

بهینه‌سازی دبی گاز تزریقی در فرآیند فراآوری مصنوعی با تزریق گاز با بهره‌گیری از سیستم یکپارچه تولید

لیلا زین العابدینی و فروغ عاملی*

دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۱۹

چکیده

فراآوری مصنوعی با گاز یکی از روش‌های مرسوم برای بهبود تولید از چاه‌های نفت با تولید کم یا بدون تولید است. در فراآوری با گاز، نرخ تزریق گاز باید بهینه گردد زیرا افزایش بیش از اندازه یا کاهش مقدار آن، میزان تولید نفت را کاهش می‌دهد. این نقطه بهینه در زمان تولید تغییر می‌کند و یک مسیر بهینه ایجاد می‌کند. همچنین تخصیص گاز در یک مرحله زمانی باعث تولید در چاه‌های مختلف شده و در نتیجه تولید فشار مخزن کاهش می‌یابد. این مسئله یعنی کاهش فشار مخزن می‌تواند بر تخصیص بهینه گاز در مرحله زمانی بعدی تأثیر بگذارد. در گذشته تحقیقات زیادی در زمینه بهینه‌سازی فراآوری با گاز انجام شده است اما اکثر آن‌ها از ابزار قدرتمند در یک مدل دینامیکی برای یافتن یک مسیر بهینه خوب استفاده نکرده‌اند. در این مقاله برای شبیه‌سازی میدان از نرم‌افزار IPM استفاده شد. سیال، مخزن، چاه، تجهیزات سرچاهی به ترتیب با نرم‌افزارهای پیوی تی پی، امبل، پراسپر و گپ شبیه‌سازی شدند. سپس برای ایجاد سیستم یکپارچه، همه بخش‌ها با نرم‌افزار گپ به هم متصل شدند. در نهایت از بهینه‌سازی گپ که مدل دینامیکی را در نظر می‌گیرد برای یافتن مسیر بهینه نرخ گاز چاه‌ها در فراآوری مصنوعی استفاده شد. نتایج نشان داد که استفاده از بهینه‌سازی سیستم یکپارچه با محدودیت گاز در دسترس کمتر، دارای نقطه بهینه با تولید بالاتر است. دلیل این امر، در نظر گرفتن مدل دینامیک و تأثیر فشار مخزن بر نرخ تزریق گاز برای بهینه‌سازی توسط سیستم یکپارچه می‌باشد.

کلمات کلیدی: فراآوری مصنوعی، تزریق گاز، سیستم یکپارچه، بهینه‌سازی، مدل دینامیک

مقدمه

استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی می‌تواند باعث بهبود تولید گردد [۱]. فراآوری مصنوعی روش‌های مختلفی دارد که هر یک از آن‌ها باعث افزایش ضریب بازیافت نهایی از مخزن نمی‌شوند بلکه امکان تولید از چاه را آسان‌تر می‌کنند. کاربرد هر یک براساس موقعیت مخزن و چاه تعیین شده است و دارای مزایا و معایبی هستند [۲ و ۳]. در این

فشار مخزن با تولید از آن، کاهش می‌یابد و این روند باعث کاهش نرخ تولید نفت می‌شود. این کاهش تا زمانی ادامه می‌یابد که نرخ نفت تولیدی به کمتر از نرخ اقتصادی برسد. در این شرایط

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: ameli@iust.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5428.3416)

مطالعه از روش فرازآوری با گاز به دلیل اهمیت زیاد و بازدهی بیشتر در صنعت استفاده شده است. در این روش با تزریق یک گاز خنثی از طریق فضای حلقوی جریان دو فازی ایجاد شده و بدین ترتیب چگالی نفت کاهش یافته و در نتیجه تولید سیال صورت می‌گیرد. مهم‌ترین مشکل در این روش محدود بودن گاز در دسترس است. بنابراین، با روش‌هایی مانند بهینه‌سازی در کنار این مسئله، تزریق گاز می‌تواند باز یافت نفت بیشتری در مقایسه با دیگر روش‌ها از جمله پمپ‌های درون‌چاهی داشته باشد. با توجه به محدود بودن گاز در دسترس در میدان، بهینه‌سازی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌باشد. به این معنی که گاز در دسترس طوری بین چاه‌ها تقسیم شود که در مجموع بیشترین مقدار نفت از آن‌ها حاصل گردد. براساس خواص مخزن و چاه، مقدار بهینه نرخ تزریق برای چاه‌های مختلف متفاوت است [۴]. فشار مخزن یکی از پارامترهای تعیین‌کننده در تخصیص بهینه گاز است. در واقع فشار مخزن در هر زمان تغییر می‌کند، این تغییر باعث تغییر خواص مخزن و چاه می‌گردد و تأثیر زیادی بر میزان تولید در مرحله زمانی بعدی دارد [۵]. بنابراین با توجه به ارتباط نرخ تزریق گاز با خواص مخزن، چاه و فشار مخزن، یک مدل پویا باید در نظر گرفته شود و نرخ‌های تزریق بهینه در مقابل زمان باید مشخص گردد [۶ و ۷]. اکثر کارهای قبلی در بهینه‌سازی تخصیص گاز فشار مخزن را نادیده گرفته و بهینه‌سازی را برای کل بازه زمانی ثابت فرض کردند. مسئله تخصیص نرخ‌های تزریق گاز بهینه به هر چاه در فرازآوری با گاز با محدودیت گاز در دسترس با استفاده از الگوریتم ژنتیک توسط مارتینز و همکارانش بررسی شد [۸]. پیشنهاد الگوریتم کلونی مورچگان برای بهینه‌سازی با محدودیت گاز در دسترس و قابلیت‌های الگوریتم ژنتیک در حل مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز توسط زرافت و همکاران صورت گرفت. طبق نتایج بررسی شده، الگوریتم ژنتیک عملکرد بهتری را با

تکرار و زمان محاسبات کمتر نسبت به الگوریتم کلونی مورچگان داشت [۹]. رشیدی و همکارانش برای مدل‌سازی از برازش منحنی جدید با دقت بالا بهره بردند که زمان و حجم محاسبات کمتری داشت. همچنین، آن‌ها از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای تخصیص مقدار بهینه تزریق گاز به گروهی از چاه‌ها برای افزایش نرخ تولید نفت استفاده کردند [۱۰]. خامه‌چی و همکاران [۱۱] نشان دادند که بهینه‌سازی تولید در صنعت نفت و گاز، به‌ویژه در فرآیندهای فرازآوری مصنوعی با گاز، نقش مهمی در افزایش تولید و کاهش هزینه‌ها دارد. آن‌ها با استفاده از روش‌های شبیه‌سازی عددی و الگوریتم‌های بهینه‌سازی، تأثیر سناریوهای مختلف تزریق گاز را بررسی کردند. نتایج مطالعات آن‌ها تأکید می‌کند که انتخاب سناریوی بهینه تزریق، علاوه بر بهبود بهره‌وری، باعث کاهش ناپایداری تولید و افزایش ارزش اقتصادی میدان می‌شود. خامه‌چی و قرچه بیدختی [۱۲] به بررسی روش‌های فرازآوری مصنوعی با گاز پرداخته و تأثیر آن را بر بهبود تولید از مخازن نفتی تحلیل کردند. نتایج تحقیقات آن‌ها نشان می‌دهد که این روش با کاهش فشار ستون سیال و بهینه‌سازی شرایط جریان، می‌تواند به افزایش دبی تولیدی چاه‌ها کمک کند. همچنین، آن‌ها نشان دادند که بهینه‌سازی فرآیند تزریق گاز و تخصیص بهینه آن بین چاه‌های تولیدی نقش کلیدی در افزایش بهره‌وری مخزن و کاهش ناپایداری‌های عملیاتی دارد. به همین دلیل، مدل‌سازی و شبیه‌سازی این فرآیندها با استفاده از نرم‌افزارهای مهندسی مخزن و شبکه سطحی به یکی از حوزه‌های تحقیقاتی مهم تبدیل شده است. نامدار الگوریتم چرخه آب که از نظر نرخ همگرایی و عدم جذب در نقاط بهینه محلی عملکرد بسیار خوبی دارد را برای تخصیص گاز بین چاه‌های یکی از میدان‌های نفت سنگین جنوب غرب ایران با نرخ‌های از پیش تعیین شده تولید نفت، به کار برد.

عملیاتی که بازده اقتصادی بلندمدت یک میدان نفتی را بهینه می‌کند، استفاده کردند. آن‌ها مدل پویا را در کار خود در نظر گرفتند و بهینه‌سازی را با تقسیم مختلف زمان انجام دادند. مشاهدات آن‌ها نشان داد که حداکثر ارزش فعلی خالص زمانی حاصل می‌شود که طول عمر تولید به فواصل عملیات متوالی کافی با مقادیر مختلف بهینه قطر لوله، نرخ تزریق گاز و فشار جداکننده برای هر بازه تقسیم شود [۱۹]. میراسماعیلی و همکاران از شبکه‌های عصبی مصنوعی (الگوریتم‌های LM^۱، BR^۲) برای مدل‌سازی عملیات فراآوری با گاز و سپس از الگوریتم بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش-یادگیری برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آن‌ها بهینه‌سازی را تقریباً به مدت ۷ سال و به صورت دینامیکی انجام دادند و اثر کاهش فشار مخزن را در مطالعه خود مشاهده کردند و نرخ تزریق گاز زمان بعدی را با توجه به فشار مخزن فعلی بهینه کردند. نتایج نشان داد که دو مدل دارای قابلیت پیش‌بینی خوبی هستند اما مدل BR قوی‌تر و کارآمدتر از مدل LM به نظر می‌رسید و در خصوص بهینه‌سازی، با مشاهدات خود پی بردند که الگوریتم مبتنی بر آموزش-یادگیری از همگرایی سریع در عملیات بهینه‌سازی برخوردار است [۲۰]. مهدیانی و خامه چی، از روش عددی LQR برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آن‌ها مدل خود را پویا فرض کرده و تخصیص گاز را برحسب افت فشار در هر زمان بهینه‌سازی کردند. براساس مشاهدات آن‌ها استفاده از روش‌های عددی LQR منجر به سود خالص فعلی بالاتر در مقایسه با استفاده از روش اکتشافی شد [۶]. بنابر مطالعات صورت گرفته مشخص شد که تنها تعداد کمی از محققین به تأثیر مخزن و سابقه تولید بر فشار مخزن پرداختند و اکثر محققین تنها به یکبار بهینه‌سازی برای کل زمان بسنده کرده‌اند.

