

شبیه سازی ایستگاه تقلیل فشار گاز به منظور کاهش مصرف مواد شیمیایی و انرژی

مطالعه موردی: ایستگاه قلعه حاتم بروجرد

سمیرا اصل شیرین^{1*}، مرتضی اسفندیاری^{2*}، اسدالله جلاچی³، محمدرضا کامیابی³

¹ گروه مهندسی شیمی، واحد بروجرد، دانشگاه آزاد اسلامی، بروجرد، ایران

² گروه مهندسی شیمی، دانشگاه بجنورد، ایران

³ واحد پژوهش شرکت گاز استان لرستان

چکیده

ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی (CGS) به دلیل افت شدید دما ناشی از اثر ژول-تامسون، با چالش‌هایی نظیر تشکیل هیدرات، میعانات گازی، خوردگی، افزایش مصرف انرژی و استفاده از مواد شیمیایی مواجه هستند که قابلیت اطمینان و هزینه‌های بهره‌برداری را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در این پژوهش، عملکرد حالت پایای ایستگاه تقلیل فشار قلعه حاتم بروجرد با استفاده از نرم‌افزار Aspen HYSYS، معادله حالت Peng-Robinson و مدل CSM Hydrate شبیه‌سازی شد و پنج راهکار عملیاتی شامل حذف هیتز، جایگزینی هیتز با مبدل حرارتی پوسته-لوله، حذف اتیلن گلیکول، بازیافت انرژی با توربین انبساطی و استفاده از رگلاتورهای سری و موازی از دیدگاه فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی مورد ارزیابی قرار گرفتند. نتایج نشان داد که در دمای ورودی بالاتر از ۲۱ °C، حذف هیتز بدون خطر تشکیل هیدرات امکان‌پذیر بوده و سالانه حدود ۶۳ میلیارد ریال صرفه‌جویی ایجاد می‌کند. جایگزینی هیتز با مبدل حرارتی پوسته-لوله نیز با سرمایه‌گذاری ۱۳۰ میلیارد ریالی، صرفه‌جویی سالانه ۱۳۰ میلیارد ریال و دوره بازگشت سرمایه حدود یک سال، گزینه‌ای اقتصادی برای کاهش مصرف انرژی محسوب می‌شود. همچنین، حذف اتیلن گلیکول در صورت حفظ دمای خروجی بالاتر از ۵ °C امکان‌پذیر است، در حالی که استفاده از رگلاتورهای سری یا موازی تأثیر محسوسی بر کاهش مصرف انرژی نداشته و از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر نیست. در مقابل، سناریوی بازیافت انرژی با توربین انبساطی با سرمایه‌گذاری ۵۰۰۰ میلیارد ریال، سالانه حدود ۲۶۰۰ میلیارد ریال صرفه‌جویی ایجاد کرده و به‌عنوان کارآمدترین گزینه برای بهره‌برداری بلندمدت معرفی شد. به‌طور کلی، نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که توربین انبساطی به‌عنوان راهکار برتر بلندمدت و مبدل حرارتی پوسته-لوله به‌عنوان مناسب‌ترین گزینه میان‌مدت شناخته می‌شوند. اجرای ترکیبی این دو سناریو، ضمن بازیابی انرژی فشار، کاهش مصرف سوخت و حذف یا کاهش مصرف مواد شیمیایی، بیشترین صرفه‌جویی اقتصادی، کمترین هزینه بهره‌برداری و بالاترین پایداری زیست‌محیطی را برای ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی فراهم می‌کند و می‌تواند به‌عنوان یک راهبرد عملی برای ارتقای بهره‌وری انرژی در شبکه انتقال گاز پیشنهاد شود.

کلمات کلیدی: ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز، شبیه سازی، کاهش مصرف مواد شیمیایی، اصلاح فلوشیت فرایندی

*Samira.Asleshirin@iau.ac.ir، *m.esfandyari@ub.ac.ir

گاز طبیعی در دهه‌های اخیر به یکی از حامل‌های مهم انرژی در جهان تبدیل شده و میزان تقاضا برای آن همچنان روندی افزایشی دارد. ویژگی‌هایی همچون سهولت بهره‌برداری، آلودگی زیست‌محیطی کمتر نسبت به بسیاری از سوخت‌های فسیلی و امکان انتقال مناسب، از جمله عواملی هستند که توسعه کاربرد این سوخت را در بخش‌های مختلف به دنبال داشته‌اند. گاز طبیعی امروزه در مصارف خانگی و طیف وسیعی از فرآیندهای صنعتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در بخش صنعت، یکی از مهم‌ترین کاربردهای آن تأمین انرژی مورد نیاز برای تولید برق است. همچنین در بسیاری از کشورهای توسعه‌یافته، به دلیل بازده مناسب و آلودگی کمتر، استفاده از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت در سامانه‌های حمل‌ونقل مورد توجه قرار گرفته است [1]. علاوه بر این، امکان استفاده از گاز طبیعی در سامانه‌های حمل‌ونقل هوایی نیز در سال‌های اخیر موضوع مطالعات و تحقیقات مختلف بوده است. کاربردهای گاز طبیعی تنها به حوزه انرژی محدود نمی‌شود و این ماده در تولید محصولات نظیر پلاستیک و ضدیخ و همچنین تأمین سوخت مورد نیاز صنایع غذایی، پالایشگاه‌های نفت و سایر واحدهای صنعتی نیز نقش دارد.

افزایش مصرف جهانی گاز طبیعی، اهمیت روزافزون آن در تأمین انرژی و همچنین برخورداری کشور از ذخایر قابل‌توجه این منبع، توسعه زیرساخت‌های لازم برای تولید، فرآوری و انتقال آن را ضروری ساخته است. در این میان، انتقال گاز از محل تولید تا مراکز مصرف از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است [2]. پراکندگی جغرافیایی میادین گازی و قرار گرفتن بسیاری از آن‌ها در فاصله قابل‌توجه از مناطق مصرف، موجب می‌شود بخش قابل‌توجهی از هزینه‌های زنجیره تأمین گاز به فرآیندهای تولید، فرآوری و انتقال اختصاص یابد. خطوط لوله از جمله روش‌های اصلی انتقال گاز طبیعی به شمار می‌روند و به‌ویژه برای انتقال گاز به مناطق مختلف یک کشور یا کشورهای همسایه که فاصله جغرافیایی محدودی با یکدیگر دارند، گزینه‌ای مناسب و متداول محسوب می‌شوند [3].

حفظ شرایط مناسب جریان در شبکه‌های انتقال گاز همواره با چالش‌های عملیاتی مختلفی همراه است. تشکیل هیدرات و تجمع واکس و آسفالتین، رسوب املاح، خوردگی، سایش و کاویتاسیون از جمله پدیده‌هایی هستند که می‌توانند عملکرد تجهیزات و خطوط انتقال را تحت تأثیر قرار داده و مشکلاتی را در بهره‌برداری ایجاد کنند [4]. در میان این عوامل، تشکیل هیدرات گازی از اهمیت خاصی برخوردار است؛ زیرا وقوع این پدیده در بخش‌های مختلف صنعت نفت و گاز می‌تواند هزینه‌های عملیاتی و خسارت‌های اقتصادی قابل‌توجهی به همراه داشته باشد. هیدرات‌های گازی جامدات بلوری هستند که از تجمع مولکول‌های گاز در ساختارهای قفس‌مانند تشکیل می‌شوند و از نظر ظاهری شباهت زیادی به یخ دارند. ایجاد شرایط مناسب برای تشکیل این ترکیبات معمولاً در دماهای پایین و فشارهای بالا امکان‌پذیر است. حضور هیدرات در سامانه‌های انتقال گاز علاوه بر احتمال ایجاد محدودیت در جریان، می‌تواند بر فرآیندهای خوردگی داخلی خطوط لوله، اعم از خوردگی شیمیایی و فیزیکی، نیز اثرگذار باشد [5].

گسترش شبکه انتقال گاز در کشور، توسعه تجهیزات و تأسیسات مرتبط با تنظیم فشار گاز را نیز به همراه داشته است. ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز (CGS) از جمله واحدهای مهم در انتهای زنجیره انتقال محسوب می‌شوند که وظیفه اصلی آن‌ها رساندن فشار گاز به محدوده مورد نیاز مصرف‌کنندگان و انجام عملیات لازم برای آماده‌سازی گاز پیش از ورود به شبکه مصرف است. در مقابل، به دلیل طول زیاد خطوط انتقال و افت فشار ایجادشده در مسیر، استفاده از ایستگاه‌های تقویت فشار در فواصل مناسب ضروری است. گاز پس از استخراج و انجام فرآیندهای اولیه، در ایستگاه‌های تقویت فشار تحت افزایش فشار قرار گرفته و پس از تصفیه اولیه، امکان انتقال آن در مسیرهای طولانی فراهم می‌شود. بنابراین، عملکرد صحیح هر دو گروه از ایستگاه‌ها در تداوم و پایداری فرآیند انتقال گاز اهمیت دارد.

