

ارزیابی اقتصادی استفاده از گازهای همراه نفت در کارخانجات گاز و گاز مایع: مطالعه موردی واحد NGL-3200

روح ا... مهدوی^۱

دکتری اقتصاد نفت و گاز و کارشناس ارشد مؤسسه‌ی مطالعات انرژی سبحان،
r_mahdavi_ir@yahoo.com

علی طاهری فرد

عضو هیأت علمی دانشگاه امام صادق (ع) و کارشناس ارشد مؤسسه‌ی مطالعات انرژی
سبحان، taheerifard1361@yahoo.com

جواد کیپور

کارشناس ارشد مؤسسه‌ی دیپلماسی انرژی، keypour@citc.ir

حامد صاحبپنر

دانشجوی دکتری علوم اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد و کارشناس ارشد مؤسسه‌ی

مطالعات انرژی سبحان، h.sahebbonar@gmail.com

تاریخ دریافت: ۹۴/۰۱/۲۴ تاریخ پذیرش: ۹۵/۰۷/۲۵

چکیده

آمارها نشان دهنده سوزاندن ۴۰ درصد گازهای همراه نفت در ایران می‌باشد که این حجم سوزاندن گازهای همراه، ایران را در رتبه چهارم جهان و رتبه اول در منطقه خاورمیانه از این نظر قرار داده است. ابعاد اقتصادی و زیست‌محیطی این مسئله موجب برنامه‌ریزی برای اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت در کشور گردیده است. در این راستا صنایع گاز و گاز مایع (NGL) سهم عمده‌ای دارند، در این میان، واحد NGL-3200 با ظرفیت ۱۴/۱۵ میلیون متر مکعب در روز به دلیل جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین نفتی غرب کارون، اهمیت به‌سزایی دارد. از اینرو، در تحقیق حاضر، با استفاده از روش تحلیل هزینه-فایده و شاخص‌های مالی ارزش فعلی خالص (NPV)، نرخ بازده داخلی (IRR) و دوره‌ی بازگشت سرمایه، طرح NGL-3200 مورد مطالعه ارزیابی مالی-اقتصادی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که اگر این واحد با ظرفیت کامل فعالیت کند آنگاه طرح NGL-3200 با نرخ بازده داخلی ۲۸/۲۹ درصدی توجیه اقتصادی خواهد داشت. همچنین نتایج تحلیل حساسیت طرح گویای این است که در صورت کاهش بیش از ۲۲ درصدی خوراک این واحد کاهش بیش از ۴۰ درصدی ظرفیت اسمی این واحد توجیه اقتصادی طرح از دست خواهد رفت. ثالثاً برای IRR معادل ۲۵ درصد، قیمت گاز همراه نفت در ظرفیت اسمی فعلی طرح بایستی برابر با ۵/۱ سنت و در ظرفیت اسمی ۵۰ درصدی بایستی معادل ۳/۲۴ سنت باشد.

طبقه بندی JEL: D₆₁, R₄₈, Q₃₅, Q₄₈

کلید واژه‌ها: گاز همراه نفت، ارزش فعلی خالص، نرخ بازده داخلی، کارخانه گاز و گاز مایع
۳۲۰۰

۱- مقدمه

امروزه مباحث زیست‌محیطی از مهم‌ترین مسائل کشورهای مختلف جهان محسوب می‌شود. به نحوی که در اکثر کشورها، طرح‌هایی برای جلوگیری از انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی از جمله گازهای گلخانه‌ای اجرا می‌گردد. در سطح بین‌المللی نیز مله‌داتی از قبیل پروتکل کیوتو و اخیراً^۱ کنفرانس اعضاء یا متعهدین^۲ نیز بر اجرای این طرح‌ها تأکید دارند. با این وجود براساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۱۴^۳، سهم بخش انرژی در انتشار گازهای گلخانه‌ای ۶۹ درصد می‌باشد. در بین فعالیت‌های مختلف بخش انرژی به خصوص در صنعت نفت و گاز، سوزاندن گازهای همراه نفت^۴ یکی از مواردی است که سهم به‌سزایی در انتشار گازهای گلخانه‌ای دارد، به‌طوری که انتشار گازهای گلخانه‌ای ناشی از سوزاندن گازهای همراه نفت، در سال ۲۰۱۳، موجب افزایش ۱ درصدی در انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی شده است.^۵ بنابراین، جمع‌آوری گازهای همراه نفت به منظور کاهش انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی اهمیت قابل توجهی دارد. علاوه بر این جمع‌آوری این گازها به لحاظ ارزش اقتصادی حاصل از ترکیبات موجود در (از قبیل گاز سبک و مایعات گازی) از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

براساس آمارهای بانک جهانی ایران با دارا بودن ۷/۶۵ درصد از گازهای سوزانده شده دنیا^۶ از این نظر در رده چهارم جهان و اول منطقه خاورمیانه در سال ۲۰۱۴ قرار داشته است.^۶ حجم بالای سوزاندن گازهای همراه نفت در ایران به دلیل مسائل اقتصادی و زیست‌محیطی ناشی از آن موجب شده تا سیاست‌گذاران طرح‌هایی را برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت در دستور کار قرار دهند. ایجاد کارخانجات گاز و گاز مایع یا همان واحدهای^۷ NGL از مهم‌ترین طرح‌هایی است که در سیاست‌های جمع‌آوری گازهای

1. Congeress of Parties 21 (COP 21)

2. IEA(2014), p.7

3. Associated Gas

4. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (2014), p.12

۵. حجم گازهای سوزانده شده در دنیا در سال ۲۰۱۴ برابر با ۱۴۰ میلیارد متر مکعب بوده که از این مقدار سهم ایران ۱۰/۷ میلیارد متر مکعب بوده است.

6. WB/IGU/SE4ALL Regional Gas Seminar (2015)

7. Natural Gas Liquids (NGL)

همراه نفت مدنظر مسئولین بوده و سهم بالایی را در این زمینه به خود اختصاص داده‌اند.^۱

متأسفانه طرح‌های احداث واحدهای NGL که از سال ۱۳۸۳ در دستور کار قرار گرفتند تا به امروز به دلایل مختلفی از جمله موارد زیر هنوز نیمه‌تمام هستند و تنها NGL سیری با ظرفیت ۴/۰۴ میلیون متر مکعب در روز به بهره‌برداری رسیده است.

- موانع جغرافیایی (شرایط جغرافیایی، پراکندگی میداین تولیدکننده گازهای همراه نفت و دوری از بازار مصرف)

- شرایط فنی (کمیت و کیفیت) گازهای همراه نفت

- هزینه‌های سرمایه‌ای بالای طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت و مشکلات تأمین مالی

- موانع ساختاری و نهادی (اولویت افزایش تولید نفت و گاز برای شرکت ملی نفت، عدم شفافیت اطلاعات مورد نیاز در رابطه با گازهای همراه نفت)

- عدم شفافیت سیاست‌های دولت و عدم وجود قوانین و مقررات کافی

از اینرو، وزارت نفت برای رفع این مشکلات، اقدام به واگذاری واحدهای NGL به بخش خصوصی نموده است و در نظر دارد گازهای همراه نفت را به این واحدها بفروشد. با توجه به ورود بخش خصوصی به بازار گاز همراه نفت، توجه اقتصادی طرح‌های این حوزه بسیار حائز اهمیت خواهد بود. روشن است با وجود اهمیت زیست محیطی جمع‌آوری گازهای همراه نفت، در صورتی که این طرح‌ها از نظر بخش خصوصی به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر نباشد، چه در مرحله ساخت و چه در مرحله بهره‌برداری پایدار نخواهد بود. بررسی واحدهای NGL واگذار شده نشان می‌دهد که واحد NGL 3200 که برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت میداین غرب کارون در دستور کار قرار گرفته، به دلایل زیر از اهمیت بیشتری برخوردار است:

۱. برنامه‌ی شرکت ملی نفت برای افزایش تولید نفت به میزان یک میلیون بشکه از میداین غرب کارون،
۲. افزایش تولید گازهای همراه نفت به میزان ۷ میلیون متر مکعب در روز تا ۴ سال آینده،

۱. ظرفیت واحدهای NGL در دستور کار برابر ۶۰ میلیون متر مکعب در روز گاز همراه نفت است.

۳. ایجاد واحد NF3 توسط شرکت پتروشیمی بندر امام برای استفاده از محصولات NGL-3200.

با توجه به مطالب فوق در تحقیق حاضر، واحد NGL-3200 به لحاظ اقتصادی مورد ارزیابی قرار گرفته است. این پژوهش در پنج بخش سازماندهی شده است. در ادامه، ابتدا واحد NGL به لحاظ فنی به‌طور مختصر تشریح و وضعیت فعلی واحدهای NGL موجود و پیش‌بینی شده کشور تبیین گردیده است. در بخش سوم ادبیات نظری و تجربی تحقیق ارائه گردیده و در بخش چهارم نیز نتایج ارزیابی مالی-اقتصادی NGL-3200 بیان شده است و بخش پایانی به ارائه پیشنهاد‌های سیاستی اختصاص دارد.

۲- ویژگی‌های فنی واحدهای NGL و شرایط آنها در ایران

۲-۱- ویژگی‌های فنی واحدهای NGL

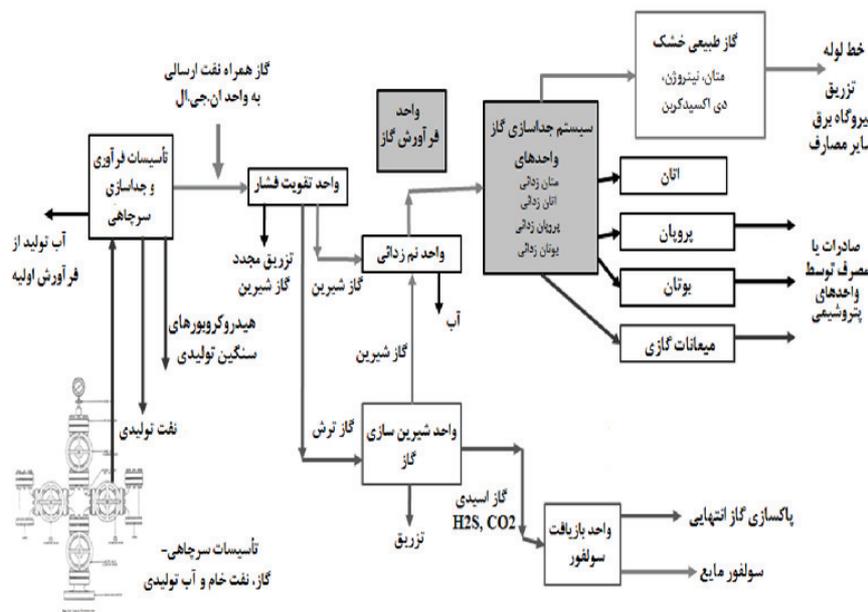
به‌طور معمول در هر سایت تولید نفت، گازهای همراه با استفاده از تأسیسات سرچاهی از نفت جدا می‌شود. در صورتی که روش استفاده از این گازها، فرآورش آنها در واحدهای NGL باشد، آنگاه با توجه به ظرفیت این واحدها، لازم است گازهای همراه نفت در مناطق مختلف جمع‌آوری و به این واحدها منتقل شود. طراحی فنی سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت به مشخصات و موقعیت جغرافیایی گازهای همراه نفت بستگی دارد. سیستم جمع‌آوری شامل خطوط لوله‌ای است که گازهای همراه نفت را به واحد NGL منتقل می‌کند. البته کیفیت گازهای همراه نفت مثل ترشی، رطوبت و فشار موجب می‌شود تا در سیستم جمع‌آوری نفت قبل از ارسال گاز به خطوط لوله عملیات سولفورزدایی، آبدایی^۱ و تقویت فشار انجام گردد.

۲-۱-۱- ساخت کارخانه NGL به‌منظور فرآورش گازهای همراه نفت

گاز همراه نفت بعد از انتقال، در واحدهای NGL تحت فرآورش قرار گرفته و محصولات حاصل از آن تولید می‌گردد. همان‌طوری که در تصویر (۱) مشاهده می‌شود، به‌منظور فرآورش گازهای همراه نفت، این واحدها شامل تجهیزاتی برای تقویت فشار، آبدایی، شیرین‌سازی^۲، استخراج مایعات گازی و جداسازی مایعات گازی^۳ است.

1. dehydration
2. Sweetening Unit
3. NGL Recovery Unit

محصولات تولید شده در این فرآیند نیز شامل گاز خشک، اتان، پروپان و بوتان) و بنزین طبیعی (پنتان و مایعات سنگین تر از آن) می‌باشد. از آنجایی که فرض اساسی در مورد کارخانجات NGL این است که بخش خصوصی بایستی هزینه‌های لازم برای ساخت این واحد را تأمین و گازهای همراه نفت را در این واحد دریافت نماید، بنابراین در ادامه به تشریح بخش‌هایی از واحد NGL می‌پردازیم.



