

تحلیل فنی و اقتصادی کاربرد توربین انبساطی در سکوهای گازی - نفتی جهت تولید توان الکتریکی

علی خواجه حسینی^۱، محسن پیرمحمدی^{۲*}

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی مکانیک، واحد پردیس، دانشگاه آزاد اسلامی، پردیس، ایران

ali90pr@gmail.com

^۲ استادیار دانشکده مهندسی مکانیک، واحد پردیس، دانشگاه آزاد اسلامی، پردیس، ایران

pirmohamadi@pardisiau.ac.ir

چکیده: توربین‌های انبساطی ماشین‌های دواری هستند که موجب بازیافت انرژی از طریق انبساط گاز یا بخار و تبدیل آن به انرژی الکتریکی می‌شوند. در گذشته، کاربرد دستگاه‌های فوق در ایستگاه‌های تقلیل فشار نیروگاه‌ها و شهرهای بزرگ بود. با گسترش دانش، امکان استفاده از توربین انبساطی در بقیه صنایع از جمله چاه‌های تولید گاز میسر گردید. در این تحقیق، ابتدا به بررسی وضعیت چاه‌های سکو گازی پرداخته، سپس فرایند مربوطه در نرم‌افزار HYSYS شبیه‌سازی می‌شود. با توجه به محاسبات صورت گرفته در این نرم‌افزار، مشاهده می‌شود که استفاده از ۳ عدد توربین انبساطی با مجموع توان تولیدی ۱۲۰۰۰ کیلووات امکان‌پذیر است. سپس تحلیل اقتصادی صورت گرفته و نتایج محاسبات نشان داد که دوره بازگشت سرمایه حدود ۱ سال خواهد بود.

واژه‌های کلیدی: توربین انبساطی، سکوهای تولید گاز و نفت، شبیه‌سازی نرم‌افزار HYSYS، تحلیل فنی و اقتصادی.

۱. مقدمه

اطمینان‌ترین تجهیزات روی سکوها هستند. توربین انبساطی های مدرن به دلیل استفاده از تکنولوژی یاطاقان‌های مغناطیسی فعال^۶ سبک‌ترند و قابلیت اطمینان^۷ و دسترس‌پذیری^۸ بالایی دارند و استفاده از آن‌ها در سکوهای فراساحلی مورد تأیید است [۱۱]. ولی با توجه به عدم بررسی و به‌کارگیری چنین سیستم‌هایی در سکوهای فراساحلی قدیمی در صنعت گاز ایران، بررسی دقیق و جامعی نیاز است. در ایران، تحقیقات زیادی در خصوص استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار نیروگاه‌ها و مبادی ورودی شهرها صورت گرفته است؛ از جمله می‌توان به تحقیق ذبیحی و تقی‌زاده در خصوص استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه تقلیل فشار ساری و شبیه‌سازی آن در نرم‌افزار HYSYS [۱۲] و همچنین استفاده از کنترل‌های دما جهت بالا بردن راندمان اشاره کرد [۱۳]. آشوری، ویسی و شجاع‌زاده تحقیقی دربارهٔ حداقل درجهٔ قابل کاربری برای استفاده از توربین انبساطی در ایستگاه‌های تقلیل فشار انجام داده‌اند [۱۴]. رحیمی و همکاران در تحقیقی با عنوان «بررسی اثر جایگزینی توربین انبساطی با شیرژول تامسون در عملکرد برج متان‌زدا» به بررسی نقش ت توربین انبساطی در صنایع پتروشیمی پرداختند [۱۵]. فرزانه و همکاران در تحقیقی با عنوان «بررسی راهکارهای افزایش انرژی قابل حصول در پروسهٔ تقلیل فشار گاز مصرفی پالایشگاه خانگیران» با استفاده از آنالیز آگرژی، میزان کار تولیدی قابل استحصال در اثر تقلیل فشار گاز مصرفی پالایشگاه خانگیران را محاسبه کرده‌اند. پالایشگاه دارای ۵ واحد تصفیهٔ گاز ترش می‌باشد و گاز مصرفی خود پالایشگاه نیز از همین واحدها تأمین می‌گردد. در حال حاضر، فرایند تقلیل فشار از طریق چند شیر فشارشکن صورت می‌گیرد. با پیشنهاد استفاده از توربین‌های انبساطی به‌جای شیرهای فشارشکن، میزان کار تولیدی توسط این روش محاسبه شده است. کار تولیدی در این تحقیق، بر مبنای راندمان ۸۵ درصد توربین انبساطی و دمای پیش‌گرم ۱۵۰ °C محاسبه شده است. همچنین تأثیرات پیش‌گرم کردن و راندمان توربین‌های انبساطی بر افزایش کار تولیدی بررسی شده است. کار تولیدی حاصل بین ۵ Mw تا ۹ Mw است؛ این میزان کار با توجه به مصرف گاز ماه‌های مختلف سال پالایشگاه تغییر می‌کند [۱۶].

هدف از این تحقیق، بررسی و امکان‌سنجی استفادهٔ توربین انبساطی به‌جای شیر فشارشکن در سکوهای نفتی، جهت تولید برق و بالا بردن مقدار تولید میعانات خروجی است. بنابراین برای بررسی دقیق، ابتدا شرایط موجود در سایت را در نرم‌افزار شبیه‌سازی نموده و براساس نتایج به‌دست‌آمده به تحلیل اقتصادی طرح پرداخته شده است.

روند رو به افزایش درخواست انرژی در جهان موجب شده است گاز به‌عنوان یکی از منابع بسیار مهم در نظر گرفته شود [۱-۳]. همچنین افزایش روند مصرف گاز در نیروگاه و مصارف داخلی به‌دلیل مزیت ترمودینامیکی و آلودگی کمتر آن نسبت به سوخت‌های فسیلی موجب شده که گاز به‌عنوان منبع اصلی در قرن ۲۱ مطرح گردد [۸-۴]. کاهش فشار گاز در مبادی ورودی و همچنین در پالایشگاه‌ها بیشتر به‌وسیلهٔ شیر فشارشکن صورت می‌گیرد. جایگزینی توربین انبساطی به‌جای شیر فشارشکن موجب بالا رفتن مزیت مکانیکی به مقدار ۸۵٪ گشته و همچنین نیروی تولیدشده به‌وسیلهٔ توربین انبساطی می‌تواند موجب به حرکت درآوردن تجهیزات گوناگون از قبیل کمپرسور، ژنراتور و پمپ گردد [۹ و ۱۰].

تجارب موفق گوناگونی در زمینهٔ به‌کارگیری توربین انبساطی در سکوهای گازی فراساحلی انجام شده است. از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به پروژهٔ گاز طبیعی شرکت نفتی بی پی امکو^۱ اشاره کرد که ۴ منطقهٔ فراساحلی، ۸ مخزن گازی دریای شمال و ۱۰ شرکت مجزا را گرد هم آورد. از زمان راه‌اندازی این پروژه در سال ۱۹۹۳ توسط شرکت نفت هلند، بی پی امکو روزانه ۱۳ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را از میدان گازی توسط دو توربین انبساطی فرآوری می‌کند و از انرژی فشاری آن برای به حرکت درآوردن کمپرسورهای واحد استفاده می‌شود. همچنین روزانه ۲۰۰۰ مترمکعب مایع تولید می‌گردد. پروژه‌ای مشابه در نروژ نیز انجام شده است. چاه‌های اسلنپر^۲ شرقی و غربی دو میدان فراساحلی گاز طبیعی در دریای شمال هستند که توسط استات اویل^۳، یکی از بزرگ‌ترین شرکت‌ها در نروژ و یکی از شرکت‌های مهم گازی در اروپا، اداره می‌شوند. توربین‌های انبساطی^۴ استفاده در فرایند جداسازی (گاز طبیعی، میعانات، آب و دی‌اکسید کربن) تجهیزات حیاتی این فرایند محسوب می‌شوند. انتخاب توربین انبساطی‌های تجهیز شده با تکنولوژی یاطاقان‌های مغناطیسی ابتدا در اسلنپر شرقی (۴ واحد در سال ۱۹۹۳ شروع به کار کردند) و سپس در اسلنپر غربی (۴ واحد در سال ۱۹۹۶ شروع به کار کردند) به کار گرفته شدند. این نوآوری پیشنهادشده توسط کارخانهٔ کرایواستار^۵ از تکنولوژی یاطاقان‌های مغناطیسی در توربین انبساطی گاز طبیعی فشار بالا استفاده می‌کند. امروزه این ۸ توربین انبساطی که ۱۰۰٪ گاز طبیعی میداین اسلنپر را فرآوری می‌کند، قابل

1. BP-Amoco
2. Sleipner
3. Statoil
4. Turbo-Expander
5. Cryostar

6. Active Magnet Bearing
7. Reliability
8. Availability

۲. چاه‌های سکو

در تحقیق فوق، امکان استفاده از توربین انبساطی جهت بازیافت انرژی چاه‌های گازی یکی از سکوها تولید و فرآورش گاز جهت صادرات در منطقه خلیج فارس در نظر گرفته شده است.

سکوی گازی سلمان شامل چاه‌های تولید گاز به نام‌های 2SKA,B,C است که گاز مورد نیاز برای فرآورش و صادرات از این چاه‌ها به سکوی KPP انتقال پیدا می‌کند و بعد از انجام عملیات جداسازی میعانات و آب، جهت صادرات به جزیره سیری ارسال می‌گردد. مقدار ظرفیت طراحی شده سکوی KPP جهت فرآورش، ۵۵۰ میلیون فوت مکعب است که این مقدار توسط چاه‌های موجود در 2SKB,C هرکدام به مقدار ۲۰۰ میلیون فوت مکعب و ۱۵۰ بقیه توسط چاه 2SKA تأمین می‌گردد. گاز پس از عبور از شیر فشارشکن و کاهش فشار آن بین دو ترین^۱ موجود در سکو KPP تقسیم می‌گردد که هرکدام وظیفه پالایش نصف ظرفیت سکو را به عهده دارند. در صورتی که دمای خروجی گاز بعد از شیر فشارشکن به مقدار مورد نیاز پایین نیامده باشد، از طریق مبدل‌های هوا خنک‌کن، دمای مورد نظر پایین آورده می‌شود.

مشخصات گاز ورودی به سکو مطابق جدول (۱) است.

