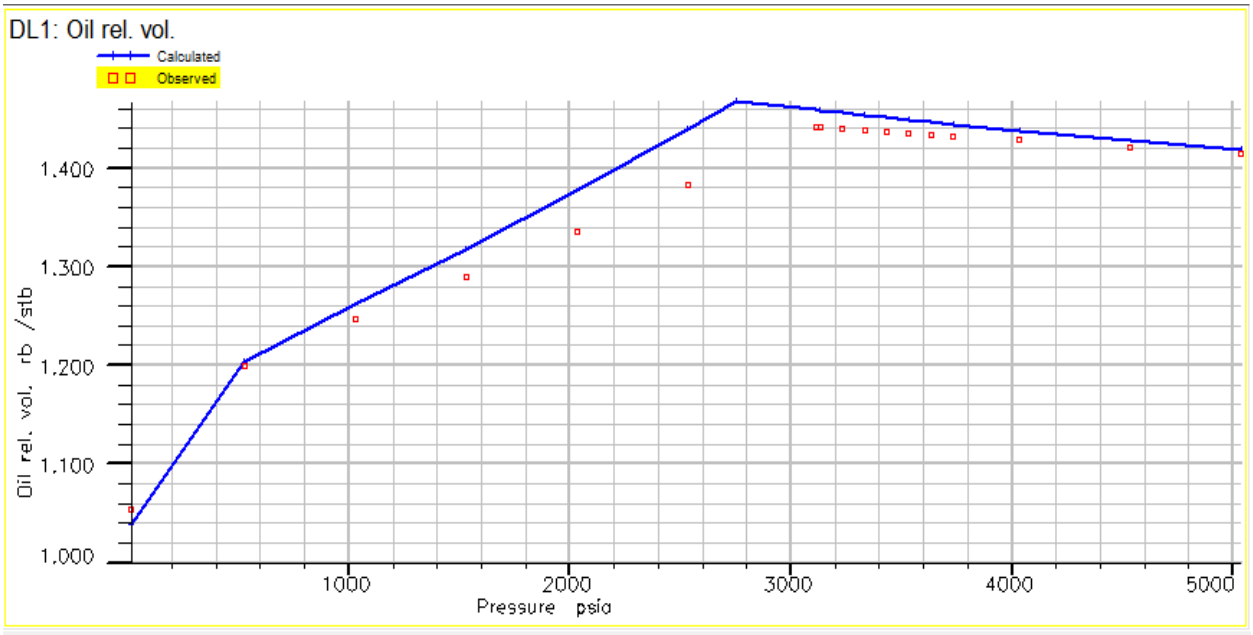
شکل ۳-۹- تطبیق فشار نقطه جوش قبل از رگرسیون



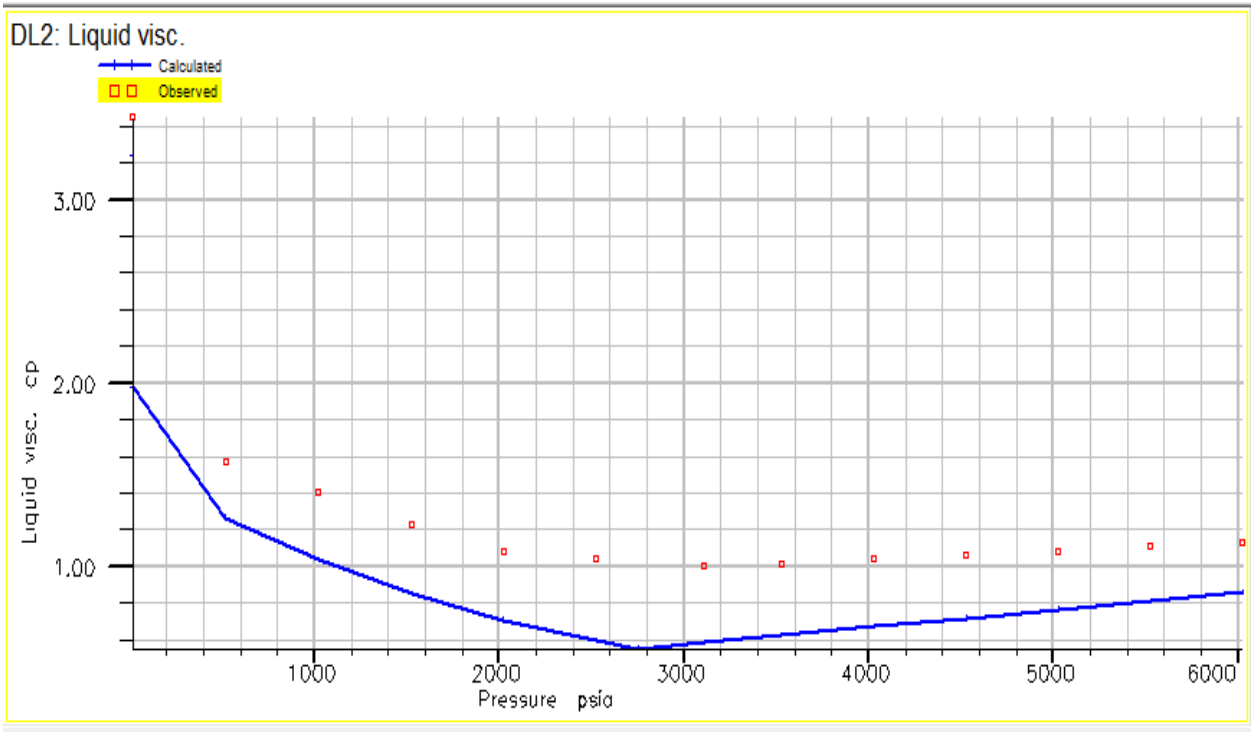
شکل ۳-۱۰- تطبیق چگالی سیال مخزن قبل از رگرسیون



شکل ۳-۱۱- نسبت گاز به نفت قبل از رگرسیون



شکل ۳-۱۲- ضریب سازند نفت قبل از رگرسیون



شکل ۳-۱۳- ویسکوزیته نفت قبل از رگرسیون

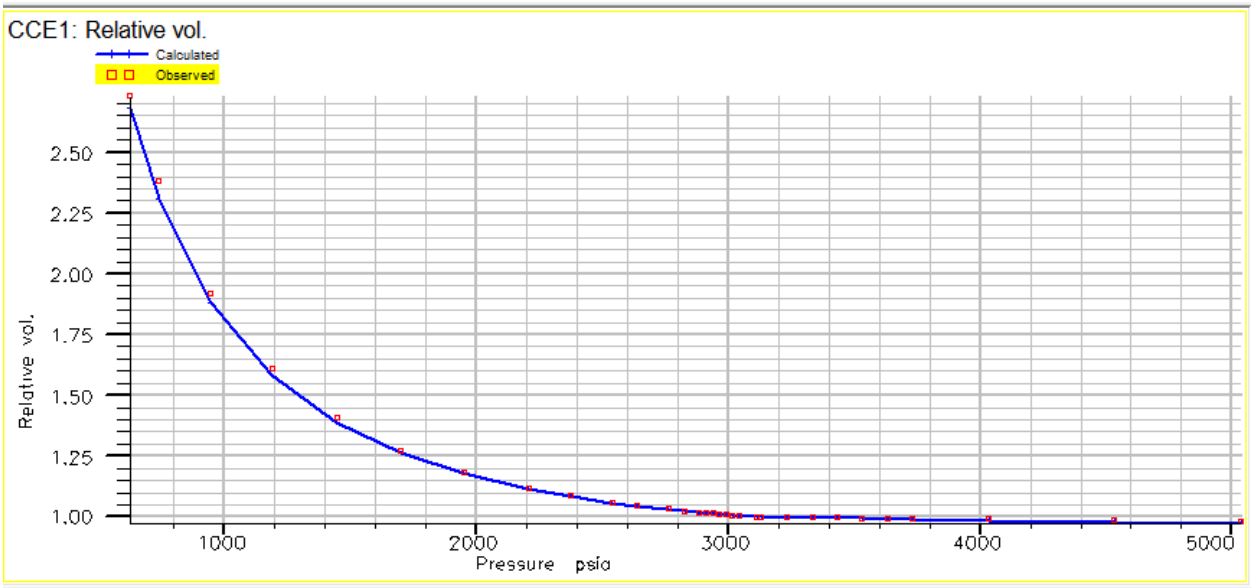
نتایج بعد از رگرسیون به شرح زیر ارائه می گردد.

```
Expt PSAT1   :   Saturation Pressure Calculation

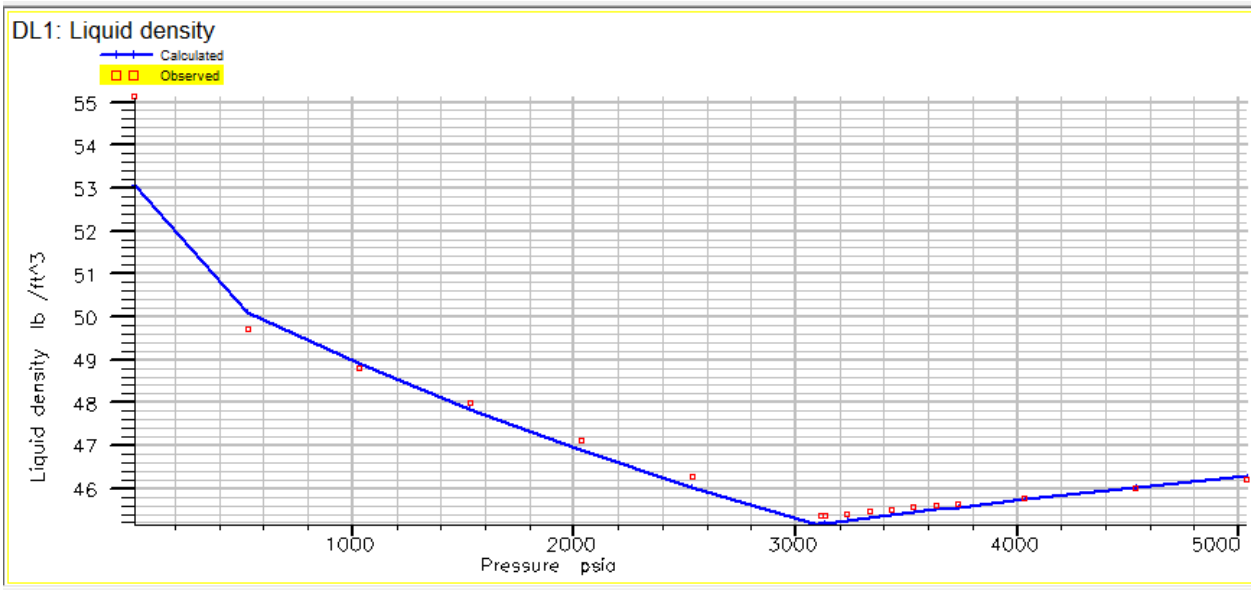
Peng-Robinson          (3-Parm)  on ZI        with PR corr.
Aasberg-Petersen   Viscosity Correlation

Specified temperature            Deg F              190.0000
Calculated bubble point pressure PSIA              3116.3479
Observed   bubble point pressure PSIA              3115.0000
```

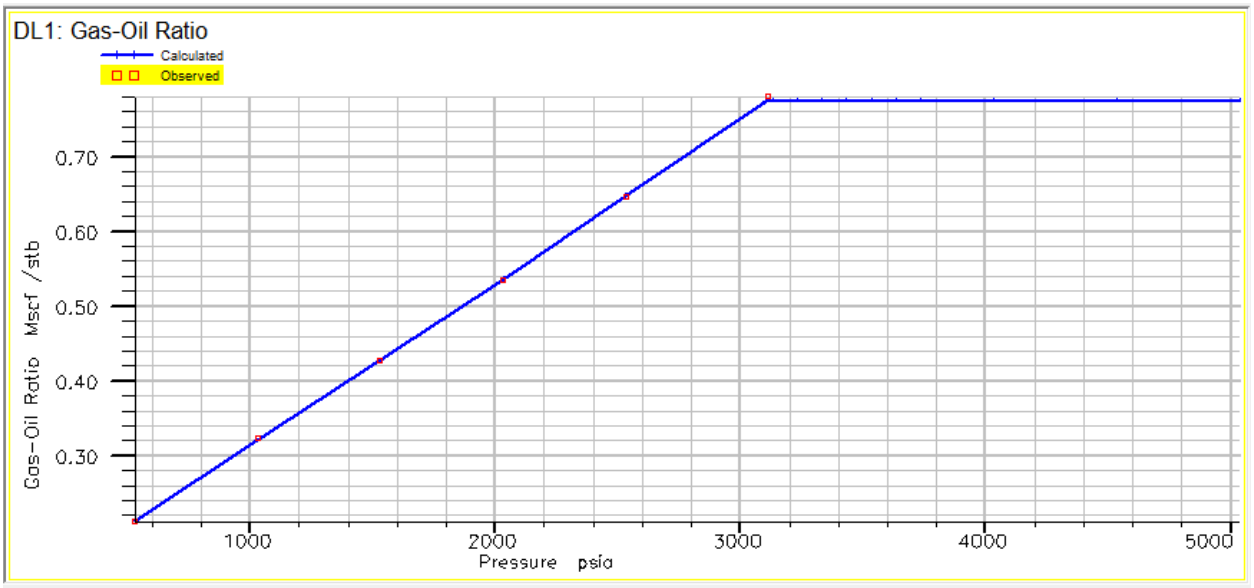
شکل ۳-۱۴- تطبیق فشار نقطه جوش بعد از رگرسیون



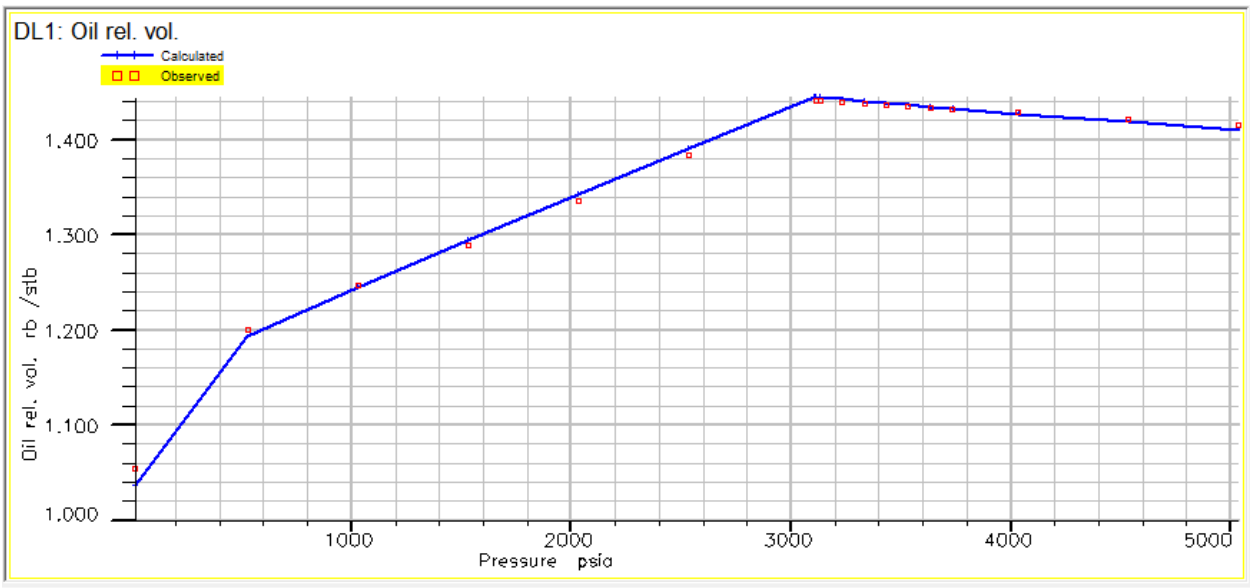
شکل ۳-۱۵- تطبیق حجم نسبی بعد از رگرسیون



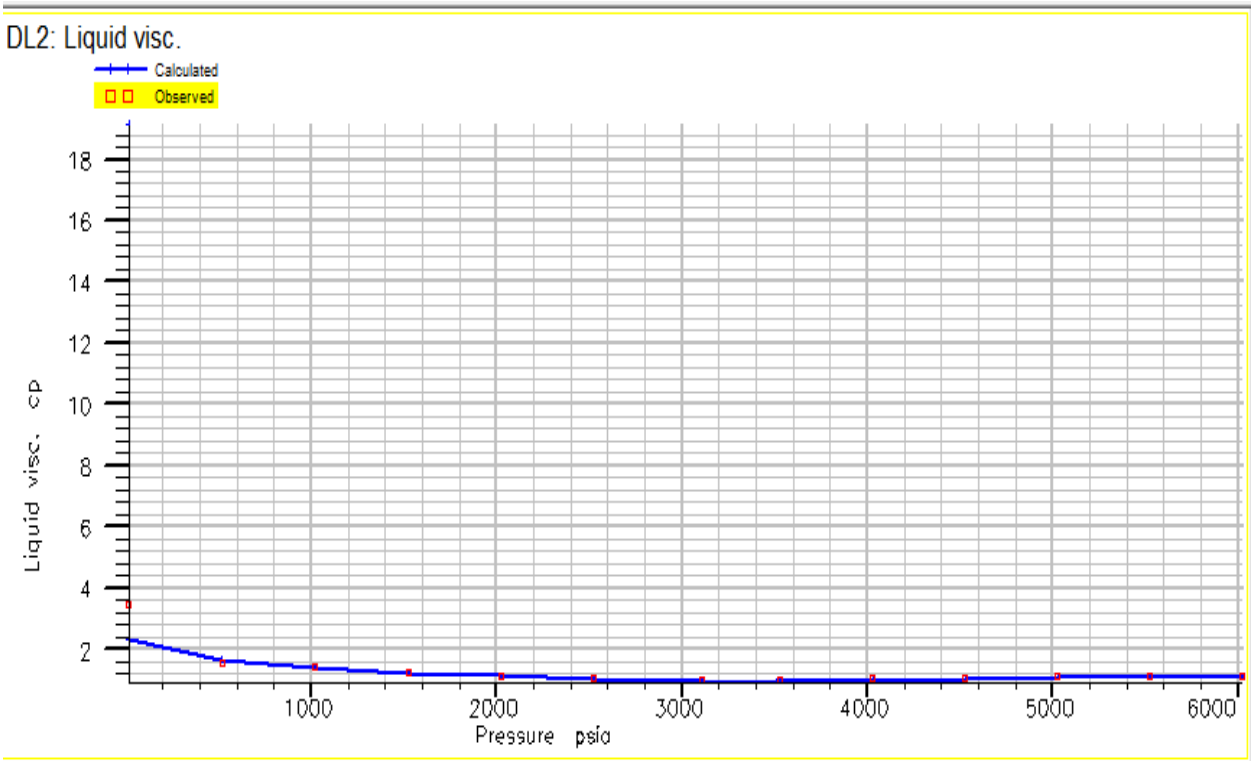
شکل ۳-۱۶- تطبیق چگالی مایع بعد از رگرسیون



شکل ۳-۱۷- تطبیق نسبت گاز به نفت بعد از رگرسیون



شکل ۳-۱۸- تطبیق ضریب سازند نفت بعد از رگرسیون



شکل ۳-۱۹- تطبیق ویسکوزیته سیال بعد از رگرسیون

جدول ٦- خطا میانگین رگرسیون سیال

تابع	واحد	وزن	خطا میانگین
Sat. pressure	Psia	100	0.41987
Relative vol.	Dimensionless	1	0.51166
Liquid density	lb /ft^3	5	0.36754
Gas-Oil Ratio	Mscf /stb	40	0.43546
Oil rel. vol.	dimensionless	100	0.27209

۶-۳- سناریو های شبیه سازی

برای انجام این شبیه سازی با بهره بردن از الگوریتم بهینه سازی ژنتیک در مدل سازی تزریق آب کربناته با شوری کم، با متغیر های نرخ تزریق و تولید، بیشترین بهره وری محاسبه شده است. سپس در طی ۲۰ سال (از سال ۲۰۲۰ تا ۲۰۴۰) نتیجه این بهینه سازی با روش های ازدیاد برداشت ثانویه رایج برپایه تزریق نظیر تزریق WAG، تزریق گاز و تزریق آب و همچنین تخلیه طبیعی مخزن مقایسه شده است. در چاه تولیدی انتخابی که در لایه نفتی به صورت افقی حفاری شده است کنترل چاه بر مقدار تولید مایع روزانه بوده و سقف تولید در این شبیه سازی برابر با ۲۵۰۰ بشکه (تقریباً معادل ۴۰۰ متر مکعب) در نظر گرفته شده است. مقدار نرخ تزریق و غلظت آب کربناته با شوری کم پس از بهینه سازی در سناریو نهایی وارد شده و نرخ تزریق در سایر سناریو های تزریقی متناسب با آن انتخاب گردیده است. نتایج شبیه سازی در فصول ۴ و ۵ مورد بررسی قرار گرفته اند.

فصل چهارم:

تحلیل و بررسی نتایج

۴-۱- مقدمه

در این فصل به تحلیل و بررسی نتایج شبیه سازی مدل معرفی شده در فصل سوم با سناریو های مختلف پرداخته می شود. کلیه شبیه سازی ها با ماژول مهندسی مخزن نرم افزار PETREL انجام شده و بهینه سازی نیز با ابزار الگوریتم ژنتیک اضافه شده به نرم افزار مذکور صورت گرفته است.

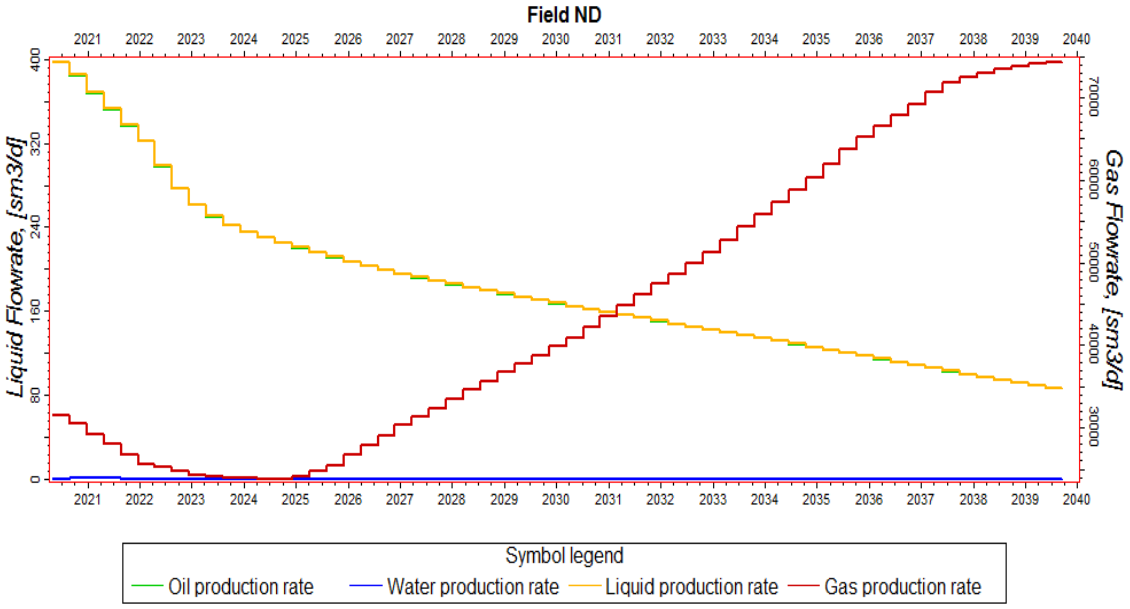
۴-۲- تخلیه طبیعی مخزن

مخزن معرفی شده در فصل سوم در قسمت شمال شرقی میدان برخلاف ویژگی های قابل توجه تولید نفت اندکی دارد. نتایج موجود در شکل ۴-۱ تولید طبیعی میدان را نشان می دهد.

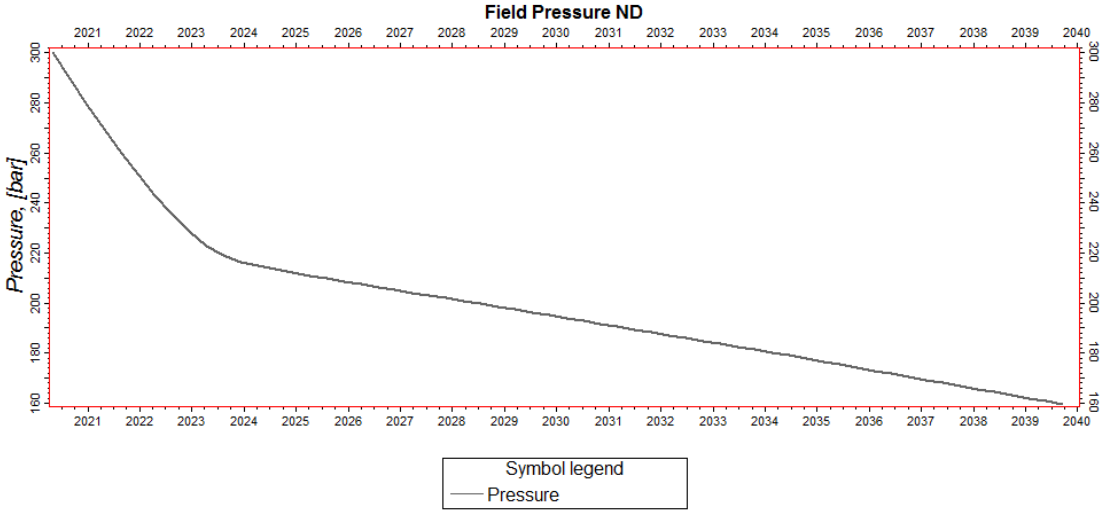
شکل ۴-۲ افت فشار مخزن در سناریو تخلیه طبیعی مخزن را در طی ۲۰ سال نشان می دهد. این شبیه سازی در طی سال های ۲۰۲۰ تا ۲۰۴۰ به مدت ۲۰ سال انجام شده است. چاه تولیدی با پارامتر کنترل تولید مایع چاه به مقدار ۳۹۸ متر مکعب در روز تولید می کند. نتایج در زیر قابل مشاهده است.

مطابق نمودار تولید نفت در شکل ۴-۱ مشاهده می شود که این چاه در تولید طبیعی هرگز به سقف تولید لحاظ شده[۲۰] نمی رسد و تعداد روز های تولید در سقف برای این چاه برابر با صفر می باشد.

[2] Pleatue Rate [0]



شکل ۴-۱ مقدار تولید نفت، آب، مایع و گاز مخزن مورد مطالعه در سناریو تولید طبیعی



شکل ۴-۲- افت فشار مخزن مورد مطالعه در سناریو تولید طبیعی

۳-۴- بهینه سازی نرخ تزریق و غلظت آب کربناته

با بهره گیری از الگوریتم ژنتیک و با معرفی تابع هدف ارزش خالص میدان (که مطابق فرض این تحقیق در صـــورتی که نرخ تنزیل صـفر باشـد برابر با تفاضـل درآمد حاصـل از تولید نفت از کلیه هزینه ها خواهد شـد) بهینه سـازی برای نرخ تزریق آب کربناته با شوری ۳٪ از نمک NaCl (نزدیک به شوری آب دریا) صورت گرفته ا ست. پارامتر های بهینه سازی مطابق شکل ۴-۳ انتخاب شده اند.



شکل ۴-۳- پارامتر های بهینه سازی مورد استفاده در شبیه سازی

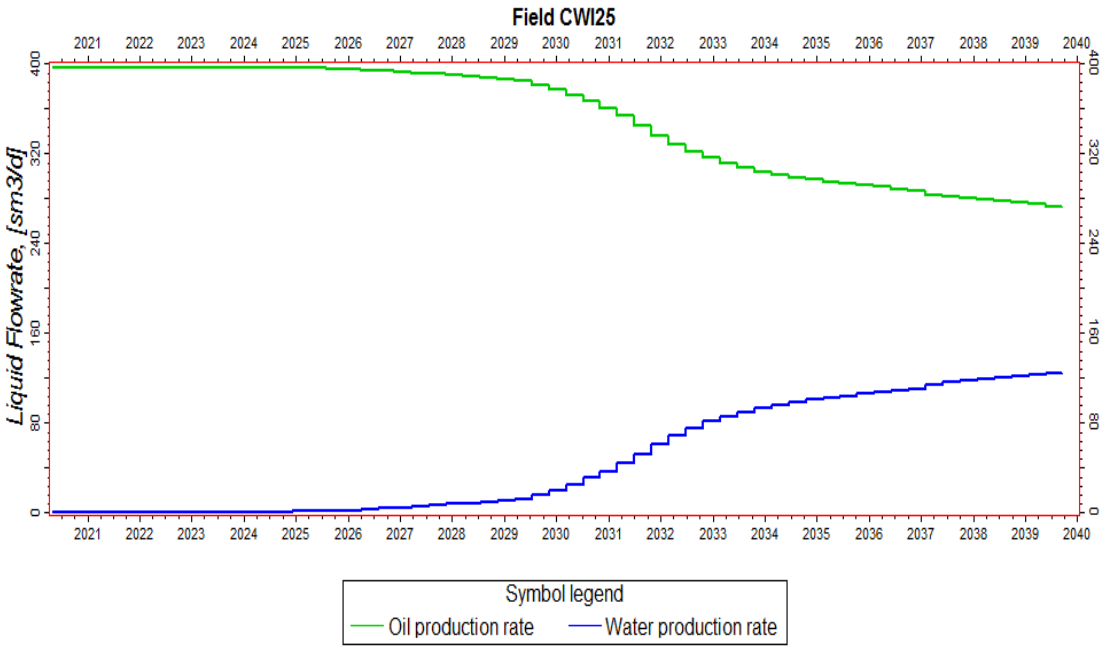
جدول ۷ مراحل انجام بهینه سـازی را نشـان می دهد. در این جدول مرحله هفتم بهترین جواب را برای نرخ تزریق ارائه کرده است. لازم به توضیح است که در این شبیه سازی با در نظر گرفتن بیشترین ساده سازی های ممکن برای ساده سازی تابع هدف بوده، و مطابق میانگین سال گذشته OPEC Basket Price قیمت هر بشکه نفت معادل ۵۰ دلار [۴۴] و هزینه تولید هر بشکه آب و هر فوت مکعب گاز به ترتیب برابر با ۱۰ و ۵ دلار در نظر گرفته شده است. [۴۵]

جدول ۷- نتایج بهینه سازی و خروجی بیشینه تابع هدف در تزریق آب کربناته

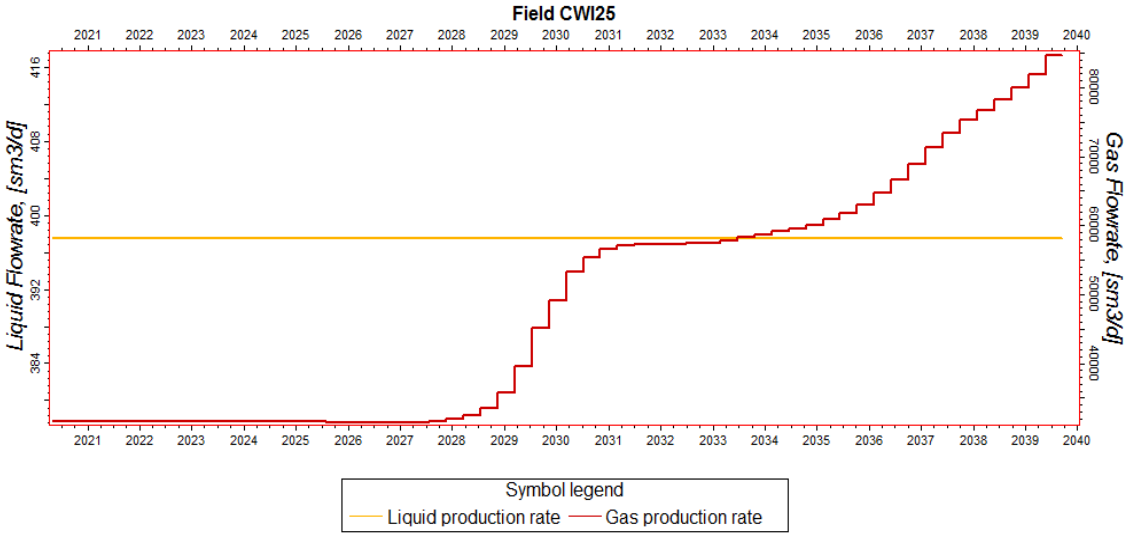
$LOOP	$WIR (sm3/d)	$RSW (sm3/sm3)	$Objective_function (USD)	Accepted by optimizer
1	300	0.124259	440010513.99	TRUE
2	527	0.153483	485921206.46	TRUE
3	200	0.198165	441344465.97	TRUE
4	500	0.265823	479113730.50	TRUE
5	545	0.131708	495091035.26	TRUE
6	620	0.589737	495739625.54	TRUE
7	400	0.251265	495830841.06	TRUE
8	601	0.354922	485998988.26	TRUE
9	359	0.239378	495167037.54	TRUE
10	418	0.383904	494079652.06	TRUE

