فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی ایران/ سال بیستم/ شماره ۶۵/ زمستان ۱۳۹۴/ صفحات ۹۲-۶۳

بررسی اقتصادی تخصیص بهینه گازهای سوزانده شده همراه در میادین نفتی کشور

علی فریدزاد[۱]

محمدصادق قاضی‌زاده[۲]

کیومرث حیدری[۳]

تاریخ ارسال: ۱۳۹۴/۰۱/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۴/۱۰/۲۰

چکیده

ایران روزانه معادل ۳۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی فلر را در میادین نفتی می‌سوزاند. با توجه به اهمیت استراتژیک این حوزه به دلیل عدم بهره‌برداری بهینه از حجم عظیمی از سرمایه ملی و شناخت منافع حاصل از سرمایه‌گذاری در آن، در این مطالعه، با استفاده از اطلاعات سری زمانی، متوسط تولید گازهای همراه نفت در ۴۴ میدان نفتی واقع در خشکی کشور و با استفاده از مدل قیمت گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای، فرصت‌های عمده سرمایه‌گذاری شامل گروه طرح‌های سرمایه‌گذاری (تزریق مجدد گاز به میادین نفتی، تولید برق در داخل و مصارف نهایی داخل) و گروه طرح‌های رقابتی سرمایه‌گذاری (تزریق مجدد گاز به میادین نفتی، تولید برق صادراتی، مصارف نهایی صادراتی) ارائه شده است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که در دامنه تولید گازهای همراه کمتر از ۳ میلیون مترمکعب در روز، اولویت سرمایه‌گذاری به ترتیب با تزریق مجدد به میادین نفتی، تولید برق و مصارف نهایی است در حالی که در دامنه‌های بیش از ۳ میلیون مترمکعب تولید گاز همراه در روز، تولید برق به عنوان اولویت سرمایه‌گذاری نسبت به سایر گزینه‌های ممکن بشمار می‌رود.

واژگان کلیدی: گازهای همراه فلر، گاز طبیعی، برق، سرمایه‌گذاری، مدل *CAPM*

طبقه‌بندی JEL: *G11,G12, Q38,Q39*

۱- استادیار گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی- نویسنده مسئول ali.faridzad@atu.ac.ir

۲- دانشیار مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی ghazizadeh.ms@gmail.com

۳- استادیار گروه اقتصاد انرژی، پژوهشگاه نیرو kioumars.h@gmail.com

۱-مقدمه

سالیان متمادی است که گازهای همراه نفت[۱] در میادین نفتی سوزانده یا فلر[۲] می‌شوند. فلرینگ گازهای همراه بیشتر در ابعاد فنی به منظور افزایش ایمنی تجهیزات و جلوگیری از خطرهای بالقوه مانند انفجار و سایر خطرات احتمالی ناشی از افزایش فشار و شعله‌ور شدن گازهای پرفشار در جریان استحصال نفت خام صورت می‌گیرد، اما این فرآیند خود منشأ تولید گازهای گلخانه‌ای از جمله دی‌اکسید کربن، اکسیدهای گوگرد و اکسیدهای نیتروژن می‌شود. بر اساس آمارهای بانک جهانی در سال ۲۰۱۲، سه کشور روسیه، نیجریه و ایران به ترتیب بیشترین حجم تولید گازهای فلر را در جهان به خود اختصاص داده‌اند.[۳]

بر اساس آمارهای دپارتمان کاهش گازهای فلر[۴] در سال ۲۰۱۲، بر مبنای اطلاعات اخذ شده از تصاویر ماهواره‌ای، سهم ایران از کل حجم گازهای سوزانده شده در جهان حدود ۱۱ درصد بوده که روزانه معادل ۳۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی است.[۵]

در جدول (۱)، حجم گازهای فلر شده در کشورهای مختلف از سال ۲۰۰۷ تا پایان سال ۲۰۱۱ ارائه شده است.

با توجه به آنکه احتراق در فلر با بازده بسیار پایین و به شکل ناقص صورت می‌گیرد منجر به ایجاد مقادیر قابل توجهی مونوکسید کربن، هیدروکربورهای نسوخته، ترکیبات آلی بسیار خطرناکی چون بنزن و تولوئن و نیز مقادیر ناچیزی از ترکیبات شامل گوگرد مانند سولفیدکربن و کربنیل سولفید می‌شود (برادران و همکاران، ۱۳۸۷، ص ۱).

1- Associated Gas
2- Flaring
3- http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction
4- Global Gas Flaring Reduction Department
۵- طبق آمارهای ارائه شده در ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۸، حدود ۱۶ میلیارد مترمکعب از گازهای همراه در کشور سوزانده شده است که معادل ۸ درصد از کل تولید گاز غنی و ۴۳ درصد از تولید گازهای همراه را شامل می‌شود. این رقم معادل ۸۰ درصد ظرفیت خط لوله گاز طبیعی باکو- تفلیس- ارزروم (۵۵ میلیون مترمکعب در روز) و ۵۰ درصد ظرفیت خط لوله گاز طبیعی ترکمنستان- چین (۸۲ میلیون مترمکعب در روز) است (شادی‌وند، ۱۳۸۹).

جدول (۱)- حجم گازهای سوزانده شده در سال‌های ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۱ (ارقام: میلیارد مترمکعب در سال)

سال	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	تغییر از ۲۰۱۰ به ۲۰۱۱
روسیه	۵۲/۳	٤۲	٤٦/٦	۳۵/٦	۳۷/٤	۱/۸
نیجریه	۱٦/۳	۱۵/۵	۱٤/۹	۱۵	۱٤/٦	-۰/۳
ایران	۱۰/۷	۱۰/۸	۱۰/۹	۱۱/۳	۱۱/٤	۰
عراق	٦/۷	۷/۱	۸/۱	۹	۹/٤	۰/۳
آمریکا	۲/۲	۲/٤	۳/۳	٤/٦	۷/۱	۲/۵
الجزایر	۵/٦	٦/۲	٤/۹	۵/۳	۵	-۰/۳
قزاقستان	۵/۵	۵/٤	۵	۳/۸	٤/۷	۰/۹
آنگولا	۳/۵	۳/۵	۳/٤	٤/۱	٤/۱	۰
عربستان سعودی	۳/۹	۹۳	۳/٦	۳/٦	۳/۷	۰/۱
ونزوئلا	۲/۲	۲/۷	۲/۸	۲/۸	۳/۵	۰/۷
کل ۲۰ کشور اول	۱۳۲	۱۲٤	۱۲۷	۱۱۸	۱۲۱	۳/۱
سایر نقاط جهان	۲۲	۲۲	۲۰	۲۰	۱۹	-۱/۱
کل جهان	۱۵٤	۱٤٦	۱٤۷	۱۳۸	۱٤۰	۱/۹

++ داده‌ها از طریق ماهواره و سنجش از راه دور استخراج شده‌اند.

مأخذ: بانک جهانی (سال های مختلف)، بخش *Global Gas Flaring Reduction*

حتی اگر موارد زیست‌محیطی را نادیده بگیریم، حجم گازهای سوزانده شده در کشورهای مختلف جهان نشان می‌دهد که سیستم فلرینگ گاز یکی از مهم‌ترین منابع اتلاف انرژی در صنایع نفت و گاز بشمار می‌آید و منجر به تحمیل هزینه‌های اقتصادی فراوانی به کشورها می‌شود، این در حالی است که کشورها در این زمینه با محدودیت‌هایی جهت جمع‌آوری گازهای همراه و بهره‌برداری از این گازها نیز مواجه هستند.[1] به طور

۱- برخی از محدودیت‌ها مربوط به شرکت‌های عملیاتی تولیدکننده نفت و گاز است و منشاء برخی دیگر از محدودیت‌ها از جانب دولت‌هاست. از جمله این محدودیت‌ها می‌توان به دوری از بازار مصرف، محدودیت زیرساخت‌ها، کمبود اعتبارات مورد نیاز، عدم‌اطمینان از عرضه پایدار گاز، فقدان برآورد درست از حجم و ترکیب گاز همراه و موقعیت مشعل‌ها، شفاف نبودن خط مشی ملی در تعیین قیمت حامل‌های انرژی، نبود استراتژی‌های میان‌مدت و بلندمدت برای بهره‌برداری از گازهای همراه، فقدان تدوین و یا اجرای مقررات و مالیات‌های زیست‌محیطی و نبود تلاش‌های هماهنگ با سایر نهادهای ذی‌نفع به ویژه بخش خصوصی برای بهره‌برداری از پروژه‌های با اولویت بالا نظیر اینگونه طرح‌ها اشاره کرد.

مثال، علل سوزاندن گازهای همراه در تاسیسات جمع‌آوری گازهای همراه در شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب به دلایل مختلفی بیان شده است (سحابی و همکاران، ۱۳۸۸) که از جمله آن می‌توان به محدودیت‌ها و مشکلاتی نظیر قطع برق به علت وابستگی به شبکه برق سراسری، مشکلات تعمیراتی از جمله آنکه ایستگاه‌های تقویت فشار گازهای همراه عموما مجهز به ردیف یدک هستند، اما به علت عدم تامین ارز کافی یا تهیه به موقع قطعات و مشکلات تعمیراتی، این ردیف‌ها در پاره‌ای از مواقع آماده سرویس نیستند و به اجبار گاز ورودی سوزانده می‌شود.

همچنین مسائل عملیاتی ناشی از جابه‌جایی و بازیابی سیستم‌ها، تغییر در برنامه‌ها، مشکلات تولید نفت و عدم آموزش کافی کارکنان در زمینه‌های فنی و انجام نشدن به موقع تعمیرات ادواری به دلیل مشکلات ارزی و عدم تامین به موقع قطعات یدک از دیگر مشکلات و دلایل سوزاندن گازهای همراه و فلرینگ است.[۱]

مشاهده می‌شود که این عموم محدودیت‌ها مقطعی بوده و می‌توان با تغییر قوانین و مقررات و رفع برخی مشکلات بر آنها غلبه کرد. بسیاری از صاحبنظران این فرضیه را مطرح می‌کنند که برطرف‌سازی محدودیت‌های مورد اشاره هزینه‌های بسیار ناچیزی در برابر هزینه فرصت از دست رفته عدم استفاده از گازهای همراه جهت کاربردهای مختلف دارد، از این رو نیاز است تا با بررسی دقیق‌تری به موضوع گازهای همراه و نحوه بکارگیری و استفاده از آنها پرداخت.

با توجه آنچه گفته شد، دو پرسش مطرح خواهد بود؛ یکی آنکه «هزینه تولید هر مترمکعب گاز همراه بازیابی‌شده[۲] و قابل مصرف به عنوان سوخت یا خوراک از یک

۱- در بسیاری از موارد مشاهده شده است که میزان گازهای همراه تولیدی با ظرفیت طراحی تجهیزات موجود مطابقت ندارد، چراکه بسیاری از این واحدها پیش از انقلاب اسلامی طراحی شده و تجهیزات آن نیز مربوط به همان دوره زمانی بوده است، در نتیجه با توجه به تغییر حجم تولید، تغییر شرایط تولید از مخازن و همچنین تغییر شرایط تطبیق گازها با تجهیزات واحدهای جمع‌آوری این تأسیسات با کاهش ظرفیت و به اجبار سوزاندن گازها مواجه شده‌اند.

۲- منظور از بازیابی گازهای فلر، کاهش حجم گازهای سوزانده شده همراه نفت و استفاده مجدد از گاز برای مصرف مختلف است به شرط آنکه ایمنی سیستم فلرینگ در جریان تولید نفت از نظر فنی با مشکل مواجه نشود.

میدان نفتی به چه میزان است؟» و دیگری آنکه «هزینه فرصت استفاده از گازهای بازیابی‌شده فلر برای مصارف مختلف به چه میزان است و چگونه برآورد می‌شود؟».

مسئله دیگر -با توجه به سوال دوم- آن است که گاز بازیابی شده در مصارف مختلفی قابل بکارگیری است که از جمله آنها می‌توان به تولید انواع فرآورده‌های گازی با ارزش افزوده نظیر مایعات گازی (*NGL*)، گاز مایع (*LPG*) و فرآیند گاز به مایع (*GTL*)، تولید برق، تزریق مجدد به میادین نفتی و همچنین ارسال به عنوان خوراک پالایشگاه‌های گازی یا مصارف نهایی از جمله مصرف داخلی و صادرات گاز طبیعی اشاره کرد.

با توجه به آنکه در این مطالعه، فرصت استفاده از گازهای همراه بازیابی شده برای گزینه تولید برق، تزریق مجدد به میادین نفتی و استفاده از آن در مصارف نهایی سایر بخش‌ها مورد بررسی قرار خواهد گرفت، بنابراین هدف اصلی این پژوهش، مطالعه اقتصادی- فنی به منظور برآورد هزینه فرصت استفاده از گازهای فلر جهت مصارف مختلف است.[۱]

مطالعه حاضر در بخش‌های مختلفی سازماندهی شده است؛ در بخش دوم، به بررسی سوابق مطالعاتی در زمینه بهره‌برداری از گازهای همراه فلر و برآوردهای فنی- اقتصادی در بکارگیری این گازها در سطح داخلی و بین‌المللی اشاره شده است. بخش سوم به شناخت ابعاد فنی بازیابی گازهای فلر اختصاص دارد. هدف از این بخش شناخت اجزای اصلی این مکانیزم‌ها در جهت شناخت هزینه‌های سرمایه‌ای مرتبط با بازیابی گاز برای سرمایه‌گذاران بخش خصوصی می‌باشد. بخش چهارم به مبانی نظری مطالعه اشاره دارد و در بخش پنجم، نحوه کاربست الگوی قیمت‌گذاری بازاری دارایی سرمایه‌ای (*CAPM*) در تخصیص سرمایه‌گذاری طرح بکارگیری گازهای فلر ارائه می‌شود. بخش ششم از این پژوهش نیز به ارائه پایه‌های آماری و اطلاعات مورد استفاده جهت تجزیه و

۱- در این مطالعه، پیش‌فرض محقق آن است که در صورت لزوم، شرایط مناسب (مقررات، فرآیندها، مجوزها و ...) برای مشارکت و سرمایه‌گذاری بخش خصوصی توسط دولت تسهیل خواهد شد. در این میان سرمایه‌گذاران به طور معمول دیدگاه‌ها و انتظارات متفاوتی از آینده دارند و برآوردهای آنها از بازدهی انتظاری و همچنین ریسک‌ها و نااطمینانی‌های همراه با طرح‌های سرمایه‌گذاری متفاوت است، بنابراین ضروری است در برآوردها مورد ملاحظه قرار گیرند.

تحلیل نتایج اختصاص دارد و در نهایت در بخش هفتم و پایانی ضمن جمع‌بندی مطالب، پیشنهادات سیاستی و پیشنهاداتی برای مطالعات آتی ارائه خواهد شد.

۲- بررسی مطالعات تجربی

بررسی سوابق مطالعاتی در زمینه گازهای فلر را می‌توان از دو منظر فنی و اقتصادی طبقه‌بندی نمود. تاکنون مطالعات متعددی در زمینه نحوه جمع‌آوری گازهای همراه صورت گرفته و در ذیل آنها، راهکارهای کاهش سوزاندن این گازها در کنفرانس‌های علمی و مطالعات علمی- پژوهشی داخلی و خارجی ارائه شده است. در جدول (۲) مطالعاتی که تاکنون در این زمینه در کشور صورت گرفته به طور اختصار ارائه شده است.

از جمله مطالعاتی که در میان سایر مطالعات انجام شده برای کشور، توجه بیشتری به ابعاد اقتصادی موضوع در آن شده است، می‌توان به دو مطالعه اول در جدول (۲) اشاره کرد. البته در این مطالعات ابعاد اقتصادی چندان مورد توجه نگارندگان نبوده و تمرکز تحقیقات بر نحوه بازیابی و مکانیزم‌های بازیابی گاز فلر بوده است.

رحیم‌پور و جوکار (۲۰۱۲) در مطالعه خود به امکان‌سنجی فنی تبدیل گاز فلر و بکارگیری آن در پالایشگاه گازی فراشبند پرداخته‌اند. ایشان برای این منظور از یک مدل شبیه‌سازی استفاده کرده و به این نتیجه رسیده‌اند که تولید برق از میدان‌های گازی آغار و دالان مقرون به صرفه است.

رحیم‌پور و دیگران (۲۰۱۲) بر اساس روش یادشده، همین مطالعه را برای میدان گازی پارس جنوبی انجام داده‌اند. در این مطالعه بهترین گزینه برای استفاده از گازهای فلر با توجه به هزینه‌های سرمایه‌گذاری کمتر آن و نرخ بازده داخلی بالاتر، مصرف نهایی جهت تولید GTL عنوان شده است.

جدول (۲)- مطالعات انجام شده در کشور در زمینه بهره‌برداری بهینه از گازهای فلر

موضوع	نویسنده / نویسندگان	سال انجام	ابعاد فنی	ابعاد اقتصادی
امکان‌سنجی بازیابی گاز فلر جهت کاربری در پالایشگاه گاز فرشبند	رحیمی‌پور و جوکار	۲۰۱۲	*	-
مقایسه میان روش مختلف بازیابی گاز فلر در پالایشگاه گازی عسلویه	رحیمی‌پور و دیگران	۲۰۱۲	*	-
بررسی تاثیر اختلاط گاز سبک با گاز همراه (غنی) در کاهش تجمع مایع درون خطوط لوله انتقال و جلوگیری از سوزاندن گاز همراه در میادین تولیدی نفت	آریایی	۱۳۸۹	*	-
ایران، گازهایی که سوزانده می‌شود و لزوم همکاری با بانک جهانی	شادی‌وند	۱۳۸۹	*	*
بررسی روش‌های کاهش سوزاندن گازهای قابل بازیافت در ایران	قاسمیه و دیگران	۱۳۸۹	*	-
مطالعه امکان‌سنجی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر پتروشیمی تبریز و کاهش عملیات فلرینگ تحت مکانیزم *CDM*	درفشی و دیگران	۱۳۸۹	*	-
راهکارهای کاهش سوزاندن گازهای همراه در واحدهای جمع‌آوری آنها	سحابی و دیگران	۱۳۸۸	*	-
فناوری‌های استفاده شده برای کاهش و بازیابی گازهای سوزانده شده در فلر	برادران و دیگران	۱۳۸۷	*	-
کاهش سوزاندن گازهای همراه و تبدیل به منابع با ارزش انرژی	محمدباقری	۱۳۸۷	*	-
بررسی زیست‌محیطی و تعیین هزینه‌های خارجی (اقتصادی-بهداشتی) گازهای فلر در شهرستان اهواز	محرم‌نژاد و دباغ	۱۳۸٤	*	-

مأخذ: نتایج تحقیق

بررسی مطالعات در سطح بین‌المللی نشان می‌دهد که بیشتر تمرکز تحقیقات در بانک جهانی و مرکز تحقیقاتی روی کاهش گازهای فلر موسوم به *GGFR*[1] بوده است. به

1- Global Gas Flaring Reduction

عنوان نمونه، در گزارشی از این مرکز تحقیقاتی، استراتژی بهره‌برداری از گاز فلر به عنوان فرصت‌های استفاده از این گازها در طرح‌های کوچک مقیاس در سال ۲۰۰۴ ارائه شده که در آن به بررسی و مطالعه فنی و اقتصادی بهره‌برداری از گازهای فلر در کشورهایی نظیر چاد و اکوادور پرداخته است. در سال ۲۰۰۸ نیز گزارش این مرکز با هدف توصیه‌های سیاستی در بخش انرژی به کانادا در زمینه بهبود استفاده از گازهای فلر بوده است.

