

key words

Optimization
Artificial Gas Lift
modeling
Oil production
Carbon dioxide

Optimal allocation of carbon dioxide and nitrogen gas allocation between wells of an oil field in the artificial gas lift process

Jalal Abu-Bakri¹, Arezou Jafari^{1*}, Hamed Namdar¹, Goodarz Ahmadi²

¹ Petroleum Engineering Department, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

² Mechanical and Aeronautical Engineering Department, Wallace H. Coulter School of Engineering, Clarkson University

Abstract

Research topic: Gas lift is an efficient artificial lift strategy, routinely used to overcome the low productivity of the wells. In this research, the possibility of using two gases, carbon dioxide and nitrogen instead of natural gas, in the gas lifting process is investigated and compared. To maximize oil production, the optimization of the allocation of the limited amount of gas between 10 wells in the Iranian offshore brown oil field is performed.

Research Method: In this research, all the wells were modeled by PROSPER software. First, all 10 wells data of an Iranian offshore oil reservoir were collected. Secondly, their model has been built and after validation, a simulation of the artificial gas lift was performed using carbon dioxide and nitrogen gas separately, then, the Gas Lift Performance Curve (GLPC) of all the wells are fitted with the appropriate experimental model in MATLAB software. In the following, using Solver Excel, the allocation optimization with a limited amount of gas was performed using two different gases.

Main results: According to the results obtained from the optimization, for a certain amount of available gas which is 15 MMSCFD, the total Oil production in the case of nitrogen gas injection is 3564 STBD more than carbon dioxide gas injection. Also, in all cases, due to the production potential capacity of well No. 8, the most amount of injected gas is allocated to it. The comparison of the two types of injected gas shows that the quantity of oil produced using nitrogen is 3424 and 3302 STBD (28 % and 24 %) greater than carbon dioxide gas when the gas is lowered to 12 and 9 MMSCFD, respectively.

*To whom correspondence should be addressed:
ajafari@modares.ac.ir

تخصیص بهینه گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن بین چاه‌های یک میدان در فرایند فراز آوری مصنوعی

جلال ابوبکری^۱، آرزو جعفری^{۱*}، حامد نامدار^۱، گودرز احمدی^۲

۱ گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران
۲ گروه مهندسی مکانیک و هوافضا، دانشکده مهندسی کولتر، دانشگاه کلارکسون آمریکا

چکیده

موضوع تحقیق: یکی از روش‌های مفید در فرایندهای افزایش و نگه‌داشت تولید نفت از مخازن هیدروکربوری، به‌کارگیری روش فرازآوری با گاز است. در این تحقیق باهدف منافع اقتصادی به بررسی و مقایسه امکان‌سنجی استفاده از دو گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن به‌جای گاز طبیعی در فرایند فرازآوری با گاز پرداخته می‌شود. همچنین با توجه به محدود بودن گاز در دسترس با هدف حداکثرسازی تولید نفت به بررسی و مقایسه بهینه‌سازی تخصیص گاز بین چاه‌های میدان پرداخته می‌شود و با شبیه‌سازی ۱۰ چاه از یک میدان فراساحلی ایران، به بهینه‌سازی حجم محدود گاز در دسترس و اثر آن در افزایش برداشت نفت پرداخته شده است. میزان تزریق گاز به هر چاه مقدار بهینه‌ای است که تزریق گاز بیش از آن موجب افزایش اصطکاک و کاهش تولید خواهد شد. از طرفی به‌دلیل ظرفیت کمپرسورها و در دسترس بودن مقدار محدود گاز، تزریق مقدار بهینه به هر چاه امکان‌پذیر نیست.

روش تحقیق: در این پژوهش مدل‌سازی چاه با استفاده از نرم‌افزار پراسپر انجام شده است. ابتدا با جمع‌آوری داده‌های ۱۰ چاه از یک مخزن فراساحلی جنوب ایران مدل آن‌ها ساخته شده و پس از صحت‌سنجی، با استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن به‌صورت مجزا، شبیه‌سازی فرازآوری مصنوعی انجام شده است. سپس نمودار عملکرد فرازآوری با گاز (GLPG) هر کدام از چاه‌ها با مدل تجربی مناسب در نرم‌افزار متلب برآزش می‌شود. در ادامه با استفاده از سالور اکسل اقدام به بهینه‌سازی حجم محدود گاز با استفاده از دو گاز مختلف می‌شود.

نتایج اصلی: با توجه به نتایج به‌دست‌آمده از بهینه‌سازی، میزان جمعی تولید چاه‌ها به ازای یک مقدار گاز در دسترس که ۱۵ میلیون فوت مکعب است در حالت استفاده از گاز نیتروژن ۲۵۶۴ بشکه در روز بیشتر از حالت استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن است. همچنین در همه حالت‌های موردبررسی بیشترین مقدار گاز تزریقی به چاه شماره ۸ اختصاص می‌یابد که دلیل آن تولید بالای این چاه است. توجه به مقایسه دو حالت تزریق، زمانی که مقدار گاز در دسترس ۱۲ و ۹ میلیون فوت مکعب در روز باشد تولید نفت حالت تزریق نیتروژن به ترتیب ۳۴۲۴ و ۳۳۰۲ بشکه در روز (۲۸٪ و ۲۴٪) بیشتر از حالت استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن است.

فصلنامه علمی - پژوهشی بین‌رشته‌ای
سال هفتم، شماره ۲، نسخه ۱
تابستان ۱۴۰۲، صفحه ۷۱-۵۹

کلمات کلیدی

بهینه‌سازی

فرازآوری با گاز

مدل‌سازی

تولید نفت

دی‌اکسیدکربن

*مسئول مکاتبات:

ajafari@modares.ac.ir

۱ مقدمه

با افزایش رشد اقتصاد و جمعیت نیاز به انرژی بیش‌ازپیش اهمیت پیدا می‌کند و با توجه به ورود به عمر دوم مخازن نفت، انرژی طبیعی مخزن کاهش می‌یابد و نفت کمتری به سطح زمین منتقل می‌شود. وقتی که انرژی مخزن کمتر از انرژی لازم برای تولید است، لازم است یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی استفاده شود تا انرژی لازم برای انتقال نفت به سطح فراهم شود. امروزه صنعت نفت و گاز تکامل یافته و وارد عصر جدید شده است. این صنعت شامل دیجیتالی‌شدن و محاسبات شناختی، سامانه‌های فیزیکی سایبری و محاسبات ابری یا به‌اصطلاح انقلاب صنعتی ۴،۰ یا IR ۴،۰ است. این صنعت بر روی هر کاری که زمان‌بر بوده و نیاز به نتایج دقیق دارد و خطای انسانی بالایی وجود دارد، هوش مصنوعی را به‌کار می‌برد [۱]. روش‌های گوناگونی برای فرازآوری مصنوعی استفاده می‌شود. فرازآوری با گاز (Gas Lift Performance Curve, GLPC) به‌عنوان رایج‌ترین و اقتصادی‌ترین روش فرازآوری مصنوعی است که در صنعت نفت استفاده می‌شود [۲]. در این شیوه گاز با فشار نسبتاً بالا به داخل لوله مغزی تزریق می‌شود و با مخلوط‌شدن گاز با نفت چگالی نفت کاهش می‌یابد و هم‌زمان فشار هیدرواستاتیکی وارد بر ته چاه توسط ستون بالاسری سیال کاهش پیدا کرده و در نتیجه نفت به سطح زمین آورده می‌شود [۳]. فشار بالای تزریق در صورت نشستی کنترل نشده می‌تواند خطرات زیادی برای چاه‌های کناری و یا تجهیزات سطح‌الارضی داشته باشد [۴]. طراحی و عملکرد مطلوب فرازآوری گازی تأثیر فراوانی در بهینه‌سازی تولید و اقتصاد کل میدان دارد و تنها با در نظر گرفتن همه متغیرهای مرتبط در مخازن (تراوایی، شاخص عملکرد و غیره)، چاه‌ها (میزان تولید، نوع تکمیل و غیره) و تأسیسات (ظرفیت فرآورش، حجم کمپرسور و غیره) قابل‌دستیابی است. بنابراین، طراحی مدل فرازآوری با گاز به‌عنوان مسئله‌ی بهینه‌سازی در محیط مدل‌سازی یکپارچه ضروری است. جایی که تمام محدودیت‌های فیزیکی و عملیاتی مخازن، چاه‌ها و تأسیسات را می‌توان در طول مدل‌سازی به‌طور جمعی در نظر گرفت. این نوع مطالعات هم در میادین ایرانی رایج بوده که به مطالعات خشکبارچی و همکاران در مورد بهینه‌سازی فرازآوری گاز در مدل یکپارچه‌ی مخزن، چاه‌ها و تأسیسات می‌توان اشاره کرد [۵].

