



# شبیه‌سازی و بهینه‌سازی عملکرد تزریق گاز در یکی از مخازن جنوب غربی ایران با تأکید بر افزایش تولید نفت

امیر قاسم زاده<sup>۱</sup> • شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

ابراهیم پیرامون<sup>۲</sup> • شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

چکیده

بیش تر مخازن ایران از نوع شکافدار هستند؛ این مخازن معمولاً در مراحل ابتدایی عمر خود، دارای دبی تولیدی نسبتاً بالایی می‌باشند، ولی در ادامه با کاهش شدید دبی روبه‌رو می‌شوند. این امر در نهایت می‌تواند به کاهش ضریب بازیافت نهایی منجر شود. با استفاده از روش‌های ثانویه ازدیاد برداشت به‌ویژه تزریق گاز، می‌توان ضریب بازیافت نفت در این مخازن و عمر مفید مخزن را افزایش داد. با این حال رسیدن به بالاترین بازدهی تزریق گاز، به مطالعه دقیق و بهینه‌سازی عوامل مؤثر بر تزریق نیاز دارد. یکی از بهترین روش‌های بررسی میزان اثربخشی یک فرایند ازدیاد برداشت خاص به‌منظور توسعه یک میدان، ساخت مدل کوچکی از مخزن است؛ مدلی که بیانگر تمام خواص مخزن بوده ولی به دلیل پیچیدگی‌های کم‌تر، دست‌یابی به نتیجه را سرعت می‌بخشد. بنابراین در این مطالعه با استفاده از مدل ترکیبی، تزریق غیرامتزاجی گاز در یک مخزن شکافدار جنوب غربی ایران شبیه‌سازی شده و تأثیر عوامل مختلف بر عملکرد تزریق گاز و بازیافت نفت مورد بررسی قرار گرفته است. در نهایت نیز از بین سناریوهای شبیه‌سازی شده، سناریوی بهینه انتخاب گردیده است.

## واژه‌های کلیدی

ازدیاد برداشت، شبیه‌سازی تزریق گاز، مخازن شکافدار، مدل مصنوعی

## مقدمه

معمولاً برداشت از مخازن شکافدار به دو روش تخلیه طبیعی و جابه‌جایی غیرامتزاجی صورت می‌پذیرد [۱]. چگونگی عملکرد و میزان بازدهی یک فرآیند تزریق امتزاجی یا غیرامتزاجی گاز، تا حد زیادی متأثر از ناهمگنی سنگ مخزن است؛ به طوری که می‌توان گفت، مشکل اصلی برداشت ثانویه از مخازن شکافدار، ناهمگنی سنگ مخزن می‌باشد [۲،۳]. لایه‌هایی که نفوذپذیری بالایی دارند، بر جریان سیال در مخزن تأثیر زیادی می‌گذارند. درک صحیح از جریان سیال در مخزن، مشکلات انتخاب روش بهینه برداشت ثانویه را کاهش می‌دهد. عامل دیگری که در مخازن شکافدار حایز اهمیت می‌باشد، ترشوندگی است. این عامل بر نفوذپذیری نسبی و نمودارهای فشار موینگی تأثیر زیادی دارد. عوامل یاد شده باعث به‌وجود آمدن مکانیزم‌های خاصی در مخازن شکافدار می‌شوند. این مکانیزم‌ها موجب ایجاد تفاوت اساسی در چگونگی تولید و رفتار مخزن در حین تولید می‌گردند [۴]. به عنوان مثال، بالا بودن دبی تولید در ابتدای عمر مخزن و افت شدید این دبی پس از تولید از مخزن، یکی از این تفاوت‌هاست. بنابراین استفاده از روش مناسب برای نگه‌داشتن توان مخزن به‌منظور تولید بیش‌تر از آن بسیار مهم است. این امر با مطالعه دقیق روش‌های ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار میسر می‌شود [۵]. در این مطالعه، تزریق گاز در یکی از مخازن شکافدار جنوب غربی ایران بررسی شده است. برای انجام این فرآیند، سناریوهای مختلفی تعریف و شبیه‌سازی شده و نتایج این سناریوها با هم مقایسه گردیده است. در نهایت نیز بهترین سناریوی تزریق گاز که نتیجه آن، بیش‌ترین تولید انباشته نفت و بالاترین ضریب بازیافت می‌باشد، (بدون بررسی‌های اقتصادی و در نظر گرفتن محدودیت‌های عملیاتی و شبیه‌سازی) انتخاب شده است.