با بررسی مطالعات داخلی مشاهده می‌شود که تاکنون در زمینه تخصیص منابع گازهای فلر مطالعه‌ای در کشور صورت نگرفته است. البته در زمینه تخصیص بهینه منابع گاز طبیعی کشور مطالعات مختلفی صورت گرفته است که از جمله آن می‌توان به مطالعه جعفری صمیمی و دهقانی (۱۳۸۶) و رنانی و دیگران (۱۳۸۸) اشاره کرد که به لحاظ سیاستگذاری در بخش انرژی به نتایج مطالعه پیش‌رو یاری رساند. بنابراین مطالعه حاضر با سایر مطالعاتی که تاکنون صورت گرفته به دلایل زیر متفاوت است:

اول: مطالعاتی که تاکنون انجام شده است عموماً بر ابعاد فنی بهره‌برداری از گازهای فلر و بازیابی آنها تمرکز داشته‌اند. در مطالعه حاضر این ابعاد در تحلیل‌ها به ویژه در محاسبه هزینه‌های سرمایه‌ای مورد توجه قرار گرفته است.

دوم: ابعاد اقتصادی در مطالعات مربوط به گازهای فلر تا حدود زیادی تحت تاثیر ابعاد فنی، چندان مورد توجه نویسندگان در سطح داخلی و حتی بین‌المللی نبوده است و تنها با استفاده از معیارهای اقتصادی بسیار ساده‌ای به تحلیل‌های اقتصادی پرداخته شده است. در این مطالعه با استفاده از روش قیمت‌گذاری بازاری دارایی‌های سرمایه‌ای تحلیل‌های اقتصادی عمیق‌تر و دقیق‌تری ارائه خواهد شد.

سوم: در این مطالعه، از آمار و اطلاعات واقعی میادین نفتی در خشکی جهت ارزیابی اقتصادی طرح‌های بهره‌برداری از گازهای فلر بویژه در بخش شناسایی هزینه‌ها و درآمدهای طرح‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری استفاده شده است.

نتایج حاصل و پیشنهادات این مطالعه می‌تواند راهگشای پژوهش‌های آتی در حوزه‌های اقتصاد انرژی به عنوان یکی از موضوعات اساسی و استراتژیک در کشور مدنظر قرار گیرد.

۳- ابعاد فنی سیستم بازیابی گاز ارسال‌شده جهت فلر

در حال حاضر روش‌های مختلفی جهت کاهش گازهای ورود یافته به فلر و همچنین بازیابی گازهای فلر وجود دارند که می‌توانند مورد بهره‌برداری قرار گیرند، اما از حیث جنبه‌های عملیاتی و فنی نیاز است تا در این زمینه به مواردی توجه شود که آثار مستقیم و غیرمستقیمی بر هزینه‌های تولید هر مترمکعب گاز بازیابی شده از فلر می‌گذارد.

مهم‌ترین نکته در طراحی و اجرای سیستم‌های بازیابی گازهای ارسالی به فلر (مشعل) آن است که حضور سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر (مشعل) در کنار سیستم فلرینگ موجود، خدشه‌ای در عملکرد اضطراری سیستم فلرینگ در جهت تأمین ایمنی سیستم‌ها ایجاد نکند.

برای ایجاد یک سیستم بازیابی گاز فلر نیاز است تا برآورد کلی از تمامی واحدهای تولیدکننده (مولد) گازهای فلر و نیز سیستم فلرینگ موجود در اختیار باشد. به عبارت دیگر، با توجه به آنکه خواص عمومی جریان خط لوله اصلی سیستم فلرینگ از جمله شدت جریان، دما، فشار، ترکیب درصد و مانند آن به شدت متغیر است از این رو نیازمند آن هستیم که سیستم بازیابی در کنار سیستم اصلی با توجه به این تغییرات طراحی و عملیاتی شوند.

پیش از آنکه بخواهیم هزینه‌های بازیابی گاز فلر را بررسی و تبیین کنیم، نیاز است تا با سیستم‌های جمع‌آوری گازهای فلر آشنا شویم. در اینجا فرض بر این اساس که از تمامی نفت وارد شده به سیستم به طور کامل استفاده شده و نفت اضافی فلر نمی‌شود.

یکی از سیستم‌های مورد استفاده و متداول در کاهش گاز فلر و بازیابی گاز ارسال شده به فلر، سیستم‌های FGR[1] هستند. در بخش سیستم‌های مربوط به فلر گاز، تجهیزات

1- Flare Gas Recovery System

جداکننده دو فازی و مخازن نگهداری مایعات وجود دارند. جداکننده‌های دو فازی به منظور جلوگیری از ورود مایعات به جریان گازهای ارسالی به فلر عمل می‌کنند و به همین دلیل پیش از سیستم فلرینگ گاز قرار می‌گیرند. برای سیستم‌های بازیابی گاز فلر نیز به این جداکننده‌ها نیاز است. مخازن نگهداری این مایعات نیز به منظور حفظ فشار مثبت سیستم و جلوگیری از بازگشت شعله به درون خطوط لوله طراحی شده‌اند.

از نظر فنی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر می‌تواند پیش از سیستم فلرینگ گاز و پس از جداکننده‌های دوفازی قرار گیرند. بنابراین در ابعاد فنی، گازهای ارسال شده برای فلر در ابتدا به جداکننده رسیده و مایعات آن وارد مخزن مایع شده و پس از آن جریان گاز خروجی از جداکننده به دو بخش می‌رسد. در این میان، بخش عمده‌ای از گاز - با توجه به میزان ظرفیت و نوع سیستم طراحی شده- جهت بازیابی به سمت سیستم بازیابی گاز فلر هدایت می‌شود. جریان گاز ورودی به سیستم بازیابی گاز فلر در مرحله اول وارد کمپرسور و مهم‌ترین بخش فرآیند FGR می‌شود.

یکی از کمپرسورهایی که در سال‌های اخیر در سیستم‌های بازیابی گاز فلر ویژگی‌های مورد اشاره را تا حدود زیادی برآورده کرده است، کمپرسورهای رینگ مایع[1] هستند که سازندگان آن این نوع از کمپرسور را به طور انحصاری برای سیستم‌های بازیابی گاز فلر طراحی کرده‌اند.

در زمینه بازیابی گازهای فلر سیستم‌های متعدد دیگری نیز وجود دارند که در حال حاضر در بسیاری از شرکت‌های نفتی استفاده می‌شود. از جمله این سیستم‌ها می‌توان به سیستم زادکو[2]، جودکو[3] و آدما-اوپکو[4] اشاره کرد که تقریبا سیستم‌هایی پیشرفته‌تر از سیستم‌های FGR هستند که در کشور امارات عربی متحده از آنها بهره گرفته می‌شود، اما از نظر بخش‌های مختلف تفاوت عمده‌ای میان روش‌ها مشاهده نمی‌شود.

1- Liquid Ring Compressors
2- Zakum Development Company (ZADCO)
3- Japan Oil Development Company (JODCO)
4- Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMA-OPCO)

٤- مبانی نظری

یکی از روش‌های تحلیل سرمایه‌گذاری که می‌تواند در جهت اهداف این مطالعه کاربرد داشته باشد، روش قیمت‌گذاری بازاری دارایی‌ها (*CAPM*)[1] است.[2] این روش را برای اولین‌بار هری مارکویتز[3] (۱۹۸۷) از اقتصاددانان معروف مکتب شیکاگو و برنده جایزه نوبل سال ۱۹۹۰ در اقتصاد، مطرح کرد. وی در نظریه خود روشی را برای انتخاب ترکیب بهینه سرمایه‌گذاری ارائه کرده است که از بالاترین میزان کارایی برای سرمایه‌گذار برخوردار باشد. در واقع سرمایه‌گذاران با استفاده از این روش در مواجهه با فرصت‌های سرمایه‌گذاری، ترکیب یا سبدی را انتخاب می‌کنند که نسبت به تمامی سبدهای دیگر با ارزش اقتصادی یکسان از ریسک کمتر برخوردار باشد یا نسبت به تمامی سبدهای دیگر با ریسک یکسان از بازدهی بالاتری برخوردار باشد.

نظریه مطرح شده توسط هری مارکویتز (۱۹۸۷) برای اولین بار در زمینه خرید و فروش سهام و ایجاد پرتفوی بهینه سهام برای سرمایه‌گذاران بکار گرفته شد. این روش، این امکان را به سرمایه‌گذار می‌دهد که به سبدهای متنوعی از سهام دست یابد که بالاترین کارایی را داشته باشند. مجموعه این سبدها منحنی مرزی کارآمدی سرمایه‌گذار را ایجاد می‌کنند که بیانگر حداکثر بازدهی‌های اقتصادی در ریسک‌های مختلف است.

مدل قیمت‌گذاری بازاری دارایی سرمایه‌ای (*CAPM*)، رابطه میان بازدهی انتظاری و ریسک سرمایه‌گذاری در یک بازار رقابتی را بیان می‌کند. این مدل دارای برخی فروض اولیه است که عبارتند از:

الف- تمامی سرمایه‌گذاران ریسک‌گریز بوده و شاخص ارزیابی ریسک نیز انحراف معیار بازدهی‌های انتظاری سبدهای دارایی است.

ب- افق زمانی برای سرمایه‌گذاری یکسان فرض شده است.

1- Capital Asset Pricing Model

۲- برای اطلاعات بیشتر به Markowitz, H.M. (1987) و جعفری صمیمی و دهقانی (۱۳۸۶) مراجعه شود.

3- Markowitz, H.M.

ج- تمامی فرصت‌های سرمایه‌گذاری کاملاً قابل تقسیم هستند و هیچ‌گونه هزینه مبادلاتی یا مالیاتی و یا محدودیت فروش در کوتاه‌مدت ندارند.

د- اطلاعات به صورت آزاد بوده و در اختیار همه افراد قرار می‌گیرد.

مدل قیمت‌گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای ($CAPM$)، قابلیت شناسایی ریسک‌های سیستماتیک بازاری که عموما مربوط به بازار بوده و گریزی از آن نیست - مانند تغییرات قیمت‌ها، رکود اقتصادی و...- را شناسایی کرده و با تنوع‌سازی در سبد دارایی‌ها، این ریسک را حذف می‌کند و حتی اگر هم آن را حذف نکند، می‌تواند حداقل ریسک‌های شناسایی شده را پیش‌بینی کند. این مدل ما را در فهم و درک رفتار بازار نسبت به سایر مدل‌ها یاری می‌دهد. مدل قیمت‌گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای یک مدل رگرسیونی قیمت‌گذاری است که معادله آن به صورت رابطه (۱) است:

$$R_j = R_f + \beta(R_m - R_f) \qquad (۱)$$

که در آن R_j: بازدهی دارایی سرمایه‌ای، R_f: نرخ بازده بدون ریسک، β: ضریب حساسیت و $R_m - R_f$: صرف ریسک است. عامل مهم و تعیین‌کننده در این مدل ضریب بتاست که برای سنجش توان تبیین و مقایسه نرخ بازده واقعی ضروری است که به شاخص بتا مصطلح است. ضریب بتا میزان حساسیت بازده اضافی مورد انتظار از دارایی‌ها نسبت به بازده اضافی مورد انتظار بازار را مشخص می‌کند که بر اساس مدل شارپ از رابطه (۲) به دست می‌آید.

$$\beta = \frac{Cov(R_i, R_m)}{Var(R_m)} \qquad (۲)$$

مدل قیمت‌گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای کمک می‌کند تا ریسک سرمایه‌گذاری و نرخ بازده مورد انتظار محاسبه شود (فتحی و دیگران، ۱۳۹۱، ص ۲۹). با توجه به آنکه هدف این مطالعه تخصیص بهینه گازهای همراه به فرصت‌های سرمایه‌گذاری مورد نظر است، مدل قیمتگذاری دارایی‌های سرمایه‌ای، گازهای فلر رابه عنوان یک دارایی با

بازدهی اقتصادی و ریسک مرتبط با آن در نظر می‌گیرد، لذا این فرض، با نحوه مدلسازی الگوی استاندارد $CAPM$ سازگار است.

۵- نحوه کاربست الگوی $CAPM$ در تخصیص سرمایه‌گذاری طرح بکارگیری گازهای فلر

همانطور که پیش از این گفته شد، طرح‌های سرمایه‌گذاری متعددی به منظور استفاده از گازهای فلر قابل ارائه است. در این مطالعه سه تصمیم سرمایه‌گذاری برای استفاده از گازهای بازیابی‌شده فلر به طور عمده مدنظر قرار گرفته است که شامل طرح سرمایه‌گذاری برای تولید برق، طرح سرمایه‌گذاری برای تزریق مجدد گاز به میدان نفتی مورد مطالعه و در نهایت مصرف نهایی گاز طبیعی بازیابی شده است. هر کدام از طرح‌های یادشده که در این الگو مورد بررسی قرار می‌گیرند به طور بالقوه یک دارایی با بازدهی اقتصادی و ریسک مربوطه محسوب می‌شوند.

طرح‌های سرمایه‌گذاری دارای دو مشخصه عمده هستند؛ اول آنکه پروژه‌ها به صورت EPC فرض شده‌اند و بسیار سرمایه‌بر بوده‌اند که از طریق روش برآورد هزینه سرمایه‌ای محاسبه شده‌اند. دوم آنکه این مقدار هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای طرح‌های مورد اشاره در یک مدت زمان حدود ۱۵ تا ۲۰ سال انجام می‌شود. بر این اساس نیاز است تا در تمامی محاسبات هزینه‌ای سرمایه در مراحل مهندسی، طراحی و ساخت در یک دوره ۱۵ ساله و به صورت توزیع نرمال فرض شود. درآمدزایی طرح پس از بهره‌برداری آغاز شده و تا انتهای یک دوره عموما ۱۵ ساله که بهره‌برداری طرح ادامه دارد و جریان نقدی درآمدی ایجاد می‌کند، ادامه خواهد داشت.

فرض کنیم گاز طبیعی بازیابی شده از ۴۴ میدان نفتی را به نسبت X_1، X_2 و X_3 میان طرح‌های سرمایه‌گذاری تولید برق، تزریق مجدد گاز و مصرف نهایی به گونه‌ای اختصاص دهیم که به حداکثر میزان ارزش انتظاری حال خالص در دامنه ریسک‌های مختلف دست یابیم؛ این مساله بهینه‌یابی به صورت رابطه (۳) خواهد بود:

$$Max: EPV^T = \sum_{i=1}^{3} xiPV_f$$
$$S.T: S.D^T = A \qquad (۳)$$

که در آن EPV^T: ارزش حال خالص انتظاری مجموع ترکیب طرح‌های سرمایه‌گذاری و $S.D^T$: انحراف معیار سبد ترکیب طرح‌هاست که به عنوان شاخص ریسک هر طرح تلقی می‌شود. مقدار A نیز حداکثر مقدار ریسک مجاز در هر سناریو است. در اینگونه طرح‌های نفت و گاز، جریان هزینه و درآمد عموماً برای یک دوره طولانی ایجاد می‌شوند، از این رو همواره دستخوش نوسانات متغیرهای مختلف و ریسک‌های متعدد می‌شوند. بنابراین برآورد دقیق از ارزش انتظاری و همچنین میزان ریسک طرح‌های سرمایه‌گذاری موردنظر در این مطالعه از اهمیت بسیاری برخوردار است.

برای محاسبه ارزش حال خالص هر پروژه از رابطه (۴) که همان رابطه محاسباتی ارزش فعلی ناخالص است، استفاده می‌کنیم:

$$NPV_i = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_{it} - C_{it}}{(1+r)^t} \qquad (۴)$$

که در آن R_{it}: درآمد نقدی حاصل از پروژه iام در سال tام، C_{it}: جریان نقدی مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی (مهندسی، طراحی و ساخت) برای پروژه iام در سال tام، r: نرخ تنزیل یا نرخ بهره است که برای تمامی طرح‌های سرمایه‌گذاری هدف به صورت یکسان فرض می‌شود و t: دوره زمانی بهره‌برداری از طرح سرمایه‌گذاری است که معادل ۱۵ سال فرض می‌شود.

به منظور محاسبه ارزش انتظاری و ریسک در سه طرح سرمایه‌گذاری تولید برق، تزریق مجدد به میدان نفتی و مصرف نهایی نیاز است تا با توجه به نوسانات اجتناب‌ناپذیر در متغیرهای اقتصادی موثر در این طرح‌ها به منظور برآورد دقیقی از تغییرات درآمد خالص در طرح‌های سرمایه‌گذاری از احتمالات استفاده شود که این احتمالات بر مبنای نکاتی که در بخش تجزیه و تحلیل نتایج به طور کامل تشریح خواهد شد، تعیین می‌شوند.[۱] میزان گاز فلر بازیابی شده

۱- برای اطلاعات بیشتر به Markowitz, H.M. (1987) و جعفری‌صمیمی و دهقانی (۱۳۸۶) مراجعه شود.

تولیدی از میادین به طور روزانه در نظر گرفته شده و فرض می‌شود تمامی گازهای همراه نفت جهت جلوگیری از فلرینگ بازیابی شده و مورد استفاده قرار می‌گیرند.

جدول (۳)- تولید برق بر اساس سناریوهای مختلف مقدار تولید گاز فلر

قیمت برق	احتمال وقوع	هزینه سوخت	احتمال وقوع	هزینه تعمیرات و عملیات تولید به ازای هر کیلووات
PE_i^{1t}	E_i^{E1}	C_i^{E1}	G_i^{E1}	$C_{O\&M_i^E}$
PE_i^{2t}	E_i^{E2}	C_i^{E2}	G_i^{E2}	

مأخذ: نتایج تحقیق

میزان ارزش فعلی ناخالص انتظاری در قالب چهار سناریو به صورت رابطه (۵) خواهد بود:

$$ENPV_i^E = \sum_{k=1}^{4}\sum_{j=1}^{2}\sum_{l=1}^{2} NPV_i^{Ek}.E_i^{Ej}.G_i^{El} \qquad (۵)$$

میانگین وزنی یا ارزش انتظاری طرح تولید برق به عنوان ارزش اقتصادی طرح تولید برق محسوب می‌شود. همچنین می‌توان با استفاده از این میانگین، شاخص ریسک یا انحراف معیار ارزش اقتصادی این طرح‌ها را از طریق رابطه (۶) محاسبه کرد:

$$S.D_i^E = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{N}\left(ENPV_i^{Ek} - ENPV_i^E\right)^2}{N-1}} \qquad (۶)$$

جدول (٤)- تزریق مجدد بر اساس سناریوهای مختلف مقدار تولید گاز فلر

قیمت نفت خام	احتمال وقوع	هزینه تجهیزات و تاسیسات برای تزریق	احتمال وقوع	میزان ازدیاد برداشت	احتمال وقوع
PO_j^{1t}	O_j^{I1}	C_j^{I1}	I_j^{I1}	RF_j^{I1}	R_j^{I1}
PO_j^{2t}	O_j^{I2}	C_j^{I2}	I_j^{I2}	RF_j^{I2}	R_j^{I2}
		C_j^{I3}	I_j^{I3}		

مأخذ: نتایج تحقیق

میزان ارزش فعلی ناخالص انتظاری و در قالب ۱۲ سناریو و همچنین انحراف معیار به صورت روابط (۷) و (۸) خواهد بود:

$$ENPV_j^I = \sum_{k=1}^{12}\sum_{h=1}^{2}\sum_{l=1}^{3}\sum_{s=1}^{2} NPV_j^{Ik} \cdot O_j^{Ih} \cdot I_j^{Il} \cdot R_j^{IS} \quad (۷)$$

$$S.D_j^I = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{N}\left(ENPV_j^{Ik} - ENPV_j^I\right)^2}{N-1}} \quad (۸)$$

جدول (۵)- مصرف نهایی بر اساس سناریوهای مختلف مقدار تولید گاز فلر

قیمت گاز طبیعی	احتمال وقوع	هزینه تجهیزات و تاسیسات برای ارسال به واحدهای مصرف
NG_h^{1t}	PG_h^{C1}	C_h^{C1}
NG_h^{2t}	PG_h^{C2}	

مأخذ: نتایج تحقیق

میزان ارزش فعلی ناخالص انتظاری در قالب ۱۸ سناریو و همچنین انحراف معیار به صورت روابط (۹) و (۱۰) خواهد بود:

$$ENPV_h^C = \sum_{k=1}^{18}\sum_{m=1}^{2}\sum_{l=1}^{3}\sum_{s=1}^{3} NPV_h^{Ck} \cdot PG_h^{Cm} \cdot K_h^{Cl} \cdot f_h^{Cs} \quad (۹)$$

$$S.D_h^C = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{N}\left(ENPV_h^{Ck} - ENPV_h^C\right)^2}{N-1}} \quad (۱۰)$$

بر این اساس و با توجه به اطلاعاتی که در بخش ششم ارائه خواهد شد، نتایج محاسبات برای ارزش انتظاری به دلار به عنوان شاخص بازدهی اقتصادی و انحراف معیار به عنوان شاخص ریسک برای طرح‌های سرمایه‌گذاری در سناریوهای مختلف و در سال‌های مختلف ارائه خواهد شد و در نهایت، ارزش فعلی انتظاری و ریسک هر طرح سرمایه‌گذاری در مجموع تمامی گزینه‌های مختلف در سه سناریو ارائه خواهد شد که می‌تواند تخصیص بهینه منابع گاز همراه در دسترس را نیز در گزینه‌های سرمایه‌گذاری ارائه کند.

٦- پایه‌های آماری و سناریوهای تصمیم‌گیری در طرح‌های سرمایه‌گذاری

مطالعه حاضر می‌تواند در مقیاس یک میدان نفتی صورت گیرد یا اینکه چندین میدان نفتی کشور در نظر گرفته شوند. در این مطالعه، اطلاعات مربوط به ۴۴ میدان نفتی واقع در خشکی در نظر گرفته شده است. استفاده از اطلاعات بیشتر میادین نفتی کشور که دارای گازهای همراه تولیدی هستند دارای مزایای بسیاری به ویژه در سیاستگذاری است. بر این اساس می‌توان متوسطی از میزان ازدیاد برداشت در میادین نفتی کشور و همچنین متوسط تولید گاز همراه در میادین را در نظر گرفت.[1]

بر اساس اطلاعات موجود و در دسترس از میادین نفتی کشور، بطور متوسط توان تولید روزانه نفت در ۴۴ میدان نفتی کشور واقع در خشکی در دامنه‌ای بین ۶۰۰۰ تا ۱۶۰۰۰ بشکه نفت خام در روز بوده و توان تولید گاز همراه به طور متوسط در دامنه‌ای بین ۴۰۰ هزار مترمکعب در روز تا سه میلیون مترمکعب در روز است. با توجه به برآوردهای انجام شده توسط سعیدی (۱۳۸۱) به ازای تزریق هر ۲۵۰۰ تا ۴۰۰۰ فوت مکعب یک بشکه نفت اضافی قابل استحصال است، در این صورت ازدیاد برداشت در حداقل و حداکثر میزان از

۱- در این خصوص مواردی باید مورد توجه قرار گیرند؛ اول آنکه هر میدان نفتی از طرح توجیهی اقتصادی فنی منحصر به فردی برخوردار است در این صورت این امکان وجود دارد که تمامی میادین نفتی به یک نتیجه یکسان و مشابه در تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری منجر نشوند و در یک میدان نفتی، تولید برق تجویز شود و در میدانی دیگر، تزریق در اولویت قرار گیرد. دوم، در شرایطی که بر اساس آمارهای سال ۲۰۱۱ حدود ۱۲ میلیارد مترمکعب گاز همراه در کشور سوزانده شده است، مطالعه وضعیت بخش عمده‌ای از میادین کشور که تولیدکننده گاز همراه هستند جهت ارزیابی نیاز بخش انرژی یا سایر بخش‌های اقتصادی کشور تصویر واقع‌بینانه‌تری را به سیاستگذاران جهت سیاستگذاری ارائه می‌دهد. سوم، بسیاری از سرمایه‌گذاران در بخش خصوصی ممکن است تصمیمات سرمایه‌گذاری در ارتباط با این موضوع را برای میادین مختلفی در نظر بگیرند. در این صورت می‌توان از این مطالعه جامع استفاده کرد و برای ارزیابی اقتصادی فنی در یک میدان نفتی خاص در مطالعات آتی بهره برد. بنابراین توجیهات فنی و اقتصادی که در قالب وضعیت کلی میادین نفتی کشور پیشنهاد می‌شود، می‌تواند مسیر تصمیم‌گیری اولیه را برای سرمایه‌گذاران این حوزه مشخص کند.

میادین بر اساس تزریق کل گاز همراه حداکثری در دسترس در دامنه‌ای بین ۳۵۰۰ تا ۲۶۰۰۰ بشکه در روز در کل میادین کشور در نظر گرفته می‌شود.[۱]

احتمالات رخداد هر سناریو با استفاده از آمارهای سری زمانی تولید نفت از میادین در سال‌های مختلف و همچنین برآوردهای حاصل از بازارهای بین‌المللی نفت و گاز و بازارهای انرژی صورت گرفته است. به طور مثال، بر اساس پیش‌بینی‌های انجام‌شده توسط آژانس بین‌المللی انرژی در سال‌های آینده، قیمت نفت در بازارهای جهانی در ۹۰ درصد از موارد ۱۰۰ دلار و بالاتر و در ۵۰ درصد موارد کمتر از ۱۰۰ دلار به وقوع پیوسته است.

بر اساس پیش‌بینی سناریوهای این گزارش، حداقل و حداکثر قیمت نفت به ترتیب ۱۰۰ و ۱۴۵ دلار در سال ۲۰۳۵ اعلام شده است. بنابراین قیمت نفت در این مطالعه تا حدود زیادی بالاتر از قیمت‌های کنونی بازار نفت در نظر گرفته شده است تا بتوان در صورت انتخاب سایر گزینه‌های سرمایه‌گذاری به طور قطع گزینه دیگر را جهت تخصیص بهینه گازهای همراه انتخاب کرد. بنابراین پیش‌بینی قیمت‌های کوتاه‌مدت به ویژه نفت خام که با نوسانات شدیدی همراه است در این مطالعه در نظر گرفته نشده است. احتمالات در سایر بخش‌ها نیز بر اساس آمارهای سری زمانی ارائه شده است.

همچنین در برخی موارد به ویژه در بخش هزینه‌ها با توجه به اینکه هزینه‌ها در بخش داخلی و صادرات ثابت و مقدار معینی هستند، این مقادیر دارای احتمال یک در نظر گرفته شده‌اند و از نظر نگارندگان قطعی فرض می‌شود. همچنین تمامی ارقام و نتایج بر حسب دلار ارائه خواهد شد. بنابراین اطلاعات اولیه به منظور برآورد و ارزیابی اقتصادی فنی سرمایه‌گذاری در طرح‌های مختلف در قالب سناریوهای مختلف بکار گرفته می‌شوند که در جداول (۶)، (۷) و (۸) ارائه شده است. همچنین در برآوردهای نهایی، فرض شده است که هزینه بازیابی و بازیابی گاز فلر در هر طرح سرمایه‌گذاری در هزینه‌های مربوط به آن طرح ارائه شده است.

۱- مطالعه سعیدی (۱۳۸۱) آخرین مطالعه دقیق رسمی پژوهشی از منظر اطلاعات و آمار مربوط به فشارافزایی و تزریق است. مطالعه جامعی مانند مطالعه یادشده در قالب نوشتارهای رسمی در کشور ارائه نشده است. مطالعات موردی که صورت گرفته است بیشتر برای مخازن محدودی از کشور بوده که یا هدف آن مطالعات فشار افزایی نبوده و یا تنها جهت رساندن سطح تماس آب و نفت به سطح اولیه بوده است.

جدول (٦)- تزریق مجدد به میادین نفتی بر اساس سناریوهای مختلف تولید گاز فلر در دسترس

قیمت نفت خام (دلار)	احتمال وقوع	هزینه تجهیزات و تاسیسات برای تزریق (هر بشکه)	احتمال وقوع	میزان ازدیاد برداشت (بشکه در روز)	احتمال وقوع
۱۱۰	۰/۹	۸۰ دلار	۰/۸	کمتر از ۱۰۰۰۰	۰/٦۲
۹۰	۰/۵	۵۰ دلار	۰/٤	بیش از ۱۰۰۰۰	۰/۳۸
		۳۰ دلار	۰/۱		

مأخذ: نتایج تحقیق

همچنین هزینه‌های تجهیزات و تاسیسات مورد نیاز برای تزریق به دو علت از ۳۰ تا ۸۰ دلار به ازای هر بشکه در نوسان هستند، زیرا اولاً هزینه‌های تزریق و تولید از میادین نفتی متناسب با قیمت نفت افزایش یا کاهش می‌یابد و این هزینه‌ها همبستگی زیادی با قیمت‌های نفت خام در مناطق مختلف دارد. ثانیاً از آنجایی که بسیاری از میادین نفتی در نیمه دوم عمر خود هستند، عملیات تزریق و ازدیاد برداشت با هزینه‌های بیشتر همراه هستند، چراکه اجاره ادوات مورد نیاز جهت حفاری چاه‌های ویژه ازدیاد برداشت و همچنین استفاده بیشتر از تاسیسات مربوط به تزریق (با توجه به حجم بیشتر مورد نیاز برای تزریق جهت استحصال هر بشکه نفت نسبت به گذشته) با هزینه بیشتر مواجه شده است. در این مورد با احتمال حدود ۰/۸ هزینه تجهیزات حدود ۸۰ دلار خواهد بود.[1]

جدول (۷)- تولید برق با استفاده از گازهای همراه نفت بر اساس سناریوهای مختلف گاز فلر در دسترس

هزینه تعمیرات و نگهداری نیروگاه (دلار - کیلووات)	قیمت برق (دلار – کیلووات ساعت)	احتمال وقوع	قیمت سوخت (گاز طبیعی) دلار - مترمکعب
۱۳/۲	۰/۰٤	۰/۹۵	۰/۰۱۱
	۰/۱	۰/۰۵	۰/۱۹۵ (٦۵ درصد قیمت منطقه‌ای گاز)

مأخذ: نتایج تحقیق

۱- در خصوص گازهای تزریق شده به میادین نفتی نظرات متفاوتی میان کارشناسان فنی مهندسی نفت در کشور وجود دارد. کارشناسانی که گزینه تزریق را پیشنهاد می‌دهند، انتظار دارند پس از انجام فشارافزایی و ازدیاد برداشت نفت در سال‌های آتی، گاز ذخیره شده در مخزن را مجدد بهره‌برداری کنند، اما برخی ادعای ذخیره شدن گاز در مخازن را نپذیرفته و اهمیت تزریق را به همین سبب نمی‌پذیرند.

در مورد طرح سرمایه‌گذاری برق، فرض شده است که به طور متوسط راندمان یا بازدهی الکتریکی[1] واحدهای نیروگاهی معادل ۴۰ درصد باشد؛ ارزش حرارتی سوخت مصرفی که در اینجا گاز طبیعی است معادل ۸۵۰۰ کیلوکالری به ازای هر مترمکعب است. ارزش حرارتی الکتریسیته نیز معادل ۸۶۰ کیلوکالری به ازای هر کیلووات ساعت فرض شده است. ضریب تولید نیروگاه معادل ۶۰ درصد و میزان ساعت کاری نیروگاه ۸۷۶۰ ساعت در سال در نظر گرفته شده است. همچنین هزینه بهره‌برداری و نگهداری به ازای هر کیلووات در سال معادل ۱۳/۲ دلار در نظر گرفته شده است.

بر اساس پیوست (۱)، هزینه بازیابی گاز فلر بر اساس آمارهای بانک جهانی در سال ۲۰۰۴ معادل ۲۵ دلار به ازای هر مگاوات ساعت در نظر گرفته می‌شود که این هزینه در طرح‌های سرمایه‌گذاری وارد شده است. همچنین احتمال وقوع قیمت برق صادراتی و داخلی بر حسب میزان کل صادرات و حجم گاز برق مصرفی داخلی تعیین شده است.

در جدول (۸) درصد احتمال وقوع قیمت گاز طبیعی بر حسب میزان صادرات گاز طبیعی و حجم مصرف داخلی به کل این مقادیر محاسبه شده است.

جدول (۸)- مصارف نهایی بر اساس سناریوهای مختلف گاز فلر در دسترس

قیمت گاز طبیعی (دلار)	درصد احتمال وقوع	هزینه تجهیزات و تاسیسات برای ارسال به واحدهای مصرف
۰/۳	۰/۰۵٤	(۰/۰۹۸ +۰ /۰٤۳) = ۰/۱٤۱
۰/۰۳۵	۰/۹٤٦	

مأخذ: نتایج تحقیق

۷- تجزیه و تحلیل نتایج

به منظور تجزیه و تحلیل اطلاعات ارائه شده جهت تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری، میزان گاز همراه تولیدی بازیابی فلر در سه سناریو در نظر گرفته شده است. برای این منظور، میادین به

۱- ممکن است از مولدهای استفاده شود که حرارت و بخار و یا آب شیرین مورد نیاز تاسیسات را نیز تامین می‌کنند در چنین شرایطی راندمان کل مولدها (الکتریکی به علاوه حرارتی) به طور معنی‌داری افزایش می‌یابد.

سه گروه بر اساس میزان تولید گاز همراه تقسیم‌بندی شده‌اند؛ میادینی که تولید گـاز همـراه و بازیابی شده آنها تا ۴۰۰ هزار مترمکعب در روز اسـت، میـادینی کـه بـین ۴۰۰ هـزار تـا ۱ میلیون مترمکعب در روز دارای گاز همراه قابل بهره‌برداری هستند و میادینی که بین ۱ تـا ۳ میلیون مترمکعب گاز همراه تولید می‌کنند.

جهت تعیـین درآمـدهای خـالص طـرح‌هـای سـرمایه‌گـذاری و محاسـبه ارزش فعلـی انتظاری در هر طرح نیاز است تا سه سناریو با احتمالات مختلف برای تولید گاز بر همـین مبنـا ارائه شود. برای این منظور در هر دامنه حداکثر گاز همراه تولیدی بازیـابی شـده در قالـب سـه سناریو ۴۰۰ هزار مترمکعب در روز با احتمال ۰/۲۲، تولید یـک میلیـون مترمکعـب در روز بـا احتمال ۰/۳۷ و تولید ۳ میلیون مترکعب گاز همراه با احتمال ۰/۴۱ در نظر گرفته می‌شوند.

احتمالات نیز بر اساس حجم گاز تولیدی در هر طبقه با توجه بـه مجمـوع کـل گـاز همراه تولیدی در میادین نمونه در نظر گرفتـه مـی‌شـود. نتـایج حاصـل بـرای شـاخص‌هـای بازدهی اقتصادی و ریسک هر طرح سرمایه‌گذاری در جدول (۹) مشاهده می‌شود.

جدول (۹)- شاخص‌های بازدهی اقتصادی و ریسک گروه طرح‌های سرمایه‌گذاری (ارقام به دلار)

مقدار گاز (مترمکعب در روز)	طرح سرمایه‌گذاری	طرح تزریق به میادین نفتی	طرح تولید برق در داخل	طرح مصارف نهایی در داخل
٤٠٠ هزار	*EPV*	١٣،١٣٧،٧٣٨	١٠،٦٤١،٤٦٦	-٢٩،٧٢٠
	SD	١٢،٦٦٥،٢٠٧	١٠،٢٥٨،٧١٩	٨،٩٤٢
١ ميليون	*EPV*	٥٥،٢٣٨،٢١٨	٤٤،٧٤٢،٥٢٨	-١٢٤،٩٥٩
	SD	٥٣،٢٥١،٤٣٨	٤٣،١٣٣،٢٥٢	٣٧،٥٩٧
٣ ميليون	*EPV*	١١٢،٥٤٧،٢٦٧	١٤٨،٧٣٨،٦٧٥	-٤١٥،٤٠٣
	SD	١٠٨،٤٩٩،٢٢٥	١٤٣،٣٨٨،٩١٩	١٢٤،٩٨٥

مأخذ: نتایج تحقیق

بر اساس آمار ارائه شده در جدول (۹)، طرح تزریق گـاز در سـناریوهای ۴۰۰ هـزار مترمکعب در روز و یک میلیون مترمکعـب در روز گـاز همـراه در دسـترس گزینـه برتـری نسبت به سایر گزینه‌ها از جمله تولید برق است. در مقابل در گروه طرح‌هـای رقـابتی یـا بـه عبارت دیگر طرح‌هایی که تنها با قیمت‌ها و هزینـه‌هـای غیریارانـه‌ای و مبتنـی بـر بازارهـای جهانی ارائه شده‌اند، مشاهده می‌شود که در تمامی طرح‌های رقابتی، گزینه تزریق به میادین نفتی، گزینه برتری خواهد بود. این مقادیر در جدول (۱۰) گزارش شده‌اند.

جدول (۱۰)- شاخص‌های بازدهی اقتصادی و ریسک گروه طرح‌های رقابتی سرمایه‌گذاری (ارقام به دلار)

مقدار گاز (مترمکعب در روز)	طرح سرمایه‌گذاری	طرح تزریق به میادین نفتی	طرح تولید برق صادراتی	طرح مصارف نهایی صادراتی
٤٠٠ هزار	*EPV*	۳،٦۱٥،۸۹۱	٦،۱٦۸،۰۲٦	٥،٥٦٦
	SD	۳،٤۸٥،۸۳۷	٥،۹٤٦،۱۷۸	۱،٤۱۱
۱ میلیون	*EPV*	٥٥،۲۳۸،۲۱۸	۱۷،٤۰۷،۸۳۸	۲۳،٤۰۳
	SD	٥۳،۲٥۱،٤۳۸	۱٦،۷۸۱،۷۲۱	٥،۹۳۱
۳ میلیون	*EPV*	۱۱۲،٥٤۷،۲٦۷	٥۷،۸٦۹،۲۹۸	۷۷،۷۹۸
	SD	۱۰۸،٤۹۹،۲۲٥	٥٥،۷۸۷،۸۸٥	۱۹،۷۱٥

مأخذ: نتایج تحقیق

در جدول (۱۱)، به طور عکس، در صورتی که طـرح تولیـد بـرق در داخـل صـورت گیرد، نسبت به طرح تزریق و مصارف نهـایی داخلـی دارای توجیـه اقتصـادی اسـت و طـرح برتری بشمار می‌رود. دلیل این امر بالاتر بودن احتمال تولید برق در داخل و همچنین پایین‌تـر بودن هزینه سوخت در داخل برای تولید برق است.

جدول (۱۱)- شاخص‌های بازدهی اقتصادی و ریسک گروه طرح‌های سرمایه‌گذاری (ارقام به دلار)

مقدار گاز (مترمکعب در روز)	طرح سرمایه‌گذاری	طرح تزریق به میادین نفتی	طرح تولید برق در داخل	طرح مصارف نهایی در داخل
٤٠٠ هزار	*EPV*	١٣،١٣٧،٧٣٨	١٧،١٤٢،٦٩٠	-٦٥،٠٠٦
	SD	١٢،٦٦٥،٢٠٧	١٦،٥٢٦،١١٠	١٦،٤٧٣
١ میلیون	*EPV*	٥٥،٢٣٨،٢١٨	٧٢،٠٧٧،٢١٩	-٢٧٣،٣٢٠
	SD	٥٣،٢٥١،٤٣٨	٦٩،٤٨٤،٧٨٣	٦٩،٢٦٣
٣ میلیون	*EPV*	١١٢،٥٤٧،٢٦٧	٢٣٩،٦٠٨،٠٥١	-٩٠٨،٦٠٣
	SD	١٠٨،٤٩٩،٢٢٥	٢٣٠،٩٨٩،٩٥٣	٢٣٠،٢٥٤

مأخذ: نتایج تحقیق

به منظور انجام محاسبات بهینه‌سازی تخصیص گاز بازیابی شده فلر به گزینه‌های مختلف، نیاز است تا توابع مرزی کارآمدی برای مقادیر مختلف از گاز بازیابی شده در دسترس ارائه شوند. در جدول (۱۲) این توابع با استفاده از مقادیر ارزش فعلی انتظاری و شاخص ریسک تمامی طرح‌های سرمایه‌گذاری و با استفاده از نرم‌افزار *Eviews 6.0* برآورد شده است.

جدول (۱۲)- توابع برآوردشده از منحنی‌های مرزی کارآمدی در سناریوهای مختلف

سناریوی گاز همراه بازیابی شده فلر به میزان ٤٠٠ هزار مترمکعب در روز	
$EPV = -3.9 + 5327 St.Dev.^{1/2}$	$R^2 = 0.90$
سناریوی گاز همراه بازیابی شده فلر به میزان ١ میلیون مترمکعب در روز	
$EPV = -16.7 + 10924 St.Dev.^{1/2}$	$R^2 = 0.90$
سناریوی گاز همراه بازیابی شده فلر به میزان ٣ میلیون مترمکعب در روز	
$EPV = -38.3 + 16572 St.Dev.^{1/2}$	$R^2 = 0.91$

مأخذ: نتایج تحقیق

همچنین جهت بهینه‌سازی نیازمند به دست آوردن خط بازار سرمایه هستیم که برای این منظور- بر اساس روش‌شناسی تحقیق، این خط- خطی مستقیم است که دارای عرض

از مبدا از دارایی با بازده بدون ریسک است و میزان ارزش فعلی انتظاری در شرایط ریسک پس از آن برای یک سرمایه‌گذار ریسک‌گریز صعودی خواهد بود. در این صورت عرض از مبدا ارزش فعلی دارایی بدون ریسک معادل ارزش ذاتی کل گاز تخصیص داده شده با تمامی طرح‌ها در کل دوره مورد بررسی ۱۴۰۴-۱۳۹۱ خواهد بود. این رقم با فرض ارزش ذاتی ۳۰ سنت (۱۲ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو) برای هر مترمکعب و با توجه به میزان گاز همراه بازیابی شده در دسترس برای ۳۴۰ روز سال معادل ۵۱۷/۲، ۱۴۲۸و ۴۲۸۴ میلیون دلار به ترتیب برای سناریوهای ارائه شده خواهد بود.

جدول (۱۳)- برآورد خط بازار سرمایه در سناریوهای مختلف

سناریوی گاز همراه بازیابی شده فلر به میزان ٤٠٠ هزار مترمکعب در روز
$EPV = 517.2 + a_1 St.Dev.$
سناریوی گاز همراه بازیابی شده فلر به میزان ۱ میلیون مترمکعب در روز
$EPV = 1428 + a_2 St.Dev.$
سناریوی گاز همراه بازیابی شده فلر به میزان ۳ میلیون مترمکعب در روز
$EPV = 4284 + a_3 St.Dev.$

مأخذ: نتایج تحقیق

بر اساس مدل قیمت‌گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای، سبد بهینه از طریق نقطه تماس خط بازار سرمایه و منحنی مرز کارآمدی به دست می‌آید. در صورتی که حداکثر میزان ریسک مجاز، یعنی $a*St.Dev.^{1/2}$ در هر سناریو معادل نیمی از ریسک موجود در میان طرح‌های سرمایه‌گذاری بر اساس ضریب منحنی کارآمدی در نظر گرفته شود در این صورت می‌توان میزان ارزش فعلی انتظاری و ریسک بهینه را در هر سناریو تعیین کنیم.

ترکیب بهینه تخصیص گاز میان گزینه‌های موجود نیز با توجه به حداکثر ارزش فعلی انتظاری در هر طرح سرمایه‌گذاری در سناریوهای مختلف قابل ارائه خواهد بود. به عبارت دیگر، ارزش فعلی انتظاری و ریسک محاسبه شده بر اساس در نظر گرفتن مشخصات تمامی سناریوهای در دسترس محاسبه شده است. در جدول (۱۴) این مقادیر ارائه شده است.

جدول (١٤)- ترکیب بهینه تخصیص گاز همراه بازیابی شده در طرح‌های سرمایه‌گذاری

مقدار گاز همراه بازیابی شده در دسترس (مترمکعب در روز)	ارزش فعلی انتظاری (میلیون دلار)	ریسک (میلیون دلار)	ترکیب (هزار مترمکعب در روز)		
			تزریق	تولید برق	مصرف نهایی
٤٠٠ هزار	٢٥٣/٩٢	٠/٠٤٨٤	٢٤١	١٥٨	٠/٠٥١
١ میلیون	٢٨٢٣/٥٤	٠/٠٦٧٦	٦٠٢	٣٩٧	٠/١٢٨
٣ میلیون	٨٥٧٩/١٤	٠/٢٧٠٤	١٤٤٦	١٥٥٣	٠/٥٠٤

مأخذ: نتایج تحقیق

بر اساس مقادیر و نتایج ارائه شده در جدول (۱۴) در می‌یابیم که ارزش فعلی انتظار تمامی پروژه‌ها با ترکیب‌های ارائه شده به طور مثال برای مقادیر یک میلیون مترمکعب در روز گاز همراه فلر معادل دو میلیارد و ۸۰۰ میلیون دلار در سال خواهد بود که این رقم با توجه به شاخص ریسک محاسبه شده در میزان ۶۷۶۰۰ دلار کمتر یا بیشتر از ارزش فعلی انتظاری در نوسان خواهد بود. همچنین نتایج نشان می‌دهند که در سناریوهای ۴۰۰ هزار مترمکعب گاز همراه در دسترس و در میزان یک میلیون مترمکعب در روز، تخصیص گاز همراه به طرح تزریق به میادین دارای اولویت است در حالی که در سناریوی سه میلیون مترمکعب در روز تولید برق بهینه‌تر خواهد بود.

۷- جمع‌بندی و پیشنهادات سیاستی

نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که ارزش اقتصادی از دست رفته به ازای سه میلیون مترمکعب گاز همراه سوزانده شده در روز حدود ۸/۵ میلیارد دلار است. به همین دلیل، این ارزش اقتصادی ازدست رفته، می‌تواند با سرمایه‌گذاری در طرح‌های مختلف از جمله تولید برق و تزریق مجدد به میادین نفتی منافع اقتصادی را برای سرمایه‌گذاران در این حوزه به ویژه سرمایه‌گذاران بخش خصوصی فراهم آورد. همچنین سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در قالب مدل‌های مناسب کسب و کار می توانند وارد این بخش از صنعت نفت و گاز شده و نقش مهمی در استفاده و بهره‌برداری صیانتی از میادین نفت و گاز کشور ایفا کند.

بررسی و مطالعه میادین نفتی به طور جداگانه، اولویت‌بندی میادین و ایجاد بسترهای لازم برای ورود بخش خصوصی از ضرورت‌های بخش نفت خواهد بود.

پیوست (۱)-

نحوه محاسبه هزینه سیستم‌های اصلاح گازهای فلر، تجهیزات نیروگاهی تولید برق، تأسیسات مربوط به تزریق مجدد بـه میـادین نفتی(ازدیـاد برداشـت) و فرآورش گاز جهت مصارف نهایی بر مبنای روش برآورد هزینه سرمایه

هزینه‌های سرمایه‌ای در هر پروژه مهندسـی شـامل بخـش‌هـای مختلـف هزینـه‌ای اسـت. در مبانی نظـری شـناخت ایـن بخـش‌هـای هزینـه‌ای جهـت بـرآورد هزینـه‌هـای سـرمایه‌ای در طرح‌های عملیاتی از اهمیت زیادی برخوردار است. ایـن بخـش‌هـا در هـر پـروژه مهندسـی شامل هزینه‌های تجهیزات[۱]، محل یا سایت کارگاهی[۲]، ساختمان[۳]، سایر تجهیـزات مـرتبط[۴]، هزینه‌های مهندسی[۵]، هزینه‌های ساخت[۶] هستند.