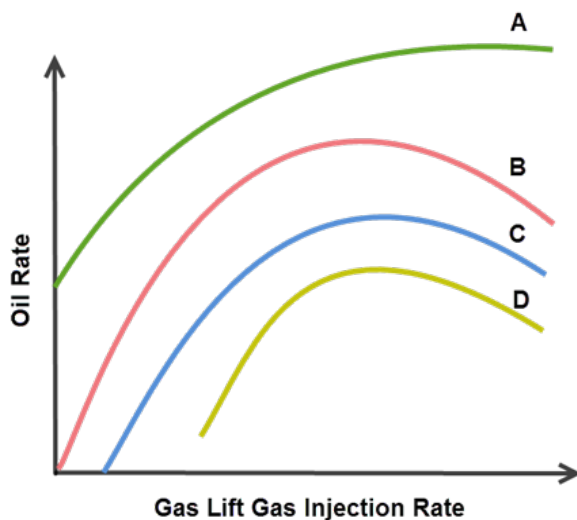
اولین مدل‌سازی اصلی میدان‌ها نفتی با گاز برای تثبیت، کنترل و تولید جریان مورد بررسی قرار گرفته است. اهداف بهینه‌سازی همه این مدل‌ها بر اساس تعادل جرم فازهای مختلف سیال در لوله و فضای حلقوی مشتق شده‌اند. مدل‌های اولیه بر اساس بقای جرم به اندازه کافی دقیق هستند که بتوان از آن‌ها برای اهداف برآیندی استفاده کرد [۶]. به‌طور کلی در

فرآیند فرازآوری با گاز، تزریق بهینه گاز نقش اساسی دارد. منحنی عملکرد فرازآوری با گاز (GLPC) منحنی‌ای است که نرخ تولید نفت برحسب نرخ تزریق گاز را در عملیات فرازآوری با گاز نشان می‌دهد. این منحنی دارای شکلی مقعر و یک نقطه حداکثر تولید نفت است، به‌نحوی که چنانچه در فرآیند فرازآوری با گاز، کمتر از حد لازم گاز تزریق شود، نرخ تولید نفت کاهش خواهد یافت و هزینه عملیاتی بالا خواهد رفت و چنانچه نرخ تزریق گاز بیش‌ازحد لازم باشد، به‌دلیل افزایش گرادیان فشار اصطکاکی، تولید نفت کاهش خواهد یافت و هزینه‌ها به‌شدت افزایش پیدا می‌کنند. هر چاهی یک نقطه بهینه عملکرد در فرازآوری با گاز دارد که در آن شرایط بیش‌ترین مقدار سیال را تولید می‌کند [۷]. در حالت ایده‌آل، اگر در فرآیند فرازآوری با گاز محدودیتی در منابع گازی وجود نداشته باشد، می‌توان مقدار کافی گاز را به مخزن تزریق کرد تا بالاترین میزان تولید را داشته باشد. باین‌حال، میزان گاز موجود و ظرفیت کمپرسورها محدود است و لازم است تزریق گاز به هر چاه را بهینه کنید تا بیشترین بازیابی را داشته باشید. بنابراین امروزه افزایش سرعت و دقت در حل مسائل بهینه‌سازی تخصیص گاز در فرآیند فرازآوری گاز بسیار اهمیت دارد. حل مسائل بهینه‌سازی تخصیص گاز به‌طور کلی شامل دو مرحله است: ۱- منحنی عملکرد فرازآوری گاز و ۲- بهینه‌سازی تخصیص گاز بین چاه‌ها. منحنی عملکرد اولین قدم برای مدل‌سازی تأثیر تزریق گاز در فرآیند فرازآوری با گاز است. محاسبه صحیح GLPC تأثیر بسزایی در بهینه‌سازی میزان تزریق گاز به داخل چاه دارد، زیرا میزان تزریق گاز از نظر عملیاتی و اقتصادی طبق چشم‌انداز برنامه توسعه‌ی میدان دارای نقطه بهینه است. GLPC توسط نرم‌افزارهایی مانند پراسپر و پایپسیم ساخته می‌شوند که هر کدام از این نرم‌افزارها با گرفتن همه‌ی اطلاعات لازم مخزن، چاه و سیال فرآیند را به‌پیش می‌برند. [۸] غیرخطی بودن ذاتی منحنی عملکرد فرازآوری با گاز به‌طور طبیعی به فرمول Mixer-Integer منجر می‌شود. مطابق شکل ۱ منحنی A چاهی را نشان می‌دهد که به‌طور طبیعی نرخ تولید پایینی دارد و با تزریق گاز باعث افزایش نرخ نفت می‌شود. در منحنی B، چاه بدون عملیات فرازآوری با گاز تولید نمی‌کند. منحنی C و D نشان می‌دهد عملکرد چاه‌هایی که برای شروع تولید نفت نیاز به مقدار قابل‌توجهی گاز دارند. با توجه به GLPC، اگر گاز تزریق شده کمتر از مقدار موردنیاز در فرازآوری با گاز باشد، میزان تولید نفت کاهش می‌یابد و اگر میزان تزریق بیشتر از مقدار کافی باشد میزان تولید باز هم کاهش می‌یابد اما هزینه عملیات افزایش می‌یابد. بنابراین محاسبه عملکرد نقطه بهینه تزریق گاز بسیار اهمیت دارد [۷]. بهینه‌سازی به‌صورت خطی و غیرخطی انجام می‌شود که غیرخطی بودن