مطابق نتایج بهینه ســازی نرخ تزریق ۴۰۰ مترمکعب در روز (تقریبا معادل با مقدار کنترل چاه برای تولید مایع برای چاه تولیدی) و غلظت ۲۵ درصد برای دی اکسید کربن محلول به عنوان نتایج نهایی برای سناریو ازدیاد برداشت با آب هوشمند کربناته انتخاب شده اند. شکل های ۴-۴ تا ۴-۷ مقادیر تولید این سناریو و مقایسه تولید کلی نفت این سناریو در زمان مشابه با تولید طبیعی مخزن را نشان می دهد. شکل ۴-۶ نشانگر افت فشار مخزن در سناریو تزریق آب کربناته در طی ۲۰ سال است. در این ســـناریو چاه تولیدی با پارامتر کنترل تولید مایع چاه به مقدار ۳۹۸ متر مکعب در روز تولید می کند. نرخ تزریق نیز مطابق نتایج بهینه سازی به میزان ۴۰۰ مترمکعب در روز انتخاب شده است. نتایج در زیر قابل مشاهده است.

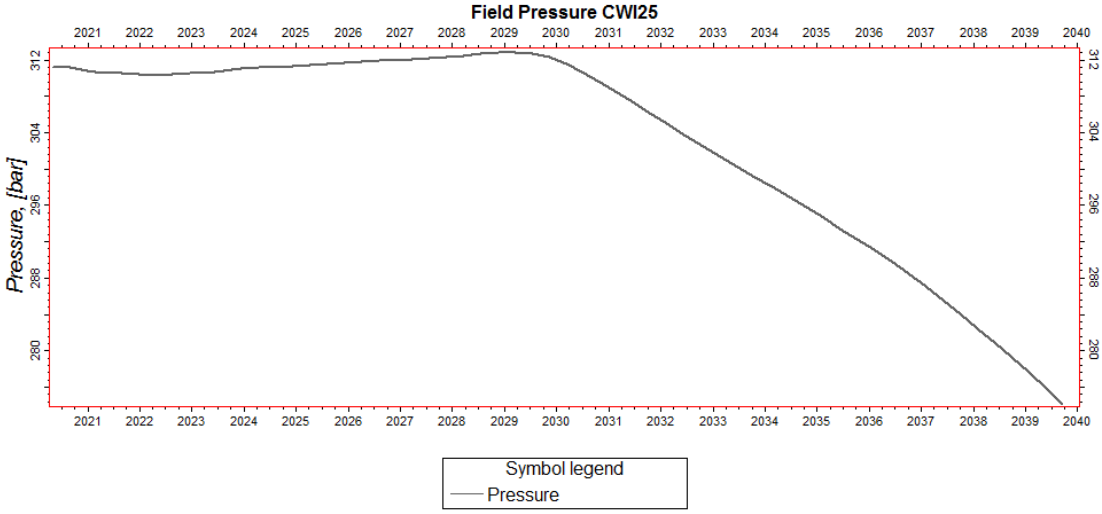
مطابق نمودار تولید نفت در شکل ۴-۴ مشاهده می شود که این چاه در سناریو تزریق آب کربناته حدوداً ۵ سال با سقف تولید لحاظ شده بهره وری خواهد داشت.



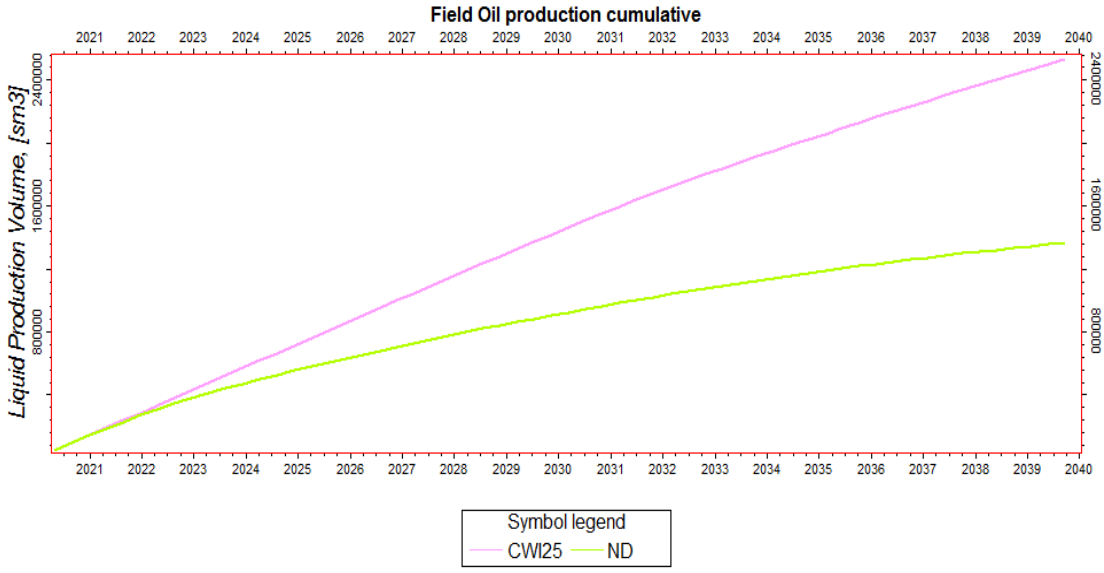
شکل ۴-۴- خروجی تولید نفت و تولید آب برای سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته



شکل ۴-۵- خروجی تولید مایع و گاز برای سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته



شکل ۴-۶- خروجی فشار مخزن برای سناریو بهینه تزریق آب هوشمند کربناته

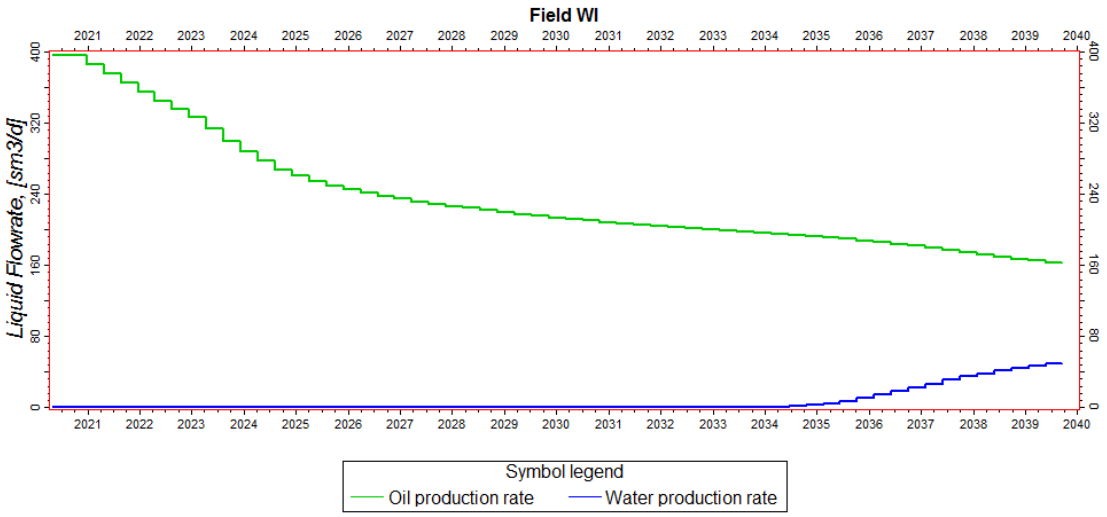


شکل ۴-۷- مقایسه تولید نفت تجمعی سناریو بهینه در مقایسه با تولید طبیعی مخزن

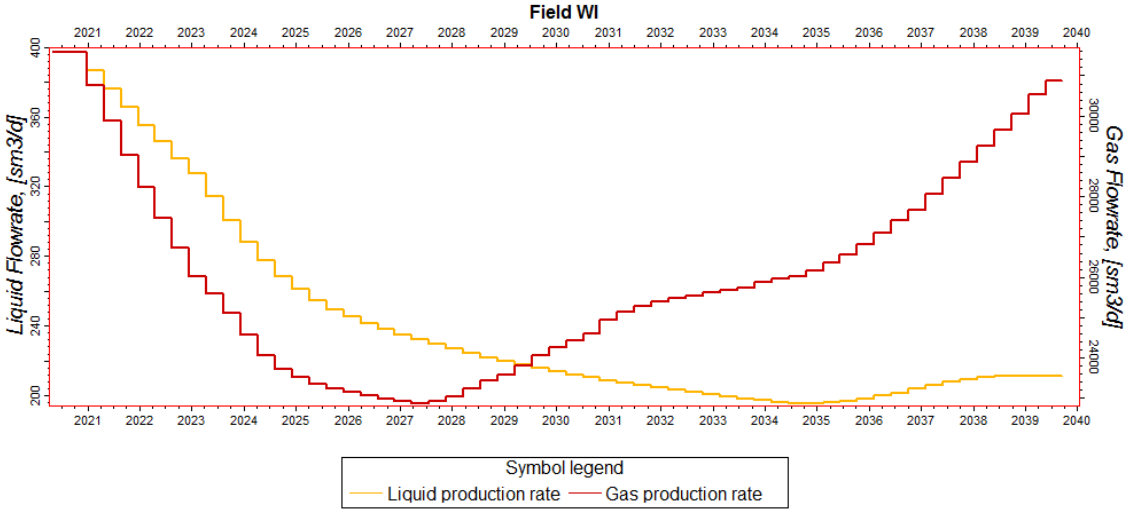
۴-۴- تزریق آب

در این سناریو جهت ازدیاد برداشت ثانویه و با استفاده از نتایج شبیه سازی برای تزریق آب کربناته به مخزن، به میزان ۴۰۰ متر مکعب در روز به مخزن آب تزریق شده است. چاه تولیدی با پارامتر کنترل تولید مایع چاه به مقدار ۳۹۸ متر مکعب در روز تولید می کند. نتایج در زیر قابل مشاهده است. شکل ۴-۱۰ افت فشار مخزن در سناریو تزریق آب به مخزن را در طی ۲۰ سال نشان می دهد. مانند قبل شبیه سازی در طی سال های ۲۰۲۰ تا ۲۰۴۰ به مدت ۲۰ سال انجام شده است.