## ۱. خصوصیات کلی مخزن

میدان نفتی K در شمال شرقی میدان آغاچاری و در حدود ۱۶۰ کیلومتری جنوب شرقی اهواز قرار دارد. وجود هیدروکربور در سازند آسماری این میدان اثبات رسیده است. در این تحقیق از خواص سنگ یکی از لایه‌های این میدان استفاده می‌شود. بر اساس اطلاعات نمونه سنگ مخزن و آنالیز چاه‌آزمایی، این مخزن شکافدار بوده و دارای سیستم شکاف قوی و ماتریس با نفوذپذیری و تخلخل نسبتاً کم می‌باشد. تخلخل و نفوذپذیری ماتریس به ترتیب در بازه ۸ تا ۱۳ درصد و  $0/۲۵$  md تا  $۳/۵$  md تغییر می‌کند. تاریخچه تولید مخزن نشان می‌دهد که پس از چند سال تولید از این مخزن، دبی آن کاهش زیادی داشته و این کاهش در تمامی چاه‌های مخزن محسوس بوده است، بنابراین نمی‌تواند یک مشکل ناحیه‌ای بوده یا مربوط به تخریب سازند باشد. از این رو روشن است که برای افزایش و بهینه‌سازی بازیافت نفت در این مخزن، به بررسی فرایندهای مختلف ازدیاد برداشت نیاز است. با توجه به این که در حال حاضر در این مخزن، تزریق غیرامتزاجی گاز در حال اجراست، بنابراین چگونگی عملکرد و میزان تأثیر این فرآیند بر بازیافت نفت، شبیه‌سازی و بررسی شده است.

## ۲. داده‌های اولیه مدل

معمولاً اولین مرحله در شبیه‌سازی مخازن، جمع‌آوری داده‌های مورد نیاز برای ساختن مدل مخزن است. شرایط اولیه مخزن مورد مطالعه به قرار ذیل است:

<sup>1</sup> Ghasemzadeh.a@nisoc.ir

<sup>2</sup> Piramoon.e@nisoc.ir



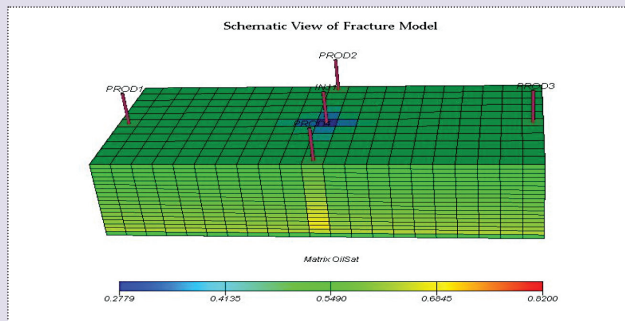
محاسباتی، از پارامترهایی نظیر دمای بحرانی، فشار بحرانی، ضرایب تأثیر متقابل بین اجزا و ضریب تصحیح حجم استفاده شده است.

