پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال ششم ، شماره ۲۱، زمستان ۱۳۹۵، صفحات۳۲-۱

وارونگی عرضه گاز طبیعی و الگوی اولویت‌های راهبردی تخصیص گاز طبیعی به بخش‌های مختلف

سید مرتضی الهی[۱]
عبدالرسول قاسمی[۲]
علی امامی میبدی[۳]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۱۰/۰۸ تاریخ پذیرش:۱۳۹۶/۰۸/۰۲

چکیده:

توسعه سریع گازرسانی در کشور موجب شده بخش‌های مختلف وابستگی قابل ملاحظه‌ای به تولیدات گاز طبیعی پیدا نمایند. سهم میدان پارس جنوبی از کل تولید تا پایان برنامه ششم بیش از ۶۲٪ خواهد شد. شرایط طبیعی مخزن پارس‌جنوبی به گونه‌ای است که در اثر تولید در طول زمان به تدریج از فشار مخزن کاسته و متعاقب آن تولید گاز طبیعی کاهش می‌یابد. به منظور تاخیر در افت تولید، نصب سکوهای تقویت فشار ضروری است. علیرغم نصب این سکوها، آمارهای غیررسمی نشان می‌دهد تولید از میدان پارس جنوبی در افق بیست‌ساله کاهش قابل‌ملاحظه پیدا خواهد کرد و تولید میادین جدید گازی مورد نظر نیز تکافوی این میزان کاهش تولید را نخواهند نمود بنابراین به منظور جلوگیری از بحران کمبود گاز در سال‌های آتی ضروری است تمهیدات همراه با اولویت‌بندی عرضه گاز برای متقاضیان جدید، پیش‌بینی گردد. به منظور تعیین الگویی برای اولویت‌بندی عرضه گاز طبیعی از روش"فرایند تحلیل سلسله مراتبی"(AHP) استفاده شده است. جهت حل مدل در مجموع ۸ گزینه و ۶ معیار در نظر گرفته شده و با استفاده از نرم‌افزار Expert Choice محاسبات مربوطه انجام پذیرفته است. جمع‌بندی خروجی‌های سیستم و نتایج (اولویت‌بندی) جهت هر گزینه در قالب معیارهای موردنظر به ترتیب عبارتند از: تزریق به مخازن نفتی، گازرسانی به نیروگاه‌ها، صادرات، خوراک واحدهای پتروشیمی، گازرسانی به صنایع، گازرسانی به واحدهای خانگی¬تجاری و حمل‌ونقل.

طبقه‌بندی JEL: Q38 ,Q34 ,E23 ,Q47.

---

۱. دانشجوی دکتری پژوهش‌محور اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)
Email:Elahi@pogc.ir
۲. دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
Email:ghasemi.a@hotmail.com
۳. دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
Email:emami@atu.ac.ir

کلیدواژه‌ها: منابع گاز طبیعی، موازنه تولید و مصرف گاز، میدان پارس‌جنوبی، سکوی تقویت فشار، افت تولید گاز.

۱. مقدمه

وجود تعداد قابل‌ملاحظه مخازن گاز طبیعی با ذخیره بالا در کشور موجب شده که این حامل انرژی به‌عنوان یک مزیت نسبی در چشم‌انداز توسعه کشور مطرح باشد. گاز طبیعی یکی از مناسب‌ترین نهاده‌های انرژی است که با تقاضاهای متعدد روزافزون روبه‌رو بوده و در بخش‌های مختلف اقتصاد دارای نقش تعیین‌کننده می باشد. با توجه به شرایط جغرافیایی و تقاضای بالای انرژی کشور، اولویت خاصی به توسعه و برداشت از این ذخایر انرژی معطوف گردیده‌است به گونه‌ای که با هدف جایگزینی فراورده‌های نفتی و تأمین سوخت واحدهای جدید، توسعه عملیات گازرسانی رشد قابل ملاحظه‌ای داشته و سهم گاز طبیعی در سبد مصرف انرژی کشور در سال ۱۳۹۳ به بیش از ۵۲/۷ درصد افزایش یافته در صورتی‌که سهم فرآورده‌های نفتی در این سال حدود ۳۶/۵ در صد بوده است (وزارت نیرو(۱۳۹۵)) بنابراین گاز طبیعی به عنوان اولین تأمین‌کننده انرژی موردنیاز بخش‌های صنعت، نیروگاه، خانگی و تجاری مدنظر برنامه‌ریزان کشور قرارگرفته است. استفاده در بخش‌های تزریق به میادین نفتی، صادرات و حمل‌ونقل (CNG) نیز از وجوه دیگر به‌کارگیری گاز طبیعی در اقتصاد کشور می‌باشد.

با عنایت به نیاز بالای تزریق گاز طبیعی به میادین نفتی، رشد جمعیت، برنامه‌های توسعه اقتصادی و اهداف صادراتی ، طی بیست سال آینده همچنان شاهد افزایش مصرف سالیانه گاز طبیعی هستیم این در حالی است که ضرورت دارد به موازات آن برای توسعه و افزایش تولید وعرضه گاز نیز اقدام شود.

ماهیت فراهم نمودن امکانات عرضه و ایجاد پتانسیل تقاضا ازنظر اجرایی بسیار متفاوت بوده و باتوجه به شرایط جغرافیایی، جمعیتی و اجتماعی کشور، ایجاد تقاضا و مصرف گاز طبیعی در مقایسه با تولید بسیار ساده و آسان خواهدبود (تولید حاصل از توسعه ۲ فاز

پارس‌جنوبی با بیش از ۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری و ۶ سال عملیات اجرایی، در اثر رشد سالانه ۷ درصد انرژی کشور، در طی یک سال مصرف می‌شود).

وابسته شدن بخش‌های مختلف به تولید گاز طبیعی بخصوص بخش‌های خانگی، تجاری، صنایع و صادرات این محدودیت را دارد که بایستی نیاز آنان بصورت مستمر تأمین شود و اگر وقفه‌ای در تأمین گاز موردنیاز آنها ایجاد گردد تبعات مختلف اقتصادی، اجتماعی را به همراه خواهد داشت. این موضوع باتوجه به شرایط فنی مخزن پارس‌جنوبی و پیش‌بینی افت فشار مخزن و متعاقب آن افت تولیدگاز از مخزنی که به تنهایی باید تأمین بیش از نیمی از نیاز گاز طبیعی کشور در افق چشم‌انداز را به عهده داشته باشد حساس‌تر خواهد بود.

ذکر این نکته ضروری است که گاز تولیدی میدان مشترک پارس‌جنوبی یکی از مهم ترین منابع تامین گاز طبیعی کشور در حال حاضر و در برنامه پنجساله ششم است که در شرایط حداکثر تولید تا حدود ۸۰۰ میلیون متر مکعب در روز بالغ می‌شود(وزارت نفت(۱۳۹۴)).

افزایش امکانات عرضه گاز طبیعی در کشور در اثر توسعه میدان بزرگ پارس‌جنوبی موجب شده برنامه‌ریزی های مختلفی جهت افزایش مصرف گاز طبیعی در داخل و صادرات برای آن مدنظر قرار گیرد این در حالی است که بر اساس آمارهای غیررسمی، به واسطه شرایط مخزن پارس‌جنوبی و افت فشاری که در چاه‌های این میدان ایجاد می‌شود استمرار تولید در حد ۸۰۰ میلیون متر مکعب در روز کوتاه‌مدت برآورد شده و شاهد افت تولید وکاهش عرضه گاز طی سال‌های آتی خواهیم بود (معاونت امور توسعه و مهندسی شرکت ملی نفت ایران(۱۳۹۵)) لذا در صورت عدم پیش‌بینی تمهیدات لازم،کشور با بحران جدی کمبود گاز در سال‌های برنامه پنجساله هفتم به بعد روبه‌رو خواهد شد.

در حال حاضر کمبود گاز طبیعی در ماه‌های مختلف از طریق جایگزینی فرآورده‌های نفتی(گازوئیل و نفت کوره) و قطع عرضه گاز به برخی صنایع و کاهش تزریق گاز به میادین نفتی انجام می‌پذیرد و بعضاً باتوجه به وضعیت افت‌فشار در خطوط لوله سراسری گاز می‌تواند شرایط بسیار مشکلی را در بخش‌های مختلف و همچنین صادرات به کشور-

های همسایه ایجاد نماید که این موضوع تبعات مختلف اجتماعی و اقتصادی را به کشور تحمیل خواهد نمود.

