



Review Article



DOI: 10.22034/farayandno.2026.2092515.2060



This journal is an open access journal licensed under an Attribution-Non Commercial 4.0 International Licenses (CC BY-NC 4.0).

Routine Flaring Analysis and Flare Gas Recovery Design and Implementation

Hossein Ghasempour¹, Asghar Abdolmohammadi¹, Ali Tarjomannejad^{1*}

¹ Tabriz Oil Refining Company, Tabriz, East Azerbaijan, Iran

Received: 25 Jun 2026

Accepted: 19 Aug 2026

Abstract

Routine flaring at Tabriz Oil Refining Company was investigated through an integrated approach combining source reduction and flare gas recovery. The study first monitored flare gas flowrate and composition, corrected measured flowrates based on gas composition, and inspected 492 points in the flare network to identify avoidable flaring sources. The stable routine flaring rate was estimated at 2.8–2.9 t/h, and 23 points were found to have a significant contribution. Corrective actions reduced routine flaring by about 700–800 kg/h. The remaining recoverable gas was then treated in an implemented flare gas recovery unit consisting of liquid separation, two-stage liquid ring compression, interstage cooling, amine absorption, and delivery to the fuel gas network. The average recovered gas flowrate was about 1050 Nm³/h. The project achieved an estimated net operating benefit of 0.76 million USD/year, a simple payback period of 5.5–6 years, and gross avoided CO₂ emissions of about 27,000 t/year.

Keyword: Flare System; Flare Gas Recovery; Emission Reduction; Refinery Fuel Gas; Liquid-Ring Compressor

* ali.tarjoman@gmail.com

Please Cite This Article Using:

Ghasempour, H., Abdolmohammadi, A., Tarjomannejad, A., "Routine Flaring Analysis and Flare Gas Recovery Design and Implementation at Tabriz Oil Refining Company", Journal of Farayandno – Vol. 21 – No. 94, pp. 95-114, In Persian, (2026).



DOI: 10.22034/farayandno.2026.2092515.2060



This journal is an open access journal licensed under an
Attribution-Non Commercial 4.0
International Licenses (CC BY-NC 4.0).

تحلیل فلرینگ روتین، طراحی و اجرای واحد بازیافت گاز مشعل

حسین قاسم پور^۱، اصغر عبدالمحمدی^۲، علی ترجمان نژاد^{۳*}

^۱ معاونت طرحها و توسعه، شرکت پالایش نفت تبریز، تبریز، آذربایجان شرقی، ایران

^۲ مدیر طرحها و توسعه، شرکت پالایش نفت تبریز، تبریز، آذربایجان شرقی، ایران

^۳ رئیس پژوهش و فناوری، شرکت پالایش نفت تبریز، تبریز، آذربایجان شرقی، ایران

دریافت: ۱۴۰۵/۰۴/۰۴ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۵/۲۸

چکیده

فلرینگ روتین در شرکت پالایش نفت تبریز با رویکردی یکپارچه شامل کاهش جریان در مبدأ و بازیافت گاز مشعل بررسی شد. ابتدا دبی و ترکیب گاز فلر پایش و دبی‌های اندازه‌گیری شده بر اساس ترکیب گاز تصحیح شد. سپس ۴۹۲ نقطه در شبکه فلر بررسی شد تا منابع قابل اجتناب شناسایی شوند. دبی پایدار فلرینگ روتین حدود ۲/۸ تا ۲/۹ تن بر ساعت برآورد شد و ۲۳ نقطه در افزایش آن نقش مؤثر داشتند. اقدامات اصلاحی، فلرینگ روتین را حدود ۷۰۰ تا ۸۰۰ کیلوگرم بر ساعت کاهش داد. گاز باقیمانده در واحد اجرا شده، شامل جداسازی مایعات، تراکم دو مرحله‌ای با کمپرسور رینگ مایع، خنک‌کاری بین مرحله‌ای، جذب آمین و ارسال به شبکه سوخت، بازیافت شد. میانگین دبی عملیاتی گاز بازیافتی حدود ۱۰۵۰ نرمال مترمکعب بر ساعت بود. منفعت خالص عملیاتی ۰/۷۶ میلیون دلار در سال، دوره بازگشت سرمایه ۵/۵ تا ۶ سال و کاهش انتشار ناخالص حدود ۲۷ هزار تن CO₂ در سال برآورد شد.

کلمات کلیدی: بازیافت گاز فلر؛ کاهش انتشار؛ گاز سوخت پالایشگاه؛ کمپرسور رینگ مایع

* ali.tarjoman@gmail.com

۱- مقدمه

سامانه فلر یکی از اجزای بنیادین حفاظت فرایندی در پالایشگاه‌ها، واحدهای فرآورش گاز و مجتمع‌های پتروشیمی است. این سامانه برای جمع‌آوری، هدایت و سوزاندن کنترل‌شده گازهای قابل‌اشتعال در شرایطی مانند افزایش فشار، عملکرد شیرهای اطمینان، تخلیه فشار تجهیزات، راه‌اندازی یا توقف واحدها و سایر رخدادهای غیرعادی به کار می‌رود. استانداردهای API 521 و ISO 23251، طراحی سامانه‌های تخلیه فشار، هدرها، تجهیزات جداسازی، فلر و مسیرهای دفع گاز را بخشی جدایی‌ناپذیر از ایمنی تأسیسات نفت، گاز و پتروشیمی می‌دانند [۱، ۲]. بنابراین، کاهش فلرینگ نباید به معنای محدود کردن عملکرد فلر یا کاهش قابلیت دسترس‌پذیری آن در شرایط اضطراری تلقی شود.

با وجود نقش حیاتی فلر در ایمنی فرایند، ارسال مستمر گازهای قابل‌احتراق به مشعل در شرایط عادی موجب اتلاف انرژی و انتشار ناشی از احتراق می‌شود [۳]. مطالعات جهانی نیز نشان می‌دهند که فلرینگ همچنان بخش مهمی از اتلاف گاز در صنعت نفت و گاز است و حتی در صورت امکان فنی بازیافت، محدودیت زیرساخت، بازار مصرف، توجیه اقتصادی یا شرایط بهره‌برداری می‌تواند مانع کاهش آن شود [۴، ۵].

در تحلیل فلرینگ، باید میان فلرینگ اضطراری و فلرینگ روتین تمایز قائل شد. فلرینگ اضطراری، بخشی ضروری از راهبرد حفاظت از تجهیزات و کارکنان است و ممکن است در شرایط افزایش ناگهانی فشار، قطع یوتیلیتی، توقف اضطراری یا عملکرد شیرهای اطمینان رخ دهد. در مقابل، فلرینگ روتین به جریان‌های مستمر یا تکرارشونده‌ای گفته می‌شود که در شرایط عادی بهره‌برداری به مشعل ارسال می‌شوند و معمولاً می‌توان بخشی از آن‌ها را از طریق اصلاح تجهیزات، بهبود بهره‌برداری یا بازیافت گاز کاهش داد.

مطالعات انجام‌شده در پالایشگاه‌ها و تأسیسات فرآورش گاز نشان می‌دهند که بازیافت گاز مشعل، زمانی از نظر فنی و اقتصادی موفق خواهد بود که بر داده‌های واقعی دبی، فشار، ترکیب گاز و نوسانات بهره‌برداری استوار باشد [۶-۱۳]. دبی پایین و متغیر، فشار مکش نزدیک به فشار اتمسفریک، وجود مایعات همراه، تغییر ترکیب هیدروکربنی و احتمال حضور گازهای اسیدی، از جمله ویژگی‌هایی هستند که انتخاب فناوری و طراحی واحد بازیافت را پیچیده می‌کنند. به همین علت، اتکا به یک مقدار میانگین از دبی گاز فلر یا انتخاب فناوری صرفاً بر پایه تجربه سایر پالایشگاه‌ها، می‌تواند منجر به برآورد نادرست ظرفیت، انتخاب نامناسب تجهیز و افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری شود [۹-۱۴]. راهکارهای بازیافت و استفاده مجدد از گاز فلر متنوع‌اند و با توجه به ویژگی‌های گاز، مقیاس جریان و شرایط محل مصرف انتخاب می‌شوند. بازگرداندن گاز به شبکه گاز سوخت، تولید برق، تولید LNG و NGL، تولید هیدروژن یا متانول، تزریق مجدد و استفاده از گاز در واحدهای فرایندی، از جمله مسیرهای مطرح برای ارزش‌آفرینی از گازهای فلر هستند [۸، ۱۲، ۱۹-۱۵]. با این حال، همه این گزینه‌ها برای هر سایت مناسب نیستند. فشار هدر فلر، فشار مورد نیاز مصرف‌کننده، میزان و تغییرات دبی، کیفیت گاز، وجود H_2S و CO_2 ، نیاز به شیرین‌سازی، فاصله تا مصرف‌کننده، قابلیت اطمینان تجهیزات، هزینه انرژی و محدودیت‌های ایمنی، از عوامل تعیین‌کننده در انتخاب فناوری به شمار می‌روند [۱۰، ۱۳، ۲۱-۱۶].

در سامانه‌های بازیافت مبتنی بر تراکم، گاز فلر پس از جداسازی مایعات همراه و انجام آماده‌سازی‌های لازم، از فشار پایین هدر فلر به فشار مورد نیاز شبکه مصرف منتقل می‌شود. در این میان، اجکتورها و کمپرسورها دو گروه اصلی تجهیزات ایجاد مکش و افزایش فشار هستند. اجکتور به دلیل نداشتن اجزای متحرک و سادگی مکانیکی می‌تواند در

برخی کاربردها مزیت داشته باشد، اما به گاز محرک پرفشار وابسته است. در مقابل، سامانه‌های کمپرسوری امکان کنترل بیشتر بر فشار تحویل گاز را فراهم می‌کنند، هرچند نیازمند توجه دقیق به شرایط مکش، تغییرات ترکیب گاز، حفاظت در برابر جریان معکوس و پایداری بهره‌برداری هستند [۶، ۷، ۱۱، ۱۵].

کمپرسورهای رینگ مایع نیز به‌عنوان یکی از گزینه‌های قابل بررسی برای بازیافت گاز فلر در شرایط فشار مکش پایین مطرح شده‌اند. مطالعات شبیه‌سازی و طراحی نشان می‌دهند که عملکرد این تجهیزات باید با در نظر گرفتن ترکیب گاز، نسبت تراکم، نیازهای جانبی، مایع عامل و محدودیت‌های شبکه گاز سوخت ارزیابی شود و نمی‌توان انتخاب آن‌ها را به همه سایت‌ها تعمیم داد [۱۵]. از سوی دیگر، مطالعات جدیدتر تأکید می‌کنند که مقایسه فناوری‌های بازیافت باید تنها بر مبنای هزینه اولیه انجام نشود، بلکه شاخص‌هایی مانند کاهش انتشار، قابلیت اطمینان، مصرف انرژی، انعطاف‌پذیری در برابر نوسان خوراک و ارزش نهایی محصول نیز در تصمیم‌گیری لحاظ شوند [۱۷-۲۰].

مطالعات پیشین بازیافت گاز فلر عمدتاً بر شناسایی و کاهش منابع اتلاف، بهینه‌سازی شبکه گاز سوخت، بررسی گزینه‌های مصرف گاز فلر و ارزیابی فناوری‌های مکش و تراکم مانند اجکتور، کمپرسور گریز از مرکز و رینگ مایع متمرکز بوده‌اند. با این حال، در بسیاری از مطالعات، ارتباط میان اندازه‌گیری واقعی فلرینگ، شناسایی منابع قابل اجتناب، اصلاح تجهیزات، انتخاب فناوری و نتایج بهره‌برداری صنعتی به‌صورت یکپارچه بررسی نشده است. ارزش افزوده این پژوهش، ارائه یک رویکرد صنعتی مرحله‌ای مبتنی بر داده‌های واقعی شبکه فلر است. در این رویکرد ابتدا دبی، فشار و ترکیب گاز پایش می‌شود؛ سپس منابع قابل اجتناب مانند نشتی تجهیزات، مسیرهای غیرضروری و عملکرد نامناسب شیرهای کنترل شناسایی و اصلاح می‌شوند. در نهایت، جریان پایدار باقی‌مانده پس از این اصلاحات، مبنای تعیین ظرفیت و انتخاب فناوری واحد بازیافت گاز فلر قرار می‌گیرد.

بنابراین، نوآوری پژوهش در ارائه فناوری یا مدل ترمودینامیکی جدید نیست، بلکه در مستندسازی و تحلیل یک تجربه اجرایی یکپارچه برای کاهش فلرینگ روتین و انتخاب و پیاده‌سازی واحد بازیافت گاز فلر در مقیاس صنعتی است. این ترتیب از طراحی بیش‌ازحد واحد FGR^1 ، افزایش غیرضروری مصرف انرژی و تحمیل هزینه‌های اضافی جلوگیری می‌کند [۶، ۹، ۱۱، ۱۳، ۱۷].

هدف این مطالعه، تحلیل رفتار شبکه فلر پالایش نفت تبریز در شرایط بهره‌برداری عادی، شناسایی منابع مؤثر در ایجاد فلرینگ روتین و فراهم کردن مبنای فنی لازم برای انتخاب راهکار بازیافت گاز مشعل است. در این پژوهش، کاهش فلرینگ نه به‌عنوان جایگزین سامانه فلر، بلکه به‌عنوان ترکیبی از پایش واقعی شبکه، اصلاح منابع قابل کنترل و بازیافت ایمن جریان باقیمانده در نظر گرفته شده است.

۲- سامانه فلر و محدوده مطالعه

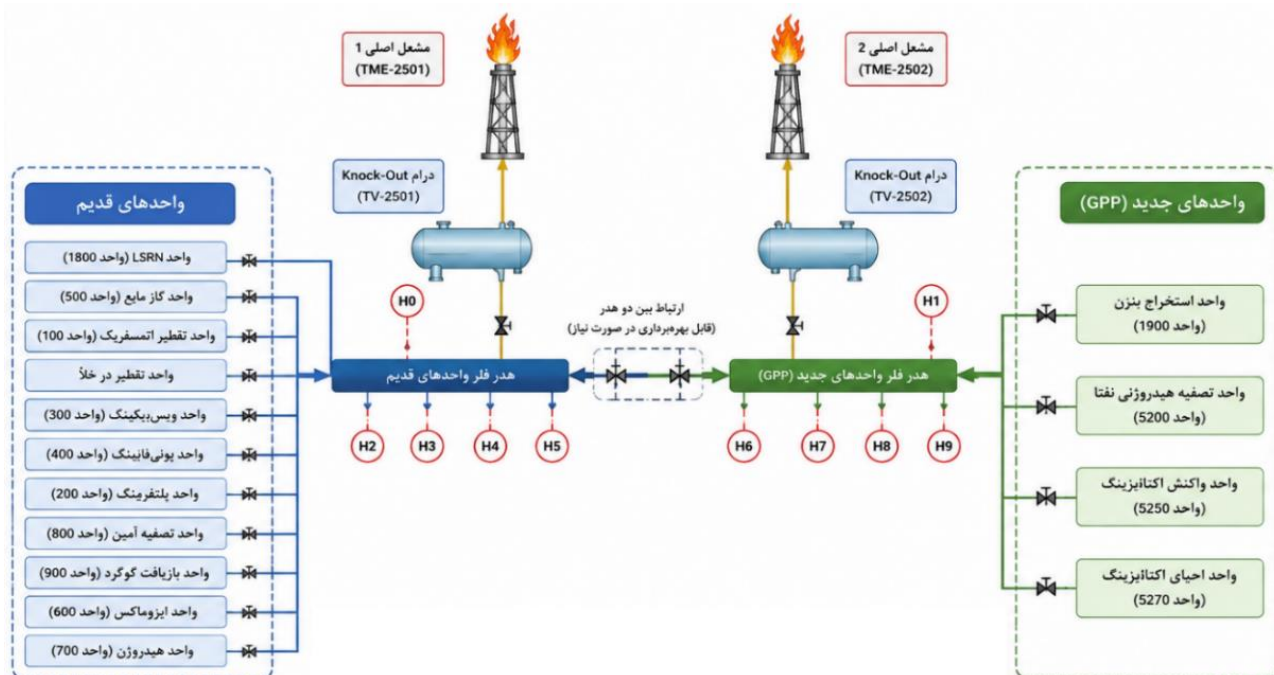
شبکه فلر مورد مطالعه در پالایش نفت تبریز از دو مشعل اصلی با شناسه‌های TME-2501 و TME-2502 تشکیل شده است که به‌ترتیب با درام‌های جداسازی مایعات همراه TV-2501 و TV-2502 در ارتباط هستند. گازهای تخلیه‌شده از واحدهای فرایندی، پس از جمع‌آوری در هدرهای فلر و عبور از درام‌های Knock-Out، به مشعل‌های اصلی هدایت می‌شوند. شبکه فلر شامل دو هدر اصلی واحدهای قدیم و جدید است. هدر قدیم به واحدهای اصلی

¹ Flare Gas Recovery

پالایشگاه از جمله تقطیر، ویسبریکر، پلتفرمینگ، ایزوماکس، هیدروژن، تصفیه آمین و بازیافت گوگرد متصل است و هدر جدید نیز جریان واحدهای استخراج بنزن، تصفیه هیدروژنی نفتا و اکتانایزینگ را دریافت می‌کند. بهره‌برداری شبکه می‌تواند با یک فلر مشترک یا دو فلر هم‌زمان انجام شود. این آرایش بر توزیع جریان و تفسیر دبی‌های اندازه‌گیری شده اثرگذار است. همچنین اختلاف مقادیر اندازه‌گیری می‌تواند ناشی از زمان اندازه‌گیری، تغییر شرایط واحدها، ترکیب گاز و جریان‌های گذرا باشد. مطالعه حاضر هدرها، خطوط انتقال، درام‌های جداسازی و تجهیزات متصل به شبکه را در شرایط عادی بهره‌برداری بررسی می‌کند و تمرکز آن بر جریان‌های مستمر یا تکرار شونده است. سناریوهای اضطراری مانند توقف واحدها، قطع یوتیلیتی و تخلیه فشار اضطراری خارج از دامنه این مطالعه بوده و باید در بررسی‌های ایمنی و ظرفیت‌سنجی شبکه فلر ارزیابی شوند.

جدول ۱- جمع‌بندی مطالعات پیشین و جایگاه مطالعه حاضر در بازیافت گاز مشعل

مطالعات پیشین	تمرکز اصلی	مراجع نمونه	محدودیت یا خلأ باقی‌مانده	جایگاه مطالعه حاضر
کاهش فلرینگ از طریق اصلاح شبکه و بهره‌برداری	شناسایی منابع اتلاف، کاهش نشتی‌ها، اصلاح مسیرهای غیرضروری و بهینه‌سازی بهره‌برداری	۵، ۸، ۱۲	ارتباط محدود میان اقدامات اصلاحی شبکه فلر و تعیین ظرفیت واقعی واحد بازیافت گاز مشعل	ترکیب پایش شبکه فلر، بررسی ۴۹۲ نقطه، شناسایی ۲۳ نقطه مؤثر و اصلاح منابع قابل اجتناب پیش از تعیین ظرفیت واحد بازیافت
بازیافت گاز فلر و تزریق به شبکه گاز سوخت	استفاده از ارزش حرارتی گاز فلر، کاهش اتلاف انرژی و جایگزینی بخشی از گاز سوخت مصرفی	۶، ۸، ۱۱، ۱۲	محدود بودن داده‌های واقعی بهره‌برداری صنعتی، دبی بازیافتی، فشار مکش و ترکیب گاز در بسیاری از مطالعات	ارائه داده‌های واقعی دبی، فشار، ترکیب گاز، عملکرد واحد، سهم کمتر از ۵ درصد از شبکه گاز سوخت و تحلیل اقتصادی پروژه اجرا شده
فناوری‌های ایجاد مکش و تراکم	بررسی سامانه‌های اجکتوری، کمپرسوری، کمپرسور گریز از مرکز و کمپرسور رینگ مایع	۷، ۱۵، ۱۶	وابستگی شدید انتخاب فناوری به شرایط واقعی سایت، از جمله فشار مکش، رطوبت گاز، نوسان دبی و ترکیب گاز	انتخاب کمپرسور رینگ مایع بر اساس فشار مکش پایین، گاز مرطوب، دبی متغیر، وجود ترکیبات اسیدی و نیاز به ارسال گاز به شبکه سوخت
مطالعات شبیه‌سازی و طراحی فرایندی	شبیه‌سازی بازیافت گاز فلر، مقایسه گزینه‌های فرایندی و ارزیابی فنی اولیه	۷، ۹، ۱۵، ۱۶	فاصله با محدودیت‌های اجرایی، الزامات ایمنی شبکه فلر، آرایش واقعی تجهیزات و داده‌های HMB واحد صنعتی	ارائه آرایش فرایندی اجرا شده شامل جداسازی مایعات، تراکم دومرحله‌ای، خنک‌کاری بین‌مرحله‌ای، جذب آمین و ارسال به شبکه گاز سوخت
مطالعات اقتصادی و زیست‌محیطی	برآورد منافع حاصل از بازیافت انرژی، کاهش مصرف سوخت و کاهش انتشار آلاینده‌ها	۱۰، ۱۱، ۱۳، ۱۴، ۱۹، ۲۰، ۲۱، ۲۲	اتکا به فرضیات عمومی و نبود ارتباط مستقیم با داده‌های واقعی عملکرد، هزینه‌های بهره‌برداری و شرایط سایت	برآورد منفعت خالص عملیاتی حدود ۰/۷۶ میلیون دلار در سال، دوره بازگشت سرمایه ۵/۵ تا ۶ سال و کاهش انتشار ناخالص حدود ۲۷ هزار تن CO ₂ در سال
مطالعات مشابه داخلی و خارجی	ارائه نمونه‌هایی از کاربرد بازیافت گاز فلر در پالایشگاه‌ها و واحدهای فرایندی مختلف	۶، ۷، ۱۰، ۱۴، ۱۹، ۲۱	تفاوت شرایط هر سایت و نبود قابلیت تعمیم مستقیم فناوری یا نتایج اقتصادی به همه پالایشگاه‌ها	انتخاب فناوری بازیافت باید بر اساس داده‌های واقعی هر سایت انجام شود و تجربه پالایش نفت تبریز به‌عنوان یک نمونه صنعتی اجرا شده ارائه می‌گردد

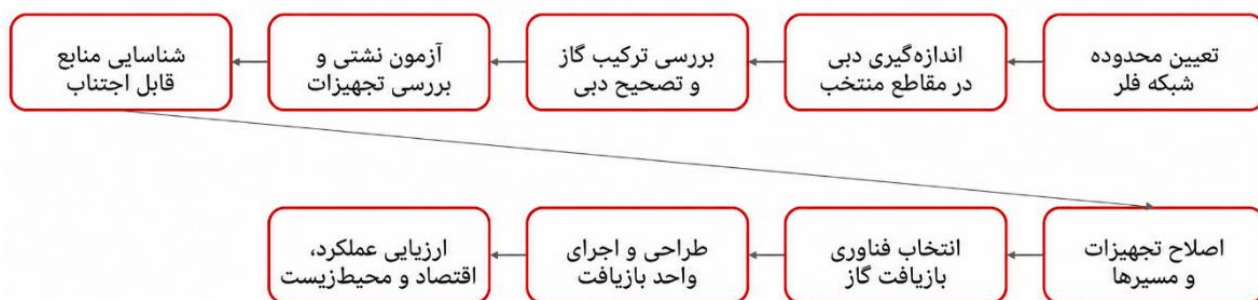


شکل ۱- شماتیک شبکه فلر، هدرهای واحد های قدیم و جدید و مسیر انتقال گاز به مشعل

توضیح: نقاط H1 تا H9 نشان دهنده مقاطع منتخب اندازه گیری میدانی در هدرها و شاخه های اصلی شبکه فلر هستند. این نقاط محل نصب دائم ابزار دقیق یا لزوماً ورودی و خروجی یک تجهیز مشخص نیستند و برای برآورد دبی عبوری، تفکیک سهم نسبی مسیرها و کنترل موازنه جریان در شبکه انتخاب شده اند.

۳- روش تحقیق

مطالعه حاضر با هدف تعیین دبی گاز ارسالی به فلر در شرایط عادی، شناسایی منابع مؤثر بر فلرینگ و برآورد سهم شیرهای کنترل انجام شد. روش کار شامل سه مرحله اصلی بود: اندازه گیری دبی و ترکیب گاز فلر، آزمون نشستی تجهیزات متصل به شبکه و تحلیل جریان عبوری از شیرهای کنترل. نتایج این مراحل برای شناسایی منابع قابل اجتناب فلرینگ و تعیین جریان باقیمانده قابل بازیافت مورد استفاده قرار گرفت. مراحل انجام پژوهش در شکل ۲ ارائه شده است.



شکل ۲- نمودار روش انجام پژوهش

۳-۱- اندازه‌گیری جریان گاز فلر

با توجه به فشار و سرعت پایین گاز در هدر فلر، از جریان‌سنج جرمی حرارتی برای اندازه‌گیری دبی استفاده شد. نقاط H0 تا H9 در هدرهای واحدهای قدیم و جدید تعریف شدند؛ H0 برای اندازه‌گیری دبی کل در آرایش تک‌فلر و دبی هدر واحدهای قدیم در آرایش دوفلر، H1 تا H5 برای بررسی واحدهای قدیم و H6 تا H9 برای واحدهای جدید در نظر گرفته شدند.

در آرایش تک‌فلر، جریان واحدهای قدیم و جدید به‌صورت مشترک و در آرایش دوفلر، هدرها به‌صورت تفکیک‌شده پایش شدند. این اندازه‌گیری‌ها امکان تعیین دبی کل و برآورد سهم نسبی بخش‌های مختلف در فلرینگ روتین را فراهم کرد.

به دلیل تغییرپذیری ترکیب گاز فلر، قرائت خام جریان‌سنج برای تعیین دقیق دبی کافی نبود. از این‌رو، ترکیب گاز هر جریان در نرم‌افزار شبیه‌سازی وارد و خواصی مانند وزن مولکولی، چگالی و ضریب تراکم‌پذیری محاسبه شد. سپس قرائت‌های پایدار جریان‌سنج با استفاده از این مشخصات تصحیح و به دبی حجمی در شرایط نرمال و دبی جرمی متناظر تبدیل شدند.

۳-۲- آزمون نشتی تجهیزات متصل به هدر فلر

برای شناسایی مسیرهای بالقوه ورود ناخواسته گاز به شبکه فلر، تجهیزات متصل به هدرهای قدیم و جدید بررسی شدند. دامنه آزمون شامل شیرهای کنترل، شیرهای اطمینان و شیرهای دستی بود. در مجموع، ۴۹۲ نقطه بالقوه شناسایی شد که شامل ۱۷ شیر کنترل، ۱۳۱ شیر اطمینان و ۳۴۴ شیر دستی بود.

برای ارزیابی نشتی شیرهای کنترل و شیرهای دستی، از بررسی حرارتی و در موارد لازم از روش آکوستیکی استفاده شد. در روش حرارتی، تفاوت دمای دو سمت تجهیز به‌عنوان شاخصی از احتمال عبور گاز بررسی شد. در روش آکوستیکی نیز تغییرات شدت صوت در مسیر ورودی، بدنه و خروجی شیر برای تشخیص عبور گاز مورد ارزیابی قرار گرفت. برای شیرهای اطمینان، روش آکوستیکی اهمیت بیشتری داشت؛ زیرا طول مسیر ورودی و شرایط دمایی خطوط متصل به PSV می‌تواند نتیجه‌گیری صرفاً بر مبنای دما را با عدم قطعیت همراه کند. نقاط دارای شواهد نشتی یا عبور گاز، بر اساس نوع تجهیز و اثر احتمالی آن‌ها بر فلرینگ دسته‌بندی شدند.

۳-۳- تحلیل شیرهای کنترل

برای شیرهای کنترلی که در شرایط بهره‌برداری عادی باز بودند یا احتمال عبور گاز از آن‌ها وجود داشت، دبی عبوری بر پایه مشخصات شیر و شرایط عملیاتی محاسبه شد. اطلاعات مورد استفاده شامل ضریب جریان، درصد بازشدگی، منحنی مشخصه شیر، فشار و دمای واقعی دو سمت شیر بود.

برای شیرهای واحدهای قدیم، اطلاعات سازنده Masoneilan و برای شیرهای واحدهای جدید، اطلاعات و محاسبات مبتنی بر نرم‌افزار Severn Glocon به‌کار گرفته شد. هدف این مرحله، تفکیک سهم شیرهای کنترل باز یا دارای عملکرد نامطلوب از دبی کل فلر و تعیین اولویت‌های اصلاحی بود.

اطلاعات محاسباتی مورد استفاده برای شیرهای کنترلی مؤثر در فلرینگ روتین در جدول ۲ خلاصه شده است. هدف از این محاسبات، تعیین سهم نسبی شیرهای مؤثر در جریان ارسالی به فلر و اولویت‌بندی اقدامات اصلاحی بوده است.

جدول ۲- اطلاعات محاسباتی مورد استفاده برای شیرهای کنترلی

ردیف	داده مورد استفاده	نماد یا واحد	نقش در محاسبه دبی عبوری
۱	ضریب جریان شیر	Cv	تعیین ظرفیت عبور جریان از شیر در شرایط مشخص
۲	درصد بازشدگی شیر	درصد	تعیین وضعیت واقعی شیر و میزان باز بودن مسیر عبور
۳	منحنی مشخصه شیر	خطی، هم‌درصد یا سریع‌بازشو	تبدیل درصد بازشدگی به ظرفیت مؤثر عبور جریان
۴	فشار بالادست شیر	barg	تعیین نیروی محرک جریان و اختلاف فشار دو سمت شیر
۵	فشار پایین‌دست شیر یا فشار هدر	barg	محاسبه اختلاف فشار و بررسی امکان عبور جریان به فلر
۶	دمای جریان در بالادست شیر	°C	اصلاح خواص گاز و شرایط واقعی محاسبه دبی
۷	ترکیب گاز عبوری	درصد مولی اجزا	تعیین وزن مولکولی، چگالی و سایر خواص مورد نیاز
۸	وزن مولکولی متوسط گاز	kg/kmol	محاسبه چگالی و تبدیل دبی حجمی به دبی جرمی
۹	چگالی یا ضریب تراکم‌پذیری گاز	kg/m ³	اصلاح محاسبات دبی در شرایط واقعی عملیاتی
۱۰	وضعیت بهره‌برداری مسیر	باز، بسته، نیمه‌باز یا دارای عبور احتمالی	تشخیص جریان عبوری روتین، گذرا یا قابل اجتناب است
۱۱	دبی عبوری محاسبه‌شده	Nm ³ /h یا kg/h	برآورد سهم احتمالی هر شیر در فلرینگ روتین
۱۲	اولویت اصلاحی	کم، متوسط، زیاد	تعیین اولویت تعمیر، تنظیم یا ایزوله‌سازی شیر

۴- نتایج و تحلیل شبکه فلر

۴-۱- دبی گاز ارسالی به فلر

نتایج پایش نشان داد که دبی گاز ارسالی به شبکه فلر به آرایش بهره‌برداری، وضعیت واحدهای فرایندی و ترکیب گاز وابسته است. به دلیل وابستگی عملکرد جریان‌سنج جرمی حرارتی به خواص گاز، نتایج پس از اعمال ضرایب تصحیح ترکیب گاز به صورت دبی جبران‌شده تحلیل شدند.