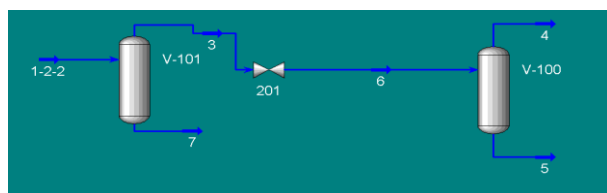
جدول (۱): مؤلفه‌های گاز خروجی از چاه‌های گازی خشکی

Component	Mole Fraction
H ₂ S	۰/۰۰۵
N ₂	۰/۰۰۸۷
CO ₂	۰/۰۳۷۹
C ₁	۰/۸۷۸۱
C ₂	۰/۰۴۱۳
C ₃	۰/۰۱۱۱
iC ₄	۰/۰۰۲۹
nC ₄	۰/۰۰۳۳
iC ₅	۰/۰۰۱۸
nC ₅	۰/۰۰۱۲
C ₆	۰/۰۰۲
C ₇₊	۰/۰۰۶۱
C ₁₂₊	۰/۰۰۴
H ₂ O	۰/۰۰۱۱
TOTAL	۱

Description	C ₇₊	C ₁₂₊
Molecular Weight	۱۵۷/۸۹	۳۴۸/۵۶
Specific Gravity	۰/۷۹۶۱	۰/۸۸۵۶

۱.۲. معادلات شبیه‌سازی در نرم‌افزار

در ابتدا شبیه‌سازی امکان استفاده از معادلات مختلف در نرم‌افزار HYSYS امکان‌پذیر است [۱۷-۲۷]. لذا برای رسیدن به بهترین نتیجه و کمترین مقدار انحراف در شبیه‌سازی، ابتدا شرایط موجود در سایت، در نرم‌افزار وارد شده است (شکل ۱). در شکل فوق، شیر ۲۰۱ شیر فشارشکن است که گاز خروجی از چاه‌ها را کاهش داده و به مقدار مورد نظر برای ورود به سکوی KPP می‌رساند.



شکل (۱): شبیه‌سازی شیر فشارشکن در نرم‌افزار HYSYS

با توجه به نتایج به دست آمده، نتیجه‌گیری می‌شود که بهترین معادلات برای شبیه‌سازی فوق معادلات پنگ رابینسون^۱ (۱) تا (۷) هستند.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a \alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (1)$$

$$a = \frac{0.457235R^2 T_c^2}{P_c} \quad (2)$$

$$b = \frac{0.77796RT_c}{p_c} \quad (3)$$

$$\alpha = (1 + k(1 - T_r^{0.5}))^2 \quad (4)$$

$$k = 0.34464 + 1.5455w - 0.26992w^2 \quad (5)$$

$$T = \frac{T}{T_c} \quad (6)$$

$$w = -1.000 - \log_{10}\left(\frac{P_\sigma}{P_c}\right) \quad (7)$$

۲.۲. محدودیت‌های استفاده از توربین انبساطی

برای استفاده از توربین انبساطی باید شرایط و محدودیت‌های زیر را در نظر گرفت:

۱.۲.۲. کنترل دبی گاز خروجی از توربین انبساطی

سیستم مورد نظر به‌طور مستقیم، دبی گاز خروجی را کنترل نمی‌کند. با این حال، به دلیل برخورداری توربین‌های انبساطی مدرن از سیستم پره‌های هدایت‌کننده ورودی، توانایی کارکرد در دبی‌های متفاوت را با بازده مناسب دارند. بنابراین روش‌های متفاوتی مانند شیرهای کنترل دبی را در کنار استفاده از توربین انبساطی می‌توان به این منظور به کار گرفت. شایان ذکر است در برخی از موارد به دلیل بالاتر بودن فشار جریان گاز سر چاه از حداکثر فشار استاندارد ورودی به توربین انبساطی، استفاده از این گونه شیرهای فشارشکن اجتناب‌ناپذیر است.

سکو جداسازی میعانات است، به وجود آمدن میعانات یکی از مزایای طرح فوق می‌باشد، ولی این نکته را نیز باید در نظر گرفت که وجود هیدرات در توربین انبساطی امکان‌پذیر نیست.

۳.۲. بررسی شرایط مسئله

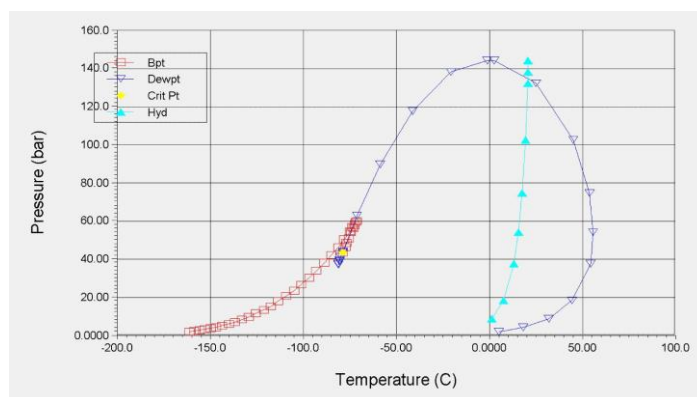
عدم تشکیل هیدرات، یکی از پارامترهای مهم در طراحی است. لذا برای جلوگیری از تشکیل هیدرات باید دما و فشار تشکیل هیدرات را جزو پارامترهای اصلی طراحی توربین انبساطی در نظر گرفت. برای این منظور، شرایط ورودی توربین را در نرم‌افزار شبیه‌سازی کرده لذا دما و فشار خروجی چاه‌ها به‌عنوان دمای ورودی توربین انبساطی (جدول ۲) و دما و فشار ورودی به سکو (جدول ۳) به‌عنوان دما و فشار خروجی در نرم‌افزار در نظر گرفته شده است.