تصویر ۱- بخش‌های مختلف واحد NGL

Source: <http://www.rempipe.com/processdesign.html>

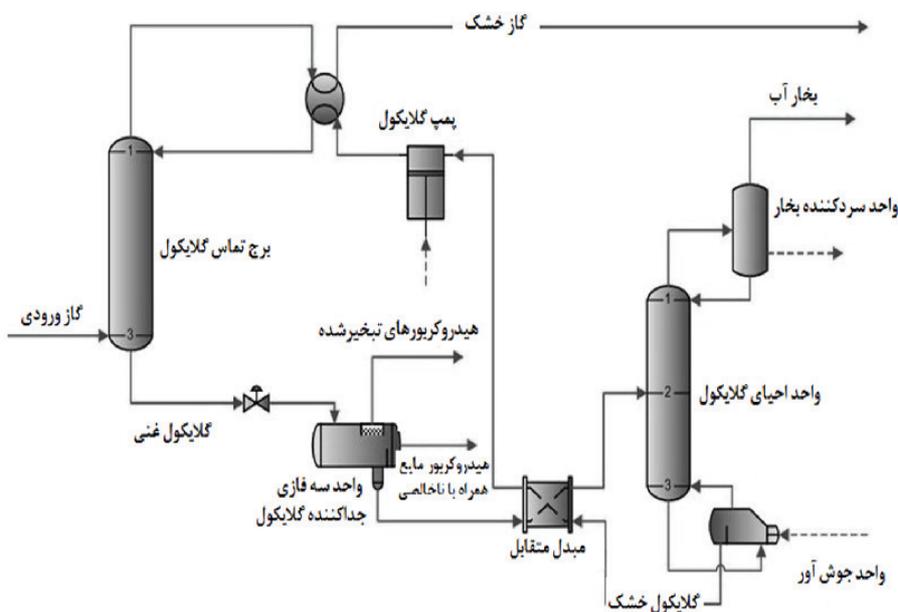
۲-۱-۱-۱- تقویت فشار

افزایش فشار گازهای همراه نفت که در واحد بهره‌برداری از نفت جدا شده‌اند، در عملیات تراکم به وسیله کمپرسورهای موجود در ایستگاه‌های تقویت فشار گاز انجام می‌گیرد. فشار گاز خروجی از این ایستگاه‌ها با توجه به فاصله شبکه خطوط انتقال گاز تا واحدهای NGL محاسبه و اعمال می‌گردد. واحدهای تقویت فشار شامل تعدادی کمپرسور، سیستم‌ها و تجهیزات اضطراری و سیستم اندازه‌گیری می‌باشد. مراحل تراکم به تعداد مراحل تفکیک و تثبیت نفت در واحدهای بهره‌برداری بستگی دارد. در این

فرایند مایعات هیدروکربنی تشکیل شده ضمن عملیات تراکم توسط ظروف مایع‌گیر جدا می‌گردد. علاوه بر این، گاز خروجی از واحدهای NGL به‌طور معمول نیازمند تقویت فشار است. در صورتی که گاز همراه نفت فشار پایینی داشته باشد آنگاه برای تقویت فشار نسبت تراکم بالایی مورد نیاز است که این امر به انرژی بیشتری برای افزایش فشار نیاز دارد.

۲-۱-۱-۲- آبدایی

در فرآورش گازهای همراه نفت در واحدهای NGL و انتقال محصولات از طریق خطوط لوله، آب موجود در گازهای همراه نفت بایستی حذف گردد. آبدایی جهت جلوگیری از تشکیل هیدرات (یخ‌زدگی) و در نتیجه انسداد جریان گاز در نقاط سرد و فشار بالا صورت می‌گیرد. این مرحله به کمک مواد جاذب رطوبت نظیر اتیلن گلیکول انجام می‌شود. در صورت شیرین بودن گاز، فرآیند آبدایی در فشار بالا انجام می‌شود، از این رو مرحله آبدایی پس از فشرده‌سازی قرار می‌گیرد. در تصویر زیر فرآیند آبدایی با استفاده از گلیکول ارائه شده است.



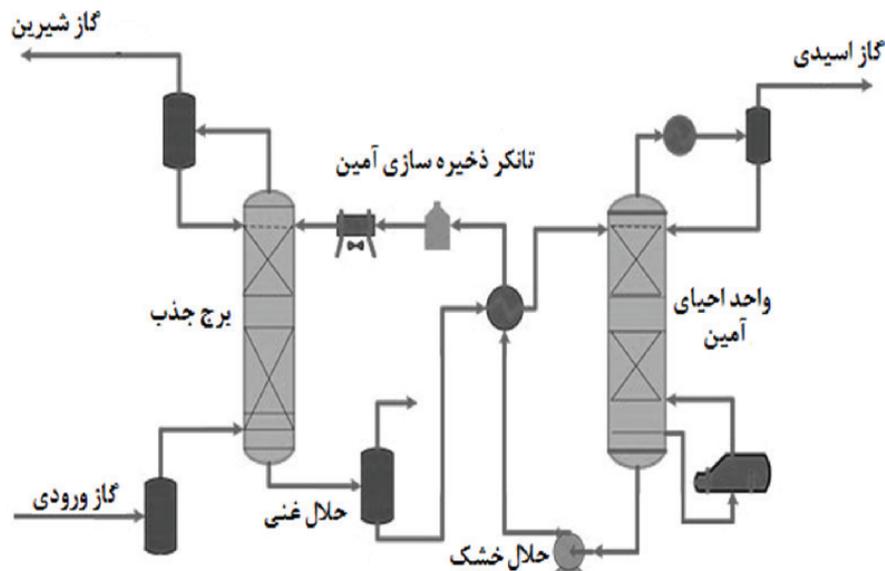
تصویر ۲- فرآیند آبدایی در واحد NGL

Source: https://en.wikipedia.org/wiki/Glycol_dehydration

۲-۱-۱-۳- شیرین‌سازی

فرآیندی است که طی آن سولفید هیدروژن (H_2S) و دی‌اکسید کربن (CO_2) موجود در گاز ترش بایستی به حدی برسد که موجب خوردگی تجهیزات نشود. در صورتی که گاز بیش از استاندارد دارای H_2S و CO_2 (غلظت H_2S بیشتر از ۴ پی‌پی‌ام و غلظت CO_2 بیشتر از ۲ درصد مولی)^۱ داشته باشد آنگاه بایستی طی فرآیندی این ترکیبات را حذف نمود. برای شیرین‌سازی گاز طبیعی روش‌های مختلفی وجود دارد که عبارتند از: تبدیل گازهای اسیدی به ترکیبات دیگر، جذب سطحی روی جامد، متراکم کردن، روش‌های بیولوژیکی، جذب بوسیله حلال مایع و فناوری غشایی. امروزه برای شیرین‌سازی گاز طبیعی در بیش از ۷۰ درصد موارد از برج جذب آمین (به‌کارگیری محلول دی اتانول آمین)^۲ استفاده می‌شود. تصویر زیر نشان‌دهنده واحد شیرین‌سازی با استفاده از آمین است. این واحد شامل واحد جذب^۳ و واحد احیاء^۴ به همراه تجهیزات دیگر می‌باشد. در واحد جذب، حلال آمین H_2S و CO_2 گاز اسیدی را جذب کرده و گاز شیرین تولید می‌گردد. آمین غنی شده نیز به واحد احیاء منتقل و با جدا شدن آمین از گازهای H_2S و CO_2 دوباره به واحد جذب ارسال می‌شود.

1. Bhide B.D, Voskericyan A., Stern S.A. (1993)
2. Diethanolamine (DEA)
3. Absorber Unit
4. Regenator Unit



تصویر ۳- فرآیند شیرین‌سازی با استفاده از آمین در واحد NGL

Source: Richard Ochieng, Abdallah S. Berrouk and Cornelis J. Peters (2012)

۲-۱-۱-۴- تنظیم نقطه شبنم و یا استخراج مایعات گازی

گازهای همراه نفت شامل میزان معنی‌دار مایعات گازی هستند که نشان‌دهنده ارزش افزوده بالای گازهای همراه نفت می‌باشد. در این مرحله گاز غنی به دو قسمت گاز سبک و مایعات گازی تقسیم می‌شود. هزینه‌ی سرمایه‌ای مربوط به این واحد نسبت به هزینه کل بسیار اندک می‌باشد.

۲-۱-۱-۵- جداسازی مایعات گازی

در نهایت در این مرحله مایعات گازی جدا شده در مرحله تنظیم نقطه شبنم با استفاده از تعدادی برج‌های جداکننده به محصولاتی از قبیل اتان، LPG و کندانسه تفکیک می‌گردد.

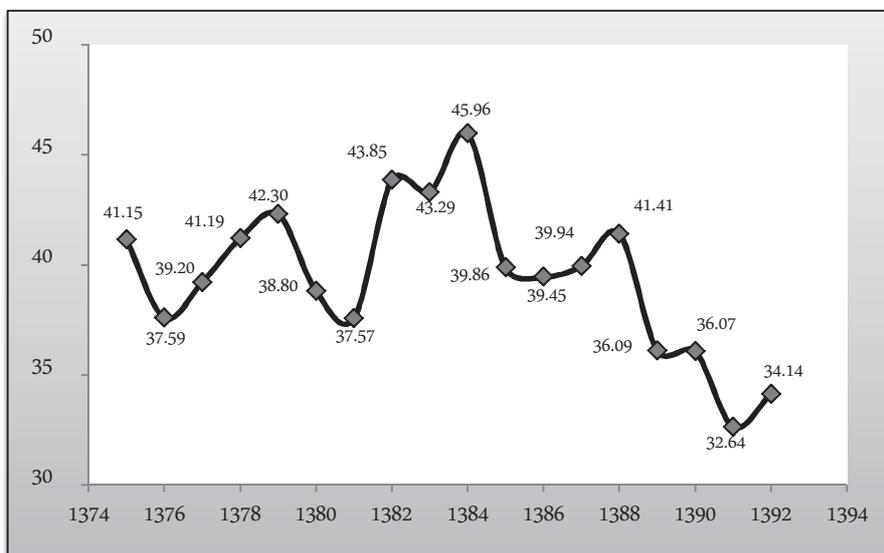
۲-۲- وضعیت واحدهای NGL موجود و پیش‌بینی شده ایران

جمع‌آوری گازهای همراه نفت با انتقال گاز واحدهای بهره‌برداری اهواز، مارون و آغاچاری برای مصارف داخلی و ایجاد کارخانجات گاز و گاز مایع ۶۰۰-۱۰۰ و تأسیسات بیدبلند از دهه ۱۳۴۰ شروع شد. سپس مسأله استفاده از گازهای همراه نفت برای

استحصال مایعات گازی به عنوان خوراک صنایع پتروشیمی و تزریق گاز به میدان‌های نفتی در اوایل ۱۳۵۰ مطرح و پروژه‌های مختلفی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت تدارک دیده شد. با وجود این امر تا سال ۱۳۵۷ تنها ۲۰ درصد گازهای همراه نفت جمع‌آوری و بالغ بر ۸۰ درصد آن سوزانده می‌شد. از سال ۱۳۵۷ به دلیل تحریم‌ها و ۸ سال جنگ تحمیلی، وقفه‌ای در پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت به وجود آمد. مجدداً از سال ۱۳۶۸ در برنامه‌های پنج‌ساله توسعه‌ی کشور، کاهش هرزروی و سوزاندن گازهای همراه نفت مورد توجه قرار گرفت. در حال حاضر، با در نظر گرفتن واحد NGL سیری، ۱۲ واحد NGL با ظرفیت ۹۶/۴۴ میلیون متر مکعب در روز به منظور جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین مختلف نفتی فعالیت می‌کنند.^۱ شایان ذکر است که با فرآورش این ظرفیت از واحدهای NGL می‌توان ۷۹/۹ میلیون متر مکعب در روز گاز سبک تولید کرد. با این وجود، در سال ۳۹۳ صرفاً ۳۵/۶۳ میلیون متر مکعب در روز گاز سبک (۴۴/۵ درصد از کل گاز سبک تولیدی) از فرآورش گازهای همراه نفت در این واحدها تولید شده است.^۲ بررسی واحدهای NGL در سال‌های اخیر، نشان می‌دهد که طی دوره‌ی زمانی ۹۳-۱۳۸۶ به‌طور متوسط گاز سبک تولیدی در این واحدها به میزان ۵۱/۶ درصد ظرفیت بوده است. این موضوع حاکی از عدم استفاده از ظرفیت بخش عظیمی از واحدهای NGL موجود کشور برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشد که عمدتاً ناشی از افت قابل توجه تولید نفت از میادین قدیمی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و همچنین تاسیسات قدیمی برخی از واحدهای NGL این شرکت است. علی‌رغم وجود واحدهای NGL مختلف برای استفاده از گازهای همراه نفت و جلوگیری از سوزاندن این گازها، مطابق نمودار زیر هنوز بخش قابل ملاحظه‌ای از گازهای همراه نفت در مناطق عملیاتی شرکت ملی نفت ایران سوزانده می‌شوند.

۱. ۱۲ واحد NGL برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت عبارتند از: NGL-100، NGL-200، NGL-300، NGL-400، NGL-500، NGL-600، NGL-700، NGL-800، NGL-1200، NGL-1300، NGL-1500، NGL سیری

۲. تراز هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۲ (۱۳۹۳)، ص. ۱۰۶



نمودار ۱- سهم گازهای همراه نفت سوزانده شده طی سال‌های ۹۲-۱۳۷۵ (درصد)

به همین دلیل شرکت ملی نفت از سال ۱۳۸۳ برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده احداث ۸ واحد NGL جدید را در دستور کار قرار داده است. بررسی‌ها نشان می‌دهد که از بین این طرح‌ها، فقط واحدهای NGL خارک، ۳۲۰۰ و ۳۱۰۰ به ترتیب دارای پیشرفت فیزیکی ۵۷، ۶ و ۵ درصد بوده و بقیه طرح‌ها پیشرفت خاصی ندارند. ظرفیت کل این طرح‌ها معادل ۶۴/۹۹ میلیون متر مکعب در روز (۵۷/۱۸ میلیون متر مکعب در روز مربوط به گازهای همراه نفت و بقیه مربوط به گاز غنی) است. تأمین خوراک این واحدها به شرح زیر است:

۱. گازهای همراه نفت در حال سوختن است،

۲. گازهای همراهی که در حال حاضر با استفاده از سایر واحدهای NGL از آن‌ها بهره‌برداری می‌شود. به‌عنوان مثال گازهای همراه نفت زیلایی در واحد NGL600، فرآورش و به شرکت گاز تحویل داده می‌شود ولی با بهره‌برداری از واحد NGL1700، گازهای همراه نفت میدان مذکور، به این واحد برای فرآورش ارسال خواهد شد.

۱. توسعه‌ی میدان‌های نفتی جدید و مخازن خامی و بنگستان^۱ است.

براساس آمارهای ارائه شده توسط برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، در حال حاضر بهره‌برداری کامل از طرح‌های NGL پیش‌بینی شده نیازمند ۹/۸۶ میلیارد دلار سرمایه است که با اجرای آنها، ۵۷/۱۸ میلیون متر مکعب در روز گازهای همراه نفت جمع‌آوری خواهد شد.^۲ در بین طرح‌ها، واحدهای NGL خارک و NGL3200 به ترتیب با ظرفیت ۱۶/۹۸ و ۱۴/۱۵ میلیون متر مکعب در روز بزرگ‌ترین طرح‌های کشور برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت محسوب می‌شوند، که بهره‌برداری کامل از آنها به منابع مالی معادل ۴/۲ میلیارد دلار نیاز دارد.

۳- ادبیات موضوع

۳-۱- پیشینه‌ی تحقیق

اهمیت اقتصادی و زیست‌محیطی گازهای همراه نفت سوزانده شده سبب شده است تا در مطالعات مختلفی توجیه‌پذیری اقتصادی ایجاد واحدهای فرآورش گازهای همراه نفت مورد ارزیابی قرار گیرد. مطالعه PFC انرژی (۲۰۰۷)^۳ و کربن لیمیت (۲۰۱۳)^۴ در زمینه استفاده از گازهای همراه نفت سوزانده شده در روسیه از این جمله می‌باشد. در مطالعه PFC انرژی (۲۰۰۷) استفاده از گازهای همراه نفت در چهار روش مورد ارزیابی اقتصادی قرار گرفته است.^۵ واحدهای NGL یکی از روش‌های استفاده از گازهای همراه

۱. مخازن گازی گروه خامی و بنگستان عمتا^۱ در حوزه شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب قرار گرفته‌اند که عبارتند از کرج (خامی)، پازنان (خامی)، رگ‌سفید (خامی)، آغاچاری (خلیج)، مارون (خامی)، اهواز (خامی)، میلان (سورمه)، بی‌بی حکیمه (خامی)، کارون (بنگستان) و قلعه‌نار (بنگستان). با توسعه این مخازن گازی، تولید گاز و مایعات گازی به ترتیب به میزان ۲۵/۵ میلیون متر مکعب در روز و ۱۲۰ هزار بشکه در روز افزایش خواهد یافت.

۲. براساس اظهار نظر آقای مشتاق علی گوهری معاون برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت در تاریخ ۱۳۹۳/۰۳/۰۹

3. PFC Energy (2007)

4. Carbon Limit (2013)

۵. چهار روش مورد بررسی در این مطالعه عبارتند از: فرآورش گازهای همراه نفت در واحدهای NGL، استفاده از گاز همراه نفت برای تولید برق، تزریق گاز به مخازن نفتی و استفاده از گازهای همراه نفت در واحدهای GTL.

نفت بوده که در این مطالعه ارزیابی شده است. این تحقیق با در نظر گرفتن ظرفیت ۱۶/۴ میلیون متر مکعب در روز برای واحد NGL، هزینه‌ی سرمایه‌ای ۱/۶ میلیارد دلار، سه سناریو قیمت صادراتی (۱۶۳ دلار برای هر هزار متر مکعب)، قیمت داخلی (۴۰ دلار برای هر هزار متر مکعب) و قیمت متوسط داخلی و صادراتی برای فروش گاز استحصالی از واحد NGL، قیمت ۲ سنت در هر متر مکعب برای گازهای همراه نفت (به‌عنوان خوراک)، قیمت ۲۰۰ دلار در هر تن برای میعانات‌گازی و ۲۷۶ دلار در هر تن برای LPG به این نتیجه رسیده که ساخت واحد NGL در هر سه سناریو نرخ بازدهی داخلی بالاتر از نرخ تنزیل ۱۰ درصدی خواهد داشت. علاوه بر این، تحلیل حساسیت این مطالعه نشان می‌دهد که در بین محصولات، تغییر قیمت LPG بیشترین تأثیر را بر نرخ بازدهی داخلی پروژه دارد.

مطالعه کربن لیمیت (۲۰۱۳) نیز نشان می‌دهد که سرمایه‌گذاری در طرح استفاده از گازهای همراه نفت دارای جذابیت اقتصادی بوده و تغییر در قیمت LPG بیشترین تأثیر را بر نرخ بازدهی داخلی طرح دارد، به‌نحوی که کاهش ۱۰ درصدی در قیمت LPG موجب کاهش ۳/۲ درصدی در نرخ بازدهی داخلی می‌شود. لذا در شرایط فعلی که قیمت نفت و فرآورده‌های نفتی به شدت کاهش یافته است اقتصاد واحدهای در حال ساخت NGL در ایران و جهان به‌طور جدی متأثر خواهد شد.

رحیم‌پور و جوکار (۲۰۱۲)^۱ خود در تحقیق خود با مقایسه سه روش GTL، تبدیل گاز به برق و تزریق گاز به مخازن نفتی با استفاده از معیار نرخ بازدهی داخلی و دوره‌ی بازگشت سرمایه به این نتیجه رسیدند که تبدیل گاز سوزانده شده با حجم ۰/۱۱۸ میلیون متر مکعب در روز به برق دارای بالاترین نرخ بازدهی داخلی بوده و سرمایه‌گذاری انجام شده در کمترین زمان ممکن برگشت خواهد کرد. در تحقیق دیگر، هونگ تان و بارتون (۲۰۱۶)^۲ با محور قرار دادن واحدهای فرآورش متحرک^۳ در مقیاس‌های مختلف، جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین باکن^۴ را مورد بررسی قرار داده‌اند. آنها در این مطالعه با استفاده از روش بهینه‌یابی چنددوره‌ای طرح‌های LNG و

1. Mohammad Reaza Rahimpour and Seyyed Mohammad Jokar (2012)

2. Siah Hong Tan and Paul I. Barton (2016)

3. Mobile Plants

4. Bakken

GTL را در سه مقیاس کوچک، متوسط و بزرگ^۱ مورد ارزیابی اقتصادی قرار دادند. نتایج این تحقیق حاکی از آن است که واحدهای فرآورش متحرک، روش انعطاف‌پذیر و اقتصادی برای استفاده از گازهای همراه نفت میادین باکن می‌باشند، به نحوی که حداکثر NPV برابر با ۱/۷۳ میلیارد دلار و طی دوره‌ی ۲۰ ساله با ۱۴ واحد GTL در مقیاس کوچک، ۶ واحد GTL در مقیاس متوسط و بدون واحد NGL حاصل شده و دوره‌ی بازگشت سرمایه تنزیل شده نیز ۲ ساله خواهد بود.

بررسی مطالعات داخلی حاکی از این است که علی‌رغم اهمیت موضوع، مطالعات کمی در زمینه استفاده از گازهای همراه نفت در واحدهای NGL انجام گرفته است. تنها مطالعه در این زمینه مربوط به پروژه مطالعاتی جمع‌آوری گازهای همراه نفت است که توسط مؤسسه‌ی مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۷۹) انجام شده است، که در آن به مطالعات اقتصادی استفاده از گازهای همراه نفت در واحدها NGL نیز پرداخته شده است. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که هیچ یک از کاربردهای گاز همراه نفت شامل تزریق به شبکه سراسری، صادرات، تبدیل به متانول و یا اوره و آمونیاک و تبدیل به فرآوردهای نفتی توجیه اقتصادی ندارد و صرفاً تزریق به میادین نفتی دارای توجیه فنی و اقتصادی است. یکی از مهم‌ترین دلایل عدم توجیه سایر کاربردهای گاز همراه نفت، نحوه تعیین قیمت گاز در این مطالعه است. در این گزارش، قیمت گاز همراه نفت بر اساس ارزش حرارتی آن برابر با قیمت نفت خام تعیین شده است. لذا قیمت گاز همراه نفت با توجه به غنی بودن آن و درصد نسبتاً بالای ترکیبات سنگین (اتان و بالاتر) بسیار بالاست و عملاً سایر کاربردها توجیه ندارد.

همان‌طور که بیان شد علی‌رغم اهمیت گازهای همراه نفت سوزانده شده و برنامه‌های متعدد احداث واحدهای NGL طی دهه اخیر، مطالعه مستقلی بویژه در چارچوب مقالات علمی مشاهده نمی‌شود. علاوه بر این مطالعات موجود در نهادهای اجرایی کشور نیز اغلب قدیمی بوده و تحولات اخیر بازارهای انرژی را در بر نمی‌گیرد، ضمن این که دارای کاستی‌هایی در تجزیه و تحلیل‌های اقتصادی است. بر این اساس، در تحقیق حاضر،

۱. ظرفیت گاز ورودی واحدهای LNG و GTL در سه سطح کوچک، متوسط و بزرگ به ترتیب برابر با ۵۰۰، ۱۰۰۰ و ۱۵۰۰ هزار فوت مکعب در روز بوده است.

علاوه بر ارزیابی اقتصادی طرح استفاده از گازهای همراه نفت در واحد NGL-3200، تلاش گردیده کمبودهای مطالعات گذشته نیز پوشش داده شود.

۳-۲- چارچوب نظری تحلیل هزینه-فایده

با توجه به هدف مقاله، (ارزیابی اقتصادی طرح NGL-3200)، از روش تحلیل هزینه-فایده^۱ استفاده گردیده است. برای ارزیابی اقتصادی یک طرح، روش‌ها و معیارهای بسیار متفاوتی وجود دارد که هر یک دارای معایب و محاسنی می‌باشند. در یک طبقه‌بندی کلی می‌توان معیارهای ارزیابی را به دو دسته معیارهای سنتی مانند فوریت، نرخ بازده حسابداری، میانگین درآمد نسبت به ارزش دفتری سرمایه، دوره‌ی برگشت سرمایه و معیارهای نوین ارزیابی طرح‌ها از جمله دوره‌ی برگشت سرمایه^۲ با بهره، ارزش فعلی خالص (NPV)^۳، نرخ بازده داخلی (IRR)^۴، نسبت فایده به هزینه (B/C)^۵ و نسبت فایده خالص بر سرمایه (N/K)، تقسیم‌بندی نمود. در زمینه چگونگی استفاده از معیارهای سنتی و نوین باید گفت در سال‌های اخیر تمرکز اصلی در اکثر کشورها و حتی کشورهای در حال توسعه بر روی معیارهای استفاده‌کننده از مفهوم ارزش زمانی پول قرار دارد. به عبارت دیگر معیارهای غیرتنزیلی از ارقام حسابداری برای محاسبات استفاده کرده و برخلاف معیارهای تنزیلی، ارزش واحد وجوه (ریال) در تمام سال‌های ساخت و بهره‌برداری از طرح را معادل هم فرض می‌کند. در واقع این معیارها برای پول، ارزش زمانی قائل نمی‌شوند. ولی به وسیله معیارهای تنزیلی می‌توان طرح‌هایی که دارای عمر و طول بهره‌دهی متفاوتی هستند را ارزیابی نمود. یعنی در این معیارها سودآوری طرح مبتنی بر عملیات طی عمر طرح بوده و تمامی دریافت‌ها و پرداخت‌های انجام شده در طی عمر طرح به زمان حال برگردانده می‌شود (ویلیامز، آلن، روبرت ساگدن، ۱۳۷۲). در این مقاله از سه روش معمول در ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها استفاده شده نتایج حاصل از هر روش باعث توجیه یا عدم توجیه‌پذیری پروژه به لحاظ اقتصادی می‌گردد، در ذیل این سه روش مورد اشاره قرار می‌گیرند.

1. Cost Benefit Analysis
2. pay back period
3. Net Present Value
4. Internal Rate of Return
5. Benefit -Cost Ratio

۳-۱-۱- دوره‌ی بازگشت سرمایه

دوره‌ی بازگشت یک طرح سرمایه‌گذاری، تعداد سال‌هایی که برای پوشش هزینه‌ی اولیه سرمایه‌گذاری (از محل منافع خالص سالانه) لازم است را به ما نشان می‌دهد. براساس این ضابطه طرح یا گزینه‌ای که در کوتاه‌ترین زمان، اصل مبلغ سرمایه‌گذاری انجام شده را برگشت دهد، برتری می‌یابد. دوره‌ی برگشت سرمایه نسبتی است از هزینه‌ی اولیه سرمایه‌گذاری به جریان نقدی سالانه.

$$PBP = I / NCF \quad (1)$$

در این معادله PBP دوره‌ی برگشت سرمایه، I هزینه‌ی سرمایه‌گذاری اولیه و NCF جریان نقدی سالانه می‌باشد. این رابطه به حالتی که در آن جریان نقدی تمام سال‌ها مساوی است مربوط می‌شود. اگر جریان نقدی سالانه مساوی نباشد باید از رابطه‌ی ذیل استفاده نمود:

$$I \leq \sum_{t=0}^{n'} (NCF)_t \quad (2)$$

که در آن n' نشان‌دهنده‌ی دوره‌ی بازگشت است.

۳-۲- روش مقایسه بر پایه ارزش فعلی خالص (NPV)

NPV مهم‌ترین و پرکاربردترین روش ارزیابی طرح‌های اقتصادی می‌باشد. در این روش، ارزش فعلی تمامی جریان‌های نقدی آینده طرح‌ها و ارزش فعلی آن که در طول دوره‌های سرمایه‌گذاری با نرخ ارزش زمانی پول تنزیل شده‌اند، مقایسه می‌شود. نحوه محاسبه ارزش فعلی خالص طرح بدین صورت می‌باشد:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

در رابطه‌ی بالا پارامترها عبارتند از:

R_t : نشان‌دهنده درآمد سال t ام است که در طرح NGL-3200 شامل درآمد حاصل

از فروش اتان، LPG و میعانات گازی می‌باشد.

C_t : نشان‌دهنده هزینه سال t ام است که در طرح NGL-3200 شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی شامل هزینه‌ی خرید گاز همراه نفت، هزینه‌ی پرسنلی، هزینه‌ی تعمیرات و نگهداری، هزینه‌ی یوتیلیتی و هزینه‌ی تأمین مالی می‌باشد
 r : نشان‌دهنده نرخ تنزیل است.

n : نشان‌دهنده‌ی عمر طرح می‌باشد.

