

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

یلا زین العابدینی^۱، فروغ عاملی^{۱*}

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

Leila Zeinolabedini¹, Forough Ameli^{1*}

¹School of Petroleum, Oil and Gas Engineering,
Iran University of Science and Technology
Iran, Tehran

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 نرم افزار IPM استفاده شد. سیال، مخزن، چاه، تجهیزات سرچاهی به ترتیب با نرم افزارهای پیوی تی پی، امبل، پراسپر و گپ شبیه‌سازی شدند. سپس برای ایجاد سیستم یکپارچه، همه بخش‌ها با نرم افزار 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

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 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 هریک بر اساس موقعیت مخزن و چاه تعیین شده است و دارای مزایا و معایبی هستند [۲].

[۳]. در این 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. مهم ترین مشکل در این روش محدود بودن گاز در دسترس است. بنابراین، با روش‌هایی مانند بهینه‌سازی در کنار این مسئله، تزریق گاز می‌تواند بازیافت نفت بیشتری در مقایسه با دیگر روش‌ها از جمله پمپ‌های درون چاهی 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. بر اساس خواص مخزن و چاه، مقدار بهینه نرخ تزریق برای چاه‌های مختلف متفاوت است [۴]. فشار مخزن یکی از پارامترهای تعیین کننده 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 فشارمخزن، یک مدل پویا باید در نظر گرفته شود و نرخ‌های تزریق بهینه در مقابل زمان باید مشخص گردد. [۶، 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^۱ در سال ۱۹۹۴ 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 در سال ۲۰۰۹ توسط زرافت و همکاران^۲ صورت گرفت. طبق نتایج بررسی شده، الگوریتم ژنتیک عملکرد بهتری را با تکرار و زمان محاسبات کمتر نسبت به الگوریتم کلونی مورچگان داشت [۹]. در سال ۲۰۱۱، 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].

در سال ۲۰۱۹ 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 کاربرد. نتایج به این صورت بود که اهداف با تولید نفت کمتر، بهینه‌سازی اهمیت بیشتری دارد و نفت اضافی بیشتری تولید می‌کند [۱۱]. عاملی و زین العابدینی در سال ۲۰۲۳ از مدل‌های پراکسی قوی از جمله پرسپترون چند لایه و رگرسیون 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 [۱۲]. عاملی و زین العابدینی در سال ۲۰۲۴ 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 تکنیک کلونی مورچه‌ها بهینه کردند. هدف به حداکثر رساندن ارزش فعلی خالص بود. نتایج بهینه‌سازی همگرایی سریع‌تر را در مدت زمان کوتاه‌تر نشان داد [۱۳].

همانطور که گفته شد فشار مخزن در اکثر مطالعات گذشته در نظر گرفته نشده است و طی بازه‌ی زمانی خاص تنها یکبار بهینه‌سازی صورت گرفته است. بنابراین می‌توان گفت تنها در چند تحقیق از مدل پویا بهره بردند [۱۴]. در سال ۲۰۰۹، پلوسنیو و

^۱ Martinez, E., et al

^۲ Zerafat et al

همکاران^۳ 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 ساعت بود [۱۵]. آنها در سال ۲۰۱۲، 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 ساعت را در نظر گرفتند و اثر کاهش فشار مخزن را در مطالعه خود مشاهده نکردند [۱۶]. در سال ۲۰۱۳ صادقی و محمودی در مطالعه‌ای، از الگوریتم ژنتیک و روش بهینه‌سازی مارکوارت به منظور تعیین پارامترهای 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 [۱۷]. میراسماعیلی و همکاران در سال ۲۰۱۹ از شبکه‌های عصبی مصنوعی (الگوریتم‌های LM⁴، BR⁵) 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 پیش بینی 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 [۱۸]. در سال ۲۰۲۱ مهدیانی و خامه‌چی، از روش عددی LQR برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آنها مدل خود را پویا فرض کرده و تخصیص گاز را بر حسب افت فشار در هر زمان بهینه‌سازی کردند. بر اساس 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 تاثیر مخزن و سابقه تولید بر فشار مخزن پرداختند و اکثر محققین تنها به یکبار بهینه‌سازی برای کل زمان بسنده کرده‌اند. در این مطالعه از بسته‌های پیوی‌تی‌پی، امبل، پراسپر و گپ که همگی از نرم‌افزار IPM هستند برای شبیه‌سازی خواص سیال، رفتار مخزن و امکانات سطحی در یک سیستم فراآوری با گاز پیوسته استفاده شد. برای ایجاد ارتباط و یکپارچگی بین بخش‌ها، هر یک از این اجزا در نرم افزار گپ ادغام شدند. سپس برای بهینه‌سازی از خود نرم افزار گپ استفاده شد. در این مطالعه محدودیت مورد توجه مربوط به بهینه‌سازی، تنها گاز در دسترس می‌باشد. بنابراین نرم افزار گپ همه بخش‌ها را به صورت هم زمان 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

IPM مجموعه نرم افزار شرکت پترولیوم اکسپرت است که برای شبیه‌سازی و بهینه‌سازی میدان در حال توسعه استفاده می‌شود. مجموعه نرم افزارهای IPM از جمله پیوی تی پی، امبل، پراسپر، گپ، ریویل و ریزالو می‌توانند به صورت یک پارچه اجرا شوند. با کامل شدن مدل مخزن، چاه و سیستم‌های سطح، سیستم تولید می‌تواند بهینه‌سازی انجام دهد. از کاربردهای نرم افزار IPM می‌توان به شبیه‌سازی شبکه‌های سطحی، بهینه‌سازی شبکه‌های سطحی، مدل‌سازی چاه، مخزن و پیش بینی تولید اشاره کرد. گپ یک ابزار بهینه‌ساز قدرتمند برای مهندسين بهره برداری جهت مدل‌سازی شبکه سطح‌الأرضی در یک سیستم تولیدی و تخصیص تولید می‌باشد. زمانی که با پراسپر و امبل کوپل شود، قادر به بهینه‌سازی تولید کل میدان و همچنین پیش‌بینی تولید می‌باشد. تکنیک بهینه‌سازی

^۳ Plucenio et al.

^۴ Levenberg-Marquardt

^۵ Bayesian regularization

غیرخطی که در گپ استفاده می‌شود روش SQP⁶ است، این روش بسیار پیچیده، قوی و سریع است. گپ قادر به تشخیص مقادیر بهینه کنترلی همچون چوک سرچاهی، سرعت کمپرسور و... می‌باشد. تکنیک بهینه‌سازی غیرخطی گپ این امکان را به ما می‌دهد تا یک تابع هدف خاصی را ماکزیم کنیم و هم زمان 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 [۱۹].

روش کار

سیستم تولید مورد مطالعه شامل چهار حلقه چاه، مخزن و تاسیسات سطحی یکی از میادین نفتی واقع در ایران است. برای شبیه‌سازی این سیستم تولیدی از نرم افزار IPM استفاده شده است. پی وی تی پی برای شبیه‌سازی سیال، امبل برای نشان دادن مخزن و پراسپر و گپ به ترتیب برای مدل‌سازی چاه‌ها و تجهیزات سطحی استفاده شدند. در نهایت برای ایجاد یک سیستم یکپارچه از نرم افزار گپ استفاده شد. این سیستم به مدت شش سال از سال ۲۰۱۲ تا اوایل سال ۲۰۱۸ 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 گرفته اند و شبیه‌سازی‌ها را با استفاده از یک سیال شبه جزئی (به عنوان مثال، نفت سیاه) انجام داده اند. تمام اجزای سیال به طور معمول به عنوان یک شبه جزء منفرد در نظر گرفته می‌شوند. 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 فراآوری با گاز (یا هر سیستم فراآوری مصنوعی 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 معناست که پس از اختلاط نمی‌توان از نظر فیزیکی بین گاز فراآوری مصنوعی و سیال مخزن تمایز قائل شد. بنابراین با توجه به وجود سیستم‌های بالابرگازی در چاه‌های تولیدی در این تحقیق، از مدل ردیابی سیالات استفاده شد. این رویکرد جنبه‌های نفت سیاه و مدل‌های ترکیبی را ترکیب می‌کند. محاسبات اولیه افت فشار با استفاده از مدل نفت 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.