در بسیاری از پروژه‌ها، هنگام ارزیابی اقتصادی طرح‌های فنی و مهندسی نیـاز اسـت تا هزینه‌های سرمایه بر اساس تغییرات نرخ ارز و همچنین نرخ تورم تعـدیل شـوند. بـه طـور معمول یکی از روش‌های محاسبه و برآورد هزینه سرمایه[۷] یک پروژه، استفاده از رابطـه (۱) است:

(۱) هزینه سرمایه= مجموع [(هزینه خرید تجهیـزات)× ضـریب سـاخت× ضـریب مواد اولیه× ضریب کنترل و بهره برداری× ضریب مکان یا محل سایت]

مساله اصلی در رابطه (۱)، تعیین هزینه خرید تجهیزات است. به عبارت دیگـر، در بسیاری از طرح‌های فنی-اقتصادی، با تعیین هزینه خرید تجهیزات، بـا اسـتفاده از بـرآوردی از ضرایب ارائه شده در رابطه (۱) می‌توان هزینه سرمایه را برای طرح مورد نظر ارائـه کـرد. بر اساس مبانی نظری، از جمله طرح‌هایی که در چارچوب مطالعه حاضر قابل بررسی است،

1- Equipment Costs
2- Yard/Site Work Costs
3- Buildings Costs
4- Equipment-Related
5- Engineering Costs
6- Construction Costs
7- Brown, T.R. (2000)

پروژه‌های *EPC*[1] هستند. این پروژه‌ها، طرح‌هایی هستند که در آن تمام فعالیت‌ها از طراحی پروژه گرفته تا خرید تمامی اقلام مورد نیاز، نصب، اجرا، پیش راه‌اندازی و راه‌اندازی آن به طور کامل بر عهده پیمانکار بوده و پیمانکار پس از عقد قرارداد و طی زمان معین شده، پروژه را باید به صورت کامل به کارفرما تحویل دهد. در این بین کارفرما با تسهیل کار خود و محول کردن انجام تمام کارها به پیمانکار عملاً نقش مدیریتی و نظارتی پروژه را ایفا می‌نماید.

در این مطالعه، هزینه‌های مربوط به تجهیزات، جهت ارسال گاز فلر برای تولید برق در دو سیستم فنی قابل احصاء است؛ سیستم اول، سیستم بازیابی گاز فلر است که از چندین قسمت تشکیل شده است. این اجزاء شامل جداکننده دو فازی برای جداسازی گاز ارسالی به فلر، کمپرسور رینگ مایع جهت جداسازی اسیدهای گازی، واحد تزریق و بازیابی آمین، جداکننده سه فازی جهت جداسازی آب و سایر مایعات از گاز اصلاح شده و هزینه سایر موارد شامل خطوط لوله پالایشگاهی، منبع ذخیره مایعات و مانند آن است. به منظور تعیین هزینه خرید تجهیزات و برآورد هزینه سرمایه به روش یادشده می‌توان از مطالعات موردی در گزارشات مختلف بهره برد. علت این اقدام آن است که برآورد و داده های منسجمی از قیمت فنی تجهیزات به شکل جزء به جزء وجود ندارد و به همین علت از برآورد سایر مطالعاتی که در این زمینه صورت گرفته است استفاده می‌شود.

همچنین با برآورد هزینه تجهیزات سیستم بازیابی گاز فلر ضریبی معادل ۲۵ درصد را به عنوان مضرب ساخت، مهندسی، مواد اولیه، بهره‌برداری و محل سایت در نظر می گیریم که با میزان متوسط تورم در کشور در سال‌های اخیر مطابقت دارد. سایر هزینه های مربوط به تجهیزات تولید برق، تجهیزات مربوط به ازدیاد برداشت و تزریق مجدد به میادین نفتی و همچنین فرآورش گاز طبیعی استحصالی به همین شکل مورد ارزیابی قرار می گیرند. در بخش پایه‌های آماری و برآورد هزینه‌های مورد نیاز به این موارد اشاره خواهد شد.

1- Engineering, Procurement and Construction

فهرست منابع

آریایی، فیروز (۱۳۸۹)، «بررسی تاثیر اختلاط گاز سبک با گاز همراه (غنی) در کاهش تجمع مایع درون خطوط لوله انتقال و جلوگیری از سوزاندن گاز همراه در میادین تولیدی نفت»، *ماهنامه اکتشاف و تولید*، شماره ۷۳، ص ۵۹-۵۷.

برادران، سروش، شجاع مرادی، علیرضا، پوراصغریان، فاطمه و بستامی، علیرضا (۱۳۸۷)، «فناوری های استفاده شده برای کاهش و بازیابی گازهای سوزانده شده در فلر بهمراه مطالعات موردی»، سمینار تخصصی نفت، گاز و محیط زیست، دانشگاه شیراز، دانشکده مهندسی، آبان‌ماه ۱۳۸۷.

بشیری، ابوالقاسم (۱۳۸۹)، «زمین شناسی مخازن نفتی ایران و لزوم تزریق گاز به آنها»، *ماهنامه اکتشاف و تولید*، شماره ۷۷، ص ۱۱-۶.

جعفری صمیمی، احمد و دهقانی، تورج (۱۳۸۶)، «کاربرد روش قیمت گذاری دارایی سرمایه ای ($CAPM$) در تخصیص بهینه ذخایر گاز طبیعی»، *مجله دانش و توسعه*، شماره ۲۱، ص ۲۱۵-۱۹۵.

درفشی، سیاوش، چاوش باشی، میرمحمد و رادمان، سعید (۱۳۸۹)، «مطالعه امکان سنجی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر پتروشیمی تبریز و کاهش عملیات فلرینگ تحت مکانیزم CDM»، شرکت ملی صنایع پتروشیمی، شرکت سهامی پتروشیمی تبریز، گزارش فنی، شهریورماه ۱۳۸۹.

رنانی، محسن، شریفی، علیمراد، خوش‌اخلاق، رحمان و دین‌محمدی، مصطفی (۱۳۸۸)، «تعیین اولویت‌های کاربرد ذخایر گازی ایران (دوره مطالعه ۱۴۱۰-۱۳۸۵)»، *فصلنامه پژوهشهای اقتصادی*، سال نهم، شماره سوم، ص ۱۸۲-۱۵۵.

سحابی، محمود، وطنی، علی، حسینیه فراهانی، محمدرضا و زاداکبر، امید (۱۳۸۸)، «راهکارهای کاهش سوزاندن گازهای همراه در واحدهای جمع‌آوری آنها»، هفتمین همایش ملی انرژی، ۱و ۲ دی‌ماه ۱۳۸۸، تهران، ایران

سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱)، «ضرورت تزریق گاز به میدان های نفتی»، *فصلنامه مجلس و پژوهش*، شماره ۳۴، ص ۱۳۵-۹۹.

شادی‌وند، قادر (۱۳۸۹)، «ایران، گازهایی که سوزانده می‌شود و لزوم همکاری با بانک جهانی»، *مجله اقتصاد انرژی*، شماره ۱۳۳، ص ۹-۷.

فتحی، زادااله، امیرحسینی، زهرا و احمدی‌نیا، حامد (۱۳۹۱)، «مروری بر مدل‌های قیمت گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای با نگرش بر مدل‌های اقتصادی نوین مبتنی بر آن»، *مجله اقتصادی-دوماهنامه بررسی مسائل و سیاست‌های اقتصادی*، شماره ۷ و ۸، ص ۴۶-۲۷.

قاسمیه، آرمیتا، رستمی، شهرام، محمدی‌راد، رضا، بور، حمیدرضا و حمله‌دار، امید (۱۳۸۹)، «بررسی روش‌های کاهش سوزاندن گازهای قابل بازیافت در ایران»، هشتمین همایش ملی انرژی، تهران، ایران

محرم‌نژاد، ناصر و زاده‌دباغ، اشکان (۱۳۸۴)، «بررسی زیست‌محیطی و تعیین هزینه‌های خارجی (اقتصادی-بهداشتی) شعله های روباز چاه‌های نفت در شهرستان اهواز و ارائه راهکارهای مدیریتی برای کاهش اثرات منفی و استفاده‌های اقتصادی»، *علوم و تکنولوژی محیط‌زیست*، شماره ۲۶.

محمدباقری، اعظم (۱۳۸۷)، «کاهش سوزاندن گازهای همراه و تبدیل به منابع با ارزش انرژی»، دومین همایش ملی تبدیل گاز طبیعی، پژوهشگاه پلیمر و پتروشیمی ایران، ص ۵-۱.

Brown, T.R. (2000), "Capital Cost Estimating", *Hydrocarbon Processing* ,October 2000, PP: 93-100.

Global Gas Flaring Reduction (2004), "Flared Gas Utilization Strategy; Opportunities for Small-Scale Uses of Gas", The World Bank. PP: 1-129.

Global Gas Flaring Reduction (GGFR) (2004), "Flared Gas Utilization Strategy: Opportunities for Small-Scale Uses of Gas", *World Bank GGFR Report*, PP:1-129.

Markowitz, H.M.(1987), *Mean-Variance Analysis in Portfolio Choice and Capital Markets*, Basil Blackwell, Paperback Edition, 1990.

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*, No. 209-210. PP: 204-217.

Rahimpour, M.R., Jamshidnejad, Z., Jokar, S.M., Karimi, G., Ghorbani, S. and Mohammadi. A.H. (2012); "A Comparative Study of Three Different Methods for Flare Gas Recovery of Asalooye Gas Refinery", J*ournal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 4. PP: 17-28.