جدول (۲): مشخصات ترمودینامیکی گاز خروجی از چاه‌های سکوها

2SSK-A	2SK-B	2SK-C	
۲۰۰	۲۰۰	۲۵۰	دبی طراحی
۵۰	۵۰	۱۰۰	کمترین مقدار دبی خروجی
۳۵۲	۳۵۲	۳۵۲	فشار بسته شدن چاه (barg)
۱۲۶/۷	۱۲۶/۷	۱۲۶/۷	دما مخزن °C
۳۳۸	۳۳۸	۳۳۸	فشارخروجی چاه (barg)
۱۰۵	۱۰۵	۱۰۵	دماخروجی چاه °C
۱۰۳	۱۰۳	۱۰۳	بیشترین مقدار فشار شیر تقلیل (barg)

جدول (۳): مشخصات گاز ورودی به سکو

Salman associated gas	2SSK-A	2SK-B	2SK-C	
۴۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۵۰	دبی طراحی ^۱ MMSCFD
۱۰/۱	۹۳/۱	۹۳/۱	۹۳/۱	فشار ورودی سکو در حال حاضر barg
۱۰/۱	۲۷/۶	۲۷/۶	۲۷/۶	فشار ورودی سکو در انتهای عمر مفید barg
۲۸/۱۳	۸۲/۶۸	۵۷/۲۵	۶۵/۳۳	دما ورودی سکو در حال حاضر °C (min/max)



شکل (۲): نمودار فشار دمای خروجی از توربین انبساطی

۲.۲.۲. تغییر فشار گاز خروجی از مخزن

توربین انبساطی به دلیل بهره‌گیری از سیستم کنترل پیشرفته توانایی کارکرد در محدوده گسترده‌ای از فشارهای خارج از طراحی را دارند. بر اساس منحنی عملکرد توربین‌های انبساطی، بازده تجهیز با تغییر فشار ورودی تا ۱/۲ برابر فشار طراحی ثابت می‌ماند، ولی در فشارهای پایین‌تر مقدار بازده کاهش یافته تا جایی که در فشار ۰/۷ فشار طراحی، بازده به میزان ۰/۷ کاهش می‌یابد. با در نظر گرفتن منحنی مربوط به تغییرات بازده با فشار تجهیز مورد نظر و محدوده تغییرات فشار جریان گاز سر چاه می‌توان مقدار بهینه را با بالاترین ظرفیت محاسبه کرد.

۳.۲.۲. وجود میعانات گازی در گاز خروجی از مخزن

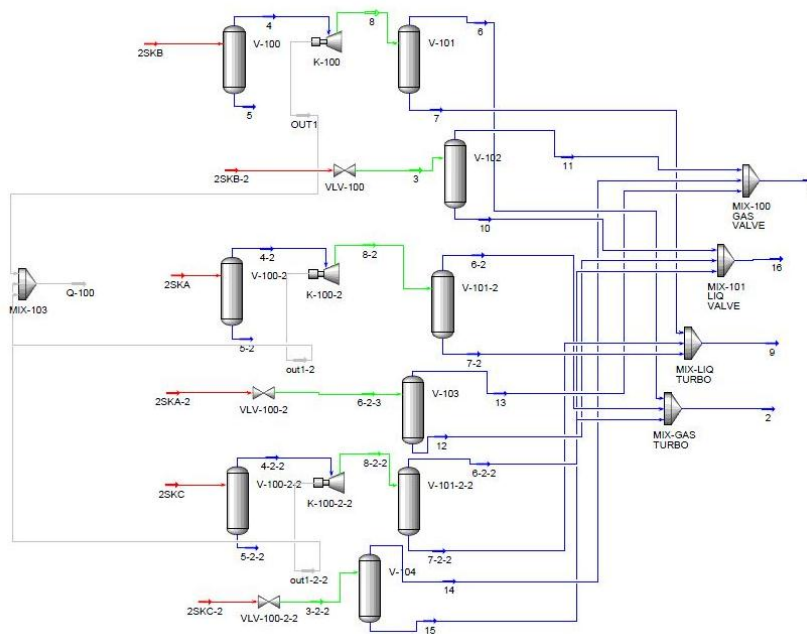
سیستم توربین انبساطی به‌طور گسترده برای جداسازی گاز در واحدهای تولیدکننده گاز مایع طبیعی و گاز مایع مورد استفاده قرار می‌گیرد. ولی با توجه به طراحی این‌گونه تجهیزات، بایستی میعانات هیدروکربنی و آب درون جریان گاز ورودی در ابتدا در یک مخزن جداسازی شود و جریان گاز به‌طور کامل نم‌زدایی و موارد الزامی را جهت عدم تشکیل هیدرات رعایت گردد. چنانچه توربین انبساطی فقط به‌منظور بازیافت انرژی فشاری جریان گاز مورد استفاده قرار گیرد، در جریان خروجی از آن معمولاً به دلیل کاهش دمای شدید، مقداری میعانات هیدروکربنی تشکیل می‌شود که با توجه به ماهیت آن، جداسازی و به واحد مصرف‌کننده مربوطه ارسال می‌شود. با توجه به اینکه یکی از وظایف

است (شکل ۳). با توجه به شرایط سایت، گاز خروجی از سه چاه اقماری بعد از کاهش فشار وارد یک هدر در سکو می‌گردد. در حال حاضر، کاهش فشار به وسیله شیر فشارشکن صورت می‌پذیرد. با جایگزینی توربین انبساطی به جای شیر فشارشکن و در نظر گرفتن پارامترهای دیگر از قبیل وجود مخازن برای جداسازی مواد همراه گاز، به طراحی سایت پرداخته شده است. از طراحی فوق این نتیجه به دست می‌آید که امکان استفاده از ۳ عدد توربین با ظرفیت‌های ۲۷۵۰، ۵۵۰۰ و ۵۵۵۰ کیلووات امکان‌پذیر است؛ برای سهولت در محاسبات اقتصادی، مقدار ظرفیت تمام توربین‌ها با یکدیگر جمع و ۱۲۰۰۰ کیلووات در نظر گرفته شده و محاسبات اقتصادی بر اساس معیار فوق انجام گردیده است.

