«مجله علمی علوم و فنون سازندگی»

سال دوم، شماره ۳، پاییز ۱۴۰۰، صفحه ۶۱ الی ۷۶

**علمی– تخصصی**

# بررسی مطالعاتی امکان سنجی روش های ازدیاد برداشت آب/گاز پایه در یکی از مخازن بنگستانی میادین نفتی جنوب کشور

**ساجد مجیدزاده[۱]، محمدرضا خرسند موقر[۲*]**

۱– کارشناسی ارشد، ۲– استادیار، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

(دریافت: ۱۴۰۰/۰۵/۰۵، پذیرش: ۱۴۰۰/۱۰/۰۶)

## چکیده

مخازن نفتی پس از اکتشاف و حفر چاه‌های تولیدی، در ابتدا به‌وسیله نیروی طبیعی مخزن شروع به تولید می‌کنند، اما به‌مرور زمان فشار مخزن کاهش یافته و روش‌هایی برای تامین فشار مخزن نیاز خواهد بود. در نهایت چنان‌چه نفت باقیمانده به‌وسیله تامین فشار مخزن نیز قابل برداشت نباشد، با تغییر خواص مخزن به‌وسیله روش‌های خاص ازدیاد برداشتی، نفت باقیمانده در مخزن به حداقل خواهد رسید. روش‌های آب/گاز پایه از روش‌های متداول ازدیاد برداشت می‌باشند. معمولا در مطالعات صنعتی بر روی مخزن پایه کاندیدا، عملکرد جداگانه روش‌های ازدیاد برداشت تبیین شده و مطالعات توأمان فنی و اقتصادی روش‌ها با رویکرد بررسی کوتاه مدت و بلند مدت انجام نشده است. در این پژوهش به‌وسیله‌ی غربال‌گری نرم‌افزاری، در ابتدا مناسب‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت تعیین و شبیه‌سازی دینامیکی آن‌ها بر روی مدل آغازسازی شده انجام پذیرفت. سپس بر اساس پروفایل‌های تولیدی و تزریقی محاسبات مدل اقتصادی انجام شد تا روش بهینه فنی و اقتصادی به‌دست آید. نتایج نشان می‌دهد که با افزایش سال تزریق و تغییر پارامتر کنترلی تولید، روش تزریق گاز غیرامتزاجی میزان ارزش خالص کنونی بیشتری از روش آب پایه خواهد داشت.

**کلیدواژه‌ها: ازدیاد برداشت، روش‌های آب/گاز پایه، غربال‌گری نرم‌افزاری، ارزش خالص کنونی**

## ۱. مقدمه

یکی از چالش‌های مهم و اساسی مخازن فشرده، کاهش سریع تولید و افزایش افت فشار مخزن می‌باشد که این مورد به دلیل پایین بودن قدرت تحویل‌دهی چاه است. دو روش کلی برای افزایش بهره‌دهی چاه‌ها وجود دارد، یکی از روش‌ها استفاده از روش‌های چاه محور از جمله شکاف‌دهی هیدرولیکی است که باعث افزایش میزان قدرت تحویل‌دهی چاه می‌شود. روش دیگر افزایش تولید از مخازن فشرده با استفاده از فرایندهای ازدیاد برداشت مناسب جهت بالابردن توامان حجم جاروب مخزنی و نیز افزایش بازده میکروسکوپی است.

به‌طور کلی تولید از مخازن هیدروکربوری در ۳ مرحله تقسیم بندی می‌شود که عبارتند از:

۱. برداشت اولیه و تولید طبیعی از مخزن

۲. برداشت ثانویه

۳. برداشت ثالثیه

معمولاً در روش‌های برداشت اولیه، مخزن با انرژی خود تولید می‌کند. همچنین می‌توان از دو روش برداشت اولیه و ثانویه به عنوان روش‌های متعارف تولید نفت یاد کرده و روش‌های نوع سوم (برداشت ثالثیه) را با نام روش‌های ازدیاد برداشت شناخت. در بسیاری اوقات ازدیاد برداشت روش‌های ثانویه بازیافت نفت را نیز در بر می‌گیرد، ولی در اصل به شیوه‌های ثالثیه بازیافت نفت، روش‌های ازدیاد برداشت گفته می‌شود. در روش‌های ثانویه که معمولاً پس از بازیافت اولیه انجام می شود، به انرژی اولیه مخزن، انرژی اضافه می‌شود که می‌تواند شامل تزریق گاز به کلاهک

[۱] نویسنده پاسخگو: m.khorsand@aut.ac.ir

گازی، تزریق گاز به ستون نفتی به‌صورت غیر امتزاجی به‌منظور هل دادن ستون نفتی (بر طبق تراوایی نسبی و بازدهی جابجایی و ملاحظات آن) و همچنین تزریق آب به آبده باشند.

از طرفی روش‌های ازدیاد برداشت دارای راندمان مناسبی در تولید نفت هستند. این حقیقت، به وضوح اهمیت روشهای ازدیاد برداشت و ضرورت سرمایه‌گذاری در این زمینه را خاطر نشان می‌کند. به‌طور کلی روش‌های ثانویه و ثالثیه جهت افزایش بازده شامل روش‌های تزریق گاز، تزریق آب ، تزریق متناوب آب و گاز، روش حرارتی، تزریق فوم و ژل‌های پلیمری، استفاده از مواد شیمیایی و کاهش‌دهندهٔ نیروی کشش سطحی، استفاده از روش میکروبی تقسیم‌بندی می شوند. در این پژوهش از روش‌های گاز پایه و آب پایه که جزو روش‌های متداول ازدیاد برداشت در صنعت نفت محسوب می‌شوند، استفاده شده است.

شبیه‌سازی مخازن فشرده درواقع به‌واسطه تراوایی پایین، نیروی مویینگی بالا و همچنین مکانیزم‌های ژئو مکانیکی و جریان فوق پیچیده سیال در آن‌ها، دارای مشکلاتی می‌باشد. بنابراین چالش‌های شبیه‌سازی موجود در این دسته مخازن و نیز لزوم استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت مناسب در مخازن با خواص پتروفیزیکی ضعیف از جمله مخازن بنگستانی، اهمیت اجرای پژوهش جهت توسعه این مخازن را دو چندان نموده است. با دستیابی به دانش شناسایی روش ازدیاد برداشت بهینه می‌توان درصد بیشتری از نفت اولیه درجا را تولید نمود و از کاهش شدید فشار مخزن نیز جلوگیری نمود. در ادامه توضیحات مربوط به روش مورد استفاده در این پژوهش ارائه داده خواهد شد.

## ۲. روش تحقیق

مطالعات کتابخانه‌ای گسترده‌ای در مورد روش‌های ازدیاد برداشت و درصد گسترش آن‌ها در منابع موجود است که از آن می‌توان به گزارش جامع Energies در انتشارات MDPI اشاره کرد[۱].

در سال‌های اخیر مطالعات وسیعی جهت بررسی روش‌های ازدیاد برداشت در مخازن فشرده انجام شده است. این مطالعات شامل آزمایش‌های تجربی، شبیه‌سازی و آزمایش‌های راهنما می‌باشند. همچنین مکانیزم‌های گوناگونی برای هر روش در آزمایشگاه یا مطالعات شبیه‌سازی گزارش شده است. در مطالعه‌ای، موفقیت‌آمیز بودن پروژه‌های ازدیاد برداشت غیرمعمول در سازند بیکن ایالت‌های مونتانا و داکوتای شمالی ارزیابی گردید. دو تست پایلوت در میدان المکولی در مونتانا و پنج تست پایلوت در شمال داکوتا صورت پذیرفت. از مجموع هفت تست پایلوت، سه مورد تزریق دی اکسید کربن، یک مورد تزریق گاز طبیعی غنی شده و سه مورد تزریق آب می‌باشد. اهداف تست‌ها شامل بررسی تزریق پذیری سازند و تاثیر تزریق بر افزایش تولید نفت می‌باشد. یک از چالش‌های مهم در عملیاتی نمودن روش‌های ازدیاد برداشت، مشکل در شبیه‌سازی میدانی فرایندها و مکانیزم‌های موجود در تست‌های اشاره شده بوده است[۲].

نمونه‌هایی از تزریق گاز غیرامتزاجی، امتزاجی و تزریق آب در دنیا به شرح زیر است:

در ابتدا به یک نمونه از میادین موجود در تگزاس غربی بدلیل شباهت وجود شبکه شکاف و خواص ماتریس ضعیف، پرداخته می‌شود. این مخزن دارای net pay در حدود ۱۸ فوت (با ضخامت gross حدود ۱۳۰ فوت) می‌باشد. تخلخل ناحیه بهره‌ده در محدوده بین ۸ تا ۱۴٪ حجم بالک می‌باشد. تراوایی نیز در محدوده ۲ تا ۱۰ میلی‌دارسی گزارش شده است. گراویتی نفت در حدود ۳۳ تا ۳۷ API بوده است. در سال ۱۹۴۲ پس از این که فشار مخزن از حدود ۱۸۰۰ پام به ۱۲۷۵ پام کاهش یافت، یکی از ۲۶ چاه تولیدی این میدان به چاه تزریقی تبدیل شد. در حدود ۱ سال پس از شروع تزریق افزایش سریعی در میزان GOR تولیدی مشاهده گشت. به‌دلیل این که دبی تولیدی نفت در همین زمان به‌طور قابل توجهی با افزایش GOR افزایش می یابد، ماسکت نتیجه گرفت که اگرچه ممکن است در یک سیستم پیوسته شکاف که با هم ارتباط دارند، گاز خیلی سریع حرکت کند، اما افزایش میزان GOR نیز ممکن است در نتیجه ناتوانی ماتریس مخزن در عرضه و فرستادن نفت به سمت سیستم شکاف‌ها در دبی بالاتر نفت باشد[۳].

مطالعه موردی دیگر در زمینه تزریق امتزاجی گاز مربوط به پروژه تزریق چهار نقطه‌ای SACROC می‌باشد که در این میدان بعد از اتمام تزریق آب در سال ۱۹۸۱، تزریق دی‌اکسیدکربن در همان چاه‌های تزریق آب و با همان الگوی تزریق (۴ نقطه‌ای) شروع شد. منطقه محصور به چهار نقطه در میدان وسعتی به میزان ۶۰۰acres و نفت اولیه‌ای به میزان 19 MMSTB را در خود جای داده است. بعد از مدت کوتاهی از زمان تزریق دی اکسیدکربن، افزایش در دبی تولید دیده شد. میزان ۹٪ افزایش در بازیافت نفت معادل 7/1 MMSTB نفت تولیدی می‌باشد. کل دی‌اکسیدکربن مصرفی معادل 2/3 MSCF/STB و یا به‌عبارتی 570 stdm3/m3 می‌باشد. این پروژه نشان‌دهنده این مطلب است که بعد از یک سیلاب‌زنی مناسب می‌توان با تزریق امتزاجی گاز به بهره‌وری نهایی افزود[۴].

در مطالعه‌ای دیگر بر اساس قانون کلی فیک، هتیت با لحاظ نمودن ضریب نفوذ مولکولی و نیز برکنش‌های ترکیبات و اجزا، یک مدل انتشار جریانی برای شبیه‌سازی انتقال جرم بین گاز و نفت ارائه داد که به واسطه آن از چالش‌های ناهمگونی بالای مخزن در شبیه‌سازی فرایند ازدیاد برداشت گاز پایه کاسته شد [۵].

سیلاب زنی آبی نیز در اواسط قرن نوزدهم میلادی کشف گردید و برای اولین بار و بطور تصادفی در منطقه Pithole City ایالت پنسیلوانیا در اوایل سال ۱۸۵۶ مورد استفاده واقع شد[۶]. بسیاری از سیلاب زنی‌های در آن دوره و قبل از آن بر اساس نشت تصادفی آب از سازنده‌های ماسه‌ای کم عمق و یا منابع آبی سطحی بوده است. در اواخر قرن هجدهم میلادی، کاربرد اصلی آب در مخازن بحث تزریق آب برای تثبیت فشار و جلوگیری از افت فشار شدید ناشی از تولید بوده است. در سال ۱۹۲۰ عملیات سیلاب زنی آبی با تزریق مجدد آب تولید شده در لایه نفتی‌ای که آب از همان تولید شده بود ادامه یافت که از سال ۱۹۳۰ به بعد به‌عنوان یک عملیات معمولی اجرایی شد. در ابتدا تزریق آب با استفاده از یک چاه و پس از آن کاربرد آگاهانه سیلاب زنی آبی بر اساس مدل‌های تزریقی مختلف (بطور مثال ۵ نقطه‌ای) در ایالت اکلاهاما تا سال ۱۹۵۰ گسترش یافت[۷].

یکی از مکانیزم‌های مهم در اثر بخشی روش تزریق آب به مخازن فشرده، تثبیت فشار و انرژی مخزن می‌باشد. از مهم ترین چالش‌های اصلی تزریق آب در این دسته مخازن بحث تزریق پذیری می‌باشد. بررسی دقیق‌تر اثربخشی روش‌های ازدیاد برداشت آب پایه در گرو شبیه‌سازی میدانی فرایندهای مذکور و عملکرد آن در ازدیاد برداشت از سیال مخزنی می‌باشد [۸].

نتایج آزمایشگاهی بدست آمده نشان می‌دهد ترشوندگی سنگ نقش مهم و تعیین کننده‌ای درآشام فاز آبی به داخل ماتریس سنگ و حفرات ریز آن دارد. همچنین نتایج نشان می‌دهد که افزایش فشار تزریق و نیز زمان توقف تزریق تاثیر مستقیمی در بهبود راندمان تزریق آب بصورت تناوبی دارد. در مطالعات شبیه‌سازی روش تزریق آب پایه نیز، تست پایلوت دارای ۴ عدد چاه تولیدی و یک چاه تزریق در الگوی پنج نقطه‌ای استفاده شد. نتایج این پایلوت آزمایشی نشان دهنده افزایش میزان تولید نفت از حدود ۷۵ بشکه در روز به ۵۵۰ بشکه در روز با تزریق آب می‌باشد[۹].

## ۲-۱. مدل استاتیک و دینامیک

مرحله اول این پژوهش، شامل بررسی و اعتبار سنجی اطلاعات اولیه زمین شناسی، پتروفیزیکی و مخزنی جهت ساخت مدل مخزنی استاتیک و دینامیک می‌باشد. برای ساخت مدل استاتیک می بایست مدل ساختمانی ساخته شود. سپس صفحات حاصل از تفسیر ژئوفیزیک با الگوریتم صفحات همگرایی ساخته می‌شود. پس از آن برای زون بندی میان این دو افق می بایست ابتدا فرایند تطابق عمقی را انجام داد. اساس این تقسیم بندی خواص مخزنی بخصوص تخلخل می‌باشد. پس از آن شبکه‌بندی مخزن انجام می‌شود تا بتوان گرید بندی افقی مخزنی را انجام داد و شبکه سلول های مدل را در هر لایه تولید کرد. در ادامه برای انجام گریدبندی در راستای عمق، فرایند ساخت افق‌های مخزنی، زون‌بندی و لایه‌بندی انجام می‌شود. بعد از آن مرحله مدل‌سازی خواص مخزن و توزیع آن انجام می‌گیرد. جهت اجرای آن، نگارهای تفسیر شده مخزنی شامل تخلخل و اشباع آب به مقیاس سلول های مدل ساختمانی بزرگ مقیاس (بزرگ نمایی) شده و کیفیت داده‌های بزرگ مقیاس شده با داده‌های چاه‌ها کنترل می‌شود. این فرایند توسط نرم‌افزار پترل در بخش بزرگ مقیاس کردن نمودارهای چاه پیمایی انجام شده است. در ادامه مقادیر تخلخل در محل هر چاه برای توزیع در گستره مخزنی مورد آنالیز آماری قرار می‌گیرد. در این فرآیند جهت تعیین منحنی توزیع آماری با پارامترهای مناسب از ماژول آنالیز داده‌های پترل استفاده می‌شود. پس از آنالیز آماری، نوبت به فرایند مدل‌سازی خواص بر اساس توزیع فضایی آماری می‌رسد که در آن بر اساس روش آماری فضایی توزیع خواص زمین شناسی در محدوده‌هایی که چاه و داده‌های مشاهده‌ای وجود ندارد را انجام می‌دهد. این فرایند بر اساس پارامترهای منحنی آماری انطباق یافته در مرحله آنالیز آماری و استفاده از روش‌های ریاضی می‌باشد. پس از این مرحله مدل مخزنی که در قبل بخش هندسی آن ساخته شده بود تکمیل و در هر سلول شبیه‌سازی توزیع خواص انجام گرفته است.

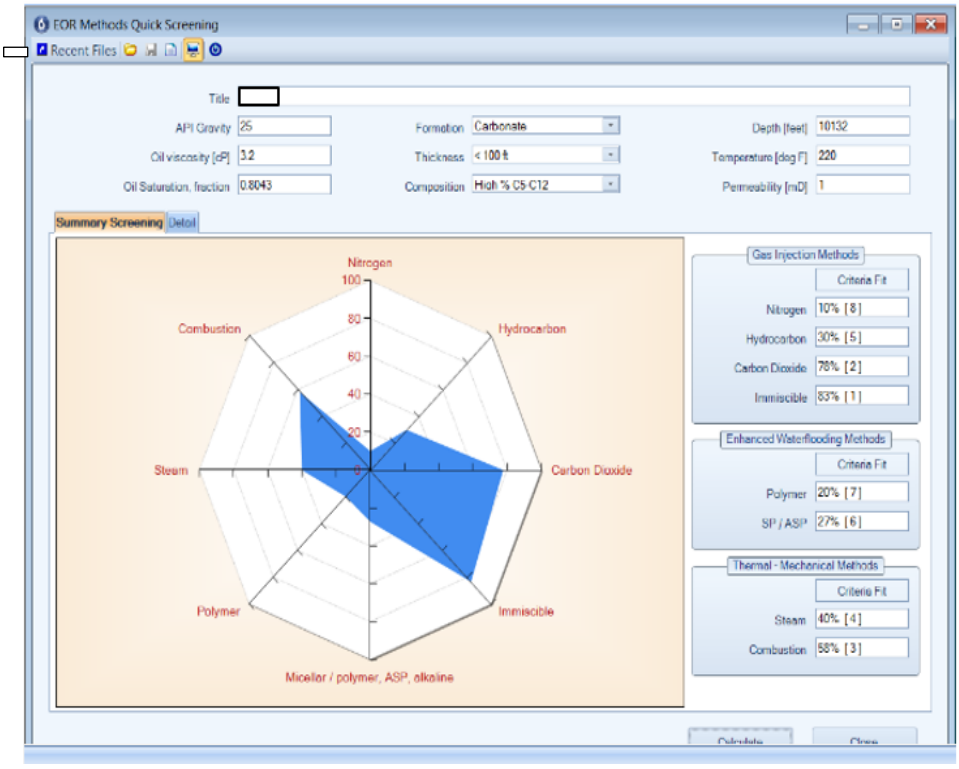
بر اساس مدل استاتیک ساخته شده و نیز خواص سنگ و سیال وارد شده و اطلاعات تکمیل چاه، میزان حجم درجای مخزنی گزارش و مدل دینامیک آغازسازی می‌شود. در انتها مدل جهت اجرای سناریوهای شبیه‌سازی تخلیه طبیعی و ازدیاد برداشت، نهایی‌سازی می‌گردد.

مرحله بعدی شامل انجام سناریوی تولید طبیعی با مدل دینامیک آغازسازی شده می‌باشد. بر اساس مدل استاتیک ساخته شده و

توزیع خواص مخزنی و اطلاعات توابع اشباع جریانی مدل صحت سنجی می‌شود و سپس بر اساس استراتژی تولیدی طبیعی فرایند شبیه‌سازی سناریوی تولید پایه آغاز می‌گردد. سپس برای تبیین اثر هر پارامتر استراتژی تولید که شامل سه پارامتر نرخ تولید گروهی، حداقل نرخ تولید گروهی و حداقل فشار ته چاهی می‌باشد، آنالیز حساسیت برای هر کدام به تناسب بازه عملیاتی انجام و گزارش شده است. سپس بر اساس پارامترهای حساس تشخیص داده شده فرایند بهینه‌سازی آن ها با استفاده از ماژول بهینه‌سازی نرم‌افزار پترل جهت تعیین سناریوی بهینه تولید طبیعی انجام گردیده است. در ادامه برای تبیین اثر متقابل هر پارامتر بر یکدیگر در ارضای تابع هدف، نمودار آنالیز حساسیت انجام شده در نرم‌افزار پترل به دست می‌آید. این آنالیز حساسیت در میان اجراهای بهینه‌سازی انجام می‌شود.

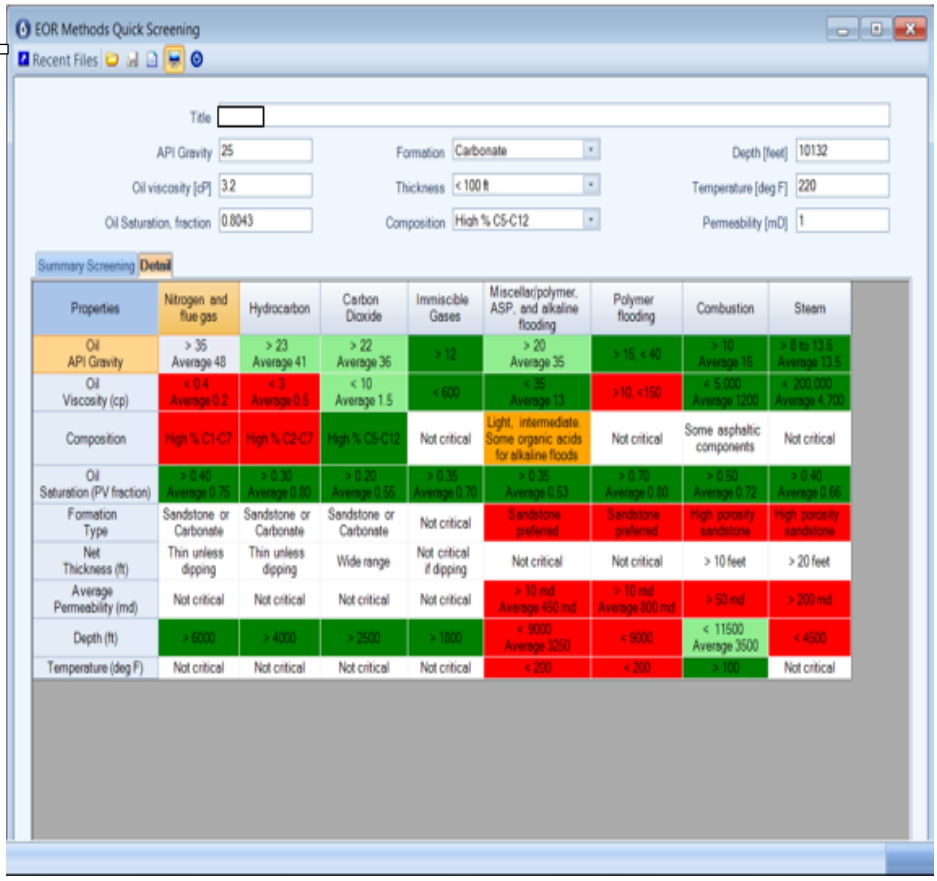
## ۲-۲. غربال‌گری نرم‌افزاری

قبل از شبیه‌سازی فرایندهای ازدیاد برداشت می‌بایست در ابتدا فرایند غربال‌گری را انجام داد که طی آن می‌بایست فرایندهای ازدیاد برداشت بر اساس جداول ارائه شده توسط Taber مورد ارزیابی پارامتری قرار گیرد[۱۰]. شکل(۱) نتیجه غربال‌گری توسط نرم‌افزار EORGui را نشان می‌دهد که در آن بر اساس پارامترهای ورودی میدان، امتیازات رتبه‌بندی هر روش ازدیاد برداشت بصورت عددی و شکلی نشان داده شده است. همان‌طور که دیده شده است، روش تزریق گاز غیر امتزاجی و امتزاجی (دی اکسید کربن) به عنوان روش‌های برتر معرفی شده است.




**شکل (۱)**. نتیجه غربال‌گری اولیه ازدیاد برداشت میدان

توضیحات مربوط به پارامترهای هر یک از روش‌ها و انطباقش بر اساس اطلاعات میدان که موجب امتیاز بیشتر و یا کمتر آن شده است در شکل(۲) نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل مشخص است، رنگ قرمز معرف عدم انطباق بازه کاربردی پارامتر مشخص شده در روش کاندید ازدیاد برداشت می‌باشد. رنگ‌های سبز کم‌رنگ و پررنگ به‌ترتیب معرف انطباق نسبی و بیشتر پارامتر مشخص شده در روش ازدیاد برداشت با مقادیر متناظر میدان مورد مطالعه است.




**شکل (۲)**. توضیحات پارامتری غربال‌گری اولیه ازدیاد برداشت میدان

بر این اساس در ادامه روش‌های کاندید تزریق گاز غیر امتزاجی و دی‌اکسیدکربن به‌همراه روش تزریق آب پایه مورد ارزیابی شبیه‌سازی عددی قرار گرفته است تا بتوان میزان اضافه برداشت نفت را نسبت به یکدیگر و روش تولید طبیعی تعیین نمود.

## ۳. نتایج و بحث

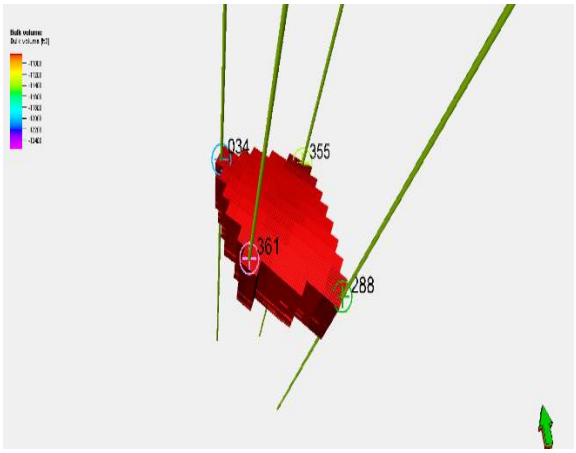
### ۳-۱. مشخصات مدل بخشی مخزن و تخمین حجم درجا

همان‌طور که اشاره شد، برای ساخت مدل استاتیک می‌بایست مدل ساختمانی ساخته شود. خواص هندسی مدل ساختمانی ساخته شده در جدول(۱) نشان داده شده است.

**جدول (۱)**. خواص هندسی مدل ساختمانی مخزن

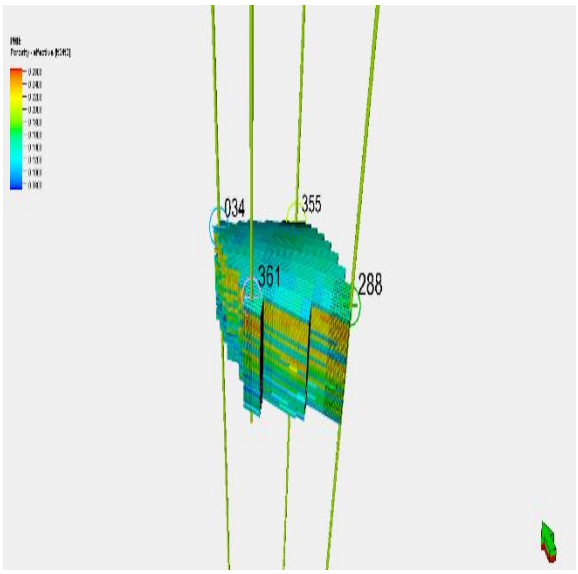
| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| تعداد گرید ها ( nI x nJ x nK) | ۲۸*۱۷*۱۱ |
| تعداد کل گرید ها | ۵۲۳۶ |
| تعداد افق های زمین شناسی | ۴ |
| تعداد گرید های دو بعدی | ۱۸۷ |
| متوسط فاصله هر گرید در راستای X به فوت | ۳۲۸ |
| متوسط فاصله هر گرید در راستای Y به فوت | ۳۲۸ |
| متوسط فاصله هر گرید در راستای Z به فوت | ۱۷ |

شکل(۳) نیز مدل ساختمانی نهایی را بر اساس خاصیت حجم سلولی را نشان می‌دهد.

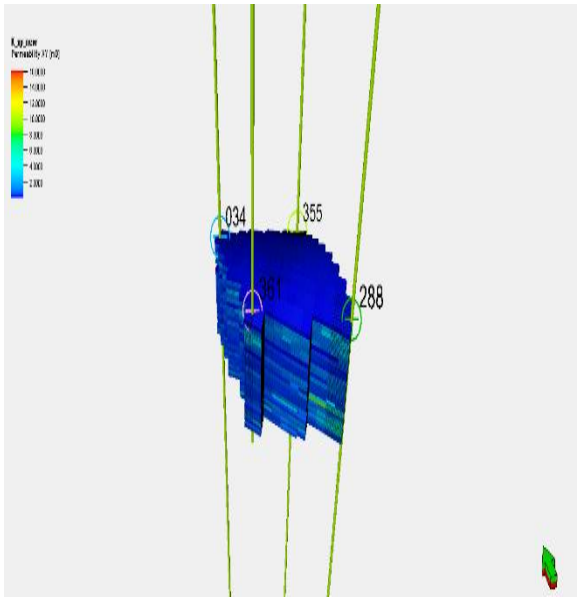



**شکل (۳)**. مدل ساختمانی بخشی مخزن بر اساس خاصیت حجم سلولی

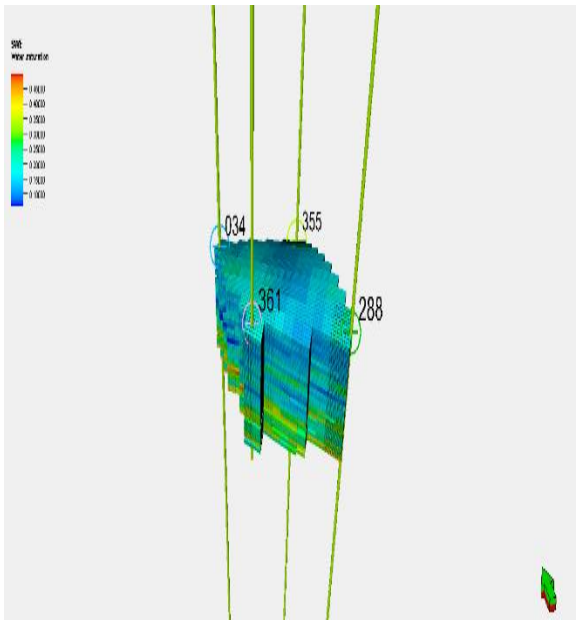
بعد از این مرحله و انجام مراحل توضیح داده شده در بخش ۲-۱، فرآیند توزیع خواص تخلخل، تراوایی افقی و اشباع آب در گستره‌ی مدل بخشی تکمیل می‌شود که در شکل های(۴) تا (۶)، نشان داده شده است.




**شکل (۴)**. توزیع تخلخل در مدل بخشی




**شکل (۵)**. توزیع تراوایی افقی در مدل بخشی




**شکل(۶)**. توزیع اشباع آب در مدل بخشی

در ادامه پس از ساخت مدل استاتیک نوبت به تخمین حجم درجای مخزنی می‌رسد. جدول(۲) خواص متوسط مخزنی را برای تخمین درجا نشان می‌دهد.

**جدول (۲)**. خواص متوسط مدل استاتیک جهت تخمین حجم درجای مخزنی

| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| تخلل ٪ | ۱۴/۳ |
| اشباع آب ٪ | ۲۸/۸ |
| ٪ NTG | ۸۸/۷ |
| فشار اولیه مخزن (Psi) | ۴۷۶۷ |
| فشار اشباع (Psi) | ۱۶۳۵ |
| ضریب حجمی سازند | ۱/۱۷ |
| تراوایی متوسط (میلی دارسی) | ۰،۰۸ |

بر اساس خواص مخزنی جدول(۲) حجم درجای مخزنی مدل استاتیک توسط نرم‌افزار تخمین زده شده و همچنین بر اساس مدل استاتیک ساخته‌شده و نیز خواص سنگ و سیال وارد شده و اطلاعات تکمیل چاه، میزان حجم درجای مخزنی مدل دینامیک نیز تخمین زده شده است که در جدول(۳) نتایج آن آورده شده است.

**جدول (۳)**. تخمین حجم درجای مخزنی مدل استاتیک و دینامیک

| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| حجم متخلخل کل (۱۰^۶ ft3) | ۱۱۹ |
| حجم درجای هیدروکربوری (۱۰^۶ RB) | ۹۶ |
| حجم نفت درجای سطحی (۱۰^۶ STB، STOIP) در مدل استاتیک | ۸۲ |
| حجم نفت درجای سطحی (۱۰^۶ STB، STOIP) در مدل دینامیک | ۷۸ |

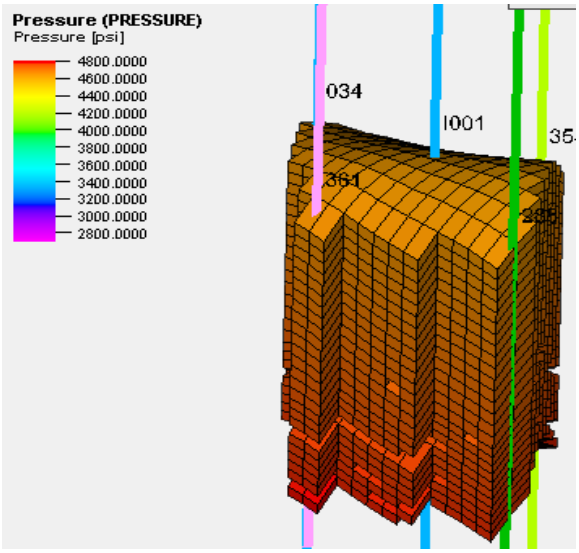
## ۳-۲. شبیه‌سازی سناریوی تولید طبیعی

این قسمت از مطالعه شامل انجام سناریوی تولید طبیعی با مدل دینامیک آغازسازی شده می‌باشد. بر اساس مدل استاتیک ساخته شده و توزیع خواص مخزنی و اطلاعات توابع اشباع جریانی مدل صحت سنجی می‌شود و سپس بر اساس راهبرد تولیدی طبیعی فرایند شبیه‌سازی سناریوی تولید پایه آغاز می گردد. پارامترهای استراتژی تولید طبیعی اولیه در جدول(۴) نشان داده شده است.

**جدول (۴)**. پارامترهای سناریوی تولید طبیعی اولیه

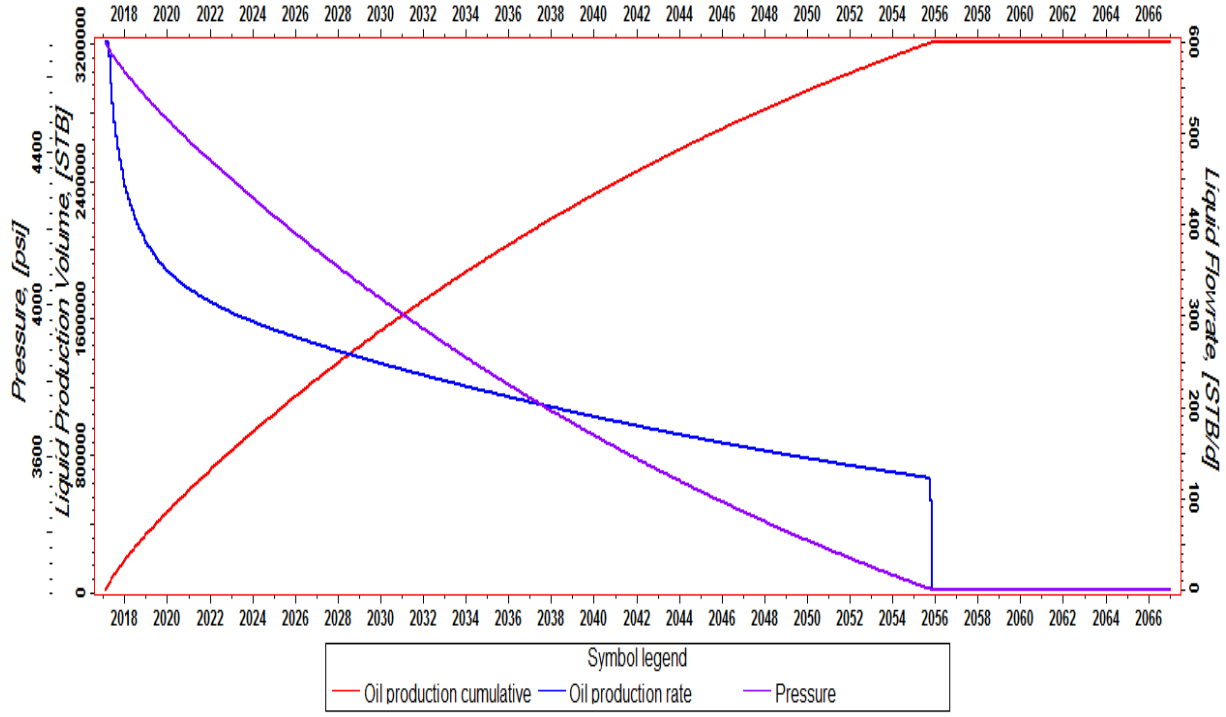
| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| کنترل تولید چاه | گروهی |
| کنترل تولید گروهی | ۶۰۰ بشکه در روز |
| کنترل فشاری چاه تولیدی | حداقل ۲۵۰۰ پام |
| حداقل نرخ تولیدی چاه | ۲۵ بشکه در روز |
| حداقل نرخ تولیدی گروه | ۱۰۰ بشکه در روز |
| تعداد چاه تولیدی | ۴ |
| مدت شبیه‌سازی | ۵۰ سال |

شکل(۷) نیز فشار مدل بخشی مخزن برای شبیه‌سازی سناریوی تولید طبیعی قبل از تولید طبیعی ۵۰ ساله را نشان می‌دهد.



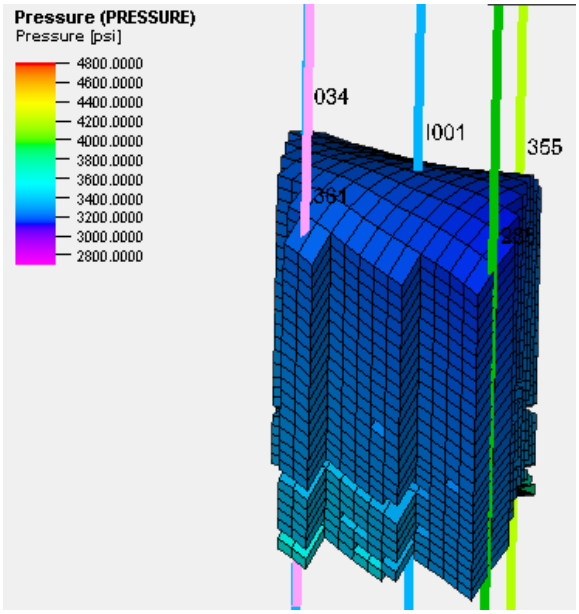

**شکل (۷)**. فشار مدل بخشی شبیه‌سازی قبل از تولید

بر اساس مدل آغازسازی شده شبیه ساز دینامیک و نیز راهبرد تولیدی طبیعی ، نتایج نرخ تولید و میزان تجمع تولید گاز و نفت به‌همراه فشار مخزن در شکل(۸) نشان داده شده است.




**شکل (۸)**. منحنی فشار، تولید روزانه و تجمعی نفت در سناریوی تولید طبیعی اولیه

در شکل(۹)، فشار مدل بخشی بعد از تولید طبیعی ۵۰ ساله نشان داده شده است.




**شکل (۹)**. فشار سلول های شبیه‌سازی مدل بخشی در شرایط انتهای تولید پس از ۵۰ سال

بر اساس منحنی تولید تجمعی نفت می‌توان گفت که برای سناریوی تولید طبیعی اولیه میزان بازیافت برابر با ۴/۱۲ درصد می‌باشد که در ادامه سعی خواهد شد با آنالیز حساسیت هم به اهمیت پارامتر در بازه مشخص شده پی برد و هم میزان بازیافت سناریوها برای رسیدن به سناریو تولید طبیعی پایه مقایسه شوند.

## ۳-۳. آنالیز حساسیت مولفه های طرح تولید طبیعی

در این بخش برای تبیین اثر پارامترهای استراتژی تولید، آنالیز حساسیت برای هر پارامتر به تناسب بازه عملیاتی انجام و گزارش شده است. سپس بر اساس پارامترهای حساس تشخیص داده شده فرایند بهینه‌سازی آن‌ها جهت تعیین سناریوی بهینه تولید طبیعی انجام گردیده است

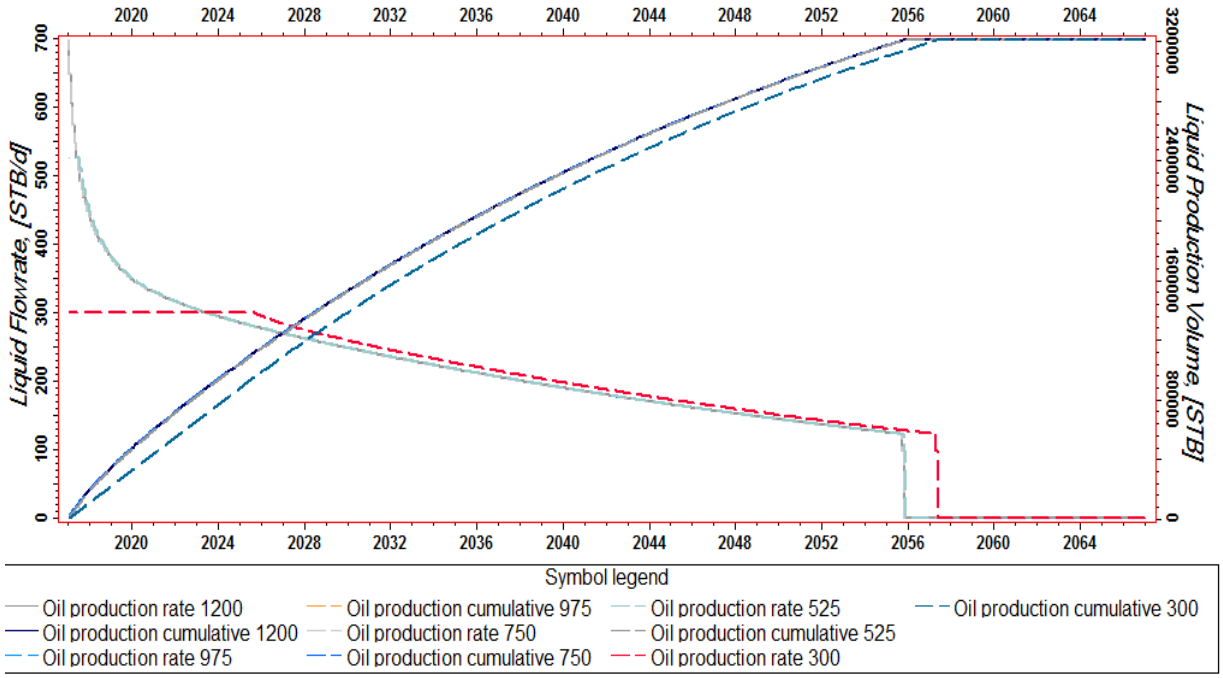
برای این منظور پارامترهای تولید میزان نرخ تولید گروهی روزانه و حداقل نرخ تولید گروهی روزانه به‌همراه حداقل فشار ته چاهی برای آنالیز حساسیت در نظر گرفته شده است. جدول(۵) میزان تغییرات هر پارامتر برای آنالیز حساسیت را نشان می‌دهد.

**جدول (۵)**. میزان پارامترهای آنالیز حساسیت شبیه‌سازی

| پارامتر /مقدار هر مرحله | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ | ۵ |
|---|---|---|---|---|---|
| نرخ تولید گروهی روزانه(STBD) | ۳۰۰ | ۵۲۵ | ۷۵۰ | ۹۷۵ | ۱۲۰۰ |
| حداقل نرخ تولید گروهی روزانه (STBD) | ۵۰ | ۸۷,۵ | ۱۲۵ | ۱۶۲,۵ | ۲۰۰ |
| حداقل فشار ته چاهی (Psi) | ۱۵۰۰ | ۱۸۷۵ | ۲۲۵۰ | ۲۶۲۵ | ۳۰۰۰ |

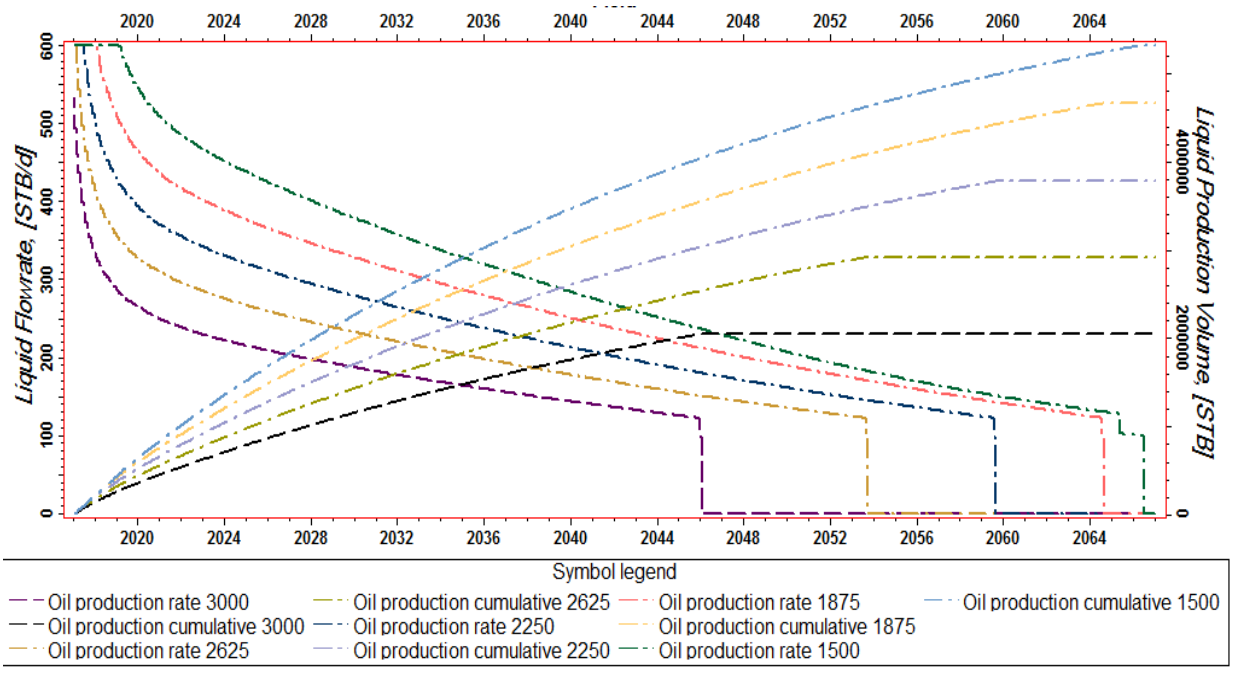
شکل(۱۰) نتایج نرخ تولید روزانه و تجمعی پارامتر نرخ تولید

گروهی را نشان می‌دهد. در این شکل نشان داده شده است که برای تثبیت جریانی و رسیدن به تولید پایدار با Plateau ثابت باید نرخ تولید گروهی کمتر از ۳۰۰ انتخاب نمود. میزان حداکثر بازیافت در این شرایط برابر با ۴/۱۵ درصد می‌باشد.




**شکل (۱۰)**. منحنی تولید روزانه و تجمعی نفت در آنالیز حساسیت پارامتر نرخ تولید گروهی روزانه راهبرد تولید طبیعی

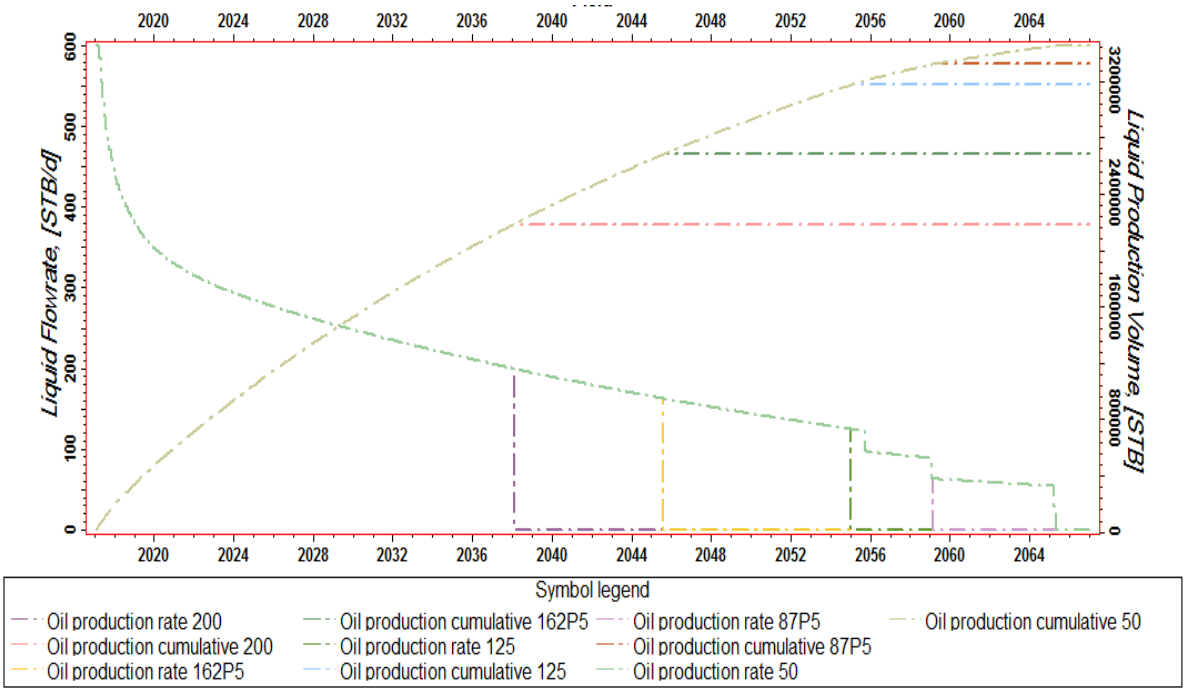
در ادامه نتایج مربوط به حداقل فشار ته چاهی بررسی شده است (شکل ۱۱). همان‌طور که مشاهده می‌شود، می‌توان گفت که با کاهش حداقل فشار ته‌چاهی می توان میزان بازیافت را بیشتر نمود که میزان ۱۵۰۰ پام با توجه به شرایط دو فازی را می‌توان حداقل فشار عملیاتی دانست. میزان حداکثر بازیافت در این شرایط برابر با ۶/۸۳ درصد می‌باشد.




**شکل (۱۱)**. منحنی تولید روزانه و تجمعی نفت در آنالیز حساسیت پارامتر حداقل فشار ته‌چاهی راهبرد تولید طبیعی

شکل(۱۲) نتایج پارامتر حداقل نرخ تولید گروهی روزانه را نشان می‌دهد. بر اساس این شکل، تبعا هرچه حداقل مقدار آن کمتر

باشد میزان بازیافت بیشتر است. میزان حداکثر بازیافت در این شرایط برابر با ۴/۴۳ درصد می‌باشد.




**شکل (۱۲)**. منحنی تولید روزانه و تجمعی نفت در آنالیز حساسیت پارامتر حداقل نرخ تولید گروهی روزانه راهبرد تولید طبیعی

در ادامه برای تعیین سناریوی بهینه از ماژول بهینه‌سازی نرم افزار پترل استفاده شده است که طی آن این پارامترهای در بازه بیان شده بررسی و میزان بهینه آن بر اساس حداکثر بازیافت نفت و تولیدی تجمعی بیشینه گزارش شده است. برای این موضوع سه دسته بهینه‌سازی انجام شده است که یکی بر اساس کنترل نرخ تولید گروهی روزانه و دیگری بر اساس کنترل حداقل نرخ تولید گروهی و سومی بر اساس حداقل فشار ته‌چاهی بوده است. نتایج بهینه هر یک از سه دسته در جدول(۶) نشان داده شده است.

**جدول (۶)**. نتایج بهینه هر یک از سه دسته بهینه‌سازی پارامترهای حساس شبیه‌سازی

| عنوان دسته بهینه سازی | میزان بازیافت در سناریو بهینه هر دسته ٪ |
|---|---|
| نرخ تولید گروهی (STBD) | ۶/۸۶ |
| حداقل تولید گروهی (STBD) | ۶/۳۰ |
| حداقل فشار ته‌چاهی (Psi) | ۶/۷۴ |

با انجام بهینه‌سازی اطلاعات سناریوی بهینه به دست می‌آید که سناریویی با پارامتر حداقل فشار ته‌چاهی ۱۵۰۰ پام و نرخ تولید گروهی ۱۲۰۰ بشکه با میزان حداقل نرخ تولید گروهی ۵۰ بشکه انتخاب شده است. این سناریو دارای بازیافت حدود ۶/۸۶ درصد می‌باشد که به‌عنوان سناریوی پایه بهینه تخلیه طبیعی معرفی شده است. میزان تولید تجمعی در این حالت برابر با ۵،۳۵۳،۹۵۲ میلیون بشکه می‌باشد.

## ۳-۴. اجرای سناریوهای ازدیاد برداشت

در این بخش پس از غربالگری اولیه سناریوهای ازدیاد برداشت که روش انجام آن توضیح داده شد، سناریوهای منتخب اول و دوم بصورت پایه و با رویکرد بهینه‌سازی پارامترهای عملیاتی آن اجرا می‌گردد. همچنین سناریوهای ازدیاد برداشت تحت مقایسه با تولید طبیعی مدل دینامیک قرار گذاشته شده است. در انتها بر اساس گزارش فنی و اقتصادی سناریو برتر معرفی و پارامترهای عملیاتی بهینه آن گزارش گردیده است.

در ابتدا روش تزریق آب به‌عنوان روش ازدیاد برداشت آب پایه معرفی شده است که طی آن آب با خواص مندرج در جدول(۷) در مدل بخشی مخزن آغاز سازی شده تزریق شده است.

**جدول (۷)**. خواص آب تزریق شده

| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| دانسیته (Ibm/ft^3) | ۶۷/۹۹۶ |
| ویسکوزیته (C.P) در دمای ۱۲۰ درجه فارنهایت | ۰/۵۶۵۹ |
| ضریب حجمی سازند (RB/STB) | ۱/۰۴۳۴ |

سناریوی بهینه تزریق آب بر اساس پارامترهای بهینه فشار ته چاهی و نرخ تزریقی و تابع هدف مدل اقتصادی تعیین شده است.

میزان فشار بهینه تزریق ۱۵۰۰ پام و نرخ تزریق ۴۵۰۰ بشکه در روز برای چاه تزریقی می‌باشد. خلاصه اطلاعات تزریق در جدول (۸) نشان داده شده است.

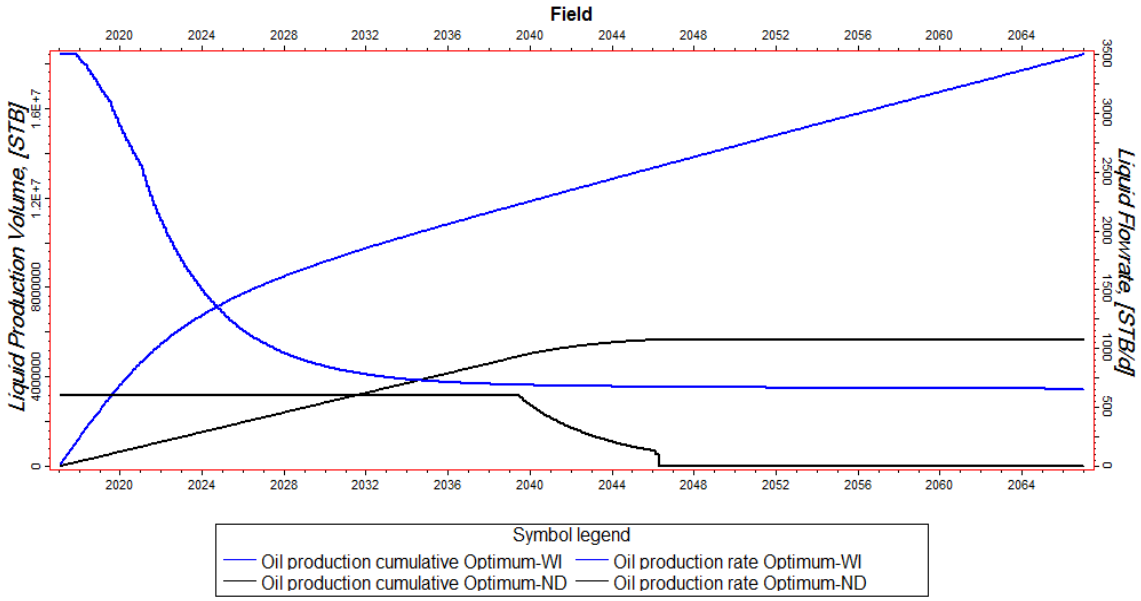
**جدول (۸)**. اطلاعات سناریوی تزریق آب بهینه

| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| حداکثر فشار چاه تزریقی (Psi) | ۸۹۰۰ |
| حداقل فشار چاه تولیدی (Psi) | ۱۵۰۰ |
| نرخ تزریق آب (STB/DAY) | ۴۵۰۰ |
| نرخ تولید چاه در کنترل گروه تولیدی (STB/DAY) | ۸۷۵ |

پس از اجرای سناریوی تزریق آب، به دلیل خواص بسیار ضعیف مخزنی بخصوص تراوایی افقی، میزان نفوذ و پیشروی جبهه تزریق آب پایین بوده است که در شکل(۱۳) نشان داده شده است.

**شکل (۱۳)**. پیشروی دو بعدی جبهه آب در سناریوی بهینه تزریق آب

در شکل(۱۴) نیز مقایسه تولید روزانه و تجمعی سناریوی بهینه تزریق آب با تولید بهینه طبیعی میدان نشان داده شده است. این سناریو دارای بازیافت حدود ۱۹/۱۸ درصد می‌باشد.



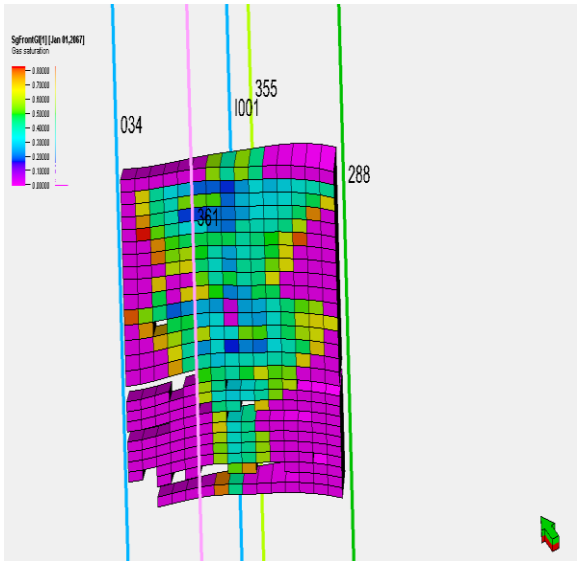

**شکل (۱۴)**. مقایسه تولید روزانه و تجمعی سناریوی بهینه تزریق آب با تولید بهینه طبیعی میدان

در ادامه روش تزریق گاز غیرامتزاجی بعنوان یکی از روش‌های ازدیاد برداشت گاز پایه معرفی شده است و سناریوی بهینه تزریق گاز غیر امتزاجی بر اساس پارامترهای بهینه فشار ته‌چاهی و نسبت Voidage تزریقی و تابع هدف مدل اقتصادی تعیین شده است. میزان فشار بهینه تزریق ۱۵۰۰ پام و نسبت Voidage تزریقی بهینه برابر با ۱ می‌باشد. خلاصه اطلاعات تزریق گاز غیرامتزاجی در جدول(۹) نشان داده شده است.

**جدول (۹)**. اطلاعات سناریوی تزریق گاز غیرامتزاجی بهینه

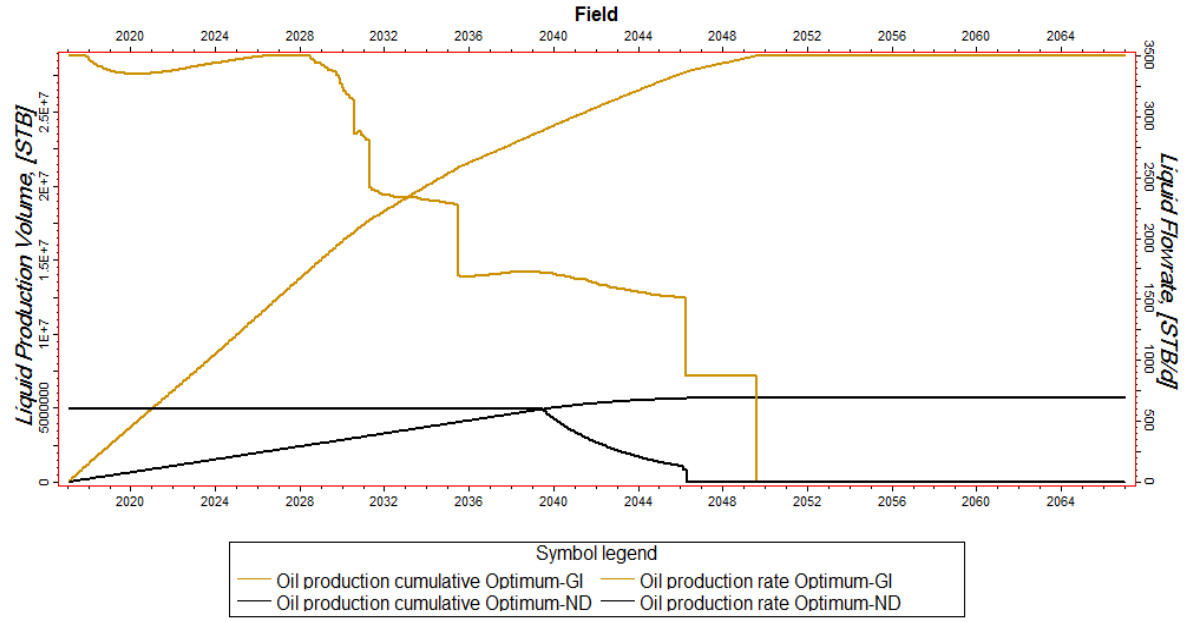
| خصوصیت | مقدار |
|---|---|
| حداقل فشار چاه تولیدی (Psi) | ۱۵۰۰ |
| نسبت بهینه Voidage | ۱ |
| بیشینه نسبت گاز به نفت تولیدی چاه (SCF/STB) | ۳۰۰۰ |
| بیشینه نسبت گاز به نفت تولیدی میدان (SCF/STB) | ۱۵۰۰ |

علیرغم خواص بسیار ضعیف مخزنی بخصوص تراوایی افقی، میزان نفوذ و پیشروی جبهه تزریق گاز غیرامتزاجی به مراتب بسیار از آب بالاتر بوده است که در شکل(۱۵) نشان داده شده است. این رفتار جبهه جریانی منتج به میان شکنی گاز در چاه های تولیدی شده است که موجب افت فشار به مراتب کمتر مخزنی می‌شود و این مورد با نسبت ۱ به ۱ Voidage تزریق سازگار است.



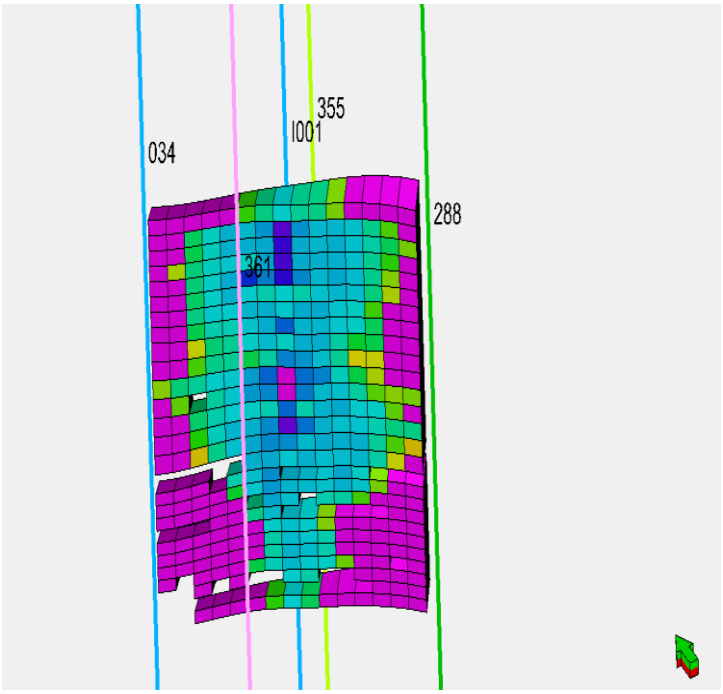

**شکل (۱۵)**. پیشروی دو بعدی جبهه گاز در سناریوی بهینه تزریق گاز غیر امتزاجی

در شکل(۱۶) نیز مقایسه تولید روزانه و تجمعی سناریوی بهینه تزریق گاز غیر امتزاجی با تولید بهینه طبیعی میدان نشان داده شده است. این سناریو دارای بازیافت حدود ۳۰ درصد می‌باشد.



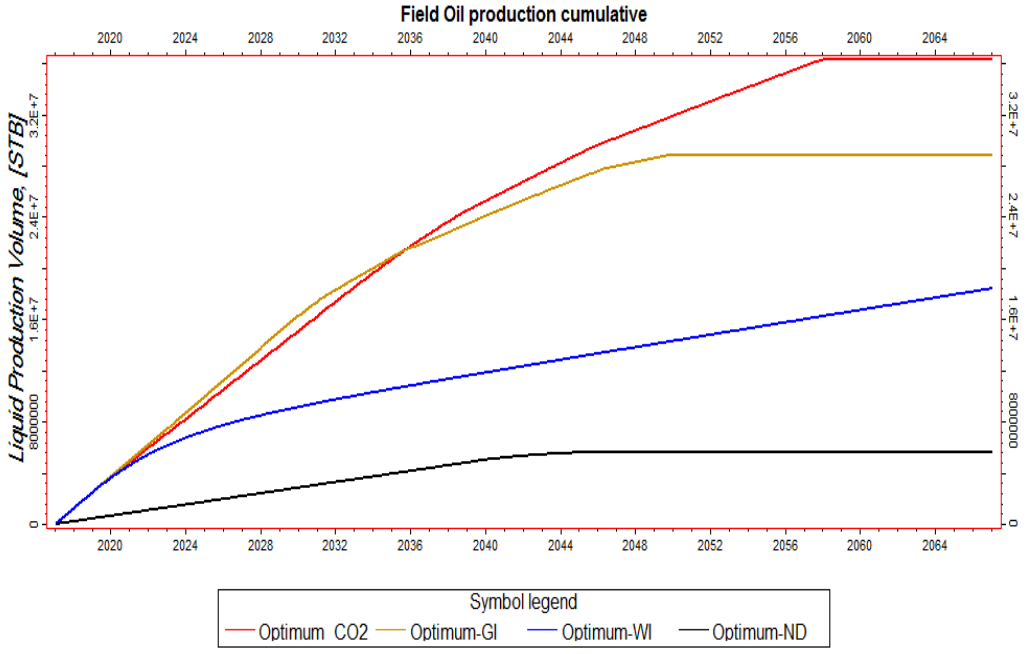

**شکل (۱۶)**. مقایسه تولید روزانه و تجمعی سناریوی بهینه تزریق گاز غیرامتزاجی با تولید بهینه طبیعی میدان

در نهایت روش تزریق گاز امتزاجی(تزریق دی‌اکسیدکربن) به عنوان روش دیگر ازدیاد برداشت گاز پایه معرفی شده است. شکل(۱۷) جبهه پیشروی گاز دی اکسید کربن در گستره دو بعدی مخزن را نشان می‌دهد که به دلیل حلالیت بالاتر گاز دی‌اکسید کربن از گاز غیر امتزاجی، این پیشروی بیشتر می‌باشد و در نتیجه جاروب حجمی بیشتری را به‌همراه دارد.



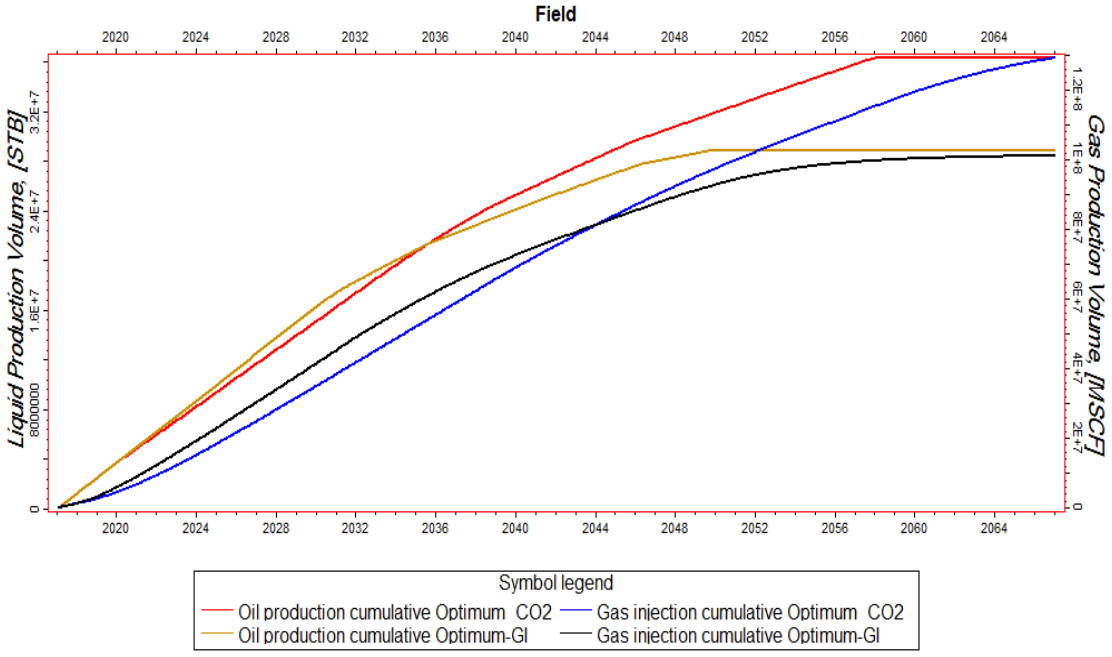

**شکل(۱۷)**. پیشروی دو بعدی جبهه گاز امتزاجی در سناریوی بهینه تزریق گاز دی‌اکسیدکربن

در شکل(۱۸) نیز تولید تجمعی سناریوهای بهینه ازدیاد برداشت با تولید طبیعی میدان نشان داده شده است.




**شکل (۱۸)**. مقایسه تولید تجمعی سناریو های بهینه ازدیاد برداشت (تزریق گاز غیر امتزاجی، دی اکسید کربن و آب) با تولید طبیعی میدان

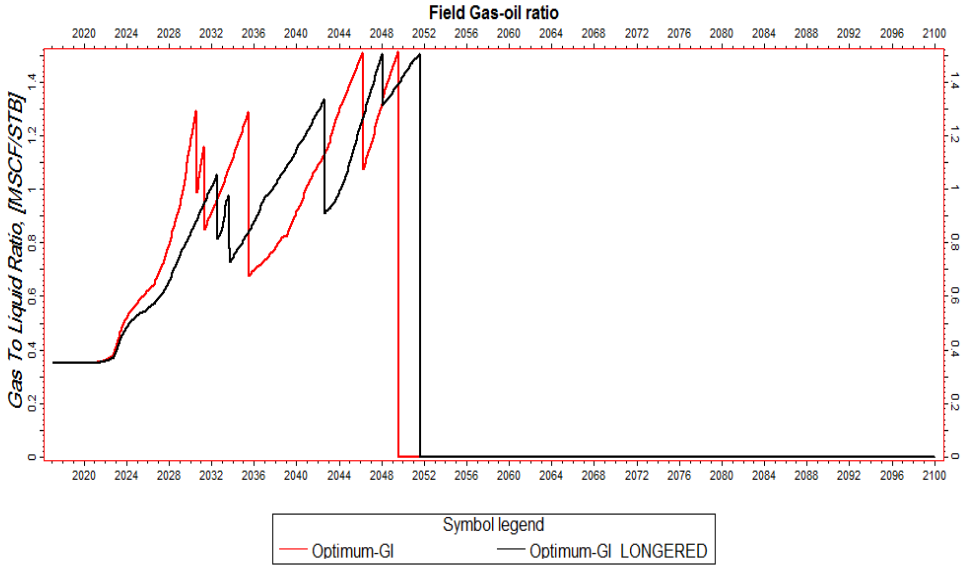
جهت مقایسه دو روش گازپایه امتزاجی و غیر امتزاجی در تزریق کوتاه مدت(طی ۵۰ سال) و انتخاب روش بهتر از نمودار شکل(۱۹) که میزان تولید تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی این دو روش نشان می‌دهد، استفاده شده است.




**شکل (۱۹)**. مقایسه میزان تولید تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی در دو روش گازپایه

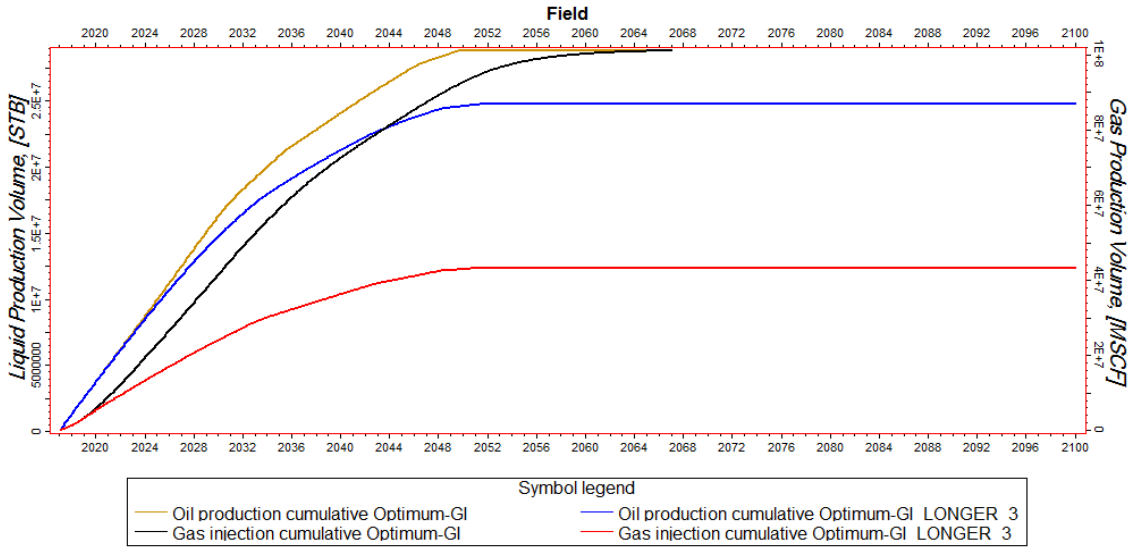
با توجه به تولید تجمعی نفت بیشتر در روش امتزاجی، میزان ارزش خالص کنونی به‌دست آمده از روش غیر امتزاجی بیشتر بوده و به‌عنوان روش بهتر گازپایه انتخاب می‌شود. علاوه بر آن هزینه انتقال و نگهداری بیشتر گاز کربن‌دی‌اکسید و دسترسی کمتر آن نسبت به گاز همراه تزریقی در روش غیر امتزاجی، انتخاب روش گازپایه غیر امتزاجی را در این شرایط به‌عنوان روش بهتر تایید می‌کند.

در ادامه جهت مقایسه دو روش کوتاه مدت(طی ۵۰ سال) و بلند مدت(طی ۸۰ سال) تزریق گاز غیر امتزاجی از نمودارهای نسبت گاز به نفت تولیدی و همچنین میزان تولیدی تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی استفاده شد. در نمودار شکل ۲۰ نسبت گاز به نفت تولیدی در این دو روش نشان داده شده است.




**شکل (۲۰)**. مقایسه نسبت گاز به نفت تولیدی در دو روش کوتاه مدت و بلند مدت در روش غیرامتزاجی

همانطور که در شکل(۲۰) مشخص است در روش کوتاه مدت در نتیجه میان شکنی سریع تر گاز در چاه های تولیدی و بسته شدن آن ها، تولید میدان پس از سال ۲۰۵۰ صفر می‌شود. در روش بلند مدت به دلیل انتخاب پارامتر کنترلی تولید Voidage Replacement Ratio (VRR) به نسبت ۱ به ۱، میان شکنی گاز ۲ سال به تاخیر افتاده و در نتیجه مدت زمان بیشتری تولید خواهیم داشت. در شکل(۲۱) نیز نمودار میزان تجمعی نفت تولیدی و میزان گاز مصرفی تزریقی را برای دو تزریق کوتاه مدت و بلند مدت نشان داده شده است.




**شکل (۲۱)**. مقایسه میزان نفت تجمعی و گاز تزریقی مصرفی در دو روش کوتاه مدت و بلند مدت

با توجه به شکل(۲۱)، با وجود کاهش ۱۶ درصدی میزان نفت تولیدی در تزریق بلند مدت با پارامتر کنترلی VRR نسبت به تزریق کوتاه مدت با پارامتر کنترلی نرخ تزریق گاز، ۱۲۷ درصد میزان گاز تزریقی کاهش یافته است. در نتیجه به‌دلیل بالا بودن هزینه های تزریق در روش کوتاه مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن منفی به دست می‌آید. همچنین به‌دلیل پایین تر بودن هزینه های تزریق در روش بلند مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن مثبت به دست می‌آید. در نتیجه روش تزریق گاز غیر امتزاجی بلندمدت با پارامتر کنترلی VRR به عنوان روش گازپایه برگزیده انتخاب می‌شود.