معیار ارزش فعلی خالص از مزایای قابل ملاحظه‌ای برخوردار می‌باشد که عبارتند از:
 الف) در نظر گرفتن ارزش زمانی پول ب) لحاظ جریان نقدی در کل دوره ج) تطابق کامل با هدف مالی حداکثرسازی ثروت سهامداران و د) ارزش فعلی خالص طرح‌های گوناگون، با ارزش پول امروز می‌تواند مقایسه شود.

۳-۲-۲- روش نرخ بازده داخلی (IRR)

نرخ بهره‌ای که بتواند درآمد و هزینه را متعادل ساخته و کارایی نهایی سرمایه را به دست آورد، نرخ بازده داخلی IRR نام دارد. نرخ بازده داخلی را می‌توان با استفاده از فاصله بین نرخ بهره‌ای که درآمد را بزرگ‌تر از هزینه و نرخ دیگری که هزینه را بزرگ‌تر از درآمد نشان می‌دهد، تعیین کرد. اهمیت ویژه این روش در آن است که در شرایط نبودن بازار متشکل مالی و نرخ تنزیل واحد در اقتصاد، نرخ بازده داخلی را می‌توان به کار گرفت. اگر فرایند مالی طرحی طی N سال عمر خود از جریانات ورودی R_t و جریانات خروجی C_t تشکیل شده باشد، با حل رابطه‌ی زیر می‌توان نرخ بازده داخلی را مشخص نمود:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (۴)$$

اگر ارزش خالص طرح مثبت باشد، چنین نتیجه می‌شود که نرخ بازده داخلی آن طرح از نرخ بازده قابل قبولی که برای سرمایه‌گذاری به کار برده شده، بیشتر است و بالعکس، اگر ارزش فعلی خالص طرح منفی باشد نرخ بازده داخلی آن از نرخ مورد قبول کمتر است و نیز اگر ارزش خالص طرح صفر باشد، می‌توان نتیجه گرفت که تمام

سرمایه به کار رفته در طرح به انضمام بهره‌های متعلقه در هر سال، برگشت داده شده و نرخ بازده داخلی طرح معادل نرخ بازده مورد قبول است.^۱

۳-۲-۳- تحلیل حساسیت

تحلیل حساسیت یک طرح عبارتست از بازنگری ارزیابی اقتصادی انجام شده با تغییر پارامترهای اولیه طرح. به این منظور، باید مقدار یک یا چند عامل متغیر طرح، تغییر داده شده و سپس، پارامترهای ارزیابی اقتصادی آن محاسبه شود. میزان تغییر عامل مورد نظر، باید بر اساس تجربه در مورد طرح‌های مشابه قبلی و سایر ملاحظات صورت پذیرد. تحلیل حساسیت، باید در مورد اقلام عمده طرح و اقلامی صورت پذیرد که نسبت به آن عدم اطمینان و تردید قابل ملاحظه‌ای وجود دارد. همان‌طور که اشاره شد، می‌توان تحلیل حساسیت را به دو صورت تحلیل حساسیت تک عاملی و چند عاملی بررسی نمود. در تحلیل حساسیت تک عاملی، تغییرات شاخص‌های ارزیابی اقتصادی نسبت به تغییر تنها یک عامل ارزیابی می‌شود و در تحلیل حساسیت چند عاملی، تغییرات شاخص‌های ارزیابی اقتصادی نسبت به تغییر چند عامل در نظر گرفته می‌شود. بررسی طرح NGL-3200 نشان داده که پارامترهایی همچون هزینه‌ی سرمایه، نرخ بهره‌برداری، قیمت محصولات و قیمت گازهای همراه نفت از مهم‌ترین عواملی هستند که تغییرات آنها می‌تواند بر شاخص‌های مالی تأثیرگذار باشد. بر این اساس تغییر عوامل مذکور در قالب تحلیل حساسیت تک عاملی و چند عاملی مورد بررسی قرار گرفته است.

در مقاله‌ی حاضر معیارهای مختلف ارزیابی هزینه - فایده شامل ارزش فعلی خالص، نرخ بازده داخلی و دوره‌ی بازگشت سرمایه بیان گردیده و سپس با تغییر پارامترهای اصلی تحلیل حساسیت انجام شده است.

۴- ارزیابی مالی - اقتصادی NGL-3200

۴-۱- جریانات نقدی ورودی و خروجی طرح‌های NGL خارک و ۳۲۰۰

واحد NGL3200 با ظرفیتی معادل ۱۴/۱۵ میلیون متر مکعب در روز به‌منظور جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین نفتی منطقه عملیاتی اروند (غرب کارون) شامل

جفیر، یادآور، آزادگان، یاران و دارخوین در دستور کار شرکت ملی نفت قرار دارد. از فرآورش گازهای همراه نفت در این واحد، ۷/۹ میلیون متر مکعب در روز گاز سبک و ۷۲ هزار بشکه در روز مایعات گازی استحصال خواهد شد.^۱ مفروضات زیر در ارزیابی مالی - اقتصادی طرح NGL-3200 در نظر گرفته شده است:

۱- ظرفیت گاز همراه نفت ورودی معادل ۱۴/۱۵ میلیون متر مکعب در روز (۵/۱۶۶ میلیارد متر مکعب در سال)

۲- ظرفیت گاز خروجی معادل ۷/۹ میلیون متر مکعب در روز و تحویل آن به شرکت ملی نفت به صورت رایگان^۲

۳- تولید اتان به میزان ۲۳۳۷/۲ تن در روز و فروش داخلی آن به مبلغ ۲۴۰ دلار برای هر تن^۳، تولید LPG به میزان ۳۵۲۳/۸ تن در روز و صادرات آن به مبلغ ۳۶۵ دلار برای هر تن^۴ و تولید میعانات گازی به میزان ۱۰۶۲ تن در روز و صادرات آن به مبلغ ۴۲۳/۲ دلار در هر تن (۴۶/۹۴ دلار در هر بشکه)^۵

۴- رشد سالیانه هزینه‌ی عملیاتی با نرخ ۵ درصد

۵- رشد سالیانه قیمت محصولات با نرخ ۲ درصد (براساس بررسی سری زمانی تغییرات قیمت محصولات در یک بازه‌ی ۱۵ ساله)

۶- قیمت گازهای همراه نفت معادل ۳/۵ سنت و ثابت طی زمان (براساس تصمیم وزارت نفت واحدهای NGL بایستی گاز سبک خروجی را به صورت رایگان در اختیار شرکت ملی نفت قرار دهند)

۷- نرخ دلار معادل ۳۳۵۰۰ ریال و رشد سالیانه ۱/۵ درصد (براساس بررسی رفتار تغییرات نرخ ارز طی دوره‌های زمانی مختلف)

۱. لازم به ذکر است که اطلاعات مربوط به ظرفیت و میزان تولید محصولات مختلف در این واحد عملیاتی براساس اطلاعات میدانی حاصل شده است.

۲. براساس تصمیم وزارت نفت واحدهای NGL بایستی گاز سبک خروجی را به صورت رایگان در اختیار شرکت ملی نفت قرار دهند.

۳. قیمت اتان مبتنی بر قیمت خوراک مصوب پتروشیمی‌ها در نظر گرفته شده است.

۴. <http://gasenergyaustralia.asn.au/reports-and-submissions/saudi-aramco-lpg-prices/> (2016)

۵. گمرک جمهوری اسلامی ایران (۱۳۹۵)، آمار مقدماتی تجارت خارجی جمهوری اسلامی ایران سه ماهه نخست

۸- دوره‌ی ساخت طرح ۴ ساله و بهره‌برداری آن طی ۱۵ سال (بر مبنای اطلاعات فنی و به‌دست آمده از کارشناسان و متخصصان در زمینه ساخت و بهره‌برداری واحدهای پالایشی گاز)،

۹- سهم آورده سهامدار و تسهیلات بلندمدت به ترتیب ۲۵ و ۷۵ درصد هزینه سرمایه‌ای: (براساس قوانین صندوق توسعه ملی، کارفرما پروژه حداقل بایستی ۲۵ درصد هزینه‌ی سرمایه‌ای را تأمین نماید)^۱،

۱۰- نرخ وام بلندمدت ۸ درصد ارزی و دوره‌ی بازپرداخت ۵ ساله (این فرض براساس وام‌های پرداختی صندوق توسعه ملی بوده است)^۲،

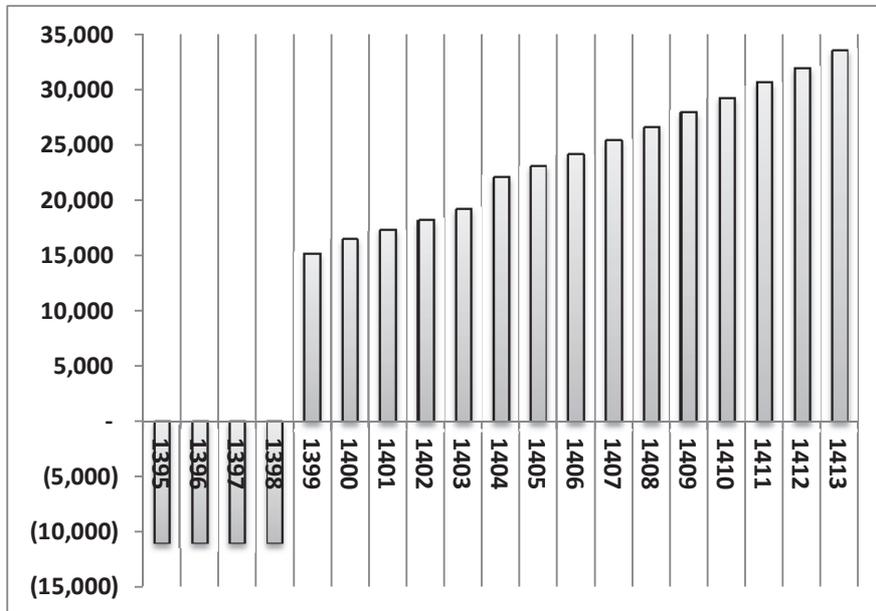
۱۱- پرداخت اقساط به صورت اقساط برابر (مجموع اصل و فرع)،

۱۲- نرخ تنزیل ۲۲ درصد (انتخاب نرخ تنزیل در تحلیل هزینه‌ی مسئله مهمی است که ممکن است تحلیلگر با مفروضات متفاوتی در این زمینه به نتایج گوناگون برسد. به هر جهت، اساس منطقی انتخاب نرخ تنزیل، هزینه فرصت است این نرخ، هزینه فرصت منابع به شمار می‌رود. در این پژوهش نیز انتخاب نرخ تنزیل یک چالش و مسأله‌ای مهم بود بنابراین با توجه به نرخ تورم و نرخ سود بانکی، نرخ تنزیل ۲۲ درصد در نظر گرفته شده است).

براساس مفروضات مذکور، جریان‌ات نقدی درآمدی و هزینه‌ای طرح NGL3200 مطابق با نمودار (۲) و جدول (۱) می‌باشد:

۱. برای اطلاعات بیشتر به سایت صندوق توسعه ملی مراجعه نمایید.

۲. همان



نمودار ۲- جریان نقدی خالص طی دوره‌ی عمر طرح NGL-3200 (میلیارد ریال)

منبع: محاسبات تحقیق

جدول ۱ - جریانات نقدی طرح NGL-3200

جریان نقدی خالص (میلیارد ریال)	درآمدها (میلیارد ریال)			هزینه‌ها (میلیارد ریال)							هزینه‌ی سرمایه‌ای	سال		
	فروش میعانات گازی	فروش LPG	فروش اتان	هزینه‌ی عملیاتی				هزینه‌ی نگهداری و تعمیرات و پرسنلی	هزینه‌ی خوراک					
				هزینه‌ی مالی	استهلاک	هزینه‌ی پوشش‌دهی	هزینه‌ی پرسنلی							
(۱۰۸۸۷.۵)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	۱۳۹۴	
(۱۰۸۸۷.۵)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	۱۳۹۵
(۱۰۸۸۷.۵)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	۱۳۹۶
(۱۰۸۸۷.۵)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	۱۳۹۷
۱۵۱۳۳.۴	۵۴۹۵.۵	۱۵۷۲۶.۹	۶۸۵۸.۷	۱۶۴۸	۲۱۷۷.۵	۲۱۷۷.۵	۱۸	۸۷۱	۶۰۵۵.۷	---	---	---	---	۱۳۹۸
۱۶۳۹۴	۵۸۳۱.۹	۱۶۶۸۹.۵	۷۲۷۸.۶	۱۷۱۴.۶	۲۱۷۷.۵	۲۲۸۶.۴	۱۲.۵	۹۱۴.۶	۶۳۰۰.۳	---	---	---	---	۱۳۹۹
۱۷۲۷۷	۶۰۶۷.۵	۱۷۳۶۳.۷	۷۵۷۲.۶	۱۷۴۸.۹	۲۱۷۷.۵	۲۴۰۰.۷	۱۳.۱	۹۶۰.۳	۶۴۲۶.۳	---	---	---	---	۱۴۰۰
۱۸۱۹۷.۳	۶۳۱۲.۶	۱۸۰۶۵.۲	۷۸۷۸.۵	۱۷۸۳.۹	۲۱۷۷.۵	۲۵۲۰.۷	۱۳.۸	۱۰۰۸.۳	۶۵۵۴.۹	---	---	---	---	۱۴۰۱
۱۹۱۵۶.۶	۶۵۶۷.۶	۱۸۷۹۵	۸۱۹۶.۸	۱۸۱۹.۶	۲۱۷۷.۵	۲۶۴۶.۸	۱۴.۵	۱۰۵۸.۷	۶۶۸۵.۹	---	---	---	---	۱۴۰۲
۲۲۰۱۲.۲	۶۸۳۳	۱۹۵۵۴.۴	۸۵۲۸	---	۲۱۷۷.۵	۲۷۷۹.۱	۱۵.۲	۱۱۱۱.۶	۶۸۱۹.۷	---	---	---	---	۱۴۰۳
۲۳۰۹۱.۱	۷۱۰۹	۲۰۳۴۴.۴	۸۸۷۲.۵	---	۲۱۷۷.۵	۲۹۱۸.۱	۱۶	۱۱۶۷.۲	۶۹۵۶.۱	---	---	---	---	۱۴۰۴
۲۴۲۱۴.۵	۷۳۹۶.۲	۲۱۱۶۶.۳	۹۲۳۱	---	۲۱۷۷.۵	۳۰۶۴	۱۶.۸	۱۲۲۵.۶	۷۰۹۵.۲	---	---	---	---	۱۴۰۵
۲۵۳۸۴.۱	۷۶۹۵	۲۲۰۲۱.۴	۹۶۰۳.۹	---	۲۱۷۷.۵	۳۲۱۷.۲	۱۷.۶	۱۲۸۶.۹	۷۲۳۷.۱	---	---	---	---	۱۴۰۶
۲۶۶۰۱.۹	۸۰۵۹	۲۲۹۱۱.۱	۹۹۹۱.۹	---	۲۱۷۷.۵	۳۳۷۸	۱۸.۵	۱۳۵۱.۲	۷۳۸۱.۸	---	---	---	---	۱۴۰۷
۲۷۸۶۹.۵	۸۳۲۹.۴	۲۳۸۳۶.۷	۱۰۳۹۵.۶	---	۲۱۷۷.۵	۳۵۴۶.۹	۱۹.۴	۱۴۱۸.۸	۷۵۲۹.۵	---	---	---	---	۱۷۰۸
۲۹۱۸۹.۲	۸۶۶۵.۹	۲۴۷۹۹.۷	۱۰۸۱۵.۶	---	۲۱۷۷.۵	۳۷۲۴.۳	۲۰.۴	۱۴۸۹.۷	۷۶۸۰.۱	---	---	---	---	۱۴۰۹
۳۰۵۶۲.۸	۹۰۱۶	۲۵۸۰۱.۶	۱۱۲۵۲.۵	---	۲۱۷۷.۵	۳۹۱۰.۵	۲۱.۴	۱۵۶۴.۲	۷۸۳۳.۷	---	---	---	---	۱۴۱۰
۳۱۹۹۲.۶	۹۳۸۰.۲	۲۶۸۴۴	۱۱۷۰۷.۱	---	۲۱۷۷.۵	۴۱۰۶	۲۲.۴	۱۶۴۲.۴	۷۹۹۰.۳	---	---	---	---	۱۴۱۱
۳۳۴۸۰.۷	۹۷۵۹.۲	۲۷۹۲۸.۴	۱۲۱۸۰.۱	---	۲۱۷۷.۵	۴۳۱۱.۳	۲۳.۶	۱۷۲۴.۵	۸۱۵۰.۱	---	---	---	---	۱۴۱۲

۴-۲- شاخص‌های ارزیابی مالی - اقتصادی واحد NGL3200

در این بخش شاخص‌های مالی به‌دست آمده از تحلیل هزینه- فایده‌ی طرح NGL-3200 ارائه شده است. این نتایج مبتنی بر این فرض اساسی است که این واحد با ظرفیت اسمی ۱۰۰ درصد فعالیت می‌کند و نوسانی در ارسال خوراک (گاز همراه نفت) به این واحد وجود ندارد. همان‌طور که در جدول (۲) مشاهده می‌شود، براساس مفروضات اشاره شده، IRR طرح NGL-3200 برابر با ۲۸/۲۹ درصد و NPV آن نیز بزرگ‌تر از صفر می‌باشد به عبارت دیگر، طرح NGL-3200 دارای توجیه اقتصادی است.

جدول ۲. شاخص‌های NPV، IRR و دوره‌ی بازگشت طرح NGL-3200

NPV (میلیون ریال)	IRR (درصد)	بازگشت سرمایه (سال)
۱۴۰۷۷۷۱۰	۲۸/۲۹	۳/۵

۴-۳- تحلیل حساسیت

برای تحلیل حساسیت، بهتر است در ابتدا مهم‌ترین و تأثیرگذارترین اقلام هزینه و درآمد تعیین و سپس با توجه به آنها تحلیل حساسیت انجام شود. در طرح NGL-3200 مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار بر اقلام هزینه و فایده در طول عمر طرح را می‌توان به شرح زیر بیان نمود.

۱. نرخ بهره‌برداری: با توجه به اینکه تولید گازهای همراه از میادین نفتی نوسان دارد، پس خوراک ارسالی به طرح NGL-3200 نیز دارای نوساناتی خواهد بود. این نوسانات موجب می‌شود تا متوسط ظرفیت بهره‌برداری سالانه از ظرفیت اسمی کمتر باشد. این موضوع می‌تواند به کاهش ارزش فعلی خالص و نرخ بازده داخلی منجر شود. در این ارزیابی مالی، حساسیت شاخص‌های مالی طرح NGL-3200 نسبت به کاهش نرخ بهره‌برداری از این طرح به میزان ۲۰، ۳۰ و ۴۰ درصدی بررسی شده است.

۲. قیمت خوراک: گاز همراه نفت تولیدی از میادین غرب کارون به‌عنوان خوراک طرح NGL-3200 می‌باشد. مالک واحد NGL-3200 بایستی این گازها را از شرکت بهره‌بردار از میدان نفتی (شرکت ملی اروند) در طرح NGL-3200 خریداری نماید. در مزایده فروش گازهای همراه برای این گازها قیمت در نظر گرفته شده تا ۵ سال اول ثابت بوده و سپس تغییر خواهد کرد. بر این اساس، تغییر در قیمت گاز همراه یا به عبارت دیگر تغییر در هزینه‌ی خوراک NGL-3200 می‌تواند موجب تغییر در

شاخص‌های مالی این طرح گردد. بنابراین بایستی حساسیت شاخص‌های مالی این طرح به تغییرات قیمت گاز همراه نفت بررسی و ارزیابی گردد.

۳. قیمت محصولات: همان‌طور که اشاره شده، محصولات حاصل از فرآورش گازهای همراه نفت در واحد NGL-3200 شامل گاز سبک و مایعات گازی می‌باشد. براساس سیاست وزارت نفت در واگذاری واحدهای NGL، گاز سبک تولیدی بایستی به صورت رایگان به شرکت ملی نفت تحویل داده شود و مایعات گازی نیز می‌تواند در بازار داخلی (پتروشیمی‌ها) و یا بازارهای خارجی عرضه شود. قیمت مایعات گازی ممکن است با نوسانات قیمت نفت خام تغییر نماید که این تغییرات بر شاخص‌های مالی طرح تأثیر خواهد گذاشت. علاوه بر این، اگر امکان فروش گاز سبک نیز فراهم گردد آنگاه تغییر قیمت گاز هم می‌تواند موجب تغییر شاخص‌های مالی شود. بر این اساس، در تحقیق حاضر، حساسیت شاخص‌های مالی نسبت به تغییر قیمت مایعات گازی و گاز سبک بررسی شده است.

۴. هزینه سرمایه‌ای: بررسی واحد NGL-3200 نشان می‌دهد که هزینه سرمایه‌ای این طرح از اوایل دهه ۱۳۸۰ تا به امروز بیش از ۵ برابر شده است. در ابتدا هزینه سرمایه‌ای مورد نظر برای این طرح ۳۸۰ میلیون دلار بوده است که در حال حاضر معادل ۲۰۰۰ میلیون دلار شده است.^۲ این تغییر در هزینه سرمایه‌ای بر شاخص‌های مالی تأثیر منفی خواهد داشت. به همین دلیل بایستی حساسیت این شاخص‌ها نسبت به تغییرات هزینه سرمایه‌ای بررسی گردد.

۵. نرخ بهره: یکی از موضوعات اصلی در طرح NGL-3200 تأمین مالی است. به‌طور کلی روش‌های مختلفی را می‌توان برای تأمین مالی این طرح در نظر گرفت که شامل تأمین مالی مبتنی بر بانک و مبتنی بر بازار سرمایه می‌باشد. به هر حال استفاده از این روش‌ها، هزینه تأمین مالی خاص خود را خواهد داشت. البته در ارزیابی اولیه، همان‌طور که در مفروضات بیان شده، تأمین مالی طرح از طریق صندوق توسعه ملی انجام می‌گیرد. بر این اساس بایستی حساسیت شاخص‌های مالی در سناریوهای مختلف نرخ بهره بررسی گردد.

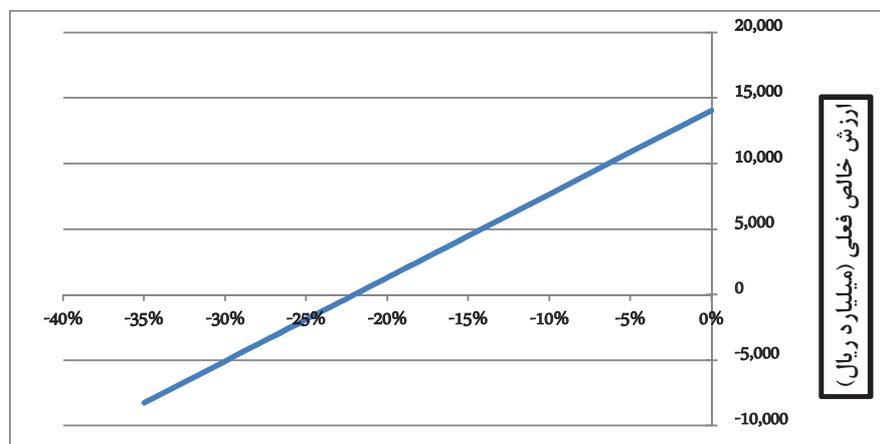
۱. واحد NGL-3200 از اوایل دهه ۸۰ در دستور کار قرار گرفته است.

۲. هزینه سرمایه‌ای NGL-3200 بدون هزینه بانکی ۱۵۰۰ میلیون دلار است.

۴-۱-۱- تحلیل حساسیت تک عاملی

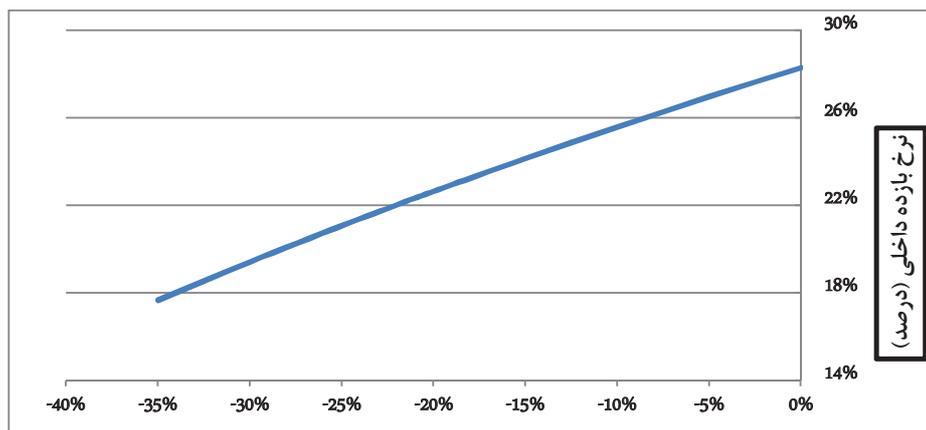
۴-۱-۱-۱- تحلیل حساسیت نسبت به نرخ بهره‌برداری

بررسی واکنش شاخص‌های مالی طرح NGL-3200 نسبت به تغییر در نرخ بهره‌برداری نشان می‌دهد وقتی میزان بهره‌برداری این واحد از ۷۸ درصد (کاهش خوراک واحد به میزان ۲۲ درصد) کمتر شود، آنگاه ارزش فعلی خالص منفی و نرخ بازده داخلی (IRR) نیز کمتر از نرخ تنزیل شده و پروژه توجیه اقتصادی نخواهد داشت.



نمودار ۳- تغییر در NPV نسبت به تغییرات در نرخ بهره‌برداری از واحد NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق



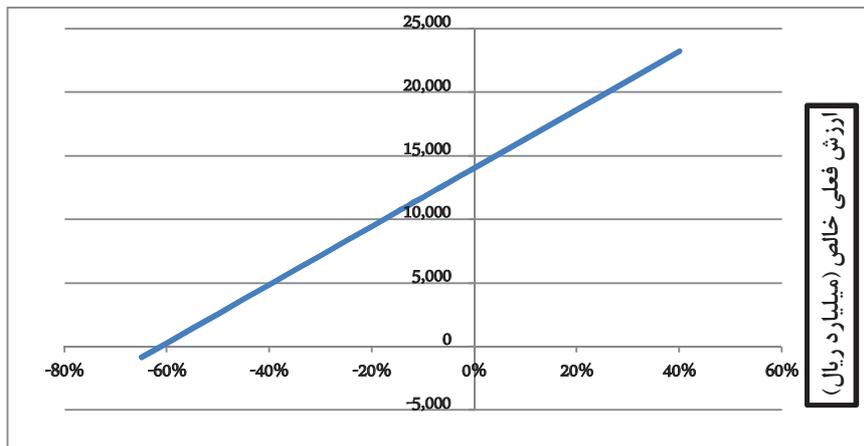
نمودار ۴- تغییر در IRR نسبت به تغییرات در نرخ بهره‌برداری از واحد NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

۴-۱-۱-۲- تحلیل حساسیت نسبت به ظرفیت اسمی

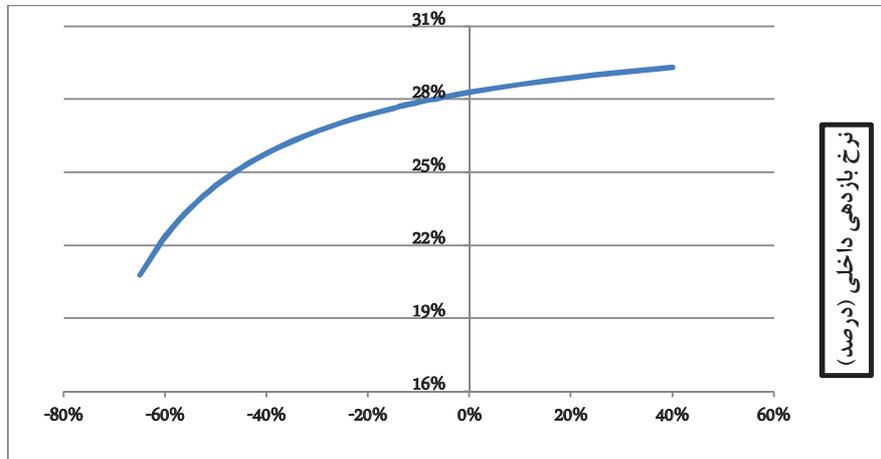
با توجه به اینکه تولید گازهای همراه نفت از میادین غرب کارون تا ۴ سال آینده به میزان نیمی از ظرفیت اسمی برنامه‌ریزی شده فعلی واحد NGL-3200 می‌باشد، پس ضروری است تا در شرایط فعلی پروژه به صورتی تعریف گردد که دارای دو خط تولید باشد که یکی از آنها تا ۴ سال دیگری به بهره‌برداری برسد و دیگری در سال‌های بعد با افزایش تولید گاز همراه مورد بهره‌برداری قرار گیرد. از اینرو، در این بخش از مقاله، تحلیل حساسیتی نسبت به تغییرات ظرفیت اسمی واحد NGL-3200 ارائه شده است. به این منظور، فرض بر این است که با کاهش ظرفیت، میزان محصولات تولیدی و هزینه‌ی سرمایه‌ای این واحد به همان میزان کاهش خواهد یافت. همان‌طور که در نمودارهای زیر مشاهده می‌شود وقتی ظرفیت اسمی بیش از ۶۰ درصد کاهش یابد، شاخص NPV منفی و IRR به کمتر از نرخ تنزیل خواهد رسید. به عبارت دیگر طرح NGL-3200، توجیه اقتصادی نخواهد داشت.

شایان ذکر است، از آنجایی که احتمال بازنگری در ظرفیت واحد NGL-3200 و کاهش ۵ درصدی آن بالا است، بنابراین قیمت گاز همراه نیز با بازنگری در ظرفیت اسمی برای کسب IRR معادل ۲۵ درصد محاسبه شده است. محاسبات نشان می‌دهد با قیمت ۳/۲۴ سنت در هر متر مکعب، IRR طرح NGL-3200 با ظرفیتی معادل ۵۰ درصد ظرفیت اسمی فعلی برابر با ۲۵ درصد خواهد بود.



نمودار ۵- تغییر در NPV نسبت به تغییرات در ظرفیت اسمی واحد NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

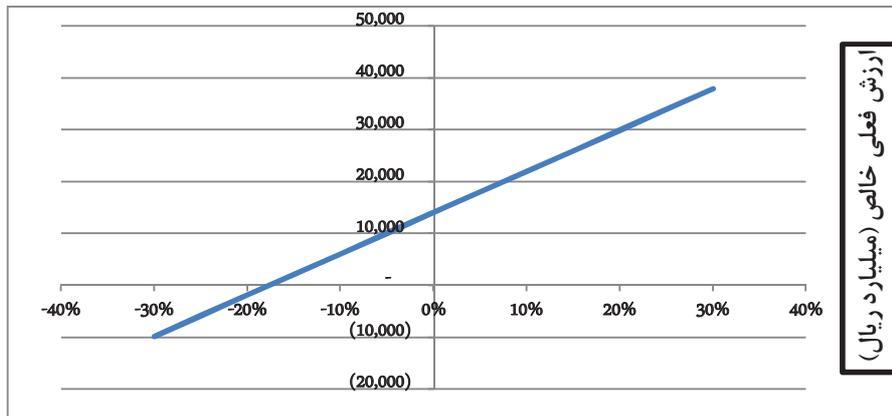


نمودار ۶- تغییر در IRR نسبت به تغییرات در ظرفیت اسمی واحد NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

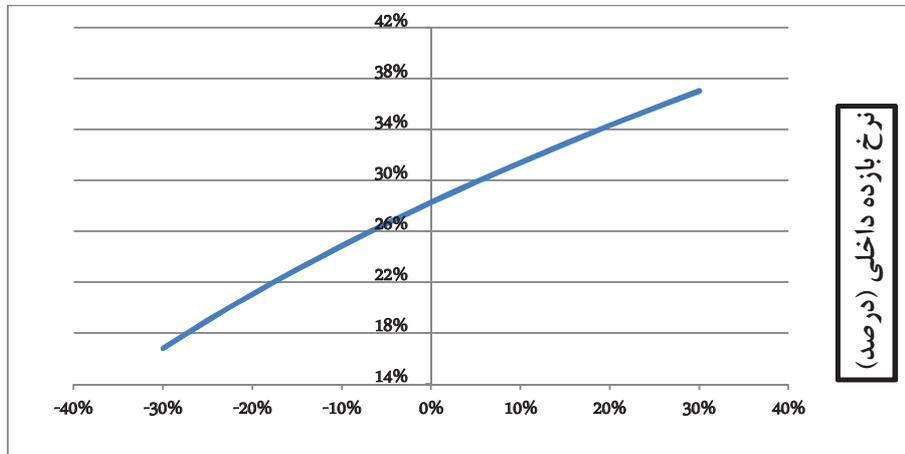
۴-۱-۱-۳- تحلیل حساسیت نسبت به قیمت محصولات

تغییر قیمت محصولات نیز شاخص‌های مالی NPV و IRR را تغییر خواهد داد. نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد وقتی قیمت محصولات حاصل از گازهای همراه نفت بیشتر از ۱۷ درصد کاهش یابد آنگاه NPV منفی و IRR نیز کمتر از نرخ تنزیل خواهد شد و طرح توجیه اقتصادی نخواهد داشت.



نمودار ۷- تغییر در NPV نسبت به تغییرات در قیمت محصولات واحد NGL-3200

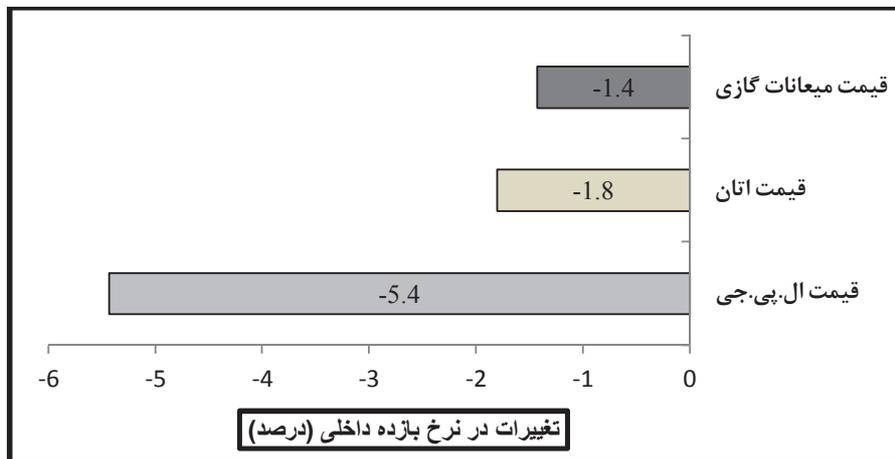
منبع: یافته‌های تحقیق



نمودار ۸- تغییر در IRR نسبت به تغییرات در قیمت محصولات واحد NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

علاوه بر این، بررسی درجه تأثیرگذاری قیمت محصولات واحد NGL-3200 نشان می‌دهد که IRR این واحد به تغییرات قیمت LPG بیشترین وابستگی را دارد، به نحوی که کاهش ۱۰ درصدی قیمت LPG، اتان و میعانات گازی به ترتیب موجب کاهش ۵/۴، ۱/۸ و ۱/۴ درصدی IRR خواهد شد.



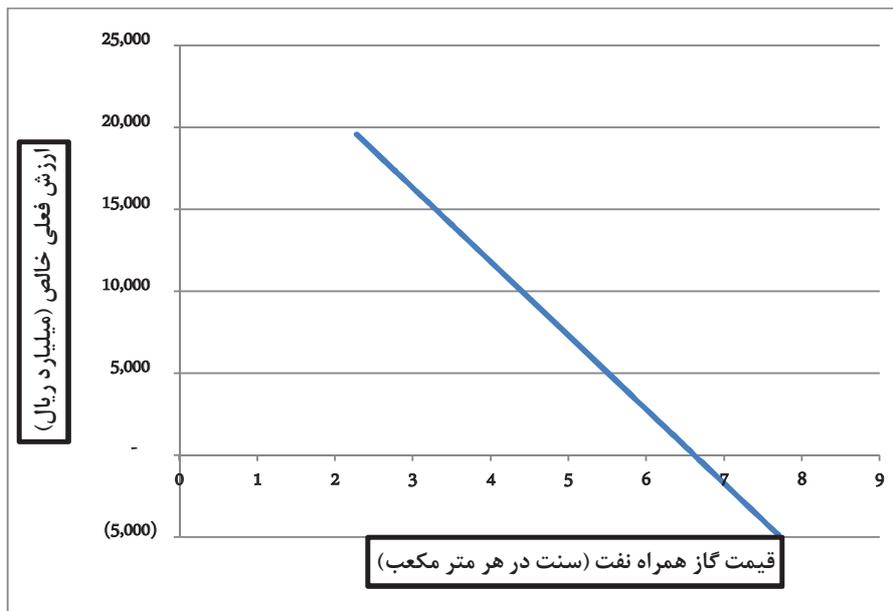
نمودار ۹- تأثیر کاهش ۱۰ درصدی در قیمت محصولات بر IRR واحدهای NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

۴-۱-۱-۴- تحلیل حساسیت نسبت به قیمت گاز همراه نفت

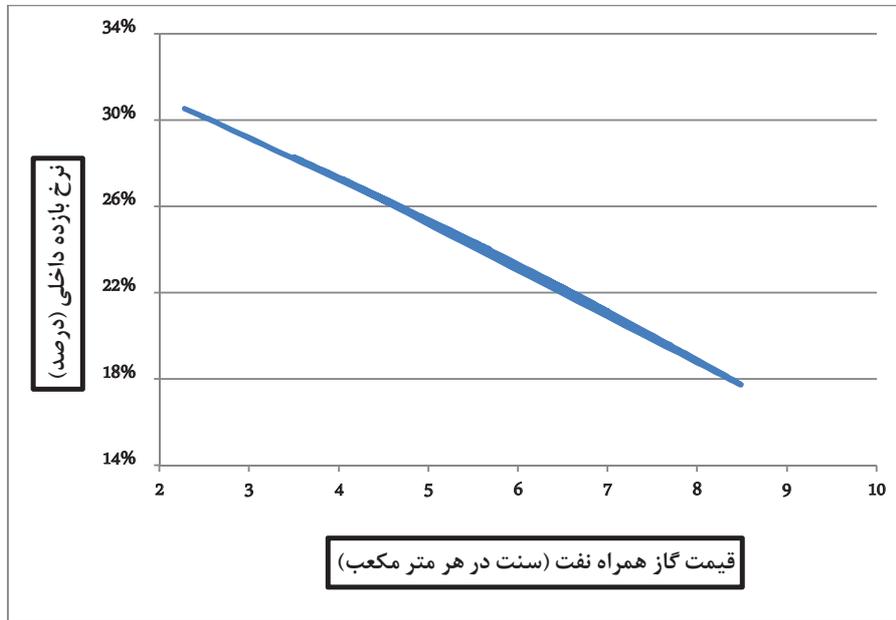
قیمت گاز همراه از جمله عوامل مؤثر بر شاخص‌های مالی است. همان‌طور که در نمودارهای زیر مشاهده می‌شود، وقتی قیمت گازهای همراه نفت از ۶/۶ سنت در هر متر مکعب بیشتر شود آنگاه NPV طرح منفی شده و IRR به کمتر از نرخ تنزیل خواهد رسید.

نکته قابل ملاحظه این است که براساس مصوبه شرکت ملی نفت در سال ۱۳۹۳، قیمت گاز همراه بایستی به نحوی تعیین گردد که IRR طرح به ۲۵ درصد برسد، نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که وقتی قیمت گاز همراه تقریباً ۵/۱ سنت در هر متر مکعب است، آنگاه نرخ بازده داخلی طرح برابر با ۲۵ درصد خواهد بود.