با توجه به اطلاعات وارد شده، نمودار شکل (۲) به دست می‌آید. با توجه به شکل و جداول به دست آمده، دما و فشار طراحی توربین انبساطی را بالاتر از دما و تشکیل هیدرات باید در نظر گرفت. از اطلاعات وارد شده و شبیه‌سازی صورت گرفته می‌توان مشاهده کرد که دما و فشار کارکرد سکو همیشه بالاتر از دما و فشار تشکیل هیدرات است. از این رو می‌توان در طراحی، مشخصات گاز ورودی به سکو را به عنوان مشخصات گاز خروجی از توربین انبساطی در نظر گرفت.

۴.۲. شبیه‌سازی توربین انبساطی

با داشتن پارامترهای مورد نیاز (دما، دبی، فشار) و در نظر گرفتن نقشه سایت، نسبت به طراحی سیستم فوق در نرم‌افزار HYSYS اقدام شده



شکل (۳): شبیه‌سازی توربین انبساطی در نرم‌افزار HYSYS

۳. آنالیز اقتصادی

در این قسمت به تحلیل اقتصادی نصب و بهره‌برداری از توربین انبساطی در سکوهای نفتی پرداخته شده است. برای این منظور، جهت ساده‌سازی اطلاعات به طور کلی، ظرفیت مورد بهره‌برداری در سکوها در مجموع ۱۲۰۰۰ کیلووات ساعت در نظر گرفته شده است. با توجه به فرضیات بالا به تحلیل اقتصادی طرح فوق پرداخته شده است.

۱.۳. پیش فرض‌ها

- نرخ کاهش ارزش پول ۱۰ درصد.
- نرخ تورم با توجه به ثابت بودن دلار در ۳ سال اخیر صفر در نظر گرفته شده است.
- استهلاک: این تجهیز با توجه به طول عمر ۲۴ سال و با نرخ ۴٫۱۷ درصد و ارزش اسقاط ۳۰ درصدی مستهلک می‌شود.
- قیمت فروش برق با توجه به مصوبه وزیر و تصویب نامه شماره ۱۵۳۴۴۰/ت/۵۲۳۷۵ مورخ ۱۳۹۴/۱۱/۲۱ هیئت وزیران، برای توربین انبساطی به ازای هر کیلووات، ۱۶۰۰ ریال در نظر گرفته شده که در این مقاله با توجه به موقعیت طرح، ۲۴۰۰ ریال در نظر گرفته شده است.
- نرخ برابری ارز مطابق قیمت تیرماه ۱۳۹۶ هر دلار آمریکا ۳۷۷۵۰ ریال در نظر گرفته شده است.

- مشخصات توان تولیدی: توان توربین سکوهای فراساحلی ۱۲۰۰۰ کیلووات.
- دوره خرید و نصب و راه‌اندازی ۱۲ ماه.
- دوره بهره‌برداری ۱۰ سال.

محاسبه شده است:

۲.۳. هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری

در جدول (۴)، هزینه‌های مورد نظر که شامل نصب و راه‌اندازی و خرید قطعات می‌باشد، به تفکیک ذکر شده است. با توجه به تحریم بودن، قیمت به دست آمده به صورت تقریبی و با توجه به پروژه‌های انجام شده می‌باشد [۲۸-۲۹].

مطابق فرضیات، هزینه‌های اولیه سرمایه‌گذاری و خرید برای توربین‌های انبساطی ۱۲۰۰۰ کیلوواتی ۱۰۵،۶۰۵،۶۲۵،۰۰۰ ریال است.

۳.۳. تضمین خرید و حجم تولید در برنامه فروش

در محاسبات اقتصادی طول دوره بهره‌برداری از این دستگاه‌ها حدود ۱۰ سال در نظر گرفته شده است. نظر به اینکه عمر تجهیز ۲۴ سال است، می‌توان بعد از ۱۰ سال تجهیز فوق را در محل دیگری استفاده نمود. همچنین قیمت برق در ۱۰ سال بهره‌برداری به صورت ثابت ۲۴۰۰ ریال

جدول (۴): هزینه‌های نصب و راه‌اندازی توربین انبساطی

شرح تجهیز	قیمت دلار برای توربین انبساطی ۱۲۰۰۰ کیلووات
توربین انبساطی	۲۲۵۰۰۰۰
جعبه دنده	۱۱۲۵۰۰
ژنراتور	۱۳۵۰۰۰
اتصالات خط لوله	۳۰۰۰۰
هزینه‌های مربوط به مهندسی	۱۳۵۰۰۰
نصب تجهیزات	۱۳۵۰۰۰
جمع کل	۲۷۹۷۵۰۰

