

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

کلمات کلیدی

بهینه‌سازی

فرازآوری با گاز

مدل‌سازی

تولید نفت

دی‌اکسیدکربن

*مسئول مکاتبات:

ajafari@modares.ac.ir

تخصیص بهینه گاز دی‌اکسیدکربن و نیتروژن بین چاه‌های یک میدان در فرایند فرازآوری 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 کوئتر، 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 (GLPC) 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 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. 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.

۱ مقدمه

با افزایش رشد اقتصاد و جمعیت نیاز به انرژی بیش از پیش اهمیت پیدا می کند و با توجه به ورود به عمر دوم مخازن نفت، انرژی طبیعی مخزن کاهش می یابد و نفت کمتری به سطح زمین منتقل می شود. وقتی که انرژی مخزن کمتر از انرژی لازم برای تولید است، لازم است یکی از روش های 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 دیجیتالی شدن و محاسبات شناختی، سامانه های فیزیکی سایبری و محاسبات ابری یا به اصطلاح انقلاب صنعتی ۴،۰ یا IR ۴،۰ است. این صنعت بر روی هر کاری که زمان بر بوده و نیاز به نتایج دقیق دارد و خطای انسانی بالایی وجود دارد، هوش مصنوعی را به کار می برد [۱]. روش های گوناگونی برای فرازآوری مصنوعی استفاده می شود. فرازآوری با گاز (Gas Lift Performance Curve, GLPC) به عنوان رایج ترین و اقتصادی ترین روش فرازآوری مصنوعی است که در صنعت نفت استفاده می شود [۲]. در این شیوه گاز با فشار نسبتاً بالا به داخل لوله مغزی تزریق می شود و با مخلوط شدن گاز با نفت چگالی نفت کاهش می یابد و هم زمان فشار هیدرواستاتیکی وارد بر ته چاه توسط ستون بالاسری سیال کاهش پیدا کرده و در نتیجه نفت به سطح زمین آورده می شود [۳]. فشار بالای تزریق در صورت نشستی کنترل نشده می تواند خطرات زیادی برای چاه های کناری و یا تجهیزات سطح الارضی داشته باشد [۴]. طراحی و عملکرد مطلوب فرازآوری گازی تأثیر فراوانی در بهینه سازی تولید و اقتصاد کل میدان دارد و تنها با در نظر گرفتن همه متغیرهای مرتبط در مخازن (تراوایی، شاخص عملکرد و غیره)، چاه ها (میزان تولید، نوع تکمیل و غیره) و تأسیسات (ظرفیت فراورش، حجم کمپرسور و غیره) قابل دستیابی است. بنابراین، طراحی مدل فرازآوری با گاز به عنوان مسئله ی بهینه سازی در محیط مدل سازی یکپارچه ضروری است. جایی که تمام محدودیت های فیزیکی و عملیاتی مخازن، چاه ها و تأسیسات را می توان در طول مدل سازی به طور جمعی در نظر گرفت. این نوع مطالعات هم در میادین ایرانی رایج بوده که به مطالعات خشکبارچی و همکاران در مورد بهینه سازی فرازآوری گاز در مدل یکپارچه ی مخزن، چاه ها و تأسیسات می توان اشاره کرد [۵].

اولین مدل سازی اصلی میدان ها نفتی با گاز برای تثبیت، کنترل و تولید جریان مورد بررسی قرار گرفته است. اهداف بهینه سازی همه این مدل ها بر اساس تعادل جرم فازهای مختلف سیال در لوله و فضای حلقوی مشتق شده اند. مدل های اولیه بر اساس بقای جرم به اندازه کافی دقیق هستند که بتوان از آن ها برای اهداف برآیندی استفاده کرد [۶]. به طور کلی در