دی‌اکسیدکربن دارای مزیت‌های زیست‌محیطی است. به‌طور کلی استفاده از گاز نیتروژن و کربن دی‌اکسید به‌جای گاز طبیعی در فرایند فراآوری با گاز دارای مزیت‌های اقتصادی است، چراکه در این حالت گاز طبیعی که در فرایندهای فراآوری با گاز به کار می‌رود می‌تواند در اختیار مشتری قرار گیرد. اهمیت این موضوع به‌خصوص در زمستان‌ها که تقاضای مصرف گاز طبیعی افزایش می‌یابد دوچندان می‌شود. از طرفی با توجه به محدود بودن مقادیر گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن و همچنین هزینه زیاد خالص‌سازی گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن نیاز است مقدار گاز در دسترس به نحوی بهینه بین چاه‌ها تخصیص پیدا کند که بتوان حداکثر مقدار نفت را از مخزن به سطح انتقال داد. بنابراین با توجه به موارد گفته‌شده، در این مطالعه به‌منظور امکان‌سنجی استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن به‌جای گاز طبیعی، به بررسی و مقایسه استفاده از این دو گاز در فرایند فراآوری با گاز پرداخته شده و بهینه‌سازی تخصیص گاز بین چاه‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد. با توجه به اینکه مطالعات قبلی اکثراً بر پایه کدنویسی الگوریتم‌های بهینه‌سازی و شبکه‌های عصبی بوده و نیازمند صرف وقت و هزینه زیاد هستند، این تحقیق از روش نامدار و شاه‌محمدی (۲۰۱۹) بر روی یک میدان نفتی ایران بر مبنای ابزار بهینه‌سازی سالور نرم‌افزار اکسل استفاده می‌کند [۸]. با توجه به حالت چرخه‌ای بودن تزریق گاز امکان برگشت به محیط زیست را ندارد. هر چند که به‌دلیل افت فشار در سطح ممکن است بخشی از گاز به‌صورت نامحلول درآمده باشد و از سامانه خارج شود.

نتایج تحقیقات با سایر روش‌های فراآوری در جدول ۱ ارائه شده است.

ذاتی منحنی عملکرد فراآوری با گاز به‌طور طبیعی به فرمول برنامه غیرخطی منجر می‌شود [۹]. تخصیص بهینه مقدار گاز به هرچاه بسیار حائز اهمیت بوده و روش‌های قدیمی مشکلات عمده‌ای در حل شبکه چاه‌ها با تعداد بالا و چند محدودیتی دارند استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی مناسب سبب افزایش تولید نفت خواهد شد [۱۰]. به‌دلیل عرضه محدود گاز، دستیابی به استفاده پایدار از منابع محدود موجود و مدیریت نرخ تزریق گاز به هر چاه به‌منظور افزایش خروجی نفت آن ضروری است [۱۱]. بهتر است بهینه‌سازی در سطح میدان انجام شود [۱۲]. مطالعات موردی میدانی نشان داده‌اند که بهینه‌سازی حلقه بسته در حفظ فشار خروجی ایستگاه کمپرسور و بهینه‌سازی شبکه‌های فراآوری با گاز در هنگام خرابی کمپرسور موفق بوده است [۱۳]. به‌طور معمول، فراآوری با گاز بر اساس گاز طبیعی به‌عنوان گاز تزریقی انجام می‌شود. فراآوری با گاز توسط گاز طبیعی تا دهه ۱۹۲۰ به‌صورت عمده آغاز نشده بود. عملیات اولیه فراآوری با گاز با استفاده از هوا به‌عنوان گاز تزریق انجام می‌شد. در بسیاری از میدان‌های بزرگ نفتی مانند Goose Creek و Spindle top فراآوری با گاز توسط هوا انجام شد [۱۴]. هوا هنگام استفاده در فراآوری با گاز معایب خود را دارد؛ زیرا وقتی با مایعات چاه مخلوط می‌شود، اکسیژن موجود در هوا باعث خوردگی، رسوب و احتمال احتراق می‌شود. امروزه هوا همچنان در فراآوری با گاز در مقیاس بسیار محدود استفاده می‌شود. نیتروژن و دی‌اکسیدکربن گزینه‌های دیگری برای گاز طبیعی برای فراآوری با گاز هستند. نیتروژن می‌تواند برای فراآوری با گاز استفاده شود زیرا گازی بی‌اثر، نسبتاً ارزان و ضدخوردگی است [۱۵]. در مخازن نفت سنگین، دی‌اکسیدکربن نیز در کاهش گرانی نفت می‌تواند بسیار مفید باشد [۱۴]. همچنین استفاده از گاز



شکل ۱ نمودار عملکرد فراآوری با گاز
Figure 1 Gas Lift Performance curve

جدول ۱ نتایج تحقیقات مشابه و روش فراآوری آن
Table 1 The results of similar researches and their artificial methods

Results	Artificial lift method	Topic
%101 increase in production in the optimal injection scenario compared to the fixed injection mode	Artificial lift with natural gas and nitrogen gas	Improving oil field production using integrated modeling and optimal control [16]
Increase in oil production from 318 to 1105 bbl/d	Using the frog jump algorithm	Design and optimization of artificial gas lift production in oil field[17]

۲ بخش نظری

کالیبره کردن آن برای پیش‌بینی‌های آینده استفاده خواهد شد. طراحی مکان شیرها در فرایند فراآوری با گاز بر اساس روش گرافیکی در نرم‌افزار تعیین می‌شود. در این روش، گرادیان فشار گاز تزریق‌شده در فضای حلقوی و سیال داخل لوله کشیده می‌شود. این مدل با ترکیب همه داده‌ها و با استفاده از نرم‌افزار (Petroleum Expert ۲۰۱۹) © PROSPER ساخته شده است. پراسپر نرم‌افزاری برای تحلیل تولید و عملکرد سامانه است. این نرم‌افزار به مهندسين بهره‌برداري و مخزن برای پیش‌بینی دقیق و سریع هیدرولیک و دمای لوله مغزی و لوله‌های سطحی کمک می‌کند. این نرم‌افزار قابلیت مدل‌سازی اغلب روش‌های تکمیل چاه و روش‌های فراآوری مصنوعی را دارد که به کاربر اجازه ساخت انواع مدل‌های چاه را با قابلیت وارد کردن همه متغیرها از قبیل مشخصات چاه، مشخصات سیال مخزن، روابط چند فاز VLP و انواع مدل‌های IPR را می‌دهد. امکان تنظیم مدل به‌وسیله انطباق با مشخصات واقعی سیال مخزن و داده‌های تولید وجود دارد که باعث افزایش دقت مدل در پیش‌بینی سناریوهای مختلف می‌شود. مدل‌سازی انواع روش‌های فراآوری مصنوعی همانند فراآوری با گاز و پمپ‌های درون چاهی به کمک این نرم‌افزار انجام می‌گیرد.

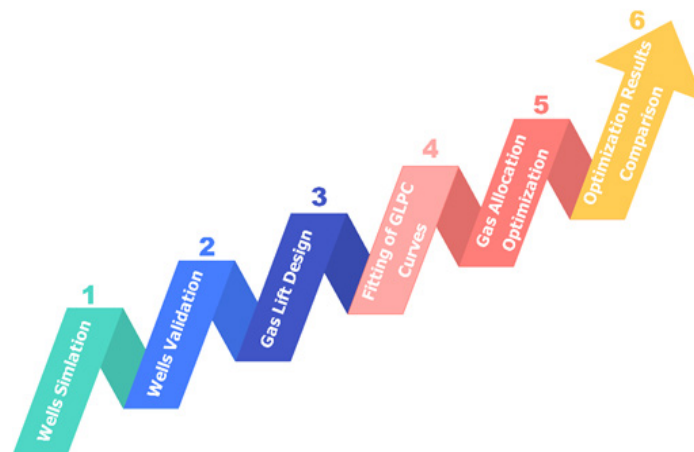
۲-۱-۱ داده‌های ورودی

مخزن قهوه‌ای فراساحلی در خلیج فارس با ۱۰ چاه تولیدی بر روی سه سکوی مختلف انتخاب می‌شود.

در شکل ۲ روش مطالعه انجام شده در این تحقیق به‌صورت خلاصه نشان داده شده است. در ابتدا به شبیه‌سازی چاه‌های میدان پرداخته می‌شود. در ادامه پس از شبیه‌سازی، اعتبارسنجی چاه‌ها انجام می‌شود. سپس فرایند فراآوری با گاز توسط دو گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن طراحی شده و نمودارهای GLPC تمامی چاه‌ها برای هر دو گاز استخراج می‌شود. در ادامه توسط یکی از مدل‌های رایج و به‌کمک نرم‌افزار متلب اقدام به برازش منحنی‌های GLPC شده و مدل‌های برازش‌شده در فرایند بهینه‌سازی تخصیص گاز بین چاه‌ها به کمک الگوریتم بهینه‌سازی گرادیان کاهش‌یافته (Generalized Reduced Gradient, GRG) مورد استفاده قرار می‌گیرد. در انتها به بررسی و مقایسه نتایج بهینه‌سازی تخصیص گاز توسط دو گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن پرداخته شده و سناریوهای مختلف میزان گاز در دسترس مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۲-۱-۲ شبیه‌سازی چاه

طراحی فراآوری با گاز با ارزیابی داده‌های ضروری برای مدل‌سازی چاه و مشخصه سیال شروع می‌شود. مفهوم مدل‌سازی چاه بر اساس تحلیل سامانه‌ای (یا گرهی) منحنی‌های VLP (Vertical Lift Performance) و IPR (Inflow Performance Relation) است. تمام داده‌های موجود برای ساخت یک مدل و



شکل ۲ نمودار مراحل انجام‌شده در این مطالعه
Figure 2 Flow Diagram of steps taken in this study

استفاده می‌شود. شاخص بهره‌وری مخزن (PI) برابر با 9 STB/Psi*Day مقدار ورودی استفاده شد. خلاصه داده‌های مخزن در جدول ۲ و نمودار IPR در شکل ۳ نشان داده شده است.

پوشش‌ها، آسترها و لوله‌های تولیدی با طول و قطر داخلی تعیین می‌شوند که تأثیرگذارترین عوامل در محاسبه افت فشار ناشی از سرعت و اصطکاک هستند. طرح‌واره تکمیل چاه در نرم‌افزار در شکل ۴ نشان داده شده است.

خواص سیال داده‌ای ضروری برای توصیف رفتار سیال مخزن و محاسبه افت فشار در چاه و رشته لوله است. این داده‌ها شامل GOR، گرانش نفت و گاز، شوری آب و درصد مول آلاینده‌ها است. همچنین، در دسترس بودن نتایج آزمون PVT مانند CCE و DLE بسیار مهم است و برای تطبیق مدل سیال با رابطه‌های ریاضی

جدول ۲ مشخصات اولیه مخزن برای شبیه‌سازی

Table 2 Initial characteristics of the reservoir for simulation

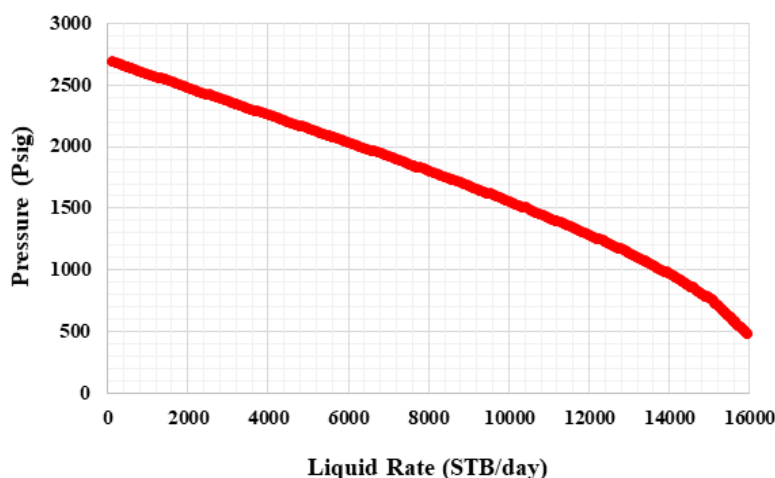
Reservoir pressure(Psi)	2700
Reservoir temperature(F)	178
WCT%	50
Total GOR(SCF/STB)	400
PI(STB/Psi*Day)	9
AOF(STB/Day)	16851

به‌منظور داشتن توصیف بهتر سیال استفاده خواهد شد. GOR، ضریب حجمی و گرانش نفت در مقابل فشار برای تطبیق با رابطه‌ی ریاضی سیال استفاده می‌شود. جدول ۳ تمام ویژگی‌های فوق را توضیح می‌دهد.

بهترین رابطه بر اساس حداقل انحرافات استاندارد از داده‌های PVT موجود و پارامترهای ۱ و ۲ تعریف‌شده

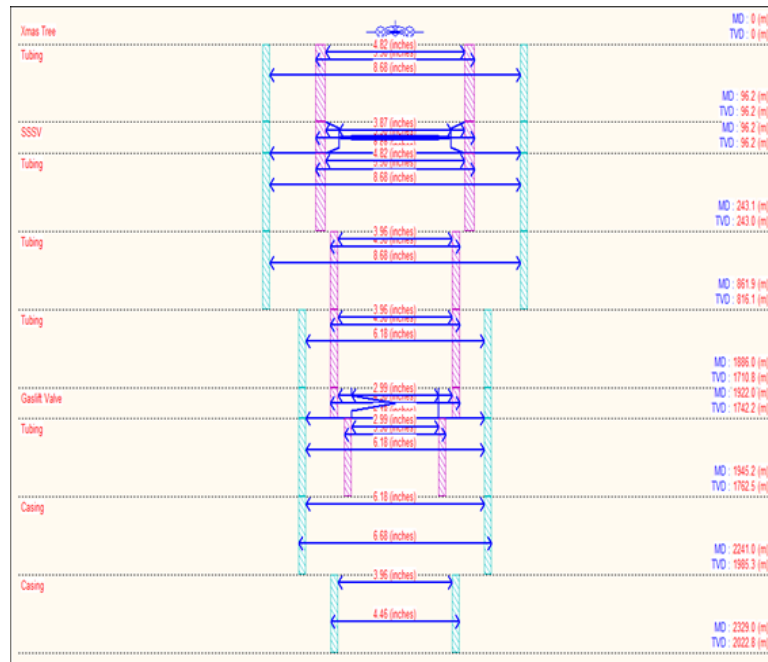
فشار مخزن در طول ۴۳ سال تولید افت کرده است و نیازمند فرازآوری با گاز است. برخی از داده‌های ورودی دارای عدم قطعیت هستند. بنابراین، از تحلیل حساسیت برای ارزیابی حساسیت پارامترهای دارای عدم قطعیت و تعیین تأثیر آن‌ها بر نتایج مدل استفاده شد. میدان نفتی مورد بررسی میدانی قهوه‌ای است و در رابطه با برخی از پارامترهای ورودی اصلی برای تعریف مدل، مقادیر مختلفی گزارش شده و منحصربه‌فرد نبودند. در رابطه با پارامترهای با مقادیر مختلف، بررسی‌های لازم انجام گرفت و مقادیر واحدی به‌عنوان ورودی استفاده شد. در مورد پارامترهای با مقادیر نامشخص، از مقادیر پیش‌فرض نرم‌افزار به‌عنوان ورودی استفاده شد. برای توسعه رابطه عملکرد ورودی (IPR) از داده‌های موجود مخزن استفاده می‌شود. این داده‌ها شامل فشار و دمای مخزن، درصد برش آب فعلی، نسبت گاز به نفت

