



طراحی و ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی تولید در یکی از میادین نفتی ایران

مهدي مفری * دانشگاه تهران

امير مسعود فولادگر * شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

چکیده

بهینه‌سازی تولید به‌عنوان روشی برای افزایش بهره‌دهی چاه‌ها و دستیابی به حداکثر پتانسیل عملیاتی تولید چاه‌های یک میدان از طریق کاهش افت فشارهای مسیر تولید و یا به‌کارگیری روش‌های فرازآوری مصنوعی، از جمله شیوه‌های تثبیت و یا افزایش تولید میادین نفتی است که معمولاً در ابتدای دوره کاهش تولید میدان و در زمان کاهش فشار جریانی چاه‌ها به‌کار گرفته می‌شود. در این مطالعه، یکی از چاه‌های تولیدی نفت موجود در یکی از میادین نفتی کشور که به‌دلیل روند سریع افت فشار مخزن دارای مشکل افت فشار جریانی سرچاهی است، مورد مطالعه قرار می‌گیرد. بدین ترتیب که پس از بررسی شرایط جریانی کنونی چاه، سناریوهای مختلف بهینه‌سازی تولید شامل بهینه‌سازی رشته تکمیلی، نصب پمپ چندفازی^۱، فرازآوری مصنوعی با گاز^۲ و پمپ الکتریکی شناور^۳ برای این چاه شبیه‌سازی و طراحی می‌شود. سپس، شرایط تولید آتی چاه با در نظر گرفتن افت فشار ته‌چاهی و برش آب برای مدت ۵ سال پیش‌بینی می‌گردد. نهایتاً از طریق انجام ارزیابی اقتصادی و مقایسه ارزش خالص فعلی پروژه برای هر سناریو، اقتصادی‌ترین سناریو پیشنهاد می‌شود. براساس نتایج این مطالعه، اجرای هر یک از سناریوهای پمپ دوفازی، فرازآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور، علاوه بر افزایش تولید و فشار سرچاهی، زمان تداوم تولید چاه را از ۱ سال (شرایط کنونی) به ترتیب به ۴، ۴ و ۵ سال افزایش خواهد داد. نتایج ارزیابی اقتصادی نشان می‌دهد، اجرای سناریوهای بهینه‌سازی رشته تکمیلی، پمپ دوفازی، فرازآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور، موجب افزایش ارزش خالص فعلی پروژه از ۱۵ میلیون دلار به ترتیب به ۲۳، ۱۲۳، ۱۴۱ و ۱۶۳ میلیون دلار ظرف مدت ۵ سال خواهد شد.

واژگان کلیدی بهینه‌سازی تولید، فرازآوری مصنوعی، فرازآوری با گاز، بهینه‌سازی رشته تکمیلی، پمپ درون‌چاهی

مقدمه

برطرف کردن آن را پیشنهاد نمود. به‌دلیل چندفاز بودن سیال تولیدی چاه‌های نفت و پیچیدگی روابط ریاضی و حجم بالای محاسبات، انجام شبیه‌سازی و بررسی سناریوهای بهینه‌سازی تولید مستلزم استفاده از برنامه کامپیوتری است. یکی از بهترین نرم‌افزارهای تجاری موجود برای انجام این‌گونه مطالعات، نرم‌افزار پایپسیم است. چراکه علاوه بر امکان شبیه‌سازی سامانه‌ی تولید از چاه تا واحد بهره‌برداری، امکان طراحی و شبیه‌سازی سیستم‌های فرازآوری مصنوعی را نیز مهیا می‌سازد. [۲]

بهینه‌سازی رشته تکمیلی چاه و استفاده از روش‌های فرازآوری مصنوعی از جمله متداول‌ترین روش‌های بهینه‌سازی تولید و کاهش افت فشارهای مسیر تولید است. مهمترین روش‌های فرازآوری مصنوعی به‌ترتیب فراوانی در میادین نفتی دنیا در سال ۲۰۰۴ عبارتند از پمپ میله‌ای مکشی، پمپ الکتریکی شناور، پمپ خلاء پیشرو و فرازآوری با گاز که به ترتیب ۷۹، ۱۲، ۴ و ۳ درصد از کل چاه‌های مجهز به فرازآوری مصنوعی در دنیا را به خود اختصاص

با گذشت زمان زیاد از عمر یک مخزن، مشخصه‌های دینامیک مخزن دچار تغییر شده و شرایط واقعی تولید، از شرایط پیش فرض برای طراحی تکمیل چاه فاصله می‌گیرد. این امر باعث عدم انطباق پتانسیل تولید مخزن با پتانسیل استحصال چاه شده که اغلب به‌صورت افت فشار جریانی سرچاهی یا تحتانی بروز می‌نماید و منجر به کاهش تولید و نهایتاً بسته شدن چاه می‌گردد. [۱]

یکی از وظایف اصلی مهندس بهره‌بردار شناخت منشأ مشکلات این‌گونه چاه‌ها و بررسی راهکارهای ممکن برای رفع مشکل و بازگرداندن چاه به مدار تولید می‌باشد. دقیق‌ترین ابزار برای انجام این مهم، شبیه‌سازی سامانه تولید و بررسی عملکرد جریانی چاه با هدف به‌حداقل رساندن افت فشارهای مسیر تولید است. با این روش در حقیقت می‌توان ظرفیت تولید چاه و مخزن را از طریق مفهوم آنالیز گره‌ای از هم تفکیک کرده و از طریق مقایسه آن‌ها با هم، عامل محدود کننده تولید را تشخیص و سپس راهکار مناسب برای

*نویسندهٔ عهده‌دار مکاتبات (fuladgar@gmail.com)

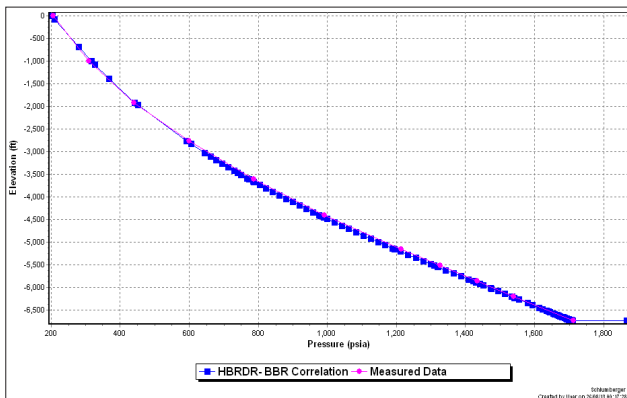
را مشخص می‌کند. با توجه به مشابهت نتایج برای کلیه چاه‌های میدان، در این مقاله، نتایج مطالعه موردی برای یکی از این چاه‌ها ارائه می‌گردد. اطلاعات دقیق‌تر مشخصات چاه مورد مطالعه، در جدول ۱- ارائه گردیده است. [۴]

۲- تطابق نتایج مدل و انتخاب معادله محاسبه افت فشار چندفازی و بررسی عملکرد چاه

برای انتخاب بهترین رابطه پیش‌بینی کننده افت فشار جریان چندفازی در ستون چاه، اطلاعات آخرین آزمایش جریان با پروفایل فشاری پیش‌بینی شده توسط معادلات مختلف، مقایسه و با اعمال تصحیح جزئی بر روی معادلات مختلف، رابطه $HBRDR^4$ [۵] (برای قسمت های عمودی چاه) به همراه رابطه BBR^5 [۶] (برای قسمت های انحرافی چاه)، بهترین تطابق را با اطلاعات اندازه گیری شده نشان داد. معادله $HBRDR$ جهت بهبود تخمین افت فشار از تلفیق دو معادله HBR (برای رژیم جریانی لخته‌ای) و معادله DR (برای رژیم جریانی قطره‌ای) استفاده می‌کند و بر اساس تجربه، از دقت قابل قبولی برای محاسبه افت فشار در چاه‌های نفتی با مشخصات مشابه این میدان برخوردار است. معادله BBR نیز معادله‌ای آزمایشگاهی است که برای چاه‌ها و خطوط لوله افقی، نتایج قابل قبولی ارائه می‌کند. شکل ۱- تطابق کامل پروفایل فشار پیش‌بینی شده توسط مدل شبیه‌ساز را با اطلاعات آزمایش جریانی با استفاده از معادلات مذکور نشان می‌دهد.

۲-۱- بررسی تأثیر افت فشار سالیانه مخزن بر شرایط جریانی چاه

بررسی شرایط جریانی چاه در آینده با در نظر گرفتن افت فشار سالیانه مخزن (۱۵۰ پ.ا.م. در سال) و با استفاده از مدل شبیه‌ساز چاه نشان داد که پس از یک سال تداوم تولید با شرایط کنونی، تولید از چاه به دلیل افت فشار جریانی به کمتر از ۲۰۰ پ.ا.م، متوقف خواهد شد.



۱ تطابق پروفایل فشاری حاصل از معادله $HBRDR- BBR$ با اطلاعات فشار جریانی اندازه‌گیری شده

داده‌اند [۳]. با توجه به وجوه اشتراک متعدد در دامنه کاربرد، مزایا و محدودیت‌های روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی، انتخاب روش بهینه فرازآوری مصنوعی برای یک چاه نیازمند انجام مطالعه ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای مختلف (روش‌های فرازآوری مصنوعی برای شرایط چاه یا میدان مورد نظر) می‌باشد. بدین منظور باید شبیه‌سازی سامانه تولید و محاسبه و پیش‌بینی دقیق داده‌های تولید انجام شود.

در این مطالعه یکی از چاه‌های واقع در یکی از میادین نفتی ایران که با مشکل افت فشار مخزن و کاهش فشار جریانی مواجه شده است، جهت امکان‌سنجی فنی اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی مورد مطالعه قرار گرفته است.

۱- معرفی میدان و اطلاعات چاه مورد مطالعه

میدان مورد نظر دارای ۱۱ حلقه چاه افقی تولیدی است و نفت تولیدی از آن در حال حاضر حدود ۱۰ هزار بشکه در روز می‌باشد. بهره‌برداری از این میدان ابتدا در مهر ۱۳۷۷ به وسیله ۳ حلقه چاه آغاز گردید و تا پایان همان سال به ۵ حلقه افزایش پیدا کرد. تا پایان سال ۱۳۷۸ تولید از میدان با این ۵ حلقه ادامه یافت. پس از آن، با حفاری و تکمیل ۶ حلقه چاه دیگر، تولید افزایش یافته است. البته به دلیل افت فشار جریانی، چاه‌ها متناوباً بسته و باز می‌شوند و این مسأله لزوم بررسی سناریوهای بهینه‌سازی تولید برای چاه‌های میدان

اطلاعات	مقدار	واحد
فشارنفت	۱۸۶۸	پوندبراینچ مربع نسبی
دبی تولیدی کنونی چاه (سال ۱۳۸۹)	۱۰۰۰	بشکه درروز
فشار جریانی سرچاه	۲۰۰	پ.ا.م.نسبی
فشار ساکن مخزن در مدل	۱۸۶۸	پ.ا.م.
دمای ته چاه	۱۹۷	فارانهایت
ضریب بهره‌دهی	۶۳۸	بشکه درروز بر پام
API°	۳۲.۹	درجه
درصد تولید آب کنونی	۰	%
درصد تولید آب احتمالی در ۵ سال آینده	۰-۵۰	%
نسبت گاز به نفت محلول	۳۷۴	فوت مکعب بر بشکه
وزن مخصوص گاز	۰.۷	هو=۱
وزن مخصوص آب	۱.۰۳	آب خالص=۱
حداقل فشار سرچاهی مورد نیاز برای انتقال نفت	۲۰۰	پ.ا.م.نسبی
حداکثر دبی مورد نیاز (محدودیت تولید)	۲۰۰۰	بشکه درروز
افت فشار سالیانه مخزن	۱۵۰	پ.ا.م.



۲-۲- بررسی تأثیر افزایش برش آب بر شرایط جریان چاه

با توجه به پیش‌بینی افزایش برش آب چاه در آینده تا ۵۰ درصد، تأثیر این پدیده بر عملکرد جریان چاه و راهکار لازم جهت تثبیت دبی تولیدی چاه در آینده پیش‌بینی گردید. افزایش برش آب موجب افزایش افت فشار هیدروستاتیک و کاهش توان تولید چاه خواهد شد. بر اساس پیش‌بینی انجام شده با مدل شبیه‌ساز، حداکثر برش آب قابل تولید در شرایط کنونی ۸ درصد خواهد بود و در این شرایط، تولید چاه به ۶۰۰ بشکه در روز کاهش خواهد یافت. (شکل ۲)

۳- روش انجام مطالعه و سناریوهای بهینه‌سازی تولید

ابتدا سناریوی بهینه‌سازی رشته تکمیلی، شبیه‌سازی شد و داده‌های تولید پیش و پس از انجام این سناریو محاسبه و مقایسه گردید. سپس جهت بررسی سناریوهای فراآوری مصنوعی ابتدا از طریق انجام مطالعات کتابخانه‌ای روش‌های فراآوری مصنوعی که برای شرایط عملیاتی این چاه فراساحلی کارایی لازم را ندارند، حذف گردید. به‌عنوان مثال، پمپ میله‌ای مکشی به دلیل محدودیت حداکثر عمق نصب و محدودیت فضا بر روی سکوی دریایی، امکان به کارگیری در چاه‌های دریایی را نداشته و پمپ خلاء پیشرو نیز به دلیل عدم انطباق با نفت سبک و حاوی ترکیبات آروماتیک و عدم امکان به کارگیری بر روی سکوه‌های دریایی از فهرست گزینه‌های مورد بررسی حذف گردید. سپس، انتخاب گزینه برتر از بین سناریوهای باقیمانده (پمپ چندفازی، فراآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور) از طریق شبیه‌سازی چاه و پیش‌بینی داده‌های تولید و پارامترهای عملیاتی و نهایتاً ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای مختلف انجام گرفت. [۷]

بنابراین، سناریوهای عملیاتی مورد مطالعه به شرح زیر است:

۱- بهینه‌سازی رشته تکمیلی

۲- پمپ دوفازی

۳- فراآوری با گاز

۴- پمپ الکتریکی شناور

۳-۱- سناریو ۱: بهینه‌سازی رشته تکمیلی چاه

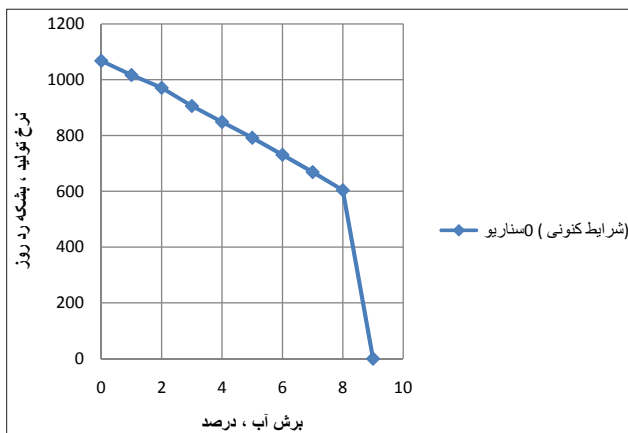
تأثیر تغییر قطر و طول لوله مغزی بر فشار سرچاهی مطابق جدول ۲- پیش‌بینی گردید. بررسی نتایج حاصل بیانگر تأثیر مثبت افزایش طول لوله مغزی تا ۲۰۰۰ متر بر کاهش افت فشارهای مسیر تولید و افزایش فشار سرچاهی است. در حالی که افزایش بیشتر طول لوله مغزی تأثیر بیشتری بر این امر ندارد. همچنین، به‌طور کلی، رشته تکمیلی اندازه ۴ ۱/۲" نرخ تولید بیشتری نسبت به سایر اندازه‌ها خواهد داشت. لذا با توجه به صرفه اقتصادی می‌توان نتیجه گرفت راندن ۲۰۰۰ متر لوله مغزی ۴ ۱/۲" و تولید از درون لوله مغزی، حالت بهینه تکمیل چاه است که علاوه بر برطرف کردن ناپایداری جریان چاه، باعث افزایش تولید ۵۰۰ بشکه‌ای تولید روزانه چاه خواهد شد.

۳-۲- سناریو ۲: نصب پمپ دوفازی

بررسی عملکرد جریان چاه با در نظر گرفتن افت فشار سرچاهی و افت فشار سالیانه مخزن نشان داد که در صورت وجود امکان نصب پمپ چندفازی بر روی سکوی بهره‌بردار، امکان تداوم تولید با دبی ۲۰۰۰ بشکه در روز از طریق کاهش فشار سرچاهی تا ۱۰۰ پ.ا.م. میسر می‌گردد. در این حالت، علاوه بر تأمین فشار لازم برای انتقال نفت از طریق پمپ چندفازی، امکان تداوم تولید چاه با متوسط نرخ تولید ۱۴۵۰ بشکه در روز به مدت ۴ سال وجود خواهد داشت. شکل ۳- روند کاهش فشار مخزن و نرخ تولید چاه در ۴ سال آتی را برای این سناریو نمایش می‌دهد.

۳-۳- سناریو ۳: نصب رشته تکمیلی فراآوری با گاز

برای طراحی سیستم فراآوری با گاز، فشار سرچاهی بهینه مورد نیاز



شکل ۳ | روند تغییر نرخ تولید با افزایش برش آب با ادامه شرایط کنونی تولید

شکل ۲ | تأثیر طول لوله مغزی بر نرخ تولید

نرخ تولید در حداقل فشار سرچاهی مورد نیاز (۲۰۰ پام)				
طول لوله مغزی	۲ ۱/۸"	۳ ۱/۴"	۴ ۱/۲"	۷"
۱۰۰۰	۰	۰	۰	۰
۱۵۰۰	۶۰۰	۹۰۰	۱۲۲۰	۰
۲۰۰۰	۷۰۰	۱۰۷۰	۱۵۰۰	۰
۲۵۰۰	۷۰۰	۱۰۵۵	۱۵۰۰	۰
۳۰۰۰	۶۹۰	۱۰۵۰	۱۴۹۰	۰
۳۵۳۷	۶۸۰	۱۰۴۰	۱۴۸۰	۰
		(شرایط کنونی)		

با نرخ ۲۰۰۰ بشکه در روز با فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م. امکان پذیر است.

۳-۳-۱- بررسی تأثیر افت فشار سالیانه مخزن بر شرایط جریان چاه
تأثیر افت فشار سالیانه مخزن بر دبی تولیدی و فشار سرچاهی، مطابق شکل ۷- پیش بینی گردید که مبین افت شدید تولید و فشار سرچاهی در سال های آتی است. یک راهکار برای مقابله با کاهش نرخ تولید چاه در اثر افت فشار مخزن، کاهش فشار سرچاهی مازاد(از ۴۰۰ تا ۲۰۰ پ.ا.م.) و سپس، افزایش دبی تزریق گاز متناسب با افت فشار ته چاه می باشد. با استفاده از سیستم فراز آوری با گاز طراحی شده، در صورت اعمال راهکار پیشنهاد شده در جدول ۳-، امکان تثبیت دبی تولیدی چاه در سطح ۲۰۰۰ بشکه در روز تا ۴ سال وجود خواهد داشت.

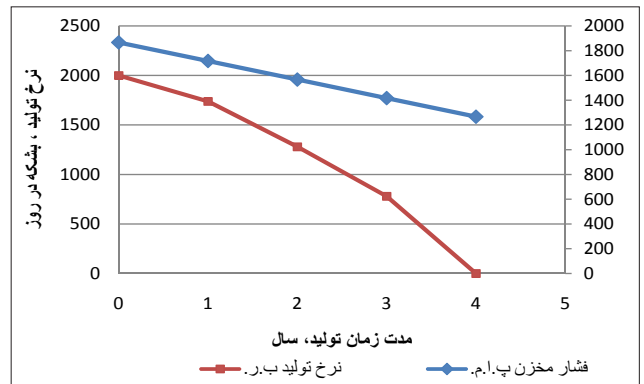
۳-۳-۲- بررسی تأثیر افزایش برش آب بر شرایط جریان چاه
بر اساس نتایج بررسی های به عمل آمده، برای تثبیت دبی و فشار

با در نظر گرفتن حداقل ۲۰۰ پ.ا.م. اضافه فشار برای افزایش انعطاف پذیری و افزایش زمان تداوم تولید چاه در آینده، برابر ۴۰۰ پام در نظر گرفته شد. گرادیان سیال ستون چاه پیش از راه اندازی ۰/۴۶ پ.ا.م. بر فوت و برش آب قابل انتظار حداکثر ۵۰ درصد و افت فشار ته چاهی سالیانه ۱۵۰ پ.ا.م. مربع در نظر گرفته شد. با توجه به شکل ۴-، فشار و دبی تزریق بهینه برای دستیابی به تولید ۲۰۰۰ بشکه در روز و فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م. به ترتیب ۱۳۰۰ پ.ا.م. و ۰/۷۷ م.ف.م.ر. در نظر گرفته شد. سپس عمق بهینه شیرهای تزریق گاز توسط نرم افزار به صورت بهینه طراحی گردید. بر این اساس، سه عدد شیر فراز آوری در اعماق ۸۷۹، ۱۴۵۸ و ۱۹۱۸ متر حفار مورد نیاز می باشد. (شکل ۵-)

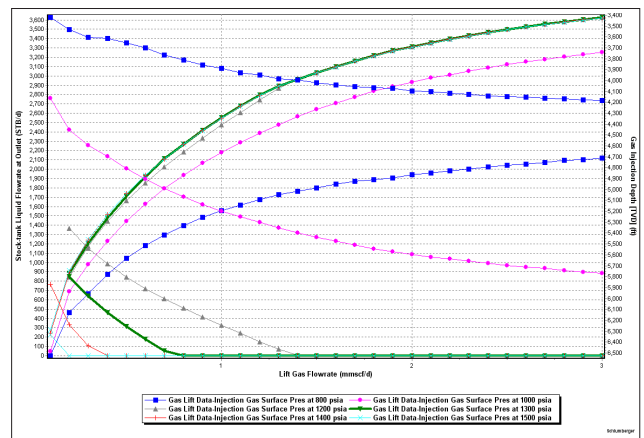
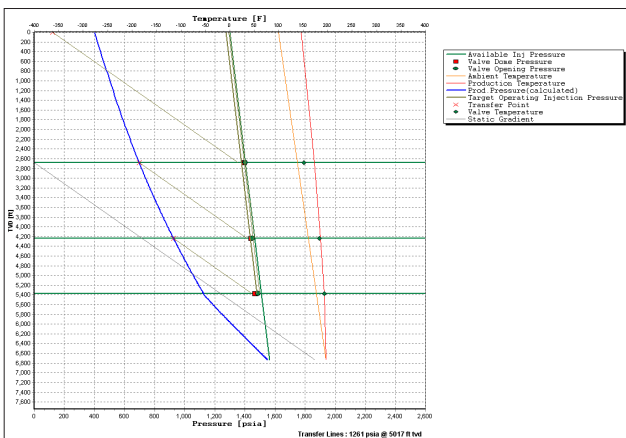
وضعیت جریان چاه، پیش و پس از فراز آوری با گاز مطابق شکل ۶- (نمودار صورتی رنگ= شرایط پیش از فراز آوری با گاز با فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م.، نمودار خاکستری رنگ= شرایط پس از فراز آوری با گاز با فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م.) پیش بینی گردید. بنابراین، از طریق نصب سیستم فراز آوری با گاز طراحی شده، تولید

جدول ۳- پیش بینی تأثیر افت فشار مخزن بر عملکرد جریان چاه در سناریو فراز آوری با گاز

مدت زمان تولید با فراز آوری با گاز	فشار مخزن (پام)	راهکار مناسب برای تثبیت دبی تولیدی در سطح ۲۰۰۰ بشکه در روز
۱ سال	۱۸۶۷	
۲ سال	۱۷۱۷	کاهش فشار سرچاهی تا ۳۳۰ پ.ا.م. (افزایش سایز کلهنده)
۳ سال	۱۵۶۷	کاهش فشار سرچاهی تا ۲۶۰ پ.ا.م. (افزایش سایز کلهنده)
۴ سال	۱۴۱۷	افزایش دبی تزریق گاز به ۱/۳ م.ف.م.ر.



شکل ۳- روند کاهش تولید چاه با سناریو ۲ در سال های آتی



شکل ۴- نمودار طراحی عمق نصب شیرهای فراز آوری با گاز

شکل ۴- روند تغییر نرخ تولید نسبت به دبی تزریق گاز (نمودار سبز رنگ = شرایط بهینه)



در روز و ۴۰۰ پ.ا.م.، طراحی و انتخاب اجزاء رشته تکمیلی پمپ الکتریکی شناور به صورت بهینه صورت گرفت. بر این اساس، پمپ مدل REDA SN 2600 با بازده ۶۴ درصد در شرایط تولید با دبی ۲۰۰۰ بشکه در روز و فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م. بهترین کارایی را نسبت به انواع دیگر پمپ‌ها دارد. تعداد مراحل مورد نیاز، ۸۲ مرحله محاسبه گردید. این پمپ قابلیت افزایش فشار ستون چاه از ۱۴۹۴ پ.ا.م. در ورودی پمپ به ۲۲۹۳ پ.ا.م. در خروجی پمپ را دارا می‌باشد. همچنین، موتور پمپ از نوع REDA S 540 انتخاب گردید که یک پمپ سه فاز القایی است که قابلیت تولید ۴۰ کیلووات توان برای به‌دوران درآوردن پمپ را داراست. ولتاژ و آمپراژ کارکرد موتور به ترتیب ۱۱۰۸ ولت و ۲۸ آمپر محاسبه گردید. جهت انتقال برق از سطح به موتور، کابل با شماره AWG^۶ و طول ۲۵۳۰ متر انتخاب گردید که موجب افت ولتاژ ۲۹۰ ولت از سطح تا موتور خواهد شد و بنابراین ولتاژ سطحی مورد نیاز برای کارکرد موتور ۱۴۰۰ ولت محاسبه گردید. همچنین حداقل توان ظاهری مورد نیاز برای کلیه تجهیزات سطحی از جمله تابلو کنترل، ترانسفورمر و ژنراتور 67 KVA^V پیش‌بینی گردید. نمودار

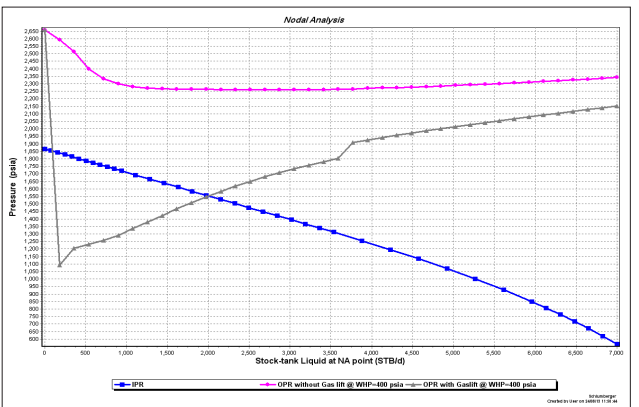
سرچاهی در شرایط طراحی شده‌ی فعلی، لازم است متناسب با افزایش برش آب، دبی تزریق گاز مطابق روند ارائه شده در شکل ۸- (نمودار قرمز رنگ) افزایش یابد. در غیراین صورت، نرخ تولید چاه مطابق روند نمودار آبی رنگ کاهش خواهد یافت. با توجه به نتایج فوق، با افزایش برش آب تا ۵۰ درصد، روند تولید چاه تداوم یافته اما دبی تولیدی به ۱۶۲۶ بشکه در روز کاهش خواهد یافت. در حالی که بدون استفاده از فرازآوری با گاز، حداکثر برش آب قابل تولید در حدود ۹ درصد خواهد بود. بنابراین، توان تولید چاه به‌طور چشمگیری افزایش خواهد یافت. با توجه به احتمال نیاز به انجام عملیات ازدیاد برداشت در آینده از جمله تزریق آب، این افزایش قابلیت تولید با برش آب بالا می‌تواند در آینده اهمیت به‌سزایی داشته باشد. بررسی اثر افزایش برش آب تا ۹۰ درصد نشان‌دهنده امکان تداوم تولید با فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م. و کاهش دبی تولیدی به ۹۶۰ بشکه در روز می‌باشد.

۳-۴- سناریو ۴: فرازآوری مصنوعی با پمپ الکتریکی شناور

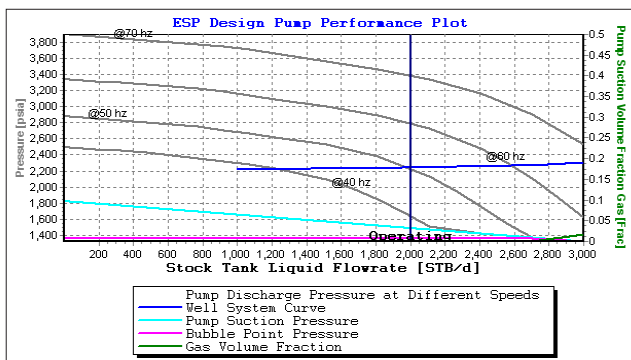
با در نظر گرفتن نرخ تولید و فشار سرچاهی مورد نیاز ۲۰۰۰ بشکه



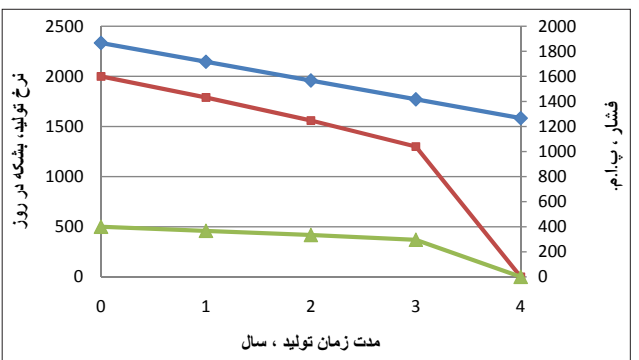
شکل ۸ | روند تغییر نرخ تولید با افزایش برش آب (آبی)، نرخ تزریق گاز مورد نیاز برای تثبیت نرخ تولید (قرمز)



شکل ۹ | نمودار تحلیل گره ای در فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م. پیش و پس از فراز آوری با گاز



شکل ۱۰ | نمودار عملکرد سامانه تولید (مخزن - چاه و پمپ) در فرکانس‌های مختلف کارکرد پمپ



شکل ۱۱ | روند تغییر نرخ تولید و فشار سرچاهی در اثر افت فشار مخزن

دوران پمپ) است که تنها در صورت استفاده از سامانه تغییر فرکانس (VFG^۹/VSD^۸) امکان پذیر خواهد بود. بنابراین، با فرض تجهیز پمپ به این سامانه، فرکانس لازم برای تثبیت نرخ تولید چاه در سال‌های آتی پیش‌بینی و در شکل-۱۱ (نمودار سبز رنگ) ارائه گردیده است.

بنابراین، با در نظر گرفتن حداکثر فرکانس کارکرد ۷۰ هرتز می‌توان با وجود افت فشار شدید مخزن، با افزایش فرکانس کارکرد پمپ از ۵۰ تا ۷۰ هرتز، نرخ تولید چاه تا ۵ سال آینده را در سطح ۲۰۰۰ بشکه در روز تثبیت نمود.

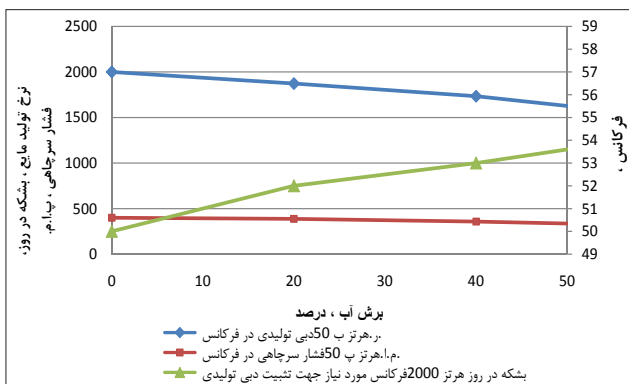
۳-۴-۲- بررسی تأثیر افزایش برش آب بر شرایط جریانی چاه

در این بررسی، دبی و فشار سرچاهی متناظر با برش آب ۰ تا ۵۰ درصد پیش‌بینی و در شکل-۱۲ (نمودار آبی) نرخ تولید و نمودار قرمز فشار سرچاهی) ارائه گردیده است. همچنین، با فرض به کارگیری سامانه تغییردهنده فرکانس، فرکانس مورد نیاز برای تثبیت دبی تولیدی چاه در شرایط افزایش برش آب به کمک مدل شبیه ساز، پیش‌بینی و در شکل-۱۲ (نمودار سبز رنگ) ارائه گردید. بر این اساس جهت تثبیت دبی تولیدی در صورت افزایش برش آب از ۰ تا ۵۰ درصد، باید فرکانس کارکرد پمپ از ۵۰ تا ۵۴ هرتز افزایش یابد.

۴- مقایسه فنی اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی تولید

۴-۱- انتخاب سناریو برتر از نظر فنی

جهت مقایسه عملکرد سناریوهای مختلف بهینه‌سازی تولید، نمودار عملکرد جریانی سرچاهی چهار سناریو تولید مورد بررسی، به صورت هم‌مختصات رسم گردید (شکل-۱۳). این شکل، به‌طور کامل پتانسیل تولیدی سناریوهای مختلف بهینه‌سازی تولید را در مقایسه با یکدیگر مشخص می‌کند. بر این اساس، به ترتیب، سناریو فراآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور بهترین عملکرد را در



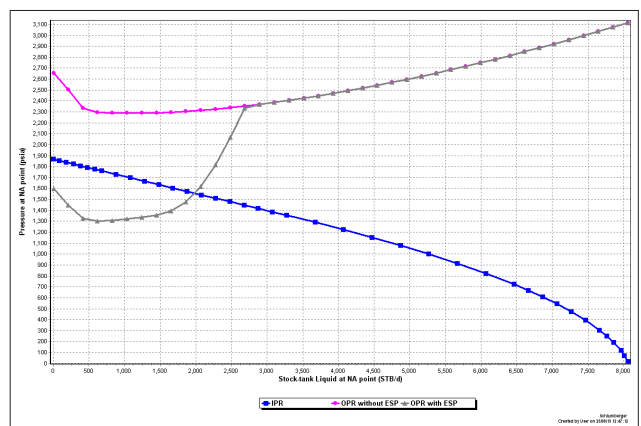
۱۳- مقایسه فنی اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی تولید (آبی)، فشار جریانی سرچاه (قرمز) و فرکانس مورد نیاز برای تثبیت نرخ تولید چاه (سبز)

عملکرد پمپ طراحی شده در فرکانس‌های مختلف در شکل-۹ ارائه گردیده است.

نمودار عملکرد جریانی چاه پیش و پس از نصب پمپ الکتریکی شناور در شکل-۱۰ نشان داده شده است. با طراحی ذکر شده، در شرایط عدم تجهیز چاه به پمپ درون چاهی، امکان تولید نفت با دبی ۲۰۰۰ بشکه در روز با فشار سرچاهی ۴۰۰ پ.ا.م. وجود ندارد. در حالی که با نصب پمپ الکتریکی شناور طراحی شده، تولید با دبی و فشار سرچاهی مورد نظر میسر است.

۳-۴-۱- تأثیر افت فشار سالیانه مخزن بر شرایط جریانی چاه

با توجه به افت فشار سالیانه نسبتاً شدید مخزن (۱۵۰ پ.ا.م.)، تأثیر این افت فشار بر عملکرد جریانی و تولید چاه در آینده مخزن مورد بررسی قرار گرفت. یکی از راهکارهای مقابله با کاهش تولید چاه در افت فشار مخزن، افزایش فرکانس کارکرد پمپ (سرعت



۱۰- نمودار آنالیز گره ای ته‌چاهی پیش و پس از نصب پمپ الکتریکی شناور



۱۱- پیش‌بینی تولید چاه در آینده با سناریو پمپ درون‌چاهی و فرکانس لازم جهت تثبیت نرخ تولید

- هزینه تعمیر چاه‌ها به منظور نصب تجهیزات فراآوری با گاز؛ به طور متوسط معادل ۳۰۰ هزار دلار برآورد شده است.

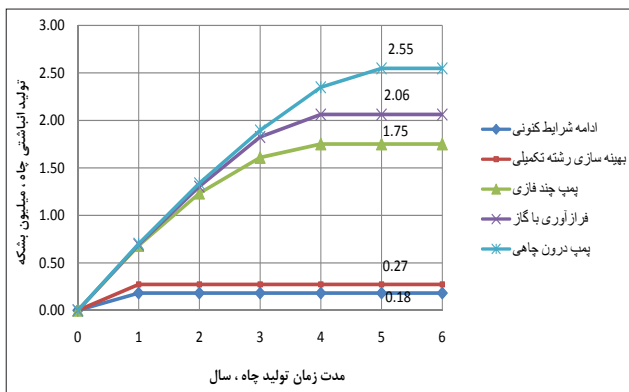
- هزینه کمپرسور؛ هزینه خرید و نصب کمپرسور برابر با ۵۰ میلیون دلار هزینه ثابت و ۵۰۰۰ دلار به ازای هر اسب بخار توان (ظرفیت) می‌باشد. اما با توجه به در دسترس بودن گاز پرفشار در فاصله ۵۰ کیلومتری این میدان، تنها، هزینه انتقال گاز به محل چاه‌های میدان در نظر گرفته شد و سپس، جهت محاسبه هزینه برای هر چاه، هزینه مربوطه به تعداد چاه‌ها سرشکن گردید.

- هزینه احداث خط لوله "۶ فراآوری با گاز تا محل میدان برای ۱۱ حلقه چاه ۵/۱ میلیون دلار برآورد گردید که سرشکن این هزینه برای یک چاه معادل ۴۶۴ هزار دلار برآورد گردید.

- هزینه خرید هر شیر فراآوری برابر ۲۵۰۰ دلار در نظر گرفته شد و بر اساس طراحی صورت گرفته برای این چاه، سه شیر تزریق در نظر گرفته شد.

- برای شیرهای تزریق گاز هر ۲ سال یکبار تعویض کامل با هزینه ۷۵۰۰ دلار برای ۳ عدد شیر تزریق در نظر گرفته شد.

- طول عمر رشته تکمیلی پمپ الکتریکی شناور یک سال در نظر گرفته شد. بنابراین، هر سال یک بار تعمیر و تعویض با هزینه ۷۰ درصد هزینه سرمایه‌ای اولیه و ۳۰۰ هزار دلار هزینه تعمیر با دکل برای چاه



شکل ۱۴ | تولید انباشتی نفت حاصل از اجرای هر یک از سناریوهای بهینه‌سازی تولید از زمان شروع پروژه



شکل ۱۵ | ارزش خالص فعلی اجرای هر یک از سناریوهای بهینه‌سازی تولید

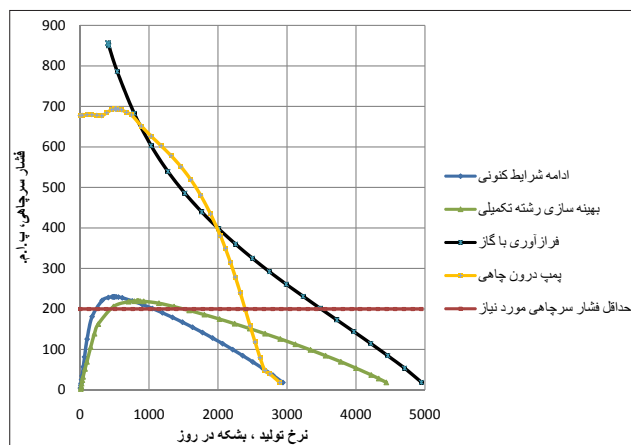
محدوده‌های مختلف دبی تولیدی نشان می‌دهند به طوری که با اجرایی کردن هر یک از این دو سناریو، فشار سرچاهی و نرخ تولید تا حد قابل توجهی امکان افزایش دارد. بنابراین، از نقطه نظر فنی می‌توان این دو سناریو را بهترین سناریوها برای بهینه‌سازی عملکرد جریان‌ی چاه در نظر گرفت. اما انتخاب نهایی از بین سناریوهای بهینه‌سازی تولید باید بر اساس ارزیابی اقتصادی و مقایسه سودآوری سناریوهای مورد نظر انجام شود.

جهت روشن تر شدن اهمیت و تأثیر بهینه‌سازی تولید در میدان نفتی کشور، تولید انباشتی حاصل از اجرای هر یک از چهار سناریو بهینه‌سازی تولید، از طریق شبیه‌سازی، پیش‌بینی و در شکل ۱۴ ارائه گردیده است. بر این اساس، اجرای هر یک از سناریوهای تولید با پمپ درون چاهی، فراآوری با گاز، پمپ چند فازی و بهینه‌سازی رشته تکمیلی، موجب تولید انباشتی ناخالص مایع (نفت و آب) به میزان به ترتیب ۲/۵۵، ۲/۰۶، ۱/۷۵ و ۰/۲۷ میلیون بشکه می‌شود که تأثیر چشمگیری بر میزان تخلیه و افزایش ضریب بازیافت نفت این میدان خواهد داشت.

۴-۲- سناریو برتر از نظر اقتصادی

ارزیابی اقتصادی با هدف محاسبه و پیش‌بینی ارزش خالص فعلی پروژه در صورت اجرای هر یک از چهار سناریو بهینه‌سازی تولید تا زمان توقف تولید در اثر افت فشار جریان‌ی چاه به کمتر از ۲۰۰ پ.ا.م. انجام گردید. برای انجام این ارزیابی فرضیات زیر لحاظ گردید:

- قیمت هر بشکه نفت خام ۱۰۰ دلار آمریکا
- قیمت هر میلیون فوت مکعب گاز طبیعی ۱۰ هزار دلار آمریکا
- نرخ تورم، ۲۰ درصد
- همچنین هزینه‌های سرمایه‌ای برای به کارگیری سیستم‌های فراآوری مصنوعی به شرح زیر لحاظ گردید:



شکل ۱۶ | نمودار عملکرد فشار جریان‌ی سرچاه برای سناریوهای مختلف بهینه‌سازی تولید

در نظر گرفته شد.

- هزینه احداث تلمبه‌خانه چندفازی با ظرفیت ۸۲۲ کیلووات برای ۱۱ چاه برابر ۶/۵۷۷ میلیون دلار برآورد گردید که سرشکن این هزینه برای یک چاه معادل ۵۹۸ هزار دلار برآورد گردید.

- شکل ۱۵- نتایج محاسبات ارزش خالص فعلی پروژه بر حسب مدت زمان تولید چاه با هر سناریو تولید را نمایش می‌دهد. بر این اساس، اجرای هر یک از سناریوهای تولید پمپ درون چاهی، فراآوری با گاز، پمپ چندفازی و بهینه‌سازی رشته تکمیلی موجب سودآوری به میزان به ترتیب ۱۶۳، ۱۴۱، ۱۲۳ و ۲۳ میلیون دلار و ایجاد ارزش افزوده نسبت به ادامه شرایط کنونی به میزان به ترتیب ۱۴۸، ۱۲۶، ۱۰۸ و ۸ میلیون دلار خواهد شد.

نتیجه‌گیری

■ راندن رشته تکمیلی بهینه در این چاه (۲۰۰۰ متر لوله مغزی ۱/۲" ۴) علاوه بر مرتفع کردن ناپایداری جریان چاه، باعث افزایش ۵۰ بشکه در روز دبی تولیدی از آن خواهد شد.

■ بررسی تأثیر افزایش برش آب تولیدی تا ۵۰ درصد در سناریو-۳ (فراآوری با گاز) بر روی روند تولید چاه نشان داد در صورت عدم افزایش دبی تزریق گاز، دبی تولیدی به ۱۶۲۶ بشکه در روز کاهش خواهد یافت، اما در صورت افزایش دبی تزریق گاز از ۰/۷۷ به ۲/۲ م.ف.م.ر، می‌توان نرخ تولید چاه را تثبیت نمود.

■ بررسی تأثیر افت فشار مخزن بر عملکرد جریان چاه در سناریو پمپ درون چاهی نشان داد برای تثبیت دبی تولیدی در اثر افت فشار سالیانه مخزن باید فرکانس کارکرد پمپ از ۵۰ تا ۷۰ هرتز

افزایش یابد. با این روش می‌توان دبی تولیدی چاه را تا ۵ سال آینده در سطح ۲۰۰۰ بشکه در روز تثبیت نمود.

■ در سناریو پمپ درون چاهی حتی در صورت افزایش برش آب تا ۵۰ درصد، قابلیت تولید چاه با کاهش دبی تولیدی به ۱۶۰۰ بشکه در روز تداوم خواهد یافت.

■ براساس نتایج ارزیابی فنی انجام شده، سناریو فراآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور، هردو از نظر فنی، بهترین سناریو برای بهینه‌سازی عملکرد جریانی چاه می‌باشد.

■ نتایج این پروژه نشان‌دهنده افزایش زمان تداوم تولید چاه از ۱ سال (شرایط کنونی) به ۴، ۴ و ۵ سال به ترتیب از طریق اجرای سناریوهای پمپ دوفازی، فراآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور می‌باشد.

■ اجرای سناریوهای پمپ درون چاهی، فراآوری با گاز، پمپ چندفازی و بهینه‌سازی رشته تکمیلی به مدت ۵ سال موجب افزایش تولید انباشتی چاه از ۰/۱۸ میلیون بشکه در صورت ادامه شرایط کنونی به به ترتیب ۲/۵۵، ۲/۰۶، ۱/۵۵ و ۰/۲۷ میلیون بشکه و افزایش ارزش خالص فعلی پروژه از ۱۵ میلیون دلار در صورت ادامه شرایط کنونی، به به ترتیب ۱۶۳، ۱۴۱، ۱۲۳ و ۲۳ میلیون دلار برای سناریوهای فوق‌الذکر خواهد شد.

■ اگرچه نتایج هر یک از سناریوها از نظر فنی قابل اجرا بوده و از نظر اقتصادی سودآوری بیشتری نسبت به ادامه شرایط کنونی به همراه خواهد داشت، اما سناریو برتر از نظر اقتصادی سناریو فراآوری با پمپ الکتریکی شناور است که نسبت به ادامه شرایط کنونی، ارزش افزوده‌ای معادل ۱۴۸ میلیون دلار به ارمغان خواهد آورد. ■

پانویس‌ها

¹ Multi-Phase Pump

² Gas lift

³ Electrical Submersible Pump

⁴ Hagedorn-Brown- Dons& Ross

⁵ Beggs & Brill

⁶ American Wire Gauge

⁷ Killo-Volt-Amper

⁸ Variable Frequency Generator

⁹ Variable Speed Drive

منابع

[1] Brown, K.E., "Overview of Artificial Lift Systems", Journal of Petroleum Technology, 2384, October 1982.
 [2] Pipesim Manual. 2009.1
 [3] Spears & Associates, "Oilfield Market Report, 1999-2010," Tulsa, 2009.
 [4] Reservoir MDP report,
 [5] Hagedorn, A. R. and Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Con-

tinuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J. Pet. Tech. (Apr. 1965) 475-484.
 [6] Beggs, H. D. and Brill, J. P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", J. Pet. Tech. (May 1973) 607-617.
 [7] James F. Lea and Henry V. Nickens, "Selection of Artificial Lift", SPE 52157, paper prepared for presentation at the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma, March 28-31, 1999