

افزایش تولید میدان نفتی آزادگان با استفاده از رویکرد بهینه‌سازی بی‌درنگ

محسن جلالی، مژگان عباسی*، نسیم طاهونی و محمدحسن پنجه‌شاهی

انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۶/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۱/۱۳

چکیده

با توجه به وجود میادین مشترک نفت و گاز ایران با کشورهای همسایه، نیاز به استفاده از روش‌های بهینه‌سازی برای استفاده حداکثری از این میادین احساس می‌شود که در این بین، میدان نفتی آزادگان به دلیل حجم عظیم ذخایر نفتی و مشترک بودن با کشور عراق نیازمند توجه ویژه‌ای است. هدف از این مقاله، مدل‌سازی ریاضی میدان نفتی آزادگان با هدف بهینه‌سازی تولید است؛ که بدین منظور از روش بهینه‌سازی تولید بی‌درنگ استفاده شد. در همین راستا ۱۳ حلقه چاه در منی‌فولد شماره ۷ میدان نفتی آزادگان در نظر گرفته شد. با توجه به وجود روابط غیرخطی برای تولید نفت و افت فشار در طول مسیر، روش‌های مناسب برای تبدیل روابط غیرخطی سامانه به روابط خطی مورد بررسی قرار گرفت؛ و سپس با استفاده از آنالیز حساسیت، نقاط گسسته برای این خطی‌سازی به دست آمد و به‌عنوان ورودی در کد موردنظر مورد استفاده قرار گرفت. در نهایت با حل هم‌زمان روابط، مقادیر بهینه فشار سرچاهی برای رسیدن به حداکثر تولید نفت برای هر چاه به دست آمد که نشان دهنده افزایش تولید ۲۷/۷٪ نفت با استفاده از این روش است.

کلمات کلیدی: افزایش تولید، بهینه‌سازی بی‌درنگ، میدان نفتی آزادگان، برنامه‌نویسی خطی عدد صحیح

مقدمه

BP [۱]، تا انتهای سال ۲۰۱۹ میزان کل ذخایر کشف‌شده نفتی در حدود ۱۷۳۳/۹ میلیارد بشکه و میزان تولید در حدود ۹۵ میلیون بشکه در روز است، که ایران با ذخایر ۱۵۶ میلیارد بشکه‌ای (بیش از ۹٪) و تولید ۳/۵ میلیون بشکه نفت در روز (۳/۷٪) جایگاه پنجم دنیا را در اختیار دارد. بنابراین، نیاز به بهره‌برداری و افزایش تولید از میدان‌های نفتی کشور به‌خصوص میدان‌های مشترک امری ضروری است.

با وجود تنوع در منابع مختلف انرژی، کماکان نفت یکی از سوخت‌های فسیلی مورد توجه است. به همین دلیل و با توجه به تقاضای روزافزون در بازارهای انرژی، پژوهش‌گران به دنبال ارائه روش‌هایی برای افزایش تولید نفت در میادین نفتی می‌باشند. طبق آمار ارائه‌شده توسط شرکت^۱

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی

mojganabbasi@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2021.4291.2945)

مسائل تولید نفت در کارهای بیکر و همکاران [۴] و ساپوتلی و همکاران [۵] ارائه شد. در این زمینه، بیکر و همکاران [۴] به توضیح کلی چالش‌های بهینه‌سازی بی‌درنگ تولید و شرح اطلاعات موردنیاز برای بهینه‌سازی پرداختند که مراحل انجام آن شامل جمع‌آوری داده‌ها، ذخیره‌سازی، به‌روزرسانی مدل، بهینه‌سازی برحسب مدل به‌روز شده است.

بیکر [۶] در کار جامع خود علاوه‌بر توضیح کلی چالش‌های بهینه‌سازی، مسأله‌ای ساده و بدون استفاده از مسیریابی جریان را با خطی‌سازی تکه‌ای روابط غیرخطی با استفاده از فرمول‌بندی برنامه‌نویسی خطی عدد صحیح مختلط (MILP)^۱ حل نمود. کاسمیدیس و همکاران [۷ و ۸] سامانه یک‌پارچه تولید برای شبکه‌ای از چاه‌های تولیدی طبیعی و فرازآوری با گاز- شامل چاه‌ها، منیفولدها، جداسازها و مدل کردن فشار در لوله‌ها و تأسیسات سرچاهی- برای جریان چند فازی ارائه دادند. این مسأله بهینه‌سازی تولید به‌دلیل رفتار غیرخطی فشار و تولید چاه در مدل، به‌عنوان مسأله برنامه‌نویسی غیرخطی عدد صحیح مختلط (MINLP)^۹ در نظر گرفته می‌شود. روش حل آن‌ها از خطی‌سازی تکه‌ای برای مدل چاه و از تابع غیرخطی برای افت فشار استفاده می‌کند. این مسائل MIN-LP با استفاده از دنباله‌ای از مسائل MILP که از روش برنامه‌نویسی خطی متوالی (SLP)^{۱۰} استفاده می‌کنند، حل می‌شود. از آنجایی که تحقیق آن‌ها بر مدل کردن میدان نفتی تمرکز دارد، مدل‌ها و الگوریتم‌های مؤثری را برای یافتن نقطه عملیاتی بهینه کلی برای مسائل ساده توسعه دادند.

در طول عمر یک میدان، ویژگی‌های مخازن همانند میزان آب همراه نفت (WCUT)^۱، نسبت گاز به نفت (GOR)^۲، فشار، دما و درصد اجزای مخزن به‌مرور زمان تغییر می‌کند و نیز امکان حفر چاه‌های جدید و یا توقف تولید در بعضی چاه‌ها به‌دلیل افزایش میزان آب وجود دارد. هم‌چنین، هر واحد دارای محدودیت ظرفیت تولید آب، گاز، نفت و یا محدودیت فشار برای هر کدام از تأسیسات سرچاهی همانند خطوط لوله، پمپ‌ها، جداسازها و منیفولدها^۳ است. بنابراین با توجه به تغییراتی که به‌مرور زمان در شرایط یک میدان اتفاق می‌افتد، باید تصمیمات مختلفی توسط مهندس تولید میدان در هر لحظه از زمان متناسب با شرایط گرفته شود که میزان تولید روزانه در حالت حداکثری نگه داشته شود. بدین ترتیب تمام محدودیت‌های واحد همانند فشار دستگاه‌ها، ظرفیت تأسیسات سرچاهی، محدودیت‌های مخزن و وضعیت چاه‌ها باید لحاظ شود. تمامی این محدودیت‌ها در مدل‌سازی تولید می‌توانند به هم مرتبط شوند و با استفاده از این مدل ریاضی می‌توان میزان تولید نفت را پیش‌بینی کرد. اگرچه روش‌های بسیاری برای مدل‌سازی تولید در میادین نفتی وجود دارد، از بین آن‌ها، رویکرد بهینه‌سازی بی‌درنگ تولید (RTPO)^۴ ابزاری مناسب به‌منظور بهینه‌سازی میزان تولید نفت در هر لحظه از زمان است. وانگ [۲]، وانگ و همکاران [۳] مرور جامعی را بر مدل‌ها و الگوریتم حل آن‌ها برای مسائل مختلف در صنایع نفتی، انجام دادند. این پژوهش‌گران مسائل بهینه‌سازی با متغیرهای تصمیم‌گیری برای نرخ تولید چاه، نرخ فرازآوری با گاز^۵ و مسیریابی سیال به جداساز را با توجه به محدودیت‌های فشاری و دبی هر مسیر حل نمودند. الگوریتم‌های مورد استفاده در حل این مسأله، بهینه‌سازی خطی و غیرخطی شامل برنامه‌نویسی خطی، برنامه‌نویسی قابل جداسازی (SP)^۶ و برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی (SQP)^۷ و الگوریتم ژنتیک است. خلاصه‌ای کامل از مفاهیم

1. Water Cut
2. Gas Oil Ratio
3. Manifold
4. Real Time Production Optimization
5. Gas Lift
6. Separable Programming (SP)
7. Sequential Quadratic Programming (SQP)
8. Mixed Integer Linear Programming
9. Mixed Integer Nonlinear Programming
10. Sequential Linear Programming

حل این مدل تعیین می‌کند که جریان سیال خروجی از چاه به یک منیفلد (تک مسیر) یا چند منیفلد (مسیریابی) وارد شود، که این تقسیم سیال در مسیرهای مختلف بر اساس اختلاف فشار در لوله‌ها است. نتایج نشان داد که سامانه مسیریابی باعث افزایش تولید از میدان می‌شود.

در ادامه سیلوا و کامپونگار [۱۱۳] مدل‌های خطی‌سازی چندبعدی متفاوتی برای تقریب زدن مسائل غیرخطی مسیریابی و افت فشار توسعه داده‌اند. مسأله شامل چاه‌هایی است که به منیفلدهای متفاوتی وصل شده‌اند و از آنجا می‌توانند به جداسازهای مختلف مسیریابی شود. تمرکز آن‌ها بر مقایسه بین هفت فرمول‌بندی متفاوت مسأله و بررسی عملکرد نسبی فرمول‌بندی MILP بر تولید میدان بوده است. سیلوا و همکاران [۱۱۴] تحقیقات قبلی را توسعه داده و خطی‌سازی تکه‌ای چندبعدی روابط غیرخطی را با توجه به رفتار آن‌ها در شبیه‌ساز انجام دادند. سرعت و دقت حل این روابط با افزایش تعداد نقاط خطی‌سازی بررسی شد. شبیه‌سازی میدان انجام و تأثیر مثبت استفاده از فرمول‌بندی MILP با مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی مشخص شد. در تحقیق سیلوا [۱۱۵] رویکرد بلندمدت و کوتاه‌مدت افزایش تولید نفت مورد بررسی قرار گرفته است. سیلوا ابتدا به معرفی ابزارهای خطی‌سازی روابط غیرخطی می‌پردازد و کارکرد هر کدام از این روش‌ها را مورد بحث قرار می‌دهد. سپس مدلی جامع شامل روابط فشار، تولید چاه با روش فراآوری با گاز و مسیریابی سیال از سر چاه تا جداساز را برای رویکرد بهینه‌سازی بی‌درنگ تولید ارائه می‌دهد. هم‌چنین، مدلی ساده به‌منظور تأیید کردن مدل‌سازی سامانه در Pipesim شبیه‌سازی کرده است.

در تحقیق گانرود^۱ [۹] کلیه روش‌های تجزیه در مسائل RTPO مورد بحث قرار گرفت و چالش‌های مرتبط با هر یک از مسائل تجزیه، شامل تعداد زیاد متغیرهای تصمیم‌گیری دودویی (باز و بسته بودن شیرها سر چاه و شیرهای مسیریابی) را بررسی شد. لانگوویک و ژوبر [۱۰] تحقیق گانرود [۹] را در استفاده از روش‌های تجزیه توسعه دادند. آن‌ها با استفاده از روش تجزیه دانتزیگ-ولف^۲ مسائل بزرگ را به زیر مسأله‌های کوچک تبدیل کردند و سپس روش SOS2^۳، توانستند سامانه بهینه‌سازی تولید نفت را در افق کوتاه‌مدت در میدان نفتی مارلیم^۴ برزیل به اجرا درآورند. هم‌چنین شبیه‌سازی و گردآوری داده‌های مورد نیاز این میدان در شبیه‌ساز Pipesim و مدل‌سازی آن به‌منظور رسیدن به تولید بهینه در نرم‌افزار Mosel انجام شد. نتایج نشان داد که تبدیل مسائل بزرگ به مسائل کوچک به کمک روش تجزیه دانتزیگ-ولف باعث کاهش زمان حل مسأله شده است.

کداس و همکاران [۱۱] مدلی برای بهینه‌سازی تولید میدان اوروکو^۵ که دارای مسیریابی از چاه تا جداساز، ظرفیت فراورش محدود و هم‌چنین محدودیت فشاری است بررسی کرده و دو فرمول‌بندی MILP را به‌عنوان جایگزینی برای مسائل غیرخطی MINLP مطرح نمودند. نتایج حاکی از آن بود که مسائل بهینه‌سازی تولید یکپارچه می‌توانند با سرعت بالایی برای شرایط بی‌درنگ حل شوند. هم‌چنین، شرایط عملیاتی به‌دست آمده از مدل‌های ساده‌سازی شده ارائه شده در این تحقیق با مدل‌های دقیق تطابق زیادی دارند. سیلوا و همکاران [۱۱۲] مسائل بهینه‌سازی کلی برای سامانه فراآوری با گاز در یک میدان نفتی شامل محدودیت‌های مسیریابی و افت فشار را فرمول‌بندی کردند. افزودن مسیریابی باعث افزایش پیچیدگی و روابط غیرخطی مدل شد. آن‌ها با استفاده از روش خطی‌سازی تکه‌ای چندبعدی مدل MINLP را به MILP تبدیل کردند.

1. Gunnerud
2. Dantzig-Wolf Decomposition
3. Special Order Set of Type 2
4. Marlim
5. Uruçu

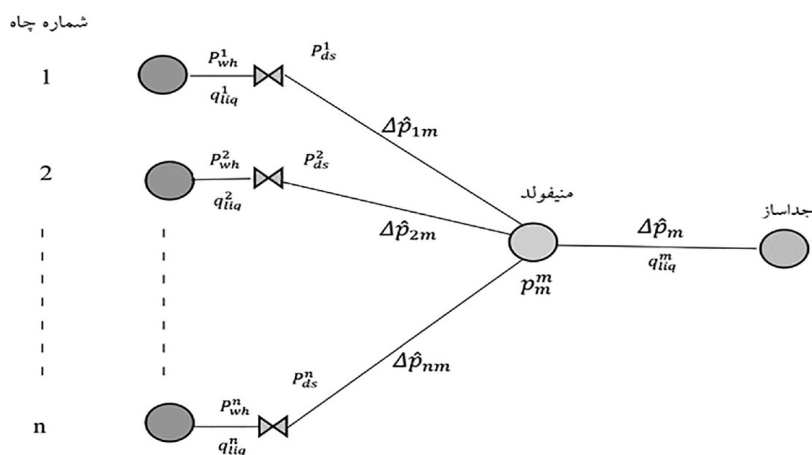
که به‌عنوان متغیر در نظر گرفته شده، افت فشار از چاه تا منیفرود و افت فشار از منیفرود تا جداساز نیز لحاظ شده است. در ابتدا، شبیه‌سازی چاه‌های منتخب در میدان نفتی آزادگان صورت گرفت. سپس، روابط غیرخطی توسط روش MILP خطی شدند و در نهایت با حل روابط، مقادیر بهینه فشار سرچاه با هدف بیشینه نمودن تولید به‌دست آمد.

مدل‌سازی مسأله مورد بررسی

در کل سامانه بهره‌برداری نفت از مخزن فشار بالادست باید بیشتر از فشار پایین‌دست باشد تا سیال مخزن از ته چاه به سطح برسد. همان‌طور که در شکل ۱ مشخص شده است سیال تولیدی از مجموعه چاه‌ها بعد از گذر از شیر فشارشکن هر چاه، وارد لوله‌های انتقال شده و بعد از طی کردن مسیری مشخص، وارد یک منیفرود می‌شوند. سپس سیال خروجی از منیفرود توسط خط لوله انتقال به جداساز ارسال می‌شود. فشارهای تعیین‌کننده میزان دبی سیال در این سامانه شامل فشار مخزن، ته چاه، سر چاه (قبل و بعد از شیر فشارشکن)، منیفرود و جداساز می‌باشند. در این سامانه افت فشار سیال به‌دلیل عبور از شیر فشارشکن و خطوط لوله می‌باشد.

در ادامه به‌دلیل نبود روابط صریح و همچنین غیرخطی میزان تولید چاه و افت فشار سامانه از روش خطی‌سازی تکه‌ای MILP بر پایه SOS2 برای خطی کردن روابط غیرخطی MINLP استفاده می‌کند. او برای پیدا کردن نقاط این خطی‌سازی تکه‌ای از شبیه‌ساز Pipesim بهره برده و در نهایت با کدنویسی این مدل‌سازی ریاضی در نرم‌افزار Ample توانست به بهینه‌سازی موردنظر دست یابد. در تحقیقی دیگر اپیل و ژئوجیارجیس [۱۶] روش بهینه‌سازی بی‌درنگ را برای بیشینه کردن تولید هم‌زمان از چندین چاه نفت با فرازآورش با گاز بررسی نمودند. برای مدل‌سازی از روش رتبه‌کاسته^۱ و روش MINLP استفاده نمودند. نتایج نشان داد با استفاده از روش فرازآوری مصنوعی میزان ارزش خالص فعلی (NPV)^۲ ۳۹٪ بهبود می‌یابد.

هدف از این مقاله، معرفی و توسعه مدل‌سازی ریاضی میدان نفتی آزادگان به‌روش MILP است. بدین منظور، کلیه روابط از سر چاه تا منیفرود برای پیدا کردن فشار بهینه سر چاه برای رسیدن به حداکثر میزان تولید استخراج می‌شوند. برای اولین بار، مدل‌سازی مسأله از سر چاه تا منیفرود، با در نظر گرفتن فشار سرچاه به‌عنوان متغیر، برای این میدان و متناسب با شرایط فیزیکی آن انجام گرفته است. در این مدل‌سازی علاوه بر فشار سرچاه



شکل ۱ شمای کلی یک میدان نفتی

1. Reduced Order Model
2. Net Present Value

است [۱۴].

$$p_{ds}^n = p_{wh}^m + D\hat{p}_{nm} \quad (۴)$$

رابطه ۵ نمایانگر تابع افت فشار غیرخطی از منیفولد تا جداساز است که شرط ۶ باید برای آن برقرار باشد [۱۴]:

$$P_{ds}^n = p_s + D\hat{p}_m \quad (۵)$$

$$P_{wh}^n \geq P_{ds}^n \quad (۶)$$

روابط دیگر این مدل‌سازی شامل موازنه جرم سیالات جاری در خطوط لوله است. در این روابط باید میزان مجموع دبی سیال تولیدی از چاه برابر دبی سیال جاری از منیفولد تا جداساز و همچنین دبی مایع تولیدی از چاه برابر مجموع دبی نفت و آب شود که در روابط ۷ تا ۹ لحاظ شده است [۱۴]:

$$q_{liq}^{total} = \sum_n q_{liq}^n = \sum_m q_{liq}^m \quad (۷)$$

$$q_{liq}^n = q_{oil}^n + q_{water}^n \quad (۸)$$

$$q_{liq}^m = q_{oil}^m + q_{water}^m \quad (۹)$$

از دیگر شرایط مدل‌سازی، محدودیت‌های موجود در سامانه شامل ظرفیت سیال جاری برای خطوط لوله و محدودیت فشار سر چاه می‌باشد که باید در مدل‌سازی اعمال شود. روابط ۱۰ و ۱۱ این محدودیت‌ها را نشان می‌دهند [۱۴].

$$q_{liq}^{n.lower} \leq q_{liq}^n \leq q_{liq}^{n.upper} \quad (۱۰)$$

$$q_{liq}^m \leq q_{liq}^{m.max} \quad (۱۱)$$

با توجه به روابط غیرخطی در این مدل‌سازی و در اختیار نبودن شکلی صریح از آنها برای استفاده در بهینه‌سازی برای حداکثر کردن میزان تولید، ابتدا باید این روابط با استفاده از روش ریاضی MILP به روابط خطی تبدیل شوند.

تقریب زدن مسأله به روش MILP

اگر در مسأله بهینه‌سازی بعضی متغیرها عدد صحیح و بعضی حقیقی باشند، مسأله از نوع برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط و یا MILP است که در آن توابع هدف و روابط محدودیت باید خطی تعریف شوند [۱۷].

با توجه به تأثیر فشار قسمت‌های مختلف از چاه تا جداساز بر میزان تولید، مقدار فشار بهینه هر کدام از این بخش‌ها باید تعیین شود. از طرفی فشار هر کدام از این بخش‌های سامانه خود نیز تابعی از فشار سر چاه می‌باشد. بنابراین با یافتن مقدار بهینه فشار سر چاه، در واقع مقدار بهینه فشار در کل سامانه و با استفاده از آن مقدار بهینه تولید پیدا می‌شود. در تولید روزانه میادین نفتی، تصمیم‌های مختلفی مانند میزان فشار سر چاه، گاز تزریقی به هر چاه و مسیر سیال تا منیفولد توسط مهندسان تولید اتخاذ می‌شود که میزان نفت تولیدی از مجموعه چاه‌ها را مشخص می‌کند. برای اتخاذ بهترین تصمیم و رسیدن به بالاترین تولید، همان‌گونه که در بخش مقدمه ذکر شد، ابزار بهینه‌سازی بی‌درنگ تولید نیاز است.

یک میدان نفتی مطابق با شکل ۱، شامل n چاه است که هر یک دارای فشار سرچاه p_{wh}^n می‌باشد. نفت، گاز و آب تولیدی چاه‌ها از طریق شیر سرچاهی با افت فشار $\Delta\hat{p}_{nm}$ به منیفولد m می‌رسند. سپس از طریق خط لوله‌ای با افت فشار $\Delta\hat{p}_{nm}$ ، به جداسازی با فشار p_s که در انتهای خط قرار دارد، انتقال داده می‌شود. q_{lip}^n میزان تولید مایع از چاه تابع فشار سر چاه یعنی p_{wh}^n می‌باشد. به منظور بهینه‌سازی تولید در حالت پایدار، نسبت گاز به مایع^۱ و نسبت آب به مایع^۲ مخزن ثابت در نظر گرفته می‌شود. تولید سیال (نفت، گاز و آب) از چاه تابع غیرخطی از فشار سر چاه است که در رابطه‌های ۱ تا ۳ نشان داده شده است [۱۴].

$$q_{oil}^n = \hat{q}_{liq}^n(p_{wh}^n) \cdot (1 - wcut^n) \quad (۱)$$

$$q_{gas}^n = \hat{q}_{liq}^n(p_{wh}^n) \cdot GLR^n \quad (۲)$$

$$q_{water}^n = \hat{q}_{liq}^n(p_{wh}^n) \cdot wcut^n \quad (۳)$$

تفاوت بین فشار سرچاه p_{wh}^n و فشار بعد از شیر سرچاه p_{ds}^n به ویژگی‌های ساختاری شیر سرچاه بستگی دارد. افت فشار سر چاه تا منیفولد غیرخطی است و به شکل $\Delta\hat{p}_{nm}$ در رابطه ۴ نشان داده شده

1. Gas Liquid Ratio (GLR)

2. Water CUT (WCUT)

که چاه بسته است مقدار عددی آن صفر است. بازه حداقل و حداکثر برای میزان تولید چاه توسط روابط ۲۰ و ۲۱ نشان داده شده است.

$$q_{liq}^n \leq q_{liq}^{n,upper} \cdot y_n \quad (20)$$

$$q_{liq}^n \geq q_{liq}^{n,lower} \cdot y_n \quad (21)$$

افت فشار $\Delta \hat{p}_{nm}(P_{ds}, q_{liq})$ تابعی غیرخطی از فشار بعد از شیر (P_{ds}) و مایع عبوری (q_{liq}) از خط لوله متصل کننده چاه n به منیفولد m است. این رابطه نیز با استفاده از MILP به تابع خطی تقریب زده شده است [۱۱ و ۱۶].

$$\Delta \tilde{p}_{nm} = \sum_{P_{ds} \in R_p, q_{liq} \in R_l} (\phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \cdot \Delta \hat{p}_{nm}(P_{ds}, q_{liq})) \quad (22)$$

$$q_{oil}^{nm} = \sum_{(P_{ds} \in R_p, q_{liq} \in R_l)} (\phi_{(P_{ds}, q_{liq})}^{nm} \cdot q_{liq} \cdot (1 - wcut^n)) \quad (23)$$

$$q_{water}^{nm} = \sum_{P_{ds} \in R_p, q_{liq} \in R_l} (\phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \cdot q_{liq} \cdot (wcut^n)) \quad (24)$$

$$p_{ds}^n \geq \sum_{P_{ds} \in R_p, q_{liq} \in R_l} \phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \cdot p_{ds} - p_{ds}^{n,max}(R_p, n) \quad (25)$$

$$p_{ds}^n \leq \sum_{P_{ds} \in R_p, q_{liq} \in R_l} \phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \cdot p_{ds} + p_{ds}^{n,max}(R_p, n) \quad (26)$$

$$\phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \geq 0 \quad (27)$$

$$1 = \sum_{P_{ds} \in R_p, q_{liq} \in R_l} \phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \quad (28)$$

$$p_{wh}^n \leq p_{ds}^n + p_{wh}^{n,max} \quad (29)$$

$$p_{wh}^n \geq p_{ds}^n + p_{wh}^{n,max} \quad (30)$$

$$\eta_{qliq}^{nm} = \sum_{P_{ds} \in R_p} \phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \quad (31)$$

$$\eta_{P_{ds}}^{nm} = \sum_{qliq \in R_l} \phi_{P_{ds}, q_{liq}}^{nm} \quad (32)$$

$$\eta_{qliq}^{nm}, \eta_{P_{ds}}^{nm} \text{ are } sos2 \quad (33)$$

رابطه ۳۴ فشار بعد از شیر سرچاهی را با توجه به افت فشار پیدا شده از چاه n تا منیفولد m نشان می‌دهد.

$$p_{ds}^n = p_m^m + \Delta \tilde{p}_{nm} \quad (34)$$

بعد از منیفولد، سیال وارد خط لوله بزرگی شده و به سمت جداساز می‌رود که در طی این مسیر افت فشار غیرخطی $\Delta \hat{p}_m$ در آن اتفاق می‌افتد. این رابطه نیز که تابع $wcut^m$ و دبی سیال در خط

متغیرهای معرفی شده برای مدل‌سازی این تحقیق نیز شامل متغیرهای عدد صحیح به صورت دودویی (صفر یا یک) و یا متغیرهای پیوسته می‌باشند. به این معنا که بعضی از متغیرها صرفاً می‌توانند عدد صفر یا یک (باز و بسته بودن چاه‌ها) باشند و بعضی دیگر از متغیرها می‌تواند بازه‌ای از عددها (فشار سرچاه) باشند. بیل و تاملین^۱ [۱۸] برای تجزیه خطی توابع غیرخطی، متغیرهای وزنی λ به نام SOS^۲ را معرفی کردند. SOS مجموعه‌ای از متغیرها است که به منظور پیدا کردن نقاط گسسته بهینه در تابع تقریب خطی تکه‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرد. SOS2 نوعی از SOS است که برای پیدا کردن نقاط گسسته بهینه مناسب است. در این روش برای هر نقطه گسسته از تابع غیرخطی یک متغیر SOS2 وجود دارد به نحوی که که تنها دو متغیر SOS2 مجاور هم $(\lambda_i$ و $\lambda_{i+1})$ می‌توانند مقادیر غیر صفر باشد و بقیه متغیرها باید صفر شوند. با استفاده از بهینه‌سازی، مقادیر متغیرهای وزنی λ را می‌توان پیدا نمود رابطه تولید سیال از چاه تابع غیرخطی فشار سرچاه است. بنابراین با استفاده از رویکرد MILP، این رابطه غیرخطی به کمک متغیر وزنی $\lambda_{p_k}^n$ به رابطه خطی \tilde{q}_{oil}^n برای تولید نفت از چاه توسط روابط ۱۲ تا ۱۹ تقریب زده شده است [۱۱ و ۱۶]. برای n چاه:

$$\tilde{q}_{oil}^n = \sum_{p_k \in B_p} \lambda_{p_k}^n \cdot (\hat{q}_{liq}^n(p_k) \cdot (1 - wcut^n)) \quad (12)$$

$$\tilde{q}_{water}^n = \sum_{p_k \in B_p} \lambda_{p_k}^n \cdot (\hat{q}_{liq}^n(p_k) \cdot (wcut^n)) \quad (13)$$

$$p_{wh}^n \geq \sum_{p_k \in B_p} (\lambda_{p_k}^n \cdot p_k(B_p)) - p_{wh}^{n,max} \quad (14)$$

$$p_{wh}^n \leq \sum_{p_k \in B_p} (\lambda_{p_k}^n \cdot p_k(B_p)) + p_{wh}^{n,max} \quad (15)$$

$$\sum_{p_k \in B_p} (\lambda_{p_k}^n) = y_n \quad (16)$$

$$\lambda_{p_k}^n \geq 0 \quad (17)$$

$$\varepsilon_{p_k}^n = \sum_{p_k \in B_p} (\lambda_{p_k}^n) \quad (18)$$

$$\varepsilon_{p_k}^n \text{ are } sos2 \quad (19)$$

متغیر دودویی y_n باز یا بسته بودن چاه را نشان می‌دهد. برای چاه فعال مقدار عددی یک و زمانی

1. Beale & Tomlin
2. Special Ordered Set

$$\frac{\sum_{kp} (\lambda_{pk}^n) \cdot \hat{q}_{water}^n}{q_{liq}^n} = wcut^m \quad (50)$$

در نهایت با قرار دادن روابط ۱۲ تا ۵۰ در کنار هم و حل همزمان آنها، به هدف از حل این روابط یعنی حداکثر کردن میزان تولید نفت از مجموعه چاهها ($\sum_n q_{oil}^n$) خواهیم رسید که در رابطه ۵۱ نشان داده شده است.

$$f = \max \sum_n q_{oil}^n \quad (51)$$

پیاده‌سازی مسأله مورد مطالعه بر روی میدان نفتی آزادگان

هدف از این مقاله، بهینه‌سازی بی‌درنگ تولید مجموعه ۱۳ حلقه چاه متصل شده به منیفولد شماره ۷ میدان نفتی آزادگان می‌باشد. شکل ۲ مراحل بهینه‌سازی را نشان می‌دهد. مرحله اول شامل جمع‌آوری اطلاعات موردنیاز میدان است. در میدان نفتی آزادگان برای هر مجموعه چاه، منیفولدهای مختلفی وجود دارد که در این تحقیق، منیفولد شماره ۷ به دلیل اینکه چاه‌های در حال تولید بیشتری دارد، به منظور اجرای بهینه‌سازی بی‌درنگ تولید در نظر گرفته شده است. در این منیفولد ۱۳ حلقه چاه تولیدی به شماره‌های ۳۶، ۴۵، ۴۹، ۵۳، ۶۲، ۶۳، ۶۵، ۷۸، ۸۲، ۸۴، ۱۰۱، ۱۱۰ و ۱۲۲ انتخاب گردید که در بخش جنوبی این میدان قرار دارند و به‌وسیله خطوط لوله مجزا به منیفولد شماره ۷ متصل شده و سیال مخزن پس از عبور از منیفولد توسط یک خط لوله ۲۰ اینچی به جداساز تعبیه‌شده در انتهای مسیر منتقل می‌شود. در جدول ۱ اطلاعات مربوط به این چاه‌ها آورده شده است.

لوله (ql^m) می‌باشد با استفاده از MILP تقریب خطی زده می‌شود که در روابط ۳۵ تا ۴۳ نشان داده شده است [۱۱ و ۱۶].

$$\Delta \tilde{p}_m = \sum_{wcut^m \in Bw, ql \in Bl} (wcut^m, ql) \cdot \Delta \hat{p}_m (wcut^m, ql^m) \quad (35)$$

$$q_{oil}^m = \sum_{wcut^m \in Bw, ql \in Bl} (wcut^m, ql) \cdot ql^m \cdot (1 - wcut^m) \quad (36)$$

$$q_{water}^m = \sum_{wcut^m \in Bw, ql \in Bl} (wcut^m, ql) \cdot ql^m \cdot wcut^m \quad (37)$$

$$wcut^m = \sum_{(wcut^m \in Bw, ql \in Bl)} (\Omega_{(wcut^m, ql)} \cdot wcut^m) \quad (38)$$

$$\sum_{wcut^m \in Bw, ql \in Bl} wcut^m, ql = 1 \quad (39)$$

$$\Omega_{(wcut^m, ql)} \geq 0 \quad (40)$$

$$\delta_{ql}^m = \sum_{wcut^m \in Bw} \Omega_{wcut^m, ql} \quad (41)$$

$$\delta_{wcut}^m = \sum_{ql \in Bl} \Omega_{wcut^m, ql} \quad (42)$$

$$\delta_{ql}^m, \delta_{wcut}^m \text{ are } 'sos 2 \quad (43)$$

پس از محاسبه افت فشار از منیفولد تا جداساز و همچنین مشخص بودن فشار جداساز، فشار منیفولد نیز با رابطه ۴۴ مشخص می‌شود.

$$p_m^m = p_s^s + \Delta \tilde{p}_m \quad (44)$$

در بالا، روابط مربوط به چاه و افت فشار از چاه تا جداساز هرکدام به‌صورت جداگانه مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه و با استفاده از روابط ۴۵ تا ۵۰ ارتباط این سه بخش سامانه، با استفاده از موازنه انتقال جرم نشان داده شده است.

$$q_{liq}^n = q_{oil}^n + q_{water}^n \quad (45)$$

$$q_{liq}^{total} = \sum_n q_{liq}^n \quad (46)$$

$$q_{liq}^m = q_{oil}^m + q_{water}^m \quad (47)$$

$$q_{liq}^m \leq q_{liq}^{m, max} \quad (48)$$

$$q_{liq}^{total} = \sum_m (q_{liq}^m) \quad (49)$$



شکل ۲ مراحل انجام بهینه‌سازی

جدول ۱ ویژگی‌های چاه‌های ورودی به منیفولد ۷

شماره چاه	نوع چاه	دمای مخزن (°F)	فشار مخزن (psia)	(%) WCUT	GOR	اندازه choke ($\frac{1}{64}$ in)
۳۶	افقی	۲۱۲	۴۷۰۰	۱/۵۷	۲۳۵	۲۴
۴۵	عمودی	۲۳۰	۹۱۷۷	۰/۹۹۴	۷۹۰	۲۰
۴۹	عمودی	۲۳۰	۹۱۷۷	۰/۲۹۸	۷۹۰	۳۰
۵۳	افقی	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۲	۲۳۵	۲۴
۶۲	انحراف زیاد	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۴۰۲	۲۳۵	۲۴
۶۳	انحراف زیاد	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۲۰۳	۲۳۵	۲۴
۶۵	افقی	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۹۹	۲۳۵	۲۰
۷۸	انحراف زیاد	۲۱۲	۴۷۰۰	۲/۴۳۷	۲۳۵	۲۴
۸۲	افقی	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۱۰۱	۲۳۵	۲۰
۸۴	افقی	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۸۹۷۷	۲۳۵	۲۴
۱۰۱	افقی	۲۱۲	۴۷۰۰	۰/۶۹۳۶	۲۳۵	۲۴
۱۱۰	عمودی	۲۳۰	۹۱۷۷	۰/۳	۷۹۰	۳۰
۱۲۲	عمودی	۲۳۰	۹۱۷۷	۰/۵۹۵۴	۷۹۰	۲۸

MILP وارد شده و پس از انجام بهینه‌سازی، مقادیر بهینه فشارهای سرچاهی به دست خواهند آمد.

با توجه به اطلاعات موجود از میدان، شبیه‌سازی این چاه‌ها و خطوط متصل کننده آنها در نرم‌افزار Pipesim انجام شده است. برای شبیه‌سازی این چاه‌ها ابتدا اطلاعات فیزیکی دقیق مسیر حفاری، طول و جنس لوله‌گذاری درون چاه، جنس آکنه که در گزارش هر چاه وجود دارند جمع‌آوری گردید. سپس با استفاده از اطلاعات سیال مخزن در جدول ۱ شبیه‌سازی این مجموعه چاه‌ها انجام می‌شود. این مجموعه چاه‌ها شامل دو نوع چاه عمودی و افقی می‌باشند. پس از وارد کردن کامل اطلاعات چاه، اطلاعات مربوط به طول، قطر، تغییر ارتفاع و جنس خطوط لوله وارد شده است.

سپس به کمک نرم‌افزار Pipesim به متغیرهای تابع غیرخطی شامل فشار سرچاه، فشار بعد از شیر فشارشکن، دبی مایع از سرچاه تا منیفولد، برش (درصد) آب همراه و دبی مایع از منیفولد تا جداساز

در مرحله بعد با استفاده از داده‌های جمع‌آوری شده باید شبیه‌سازی واحد مورد بررسی که در حالت غیربهینه است صورت گیرد که برای این منظور نرم‌افزار Pipesim انتخاب شده است. نرم‌افزار Pipesim (۲۰۱۷) توانایی مدل کردن ابعاد مختلف میدان نفت و گازی از چاه تا تاسیسات سطح‌الارضی را دارد [۱۹]. در این نرم‌افزار می‌توان چاه‌ها را به صورت تکی یا شبکه‌ای مدل و شبیه‌سازی کرد که انتخاب مناسبی برای این تحقیق است. همانطوری که پیشتر اشاره شد در روش MILP باید توابع غیرخطی به صورت خطی تعریف شوند. با توجه به اینکه در مسأله حاضر روابط تولید از هر چاه $(\hat{q}_{liq}^n(p_k))$ ، افت فشار از چاه تا منیفولد $(\Delta \hat{p}_{nm}(P_{ds}, qliq))$ و منیفولد تا جداساز $(\Delta \hat{p}_m(wcut^m, qt^m))$ (روابط (۱) تا (۵))، توابع غیرخطی هستند، در فشارها و دبی‌های مختلف نفت و آب از خروجی شبیه‌سازی مقادیر این توابع به عنوان نقاط گسسته استخراج شدند و در نتیجه این روابط غیرخطی به روابط خطی گسسته \hat{q}_{liq}^n ، $\Delta \hat{p}_{nm}$ و $\Delta \hat{p}_m$ (روابط (۱۲)، (۱۳)، (۲۲) و (۳۵)) تبدیل شدند. این نقاط گسسته به عنوان ورودی به کد

تولید نفت این مجموعه چاه‌ها می‌باشد. پس از انجام شبیه‌سازی مسأله، نقاط گسسته مورد نیاز برای حل روابط به‌دست آمد. این نقاط به‌عنوان ورودی به کد نوشته شده برای بهینه‌سازی به‌روش MILP وارد می‌شوند و با حل هم‌زمان روابط، مقدار عددی برای متغیرهای وزنی $\lambda_{p_k}^n$ ، $\phi_{P_{ds}, q_{liq}}$ و $\Omega_{wcu}^{m, ql}$ پیدا می‌شود. این متغیرها، مقدار، P_{ds} ، $\Delta \hat{p}_{nm}$ ، q_{water}^n ، $\Delta \hat{p}_m$ ، q_{oil}^n و P_m^m را تعیین می‌کنند. با تعیین این پارامترها، میزان کل سیال تولیدی برای مجموعه چاه‌ها به‌دست می‌آید. در **جدول ۳** نتایج خروجی مدل برای تولید نفت و آب نشان داده شده است. با توجه به خروجی مدل تعداد تکرار حل روابط ۴۷۸، زمان حل این روابط ۰/۰۹ s و مقدار تابع هدف یا همان میزان نفت تولیدی (STB/d) ۳۱۸۹۹/۰۴۷ به‌دست آمده است.

در محدوده عملیاتی مجاز و متناسب با طراحی عدد داده می‌شود و خروجی آن شامل تولید چاه، افت فشار از چاه تا منیفولد و افت فشار از منیفولد تا جداساز نیز به‌صورت عدد دریافت خواهد شد. این مجموعه نقاط خروجی، در کل نشان‌دهنده رابطه غیرخطی مورد استفاده در شبیه‌ساز Pipesim می‌باشد که به‌صورت گسسته و خطی در محدوده بین دو نقطه ورودی دریافت می‌شود.

نتایج و بحث

نتایج شبیه‌سازی کل واحد مورد بررسی بر اساس اطلاعات ورودی در نرم‌افزار Pipesim در **جدول ۲** ارائه شده است. نتایج این شبیه‌سازی نشان‌دهنده مقدار تولید غیربهینه چاه‌های منیفولد شماره ۷ میدان نفتی آزادگان است. گام بعدی استفاده از ابزار بهینه‌سازی بی‌درنگ برای یافتن مقدار بهینه

جدول ۲ نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه‌ها در Pipesim

شماره چاه	p_{wh}^n (psia)	دمای خروجی (°F)	P_{ds} (Psia)	(%) WCUT	GOR (SCF/STB)	q_{water}^n (STB/d)	q_{oil}^n (STB/d)
۳۶	۵۰۳/۷	۱۰۶/۸۴	۱۶۱/۵	۱/۵۷	۲۳۵	۱۴/۷	۹۲۵/۸
۴۵	۴۶۸۰/۵	۱۴۸/۸۵	۱۷۷/۱	۰/۹۹۴	۷۹۰	۲۳/۷	۲۳۶۶/۵
۴۹	۴۳۴۸/۳	۱۷۴/۴	۲۷۹/۱	۰/۲۹۸	۲۳۵	۱۵/۵	۵۱۹۴/۱
۵۳	۶۳۴/۲	۱۱۲/۵	۱۶۷/۰	۰/۲	۲۳۵	۲/۳	۱۱۷۱/۱
۶۲	۵۶۵/۶	۱۰۸/۸	۱۶۶/۷	۰/۴۰۲	۲۳۵	۴/۱	۱۰۳۷/۱
۶۳	۵۱۰/۲	۱۰۴/۱	۱۶۶/۷	۰/۲۰۳	۲۳۵	۱/۹	۹۵۰/۱
۶۵	۶۲۶/۵	۹۸/۸	۱۶۵/۵	۰/۹۹	۲۳۵	۷/۹	۷۹۲/۶
۷۸	۴۱۵/۷	۸۹/۳	۱۸۶/۳	۲/۴۳۷	۲۳۵	۱۹/۵	۷۸۴/۱
۸۲	۶۰۲/۷	۹۶/۹	۱۶۵/۸	۰/۱۰۱	۲۳۵	۰/۷	۷۷۲/۷
۸۴	۴۹۷/۲	۱۰۴/۲	۱۶۷/۸	۰/۸۹۷۷	۲۳۵	۸/۳	۹۲۲/۸
۱۰۱	۴۷۸/۳	۱۰۲/۴	۱۶۸/۱	۰/۶۹۳۶	۲۳۵	۶/۲	۸۹۳/۶
۱۱۰	۳۶۷۵/۶	۱۶۶/۹	۲۶۶/۱	۰/۳	۷۹۰	۱۳/۸	۴۶۰/۱/۸
۱۲۲	۴۴۰۴/۲	۱۶۷/۸	۲۵۷/۵	۰/۵۹۵۴	۷۹۰	۲۷/۲	۴۵۵/۱/۲
منیفولد	۱۵۸/۹	۱۳۰/۲	-	۰/۵۸۳	۶۰۶/۵	۱۴۶/۵	۲۴۹۶۴/۱
جداساز	۱۱۵/۷	۱۱۲/۲	-	۰/۵۸۳	۶۰۶/۵	۱۴۶/۵	۲۴۹۶۴/۱

جدول ۳ نتایج حاصل از حل مدل سازی با روش MILP

شماره چاه	(Psia) P_{wh}^n	(Psia) P_{ds}	(STB/d) q_{water}^n	(STB/d) q_{oil}^n
۳۶	۴۰۰	۱۵۶/۵	۱۷/۵۳	۱۰۹۹/۴۷۳
۴۵	۴۵۰۰	۲۱۹/۹	۴۶/۵۵۹	۴۶۳۷/۴
۴۹	۴۴۰۰	۲۸۰/۷	۱۴/۵۸	۴۸۸۰/۵۷۲
۵۳	۱۷۳/۳	۱۷۳/۸	۴/۸۵۴	۲۴۲۲/۲۲۷
۶۲	۳۰۰	۱۶۳/۰۹	۶/۳۹۳	۱۵۸۳/۸۷۷
۶۳	۳۰۰	۱۶۶/۷	۲/۷۴۵	۱۳۴۹/۳۴۵
۶۵	۲۸۰	۱۶۰/۵	۱۳/۸۷۳	۱۳۸۷/۴۲۷
۷۸	۲۵۰	۲۰۰	۲۸/۸۸	۱۱۵۶/۴۶
۸۲	۴۰۰	۱۶۳/۰۷	۱/۰۸۳	۱۰۷۱/۶۲
۸۴	۱۶۱/۶	۱۶۱/۶	۱۴/۴۴۳	۱۵۴۹/۴۵
۱۰۱	۱۶۱/۵	۱۶۱/۵	۱۰/۵۸	۱۵۱۴/۹۱
۱۱۰	۳۷۲۰	۲۷۸/۵	۱۳/۵۵	۴۵۰۳/۰۷
۱۲۲	۴۳۸۰	۲۸۱/۲۹	۲۸/۱۴۱	۴۶۹۸/۱۸۹
منیفولد	-	-	۲۰۳/۲۳۳	۳۱۸۹۹/۰۴۷
جداساز	-	-	۲۰۳/۲۳۳	۳۱۸۹۹/۰۴۷

از مجموعه ۱۳ حلقه چاه را نشان می‌دهد. در این مدل سازی، به دلیل در دسترس نبودن پارامترهای $q_{liq}^{n,lower}$ ، $q_{liq}^{n,upper}$ و $p_{wh}^{n,max}$ اعداد ثابتی متناسب با شرایط میدان فرض شده است.

نتیجه گیری

در این تحقیق برای افزایش تولید در منیفولد شماره ۷ میدان نفتی آزادگان، ۱۳ چاه انتخاب گردید و از رویکرد بهینه سازی بی درنگ برای پیدا کردن فشار بهینه نقاط مختلف سامانه استفاده شد. بدین منظور ابتدا روش های مناسب برای تبدیل روابط غیرخطی سامانه به روابط خطی مورد بررسی قرار گرفته و در نهایت روش MILP مبتنی بر SOS2 مورد استفاده قرار گرفت.

شبهه سازی کل واحد برای ۱۳ چاه متصل شده به منیفولد شماره ۷ میدان نفتی آزادگان در نرم افزار Pipesim اجرا شد و میزان تولید ۲۴۹۶۴ STB/d به دست آمد.

با مقایسه نتایج جدول ۲ با جدول ۳، میزان تأثیر بهینه سازی نسبت به حالت شبهه سازی قابل محاسبه است. مطابق جدول ۳، میزان دبی کل نفت تولیدی از مجموعه چاهها در حالت بهینه ۲۴۹۶۴ STB/d و در حالت شبهه سازی ۳۱۸۹۹ STB/d می‌باشد. بنابراین اعمال شرایط بهینه باعث افزایش ۲۷/۷٪ میزان تولید نفت از این مجموعه چاهها شده است.

در جدول ۴ مقایسه تولید حالت بهینه با نتایج شبهه سازی آورده شده است. همان طور که مشاهده می‌شود در بعضی از چاهها به دلیل بالا بودن فشار مخزن، میزان تولید سیال با تغییر کم فشار سرچاه، افزایش یا کاهش زیادی پیدا می‌کند. با توجه به اینکه مجموعه ۱۳ چاه به صورت همزمان بهینه می‌شوند، در بعضی از چاهها، تولید نسبت به حالت شبهه سازی افزایش و در بعضی از موارد کاهش می‌یابد، اما در مجموع استفاده از بهینه سازی، افزایش میزان تولید سیال

جدول ۴ مقایسه تولید حالت بهینه با حالت شبیه‌سازی

شماره چاه	q_{oil}^n شبیه‌ساز (STB/d)	q_{oil}^n بهینه (STB/d)	درصد تغییر حالت بهینه نسبت به شبیه‌سازی
۳۶	۹۲۵/۸	۱۰۹۹/۴۷۳	۱۸/۷۵
۴۵	۲۳۶۶/۵	۴۶۳۷/۴	۹۵/۹۶
۴۹	۵۱۹۴/۱	۴۸۸۰/۵۷۲	-۰/۰۶
۵۳	۱۱۷۱/۱	۲۴۲۲/۲۲۷	۱۰۰/۰۶
۶۲	۱۰۳۷/۱	۱۵۸۳/۸۷۷	۴۸/۳۸
۶۳	۹۵۰/۱	۱۳۴۹/۳۴۵	۴۲/۰۲
۶۵	۷۹۲/۶	۱۳۸۷/۴۲۷	۷۵/۰۴
۷۸	۷۸۴/۱	۱۱۵۶/۴۶	۵۴/۵
۸۲	۷۷۲/۷	۱۰۷۱/۶۲	۳۸/۶
۸۴	۹۲۲/۸	۱۵۴۹/۴۵	۶۷/۹
۱۰۱	۸۹۳/۶	۱۵۱۴/۹۱	۶۹/۵
۱۱۰	۴۶۰/۱/۸	۴۵۰۳/۰۷	-۲/۱
۱۲۲	۴۵۵۱/۲	۴۶۹۸/۱۸۹	۳/۲
منیفولد	۲۴۹۶۴/۱	۳۱۸۹۹/۰۴۷	۲۷/۷
جداساز	۲۴۹۶۴/۱	۳۱۸۹۹/۰۴۷	۲۷/۷

q_{water}^{nm} : تقریب خطی دبی آب از سر چاه n تا منیفولد m

B_l, B_w : نقطه گسسته WCUT و دبی مایع

q_{liq}^m : دبی مایع در خط لوله منیفولد تا جداساز
 f_{RI} : تابع هدف

$qliq$: دبی مایع از سر چاه n تا منیفولد m برای نقاط گسسته

m: شماره منیفولد

q^m : دبی مایع برای خط لوله منیفولد تا جداساز در نقطه گسسته

n: شماره چاه

q_{oil}^m, q_{water}^m : دبی نفت و آب از منیفولد m تا جداساز

p_m^m : فشار منیفولد

q_{liq}^{total} : مقدار کل دبی مایع تولید از چاه‌ها

p_{ds}^n : فشار بعد از شیر سرچاه

$q_{liq}^{m,max}$: حداکثر ظرفیت خط لوله منیفولد تا

جداساز

P_{ds} : فشار بعد شیر فشارشکن چاه n تا منیفولد m

بعد از مدل‌سازی سامانه و شبیه‌سازی آن در Pipesim برای تولید نقاط گسسته، این نقاط گسسته به‌عنوان ورودی برای کد نوشته‌شده برای رسیدن به نقطه بهینه استفاده شده است. میزان تولید نفت در مجموعه این ۱۳ چاه بعد از اجرای روش بهینه‌سازی بی‌درنگ، ۳۱۸۹۹ STB/d به‌دست آمد که نشان‌دهنده افزایش میزان نفت تولیدی از چاه‌های ورودی به منیفولد شماره ۷ است. اعمال بهینه‌سازی باعث افزایش ۲۷/۷٪ میزان تولید نفت نسبت به حالت شبیه‌سازی شده است. این بهبود میزان تولید نفت نشان‌دهنده اهمیت و لزوم استفاده از رویکردهای بهینه‌سازی در این میدان است. به‌طوری‌که با تنظیم فشار نقاط مختلف سامانه در حالت بهینه، بهبود قابل قبولی در میزان نفت تولیدی از این خوشه از میدان نفتی آزادگان حاصل شد.

علائم و نشانه‌ها

B_p : نقطه گسسته فشاری

جداساز	برای نقاط گسسته Rp
$\tilde{q}_{oil}^n, \tilde{q}_{water}^n$: تقریب خطی دبی آب و نفت در چاه n	$q_{liq}^{n,lower}$: حداقل تولید مایع از چاه شماره n
Ω_{wcut}^m, ql : متغیر وزنی برای خطی سازی افت فشار	p_s^s : فشار جداساز
نقاط تابع غیرخطی تولید مایع از چاه n	$q_{liq}^{n,upper}$: حداکثر تولید از چاه شماره n
δ_{ql}^m : متغیر sos2 برای دبی مایع ql	P_k : فشار در نقطه گسسته B_p
q_{liq}^n : تابع غیرخطی تولید مایع از چاه n	$w\tilde{c}ut^m$: wcut برای منی فولد m تا جداساز در نقطه
δ_{wcut}^m : متغیر sos2 برای wcut	گسسته B_w
q_{oil}^n : تابع غیرخطی تولید نفت از چاه n	P_{wh}^n : فشار سرچاه n
$\phi_{p_{ds}, qliq}$: متغیر وزنی برای خطی سازی افت فشار از سر چاه n تا منی فولد m	$w\tilde{c}ut^m$: تقریب خطی wcut برای خط لوله منی فولد تا جداساز
q_{gas}^n : تابع غیرخطی تولید گاز از چاه n	$p_{wh}^{n,max}$: حداکثر فشار سرچاه n
η_{qliq}^{nm} : متغیر sos2 برای دبی مایع qliq	y_n : متغیر دودویی برای باز یا بسته بودن چاه
q_{water}^n : تابع غیرخطی تولید آب از چاه n	$\Delta\hat{p}_m$: نقاط عددی تابع غیرخطی افت فشار از سر چاه n تا منی فولد m
q_{oil}^{nm} : متغیر sos2 برای فشار بعد از شیر p_{ds}	$\Delta\tilde{p}_m$: نقاط تابع غیرخطی افت فشار از منی فولد m تا جداساز
q_{oil}^{nm} : تقریب خطی دبی نفت از سر چاه n تا منی فولد m	$\Delta\tilde{p}_m$: تقریب خطی میزان افت فشار از سر چاه n تا منی فولد m
$\lambda_{p_k}^n$: متغیر وزنی برای خطی سازی تولید چاه	$\Delta\tilde{p}_m$: تقریب خطی میزان افت فشار از منی فولد تا

مراجع

- [1]. Dudley B (2020) BP statistical review of world energy, London, UK.
- [2]. Wang P (2003) Development and applications of production optimization techniques for petroleum fields, PhD Thesis, Stanford University, United States.
- [3]. Wang P, Litvak M, Aziz K (2002) Optimization of production operations in petroleum fields, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- [4]. Bieker H P, Slupphaug O, Johansen T A (2007) Real-time production optimization of oil and gas production systems: A technology survey, SPE Production and Operations, 22, 4: 382-391.
- [5]. Saputelli L A, Mochizuki S, Hutchins L, Cramer R, Anderson M B, Mueller J B, Escorcía A (2003) Promoting real-time optimization of hydrocarbon producing systems, Offshore Europe, Aberdeen, UK, 1-9.
- [6]. Bieker H P (2007) Topics in offshore oil production optimization using real-time data, Department of Engineering Cybernetics, Norwegian University of Science and Technology.
- [7]. Kosmidis V D, Perkins J D, Pištikopoulos E N (2005) A mixed integer optimization formulation for the well scheduling problem on petroleum fields, Computers and Chemical Engineering, 29, 7: 1523-1541.
- [8]. Kosmidis V D, Perkins J D, Pištikopoulos E N (2004) Optimization of well oil rate allocations in petroleum fields, Industrial and Engineering Chemistry Research, 43, 14: 3513-3527.
- [9]. Gunnerud V (2011) On decomposition and piecewise linearization in petroleum production optimization, PhD diss., Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.
- [10]. Langvik A S, Dzibur L (2012) Optimization of oil production-applied to the marlim field, Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.
- [11]. Coda A, Campos S, Camponogara E, Gunnerud V, Sunjerga S (2012) Integrated production optimization of oil fields with pressure and routing constraints: The Urucu field, Computers and Chemical Engineering, 46: 78-189.
- [12]. Silva T L, Camponogara E, Teixeira A F, Sunjerga S (2013) A mixed-integer linear programming model

for automatic routing decisions in oil production optimization, IEEE International Conference on Automation Science and Engineering, 280-285, IEEE,.

[13]. Silva T L, Camponogara E (2014) A computational analysis of multidimensional piecewise-linear models with applications to oil production optimization, European Journal of Operational Research, 232, 3: 630-642.

[14]. Silva T L, Camponogara E, Teixeira AF, Sunjerga S (2015) Modeling of flow splitting for production optimization in offshore gas-lifted oil fields: Simulation validation and applications, Journal of Petroleum Science and Engineering, 128: 86-97.

[15]. Silva T L (2017) Contributions to modeling and optimization of oil production systems, PhD Thesis, Federal University of Santa Catarina, Brazil.

[16]. Epelle E I, Gerogiorgis D I (2019) Mixed-integer nonlinear programming (MINLP) for production optimisation of naturally flowing and artificial lift wells with routing constraints, Chemical Engineering Research and Design, 152: 134-148.

[17]. Sioshansi R, Conejo A J (2017) Optimization in engineering: Models and algorithms, Springer.

[18]. Beale E M L, Tomlin J A (1970) Special facilities in a general mathematical programming system for non-convex problems using ordered sets of variables, Fifth International Conference on Operational Research, 447-454.

[19]. Schlumberger (2017) PIPESIM® User Manual, Schlumberger Ltd. (Houston, TX, USA).

Oil Production Enhancement of Azadegan Oil Field Using Real-Time Optimization Approach

Mohsen Jalali, Mojgan Abbasi*, Nassim Tahouni and Mohammad Hassan Panjeshahi

Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran
 mojganabbasi@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2021.4291.2945

Received: September/16/2020

Accepted: March/15/2021

Introduction

The reservoir properties such as water cut (WCUT), gas-oil ratio (GOR), pressure, temperature and composition change gradually during reservoir life. Also, drilling new wells and shutting down some wells are possible because of increasing water content. Also, there are different operating pressures and gas, oil and water production rates for each well and surface facilities, including manifolds and separators. Therefore, the production engineer should make different decisions for choosing the operating conditions to maximize daily oil production. Many researchers have been used different approaches for optimizing production in petroleum fields [1-2]. One of the best methods for optimizing oil production is real-time production optimization (RTPO) which examined by various researchers [3-7]. The main goal of this paper is to introduce a mathematical model for calculating optimum wellhead pressures for the Azadegan oil field through Mixed-integer linear programming (MILP).

Materials and Methods

Mathematical Modelling

The upstream pressure should be more than the downstream pressure where the reservoir fluid comes to the surface in all surface facilities. In Fig. 1, the schematic of the oil field surface facilities is shown. The well reservoir fluid is passed through choke valves and routed to the manifolds to handle the production.

Then, the well fluid from the manifolds enters the separators through transfer pipes. The reservoir, wellhead, choke, manifold and separator's pressures determine the production rate. The wellhead, manifold, and separator pressures should be optimized for maximum production. It is obvious that the pressure of each of these parts of the system is a function of the wellhead pressures. Therefore, by finding the optimal wellhead pressure, the optimal amounts of pressure are produced in the whole system and using it, the optimal production rate is calculated.

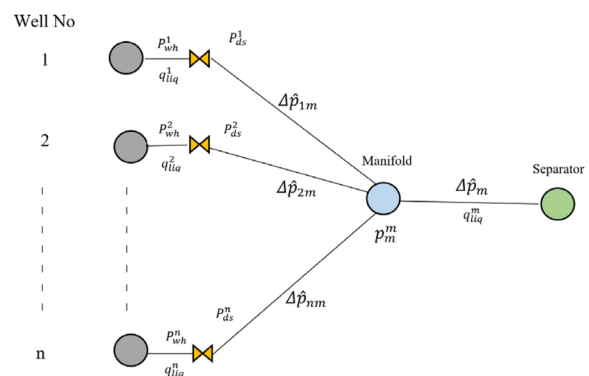


Fig. 1 Schematic of an oil field surface facilities.

Based on Figure 1, an oil field includes n wells with the wellhead pressure of p_{wh}^n . Produced oil, gas and water pass through the choke valves with the pressure drop of Δp_{nm}^n and reach the manifold m. then, the fluid is transferred to the separator with a pressure of p_s by passing through a pipeline with the pressure drop of

$\Delta \hat{p}_m \cdot q_{liq}^n$ is the liquid production rate from the well n which is a function of the wellhead pressure of p_{wh}^n . For the optimization, GOR and WCUT are considered constant. Oil, gas and water production is a nonlinear function of the wellhead pressure as follows:

$$q_{oil}^n = \hat{q}_{liq}^n (p_{wh}^n) \cdot (1 - wcut^n) \quad (1)$$

$$q_{gas}^n = \hat{q}_{liq}^n (p_{wh}^n) \cdot GLR^n \quad (2)$$

$$q_{water}^n = \hat{q}_{liq}^n (p_{wh}^n) \cdot wcut^n \quad (3)$$

The pressure drop from the wellhead to manifold ($\Delta \hat{p}_{nm}$) is a nonlinear function and can be defined as:

$$p_{ds}^n = p_{wh}^m + \Delta \hat{p}_{nm} \quad (4)$$

Equation 5 shows the pressure drop from the manifold to the separator, which should meet the condition 6.

$$P_{ds}^n = p_s + \Delta \hat{p}_m \quad (5)$$

$$P_{wh}^n \geq P_{ds}^n \quad (6)$$

The other required equations for the modelling include mass balance. In these equations, the sum of oil, gas and water flow rates from wells should be equal to the fluid flow rate to the separator. Also, the produced liquid from the wells should be equal to the summation of oil and water flow rate as follows:

$$q_{liq}^n = q_{oil}^n + q_{water}^n \quad (8)$$

$$q_{liq}^m = q_{oil}^m + q_{water}^m \quad (9)$$

The system constraints, including allowable fluid flow rates in pipeline and wellhead pressure, should be considered in modelling which show in Equations 10 and 11.

$$q_{liq}^{n,lower} \leq q_{liq}^n \leq q_{liq}^{n,upper} \quad (10)$$

$$q_{liq}^m \leq q_{liq}^{m,max} \quad (11)$$

Considering nonlinear nature of these equations, Mixed Integer Linear Programming (MILP) method was used to linear the equations.

Results and Discussion

Azadegan oil field surface facilities were simulated using PIPESIM software. Table 1 shows the simulation results. The next step is to find the optimal production rate using MILP method.

The discrete points used in the MILP method have been extracted from the simulation results. Using these points, the weighting variables have been calculated, and the optimal results of the oil production rates were predicted for each well. Table 2 shows the optimization results.

Table 1 Simulation results of the Azadegan oil field.

Well No.	p_{wh}^n (Psia)	q_{oil}^n (STB/d)
36	503.7	925.8
45	4680.5	2366.5
49	4348.3	5194.1
53	634.2	1171.1
62	565.6	1037.1
63	510.2	950.1
65	626.5	792.6
78	415.7	784.1
82	602.7	772.7
84	497.2	922.8
101	478.3	893.6
110	3675.6	4601.8
122	4404.2	4551.2
Manifold	158.9	24964.1
Separator	115.7	24964.1

Table 2 Optimization results of the Azadegan oil

Well No.	p_{wh}^n (Psia)	q_{oil}^n (STB/d)
36	400	1099.473
45	4500	4637.4
49	4400	4880.572
53	173.3	2422.227
62	300	1583.877
63	300	1349.345
65	280	1387.427
78	250	1156.46
82	400	1071.62
84	161.6	1549.45
101	161.5	1514.91
110	3720	4503.07
122	4380	4698.189
Manifold	-	31899.047
Separator	-	31899.047

The comparison of Tables 1 and 2 show that the oil production rates are 24964 and 31899 bbl/day for simulation and optimal conditions, respectively. Consequently, oil production increases by 27.7% after optimization.

Conclusion

This study introduces a mathematical modeling for optimization of oil production in Manifold No. 7 of Azadegan oil field using Real-Time Production Optimization (RTPO). Simulation of 13 wells was performed using PIPESIM software to generate discrete points for optimization. MILP method was used to optimize the problem through linearization of the equations. Results showed that the production rate

increased by 27.7% after optimization.

References

1. Wang P (2003) Development and applications of production optimization techniques for petroleum fields, PhD Thesis, Stanford University, United States.
2. Wang P, Litvak M, and Aziz K (2002) Optimization of production operations in petroleum fields, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
3. Bieker HP, Slupphaug O, Johansen TA (2007) Real-time production optimization of oil and gas production systems: A technology survey, SPE Prod Oper, 22, 4: 382-391.
4. Saputelli LA, Mochizuki S, Hutchins L, Cramer R, Anderson MB, Mueller JB, Escorcía A (2003) Promoting Real-Time Optimization of Hydrocarbon Producing Systems, Offshore Europe, Aberdeen, UK, 1–9.
5. Bieker HP (2007) Topics in offshore oil production optimization using real-time data, Department of Engineering Cybernetics, Norwegian University of Science and Technology, Silva T L (2017) Contributions to modeling and optimization of oil production systems, PhD Thesis, Federal University of Santa Catarina, Brazil.
6. Epelle E I, Gerogiorgis D I (2019) Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP) for production optimisation of naturally flowing and artificial lift wells with routing constraints, Chem Eng Res Des, 152, 134-148.