

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: ۱۴۰۳/۰۴/۰۵، پذیرش: ۱۴۰۳/۰۶/۲۶)

چکیده

مخازن نفتی پس از اکتشاف و حفر چاه های تولیدی، در ابتدا به وسیله نیروی طبیعی مخزن شروع به تولید می کنند، اما به مرور زمان فشار مخزن کاهش یافته و روش هایی برای تامین فشار مخزن نیاز خواهد بود. در نهایت چنانچه نفت باقیمانده به وسیله تامین فشار مخزن نیز قابل برداشت نباشد، با تغییر خواص مخزن به وسیله روش های خاص ازدیاد برداشتی، نفت باقیمانده در مخزن به حداقل خواهد رسید. روش های آب/ گاز پایه از روش های متداول ازدیاد برداشت می باشند. معمولاً در مطالعات صنعتی بر روی مخزن پایه کاندیدا، عملکرد جداگانه روش های ازدیاد برداشت تبیین شده و مطالعات توأمان فنی و اقتصادی روش ها با رویکرد بررسی کوتاه مدت و بلند مدت انجام نشده است. در این پژوهش به وسیله ی غربالگری نرم افزاری، در ابتدا مناسب ترین روش های ازدیاد برداشت تعیین و شبیه سازی دینامیکی آن ها بر روی مدل آغاز سازی شده انجام پذیرفت. سپس بر اساس پرو فایل های تولیدی و تزریقی محاسبات مدل اقتصادی انجام شد تا روش بهینه فنی و اقتصادی به دست آید. نتایج نشان می دهد که با افزایش سال تزریق و تغییر پارامتر کنترلی تولید، روش تزریق گاز غیر امتزاجی میزان ارزش خالص کنونی بیشتری از روش آب پایه خواهد داشت.

کلیدواژه ها: ازدیاد برداشت، روش های آب/ گاز پایه، غربالگری نرم افزاری، ارزش خالص کنونی

۱. مقدمه

یکی از چالش های مهم و اساسی مخازن فشرده، کاهش سریع تولید و افزایش افت فشار مخزن می باشد که این مورد به دلیل پایین بودن قدرت تحویل دهی چاه است. دو روش کلی برای افزایش بهره دهی چاه ها وجود دارد، یکی از روش ها استفاده از روش های چاه محور از جمله شکاف دهی هیدرولیکی است که باعث افزایش میزان قدرت تحویل دهی چاه می شود. روش دیگر افزایش تولید از مخازن فشرده با استفاده از فرایندهای ازدیاد برداشت مناسب جهت بالابردن توانان حجم جاروب مخزنی و نیز افزایش بازده میکروسکوپی است.

به طور کلی تولید از مخازن هیدروکربوری در ۳ مرحله تقسیم بندی می شود که عبارتند از:

۱. برداشت اولیه و تولید طبیعی از مخزن

۲. برداشت ثانویه

۳. برداشت ثالثیه

معمولاً در روش های برداشت اولیه، مخزن با انرژی خود تولید می کند. همچنین می توان از دو روش برداشت اولیه و ثانویه به عنوان روش های متعارف تولید نفت یاد کرده و روش های نوع سوم (برداشت ثالثیه) را با نام روش های ازدیاد برداشت شناخت. در بسیاری اوقات ازدیاد برداشت روش های ثانویه بازیافت نفت را نیز در بر می گیرد، ولی در اصل به شیوه های ثالثیه بازیافت نفت، روش های ازدیاد برداشت گفته می شود. در روش های ثانویه که معمولاً پس از بازیافت اولیه انجام می شود، به انرژی اولیه مخزن، انرژی اضافه می شود که می تواند شامل تزریق گاز به کلاک گاز، تزریق گاز به ستون نفتی به صورت غیر امتزاجی به منظور

^۱ نویسنده پاسخگو: m.khorsand@aut.ac.ir

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 میلی‌داریسی 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. به دلیل این که دبی تولیدی نفت در همین زمان به‌طور قابل توجهی با افزایش GOR افزایش می‌یابد، 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 acres ۶۰۰ و نفت اولیه‌ای به میزان MMSTB 19 را در خود جای داده است. بعد از مدت کوتاهی از زمان تزریق دی‌اکسیدکربن، افزایش در دبی تولید دیده شد. میزان ۹٪ افزایش در بازیافت نفت معادل MMSTB 7/1 نفت تولیدی می‌باشد. کل دی‌اکسیدکربن مصرفی معادل MSCF/STB 2/3 و یا به عبارتی 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].

هل دادن ستون نفتی (بر طبق تراوایی نسبی و بازدهی جابجایی و ملاحظات آن) و همچنین تزریق آب به آبد به 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 کاهش‌دهنده نیروی کشش سطحی، استفاده از روش میکروبی تقسیم‌بندی می‌شوند. 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 موینگی 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 دی‌اکسید کربن، یک مورد تزریق گاز طبیعی غنی شده و

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 می باشد. برای ساخت مدل استاتیک می بایست مدل ساختمانی ساخته شود. سپس صفحات حاصل از تفسیر ژئوفیزیک با الگوریتم صفحات همگرایی ساخته می شود. 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 می باشد. پس از آن شبکه بندی مخزن انجام می شود 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 افق های مخزنی، زون بندی و لایه بندی انجام می شود. بعد از آن مرحله مدل سازی خواص مخزن و توزیع آن انجام می گیرد. 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 داده های بزرگ مقیاس شده با داده های چاه ها کنترل می شود. این فرایند توسط نرم افزار 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 می گیرد. در این فرایند جهت تعیین منحنی توزیع آماری با پارامترهای مناسب از مازول آنالیز داده های پترل استفاده می شود. پس از آنالیز آماری، نوبت به فرایند مدل سازی خواص بر اساس توزیع فضایی آماری می رسد که در آن بر اساس روش آماری فضایی توزیع خواص زمین شناسی در محدوده هایی که چاه و داده های مشاهده ای وجود ندارد را انجام می دهد. این فرایند بر اساس پارامترهای منحنی آماری انطباق یافته در مرحله آنالیز آماری و استفاده از روش های ریاضی می باشد. پس از این مرحله مدل مخزنی که در قبل بخش هندسی آن ساخته شده بود تکمیل و در هر سلول شبیه سازی 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 آغاز سازی می شود. در انتها مدل جهت اجرای سناریوهای شبیه سازی تخلیه طبیعی و ازدیاد برداشت، نهایی سازی می گردد.

مرحله بعدی شامل انجام سناریوی تولید طبیعی با مدل دینامیک آغاز سازی شده می باشد. بر اساس مدل استاتیک ساخته شده و

در مطالعه ای دیگر بر اساس قانون کلی فیک، هتیت با لحاظ نمودن ضریب نفوذ مولکولی و نیز برکنش های ترکیبات و اجزا، یک مدل انتشار جریانی برای شبیه سازی انتقال جرم بین گاز و نفت ارائه داد که به واسطه آن از چالش های ناهمگونی بالای مخزن در شبیه سازی 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 زنی های در آن دوره و قبل از آن بر اساس نشأت تصادفی آب از سازنده های ماسه ای 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 نفتی ای که آب از همان تولید شده بود ادامه یافت که از سال ۱۹۳۰ به بعد به عنوان 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 مدل های تزریقی مختلف (بطور مثال ۵ نقطه ای) در ایالت اکلاهما تا سال ۱۹۵۰ گسترش یافت [۷].

یکی از مکانیزم های مهم در اثر بخشی روش تزریق آب به مخازن فشرده، تثبیت فشار و انرژی مخزن می باشد. از مهم ترین چالش های اصلی تزریق آب در این دسته مخازن بحث تزریق پذیری می باشد. بررسی دقیق تر اثربخشی روش های ازدیاد برداشت آب پایه در گرو شبیه سازی میدانی فرایندهای مذکور و عملکرد آن در ازدیاد برداشت از سیال مخزنی می باشد [۸].

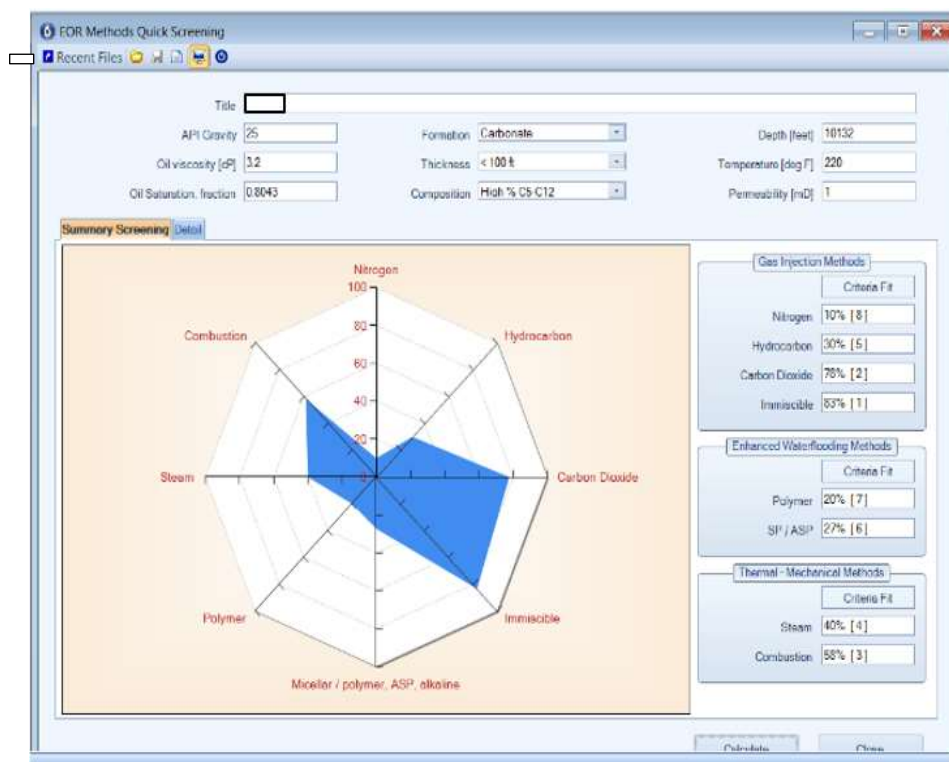
نتایج آزمایشگاهی بدست آمده نشان می دهد ترشوندگی سنگ نقش مهم و تعیین کننده ای در آشام فاز آبی به داخل ماتریس سنگ و حفرات ریز آن دارد. همچنین نتایج نشان می دهد که افزایش فشار تزریق و نیز زمان توقف تزریق تاثیر مستقیمی در بهبود راندمان تزریق آب بصورت تناوبی دارد. در مطالعات شبیه سازی روش تزریق آب پایه نیز، تست پایلوت دارای ۴ عدد چاه تولیدی و یک چاه تزریق در الگوی پنج نقطه ای 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 می باشد [۹].

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.

توزیع خواص مخزنی و اطلاعات توابع اشباع جریان مدلی 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 آن‌ها 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



شکل (۱). نتیجه غربال‌گری اولیه ازدیاد برداشت میدان

مشخص شده در روش کاندید ازدیاد برداشت می‌باشد. رنگ‌های سبز کم‌رنگ و پررنگ به ترتیب معرف انطباق نسبی و بیشتر پارامتر مشخص شده در روش ازدیاد برداشت با مقادیر متناظر میدان مورد مطالعه است.

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

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

جدول (۱). خواص هندسی مدل ساختمانی مخزن

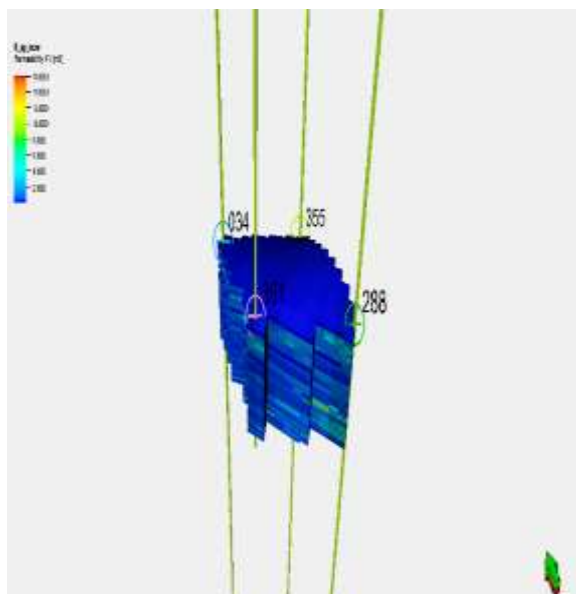
مقدار	خصوصیت
۱۱*۱۷*۲۸	تعداد گرید ها (nI x nJ x nK)
۵۲۳۶	تعداد کل گرید ها
۴	تعداد افق های زمین شناسی
۱۸۷	تعداد گرید های دو بعدی
۳۲۸	متوسط فاصله هر گرید در راستای X به فوت
۳۲۸	متوسط فاصله هر گرید در راستای Y به فوت
۱۷	متوسط فاصله هر گرید در راستای Z به فوت

بر این اساس در ادامه روش های کاندید تزریق گاز غیر امتزاجی و دی اکسیدکربن به همراه روش تزریق آب پایه مورد ارزیابی شبیه سازی عددی قرار گرفته است تا بتوان میزان اضافه برداشت نفت را نسبت به یکدیگر و روش تولید طبیعی تعیین نمود.

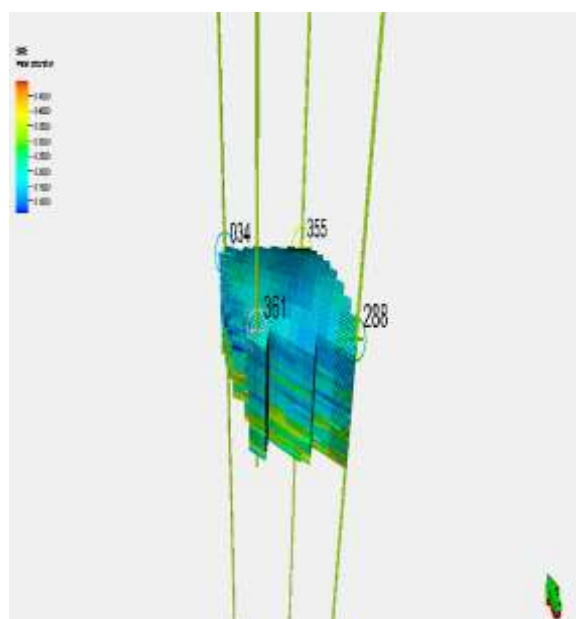
۳. نتایج و بحث

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

همان طور که اشاره شد، برای ساخت مدل استاتیک می بایست مدل ساختمانی ساخته شود. خواص هندسی مدل ساختمانی ساخته شده در جدول (۱) نشان داده شده است.



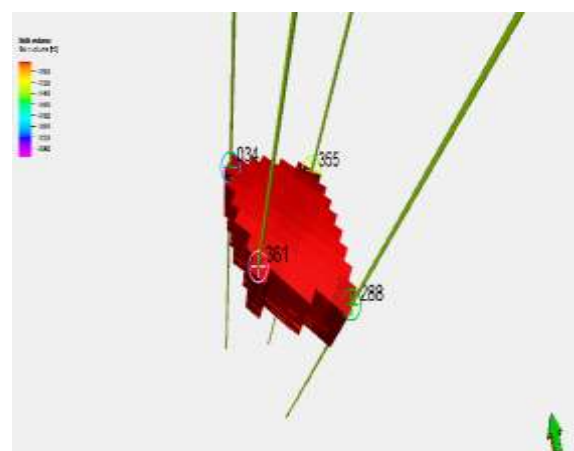
شکل (۵). توزیع تراوایی افقی در مدل بخشی



شکل (۶). توزیع اشباع آب در مدل بخشی

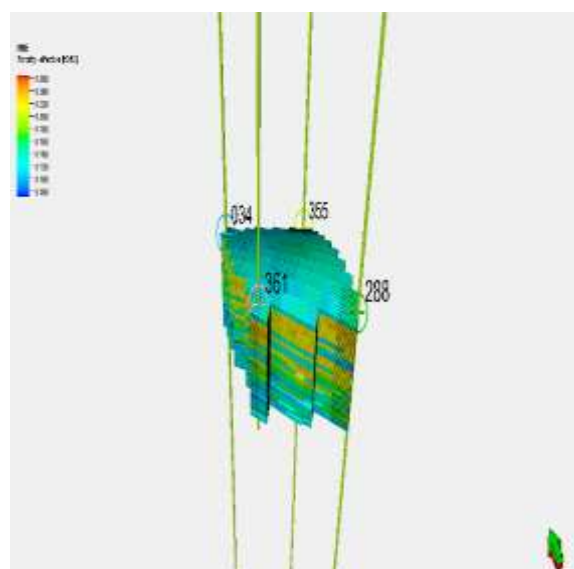
در ادامه پس از ساخت مدل استاتیک نوبت به تخمین حجم درجای مخزنی می‌رسد. جدول (۲) خواص متوسط مخزنی را برای تخمین درجا نشان می‌دهد.

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 ۱-۲، فرآیند توزیع خواص تخلخل، تراوایی افقی و اشباع آب در گستره‌ی مدل بخشی تکمیل می‌شود که در شکل‌های (۴) تا (۶)، نشان داده شده است.



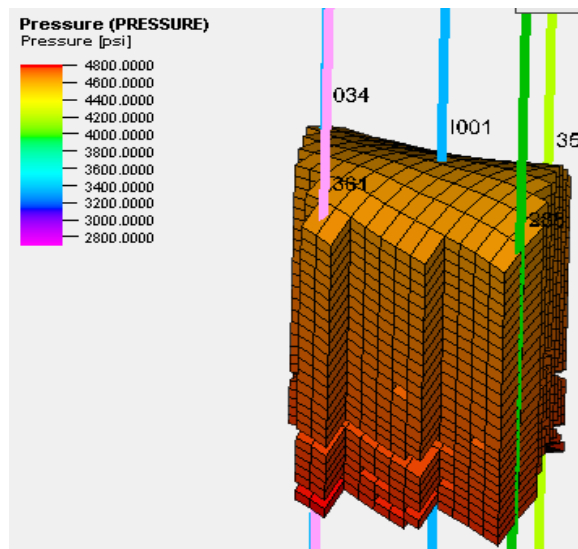
شکل (۴). توزیع تخلخل در مدل بخشی

شده و توزیع خواص مخزنی و اطلاعات توابع اشباع جریانی مدل صحت سنجی می شود و سپس بر اساس راهبرد تولیدی طبیعی فرایند شبیه سازی 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

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

شکل (۷) نیز فشار مدل بخشی مخزن برای شبیه سازی سناریوی تولید طبیعی قبل از تولید طبیعی ۵۰ ساله را نشان می دهد.



شکل (۷). فشار مدل بخشی شبیه سازی قبل از تولید

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

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

مقدار	خصوصیت
۱۴/۳	تخلخل %
۲۸/۸	اشباع آب %
۸۸/۷	% NTG
۴۷۶۷	فشار اولیه مخزن (Psi)
۱۶۳۵	فشار اشباع (Psi)
۱/۱۷	ضریب حجمی سازند
۰.۰۸	تراوایی متوسط (میلی داری)

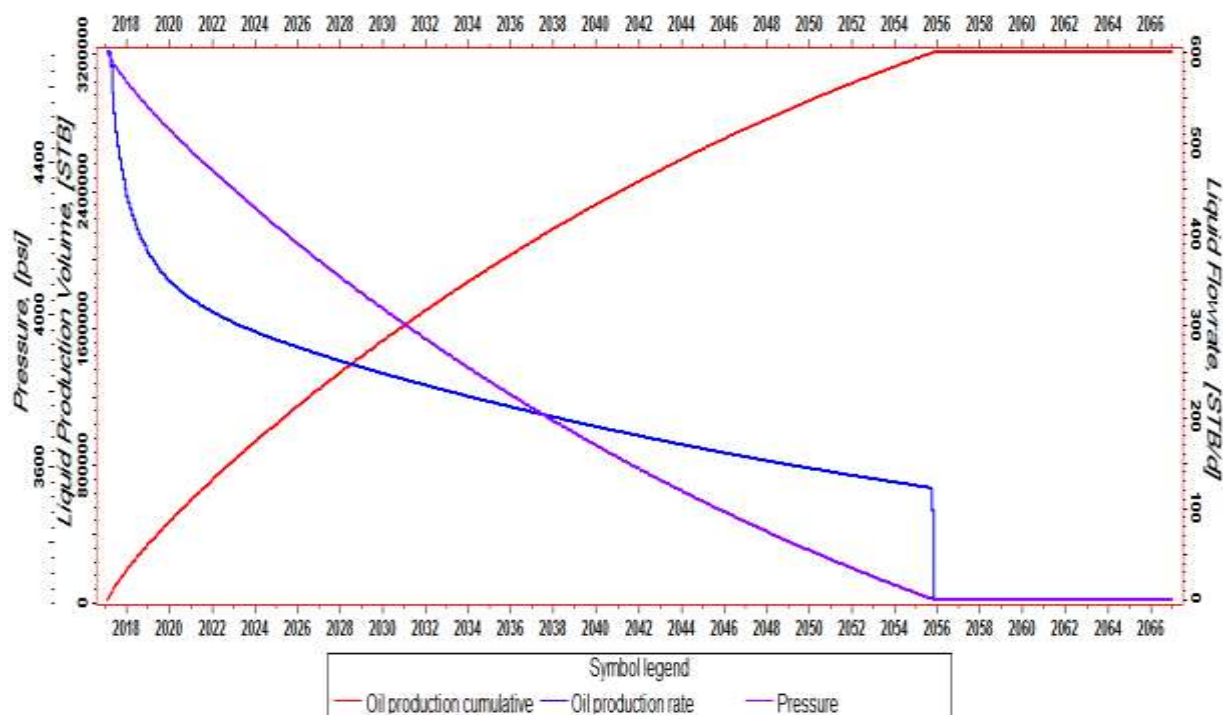
بر اساس خواص مخزنی جدول (۲) حجم درجای مخزنی مدل استاتیک توسط نرم افزار تخمین زده شده و همچنین بر اساس مدل استاتیک ساخته شده و نیز خواص سنگ و سیال وارد شده و اطلاعات تکمیل چاه، میزان حجم درجای مخزنی مدل دینامیک نیز تخمین زده شده است که در جدول (۳) نتایج آن آورده شده است.

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

مقدار	خصوصیت
۱۱۹	حجم متخلخل کل (ft3 ۱۰ ^{۸۶})
۹۶	حجم درجای هیدروکربوری (RB ۱۰ ^{۸۶})
۸۲	حجم نفت درجای سطحی (STB ۱۰ ^{۸۶} , STOIP) در مدل استاتیک
۷۸	حجم نفت درجای سطحی (STB ۱۰ ^{۸۶} , STOIP) در مدل دینامیک

۳-۲. شبیه سازی سناریوی تولید طبیعی

این قسمت از مطالعه شامل انجام سناریوی تولید طبیعی با مدل دینامیک آغاز سازی شده می باشد. بر اساس مدل استاتیک ساخته



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

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 بهینه سازی آن ها جهت تعیین سناریوی بهینه تولید طبیعی انجام گردیده است

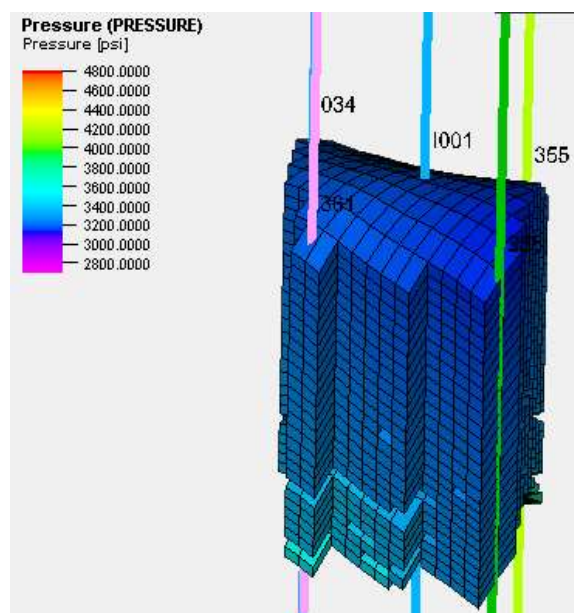
برای این منظور پارامترهای تولید میزان نرخ تولید گروهی روزانه و حداقل نرخ تولید گروهی روزانه به همراه حداقل فشار ته چاهی برای آنالیز حساسیت در نظر گرفته شده است. جدول (۵) میزان تغییرات هر پارامتر برای آنالیز حساسیت را نشان می دهد.

جدول (۵). میزان پارامترهای آنالیز حساسیت شبیه سازی

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

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

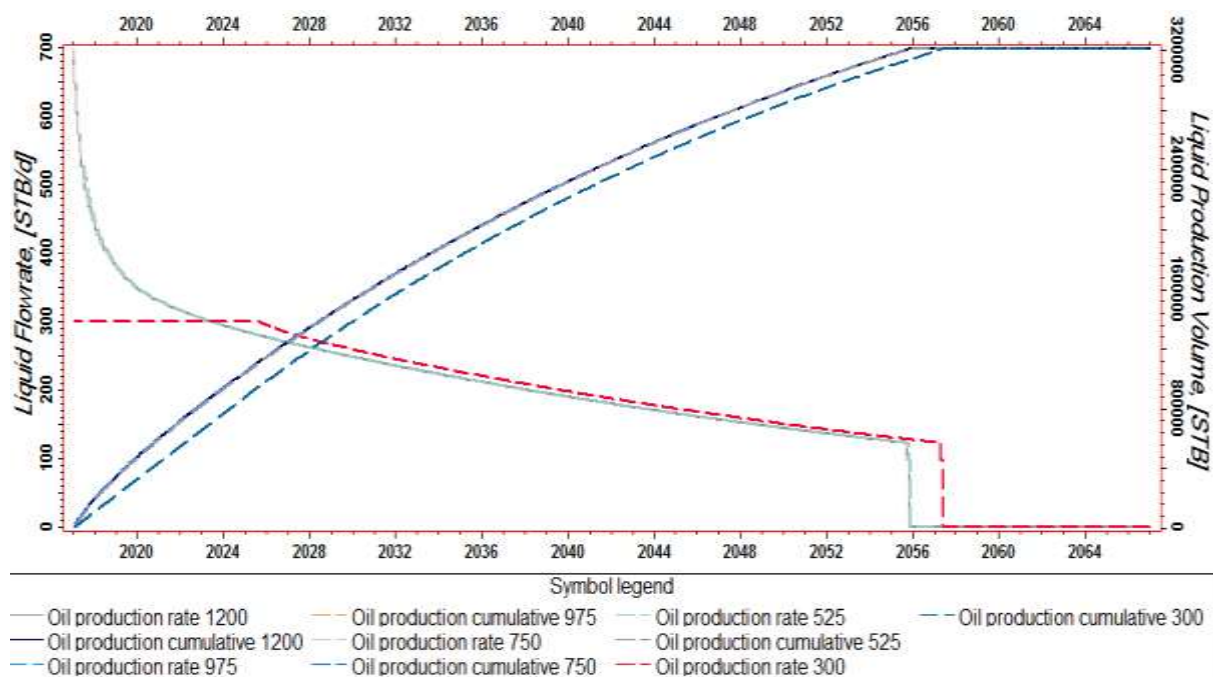


شکل (۹). فشار سلول های شبیه سازی مدل بخشی در شرایط انتهای تولید پس از ۵۰ سال

بر اساس منحنی تولید تجمعی نفت می توان گفت که برای سناریوی تولید طبیعی اولیه میزان بازیافت برابر با ۴/۱۲ درصد می باشد 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.

باید نرخ تولید گروهی کمتر از ۳۰۰ انتخاب نمود. میزان حداکثر بازیافت در این شرایط برابر با ۴/۱۵ درصد می باشد.

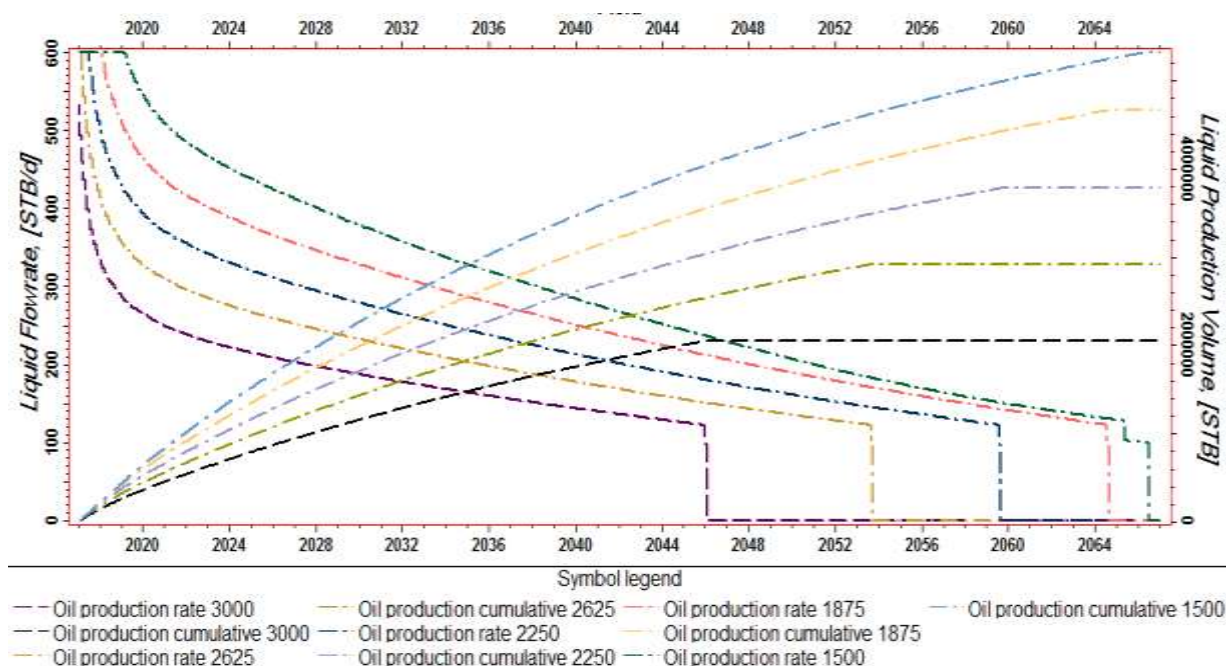
گروهی را نشان می دهد. در این شکل نشان داده شده است که برای تثبیت جریانی و رسیدن به تولید پایدار با Plateau ثابت



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

نمود که میزان ۱۵۰۰ پام با توجه به شرایط دو فازی را می توان حداقل فشار عملیاتی دانست. میزان حداکثر بازیافت در این شرایط برابر با ۶/۸۳ درصد می باشد.

در ادامه نتایج مربوط به حداقل فشار ته چاهی بررسی شده است (شکل ۱۱). همان طور که مشاهده می شود، می توان گفت که با کاهش حداقل فشار ته چاهی می توان میزان بازیافت را بیشتر

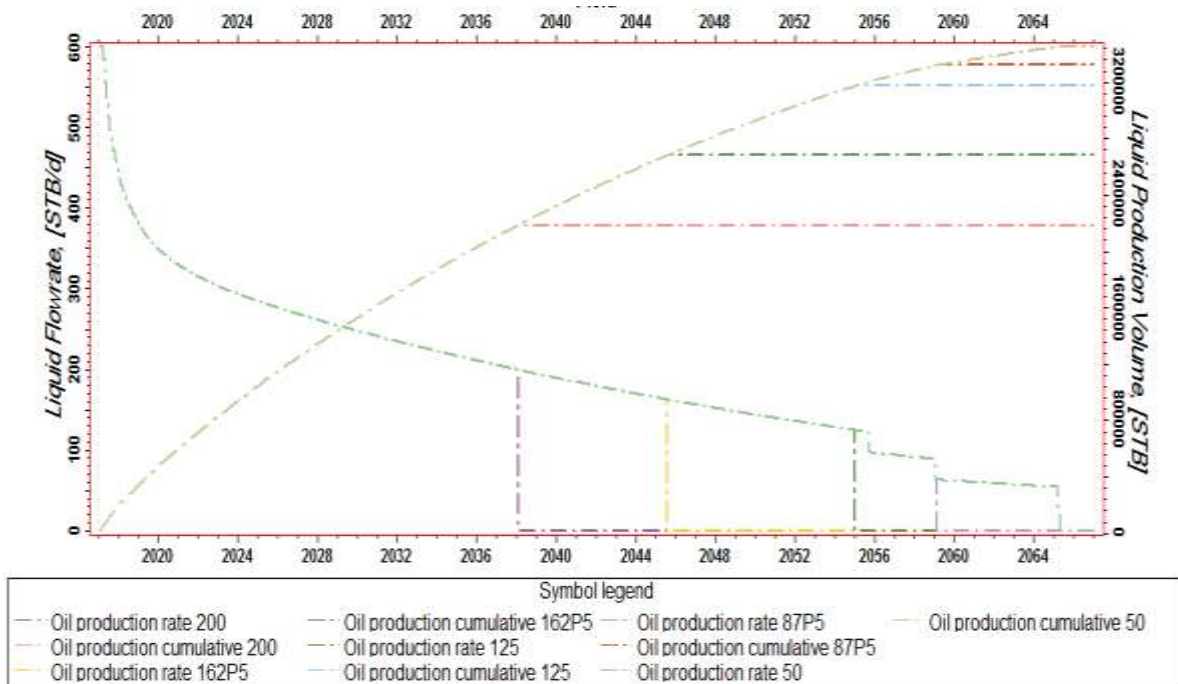


شکل (۱۱). منحنی تولید روزانه و تجمعی نفت در آنالیز حساسیت پارامتر حداقل فشار ته چاهی راهبرد تولید طبیعی

می دهد. بر اساس این شکل، تبعاً هرچه حداقل مقدار آن کمتر

شکل (۱۲) نتایج پارامتر حداقل نرخ تولید گروهی روزانه را نشان

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

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

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

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

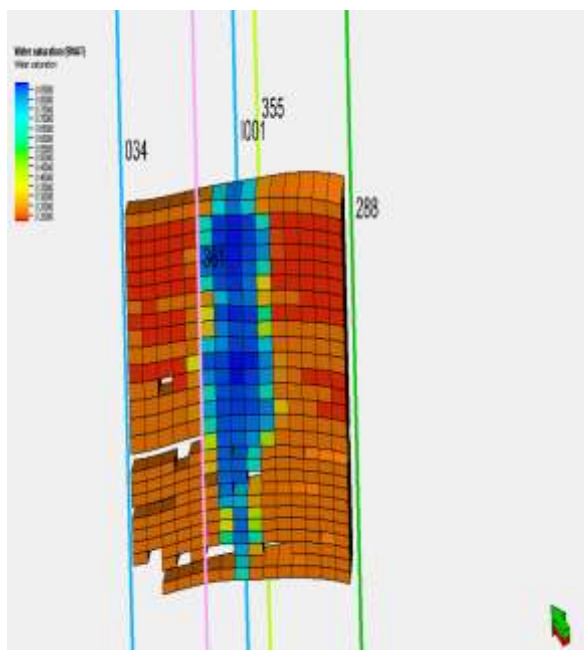
در ادامه برای تعیین سناریوی بهینه از مازول بهینه‌سازی نرم افزار پترل استفاده شده است که طی آن این پارامترهای در بازه بیان شده بررسی و میزان بهینه آن بر اساس حداکثر بازیافت نفت و تولیدی تجمعی بیشینه گزارش شده است. برای این موضوع سه دسته بهینه‌سازی انجام شده است که یکی بر اساس کنترل نرخ تولید گروهی روزانه 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



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

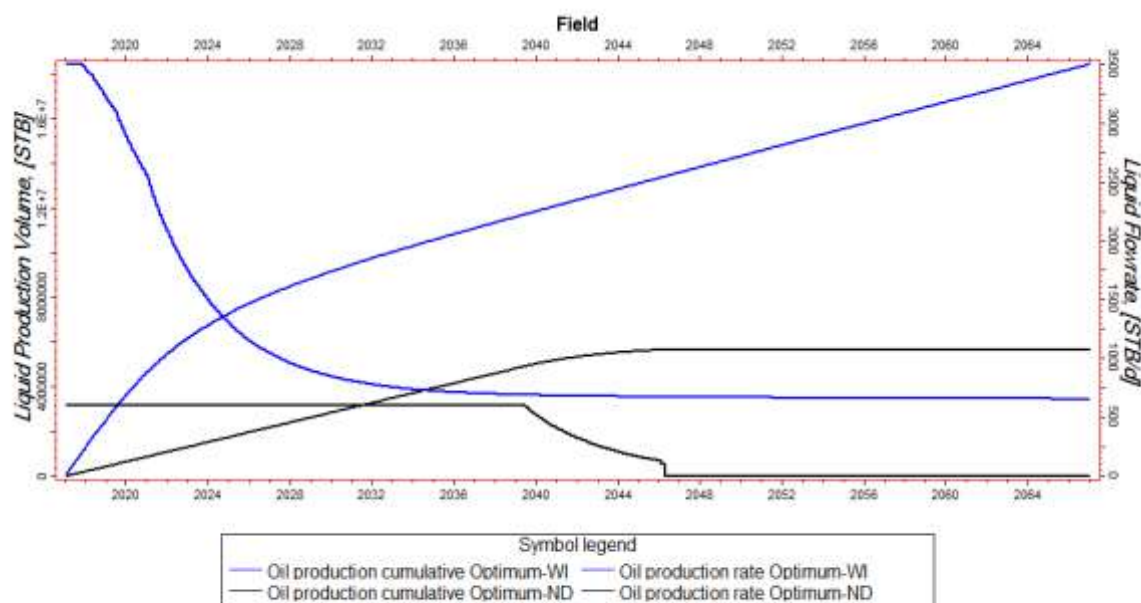
در شکل (۱۴) نیز مقایسه تولید روزانه و تجمعی سناریوی بهینه تزریق آب با تولید بهینه طبیعی میدان نشان داده شده است. این سناریو دارای باز یافت حدود ۱۹/۱۸ درصد می باشد.

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

جدول (۸). اطلاعات سناریوی تزریق آب بهینه

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

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.

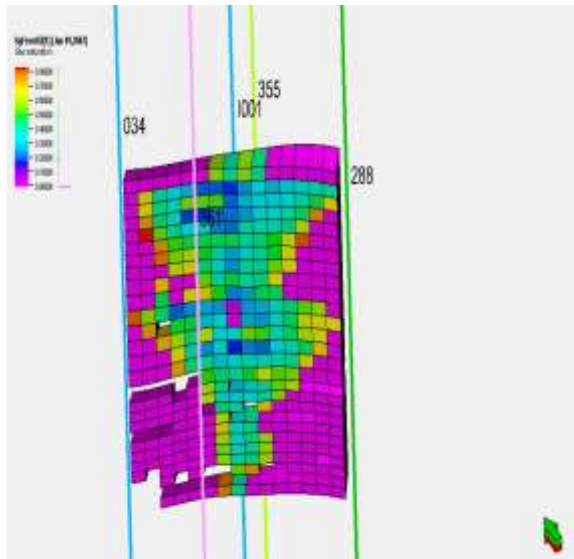


شکل (۱۴). مقایسه تولید روزانه و تجمعی سناریوی بهینه تزریق آب با تولید بهینه طبیعی میدان

تزریقی بهینه برابر با ۱ می باشد. خلاصه اطلاعات تزریق گاز غیرامتزاجی در جدول (۹) نشان داده شده است.

جدول (۹). اطلاعات سناریوی تزریق گاز غیرامتزاجی بهینه

در ادامه روش تزریق گاز غیرامتزاجی بعنوان یکی از روش های ازدیاد برداشت گاز پایه معرفی شده است و سناریوی بهینه تزریق گاز غیر امتزاجی بر اساس پارامترهای بهینه فشار ته چاهی و نسبت Voidage تزریقی و تابع هدف مدل اقتصادی تعیین شده است. میزان فشار بهینه تزریق ۱۵۰۰ پام و نسبت Voidage

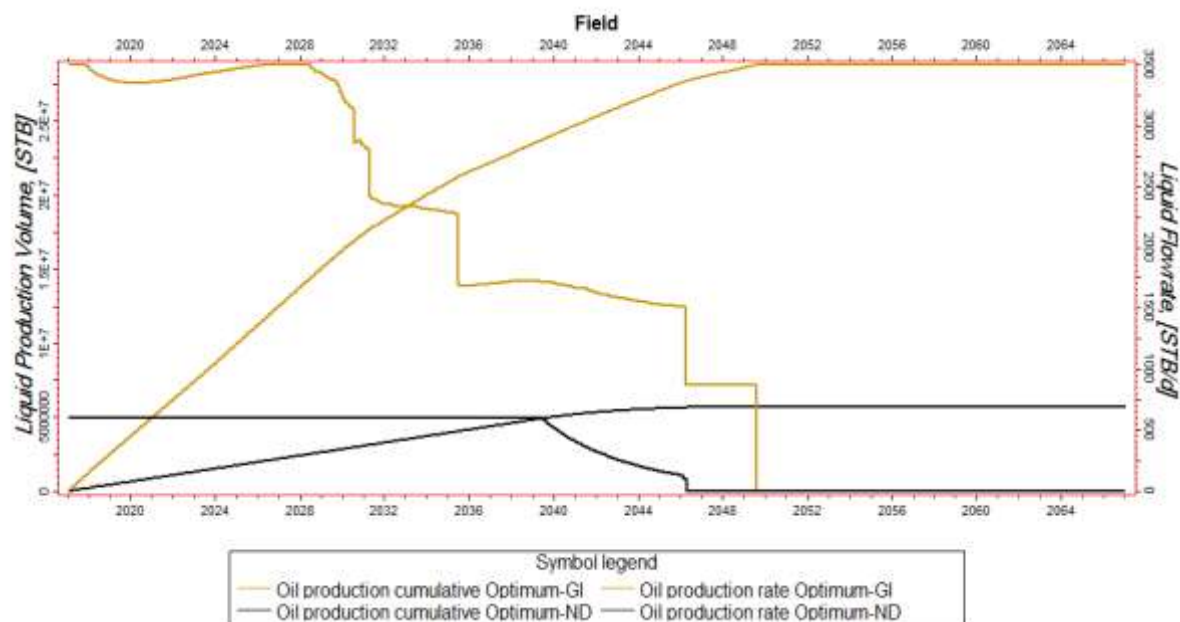


شکل (۱۵). پیشروی دو بعدی جبهه گاز در سناریوی بهینه تزریق گاز غیر امتزاجی

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.

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

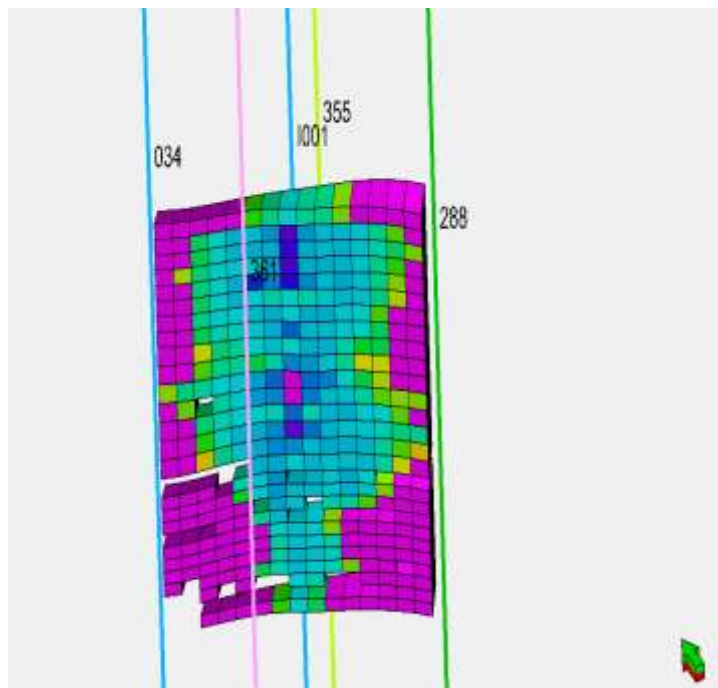
علیرغم خواص بسیار ضعیف مخزنی بخصوص تراوایی افقی، میزان نفوذ و پیشروی جبهه تزریق گاز غیرامتزاجی به مراتب بسیار از آب بالاتر بوده است که در شکل (۱۵) نشان داده شده است. این رفتار جبهه جریان منتهی به میان شکنی گاز در چاه های تولیدی شده است که موجب افت فشار به مراتب کمتر مخزنی می‌شود و این مورد با نسبت ۱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



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

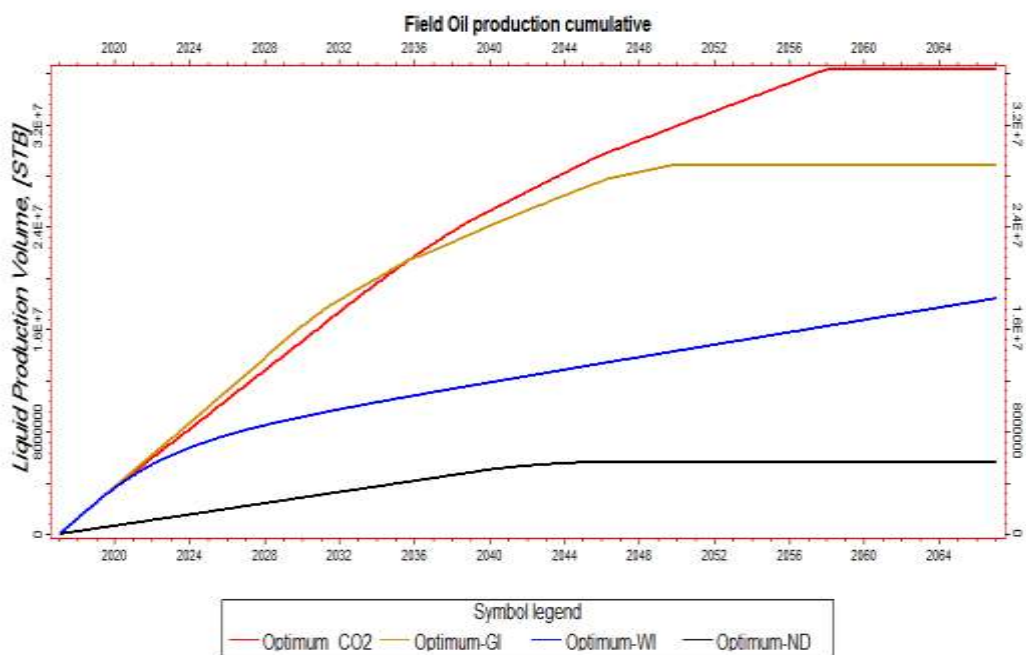
بعدی مخزن را نشان می‌دهد که به دلیل حلالیت بالاتر گاز دی‌اکسید کربن از گاز غیر امتزاجی، این پیشروی بیشتر می‌باشد و در نتیجه جاروب حجمی بیشتری را به همراه دارد.

در نهایت روش تزریق گاز امتزاجی (تزریق دی‌اکسید کربن) به عنوان روش دیگر ازدیاد برداشت گاز پایه معرفی شده است. شکل (۱۷) جبهه پیشروی گاز دی‌اکسید کربن در گستره دو



شکل (۱۷). پیشروی دو بعدی جبهه گاز امتزاجی در سناریوی بهینه تزریق گاز دی اکسیدکربن

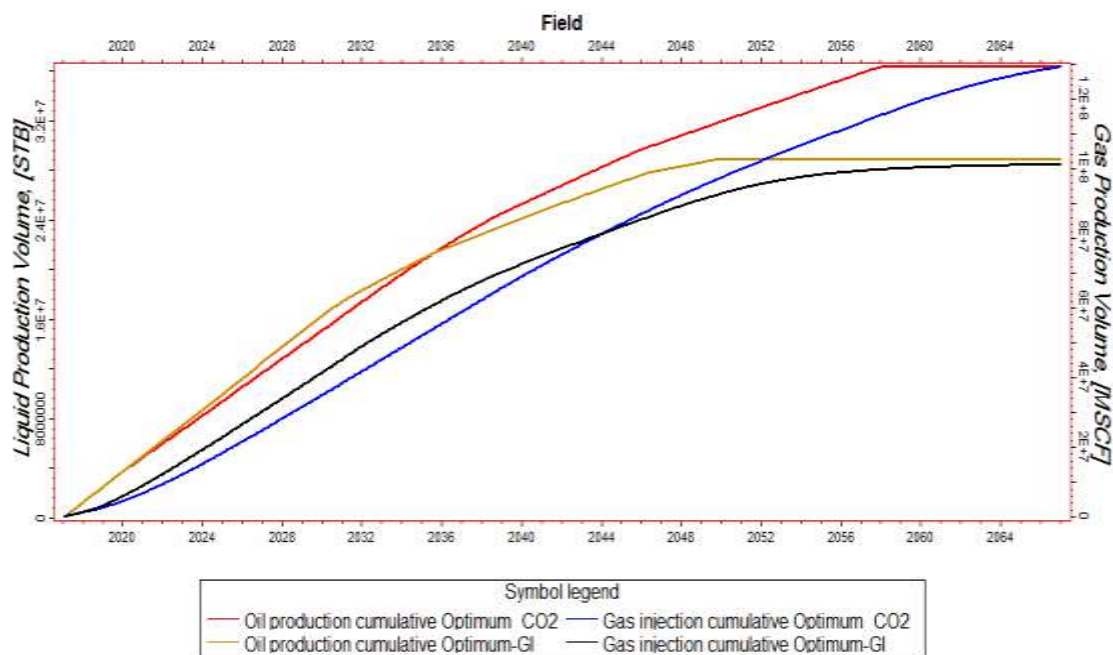
در شکل (۱۸) نیز تولید تجمعی سناریوهای بهینه ازدیاد برداشت با تولید طبیعی میدان نشان داده شده است.



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

شکل (۱۹) که میزان تولید تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی این دو روش نشان می دهد، استفاده شده است.

جهت مقایسه دو روش گازپایه امتزاجی و غیر امتزاجی در تزریق کوتاه مدت (طی ۵۰ سال) و انتخاب روش بهتر از نمودار

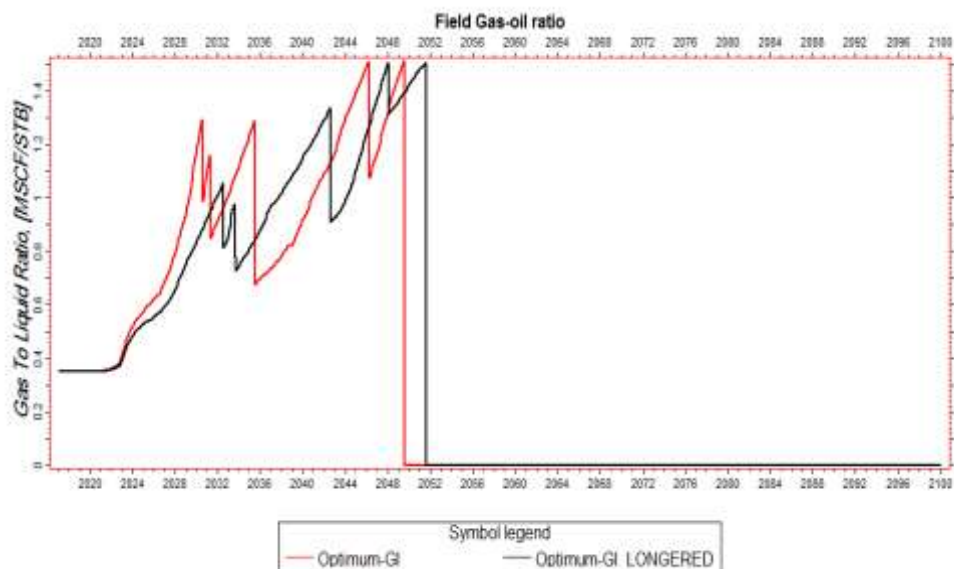


شکل (۱۹). مقایسه میزان تولید تجمعی نفت و میزان گاز مصرفی تزریقی در دو روش گازپایه

بهرتر 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.

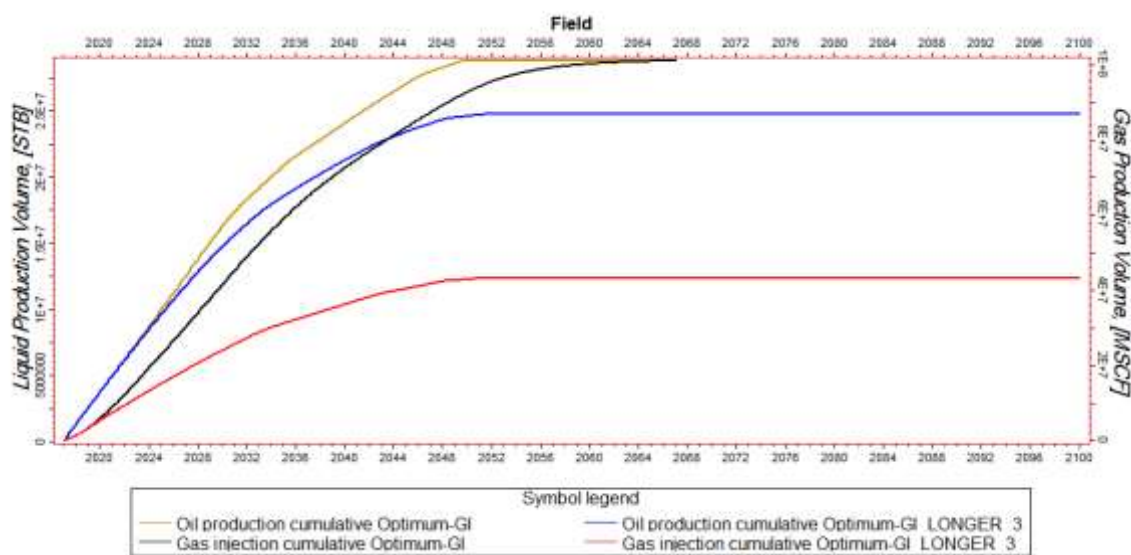
با توجه به تولید تجمعی نفت بیشتر در روش امتزاجی، میزان ارزش خالص کنونی به‌دست آمده از روش غیر امتزاجی بیشتر بوده و به‌عنوان روش بهتر گازپایه انتخاب می‌شود. علاوه بر آن هزینه انتقال و نگهداری بیشتر گاز کربن‌دی‌اکسید و دسترسی کمتر آن نسبت به گاز همراه تزریقی در روش غیر امتزاجی، انتخاب روش گازپایه غیر امتزاجی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



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

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.

همانطور که در شکل (۲۰) مشخص است در روش کوتاه مدت در نتیجه میان شکنی سریع تر گاز در چاه‌های تولیدی و بسته شدن آن‌ها، 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



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

Workflow در نرم افزار پترل، بهینه سازی 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

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 به دلیل بالا بودن هزینه های تزریق در روش کوتاه مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن منفی به دست می آید. همچنین به دلیل پایین تر بودن هزینه های تزریق در روش بلند مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن مثبت به دست می آید. در نتیجه روش تزریق گاز غیر امتزاجی بلندمدت با پارامتر کنترلی VRR به عنوان روش گازپایه برگزیده انتخاب می شود.

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 می گردد. به منظور ارائه مدل اقتصادی و امکان سنجی اقتصادی پروژه مقادیر NPV با در نظر گرفتن درآمد ناشی از تولید بشکه های نفت با قیمت ۴۰ دلار به ازای هر بشکه نفت محاسبه و مجموع هزینه های تولید و تزریق از آن کم شده است. بنابراین ابتدا مدل اقتصادی تعیین می شود و پارامتر های هر دو بخش هزینه های عملیاتی (OPEX) و هزینه های سرمایه ای (CAPEX) وارد می شود. سپس بر اساس این دو بخش هزینه ای و میزان درآمدهای تولیدی نفت و گاز و همچنین نرخ تنزیل، میزان تابع هدف یعنی میزان ارزش خالص کنونی (NPV) هر روش محاسبه می شود.

بر اساس پارامترهای مدل اقتصادی و نیز استفاده از ساختار

۴. نتیجه گیری

۱. برای تعیین سناریوی بهینه در تولید طبیعی از طریق ماژول بهینه سازی پترل، سه دسته بهینه سازی 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 می دهد 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 ۶۱/۸۶ درصد می باشد که به عنوان سناریوی پایه تخلیه طبیعی معرفی شده است.

۲. در این پژوهش ابتدا فرایند غربال گری توسط نرم افزار EORGui انجام شد که در آن فرایندهای ازدیاد برداشت بر اساس جداول ارائه شده توسط Taber مورد ارزیابی پارامتری قرار می گیرد. توسط این نرم افزار بر اساس پارامترهای ورودی میدان، امتیازات رتبه بندی هر روش ازدیاد برداشت بصورت عددی و شکلی نشان داده شد. در نتیجه در ابتدای کار، روش تزریق گاز (غیر امتزاجی) و دی اکسید کربن به عنوان روش های کاندید گاز پایه 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 غیر امتزاجی، فقط ۲۰ درصد میزان نفت تولیدی افزایش یافته است. در نتیجه علیرغم تولید تجمعی نفت بیشتر در روش امتزاجی، میزان ارزش خالص کنونی به دست آمده ی روش غیر امتزاجی بیشتر بوده و به عنوان روش بهتر گازپایه انتخاب می شود. 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 می کند.

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 سریع تر گاز در چاه های تولیدی و بسته شدن آنها، تولید میدان پس از سال ۲۰۵۰ صفر می شود. در روش بلند مدت به دلیل 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، به دلیل بالا بودن هزینه های تزریق در روش کوتاه مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن منفی به دست می آید. همچنین به دلیل پایین تر بودن هزینه های تزریق در روش بلند مدت، میزان ارزش خالص کنونی آن مثبت به دست می آید. در نتیجه روش تزریق گاز غیر امتزاجی بلندمدت با پارامتر کنترلی

VRR به عنوان روش گازپایه برگزیده انتخاب می شود.

۵. تخلیه نفت توسط آب تزریقی در این مخزن پیستونی می باشد و پدیده انگشتی شدن چسبناک رخ نمی دهد و آب می تواند اشباع نفت را در بلوک های تحت تاثیر به حد بسیار کمی برساند. بنابراین بهره دهی جارویی 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 جارویی درشت نمود پایین باعث شد که میزان بازیافت نهایی به دست آمده کمتر از سایر روش ها باشد.

۶. نتایج مدل اقتصادی نشان می دهد 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 می تواند به عنوان روش برتر انتخاب شود و به عنوان روشی با ارزش خالص کنونی مثبت و بیشتر نسبت به روش آب پایه تبدیل گردد.

۵. مراجع

1. V. Alvarado & 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 fractured reservoirs," 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>