فرآیند فرازآوری با گاز، تزریق بهینه گاز نقش اساسی دارد. منحنی عملکرد فرازآوری با گاز (GLPC) منحنی ای است که نرخ تولید نفت برحسب نرخ تزریق گاز را در عملیات فرازآوری با گاز نشان می دهد. این منحنی دارای شکلی مقعر و یک نقطه حداکثر تولید نفت است، به نحوی 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 بیش از حد لازم باشد، به دلیل افزایش گرادیان فشار اصطکاکی، تولید نفت کاهش خواهد یافت و هزینه ها به شدت افزایش پیدا می کنند. هر چاهی یک نقطه بهینه عملکرد در فرازآوری با گاز دارد که در آن شرایط بیش ترین مقدار سیال را تولید می کند [۷]. در حالت ایده آل، اگر در فرآیند فرازآوری با گاز محدودیتی در منابع گازی وجود نداشته باشد، می توان مقدار کافی گاز را به مخزن تزریق کرد تا بالاترین میزان تولید را داشته باشد. باین حال، میزان گاز موجود و ظرفیت کمپرسورها محدود است و لازم است تزریق گاز به هر چاه را بهینه کنید تا بیشترین بازایی را داشته باشید. بنابراین امروزه افزایش سرعت و دقت در حل مسائل بهینه سازی تخصیص گاز در فرآیند فرازآوری گاز بسیار اهمیت دارد. حل مسائل بهینه سازی تخصیص گاز به طور کلی شامل دو مرحله است: ۱- منحنی عملکرد فرازآوری گاز و ۲- بهینه سازی تخصیص گاز بین چاه ها.

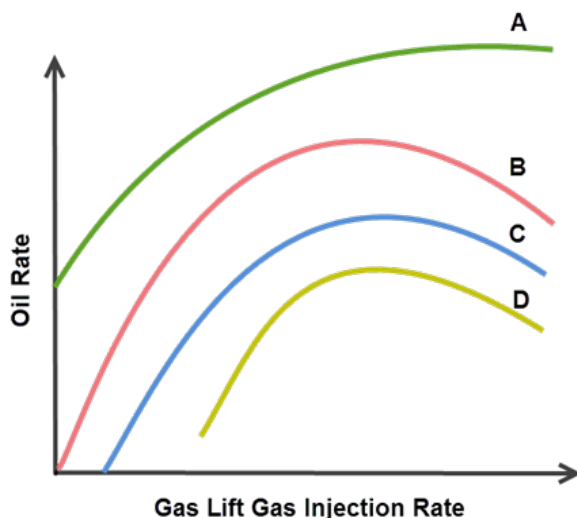
منحنی عملکرد اولین قدم برای مدل سازی تأثیر تزریق گاز در فرآیند فرازآوری با گاز است. محاسبه صحیح GLPC تأثیر بسزایی در بهینه سازی میزان تزریق گاز به داخل چاه دارد، زیرا میزان تزریق گاز از نظر عملیاتی و اقتصادی طبق چشم انداز برنامه توسعه ی میدان دارای نقطه بهینه است. GLPC توسط نرم افزارهایی مانند پراسپر و پایپسیم ساخته می شوند که هر کدام از این نرم افزارها با گرفتن همه ی اطلاعات لازم مخزن، چاه و سیال فرآیند را به پیش می برند. [۸] غیرخطی بودن ذاتی منحنی عملکرد فرازآوری با گاز به طور طبیعی به فرمول برنامه غیرخطی Mixer-Integer منجر می شود.

مطابق شکل ۱ منحنی A چاهی را نشان می دهد که به طور طبیعی نرخ تولید پایینی دارد و با تزریق گاز باعث افزایش نرخ نفت می شود. در منحنی B، چاه بدون عملیات فرازآوری با گاز تولید نمی کند. منحنی C و D نشان می دهد عملکرد چاه هایی که برای شروع تولید نفت نیاز به مقدار قابل توجهی گاز دارند. با توجه به GLPC، اگر گاز تزریق شده کمتر از مقدار مورد نیاز در فرازآوری با گاز باشد، میزان تولید نفت کاهش می یابد و اگر میزان تزریق بیشتر از مقدار کافی باشد میزان تولید باز هم کاهش می یابد اما هزینه عملیات افزایش می یابد. بنابراین محاسبه عملکرد نقطه بهینه تزریق گاز بسیار اهمیت دارد [۷]. بهینه سازی به صورت خطی و غیرخطی انجام می شود 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 بود 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 بهینه‌ساز حلقه بسته در حفظ فشار خروجی ایستگاه کمپرسور و بهینه‌سازی شبکه‌های فراآوری با گاز در هنگام خرابی کمپرسور موفق بوده است [۱۳]. به‌طورمعمول، 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 گرانیوی 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 فرازآوری 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

در شکل ۲ روش مطالعه انجام شده در این تحقیق به صورت خلاصه نشان داده شده است. در ابتدا به شبیه سازی چاه های میدان پرداخته می شود. در ادامه پس از شبیه سازی، اعتبارسنجی چاه ها انجام می شود. سپس فرایند فرازآوری با گاز توسط دو گاز دی اکسید کربن و نیتروژن طراحی شده و نمودارهای GLPC تمامی چاه ها برای هر دو گاز استخراج می شود. در ادامه توسط یکی از مدل های رایج و به کمک نرم افزار متلب اقدام به برازش منحنی های GLPC شده و مدل های برازش شده در فرایند بهینه سازی تخصیص گاز بین چاه ها به کمک الگوریتم بهینه سازی گرادیان کاهشیافته (Generalized Reduced Gradient, GRG) مورد استفاده قرار می گیرد. در انتها به بررسی و مقایسه نتایج بهینه سازی تخصیص گاز توسط دو گاز نیتروژن و دی اکسید کربن پرداخته شده و سناریوهای مختلف میزان گاز در دسترس مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

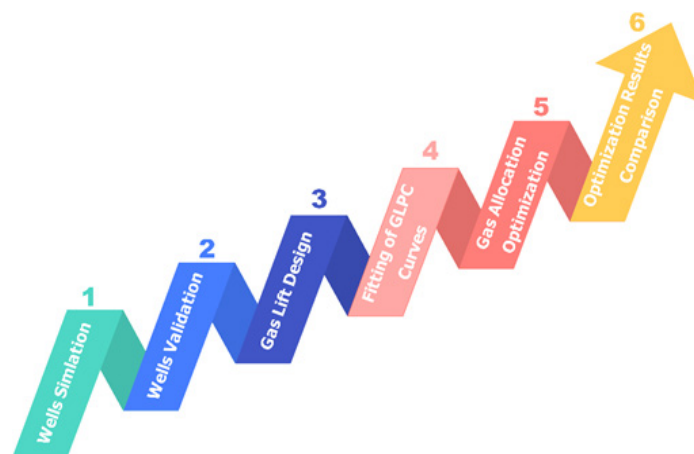
۱-۲ شبیه سازی چاه

طراحی فرازآوری با گاز با ارزیابی داده های ضروری برای مدل سازی چاه و مشخصه سیال شروع می شود. مفهوم مدل سازی چاه بر اساس تحلیل سامانه ای (یا گرهی) منحنی های VLP (Vertical Lift Performance) و IPR (Inflow Performance Relation) است. تمام داده های موجود برای ساخت یک مدل و

کالیبره کردن آن برای پیش بینی های آینده استفاده خواهد شد. طراحی مکان شیرها در فرایند فرازآوری با گاز بر اساس روش گرافیکی در نرم افزار تعیین می شود. در این روش، گرادیان فشار گاز تزریق شده در فضای حلقوی و سیال داخل لوله کشیده می شود. این مدل با ترکیب همه داده ها و با استفاده از نرم افزار (PetroExpert ۲۰۱۹) PROSPER © ساخته شده است. پراسپر نرم افزاری برای تحلیل تولید و عملکرد سامانه است. این نرم افزار به مهندسين بهره برداری و مخزن برای پیش بینی دقیق و سریع هیدرولیک و دمای لوله مغزی و لوله های سطحی کمک می کند. این نرم افزار قابلیت مدل سازی اغلب روش های تکمیل چاه و روش های فرازآوری مصنوعی را دارد که به کاربر اجازه ساخت انواع مدل های چاه را با قابلیت وارد کردن همه متغیرها از قبیل مشخصات چاه، مشخصات سیال مخزن، روابط چند فاز VLP و انواع مدل های IPR را می دهد. امکان تنظیم مدل به وسیله انطباق با مشخصات واقعی سیال مخزن و داده های تولید وجود دارد که باعث افزایش دقت مدل در پیش بینی سناریوهای مختلف می شود. مدل سازی انواع روش های فرازآوری مصنوعی همانند فرازآوری با گاز و پمپ های درون چاهی به کمک این نرم افزار انجام می گیرد.