نتایج به این صورت بود که در شرایط تولید نفت کمتر، بهینه‌سازی از اهمیت بیشتری برخوردار است و می‌تواند منجر به افزایش تولید نفت اضافی شود [۱۳]. عاملی و زین العابدینی از مدل‌های پراکسی قوی از جمله پرسپترون چند لایه و برازش کلی برای ساخت تابع هدف استفاده کردند. علاوه بر این آن‌ها الگوریتمی جدید به نام الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری را برای بهینه کردن پارامترهای عملیاتی، مورد مطالعه خود قرار دادند. آن‌ها نتایج الگوریتم گرگ خاکستری را با الگوریتم ازدحام ذرات مقایسه کردند. در نهایت آن‌ها به برتری الگوریتم گرگ خاکستری به دلیل نداشتن پارامتر قابل تنظیم و همگرایی سریع پی بردند [۱۴]. عاملی و زین العابدینی از مدل‌های پراکسی قوی از جمله آبشارهای رو به جلو و پرسپترون‌های چندلایه برای ساخت تابع هدف استفاده کردند. سپس نرخ تزریق گاز را با استفاده از روش کلونی مورچه‌ها بهینه کردند. هدف به حداکثر رساندن ارزش فعلی خالص بود. نتایج بهینه‌سازی همگرایی سریع‌تر را در مدت زمان کوتاه‌تر نشان داد [۱۵].

همان‌طور که گفته شد فشار مخزن در اکثر مطالعات گذشته در نظر گرفته نشده است و طی بازه زمانی خاص تنها یکبار بهینه‌سازی صورت گرفته است. بنابراین می‌توان گفت تنها در چند تحقیق از مدل پویا بهره برده شده است [۱۶]. پلوسنیو و همکاران از MPC غیرخطی برای کنترل بهینه فرآیند فراآوری با گاز استفاده کردند. البته آن‌ها از یک مدل پویا استفاده کردند، اما کل زمان شبیه‌سازی تنها ۱۵ h بود [۱۷]. آن‌ها، مطالعه خود را ادامه دادند و پایداری چاه فراآوری با گاز دینامیکی را مطالعه کردند. آن‌ها نرخ‌ها را برای جلوگیری از جریان ناپایدار کنترل کردند، اما مشابه کار قبلی خود تنها ۱۲ h را در نظر گرفتند و اثر کاهش فشار مخزن را در مطالعه خود مشاهده نکردند [۱۸]. صادقی و محمودی در مطالعه‌ای، از الگوریتم ژنتیک و روش بهینه‌سازی مارکوارت به منظور تعیین پارامترهای

1. Levenberg-Marquardt
2. Bayesian Regularization

کنترلی همچون چوک سرچاهی، سرعت کمپرسور و... می‌باشد. روش بهینه‌سازی غیرخطی گپ این امکان را به ما می‌دهد تا یک تابع هدف خاصی را بیشینه کنیم و هم‌زمان محدودیت‌ها را در همه سطوح و کل سیستم در نظر بگیریم. از ماهیت اصلی گپ می‌توان به حل شبکه و بهینه‌سازی پاسخ شبکه به صورت دینامیکی اشاره کرد [۲۱].

روش کار

سیستم تولید مورد مطالعه شامل چهار حلقه چاه، مخزن و تأسیسات سطحی یکی از میادین نفتی واقع در ایران است. برای شبیه‌سازی این سیستم تولیدی از نرم‌افزار IPM استفاده شده است. پی وی تی پی برای شبیه‌سازی سیال، امبل برای نشان دادن مخزن و پراسپیر و گپ به ترتیب برای مدل‌سازی چاه‌ها و تجهیزات سطحی استفاده شدند. در نهایت برای ایجاد یک سیستم یکپارچه از نرم‌افزار گپ استفاده شد. این سیستم به مدت شش سال در حال تولید بود که شبیه‌سازی هر قسمت در ادامه توضیح داده شده است.

خصوصیات سیال

با استفاده از برنامه پی وی تی پی، مدل سیال ساخته شد. اگرچه سیالات دارای اجزای مختلفی هستند، اکثر مطالعات، ترکیب ثابتی را در نظر گرفته‌اند و شبیه‌سازی‌ها را با استفاده از یک سیال شبه جزئی (به‌عنوان مثال، نفت سیاه) انجام داده‌اند. تمام اجزای سیال به‌طور معمول به‌عنوان یک شبه جزء منفرد در نظر گرفته می‌شدند. این رویکرد دارای محدودیت‌های قابل توجهی است زیرا مدل نفت سیاه فشار نقطه حباب ثابتی را در نظر می‌گیرد و تأثیر ترکیبات اجزا را بر خواص سیال نادیده می‌گیرد. هنگام مدل‌سازی سیستم‌های فرازآوری با گاز (یا هر سیستم فرازآوری مصنوعی

در این مطالعه از بسته‌های پیوی‌تی‌پی، امبل، پراسپیر و گپ که همگی از نرم‌افزار IPM هستند برای شبیه‌سازی خواص سیال، رفتار مخزن و امکانات سطحی در یک سیستم فرازآوری با گاز پیوسته استفاده شد. برای ایجاد ارتباط و یکپارچگی بین بخش‌ها، هر یک از این اجزا در نرم‌افزار گپ ادغام شدند. سپس برای بهینه‌سازی از خود نرم‌افزار گپ استفاده شد. در این مطالعه محدودیت مورد توجه مربوط به بهینه‌سازی، تنها گاز در دسترس می‌باشد. بنابراین نرم‌افزار گپ همه بخش‌ها را به صورت هم‌زمان و یکپارچه شبیه‌سازی کرده و در هر گام زمانی متناسب با تولید نفت و فشار در زمان قبل، بهینه‌سازی انجام می‌دهد. به عبارتی دیگر مدل دینامیکی را در بهینه‌سازی در نظر می‌گیرد.

معرفی

مجموعه نرم‌افزاری IPM که توسط شرکت پترولیوم اکسپرت توسعه یافته است، برای شبیه‌سازی و بهینه‌سازی میدان در حال توسعه استفاده می‌شود. مجموعه نرم‌افزارهای IPM از جمله پیوی تی پی، امبل، پراسپیر، گپ، ریویل و ریزالو می‌توانند به صورت یکپارچه اجرا شوند. با کامل شدن مدل مخزن، چاه و سیستم‌های سطحی، سیستم تولید می‌تواند بهینه‌سازی انجام دهد. از کاربردهای نرم‌افزار IPM می‌توان به شبیه‌سازی شبکه‌های سطحی، بهینه‌سازی شبکه‌های سطحی، مدل‌سازی چاه، مخزن و پیش‌بینی تولید اشاره کرد. گپ یک ابزار بهینه‌ساز قدرتمند برای مهندسين بهره‌برداری جهت مدل‌سازی تأسیسات سطحی در یک سیستم تولیدی و تخصیص تولید می‌باشد. زمانی که با پراسپیر و امبل کوپل شود، قادر به بهینه‌سازی تولید کل میدان و همچنین پیش‌بینی تولید می‌باشد. روش بهینه‌سازی غیرخطی که در گپ استفاده می‌شود روش SQP^۱ است، این روش بسیار پیچیده، قوی و سریع است. گپ قادر به تشخیص مقادیر بهینه

1. Sequential Quadratic Programming

نفث سیاه و مدل‌های ترکیبی را ترکیب می‌کند. محاسبات اولیه افت فشار با استفاده از مدل نفث سیاه انجام شد و ترکیب هر بخش سیستم با استفاده از مدل ترکیبی کامل برآورد شد. همان‌طور که در **جدول ۱** نشان داده شده است، ترکیب سیال مورد استفاده در این مطالعه از ۱۷ جزء تشکیل شده است.

مخزن

در مرحله بعد، باید داده‌های ورودی مخزن وارد شود. این مرحله دارای چند بخش است که در **جدول‌های ۲ تا ۵** به ترتیب اطلاعات هر بخش آورده شده است.

که در آن سیال هیدروکربنی با سیال اصلی مخلوط می‌شود) در حالت ترکیبی، اکیداً توصیه می‌شود از حالت ردیابی ترکیبی استفاده شود. علت کاربرد این حالت این است که هنگام استفاده از حالت‌های دیگر، از یک معادله حالت کامل برای تعیین ترکیب سیال و خواص PVT استفاده می‌شود. فرضیه مدل EOS این است که اگر دو سیال با هم ترکیب شوند، سیال جدیدی تولید می‌شود. این بدان معنا است که پس از اختلاط نمی‌توان از نظر فیزیکی بین گاز فرازآوری مصنوعی و سیال مخزن تمایز قائل شد. بنابراین با توجه به وجود سیستم‌های بالابر گازی در چاه‌های تولیدی در این تحقیق، از مدل ردیابی سیالات استفاده شد. این رویکرد جنبه‌های

جدول ۱ ترکیب سیالات همراه با درصد مولی

نام	درصد مولی	نام	درصد مولی	نام	درصد مولی
N ₂	۰/۱۰۹۱۱	C ₄	۳/۵۱۷۸۱	C ₁₀	۷۵۷۲/۳
CO ₂	۰/۳۲۷۳۳	C ₅	۳/۵۵۴۹۹	C ₁₁ -C ₁₃	۲۵۹۴/۱۰
H ₂ S	۰/۱۰۹۱۱	C ₆	۴/۱۰۸۹۸	C ₁₄ -C ₂₅	۸۰۳۸/۲۲
C ₁	۱۳/۰۹۳۳	C ₇	۴/۰۲۰۵۱	C ₂₅ -C ₅₀	۳۸۲۶/۱۶
C ₂	۲/۵۲۷۰۲	C ₈	۳/۹۳۳۸	C ₅₀₊	۹۶۸۵۲/۳
C ₃	۳/۷۷۸۴۳	C ₉	۳/۸۴۶۳۸		

جدول ۳ اطلاعات آبد

مدل	کارتر- تریسی	
ضخامت مخزن	۱۴۷۰	ft
شعاع مخزن	۳۰۰۰۰	ft
نسبت شعاع خارجی به داخلی	۱/۲۱۶۲۵	
زاویه نفوذ آب	۳۶۰	°
تراوایی آبد	۰/۳۷۵	mD

جدول ۲ اطلاعات مخزن

نوع مخزن	نفث	
دما	۱۶۸	°F
فشار اولیه	۲۹۲۱	psia
تخلخل	۰/۱۷	-
اشباع باقی‌مانده	۰/۵۰۵۲	-
تراکم‌پذیری آب	۲/۹۷e-۶	psi/۱
کلاک گاز اولیه	۰	
نفث درجای اولیه	۹۸۰	MMSTB
تاریخ شروع تولید	۸/۱/۱۹۶۴	Date m/d/y

جدول ۵ اطلاعات تراوایی نسبی

توان	نقطه پایانی	اشباع باقی‌مانده	
	کسر	کسر	
۴	۰/۳	۰/۵۰۵۲	تراوایی نسبی آب
۴	۰/۳	۰/۲	تراوایی نسبی نفث
۴	۰/۷	۰	تراوایی نسبی گاز