در مراحل اولیه اندازه‌گیری، دبی جبران‌شده کل گاز فلر مقادیر بالاتری نشان داد؛ از جمله ۱۱۸۸۰ و ۵۷۷۳ کیلوگرم بر ساعت. با این حال، این اندازه‌گیری‌ها تحت تأثیر وضعیت‌های غیرعادی بهره‌برداری قرار داشتند و نمی‌توانستند مبنای تعیین فلرینگ روتین باشند. پس از حذف شرایط غیرعادی و بررسی شبکه در آرایش بهره‌برداری تفکیک‌شده، دبی پایدار گاز ارسالی به مشعل در محدوده حدود ۲۸۳۰ تا ۲۹۱۵ کیلوگرم بر ساعت قرار گرفت.

جدول ۳- نتایج منتخب اندازه‌گیری دبی گاز فلر

وضعیت پایش	آرایش بهره‌برداری	دبی جبران‌شده واحدهای قدیم	دبی جبران‌شده واحدهای جدید	دبی جبران‌شده کل
اندازه‌گیری اولیه	یک فلر	۱۱۸۸۰	-	۱۱۸۸۰
اندازه‌گیری بعدی	یک فلر	۵۷۷۳	-	۵۷۷۳
پایش تفکیک‌شده	دو فلر	۱۵۱۱	۱۳۱۹	۲۸۳۰
پایش نهایی	دو فلر	۱۴۲۵	۱۴۹۰	۲۹۱۵

*تمام مقادیر بر حسب کیلوگرم بر ساعت هستند.

بر این اساس، دبی حدود ۲/۸ تا ۲/۹ تن بر ساعت به عنوان محدوده فلرینگ روتین در شرایط بهره‌برداری عادی در نظر گرفته شد. نتایج همچنین نشان داد که سهم واحدهای قدیم و جدید در بار کلی فلر، نزدیک به یکدیگر است و کاهش فلرینگ صرفاً با تمرکز بر یک بخش از پالایشگاه حاصل نخواهد شد.

۴-۲- سهم واحدهای قدیم و جدید در فلرینگ

در تحلیل هدر واحدهای قدیم، به دلیل عدم انطباق کامل تراز دبی میان دو نقطه اندازه‌گیری، دو حالت برای تخصیص جریان واحدها در نظر گرفته شد. در هر دو حالت، مجموع دبی هدر واحدهای قدیم برابر با ۱۴۲۵ کیلوگرم بر ساعت بود؛ اما سهم نسبی واحدهای فرایندی تفاوت داشت.

در حالت نخست، مجموعه واحدهای تقطیر اتمسفریک، تقطیر در خلأ و ویسبریکر حدود ۵۱۸ کیلوگرم بر ساعت و واحد ایزوماکس حدود ۶۸۰ کیلوگرم بر ساعت از جریان هدر قدیم را تشکیل می‌دادند. در حالت دوم، سهم مجموعه تقطیر، خلأ و ویسبریکر به حدود ۷۸۸ کیلوگرم بر ساعت افزایش و سهم ایزوماکس به حدود ۴۱۰ کیلوگرم بر ساعت کاهش یافت. در هر دو حالت، سهم واحد تصفیه آمین حدود ۱۳۶ کیلوگرم بر ساعت و سهم مجموعه یونی‌فاینینگ، پلتفرمینگ و بازیافت گوگرد حدود ۹۱ کیلوگرم بر ساعت برآورد شد.

در هدر واحدهای جدید، مجموع دبی جبران‌شده بین ۱۳۱۹ تا ۱۴۹۰ کیلوگرم بر ساعت قرار داشت. از این مقدار، سهم مجموعه واحدهای اکتانایزینگ و تصفیه هیدروژنی نفتا بین ۷۱۸ تا ۹۳۹ کیلوگرم بر ساعت و سهم واحد استخراج بنزن بین ۵۵۱ تا ۶۰۱ کیلوگرم بر ساعت برآورد شد.

این نتایج نشان می‌دهد که فلرینگ روتین ناشی از یک واحد یا یک مسیر منفرد نیست، بلکه حاصل جریان‌های متعددی از بخش‌های قدیم و جدید پالایشگاه است. بنابراین، برنامه کاهش فلرینگ باید هم‌زمان بر واحدهای اصلی دارای سهم بالاتر و نیز مسیرهای فرعی و تجهیزات متصل به هدرها متمرکز باشد.

۴-۳- نتایج آزمون نشتی و بررسی تجهیزات

در مجموع، ۴۹۲ نقطه بالقوه در تجهیزات متصل به شبکه فلر بررسی شد که شامل ۱۷ شیر کنترل، ۱۳۱ شیر اطمینان و ۳۴۴ شیر دستی بود. از میان این نقاط، ۲۳ مورد به عنوان نقاط مؤثر در ایجاد یا تشدید فلرینگ شناسایی شدند. این نقاط در واحدهای قدیم و جدید پراکنده بودند و شامل شیرهای کنترل دارای عملکرد نامطلوب یا بازمانده، شیرهای اطمینان مشکوک به نشتی و برخی مسیرهای دستی یا بای‌پس بودند.

جدول ۴- دسته‌بندی منابع قابل اجتناب فلرینگ و نوع اقدام اصلاحی

گروه منبع	نوع مشکل مشاهده شده	اقدام اصلاحی	اثر بر فلرینگ
شیرهای کنترل	عبور ناخواسته یا تنظیم نامناسب	بررسی وضعیت، تنظیم مجدد یا اصلاح عملکرد	کاهش جریان پیوسته ارسالی به فلر
شیرهای دستی و مسیرهای کنارگذر	بازماندن یا قرارگیری در وضعیت نامناسب	کنترل وضعیت و بستن مسیرهای غیرضروری	حذف بخشی از جریان‌های قابل اجتناب
شیرهای اطمینان و مسیرهای متصل	نشتی داخلی یا عبور محدود	بررسی، تعمیر یا رفع نشتی	کاهش جریان‌های ناخواسته به هدر فلر

گروه منبع	نوع مشکل مشاهده شده	اقدام اصلاحی	اثر بر فلرینگ
مسیرهای فرعی فرایندی	ارسال جریان های کم دبی ولی پیوسته	اصلاح بهره برداری یا بازنگری در وضعیت مسیر	کاهش تجمعی فلرینگ روتین
مجموع اقدامات اصلاحی	اثر ترکیبی منابع مختلف	تعمیر، تنظیم، رفع نشتی و اصلاح بهره برداری	کاهش حدود ۷۰۰ kg/h تا ۸۰۰

نتایج آزمون ها نشان داد بخشی از فلرینگ روتین ناشی از نشتی داخلی شیرها، وضعیت تجهیزات، مسیرهای فرعی و نحوه بهره برداری بوده و از طریق اصلاح یا تعمیر تجهیزات قابل کاهش است. مقایسه شرایط پیش و پس از اقدامات اصلاحی نشان داد که اثر تجمعی این اقدامات، دبی فلرینگ روتین را حدود ۷۰۰ تا ۸۰۰ کیلوگرم بر ساعت کاهش داده است.

۴-۴- نقش شیرهای کنترل در فلرینگ روتین

برای شیرهای کنترلی که در شرایط بهره برداری عادی باز بودند یا احتمال عبور گاز از آن ها وجود داشت، دبی عبوری بر مبنای مشخصات شیر، درصد بازشدگی، فشار و دمای واقعی دو سمت شیر محاسبه شد. نتایج نشان داد که در واحدهای قدیم، دبی ناشی از بازبودن شیرهای کنترل در محدوده حدود ۱۲۴ تا ۲۴۳ کیلوگرم بر ساعت قرار دارد. این مقدار برای واحدهای جدید بین حدود ۱۶۴ تا ۴۷۳ کیلوگرم بر ساعت برآورد شد.

این نتایج بیانگر آن است که بازبودن مداوم یا متناوب شیرهای کنترل می تواند سهم قابل توجهی در فلرینگ روتین داشته باشد. با این حال، دبی ناشی از این شیرها کل جریان فلر را توضیح نمی دهد و بخشی از دبی نیز به سایر تجهیزات، مسیرهای فرایندی، نشتی های احتمالی و شرایط بهره برداری واحدها مربوط است.

جدول ۵- برآورد سهم شیرهای کنترل باز در فلرینگ

بخش پالایشگاه	حداقل دبی برآورد شده	حداکثر دبی برآورد شده
واحدهای قدیم	۱۲۴	۲۴۳
واحدهای جدید	۱۶۴	۴۷۳

*تمام مقادیر بر حسب کیلوگرم بر ساعت هستند.

۵- توسعه راهکار بازیافت گاز مشعل و انتخاب فناوری

نتایج پایش نشان داد در شرایط بهره برداری پایدار حدود ۲/۸ تا ۲/۹ تن بر ساعت گاز به فلر ارسال می شود؛ با این حال، بخشی از این جریان ناشی از نشتی تجهیزات، وضعیت شیرهای کنترل، مسیرهای بای پس و شرایط قابل اصلاح بهره برداری است. از این رو، مبنای مطالعه بر رویکرد «پیشگیری پیش از بازیافت» قرار گرفت؛ به این معنا که ابتدا منابع قابل اجتناب فلرینگ اصلاح و سپس جریان پایدار باقی مانده مبنای طراحی واحد بازیافت گاز فلر قرار گیرد.

در این رویکرد، اقداماتی مانند رفع نشتی شیرهای اطمینان و کنترل، اصلاح وضعیت شیرهای باز غیر ضروری، بازنگری در منطق کنترل فشار و محدود کردن مسیرهای فرعی پیش از تعیین ظرفیت واحد بازیافت انجام می شود. این ترتیب ضمن کاهش فلرینگ در مبدأ، از طراحی بیش از حد تجهیزات تراکم جلوگیری می کند. بنابراین، واحد بازیافت جایگزین تعمیرات و اصلاح بهره برداری نیست، بلکه مکمل این اقدامات محسوب می شود.

