

بهینه‌سازی تولید یکپارچه از یک میدان بالغ نفتی با استفاده از فرازآوری مصنوعی با گاز و با در نظر گرفتن محدودیت‌های غیر خطی عملیاتی

احسان خامه‌چی*، میثم نادری و محمدحسین حاجتی
دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۴/۴ تاریخ پذیرش: ۹۶/۱۰/۱۰

چکیده

در سال‌های اخیر بحث بهینه‌سازی تولید به یکی از موضوعات مورد نیاز در صنعت نفت و گاز تبدیل شده است. بهینه‌سازی تولید یکی از پیچیده‌ترین فعالیت‌ها از نقطه نظر عملیاتی که به علت خواص فیزیکی متنوع سنگ و سیال، خطاهای ابزارها تحت تاثیر عدم قطعیت قرار می‌گیرد. بهینه‌سازی تولید بر مبنای مجموعه فعالیت‌هایی که اطلاعات اندازه‌گیری و جمع‌آوری شده را به تصمیمات مدیریتی بهینه تبدیل می‌کند، تعریف می‌شود. در این مطالعه، بهینه‌سازی تولید از یک میدان بالغ هیدروکربوری واقع در جنوب ایران با در نظر گرفتن محدودیت‌های غیرخطی و چهار سناریوی متفاوت صورت پذیرفت و با توجه به میزان تولید جمعی نفت و سود حاصل از پروژه، بهترین سناریوی تولیدی برای میدان مورد مطالعه انتخاب شد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی و بهینه‌سازی نشان داد که در شرایط کنونی میدان، تزریق گاز نسبت به فرازآوری مصنوعی با گاز به دلیل کاهش هزینه و زمان و همچنین افزایش ارزش خالص کنونی در اولویت است. اگر چه با استفاده از روش فرازآوری مصنوعی با گاز میزان تولید انباشتی نفت نسبت به روش تزریق گاز بیشتر است اما به دلیل افزایش هزینه‌های آن ارزش خالص کنونی کمتری خواهد داشت.

کلمات کلیدی: میدان هیدروکربوری، محدودیت‌های غیر خطی، تولید بهینه، فرازآوری مصنوعی با گاز، بهینه‌سازی

مقدمه

عملیات توسعه میادین هیدروکربوری روز به روز پیچیده تر و فناوری بیشتری برای افزایش تولید در آنها استفاده می شود. با تولید از مخزن به مدت طولانی و کاهش فشار مخزن، نرخ تولید نیز کاهش می یابد تا اینکه فشار به حدی می رسد که دیگر سیالی تولید نمی شود. در این زمان می توان از روش های فرآزآوری مصنوعی استفاده کرد. یکی از روش های پرکاربرد، روش فرآزآوری با گاز است [۱-۲]. در حالت کلی فرآزآوری با گاز شامل عبور گاز از یک شیر عملیاتی، مخلوط شدن با نفت و سپس جریان یافتن مخلوط گاز و نفت به صورت جریان دوفازی به سطح می باشد. در این فرایند گاز در حجم و فشار کنترل شده به داخل فضای حلقوی بین لوله مغزی و لوله جداری تولیدی تزریق شده و با افزایش نسبت گاز به مایع باعث کاهش فشار جریانی ته چاهی شده و لذا جریان تولیدی افزایش می یابد [۳]. اولین بار در مجارستان برای رفع آب گرفتگی چاه های عمودی معدن از فرآزآوری با هوا استفاده شد [۴]. همچنین کارل امانوئل لو پس از طرح چندین آزمایش از هوا برای بالا آوردن مایعات معدنی استفاده کرد که تحقیق وی بستر لازم را برای معرفی سیستم فرآزآوری با گاز فراهم کرد [۵]. در صنعت نفت برای نخستین بار از هوا برای فرآزآوری آب همراه با مقدار کمی نفت در چاه های پنسیلوانیا استفاده شد. در دانشگاه ویستکانیسن امریکا، در آزمایشی از یک لوله عمودی به قطر ۱/۲۵ اینچ و طول های مختلف بین ۴۵-۱۵ ft استفاده شد. در این آزمایش، افزایش میزان هوای تزریقی (شروع از صفر)، موجب افزایش خروج آب تا یک حد معینی گردید. هر گونه افزایش اضافی هوا از حد معین، موجب کاهش میزان استحصال آب گردید. امروزه نیز این موضوع در مقیاس چاه های نفتی جواب مثبت داده است [۴].

اورن و همکاران مقدار گرانیروی مطلق مخلوط نفت و هوا را در یک لوله چند فوتی عمودی و با

صرف نظر از لغزش بین دوفاز و استفاده از افت فشار به وجود آمده و ضریب اصطکاک و عدد رینولدز مشخص کردند. همچنین او دریافت که گرانیروی مخلوط در نسبت گاز به نفت بالا تغییر محسوسی ندارد. لذا تزریق بیش از حد گاز گرانیروی را کاهش نمی دهد [۶]. هگدرون و برون با داشتن خصوصیات چاه مورد مطالعه و استفاده از ضریب بهره دهی به کمک روش ترسیمی بهترین نقطه تزریق را به دست آوردند [۷]. کَلگ با استفاده از روش ترسیمی و نمودارهایی تجربی، نمودار عملکرد سیستم فرآزآوری با گاز را تهیه کرد. وی نشان داد که از نظر اقتصادی تنها یک نقطه از منحنی تولید نفت بر حسب تزریق گاز مقرون به صرفه است [۵]. بیتراگو و رودریگز دریافتند که از مشکلات بهینه سازی فرآزآوری با گاز به روش ترسیمی عدم کارایی بودن این روش در چاه هایی بود که پاسخ فوری به تزریق گاز نمی دهند [۸]. در همان سال، کومار و همکاران توانستند با بهینه سازی نرخ گاز تزریقی، تولید نفت را از ۵ تا ۳۵٪ بر روی میدان بمبئی افزایش دهند [۹]. دوتاروی و کاتاپورام با بررسی سیستم فرآزآوری با گاز پیوسته به ترتیب بر روی یک چاه، دو چاه متداخل و نهایتاً مجموعه ای از چاه ها با یک خط تولید مشترک مشاهده کردند هنگام استفاده از یک خط جریانی مشترک برای تولید از چند چاه، افزایش گاز تزریقی در لوله مغزی هر یک چاه ها باعث افزایش فشار برگشتی و در نتیجه کاهش میزان نفت تولیدی مجموعه چاه ها از میزان پیش بینی شده برای هر چاه می شود [۱۰]. خامه چی و همکاران فرآزآوری مصنوعی پیوسته با گاز را در حالت منبع گاز نامحدود با استفاده از برنامه نویسی ژنتیک^۱ بهینه سازی کردند و در ادامه نتایج حاصل از آن را با شبکه عصبی مقایسه و بیان نمودند که برنامه نویسی ژنتیک به نسبت سریعتر و برای محدوده بزرگی از شرایط عملیاتی قابل استفاده می باشد [۱۱].