جدول ۴ اطلاعات تراکم‌پذیری سنگ

تراکم‌پذیری سنگ	۳ e-۶	۱/psi
-----------------	-------	-------

• پارامترهای مخزن

• آبد

• تراوایی نسبی

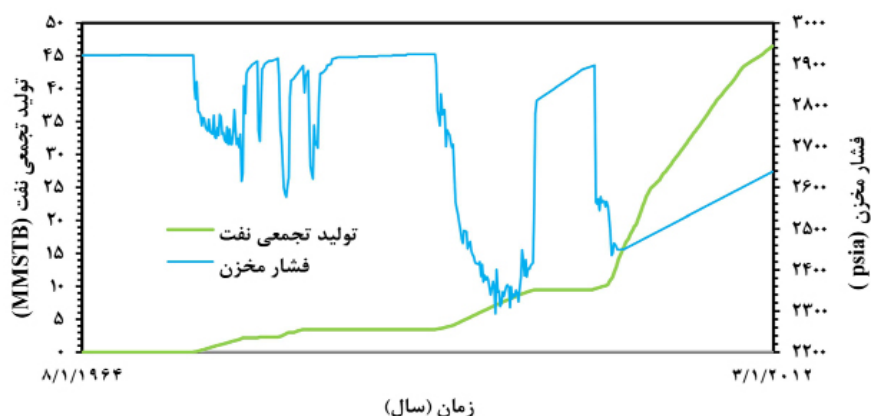
دما، فشار اولیه و تخلخل مخزن به ترتیب 168°F ، ۱۷/۰ psia، ۲۹۲۱، می باشد و تاریخچه تولید این مخزن از ۱۰۸/۰۱/۱۹۶۴ تا ۲۰۱۲/۳/۱ می باشد که همراه با برخی اطلاعات به صورت تاریخچه تولید وارد می شود. نمودار فشار مخزن و تولید تجمعی نفت در شکل ۱ ارائه شده است. در طول تقریباً ۵۰ سال رفتار غیر یکنواختی از فشار مخزن از جمله روند صعودی به دلیل سعی در افزایش فشار مخزن جهت تولید از آن و روند نزولی به دلیل تولید از مخزن دیده می شود. اما در نهایت به دلیل تولید، فشار مخزن به طور کلی کاهش یافته است. و تولید نفت تجمعی به صورت سالانه افزایش می یابد.

مدل چاه

مخزن مورد مطالعه دارای ۴ چاه تولیدی نفت می باشد. این مخزن از این ۴ چاه (A,B,C,D) برای تولید نفت استفاده می کند. همه چاهها به استثنای چاه C به صورت زاویه دار و چاه C به صورت عمودی حفاری شده اند. نمونه ای از اطلاعات وارد شده برای چاه A در بخش تنظیمات در جدول

۶ آورده شده است. اطلاعات دیگر چاهها در این قسمت، مشابه چاه A می باشد، تفاوت آنها اغلب در نوع تکمیل چاه می باشد. لازم به ذکر است که چاه A,B,D بصورت باز حفر شده اند و نوع تکمیل چاه A,B به صورت پری پکد^۱ و چاه D، به صورت اسلاتد لاینر^۲ می باشد و چاه C به صورت حفر بسته بوده و از نوع تکمیل گرول پکد^۳ می باشد اطلاعات کامل رشته تکمیل در پیوست ۱ (بخش های ۱-۴) ارائه شده است. جزئیات مربوط به چاه های C, B, A و D به ترتیب در پیوست های ۱-۱، ۲-۱، ۳-۱ و ۴-۱ موجود می باشد.

داده های PVT: پارامترها در بخش PVT، گراویته نفت برحسب درجه API، شوری آب برحسب ppm، گراویته گاز و نسبت گاز به نفت محلول هستند. در قسمت ناخالصی ها نیز درصد مولی نیتروژن، کربن دی اکسید و هیدروژن سولفید را می توان وارد نمود. علاوه بر این برای توصیف خواص سیال، داده های مورد نظر اعم از ضریب حجمی نفت و گاز، نسبت گاز به نفت، ویسکوزیته نفت و آب در فشارهای مختلف به صورت جدول وارد شد. اطلاعات مربوط به این داده ها در جدول ۷ آورده شده است. در این بخش، بهترین رابطه برای داده های فشار-حجم-دما براساس دو پارامتر ۱ و ۲ تعیین می شود.



شکل ۱ فشار مخزن و تولید تجمعی نفت نسبت به زمان

1. Pre-Packed
2. Slotted-Liner
3. Gravel-Pack

جدول ۷ داده‌های مربوط به بخش PVT مخزن

سیال	نفت و آب	پیش‌بینی	فشار و دما (فراساحلی)
روش	مدل نفت سیاه	مدل	تخمین حدودی
جداکننده	جداکننده تک مرحله‌ای	دامنه	تمام سیستم
امولسیون‌ها	خیر	خروجی	نمایش داده‌های محاسباتی
هیدرات‌ها	غیر فعال کردن هشدار	نوع	چاه باز
ویسکوزیته آب	استفاده از همبستگی پیش فرض	کنترل شن	صافی از پیش بسته‌بندی شده
مدل ویسکوزیته	سیال نیوتنی	نوع جریان ورودی	شاخه منفرد
نوع جریان	جریان درون لوله مغزی	مخروطی شدن گاز	خیر
نوع چاه	تولیدی		
روش	فراز‌آوری با گاز (پیوسته)		
نوع	افت اصطکاک در فضای حلقوی		

پیوست ۱-۱. اطلاعات رشته تکمیل چاه A

ضخامت مخزن	۱۰۳/۹۳۷	m
تراوایی مخزن	۱۵۰	mD
بازه تولید	۲۹۰۶/۸۲	ft
شعاع چاه	۶/۱۲۵۰۴	inch
شعاع داخلی صفحه مشبک	۳/۵	inch
شعاع خارجی صفحه مشبک	۴	inch
تراوایی صفحه مشبک	۲۵۰۰۰	mD
بتای صفحه مشبک (آشفتگی)	۵۶۰۳۳/۸	ft/1
تراوایی محیط بیرونی	۱۰۰۰۰	mD
آشفتگی محیط بیرونی	۵۶۰۳۳/۸	ft/1

پیوست ۱-۲. اطلاعات رشته تکمیل چاه B

ضخامت مخزن	۱۰۳/۹۳۷	m
تراوایی مخزن	۳۵۰	mD
بازه تولید	۲۹۰۶/۸۲	ft
شعاع چاه	۶/۱۲۵۰۴	inch
شعاع داخلی لاینر	۳/۶	inch
شعاع خارجی لاینر	۴/۰۸	inch
ارتفاع شکاف	۴	inch
عرض شکاف	۰/۰۱	inch
تراکم شکاف‌ها	۳	ft/1
شعاع خارجی صفحه مشبک	۰	inch
تراوایی محیط بیرونی	۵۰۰۰۰	mD
آشفتگی محیط بیرونی	۵۶۰۳۳/۸	ft/1

پیوست ۱-۳ اطلاعات رشته تکمیل چاه C

تراوایی گراول پک	۹۰۰۰۰	mD
قطر سوراخ‌های مشبک	۱/۱	inch
تراکم شلیک‌ها	۳	ft/1
طول پک شن	۵	inch
بازه مشبک کاری	۶۰	ft
بازدهی مشبک کاری	۱	-
بتا (آشفتگی)	وارد شده	-
بتا (آشفتگی)	۴۳۲۶۹/۷	ft/1
روش	چند فازی	-

پیوست ۱-۴ اطلاعات رشته تکمیل چاه D

ضخامت مخزن	۱۰۳	m
تراوایی مخزن	۲۵۰	mD
بازه تولید	۲۹۰۶/۸۲	ft
شعاع چاه	۸/۵	inch
شعاع داخلی لاینر	۴	inch
شعاع خارجی لاینر	۴/۵	inch
ارتفاع شکاف	۴	inch
عرض شکاف	۰/۰۱	inch
تراکم شکاف‌ها	۳	ft/1
شعاع خارجی صفحه مشبک	۰	inch
تراوایی محیط بیرونی	۵۰۰۰۰	mD
آشفتگی محیط بیرونی	۵۶۰۳۳/۸	ft/1

جدول ۷ داده‌های مربوط به بخش PVT مخزن

نسبت گاز به نفت سازند	۱۲۵/۸	Scf/STB
گرانروی (وزن مخصوص) نفت	۲۲/۸۸	API°
گرانروی (وزن مخصوص) گاز	۱/۰۹۶	-
شوری آب	۲۵۰۰۰۰	ppm
درصد مولی سولفید هیدروژن	۰	-
درصد مولی دی‌اکسید کربن	۰	-
درصد مولی نیتروژن	۰	-

لسترو بیل و همکاران برای ویسکوزیته نفت انتخاب شد [۱۵]. نتایج هر یک از روابط تجربی برای ویسکوزیته نفت و خواص سیال برای نمونه Solution GOR در جداول ۸ و ۹ ارائه شده است.

هرچه مقدار پارامتر ۱ به ۱ و مقدار پارامتر ۲ به ۰ نزدیک‌تر باشد، دقت و تطابق رابطه PVT با داده‌ها بیشتر خواهد بود. بنابراین بهترین روابط حاکم برای توصیف خواص سیال به‌جز ویسکوزیته نفت

جدول ۸ نتایج به‌دست آمده از روابط تجربی برای تعیین بهترین رابطه ویسکوزیته نفت

برگمن-ساتن	اگبوگاه و همکاران	پتروسکی و همکاران	بگس و همکاران	بیل و همکاران	ویسکوزیته نفت
۱/۴۲۴۱۷	۰/۶۶۹۲۲	۱/۲۲۱۸۵	۱/۵۴۹۰۲	۱/۰۷۴۷۴	پارامتر ۱
۱/۷۴۱۷۲	-۷/۴۲۰۱۱	۱/۱۶۶۱۸	۱/۹۸۶۱۴	۰/۴۹۳۴۲	پارامتر ۲

جدول ۹ نتایج به‌دست آمده از روابط تجربی برای تعیین بهترین رابطه نسبت گاز به نفت

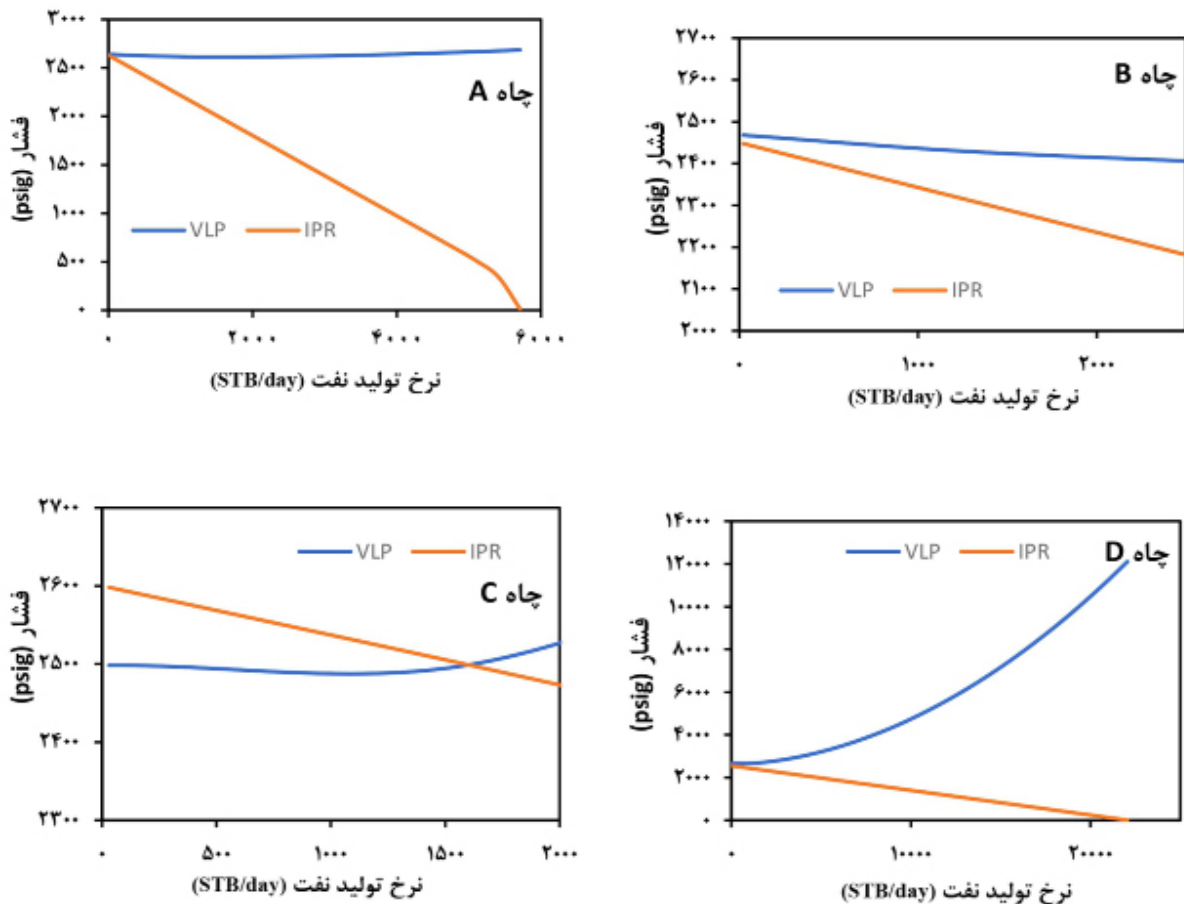
المهرون	پتروسکی و همکاران	وازکز-بگس	لساتر	استدینگ	گلاسو	نسبت گاز به نفت
۰/۸۷۱۹	۲/۰۳۶۹۷	۱/۱۹۶۵۱	۰/۸۸۹۵۳	۱/۱۱۹۵۷	۱/۲۵۴۳۱	پارامتر ۱
-۱/۰۶۸۹۵	-۱۷۶/۲۷۴	-۲/۵۸۲۵۲	-۰/۰۱۵۴۸	-۶/۰۵۳۸۳	-۱۰/۴۲۳۱	پارامتر ۲

برای هر چهار چاه رسم شد. نتایج در شکل ۲ آورده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود نمودار IPR-VLP در چاه‌های A، B و D همدیگر را قطع نکرده‌اند، بنابراین این چاه‌ها تولید ندارند. دو نمودار در چاه C، همدیگر را در مقدار STB/Day ۱۵۵۴/۴ قطع می‌کنند (فشار سرچاهی ۲۵۰ psig می‌باشد). بنابراین سه مورد از چاه‌های تولیدی (A، B و C) تحت عملیات فراآوری با گاز قرار می‌گیرد و تنها چاه C به‌صورت طبیعی تولید می‌کند. داده‌های Equipment: بعد از وارد کردن اطلاعات IPR، اطلاعات مخصوص تجهیزات درون چاهی و سرچاهی، اطلاعات مسیر چاه و اطلاعات زمین‌گرمایی وارد می‌شود. در قسمت برآورد انحراف با داشتن اطلاعات عمق اندازه گیری MD و عمق واقعی عمودی TVD نوع چاه از نظر عمودی بودن و یا زاویه دار بودن مشخص می‌شود. با توجه به این مسئله، همه چاه‌ها به استثنای چاه C به‌صورت زاویه‌دار و چاه C به‌صورت عمودی حفاری شده‌اند. شماتیک چاه A، خروجی از نرم‌افزار پراسپر برای نمونه در شکل ۳ (الف: عمق اندازه‌گیری شده نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی، ب: عمق عمودی واقعی نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی) آورده شده است. به‌دلیل اینکه تجهیزات سطحی توسط نرم‌افزار گپ مدل می‌شوند. اطلاعات این بخش در پراسپر وارد نمی‌شود.

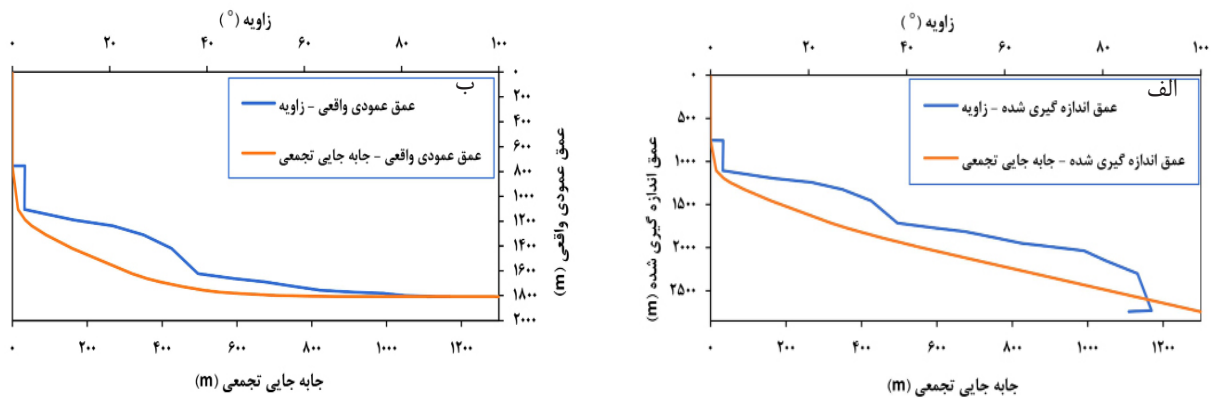
داده‌های IPR: در بخش IPR بسته به مدل مخزن، از روابط و پارامترهای مختلف استفاده می‌شود. در این مطالعه، برای محاسبه از فرمول و رابطه داری برای چاه‌های تولیدی استفاده می‌شود. رابطه داری، رابطه‌ای تجربی برای سیالات است که افت فشار سیال در طول یک لوله به‌دلیل اصطکاک را به‌سرعت متوسط جریان مرتبط می‌کند. در مدل داری، نرم‌افزار از رابطه جریانی داری در نقاط بالاتر از فشار نقطه حباب استفاده می‌کند و از رابطه ووگل در نقاط فشاری پایین‌تر از فشار نقطه حباب بهره می‌گیرد. ووگل رابطه تجربی خود جهت پیش‌بینی نمودار IPR چاه را ارائه کرد. وی رابطه خود را براساس نتایج شبیه‌سازی مخزن تهیه کرده بود. همچنین در مدل خود مخزن را به شکل مدور که یک چاه در مرکز آن تکمیل شده بود فرض کرد. در این مدل آثار گرانشی و تراکم‌پذیری سنگ و آب در آن قابل چشم‌پوشی هستند. بنابراین رابطه ووگل به‌طور گسترده‌ای برای تجزیه تحلیل عملکرد جریان داخلی چاه‌ها کاربرد دارد. رابطه ووگل در معادله زیر ارائه شده است. مقدار فشار حباب ۵۹۱/۸۳۹ psig می‌باشد.

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1)$$

Q دبی تولیدی (بشکه در روز)، Pwf فشار ته‌چاهی (psi)، Q_{max} دبی تولیدی بیشینه (بشکه در روز) و P_r فشار مخزن (psi) هستند. نمودارهای VLP و IPR در شرایط بدون فراآوری با گاز توسط نرم‌افزار پراسپر



شکل ۲ نمودار IPR-VLP برای چاه‌های A، B، C و D



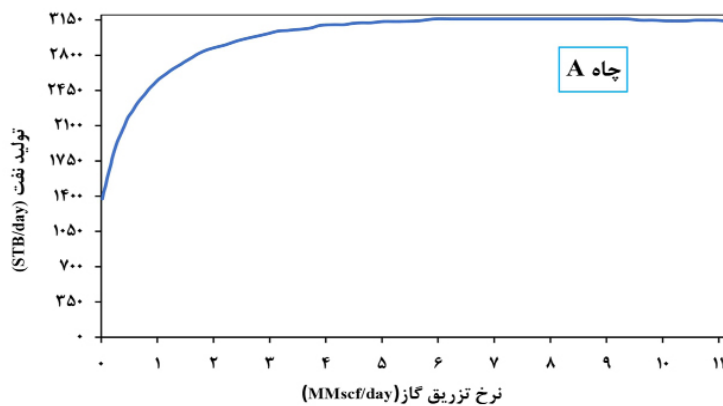
شکل ۳ شماتیک چاه D (الف: عمق اندازه‌گیری شده نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی، ب: عمق عمودی واقعی نسبت به زاویه و جابه‌جایی تجمعی)

ارائه شده است: پس از مدل‌سازی، نمودار عملکرد چاه‌ها توسط نرم‌افزار پراسپر رسم شدند. پیوست ۲ نمودار عملکرد فراآوری با گاز را نشان می‌دهد.