و مدل مخزن است. از آنجایی که مدل IPR نقش مهمی در طراحی فرازآوری با گاز ایفا می‌کند، فشار دقیق مخزن و مدل IPR مخزن برای طراحی مدل فرازآوری با گاز الزامی است. ساده‌ترین مدل مخزن برای تعریف رابطه عملکرد جریان ورودی (IPR)، مدل PI است که در این مطالعه با توجه به اطلاعات در دسترس



شکل ۳ مدل IPR مخزن

Figure 3 IPR model of the reservoir



شکل ۴ طرح‌واره چاه ۱
Figure 4 schematic of Well 1

مختلفی تعریف شود. بر اساس داده‌های موجود، فشار تزریق، وزن مخصوص گاز و کل گاز قابل دسترس به ترتیب ۱۵ MMscf/day و ۰/۷، ۱۵۰۰ psi خواهد بود. سایر پارامترها مانند نرخ تزریق گاز عمق تزریق باید بر اساس نرخ جریان نفت مورد انتظار تعریف شوند که از تحلیل حساسیت برای تنظیم این پارامترها و همچنین بهینه‌سازی استفاده شده است.

۲-۲ برآزش منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز

برای انجام بهینه‌سازی نیاز به درون‌یابی در بین داده‌های سرچاهی مقدار تولید در برابر تزریق گاز و داشتن رابطه‌ای برای محاسبه میزان نفت تولیدی به ازای مقادیر مختلف گاز تزریقی است. بنابراین نیاز به برآزش این داده‌ها با روابط تجربی است. برآزش

پراسپر انتخاب می‌شود که به ترتیب باید نزدیک به ۱ و ۰ باشند. بر اساس داده‌های PVT موجود از مخزن مورد نظر، رابطه Lasater بهترین رابطه برای پیش‌بینی Pb، GOR، Bo و همکاران برای پیش‌بینی گراندروی انتخاب شد.

۲-۱-۲ طراحی فراز آوری با گاز

اصل اساسی در فرآیند فراز آوری با گاز در چاه‌های نفت، کاهش افت فشار هیدرو استاتیک در لوله با کاهش چگالی سیال تولیدشده در لوله است. کاهش چگالی سیال تولیدشده منجر به کاهش مؤلفه گرانشی گردان فشار بالای نقطه تزریق و کاهش فشار دهانه چاه می‌شود. کاهش فشار دهانه چاه باعث افزایش اختلاف فشار مخزن و در نتیجه افزایش میزان تولید می‌شود. برای طراحی سامانه فراز آوری با گاز باید پارامترهای

جدول ۳ داده‌های سیال مخزن
Table 3 Reservoir fluid data

Solution GOR	272 SCF/STB	
OIL Gravity	25 API	
Gas Gravity	0.7	
Water Salinity	21000 ppm	
Contaminants	Composition	Mole %
	CO ₂	0.31
	H ₂ S	0
Bubble point	N ₂	0.13
	Pressure	Temperature
	1345 psi	176 F

هدف به کمک ابزار Solver نرم‌افزار اکسل انجام می‌گیرد. بهینه‌سازی با شرط اینکه مقادیر حجم کل گاز در دسترس برای دو حالت استفاده از گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن ۱۵ میلیون فوت مکعب در روز است انجام می‌شود. هدف اصلی بهینه‌سازی، به دست آوردن مقدار بیشینه تابع هدف (نفت تولیدی) به ازای شرط گفته شده است.

مناسب منحنی عملکرد فراآوری با گاز، تأثیر فراوانی در بهینه‌سازی تخصیص گاز تزریقی به چاه‌های مختلف دارد. مدل‌های مختلفی بدین منظور تاکنون توسط افراد مختلفی ارائه شده است. در این مطالعه از مدل نامدار و همکاران [۱۵] برای برآزش استفاده شده است که به این صورت است:

(۱)

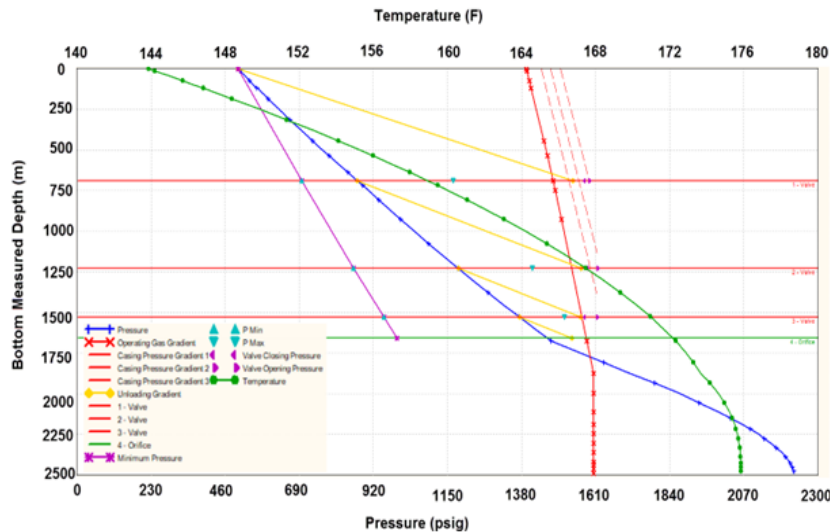
$$Q_o = a + b \times Q_{gi} + c \times Q_{gi}^2 + d \times \ln(Q_{gi} + 1) + e \times \sqrt{Q_{gi}} + f \times \exp(-Q_{gi})$$

در مدل بالا a, b, c, d, e و f ثوابت مدل بوده و Q_{gi} دبی نفت تولیدی و Q_o دبی گاز تزریق است. به کمک نرم‌افزار متلب اقدام به برآزش منحنی‌های عملکرد چاه‌ها با استفاده از مدل بیان شده می‌شود.

۳ نتایج و بحث

۳-۱ نتایج طراحی فراآوری با گاز

تمام نتایج توصیف‌های قبلی به‌عنوان پارامترهای ورودی برای طراحی فراآوری با گاز با استفاده از نرم‌افزار پراسپر استفاده شد. نتیجه طراحی فراآوری گازی با روش گرافیکی برای این چاه در شکل ۵ ارائه



شکل ۵ طرح‌واره‌ی طراحی فراآوری با گاز و عمق شیرهای تزریق برای چاه ۱
Figure 5 Graphical gas lift design (PVD Plot)

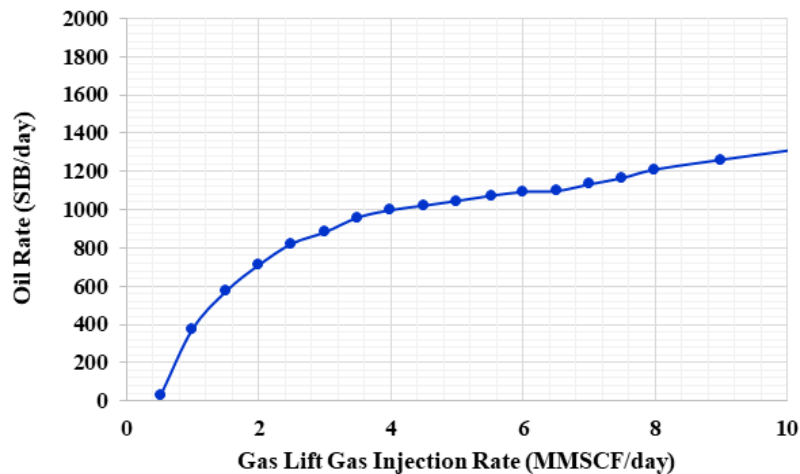
شده است. منحنی آبی نمایانگر پروفیل فشار در لوله، خط قرمز نمایانگر فشار تزریق گاز در محفظه و منحنی سبز مشخصات دمای چاه است. عمق شیرهای تزریق گاز با خطوط قرمز افقی مشخص می‌شود و خطوط زرد از نقطه تقاطع پروفیل فشار گاز تزریق و اولین عمق SPM با استفاده از گرادیان فشار سیال کشتن چاه برای رسیدن به فشار سر چاه ترسیم می‌شوند. این روش برای شیرهای تخلیه بعدی تکرار می‌شود تا زمانی که اختلاف فشار حاشیه‌ای بین فضای حلقوی و لوله‌ی مغزی وجود داشته باشد، بنابراین عمیق‌ترین شیر به‌عنوان Orifice است.

یکی از مهم‌ترین خروجی‌های نرم‌افزار، منحنی عملکرد فراآوری با گاز است. همان‌طور که در شکل ۶ نشان داده شده است بر اساس این منحنی می‌توان مقدار تولید از چاه بر اساس مقدار تزریق‌های مختلف گاز را اندازه‌گیری کرد. در واقع پتانسیل تولیدی چاه بر

۳-۲ بهینه‌سازی به کمک گرادیان کاهش یافته

غیرخطی

روش‌های گوناگونی برای حل برنامه‌ریزی غیرخطی وجود دارد که از این میان می‌توان به روش‌های ضریب لاگرانژ، تابع‌های اولیه و روش گرادیان اشاره کرد که در نرم‌افزار Excel، امکان بهینه‌سازی با استفاده از روش گرادیان کاهش‌یافته GRG قرار داده شده است. یکی از بهترین الگوریتم‌های عمومی موجود به‌منظور بهینه‌سازی مسائل با تابع هدف یا محدودیت‌های غیرخطی، استفاده از الگوریتم گرادیان کاهش‌یافته عمومی GRG است. توسعه‌یافته الگوریتم Wolfe برای محدودیت‌های خطی اصلاح شده که تابع هدف و محدودیت آن‌ها غیرخطی است، محسوب می‌شود. بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم غیرخطی GRG با استفاده از معادله‌های استخراج‌شده از نرم‌افزار متلب برای نفت تولیدی و اعمال محدودیت مدنظر تابع



شکل ۶ منحنی عملکرد فرازآوری با گاز برای چاه ۱
Figure 6 Gas Lift Performance curve of well 1

اساس این منحنی برآورد می‌شود.

نتایج به‌دست‌آمده از این قسمت که برای چاه شماره یک به‌عنوان نمونه آورده شده است، در ادامه برای بهینه‌سازی دبی و ترکیب گاز تزریقی به‌منظور بیشترین نفت تولیدی استفاده می‌شود.

۳-۳ بررسی بهینه‌سازی برای گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن

در این قسمت به بررسی مقدار گاز اختصاص داده‌شده به هر چاه بر اساس بهینه‌سازی پرداخته می‌شود. مطابق جدول ۵ تخصیص گاز برای دو حالت استفاده از دی‌اکسیدکربن و نیتروژن به‌عنوان گاز تزریقی برای ۱۰ چاه نمونه آورده شده است. چاه ۸ به‌دلیل توان بالای تولید بیشترین دبی گاز را در هر دو حالت به خود اختصاص داده است. از آنجایی که چاه ۸ دارای توان تولیدی بالاتری است، بنابراین سیال بیشتری وارد ستون چاه می‌شود. در نتیجه برای کاهش وزن حجم بالاتر سیال ستون چاه نیاز به تزریق گاز بیشتری است به همین دلیل گاز بیشتری به این چاه تخصیص

برای تمامی چاه‌های مخزن منحنی عملکرد فرازآوری با گاز برای نفت تولیدی برای نیتروژن و دی‌اکسیدکربن به‌عنوان گاز تزریقی به‌دست می‌آید و داده‌های آن استخراج می‌شود.

۲-۲ برآزش منحنی‌های عملکرد

جدول ۴ به‌عنوان نمونه نتایج دو شاخص ضریب همبستگی اصلاح شده (R^2_{adj}) و مجموع مجذورات خطا (SSE) را در برآزش منحنی‌های عملکرد فرازآوری با گاز چاه شماره ۱ توسط مدل نامدار و همکاران [۵] و مقادیر ثوابت به‌دست‌آمده از برآزش را نشان می‌دهد. شاخص ضریب همبستگی اصلاح‌شده مقدار همبستگی بین مدل و داده‌ها را نشان می‌دهد و هر چه به ۱ نزدیک‌تر باشد، بهتر است. شاخص مجموع مربعات خطا، مقدار خطای ناشی از اختلاف مدل با داده را نشان می‌دهد که هر چه کمتر باشد بهتر است و اگر مقدار آن صفر شود نشان از عدم وجود خطا دارد. همان‌طور که دیده می‌شود با توجه به نتایج مدل به‌کاربرده شده برآزش

جدول ۴ پارامترهای برآزش منحنی عملکرد و شاخص خطای برآزش برای چاه ۱
Table 4 Indices of for fitting parameter of gas lifting performance curve and Errors Index for well 1

Type of gas injection		
Fitting Parameter	N ₂	CO ₂
a	-2720	-5193
b	-2120	-2085
c	79	46
d	-486	-7166
e	6955	13530
f	-0.033	-0.01233
Error Index		
R ² _{adj}	0.9989	0.9995
SSE	8.76e+3	8.60e+3

جدول ۵ تخصیص گاز بین چاه‌ها
Table 5 Gas allocation between wells

	N ₂	CO ₂
	Q _{inj} (MMSCFD)	Q _{inj} (MMSCFD)
Well 1	1.77	1.93
Well 2	0.76	0.70
Well 3	0.74	0.72
Well 4	1.03	0.99
Well 5	0.87	0.79
Well 6	1.25	1.23
Well 7	1.25	1.31
Well 8	2.57	2.63
Well 9	2.42	2.53
Well 10	2.35	2.18

از گاز دی‌اکسیدکربن علی‌رغم افزایش تولید کمتر دارای منافع زیست‌محیطی بوده و موجب کاهش گازهای گلخانه‌ای می‌شود. عمده فشار اعمالی بر ته چاه ناشی از وزن ستون سیال چاه است. از آنجایی که گاز نیتروژن دارای چگالی کمتری در مقابل گاز دی‌اکسیدکربن است (۰/۰۷۸ lb/ft^۳ در مقابل ۰/۱۲ lb/ft^۳ در شرایط استاندارد) بنابراین تزریق گاز نیتروژن موجب کاهش بیشتر چگالی سیال ستون چاه و در نتیجه کاهش فشار ته چاه می‌شود. که در نتیجه کاهش فشار ته چاه اختلاف فشار بین فشار مخزن و دهانه چاه افزایش یافته و موجب تولید نفت بیشتری می‌شود.

