مقایسه اقتصادی تزریق گازطبیعی به میادین نفتی و صادرات آن

چکیده

در این مقاله با توجه به حجم عظیم ذخایر گازی ایران، موقعیت ممتاز استراتژیک کشور و همچنین حجم عظیم ذخایر نفتی و شرایط فنی و فیزیکی آنها، به طرح و ارزیابی دو بحث مربوط به صادرات گاز طبیعی و تزریق گازطبیعی به میادین نفتی به‌منظور افزایش ضریب بازیافت، به‌عنوان دو گزینه استفاده از ذخایر گازطبیعی کشور می‌پردازیم. نتایج حاصل از محاسبات نرخ بازدهی اقتصادی تزریق ۶۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری (معادل ۳ درصد افزایش ضریب بازیافت)، و همچنین نرخ بازدهی اقتصادی صادرات همین مقدار گازطبیعی به هند از طریق خط‌لوله در قیمتهای مختلف نفت‌خام، نشان می‌دهند که در قیمتهای بالای نفت‌خام، پروژه تزریق گازطبیعی از بازدهی بیشتری در مقایسه با پروژه صادرات گازطبیعی برخوردار است. محاسبات نشان می‌دهد که در قیمتهای بالاتر از ۵۵ دلار در هر بشکه نفت‌خام، ارزش اقتصادی پروژه تزریق نسبت به‌پروژه صادرات گاز فزونی می‌یابد. همچنین مقایسه نرخ بازدهی اقتصادی تزریق ۱۵۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری (که براساس مطالعات شرکت نفتی استات اویل ۱۰درصد افزایش ضریب بازیافت را به دنبال خواهد داشت)، و نرخ بازدهی اقتصادی صادرات همین مقدار گازطبیعی به هند از طریق خط لوله در قیمتهای مختلف نفت‌خام، نشان می‌دهد که از قیمت نفت‌خام ۳۵ دلار به بالا، ارزش اقتصادی پروژه تزریق از ارزش اقتصادی پروژه صادرات بیشتر می‌شود.

۱. دانشجوی دکترای اقتصاد دانشگاه مازندران، کارشناس موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی،
dehghani76@yahoo.com

۱. مقدمه

ایران با در اختیار داشتن حدود ۲۷ تریلیون مترمکعب گازطبیعی[1] (معادل ۱۵ درصد ذخائر گازی کل دنیا) پس از روسیه در رتبه دوم قرار دارد. استفاده بهینه از این ذخایر عظیم، نیازمند برنامه‌ریزی دقیق علمی بلندمدت و مطالعه و شناخت کامل جنبه‌های مختلف مربوطه می‌باشد.

منافع عمده حاصل از درآمدهای ارزی گاز می‌تواند ناشی از صادرات گازطبیعی، صادرات محصولات پتروشیمی که خوراک آنها گاز می‌باشد، افزایش صادرات نفت‌خام ناشی از تزریق گاز به میادین نفتی و یا افزایش صادرات فرآورده‌های نفتی ناشی از جایگزینی مصرف داخلی گازطبیعی باشد. بنابراین مطالعه و شناخت علمی و تدوین مدل اقتصادی برای هر کدام از بخشهای فوق، از اهمیت خاصی برخوردار است.

مصرف گازطبیعی در کشورهای مختلف دنیا، به‌خصوص کشورهای صنعتی و درحال‌توسعه طی سالهای اخیر از رشد چشمگیری برخوردار بوده است و براساس پیش‌بینی‌های موسسات معتبر بین‌المللی طی دهه‌های آینده، از شتاب بیشتری برخوردار خواهد شد. روند رو به‌رشد تقاضای جهانی گاز، پراکندگی جغرافیایی ذخایر مهم گازی و کشورهای عمده مصرف‌کننده گاز دنیا، مباحث فنی مربوط به انتقال و تجارت بین‌المللی گازطبیعی، این حامل مهم انرژی را در جایگاه بالایی قرار داده است. بازارهای مختلف دنیا که عمده‌ترین آنها بازارهای گاز آمریکا، اروپا، جنوب‌شرق آسیا، هند و چین می‌باشند، هر کدام دارای ویژگیها و مشخصات خاص خود هستند و تغییر و تحولاتی که در هر کدام از آنها به وقوع پیوسته و یا در آینده احتمال می‌رود به وقوع بپیوندند، اثرات خاص خود را بر قیمتهای بین‌المللی گاز خواهد داشت. امروزه این باور وجود دارد که پروژه‌های صادرات گازطبیعی به‌خصوص برای کشورهایی که تازه می‌خواهند به این عرصه وارد شوند، از ارزش اقتصادی کمتر و ریسک بیشتری برخوردار است. به‌همین خاطر با توجه به اینکه بازار از عرضه‌کنندگان زیادی تشکیل‌شده (و به نفع مشتری است) و همچنین رقابت روزافزون در آن وجود دارد، بهتر است عرضه‌کنندگان جدید با احتیاط بیشتری اقدام به انعقاد قراردادهای بلندمدت نمایند.

افزایش جهشی قیمت نفت‌خام و چشم انداز تداوم این روند، بیانگر تحول ساختاری در بازارهای بین‌المللی انرژی است. از آنجا که در فرمولهای قیمتگذاری گاز عمدتا از قیمت نفت‌خام شاخص، به عنوان قیمت پایه استفاده می‌شود (که البته با

1. BP Statistical Review of World Energy, June 2006

محدودیتهای کف و سقف همراه است) و از سویی برای کشوری مانند ایران که از ذخایر عظیم نفت و گاز برخوردار بوده و موضوع افزایش ضریب بازیافت از طریق تزریق گاز به‌میادین نفتی مطرح است، لازم است انعقاد قراردادهای خرید و فروش بلندمدت گاز با مطالعات دقیق‌تری انجام گیرد.

درآمدهای ارزی ناشی از افزایش ضریب بازیافت از طریق تزریق گاز به میادین نفتی، با توجه به افزایش قیمتهای جهانی نفت‌خام از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. لذا لازم است تابع درآمد ارزی مربوط به آن نیز با دقت مورد مطالعه قرار گیرد. این مهم، اولا نیازمند مطالعات مهندسی مخازن نفت و گاز کشور و ثانیا برآورد یک مدل پیش‌بینی‌کننده قیمتهای نفت‌خام است.

ذخایر گازی قابل استحصال ایران بیش از ۱۵ درصد کل ذخایر گازی جهان است و از این لحاظ، ایران پس از روسیه در رتبه دوم قرار دارد. ایران به تنهایی پنج برابر ذخایر گاز آمریکای‌شمالی، چهار برابر ذخایر گاز اروپا، سه برابر ذخایر گاز حوزه آسیا-پاسیفیک و نیمی از ذخایر گاز خاورمیانه را در اختیار دارد. از این مقدار حدود ۴۰ درصد آن یعنی معادل ۱۱ تریلیون مترمکعب از ذخایر گازی قابل استحصال ایران، در میدان گازی‌پارس جنوبی نهفته است. این میدان که با میدان گنبد شمالی قطر مشترک است، مجموعا با بیش از ۲۲ تریلیون مترمکعب ذخیره گاز قابل استحصال، بزرگترین میدان مستقل گازی دنیا را تشکیل می‌دهد. بر اساس محاسبات اولیه چنانچه روزانه معادل ۵۰۰ میلیون مترمکعب گاز از این میدان مشترک برداشت شود (طبق برنامه اولیه دو کشور، از سال ۲۰۰۸ بهره‌برداری از این میدان معادل ۵۰۰ میلیون مترمکعب گاز خواهد بود)، این مخزن توانایی بهره‌دهی بیش از یکصد سال را خواهد داشت. چنانچه پیشرفت تکنولوژی و احتمال افزایش ضریب بازیافت را نیز درنظر بگیریم این زمان می‌تواند بسیار طولانی‌تر شود.

این آمار و ارقام موید این است که در اختیار داشتن چنین ثروت ارزشمندی، نیازمند توجه بیشتر و مطالعه علمی‌تر از دید منافع ملی و اقتصادی می‌باشد. قطر از حدود ۱۵ سال قبل پی به ارزش عظیم این ثروت مشترک خود با ایران برد و از سال ۱۹۹۱ تاکنون شروع به بهره‌برداری از این میدان نموده و در برنامه تنظیم‌شده خود به‌دنبال افزایش شدید ظرفیت تولید خود تا سال ۲۰۰۸ می‌باشد.

ایران در برنامه‌ریزی تخصیص گاز و فرصتهای مصرف گازطبیعی، از مزیت مطلق نسبت به قطر برخوردار است. در بخش مصرف خانگی و صنعتی داخلی، جمعیت چند ده برابری ایران نسبت به قطر، فرصت مناسبی را برای مصرف گازطبیعی و جایگزینی

آن با فرآورده‌های نفتی ایجاد نموده است. در بخش صادرات به کشورهای منطقه به‌خصوص هند و پاکستان و اروپا از طریق خط لوله که در مقایسه با LNG از امنیت و تضمین فنی بیشتری برخوردار است، ایران در موقعیت بهتری قرار دارد. همچنین در بخش تزریق گاز به میادین نفتی که ارزش افزوده قابل توجه و مطمئنی ایجاد می کند و حجم عظیم ذخایر نفتی کشور که عمدتا از نظر فنی، نیمه دوم عمر خود را طی می‌نمایند و نیاز به تزریق گاز دارند، ایران در موقعیت بسیار ممتازتری قرار دارد.

در این مقاله با پرداختن به دو بخش صادرات گاز طبیعی به کشورهای دیگر و تزریق گازطبیعی به میادین نفتی به‌منظور افزایش ضریب بازیافت، پروژه‌های متعدد مطرح شده، مورد بررسی و ارزیابی اقتصادی قرار گرفته و در قالب سناریوهای مختلف، اولویت‌بندی می‌شوند. پس از آن، در بخش دوم به پروژه‌های تزریق گاز به میادین نفتی، در بخش سوم به پروژه‌های صادرات گاز، در بخش چهارم به مقایسه و اولویت‌بندی فرصتها، و بالاخره در بخش آخر به نتیجه‌گیری می‌پردازیم.

۲. پروژه‌های تزریق گاز به میادین نفتی

در پروژه‌های تزریق گازطبیعی به میادین نفتی، گازطبیعی از میدان گازی پارس جنوبی استخراج می‌شود و پس از جداسازی مایعات گازی[1] از طریق خط لوله، و به کمک ایستگاههای تقویت فشار به حوزه نفتی مورد نظر برای تزریق ارسال می‌گردد. در حوزه نفتی مورد نظر نیز از طریق چاههای حفاری‌شده به‌منظور تزریق، و با افزایش فشار به کمک کمپرسورهای فشار قوی، به مخزن نفتی تزریق می‌گردد.

در این پروژه‌ها، جریان هزینه‌ای شامل هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه بخش بالادستی[2] میدان گازی، هزینه‌های عملیاتی بخش بالادستی، هزینه‌های سرمایه‌ای تاسیسات انتقال (از قبیل هزینه‌های مربوط به احداث خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار)، هزینه‌های عملیاتی مربوطه، هزینه‌های سرمایه‌ای ساخت و اجرای تجهیزات و تاسیسات مورد نیاز برای تزریق، حفاری چاههای تزریق و هزینه‌های عملیاتی مربوطه می‌شوند. در اینجا فرض می‌کنیم هزینه‌های سرمایه‌ای مربوط به تمام بخش‌های فوق، در طی یک دوره چهار ساله در ابتدای پروژه انجام می‌شوند.