جدول (۵): سود توربین ۱۲۰۰۰ کیلو واتی

سال بهره‌برداری	توان تولیدی (KW) کاهش به دلیل استهلاك ۴/۱۷	درآمد سالیانه $R_{A,i}$ ریال بدون در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪	درآمد سالیانه $R_{A,i}$ ریال با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪
۱	۱۲۰۰۰	۲۵۲۲۸۸۰۰۰۰۰۰	۲۵۲۲۸۸۰۰۰۰۰۰۰
۲	۱۱۴۹۹/۶	۲۴۱۷۶۷۵۹۰۴۰۰	۲۲۸۱۱۱۲۴۰۹۶۰
۳	۱۰۵۴۰۰/۱	۲۲۱۶۰۴۱۷۳۲۶۱	۲۱۹۶۰۷۱۷۳۰۶۴
۴	۹۲۲۱/۹۱	۱۹۳۸۸۱۴۹۱۲۷۳	۲۰۲۲۱۶۰۲۴۲۳۳
۵	۷۶۸۳/۷	۱۶۱۵۴۲۰۵۸۵۲۹/۶	۱۷۷۷۲۷۲۸۵۴۲۰
۶	۶۰۸۱/۱	۱۲۷۸۶۰۵۳۹۳۲۶/۳	۱۴۸۷۵۶۰۰۴۵۹۶
۷	۴۵۶۰	۹۵۸۶۹۸۳۳۳۸۶/۵	۱۱۸۲۷۳۵۵۶۰۸۷
۸	۳۲۲۸/۹	۶۷۸۸۵۴۲۸۳۱۳	۸۹۰۸۱۲۸۹۵۵۵
۹	۲۱۵۱/۷	۴۵۲۳۸۸۴۹۴۲۸	۶۳۳۶۱۵۴۳۳۷۰
۱۰	۱۳۴۴/۲	۲۸۲۶۰۷۰۹۲۳۷	۴۲۴۱۲۷۷۸۵۰۴

۴.۳. هزینه‌های جاری

هزینه بهره‌برداری سالیانه شامل هزینه تعمیر و نگهداری، بازرسی، نظارت برابر با ۰/۱ هزینه کل تجهیز در نظر گرفته شده است. بنابراین، هزینه فوق برای توربین ۱۲۰۰۰ کیلوواتی برابر ۱۰۵۶۰۵۶۲۵۰ ریال می‌شود که این مقدار با توجه به تغییر قیمت دلار و تورم در هر سال تغییر می‌کند.

۵.۳. محاسبه سود

C_C هزینه اول (خرید) در سال اول است. اگر هزینه خواب سرمایه برای ۱۲ ماه نصب و راه‌اندازی محاسبه شود و نرخ سود بانکی ۱۰ درصد آن نیز حساب شود و به سرمایه اولیه اضافه گردد، در نتیجه:

$$C_C, Real = 1.10 * 1056056250000 = 116,166,187,500 \text{ Rials}$$

برای تحلیل اقتصادی، عدد فوق برای ۱۰ سال در نظر گرفته شده و رابطه (۸) به دست آمده است:

$$R_{p,total} = C_{C,Real} + \sum (R_{A,i} - C_{repair})_i \quad (8)$$

یادآوری می‌شود در آمد هر سال به دلیل فرسایش کاهش پیدا می‌کند. همچنین پارامتر تورم و هزینه‌های تعمیر نگهداری نیز باید لحاظ گردد. با توجه به پارامترهای گوناگون تأثیرگذار برای انجام محاسبه، مقدار تورم و سود بانکی ثابت در نظر گرفته شده و همچنین مقدار قیمت برق خریداری شده ۱۶۰۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت برای توربین‌های موجود در سکو به دلیل بالاتر بودن هزینه تولید برق، ۲۴۰۰ ریال محاسبه گردیده است. مقدار هزینه تعمیر نگهداری نیز برابر یک درصد ارزش دستگاه در هر سال می‌باشد. لذا نرخ تعمیرات هر دستگاه برابر یک درصد ارزش دستگاه در هر سال با توجه به استهلاك است.

جدول (۶): سود خالص توربین ۱۲۰۰۰ کیلوواتی

سال بهره‌برداری	درآمد سالیانه $R_{A,i}$ ریال با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪	هزینه تعمیرات دستگاه $C_{m,i}$ ریال با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪	سود خالص سالانه $(R_{A,i} - C_{repair})$ ریال با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪
۱	۲۵۲۲۸۰۰۰۰۰۰	۱۰۱۲۰۱۸۷۰۴	۲۵۱۲۷۵۹۸۱۲۹۵
۲	۲۲۸۱۱۱۲۴۰۹۶۰	۹۶۷۹۸۱۱۵۸	۲۲۷۱۴۳۲۵۹۸۰۱
۳	۲۱۹۶۰۷۱۷۳۰۶۴	۹۲۳۹۴۳۶۱۳	۲۱۸۶۸۳۲۲۹۴۵۰
۴	۲۰۲۲۱۶۰۲۴۲۳۳	۸۷۹۹۰۶۰۶۷	۲۰۱۳۳۶۱۱۸۱۶۵
۵	۱۷۷۷۲۷۲۸۵۴۲۰	۸۳۵۸۶۸۵۲۱	۱۷۶۸۹۱۴۱۶۸۹۸
۶	۱۴۸۷۵۶۰۰۴۵۹۶	۷۹۱۸۳۰۹۷۶	۱۴۷۹۶۴۱۷۳۶۲۰
۷	۱۱۸۲۷۳۵۵۶۰۸۷	۷۴۷۷۹۳۴۳۰	۱۱۷۵۲۵۷۶۲۶۵۶
۸	۸۹۰۸۱۲۸۹۵۵۵	۷۰۳۷۵۵۸۸۵	۸۸۷۰۷۵۳۳۶۷۰
۹	۶۳۳۶۱۵۲۳۳۷۰	۶۵۹۷۱۸۳۳۹	۶۲۷۰۱۸۲۵۰۳۰
۱۰	۴۲۴۱۲۷۷۸۵۰۴	۶۱۵۶۸۰۷۹۳	۴۱۷۹۷۰۹۷۷۱۰
سود خالص			۱,۵۳۳,۶۹۶,۳۹۸,۲۹۹

سپس شرایط چاه‌های سکوی گازی مورد شبیه‌سازی، در نرم‌افزار قرار گرفت. در ادامه با توجه به شرایط چاه‌ها و محدودیت‌های موجود در خصوص استفاده از توربین انبساطی به شبیه‌سازی شرایط جهت استفاده از توربین انبساطی به جای شیر فشارشکن پرداخته شد. با توجه به نتایج خروجی، به برآورد اقتصادی پروژه مربوط در دریا پرداخته شد و مزایا و معایب آن بررسی گردید. با توجه به اینکه در این پروژه، قیمت برق خریداری شده طبق مصوبه دولت است، بررسی صورت گرفته نشان‌دهنده کاملاً به صرفه بودن آن در سکوهاست. در ضمن باید موارد زیر نیز در نظر گرفته شود که عبارت‌اند از:

- برآورد اقتصادی با توجه به مصوبه دولت برای خشکی است و در مناطق دورافتاده و شرایط خاص مانند منطقه ویژه اقتصادی جزیره لوان و سکوه‌های دریایی که تولید برق به مراتب با هزینه بالاتری صورت می‌گیرد و به دلیل همین ویژه بودن هزینه‌های واردات تجهیزات به مراتب پایین‌تر است، کاربرد ندارد.
- هزینه برق خریداری شده با توجه به تورم افزایش نمی‌یابد، در صورتی که هزینه برق در طی سال‌های کنونی همراه با ضریب تورم تغییر کرده است. بنابراین برآورد اقتصادی با سود بیشتری باید منظور گردد.
- استفاده از توربین انبساطی موجب افزایش تولید میعان‌ات می‌گردد که با توجه به کاهش تولید و پایین آمدن کیفیت نفت سکو استفاده از طرح توربین انبساطی موجب بالا رفتن مقدار تولید نفت و کیفیت آن به‌طور همزمان می‌گردد. همچنین گاز خروجی از توربین انبساطی در مقایسه با شیر فشارشکن کیفیت بالاتری دارد که موجب بالا رفتن عمر دستگاه‌ها و همچنین بالا رفتن کیفیت گاز صادراتی می‌گردد. با توجه به موارد ذکر شده در بالا و مزایای طرح مذکور و مشترک

با توجه به فروش برق توربین منهای هزینه نگهداری، سود خالص در یک دوره ده‌ساله برای توربین ۱۲۰۰۰ کیلوواتی سکو، ۱,۵۳۳,۶۹۶,۳۹۸,۲۹۹,۱۳ ریال محاسبه می‌شود. با توجه به اینکه قیمت مستهلک‌شده توربین ۳۰ درصد قیمت اولیه آن ۶۷۵,۰۰۰ دلار (۲۵,۴۸۱,۲۵۰,۰۰۰ ریال) است که می‌تواند با توجه به کارکرد توربین بازگردد، رابط (۹) به صورت زیر خواهد بود:

$$P_{turb,p} = \frac{P_{turb,f}}{(1+i)^n} \quad (9)$$

که در آن، $P_{turb,p}$ بیانگر قیمت فعلی توربین و $P_{turb,f}$ قیمت توربین در آینده است و I مقدار کاهش ارزش پول (تورم) است. پس ارزش توربین در سال انتهایی کارکرد (۱۰ سال بعد) برابر است با:

$$P_{turb,p} = (25481250000) / (1+0.10)^{10} = 9,824,124,943.78$$

در نتیجه، مقدار کل سود تبدیل کل در انتهای ۱۰ سال، برابر است با مجموع مقادیر بالا منهای مقدار سرمایه اولیه سرمایه‌گذاری می‌باشد که می‌تواند به صورت زیر محاسبه شود:

$$(1,533,696,398,299 + 9,824,124,943) - 116,166,187,500 = 1,427,354,335,742$$

با توجه به محاسبات صورت گرفته مقدار سود خالص با توجه به ثابت بودن قیمت دلار - سود بانکی و مقدار تورم محاسبه شده است.

۶.۳. نرخ بازگشت سرمایه

با توجه به درآمد اولین سال مقدار هزینه‌های نصب و راه‌اندازی توربین به‌طور کلی پرداخت می‌شود.

$$251,275,981,295.63 - 16,166,187,500 = 135,109,793,795.63$$

۴. نتیجه‌گیری

در این تحقیق، ابتدا به بررسی اجمالی درباره روابط موجود پرداخته شد.

V_m	حجم ویژه
T_c	دمای بحرانی
K	نسبت تعادل گرمایی

بودن مخزن مورد استفاده در دریا، راهاندازی طرح توربین انبساطی لازم و ضروری است.