همچنین به دلیل نبود داده‌های تست برای تعیین بهترین روابط افت فشارچاهی، از پترولیوم اکسپرت ۲^۱ به‌عنوان بهترین رابطه جریانی افت فشار برای مدل چاه تولیدی انتخاب گردید. سایر اطلاعات چاه‌ها در جدول ۱۰ به‌طور خلاصه

جدول ۱۰ اطلاعات چاه‌های A، B، C و D

واحد	چاه A	چاه B	چاه C	چاه D
شاخص بهره وری (STB/day/psi)	۴/۸	۱۱/۳۵	۱۰/۴۳	۸/۳۳
قطر داخلی تیوپینگ (Inch)	۳/۹۵۸	۴/۸۶	۲/۹۹	۴/۹۸
قطر داخلی کیسینگ (Inch)	۸/۵۶	۸/۵۶	-	۸/۵۶
عمق عمودی واقعی (Ft)	۵۷۸۷/۴	۵۹۲۹/۸	۶۰۰۳/۹	۵۹۳۵/۸
درصد برش آب (%)	۰/۷	۱/۰	۰	۰/۱

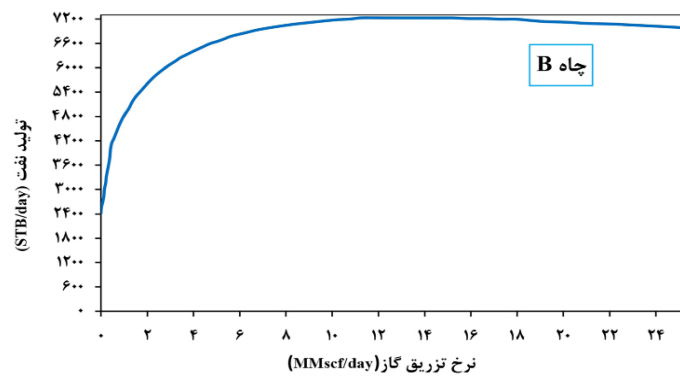


پیوست ۱-۱. اطلاعات رشته تکمیل چاه A

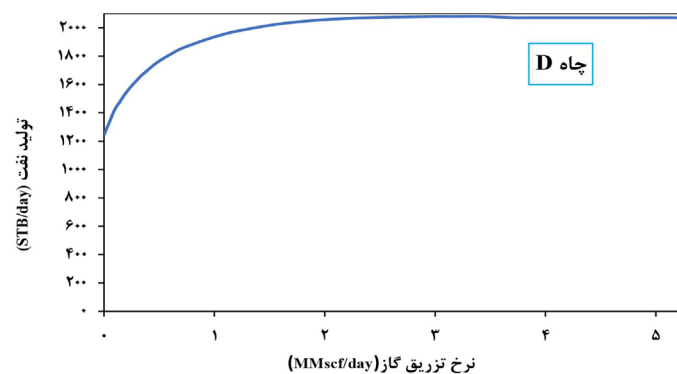
مدل تجهیزات سر چاهی

شبه‌سازی تجهیزات سطحی در نرم‌افزار گپ انجام می‌شود. علاوه بر این، برای برقراری ارتباط بین بخش‌های مختلف سیستم تولید، بخش‌های قبلی با عناصر مختلف در گپ مدل‌سازی می‌شوند. بنابراین برای مدل‌سازی، تمام اطلاعات موجود در نرم‌افزار امبل و پراسپر در داخل گپ وارد شدند. سپس با توجه به روند این نرم‌افزار بعد از وارد کردن اطلاعات چاه و مخزن، اطلاعات IPR، TPR توسط گزینه generate، فراخوان شدند. شماتیک تجهیزات سطحی توسط آیکون‌های مخصوص نرم‌افزار گپ رسم شد. تأسیسات سطحی از لوله‌های سطحی و جداکننده دو مرحله‌ای تشکیل شده است. جداکننده اول در فشار ۲۰۰ psig و دمای ۸۸ °F و جداکننده دوم در فشار و دمای استاندارد قرار دارد.

جزئیات مربوط به چاه A در پیوست ۱-۲، چاه B در پیوست ۲-۲ و چاه D در پیوست ۳-۲ موجود است. همان‌گونه که مشخص است با افزایش دبی تزریق گاز، دبی تولید نفت می‌یابد تا نهایتاً به میزان بیشینه‌ای رسیده و مجدداً کاهش می‌یابد. علت این کاهش، افزایش سرعت سیال وبالطبع، افزایش افت فشار اصطکاکی است که بر افت فشار ناشی از کاهش چگالی سیال غلبه کرده است. با استفاده از این نوع نمودارها مشاهده شد که چاه B بهتر از چاه A، C عمل می‌کند. به‌طور مثال با تزریق گاز به میزان ۳ MMscf/day به هریک از چاه‌ها می‌وان به ترتیب از چاه A، تقریباً ۳۰۰۰ STB/day، چاه B ۶۰۰۰ STB/day و از چاه D ۲۰۰۰ نفت تولید کرد. از طرفی شیب نمودار عملکرد چاه B از دو نمودار دیگر تندتر می‌باشد. بنابراین پیش‌بینی می‌شود نرم‌افزار بهینه‌ساز بیشتر تزریق گاز را به چاه B اختصاص دهد.



پیوست ۲-۲. نمودار عملکرد چاه B



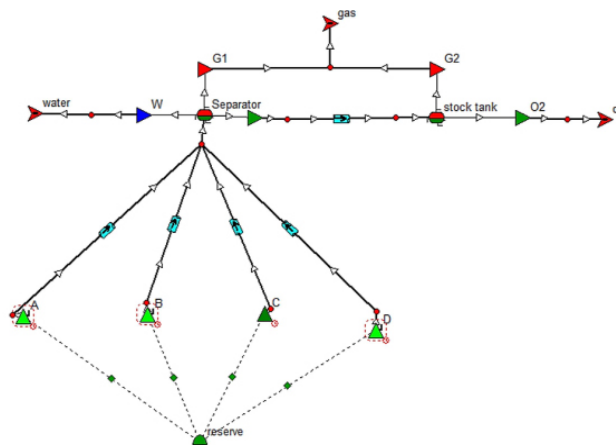
پیوست ۳-۲. نمودار عملکرد چاه D

فشار جداکننده پیش‌بینی بدون بهینه‌سازی صورت گرفت. اطلاعات موجود و نتایج پیش‌بینی در **جدول ۱۲** آورده شده است. همان‌طور که **جدول ۱۲** نشان می‌دهد، تولید نفت تجمعی طی بازه زمانی ۶ ساله بدون بهینه‌سازی تقریباً مقدار $16/402 \text{ MMSTB}$ به دست آمد. همچنین نمودار تولید تجمعی نفت پیش‌بینی شده توسط گپ نسبت به زمان در **شکل ۵** نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است، با توجه به میزان گاز در دسترس کل، نرخ تزریق گاز به میزان 3 MMscf/day برای چاه A و D، و به دلیل ضریب بهره‌دهی بالای چاه B، نرخ تزریق گاز به میزان 4 MMscf/day برای این چاه تخصیص یافت. تولید نفت تجمعی برای چاه‌های A، B، C و D به ترتیب $3/363$ ، $7/429$ ، $2/477$ و $3/133 \text{ MMSTB}$ حاصل شد و در مجموع $16/402 \text{ MMSTB}$ به دست آمد.

به دلیل عدم دسترسی به داده‌های تست جهت انتخاب بهترین رابطه افت فشار لوله‌های سطحی از رابطه پترولیوم اکسپرت^{۱۴} استفاده شد. **شکل ۴** مدل ساخته شده توسط نرم‌افزار گپ را نشان می‌دهد که توسط چهار چاه تولید می‌کند. همان‌طور که از شکل مشخص است چاه‌های تولیدی از مخزن به سرچاه وصل شده‌اند و در نهایت همه خروجی از چاه‌ها، وارد اولین تفکیک‌کننده واحد بهره‌برداری می‌شوند. **جدول ۱۱** اطلاعات لوله‌های سطحی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، لوله سطحی چاه C به صورت افقی است و سایر لوله‌ها به صورت مایل نصب شده‌اند.

بحث و نتایج

بعد از انجام شبیه‌سازی، یکبار پیش‌بینی بدون بهینه‌سازی و با گاز در دسترس 10 MMscf/day با اطلاعات موجود انجام شد. بدین منظور، از بخش پیش‌بینی نرم‌افزار گپ استفاده شد و با وارد کردن



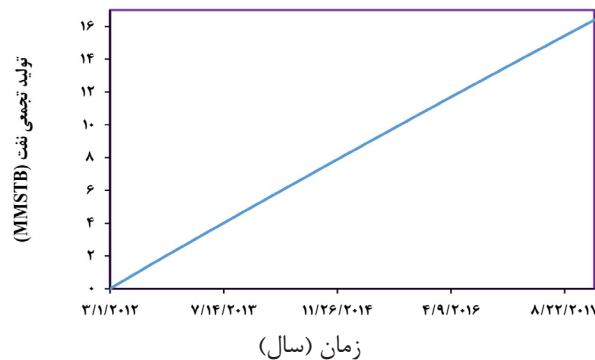
شکل ۴ نمایش شبکه تولیدی مدل ساخته شده توسط گپ

جدول ۱۱ اطلاعات لوله‌های سطحی

نوع	طول m	تغییر ارتفاع m	قطر داخلی inch	زبری inch
A	۴۰۰۰	-۱۱/۳	۸	۰/۰۰۰۶
B	۶۰۰	۲۵/۶	۶	۰/۰۰۰۶
C	۱۰۰	۰	۶	۰/۰۰۰۶
D	۱۶۳۰	۳۲	۸	۰/۰۰۰۶

جدول ۱۲ مقادیر نرخ تزریق گاز و تولید نفت تجمعی به دست آمده بدون بهینه‌سازی با محدودیت گاز در دسترس ۱۰ MMscf/day

چاه	A	B	C	D	مجموع
نرخ تزریق گاز MMscf/day	۳	۴	-	۳	۱۰
تولید نفت تجمعی MMSTB	۳/۳۶۳	۷/۴۲۹	۲/۴۷۷	۳/۱۳۳	۱۶/۴۰۲



شکل ۵ تولید تجمعی نفت نسبت به زمان

شد نرم‌افزار گپ از مدل پویا استفاده می‌کند و با در نظر گرفتن تغییرات فشار مخزن، بهینه‌سازی انجام می‌دهد. جدول ۱۳ نتایج حاصل از این بهینه‌سازی را نشان می‌دهد. در این جدول نرخ تزریق گاز برای هر چاه با توجه به تغییرات فشار مخزن توسط نرم‌افزار محاسبه شده است.