## ۳-۵. مدل اقتصادی

برای تعیین سناریوی بهینه فنی و اقتصادی می بایست بر خلاف تعیین تولید تجمعی بالاتر نفت، میزان تابع هدف اقتصادی را بهینه کرد که در آن هم در آمد حاصل از تولید تجمعی نفت بیشینه و هم هزینه تزریق و تولید کمینه می‌گردد. به‌منظور ارائه مدل اقتصادی و امکان‌سنجی اقتصادی پروژه مقادیر NPV با درنظر گرفتن درآمد ناشی از تولید بشکه‌های نفت با قیمت ۴۰ دلار به‌ازای هر بشکه نفت محاسبه و مجموع هزینه‌های تولید و تزریق از آن کم شده است. بنابراین ابتدا مدل اقتصادی تعیین می‌شود و پارامتر های هر دو بخش هزینه های عملیاتی (OPEX) و هزینه‌های سرمایه‌ای ( CAPEX) وارد می‌شود. سپس بر اساس این دو بخش هزینه‌ای و میزان درآمدهای تولیدی نفت و گاز و همچنین نرخ تنزیل، میزان تابع هدف یعنی میزان ارزش خالص کنونی (NPV) هر روش محاسبه می‌شود.

بر اساس پارامترهای مدل اقتصادی و نیز استفاده از ساختار WorkFlow در نرم‌افزار پترل، بهینه‌سازی فنی و اقتصادی سناریوهای ازدیاد برداشت انجام شد که نتیجه میزان ارزش خالص کنونی هر روش در جدول(۱۰) نشان داده شده است. بر این اساس، علیرغم تولید تجمعی بیشتر سناریوی بهینه تزریق گاز غیرامتزاجی با پارامتر کنترلی تولید نرخ تزریق گاز در تزریق کوتاه مدت نسبت به آب (شکل ۱۸)، ولی به علت هزینه بالاتر تجهیزات کمپرسور برای تزریق گاز غیرامتزاجی میزان ارزش خالص کنونی آن کمتر از سناریوی تزریق آب است. با این وجود با افزایش سال تزریق از ۵۰ به ۸۰، و تغییر پارامتر کنترلی تولید و استفاده از پارامتر VRR به نسبت ۱ به ۱، سناریوی تزریق گاز غیرامتزاجی بلندمدت میزان ارزش خالص کنونی بیشتری از تزریق آب بلند مدت خواهد داشت.

**جدول (۱۰)**. مقایسه ارزش خالص کنونی سناریوهای بهینه فنی و اقتصادی ازدیاد برداشت

| سناریو | مقدار ارزش خالص کنونی ($) |
|---|---|
| تزریق آب پایه (کوتاه مدت) | ۴۳،۴۲۲،۷۴۲ |
| تزریق آب پایه (بلند مدت) | ۱۹۲،۱۸۵،۹۷۹ |
| تزریق گاز غیرامتزاجی (کوتاه مدت) | -۱۵۸،۹۳۷ |
| تزریق گاز غیرامتزاجی (بلند مدت) | ۲۰۱،۸۵۲،۵۲۴ |

## ۴. نتیجه‌گیری

۱. برای تعیین سناریوی بهینه در تولید طبیعی از طریق ماژول بهینه‌سازی پترل، سه دسته بهینه‌سازی انجام شد که یکی بر اساس کنترل نرخ تولید روزانه گروهی و دیگری حداقل فشار ته چاهی و سومی بر اساس کنترل حداقل نرخ تولید گروهی بوده است. اطلاعات به دست آمده نشان می‌دهد که سناریویی با پارامتر حداقل فشار ۱۵۰۰ پام و نرخ تولید گروهی ۱۲۰۰ بشکه و میزان حداقل نرخ تولیدی گروهی ۵۰ بشکه به عنوان سناریوی بهینه انتخاب شده است. این سناریو دارای بازیافت حدود ۶/۸۶ درصد می‌باشد که به عنوان سناریوی پایه تخلیه طبیعی معرفی شده است.

۲. در این پژوهش ابتدا فرایند غربال گری توسط نرم‌افزار EORGui انجام شد که در آن فرایندهای ازدیاد برداشت بر اساس جداول ارائه شده توسط Taber مورد ارزیابی پارامتری قرار می‌گیرد. توسط این نرم‌افزار بر اساس پارامترهای ورودی میدان، امتیازات رتبه‌بندی هر روش ازدیاد برداشت بصورت عددی و شکلی نشان داده شد. در نتیجه در ابتدای کار، روش تزریق گاز (غیر امتزاجی) و دی‌اکسیدکربن به‌عنوان روش‌های کاندید گازپایه معرفی گردید.

۳. جهت مقایسه دو روش گازپایه امتزاجی و غیر امتزاجی و انتخاب روش بهتر از نمودار میزان تولید تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی استفاده شده است. با توجه به نمودار آن، با افزایش ۳۰ درصدی میزان گاز مصرفی در تزریق امتزاجی نسبت به تزریق غیرامتزاجی، فقط ۲۰ درصد میزان نفت تولیدی افزایش یافته است. در نتیجه علیرغم تولید تجمعی نفت بیشتر در روش امتزاجی، میزان ارزش خالص کنونی به‌دست آمده‌ی روش غیر امتزاجی بیشتر بوده و به‌عنوان روش بهتر گازپایه انتخاب می‌شود. علاوه بر آن هزینه انتقال و نگهداری بیشتر گاز کربن دی اکسید و دسترسی کمتر آن نسبت به گاز همراه تزریقی در روش غیر امتزاجی، انتخاب روش گازپایه غیر امتزاجی را در این شرایط به عنوان روش بهتر تایید می‌کند.

۴. جهت مقایسه دو روش کوتاه مدت و بلند مدت تزریق غیر امتزاجی از نمودارهای نسبت گاز به نفت تولیدی و همچنین میزان تولیدی تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی استفاده شد. بر اساس نمودارها در روش کوتاه مدت در نتیجه میان شکنی سریع‌تر گاز در چاه‌های تولیدی و بسته شدن آن‌ها، تولید میدان پس از سال ۲۰۵۰ صفر می‌شود. در روش بلند مدت به‌دلیل انتخاب پارامتر کنترلی تولید VRR میان شکنی گاز ۲ سال به تاخیر افتاده و در نتیجه مدت زمان بیشتری تولید خواهیم داشت. همچنین با توجه به نمودار میزان تولیدی تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی، به‌دلیل بالا بودن هزینه‌های تزریق در روش کوتاه مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن منفی به‌دست می‌آید. همچنین به‌دلیل پایین‌تر بودن هزینه‌های تزریق در روش بلند مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن مثبت به‌دست می‌آید. در نتیجه روش تزریق گاز غیر امتزاجی بلندمدت با پارامتر کنترلی VRR به‌عنوان روش گازپایه برگزیده انتخاب می‌شود.

۵. تخلیه نفت توسط آب تزریقی در این مخزن پیستونی می‌باشد و پدیده انگشتی شدن چسبناک رخ نمی‌دهد و آب می‌تواند اشباع نفت را در بلوک های تحت تاثیر به حد بسیار کمی برساند. بنابراین بهره دهی جاروبی ذره بینی برای تزریق آب بسیار خوب و قابل قبول است. ولی چون در این پژوهش فاصله چاه تزریقی از چاه های تولیدی بالا بود، بهره دهی جاروبی درشت نمود پایین باعث شد که میزان بازیافت نهایی به دست آمده کمتر از سایر روش ها باشد.

۶. نتایج مدل اقتصادی نشان می‌دهد علی رغم منفی بودن ارزش خالص کنونی روش تزریق گاز غیرامتزاجی کوتاه مدت نسبت به تزریق آب کوتاه مدت ، پس از مدت مشخص و با افزایش زمان تزریق و همچنین با انتخاب پارامتر کنترلی تولیدی مناسب یعنی VRR، روش تزریق گاز غیرامتزاجی بلند مدت می‌تواند به‌عنوان روش برتر انتخاب شود و به‌عنوان روشی با ارزش خالص کنونی مثبت و بیشتر نسبت به روش آب پایه تبدیل گردد.

## ۵. مراجع


1. V. Alvardo & E. Manrique, "Enhanced oil recovery: An update review. Energies," 3(9), 1529-1575, 2010. https://doi.org/10.3390/en3091529
2. H. B. Todd & J. G. Evans, "Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation," All Days, 2016. https://doi.org/10.2118/180270-ms
3. L. E. Elkins, "The importance of injected gas as a driving medium in limestone reservoirs as indicated by recent gas-injection experiments and reservoir-performance history," Drilling and Production Practice. OnePetro, 1946.
4. M.Langston, S. Hoadley, & D. Young, "Definitive CO2 flooding response in the SACROC unit," All Days,1988. https://doi.org/10.2118/17321-ms
5. H. Hoteit, "Modeling diffusion and gas–oil mass transfer in fracturedreservoirs," Journal of Petroleum Science and Engineering,105,1-17, 2013. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.007
6. Fettke, Charles R. "The Bradford oil field Pennsylvania and New York," No. TN873. F47 1938. 1938.
7. T. F. Lawry, "Channeling in Water Flooding," Drilling and Production Practice, One Petro, 1946.
8. J. J. Sheng, "Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs." Journal of Petroleum Science and Engineering, 159, 654-665, 2017. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022
9. J. J. Sheng & K. Chen, "Evaluation of Eor potential of gas and water injection in shale oil reservoirs," Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 5, 1-9, 2014. https://doi.org/10.1016/j.jougr.2013.12.001
10. J. J. Taber, F. D. Martin, & R. S. Seright, "EOR screening criteria revisited— Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery Field projects," SPE Reservoir Engineering, 12(03),189-198, 1997. https://doi.org/10.2118/35385-pa

# The Investigation of Feasibility Study of Water/Gas-Based Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods in one of the Bangestan Reservoirs of Oil Fields in the South of the Country

**S. majidzadeh, M. Khorsand***

Amirkabir University of Technology

## Abstract

Immediately after the exploration, with drilling of production wells the production in oil reservoirs is commenced by natural reservoir forces, but the reservoir pressure gradually declines, and throughout the well exploitation life some methods are needed to maintain the reservoir pressure. Eventually, if the residual oil is not recoverable by the reservoir pressure maintenance methods, the residual oil in the reservoir would be minimized by changing the reservoir properties, using the specific EOR methods. The water/gas-based methods are common in the EOR processes. In the industrial studies on candidate base reservoirs, usually the function of each EOR method is explained separately and the technical and economic studies of the methods with the approach of the short-term and long-term investigation is not performed concurrently. In this research, at first, the most appropriate EOR methods are determined using primary screening, and their dynamic simulations are performed on the initialized model. Then, the calculations of economic model are performed according to the production and injection profiles in order to obtain the technically and economically optimum method. Results show that the immiscible gas injection method has a greater NPV than the water-based method by increasing the injection time and changing the production control parameter.

**Keywords:** EOR, Water/Gas Based Methods, Software Screening, Net Present Value.

Corresponding author E-mail: m.khorsand@aut.ac.ir