



نشریه مهندسی گاز ایران

سال دهم / جلد هجدهم / شماره دوم

زمستان ۱۴۰۲

EISSN:25885-5251

IJGE[®]

IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

صاحب امتیاز: انجمن مهندسی گاز ایران
مدیر مسئول: دکتر محمدرضا امیدخواه
سر دبیر: دکتر رضا مسیبی بهیانی
دبیر تخصصی: دکتر مرتضی زیودار
ویراستاری: ناهید امینی
صفحه آرایی: مهندس حمیدرضا کریمی
شماره شاپا: ۵۲۵۸۸-۲۵۵۱



هیأت تحریریه:

دکتر امیرحسین محمدی (دانشگاه کوازولو-ناتال، آفریقای جنوبی)
دکتر غلامرضا وکیلی تژاد (دانشگاه سلطان قابوس، عمان)
دکتر علی وطنی (دانشگاه تهران)
دکتر مرتضی زیودار (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر وحید نقی‌خانی (دانشگاه صنعتی شریف)
دکتر سید علیرضا طباطبائی تژاد (دانشگاه صنعتی سهند)
دکتر رهبر رحیمی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر سید حسام نجیبی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر ابوالقاسم امام زاده (دانشگاه آزاد - واحد علوم تحقیقات تهران)
دکتر مسعود آقاجانی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر محمدرضا احسانی (دانشگاه صنعتی اصفهان)
دکتر علیم‌ادرشیدی (پژوهشگاه صنعت نفت)
دکتر سید رضا شادی زاده (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر محسن مسیحی (دانشگاه صنعتی شریف)
دکتر منصور فرزام (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر محمدرضا خسروی نیکو (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر عیدالنهی هاشمی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر هوشنگ جزایری راد (دانشگاه صنعت نفت)

نشانی انجمن مهندسی گاز ایران

تهران/ خیابان سپهبد قرنی/ نبش خیابان سپند/ پلاک ۱۹۶
کدپستی: ۱۵۹۸۹-۹۵۷۱۲

پست الکترونیکی نشریه

ijge.igi@gmail.com

برای ارسال مقالات به سایت نشریه مهندسی گاز ایران
به نشانی (www.ijge.irangi.org) مراجعه فرمایید.



اعضاء هیئت داوران نشریه شماره ۱۸

- دکتر علی وطنی (دانشگاه تهران)
دکتر مسعود آقاجانی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر علیمراد رشیدی (پژوهشگاه صنعت نفت)
دکتر رضا مسیبی بهیانی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر رهبر رحیمی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر محمدرضا احسانی (دانشگاه صنعتی اصفهان)
دکتر جمشید مقدسی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر بهاره بیدار (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر غلامرضا وکیلی تژاد (دانشگاه سلطان قابوس، عمان)
دکتر محمد رضا امیدخواه (دانشگاه تربیت مدرس)
دکتر مرتضی زیودار (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر وجیهه یوسفی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر محمد رضا خسروی نیکو (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر حمید مقدم دیمه (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر امیرحسین محمدی (دانشگاه کوازولو-ناتال، آفریقای جنوبی)
دکتر حسین زهدی فسایی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر مستانه حاجی‌پور (دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات)
دکتر محمد رضا سردشتی بیرجندی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر زهره خلیفات

فهرست مطالب

◀ سرمقاله

- ۶ مهندسی یک ارزش، هم سرمایه مشهود هم نامشهود

◀ مقالات

- ۸ شبیه سازی انتقال گاز طبیعی توسط خط لوله در شرایط دوفازی و فوق بحرانی
مسلم ابروفراخ، مرتضی زیودار، داود محبی کلهری

- ۱۷ عدم قطعیت کلی سیستم های اندازه گیری گاز: بررسی موردی آزمایشگاه های کالیبراسیون
کنتورهای گاز سیدحسن هاشم آبادی، محمد سالمی مجرد، علیرضا اسدی، بهارک مردانگهی، محمدرضا سخندانی

- ۲۹ ارزیابی فنی - اقتصادی بازیافت حرارت از دودکش کوره های واحد نم زدایی پالایشگاه گاز
بیدلند به کمک چرخه رانکین آلی مسعود درفشان، پریا امیر عابدی، محسن درفشان

- ۴۲ مروری بر مطالعات روش های محاسباتی بهینه سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی
لیلا زین العابدینی، فروغ عاملی

- ۶۱ تحول دیجیتال برای صنایع فرایندی سعید شکری، هومن فتوره چی، رهبر رحیمی

- ۶۹ راهکارهای پیشگیری از دعاوی در پیمان های صنعت گاز محمد علی رجبی

- ۸۰ راهنمای نگارش مقالات در نشریه علمی مهندسی گاز ایران





سرمقاله

پروفسور علی وطنی

عضو هیئت علمی دانشگاه تهران و

نایب رئیس هیئت مدیره انجمن مهندسی گاز ایران

مهندسی یک ارزش، هم سرمایه مشهود هم نامشهود

انسان‌هایی که با وقف عمر شریف خود برای ارائه خدمات ارزنده مهندسی موجب افزایش سطح رفاه و آرامش و آسایش بشریت شدند.

باید در ایران و جهان نقش و جایگاه ارزشمند مهندسی در همه ابعاد را تحلیل و از آنان تجلیل کرد تا با فرهنگ‌سازی در جوامع باعث ارتقاء مقام و منزلت جامعه مهندسی شد.

امروز اگر سازمان نظام مهندسی و مؤسسات ملی و بین‌المللی استاندارد نبود چه خطرات احتمالی زیانباری که جامعه بشری را تهدید نمی‌کرد. طراحی و ساخت کارخانه‌ها متعدد در صنایع گوناگون همه مرهون خدمات جامعه مهندسی می‌باشد. اگر سازمان‌های نظام مهندسی در کلیه رشته‌ها تأسیس و تقویت و حمایت شود، قطعاً موجب افزایش امنیت و آسایش و آرامش جامعه خواهد شد و از بروز حوادث ناگوار طبیعی جلوگیری خواهد نمود.

به‌هرحال به جامعه مهندسی باید به‌عنوان یک ارزش انسانی نگریست و از برجستگان آن‌ها تقدیر و تجلیل نمود تا نسل امروز با روی آوری به حرفه مهندسی موجبات تداوم تولید محصولات متنوع موردنیاز بشر و کاهش آلام آن‌ها را در تمام دوران حیات فراهم سازند.

بدون شک نقش صداوسیما و رسانه‌های صوتی و تصویری و فضای مجازی می‌توانند در فرهنگ‌سازی نقش و جایگاه مهندسان نقش به‌سزایی داشته باشند.

با آرزوی تندرستی و موفقیت برای کلیه مهندسان پرتلاش و خلاق و نوآور و پایبند به ارزش‌های علمی و اعتقادی و انسانی

با احترام

علی وطنی

آدرس پست الکترونیکی: avatanit@ac.ir

همه ما باید تلاش کنیم تا مهندسی یک ارزش و سرمایه مشهود و نیز سرمایه نامشهود شود.

اغلب زوار امام رضا علیه‌السلام وقتی حرم مطهر رضوی مشرف می‌شوند بر مزار مرحوم شیخ بهایی فاتحه‌ای قرائت می‌کنند. احترامی که مسلمانان به مناسبت خدمات ارزنده مهندسی به جامعه اسلامی خود در اصفهان مهد میراث فرهنگی ایران می‌نمایند.

مردم ایران و جهان به خوارزمی احترام ویژه قائل هستند چون با ارائه خدمات علمی و تخصصی در مهندسی باعث افتخار جامعه ایرانی و اسلامی شدند.

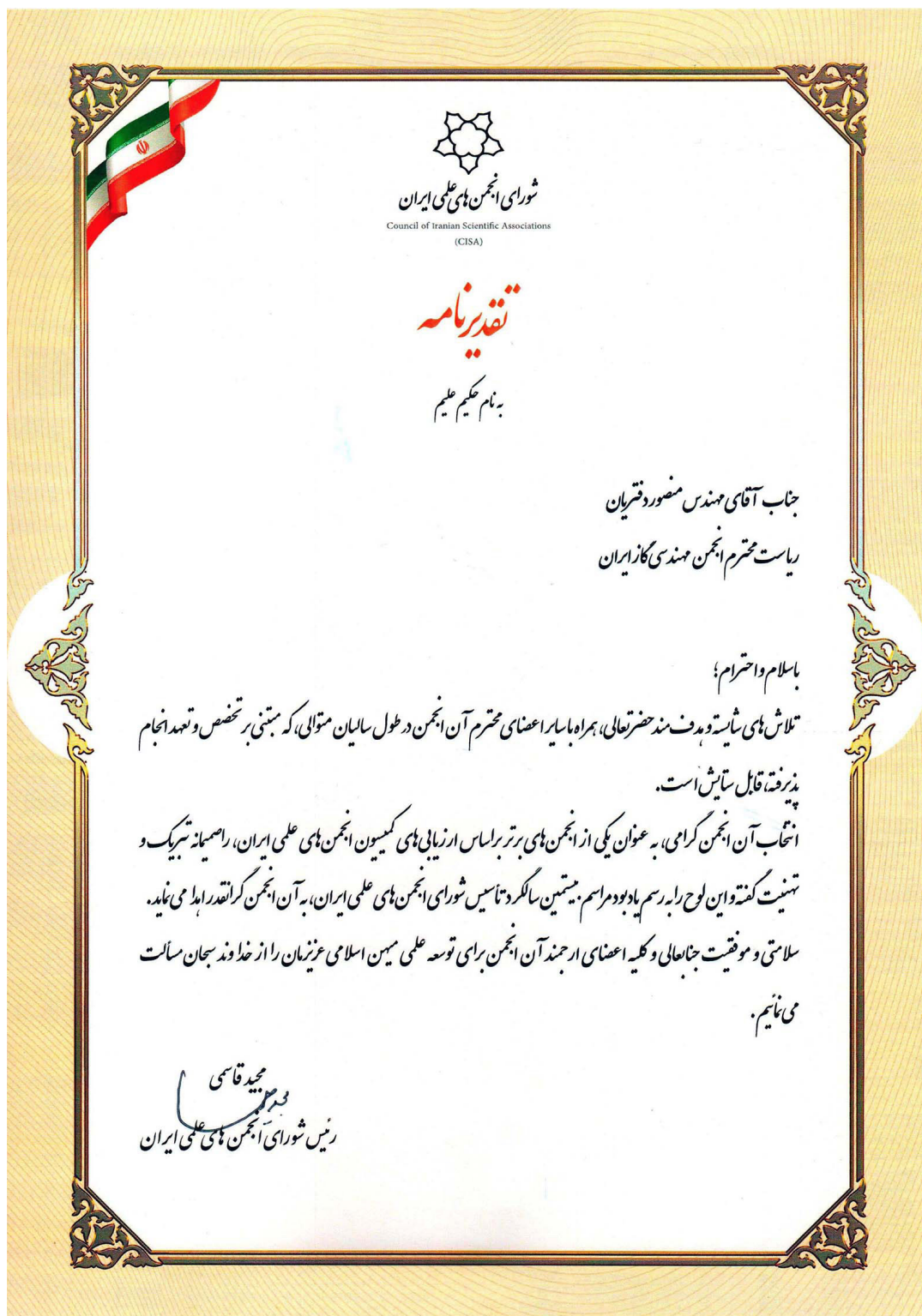
ملت‌های جهان به زکریای رازی با افتخار احترام شایسته قائل هستند، چون کاشف محصول الکلی می‌باشد و امروز جامعه قدرشناس خدمات ارزنده مهندسی ایشان است. ملت‌های جهان به ابن هیثم احترام ویژه قائل هستند، چون او بنیان‌گذار تولید محصولات فناورانه متنوع امروزی نظیر رادیو؛ سینما؛ چاپگرها؛ دوربین‌های عکاسی و فیلم‌برداری و اسکنرها و کلیه محصولات مبتنی بر نور است.

جامعه بشریت امروز مدیون و قدردان خدمات ارزشمند هزاران مهندس فرهیخته و دلسوز است که با تولید بخار و خودرو و هواپیما و سایر وسایط نقلیه و تولید سوخت از منابع هیدروکربوری و انرژی‌های تجدیدپذیر سطح زندگی بشر را ارتقا دادند. تولید تجهیزات متنوع در لوازم خانگی و حمل و نقل و مخابرات و کشف معادن و استحصال و فرآوری مواد خام و تبدیل آن‌ها به محصولات متنوع و باارزش و تبدیل مواد معدنی و شیمیایی به محصولات دارای کاربرد در زندگی بشر و توسعه فناوری برای تولید محصولات موردنیاز بشر در احداث راه‌ها و سدها و نیروگاه‌ها و ... همه و همه مرهون خدمات جامعه مهندسی به جامعه انسانی است.



تقدیر از انجمن مهندسی گاز ایران به عنوان انجمن علمی برتر کشور در سال ۱۴۰۲

انجمن مهندسی گاز ایران به عنوان انجمن برتر و کسب ۱۰ رتبه A طی ۱۳ سال ارزیابی کمیسیون انجمن‌های علمی ایران معرفی و مورد تقدیر قرار گرفته و از طرف شورای انجمن‌های علمی ایران لوح تقدیر دریافت نمود.



شبیه‌سازی انتقال گاز طبیعی توسط خط لوله در شرایط دوفازی و فوق بحرانی

مسلم ابروفراخ^۱، مرتضی زیودار^{۲*}، داود محبی کلهری^۳

۱. دانشجوی دکتری، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی شهید نیکبخت، دانشگاه سیستان و بلوچستان، زاهدان، ایران

۲. استاد، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی شهید نیکبخت، دانشگاه سیستان و بلوچستان، زاهدان، ایران

۳. دانشیار، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی شهید نیکبخت، دانشگاه سیستان و بلوچستان، زاهدان، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: mzivdar@eng.usb.ac.ir

مقاله‌ی علمی-پژوهشی

صفحه ۸ - ۱۶

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۲۶

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۷/۱۹

چکیده

خط لوله انتقال گاز طبیعی به‌عنوان یکی از روش‌های مرسوم و اقتصادی جهت انتقال گاز طبیعی می‌باشد که بررسی و مطالعه آن جهت کاهش افت فشار و جلوگیری از تشکیل سیال دوفازی ضروری است. برای کاهش این مشکلات، در این مطالعه انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی مورد بررسی قرار گرفته است. برای انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی دمای گاز باید بین دمای بحرانی و بیشترین دما در ناحیه دوفازی و همچنین فشار گاز باید بالاتر از بیشترین فشار در ناحیه دوفازی باشد. هدف اصلی در این مطالعه، شبیه‌سازی خط لوله انتقال گاز طبیعی در دو حالت فوق بحرانی و دوفازی با استفاده از نرم‌افزار اسپن پلاس نسخه ۱۲/۱ می‌باشد. برای شبیه‌سازی خط لوله از معادله پنگ-رابینسون برای محاسبه خواص ترمودینامیکی استفاده شد. نتایج اعتبارسنجی شبیه‌سازی خطوط لوله نشان داد بیشترین خطای نسبی بین شبیه‌سازی و داده‌های خطوط لوله ۴/۵ درصد است؛ بنابراین تطابق خوبی بین نتایج شبیه‌سازی و داده‌های خطوط لوله وجود دارد. بعد از اعتبارسنجی، افت فشار، تغییرات دما، تغییرات دانسیته و هزینه‌های مرتبط در دو حالت فوق بحرانی و دوفازی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج مطالعات نشان داد در حالت فوق بحرانی، افت فشار ۳ برابر کمتر از حالت دوفازی است. همچنین نتایج مطالعات نشان داد کاهش دما در حالت فوق بحرانی برابر ۲۱ درصد و در حالت دوفازی ۵۳ درصد است. نتایج مربوط به بررسی دانسیته نشان داد در حالت فوق بحرانی و دوفازی تغییرات دانسیته به ترتیب برابر با ۵ و ۳۶ درصد است. در نهایت مشخص شد هزینه مصرف کل انرژی موردنیاز در سال در حالت فوق بحرانی و دوفازی تقریباً مشابه و به ترتیب برابر با ۱۸۶۰۰۰ و ۱۸۳۱۰۰۰ دلار در سال می‌باشد.

کلید واژه‌ها: فوق بحرانی، گاز طبیعی، خط لوله، دوفازی

۱. مقدمه

گاز طبیعی با جزء اصلی متان یکی از منابع انرژی کره زمین است که در زیر زمین تشکیل می‌شود. گاز طبیعی به‌عنوان یکی از سوخت‌های فسیلی با آلودگی کمتر نسبت به سوخت‌های فسیلی دیگر، یکی از مهم‌ترین سوخت‌های فسیلی می‌باشد، بنابراین استخراج و انتقال آن بسیار مهم می‌باشد [۱ و ۲]. بعد از استخراج و پالایش گاز طبیعی، مهم‌ترین مرحله، انتقال



آن به مقصد جهت فروش و یا استفاده از آن جهت مصرف می‌باشد. برای انتقال گاز طبیعی روش‌هایی مانند خط لوله، گاز طبیعی مایع شده، گاز طبیعی فشرده شده، تبدیل گاز طبیعی به مایعات با ارزش افزوده مانند متانول، تبدیل گاز طبیعی به هیدرات گازی و تبدیل گاز طبیعی به الکتريسيته وجود دارد [۳]. از خط لوله به دلیل هزینه‌های کم می‌توان به عنوان یکی از روش‌های مرسوم انتقال گاز طبیعی نام برد. در (شکل ۱) روش‌های انتقال گاز طبیعی برحسب فاصله انتقال به مقصد (محوری افقی) و ظرفیت خط لوله (محور عمودی) نشان داده شده است [۴]. انتقال گاز طبیعی توسط خط لوله برای همه ظرفیت‌ها و فاصله کمتر از ۲۱۰۰ کیلومتر مناسب است، بنابراین با توجه به مزایای انتقال گاز طبیعی توسط خط لوله مطالعات گسترده‌ای در این زمینه انجام شده است. گرگوری^۱ و همکاران مدل‌سازی و شبیه‌سازی ریاضی یک خط لوله به طول ۳۰۰ هزار فوت و قطر ۱۲ اینچ را در حالت تک فازی مورد بررسی قرار دادند. در مطالعه آن‌ها تغییرات خواص فیزیکی با دما در نظر گرفته شد. برای مدل‌سازی سیستم از معادلات موازنه جرم و انرژی در حالت یک‌بعدی استفاده شد. نتایج مطالعات آن‌ها نشان داد تأثیر تغییرات خواص فیزیکی بر تغییرات دما و فشار قابل توجه است [۵]. موری^۲ و همکاران طراحی و مدل‌سازی یک خط لوله در فشار بالا را مورد بررسی قرار دادند. برای مدل‌سازی گاز طبیعی درون خط لوله از معادلات جریان و انرژی استفاده شد [۶]. مولر^۳ و همکاران معادلاتی برای بررسی افت فشار خط لوله در حالت دوفازی ارائه دادند. آن‌ها برای بررسی معادلات افت فشار از داده‌های تجربی گسترده‌ای استفاده کردند. نتایج مطالعات نشان داد با افزایش درصد کیفیت، افت فشار خط لوله افزایش می‌یابد [۷]. ژانگ^۴ و همکاران انتقال یک گاز را توسط خط لوله مورد بررسی قرار دادند. مطالعات آن‌ها نشان داد دانسیته گاز در طول خط لوله کاهش می‌یابد [۸]. مخاطب روشی تحلیلی با استفاده از معادلات بقا برای بررسی دما و فشار در خط لوله گاز طبیعی در حالت‌های تک فازی و دوفازی ارائه داد. نتایج مطالعه تطابق خوبی با داده‌های تجربی نشان داد [۹]. در هر صورت، برای انتقال گاز طبیعی

در خط لوله مشکلاتی مانند تشکیل سیال دوفازی، افت فشار بالا و هزینه بالای نگهداری کمپرسورها وجود دارد. برای کاهش این مشکلات انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی پیشنهاد شده است. برای انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی، دمای گاز طبیعی باید بین دمای بحرانی و بیشترین دما در ناحیه دوفازی (دمای کریکندنترم) باشد. همچنین فشار گاز طبیعی باید بالاتر از بیشترین فشار گاز در ناحیه دوفازی (فشار کریکندبار) باشد. در (شکل ۲) ناحیه فوق بحرانی در نمودار فازی نشان داده شده است. برای مثال برای انتقال گاز طبیعی (شکل ۲) در شرایط فوق بحرانی فشار گاز باید بیشتر ۱۵ مگاپاسکال و دمای گاز طبیعی بین ۳۰- و ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد باشد. مطالعات محدودی در زمینه انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی برای کاهش افت فشار خط لوله وجود دارد. برای مثال مشفقیان در سال ۲۰۱۲ انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی را مورد بررسی قرار داد. در مطالعه او از یک نمونه گاز طبیعی استفاده شد. شبیه‌سازی خط لوله با استفاده از نرم‌افزار پرمکس^۵ انجام گردید و در نهایت نتایج مطالعات نشان داد افت فشار در حالت فوق بحرانی کاهش می‌یابد [۱۰]. ورگاس^۶ و همکاران در سال ۲۰۱۹ انتقال گاز طبیعی توسط خط لوله زیر دریا را در حالت فوق بحرانی و دوفازی مورد بررسی قرار دادند نتایج مطالعات آن‌ها نشان داد در حالت فوق بحرانی افت فشار نسبت به حالت معمول ۲/۶ برابر کاهش می‌یابد [۱۱]. همچنین در مطالعات دیگری در سال ۲۰۲۲ زیودار و همکاران نشان دادند افت فشار در حالت فوق بحرانی نسبت به حالت تک فازی ۴ برابر کاهش می‌یابد [۱۲]. آلما^۷ و همکاران در سال ۲۰۲۳ خواص فیزیکی گاز طبیعی را در حالت فوق بحرانی مورد بررسی قرار دادند. نتایج مطالعات نشان داد رفتار دانسیته در فاز فوق بحرانی مشابه مایعات و ویسکوزیته آن مشابه گازها می‌باشد [۱۳]. پراساد^۸ و همکاران در سال ۲۰۲۳ انتقال گاز طبیعی را در حالت فوق بحرانی با مدل‌سازی ریاضی مورد بررسی قرار دادند. نتایج مطالعات آن‌ها نشان داد گاز طبیعی با دبی ۸۰۰ کیلوگرم بر ثانیه می‌تواند تا ۴۸۰۱ کیلومتر بدون فشرده‌سازی انتقال

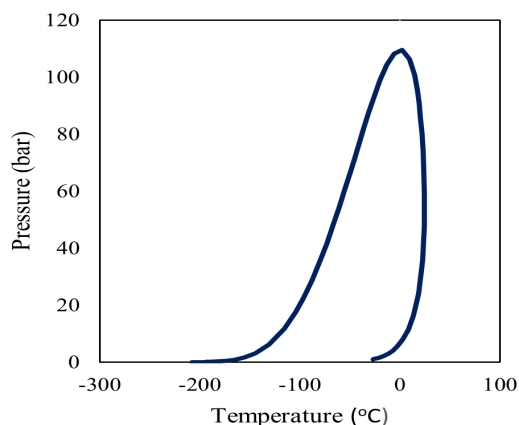
1. Gregory
2. Moore
3. Müller
4. Zhang
5. Promax
6. Vargas
7. Almara
8. Prasad



۲. روش

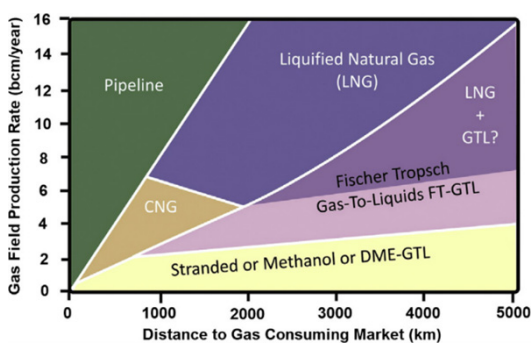
در این مطالعه هدف شبیه‌سازی خط لوله گاز طبیعی در دو حالت فوق بحرانی و دوفازی است. برای این منظور از نرم‌افزار اسپن پلاس استفاده می‌شود. برای شبیه‌سازی خط لوله ابتدا باید اجزای گاز طبیعی وارد شوند بعد از آن مدل ترمودینامیکی مناسب برای سیستم انتخاب گردد. در نهایت خط لوله، کمپرسور و مبدل حرارتی برای شبیه‌سازی وارد محیط نرم‌افزار می‌گردند همچنین برای شبیه‌سازی خط لوله در فاز فوق بحرانی نیاز است ابتدا شرایط بحرانی گاز طبیعی مشخص گردد. برای این منظور از نمودار فازی استفاده می‌شود؛ بنابراین در (شکل ۳) نمودار فازی گاز طبیعی (جدول ۱) نشان داده شده است. برای انتقال گاز طبیعی ایت گاز در شرایط فوق بحرانی دمای آن باید بین ۲۵- تا ۲۰ درجه سانتی‌گراد و فشار آن بیشتر از ۱۱۰ بار باشد. بازه دما و فشار با استفاده از دماهای بحرانی و کریکندنترم^۱ و همچنین فشار کریکندنترم^۲ تعیین شدند. در حالت فوق بحرانی ابتدا فشار گاز طبیعی به ۱۲۱ بار افزایش داده می‌شود تا اطمینان حاصل شود گاز طبیعی در تمام خط لوله در شرایط فوق بحرانی می‌باشد (فشار ورودی طوری انتخاب می‌گردد که فشار خروجی از خط لوله بیشتر از ۱۱۰ بار باشد). برای شبیه‌سازی خط لوله انتقال گاز طبیعی از نرم‌افزار اسپن پلاس ورژن ۱۲/۱ استفاده شده است. در این نرم‌افزار برای مدل‌سازی و شبیه‌سازی خط لوله گاز طبیعی از موازنه جرم، انرژی و معادلات بیگز-بریل استفاده می‌شود. همچنین برای محاسبه خواص ترمودینامیکی از معادله پنگ-رابینسون استفاده می‌شود.

در معادلات ۱ تا ۳ معادلات موازنه جرم، انرژی جریان و بیگز-بریل برای حالت خط لوله آدیاباتیک نشان داده شده‌اند [۱۵].

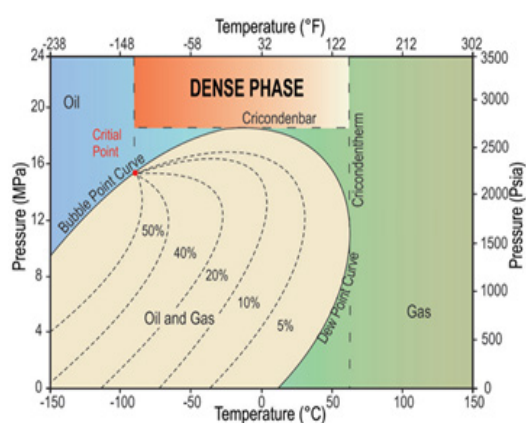


شکل ۳: نمودار فازی گاز طبیعی جدول ۱

یابد [۱۴]. همان‌طور که مرور مطالعات نشان می‌دهد انتقال گاز طبیعی در حالت فوق بحرانی موضوع نسبتاً جدیدی است و نیاز به مطالعات بیشتری در این زمینه می‌باشد. همچنین در بیشتر مطالعات گذشته از گاز طبیعی پالایش شده استفاده شده است. بنابراین در این مطالعه از یک گاز طبیعی با ناخالصی قابل توجه از گاز سولفید هیدروژن مورد بررسی قرار خواهد گرفت. به صورت کلی در این مطالعه هدف انتقال گاز طبیعی در شرایط فوق بحرانی و دوفازی و مقایسه نتایج این دو روش با استفاده از شبیه‌سازی خط لوله گاز طبیعی به کمک نرم‌افزار اسپن پلاس می‌باشد. برای این منظور تغییرات فشار، دما، دانسته، انرژی و هزینه‌ها برای انتقال گاز طبیعی مورد بررسی قرار خواهند گرفت. برای شبیه‌سازی گاز طبیعی با درصد بالای گاز سولفید هیدروژن از خط لوله‌ای که از بین چاه استخراج و پالایشگاه است استفاده شد است. برای این منظور از داده‌های خط لوله مسجدسلیمان تا ماهشهر استفاده می‌گردد. در (جدول ۱ و ۲) مشخصات گاز طبیعی و خط لوله نشان داده است [۹].



شکل ۱: روش‌های انتقال گاز طبیعی [۴]



شکل ۲: ناحیه فوق بحرانی در نمودار فازی [۹]

1. Cricondentherm temperature
2. Cricondenbar pressure

$$\sum_{i=1}^N m_i - \sum_{j=1}^M m_j = 0 \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^N m_i H_i - \sum_{j=1}^M m_j H_j = 0 \quad (2)$$

$$-\frac{dP}{dL} = \frac{g \sin(\alpha) [\rho_G (1 - H_L) + \rho_L H_L] + \frac{f G v}{2D}}{1 - \frac{[\rho_G (1 - H_L) + \rho_L H_L] v v_{sg}}{P}} \quad (3)$$

در معادلات (۱) تا (۳) جریان جرمی ورودی و m_j جریان جرمی خروجی می‌باشد. N و M به ترتیب تعداد جریان‌های ورودی و خروجی می‌باشند. H_i و H_j آنتالپی‌های ورودی و خروجی می‌باشند. در معادله (۳) P فشار خط لوله، ρ دانسیته گاز طبیعی، g شتاب گرانش، v سرعت گاز طبیعی، v_{sg} سرعت سطحی گاز α زاویه با افق خط لوله H_L کسر حجم مایع (در صورت دوفازی شدن گاز طبیعی در حالت تک فازی و فوق بحرانی برابر با صفر است)، G شار جرمی، f ضریب اصطکاک دارسی و L طول خط لوله می‌باشد.

۳. شبیه‌سازی خط لوله:

برای شبیه‌سازی خط لوله در اسپن پلاس ابتدا اجزاء گاز طبیعی وارد و سپس معادله ترمودینامیکی مناسب انتخاب می‌گردد. در این مطالعه از معادله پنگ-رابینسون استفاده شده است. بعد انجام دو مورد فوق، تجهیزاتی مانند خط لوله، کمپرسور و مبدل حرارتی وارد محیط شبیه‌سازی می‌شوند.

در (شکل ۴) اطلاعات ورودی و خروجی در دو حالت فوق بحرانی و دوفازی در نرم‌افزار اسپن پلاس نشان داده شده است. اجزاء جریان ورودی در حالت فوق بحرانی و دوفازی مطابق (جدول ۱) است. همچنین دما و فشار ورودی برای حالت دوفازی برابر با ۳۵ درجه سانتی‌گراد و ۸۰/۲۹ بار می‌باشد. با توجه به (شکل ۴)، در حالت دوفازی گاز طبیعی وارد خط لوله شده و سپس جریان خروجی از خط لوله وارد یک درام می‌شود تا معیانات گازی از آن جدا شوند. جریان گاز بالای درام وارد کمپرسور می‌شود تا مجدد فشار آن به فشار ورودی خط لوله برسد. خروجی از کمپرسور به دلیل دمای بالا وارد مبدل حرارتی شده و دمای آن نیز به دمای ورودی می‌رسد.

در حالت فوق بحرانی از جریانی مشابه با جریان ورودی دوفازی استفاده می‌شود با این تفاوت که دما و فشار ورودی در این حالت باید متفاوت باشد؛ بنابراین در حالت فوق بحرانی ابتدا توسط کمپرسور فشار گاز طبیعی از ۸۰/۲۳ به

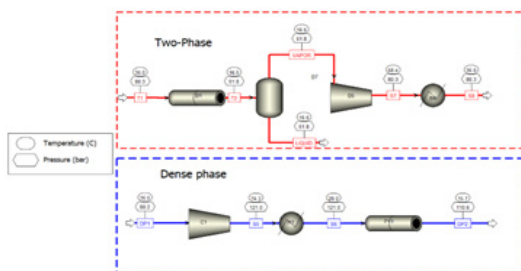
۱۲۱ بار افزایش داده شده تا فشار آن مطابق با حالت فوق بحرانی شود. فشار ۱۲۱ بار برای ورودی خط لوله فوق بحرانی طوری انتخاب شده است که فشار خط لوله در کل خط لوله در حالت فوق بحرانی باشد. همچنین به دلیل افزایش دما در خروجی از کمپرسور، جریان خروجی از کمپرسور وارد یک مبدل حرارتی شده تا دمای آن از ۷۴/۲ به ۲۰ درجه سانتی‌گراد کاهش یابد. دمای ۲۰ درجه سانتی‌گراد باعث می‌شود گاز طبیعی در محدوده فوق بحرانی باشد؛ بنابراین افزایش فشار و کاهش دما به این دلیل است که گاز طبیعی وارد حالت فوق بحرانی شود.

جدول ۱: اجزای گاز طبیعی [۹]

اجزاء	درصد کسر مولی
H ₂ S	۲۵/۶
N ₂	۰/۲
CO ₂	۹/۹
C ₁	۶۲/۹
C ₂	۰/۷
C ₃	۰/۲
iC ₄	۰/۰۶
nC ₄	۰/۰۹
iC ₅	۰/۰۴
nC ₅	۰/۰۵
C ₇	۰/۲۶

جدول ۲: اطلاعات خط لوله [۹]

مقدار	مشخصات
۱۶۸/۰۰	طول (km)
۴۸/۲۶	قطر (cm)
۱۴/۰۰	ضخامت (mm)
۵۹/۱۲	دبی جرمی (kg/s)
۸۰/۲۹	فشار ورودی (bar)
۳۵/۰۰	دمای ورودی (°C)
۱۵/۰۰	دمای محیط (°C)



شکل ۴: شبیه‌سازی خط لوله در شرایط فوق بحرانی و دوفازی



۴. نتایج و بحث

۴-۱. اعتبار سنجی

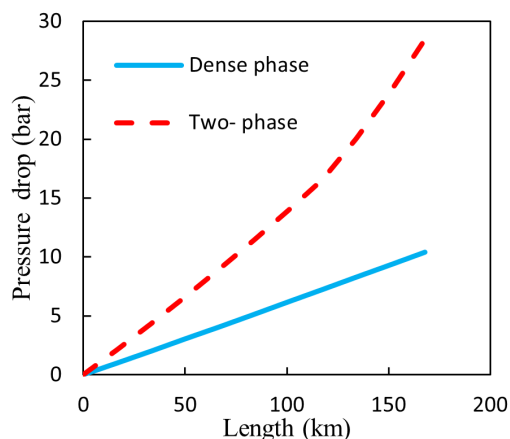
اعتبارسنجی نتایج خروجی یکی از مراحل مهم شبیه‌سازی است تا از نتایج به‌دست آمده اطمینان حاصل شود. برای این منظور از نتایج موره و همکاران [۶] برای اعتبار سنجی نتایج استفاده شده است. اطلاعات اجزای گاز طبیعی و خط لوله اول تا سوم در مرجع [۶] وجود دارند. برای اعتبار سنجی نتایج شبیه‌سازی از فشار و دمای خروجی سه خط لوله استفاده شده است. در (جدول ۳)، فشار و دمای خروجی شبیه‌سازی با اطلاعات خروجی سه خط لوله مقایسه شده است. نتایج اعتبار سنجی نشان می‌دهد بیشترین خطای بین نتایج شبیه‌سازی و نتایج موره و همکاران برابر ۴/۵۵ درصد نسبی است؛ بنابراین تطابق خوبی بین نتایج شبیه‌سازی و خروجی‌های خطوط لوله وجود دارد.

جدول ۳: اعتبار سنجی نتایج شبیه‌سازی [۶]

خط لوله	خط لوله ۱	خط لوله ۲	خط لوله ۳
فشار خروجی (خط لوله)	۲/۲۶	۴/۶۶	۳/۵۹
فشار خروجی (شبیه‌سازی)	۲/۱۵	۴/۵۵	۳/۵۷
دمای خروجی (خط لوله)	۲۸۳/۳	۲۹۰/۶	۲۸۰/۶
دمای خروجی (شبیه‌سازی)	۲۸۳/۲	۲۸۸/۹	۲۸۲/۴
درصد خطای نسبی (فشار)	۲/۱۵	۴/۵۵	۳/۵۷
درصد خطای نسبی (دما)	۰/۰۳	۰/۵۸	۰/۶۴

۴-۲. افت فشار

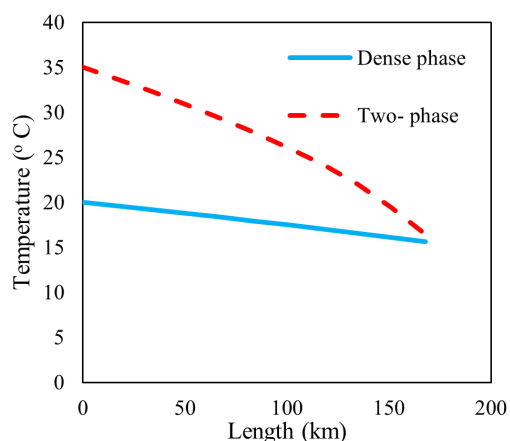
افت فشار یک فاکتور مهم برای طراحی خط لوله است؛ بنابراین بررسی آن بسیار حیاتی است. برای این منظور در (شکل ۵) افت فشار در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی نشان داده شده است. با توجه به (شکل ۵)، افت فشار در حالت فوق بحرانی تقریباً ۳ برابر کمتر از حالت دوفازی است. در حالت فوق بحرانی دمای گاز کاهش و فشار آن افزایش یافته است؛ بنابراین با این تغییرات دانسیته گاز افزایش خواهد یافت. با افزایش دانسیته دبی حجمی گاز طبیعی کاهش می‌یابد؛ بنابراین با کاهش دبی افت فشار نیز کاهش می‌یابد.



شکل ۵: تغییرات افت فشار در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی

۴-۳. تغییرات دما

یکی دیگر از فاکتورهای مهم برای طراحی خط لوله دما است؛ بنابراین در (شکل ۶) تغییرات دما در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی نشان داده شده است. با توجه به شکل کاهش دما در حالت فوق بحرانی برابر ۲۱ درصد و در حالت دوفازی ۵۳ درصد است. به دلیل بیشتر بودن افت فشار در حالت دوفازی، تأثیر اثر ژول تامسون در این حالت بیشتر است چراکه با کاهش بیشتر فشار در خط لوله، دما نیز بیشتر کاهش پیدا می‌کند.



شکل ۶: تغییرات دما در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی

۴-۴. تغییرات دانسیته

دانسیته یکی از خواص مهم گاز طبیعی است که تأثیر قابل توجهی بر افت فشار دارد. برای این منظور در (شکل ۷) تغییرات دانسیته در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی مورد بررسی قرار گرفته است. با توجه به شکل دانسیته در حالت فوق بحرانی ۵ درصد و در حالت دوفازی ۳۶ درصد کاهش یافته است. دلیل بیشتر بودن تغییرات دانسیته در حالت

۴-۶. هزینه‌های جاری

در این بخش هزینه‌های جاری مرتبط به دو حالت مورد بررسی قرار می‌گیرد. برای این کار نیاز است هزینه سردسازی و فشرده‌سازی برای دو حالت مشخص باشد. در (جدول ۴) انرژی سردسازی و توان فشرده‌سازی برای هر کدام از حالت‌ها نشان داده شده است. با توجه به (جدول ۴) مشخص است انرژی سردسازی در حالت فوق بحرانی ۳ برابر بیشتر از حالت دوفازی است. دلیل بیشتر بودن انرژی سردسازی در حالت فوق بحرانی به دلیل بیشتر بودن اختلاف دمای خروجی کمپرسور و دمای ورودی خط لوله در این حالت است. همچنین با توجه به نتایج (جدول ۴) انرژی فشرده‌سازی در حالت فوق بحرانی تقریباً ۶ درصد کمتر از حالت دوفازی است.

برای بررسی هزینه‌ها نیاز است ابتدا هزینه سردسازی و الکتریسیته مشخص باشد. در این مطالعه هزینه الکتریسیته برابر با ۰/۰۷ دلار بر کیلو وات ساعت در نظر گرفته می‌شود [۱۶]. همچنین هزینه سردسازی به ازای هر گیگاژول ۰/۳۵ دلار در نظر گرفته می‌شود [۱۷]. با توجه به این موارد و مقادیر انرژی، در (جدول ۵) هزینه‌های سردسازی و فشرده‌سازی برای دو حالت فوق بحرانی و دوفازی در یک سال نشان داده شده است. با توجه به نتایج (جدول ۵)، هزینه کل انرژی در سال در حالت فوق بحرانی و دوفازی تقریباً برابر است با این حال حدود ۱/۵ درصد هزینه‌ها در حالت فوق بحرانی نسبت به حالت دوفازی کمتر است.

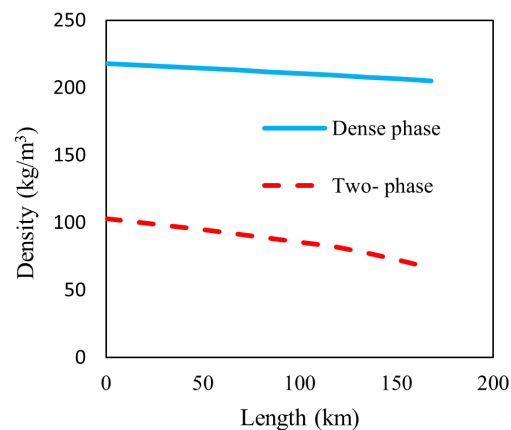
جدول ۴: انرژی سردسازی و فشرده‌سازی

دوفازی	فوق بحرانی	حالت
۳۰۹۰	۹۳۴۳	انرژی سردسازی (کیلو وات)
۲۹۷۷	۲۸۱۸	توان کمپرسور (کیلو وات)

جدول ۵: هزینه‌های جاری در سال

دوفازی	فوق بحرانی	حالت
۳۴۰۰۰	۱۰۳۰۰۰	هزینه سردسازی (دلار در سال)
۱۸۲۶۰۰۰	۱۷۲۸۰۰۰	هزینه توان (دلار در سال)
۱۸۶۰۰۰۰	۱۸۳۱۰۰۰	هزینه کل (دلار در سال)

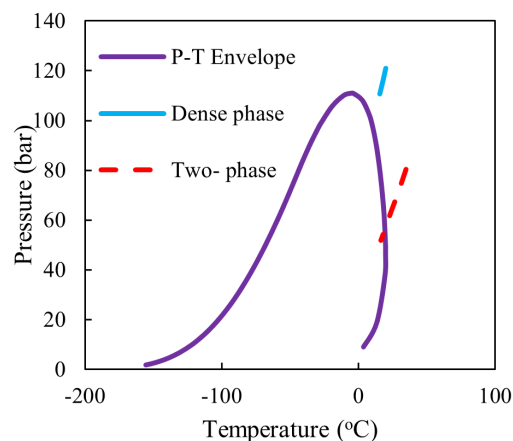
دوفازی به دلیل بیشتر بودن تغییرات دما و فشار در این فاز است. همچنین با توجه به (شکل ۷)، مقدار متوسط دانسیته در حالت فوق بحرانی برابر با ۲۱۲ و در حالت دوفازی برابر با ۸۷ کیلوگرم بر مترمکعب است؛ بنابراین دانسیته در حالت فوق بحرانی ۲/۴ برابر بیشتر از حالت دوفازی است. نتایج بررسی دانسیته گاز طبیعی در حالت فوق بحرانی نشان می‌دهد در این حالت دانسیته گاز طبیعی رفتاری شبیه مایعات دارد.



شکل ۷: تغییرات دانسیته در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی

۴-۵. شرایط فازی

برای بررسی شرایط فازی هر فاز نیاز است تغییرات دما و فشار در طول خط لوله برای هر کدام از فازها در نمودار فازی نشان داده شود؛ بنابراین در (شکل ۸) تغییرات دما و فشار در طول خط لوله در دو حالت دوفازی و فوق بحرانی در نمودار فازی نشان داده شده است. با توجه به شکل مشخص است در حالت دوفازی سیال وارد ناحیه دوفازی می‌شود همچنین در حالت فوق بحرانی سیال در ناحیه فوق بحرانی و تک فازی باقی می‌ماند.



شکل ۸: تغییرات دما و فشار در نمودار فازی



۵. نتیجه‌گیری

در این مطالعه شبیه‌سازی انتقال گاز طبیعی در حالت فوق بحرانی و دوفازی در خط لوله با استفاده نرم‌افزار اسپن پلاس انجام شد. برای بررسی صحت نتایج شبیه‌سازی، اعتبارسنجی نتایج شبیه‌سازی با داده‌های خروجی سه از خط لوله مقایسه و انجام شد. نتایج اعتبار سنجی نشان داد بیشترین خطای نسبی بین شبیه‌سازی و داده‌های خط لوله ۴/۵ درصد است؛ بنابراین تطابق خوبی بین نتایج شبیه‌سازی و داده‌های خطوط لوله وجود دارد. بعد از اعتبارسنجی نتایج شبیه‌سازی، افت فشار، تغییرات دما و دانسیته و همچنین مقایسه هزینه‌ها در دو حالت فوق بحرانی و دوفازی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج مقایسه دو حالت مطابق زیر می‌باشند:

۱. افت فشار در حالت فوق بحرانی حدوداً ۳ برابر کمتر از حالت دوفازی است.
۲. کاهش دما در حالت فوق بحرانی برابر ۲۱ درصد و در حالت دوفازی ۵۳ درصد می‌باشد.
۳. دانسیته در حالت فوق بحرانی ۵ درصد و در حالت دوفازی ۳۶ درصد کاهش یافت.
۴. مقدار متوسط دانسیته در حالت فوق بحرانی برابر با ۲۱۲ و در حالت دوفازی برابر با ۸۷ کیلوگرم بر مترمکعب است.
۵. مشکل مربوط دوفازی شدن گاز طبیعی در حالت فوق بحرانی مشاهده نگردید.
۶. انرژی سردسازی در حالت فوق بحرانی ۳ برابر بیشتر از حالت دوفازی است. همچنین توان فشرده‌سازی در حالت فوق بحرانی تقریباً ۶ درصد کمتر از حالت دوفازی است.
۷. هزینه کل انرژی در سال در حالت فوق بحرانی و دوفازی تقریباً مشابه است.
۸. به‌طور کلی نتیجه‌گیری می‌شود افت فشار به‌صورت قابل توجهی در حالت فوق بحرانی کاهش می‌یابد. با این حال هزینه‌ها در سال تقریباً در دو حالت مشابه بود با این حال انتظار می‌رود با افزایش طول خط لوله و افزایش تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار هزینه فشرده‌سازی در حالت فوق بحرانی نسبت به حالت دوفازی به‌طور قابل توجهی کاهش یابد. علاوه بر آن

امکان افزایش دبی در حالت فوق بحرانی به دلیل کمتر بودن افت فشار در این حالت نسبت به حالت دوفازی وجود دارد.

مراجع:

- [1]. C. Dorao, M. Fernandino, Simulation of transients in natural gas pipelines, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 3 (2011) 349-355.
- [2]. S. Faramawy, T. Zaki, A.-E. Sakr, Natural gas origin, composition, and processing: A review, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 34 (2016) 34-54.
- [3]. S. Thomas, R.A. Dawe, Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use, Energy, 28 (2003) 1461-1477.
- [4]. S. Mokhatab, J.Y. Mak, J.V. Valappil, D. Wood, Handbook of liquefied natural gas, Gulf Professional Publishing 2013.
- [5]. G. Gregory, K. Aziz, R. Moore, Computer Design of Dense-Phase Pipelines, Journal of Petroleum Technology, 31 (1979) 40-50.
- [6]. R. Moore, P. Bishnoi, J. Donnelly, Rigorous design of high pressure natural gas pipelines using BWR equation of state, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 58 (1980) 103-112.
- [7]. H. Müller-Steinhagen, K. Heck, A simple friction pressure drop correlation for two-phase flow in pipes, Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, 20 (1986) 297-308.
- [8]. Z. Zhang, G. Wang, P. Massarotto, V. Rudolph, Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration, Energy Conversion and Management, 47 (2006) 702-715.
- [9]. S. Mokhatab, Explicit method predicts

natural gas pressure reduction stations, Energy Conversion and Management, 200 (2019) 112079.

temperature and pressure profiles of gas-condensate pipelines, Energy Sources, Part A, 29 (2007) 781-789.

[10]. Moshfageyan, <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/08/transportation-of-natural-gas-in-dense-phase>, jmcampbell, 2012.

[11]. B.-H. Vargas-Vera, A.-M. Rada-Santiago, M.-E. Cabarcas-Simancas, Gas transport at dense phase conditions for the development of deepwater fields in the Colombian Caribbean sea, CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro, 10 (2020) 17-32.

[12]. M. Zivdar, Natural Gas Transmission in Dense Phase Mode, Journal of Gas Technology. JGT, 6 (2021).

[13]. L.M. Almara, G.-X. Wang, V. Prasad, Conditions and thermophysical properties for transport of hydrocarbons and natural gas at high pressures: Dense phase and anomalous supercritical state, Gas Science and Engineering, 117 (2023) 205072.

[14]. V. Prasad, L.M. Almara, G.-X. Wang, Ultra-long-distance transport of supercritical natural gas (SNG) at very-high mass flow rates via pipelines through land, underground, water bodies, and ocean, Gas Science and Engineering, 117 (2023) 205053.

[15]. A. Tech, Aspen plus, 2021.

[16]. K. Mohammadi, Y. Jiang, S. Borjian, K. Powell, Thermo-economic assessment and optimization of a hybrid triple effect absorption chiller and compressor, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 38 (2020) 100652.

[17]. C. Li, S. Zheng, J. Li, Z. Zeng, Optimal design and thermo-economic analysis of an integrated power generation system in



Simulation of Natural Gas Transmission in the Pipeline in Two-Phase and Supercritical Conditions

Moslem Abrofarakh¹, Mortaza Zivdar^{2*}, Davod Mohebbi-Kalhari³

1. Ph.D. student, Department of Chemical Engineering, Shaid Nikbakhat Faculty of Engineering, University of Sistan and Baluchistan, Zahedan, Iran
2. Professor, Department of Chemical Engineering, Shaid Nikbakhat Faculty of Engineering, University of Sistan and Baluchistan, Zahedan, Iran
3. Associate Professor, Department of Chemical Engineering, Shaid Nikbakhat Faculty of Engineering, University of Sistan and Baluchistan, Zahedan, Iran

ARTICLE INFO

ORIGINAL RESEARCH

Article History:

Received: 11 October 2023

Revised: 13 November 2023

Accepted: 17 December 2023

Keywords:

Supercritical

Natural gas

Pipeline

Two-phase

ABSTRACT

The pipeline transportation of natural gas serves as a conventional and economical method for transmitting natural gas, making it crucial to investigate for reducing pressure drop and preventing the occurrence of two-phase fluid formation. To address these concerns, this study delves with the transport of natural gas under supercritical conditions. Under such supercritical conditions, the gas temperature must be between the critical temperature and the maximum temperature within the two-phase region, while the gas pressure must exceed the maximum pressure within this region. The main objective of this study is to simulate natural gas pipeline behavior under supercritical and two-phase conditions utilizing Aspen Plus software version 12.1. The Peng-Robinson equation was employed to compute thermodynamic properties for pipeline simulation. Validation of pipeline simulations indicate a maximum relative error of 4.5% between simulated and actual pipeline data, demonstrating satisfactory agreement between simulation and pipeline data. After validation, pressure drop, temperature variations, density variations, and associated costs under supercritical and two-phase conditions were investigated. Findings reveal that under supercritical conditions, the pressure drop is three times less compared to two-phase conditions. Additionally, temperature reduction under supercritical conditions amounts to 21%, contrasting with a 53% reduction in two-phase conditions. Density variations in supercritical and two-phase states were approximately 5% and 36%, respectively. Finally, it was found that the cost of the total energy consumption required per year in supercritical and two-phase mode is almost similar and is equal to 1,860,000 and 1,831,000 dollars per year, respectively.

DOR: [20.1001.1.25885251.1402.00.0.0](https://doi.org/10.1001.1.25885251.1402.00.0.0)

How to cite this article

M. Abrofarakh, M. Zivdar, D. Mohebbi-Kalhari, Simulation of Natural Gas Transmission in the Pipeline in Two-Phase and Supercritical Conditions. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 8 -16. (https://www.ijge.irangi.org/article_712577.html)



عدم قطعیت کلی سیستم‌های اندازه‌گیری گاز: بررسی موردی آزمایشگاه‌های کالیبراسیون کنتورهای گاز

سیدحسن هاشم‌آبادی^{۱*}، محمد سالمی مجرد^۲، علیرضا اسدی^۳، بهارک مردانگاهی^۴، محمدرضا سخندانی^۴

۱. استاد، پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

۲. کارشناسی ارشد، پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

۳. کارشناسی ارشد، واحد مهندسی تعمیرات مکانیک، شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، بوشهر، ایران

۴. کارشناسی ارشد، واحد پژوهش و فناوری، شرکت گاز استان آذربایجان شرقی، تبریز، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: hashemabadi@iust.ac.ir

مقاله‌ی علمی - پژوهشی

صفحه ۱۷ - ۲۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۰۹

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۱۰

چکیده

یکی از مهم‌ترین مباحث در اندازه‌گیری صحیح گاز، عدم قطعیت کنتور به‌عنوان ابزار اندازه‌گیری است. در این زمینه بر طبق استانداردها و دستورالعمل‌های مربوطه، لازم است عدم قطعیت تک‌تک اجزاء سیستم اندازه‌گیری نظیر المان اندازه‌گیری (به‌عنوان مثال اریفیس)، دستگاه اندازه‌گیری دما و فشار و غیره در محدوده مجاز باشد. علاوه بر این، یکی از موارد بسیار حیاتی که متأسفانه امروزه به آن توجه زیادی نمی‌شود، عدم قطعیت ترکیبی سیستم اندازه‌گیری و برهم کنش‌ها و اثرات متقابل اجزاء سیستم اندازه‌گیری بر یکدیگر و بر عدم قطعیت کلی سیستم است. از این رو در این مطالعه به ارائه روابط مورد نیاز جهت محاسبه عدم قطعیت کلی آزمایشگاه‌های کالیبراسیون کنتورهای گاز در کشور پرداخته شد و در انتها نیز عدم قطعیت کلی دو مرکز به‌صورت نمونه محاسبه و گزارش شده است. یکی از این مراکز توانایی کالیبراسیون کنتورهای توربینی و دیگری توانایی کالیبراسیون کنتور دیافراگمی را دارا بود. نتایج به‌دست‌آمده نشان داده است که عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی برابر با 0.422% درصد بوده است که انحراف کالیبراسیون کنتور مرجع، بیشترین نقش را در این عدم قطعیت کلی داشته است. همچنین محاسبه عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتور دیافراگمی نشان داد بهترین عدم قطعیت کلی این مرکز 0.23% درصد بوده است. مقایسه نتایج عدم قطعیت کلی این دو مرکز با معیارهای جهانی نشان داد عدم قطعیت کلی مراکز در محدوده مناسبی قرار دارد و با کالیبراسیون دوره‌ای تجهیزات اندازه‌گیری مانند کنتور مرجع و ... می‌توان این مقدار را نیز بهبود داد.

کلید واژه‌ها: عدم قطعیت کلی، کالیبراسیون، مراکز کالیبراسیون، کنتور دیافراگمی، کنتور توربینی

۱. مقدمه

گاز طبیعی به‌عنوان مطلوب‌ترین و اصلی‌ترین منبع انرژی، کاربردهای گسترده‌ای در صنایع و مناطق شهری مختلف دارد، در نتیجه با رشد جمعیت، تقاضا برای گاز طبیعی به میزان قابل توجهی افزایش خواهد یافت. در زمان مبادله گاز، فروشنده و خریدار هر دو میزان گاز را توسط سیستم اندازه‌گیری^۱ جداگانه محاسبه می‌کنند و در اغلب اوقات اختلاف فاحشی بین

1. Metering System

دو کنتور وجود دارد که باعث اقامه دعاوی تجاری و حقوقی می‌گردد. لذا برآورد فاکتور عدم قطعیت در اندازه‌گیری گاز از ملزومات قرارداد منعقد بین خریدار و فروشنده می‌باشد. در حقیقت این فاکتور باعث توافق خریدار و فروشنده در رابطه با هر یک از سیستم‌های اندازه‌گیری می‌شود و ذکر آن در اسناد پیوست قرارداد اجباری می‌باشد. به عبارت دیگر هنگامی که با انتقال مالکیت فروش، صادرات و واردات ترکیب‌های هیدروکربنی نفت و گاز سروکار وجود دارد، عدم قطعیت در موارد جزئی و عدم استفاده از سیستم‌های نظارتی بالادست خسارت مالی قابل توجه به بار خواهد آورد. در نتیجه، به کارگیری دستگاه‌های اندازه‌گیری با دقت بالا، حائز اهمیت فراوانی است تا از دقت انتقال، اطمینان کامل حاصل شده و از احتمال خسارت مالی جلوگیری شود؛ بنابراین، حتی عدم دقت‌های جزئی در اندازه‌گیری گاز می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر تراز گاز و صورت‌حساب‌های فروش گاز داشته باشد [۱، ۲].

هنگامی که صحبت از اندازه‌گیری دقیق گاز طبیعی در ایستگاه‌ها به میان می‌آید، تمامی تجهیزات موجود در این فرایند نقش مهمی در آن دارند که اثر تمام این تجهیزات در عدم قطعیت کلی نمایان می‌شود. این تجهیزات شامل انتقال دستگاه اندازه‌گیری فشار و دما، کروماتوگراف گازی^۱ (GC)، کنتور اندازه‌گیری حجمی و فلو کامپیوتر^۲ می‌شود [۳].

به منظور اندازه‌گیری گاز از انواع مختلف کنتورهای جریان مانند کنتورهای اریفیس، توربینی و اولتراسونیک استفاده می‌شود. کنتور توربینی به‌طور معمول در ایستگاه‌های اندازه‌گیری گاز استفاده می‌شود و نحوه نصب و لوله کشی قبل و بعد از کنتور در زمان اندازه‌گیری از جمله عواملی است که به‌طور بالقوه می‌تواند تأثیر منفی بر عدم قطعیت کنتور داشته باشد [۴]. برخی از کنتورها، مانند کنتورهای توربینی، نسبت به اعوجاج در توزیع سرعت بسیار حساس هستند [۵].

کگل^۲ [۶] از آزمایشگاه سزی، به آنالیز عدم قطعیت

اندازه‌گیری تجهیزات مورد استفاده در یک ایستگاه اندازه‌گیری در کلرادو^۳ پرداخت. در این مطالعه از اثرات نصب کنتور، نمونه‌برداری گاز، گاز مرطوب و جریان پالسی گاز صرف‌نظر شد. نویسندگان برای آنالیز عدم قطعیت، ابتدا معادله اصلی مورد استفاده در محاسبه جریان گاز را که تابعی از چند متغیر مختلف بود مشخص کردند. در ادامه متغیرهایی که در اندازه‌گیری آن‌ها عدم قطعیت قابل توجهی وجود دارد مشخص شدند و آنالیز حساسیت برای هر یک از این متغیرها انجام شد. مقدار عدم قطعیت برای هر متغیر محاسبه شد و در انتها با توجه به معادله ابتدایی و نیز ترکیب عدم قطعیت هر متغیر، عدم قطعیت کلی برای سیستم مورد مطالعه مشخص شد.

کگل [۷] در مطالعه دیگری به بررسی مقدار عدم قطعیت اندازه‌گیری جریان گاز به وسیله کنتورهای توربینی^۵ و اولتراسونیک^۶ پرداخت. در این مطالعه فرآیند اندازه‌گیری و تخمین عدم قطعیت اندازه‌گیری حجمی گاز و پارامترهای مؤثر بر آن مورد پژوهش قرار گرفت.

جانسون و کگل [۸] در مطالعه‌ای به اندازه‌گیری عدم قطعیت و بررسی زنجیره ردیابی تجهیزات گاز طبیعی آزمایشگاه سزی در لوا پرداختند. زنجیره ردیابی تجهیزات کالیبراسیون مورد استفاده در آزمایشگاه سزی لوا^۷، به تجهیزات استاندارد اولیه^۸ PVTt انسیتو ملی تکنولوژی و استاندارد (NIST^۹) با ظرفیت ۲۶ مترمکعب می‌رسید.

کگل [۹] در مطالعه دیگری مقدار عدم قطعیت برای سیستم کالیبراسیون اولیه سزی که در سال ۱۹۶۹ ایجاد شده است را به دست آورد. این سیستم کالیبراسیون از یک مخزن سیال تراکم‌پذیر با ظرفیت اسمی ۳۰۴ فوت مکعب و در فشار ۱۳۸ بار تشکیل شده بود.

امریس^{۱۰} و جونز^{۱۱} [۱۰] عدم قطعیت اندازه‌گیری به وسیله کنتور اریفیس^{۱۲} را به صورت تئوری بررسی کردند. نویسندگان روابط مورد استفاده برای محاسبه جریان به وسیله اریفیس

1. Gas Chromatograph
2. Flow Computer
3. Kegel
4. Colorado
5. Turbine Meter
6. Ultrasonic Meter
7. Ceesi Iowa
8. Pressure, volume, temperature, and time
9. National Institute of Standards and Technology
10. H. Emrys
11. J. Jones
12. Orifice Meter

را بسط داده و با توجه به پارامترهای مؤثر بر ضریب تخلیه اوریفیس، مقدار عدم قطعیت اندازه‌گیری شد. این پارامترها شامل قطر سوراخ اریفیس، ضریب تخلیه اریفیس، فشار تخلیه اریفیس، فشار سیال، دمای سیال و تجهیزات الکترونیک بودند. در انتها نیز نتایج به‌دست آمده با مقدار عدم قطعیت ارائه شده در استاندارد AGA^۱ مقایسه شد.

ناسا^۲ [۱۱] روش‌های مورد استفاده برای محاسبه عدم قطعیت ایستگاه اندازه‌گیری جریان گاز را ارائه کرد. در این مطالعه اثرات نوع کنتور، تعداد کنتور در خطوط موازی، تجهیزات ثانویه اندازه‌گیری و نیز روش‌های محاسبه خواص فیزیکی سیال، بر عدم قطعیت اندازه‌گیری مورد بررسی قرار گرفت.

مارینهو^۳ [۱۲] مقدار عدم قطعیت سیستم اندازه‌گیری دارای کنتور گاز اولتراسونیک را مطالعه کرد. در این پژوهش ابتدا روش محاسبه حجم به‌دقت مورد بررسی قرار گرفت و محاسبات مورد نیاز برای اندازه‌گیری عدم قطعیت جزئی و ترکیبی مشخص شد. آبرنتی^۴ و همکاران [۱۳] در پژوهشی روابط مورد استفاده برای محاسبه عدم قطعیت ارائه شده در استاندارد ASME^۵ با روش‌های ارائه شده در استانداردهای ISO^۶، AGA^۷ و JANNAF^۷ مقایسه کردند.

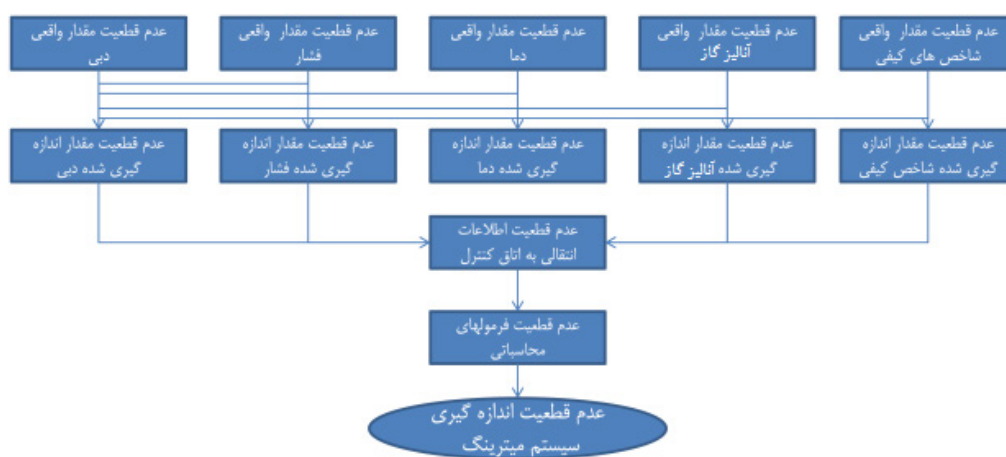
اکبری و همکاران [۱۴] با استفاده از روابط استاندارد ISO5168 به محاسبه عدم قطعیت ترکیبی سیستم اندازه‌گیری گاز پالایشگاه شهید هاشمی نژاد پرداختند. در این مقاله به

محاسبه عدم قطعیت ترکیبی اندازه‌گیری جریان گاز طبیعی برای یکی از رن‌های اریفیس پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد با قطر نامی ۲۰ اینچ پرداخته شد.

همان‌طور که در بررسی مطالعات پیشین مشخص شد، تاکنون محاسبه عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتورهای گاز در کشور انجام نشده است. لذا با توجه به اهمیت عدم قطعیت کلی در فرایند اندازه‌گیری گاز، در این پژوهش ابتدا به استخراج و ارائه روابط مورد نیاز جهت محاسبه عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون پرداخته می‌شود و در انتها محاسبات دو مرکز کالیبراسیون مختلف به‌صورت نمونه ارائه خواهد شد.

۲. تعاریف و روابط محاسبه عدم قطعیت کلی

کلمه عدم قطعیت به معنی تردید در خصوص مقدار نتیجه اندازه‌گیری است. عدم قطعیت اندازه‌گیری اطلاعاتی درباره کیفیت اندازه‌گیری ارائه می‌دهد. نتیجه فقط تخمینی از مقدار واقعی می‌باشد و فقط هنگامی کامل است که با بیانیه‌ای در خصوص عدم قطعیت همراه باشد [۱۴]. با توجه به اینکه در بیان مقدار واقعی مقادیر اندازه‌گیری شده، قطعیت کامل وجود ندارد، لذا در خصوص سیستم‌های اندازه‌گیری، زنجیره‌ای از عدم اطمینان به مقادیر ذکر شده به وجود خواهد آمد که در نهایت منجر به عدم قطعیت کلی^۸ یک سیستم اندازه‌گیری می‌شود. به‌طور کلی زنجیره عدم قطعیت یک سیستم اندازه‌گیری در (شکل ۱) نشان داده شده است.



شکل ۱: زنجیره عدم قطعیت کلی [۱۴]

1. American Gas Association
2. P. Nasa
3. Marinho
4. Abernethy
5. American Society of Mechanical Engineers
6. International Organization for Standardization
7. Joint Army Navy NASA Air Force (Interagency Propulsion Committee)
8. Overall Uncertainty

توپک استاندارد تا خروجی کنتور تعریف شود. قانون بقای جرم به صورت فرمول ذیل است [۱۷]:

$$0 = \frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho dV + \int_V \rho \vec{v} \cdot d\vec{A} \quad (۴)$$

نرخ جریان جرمی q_m به صورت ذیل است [۱۷]:

$$\begin{aligned} q_m &= - \int_V \rho \vec{v} \cdot d\vec{A} = \frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho dV = \frac{m_e - m_b}{t} \\ &= \frac{1}{t} (V_c \rho_e + V_L \rho_e - V_L \rho_b) + m_l \\ &= \frac{1}{t} (V_c \rho_e + V_L \Delta \rho_{eb}) + m_l \end{aligned} \quad (۵)$$

در معادله بالا، V_c حجم جمع آوری در زمان آزمایش، V_L حجم مخزن، m_l جرم نشت شده در طول آزمایش، ρ_e چگالی هوا در شرایط عادی و $\Delta \rho_{eb}$ تفاوت چگالی هوا درون بل پروور بین زمانهای شروع و پایان فرآیند کالیبراسیون است. بعد از اینکه دمای هوای درون مخزن و بل پروور ثابت شد، تغییر فشار باید کمتر از ۲ پاسکال در طول ۳ دقیقه باشد. این بدان معنی است که m_l در طی فرآیند کالیبراسیون ناچیز است. عدم قطعیت نرخ جریان جرمی q_m به صورت ذیل است [۱۷]:

$$\begin{aligned} u(q_m) &= [C_{V_c}^2 u^2(V_c) + C_{\rho_e}^2 u^2(\rho_e) + C_{V_L}^2 u^2(V_L) \\ &+ C_{\Delta \rho_{eb}}^2 u^2(\Delta \rho_{eb}) + C_t^2 u^2(t)]^{\frac{1}{2}} \end{aligned} \quad (۶)$$

ضرایب حساسیت می توانند با استفاده از دیفرانسیل گیری به دست آیند، پس ضرایب حساسیت نسبی به صورت ذیل هستند [۱۷]:

$$\begin{aligned} C_{V_c} &= \frac{\rho_e}{t}, C_{\rho_e} = \frac{V_c}{t}, C_{V_L} = \frac{\Delta \rho_{eb}}{t} \\ C_{\Delta \rho_{eb}} &= \frac{V_L}{t}, C_t = \frac{-1}{t^2} (V_c \rho_e + V_L \Delta \rho_{eb}) \end{aligned} \quad (۷)$$

عدم قطعیت نسبی نرخ جریان جرمی به صورت ذیل بیان می شود [۱۷]:

$$\frac{u(q_m)}{q_m} = \left[\frac{1}{\left(\frac{1}{t} (V_c \rho_e + V_L \Delta \rho_{eb}) \right)} u^2(q_m) \right]^{\frac{1}{2}} \cong \left[\frac{1}{\left(\frac{1}{t} V_c \rho_e \right)} u^2(q_m) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (۸)$$

1. Sonic Nozzle
2. Uncertainty Propagation
3. Bell Prover

به طور کلی در محاسبه عدم قطعیت اندازه گیری حجم گاز باید به موارد ذیل توجه کرد:

- تأثیر عدم قطعیت اندازه گیری فشار
- تأثیر عدم قطعیت اندازه گیری دما
- تأثیر عدم قطعیت اندازه گیری کنتور

با توجه به موارد ذکر شده، در ادامه روابط مورد نیاز برای محاسبه عدم قطعیت کلی مراکز کالیبراسیون دارای تجهیزات مختلف ارائه شده است.

۱-۲. روابط محاسبه عدم قطعیت کلی سونیک نازل^۱

با توجه به قانون انتشار عدم قطعیت^۲، رابطه عدم قطعیت کلی برای سونیک نازل به صورت ذیل درمی آید [۱۵]:

$$u^2(C) = C_{q_m}^2 u^2(q_m) + C_{P_0}^2 u^2(P_0) + C_{T_0}^2 u^2(T_0) \quad (۱)$$

$u(q_m)$: عدم قطعیت مربوط به اندازه گیری جریان جرمی

$u(P_0)$: عدم قطعیت مربوط به اندازه گیری فشار

$u(T_0)$: عدم قطعیت مربوط به اندازه گیری دما

C_{q_m} : ضریب حساسیت اندازه گیری جرمی

C_{P_0} : ضریب حساسیت اندازه گیری فشار

C_{T_0} : ضریب حساسیت اندازه گیری دما

با اعمال ضریب حساسیت، رابطه عدم قطعیت به صورت ذیل تبدیل می شود [۱۶]:

$$\frac{u^2(C)}{C^2} = \frac{T_0}{P_0^2} u^2(q_m) + \frac{q_m^2 T_0}{P_0^4} u^2(P_0) + \frac{q_m^2}{4 P_0^2 T_0} u^2(T_0) \quad (۲)$$

که در آن q_m ، T_0 و P_0 به ترتیب دبی جرمی، دما و فشار در ورودی می باشند. همچنین عدم قطعیت نسبی به صورت ذیل است [۱۶]:

$$\frac{u^2(C)}{C^2} = \frac{u^2(q_m)}{q_m^2} + \frac{u^2(P_0)}{P_0^2} + \frac{u^2(T_0)}{4 T_0^2} \quad (۳)$$

۲-۲. روابط محاسبه عدم قطعیت کلی بل پروور^۳

دستگاه بل پروور شامل لوله ها، شیر سوئیچینگ و توپک های حجمی استاندارد است که به یکدیگر متصل شده اند. یک «حجم کنترل» درون لوله ها می تواند از ورودی

با در نظر گرفتن معادلات ۶ تا ۸، عدم قطعیت کلی از رابطه ذیل محاسبه می‌شود [۱۷]:

$$\frac{u(q_m)}{q_m} = \left[\left[\frac{u(V_c)}{V_c} \right]^2 + \left[\frac{u(\rho_e)}{\rho_e} \right]^2 + \left[\frac{u(\Delta\rho_{eb}) V_L}{\rho_e V_c} \right]^2 + \left[\frac{\Delta\rho_{eb} u(V_L)}{\rho_e V_c} \right]^2 + \left[\frac{-u(t)}{t} \right]^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (9)$$

۳-۲. روابط محاسبه عدم قطعیت کلی روتاری

عدم قطعیت ترکیبی برای کنتور روتاری به صورت ذیل به دست می‌آید [۱۸]:

$$U_C = [u_{p_C}^2 + u_{t_C}^2 + u_{p_{MUT}}^2 + u_{t_{MUT}}^2 + u_{K_C}^2 + u_{a_{ENC}}^2 + (u_{T_{AMB}} + u_{T_{STD}} + u_{T_{MUT}} + u_{\langle CVf \rangle} + u_{\langle CVi \rangle})^2 + u_{a_T}^2 + u_{a_P}^2 + u_{p_{STD}}^2 + u_{\beta}^2 + u_{V_{CV}}^2 + u_{V_{STD}}^2 + u_{\eta}^2 + u_R^2]^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

عدم قطعیت توسعه یافته با ضرب عدم قطعیت ترکیبی به دست آمده از رابطه بالا در یک ضریب پوششی (k) به صورت ذیل به دست می‌آید:

$$U_E = k U_C \quad (11)$$

پارامترهای این روابط در (جدول ۱) ذکر شده است.

جدول ۱: پارامترهای معادله ۱۱

نوع سیال	توضیح
u_{p_C}	عدم قطعیت مربوط به اندازه‌گیری پالس‌های کالیبراتور
u_{t_C}	عدم قطعیت مربوط به اندازه‌گیری زمان کالیبراتور
$u_{p_{MUT}}$	عدم قطعیت مربوط به پالس‌های خروجی از کنتور در آزمایش
$u_{t_{MUT}}$	عدم قطعیت مربوط به کنتور در زمان آزمایش
u_{K_C}	عدم قطعیت مربوط به ثابت کالیبراتور (پالس‌های کالیبراتور بر واحد حجم)
$u_{K_{MUT}}$	عدم قطعیت مربوط به ضریب K کنتور (پالس‌های کنتور بر واحد حجم)
$u_{V_{MUT}}$	عدم قطعیت مربوط به متوسط زمانی نرخ جریان حجمی کنتور تحت آزمایش
$u_{V_{STD}}$	عدم قطعیت مربوط به متوسط زمانی نرخ جریان حجمی پیستون
u_{β}	عدم قطعیت مربوط به ضریب انبساط گرمایی حجمی در سیال در سیستم کالیبراسیون در دمای عملیاتی اسمی و فشار ثابت
$u_{T_{MUT}}$	عدم قطعیت مربوط به دمای متوسط زمانی در کنتور تحت آزمایش
$u_{T_{STD}}$	عدم قطعیت مربوط به دمای متوسط زمانی در پیستون
$u_{V_{CV}}$	عدم قطعیت حجم اتصالی بین کنتور و پیستون، مجموع حجم لوله‌ها از خروجی سیلندر به کنتور تحت آزمایش و حجم درون سیلندر بین پورت خروجی سیلندر و خروجی پیستون
$u_{V_{STD}}$	عدم قطعیت مربوط به حجم استاندارد در پیستون
$u_{\langle CVf \rangle}$	عدم قطعیت مربوط به متوسط مکانی دمای سیال در انتهای محل تحویل حجم استاندارد
$u_{\langle CVi \rangle}$	عدم قطعیت مربوط به متوسط مکانی دمای سیال در ابتدای محل تحویل حجم استاندارد
$u_{a_{ENC}}$	عدم قطعیت مربوط به ضریب انبساط گرمایی انکدر
u_{a_T}	عدم قطعیت مربوط به ضریب انبساط گرمایی لوله جریان
u_{a_P}	عدم قطعیت اندازه‌گیری مربوط به ضریب انبساط فشار لوله جریان
$u_{T_{AMB}}$	عدم قطعیت مربوط به اندازه‌گیری دمای محیط
$u_{p_{STD}}$	عدم قطعیت مربوط به اندازه‌گیری فشار سیال

۴-۲. روابط محاسبه عدم قطعیت کنتور اولتراسونیک

عدم قطعیت ترکیبی برای کنتور اولتراسونیک به صورت ذیل به دست می آید [۱۹]:

$$u_C^2 = u_P^2 + u_T^2 + u_{cal}^2 + u_{comm}^2 + u_v^2 + u_{USM}^2 + u_{flocm}^2 + u_{Z/Z_0}^2 + u_\rho^2 + u_{H_s}^2 + u_q^2 + u_Q^2 \quad (۱۲)$$

که در این رابطه:

u_{cal} : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی تخمین q_V در اثر کالیبراسیون جریان،

u_{USM} : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی تخمین q_V در اثر بهره برداری میدانی،

u_{comm} : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی تخمین q_V در اثر سیگنال های ارتباطی بین تجهیزات الکترونیک کنتور و فلو کامپیوتر،

u_{flocm} : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی تخمین q_V در اثر محاسبات فلو کامپیوتر،

u_P : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای تخمین فشار خط،

u_T : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای تخمین دمای خط،

u_{Z/Z_0} : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای تخمین ضریب تراکم در دو حالت شرایط استاندارد و شرایط خط،

u_ρ : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای تخمین چگالی،

u_{H_s} : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای تخمین ارزش حرارتی گاز،

u_q : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای دبی حجمی در شرایط خط،

u_Q : عدم قطعیت استاندارد ترکیبی برای دبی حجمی در شرایط استاندارد.

با در نظر گفتن u_{q_v} ، u_Q ، u_{q_m} و u_{q_e} به ترتیب به عنوان عدم قطعیت استاندارد ترکیبی نسبی دبی حجمی

۵-۲. روابط محاسبه عدم قطعیت کنتور توربینی

عدم اطمینان استاندارد نسبی از سرعت جریان حجمی در شرایط استاندارد را می توان از طریق معادله ذیل به دست آورد [۲۰]:

$$\left(\frac{u(q_{v0, meas})}{q_{v0, meas}} \right)^2 = \left(\frac{u(A_{Gas}^{m, \Delta p} A_{steel}^{m, \Delta p, c})}{A_{Gas}^{m, \Delta p} A_{steel}^{m, \Delta p, c}} \right)^2 + \left(\frac{u(q_{v0}^{cal})}{q_{v0}^{cal}} \right)^2 + \left(\frac{u(q_{v0}^{prov})}{q_{v0}^{prov}} \right)^2 + \left(\frac{u(q_{v0}^{met})}{q_{v0}^{met}} \right)^2 \quad (۱۳)$$

آزمون این مرکز به شرح زیر است:

جدول ۲: مشخصات دستگاه آزمون مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی

مقدار	پارامتر
۲۵۰۰-۱۵۰۰	محدوده دبی (استاندارد مترمکعب بر ساعت)
۱۰۵۰-۹۵۰	محدوده فشار (میلی بار)
۳۰-۱۵	محدوده دما (°C)
هوا	سیال آزمایش

با توجه به ظرفیت مرکز، کنتورها و نیز سایر تجهیزات اندازه گیری مورد استفاده مانند اندازه گیرهای دما و فشار، در ادامه به انجام محاسبات عدم قطعیت و گزارش آن پرداخته شد. محاسبات عدم قطعیت مربوط به ظرفیت ۲۵۰۰ مترمکعب

تفسیر این معادله این است که عدم قطعیت، شامل سهم مربوط به انبساط فولاد و گاز تحت فشار، سهم مربوط به فرآیند کالیبراسیون (ترم دوم)، سهم مربوط به فرآیند Proving (ترم سوم) و سهم مربوط به اندازه گیری جریان (ترم آخر) می باشد.

۳. نتایج

۳-۱. محاسبه عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی

در این مرکز از دستگاه آزمون اتمسفریک و چهار کنتور مرجع برای اندازه گیری جریان هوا و کالیبراسیون کنتورهای توربینی تحت آزمایش استفاده می شود. در این دستگاه آزمون که به صورت حلقه باز است، کنتور تحت آزمایش در قسمت مکش هوای ورودی نصب شده است. مشخصات کلی دستگاه

بر ساعت با استفاده از دو کنتور R1 و R4 است که مدارک آن بررسی شده است. این دو کنتور به صورت موازی با یکدیگر نصب شده و هر کنتور یک اندازه گیر دما و اختلاف فشار داشت. آزمایش ۲۵۰۰ مترمکعب بر ساعت ارائه شده است.

جدول ۳: نتایج محاسبات عدم قطعیت مسیر اول با کنتور R1 مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی-دبی ۲۵۰۰ مترمکعب بر ساعت

متغیر ورودی	عدم قطعیت	واحد	اطمینان	عدم قطعیت استاندارد	ضریب حساسیت	واریانس
کالیبراسیون مرجع	۰/۱۷	%	%۹۵	۰/۰۸۵	۱	۰/۰۰۷۲۳
تکرارپذیری کالیبراسیون	۰/۱	%	%۹۵	۰/۰۵	۱	۰/۰۰۲۵
انحراف کالیبراسیون	۰/۲۳۸	%	%۹۵	۰/۱۱۹	۱	۰/۰۱۴۲
فشار	۰/۱	%	%۹۵	۰/۰۵	۱	۰/۰۰۲۵
دما	۰/۰۳۴۷	%	%۹۵	۰/۰۱۷۴	۱	۰/۰۰۰۳۰۱
ضریب Z/Zo	۰/۱۱۳	%	%۹۵	۰/۰۵۶۴	۱	۰/۰۰۳۱۸
مجموع واریانس (۲٪)						
عدم قطعیت استاندارد ترکیبی (%)						
عدم قطعیت کلی						

جدول ۴: نتایج محاسبات عدم قطعیت مسیر اول با کنتور R4 مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی-دبی ۲۵۰۰ مترمکعب بر ساعت

متغیر ورودی	عدم قطعیت	واحد	اطمینان	عدم قطعیت استاندارد	ضریب حساسیت	واریانس
کالیبراسیون مرجع	۰/۱۶	%	%۹۵	۰/۰۸	۱	۰/۰۰۶۴
تکرارپذیری کالیبراسیون	۰/۱	%	%۹۵	۰/۰۵	۱	۰/۰۰۲۵
انحراف کالیبراسیون	۰/۳۴۴	%	%۹۵	۰/۱۷۲	۱	۰/۰۲۹۶
فشار	۰/۱	%	%۹۵	۰/۰۵	۱	۰/۰۰۲۵
دما	۰/۰۳۴۷	%	%۹۵	۰/۰۱۷۴	۱	۰/۰۰۰۳۰۱
ضریب Z/Zo	۰/۱۱۳	%	%۹۵	۰/۰۵۶۴	۱	۰/۰۰۳۱۸
مجموع واریانس (۲٪)						
عدم قطعیت استاندارد ترکیبی (%)						
عدم قطعیت کلی						

جدول ۵: نتایج محاسبات عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی-دبی ۲۵۰۰ مترمکعب بر ساعت

متغیر ورودی	عدم قطعیت استاندارد R1	عدم قطعیت استاندارد R4	واریانس
کالیبراسیون مرجع	۰/۰۸۵	۰/۰۸	۰/۰۰۳۴۱
تکرارپذیری کالیبراسیون	۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۰۱۲۵
انحراف کالیبراسیون	۰/۱۱۹	۰/۱۷۲	۰/۰۱۰۹
فشار	۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۰۱۲۵
دما	۰/۰۱۷۴	۰/۰۱۷۴	۰/۰۰۰۱۵۱
ضریب Z/Zo	۰/۰۵۶۴	۰/۰۵۶۴	۰/۰۰۳۱۸
مجموع واریانس (۲٪)			
عدم قطعیت استاندارد ترکیبی (%)			
عدم قطعیت کلی			



با توجه به محاسبات انجام شده، عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتور توربینی با دبی ۲۵۰۰ مترمکعب بر ساعت برابر با ۰/۲۸۴ درصد به دست آمده است.

۲-۳. محاسبه عدم قطعیت کلی مرکز کالیبراسیون کنتور دیافراگمی

در این مرکز کالیبراسیون کنتورهای دیافراگمی توسط دو نوع کالیبراتور مرجع که شامل یک عدد بل پروور و یک عدد سونیک نازل است، انجام می شود.

دستگاه بل پروور به عنوان سیستم مرجعی برای کالیبره کردن وسایل اندازه گیری گاز در ظرفیت های مختلف و فشار ثابت، مورد استفاده قرار می گیرد. این سیستم با نمایش ظرفیت، فشار و دبی، وسیله مناسبی برای کالیبره کردن کنتورهای گاز دیافراگمی تجاری و خانگی می باشد. تمامی اطلاعات کنتورهای در حال آزمایش و مشخصات دما، فشار، جابجایی و ... توسط سنسورهای تعبیه شده در دستگاه برای انجام محاسبات، سنجش و ثبت اطلاعات مربوطه به نرم افزار مخصوص ارسال می شود. مشخصات کلی بل پروور مورد استفاده در (جدول ۶) نمایش داده شده است.

جدول ۶: مشخصات کلی بل پروور مرکز کالیبراسیون کنتور گاز دیافراگمی

ردیف	پارامتر	مقدار
۱	ظرفیت اسمی	۱۰ مترمکعب بر ساعت
۲	نام سازنده	کنترل گاز اکباتان
۳	حداقل دبی	۰/۰۲۵ مترمکعب بر ساعت
۴	حداکثر دبی	۱۲ مترمکعب بر ساعت

سنسورهای مورد استفاده در کالیبراسیون با استفاده از بل پروور عبارتند از: سنسور فشار عقبه ای به منظور اندازه گیری فشار سیال آزمایش، بارومتر جیوه ای برای اندازه گیری فشار محیط آزمایش، خط کش مدرج به منظور اندازه گیری اختلاف فشار، سنسور PT100 برای اندازه گیری دمای سیال آزمایش، یک کرنومتر برای اندازه گیری زمان عبور سیال و سنسور دما و رطوبت سیال آزمایش و محیط. با توجه به مشخصات و مدارک دستگاه های اندازه گیری مورد استفاده در کالیبراسیون کنتور دیافراگمی به وسیله بل پروور، عدم قطعیت کلی آن در (جدول ۷) ذکر شده است.

جدول ۷: عدم قطعیت کلی بل پروور مرکز کالیبراسیون کنتور دیافراگمی

ردیف	متغیر	مقدار (%)
۱	عدم قطعیت اندازه گیری فشار	۰/۰۴۸
۲	عدم قطعیت اندازه گیری دما	۰/۰۵
۳	عدم قطعیت اندازه گیری اختلاف فشار	۰/۰۶۵
۴	عدم قطعیت اندازه گیری زمان	۰/۰۵۳
۵	عدم قطعیت کالیبراسیون ابعادی	۰/۰۴۱
۶	عدم قطعیت کلی	۰/۲۳

مشخصات کلی سونیک نازل اول مورد استفاده در (جدول ۸) نمایش داده شده است.

جدول ۸: مشخصات کلی سونیک نازل مرکز کالیبراسیون کنتور دیافراگمی

ردیف	متغیر	مقدار
۱	ظرفیت اسمی	۱۰ مترمکعب بر ساعت
۲	نام سازنده	EP GERMANY
۳	حداقل دبی	۰/۰۲۵ مترمکعب بر ساعت
۴	حداکثر دبی	۱۰ مترمکعب بر ساعت

سنسورهای مورد استفاده در کالیبراسیون با استفاده از سونیک نازل اول عبارتند از: اندازه گیر فشار به منظور اندازه گیری فشار سیال آزمایش، سنسور فشار برای اندازه گیری فشار محیط آزمایش، اندازه گیر اختلاف فشار به منظور اندازه گیری اختلاف فشار، اندازه گیر دما برای اندازه گیری دمای سیال آزمایش. با توجه به مشخصات و مدارک تجهیزات مورد استفاده، عدم قطعیت کلی سونیک نازل مورد استفاده در مرکز کالیبراسیون کنتور گاز دیافراگمی در (جدول ۹) ذکر شده است.

جدول ۹: عدم قطعیت کلی سونیک نازل مورد استفاده در مرکز کالیبراسیون کنتور دیافراگمی

ردیف	متغیر	مقدار
۱	عدم قطعیت اندازه گیری فشار	۰/۰۳۵
۲	عدم قطعیت اندازه گیری دما	۰/۰۵
۳	عدم قطعیت ضریب تخلیه	۰/۱۸
۴	عدم قطعیت فاکتور جریان بحرانی	۰/۱۱
۵	عدم قطعیت اندازه گیری قطر گلوگاه	۰/۰۵
۶	عدم قطعیت کلی	۰/۴۵

نتایج به دست آمده از مطالعه انجام شده نشان داده است که مقدار عدم قطعیت کلی در دو مرکز بررسی شده کمتر از ۵/۰ درصد بوده است. مقایسه این اعداد با نتایج گزارش شده توسط آزمایشگاه‌های کالیبراسیون معتبر مانند مرکز کالیبراسیون فورس دانمارک نشان می‌دهد، بهترین مقدار عدم قطعیت، ۳/۰ درصد و کمتر می‌باشد که این مقدار برای حجم بالای مبادلات گاز در سال است. مرکز کالیبراسیون فورس^۱ مقدار ۵/۰ درصد تا ۳/۰ درصد در عدم قطعیت کلی را قابل قبول می‌داند و پیشنهاد می‌کند تا با انجام اقداماتی، در مسیر کاهش عدم قطعیت کلی اندازه‌گیری گام برداشت [۲۱].

۴. نتیجه‌گیری

با توجه به افزایش ضریب نفوذ گاز در کشور و روند رو به رشد تولید و مصرف گاز در سال‌های اخیر، لازم است تا به مبحث اندازه‌گیری دقیق و صحیح گاز به‌عنوان یک چالش و مسئله‌ی بسیار مهم، توجه ویژه‌ای نمود. یکی از مهم‌ترین مباحث در اندازه‌گیری صحیح گاز، عدم قطعیت کنتور به‌عنوان ابزار اندازه‌گیری است. در این زمینه بر طبق استانداردها و دستورالعمل‌های مربوطه، لازم است عدم قطعیت تک‌تک اجزاء سیستم اندازه‌گیری در محدوده مجاز باشد. یکی از مشکلاتی که شرکت ملی گاز ایران با توجه به وسعت شبکه انتقال و توزیع گاز و نیز حجم بسیار بالای این محصولات در کشور، با آن روبرو است میزان گاز محاسبه نشده بالاتر از استانداردهای جهانی است. منشأ اصلی وجود این گاز محاسبه نشده علاوه بر نشتی، سرقت، مصارف درون شبکه و ...، کالیبره نبودن کنتورها و تجهیزات اندازه‌گیری است. امروزه بالغ‌بر چهارده میلیون کنتور خانگی و تجاری و بیش از چهل هزار کنتور صنعتی مورد استفاده در کشور نیاز به کالیبراسیون در آزمایشگاه‌های کالیبراسیون کنتورهای گاز دارند. محاسبات عدم قطعیت در مرحله انتخاب، خرید و نیز کالیبراسیون کنتورهای گاز خانگی، تجاری و صنعتی، نقش کلیدی ایفا می‌کند. مشخص نبودن عدم قطعیت تجهیز و پارامترهای مؤثر بر اندازه‌گیری آن در آزمایشگاه‌های کالیبراسیون سبب می‌شود اطمینان از اندازه‌گیری انجام شده به‌وسیله تجهیز کاهش یابد که این موضوع سبب افزایش مقدار گاز محاسبه نشده خواهد شد. در این مطالعه، به بررسی تجهیزات مورد استفاده در کالیبراسیون کنتورهای گاز و ارائه روابط برای محاسبه عدم

قطعیت کلی کالیبراسیون کنتورهای گاز مختلف پرداخته شد. در انتها نیز با استفاده از این روابط، عدم قطعیت کلی دو مرکز نمونه که به کالیبراسیون کنتورهای دیافراگمی و توربینی می‌پرداختند، محاسبه و گزارش شد.

تشکر و قدردانی

از حمایت و پشتیبانی مالی شرکت گاز استان آذربایجان شرقی برای انجام این پژوهش، تقدیر و تشکر می‌گردد.

فهرست علائم اختصاری و زیروندها

علائم	
T	دما [K]
T_0	دما در شرایط استاندارد [K]
t	زمان [s]
U	عدم قطعیت بسط یافته
u	عدم قطعیت استاندارد
V	حجم [m^3]
Z	ضریب تراکم‌پذیری در شرایط خط
Z_0	ضریب تراکم‌پذیری در شرایط استاندارد
حروف یونانی	
ρ	چگالی [kg/m^3]
ρ_0	چگالی در شرایط استاندارد [kg/m^3]
A	سطح مقطع [m^2]
c_i	ضریب حساسیت
m	جرم [kg]
P	فشار در شرایط خط [Pa]
P_0	فشار در شرایط استاندارد [Pa]
Q	دبی [h/m^3]
Q_0	دبی در شرایط استاندارد [h/m^3]
q	دبی جرمی [kg/s]
زیرنویس	
e	خروجی
m	جرمی
0	شرایط استاندارد

- of the National Institute of Standards and Technology, 2004. 109(3): p. 345.
- [9]. 9. Kegel, T., Uncertainty Analysis Of A Volumetric Primary Standard, in 5th International Symposium on Fluid Flow Measurement. 2002.
- [10]. 10. Emrys, H. and J. Jones, Theoretical Uncertainty Of Orifice Flow Measurement, in International School of Hydrocarbon Measurement. 1986.
- [11]. 11. NASA, P., Overall Measurement Accuracy —Determination And Influence, in American School Of Gas Measurement Technology. 2003.
- [12]. 12. Marinho, F., Uncertainty In Flow Gas Measurement Systems With Ultrasonic Meters, in North Sea Flow Measurement Workshop. 2015.
- [13]. 13. Abernethy, R., R. Benedict, and R. Dowdell, ASME measurement uncertainty. Journal of Fluids Engineering, 1985. 107(2): p. 161-164.
- [۱۴]. ا. اکبری، م. سیاح نژاد و ن. ا. رضوی، «محاسبه عدم قطعیت ترکیبی سیستم میترینگ گاز پالایشگاه شهید هاشمی نژاد بر اساس استاندارد ایزو ۵۱۶۸»، سومین همایش ملی اندازه‌گیری جریان سیالات در صنایع نفت، گاز، پالایش، پتروشیمی و آب، ۱۳۹۵.
- [15]. Johnson, R.C., Real-gas effects in critical flow through nozzles and thermodynamic properties of nitrogen and helium at pressures to 300x105 newtons per square meter (approx. 300 atm). nasa sp-3046. NASA Special Publication, 1968. 3046.
- [16]. Johnson, R.C., Calculations of the flow of natural gas through critical flow nozzles. 1970.
- [17]. Choi, H.M., K.-A. Park, Y.K. Oh, and Y.M. Choi, Uncertainty evaluation procedure
- [1]. Arpino, F., M. Dell'Isola, G. Ficco, and P. Vigo, Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: Prediction model and analysis of the solutions. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014. 17: p. 58-70.
- [2]. Ficco, G., M. Dell'Isola, P. Vigo, and L. Celenza, Uncertainty analysis of energy measurements in natural gas transmission networks. Flow Measurement and Instrumentation, 2015. 42: p. 58-68.
- [3]. Dörr, H., T. Koturbash, and V. Kutcherov, Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas. Measurement Science and Technology, 2019. 30(2): p. 022001.
- [4]. Bekraoui, A., A. Hadjadj, A. Benmounah, and M. Oulhadj, Uncertainty study of fiscal orifice meter used in a gas Algerian field. Flow Measurement and Instrumentation, 2019. 66: p. 200-208.
- [5]. Tang, P.W. and F.B. Energy, Pressure, Temperature, and Other Effects on Turbine Meter Gas Flow Measurement. J Sch. Gas Meas. Technol, 2015. 3.
- [6]. Kegel, T., Flow Measurement Uncertainty - Analysis Based on Field Grade Components, in 4th CIATEQ Seminar on Advanced Flow Measurement. 2004.
- [7]. 7. Kegel, T., Uncertainty Analysis of Turbine and Ultrasonic Meter Volume Measurements, in American Gas Association. 2005.
- [8]. 8. Johnson, A. and T. Kegel, Uncertainty and traceability for the CEESI Iowa natural gas facility. Journal of research



and intercomparison of bell provers as a calibration system for gas flow meters. Flow measurement and instrumentation, 2010. 21(4): p. 488-496.

[18].Johnson, A.N. and J.D. Wright, Gas flowmeter calibrations with the 26 m³ PVTt standard. NIST Special Publication, 2009. 1046.

[19].Lunde, P., K.-E. Froya, S. Neumann, and S. Vervik. Handbook of Uncertainty Calculations–Ultrasonic Fiscal Gas Metering Stations. in 26 th International North Sea Flow Measurement Workshop. 2003.

[20].NFOGM, Handbook of uncertainty calculations for ultrasonic, turbine and Coriolis oil flow metering stations. 2018.

[21].Lonna Dickenson, E. Reduce operational uncertainty in large volume gas transfers. 2024; Available from: <https://forcetechnology.com/en/articles/reducing-operational-uncertainty-in-large-volume-gas-transfers>.



Gas Measurement Systems Overall Uncertainty: Gas Meter Calibration Laboratories Case Study

Seyed Hassan Hashemabadi^{1*}, Mohammad Salemi Mojarad², Alireza Asadi³, Bahark Mardangahi⁴, Mohammad Reza Sokhandani⁵

1. Professor, Computational Fluid Dynamics (CFD) Research Laboratory, School of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Iran University of Science and Technology, 16846 Tehran, Iran
2. M.Sc., Fluid Flow Measurement Research Institute, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran
3. M.Sc., Mechanical Repair Engineer, South Pars Gas Complex Company, Bushehr, Iran
4. M.Sc., Research and Technology, Gas Company of East Azarbaijan Province, Tabriz, Iran

ARTICLE INFO

ORIGINAL ARTICLE

Article History:

Received: 01 November 2023

Revised: 24 December 2023

Accepted: 30 December 2023

Keywords:

Overall Uncertainty
Calibration
Calibration Centers
Diaphragm Meter
Turbine Meter

ABSTRACT

One of the most important issues in accurate gas measurement is the uncertainty of the meter as the measurement tool. According to relevant standards and guidelines, it is necessary that the uncertainty of each component of the measurement system, such as the measurement element (e.g., orifice plate), temperature and pressure transmitter devices, etc., be within the permissible range. In addition, one of the very critical issues that unfortunately is not given much attention today is the overall uncertainty of the measurement system and the interactions and mutual effects of the system components on each other and on the overall uncertainty of the system. Therefore, this study presents the necessary relationships for calculating the overall uncertainty of gas meter calibration laboratories in the country. Finally, the overall uncertainty of two centers is calculated and reported as an example. One of these centers had the ability to calibrate turbine meters and the other had the ability to calibrate diaphragm meters. The results showed that the overall uncertainty of the turbine meter calibration center was 0.422%, of which the calibration deviation of the reference meter had the greatest role in this overall uncertainty. Also, the calculation of the overall uncertainty of the diaphragm meter calibration center showed that the best overall uncertainty of this center was 0.23%.

DOR: [20.1001.1.25885251.1402.00.00](https://www.ijge.irangi.org/article_712583.html)

How to cite this article

S.H. Hashemabadi, M. Salemi Mojarad., A. Asadi, B. Mardangahi, M.R. Sokhandani, Gas Measurement Systems Overall Uncertainty: Gas Meter Calibration Laboratories Case Study. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 17-28. (https://www.ijge.irangi.org/article_712583.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: hashemabadi@iust.ac.ir, (S.H. Hashemabadi).

Available online 31 December 2023

25885-5251/© 2023 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)



ارزیابی فنی - اقتصادی بازیافت حرارت از دودکش کوره‌های واحد نم‌زدایی پالایشگاه گاز بیدبلند به کمک چرخه رانکین آلی

مسعود درفشان^{۱*}، پریا امیر عابدی^۲، محسن درفشان^۳

۱. استادیار، گروه مهندسی مکانیک، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه صنعتی خاتم‌الانبیاء بهبهان، بهبهان، ایران

۲. استادیار، گروه مهندسی شیمی، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه صنعتی خاتم‌الانبیاء بهبهان، بهبهان، ایران

۳. کارشناسی ارشد، مهندسی سیستم‌های انرژی، دانشکده علوم و فنون نوین، دانشگاه تهران، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: dorfeshan@bkatu.ac.ir

مقاله‌ی علمی - کاربردی

صفحه ۲۹ - ۴۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۲۶

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۰۷

چکیده

بحران انرژی در دنیا، اجرای پروژه‌هایی با محوریت استفاده از انرژی اتلافی را توجیه‌پذیر و ضرورت عملیاتی نمودن آن را دوچندان می‌سازد. چالش‌های اصلی مدیران صنایع در اجرای یک طرح بازیابی حرارت اتلافی در کنار توجه به مسائل اقلیمی و زیست‌محیطی، کاهش مصرف سوخت و وابستگی به برق و همچنین توجیه‌پذیر بودن طرح از لحاظ اقتصادی است. در پژوهش حاضر، بهره‌گیری از حرارت اتلافی از کوره‌های واحد نم‌زدایی پالایشگاه بیدبلند موردتوجه قرار گرفته و با نمونه‌برداری از گازهای احتراقی در مقطعی از دودکش به ارتفاع ۱۱ متر و قطر ۱،۲۴ متر، علاوه بر پارامترهای موردنیاز برای آزمایش‌های زیست‌محیطی، انرژی اتلافی از کوره‌ها نیز محاسبه گردید. فرآیند تولید توان به کمک چرخه رانکین آلی در سه طرح ساده، فوق گرم و بازیاب شبیه‌سازی شده است. در اجرای طرح فرض بر این است که دمای منابع ورودی و خروجی در محدوده معین و در حالت پایدار قرار دارد. در نهایت بر اساس تحلیل ترمودینامیکی و اقتصادی انجام شده، سیال R142b در چرخه فوق گرم و R245fa در چرخه ساده به ترتیب باراندمان ۱۷،۱۷ و ۱۵،۰۲ درصد و دوره بازگشت سرمایه ۲،۶۳ و ۲،۹۷ سال به ترتیب اولویت‌های اصلی مورد استفاده در پایلوت پالایشگاه هستند.

کلید واژه‌ها: چرخه رانکین آلی، حرارت اتلافی، راندمان حرارتی، پالایشگاه گاز، کوره‌های نم‌زدایی گاز

۱. مقدمه

افزایش روزافزون قیمت سوخت، کاهش منابع سوخت فسیلی و لزوم کنترل آلودگی محیط‌زیست، اهمیت بازیافت انرژی حرارتی در صنایع مختلف را دوچندان می‌کند. امروزه مصرف بهینه انرژی به عنوان یکی از شاخص‌های مؤثر در ارزیابی توسعه جوامع بشری مطرح است. نرخ بالای مصرف انرژی در فرآیندهای صنعتی باعث افزایش هزینه‌های تولید و نیز کاهش راندمان تولید محصولات صنعتی می‌گردد. بهبود راندمان مصرف انرژی و کاهش تلفات آن را می‌توان با طراحی سیستم‌های بهینه بازیابی حرارت محقق ساخت. یکی از روش‌های مؤثر برای استفاده از منابع اتلاف حرارت دماپایین، استفاده از چرخه رانکین آلی است. توجه به این نکته ضروری است که چرخه متداول بخار رانکین در بازیافت حرارت دماپایین غیرکاراست و امروزه چرخه رانکین آلی به عنوان راهکاری مناسب برای استفاده از این نوع حرارت‌های





اتلافی پیشنهاد می‌گردد. مطالعات گسترده و قابل توجهی در حوزه چرخه رانکین آلی انجام شده است. در این سیکل، توجه به توان خروجی توربین و همچنین انتخاب سیال کاری مناسب برای سیکل، بسیار حائز اهمیت است. انتخاب سیال، هم از لحاظ اقتصادی و هم از لحاظ زیست محیطی و همچنین از لحاظ کارایی می‌تواند بسیار مورد توجه باشد. سیالات مختلف دارای خصوصیات ترمودینامیکی متفاوت و عملکردهای گوناگون هستند. هر سیال در کنار داشتن خصوصیات مناسب، می‌تواند خصوصیات نامناسبی نیز داشته باشد و باید با توجه به شرایط مورد نیاز بین این دو تعادل برقرار کرد. در ادامه چند نمونه از پژوهش‌های انجام شده در حوزه مورد اشاره بررسی و معرفی می‌گردد.

گالونی و همکاران [۱] با بررسی اجزای سیستم چرخه رانکین آلی در مقیاس کوچک و بهره‌برداری از منابع دما پایین به این نتیجه رسیدند که بازده منبسط کننده^۱ بیشترین تأثیر را بر بازده گرمایی چرخه و کار خروجی دارد. سوک کنگ و همکاران [۲] با بررسی چرخه رانکین آلی برای تولید توان از منابع دما پایین و استفاده از یک توربین شعاعی متصل به ژنراتور هم‌زمان سرعت بالا، مشاهده کردند که توان خروجی با افزایش دبی سیال و نسبت فشار در توربین، افزایش می‌یابد. افزایش دمای تبخیرکننده^۲ نیز چون باعث افزایش نسبت فشار و دبی می‌شود، توان خروجی را افزایش می‌دهد. در تحقیقی که توسط کویلین و همکاران [۳] انجام شده است، رفتار چرخه کوچک مقیاس رانکین برای بازیافت انرژی از دبی‌ها و منابع گرمایی متفاوت از طریق مدل‌سازی دینامیکی شرایط کاری و با استفاده از سه حالت (الف) ثابت نگه داشتن دمای تبخیرکننده (ب) متغیر بودن دمای بهینه تبخیرکننده تحت شرایط کاری مختلف و (ج) وابسته بودن سرعت پمپ به سرعت منبسط کننده انجام شده است. نتایج مدل‌سازی نشان می‌دهد که مدل کنترلی بر پایه حالت بهینه پایا تحت شرایط کاری مختلف بهترین نتایج را به همراه دارد و شرایط بهینه زمانی اتفاق می‌افتد که تنظیمات دمای تبخیرکننده بهینه شده باشد.

چن و همکاران [۴] با بررسی پارامترهایی همچون دمای ورودی و خروجی و دبی جریان نشان دادند که افزایش دمای ورودی توربین باعث تلفات زیاد انرژی و کاهش فشار و دبی ورودی می‌شود. همچنین در صورت کاهش قابل توجه دما نیز این تلفات قابل توجه خواهد بود.

جیا و همکاران [۵] به تجزیه و تحلیل تعادل جرم و انرژی بر روی کربونیزاسیون هیدروترمال همراه با یک سیستم ترکیبی چرخه رانکین آلی فلش برای ضایعات آلی پرداختند. نتایج این پژوهش نشان داد که استفاده از سیستم مذکور موجب بهبود انرژی و انرژی و انرژی در کل فرآیند می‌گردد.

لی و همکاران [۶] تأثیر فوق گرم شدن سیال (بنزن) ورودی به توربین بر عملکرد چرخه از لحاظ انرژی و انرژی را بررسی کردند. نتایج نشان داد که با افزایش دمای ورودی توربین، راندمان حرارتی سیستم، فشار ورودی توربین و دبی گرمی سیال کاری کاهش پیدا می‌کند. قرار گرفتن سیال در حالت بخار اشباع یا فوق گرم شدن به مقدار ناچیز به عنوان وضعیت مطلوب پیشنهاد شد. در پژوهشی که توسط سی یونگ چو و همکاران [۶] انجام شده، شرایط عملکردی چرخه رانکین آلی به همراه توربوآکسپندر تحت شرایط نوسانی دمایی بررسی شده است. نتایج این آزمایش که در آن از سیال عامل R245fa استفاده شده نشان داد که قدرت خروجی توربین رابطه‌ای مستقیم با دبی سیال در چرخه دارد. این افزایش دبی با تغییر در تعداد نازل‌های اطراف توربین محقق می‌شود.

عمران و همکاران [۸] روند تحقیقات انجام شده در حوزه فناوری چرخه رانکین آلی را مورد بررسی قرار دادند. نتایج نشان می‌دهد که کشورهای چین، ایالات متحده، ایتالیا، یونان، بلژیک، اسپانیا، آلمان و بریتانیا در این حوزه پیشرو هستند. هسته فعالیت‌های تحقیقاتی در این زمینه عمدتاً بر کاربردهای فناوری چرخه رانکین آلی معماری چرخه، طراحی و بهینه‌سازی آن استوار است.

چانگ و همکاران [۷] با بررسی راندمان منبسط کننده مارپیچی در دو حالت سرعت دورانی متغیر و سرعت ثابت نشان دادند که بازده منبسط کننده تحت تأثیر دماهای ورودی متفاوت و دوره‌های مختلف تغییر می‌کند و با فوق گرم کردن سیال در ورودی منبسط کننده، بازده چرخه و بازده منبسط کننده افزایش می‌یابد. روی و همکاران [۸] چرخه رانکین آلی بدون بازیاب را بر اساس بهینه‌سازی پارامتری و با به کارگیری سیالات R123 و R134a و R717 به صورت فوق گرم در فشار ثابت مورد ارزیابی قرار دادند. نتایج پژوهش نشان داد که سیال R123 تحت شرایط دمایی مختلف دارای بالاترین بازده به همراه بیشترین کار

1. Expander
2. Evaporator

خروجی و کمترین میزان برگشت‌ناپذیری بوده و به‌عنوان سیال مناسب در بازیافت انرژی از منابع دماپایین توصیه شده است. چینتالا و همکاران [۱۱] بازیابی گرمای زباله از احتراق تراکمی موتورهای با استفاده از چرخه رانکین آلی را مورد مطالعه قرار دادند. در این پژوهش مواردی نظیر انتخاب سیال کار آلی، نوع تبخیرکننده/چگالنده، فشار برگشتی ناشی از اجزای اضافی در خط خروجی مورد بحث قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که طراحی تبخیرکننده باید بر اساس منبع گرم متغیر گازهای خروجی شامل توزیع دما و دبی جریان انجام شود. همچنین سیال R245fa بر مبنای راندمان، در دسترس بودن، جنبه‌های اقتصادی و زیست‌محیطی، سیال بهتری برای کاربرد موتور مذکور معرفی شده است.

روی و همکاران [۱۲] حرارت اتلافی یک نیروگاه ۸۴۰ مگاواتی با دمای ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد را به‌عنوان منبع حرارتی برای آرایش ساده چرخه رانکین آلی با سیالات عامل R123 و R134a و R12 موردتوجه قرار داده و بهینه‌سازی را برای تولید توان حداکثر انجام دادند. نتایج نشان می‌دهد در صورتی که دمای تبخیر در اوپراتور، نزدیک به دمای ورودی منبع گرم (در این مورد دمای ۱۲۲ درجه سانتی‌گراد) باشد، تولید توان کمتر خواهد بود و بهتر است دما و فشار تبخیر در اوپراتور، مقدار نسبتاً کمتری انتخاب شود. در تولید توان از حرارت اتلافی یا هر منبع حرارتی رایگان دیگر، تولید توان بیشینه بایستی به‌عنوان تابع هدف انتخاب گردد و بهینه کردن بازده می‌تواند همراه‌کننده باشد لیو و همکاران [۱۳] چندین سیال کاری را در دماهای مختلف تبخیرکننده موردبررسی قرار داده و به این نتیجه رسیدند که بازده تبخیرکننده در حالتی که سیالات با آنتالپی تبخیر کمتر استفاده شوند، بیشینه خواهد بود. همچنین دریافتند وجود پیوند هیدروژنی در برخی سیالات نظیر آب، آمونیاک و اتانول سبب رفتاری مشابه سیالات تر و در نتیجه آنتالپی تبخیر بالاتر و کاهش کارایی سیال جهت استفاده در چرخه رانکین آلی می‌گردد. ماگو و همکاران [۱۴] با بررسی قانون اول و دوم ترمودینامیک دریافتند که وجود بازیاب به کم شدن برگشت‌ناپذیری‌ها و افزایش بازده قانون اول و دوم کمک قابل‌توجهی می‌کند. همچنین در استفاده از سیال کاری خشک، نیازی به فوق‌گرم کردن سیال در ابتدای توربین نیست، زیرا ضمن ثابت ماندن بازده قانون اول، مقدار برگشت‌ناپذیری‌ها افزایش و بازده قانون

دوم کاهش می‌یابد.

یو و همکاران [۱۵] جوشش جریان R134a در یک لوله افقی برای طراحی تبخیرکننده تحت فشارهای معمولی چرخه رانکین آلی را مورد مطالعه قرار دادند. نتایج نشان داد که تبخیر در سطوح بالایی در فشارهای بالاتر به سهولت اتفاق می‌افتد؛ بنابراین، الگوی جریان غالب، جریان طبقه‌بندی شده با تبخیر جزئی است. با گسترش تبخیر، ضریب انتقال حرارت با افزایش کیفیت بخار کاهش یافت. شار گرما و فشار بر ضریب انتقال حرارت در کیفیت‌های بخار کمتر از ۰٫۳، تأثیر می‌گذارد، درحالی‌که شارهای جرمی بالاتر، انتقال حرارت را برای طیف وسیعی از کیفیت‌های بخار بهبود می‌بخشد. دای و همکاران [۱۶] با بررسی سیالات کاری مختلف دریافتند که اضافه کردن مبدل حرارتی داخلی به بهبود عملکرد چرخه کمکی نمی‌کند. همچنین برای سیالاتی که شیب منحنی بخار اشباع آن‌ها در نمودار دما-آنتروپی منفی نیست، فوق‌گرم کردن سیال باعث افزایش بازده نخواهد شد. سان و همکاران [۱۷] چرخه رانکین آلی با انبساط از ناحیه فوق‌گرم یا منطقه دوفاز بر اساس میزان استفاده دمایی منبع گرما را مورد بررسی قرار دادند.

حداکثر نرخ استفاده از دما می‌تواند با کاهش جریان جرمی منبع گرما به ۶۴٫۴ درصد برسد. علاوه بر این، پمپ پره‌ای دوار برای استفاده در چرخه رانکین آلی در مقیاس کوچک با سرعت جریان حجمی پایدار، راندمان نسبی بالا، شرایط آب‌بندی خوب و عمر مناسب داشت.

مایکلویز و همکاران [۱۸] ویژگی‌های ترمودینامیکی و فیزیکی سیالات زیادی را در حالت فوق‌بحرانی و زیربحرانی برای کاربرد در تولید گرما و توان در مصارف خانگی بررسی کردند. نتایج نشان داد راندمان سیکل‌هایی با سیال فوق‌بحرانی، حدود ۵ درصد بیشتر از سیکل‌هایی با سیال زیربحرانی است، اما نیاز به مبدل‌هایی متراکم‌تر و کارآمدتر دارند. لی و همکاران [۱۹] با مقایسه سیال عامل دوجزئی RC318/R141b با سه سیال کاری خالص دریافتند که استفاده از سیال دوجزئی باعث گسترده‌تر شدن دامنه انتخاب سیال کاری شده و همچنین افزایش بازده حرارتی و آگزروزی به دلیل اضافه کردن مبدل حرارتی داخلی برای سیال دوجزئی بیشتر از سیال خالص است. ژاو و همکاران [۲۰] عملکرد دینامیکی چرخه رانکین آلی تغذیه شده توسط انرژی خورشیدی در شرایط ابری را مورد مطالعه



قرار دادند. این مقاله بر تجزیه و تحلیل واکنش های سیستم به انسداد ابر با استفاده از مدل دینامیکی تمرکز دارد. نتایج پژوهش نشان می دهد که دوره کوتاه (۵ دقیقه) انسداد ابر، تأثیر شدیدی بر کارایی سیستم ندارد، در حالی که ابری که در صبح رخ می دهد می تواند باعث شود که سیستم به راحتی از کار بیفتد. چیس و همکاران [۲۱] تأثیرات استفاده از سیال کاری خالص و مخلوط متشکل از دو نوع و سه نوع سیال در شرایطی که دمای ورودی و خروجی و دبی منبع حرارتی ثابت بررسی نموده و به این نتیجه رسیدند که استفاده از سیال سه جزئی نسبت به سیال دوجزئی، تأثیر بسیار کمتری بر بهبود بازده چرخه خواهد داشت.

پژوهش حاضر توسط واحد پژوهش و فناوری شرکت پالایش گاز بیدبلند و باهدف بررسی فنی اقتصادی بازیافت حرارت از دودکش کوره های فرآیندی واحدهای نم زدایی به کمک چرخه رانکین آلی تعریف شده است. بحران انرژی و حرکت در راستای تأمین بخشی از انرژی مورد نیاز طریق انرژی های تجدیدپذیر (بند ۴۸ ماده ۴۸ قانون برنامه ششم توسعه و همچنین قانون اصلاح الگوی مصرف) ضرورت انجام چنین طرح هایی را دوجندان می کند. در اجرای این طرح، فرض بر این است که دمای منابع ورودی و خروجی در محدوده معین و در حالت پایدار قرار دارد. مواردی نظیر رفع مشکلات اقلیمی و زیست محیطی مرتبط با تخلیه گازهای آلاینده، تدوین و پیاده سازی رویکرد استفاده از انرژی های تجدیدپذیر در شرکت ملی گاز ایران و استفاده از انرژی اتلافی و به تبع آن کاهش هزینه های تولید، اجرای پژوهش حاضر را توجیه پذیر می کند. بررسی پژوهش های پیشین نشان می دهد که در زمینه استفاده از حرارت های درجه پایین در حوزه پالایشگاهی با استفاده از چرخه رانکین آلی تاکنون تحقیق جامع و کاربردی انجام نشده است. از آنجاکه منابع دمایی در حوزه پالایش و پتروشیمی در حال حاضر در کشور فعال است و در پژوهش حاضر، انرژی اتلافی از کوره های واحد نم زدایی پالایشگاه بیدبلند مورد توجه قرار گرفته و به منظور استفاده از این منبع انرژی با استفاده از چرخه رانکین آلی، فرآیند در سه طرح ساده، فوق گرم و بازیاب شبیه سازی گردیده است. با تولید برق توسط سیستم های بازیابی گرما، این برق به طور مستقیم جایگزین انرژی خریداری شده گردیده و به این ترتیب هزینه های انرژی را کاهش می دهد. از سوی دیگر، کاهش هزینه های انرژی به کاهش هزینه های عملیاتی منتهی شده

و بنابراین رقابت پذیری محصول را افزایش می دهد.

۲. روش تحقیق

انتخاب سیال عامل مناسب، مهم ترین مسئله در طراحی چرخه رانکین آلی محسوب می شود. گزینه های زیادی برای استفاده در چرخه به عنوان سیال آلی وجود دارد. در صورتی که سیالات ترکیبی را هم مدنظر قرار دهیم، دامنه انتخاب بسیار گسترده می شود. برحسب اینکه سیال در دسته سیالات خشک، تر و یا آیزنتروپیک قرار داشته باشد، خواصی که در چرخه از خود بروز می دهد کاملاً متفاوت است. منحنی بخار اشباع در نمودار دما-آنترופی، بارزترین خصوصیت یک سیال عامل در انتخاب برای یک ماشین گرمایی است. این خصوصیت بر قابلیت کاربرد سیال، بازده فرایند و نحوه چیدمان تجهیزات در فرایند اثر می گذارد. به طور کلی می توان سیالات را با توجه به شیب منحنی بخار اشباع آن ها در نمودار دما - آنترופی به سه گروه کلی تقسیم بندی نمود:

- سیالات مرطوب: سیالاتی که شیب منحنی بخار اشباع آن ها در نمودار دما-آنترופی منفی باشد.
- سیالات خشک: شیب منحنی بخار اشباع در نمودار دما-آنترופی، مثبت است.
- سیالات آیزنتروپیک: دارای شیب نزدیک به بی نهایت (منحنی بخار اشباع موازی با محور عمودی).

با توجه به اینکه در سیالات مرطوب به دلیل اینکه در فرآیند انبساط امکان دوفازی شدن وجود دارد، معمولاً برای چرخه رانکین آلی مناسب نمی باشند. سیالات خشک در طول فرآیند انبساط همچنان فوق گرم می مانند؛ ولی کار انجام شده توسط آن ها در مقایسه با سیال های دیگر کمتر است و معمولاً راندمان قابل قبولی ندارند. سیالات آیزنتروپیک گزینه بهتری نسبت به دو نوع سیال دیگر هستند و این مشکلات را ندارند. با این وجود عوامل دیگری نیز نظیر قیمت و دوستدار محیط زیست بودن و... در انتخاب سیال مهم است و این شرایط عوامل ممکن است حتی در سیالات آیزنتروپیک هم فراهم نشود. به طور کلی انتخاب سیال کاری بستگی به عوامل مختلفی دارد و باید دید اثر کدام خصوصیت سیال اهمیت بیشتری داشته و می تواند برای حوزه کاری مشخص مناسب باشد. خواص ترمودینامیکی سیالات مورد استفاده در این تحقیق در (جدول ۱) ارائه شده است.

جدول ۱: خواص ترمودینامیکی سیالات آلی مورد استفاده در پژوهش حاضر [۱۸-۳]

نوع سیال	گرمای نهان تبخیر (kJ/kg)	چگالی (kg/m ³)	فشار بحرانی (kPa)	دمای بحرانی (°C)	سیال
خشک	۱۴۶/۷	۱۵۶۵	۳۴۳۹	۲۱۴/۱	R113
مرطوب	۲۱۷	۴/۲	۴۰۵۹	۱۰۱	R134a
آیزنتروپیک	۲۲۶/۵	۱۲۳۰	۴۲۴۹	۲۰۴/۲	R141b
آیزنتروپیک	۲۲۳/۴	۴۴۶/۹	۴۰۵۵	۱۳۷/۱	R142b
آیزنتروپیک	۱۹۶	۵/۷	۳۶۳۹	۱۵۴/۱	R245fa
مرطوب	۲۳۳/۹	۳/۶	۴۹۰۰	۹۶/۱	R22
آیزنتروپیک	۱۸۱/۲	۱۴۹۴	۴۴۰۸	۱۹۸	R11
خشک	۳۵۸	۶۲۰/۸	۳۳۶۴	۱۹۶/۵	ایزو پنتان
مرطوب	۱/۵	۶۲۰	۳۶۴۰	۱۳۴/۷	نرمال بوتن

کوره‌های پالایشگاه از نوع آتشی است. در این کوره‌ها گاز شبکه سراسری وارد مشعل‌ها شده و با هوای ورودی از محیط به داخل محفظه احتراق مخلوط می‌شود و برای انجام واکنش شیمیایی سوخت گرمای اولیه را از شمعی‌ها می‌گیرد.

کوره دارای ۳ پایلوت و ۳ مشعل است و ارتفاع آن ۱۹ متر می‌باشد. فشار سوخت پایلوت و مشعل به ترتیب ۰٫۹ و ۱٫۲ کیلوگرم می‌باشد. حدود ۱۰ درصد از گاز تصفیه شده خروجی از درام، برای گرم کردن و حذف آب و هیدروکربور

ماده جاذب در برج‌های آمین استفاده می‌شود و تا دمای ۲۶۰ درجه سانتی‌گراد در کوره حرارت داده می‌شود. در نهایت گاز خروجی از کوره به سمت برج احیاء در حال گرمایش ارسال می‌شود. گاز خروجی از برج احیاء در حال کولینگ با یک خط ۶ اینچ به سمت کوره هدایت می‌شود.

با استناد به نمونه‌برداری آزمایشگاه معتمد محیط‌زیست از گازهای خروجی کوره، انرژی اتلافی از دودکش‌ها را محاسبه می‌کنیم (جدول ۲).

جدول ۲: فاکتورهای مورد سنجش و نتایج آزمایش پالایش گاز بید بلند

fuel	Tg	Ta	Vg	Ex-Air	SO ₂	H ₂ S	NOX	NO	CO	CO ₂	O ₂
	°C	°C	m/s	%	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	%	%
گاز طبیعی	474.4	36.6	6.1	1.24	0	0	88	84	8	9.53	4.18

نمونه‌برداری از گازهای احتراقی در مقطعی به ارتفاع ۱۱ متر و قطر ۱/۲۴ متر انجام شده است. با استفاده از دستگاه آنالایزر Testo 350 New، علاوه بر ترکیبات گاز خروجی دودکش کوره، سرعت گاز به میزان ۶/۱ متر بر ثانیه، دمای گاز ۴۷۴/۴ درجه سلسیوس و دمای محیط ۳۶/۶ درجه سلسیوس اندازه‌گیری شده است. میزان حرارت اتلافی از کوره از طریق تحلیل ترمودینامیکی بر داده‌های موجود و شبیه‌سازی تولید توان از حرارت مذکور در سه نوع چرخه مختلف و برای ۹ سیال عامل آلی توسط نرم‌افزار Aspen HYSYS نسخه ۱۱ انجام شده است. تحلیل اقتصادی نیز بر مبنای بانک اطلاعاتی Aspen Process Economic Analyzer (APEA) انجام

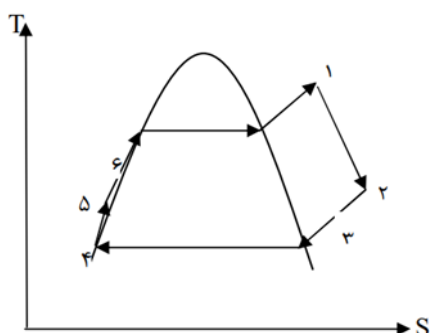
شده است. طرح‌های تحلیل شده عبارتند از:

- چرخه ساده
- چرخه بازیاب
- چرخه بازیاب و در شرایط فوق گرم

بنابراین، در چرخه‌های اول و دوم سیال در ناحیه اشباع قرار می‌گیرد، اما در چرخه سوم وارد ناحیه فوق گرم می‌شود.

با توجه به اینکه فشار کاری سیال در چرخه می‌تواند منجر به تغییرات میزان برگشت‌ناپذیری و همچنین بهبود و یا افت راندمان چرخه شود، تحلیلی ترمودینامیکی چرخه





شکل ۱: نمودار T-S چرخه رانکین آلی بازیاب

پیشنهادی در سه سطح مختلف فشار صورت گرفته است. سه سطح فشار به گونه‌ای انتخاب شده است که از فشار بحرانی سیالات مورد استفاده کمتر باشد؛ بنابراین با در نظر گرفتن فشار ۳ مگاپاسکال به عنوان حد بالا، فشارهای ۱، ۲ و ۳ مگاپاسکال انتخاب گردید و تحلیل‌ها در این سه سطح فشار انجام شد. تولید آنتروپی داخلی در چرخه رانکین آلی عمدتاً از عواملی مانند افت فشار در لوله‌ها، انبساط ناخواسته در توربین و انتقال گرمای داخلی در اثر اختلاف دمای مشخص در اجزای سیستم رخ می‌دهد. سطوح فشار در بازه‌های مساوی در محدوده پایین‌تر از فشار بحرانی سیال انتخاب شده است. بر این اساس هر یک از طرح‌های فوق در سه فشار مختلف ۱، ۲ و ۳ مگاپاسکال شبیه‌سازی شده است.

در چرخه رانکین آلی بازیاب، سیال قبل از ورود به بویلر دچار پیش گرمایش می‌شود و مقداری از گرمای قابل استفاده جریان خروجی از توربین به مایع خروجی از پمپ قبل از ورود به بویلر داده می‌شود. جریان خروجی از توربین در ابتدا پیش از ورود به چگالنده، مقداری از حرارت خود را در بازیاب به سیال خروجی از پمپ می‌دهد. نمودار T-S این چرخه در (شکل ۱) قابل مشاهده است.

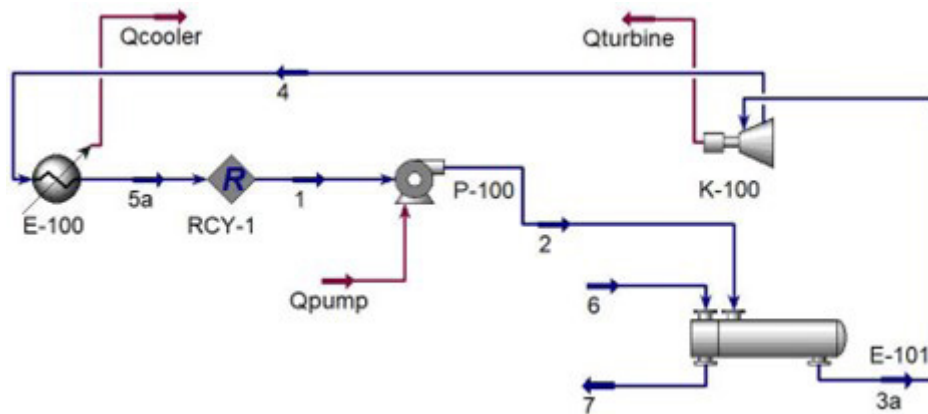
در انجام شبیه‌سازی فرآیند و به منظور ساده‌سازی تحلیل، فرضیات ذیل در نظر گرفته شده است:

- سیستم در حالت یکنواخت کار می‌کند.
- بازده آیزنتروپیک پمپ و توربین ۸۰ درصد است.
- افت فشار در تجهیزات (چگالنده، بویلر و بازیاب) ناچیز است.
- فرآیندها در پمپ و توربین آدیاباتیک است.
- فاز سیال خروجی از چگالنده مایع اشباع است و تغییرات دما در چگالنده ثابت است.
- معادلات حاکم برای هریک از اجزای سیکل رانکین آلی بازیاب در (جدول ۳) خلاصه شده است.

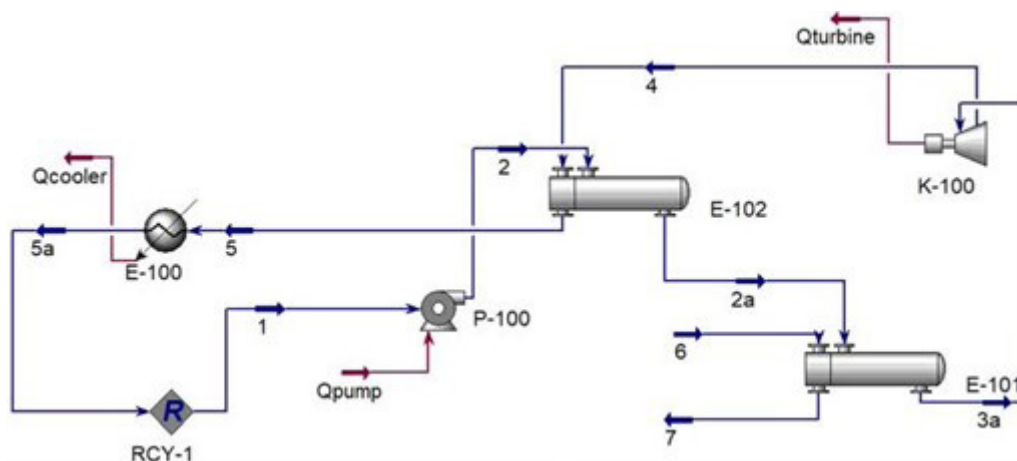
جدول ۳: معادلات حاکم برای هریک از اجزای سیکل رانکین آلی بازیاب

توضیحات	رابطه حاکم	رابطه	فرآیند	تجهیز
بازده آیزنتروپیک،	$\eta_{st} = \frac{\dot{W}_{act}}{\dot{W}_{st}}$	۱		
برگشت‌ناپذیری	$\dot{W}_{ac} = \eta_{mt} \dot{m}_{wf} (h_1 - h_2)$	۲	(۲-۱)	توربین
کار خروجی توربین	$i_{tur} = T_0 \dot{m}_{wf} (S_2 - S_1)$	۳		
	$h_2 - h_3 = h_6 - h_5$	۴	(۳-۲ و ۵-۶)	بازیاب
	$S_2 - S_3 = S_6 - S_5$	۵		
به دلیل اینکه در این خصوص گرما به وسیله برج خنک‌کن به محیط دفع می‌گردد، $T_L = T_0$ در نظر گرفته می‌شود.	$\dot{Q}_{con} = \dot{m}_{wf} (h_3 - h_4)$	۶		
	$i_{con} = \dot{m}_{wf} T_0 \left(S_4 - S_3 + \frac{h_3 - h_4}{T_L} \right)$	۷	(۴-۳)	کندانسور
بازده آیزنتروپیک،	$\eta_{sp} = \frac{\dot{W}_{iso pump}}{\dot{W}_{act pump}}$	۸		
برگشت‌ناپذیری	$i_{pump} = \dot{m}_{wf} T_0 (S_5 - S_4)$	۹	(۵-۴)	پمپ
کار پمپ‌توربین	$\dot{W}_{act, pump} = \dot{m}_{wf} (h_5 - h_4)$	۱۰		
در رابطه فوق، T_H دمای منبع گرمایی است که در این مورد دمای گازهای خروجی دودکش است.	$\dot{Q}_{eva} = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_6)$	۱۱		
	$i_{eva} = \dot{m}_{wf} T_0 \left(s_1 - s_6 + \frac{h_6 - h_1}{T_H} \right)$	۱۲	(۶-۱)	تبخیرکننده

همان‌طور که در (شکل ۲) نشان داده شده است، یک نیروگاه چرخه رانکین آلی معمولی دارای تبخیرکننده (بویلر)، منبسط کننده (توربین)، چگالنده و پمپ تغذیه است. طرح شبیه‌سازی شده



شکل ۲: طرح شبیه‌سازی شده چرخه رانکین آلی ساده



شکل ۳: طرح شبیه‌سازی شده چرخه رانکین آلی بازیاب

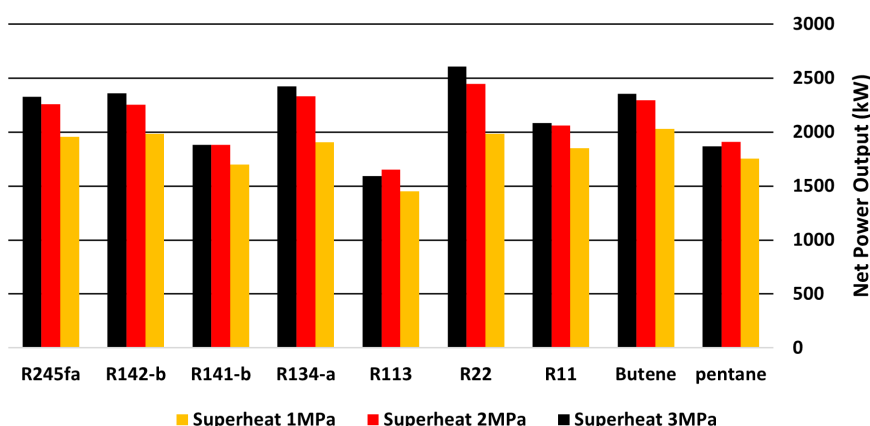
۳. نتایج

در این بخش، نتایج حاصل از پژوهش مورد بررسی قرار گرفته و جمع‌بندی نهایی انجام می‌شود. هدف از این بررسی، انتخاب سیال و یا سیالات بهینه و طرحی است که بیشترین کارایی را برای اجرا در پالایشگاه گاز بیدبلند داشته باشد. از سوی دیگر، انتخاب بهترین فشار کاری چرخه نیز باید مورد توجه قرار گیرد. در این بخش برای هر سیال عامل به‌طور جداگانه، ۹ طرح مختلف شبیه‌سازی و مقایسه شده است. این طرح‌ها عبارتند از طرح ساده در سه فشار ۱، ۲ و ۳ مگاپاسکال، طرح بازیاب در سه فشار ۱، ۲ و ۳ مگاپاسکال و طرح بازیاب در فاز فوق گرم در سه فشار ۱، ۲ و ۳ مگاپاسکال. به کمک نتایج این بخش مشخص می‌شود که هر سیال عامل در چه

شرایطی دارای بیشترین راندمان خواهد بود. بر اساس نمودار ارائه شده در (شکل ۴) در طرح بازیاب فوق گرم، سیال R22 در فشار 3Mpa به میزان ۲۶۰۶ کیلووات بیشترین تولید توان را خواهد داشت. همچنین، سیال R113 در فشار 1Mpa به میزان ۱۴۴۹ کیلووات کمترین میزان تولید توان را دارد. در اینجا لازم است به موضوع مهمی پرداخته شود و آن نوع سیال مورد استفاده در هر طرح از لحاظ تغییرات دمای سیال بر حسب آنتروپی سیال و شیب منحنی بخار اشباع است. همان‌طور که اشاره گردید، سیال‌ها بر این اساس در سه دسته‌ی تر، خشک و آیزنتروپیک قرار می‌گیرند. در این پژوهش برای اینکه دید کامل‌تری نسبت به عملکرد هر سه نوع سیال داشته باشیم،

سیالات رده بعدی را بررسی می‌کنیم. با مقایسه توان تولیدی این دو سیال با R142b و R245fa مشاهده می‌شود که اختلاف در محدوده ۹ درصد است. در این پژوهش با توجه به اینکه بر اساس تحلیل اقتصادی انجام شده، بخش قابل توجهی از هزینه‌های طرح (در حدود ۳۵ درصد) صرفاً به خرید، نصب و راه‌اندازی توربین اختصاص دارد، گزینه کم ریسک تر که همان کارکرد مطمئن توربین هست انتخاب گردد؛ بنابراین دو سیالات R142b و R245fa که هر دو آیزنتروپیک هستند مورد انتخاب قرار گرفتند.

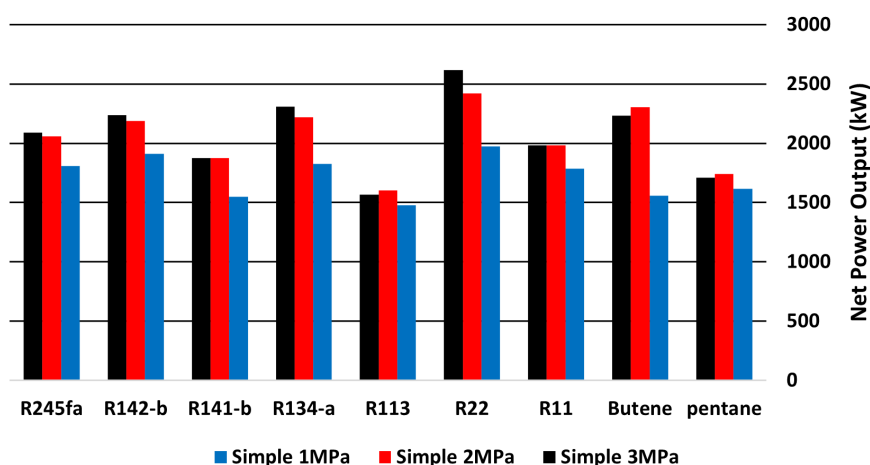
از هر سه نوع سیال استفاده شده است. با این توضیح که سیال تر در هنگام انبساط در توربین ایجاد قطرات مایع می‌کند و این امر می‌تواند به پره‌های توربین صدمه وارد کند. معمولاً در صورتی که محدود توان تولیدی توسط سیال تر تفاوت محسوسی با سایر سیالات (خشک و آیزنتروپیک) نداشته باشد، سراغ گزینه‌های دیگر رفته و از سیالات تر صرف‌نظر می‌شود. در (شکل ۴) مشاهده می‌شود که سیالات R22 و R134a نسبت به سایر سیالات دارای توان تولیدی بیشتری هستند. از آنجا که هر دو سیال از نوع تر می‌باشند میزان اختلاف با



شکل ۴: مقایسه توان خروجی چرخه بازیاب فوق گرم در سه فشار برای سیالات کاری مختلف

را دارد. در این طرح نیز دو سیال R142b و R245fa که از نوع آیزنتروپیک بوده و در فشار 3MPa به ترتیب دارای توان تولیدی ۲۲۳۷ کیلووات و ۲۰۹۰ کیلووات در فشار ۳ مگاپاسکال است می‌رویم.

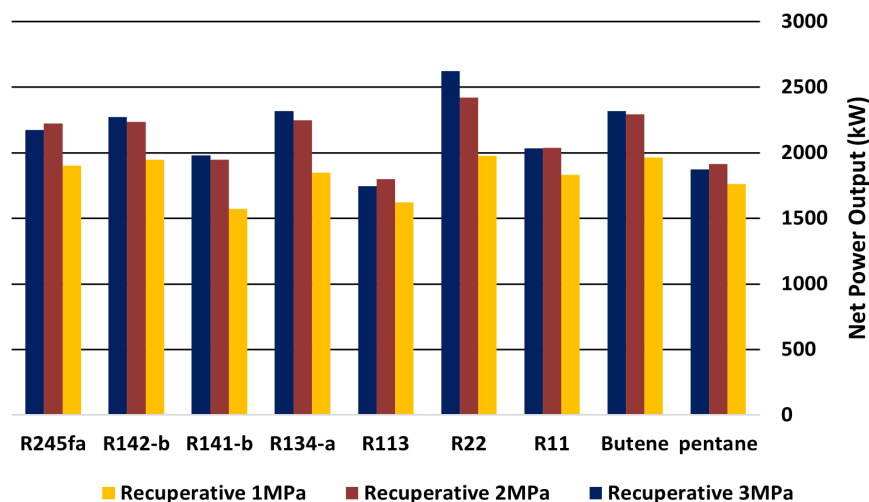
بر اساس نمودار (شکل ۵) در طرح ساده، سیال R22 در فشار 3MPa به میزان ۲۶۱۷ کیلووات بیشترین تولید را خواهد داشت. همچنین، سیال R113 در فشار 1MPa به میزان ۱۴۷۷ کیلووات کمترین میزان تولید توان



شکل ۵: مقایسه توان خروجی چرخه ساده در سه فشار برای سیالات کاری مختلف

۱۵۷۴ کیلووات کمترین میزان تولید توان را دارد. در اینجا نیز در میان سیالات خشک و آیزنتروپیک R142b در فشار 3MPa دارای بیشترین توان خروجی معادل ۲۳۵۷ کیلووات است.

بر اساس نمودار (شکل ۶) در طرح بازیاب، سیال R22 در فشار 3MPa به میزان ۲۶۲۴ کیلووات بیشترین تولید توان را خواهد داشت. همچنین، سیال R141b در فشار 1MPa به میزان



شکل ۶: مقایسه توان خروجی چرخه بازیاب در سه فشار برای سیالات کاری مختلف

با توجه به اینکه از جمله مسئله‌های اقتصادی مهم در نیروگاه‌ها، برآورد قیمت تمام شده برق تولیدی است، در نتیجه به منظور برآورد آن، تحلیل فنی - اقتصادی چرخه نیاز است. به منظور بهینه‌سازی ترمودینامیکی چرخه نیاز به محاسبه هزینه‌های مرتبط با اجزای چرخه بر حسب ویژگی‌های ترمودینامیکی و ویژگی‌های سامانه است. مرجع محاسبه قیمت تجهیزات، استفاده از فهرست نمای سازندگان است، ولی در صورت عدم دسترسی به چنین اطلاعاتی می‌توان از اطلاعات موجود در بانک اطلاعات نرم‌افزارهای معتبر استفاده نمود. در این پژوهش، هزینه نهایی هر طرح شامل هزینه‌های عملیاتی، بهره‌برداری و خرید تجهیزات است که مقدار نهایی آن در (جدول ۴) ارائه شده است.

جدول ۴: هزینه نهایی طرح‌های مختلف پیشنهادی (دلار)

سیال کاری	چرخه ساده			چرخه بازیاب			چرخه فوق گرم		
	1Mpa	2Mpa	3Mpa	1Mpa	2Mpa	3Mpa	1Mpa	2Mpa	3Mpa
R113	۲۲۹۸۵۸۰	۲۳۱۵۳۳۰	۲۴۶۶۴۶۰	۲۷۱۶۷۹۰	۲۸۴۵۵۰۰	۲۹۶۵۴۰۰	۲۵۴۰۱۵۰	۲۶۹۷۰۳۰	۲۶۵۲۴۶۰
R134a	۳۹۸۰۷۸۰	۳۲۳۸۲۴۰	۵۱۸۲۷۱۰	۶۱۷۶۹۱۰	۵۳۴۵۶۱۰	۶۱۹۰۸۸۰	۴۵۰۶۰۲۰	۳۶۲۲۶۷۰	۳۷۳۱۱۴۰
R141b	۲۶۳۵۷۲۰	۲۶۰۸۵۰۰	۲۷۶۶۷۴۰	۳۱۸۳۳۷۰	۳۲۳۸۸۰۰	۳۴۱۴۸۳۰	۲۸۷۶۶۰۰	۲۸۹۷۷۵۰	۲۸۸۴۲۰۰
R142b	۲۵۲۲۶۳۰	۲۷۰۳۰۲۰	۲۷۶۸۷۴۰	۲۹۱۴۰۸۰	۳۱۰۱۳۸۰	۳۲۲۰۶۳۰	۲۷۲۳۴۰۰	۲۸۲۶۵۴۰	۳۰۹۷۵۵۰
R245fa	۲۵۶۸۳۳۰	۲۷۶۰۰۹۰	۲۹۰۱۸۷۰	۳۱۵۶۴۴۰	۳۳۵۴۱۹۰	۳۴۲۰۶۷۴	۳۲۴۴۸۹۰	۳۲۲۶۷۵۰	۳۲۹۰۲۴۰
R22	۶۱۶۱۸۸۰	۶۲۶۷۷۰۰	۶۳۵۴۱۹۰	۶۱۶۱۷۰۰	۶۳۶۸۵۴۰	۶۴۰۴۲۸۰	۶۱۶۱۸۰۰	۶۱۰۲۸۳۰	۶۲۹۲۴۶۰
R11	۲۳۱۴۴۰۰	۲۳۳۰۹۲۰	۲۴۸۷۰۶۰	۲۷۰۰۸۰۰	۲۷۴۲۵۳۰	۲۷۸۵۴۲۰	۲۶۷۳۱۷۰	۲۶۹۳۴۴۰	۲۶۵۸۰۸۰
ایزو پنتان	۴۴۴۰۰۷۰	۲۶۰۶۲۱۹۰	۲۷۸۳۱۲۰	۴۴۴۰۵۷۰	۳۲۷۳۸۱۰	۳۶۸۷۶۹۰	۱۲۵۷۷۸۰	۲۹۶۴۴۰۰	۲۷۳۰۷۸۰
نرمال بوتن	۲۴۷۴۷۳۰	۲۵۱۷۳۰۰	۲۷۳۲۶۲۰	۲۸۳۵۲۰۰	۳۱۱۰۴۳۰	۳۱۳۱۰۵۰	۲۸۳۲۶۹۰	۲۸۴۲۰۶۰	۳۰۲۳۳۱۰

شوند. سایر طرح‌ها بر اساس تحلیل انجام شده توسط گوما و همکاران [۲۲]، در محدوده قابل قبول قرار دارد. هزینه نهایی هر طرح به صورت تقریبی شامل ۵۰ درصد هزینه خرید تجهیزات و ۵۰ درصد نیز کلیه هزینه‌های عملیاتی و بهره‌برداری است. به عنوان نمونه لیست هزینه خرید تجهیزات مورد استفاده در سه طرح متفاوت برای سیال کاری R245fa ارائه گردیده است.

از مقادیر (جدول ۵) مشاهده می‌شود که مقادیر هزینه‌های تمام شده در طرح‌هایی که از سیالات R22 و همچنین R134a استفاده شده به صورت معنادار و قابل توجهی نسبت به سایر سیالات بالاست. این مسئله موجب می‌شود که این سیالات علی‌رغم اینکه در تحلیل‌های ترمودینامیکی دارای راندمان‌های قابل توجهی بودند اما به دو دلیل عدم توجیه اقتصادی و همچنین مرطوب بودن از لیست نهایی خارج



جدول ۵: هزینه خرید تجهیزات برای ۳ طرح نمونه (دلار)

طرح	سیال	فشار	پمپ	کندانسور	توربین	مبدل بازیاب	اوپراتور	هزینه نهایی
ساده	R245fa	۱	۸۵۱۹۸	۱۵۴۲۲۱	۸۸۶۰۳۴	۰	۱۵۸۷۱۰	۲۵۶۸۳۳۰
بازیاب	R245fa	۱	۹۵۱۷۴	۱۷۲۲۷۷	۹۸۹۷۷۰	۱۴۳۷۰۷	۱۷۷۲۹۰	۳۱۵۶۴۴۰
بازیاب فوق گرم	R245fa	۱	۹۷۸۴۰	۱۷۷۱۰۵	۱۰۱۷۵۰۵	۱۴۷۷۳۳	۱۸۲۲۶۰	۳۲۴۴۸۹۰

۴. نتیجه‌گیری

در این پژوهش پس از بررسی مدارک و مستندات فرآیندی کوره‌های پالایشگاه بیدلند، دما، دبی و ترکیب درصد گازهای داغ خروجی از دودکش استخراج گردید. در ادامه ضمن تعیین شرایط استاندارد عملکرد کوره H1 و حداقل دمای قابل استحصال در خروجی کوره (ملاحظات نقطه شبنم، متالورژیکی و آلایندگی)، محتوای انرژی هدررفته به واسطه خروج گازهای احتراقی دما بالا محاسبه گردید. پس از شبیه‌سازی ترمودینامیکی چرخه رانکین آلی به کمک نرم‌افزار هاسیس، بار حرارتی قابل استحصال به ازای

سیالات عامل رایج سیکل‌های رانکین آلی تعیین گردید. با انجام ارزیابی اقتصادی و تعیین دوره بازگشت سرمایه به ازای سیالات عامل رایج انجام شد و در نهایت سیالات عامل بهینه بر اساس معیارهای فنی، اقتصادی پیشنهاد گردید. با مقایسه اطلاعات موجود در این بخش، با صرف‌نظر از سیالات R-22 و R134a به دلایل مرطوب بودن و همچنین هزینه سرمایه‌گذاری بالاتر، سیالات منتخب نهایی و طرح‌های پیشنهادی جهت استفاده در پیلوت پالایشگاه بید بلند مطابق (جدول ۶) ارائه گردیده است.

جدول ۶: سیالات و طرح‌های اولیه جهت استفاده در پیلوت پالایشگاه بید بلند

سیال کاری	چرخه ساده			چرخه بازیاب			چرخه فوق گرم		
	1Mpa	2Mpa	3Mpa	1Mpa	2Mpa	3Mpa	1Mpa	2Mpa	3Mpa
توان (kW)	۲۲۲۷,۳	۲۱۸۸,۴	۱۹۱۰,۶	۲۲۷۴	۲۲۳۶	۱۹۴۸	۲۳۵۷	۲۲۵۲	۱۹۴۸
هزینه (دلار)	۲۵۲۲۶۳۰	۲۷۰۳۰۲۰	۲۷۶۸۷۴۰	۲۹۱۴۰۸۰	۳۱۰۱۳۸۰	۳۲۲۰۶۳۰	۲۷۲۳۴۰۰	۲۸۲۶۵۴۰	۳۰۹۷۵۵۰
بهای هر کیلووات (دلار)	۱۱۲۸	۱۲۳۵	۱۴۴۹	۱۲۸۱	۱۳۸۷	۱۶۵۳	۱۱۵۵	۱۲۵۵	۱۵۶۱
توان (kW)	۲۰۹۰,۴	۲۰۵۹,۶	۱۸۰۹,۵	۲۱۷۲	۲۲۲۳	۱۹۰۴	۲۳۲۸	۲۲۵۹	۱۹۵۴
هزینه (دلار)	۲۵۶۸۳۳۰	۲۷۶۰۰۹۰	۲۹۰۱۸۷۰	۳۱۵۶۴۴۰	۳۳۵۴۱۹۰	۳۴۲۰۶۷۴	۳۲۴۴۸۹۰	۳۲۲۶۷۵۰	۳۲۹۰۲۴۰
بهای هر کیلووات (دلار)	۱۲۲۹	۱۳۴۰	۱۶۰۴	۱۴۵۳	۱۵۰۹	۱۷۹۷	۱۳۹۴	۱۴۲۸	۱۶۸۴

با استفاده از نتایج (جدول ۶) و با تکیه بر بهای تمام شده هر کیلووات انرژی تولیدی می‌توان گزینه‌های نهایی را انتخاب نمود. بر این اساس، سیالات و طرح‌های نهایی پیشنهادی جهت استفاده در پیلوت پالایشگاه بیدلند به شرح ذیل در (جدول ۷) ارائه می‌گردد. با در نظر گرفتن نرخ خرید تضمین برق به میزان ۲۵۰۰ ریال به ازای هر کیلووات و نرخ دلار ۵۰۰۰۰ ریال، نرخ

بازگشت سرمایه هر کدام از طرح‌های پیشنهادی در (جدول ۷) ارائه شده و اولویت‌بندی نهایی نیز بر همین اساس انجام گردیده است. راندمان سیکل رانکین به صورت نسبت توان تولیدی به شار حرارت مصرفی در اوپراتور محاسبه می‌گردد. توان تولیدی برای هر طرح ارائه شده و توان حرارتی هم با مشخص بودن دمای گازهای خروجی و دبی آن (جدول ۲) تعیین می‌گردد.

جدول ۷: سیالات و طرح‌های نهایی پیشنهادی جهت استفاده در پیلوت پالایشگاه بید بلند

اولویت طرح	سیال کاری	چرخه مورد استفاده	فشار کاری (kPa)	دوره بازگشت سرمایه (سال)	توان تولیدی (kW)	شار حرارت در اوپراتور (kW)	راندمان چرخه (%)
۱	R142b	فوق گرم	۱	۲,۶۳	۱۹۸۴	۱۱۵۵۵	۱۷,۱۷
۲	R245fa	ساده	۱	۲,۹۷	۱۸۰۹,۵	۱۲۰۴۱	۱۵,۰۲

R245fa working fluid. Energy, 41(1), 514-524.

- [3]. Quoilin, S., Aumann, R., Grill, A., Schuster, A., Lemort, V., & Spliethoff, H. (2011). Dynamic modeling and optimal control strategy of waste heat recovery Organic Rankine Cycles. Applied energy, 88(6), 2183-2190.
- [4]. Chen, Q., Xu, J., & Chen, H. (2012). A new design method for Organic Rankine Cycles with constraint of inlet and outlet heat carrier fluid temperatures coupling with the heat source. Applied Energy, 98, 562-573.
- [5]. Jia, J., Chen, H., Wang, R., Liu, H., Zhao, Z., Lei, H., & Jin, Q. (2021). Mass and energy equilibrium analysis on co-hydrothermal carbonization coupled with a combined flash-Organic Rankine Cycle system for low-energy upgrading organic wastes. Energy Conversion and Management, 229, 113750.
- [6]. Li, J., Pei, G., Li, Y., Wang, D., & Ji, J. (2012). Energetic and exergetic investigation of an organic Rankine cycle at different heat source temperatures. Energy, 38(1), 85-95.
- [7]. Cho, S. Y., Cho, C. H., Ahn, K. Y., & Lee, Y. D. (2014). A study of the optimal operating conditions in the organic Rankine cycle using a turbo-expander for fluctuations of the available thermal energy. Energy, 64, 900-91.
- [8]. Imran, M., Haglind, F., Asim, M., & Alvi, J. Z. (2018). Recent research trends in organic Rankine cycle technology: A bibliometric approach. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 552-562.
- [9]. Chang, J. C., Hung, T. C., He, Y. L., & Zhang, W. (2015). Experimental study on

تشکر و قدردانی

این پژوهش طبق قرارداد ۳۹۵۲۶۸ توسط شرکت پالایش گاز بیدبلند حمایت مالی شده است. نویسندگان مقاله بدین وسیله مراتب سپاس خود را اعلام می‌دارند.

فهرست علائم اختصاری و زیروندها

علائم	
V	سرعت
η	بازده
$\dot{W}$	توان
$\dot{m}$	دبی جرمی
i	برگشت‌ناپذیری
T	دما
S	آنترپی
Q	حرارت
T_L	منبع حرارتی دما پایین
T_H	منبع حرارتی دما بالا
زیروند	
g	گاز
act	واقعی
st	آیزنتروپیک
con	چگالنده
mt	توربین اصلی
wf	سیال عامل
eva	تبخیر کننده
$pump$	پمپ

مراجع:

- [1]. Galloni, E., Fontana, G., & Staccone, S. (2015). Design and experimental analysis of a mini ORC power plant based on R245fa working fluid. Energy, 90, 768-775.
- [2]. Kang, S. H. (2012). Design and experimental study of ORC (organic Rankine cycle) and radial turbine using

- for low grade waste heat recovery. *Energy conversion and management*, 50(3), 576-582.
- [17]. Sun, H., Qin, J., Hung, T. C., Lin, C. H., & Lin, Y. F. (2018). Performance comparison of organic Rankine cycle with expansion from superheated zone or two-phase zone based on temperature utilization rate of heat source. *Energy*, 149, 566-576
- [18]. Mikielewicz, D., & Mikielewicz, J. (2010). A thermodynamic criterion for selection of working fluid for subcritical and supercritical domestic micro CHP. *Applied Thermal Engineering*, 30(16), 2357-2362.
- [19]. Li, W., Feng, X., Yu, L. J., & Xu, J. (2011). Effects of evaporating temperature and internal heat exchanger on organic Rankine cycle. *Applied Thermal Engineering*, 31(17-18), 4014-4023.
- [20]. Ni, J., Zhao, L., Zhang, Z., Zhang, Y., Zhang, J., Deng, S., & Ma, M. (2018). Dynamic performance investigation of organic Rankine cycle driven by solar energy under cloudy condition. *Energy*, 147, 122-141.
- [21]. Chys, M., van den Broek, M., Vanslambrouck, B., & De Paepe, M. (2012). Potential of zeotropic mixtures as working fluids in organic Rankine cycles. *Energy*, 44(1), 623-632.
- [22]. Gomaa, M. R., Mustafa, R. J., Al-Dhaifallah, M., & Rezk, H. (2020). A low-grade heat Organic Rankine Cycle driven by hybrid solar collectors and a waste heat recovery system. *Energy Reports*, 6, 3425-3445.
- low-temperature organic Rankine cycle utilizing scroll type expander. *Applied Energy*, 155, 150-159.
- [10]. Roy, J. P., Mishra, M. K., & Misra, A. (2011). Performance analysis of an Organic Rankine Cycle with superheating under different heat source temperature conditions. *Applied Energy*, 88(9), 2995-3004.
- [11]. Chintala, V., Kumar, S., & Pandey, J. K. (2018). A technical review on waste heat recovery from compression ignition engines using organic Rankine cycle. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 493-509.
- [12]. Wei, D., Lu, X., Lu, Z., & Gu, J. (2007). Performance analysis and optimization of organic Rankine cycle (ORC) for waste heat recovery. *Energy conversion and Management*, 48(4), 1113-1119.
- [13]. Liu, B. T., Chien, K. H., & Wang, C. C. (2004). Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery. *Energy*, 29(8), 1207-1217.
- [14]. Mago, P. J., Chamra, L. M., Srinivasan, K., & Somayaji, C. (2008). An examination of regenerative organic Rankine cycles using dry fluids. *Applied thermal engineering*, 28(8-9), 998-1007.
- [15]. Zhang, Y., Tian, R., Dai, X., Wang, D., Ma, Y., Li, H., & Shi, L. (2018). Experimental study of R134a flow boiling in a horizontal tube for evaporator design under typical Organic Rankine Cycle pressures. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 71, 210-219.
- [16]. Dai, Y., Wang, J., & Gao, L. (2009). Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC)

Techno-Economic Evaluation Evaluation of Heat Recovery from the Chimney of the Furnaces of the Dehumidification Unit of Bidboland Gas Refinery Using the Organic Rankine Cycle

Masoud Dorfeshan^{1*}, Paria Amirabedi², Mohsen Dorfeshan³

1. Assistant Professor, Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Behbahan Khatam Alanbia University of Technology, Behbahan, Iran
2. Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Behbahan Khatam Alanbia University of Technology, Behbahan, Iran
3. M.Sc. of Renewable Energies and Environment, Faculty of New Sciences and Technologies, University of Tehran, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

APPLIED ARTICLE

Article History:

Received: 29 October 2023

Revised: 28 November 2023

Accepted: 17 December 2023

Keywords:

Rankine Organic Cycle

Waste Heat

Thermal Efficiency

Gas Refinery

Gas Dehumidification Furnaces

ABSTRACT

The energy crisis around the world justifies the exploitation of projects centered on the use of waste energy and has made its implementation necessary. The main challenges of industrial managers in implementing a waste heat recovery plan, besides paying attention to climate and environmental issues, are reducing fuel consumption and dependence on electricity, as well as justifying the plan from an economic point of view. In the current research, the use of waste heat from the furnaces of the dehumidification unit of Bidboland Refinery is taken into consideration by sampling the combustion gases in a section of the chimney with a height of 11 meters and a diameter of 1.24 meters, in addition to the parameters required for environmental tests, waste energy It was also calculated from furnaces. The power generation process has been simulated with the help of the organic Rankine cycle in three designs: simple, superheated, and regenerative. In carrying out this simulation, it is assumed that the temperature of the input sources and the temperature of the output source are in a certain range, and are in the steady state. Finally, based on the thermodynamic and economic analysis, R142b fluid in the superheated and normal butane cycle and R245fa in the simple cycle are the main priorities used in the refinery pilot with a payback period of 2.63, 2.64 and 2.97 years, respectively.

DOR: [20.1001.1.25885251.1402.00.00](https://doi.org/10.1001.1.25885251.1402.00.00)

How to cite this article

M. Dorfeshan, P. Amirabedi, M. Dorfeshan, Techno-Economic Evaluation Evaluation of Heat Recovery from the Chimney of the Furnaces of the Dehumidification Unit of Bidboland Gas Refinery Using the Organic Rankine Cycle. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 29 -41. (https://www.ijge.irangi.org/article_712578.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: dorfeshan@bkatu.ac.ir, (M. Dorfeshan).

Available online 31 December 2023

25885-5251/© 2023 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



مروری بر مطالعات روش‌های محاسباتی بهینه‌سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی

لیلا زین العابدینی^۱، فروغ عاملی^{۲*}

۱. استادیار، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

۲. دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: r.pouranfard@yu.ac.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۴۲ - ۶۰

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۰۸

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۱۰

چکیده

به کمک روش‌های فرازآوری با گاز، توانایی سیال افزایش می‌یابد و تولید به سطح صورت می‌پذیرد. اغلب میزان گاز موجود در روش فرازآوری با گاز محدود است بنابراین تخصیص مناسب گاز در دسترس به چاه‌ها، یک مسأله مهم در روش فرازآوری با گاز به شمار می‌رود. بهینه‌سازی فرازآوری با گاز نقش مهمی در تولید و به حداکثر رساندن ارزش فعلی خالص دارد. به‌طور خلاصه، این مقاله یک بررسی جامع از تکنیک‌های بهینه‌سازی فرازآوری با گاز به کار گرفته شده در محدوده صنعت نفت از روش عددی تا تکنیک‌های فرا ابتکاری را ارائه می‌دهد. در نهایت نتایج مطالعات نشان می‌دهد که درجه پیچیدگی روش‌های عددی با افزایش تعداد پارامترها افزایش می‌یابد؛ اما روش‌های فرا ابتکاری توانایی برخورد با مسائل پیچیده را دارند. از طرفی روش‌های فرا ابتکاری خود، شامل روش‌هایی هستند که برتری هر یک به عواملی مانند همگرایی در بهینه سراسری، تعداد پارامترهای قابل تنظیم، دقت و سرعت بستگی دارد. به‌طور مثال با توجه به روش‌های به کار رفته در مطالعات پیشین، الگوریتم چرخه آب و الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری همگرایی سریع از خود نشان دادند و الگوریتم ژنتیک در تعداد جمعیت کمتر اغلب در نقاط محلی به دام می‌افتد. الگوریتم کلونی مورچه‌ها و چرخه آب زمان اجرای کمتری نسبت به سایر الگوریتم‌ها دارند. همچنین نحوه تخصیص و بهینه متغیرها در هر یک از الگوریتم‌ها نیز با یکدیگر متفاوت خواهد بود و همین‌طور انتخاب روش با جواب بهینه بهتر تنها با مقایسه نتایج به‌دست آمده بنابر شرایط مسأله موجود، امکان‌پذیر خواهد بود.

کلیدواژه‌ها: جذب گاز دی‌اکسید کربن، مخلوط آبی آمین پپرازین و مایع یونی، تعادل بخار-مایع، روش مرکب مرکزی

۱. مقدمه

می‌توان از روش‌های چاه محور مانند فرازآوری مصنوعی^۱ استفاده نمود. شناخته شده‌ترین آن‌ها پمپ‌های میله مکنده، فرازآوری با گاز، پمپ‌های حفره‌ای پیش‌رونده، پمپ‌های شناور الکتریکی و پمپ جت هیدرولیک هستند [۱۱]. در فرازآوری با گاز، گاز از طریق فضای خالی بین لوله مغزی

ابتدا مخازن به‌طور طبیعی تولید می‌کنند، بعد از مدتی به دلیل افت فشار مخزن دبی تولیدی کاهش می‌یابد و با روش‌های طبیعی نیز قادر به تولید نخواهند بود. برای افزایش عمر تولید می‌توان از روش‌های مخزن محور مانند تزریق پلیمر، ژل، یا سورفکتانت استفاده کرد [۱۰-۱]. همچنین

1. Artificial lift

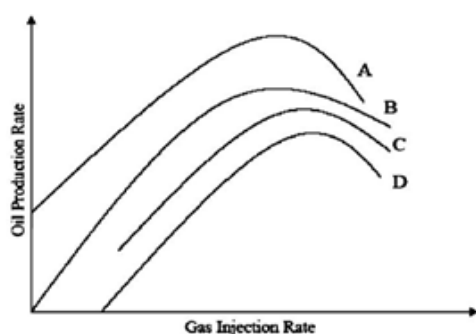
جدول ۱: محدوده‌ی متغیرهای در نظر گرفته‌شده در طراحی آزمایش مرکب مرکزی

Static head(hs/Hw) Productivity index (PI,m ³ /day Mpa)			
Medium(5-20)	Low(≤5)	Medium(5-20)	Low(≤5)
CGL/IGL	IGL	CGL/IGL	IGL ^۱
CGL/IGL	IGL	CGL/IGL	IGL
IGL	IGL	IGL	IGL

۲. بهینه‌سازی فرازآوری با گاز

در مسائل بهینه‌سازی، هدف بهینه کردن متغیرها برای رسیدن به تابع هدف با در نظر گرفتن محدودیت‌ها است. تابع هدف می‌تواند به حداکثر رساندن و یا به حداقل رساندن بخش مهمی مانند گاز در دسترس باشد [۱۶]. در فرازآوری با گاز به دلیل نبود مقدار کافی گاز در دسترس اغلب، هدف، بهینه‌سازی نرخ گاز برای تزریق گروهی از چاه‌ها به منظور رسیدن به حداکثر تولید یا حداکثر سود می‌باشد [۱۷].

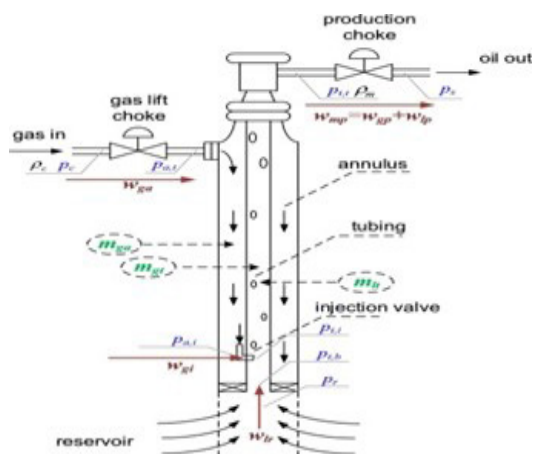
در فرازآوری با گاز، با افزایش گاز تزریقی به دلیل کاهش چگالی و نیز سبک شدن نفت، افت فشار هیدروستاتیکی کاهش می‌یابد اما با افزایش زیاد گاز تزریقی، به دلیل افزایش سرعت گاز و نیز اصطکاک بین آن‌ها، افت فشار اصطکاکی نیز افزایش می‌یابد [۱۸]. این پدیده معکوس منجر به ایجاد رابطه گنبدی شکل بین تولید نفت و نرخ تزریق گاز می‌شود که به آن منحنی عملکرد گاز در فرازآوری با گاز می‌گویند. شکل زیر برخی از اشکال معمول منحنی GLPC را نشان می‌دهد.



شکل ۳: انواع معمولی منحنی عملکرد گاز در فرازآوری با گاز [۱۹]

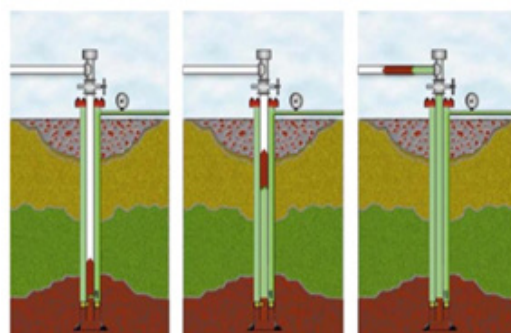
در (شکل ۳)، منحنی A یک چاه با نرخ تولید نفت به صورت

و لوله جداری تزریق می‌شود و افزایش تزریق گاز باعث کاهش فشار جریانی ته چاه می‌شود. در نتیجه این عمل، سیال به همراه گاز به سطح زمین منتقل می‌گردد. [۱۲]. فرازآوری با گاز از نظر اقتصادی به‌ویژه برای یک میدان بزرگ تأثیرگذارترین روش برای افزایش بهره‌وری میدان است [۱۳]. چراکه میادین زیادی برای افزایش تولید از روش فرازآوری با گاز استفاده می‌کنند [۱۴]. (شکل ۱) شماتیکی از فرآیند را نشان می‌دهد.



شکل ۱: شماتیک فرایند فرازآوری با گاز

فرازآوری با گاز به دو دسته پیوسته و ناپیوسته تقسیم می‌شود. تزریق ناپیوسته گاز به داخل چاه در دوره‌های زمانی خاص و تا حد امکان در پایین‌ترین نقطه چاه در زیر ستون مایع انجام می‌شود. بدین ترتیب ستون مایع به سطح آورده می‌شود و مجدداً با تشکیل ستون جدید نفت، تزریق گاز در چاه انجام می‌شود. (شکل ۲) مراحل فرازآوری با گاز به صورت متناوب را نشان می‌دهد. [۱۵].



شکل ۲: مراحل فرازآوری با گاز به صورت ناپیوسته [۱۵]

شرایط استفاده از روش‌های تزریق گاز به صورت پیوسته و ناپیوسته در (جدول ۱) ارائه شده است.



غیراقتصادی را نشان می‌دهد. این چاه تولید طبیعی دارد اما با انجام عملیات فرازآوری با گاز مقدار تولید بیشتر می‌شود و در نتیجه افزایش سود را خواهیم داشت. منحنی B مربوط به چاهی است که تولید آن متوقف شده و بدون سامانه فرازآوری با گاز نمی‌تواند تولید کند. منحنی D و C مانند چاههایی عمل می‌کند که بدون مقدار اولیه گاز تولید نمی‌کنند، اما در این نقطه، چاه C مقداری تولید نفت در نرخ تزریق گاز اولیه دارد [۱۹].

در مسائل تخصیص گاز، به دلیل نصب قبلی معمولاً بسیاری از پارامترها قابل تغییر و بهینه‌سازی نیستند، بنابراین اغلب نرخ تزریق گاز به عنوان پارامتر بهینه‌سازی انتخاب می‌شود؛ اما اگر قبل از نصب، بهینه‌سازی صورت گیرد پارامترهای دیگر مانند عمق تزریق، فشار تزریق، تعداد شیرها و... مورد بررسی قرار می‌گیرد [۲۰].

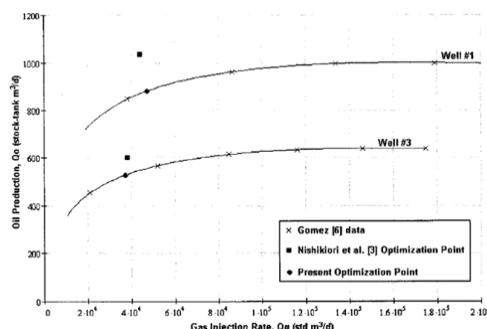
در حین بهینه‌سازی برخی محدودیت‌ها از جمله گاز در دسترس، فشار تزریق، ظرفیت کمپرسور و ... در نظر گرفته می‌شود که مسأله با این وجود بسیار پیچیده می‌شود. روش‌های مختلفی برای بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز در فرازآوری با گاز برای هر چاه با محدودیت‌های تأسیسات خاص به کار گرفته شده است [۱۷].

از آنجایی که فرازآوری با گاز برای صنعت اهمیت زیادی دارد، توجه بسیاری از محققین را به خود جلب کرده است. آن‌ها مطالعات زیادی را بر این اساس انجام داده‌اند و همچنین تعداد تحقیقات در مورد این موضوع با توسعه علم در حال افزایش است. الگوریتم‌های بهینه‌سازی مختلف در مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز مورد استفاده قرار گرفته‌اند که شامل روش‌های عددی و روش‌های فرا ابتکاری هستند. روش‌های عددی بر روی برخی از محاسبات یا نمودارها متمرکز هستند اما با افزایش تعداد پارامترها، درجه پیچیدگی آن‌ها افزایش می‌یابد. روش‌های فرا ابتکاری که از نوع دوم به شمار می‌آیند، تصادفی هستند و توانایی برخورد با مسائل پیچیده نسبت به روش‌های عددی را دارند [۲۱].

۱-۲. روش‌های عددی

نقطه شروع مطالعات بهینه‌سازی فرازآوری با گاز، در سال ۱۹۷۴ و با تحقیقات میهیل روی اثر نرخ تزریق گاز در فرازآوری با گاز بود که به آن منحنی عملکرد فرازآوری با گاز می‌گویند. او اولین رابطه را برای پیش‌بینی عملکرد فرازآوری با گاز ارائه داد [۲۲]. تحقیقات وی در همان

سال توسط گومز ادامه یافت که او در این زمینه تابع درجه دومی پیشنهاد کرد [۲۳]. رادن و همکاران [۲۴] یک مطالعه تحلیلی بر روی توزیع گاز به چاه‌ها در یک طرح پیوسته انجام داد بنابراین یک برنامه رایانه‌ای برای تخصیص گاز در مطالعات فرازآوری با گاز برای سی چاه واقع در یک میدان نفتی ونزولا ایجاد کرد. کانو و همکارانش (۱۹۸۱) برای اولین بار الگوریتم مدون گرافیکی با عنوان الگوریتم شیب اقتصادی را برای توزیع مناسب نرخ گاز بین چاه‌ها در دو حالت گاز دسترس محدود و نامحدود توسعه داد. شیب اقتصادی، شیبی است که در آن سود حاصل برابر با هزینه است و با تزریق مقدار اضافی گاز، سود حاصل افزایش می‌یابد [۲۵]. نیشیکیوری و همکاران (۱۹۸۹) از فرمول غیرخطی مقید با روش شبه نیوتن برای یافتن راه‌حل‌های بهینه تزریق گاز استفاده کرد، و روش خود را با روش ارائه شده توسط کانو مقایسه کرد و از نتایج به دست آمده مشاهده کرد که روش شبه نیوتن در مقایسه با روش کانو، تعداد ارزیابی‌های عملکرد مورد نیاز را کاهش می‌دهد. بنابراین روش شبه نیوتن از سرعت بالایی نسبت به روش کانو و روش قبلی خود (گرادیان) برای رسیدن به حداکثر تولید نفت برخوردار است [۲۶]. پس از آن بوتیراگه و همکاران در سال ۱۹۹۶ از روش Ex-In برای بهینه‌سازی استفاده کردند. مشکل روش شیب برابر در این بود که نمی‌توانست از چاه‌هایی که پاسخ آبی به گاز وجود ندارد، صرف‌نظر کند. اما روش Ex-In، یک روش غیرخطی جدید را برای تعیین توزیع بهینه مقدار معین گاز به مجموعه‌ای از چاه‌ها، بدون محدودیت در پاسخ چاه و تعداد چاه‌ها در سامانه، ارائه می‌کند، همچنین این روش نسبت به مطالعات قبلی خود، از توقف الگوریتم در نقاط محلی جلوگیری می‌کند [۲۷]. فانگ و لو در سال ۱۹۹۶ موردی را بررسی کرد که شامل هیدرولیک چاه، عملکرد مخزن، محدودیت‌های سطحی و تخصیص گاز بالابر برای به حداکثر رساندن تولید بود. این سامانه در یک شبیه‌ساز نفت سیاه با استفاده از برنامه‌نویسی جداسازی‌پذیر و الگوریتم سیمپلکس اعمال شد که تولید نفت را تا ۳ الی ۹ درصد افزایش داد [۲۸]. در سال ۱۹۹۷ دوتاروی و همکارانش به تحلیل آنالیز گره‌ای بر روی چاه‌ها پرداختند. نتایج تجزیه و تحلیل او نشان داد هنگامی که دو چاه در حال تولید هستند و یک جریان مشترک دارند، گاز اضافی تزریق شده به هر یک از رشته‌های لوله، فشار برگشتی را افزایش می‌دهد و این باعث می‌شود که تولید از هر دو چاه به طور قابل توجهی



شکل ۴: مقایسه بین نتایج نیشیکوری و نتایج مدل پیشنهادی با داده‌های گومز [۳۱]

یک رویکرد غیرخطی عدد صحیح مختلط (MINLP) برای در نظر گرفتن هم‌زمان رفتار غیرخطی مخزن، محدودیت‌های امکانات سطحی و جریان چند فازی در چاه توسط کوسمیدیس در سال ۲۰۰۵ ارائه شد [۳۲].

کامپونوگرا و ناکاشیما یک فرمول خطی عدد صحیح مختلط را در سال ۲۰۰۹ پیشنهاد کردند که با خطی کردن توابع غیرخطی تکه‌ای به دست می‌آید و در نتیجه امکان استفاده از الگوریتم‌های برنامه‌نویسی اعداد صحیح را فراهم می‌کرد [۳۳].

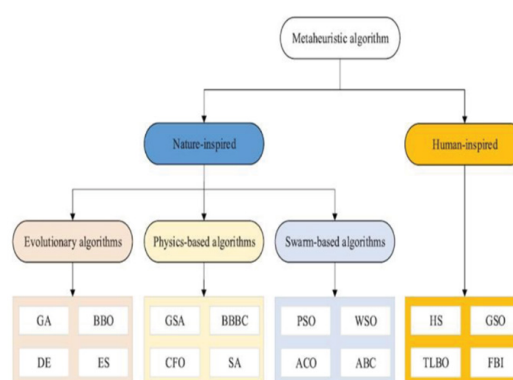
در (جدول ۲) شرح مختصری از روش‌های مختلف عددی در سال‌های اخیر در خصوص بهینه‌سازی تزریق گاز آورده شده است که در این مقاله به توضیح آن پرداخته شده است.

جدول ۲: انواع روش‌های عددی به کار برده شده در سال‌های گذشته

نویسنده و سال	روش‌های بهینه‌سازی
مهیل [۲۲] ۱۹۷۴	ایجاد منحنی عملکرد فرازآوری با گاز
گومز [۲۳] ۱۹۷۴	ارائه تابع درجه دوم از روی برازش منحنی عملکرد فرازآوری با گاز
رادن [۲۴] ۱۹۷۴	استفاده از یک برنامه رایانه‌ای برای انجام محاسبات ریاضی برای تکنیک فرازآوری با گاز.
کانو و همکاران [۲۵] ۱۹۸۱	استفاده از روش شیب برابر برای توزیع مناسب نرخ گاز بین چاه‌ها در دو حالت گاز دسترس محدود و نامحدود برای اولین بار.
نیشیکوری [۲۶] ۱۹۸۹	استفاده از فرمول غیرخطی مقید با روش شبه نیوتن برای یافتن راه‌حل‌های بهینه تزریق گاز.
ویترگو و همکاران [۲۷] ۱۹۹۶	ارائه روش Ex-In، یک روش غیرخطی جدید برای تعیین توزیع بهینه مقدار معین گاز به مجموعه‌ای از چاه‌ها، بدون محدودیت در پاسخ چاه و تعداد چاه‌ها در سامانه
فانگ و لو [۲۸] ۱۹۹۶	تبدیل مسئله به یک مسئله برنامه‌ریزی خطی و پیشنهاد خطی‌سازی تکه‌ای منحنی‌های عملکرد چاه
دوتا-رویو کاتاپورام [۲۹] ۱۹۹۷	استفاده از روش شبه نیوتن برای بهینه‌سازی تخصیص گاز به تعدادی از چاه‌ها برای رسیدن به حداکثر تولید نفت
ونگ و همکارانش [۳۰] ۲۰۰۲	پیشنهاد روش برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط برای ادغام روش‌های قبلی
آلارکون [۳۱] ۲۰۰۲	بهبود روش ارائه شده توسط نیشیکوری به وسیله جایگزینی الگوریتم شبه نیوتن با برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی
کوسمیدیس [۳۲] ۲۰۰۵	بررسی شیوه‌های غیرخطی مخزن، جریان چند فازی در چاه‌ها و محدودیت‌های ناشی از تأسیسات سطحی توسط مدل غیرخطی عدد صحیح مختلط
کامپونوگرا و ناکاشیما [۳۳] ۲۰۰۹	ایجاد فرمول خطی عدد صحیح مختلط از طریق خطی کردن توابع غیرخطی تکه‌ای

کمتر از مقدار پیش‌بینی شده در روش‌های تجزیه و تحلیل تک چاهی باشد. همچنین آن‌ها نشان دادند که روش‌های تحلیل آنالیز گره‌ای تک چاهی اعتبار محدودی در تجزیه و تحلیل شبکه‌های تولید با چاه‌های فرازآوری با گاز دارند و این امر با افزایش تعداد چاه‌ها اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. همچنین تأثیر پارامترهای عملیاتی و طراحی را بر روی نمودار عملکرد فرازآوری با گاز بررسی کرد و از روش SQP برای بهینه‌سازی تخصیص گاز به تعدادی از چاه‌ها برای رسیدن به حداکثر تولید نفت، استفاده کرد [۲۹]. وانگ لیتاک در سال ۲۰۰۲ مسئله بهینه‌سازی را با استفاده از برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی SQP حل کرد. نتایج مطالعات نشان داد که رویه ایجاد شده توانایی کنترل مشکلات پیچیده تولید را دارد [۳۰]. آلارکون و همکاران در سال ۲۰۰۲، روش ارائه شده توسط نیشیکوری را به وسیله جایگزینی الگوریتم شبه نیوتن با برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی، بهبود بخشید و مدل ریاضی جدیدی را برای برازش داده‌های میدانی ارائه کرد. او در نهایت روش خود را با روش‌های پیشین مقایسه کرد و پی برد که مدل ریاضی برای برازش داده‌های میدانی باید نقطه بهینه را روی منحنی عملکرد فرازآوری با گاز ارائه شده، پیش‌بینی کند و مدل جدید از این امر برخوردار بود (شکل ۴) [۳۱].

روش‌های عددی برای چندین سال رایج بودند اما به دلیل پیچیده‌تر شدن مسأله و افزایش تعداد متغیرها استفاده از روش‌های عددی کاهش یافت و نیز این روش‌ها مشکلات بزرگی در بهینه‌سازی مقید داشتند. در این شرایط، استفاده از الگوریتم‌های فرا ابتکاری پیشنهاد شد. این روش‌ها معمولاً می‌توانند به دو دسته اصلی تقسیم شوند. منشأ مورد اول پدیده‌های فیزیکی یا بیولوژیکی هستند. دسته دوم شامل مواردی است که از پدیده‌های انسانی الهام گرفته شده است. هر دو دسته شامل مواردی است که در (شکل ۵) برخی از آن‌ها ارائه شده است [۳۴].



شکل ۵: طبقه‌بندی الگوریتم‌های فرا ابتکاری [۳۴]

۲-۲. روش‌های فرا ابتکاری:

در مسأله بهینه‌سازی، روش‌های فرا ابتکاری بسیاری مورد بررسی قرار گرفته که در ادامه به آن پرداخته شده است. مارتینز و همکارانش در سال ۱۹۹۴ کاربرد یک الگوریتم ژنتیک برای مسأله بهینه‌سازی تولید در میداین نفتی که تحت روش فراآوری با گاز کار می‌کنند را تشریح کردند که مسأله تخصیص نرخ‌های تزریق گاز بهینه به هر چاه را با توجه به کل عرضه گاز برای میدان فراهم می‌کند. این نرخ تزریق گاز با محدودیت عرضه گاز موجود برای میدان سازگار بود و مقدار کل مایع تولید شده را به حداکثر می‌رساند [۳۵]. رای و سرکر [۳۶] در سال ۲۰۰۶، در مطالعات خود یک مسأله عملی تولید نفت از یک میدان نفتی را مورد بحث قرار دادند. آن‌ها مسأله را به صورت تابع تک و چند هدفه (حداکثر کردن تولید نفت، حداقل کردن گاز مصرفی) در مدل‌های شش و پنجاه‌وشش چاه تعریف کردند و از الگوریتم تکاملی برای حل مدل‌های ریاضی و همچنین از تابع خطی قطعه‌ای برای ارتباط تولید نفت و نرخ تزریق گاز استفاده کردند.

آن‌ها بر این نظر استوار بودند که این روش به‌طور گسترده برای چنین شرایطی استفاده می‌شود و مدل‌سازی مسأله بهینه‌سازی با این روش آسان است. برای هر دو مسأله چاه (شش و پنجاه‌وشش چاه) روش آن‌ها نتایج بهتری را نسبت به روش‌های قبلی نشان داد.

لیتاک و ونگ در سال ۲۰۰۸ [۳۷]، روشی را برای مسأله بهینه‌سازی فراآوری با گاز پیشنهاد دادند و عملکرد آن را در برابر چندین روش موجود بررسی کردند. مطالعات موردی نشان داد که روش جدید قادر به تولید نتایج باکیفیت بالا است، درحالی‌که به زمان CPU^۱ کمتری برای بهینه‌سازی نیاز دارد. آن‌ها از مقایسه بین چندین روش به این نتیجه دست یافتند که روش جدید یک روش جستجوی محلی است؛ بنابراین می‌توان از روش SP^۲ برای حذف این نقص همراه با روش جدید استفاده کرد. هر دو روش قادر به ایجاد نتایج کیفی برای برخی از مدل‌ها با در نظر گرفتن برهمکنش جریان بین چاه‌ها از طریق خطوط جریان هستند. آن‌ها همچنین از مفهوم بهینه‌سازی چند هدفه برای هموارسازی نوسان نرخ جریان هر چاه استفاده کردند. (جدول ۳) مقایسه عملکرد هریک از روش‌ها با روش جدید را نشان می‌دهد.

جدول ۳: مقایسه روش‌های مختلف با روش جدید [۳۷]

	SP	GLINC	GA	COMPLYA
Number of time steps	1361	1369	960	904
Number of iteration	4703	4522	5136	4562
Time on well management (min)	196	266	6793	712
Total CPU time (min)	2401	2466	9750	3710

در سال ۲۰۰۹ زرافت و همکاران [۳۸]، مقایسه‌ای از روش‌های مختلف از جمله روش‌های مبتنی بر گرادین را برای الگوریتم ژنتیک ارائه کردند و قابلیت‌های الگوریتم را در حل مسأله بهینه‌سازی فراآوری با گاز بر مبنای تک هدفی با محدودیت‌های نرخ تزریق گاز بررسی کردند. آن‌ها همچنین یک گونه از الگوریتم به نام الگوریتم کلونی مورچگان برای بهینه‌سازی پیشنهاد کردند. طبق نتایج بررسی شده، الگوریتم ژنتیک با تکرار و زمان محاسبات کمتر، عملکرد بهتری را

1. Central processing unit
2. Separable programming

نسبت به الگوریتم کلونی مورچکان داشت و روش GRG در را از خود به نمایش گذاشت. (جدول ۴) مقایسه بین روش‌ها را شبکه‌های کوچک‌تر، میزان تولید نفت زیاد (با افزایش تکرار) نشان می‌دهد.

جدول ۴: مقایسه بین روش‌ها [۳۸]

Well	SQP		GRG		GA		ACO	
	Qg	Qo	Qg	Qo	Qg	Qo	Qg	Qo
	MMSCF/D	STB/D	MMSCF/D	STB/D	MMSCF/D	STB/D	MMSCF/D	STB/D
1	0.2630	440.560	0.2327	439.350	0.1952	425.22	0.1950	425.2
2	0.5574	977.418	0.5901	805.213	0.6140	813.41	0.6140	813.4
3	0.8840	1466.55	0.7288	925.676	0.6605	897.31	0.6600	897.3
4	0.5855	787.390	0.5452	977.986	0.6268	1007.29	0.6260	1007.2
5	0.7100	917.770	0.9032	1500.212	0.9034	1500.30	0.9030	1500.0
Total	3	4589.688	3	4648.400	3	4643.60	3	4643.0

بهبود برای هر چاه استفاده کردند. همچنین آن‌ها برازش منحنی جدید با دقت بالا که می‌تواند زمان و حجم محاسبات را کاهش دهد، پیشنهاد دادند. (جدول ۶) نتایج الگوریتم ازدحام ذرات همراه با دو مدل برازش منحنی ارائه شده است.

جدول ۶: مقایسه دو برازش منحنی [۱۹]

Optimization method	PSO (the proposed model)		Alarcon et al's(2002) model	
	Qg	Qo	Qg	Qo
	MMSCF/D	STB/D	MMSCF/D	STB/D
Well 1	0.15875	316.557	0.19782	314.56
Well 2	0.57527	578.21	0.59152	585.52
Well 3	0.59045	734.19	0.56672	734.54
Well 4	0.76204	669.44	0.82169	694.24
Well 5	0.91348	1,085.24	0.82225	1,052.24
Total	3	3,383.63	3	3,390.10

در سال ۲۰۱۱ خنمه [۴۰]، از الگوریتم ژنتیک در میدان دریایی خفجی استفاده کرد و توانایی آن را در راستای بهینه‌سازی تولید (با هدف افزایش تولید نفت و بهینه کردن نرخ تزریق گاز بین چاه‌ها با در نظر گرفتن گاز در دسترس محدود) به اثبات رساند. (جدول ۷) نتایج کار او را در میدان خفجی نشان می‌دهد.

برخی اوقات از یک مخزن نفتی و یک مخزن گازی به صورت هم‌زمان تولید می‌شود به‌طوری‌که از گاز تولید شده برای گاز مورد نیاز فزآوری، به صورت خودکار و تحت کنترل استفاده می‌کنند، این نوع فرایند به فزآوری طبیعی با گاز مرسوم است. در سال ۲۰۱۱ فروغ نیا و پیشوایی [۳۹]، به بهینه‌سازی یک سامانه تولید نفت تحت فزآوری طبیعی با گاز پرداخت. بنابراین برای کنترل تزریق گاز از یک کنترل کننده پس‌خور از نوع تناسبی - انتگرالی - مشتقی استفاده شد و با استفاده از روش تکاملی تفاضلی، بهینه‌سازی برای تعیین مقدار نرخ تزریق گاز (محدود و نامحدود) انجام گرفت و آن‌ها در نهایت به برتری فزآوری طبیعی نسبت به مصنوعی و پیش‌بینی دقیق بهینه‌ساز برای تعیین مقدار نرخ تزریق گاز در فزآوری طبیعی پی بردند. (جدول ۵) نمونه‌ای از خروجی تولید نفت در هر سه حالت آورده شده است.

جدول ۵: برداشت‌های نهایی در حالت پایه و حالت بهینه شده [۳۹]

حالت بهینه شده (گاز محدود)	حالت بهینه شده (گاز نامحدود)	حالت پایه
۳۳۹۶۷۵	۳۴۵۲۱۸	۲۵۱۴۵۹
برداشت نهایی (STB)		

در سال ۲۰۱۱، رشیدی و همکارانش [۱۹]، تخصیص مقدار بهینه تزریق گاز را به گروهی از چاه‌ها برای افزایش نرخ تولید نفت مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها در کار خود از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای تعیین نرخ تزریق گاز





جدول ۷: بهینه‌سازی تولید در میدان خفجی [۴۰]

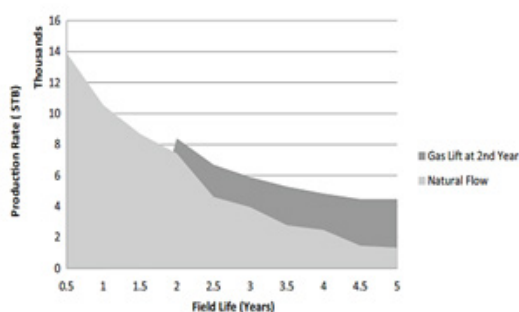
عنوان	قبل از بهینه‌سازی	بعد از بهینه‌سازی
مجموع کل دبی نفت، بشکه در روز	۱۲۹۸۰۰	۱۴۶۱۴۵
مجموع کل گاز تزریقی، میلیون فوت مکعب در روز	۲۵	۲۵
تعداد کل چاه‌هایی که با استفاده از سامانه فراآوری در حال تولید هستند	۴۲	۵۰
افزایش تولید نفت، بشکه در روز	-	۱۶۳۴۵

							NPV(MM\$)
1 Interval	dt= 0.14 Q _{inj} = 144.4 P _{sep} = 19.8					640.55	
2 Interval	dt= 0.15 Q _{inj} = 157.3 P _{sep} = 23.6			0.15 130.6 16.3		644.10	
3 Interval	dt= 0.16 Q _{inj} = 166.0 P _{sep} = 24.7		0.13 149.2 20.5	0.13 129.1 15.6		657.81	
4 Interval	dt= 0.15 Q _{inj} = 163.5 P _{sep} = 24.6	0.15 150.1 22.6	0.15 138.7 17.0		0.14 130.4 16.0	659.14	
6 Interval	dt= 0.16 Q _{inj} = 168.0 P _{sep} = 26.9	0.16 166.8 23.7	0.14 152.8 21.0	0.13 146.2 19.0	0.13 133.7 16.7	0.13 121.4 14.7	659.97
0 2 4 6 8 10 12 year							
d.: Tubing Diameter (m), Q _{inj} : Gas Injection Rate (scm/day), P _{sep} : Separator Pressure (bar)							

شکل ۷: پارامترهای تصمیم‌گیری بهینه و NPV برای حالت‌های مختلف [۴۲]

قائدی و همکارانش در سال ۲۰۱۴، از یک الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچه‌ها برای تخصیص حجم بهینه گاز به تعدادی چاه برای سه میدان مختلف با مقدار چاه‌های مختلف استفاده کردند. الگوریتم پیوسته بهینه‌سازی کلنی مورچه‌ها نتایج برتری را در مقایسه با مطالعات قبلی با استفاده از سایر تکنیک‌های بهینه‌سازی نشان داد [۴۳].

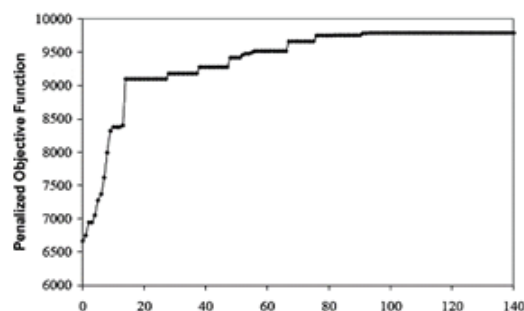
قاسم‌زاده و پورافشاری (۲۰۱۵) [۴۴]، در مطالعه خود، رویکرد جدیدی را در رابطه با تأثیر زمان شروع فراآوری با گاز بر فرآیند بهینه‌سازی بررسی کردند. آن‌ها روشی برای انتخاب بهترین زمان شروع فراآوری ارائه کردند تا به بالاترین سود برای مخزنی که به‌طور طبیعی تولید می‌کرد و در حال اتمام بود، برسند. آن‌ها از تابع تکه‌ای مکعبی هرمیتی برای مدل‌سازی عملکرد فراآوری با گاز و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی استفاده کردند. سپس الگوریتم بهینه‌ساز پیشنهادی خود را با مدل‌های قبلی مقایسه و صحت آن را تأیید کردند. با ادغام الگوریتم پیشنهادی با مدل اقتصادی و محاسبه ارزش فعلی خالص^۲ (NPV) مربوط به زمان‌های شروع مختلف، زمان بهینه برای شروع عملیات فراآوری با گاز پیدا شد (شکل ۸).



شکل ۸: زمان بهینه برای شروع عملیات فراآوری با گاز [۴۴]

1. Particle Swarm Optimization
2. Net present value

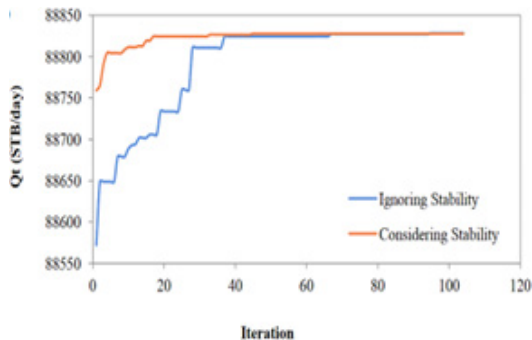
در سال ۲۰۱۲ خامه چی و همکارانش [۴۱]، مطالعه قبلی خود را بهبود دادند. آن‌ها در روش خود علاوه بر میزان تزریق گاز به بهینه کردن عمق تزریق گاز تعدادی از چاه‌ها برای رسیدن به حداکثر تولید نفت پرداختند و محدودیت ظرفیت کمپرسور را به‌صورت تابع جریمه به تابع هدف خود اضافه کردند تا تابع هدف مقید به تابع هدف بدون مقید تبدیل شود و از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات^۱ (PSO) (شکل ۶) برای بهینه کردن پارامترهای عملیاتی استفاده کردند.



شکل ۶: همگرایی تابع هدف جریمه شده در مقابل گام‌های PSO [۴۱]

در سال ۲۰۱۳ صادقی و محمودی در مطالعه‌ای، یک مدل ریاضی یکپارچه را به‌منظور ردیابی تغییرات مکانی و زمانی اجزا در فرآیند بالابر گاز توسعه دادند، سپس این مدل را با ترکیبی از الگوریتم ژنتیک و روش بهینه‌سازی مارکوارت به‌منظور تعیین پارامترهای عملیاتی که بازده اقتصادی بلندمدت یک میدان نفتی را بهینه می‌کرد، همراه کردند. مشاهدات آن‌ها برای یک مثال گویا از یک چاه منفرد نشان داد که حداکثر ارزش فعلی خالص زمانی حاصل می‌شود که طول عمر تولید به فواصل عملیات متوالی کافی با مقادیر مختلف بهینه قطر لوله، نرخ تزریق گاز و فشار جداکننده برای هر بازه تقسیم شود (شکل ۷) [۴۲].

این محدودیت به سامانه بسیار ناچیز بوده و با افزایش مقدار گاز در دسترس، از این مقدار ناچیز هم کاهش یافته و هر دو عملکرد (با و بدون در نظر گرفتن محدودیت) به هم نزدیک می‌شوند (شکل ۱۰).



شکل ۱۰: تولید نفت در ۱۰۰ تکرار با و بدون در نظر گرفتن پایداری [۴۶]

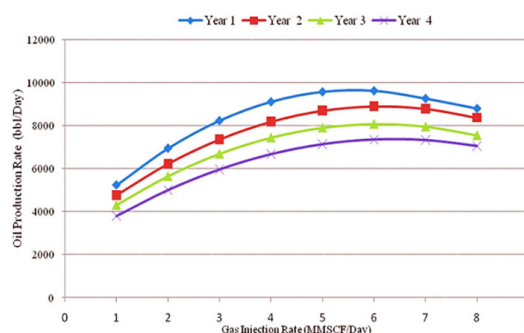
در سال ۲۰۱۵ میراسماعیلی و همکارانش [۴۷]، از بهینه‌سازی چند هدفه EDA^۲ با اهداف افزایش تولید نفت، کاهش گاز مصرفی و کاهش تولید آب استفاده کردند و نتایج به‌دست‌آمده از مجموع چاه‌ها را با الگوریتم چند هدفه NSGA2^۳ مقایسه کردند (جدول ۸). این مقایسه نشان داد، نتایج حاصل از الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی به‌طور قابل‌توجهی بر نتایج گزارش شده در روش‌های قبلی، غلبه می‌کند. به‌طور مثال برای یک مسئله با افزایش تعداد چاه‌ها (۵۶ چاه)، نتایج ۱۶،۲۴ درصد بهبود را در کل تولید نفت از خود نشان داد.

جدول ۸: مقایسه جبهه پارتو EDA با NSGA-II [۴۷]

Gas usage by NSGA-2	Gas usage by EDA	Produced oil by NSGA-2	Produced oil by EDA
4550	4446	3657	3646
3139	3120	3445	3436
2613	2628	3294	3324
2351	2326	3214	3227
1893	1900	3026	3048

توکلی و همکارانش در سال ۲۰۱۷ با استفاده از رویکردی جدید که از توابع عصبی و الگوریتم‌های ژنتیکی استفاده می‌کرد، جنبه‌های مختلف حل مسئله تخصیص فراآوری با گاز

رسولی و همکارانش [۴۵]، معتقد بودند که روش‌های معمولی بهینه‌سازی تخصیص آسانسور گاز استاتیک برای پروژه‌های بلندمدت فراآوری با گاز مناسب نیست. یک انتخاب خوب برای بهینه‌سازی بلندمدت باید عملکرد فراآوری با گاز را به‌صورت پویا به‌عنوان تابعی از زمان تولید و سایر متغیرها پیش‌بینی کند. بنابراین آن‌ها متغیر زمان را در مدل‌سازی خود در نظر گرفتند. آن‌ها از نرم‌افزار CMG^۱ برای شبیه‌سازی تولید یکپارچه و یک شبکه عصبی مصنوعی برای پیش‌بینی عملکرد فراآوری با گاز بر اساس پایگاه داده تولید نفت استفاده کردند و سپس، ترکیبی از شبکه عصبی و الگوریتم ژنتیک را برای بهینه‌سازی بلندمدت تخصیص گاز در گروهی از چاه‌ها تحت محدودیت‌های واقعی به کار بردند. پارامترهای ورودی در مطالعه آن‌ها برای مدل‌سازی، زمان و میزان تزریق گاز به چاه‌ها و پارامتر خروجی تولید نفت و تولید آب بود که بهینه‌ساز برای حل باید میزان تزریق گاز را به‌گونه‌ای تعیین می‌کرد که جریان نقدی تولید روزانه به حداکثر برسد. (شکل ۹) میزان تولید نفت در ۴ سال را نشان می‌دهد.



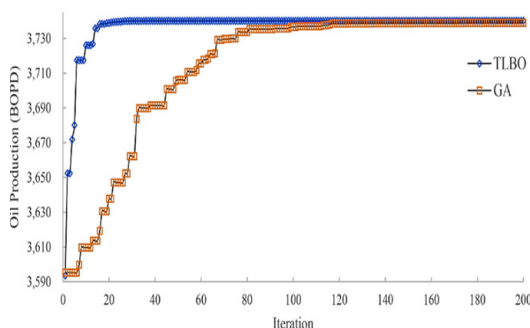
شکل ۹: میزان تولید نفت در ۴ سال برحسب نرخ تزریق گاز [۴۵]

مهدیانی و خامه‌چی در سال ۲۰۱۵ [۴۶]، یک رویکرد جدید به نام پایداری در مسائل بهینه‌سازی تخصیص گاز را مورد بررسی قرار دادند. برای جلوگیری از ناپایداری، آن را به‌عنوان یک محدودیت برای بهینه‌ساز در نظر گرفتند و سپس بهینه‌ساز را اجرا کردند. برای بهینه‌سازی ابتدا از الگوریتم ژنتیک و سپس ترکیبی از الگوریتم ژنتیک و شبه نیوتن استفاده کردند و نتایج را برای اطمینان از عملکرد بهینه‌ساز مقایسه کردند. پس از آن، تأثیر افزودن محدودیت ناپایداری به مسئله بر کاهش تولید را مورد مطالعه خود قرار دادند. نتایج مطالعات آن‌ها نشان داد که تلفات تولید با افزودن

1. Computer Modelling Group
2. Estimation of the distribution algorithm
3. Non-dominated Sorting Genetic Algorithm

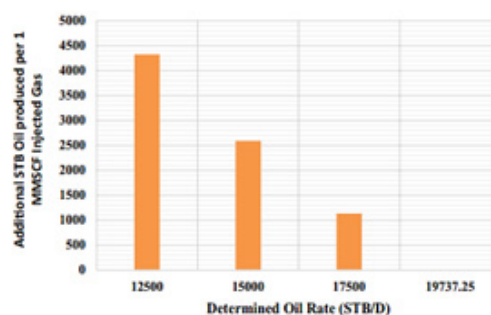


نمودارهای عملکرد، یادگیری شبکه عصبی مصنوعی را پیشنهاد دادند. راهبرد پیشنهادی بر روی یک مسئله با تعداد چاه (۵۶ چاه) و (۶ چاه) اجرا شد. نتایج مشاهدات آن‌ها بدین صورت بود که: عملکرد بهتر روش بهینه‌سازی تکاملی ژنتیک و ازدحام ذرات نسبت به رویکردهای کلاسیک زمانی قابل تشخیص است که مسئله ابعاد بالاتری داشته باشد (مانند مسئله ۵۶ چاه). PSO و GA عملکردهای مشابهی را نشان دادند. با این حال، PSO بسیار سریع‌تر (۱۳ برابر سریع‌تر) عمل کرد و به تعداد تکرارهای کمتری نسبت به GA نیاز داشت. آن‌ها بر این عقیده بودند که فرآیندهای به‌روز رسانی پارامتر در PSO سرعت همگرایی در الگوریتم را افزایش می‌دهد [۵۰]. میراسماعیلی و همکاران [۵۱] در سال ۲۰۱۹ از شبکه‌های عصبی مصنوعی (الگوریتم‌های LM^2 ، BR^2) برای مدل‌سازی عملیات فراآوری با گاز و سپس از الگوریتم بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش - یادگیری (TLBO) برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند: این الگوریتم بهینه‌سازی مشابه سایر روش‌های بهینه‌سازی موجود، یک الگوریتم برگرفته از طبیعت و مبتنی بر جمعیت است. با توجه به نتایج، دقت پیش‌بینی تولید شده توسط BR و LM به ترتیب ۹۹٫۹ درصد و ۹۹٫۵ درصد بود. نتایج نشان می‌داد که دو مدل دارای قابلیت پیش‌بینی خوبی هستند اما مدل BR قوی‌تر و کارآمدتر از مدل LM به نظر می‌رسید و در خصوص بهینه‌سازی، با مشاهدات خود پی بردند که عملکرد یک الگوریتم بستگی به ماهیت مسئله دارد الگوریتم مبتنی بر آموزش یادگیری از همگرایی سریع در عملیات بهینه‌سازی برخوردار است. (شکل‌های ۱۳ و ۱۴) همگرایی سریع الگوریتم مبتنی بر آموزش یادگیری را در مقایسه با الگوریتم ژنتیک در تعداد چاه‌های کم و زیاد نشان می‌دهد.



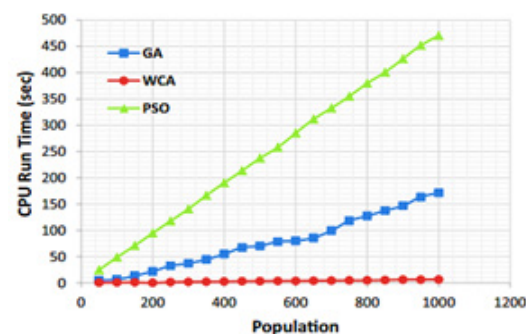
شکل ۱۳: همگرایی الگوریتم GA و TLBO (۵ چاه) [۵۱]

را در ۵ حلقه چاه در یک میدان نفتی ایران بررسی کردند [۴۸] در سال ۲۰۱۹ نامدار [۴۹] روش جدیدی را برای بهینه‌سازی ارائه داد. او در کار خود الگوریتم WCA^۱ را برای بهینه‌سازی تخصیص گاز پیشنهاد داد. این الگوریتم از نظر نرخ همگرایی و عدم جذب در نقاط بهینه محلی عملکرد بسیار خوبی دارد. در نهایت، به‌عنوان یک مسئله جدید تخصیص گاز بین چاه‌های یکی از میدان‌های نفت سنگین جنوب غرب ایران با نرخ‌های از پیش تعیین شده تولید نفت، بهینه شد. نتایج به این صورت بود که اهداف با تولید نفت کمتر، بهینه‌سازی اهمیت بیشتری دارد و نفت اضافی بیشتری تولید می‌کند. (شکل ۱۱) نرخ نفت مازاد تولید شده در هر سناریو را نشان می‌دهد.



شکل ۱۱: نرخ نفت مازاد تولید شده در سناریو بهینه (کمترین گاز مورد نیاز) در مقایسه با بدترین سناریو (حداکثر گاز مورد نیاز) [۴۹]

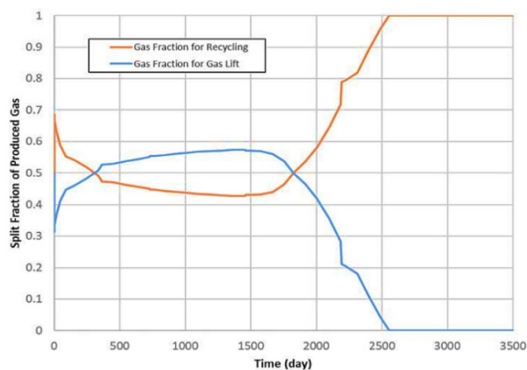
(شکل ۱۲) زمان اجرای هر سه الگوریتم را نشان می‌دهد، همان‌طور که مشاهده می‌شود الگوریتم چرخه آب زمان اجرای کمتری در بین الگوریتم‌های دیگر دارد.



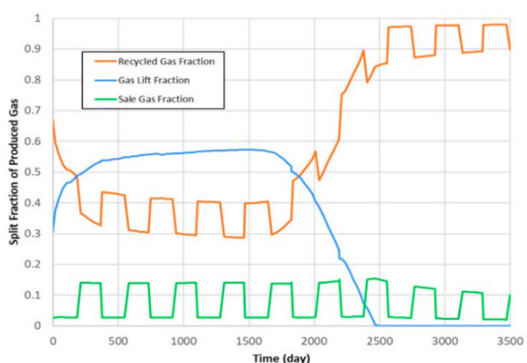
شکل ۱۲: زمان اجرای CPU در جمعیت‌های مختلف [۴۹]

لوپز در سال ۲۰۱۹ و همکارانش، رویکرد بهینه‌سازی ازدحام ذرات PSO را برای اولین بار برای مسئله بهینه‌سازی توزیع گاز استفاده کردند. آن‌ها هم‌چنین برای مدل‌سازی

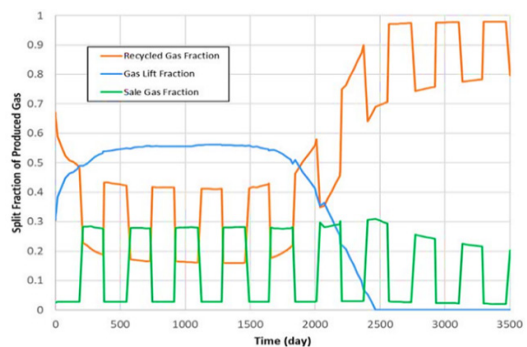
1. Water cycle optimization
2. Levenberg-Marquardt
3. Bayesian regularization



شکل ۱۵: تقسیم‌بندی گاز تولید شده برای مورد ۱۵۲]

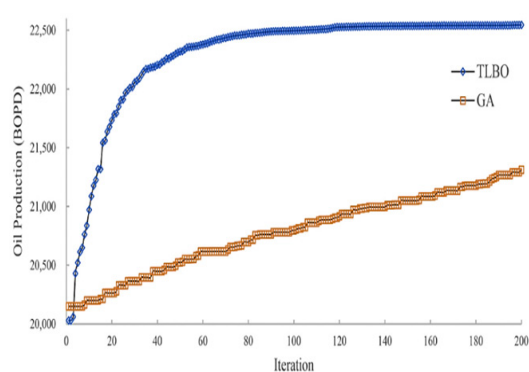


شکل ۱۶: تقسیم‌بندی گاز تولیدی برای مورد ۱۵۲]



شکل ۱۷: تقسیم‌بندی گاز تولید شده برای مورد ۱۵۲]

سرانجام با مطالعه خود پی بردند که عملیات فرازآوری با گاز باید وزن بیشتری در مراحل اولیه عمر تولید مخزن داشته باشد و بهینه‌ساز تمایل دارد تا همان مقدار گاز را به فرآیند فرازآوری با گاز در هر سه مورد اختصاص دهد (شکل ۱۸). می‌توان چنین استنباط کرد که عملیاتی که در کوتاه مدت، تولید چاه را بهبود می‌بخشند، باید اولویت بالاتری نسبت به عملیاتی داشته باشد که بر سامانه یکپارچه تأثیر می‌گذارد و تأثیرات آن‌ها در مدت طولانی محسوس خواهد بود.



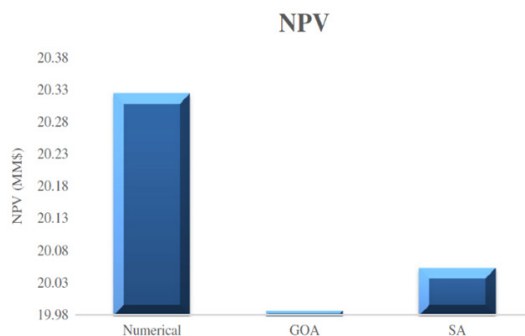
شکل ۱۴: همگرایی الگوریتم GA و TLBO (چاه ۵۶) ۵۱]

در سال ۲۰۲۰ خوش‌خبرچی با همکاران [۵۲]، در مطالعه خود، کاربرد و توانایی‌های الگوریتم MADS را برای بهینه‌سازی تخصیص گاز در محیطی یکپارچه از مخازن، چاه‌ها و تأسیسات، تولید و تزریق، پیاده‌سازی و ارائه کرده‌اند. الگوریتم جستجوی مستقیم شبکه تطبیقی یک روش بهینه‌سازی برای مسائل برنامه‌ریزی غیرخطی می‌باشد. این الگوریتم از الگوریتم‌های بدون نیاز به توابع مشتق است. خوش‌خبرچی و همکارانش سه مورد مختلف تحت مجموعه‌های مختلف محدودیت‌های عملیاتی را برای دستیابی به تولید بهینه با تخصیص عرضه محدود گاز بین فرازآوری با گاز و بازیافت گاز به مخزن مورد مطالعه قراردادند. مدل کلی دارای یک چاه تولید کننده و یک چاه تزریقی بود که سیال تولید شده تحت دمای متوسط و فشار کم، به سه فاز گاز و آب و نفت جدا شد و گاز جدا شده به چند بخش زیر تقسیم شد (هدف هر سه افزایش تولید نفت بود).

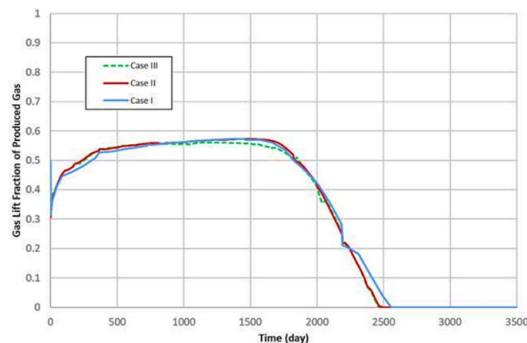
مورد ۱: تزریق گاز از طریق چاه تزریقی برای حفظ فشار مخزن، فرازآوری با گاز برای سبک کردن نفت چاه تولیدی (شکل ۱۵)

مورد ۲: تزریق گاز از طریق چاه تزریقی برای حفظ فشار مخزن، فرازآوری با گاز برای سبک کردن نفت چاه تولیدی، فروش گاز در فصول سرما (شکل ۱۶)

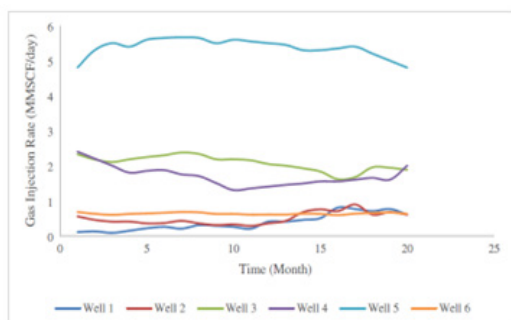
مورد ۳: تزریق گاز از طریق چاه تزریقی برای حفظ فشار مخزن، فرازآوری با گاز برای سبک کردن نفت چاه تولیدی، فروش دو برابری گاز در فصول سرما (شکل ۱۷)



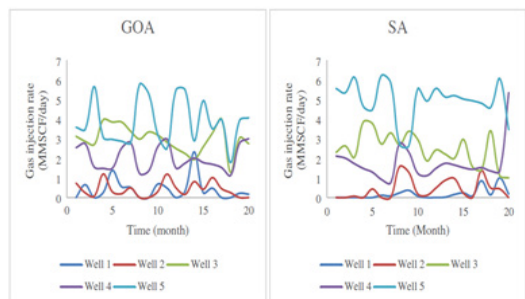
شکل ۱۹: NPV یک میدان با استفاده از دو روش بهینه‌سازی عددی و اکتشافی [۵۴]



شکل ۱۸: مقایسه تقسیم‌بندی گاز به صورت فراز آوری با گاز در هر سه مورد [۵۲]



شکل ۲۰: نرخ بهینه گاز تزریقی مدل پیشنهادی [۵۴]



شکل ۲۱: نرخ بهینه گاز تزریقی مدل SA و GOA [۵۴]

در سال ۲۰۲۳ عاملی و زین‌العابدینی از مدل‌های پراکسی قوی از جمله پرسپترون چند لایه و رگرسیون کلی برای مدل‌سازی و ساخت تابع هدف استفاده کردند. علاوه بر این آن‌ها الگوریتمی جدید به نام الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری را برای بهینه کردن پارامترهای عملیاتی، مورد مطالعه خود قرار دادند. آن‌ها نتایج الگوریتم گرگ خاکستری را با الگوریتم ازدحام ذرات مقایسه کردند. در نهایت آن‌ها از شبکه عصبی پرسپترون چند لایه به دلیل دقت بالا در مقابل رگرسیون کلی برای مدل‌سازی بهره بردند و به برتری الگوریتم گرگ خاکستری به دلیل نداشتن پارامتر قابل تنظیم و همگرایی سریع پی بردند. همچنین، الگوریتم گرگ خاکستری بیشترین

در سال ۲۰۲۰ مصطفی الجوبری با همکارانش [۵۳]، از نرم‌افزار پایپ‌سیم برای شبیه‌سازی و از الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز باهدف افزایش تولید نفت برای تعداد زیاد چاه استفاده کردند. تجزیه و تحلیل سود خالص به‌منظور درک بیشتر مزایای بالقوه اجرای تکنیک‌های فراز آوری با گاز انجام شد. آن‌ها هم‌چنین مطالعات مربوط به حساسیت فشار مخزن و برش میانبر آب برای بررسی تأثیرات احتمالی این پارامترها بر عملکرد تولید چاه و چرخه عمر تولید میدان انجام دادند. سرانجام مشاهده کردند که تکنیک‌های فراز آوری با گاز برای چاه‌هایی با برش میانبر آب نسبتاً بیشتر مفیدتر است و در صورت کاهش فشار مخزن، به نظر رسید که فراز آوری با گاز نه‌تنها برای بهبود عملکرد تولید چاه بلکه برای افزایش چرخه عمر میدان مفید می‌باشد، زیرا به چاه اجازه می‌دهد تولید خود را حتی در فشار بسیار پایین حفره چاه ادامه دهد. تجزیه و تحلیل اقتصادی نمونه نشان داد که تکنیک فراز آوری با گاز می‌تواند به‌طور قابل توجهی میزان تولید روزانه نفت هر چاه در میدان را افزایش دهد و بنابراین، سود خالص در مقایسه با چاه‌های تولیدکننده طبیعی به‌طور چشم‌گیری بالا رود.

در سال ۲۰۲۱ مهدیانی و خامه‌چی، از روش عددی LQR برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آن‌ها مدل خود را پویا فرض کرده و تخصیص گاز را برحسب افت فشار در هر زمان بهینه‌سازی کردند. بر اساس مشاهدات آن‌ها استفاده از روش‌های عددی LQR منجر به NPV بالاتر در مقایسه با استفاده از روش اکتشافی شد (شکل ۱۹). در مطالعه آن‌ها، میزان تزریق گاز در الگوریتم‌های بهینه‌سازی اکتشافی، در مراحل زمانی مختلف، تغییر کرد که منجر به ایجاد ناپایداری شد و مسیر بهینه‌سازی عددی در هر زمان بسیار پایدارتر نشان داده شد (شکل ۲۰-۲۱)؛ بنابراین آن‌ها روش عددی ارائه شده را برای افزایش NPV و جلوگیری از مشکل ناپایداری، نسبت به روش‌های اکتشافی برتر دانستند [۵۴].

مقدار سود خالص فعلی را به ارمغان آورد. آن‌ها با نتایج به‌دست آمده از هر دو الگوریتم، نشان دادند که ویژگی‌های چاه مانند ضریب بهره‌دهی می‌توانند بر روی تخصیص گاز بین چاه‌ها اثرگذار باشند. (جدول ۸) پارامترهای بهینه شده توسط دو الگوریتم را نشان می‌دهد. [۵۵].

جدول ۸: پارامترهای بهینه با استفاده از الگوریتم گرگ خاکستری و ازدحام ذرات با گاز در دسترس 3 mmcf/day [۵۵]

parameter	units	GWO	PSO
Tubing diameter1	inch	5.5	5
Tubing diameter2	inch	5.8	5.5
Tubing diameter3	inch	5.6	5.1
Tubing diameter4	inch	7	6.8
Gas injection rate1	MMSCF/day	0	0
Gas injection rate2	MMSCF/day	0.019	0.5
Gas injection rate4	MMSCF/day	2.978	2.5
Separator pressure	psig	110	110

به‌طور کلی مراحل بهینه‌سازی را می‌توان به ۳ گروه مجزا دسته‌بندی کرد. ۱. شبیه‌سازی ۲. مدل‌سازی ۳. بهینه‌سازی. امروزه برای مدل‌سازی بیشتر از مدل‌های پراکسی پرقدرت و جدید از جمله شبکه‌های عصبی مصنوعی استفاده می‌کنند. این امر نه تنها در بهینه‌سازی فراآوری مصنوعی با گاز بلکه در بهینه‌سازی موضوعات دیگر حوزه‌های نفتی دیده می‌شود. [۵۶-۵۸] چرا که روش‌های سنتی و تجربی به دلیل داشتن ضرایب ثابت و تعیین آن با توجه به شرایط مسأله، زمان‌بر بوده و از دقت کافی برخوردار نمی‌باشند. علاوه بر این مدل‌سازی ضعیف، منجر به بهینه‌سازی ضعیف خواهد شد چرا که بهینه‌سازی برای ایجاد تابع هدف به‌شدت به مدل‌سازی وابسته است و زمانی می‌توان به نتایج بهینه‌سازی اعتماد کرد که مدل‌سازی به‌درستی و با دقت صورت گیرد. بنابراین شبکه عصبی مصنوعی جایگزین خیلی خوبی با روش‌های سنتی و برازش منحنی می‌باشند.

تکنیک‌های مختلف به کار گرفته شده بهینه‌سازی تزریق گاز در سال‌های اخیر به روش فرا ابتکاری در (جدول ۹) به‌طور مختصر ارائه شده است:

جدول ۹: انواع روش‌های بهینه‌سازی فرا ابتکاری به‌کاربرده شده در سال‌های گذشته

نویسنده و سال	روش‌های بهینه‌سازی
مارتینز و همکاران ۱۹۹۴ [۳۵]	الگوریتم ژنتیک برای مسئله بهینه‌سازی فراآوری با گاز
ری و سارکر ۲۰۰۶ [۳۶]	الگوریتم تکاملی برای به حداکثر رساندن تولید نفت و به حداقل رساندن مصرف گاز
لیتاک و ونگ ۲۰۰۸ [۳۷]	ترکیب روش‌های COMBIA و SP برای مسئله بهینه‌سازی فراآوری با گاز
زرافت و آیت‌اللهی ۲۰۰۹ [۳۸]	الگوریتم ژنتیک و کلونی مورچگان برای بهینه‌سازی
فروغ نیا و پیشوایی ۲۰۱۱ [۳۹]	روش تکاملی تفاضلی برای بهینه‌سازی مقدار نرخ تزریق گاز (محدود و نامحدود) در فراآوری طبیعی
حامدی و رشیدی ۲۰۱۱ [۱۹]	الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای تعیین نرخ تزریق گاز بهینه برای هر چاه
خمسه ۲۰۱۱ [۴۰]	الگوریتم ژنتیک باهدف افزایش تولید نفت و بهینه کردن نرخ تزریق گاز بین چاه‌ها با در نظر گرفتن گاز در دسترس محدود
حامدی و خامه چی ۲۰۱۲ [۴۱]	استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات و روش تابع جریمه برای حل رویکرد جدید مسئله بهینه‌سازی
محمودی و صادقی ۲۰۱۳ [۴۲]	توسعه یک مدل ریاضی یکپارچه با ترکیبی از الگوریتم ژنتیک و روش بهینه‌سازی مارکوارت به‌منظور تعیین پارامترهای فرآیندی
قائدی و همکاران ۲۰۱۴ [۴۳]	الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچه‌ها برای تخصیص مقدار بهینه گاز به گروهی از چاه‌ها برای سه میدان با تعداد چاه‌های مختلف
قاسم‌زاده و پورافشاری ۲۰۱۵ [۴۴]	استفاده از تابع تکه‌ای مکعبی هرمیتی برای مدل‌سازی عملکرد فراآوری با گاز و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی
رسولی و همکاران ۲۰۱۵ [۴۵]	ترکیبی از شبکه عصبی و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی بلندمدت تخصیص گاز در گروهی از چاه‌ها تحت محدودیت‌های واقعی





۳. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله هدف اصلی ارائه یک بررسی کلی از توسعه مسئله بهینه‌سازی فراآوری با گاز و مطالعات و کاربردهای موجود برای حل مسئله بود. انواع روش‌های بهینه‌سازی عددی و فراابتکاری به کار رفته در فراآوری با گاز از جمله روش شیب برابر، برنامه‌ریزی درجه دوم متوالی، الگوریتم ژنتیک، الگوریتم ازدحام ذرات، الگوریتم چرخه آب، الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری، الگوریتم جستجوی مستقیم شبکه تطبیقی و... مورد بررسی قرار گرفت تا محققین دید کلی در خصوص انواع روش‌های بهینه‌سازی در این موضوع را داشته باشند. هدف از بهینه‌سازی رسیدن به جواب قابل قبول، با در نظر گرفتن محدودیت‌ها می‌باشد. برای یک مسئله تابعی به نام تابع هدف تعریف می‌شود. انتخاب این تابع به طبیعت مسئله وابسته است که در فراآوری با گاز تابع هدف می‌تواند افزایش تولید نفت و سود خالص و یا بالعکس کاهش تولید آب یا گاز باشد. امروزه به دلیل محدود بودن میزان در دسترس گاز، محدودیت‌ها می‌تواند نرخ تزریق گاز برای هر یک از چاه‌های میادین باشد به‌طوری که مجموع نرخ‌ها از میزان گاز در دسترس فراتر نرود؛ بنابراین هدف از بهینه‌سازی تعیین متغیرهای طراحی است، به‌گونه‌ای که تابع هدف کمینه یا بیشینه شود.

همان‌طور که گفته شد بهینه‌سازی برای انجام بهینه نیاز به تابع هدف دارد. روش‌های متعددی برای ساخت تابع هدف وجود دارد از جمله روابط تجربی، برازش منحنی، شبکه عصبی مصنوعی و... استفاده از روش‌های برازش منحنی و روابط تجربی در هر مسئله‌ای برای مدل‌سازی نیازمند تعیین ضرایب ثابت می‌باشند؛ بنابراین نمی‌توان آن را با یک مقدار ثابت برای همه چاه‌ها اعمال کرد و افزایش تعیین ضرایب ثابت، باعث افزایش زمان محاسبه بهینه‌سازی می‌شود. علاوه بر این، این روش‌ها از دقت کمی برخوردار هستند و میزان تولید نفت را بیش از حد و یا بالعکس برآورد می‌کنند. امروزه شبکه عصبی مصنوعی اهمیت ویژه در مسائل بهینه‌سازی پیدا کرده است چراکه عملکرد روش‌های بهینه‌سازی به دقت مدل‌سازی بستگی دارد. در واقع نتایج مورد اعتماد مستلزم مدل‌سازی با دقت زیاد می‌باشد.

نتایج مطالعات در این مقاله نشان داد که به دلیل پیچیده‌تر شدن مسئله و افزایش تعداد متغیرها نیاز به استفاده از روش‌های عددی کاهش می‌یابد. علاوه بر این روش‌های عددی اغلب از مشتق تابع هدف بهره می‌گیرند چنین عملکردی، حل مسائل را پیچیده کرده و سرعت محاسبات را کاهش می‌دهد،

مهدیانی و خامه‌چی ۲۰۱۵ [۴۶] الگوریتم ژنتیک و نیوتن رافسون

بهینه‌سازی چند هدفه EDA و الگوریتم چند هدفه NSGA2 با اهداف افزایش تولید نفت، کاهش گاز مصرفی و کاهش تولید آب

شبکه‌های عصبی مصنوعی برای مدل‌سازی فراآوری با گاز و بهینه‌سازی تخصیص گاز را با استفاده از الگوریتم ژنتیک

استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی چرخه آب برای به دست آوردن حداقل مقدار گاز مورد نیاز برای تولید نرخ نفت از پیش تعیین شده به شکل محدودیت

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، الگوریتم تکاملی و الگوریتم ژنتیک برای حل مشکل بهینه‌سازی فراآوری با گاز در صنعت تولید نفت خام

استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی (الگوریتم‌های LM، BR) برای مدل‌سازی عملیات فراآوری با گاز و سپس از الگوریتم بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش - یادگیری برای بهینه‌سازی تخصیص گاز

الگوریتم جستجوی مستقیم شبکه تطبیقی برای بهینه‌سازی تخصیص گاز در محیطی یکپارچه از مخازن، چاه‌ها و تاسیسات، تولید و تزریق

استفاده از پایپ سیم برای شبیه‌سازی و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز باهدف افزایش تولید نفت برای تعداد زیاد چاه

بهینه‌سازی تخصیص گاز با استفاده از روش عددی LQR و مقایسه با دو الگوریتم SA و GOA

مدل‌سازی با پرسپترون چند لایه و رگرسیون کلی، بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم جدید به نام گرگ خاکستری و مقایسه با الگوریتم ازدحام ذرات

استفاده از مدل‌های پراکسی پر قدرت برای مدل‌سازی در مسائل بهینه‌سازی حوزه‌های نفتی

همتی، قادری، نقی زاده و همکاران ۲۰۲۴ [۵۸-۵۶]

بخصوص زمانی که متغیرهای مستقل افزایش پیدا می‌کند. لذا در این شرایط، الگوریتم‌های فرا ابتکاری مورد استفاده قرار می‌گیرند. روش‌های جستجوی ابتکاری مسائل خیلی پیچیده را حل می‌کنند. روند کلی الگوریتم‌های فرا ابتکاری به این صورت می‌باشد که در مراحل شروع، پاسخ‌های اولیه را به‌طور تصادفی ایجاد کرده و در مراحل بعدی با داشتن فرآیند طبیعی جواب‌های بهتری را تولید می‌کنند. الگوریتم‌های فرا ابتکاری، تصادفی بوده و از طبیعت الهام گرفته شده‌اند.

بر اساس بررسی‌های صورت گرفته از مطالعات، اکثر الگوریتم‌های بهینه‌سازی شامل پارامترهای قابل کنترل می‌باشند که برای بهینه‌سازی باید این مقادیر تنظیم شوند. بیشتر مطالعات از عملکرد آزمون و خطا برای یافتن مقادیر این پارامترها استفاده می‌کنند؛ اما در میان این روش‌ها الگوریتم‌هایی وجود دارد که پارامترهای قابل تنظیم ندارند. با توجه به بهینه‌سازی انجام شده در گذشته توسط محققین، الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری و الگوریتم گرگ خاکستری جزء الگوریتم‌هایی می‌باشند که نیازمند به تنظیم پارامتر نمی‌باشند. این مزیت، برتری این روش‌ها را نشان می‌دهد چراکه اگر فرمول‌های موجود در هر نوع الگوریتم دارای پارامترهای قابل تنظیم باشند، باید با تنظیم پارامترها به‌صورت حدس و خطا به هدف نهایی رسید. این امر زمان محاسبه را افزایش داده و دارای خطای زیادی می‌باشد.

همچنین برخی از الگوریتم‌های بهینه‌سازی، به نقطه شروع حساس هستند. به‌طوری‌که نقطه شروع نامناسب منجر به دام افتادن در نقاط بهینه محلی می‌شود. با توجه به مطالعات پیشین، آمار زیادی از محققین به این نتیجه دست یافتند که الگوریتم ژنتیک به‌شدت به جمعیت اولیه وابسته است بنابراین چنین به نظر رسید در جمعیت‌ها و تعداد چاه‌های کمتر در نقاط بهینه محلی به دام می‌افتد، درحالی‌که دیگر الگوریتم‌ها چندان وابسته به جمعیت نیستند و تکرارپذیری خوبی دارند و همچنین از نظر نرخ همگرایی، الگوریتم گرگ خاکستری، الگوریتم چرخه آب و الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری عملکرد بسیار بهتری نسبت به سایر الگوریتم‌های بهینه‌سازی از خود نشان دادند. این برتری را می‌توان به عدم نیاز این الگوریتم‌ها به پارامترهای قابل کنترل در فرمول‌های مختص خود، نسبت داد. در اکثر مطالعات دیده شد که در جمعیت‌های بالا، عملکرد الگوریتم‌های ازدحام ذرات و ژنتیک از نظر سرعت به‌طور قابل توجهی کاهش می‌یابد و در الگوریتم‌های کلونی مورچه‌ها و چرخه آب نسبت به الگوریتم‌های دیگر با سرعت

بیشتری فرایند بهینه‌سازی به پایان می‌رسد و از زمان محاسبه کمتری برخوردار می‌باشند. همانطور که می‌دانیم هریک از الگوریتم‌ها دارای فرمول ریاضی خاصی برای حل مسائل بهینه‌سازی هستند که پیچیدگی یا سادگی این فرمول‌ها از اهمیت زیادی برخوردار است و هرچه ساختار الگوریتم ساده‌تر باشد ما را در رسیدن سریع به پاسخ نهایی یاری می‌کند؛ بنابراین این امر دلیل برتری این دو الگوریتم را تأیید می‌کند.

همان‌طور که گفته شد اکثر مسائل بهینه‌سازی به‌صورت مقید هستند. به‌عبارتی دیگر، برای رسیدن به جواب بهینه باید محدودیت موردنظر رعایت شود. برخی از الگوریتم‌ها برای بهینه‌سازی همراه با این محدودیت‌ها با مشکل مواجه می‌شوند و ممکن است جوابی نامناسب را ارائه داده و یا اصلاً جوابی پیدا نکنند. بهینه‌ساز برای حل مسأله، محاسبات زیادی را انجام می‌دهد. در واقع هر چه داده‌ها و فضای جستجو بیشتر باشد، محاسبه و زمان، زیاد و پیچیده خواهد شد. بهینه‌ساز زمانی پاسخ‌های بهتری را ارائه می‌دهد که بتواند در صرف زمان و هزینه، صرفه‌جویی نماید.

در نهایت، هریک از روش‌های الگوریتم فرا ابتکاری مزایا و معایب خود را دارند و تفاوت آن‌ها می‌تواند در تعداد تکرار، تعداد چاه‌ها، دقت، زمان اجرا و ... باشد. با توجه به عملکرد هریک از روش‌های بهینه‌سازی در ویژگی‌های گفته شده، برتری آن نسبت به دیگر روش‌ها مشخص می‌شود. به‌عبارتی دیگر، برتری هر یک به عواملی مانند همگرایی در بهینه سراسری، تعداد پارامترهای قابل تنظیم، دقت، سرعت و ... بستگی دارد و برای انتخاب روش با جواب بهینه بهتر، می‌توان گفت که تنها با مقایسه نتایج به‌دست آمده بنا بر شرایط مسأله موجود می‌توان ادعا کرد کدام الگوریتم روش بهتری را ارائه می‌کند و نمی‌توان گفت کدام الگوریتم بهینه‌سازی به‌طور قطعی برای حل یک مسئله مناسب می‌باشد. همین‌طور نحوه تخصیص و بهینه متغیرها در هریک از الگوریتم‌ها نیز با یکدیگر متفاوت خواهد بود؛ اما همه آن‌ها با توجه به ویژگی‌های چاه و مخزن به‌منظور رسیدن به تابع هدف، پارامترهای موردنظر را بهینه می‌کنند. بعضی از الگوریتم‌ها تاکنون در مسائل بهینه‌سازی فرازآوری مصنوعی با گاز به کار گرفته نشده‌اند از معروف‌ترین آن‌ها می‌توان به الگوریتم بهینه‌سازی گرده‌افشانی گل‌ها، الگوریتم بهینه‌سازی هنجک یا وال، الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری، الگوریتم بهینه‌سازی کلونی پنگوئن‌های امپراتور و الگوریتم بهینه‌سازی سنجاقک اشاره کرد؛ بنابراین می‌توان در مطالعات بعدی با استفاده از این الگوریتم‌ها به بهینه‌سازی در



مراجع:

- [8]. Momenian, M., et al., Experimental study on Polymer Flooding in a Heterogeneous Porous Media-Part I: Effects of Copolymer and Silica Nanoparticles Composition. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, 2023. 10(2): p. 110-124.
- [9]. Shahmarvand, S. and F. Ameli, A Review on Recent Studies on the Simulation of Foam Flooding in Porous Media. Iranian Chemical Engineering Journal, 2021. 20(116): p. 64-83.
- [10]. Shahmarvand, S., et al., Experimental investigation on the stability of foam using combination of anionic and zwitterionic surfactants: A screening scenario to obtain optimum compound. Journal of Dispersion Science and Technology, 2023: p. 1-12.
- [11]. Crnogorac, M., et al., Selection of Artificial Lift Methods: A Brief Review and New Model Based on Fuzzy Logic. Energies, 2020. 13(7): p. 1758.
- [12]. Khomechi, E., et al., Continuous gas lift optimization using genetic algorithm. Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 2009. 3(4): p. 3919-3929.
- [13]. Langvik, A.S. and L. Dzurbur, Optimization of oil production-applied to the marlim field. 2012, Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse.
- [14]. Ghaedi, M., B. Aminshahidy, and C. Ghotbi, Improving Gas Allocation Optimization to a Group of Wells in Gas Lift Using an Efficient Hybrid Genetic Algorithm (HGA). Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2014. 36(21): p. 2361-2375.
- [15]. Ayatollahi, S., M. Narimani, and M. Moshfeghian, Intermittent gas lift
- [1]. Ameli, F., S. Moghadam, and S. Shahmarvand, Polymer flooding. 2022, Gulf Professional Publishing. p. 33-94.
- [2]. Ameli, F., S. Moghaddam, and S. Shahmarvand, Introduction to gas flooding technique: fundamentals and applications, in Gas Injection Methods. 2023, Gulf Professional Publishing. p. 1-43.
- [3]. Hayatolghiebi, S.H. and F. Ameli, A mechanistic study on the behavior of injected hydrogels in porous media for enhanced oil recovery. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, 2020. 7(1): p. 75-87.
- [4]. Hayatolghiebi, S.H., F. Ameli, and M.R. Moghbeli, Performance Mechanism of Hydrogel for Enhanced Oil Recovery: A Numerical Simulation Study Based on the Phase-Field Approach. 2021.
- [5]. Hayatolghiebi, S.H., F. Ameli, and M.R. Moghbeli, A simulation study on hydrogel performance for enhanced oil recovery using phase-field method. Scientific Reports, 2022. 12(1): p. 2379.
- [6]. Hayatolghiebi, S.H., et al., Investigation on the Polymer Flooding in a Heterogeneous Porous Media-Part II: Simulation Study. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, 2023. 10(1): p. 70-85.
- [7]. Jamali, A., et al., Synthesis and characterization of pH-sensitive poly (acrylamide-co-methylenebisacrylamide-co-acrylic acid) hydrogel microspheres containing silica nanoparticles: Application in enhanced oil recovery processes. Journal of Applied Polymer Science, 2020.





- (includes associated papers 10858 and 10865). Journal of Petroleum Technology, 1981. 33(10): p. 1887-1892.
- [26]. Nishikiori, N., et al. An improved method for gas lift allocation optimization. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1989. OnePetro.
- [27]. Buitrago, S., E. Rodriguez, and D. Espin. Global optimization techniques in gas allocation for continuous flow gas lift systems. in SPE gas technology symposium. 1996. OnePetro.
- [28]. Fang, W. and K. Lo, A generalized well-management scheme for reservoir simulation. SPE Reservoir Engineering, 1996. 11(02): p. 116-120.
- [29]. Dutta-Roy, K. and J. Kattapuram. A new approach to gas-lift allocation optimization. in SPE western regional meeting. 1997. OnePetro.
- [30]. Wang, P., M. Litvak, and K. Aziz. Optimization of production operations in petroleum fields. in SPE annual technical conference and exhibition. 2002. OnePetro.
- [31]. Alarco' n, G.A., C.F. Torres, and L.E. Go' mez, Global optimization of gas allocation to a group of wells in artificial lift using nonlinear constrained programming. J. Energy Resour. Technol., 2002. 124(4): p. 262-268.
- [32]. Kosmidis, V.D., J.D. Perkins, and E.N. Pistikopoulos, A mixed integer optimization formulation for the well scheduling problem on petroleum fields. Computers & Chemical Engineering, 2005. 29(7): p. 1523-1541.
- [33]. Camponogara, E. and A.M. de Conto, Lift-gas allocation under precedence constraints: MILP formulation and computational in Aghajari oil field, a mathematical study. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004. 42(2-4): p. 245-255.
- [16]. Oloro, J. and E. Ogbolu, Gas Lift Optimization: Using Least Square Method and Solver. Greener Journal of Petroleum and Gas Exploration, 2013. 1(1).
- [17]. Rashid, K., W. Bailey, and B. Couët, A survey of methods for gas-lift optimization. Modelling and Simulation in Engineering, 2012. 2012: p. 24-24.
- [۱۸]. قهنویه، م.ب.م.ر.، تعیین رژیم‌های جریان دوفازی و محاسبه افت فشار در یکی از چاه‌های میادین نفتی جنوب کشور تحت فراآوری مصنوعی با گاز و بررسی اثر نرخ تزریق گاز، قطر لوله مغزی بر رژیم جریان. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۳۹۹.
- [19]. Hamed, H., F. Rashidi, and E. Khamsehchi, A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. Petroleum Science and Technology, 2011. 29(4): p. 418-427.
- [20]. G. Takacs, GAS LIFT manual. 2005.
- [21]. Khamsehchi, E. and M.R. Mahdiani, Gas allocation optimization methods in artificial gas lift. 2017: Springer.
- [22]. Mayhill, T. Simplified method for gas-lift well problem identification and diagnosis. in Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1974. OnePetro.
- [23]. Gomez, V.R., Optimization of Continuous Flow Gas-Lift Systems. 1974, University of Tulsa.
- [24]. [24] Redden, J.D., T. Sherman, and J.R. Blann. Optimizing gas-lift systems. in Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1974. OnePetro.
- [25]. Kanu, E.P., J. Mach, and K.E. Brown, Economic approach to oil production and gas allocation in continuous gas lift

- swarm optimization and a penalty function. *Petroleum science and technology*, 2012. 30(8): p. 775-785.
- [42]. Mahmudi, M. and M.T. Sadeghi, The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013. 108: p. 321-327.
- [43]. Ghaedi, M., C. Ghotbi, and B. Aminshahidy, The optimization of gas allocation to a group of wells in a gas lift using an efficient Ant Colony Algorithm (ACO). *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2014. 36(11): p. 1234-1248.
- [44]. Ghassemzadeh, S. and P. Pourafshary, Development of an intelligent economic model to optimize the initiation time of gas lift operation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2015. 5(3): p. 315-320.
- [45]. Rasouli, H., et al., A surrogate integrated production modeling approach to long-term gas-lift allocation optimization. *Chemical Engineering Communications*, 2015. 202(5): p. 647-654.
- [46]. Mahdiani, M.R. and E. Khamsehchi, Preventing instability phenomenon in gas-lift optimization. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 2015. 4(1): p. 49-65.
- [47]. Miresmaeili, S.O.H., P. Pourafshary, and F.J. Farahani, A novel multi-objective estimation of distribution algorithm for solving gas lift allocation problem. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015. 23: p. 272-280.
- [48]. Tavakoli, R., et al., Optimization of gas lift allocation using different models. *Recent analysis. IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 2009. 6(3): p. 544-551.
- [34]. Chou, J.-S. and D.-N. Truong, A novel metaheuristic optimizer inspired by behavior of jellyfish in ocean. *Applied Mathematics and Computation*, 2021. 389: p. 125535.
- [35]. Martinez, E., et al. Application of genetic algorithm on the distribution of gas-lift injection. in *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. 1994. SPE.
- [36]. Ray, T. and R. Sarker. Multiobjective evolutionary approach to the solution of gas lift optimization problems. in *2006 IEEE International Conference on Evolutionary Computation*. 2006. IEEE.
- [37]. Wang, P. and M. Litvak, Gas lift optimization for long-term reservoir simulations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008. 11(01): p. 147-153.
- [38]. Zerafat, M.M., S. Ayatollahi, and A.A. Roosta, Genetic algorithms and ant colony approach for gas-lift allocation optimization. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 2009. 52(3): p. 102-107.
- [39]. نیا، ف.، et al. کنترل و بهینه‌سازی تولید نفت با فراآوری طبیعی گاز. *نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران*، ۲۰۱۱. ۳۰(۱): p. ۲۸-۲۱.
- [40]. خمسه، ش.ف. and فرخ، افزایش تولید با به کارگیری روش‌های پیشرفته بهینه‌سازی سیستم فراآوری مصنوعی با گاز در میدین فراساحلی. *ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز*. ۱۳۹۱(۹۰): p. ۴۵-۵۱.
- [41]. Hamed, H. and E. Khamsehchi, A nonlinear approach to gas lift allocation optimization with operational constraints using particle



- optimization of water-alternating flue gas process using machine learning and nature-inspired algorithms in a real geological field. *Energy*, 2024: p. 130413.
- [57]. Ghadery-Fahliany, H., et al., Toward predicting thermal conductivity of hybrid nanofluids: Application of a committee of robust neural networks, theoretical, and empirical models. *Powder Technology*, 2024: p. 119506.
- [58]. Naghizadeh, A., et al., Modeling thermal conductivity of hydrogen-based binary gaseous mixtures using generalized regression neural network. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024. 59: p. 242-250.
- Advances in Petrochemical Science, 2017. 1(2).
- [49]. Namdar, H., Developing an improved approach to solving a new gas lift optimization problem. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019. 9(4): p. 2965-2978.
- [50]. López, S., et al., Optimization of Lift Gas Allocation using Evolutionary Algorithms. *International Journal of Computer Applications Technology and Research (IJCATR)*, 2019.
- [51]. Miresmaeili, S.O.H., et al., An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019. 172: p. 819-830.
- [52]. Khoshkbarchi, M., et al. Application of Mesh Adaptive Derivative-Free Optimization Technique for Gas-Lift Optimization in an Integrated Reservoirs, Wells, and Facilities Modeling Environment. in *SPE Canada Heavy Oil Conference*. 2020. OnePetro.
- [53]. AlJuboori, M., et al. Numerical simulation of gas lift optimization using genetic algorithm for a Middle East oil field: feasibility study. in *International Petroleum Technology Conference*. 2020. OnePetro.
- [54]. Mahdiani, M.R., E. Khomechi, and A.A. Suratgar, Using linear-quadratic regulator to optimally control the gas lift operation. *Arabian Journal of Geosciences*, 2021. 14: p. 1-19.
- [55]. Zeinolabedini, F.A.L., A Novel Approach to the Gas-Lift Allocation Optimization Problem. مقاله کنفرانسی، مهندسی شیمی ایران، ۲۰۲۳.
- [56]. Naghizadeh, A., et al., Multi-objective

A Review of Gas Injection Optimization Studies in Artificial Gas Lift

Leila Zeinolabedini¹, Forough Ameli^{2*}

1. M.Sc., Department of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran
2. Assistant Professor, Department of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:

Received: 01 November 2023

Revised: 26 December 2023

Accepted: 29 December 2023

Keywords:

Gas lift
optimization techniques
Available gas
Oil production
Metaheuristic methods

ABSTRACT

With the help of gas lift methods, the ability of the fluid increases and the production takes place at the surface. Often, the amount of gas available in the gas lift method is limited, so the appropriate allocation of the available gas to the wells is an important issue in the gas lift method. Optimizing gas lift plays an important role in generating and maximizing net present value. In summary, this paper provides a comprehensive review of gas lift optimization techniques used in the petroleum industry, from numerical methods to meta-heuristic techniques. Finally, the results of the studies show that the degree of complexity of the numerical methods increases with the increase in the number of parameters. However meta-heuristic methods can deal with complex problems. On the other hand, meta-heuristic methods include methods whose superiority depends on factors such as convergence to the global optimum, the number of adjustable parameters, accuracy, and speed. For example, according to the methods used in previous studies, the water cycle algorithm and the algorithm based on teaching and learning showed fast convergence, and the genetic algorithm is often trapped in local areas in the smaller population. The ant colony algorithm and the water cycle have less execution time than other algorithms. Also, the method of allocating and optimizing the variables in each of the algorithms will be different from each other, and it will be possible to choose the method with the best optimal solution only by comparing the results obtained according to the conditions of the existing problem.

DOR: [20.1001.1.25885251.1402.00.00](https://orcid.org/10.1001.1.25885251.1402.00.00)

How to cite this article

L. Zeinolabedini, F. Ameli, A Review of Gas Injection Optimization Studies in Artificial Gas Lift. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 42 -60. (https://www.ijge.irangi.org/article_712585.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: ameli@iust.ac.ir, (F. Ameli).

Available online 31 December 2023

25885-5251/© 2023 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)



تحول دیجیتال برای صنایع فرایندی

سعید شکری^۱، هومن فتوره چی^۲، رهبر رحیمی^۳*

۱. استادیار، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲. استادیار، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۳. استاد، گروه مهندسی شیمی، شاخه مهندسی شیمی، فرهنگستان علوم، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: rahbarrahimi@gmail.com

مقاله علمی - ترویجی

صفحه ۶۱ - ۶۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۲۰

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۰۴

چکیده

فناوری‌های فزاینده^۱ همچون فناوری‌های هوش مصنوعی^۲، اینترنت اشیا صنعتی^۳، همزاد دیجیتال^۴، بینایی ماشین^۵، واقعیت مجازی^۶ و واقعیت افزوده^۷، از فناوری‌های نوظهور در انقلاب صنعتی چهارم بوده که به سرعت در حال عملیاتی شدن هستند و تأثیرات شگرفی در صنایع تولیدی بزرگ مانند نفت، گاز طبیعی و پتروشیمی دارند. تحول دیجیتال را نمی‌توان نادیده گرفت. برنامه‌های مصوب با توجه به اسناد بالادستی و نقشه راه هوش مصنوعی لازم است به سرعت اجرایی شوند. بیان می‌شود که توان نیروی انسانی کشور از بعد آموزش قابل قبول است، اما تجمیع پراکندگی نوع مهارت آموزش دیده‌ها لازم است. ایجاد فرهنگ تحول دیجیتال موردی است که باید سرعت گیرد و توجه بیش‌ازحد به اثرات جانبی منفی باعث مانع رشد تحول دیجیتال نشود. تحول دیجیتال بین بخشی است و لذا نه تنها نیاز به متخصصین سخت‌افزار و نرم‌افزار و زیرساخت دارد، بلکه مهارت‌ها و تخصص‌های مطلوب صنایع را نیز لازم دارد.

کلیدواژه‌ها: هوش مصنوعی، مدیریت، صنایع فرایندی

۱. مقدمه

به توسعه رویه‌های سیستماتیک با کمک ریاضیات و کامپیوتر برای طراحی هوشمند، کنترل مؤثر و برنامه زمانی سیستم در تولید محصولی در مقیاس بسیار کم تا زیاد و چندمنظوره مهندسی سیستم فرایندی^۱ گفته می‌شود [۱].

هر روزه در مراحل مختلفی از تولید و عرضه محصولات و فرآورده‌های حاصل از صنعت نفت، گاز و پتروشیمی حجم

1. Projective Technologies
2. Artificial Intelligence (AI)
3. Industrial Internet of Things (IIoT)
4. Digital Twin
5. Machine Vision
6. Virtual Reality (VR)
7. Augmented Reality (AR)

1. Process System Engineering (PSE)



صنعتی، همزاد دیجیتال، بینایی ماشین، واقعیت مجازی و واقعیت افزوده، از فناوری‌های نوظهور در انقلاب صنعتی چهارم بوده که به سرعت در حال عملیاتی شدن هستند و تأثیرات شگرفی در صنایع تولیدی بزرگ مانند نفت، گاز طبیعی و پتروشیمی دارند. چشم‌انداز انرژی در آینده بسیار متفاوت‌تر از امروز خواهد بود. هوش مصنوعی و فناوری‌های دیجیتال آماده تغییر بخش نفت و گاز برای باز کردن دیدگاه‌های جدید و ایجاد پویایی به فرآیندهای قدیمی هستند. از سیاست‌های راهبردی کشور است که به پیشرفت در زمینه هوش مصنوعی اهتمام شده در ردیف ۱۰ کشور برتر قرار گیریم [۳] به این جهت در برنامه هفتم توسعه کشور (۱۴۰۶-۱۴۰۲) بر اقتصاد رقومی (دیجیتال) تأکید شده و برای آن سهم ۱۵ درصدی از تولید ناخالص ملی لحاظ گردیده است [۴].

در عصر حاضر فناوری‌های دیجیتال منبع اصلی ثروت و قدرت محسوب می‌گردند. افزایش فارغ‌التحصیلان دانشگاه‌های کشور که در این زمینه‌ها فعال هستند و آمار بالای مقالات علمی بالایی که در این حوزه‌ها وجود دارد گواه این است که فرصت‌های زیادی در کشور در زمینه فناوری‌های دیجیتال وجود دارد. سازمان جهانی مالکیت فکری^۱ ایران را در زمره کشورهای برتر این حوزه‌ها گزارش نموده است. همچنین در سال‌های اخیر شرکت‌های استارآپ و دانش‌بنیان بسیاری در این فناوری‌ها فعال شده‌اند. با توجه به وجود این پتانسیل‌ها با برنامه‌ریزی منسجم‌تر و سرمایه‌گذاری بیشتر، تبدیل شدن به یکی از قطب‌های فعال در حوزه تحول دیجیتال در صنعت نفت، گاز و پتروشیمی دور از انتظار نیست، البته این نکته هم حائز اهمیت است که اگر از این فرصت به‌موقع استفاده نگردد، تبدیل به عامل تهدید خواهد شد. بزرگ‌ترین تهدید برای تحول دیجیتال در صنایع کشور زمان است که در حال سپری شدن است و این فناوری‌ها توسط رقبای نفتی سایر کشورها با سرعت بالایی در حال پیاده‌سازی می‌باشند.

در مقایسه با سایر بخش‌ها و صنایع، نرخ تحول دیجیتال در صنعت نفت، گاز و پتروشیمی کشور که با تأخیر وارد فرآیند دیجیتالی شدن شده‌اند، پائین است. تحول دیجیتال فرآیندی پیچیده است و راه‌حل واحدی که برای تحول دیجیتال همه سازمان‌ها کاربرد داشته باشد، وجود ندارد.

گسترده بودن و چترگونه بودن تحول دیجیتال نسبت به تمامی حوزه‌های کاری، چه در بعد سازمانی و چه در بعد

صنعتی، وجود دارد. تحول دیجیتال، تغییری بی‌پایان است و شباهتی با پروژه‌هایی نظیر الکترونیکی سازی فرایندها ندارد؛ چراکه این پروژه‌ها، به انتها خواهند رسید، اما تحول دیجیتال، ارتقای مستمر در فرایندها، محصولات و خدمات است.

با توجه به سرعت تحولات، اثربخشی اقتصادی و در رقابت با صنایع جهانی از جمله مواردی است که باید مدیران صنایع، فرایند تحول دیجیتال را در اولویت برنامه‌ها قرار دهند؛ اما برای شروع پروژه‌های تحول دیجیتال باید از کجا شروع کرد؟ پاسخ در وجود «نقشه راه تحول دیجیتال» است.

تعیین میزان بلوغ دیجیتال به‌عنوان اولین قدم در تدوین نقشه راه تحول دیجیتال محسوب می‌شود. ارزیابی آمادگی صنعت و تحلیل محیط داخلی و خارجی، تدوین استراتژی تحول دیجیتال و شناسایی فن‌آوری‌های موردنیاز تحول دیجیتال از گام‌های اصلی آن محسوب می‌گردند. از منابع متعددی می‌توان در ایجاد نقشه راه برای نوسازی کارخانه‌های فرایندی پتروشیمی (به‌عنوان بخش عمده‌ای در صنایع تولیدی کشور) با استفاده از هوش مصنوعی به‌منظور بهینه‌سازی کارایی آن‌ها کمک گرفت. به‌طور نمونه، شرکت مکینزی [۵] مقاله‌ای در مورد چگونگی بهره‌مندی صنعت پتروشیمی از تجزیه و تحلیل‌های پیشرفته منتشر کرده است.

در آن مقاله عناصر کلیدی مورد نیاز برای شروع، تسریع، یا افزایش استفاده از تجزیه و تحلیل پیشرفته در صنعت پتروشیمی تشریح شده است. تجزیه و تحلیل پیشرفته^۲ به طیف وسیعی از تکنیک‌های تجزیه و تحلیل داده‌ها اشاره دارد که عمدتاً برای اهداف پیش‌بینی استفاده می‌شوند، مانند یادگیری ماشین، مدل‌سازی پیش‌بینی، شبکه‌های عصبی و هوش مصنوعی. کسب‌وکارها. از تجزیه و تحلیل پیشرفته عمدتاً برای پیش‌بینی نتایج آینده و هوش مصنوعی خود تصمیم‌گیری و یا مولد^۳ استفاده می‌کنند. تجزیه و تحلیل پیشرفته در هوش مصنوعی مولد بینش عمیق‌تر، پیش‌بینی‌ها، یا ایجاد توصیه‌ها را ممکن می‌کند [۱]. در اجرا و کاربست هوش مصنوعی در صنعت عوامل کلیدی عبارتند از:

- تعهد مدیریت واحد به استفاده از فناوری دیجیتال
- تعیین اولویت موارد استفاده از تحول دیجیتال در واحد با تأثیر بالا
- قابلیت‌های تحلیلی پیشرفته مرتبط

1. World Intellectual Property Organization (WIPO)
2. Advanced Analytical Assessment
3. Generative AI

- و یک نقشه راه مختص کارخانه مورد توجه که یک رویکرد تحلیلی نظام‌مند را تعریف کرده باشد.

۲. کاربرد هوش مصنوعی

نمونه‌های زیادی در استفاده از هوش مصنوعی در شیمی و مهندسی شیمی [۱۱-۶] وجود دارد. هوش مصنوعی در صنعت نفت و گاز نقش مهمی در تشخیص زود هنگام خطرات بالقوه زیست‌محیطی ایفا می‌کند [۱۱] به‌طور مثال می‌شود به توپکرانی هوشمند در خطوط لوله گاز اشاره نمود^۱ «توپک رانی هوشمند در خطوط لوله‌های نفتی با سابقه‌ترین و رایج‌ترین روش ارزیابی خط لوله جهت تشخیص نواحی خوردگی فلز در خطوط لوله نفت و گاز می‌باشد. این روش قادر است خوردگی فلز و بسیاری از خرابی‌های خط لوله را با اطمینان بالایی آشکار سازد.

ارزیابی خط لوله عموماً به‌منظور آشکارسازی، تعیین محل و تعیین مشخصات کاهش ضخامت و سایر خرابی‌ها در خطوط انتقال نفت و گاز صورت می‌گیرد. خرابی‌های خط لوله بسیار متنوع می‌باشد و همه انواع خرابی‌های خط لوله قابل‌شناسایی نیستند. ولی این توپک‌های هوشمند قادر هستند بسیاری از خرابی‌های مهم و متداول خط لوله را با درصد اطمینان بالایی تشخیص دهند» [۱۳-۱۲].

الگوریتم‌های پیشرفته هوش مصنوعی می‌توانند تصاویر ماهواره‌ای، عکس‌های هوایی و داده‌های سنجش از دور را برای شناسایی نشانه‌های نشت نفت در محیط‌های دریایی یا نشت در خطوط لوله تجزیه و تحلیل کنند.

از دیگر کاربردها به موارد زیر اشاره می‌شود:

- بهبود بازده در کراکرها [۱۴].
- افزایش توان عملیاتی در واحدهای پلیمریزاسیون [۱۵].
- بهبود قابلیت اطمینان در کمپرسورها و مبدل‌های حرارتی [۱۶].
- بهبود عملکرد و کنترل واحدهای عملیاتی [۱۷].
- بهبود قیمت‌گذاری از طریق ادغام بهتر داده‌ها در مورد تغییرات بازار یا ریزش‌بندی^۲.

هوش مصنوعی همچنین برای بهینه‌سازی تولید با بینایی کامپیوتری برای:

- تجزیه و تحلیل سریع‌تر داده‌های لرزه‌نگاری و زیرسطحی،

- کاهش زمان توقف در تعمیر پیش‌بینی شده تجهیزات،
- شناسایی مخازن نفتی
- مدل‌سازی برای پیش‌بینی خطرات ناشی از خوردگی نفتی به‌منظور کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری نیز استفاده می‌شود.
- برخی دیگر از کاربردهای هوش مصنوعی در صنایع فرایندی و نفتی عبارتند از:

- تجزیه و تحلیل سطح/ارزیابی زمین‌شناسی،
- کاهش زمان خرابی چاه/تجهیزات،
- بهینه‌سازی تولید و زمان‌بندی،
- ردیابی و نگهداری دارایی با استفاده از دوقلوهای دیجیتال.

یک **دوقلو دیجیتال** نمایش مجازی یک شی یا سیستم است که چرخه عمر آن را در برمی‌گیرد، از داده‌های زمان واقعی به‌روز می‌شود و از شبیه‌سازی، یادگیری ماشینی و استدلال برای کمک به تصمیم‌گیری استفاده می‌کند ایده‌هایی از جمله هوش مصنوعی، اینترنت اشیاء، فرا جهان^۳ و واقعیت مجازی و افزوده را برای ایجاد مدل‌های دیجیتالی از اشیاء، سیستم‌ها یا فرآیندهای دنیای واقعی ادغام می‌کند. مفهوم دوقلوهای دیجیتال توسط پروفیسور دکتر مایکل گریوز از دانشگاه میشیگان برای اولین بار در سال ۲۰۰۳ پیشنهاد شد [۱۸].

از جمله مواردی که در اجرای تحول دیجیتال مورد توجه است عبارتند از:

- تشخیص نقص در سامانه
- امنیت سایبری سامانه مبتنی بر هوش مصنوعی
- ایمنی محل کار
- تصمیم‌گیری مبتنی بر تحلیل پیشرفته
- ردیابی انتشار emission
- بهینه‌سازی و تدارکات شبکه لجستیک
- مدیریت موجودی به رهبری هوش مصنوعی
- بهینه‌سازی فرآیند پشتیبان و تدارکات بهینه شده

هریک از موارد فوق لازم است که مورد توجه قرار گرفته و برحسب نوع صنعت اولویت‌ها مشخص شوند.

1. Intelligent Pigging
2. Micro- segmentation
3. Metaverse

۳. نگاهی به صنایع

صنایع پایین‌دستی علی‌الخصوص مجتمع‌های پتروشیمی کشور در پیاده‌سازی تکنولوژی‌های تحول دیجیتال پیش‌تاز هستند. علت آن هم خصوصی بودن آن‌ها، اهمیت بالای سودآوری و کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی از طریق پیاده‌سازی این تکنولوژی‌ها می‌باشد. به‌طور مثال چندین مجتمع پتروشیمی در حال پیاده‌سازی تکنولوژی حسگرهای مجازی^۱ به‌منظور کنترل بهتر کیفیت محصول خروجی از واحدها و به‌عنوان جایگزینی برای آنالیزورهای بر خط در این گونه واحدها می‌باشند.

بیشتر واحدهای عملیاتی برای کنترل کیفیت محصولاتشان از حسگرها و آنالیزورهای سخت‌افزاری استفاده می‌نمایند، ولی خرید و نگهداری این آنالیزورها و تعمیرات و نگهداری از آن‌ها هزینه‌های زیادی را تحمیل می‌نماید. همچنین روش‌های آزمایشگاهی هم خیلی زمان‌بر است و هزینه بالایی دارد. علاوه بر آن خطای فرد آزمایش‌کننده و خطای تجهیزات آزمایشگاهی هم از مشکلات دیگر این روش است.

با پیشرفت کامپیوترهای پرسرعت و تجهیزات اندازه‌گیری و داده‌برداری در این فرآیندها با حجم وسیعی از داده‌ها مواجه هستیم که این امکان را به ما می‌دهد تا بتوان از پتانسیل موجود در داده‌ها جهت پیش‌بینی کیفیت محصولات حداکثر استفاده را برد. لذا استفاده از حسگرهای مجازی که بر اساس داده‌های ارزان‌قیمت و در دسترس ورودی، متغیر گران‌قیمت خروجی را پیش‌بینی می‌نمایند برای تعیین کیفیت محصول و محاسبه متغیرهایی که امکان اندازه‌گیری آن‌ها مشکل است، بسیار مورد توجه می‌باشند و باعث استفاده حداکثری از حجم زیاد داده‌های فرآیندی می‌گردد.

در فرآیندهای صنعتی حجم بالایی از آنالیزورها استفاده می‌شود که وظیفه آن‌ها مانیتورینگ و کنترل فرآیند می‌باشد. داده‌های صنعتی که در هر لحظه از این آنالیزورها در حال جمع‌آوری هستند نه تنها برای مقاصد مانیتورینگ و کنترل فرآیند بکار برده می‌شوند بلکه در مجموعه‌های بزرگی از داده‌ها به نام سیستم مدیریت اطلاعات فرآیندی^۲ ذخیره می‌گردند. با بهره‌گیری از هوش مصنوعی به‌جای آنالیزورهای

بر خط یا روش‌های آزمایشگاهی که خیلی زمان‌بر است و هزینه بالایی هم دارد، از حسگر مجازی بر مبنای مدل‌های داده محور^۳ می‌توان بهره برد. با توجه به از مدار خارج شدن آنالیزورها به‌طور دوره‌ای و نیاز به اندازه‌گیری کمیت‌های موردنظر در مدت خاموش بودن آنالیزورها، پیاده‌سازی این تکنولوژی ضروری به نظر می‌رسد.

یکی دیگر از تکنولوژی‌های مبتنی بر تحول دیجیتال، بینایی ماشین^۴ جهت جلوگیری از کاهش مخاطرات انسانی و تجهیزات در حوزه HSE می‌باشد که مجتمع‌های مختلف به‌سرعت در حال عملیاتی کردن آن هستند.

بینایی ماشین یکی از حوزه‌های هوش مصنوعی است که برای توسعه مدل ایمنی استفاده می‌شود. با استفاده از تعداد زیادی تصویر دیجیتال از دوربین، می‌توان یک مدل یادگیری عمیق را آموزش داد تا به‌طور دقیق اشیاء را شناسایی و طبقه‌بندی کند. در این پروژه ماژول‌های کاربردی موردنیاز از جمله تشخیص و کنترل تجهیزات حفاظت فردی^۵ و کنترل تردد نفرات، صندوق پستی^۶ در ساختمان‌های اداری، موقعیت تعمیرات، انبار و کنترل تردد و پلاک خوانی خودرو در درب ورودی سایت و الارمینگ به‌صورت پیمافراهم شده و مانیتورینگ مدیریت سناریوها انجام می‌شود که موجب شناسایی اختلاف‌ها و قابلیت اطلاع‌رسانی به‌موقع می‌گردد. در نهایت صنایع مخاطرات انسانی و تجهیزاتی را در زمان مناسب شناسایی نموده و از تحمیل هزینه‌های بعدی پیشگیری شده است.

دست‌آورد مورد انتظار در اجرای بینایی ماشین در صنایع موارد ذیل هستند:

برخی از کاربردهای دیگر هوش مصنوعی در صنایع فرآیندی و نفتی عبارتند از:

- کاهش مخاطرات انسانی
- افزایش ایمنی واحدهای عملیاتی / صنعتی
- نظارت و پایش مستمر واحدهای صنعتی
- افزایش سرعت و دقت در تصمیم‌گیری
- بهبود عملکرد در مدیریت صحنه حادثه

1. Soft Sensor
2. Process Information Management Systems (PIMS)
3. Data Driven Soft Sensor
4. Machine Vision
5. Personal protective equipment or PPE
6. Post Office Box

- شناسایی اشیا تعریف شده در تصاویر به صورت خودکار و ردیابی پیوسته آن‌ها

۴. چالش‌های پیاده‌سازی هوش مصنوعی در صنایع پتروشیمی

چالش‌هایی پیاده‌سازی هوش مصنوعی در صنایع عبارتند از:

۴-۱. مغز افزار

یکی از چالش‌های اصلی کمبود نیروی‌های مستعد در هوش مصنوعی مرتبط با صنعت خاص است [۱۰]. سازمان‌ها در تمام صنایع متوجه شده‌اند که متخصصین باتجربه داده‌های کلان و متخصصان هوش مصنوعی کمیاب هستند و آموزش آن‌ها دشوار است [۲]. پروژه‌های هوش مصنوعی به یک تیم بین‌رشته‌ای از دانشمندان داده، مهندسان یادگیری ماشین، معماران نرم‌افزار و تحلیلگران هوش تجاری و کارشناسان موضوع نیاز دارند [۱۹-۲۰] بسیاری از کسب و کارها، منابع انسانی لازم مورد نیاز پروژه‌های علم داده را نداشته و یا از بعد اقتصادی مشکل دارند.

۴-۲. ساختار

یک چالش دیگر زیرساخت فناوری و قابلیت همکاری است. سایت‌های تولیدی اغلب دارای طیف گسترده‌ای از ماشین‌ها، ابزارها و سیستم‌های تولیدی هستند که از فناوری‌های مختلف و بعضاً رقیب استفاده می‌کنند که برخی از آن‌ها ممکن است بر روی نرم‌افزارهای قدیمی که با بقیه سیستم‌هایشان سازگار نیست، اجرا شوند. در غیاب استانداردها و چارچوب‌های رایج، مهندسان کارخانه بهترین راه را برای اتصال ماشین‌ها و سیستم‌های خود و سنسورها یا مبدل‌ها را تعیین می‌کنند.

۴-۳. مدیریت

مانع مهم در عملیاتی کردن فناوری یادگیری ماشین در صنعت، مقاومت سازمانی است. علاوه بر اعتبارات لازم، باور ضعیف برخی از مدیران ارشد به اهمیت و فوریت تحول دیجیتال به عنوان چالش و مانع اصلی در این بخش است.

تفاوت‌ها در نقطه شروع دیجیتال در قسمت‌های مختلف صنعت نفت و نبود راه‌حل واحد در تمام بخش‌ها، کیفیت پایین داده‌ها در صنعت نفت به دلیل جمع‌آوری غیرسیستمی آن، نیز از موانع هستند.

کمبود استعدادهای هوش مصنوعی چالشی است که

بسیاری از صنایع از جمله کارخانه‌های پتروشیمی با آن مواجه هستند. این موضوع به ویژه در بخش تولید مشهود است، بخشی از بازار که بسیاری از دانشمندان جوان داده آن را یکتا، تکراری و غیر محرک می‌دانند تغییر شغل و محل اشتغال می‌دهند. با تشدید این موضوع، انتظار می‌رود که تولید با کمبود شدید نیروی کار ماهر مواجه شود. از طرفی اتوماسیون هوش مصنوعی و فناوری‌های نو می‌توانند این شکاف مهارتی را برطرف کنند و تحول دیجیتال در تولید را تسریع کند.

هوش مصنوعی می‌تواند تولید و زمان‌بندی در کارخانه‌های پتروشیمی را با استفاده از الگوریتم‌های پیشرفته و تکنیک‌های یادگیری ماشین برای تجزیه و تحلیل داده‌ها و پیش‌بینی نیازهای تولید آتی بهینه کند. به عنوان مثال، یک شرکت بزرگ پردازش هیدروکربن^۱، برنامه بهینه‌سازی برنامه تولیدی را در یک کارخانه بزرگ پلی‌پروپیلن پیکربندی کرد تا برنامه‌های تولید را بهینه کند و نهایتاً هزینه‌های تولید را به حداقل رسانده و دقت پیش‌بینی تقاضای مشتری را تا ۲۰ درصد بهبود بخشد [۲۱].

۵. پیش‌بینی تعمیر و نگهداری

هوش مصنوعی می‌تواند ناهنجاری‌ها را در کارخانه‌های پتروشیمی با طبقه‌بندی و تجزیه و تحلیل خودکار وضعیت عملکرد کارخانه در زمان واقعی را شناسایی کند.

هوش مصنوعی می‌تواند برای نگهداری پیش‌بینی‌کننده در کارخانه‌های پتروشیمی با طبقه‌بندی و تجزیه و تحلیل خودکار وضعیت عملکرد نیروگاه به منظور آماده‌سازی برای تشخیص لحظه‌ای تغییرات در شرایط و ناهنجاری‌هایی که ممکن است نشانه‌های خرابی باشند، استفاده شود. به عنوان مثال، هیتاچی شروع به ارائه خدمات تعمیر و نگهداری پیش‌بینی‌کننده برای کارخانه‌های پتروشیمی کرده است. از هوش مصنوعی برای طبقه‌بندی و تجزیه و تحلیل خودکار وضعیت عملکرد کارخانه پتروشیمی استفاده می‌کند. به این ترتیب با تشخیص آنی تغییرات در شرایط و ناهنجاری‌هایی که ممکن است نشانه‌های خرابی باشند، کارخانه آماده می‌شود.

این سرویس داده‌های عملیات کارخانه را جمع‌آوری می‌کند و آن‌ها را با استفاده از الگوریتم‌های پیشرفته و تکنیک‌های یادگیری ماشین تجزیه و تحلیل می‌کند و با سرعت ناهنجاری‌ها را در دستگاه‌ها و تجهیزات که کارخانه را که به دلایل متعددی ایجاد شده تشخیص می‌دهد. بار کاری

work, John Wiley & Sons, 2018.

[۲]. میترا لواسانی، هومن ضیائی حلیمه جانی، رحمت ستوده قره باغ، رضا ضرغامی و نوید مستوفی، کاربرد علم داده در آموزش مهندسی شیمی، فصلنامه آموزش مهندسی ایران، سال بیست و سوم، شماره ۹۰، تابستان ۱۴۰۰، صص ۱-۲۵.

[3]. <https://basirat.ir/fa/news->
بیانات رهبر انقلاب در آبان ۱۴۰۰

[4]. <https://www.shenasname.ir->
قانون برنامه هفتم توسعه مصوب ۱۴۰۲

[5]. <https://www.mckinsey.com>.

[6]. Captwright H. M., Applications of Artificial Intelligence in Chemistry, Translator M. Khoshnoodi, Islamic Azad University, 1379.

[7]. Christoph Thon, Benedikt Finke, Arno Kwade, and Carsten Schilde, Artificial Intelligence in Process Engineering, Adv. Intell. Syst., 3, 2021, 200261(1-29).

[8]. Thomas E., Quantrill, Y. A. Liu, Application of AI in Chemical Engineering, Academic Press, 1992.

[9]. Jingzheng Ren, Weifeng Shen, Yi Man, Lichun Dong, Applications of Artificial Intelligence in Process Systems Engineering, Elsevier, 2021.

[10]. Stuart G., Russell J., Peter Norvig, the Artificial Intelligence: a modern approach, 4th ed., Prentice-Hall, 2021.

[11]. Grossmann, A.W. Westerberg, Research challenges in process systems engineering, AIChE J. 46 (9) (2000), pp 1700-1703.

[12]. <https://pin-co.com>.

[13]. Guide to Piggings, T.D. Williamson, Inc., 2023, www.tdwilliamson.com.

[14]. F. Yang, M. Xu, W. Lei and J. Lv, Artificial

اپراتورهایی که بر عملکرد واحد نظارت می کنند را کاهش داده و با هشدار نسبت به وقوع خرابی منجر به افزایش کارایی در بهره برداری و کاهش هزینه نگهداری می شود.

۶. برآورد هزینه

هزینه پیاده سازی هوش مصنوعی در صنایع نفتی و داروسازی بسته به عواملی مانند اندازه و پیچیدگی کارخانه، برنامه های کاربردی خاص هوش مصنوعی در حال اجرا و زیرساخت های فناوری موجود در صنعت، می تواند متفاوت باشد. برای برآورد هزینه دقیق، لازم است با متخصصین زمینه هوش مصنوعی و شرکت هایی که در پیاده سازی راه حل های هوش مصنوعی در کارخانه های پتروشیمی تخصص دارند، مشورت شود.

شرکت های دانش بنیان کشور بیشتر در زمینه بینایی ماشین و سامانه های مدیریتی فعال هستند. اسامی شرکت های ایرانی فعال به سادگی با کلمه کلیدی «شرکت های هوش مصنوعی دانش بنیان» از طریق جستجوگرها به دست می آیند

۷. نتیجه گیری

تحول دیجیتال را نمی توان نادیده گرفت. برنامه های مصوب با توجه به اسناد بالادستی [۳-۴] و نقشه راه هوش مصنوعی [۲۲] لازم است به سرعت اجرایی شوند. بیان می شود که توان نیروی انسانی کشور از بعد آموزش قابل قبول است، اما تجمیع پراکندگی نوع مهارت آموزش دیده ها لازم است [۲].

ایجاد فرهنگ تحول دیجیتال موردی است که باید سرعت گیرد و توجه بیش از حد به اثرات جانبی منفی باعث ممانعت از رشد تحول دیجیتال نشود. تحول دیجیتال بین بخشی است و لذا نه تنها نیاز به متخصصین سخت افزار و نرم افزار و زیرساخت دارد، بلکه مهارت ها و متخصص های مطلوب صنایع را نیز لازم دارد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان از راهنمایی تمامی اعضای کارگروه تحول دیجیتال شاخه مهندسی شیمی فرهنگستان علوم به ویژه آقایان دکتر علی وطنی، دکتر بهرام دبیر، دکتر محمد ابراهیم واشقانی و دکتر رضا ضرغامی تشکر می کنند.

مراجع:

[1]. Boobier, Tony, Advanced Analytics and AI: impact, implementation, and the future of

Intelligence Methods Applied to Catalytic Cracking Processes, in Big Data Mining and Analytics, vol. 6, 3(2013), pp. 361-380.

[15]. Cheng Yan and Guoqiang Li, The Rise of Machine Learning in Polymer Discovery, Advance intelligent systems ,vol. 5, 4(2023), pp1-29.

[16]. Agus Jamal, Ramadoni Syahputra, Heat Exchanger Control Based on Artificial Intelligence Approach, International Journal of Applied Engineering Research, vol. 11, 16 (2016), pp 9063-9069.

[17]. Spyros G. Taffetas, Henkb. Verbruggen Artificial Intelligence in Industrial Decision Making, Con-trol and Automation, 1995 Springer Science.

[18]. <https://www.ibm.com/topics/what-is-a-digital-twin>.

[19]. David L. Poole. Alan K. Mackworth, Artificial Intelligence: Foundations of Computational Agents, 3rd Edition}, Cambridge University Press, 2024.

[20]. David L. Poole, Alan K. Mackworth, - Python code for Artificial Intelligence Foundations of Com-putational Agents, Version 0.9.12 of January 18, Independently Published 2024.

[21]. <https://c3.ai>.

[۲۲]. پیش‌نویس نقشه راه توسعه ملی هوش مصنوعی، مرکز نوآوری و توسعه هوش مصنوعی- نقشه راه توسعه ملی هوش مصنوعی، مهر ۱۴۰۱. <https://ai-center.ir>.



Digital Transformation for Process Industries

Saeid Shokri¹, Hooman Fatarehchi², Rahbar Rahimi^{3*}

1. Assistant Professor, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran
2. Assistant Professor, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran
3. Professor, Chemical Engineering Branch, The academy of sciences of Islamic Republic of Iran, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW PAPER

Article History:

Received: 26 October 2023

Revised: 08 December 2023

Accepted: 28 December 2023

Keywords:

Artificial intelligence
Management
Process industries

ABSTRACT

Projective technologies such as artificial intelligence technologies, Internet of Industrial Things, digital twin, machine vision, virtual reality and augmented reality are emerging technologies in the fourth industrial revolution that are rapidly becoming operational and have tremendous effects in large production industries such as oil and gas.

Now days, digital transformation cannot be ignored. The approved programs should be implemented quickly according to the upstream documents and road map. It is stated that the manpower of the country is acceptable in terms of education, but it is necessary to consolidate the dispersion of the type of skills of the trained people.

Creating a culture of digital transformation is something that should be accelerated and excessive attention to negative side effects should not hinder the growth of digital transformation. Digital transformation is interdisciplinary and therefore not only requires hardware, software and infrastructure experts, it also requires the desired skills and experts of the industries.

DOR: [20.1001.1.25885251.1402.00.00](https://doi.org/10.1001.1.25885251.1402.00.00)

How to cite this article

S. Shokri, H. Fatarehchi, R. Rahimi, Digital Transformation for Process Industries. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 61 -68. (https://www.ijge.irangi.org/article_712580.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: rahbarrahimi@gmail.com, (R. Rahimi).

Available online 31 December 2023

25885-5251/© 2023 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)



راهکارهای پیشگیری از دعاوی در پیمان‌های صنعت گاز

محمد علی رجبی*

مدیر امور دعاوی شرکت طراحی و ساختمان نفت، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: ali_radjab_i@mail.com

مقاله علمی - کاربردی

صفحه ۶۹ - ۷۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۰۷

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۲۰

چکیده

در شرایط تحریمی کنونی و با توجه به خروج بسیاری از شرکت‌های صاحب‌نام غربی از کشور، فرایند توسعه صنعت گاز نیاز به مشارکت و اهتمام متخصصان، تأمین‌کنندگان و پیمانکاران داخلی بیش از گذشته خواهد داشت که لازم است موانع و مشکلات ایشان در طرح‌ها و پروژه‌های مشابه در کشور بررسی و به‌عنوان درس آموخته و باهدف عدم اختراع مجدد چرخ در پیمان‌های آتی صنعت گاز کشور مدنظر تصمیم‌گیرندگان قرار گیرد. یکی از دلایل توقف و یا شکست بسیاری از طرح‌ها و پروژه‌های کشور خصوصاً در حوزه نفت و نیرو، لاینحل ماندن یا تطویل دعاوی مطرح شده از سوی تأمین‌کنندگان و پیمانکاران داخلی بوده به‌گونه‌ای که عدم اتخاذ اقدامات پیشگیرانه یا عدم حل و فصل دعاوی در کوتاه مدت، باعث تأخیر در به ثمر نشستن طرح‌ها یا توقف آن‌ها و هدر رفت منابع بیت‌المال و بروز خسارت برای طرفین پیمان گردیده است. در این مقاله ضمن شناخت فرایندهای اصلی مدیریت دعاوی، به بررسی راهکارهای پیشگیرانه در این حوزه و قابل کاربرد در پروژه‌های صنعت گاز کشور خواهیم پرداخت.

کلیدواژه‌ها: مدیریت ادعا، پیشگیری از دعاوی، ریسک‌های پیمان

۱. مقدمه

در قرن بیست و یکم گاز به‌عنوان یک کالای اقتصادی سیاسی نقش مهمی در تحولات جهان ایفا کرده و نقش گاز در آینده انرژی جهان تا زمانی که انرژی مطمئن دیگری یافت نشود اثرات دامن‌دار و مؤثری بر اقتصاد جهان و ایران به‌عنوان دارنده بزرگ‌ترین میدان گازی جهان یعنی میدان گازی پارس جنوبی خواهد داشت. در میان منابع هیدروکربوری اهمیت و اثرگذاری گاز کاملاً به جریان سیستمی و راهبردی در سیاست‌های انرژی مبدل گشته و کشورهایی که برخورد از ذخایر انرژی (نفت و گاز) هستند، قطعاً اهمیت راهبردی خود را در سیاست بین‌الملل حفظ و هدایت خواهند کرد. تدبیر استفاده از فرصت‌ها

می‌تواند منطبق با سیاست‌های اقتصادی کشور موردتوجه قرار گرفته و فرصت‌های جدیدی را خلق و هدایت نماید. هم‌زمان با اعمال تحریم‌های غیرمعقول و ظالمانه جهانی علیه اقتصاد ملی کشور، باهدف استفاده بهینه از ظرفیت‌ها و توان فنی، مهندسی و اجرای داخل کشور در به ثمر رساندن طرح‌ها و پروژه‌های توسعه‌ای خصوصاً در صنعت گاز کشور و هم‌سوی با سیاست‌های کلی نظام، لازم است باهدف عدم تکرار دلایل و نقاط ضعف موجود خصوصاً در حوزه پروژه‌های توسعه‌ای نفتی و آبی کشور از بابت توقف و شکست بسیاری از طرح‌ها و پروژه‌های ملی به دلیل لاینحل ماندن یا تطویل دعاوی و تعارضات حادث شده بین کارفرمایان، مشاوران و

1. Claim Management





پیمانکاران صنعت احداث و همچنین لزوم استفاده مناسب از درس آموخته‌های کسب شده و به‌کارگیری آن‌ها در طرح‌ها و پروژه‌های صنعت گاز به شیوه مقتضی مدنظر مدیران و تصمیم‌گیرندگان وزارت نفت و صنعت گاز کشور قرار گیرد.

یکی از رویکردهای قابل اتخاذ در این حوزه با توجه به طرح‌ها و پروژه‌های توسعه‌ای پیش‌رو، اتخاذ راهبرد پیشگیری از دعاوی در فاز پیدایش و تعریف پروژه تا انجام و تحویل پروژه باهدف کاهش ریسک‌های بروز دعاوی در چرخه حیات پروژه یا اتخاذ اقدام متناسب با حل و فصل دعاوی حادث شده در کوتاه‌ترین زمان ممکن از سوی ذینفعان خواهد بود.

زیرا در توسعه تولید و صادرات گاز کشور با توجه به وجود میادین عظیم گازی مشترک، افزایش هدر رفت گازهای همراه نفت، افزایش ناترازی گاز و لزوم تولید و گازرسانی متناسب با نیاز داخلی و توسعه صادرات، لازم است طرح‌ها و پروژه‌ها از زمان تعریف تا تحویل در کوتاه‌ترین زمان ممکن مدیریت شده و عارضه‌های موجود در پروژه‌های کشور که عمدتاً ناشی از دعاوی لاینحل بین پیمانکاران و کارفرمایان می‌باشد گریبانگیر صنعت گاز در مسیر توسعه پیش رو نگردد لذا در این مقاله سعی گردیده به استناد تجارب بیش از دو دهه‌ای نویسنده در مدیریت ادعا و دعاوی صنعت احداث کشور به ارائه روش‌های کاربردی برای پیشگیری از بروز دعاوی در طرح‌ها و پروژه‌ها بپردازیم.

۲. فرایندهای استاندارد مدیریت ادعا

استاندارد^۱ PMBOK (ویرایش ششم) [۱] تعریف زیر را جهت ادعا ارائه نموده است:

«ادعا یک تغییر مورد منازعه است و در مواردی کاربرد دارد که طرفین پیمان در مورد جبران خسارت ناشی از یک تغییر یا در خصوص انجام یا عدم انجام یک تغییر، نمی‌توانند به یک توافق مشترک دست پیدا کنند.»

ادعا در فرهنگ واژگان نظام فنی و اجرایی کشور [۲] نیز این‌گونه تعریف شده است:

«مطالبه پیمانکار جهت پرداخت اضافی، مطالبه خسارت در مقابل نقض پیمان، تمدید زمان اجرای کار یا خواسته دیگر که به اعتقاد وی بر اساس پیمان استحقاق آن را دارد.»

ادعا به استناد آخرین تعریف ارائه شده در شرایط عمومی اسناد پیمان همسان EPC صنعتی جدید سازمان برنامه و بودجه و نفت [۳]، عبارت است از:

«هرگونه مطالبه یا خواسته‌ای است که بر مبنای حقوق و تکالیف مندرج در اسناد پیمان یا موازین قانونی حاکم، هر یک از طرفین پیمان به‌موجب آن مدعی احقاق حق یا معافیت خود از تعهد، مسئولیت یا الزام طرف دیگر به ایفای تعهد می‌باشد.»

که به‌زعم نویسنده، تعریف اخیر ارائه شده از سوی سازمان برنامه و بودجه و نفت در اسناد همسان جدید EPC صنعتی در مقایسه با انواع تعاریف موجود، بسیار کامل‌تر و جامع می‌باشد.

مدیریت ادعا خود یکی از فرایندهای حوزه مدیریت پروژه بوده و با توجه به گستردگی مباحث مرتبط با آن مانند موضوعات برنامه‌ریزی، قراردادی، حقوقی، مالی، فنی و مهندسی، هنر مذاکره و رفع تعارضات و... هم‌سطح مدیریت پروژه بوده و برخی مدیریت ادعا را همان مدیریت پروژه تلقی می‌نمایند.

مدیریت ادعا فرآیندی است اساساً فنی و مدیریتی که در طول چرخه حیات پروژه پیگیری و اجرا می‌گردد، این فرآیند از زمان پیدایش و تعریف پروژه آغاز و تا پایان پروژه یعنی تحویل قطعی آن کاربرد خواهد داشت.

مدیریت ادعا طبق استاندارد PMBOK دارای چهار زیر فرایند به شرح زیر می‌باشد:

- فرایند پیشگیری از دعاوی
- فرایند شناسایی و مستندسازی دعاوی
- فرایند کمی‌سازی دعاوی
- فرایند حل و فصل دعاوی

در این مقاله با توجه به اولویت و اهمیت فرایند پیشگیری از بروز دعاوی خصوصاً در مسیر توسعه صنعت گاز کشور، به بررسی روش‌ها و ابزارهای مناسب برای دستیابی به آن در چرخه حیات پروژه خواهیم پرداخت.

۳. فرایند پیشگیری از دعاوی

پیشگیری از بروز دعاوی همواره بهتر از حل اختلاف است، مهم‌ترین سیاست قابل اتخاذ خصوصاً در سازمان‌های کارفرمایی، سیاست‌های پیشگیری از بروز دعاوی است به عبارتی، اتخاذ رویکردهای واقع بینانه خصوصاً در فرایند تعریف طرح‌ها و پروژه‌ها خود می‌تواند از بروز بسیاری از ادعاها و منازعات ناشی از آن جلوگیری نماید.

1. Project Management Body of Knowledge

یکی از روش‌های کاربردی و مؤثر در فرایند پیشگیری از دعاوی، شناخت انواع دعاوی حادث شده در پیمان‌ها و دلایل بروز آن‌ها و همچنین عارضه‌یابی و سعی در اتخاذ تمهیداتی پیشگیرانه باهدف کاهش ریسک وقوع آن‌ها در مراحل مختلف حیات پروژه می‌باشد.

شناخت دلایل حادث شدن دعاوی می‌تواند منجر به اتخاذ راهکارهای اثربخش برای پیشگیری و یا به حداقل رساندن تأثیر آن‌ها در فرایند انجام کار پروژه گردد، لذا دلایل بروز دعاوی در فازهای مختلف اجرای پروژه‌ها در کشور خصوصاً طرح‌ها و پروژه‌های صنعت نفت و با توجه به نوع و پیچیدگی پیمان‌های مرتبط متفاوت بوده و در این بخش به ذکر برخی از دلایل پرتکرار در صنعت نفت و گاز کشور خواهیم پرداخت طبقه‌بندی دلایل بروز ادعاها در فازهای انجام کار پروژه از اولین اقدامات در شناسایی دلایل پرتکرار دعاوی و راهکارهای پیشگیرانه مرتبط خواهد بود لذا در این بخش به بررسی دلایل بروز دعاوی در فازهای مختلف پروژه پرداخته می‌شود. یکی از تقسیم‌بندی‌های قابل انجام از رویکرد مدیریت ادعا و فرایند پیشگیری از ادعا به‌عنوان مهم‌ترین بخش از ادعا، تفکیک چرخه حیات پروژه به دو مرحله اصلی مناقصه (شامل فاز پیش از مناقصه) و همچنین فاز پس از مناقصه (پیش قرارداد، عقد پیمان و اجرای پروژه) قابل انجام خواهد بود.

- فاز پیش مناقصه^۱: از مرحله تعریف طرح یا پروژه و انجام مطالعات اولیه تا تعیین راهبرد روش اجرای پروژه و تهیه اسناد مناقصه اطلاق می‌گردد.

- فاز مناقصه: به دوره زمانی دعوت به مناقصه تا اعلام برنده مناقصه اطلاق می‌گردد.

- فاز پیش قرارداد و قرارداد: به دوره زمانی اعلام برنده مناقصه تا ابلاغ پیمان و مؤثر شدن آن اطلاق می‌گردد.

- فاز اجرای پروژه: به دوره شروع به کار تا تحویل قطعی پروژه و انجام تسویه حساب اطلاق می‌گردد.

* فاز پیش از مناقصه:

از مهم‌ترین و اصلی‌ترین فازها در چرخه حیات پروژه و از بدو تعریف آن، فاز پیش از مناقصه می‌باشد.

اکثر دعاوی حادث شده در صنعت احداث کشور خصوصاً پروژه‌های مهندسی، تدارک و ساخت توأم، عمدتاً ناشی از

عدم توجه به اصول و مبانی پیشگیرانه مدیریت ادعا در این فاز از سوی متولیان مرتبط می‌باشد.

با توجه به ادعاهای بالفعل حادث شده و تجارب نویسنده در مدیریت ادعا در صنعت احداث کشور خصوصاً نفت و گاز، مهم‌ترین دلایل بروز دعاوی در این مرحله عبارتند از:

- عدم انطباق نتایج امکان‌سنجی (FS)^۲ انجام شده با واقعیات زمان اجرا و لزوم به‌روزرسانی پیش‌فرض‌ها و محاسبات با توجه به شرایط بهنگام
- استفاده از مشاور فاقد صلاحیت کافی در فرایند تهیه اسناد
- عدم انطباق روش اجرایی پروژه با ماهیت پروژه (Turn Key، EPC، PC و ...)
- عدم توجه و تمرکز بر روش‌های تأمین مالی و اتخاذ روش اجرایی متناسب با آن
- تولید مدارک و اسناد فنی مبنا^۳ و پایه‌ای ناکافی یا دارای نقص
- برآورد غیرواقعی از مدت و هزینه انجام کار
- عدم انطباق اسناد مناقصه با روش اجرای پروژه یا تهیه اسناد مناقصه ضعیف
- شفاف نبودن محدوده انجام کار پروژه
- توزیع ناعادلانه ریسک‌های پیمان در اسناد مناقصه

* فاز مناقصه:

- فاصله زمانی قابل‌ملاحظه بین زمان پیش از مناقصه و زمان مناقصه و منقضی شدن برخی پیش‌فرض‌ها یا حاکم شدن شرایط جدید

- عدم ارزیابی یا ارزیابی ضعیف کیفی و کمی اسناد مناقصه

- تخصیص زمان ناکافی برای فرایند ارجاع کار (مناقصه)
- ضعف در فرایند ارزیابی پیمانکاران یا ناکارآمد بودن روش و پارامترهای ارزیابی

- عدم شفاف‌سازی ابهامات موجود در اسناد مناقصه و محدوده انجام کار برای مناقصه‌گران

- عدم امکان ارائه پیشنهاد قیمت مناسب از سوی مناقصه‌گران با توجه به مدت مناقصه، عدم شفافیت

1. Pre-Tender
2. Feasibility Study
3. Initial Data or Basic Package





محدوده، اسناد پایه‌ای ناقص، نقص در برآورد هزینه انجام کار توسط مناقصه گزار و...

- عدم استفاده از مشاورین متخصص حقوق احداث و یا مشاورین دارای صلاحیت در تهیه یا بازنگری اسناد پیمان
- عدم بازدید از محل اجرای پروژه توسط مناقصه‌گران و یا وجود اطلاعات ناکافی از شرایط محل اجرای پروژه
- ارزیابی ضعیف پیشنهادات فنی و مالی ارائه شده از سوی مناقصه‌گران
- انتخاب پیمانکار فاقد صلاحیت کافی یا انتخاب پیمانکار بر اساس قیمت

* فاز پیش‌قرارداد و قرارداد:

- توزیع ناعادلانه ریسک در پیمان
- اخذ تخفیف‌های نامتعارف از برنده مناقصه
- نگارش غیر شفاف اسناد پیمان و عدم توجه کافی به اصول حقوقی و قراردادی در قرارداد نویسی
- وجود مفاد یا اسناد پیمان متناقض
- عدم توجه به رویه‌های مدیریت تغییرات در پیمان
- عدم توجه به مفاد حل و فصل اختلاف و دعاوی
- عدم شفاف‌سازی تعهدات کارفرما از لحاظ نوع و زمان انجام در قرارداد
- عدم تکمیل اسناد پیمان توسط طرفین قرارداد (مانند برخی پیوست‌های مورد نیاز)
- عدم انطباق اسناد پیش‌قرارداد و قرارداد به دلیل تغییر آگاهانه یا غیرآگاهانه در اسناد قرارداد از سوی کارفرما
- تغییر در شرایط قراردادی (مانند تضامین، روش‌های پرداخت، نرخ تسعیر ارز، ساختار شکست قیمتی و اوزان و...)

* فاز اجرای پروژه:

- تأخیر قابل توجه در ابلاغ و مؤثر شدن پیمان از سوی کارفرما (از تاریخ پیشنهاد قیمت پیمانکار)
- وجود مشکلات مالی کارفرما از لحاظ تأمین اعتبار و تخصیص و یا تأخیر در انجام تعهدات مالی
- استفاده از مشاور فاقد صلاحیت کافی در فاز اجرای پروژه
- وجود معارض در محل‌های اجرای پروژه
- وجود نقص یا اشتباه در برخی اسناد و مدارک فنی مبنا،

پایه و یا تفصیلی در تعهد کارفرما مانند نقص و اشتباه در گزارشات ژئوتکنیک یا عدم وجود اطلاعات تأسیسات زیر زمینی

- تأخیر در ابلاغ مدارک و نقشه‌های در تعهد کارفرما
- تأخیر در انجام تعهدات غیرمالی کارفرما (مانند تحویل مواد و مصالح، تجهیزات، محل‌ها و...)
- تغییر در محدوده و یا نقشه‌های پروژه توسط کارفرما
- بروز تورم غیرمنتظره یا تغییرات نرخ ارز، نرخ تسعیر و...
- تغییر مناسبات سیاسی و بین‌المللی (تحریم‌ها و...)
- تغییر در قوانین و مقررات حین اجرای پروژه یا ابلاغ قوانین جدید (قوانین ثبت سفارش، قوانین بیمه، حقوق و عوارض گمرکی و...)
- عدم آشنایی طرفین پیمان با قوانین و مقررات و شرایط قرارداد و وجود تفاسیر بعضاً اشتباه از سوی طرفین پیمان
- تداخل کاری پیمانکاران مختلف و کاهش راندمان
- ضعف در برنامه‌ریزی پروژه
- وجود دینفعان مختلف در سازمان کارفرما و مدیریت ناصحیح نیازهای ایشان در فرایند اجرای پروژه
- بروز شرایط فورس ماژور
- ارتباطات ضعیف عوامل پروژه (پیمانکار، کارفرما، مشاور و...)
- بروز نقص ناشی از بهره‌برداری نامناسب از کار تحویل شده به کارفرما
- تأخیر در رسیدگی به تاخیرات حادث شده، تغییرات و ادعاهای بالفعل از سوی مشاور و کارفرما
- عدم توافق به موقع روی تاخیرات و ادعاها
- تطویل پروژه به دلایل مختلف

همان گونه که از اهم دلایل بروز دعاوی به شرح فوق مشخص است اکثر دلایل، مرتبط با فازهای پیش از مناقصه، مناقصه تا عقد قرارداد بوده به گونه‌ای که توجه به این دلایل و اتخاذ رویکردهای پیشگیرانه در مراحل مذکور از سوی کارفرما، ریسک حادث شدن دعاوی و منازعات ناشی از آن را در فرایند انجام کار پروژه و پس از عقد قرارداد (به عنوان یک فرصت) به حداقل ممکن می‌رساند.

در حین انجام کار پروژه و از بدو شروع نیز می‌توان با مدیریت مؤثر دلایل اصلی بروز دعاوی در موارد قابل کنترل، از بروز آن جلوگیری و یا تبعات ناشی از آن را به حداقل ممکن رسانید.

با توجه به این اصل که ادعا از سوی طرفین پیمان در زمان‌های مختلف و با دلایل مختلف قابل طرح می‌باشد لذا اهم دلایلی که باعث بروز ادعا علیه پیمانکار از سوی کارفرما می‌گردد به شرح زیر می‌باشد:

- تأخیر در ارائه تضامین قراردادی طبق الزامات پیمان (تأخیر در ارائه تضامین، محتوا یا شروط غیرقابل پذیرش از سوی کارفرما در ضمانت‌نامه، نوع تضامین قابل ارائه مانند ضمانت‌نامه ارزی و...)
- عدم رعایت الزامات پیمان (الزامات ایمنی، اجرایی، بیمه، مالی، به کارگیری افراد و...)
- عدم سازماندهی تیم پروژه (ارکان کلیدی پروژه) یا سازماندهی تیم ناکافی یا فاقد صلاحیت کافی
- تهیه مستندات ضعیف برنامه‌ریزی و یا زمان‌بندی نامناسب
- مدیریت پروژه ضعیف و ناکارآمد
- مدیریت نامناسب و ضعیف در فازهای مختلف پروژه خصوصاً فاز اجر
- استفاده از تأمین‌کنندگان و پیمانکاران جزء فاقد صلاحیت کافی
- تأمین مصالح و تجهیزات فاقد کیفیت مورد نظر و از منابع غیرمجاز
- انجام کارهای معیوب یا داری نقص
- ارتباط ضعیف با عوامل مشاور و کارفرما و سایر ذینفعان
- مدیریت مالی نامناسب
- تأخیر در انجام تعهدات قراردادی یا عدم انجام تعهدات و انحراف قابل توجه از برنامه زمان‌بندی مبنا

۴. راهکارهای مؤثر در پیشگیری از دعاوی

۴-۱. اتخاذ روش اجرا و روش تأمین مالی مناسب از سوی کارفرما

روش اجرای پروژه چیست؟

پاسخ به این پرسش به استناد نشریه ۷۱۷ سازمان برنامه و بودجه [۴] (راهنمای انتخاب روش تدارکات پروژه)، بدین شرح می‌باشد:

مقصود از روش انجام پروژه، تعیین روش انجام کارها و خدمات مورد نیاز پروژه (به استثنای تأمین مالی) است در حقیقت روش انجام پروژه، نحوه سازماندهی و ترکیب حوزه‌های خدمت مورد نیاز در چرخه عمر پروژه شامل

مدیریت، طراحی، ساخت، نصب و راه اندازی، بهره‌برداری، نگهداری و برچیدن تأسیسات و تسهیلات پروژه است.

انتخاب روش انجام پروژه، شامل تصمیم‌گیری‌هایی مانند تعیین بسته‌های کاری، تعیین حوزه‌های خدمتی که جداگانه یا توأم با یکدیگر انجام می‌شوند، ترتیب سازمانی نهادهای حاضر در پروژه برای هر بسته کاری، تعیین روش قیمت‌گذاری و پرداخت هر بسته کاری و درنهایت تعیین روش اجرا و واگذاری هر بسته کاری پروژه است.

در نظام فنی و اجرایی کشور [۵]، انتخاب روش اجرای پروژه به همراه روش تأمین مالی، جزو الزامات پدیدآوری طرح‌ها و پروژه‌های سرمایه‌گذاری برشمرده شده است.

لذا تعیین موارد فوق به‌عنوان بخشی از راهبرد تدارکات طرح یا پروژه در ابتدا از سوی کارفرما و میزان انطباق موارد تعیین شده در هر مرحله با ماهیت بسته کاری مرتبط از مصادیق انتخاب روش اجرای مناسب و از اولین اصول در فرایند پیشگیری از دعاوی به‌کاربرده می‌شود.

باشد آنگاه لازم است از اسناد پیمان متناسب با این ترکیب خدمت استفاده نمود.

بدیهی است در صورت استفاده از اسناد پیمان نامتناسب (مثلاً استفاده از نشریه ۴۳۱۱ بجای ۵۴۹۰) شاهد افزایش دعاوی و منازعات در طول اجرای پروژه خواهیم بود.

روش‌های تأمین مالی پیمان چگونه است؟

روش‌های تأمین مالی پروژه، به روش‌هایی گفته می‌شود که به‌وسیله آن‌ها، ساختار، نوع منابع پولی اعم از نقدی و اعتباری، روش بازپرداخت مبالغ استقراضی مورد نیاز پروژه پرداخته شده است. یکی دیگر از راهکارهای پیشگیری از دعاوی تعیین نحوه تأمین منابع مورد نیاز اجرای پروژه توسط کارفرما می‌باشد به‌گونه‌ای که ضمن به‌روزرسانی برآورد منطقی انجام کار پروژه لازم است منابع تأمین مالی و محل تأمین اعتبار بودجه مورد نیاز پروژه را مشخص نماید.

اطمینان از تزریق به‌موقع منابع مالی متناسب با مقادیر برآورد شده واقعی و روش‌های پرداخت قراردادی و امکان انجام به‌موقع تعهدات مالی از سوی کارفرما، خود یکی از مهم‌ترین پارامترها در جلوگیری از دعاوی ناشی از تأخیر در پرداخت‌ها و سایر دعاوی مرتبط با مسائل مالی پروژه خواهد بود.

۴-۲. انتخاب مشاور دارای صلاحیت

انجام مطالعات امکان‌سنجی ضعیف، انجام طراحی‌های



مفهومی^۱، پایه‌ای^۲ و تفصیلی^۳ دارای نقص، تهیه اسناد مبهم و ضعیف مناقصه، ارزیابی نامناسب پیمانکاران، ارائه برآوردهای زمانی و هزینه‌ای ضعیف، ارزیابی نامناسب پیشنهادات فنی و مالی ارائه شده توسط مناقصه‌گران در فرایند ارجاع کار، ارائه پاسخ‌های مبهم و غیر شفاف در جلسات شفاف‌سازی و پرسش و پاسخ‌های زمان مناقصه، عدم اشراف کامل به قوانین حاکم و مجموعه اسناد به استناد تجربه نویسنده، پیمان و ارائه تفاسیر بعضاً غلط از مفاد آن در کنار ضعف در نظارت و مدیریت اجرای پروژه همگی از نتایج انتخاب مشاور فاقد صلاحیت‌های لازم به‌عنوان یکی از ارکان پروژه می‌باشند که در این صورت خود تبدیل به محلی برای منازعات و مناقشات فنی، قراردادی و اجرایی بین مشاور و پیمانکار و افزایش تغییرات^۴ و ادعاها در پروژه و تطویل مسائل حادث شده و بعضاً شکست پروژه خواهد انجامید.

همان‌طور که انتخاب صحیح پیمانکار در فرایند ارجاع کار و ارزیابی‌های صحیح در آن مقطع می‌تواند راهگشا باشد انتخاب مشاور ذیصلاح در مرحله پیش مناقصه تا اجرای پروژه (در صورت لزوم) می‌تواند در دستیابی به نتایج و اهداف مورد انتظار از پروژه مؤثر واقع گردد.

بسیاری از دعاوی لاینحل و منازعات ناشی از آن در فرایند اجرای پروژه اغلب به عدم صلاحیت ارکان اصلی مشاور و کارفرما (به‌عنوان پاسخ دهنده به ادعا و یا مطرح کننده ادعا) مرتبط بوده به‌گونه‌ای که انتخاب مشاور ذیصلاح در هر مقطع از حیات پروژه می‌تواند تا حدود بسیار زیادی از بروز دعاوی بالقوه جلوگیری نموده و یا در صورت وقوع با اتخاذ تصمیم و اقدام به‌موقع، تبعات آن را کاهش و توافق حاصل نماید.

۳-۴. بهبود روش ارزیابی کیفی پیمانکاران

ارزیابی و انتخاب پیمانکاران با صلاحیت اجرایی، یک قسمت مهم از فرایند ساخت در پروژه است، زیرا پیمانکاران از عوامل اصلی تبدیل منابع مصرف شده در پروژه به محصول نهایی به‌حساب می‌آیند. ارزیابی کیفی پیمانکاران عبارت است از ارزیابی خدمات، تجهیزات و توان مالی، مدیریتی و تخصصی پیمانکاران شرکت‌کننده در مناقصات پروژه که توسط تیم ارزیابی موردبررسی قرار می‌گیرد.

یکی از عوامل موفقیت و یا عدم موفقیت در پروژه‌ها

انتخاب پیمانکاران با صلاحیت است. در همین راستا توجه به توانمندی‌های پیمانکاران (شاخص‌های ارزیابی) و اهداف پروژه (عوامل موفقیت پروژه) به‌صورت هم‌زمان از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. سازمان پروژه تلاش می‌کند تا با انتخاب و هدایت پیمانکاران با صلاحیت، پروژه‌های خود را در چارچوب سه شاخص کلیدی پروژه یعنی هزینه، زمان و کیفیت، مطابق با اهداف تعریف شده به پایان رساند.

با توجه به اهمیت این موضوع، دستورالعمل ارزشیابی پیمانکاران از سوی سازمان برنامه و بودجه و به‌تبع آن صنعت نفت برای استفاده در مراحل مختلف فرایند ارجاع کار یا در فرایند انجام کار پروژه ابلاغ گردیده است. (به‌طور مثال نشریه ۵۴۹۰ سازمان برنامه و بودجه [۶]) که به‌زعم نگارنده بهتر است با الگوبرداری از تجارب موفق و سیستم‌های نوین ارزیابی و پارامترهای ارزیابی مؤثر و متناسب با ماهیت پروژه و روش اجرای آن، این رویه‌ها مورد بازنگری قرار گیرند.

در حال حاضر به دو دلیل اصلی زیر خروجی ارزیابی کیفی پیمانکاران می‌تواند با عملکرد ایشان در فضای واقعی انجام کار پروژه منطبق نبوده و موجب رضایت ذینفعان اصلی خصوصاً کارفرما واقع نگردد:

الف) سیستم ارزشیابی نامناسب

ب) انجام ارزیابی ناقص یا ارزیابی با داده‌های غیرواقعی

انتخاب پیمانکار فاقد صلاحیت نیز می‌تواند به افزایش دعاوی و منازعات ناشی از آن منجر گردد و برعکس آن ارزشیابی اثربخش پیمانکاران به‌عنوان یک راهکار پیشگیری از دعاوی می‌تواند مدنظر کارفرمایان قرار گیرد.

۴-۴. تهیه اسناد مناقصه دقیق با محدوده کاری شفاف با توزیع ریسک عادلانه

اسناد مناقصه از اصلی‌ترین اجزا یک مناقصه اصولی و درست به شمار می‌رود. در هر مناقصه‌ای که به اجرا گذاشته می‌شود؛ اسناد مناقصه مخصوص به آن مناقصه قرار دارد و بر همین اساس هم فرایندهای آن اجرا می‌شود. در یک مناقصه که توسط سازمان دولتی یا خصوصی برای واگذاری کارها انجام می‌شود؛ دو طرف معامله یعنی مناقصه‌گزار و مناقصه‌گر قرار دارند که اسناد مناقصه از سوی مناقصه‌گزار تهیه می‌شود.

شفاف‌سازی اسناد مناقصه، محدوده انجام کار پروژه و

1. Conceptual Design
2. Basic Design
3. Detail Design
4. Changes

رفع ابهامات پیمانکاران قطعاً از بروز بسیاری از دعاوی آتی جلوگیری خواهد نمود.

رعایت توازن بین سه ضلع اصلی مثلث پروژه یعنی زمان، هزینه و کیفیت در اسناد مذکور نیز می‌تواند به‌عنوان یکی از راهکارهای پیشگیرانه نیز مؤثر واقع گردد به‌طور مثال عدم بروز رسانی هزینه برآورد شده انجام کار در زمان مناقصه در انطباق با مشخصات فنی و محدوده کاری موردنظر در کنار پیش‌بینی زمان غیرواقعی انجام کارها می‌تواند به یکی از پرچالش‌ترین موضوعات و دعاوی فاز اجرای پروژه تبدیل گردد؛ زیرا در زمان مناقصه، مناقصه‌گر صرفاً محدود به انجام کار طی مدت مندرج در اسناد پیمان بوده و در اغلب اوقات برآورد هزینه انجام کار پروژه به‌صورت غیر واقعی نیز می‌تواند باعث انحراف مبالغ پیشنهادی مناقصه‌گران و اتخاذ تصمیمات ناصحیح در ارزیابی و انتخاب پیمانکار اصلاح گردد و این عدم توازن صرفاً به افزایش دعاوی از سوی برنده مناقصه در فاز اجرایی پروژه منجر خواهد گردید.

یکی از مدارک بسیار مهم در فرایند مناقصه، صورت‌جلسات شفاف‌سازی و همچنین مدرک پرسش (ابهامات مناقصه‌گران) و پاسخ‌های مناقصه‌گزار (شفاف‌سازی) می‌باشد که معمولاً باهدف یکسان‌سازی محدوده انجام کار پروژه و ارائه پیشنهاد قیمت توسط مناقصه‌گران با پیش‌فرض‌ها و درک یکسان از الزامات و محدوده کار استفاده می‌گردد.

۴-۵. استفاده از رویه‌های مدیریت ریسک^۱ در کلیه فازها

پیاده‌سازی رویه‌های مدیریت ریسک پروژه و شناسایی ریسک‌های بالقوه خصوصاً ریسک‌های مرتبط با تغییرات و ادعاها در پیمان هم به‌عنوان یکی دیگر از راهکارهای اثربخش پیشگیری از دعاوی مطرح می‌باشد.

شناسایی ریسک‌های با قابلیت وقوع و اثر بالا و لحاظ نمودن تاثیر هزینه‌ای ریسک‌های مذکور بر مبلغ پیمان، ضمن واقع بینانه نمودن شرایط، از بروز بسیاری از دعاوی بالقوه پیشگیری خواهد نمود. متأسفانه اغلب کارفرمایان به‌جای استفاده از قیمت‌های واقع بینانه انجام کار، بر کاهش قیمت پیشنهادی تأکید داشته که باعث می‌گردد پیمانکار برای جبران اختلاف قیمت‌ها با هزینه‌های واقعی به طرح دعاوی مختلف متوسل گردد.

شناسایی ریسک‌های واقع بینانه در فازهای مختلف پروژه،

برنامه‌ریزی اقدامات مرتبط باهدف حذف ریسک یا کاهش اثرات و تبعات ریسک بسیار کارآمد بوده و می‌تواند منجر به اتخاذ تمهیداتی پیشگیرانه در مراحل مختلف اجرای پروژه خصوصاً فرایند مناقصه تا قرارداد گردد. به‌طور مثال باوجود ریسک با احتمال وقوع بالای افزایش تورم، پیش‌بینی رویه‌های تعدیل مبلغ پیمان در قرارداد، خود یک راهکار پیشگیرانه می‌باشد. بدیهی است که در سمت مقابل و در صورت عدم پیش‌بینی تعدیل در شرایط تورمی می‌تواند باعث افزایش طرح ادعاهای مالی از سوی پیمانکار گردد.

توزیع عادلانه ریسک‌های پیمانی بین طرفین پیمان خود از راهکارهای پیشگیرانه محسوب گردیده و قطعاً باعث کاهش دعاوی خصوصاً از سوی پیمانکار خواهد گردید.

متأسفانه در اسناد همسان پیمان منتشر شده از سوی سازمان برنامه و بودجه و وزارت نفت نیز به مقوله توزیع عادلانه ریسک‌ها به‌طور مناسب پرداخته نشده است و به دلیل توزیع نامناسب یا وجود تفاسیر مختلف، پیمان‌های همسان نیز خود محلی برای طرح دعاوی مختلف بوده‌اند.

لازم به ذکر است ویرایش اخیر پیمان EPC صنعتی ابلاغ شده از سوی سازمان برنامه و بودجه کشور (طی بخشنامه شماره ۱۴۰۲/۱۴۶۵۰ مورخ ۱۴۰۲/۰۳/۰۹) موافقت‌نامه، شرایط عمومی، شرایط خصوصی و پیوست‌های پیمان‌های EPC برای کارهای صنعتی دارای اصلاحات قابل ملاحظه و نسبتاً مناسبی از توزیع عادلانه ریسک‌ها نسبت به ویرایش‌های قبلی و اسناد همسان موجود می‌باشد که باز هم به‌زعم نگارنده دارای نقایصی است که در صورت اصلاح آن‌ها می‌تواند در پیشگیری‌های آتی از دعاوی بالفعل صنعت احداث مؤثر واقع گردد.

۴-۶. پیش‌بینی رویه مدیریت تغییرات و ادعاها در پیمان

بروز تغییرات در پروژه با توجه پیچیدگی پروژه و پویایی محیط پیرامون آن و همچنین تغییر پیش‌فرض‌ها و مبنای پیمان^۲ در طول چرخه حیات پروژه، امری قطعی و اجتناب ناپذیر بوده و لازم است برای مدیریت اثربخش تغییرات حادث شده رویه مشخصی در قرارداد پیش‌بینی گردد.

با توجه به اینکه بروز تغییر در بدو شناسایی و طرح، خود از جنس ادعاست که در صورت توافق طرفین روی ماهیت تغییر و تبعات ناشی از آن می‌تواند در فرایند مدیریت تغییرات

1. Risk Management
2. Contract Basis



پروژه پیگیری گردد. لذا پیش‌بینی رویه مدیریت تغییر در پیمان، خود یکی از روش‌ها و ابزارهای پیشگیرانه در فرایند مدیریت ادعا خواهد بود به گونه‌ای که با تعریف آن، ادعاهای توافق نشده (حل و فصل نشده) به حداقل ممکن رسیده و راهکار دستیابی به توافق روی تغییر شناسایی شده در فرایند مدیریت تغییرات پیگیری و تبدیل به سند دستور تغییر کار گردد. در صورتی که تغییرات قراردادی درست مدیریت نشود می‌تواند منشأ پروژه اختلافات و شروع افزایش هزینه‌های قراردادی طرفین قرارداد باشد.

تغییر از رویکرد شرایط عمومی پیمان‌ها و تعاریف ارائه شده در آن‌ها (مانند شرایط عمومی ذیل نشریه ۴۳۱۱ و ۵۴۹۰ سازمان برنامه و بودجه) عموماً به تغییر در طراحی‌ها، تغییر در مدت، تغییر در مبلغ، تغییر در قوانین و مقررات، تغییر در مقادیر و مشخصات کار پیمان اطلاق گردیده که مفادی را نیز به خود اختصاص داده‌اند. در حالت کلی تغییرات حادث شده در طول اجرای پروژه می‌تواند شامل موارد زیر باشد:

- تغییر در طراحی و مهندسی
- تغییر در محدوده کار قابل انجام
- تغییر در مقادیر کارها و انجام
- تغییر در مشخصات فنی
- تغییر در شرایط و روش‌های کاری
- تغییر در کیفیت
- تغییر در توالی انجام فعالیت‌ها
- تغییر در مدت پیش‌بینی شده انجام کار
- تغییر در تأمین کنندگان
- تغییر در شرایط سیاسی و اقتصادی
- تغییر در الزامات و پیش‌فرض‌های پیمان
- تغییر در قوانین و مقررات

و بسیاری دیگر از انواع تغییرات بالقوه که ممکن است در طول چرخه حیات پروژه ایجاد و تأثیر مستقیم روی زمان‌های تعهد شده و هزینه پروژه داشته باشد.

۷-۴. پیش‌بینی رویه حل اختلاف مناسب

بروز اختلاف بین طرفین قرارداد غیرقابل اجتناب بوده اما نحوه رسیدگی و حل و فصل آن حائز اهمیت است. در دعاوی پیمانکاری نیز مانند سایر دعاوی این پرسش مطرح می‌شود

که اختلاف باید در کدام مرجع و با چه مکانیزمی حل و فصل شود؟

هر قراردادی که منعقد می‌شود یا هر کسب و کاری که متولد می‌شود، از بروز اختلاف مصون نیست و هرچه قدر طرفین قرارداد بکوشند تا از اختلافات احتمالی در امان بمانند باز ممکن است که اختلافات مهم و بزرگی دامن‌گیرشان شود؛ به همین جهت پیش‌بینی بند مربوط به شیوه و مکانیزم حل و فصل اختلاف در قرارداد اهمیت بسیار زیادی دارد. اگر اشخاص (حقیقی و حقوقی) هنگام انعقاد قرارداد با در نظر گرفتن چنین احتمالی در قراردادهایی که منعقد می‌نمایند شیوه مناسب حل و فصل اختلاف را انتخاب کنند در هنگام بروز اختلاف از تفسیرهای متفاوت در این خصوص نیز جلوگیری می‌شود.

در موضوع ادعا و شناسایی تغییر، در صورت عدم کسب توافق طرفین پیمان در هر مرحله لازم است کار به فرایند حل اختلاف ارجاع گردد. لذا پیش‌بینی سازوکار مناسب در پیمان برای حل و فصل دعاوی حادث شده، خود یکی از اقدامات پیشگیرانه در راستای افزایش احتمال حل و فصل دعاوی و کاهش منازعات و تبعات منفی ناشی از آن خواهد بود.

انواع روش‌های حل اختلاف در شرایط عمومی پیمان‌های همسان و حقوق ایران و نقاط ضعف و قوت آن‌ها، به تفصیل در فرایند حل و فصل دعاوی این بخش مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۸-۴. بهره‌گیری از مشاورین مجرب در حوزه حقوق صنعت احداث^۱ و دعاوی مرتبط

یکی از عارضه‌های موجود در حوزه مدیریت پیمان و ادعاها در طرح‌ها و پروژه‌ها، عدم بهره‌گیری مناسب از متخصصین مجرب در این حوزه می‌باشد. عارضه مهم‌تر، فقدان متخصص مجرب در این حوزه در سطح کشور می‌باشد.

با توجه به تعدد اسناد همسان پیمان مختلف، تعدد تصویب‌نامه‌ها و بخشنامه‌ها، قوانین و مقررات عمومی، تغییرات مکرر در قوانین و مقررات و بخشنامه‌ها از مبادی مختلف، وجود تفاسیر بعضاً متناقض و استفسارات مبهم، عدم اشراف کامل متخصصین حقوق عمومی به موضوعات حقوق صنعت احداث و بسیاری از دلایل دیگر، نیاز به مشاور یا شخص ذیصلاح در این حوزه به شدت احساس گردیده و فقدان متخصص خود به ریشه‌ای‌ترین عارضه در این فرایند

1. Construction Law

بدل گردیده است.

با توجه به محیط متلاطم کنونی در عرضه جهانی و داخلی و تأثیرپذیری مستقیم پروژه‌ها از عوامل متعدد در چرخه حیات خود، لازم است مسأله فقدان متخصص در این حوزه از سوی متولیان این امر مدنظر قرار گرفته و ضمن شناخت صلاحیت‌ها و شرایط احراز ایشان، نسبت به تعریف و ایجاد رشته (های) تخصصی آکادمیک و یا اتخاذ سایر راهکارها باهدف تربیت متخصص در این حوزه اقدام گردد.

مشاور مورد نظر می‌تواند به مدیران عامل و مدیران پروژه و حتی مدیران حقوقی شرکت‌ها اطمینان خاطر دهد که کلیه ادعاهای مطرح شده قابل اثبات خواهد بود و همواره پرقدرت در جلسات حاضر می‌شوند.

مشاوران متخصص در این زمینه به‌عنوان یک بازوی پرقدرت برای مدیران پروژه و مدیران عامل می‌باشند که بتوانند تصمیمات راهبردی مناسبی را برای برخورد با کارفرمایان یا پیمانکاران انتخاب نمایند.

در بسیاری از موارد شاهد این بودیم که امکان حصول توافق در زمان‌های ابتدایی بوده و متأسفانه به دلیل بهره بردن از مشاوران غیرمتخصص یا عدم بهره‌گیری از مشاور، فرصت از میان رفته و در نهایت پرونده با شکست رو به رو شده است استفاده از مشاور مجرب از ابتدای تعریف طرح یا پروژه و در طول چرخه حیات آن (هم در نقش مطرح کننده و هم در نقش پاسخ دهنده ادعا) توصیه گردیده و پیشنهاد نگارنده، در نظر گرفتن جایگاه خاص در ساختار سازمانی پروژه یا سازمان برای این مهم می‌باشد.

لذا با توجه به تجارب و تخصص ایشان در فرایند مدیریت ادعا، به‌کارگیری آن از ابتدای چرخه حیات پروژه، می‌تواند یکی از بهترین راه‌حل‌ها باهدف پیشگیری از دعاوی تلقی گردد.

۹-۴. اهمیت شفاف‌سازی‌های زمان مناقصه

شفاف‌سازی‌های فرایند مناقصه، یکی از مهم‌ترین اسناد فرایند مناقصه بوده و باهدف رفع هرگونه ابهام مناقصه‌گران و امکان ارائه پیشنهاد قیمت متوازن از سوی ایشان، لازم است مدنظر مناقصه‌گزار قرار گیرد.

فرایند شفاف‌سازی به همراه نوع پرسش‌ها و پاسخ‌های مطرح شده به‌زعم نگارنده خود می‌تواند اقدامی پیشگیرانه در

طرح هرگونه ادعا در فرایندهای اجرای پروژه یا در صورت عدم ارائه پاسخ‌های شفاف به پرسش‌ها یا عدم شفاف‌سازی مناسب از سوی مناقصه‌گزار یا مشاوران، خود می‌تواند به منبعی برای شناسایی ادعاها از سوی پیمانکاران تبدیل گردد.

لذا توصیه می‌گردد شفاف‌سازی‌ها باهدف یک اقدام اثربخش پیشگیرانه و به دور از هرگونه ابهام، مدنظر طرفین (مناقصه‌گر و مناقصه‌گزار) قرار گرفته و لازم است مطرح کننده پرسش و پاسخ دهنده ضمن شناخت کامل از اسناد مناقصه و قوانین بالادستی در صورت لزوم، نسبت به شفاف‌سازی و هر گونه اقدام اصلاحی روی اسناد مناقصه در صورت لزوم اقدام نمایند.

لازم به ذکر است کلیه شفاف‌سازی‌ها و توافقات انجام شده در فرایند مناقصه، به‌عنوان پیش‌فرض پیشنهاد قیمت مناقصه‌گران و به‌عنوان یکی از اسناد اولویت‌دار مناقصه، از اهمیت به‌سزایی در فرایند اجرای کار برخوردار خواهند بود. لذا مستندسازی، یکپارچه‌سازی، رسمی‌سازی توافقات و صورت‌جلسات (طی الحاقیه‌های مختلف در فرایند مناقصه) و استفاده از اسناد مذکور به‌عنوان یکی از اسناد اولویت‌دار پیمان (برای برنده مناقصه) لازم است مدنظر قرار گیرد.

۴-۱۰. تعریف منطقی و صحیح ساختار شکست هزینه پروژه (CBS)^۱ در مناقصه و قرارداد

شکست مبلغ کل پیمان به ساختار شکست کار پروژه (WBS)^۲ و تعیین سهم قیمتی هر یک از سطوح پروژه (به‌طور مثال سهم قیمتی فازهای اصلی مهندسی، تدارک و تأمین، اجرا و تقسیم‌بندی به سطوح زیرمجموعه) و درنهایت تعیین سهم قیمتی آخرین سطح فعالیت‌های اصلی و عمده پروژه، ایجادکننده سندی بسیار مهم در پیمان‌ها (به استناد شرایط عمومی پیمان همسان جدید EPC صنعتی سازمان برنامه و بودجه) بنام ساختار شکست قیمتی یا هزینه‌ای پروژه بوده که به همراه روش‌های پرداخت قراردادی، تعیین کننده مبالغ صورت وضعیت‌ها و ملاک پرداخت به پیمانکار خواهد بود.

شکست اصولی و منطقی مبلغ پیمان و تعیین سهم یک از سطوح محدوده کار پروژه در انطباق با هزینه‌های واقعی (ارزش واقعی) بسته کاری یا فعالیت مورد نظر، از اهمیت به‌سزایی در مدیریت هزینه‌ها و پیشگیری از دعاوی مالی حین اجرای پروژه برخوردار می‌باشد.

1. Construction Law
2. Conceptual Design



عدم مدیریت صحیح ساختار شکست هزینه‌ای پروژه در کنار روش‌های پرداخت قراردادی برای فازهای مختلف پروژه از سوی مناقصه‌گزار یا کارفرما باعث حادث شدن ادعاهای مختلف مالی در طول اجرای کار گردیده و متأسفانه بعضی باعث توقف و شکست طرح‌ها و پروژه نیز گردیده است.

به‌طور مثال اختصاص مبالغ غیرواقعی (بالتر از مبالغ واقعی موردنیاز یا بسیار کمتر از آن) به برخی بسته‌های کاری موردنظر باعث دریافت مبالغ بیشتر از ارزش واقعی کار انجام شده و یا برعکس توسط پیمانکار گردیده و باعث بروز تبعات مالی یا مرتبط با پیشرفت پروژه در ادامه خواهد گردید.

لذا ساختار شکست هزینه‌ای پروژه به‌عنوان یکی از اسناد کلیدی پیمان و در هر فاز با توجه به ارزش واقعی و مورد نیاز آن بخش از کار (تحويل شدنی‌ها) و در صورت لزوم با ارائه آنالیز قیمتی، مقادیر و مشخصات کلی محدوده کاری مورد نظر تهیه گردیده و این مدرک در کنار روش‌های پرداخت متناسب با فاز مورد نظر، به ابزاری برای مدیریت صحیح جریان مالی و نقدینگی پروژه در راستای دستیابی به پیشرفت متناسب و همچنین پیشگیری از دعاوی مالی آتی تبدیل گردد.

۵. نتیجه‌گیری

با توجه به برنامه‌های توسعه‌ای بلندمدت کشور خصوصاً در صنعت گاز و لزوم تسریع در پیشبرد طرح‌ها و پروژه‌های مرتبط در این حوزه خصوصاً استخراج، فرآوری و انتقال برای گاز طبیعی و کلیه میعانات و محصولات جانبی آن و با توجه به شرایط تحریمی کشور و وجود منابع گازی عظیم مشترک، لزوم استفاده از ظرفیت‌های ساخت و احداث داخلی با تکیه بر دانش فنی و متخصصان داخلی گریزناپذیر می‌باشد که خود به‌عنوان یک فرصت ارتقای دانش بومی نیز قلمداد می‌گردد. در کنار آن یکی از تهدیدات و ریسک‌های موجود، توقف طرح‌ها و پروژه‌ها به دلیل عدم اتخاذ راهکارهای پیشگیرانه از بروز دعاوی و یا عدم پیش‌بینی اقدام متناسب در راستای حل و فصل دعاوی بالفعل در پیمان‌های آتی صنعت گاز کشور می‌باشد که این موضوع طی چند سال اخیر به یکی از پرچالش‌ترین موضوعات در عرصه مدیریت طرح‌ها و پروژه‌های کشور در سایر حوزه‌ها تبدیل گردیده که بعضاً به دلیل تطویل موضوع و یا لاینحل ماندن آن، باعث هدر رفت سرمایه‌های ملی و یا خارج شدن طرح‌ها از توجیه اقتصادی اولیه خود گردیده است.

لذا در این مقاله سعی گردید ضمن شناخت عوامل مؤثر

در بروز ادعا در پیمان‌های موجود کشور در سایر حوزه‌ها، اقدامات پیشگیرانه از زمان پیدایش و تعریف طرح‌ها و پروژه‌ها تبیین و مدنظر کارفرمایان و تصمیم‌گیرندگان صنعت گاز کشور به‌عنوان درس آموخته قرار گیرد تا از عارضه‌هایی مشابه در پیمان‌های صنعت گاز پیشگیری و این صنعت در مسیر توسعه در کوتاه‌ترین زمان ممکن حرکت نماید.

مراجع:

- [۱]. استاندارد PMBOK (ویرایش ششم) سال ۲۰۱۷.
- [۲]. فرهنگ واژگان نظام فنی و اجرایی کشور - سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور ۱۳۸۳.
- [۳]. شرایط عمومی پیمان‌های EPC صنعتی - سازمان برنامه و بودجه (بخشنامه شماره ۱۴۰۲/۱۱۴۶۵۰ مورخ ۱۴۰۲/۰۳/۰۹).
- [۴]. نشریه ۷۱۷ سازمان برنامه و بودجه - راهنمای انتخاب روش تدارکات پروژه سال ۱۳۹۵.
- [۵]. قانون نظام فنی و اجرایی کشور مصوب ۱۳۸۵/۰۱/۲۰ هیئت وزیران.
- [۶]. نشریه ۵۴۹۰ سازمان برنامه و بودجه - سال ۱۳۸۱.

Claim Prevention Solutions in Gas Industry Contracts

Mohammad Ali Rajabi^{*1}

1. Claim Manager, Oil & Design Construction Company, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

APPLIED ARTICLE

Article History:

Received: 11 November 2023

Revised: 13 December 2023

Accepted: 28 December 2023

Keywords:

Claim management

Claims prevention

Contract risks

ABSTRACT

In the current sanctions situation and due to the departure of many well-known western companies from the country, the development process of the gas industry will require the participation and diligence of domestic specialists, suppliers and contractors more than before. That it is necessary to examine their obstacles and problems in similar plans and projects in the country and consider them as a lesson learned and with the aim of not reinventing the wheel in the future contracts of the country's gas industry.

One of the reasons for the stoppage or failure of many plans and projects in the country, especially in the field of oil and energy, is the unresolved or prolongation of claims raised by domestic suppliers and contractors, such as the failure to take preventive measures or the failure to resolve claims. In the short term, it has caused a delay in the fruition of the plans or their suspension and the waste of treasury resources and damage to the parties to the agreement.

In this article, while knowing the main processes of claims management, we will examine preventive solutions in this field that can be used in gas industry projects.

DOR: 20.1001.1.25885251.1402.00.00

How to cite this article

A. Radjabin, Claim Prevention Solutions in Gas Industry Contracts. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 69-79. (https://www.ijge.irangi.org/article_712579.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: ali_radjabin@mail.com, (A. Radjabin).

Available online 31 December 2023

25885-5251/© 2023 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)





راهنمای نگارش مقالات در مجله علمی مهندسی گاز ایران

رهبر رحیمی^۱، رضا مسیبی بهبهانی^{۲*}، محمد جامی الاحمدی^۳

۱. گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی شهید نیکبخت، دانشگاه سیستان و بلوچستان، کد پستی ۹۸۱۶۷-۴۵۸۴۵، زاهدان، ایران

۲. گروه مهندسی گاز، دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، صندوق پستی: ۶۳۴۳۱، خوسان، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: info@irangi.org

چکیده: در این راهنما چگونگی تنظیم مقالات جهت مجله انجمن مهندسی گاز ایران شرح داده شده است. رعایت آن در تسریع امر چاپ موثر است.

کلمات کلیدی: راهنما، گاز، فونت، B nazanin، فارسی

۱. مقدمه:

تک رویه تایپ شود. برای بخش فارسی مقالات از قلم B- نازنین سایز ۱۱ و متن لاتین از قلم Times New Roman سایز ۱۰ استفاده می‌شود.

جداول، نمودارها و شکل‌ها داخل متن و به صورت فارسی باشند. در صورت استفاده از نرم افزار حتماً باید مرجع آن مشخص شود از معادل فارسی کلمات انگلیسی در متن استفاده شود. معادل لاتین داخل متن در صورتی که کمتر از ۵۹ کلمه باشند به صورت Footnote^۱ آورده شود بیشتر از ۵۱ کلمه واژه‌نامه در نظر گرفته شود.

انجمن مهندسی گاز ایران با هدف افزایش تبادلات علمی و تحقیقاتی جامعه مهندسی شیمی، نفت و گاز و گسترش روحیه ابتکار، ابداع و نوآوری مهندسان و محققان تقویت ارتباطات همه جانبه صنعت با دانشگاه و جامعه مجله علمی مهندسی گاز ایران را در زمینه‌های تازه‌های مهندسی گاز، معرفی صنایع مرتبط، آموزش در مهندسی گاز، نفت، پتروشیمی و شیمی، معرفی نوآوری‌ها و فن‌آوری‌های نوین صنعتی و اخبار جامعه مهندسی گاز را منتشر می‌کند.

۲. شرح نوشتار:

از نویسندگان محترم تقاضا می‌شود به هنگام تهیه مقاله دستورالعمل زیر را رعایت نمایند:

۳. صفحه‌آرایی:
حاشیه بالای صفحه اول ۵ سانتیمتر (۲ اینچ) و در صفحات دیگر ۲/۵ سانتیمتر (۱ اینچ) باشد. فاصله خطوط به صورت Single و متن از سمت راست و چپ Justify تنظیم شود.

۱.۲. عهده‌دار مکاتبات می‌تواند از اعضای هیأت علمی و یا شاغل در سایر موسسات باشد و وابستگی شغلی وی مشخص باشد.

۴. بخش‌های هر مقاله به ترتیب زیر است:

۱.۴. عنوان مقاله: کوتاه و معرف محتوای مقاله باشد و از ۵۱ کلمه تجاوز نکند (بی- نازنین سایز ۲۰ سیاه).

۲.۲. همراه مقاله نام ۳ نفر داور پیشنهادی را با ذکر تلفن و نشانی کامل پستی و الکترونیکی و تخصص مربوط ارسال نمایند.

۲.۴. اسم یا اسامی و عناوین علمی نویسندگان: عهده دار مکاتبات با علامت * مشخص گردد (قلم بی- نازنین سایز ۱۰ سیاه).

۳.۲. مقالات با نرم افزار word ۲۰۰۷ روی کاغذ A4 بخش چکیده مقاله به صورت تک ستونی و بخش مقدمه تا مراجع به صورت دو ستونی و

۱. معادل فارسی کلمات انگلیسی

۳.۴. آدرس نویسندگان: قلم بی- نازنین سائز ۹ نازک و در زیر

آن آدرس الکترونیکی عهده دار مکاتبات درج می شود.

۴.۴. کلمات کلیدی: حداکثر ۵ یا ۷ کلمه (بی- نازنین سائز

۱۱ ایتالیک).

۵. چکیده:

متن چکیده در حداکثر ۱۵۰ کلمه، به صورت تک ستونی و حاوی نکات اصلی و نتایج مقاله باشد.

(بی- نازنین سائز ۱۱ ایتالیک). داشتن قسمت های ۱ تا ۵ به انگلیسی در انتهای مقاله نیز ضروری می باشد.

۶. متن اصلی:

مقدمه آغاز و با نتیجه گیری پایان می یابد. کمینه و بیشینه صفحات مقاله به ترتیب ۴ تا ۱۵ صفحه است. چاپ بیشتر از ۱۵ صفحه مشمول هزینه چاپ می شود. به رعایت املاء و دستور نگارش زبان فارسی توجه شود.

بسته به نوع اثر، مقاله دارای بخش های نظری، شرح دستگاه، روش آزمایش، روش حل، یا محاسبه و نتایج است که به صورت دو ستونی با قلم B- نازنین سائز ۱۱ نازک و Times New Roman سائز ۱۰ نازک و فواصل بین خطوط به صورت single برای رسیدگی واریه به داوران نگارش می شود. تیتراهای متن مقاله شماره گذاری و با قلم بی- نازنین سائز ۱۱ سیاه می باشد.

جدول ها و شکل ها و معادلات به ترتیب، شماره گذاری و عناوین جدول ها در بالای هر جدول و عناوین شکل ها در زیر هر شکل آورده شود. جدول و شماره آن و همچنین شکل و شماره آن با قلم بی- نازنین سائز ۹ سیاه است. اما شرح آنها با فونت بی- نازنین سائز ۹ است. معادلات چپ چین و شماره آن راست چین شود.

استفاده از از رنگ در جداول و شکل ها مشمول هزینه چاپ می شود. صفحات شماره گذاری شوند.

۷. بحث: دقت نظر در این قسمت در امر داوری موثر است.

۸. نتیجه گیری

۹. تشکر و قدردانی: در صورت نیاز

مراجع:

منابع مورد استفاده در متن به ترتیب شماره در داخل کروشه [] مشخص و فهرست آنها مطابق با شماره ای که در متن مشخص شده است و به ترتیب نام نویسنده یا نویسندگان، نام اثر، نام مجله و یا عنوان کتاب و تاریخ نشر با مراعات استانداردهای رایج در ارائه مراجع در بخش مراجع آورده شود.

ارسال مقالات:

از کلیه نویسندگان درخواست می شود، فایل docx و pdf مقالات خود را از طریق آدرس پایگاه اینترنتی مجله مهندسی گاز ایران ارسال نمایند. کلیه مقالات توسط داوران تعیین شده از طرف هیأت تحریریه در مدت زمانی کمتر از ۶ هفته ارزشیابی و نتیجه به اطلاع نویسندگان عهده دار مکاتبات می رسد. مجله در پذیرش، ویرایش، اصلاح و یا کوتاه کردن مقالات با رعایت امانت در ارائه مطالب نوشتاری برای چاپ آزاد است. مقالات ارسالی مسترد نمی شوند.

چاپ و نشر مقالات پس از دریافت تعهدنامه تأیید شده توسط کلیه نویسندگان مبنی بر اصالت اثر نویسندگان امکان پذیر می شود. رعایت قوانین مربوط به سرقت ادبی- علمی به عهده نویسندگان است. نویسندگان مقالات مسؤول نوشته ها و نظرات خود هستند، آراء و نظریات آنها لزوماً نظر مدیر مسؤول، سردبیر و اعضاء هیأت تحریریه مجله نیست.

شرح حال نویسندگان در حدود ۵۰ کلمه شامل نام و نام خانوادگی، تاریخ و محل تولد، آخرین مدرک تحصیلی همراه با گرایش یا تخصص، سوابق و نشان علمی، اختراع و ابتکارات و عضویت در شرکت ها و انجمن های علمی با عکس پرسنلی نویسندگان در انتهای مقاله در صفحاتی جداگانه آورده شود.

برای ارسال مقالات به سایت نشریه مهندسی گاز ایران
به نشانی (www.ijge.irangi.org) مراجعه فرمایید.

IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING

VOLUME 10 • ISSUE 2 • NO. 18 • WINTER 2023

EISSN:25885-5251



► Contents

Simulation of Natural Gas Transmission in the Pipeline in Two-Phase and Supercritical Conditions 8

Moslem Abrofarakh, Mortaza Zivdar, Davod Mohebbi-Kalhari

Gas Measurement Systems Overall Uncertainty: Gas Meter Calibration Laboratories Case Study 17

Seyed Hassan Hashemabadi, Mohammad Salemi Mojarad, Alireza Asadi, Bahark Mardangahi, Mohammad Reza Sokhandani

Techno-Economic Evaluation Evaluation of Heat Recovery from the Chimney of the Furnaces of the Dehumidification Unit of Bidboland Gas Refinery Using the Organic Rankine Cycle 29

Masoud Dorfeshan, Paria Amirabedi, Mohsen Dorfeshan

A Review of Gas Injection Optimization Studies in Artificial Gas Lift 42

Leila Zeinolabedini, Forough Ameli

Digital Transformation for Process Industries 61

Saeid Shokri, Hooman Fatarehchi, Rahbar Rahimi

Claim Prevention Solutions in Gas Industry Contracts 69

Mohammad Ali Rajabi

► Guide for Authors 80

IJGE®