#### ۵. توصیف مدل مخزن

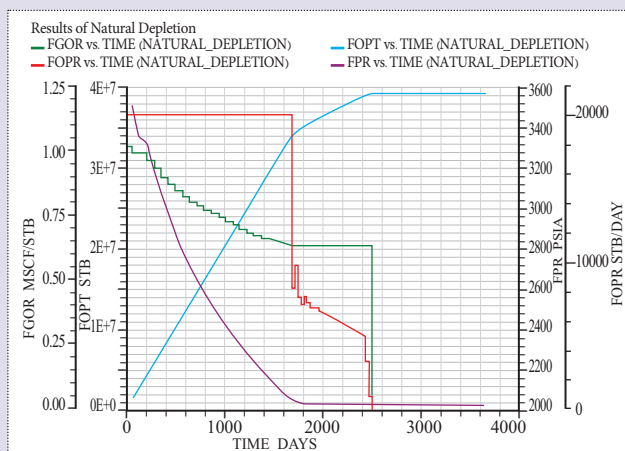
برای ساخت مدل دینامیکی مخزن از نرم افزار Eclipse 300 که یک شبیه ساز ترکیبی، سه بعدی، سه فازی و کاملاً ضمنی است، استفاده شده است. برای شبیه سازی مخزن K، یک مدل کارترین سه بعدی با تعداد بلوک های  $21 \times 11 \times 18$  و ابعاد  $200 \times 200 \times 60$  فوتی ساخته شد و خواص سیال و سنگ مخزن K به آن وارد گردید. به این ترتیب مدل ساخته شده می تواند نماینده قسمتی از مخزن مورد نظر باشد. به دلیل این که مخزن دارای سیستم شکاف با نفوذپذیری و تخلخل بالا و ماتریس با نفوذپذیری و تخلخل نسبتاً کم است، از مدل تخلخل دوگانه استفاده شد. خواص کلی مدل مورد مطالعه در جداول ۱ و ۲ ارایه گردیده است. نمای کلی مدل مصنوعی مورد مطالعه نیز در شکل ۱ نشان داده شده است.

#### ۶. شرایط عملیاتی

در مدل ترکیبی مورد مطالعه، ۵ چاه تعریف شد که با توجه به سناریوی مورد نظر، می توان هر کدام از آن ها را به عنوان چاه تولیدی یا تزریقی در نظر گرفت. به این معنی که محل قرار گرفتن چاه ها مشخص بوده ولی نوع آن (تولیدی یا تزریقی) بسته به نوع فرآیند تغییر می کند. همه چاه ها عمودی بوده و شعاع دهانه آن ها نیز  $0.33$  فوت می باشد.



شکل ۱ | نمای کلی مدل مصنوعی مورد مطالعه



شکل ۲ | نمودار فشار مخزن، نسبت گاز به نفت، نرخ تولید روزانه و تولید انباشتی در فرآیند تخلیه طبیعی

● دمای اولیه مخزن:  $180$  درجه فارنهایت

● فشار اولیه مخزن:  $4650$  psia در عمق مبنا

● ستیخ مخزن:  $7000$  فوت زیر سطح دریا

#### ۳. خواص سنگ مخزن

با توجه به داده های آزمایشگاهی و مطالعات انجام شده، برای هر بلوک، نفوذپذیری عمودی مطلق نصف نفوذپذیری افقی و تخلخل شکاف نیز  $0.15$  درصد تعریف گردید. در مدل مورد مطالعه، نفوذپذیری افقی و عمودی شکاف به ترتیب معادل  $200$  و  $10$  میلی دارسی در نظر گرفته شد. از آن جا که برای سیستم ترک خوردگی و چگونگی توزیع آن در مخزن، اطلاعات کافی موجود نبود، بنابراین بر اساس شبیه سازی های گذشته، فاصله بین شکاف ها در جهت افقی  $20$  فوت و در جهت عمودی  $9$  فوت تعریف گردید.