جریان درآمدی این پروژه‌ها از حاصل‌ضرب قیمت در مقدار نفت‌خام اضافه‌شده ناشی از تزریق گاز در طی دوره بهره‌برداری، به‌دست می‌آید. این جریان درآمدی

1. Condensate
2. Upstream

به‌شدت به نوسانات قیمت جهانی نفت‌خام، و همچنین به رفتار فنی و فیزیکی مخزن نفتی همزمان با تزریق گاز، احتمالات مختلف در رابطه با میزان افزایش نرخ بازیافت[1] ناشی از تزریق گاز بستگی دارد. لذا برآورد دقیق‌تر قیمت نفت‌خام و همچنین درصد احتمالی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر برنامه‌ریزی تخصیص بهینه گازطبیعی خواهد داشت.

روشها و شاخصهای مختلفی از جمله شاخص ارزش حال خالص[2] و نرخ بازدهی داخلی[3] برای محاسبه ارزش اقتصادی پروژه ها وجود دارند. هر کدام از این روشها مزایا و معایب خاص خود را داشته و طبیعتا چنانچه محاسبات از طریق هر یک از این روشها انجام گرفته و با هم مقایسه شوند، از اعتبار بیشتری برخوردار خواهند بود. در اینجا با توجه به حجم محدود مقاله فقط امکان استفاده از یک شاخص مقدور می‌باشد. از طرف دیگر با توجه به ساختار فنی و زمانی پروژه‌ها و یکسان بودن بسیاری از متغیرهای ساختاری مدل از جمله دوره ساخت، دوره بهره‌برداری، و در نظر گرفتن توزیع نرمال هزینه‌های سرمایه‌ای در دوره ساخت برای همه پروژه‌ها، و همچنین یکنواخت بودن نسبی توزیع جریان نقدی در کل دوره بهره‌برداری، انتظار می‌رود نتایج محاسبات بر اساس هر دو نوع شاخص، تضادی با هم نداشته باشند. بنابراین در این مقاله برای سهولت بیشتر و عدم اجبار به دخالت فاکتورهای بیرونی نظیر نرخ بهره (که تغییر در آن منجر به نتایج مختلف خواهد شد)، برای محاسبه ارزش اقتصادی پروژه ها از شاخص نرخ بازدهی داخلی استفاده می شود.

نرخ بازدهی داخلی هر کدام از پروژه های تزریق گازطبیعی به شکل زیر محاسبه می‌گردد:

$$0=\sum_{t=0}^{n} \frac{R_{jt}^{\ I}-C_{jt}^{\ I}}{(1+irr_j^I)^t} \qquad (1)$$

که در آن:

R_{jt}^I = درآمد نقدی حاصل از فروش نفت‌خام ازدیاد برداشت شده در پروژه j ام در سال t

C_{jt}^I = جریان نقدی مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پروژه تزریق گاز j ام در سال t

درآمد نقدی حاصل از تزریق گازطبیعی به میدان نفتی j ام در سال t عبارت

1. Enhanced Oil Recovery, EOR
2. Net Present Value
3. Internal Rate of Return

است از میانگین قیمت نفت‌خام آن مخزن ضربدر مقدار نفت‌خام برداشت شده از مخـزن ناشی از تزریق گازطبیعی. یعنی:

$$R^I_{jt} = P^I_{jt} \times Q'^I_{jt} \qquad (۲)$$

که در آن P^I_{jt} قیمت نفت‌خام در سال t و Q'^I_{jt} مقدار نفـت‌خـام برداشـت شـده ناشی از تزریق گازطبیعی است. برای تبدیل این فرمول بر حسب حجم گاز تزریـق شـده از روابط محاسبه معادل گازی یک بشکه نفت‌خام استفاده می‌کنیم.

به‌طور کلی در زمانهای اولیه عمر میدان همواره روشهای مختلفی بـرای تخمـین حجم ذخایر نفت و گاز، مورد استفاده قرار مـی‌گیرنـد. برآوردهـای اولیـه در مقایسـه بـا برآوردهای بعدی که با استفاده از روند بهره‌بـرداری و تـاریخ عملکـرد میـدان بـه‌دسـت می‌آید، از اعتبار کمتری برخوردار است. ویژگی ناهمگنی در رفتار مخـزن، عامـل بسـیار مهمی است که باعث اعتبار کمتر برآوردهای اولیه می‌گردد.

نفت یا گاز در تمامی مراحل توسعه و بهره‌برداری به‌عنوان یک دارایـی محسـوب می‌گردند که در هر مرحله از تولید، تخمینی از ذخایر با درجه اطمینان متفـاوت صـورت می‌گیرد. در مرحله اکتشاف، یک چاه اکتشافی [1] حفر می‌شود، تخمین کل ذخایر تا قبـل از این مرحله بر پایه اکتشافات مشابه و وضعیت زمـین‌شناسـی منطقـه اسـت. اگـر ایـن تخمین‌ها مطلوب باشند، حفر یک چاه اکتشافی تایید می‌گردد.

پس از حفاری اولین چاه اکتشافی و شناخت کلی فضای تولید، اطلاعات فیزیکـی و فنی بیشتری در خصوص ویژگی‌های سنگ مخـزن و سـیال موجـود در آن بـا کمـک چاه‌نگاری و تجزیه و تحلیل مغزه، آزمایش ساق مته، آزمایش فشار و... به‌دست مـی‌آیـد. سپس بر اساس همین اطلاعات، تخمین اولیه در مورد مقدار ذخایر اصلاح می‌گردد.