۳-۵ بررسی بهینه‌سازی تخصیص گاز در مقادیر مختلف گاز در دسترس

با توجه به اهمیت حجم کلی گاز در دسترس برای تزریق به چاه‌ها در این قسمت به بررسی سناریوهای جدول ۶ دبی تولیدی چاه‌ها بر اساس نوع گاز تزریقی

جدول ۶ دبی تولیدی چاه‌ها بر اساس نوع گاز تزریقی
Table 6 Wells flow rate based on the type of injected gas

	N ₂	CO ₂
	Q _o (STBD)	Q _o (STBD)
Well 1	2534	2045
Well 2	2774	2529
Well 3	283	106
Well 4	567	311
Well 5	355	160
Well 6	826	546
Well 7	973	724
Well 8	4041	3494
Well 9	3819	3335
Well 10	3233	2593
Total	19405	15841

پیدا می‌کند. چاه شماره ۳ به دلیل توان کم تولید کم‌ترین دبی تزریقی را به خود اختصاص داده است. توزیع‌پذیری گاز در هر دو حالت استفاده از گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن بسیار نزدیک به هم است. در هر دو حالت مجموع گاز تزریقی ۱۵ میلیون فوت مکعب در روز است.

۳-۴ دبی بهینه تجمعی چاه‌ها

مقدار نفت تولیدی هر چاه در جدول ۶ آورده شده است. مطابق این جدول در هر دو حالت تزریق گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن، چاه ۸ و چاه ۳ به ترتیب بیشترین و کمترین میزان تولید را دارد. همچنین میزان تجمعی تولید چاه‌ها به ازای یک مقدار گاز در دسترس که ۱۵ میلیون فوت مکعب است، در حالت استفاده از گاز نیتروژن ۳۵۶۴ بشکه در روز بیشتر از حالت استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن است. اما باید توجه داشت که استفاده

جدول ۷ بررسی تخصیص گاز بین چاه‌ها در مقادیر مختلف گاز در دسترس
Table 7 Gas allocation based on available amount of gas

	9 MMSCFD		12 MMSCFD	
	N ₂	CO ₂	N ₂	CO ₂
	Qo (STBD)			
Well 1	1.18	1.16	1.52	1.58
Well 2	0.50	0.50	0.53	0.50
Well 3	0.50	0.50	0.50	0.50
Well 4	0.50	0.50	0.80	0.74
Well 5	0.50	0.50	0.65	0.58
Well 6	0.64	0.61	0.99	0.97
Well 7	0.75	0.79	1.04	1.10
Well 8	1.55	1.58	2.08	2.15
Well 9	1.54	1.59	2.02	2.12
Well 10	1.34	1.27	1.88	1.77

در روز (کاهش ۴۰ درصدی) تولید نفت تنها به میزان ۲۳/۶۵ و ۲۷/۳۲ درصد به ترتیب برای گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن کاهش می‌یابد. به عبارتی در حالت تزریق گاز نیتروژن، با کاهش گاز در دسترس از ۱۵ به ۱۲ و سپس به ۹ میلیون فوت مکعب به ترتیب ۱۹۵۵ و ۴۵۹۰ بشکه در روز نفت کاهش پیدا می‌کند. در حالت استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن این مقادیر به ترتیب ۱۸۱۵ و ۴۳۲۸ بشکه در روز کاهش پیدا می‌کند. با توجه به مقایسه دو حالت تزریق، همواره تزریق گاز نیتروژن نسبت به حالت استفاده از گاز کربن‌دی‌اکسیدی منجر به تولید نفت بیشتری می‌شود. در دو حالت مختلف مقدار گاز در دسترس ۱۲ و ۹ میلیون فوت مکعب، تولید نفت حالت تزریق نیتروژن به ترتیب ۳۴۲۴ و ۳۳۰۲ بشکه در روز بیشتر است.

دیگر حجم گاز در دسترس ۹ و ۱۲ میلیون فوت مکعب پرداخته می‌شود. هدف از بررسی سناریوهای مختلف حجم گاز در دسترس نشان دادن اهمیت بحث مدیریت تخصیص گاز بین چاه در جهت کاهش کمترین تولید علی‌رغم کاهش زیاد حجم گاز در دسترس است. مطابق جدول ۷ تخصیص گاز برای حالت‌های مختلف گاز در دسترس و همچنین نوع گاز تزریقی آورده شده است. همچنان در همه حالت چاه ۸ به دلیل توان تولید بیشتر نفت، گاز بیشتری به خود اختصاص داده است. چاه ۳ به دلیل توان کم تولید کم‌ترین گاز ممکن را به خود اختصاص می‌دهد.

مطابق جدول ۸ با کاهش دبی گاز تزریقی در دسترس مقدار نفت تولیدی هم کاهش پیدا می‌کند. در صورت تخصیص مناسب گاز در دسترس بین چاه‌ها و بهینه‌سازی آن باوجود کاهش میزان گاز موردنیاز و در

جدول ۸ دبی تجمعی چاه‌ها در مقادیر مختلف گاز در دسترس
Table 8 Total wells flow rate based on available amount of gas

	9 MMSCFD		12 MMSCFD	
	N ₂	CO ₂	N ₂	CO ₂
Total Qo (STBD)	14815	11513	17450	14026

۴ نتیجه‌گیری و پیشنهاد

مخازن نفتی در ایران در حال ورود به عمر دوم خود هستند که در این حالت فشار مخزن برای انتقال سیال به سطح کافی نخواهد بود. یکی از روش‌های مفید استفاده از فراآوری مصنوعی با گاز است. با توجه به اهمیت نوع گاز تزریقی به‌عنوان فاکتوری اساسی در طراحی همواره تحقیقات گسترده‌ای بر روی آن انجام می‌پذیرد. استفاده از گاز طبیعی برای عملیات

دسترس از ۱۵ به ۱۲ میلیون فوت مکعب در روز (کاهش ۲۰ درصدی) تولید نفت تنها به میزان ۱۰/۱ و ۱۱/۴۵ درصد به ترتیب برای گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن کاهش می‌یابد که نشان‌دهنده اهمیت بحث بهینه‌سازی تخصیص گاز است؛ چراکه باوجود کاهش شدید میزان گاز در دسترس، تولید نفت مقدار کمی کاهش می‌یابد. همچنین باوجود کاهش میزان گاز موردنیاز و در دسترس از ۱۵ به ۹ میلیون فوت مکعب

حجم گاز بیشتری به خود اختصاص می‌دهد. همچنین کم‌ترین مقدار گاز هم به چاه‌های شماره ۳ اختصاص می‌یابد و دلیل آن هم تولید کم این چاه‌ها و پایین بودن شاخص بهره‌دهی آن (10 STBD/psi) نسبت به چاه‌های دیگر است.