این نوع تخصیص نرخ تزریق گاز مناسب نمی‌باشد، چرا که بهینه‌سازی صورت نگرفته است. علاوه‌براین، این میزان نرخ تزریق گاز برای هر چاه در طول ثابت بوده و زمان و تغییرات فشار مخزن در نظر گرفته نشده است. بنابراین یکبار بهینه‌سازی توسط گپ با محدودیت گاز در دسترس ۳ MMscf/day انجام شد. همان‌طور که گفته

جدول ۱۳ نتایج بهینه‌سازی توسط نرم‌افزار گپ

زمان پیش‌بینی	فشارمخزن Psig	نرخ تزریق گاز چاه A	نرخ تزریق گاز چاه B	نرخ تزریق گاز چاه D	مجموع
۳/۱/۲۰۱۲	۲۶۱۵/۴۳	۱/۰۵۵	۱/۸۳۲	-/۱۱۳	۳
۴/۱/۲۰۱۲	۲۶۱۱/۷۲	۱/۲۷۶	۱/۵۹۲	-/۱۳۳	۳
۵/۱/۲۰۱۲	۲۶۰۸/۷۶	۱/۳۶	۱/۴۰۵	-/۲۳۶	۳
۶/۱/۲۰۱۲	۲۶۰۶/۲۱	۱/۳۱	۱/۳۷۷	-/۳۱۲	۳
۷/۱/۲۰۱۲	۲۶۰۴/۱۳	۱/۲۷۹	۱/۳۵۴	-/۳۶۷	۳
۸/۱/۲۰۱۲	۲۶۰۲/۳۳	۱/۳۰۲	۱/۲۹۱	-/۴۰۷	۳
۹/۱/۲۰۱۲	۲۶۰۰/۸۰	۱/۲۹۱	۱/۲۷۶	-/۴۳۳	۳
۱۰/۱/۲۰۱۲	۲۵۹۹/۵۳	۱/۲۶	۱/۲۸	-/۴۶	۳
۱۱/۱/۲۰۱۲	۲۵۹۸/۳۹	۱/۲۲۱	۱/۲۷۹	-/۵۰۱	۳
۱۲/۱/۲۰۱۲	۲۵۹۷/۴۲	۱/۲۱۹	۱/۲۵۹	-/۵۲۲	۳
۱/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۶/۵۳	۱/۱۷۹	۱/۲۷۲	-/۵۴۹	۳
۲/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۵/۷۲	۱/۱۸۲	۱/۲۵۷	-/۵۶۱	۳
۳/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۵/۰۶	۱/۱۳۹	۱/۳۹۶	-/۴۶۶	۳
۴/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۴/۳۸	۱/۰۹۳	۱/۴۸۲	-/۴۲۵	۳
۵/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۳/۷۷	۱/۰۸۵	۱/۴۷۸	-/۴۳۷	۳
۶/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۳/۱۸	۱/۰۷۹	۱/۴۷۳	-/۴۴۸	۳
۷/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۲/۶۳	۱/۰۷۶	۱/۴۶۸	-/۴۵۶	۳
۸/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۲/۰۸	۱/۰۶۷	۱/۴۶۸	-/۴۶۵	۳
۹/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۱/۵۵	۱/۰۶	۱/۴۶۷	-/۴۷۳	۳
۱۰/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۱/۰۵	۱/۰۵۶	۱/۴۶۳	-/۴۸۱	۳
۱۱/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۰/۵۵	۱/۰۵۱	۱/۴۵۹	-/۴۹۱	۳
۱۲/۱/۲۰۱۳	۲۵۹۰/۰۷	۱/۰۴۴	۱/۴۵۷	-/۴۹۹	۳
۱/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۹/۵۸	۱/۰۴۴	۱/۴۴۹	-/۵۰۷	۳
۲/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۹/۱۰	۱/۰۳۹	۱/۴۴۶	-/۵۱۵	۳
۳/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۸/۶۷	۱/۰۳۵	۱/۴۴۳	-/۵۲۱	۳
۴/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۸/۱۹	۱/۰۳۳	۱/۴۴	-/۵۲۶	۳
۵/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۷/۷۴	۱/۰۳۸	۱/۴۵۷	-/۵۰۵	۳
۶/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۷/۲۷	۱/۰۳۲	۱/۴۵۵	-/۵۱۳	۳
۷/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۶/۸۲	۱/۰۵۹	۱/۵۶۹	-/۳۷۳	۳
۸/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۶/۳۷	۱/۰۶۵	۱/۵۵۸	-/۳۷۷	۳
۹/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۵/۹۲	۱/۰۷	۱/۵۴۷	-/۳۸۲	۳
۱۰/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۵/۴۸	۱/۰۶۳	۱/۵۵۱	-/۳۸۷	۳
۱۱/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۵/۰۳	۱/۰۶۲	۱/۵۴۷	-/۳۹۱	۳
۱۲/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۴/۵۹	۰/۹۷۷	۱/۶۴۷	-/۳۷۶	۳
۱/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۴/۱۴	۰/۹۷۷	۱/۶۴۳	-/۳۸	۳
۲/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۳/۶۸	۰/۹۷۶	۱/۶۳۸	-/۳۸۶	۳
۳/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۳/۲۷	۰/۹۲۷	۱/۶۶۶	-/۴۰۷	۳

ادامه جدول ۱۳ نتایج بهینه‌سازی توسط نرم‌افزار گپ

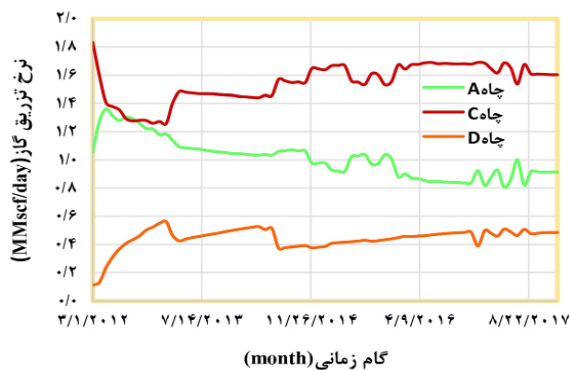
۴/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۲/۸۱	۰/۹۲۱	۱/۶۶۸	۰/۴۱۲	۳
۵/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۲/۳۷	۰/۹۱۷	۱/۶۶۷	۰/۴۱۵	۳
۶/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۱/۹۱	۱/۰۲۲	۱/۵۵۹	۰/۴۱۹	۳
۷/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۱/۴۶	۱/۰۲۵	۱/۵۵۱	۰/۴۲۴	۳
۸/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۰/۹۹	۱/۰۳۸	۱/۵۳۳	۰/۴۲۹	۳
۹/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۰/۵۳	۰/۹۶۹	۱/۶۰۹	۰/۴۲۲	۳
۱۰/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۰/۰۸	۰/۹۷۳	۱/۶۰۱	۰/۴۲۶	۳
۱۱/۱/۲۰۱۵	۲۵۷۹/۶۲	۱/۰۴۲	۱/۵۱۳	۰/۴۴۵	۳
۱۲/۱/۲۰۱۵	۲۵۷۹/۱۷	۱/۰۰۹	۱/۵۵۲	۰/۴۳۹	۳
۱/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۸/۷۱	۰/۸۸	۱/۶۷۲	۰/۴۴۸	۳
۲/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۸/۲۵	۰/۹۰۱	۱/۶۴۲	۰/۴۵۷	۳
۳/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۷/۸۲	۰/۸۷۲	۱/۶۷۳	۰/۴۵۵	۳
۴/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۷/۳۶	۰/۸۶۶	۱/۶۷۵	۰/۴۵۹	۳
۵/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۶/۹۱	۰/۸۵۳	۱/۶۸۶	۰/۴۶۱	۳
۶/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۶/۴۵	۰/۸۴۵	۱/۶۸۹	۰/۴۶۷	۳
۷/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۶/۰۱	۰/۸۴۷	۱/۶۸	۰/۴۷۲	۳
۸/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۵/۵۵	۰/۸۴۲	۱/۶۸۲	۰/۴۷۶	۳
۹/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۵/۰۹	۰/۸۴	۱/۶۸	۰/۴۸	۳
۱۰/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۴/۶۴	۰/۸۳۹	۱/۶۷۹	۰/۴۸۲	۳
۱۱/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۴/۱۸	۰/۸۳۵	۱/۶۸	۰/۴۸۵	۳
۱۲/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۳/۷۴	۰/۸۳۷	۱/۶۷۷	۰/۴۸۶	۳
۱/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۳/۲۸	۰/۸۴۸	۱/۶۶۸	۰/۴۸۴	۳
۲/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۲/۸۱	۰/۸۱۷	۱/۶۸۴	۰/۴۹۹	۳
۳/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۲/۴۰	۰/۸۷۹	۱/۶۳۹	۰/۴۸۲	۳
۴/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۱/۹۴	۰/۹۲۷	۱/۶۱۶	۰/۴۵۷	۳
۵/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۱/۴۹	۰/۸۰۹	۱/۶۸۵	۰/۵۰۷	۳
۶/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۱/۰۳	۰/۸۶۴	۱/۶۴۹	۰/۴۸۸	۳
۷/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۰/۵۹	۱	۱/۵۳۵	۰/۴۶۵	۳
۸/۱/۲۰۱۷	۲۵۷۰/۱۳	۰/۸۲	۱/۶۷۴	۰/۵۰۶	۳
۹/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۹/۶۷	۰/۹۱۶	۱/۶۰۸	۰/۴۷۶	۳
۱۰/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۹/۲۲	۰/۹۲۹	۱/۶۰۳	۰/۴۶۸	۳
۱۱/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۸/۷۶	۰/۹۱۳	۱/۶۰۵	۰/۴۸۲	۳
۱۲/۱/۲۰۱۷	۲۵۶۸/۳۲	۰/۹۰۸	۱/۶۰۲	۰/۴۹	۳
۱/۱/۲۰۱۸	۲۵۶۸/۳۲	۰/۹۰۸	۱/۶۰۲	۰/۴۹	۳

که این شکل نشان می‌دهد، فشار مخزن به شدت به تولید سیال وابسته است. از طرفی، تولید و افت فشار مخزن به‌طور هم‌زمان در نزدیکی برخی چاه‌ها به دلیل سهم بیشتر برخی از چاه‌ها از تزریق، بیشتر است. چاه‌های دیگر سهم گاز کمتری دارند و بنابراین نرخ تولید کمتر و کاهش فشار مخزن کمتری خواهند داشت. اما با توجه به اینکه میانگین فشار مخزن در این شکل در نظر گرفته شده است، می‌توان گفت تخصیص گاز بین چاه‌ها اثر کمی بر فشار متوسط مخزن دارد. **شکل ۷** نرخ تزریق گاز برای هر یک از چاه‌ها با گذشت زمان در طی بهینه‌سازی را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل دیده می‌شود، مقدار گاز تولیدی هر چاه ثابت نیست و ممکن است در مراحل زمانی مختلف تغییر کند. دلیل این تغییر آن است که تولید گاز در هر مرحله باعث کاهش فشار مخزن می‌شود، و در نتیجه، چاه در مراحل بعدی عملکردی مشابه مرحله قبل نخواهد داشت. چاه‌های دیگر گاز کمتری دریافت کردند و در نتیجه تولید کمتری داشتند، افت فشار کمتری را تجربه کردند و بنابراین در مرحله زمانی بعدی می‌توانند پاسخ بهتری به بالاتر گاز داشته باشند. در نتیجه بهینه‌سازی سهم بیشتری از گاز را در آن مراحل زمانی به آن اختصاص می‌دهد. به‌طور کلی می‌توان گفت چاه D در تمام مراحل زمانی کمترین سهم گاز را به خود اختصاص می‌دهد، یعنی به تزریق گاز پاسخ خوبی نمی‌دهد و چاه C تقریباً بالاترین سهم گاز تزریقی را دارد و همچنین چاه A در بین این دو نمودار قرار دارد.

