تعیین تخصیص بهینه مانده گازطبیعی جهت تزریق به چاه‌های نفت و صادرات

دکتر علی‌اصغر اسماعیل نیا *[1]
شیرین سجادی **[2]

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

مهمترین سئوال 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 بخش های مختلف از طریق گاز طبیعی و حرکت در جهت جایگزینی گاز طبیعی بجای سوخت مایع در سالهای گذشته منجر به اتکاء بسیاری از بخش ها 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 اولویت های مهمی بوده که بدلیل محدودیت های 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 ویا 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 بخش ها 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 گازطبیعی، بازیافت ثانویه نفت خام، تزریق گازطبیعی به چاه‌های نفتی، تخصیص بهینه گازطبیعی.
طبقه بندی JEL : Q۳۰,Q۳۴,Q۴۲

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

مقدمه

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 جانشینی یکنواخت به جای فرآورده‌های نفتی باعث شده‌است که گازطبیعی 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 گازطبیعی به گونه‌ای است که ایران از نظر بر خورداری 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 وصادرات جهانی بسیار اندکی در زمینه گازطبیعی 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 به‌گونه‌ای باشد تا بیشترین منافع را هم در زمان حال و هم آینده نصیب کشورنمایند.

رشد مصرف جهانی انرژی نتیجه رشد مصرف هریک از حامل‌های انرژی از قبیل نفت، گازطبیعی و زغال سنگ است که در دسته منابع پایان‌پذیر قرارگرفته، بدین‌روی، عرضه محدودی دارند. ویژگی‌های گازطبیعی چنانچه ذکر شد، باعث شده‌است تا گازطبیعی جانشین 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 گازطبیعی 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 گازطبیعی و حضور در بازارهای جهانی نیز به عنوان یک نیاز برای کشور مطرح شده‌است. در کنار این دو نیاز، به‌دلیل محدویت تولید گازطبیعی و کافی نبودن عرضه گازطبیعی 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 به‌کارگیری روش‌هایی مطرح می‌شود که بتوان به کمک آنها بیشترین برداشت را از مخازن نفتی کنونی داشت. مطالعات مختلف[1] نشان می‌دهند که با توجه به ساختارهای زمین شناسی مخازن ایران مناسب‌ترین روش، تزریق گازطبیعی بوده که باعث ازدیاد برداشت نفت شده و از هرزروی نفت خام جلوگیری می‌کند. بنابراین، علاوه بر مصارف داخلی، رقیب دیگری در زمینه مصرف گازطبیعی، برای صادرات پیدا می‌شود و آن تزریق گاز است که علاوه بر اینکه با استفاده ازآن می‌توان مقدار استحصال نفت باقی مانده در مخازن را افزایش داد، مخزن نفتی خود به محلی برای ذخیره گازطبیعی تبدیل شده که در آینده قابل بازیافت است.

در این پژوهش، ابتدا وضعیت گازطبیعی 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 گازطبیعی 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 گازطبیعی به عنوان یک حامل انرژی

چگونگی به‌کارگیری 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، به‌بیان 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، به‌دلیل اقتصادی نبودن توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، عدم‌آگاهی 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، گازطبیعی مهم‌ترین گزینه برای جایگزینی محسوب می‌شود. پیش‌بینی‌ها حکایت از آن دارد که در سال‌های آتی مصرف گازطبیعی افزایش یابد، به‌طوری‌که براساس بررسی‌های صورت گرفته نسبت مصرف نفت خام به سوخت‌های فسیلی دیگر تا سال ۲۰۲۰ تقریباً، ثابت خواهد ماند، اما پیش‌بینی می‌شود که سهم گازطبیعی 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 گازطبیعی 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 گازطبیعی 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 سهم۳/۱ 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 گازطبیعی 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.

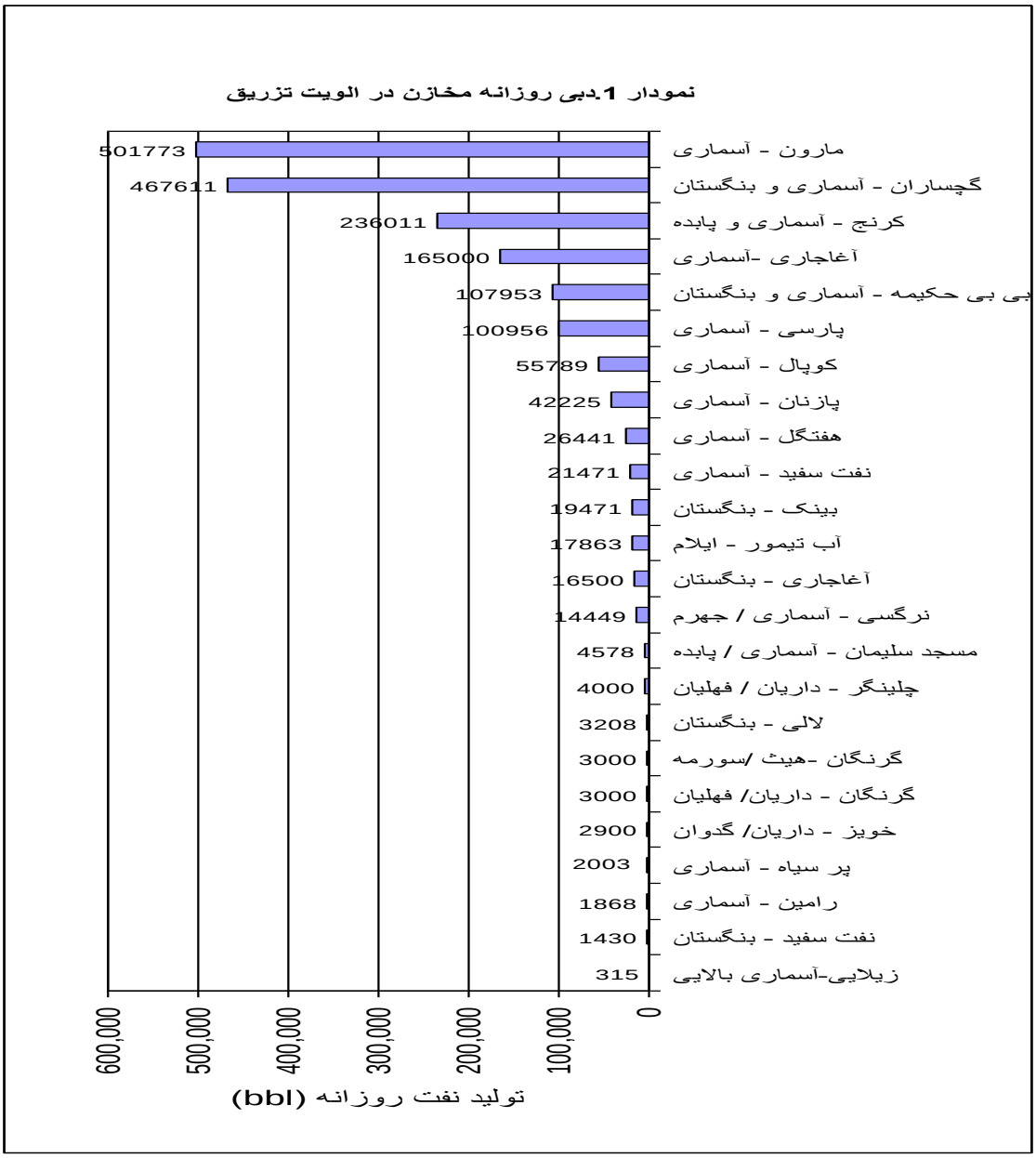
ایران با داشتن ذخایر متنوع فسیلی و دارا بودن ۱۷ درصد از کل ذخایر گازطبیعی جهان که برابر ۲۶/۷۴ میلیارد متر مکعب است، بیشترین صادرات و واردات را در منطقه خاورمیانه دارد. با این حال، تنها ۰/۵ درصد از کل مبادلات جهانی گازطبیعی را به خود اختصاص داده است. تمام این نقل و انتقالات چه در داخل کشور و چه برای صادرات و واردات از طریق خط لوله صورت می‌پذیرد. واردات گازطبیعی 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 گازطبیعی، 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 گازطبیعی شامل پروژه‌های صادرات گاز به کشورهای ارمنستان، نخجوان، امارات متحده عربی، ایران–اروپا وایران – پاکستان–هند می‌باشد و اصلی‌ترین بازار بالقوه برای صادرات ایران، کشورهای پاکستان و هند هستند که از طریق خط لوله‌ای به طول ۲۸۰۰کیلومترکه 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 نخواهدشد. در حال حاضر چهار پروژه، طرح‌های LNG ایران را تشکیل می‌دهد کـه تـاکنون اجـرای سـه پـروژه اول، دوم وسوم قطعی شده و پروژه دیگر در دست بررسی است و پیش‌بینی می‌شود که LNG تولیـدی ایـن طـرح‌هـا تـا سـال ۱۳۹۱ در مجموع به وزن۳۶ میلیون تن در سال بالغ شود. گاز مصرفی این طرح‌ها نیز از مراحل ۱۱، ۱۲ و ۱۳ میـدان‌گـازی پـارس جنـوبی تأمین می‌شود.

۲. وضعیت ذخایر نفتی ایران و لزوم تزریق گازطبیعی به آنها

با توجه به محدودیت منابع نفتی و احتساب میزان نفت موجود و میزان تولید فعلی، عمر ذخایر باقی‌مانده در کشورهای عضـو اوپک بیش از ۹۰ سال و در کشورهای غیرعضو حدود بیست سال است. به همین دلیل می‌توان گفت که مخازن نفت بـه عنـوان سرمایه‌های بی‌بدیل ملی غیرقابل تجدید، نقش مهمی در اقتصاد کشورهای صـاحب ایـن منـابع از جملـه ایـران داشـته و نکتـه 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 یـا بـه‌بیـان دیگر انرژی طبیعی آن کاهش یافته و این امر به افت میزان تولید نفت منجر می‌شود. به همـین دلیـل روش‌هـای تثبیـت فشـار مخزن و یا کندکردن روند افت فشار باید به‌کار گرفته شوند. بر پایه نظر کارشناسی مهندسان مخزن، تزریق گاز در مخـازن نفتـی از نوع کربناته و شکاف‌دار نسبت به گزینه‌های دیگر ازدیاد برداشت راندمان بیشتری داشته و از آنجـایی کـه حـدود ۹۰ درصـد از مخازن ایران از این نوع بوده و استخراج اولیه از این مخازن کمتر از ۳۰درصد است. تزریق گاز به عنوان یکی از بهترین گزینه‌هـا برای افزایش تولید به شمار می‌رود، ضمن آنکه مخازن عظیم گازی برای این منظور نیز در دسـترس اسـت. تزریـق گـاز تقریبـاً می‌تواند در هر مخزنی از این دست عملی شود ولی آنچه شایان توجه است مقایسه هزینه‌هـای عملیـاتی و سـرمایه‌گـذاری‌هـا و قیمت گاز تزریقی با میزان نفت اضافی قابل برداشت است که تعیین‌کننده خواهد بود. نتایج حاصل از اولویت‌بندی مخـازن نفتـی کشور برای امر تزریق بر اساس فشار نقطه حباب، یعنی فشاری که درآن اولین حباب‌های گازی از نفـت خـام جـدا شـده و نفـت اصطلاحاً دو فاز می‌شود، نشان می‌دهد که از ۶۲ مخزن نفتی، هم اکنون ۱۷ مخزن در زیر نقطه حبـاب قـرار دارنـد و ۷ مخـزن دیگر (در مجموع، ۲۴ مخزن) تا ۲ سال آینده به زیر نقطه حباب خواهندرسید. 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 دبـی روزانـه ایـن مخازن به صورت نمودار ۱ است. براین اساس می‌توان آنها را به دو گروه تقسیم‌نمود. گروه اول که به تنهایی حـدود ۱/۷ میلیـون بشکه نفت برابر ۹۲ درصد از تولید نفت مخازن انتخاب شده برای تزریق را در بر می‌گیرد. این مقـدار تولیـد در حـدود ۴۰ درصـد نفت تولیدی فعلی کشور است. این دسته شامل مخازن زیر می‌شود:

مخازن مارون–آسماری، گچساران –آسماری و بنگستان، کرنج–آسـماری و پابـده، آغاجـاری– آسـماری، پارسـی– آسـماری، کوپال – آسماری و پازنان آسماری با تولید کـل ۱۶۷۷۳۱۸ بشـکه در روز و گـروه دوم کـه روزانـه ۱۴۲۴۹۷ بشـکه نفـت تولیـد می‌کنند. در نمودار ۱ از مخزن هفتگل– آسماری به پایین را در بر می‌گیرد. چنانچه تولیدی صیانتی از تمام ایـن ۲۴ مخـازن مـد 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 تولیـد مخزن جلوگیری شود.



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
جمـــــع	**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 کـه بـه ازای آن تولید نفت به طور متوسط ۱۷۸۹۸۳۶ بشکه در روز خواهدبود. 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 نشده‌است. به طوری‌که در بهترین حالت در سال ۱۳۷۹ حدود ۸۸/۹ درصد از برنامه تزریق عملی شده‌است؛ در سال‌های از نظر عملکرد هرچند که مقـدار تزریق رشدی صعودی داشته اما در مقایسه با برنامه از پیش تعیین‌شده و نیاز رو به رشد مخازن نفتی، درصد تحقـق نزولـی بـوده 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 تثبیـت فشـاری کـه بـه علـت برداشـت‌هـای گذشـته کاهش‌یافته، میزان تولید تا حد ممکن افزایش‌یابد. به این ترتیب، ۴/۵ میلیارد بشکه نفت اضافه تر (برابـر ۸ درصـد از کـل حجـم قابل برداشت) نیز تولید می‌شود. به‌طور کلی، در این سال‌ها ۶۷ درصد از برنامه تزریق محقق شده‌است. [۵]

۳. تخصیص بهینه گازطبیعی

سیاست انرژی ایران در بخش گاز بر محورهای چهارگانه استفاده بهینه از منابع گازطبیعی، افزایش سهم گاز در سبد مصـرف انرژی داخلی، توسعه شبکه داخلی گاز و بهبود و ارتقای موقعیت ایران به عنوان یک صادرکننده گاز در بازار جهانی اسـتوار اسـت. از این‌رو گزینه تزریق گازطبیعی به مخازن نفتی در واقع نوعی استفاده بهینه است. اما توسعه مصرف گازطبیعی و گسترش شـبکه گازرسانی در کشور در سال‌های اخیر از یک سوی و زمان‌بندی پروژه‌های تولیدی و عدم گسترش مناسـب تولیـد گـاز بـه دلیـل

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

- استفاده از گازطبیعی برای مصارف داخلی شامل: استفاده گازطبیعی در نیروگاه‌ها، صنایع و خوراک پتروشیمی، بخش‌خانگی وتجاری و حمل و نقل،
- مصارف عملیاتی و ضایعات و اتلاف گازطبیعی که در حین تولید، توزیع و مصرف روی می‌دهد،
- گازهای سوزانده‌شده که به‌دلایلی از قبیل در دسترس‌نبودن امکانات پالایش یا انتقال و یا هزینه‌بری بالای آن، در سر چاه نفت سوزانده می‌شوند،
- تعهد صادرات گازطبیعی 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 گازطبیعی 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 گازطبیعی در سال‌های ۱۳۸۲ تا ۱۳۸۴

(میلیارد متر مکعب)

سال / منبع عرضه کننده	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
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 گازطبیعی برای سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸ بر اساس روند مصرف فعلی این حامل پیش‌بینی شده و نتایج و تصمیم‌های اتخاذشده در سال‌های گذشته براین مبنا لحاظ شود، اطلاعات جدول ۲ استخراج خواهدشد. مطابق این جدول پیش‌بینی‌های انجام شده نشان می‌دهد که تراز گاز کشور در سال‌های برنامه چهارم توسعه اندکی مازاد خواهدداشت و مطابق برنامه تولید گازطبیعی کشور در سال پایان برنامه چهارم این مازاد به عدد قابل توجهی خواهدرسید. بنابراین، تراز گازطبیعی 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 استفاده‌کرد. در اینجا برای تخصیص از مدل برنامه‌ریزی خطی استفاده می‌کنیم. دلیل این مسأله 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 مسأله بهینه‌سازی عبارت از گزینش بهترین تصمیم در دسترس بر اساس معیارهای معمول گزینش است. این معیارها حداکثر یا حداقل‌نمودن تابع هدف را دنبال می‌نمایند. به‌بیان دیگر، بهینه‌سازی عبارت است ازتعیین 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 مسأله بهینه‌یابی مقید مواجه است که باید برای آن راه حل پیدا کند. در یک مسأله برنامه‌ریزی خطی، بردار پاسخ به صورت X_n ..... X_2، X_1 نمایش داده شده و تابع هدف نیز تابع n متغیره به صورت زیر است:

$$F = F(X) = F(X_1, X_2, ...X_n)$$

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

$$Max(Min)\ X\ \varepsilon\ A\quad F(X)$$

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 مسأله برنامه‌ریزی خطی را در حالت بیشینه کردن می‌توان به صورت زیر نوشت:

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

$$s.t:$$

$$1)\sum a_{ij}\ X_j \le b_i \qquad i = 1, 2, ...m$$
$$2) X_j \ge 0 \qquad i = 1, 2, ...n$$

که در آن:

Z : بازدهی یا منفعت کل،

C_j: بازدهی حاصل از هرواحد 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، ضریب 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:

$$Max \;\; Z = C_1X_1 + C_2X_2 + ...C_nX_n$$

$$s.t :$$

$$\begin{aligned}
&a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + ...a_{1n}x_n \leq b_1 \\
&a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + ...a_{2n}x_n \leq b_2 \\
&\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\
&\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\
&\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\
&a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + ...a_{mn}x_n \leq b_m
\end{aligned}$$

$$x_{j\geq 0} \qquad (j = 1, 2, 3, ...n)$$

همان‌گونه 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 ونزوئلا با استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی خطی محاسبه و بهینه‌یابی کردند. مدل مورد مطالعه بازده خالص تنزیل‌شده 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 انجام‌شده که به آنها اشاره‌می‌کنیم. در خصوص ضرورت تزریق گازطبیعی 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 انجام‌شده و مقدار افزایش در بازیافت ثانویه پرداخته‌شده‌است. در خصوص برنامه‌های تزریق گاز به میادین و حجم مورد نیاز برای طرح‌های تزریق، همچنین، استراتژی بلندمدت گازی کشور و پیش‌بینی تقاضای گاز در بخشهای تزریق، صادرات و پتروشیمی در سال‌های ۷۴-۱۳۹۳تحقیقاتی با عنوان " طرح جامع ۲۰ساله گاز کشور " توسط مؤسسه مطالعات انرژی در سال۱۳۷۸ انجام شده که در این طرح به راه‌های صادرات از طرق مختلف نیز پرداخته شده‌است 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 ارائه‌شده برای برنامه‌ریزی خطی و اهداف و محدودیت‌های این پژوهش مسأله را به صورت زیر نشان‌می‌دهیم:

$$Max\ Y=a_1 X_1+ a_2 X_2$$

که در آن:

X_1 : مقدار گازطبیعی تخصیصی برای صادرات از طریق خط لوله،

X_2 : مقدار گازطبیعی تخصیصی برای تزریق به چاه‌های نفت،

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

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

Y : منفعت ملی ناشی از تخصیص یک متر مکعب گازطبیعی.

چگونگی تخصیص تحت تأثیر مستقیم هزینه‌ها و درآمدهای حاصل از هر یک از موارد صادرات و تزریق است. بنابراین، به‌منظور حداکثر کردن Y یا همان منفعت ملی، تابع یادشده باید بیشینه شود و برای این کار نیاز است که ضرایب a_1 و a_2 محاسبه شده تا شکل دقیق تابع هدف به‌دست 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 گازطبیعی مقدار a_1 به‌دست می‌آید:

سنت دلار امریکا ۸/۴۶=۶/۵۰+۱/۹۶

سنت دلار امریکا ۱۳/۷۴=۸/۴۶ − ۲۲/۲۰

برای محاسبه هزینه‌ها و درآمدهای حاصل از تزریق گازطبیعی باید هر پروژه تزریق را به صورت دو طرح در نظر گرفت. طرح نخست که با صرف هزینه‌هایی از جمله ارزش گازطبیعی 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 تزریق‌شده 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 گازطبیعی به‌دست می‌آید. از جمع این هزینه‌ها با قیمت پایه، ارزش یک متر مکعب گازطبیعی به‌دست می‌آید که به درون چاه نفت تزریق می‌شود، که در مرحله اول این ارزش نوعی هزینه محسوب می‌شود.

سنت دلار امریکا ۷/۴۸=۶/۵۰+۰/۹۸

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 به‌دست می‌آید:

سنت دلار۲۶/۴۱=۳۱/۴۴×۰/۸۴

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

سنت دلار ۱۸/۹۳= ۷/۴۸ − ۲۶/۴۱

اما از هر مترمکعب گازی که تزریق می‌شود، ۵۶درصد آن قابل برداشت مجدد است. پس، از کل هزینه ۷/۴۸ سنت برای یک متر مکعب، ۵۶درصد آن در قالب درآمد قابل برگشت بوده و ۴۴درصد 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 مقدار۳/۲۹ سنت است و لذا مقدار a۲ برابر ۲۳/۱۲ سنت دلار خواهد بود:

سنت دلار ۲۳/۱۲= (۷/۴۸ ×۴۴درصد) − ۲۶/۴۱

با مقایسه این عدد با ضریب a_1 (۱۳/۷۴c$) 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 قیدها لازم است که مقدار تقاضای داخلی از عرضه کل آن کسرشده 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 گازطبیعی در بخش‌های مختلف به همراه صادرات (جدول۳) و کسر آن از میزان عرضه (جدول۴) مقدار مازاد معین شود.

جدول –۳. پیش‌بینی مقدار مورد تقاضا در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸

(میلیارد متر مکعب)

سال / نوع مصرف	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 واتلاف	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 گازطبیعی و نحوه تخصیص بهینه آن تا سال ۱۴۰۳، دفتر مطالعات زیربنایی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور.

جدول –۴. تراز عرضه و تقاضای گازطبیعی 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:

$X_۱ + X_۲ \leq ۳۵۴/۲۳۵$

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:

$X_۱ \geq ۳۰$

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 گازطبیعی را به منظور تزریق انتقال‌می‌دهد. همین مطلب به بیان ریاضی، قید سوم مدل است:

$X_۲ \geq ۱۰$

در عین حال، فرض می‌شود که مقدار اختصاص‌یافته از آنچه که طبق روند قبلی صورت پذیرفته، کمتر نباشد. به همین دلیل $X_۱$ و $X_۲ \geq ۰$ 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:

$Max\ Y = ۱۳/۷۴\ X_۱ + ۲۳/۱۲\ X_۲$

S.t :

$X_۱ \geq ۳۰$

$X_۲ \geq ۱۰$

$X_۱ + X_۲ \leq ۳۵۴/۲۳۵$

$X_۱ \text{ و } X_۲ \geq ۰$

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	x۱	۳۰.۰۰۰۰۰۰	۰	+۱۳.۷۴۰۰۰۰	-Infinity	+۲۳.۱۲۰۰۰۱
۲	x۲	۳۲۴.۲۳۴۹۹۰	۰	+۲۳.۱۲۰۰۰۱	+۱۳.۷۴۰۰۰۰	+Infinity

Maximized OBJ.= ۷۹۰۸.۵۱۳ Iteration = ۳ Elapsed CPU Second= ۰

با توجه به اطلاعات جدول ۵، می‌توان گفت در صورتی‌که مقدار صادرات در حداقل ممکن باشد و مابقی مانده گاز بـه تزریـق اختصاص یابد، بیشترین منفعت نصیب کشور می‌شود. اگر مقدار مطلوب تزریق برای افزایش فشار مخازن نفتی ۴۸۰ میلیون متـر مکعب در روز باشد اما با در نظر گرفتن حداکثر مقدار مانده گازطبیعی در سال‌های مورد نظر در عمل امکان چنین تزریقـی وجـود ندارد، با این وجود با بزرگتر بودن مقدار۳۲۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب در روز از ۱۷۰ میلیون متر مکعبی که برای ثابت نگهداشـتن فشار لازم است می‌توان دریافت که همین مقدار نیز برای افزایش برداشت مفید است. اختصاص ۳۰ میلیـون متـر مکعـب در روز برای صادرات و ۳۲۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب در روز برای تزریق، منفعتی برابـر۷۹۰۸/۵۱۳ سـنت یـا۷۹/۰۸ دلار نصـیب کشـور می‌کند.

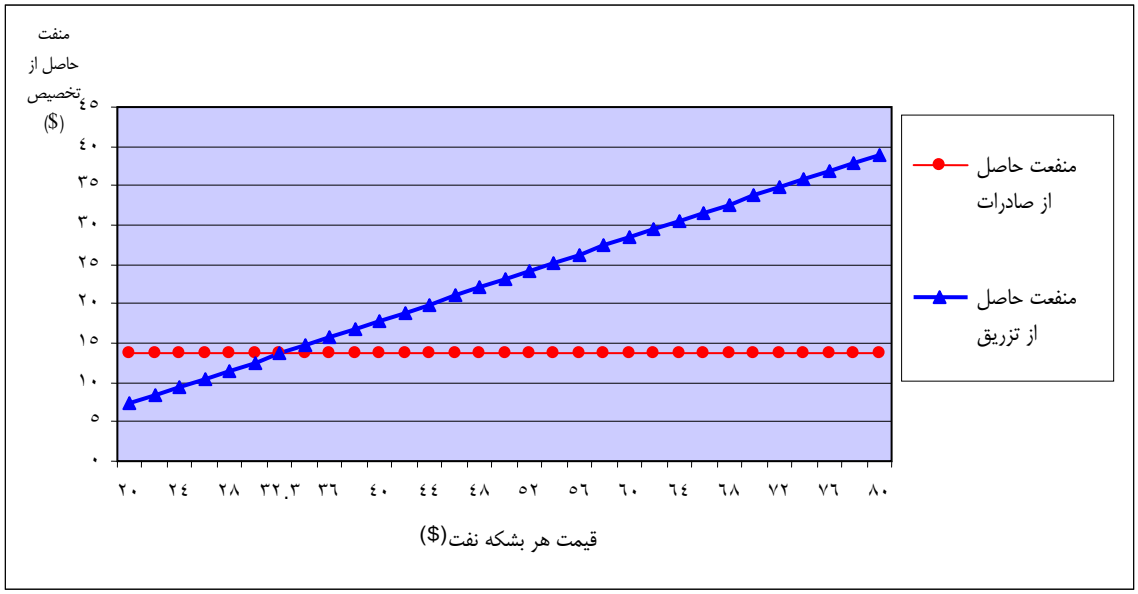
نتایج ناشی از حل تابع یادشده از طریق برنامه QSB و از طریق نمودار نشان میدهد از کل گاز در دسـترس، بهتـرین نحـوه تخصیص آن است که مقدار حداکثر۳۲۴/۲۳۵ میلیون متر مکعب به امر تزریق و ۳۰ میلیون متر مکعب برای صادرات به‌کارگرفته شود. منفعتی که بدین ترتیب نصیب کشور می‌شود برابر ۷۹ دلار است که با وجود محدودیت‌های 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:

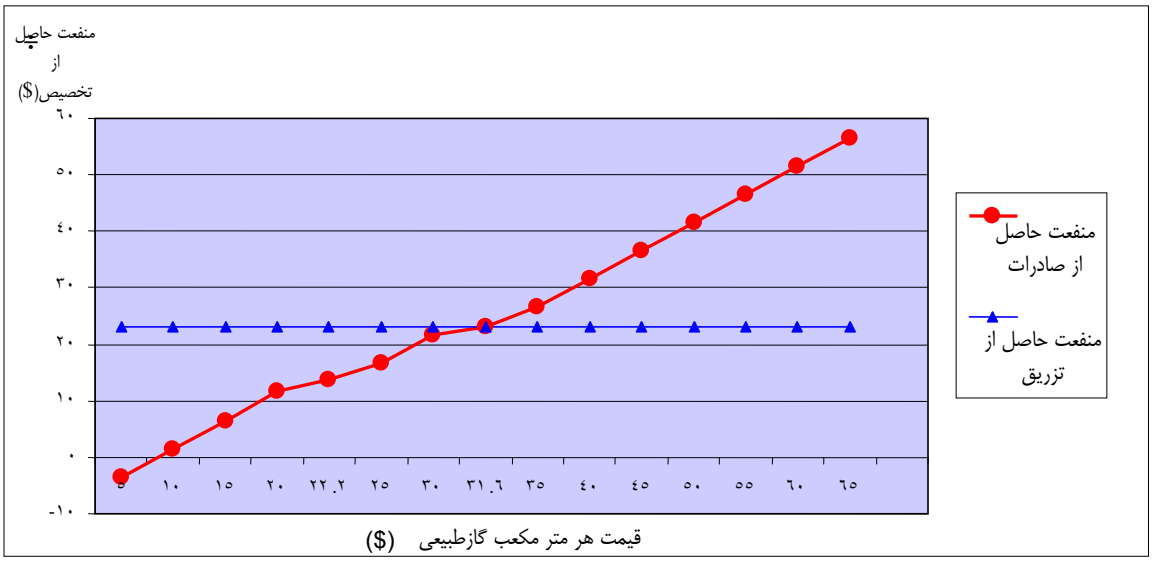
- قیمت نفت خام: چنانچه قیمت نفت خام تغییر کند سود حاصل از تزریق گازطبیعی نیز در همان جهت تغییر خواهـد کـرد، به‌طوری‌که در قیمت ۳۲/۲۵ دلار برای هر بشکه نفت خام منفعت ناشـی از تزریـق بـا منفعـت ناشـی از صـادرات همـان مقـدار گازطبیعی برابر خواهد شد و در قیمت‌های پایین تر از این مقدار صادرات گازطبیعی سود بیشتری را به همراه دارد. اما از آنجایی‌که سقوط قیمت نفت خام تا این حد محتمل به نظر نمی‌رسد، لذا با افزایش قیمت هر بشکه نفت خام تزریق گازطبیعی اقتصـادی‌تـر می‌شود (نمودار ۲).

نمودار ۲-. اثر تغییرات قیمت نفت بر منفعت حاصل از تخصیص یک متر مکعب گازطبیعی



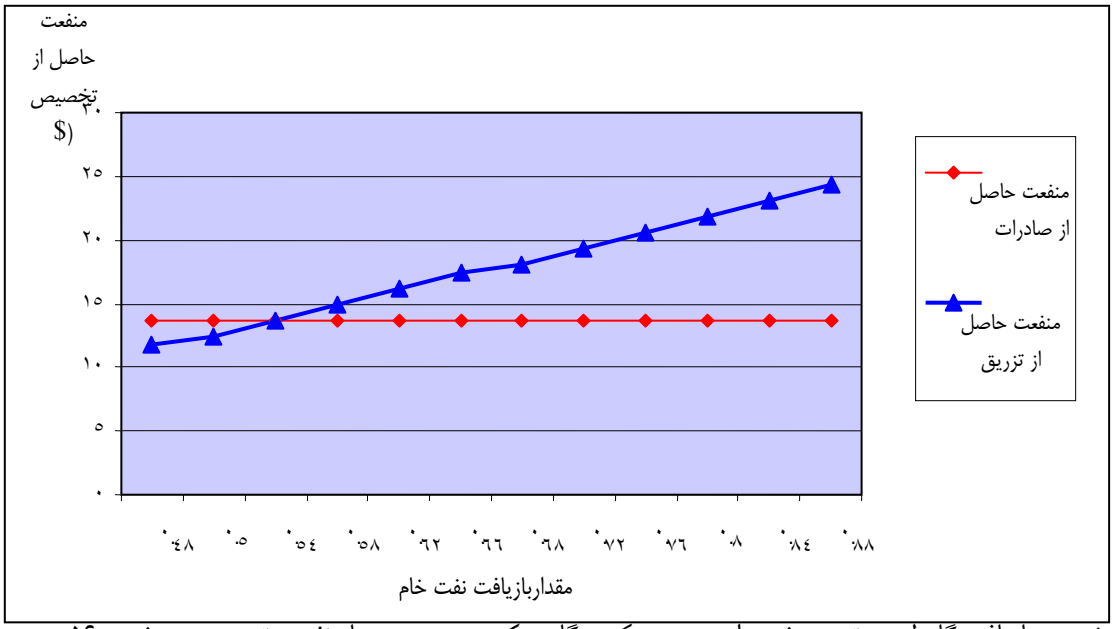
- قیمت گازطبیعی صادراتی: با افزایش قیمت گازطبیعی صادراتی، بدیهی است که سود حاصل از صادرات بیشتر شده، ولی بر منافع ناشی از تزریق اثری ندارد. چنانچه قیمت گاز از ۲۲/۲۰ سنت که قیمت کنونی آن است فراتر رفته و به مرز ۳۱/۵۸ سنت برسد، منافع تزریق و صادرات مساوی شده و بالاتر از این قیمت، صرفه اقتصادی با صادرات گازطبیعی 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 گازطبیعی



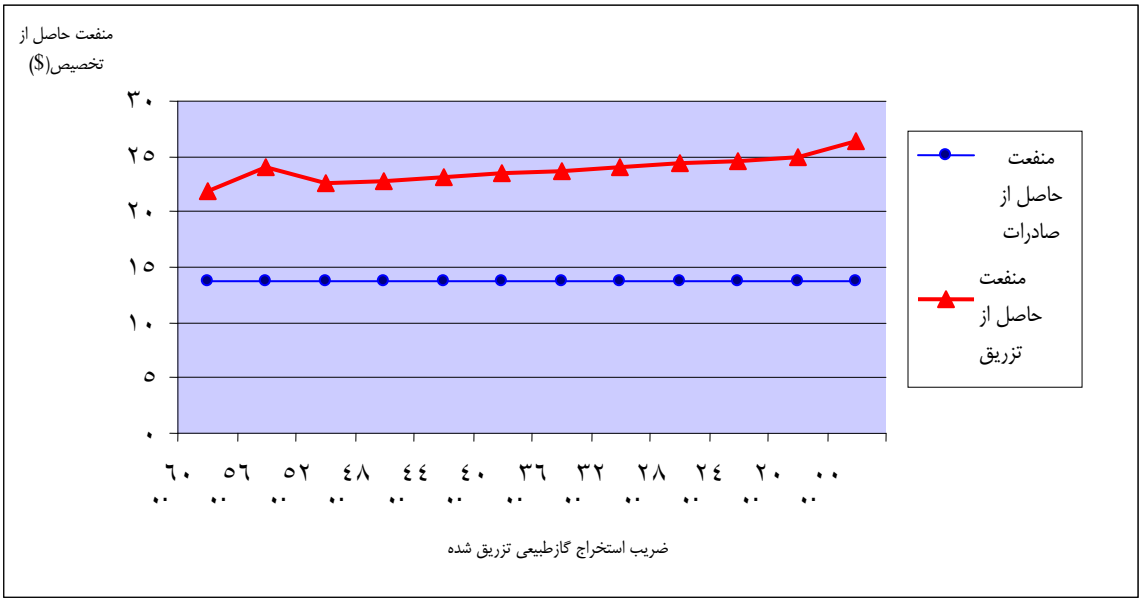
- ضریب بازیافت ثانویه نفت خام: چنانچه ذکر شد با تزریق هر متر مکعب گازی که به منظور برداشت نفت مخزن صورت می‌پذیرد، ۰/۸۴ لیتر نفت خام بازیافت می‌شود. حال، اگر بتوان با به‌کارگیری تکنولوژی برتر و ارتقای سطح دانش فنی این مقدار برداشت را افزایش داد، بخش بیشتری از هزینه‌هایی که برای تزریق صرف‌شده جبران شده 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



- ضریب بازیافت گازطبیعی تزریق شده: از هر متر مکعب گازی که به درون چاه نفتی تزریق می‌شود ۵۶درصد آن قابل برداشت مجدد است. هر چقدر که از هرزرفت گازطبیعی در چاه نفتی جلوگیری شود، حجم گازی که پس از تزریق برداشت می‌شود، بیشتر بوده و درآمد به‌دست آمده نیز افزایش می‌یابد. بنابراین، در اینجا نیز بحث ارتقای تکنولوژی مطرح می‌شود که بدین وسیله با بهبود ضریب بازیافت گازطبیعی، می‌توان منافع حاصل از تزریق را افزایش داد (نمودار ۵).

نمودار –۵. اثر تغییر ضریب بازیافت گاز تزریق 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، ذغال‌سنگ گزینه دوم برای پاسخگویی بوده است؛ اما پیش‌بینی‌ها و ویژگی‌های برتر گازطبیعی نشان می‌دهد که به‌تدریج ذغال سنگ جای خود را به گازطبیعی داده‌است. پراکندگی ذخایر گازطبیعی 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 گازطبیعی مؤثر بوده‌اند. ایران با داشتن ۲۶/۷ تریلیون متر مکعب گاز این امکان را دارد تا درآینده در بازار پررونق بین‌المللی گازطبیعی 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 افزایش‌دهد که با توجه به نوع مخازن نفتی موجود در ایران، گازطبیعی بهترین گزینه شناخته شده‌است. به این ترتیب، علاوه بر تقاضای داخلی برای مصرف گازطبیعی، رقیب دیگری به نام تزریق برای صادرات گاز ایران پدید می‌آید. اما برای یافتن اینکه توانایی پرداختن به هردو این موارد به حد دلخواه وجود ندارد یا نه، یک مدل برنامه‌ریزی خطی مورد بررسی قرارگرفت. نتایج حاصل از این مدل نشان‌می‌دهد که گرچه صادرات یک متر مکعب گازطبیعی با قیمت ۲۲/۲۰ سنت دلارآمریکا، 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 گازطبیعی می‌توان پی برد سود به‌دست آمده از این طریق برابر۲۳/۱۲ سنت است. بنابراین، به ازای تخصیص یک متر مکعب گازطبیعی به امر تزریق در مقایسه با صادرات آن به اندازه ۹/۳۸ سنت منفعت بیشتر نصیب کشور می‌شود. از این‌رو به‌کارگیری گازطبیعی برای تزریق در اولویت نخست قرارمی‌گیرد. 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 گازطبیعی باعث حفظ آن برای نسل‌های بعد خواهد شد .

با توجه به نتایج به‌دست آمده، پیشنهاد می‌شود که به جای آنکه ساده‌ترین گزینه برای جبران کاهش درآمدهای حاصل از صادرات نفت، یعنی صادرات گازطبیعی، 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 خواهدداشت. 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 آزادشده 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 گازطبیعی و نحوه تخصیص بهینه ان 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 گازطبیعی 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

Esmaeelnia 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.