با راه‌اندازی فازهای پارس‌جنوبی تا چندسالی وضعیت موازنه تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور مناسب می‌گردد و در سال‌هایی مازاد تولید نسبت به تقاضا را شاهد خواهیم بود. این وضعیت ممکن است نشانه‌هایی را به تصمیم‌گیران کشور بدهد که بخواهند با فرض شرایط روز، نسبت به گسترش مصرف گاز طبیعی در کشور و یاایجاد تعهدات جدید صادرات گاز تصمیم بگیرند، در صورتیکه وضعیت فنی مخزن پارس‌جنوبی و افت‌فشار چاه‌ها و به تبع آن افت تولید از میدان، از سال ۱۴۰۱ به بعد به‌تدریج موازنه منفی گاز طبیعی در کشور را موجب خواهد شد ودرحالتی که اکثر بخش‌های داخلی و یا تعهدات خارجی شدیداً وابسته به گاز طبیعی شده‌اند، کمبود گاز می تواند تبدیل به یک بحران انرژی ¬ اقتصادی برای کشور گردد، در این صورت این سؤال مطرح می‌شود که آیا استمرار افزایش و یا ثبات عرضه گاز طبیعی کشور با توجه به ملاحظات فنی روند کاهشی فشار در فازهای تولیدی پارس‌جنوبی تا افق بیست‌ساله امکان‌پذیر است؟ و درصورت محدود بودن عرضه در مقابل تقاضای گاز طبیعی، اولویت تخصیص گاز از بعد منافع کلان ملی کشور شامل چه بخش‌هایی باید باشد؟

به منظور پاسخ به سوال‌های مطرح شده، در ادامه مقاله ضمن بررسی وضعیت ذخائر و منابع موجود گاز طبیعی کشور، تقاضای این حامل انرژی در بخش‌های مختلف و امکانات عرضه آن مورد ارزیابی قرارگرفته و با تمرکز بر وضعیت آتی تولید از میدان پارس‌جنوبی و ملحوظ قرار دادن اثرات کاهش تولید این میدان (از منظر طبیعت فنی مخزن و یا عدم نصب سکوهای تقویت فشار)، تصویری از وضعیت آتی تامین گاز طبیعی کشور در مقطع بیست‌ساله آینده ارائه گردیده است. همچنین جهت تعیین الگوی اولویت‌بندی تخصیص گاز طبیعی به بخش‌های مختلف متقاضی، از روش "فرایند تحلیل سلسله مراتبی" (AHP) [1] استفاده شده است.

۲.پیشینه پژوهش

در ارتباط با پیشینه مطالعات انجام شده در خصوص موضوع مقاله،به بخشی از مطالعات و مقالات داخلی و خارجی به شرح زیر اشاره می گردد:

رنانی و دین محمدی (۱۳۸۷) در مقاله‌ای تحت عنوان" ارائه الگویی برای تخصیص بهینه ذخایر گاز طبیعی ایران" به بهره‌برداری و تخصیص اقتصادی ذخایر گاز طبیعی کشور و پرسش اصلی مبنی بر چگونگی توسعه و بهره‌برداری اقتصادی از ذخایر عظیم گازی ایران پرداخته‌اند. برای پاسخ به این پرسش و تعیین اولویت و مقدار بهره‌برداری از ذخایر گازی کشور، از روش برنامه‌ریزی پویای غیرخطی ریاضی استفاده شده است و چارچوب نظری مدل مربوطه برای دوره زمانی سال‌های ۱۴۱۰-۱۳۸۵ الگوسازی و شبیه‌سازی شده است. در تابع هدف تعریف شده، مصارف داخلی، تزریق، صادرات و ذخیره گاز (عدم بهره‌برداری امروز از ذخایر و انتقال دوره‌های استخراج گاز به آینده) متغیرهای تصمیم الگو هستند.
نتایج شبیه‌سازی و تجزیه و تحلیل‌های این پژوهش نشان می‌دهد که اولویت و مقدار بهینه تخصیص ذخایرگاز طبیعی ایران به کاربردهای مختلف تابعی از محدودیت های تولید گاز، سیاست انرژی، نرخ تنزیل، هدف‌گذاری تزریق برای مقدار افزایش فشار مخازن و واردات گاز است. حداکثرسازی رفاه اجتماعی نیز مستلزم اجرای سیاست انرژی و انتخاب نرخ تنزیل پایین توسط مراجع سیاست‌گذار می باشد.

درخشان(۱۳۸۹) در مقاله‌ای تحت عنوان "ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاستگذاری های بالادستی نفت وگاز" حالت‌های مختلف بهینه‌سازی سیاست‌های بهره-برداری از ذخایر هیدروکربوری از طریق حداکثرسازی ارزش اقتصادی ذخایر را بررسی نموده است. وی به موضوع نگاه خوشبینانه برخی از مسئولان کشور در مورد میزان تولید نفت وگاز پرداخته و امکان تخصیص گاز به اندازه کافی و همزمان به بخش‌های خانگی، تجاری، صنایع، حمل‌ونقل، پتروشیمی، نیروگاه‌ها و همچنین صادرات با حجم قابل-ملاحظه را موردتردید قرارداده است.

در این مقاله همچنین به اهمیت و ضرورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت در مدیریت مخازن پرداخته شده و حجم بالای نفت در جای اولیه و پایین بودن متوسط ضریب بازیافت در مقایسه با کشورهای دیگر نیز یکی از دغدغه‌ها می‌باشد. به نظر نویسنده ازدیاد برداشت از مخازن نفت از طریق تزریق گاز، حلقه اتصال سیاست‌های نفتی وگازی کشور بوده و اینکه در حال حاضر گاز مورد نیاز تمامی بخش‌ها تامین و در صورتی که گازی باقی بماند جهت تزریق اختصاص می‌یابد انتقاد شده است.

برای تدوین الگوی بهینه تخصیص گاز طبیعی توصیه شده که بایستی علاوه بر عوامل موثر در بخش نفت و گاز به جایگاه سایر انرژی‌های تجدیدپذیر در الگوی عرضه وتقاضای انرژی و در چارچوب "مدل جامع انرژی" توجه و به جایگاه مناسبی برای نفت و گاز در سبد انرژی دست یافت ضمناً باید ارزش‌افزوده گاز طبیعی در هر یک از آن بخش-ها را در بلندمدت محاسبه نمود تا منافع بین نسلی در مصرف این ثروت ملی تامین شود.

در ادامه، مقاله بر تدوین تراز عرضه و تقاضای واقع‌بینانه و اصولی گاز تاکید داشته و انجام مطالعات مشابه جهت مشاهده افق‌های دورتر و تامین منافع ملی در بلندمدت را توصیه نموده است.

بر اساس پژوهشی که توسط وزارت نفت و منابع طبیعی پاکستان[1] (۲۰۰۵) در ارتباط با "سیاست های مدیریتی تخصیص گاز طبیعی در پاکستان"[2] ارائه شده، این کشور با توجه به محدودیت هایی که در بخش عرضه گاز طبیعی دارد و همچنین رشد بالای سهم گاز طبیعی در تامین انرژی آن کشور، (۴۰٪ در سال ۲۰۰۰ و افزایش به ۵۲٪ در سال ۲۰۰۵) تصمیم به اولویت بندی عرضه گاز طبیعی خود به بخش‌های مختلف نموده است. براساس این گزارش با توجه به محدودیتی که در فصول سرد سال وجود دارد، اولویت-بندی مدیریتی به صورت زیر اعمال می گردد:

الف- بخش‌های خانگی، تجاری و پتروشیمی (کود شیمیایی) به صورت مستمر تامین گاز خواهند شد.

1. Ministry of Petroleum and Natural Resources of Pakistan
2. Natural Gas allocation and Management Policy

ب- صنایعی که دارای قرارداد ۹ ماهه می‌باشند در فصول سرد کاملاً قطع می‌شوند.
ج- نیروگاه‌ها پس از تامین بخش‌های خانگی، تجاری، پتروشمی وصنایع ،گازرسانی خواهند شد.
د-کارخانجات سیمان فقط وقتی گاز مازاد بر مصارف ذکر شده بالا وجود داشته باشد تامین گاز می‌شوند.
ضوابط تخصیص گاز برای عرضه‌های جدید:
الف-بخش های خانگی و پتروشیمی براساس سیاست‌های دولت و اهداف آن در این بخش انجام می‌شود.
ب-گازرسانی به بخش تجاری مورد تشویق قرار می گیرد.
ج- صنایعی که گاز طبیعی را برای فرآیند مصرف می کنند به صورت ۱۲ ماهه و برای سایر صنایع به صورت ۹ ماهه قرارداد منعقد می‌شود.
د-قرارداد نیروگاه‌های موجود به صورت ۹ ماهه خواهد بود مگر این که گاز مازاد درزمستان وجود داشته باشد.
ه-در مورد نیروگاه‌های جدید فقط به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی گاز رسانی خواهد شد.
و-عرضه گاز به بخش حمل ونقل براساس وضعیت موجود ادامه می یابد.
ز-در بخش سیمان در صورت وجود گازطبیعی، امکان تمدید قرارداد خواهد بود.

محقرو همکاران (۱۳۸۸) در تحقیقی تحت عنوان "به‌کار گیری تکنیک‌های تصمیم-گیری در اولویت‌بندی مصرف و تخصیص بهینه گاز طبیعی با رویکرد فازی" ضمن مشخص نمودن شاخص‌های مطرح برای اولویت‌بندی بخش‌های مصرف، با رویکرد فازی و با استفاده از پرسشنامه، اهمیت و ارزش کمی شاخص‌های مهم برای اولویت‌بندی بخش-های مختلف را تعیین و آن‌گاه با استفاده از تکنیک تصمیم‌گیری چند شاخصه-ای(TOPSIS)[1] بخش‌های مختلف مصرف را اولویت‌بندی نموده و سرانجام با تکنیک

1.The Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution

تصمیم‌گیری چندهدفه GP و اطلاعات موجود، سهم بخش‌ها را از منابع محدود در دسترس مشخص کرده است.

براساس نتایج به‌دست آمده، بخش تزریق به میادین نفتی اولویت اول عرضه گاز طبیعی و بخش‌های حمل‌ونقل، صنایع، نیروگاه‌ها، خانگی-تجاری، صادرات به‌صورتLNG ، صادرات به وسیله خط لوله و صنایع پتروشیمی در اولویت‌های بعدی قرار دارند.

در مطالعات فوق، اولویت‌بندی تخصیص گاز به بخش‌های مختلف داخلی و صادرات تابع فروض، اطلاعات دردسترس و روش مطالعه هرکدام بوده و از نتایج یکسانی برخوردار نیستند. در تحقیق حاضر اطلاعات و ارقام واقعی همراه با تحلیل فنی از روند عرضه و تقاضای گاز طبیعی کشور مدنظر قرارگرفته و براساس شرایط واقع‌بینانه با استفاده از روش تحلیل سلسله‌مراتبی و با ملحوظ قرار دادن منافع جانبی گازرسانی به هر بخش بهینه‌ترین تخصیص مشخص شده است.

۳. تبیین وضعیت موجود عرضه و تقاضای گاز طبیعی

جمهوری اسلامی ایران با دارا بودن حدود ۳۴ تریلیون متر مکعب ذخایر گازی و سهمی معادل ۱۸درصد از ذخایر جهان، جایگاه نخست کشورهای دارنده ذخایر گاز طبیعی را به خود اختصاص داده است.

منابع گاز طبیعی کشور شامل مخازن مستقل گازی، گازهای همراه نفت و گازهای گنبدی است. در شرایط موجود، گازهای تولیدی از مخازن مستقل گازی به‌عنوان اصلی-ترین منبع تأمین گاز طبیعی کشور هستند که شامل مخازن و موقعیت های زیر می باشند:

۳-۱. مخازن حوزه خلیج فارس

۶۵٪ حجم ذخایر گازی کشور در خلیج‌فارس واقع شده‌اند، مخازن عمده این حوزه عبارتند از پارس‌جنوبی، پارس‌شمالی، کیش، گلشن ، فردوسی، فرزاد A وB و بلال، این

مخازن حدود ۱۰٪ کل گاز طبیعی جهان را در خود جای داده‌اند و به‌عنوان یکی از مناطق استراتژیک از نظر تامین انرژی جهان مطرح هستند.

۳-۱-۱.میدان گازی پارس جنوبی

میدان گازی پارس‌جنوبی/گنبدشمالی، به‌عنوان بزرگترین میدان گازی جهان، بین کشورهای ایران و قطر واقع شده است. وسعت این میدان ۹۷۰۰ کیلومتر مربع می‌باشد که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن متعلق به ایران و مابقی در بخش قطر قرار دارد. این میدان در عمق ۳۰۰۰متری کف دریا واقع و متشکل از چهارلایه مخزنی به‌ترتیب از بالا به پایین k1، k2، k3 و k4[1] می‌باشد (بی پی(۲۰۱۵))[2]

علیرغم اینکه مخزن گازی پارس‌جنوبی در سال ۱۳۶۳ کشف گردیده بود ولی به‌واسطه شرایط جنگ تحمیلی عراق علیه ایران امکان توسعه این میدان وجود نداشت و عملاً پس از توقف جنگ در سال ۱۳۶۷ و هنگام تدوین برنامه پنجساله اول (۷۲-۱۳۶۸) به موضوع توسعه پارس‌جنوبی پرداخته شد.

بر اساس گزارش مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، حجم گاز در جای اولیه میدان پارس‌جنوبی برابر ۵۰۰ تریلیون فوت مکعب می‌باشد همچنین این میدان دارای ذخیره‌ای بالغ بر ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی است. درسال ۱۳۹۵ حدود ۵۷ ٪ گاز طبیعی کشور از محل تولیدات میدان پارس‌جنوبی تامین شده و این میزان تا بیش از ۶۲٪ در پایان برنامه پنجساله ششم خواهد رسید.

۳-۱-۱-۱.وضعیت موجود تولید و برداشت فازهای پارس‌جنوبی

با توجه به بزرگی مخزن پارس‌جنوبی، توسعه این مخزن در قالب ۲۴ فاز با برداشت روزانه بالغ بر ۸۰۰ میلیون متر مکعب توسط وزارت نفت برنامه‌ریزی شده است. در فرایند

---

۱. لایه‌های موسوم به K برگرفته از لایه‌های مخزنی Khuff (کنگان - دالان) می‌باشد.

2. BP (British Petroleum)

توسعه میدان پارس‌جنوبی فازهای ۱ الی ۱۰ براساس استراتژی توسعه نواحی مرکزی میدان که علاوه بر خواص مخزنی خوب، تمامی لایه‌های مخزن در تولید مشارکت دارند به بهره‌برداری رسیده‌اند.

پس از بهره‌برداری از ده فاز اول میدان، قرارداد مابقی فازها منعقد شده و هم اکنون اکثر آن‌ها بجز فاز ۱۱ در مراحل پایانی اجرا قرار دارند. در زمستان سال ۱۳۹۵ ، ۱۷ فاز میدان در دست بهره‌برداری بوده و روزانه حدود ۴۸۰ میلیون‌متر مکعب از سکوهای نصب شده گاز طبیعی برداشت گردیده است.

با عنایت به روند رو به افزایش مصرف گاز طبیعی کشور طی چند سال اخیر و مشترک بودن میدان پارس‌جنوبی، تقریباً در تمامی ایام سال به‌جز زمان‌های محدودی که جهت تعمیرات سالانه سکو و پالایشگاه‌ها مدنظر قرار می‌گیرد از چاه‌های موجود در سکوهای فازهای مختلف، تولید مستمر انجام شده است به این دلیل و همچنین به‌واسطه طبیعت مخازن گازی، موضوع افت فشار سرچاهی سکوها در مجامع مختلف مطرح می‌باشد در این راستا مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران (۱۳۹۵) از شروع کاهش تولید پارس‌جنوبی از سال ۱۴۰۲ در اثر افت‌فشار چاه‌های پارس‌جنوبی خبر داده است. برخی از دلایل مطرح شده در مورد افت‌فشار سرچاهی به شرح زیر می‌باشد:

- جدا شدن میعانات گازی و تجمع در اطراف چاه در فشار پایین و مسدودکردن مسیرتولید گاز .
- در مدار بهره‌برداری قرارگرفتن برخی از سکوهای تولیدی پارس‌جنوبی از بیش از ۱۴ سال قبل و گذراندن حدود نیمی از عمر تولید پایدار سکوها.
- ضعیف بودن خواص مخزنی در بخشی از میدان و وجود آب دربرخی از لایه‌های آن.
- تولید و برداشت فازهای مجاور و همچنین بخش قطری مخزن و مهاجرت و افت فشار سکوهایی که در محدوده ۱۰ کیلومتری مرز واقع شده‌اند.

با عنایت به مشترک بودن مخزن پارس‌جنوبی با قطر، در صورتی که عمده عوامل فوق را حاصل خاصیت مخزنی، شرایط طبیعی تولید از چاه‌های گازی و وضعیت فنی مخزن در

بخش ایرانی آن بدانیم، بخش دیگری از آن ممکن است در اثر برنامه‌های گسترده قطر و برداشت کامل آن کشور از فازهای مستقر در مرز باشد لذا با توجه به مهم بودن این موضوع، اطلاعات منتشره در تارنماها و همچنین گزارشات ارائه شده توسط شرکت نفت قطر (۲۰۱۴) [1]مورد بررسی قرار گرفته و ذیلاً اشاره‌ای به برنامه‌ها و وضعیت موجود توسعه بخش قطر شده است.

۳-۱-۱-۲. وضعیت طرح‌ها و تولیدات گاز طبیعی قطر از میدان مشترک پارس جنوبی/ گنبد شمالی

افزایش تقاضای گاز در سبد انرژی جهانی موجب شده تا قطر به عنوان سومین دارنده ذخایر گاز طبیعی جهان(پس ایران و روسیه) با برخورداری از سرمایه‌گذاری‌های عظیم و مشارکت‌های بین‌المللی، از بازیگران عمده بازار جهانی گاز به شمار رود. میدان گازی گنبد شمالی(North Dome) به عنوان بزرگترین میدان گازی جهان با مساحتی حدود ۶۰۰۰ کیلومتر مربع در شمال شرقی قطر واقع شده است. ذخیره این میدان ۹۰۰ تریلیون فوت مکعب برآورد می‌شود که حدود ۹۸/۵٪ ذخایر اثبات‌شده این کشور به شمار می رود. اخیراً کشور قطر ذخیره گاز طبیعی در جای میدان گنبد شمالی را به میزان بسیار بالاتر و حتی بیش از ۲۰۰۰ تریلیون فوت مکعب اعلام می‌دارد در صورتی که این ارقام در هیچ یک ازمجامع معتبر بین المللی از جمله نشریه‌های بی پی،اداره اطلاعات انرژی آمریکا، بولتن اوپک، چشم انداز انرژی جهان و مجله نفت و گاز [1]ذکر نشده و به‌نظر می‌رسد در راستای مشترک بودن میدان مذکور با پارس‌جنوبی ، قطر ارقام را جهت چانه‌زنی‌های آتی و ادعاهای متحمل در چگونگی بهره‌برداری از میدان مشترک مطرح نموده است.

میدان گنبدشمالی را در سال ۱۹۷۱ کشف و دولت قطر در سال ۱۹۸۴ تصمیم به توسعه این میدان عظیم جهت تأمین نیازهای داخلی و صادرات نمود. میزان سرمایه‌گذاری انجام شده در جهت توسعه میدان گنبدشمالی طی سال‌های ۲۰۱۰-۲۰۰۰ به میزان ۶۰ میلیارد دلار بوده

1. Qatar Petroleum
1. BP, EIA, OPEC Bulletin, World Energy Outlook, Oil & Gas Journal

که عمدتاً از طریق عقد قراردادهای مشارکت در تولید (PSA) با شرکت‌های بزرگ نفتی انجام پذیرفته است.

بر اساس گزارش شرکت نفت قطر (۲۰۱۴) این کشور در حال حاضر نسبت به اجرای ۱۳ طرح به ظرفیت کل معادل ۲۲/۲ میلیارد فوت مکعب در روز شامل ۵ پروژه عرضه گاز طبیعی بوسیله خط لوله به میزان ۷/۲ میلیارد فوت مکعب در روز، ۶ پروژه تولید گاز طبیعی مایع (LNG) جمعاً به میزان ۱۳/۱ میلیارد فوت مکعب در روز (برای تولید ۷۷/۵ میلیون تن در سال LNG) و ۲ پروژه تولید GTL به میزان ۱/۹ میلیارد فوت مکعب در روز (جهت تولید ۱۷۴ هزار بشکه در روز فرآورده های نفتی) اقدام کرده است.

براساس اعلام مسئولین شرکت نفت قطر، در حال حاضر برنامه‌ای فراتر جهت توسعه میدان گنبد شمالی پیش‌بینی نشده‌است و آنها منتظر رفتار مخزن خواهند بود و متعاقبا جهت ادامه فعالیت‌های توسعه‌ای آن تصمیم گیری می‌نمایند، این در حالی است که جمهوری اسلامی ایران تعداد فازهای تعریف شده برای توسعه پارس‌جنوبی را برابر ۲۴ عدد با ظرفیت کل تولید معادل ۲۹ میلیارد فوت مکعب در روز در نظر گرفته است .

۳-۱-۲.سایر مخازن حوزه خلیج‌فارس

علاوه بر میدان گازی پارس‌جنوبی که بزرگ‌ترین میدان حوزه خلیج فارس می‌باشد، میادین گازی عمده دیگر این حوزه (که باوجود اهمیت آن‌ها، هنوز به بهره‌برداری نرسیده-اند) عبارتند از: میدان پارس‌شمالی(حجم گاز درجای میدان حدود ۵۷ تریلیون فوت مکعب)، میدان گلشن(با حجم گاز در جای ۲۲/۵ تریلیون فوت مکعب) میدان فردوسی(با حجم گاز در جای ۸/۸ تریلیون فوت مکعب)، میدان کیش(حجم گاز در جای میدان ۵۵ تریلیون فوت مکعب) ، میدان فرزاد A (میزان گاز در جا ۱۰/۵ تریلیون فوت مکعب) ، میدان فرزاد B (میزان گاز در جای میدان ۱۲/۵ تریلیون فوت مکعب) و میدان بلال (با میزان گاز در جای ۶/۲۵ تریلیون فوت مکعب).

۳-۲. مخازن مستقل گازی خشکی

مطابق گزارش شرکت نفت مناطق مرکزی(۱۳۹۳) وضعیت مخازن مستقل گازی کشور عبارتند از: مخازن حوزه شمال شرق کشور، شامل سه مخزن مزدوران، گنبدلی و شوریجه که با تولید روزانه حدود ۵۰ میلیون متر مکعب تامین گاز طبیعی بخش‌هایی از استان‌های خراسان و مازندران را به عهده دارند. حجم گاز در جای این ۳ مخزن حدود ۱/۴درصد کل مخازن گازی کشور می‌باشد. مخازن حوزه غرب، شامل هشت مخزن گازی است که گازهای تولیدی این حوزه جهت تقویت عرضه گاز استان‌های غرب و شمال غرب پیش بینی شده و حجم ذخایر آن حدود ۱/۶ درصد کل مخازن گازی کشور است. در حال حاضر در حوزه غرب فقط از میدان تنگ بیجار بهره برداری انجام می‌شود. مخازن حوزه جنوب غرب، منابع گازی متعدد و نسبتاً بزرگی در این منطقه وجود دارند و در حال حاضر بخش عمده‌ای از نیاز کشور از این حوزه تأمین می‌شود. مخازن گازی کنگان، نار، آغار، دالان، هما، شانول، وراوی و تابناک از جمله منابع مهم گازی هستند که با اتصال به شبکه سراسری گاز کشور نقش تعیین کننده‌ای را در عرضه گاز به خود اختصاص داده‌اند. حجم ذخایر گازی جنوب غرب ۸/۵ درصد کل ذخایر گازی کشور را شامل می‌شوند. بزرگ-ترین میدان‌های گازی این حوزه که در حال حاضر سهم بالایی در تامین گاز طبیعی کشور دارند، میدان های نار، کنگان، آغار، تابناک و دالان می‌باشند. تاکنون بیش از ۶۰ درصد از میدان‌های نار و کنگان و حدود ۴۰ درصد از حجم گاز قابل استحصال میدان دالان برداشت شده است.

مخازن حوزه جنوب شرق کشور عمدتاً در حوالی بندرعباس و جزیره قشم مستقر هستند، این مخازن عبارتند از سرخون،گورزین، گشوی جنوبی، سورو و سلخ. سهم مخازن مستقل گازی حوزه جنوب شرق از کل مخازن کشور حدود ۱/۵ درصد است و در حال حاضر در این حوزه میدان‌های سرخون و گورزین در مدار تولید قرار دارند.

۳-۳. گازهای همراه

گازهای همراه نفت که به تبع استخراج نفت خام تولید می‌شوند، عمدتاً در استان خوزستان واقع شده و بر اساس گزارش معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت (۱۳۹۲) حدود ۲۲ درصد کل ذخائر گازطبیعی کشور را شامل می‌شوند (۷/۵ تریلیون متر مکعب)گازهای تولیدی این بخش جهت تامین نیازهای استان خوزستان و تزریق به میدان های نفتی به کار می روند و با توجه به اتصال به شبکه سراسری گاز کشور در مواقع لزوم جهت تامین مصارف دیگر نیز مورد استفاده قرار می گیرند. براساس اعلام مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران (۱۳۹۵) در حال حاضر حدود ۱۱۵ میلیون متر مکعب در روز گاز همراه نفت از مجموعه مخازن حوزه‌های خشکی و فلات قاره کشور تولید می‌شود که بالغ بر ۷۸ میلیون متر مکعب آن به متقاضیان مختلف از جمله تزریق به مخازن نفتی اختصاص می‌یابد و مابقی عمدتاً (بیش از ۳۰ میلیون متر مکعب در روز) سوزانده می‌شوند (فریدزاد و همکاران (۱۳۹۴) ص۱).

۳-٤. بررسی تقاضا و عرضه گاز طبیعی

تقاضای گاز طبیعی (مصارف) در بخش‌های مختلف شامل صنایع، نیروگاه‌ها، واحدهای خانگی، تجاری، خوراک واحدهای پتروشیمی، تزریق به میادین نفتی، صادرات به صورت خط لوله یا LNG و حمل‌ونقل وجود دارد که درجه اهمیت آن‌ها متفاوت است.تقاضای گاز طبیعی کشور طی سال‌های پس از انقلاب اسلامی رشد قابل ملاحظه‌ای داشته و مطابق اطلاعات مندرج در ترازنامه انرژی، به طور متوسط بیش از ۱۰٪ در سال بوده است. با عنایت به این‌که بخش خانگی و تجاری درصد بالایی از گاز طبیعی را برای گرمایش و در فصول سرد سال مصرف می‌نماید و تفاوت عمده تغییرات مصرف در فصول گرم و سرد منبعث از این بخش است لذا حداکثر مصرف گاز کشور در ماه‌های سرد سال رخ می‌دهد، بر اساس پیش‌بینی معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت (۱۳۹۴) متوسط مصرف روزانه بخش خانگی، تجاری و صنایع غیرعمده در تیرماه ۱۳۹۵ از ۹۲ میلیون متر مکعب در روز(۱۶/۵٪ کل مصرف گاز طبیعی در ماه) به ۴۱۰ میلیون متر مکعب در روز (۵۳/۲ ٪ کل مصرف) در

ماه‌های دی و بهمن همان سال افزایش خواهد یافت این در حالی است که طبق اعلام شرکت ملی گاز ایران، با توجه به سردی هوا در بهمن ۱۳۹۵، حداکثر مصرف گاز بخش خانگی،تجاری تا ۵۳۰ میلیون مترمکعب در روز نیز افزایش یافته است (حدود ۷۰ ٪ مصرف کل گاز کشور) لذا بواسطه حساس بودن استمرار عرضه گازطبیعی به واحدهای خانگی و تجاری، سیستم گازرسانی شهرها براساس شرایط حداکثر مصرف طراحی و اجرا می گردد.

در این گزارش با توجه به مطالب فوق جهت بررسی موازنه عرضه و تقاضا، متوسط مصرف گاز طبیعی ۴ ماهه آخر سال مدنظر قرار گرفته شده است. بخش‌های متقاضی گاز شامل خانگی، تجاری، صنایع، نیروگاه‌ها، سوخت پالایشگاه‌ها، حمل‌ونقل، تزریق و صادرات با خط لوله به کشورهای ترکیه، ارمنستان و نخجوان می‌باشند.

عرضه گاز طبیعی توسط پنج شرکت تابع شرکت ملی نفت ایران (شرکت های نفت و گاز پارس، نفت مناطق مرکزی ، مناطق نفتخیز جنوب، نفت فلات قاره و نفت و گاز اروندان) از مخازن مختلف مستقل گازی و گازهای همراه و همچنین واردات تامین می-گردد.

با عنایت به موارد مذکور در خصوص تولید، واردات و مصرف گاز طبیعی ، وضعیت موازنه تقاضا و عرضه گاز طی ماه‌های سرد سال در طول پنجساله ۹۹ - ۱۳۹۵ به شرح زیر خواهد بود:

جدول (۱): موازنه تقاضا و عرضه گاز طبیعی ماه‌های سرد سال در طول پنجساله ۹۹ -۱۳۹۵

ارقام:میلیون متر مکعب در روز

عنوان	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹
تقاضا (مصرف+تزریق+صادرات)	۱۰۶۱	۱۱۳۴	۱۱۸۸	۱۲۳۰	۱۲۷۹
عرضه (تولید + واردات)	۱۰۳۵	۱۱۱۴	۱۱۷۴	۱۲۷۴	۱۳۲۳
موازنه	-۲۶	-۲۰	-۱۴	۴۴	۴۴

منبع : معاونت برنامه ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت (۱۳۹۴)

بیشترین میزان تولید روزانه از میدان پارس‌جنوبی براساس برنامه‌های شرکت ملی نفت ایران درسالهای ۱۳۹۹ و ۱۴۰۰ می‌باشد و از سال ۱۴۰۱ روند نزولی تولید این میدان شروع خواهد شد این در حالتی است که مجموع تقاضای گاز طبیعی کشور سالانه افزایش می-یابد لذا وضعیت مثبت موازنه، تداوم طولانی نخواهد داشت.

بر اساس آمارهای غیررسمی ، تولیدات گاز طبیعی غنی میدان پارس‌جنوبی که در مقطع سال ۱۳۹۹ بیش از ۶۰ درصد گاز کشور را تامین می‌نماید، طی بیست‌سال آینده با وجود نصب سکوی‌های تقویت فشار به حدود نصف تولید سال ۱۳۹۹ کاهش خواهد یافت. بدیهی است در صورت عدم نصب سکوهای تقویت فشار کاهش تولید به مراتب بیشتر از این میزان خواهد بود.

٤. مبانی نظری

در میدان‌های گازی با منشاء گاز میعانی (مشابه پارس‌جنوبی) ثابت نگه‌داشتن نرخ تولید در هر یک از سکوها در یک حجم گاز مقرر تا زمانی محقق می‌گردد که فشار جریانی سرچاهی، تا حد معینی باشد و پس از رسیدن فشار سرچاهی به این مقدار، نرخ تولید چاه جهت ثابت نگه داشتن فشار سرچاهی، کاهش یافته که این خود سبب کاهش تولید از سکو خواهد شد(قاسمی، (۱۳۸۹)).بنابراین مکانیزم رانش تخلیه (افت فشار مخزن) به عنوان اصلی‌ترین مکانیزم برداشت محسوب و از این رو تحقق تولید از این میادین وابسته به افت-فشار از میدان می‌باشد.

در مبانی مهندسی مخازن یکی از از پرکاربردترین روش‌ها برای محاسبه میزان افت فشار(به صورت تقریبی) در مخازن گازی استفاده از معادلات موازنه جرم می‌باشد.

در موازنه جرم، حجم گاز مخزن برابر است با حجم گاز تولیدی از مخزن به علاوه حجم گاز تولید نشده (باقی مانده) در مخزن.

$$G = G_{produced} + G_{unproduced} \qquad (۱)$$

$$G = \frac{HCPV}{B_g} = \frac{\varphi \times V_B \times (1 - SW_C)}{B_g} \qquad (۲)$$

HCPV (Hydrocarbon Pore Volume): حجم هیدروکربور موجود در سنگ

B_g: ضریب حجمی گاز

V_B (Bulk Volume): حجم سنگ مخزن

ϕ: تخلخل

S_{wc} (Connate Water Saturation): میزان اشباع آب باقی مانده در سنگ مخزن

در رابطه (۲)، B_g یا همان ضریب حجمی گاز مشخص می نماید که یک حجم معین گاز در شرایط مخزن چه حجمی را در سطح اشغال می‌نماید، به عبارتی در رابطه (۳) داریم:

$$B_g = \frac{V_{res}}{V_{sc}} \qquad (۳)$$

بنابر قانون عمومی گازها بر اساس رابطه (۴):

$$PV = ZnRT \qquad (۴)$$

که در آن Z، ضریب تراکم گاز می‌باشد.این ضریب مشخص می‌نماید که حجم اشغال شده توسط یک گاز در دما و فشار معین نسبت به حجم اشغال شده توسط گاز ایده‌آل در همان دما و فشار چه میزان می‌باشد.

با جایگذاری رابطه (۴) در رابطه (۳) و متعاقب آن جایگذاری از رابطه (۲) و و در نهایت رابطه (۱)، رابطه (۵) قابل ارائه خواهد بود:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i}\left(1 - \frac{G_{\mathrm{Produced}}}{G}\right) \qquad (۵)$$

شرایط اولیه i (initial condition):

بدیهی است که این رابطه برای مخازن گازی حجمی به صورت خطی می باشد.به عبارتی در شرایط اولیه مخزن که هیچ تولیدی از مخزن صورت نپذیرفته است ($G_{produced} = 0$) میزان $\frac{P}{Z}$ برابر فشار اولیه مخزن نسبت به ضریب تراکم گاز در فشار اولیه مخزن می باشد و در صورت تولید از مخزن تا فشار تقریباً صفر، میزان گاز تولیدی از مخزن برابر با

میزان گاز موجود در مخزن خواهد بود. این رابطه در معادلات موازنه جرم حاکی از این واقعیت می باشد که با افزایش میزان تولید از مخزن میزان فشار از مخزن کاهش می‌یابد.از طرفی،

$$QG = Q \times t \quad (۶)$$: نرخ تولید از میدان

t: زمان بهره‌برداری از میدان

لذا با در نظر گرفتن حجم ثابت، مشخص و غیرقابل تغییر در میزان گاز یک مخزن گازی، افزایش نرخ تولید از میدان، سبب کاهش زمان بهره‌برداری از میدان می‌گردد، به عبارتی دیگر در صورتی که برنامه‌ریزی تولید از میدان با نرخ کمتری انجام پذیرد، دوره تولید بیشتری از میدان متصور است. برای محاسبه میزان افت فشار در چاه‌های تولیدی گازی می‌توان از معادلات جریان در گازها به شرح زیر استفاده نمود:

$$Q = 703 \frac{K \times h \times (P_e^2 - P_w^2)}{\mu \times Z \times T \times \ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (۷)$$

$\frac{MMSCF}{Day}$

K: تراوایی مخزن

Z: ضریب تراکم گاز

h: سطح تماس چاه با مخزن

r_e: شعاع مخزن

P_e: فشار مخزن

r_w: شعاع دهانه چاه

P_w: فشار دهانه چاه

T: دمای مخزن

μ: ویسکوزیته گاز

همانگونه که توضیح داده‌شد باگذشت زمان و تولید گاز و میعانات گازی از میدان، به‌تدریج فشار مخزن و به تبع آن فشار جریانی سرچاه کاهش می‌یابد. به منظور جلوگیری از کاهش شدید تولید و افزایش طول دوره تولید ثابت ضمن برداشت صیانتی از میدان نسبت

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

به انجام تمهیدات مختلف از جمله حفاری چاه‌های میانی و نصب سکوهای تقویت فشار اقدام می‌شود. ساخت و نصب این‌گونه سکوهای تقویت فشار به صورت ویژه بوده و تقریباً مشابه آنها در این ابعاد و حجم در جهان به‌کار گرفته نشده است، طبق اعلام مسئولین شرکت ملی نفت ایران (۱۳۹۵) وزن سکویی که ایستگاه در آن مستقر می‌شود تا بیش از ۱۵۰۰۰ تن بالغ می‌گردد که در مقایسه با سکوی‌های به کار گرفته شده فعلی جهت تولید گاز در دریا که حدود ۳۰۰۰ تن است، ابعاد و ویژگی‌های آنها مشخص می‌شود.

از آن‌جایی که بر اساس گزارش‌های غیررسمی از حدود ۵ سال دیگر نصب ایستگاه‌های تقویت‌فشار گاز مورد نیاز خواهد بود، جهت تحقق این پروژه‌ها اقدامات ویژه و تامین منابع مورد نیاز و به موقع ضروری می‌باشد.

با وجود اقدامات مذکور، چنانچه میزان افت تولید گاز که بر اثر شرایط فنی و طبیعی مخازن میعانی حادث می‌گردد به طور متوسط سالیانه حدود ۴٪ در نظر گرفته شود (برآورد نویسندگان) اختلاف میزان تولید سال ۱۳۹۹ و ۱۴۱۴ حدود ۳۷۰ میلیون متر مکعب در روز برآورد می‌شود.

به منظور جبران افت تولید میدان پارس‌جنوبی ضرورت دارد که نسبت به توسعه مخازن گازی جدید اقدام شود، بر اساس برنامه‌های موجود شرکت ملی نفت ایران (۱۳۹۴)، در حال حاضر مخازن گازی جدید که تولید از آن‌ها می‌تواند در برنامه‌ها قرار گیرند عبارتند از: فرزادA، فرزاد B، بلال، پارس شمالی، گلشن، فردوسی، پازنان، اهواز، بی‌بی‌حکیمیه، بینک، میلاتون، قلعه نار، کرنج، کارون، هالگان، سفید باقون، سفید زاخور، دی، فاز دوم آغار و کیش.

مجموع میزان تولید گاز طبیعی میادین مذکور پس از بهره‌برداری کامل از آن‌ها حدود ۴۲۰ میلیون متر مکعب در روز خواهد بود.باتوجه به اینکه بر اساس برنامه‌های وزارت نفت (۱۳۹۴)،توسعه و بهره‌برداری از فاز اول میدان کیش، میدان‌های هالگان، سفید باقون، سفید زاخور و دی در برنامه پنجساله ششم ملحوظ شده، میزان گاز طبیعی اضافی در اثر توسعه میدان‌های جدید که می‌تواند جایگزین افت تولید پارس‌جنوبی شود برابر ۳۶۳ میلیون متر

مکعب در روز است که حتی پاسخگوی افت تولید حا صل شده در میدان پارس‌جنوبی نخواهد بود. علاوه براین موضوع، با عنایت به اینکه بر اساس سیاست های توسعه مصرف انرژی به خصوص گاز طبیعی همه‌ساله شاهد افزایش مصرف هستیم، براساس اعلام شرکت ملی گاز ایران (۱۳۹۴)، درصورت ادامه روند موجود تقاضا، متوسط رشد سالانه مصرف گاز طبیعی طی پانزده سال آینده حدود ۵/۷ ٪ خواهد بود و درصورتی که موضوع بهینه-سازی و کاهش شدت مصرف انرژی مدنظر قرار گیرد، متوسط رشد سالانه مصرف برای پانزده سال آینده بالغ بر ۳/۵ ٪ می گردد.

با درنظرگرفتن رشد ۳/۵٪ در سال طی بیست‌ساله ۱۴۱۴-۱۳۹۵، پیش‌بینی نیاز در ماه‌های سرد سال ۱۴۱۴ برابر ۲۰۳۹ میلیون متر مکعب در روز خواهد شد و در عمل نسبت به سال ۱۳۹۹ به میزان ۷۶۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش تقاضا وجود خواهدداشت (براساس اعمال سیاست‌های بهینه‌سازی و کاهش شدت مصرف انرژی).

ارقام ذکر شده در بخش های عرضه و تقاضای گاز طبیعی کشور نشانگر وضعیت نا-مناسب موازنه تولید و مصرف از برنامه پنجساله هفتم به بعد است و از آنجایی که اکثر مسئولین و تصمیم گیرندگان انرژی کشور با توجه به شرایطی که در پایان برنامه ششم حادث می‌شود و برای چند سالی مواجه با مازاد تولید گاز طبیعی در کشور هستیم صحبت از برنامه‌ریزی جهت افزایش مصارف داخلی و برنامه‌های بلند پروازانه صادرات گاز طبیعی می‌نمایند و با عنایت به این که پس از وابسته شدن بخش‌های مختلف به مصرف گاز طبیعی قطع عرضه گاز به آن ها تقریباً غیرممکن است، عدم پیش‌بینی تمهیدات جبرانی برای این موضوع می‌تواند تبعات نگران‌کننده‌ای را به همراه داشته‌باشد و در آن صورت کشور با بحران عرضه گاز طبیعی روبه‌رو خواهد بود.

برای رفع معضل عنوان شده، بایستی به موازات در زمینه افزایش تولید گاز طبیعی وکاهش مصرف و همچنین اولویت‌بندی عرضه به بخش‌های مختلف برنامه‌ریزی های لازم انجام پذیرد.

۵. اولویت‌بندی عرضه گاز طبیعی به بخش‌های تقاضاکننده

تصمیم‌گیری برای انتخاب و اولویت عرضه گازطبیعی به بخش‌های مختلف، یکی از تصمیمات کلان و ضروری کشور است. با توجه به این که گاز طبیعی یک حامل انرژی تجدیدناپذیر است معیارهای مختلفی جهت تصمیم‌گیری برای عرضه به گزینه‌های متعدد باید در نظر گرفته شود تا نهایتا اهداف کلی و کلان در حد ممکن بهینه گردد، به عبارتی در اینجا تصمیم‌گیری با معیارهای چندگانه مطرح است لذا در این پژوهش از روش " فرآیند تحلیل سلسله مراتبی[1] " استفاده گردیده است.

قدسی پور (۱۳۷۹)، معتقد است که فرآیند تحلیل سلسله مراتبی یکی از جامع‌ترین سیستم‌های طراحی شده برای تصمیم‌گیری با معیارهای کمی-کیفی است زیرا این روش، امکان فرموله‌کردن مساله را به صورت سلسله مراتبی فراهم می‌کند و همچنین امکان در نظرگرفتن معیارهای مختلف کمی و کیفی را در مساله دارد این فرآیند گزینه‌های مختلف را در تصمیم گیری دخالت داده و امکان تحلیل حساسیت معیارها و زیر معیارها را دارد، علاوه بر این بر مبنای مقایسه زوجی بنا شده که قضاوت و محاسبات را تسهیل می‌نماید.

۵-۱. معرفی انتخاب‌ها یا گزینه‌های تصمیم‌گیری برای تخصیص گاز طبیعی

به‌طورکلی هشت گزینه جهت عرضه گاز طبیعی مطرح است که شامل خانگی و تجاری، صنایع، نیروگاه‌ها، تزریق به مخازن نفتی، خوراک پتروشیمی، صادرات از طریق خط لوله، صادرات به صورت LNG(گاز طبیعی مایع) وحمل‌ونقل می‌باشند.

۵-۲. معرفی معیارهای تصمیم‌گیری

از میان معیارهای ممکن در این تحقیق شش معیار که تا حدود زیاد تمامی حالات مختلف را پوشش می‌دهد بر اساس مطالعات میدانی و تجربیاتی که در مواجهه با مسائل برنامه-ریزی انرژی کشور حاصل شده انتخاب گردیده‌اند. معیارهای انتخابی به شرح زیر هم از بعدکیفی و هم کمی به موضوع توجه می‌نمایند.

1.AHP

۵-۲-۱.پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز طبیعی

این معیار به عنوان معیاری که سیستم را در جهت استفاده بهینه از سرمایه‌گذاری‌ها هدایت می‌کند انتخاب شده و با توجه به شرایط آب و هوایی و تقاضای بخش‌های مختلف می‌تواند به عنوان معیاری مهم در اقتصادی عمل نمودن سیستم گازرسانی کشور مطرح باشد. نظر به اینکه بخش خانگی، تجاری یکی از بخش‌های عمده مصرف‌کننده‌ی گاز در فصول سرد سال است که تفاوت تقاضای ماه‌های گرم و سرد آن همان‌گونه که در قبلاً توضیح داده شد بسیار زیاد است و تمامی طراحی‌های سیستم انتقال و توزیع گاز کشور باید به گونه‌ای انجام شود که در شرایط اوج تقاضا شبکه گاز کشور پاسخگوی مصرف ایجاد شده باشد لذا برنامه‌ریزی جهت حداکثر استفاده از سیستم‌های ایجاد شده در همه فصول سال یکی از معیارهای تصمیم‌گیری در این بخش می‌باشد.

۵-۲-۲. تولید صیانتی از مخزن

مخزن گاز به عنوان دارایی اصلی در سیستم گازرسانی نیاز به مراقبت و رعایت استاندارد-های برداشت و تولید دارد. هر مخزن با توجه به شرایط فنی و عملکرد گذشته آن ممکن است در شرایط خاصی باشد و برداشت صحیح از مخزن می‌تواند عمر آن‌را زیادترکند.(بر اساس بند ۷ ماده یک اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰، تولید صیانت شده ذخائر هیدروکربنی عبارت است از کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری از اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت و گاز بر اساس سیاست‌های مصوب می‌گردد. در تعریف دیگری درخشان (۱۳۹۳) بیان می‌کند که از دیدگاه ما، تولید صیانتی در خلال عمر مخزن روندی از تولید است که هماهنگ با حداکثرسازی اقتصادی مخزن و رعایت منافع نسل فعلی و نسل های آینده باشد). به‌طورکلی تولید صیانتی ضمن حفظ منافع ملی، سرمایه‌ای که متعلق به نسل‌های آتی است را محافظت می‌نماید.

۵-۲-۳.حضور در بازارهای بین‌المللی

ایران اولین دارنده گاز طبیعی در جهان است، با این وجود سهم آن در بازار بین‌المللی بسیار اندک است. حضور برجسته در بازارهای بین‌المللی می‌تواند به‌عنوان اهرمی قوی در تعاملات جهانی باشد ضمن اینکه در صورت امکان‌پذیر شدن این موضوع منافع جانبی و غیرمستقیم متعددی نصیب کشور خواهد شد.

۵-۲-٤. منافع و امنیت ملی کشور

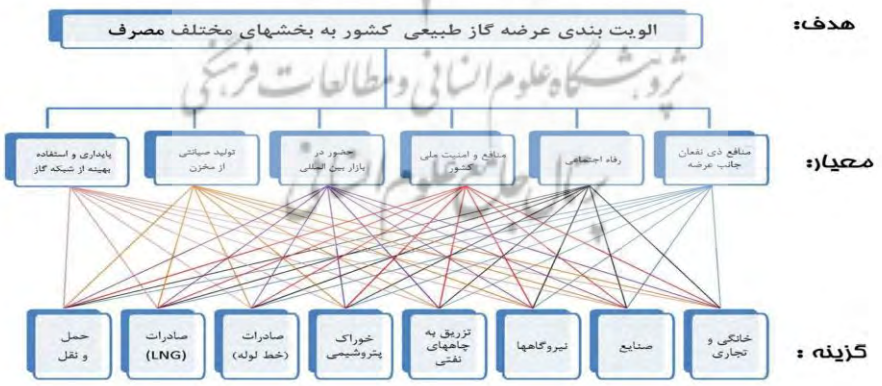
گاز طبیعی به عنوان یک نهاده تولید، ضامن استمرار حرکت چرخ صنعت بوده و چنانچه خللی در عرضه آن پیش آید نگرانی تعطیلی کارخانجات و تبعات سیاسی مربوطه وجود دارد؛ چنانچه گاز طبیعی به کشورهای همسایه صادر گردد می‌تواند به عنوان یک عامل مهم در تحکیم روابط سیاسی دو کشور نقش ایفا نماید و همچنین چنانچه در شرایط سرد سال بخش خانگی و تجاری با مشکلی مواجه شود و گاز بخشی از شهر قطع گردد ممکن است چند روز طول بکشد تا تمامی مصرف‌کنندگان مجدداً از گاز طبیعی استفاده نمایند. در این شرایط کشور با چالش سیاسی اجتماعی روبه‌رو خواهد شد.

۵-۲-۵. رفاه اجتماعی

گاز طبیعی به عنوان یک سوخت پاک و سهل‌الوصول مزیت بالایی در بخش‌های مختلف دارد. این گاز ممکن است به صورت مستقیم به عنوان منبع انرژی بخش خانگی و تجاری مصرف شود و یا به صورت غیرمستقیم از طریق نیروگاه‌ها تأمین‌کننده‌ی نیاز مردم شود. همچنین از طریق خوراک واحدهای صنعتی و افزایش تولید، موجب بهبود درآمد جامعه شده و از طریق CNG (گاز طبیعی فشرده) در خدمت حمل‌ونقل مردم قرار گیرد.

۵-۲-٦. منافع ذی‌نفعان طرف عرضه

باتوجه به این‌که منابع نفت و گاز کشور در اختیار دولت می‌باشد و در حال حاضر درآمد حاصل از منابع هیدروکربوری در قالب بودجه‌های سالیانه، نیازهای صندوق توسعه ملی و بخشی جهت نیازهای وزارت نفت استفاده می‌گردد، ذی‌نفعان مختلفی در عرضه حامل‌های انرژی وجود دارند، در این راستا باعنایت به این‌که شرکت ملی نفت ایران عهده‌دار بخش بالادستی منابع نفت و گاز است و عموماً بودجه‌های سالیانه آن ارتباط مستقیمی با تولیدات نفت، گاز و مشتقات نفتی دارد و از طرفی نگهداشت و افزایش تولید و اکتشافات جدید نیز بایستی در این قالب هزینه شود، این شرکت در چارچوب یک بنگاه اقتصادی سعی دارد بتواند بیشترین منافع را از عرضه گاز طبیعی داشته باشد و ضمن انجام تزریق گاز به چاه‌های نفتی در جهت استفاده‌ی بهینه از شبکه گاز تلاش نماید. ضمناً متقاضیان بزرگ مثل نیروگاه‌ها به واسطه‌ی مصرف یکنواخت در طول سال و قابلیت انعطاف در عرضه‌ی سوخت به آن‌ها، یکی از گزینه‌های برتر برای شرکت ملی نفت می‌باشد.



منبع: یافته‌های پژوهش

از آنجایی‌که مطابق ساختار پیش‌بینی شده در مدل تحلیل سلسله مراتبی ،اجزای سیستم به‌صورت سلسله مراتبی سازماندهی می‌شوند و این سازماندهی با تفکر انسان تطابق داشته و اجزا درسطوح مختلف طبقه‌بندی می‌گردند و تصمیم‌گیرنده با فراهم آوردن درخت سلسله مراتبی تصمیمش را آغاز می‌کند. درخت سلسله مراتبی تصمیم، عوامل موردمقایسه و گزینه‌های رقیب مورد ارزیابی در تصمیم را نشان می‌دهد. سپس یک سری مقایسات زوجی انجام می‌گیرد. این مقایسات وزن هر یک از فاکتورها را در راستای گزینه‌های رقیب مورد ارزیابی در تصمیم نشان می‌دهد. در نهایت منطق فرآیند تحلیل سلسله مراتبی به گونه‌ای ماتریس‌های حاصل از مقایسات زوجی را با یکدیگر تلفیق می‌سازد که تصمیم بهینه حاصل آید.

توماس ساعتی (بنیان گزار این روش) چهار اصل زیر را به عنوان اصول فرآیند تحلیل سلسله مراتبی بیان نموده و کلیه محاسبات، قوانین و مقررات را بر این اصول بنا نهاده است. این اصول عبارتند از: شرط معکوسی، اصل همگنی، اصل وابستگی و اصل انتظارات. در مدل فوق تلاش شده است معیارها و گزینه‌های انتخابی اصول ذکر شده را دنبال نمایند.

۵-۳. خلاصه محاسبات و نتایج حاصل از مدل

با توجه به این‌که نتایج مدل باید حاصل جمع نظرات گروه های درگیر و تاثیرگذار در صنعت گاز و با زمینه‌های تخصصی گوناگون باشد پرسشنامه‌هایی شامل جدول ماتریس مقایسه زوجی معیارهای موثر بر عرضه گاز طبیعی و همچنین جداول ماتریس مقایسه زوجی گزینه‌های عرضه گاز طبیعی به بخش‌های مختلف از نظر معیارهای تعریف شده تهیه و به مسئولین وکارشناسان مرتبط ارسال و نظرات جمع‌آوری گردید. پرسشنامه‌های تکمیل شده با استفاده از نرم‌افزار Expert Choice که یک ابزار برای تصمیم‌گیری چند معیاره بر اساس فرآیند تحلیل سلسله مراتبی می باشد اجرا شد. خروجی‌های سیستم در مورد پرسشنامه‌های مذکور شامل معیارها و گزینه‌ها، ارزیابی و نهایتاً نتایج زیر از نظرات کل جامعه آماری حاصل گردید:

جدول (۲): اولویت معیارهای انتخابی بر اساس وزن نهایی محاسبه‌شده

عنوان معیار	وزن نهایی	اولویت
پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز	۰/ ۳۶۵	۱
تولید صیانتی از مخزن	۰/ ۳۰۵	۲
منافع و امنیت ملی کشور	۰/ ۱۴۷	۳
رفاه اجتماعی	۰/ ۰۸۷	۴
حضور در بازارهای بین‌المللی	۰/ ۰۵۴	۵
منافع ذی‌نفعان طرف عرضه	۰/۰۴۲	۶

منبع: یافته‌های پژوهش

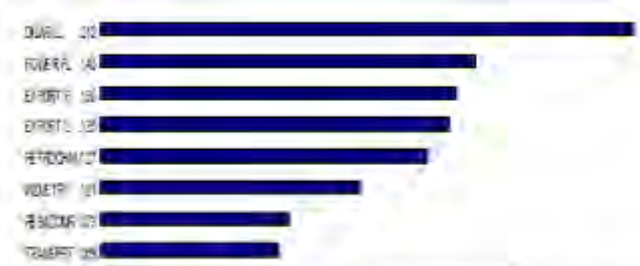
باتوجه به خروجی‌های سیستم، جمع‌بندی نتایج براساس متوسط وزن نهائی حاصل شده جهت هرگزینه در قالب معیارهای موردنظر به شرح جدول زیر می‌باشد:

جدول (۳): وزن نهایی حاصل شده در مورد گزینه‌ها با توجه به معیارها و محاسبات مدل

عنوان گزینه	وزن نهایی	اولویت
تزریق به مخازن نفتی	۰/ ۲۱۲	۱
نیروگاه ها	۰/ ۱۴۵	۲
صادرات بصورت خط لوله	۰/ ۱۳۸	۳
صادرات بصورت LNG	۰/ ۱۳۵	۴
خوراک پتروشیمی	۰/ ۱۲۷	۵
صنایع	۰/ ۱۰۱	۶
خانگی و تجاری	۰/۰ ۷۳	۷
حمل و نقل	۰/۰ ۶۹	۸

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول (٤): اولویت‌بندی تخصیص گاز



اختصار	تعریف
OILWELL	تزریق گاز به مخازن نفتی
POWER PL	نیروگاه‌ها
EXPORT P	صادرات با خط لوله
EXPORT L	صادرات به‌صورت گاز طبیعی مایع (LNG)
PETROCHM	خوراک پتروشیمی
INDUSTRY	صنایع
RES&COMR	خانگی- تجاری
TRANSPORT	حمل‌ونقل

منبع: یافته‌های پژوهش

٥-٤. تجزیه و تحلیل نتایج

بر اساس نتایج مندرج در فوق، اولویت عرضه به متقاضیان جدید گاز طبیعی به ترتیب شامل:

تزریق به مخازن نفتی، گازرسانی به نیروگاه‌ها، صادرات، تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی، گازرسانی به صنایع، گازرسانی به واحدهای خانگی¬ تجاری و حمل‌ونقل خواهد بود.

باتوجه به این‌که تزریق گاز به مخازن نفتی موجب افزایش فشار مخزن، استحصال بیشتر نفت خام و صیانت از مخازن زیرزمینی کشور خواهد شد و از طرفی بخش عمده‌ای از گازهای تزریق شده مجددا قابل‌استفاده خواهند بود و همچنین بواسطه رخ دادن کمبود گاز عمدتاً در فصول سرد سال و امکان برنامه‌ریزی برای میزان تزریق گاز در فصول مختلف،

درمجموع تزریق گاز طبیعی به مخازن نفتی از جنبه‌ها و معیارهای مختلف اولویت خواهد داشت.

نیروگاه‌ها به عنوان دومین اولویت عرضه گاز طبیعی در قالب معیارهای تعریف شده می‌باشند.نیروگاه‌ها از جمله مصرف‌کنندگان عمده هستند که تقریباً به‌صورت مستمر گاز را دریافت می‌نمایند و به‌واسطه نیاز کشور، میزان حداکثر مصرف آن‌ها در فصول گرم سال اتفاق می‌افتد و در زمستان مصرف کمتری دارند. این موضوع موجب پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز خواهد بود، ضمن این‌که با عرضه گاز طبیعی به نیروگاه‌ها، استمرار جریان الکتریکی نیز حاصل شده و رفاه خانوارها را به‌همراه دارد. با توجه به مجهز بودن نیروگاه‌ها به سوخت دوم و مخازن ذخیره‌سازی و اتصال نیروگاه‌های بزرگ به پالایشگاه‌ها، قدرت انتخاب شرکت ملی نفت در تأمین سوخت این متقاضی بالا می‌باشد.

صادرات گاز طبیعی در صورت میسرشدن عقد قرارداد به‌صورت فصلی، به‌عنوان سومین اولویت در این پژوهش تعیین شده است. ملحوظ قرار دادن معیارهایی از جمله منافع سیاسی کشور، حضور در بازارهای بین‌المللی و پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز، نقش صادرات گاز طبیعی به کشورهای همسایه را پررنگ نموده است. منافع جانبی حاصل از صادرات گاز به کشورهای همسایه بسیار بالا بوده و در شرایطی که تأمین انرژی یک کشور بدست کشور همسایه باشد از تنش و مشکلات دیگری که ممکن است دو همسایه داشته باشند جلوگیری نموده و هزینه‌های زیادی را کاهش می‌دهد. ضمن این‌که باتوجه به شرایط حاکم برقراردادهای صادراتی، نظم عملیاتی مناسبی بر سیستم تولید و انتقال گاز حاکم شده و تلاش می‌گردد گاز با کیفیت و شرایط مطلوب قراردادی به کشورهای همسایه صادر شود و در این راستا سیستم داخلی نیز از آن استفاده خواهد نمود. صادرات گازطبیعی بصورت LNG بواسطه مزایای جانبی آن و امکان منعقد نمودن قرار دادهای اسپات (آنی) و همچنین امکان تولید هلیم در فرایند سرد شدن گاز به عنوان چهارمین اولویت در عرضه گاز طبیعی به متقاضیان جدید تعیین شده است.

عرضه گاز به عنوان خوراک واحدهای پتروشیمی موجب تبدیل گاز طبیعی به محصولات با ارزش افزوده بیشتر شده، ضمن توسعه منطقه‌ای، رفاه اجتماعی را به‌همراه دارد. همچنین در راستای پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز کشور امکان انتخاب بهره-برداری در فصول مختلف را فراهم می‌نماید، لذا این گزینه به عنوان پنجمین اولویت عرضه گاز طبیعی مطرح می‌باشد.

باتوجه به این‌که بجز صنایع بزرگ که امکان استفاده فصلی از سوخت گاز طبیعی یا سایر فرآورده‌های نفتی را دارند مابقی صنایع بصورت مستمر و افزایش مصرف در فصول سرد سال متقاضی گاز طبیعی هستند لذا نتایج این مطالعه عرضه گاز به متقاضیان جدید صنعتی را در اولویت ششم قرار داده است.

بخش خانگی و تجاری در این تحقیق در اولویت هفتم قرار گرفته است. با توجه به اینکه اکثر شهرهای کشور تحت پوشش عملیات گاز رسانی هستند، برنامه‌های توسعه جدید عمدتاً شامل شهرهای فاقد توجیه و روستاها می‌شوند که در قالب معیارهای تعریف شده و از نظر تکمیل کنندگان پرسشنامه‌ها، فاقد اولویت بالا بوده است ضمن اینکه فصلی مصرف کردن واحدهای خانگی، تجاری و داشتن بالاترین هزینه انتقال و توزیع گاز در این بخش و ناسازگاری با پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز و تقابل با منافع اقتصادی ذی نفعان طرف عرضه و همچنین عدم انعطاف‌پذیری در استفاده از انواع حامل‌های انرژی مصرفی، از جمله مواردی است که اولویت این گزینه را کاهش داده است.

۵. جمع‌بندی و پیشنهادهای سیاستی

باوجود آن که ایران دارای مخازن و منابع متعدد گاز طبیعی می‌باشد، جریان تولید و مصرف گاز کشور در سال‌های بعد از برنامه پنجساله ششم نشانگر عدم توازن بین تولید و مصرف آن است. شرایط فنی و حساسیت‌های اجتماعی سیستم گازرسانی ایجاب می‌نماید در همه حال بخش‌هایی که به شبکه گاز رسانی کشور متصل شده‌اند از جریان مطمئن ومستمر تأمین گاز برخوردارگردند. به منظور تحقق این امر، پیش‌بینی تمهیدات لازم جهت

کاهش شدت مصرف، افزایش تولید و اولویت بندی تخصیص گاز طبیعی به بخش های مختلف متقاضی ضروری می‌باشد.

افزایش تولید، مستلزم نصب تعداد قابل‌ملاحظه سکوی تقویت فشار در میدان پارس-جنوبی و توسعه ۱۶ میدان جدید خواهد بود که با توجه به خاص بودن طراحی، خرید کالا و نصب ایستگاه های تقویت فشار گاز ترش سکوها و مشکلات بودجه‌ای و اجرائی توسعه مخازن جدید، تحقق حجم مازاد بر تولیدات اعلام شده به سختی میسر خواهد بود لذا چاره‌ای جز کنترل و محدود کردن مصرف گاز طبیعی و استفاده مناسب از گازهای در اختیار در بخش‌هایی که بیشترین ارزش افزوده را برای کشور به همراه داشته باشند وجود ندارد، در این راستا برنامه‌ریزی جهت کاهش شدت مصرف انرژی، محدود کردن تعهدات داخلی وصادراتی گاز طبیعی، اولویت بندی عرضه گاز، جایگزینی حامل‌های دیگر انرژی به‌جای گاز طبیعی برای متقاضیان جدید بخصوص مصرف‌کنندگانی که از نظر اقتصادی گازرسانی به آنها فاقد توجیهات کافی است و انجام قراردادهای فصلی (فصول گرم سال) با صنایع و مصرف‌کنندگان عمده، پیشنهاد می‌شود. همچنین رعایت اولویت‌بندی گازهای جدید تولیدی به متقاضیان مختلف بر اساس مطالعه انجام شده که نشأت گرفته از نتایج مدل و ملحوظ داشتن منافع جانبی عرضه به هر بخش می‌باشد، مبنی بر اولویت تخصیص گاز به ترتیب جهت، نیاز های تزریق به مخازن نفتی، نیروگاه‌ها، صادرات، خوراک واحد های پتروشیمی، صنایع، خانگی-تجاری و حمل و نقل توصیه می‌گردد.

٦.منابع:

الف) فارسی:

درخشان، مسعود (۱۳۸۹) ، "ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاستگذاری های بالادستی نفت و گاز " فصلنامه راهبرد، سال نوزدهم، شماره ۵۷

دفتریان ، منصور ،باقرپور، محمد هاشم و سروش، حسین (۱۳۸۵)،" مطالعات ازدیاد برداشت میعانات گازی از میدان پارس جنوبی ¬ بازگردانی گاز"، انجمن گاز ایران، صفحات ۱۰-۳.

رنانی، محسن و دین محمدی، مصطفی (۱۳۸۷)" ارائه الگویی برای تخصیص بهینه ذخایر گاز طبیعی ایران"مجله تحقیقات اقتصادی ،شماره ۸۴، صفحات ۱۵۰-۱۱۹.

رنانی، محسن، شریفی، علیمراد، خوش اخلاق، رحمان ودین محمدی، مصطفی (۱۳۸۸)،" تعیین اولویت های کاربرد ذخائر گازی ایران " فصلنامه پژوهش های اقتصادی، دوره ۹، شماره ۳، صفحات ۱۸۲-۱۵۱

فرید زاد، علی، قاضی زاده، محمد صادق و حیدری، کیومرث (۱۳۹۴) " بررسی اقتصادی تخصیص بهینه گاز های سوزانده شده همراه در میادین نفتی کشور" فصلنامه پژوهش های اقتصادی ایران، شماره ۶۵، ص ۹۲-۶۳.

قدسی پور، حسن (۱۳۷۹)، کتاب فرایند تحلیل سلسله مراتبی ،انتشارات دانشگاه صنعتی امیر کبیر.

کاظمی، عالیه، شکوری گنجوی، حامد و رئوفی، زینب (۱۳۹۲)، "مروری بر مطالعات مدل سازی عرضه انرژی و انتخاب بهترین تحقیقات انجام شده در ایران با استفاده از فرایند تحلیل سلسله مراتبی " مجله پژوهش های برنامه ریزی و سیاستگذاری انرژی، سال یکم، شماره ۲، تابستان، صفحات ۲۸-۵.

کاردر ، علی،معاون وزیر نفت و مدیر عامل شرکت ملی نفت ایران(۱۳۹۵)، نشست هم اندیشی شرکت های بالا دستی نفت و گاز ، خبر گزاری جمهوری اسلامی.

محقر، علی، مهرگان، محمدرضا و ابوالحسنی، غلامرضا (۱۳۸۸)، " به کار گیری تکنیک های تصمیم گیری در اولویت بندی مصرف و تخصیص بهینه گاز طبیعی با رویکرد فازی"، فصلنامه مطالعات انرژی،سال هفتم،شماره۲۴، ص۱۱۹-۹۱.

معاون امورتوسعه ومهندسی شرکت ملی نفت (۱۳۹۵)، نشست خبری مراسم بارگیری سکوی فاز ۱۷پارس جنوبی. وزارت نفت (۱۳۹۴)، معاونت برنامه ریزی ،گزارش تولید و مصرف گاز طبیعی.

مدیریت برنامه ریزی شرکت ملی گاز ایران(۱۳۹۴)، گزارش عملکرد تولید و مصرف گاز در سال ۱۳۹۳.

قاسمی، صادق (۱۳۵۸) مهندسی مخازن هیدرو کربوری، روابط عمومی شرکت ملی نفت، چاپ۱۳۸۹ ، صفحه ۶۲۳

ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۳کشور، وزارت نیرو (۱۳۹۵) ، صفحات ۱۸-۱۵

ب) انگلیسی

BP(2014) Statistical Review of World Energy

Ministry of Petroleum and Natural Resources of Pakistan(2005), Natural Gas Allocation and Management Policy

Rowse , J. (1986), Allocation of Canadian Natural Gas to Domestic and Export Market. Canadian Journal of Economics, 417-442

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی