

بهبود تولید یک میدان نفتی با استفاده از مدل سازی یکپارچه و کنترل بهینه

امیر قرچه‌بیدختی و احسان خامه‌چی*

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۷/۶/۱۷ تاریخ پذیرش: ۹۷/۱۱/۲۹

چکیده

با تولید پیوسته از یک مخزن نفتی، فشار مخزن و دبی تولیدی کاهش پیدا می‌کنند. اگر نسبت گاز به نفت تولیدی، فشار جریان ته‌چاهی و ویژگی‌های سیال مخزن مناسب باشند، با استفاده از فراآوری مصنوعی با گاز، دبی تولیدی افزایش پیدا خواهد کرد. در فرآیند فراآوری مصنوعی با گاز، شرایط مخزن، چاه و تأسیسات سطح‌الارضی به‌صورت پیوسته تغییر می‌کنند؛ بنابراین باید بر عملیات تزریق گاز نظارت داشت و شرایط تزریق را متناسب با این تغییرات، به‌روزرسانی کرد تا بهینه‌ترین دبی تولیدی به‌دست آید و کارایی یک میدان هیدروکربنی را پیش‌بینی کرد. یکی از مشکلاتی که در فرآیند فراآوری با گاز اتفاق می‌افتد، ناپایداری است. ناپایداری باعث کاهش تولید نفت و آسیب رساندن به تأسیسات می‌گردد. همچنین با توجه به محدودیت حجم گاز موجود جهت تزریق بایستی تخصیص و کنترل گاز تزریق‌شده در بین چاه‌های تولیدی به‌گونه‌ای باشد که تولید در شرایط بهینه انجام شود. در این مطالعه مخزن نفتی با استفاده از نرم‌افزار Eclipse شبیه‌سازی شد و سپس به کمک نرم‌افزار PROSPER مدل‌سازی چاه‌های تولیدی و شبکه خطوط لوله جریانی سطح‌الارضی انجام شد. در نهایت با استفاده از نرم‌افزار MATLAB، اتصال مدل‌های مخزن، چاه و شبکه خطوط لوله جریانی به‌منظور ایجاد مدل یکپارچه و تخصیص بهینه گاز تزریقی بین چاه‌ها به کمک الگوریتم ژنتیک انجام شد. طبق سناریوهای مختلف، گاز تزریقی بین چاه‌ها توزیع شد. میزان تولید نفت و درآمد حاصل از هر سناریو ثبت شد. طبق نتایج به‌دست‌آمده، استفاده از مدل یکپارچه بهره‌برداری همراه با سیستم کنترل بهینه در فرآیند فراآوری با گاز در مقایسه با شرایط تولید طبیعی مخزن مورد مطالعه، باعث افزایش ۲۲۴/۸۶٪ درآمد می‌شود. همچنین در نظر گرفتن ناپایداری به‌عنوان محدودیت در سیستم کنترل بهینه تزریق گاز مدل یکپارچه بهره‌برداری باعث کاهش ۲/۹۳٪ درآمد حاصل‌شده از مخزن می‌شود. اما در بلندمدت سبب کاهش آسیب به تأسیسات پایین‌دستی میدان نفتی می‌گردد.

کلمات کلیدی: فراآوری مصنوعی با گاز، مدل‌سازی یکپارچه سیستم بهره‌برداری، ناپایداری، کنترل بهینه، درآمد

مقدمه

نسبت به هر دبی تولیدی و هر عمقی، قابلیت اجرا در چاه‌های انحرافی و چاه‌های دارای مشکل تولید ماسه، کاربرد عملیاتی در چاه‌هایی با نسبت گاز به نفت تولیدی بالا و ضریب بهره‌دهی پایین، مهم‌ترین مزایای استفاده از سیستم فراآوری با گاز است [۳]. یکی از مشکلات رایج در فراآوری با گاز، پدیده ناپایداری است. ناپایداری معمولاً در شرایطی که فشار و نرخ تزریق گاز کم باشد، رخ می‌دهد و باعث نوسانات دوره‌ای دبی تولیدی می‌شود. کاهش تولید، افزایش هزینه‌های نگهداری و آسیب به تأسیسات پایین‌دستی، کاهش کیفیت جداسازی سیالات به دلیل تولیدی لخته‌های عظیم مایع و گاز و فلر کردن بیش از حد گاز، جزء مهم‌ترین مشکلات ناشی از ناپایداری هستند [۴-۷].

شرایط مخزن، عملکرد چاه و تأسیسات سطح‌الارضی به صورت پیوسته تغییر پیدا می‌کنند پس بایستی به صورت پیوسته بر عملیات تزریق گاز نظارت داشت و شرایط تزریق را متناسب با این تغییرات تحت‌الارضی و سطح‌الارضی، تغییر داد تا بهینه‌ترین دبی تولیدی به دست آید [۸]. مدل‌سازی یکپارچه سیستم بهره‌برداری^۱ روشی است که به کمک آن می‌توان به صورت پیوسته بر عملکرد سیستم تزریق گاز نظارت داشت و کارایی یک میدان هیدروکربنی را پیش‌بینی کرد. برنامه‌ریزی و بررسی اقتصادی توسعه میدان، پیش‌بینی و بهینه‌سازی تولید میدان و شناسایی تأثیر برهم‌کنش پارامترهای گوناگون در سیستم سطح‌الارضی و تحت‌الارضی مهم‌ترین کاربردهای مدل‌سازی یکپارچه هستند [۹]. در فرآیند فراآوری با گاز همواره حجم معینی از گاز بین چاه‌ها توزیع می‌شود. این حجم گاز باید به گونه‌ای بین چاه‌ها توزیع شود که مقدار درآمد^۲ به دست آمده از مخزن بیشینه شود؛ بنابراین باید از روش‌های بهینه‌سازی برای توزیع مطلوب گاز تزریقی بین چاه‌ها استفاده کرد.

بهمرور زمان با تولید از یک مخزن نفتی، فشار مخزن و همچنین مقدار بازیافت نفت کاهش می‌یابد. اگر فشار مخزن به قدر کافی زیاد نباشد که بتواند جریانی از سیال را با دبی مطلوب ایجاد نماید، بایستی در صورت مناسب بودن شرایط سیال تولیدی مخزن و ویژگی‌های چاه، به منظور بهبود جریان از روش‌های فراآوری مصنوعی استفاده کرد. یکی از روش‌های پرکاربرد فراآوری مصنوعی، فراآوری با گاز است. در فراآوری پیوسته با گاز دو نوع جریان وجود دارد. در حالت اول نفت از طریق لوله مغزی تولید می‌شود و گاز از طریق فضای حلقوی تزریق می‌شود که آن را در اصطلاح حرکت در لوله مغزی می‌گویند. در این روش، ابتدا گاز تزریقی در سطح فشرده می‌شود. سپس گاز فشرده شده از طریق فضای حلقوی و شیرهای تزریق گاز به درون لوله مغزی تزریق می‌شود. گاز تزریق شده درون لوله مغزی باعث کاهش چگالی متوسط سیالات می‌گردد که نتیجه آن کاهش افت فشار هیدرواستاتیکی است؛ بنابراین فشار ته‌چاهی لوله مغزی کاهش یافته و جریان ورودی سیالات از مخزن به درون چاه افزایش پیدا می‌کند. در نهایت پس از جداسازی گاز و سیال تولیدی توسط جداکننده‌های سطحی، گاز برای فشرده‌سازی و تزریق مجدد به کمپرسور فرستاده می‌شود. در حالت دوم نفت از طریق فضای حلقوی تولید می‌شود و گاز به وسیله لوله مغزی تزریق می‌شود که در اصطلاح به آن حرکت در فضای حلقوی گفته می‌شود [۱]. یکی از پارامترهای مؤثر در فراآوری با گاز، فشار سرچاهی است به طوری که فشار سرچاهی پایین منجر به فشار ته‌چاهی کمتر برای رسیدن به دبی تولیدی مدنظر می‌شود. افزایش حجم و فشار گاز تزریقی در فراآوری با گاز باعث افزایش فشار سرچاهی می‌شوند، بنابراین دبی تولیدی کاهش پیدا می‌کند. در نتیجه دبی تزریق گاز باید به صورت بهینه تعیین شود [۲]. انعطاف‌پذیر بودن سیستم فراآوری با گاز

1. Integrated Production System Modelling

2. Cashflow

تجهیزات سطح الارضی، پایداری و تحویل‌دهی شبکه تولید است [۱۳]. یانسن کنترل هوشمند برای پایداری چاه‌های ناپایدار فرازآوری با گاز را مطرح کرد و به این موضوع اشاره کرد که فشار ته‌چاهی مناسب‌ترین گزینه به‌عنوان متغیر کنترلی برای جلوگیری از ناپایداری جریان است [۱۴].

پوبلانو نقشه‌هایی را برای مشخص کردن نواحی جریانی پایدار و ناپایدار در فرآیند فرازآوری با گاز ترسیم کرد. طبق این نقشه‌ها پوبلانو نتیجه گرفت افزایش نرخ تزریق گاز سبب پایداری جریان و افزایش سایز دهانه نقطه تزریق گاز باعث ایجاد ناپایداری در جریان می‌شود [۱۵]. دالسمو از روش کنترل پسخور فعال^۳ در چاه فرازآوری با گاز برای کنترل ناپایداری استفاده کرد [۱۶]. بهینه‌سازی سیستم فرازآوری با گاز به کمک مدل‌سازی یکپارچه مخزن، چاه و تأسیسات سطح الارضی به‌منظور درک دقیق نیازهای آینده و بهبود استراتژی‌های توسعه میدان توسط گوتیرز انجام شد [۱۷]. خام‌چی و همکاران فرازآوری مصنوعی پیوسته با گاز را در حالت منبع گاز نامحدود با استفاده از برنامه‌نویسی ژنتیک بهینه‌سازی کردند و در ادامه نتایج حاصل از آن را با شبکه عصبی مقایسه و بیان نمودند که برنامه‌نویسی ژنتیک به نسبت سریع‌تر و برای محدوده بزرگی از شرایط عملیاتی قابل‌استفاده است [۱۸]. میجونی به بررسی تأثیر ترکیب گاز تزریقی روی پایداری تولید پرداخت [۱۹]. محمودی به‌کمک مدل یکپارچه، عملیات بهینه‌سازی سیستم فرازآوری با گاز را به‌منظور بیشینه کردن ارزش خالص فعلی (NPV)^۴ بررسی کرد [۲۰]. در چاه‌های تحت فرازآوری مصنوعی با گاز برای محاسبه دبی نفت تولیدی به‌دلیل بالا رفتن نسبت گاز به مایع استفاده از روابط صحیح و مناسب کاهنده حائز اهمیت است.

بیشینه مقدار گاز موجود جهت تزریق، پایداری فرآیند فرازآوری با گاز و کنترل سیستم یکپارچه فرازآوری با گاز از جمله محدودیت‌های بهینه‌سازی تخصیص گاز^۱ هستند. با توجه به تغییرات شرایط مخزن در طول زمان، به‌منظور بهینه‌سازی تابع هدف در فرآیند فرازآوری با گاز نیاز به استفاده از روش‌های کنترل بهینه است. در این روش‌ها با در نظر گرفتن مدل دینامیک مخزن، نرخ تزریق گاز در چاه‌ها در طول زمان به‌گونه‌ای تنظیم می‌شود که همواره تولید در حالت بهینه قرار داشته باشد. یکی از روش‌های کنترل، کنترل حلقه بسته^۲ است که در مسائل بهینه‌سازی و مدیریت مخازن کاربرد فراوانی دارد. در مدیریت میدان‌ها به‌صورت حلقه بسته، به‌صورت دوره‌ای مدل مخزن از طریق داده‌های تولید مدل یکپارچه به‌روزرسانی می‌شود و سپس این مدل به کمک کنترل بهینه به‌منظور بهینه‌سازی شرایط عملیاتی برای بیشینه کردن تولید نفت یا درآمد مخزن اجرا می‌شود. مطالعات گسترده‌ای درباره فرآیند فرازآوری با گاز انجام شده است که در ادامه به‌مرور برخی از آن‌ها پرداخته می‌شود. گیلبرت برای اولین بار ناپایداری در فرازآوری مصنوعی با گاز را بررسی کرد و توصیه کرد برای حذف آن از پکر استفاده شود [۱۰]. هگدورن و برون گرادیان فشار را در چاهی به عمق ۱۵۰۰ ft مجهز به شیرهای تزریق گاز برای فرازآوری و تجهیزات اندازه‌گیری نرخ تولید مایع، نرخ تزریق گاز، دما و فشار برای جریان پیوسته، عمودی و دوفازی بررسی کردند و با استفاده از ضریب بهره‌دهی با کمک روش ترسیمی، بهترین نقطه تزریق را هم به‌دست آوردند [۱۱]. اشیم به توسعه روابطی به‌منظور پیش‌بینی پایداری فرازآوری با گاز پرداخت [۱۲]. هاپگلر و همکاران یکپارچه‌سازی مخزن و تأسیسات سطحی را به‌منظور مدیریت استراتژی‌های بهینه تولید و توسعه میدان، مورد مطالعه قرار دادند. نتایج نشان می‌دهد که عملکرد کلی یک میدان در حال تولید، به‌طور مستقیم وابسته به عملکرد مخزن، عملکرد

1. Gas Allocation Optimization
2. Closed-loop Control
3. Active Feedback Control
4. Net Present Value

ناپایداری و افزایش تولید نفت ارائه کردند. ساختار کنترل در این مطالعه از سایز کاهنده سطحی و نرخ تزریق گاز برای کنترل فشار در فشارسنج ته‌چاهی دائمی (PDG)^۴ استفاده کرده است [۲۸]. در همین سال، سانتوس با هدف بیشینه کردن تولید نفت، کمینه کردن مقدار گاز تزریقی و کنترل ناپایداری بهینه‌سازی دینامیکی چند هدفه فرازآوری با گاز را با روش توالی پالایش مش^۵ بررسی کرد [۲۹]. با توجه به اهمیت فرازآوری با گاز در یک میدان به‌منظور افزایش درآمد، در این مطالعه با تکیه بر روشی نوین یک مدل یکپارچه بهره‌برداری شامل مخزن، چاه و شبکه خطوط لوله جریان سطح‌الارضی همراه با سیستم کنترل بهینه با هدف توزیع بهینه گاز تزریقی بین چاه‌ها و کنترل ناپایداری توسعه پیدا کرده است.

توصیف مدل مخزن مورد مطالعه

برای شبیه‌سازی مخزن مورد مطالعه از نرم‌افزار Eclipse^۶ که توسط شرکت شلومبرجر^۷ توسعه پیدا کرده، استفاده شده است. این مخزن یک مدل مهندسی مخزن صنعتی شبیه‌سازی شده در ابعاد کوچک است که از ۲۶۶۰ بلوک تشکیل شده است و از میان آن‌ها ۱۷۶۱ بلوک فعال هستند. ساختار این میدان به‌گونه‌ای است که از سمت شرق و جنوب توسط یک گسل محدود می‌شود. همچنین یک سفره آب زیرزمینی به نسبت قوی از سمت غرب و شمال با میدان در ارتباط است. یک کلاهک گازی کوچک در مرکز ساختار گنبدی شکل میدان قرار گرفته است. میدان بررسی شده شامل ۶ چاه تولیدی (PRO-1، PRO-4، PRO-5، PRO-11، PRO-12 و PRO-15) است و به دلیل داشتن سفره آب قوی، فاقد چاه تزریقی است.

میرزائی پیامن در مطالعاتی جداگانه به توسعه روابطی برای محاسبه سایز کاهنده تولیدی و پیش‌بینی دبی تولیدی مایع براساس فشار بالادستی کاهنده، سایز کاهنده و نسبت گاز به مایع تولیدی برای جریان گاز میعانی و جریان هم‌زمان نفت و گاز در میادین نفتی ایران پرداخت [۲۱-۲۲]. خامه‌چی به‌منظور کاهش نیاز به استفاده از شبیه‌سازها که گران و زمان‌بر هستند، از شبکه عصبی مصنوعی برای پیش‌بینی عملکرد پیچیده در فرآیند فرازآوری با گاز (تعیین نرخ بهینه گاز تزریقی) استفاده کرد [۲۳]. رسولی و همکاران با ترکیب مدل‌سازی یکپارچه تولید براساس شبکه عصبی و الگوریتم ژنتیک، بهینه‌سازی تولید را با استفاده از تخصیص دینامیک گاز در فرآیند فرازآوری مورد مطالعه قرار دادند [۲۴]. در همین سال، قاسم‌زاده به بررسی تأثیر پارامتر زمان‌بر فرآیند بهینه‌سازی توزیع گاز پرداخت [۲۵]. مهدیانی و خامه‌چی تأثیر محدودیت پایداری را بر فرآیند بهینه‌سازی توزیع گاز در فرازآوری مصنوعی بررسی کردند و نتیجه گرفتند که کاهش تولید با در نظر گرفتن پایداری به‌عنوان محدودیت بسیار ناچیز است [۶]. قاسم‌زاده با استفاده از دو مدل پروکسی براساس شبکه‌های عصبی مصنوعی و ایجاد مدل یکپارچه شامل مخزن و چاه، بهینه‌سازی فرازآوری با گاز را به‌منظور بیشینه کردن تابع NPV انجام داد [۸]. در همین سال شائو از یک مدل مرتبه بالا^۱ برای شبیه‌سازی سیستم فرازآوری با گاز و مقابله با ناپایداری ناشی از هدینگ لوله جداری استفاده کرد. بررسی ناپایداری، تعیین سایز کاهنده تزریقی، محاسبه فشار و نرخ تزریق بهینه گاز، مهم‌ترین کاربردهای مدل شائو هستند [۲۶]. شی و همکاران با استفاده از روش کنترل ردیابی بهینه^۲ اقدام به کنترل ناپایداری در چاه‌های فرازآوری با گاز کردند [۲۷]. دیهل و همکاران بر مبنای ماهیت چند متغیره فرآیند فرازآوری مصنوعی با گاز، کنترل غیرخطی پیش‌بینی‌کننده مدل (NMPC)^۳ خود را برای کنترل

1. High-order Model

2. Optimal Tracking Control

3. Nonlinear Model Predictive Control

4. Permanent Downhole Gauge

5. Mesh Refining Sequential Method

6. Eclipse

7. Schlumberger

طراحی و بهینه‌سازی سیستم فراآوری مصنوعی، انجام محاسبات افت فشار درون چاه‌ها و خطوط جریانی، انجام محاسبات حساسیت‌سنجی روی متغیرهای مختلف و نظارت پیوسته بر عملکرد چاه، جزء مهم‌ترین کاربردهای این نرم‌افزار است. سیال تولیدی هر چاه شامل نفت و آب است و از مدل نفت سیاه به‌عنوان مدل PVT استفاده شده است. تولید از طریق لوله مغزی انجام می‌شود و مدل گرانیروی سیال، نیوتنی فرض شده است.

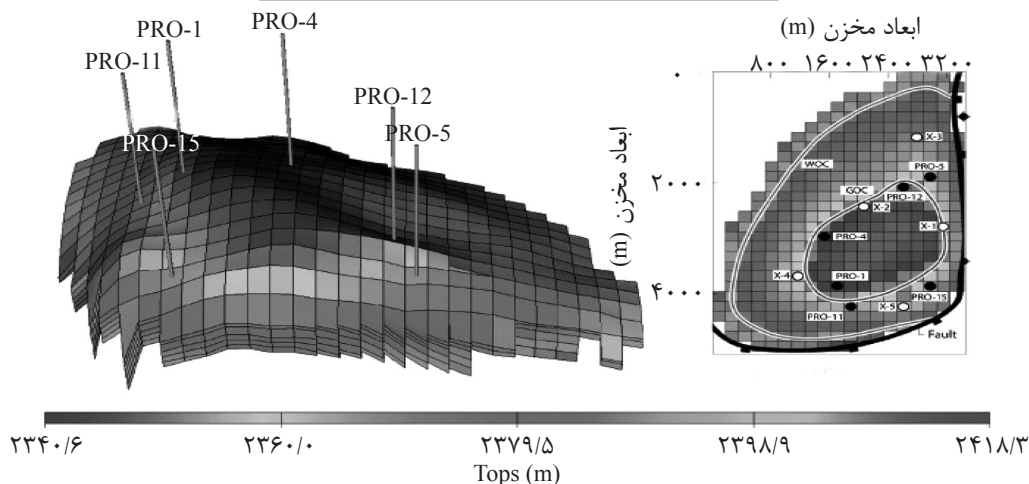
برخی از ویژگی‌های مخزن بررسی شده، در جدول ۱ بیان شده است. شکل ۱ نشان‌دهنده این مخزن است.

مدل‌سازی چاه‌های تولیدی و شبکه خطوط لوله جریانی سطح‌الارضی

برای شبیه‌سازی چاه‌های تولیدی و شبکه خطوط لوله جریانی سطح‌الارضی از نرم‌افزار PROsPER^۱ شرکت پترولیوم اکسپرت^۲ استفاده شده است. طراحی و بهینه‌سازی رشته تکمیل چاه،

جدول ۱ مشخصات مخزن مورد مطالعه

مقدار	مشخصات
۰	اشباع اولیه آب
۱۹ × ۲۸ × ۵	تعداد بلوک‌ها
۶	تعداد چاه تولیدی
۰/۲	میانگین تخلخل مخزن (fraction)
۱۰۰	میانگین تراوایی افقی (md)
۳	نسبت ناهمسان‌گردی
۲۳/۵۱	وزن مخصوص نفت (°API)
۰/۰۰۰۴۵	تراکم‌پذیری سنگ (psi/1)
۲۱۲	دمای مخزن (°F)
۴۱۷/۶۰۷	نسبت گاز به نفت (scf/STB)
۹۲	میانگین ضخامت هر بلوک (ft)
۵۹۰	ابعاد هر بلوک در راستای x و y (ft)



شکل ۱ شماتیک مخزن مورد مطالعه

1. Prosper
2. Petroleum Experts

۲ نشان‌دهنده شماتیکی مختصر از نحوه عملکرد سیستم یکپارچه به محض شروع شبیه‌سازی است. همچنین شکل ۳ سیستم کنترل طراحی شده به منظور تخصیص بهینه گاز بین چاه‌های تولیدی را نشان می‌دهد. ورودی‌های سیستم شامل خروجی‌های شبیه‌ساز مخزن (برش آب تولیدی، نسبت گاز به نفت تولیدی، فشار متوسط مخزن) و نرخ تزریق گاز هستند. کنترل‌کننده نرم‌افزارهای Eclipse و PROSPER می‌باشند و از سایز کاهنده تزریقی به منظور کنترل نرخ بهینه تزریق گاز استفاده می‌کنند. مدل یکپارچه بهره‌برداری، سیستم و واحدی است که برای کنترل انتخاب شده است. خروجی سیستم میزان تولید نفت و درآمد حاصل از میدان است.

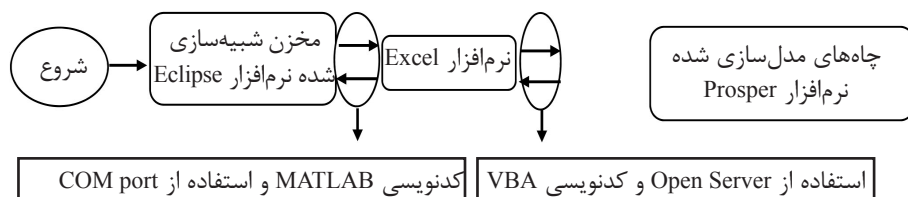
به منظور بهبود تولید، فرازآوری پیوسته با گاز درون چاه‌ها به کار برده شده است و روش تکمیل چاه‌ها، جداری پوش است. ویژگی‌های چاه‌های مختلف مدل‌سازی شده شامل خواص سیال تولیدی، مشخصات چاه، سایز تجهیزات درون چاهی و طول خطوط لوله جریانی سطح الارضی برای هر چاه در جدول ۲ آورده شده است.

نحوه ایجاد مدل یکپارچه و سیستم کنترل بهینه نرخ تزریق گاز

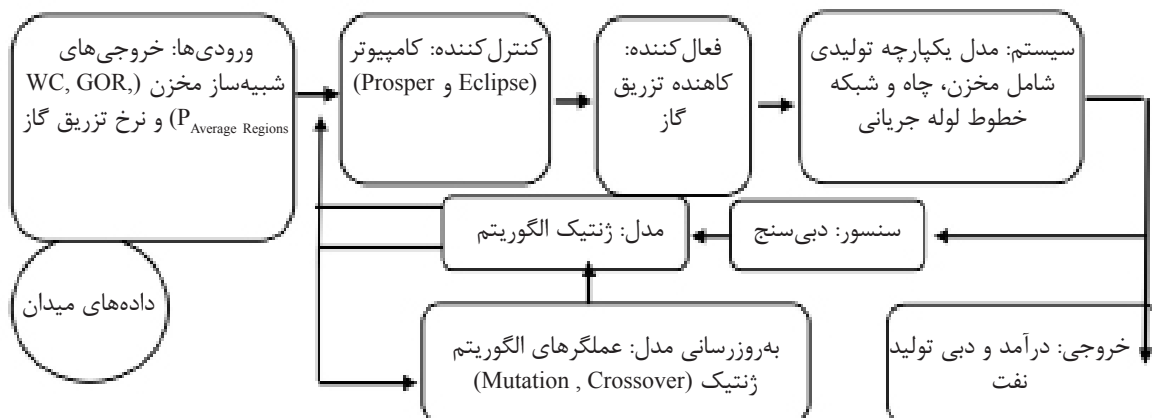
برای ایجاد اتصال بین نرم‌افزارهای Eclipse و PROSPER با هدف ایجاد یک مدل یکپارچه، از کدنویسی در محیط Excel و MATLAB که توسط Mathworks توسعه یافته، استفاده شده است. شکل

جدول ۲ مشخصات چاه‌های شبیه‌سازی شده

PRO-1	PRO-4	PRO-5	PRO-11	PRO-12	PRO-15	شماره چاه مشخصات چاه
۲۳/۷۸۴۷	۲۴/۵۵۱۲	۲۳/۹۵۶۹	۲۴/۲۷۷۲	۲۴/۳۱۳۵	۲۳/۷۸۴۷	وزن مخصوص نفت (API)
۰/۷	۰/۷	۰/۷۲	۰/۷۵	۰/۷	۰/۷۶	وزن مخصوص گاز
۴۱۷/۶۰۷	۴۱۷/۶۰۷	۴۱۷/۶۰۷	۴۱۷/۶۰۷	۴۱۷/۶۰۷	۴۱۷/۶۰۷	نسبت گاز به نفت (scf/STB)
۷۶۱۶	۷۵۱۱	۷۵۴۴	۷۴۷۵	۷۳۳۰	۷۶۱۶	عمق شیر تزریق گاز (ft)
۰/۷	۰/۷	۰/۷۲	۰/۷۵	۰/۷	۰/۷۶	وزن مخصوص گاز تزریقی
۳۲	۴۰	۴۸	۴۸	۳۲	۴۸	سایز روزنه تزریق (۱/۶۴in)
۲۱۲	۲۱۲	۲۱۲	۲۱۲	۲۱۲	۲۱۲	دمای درون چاهی (°F)
۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	عمق لوله مغزی اول (m)
۳/۲	۳/۹۵	۴/۰۹	۳/۶۲	۴/۳۷	۴/۴۱	قطر داخلی لوله مغزی اول (in)
۲۳۶۰	۲۲۵۳	۲۲۹۴/۶	۲۳۱۰/۷	۲۳۱۹/۴	۲۳۶۰	عمق لوله مغزی دوم (m)
۳/۲	۳/۹۵	۴/۰۹	۳/۶۲	۴/۳۷	۴/۴۱	قطر داخلی لوله مغزی دوم (in)
۲۳۸۱	۲۳۷۳	۲۳۸۱/۷	۲۳۸۶	۲۳۸۰/۵	۲۳۸۱	عمق چاه (m)
۴/۸۵	۴/۸۵	۴/۸۵	۴/۸۵	۴/۸۵	۴/۸۵	قطر داخلی لوله جداری (in)
۳۱۴/۶۹۶	۳۱۴/۶۹۶	۳۱۴/۶۹۶	۳۱۴/۶۹۶	۳۱۴/۶۹۶	۳۱۴/۶۹۶	فشار سرچاهی (psi)
۱۰۰	۱۱۰	۱۱۲	۱۱۵	۱۱۰	۱۰۰	دمای سرچاهی (°F)
۱۰۰	۱۷۷/۸	۱۲۸/۹	۱۶۸/۸	۱۲۱	۱۰۰	طول خط لوله جریانی سطح الارضی (ft)
۴	۴	۴	۴	۴	۴	سایز خط لوله جریانی سطح الارضی (in)
۱	۱	۱	۱	۱	۱	سایز کاهنده جریان سطح الارضی (in)



شکل ۲ شماتیک ایجاد مدل یکپارچه بهره‌برداری بین شبیه‌سازهای مخزن، چاه و شبکه خطوط لوله جریانی



شکل ۳ سیستم کنترل طراحی شده برای کنترل بهینه نرخ تزریق گاز بین چاه‌های تولیدی

تابع هدف در این مطالعه بیشینه کردن میزان درآمد حاصل از مخزن مورد مطالعه در هر بازه زمانی است که این موضوع در رابطه ۱ بیان شده است. i شماره چاه بوده و در هر بازه زمانی مجموع درآمد حاصل شده از تمامی چاه‌های مخزن مورد مطالعه محاسبه می‌شود. در فرازآوری با گاز، مجموع دبی نفت تولیدی، تابع نرخ تزریق گاز است و مسئله بهینه‌سازی در تخصیص گاز به صورت رابطه ۲ قابل بیان است. محدودیت تعریف شده در رابطه ۳ بیان کننده این موضوع است که باید مجموع دبی تزریق گاز تمامی چاه‌ها، کمتر یا مساوی کل گاز موجود در سیستم تزریق گاز باشد. رابطه ۴ بیانگر محدودیت حدی برای نرخ تزریق گاز است به طوری که میزان نرخ تزریق گاز نباید خارج از محدوده این مقادیر حدی باشد. برای محاسبه تابع درآمد، قیمت هر بشکه نفت ۰/۶۹۶ میلیون تومان، قیمت هر میلیون ft^3 گاز ۴۷/۲۹۲ میلیون تومان و هزینه جداسازی هر بشکه آب ۰/۰۶ میلیون تومان فرض شده است.

همچنین الگوریتم ژنتیک که یک الگوریتم فرا ابتکاری است، به عنوان مدل مورد نظر برای کنترل نرخ تزریق گاز به کار گرفته شده است.

روش پژوهش

کنترل بهینه فرازآوری با گاز، با هدف یافتن بهترین مقادیر تخصیص گاز تزریقی به هر چاه به گونه‌ای که تابع هدف بهینه شود، صورت می‌گیرد. تابع هدف و محدودیت‌های در نظر گرفته شده در فرآیند فرازآوری با گاز، به شرح زیر هستند:

$$Cashflows = \sum_{i=1}^6 (Q_{O_i} \times P_O) + (Q_{G_i} \times P_G) - (Q_{W_i} \times P_W) \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^6 Q_{O_i} = f(q_{g_{injection}}) \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^6 q_{g_i} \leq 12MMscf \quad (3)$$

$$q_{g_{i,min}} \leq q_{g_i} \leq q_{g_{i,max}} \quad (4)$$

$$q_{g_{i,min}} = 0MMscf \text{ \& } q_{g_{i,max}} = 5MMscf$$

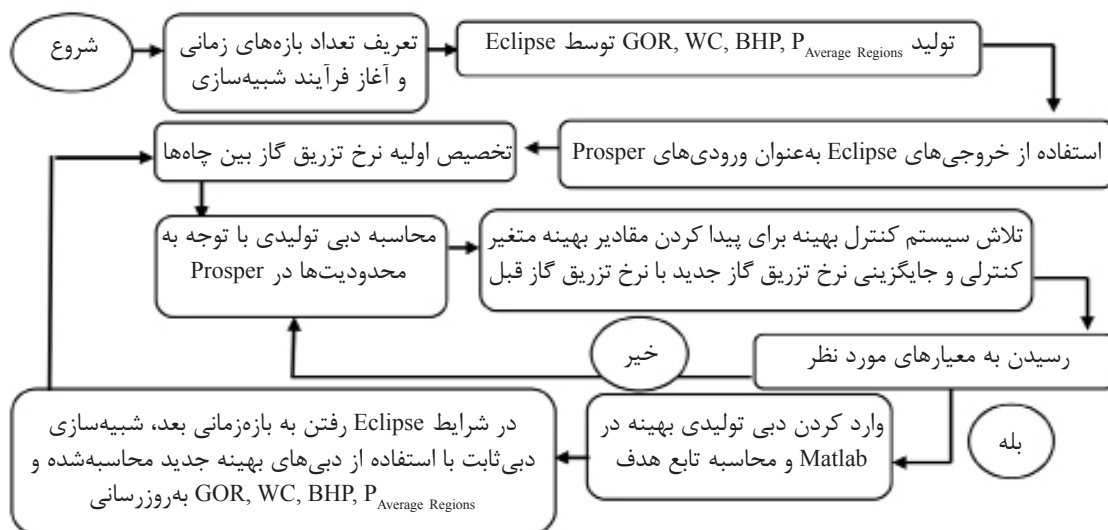
تا از طریق Crossover و Mutation نسل بعدی کروموزوم‌ها توسعه پیدا کند. این چرخه تا زمان تعیین بهینه‌ترین نرخ‌های تزریق گاز که دارای بیشینه مقدار درآمد در هر بازه‌زمانی باشند، ادامه پیدا می‌کند. فلوجارت مدل‌سازی و کنترل بهینه تخصیص نرخ گاز بین چاه‌های تولیدی در سناریوهای سوم و چهارم مطابق شکل ۴ است.

بحث و نتایج

تولید مخزن مورد مطالعه از سال ۱۳۸۰ شروع می‌شود و تا سال ۱۳۹۷ ادامه پیدا می‌کند. سپس تولید در قالب مدل یکپارچه به صورت ۲۰ بازه‌زمانی ۶۰ روزه ادامه خواهد داشت. طبق سناریو شماره ۱ هیچ‌گونه تزریق گازی به‌درون چاه‌ها انجام نمی‌شود. مجموع تولید نفت چاه‌ها در این سناریو پس از ۱۲۰۰ روز، ۱۱۸۳۰۰ bbl است. به‌مرور زمان به‌دلیل افزایش برش آب تولیدی، دبی نفت و در نتیجه میزان درآمد کم می‌شود. برای مثال درآمد میدان در بازه‌زمانی دوم، ۷۰۵۰/۲۷۶ میلیون تومان است اما با توجه به افت شدید دبی چاه‌ها، درآمد در بازه‌زمانی بیستم به عدد ۳۳۱۷/۳۰۴ میلیون تومان کاهش می‌یابد.

برای پیش‌بینی تولید و درآمد حاصل از مخزن نفتی، چهار سناریو شامل (۱) عدم تزریق گاز به‌درون چاه‌ها و تولید با استفاده از فشار طبیعی مخزن، (۲) توزیع حجم مساوی از گاز بین چاه‌های تولیدی، (۳) توزیع بهینه گاز بین چاه‌های تولیدی به‌کمک سیستم کنترل بهینه بدون در نظر گرفتن پایداری فرآیند فراآوری با گاز و (۴) توزیع بهینه گاز بین چاه‌های تولیدی با استفاده از کنترل بهینه با در نظر گرفتن پایداری فرآیند فراآوری با گاز در نظر گرفته شده‌است.

در سناریوهای سوم و چهارم، سیستم کنترل بهینه از الگوریتم ژنتیک برای تخصیص بهینه گاز بین چاه‌ها استفاده کرده است. در الگوریتم ژنتیک، هر کروموزوم به‌صورت رشته‌ای است که شامل متغیرهای مسئله است و در واقع هر کروموزوم تعیین‌کننده جوابی برای مسئله است. در مسئله بهینه‌سازی توزیع گاز، کروموزوم‌ها شامل نرخ تزریق گاز چاه‌ها هستند. الگوریتم ژنتیک بررسی خود را با جمعیت اولیه متغیرهای ورودی ساخته‌شده به‌صورت تصادفی، آغاز می‌کند. سپس به ازای هر نرخ تزریق گاز، تابع هدف یعنی درآمد محاسبه می‌شود. در مرحله بعد نرخ تزریق گازهایی که دارای بیشترین مقدار درآمد هستند، انتخاب‌شده

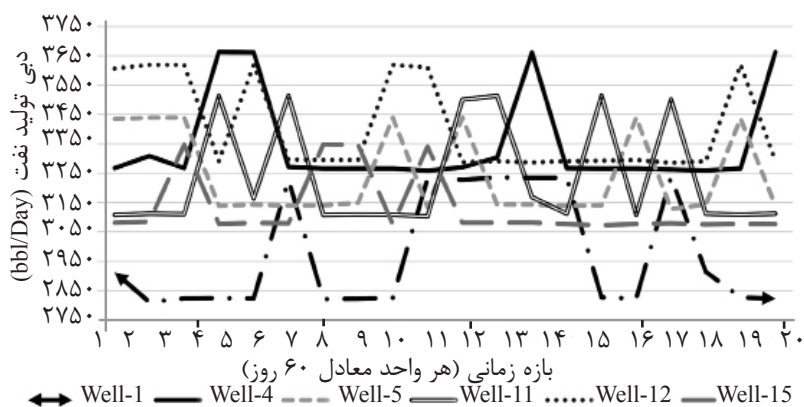
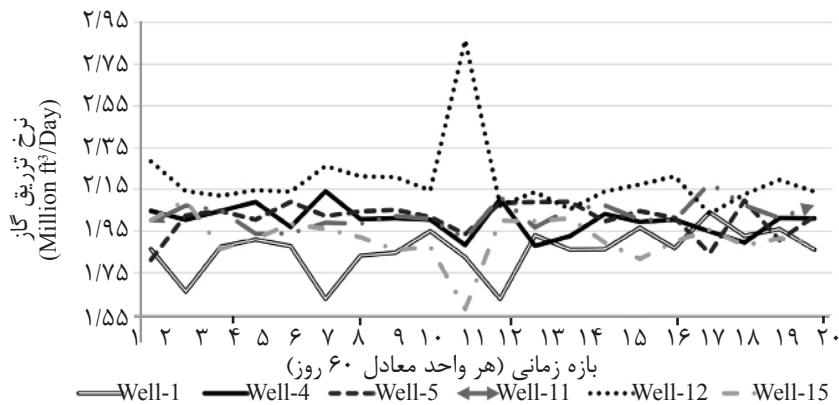


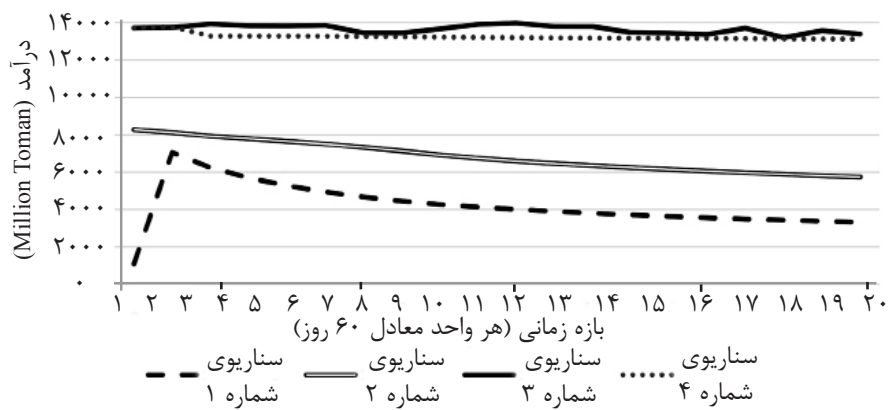
شکل ۴ فلوجارت تخصیص بهینه گاز تزرفی بین چاه‌ها

شده است که دبی تولید نفت دچار کاهش شدید نشود. طبق شکل ۵ و ۶ می‌توان نتیجه گرفت، عدم در نظر گرفتن پایداری به‌عنوان محدودیت در سیستم کنترل بهینه باعث نوسانات دبی نفت و ایجاد پدیده ناپایداری می‌شود. در این شرایط بایستی نرخ تزریق گاز هر چاه را به‌گونه‌ای تنظیم کرد که شیب و میزان تغییرات نرخ تزریق گاز به‌صورت ملایم‌تری صورت بگیرد تا از این طریق بتوان علاوه بر کنترل نوسانات شدید نرخ تزریق گاز، تغییرات دبی تولید نفت را به حداقل رساند. برای این کار از توابع نمایی، لگاریتمی، چندجمله‌ای با مرتبه‌های مختلف و توانی استفاده شده است. در سناریو شماره ۴ تولید نفت ۱۱۲۹۳ bbl باعث نسبت به سناریو قبل کاهش داشته است که باعث کاهش اندک درآمد می‌شود. همچنین به‌کارگیری این سناریو نوسانات دبی نفت را از بین برده است. مقایسه درآمد حاصل‌شده از سناریوهای مختلف در شکل ۷ نشان داده شده است.

در سناریو شماره ۲ حجمی مساوی از گاز تزریقی بین چاه‌ها توزیع می‌شود و سهم هر چاه ۲ میلیون فوت مکعب گاز است. طبق این سناریو در پایان بازه زمانی بیستم ۱۹۱۹۵۱ bbl نفت تولید شده است که در مقایسه با سناریو قبل ۷۳۶۵۲ bbl تولید افزایش یافته است. افت دبی تولید نفت چاه‌ها با شیب ملایم‌تری نسبت به سناریو قبل اتفاق می‌افتد که دلیل آن تزریق گاز و در نتیجه کاهش چگالی متوسط سیالات و افت فشار هیدرواستاتیکی درون چاه‌ها است.

شکل‌های ۵ و ۶ به ترتیب نرخ تزریق گاز و دبی تولیدی را برای هر چاه در سناریو شماره ۳ نشان می‌دهد. مجموع تولید نفت در این سناریو ۳۸۶۷۸۶ bbl است و در مقایسه با سناریو شماره ۲ افزایش ۱۰۱٪ تولید را نشان می‌دهد. همچنین به‌روزرسانی شرایط تزریق متناسب با شرایط درون‌چاهی باعث





شکل ۷ مقایسه درآمد چاه‌ها در هر بازه زمانی به‌ازای سناریوهای مختلف

با گاز با توجه به شرایط فشار ته‌چاهی، نسبت گاز به نفت تولیدی و برش آب تولیدی توجیه عملیاتی دارد. طبق سناریو شماره ۲، می‌توان نتیجه گرفت فرآزآوری با گاز حتی در شرایط غیر بهینه در این مخزن باعث بهبود دبی تولید نفت و میزان درآمد می‌شود. همچنین به‌کارگیری مدل یکپارچه سیستم بهره‌برداری با سیستم کنترل فرآزآوری با گاز به‌منظور توزیع بهینه گاز بین چاه‌های تولیدی از طریق کاهش فشار ته‌چاهی و چگالی ستون سیالات درون چاه، به‌میزان قابل توجهی باعث بهبود دبی تولید نفت و افزایش درآمد حاصل از یک مخزن می‌شود. در واقع در این روش با توجه به دینامیک بودن مدل یکپارچه و ثبت تمامی تغییرات چاه‌ها در هر بازه زمانی، نرخ تزریق گاز به‌گونه‌ای متناسب با این تغییرات برای هر چاه تنظیم می‌شود که تابع هدف بیشینه شود. ضمن اینکه عدم در نظر گرفتن پایداری به‌عنوان یک محدودیت در سیستم کنترل بهینه توزیع گاز در درازمدت سبب وارد آمدن خسارت به تجهیزات درون‌چاهی و سرچاهی می‌شود؛ بنابراین ضروری است این موضوع مدنظر قرار داده شود. در نظر گرفتن پایداری به‌عنوان یک محدودیت برای سیستم کنترل بهینه روشی مناسب برای جلوگیری از نوسانات دبی تولید نفت است که سبب کاهش بسیار اندک میزان تولید نفت و درآمد حاصل از میدان می‌گردد.

در مجموع ۲۰ بازه زمانی شبیه‌سازی می‌توان نتیجه گرفت که سناریو شماره ۳ به‌ترتیب باعث افزایش درآمد نسبت به سناریوهای اول و دوم شده‌است. همچنین در نظر گرفتن پایداری به‌عنوان محدودیت در سیستم کنترل بهینه تخصیص گاز سبب کاهش ۲/۹۳٪ درآمد می‌شود. این کاهش درآمد در مقایسه با آسیب‌های ناشی از پدیده ناپایداری بسیار ناچیز است و استفاده از سناریو شماره ۴ را توجیه می‌کند.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه بهینه‌سازی فرآیند فرآزآوری با گاز با استفاده از مدل‌سازی یکپارچه و کنترل بهینه تخصیص گاز بین چاه‌های تولیدی با هدف بیشینه کردن تابع درآمد انجام گرفت. سیستم کنترل بهینه از الگوریتم ژنتیک برای توزیع بهینه گاز بین چاه‌ها استفاده کرد. در شرایط کلی، استفاده از مدل یکپارچه به‌عنوان یک مدل دینامیک برای تخصیص گاز بین چاه‌های تولیدی از عملکرد بهتری برخوردار است زیرا تغییرات پارامترهایی مثل برش آب تولیدی، فشار مخزن، نسبت گاز به نفت تولیدی و دبی تولید نفت را نسبت به زمان در نظر می‌گیرد. طبق چهار سناریوی متفاوت، تولید از مخزن مورد بررسی دقیق قرار گرفت. نتایج نشان داد که در میدان بررسی‌شده استفاده از فرآزآوری

Q_o : دبی تولید نفت (bbl/Day)	فهرست علائم
Q_g : دبی تولید گاز (Million ft ³ /Day)	Cashflows: درآمد (Million Toman)
Q_w : دبی تولید آب (bbl/Day)	P_o : قیمت نفت (Million Toman/bbl)
q_g : نرخ تزریق گاز (Million ft ³ /Day)	P_g : قیمت گاز (Million Toman/Million ft ³)
bbt : بشکه	P_w : هزینه جداسازی آب تولیدشده (Million Toman/bbl)

مراجع

- [1]. Pedersen, Pål Jåtun. "Artificial water lift at statfjord," Trondheim, June, 2007.
- [2]. Abdalsadig M. A., Amir Nourian G. G. Nasr and Babaie M., "Gas lift optimization to improve well performance," International journal of mechanical, aerospace, industrial, mechatronic and manufacturing engineering 10, No. 3, pp. 427-435, 2016.
- [3]. Lea James F. and Henry V. Nickens, "Selection of artificial lift," In SPE Mid-Continent Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1999.
- [4]. Hu B. and Golan M., "Gas-lift instability resulted production loss and its remedy by feedback control: dynamical simulation results," In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [5]. Guerrero Sarabia I. and Fairuzov Y. V., "Linear and non-linear analysis of flow instability in gas-lift wells," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 108, pp. 162-171, 2013.
- [6]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., "Stabilizing gas lift optimization with different amounts of available lift gas," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 26, pp. 18-27, 2015.
- [7]. Olav S., Hole H. and Bjune B., "Active slug management," In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [8]. Ghassemzadeh Sh. and Hashempour Charkhi A., "Optimization of integrated production system using advanced proxy based models: A new approach," Journal of Natural Gas Science and Engineering 35, pp. 89-96, 2016.
- [9]. Awan E., Aboaja U. and Ajayi A., "Integrated production System Modeling (IPSM) as an opportunity Realization and optimization tool for improved asset management," In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [10]. Gilbert W. E. "Flowing and gas-lift well performance," In Drilling and production practice. American Petroleum Institute, 1954.
- [11]. Hagedorn Alton R. and Brown K. E.. "Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits," Journal of Petroleum Technology, Vol. 17, No. 04, pp. 475-484, 1965.
- [12]. Asheim H., "Criteria for gas-lift stability," Journal of Petroleum Technology, Vol. 40, No. 11, pp. 1-452, 1988.
- [13]. Hegguler G., Barua S. and Bard W., "Integration of a field surface and production network with a reservoir simulator," SPE Computer Applications, Vol. 9, No. 03, pp. 88-92, 1997.
- [14]. Jansen B., Dalsmo M., Nøkleberg L., Havre K., Kristiansen V. and Lemetayer P., "Automatic control of unstable gas lifted wells," In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1999.

- [15]. Poblano E., R. Camacho and Fairuzov Y. V., "Stability analysis of continuous-flow gas-lift wells," In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [16]. Dalsmo M., Halvorsen E. and Slupphaug O., "Active feedback control of unstable wells at the brage field," Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September-2 October, 2005.
- [17]. Gutierrez F., Hallquist A. A. E., Shippen M. E. and Kashif R., "A new approach to gas lift optimization using an integrated asset model," In International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference, 2007.
- [18]. Khomehchi E., Rashidi F., Omranpour H., Shiry Ghidary S., Ebrahimi A. and Rasouli H., "Intelligent system for continuous gas lift operation and design with unlimited gas supply," Journal of Applied Sciences, Vol. 9, No. 10, pp. 1889-1897, 2009.
- [19]. Majoni A. and Hamouda A. A., "Effect of gas lift gas composition on production stability/instability by dynamic and steady state simulation for continuous gas lift injection mode," In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [20]. Mahmudi M. and Sadeghi M. T., "The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 108, pp. 321-327, 2013.
- [21]. Mirzaei Paيمان A. "An empirical correlation governing gas-condensate flow through chokes," Petroleum Science and Technology, Vol. 31, No. 4, pp. 368-379, 2013
- [22]. Mirzaei Paيمان A., and Salavati S., "A new empirical correlation for sonic simultaneous flow of oil and gas through wellhead chokes for Persian oil fields," Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects 35, No. 9, pp. 817-825, 2013.
- [23]. 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, pp. 150, 2014.
- [24]. Rasouli H., Rashidi F., Karimi B. and Khomehchi E., "A surrogate integrated production modeling approach to long-term gas-lift allocation optimization," Chemical Engineering Communications, Vol. 202, No. 5, pp. 647-654, 2015.
- [25]. Ghassemzadeh Sh. and Pourafshary P., "Development of an intelligent economic model to optimize the initiation time of gas lift operation," Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, Vol. 5, No. 3, pp. 315-320, 2015.
- [26]. Shao W., Boiko I. and Al-Durra A., "Control-oriented modeling of gas-lift system and analysis of casing-heading instability," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 29, pp. 365-381, 2016.
- [27]. Shi J., Al Durra A. and Boiko I., "Optimal tracking control of artificial gas-lift process," Computers & Chemical Engineering, Vol. 117, pp. 1-10, 2018.
- [28]. Diehl Fabio C., Cristina S., Almeida, Thiago K. Anzai, Giovani Gerevini, Saul S. Neto, Oscar F. Von Meien, Mario CMM Campos, Marcelo F. and Jorge Trierweiler O., "Oil production increase in unstable gas lift systems through nonlinear model predictive control," Journal of Process Control, Vol. 69, pp. 58-69, 2018.
- [29]. de Sousa Santos, Lizandro, Kaio Magno Ferreira de Souza, Marina Ribeiro Bandeira, Víctor Rolando Ruiz Ahón, Fernando Cunha Peixoto, and Diego Martinez Prata. "Dynamic optimization of a continuous gas lift process using a mesh refining sequential method," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 165, pp. 161-170, 2018.



Petroleum Research

Petroleum Research 2019 (June-July), Vol. 29, No. 105, 10-12

DOI: 10.22078/pr.2018.3383.2554

Production Enhancement of an Oil Field using Integrated Modeling and Optimal Control

Amir Gharcheh Beydokhti and Ehsan Khamehchi*

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

khamehchi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3383.2554

Received: February/06/2019

Accepted: February/18/2019

INTRODUCTION

Usually, as the oil production continues, the reservoir pressure declines and the oil production rate falls below the economical rate. In these cases, one way to increase the oil rate is using artificial lift methods and one of the most common methods is gas lift [1]. Instability phenomenon sometimes observed in gas lift operation and causes periodically stopping production and vibrations that damage downhole and surface facilities [2]. During the artificial gas lift process, reservoir, wells, and surface equipment conditions are continuously changing. Therefore, gas lift operation must be monitored and injection conditions have to be updated with respect to the condition variation in order to obtain the optimum production rate and predict the performance of a hydrocarbon field [3]. In most gas lift projects, there is

usually a limited amount of lift gas that should be allocated between different wells. Each well response differently to the injected gas and its production increment would be different based on its properties. Finding an allocation that maximizes the total oil production or maximizes the cashflow and prevents instability is an important issue.

METHODOLOGY

In the current study, Eclipse was used to simulate reservoir. Table 1 shows the properties of the simulated reservoir. Then, wells and surface flow pipeline network were modeled using Prosper. Eventually, MATLAB was used for connecting reservoir, wells and flow pipeline network to create an integrated model and allocate optimized lift gas rate among wells, by genetic algorithm.

Injection gas was allocated among wells according to different scenarios. These scenarios were included (1) natural reservoir production without using gas lift method (2) equal allocation of injection gas between producing wells (3) optimal allocation of injection gas without instability consideration, and (4) optimal allocation of injection gas with instability consideration as a constraint. The cashflow is considered as an objective function. The objective function and constraints in this current study are as follow:

$$\sum_{i=1}^6 Q_{O_i} = f(q_{g_{injection}}) \quad (1)$$

$$Cashflows = \sum_{i=1}^6 (Q_{O_i} \times P_{O_i}) + (Q_{G_i} \times P_{G_i}) - (Q_{W_i} \times P_{W_i})$$

$$\sum_{i=1}^6 q_{g_i} \leq 12MMscf \quad (2)$$

$$q_{g_{i,min}} \leq q_{g_i} \leq q_{g_{i,max}} \quad (4)$$

RESULTS AND DISCUSSION

The production of the reservoir was begun in 2001 and continues until 2017. Then the production continued for 20-timesteps in the form of an integrated production model. In the first scenario, the oil production rate and cashflow are severely reduced due to increased water cut. Cumulative oil production increased 73652 barrel during the second scenario in comparison with the first scenario. Moreover, reduction of average fluids density and hydrostatic pressure drop in wells are the reasons of production improvement. Using the integrated production model with the optimal control system in gas lift process without considering instability as a constraint in the third scenario, improves cumulative oil production by 101% over the second scenario. The cumulative oil production in this scenario is 386786 barrels. Considering instability as a constraint in an

optimal control system of integrated production model reduces cumulative oil production by 11293 barrels in comparison with the previous scenario. Also, during the fourth scenario, oil production rate fluctuations were eliminated. Comparison of Cashflow from different scenarios in each time step is shown in Figure 1.

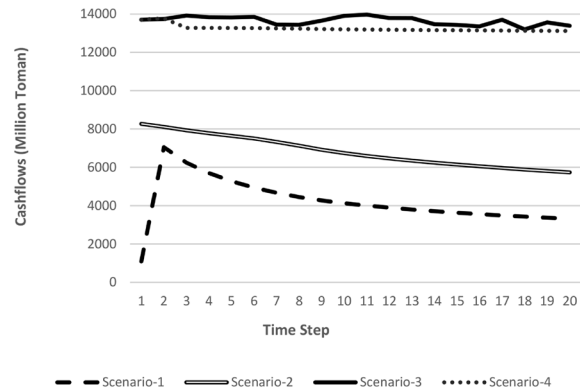


Figure 1: Comparison cashflow for different scenarios.

CONCLUSIONS

Using the integrated production model as a dynamic system for allocating injection gas among wells improves the prediction of an oil field performance because it considers parameters change over time. Results showed that using the artificial gas lift in the studied case had operational justification according to the condition of reservoir parameters such as bottomhole pressure, gas oil ratio and water cut. According to the results, using the integrated production model with the optimal control system in an artificial gas lift process improves cashflow by 224.86% over natural production condition in a hydrocarbon reservoir. Also, the amount of production loss that considering stability causes is very small, thus considering the stability as a constraint for the optimizer is a good way for escaping unstable flow.

REFERENCES

- [1]. Rasouli H., Rashidi F., Karimi B. and Khomehchi E., *"A surrogate integrated production modeling approach to long-term gas-lift allocation optimization,"* Chemical Engineering Communications, Vol. 202, No. 5, pp. 647-654, 2015.
- [2]. Mahdiani M. R. and Khomehchi E., *"Stabilizing gas lift optimization with different amounts of available lift gas,"* Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 26, pp. 18-27, 2015.
- [3]. Ghassemzadeh Sh. and Hashempour Charkhi A., *"Optimization of integrated production system using advanced proxy based models: A new approach,"* Journal of Natural Gas Science and Engineering 35, pp. 89-96, 2016.