#### ۴. خواص سیال مخزن

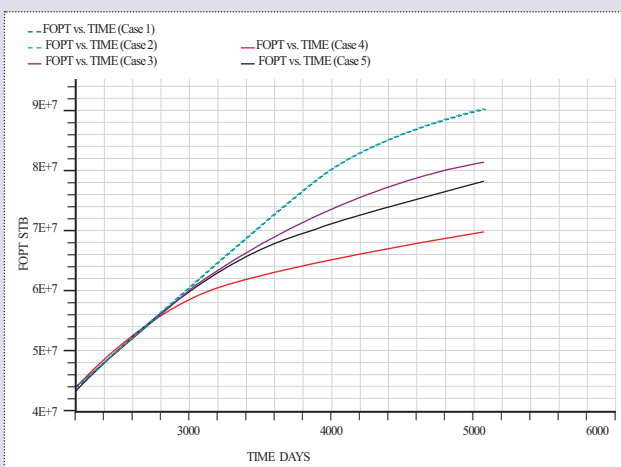
اطلاعات مربوط به خواص سیال که مورد نیاز شبیه سازی است، بر اساس داده ها و آزمایش های PVT تهیه می شوند. به طور کلی در شرایط اولیه، مخزن زیر اشباع و فشار نقطه حباب نفت مخزن نیز  $3350$  psia است. در شرایط استاندارد، میانگین نسبت گاز به نفت حدود  $1/0.41$  Mscf/stb و چگالی ویژه نیز  $0.717$  گزارش شده است. سیال مخزن دارای  $9$  جزء و  $C_7^+$  با درصد مولی  $25/72$  و وزن مولکولی  $249$  می باشد. معادله حالت با داده های آزمایشگاهی مربوط به آزمایش انبساط با ترکیب ثابت و هم چنین آزمایش انبساط مرحله ای مطابقت داده شد. این مهم به وسیله نرم افزار PVTi انجام گرفته و خصوصیات و رفتار سیال مخزن با معادله حالت Peng-Robinson اصلاح گردید و با دقت قابل قبولی مدل سازی شد. در نهایت رفتار سیال مخزن با مدل ترکیبی، مدل سازی شده و به مدل مخزن وارد گردید. لازم به ذکر است که در این مدل سازی، برای به دست آوردن تطابق مناسب بین نتایج آزمایشگاهی و

#### ۱ | مشخصات کلی شکاف در مدل مورد مطالعه

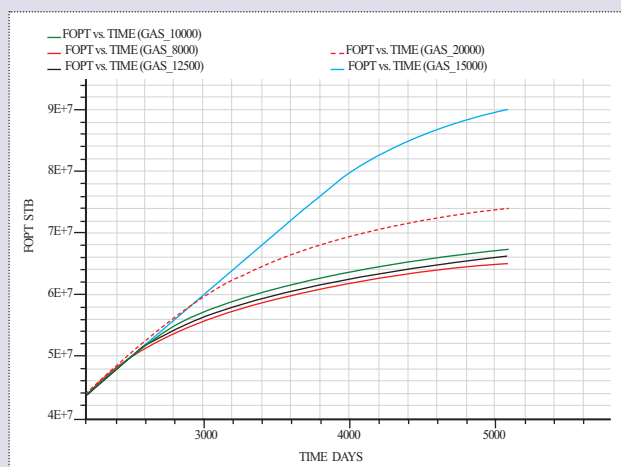
مقدار	واحد	ویژگی
۲۰۰	md	نفوذپذیری افقی
۲۰	ft	فاصله افقی بین شکاف ها
۱۰	md	نفوذپذیری عمودی
۹	ft	فاصله عمودی بین شکاف ها
۰/۱۵	%	تخلخل

#### ۲ | مشخصات کلی مدل مورد مطالعه

مقدار	واحد	ویژگی
۴۶۵۰	psi	فشار اولیه مخزن
۱۸۰	°F	دمای مخزن
۱۱	%	تخلخل
۲	md	نفوذپذیری افقی ماتریس
۱	md	نفوذپذیری عمودی ماتریس
۳۳۵۰	psi	فشار در نقطه حباب
۷۰۰۰	ft ss	ستیخ مخزن
۰/۳۳	ft	شعاع چاه



شکل ۵ | تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تغییر محل شبکه‌گذاری چاه‌ها



شکل ۳ | تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز با دبی‌های مختلف

### ۷. فرایند تزریق گاز

در این مطالعه، عملیات تزریق گاز به منظور تثبیت فشار و افزایش بازیافت نفت (بدون بررسی اقتصادی و بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های اقتصادی و عملیاتی) انجام شد و سناریوهای مختلف بهینه‌سازی بازدهی تزریق گاز نیز اجرا گردید. عوامل مورد بررسی عبارتند از:

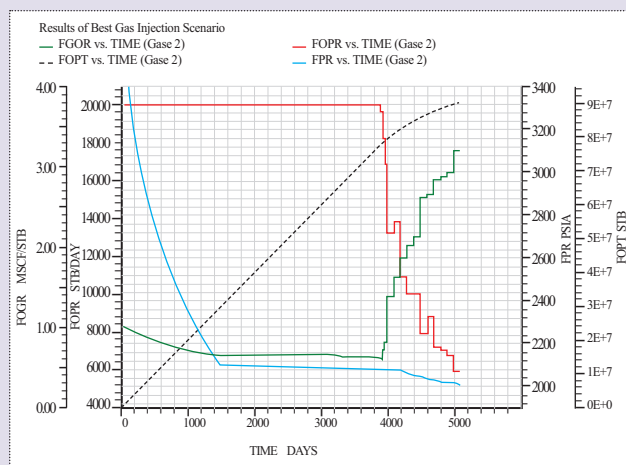
۱. نرخ گاز تزریقی
۲. عمق و ضخامت لایه تولیدی و تزریقی
۳. چگونگی استقرار چاه‌ها
۴. زمان بهینه تزریق گاز

هر یک از عوامل یاد شده به ترتیب مورد بررسی قرار گرفته و پس از مطالعه سناریوهای مختلف در هر مورد و رسیدن به حالت بهینه، تأثیر عامل بعدی مطالعه شده است. در مرحله اول برای به دست آوردن دبی بهینه تزریق گاز، سناریوهای مختلفی با تغییر دبی ابتدایی اجرا شد و حساسیت بازدهی مخزن به افزایش یا کاهش نرخ ابتدایی دبی مورد بررسی قرار گرفت. پس از اجراهای متعدد، دبی

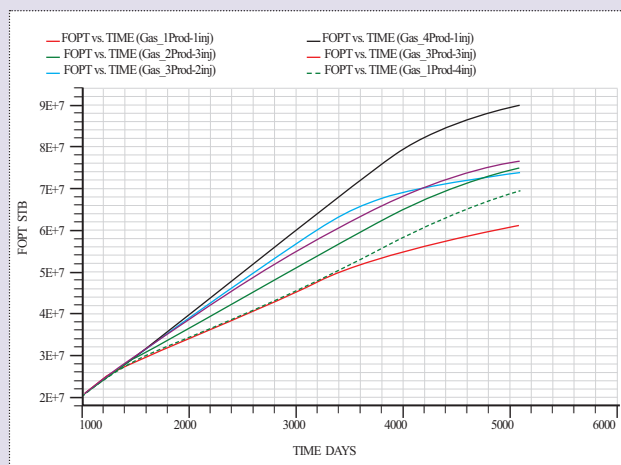
محدودیت‌های اقتصادی تعریف شده برای همه چاه‌ها در تمام سناریوها به قرار ذیل است. در صورت رسیدن به این محدودیت‌ها، نرم‌افزار به صورت خودکار و به روش مقتضی، به رفع مشکل اقدام می‌نماید.

۱. حداقل فشار ته چاهی: ۲۰۰۰ psia
۲. حداکثر نسبت گاز به نفت: ۲۵۰۰ scf/stb
۳. حداکثر برش آبی: ۳۰ درصد
۴. حداقل دبی تولید هر چاه: ۱۰۰ stb/d
۵. فرایند تخلیه طبیعی

برای تخمین میزان برداشت اولیه از مخزن، محدودیت‌های ذکر شده اعمال می‌شوند. اعمال این محدودیت‌ها به منظور کنترل عوامل مختلف است. بازیافت نهایی نفت در این حالت ۲۸/۹۲ درصد می‌باشد. در این سناریو پس از مدتی، تولید اولیه نفت (۲۰۰۰ STB/D)، افت شدیدی پیدا می‌کند. این افت که در تمامی چاه‌ها دیده می‌شود، نشان‌دهنده نیاز به بهینه‌سازی برداشت نفت در این مدل شکافدار است. شکل ۲ نتایج حاصل از مطالعه این سناریو را نشان می‌دهد.