جدول ۱. ترکیب سیالات همراه با درصد مولی

نام	درصد مولی	نام	درصد مولی	نام	درصد مولی
N _۲	۰.۱۰۹۱۱	C _۱	۳.۵۱۷۸۱	C _{۱۰}	۳.۷۵۷۲
CO _۲	۰.۳۲۷۳۳	C _۲	۳.۵۵۴۹۹	C _{۱۱} -C _{۱۲}	۱۰.۲۵۹۴
H _۲ S	۰.۰۱۰۹۱۱	C _۳	۴.۱۰۸۹۸	C _{۱۳} -C _{۲۵}	۲۲.۸۰۳۸
C _۱	۱۳.۰۹۳۳	C _۴	۴.۰۲۰۵۱	C _{۲۵} -C _{۵۰}	۱۶.۳۸۲۶
C _۲	۲.۵۲۷۰۲	C _۵	۳.۹۳۳۸	C _{۵۰} +	۳.۹۶۸۵۲
C _۳	۳.۷۷۸۴۳	C _۶	۳.۸۴۶۳۸		

مخزن

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

- پارامترهای مخزن

جدول ۲. اطلاعات مخزن

Tank Type	oil	
Temperature	۱۶۸	Deg F
Initial pressure	۲۹۲۱	psia
Prosity	۰.۱۷	fraction
Connate Water Saturation	۰.۵۰۵۲	fraction
Water Compressibility	۲.۹۷e-۶	/psi\
Initial Gas Cap	۰	
Original oil In place	۹۸۰	MMSTB
Start of production	۸/۱/۱۹۶۴	Date m/d/y

- آبد

جدول ۳. اطلاعات آبد

Model	Carter-Tracy	
Reservoir Thickness	۱۴۷۰	feet
Reservoir Radius	۳۰۰۰۰	feet
Outer/Inner radius ratio	۱.۲۱۶۲۵	
Encroachment Angle	۳۶۰	degrees
Aquifer Permeability	۰.۳۷۵	md

- تراکم پذیری سنگ

جدول ۴. اطلاعات تراکم پذیری سنگ

Rock Compressibility	۳e-۶	/psi\
----------------------	------	-------

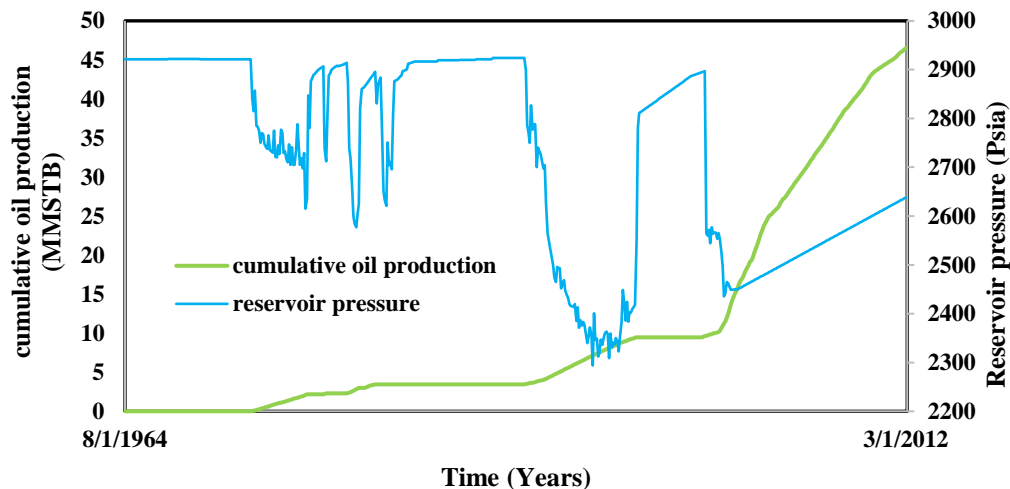
- تراوایی نسبی

جدول ۵. اطلاعات تراوایی نسبی

	Residual Saturation	End point	Exponent
	fraction	fraction	
krw	۰.۵۰۵۲	۰.۳	۴
kro	۰.۲	۰.۳	۴

4	0.7	0	krq
---	-----	---	-----

دما، فشار اولیه و تخلخل مخزن به ترتیب 168 F° ، 2921 Psia ، 0.17 می باشد و تاریخچه تولید این مخزن از $8/1/1964$ تا $3/1/2012$ 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 بطور کلی کاهش یافته است. و تولید نفت تجمعی بصورت سالانه افزایش می یابد.



شکل ۱. فشار مخزن و تولید تجمعی نفت نسبت به زمان

مدل چاه

مخزن مورد مطالعه دارای ۴ چاه تولیدی نفت می باشد. این مخزن از سال ۲۰۱۲ تا اوایل ۲۰۱۸ از این ۴ چاه (A,B,C,D) برای تولید نفت استفاده می کند. همه چاهها به استثنای چاه C به صورت زاویه دار حفاری شده اند. چاه C به صورت عمودی تولید می کند. نمونه ای از اطلاعات وارد شده برای چاه A در بخش آپشن^۷ در جدول ۶ آورده شده است. اطلاعات دیگر چاهها در این قسمت، مشابه چاه A می باشد، تفاوت آن ها 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 بصورت پری پکد^۸ و چاه D، به صورت اسلاتد لاینر^۹ می باشد و چاه C بصورت حفر بسته بوده و از نوع تکمیل گرول پکد^{۱۰} می باشد. اطلاعات کامل رشته تکمیل چاه در پیوست ۱ ارائه شده است.

جدول ۱. اطلاعات کلی چاه A در قسمت option پراسپر

- option^۷
- pre-packed^۸
- slotted-liner^۹
- gravel-pack^{۱۰}

Fluid	Oil and Water	Predict	Pressure and Temperature(off shore)
Method	Black oil	Model	Rough Approximation
Separator	Single Stage Separator	Range	Full System
Emulsions	No	Output	Show calculating data
Hydrates	Disable Warning	Type	Open Hole
Water Viscosity	Use Default Correlation	Sand control	Pre-Packed Screen
Viscosity Model	Newtonian Fluid	Inflow Type	Single Branch
Flow Type	Tubing Flow	Gas coning	No
Well Type	Producer		
Method	Gas lift(Continuous)		
Type	Friction Loss In Annulus		

داده‌های PVT: پارامترها در بخش PVT، گراویته نفت بر حسب درجه API، شوری آب بر حسب درجه ppm، گراویته گاز و نسبت گاز به نفت محلول هستند. در قسمت ناخالصی‌ها نیز درصد مولی نیتروژن، کربن دی اکسید و هیدروژن سولفید را می‌توان وارد نمود. علاوه بر این برای توصیف خواص سیال، داده‌های 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 داده‌ها در جدول ۷ آورده شده است.

