



تعیین تخصیص بهینه مانده گاز طبیعی جهت تزریق به چاه‌های نفت و صادرات

دکتر علی‌اصغر اسماعیل نیا^{۱*}

شیرین سجادی^{۲**}

تاریخ ارسال: ۱۳۸۶/۱۱/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۷/۳/۲۱

مهمترین سؤال در بهره برداری از منابع پایان پذیر، نحوه استفاده بهینه از آنها در جهت حداکثر شدن منافع جامعه است. گاز طبیعی نیز از جمله منابعی است که تخصیص آن باید در جهت حداکثر شدن منفعت جامعه صورت گیرد. توسعه گاز رسانی در کشور و تامین انرژی بخش‌های مختلف از طریق گاز طبیعی و حرکت در جهت جایگزینی گاز طبیعی بجای سوخت مایع در سالهای گذشته منجر به اتکاء بسیاری از بخش‌ها به گاز طبیعی به عنوان تنها انرژی قابل استفاده و در دسترس شده است بطوریکه محدودیت در تامین گاز طبیعی در زمان پیک مصرف، مشکلاتی را برای تامین گاز طبیعی برای همه مصرف کنندگان ایجاد کرده است. همچنین محدودیت تولید گاز طبیعی، بر اهمیت موضوع تخصیص بهینه آن، افزوده است. از آنجایی که تخصیص گاز برای مصارف داخلی، بخصوص جهت تزریق به مخازن نفتی از اولویت‌های مهمی بوده که بدلیل محدودیت‌های تولید گاز طبیعی در سالهای اخیر، به میزان لازم صورت نگرفته، این سوال در مطالعه حاضر مورد بررسی قرار گرفته که بین تخصیص گاز طبیعی جهت صادرات و یا تخصیص آن جهت تزریق به مخازن نفتی، کدامیک منافع بیشتری برای جامعه بدنبال خواهد داشت. برای بررسی این موضوع، از یک مدل برنامه ریزی خطی که تابع هدف آن حداکثر شدن منفعت جامعه بوده و تابع قید آن تامین حداقل سایر نیازهای جامعه در مصرف گاز (این نکته در قید فرض شده که تامین گاز طبیعی مصرفی سایر بخش‌ها در اولویت بوده و مازاد گاز طبیعی در دسترس به امر صادرات یا تزریق به مخازن نفت اختصاص یابد) می باشد، استفاده شده است. نتایج مدل بر اساس نرم افزار QSB نشان دهنده آن است که به ازاء تخصیص یک متر مکعب گاز طبیعی به امر تزریق به مخازن نفتی در مقایسه با صادرات، نزدیک به ۹/۳۸ سنت منفعت بیشتر نصیب کشور می گردد. از اینرو بکارگیری گاز طبیعی برای تزریق در الویت بالاتری قرار دارد.

واژگان کلیدی: مانده گاز طبیعی، بازیافت ثانویه نفت خام، تزریق گاز طبیعی به چاه‌های نفتی، تخصیص بهینه گاز طبیعی.

طبقه بندی JEL: Q۳۰, Q۳۴, Q۴۲

*. استادیار دانشکده اقتصاد و حسابداری دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکز.
**. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی واحد تهران مرکز.

وابستگی شدید اقتصاد جهان به منابع انرژی از دیرباز شرایطی را فراهم نموده که همواره این منابع و کشورهای دارنده آن، نقش مهمی را در تحولات اقتصاد جهان و جهت‌گیری‌های اقتصادی بر عهده داشته‌اند. از اوایل دهه هفتاد میلادی در چارچوب سیاست‌های اتخاذشده توسط کشورهای صنعتی و بسیاری از کشورهای در حال توسعه، برای متنوع ساختن منابع انرژی و عدم اتکا بیش از حد به انرژی نفت به دلیل شرایط امنیت عرضه آن، منابع دیگر انرژی مورد توجه قرار گرفته‌اند. از این میان، ویژگی‌هایی چون فراوانی و تعدد منبع، ملاحظات زیست‌محیطی، کیفیت خوب به عنوان یک سوخت و ماده خام ارزان و نیز جانسپنی یکنواخت به جای فرآورده‌های نفتی باعث شده‌است که گاز طبیعی به عنوان یک حامل انرژی درجه یک به حساب آمده و سهم آن در تقاضای انرژی اولیه رشد یافته و تولید و مصرف جهانی آن نیز در قرن حاضر به طور اساسی رشد داشته باشد. توزیع جغرافیایی منابع گاز طبیعی به گونه‌ای است که ایران از نظر بر خورنداری از این ثروت خدادادی در مقام دوم پس از روسیه قرار گرفته است. هر چند که تاکنون نقش برجسته منابع نفتی باعث شده تا ایران در مقایسه با حجم عظیم ذخایر، از سهم تولید و صادرات جهانی بسیار اندکی در زمینه گاز طبیعی برخوردار باشد، اما در حال حاضر با توجه به اینکه بیشتر میادین نفتی کشور وارد نیمه دوم عمر خود شده‌اند و حداقل برای برداشت در سطح کنونی نیازمند اقداماتی همچون تزریق هستند، تصمیم‌گیری در این زمینه باید به گونه‌ای باشد تا بیشترین منافع را هم در زمان حال و هم آینده نصیب کشور نمایند.

رشد مصرف جهانی انرژی نتیجه رشد مصرف هریک از حامل‌های انرژی از قبیل نفت، گاز طبیعی و زغال سنگ است که در دسته منابع پایان‌پذیر قرار گرفته، بدین‌روی، عرضه محدودی دارند. ویژگی‌های گاز طبیعی چنانچه ذکر شد، باعث شده‌است تا گاز طبیعی جانسپن مناسبی برای نفت در سبد مصرف انرژی جهان محسوب شده و در نتیجه، صادرات آن برای دارندگان این منبع به عنوان منبع درآمدی مطرح شود. موضوع استفاده از گاز طبیعی برای صادرات و یا تزریق به مخازن نفتی به این دلیل اهمیت یافته که مخازن نفتی با مشکلات تولیدی مواجه بوده و از سوی دیگر صادرات گاز طبیعی و حضور در بازارهای جهانی نیز به عنوان یک نیاز برای کشور مطرح شده‌است. در کنار این دو نیاز، به دلیل محدودیت تولید گاز طبیعی و کافی نبودن عرضه گاز طبیعی برای تخصیص به همه این مصارف، بحث تخصیص بهینه مطرح شده‌است. اهمیت تزریق گاز به مخازن نفتی از آنجا ناشی می‌شود که درآمد حاصل از تولیدات آنها سهم زیادی از درآمد کشور را تأمین نموده و هرگونه وقفه یا حتی کاهش آن مشکلات جدی را برای اقتصاد به همراه دارد. از این‌رو بحث به کارگیری روش‌هایی مطرح می‌شود که بتوان به کمک آنها بیشترین برداشت را از مخازن نفتی کنونی داشت. مطالعات مختلف^۱ نشان می‌دهند که با توجه به ساختارهای زمین‌شناسی مخازن ایران مناسب‌ترین روش، تزریق گاز طبیعی بوده که باعث ازدیاد برداشت نفت شده و از هرزروی نفت خام جلوگیری می‌کند. بنابراین، علاوه بر مصارف داخلی، رقیب دیگری در زمینه مصرف گاز طبیعی، برای صادرات پیدا می‌شود و آن تزریق گاز است که علاوه بر اینکه با استفاده از آن می‌توان مقدار استحصال نفت باقی مانده در مخازن را افزایش داد، مخزن نفتی خود به محلی برای ذخیره گاز طبیعی تبدیل شده که در آینده قابل بازیافت است.

در این پژوهش، ابتدا وضعیت گاز طبیعی را مورد بررسی قرار داده، سپس، پیش‌بینی ذخایر گاز برای سال‌های مختلف را ارائه کرده و با توجه به تکنیک برنامه‌ریزی خطی و تجزیه و تحلیل نتایج، سعی کرده‌ایم تا فرضیه‌های زیر را مورد بررسی قرار دهیم:

۱. با تزریق گاز به میادین نفتی ضریب بازیافت افزایش یافته و توان تولید افزایش می‌یابد.
۲. تخصیص گاز طبیعی برای تزریق به مخازن نفت کشور در مقایسه با صادرات آن، منافع بیشتری به همراه خواهد داشت، از این‌رو از اولویت بالاتری برخوردار است.
۳. تزریق گاز به چاه‌های نفت ضمن ذخیره‌سازی آن برای نسل‌های آینده باعث تولید صیانتی از مخازن نفتی می‌شود.