فهرست علائم

α	پارامتر ریدل	P	فشار ($\text{kg.m}^{-1}\text{s}^{-2}$)
w	ضریب استریک	P_C	فشار بحرانی
		P_r	عدد پراتل
		p_σ	فشار بخار اشباع
		R	ثابت جهانی گازها

مراجع

- ایران، ۱۳۸۵.
- [۱۵] فرزانه، محمود، دیمی دشت بیاض، مهدی، «بررسی راهکارهای افزایش انرژی قابل حصول در پروسه تقلیل فشار گاز مصرفی پالایشگاه خانگیران»، اولین کنفرانس CNG و نمایشگاه وابسته، ۱۳۷۸.
- [۱۶] زونتاک - بورگنکاک، ون ویلن، مبانی ترمودینامیک کلاسیک، ترجمه مهندس ملک‌زاده، مهندس کاشانی حصار، مهندس معتمدی، آستان قدس رضوی، چاپ شانزدهم.
- [۱۷] نوروزی، محمدعلی، علمایی، جوادی، قره‌پتیان، گئورگ، «بهبود جبران‌سازی راهاندازی توربین انبساطی توسط DVR بهبودیافته و STATCOM در نیروگاه نکاو تحت شرایط خلأ»، نشریه مهندسی و مدیریت انرژی، شماره اول، صفحه ۲-۱۵، ۱۳۹۵.
- [18] A. Traverso, A. F. Massardo, "Thermoeconomic Analysis of Mixed Gas-Steam Cycle", Applied Thermal Engineering, Vol.22, No.1, pp.1-21, 2002.
- [19] Wayne C., Edmister Byung Ik Lee, "Applied Hydrocarbon Thermodynamics", Volume1, Second Edition, Gulf Pub. 1973.
- [20] Peng, D.Y. and Robinson, D.B: "A New Two-Constant Equation of State", Ind. Eng.Chem.Fundam, Vol.15, No.1, pp. 59-64, 1976.
- [21] Tarek Ahmed, "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Professional Publishing, 2001.
- [22] Yunus A.Cengel, Michael A.Boles, "Thermodynamics: an Engineering Approach", McGraw-Hill Science/Engineering/Math; 6 edition, 2006
- [23] Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M, "Thermal Design and Optimization". Wiley: New York,1996.
- [24] Kotas, Tj, "The Exergy Method of Thermal Plant Analysis", Butterworths: London, 1985.
- [25] Gen, Mitsuo, "Genetic Algorithm and Engineering Design" 1944.
- [26] Rozen, John, "Genetic Programming II and problem solving", 2002.
- [27] El Sayed, Yehia, "The Thermoeconomics of Energy Conversions", Advanced Energy System Analysis, 2003
- [28] Bloch, H. P., Claire. S., "Turboexpanders and Process Applications", 2001, Gulf Professional Publishing.
- [29] "Energy Recovery from Natural Gas Letdown Stations" Catalogue of Langson Energy, Inc., May 2012.
- [1] Balat, M., "Global Trends on Production and Utilization of Natural Gas", Energy Sources Part B, Vol.4, No.4, pp.333-46, 2009.
- [2] Kumar, S., Kwon, H., Choi, K., Cho, J., Lim, W., Moon, I. "Current Status and Future Projections of LNG Demand and Supplies: a Global Prospective", Energy Polic, Vol. 39, No.7, pp.4097-104, 2011.
- [3] Boran, FE., Boran, K., "Evaluation of Natural Gas Systems: a Comparison Study for Turkey", Energy Sources Part B, Vol.7, No.3, pp. 222-9, 2012.
- [4] BP. Statistical Review of World Energy. British Petroleum (BP) Statistical Review, UK; June 2010.
- [5] Won, W., Lee, SK., Choi, K., Kwon, Y., "Current Trends for the Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) Technologies", Korean J Chem Eng, Vol.31, No.5, pp. 732-43, 2014.
- [6] Lee, I., Tak, K., Lim, W., Moon, I., Kim, H., Choi, K., "Analysis of Pure Refrigerant Cycle Design on C3MR Process Through Driver Selection", J Korean Inst Gas, Vol. 17, No. 3, pp. 27-32, 2013.
- [7] Neseli, MA., Ozgener, O., Ozgener, L., "Energy and Exergy Analysis of Electricity Generation from Natural Gas Pressure Reducing Stations", Energy Convers Manage, Vol. 93, No.3, pp. 109-20, 2015.
- [8] Sakmar, SL., *Energy for the 21st Century: Opportunities and Challenges for Liquefied Natural Gas (LNG)*, USA: Edward Elgar Publishing Inc. pp.512, 2013.
- [9] Campbell, JM., *Gas Conditioning and Processing*, 8th ed., vol. 2. USA: John M. Campbell and Company; 2004.
- [10] Meher-Homji, CB., Qualls, WR., Eaton, AP., "Liquid Expanders in the Phillips Optimized Cascade LNG Process", The 14th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG14), Doha, Qatar; 21-24 March, 2004.
- [11] City of Saskatoon Webpage: <http://www.saskatoon>
- [12] Zabihi, A., Taghizadeh, M., "New Energy-Saving Temperature Controller for Heater at Natural Gas Gate Station", J. Nat. Gas Sci. Eng., Vol. 27, No.2, pp. 1043-1049, 2015.
- [13] Zehtabian, N., Saffar-Avval, M., "Feasibility Study of Turboexpander Installation in City Gas Station", Proceeding of the 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization; 2012.
- [۱۴] رحیمی چیمه، احسان، نعیم‌پور، فرشته، حجازی، نوشاد، «بررسی اثر جایگزینی توربوواکسپاندر با شیر ژول تامسون در عملکرد برج متان‌زدا در پالایشگاه‌های گازی پارس جنوبی»، دهمین کنگره مهندسی شیمی