جدول ۷. داده‌های مربوط به بخش PVT مخزن

Formation GOR	۱۲۵.۸	Scf/STB
Oil gravity	۲۲.۸۸	API
Gas gravity	۱.۰۹۶	Sp.gravity
Water salinity	۲۵.۰۰۰	ppm
S Mole percent H	.	percent
r Mole percent CO	.	percent
r Mole percent N	.	percent

در این بخش بهترین رابطه برای داده‌های فشار-حجم-دما توسط دو پارامتر ۱ و ۲ انتخاب می‌شود. به طوری که هر چه پارامتر ۱ به سمت یک و پارامتر ۲ به سمت صفر نزدیک شود، رابطه PVT بهتری از میان دیگر روابط خواهد داشت. بنابراین بهترین روابط حاکم برای توصیف خواص سیال بجز ویسکوزیته نفت لستر^{۱۱} و بیل و همکاران^{۱۲} برای ویسکوزیته نفت انتخاب شد. نتایج هر یک از روابط تجربی برای ویسکوزیته نفت و خواص سیال برای نمونه Solution GOR در جداول ۸ و ۹ ارائه شده است.

جدول ۸. نتایج به دست آمده از روابط تجربی برای تعیین بهترین رابطه ویسکوزیته نفت

Oil Viscosity	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton
---------------	------------	-------------	----------------	---------------	----------------

^{۱۱} Lasater

^{۱۲} Beal et.al

Parameter ۱	۱.۰۷۴۷۴	۱.۵۴۹۰۲	۱.۲۲۱۸۵	۰.۶۶۹۲۲	۱.۴۲۴۱۷
Parameter ۲	۰.۴۹۳۴۲	۱.۹۸۶۱۴	۱.۱۶۶۱۸	-۷.۴۲۰۱۱	۱.۷۴۱۷۲

جدول ۹. نتایج به دست آمده از روابط تجربی برای تعیین بهترین رابطه Solution GOR

Solution GOR	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Mahroun
Parameter ۱	۱.۲۵۴۳۱	۱.۱۱۹۵۷	۰.۸۸۹۵۳	۱.۱۹۶۵۱	۲.۰۳۶۹۷	۰.۸۷۱۹
Parameter ۲	-۱۰.۴۲۳۱	-۶.۰۵۳۸۳	-۰.۰۱۵۴۸	-۲.۵۸۲۵۲	-۱۷۶.۲۷۴	-۱۰.۶۸۹۵

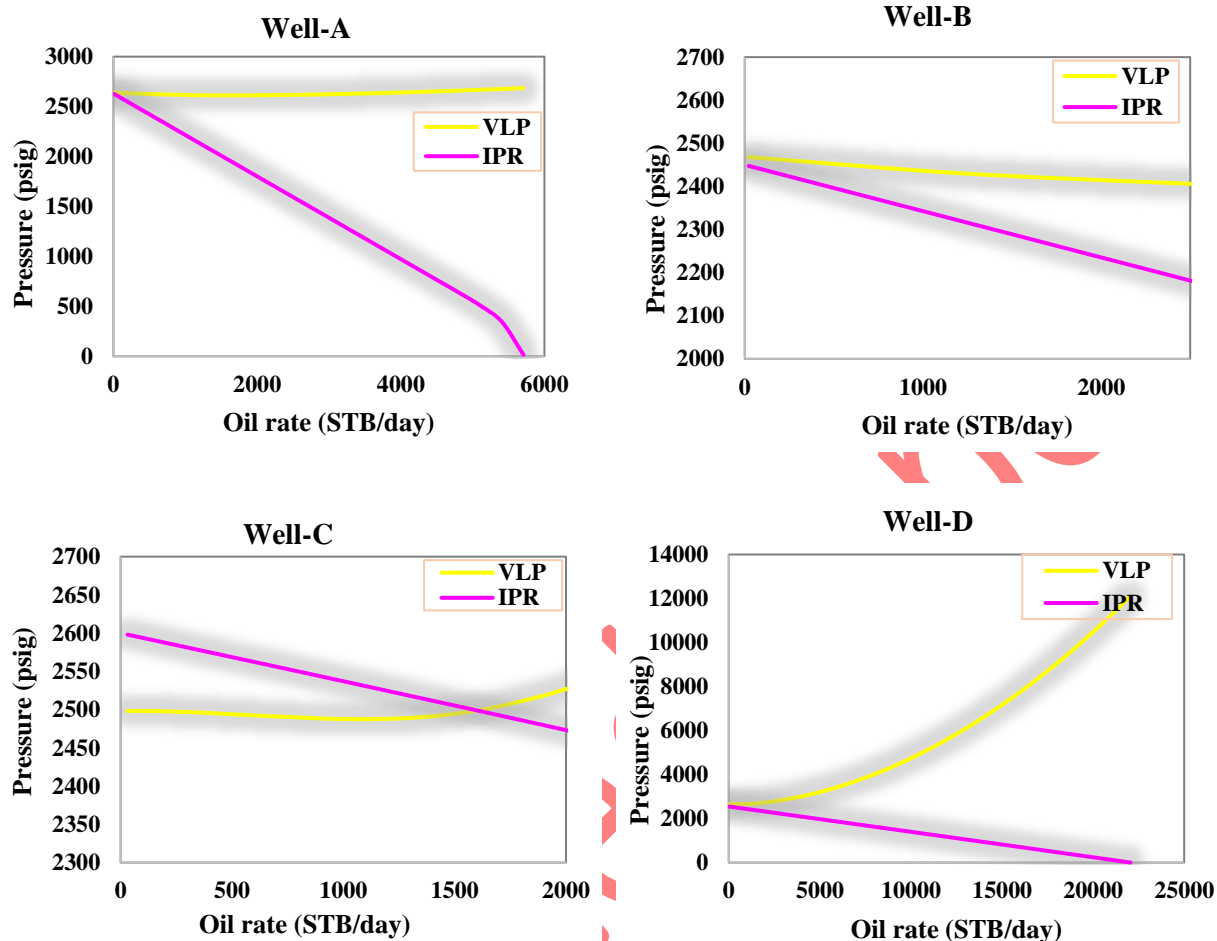
داده‌های IPR: در بخش IPR بسته به مدل مخزن، از روابط و پارامترهای مختلف استفاده می‌شود. در این مطالعه، برای محاسبه از فرمول و رابطه داری برای چاه‌های تولیدی استفاده می‌شود. رابطه داری، رابطه ای تجربی برای سیالات است که افت فشار سیال در طول یک لوله به دلیل اصطکاک را به سرعت متوسط جریان مرتبط می‌کند. در مدل داری، نرم افزار از رابطه جریانی داری در نقاط بالاتر از فشار نقطه حباب استفاده می‌کند و از رابطه ووگل در نقاط فشاری پایین تر از فشار نقطه حباب بهره می‌گیرد. ووگل در سال ۱۹۶۸ رابطه تجربی خود جهت پیش بینی نمودار IPR چاه را ارائه کرد. وی رابطه خود را براساس نتایج شبیه سازی 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 تراکم پذیری سنگ و آب در آن قابل چشم پوشی هستند. بنابراین رابطه ووگل به طور گسترده ای برای تجزیه تحلیل عملکرد جریان داخلی چاه ها کاربرد دارد.

رابطه ووگل در معادله زیر ارائه شده است. مقدار فشار حباب 591.839 psig می‌باشد.

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

P_{wf}	فشار ته چاهی	Q	دبی تولیدی
Pr	فشار مخزن	Q_{max}	ماکزیمم دبی تولیدی

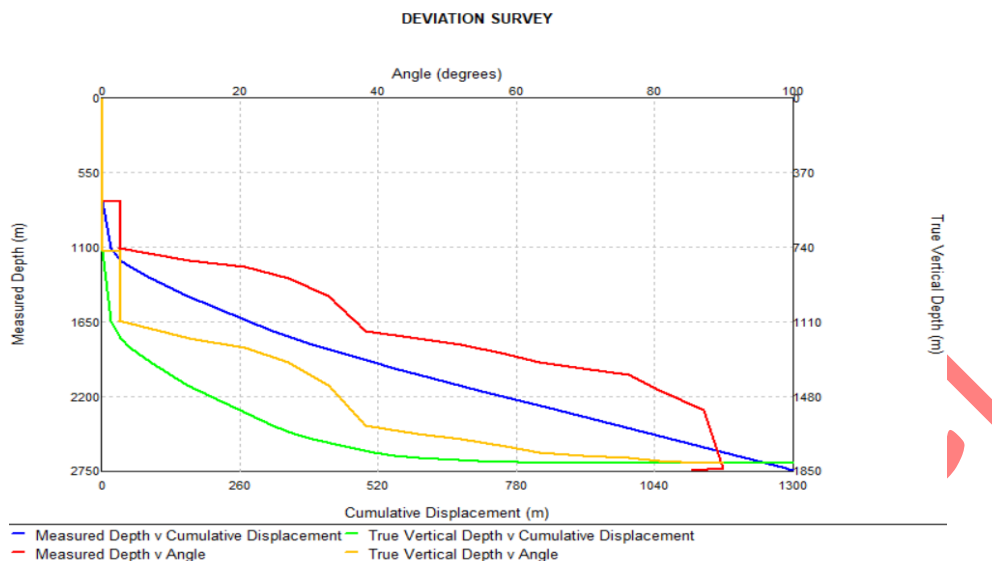
نمودارهای IPR, VLP در شرایط بدون فراآوری با گاز توسط نرم افزار پراسپر برای هر چهارچاه رسم شد. نتایج در شکل ۲ آورده شده است. همانطور که دیده می‌شود نمودار IPR-VLP در چاه‌های A.B.D هم‌دیگر را قطع نکرده اند، بنابراین این چاه‌ها تولید ندارند. دو نمودار در چاه C، هم‌دیگر را در مقدار 1554.4 STB/Day قطع می‌کنند. (فشار سرچاهی 250 psig می‌باشد).



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

بنابراین سه مورد از چاه‌های تولیدی (A-B-D) تحت عملیات فراآوری با گاز قرار می‌گیرد و تنها چاه C به صورت طبیعی تولید می‌کند.

داده‌های Equipment: بعد از وارد کردن اطلاعات IPR، اطلاعات مخصوص تجهیزات درون چاهی و سرچاهی، اطلاعات مسیر چاه و اطلاعات زمین گرمایی 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 مساله، همه چاه‌ها به استثنای چاه C به صورت زاویه دار حفاری شده‌اند. چاه C به صورت عمودی تولید می‌کند. شماتیک چاه A، خروجی از نرم افزار پراسپر برای نمونه در شکل ۳ آورده شده‌است. به دلیل اینکه تجهیزات سطحی توسط نرم افزار گپ مدل می‌شوند. اطلاعات این بخش در پراسپر وارد نمی‌شود.



شکل ۳. شماتیک چاه D

همچنین به دلیل نبود داده‌های تست برای تعیین بهترین روابط افت فشار چاهی، از پترولیوم اکسپرت^{۱۳} به عنوان بهترین رابطه جریان افت فشار برای مدل چاه تولیدی انتخاب گردید. سایر اطلاعات چاه‌ها در جدول ۱۰ بطور خلاصه ارائه شده‌است:

جدول ۱۰. اطلاعات چاه‌های A-B-C-D

	unit	Well-A	Well-B	Well-C	Well-D
Productivity index	(STB/day/psi)	۴.۸	۱۱.۳۵	۱۰.۴۳	۸.۳۳
Tubing inside diameter	(Inch)	۳.۹۵۸	۶.۲۷-۴.۸۶۲	-۲.۹۹ ۲.۴۴	۴.۹۸
Casing inside diameter	(Inch)	۸.۵۶	۸.۵۶	-	۸.۵۶
True vertical depth	(Feet)	۵۷۸۷.۴	۵۹۲۹.۸	۶۰۰۳.۹	۵۹۳۵.۸
Water cut	(percent)	۰.۷	۰.۱	۰	۰.۱

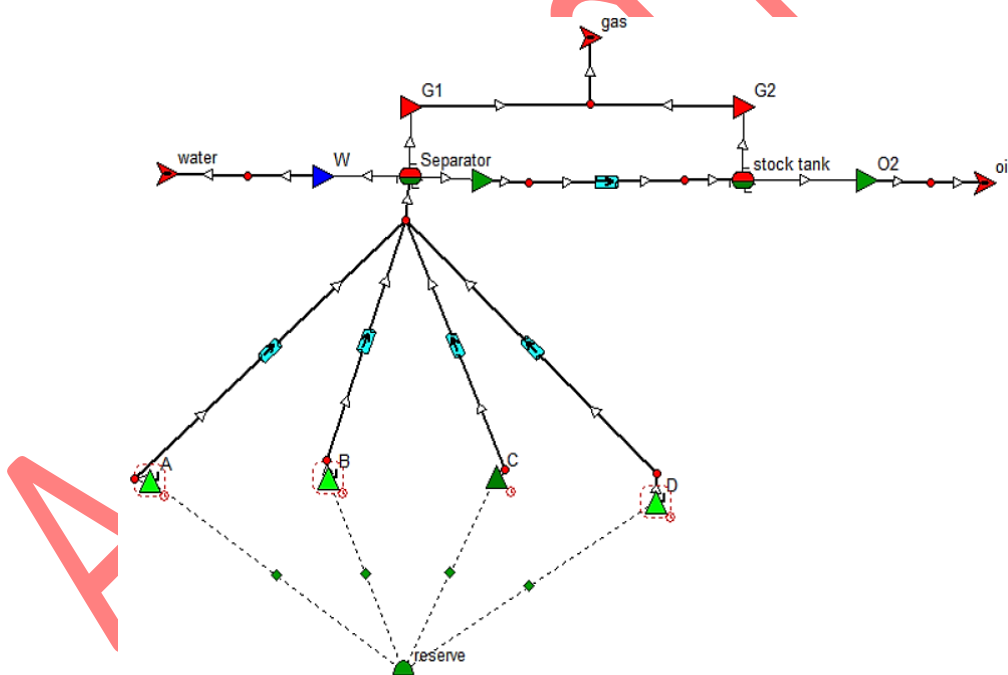
پس از مدل سازی، نمودار عملکرد چاه‌ها توسط نرم افزار پراسپر رسم شدند. پیوست ۲ نمودار عملکرد فراآوری با گاز را نشان می‌دهد. همانگونه که مشخص است با افزایش دبی تزریق گاز، دبی تولید نفت افزایش می‌یابد تا نهایتاً به میزان بیشینه ای رسیده و مجدداً کاهش می‌یابد. علت این کاهش، افزایش سرعت سیال وبالطبع افزایش 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. بطور مثال با تزریق گاز به میزان MMscf/day ۳ به هریک از چاه‌ها می‌توان به ترتیب از چاه A، تقریباً ۳۰۰۰ STB/day، چاه B ۶۰۰۰ STB/day و از چاه D ۲۰۰۰ STB/day نفت

تولید کرد. از طرفی شیب نمودار عملکرد چاه B از دو نمودار دیگر تندتر می‌باشد. بنابراین پیش بینی میشود نرم افزار بهینه ساز بیشتر تزریق گاز را به چاه B اختصاص دهد.

مدل تجهیزات سر چاهی

شبیه‌سازی تجهیزات سطح الارضی در نرم افزار 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 نرم افزار امبل و پراسپرد داخل گپ وارد شدند. سپس با توجه به روند این نرم افزار بعد از وارد کردن اطلاعات چاه و مخزن، اطلاعات IPR، TPR توسط گزینه generate، فراخوان شدند. شماتیک تجهیزات سطحی توسط آیکن‌های مخصوص نرم افزار گپ رسم شد. تاسیسات سطحی از لوله‌های سطحی و جداکننده دو مرحله‌ای تشکیل شده است. جداکننده اول در فشار 200 psig و دمای 88 درجه فارنهایت و جداکننده دوم در فشار و دمای استاندارد قرار دارد. به دلیل عدم دسترسی به داده‌های تست جهت انتخاب بهترین رابطه افت فشار لوله‌های سطحی از رابطه پترولیوم اکسپرت 4 استفاده شد. شکل 4 مدل ساخته شده توسط نرم افزار گپ را نشان می‌دهد که از سال 2012 تا اوایل سال 2018 توسط چهار چاه تولید می‌کند. همانطور که از شکل مشخص است چاه‌های تولیدی از مخزن به سرچاه وصل شده اند و در نهایت همه خروجی از چاه‌ها، وارد اولین تفکیک کننده واحد بهره برداری می‌شوند جدول 11 اطلاعات لوله‌های سطحی را نشان می‌دهد. همان طور که مشخص است، لوله سطحی چاه C به صورت افقی است و سایر لوله‌ها به صورت مایل نصب شده اند.



شکل 4. نمایش شبکه تولیدی مدل ساخته شده توسط گپ

جدول 11. اطلاعات لوله‌های سطحی

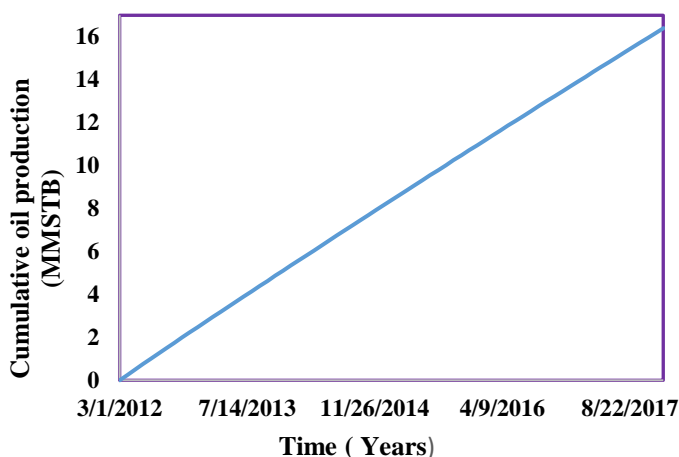
type	Length (m)	Elevation change (m)	Inside diameter inch	Roughness inch
A	۴۰۰	-۱۱.۳	۸	۰.۰۰۰۶
B	۶۰۰	۲۵.۶	۶	۰.۰۰۰۶
C	۱۰۰	۰	۶	۰.۰۰۰۶
D	۱۶۳۰	۳۲	۸	۰.۰۰۰۶

بحث و نتایج

بعد از انجام شبیه‌سازی، یکبار پیش بینی بدون بهینه‌سازی و با گاز در دسترس ۱۰ MMscf/day با اطلاعات موجود انجام شد. بدین منظور، از بخش پیش بینی نرم افزار گپ استفاده شد و با وارد کردن فشار جداکننده از سال ۲۰۱۲ تا اوایل سال ۲۰۱۸ پیش بینی بدون بهینه‌سازی صورت گرفت. اطلاعات موجود و نتایج پیش بینی در جدول ۱۲ آورده شده‌است. همانطور که جدول ۱۲ نشان می‌دهد، تولید نفت تجمعی طی بازه ۶ ساله بدون بهینه‌سازی تقریباً مقدار ۱۶.۴۰۲ MMSTB به دست آمد. هم چنین نمودار تولید تجمعی نفت پیش بینی شده توسط گپ نسبت به زمان در شکل ۵ نشان داده شده‌است.

جدول ۱۲. مقادیر نرخ تزریق گاز و نتیجه پیش بینی 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	۳.۴۶۳	۷.۴۲۹	۲.۴۷۷	۳.۱۳۳	۱۶.۴۰۲



شکل ۵. تولید تجمعی نفت نسبت به زمان

همانطور که مشخص است، با توجه به میزان گاز در دسترس کل، نرخ تزریق گاز به میزان ۳ MMscf/day برای چاه A,D، و به دلیل ضریب بهره‌دهی بالای چاه B، نرخ تزریق گاز به میزان ۴ MMscf/day برای این چاه تخصیص یافت. تولید نفت تجمعی برای چاه‌های A,B,C,D به ترتیب ۳.۳۶۳ - ۷.۴۲۹ - ۲.۴۷۷ - ۳.۱۳۳ حاصل شد و در مجموع ۱۶.۴۰۲ MMSTB به دست آمد. این نوع تخصیص نرخ تزریق گاز مناسب نمی‌باشد، چرا که بهینه‌سازی صورت نگرفته است. علاوه بر این، این میزان نرخ تزریق گاز برای هر چاه در طول سال‌های ۲۰۱۲ تا اوایل ۲۰۱۸ 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 شد نرم افزار 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 نرم افزار محاسبه شده است.

جدول ۱۳: نتایج بهینه‌سازی توسط نرم افزار گپ

مجموع	نرخ تزریق گاز چاه D	نرخ تزریق گاز چاه B	نرخ تزریق گاز چاه A	فشار مخزن Psig	زمان پیش بینی
۳	-۰.۱۱۳	۱.۸۲۲	۱.۰۵۵	۲۶۱۵.۴۳	۳/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۱۳۳	۱.۵۹۲	۱.۲۷۶	۲۶۱۱.۷۲	۴/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۲۳۶	۱.۴۰۵	۱.۳۶	۲۶۰۸.۷۶	۵/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۳۱۲	۱.۳۷۷	۱.۳۱	۲۶۰۶.۲۱	۶/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۳۶۷	۱.۳۵۴	۱.۲۷۹	۲۶۰۴.۱۳	۷/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۴۰۷	۱.۲۹۱	۱.۳۰۲	۲۶۰۲.۳۳	۸/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۴۳۳	۱.۲۷۶	۱.۲۹۱	۲۶۰۰.۸۰	۹/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۴۶	۱.۲۸	۱.۲۶	۲۵۹۹.۵۳	۱۰/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۵۰۱	۱.۲۷۹	۱.۲۲۱	۲۵۹۸.۳۹	۱۱/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۵۲۲	۱.۲۵۹	۱.۲۱۹	۲۵۹۷.۴۲	۱۲/۱/۲۰۱۲
۳	-۰.۵۴۹	۱.۲۷۲	۱.۱۷۹	۲۵۹۶.۵۳	۱/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۵۶۱	۱.۲۵۷	۱.۱۸۲	۲۵۹۵.۷۲	۲/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۶۶	۱.۳۹۶	۱.۱۳۹	۲۵۹۵.۰۶	۳/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۲۵	۱.۴۸۲	۱.۰۹۳	۲۵۹۴.۳۸	۴/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۳۷	۱.۴۷۸	۱.۰۸۵	۲۵۹۳.۷۷	۵/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۴۸	۱.۴۷۳	۱.۰۷۹	۲۵۹۳.۱۸	۶/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۵۶	۱.۴۶۸	۱.۰۷۶	۲۵۹۲.۶۳	۷/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۶۵	۱.۴۶۸	۱.۰۶۷	۲۵۹۲.۰۸	۸/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۷۳	۱.۴۶۷	۱.۰۶	۲۵۹۱.۵۵	۹/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۸۱	۱.۴۶۳	۱.۰۵۶	۲۵۹۱.۰۵	۱۰/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۹۱	۱.۴۵۹	۱.۰۵۱	۲۵۹۰.۵۵	۱۱/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۴۹۹	۱.۴۵۷	۱.۰۴۴	۲۵۹۰.۰۷	۱۲/۱/۲۰۱۳
۳	-۰.۵۰۷	۱.۴۴۹	۱.۰۴۴	۲۵۸۹.۵۸	۱/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۵۱۵	۱.۴۴۶	۱.۰۳۹	۲۵۸۹.۱۰	۲/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۵۲۱	۱.۴۴۳	۱.۰۳۵	۲۵۸۸.۶۷	۳/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۵۲۶	۱.۴۴	۱.۰۳۳	۲۵۸۸.۱۹	۴/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۵۰۵	۱.۴۵۷	۱.۰۳۸	۲۵۸۷.۷۴	۵/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۵۱۳	۱.۴۵۵	۱.۰۳۲	۲۵۸۷.۲۷	۶/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۳۷۳	۱.۵۶۹	۱.۰۵۹	۲۵۸۶.۸۲	۷/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۳۷۷	۱.۵۵۸	۱.۰۶۵	۲۵۸۶.۳۷	۸/۱/۲۰۱۴
۳	-۰.۳۸۲	۱.۵۴۷	۱.۰۷	۲۵۸۵.۹۲	۹/۱/۲۰۱۴

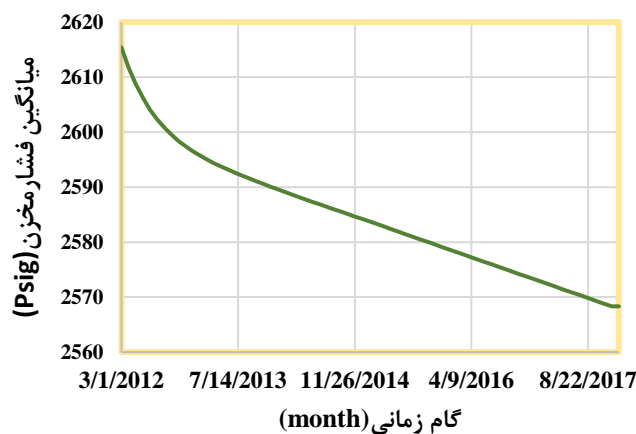
۱۰/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۵.۴۸	۱.۰۶۳	۱.۵۵۱	۰.۳۸۷	۳
۱۱/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۵.۰۳	۱.۰۶۲	۱.۵۴۷	۰.۳۹۱	۳
۱۲/۱/۲۰۱۴	۲۵۸۴.۵۹	۰.۹۷۷	۱.۶۴۷	۰.۳۷۶	۳
۱/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۴.۱۴	۰.۹۷۷	۱.۶۴۳	۰.۳۸	۳
۲/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۳.۶۸	۰.۹۷۶	۱.۶۳۸	۰.۳۸۶	۳
۳/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۳.۲۷	۰.۹۲۷	۱.۶۶۶	۰.۴۰۷	۳
۴/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۲.۸۱	۰.۹۲۱	۱.۶۶۸	۰.۴۱۲	۳
۵/۱/۲۰۱۵	۲۵۸۲.۳۷	۰.۹۱۷	۱.۶۶۷	۰.۴۱۵	۳
۶/۱/۲۰۱۵	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	۰.۴۲۵	۳
۱۲/۱/۲۰۱۵	۲۵۷۹.۱۷	۱.۰۰۹	۱.۵۵۲	۰.۴۳۹	۳
۱/۱/۲۰۱۶	۲۵۷۸.۷۱	۰.۸۸	۱.۶۲۲	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

نرم افزار گپ، تولید نفت و فشار مخزن را در هر مرحله زمانی بر اساس 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

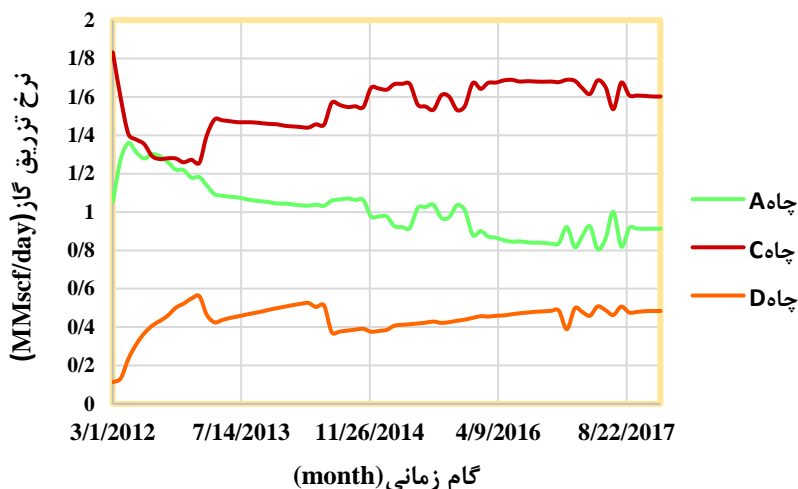
نمودار عملکرد چاه B از دو نمودار دیگر تندتر می‌باشد (همانطور که قبلاً ذکر شد)، می‌توان گفت که نرم افزار سعی داشته است در اکثر مواقع بیشتر نرخ تزریق گاز را به این چاه اختصاص دهد. همانطور که در جدول ۱۴ آورده شده است، تولید نفت تجمعی برای چاه‌های A, B, C, D به ترتیب ۲.۸۶ - ۶.۸۹۳ - ۲.۵۷۴ - ۲.۶۹۵ MMSTB حاصل شد و در مجموع ۱۵.۰۳۰ MMSTB به دست آمد. این میزان، برتری این روش را نسبت به روش بدون بهینه‌سازی با محدودیت گاز در دسترس ۱۰ MMscf/day 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 ۱۶.۴۰۲ MMSTB 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 ۱۶ MMSTB یعنی ۱۵.۰۳۰ MMSTB به دست آمد.

جدول ۱۴. تولید نفت تجمعی به دست آمده از بهینه ساز گپ با محدودیت گاز در دسترس ۳ MMscf/day

چاه	A	B	C	D	مجموع
تولید نفت تجمعی MMSTB	۲.۸۶	۶.۸۹۳	۲.۵۷۴	۲.۶۹۵	۱۵.۰۳۰



شکل ۶. فشار متوسط مخزن با گذشت زمان



شکل ۷. نرخ تزریق گاز هریک از چاه باگذشت زمان

شکل ۶ کاهش فشار متوسط مخزن را با گذشت زمان نشان می‌دهد. همانطور 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 اثر کمی بر فشار متوسط مخزن دارد. شکل ۷ نرخ تزریق گاز برای هریک از چاه‌ها با گذشت زمان در طی بهینه‌سازی را نشان می‌دهد. همانطور که از شکل مشخص است مقدار گاز برای هر چاه ثابت نیست و می‌تواند در مراحل زمانی مختلف تغییر کند. این به این دلیل است که با گذشت یک مرحله زمانی، تولید قبلی متناسب با تولید آن چاه در مراحل زمانی قبلی باعث کاهش فشار مخزن می‌شود و بنابراین در مرحله زمانی بعدی این چاه مانند مرحله زمانی قبلی پاسخ خوبی 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 بالابر گاز داشته باشند. بنابراین بهینه‌سازی سهم بیشتر از گاز را در آن مراحل زمانی به آن اختصاص می‌دهد. به طور کلی می‌توان گفت چاه D در تمام مراحل زمانی کمترین سهم گاز را به خود اختصاص می‌دهند، یعنی به تزریق گاز پاسخ خوبی نمی‌دهند و چاه C تقریباً بالاترین سهم گاز تزریقی را دارد و هم چنین چاه A در بین این دو نمودار قرار دارد.

نتیجه گیری:

فراآوری مصنوعی با گاز یکی از مهمترین عملیات برای افزایش تولید نفت از میادین نفتی است. با توجه 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. بر اساس 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 چاهی دیگر با توجه به ویژگی هر چاه 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. در حالی که با استفاده از روش بهینه‌سازی گپ با میزان گاز در دسترس کمتر، تولید نفت تجمعی نزدیک به مقدار MMSTB ۱۶.۴۰۲ 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 توان چاه برای دریافت مقدار گاز بیشتر افزایش پیدا می‌کند و بالعکس. لذا در نمودار رابطه ی نرخ تزریق گاز نسبت به زمان، پروفایل موجی شکل مشاهده می‌شود.