1. Genetic Programming

به اینکه میدان مورد مطالعه دارای چهار چاه تزریق گاز است، برای پیش بینی و بهینه‌سازی تولید آینده این میدان، چهار سناریوی متفاوت شامل (۱) ادامه شرایط کنونی با تزریق گاز و بدون اعمال محدودیت، (۲) تولید از میدان با اعمال محدودیت‌های عملیاتی و ادامه داشتن تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی، (۳) تولید از میدان با اعمال محدودیت‌های عملیاتی و توقف تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی و (۴) اعمال فرازآوری مصنوعی با گاز بر روی میدان با در نظر گرفتن محدودیت‌های عملیاتی و توقف تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی مورد بررسی دقیق قرار می‌گیرد.

توصیف مدل

میدان مورد مطالعه در فاصله ۴۰ km شمال-شمال شرقی از شهر آبادان و قسمت غربی کناره ی رودخانه کارون قرار دارد. این ساختار در منطقه‌ای مسطح و کم و بیش هموار، سیل خیز در فصل‌های بارانی و با ارتفاع تقریبی ۳ تا ۵ m از سطح دریا واقع شده است. این ساختار هیچ‌گونه نشانه‌ای در سطح زمین ندارد و صرفاً به کمک بررسی لرزه‌نگاری تعریف و مرزبندی (محصور) شده است. این میدان با داشتن شیب از چهار طرف، به طول ۲۴ و عرض ۱۰ m در جهت شمالی-جنوبی امتداد دارد. خطوط بسته کانتوری عمودی که با عمق افزایش می‌یابند در حدود ۲۲۵-۲۰۰ m از سطح بنگستان است. تعداد ۳۱ چاه در این میدان (شامل ۲۶ چاه تولیدی، ۴ چاه تزریق گاز و ۱ چاه جهت دفع پساب‌های تولیدی) حفاری شده است که در مجموع دارای ۱۰ کلاستر اصلی است. همچنین با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی، از روش‌های لاساتر^۳ برای محاسبه فشار حباب، ضریب حجمی نفت، گاز محلول و از رابطه بیل و همکاران برای محاسبه ویسکوزیته سیال به عنوان بهترین روابط تجربی جهت محاسبه خواص سیال برگزیده شدند [۲۱ و ۲۰].

در همان سال در یک تحقیق جداگانه، فرازآوری مصنوعی با گاز را با استفاده از الگوریتم ژنتیک برای پارامترهای نرخ تزریق گاز، عمیق شیر تزریق و قطر لوله مغزی بهینه و نتایج حاصل از آن را با داده‌های تولید ۳ چاه مقایسه کردند و نشان دادند که آنالیز حساسیت نمی‌تواند روش قابل اعتمادی برای تعیین بهترین سناریوی تولید باشد [۱۲].

خامه‌چی و همکاران با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات^۱ مسئله تخصیص را در فرازآوری مصنوعی با گاز بهینه و نتایج را با داده‌های ۵ حلقه چاه مقایسه کردند و به نتایج قابل قبولی دست یافتند [۱۳]. در همان سال، خامه‌چی و همکاران فرازآوری مصنوعی پیوسته با گاز را در حالت منبع گاز محدود با استفاده از الگوریتم حرکت دسته جمعی ذرات و روش تابع جریمه^۲ بهینه‌سازی کردند و بیان کردند که روش ارائه شده، مسئله را با سرعت بالا و دقت قابل قبولی حل می‌نماید [۱۴]. خیشوند و خامه‌چی مسئله تخصیص گاز به چاه‌ها را با استفاده از روش بهینه‌سازی ریسک غیر خطی حل کرده و با در نظر گرفتن قیمت نفت به عنوان یک تابع ریسک مثلثی نتیجه گرفتند که این روش، حاصل از فرازآوری را به شکل قابل توجهی افزایش خواهد داد [۱۵]. خامه‌چی و همکاران با استفاده از شبکه عصبی مصنوعی، نرخ بهینه گاز تزریقی را به دست آوردند [۱۶]. خویشوند و خامه‌چی با استفاده از برنامه نویسی غیر خطی، مسئله تخصیص گاز به چاه‌ها را حل نموده و به نتایج قابل توجهی دست یافتند [۱۷]. همچنین در این سال خامه‌چی و مهدیانی در دو کار جداگانه به کمک الگوریتم ژنتیک [۱۸] و الگوریتم نیوتون رافسون [۱۹] تخصیص گاز را بهینه کردند و تاثیر الگوریتم بهینه ساز، تعداد چاه و میزان گاز موجود را بررسی کردند.

در این مطالعه، بهینه‌سازی تولید از یک میدان بالغ هیدروکربوری واقع در جنوب ایران با در نظر گرفتن محدودیت‌های غیرخطی صورت می‌گیرد. با توجه

1. Particle Swarm Optimization
2. Penalty Function
3. Lasater

از نرم افزار Prosper و برای مدل سازی تجهیزات سطح الارضی از نرم افزار GAP استفاده شده است. شکل ۱ بیان گر نحوه ارتباط چاه های تولیدی با تفکیک گر در نرم افزار GAP است. پس از ساخت مدل یکپارچه میتوان بهینه سازی تولید را با توجه به سناریوهای مختلف انجام داد.

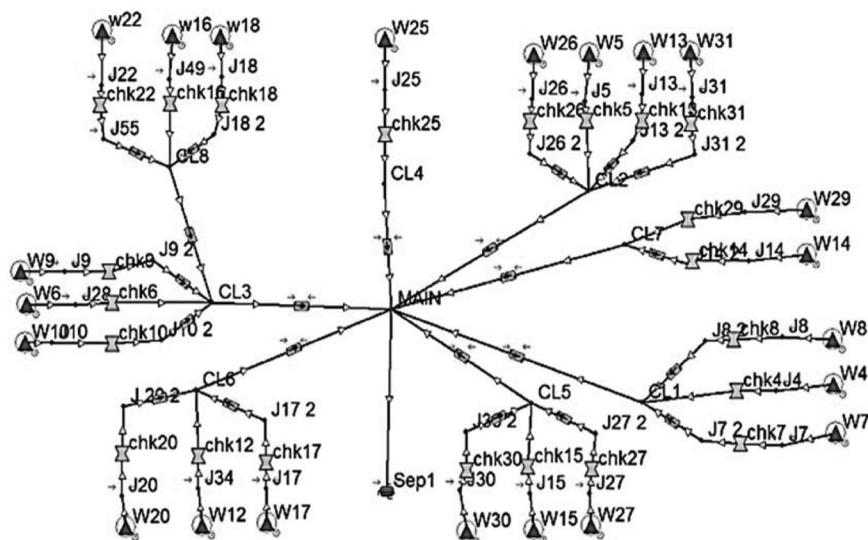
جدول ۱ اطلاعات خواص سیال مربوط به یکی از چاه های تولیدی میدان را نشان می دهد. اطلاعات کلی مخزن از قبیل فشار و دمای مخزن، برش آب، نسبت گاز به نفت تولیدی، مساحت ناحیه تخلیه در جدول ۲ آورده شده است. در نهایت برای مدل سازی مخزن از نرم افزار Eclipse، برای مدل سازی چاه

جدول ۱ اطلاعات خواص سیال به دست آمده از یکی از چاه های تولیدی

Mscf/STB	۱/۷۲۱	نسبت گاز به نفت محلول
°API	۳۳/۷۱	چگالی نفت
Sp.gravity	۰/۸۳	چگالی گاز
ppm	۹۹۱۱۳	شوری آب
%	۰/۶۷	درصد مولی H ₂ S
%	۳/۶۱	درصد مولی CO ₂
%	۰/۰۲	درصد مولی N ₂

جدول ۲ مشخصات مخزن

psia	۸۶۶۰	فشار مخزن
°F	۲۹۴/۶۵	دمای مخزن
%	.	برش آب
Mscf/STB	۱/۷۲۱	نسبت گاز به نفت کلی
md	۴۱/۶	تراوایی مخزن
ft	۳۴۷/۸	ضخامت مخزن
ft ²	۲۳۲۲۳۴۴	ناحیه تخلیه
	۵/۶۱	ضریب پوسته مکانیکی



شکل ۱ طراحی چاه های بهره برداری در نرم افزار گپ

متدولوژی

متوالی یک روش سعی و خطای بسیار مناسب و مفید برای حل عددی مسائل بهینه‌سازی غیر خطی است [۲۴]. این روش دنباله‌ای از یک مجموعه مسائل بهینه‌سازی را حل می‌کند که هر کدام از آن مسائل یک تقریب درجه دوم از تابع هدف را به یک خطی سازی از شروط بهینه می‌کنند. اگر مسئله هیچ گونه محدودیت و شرطی نداشت، این روش به روش نیوتن کاهش پیدا می‌کند [۲۵]. در این مطالعه، با توجه به اینکه میدان مورد نظر دارای ۴ چاه تزریق گاز می‌باشد، برای پیش بینی تولید این میدان چهار سناریوی زیر در نظر گرفته شده است که عبارتند از:

- ۱- تولید از میدان با شرایط فعلی و ادامه داشتن تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی بدون در نظر گرفتن محدودیت
 - ۲- تولید از میدان با اعمال محدودیت‌های عملیاتی و ادامه داشتن تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی
 - ۳- تولید از میدان با اعمال محدودیت‌های عملیاتی و توقف تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی
 - ۴- اعمال فرازآوری با گاز بر روی میدان با محدودیت‌های عملیاتی و توقف تزریق گاز از طریق چاه‌های تزریقی
- محدودیت‌های عملیاتی در نظر گرفته شده عبارتند از:

- حداقل دبی تولیدی هر چاه ۱۰۰۰ bbl/day
- حداکثر فشار سرچاهی هر چاه برابر است با ۵۰۰۰ psi
- حداکثر ظرفیت تفکیک گر برابر است با ۲۰۰۰۰۰ بشکه مایع (آب و نفت)

با استفاده از مدل یکپارچه ساخته شده و شبیه‌سازی به مدت ۱۶ سال و با در نظر گرفتن میزان ارزش خالص کنونی به عنوان تابع هدف، بهترین سناریو برای ادامه تولید از این میدان انتخاب خواهد شد. ارزش خالص فعلی^۱ اختلاف بین ارزش فعلی جریان نقدی ورودی و جریان نقدی خروجی است.

بهینه‌سازی تولید یکی از پیچیده‌ترین فعالیت‌ها از نقطه نظر عملیاتی بوده که به علت خواص فیزیکی متنوع، خطاهای ابزار و نبود اندازه‌گیری‌های زمان‌های آینده، تحت تاثیر عدم قطعیت نیز قرار می‌گیرد. بهینه‌سازی به صورت یافتن بهترین مقدار در دسترس از یک تابع هدف تعریف شده در یک دامنه معین از متغیرها تعریف می‌شود [۲۲] و [۲۳]. در این مطالعه، تابع هدف در سیستم فرازآوری مصنوعی در طول مدت تزریق گاز، بیشینه کردن میزان دبی کلی نفت تولیدی و ارزش خالص کنونی، و محدودیت سیستم در میزان گاز در دسترس برای تزریق است. مسئله بهینه‌سازی در تخصیص گاز به صورت ریاضی زیر قابل بیان است:

$$Q_{oT} = \sum_{i=1}^n q_{oi} = f(Q_g) \quad (1)$$

که در آن میزان کل نفت تولیدی Q_{oT} که خود مجموع دبی‌های تولید از هر چاه است q_o به عنوان تابعی از دبی گاز تزریقی Q_g تعریف می‌شود. (Q_g یک بردار n بعدی است). i شماره چاه بوده و محدودیت‌های در نظر گرفته شده نیز به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$Q_{gT} = \sum_{i=1}^n q_{gi} \leq Q_{g, Available} \quad (2)$$

$$q_{gi} \geq q_{gi, min} \quad (3)$$

$$q_{gi} \leq q_{gi, max} \quad (4)$$

$$q_{gi} \geq 0 \quad (5)$$

محدودیت تعریف شده در معادله ۲ بیانگر این موضوع است که بایستی مجموع تک تک دبی گاز تزریقی کمتر یا مساوی مقدار کل گاز در دسترس در سیستم باشد. معادله‌های ۳ و ۴ هم محدودیت‌های حدی برای نرخ تزریق گاز هستند که میزان تزریق نباید خارج از مقادیر حدی گردند. در مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز روش کلی مبتنی بر استفاده از بهینه‌سازی مدل محور برنامه‌ریزی درجه دوم متوالی است. برنامه‌ریزی درجه دوم

تولیدی به وجود آمده است، میزان درآمد روند نزولی را طی کرده و تا ۲ میلیون دلار در روز در سال پایانی کاهش پیدا کرده است.

طبق سناریوی دوم، در نهایت ۸۶۵ میلیون بشکه نفت از میدان قابل برداشت است که نسبت به سناریوی اول ۵۵ میلیون بشکه افزایش تولید داشته است. این افزایش تولید با توجه به اعمال بهینه‌سازی در این سناریو منطقی به نظر می‌رسد. همان‌طور که پیش‌بینی می‌شد به دلیل اعمال بهینه‌سازی و محدودیت در سناریو، چاه‌ها با دبی اولیه کمتری نسبت به سناریو اول شروع به تولید کرده‌اند. به‌طور مثال دبی اولیه چاه شماره ۲۰ در حدود ۱۷۵۰۰ bbl/day است که نسبت به ۲۰۰۰۰ بشکه سناریو اول، میزان ۲۵۰۰ بشکه کاهش داشته است. اما با این وجود این میزان تا حدود ۶ سال ثابت باقی مانده است و برخلاف سناریو اول شاهد افت سریع دبی در سال ابتدایی نیستیم. پس از سال شش‌ام به تدریج دبی تولیدی چاه‌ها کاهش پیدا کرده است که این افت در مقایسه با سناریو اول بسیار کمتر است. میزان درآمد پروژه در ۶ سال اول روندی تقریباً ثابت و کم‌نوسان (در حدود ۱۲ میلیون دلار در روز) را طی کرده است. پس از عبور از این بازه ۶ ساله میزان درآمد روند نزولی پیدا کرده است و تا ۴/۵ میلیون دلار در روز کاهش پیدا کرده است.

سناریوی سوم به منظور بررسی میزان تاثیر گاز تزریقی در نفت تولید اجرا شده است. همچنین محدودیت‌های عملیاتی سناریو دوم، در این سناریو نیز اجرا شده است. با توجه به توقف تزریق گاز و کاهش انرژی در دسترس برای تولید نفت، میزان تولید تجمعی نفت میدان در طول ۱۶ سال به ۶۶۰ میلیون بشکه رسیده است. نحوه تغییرات دبی تولیدی چاه‌های میدان در طول مدت شبیه‌سازی نشان می‌دهد که اگرچه در ابتدای تولید، دبی

از این شاخص برای ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها استفاده می‌شود و با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌گردد [۲۶]:

$$NPV = \sum \frac{CF_t}{(1+i)^t} - C_{capex} \quad (6)$$

$$CF_t = Q_{gas} P_{gas} + Q_{oil} P_{oil} - P_{water} P_{water} \quad (7)$$

در این روابط CF_t جریان نقدینگی در زمان t ، i نرخ تورم^۱ و C_{capex} هزینه‌های ابتدای پروژه است. همچنین در این روابط Q_{oil} ، Q_{gas} ، Q_{water} به ترتیب دبی تولیدی نفت، گاز و آب، و P_{oil} ، P_{gas} ، P_{water} به ترتیب قیمت این محصولات هستند. پارامترهای اقتصادی در نظر گرفته شده برای محاسبه ارزش خالص کنونی در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳ پارامترهای اقتصادی در نظر گرفته شده برای محاسبه ارزش خالص کنونی

واحد	مقدار	پارامتر
US\$/STB	۶۰	قیمت نفت تولیدی
US\$/MMBTU	۳/۱۶	قیمت گاز تولیدی
US\$/STB	۳	هزینه آب تولیدی
\$MMUS	۳۰۰	هزینه کمپرسور
\$MMUS	۳۰۰	هزینه خط لوله
%	۵	نرخ تورم

نتایج و بحث

مدل یکپارچه ساخته شده برای میدان مورد مطالعه به مدت ۱۶ سال شبیه‌سازی گردید. طبق سناریوی اول، در نهایت ۸۱۰ میلیون بشکه نفت از میدان قابل برداشت است. حداکثر دبی تولیدی در چاه ۲۰ به میزان ۲۰۰۰۰ bbl/day گزارش شده است. با گذشت یک سال از تولید، افت شدیدی در میزان تولید هر چاه قابل مشاهده است که تا انتهای بازه تولیدی نیز این کاهش تولید ادامه یافته است. اعمال نشدن شرایط کنترلی مناسب بر روی چاه‌ها عامل ایجاد این کاهش تولید می‌باشد. در ۲ سال ابتدایی میزان درآمد ۱۱ میلیون دلار آمریکا برآورد شده است. با این وجود از سال سوم به بعد به دلیل افت شدیدی که در میزان دبی چاه‌ها و نفت

1. Inflation Rate

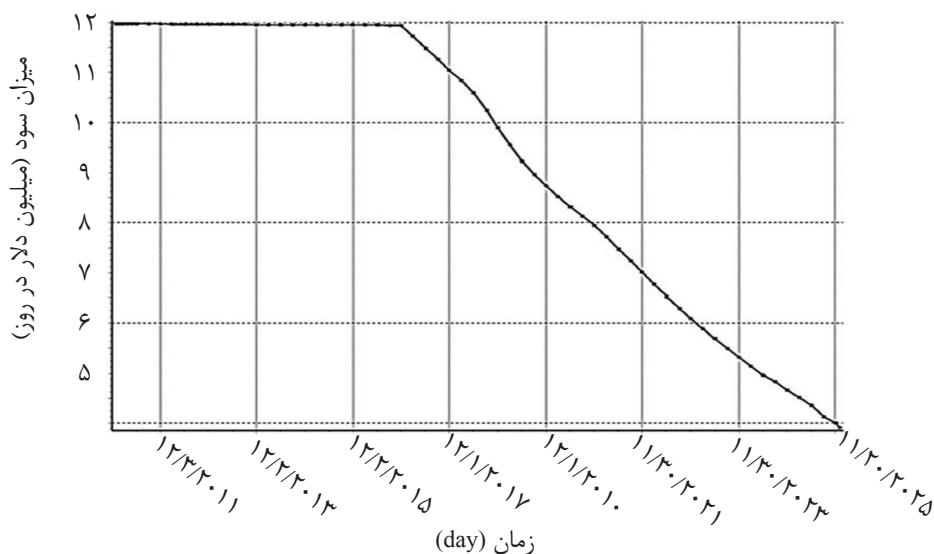
چاه‌های میدان در طول مدت شبیه‌سازی در این سناریو روندی مشابه سناریو دوم را طی کرده است. در ۶ سال اول تولید، میزان دبی تولیدی تقریباً ثابت (با نوسان‌های کم) بوده است. در بازه دوم زمانی دبی تولیدی کاهش یافته است. با توجه به ثابت بودن میزان دبی تولیدی در ۶ ساله اول تولید، در شکل ۲ میزان سود نیز در این بازه زمانی ثابت (در حدود ۱۲ میلیون دلار) برآورد شده است. پس از آن میزان درآمد روندی نزولی (تقریباً مشابه سناریو دوم) را طی کرده است و در نهایت در سال آخر به ۴ میلیون دلار رسیده است.

جدول ۴ میزان NPV را به همراه تولید تجمعی نفت در ۴ سناریوی مورد بررسی نشان می‌دهد. میزان دبی تجمعی نفت در سناریوهای ۱ تا ۴ به ترتیب ۸۱۰، ۸۶۵، ۶۶۰، ۸۷۰ میلیون بشکه برآورد شد. همچنین ارزش خالص کنونی هر یک از سناریوهای ۱ تا ۴ به ترتیب برابر با ۷۱۸/۹۸، ۸۵۰/۶۵، ۵۵۸/۶۲ و ۸۳۷/۹۲ میلیون دلار به دست آمده است. بنابراین سناریوی دوم و چهارم بهترین گزینه هستند. توجه به این نکته ضروری است که چون اعمال فرآزآوری مصنوعی بر روی میدان نیازمند صرف زمان و هزینه است و سناریو دوم نسبت به سناریو چهارم سود نسبتاً بهتری را دارد، این سناریو به عنوان سناریوی برتر انتخاب می‌گردد.

چاه‌ها مشابه سناریو قبلی است اما بدلیل توقف تزریق گاز و در نتیجه کاهش انرژی مخزن برای انتقال سیال و همچنین کم شدن اثر تزریق گاز در کاهش نیروی گراویتی، میزان دبی تولیدی پس از گذشت ۳ سال افت کرده است. در سناریوی سوم در ۳ سال اول تولید میزان درآمد پروژه در حدود ۱۲ میلیون دلار تخمین زده شده است. پس از آن روند نزولی بر درآمد حاکم شده است و میزان سود را تا ۳ میلیون دلار کاهش داده است.

پیش از اجرای سناریوی چهارم، لازم است تا فرآزآوری مصنوعی بر روی چاه‌ها اعمال شود و نرخ بهینه تزریق گاز در هر چاه بر اساس نمودار عملکرد فرآزآوری با گاز (نمودار نفت تولیدی بر حسب گاز تزریقی) تعیین گردد. در این نمودار برای یکی از چاه‌ها، حداکثر دبی تولید به میزان ۱۸۶۷۱ بشکه در میزان گاز تزریقی ۱/۸۷ میلیون بشکه به دست آمده است. در نهایت میزان ۶۰ میلیون استاندارد فوت مکعب گاز، به عنوان میزان بهینه گاز تزریقی مورد نظر قرار گرفت و براساس نمودار نمودار عملکرد فرآزآوری با گاز هر چاه این نسبت به چاه‌های مختلف تخصیص یافت.

با اعمال فرآزآوری مصنوعی، نهایتاً میزان نفت تولیدی تجمعی در این سناریو برابر با ۸۷۰ میلیون بشکه برآورد شده است. تغییرات دبی تولیدی



شکل ۲ تغییرات درآمد در سناریو چهارم

نتیجه گیری

دلیل کاهش هزینه و زمان و همچنین افزایش ارزش خالص کنونی در اولویت است. اگر چه با استفاده از روش فرازآوری مصنوعی با گاز میزان تولید انباشتی نفت نسبت به روش تزریق گاز بیشتر است اما به دلیل افزایش هزینه های آن ارزش خالص کنونی کمتری خواهد داشت.

فهرست علائم

CF_t : جریان نقدینگی در زمان t

API : معیار سنگینی نفت

C_{capex} : هزینه های ابتدای پروژه

Q_{ginj} : مقدار گاز تزریقی (MMSCF/day)

Q_{water} : دبی تولیدی آب

Q_{oil} : مقدار نفت تولیدی یک چاه (STB/day)

Q_{gas} : دبی تولیدی گاز

Q_i : مقدار تجمعی تولید نفت (STB/day)

i : نرخ تنزیل

NPV : ارزش خالص فعلی

در این مطالعه با استفاده از یک مدل یکپارچه (شامل مخزن، چاه و تاسیسات سطح الارضی)، بهینه سازی تولید برای یک میدان واقعی در جنوب ایران با در نظر گرفتن محدودیت های غیرخطی انجام گرفت. برای پیش بینی و بهینه سازی تولید آینده این میدان، چهار سناریوی متفاوت شامل (۱) ادامه شرایط کنونی با تزریق گاز و بدون اعمال محدودیت، (۲) تولید از میدان با اعمال محدودیت های عملیاتی و ادامه داشتن تزریق گاز از طریق چاه های تزریقی، (۳) تولید از میدان با اعمال محدودیت های عملیاتی و توقف تزریق گاز از طریق چاه های تزریقی و (۴) اعمال فرازآوری مصنوعی با گاز بر روی میدان با در نظر گرفتن محدودیت های عملیاتی و توقف تزریق گاز از طریق چاه های تزریقی مورد بررسی دقیق قرار گرفت. نتایج حاصل از شبیه سازی و بهینه سازی نشان داد که در شرایط کنونی میدان، تزریق گاز نسبت به فرازآوری مصنوعی با گاز به

مراجع

- [1]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "An introduction to gas lift," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, pp. 1-5, 2017.
- [2]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "Gas allocation optimization methods in artificial gas lift," Springer, 2016.
- [3]. Economides M., Hill A. D. and Ehlig-Economides C., "Petroleum production systems," New Jersey: Perintiece Hall, 1994.
- [4]. Brown K. E., "Gas lift theory and practice," Tulsa: Petroleum Publishing Co., 1967.
- [5]. Clegg J. D., "Discussions of economic approach to oil production and gas allocation in continuous gas lift," J. Pet. Technol.; (United States), Vol. 34, No. 2, 1982.
- [6]. Uren L. C., Gregory P. P., Hancock R. A. and Feskov G. V., "Flow resistance of gas-oil mixtures through vertical pipes," Trans. AIME, Vol. 86, No. 01, pp. 209-219, 1930.
- [7]. Hagedorn A. R. and Brown K. E., "Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits," J. Pet. Technol., Vol. 17, No. 04, pp. 475-484, 1965.
- [8]. Buitrago S., Rodriguez E. and Espin D., "Global optimization techniques in gas allocation for continuous flow gas lift systems," in SPE gas technology symposium, 1996.
- [9]. Kumar A. and Malhotnal B. D., "Automation of gas lift operation in Bombay offshore fields," in 7th Abu International Petroleum Exhibition and Conferrance, 1996.

- [10]. Dutta-Roy K. and Kattapuram J., "A new approach to gas-lift allocation optimization," in SPE Western regional Meeting, 1997.
- [11]. Khomehchi E., Rashidi F., Omranpour H., Ghidary S. S., Ebrahimian A. and Rasouli H., "Intelligent system for continuous gas lift operation and design with unlimited gas supply," J. Appl. Sci., Vol. 9, pp. 1889–1897, 2009.
- [12]. Khomehchi E., Rashidi F., Karimi B., Pourafshary P. and Amiry M., "Continuous gas lift optimization using genetic algorithm," Aust. J. Basic Appl. Sci., Vol. 3, No. 4, pp. 3919–3929, 2009.
- [13]. Hamedi H., Rashidi F. and Khomehchi E., "A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem," Pet. Sci. Technol., Vol. 29, No. 4, pp. 418–427, 2011.
- [14]. Rasouli H., Rashidi F. and Khomehchi E., "Optimization of an integrated model to enhance oil production based on gas lift optimization under limited gas supply," Oil Gas Eur. Mag., Vol. 37, No. 4, pp. 199–202, Dec. 2011.
- [15]. Khishvand M. and Khomehchi E., "Nonlinear Risk optimization approach to gas lift allocation optimization," Ind. Eng. Chem. Res., Vol. 51, No. 6, pp. 2637–2643, Feb. 2012.
- [16]. Khomehchi E., Abdolhosseini H. and Abbaspour R., "Prediction of maximum oil production by gas lift in an Iranian field using auto-designed neural network," History, Vol. 138, p. 150, 2014.
- [17]. Khishvand M., Khomehchi E. and Nokandeh N. R., "A nonlinear programming approach to gas lift allocation optimization," Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff., Vol. 37, No. 5, pp. 453–461, 2015.
- [18]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., "Stabilizing gas lift optimization with different amounts of available lift gas," J. Nat. Gas Sci. Eng., Vol. 26, 2015.
- [19]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., "Preventing Instability phenomenon in gas-lift optimization," Iran. J. Oil Gas Sci. Technol., Vol. 4, No. 1, pp. 49–65, Jan. 2015.
- [20]. Mahdiani M. R. and Kooti G., "The most accurate heuristic-based algorithms for estimating the oil formation volume factor," Petroleum, Vol. 2, No. 1, pp. 40–48, 2016.
- [21]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., "A novel model for predicting the temperature profile in gas lift wells," Petroleum, 2016.
- [22]. Hamedi H. and Khomehchi E., "A nonlinear approach to gas lift allocation optimization with operational constraints using particle swarm optimization and a penalty function," Pet. Sci. Technol., Vol. 30, No. 8, pp. 775–785, Feb. 2012.
- [23]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "The fitness function of gas allocation optimization," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, 2017, pp. 7–23.
- [24]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "Constraint optimization," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, pp. 25–34, 2017.
- [25]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "Optimization algorithms," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, pp. 35–46, 2017.
- [26]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., "A modified neural network model for predicting the crude oil price," Intellect. Econ., Vol. 10, No. 2, pp. 71–77, 2016.

**Petroleum Research**

Petroleum Research 2018(April -May), Vol. 28, No. 98. 20-24

DOI: 10.22078/pr.2017.1708-2319

Integrated Production Optimization from a Mature Oil Field Using Artificial Gas Lift by Considering Nonlinear Operational Constraints

Ehsan Khamsehchi* Meysam Naderi and Mohammad Hossein Hajati

Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

khamsehchi@aut.ac.ir

Received: June/25/2017

Accepted: December/31/2017

Abstract

Production optimization is one of the most complex activities from the operational point of view due to the effect of the uncertainty of physical rock and fluid properties, errors, and the lack of measurement tools. Production optimization is defined based on a set of activities that measure and collect data to make optimized management decisions. The purpose of this study is to optimize the production of a mature hydrocarbon field located in the south of Iran with consideration operational nonlinear constrains, and by defining four different scenarios. Cumulative oil production and net present value were used to select the best production scenario from this oil field. The results of simulation and optimization showed that in the current situation of the field, gas injection is prioritized with respect to artificial gas lift with gas due to the reduction of cost and time, as well as an increase in current net present value. Although, using an artificial gas lift method, the amount of cumulative oil production is higher than the gas injection method, but due to increased costs, it will have less net present value.

Keywords: Hydrocarbon Field, Nonlinear Constrains, Optimized Production, Artificial Gas Lift, Optimization.

Introduction

Production optimization is one of the most complex activities from the operational point of view due to the effect of the uncertainty of physical rock and fluid properties, errors and the lack of measurement tools. Production optimization is defined based on a set of activities that measure and collect data to make optimized management decisions. There are many effective factors which determine the ultimate recovery of the hydrocarbon from the oil field including production rate, number of production wells, gas or water injection rate, number of injection wells, location of production and injection wells, and individual wells tubing head pressure, just to name a few. As time progresses, the production rate of field declines as a consequence of reservoir energy depletion. In this situation, it is crucial to determine the optimum production criteria from the reservoir in such a way to result in maximum oil production, and minimum water production during lifetime of the field [1-11].

Methodology

The purpose of this study is to optimize oil production of a mature hydrocarbon field located in south of Iran with consideration operational nonlinear constrains, and by defining four different scenarios. The studied scenarios are as follow: 1) continue the production from the field with gas injection and without considering operational constrains, 2) continue the production from the field by considering operational constrains and the gas injection through gas injection wells, 3) continue the production from the field without gas injection and by considering operational constrains, 4)

continue the production by applying artificial gas lift and stopping the gas injection through gas injection wells by considering operational constrains. The nonlinear constrains considered to optimize the production are minimum individual well production rate, maximum tubing head pressure and maximum surface facility capacity to separate produced fluids. The simulation of integrated model is done for 16 years in order to be able to obtain optimum production rate of existing wells to maximize the net present value. In this regard, cumulative oil production and net present value were used to select the best production scenario from this oil field. In order to perform the required reservoir simulations to optimize the oil production by considering net present value as an objective function, an actual carbonate reservoir in south of Iran was selected. The field has been produced over 17 years and currently its production has been reduced due to nonoptimum production conditions. The geometry of the field has been modeled using corner-point geometry. This model contains $28 \times 115 \times 83$ grid blocks, of which 156631 blocks are active. Figure 1 shows the simulated reservoir model for this study. The field contains 27 production and injection wells that are completed in the oil column and are active. The production wells operate under constant-rate production constraints. After falling below a limiting bottom hole pressure, they will switch to a BHP-constraint. The detailed information about the field 3D model and its rock and fluid properties is given in the paper. surface facility is simulated using GAP software.

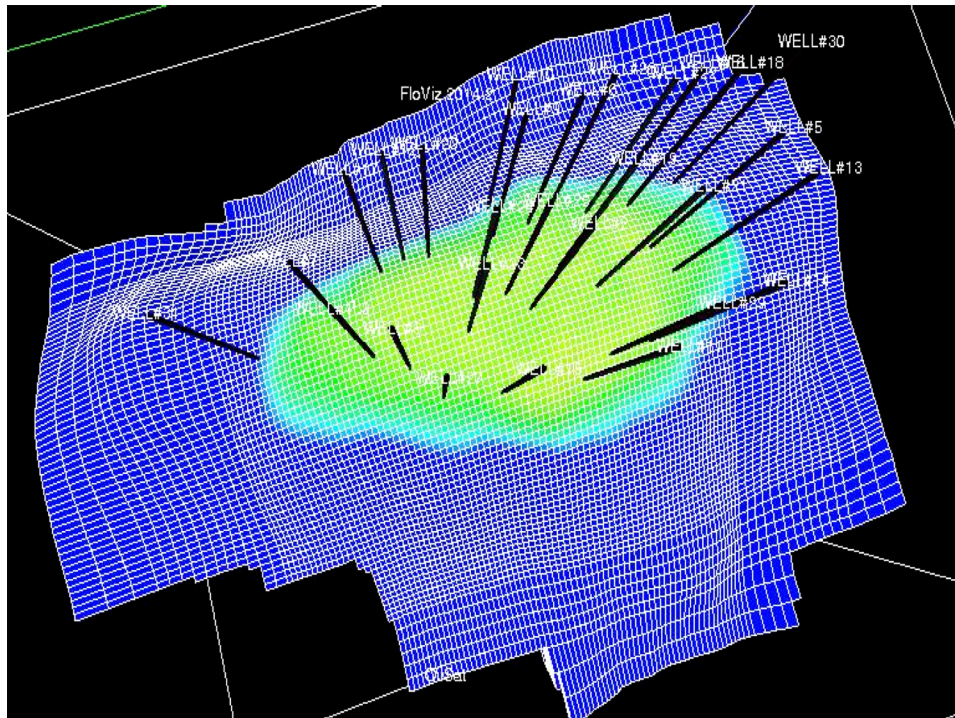


Figure 1. Simulated Model

In this study, the reservoir section of the integrated model is simulated using Eclipse software; moreover, the wells are modeled using Prosper, and the surface facility is simulated using GAP software.

Due to complex nature and existence of nonlinear constraints, it is required to apply a robust method in order to be able to maximize the objective function. In this regard, sequential quadratic programming (SQP) is used due to its capability to solve the optimization problems with nonlinear constraints. Sequential quadratic programming is a powerful and an iterative methodology to optimize nonlinear constrained problems. SQP is used on mathematical problems in which the objective function and the constraints are differentiable. The algorithm solves the optimization problem by constructing a sequence of quadratic optimization subproblems of the objective function subject to a linear system

of the linearized constraints. The SQP method reduces to Newton's method for an optimization problem without constraints. For the problem with only equality constraints, the method is equivalent to applying Lagrangian method. However, for the problems with inequality constraints in addition to equality constraints, the methodology is equivalent to apply Newton's method to the Lagrangian function or, in general, Karush–Kuhn–Tucker optimality conditions. After performing required simulations and optimization, the optimum condition of production from the field under given nonlinear constraints could be obtained [12-15].

Results and Discussion

An integrated model of the field made for this case study was simulated for 16 years. Cumulative oil production for the first case scenario after simulation is 810 million barrels of oil eventually

withdrawal from the field. After one year of production, a sharp drop in the rate of production of each well is visible to the end of simulation period. This reduced production is a result of not applying appropriate control conditions on operating wells during production.

The cumulative oil production for the second scenario after simulation is 865 million barrels of oil which is 55 million barrels of production more than first case. This increased production is due to applying operational limits on production.

The cumulative oil production from field during the 16 years reached to 660 million barrels in third scenario. This reduction could be due to stopping gas injection and reducing the energy available for oil production.

Finally, the cumulative oil production from field with artificial gas lift is estimated 870 million barrels.

The current net present value of each of the scenarios 1 to 4 respectively is equal to 718.98, 850.65, 558.62, and 837.92 million which is obtained for 16 years of simulation. So the second and fourth scenario is the best option. It is noteworthy that although applying artificial gas lift increases the field production, it needs to spend more time and money, the second scenario compared to the relatively better profit of the fourth scenario, this scenario will be the primary choice of scenario.

Conclusions

The results of simulation and optimization showed that in the current situation of the field, gas injection is prioritized with respect to artificial gas lift with gas due to the reduction of cost and time, as well as the increase of current net

present value. Although, using an artificial gas lift method, the amount of cumulative oil production is higher than the gas injection method, but due to increased costs, it will have less net present value. In addition, the results of optimization shows that by applying appropriate constrains during production, the rate of production decline could be reduced, and consequently the total oil production could be increased over lifetime of the field. Although oil production without applying constrains maybe useful in short time, it is not optimum over the life of the field due to reduced net present value.

References

- [1]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "An introduction to gas lift," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, pp. 1–5, 2017.
- [2]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "Gas allocation optimization methods in artificial gas lift," Springer, 2016.
- [3]. Buitrago S., Rodriguez E. and Espin D., "Global optimization techniques in gas allocation for continuous flow gas lift systems," in SPE gas technology symposium, 1996.
- [4]. Khomehchi E., Rashidi F., Omranpour H., Ghidary S. S., Ebrahimian A. and Rasouli H., "Intelligent system for continuous gas lift operation and design with unlimited gas supply," J. Appl. Sci., Vol. 9, pp. 1889–1897, 2009.
- [5]. Khomehchi E., Rashidi F., Karimi B., Pourafshary P. and Amiry M., "Continuous gas lift optimization using genetic algorithm," Aust. J. Basic Appl. Sci., Vol. 3, No. 4, pp. 3919–3929, 2009.
- [6]. Khomehchi E., Rashidi F., Karimi B., Pourafshary

- P. and Amiry M., "Continuous gas lift optimization using genetic algorithm," Aust. J. Basic Appl. Sci., Vol. 3, No. 4, pp. 3919–3929, 2009.
- [7]. Hamed H., Rashidi F. and Khomehchi E., "A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem," Pet. Sci. Technol., Vol. 29, No. 4, pp. 418–427, 2011.
- [8]. Rasouli H., Rashidi F. and Khomehchi E., "Optimization of an integrated model to enhance oil production based on gas lift optimization under limited gas supply," Oil Gas Eur. Mag., Vol. 37, No. 4, pp. 199–202, Dec. 2011.
- [9]. Khishvand M. and Khomehchi E., "Nonlinear Risk optimization approach to gas lift allocation optimization," Ind. Eng. Chem. Res., Vol. 51, No. 6, pp. 2637–2643, Feb. 2012.
- [10]. Khomehchi E., Abdolhosseini H. and Abbaspour R., "Prediction of maximum oil production by gas lift in an Iranian field using auto-designed neural network," History, Vol. 138, p. 150, 2014.
- [11]. Khishvand M., Khomehchi E. and Nokandeh N. R., "A nonlinear programming approach to gas lift allocation optimization," Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff., Vol. 37, No. 5, pp. 453–461, 2015.
- [12]. Hamed H. and Khomehchi E., "A nonlinear approach to gas lift allocation optimization with operational constraints using particle swarm optimization and a penalty function," Pet. Sci. Technol., Vol. 30, No. 8, pp. 775–785, Feb. 2012.
- [13]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "The fitness function of gas allocation optimization," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, 2017, pp. 7–23.
- [14]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "Constraint optimization," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, pp. 25–34, 2017.
- [15]. Khomehchi E. and Mahdiani M. R., "Optimization algorithms," in Gas Allocation Optimization Methods in Artificial Gas Lift, Springer International Publishing, pp. 35–46, 2017.
- [16]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., "A modified neural network model for predicting the crude oil price," Intellect. Econ., Vol. 10, No. 2, pp. 71–77, 2016.