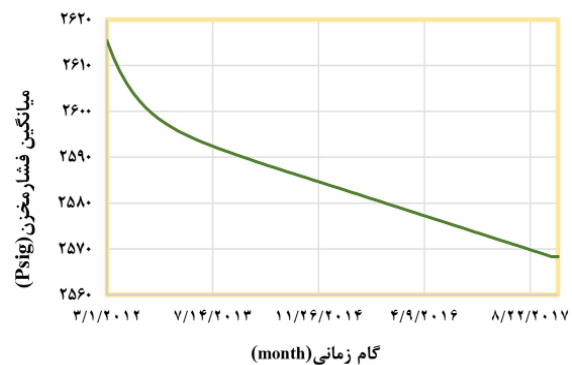
نرم‌افزار گپ، تولید نفت و فشار مخزن را در هر مرحله زمانی براساس تزریق گاز و فشار مخزن قبلی، قبل از اعمال تزریق تخمین می‌زند. در واقع فشار مخزن در این روش یک پارامتر معرف وضعیت مخزن و چگونگی تأثیر تولید قبلی بر سیستم است. میزان نرخ تخصیص یافته با توجه به ویژگی و پاسخ هر چاه نسبت به تزریق گاز می‌باشد. با توجه به روند نمودار عملکرد چاه B و اینکه شیب نمودار عملکرد چاه B از دو نمودار دیگر تندتر می‌باشد (همان‌طور که قبلاً ذکر شد)، می‌توان گفت که نرم‌افزار سعی داشته است در اکثر مواقع بیشتر نرخ تزریق گاز را به این چاه اختصاص دهد. همان‌طور که در **جدول ۱۴** آورده شده است، تولید نفت تجمعی برای چاه‌های D, C, B, A به ترتیب MMSTB ۲/۸۶, ۶/۸۹۳, ۲/۵۷۴ و ۲/۶۹۵ حاصل شد و در مجموع MMSTB ۱۵/۰۳۰ به دست آمد. این میزان، برتری این روش را نسبت به روش بدون بهینه‌سازی با محدودیت گاز در دسترس MMscf/day ۱۰ نشان می‌دهد. در روش قبلی با اینکه میزان گاز در دسترس بیشتر در اختیار بود ولی به دلیل بهینه نکردن نرخ تزریق گاز، ثابت در نظر گرفتن آن در طی زمان و نادیده گرفتن اثر تغییرات فشار مخزن میزان تولید نفت تجمعی کمتری با میزان MMSTB ۱۶/۴۰۲ نسبت به روش بهینه‌سازی حاصل شد. در حالی که با استفاده از روش بهینه‌سازی گپ با میزان گاز در دسترس کمتر، تولید نفت تجمعی نزدیک به مقدار MMSTB ۱۶ یعنی MMSTB ۱۵/۰۳۰ به دست آمد. **شکل ۶** کاهش فشار متوسط مخزن را با گذشت زمان نشان می‌دهد. همان‌طور

جدول ۱۴ تولید نفت تجمعی به دست آمده از بهینه‌سازی گپ با محدودیت گاز در دسترس MMscf/day ۲

چاه	A	B	C	D	مجموع
تولید نفت تجمعی MMSTB	۲/۸۶	۶/۸۹۳	۲/۵۷۴	۲/۶۹۵	۱۵/۰۳۰



شکل ۷ نرخ تزریق گاز هر یک از چاه با گذشت زمان



شکل ۶ فشار متوسط مخزن با گذشت زمان

چاهی دیگر با توجه به ویژگی هرچاه و از یک زمانی به زمان دیگر با توجه به تغییر ویژگی مخزن ناهمگن بعد از تغییر فشار، متفاوت است. نتایج نشان داد در روش اول با اینکه میزان در دسترس گاز بیشتر در اختیار بود ولی به دلیل بهینه نکردن نرخ تزریق گاز، ثابت در نظر گرفتن آن در طی زمان و نادیده گرفتن اثر تغییرات فشار مخزن میزان تولید نفت تجمعی کمتری حاصل شد. درحالی‌که با استفاده از روش بهینه‌سازی گپ با میزان گاز در دسترس کمتر، تولید نفت تجمعی نزدیک به مقدار $MMSTB 16/402$ به دست آمد. همان‌طور که گفته شد نرخ تزریق گاز در مراحل زمانی مختلف متفاوت است. هنگامی که نرخ تزریق گاز برای چاهی کم باشد، تولید و افت فشار آن نیز کاهش می‌یابد. بنابراین در گام زمانی بعد چاه برای دریافت مقدار گاز بیشتر افزایش پیدا می‌کند و بالعکس. لذا در نمودار رابطه نرخ تزریق گاز نسبت به زمان، پروفایل موجی شکل مشاهده می‌شود.

نتیجه‌گیری

فرازآوری مصنوعی با گاز یکی از مهم‌ترین عملیات برای افزایش تولید نفت از میادین نفتی است. باتوجه به محدود بودن گاز در دسترس در میدان، بهینه‌سازی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌باشد. به این معنی که گاز در دسترس باید طوری بین چاه‌ها تقسیم شود که در مجموع بیشترین مقدار نفت از آن‌ها حاصل گردد. براساس خواص مخزن و چاه، مقدار بهینه نرخ تزریق برای چاه‌های مختلف متفاوت است. این نقطه بهینه در زمان تولید تغییر می‌کند و یک مسیر بهینه ایجاد می‌کند. هنگامی که تزریق در مرحله اول انجام می‌پذیرد، تولید نفت از چاه مورد نظر با توجه به میزان نرخ تزریق گاز حاصل می‌گردد. در ادامه فشار مخزن کاهش پیدا کرده و خواص و ویژگی‌های مخزن تغییر می‌کند. در نتیجه تزریق گاز در مرحله بعد با توجه به فشار مخزن در گام زمانی قبل صورت می‌گیرد. بنابراین نرخ تزریق گاز از یک چاه به

مراجع

- [1]. Liu, X., Guo, B., & Tan, X. (2017). Petroleum production engineering. Gulf Professional Publishing.
- [2]. Guo, B., & Ghalambor, A. (2014). Natural gas engineering handbook. Elsevier.
- [3]. Khamehchi, E., & Mahdiani, M. R. (2017). Gas allocation optimization methods in artificial gas lift. Springer International Publishing.
- [4]. Khamehchi, E., Mahdiani, M. R., & Suratgar, A. A. (2019). Optimizing and stabilizing the gas lift operation by controlling the lift gas specific gravity. Journal of Petroleum Science and Technology, 9(3), 46-63. DOI: 10.22078/jpst.2018.3335.1530.
- [5]. Wang, J., Zhang, N., Wang, Y., Zhang, B., Wang, Y., & Liu, T. E. (2016). Development of a downhole in-charge inflow control valve in intelligent wells. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 29, 559-569. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.020.

- [6]. Mahdiani, M. R., Khamehchi, E., & Suratgar, A. A. (2021). Using linear-quadratic regulator to optimally control the gas lift operation. *Arabian Journal of Geosciences*, 14, 1-19.
- [7]. Mahdiani, M. R., Khamehchi, E., & Suratgar, A. A. (2019). Using modern heuristic algorithms for optimal control of a gas lifted field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106348. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106348.
- [8]. Martinez, E. R., Moreno, W. J., Moreno, J. A., & Maggiolo, R. (1994). Application of genetic algorithm on the distribution of gas-lift injection. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-26993). SPE. doi.org/10.2118/26993-MS.
- [9]. Zerafat, M. M., Ayatollahi, S., & Roosta, A. A. (2009). Genetic algorithms and ant colony approach for gas-lift allocation optimization. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 52(3), 102-107. doi.org/10.1627/jpi.52.102.
- [10]. Hamed, H., Rashidi, F., & Khamehchi, E. (2011). A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. *Petroleum Science and Technology*, 29(4), 418-427. doi.org/10.1080/10916460903394110.
- [11]. Khamehchi, E., Naderi, M., & Hajati, M. H. (2018). Integrated production optimization from a mature oil field using artificial gas lift by considering nonlinear operational constraints. *Journal of Petroleum Research*, 28(1-97), 61-69.
- [12]. Gharcheh Beydokhti, A., & Khamehchi, E. (2019). Production Enhancement of an Oil Field using Integrated Modeling and Optimal Control. *Journal of Petroleum Research*, 29(98-2), 34-45.
- [13]. Namdar, H. (2019). Developing an improved approach to solving a new gas lift optimization problem. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 2965-2978.
- [14]. Hamed, H., Rashidi, F., & Khamehchi, E. (2011). A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. *Petroleum Science and Technology*, 29(4), 418-427.
- [15]. Zeinilabedini, L., & Ameli, F. (2025). Optimization of Dynamic gas injection in artificial lift with limited gas using an integrated system. *Journal of Petroleum Research*.
- [۱۶]. آملی، ف. و زین‌العابدینی، ل. (۱۴۰۴). مروری بر مطالعات بهینه‌سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی، مهندسی گاز ایران، doi: IJGE-2401-1065.1-286.
- [17]. Plucenio, A., Pagano, D. J., Camponogara, E., Truple, A., & Teixeira, A. (2009). Gas-lift optimization and control with nonlinear mpc. *IFAC Proceedings Volumes*, 42(11), 904-909. doi.org/10.3182/20090712-4-TR-2008.00148.
- [18]. Plucenio, A., Ganzaroli, C. A., & Pagano, D. J. (2012). Stabilizing gas-lift well dynamics with free operating point. *IFAC Proceedings Volumes*, 45(8), 95-100. doi.org/10.3182/20120531-2-NO-4020.00016.
- [19]. Mahmudi, M., & Sadeghi, M. T. (2013). The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, 321-327. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.05.008.
- [20]. Miresmaeili, S. O. H., Zoveidavianpoor, M., Jalilavi, M., Gerami, S., & Rajabi, A. (2019). An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 819-830. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.076.
- [۲۱]. فلاحی دهپهنی، ا. (۱۳۹۵). بهبود میزان گاز تخصیصی بین چاه‌های تزریقی و تولیدی با بهره‌گیری از سیستم یکپارچه، پایان‌نامه.