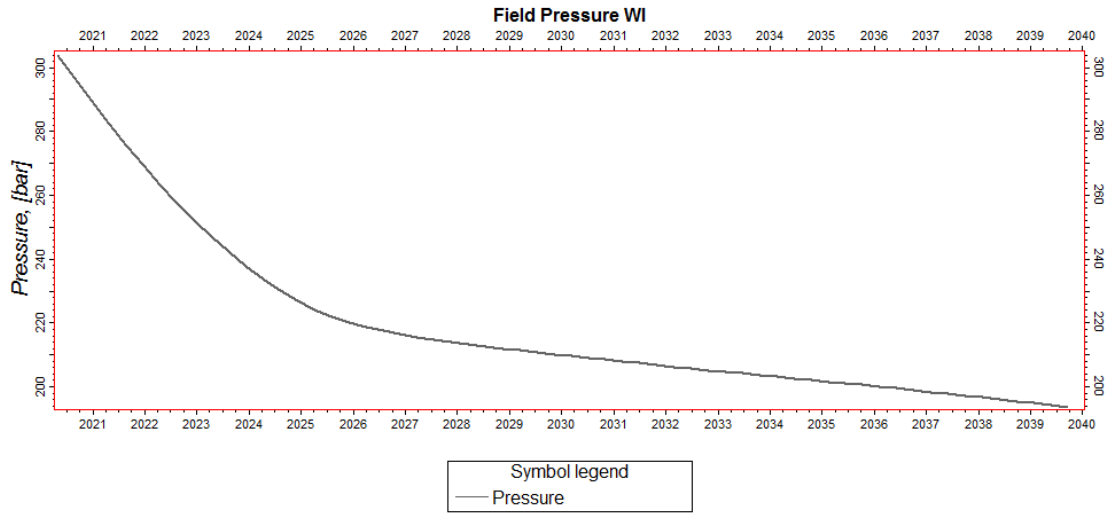
مطابق نمودار تولید نفت در شکل ۴-۸ مشاهده می شود که این چاه تولیدی در این سناریو به مدت یک سال در سقف برداشت تایین شده نفت تولید می کند. شکل ۴-۹ میزان مایع و گاز تولیدی این مخزن را نشان می دهد.



شکل ۴-۸- میزان آب و نفت تولیدی در سناریو تزریق آب به مخزن



شکل ۴-۹- میزان مایع و گاز تولیدی در سناریو تزریق آب به مخزن



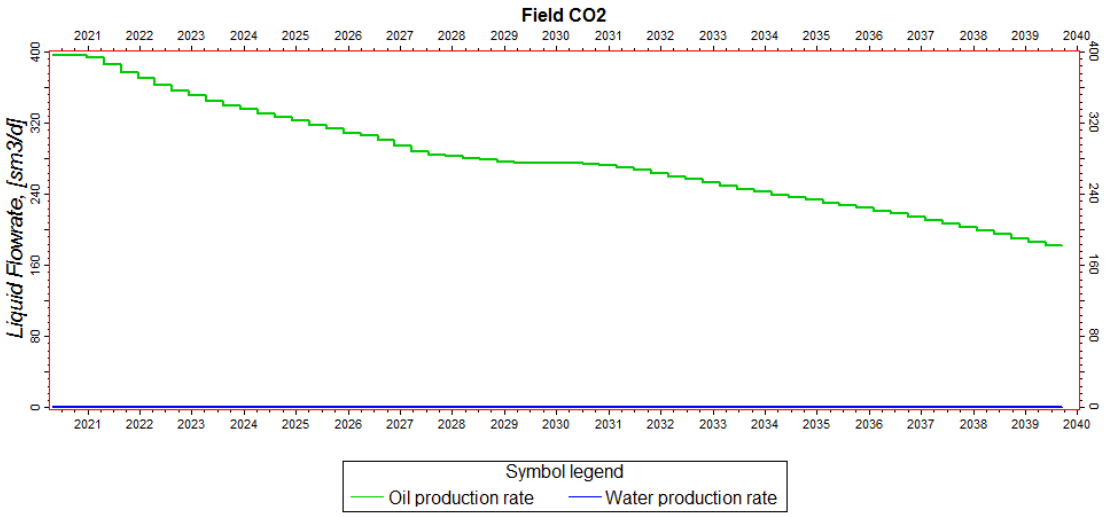
شکل ۴-۱۰- افت فشار مخزن در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق آب به مخزن

۴-۵- تزریق دی اکسید کربن

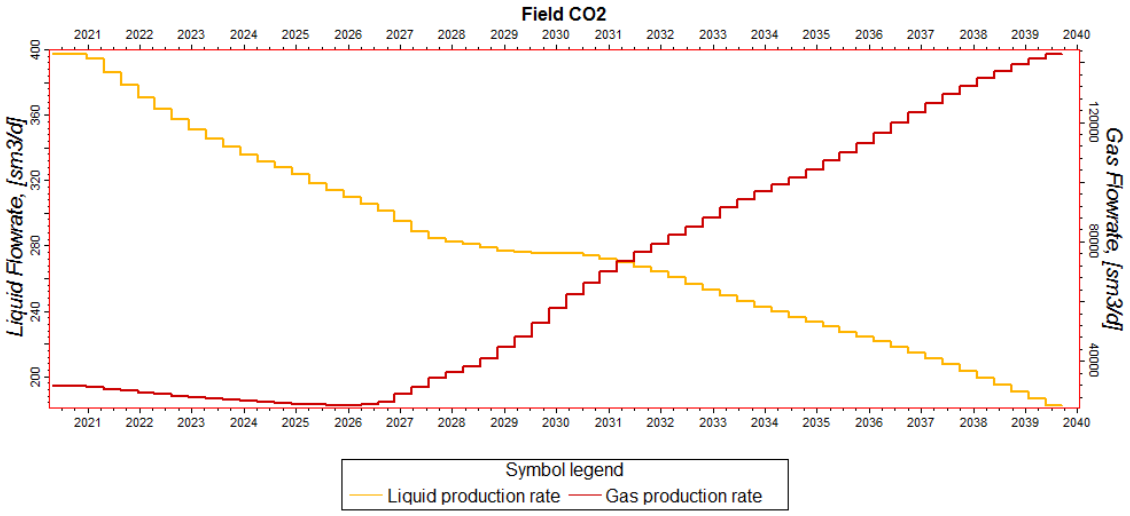
در این سناریو جهت ازدیاد برداشت ثانویه و با استفاده از نتایج شبیه سازی برای تزریق آب کربناته به مخزن، به مخزن دی اکسید کربن تزریق شده است. چاه تولیدی مطابق سناریو های قبل با پارامتر کنترل تولید مایع چاه به مقدار ۳۹۸ متر مکعب در روز تولید می کند.

در این سناریو جهت تزریق دی اکسید کربن کاربری چاه تزریقی به چاه تزریق گاز تغییر کرده است و نرخ تزریق گاز بر اساس فشار مشابه با فشار چاه تزریقی در سناریو های قبل برابر با ۳۰۰ بار انتخاب شده است. نتایج در زیر قابل مشاهده است. مانند قبل شبیه سازی در طی سال های ۲۰۲۰ تا ۲۰۴۰ به مدت ۲۰ سال انجام شده است.

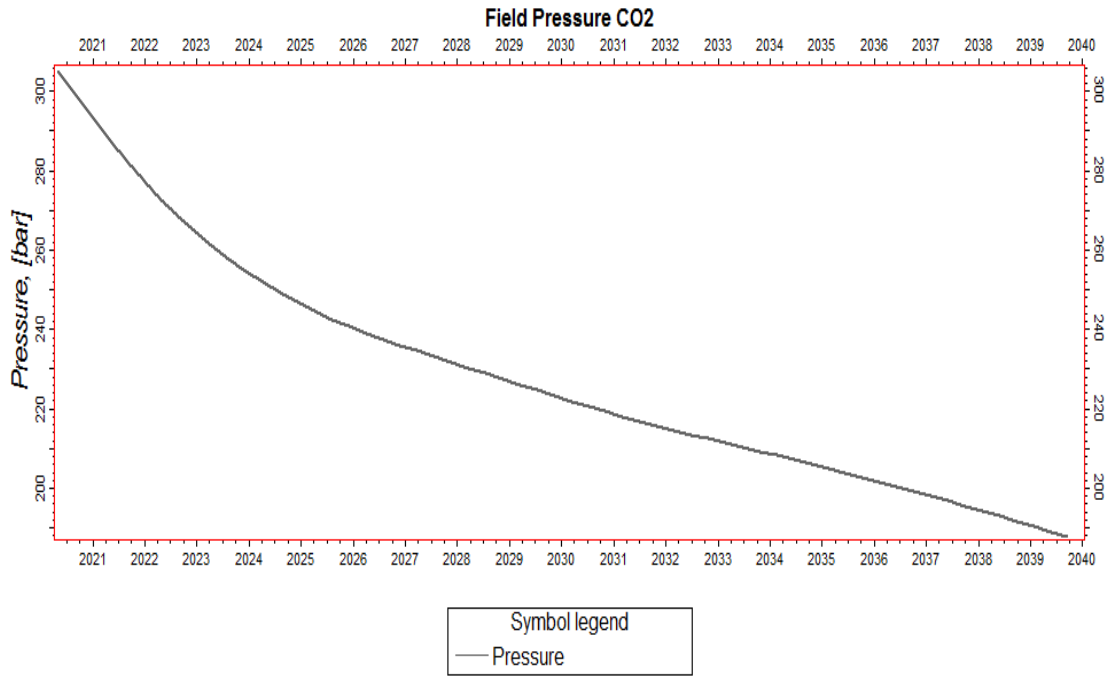
مطابق نمودار تولید نفت در شکل ۴-۱۱ مشاهده می شود که این چاه تولیدی در این سناریو به مدت یک سال در سقف برداشت تایین شده نفت تولید می کند. شکل ۴-۱۲ میزان مایع و گاز تولیدی و شکل ۴-۱۳ افت فشار مخزن در این سناریو را نشان می دهد.



شکل ۴-۱۱- تولید نفت و آب در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق دی اکسید کربن به مخزن



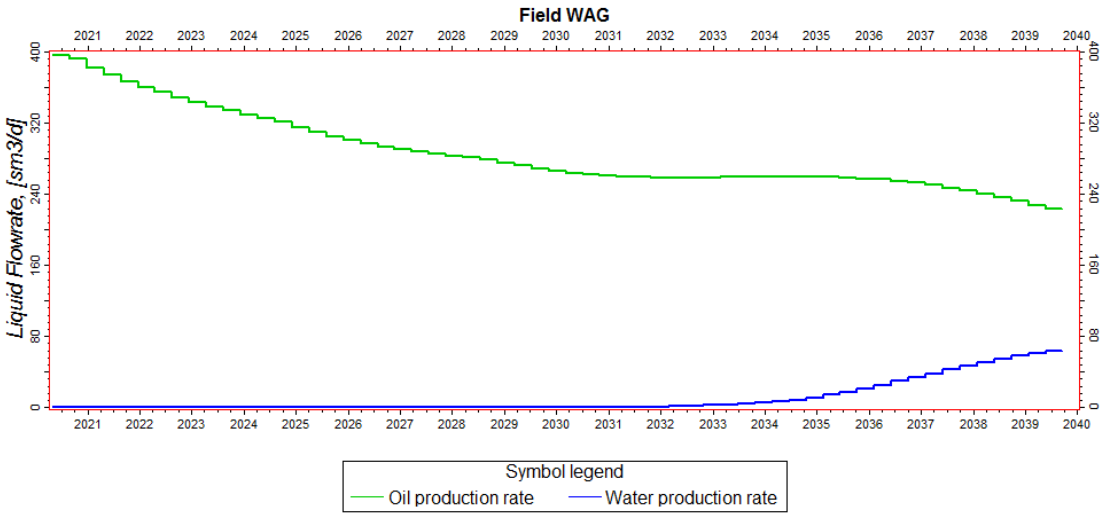
شکل ۴-۱۲- تولید مایع و گاز در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق دی اکسید کربن به مخزن



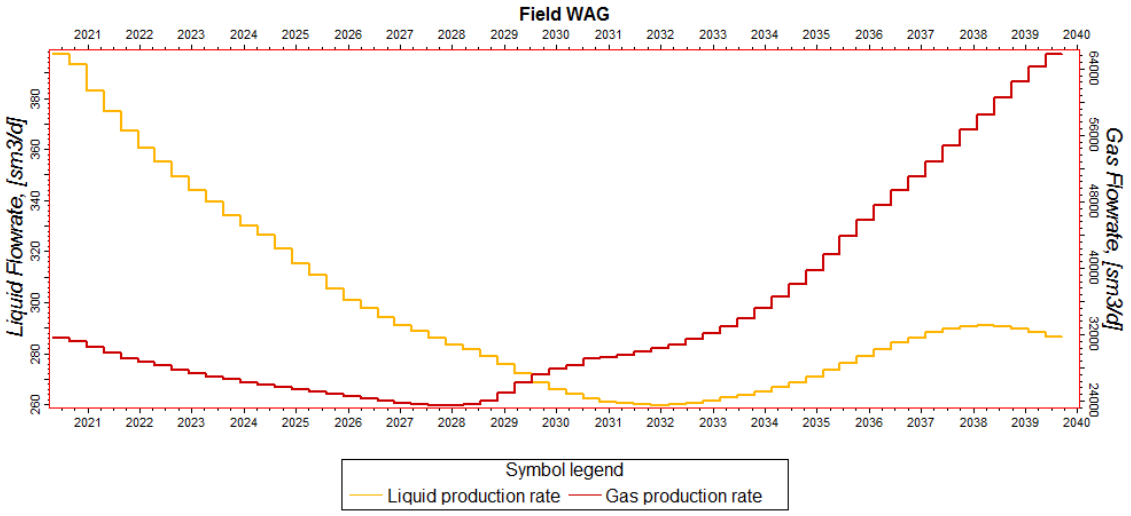
شکل ۴-۱۳- افت فشار مخزن در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق دی اکسید کربن به مخزن

۴-۶- تزریق WAG با سیکل ۶ ماهه

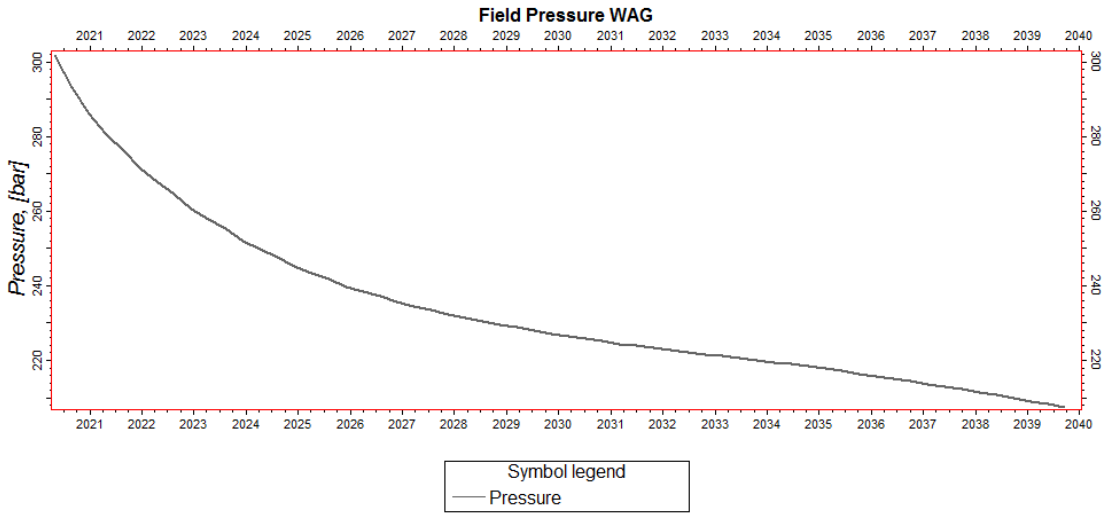
با ترکیب سناریو تزریق آب و تزریق گاز مطرح شده در بخش های ۴-۴ و ۴-۵ و با شرایط کاملا مشابه نرخ تزریق، در این سناریو در مدت زمان ۲۰ ساله شبیه سازی ابتدا به مدت ۶ ماه آب و سپس به مدت ۶ ماه دی اکسید کربن به مخزن تزریق شده ا ست. نتایج در شکل های ۴-۱۴، ۴-۱۵ و ۴-۱۶ قابل م شاهده ا ست. در این سناریو تنها به مدت ۶ ماه مطابق شکل ۴-۱۴ چاه تولیدی در سقف مقدار در نظر گرفته شده تولید داشته و سپس مقدار تولید نفت افت می کند.



شکل ۴-۱۴- تولید نفت و آب در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق ***WAG*** با سیکل ۶ ماهه به مخزن



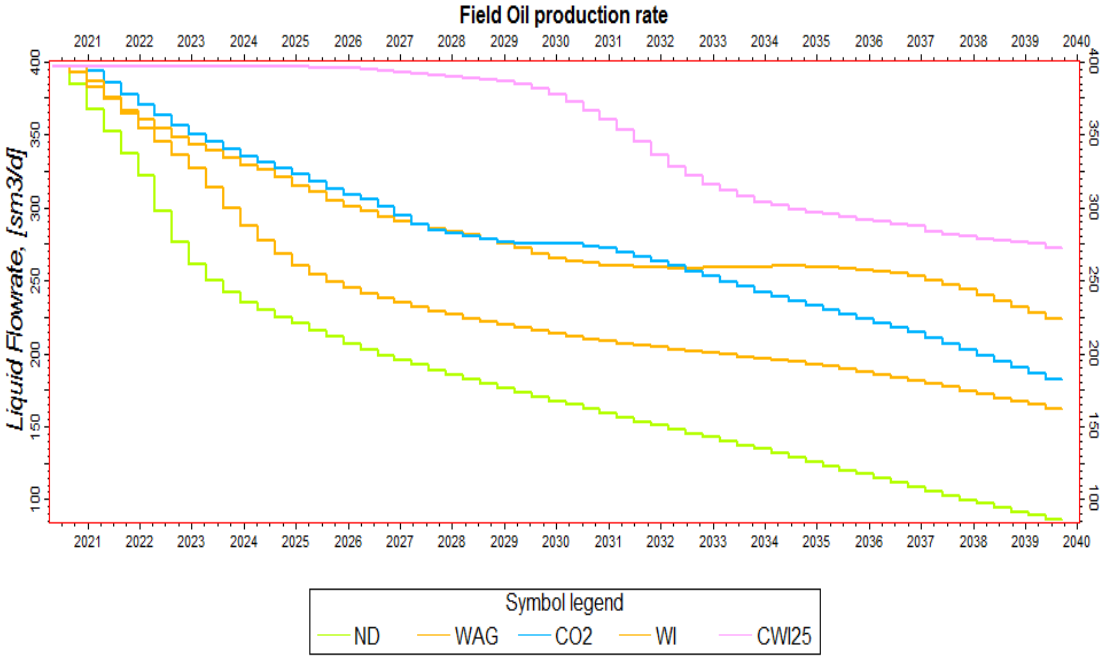
شکل ۴-۱۵- تولید مایع و گاز در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق ***WAG*** با سیکل ۶ ماهه به مخزن



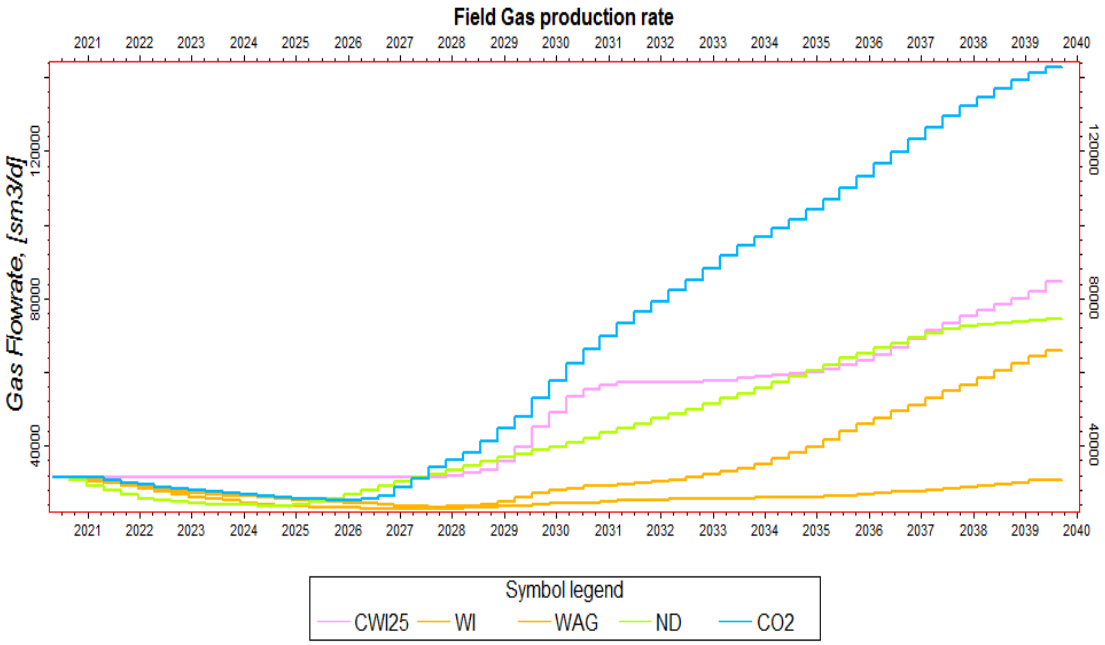
شکل ۴-۱۶- افت فشار مخزن در زمان شبیه سازی در سناریو تزریق ***WAG*** با سیکل ۶ ماهه به مخزن

۴-۷- مقایسه سناریو های مختلف ازدیاد برداشت

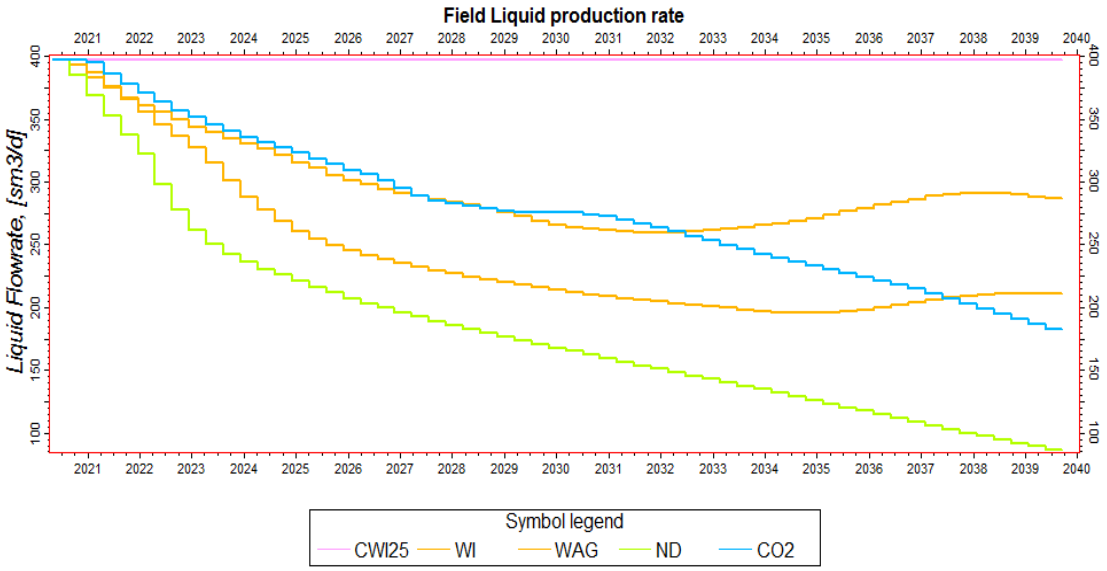
در این بخش نتایج شبیه سازی سناریو های انتخابی تزریق دی اکسید کربن، تزریق WAG، تزریق آب و تولید طبیعی با نرخ تزریق مشابه با نتایج سناریو بهینه CWI مقایسه شده است. نتایج در شکل های ۴-۱۷ تا ۴-۲۱ قابل مشاهده هستند. با وجود بالاتر بودن مقدار تولید آب در سناریو CWI نسبت به سایر سناریو های ازدیاد برداشت، کماکان با توجه به بیشینه بودن تولید نفت در این سناریو می توان آن را بهترین گزینه برای ازدیاد برداشت در مخزن مورد مطالعه عنوان کرد.



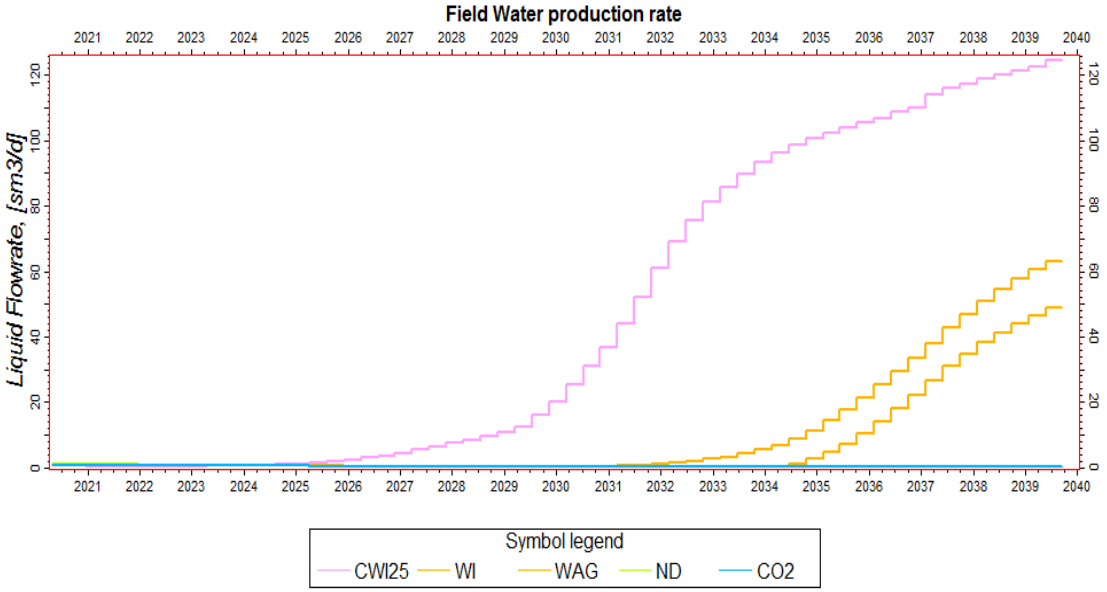
شکل ۴-۱۷- مقایسه مقدار تولید نفت در سناریو های مختلف



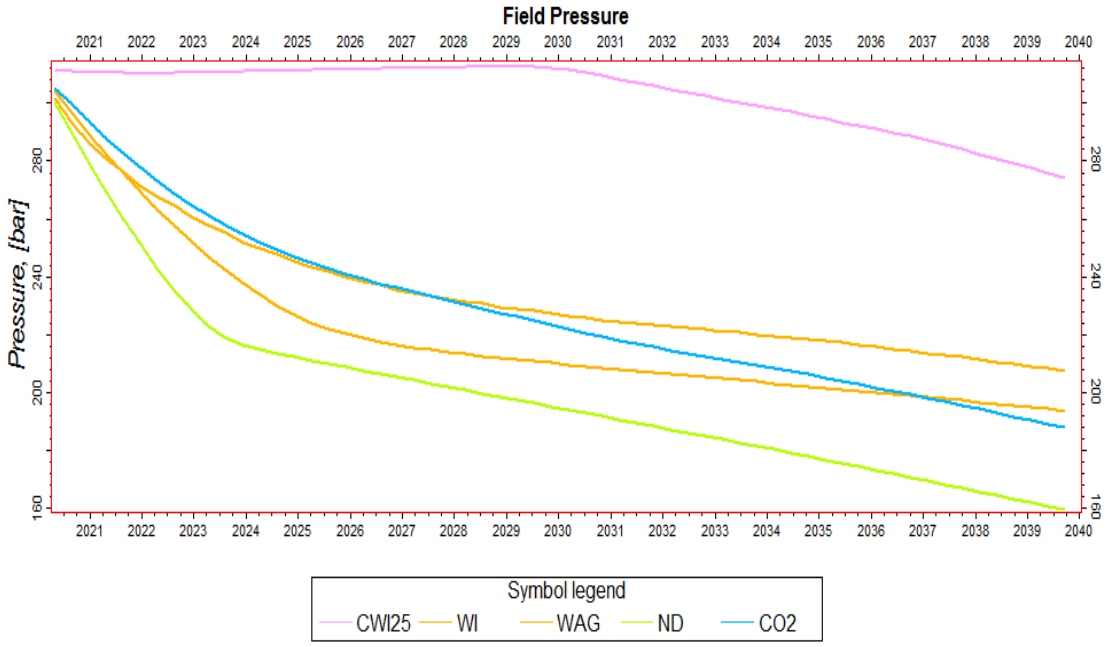
شکل ۴-۱۸- مقایسه مقدار تولید گاز در سناریو های مختلف



شکل ۴-۱۹- مقایسه مقدار تولید مایع در سناریو های مختلف



شکل ۴-۲۰- مقایسه نرخ تولید آب در سناریو های مختلف



شکل ۴-۲۱- مقایسه افت فشار مخزن در سناریو های مختلف

مطابق نتایج مقایسه ای کلیه سناریو های ازدیاد برداشت مطرح شده در این تحقیق به نظر می رسد سناریو تزریق آب کربناته با شوری کم، که به میزان ۳۱/۲ در صد تولید چاه را نسبت به تولید طبیعی افزایش داده است، نسبت به سایر سناریوها برتری دارد.

در مراحل بعدی سناریو های تزریق آب، تزریق گاز دی اکسید کربن و تزریق WAG باعث افزایش برداشت مخزن به ترتیب به میزان ۱۵ درصد، ۱۴ درصد، ۱۲ درصد و ۱۱ درصد خواهند شد. در فصل پنجم نتایج شبیه سازی به صورت جمع بندی شده ارائه خواهند شد.

فصل پنجم:

نتیجه گیری و پیشنهادات

۱-۵- نتیجه گیری

دراین تحقیق، به شبیه سازی عملکرد و مکانیزم های تزریق آب کربناته در یکی از مخازن نفتی جنوب ایران به منظور یافتن بهترین نرخ تزریق و بهترین غلظت هیدروژن، بهینه سازی با تابع هدف NPV با استفاده از الگوریتم ژنتیک انجام گردید.

- نتایج بهینه سازی غلظت دی اکسید کربن حل شده در آب با شوری ۳ درصد NaCl با متغیر قرار دادن نرخ تزریق آب کربناته و غلظت دی اکسید کربن، نشان داد که تزریق ۴۰۰ مترمکعب در روز (مساوی با مقدار کنترلی چاه تولیدی برابر با تقریباً ۴۰۰ مترمکعب مایع در روز) با غلظت ۰/۲۵ درصد به مخزن، سناریو بهینه جهت افزایش بهره وری و بیشینه کردن تابع هدف یا NPV است.

- نتایج مقایسات انجام شده نشان داد سناریو بهینه تزریق آب کربناته با شوری ۳ درصد نمک NaCl در پایان ۲۰ سال دوره شبیه سازی، به میزان ۳۱/۲ درصد تولید چاه را نسبت به تولید طبیعی افزایش می دهد و نسبت به سایر سناریوها در برتری قرار میگیرد.

- سناریو تزریق ۴۰۰ مترمکعب در روز آب (مساوی با مقدار کنترلی چاه تولیدی برابر با تقریباً ۴۰۰ مترمکعب مایع در روز) در این تحقیق و در طی ۲۰ سال زمان شبیه سازی بهره وری مخزن را به میزان ۱۴/۹ درصد افزایش داد.

- در طی ۲۰ سال زمان شبیه سازی سناریو تزریق گاز دی اکسید کربن (با کنترل فشار) افزایش بهره وری به میزان ۱۴/۲ درصد را حاصل کرد.

- در طی ۲۰ سال زمان شبیه سازی سناریو تزریق WAG با سیکل شش ماهه تزریق ۴۰۰ مترمکعب در روز آب (مساوی با مقدار کنترلی چاه تولیدی برابر با تقریباً ۴۰۰ مترمکعب مایع در روز) و سپس تزریق گاز دی اکسید کربن (با کنترل فشار) به میزان ۱۱/۹ درصد بهره وری مخزن را افزایش داد.