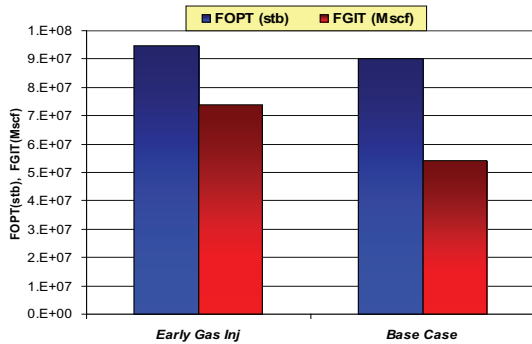
شکل ۶ | نتایج بهترین سناریوی تزریق گاز



شکل ۴ | تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تغییر تعداد چاه‌های تولیدی و تزریقی



Comparison of Total Oil Prod and Total Gas Injection in Early and Late Gas Injection



۸ | مقایسه نمودار تولید انباشتی نفت و مقدار کل گاز تزریقی در دو سناریو

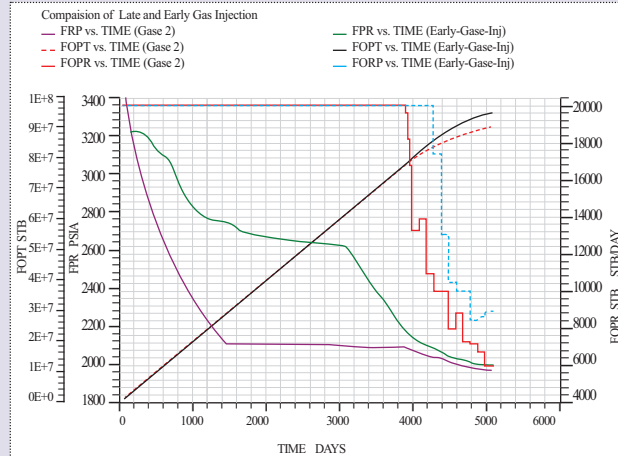
#### نتیجه گیری

در این مطالعه اثر تزریق گاز و عوامل مختلف بر بازیافت نفت در مدل شکافتار بررسی شده و در نهایت سناریوی بهینه انتخاب گردید. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که ضریب بازیافت نهایی نفت از ۲۹ درصد در فرایند تخلیه طبیعی به حدود ۵۶ درصد در بهترین سناریوی تزریق گاز افزایش می‌یابد. مهم‌ترین عامل تأثیرگذار بر بازیافت تزریق گاز در این مدل شکافتار، دبی تزریق گاز بوده و بهترین سناریوی تزریق گاز نیز حالتی است که تزریق با دبی بهینه  $15 \text{ MMscf/d}$  صورت پذیرد. در این حالت نسبت تزریق به تولید میدان،  $\text{scf/stb}$   $750$  می‌باشد و تزریق از یک چاه و تولید از چهار چاه اطراف آن انجام می‌شود. هم‌چنین تولید از تمام ستون مخزن و تزریق گاز نیز در دو ناحیه گازی و نفتی انجام می‌گردد. اگر زمان آغاز تزریق گاز طوری تنظیم شود که فشار مخزن در فشار نقطه حباب باشد، بازیافت تزریق گاز بالا رفته و زمان تولید نسبت به حالت مبنا، با دبی ثابت حدود ۴۰۰ روز افزایش می‌یابد و ضریب بازیافت نفت نیز حدود ۳ درصد زیاد می‌شود. ضریب بازیافت در بهترین سناریوی تزریق گاز، ۵۶ درصد می‌باشد. لازم به ذکر است که این نتایج بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های نرم‌افزار به دست آمده‌اند و باید برای انتخاب سناریوی بهینه نهایی، بررسی‌های اقتصادی نیز انجام شود.

