

غربال گری و امکان‌سنجی اقتصادی روش‌های بهینه‌سازی تولید در یکی از میادین نفتی مشترک جنوب غربی ایران

امیر مسعود فولادگر^۱، امیرحسین محمدی الموتی^۲، سید عباس مرتضوی^۳، اسماعیل سواری^۴، مسعود رضایی^۵، شرکت مهندسی و توسعه نفت

چکیده

نگهداشت تولید چاه‌ها از مسائلی است که در تحقق برنامه‌ی بلندمدت توسعه‌ی میادین نفتی اهمیت به‌سزایی دارد. روش‌های متعددی برای نگهداشت و افزایش تولید چاه‌ها وجود دارد که مجموعه‌ی آنها روش‌های ازدیاد برداشت^۱ چاه‌محور قلمداد می‌شود. این روش‌ها شامل اسیدکاری، لایه‌شکافی، فرازآوری مصنوعی^۲، بهینه‌سازی عملکرد جریانی چاه، تکمیل چنگانه^۳ و ... است. میدان مورد مطالعه یکی از میادین نفتی مشترک جنوب غربی کشور است که در فاز توسعه و تولید زود هنگام قرار داشته و تعدادی از چاه‌های توسعه‌ای آن با استفاده از ظرفیت فرآورشی میادین مجاور در مدار تولید قرار گرفته است. در کنار اتصال چاه‌های بیشتر به مدار تولید، افزایش ظرفیت تولید چاه‌های در مدار قرار گرفته با استفاده از روش‌های بهبود تولید چاه محور می‌تواند به‌عنوان راهکار جانبی تحقق برنامه‌ی افزایش تولید پلکانی میدان مؤثر واقع شود. در این مقاله روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید شامل انگیزش^۴، بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده‌ها^۵، فرازآوری مصنوعی و نصب پمپ چندفازی برای تمامی چاه‌های تولیدی میدان غربالگری و امکان‌سنجی فنی-اقتصادی شده است. بر اساس نتایج مطالعه اجرای روش‌های منتخب بهینه‌سازی تولید برای چاه‌های کاندیدا، موجب ۲۳۰۰۰ بشکه در روز افزایش تولید (معادل ۴۶ درصد) و سودآوری ۴۷۵ میلیون دلار (ارزش افزوده‌ی خالص فعلی^۶ پس از دو سال) برای پروژه خواهد شد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده:

۹۶/۰۷/۲۲

تاریخ ارسال به داور:

۹۶/۰۸/۱۳

تاریخ پذیرش داور:

۹۶/۰۸/۲۸

واژگان کلیدی:

بهینه‌سازی تولید، فرازآوری مصنوعی، پمپ الکتریکی شناور، بهینه‌سازی رشته‌ی تکمیلی، پمپ درون‌چاهی

مقدمه

تأسیسات محور می‌تواند برای افزایش توان تولید چاه‌ها از طریق کاهش پس فشار اعمال شده از سامانه‌ی تولید پایین دست به چاه به کار گرفته شود. برای انتخاب بهترین روش بهبود تولید باید ارزیابی اقتصادی روی هر یک از این روش‌های بهبود تولید انجام گردد [۵].

۱- معرفی میدان و چاه‌های مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه، یک میدان نفتی بسیار بزرگ به ابعاد ۱۷ در ۴۳ کیلومتر است که تحت مدیریت شرکت مهندسی و توسعه نفت در حال توسعه است. در حال حاضر ۵۶ حلقه از چاه‌های حفاری و تکمیل شده‌ی این میدان با نرخ مجموع بیش از ۸۰ هزار بشکه در روز در مدار تولید قرار گرفته که با توجه به مشترک بودن میدان، برنامه‌های مختلفی برای افزایش بیشتر سقف تولید از میدان به صورت مرحله به مرحله در دست اقدام است. نفت در جای این میدان از چهار مخزن سروک، کزدمی، گداوان و فهلپان بیش از ۲۶ میلیارد بشکه تخمین زده شده است. با توجه به تعدد چاه‌ها و اینکه اکثر چاه‌های این میدان مربوط به مخزن سروک است، در جدول ۱- اطلاعات مربوط به یکی از چاه‌های سروکی میدان ارائه شده است.

۲- فرآیند مطالعه

مطالعه‌ی ارزیابی فنی-اقتصادی روش‌های بهینه‌سازی تولید شامل فرازآوری مصنوعی برای این میدان در سه فاز الف) مطالعات پایه ب)

به‌طور معمول چاه‌هایی که در اوایل عمر مخزن حفر می‌شوند با بیشینه‌ی ظرفیت تولید به مدار تولید متصل می‌شوند. در این شرایط به جز در مواردی که آبدهی قوی وجود داشته باشد پس از مدتی توان تولید مخزن کاهش یافته و نرخ تولیدی چاه‌ها با توجه به پتانسیل بهره‌دهی چاه با روند مشخصی کاهش می‌یابد [۱]. استفاده از روش‌های بهینه‌سازی تولید در مخازنی که دچار افت تولید شده‌اند یا افزایش تولید آنها ضروری است اجتناب‌ناپذیر خواهد بود. روش‌های بهینه‌سازی تولید به سه دسته‌ی اصلی مخزن محور، چاه محور و تأسیسات محور تقسیم می‌شوند. روش‌های مخزن محور شامل روش‌های مختلف ازدیاد برداشت از مخزن است که ضریب بازیافت نهایی نفت را افزایش می‌دهد. روش‌های چاه محور روش‌هایی برای بهبود پتانسیل تولید چاه هستند که شامل روش‌های فرازآوری مصنوعی، انگیزش چاه یا تغییر اندازه‌ی کاهنده می‌شوند. روش‌های فرازآوری مصنوعی عبارتند از فرازآوری با گاز و پمپ‌های درون‌چاهی [۲]. یکی از پرکاربردترین روش‌های فرازآوری مصنوعی، استفاده از پمپ‌های الکتریکی شناور درون‌چاهی^۷ است که می‌توانند با بهره‌گیری از پمپ چندمرحله‌ای گریز از مرکز^۸ انرژی موردنیاز سیال برای تولید با نرخ و فشار جریانی مورد نیاز را به سیال ستون چاه منتقل می‌کند [۳]. استفاده از روش‌های انگیزشی در چاه‌هایی که مشکل پتانسیل تولید دارند می‌تواند به افزایش تولید کمک کند [۴]. استفاده از پمپ‌های چندفازی سطحی نیز به‌عنوان یکی از روش‌های

*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (fuladgar@gmail.com)

این میدان به صورت جداگانه نیز انجام گرفت که با توجه به نتایج، بهترین رابطه‌ی پیش‌بینی‌کننده‌ی نرخ کاهنده برای مخازن سروک، کژدمی، گدوان و فهلیان به ترتیب روابط بکسندال، راس، آچانگ و آچانگ به دست آمد.

ارزیابی فسی روش‌های بهینه‌سازی تولید (ج) ارزیابی اقتصادی، مطابق الگوریتم ارائه شده در شکل ۱-۱ انجام شد.

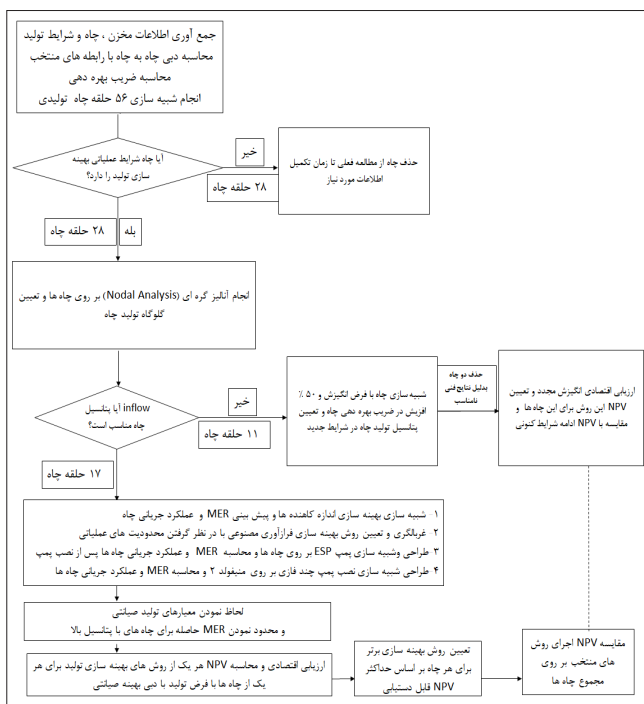
۲-۱- مطالعات پایه

۲-۱-۱- بررسی روابط پیش‌بینی‌کننده‌ی نرخ کاهنده و انتخاب بهترین رابطه

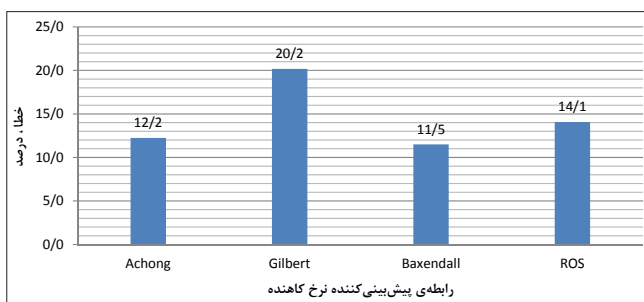
۲-۱-۲- ساخت مدل شبیه‌ساز چاه‌های تولیدی و انجام تطابق تاریخچه‌ی مدل‌ها

در ادامه‌ی مطالعه تمامی ۵۶ حلقه چاه تولیدی میدان شبیه‌سازی و ضرایب بهره‌دهی چاه‌ها با استفاده از مدل شبیه‌ساز شرایط کنونی تولید، تخمین زده شد. در مرحله‌ی اول مدل‌سازی هر چاه، با استفاده

اصلی‌ترین متغیر تعیین‌کننده‌ی پتانسیل تولید چاه، ضریب بهره‌دهی است که علاوه بر روش‌های تحلیلی از طریق محاسبه‌ی نسبت نرخ تولید به افت فشار تحتانی چاه قابل محاسبه است. بنابراین محاسبه یا اندازه‌گیری دقیق نرخ تولیدی اهمیت به‌سزایی در دقت محاسبات ضریب بهره‌دهی دارد. یکی از ادوات سرچاهی که برای تنظیم و تثبیت و در عین حال تخمین نرخ تولید در شرایط عدم وجود جریان سنج چندقاذبی استفاده می‌شود کاهنده^۹ نام دارد. روابط بکسندال^{۱۰}، راس^{۱۱}، آچانگ^{۱۲} و گیلبرت^{۱۳} از جمله روابط معتبری هستند که در زمینه‌ی محاسبه‌ی نرخ عبوری از کاهنده در شرایط بحرانی مقبولیت عمومی یافته‌اند. اما هر یک از این روابط در مقایسه با یکدیگر برای شرایط و محدوده‌های خاصی از فشار، نرخ و خواص سیال دقت بیشتری دارد [۶]. برای انتخاب بهترین معادله‌ی پیش‌بینی‌کننده‌ی نرخ جریان عبوری از کاهنده برای چاه‌های میدان مورد مطالعه، تمامی داده‌های مربوط به آزمایش‌های جریانی در میدان جمع‌آوری شد و نرخ جریانی با استفاده از اطلاعات فشار سرچاهی، اندازه‌ی کاهنده و نسبت گاز به نفت از طریق روابط معتبر مختلف محاسبه و مقایسه شد. با توجه به آنکه در هر یک از این آزمایش‌ها مقدار دقیق تولید با استفاده از مخزن نوسان‌گیر^{۱۴} اندازه‌گیری شده، این نرخ به‌عنوان معیار اصلی برای سنجش دقت معادلات به کار گرفته و درصد خطا بر اساس رابطه‌ی ۱-۱ محاسبه شد.



شکل ۱ | الگوریتم فرآیند انجام مطالعه



شکل ۲ | مقایسه‌ی روابط شناخته‌شده‌ی پیش‌بینی‌کننده‌ی جریان کاهنده در شرایط بحرانی با داده‌های آزمایش

$$(1) \quad \text{درصد خطا} = \left| \frac{\text{نرخ محاسبه شده} - \text{نرخ اندازه‌گیری شده}}{\text{نرخ اندازه‌گیری شده}} \right| \times 100$$

نتایج درصد خطای معادلات شناخته‌شده‌ی موجود نسبت به نرخ‌های اندازه‌گیری شده برای تمامی چاه‌های آزمایش شده به صورت مجزا محاسبه شد. میانگین درصد خطای محاسبه شده برای تمامی چاه‌ها با استفاده از روابط معتبر محاسبه و در شکل ۲-۱ ارائه شده است.

همان‌طور که مشخص است در بین روابط شناخته‌شده رابطه‌ی بکسندال کمترین مقدار خطا را نسبت به نرخ‌های اندازه‌گیری شده در تمامی آزمایش‌های این میدان دارد. این مقایسه برای هر یک از مخازن

از اطلاعات چاه آزمایشی و پیمایش فشار جریانی نمودار عملکرد جریانی مخزن^{۱۵} برای هر چاه محاسبه و رسم شد.

پس از پیاده‌سازی مدل فیزیکی چاه در نرم‌افزار و کالیبراسیون روابط محاسبه‌کننده‌ی خواص سیال بر اساس اطلاعات مربوط به داده‌های آزمایشگاهی، فرآیند انطباق و تنظیم روابط پیش‌بینی‌کننده‌ی افت فشار چندفازی با داده‌های پیمایش‌های فشار جریانی انجام شد. سپس با استفاده از مدل شبیه‌ساز تنظیم‌شده، فشار جریانی ته‌چاهی و پس از آن ضریب بهره‌دهی مصنوعی^{۱۶} برای شرایط فعلی چاه محاسبه گردید.

۲-۲-۲- ارزیابی فنی روش‌های بهینه‌سازی تولید

۲-۲-۱- غربال‌گری اولیه و حذف چاه‌های فاقد شرایط عملیاتی بهینه‌سازی تولید

در فاز مطالعات بهینه‌سازی تولید، ابتدا غربال‌گری اولیه انجام شد و ۱۸ حلقه چاه از مخازن فهلیان، گدوان و کژدمی و ۱۰ حلقه چاه از مخزن سروک، که بر اساس اطلاعات فعلی به دلایلی (از جمله نازک بودن لایه‌ی تولیدی مخازن گدوان و کژدمی، نزدیکی سطح تماس آب و نفت، مقدار زیاد برش آب، نرخ تولیدی مناسب و احتمال رسوب آسفالتین)، فاقد شرایط عملیاتی بهینه‌سازی تولید بودند از لیست چاه‌های کاندیدا حذف شدند.

۲-۲-۲- غربال‌گری ثانویه بر اساس گلوگاه تولید چاه‌ها

در مرحله‌ی بعد برای ۲۸ حلقه چاه باقی‌مانده آنالیز گره‌ای^{۱۷} انجام و گلوگاه تولید هر چاه مشخص شد. در این مرحله ابتدا ۱۱ حلقه چاه که مشکل پتانسیل تولید داشتند برای انگیزش و افزایش پتانسیل بهره‌دهی کاندیدا شدند. میانگین ضریب بهره‌دهی برای این چاه‌ها ۰/۴ محاسبه گردید. با توجه به تجربه‌ی عملیات اسیدکاری مشابه که بیانگر بهبود بیش از ۵۰ درصدی ضریب بهره‌دهی در همه‌ی چاه‌هاست. جهت شبیه‌سازی شرایط چاه پس از انگیزش (اسیدکاری)، چاه‌ها با فرض افزایش ۵۰ و ۱۰۰ درصدی ضریب بهره‌دهی شبیه‌سازی شدند و عملکرد جریانی چاه در شرایط جدید بررسی گردید که در جدول-۲ نشان داده شده است (جهت اطمینان از نتایج، افزایش ۵۰ درصدی ضریب بهره‌دهی به‌عنوان فرض بدبینانه در محاسبات فنی-اقتصادی در نظر گرفته شد، این مقدار افزایش ضریب بهره‌دهی معادل کاهش ۴ واحدی ضریب پوسته^{۱۸} دهانه‌ی چاه است). نتایج نشان می‌دهد که برای ۹ حلقه از این چاه‌ها اسیدکاری روش مؤثری است اما برای دو چاه WS۱۰، WS۱۱ روش انگیزش اسیدکاری با بازدهی ۵۰ درصد نیز مؤثر نیست. بنابراین بهینه‌سازی تولید این دو چاه مستلزم به کارگیری روش‌های مؤثرتر بهبود

۱ | اطلاعات یکی از چاه‌های سروکی مورد مطالعه

اطلاعات	مقدار	واحد
نرخ تولیدی کنونی چاه (سال ۱۳۹۶)	۱۳۳۰	بشکه در روز
فشار جریانی سر چاه	۴۵۵	پ.ا.م.نسبی
فشار ساکن مخزن در مدل	۴۵۱۱	پ.ا.م.
دمای ته‌چاه	۲۰۶	فارتیپیت
ضریب بهره‌دهی	۱/۳۴	بشکه استاندارد در روز بر پ.ا.م.
API°	۱۹	درجه
درصد تولید آب کنونی	۰	%
نسبت گاز به نفت محلول	۴۳۹	فوت‌مکعب استاندارد بر بشکه‌ی استاندارد
وزن مخصوص گاز	۱/۰۷	- (نسبت به هوا)
حد اکثر نرخ بهینه‌ی مطلوب	۳۰۰۰	بشکه در روز

۲ | نتایج شبیه‌سازی تأثیر انگیزش چاه روی تولید چاه‌های کاندیدا

نام چاه	نرخ حاصل از بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده	نرخ حاصل از بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده	نرخ حاصل از نصب پمپ الکتریکی شناور	نرخ حاصل از انگیزش با بازدهی ۱۰۰٪	نرخ حاصل از انگیزش با بازدهی ۵۰٪
	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز
WS۱	۵۶۰	۵۶۰	۸۰۰	۱۲۵۰	۱۵۸۰
WS۲	۳۸۰	۳۸۰	۶۰۰	۵۶۲	۷۹۰
WS۳	۲۶۰	۲۶۰	۴۵۰	۴۲۰	۵۷۰
WS۴	۵۲۶	۵۲۶	۱۰۰۰	۷۸۵	۱۱۸۰
WS۵	۶۵۰	۶۵۰	۱۲۰۰	۱۳۸۰	۱۶۷۰
WS۶	۳۶۰	۳۶۰	۷۰۰	۵۴۰	۷۵۰
WS۷	۳۳۲	۳۳۲	۵۸۰	۵۳۰	۷۳۰
WS۸	۳۷۰	۳۷۰	۶۵۰	۶۲۰	۸۰۰
WS۹	۶۴۹	۶۴۹	۱۰۸۰	۸۳۵	۱۳۵۷
مجموع	۴۰۸۷	۴۰۸۷	۷۰۶۰	۶۹۲۲	۹۴۲۷
WS۱۰	۱۱۵	۱۱۵	۳۹۰	۱۸۰	۲۴۰
WS۱۱	۱۱۲	۱۱۲	۳۰۰	۱۷۰	۲۴۰

شرکت‌های ارائه‌دهنده‌ی خدمات فراز‌آوری مصنوعی و تجربه‌ی به‌کارگیری این روش‌ها در میدان نفتی جنوب ایران طبق جدول ۳-۲-۲ ملاک عمل قرار گرفت.

در جدول ۴-دلائل اصلی ناکارآمدی و حذف هر یک از روش‌های فراز‌آوری مصنوعی ارائه شده است.

۲-۲-۴- نتایج فنی بررسی روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید برای ۱۷ حلقه چاه

پس از طراحی و شبیه‌سازی تأثیر روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید

پتانسیل بهره‌دهی چاه مانند اسیدکاری بسیار مؤثر، شکافت هیدرولیکی یا شکافت اسیدی است.

۲-۲-۳- غربال‌گری انواع روش‌های فراز‌آوری مصنوعی

جهت بررسی و امکان‌سنجی به‌کارگیری روش‌های فراز‌آوری مصنوعی مختلف روی چاه‌های غربال‌گری شده که همگی در مخزن سروک میدان تکمیل شده‌اند، ابتدا دامنه‌ی کاربرد و محدودیت‌های عملیاتی هر روش با توجه به مشخصات چاه‌های سروکی بررسی گردید. برای این منظور جداول غربال‌گری منتشر شده توسط یکی از معتبرترین

۳ دامنه‌ی کاربرد انواع روش‌های فراز‌آوری مصنوعی (برگرفته از جداول غربال‌گری شرکت ودر فورد) [۷]

معیارها	فراز‌آوری با گاز (Gas Lift)	پمپ الکتریکی شناور (ESP)	پمپ میله‌ای (SRP)	پمپ میله‌ای (SRP)	پمپ هیدرولیک جت (HJP)
عمق عملیاتی (فوت)	۱۶۰۰۰	۱۵۰۰۰	۱۶۰۰۰	۱۲۰۰۰	۱۵۰۰۰
محدودیت	عمق نصب و افزایش فشار تزریق است	عمق نصب، دمای چاه، گرم شدن موتور و کابل است	افزایش عمق نصب باعث حداکثر توان تولید پمپ می‌شود	افزایش بار میله و کاهش حداکثر توان تولید پمپ می‌شود	معمولاً عمق نصب با فشار سیال تزریقی و توان مورد نیاز محدود می‌شود
دمای عملیاتی (F)	۴۰۰-۱۰۰	۴۰۰-۱۰۰	۵۵۰-۱۰۰	۵۵۰-۱۰۰	۵۰۰-۱۰۰
کنترل خوردگی	خوب تا عالی	خوب	خوب تا عالی	خوب تا عالی	عالی
کنترل گاز	عالی	خوب با تفکیک‌گر سانتریفیوژ	متوسط	خوب	خوب
کنترل جامدات	عالی	ضعیف	ضعیف تا متوسط	عالی	متوسط
گراویتی سیال	۱۵ > API	۱۰ > API	۸ > API	۳۵ > API	۸ > API
سرویس	وایرلاین یا دکل	دکل	دکل	دکل	هیدرولیکی یا وایرلاین
چاه‌های انحرافی	عالی	محدود	عالی	عالی	عالی
رسوب آسفالتین	تشدید می‌کند	درصد آسفالتین زیاد در نفت مشکل‌ساز است	بی‌تأثیر در رسوب‌گذاری	بی‌تأثیر در رسوب‌گذاری	تشدید می‌کند
بازده (درصد)	۱۰-۳۰	۳۵-۶۰	۴۵-۶۰	۴۵-۶۰	۱۰-۳۰
نرخ تولید (STB/D)	۵۰۰۰۰	۶۰۰۰۰	۶۰۰۰	۶۰۰۰	۲۰۰۰۰
محدودیت	اندازه‌ی لوله مغزی، نرخ و فشار گاز تزریقی	اندازه‌ی جداری و توان الکتریکی مورد نیاز	عمق نصب، برای نرخ‌های بیش از ۱۰۰۰ بشکه در روز توصیه نمی‌شود	عمق نصب، برای نرخ‌های بیش از ۱۰۰۰ بشکه در روز توصیه نمی‌شود	فشار ته‌چاهی، اندازه‌ی لوله مغزی و توان مورد نیاز

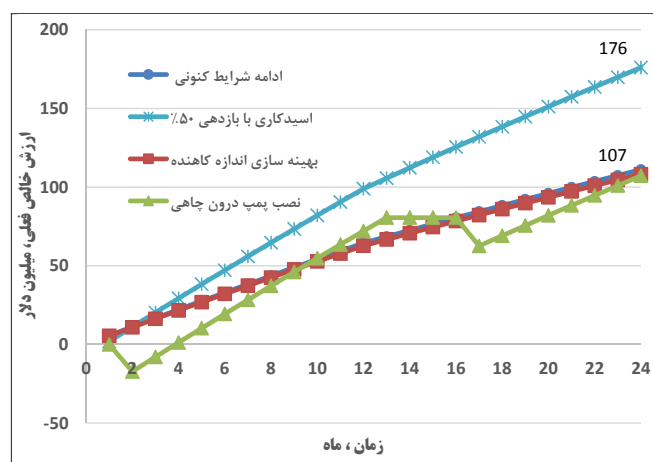
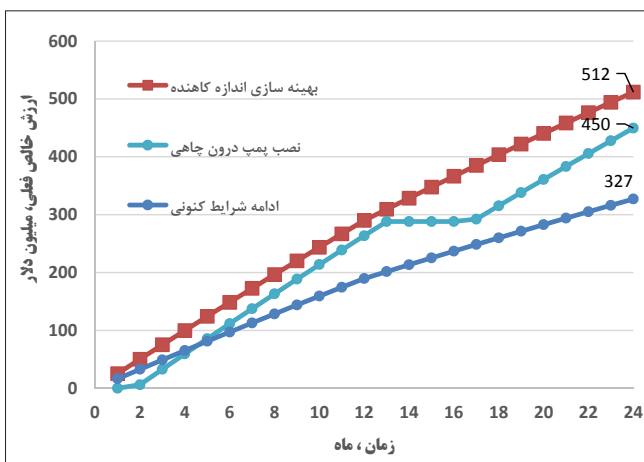
روی چاه‌ها، حداکثر نرخ بهینه‌ی^{۱۹} قابل دستیابی با هر روش محاسبه شد. سپس با در نظر گرفتن معیارهای تولید صیانتی از مخزن و جلوگیری از ایجاد آسیب سازندی، حداکثر نرخ بهینه‌ی هر روش با در نظر گرفتن دو معیار حداکثر نرخ ۳۰۰۰ بشکه در روز و حداکثر افت فشار تحتانی ۲۰۰۰ پام برای چاه محدود شد. جدول ۵- جزئیات اطلاعات مربوط به افزایش نرخ را در این تعداد از چاه‌ها با استفاده از روش‌های مختلف نشان می‌دهد. تعداد ۷ حلقه چاه بالایی کاندیدای بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده و ۱۰ حلقه چاه بعدی کاندیدای نصب پمپ درون‌چاهی هستند.

مقایسه‌ی نتایج اجرای هر یک از سناریوهای: الف) بهینه‌سازی کاهنده‌ها ب) پمپ الکتریکی شناور درون‌چاهی ج) پمپ چندفازی + بهینه‌سازی کاهنده‌ها روی تمامی ۱۷ حلقه چاه نشان می‌دهد که سناریوی پمپ درون‌چاهی، با در نظر گرفتن محدودیت تولید صیانتی بیشترین افزایش تولید را در پی خواهد داشت؛ به طوری که افزایش تولید حاصل از اجرای این سناریوها روی تمامی ۱۷ حلقه چاه به ترتیب ۱۰۳۷۲، ۲۱۹۱۳ و ۱۲۱۴۹ بشکه در روز خواهد بود. بنابراین اگر انتخاب و اجرای یکی از سه سناریو به تنهایی برای همه‌ی ۱۷ حلقه چاه مدنظر باشد، سناریوی پمپ الکتریکی شناور درون‌چاهی بهترین عملکرد را خواهد داشت. اما با نگاه دقیق‌تر به جدول ۵- مشاهده می‌شود که برای ۷ حلقه چاه بالایی، افزایش تولید سناریوی بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده‌ها برای هر چاه بسیار نزدیک به سناریوی نصب پمپ الکتریکی شناور است که با توجه به هزینه‌های سرمایه‌ای قابل توجه پمپ درون‌چاهی، انتخاب نهایی سناریوی برتر، مستلزم انجام و بررسی نتایج ارزیابی اقتصادی است.

۳-۲- ارزیابی اقتصادی روش‌های بهینه‌سازی تولید

روش ارزیابی اقتصادی انتخاب شده در این مطالعه محاسبه‌ی ارزش خالص فعلی روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید است. از جمله شاخص‌های مهم در ارزیابی اقتصادی طرح‌ها، شاخص ارزش خالص فعلی^{۲۰} طرح است، جهت محاسبه‌ی این شاخص، جریان نقدینگی طرح با استفاده از نرخ تنزیل مشخص به زمان حال، تنزیل می‌گردد. این شاخص از پرکاربردترین کمیت‌ها در مباحث امکان‌سنجی اقتصادی است و هر چه مقدار آن بیشتر باشد نشان از سودآوری بالاتر طرح دارد.

دلیل ناکارآمدی روش‌های مختلف فراآوری مصنوعی برای چاه‌های سروکی میدان	
روش فراآوری مصنوعی	محدودیت‌های عملیاتی برای چاه‌های سروکی میدان
فراآوری با گاز (Gas Lift)	عدم وجود منبع گاز مناسب، سرمایه‌گذاری سنگین و زمان‌بر بودن نصب ایستگاه تقویت فشار گاز و خطوط انتقال گاز به محل چاه‌ها، مشکل رسوب آسفالتین، محدودیت در تعداد چاه‌های کاندیدا
پمپ میله‌ای (SRP)	محدودیت حداکثر نرخ تولیدی، عدم امکان نصب شیر ایمنی زیرسطحی (SSSV)، محدودیت فشار سرچاهی، محدودیت عمق نصب مورد نیاز
پمپ خلأ پیشرو (PCP)	محدودیت حداکثر نرخ تولیدی، عدم امکان نصب شیر ایمنی زیرسطحی (SSSV)، وجود ترکیبات آروماتیک و سولفید هیدروژن در سیال چاه، تجربه ناموفق در چاه‌های مشابه در میدان مجاور
پمپ هیدرولیک جت (HJP)	بازده کم، عدم امکان نصب شیر ایمنی زیرسطحی (SSSV)، مشکل رسوب آسفالتین، عدم وجود نمونه‌ی اجرا شده در کشور



شکل ۴ | مقایسه‌ی ارزش خالص فعلی روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید برای ۷ حلقه چاه کاندیدای بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده

شکل ۳ | نمودار تجمعی ارزش خالص فعلی با روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید برای ۹ حلقه چاه کاندیدای انگیزش

نتایج شبیه‌سازی تأثیر روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید و حداکثر نرخ بهینه‌ی میاتتی قابل‌دستیابی

نام چاه	ضریب بهره‌دهی	نرخ اولیه	نرخ بهینه‌سازی اندازه‌ی الکتریکی شناور	نرخ حاصل از نصب پمپ الکتریکی شناور	نرخ بهینه‌ی میاتتی با پمپ	افزایش تولید میاتتی بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده	افزایش تولید میاتتی حاصل از نصب پمپ الکتریکی شناور	افزایش میاتتی حاصل از نصب پمپ چندفازی + بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده
	بشکه در روز بر پ.ا.م.	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز	بشکه در روز
W ₁	۴/۵۰	۱۷۵۷	۴۰۸۵	۷۰۰۰	۳۰۰۰	۱۲۴۳	۱۲۴۳	۱۲۴۳
W ₂	۲/۱۱	۱۷۰۴	۲۷۰۰	۵۰۰۰	۳۰۰۰	۹۹۶	۱۲۹۶	۹۹۶
W ₃	۱/۳۴	۱۳۰۰	۲۱۰۰	۲۳۰۰	۲۳۰۰	۸۰۰	۱۰۰۰	۸۰۰
W ₄	۲/۷۰	۲۳۲۳	۳۳۰۰	۴۰۰۰	۳۰۰۰	۶۷۷	۶۷۷	۶۷۷
W ₅	۱/۹۷	۲۲۰۰	۲۷۰۰	۵۵۰۰	۳۰۰۰	۵۰۰	۸۰۰	۵۰۰
W ₆	۲/۴۹	۱۲۵۰	۲۴۹۰	۳۸۵۰	۳۰۰۰	۱۳۹۳	۱۷۵۰	۱۲۴۰
W ₇	۲/۴۸	۱۸۱۹	۲۹۰۰	۴۰۰۰	۳۰۰۰	۱۰۸۱	۱۱۸۱	۱۰۸۱
مجموع	۲/۵۱	۱۲۳۵۳	۲۰۲۷۵	۳۱۶۵۰	۲۰۳۰۰	۶۶۹۰	۷۹۴۷	۶۵۳۷
W ₈	۱/۶۷	۹۸۴	۱۸۰۰	۴۵۰۰	۳۰۰۰	۸۱۶	۲۰۱۶	۸۱۶
W ₉	۲/۵۳	۱۴۷۰	۲۲۹۲	۴۰۰۰	۳۰۰۰	۱۰۸۰	۱۵۳۰	۸۲۲
W ₁₀	۱/۵۶	۱۲۰۱	۱۵۵۸	۲۷۰۰	۲۷۰۰	۳۹۹	۱۴۹۹	۳۵۷
W ₁₁	۲/۰۷	۱۳۳۵	۱۹۰۰	۲۸۰۰	۲۸۰۰	۷۱۵	۱۴۶۵	۵۶۵
W ₁₂	۱/۳۳	۱۳۰۰	۱۷۳۰	۲۷۰۰	۲۷۰۰	۵۰۰	۱۴۰۰	۴۳۰
W ₁₃	۱/۴۶	۴۲۱	۹۶۲	۲۱۰۰	۲۱۰۰	۷۴۴	۱۶۷۹	۵۴۱
W ₁₄	۱/۵۷	۹۷۸	۹۵۳	۲۰۰۰	۲۰۰۰	۱۹۹	۱۰۲۲	-۲۵
W ₁₅	۱/۶۵	۹۹۵	۹۹۵	۲۳۰۰	۲۳۰۰	۳۲۴	۱۳۰۵	۰
W ₁₆	۰/۹۶	۶۶۰	۶۶۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰	۲۲۷	۸۴۰	۰
W ₁₇	۱/۶۵	۱۲۹۰	۱۶۱۹	۲۵۰۰	۲۵۰۰	۴۵۵	۱۲۱۰	۳۲۹
مجموع یا میانگین	۱/۶۵	۱۰/۶۳۴	۱۴/۴۶۹	۲۷/۱۰۰	۲۴/۶۰۰	۵۴۵۹	۱۳/۹۶۶	۳/۸۳۵
مجموع یا میانگین کل	۲,۰۰	۲۲۹۸۷	۳۴۷۴۴	۵۸۷۵۰	۴۴۹۰۰	۱۲۱۴۹	۲۱۹۱۳	۱۰۳۷۲

محاسبه یا تخمین مقادیر مناسب برای آنها با توجه به پیش‌بینی شرایط آینده اقتصادی کشور است. فرضیات اقتصادی در نظر گرفته شده برای این مطالعه در جدول ۶ ارائه شده است.

در مرحله‌ی بعد با استفاده از نتایج ارزیابی فنی هر روش و در نظر گرفتن فرضیات اقتصادی، ارزش خالص فعلی حاصل از اجرای هر یک از روش‌های بهینه‌سازی تولید قابل اجرا محاسبه شد و با در نظر گرفتن نتایج محاسبات اقتصادی، انتخاب نهایی روش بهینه‌سازی تولید از دیدگاه فنی-اقتصادی انجام گرفت.

۲-۳-۱- چاه‌های با پتانسیل ضعیف بهره‌دهی

با توجه به اینکه در فرآیند غربال‌گری چاه‌ها برای اجرای روش‌های

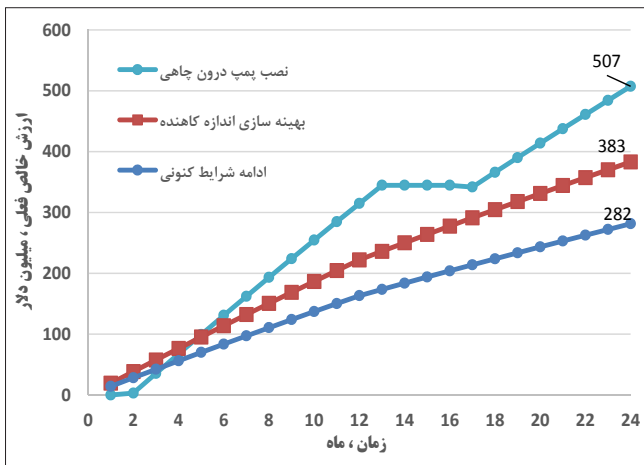
شاخص ارزش خالص فعلی طرح با زمان توسعه و بهره‌برداری N سال، با استفاده از روابط ۲ و ۳ محاسبه می‌شود:

$$PV(n) = (R_n - C_n) / (1 + i)^n \quad (2)$$

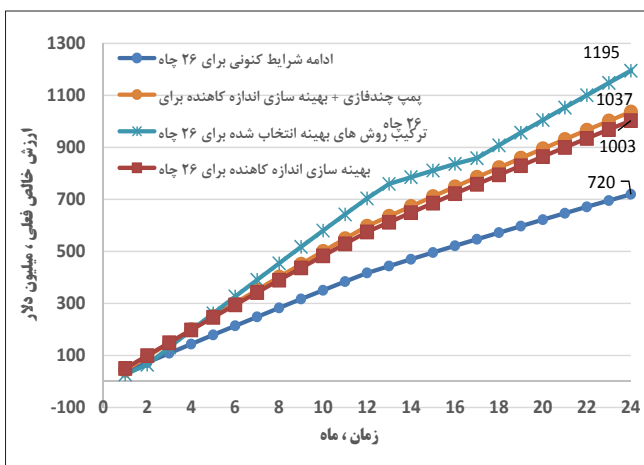
$$NPV = \sum PV(n), n = 1, \dots, N \quad (3)$$

که در آن R_n درآمد در سال n ام، $(R_n - C_n)$ هزینه در سال n ام، $NPV(n)$ نقدینگی در سال n ام، ارزش نقدینگی در سال n ام در سال پایه و i نرخ تنزیل است [۸].

اولین قدم در محاسبه‌ی ارزش خالص فعلی، تحقیق و بررسی در خصوص متغیرهای تأثیرگذار در سودآوری و هزینه‌های هر روش و



شکل ۵ | نمودار مقایسه‌ی ارزش خالص فعلی روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید برای ۱۰ حلقه چاه‌کندیدای نصب پمپ ESP



شکل ۶ | مقایسه‌ی ارزش خالص فعلی چاه‌های کندیدای روش‌های بهینه‌سازی برای ۲۶ حلقه چاه غربال‌گری شده

مقدار	کمیت
۴۵ دلار	قیمت نفت
۱۰ درصد	نرخ تنزیل سالانه‌ی ارزش پول ^{۲۱}
۳۶۰۰ دلار در ماه	هزینه‌ی دیزل مصرفی ژنراتور تامین برق پمپ درون‌چاهی
۵ درصد	نرخ افزایش قیمت سالانه‌ی خرید و نصب پمپ
۱ سال	طول عمر پمپ الکتریکی شناور
۱ ماه	مدت بسته شدن چاه برای نصب اولیه
۳ ماه	مدت توقف تولید چاه برای تأمین دکل، کابلا و تعویض پمپ‌های از کار افتاده
۲۰ درصد در سال	مقدار افت تولید سالیانه‌ی چاه‌ها (در بدترین حالت)
۱/۷ میلیون دلار	هزینه‌ی نصب یک واحد پمپ درون‌چاهی با دکل تعمیراتی
۸۰۰ هزار دلار	هزینه‌ی خرید تجهیزات سطح الارضی و تحت الارضی یک واحد پمپ الکتریکی شناور
۲۰۰ هزار دلار	هزینه‌ی خرید رشته‌ی تکمیلی و مجرا بند مخصوص پمپ ^{۲۲} و تاج چاه ^{۲۳}
۳۰۰ هزار دلار	هزینه‌های پیش‌بینی‌نشده
۳۰۰ هزار دلار	هزینه‌ی اسیدکاری گسترده‌ی ^{۲۴} یک حلقه چاه
۱۰ میلیون دلار	هزینه‌ی خرید و نصب پمپ‌های چندفازی با مشخصات مورد نیاز به‌همراه پشتیبان

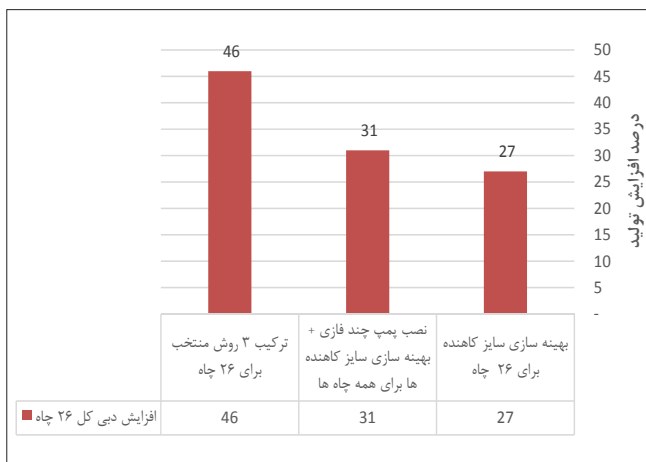
(حداقل ۲ سال آینده) نصب پمپ در آنها نسبت به بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده از نظر اقتصادی به صرفه نیست.

به‌همین ترتیب طبق جدول-۵ برای ۱۰ حلقه چاه (چاه‌های-۸ تا ۱۷) ارزش خالص فعلی حاصل از نصب پمپ الکتریکی شناور به‌طور قابل توجهی بیشتر از ارزش خالص فعلی حاصل از بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده است و بنابراین چاه‌های مذکور به‌عنوان کاندیدای نهایی نصب پمپ الکتریکی شناور درون‌چاهی در نظر گرفته شدند (شکل-۵).

۳-۳-۲- ارزیابی اقتصادی سناریوی نصب پمپ چندفازی

با توجه به اینکه در سناریوی پمپ چندفازی، هزینه‌ی سرمایه‌ای برای تمامی چاه‌های متصل به پمپ انجام می‌شود. بنابراین ارزش خالص فعلی این سناریو به‌صورت کلی با ارزش خالص فعلی حاصل از اجرای سناریوهای دیگر روی تمامی چاه‌ها مقایسه گردید. نمودار ارزش خالص فعلی حاصل از اجرای سناریوی نصب پمپ چندفازی در مقایسه با سناریوی پمپ درون‌چاهی و بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده روی ۲۶ حلقه چاه در شکل-۶ ارائه شده است. ملاحظه می‌شود که اجرای ترکیب سناریوهای برتر انتخاب شده برای چاه‌ها، نسبت به اجرای سناریوی نصب پمپ چندفازی یا بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده برای همه‌ی چاه‌ها افزایش تولید و سودآوری بسیار بیشتری به‌همراه خواهد داشت.

بر اساس نتایج ارائه شده در نمودارهای شکل‌های-۸ و ۷ می‌توان دریافت که اجرای ترکیب سناریوهای بهینه برای ۲۶ حلقه چاه سروکی بیشترین افزایش تولید (۲۳۲۲۹ بشکه در روز؛ معادل ۴۶ درصد) را نسبت به نتایج اجرای هر یک از سناریوهای دیگر روی همه‌ی ۲۶ حلقه چاه به‌همراه خواهد داشت.



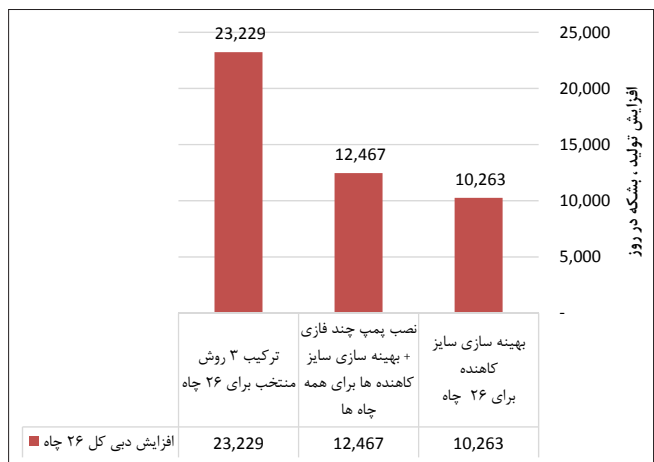
شکل ۸ | مقایسه‌ی درصد افزایش تولید سناریوهای مختلف برای ۲۶ حلقه چاه غربال‌گری شده

بهینه‌سازی تولید، ابتدا گلوگاه تولید چاه‌ها مشخص شده و چاه‌هایی که مشکل پتانسیل بهره‌دهی مخزنی دارند کاندیدای اجرای روش‌های انگیزش مانند اسیدکاری شدند. ارزیابی اقتصادی برای این ۹ حلقه چاه کاندیدای انگیزش با در نظر گرفتن فرضیات اقتصادی انجام و نتایج مقایسه‌ی ارزیابی اقتصادی روش‌های مختلف بهینه‌سازی تولید برای آنها در نمودار شکل-۳ ارائه شده است.

همان‌گونه که قبلاً اشاره شد بر اساس نتایج ارزیابی فنی ارائه شده در جدول-۲ افزایش تولید ناشی از نصب پمپ الکتریکی شناور روی ۹ حلقه چاه ۱۳۸ بشکه در روز بیشتر از سناریوی افزایش ۵۰ درصدی ضریب بهره‌دهی چاه‌ها با انجام اسیدکاری بود. اما همان‌گونه که در نمودار شکل-۳ مشخص است سناریوی انگیزش و اسیدکاری، ارزش خالص فعلی بسیار بیشتری نسبت به سناریوی نصب پمپ درون‌چاهی برای هر یک از ۹ چاه به‌همراه خواهد داشت که این به‌دلیل هزینه‌های سرمایه‌ای سنگین و توقف تولید چاه جهت نصب پمپ الکتریکی شناور است. بنابراین روش انگیزش و اسیدکاری به‌عنوان سناریوی برتر بهینه‌سازی تولید برای این چاه‌ها در نظر گرفته شد.

۲-۳-۲- چاه‌های با پتانسیل مناسب بهره‌دهی

برای ۱۷ حلقه چاه باقیمانده که پتانسیل تولید مناسبی دارند طبق نتایج ارزیابی فنی جدول-۵، سناریوی نصب پمپ الکتریکی شناور نسبت به سایر سناریوهای افزایش تولید بیشتری خواهد داشت؛ اما نتایج ارزیابی اقتصادی نشان داد که برای ۷ حلقه چاه بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده ارزش افزوده‌ی خالص فعلی بیشتری نسبت به نصب پمپ الکتریکی شناور به‌همراه خواهد داشت (شکل-۴). این چاه‌ها از نظر فنی کاندیدای مناسبی برای نصب پمپ الکتریکی شناور هستند اما در کوتاه‌مدت



شکل ۷ | مقایسه‌ی افزایش تولید سناریوهای مختلف برای ۲۶ حلقه چاه غربال‌گری شده

نتیجه گیری

■ برای جلوگیری از بروز آسیب‌های سازندی ناشی از افزایش تولید، از جمله مخروط‌شدگی آب ۲۵، دو فاز شدن در دهانه‌ی چاه، تولید شن و افت فشار شدید مخزن، محدودیت‌های مناسب روی سقف افزایش تولید و افت فشار تحتانی چاه‌ها لحاظ شد.

■ نتایج ارزیابی فنی نشان می‌دهد که استفاده از پمپ درون‌چاهی در تمامی چاه‌ها بیشترین افزایش تولید را نسبت به سایر روش‌ها به‌دنبال خواهد داشت. اما بر اساس نتایج ارزیابی اقتصادی، نصب پمپ درون‌چاهی تنها برای ۱۰ حلقه چاه ارزش افزوده‌ی بیشتری نسبت به سایر روش‌های بهینه‌سازی تولید به‌همراه خواهد داشت.

■ اجرای سناریوی بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده برای ۲۶ حلقه چاه غربال‌گری شده، ۱۰۰۰۰ بشکه در روز افزایش تولید و حدود ۲۸۴ میلیون دلار ارزش افزوده‌ی خالص فعلی به‌همراه خواهد داشت.

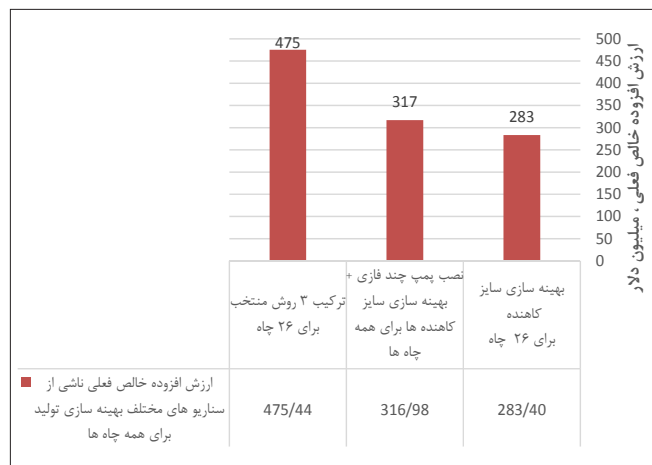
■ اجرای سناریوی ترکیبی پمپ چندفازی و بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده برای ۲۶ حلقه چاه غربال‌گری شده، ۱۲۰۰۰ بشکه در روز افزایش تولید و ۳۱۰ میلیون دلار ارزش افزوده به‌همراه خواهد داشت.

■ بر اساس نتایج این مطالعه، اجرای سناریوهای بهینه‌سازی تولید منتخب برای چاه‌های غربال‌گری شده شامل: اسیدکاری (برای ۹ حلقه چاه)، بهینه‌سازی اندازه‌ی کاهنده (برای ۷ حلقه چاه) و نصب پمپ الکتریکی شناور درون‌چاهی (برای ۱۰ حلقه چاه) از لحاظ فنی و اقتصادی بیشترین افزایش تولید و سودآوری را برای پروژه به‌همراه خواهد داشت.

■ با در نظر گرفتن ملاحظات تولید صیانتی، اجرای روش‌های بهینه‌سازی تولید پیشنهاد شده برای ۲۶ حلقه چاه کاندید، ۲۳۰۰۰ بشکه در روز افزایش تولید (معادل ۴۶ درصد) و ۴۷۵ میلیون دلار ارزش افزوده‌ی خالص فعلی را پس از دو سال برای این پروژه به‌همراه خواهد داشت.

■ نتایج مطالعه نشان می‌دهند که برای غربال‌گری و امکان‌سنجی روش‌های بهینه‌سازی تولید باید ابتدا پتانسیل بهره‌دهی مخزن اطراف چاه مشخص گردد تا بر مبنای آن گلوگاه اصلی تولید چاه و نوع روش‌های مؤثر بهینه‌سازی تولید مشخص شده و مورد ارزیابی فنی قرار گیرد.

■ در صورت مناسب بودن نتایج فنی هر یک از روش‌های بهینه‌سازی تولید، انتخاب نهایی روش برتر باید بر اساس نتایج ارزیابی اقتصادی صورت پذیرد. در این مطالعه ۱۸ حلقه چاه از مخازن فهلیان، گدوان و کژدمی و ۱۰ حلقه چاه از مخزن سروک که بر اساس اطلاعات فعلی، فاقد شرایط عملیاتی بهینه‌سازی تولید بودند، از لیست چاه‌های کانید حذف شدند.



۹ ارزش افزوده‌ی خالص فعلی حاصل از اجرای سناریوهای مختلف بهینه‌سازی تولید برای ۲۶ حلقه چاه غربال‌گری شده

پانویس‌ها

- Enhanced Oil Recovery
- Artificial lifting
- Multiple completion
- Stimulation
- Choke size optimization(CSO)
- Added net present value
- Electrical Submersible Pump
- Multi-stage centrifugal pump
- Choke
- Baxendell
- Ros
- Achong
- Gilbert
- Surge Tank
- Inflow performance relationship (IPR)
- Synthetic PI
- Nodal Analysis
- Skin Factor
- Maximum Efficient Rate (MER)
- Net Present Value (NPV)
- Yearly discount rate
- ESP Packer
- Wellhead
- Matrix Acidizing
- Water Conning

منابع

[1] Lewis, J. O., and Carl H. Beal. "Some New Methods for Estimating the Future Production of Oil Wells." Transactions of the AIME 59.01 (1918): 492525-.

[2] Economides, Michael J., et al. Petroleum production systems. Pearson Education, 2012.

[3] API RP 11S3, Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Installations, second edition. Washington, DC: API 1999.

[4] Ahmed, Tarek. Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publishing, 2006.

[5] امیرمسعود فولادگر، طراحی و ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی تولید در یکی از میدابین نفتی ایران، ماهنامه‌ی اکتشاف و تولید، شماره‌ی ۱۱۰، ۱۳۹۳.

[6] Allen, Thomas O., and Alan P. Roberts. "Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1." (1978).

[7] Artificial lift Application Screening Criteria, Weatherford, 2014

[8] M, A, Mian, Feasibility study for oil and gas projects, 2016