۱. وضعیت گاز طبیعی به عنوان یک حامل انرژی

چگونگی به کارگیری هریک از حامل‌های انرژی با توجه به تکنولوژی و امکانات موجود در بخش‌های مختلف نیازمند حل این مسأله است که حامل انرژی مربوطه را چگونه و با چه هزینه‌ای می‌توان تهیه نمود. بررسی‌های انجام شده در مورد موقعیت نفت نیز بر اهمیت این مسأله می‌افزاید، چرا که در ۳۰ سال گذشته قیمت‌های نفت نوسانات زیادی داشته و می‌توان انتظار داشت که در آینده این رفتار نوسانی به دلیل عدم پیش‌بینی وضعیت سیاسی و اقتصادی دوباره ظهور کند، به بیان دیگر، نفت خام در بلندمدت نه تنها از بعد قیمت بلکه حتی از بعد تقاضا و عرضه تا اندازه‌ای نامطمئن است^۲، از سوی دیگر، به دلیل اقتصادی نبودن توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، عدم آگاهی و علاقه کشورها و عزم جدی آنها سهم آن از کل عرضه انرژی اندک بوده و به علت مشکلاتی که هنوز بر سر راه استفاده از این نوع انرژی‌ها در سطح گسترده وجود دارد و نیز موانع زیست‌محیطی مربوط به انرژی‌های فسیلی، گاز طبیعی مهم‌ترین گزینه برای جایگزینی محسوب می‌شود. پیش‌بینی‌ها حکایت از آن دارد که در سال‌های آتی مصرف گاز طبیعی افزایش یابد، به طوری که براساس بررسی‌های صورت گرفته نسبت مصرف نفت خام به سوخت‌های فسیلی دیگر تا سال ۲۰۲۰ تقریباً ثابت خواهد ماند، اما پیش‌بینی می‌شود که سهم گاز طبیعی از ۲۳ درصد در سال ۱۹۹۹ به ۲۸ درصد از کل مصارف انرژی در سال ۲۰۲۰ افزایش یابد.^۳

کشف میادین گازی جدید، بیشتر در اطراف مناطق نفتی پراکنده بوده است و تاکنون اکتشاف منابع گازی به طور فزاینده‌ای به همه قاره‌ها توسعه یافته و بیش از ۱۰۰ کشور دارای ذخایر اثبات‌شده‌ای هستند که از بعد اقتصادی قابل توسعه می‌باشند. در این میان، منطقه خاورمیانه که از نظر منابع نفتی نیز بسیار غنی است با داشتن سهمی برابر ۴۰/۱ درصد حجم ذخایر اثبات‌شده گاز طبیعی کل جهان، رتبه نخست را داشته و پس از آن، منطقه اروپا و اوراسیا ۳۵/۶ درصد از حجم کل ذخایر را به خود اختصاص داده است. اما بزرگترین تولیدکنندگان گاز طبیعی جهان کشورهای روسیه، انگلستان و نروژ هستند که متعلق به منطقه اروپا و اوراسیا می‌باشند. منطقه خاورمیانه تنها ۱۰/۶ درصد سهم تولید جهانی را دارد که به این ترتیب در مکان چهارم قرار گرفته است. در این منطقه به ترتیب ایران با سهم ۳/۱ درصد رتبه نخست و سپس، عربستان سعودی و امارات متحده عربی با سهمی برابر ۲/۵ و ۱/۷ درصد از کل تولید جهان در رتبه‌های بعدی قرار دارند. بنابراین، با توجه به وسعت جغرافیایی منطقه خاورمیانه اگرچه منطقه‌ای غنی محسوب می‌شود اما از کل تولید جهانی گاز طبیعی سهم ناچیزی را دارد که شاید دلیل اصلی آن پر رنگ‌تربودن نقش ذخایر نفتی این منطقه در اقتصاد کشورهای دارنده آن باشد که اجازه نداده است توجه بیشتری به منابع گازی بشود.

ایران با داشتن ذخایر متنوع فسیلی و دارا بودن ۱۷ درصد از کل ذخایر گاز طبیعی جهان که برابر ۲۶/۷۴ میلیارد متر مکعب است، بیشترین صادرات و واردات را در منطقه خاورمیانه دارد. با این حال، تنها ۰/۵ درصد از کل مبادلات جهانی گاز طبیعی را به خود اختصاص داده است. تمام این نقل و انتقالات چه در داخل کشور و چه برای صادرات و واردات از طریق خط لوله صورت می‌پذیرد. واردات گاز طبیعی از کشور ترکمنستان به دلیل دوربودن مناطق شمالی ایران از ذخایر بزرگ گاز در جنوب کشور صرفه اقتصادی بیشتری به همراه داشته، لذا طی یک قرارداد ۲۵ ساله واردات گاز از ترکمنستان از سال ۱۳۷۶ آغاز شد و حجم آن در سال ۱۳۸۴ به ۵/۲ میلیارد متر مکعب رسیده است. اما در خصوص صادرات گاز طبیعی، در سال ۱۳۷۵ قرارداد صادرات به ترکیه با حجم سالانه ۱۰ میلیارد متر مکعب به امضا رسیده که مقدار این صادرات در سال ۱۳۸۴ به سقف ۴/۷ میلیارد متر مکعب رسیده است. البته برنامه‌های آتی صادرات گاز طبیعی شامل پروژه‌های صادرات گاز به کشورهای ارمنستان، نخجوان، امارات متحده عربی، ایران-اروپا و ایران-پاکستان-هند می‌باشد و اصلی‌ترین بازار بالقوه برای صادرات ایران، کشورهای پاکستان و هند هستند که از طریق خط لوله‌ای به طول ۲۸۰۰ کیلومتر که یک چهارم آن می‌بایست از پاکستان عبور کند، مقدور می‌باشد. مهم‌ترین مانعی که برای این طرح وجود دارد به اختلافات دیرینه هند و پاکستان مربوط می‌شود که از تحقق این طرح جلوگیری می‌نماید. از سوی دیگر، اجرای پروژه‌های تولید LNG در ایران مشروط به زمانی است که حداقل ۷۰ درصد محصول تولیدی آنها پیش فروش و قرارداد مربوط به آن بسته شده و در صورتی که بازاری برای تولیدات پروژه‌های LNG کشور پیدا نشود، اجرای آنها

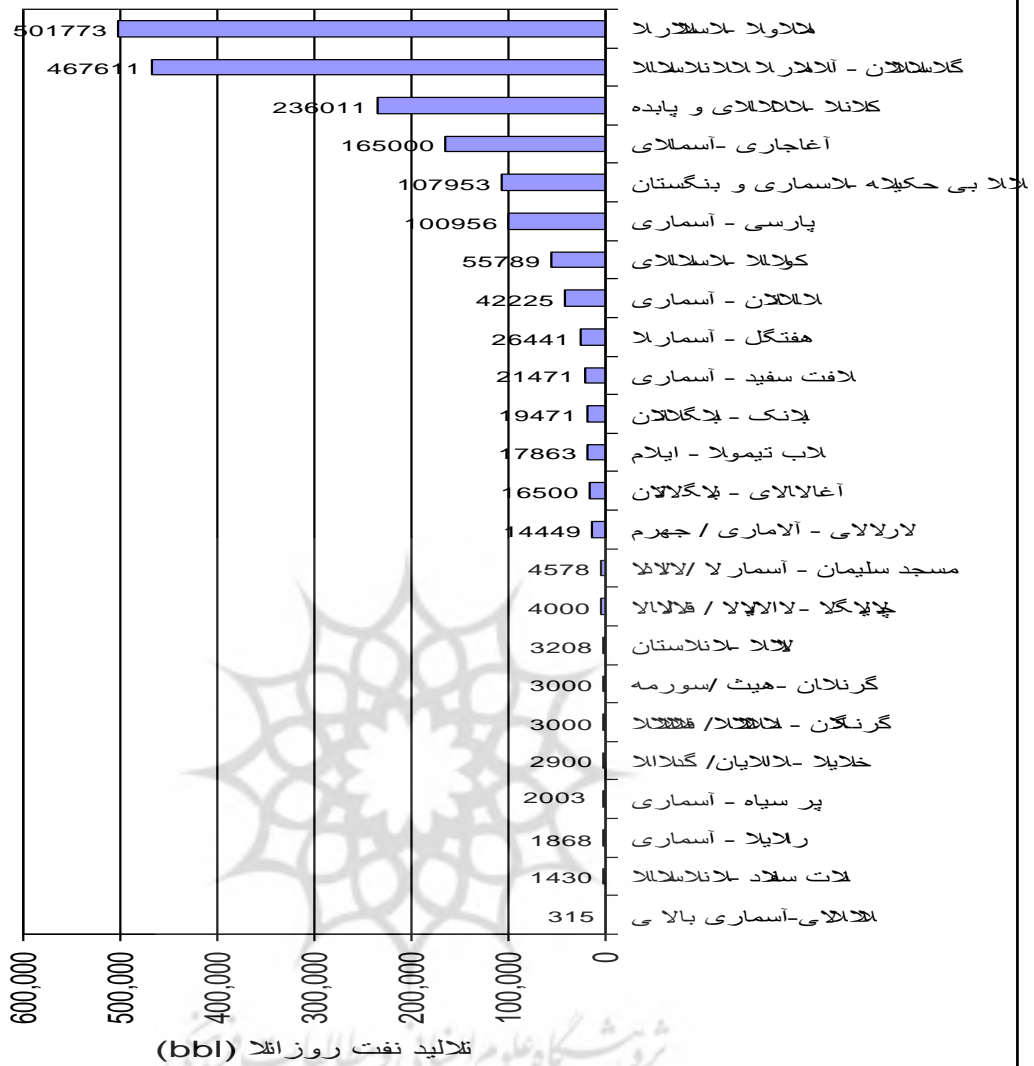
آغاز نخواهد شد. در حال حاضر چهار پروژه، طرح‌های LNG ایران را تشکیل می‌دهد که تاکنون اجرای سه پروژه اول، دوم و سوم قطعی شده و پروژه دیگر در دست بررسی است و پیش‌بینی می‌شود که LNG تولیدی این طرح‌ها تا سال ۱۳۹۱ در مجموع به وزن ۳۶ میلیون تن در سال بالغ شود. گاز مصرفی این طرح‌ها نیز از مراحل ۱۱، ۱۲ و ۱۳ میدان‌گازی پارس جنوبی تأمین می‌شود.