واحد بازیافت گاز فلر (FGR) باید قابلیت دریافت گاز کم فشار و متغیر از هدر فلر، افزایش فشار آن و بازگرداندن گاز به شبکه گاز سوخت را داشته باشد. این واحد نباید محدودیتی در عملکرد هدر فلر، شیرهای اطمینان، درام‌های جداسازی مایعات و مشعل‌ها ایجاد کند و در شرایط اضطراری یا افزایش ناگهانی بار، مسیر تخلیه مستقیم گاز به فلر باید کاملاً آزاد باقی بماند. گزینه‌های اصلی مصرف و بازیافت گاز مشعل در جدول ۶ ارائه شده‌اند.

برای ایجاد مکش و بازیافت گاز، دو گزینه اصلی اجکتوری و کمپرسوری بررسی شدند. سامانه اجکتوری با استفاده از جریان محرک پرفشار مانند بخار یا گاز، مکش لازم را ایجاد می‌کند و از مزایایی مانند سادگی مکانیکی و نبود اجزای متحرک برخوردار است. با این حال، نیاز به سیال محرک پایدار و افزایش بار تجهیزات جانبی از محدودیت‌های این روش است. استفاده از بخار نیز موجب افزایش نیاز به خنک‌کاری و مدیریت کندانسیت می‌شود.

با توجه به نبود ظرفیت مازاد تولید بخار در پالایشگاه، فشار پایین هدر فلر و تغییرات دبی و ترکیب گاز، گزینه کمپرسوری مناسب‌تر ارزیابی شد. در این روش، گاز فلر بدون نیاز به سیال محرک از فشار هدر تا فشار مورد نیاز شبکه مصرف متراکم می‌شود و امکان کنترل مناسب‌تر فشار تحویل نیز وجود دارد.

انتخاب کمپرسور مناسب باید بر اساس فشار مکش و تحویل، دامنه تغییرات دبی، ترکیب گاز، احتمال ورود مایعات همراه، الزامات تعمیراتی و ملاحظات ایمنی انجام شود. مقایسه گزینه‌های ایجاد مکش و تراکم برای واحد بازیافت گاز مشعل در جدول ۷ ارائه شده است.

جدول ۶- مقایسه فشرده‌گزینه‌های اصلی بازیافت گاز مشعل

گزینه	شرح گزینه	مزایا	محدودیت‌ها	جمع‌بندی
ارسال گاز بازیافتی به شبکه گاز سوخت	تراکم، آماده‌سازی و تزریق گاز فلر به شبکه سوخت پالایشگاه	مصرف مستقیم انرژی گاز، بدون نیاز به مصرف‌کننده جدید، بهره‌برداری پیوسته و سازگار با ظرفیت محدود گاز بازیافتی	نیاز به کنترل فشار، جداسازی مایعات و کنترل ترکیبات اسیدی	گزینه منتخب؛ با وجود شبکه سوخت فعال، سهم کمتر از ۵ درصد از کل گاز سوخت و امکان مصرف پیوسته، مناسب‌ترین گزینه ارزیابی شد
تولید برق از گاز فلر	استفاده از گاز بازیافتی به‌عنوان سوخت توربین یا موتور گازسوز	تولید برق و کاهش مصرف برق خریداری‌شده	نیاز به تجهیزات جدید، حساسیت به نوسان ترکیب و دبی، تصفیه و سرمایه‌گذاری بالاتر	برای دبی محدود و متغیر گاز فلر، گزینه اولویت‌دار نبود
استفاده به‌عنوان خوراک واحدهای فرایندی	ارسال گاز بازیافتی به واحدهای پایین‌دست	امکان بازیافت ماده‌ای، نه صرفاً انرژی	وابستگی به ترکیب، فشار و کیفیت گاز و حساسیت به نوسان خوراک	به دلیل نوسان ترکیب و محدودیت مصرف‌کننده پایدار، گزینه اصلی مناسب تشخیص داده نشد
بازیافت مایعات هیدروکربنی	جداسازی بخش‌های سنگین‌تر گاز فلر و بازیافت آن‌ها	ایجاد ارزش اقتصادی جانبی و کاهش ورود ترکیبات سنگین به کمپرسورها	مقدار محدود مایع و نیاز به جداسازی و مدیریت آن	به‌عنوان بخش جانبی واحد بازیافت لحاظ شد، نه مقصد اصلی گاز فلر

شیرین سازی و مصرف مستقیم در شبکه داخلی	حذف H_2S و CO_2 و مصرف گاز در شبکه سوخت	بهبود کیفیت گاز و کاهش ریسک خوردگی و آلودگی	نیاز به جذب آمین، کنترل کیفیت و پایش مستمر	در ترکیب با تراکم و ارسال به شبکه سوخت در طرح نهایی لحاظ شد
--	--	---	--	---

جدول ۷- مقایسه گزینه های ایجاد مکش و تراکم در واحد بازیافت گاز مشعل

گزینه	مزایا	محدودیت ها	ملاحظات	جمع بندی
کمپرسور رینگ مایع	مناسب برای گاز مرطوب، تحمل بهتر مایعات همراه، سازگار با فشار مکش پایین و نوسان دبی، بهره برداری پایدارتر در گازهای با ترکیب متغیر	نیازمند سیستم مایع عامل، خنک کاری، جداسازی مایعات و مصرف برق	مصرف برق مستقیم دارد، اما نیاز به بخار یا گاز محرک پرفشار ایجاد نمی کند؛ توان مصرفی واحد حدود ۴۵۰ kW گزارش شد.	گزینه منتخب؛ به دلیل فشار مکش بسیار پایین، رطوبت، احتمال وجود مایعات همراه و نوسان ترکیب گاز مناسب تر ارزیابی شد
کمپرسور گریز از مرکز	مناسب برای دبی های بالا و نسبتاً پایدار، راندمان مناسب در محدوده طراحی	حساسیت به دبی پایین و متغیر، محدودیت در فشار مکش بسیار پایین، حساسیت به ورود مایع، نیاز به کنترل دقیق محدوده پایدار	در صورت دور شدن از نقطه طراحی، پایداری و راندمان کاهش می یابد؛ برای گاز فلر متغیر نیازمند کنترل پیچیده تر است	برای شرایط این پروژه، به ویژه دبی متغیر و احتمال وجود مایع، گزینه اولویت دار نبود
اجکتور	ساختار ساده، قطعات متحرک کم، امکان ایجاد مکش بدون کمپرسور مکانیکی	نیازمند بخار پرفشار یا گاز محرک، افزایش بار شبکه های پایین دست، راندمان محدود، دشواری کنترل در نوسان دبی	در صورت استفاده از بخار، آب اضافه شده پس از خنک کاری قابل کندانس و جداسازی است. اما در پالایشگاه تبریز، امکان تولید بخار مازاد نسبت به شرایط فعلی وجود ندارد	با توجه به محدودیت تولید بخار، فشار مکش پایین، نوسان دبی و ترکیب گاز، گزینه کمپرسوری برای این پروژه مناسب تر ارزیابی شد
کمپرسور رفت و برگشتی	قابلیت دستیابی به فشار بالا، مناسب برای برخی دبی های کم تا متوسط	حساسیت به مایعات همراه، نیاز به تعمیرات بیشتر، ضربانی بودن جریان، پیچیدگی بهره برداری	نیازمند حفاظت مکانیکی دقیق و کنترل ورود مایع است	به دلیل ماهیت مرطوب و متغیر گاز فلر، نسبت به کمپرسور رینگ مایع مناسب تر ارزیابی نشد
کمپرسور پیچی	قابلیت کار در دبی های متوسط، ساختار فشرده تر نسبت به برخی گزینه ها	حساسیت به کیفیت گاز، نیاز به کنترل مایع و روغن، وابستگی به شرایط طراحی	مصرف برق مستقیم دارد و نیازمند کنترل مناسب برای گازهای متغیر است	برای شرایط پروژه نسبت به کمپرسور رینگ مایع مزیت تعیین کننده نداشت

جدول ۸- محدوده کاربرد و دلایل تناسب کمپرسور رینگ مایع در این مطالعه

پارامتر	اثر در انتخاب LRC
دبی گاز بازیافتی	نیاز به تجهیز با تحمل نوسان دبی و کارکرد پایدار در بارهای متغیر
فشار مکش	تناسب با سرویس های مکش پایین و نزدیک به فشار اتمسفری
ترکیب گاز	نیاز به تجهیز سازگار با ترکیب متغیر و گاز مرطوب
وجود مایعات همراه	ضرورت تحمل بهتر رطوبت و پیش بینی جداکننده ها
گازهای اسیدی	لزوم ترکیب تراکم با آماده سازی و شیرین سازی گاز
مقصد مصرف	امکان استفاده از گاز بازیافتی بدون وابستگی به مصرف کننده جدید بزرگ

انتخاب کمپرسور رینگ مایع در واحد مورد مطالعه بر پایه ویژگی‌های واقعی گاز فلر و الزامات بهره‌برداری انجام شد. داده‌های بهره‌برداری نشان داد که دبی گاز بازیافتی در بازه حدود ۴۰۰ تا ۱۶۰۰ نرمال مترمکعب بر ساعت تغییر داشته و میانگین آن در بازه پایش منتخب حدود ۱۰۵۰ نرمال مترمکعب بر ساعت بوده است. همچنین، فشار مکش واحد در محدوده بسیار پایین، حدود ۰/۰۱ barg تا ۰/۱۲، با میانگین حدود ۰/۰۲ barg قرار داشته است. ترکیب گاز نیز شامل هیدروژن، متان، هیدروکربن‌های سبک و سنگین‌تر، رطوبت و مقادیری از CO_2 و H_2S بوده است. بنابراین، فناوری منتخب باید توانایی کار در فشار مکش بسیار پایین، دبی متغیر، گاز مرطوب، احتمال حضور مایعات و ترکیب متغیر را داشته باشد.

اجکتور به دلیل نداشتن اجزای متحرک و سادگی مکانیکی می‌تواند در برخی سامانه‌های بازیافت گاز فلر جذاب باشد، اما عملکرد آن وابسته به تأمین جریان محرک پرفشار است. استفاده از گاز یا بخار محرک، علاوه بر مصرف انرژی یا یوتیلیتی، می‌تواند دبی جریان خروجی را افزایش دهد و بار بیشتری به مراحل آماده‌سازی، شیرین‌سازی یا شبکه مصرف تحمیل کند. کمپرسور گریز از مرکز نیز برای کاربردهای گازی با دبی بالا و شرایط پایدار متداول است، اما در سرویس‌هایی با فشار مکش بسیار پایین، دبی نوسانی، ترکیب متغیر و احتمال حضور مایعات، حساسیت بیشتری نسبت به محدوده پایدار عملکرد و کنترل‌های حفاظتی دارد. بر این اساس، انتخاب واحد FGR در این مطالعه نتیجه یک فرایند مرحله‌ای بود: پایش شبکه فلر، شناسایی منابع قابل اصلاح، کاهش جریان‌های غیرضروری، تعیین جریان باقیمانده و در نهایت انتخاب آرایش کمپرسوری برای بازیافت گاز در شرایط بهره‌برداری عادی.