Reservoir Thickness	۱۰۳.۹۳۷	m
Reservoir Permeability	۱۵۰	md
Production Interval	۲۹۰۶.۸۲	feet
Wellbore Radius	۶.۱۲۵۰۴	inches
Screen Inner Radius	۳.۵	inches
Screen Outer Radius	۴	inches
Screen Permeability	۲۵۰۰۰	md
Screen Beta (Tubulence)	۵۶۰۳۳.۸	۱/ft
Outside Permeability	۱۰۰۰۰	md
Outside (Tubulence)	۵۶۰۳۳.۸	۱/ft

اطلاعات رشته تکمیل چاه A

Reservoir Thickness	۱۰۳.۹۳۷	m
Reservoir Permeability	۳۵۰	md
Production Interval	۲۹۰۶.۸۲	feet
Wellbore Radius	۶.۱۲۵۰۴	inches
Liner Inner Radius	۳.۶	inches
Liner Outer Radius	۴.۰۸	inches
Slot Height	۴	inches
Slot Width	۰.۰۱	inches
Slot Density	۳	۱/ft
Screen Outer Radius	.	inches
Outside Permeability	۵۰۰۰۰	md
Outside (Tubulence)	۵۶۰۳۳.۸	۱/ft

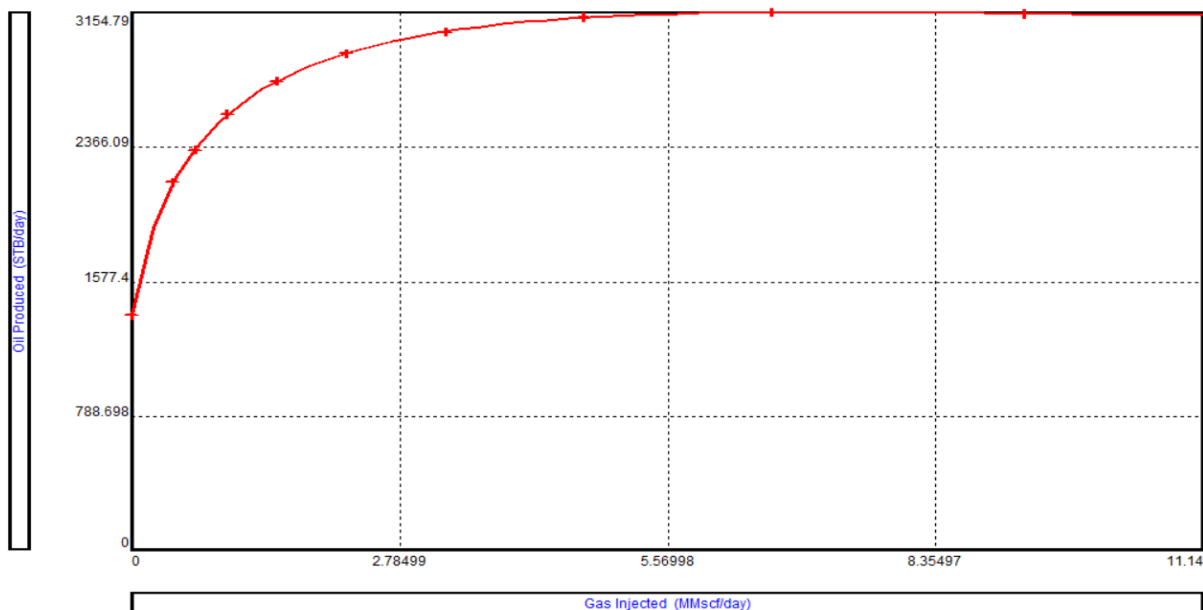
اطلاعات رشته تکمیل چاه B

Gravel Pack Permeability	۹۰۰۰۰	md
Perforation Diameter	۱.۱	inches
Shot Density	۳	۱/ft
Gravel Pack Length	۵	inches
Perforation Interval	۶۰	feet
Perforation Efficiency	۱	fraction
Beta (Tubulence)	Entered	-
Beta (Tubulence)	۴۳۲۶۹.۷	۱/ft
Method	Multi Phase	-

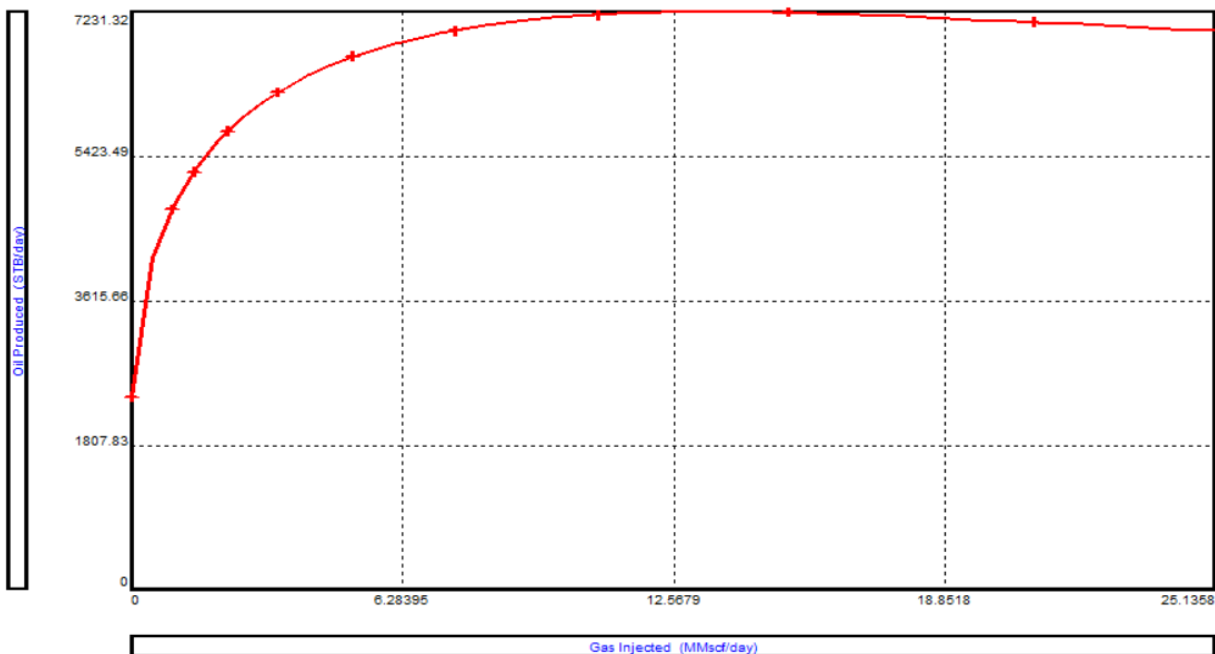
اطلاعات رشته تکمیل چاه C

Reservoir Thickness	۱۰.۳	m
Reservoir Permeability	۲۵۰	md
Production Interval	۲۹۰۶.۸۲	feet
Wellbore Radius	۸.۵	inches
Liner Inner Radius	۴	inches
Liner Outer Radius	۴.۵	inches
Slot Height	۴	inches
Slot Width	۰.۰۱	inches
Slot Density	۳	۱/ft
Screen Outer Radius	.	inches
Outside Permeability	۵۰۰۰۰	md
Outside (Tubulence)	۵۶۰۳۳.۸	۱/ft

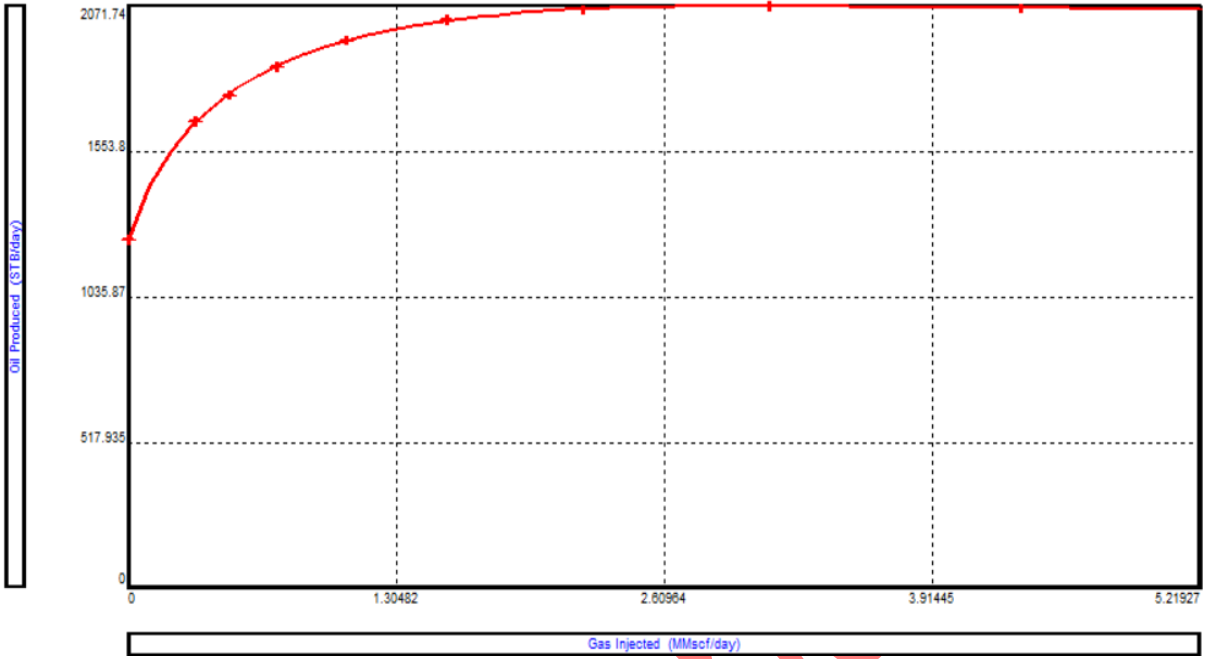
اطلاعات رشته تکمیل چاه D



نمودار عملکرد چاه A



نمودار عملکرد چاه B



نمودار عملکرد چاه D

Accepted

۱. Liu, X., B. Guo, and X. Tan, *Petroleum production engineering*. ۲۰۱۷: Gulf Professional Publishing.
۲. Guo, B. and A. Ghalambor, *Natural gas engineering handbook*. ۲۰۱۴: Elsevier.
۳. Khamehchi, E. and M.R. Mahdiani, *Gas allocation optimization methods in artificial gas lift*. ۲۰۱۷: Springer.
۴. Khamehchi, E., M.R. Mahdiani, and A.A. Suratgar, *Optimizing and stabilizing the gas lift operation by controlling the lift gas specific gravity*. Journal of Petroleum Science and Technology, ۲۰۱۹. ۹(۳): p. ۴۶-۶۳.
۵. Wang, J., et al., *Development of a downhole incharge inflow control valve in intelligent wells*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, ۲۰۱۶. ۲۹: p. ۵۵۹-۵۶۹.
۶. Mahdiani, M.R., E. Khamehchi, and A.A. Suratgar, *Using linear-quadratic regulator to optimally control the gas lift operation*. Arabian Journal of Geosciences, ۲۰۲۱. ۱۴: p. ۱-۱۹.
۷. Mahdiani, M.R., E. Khamehchi, and A.A. Suratgar, *Using modern heuristic algorithms for optimal control of a gas lifted field*. Journal of Petroleum Science and Engineering, ۲۰۱۹. ۱۸۳: p. ۱۰۶۳۴۸.
۸. Martinez, E., et al. *Application of genetic algorithm on the distribution of gas-lift injection*. in *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. ۱۹۹۴. SPE.
۹. Zerafat, M.M., S. Ayatollahi, and A.A. Roosta, *Genetic algorithms and ant colony approach for gas-lift allocation optimization*. Journal of the Japan Petroleum Institute, ۲۰۰۹. ۵۲(۳): p. ۱۰۲-۱۰۷.
۱۰. Hamed, H., F. Rashidi, and E. Khamehchi, *A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem*. Petroleum Science and Technology, ۲۰۱۱. ۲۹(۴): p. ۴۱۸-۴۲۷.
۱۱. Namdar, H., *Developing an improved approach to solving a new gas lift optimization problem*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, ۲۰۱۹. ۹(۴): p. ۲۹۶۵-۲۹۷۸.
۱۲. Zeinolabedini, F.A.L., *A Novel Approach to the Gas-Lift Allocation Optimization Problem*. مقاله کنفرانس، مهندسی شیمی ایران، ۲۰۲۳.
۱۳. f.Ameli, L., Zeinolabedini, *Gas Lift Optimization Study in an Iranian Oil Field- A Case Study*. Application of experimental and numerical methods in chemical and mineral industries, ۲۰۲۴.
۱۴. f.Ameli, L., Zeinolabedini, *مروري بر مطالعات بهينه سازي تزريق گاز در فرازوري مصنوعي*. مهندسی گاز ایران، ۲۰۲۴.
۱۵. Plucenio, A., et al., *Gas-lift optimization and control with nonlinear mpc*. IFAC Proceedings Volumes, ۲۰۰۹. ۴۲(۱۱): p. ۹۰۴-۹۰۹.
۱۶. Plucenio, A., C. Ganzaroli, and D.J. Pagano, *Stabilizing gas-lift well dynamics with free operating point*. IFAC Proceedings Volumes, ۲۰۱۲. ۴۵(۸): p. ۹۵-۱۰۰.
۱۷. Mahmudi, M. and M.T. Sadeghi, *The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model*. Journal of Petroleum Science and Engineering, ۲۰۱۳. ۱۰۸: p. ۳۲۱-۳۲۷.
۱۸. Miresmaeili, S.O.H., et al., *An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system*. Journal of Petroleum Science and Engineering, ۲۰۱۹. ۱۷۲: p. ۸۱۹-۸۳۰.
۱۹. زاده, ن.م.ح., *بهبود میزان گاز تخصیصی بین چاه های تزریقی و تولیدی با بهره گیری از سیستم یکپارچه*. مهرماه ۱۳۹۵.

Optimization of Dynamic gas injection in artificial lift with limited gas using an integrated system

Abstract- Artificial gas lift is one of the most important operations to improve extraction from oil wells with low or no production. In the gas lift method, the gas injection rate has an optimal value, and increasing or decreasing its amount will reduce the oil production. This optimal point changes during production and creates an optimal path. Also, the allocation of gas in one time step changes the production of different wells and also reduces the reservoir pressure. This can affect the optimal gas allocation of the next time step. In the past, much research has been carried out in the field of gas lift optimization, but most of them have not used the powerful tool in a dynamic model to find a good optimal path. In this article, first IPM software was used to simulate the field. The fluid, tank, well, and well equipment were simulated with PVTP, Mbal, Prosper, and Gap software, respectively. All parts were then combined with Gap software to create a unified system. Finally, Gap optimization was used to find the optimal gas rate path of the wells in artificial lift. The results showed that the use of integrated system optimization with less available gas limitation has an optimal point with higher production. The reason for this is considering the dynamic model and the effect of reservoir pressure on the gas injection rate for optimization by the integrated system.

Keywords: Artificial Lift, Gas Injection, Integrated System, Optimization, Dynamic Model, Reservoir Pressure

Accepted Manuscript