#### منابع

- [1] R. Aguilera, "Naturally fractured reservoirs", second edition, 1995.
- [2] T.D. Van Golf Racht "Fundamentals of fractured reservoir engineering", Elsevier scientific publishing company, 1982.
- [3] K. Aziz, et al. "Petroleum Reservoir Simulation", Elsevier Applied science publishers, 1986.
- [4] A.M. Saidi, "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs" SPE 12270 SPE Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, USA, 1983.
- [5] D. W. Green and G.P. Willhite, "Enhanced Oil Recovery", Richardson, Texas, USA, 1998.

Comparison of Late and Early Gas Injection



۷ | مقایسه نتایج بهترین سناریوی تزریق گاز در حالت مبنا و حالت تزریق در زمان‌های اولیه

بهینه تزریق گاز معادل  $15 \text{ MMscf/d}$  به دست آمد. شکل ۳، تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز با دبی‌های مختلف را نشان می‌دهد. در مرحله بعد، با تغییر تعداد چاه‌های تولیدی و تزریقی، سناریوهای مختلفی تعریف گردید و بازیافت نفت مربوط به زمانی است که تزریق از یک چاه و تولید از چهار چاه اطراف آن انجام می‌شود. مرحله سوم به بررسی تأثیر عمق تزریق گاز و شبکه‌گذاری چاه تزریقی و ضخامت ستون مورد بهره‌برداری در چاه‌های تولیدی می‌پردازد. پس از بررسی سناریوهای مختلف، مشخص گردید که در حالتی که تولید از کل ستون مخزن و تزریق گاز نیز در دو ناحیه گازی و نفتی انجام می‌شود، نتایج بهتری حاصل می‌گردد. نتایج این بررسی در شکل ۵ آمده است. سرانجام شکل ۶، نتایج سناریوی بهینه تزریق گاز را نشان می‌دهد.

پس از بررسی تأثیر عوامل یاد شده و بهینه‌سازی سناریوی تزریق گاز، سناریوهای مختلفی برای رسیدن به زمان بهینه تزریق گاز با توجه به فشار نقطه حباب، تعریف گردید. در نهایت مشاهده شد که وقتی زمان آغاز تزریق گاز به گونه‌ای تنظیم شود که فشار مخزن در فشار نقطه حباب باشد، بازیافت تزریق گاز بالا رفته و ضریب بازیافت نفت نیز حدود ۳ درصد افزایش می‌یابد. دلیل این امر این است که در این بازه از فشار مخزن، اشباع اولیه گاز آزاد در ناحیه نفتی در کم‌ترین مقدار خود قرار دارد. این حالت شرایط مطلوبی برای فرایند جابه‌جایی گاز فراهم می‌کند و می‌تواند باعث افزایش ضریب بازیافت شود. به علاوه در مجاورت فشار اشباع، گرانیوی نفت به حداقل مقدار خود رسیده و در نتیجه تحرک نفت نیز زیاد می‌شود. این امر باعث افزایش تولید و افزایش ضریب بازیافت می‌گردد. شکل ۷، نتایج سناریوی بهینه شده در مرحله قبل را با نتایج سناریوی بهینه تزریق گاز در حالتی که مخزن در فشار اشباع قرار دارد، مقایسه می‌کند. باید توجه داشت که در این حالت، میزان گاز مورد نیاز برای تزریق نسبت به حالت مبنا افزایش زیادی داشته و با توجه به این که در پروژه‌های تزریق گاز، یکی از مهم‌ترین محدودیت‌ها حجم گاز مورد نیاز است، بهینه بودن این سناریو (با وجود افزایش ۳ درصدی ضریب بازیافت) به امکان‌سنجی و بررسی اقتصادی نیاز دارد. شکل ۸ تولید انباشتی نفت و مقدار کل گاز مورد نیاز برای تزریق در سناریوی مبنا و تزریق در زمان‌های اولیه را نشان می‌دهد.