- در صورت مدیریت درست گاز در دسترس و بهینه‌سازی تخصیص آن در میدان مورد مطالعه، باوجود کاهش ۲۰ درصدی میزان گاز در دسترس تولید نفت تنها به میزان $9/47$ درصد کاهش می‌یابد. همچنین در صورت کاهش $30/7$ درصدی میزان گاز در دسترس تولید نفت تنها به میزان $10/1$ و $11/45$ درصد به ترتیب برای گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن کاهش می‌یابد و نهایتاً در صورت کاهش ۴۰ درصدی میزان گاز در دسترس تولید نفت تنها به میزان $23/65$ و $27/32$ درصد به ترتیب برای گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن کاهش می‌یابد. با توجه به مقایسه دو حالت تزریق، زمانی که مقدار گاز در دسترس ۱۲ و ۹ میلیون فوت مکعب باشد، تولید نفت حالت تزریق نیتروژن به ترتیب 3424 و 3302 بشکه در روز بیشتر از حالت استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن است.

۵ تقدیر و قدردانی

این پروژه با حمایت مالی مرکز مطالعات و همکاری‌های علمی بین‌المللی وزارت علوم تحقیقات و فناوری انجام شده است.

فرازآوری بسیار پرکاربرد است اما امروزه اهمیت گاز طبیعی بسیار بیشتر از گذشته بوده و جدای از ماهیت اقتصادی، ماهیت سیاسی هم پیدا کرده است بنابراین جایگزینی آن با گازهای دیگر در عملیات فرازآوری بسیار حائز اهمیت است. این تحقیق به مطالعه‌ی تزریق گاز نیتروژن و کربن دی‌اکسید به صورت جدا به چاه می‌پردازد طبق نتایج به دست آمده می‌توان موارد زیر را برشمرد:

- میزان تجمعی تولید چاه‌ها به ازای مقدار گاز در دسترس که ۱۵ میلیون فوت مکعب است، در حالت استفاده از گاز نیتروژن 2564 بشکه در روز بیشتر از حالت استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن است. اما باید توجه داشت که استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن علی‌رغم افزایش تولید کمتر دارای منافع زیست‌محیطی بوده و موجب کاهش گازهای گلخانه‌ای می‌شود. از آنجاکه گاز نیتروژن چگالی کمتری نسبت به دی‌اکسیدکربن دارد، بنابراین تزریق گاز نیتروژن موجب کاهش بیشتر چگالی سیال ستون چاه و در نتیجه کاهش فشار ته چاه می‌شود. که در نتیجه کاهش فشار ته چاه اختلاف فشار بین فشار مخزن و دهانه چاه افزایش یافته و موجب تولید نفت بیشتری می‌شود.

- در همه حالت‌های مورد بررسی بیش‌ترین مقدار گاز تزریقی به چاه شماره ۸ اختصاص می‌یابد که شاخص بهره‌دهی آن برابر با 20 STBD/psi بوده و به دلیل توان تولید بالای این چاه و نیاز به حجم بالاتر گاز تزریقی جهت کاهش وزن سیال ستون چاه،

مراجع

- [1] Mokhlis, M. M., Basarudin, M. A., Hassan, M. F., Fuenmayor, R., & Trivedi, R., Implementation Challenges in Automation of Gas Lift Optimization Workflow: A Case Study for Digital Fields Journey. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D042S191R002). SPE, 2022.
- [2] Schlumberger, "Gas Lift Design," Chevron Main Pass 313 Optim. Proj., 1, p. 229, 1999.
- [3] Hari, S., Krishna, S., Patel, M., Bhatia, P., & Vij, R. K., Influence of wellhead pressure and water cut in the optimization of oil production from gas lifted wells. *Petroleum research*, 7(2), 253-262, 2022.
- [4] Dwivedi, V., Al Zaabi, F., & Jaffres, B., The Benefits of an Integrated Approach (Development, Completion, Production Operation, and Integrity) for Gas-Lift Design on an UAE Offshore Field. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D022S169R004). SPE, 2022.
- [5] Khoshkbarchi, M., Rahmanian, M., Cordazzo, J., & Nghiem, L., Application of Mesh Adaptive Derivative-Free Optimization Technique for Gas-Lift Optimization in an Integrated Reservoirs, Wells, and Facilities Modeling Environment. In SPE Canada Heavy Oil Conference (p. D041S008R003). SPE, 2020.
- [6] Janatian, N., & Sharma, R., A robust model predictive control with constraint modification for gas lift allocation optimization. *Journal of Process Control*, 128, 102996, 2023.
- [7] Hamed, H., Rashidi, F., & Khomehchi, E., A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. *Petroleum Science and Technology*, 29(4), 418-427, 2011.
- [8] Namdar, H. and Shahmohammadi, M. A., Optimization of production and lift-gas allocation to producing wells by a new developed GLPC correlation and a simple optimization method, *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.*, 41(21), pp. 2616-2630, 2019.
- [9] Carpio, R. R., Taira, D. P., Ribeiro, L. D., Viera, B. F., Teixeira, A. F., Campos, M. M., & Secchi, A. R., Short-term oil production global optimization with operational constraints: A comparative study of nonlinear and piecewise linear formulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108141, 2021.
- [10] Al-Janabi, M. A., Al-Fatlawi, O. F., Sadiq, D. J., Mahmood, H. A., & Al-Juboori, M. A., Numerical Simulation of Gas Lift Optimization Using Artificial Intelligence for a Middle Eastern Oil Field. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D022S183R002). SPE, 2021.
- [11] Zanbouri, K., Razoughi Bastak, M., Alizadeh, S. M., Jafari Navimipour, N., & Yalcin, S. A New Energy-Aware Method for Gas Lift Allocation in IoT-Based Industries Using a Chemical Reaction-Based Optimization Algorithm. *Electronics*, 11(22), 3769, 2022.
- [12] Masud, L., Cortez, V. L., Ottulich, M. A., Valderrama, M. P., Ghilardi, J., Sanchez Graff, L. A., ... & Sapag, F., Gas Lift Optimization in Unconventional Wells-Vaca Muerta Case Study. In SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium (p. D011S004R002). SPE, 2023.
- [13] Asgharzadeh Shishavan, R., Serrano, J. C., Ludena, J. R., Li, Q., Hager, B. J., Saenz, E., ... & Alexander, A. N., Closed Loop Gas-Lift Optimization. In SPE Artificial Lift Conference and Exhibition-Americas? (p. D021S004R001). SPE, 2022.
- [14] Blann, J. R., & Laville, G. M., Gas lifting a major oil field in Argentina with high CO2 content associated gas. *SPE Production & Facilities*, 12(01), 41-45, 1997.
- [15] Aguilar, M. A. L., & Monarrez, M. D. R. A., Gas lift with nitrogen injection generated in situ. In SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico (pp. SPE-59028). SPE, 2000.
- [16] Gharcheh Beydokhti, A. & Khomehchi, E., Production Enhancement of an Oil Field using Integrated Modeling and Optimal Control. *PETROLEUM RESEARCH*, 29 (105), 34-45, 2019.
- [17] Pahlavan Bajestani, M.S., Design and optimization of gas lift in an oil field. Master's thesis, Shahrood University of Technology, 2012