۲-۵- پیشنهادات

- بهینه سازی تمامی سناریو های ازدیاد برداشت با درنظر گرفتن محدودیت های میدانی و مقایسه این سناریو ها
- بیشتر کردن محدودیت iteration در بهینه سازی به منظور دستیابی به جواب بهتر
- استفاده از سایر الگوریتم های بهینه سازی و مقایسه آنها با نتایج حاصل از الگوریتم ژنتیک
- استفاده از این روش مقایسه ای برای تمام میادین کاندید ازدیاد برداشت در کشور قبل از تزریق آب

مراجع

[۱]: محمد جواد شکری افرا، دکتر بهزاد رستمی، بررسی آزمایشگاهی اثر درجه سنگینی نفت در بازیافت نفت سنگین توسط تزریق آبکربناته، پایاننامه برای دریافت درجه کارشناسی ارشد در رشته مهندسی نفت گرایش مخازن هیدروکربوری، دانشگاه تهران، ۱۳۹۴

[2] Johnson, W.E., Macfarlane, R.M., Breston, J.N., Neil, D.C., 1952. Laboratory experiments with carbonated water and liquid carbon dioxide as oil recovery agents. Prod. Mon.

[3] Martin, J.W., Tuckahoe, N.Y., 1959. Process of Recovering Oil From Oil Fields Involving the Use of Critically Carbonated Water. U.S patent.

[4] Hickok, C.W., Christensen, R., Ramsay Jr., H., 1960. Progressed view of the K&S carbonated water-flood project. J. Pet. Technol. 12 (12), 20–24

[5] Perez, J.M., Poston, S.W., Sharif, Q.J., 1992. Carbonated water imbibition flooding: an enhanced oil recovery process for fractured reservoirs. SPE/DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma.

[6] Yang, D., Tontiwachwuthikul, P.,Gu, Y.,2005.Interfacial tensions of the crude oil and reservoir brine. J.Chem.Eng.Data50 (4), 1242–1249.

[7] Riazi, M., 2011. Pore Scale Mechanisms of Carbonated Water Injection in Oil Reservoirs. Heriot-Watt university, Institute of petroleum engineering, England, Ph.D. Thesis.

[8] Sohrabi, M., Riazi, M., Jamiolahmady, M., Kechut, N., Ireland, S., Robertson, G., 2011a. Carbonated water injection (CWI) – a productive way of using CO2 for oil recovery and CO2 storage. Energy Procedia 4; a,pp. 2192–2199.

[9] Sohrabi, M.,Kechut,N.,Riazi,M.,Jamiolahmady,M.,Ireland,S.,Robertson,G.,2011c. Core-flooding studies to investigate the potential of carbonated water injection as an injection strategy for improved oil recovery and CO2 storage. Transp. Porous Media 91(1),101–121.

[10] Shevalier, M., Nightingale, M., Dalkhaa, Ch, Mayer, B., 2013. A comparison of water chemistry from a CO2 enhanced oil recovery project with reactive transport modeling of CO2 injection into a carbonate reservoir. Green Gases: Sci. Technol. 3(6),431–446.

[11] Zeinali Hasanvand, M., Ahmadi, M., Shadizadeh, R., Behbahani, R., Feyzi, F., 2013. Geological storage of carbon dioxide by injection of carbonated water in an Iranian oil

reservoir: a case study. Pet. Sci. Eng., 8.

[12] Khosravi, M., Bahramian, A., Emadi, M., Rostami, B., Roayaie, E., 2014. Mechanistic investigation of by-passed oil recovery during CO2 injection in matrix and fracture. Fuel 117, 43–49.

[13] Shakiba, M., Ayatollahi, S., Riazi, M., J. Investigation of oil recovery and CO2 storage during secondary and tertiary injection of carbonated water in an Iranian carbonate oil reservoir, Petroleum Science and Engineering 137 (2016) 134–143

[14] A.H. Alizadeh, M. Khishvand, M.A. Ioannidis, M. Piri, Multi-scale experimental study of carbonated water injection: An effective process for mobilization and recovery of trapped oil, Fuel 132 (2014) 219–235

[15] Pedram Mahzari, Pantelis Tsolis, Mehran Sohrabi, Sultan Enezi, Ali A. Yousef, Ahmed A. Eidan, Carbonated water injection under reservoir conditions; in-situ WAG-type EOR, Fuel 217 (2018) 285–296

[16] Mehran Sohrabi1, Masoud Riazi, Mahmoud Jamiolahmady, Nor Idah Kechut, Shaun Ireland and Graeme Robertson, Carbonated Water Injection (CWI) – A Productive Way of Using CO2 for Oil Recovery and CO2 Storage, Energy Procedia 4 (2011) 2192–2199

[17] Mojtaba Seyyedi, Pedram Mahzari, Mehran Sohrabi, A comparative study of oil compositional variations during CO2 and carbonated water injection scenarios for EOR, Journal of Petroleum Science and Engineering 164 (2018) 685–695

[18] Jalal Foroozesh, Mahmoud Jamiolahmady, Simulation of carbonated water injection coreflood experiments: An insight into the wettability effect, Fuel 184 (2016) 581–589

[19] Nor Idah Kechut, Mahmoud Jamiolahmady, Mehran Sohrabi, Numerical simulation of experimental carbonated water injection (CWI) for improved oil recovery and CO2 storage, Journal of Petroleum Science and Engineering 77 (2011) 111–120

[20] Masoud Riazi, Abdolah Golkari, The influence of spreading coefficient on carbonated water alternating gas injection in a heavy crude oil, Fuel 178 (2016) 1–9

[21] Nader Mosavat, Farshid Torabi, Micro-optical analysis of carbonated water injection in irregular and heterogeneous pore geometry, Fuel 175 (2016) 191–201

[22] Mohammad Ali Ahmadi, Mahdi Zeinali Hasanvand, Sara Shokrollahzadeh, Mojtaba Amiri, The effect of operational parameters on the performance of Carbonated Water Injection; Experimental and Numerical Modeling Study, The Journal of Supercritical Fluids (2015)

[23] Nader Mosavat, Farshid Torabi, Experimental evaluation of the performance of carbonated water injection (CWI) under various operating conditions in light oil systems, Fuel 123 (2014) 274–284

[24] Foroozesh, J., Jamiolahmady, M., The physics of CO2 transfer during carbonated water injection into oil reservoirs: From non-equilibrium core-scale physics to field-scale implication, Journal of Petroleum Science and Engineering (2018)

[25] Masoud Riazi, Mahmoud Jamiolahmady, Mehran Sohrabi, Theoretical investigation of pore-scale mechanisms of carbonated water injection, Journal of Petroleum Science and Engineering 75 (2011) 312–326

[26] Abbas Khaksar-Manshad, Milad Olad, Shahab Aldin Taghipour, Iman Nowrouzi, Amir H. Mohammadi, Effects of Water Soluble Ions on Interfacial Tension (IFT) Between Oil and Brine in Smart and Carbonated Smart Water Injection Process in Oil Reservoirs, Journal of Molecular Liquids (2016)

[27] Jalal Foroozesh, Mahmoud Jamiolahmady, Mehran Sohrabi, Mathematical modeling of carbonated water injection for EOR and CO2 storage with a focus on mass transfer kinetics, Fuel 174 (2016) 325–332

[28] Martin, J.W., 1951.Additional oil production through flooding with carbonated water Production.

[29] Mojtaba Seyyedi, Mehran Sohrabi, Adam Sisson, Shaun Ireland ,Quantification of oil recovery efficiency, CO2 storage potential, and fluid-rock interactions by CWI in heterogeneous sandstone oil reservoirs. Journal of Molecular Liquids (2017)

[30] Foroozesh, J., Jamiolahmady, M., The physics of CO2 transfer during carbonated water injection into oil reservoirs: From non-equilibrium core-scale physics to field-scale implication, Journal of Petroleum Science and Engineering (2018)

[31] Enrico Adiputra, Leksono Mucharam and Silvya Dewi Rahmawati, Experimental Evaluation of Carbonated Water Injection to Increase Oil Recovery Using Spontaneous Imbibition, Selected Topics on Improved Oil Recovery. Springer, Singapore, 2018

[32] Mostafa Lashkarbolooki, Masoud Riazi, Shahab Ayatollahic, Experimental investigation of dynamic swelling and Bond number of crude oil during carbonated water flooding; Effect of temperature and pressure, Fuel 214 (2018) 135–143

[33] E. M. Ruidiaz, A. Winter, O. V. Trevisan, Oil recovery and wettability alteration in carbonates due to carbonate water injection, J Petrol Explor Prod Technol (2017)

[34] Guanli Shu, Mingzhe Dong, Hassan Hassanzadeh, and Shengnan Chen, Effects of Operational Parameters on Diffusion Coefficients of CO2 in a Carbonated Water−Oil System, Ind. Eng. Chem. Res. 2017, 56, 12799-12810

[35] Shelton, J.L., McIntosh, J.C., Hunt, A.G., et al., 2016. Determining CO2 storage potential during miscible CO2 enhanced oil recovery: noble gas and stable isotope tracers. Int. J. Greenh. Gas Contr. 51, 239–253

[36] Dong Y, et al. An Experimental Investigation of Carbonated Water Flooding. In: SPE Annual technical conference and exhibition. Denver, Colorado, USA, 30 October-2 November; 2011.

[37] Rezaveisi M, Ayatollahi S, Rostami B (2012) Experimental investigation of matrix wettability effects on water imbibition in fractured artificial porous media. J Pet Sci Eng 86–87:165–171

[38] Fjelde I, Asen SM (2010) Wettability alteration during water flooding and carbon dioxide flooding of reservoir chalk rocks. SPE 130992

[39] Mahers EG, Dawe RA. Visualization of microscopic displacement processes within porous media in EOR capillary pressure effects. In: 3rd European meeting on improved oil recovery, Rome, April 16–18, 1985.

[40] Kechut NI, Riazi M, Sohrabi M, Jamiolahmady M. Tertiary oil recovery and CO2 sequestration by carbonated water injection (CWI). Paper SPE 139667. In: SPE international

conference on CO2 capture, storage, and utilization, New Orleans, LA, November 10–12, 2010.

[41] Mosavat N, Rasaei MR, Torabi F. Experimental determination of absolute and relative permeability in composite cores: effect of ordering. Special Top Rev Porous Media-Int J 2013;4:33–43.

[42] Guanli Shu , Mingzhe Dong, Shengnan Chen, and Hassan Hassanzadeh, Mass Transfer of CO2 in a Carbonated Water–Oil System at High Pressures, Ind. Eng. Chem. Res. 56, 1, 404-416

[43] Eclipse Technical Description Manual, 2014, Schlumberger

[44] OPEC Reference Basket Prices Jan-2019 to Jan-2020

[45] Barrel Breakdown: The cost of producing a barrel of oil and gas varies widely across the world, setting up winners and losers as the price of crude fluctuates at historically low levels - The Wallstreet Journal – April 2016