۶- پیکربندی فرایندی و الزامات ایمنی واحد بازیافت گاز مشعل

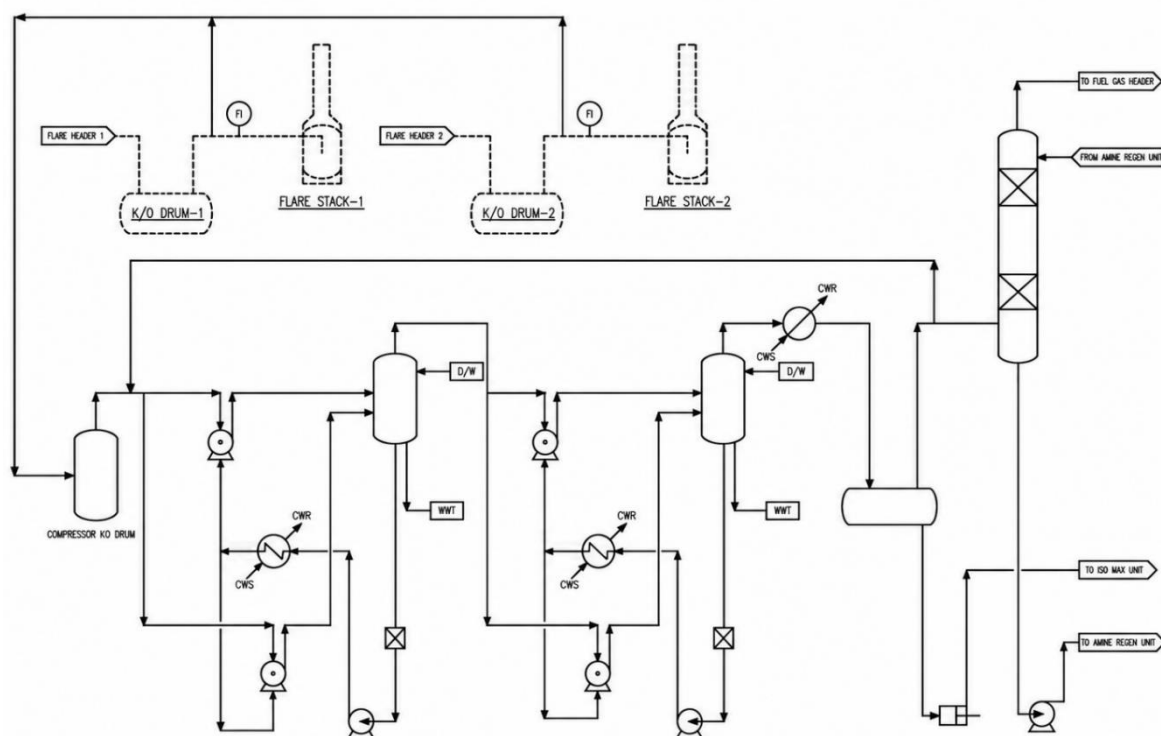
واحد بازیافت گاز مشعل به عنوان سامانه‌ای مکمل در کنار شبکه فلر در نظر گرفته شد و وظیفه آن دریافت گاز باقیمانده در شرایط عادی، افزایش فشار و بازگرداندن آن به شبکه گاز سوخت است. این واحد جایگزین فلر نیست و در شرایط اضطراری یا افزایش ناگهانی بار نباید محدودیتی در مسیر اصلی تخلیه گاز ایجاد کند.

مسیر فرایند شامل دریافت گاز از هدر فلر، جداسازی مایعات همراه، تراکم و در صورت نیاز آماده‌سازی یا شیرین‌سازی پیش از ورود به شبکه سوخت است. طراحی این بخش تابع ترکیب گاز، مقدار گازهای اسیدی و رطوبت، فشار شبکه سوخت و شرایط بهره‌برداری است. در آرایش اجراشده، گاز ابتدا وارد درام جداسازی مایعات شده و سپس در دو مرحله توسط کمپرسورهای رینگ مایع متراکم می‌شود. پس از هر مرحله، خنک‌کاری و جداسازی مایعات انجام شده و گاز خروجی مرحله دوم پس از جداسازی نهایی وارد بخش جذب آمین می‌شود تا ترکیبات اسیدی آن پیش از ارسال به شبکه گاز سوخت کنترل شود.

بر اساس HMB2 واحد، خوراک گاز فلر در شرایط طراحی دارای دمای حدود ۳۸ درجه سانتی‌گراد، فشار حدود ۰/۰۲ barg، دبی جرمی حدود ۲۰۴۵ کیلوگرم بر ساعت و دبی مولی حدود ۶۸/۵ کیلومول بر ساعت است. گاز ورودی به واحد بازیافت از نظر ترکیب، شامل هیدروژن، متان، اتان، پروپان، بوتان‌ها، پنتان‌ها، هگزان، نیتروژن، دی‌اکسید کربن، سولفید هیدروژن و مقدار کمی آب است. وجود هیدروکربن‌های سنگین‌تر و رطوبت، ضرورت جداسازی مایعات و خنک‌کاری

² Heat and Material Balance

پس از تراکم را نشان می‌دهد و وجود سولفید هیدروژن و دی‌اکسید کربن، دلیل پیش‌بینی بخش جذب آمین پیش از ارسال گاز بازیافتی به شبکه گاز سوخت است.



شکل ۴- نمودار جریان فرایندی ساده‌شده واحد بازیافت گاز مشعل (PFD³)

جدول ۹- ترکیب مولی خوراک گاز فلر و گاز سوخت خروجی بر اساس HMB

جزء	خوراک گاز فلر، کسر مولی	گاز سوخت خروجی، کسر مولی
هیدروژن	۰/۳۱۸	۰/۳۵۴
متان	۰/۱۸۶	۰/۲۰۷
اتان	۰/۰۶۵	۰/۰۷۲
پروپان	۰/۱۰۶	۰/۱۱۴
ایزوبوتان	۰/۰۴۷	۰/۰۴۸
نرمال بوتان	۰/۰۷۶	۰/۰۷۵
ایزوپنتان	۰/۰۴۲	۰/۰۳۶
نرمال پنتان	۰/۰۲۹	۰/۰۲۳
آب	۰/۰۰۲	۰/۰۱۰
نرمال هگزان	۰/۰۵۸	۰/۰۳۰
مونوکسید کربن	۰/۰۰۱	۰/۰۰۱
نیتروژن	۰/۰۲۶	۰/۰۲۹

³ Process Flow Diagram

جزء	خوراک گاز فلر، کسر مولی	گاز سوخت خروجی، کسر مولی
دی اکسید کربن	۰/۰۰۵	۰
سولفید هیدروژن	۰/۰۳۸	۰

جدول ۱۰- شرایط عملیاتی و موازنه جرمی جریان های اصلی واحد بازیافت گاز مشعل

جریان	دما °C	فشار barg	دبی جرمی kg/h	دبی مولی kmol/h	توضیح
خوراک گاز فلر	۳۸	حدود ۰/۰۲	۲۰۴۵	۶۸/۵	خوراک ورودی واحد بازیافت
خوراک جداکننده نهایی	۳۸	حدود ۵/۷	۲۰۶۷/۶	۶۹/۸	جریان پس از تراکم مرحله دوم
خوراک جذب کننده آمین	۳۸	حدود ۵/۷	۱۷۱۶/۹	۶۴/۴	گاز ورودی به بخش جذب آمین
جریان هیدروکربن سنگین جدا شده	۳۸	حدود ۵/۷	۳۵۰/۷	۵/۴	جریان هیدروکربن سنگین جدا شده
گاز سوخت خروجی	۴۰	حدود ۵/۶	۱۶۱۶	۶۱/۵	گاز بازیافتی ارسالی به شبکه گاز سوخت

لازم به توضیح است که مقادیر گزارش شده برای جریان های طراحی و مقادیر بهره برداری، از یک مبنای واحد به دست نیامده اند. مقدار 2045 kg/h مربوط به خوراک گاز فلر ورودی به واحد در شرایط طراحی و بر اساس موازنه جرم و انرژی است. در مقابل، مقدار $1050 \text{ Nm}^3/\text{h}$ که در بخش عملکرد واحد گزارش شده، میانگین دبی عملیاتی گاز بازیافتی ارسالی به شبکه گاز سوخت در بازه پایش منتخب است. بنابراین، این دو مقدار به صورت مستقیم قابل مقایسه نیستند؛ زیرا یکی دبی جرمی طراحی خوراک ورودی و دیگری دبی حجمی نرمال گاز خروجی در شرایط بهره برداری است. در این مقاله، منظور از گاز بازیافتی، گاز آماده سازی شده خروجی از واحد و ارسالی به شبکه گاز سوخت است.

۱-۶- آرایش تراکم گاز

با توجه به فشار بسیار پایین هدر فلر، افزایش فشار گاز بازیافتی تا سطح قابل قبول شبکه گاز سوخت در یک مرحله تراکم، از نظر بهره برداری و پایداری عملکرد مناسب ارزیابی نشد. در واحد مورد مطالعه، فشار مکش در بازه پایش منتخب حدود $0/01 \text{ barg}$ تا $0/12$ و میانگین آن حدود $0/02 \text{ barg}$ بوده است. در مقابل، فشار مورد نیاز برای ارسال گاز بازیافتی به شبکه گاز سوخت در محدوده چند barg قرار دارد.

در آرایش اجرا شده، گاز فلر پس از جداسازی اولیه مایعات وارد مرحله اول تراکم می شود. جریان خروجی پس از خنک کاری به جداکننده بین مرحله ای هدایت می شود تا مایعات تشکیل شده جدا شوند. سپس گاز در مرحله دوم تا فشار مناسب شبکه گاز سوخت تراکم و در خروجی نیز خنک و جداسازی نهایی می شود. تراکم دوم مرحله ای با هدف کاهش نسبت تراکم هر مرحله، کنترل دمای خروجی، افزایش پایداری بهره برداری و جلوگیری از ورود مایعات به مرحله بعدی انتخاب شده است. خنک کاری و جداسازی بین مرحله ای نیز بخش اصلی منطق طراحی برای آماده سازی گاز جهت جذب آمین و ارسال به شبکه سوخت محسوب می شود.

۲-۶- حفظ استقلال عملکرد فلر

مهم ترین اصل در طراحی واحد FGR، حفظ عملکرد مستقل شبکه فلر است. در نتیجه، نباید از شیر کنترل یا تجهیز مکانیکی محدود کننده در مسیر اصلی هدر فلر برای هدایت گاز به واحد بازیافت استفاده شود. کنترل فشار هدر باید به گونه ای انجام شود که فشار برگشتی مجاز شیرهای اطمینان و ظرفیت تخلیه ایمن شبکه فلر تحت تأثیر قرار نگیرد.

در آرایش مورد مطالعه، نقش درام آب‌بند فلر در حفظ جداسازی میان مسیر فلر و واحد بازیافت اهمیت دارد. ارتفاع ستون آب در این تجهیز باید با در نظر گرفتن فشار برگشتی قابل قبول تجهیزات تخلیه فشار تعیین شود. این موضوع تضمین می‌کند که در شرایط اضطراری، گاز بدون مانع به سمت فلر هدایت شود.

۳-۶- حفاظت در برابر جریان معکوس

در واحدهای مبتنی بر کمپرسور، کاهش بیش از حد جریان گاز در هدر فلر می‌تواند موجب ایجاد مکش در سمت ورودی کمپرسور شود. در چنین وضعیتی، احتمال جریان معکوس از سمت فلر به سمت کمپرسور و ورود هوا به تجهیزات وجود دارد. ورود هوا به یک محیط حاوی گازهای هیدروکربنی، یک ریسک جدی ایمنی محسوب می‌شود. برای کاهش این ریسک، لازم است واحد بازیافت در شرایط افت شدید فشار ورودی یا کاهش سطح آب در درام آب‌بند فلر، به صورت خودکار از سرویس خارج شود. با خروج واحد FGR از سرویس، مسیر اصلی گاز به سمت فلر آزاد باقی می‌ماند و احتمال مکش معکوس کاهش می‌یابد.

۴-۶- کنترل ترکیب گاز و جریان جاروب‌کننده

ترکیب گاز فلر ثابت نیست و می‌تواند با شرایط بهره‌برداری واحدهای بالادست تغییر کند. بنابراین، مقدار گازهای اسیدی، ارزش حرارتی، رطوبت و وجود مایعات همراه باید پیش از ارسال گاز بازیافتی به شبکه سوخت کنترل شوند. در آرایش مورد مطالعه، وجود حد طراحی برای گازهای اسیدی و خروج واحد از سرویس در صورت عبور ترکیب گاز از محدوده مجاز مورد توجه قرار گرفته است.

بهره‌برداری از واحد بازیافت گاز نباید شرایط لازم برای جلوگیری از ورود هوا و برگشت شعله در مسیر فلر را مختل کند. در سامانه‌های بازیافت گاز مجهز به درام آب‌بند مایع یا شیر سریع‌بازشو، API 521 بر تأمین پیوسته گاز جاروب‌کننده در پایین‌دست این تجهیزات و در مسیر به‌سوی فلر تأکید دارد [۱]. مقدار موردنیاز گاز جاروب‌کننده باید با توجه به طراحی فلر، نوع آب‌بند، هندسه خطوط، ترکیب گاز و توصیه سازنده تعیین شود؛ زیرا API 521 سرعت ثابت و عمومی برای جریان جاروب‌کننده تعیین نمی‌کند. در طراحی مورد مطالعه، سرعت ۰/۰۲ متر بر ثانیه صرفاً به‌عنوان مبنای طراحی پروژه در نظر گرفته شده است. آمادگی فلر و پایلوت‌های آن نیز باید مستقل از واحد FGR و در تمام شرایط بهره‌برداری حفظ شود.

۷- نتایج اجرایی و دستاوردهای پروژه

یافته‌های مطالعه نشان داد کاهش فلرینگ حاصل سه اقدام مکمل است: پایش دبی و ترکیب گاز فلر، شناسایی و اصلاح منابع قابل اجتناب و بازیافت جریان باقیمانده در شرایط عادی. آزمون نشتی و بررسی شیرهای کنترل، مبنای اولویت‌بندی اقدامات اصلاحی قرار گرفت. تعمیر یا تعویض شیرآلات معیوب، اصلاح برخی مسیرهای فرعی و بازنگری در عملکرد شیرهای کنترل، موجب کاهش حدود ۷۰۰ تا ۸۰۰ کیلوگرم بر ساعت از گاز ارسالی به مشعل شد. این موضوع اهمیت رفع منابع اتلاف پیش از تعیین ظرفیت واحد FGR را نشان می‌دهد و می‌تواند ظرفیت و هزینه بهره‌برداری واحد بازیافت را کاهش دهد.

پس از اجرای اصلاحات، جریان باقیمانده توسط واحد بازیافت گاز مشعل دریافت و پس از تراکم و آماده‌سازی، به شبکه گاز سوخت مصرف‌کنندگان حرارتی پالایشگاه بازگردانده شد. بدین ترتیب، بخشی از گازهای هیدروکربنی ارسالی به فلر مجدداً در چرخه مصرف داخلی مورد استفاده قرار گرفت.

پس از اجرای واحد بازیافت گاز مشعل، عملکرد واحد در یک بازه پایش منتخب بر اساس دبی گاز بازیافتی، فشار مکش، تولید مایع هیدروکربنی، مصرف انرژی و منافع اقتصادی بررسی شد. نتایج بهره‌برداری نشان داد که دبی گاز بازیافتی در محدوده حدود ۴۰۰ تا ۱۶۰۰ نرمال مترمکعب بر ساعت تغییر داشته و میانگین آن حدود ۱۰۵۰ نرمال مترمکعب بر ساعت بوده است. فشار مکش واحد نیز در محدوده بسیار پایین، حدود ۰/۱۲ تا ۰/۱۲ barg، با میانگین حدود ۰/۲ barg قرار داشته است.

۷-۱- تحلیل اقتصادی

بر اساس داده‌های HMB، نسبت ارزش حرارتی مولی گاز بازیافتی فلر به گاز طبیعی حدود ۱/۴۹ محاسبه شد. بنابراین، با فرض قیمت ۰/۰۷ دلار به ازای هر نرمال مترمکعب گاز طبیعی، ارزش انرژی هر نرمال مترمکعب گاز بازیافتی حدود ۰/۱۰۴ دلار برآورد می‌شود. با توجه به میانگین دبی بازیافتی حدود ۱۰۵۰ نرمال مترمکعب بر ساعت، ارزش اقتصادی گاز بازیافتی حدود ۱۰۹ دلار بر ساعت محاسبه شد. همچنین حدود ۱۰۰ کیلوگرم بر ساعت مایع هیدروکربنی از جریان گاز جدا می‌شود که با فرض قیمت متوسط ۴۰۰ دلار به ازای هر تن، ارزشی حدود ۴۰ دلار بر ساعت دارد.

با فرض ۸۴۰۰ ساعت کارکرد سالانه، منفعت ناخالص سالانه واحد حدود ۱/۲۶ میلیون دلار در سال برآورد می‌شود. هزینه‌های عملیاتی واحد شامل مصرف برق، آب خنک‌کننده و تعمیر و نگهداری در نظر گرفته شد. با توجه به اینکه بهره‌برداری از واحد توسط ساختار موجود عملیاتی پالایشگاه انجام می‌شود، هزینه نیروی انسانی به عنوان هزینه افزایشی مستقیم واحد در محاسبات اقتصادی لحاظ نشد. کل هزینه عملیاتی سالانه حدود ۴۹۲۴۷۴ دلار محاسبه شد و با کسر این هزینه‌ها از منفعت ناخالص، منفعت خالص عملیاتی واحد حدود ۰/۷۶ میلیون دلار در سال برآورد گردید. هزینه سرمایه‌گذاری اولیه پروژه حدود ۴/۱ میلیون یورو بوده و دوره بازگشت سرمایه ساده، بدون لحاظ مالیات، استهلاک، هزینه‌های مالی و اثرات تغییر نرخ ارز، حدود ۵/۵ تا ۶ سال برآورد می‌شود.

از نظر زیست‌محیطی، با میانگین دبی بازیافتی حدود ۱۰۵۰ نرمال مترمکعب بر ساعت و ۸۴۰۰ ساعت کارکرد سالانه، حجم سالانه گاز بازیافتی حدود ۸/۸۲ میلیون نرمال مترمکعب برآورد می‌شود. با توجه به نسبت انرژی گاز بازیافتی به گاز طبیعی، این مقدار از نظر انرژی معادل حدود ۱۳/۱۴ میلیون نرمال مترمکعب گاز طبیعی در سال است. بر اساس ضریب انتشار گاز طبیعی، کاهش انتشار ناخالص ناشی از جایگزینی گاز طبیعی حدود ۲۷ هزار تن CO₂ در سال برآورد می‌شود. محاسبه کاهش خالص انتشار نیازمند کسر انتشار ناشی از مصرف برق و سایر یوتیلیته‌های واحد است. در این برآورد، ضریب انتشار پیش‌فرض گاز طبیعی بر اساس راهنمای IPCC در نظر گرفته شد [۲۲].

برای پاسخ دقیق‌تر به اثرات زیست‌محیطی، علاوه بر CO₂، مقدار متان موجود در گاز بازیافتی نیز بر اساس ترکیب HMB محاسبه شد. با میانگین دبی ۱۰۵۰ Nm³/h و کسر مولی متان ۰/۱۸۶، مقدار متان بازیافت‌شده حدود ۱۹۵ و معادل حدود ۱/۶۴ میلیون نرمال مترمکعب در ساعت تقریباً ۱۱۷۵ تن در سال، برآورد می‌شود. این مقدار به معنای کاهش مستقیم انتشار متان نیست؛ زیرا بخش عمده متان در فلر نیز می‌سوزد. بنابراین، در این مقاله، مقدار

متان بازیافت شده گزارش شده و کاهش واقعی انتشار متان به دلیل وابستگی به بازده احتراق فلر و نبود اندازه‌گیری مستقیم دودکش/فلر، به عنوان محدودیت برآورد کمی ذکر می‌شود.

جدول ۱۱- جمع‌بندی برآورد کمی و محدودیت‌های اثرات زیست‌محیطی

آلاینده/شاخص	نتیجه کمی یا نحوه گزارش	توضیح
CO ₂	حدود ۲۷ هزار تن در سال کاهش ناخالص	ناشی از جایگزینی انرژی معادل گاز طبیعی؛ کاهش خالص نیازمند کسر برق و یوتیلیتی است
CH ₄	حدود ۱/۶۴ میلیون نرمال مترمکعب در سال متان بازیافت شده؛ معادل حدود ۱۱۷۵ تن در سال	کاهش انتشار واقعی متان فقط با فرض بازده احتراق فلر قابل محاسبه است؛ از ادعای کاهش مستقیم خودداری شد
VOC و NO _x , SO _x	کیفی گزارش شد	به دلیل نبود داده اندازه‌گیری مستقیم از گازهای خروجی فلر و دودکش، برآورد کمی مستقل ارائه نشد
مایع هیدروکربنی جدا شده	حدود ۱۰۰ kg/h	کاهش ارسال هیدروکربن‌های سنگین‌تر به مسیر سوزاندن و بهبود بازیابی انرژی

جدول ۱۲- شاخص‌های عملکرد بهره‌برداری، اقتصادی و زیست‌محیطی واحد بازیافت گاز مشعل

شاخص	مقدار
حداقل دبی گاز بازیافتی	حدود ۴۰۰ Nm ³ /h
حداکثر دبی گاز بازیافتی	حدود ۱۶۰۰ Nm ³ /h
میانگین دبی گاز بازیافتی	حدود ۱۰۵۰ Nm ³ /h
فشار مکش واحد	۰/۱۲ تا ۰/۰۱ barg
نسبت انرژی گاز بازیافتی به گاز طبیعی	حدود ۱/۴۹
تولید مایع هیدروکربنی جدا شده	حدود ۱۰۰ kg/h
توان مصرفی واحد	حدود ۴۵۰ kW
ساعات کارکرد سالانه مفروض	۸۴۰۰ h/y
مصرف برق سالانه	حدود ۳۷۸۰ MWh/y
منفعت ناخالص سالانه	حدود ۱/۲۶ میلیون دلار در سال
کل هزینه عملیاتی سالانه	حدود ۰/۴۹ میلیون دلار در سال
منفعت خالص عملیاتی سالانه	حدود ۰/۷۶ میلیون دلار در سال
هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	حدود ۴/۱ میلیون یورو
دوره بازگشت سرمایه ساده	حدود ۵/۵ تا ۶ سال
کاهش انتشار ناخالص ناشی از جایگزینی گاز طبیعی	حدود ۲۷ هزار تن در سال CO ₂

تجربه پروژه نشان می‌دهد که پایش شبکه فلر باید به یک فعالیت مستمر تبدیل شود. ثبت منظم دبی گاز ارسالی به فلر، دبی گاز بازیافتی، ساعات در سرویس بودن واحد، علت توقف‌ها، فشارهای مکش و تحویل و ترکیب گاز، برای ارزیابی واقعی عملکرد واحد FGR و شناسایی زود هنگام افت بهره‌وری ضروری است.

۸- نتیجه‌گیری و پیشنهادهای اجرایی

نتایج مطالعه نشان داد که فلرینگ روتین، علاوه بر جریان‌های اجتناب‌ناپذیر فرایندی، شامل جریان‌های قابل کاهش ناشی از نشتی تجهیزات، عملکرد شیرهای کنترل و مسیرهای فرعی است. اندازه‌گیری‌ها در شبکه فلر پالایش نفت تبریز، دبی گاز ارسالی به مشعل در شرایط پایدار را حدود ۲/۸ تا ۲/۹ تن بر ساعت نشان داد. یافته اصلی پژوهش، ضرورت رویکرد «پیشگیری پیش از بازیافت» است. بر این اساس، پیش از تعیین ظرفیت واحد بازیافت گاز فلر (FGR)، باید منابع قابل اجتناب شناسایی و اصلاح شوند و تنها جریان پایدار باقی‌مانده مبنای طراحی قرار گیرد. بررسی‌ها نشان داد اصلاح تجهیزات و مسیرهای مؤثر در فلرینگ، دبی گاز ارسالی به مشعل را حدود ۷۰۰ تا ۸۰۰ کیلوگرم بر ساعت کاهش داده است.

با توجه به شرایط شبکه، گزینه کمپرسوری برای افزایش فشار و بازگرداندن گاز به شبکه سوخت مناسب‌تر ارزیابی شد. استفاده از کمپرسور رینگ مایع در آرایش دومرحله‌ای، مشروط به حفظ کامل عملکرد مستقل فلر در شرایط اضطراری، امکان بازیافت جریان روتین را فراهم می‌کند. کنترل فشار هدر، جلوگیری از جریان معکوس، حفظ جریان جاروب‌کننده، کنترل کیفیت گاز و خروج خودکار FGR در شرایط نامطلوب از الزامات اصلی این سامانه است. بر اساس داده‌های بهره‌برداری، واحد اجرا شده در دوره پایش به‌طور متوسط حدود ۱۰۵۰ نرمال مترمکعب بر ساعت گاز را بازیافت و به شبکه گاز سوخت بازگردانده است. نسبت انرژی گاز بازیافتی به گاز طبیعی حدود ۱/۴۹، منفعت خالص عملیاتی سالانه حدود ۰/۷۶ میلیون دلار و دوره بازگشت سرمایه ساده حدود ۵/۵ تا ۶ سال برآورد شد. برای حفظ عملکرد پروژه، پایش مستمر دبی، فشار و ترکیب گاز؛ آزمون دوره‌ای نشتی شیرهای کنترل، اطمینان و مسیرهای کنارگذر؛ بازبینی منطق کنترل فشار؛ ثبت کارکرد، توقف‌ها و دبی تجمعی بازیافت؛ کنترل کیفیت گاز بازیافتی؛ بازنگری دوره‌ای ظرفیت FGR و حفظ کامل استقلال شبکه فلر و مسیرهای تخلیه اضطراری توصیه می‌شود. در مجموع، کاهش پایدار فلرینگ مستلزم شناخت رفتار واقعی شبکه، حذف منابع قابل اجتناب در مبدأ و بازیافت ایمن جریان باقی‌مانده است. اجرای هم‌زمان این اقدامات ضمن حفظ نقش ایمنی فلر، موجب کاهش اتلاف انرژی و بهبود بهره‌وری می‌شود.

۹- منابع

- [1] American Petroleum Institute, *Pressure-Relieving and Depressuring Systems*, 7th ed. Washington, DC: American Petroleum Institute, 2020.
- [2] International Organization for Standardization, *Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries—Pressure-Relieving and Depressuring Systems*, ISO 23251:2019. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, 2019.
- [3] U.S. Environmental Protection Agency, *AP-42: Compilation of Air Pollutant Emission Factors from Stationary Sources, Volume I, Chapter 13.5: Industrial Flares*. Research Triangle Park, NC: U.S. Environmental Protection Agency, Sep. 1991.
- [4] World Bank, *Global Gas Flaring Tracker Report 2025*. Washington, DC: World Bank, 2025.
- [5] M. R. Johnson and A. R. Coderre, "Opportunities for CO₂ equivalent emissions reductions via flare and vent mitigation: A case study for Alberta, Canada," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 8, pp. 121–131, 2012.
- [6] O. Zadakbar, A. Vatani, and K. Karimpour, "Flare gas recovery in oil and gas refineries," *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP*, vol. 63, no. 6, pp. 705–711, 2008.

- [7] M. R. Rahimpour, Z. Jamshidnejad, S. M. Jokar, G. Karimi, A. Ghorbani, and A. H. Mohammadi, "A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooey Gas Refinery," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 4, pp. 17–28, 2012.
- [8] A. Jagannath, M. M. F. Hasan, F. M. Al-Fadhli, I. A. Karimi, and D. T. Allen, "Minimize flaring through integration with fuel gas networks," *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 51, no. 39, pp. 12630–12641, 2012.
- [9] M. Saidi, F. Siavashi, and M. R. Rahimpour, "Application of solid oxide fuel cell for flare gas recovery as a new approach; a case study for Asalouyeh gas processing plant, Iran," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 17, pp. 13–25, Mar. 2014.
- [10] A. O. Abdulrahman, D. Huisinigh, and W. Hafkamp, "Sustainability improvements in Egypt's oil and gas industry by implementation of flare gas recovery," *Journal of Cleaner Production*, vol. 98, pp. 116–122, 2015.
- [11] G. Comodi, M. Renzi, and M. Rossi, "Energy efficiency improvement in oil refineries through flare gas recovery technique to meet the emission trading targets," *Energy*, vol. 109, pp. 1–12, Aug. 2016.
- [12] N. Tahouni, M. Gholami, and M. H. Panjeshahi, "Integration of flare gas with fuel gas network in refineries," *Energy*, vol. 111, pp. 82–91, Sep. 2016.
- [13] M. Zolfaghari, V. Pirouzfard, and H. Sakhaeinia, "Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants," *Energy*, vol. 124, pp. 481–491, 2017.
- [14] A. Hajizadeh, M. Mohamadi-Baghmolaei, R. Azin, S. Osfour, and I. Heydari, "Technical and economic evaluation of flare gas recovery in a giant gas refinery," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 131, pp. 506–519, 2018.
- [15] E. Yazdani, J. Asadi, Y. Hosseinzadeh Dehaghani, and P. Kazempoor, "Flare gas recovery by liquid ring compressors—System design and simulation," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 84, Art. no. 103627, 2020.
- [16] A. Kazemi-Beydokhti, F. Neyestani, and M. Farrokhi, "Simulation and comparison of two flare gas recovery units using liquid ring and centrifuge compressors," *Nashrieh Shimi va Mohandesi Shimi Iran*, vol. 41, no. 4, pp. 355–366, 2023.
- [17] P. Promopattum and V. Viswanathan, "Identifying material and device targets for a flare gas recovery system utilizing electrochemical conversion of methane to methanol," *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, vol. 4, no. 3, pp. 1736–1745, 2016.
- [18] N. Hajilary, M. Rezakazemi, and A. Shahi, "CO₂ emission reduction by zero flaring startup in gas refinery," *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 3, pp. 218–224, 2020.
- [19] A. Khalili-Garakani, M. Iravaninia, and M. Nezhadfar, "A review on the potentials of flare gas recovery applications in Iran," *Journal of Cleaner Production*, vol. 279, Art. no. 123345, 2021.
- [20] M. Nezhadfar and A. Khalili-Garakani, "Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios," *Energy*, vol. 204, Art. no. 117940, 2020.
- [21] A. Khalili-Garakani, M. Nezhadfar, and M. Iravaninia, "Enviro-economic investigation of various flare gas recovery and utilization technologies in upstream and downstream of oil and gas industries," *Journal of Cleaner Production*, vol. 346, Art. no. 131218, 2022.
- [22] Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion. IPCC, 2006.