۱-۱-۲ داده های ورودی

مخزن قهوه ای فراساحلی در خلیج فارس با ۱۰ چاه تولیدی بر روی سه سکوی مختلف انتخاب می شود.



شکل ۲ نمودار مراحل انجام شده 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

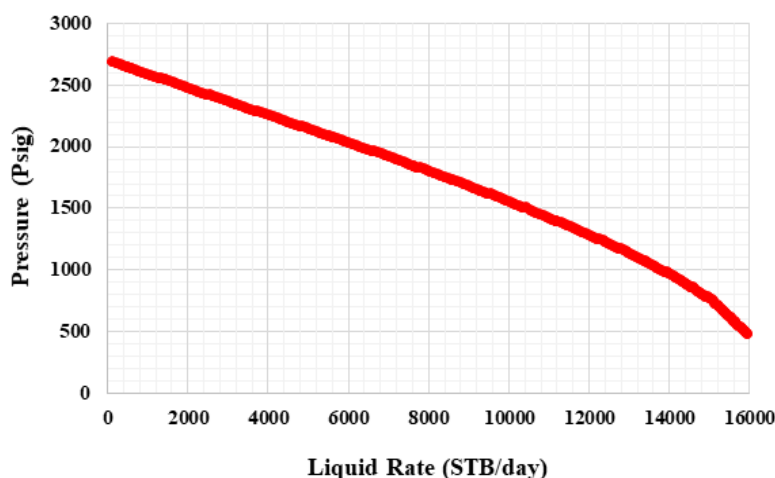
Reservoir pressure(Psi)	2700
Reservoir temperature(F)	178
WCT%	50
Total GOR(SCF/STB)	400
PI(STB/Psi*Day)	9
AOI(STB/Day)	16851

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 تعریف شده

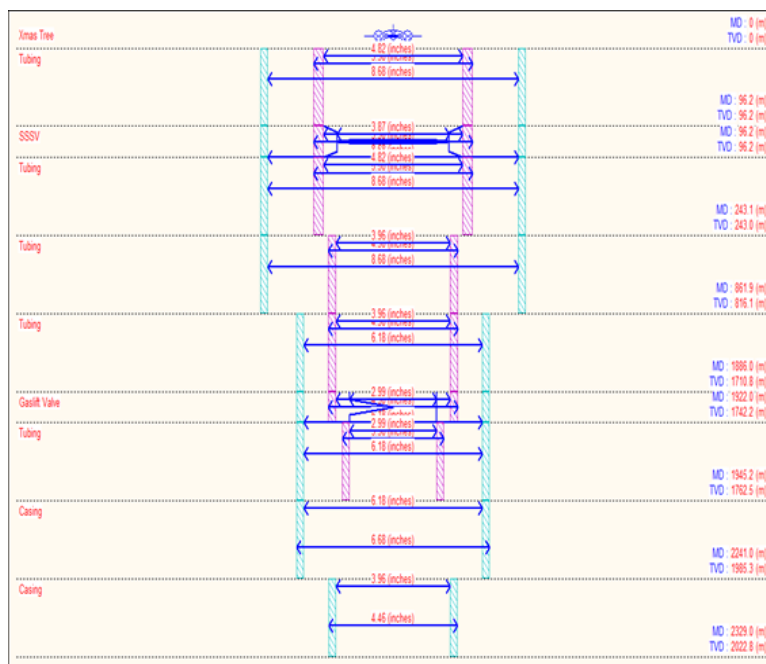
فشار مخزن در طول ۴۳ سال تولید افت کرده است و نیازمند فرازآوری با گاز است. برخی از داده‌های ورودی دارای عدم قطعیت هستند. بنابراین، از تحلیل حساسیت برای ارزیابی حساسیت پارامترهای دارای عدم قطعیت و تعیین تأثیر آن‌ها بر نتایج مدل استفاده شد. میدان نفتی مورد بررسی میدانی قهوه‌ای است و در رابطه با برخی از 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 قابل‌دسترس به ترتیب ۱۵۰۰ psi، ۰/۷ و ۱۵ MMscf/day 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 برازش منحنی‌های عملکرد فرازآوری 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 برازش این داده‌ها با روابط تجربی است. برازش

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

۲-۱-۲ طراحی فرازآوری با گاز

اصل اساسی در فرآیند فرازآوری 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 فرازآوری 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	210000 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 نرم افزار اکسل انجام می گیرد. بهینه سازی با شرط اینکه مقادیر حجم کل گاز در دسترس برای دو حالت استفاده از گاز نیتروژن و دی اکسیدکربن ۱۵ میلیون فوت مکعب در روز است انجام می شود. هدف اصلی بهینه سازی، به دست آوردن مقدار بیشینه تابع هدف (نفت تولیدی) به ازای شرط گفته شده است.

۳ نتایج و بحث

۳-۱ نتایج طراحی فرازآوری با گاز

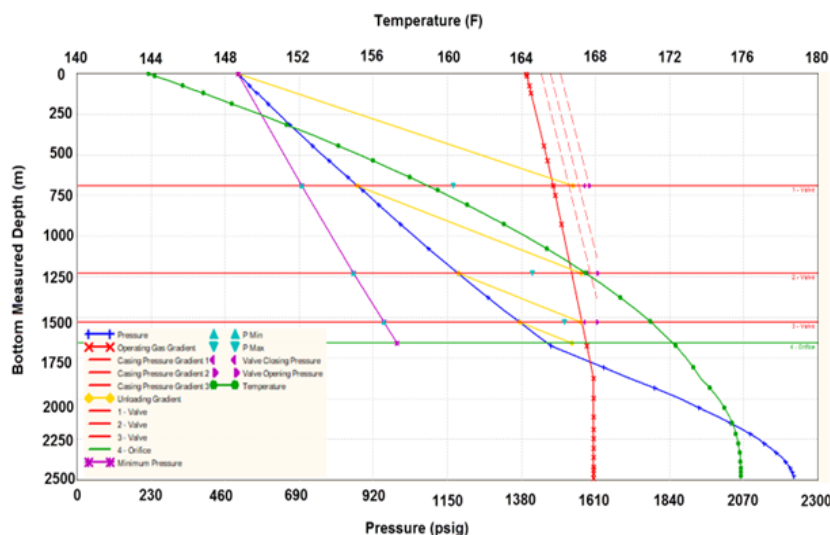
تمام نتایج توصیف های قبلی به عنوان پارامترهای ورودی برای طراحی فرازآوری با گاز با استفاده از نرم افزار پراسپر استفاده شد. نتیجه طراحی فرازآوری گازی با روش گرافیکی برای این چاه در شکل ۵ ارائه

مناسب منحنی عملکرد فرازآوری با گاز، تأثیر فراوانی در بهینه سازی تخصیص گاز تزریقی به چاه های مختلف دارد. مدل های مختلفی بدین منظور تاکنون توسط افراد مختلفی ارائه شده است. در این مطالعه از مدل نامدار و همکاران [۵] 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 گاز است. به کمک نرم افزار متلب اقدام به برآزش منحنی های عملکرد چاه ها با استفاده از مدل بیان شده می شود.



شکل ۵ طرح واره ی طراحی فرازآوری با گاز و عمق شیرهای تزریق برای چاه ۱
Figure 5 Graphical gas lift design (PVD Plot)

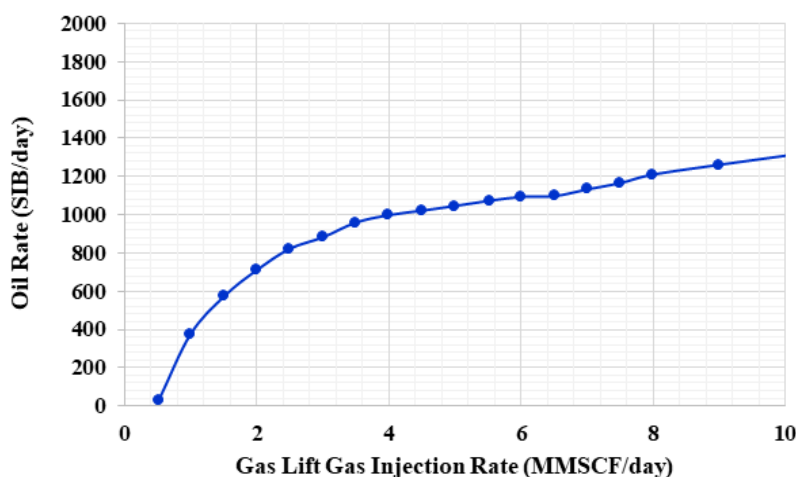
شده است. منحنی آبی نمایانگر پروفیل فشار در لوله، خط قرمز نمایانگر فشار تزریق گاز در محفظه و منحنی سبز مشخصات دمای چاه است. عمق شیرهای تزریق گاز با خطوط قرمز افقی مشخص می شود و خطوط زرد از نقطه تقاطع پروفیل فشار گاز تزریق و اولین عمق SPM با استفاده از گرادیان فشار سیال کشتن چاه برای رسیدن به فشار سر چاه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

یکی از مهم ترین خروجی های نرم افزار، منحنی عملکرد فرازآوری با گاز است. همان طور که در شکل ۶ نشان داده شده است بر اساس این منحنی می توان مقدار تولید از چاه بر اساس مقدار تزریق های مختلف گاز را اندازه گیری کرد. درواقع پتانسیل تولیدی چاه بر

۳-۲ بهینه سازی به کمک گرادیان کاهش یافته

غیرخطی

روش های گوناگونی برای حل برنامه ریزی غیرخطی وجود دارد که از این میان می توان به روش های ضریب لاگرانژ، تابع های اولیه و روش گرادیان اشاره کرد که در نرم افزار Excel، امکان بهینه سازی با استفاده از روش گرادیان کاهش یافته GRG قرار داده شده است. یکی از بهترین الگوریتم های عمومی موجود به منظور بهینه سازی مسائل با تابع هدف یا محدودیت های غیرخطی، استفاده از الگوریتم گرادیان کاهش یافته عمومی GRG است. GRG توسعه یافته الگوریتم Wolfe برای محدودیت های خطی اصلاح شده که تابع هدف و محدودیت آن ها غیرخطی است، محسوب می شود. بهینه سازی با استفاده از الگوریتم غیرخطی GRG با استفاده از معادله های استخراج شده از نرم افزار متلب برای نفت تولیدی و اعمال محدودیت مدنظر تابع



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

اساس این منحنی برآورد می شود.

نتایج به دست آمده از این قسمت که برای چاه شماره یک به عنوان نمونه آورده شده است، در ادامه برای بهینه سازی دبی و ترکیب گاز تزریقی به منظور بیشترین نفت تولیدی استفاده می شود.

۳-۳ بررسی بهینه سازی برای گاز دی اکسیدکربن و نیتروژن

در این قسمت به بررسی مقدار گاز اختصاص داده شده به هر چاه بر اساس بهینه سازی پرداخته می شود. مطابق جدول ۵ تخصیص گاز برای دو حالت استفاده از دی اکسیدکربن و نیتروژن به عنوان گاز تزریقی برای ۱۰ چاه نمونه آورده شده است. چاه ۸ به دلیل 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 می شود. 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 چاه های مخزن منحنی عملکرد فراآوری با گاز برای نفت تولیدی برای نیتروژن و دی اکسیدکربن به عنوان گاز تزریقی به دست می آید و داده های آن استخراج می شود.

۲-۲ برازش منحنی های عملکرد

جدول ۴ به عنوان نمونه نتایج دو شاخص ضریب همبستگی اصلاح شده (R^2_{adj}) و مجموع مجذورات خطا (SSE) را در برازش منحنی های عملکرد فراآوری با گاز چاه شماره ۱ توسط مدل نامدار و همکاران [۵] و مقادیر ثوابت به دست آمده از برازش را نشان می دهد. شاخص ضریب همبستگی اصلاح شده مقدار همبستگی بین مدل و داده ها را نشان می دهد و هر چه به ۱ نزدیک تر باشد، بهتر است. شاخص مجموع مربعات خطا، مقدار خطای ناشی از اختلاف مدل با داده را نشان می دهد که هر چه کمتر باشد بهتر است و اگر مقدار آن صفر شود نشان از عدم وجود خطا دارد. همان طور که دیده می شود با توجه به نتایج مدل به کار برده شده برازش

جدول ۴ پارامترهای برازش منحنی عملکرد و شاخص خطای برازش 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 دی اکسیدکربن 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 دی اکسیدکربن است (0.078 lb/ft^3 در مقابل 0.12 lb/ft^3 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
	Qo(STBD)	Qo(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 دی اکسیدکربن 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 دی اکسیدکربن 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 دی اکسیدکربن 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 فرازآوری مصنوعی با گاز است. با توجه به اهمیت نوع گاز تزریقی به عنوان 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 می دهد. همچنین کمترین مقدار گاز هم به چاههای شماره ۳ اختصاص می یابد و دلیل آن هم تولید کم این چاهها و پایین بودن شاخص بهره دهی آن (10 STBD/psi) نسبت به چاههای دیگر است.

- در صورت مدیریت درست گاز در دسترس و بهینه سازی تخصیص آن در میدان مورد مطالعه، باوجود کاهش ۲۰ درصدی میزان گاز در دسترس تولید نفت تنها به میزان $9/47$ درصد کاهش می یابد. 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 دی اکسید کربن کاهش می یابد 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 دی اکسید کربن کاهش می یابد. 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 دی اکسید کربن است.

۵ تقدیر و قدردانی

این پروژه با حمایت مالی مرکز مطالعات و همکاری های علمی بین المللی 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 فراآوری بسیار حائز اهمیت است. این تحقیق به مطالعه ی تزریق گاز نیتروژن و کربن دی اکسید به صورت جدا به چاه می پردازد طبق نتایج به دست آمده می توان 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 3564 بشکه در روز بیشتر از حالت استفاده از گاز دی اکسید کربن است. اما باید توجه داشت که استفاده از گاز دی اکسید کربن علی رغم افزایش تولید کمتر دارای منافع زیست محیطی بوده و موجب کاهش گازهای گلخانه ای می شود. از آنجاکه گاز نیتروژن چگالی کمتری نسبت به دی اکسید کربن دارد، بنابراین تزریق گاز نیتروژن موجب کاهش بیشتر چگالی سیال ستون چاه و در نتیجه کاهش فشار ته چاه می شود. که در نتیجه کاهش فشار ته چاه اختلاف فشار بین فشار مخزن و دهانه چاه افزایش یافته و موجب تولید نفت بیشتری می شود.

- در همه حالت های مورد بررسی بیشترین مقدار گاز تزریقی به چاه شماره ۸ اختصاص می یابد که شاخص بهره دهی 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., & Khamsehchi, 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] Zambouri, 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. & Khamsehchi, 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