پس از شروع بهره برداری از میدان، فشـار مخـزن و امکـان کنتـرل عملکـرد، در دسترس قرار می‌گیرد. به مرور زمان و بـا کنتـرل و نظـارت بـر تولیـد از میـدان نفتـی، اطلاعات رفتاری مخزن تکمیل شده و برآوردها دقیقتر می‌گردند.

در مراحل بعدی برای دستیابی به برآوردهای بهتر ممکن است بـه حفـاری چـاه تولیدی در محدوده میدان نیاز باشد. این اطلاعات تکمیلی مورد نیـاز مـی‌تواننـد شـامل توسعه مساحت مخزن، نوع تجمع نفت، مکانیزم بهینه تولید و... باشند.

برای محاسبه معادل گازی یک بشکه نفت‌خام، نیاز به برآوردهای رفتـار مخـزن و مشخصات فیزیکی و فنی آن می‌باشد. منظور از معادل گازی یک بشکه نفت‌خـام، مقـدار

1. Wildcat

گازی است که بتواند در شرایط مخزن، حجمی معادل یک بشکه نفت‌خام را اشغال نماید. برای محاسبه معادل گازی یک بشکه نفت‌خام معمولا از روش موازنه مواد استفاده می‌گردد. به عبارت ساده‌تر، به ازای هر بشکه نفت‌خام در شرایط متعارف، گاز هم حجم آن در شرایط مخزن برای تزریق محاسبه می‌گردد. رابطه اصلی موازنه مواد برای محاسبه معادل گازی یک بشکه نفت‌خام به‌صورت زیر است:

$$(1/\alpha) = Equivalent\,Gas = Q/Q' = (B_O + (GOR - R_S)B_{gp})/B_{gi}$$

که در آن Q حجم گاز تزریقی در شرایط اتمسفر، Q' حجم نفت تولیدی در شرایط اتمسفر، Bo ضریب حجمی نفت خام، GOR نسبت گاز به نفت تولیدی، Rs نسبت گاز به نفت محلول، Bgp ضریب حجمی گاز تولیدی و Bgi ضریب حجمی گاز تزریقی است. مقدار Bgi برای گازطبیعی پارس‌جنوبی در دمای ۲۳۰ درجه فارنهایت و فشار ۵۰۰۰ Psi معادل ۰/۰۰۳۹۳ است.

برای محاسبه اقتصادی بودن هر پروژه، از شاخص نرخ بازده داخلی IRR استفاده می‌کنیم که در مورد پروژه‌های تزریق گاز طبیعی فرمول آن به‌صورت زیر خواهد بود:

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{P_{jt}^{I}\,\alpha_j Q_{jt}^{I} - C_{jt}^{I}}{(1 + irr_j^{Ik})^t} \qquad (۳)$$

قیمت نفت‌خام و برآوردهای مختلف از روندهای آتی آن، مقدار بازدهی انتظاری پروژه‌های تزریق گاز را دچار نوسان و تردید می‌کند. بنابراین متوسط نرخهای بازدهی انتظاری این پروژه‌ها بر اساس سناریوهای متفاوت پیش‌بینی قیمت نفت‌خام، به عنوان بازدهی انتظاری و انحراف معیار آنها به عنوان ریسک اقتصادی این پروژه‌ها در جدول ۱ محاسبه شده اند.

۳. پروژه‌های صادرات گاز طبیعی

در پروژه‌های صادرات گازطبیعی (صادرات از طریق خط لوله و یا به‌صورت گازطبیعی مایع‌شده[1])، گازطبیعی از میدان گازی پارس جنوبی استخراج می‌گردد و پس از انجام عملیات فنی آماده‌سازی مانند نم‌زدائی[2] و شیرین‌سازی[3]، یا از طریق خط لوله، به کشور مقصد حمل می‌گردد و یا پس از انجام عملیات مایع‌سازی[4]، از طریق کشتی‌های حمل

1. Liquefied Natural Gas, LNG
2. Dehydration
3. Sweetening
4. Liquefaction

LNG به کشور مقصد منتقل می‌شود. البته LNG در این حالت باید در کشور مقصد به کمک تجهیزات تبدیل مجدد به گاز[1]، مجددا به صورت گازطبیعی درآید.

جدول ۱. پروژه‌های تزریق گازطبیعی به میادین نفتی *

شماره پروژه	نام پروژه	E(IRR)	انحراف معیار
۱	مارون- آسماری (۵۰۱۷۷۳)	۳۴	۶۴
۲	گچساران- آسماری و بنگستان (۴۶۷۶۱۱)	۳۲	۵۶
۳	کرنج- آسماری و پابده (۲۳۶۰۱۱)	۳۱	۵۷
۴	آغاجاری- آسماری (۱۶۵۰۰۰)	۳۰	۵۵
۵	بی‌بی‌حکیمه- آسماری و بنگستان، پارسی- آسماری، کوپال- آسماری، پازنان- آسماری (۳۰۶۹۲۳)	۳۰	۶۰
۶	هفتکل- آسماری، نفت‌سفید- آسماری، بینک- بنگستان، آب‌تیمور- ایلام، آغاجاری- بنگستان، نرگسی- آسماری/جهرم، مسجد سلیمان- آسماری، چلینگر- داریان/ فهلیان، لالی- بنگستان، گرنگان- هیث/ سورمه، خویز- داریان/ گدوان، پرسیاه- آسماری، رامین- آسماری، نفت سفید- بنگستان، زیلایی- آسماری بالایی (۱۴۲۴۹۷)	۳۰	۵۷

* اعداد داخل پرانتز، مقدار تولید فعلی را بر حسب بشکه در روز نشان می‌دهند.