گاز طبیعی برای انتقال مقادیر زیاد در خطوط لوله، در فشارهای نسبتاً بالا جابه‌جا می‌شود، در حالی که تجهیزات و مصرف‌کنندگان نهایی معمولاً به گازی با فشار پایین‌تر نیاز دارند. از این‌رو، در ایستگاه‌های تقلیل فشار، جریان گاز پس از عبور از تجهیزات فیلتراسیون و پاک‌سازی، به کمک تجهیزات کاهش فشار، از جمله رگلاتورها، به فشار مورد نیاز مصرف‌کننده رسانده می‌شود. فشار گاز در خطوط انتقال کشور، بسته به شرایط عملیاتی و موقعیت خط، می‌تواند در محدوده‌ای از حدود ۴۰۰ psia تا ۱۱۰۰ قرار داشته باشد. کاهش فشار از این مقادیر به فشار مورد نیاز شبکه مصرف، پدیده‌ای همراه با کاهش دمای گاز است. بنابراین، به‌منظور کنترل دمای گاز پیش از ورود به بخش کاهش فشار و جلوگیری از افت بیش از حد دما، گاز ابتدا در تجهیزات گرمایشی ایستگاه گرم شده و سپس به رگلاتورها هدایت می‌شود. گرمایش مورد استفاده در این ایستگاه‌ها معمولاً به‌صورت غیرمستقیم انجام می‌شود. در گرمکن‌های غیرمستقیم آبی، حرارت بدون تماس مستقیم میان گاز و سیال گرم‌کننده به جریان گاز منتقل می‌شود و پس از رسیدن گاز به دمای مناسب، جریان وارد بخش کاهش فشار می‌شود. از طرف دیگر، گاز طبیعی به‌طور ذاتی فاقد بوی قابل تشخیص است؛ بنابراین، به‌منظور امکان شناسایی سریع نشت احتمالی، ماده بودارکننده‌ای مانند مرکاپتان به جریان گاز تزریق می‌شود. این عملیات توسط تجهیزاتی موسوم به ادورایزر انجام می‌گیرد. ظرفیت ایستگاه‌های تقلیل فشار نیز یکسان نیست و متناسب با مقدار جریان گازی که باید از ایستگاه عبور کند، تعیین و طراحی می‌شود.

یکی از مسائل مهم در عملکرد ایستگاه‌های تقلیل فشار، احتمال تشکیل مجدد آب و متعاقب آن هیدرات در جریان گاز است. هرچند در واحدهای فرآورش گاز، میزان آب موجود در گاز تا رسیدن به نقطه شبنم آب، که معمولاً در محدوده ۱۰- تا ۱۵- درجه سانتی‌گراد قرار دارد، کاهش داده می‌شود، اما شرایط ترمودینامیکی حاکم بر ایستگاه تقلیل فشار می‌تواند وضعیت متفاوتی ایجاد کند. افت شدید فشار در این ایستگاه‌ها بر اساس اثر ژول-تامسون با کاهش دمای گاز همراه است. چنانچه دمای گاز پس از کاهش فشار از نقطه شبنم آب پایین‌تر رود، آب باقیمانده در جریان می‌تواند از حالت گاز خارج شده و به‌صورت مایع ظاهر شود. در ادامه، در صورت فراهم بودن شرایط مناسب فشار و دما، امکان تشکیل هیدرات نیز وجود خواهد داشت. بنابراین، تعیین شرایط تشکیل هیدرات در

ایستگاه‌های تقلیل فشار و بررسی عوامل مؤثر بر وقوع این پدیده، از دیدگاه ایمنی، بهره‌برداری و جلوگیری از اختلال در عملکرد تجهیزات، ضرورت دارد.

پیشرفت ابزارهای محاسباتی و نرم‌افزارهای شبیه‌سازی فرآیند، امکان مطالعه رفتار تجهیزات و پیش‌بینی شرایط عملیاتی را بدون انجام آزمایش‌های متعدد و پرهزینه فراهم کرده است. با استفاده از این ابزارها می‌توان پیش از اجرای تغییرات در یک واحد واقعی، اثر پارامترهای مختلف را بررسی و شرایط مناسب بهره‌برداری یا طراحی را تعیین کرد. در میان نرم‌افزارهای موجود، Aspen HYSYS به واسطه برخورداری از مجموعه گسترده‌ای از داده‌های خواص مواد، مدل‌های ترمودینامیکی و الگوهای شبیه‌سازی تجهیزات فرآیندی، یکی از ابزارهای پرکاربرد در مطالعات مرتبط با فرآیندهای صنعت نفت و گاز محسوب می‌شود.

در زمینه مطالعه عملکرد گرمکن‌های مورد استفاده در ایستگاه‌های تقلیل فشار، مطالعات مختلفی انجام شده است. رستگار و همکاران با تمرکز بر گرمکن ایستگاه تقلیل فشار در شرکت گاز استان سمنان، یک مدل ترمودینامیکی برای محاسبه دمای گاز در خروجی گرمکن توسعه دادند. در این تحقیق، مدل مورد نظر با استفاده از کدنویسی در محیط MATLAB و با تکیه بر خواص فیزیکی گاز طبیعی، مشخصات جریان ورودی به گرمکن و موازنه انرژی مبتنی بر قانون اول ترمودینامیک تدوین شد و دمای خروجی گاز از گرمکن به دست آمد [6]

بیات و همکاران، عملکرد ترمودینامیکی گرمکن ایستگاه تقلیل فشار گاز شهر زنجان را با ظرفیت ۸۰۰۰۰ مترمکعب بر ساعت بررسی کردند. در این مطالعه، میزان انرژی حرارتی مورد نیاز گرمکن در ماه‌های مختلف سال بر مبنای ظرفیت گرمکن، ظرفیت حرارتی گاز طبیعی و دمای گاز تعیین شد. در محاسبات انجام‌شده، راندمان حرارتی گرمکن برابر ۴۵ درصد در نظر گرفته شد و بر این اساس نیاز حرارتی سیستم در دوره‌های مختلف سال محاسبه گردید. [7]

از سوی دیگر، مصطفوی و همکاران با رویکردی مبتنی بر شبیه‌سازی و کدنویسی، اثر برخی متغیرهای عملیاتی و هندسی گرمکن را مورد ارزیابی قرار دادند. در این پژوهش، تأثیر دمای گاز در ورودی و خروجی گرمکن و همچنین شعاع لوله آتش بر دو شاخص مهم عملکردی، یعنی راندمان حرارتی و میزان مصرف سوخت، بررسی شد. نتایج نشان داد که تغییر ابعاد هندسی لوله آتش می‌تواند عملکرد حرارتی گرمکن را تحت تأثیر قرار دهد؛ به‌طوری‌که کاهش شعاع این لوله از ۲۶۰ میلی‌متر به ۱۹۰ میلی‌متر، افزایش حدود ۳ درصدی راندمان گرمکن را به دنبال داشته است. [8] با توجه به مطالب بیان‌شده، کنترل شرایط دما و فشار گاز در ایستگاه‌های تقلیل فشار از یک سو برای تضمین عملکرد مناسب تجهیزات و از سوی دیگر برای جلوگیری از ایجاد شرایط مساعد تشکیل هیدرات اهمیت دارد. از این رو، بررسی رفتار ترمودینامیکی جریان گاز در این ایستگاه‌ها و ارزیابی شرایطی که می‌تواند منجر به تشکیل هیدرات شود، می‌تواند در بهبود شرایط بهره‌برداری و افزایش قابلیت اطمینان سامانه انتقال گاز مؤثر باشد.

یکی از مهم‌ترین محورهای پژوهشی در سال‌های اخیر، جایگزینی شیرهای فشارشکن با توربواکسپندرها به منظور بازیابی انرژی ناشی از افت فشار گاز طبیعی است. در ایستگاه‌های متداول تقلیل فشار، فرآیند کاهش فشار به صورت آنتالپی ثابت انجام می‌شود و بخش قابل توجهی از انرژی جریان گاز بدون انجام کار مفید از بین می‌رود. استفاده از توربواکسپندر این امکان را فراهم می‌کند که بخشی از این انرژی به توان مکانیکی و در ادامه به انرژی الکتریکی تبدیل شود، هرچند کاهش بیشتر دمای گاز در اثر انبساط ایزنتروپیک، نیاز به پیش‌گرمایش مناسب را افزایش می‌دهد [9]

در سال‌های اخیر، شبیه‌سازی‌های انجام‌شده با Aspen HYSYS و تحلیل‌های انرژی و انرژی نشان داده‌اند که ترکیب توربواکسپندر با سامانه‌های پیش‌گرمایش می‌تواند علاوه بر تولید برق، بازده کلی ایستگاه را نیز افزایش دهد. مطالعات همچنین نشان داده‌اند که استفاده از سامانه‌های بازیافت حرارت اتلافی در کنار توربواکسپندر، موجب کاهش قابل توجه هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تخریب انرژی نسبت به سامانه‌های متداول می‌شود [۱۰]. در ادامه این روند، پژوهشگران سامانه‌های هیبریدی شامل توربواکسپندر و پمپ حرارتی را پیشنهاد کرده‌اند. در این پیکربندی، توان مکانیکی تولیدشده توسط توربواکسپندر برای راه‌اندازی کمپرسور پمپ حرارتی استفاده می‌شود و گرمای تولیدشده برای پیش‌گرمایش گاز طبیعی به کار می‌رود. نتایج تحلیل‌های انرژی، انرژی و اقتصادی نشان داده است که چنین سامانه‌ای می‌تواند مصرف سوخت گرمکن را به طور قابل توجهی کاهش داده و دوره بازگشت سرمایه‌ای در حدود سه سال داشته باشد [۱۱]. شبیه‌سازی در نرم‌افزار ASPEN HYSYS V11 با معادله حالت Peng-Robinson و مدل هیدرات CSM Hydrate انجام شد. نقطه شبنم آب با استفاده از مدل K-factor محاسبه گردید. شکل (۱) شماتیک ایستگاه شبیه‌سازی شده را نشان می‌دهد. اطلاعات دریافتی جهت شبیه‌سازی شامل مشخصات دما و فشار ورودی و همچنین ترکیبات گاز ورودی در جدول (۱) و (۲) نشان داده شده است.

جدول (۱) مشخصات دریافتی گاز ورودی ایستگاه قلعه حاتم

Table (1) Specifications of incoming gas at Qaleh Hatam Station

Parameter	value
Inlet temperature($^{\circ}\text{C}$)	12-26
Outlet temperature($^{\circ}\text{C}$)	8-18
Inlet pressure(psia)	500-850
Inlet flow rate(m^3/hr)	120000

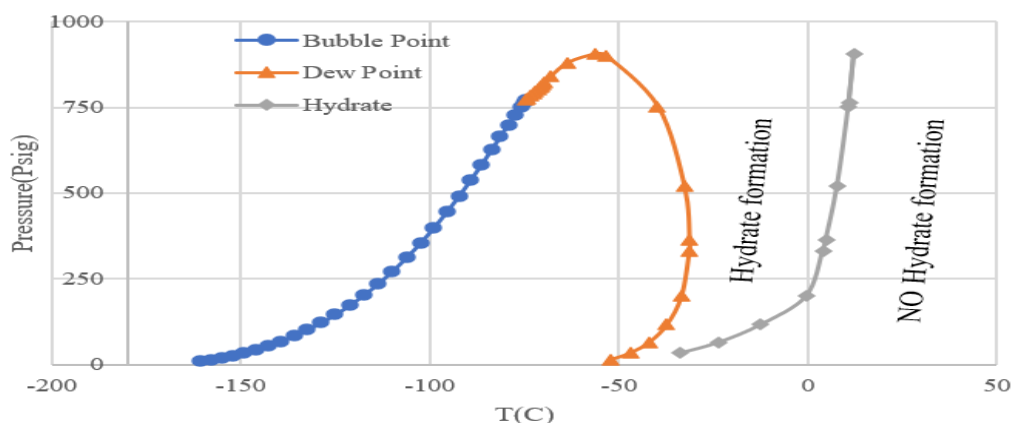
جدول (۲) ترکیب درصد گاز ورودی به ایستگاه CGS (درصد مولی)

Table (2) Composition of the percentage of gas entering the CGS station (molar percentage)

Material	Value
Methane	93.89

Parameter	FEED	1	2	3	4	5	Product	3-1
Temperature (°C)	21.00	20.85	20.75	20.70	20.68	20.65	20.62	20.62
Pressure (psig)	700.0	650.0	550.0	450.0	350.0	300.0	249.8	249.8
Molar Flow	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Heat Flow (kW)	-	-	-	-	-	-	-	-
	8.479e+004	8.479e+004	8.479e+004	8.479e+004	8.479e+004	8.479e+004	8.479e+004	8.479e+004

شکل (۲) منحنی تشکیل هیدرات برای گاز مورد نظر را نشان می‌دهد. هیدرات های گازی در حد فاصل این دو منحنی تشکیل می‌شود.

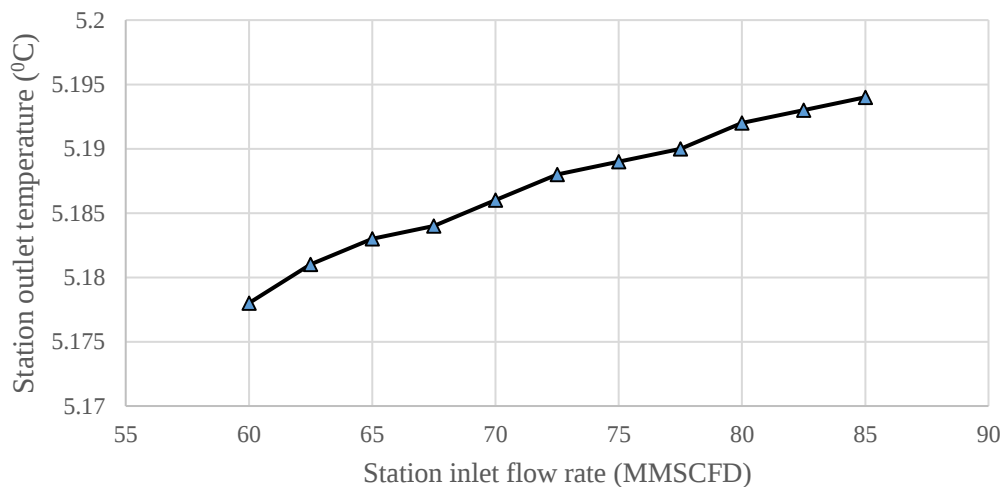


شکل (۲) منحنی تشکیل هیدرات های گازی

Figure (2) Gas hydrate formation curve

با توجه به اینکه فشار خروجی از ایستگاه CGS برابر با ۲۵۰ psia می باشد و همچنین در شکل بالا، نقطه تشکیل هیدرات در فشار ۲۵۰ psia تقریباً برابر با ۱/۵ درجه سانتیگراد می باشد. در نتیجه دمای ورودی به رگلاتور باید حداقل ۲۱ درجه سانتیگراد در فشار ورودی ۸۰۰ psia و ۹۴۴۵۶ m³/hr باشد تا از تشکیل هیدرات جلوگیری شود. با توجه به اینکه دمای گاز ورودی ایستگاه قلعه حاتم ۱۲ تا ۲۶ درجه سانتیگراد می باشد لذا می توان گفت یکی از سناریوهای کاهش مصرف انرژی در ایستگاه ها خاموش کردن هیترها زمانی است که دمای ورودی به ایستگاه بالای ۲۱ درجه سانتیگراد با کنترل دقیق دما می باشد.

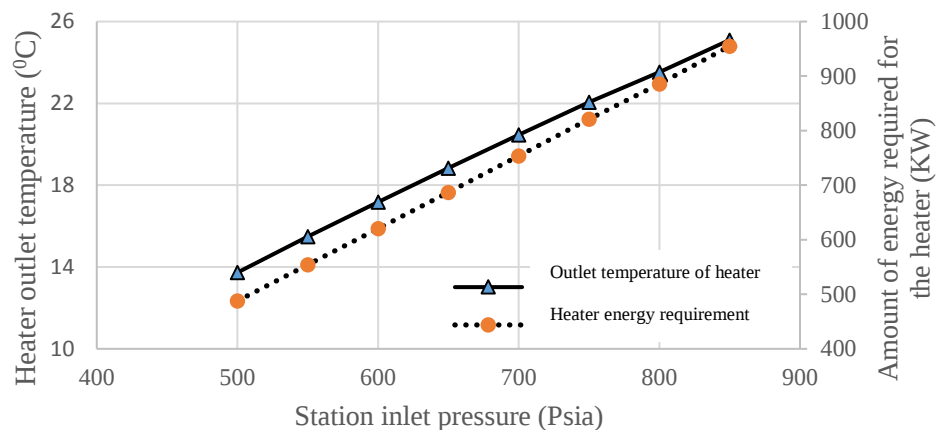
همچنین نمودار تغییرات دمای خروجی بر حسب دبی ورودی به ایستگاه در شکل (۳) نشان داده شده است. با توجه به اینکه دمای خروجی از هیتر با دمای ورودی به ایستگاه در دمای ۲۱ درجه سانتیگراد تنظیم شده است لذا دمای خروجی از ایستگاه در حدود ۵ درجه سانتیگراد ثابت باقی مانده است که از دمای تشکیل هیدرات حدود 3.5 درجه سانتیگراد بالاتر می باشد در نتیجه ایستگاه بدون اضافه کردن مواد بازدارنده یا مصرف انرژی می تواند فعالیت نماید.



شکل (۳) نمودار تغییرات دمای خروجی ایستگاه بر حسب دبی ورودی در فشار ۷۰۰psia و دمای ۲۱ درجه سانتیگراد

Figure (3) Diagram of changes in station outlet temperature depending on inlet flow rate at 700 psia pressure and 21 degrees Celsius temperature

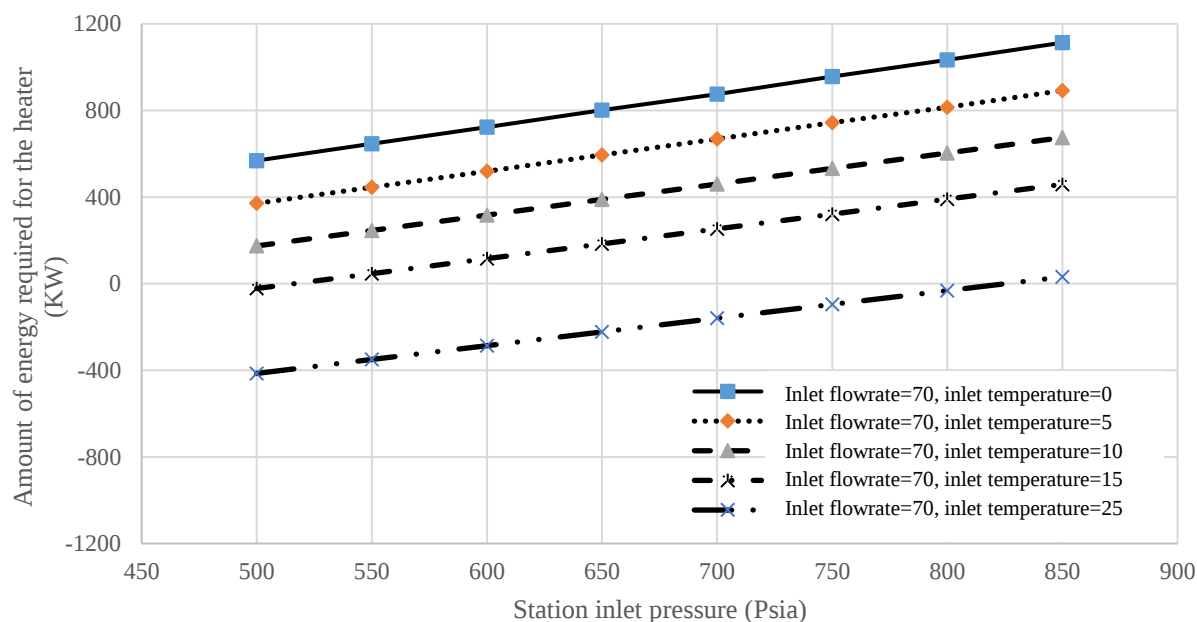
شکل (۴) نمودار تغییرات دمای خروجی هیتر و مقدار انرژی مورد نیاز برای رسیدن هیتر به این دما در فشارهای مختلف ورودی به ایستگاه در دمای ورودی ایستگاه برابر با صفر درجه سانتیگراد و دبی $70842\text{m}^3/\text{hr}$ را نشان می دهد. همانطور که در شکل نشان داده شده است برای اینکه دمای خروجی از هیتر از نقطه تشکیل هیدرات با یک اطمینانی دور باشد (حدود 3.5 درجه بالاتر از نقطه تشکیل هیدرات در فشار ۲۵۰) باید دمای ورودی به رگلاتور بالاتر از ۱۴ درجه سانتیگراد باشد همچنین هر چه فشار ورودی به ایستگاه بالاتر رود باید دمای خروجی هیتر یا ورودی رگلاتور بالاتر باشد و مقدار انرژی مصرفی برای هیتر هم بالاتر می رود لذا برای بهینه سازی مصرف انرژی در ایستگاه باید کنترل دمای دقیق صورت گیرد و براساس دمای اندازه گیری، مقدار انرژی مصرفی را کنترل نمود.



شکل (۴) نمودار تغییرات دمای خروجی و انرژی مورد نیاز هیتر بر حسب فشار ورودی در دبی $70842 \text{ m}^3/\text{hr}$

Figure (4) Diagram of changes in outlet temperature and heater energy requirements depending on inlet pressure at a flow rate of $70842 \text{ m}^3/\text{hr}$

شکل (۵) نمودار تغییرات انرژی مورد نیاز برای گرم کردن گاز ورودی در هیتر بر حسب فشار ورودی به ایستگاه در دبی $82649 \text{ m}^3/\text{hr}$ در دماهای بین ۰ تا ۲۵ درجه سانتیگراد را نشان می دهد. همانطور که در شکل نشان داده شده است با کاهش دمای ورودی به ایستگاه نیاز به انرژی بیشتری برای بالا بردن دمای ورودی به رگلاتور جهت جلوگیری تشکیل هیدرات می باشد. لازم به ذکر است در صورتی که مقدار انرژی مورد نیاز در شکل منفی باشد نشان دهنده این است که نیاز به بالا بردن دمای ورودی به رگلاتور نیست. به عبارت دیگر می توان هیتر را از میسر حذف نمود یا خاموش نمود که این حالت در دمای ورودی به ایستگاه حدود ۲۵ درجه سانتیگراد اتفاق می افتد.



شکل (۵) نمودار تغییرات انرژی مورد نیاز هیتر بر حسب فشار ورودی در دبی $82649 \text{ m}^3/\text{hr}$ و دمای های مختلف

Figure (5) Diagram of changes in heater energy requirements depending on inlet pressure at $82649 \text{ m}^3/\text{hr}$ MMSCFD flow rate and different temperatures

۳- سناریوهای پیشنهادی :

در این پژوهش ۵ سناریو مختلف به منظور کاهش مصرف مواد شیمیایی و انرژی مورد بررسی جامع قرار گرفته است که برای هر سناریو شبیه سازی ایستگاه CGS انجام شده ، سناریوها عبارتند از:

- سناریو اول: امکان سنجی حذف اتیلن گلیکول از هیترهای غیرمستقیم
- سناریو دوم: جایگزینی هیتر با مبدل حرارتی لوله و پوسته
- سناریو سوم: امکان سنجی حذف هیتر در ایستگاه CGS
- سناریو چهارم: امکان سنجی بازیافت انرژی حاصل از فشارشکنی
- سناریو پنجم: استفاده از چند رگلاتور به صورت سری یا موازی به جای یک رگلاتور در ایستگاه

۳-۱- سناریو اول: امکان سنجی حذف اتیلن گلیکول از هیترهای غیرمستقیم

به منظور بررسی امکان حذف اتیلن گلیکول مدلسازی تغییرات دمایی آب هیتر از ۲۵ تا ۴۵ درجه سانتی گراد با گذشت زمان در بدترین شرایط دمایی و فشار ۱۰۰۰ psia و دمای متوسط ۲۰ درجه آب هیتر مطابق با داده های جدول (۴) انجام شد.

جدول (۴) مقادیر مربوط به شرایط ظرفیت حداکثر و بدترین شرایط آب و هوایی

Table (4) Values related to maximum and worst-case capacity conditions

Quantity	Overall heat transfer coefficient of heater	Thermal resistance of the shell	Heater water mass	Lateral area of gas coil	Gas mass flow rate	Initial temperature of heater water	Ambient temperature	Gas inlet temperature	Gas heat capacity	Water heat capacity Unit
Unit	$\text{Kw/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C/w}$	kg	m^2	Kg/s	$^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	$\text{J/kg} \cdot ^\circ\text{C}$	$\text{J/kg} \cdot ^\circ\text{C}$
Value	0.568	0.0418	12560	27	5.7	45	-29	5	2750	4200

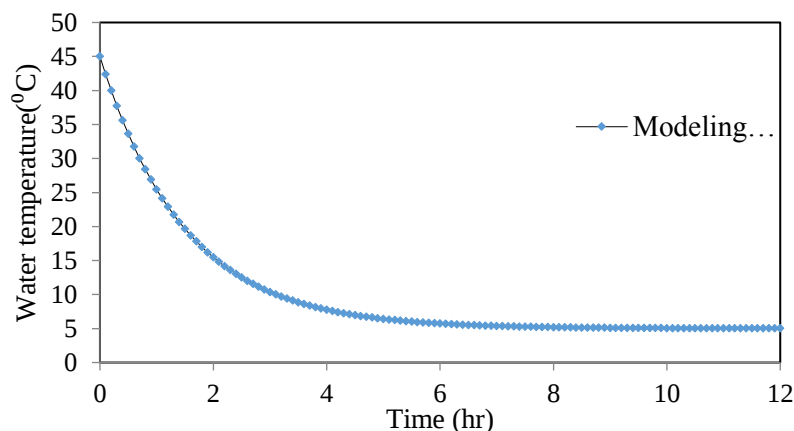
رابطه نهایی به صورت زیر حاصل شد.

$$t = -1.5 \ln \left(\frac{48368 - 9742T_w}{48368 - 9742T_{w,1}} \right) \quad (1)$$

همچنین برای شرایط ظرفیت کامل و بدترین شرایط محیطی معادله به صورت زیر است:

$$T_w = 5 + 40e^{-0.67t} \quad (2)$$

بر همین اساس منحنی تغییرات دمای آب هیتر بر حسب زمان به صورت زیر می باشد.



شکل (۶) نمودار مربوط به مدل سازی شرایط حداکثر ظرفیت ایستگاه

Figure (6) Diagram related to modeling maximum station capacity conditions

همانطور که دیده می شود، حدود یک ساعت بعد از خاموش شدن هیتر، دما از ۴۵ درجه به ۲۵ درجه می

رسد و همچنین بعد از حدود ۱۲ ساعت دمای آب هیتر به دمای ۵ درجه می رسد.

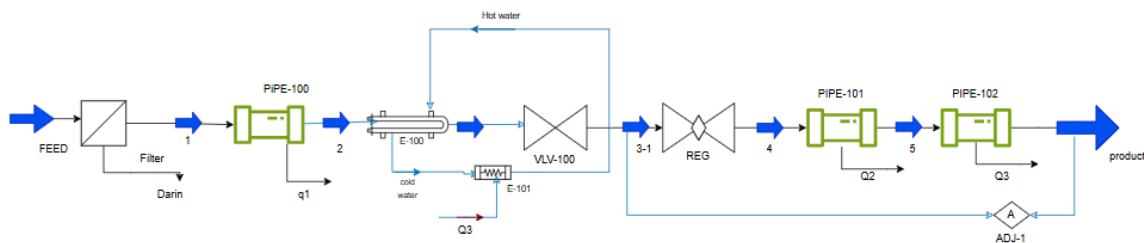
با این اوصاف برای افزایش ایمنی جهت جلوگیری از یخ زدگی در قسمت تخلیه هیتر می توان از گرمکن الکتریکی

و عایق اطراف لوله استفاده نمود. طول مسیر حدود 0.5 متر است. جرم آب موجود در آن برابر با 0.98 کیلو گرم

است. جهت افزایش ۵ درجه از صفر تا پنج درجه سانتی گراد ۲۱ کیلوژول مورد نیاز است. با یک کابل ۳۰ وات بر متر با طول یک متر و با حدود ۱۱ دقیقه این انرژی قابل تامین است. همچنین در ایستگاه های صعب العبور در صورت عدم تمهیدات لازم می توان از گلایکول استفاده نمود ولی برای ایستگاه های در دسترس با وجود نیروهای امدادی و سیستم مانیتورینگ به هیچ عنوان قابل توجیه نیست. میزان آب باقی مانده در گاز پس از فیلتراسیون کمتر از ۵ ppm بوده، دمای شبنم آب در فشار ۲۵۰ psia حدود ۳- درجه سانتی گراد است؛ از این رو در دماهای خروجی بالاتر از ۵ درجه سانتی گراد نیازی به تزریق MEG وجود ندارد. همچنین، ارزیابی ریسک خوردگی با استفاده از مدل CO₂ Corrosion نشان می دهد که در این شرایط دما و فشار، نرخ خوردگی ناچیز است و در نهایت، با استقرار سیستم مانیتورینگ آنلاین، این سناریو از نظر ایمنی کاملاً قابل اطمینان و ایمن ارزیابی می شود.

۳-۲- سناریو دوم: جایگزینی هیتر با مبدل حرارتی لوله و پوسته

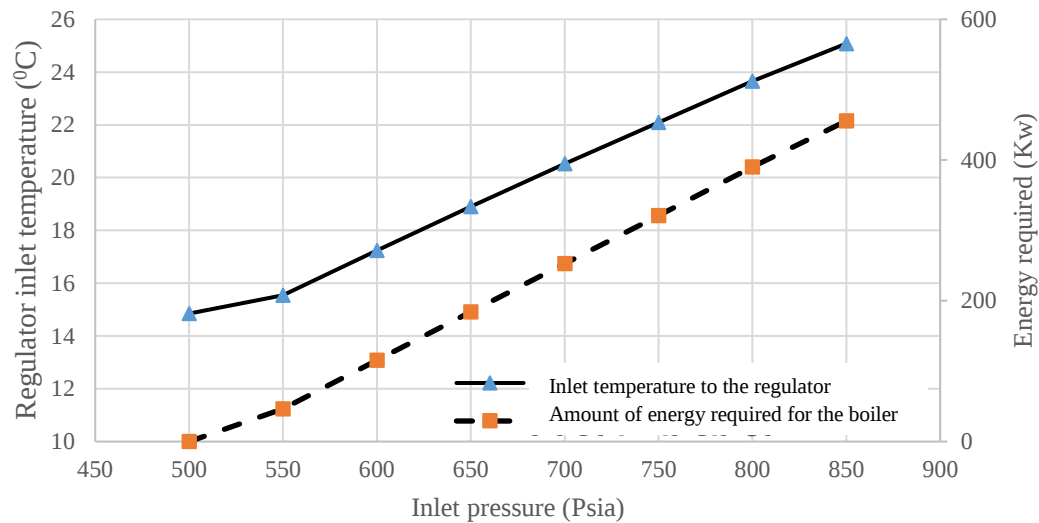
استفاده از مبدل پوسته و لوله به جای هیتر در ایستگاه CGS گاز می تواند بهبودهای قابل توجهی در عملکرد و کارایی سیستم ایجاد کند. این تغییرات از جمله افزایش بازده حرارتی، کاهش انرژی مصرفی و بهبود کیفیت فرآیند را به ارمغان می آورد. مبدل پوسته و لوله باعث افزایش سطح تماس بین گاز و محیط گرم می شود که این امر باعث افزایش انتقال حرارت و بهره وری بیشتر از انرژی موجود در گاز می شود. علاوه بر این، به دلیل ساختار مبدل پوسته و لوله، احتمال خرابی و نقصان در سیستم کاهش می یابد و نیاز به نگهداری و تعمیرات کمتری دارد. با این تغییر، انرژی مصرفی کاهش می یابد و کارایی سیستم بهبود می یابد. این به معنای کاهش هزینه ها و بهبود در عملکرد مالی سیستم است. همچنین، استفاده از مبدل پوسته و لوله به جای هیتر باعث کاهش آلودگی محیط زیست نیز می شود زیرا این روش کمترین تأثیر ممکن بر محیط زیست را دارد و انرژی را به صورت کارآمدتری استفاده می کند. بنابراین، جایگزین کردن مبدل پوسته و لوله به جای هیتر در ایستگاه CGS گاز نه تنها باعث بهبود عملکرد و کارایی سیستم می شود بلکه در کاهش هزینه ها و کاهش آلودگی محیط زیست نیز مؤثر است که شماتیک این فرایند در شکل (۷) نشان داده شده است. نتایج شبیه سازی نشان داد که با استفاده از مبدل حرارتی پوسته-لوله، انرژی مورد نیاز برای افزایش دمای گاز ورودی به رگالتور کاهش یافته و عملکرد حرارتی سیستم نسبت به هیتر غیرمستقیم بهبود می یابد.



شکل (۷) جایگزینی مبدل حرارتی لوله و پوسته به جای هیتر

Figure (7) Replacing the shell and tube heat exchanger with the heater

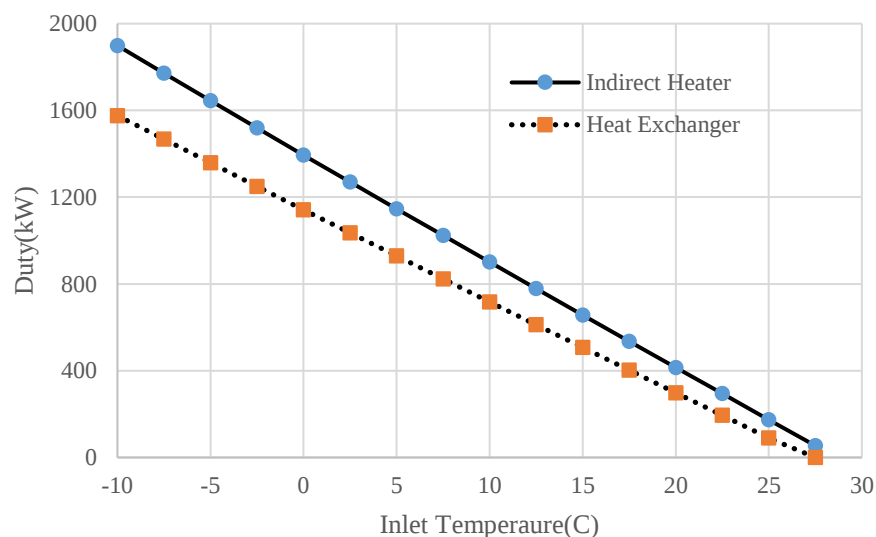
بدین منظور فرض می شود خوراکی با دبی $82649 \text{ m}^3/\text{hr}$ ، فشار 750 Psia و دمای 15 درجه سانتیگراد وارد ایستگاه می شود. در این سناریو از مبدل پوسته و لوله به جای هیتر استفاده می شود که میزان بخار آب توسط یک بویلر تامین می شود. با توجه به شکل بالا میزان دمای بخار آب ورودی به مبدل برابر با 40 درجه سانتیگراد، فشار ورودی برابر با 2.5 بار و دبی ورودی برابر با $14158 \text{ m}^3/\text{hr}$ می باشد در نتیجه میزان انرژی لازم برای تبدیل گاز ورودی از دمای 15 درجه سانتیگراد به دمای 22 درجه سانتیگراد برابر با 332 کیلو وات می باشد که دمای ورودی به رگلاتور توسط یک Adjust تنظیم شده است. هدف از این مبدل گرم کردن گاز ورودی به ایستگاه جهت جلوگیری از تشکیل هیدرات می باشد (برای اینکه در خروجی ایستگاه هیدرات تشکیل نگردد لازم است دمای خروجی از نقطه تشکیل هیدرات با چند درجه اطمینان بالاتر باشد که در این طرح 3.5 درجه بالاتر از نقطه تشکیل هیدرات در نظر گرفته شده است). لازم به ذکر است پس از اینکه گرمای لازم از آب گرم به گاز منتقل شد، آب خروجی از مبدل وارد یک بویلر می شود و در آن مشخصات مورد نیاز ورودی به مبدل تامین می شود. با توجه به اینکه دبی و دمای ورودی گاز کم یا افزایش یابد میزان انرژی مورد نظر هم تغییر می کند که در شکل (۸) تغییرات انرژی مورد نیاز در بویلر نسبت به فشار ورودی در صورتی که مشخصات بخار آب ورودی به مبدل یکسان باشد (دمای ورودی به ایستگاه برابر با 15 درجه سانتیگراد و دبی ورودی برابر با $82591 \text{ m}^3/\text{hr}$) نشان داده شده است.



شکل (۸) تغییرات دمای ورودی به رگلاتور و میزان انرژی مورد نیاز برای عدم تشکیل هیدرات در بویلر بر حسب فشار ورودی

Figure (8) Changes in inlet temperature to the regulator and the amount of energy required to prevent hydrate formation in the boiler depending on inlet pressure

شکل (۹) انرژی مورد نیاز برای گرم کردن آب ورودی به جریان آب گرم در مبدل های حرارتی پوسته و لوله و هیتر های موجود را نشان می دهد. که در دبی ورودی $94389 \text{ m}^3/\text{hr}$ و فشار 80 psia همانطور که در شکل مشخص است میزان انرژی مورد نیاز برای هیتر های موجود بیشتر از مبدل های حرارتی پوسته و لوله می باشد.



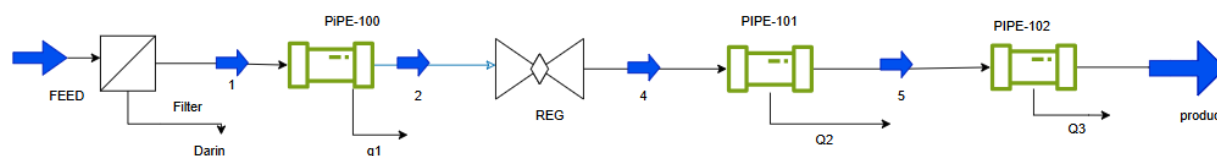
شکل (۹) مقایسه مبدل های پوسته و لوله با هیترهای غیر مستقیم

Figure (9) Comparison of shell and tube exchangers with indirect heaters

این اختلاف در مصرف انرژی بین دو سیستم به دلیل تفاوت در طراحی و کارایی آن‌هاست. مبدل‌های حرارتی پوسته و لوله به دلیل استفاده بهینه از جریان‌های حرارتی و تماس غیرمستقیم‌تر بین سیال‌ها، بازدهی بیشتری دارند و در نتیجه به انرژی کمتری برای دستیابی به دمای مورد نظر نیاز دارند. در مقابل، هیترهای غیرمستقیم به علت ساختار و مکانیسم عملکردشان، به انرژی بیشتری برای گرمایش آب نیاز دارند.

۳-۳- سناریو سوم: امکان سنجی حذف هیتر در ایستگاه CGS

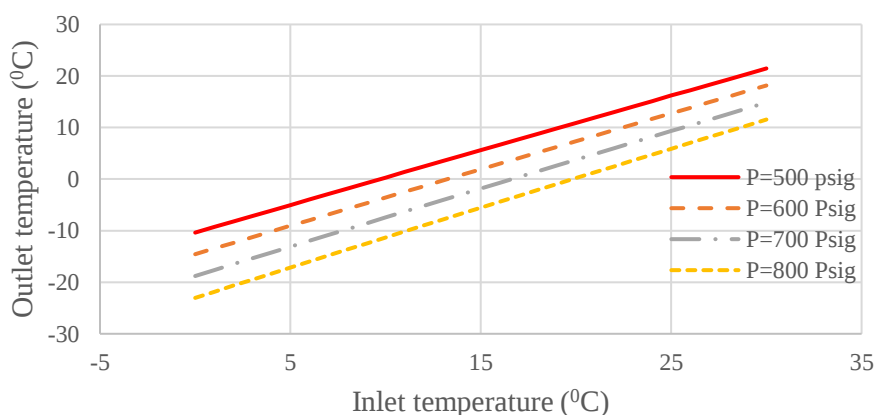
شکل (۱۰) یک ایستگاه CGS بدون هیتر را نشان می‌دهد.



شکل (۱۰) شماتیک ایستگاه CGS بدون هیتر

Figure (10) Schematic of CGS station without heater

بدین منظور برای بررسی عملکرد این سناریو، تاثیرات دما، فشار و دبی ورودی به ایستگاه بر عملکرد ایستگاه و همچنین نقطه تشکیل هیدرات مورد بررسی قرار می‌گیرد. همانطور که قبلاً بیان شد دمای ورودی به ایستگاه ۱۲ تا ۲۶ درجه سانتیگراد می‌باشد تاثیرات دمای ورودی از صفر تا ۳۰ درجه سانتیگراد در فشار و دبی ورودی به ایستگاه را مورد بررسی قرار می‌دهیم همانطور که در شکل (۱۱) نشان داده شده است.



شکل (۱۱) نمودار تغییرات دمای خروجی از ایستگاه به دمای ورودی (۹۴۳۸۹ m³/hr)

Figure (11) Diagram of changes in outlet temperature from station to inlet temperature (94389 m³/hr)

هر چقدر دمای ورودی بالاتر باشد دمای خروجی از ایستگاه هم بالاتر خواهد بود به عنوان مثال در فشار ۵۰۰ psia، اگر دمای ورودی بالاتر از ۱۱ درجه سانتیگراد باشد بدون هیتر در خروجی ایستگاه هیدرات تشکیل نمی‌شود. در نتیجه برای زمانی که دمای خط ورودی به ایستگاه بالا باشد نیاز به روشن کردن هیتر نمی‌باشد که

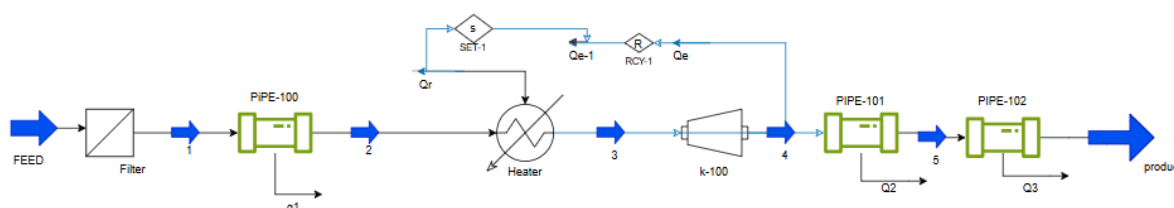
باعث صرفه جویی در مصرف انرژی و همچنین کاهش گازهای گلخانه‌ای می‌شود [12]. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که دما و فشار ورودی به ایستگاه، خیلی بیشتر از دبی ورودی به ایستگاه بر روی دمای خروجی از ایستگاه تاثیر دارد. همانطور که در شکل (۱۲) مشخص است با استفاده از مدل Ng & Robinson و هم مدل CSM هیدرات تشکیل نمی‌شود. این سناریو صرفاً برای شرایط پایدار با دمای ورودی بالای 21°C پیشنهاد شده و در عمل، یک سیستم کنترل هوشمند به همراه آلارم و خاموش کردن خودکار هیتر بهتر است طراحی شود.

شکل (۱۲) تشکیل یا عدم تشکیل هیدرات در خروجی ایستگاه

Figure (12) Formation or absence of hydrate formation at the station outlet

۳-۴- سناریو چهارم: امکان سنجی بازیافت انرژی حاصل از فشارشکنی

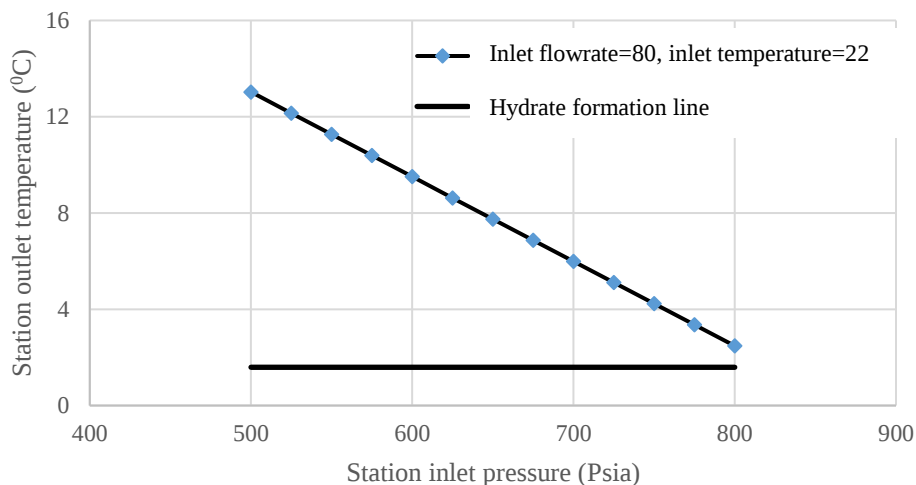
در این سناریو، توربین انبساطی به جای شیر فشارشکن و گرم‌کن برقی به جای هیتر مورد بررسی قرار می‌گیرد. جایگزینی توربین به جای شیر فشارشکن در یک ایستگاه تولید برق یا نیروگاه (CGS) می‌تواند یک پروژه مهم و تأثیرگذار باشد که ممکن است اثرات گسترده‌ای داشته باشد [13]. این تغییر می‌تواند از لحاظ فنی، عملیاتی و اقتصادی تأثیرات مختلفی داشته باشد. شماتیک ایستگاه CGS با جایگزینی توربین به جای رگلاتور در شکل (۱۳) نشان داده شده است. از انرژی تولید شده توسط توربین می‌توان برای تامین انرژی در هیتر استفاده نمود.



شکل (۱۳) شماتیک ایستگاه CGS با جایگزینی توربین به جای رگلاتور

Figure (13) Schematic of CGS station with turbine replaced by regulator

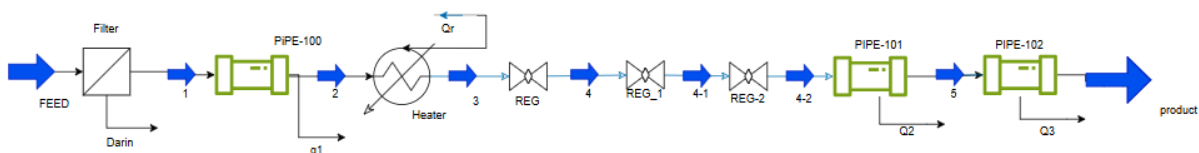
نمودار تغییرات دمای خروجی از ایستگاه بر حسب فشار ورودی به ایستگاه در دمای ۲۲ درجه سانتیگراد و $94389 \text{ m}^3/\text{hr}$ در شکل (۱۴) نشان داده شده است. با افزایش فشار، دمای خروجی از ایستگاه کاهش می یابد اما به نقطه تشکیل هیدرات نمی رسد لذا می توان نتیجه گرفت اگر دمای ورودی به ایستگاه بالای ۲۲ درجه سانتیگراد و فشار و ورودی به ایستگاه زیر 800 psia باشد دمای خروجی به نقطه تشکیل هیدرات نمی رسد و می توان از انرژی تولید شده در توربین برای انرژی مورد نیاز هیتر استفاده نمود.



شکل (۱۴) تغییرات دمای خروجی ایستگاه به فشار ورودی ایستگاه در دمای ورودی ۲۲

Figure (14) Changes in station outlet temperature to station inlet pressure at inlet temperature 22

۳-۵- سناریو پنجم: استفاده از چند رگلاتور به صورت سری یا موازی به جای یک رگلاتور در ایستگاه CGS
 شکل (۱۵) شماتیک ایستگاه CGS با سه رگلاتور به صورت سری بعد از هیتر را نشان می دهد در این حالت به جای اینکه در یک رگلاتور فشار کاهش پیدا کند در سه رگلاتور به صورت سری به صورت یکسان فشار کاهش پیدا می کند.



شکل (۱۵) شماتیک ایستگاه CGS همراه با سه رگلاتور به صورت سری

Figure (15) Schematic of CGS station with three regulators in series

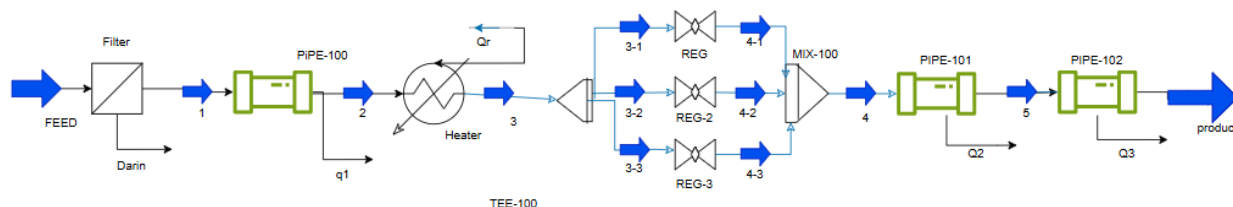
هدف از این سناریو این است که با قرار گرفتن چند رگلاتور آیا دمای خروجی کمتر از حالتی است که فقط یک رگلاتور داریم یا خیر.

جدول (۵) موازنه جریان مواد برای جایگذاری ۳ رگلاتور سری به جای ۱ رگلاتور

Table (5) Material flow balance for placing 3 series regulators instead of 1 regulator

[illegible]

همانطور که جدول بالا مشخص شده است اگر دمای ورودی به ایستگاه برابر با ۱۵ درجه سانتیگراد و فشار ورودی برابر با ۸۰۰ psia و دبی ورودی $94456 \text{ m}^3/\text{hr}$ باشد باید دمای ورودی به رگلاتورها برابر با 23.73 درجه سانتیگراد باشد تا دمای خروجی از ایستگاه برابر با ۵ درجه سانتیگراد باشد تا در خروجی ایستگاه هیدرات تشکیل نگردد. در نتیجه این سناریو که رگلاتورها به صورت سری در کنار هم قرار گیرند اقتصادی نمی‌باشد زیرا علاوه بر هزینه سرمایه‌گذاری رگلاتورها میزان دمای ورودی به رگلاتورها باید بالاتر از یک رگلاتور باشد. شماتیک استفاده از ۳ رگلاتور به صورت موازی به جای یک رگلاتور در شکل (16) نشان داده شده است.



شکل (۱۶) شماتیک ایستگاه CGS همراه با سه رگلاتور به صورت موازی

Figure (16) Schematic of CGS station with three regulators in parallel

موازنه مواد جریان ها در جدول (۵) نشان داده شده است همانطور که مشخص است برای اینکه دمای خروجی از ایستگاه برابر با ۵ درجه سانتیگراد باشد (در فشار ۲۵۰ Psia) دمای خروجی از هیتر باید 23.73 درجه سانتیگراد باشد تا از تشکیل هیدرات جلوگیری شود.

جدول (۵) موازنه جریان مواد برای جایگذاری ۳ رگلاتور موازی به جای ۱ رگلاتور

Table (5) Material flow balance for placing 3 parallel regulators instead of 1 regulator

Parameter	FEED	1	2	5	Product	3	3 - 1
Vapor Fraction	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Temperature (°C)	15.00	15.00	23.73	23.50	5.50	5.50	5.50
Pressure (psig)	700.0	695.0	690.0	690.0	249.8	250.0	250.0
Mass Flow (kg/h)	1.280e+003	1.280e+003	1.280e+003	1.280e+003	1.280e+003	1.280e+003	6.400e+002
Liquid Vol Flow (m3/h)	0.000e+000	0.000e+000	0.000e+000	0.000e+000	0.000e+000	0.000e+000	0.000e+000
Heat Flow (kW)	-8.479e+004	-8.479e+004	-8.420e+004	-8.420e+004	-8.510e+004	-8.510e+004	-4.255e+004

همانطور که در این سناریو بیان شد جایگذاری ۳ رگلاتور به صورت سری یا موازی به جای یک رگلاتور، تاثیر مثبتی بر عدم تشکیل هیدرات ندارد. به عبارت دیگر، این سناریو نشان می دهد که این روش نمی تواند به طور قابل ملاحظه ای به صرفه جویی در مصرف انرژی منجر شود. در سناریوی سری، افت فشار در چند مرحله انجام می شود که هر مرحله افت دمای کمتری دارد، اما دمای ورودی موردنیاز همچنان بالاست و هزینه سرمایه گذاری چند رگلاتور توجیه پذیر نیست. در حالت موازی نیز دبی هر رگلاتور کاهش می یابد ولی دمای خروجی تفاوتی با حالت تک رگلاتوری ندارد، بنابراین تأثیری در کاهش مصرف انرژی ندارد.

نتیجه گیری

در جدول (۶) مزایای سناریوهای پیشنهادی به همراه بررسی های فنی و اقتصادی هر سناریو آورده شده است. که هزینه سرمایه گذاری بر اساس قیمت تجهیزات، نصب، راه اندازی و ابزار دقیق برآورد شده است. هزینه های بهره برداری شامل مصرف سوخت، برق، مواد شیمیایی و تعمیرات و نگهداری سالانه است. صرفه جویی سالانه از

اختلاف هزینه‌های بهره‌برداری قبل و بعد از اجرای هر سناریو محاسبه شده و دوره بازگشت سرمایه از نسبت هزینه سرمایه‌گذاری به صرفه‌جویی خالص سالانه به دست آمده است.

جدول (۶) بررسی فنی و اقتصادی سناریوهای پیشنهادی

Table (6) Technical and economic analysis of proposed scenarios

Scenario	Technical Benefits	Technical Considerations and Limitations	Investment (billion IRR)	Operation and Maintenance Cost (billion IRR/year)	Annual Savings (billion IRR/year)	Payback Period (years)	Most Suitable Application Conditions
Heater Elimination	Elimination of fuel consumption, reduction in pollutant emissions, and lower maintenance costs	Requires precise control of the outlet temperature and prevention of hydrate formation	0	0	63	0	Stations with an inlet temperature above 21 °C
Replacement of the Heater with a Shell-and-Tube Heat Exchanger	Improved heat transfer efficiency, reduced energy consumption, and increased reliability	Design must be based on flow rate, pressure, and allowable pressure drop	130	11	130	1	Stations with stable operating loads
MEG Elimination	Elimination of chemicals, reduction in environmental pollution, and lower operating costs	Feasible provided that the dew point is controlled and hydrate formation is prevented	50	0	20	2.5	Stations with suitable temperature conditions
Energy Recovery Using an Expansion Turbine	Electricity generation, improved overall efficiency, and recovery of pressure energy	Requires sufficient flow rate and pressure differential, with a relatively high initial investment	2,600	0	5,000	0.52	Stations with high flow rates and high pressure

بر اساس نتایج ارزیابی فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی، سناریوهای پیشنهادی از نظر قابلیت اجرا و اثربخشی مورد مقایسه قرار گرفتند. معیارهای فنی شامل کاهش دمای خروجی، جلوگیری از تشکیل هیدرات، بهبود راندمان انرژی و افزایش قابلیت اطمینان بهره‌برداری، معیارهای اقتصادی شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، میزان صرفه‌جویی سالانه و دوره بازگشت سرمایه، و معیارهای زیست‌محیطی شامل کاهش مصرف سوخت، کاهش انتشار آلاینده‌ها و حذف یا کاهش مصرف مواد شیمیایی در نظر گرفته شدند. نتایج نشان داد که سناریوی بازیافت انرژی با استفاده از توربین انبساطی، با وجود نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بیشتر، به دلیل صرفه‌جویی قابل توجه در انرژی، امکان تولید برق و کوتاه بودن دوره بازگشت سرمایه، مناسب‌ترین گزینه برای برنامه‌ریزی بلندمدت محسوب می‌شود. همچنین، سناریوی جایگزینی هیت‌ر با مبدل حرارتی پوسته و لوله به دلیل بهبود راندمان انتقال حرارت، کاهش مصرف سوخت و هزینه‌های عملیاتی، به عنوان بهترین گزینه میان مدت معرفی می‌شود. سناریوی حذف هیت‌ر نیز در مناطقی با شرایط اقلیمی مناسب و دمای ورودی نسبتاً بالا، به عنوان راهکاری کوتاه‌مدت و کم‌هزینه قابل اجرا است، مشروط بر آنکه کنترل دقیق دمای خروجی و جلوگیری از تشکیل هیدرات تضمین شود. در مجموع، اجرای ترکیبی سناریوهای بازیافت انرژی با توربین انبساطی و استفاده از مبدل حرارتی پوسته و لوله می‌تواند ضمن حداکثرسازی بهره‌وری انرژی، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، افزایش قابلیت اطمینان فرآیند و کاهش اثرات زیست‌محیطی، بیشترین بازده اقتصادی و سودآوری را برای ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز به همراه داشته باشد.

تقدیر و تشکر:

از شرکت گاز استان لرستان که این پژوهش را مورد حمایت مالی خود قرار دادند کمال تشکر را داریم.

مراجع

- 1) Jokar, S., Rahimpour, M., & Shariati A. (2016). Heat exchanger application for environmental problem-reducing in flare systems of an oil refinery and a petrochemical plant: Two case studies. *Applied Thermal Engineering*, 106, 796-810. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.06.050>.
- 2) Shams., J., & Karami, B. (2015). "Natural Gas and Gas Refineries of Iran," , First Edition, National Iranian Gas Company Publications, Tehran, Iran, in Persian
- 3) Kardari, H. (2008). "Introduction to Gas Pressure Boosting Stations" First Edition, National Iranian Gas Company Publications, in Persian.

- 4) Nord, L.O., Anantharaman, R., & Bolland, O. (2009). Design and off-design analyses of a pre-combustion CO₂ capture process in a natural gas combined cycle power plant, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3 (4), 385-392. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.02.001>
- 5) Wang, C., He, B., Sun, S., Wu, Y., Yan, N., Yan, L., & Pei, X. (2012). Application of a low-pressure economizer for waste heat recovery from the exhaust flue gas in a 600 MW power plant, *Energy*, 48, 196-202. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.01.045>
- 6) Rastegar, S., & Saadeddin S. (2013), "presenting a thermodynamic model to prevent gas hydrate formation in natural gas pressure reduction station," , Second National Gas Hydrate Conference of Iran, Semnan, Iran, in Persian
- 7) Bayat, A., Abbaspour Thani, K., Heidari, F., & Vosouq, M. (2016). "Thermodynamic analysis of gas heater in Zanjan gas pressure reduction station", National Conference on Modern Research in Technical Sciences and Engineering, Ardabil, Iran, in Persian
- 8) Mostafavi. S.A., Shirazi, M. (2020). Thermal modeling of indirect water heater in city gate station of natural gas to evaluate efficiency and fuel consumption, *Energy*, 212, 118390. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118390>.
- 9) Bielka, P., Kuczyński, S. (2022). Energy Recovery from Natural Gas Pressure Reduction Stations with the Use of Turboexpanders: Static and Dynamic Simulations. *Energies*, 15(23), 8890. <https://doi.org/10.3390/en15238890>.
- 10) Moghaddas-Zadeh, N., Farzaneh-Gord, M., Ebrahimi-Moghadam, A., Bahnfleth, W.P.(2023). Techno-economic assessment of a proposed novel hybrid system for natural gas pressure reduction stations. *Process Safety and Environmental Protection*. 178, 905-918. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.08.082>.
- 11) Ebrahimi Saryazdi, S.M., Rezaei, F., Saboohi, Y., Sassani, F. (2023). Multi-objective optimization of preheating system of natural gas pressure reduction station with turbo-expander through the application of waste heat recovery system. *Thermal Science and Engineering Progress*, 38, 101509, <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2022.101509>
- 12) Jabarpoor, A. R., Javanmardi, J., Roostaei, M., Nasrifar, K., Parvasi, P., Alavi, F., & Jokar, S.M. (2021). Possibility of Gas Heater Elimination for City-Gate Gas Stations in Hot-Climate Regions of Fars Province. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 19(113), 62-73. in Persian
- 13) zaroushani, V., mirzakhani, H., & khajehnasiri, F. (2023). Investigating Effective Parameters in Hazardous Areas of City Gas Station (CGS), Through Modeling Using PHAST Software. *Iranian Journal of Chemical Engineering*, 19(4), 38-51. <https://doi.org/10.22034/ijche.2023.369154.1463>