Optimization of the Injected Gas Dynamically in the Artificial Lift Process Using an Integrated System

Leila Zeinolabedini and Forough Ameli*

School of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran

Ameli@iust.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5428.3416

Received: August 21, 2023

Accepted: October 11, 2023

Introduction

The output from a reservoir causes its pressure to drop, which lowers the rate at which oil is produced. The price of produced oil will keep falling until it falls below the economic rate. Artificial gas lift techniques are therefore required to increase output [1]. The gas supply is restricted, which is the main issue with this approach. Consequently, this approach has the potential to recover the most oil out of all the others by fixing the problem. Optimization is especially crucial in light of the restricted amount of gas accessible in the field [2]. One of the factors in the ideal distribution of gas is the reservoir. Since reservoir pressure can fluctuate at any time, changing the reservoir's pressure can also alter the reservoir's properties and the well's properties, which can significantly affect the next stage's production rate [3]. Thus, a dynamic model should be taken into consideration, and the ideal injection rate relative to time should be ascertained based on the relationship between the gas injection rate and the reservoir's characteristics, well, and pressure [4, 5]. Most previous studies have not considered reservoir pressure, and optimization has only been done once during a specific time span. Consequently, it can be concluded that the dynamic model was only applied in a small number of studies [6]. Using nonlinear MPC, Peluseno et al. (2009) achieved the best control over the gas lift process. They did, of course, employ a dynamic model, but the simulation took only fifteen hours in all [7].

The Marquardt optimization approach and genetic algorithms were employed by Sadeghi and Mahmoudi (2013) in their research to identify the operating lines

that maximized an oil field's economic efficiency. In their work, they took into account the dynamic model and divided the optimization process over time. According to their observations, the production lifespan can be divided into sufficient consecutive operation intervals with different optimal values, pipe sizes, gas injection, and separator pressure for each interval to reach the maximum net present value [8]. Mahdiani and Khamechi (2021) optimized gas allocation using the LQR numerical approach. Their approach was deemed dynamic and aimed to optimize the distribution of gas based on pressure drop at all times. Their findings indicate that the LQR numerical approaches produce a larger net profit than the heuristic approach [4].

In this study, fluid characteristics, reservoir behavior, and surface features in a continuous gas production system were simulated using the PVTP, mbal, Prosper, and Gap packages—all from IPM software.

Each of these elements was incorporated into the Gap software to facilitate communication and integration between the departments. The Gap program itself was then utilized for optimization. As a result, the Gap software simulates every component concurrently and holistically, optimizing each time step based on the oil production and pressure from the last run. Stated differently, it takes the dynamic model into account when optimizing.

Method

Four wells, a reservoir, and surface facilities from an Iranian oil field are part of the production system under study. This production system is simulated using

IPM software. The fluid was simulated using PVTP, the reservoir was modeled using mbal, and the wells and surface equipment were modeled using Prosper and Gap, respectively. Ultimately, an integrated system was created using Gap software. This system is supposed to be predicted by the Gap software for six years, from 2012 to early 2018. Fig. 1 shows a model made by Gap software.

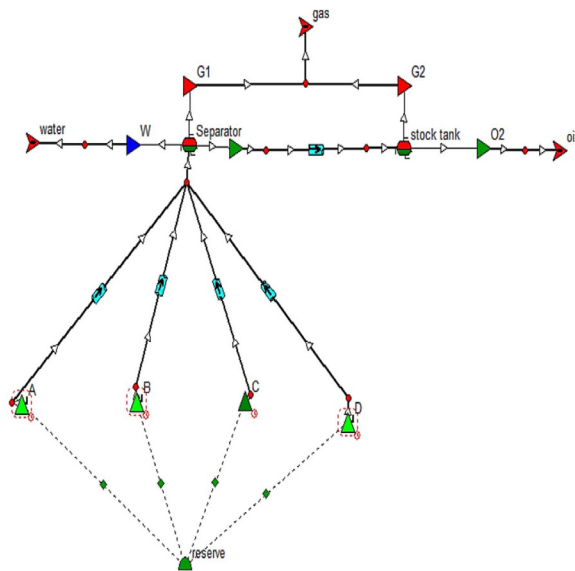


Fig. 1 Show the production network of the model made by Gap.

Results and Discussion

Following the simulation, a prediction using the available data and 10 MMscf/day of gas availability was made without optimization. The Gap software's prediction component was utilized for this, and by entering the separation pressure from 2012 to early 2018, a prediction was created without optimization. Table 1 provides the available data as well as the forecast outcomes. Table 1 illustrates that throughout the six-year period without optimization, the total oil production was roughly 16402 MMSTB.

Table 1 Gas injection rate values and prediction result obtained without optimization with available gas limit of 10 MMscf/day

Well	A	B	C	D	Total
Gas injection rate MMscf/day	3	0	-	3	10
Cumulative oil production MMSTB	3.363	7.429	2.477	3.133	16.402

As it is known, this type of gas injection rate allocation is not appropriate because optimization has not been done. In addition, the amount of gas injection rate for each well during the years 2012 to early 2018 is constant, and time and reservoir pressure changes are not considered. Therefore, optimization was done

once by Gap with the available gas limit of 3 MMscf/day. As mentioned, the Gap software uses a dynamic model and performs optimization by considering reservoir pressure changes. Based on gas injection and the reservoir pressure prior to injection, gap software calculates oil output and reservoir pressure at each time step. Actually, in this method, the reservoir pressure is a parameter that indicates the reservoir's state and how the previous production affects the system. Reservoir pressure is actually a quantity in this method that shows the condition of the reservoir and the effect of its previous production on the system. The features and reaction of each well to gas injection determine the allotted rate. It might be claimed that the program attempted to allocate the majority of the gas injection rate to well B because of its high production potential and efficiency factor. According to Table 2.

Table 2 Cumulative oil production obtained from the gap optimizer with an available gas constraint of 3 MMscf/day

Well	A	B	C	D	Total
Cumulative oil production MMSTB	2.86	6.893	2.574	2.695	15.030

In the previous method, although the amount of available gas was higher, due to not optimizing the gas injection rate, considering it constant over time, and ignoring the effect of reservoir pressure changes, the amount of cumulative oil production was lower. While using the Gap optimization method with less available gas, cumulative oil production was obtained close to 16.402 MMSTB. The decline in the average reservoir pressure over time is depicted in Fig. 2. This image illustrates how fluid production has a significant impact on reservoir pressure. On the other hand, certain wells receive less gas than others, which leads to lower production rates and a lesser decrease in reservoir pressure; yet, the production and pressure drop of the reservoir are greater in some wells because of their greater injection contribution. However, given that this statistic takes the average pressure of the reservoir into account, it can be concluded that the allocation has minimal impact on the average pressure of the reservoir. The gas injection rate for each well during optimization is displayed over time in Fig. 3. The chart makes it evident that each well's gas production is not consistent and might vary across a range of time intervals. This is due to the fact that when a time step passes, the well's pressure will decrease from the production that corresponded to it in earlier time steps. As a result, the well won't respond to the next injection as well as it did in the prior time step. The other wells could respond better to gas lift at a later time because they received less gas, which led to lower production and a decrease in pressure. Consequently, in such time steps, the optimizer allots a higher portion of the gas to it.



Fig. 2 Average reservoir pressure over time.

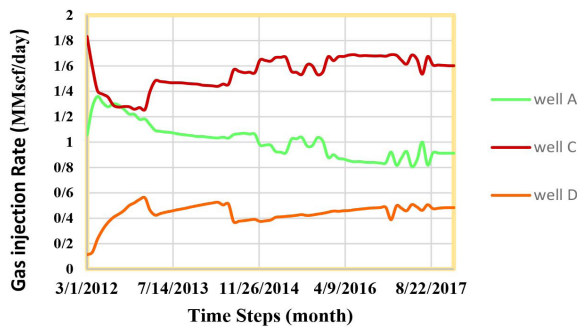


Fig. 3 The gas injection rate of each well over time.

Overall, it can be concluded that well D responds poorly to gas injection because it has the lowest share of gas throughout all time stages, well C has the nearly highest share of injected gas, and well A lies in the middle of these two graphs.

Conclusion

One of the most crucial procedures to boost oil production from oil fields is artificial gas lift. Optimization is especially crucial because of the restricted amount of gas that is available in the field. This implies that in order to extract the most oil possible from each well, the available gas must be distributed among them in a certain manner. The optimal injection rate varies depending on the characteristics of the reservoir and the well. During production, this optimal point shifts, resulting in an ideal path.

When the injection is done in the first stage, oil production is obtained from the desired well according to the gas injection rate. In the following, the pressure of the reservoir decreases, and the properties and characteristics of the reservoir change. As a result, gas injection is done in the next step according to the reservoir pressure in the previous time step. Therefore, the gas injection rate is different from one well to another according to the characteristics of each well and from one time to another according to the change in the characteristics of the heterogeneous reservoir after the pressure change.

The findings demonstrated that, even though there was more gas accessible in the first technique, there was

less cumulative oil output because the gas injection rate was not optimized, the value of optimization was constant over time, and reservoir pressure variations were not taken into account. Cumulative oil output was achieved near MMSTB16.402 when the gap optimization approach was used with less gas available. As mentioned before, the gas injection rate varies at different periods. A well experiences a decline in pressure and production when its gas injection rate is low. Therefore, in the next time step, the power of the well increases to receive more gas, and vice versa. So, in the graph of the relationship between the gas injection rate and the time, a waveform profile can be seen.

References

1. Liu, X., Guo, B., & Tan, X. (2017). Petroleum production engineering. Gulf Professional Publishing.
2. Khamchahi, E., Mahdiani, M. R., & Suratgar, A. A. (2019). Optimizing and stabilizing the gas lift operation by controlling the lift gas specific gravity. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(3), 46-63. doi: 10.22078/jpst.2018.3335.1530.
3. Wang, J., Zhang, N., Wang, Y., Zhang, B., Wang, Y., & Liu, T. E. (2016). Development of a downhole incharge inflow control valve in intelligent wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 559-569. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.020.
4. Wang, J., Zhang, N., Wang, Y., Gorelick S., Zhang, B., Wang, Y., & Liu, T. E. (2016). Development of a downhole incharge inflow control valve in intelligent wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 559-569. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.020.
5. Mahdiani, M. R., Khamchahi, E., & Suratgar, A. A. (2019). Using modern heuristic algorithms for optimal control of a gas lifted field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106348. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106348.
6. F. Ameli, L., & Zeinolabedini, (2024). A review on studying the optimization of gas injection using Artificial process, Iranian Gas Engineering Company, Iran.
7. Plucenio, A., Pagano, D. J., Camponogara, E., Traple, A., Teixeira, A. (2009). Gas-lift optimization and control with nonlinear mpc. *IFAC Proceedings Volumes*, 42(11), 904-909. doi.org/10.3182/20090712-4-TR-2008.00148.
8. Mahmudi, M., & Sadeghi, M. T. (2013). The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, 321-327. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.05.008.