نمودار ۱۰- تغییر در ارزش فعلی خالص با تغییر در قیمت گازهای همراه نفت

منبع: یافته‌های تحقیق

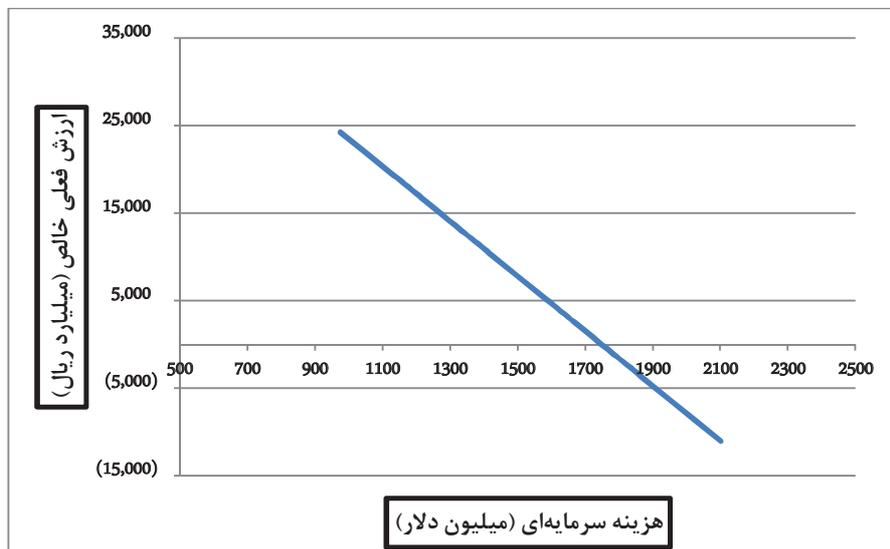


نمودار ۱۱- تغییر در IRR با تغییر در قیمت گازهای همراه نفت

منبع: یافته‌های تحقیق

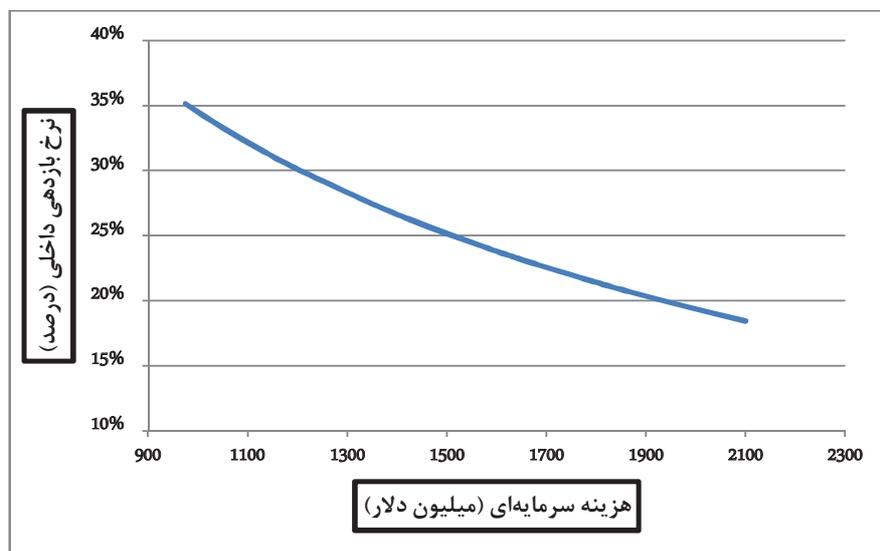
۴-۱-۵- تحلیل حساسیت نسبت به هزینه‌های سرمایه‌ای

هزینه‌های سرمایه‌ای عامل تأثیرگذار دیگری در طرح NGL-3200 است که تغییرات آن می‌تواند بر شاخص‌های مالی طرح تأثیر بگذارد. نتایج تحلیل حساسیت طرح NGL-3200 نشان می‌دهد که اگر هزینه‌ی سرمایه‌ای طرح نسبت به شرایط فعلی ۱۵ درصد افزایش یابد، آنگاه ارزش فعلی خالص طرح منفی شده و IRR طرح نیز به زیر نرخ تنزیل رسیده و طرح توجیه اقتصادی نخواهد داشت.



نمودار ۱۲- تغییرات NPV نسبت به تغییرات هزینه‌ی سرمایه‌ای طرح NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

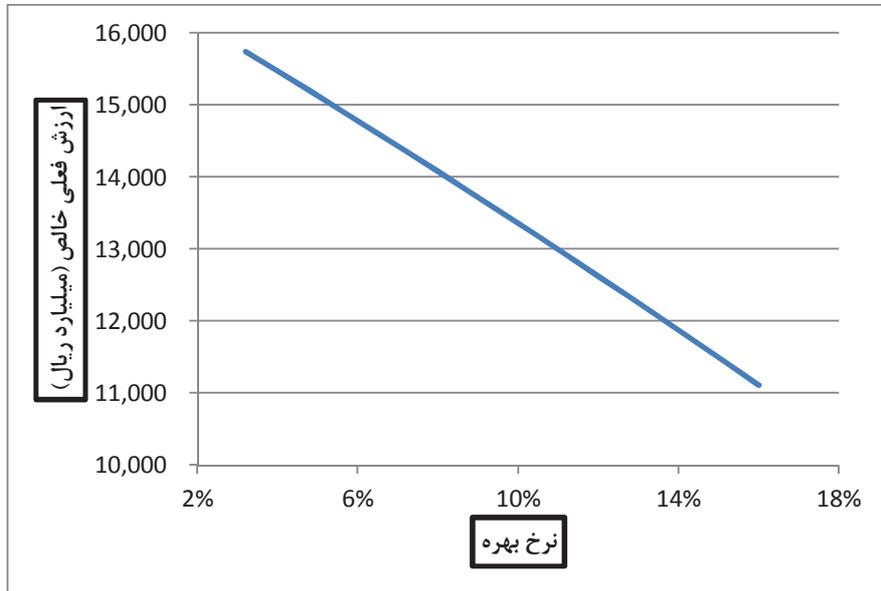


نمودار ۱۳- تغییرات IRR نسبت به تغییرات هزینه‌ی سرمایه‌ای طرح NGL-3200

منبع: یافته‌های تحقیق

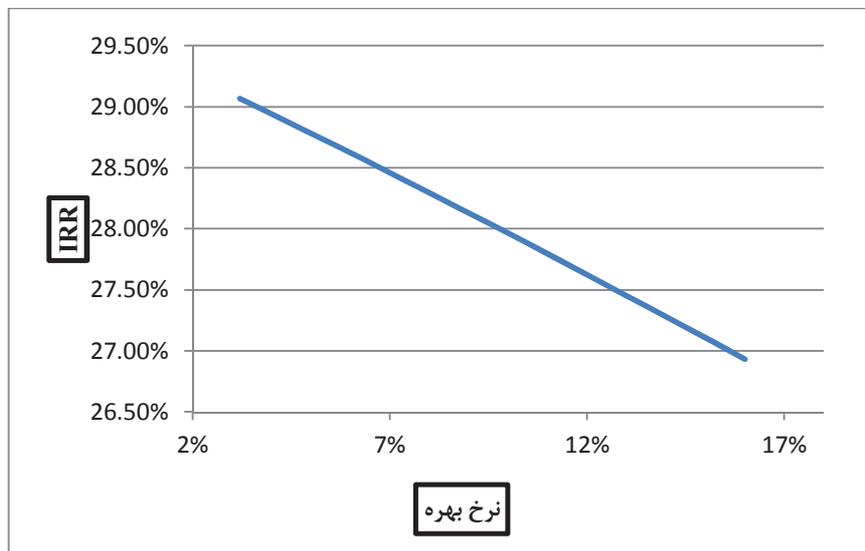
۴-۱-۱-۶- تحلیل حساسیت نسبت به نرخ بهره ارزی

هزینه‌ی تأمین مالی از جمله متغیرهایی است که می‌تواند بر شاخص‌های مالی اثرگذار باشد. بررسی تحلیل حساسیت نسبت به تغییرات این عامل نشان می‌دهد که تغییرات نرخ بهره ارزی، تأثیر کمی بر شاخص‌های مالی NPV و IRR دارد، به نحوی که افزایش ۱۰۰ درصدی در نرخ بهره موجب می‌گردد تا NPV به میزان ۲۱ درصد و IRR به میزان ۵ درصد کاهش یابد.



نمودار ۱۴- تغییرات NPV نسبت به تغییر در نرخ بهره

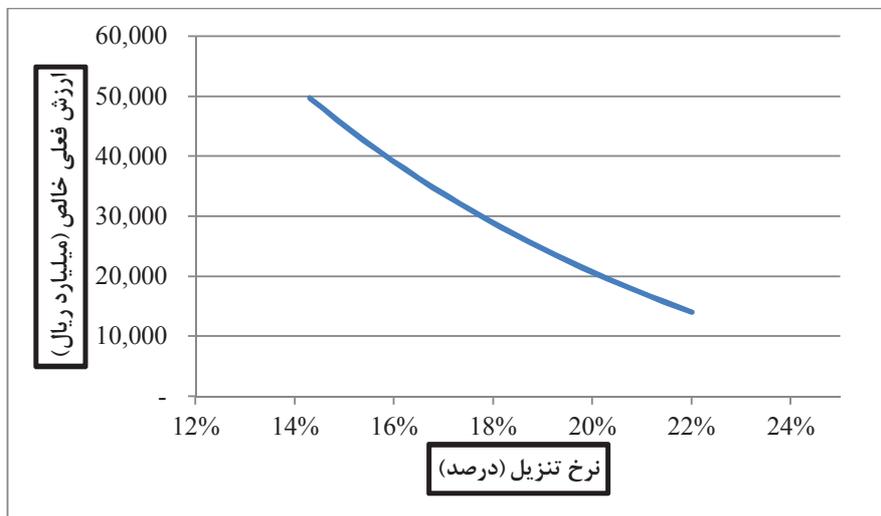
منبع: یافته‌های تحقیق



نمودار ۱۵- تغییرات IRR نسبت به تغییر در نرخ بهره

منبع: یافته‌های تحقیق

لازم به ذکر است که نرخ بهره بانک‌های داخلی نیز می‌تواند بر نتایج ارزیابی مالی تأثیرگذار باشد، این عامل می‌تواند به‌طور مستقیم بر نرخ تنزیل تأثیرگذار باشد. به عبارت دیگر، کاهش آن موجب کاهش نرخ تنزیل خواهد شد. در شرایط فعلی که با کاهش تورم، نرخ بهره نیز روند کاهشی گرفته است، می‌توان انتظار داشت که نرخ تنزیل کاهش یابد. با کاهش نرخ تنزیل نیز اولاً ارزش فعلی خالص پروژه NGL3200 افزایش خواهد یافت ثانیاً فاصله بین IRR و نرخ تنزیل بیشتر می‌شود. در نتیجه می‌توان گفت توجیه اقتصادی پروژه نسبت به قبل وضعیت مناسب‌تری خواهد داشت. با فرض اینکه نرخ تنزیل به مقداری که نرخ بهره کاهش یافته است، برسد، آنگاه مطابق نمودار زیر مشاهده می‌شود، با کاهش نرخ تنزیل، مقدار ارزش فعلی خالص افزایش می‌یابد، به نحوی که با کاهش نرخ تنزیل از ۲۲ به ۱۵ درصد مقدار ارزش فعلی خالص نیز از ۱۴/۰۷۷ به ۴۲/۶۲ میلیارد ریال افزایش خواهد یافت.



نمودار ۱۶- تغییرات ارزش فعلی خالص نسبت به تغییرات نرخ تنزیل

منبع: یافته‌های تحقیق

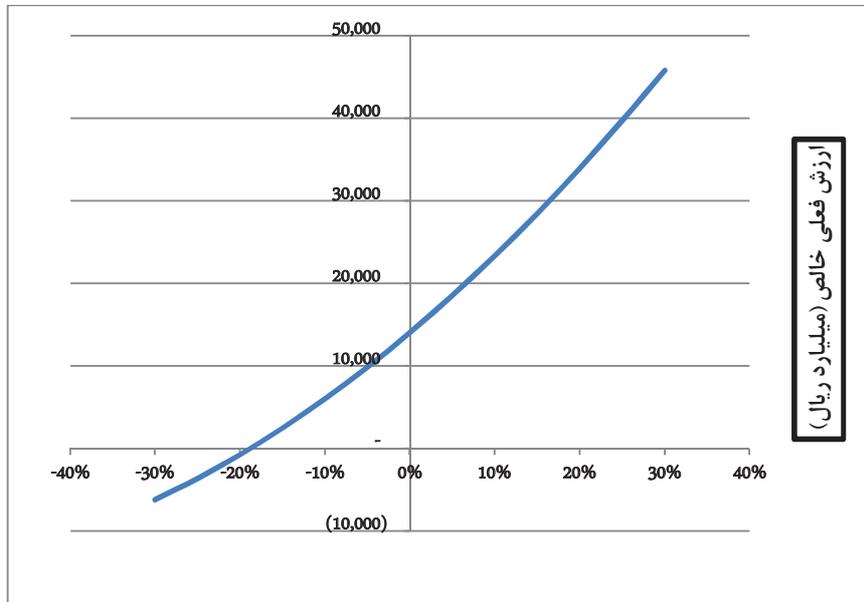
۴-۱-۱-۶- تحلیل حساسیت چند عاملی

به منظور نزدیک تر شدن ارزیابی اقتصادی به واقعیت در این بخش حساسیت شاخص‌های مالی NPV و IRR نسبت به تغییر ترکیبی برخی از عوامل مهم و تأثیرگذار مذکور در بالا، تحلیل و ارزیابی شده است. با توجه به شرایط زیر:

۱- احتمال رسیدن حجم تولید گاز همراه نفت از میادین نفتی غرب کارون به میزان ۵۰ درصد ظرفیت واحد NGL-3200 تا ۴ سال آتی
 ۲- تغییر در قیمت محصولات حاصل از فرآورش گاز همراه به دلیل تغییر در قیمت نفت خام و

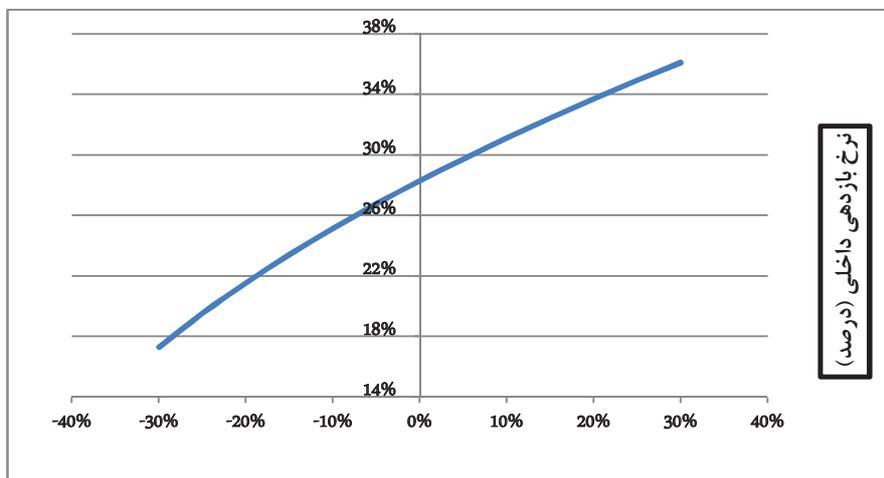
۳- تغییر در قیمت گاز همراه به دلیل تعیین فرمول جدید برای خوراک واحدهای NGL.

در نمودارهای زیر واکنش شاخص‌های مالی NPV و IRR نسبت به تغییر در قیمت محصولات، قیمت گاز همراه و تغییر در ظرفیت اسمی از واحد NGL-3200 بررسی شده است. همان‌طور که در این نمودارها مشاهده می‌شود، وقتی عوامل مذکور کاهش بیشتری از ۲۰ درصد داشته باشند، آنگاه NPV منفی و IRR به کمتر از نرخ تنزیل خواهد رسید و یا به عبارت دیگر، طرح NGL-3200 توجیه اقتصادی نخواهد داشت.



نمودار ۱۷- تغییر NPV نسبت به تغییر در قیمت محصولات، قیمت گاز همراه نفت و ظرفیت بهره‌برداری

منبع: یافته‌های تحقیق



نمودار ۱۸- تغییر IRR نسبت به تغییر در قیمت محصولات، قیمت گاز همراه نفت و ظرفیت بهره‌برداری

منبع: یافته‌های تحقیق

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادهای سیاستی

آمارها نشان می‌دهد که به‌طور متوسط ۴۰ درصد از گازهای همراه نفت تولیدی در ایران سوزانده می‌شود. این حجم از گاز همراه سوزانده شده در دوره‌ی قبل از اعمال تحریم‌های اخیر نفتی (قبل از سال ۱۳۹۰) تقریباً معادل ۳۸ میلیون متر مکعب در روز و در دوره‌ی تحریم‌های نفتی به دلیل کاهش تولید نفت معادل ۲۶ میلیون متر مکعب در روز بوده است. اهمیت اقتصادی و زیست‌محیطی ناشی از این مسئله موجب شده در کشور طرح‌های مختلفی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت در دستور کار قرار گیرد. کارخانجات گاز و گاز مایع و یا همان NGL از جمله مهم‌ترین طرح‌هایی است که در سال‌های اخیر برای جمع‌آوری گازهای همراه در دستور کار قرار گرفته است. بررسی پیشرفت فیزیکی این طرح‌ها نشان می‌دهد که در یک دوره بیش از ۱۰ ساله تنها واحد NGL سیری به بهره‌برداری رسیده و واحد NGL خارک دارای پیشرفت ۵۷ درصدی بوده و مابقی این واحدها (شامل ۶ واحد NGL) پیشرفت معناداری نداشتند. البته وزارت نفت در شرایط فعلی به دلیل برخی مشکلات از جمله مشکلات مالی این واحدها را به بخش‌های غیردولتی واگذار نموده است. حال اینکه، در بین واحدهای NGL باقیمانده، برخی واحدها اهمیت ویژه‌ای دارند. واحد NGL-3200 از جمله طرح‌هایی است که به دلیل جمع‌آوری گازهای همراه میادین نفتی غرب کارون از اهمیت خاصی برخوردار است. شایان ذکر است که میادین غرب کارون از جمله میادینی است که شرکت ملی نفت برای افزایش تولید نفت بر روی این میادین متمرکز شده و در نظر دارد سرمایه‌گذاری معادل ۲۰ میلیارد دلار در این میادین انجام دهد که این موضوع منجر به افزایش تولید گاز همراه نفت خواهد شد. حال با توجه به اهمیت خاص واحد NGL-3200، بهره‌برداری به موقع از این واحد توسط بخش غیردولتی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت تولیدی در میادین غرب کارون، نیازمند توجیه مالی و اقتصادی است. بر این اساس در این تحقیق توجیه‌پذیری اقتصادی واحد NGL-3200 بررسی شده است. ارزیابی مالی-اقتصادی واحد NGL مذکور نشان می‌دهد که:

۱. در صورتی که خوراک واحد NGL-3200 به‌طور کامل تأمین گردد، آنگاه NPV طرح مثبت بوده و هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیز با نرخ بازده داخلی ۲۸/۲۹ درصد طی ۳/۵ سال بازگشت خواهد کرد.

۲. اگر میزان بهره‌برداری از ظرفیت طرح NGL-3200 کمتر از ۷۸ درصد گردد آنگاه این طرح به لحاظ اقتصادی توجیه نخواهد داشت.
۳. در صورت بازنگری فنی در طرح NGL-3200، اگر ظرفیت اسمی این واحد به کمتر از ۴۰ درصد ظرفیت اسمی فعلی برسد، آنگاه طرح NGL-3200 به لحاظ اقتصادی توجیه ندارد.
۴. با فرض تغییر در قیمت محصولات (شامل اتان، LPG و میعانات‌گازی) و ثابت بودن سایر شرایط، اگر قیمت محصولات بیش از ۱۷ درصد کاهش یابند آنگاه طرح مذکور توجیه اقتصادی نخواهد داشت.
۵. بررسی درجه تأثیرگذاری قیمت محصولات بر شاخص‌های NPV و IRR نشان می‌دهد که تغییر قیمت LPG بیشترین تأثیر را بر این شاخص‌ها دارد به نحوی که کاهش ۱۰ درصدی در قیمت LPG، اتان و میعانات‌گازی به ترتیب موجب کاهش ۵/۸، ۱/۸ و ۱/۴ درصدی IRR می‌شود.
۶. با توجه به روند کاهشی نرخ بهره و تأثیرگذاری آن در کاهش نرخ تنزیل، تحلیل حساسیت تک عاملی نسبت به نرخ تنزیل نشان می‌دهد که با کاهش نرخ تنزیل در آینده، توجیه اقتصادی این پروژه وضعیت بهتری خواهد داشت. به عبارت دیگر، با کاهش نرخ تنزیل NPV افزایش می‌یابد.
۷. تحلیل حساسیت طرح NGL-3200 نسبت به تغییرات قیمت گاز همراه نفت نشان می‌دهد که اگر قیمت این عامل به بیش از ۶/۶ سنت برای هر متر مکعب برسد، آنگاه طرح توجیه اقتصادی ندارد.
۸. در صورتی تأمین کامل خوراک واحد NGL-3200، با قیمت ۵/۱ سنت برای هر متر مکعب گاز همراه نفت، IRR طرح معادل ۲۵ درصد خواهد بود.
۹. در صورتی که ظرفیت اسمی طرح به ۵۰ درصد ظرفیت اسمی فعلی برسد آنگاه با قیمت ۳/۲۴ سنت برای هر متر مکعب گاز همراه، IRR طرح معادل ۲۵ درصد خواهد بود و همچنین در این شرایط با قیمت بیش از ۴/۶۵ سنت برای هر متر مکعب گاز همراه، طرح مذکور توجیه اقتصادی ندارد.
۱۰. در صورتی که هزینه‌های سرمایه‌ای طرح NGL-3200 بیش از ۱۵ درصد رشد کند آنگاه این طرح توجیه‌پذیری اقتصادی خود را از دست می‌دهد.

۱۱. با فرض تغییر ترکیبی قیمت محصولات، قیمت گاز همراه و ظرفیت اسمی واحد NGL-3200، اگر این عوامل کاهش بیش از ۲۰ درصد داشته باشند آنگاه طرح مذکور توجیه اقتصادی نخواهد داشت.

۱۲. بررسی شرایط فعلی بازار، صنعت NGL و تولید نفت و گاز نشان می‌دهد که: - سالانه به‌طور متوسط، گاز همراه عرضه شده به واحد NGL-3200 تقریباً معادل ۸۰ درصد ظرفیت اسمی واحد NGL است که براساس تحلیل حساسیت، با این شرایط طرح توجیه اقتصادی خواهد داشت.

- ظرفیت اسمی واحد NGL-3200 در دو خط می‌باشد و همچنین با توجه به اهمیت میادین نفتی اروندان برای افزایش تولید، تولید گاز همراه نفت معادل ۸۰ درصد واحد NGL-3200 خواهد بود. بر این اساس، به لحاظ توجیه اقتصادی مشکلی برای طرح ایجاد نمی‌شود.

- قیمت LPG به‌عنوان یکی مهم‌ترین محصولات واحد NGL-3200 نسبت به ژوئن ۲۰۱۶ حدوداً ۱۲ درصد کاهش یافته است.^۱ ولی براساس تحلیل حساسیت، این کاهش موجب عدم توجیه اقتصادی طرح نمی‌شود.

- براساس اعلام شرکت ملی نفت در مزایده دوم گازهای همراه نفت، قیمت این گازها تغییر خاصی نخواهند داشت.^۲ پس این عامل تغییری در توجیه اقتصادی ایجاد نمی‌کند.

- براساس آمار اعلام شده توسط IHS، قیمت تجهیزات بخش پائین دستی نفت و گاز طی سال‌های ۲۰۱۶-۲۰۱۴ کاهش ۱۰ درصدی داشته است که بر مبنای تحلیل حساسیت، این تغییر موجب افزایش ۲۹ درصدی NPV شده و IRR را نیز به ۳۰ درصد افزایش می‌دهد.

با توجه به این مطالب، می‌توان گفت که در شرایط فعلی احداث و بهره‌برداری واحد NGL-3200 به لحاظ اقتصادی دارای توجیه می‌باشد.

براساس نتایجی که در بالا بیان شده است، پیشنهاد می‌گردد که:

1. <http://gasenergyaustralia.asn.au/reports-and-submissions/saudi-aramco-lpg-prices/>

۲. خبرگزاری شانا، (۱۳۹۵/۱/۱۸)

- ۱- با توجه به اینکه در ۴ سال آتی تولید گاز همراه نفت از میداین غرب کارون معادل ۵۰ درصد ظرفیت اسمی طرح NGL-3200 باشد، پس تنها یک‌ترین از این واحد برای بهره‌برداری تا ۴ سال آتی در دستور کار قرار گیرد.
- ۲- با نصف شدن ظرفیت اسمی واحد NGL-3200، فرمول قیمت‌گذاری برای گاز همراه نفت بایستی به نحوی طراحی گردد که قیمت این عامل بیش از ۴/۶۵ سنت نگردد.
- ۳- در ساخت واحد NGL-3200 این نکته بایستی مدنظر قرار گیرد که افزایش بیش از ۱۵ درصدی هزینه‌ی سرمایه‌ای طرح موجب می‌شود تا این طرح توجیه‌پذیری اقتصادی را از دست دهد.

منابع

- داوودیان، مجید (۱۳۷۷)، "ارزیابی طرح‌های صنعتی"، سازمان مدیریت صنعتی، تهران.
- رهبر، فرهاد و رام، منصوره (۱۳۸۶) "مقایسه‌ی ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG، با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی"، فصلنامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی، سال چهارم، شماره‌ی ۱۴، صص ۱۳۶-۱۵۵.
- گمرک جمهوری اسلامی ایران (۱۳۹۴)، *آمار مقدماتی تجارت خارجی جمهوری اسلامی ایران دو ماهه‌ی نخست سال ۱۳۹۴*، دفتر فناوری اطلاعات و ارتباطات گمرک ایران.
- مؤسسه‌ی مطالعات انرژی (۱۳۹۲)، *ترازنامه‌ی هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۲*، تهران، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت.
- Argus International LPG (2015), *Daily International LPG Prices and Market Commentary*, Houston, Argus Media Inc.
- Carbon Limit (2013), *Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan, and Azerbaijan*, European Bank for Reconstruction and Development.
- Hong Tan Siah and I. Barton Paul (2016), *Optimal Dynamic Allocation of Mobile Plants to Monetize Associated or Stranded Natural Gas, Part I: Bakken Shale Play Case Study*, Energy, No. 93, pp. 1581-1594.
- IEA (2012). *World Energy Outlook*, Paris, International Energy Agency.

PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (2014), *Trends in global CO2 emissions: 2014 Report*, Institute for Environment and Sustainability (IES) of the European Commission's Joint Research Centre (JRC), (: www.pbl.nl/en or edgar.jrc.ec.europa.eu).

PFC, (2007) Using Russia's Associated Gas, Prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank.

Rahimpour, M. R., and Jokar, S. M., (2012). Feasibility of flare gas reformation to practical energy in Farashband gas refinery: No gas flaring, *Journal of Hazardous Materials*, pp. 204-217.

Stermole, F. J., John M. Stermole,(2001). *Economic Evaluation and Investment Decision Methods*, 10th Edition, Investment Evaluations Corp.

WB/IGU (2015), *Global Initiative: Combining Forces to End Routine Gas Flaring*, Regional Gas Seminar, Maputo.

The Evaluation of Economic using Associated Petroleum Gas in NGL Unit: Case Study of NGL-3200 Unit

Roholla Mahdavi¹

Ph.D of Oil and Gas Economic and Senior Expert of Sobhan Institution for Energy Studies, r_mahdavi_ir@yahoo.com

Ali Taherifard

Faculty Member of Imam Sadeq and Senior Expert of Sobhan Institution for Energy Studies, taherifard1361@yahoo.com

Java keypour

Senior Expert of Energy Diplomacy Institution, keypour@citic.ir

Hamed sahebbonar

Candidate Student of Economic and Senior Expert of Sobhan Institution for Energy Studies, h.sahebbonar@gmail.com

Received: 2015/04/20 Accepted: 2016/10/17

Abstract

The Statistics are indicated flare of 40 percentage of Associated Petroleum (APG) in Iran that in this volume, Iran has fourth rank in world and first rank in Middle East. Economic and environmental dimensions of flare of this gas have led to in-country planned projects for gathering APG. In between these projects, NGL Unit has the main share in gathering of APG that in this between, NGL-3200 Unit, with capacity of 14.15 million cubic meters in day, is important due to gathering of APG from oil fields of Karon West. Therefore, in present research, using Cost-Benefit Analysis method and financial index of Net Present Value (NPV), Internal Return Rate (IRR) and payback period is evaluated NGL-3200 project. The result of economic evaluation demonstrates that if this unit is acted with 100 percentage of capacity, then NGL-3200 project will have economic feasibility in IRR 28.29 percentage. Also, the result of sensitivity analysis of project illustrates that first if feed of this unit have decrease excess 22 percentage, then this project don't will have economic feasibility, second in the event of review NGL-3200, if nominal capacity of this unit have decrease excess 40 percentage, then will be lost economic feasibility of NGL-3200 project. Thirdly for given IRR 25 percentage, APG price should be 5.1 cent in current nominal capacity and 3.24 cent in nominal capacity Equivalent to 50 percentage of current capacity.

JEL Classification: D₆₁, R₄₈, Q₃₅, Q₄₈

Keyword: Associated Petroleum Gas, Net Present Value, Internal Return Rate, NGL-3200

1- Corresponding Author