در این پروژه‌ها، جریان هزینه‌ای شامل موارد زیر می‌شود: هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه بخش بالادستی[2] میدان گازی، هزینه‌های عملیاتی بخش بالادستی، هزینه‌های سرمایه‌ای واحدهای نم‌زدائی و شیرین‌سازی برای پروژه‌های خط لوله و نم‌زدائی و شیرین‌سازی و مایع‌سازی برای پروژه‌های LNG و هزینه‌های عملیاتی مربوطه، هزینه‌های انتقال (هزینه‌های مربوط به احداث خطلوله و ایستگاه‌های تقویت فشار برای پروژه‌های انتقال از طریق خطلوله و هزینه‌های مربوط به کشتی‌های مخصوص حمل LNG برای صادرات) و هزینه‌های عملیاتی مربوطه، هزینه‌های تبدیل مجدد گاز مایع‌شده به گازطبیعی برای پروژه‌های LNG و هزینه‌های عملیاتی مربوطه. در اینجا فرض می‌کنیم هزینه‌های سرمایه‌ای مربوط به تمام بخش‌های فوق، طی یک دوره چهار

1. Regassification
2. Upstream

ساله در ابتدای پروژه انجام می‌شوند.

جریان درآمدی این پروژه‌ها از حاصل‌ضرب قیمت محصولات ضربدر مقدار گاز صادر شده طی دوره‌های بهره‌برداری (یعنی ۳۰ سال)، به‌دست می‌آید. جریان درآمدی حاصله، به نوسانات قیمت طی دوره مورد مطالعه بستگی خواهد داشت. لذا برآورد دقیقتر متغیر قیمت از اهمیت فوق‌العاده‌ای در برنامه‌ریزی تخصیص بهینه برخوردار می‌باشد.

فرض می‌کنیم پروژه صادرات گاز i ام، شامل فروش مقدار Q_i^E میلیون مترمکعب گاز در سال به کشور خریدار i ام برای مدت ۳۰ سال است. برای محاسبه نرخ بازدهی داخلی یا IRR این پروژه خواهیم داشت:

$$0=\sum_{t=0}^{n} \frac{R_{it}^{E}-C_{it}^{E}}{(1+irr_i^E)^t} \qquad (۵)$$

که در آن:

R_{it}^{E} = درآمد نقدی حاصل از فروش گازطبیعی به کشور i ام در سال t ام؛

C_{it}^{E} = جریان نقدی مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی برای پروژه i ام در سال t ام.

همانگونه که اشاره شد، با توجه به ساختار پروژه‌ها و طولانی بودن مدت ساخت و بهره‌برداری آنها، جریان‌های نقدی هزینه‌ای، بخصوص درآمدی دستخوش تغییرات و نوسانات خواهند بود. لذا انجام برآوردهای دقیق‌تر از متغیرهای R_{it}^{E} و C_{it}^{E} در حل بهتر مساله به ما کمک خواهد کرد. درآمد نقدی حاصل از فروش گاز طبیعی به کشور i ام در سال t عبارت است از حاصل‌ضرب میانگین قیمت گاز صادراتی در آن سال ضربدر مقدار گاز صادر شده در سال t ام. یعنی:

$$R_{it}^{E}=P_{it}^{E}\times Q_{it}^{E} \qquad (۶)$$

که در آن P_{it}^{E} قیمت گاز صادراتی در سال t به کشور i ام و Q_{it}^{E} مقدار گاز صادر شده به کشور i ام در سال t ام است.

فرمول محاسبه شاخص بازدهی اقتصادی IRR برای هر پروژه به صورت زیر خواهد بود:

$$0=\sum_{t=0}^{n} \frac{P_{it}^{E}Q_{it}^{E}-C_{it}^{E}}{(1+irr_i^{Ek})^t} \qquad (۷)$$

تمام پروژه‌های مطرح برای صادرات گاز ایران از طریق خط لوله و LNG، به پنج گروه تقسیم می‌شوند و به کمک مدل ارزیابی اقتصادی تنظیم‌شده برای آنها و

برآوردهای مختلف از قیمت گازطبیعی، محاسبات مربوط به بازده انتظاری و انحراف معیار آنها انجام گرفته و نتایج آن در جدول ۲ آمده است.

جدول ۲. نرخ بازده انتظاری و ریسک پروژه‌های صادرات گاز

شماره پروژه	نام پروژه	E(IRR)	انحراف معیار
۱	هند و پاکستان ـ خط لوله	۲۸	۲۲
۲	اروپا ـ خط لوله	۳۰	۳۹
۳	کشورهای حوزه خلیج فارس (کویت، امارات و عمان) ـ خط لوله	۲۸	۳۰
۴	هند و چین ـ LNG	۲۹	۲۵
۵	اروپا ـ LNG	۳۰	۲۷

۴. مقایسه اقتصادی پروژه‌ها

نرخ بازدهی سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تزریق گازطبیعی به میادین نفتی و یا صادرات آن، علاوه بر هزینه پروژه‌ها و مقدار بازیافت نفت‌خام ناشی از تزریق گازطبیعی، بستگی به قیمتهای جهانی نفت‌خام و یا گازطبیعی دارد. در این بخش با در نظر گرفتن هزینه‌های متوسط برای پروژه‌های تزریق و یا صادرات گازطبیعی، در مدل ارزیابی اقتصادی، نرخ بازدهی سرمایه‌گذاری را در چندین سناریوی قیمت گازطبیعی برای پروژه‌های صادرات گاز و چندین سناریوی قیمت نفت‌خام در دو حالت افزایش ضریب بازیافت ۳ درصد و ۱۰ درصد[1] محاسبه نموده و تحلیل حساسیت و مقایسه آنها را انجام می‌دهیم.

به‌طورکلی قیمت نفت‌خام در سطح جهان بسیار شفاف است و عموما بر اساس شاخصهای خاص در بازارهای مختلف تعیین می‌شود. موسسات بین‌المللی معتبر همواره اقدام به ساختن مدلهای علمی و مبتنی بر شرایط بازار نفت‌خام می‌کنند تا بدین ترتیب بتوانند قیمت نفت‌خام را در کوتاه‌مدت و بلندمدت پیش‌بینی نمایند. در این مقاله به‌منظور دسترسی به‌روند قیمتی قابل قبول، از میانگین‌های پیش‌بینی قیمت نفت‌خام توسط موسسات معتبر علمی AEO, GII Altos, IEA, PEL, PIRA, EEA, DB,

1. Carlsen, Henric, 2002, "Improved Oil Recovery- Statoil Perspective", Iran Improved Oil Recovery- Seminar 2002, pp 31-32

SEER, Delphi استفاده شده است.[1]

قیمت گازطبیعی در عموم قراردادهای صادراتی گاز ایران، براساس فرمولی متشکل از دو بخش قیمت پایه و ضریبی از قیمت نفت‌خام برنت، تعیین می‌شود. شکل کلی این فرمول به صورت زیر است؛

$$P_{Gas} = P_0 + aP_{Oil} \qquad (۸)$$

قیمت پایه که جزء ثابت فرمول می‌باشد، تابعی از هزینه‌های اکتشاف، استخراج، پالایش و انتقال یک واحد گازطبیعی است. برای قیمت نفت‌خام که بخش دوم فرمول ضریبی از آن است، معمولا کف و سقف قیمتی در نظر می‌گیرند. این امر اولا، باعث برقراری ارتباط منطقی بین قیمت گازطبیعی با انرژی‌های جایگزین، به‌خصوص نفت‌خام می‌گردد. ثانیا، با لحاظ کردن کف و سقف قیمتی نفت‌خام، باعث جلوگیری از نوسان شدید قیمت گازطبیعی هنگام مواجهه بازار انرژی با بحران‌های نفتی می‌شود.

همچنین در قراردادهای خرید و فروش گازطبیعی که عمدتا بلندمدت هستند، بندهای مربوط به بازبینی در ضرایب فرمول تعیین قیمت، هنگام بروز بحران‌های انرژی پیش‌بینی می‌گردد. این مساله به‌گونه‌ای تدوین می‌شود که در قیمتهای بالاتر نفت‌خام، مقدار ضریب کاهش می‌یابد و بالعکس در قیمت‌های پایین‌تر این ضریب افزایش می‌یابد.

بنابراین واضح است که با افزایش خارج از دامنه تعیین شده برای قیمت جهانی نفت‌خام، قیمت گازطبیعی با شدت کمتری افزایش می‌یابد و بالعکس با کاهش بیش از حد قیمت جهانی نفت‌خام، قیمت گازطبیعی با آن شدت کاهش نمی‌یابد. لذا طبیعی است که سرمایه‌گذاری در پروژه‌های صادرات گازطبیعی در قیمتهای پایین نفت‌خام در مقایسه با حالت قیمتهای بالای نفت‌خام، از بازدهی بیشتری برخوردار است.

در این بخش برای محاسبه و مقایسه نرخ بازدهی اقتصادی سناریورهای تزریق گاز و یا صادرات آن، پروژه تزریق گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری و پروژه صادرات گاز طبیعی به بازار هند، به عنوان نمونه انتخاب و محاسبات مربوطه بر اساس اطلاعات موجود[2] انجام شده‌اند.

نمودار ۱ نرخ بازدهی اقتصادی تزریق ۶۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری که بر اساس مطالعات شرکت نفتی استات‌اویل، ۳ درصد افزایش ضریب بازیافت ایجاد خواهد نمود، و همچنین نرخ بازدهی اقتصادی صادرات همین مقدار

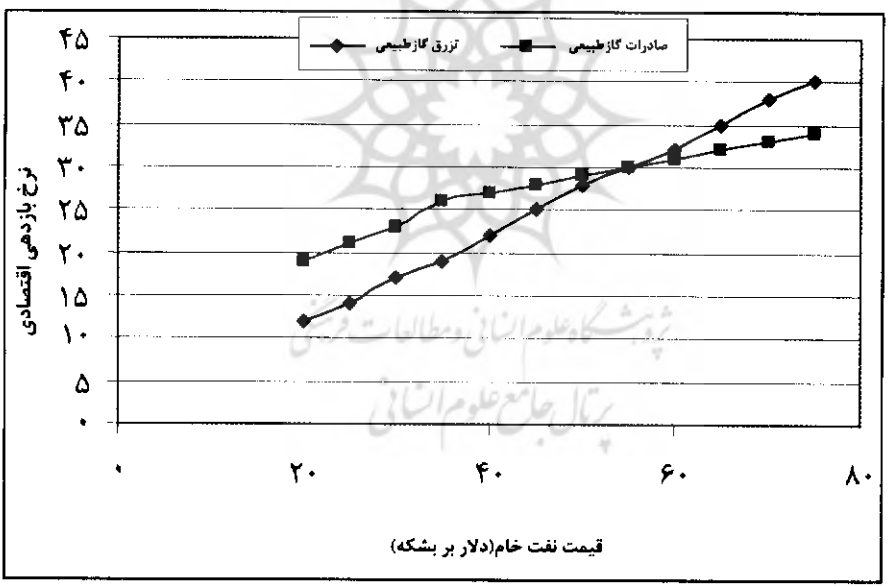
1. Forecast Comparisons, Energy Information Administration/ Annual Energy Outlook 2006, www.eia.org

۲. این اطلاعات که شامل هزینه‌های برآوردی و فرمول قیمت گاز طبیعی هستند، عمدتا محرمانه تلقی می‌شوند.