۲. وضعیت ذخایر نفتی ایران و لزوم تزریق گاز طبیعی به آنها

با توجه به محدودیت منابع نفتی و احتساب میزان نفت موجود و میزان تولید فعلی، عمر ذخایر باقی‌مانده در کشورهای عضو اوپک بیش از ۹۰ سال و در کشورهای غیرعضو حدود بیست سال است. به همین دلیل می‌توان گفت که مخازن نفت به عنوان سرمایه‌های بی‌بدیل ملی غیرقابل تجدید، نقش مهمی در اقتصاد کشورهای صاحب این منابع از جمله ایران داشته و نکته نگران‌کننده روند تولید فعلی از این مخازن بوده که نشان می‌دهد در آینده نه چندان دور با افت شدید تولید نفت روبرو خواهد شد. ضرورت استفاده از روش‌های بازیابی از آن جهت است که در مخازن نفتی پس از مدتی بهره برداری، فشار مخزن و یا به بیان دیگر انرژی طبیعی آن کاهش یافته و این امر به افت میزان تولید نفت منجر می‌شود. به همین دلیل روش‌های تثبیت فشار مخزن و یا کندکردن روند افت فشار باید به کار گرفته شوند. بر پایه نظر کارشناسی مهندسان مخزن، تزریق گاز در مخازن نفتی از نوع کربناته و شکافدار نسبت به گزینه‌های دیگر ازدیاد برداشت راندمان بیشتری داشته و از آنجایی که حدود ۹۰ درصد از مخازن ایران از این نوع بوده و استخراج اولیه از این مخازن کمتر از ۳۰ درصد است. تزریق گاز به عنوان یکی از بهترین گزینه‌ها برای افزایش تولید به شمار می‌رود، ضمن آنکه مخازن عظیم گازی برای این منظور نیز در دسترس است. تزریق گاز تقریباً می‌تواند در هر مخزنی از این دست عملی شود ولی آنچه شایان توجه است مقایسه هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری‌ها و قیمت گاز تزریقی با میزان نفت اضافی قابل برداشت است که تعیین‌کننده خواهد بود. نتایج حاصل از اولویت‌بندی مخازن نفتی کشور برای امر تزریق بر اساس فشار نقطه حباب، یعنی فشاری که در آن اولین حباب‌های گازی از نفت خام جدا شده و نفت اصطلاحاً دو فاز می‌شود، نشان می‌دهد که از ۶۲ مخزن نفتی، هم اکنون ۱۷ مخزن در زیر نقطه حباب قرار دارند و ۷ مخزن دیگر (در مجموع، ۲۴ مخزن) تا ۲ سال آینده به زیر نقطه حباب خواهند رسید. مجموع نفت درجای اولیه این مخازن در حدود ۶۸ درصد از حجم کل مخازن مناطق جنوب را شامل می‌شود. با توجه به وسعت مخزن و میزان تولید نفت خام آن دبی روزانه این مخازن به صورت نمودار ۱ است. براین اساس می‌توان آنها را به دو گروه تقسیم نمود. گروه اول که به تنهایی حدود ۱/۷ میلیون بشکه نفت برابر ۹۲ درصد از تولید نفت مخازن انتخاب شده برای تزریق را در بر می‌گیرد. این مقدار تولید در حدود ۴۰ درصد نفت تولیدی فعلی کشور است. این دسته شامل مخازن زیر می‌شود:

مخازن مارون-آسماری، گچساران-آسماری و بنگستان، کرنج-آسماری و پابده، آغاچاری-آسماری، پارس-آسماری، کوپال-آسماری و پازنان آسماری با تولید کل ۱۶۷۷۳۱۸ بشکه در روز و گروه دوم که روزانه ۱۴۲۴۹۷ بشکه نفت تولید می‌کنند. در نمودار ۱ از مخزن هفتگل-آسماری به پایین را در بر می‌گیرد. چنانچه تولیدی صیانتی از تمام این ۲۴ مخازن مد نظر باشد، می‌بایست به ازای هر بشکه نفت تولیدی برابر گازی آن را در مخزن تزریق کرد تا از افت فشار و در نتیجه، افت تولید مخزن جلوگیری شود.

نمودار 1. دبی روزانه. خازن در الویت تزریق



مأخذ: معاونت پژوهشی. (۱۳۸۵). استفاده بهینه از منابع کشور، دفتر مطالعات زیربنایی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور.

جدول ۱- تزریق گاز به میادین نفتی در سال‌های ۱۳۷۱- ۱۳۸۳

(میلیون متر مکعب در روز)

سال	برنامه	عملکرد (مقدار تزریق)	درصد عملکرد نسبت به برنامه
۱۳۷۱	۹۰/۵	۶۰/۷۰	۶۷/۰۷
۱۳۷۲	۱۱۵/۶	۶۴/۶۱	۵۵/۸۹
۱۳۷۳	۱۱۰	۶۲/۶۰	۵۶/۹۱
۱۳۷۴	۱۰۱/۱	۵۴/۹۰	۵۴/۳۰
۱۳۷۵	۱۳۰/۷	۵۸/۳۰	۴۴/۶۱
۱۳۷۶	۸۰/۰۰	۶۴/۳۰	۸۰/۳۸
۱۳۷۷	۸۰/۰۰	۶۷/۴۹	۸۴/۳۶
۱۳۷۸	۸۰/۰۰	۶۷/۷۵	۸۴/۶۹
۱۳۷۹	۸۰/۰۰	۷۱/۱۴	۸۸/۹۳
۱۳۸۰	۹۰/۰۰	۷۵/۴۰	۸۳/۷۸
۱۳۸۱	۹۰/۰۰	۷۲/۳۵	۸۰/۳۹
۱۳۸۲	۱۱۲/۰۰	۷۷/۸۸	۶۹/۵۴
۱۳۸۳	۱۳۷/۰۰	۷۸/۶۲	۵۷/۳۸
جمع	۱۲۹۶/۹۰	۸۷۶/۰۴	۶۷/۵۵

مأخذ: معاونت پژوهشی، (۱۳۸۵). استفاده بهینه از منابع کشور، دفتر مطالعات زیربنایی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور.

بنابراین، میزان گاز مورد نیاز جهت تثبیت فشار برای ۲۴ مخزن به طور روزانه ۱۷۰/۱۸ میلیون متر مکعب است که به ازای آن تولید نفت به طور متوسط ۱۷۸۹۸۳۶ بشکه در روز خواهد بود. اگر چه برنامه تزریق گاز از قبل از انقلاب برای برخی از مخازن وجود داشته، اما میزان گاز تزریقی نسبت به برداشت کمتر بوده و در بیشتر موارد تزریق طبق برنامه انجام نشده است. به طوری که در بهترین حالت در سال ۱۳۷۹ حدود ۸۸/۹ درصد از برنامه تزریق عملی شده است؛ در سال‌های از نظر عملکرد هر چند که مقدار تزریق رشدی صعودی داشته اما در مقایسه با برنامه از پیش تعیین شده و نیاز رو به رشد مخازن نفتی، درصد تحقق نزولی بوده است (جدول ۱). بنابراین، چون زمان زیادی از تولید غیرصیانتی مخازن نفتی می‌گذرد برای جبران افت فشاری که در این سال‌ها اتفاق افتاده مقدار تزریق باید روزانه ۴۸۰ میلیون متر مکعب باشد تا ضمن تثبیت فشاری که به علت برداشت‌های گذشته کاهش یافته، میزان تولید تا حد ممکن افزایش یابد. به این ترتیب، ۴/۵ میلیارد بشکه نفت اضافه تر (برابر ۸ درصد از کل حجم قابل برداشت) نیز تولید می‌شود. به طور کلی، در این سال‌ها ۶۷ درصد از برنامه تزریق محقق شده است.^۵

۳. تخصیص بهینه گاز طبیعی

سیاست انرژی ایران در بخش گاز بر محورهای چهارگانه استفاده بهینه از منابع گاز طبیعی، افزایش سهم گاز در سبد مصرف انرژی داخلی، توسعه شبکه داخلی گاز و بهبود و ارتقای موقعیت ایران به عنوان یک صادرکننده گاز در بازار جهانی استوار است. از این رو گزینه تزریق گاز طبیعی به مخازن نفتی در واقع نوعی استفاده بهینه است. اما توسعه مصرف گاز طبیعی و گسترش شبکه گازرسانی در کشور در سال‌های اخیر از یک سوی و زمان‌بندی پروژه‌های تولیدی و عدم گسترش مناسب تولید گاز به دلیل

محدودیت‌های مختلف از سوی دیگر، وضعیت تراز تولید و مصرف گاز طبیعی را به گونه‌ای تبدیل کرده که ضرورت اعمال مدیریت مصرف گاز را اجتناب‌ناپذیر ساخته است. تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی بر دو محور مصرف‌کنندگان و منابع عرضه‌کننده استوار است. زمینه‌های مختلف مصرف تعیین‌کننده میزان تقاضای گاز طبیعی است، بنابراین، طرف تقاضا برای گاز طبیعی شامل موارد زیر می‌شود:

- استفاده از گاز طبیعی برای مصارف داخلی شامل: استفاده گاز طبیعی در نیروگاه‌ها، صنایع و خوراک پتروشیمی، بخش خانگی و تجاری و حمل و نقل،
 - مصارف عملیاتی و ضایعات و اتلاف گاز طبیعی که در حین تولید، توزیع و مصرف روی می‌دهد،
 - گازهای سوزانده شده که به دلایلی از قبیل در دسترس نبودن امکانات پالایش یا انتقال و یا هزینه‌بری بالای آن، در سر چاه نفت سوزانده می‌شوند،
 - تعهد صادرات گاز طبیعی به ترکیه،
 - مقدار گاز تزریقی به چاه‌های نفتی.
- و منابع تأمین‌کننده تقاضای یادشده عبارتند از:
- تولیدات داخلی شامل مقدار گازهای همراه، گازهای سبک و گازهای به‌دست آمده از مخازن مستقل گازی که بعد از تصفیه جزئی برای مصرف آماده است،
 - واردات گاز از کشور ترکمنستان.
- جدول ۲، وضعیت عرضه گاز طبیعی را از سال ۱۳۸۲ تا ۱۳۸۴ نشان می‌دهد که جمع کل واردات و تولیدات داخلی در برگیرنده مقدار عرضه کل بوده و مطابق با مقدار مورد تقاضا و مصرف در این سال‌هاست.

جدول ۲- مقدار عرضه گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۲ تا ۱۳۸۴

(میلیارد متر مکعب)

سال	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
منبع عرضه کننده			
تولیدات داخلی	۸۶/۴	۱۴۵/۸۱۴	۱۵۸/۳۹۹
واردات از ترکمنستان	۵/۷۳	۵/۸۴۳	۵/۲
جمع کل	۹۲/۱۳	۱۵۱/۶۵۸	۱۶۳/۵۹۹

مأخذ: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴.

اگر فرض شود نیاز باشد که به تمام بخش‌های داخلی کشور شامل خانگی و تجاری، صنایع، نیروگاه‌ها، تزریق به میزان فعلی و صادرات نیز به میزان فعلی (انجام تعهد به ترکیه) گاز رسانده شود، آیا مازاد گازی با توجه به روند رشد مصرف بخش‌های یادشده و پیش‌بینی عرضه، وجود خواهد داشت یا خیر و اگر چنین مازاد تولیدی وجود داشته‌باشد این مازاد تولید باید صرف صادرات بیشتر شده و یا باید صرف تزریق بیشتر به مخازن نفتی شود.

بر این اساس لازم است ابتدا مشخص شود که در تراز گاز کشور آیا مازادی برای صادرات و تزریق بیشتر وجود دارد و سپس، با کمک از مدل تخصیص به بررسی اولویت بین این دو مصرف پرداخت.

چنانچه مقادیر گاز طبیعی برای سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸ بر اساس روند مصرف فعلی این حامل پیش‌بینی شده و نتایج و تصمیم‌های اتخاذشده در سال‌های گذشته براین مبنای لحاظ شود، اطلاعات جدول ۲ استخراج خواهد شد. مطابق این جدول پیش‌بینی‌های انجام شده نشان می‌دهد که تراز گاز کشور در سال‌های برنامه چهارم توسعه اندکی مازاد خواهد داشت و مطابق برنامه تولید گاز طبیعی کشور در سال پایان برنامه چهارم این مازاد به عدد قابل توجهی خواهد رسید. بنابراین، تراز گاز طبیعی نشان

می‌دهد که با ملاحظات در نظر گرفته‌شده، پیش‌بینی مقدار عرضه از مقدار تقاضای آتی بیشتر بوده، لذا مقداری گاز به صورت مازاد در اختیار خواهد بود که با به‌کارگیری بهینه آن می‌توان به افزایش منفعت ملی توجه بیشتر نمود. حداکثرسازی منفعت کشور مستلزم استفاده از مدل بهینه‌یابی است. از آنجایی که بهینه‌یابی در عالم واقع با محدودیت همراه است باید در بهینه‌یابی مربوط به تخصیص گاز نیز محدودیت‌های آن مورد ملاحظه قرار گیرد. برای حل مسائل بهینه‌یابی در حالت مقید می‌توان از روش‌های لاگرانژ و روش برنامه‌ریزی خطی استفاده کرد. در اینجا برای تخصیص از مدل برنامه‌ریزی خطی استفاده می‌کنیم. دلیل این مسئله به تعداد قیدهای مدل ارتباط دارد. لذا در ادامه به‌طور خلاصه به معرفی روش برنامه‌ریزی خطی پرداخته و سپس مدل مورد نظر را ارائه می‌کنیم.

۴. مبانی نظری و معرفی برخی از مطالعات

اساس یک مسئله بهینه‌سازی عبارت از گزینش بهترین تصمیم در دسترس بر اساس معیارهای معمول گزینش است. این معیارها حداکثر یا حداقل نمودن تابع هدف را دنبال می‌نمایند. به بیان دیگر، بهینه‌سازی عبارت است از تعیین مجموعه‌ای از مقادیر متغیرهای تصمیم که رسیدن به هدفی مشخص را به بهترین نحو تأمین سازند. در فرآیند بهینه‌سازی از روش‌ها و تکنیک‌های ریاضی استفاده زیادی به عمل می‌آید. هدف مورد نظر در برنامه‌ریزی بایستی به صورت روابط ریاضی که تابع هدف نامیده می‌شود، تنظیم شود. چنانچه در الگو محدودیتی وجود دارد آن نیز باید به صورت تابع یا توابع قید تعریف شود.

بر اساس نظریه بنگاه اقتصادی، مدیر بنگاه تلاش می‌کند ارزش فعلی بنگاه اقتصادی و یا جریان وجوه نقد مورد انتظار در آینده را نسبت به قیودی که با آن مواجه است، به حداکثر ممکن برساند. مهم‌ترین قیدهایی که مدیر مؤسسه اقتصادی با آن روبرو است محدودیت منابع و امکاناتی است که در هر مقطع از زمان در اختیار دارد و نیز قیودی که به‌وسیله محیط (برنامه‌های دولت، سنت‌ها و جز اینها) وضع می‌شود. بدین ترتیب، مدیر واحد تولیدی با یک مسئله بهینه‌یابی مقید مواجه است که باید برای آن راه حل پیدا کند. در یک مسئله برنامه‌ریزی خطی، بردار پاسخ به صورت X_1, X_2, \dots, X_n نمایش داده شده و تابع هدف نیز تابع n متغیره به صورت زیر است:

$$F = F(X) = F(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

همچنین، فرض می‌شود که تابع پیوسته و مشتق‌پذیر است. اگر فضای ممکن با A نمایش داده‌شود، مسئله کلی برنامه‌ریزی به صورت زیر خلاصه می‌شود:

$$\text{Max(Min)} X \in A \quad F(X)$$

در یک الگوی برنامه‌ریزی خطی تمامی روابط ریاضی از درجه یک هستند. برنامه‌ریزی خطی وظیفه بهینه‌سازی متغیر وابسته را که تابع خطی از مجموعه‌ای از متغیرهای مستقل است، با در نظر گرفتن تعدادی محدودیت خطی متشکل از متغیرهای مستقل، بر عهده دارد. شکل استاندارد مسئله برنامه‌ریزی خطی را در حالت پیشینه کردن می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\text{Max } Z = \sum_{j=1}^n C_j X_j$$

s.t :

$$1) \sum a_{ij} X_j \leq b_i \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$2) X_j \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, n$$

که در آن:

Z : بازدهی یا منفعت کل،

C_j : بازدهی حاصل از هر واحد از فعالیت J ام،

x_j : نوع فعالیت،

b_i : مقدار نهاده یا منبع در دسترس،

a_{ij} : ضرایب فنی که مقادیر مورد نیاز منابع را برای تولید هر واحد فعالیت نشان می‌دهد.

در حالت کلی، هر مدل برنامه‌ریزی خطی علاوه بر تابع هدف دارای n متغیر تصمیم و m محدودیت کارکردی است. متغیرهای تصمیم با X_j و ضرایب تابع هدف را با C_j نشان می‌دهیم. همچنین، ضرایب متغیرهای تصمیم در محدودیت‌های کارکردی با a_{ij} بیان می‌شود که به آنها "ضریب فنی" نیز گفته می‌شود. از سوی دیگر، مقادیر سمت راست محدودیت‌های کارکردی با عنوان ستون b معرفی می‌شود که در آن، b_i مقدار ارزشی ردیف i ام در ستون مقادیر سمت راست است. براین اساس می‌توان شکل عمومی برنامه‌ریزی خطی را به صورت زیر نوشت:

$$\text{Max } Z = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n$$

s.t :

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2$$

$$\vdots$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m$$

$$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, 3, \dots, n)$$

همان گونه که ملاحظه می‌شود، این مدل، یک مدل استاندارد برنامه‌ریزی خطی (LP) است که تمام محدودیت‌های کارکردی آن از نوع کوچک‌تر یا مساوی است. شکل کلی مدل‌های برنامه‌ریزی خطی به صورت مواردی است که در بالا گفته شد. استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی خطی از سال‌ها پیش برای حل مسایل بهینه‌یابی معمول شده که استفاده از این روش در مسایل کشاورزی بسیار معمول بوده است. نیکسون و همکاران در سال ۱۹۹۴ راهبردهای اقتصادی مدیریت مواد غذایی را برای نظام‌های دامی دو منظوره ونزوتلا با استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی خطی محاسبه و بهینه‌یابی کردند. مدل مورد مطالعه بازده خالص تنزیل شده برای دوره‌های ۳ و ۶ ساله برای دام‌ها را حداکثر کرد. از اوایل دهه پنجاه برنامه‌ریزی خطی به یک ابزار مهم تحقیقی در اقتصاد کشاورزی محسوب شده و کاربرد آن در مسایل مدیریت مزرعه و تجزیه و تحلیل ترکیب غذایی بهینه مورد استفاده قرار گرفت. این تکنیک در ایران در سطح بسیار محدودی نسبت به کشورهای توسعه‌یافته مطرح شد و کاربردهای اندکی داشته که تجربه ناچیزی از این روش در دست است. در زمینه انرژی و استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی خطی و بهینه‌یابی مطالعاتی در سال‌های اخیر انجام شده که به آنها اشاره می‌کنیم. در خصوص ضرورت تزریق گاز طبیعی به میدان‌های نفتی توسط دکتر محمد علی سعیدی، پژوهشی به همین نام در فصلنامه "مجلس و پژوهش" شماره ۳۴ صورت گرفته است که در آن، حجم گازی که تاکنون تزریق شده و میزانی که لازم به تزریق بوده مطرح شده و مطالعه موردی در خصوص هر یک از چاه‌های نفت، میزان تزریق انجام شده و مقدار افزایش در بازافت ثانویه پرداخته شده است. در خصوص برنامه‌های تزریق گاز به میدان و حجم مورد نیاز برای طرح‌های تزریق، همچنین، استراتژی بلندمدت گازی کشور و پیش‌بینی تقاضای گاز در بخش‌های تزریق، صادرات و پتروشیمی در سال‌های ۷۴-۱۳۹۳ تحقیقاتی با عنوان " طرح جامع ۲۰ ساله گاز کشور " توسط مؤسسه مطالعات انرژی در سال ۱۳۷۸ انجام شده که در این طرح به راه‌های صادرات از طرق مختلف نیز پرداخته شده است و اطلاعات مفیدی در زمینه امکانات فنی و اقتصادی در انتقال گاز ارائه شده که در جای خود مورد استفاده قرار گرفته است.

۵. ارائه مدل و توضیح متغیرها

حال، با توجه به مبانی نظری بالا و مدل عمومی ارائه شده برای برنامه ریزی خطی و اهداف و محدودیت‌های این پژوهش مسأله را به صورت زیر نشان می‌دهیم:

$$\text{Max } Y = a_1 X_1 + a_2 X_2$$

که در آن:

X_1 : مقدار گاز طبیعی تخصیصی برای صادرات از طریق خط لوله،

X_2 : مقدار گاز طبیعی تخصیصی برای تزریق به چاه‌های نفت،

a_1 : منفعت حاصل از اختصاص یک متر مکعب گاز طبیعی به امر صادرات،

a_2 : منفعت حاصل از اختصاص یک متر مکعب گاز طبیعی برای تزریق به چاه‌های نفت،

Y : منفعت ملی ناشی از تخصیص یک متر مکعب گاز طبیعی.

چگونگی تخصیص تحت تأثیر مستقیم هزینه‌ها و درآمدهای حاصل از هر یک از موارد صادرات و تزریق است. بنابراین، به منظور حداکثر کردن Y یا همان منفعت ملی، تابع یاد شده باید بیشینه شود و برای این کار نیاز است که ضرایب a_1 و a_2 محاسبه شده تا شکل دقیق تابع هدف به دست آید. با کسر هزینه‌های انتقال گاز از مبادی تولید و نیز قیمت پایه ۶/۵۰ سنت در عسلویه از درآمد ۲۲/۲۰ سنت برای هر متر مکعب گاز طبیعی مقدار a_1 به دست می‌آید:

$$\text{سنت دلار امریکا } 1/96 + 6/50 = 8/46$$

$$\text{سنت دلار امریکا } 22/20 - 8/46 = 13/74$$

برای محاسبه هزینه‌ها و درآمدهای حاصل از تزریق گاز طبیعی باید هر پروژه تزریق را به صورت دو طرح در نظر گرفت. طرح نخست که با صرف هزینه‌هایی از جمله ارزش گاز طبیعی تزریقی، احداث خط لوله از مرکز تولید گاز تا مخازن نفتی و جز اینها اجرا شده و درآمد آن، مقدار ارزش نفتی است که بر اثر تزریق گاز به چاه نفت، بازیافت می‌شود. طرح دوم، استخراج گازی است که در مخزن نفتی تزریق شده و بخشی از گاز تزریقی همراه با نفت بار دیگر قابل برداشت است که درآمد حاصل از استخراج آن بخشی از هزینه‌های طرح اول را هم پوشش می‌دهد. در مرحله اول پروژه تزریق، قیمت گاز را همان قیمت پایه یعنی ۶/۵۰ سنت دلار در نظر گرفته و با محاسبه خالص ارزش فعلی هزینه‌های عملیاتی انتقال و تزریق برای ۲۰ سال و تبدیل هزینه‌های سرمایه‌ای انتقال و تزریق و هزینه پوشش درون لوله‌ها به صورت روزانه، مجموع این هزینه‌ها ۰/۹۸ سنت برای هر متر مکعب گاز طبیعی به دست می‌آید. از جمع این هزینه‌ها با قیمت پایه، ارزش یک متر مکعب گاز طبیعی به دست می‌آید که به درون چاه نفت تزریق می‌شود، که در مرحله اول این ارزش نوعی هزینه محسوب می‌شود.

$$\text{سنت دلار امریکا } 6/50 + 0/98 = 7/48$$

برای برآورد درآمد، از آنجایی که هر متر مکعب گاز، ۰/۸۴ لیتر نفت خام را از چاه بیرون می‌آورد، لذا با قیمت نفت برابر ۵۰ دلار به ازای هر بشکه نفت، ارزش هر لیتر نفت خام برابر ۳۱/۴۴ سنت دلار می‌شود. پس، به ازای تزریق یک متر مکعب گاز به ارزش ۷/۴۸ سنت در محل مخازن نفتی برابر ۰/۸۴ لیتر نفت خام به ارزش ۲۶/۴۱ سنت به دست می‌آید:

$$\text{سنت دلار } 0/84 \times 31/44 = 26/41$$

حال، اگر ارزش یک متر مکعب گاز از آن کسر شود، درآمد خالص از محل تزریق گاز به صورت زیر به دست می‌آید:

$$\text{سنت دلار } 26/41 - 7/48 = 18/93$$

اما از هر متر مکعب گازی که تزریق می‌شود، ۵۶ درصد آن قابل برداشت مجدد است. پس، از کل هزینه ۷/۴۸ سنت برای یک متر مکعب، ۵۶ درصد آن در قالب درآمد قابل برگشت بوده و ۴۴ درصد هزینه‌ای است که در آینده جبران نمی‌شود. بدین‌روی،

هزینه واقعی هر متر مکعب گاز در واقع ۳/۲۹ سنت دلار خواهد بود. آنچه که باید از درآمدهای حاصل از برداشت ۰/۸۴ لیتر نفت بازیافتی کسر شود مقدار ۳/۲۹ سنت است و لذا مقدار a₂ برابر ۲۳/۱۲ سنت دلار خواهد بود:

$$\text{سنت دلار } ۲۳/۱۲ = (۷/۴۸ \times ۴۴\% \text{ درصد}) - ۲۶/۴۱$$

با مقایسه این عدد با ضریب a₁ (\$۱۳/۷۴) می‌توان پی برد که منفعت قابل اکتساب در تزریق بیشتر است، حال می‌توان

تابع هدف را به صورت زیر بیان نمود:

$$Y = ۱۳/۷۴ X_1 + ۲۳/۱۲ X_2$$

برای شکل‌گیری قیده‌ها لازم است که مقدار تقاضای داخلی از عرضه کل آن کسر شده تا مقدار مازاد گاز تعیین شود تا در مدل، حداکثر گاز قابل تخصیص از حجم گاز در اختیار بیشتر نباشد. از این‌رو بر مبنای پیش‌بینی تقاضای داخلی برای گاز طبیعی در بخش‌های مختلف به همراه صادرات (جدول ۳) و کسر آن از میزان عرضه (جدول ۴) مقدار مازاد معین شود.

جدول ۳- پیش‌بینی مقدار مورد تقاضا در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸

(میلیارد متر مکعب)

سال	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
خانگی - تجاری	۵۲/۴۰۷	۵۵/۴۲۰	۵۸/۳۶۱	۶۱/۱۵۶
صنایع + خوراک پتروشیمی	۲۱/۸۶۱	۲۵/۰۳۵	۲۸/۳۶۷	۳۳/۳۷۸
نیروگاه	۴۲/۸۳۱	۴۴/۳۲۸	۴۵/۹۲۳	۴۸/۱۵۱
حمل و نقل (CNG)	۰/۶۹۳	۱/۱۶۸	۱/۵۳۳	۲/۰۰۷
گازهای سوزانده شده	۹/۱۲۵	۹/۱۲۵	۲/۱۹۰	۲/۱۹۰
ادامه روند تزریق	۵۷/۷۵۵	۶۴/۶۵۶	۷۸/۳۳۴	۸۳/۵۳۵
متوسط صادرات	۵	۵	۵	۵
مصارف عملیاتی، ضایعات و اتلاف	۱۱/۶۵۲	۱۲/۲۲۴	۱۲/۸۵۸	۱۳/۰۶۳
جمع کل	۲۰۱/۳۲۴	۲۱۶/۹۵۷	۲۳۲/۵۶۶	۲۵۵/۷۸۱

مأخذ: معاونت پژوهشی. (۱۳۸۵). برآورد تولید و مصرف گاز طبیعی و نحوه تخصیص بهینه آن تا سال ۱۴۰۳، دفتر مطالعات زیربنایی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور.

جدول ۴- تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸

(میلیارد متر مکعب)

سال	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
طرف تقاضا	۲۰۱/۳۲۴	۲۱۶/۹۵۷	۲۳۲/۵۶۶	۲۵۵/۷۸۱
طرف عرضه	۲۰۰/۴۳۴	۲۵۱/۳۵۲	۲۷۲/۶۵۵	۳۸۵/۰۷۷
مانده برای تزریق و صادرات	۰/۸۹	۳۴/۳۹۵	۴۰/۰۸۹	۱۲۹/۲۹۶

مأخذ: معاونت پژوهشی. (۱۳۸۵). استفاده بهینه از منابع کشور، دفتر مطالعات زیربنایی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور.

مانده یادشده می‌تواند به عنوان قید مطرح شود:

$$X_1 + X_2 \leq 354/235$$

این نامعادله به این معناست که حاصل جمع مقداری که به امر صادرات اختصاص یافته و مقداری که روزانه تزریق می‌شود نمی‌تواند مقداری بیشتر از ۳۵۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب در روز را داشته باشد. قید دیگر باید در مورد صادرات اعمال شود، چرا که صادرات کمتر از یک مقدار مشخص اصولاً یا بازار فروش ندارد و یا هزینه‌ها به گونه‌ای هستند که صادرات اصلاً صرفه اقتصادی ندارد، به همین دلیل این قید به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$X_1 \geq 30$$

مشابه چنین قیدی در مورد تزریق نیز صادق است. حداقل گازی که می‌توان به خاطر آن هزینه‌های احداث خط لوله و حفاری‌های مربوط به تزریق را متحمل شد، خط لوله‌ای با قطر ۲۴ اینچ که روزانه در کمترین مقدار، ۱۰ تا ۱۵ میلیون متر مکعب در روز گاز طبیعی را به منظور تزریق انتقال می‌دهد. همین مطلب به بیان ریاضی، قید سوم مدل است:

$$X_2 \geq 10$$

در عین حال، فرض می‌شود که مقدار اختصاص یافته از آنچه که طبق روند قبلی صورت پذیرفته، کمتر نباشد. به همین دلیل X_1 و X_2 نیز منظور می‌شود. به این ترتیب، مدل خطی زیر حاصل می‌شود که تابع هدف، حداکثر کردن منفعت کشور و محدودیت‌های آن شامل سه قید به صورت زیر است:

$$\text{Max } Y = 13/74 X_1 + 23/12 X_2$$

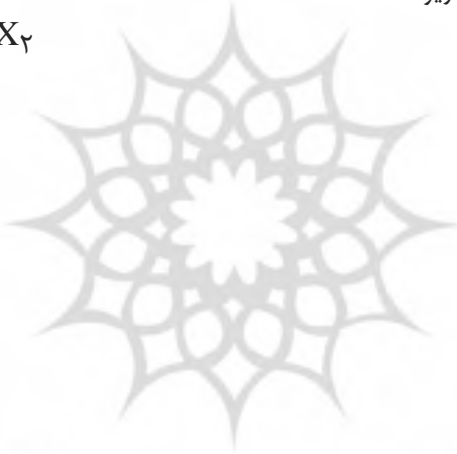
S.t :

$$X_1 \geq 30$$

$$X_2 \geq 10$$

$$X_1 + X_2 \leq 354/235$$

$$X_2 \text{ و } X_1 \geq 0$$



۶ حل مدل و ارائه نتایج

حال، با در دست داشتن چنین مدلی و با استفاده از نرم‌افزار QSB می‌توان مقادیر بهینه و حداکثر منفعت ملی ناشی از آن را محاسبه کرد. در خصوص نرم‌افزار QSB لازم به ذکر است که یکی از کامل‌ترین سری نرم‌افزارهای مهندسی صنایع بوده که در آن از نرم‌افزار کنترل کیفیت آماری گرفته تا کنترل پروژه و برنامه‌ریزی خطی یافت می‌شود. خلاصه نهایی نتایج این مدل را در جدول ۵ آورده‌ایم.

جدول ۵- حل مدل با استفاده از QSB

Summrized Report For uh						
Number	Variable	Solution	Opportunity Cost	Objective Coefficient	Minimum Obj. Coeff	Maximum Obj. Coeff.
۱	X ₁	۳۰.۰۰۰۰۰۰	.	+۱۳.۷۴۰۰۰۰	-Infinity	+۲۳.۱۲۰۰۰۱
۲	X ₂	۳۲۴.۲۳۴۹۹۰	.	+۲۳.۱۲۰۰۰۱	+۱۳.۷۴۰۰۰۰	+Infinity

Maximized OBJ.= ۷۹۰۸.۵۱۳ Iteration = ۳ Elapsed CPU Second= .

با توجه به اطلاعات جدول ۵، می‌توان گفت در صورتی که مقدار صادرات در حداقل ممکن باشد و مابقی مانده گاز به تزریق اختصاص یابد، بیشترین منفعت نصیب کشور می‌شود. اگر مقدار مطلوب تزریق برای افزایش فشار مخازن نفتی ۴۸۰ میلیون متر مکعب در روز باشد اما با در نظر گرفتن حداکثر مقدار مانده گاز طبیعی در سال‌های مورد نظر در عمل امکان چنین تزریقی وجود ندارد، با این وجود با بزرگتر بودن مقدار ۳۲۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب در روز از ۱۷۰ میلیون متر مکعبی که برای ثابت نگهداشتن فشار لازم است می‌توان دریافت که همین مقدار نیز برای افزایش برداشت مفید است. اختصاص ۳۰ میلیون متر مکعب در روز برای صادرات و ۳۲۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب در روز برای تزریق، منفعتی برابر ۷۹۰۸/۵۱۳ سنت یا ۷۹/۰۸ دلار نصیب کشور می‌کند.

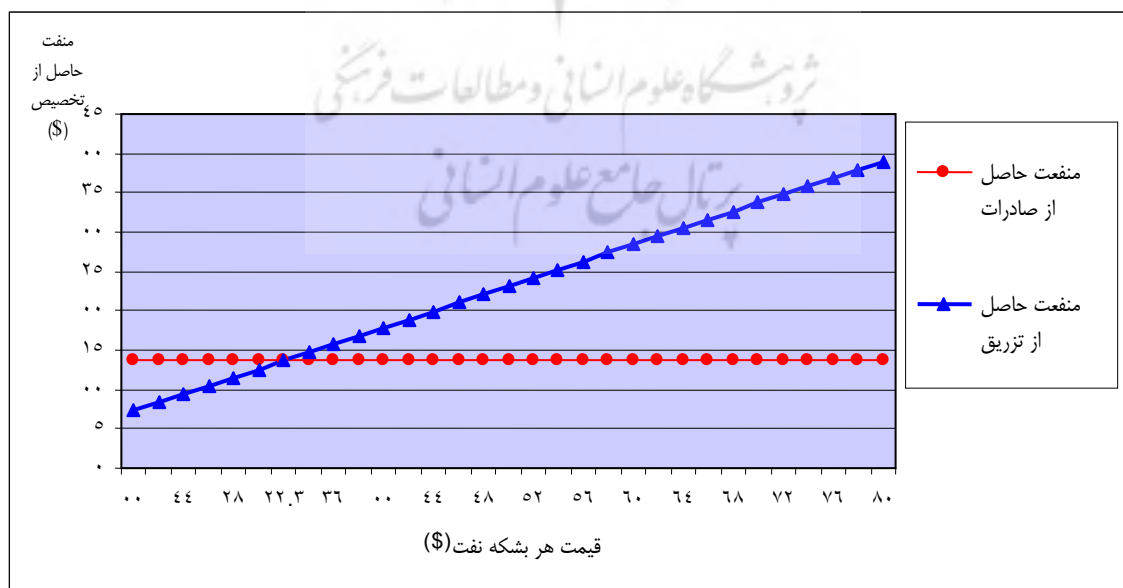
نتایج ناشی از حل تابع یادشده از طریق برنامه QSB و از طریق نمودار نشان می‌دهد از کل گاز در دسترس، بهترین نحوه تخصیص آن است که مقدار حداکثر ۳۲۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب به امر تزریق و ۳۰ میلیون متر مکعب برای صادرات به کار گرفته شود. منفعتی که بدین ترتیب نصیب کشور می‌شود برابر ۷۹ دلار است که با وجود محدودیت‌های مسأله بیشترین مقدار است.

۷. تحلیل حساسیت مدل

عوامل متعددی می‌توانند مدل را تحت تأثیر خود قرار داده و نتایج را تغییر دهند. مهم‌ترین این عوامل عبارتند از:

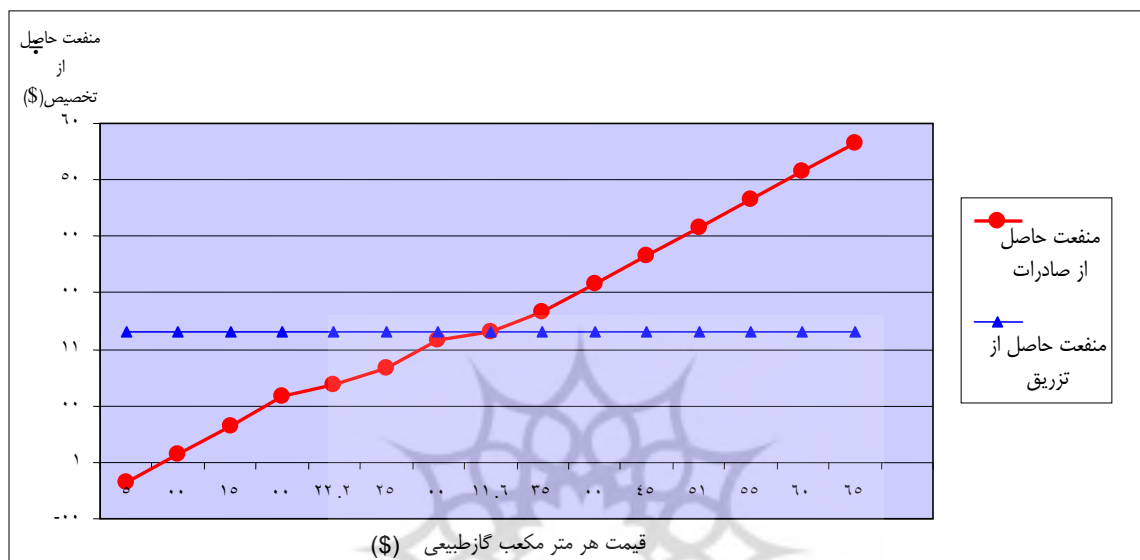
- **قیمت نفت خام:** چنانچه قیمت نفت خام تغییر کند سود حاصل از تزریق گاز طبیعی نیز در همان جهت تغییر خواهد کرد، به طوری که در قیمت ۳۲/۲۵ دلار برای هر بشکه نفت خام منفعت ناشی از تزریق با منفعت ناشی از صادرات همان مقدار گاز طبیعی برابر خواهد شد و در قیمت‌های پایین تر از این مقدار صادرات گاز طبیعی سود بیشتری را به همراه دارد. اما از آنجایی که سقوط قیمت نفت خام تا این حد محتمل به نظر نمی‌رسد، لذا با افزایش قیمت هر بشکه نفت خام تزریق گاز طبیعی اقتصادی‌تر می‌شود (نمودار ۲).

نمودار ۲- اثر تغییرات قیمت نفت بر منفعت حاصل از تخصیص یک متر مکعب گاز طبیعی



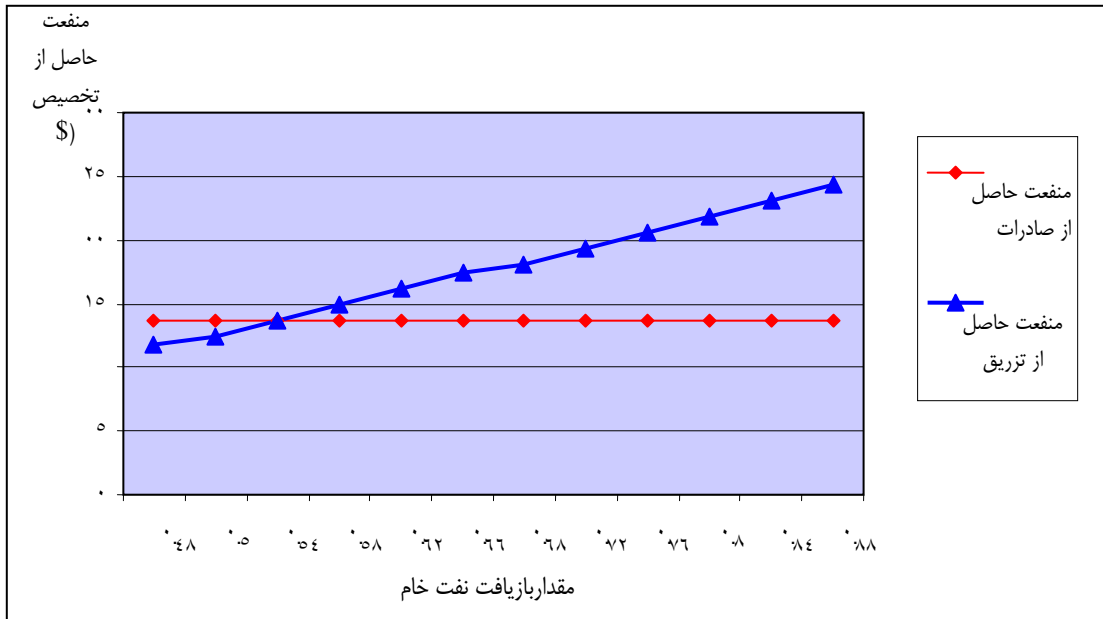
● قیمت گاز طبیعی صادراتی: با افزایش قیمت گاز طبیعی صادراتی، بدیهی است که سود حاصل از صادرات بیشتر شده، ولی بر منافع ناشی از تزریق اثری ندارد. چنانچه قیمت گاز از ۲۲/۲۰ سنت که قیمت کنونی آن است فراتر رفته و به مرز ۳۱/۵۸ سنت برسد، منافع تزریق و صادرات مساوی شده و بالاتر از این قیمت، صرفه اقتصادی با صادرات گاز طبیعی است، آن هم به دلیل سود بیشتری که عاید کشور می‌شود. در این قیمت و بالاتر از آن است که اولویت استفاده گاز برای صادرات به تزریق رجحان می‌یابد. البته، اگر قیمت گاز ۸/۴۶ سنت شود این منفعت، صفر خواهد بود، اما با توجه به ارزش روز افزون این حامل انرژی به نظر نمی‌رسد که قیمت آن نزولی شود (نمودار ۳).

نمودار ۳- اثر تغییرات قیمت گاز صادراتی بر منافع حاصل از تخصیص یک متر مکعب گاز طبیعی



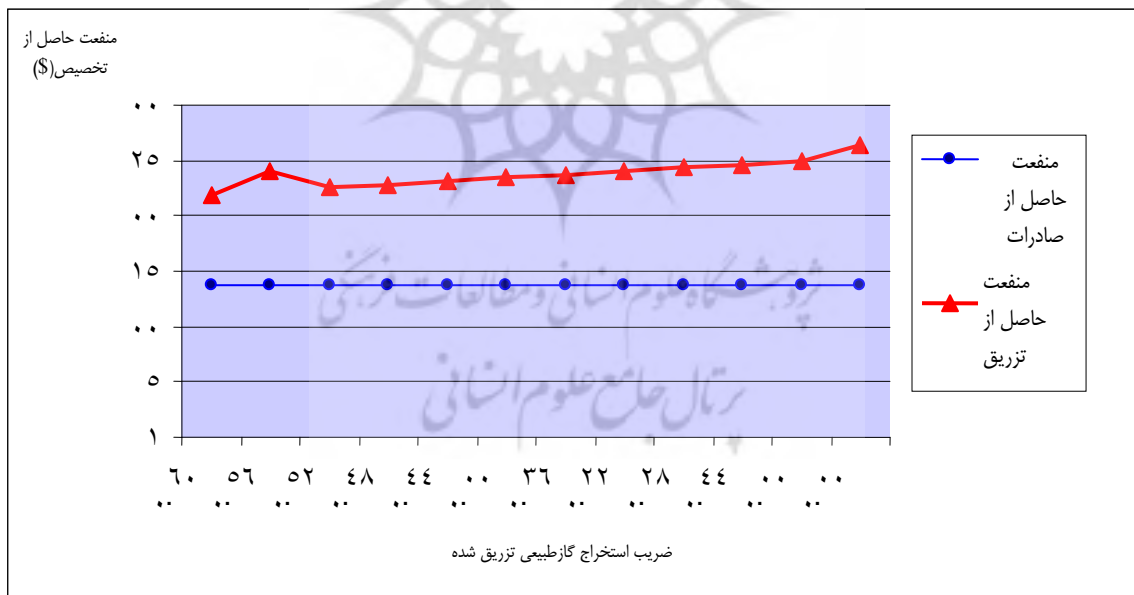
● ضریب بازیافت ثانویه نفت خام: چنانچه ذکر شد با تزریق هر متر مکعب گازی که به منظور برداشت نفت مخزن صورت می‌پذیرد، ۰/۸۴ لیتر نفت خام بازیافت می‌شود. حال، اگر بتوان با به‌کارگیری تکنولوژی برتر و ارتقای سطح دانش فنی این مقدار برداشت را افزایش داد، بخش بیشتری از هزینه‌هایی که برای تزریق صرف‌شده جبران شده و سود به‌دست آمده نیز بیشتر خواهد بود. بنابراین، افزایش مقدار بازیافت ثانویه نفت خام، اثر مثبتی بر سود به‌دست آمده از تزریق گذاشته و اولویت به‌کارگیری را در امر تزریق تقویت می‌نماید (نمودار ۴).

نمودار ۴- اثر تغییرات مقدار بازیافت ثانویه نفت خام



• ضريب بازيافت گاز طبيعي تزريق شده: از هر متر مكعب گازی که به درون چاه نفتی تزریق می‌شود ۵۶ درصد آن قابل برداشت مجدد است. هر چقدر که از هرزرفت گاز طبیعی در چاه نفتی جلوگیری شود، حجم گازی که پس از تزریق برداشت می‌شود، بیشتر بوده و درآمد به دست آمده نیز افزایش می‌یابد. بنابراین، در اینجا نیز بحث ارتقای تکنولوژی مطرح می‌شود که بدین وسیله با بهبود ضريب بازيافت گاز طبیعی، می‌توان منافع حاصل از تزریق را افزایش داد (نمودار ۵).

نمودار ۵- اثر تغيير ضريب بازيافت گاز تزريق شده



۸. نتیجه‌گیری و پیشنهادات

نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که با کاهش میزان نفت خام در مخازن نفتی و همزمان با آن افزایش نیاز انرژی جهان با متوسط رشد سالانه ۳/۳ درصد، اگرچه تاکنون پس از نفت، ذغال سنگ گزینه دوم برای پاسخگویی بوده است؛ اما پیش‌بینی‌ها و ویژگی‌های برتر گاز طبیعی نشان می‌دهد که به تدریج ذغال سنگ جای خود را به گاز طبیعی داده است. پراکندگی ذخایر گاز طبیعی در ۱۰۰ کشور جهان و امکان دسترسی آسان‌تر، تمیز بودن آن و توانایی به‌کارگیری آن به جای نفت خام در بیشتر موارد، همگی در رشد تقاضای گاز طبیعی مؤثر بوده‌اند. ایران با داشتن ۲۶/۷ تریلیون متر مکعب گاز این امکان را دارد تا در آینده در بازار پررونق بین‌المللی گاز طبیعی سهم قابل توجهی را کسب نماید. اما برداشت مستمر از ذخایر نفتی باعث کاهش فشار و در نتیجه کاهش تولید این ذخایر شده و برای بازگرداندن تولید به سطح قبل از افت، احتیاج به سیالی است که این فشار را افزایش دهد که با توجه به نوع مخازن نفتی موجود در ایران، گاز طبیعی بهترین گزینه شناخته شده است. به این ترتیب، علاوه بر تقاضای داخلی برای مصرف گاز طبیعی، رقیب دیگری به نام تزریق برای صادرات گاز ایران پدید می‌آید. اما برای یافتن اینکه توانایی پرداختن به هر دو این موارد به حد دلخواه وجود ندارد یا نه، یک مدل برنامه‌ریزی خطی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج حاصل از این مدل نشان می‌دهد که گرچه صادرات یک متر مکعب گاز طبیعی با قیمت ۲۲/۲۰ سنت دلار آمریکا، سودی برابر ۱۳/۷۴ سنت عاید کشور می‌نماید، اما با محاسبه هزینه‌ها و درآمدهای قابل اکتساب از طریق تزریق همین مقدار گاز، بازیافت ثانویه نفت خام و برداشت بار دیگر گاز طبیعی می‌توان پی برد سود به دست آمده از این طریق برابر ۲۳/۱۲ سنت است. بنابراین، به ازای تخصیص یک متر مکعب گاز طبیعی به امر تزریق در مقایسه با صادرات آن به اندازه ۹/۳۸ سنت منفعت بیشتر نصیب کشور می‌شود. از این رو به‌کارگیری گاز طبیعی برای تزریق در اولویت نخست قرار می‌گیرد. اگر چه حجم گاز در دسترس برای حداکثر افزایش تولید کافی نیست، اما با انجام عمل تزریق همان مقدار گاز موجود می‌توان تولید نفت خام را بهبود بخشید؛ ضمن آنکه با این روش ذخیره‌کردن گاز طبیعی باعث حفظ آن برای نسل‌های بعد خواهد شد.

با توجه به نتایج به دست آمده، پیشنهاد می‌شود که به جای آنکه ساده‌ترین گزینه برای جبران کاهش درآمدهای حاصل از صادرات نفت، یعنی صادرات گاز طبیعی، انتخاب شود بهتر آن است که با به‌کارگیری روش درست و به هنگام تزریق گاز، از مانده ذخایر نفتی بیشترین بهره را برده و تا حد امکان از هرزروی این منابع در زمین جلوگیری شود، در عین حال با ذخیره‌سازی گاز از این طریق تصمیم‌گیری در مورد زمان برداشت و چگونگی استفاده از آن در آینده وجود خواهد داشت. اما در خصوص مطالعات و پژوهش‌هایی که می‌توانند در اتخاذ تصمیم‌های مناسب در این زمینه کمک نمایند، بررسی هزینه‌های تزریق و چگونگی کاهش آنها در حیطه ارزیابی‌های اقتصادی است که می‌تواند به شکل مطالعات موردی مخازن صورت پذیرد. همچنین، ارزیابی اقتصادی طرح‌هایی که باعث می‌شوند تا با به‌کارگیری حامل‌های دیگر انرژی، منابع نفتی و گازی کشور از مصارف داخلی آزاد شده و در جاهایی که ارزش افزوده بیشتری دارد مانند پتروشیمی، استفاده شوند.

منابع

- سعیدی، محمدعلی. (۱۳۸۱). ضرورت تزریق گاز به میادین نفتی. فصلنامه مجلس و پژوهش، شماره ۳۴. معاونت پژوهشی. (۱۳۸۵). برآورد تولید و مصرف گاز طبیعی و نحوه تخصیص بهینه آن تا سال ۱۴۰۳. دفتر مطالعات زیربنایی. سعیدی، محمدعلی. (۱۳۸۱). موقعیت نفت و گاز در بازارهای نفت و گاز جهان. فصلنامه مجلس و پژوهش، شماره ۳۴. حسن‌زاده، محمد. (۱۳۸۳). جایگاه ایران در تجارت گاز طبیعی با نگاهی به فراروی. تهران، مؤسسه تحقیقاتی تدبیر اقتصاد. معاونت پژوهشی. (۱۳۸۵). استفاده بهینه از منابع کشور، دفتر مطالعات زیربنایی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور. وزارت نیرو. ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴. مهرگان، م. (۱۳۷۸). پژوهش عملیاتی: برنامه‌ریزی خطی و کاربرد آن. تهران، نشر کتاب دانشگاهی.

www.eia.doe.gov



An Economic Assessment of Natural Gas Injection to Oil Extracting in Iran

Esmaelnia Aliasghar Ph D., Sadjadi Shirin MA.

Received: ۲۵/۲/۲۰۰۷

Accepted: ۱۰/۶/۲۰۰۸

Abstract:

In this paper we want to evaluate between gas injections to oil well instead of exporting or domestic consumption policy based on the linear planning model. According to the most studies, the oil wells conservation will be depleted in the next future. So achievement of the maximum utilization from this limited energy resource is very important.

The findings indicate that the natural gas with its specifications should be used as a suitable substitution to crude oil. On the other hand, prevention from decrease of the process of oil production is one of the crucial issues of oil resources of Iran, and injection of natural gas can prevent from hiding of crude oil in limestone with split.

After allocating natural gas to domestic uses, whatever remains out of total imports and domestic production is balance which can be used for injection to oil wells or to export.

But through the linear planning model applied in this research, the profit resulted from injection of one cubic meter of natural gas to an oil well is ۲۳/۱۲ cents and the profit made out of export of it at price of ۲۲/۲۰ cents is equal to ۱۳/۷۴ cents. Therefore the state national benefit will be maximum when the most possible amount of the remaining natural gas is used for injection and the rest amount for export.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی