

بهینه‌سازی تولید و تخصیص گاز بالابر به چاه‌های در حال بهره‌برداری یکی از مخازن غرب کشور در فرآیند فراآوری با گاز

حامد نامدار*، دانشگاه صنعتی سهند تبریز • محمدامین شاه‌محمدی^۱، شرکت بهره‌برداری نفت و گاز غرب • ابوالقاسم امامزاده^۲، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران

چکیده

به‌طور ایده‌آل اگر در عملیات فراآوری با گاز محدودیتی در دسترسی به گاز نباشد، می‌توان گاز کافی به هر چاه تزریق کرد تا مقدار تولید از مخزن به بیشترین مقدار خود برسد. اما معمولاً مقدار گاز موجود و ظرفیت کمپرسورها محدود است و بنابراین باید مقدار بهینه‌ی گاز تزریقی تخصیصی برای هر چاه را مشخص کرد تا مقدار تولید در این شرایط حداکثر گردد. در این مقاله بهینه‌سازی مقدار گاز تزریقی تخصیصی برای چاه‌های یکی از میادین نفت سنگین غرب ایران در جهت افزایش تولید و بازده اقتصادی مطالعه شده است. مطالعات پیشین اغلب بر پایه‌ی کدنویسی، شبکه‌های عصبی و الگوریتم‌های مختلف و نیازمند وقت و هزینه‌ی زیاد جهت کدنویسی بوده است. در مقاله‌ی حاضر در ابتدا شبیه‌سازی چاه‌ها توسط نرم‌افزار پراسپر انجام شده و سپس منحنی‌های عملکرد فراآوری با گاز (GLPC) هر سه چاه میدان ایجاد می‌شود. در ادامه انجام بهینه‌سازی نیازمند رابطه‌ای جهت محاسبه‌ی مقدار نفت تولیدی به‌ازای مقادیر مختلف گاز تزریقی است. بدین منظور توسط نرم‌افزار متلب منحنی‌های عملکرد با مدل‌های تجربی مختلف و یک مدل اصلاح شده توسط کاربر برازش شد و نتایج آنها با هم مقایسه گردید و در نهایت مطلوب‌ترین مدل جهت برازش انتخاب شد. نتایج نشان داد که مدل اصلاح شده توسط کاربر در مقایسه با سایر مدل‌ها بهترین نتیجه را دارد. این مدل مبنای محاسبات بهینه‌سازی قرار گرفت. در نهایت به کمک ابزار بهینه‌سازی سالور در نرم‌افزار اکسل و وارد کردن قیود مناسب در این ابزار، بهینه‌سازی تخصیص گاز به‌ازای مقادیر مختلف گاز در دسترس انجام گرفت. نتایج نشان داد که در صورت مدیریت و بهینه‌سازی با وجود کاهش قابل توجه گاز در دسترس مقدار تولید نفت اندکی کاهش می‌یابد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۵/۱۶

تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۵/۱۶

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۸/۲۴

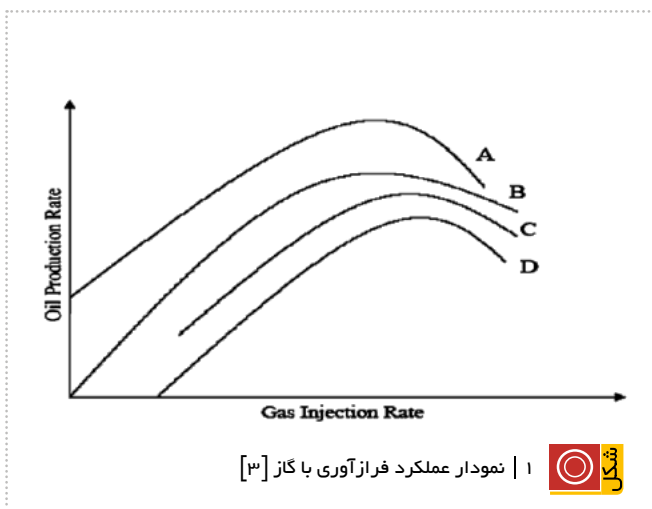
واژگان کلیدی:

فراآوری با گاز، تخصیص گاز، بهینه‌سازی، برازش منحنی، ابزار بهینه‌سازی سالور

مقدمه

تولید نفت کاهش و هزینه‌ها به شدت افزایش خواهد یافت. هر چاه یک نقطه‌ی بهینه‌ی عملکردی در فراآوری با گاز دارد که در آن شرایط بیشترین مقدار سیال را تولید می‌کند [۳]. به‌طور ایده‌آل اگر محدودیتی در مقدار گاز در دسترس نباشد، می‌توان گاز کافی به هر چاه تزریق کرد تا بیشترین مقدار تولید از مخزن حاصل گردد.

تولید از مخزن به انرژی طبیعی آن بستگی دارد که با گذشت کاهش می‌یابد. وقتی انرژی مخزن کمتر از انرژی لازم برای تولید است یا نرخ تولید مطلوب، بیشتر از نرخ تولیدی است که مخزن در شرایط فوران طبیعی دارد ضروری است از روش‌های فراآوری مصنوعی^۳ جهت فراهم آوردن انرژی لازم و رساندن سیال به سطح استفاده شود [۱]. فراآوری با گاز^۴ رایج‌ترین و اقتصادی‌ترین روش فراآوری مصنوعی است. در این شیوه گاز با فشاری نسبتاً زیاد به داخل لوله مغزی^۵ تزریق می‌شود، چگالی نفت کاهش می‌یابد و همزمان فشار هیدرواستاتیکی وارد بر ته چاه توسط این ستون کاهش یافته و در نتیجه نفت به سطح زمین آورده می‌شود [۲]. به‌طور کلی در فرآیند فراآوری گاز، تزریق بهینه‌ی گاز نقشی اساسی دارد. نمودار عملکرد فراآوری با گاز^۶ (GLPC)، منحنی‌ای است که نرخ تولید نفت در عملیات فراآوری با گاز را بر حسب نرخ تزریق گاز نشان می‌دهد و نمونه‌ای از آن در شکل ۱- نشان داده شده است. با توجه به این منحنی می‌توان گفت اگر در فرآیند فراآوری با گاز، کمتر از حد لازم گاز تزریق شود نرخ تولید نفت کاهش و هزینه‌ی عملیاتی افزایش خواهد یافت. همچنین اگر نرخ تزریق گاز بیش از حد لازم باشد به دلیل افزایش گرادیان فشار اصطکاکی،



۱ | نمودار عملکرد فراآوری با گاز [۳]

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (h_namdar@sut.ac.ir)

H₂S هم در این قسمت وارد می‌شود. مرحله‌ی بعدی انطباق داده‌های آزمایشگاهی PVT با روابط نفت سیاه است. از آنجا که آزادسازی گاز در لوله‌ی مغزی یک فرآیند انبساط ترکیب ثابت (CGE) است، داده‌های این آزمایش جهت انطباق به کار می‌رود. در ادامه چاه بر اساس مسیر و تجهیزات درون‌چاهی آن توصیف می‌شود. همچنین از آنجا که دما نقش مهمی در محاسبات افت فشار دارد گرایان دما و ظرفیت‌های گرمایی میانگین نیز در نظر گرفته می‌شود. وارد کردن مسیر انحراف چاه در نرم‌افزار نیازمند داشتن اطلاعات عمق اندازه‌گیری شده^{۱۱} (MD) و عمق عمودی حقیقی^{۱۱} (TVD) است. همانند مسیر چاه، توصیف تجهیزات درون‌چاهی جهت محاسبه‌ی VLP و گرایان‌های فشار و دما مورد نیاز است. همچنین تخمین افت فشار ناشی از اصطکاک در حین تولید نیازمند شعاع داخلی لوله و زبری درون آن نیز هست. علاوه بر این، اطلاعات لوله‌ی جداری به‌خصوص در طراحی فراآوری با گاز نیز مهم است. توپک^{۱۲} چاه در عمق ۵۹۳۴/۳۸ft قرار دارد. لوله‌ی مغزی چند فوت پایین‌تر از توپک در عمق ۵۹۸۰/۹۷ft پایان می‌یابد. همچنین لوله‌ی جداری تولیدی از سطح تا عمق ۹۲۵۱/۹۷ft رانده شده و لوله‌ی آستری تا عمق ۹۷۳۰/۹۷ft قرار دارد و پس از آن مشبک کاری شده است. در قسمت بعد مشخصات گاز مورد استفاده در فراآوری با گاز شامل گراویتی برابر ۰/۸۹ و ناخالصی‌های آن برابر یک درصد مولی CO₂ وارد می‌شود. به‌دلیل کمبود گاز همراه تولیدی، جهت تزریق از ترکیب گاز خروجی از ایستگاه تقویت فشار چشمه‌خوش استفاده می‌شود. نرم‌افزار جهت محاسبه‌ی IPR مدل‌های مختلف مخزنی دارد که انتخاب مدل مخزنی IPR مناسب به اطلاعات

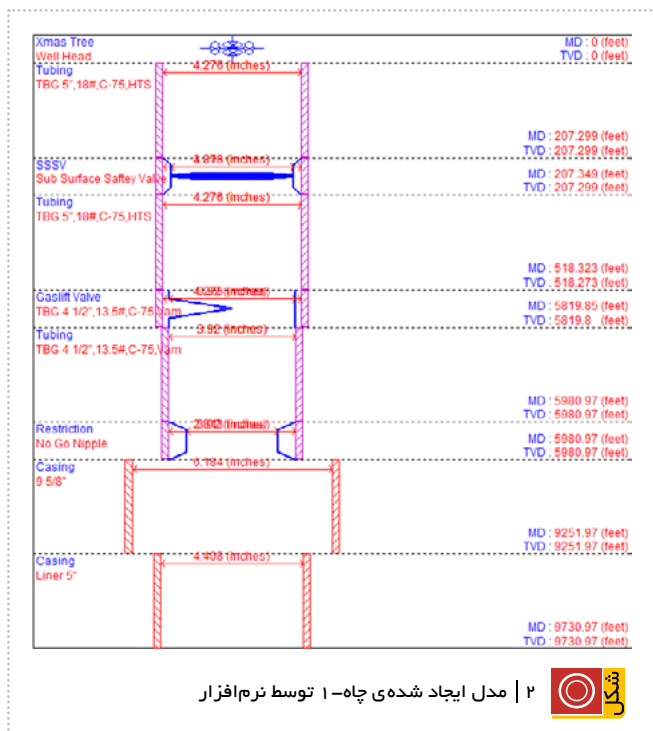
اما معمولاً مقدار گاز در دسترس محدود است و بنابراین با توجه به محدودیت‌های مقدار گاز تزریقی و ظرفیت کمپرسورها، باید مقدار بهینه‌ی گاز تزریقی تخصیصی برای هر چاه را مشخص کرد تا مقدار تولید در این شرایط حداکثر شود. تخصیص نامناسب سبب افزایش هزینه‌ها و کاهش تولید خواهد شد [۴]. در این زمینه مطالعاتی انجام شده که اغلب بر پایه‌ی کدنویسی، شبکه‌های عصبی و الگوریتم‌های مختلف و نیازمند وقت و هزینه‌ی فراوان جهت کدنویسی است. بنابراین در مطالعه‌ی حاضر سعی شده بدون نیاز به کدنویسی و توسط نرم‌افزارهای پراسپر^۷، متلب^۸ و اکسل^۹ این موضوع در یکی از میادین ایران مطالعه می‌شود.

۱- مشخصات میدان مورد مطالعه

میدان پایدار شرق در سال ۱۳۵۲ و از طریق یک چاه اکتشافی کشف شد. این میدان در ۱۵۰ کیلومتری شمال‌غربی اهواز و ۵ کیلومتری جنوب واحد بهره‌برداری چشمه‌خوش قرار گرفته است. نفت این میدان سنگین است. بر اساس اندازه‌گیری سال ۱۳۸۶ میانگین فشار در عمق مینا (۲۹۲۵ متر زیر سطح دریا) برابر ۴۶۴۰ پام و دما در عمق مینا برابر ۲۰۴ درجه‌ی فارنهایت است. چاه‌های این میدان ۴ عدد است که سه حلقه چاه (چاه‌های ۴ و ۳ و ۱) در این مخزن تکمیل شده‌اند و قابلیت تولید دارند.

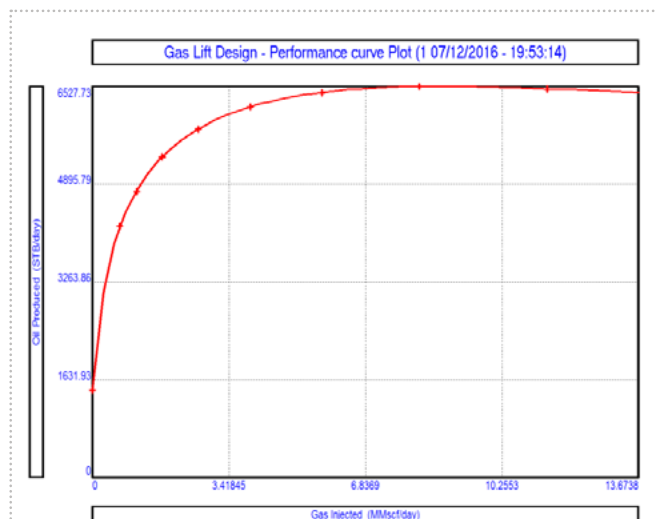
۲- مدل‌سازی چاه‌ها

در این تحقیق مدل‌سازی چاه‌ها توسط نرم‌افزار پراسپر انجام شده است. روش کار این نرم‌افزار بدین صورت است که هر قسمت از چاه به‌طور جداگانه مدل‌سازی شده و سپس به‌منظور ایجاد مدلی کامل، زیر مدل‌های ایجاد شده به هم ملحق می‌گردند. در این قسمت به‌عنوان نمونه مدل‌سازی چاه-۱ ارائه می‌شود. مدل‌سازی چاه در نرم‌افزار با وارد کردن مشخصات اصلی چاه آغاز می‌شود. با توجه به سنگین بودن نفت مخزن جهت مدل‌سازی از مدل نفت سیاه استفاده می‌شود. گزینه‌های امولسیون و هیدرات در نظر گرفته نمی‌شوند؛ چراکه امولسیون‌ها بیشتر در تأسیسات سطحی (نه در چاه) و هیدرات‌ها بیشتر در چاه‌های دریایی مشکل ایجاد می‌کنند. با توجه به شاخص بهره‌دهی چاه (۹/۳ bbl/psi.day) که بیش از ۰/۵ bbl/psi.day است گزینه‌ی فراآوری پیوسته‌ی گاز برای سیستم مورد نظر انتخاب می‌شود. سپس اطلاعات PVT وارد شده و مناسب‌ترین رابطه جهت پیش‌بینی خواص PVT سیال (به‌نحوی که بهترین انطباق را با نتایج آزمایشگاهی داشته باشد) نیز انتخاب می‌گردد. اطلاعات نفت سیاه موجود از قبیل نسبت گاز به نفت محلول برابر ۱۳VSCF/STB، درجه‌ی API نفت برابر ۱۳/۱۱، گراویتی گاز برابر ۰/۹۱ و شوری آب برابر ۲۵۰۰۰ ppm به‌عنوان داده‌های ورودی این قسمت هستند. همچنین ناخالصی‌های گاز همراه شامل ۴/۲۷ درصد مولی N₂، ۰/۶۱ درصد مولی CO₂ و صفر درصد مولی

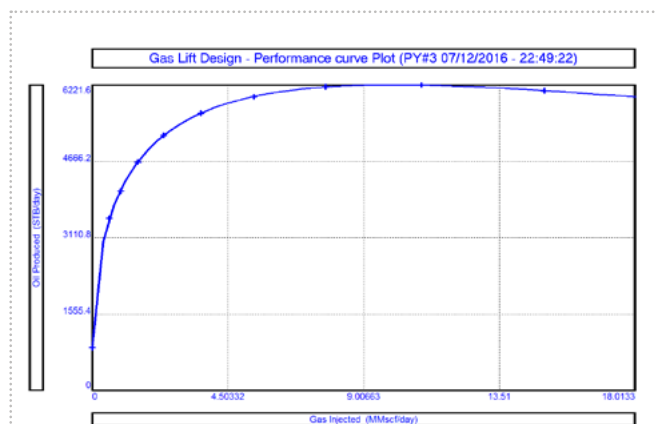


۳-۱- منحنی‌های عملکرد فراآوری با گاز چاه‌ها

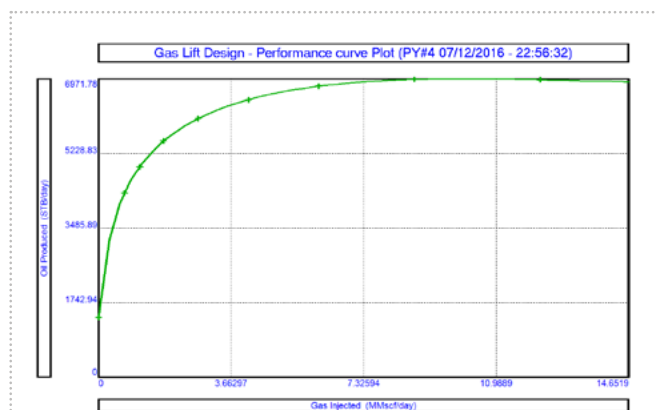
تشکیل منحنی عملکرد فراآوری با گاز (GLPC) اولین گام در مدل‌سازی نحوه‌ی تأثیر تزریق گاز در فرآیند فراآوری با گاز است.



شکل ۳ | منحنی عملکرد فراآوری با گاز چاه-۱



شکل ۴ | منحنی عملکرد فراآوری با گاز چاه-۳



شکل ۵ | منحنی عملکرد فراآوری با گاز چاه-۴

دسترس و هدف مطالعه بستگی دارد. در این مطالعه از مدل PI Entry استفاده شده است. این مدل جهت فشارهای بالاتر از فشار نقطه‌ی حباب مدل خط مستقیم و برای فشارهای کمتر از فشار نقطه‌ی حباب راه‌حل تجربی ووگل^{۱۳} را به کار می‌برد. این مدل در نبود مشخصات معمول مخزن استفاده می‌شود. در ادامه طراحی فراآوری با گاز انجام می‌گردد. فشار تزریق و فشار راه‌اندازی^{۱۴} با توجه به فشار کمپرسور و محدودیت تحمل فشار لوله‌ی جداری ۱۸۰۰ psia انتخاب می‌شوند. افت فشار میان شیرهای تزریق (dp) معادل ۱۰۰ psia در نظر گرفته شد. به طور پیش فرض حداقل فاصله‌ی بین شیرهای تخلیه^{۱۵} ۲۵۰ ft در نظر گرفته می‌شود. سیال تکمیل قبل از شروع فراآوری با گاز، آب نمک با گرادیان فشار ۰/۴۵ psi/ft است. همچنین با توجه به عمق توپک و میزان تحمل فشار لوله جداری حداقل عمل تزریق برای چاه ۱۸۰۸ ft وارد می‌شود. اغلب شیرهای مورد استفاده در طراحی فراآوری با گاز نسبت به لوله‌ی جداری^{۱۶} حساس هستند که در این مطالعه نیز از آنها استفاده شده است. تنظیمات شیر، $Pvc = GasPressure$ انتخاب می‌شود. سپس پراسپر جهت تعادل فشار لوله‌ی جداری در عمق مورد نظر فشار کلاهک شیر را در نظر می‌گیرد. وقتی که فشار لوله‌ی جداری به کمتر از این مقدار کاهش یابد شیرهای تخلیه بسته خواهند شد.

در این مطالعه شیر CamcoBK Normal از پایگاه اطلاعاتی نرم‌افزار انتخاب شده است. نرم‌افزار محاسبه می‌کند که کدام یک از اندازه‌های درگاه^{۱۷} موجب تولید بهینه می‌شود. یک شیر با سازنده‌های متفاوت ممکن است نیاز به اندازه‌ی درگاه متفاوتی داشته باشد اما پراسپر همچنان تولید بهینه‌ی مشابهی محاسبه می‌کند. در نتیجه تا زمانی که گزینه‌ی حساس به لوله‌ی جداری انتخاب شود انتخاب نوع شیر مهم نیست و تولید مدنظر قرار می‌گیرد و با توجه به تولید بهینه، نرم‌افزار اندازه‌ی درگاه مناسب شیر را محاسبه می‌کند. پس از وارد کردن اطلاعات، نرم‌افزار قادر به محاسبه‌ی منحنی عملکرد فراآوری با گاز است. شکل ۲- مدل ایجاد شده برای چاه-۱ را توسط نرم‌افزار نشان می‌دهد.

۳- روش بهینه‌سازی

جهت انجام بهینه‌سازی تخصیص گاز در میدان مورد نظر به ترتیب مراحل زیر انجام می‌شود:

الف) تعیین منحنی‌های عملکرد فراآوری با گاز هر یک از چاه‌ها توسط نرم‌افزار پراسپر

ب) برآزش منحنی‌های عملکرد فراآوری با گاز و یافتن مدل مناسب جهت میان‌یابی به کمک نرم‌افزار متلب

ج) انتخاب تابع هدف مناسب و مشخص کردن قیود موجود روی متغیرها و تعیین مقدار مطلوب گاز تزریقی به هر چاه به کمک ابزار بهینه‌سازی سالور^{۱۸} نرم‌افزار اکسل

خطا در برازش منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌های ۴-۳ و ۱-۳ توسط مدل‌های ذکر شده را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود با توجه به نتایج، در تمامی چاه‌ها مدل اصلاح شده در مقایسه با سایر مدل‌ها بهترین برازش را ایجاد می‌کند. بنابراین در ادامه جهت انجام مطالعات بهینه‌سازی تخصیص گاز مدل اصلاح شده مبنای محاسبات قرار می‌گیرد. جدول ۲- مقادیر ثوابت حاصل از برازش منحنی‌های عملکرد چاه‌ها با مدل اصلاح شده را نشان می‌دهد.

۳-۳- بهینه‌سازی تخصیص گاز

با توجه به منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌ها، تزریق مقادیر ۸/۷۱۸، ۱۰/۱۷ و ۱۰/۱۳۶ میلیون فوت مکعب در روز به ترتیب در چاه‌های ۱-۳ و ۴-۳ به بیشینه‌ی نرخ تولید نفت ۱۹۷۳۷/۲۵ بشکه در روز منجر می‌شود. بدین ترتیب کل گاز مورد نیاز برای تزریق به این سه چاه برای رسیدن به بیشینه‌ی تولید برابر با ۲۸/۸۷ میلیون فوت مکعب در روز است. حال اگر منبع گاز در دسترس جهت تزریق، کمتر از این مقدار باشد باید گاز موجود به‌نحوی بین سه چاه تقسیم شود که در این شرایط نیز حداکثر مقدار قابل تولید از میدان به‌دست آید. در این بخش به‌ازای مقادیر مختلف گاز در دسترس برابر با ۱۰، ۲۰، ۲۵

با توجه به برنامه‌ی توسعه‌ی میدان، منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز همه‌ی چاه‌ها در شرایط فشار سرچاهی ۱۵۰ پام و برش آب ۴۰ درصد توسط نرم‌افزار پراسپر به‌دست آمد. شکل‌های ۳-۴ و ۴-۳ به ترتیب منحنی عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌های ۴-۳ و ۱-۳ را نشان می‌دهند. همان‌طور که دیده می‌شود در هر سه مورد نیازی به تزریق اولیه‌ی گاز جهت زنده کردن چاه نیست و چاه‌ها بدون تزریق گاز قابلیت تولید نفت را دارند.

۳-۲- برازش منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز

بهینه‌سازی تخصیص گاز نیازمند رابطه‌ای جهت محاسبه‌ی مقدار نفت تولیدی به‌ازای مقادیر مختلف گاز تزریقی و درون‌یابی در بین داده‌های سرچاهی مقدار تولید در برابر تزریق گاز است. بنابراین نیاز به برازش مناسب منحنی عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌هاست. تا کنون مدل‌های مختلفی جهت برازش ارائه شده است. در ۲۰۱۱ رشیدی و همکاران با افزودن یک جمله‌ی جذری به مدل خطی، مدل رابطه‌ی ۱- را پیشنهاد کردند [۳]:

$$Q_o = a + b \times \sqrt{Q_{gi}} + c \times Q_{gi} \quad (1)$$

در ۲۰۱۴ کیهانی و بهجومش با استفاده از ترکیب خطی چند نمونه از مشهورترین مدل‌ها معادله‌ی جدیدی طبق رابطه‌ی ۲- ارائه کردند [۵]:

$$Q_o = a + b \times Q_{gi} + c \times Q_{gi}^2 + d \times \ln(Q_{gi} + 1) + e \times \sqrt{Q_{gi}} + f \times \exp(Q_{gi}) \quad (2)$$

علاوه بر مدل‌های ذکر شده در بالا، مؤلفان خود اقدام به اصلاح جمله‌ی نمایشی مدل کیهانی و بهجومش کرده، در مطالعات از این مدل اصلاح شده نیز استفاده کردند و نتایج آنرا با سایر مدل‌ها مقایسه نمودند. مدل اصلاح شده مورد استفاده طبق رابطه‌ی ۳- است:

$$Q_o = a + b \times Q_{gi} + c \times Q_{gi}^2 + d \times \ln(Q_{gi} + 1) + e \times \sqrt{Q_{gi}} + f \times \exp(-Q_{gi}) \quad (3)$$

در همه‌ی مدل‌های بالا a, b, c, d, e, f ثوابت مدل‌ها هستند و Q_o نرخ نفت تولیدی و Q_{gi} نرخ تزریق گاز است. در ادامه به کمک نرم‌افزار متلب با استفاده از مدل‌های ذکر شده در بالا، منحنی‌های عملکرد چاه‌ها برازش شد، نتایج آنها با یکدیگر مقایسه گردید و بهترین مدل جهت برازش انتخاب شد. جهت بررسی مقدار برازندگی مدل‌ها از دو شاخص ضریب همبستگی اصلاح شده (R^2_{adj}) و مجموع مربعات خطا (SSE) استفاده شده است. شاخص ضریب همبستگی اصلاح شده، مقدار همبستگی بین مدل و داده‌ها را نشان می‌دهد که هر چه به یک نزدیک‌تر باشد بهتر است. شاخص مجموع مربعات خطا، مقدار خطای ناشی از اختلاف مدل با داده را نشان می‌دهد که هر چه کمتر باشد بهتر است و اگر مقدار آن صفر شود نشان از عدم وجود خطا دارد. جدول ۱- نتایج دو شاخص ضریب همبستگی اصلاح شده و مجموع مجذورات

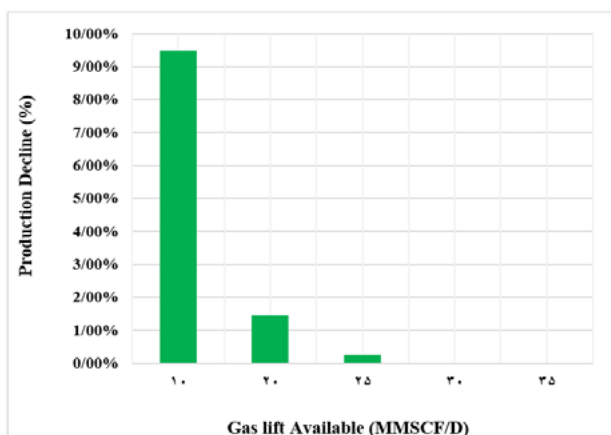
۱ | شاخص‌های خطای مدل‌های مختلف در برازش منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌ها

مدل اصلاح شده	مدل کیهانی	مدل رشیدی	شاخص خطا	شماره‌ی چاه
۱	۱	۰/۹۹۵۹	R^2_{adj}	۱
۵۶/۴۶	۳۹۲/۳	$6/59E+04$	SSE	
۱	۱	۰/۹۹۱۹	R^2_{adj}	۳
۳۰/۰۸	۴۲۲/۹	$1/60E+05$	SSE	
۱	۰/۹۹۹۹	۰/۹۹۶۶	R^2_{adj}	۴
۹۸/۳۱	۵۷۲	$6/65E+04$	SSE	

۲ | مقادیر ثوابت مدل اصلاح شده در برازش منحنی عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌ها

شماره‌ی چاه	a	b	c	d	e	f
۱	۲۹۸۸	-۵۰۸/۷	۲/۱۵۸	-۹۴۵/۸	۳۳۷۶	-۱۵۳۲
۳	۱۴۰۲	-۱۰۱۷	۱۹/۸۲	۷۴۰/۳	۳۸۰۸	-۰/۰۰۱۰۱
۴	۲۵۷۰	-۵۶۸/۴	۲/۸۷۶	-۸۰۴/۳	۳۷۱۱	-۱۱۶۷

را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود در دسترس بودن بیش از نیاز گاز (حالت‌های ۳۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز در



شکل ۷ | درصد کاهش تولید نفت در مقادیر مختلف گاز در دسترس

نتایج بهینه‌سازی تخصیص گاز برای مقادیر مختلف گاز در دسترس

GAS lift Available (MMSCF/D)	Well	Gas injected (MMSCF/D)	Oil produced (STB/D)
۱۰	۱	۳/۱۱	۵۹۷۵/۷۴
	۳	۳/۳۹	۵۵۷۷/۸۱
	۴	۳/۵۰	۶۳۱۳/۸۹
	Total	۱۰/۰۰	۱۷۸۶۷/۴۵
۲۰	۱	۶/۱۱	۶۴۴۶/۴۰
	۳	۶/۸۲	۶۱۲۴/۳۷
	۴	۷/۰۸	۶۸۸۲/۷۱
	Total	۲۰/۰۰	۱۹۴۵۳/۴۷
۲۵	۱	۷/۶۶	۶۵۱۹/۲۳
	۳	۸/۵۴	۶۲۰۴/۶۳
	۴	۸/۸۰	۶۹۶۳/۵۹
	Total	۲۵/۰۰	۱۹۶۸۷/۴۴
۳۰	۱	۸/۷۲	۶۵۳۴/۲۵
	۳	۱۰/۰۲	۶۲۲۲/۶۴
	۴	۱۰/۱۴	۶۹۸۰/۳۶
	Total	۲۸/۸۷	۱۹۷۳۷/۲۵

و ۳۰ میلیون فوت مکعب در روز به کمک ابزار بهینه‌سازی سولور نرم‌افزار اکسل بهینه‌سازی تخصیص گاز انجام شده و حداکثر تولید از میدان به دست می‌آید. اولین قید انجام بهینه‌سازی اینست که باید مجموع گاز تزریقی به چاه‌ها برابر یا کوچک‌تر از مقدار گاز در دسترس باشد که به شکل رابطه‌ی ۴- بیان می‌شود:

$$\sum_1^n Q_{gi} \leq Q_{g-ava} \quad (4)$$

که در این رابطه n بیانگر تعداد چاه‌ها، Q_{gi} نرخ گاز تزریقی به هر چاه و Q_{g-ava} نرخ گاز در دسترس است. همچنین به عنوان قیدی دیگر با توجه به نمودارهای عملکرد فراز آوری با گاز می‌توان برای هر چاه حداقل و حداکثر مقدار گاز تزریقی را در نظر گرفت که به شکل رابطه‌ی ۵- بیان می‌شود:

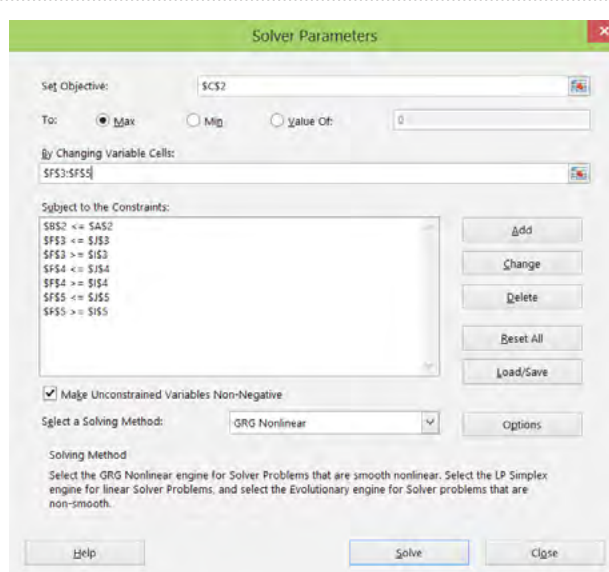
$$Q_{gi} \geq Q_{gi-min} \quad (5)$$

$$Q_{gi} \leq Q_{gi-max} \quad (6)$$

که Q_{gi-min} حداقل نرخ گاز تزریقی جهت زنده کردن چاه و Q_{gi-max} بیک نمودار عملکرد فراز آوری با گاز است [۶]. هدف اصلی بهینه‌سازی به دست آوردن مقدار بیشینه‌ی تابع هدف (نفت تولیدی) به ازای قیود ذکر شده است. همان‌طور که در شکل ۶- نشان داده شده، با وارد کردن قیود ذکر شده در بالا در ابزار بهینه‌سازی سولور نرم‌افزار اکسل، مسأله‌ی بهینه‌سازی به صورت عددی حل می‌شود.

۴- نتایج بهینه‌سازی

جدول ۳- نتایج حاصل از بهینه‌سازی تخصیص گاز و مقادیر بهینه‌ی گاز تخصیصی به هر چاه به ازای مقادیر مختلف گاز در دسترس



شکل ۶ | ابزار بهینه‌سازی سولور نرم‌افزار اکسل

■ با توجه به منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌ها، چاه-۴ نسبت به دو چاه دیگر به علت بیشتر بودن شاخص بهره‌دهی، عملکرد تزریق گاز بهتری دارد و به‌ازای تزریق یکسان گاز، نفت بیشتری تولید می‌کند.

■ در برآزش منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز چاه‌ها، مدل اصلاح شده توسط کاربر بهترین نتیجه را دارد. مدل کیهانی نیز در برآزش منحنی‌ها نتایج قابل قبولی دارد. اما مدل رشیدی عملکرد ضعیفی داشته و مزیت قابل توجهی ندارد.

■ به‌ترتیب تزریق مقادیر ۸/۷۱۸، ۱۰/۰۱۷ و ۱۰/۱۳۶ میلیون فوت مکعب گاز در روز در چاه‌های-۱ و ۳ و ۴ منجر به بیشینه‌ی نرخ تولید نفت برابر ۱۹۷۳۷/۲۵ بشکه در روز می‌شود. بنابراین مقدار گاز کافی برای رسیدن به بیشینه‌ی تولید برای این سه چاه برابر ۲۸/۸۷ میلیون فوت مکعب در روز است.

■ با مدیریت درست گاز در دسترس و بهینه‌سازی تخصیص آن در میدان مورد مطالعه، با وجود کاهش ۶۵/۰۵ درصدی میزان گاز در دسترس تولید نفت تنها به مقدار ۹/۴۷ درصد کاهش می‌یابد. همچنین با کاهش ۳۰/۷ درصدی مقدار گاز در دسترس، تولید نفت تنها به مقدار ۱/۴۴ درصد کاهش می‌یابد و در نهایت با کاهش ۱۳/۴۰ درصدی مقدار گاز در دسترس، تولید نفت تنها به مقدار ۰/۲۵ درصد کاهش می‌یابد.

■ نتایج نشان می‌دهد که در صورت استفاده از مدل مناسب جهت برآزش منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز، استفاده از ابزار بهینه‌سازی سولور نرم‌افزار اکسل به‌خوبی می‌تواند مقدار بهینه‌ی تخصیص گاز بین چاه‌ها در یک میدان را پیش‌بینی نماید و نیازی به صرف هزینه و وقت برای کد نویسی نیست.

دسترس) تأثیری در بیشینه‌ی تولید ندارد و رسیدن به بیشینه‌ی تولید تنها نیازمند تزریق ۲۸/۸۷ میلیون فوت مکعب در روز گاز است. شکل-۷ درصد کاهش تولید به‌ازای مقادیر مختلف گاز در دسترس را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود در صورت تخصیص مناسب گاز در دسترس بین چاه‌ها و بهینه‌سازی آن، با وجود کاهش ۶۵/۰۵ درصدی مقدار گاز مورد نیاز و در دسترس (از ۲۸/۸۷ به ۱۰ میلیون فوت مکعب در روز) تولید نفت تنها به مقدار ۹/۴۷ درصد کاهش می‌یابد که نشان‌دهنده‌ی اهمیت مبحث بهینه‌سازی تخصیص گاز است. همچنین در صورت کاهش ۳۰/۷ درصدی مقدار گاز در دسترس (از ۲۸/۸۷ به ۲۰ میلیون فوت مکعب در روز) تولید نفت تنها به مقدار ۱/۴۴ درصد کاهش می‌یابد و در نهایت در صورت کاهش ۱۳/۴۰ درصدی مقدار گاز در دسترس (از ۲۸/۸۷ به ۲۵ میلیون فوت مکعب در روز) تولید نفت تنها به مقدار ۰/۲۵ درصد کاهش می‌یابد. این تحلیل به‌خوبی نشان می‌دهد که با وجود کاهش شدید گاز تزریقی به چاه‌ها، می‌توان با مدیریت درست و توزیع مناسب گاز بین چاه‌ها، کاهش تولید در اثر کاهش تزریق گاز به چاه‌ها را به حداقل ممکن رساند.

نتیجه‌گیری

■ با توجه به منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز هر سه چاه، می‌توان فهمید که برای زنده کردن چاه‌ها نیازی به تزریق اولیه‌ی گاز نیست و چاه‌ها بدون تزریق اولیه‌ی گاز نیز قابلیت تولید نفت دارد.

پانویس‌ها

- | | | |
|-------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| 1. m.a.shahmohamadi@gmail.com | 7. Prosper | 13. Vogel empirical solution |
| 2. aemamzadeh2004@yahoo.com | 8. MATLAB | 14. Kick off pressure |
| 3. Artificial lift | 9. Excel | 15. Unloading Valves |
| 4. Gas Lifting | 10. MeasuredDepth | 16. Casing sensitive |
| 5. Tubing | 11. True Vertical Depth | 17. Port |
| 6. Gas Lift Performance Curve | 12. Packer | 18. Solver |

منابع

- [1] Schlumberger, "Gas Lift Design and Technology", Chevron Main Pass 313 Optimization Project, 1999.
- [2] Fleshman, R., and Harryson, O. L., "Artificial Lift for High-Volume Production", Schlumberger, 1999.
- [3] Rashidi, F., Hamed, H., and Khomehchi, E. "A Novel Approach to the Gas-Lift Allocation Optimization Problem", J. of Petroleum Science and Technology, 29(4), pp. 418-427., 2011
- [4] Mayhill, T. D. "Simplified Method for Gas Lift Well Problem Identification and Diagnosis". SPE 5151, SPE 49th Annual Fall Meeting, Houston, Texas, USA, October 6-9, 1974.
- [5] پهلوان بجزستانی، محمد صادق؛ محمدرضا همتیان خراسانی و امیر شاهمیری، "بهینه‌سازی فراز آوری با گاز پیوسته و انجام آنالیز حساسیت"، اولین کنفرانس و نمایشگاه تخصصی نفت، تهران، ۱۳۹۲
- [6] Keyhani, M., Behjoomanesh, M., "Proposing the best gas lift performance curve based on investigation of a few wells in Iranian south oil field by a general experimental model" First Petroleum Technical Conference and Exhibition (PTCE), Tehran-May 2014.