گازطبیعی به هند از طریق خط لوله را در قیمتهای مختلف نفت‌خام، نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که برای محاسبه قیمت گازطبیعی از ساختار میانگین فرمول پیشنهادی توسط ایران و طرف مقابل که هنوز در مرحله مذاکره است، استفاده شده است.

همانطور که در نمودار نشان داده شده است، در قیمتهای بالاتر نفت‌خام پروژه تزریق گازطبیعی از ارزش بیشتری در مقایسه با پروژه صادرات گازطبیعی برخوردار است. همچنین در قیمت حدودا ۵۵ دلار در هر بشکه نفت‌خام، ارزش اقتصادی هر دو پروژه با هم برابر می‌شود.

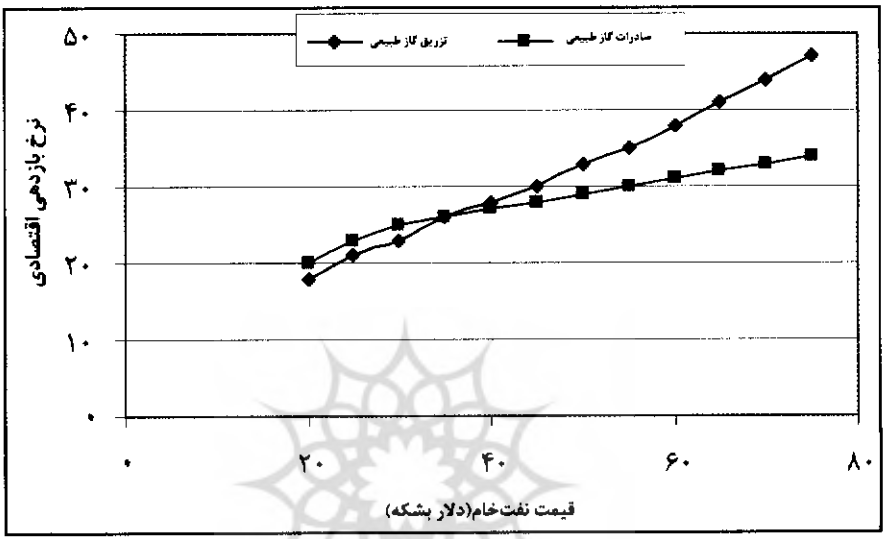
نمودار ۱. نرخ بازدهی اقتصادی تزریق گاز و صادرات ۶۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی



همچنین نمودار ۲ نرخ بازدهی اقتصادی تزریق ۱۵۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری که براساس مطالعات شرکت نفتی استات‌اویل، ۱۰درصد افزایش ضریب بازیافت ایجاد خواهد نمود، و نرخ بازدهی اقتصادی صادرات همین مقدار گازطبیعی به هند از طریق خط لوله را در قیمتهای مختلف نفت‌خام، نشان می‌دهد. در این نمودار نیز مانند حالت قبل، در قیمتهای بالاتر، بازدهی اقتصادی پروژه‌های تزریق گاز بیشتر می‌شود. در این حالت، با بالاتر رفتن قیمت نفت‌خام از

حدود ۳۵ دلار، ارزش اقتصادی پروژه تزریق از ارزش اقتصادی پروژه صادرات فزونی می‌یابد.

نمودار ۲. مقایسه نرخ بازدهی اقتصادی تزریق و صادرات ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی به میدان آغاجاری



۵. جمع‌بندی

ایران با داشتن ذخایر عظیم گازی، به عنوان دومین کشور دارنده ذخایر گازطبیعی جهان مطرح است و از این نظر، در کانون توجهات بین‌المللی قرار دارد. موقعیت ممتاز استراتژیک ایران که در مرکز بازارهای مهم گازطبیعی دنیا قرار دارد از یک سو، و حجم عظیم ذخایر نفتی کشور که عموما دوره دوم بهره برداری خود را می‌گذرانند و نیازمند تزریق گازطبیعی به‌منظور افزایش ضریب بازیافت هستند، از سوی دیگر، برنامه‌ریزی مدون و بلندمدت جهت تخصیص گاز، به منظور دستیابی به حداکثر منافع را ضروری ساخته است.

در این مقاله با بررسی دو بخش صادرات و تزریق گاز به میادین نفتی به منظور افزایش ضریب بازیافت، پروژه‌های متعدد مطرح شده برای کشور در این دو بخش مورد ارزیابی اقتصادی قرار گرفتند. برای محاسبه و مقایسه نرخ بازدهی اقتصادی سناریوهای تزریق گاز و یا صادرات آن، پروژه تزریق گاز طبیعی به میدان نفتی آغاجاری و پروژه صادرات گازطبیعی به بازار هند، به عنوان نمونه انتخاب شدند و محاسبات مربوطه بر

اساس اطلاعات موجود انجام شد.

نتایج حاصل از محاسبات نرخ بازدهی اقتصادی تزریق ۶۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری (برای۳ درصد افزایش ضریب بازیافت)، و همچنین نرخ بازدهی اقتصادی صادرات همین مقدار گازطبیعی به هند از طریق خط لوله در قیمتهای مختلف نفت‌خام، نشان می‌دهند که در قیمتهای بالاتر نفت‌خام، پروژه تزریق گازطبیعی از بازدهی بیشتری در مقایسه با پروژه صادرات گازطبیعی برخوردار است. در این حالت در قیمتهای بالاتر از ۵۵ دلار برای هر بشکه نفت‌خام، ارزش اقتصادی پروژه تزریق نسبت به پروژه صادرات گاز فزونی می‌یابد.

همچنین نتایج محاسبات نرخ بازدهی اقتصادی تزریق ۱۵۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی به میدان نفتی آغاجاری که بر اساس مطالعات شرکت نفتی استات‌اویل ۱۰ درصد افزایش ضریب بازیافت ایجاد خواهد نمود، و نرخ بازدهی اقتصادی صادرات همین مقدار گازطبیعی به هند از طریق خط لوله در قیمتهای مختلف نفت‌خام، نشان می‌دهند که در قیمت نفت‌خام بالاتر از ۳۵ دلار، ارزش اقتصادی پروژه تزریق از ارزش اقتصادی پروژه صادرات بیشتر می‌شود.

منابع

۱. جوان، افشین، بهار ۱۳۸۵، «بررسی تئوریک مدلهای قیمتگذاری گازطبیعی»، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

۲. ربکا ال، باسبی، ۱۳۸۰، «گازطبیعی به زبان غیرفنی»، ترجمه علیرضا حمیدی‌یونسی، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ص ۱۹۲

۳. پل هورسنل، رابرت مابرو، ۱۳۷۷، «بازارها و قیمتهای نفت»، ترجمه علیرضا حمیدی‌یونسی، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

۴. موسسه مدیریت انرژی افق، ۱۳۸۵، «تخصیص بهینه ذخایر گازی کشور»، مرکز پژوهشهای مجلس

5. Adams A., Philip Booth, David Bowie, Della Freeth, 2003, Investment Mathematics", John Wiley &Sons Ltd.

6. BP Statistical Review of World Energy, June 2006

7. Carlsen, Henric, 2002, "Improved Oil Recovery- Statoil Perspective", Iran Improved Oil Recovery- Seminar 2002, pp 31-32

8. Forecast Comparisons, Energy Information Administration/ Annual Energy Outlook 2006, www.eia.org

9. Hagin, Robert L., 2003, "Investment Management, Portfolio

Diversification, Risk, and Timing- Fact and Figure", Gohn Wiley &Sons, Inc., pp. 112-115

10. International Energy Agency, 2006, www.iea.org

11. Julius D.,Mashayekhi Afsaneh, (1990), "The Economics of Natural Gas Pricing, Planning and Policy", Oxford University Press, pp 115-124

12. Peters Max S., Klaus D. Timmerhaus, 1981, "Plant Design and Economics for Chemical Engineers", Mc- Graw. Hill, Inc., pp 166-168

13. Sandrea Rafael, Ralph F. Nielsen, 1974, "Dynamics of Petroleum Reservoirs Under Gas Injection", Gulf Publishing Company, Huston, Texas, pp 224-226.

14. Wagner Jens, September 2002, "Technologically Advanced Natural Gas Monetization: Opportunities for Chemicals & Petrochemicals", Gas to Chemicals Conference, New Delhi

15. Walls, Michael R., 2005, "Corporate Risk Taking and Performance: A 20 Year Look at the Petroleum Industry", Journal of Petroleume Science and Engineering, Vol. 48, pp. 127-140

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

پیوست ۱. اطلاعات کمی مورد استفاده برای پروژه‌ها

نوع پروژه‌ها	شماره پروژه	سناریوهای مقدار گاز (میلیون مترمکعب در روز)	هزینه سرمایه‌ای (میلیون دلار)	سناریوهای قیمت محصول	سناریوهای ضریب بازیافت
پروژه‌های صادرات گاز	۱	۶۰	۱۷۵۰	-۴،۲-۸،۳-۳،۴ -۵،۸-۵،۴-۵-۴،۶ ۶،۲ دلار بر میلیون بی تی یو	-
		۱۰۰	۲۸۶۰		
		۱۵۰	۳۷۵۰		
	۲	۳۰	۲۲۰۰	-۵-۴،۶-۴،۲-۳،۸ -۶،۲ -۵،۸-۵،۴ ۶،۶ دلار بر میلیون‌بی‌تی یو	
		۶۰	۳۰۰۰		
		۱۰۰	۴۷۵۰		
	۳	۳۰	۱۰۶۹، ۱۳۳۵، ۱۶۰۲	-۴،۱-۳،۷-۳،۳ -۵،۳-۴،۹-۴،۵ ۵،۸ دلار بر میلیون بی تی یو	
		۶۰	۱۶۱۹، ۲۰۲۴، ۲۴۲۹		
		۱۰۰	۲۲۰۰، ۲۷۵۰، ۳۳۰۰		
	۴	۵۰	۴۲۰۰	-۳،۱-۳،۵-۳،۹ -۵،۱-۴،۷-۴،۳ ۳،۴ دلار بر میلیون بی تی یو	
	۵	۷۵	۶۴۰۰	-۴،۶-۴،۲-۳،۸ -۵-۵،۴-۵،۸ ۶،۶-۶،۲ دلار بر میلیون بی تی یو	
پروژه‌های تزریق گاز	۱	۱۳۵-۵۰	۳۱۰۰-۲۲۰۰	-۲۷-۳۰-۳۶ ۴۰-۴۴-۵۲ دلار بر بشکه	۳-۱۰ درصد
	۲	۱۲۵-۴۵	۲۹۰۰-۱۹۵۰		
	۳	۷۰-۲۵	۲۵۰۰-۱۴۵۰		
	۴	۱۵۰-۶۰	۳۴۰۰-۲۳۰۰		
	۵	۸۵-۳۰	۲۶۰۰-۱۶۵۰		
	۶	۴۰-۱۵	۱۸۰۰-۱۱۰۰		

(برای مطالعه بیشتر به منبع ردیف ۴ مراجعه شود)

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی