مجلهٔ تحقیقات اقتصادی / شمارهٔ ۸۴/ پاییز ۸۷ / صفحات ۱۵۰ - ۱۱۹

هزینهٔ فرصت مصارف مختلف گاز طبیعی ایران با تأکید بر تزریق گاز به مخازن نفت *

محسن رنانی
عضو هیأت علمی گروه اقتصاد دانشگاه اصفهان

علیمراد شریفی
عضو هیأت علمی گروه اقتصاد دانشگاه اصفهان

رحمان خوش اخلاق
عضو هیأت علمی گروه اقتصاد دانشگاه اصفهان

مصطفی دین محمدی
دانشجوی دکتری دانشگاه اصفهان

تاریخ دریافت: ۱۳۸۶/۱۱/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۷/۷/۱۷

چکیده

بخش مهمی از ذخایر نفت منتشر شده در ایران، ذخایر نفت بالقوه‌ای هستندکه در صورت استفادهٔ مناسب از روش‌های ازدیاد برداشت نفت، به ذخایر بالفعل قابل بهره‌برداری تبدیل خواهند شد. تزریق گاز به میدان‌های نفتی از اصلی‌ترین روش‌های حداکثرسازی ازدیاد برداشت نفت در ایران است. در این مطالعه، موضوع تزریق گاز و نقش آن در آینده اقتصاد نفت و گاز ایران در غالب یک تابع رفاه اجتماعی مدل‌سازی می‌شود تا هزینهٔ فرصت تخصیص گاز به مصارف داخل و صادرات گاز در ایران در مقایسه با تزریق گاز در سال‌های ۱۴۱۰-۱۳۸۵، مشخص شود.

نتایج این مطالعه نشان می‌دهد تزریق گاز با هدف فشار افزایی مخازن نفت، بر تزریق گاز برای حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم وضعیت موجود و پیش‌بینی شدهٔ تزریق گاز، اولویت دارد. با فشار افزایی مخازن نفت برای دست‌یابی به متوسط فشار اولیهٔ مخازن نفت، به‌طور قابل توجهی از ارزش منفی سایه ای عدم استخراج منابع گاز ایران کاسته می‌شود. در این حالت ارزش سایه‌ای عدم استخراج منابع گاز ایران نسبت به سناریوی حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم برنامه‌های موجود تزریق درکشور، به یک چهارم کاهش می‌یابد. در نرخ تنزیل پایین اولویت بهره‌برداری از ذخایرکشور فشار افزایی مخازن نفت‌کشور است و صادرات گاز در اولویت قرار ندارد. در نرخ تنزیل‌های بالا، اولویت مطلق تزریق‌گاز نسبت به صادرات آن و اولویت مطلق سناریوی فشار افزایی مخازن برحفظ فشار مخازن، از بین می‌رود. نرخ تنزیل بالا، با حداکثرسازی رفاه اجتماعی بهره‌برداری از منابع گاز کشور سازگار نیست. عدم اجرای سیاست جامع انرژی، و تداوم رشد مصرف انرژی به ویژه در بخش‌های نهایی مصرف کننده، در طول سال‌های آینده موجب خواهد شد تراز گاز کشور هم‌چنان منفی باقی بماند. در این حالت، تزریق گاز به مخازن نفت کشور متناسب با نیاز مخازن برای حفظ فشار موجود، امکان‌پذیر نخواهد بود و صادرات گاز هزینهٔ فرصت بالایی را ایجاد خواهد کرد.

طبقه‌بندی JEL: N75, O53, O13
کلید واژه: تزریق گاز، صادرات گاز، ذخایر گاز، مخازن نفت، سیاست انرژی

---

* این مقاله از رسالهٔ دکتری آقای مصطفی دین محمدی با عنوان " ارائهٔ الگویی برای تخصیص بهینهٔ منابع گاز طبیعی ایران" به راهنمایی آقای دکتر محسن رنانی استخراج شده است.

Archive of SID

۱- مقدمه

ایران با دارا بودن ۲۸/۲۵ تریلیون مترمکعب منابع گاز طبیعی، در ردیف یکی از غنی‌ترین کشورهای گازی جهان قرار دارد. با وجود این‌که ایران از نظر منابع نفت نیز در ردیف کشورهای غنی نفتی است، ولی بخش مهمی از ظرفیت‌های تولید نفت ایران به صورت بالقوه است. بهره‌برداری از گاز برای تزریق به مخازن نفت، مهم‌ترین روش قابل توصیه برای تبدیل ذخایر بالقوهٔ نفت به ذخایر بالفعل در ایران است.

پارس جنوبی، بزرگ‌ترین میدان مشترک گازی جهان بین ایران و قطر، در اوایل دههٔ ۱۳۷۰ شمسی توسط قطر توسعه یافت. پس از یک وقفهٔ چندین ساله، انگیزهٔ زیادی برای توسعهٔ سریع این میدان عظیم گازی توسط ایران نیز ایجاد شد. با توجه به امکان افزایش قابل توجه تولید گاز پس از توسعهٔ این میدان و نیز سایر میدان‌های گازی، موضوع تخصیص گاز تولید شده به گزینه‌های مختلف، به یکی از مباحث مهم اقتصادی در سال‌های اخیر تبدیل شد. توسعهٔ این میدان امکان تعریف کاربردهای مختلف و جدیدی برای گاز در ایران فراهم می‌کند. از آن جمله، می‌توان به توسعهٔ سریع واحدهای پتروشیمی، توسعهٔ صنایع انرژی بر، حمل و نقل مبتنی بر سوخت گاز، صادرات و تزریق گاز اشاره کرد. با وجود گزینه‌های مختلف مصرف گاز در سال‌های آینده، تخصیص بخش قابل توجهی از گاز تولید شده برای تزریق به میدان‌های نفتی اهمیت فراوانی در این مباحث پیدا کرده است. تبدیل ذخایر بالقوهٔ نفت به ذخایر بالفعل، رابطهٔ مستقیمی با بهره‌برداری و نوع تخصیص منابع عظیم گازی ایران به مصارف تزریق یا سایر مصارف دارد. در این مقاله، موضوع تزریق گاز و نقش آن در آیندهٔ اقتصاد نفت و گاز ایران از جنبه‌های اقتصادی مورد توجه قرار گرفته است و ارزش اقتصادی تخصیص گاز به تزریق و سایر مصارف در قالب یک تابع رفاه اجتماعی مدل‌سازی می‌شود تا هزینهٔ فرصت انواع مصارف تخصیص گاز در ایران در سال‌های آینده مشخص شود.

این مقاله در بخش‌های زیر سازمان‌دهی شده است: در بخش دوم مقاله، پیشینهٔ موضوع و مطالعات گذشته دربارهٔ تزریق گاز در ایران مورد بررسی قرارگرفته است. در بخش سوم، مباحث نظری اثر تزریق گاز بر منحنی استخراج نفت تشریح شده است. در بخش چهارم، به نقش تزریق گاز در ظرفیت تولید نفت ایران در سال‌های آینده، با توجه به شواهد آماری روند تاریخی تولید نفت و روند تغییر آمار ذخایر نفت ایران، پرداخته شده است. در بخش پنجم، هزینهٔ فرصت انواع مصارف گاز در ایران با تأکید بر تزریق گاز در قالب یک مدل اقتصادی، مدل‌سازی و مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است. در

Archive of SID

مدل‌سازی، محدودیت‌های تولید گاز در سال‌های آینده، حجم گاز مورد نیاز جهت تزریق، رشد مصرف گاز در داخل کشور و امکان صادرات گاز و سایر متغیرها و پارامترهای مؤثر بر تخصیص منابع گاز ایران با تأکید بر بخش تزریق گاز در نظر گرفته شده است. در پایان نیز جمع‌بندی و نتیجه‌گیری از کل مباحث مقاله ارائه شده است.

۲- پیشینهٔ موضوع و مطالعات انجام شده

با وجود اهمیت بسیار زیاد بخش نفت و گاز در اقتصاد ایران، مطالعات اقتصادی بهره‌برداری از منابع نفت و گاز در ایران هنوز جایگاه مناسبی نیافته و مطالعات اقتصادی مرتبط با تزریق گاز نیز از این قاعده مستثنی نبوده است. در این قسمت، به سوابق موضوع و مطالعات انجام شدهٔ مرتبط با تزریق گاز اشاره می‌شود.

سعیدی (۱۳۸۱) بیان می‌کند سوابق مطالعات تزریق گاز در ایران به سال‌های قبل از ۱۳۵۷ برمی‌گردد. این مطالعات نشان می‌داد که در مخازن سنگ آهکی ایران تزریق گاز در مقایسه با تزریق آب ارجحیت دارد. در سال ۱۳۵۳، مطالعه‌ای روی ۸ میدان نفتی بزرگ کشور انجام شد و برآورد شد که با تزریق ۲۵۰ میلیون متر مکعب گاز در روز، امکان بازیافت ثانویهٔ ۳۵ میلیارد بشکه از این میدان‌ها وجود دارد. طبق برنامه، قرار بود که از سال ۱۳۶۰ تزریق این حجم از گاز شروع شود. شروع جنگ موجب توقف این پروژه شد. بر این اساس، استدلال می‌شود که در شرایط کنونی، نه تنها حجم گاز مورد اشاره برای تزریق لازم است، بلکه برای جبران تأخیر در تزریق گاز و جبران کاهش فشار مخازن اصلی کشور با برداشت ۳۳ میلیارد بشکه از ذخایر نفتی از آن تاریخ به بعد و نیز افزوده شدن مخازن جدید نیازمند تزریق، افزودن ۳۵۰ میلیون متر مکعب در روز دیگر نیز برای تزریق مورد نیاز است. مقدار بازیافت نفت حاصل از این حجم وسیع تزریق (حدود ۶۰۰ میلیون متر مکعب در روز برای ۲۰ تا ۲۵ سال)، ۴۵ میلیارد بشکه برآورد شده است.

درخشان (۱۳۸۱) با اشاره به مطالعات انجام شدهٔ تزریق گاز قبل از انقلاب و توصیهٔ تزریق ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز در روز برای تولید صیانتی از میدان های نفتی، بیان می‌کند که با وجود ضرورت تزریق گاز بیش از مقدار مورد اشاره در آن مطالعات، در سال‌های پس از انقلاب تأخیرهای طولانی در تزریق گاز انجام گرفته و تزریق گاز همواره

Archive of SID

کم‌تر از مقدار برنامه‌ریزی رسمی خود وزارت نفت بوده است. جدول زیر آمار برنامه و عملکرد تزریق گاز را در سال‌های برنامهٔ دوم و سوم نشان می‌دهد.

جدول ۱- تزریق گاز در برنامه و عملکرد (میلیون متر مکعب در روز)

سال	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵
برنامه	۱۰۱.۱	۱۳۰.۷	۱۳۰.۷	۱۳۰.۷	۷۰	۸۰	۹۰	۹۰	۱۱۲	۱۳۷	۱۳۷	۱۰۵
عملکرد	۵۴.۶	۵۸.۴۸	۶۱.۲	۶۷.۴۹	۶۷.۷۵	۷۱.۱۴	۷۵.۴	۷۲.۳۵	۷۷.۸۹	۸۰.۰۵	۷۷.۳	۷۹

منبع[1]: (درخشان ۱۳۸۱)

درخشان، بیان می‌کند که علت پایین بودن تزریق گاز و کاهش رسمی آن و نیز پایین‌تر بودن میزان عملکرد تزریق گاز از برنامه، می‌تواند عدم اولویت تزریق گاز برای وزارت نفت و نیز کمبود گاز برای تزریق باشد. جدول فوق نشان می‌دهد از سال‌های ۱۳۸۱به بعد نیز همواره عملکرد تزریق از هدف برنامهٔ پایین‌تر بوده و در سال ۱۳۸۵ دوباره برنامهٔ رسمی تزریق گاز کاهش یافته است.

در مطالعه‌ای که به سفارش مرکز پژوهش‌های مجلس با عنوان استفادهٔ بهینه از منابع گازی کشور انجام گرفته، موضوع تزریق گاز با جزئیات بیش‌تری مورد بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه عنوان شده است که بر اساس مطالعهٔ شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۳، از ۶۲ مخزن نفت فعال کشور، ۱۷ مخزن کشور نیاز ضروری به تزریق گاز دارند و ۷ مخزن دیگر تا بیست سال آینده نیازمند تزریق گاز خواهند بود. از ۱۷ مخزنی که تزریق گاز در آن‌ها ضروری بوده است، ۸ مخزن دارای برنامهٔ تزریق در قبل و بعد از انقلاب بوده‌اند، ولی میزان گاز تزریقی به آن‌ها توأم با تأخیر و کم‌تر از نیاز واقعی آن‌ها بوده است. از ۲۴ مخزن مورد اشاره در این بررسی که اولویت تزریق گاز در کشور محسوب می‌شوند، ۱۷ مخزن در سال ۱۳۵۶ تولید نفت داشته‌اند و متوسط تولید آن‌ها ۳/۷ میلیون بشکه در روز بوده است. در سال ۱۳۸۳ (بعد از ۲۷ سال)، مقدار تولید این مخازن تقریباً به نصف یعنی ۱/۷۵ میلیون بشکه در روز افت کرده است (مرکز پژوهش‌های مجلس، ۱۳۸۵).

وزارت نفت (۱۳۸۵) برنامهٔ بیست سالهٔ کشور در حوزهٔ گاز را با عنوان « برنامهٔ تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳- ۱۳۸۴ » در سال ۱۳۸۵ تهیه کرد. در این

۱- آمار سال‌هاي بعد از ۱۳۸۱ از ترازنامه هيدروكربوري كشور(۱۳۸٤) و گزارش «برنامة توليد و مصرف گاز طبيعي (۱٤۰۳-۱۳۸٤)» به جدول ۱ اضافه شده است.

Archive of SID

مطالعه، با بررسی منابع تولید و مصرف گاز در بیست سال آینده، تراز گاز کشور بر پایهٔ سناریوهای مفروض از رشد مصرف در بخش‌های مختلف تولید و مصرف گاز ارائه شده است. در این گزارش، پیش‌بینی شده است که اهداف مختلف در توسعهٔ صنعت گاز در تأمین مصارف گاز در داخل کشور، تزریق گاز و صادرات گاز می‌تواند امکان پذیر باشند. برنامهٔ تزریق گاز وزارت نفت در سال‌های برنامه، با توجه به جدول زیر ارائه شده است. ارقام پیش‌بینی شدهٔ زیر بر اساس نرخ افت تولید و ویژگی‌های سنگ مخزن و نیز حجم ذخیرهٔ نفت مخازن برای حفظ فشار موجود مخازن محاسبه شده‌اند.

جدول ۲- پیش‌بینی تزریق گاز به میدان‌های نفتی (میلیون متر مکعب در روز)

سال	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳
مقدار تزریق گاز	۱۰۵	۱۳۵	۱۴۸	۱۷۹	۲۲۴	۲۷۱	۲۹۱	۳۰۳	۳۱۰	۳۰۵	۳۰۱	۲۹۶	۲۹۲	۲۸۹	۲۸۶	۲۸۳	۲۸۰	۲۷۸	۲۷۵

منبع: (وزارت نفت ۱۳۸۵)

شواهد تجربی و مطالعات تاریخی، متوسط بازیافت اولیه و طبیعی مخازن نفت ایران را بین ۲۰ تا ۲۲ درصد از کل نفت درجا نشان می‌دهند. تاکنون در مورد درصد بازیافت ثانویه اطلاعات تاریخی در ایران کسب نشده است، ولی محاسبات و شبیه سازی آزمایشگاهی نشان می‌دهد که بازیافت ثانویه حدود ۵ تا ۷ درصد از نفت درجای ایران امکان پذیر است. با انجام پروژه‌های تزریق گاز در مناطق خشکی، پیش‌بینی می‌شود حدود ۲۱/۷۷ میلیارد بشکه نفت با بازیافت ثانویه حاصل شود. هم‌چنین با انجام پروژه‌های تزریق آب در میدان‌های نفتی دریا، حدود ۶/۷ میلیارد بشکه نفت با بازیافت ثانویه قابل استحصال خواهد شد (علاءالدین، ۱۳۸۴). از بررسی مطالعات و شواهد فوق مشخص می‌شود:

۱- با وجود ضرورت تزریق گاز به مخازن نفت در سال‌های گذشته، به دلایل و محدودیت‌های مختلف، تزریق گاز متناسب با نیاز واقعی به مخازن نفت کشور انجام نشده است.

۲- مطابق با «برنامهٔ تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳- ۱۳۸۴»، وزارت نفت حجم قابل توجهی از تزریق گاز به میدان‌های نفتی را در بیست سال آینده پیش‌بینی کرده است. ولی با توجه به سوابق گذشتهٔ تزریق گاز، انتظار تحقق این برنامه نیز بعید به نظر می‌رسد. با افزایش مصرف گاز در سال‌های آینده و تعریف مصارف جدید برای مصرف گاز و محدودیت تولید گاز، تحقق برنامه‌های فوق مستلزم اولویت داشتن تزریق گاز است.

Archive of SID

۳- بررسی سوابق موضوع تزریق گاز مشخص می‌کند که در مقدار حجم گاز مورد نیاز برای تزریق گاز اختلاف نظر وجود دارد، لذا انتظار می‌رود در حجم نفت قابل برداشت ثانویهٔ حاصل از تزریق نیز اختلاف نظر وجود داشته باشد. فقدان مطالعات جامع مخازن نفت که نیازهای واقعی تزریق گاز به مخازن را مشخص می‌کند، می‌تواند صدمات جبران ناپذیری را به تولید نفت مخازن اصلی کشور از جهت عدم تشخیص صحیح نیاز و زمان تزریق گاز به مخازن در پی داشته باشد.

۳- منحنی استخراج نفت و عوامل مؤثر بر آن

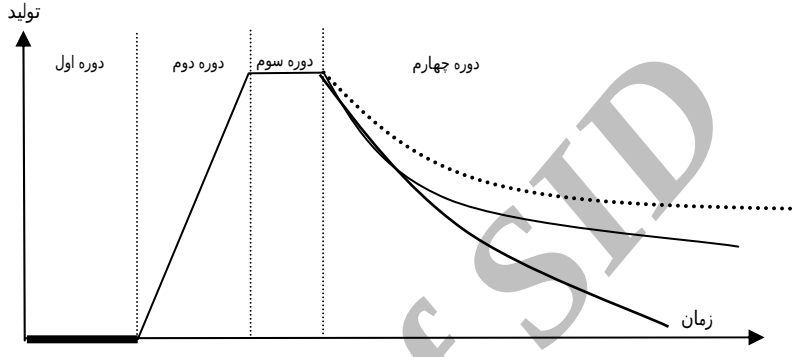
ذخایر نفت مانند ذخیرهٔ یک مادهٔ مایع در استخر نیست که به هر مقدار ممکن و با نرخ‌های برداشت مختلف در دوره‌های مختلف بتوان از آن بهره‌برداری کرد. نفت، درون شکاف‌ها و حفره‌های بسیارریز سنگ‌های مخزن ـ که دارای ابعاد میکروسکوپی است و در اعماق زمین قرار دارد. همهٔ ذخایر نفت درجا[1] قابل استخراج نیست و فقط بخشی از آن در دو مرحلهٔ کلی استخراج طبیعی نفت از مخازن و استخراج نفت از طریق روش‌های ازدیاد برداشت (روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه[2]) نفت قابل استخراج است. فشار مخزن و دورهٔ عمر مخزن از متغیرهای مهم تعیین کننده مقدار استخراج نفت

۱- نفت درجا (oil in place)، نشان‌دهندهٔ نفت موجود در سنگ مخزن مخازن نفت است. این نفت شامل مواد هیدروکربني مایع و گازي و نیز سایر سیال‌ها نظیرآب، گازهاي بي اثر وگازهاي اسیدي نیز مي‌شود. از لحاظ فني، همه نفت درجا، قابل استخراج نیست. مجموع نفت با برداشت طبیعي، گازي و نیز سایر سیال‌ها نظیر آب، گازهاي بي‌اثر و گازهاي اسیدي نیز مي‌شود. از لحاظ فني، همهٔ نفت درجا، گازي و نیز سایر سیال‌ها نظیر آب، گازهاي بي‌اثر و گازهاي اسیدي نیز مي‌شود. از لحاظ فني، همهٔ نفت درجا، قابل استخراج نیست. مجموع ثانویه و ثالثیه در طول عمر مخزن تقسیم بر حجم ذخیرهٔ نفت درجاي آن مخزن را نرخ نهایي بازیافت نفت قابل استخراج از آن مخزن گویند. ذخایر اثبات شده نفت یک کشور به صورت حاصل جمع ضرب نرخ نهایي بازیافت نفت هر مخزن نفت در حجم نفت درجاي آن‌ها محاسبه مي شود. نرخ بازیافت نهایي میادین نفت به علت ساختارهاي مختلف زمین شناختي متفاوت از هم‌دیگر است.

۲- هدف از اجراي روش‌هاي بازیافت ثانویه و ثالثیه، ازدیاد برداشت نفت با حفظ یا افزایش فشار وبا تحرک‌پذیري بیش‌تر نفت درمخازن نفت است. تزریق سیالات (آب،۳- هدف از اجراي روش‌هاي بازیافت ثانویه و ثالثیه ازدیاد برداشت نفت با حفظ یا افزایش فشار و یا تحرك‌پذیري بیش‌تر نفت در مخازن نفت است. تزریق سیالات (آب، گاز و ترکیبي از سایر سیال ها) از اصلي‌ترین روش‌هاي بازیافت ثانویه محسوب مي‌شود. روش هاي بازیافت ثالثیه پس از اجراي روش‌هاي بازیافت ثانویه به کار گرفته مي‌شوند. مهم ترین این روش‌ها عبارتند از: تزریق آب به همراه مواد شیمیایي، تزریق گاز ازت یا گاز کربنیک، آب به همراه مواد شیمیایي تزریق گاز ازت یا گاز کربنیك تزریق حلال و روش‌هاي میکروبي و روش‌هاي حرارتي. همهٔ این روش‌ها با هدف افزایش فشار مخزن و تسهیل در جابجایي نفت در سنگ مخزن به کار گرفته مي‌شوند. البته تفکیک روش‌هاي بازیافت ثانویه از ثالثیه چندان دقیق نیست (درخشان، ۱۳۸۱).

Archive of SID

است. بر اساس شواهد تجربی، منحنی فرضی تولید در یک مخزن نفت از زمان اکتشاف، توسعه و تولید تا ترک مخزن را بر اساس شکل زیر می‌توان نشان داد. البته در عمل نمودارهای تولید نفت، منحنی‌های هموار نیستند، اما روند عمومی غالب مخازن نفت وگاز از چنین الگویی تبعیت می‌کند.



شکل ۱- چرخهٔ عمر یک مخزن نفت

قبل از این‌که مخزن وارد مرحلهٔ چهارم عمر خود (دورهٔ کاهش دبی تولید) شود، برداشت نفت از مخزن با فشار طبیعی مخزن انجام می‌گیرد، اما پس از آن از روش‌های ثانویه و ثالثیه برداشت نفت که موجب حفظ یا افزایش فشار مخزن و تسهیل در جابه‌جایی نفت در سنگ مخزن می‌شوند، استفاده می‌شود تا جلوی هرزروی نفت و کاهش سریع افت تولید گرفته شود.

محدودیت عرضه از نظر حجم و زمان عرضه در مخازن نفت و گاز وجود دارد. اما رفتار تولید مخازن نفت و گاز در دورهٔ قبل از رسیدن به پیک تولید، با دورهٔ پس از آن کاملاً متفاوت است. هنگامی که مخزن نفت وارد مرحلهٔ چهارم عمر خود می‌شود، از نظر فنی امکان افزایش تولید نفت در آن مخزن وجود ندارد و روش‌های برداشت ثانویه و ثالثیه فقط مسیر افت تولید و نرخ افت تولید را تغییر می‌دهند. در شکل فرضی فوق، مسیرهای CD، CE وCF منحنی، استخراج نفت از مخزن در حالت‌های مختلف نرخ افت تولید را نشان می‌دهند. مسیر CD با اعمال دقیق و کامل روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه به دست می‌آید. در این مسیر، افت تولید نفت کم‌ترین مقدار ممکن را دارد و بیش‌ترین مقدار نفت هم قابل بهره‌برداری است. اگر روش‌های بازیافت ثانویه در آغاز و سپس روش‌های ثالثیهٔ برداشت نفت در زمان لازم اعمال نشوند، با هرزروی نفت، منحنی استخراج نفت در مسیرهای CE وCF قرار می‌گیرد. در شکل ۱، مساحت زیر

Archive of SID

منحنی ABCF، مقدار بازیافت طبیعی (بازیافت اولیه) از مخازن نفت را نشان می‌دهد. اختلاف بین مقدار منحنی‌های CD و CF، مقدار نفت حاصل از اعمال روش‌های ازدیاد برداشت را مشخص می‌کند. ارزش اقتصادی روشهای بازیافت ثانویه، معادل ارزش اقتصادی ازدیاد نفت برداشت شده است (تفاوت بین مقدار منحنی‌های CD وCF) (Hannesson, 1998).

۴- نقش تزریق گاز در ظرفیت تولید نفت ایران در سال‌های آینده

برای آشنایی با نقش تزریق گاز در منحنی تولید نفت، در این قسمت سوابق تغییر در ذخایر نفت و منحنی تولید نفت ایران و موارد ابهام انگیز در مورد رابطهٔ تزریق گاز با حجم ذخایر قابل استخراج نفت و نیز مقدار گاز مورد نیاز برای تزریق گاز بررسی می‌شود. در بخش زیر استدلال می‌شود که منحنی استخراج نفت ایران در شرایطی قرار گرفته که با قرار گرفتن مخازن اصلی تولید نفت ایران در دورهٔ کاهش دبی تولید، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت (تزریق گاز) از اصلی‌ترین ابزارهای حفظ و جلوگیری از کاهش توان تولید نفت محسوب می‌شود. در بخش زیر استدلال شده است که ذخایر باقی‌ماندهٔ نفت ایران کم‌تر از مقدار منتشر شدهٔ آن است و مقدار استخراج باقی‌ماندهٔ ذخایر نفت ایران با توجه به منحنی استخراج نفت ایران وابستگی بسیار زیادی به مقدار گاز تزریق شده به مخازن نفت دارد.

۴-۱- سوابق تاریخی تغییر ذخایر نفت ایران

منظور از ذخایر در ادبیات انرژی، همان ذخایر اثبات شده (ذخایر باقی مانده) است. ذخایر اثبات شده نفت تابعی از ضریب بازیافت نفت و حجم ذخیرهٔ نفت درجا است. خالص تغییر در ذخایر نفت از سه طریق زیر انجام می‌پذیرد:

۱- کاهش ذخایر با بهره‌برداری از ذخایر موجود

۲- افزایش ذخایر با اکتشافات جدید

۳- تغییر در ذخایر با اصلاح و ویرایش آمار ذخایر قبلی

Archive of SID

جدول ۳، جزئیات ذخایر نهایی[1]، ذخایر بهره‌برداری شده، ذخایر باقی‌مانده و ترکیب آن‌ها در سال ۱۳۸۴ را نشان می‌دهد.

جدول ۳- ترکیب ذخایر نفت ایران (میلیارد بشکه)

ترکیب ذخایر		ذخیره نفت درجا	ذخیره نهایی	ضریب بازیافت نهایی (درصد)	کل تولید انباشتی تا پایان ۱۳۸۴	ذخیره باقی مانده در ابتدای سال ۱۳۸۵
نفت خام	خشکی	۵۳۰.۸۸	۱۴۲.۵۷	۲۶.۸۶	۵۴.۲۴	۸۸.۳۳
	دریا	۱۰۲.۸۷	۱۷.۲۵	۱۶.۷۸	۵.۸	۱۱.۴۵
جمع ذخایر نفت خام		۶۳۳.۷۵	۱۵۹.۸۲	۲۵.۲۲	۶۰.۰۴	۹۹.۷۸
میعانات گازی (خشکی و دریا)		۱۰۷.۱۲	۴۲.۷۵		۶.۳۸	۳۶.۳۷
جمع					۶۶.۴۲	۱۳۶.۱۵

(ترازنامهٔ هیدروکربوری،۱۳۸۴)

با توجه به جدول فوق، ذخایر نفت درجای ایران ۶۳۴ میلیارد بشکه است، که به‌طور متوسط با بازیافت طبیعی (اولیه)، ثانویه و ثالثیه، ۲۵/۲۲ درصد آن قابل برداشت است. جدول ۳، نشان می‌دهد که کل ذخایر نهایی نفت خام متعارف ایران تا سال ۱۳۸۴، ۱۶۰ میلیارد بشکه بوده است، که تا سال ۱۳۸۴ مقدار ۶۰ میلیارد بشکهٔ آن استخراج شده و ۱۰۰ میلیارد بشکهٔ آن باقی مانده است. با توجه به جدول فوق، حدود ۴۰ درصد نفت خام ایران تا پایان سال ۱۳۸۵ برداشت شده است.

حال این سوال مطرح می‌شود که آیا شواهد تاریخی تغییر در ذخایر نفت و تولید نفت ایران در سال‌های گذشته سازگار با ۱۰۰ میلیارد بشکه ذخیرهٔ نفت خام باقی مانده و ۳۶/۸ میلیارد بشکه میعانات گازی است؟

با توجه به موضوع مقاله، طرح این سوال از آن جهت مهم است که اگر ذخایر واقعی ایران به‌طور قابل توجهی از آمار منتشر شده پایین‌تر باشد، به مفهوم این است که بخش عمدهٔ ذخایر نفت به‌طور طبیعی استخراج شده و استخراج باقی ماندهٔ ذخایر، که می‌توانند به صورت بالقوه قابل استخراج باشند، وابستگی بسیار بالایی به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت (تزریق گاز) دارد. برای پاسخ به سؤال فوق، ضرورت دارد روند اکتشاف و تغییر در ذخایر اثبات شدهٔ نفت ایران مورد بررسی قرار گیرد.جدول ذیل روند

۱- با توجه به جدول ۳، ذخایر نفت شامل میعانات گازي نیز مي‌شود. میعانات یا «کندانسه» و مایعات گازي معمولا همراه تولید گاز طبیعي از مخازن مستقل گازي و یا از کلاهک‌هاي گازي و ذخایر گاز همراه با نفت استحصال مي‌شوند. میعانات گازي ذخایري وابسته به ذخایرگاز و تولیدگازند، ولي به جهت ویژگي‌هاي مشترک با نفت خام در بعضي از آمارهاي رسمي با آمار ذخایر نفت خام جمع بسته مي‌شوند. میعانات گازي سبک ترین وگران ترین نوع نفت محسوب مي‌شوند.

Archive of SID

تغییر در ذخایر اثبات شده باقی ماندهٔ نفت در فاصلهٔ سال‌های (۱۳۸۶-۱۳۶۰) را نشان می‌دهد:

جدول ۴- روند تغییر در ذخایر اثبات شدهٔ نفت ایران (میلیارد بشکه)

سال	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶
ذخایر نفت	۵۸	۵۸	۵۷	۵۵	۵۱	۴۹	۴۸	۴۸.۸	۹۲.۸۵	۹۳	۹۳	۹۳	۹۳	۹۳	۹۳	۸۹	۸۸	۹۳	۹۳	۹۳	۱۰۰	۹۹	۱۳۱	۱۳۳	۱۳۳	۱۳۷	۱۳۸

منبع: (BP, 2008)

اولین تغییر اساسی در آمار ذخایر نفت ایران در سال ۱۳۶۸ رخ داد. با این تغییر، آمار ذخایر رسمی اثبات شده نفت ایران از ۴۹ میلیارد بشکه به ۹۳ میلیارد بشکه رسید. دومین تغییر در ذخایر در تاریخ ۱۳۸۲ انجام گرفت، که حجم ذخایر باقی ماندهٔ نفت ایران را از ۹۹ میلیارد بشکه به ۱۳۱ میلیارد بشکه رسانده است (BP,2008). در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۶۰ تا ۱۳۸۶، ۳۰ میلیارد بشکه از ذخایر نفت کشور نیز استخراج شده است. در نتیجه، از سال ۱۳۶۰ تا ۱۳۸۶، ۱۰۸ میلیارد بشکه بر ذخایر قبلی نفت افزوده شده، است که با استخراج ۳۰ میلیارد بشکه از آن، ۱۳۸ میلیارد ذخایر باقی ماندهٔ نفت ایران در آمارهای رسمی اعلام شده است. افزایش ذخایر نفت بعد از سال ۱۳۶۰، معادل ۱/۸ برابرکل ذخیرهٔ نفت در سال ۱۳۶۰ و۱/۲ برابر ذخیرهٔ نهایی نفت ایران در سال مذکور بوده است.

مخازن نفت بسیار بزرگ ایران که بدنهٔ اصلی تولید نفت ایران را تشکیل داده‌اند، در سال‌های قبل از دههٔ ۱۳۴۰ کشف شده‌اند. ذخایر کشف شده در دههٔ ۱۳۵۷ــ ۱۳۴۸، کاهش قابل ملاحظه‌ای نسبت به دههٔ قبل پیدا کرد (حجم اکتشاف‌ها در این دوره، یک پنجم دههٔ قبل بوده است) و میدان‌های کشف شده در ردیف میدان‌های کوچک تا متوسط قرار داشته‌اند. در دههٔ بعد، به واسطهٔ جنگ فعالیت‌های اکتشافی وارد مرحله رکود شد (وزارت نفت، ۱۳۸۲). نتیجه شروع فعالیت‌های اکتشافی پس از جنگ، اکتشاف مخازن کوچک نفت با حجم ذخیره اثبات شده کم‌تر از یک میلیارد بشکه[۱] بوده است. کل ذخایر اکتشاف شده در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۷۰ تا ۱۳۸۵ معادل ۷۰ میلیارد بشکهٔ نفت درجا گزارش شده است. این حجم از نفت درجا حدود ۱۱ درصد کل نفت

۱- البته میدان نفتي يادآوران، تنها ميدان نفتي كشف شده بعد از سال ۱۳۶۰ است، كه داراي حجم ذخيرة نفت اثبات شده بيش از يک ميليارد بشكه است.

Archive of SID

درجای کشور (با توجه به رقم ۶۳۳ میلیارد بشکه نفت درجا) بوده است (ترازنامهٔ هیدروکربوری، ۱۳۸۶). در حالی حدود ۱۱ درصد بر ذخایر نفت درجای کشور در دورهٔ پس از انقلاب افزوده شده که حجم ذخایر اثبات شده از رشدی معادل ۱۸۰ درصد برخوردار بوده است. علاوه بر اکتشاف‌های مخازن کوچک، دو عامل « افزایش سهم میعانات گازی در کل ذخایر نفت» و «تجدید نظر و اصلاح آمارهای قبلی در دو مرحله»، نقش قابل توجهی در تغییرکل ذخایر نفت ایران داشته‌اند.

کشف میدان‌های گازی به ویژه میدان پارس جنوبی اصلی‌ترین عامل افزایش آمار میعانات گازی در آمار ذخایر نفت ایران بعد از سال ۱۳۵۷ بوده است[1]. در حالت بسیار خوشبینانه، می‌توان فرض کرد که کاهش ذخایر نفت ایران با بهره‌برداری از ذخایر نفت از سال ۱۳۶۰ به بعد، معادل با افزایش ذخایر حاصل از اکتشافات مستقل مخازن نفت و میعانات گازی در ترکیب آمار ذخایر نفت بوده لذا می‌توان نتیجه گرفت که دلیل اصلی تغییر و افزایش ذخایر نفت ایران، تجدید نظر و اصلاح آمارهای قبلی در دو مرحله بوده است.جزئیات اولین مرحلهٔ تجدید نظر در ذخایر نفت ایران در سال ۱۹۸۸ اعلام نشد. تجدید نظر در ذخایر نفت در این مرحله، ۴۴ میلیارد بشکه بر ذخایر نفت ایران افزود. دومین تجدیدنظر در ذخایر به صورت تغییر در برآورد حجم نفت درجا و تغییر در نرخ بازیافت نهایی میدان‌های نفتی بزرگ انجام شده است. در این مرحله نیز ۲۷/۸ میلیارد بشکه نفت خام و۳/۲ میلیارد بشکه میعانات‌گازی به ذخایر نفت ایران در این سال اضافه شده است (کاظم‌پور اردبیلی، ۱۳۸۳).

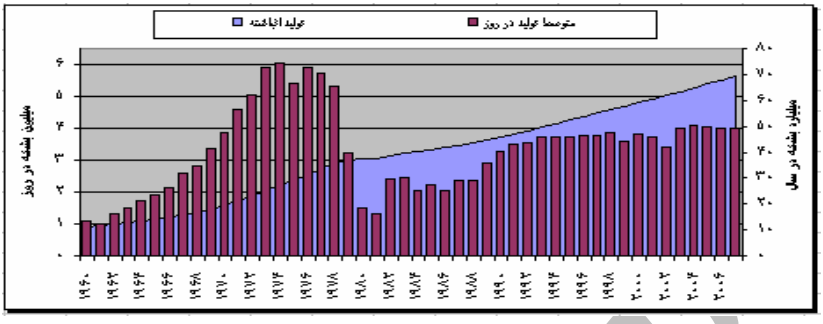
سوابق تاریخی تولید نفت در ایران موضوع ظرفیت تولید نفت و نیز نیاز به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت (تزریق گاز) را از جنبهٔ دیگری نشان می‌دهد.

۴-۲- *سوابق تاریخی تولید نفت در ایران*

شکل زیر متوسط تولید روزانهٔ نفت ایران در سال‌های ۲۰۰۷-۱۹۶۰ و تولید انباشتهٔ نفت ایران از آغاز دورهٔ بهره‌برداری از منابع نفت تا سال ۲۰۰۷ را نشان می‌دهد. آمار تولید نفت شامل نفت خام و میعانات گازی است.

۱- حجم میعانات گازي میدان پارس جنوبي، حدود ۱۸ میلیارد بشکه برآورد شده است.

Archive of SID



منبع: (BP,2008)

شکل۲- تولید انباشتهٔ نفت و متوسط تولید روزانهٔ نفت ایران

از آغاز بهره‌برداری از نفت در ایران تا سال ۲۰۰۷، ۶۹/۳ میلیارد بشکه از ذخایر نفت ایران به‌طور انباشتی بهره‌برداری شده است. از کل نفت برداشت شده، ۶۲/۴ میلیارد بشکه، نفت خام و ۶/۹ میلیارد بشکه به صورت میعانات گازی بوده است.

ایران در شرایطی در سال ۱۳۵۳ رکورد متوسط تولید ۶/۱ میلیون بشکه در روز را تجربه کرد که بزرگ‌ترین میدان‌های نفتی ایران که سهم عمده تولید نفت را در اختیار داشتند، دورهٔ جوانی خود را سپری می‌کردند و اکنون با برداشت ۴۰ میلیارد بشکه نفت از آن تاریخ به بعد، این مخازن بزرگ وارد نیمهٔ دوم عمر خود شده‌اند و کاهش دبی تولید را تجربه می‌کنند (مرکز پژوهش‌های مجلس، ۱۳۸۵). در سال‌های اوج تولید نفت (۱۹۷۶-۱۹۷۲)، ۱۷ مخزن بزرگ نفتی حدود ۳/۷ میلیون بشکه از کل تولید نفت (۶۰ درصد از کل تولید سال‌های مذکور) را بر عهده داشتند اما با افت تولید، تولید این مخازن به حدود ۱/۷۵ میلیون بشکه[1] در روز در سال ۱۳۸۳ (۴۱ درصد از کل تولید) کاهش یافته است (همان منبع). در سال ۱۳۵۷، حجم تولید نفت ایران ۵/۱ میلیون بشکه در روز با ۴۰۰ حلقه چاه با متوسط بهره دهی ۱۲۵۰۰ بشکه در روز بوده است (سعیدی،۱۳۸۱)، در حالی که در سال ۱۳۸۶، متوسط بهره‌دهی چاه‌ها به حدود ۱۶۰۰ بشکه در روزکاهش یافته است (Opec Annual Statistical Bulletin, 2006). متوسط سالانهٔ افت تولید نفت ایران حدود ۹ تا ۱۱ درصد گزارش شده است، که معادل ۳۵۰

۱- از مقدار تولید نفت مخازن مورد اشاره در سال ۱۳۸۳، ۹۲ درصد تولید توسط هشت مخزن اصلي نفت كه بزرگ ترين مخازن توليد نفت ايران هستند، انجام گرفته است. اين مخازن بسيار بزرگ عبارتند از: مارون، گچساران، كرنج، آغاجاري، بي بي حكيمه، پارسي، كوپال و يازنان.

Archive of SID

تا ۴۰۰ هزار بشکه نفت در سال است (ترازنامه انرژی،۱۳۸۴). وجود افت تولید نفت به این مفهوم است که برای حفظ سطح موجود تولید نفت، در هر سال ضرورت دارد با افزایش تولید نفت از منابع دیگر، معادل کاهش طبیعی تولید نفت جایگزین شود.

۴-۳- تزریق گاز و رابطهٔ آن با ظرفیت تولید بالفعل نفت در ایران

سوابق تاریخی تولید نفت در ایران نشان می‌دهد که با وجود افزایش ۱۸۰ درصدی در ذخایر نفت ایران، تولید نفت ایران به‌طور متوسط نسبت به دههٔ ۱۳۵۰ کاهش ۳۰ درصدی را نشان می‌دهد. سوابق تاریخی تولید و ملاحظهٔ چرخه‌های عمر مخازن اصلی تولید کنندهٔ نفت ایران نشان می‌دهد که تولید نفت ایران در اوایل دههٔ ۱۳۵۰ به اوج تولید نفت خود رسیده است و امکان تکرار این سطح تولید در سال‌های آینده غیرممکن به نظر می‌رسد. بررسی ناسازگاری بین آمار افزایش ذخایر نفت و کاهش تولید نفت ایران، خارج از چارچوب این مقاله است. ولی به چند نکته باید اشاره کرد:کارشناسان علت اصلی تجدید نظر کشورهای اپک از جمله ایران را در دههٔ ۱۹۸۰ ساختارِ تولید مبتنی بر سهمیه‌بندی بین اعضای در اپک می‌دانند نه تغییر واقعی ذخایر آن‌ها. از سویی، آمار ذخایر نفت ایران در مرحلهٔ دوم تجدیدنظر به علت افزایش ضریب بازیافت مخازن نفت تغییر پیدا کرده است (کاظم‌پور اردبیلی، ۱۳۸۳)، اما همان طور که در بررسی پیشینهٔ مطالعات به‌دست آمد، متناسب با نیاز واقعی مخازن نفت، گاز به آن‌ها تزریق نشده است و لذا انتظار افزایش ضریب بازیافت از این منبع نمی تواند قابل دفاع باشد. با وقوع انقلاب و سپس جنگ، صنعت نفت ایران در معرض تحریم و انواع محدودیت‌های دسترسی به فناوری مرزی تولید نفت قرارگرفت، لذا مشخص نیست که افزایش قابل توجه در ضریب بازیافت مخازن نفت چگونه امکان پذیر شده که مبنای تجدیدنظر در آمار نفت قرار گرفته است.

با توجه به شواهد تاریخی تولید نفت ایران (دورهٔ پیک تولید نفت، نرخ افت تولید، منحنی تولید مخازن بسیار بزرگ و متوسط تولید چاه‌ها) و بررسی دلایل تغییر در ذخایر نفت کشور و روند آن، به نظر می‌رسد که ذخایر باقی ماندهٔ نفت ایران که به صورت رسمی اعلام شده است، قابل تردید باشد و ذخایر نفت باقی مانده کم‌تر از ارقام رسمی اعلام شده است. در این صورت، با برداشت ۶۳ میلیارد بشکه از ذخایر نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۶ و فرض قابل تردید بودن ذخایر رسمی نفت خام اعلام شده، می‌توان انتظار داشت که بیش از نصف ذخایر نفت خام ایران بهره‌برداری شده باشد.

Archive of SID

با بهره‌برداری از نصف ذخایر نفت، منحنی جمعی سازی شدهٔ نفت ایران وارد نیمهٔ دوم عمر خود می‌شود. در نیمهٔ دوم عمر منحنی استخراج نفت افزایش قابل توجه تولید و تکرار رکوردهای تولید دورهٔ پیک تولید نفت امکان پذیر نیست. با توجه به شکل ۱، انتظار می‌رود در نیمهٔ دوم منحنی استخراج نفت، حفظ سطح تولید نفت و کاستن از نرخ افت تولید نفت با اعمال روش‌های برداشت ثانویه (تزریق گاز)، هدف اصلی استخراج مطلوب و صیانتی از ذخایر نفت کشور باشد.

ذخایر بالقوهٔ نفت که با تزریق گاز تبدیل به ذخایر بالفعل می‌شوند، متغیر بوده و تابعی از حجم گاز تزریق شده به مخازن نفت اند. تزریق گاز موجب تغییر فشار مخازن نفت می‌شود و با افزایش فشار مخازن انتظار می‌رود که تولید نفت مخازن نیز افزایش یابد (مقدار افت تولید به حداقل مقدار ممکن برسد)، لذا در سناریوهای زیر نقش تزریق گاز در مدل بررسی شده است.

۱- سناریوی حفظ فشار موجود مخازن نفت: این سناریو بر اساس ادامهٔ روند موجود تزریق گاز به مخازن نفت بر پایهٔ تزریق ۲/۲۵ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۲۴ میلیارد بشکه نفت در دورهٔ مطالعه در نظر گرفته شده است.

۲- سناریوی فشار افزایی متوسط مخازن نفت[۱]: این سناریو با هدف افزایش فشار مخازن نفت بر پایهٔ تزریق ۴ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۴۲ میلیارد بشکه نفت در دورهٔ مطالعه در نظر گرفته شده است.

۳- سناریوی فشار افزایی بالا در مخازن نفت: این سناریو بر پایهٔ افزایش فشار مخازن نفت برای رسیدن به فشار اولیه بر پایهٔ تزریق ۶/۳ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۷۰ میلیارد بشکه نفت در دورهٔ مطالعه در نظر گرفته شده است.

گاز تزریق‌شده به مخازن نفت به صورت گاز همراه یا گاز کلاهک، در مخزن ذخیره می‌شود و پس از پایان دورهٔ بهره‌برداری نفت از مخزن، حدود ۸۰ درصد آن دوباره قابل بازیافت و استخراج خواهد بود. اثر دیگر تزریق گاز به مخازن، تولید میعانات گازی (کندانسه) در مخازن نفت پس از تزریق گاز است. بهره‌برداری از میعانات گازی در زمان بازیافت مجدد گاز تزریق شده، امکان پذیر است. فرض می‌شود ارزش گاز غیرقابل استحصال معادل ارزش کندانسه تولید شده باشد.

۱- مقدار گاز مورد نیاز براي تزریق و ازدیاد نفت حاصل از سناریوي ۲ و ۳ بر اساس مطالعهٔ درخشان (۱۳۸۵)، استخراج شده است.

Archive of SID

۵ - برآورد هزینهٔ فرصت تأخیر یا عدم تزریق گاز در ایران

با ادامه روند رشد مصارف گاز در داخل کشور، سهم گاز در تأمین انرژی اولیهٔ کشور از ۶۰ درصد کنونی به ۷۰ درصد در یک دههٔ آینده می‌رسد. در سال ۱۳۸۶، ارزش حرارتی گاز مصرف شده درکشور، معادل ۳/۵ میلیون بشکه نفت در روز بوده است. صادرات محصولات پتروشیمی، میعانات گازی و نیز برنامه‌های صادرات گاز موجب می‌شود سهم گاز در تجارت خارجی ایران نیز به شدت افزایش یابد. انتظار می‌رود با روند شتابان رشد انواع مصارف گاز در ایران و ثابت ماندن یا کاهش تولید نفت، صنعت گاز نقشی مهم‌تر از صنعت نفت در اقتصاد ایران به عهده گیرد.

تزریق گاز به میدان‌های نفتی ایران، مهم‌ترین روش در دسترس برای حداکثرسازی برداشت نفت از ذخایر نفت درجای کشور است. به همین دلیل، ضرورت دارد بخش قابل توجهی از گاز تولید شده در ایران برای تزریق گاز تخصیص یابد. اما مصارف گاز در ایران محدود به تزریق گاز نیست. نیازهای فزایندهٔ مصرف داخلی با افزایش نیازهای بخش خانگی ـ تجاری، نیروگاهی، توسعهٔ سریع واحدهای پتروشیمی، توسعه صنایع انرژی بر، حمل و نقل مبتنی بر سوخت گاز و صادرات گاز موجب می‌شود که مصرف گاز در هر یک از این مصارف هزینهٔ فرصت متفاوتی را ایجاد کند، لذا راهبرد تخصیص منابع گاز طبیعی ایران در سال‌های آینده می‌تواند در حالتی بهینه قرار گیرد، اگر هم‌زمان دو شرط زیر را داشته باشد:

۱- حداقل کردن هزینهٔ فرصت تخصیص بین دوره‌های زمانی بهره‌برداری از منابع گاز

۲- حداقل کردن هزینهٔ فرصت تخصیص بین بخش‌های مختلف مصرف کنندهٔ گاز

برای اندازه‌گیری هزینهٔ فرصت بهره‌برداری و مصرف منابع گاز ایران، یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی ریاضی حل می‌شود و هزینهٔ فرصت در دو بُعد، بین بخش‌های مختلف مصرف‌کنندهٔ گاز و در طول زمان مورد ملاحظه قرار می‌گیرد. ایدهٔ اولیهٔ این مدل از تحقیق جان رز[1]، در بررسی الگوی بهینهٔ تخصیص منابع گاز کانادا برای صادرات و مصرف داخل اقتباس شده است. در این مدل برای بهره‌برداری از منابع گاز، یک تابع رفاه اجتماعی تعریف می‌شود (Rowse,1985,1986,1995). تأمین بهینگی در تخصیص منابع، مستلزم حداکثر سازی تابع رفاه اجتماعی است. با توجه به مباحث اقتصاد خرد، تابع رفاه اجتماعی را می‌توان به وسیلهٔ مجموع مازاد رفاه مصرف کننده و تولیدکننده

1- John Rowse .

Archive of SID

سنجید. در این حالت، فرض می‌شود که تابع رفاه اجتماعی از نوع تابع رفاه مطلوبیت گرایان و جمع پذیر باشد (Jehle,1991) . مدل فوق با توجه به ساختار متفاوت منابع گاز در ایران و وابستگی آن به منابع نفت، متناسب با شرایط و مسئلهٔ بهره‌برداری و تخصیص منابع گاز در ایران، بسط و توسعه یافته و برآورد شده است.

متغیرهای تصمیم مدل شامل مصارف داخلی گاز، صادرات گاز، تزریق گاز و یا ذخیره کردن گاز (عدم استخراج گاز) است. با حل مدل، مقدار بهینهٔ متغیرهای تصمیم به دست می‌آید. مفروضات مدل که در قالب پارامترها و اسکالرها به مدل معرفی می‌شوند، نقش مهمی در تعیین مقدار بهینهٔ متغیرها دارند. از آن‌جا که نااطمینانی زیادی در مورد پارامترهای مدل نظیر پارامترهای قیمت، ظرفیت تولید و یا رشد مصرف گاز در داخل کشور در سال‌های آینده وجود دارد، نتایج مدل بر اساس سناریوهای مختلف قابل تحلیل است. نتایج مدل، اولویت‌ها و مقدار تخصیص گاز به مصارف داخل، صادرات یا تزریق و یا ذخیره کردن گاز را مشخص می‌کند. در تابع هدف، با توجه به مجموعه قیدهای تصریح شده ارزش سایه ای تخصیص گاز به گزینه‌های مختلف برآورد می‌شود.

۵-۱- تابع هدف

تابع هدف، خالص منافع اجتماعی بهره‌برداری از منابع گاز ایران است که به صورت مجموع ارزش تنزیل شده خالص مازاد رفاه مصرف کنندگان داخلی و تولید کننده تعریف شده است. در تابع هدف متغیرهای مصرف داخلی گاز، صادرات، تزریق و ذخیرهٔ گاز متغیرهای تصمیم هستند که به صورت زیر معرفی می‌شوند:

$$wf = \sum_{t=1}^{T} \delta_t * \Lambda_t(dom(t)) + \sum_{t=1}^{T} \delta_t * pex(t) * exp(t) + \sum_{i=1}^{T} \delta_t * s(t) * sal(t) + \sum_{t=t_0}^{T} \delta$$

$$_t * (\sum_{t=m}^{M} \delta_t * poil(t) * oil(t)) * inj(t) - \sum_{t=1}^{T} \delta_t * cdom(t) * dom(t) - \sum_{t=1}^{T} \delta_t * c exp(t)$$

$$* exp(t) - \sum_{t=1}^{T} \delta_t * cinj(t) * inj(t)$$

در الگوی فوق: dom(t)، مصرف گاز در داخل کشور، pex(t)، قیمت صادرات گاز، exp(t)، صادرات گاز، s(t)، ارزش گاز قابل ذخیره، sal(t)، مقدار گاز قابل ذخیره، vinj(t)، ارزش گاز تزریق شده، inj(t)، مقدار گاز تزریق شده، δt، نرخ تنزیل، oil(t)، ازدیاد نفت حاصل از تزریق گاز، poil(t)، قیمت نفت، cdom(t)، هزینهٔ نهایی تولید،

Archive of SID

انتقال و توزیع گاز در داخل کشور، cexp(t)، هزینهٔ نهایی صادرات و cinj(t)، هزینهٔ نهایی تزریق است. اجزای تابع هدف عبارتند از:

wf=A+B+C+D-E-F-G

قسمت‌های مختلف تابع هدف بیانگر:

$$A: \sum_{t=1}^{T} \delta_t * \Lambda_t(dom(t))$$

بخش A، انتگرال زیر منحنی تابع معکوس تقاضای گاز را با توجه به کشش تابع تقاضا اندازه می‌گیرد. ارزش مازاد رفاه مصرف کننده به سال پایه تنزیل می‌شود. تابع تقاضا، تقاضای جمعی سازی شدهٔ همه مصرف کنندگان داخل کشور است. فرم تابع تقاضا به صورت $p(t) = \alpha(t) * dom(t)^{\wedge} b(t)$ در نظر گرفته شده است. مقدار $\alpha(t)$، به صورت پارامتر، با حل مدل در داخل فرایند بهینه سازی به‌دست می‌آید. در تابع تقاضا، مجموعه عوامل مؤثر بر رشد مصرف به صورت برون‌زا به مدل داده شده است که در سناریوهای مختلف تحلیل می‌شود.

$$B: \sum_{t=1}^{T} \delta_t * pex(t) * exp(t)$$

بخش B، درآمد حاصل از صادرات گاز را اندازه‌گیری می‌کند. فروض مختلفی برای رفتار صادراتی می‌توان در نظر گرفت، به‌طور ساده، فرض می‌شود ایران دارای قدرت بازاری قابل توجهی روی قیمت‌های صادراتی نیست و به‌طور برون‌زا آن را از بازار جهانی می‌گیرد.

$$C: \sum_{i=1}^{T} s(t) * sal(t)$$

بخش C، ارزش ذخیرهٔ گاز نگه داشته شده در زمین را اندازه می‌گیرد. این بخش در تخصیص بین زمانی گاز به کاربردهای مختلف گاز بسیار مهم است. s(t)، ارزش گاز قابل ذخیره (استخراج نشده)، با سناریوهای مختلف قیمتی انتهای دورهٔ بهره‌برداری سنجیده می‌شود. برای اندازه‌گیری هزینهٔ فرصت بین زمانی، متغیر sal(t) وارد مدل شده است. متغیر sal(t)، گاز ذخیره‌سازی شدهٔ قابل بهره‌برداری نگه داشته شده در زمین است. وجود این متغیر امکان انتقال گاز به دورهای زمانی با بازدهی بیش‌تر با توجه به قیود مدل را فراهم می‌کند.

$$D: \sum_{t=t_0}^{T} \delta_t * (\sum_{t=m}^{M} \delta_t * poil(t) * oil(t)) * inj(t) = \sum_{t=t_0}^{T} \delta_t * vinj(t) * inj(t)$$

Archive of SID

بخش D، ارزش افزایش بازیافت نفت به واسطهٔ تزریق گاز به چاه‌های نفتی پس از زمان t_m را اندازه‌گیری می‌کند. پارامتر vinj(t)، براساس رابطهٔ بین حجم گاز تزریق شده و زمان و مقدار ازدیاد برداشت نفت تعیین می‌شود. در این رابطه فرض می‌شود برای برداشت یک بشکه نفت اضافی، ۸۵ متر مکعب گاز برای تزریق لازم باشد. ازدیاد برداشت نفت نیز بعد از یک دورهٔ ۱۰ ساله آغاز می‌شود. کل گاز تزریق شده به میدان‌های نفتی براساس نیاز میدان‌های نفتی به تزریق گاز در سه سطح حفظ فشار موجود مخازن، فشار افزایی متوسط و یا فشار افزایی کامل مخازن نفت برای دست‌یابی به فشار اولیهٔ مخازن وارد مدل شده است.

بخش E، F و G، به ترتیب هزینه‌های نهایی تولید، انتقال و توزیع گاز از منابع تولید به منابع مصرف داخل، هزینه‌های عرضهٔ گاز از منابع تولید به صادرات و هزینه‌های تزریق گاز از منابع تولید به میدان‌های نفتی را نشان می‌دهند.

۵-۱-۱- قیود فنی و اقتصادی تابع هدف

۱- موازنهٔ هم‌زمان تولید و مصرف گاز در هر دوره

$$(۱-.۰۸)*(Ut-flare(t)) = dom(t)+inj(t)+(exp(t)-imp(t)) \quad (۱)$$

$flare(t)$ و $imp(t)$، به ترتیب گازهای سوزانده شده و واردات قطعی گازند. در معادلهٔ فوق تولید گاز غنی[۱]، با مصرف گاز در هر دورهٔ زمانی در موازنه است.

۲- محدودیت عرضه

$$\begin{cases} U_1 + Sal_1 = upp_1 \\ U_2 + Sal_2 = upp_2 + Sal_1 \\ \dots\dots \\ U_T + Sal_T = upp_T + Sal_1 + \dots + Sal_{(T-1)} \end{cases} \quad (۲)$$

این محدویت ترکیبی از محدودیت فنی و اقتصادی است. در این رابطه upp(t)، حداکثر گاز قابل تولید در سال‌های مورد بررسی را نشان می‌دهد. اطلاعات upp(t)، براساس برنامه‌ریزی‌های مراجع رسمی تولید گاز در کشور با توجه به محدودیت سرمایه‌گذاری و

۱- گاز طبیعی، که از چاه‌های گاز استخراج می‌شود، با گاز طبیعی که مصرف‌کنندگان مصرف می‌کنند، متفاوت است. اگر چه پالایش گاز طبیعی ساده‌تر از پالایش نفت خام است، اما به مانند نفت، پالایش آن قبل از استفادهٔ مصرف‌کنندگان ضروری است. گاز طبیعی‌خام استخراج شده از منابع مختلف را اصطلاحا" «گاز غنی» گویند. گاز غنی بعد از پالایش به «گاز سبک» تبدیل می‌شود.

Archive of SID

قابلیت بهره‌برداری از ذخایر مختلف گاز وارد مدل شده است. upp(t)، ظرفیت‌های فنی تولید را نشان می‌دهد و لزوما به مفهوم بهره‌برداری بین زمانی کارا از منابع نیست. وجود متغیر sal(t)، در تابع هدف و رابطهٔ (۲)، موجب انعطاف پذیری لازم در انتقال ظرفیت‌های بهره‌برداری از گاز به دوره‌های زمانی مختلف درجهت تأمین هدف‌کارایی بین زمانی می‌شود.

۳- کل گاز تزریق شده

$$\text{inject} = \sum_{t=1}^{T} \text{inj}(t) \qquad (۴)$$

کل گاز تزریق شده (*inject*) به میدان‌های نفتی براساس نیاز میدان‌های نفتی به تزریق گاز در سه سطح هدف‌گذاری حفظ فشار موجود مخازن، فشار افزایی متوسط و یا فشار افزایی کامل مخازن نفت نسبت به فشار اولیه، وارد مدل شده است.

۴- تولید انباشته

$$w = \sum_{t=1}^{T} u(t) \qquad (۵)$$

حداکثر تولید انباشتهٔ گاز در کل دوره، معادل w است. w مجموع گاز قابل تولید در طول دورهٔ برنامه است که قابل تخصیص به مصارف مختلف است.

۵- محدودیت قراردادهای صادارت گاز

از آن‌جا که قراردادهای صادرات گاز برای دوره‌های بلندمدت بسته می‌شود و امکان قطع یا کاهش یک طرفهٔ صادرات گاز وجود ندارد، لذا فرض می‌شود که صادرات گاز در سال t نمی تواند کم‌تر از ۹۰ درصد آن در سال t-1 باشد.

$$\exp(t) \geq .۹ * \exp(t-۱) \qquad (۵)$$

۶- محدودیت زیر مقدار رشد برون‌زای مصرف گاز در داخل کشور در سناریوهای مختلف را نشان می‌دهد:

$$\overline{Q}_t = \overline{Q}_{t-۱}(۱ + g_{t-۱}) \qquad (۶)$$

۷- سایر محدودیت‌ها

مقدار رشد مصرف گاز در داخل کشور به صورت برون‌زاست و مقادیر اولیهٔ متغیرها براساس مقادیر واقعی آن‌ها در سال پایهٔ (۱۳۸۵) انتخاب شده‌اند.

Archive of SID

۵-۲- مدل‌سازی تخصیص منابع گاز ایران به مصارف مختلف

برای مدل‌سازی تخصیص منابع گاز ایران، تقاضای مصارف مختلف گاز در ایران در چهارگروه زیر تقسیم‌بندی شده است:

۱- مصارف داخلی گاز شامل مصارف نهایی (خانگی و تجاری،۱- نیروگاهی و حمل و نقل) و مصارف واسطه (مصارف صنعتی و پتروشیمی) است

۲- تزریق

۳- خالص صادارت (صادرات منهای واردات)

۴- تلفات و مصارف عملیاتی

به‌طور کلی، مصارف فوق را می‌توان در دو سطح زیر طبقه‌بندی کرد. در جدول زیر الگوی تقسیم‌بندی بخش‌های مصرف کنندهٔ گاز نشان داده شده است. سهم هر یک از این بخش‌ها نشان‌دهندهٔ وزن نسبی آن‌ها در تقاضای گاز در سال ۱۳۸۴ است.

جدول ۵- سهم و مقدار مصرف بخش‌های مصرف کنندهٔ گاز در سال ۱۳۸۴ واحد: میلیارد متر مکعب

سطح اول	داخل					تزریق	خالص صادرات		تلفات		کل تقاضای گاز غنی
سطح دوم	خانگي و تجاري	نيروگاهي	حمل و نقل	صنعتي عمده	پتروشيمي		صادرات	واردات	مصارف عملياتي	گازهاي سوزانده	
مصرف	۳۵.۷۹	۳۵.۰۵	۰.۳۰	۱۲.۰۳	۷.۱۸	۲۶.۷۰	۴.۷۴	۵.۳۰	۱۲.۵۲	۱۶.۶۷	۱۵۶.۳
سهم (درصد)	۰.۲۲۹	۰.۲۲۵	۰.۰۰۲	۰.۰۷۷	۰.۰۴۶	۰.۱۷۱	۰.۰۳۰	۰.۰۳۴	۰.۰۸۰	۰.۱۰۷	

منبع: (ترازنامه انرژي۱۳۸۵)

مطابق با جدول فوق، تخصیص منابع گاز ایران به کاربردهای مختلف در دو سطح، قابل بررسی است. در سطح اول، انواع تقاضای گاز در داخل کشور جمعی سازی شده است. در این سطح تزریق، خالص صادرات و تلفات گاز، دیگر منابع تقاضای گاز هستند. کاربردهای عملیاتی گاز ضریب مشخصی از کل گاز غنی تولید شده‌اند. حجم گازهای سوزانده شده و برنامه‌های جمع‌آوری آن‌ها نیز در سال‌های آینده مشخص است. لذا وضعیت تلفات گاز و کاربردهای عملیاتی گاز به‌عنوان یک متغیر از پیش تعیین شده در الگو مشخص می‌شود. هدف این مطالعه نیز تعیین اولویت‌های تخصیص گاز در سطح اول، یعنی مصارف داخلی گاز، تزریق گاز و صادرات گاز است. در الگوسازی، متغیر ذخیرهٔ گاز (عدم استخراج و انتقال دوره‌های استخراج گاز) نیز به سه متغیر فوق به‌عنوان متغیر تصمیم اضافه می‌شود.

Archive of SID

۵-۲-۱- پارامترها و اطلاعات ورودی به مدل

هر نوع مدل‌سازی اقتصادی مستلزم تعیین فروضی برای چارچوب الگو است. از آن‌جا که مدل‌سازی اولویت‌های تخصیص مصارف گاز در ایران معطوف به زمان آینده است، سناریوهای مختلف بهره‌برداری و تخصیص منابع گاز مستلزم تبیین فروض و پیش‌فرض‌های به کار گرفته شده در مدل‌سازی است. مدل‌سازی تعیین اولویت‌های تخصیص منابع گاز در ایران در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۴۱۰، انجام می‌پذیرد. سال ۱۳۸۵، به‌عنوان سال پایه انتخاب شده است. مقادیر اولیهٔ متغیرها، مقدار واقعی آن‌ها در سال ۱۳۸۵ است.

ظرفیت عرضهٔ گاز با فرض تحقق برنامه‌های توسعهٔ میدان پارس جنوبی و سایر میدان‌های گازی طبق زمان‌بندی مراجع برنامه‌ریزی (وزارت نفت)، وارد مدل شده است. مقدار تولید در سال‌های بعد از ۱۴۰۳ با توجه به تداوم روند تولید سال‌های گذشته وارد مدل شده است. ظرفیت فوق به‌عنوان حداکثر ظرفیت تولید با توجه به فروض ضمنی انواع محدودیت‌های فنی تولید و سرمایه‌گذاری در نظر گرفته شده است. با توجه به طرح‌های جمع آوری گازهای همراه، از مقدار گازهای همراه سوزانده شده در طول دورهٔ برنامه کاسته می‌شود. واردات قطعی گاز به مقدار عرضهٔ گاز در داخل کشور افزوده می‌شود. فرض می‌شود با مصرف ۸ درصد از گاز غنی تولید شده، گاز غنی به گاز سبک قابل مصرف تبدیل شود.

قیمت جهانی نفت در دو سناریوی حفظ قیمت‌های واقعی سال ۱۳۸۵ و افزایش ۵ درصدی قیمت (به قیمت‌های واقعی) در سال‌های مطالعه وارد مدل شده است. فرض می‌شود که دولت به مقدار اختلاف قیمت گاز در داخل و خارج به مصرف کنندگان داخلی یارانه می‌دهد. قیمت جهانی گاز با فرض وابستگی خطی قیمت گاز به قیمت نفت وارد مدل شده است. فرض شده است در انتهای دورهٔ بررسی، ارزش حرارتی نفت با گاز برابر شود.

مصرف گاز در بخش حمل و نقل، بر پایهٔ برآورد حداقل جایگزینی گاز با فراورده‌های نفتی توسط سازمان بهینه سازی سوخت وارد مدل شده است. مصرف گاز بخش پتروشیمی با توجه به برآورد شرکت ملی صنایع پتروشیمی از تقاضای گاز واحدهای پتروشیمی موجود، طرح‌های پتروشیمی در حال احداث و در دست مطالعه وارد مدل شده است. مصرف بخش صنعت متناسب با تقاضای گاز صنایع عمده و گسترش صنایع انرژی بر (با توجه به برنامه‌ریزی وزارت صنایع) وارد مدل شده است. اطلاعات آمار

Archive of SID

تقاضای بخش‌های فوق از گزارش «برنامهٔ تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳- ۱۳۸۴»، به‌دست آمده است. در برآورد مصارف بخش خانگی و نیروگاهی از دو سناریوی زیر استفاده شده است:

۱- تداوم مصرف ۱۱ سال گذشته (با ملاحظهٔ افزایش پوشش شبکهٔ گازرسانی، رشد اقتصادی و رشد جمعیت)

۲- مصرف مدیریت شده

به‌دلیل فقدان و عدم دسترسی به آمار و اطلاعات هزینه‌های مصرف گاز در بخش‌های مختلف، از برآوردهای کارشناسی (معاونت انرژی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی سابق) استفاده شده است.

۵-۳- تحلیل نتایج مدل

با مدل‌سازی موضوع تخصیص منابع گاز ایران در قالب یک مدل بهینه یابی، مدل با آخرین نسخهٔ نرم افزار GAMS با حل کنندهٔ MINOS، برآورد شده است.در تحلیل‌های این بخش، سناریوی رشد مدیریت شدهٔ مصرف گاز در بخش مصارف نهایی (خانگی ـ تجاری و نیروگاهی)، دست‌یابی به اهداف حداقلی جایگزینی گاز با فراورده‌های نفتی، تأمین نیازهای بخش پتروشیمی و بخش صنعت، هدف‌گذاری تزریق گاز با هدف حفظ وضعیت موجود فشار مخازن، به‌عنوان سناریوی پایه معرفی شده است. سناریوهای دیگر با تغییر یکی از اجزای سناریوی پایه مورد بررسی قرار می‌گیرند.

۱- در جدول ۶، مقدار بهینهٔ مصرف گاز در مصارف مختلف در دو سناریوی پایه و سناریوی رشد موجود مصرف نشان داده شده است. در سناریوی تداوم رشد مصرف، یک درصد بر رشد کل مصارف داخل کشور افزوده می‌شود. در این سناریو، رشد مصارف واسطه همان مقدار رشد آن‌ها در سناریوی پایه است و رشد مصارف نهایی گاز نسبت به سناریوی پایه، ۲ درصد بیش‌تر است. در این سناریو، سیاست جامع انرژی در کشور اجرا نمی شود.

در سناریوی پایه، صادرات گاز از سال ۱۳۹۲ امکان افزایش را پیدا می‌کند، ولی با توجه به تولید و مصرف گاز در داخل کشور، از مقدار بهینهٔ صادرات در سال‌های پایانی دورهٔ مطالعه کاسته می‌شود. در این سناریو، هدف‌گذاری تزریق گاز براساس حفظ فشار موجود مخازن نفت، مبنا قرار گرفته است. جدول فوق، مقدار خالص صادرات را نشان

Archive of SID

Archive of SID

می‌دهد. بدیهی است در صورت برنامه‌ریزی برای واردات گاز از کشورهای دیگر، ترکمنستان یا آذربایجان، در ازای واردات انجام شده، بر ظرفیت عرضه و صادرات گاز کشور افزوده می‌شود.

جدول ۶- مقدار مصرف گاز در مصارف مختلف در سناریوی پایه و تداوم رشد مصرف (میلیارد متر مکعب)

	سناریوی پایه			سناریوی تداوم الگوی رشد مصرف کنونی		
سال	مصارف داخل	تزریق	صادرات	مصارف داخل	تزریق	صادرات
۱۳۸۵	۹۸.۵	۳۸.۱	۴.۸	۹۸.۵	۳۸.۱	۴.۷۵
۱۳۸۶	۱۰۹.۸	۴۰.۲	۴.۸	۱۱۰.۸	۳۹.۲	۴.۷۵
۱۳۸۷	۱۲۲.۵	۵۰.۵	۴.۸	۱۲۴.۷	۴۸.۳	۴.۷۵
۱۳۸۸	۱۳۶.۵	۶۱.۳	۴.۸	۱۴۰.۲	۵۷.۵	۴.۷۵
۱۳۸۹	۱۵۲.۲	۷۰.۲	۴.۸	۱۵۷.۸	۶۴.۷	۴.۷۵
۱۳۹۰	۱۶۹.۸	۸۰.۳	۴.۸	۱۷۷.۵	۷۲.۵	۴.۷۵
۱۳۹۱	۱۸۹.۳	۹۲	۴.۸	۱۹۹.۷	۸۱.۶	۴.۷۵
۱۳۹۲	۲۱۱	۹۸.۶	۴.۸	۲۲۴.۶	۸۵	۴.۷۵
۱۳۹۳	۲۳۵.۳	۱۰۱	۱۴.۹	۲۵۲.۷	۹۳.۷	۴.۷۵
۱۳۹۴	۲۶۲.۴	۹۳.۳	۱۳.۴	۲۸۴.۳	۸۰	۴.۷۵
۱۳۹۵	۲۷۴.۴	۱۰۰.۹	۱۲.۱	۳۰۰.۲	۸۲.۴	۴.۷۵
۱۳۹۶	۲۸۷.۱	۱۰۱	۱۸.۷	۳۱۷.۱	۸۴.۹	۴.۷۵
۱۳۹۷	۳۰۰.۳	۱۰۱	۲۵.۷	۳۳۴.۸	۸۷.۴	۴.۷۵
۱۳۹۸	۳۱۴.۱	۱۰۱	۳۲.۲	۳۵۳.۶	۸۸.۹	۴.۷۵
۱۳۹۹	۳۲۸.۵	۱۰۱	۳۹.۸	۳۷۳.۴	۹۱.۲	۴.۷۵
۱۴۰۰	۳۴۳.۶	۱۰۰.۹	۳۵.۸	۳۹۴.۳	۸۱.۳	۴.۷۵
۱۴۰۱	۳۵۹.۴	۹۸.۸	۳۲.۲	۴۱۶.۳	۶۹.۴	۴.۷۵
۱۴۰۲	۳۷۶	۹۵.۶	۲۹	۴۳۹.۷	۵۶.۲	۴.۷۵
۱۴۰۳	۳۹۳.۳	۹۲.۳	۲۶.۱	۴۵۳.۴	۵۳.۵	۴.۷۵
۱۴۰۴	۴۱۱.۴	۸۷.۸	۲۳.۵	۴۶۷	۵۰.۹	۴.۷۵
۱۴۰۵	۴۲۷.۸	۸۵.۷	۲۱.۱	۴۸۱	۴۸.۹	۴.۷۵
۱۴۰۶	۴۴۴.۹	۸۱.۷	۱۹	۴۹۵.۴	۴۵.۵	۴.۷۵
۱۴۰۷	۴۶۲.۷	۷۷.۸	۱۷.۱	۵۱۰.۳	۴۲.۶	۴.۷۵
۱۴۰۸	۴۸۱.۲	۷۳.۹	۱۵.۴	۵۲۵.۶	۴۰.۲	۴.۷۵
۱۴۰۹	۵۰۰.۵	۶۸.۱	۱۳.۹	۵۴۱.۴	۳۶.۴	۴.۷۵
۱۴۱۰	۵۲۰.۵	۶۲.۴	۱۲.۵	۵۵۷.۶	۳۳	۴.۷۵

www.sid.ir

در سناریوی تداوم رشد مصارف نهایی داخلی گاز در سال‌های مورد بررسی، امکان تخصیص گاز به تزریق متناسب با سناریوی حفظ فشار موجود مخازن و صادرات گاز وجود نخواهد داشت. مقایسهٔ سناریوی پایه با سناریوی تداوم رشد مصارف نهایی گاز در ایران در سال‌های مطالعه نشان می‌دهد که به واسطهٔ محدودیت‌های تولید گاز در سال‌های مذکور، در سناریوی دوم کشور دارای تراز منفی گاز نسبت به سناریوی پایه خواهد بود. محدودیت‌های تولید گاز و فقدان سیاست انرژی موجب زیان اقتصادی با از دست رفتن منافع حاصل از صادات و تزریق گاز می‌شود. در این حالت، صادرات گاز در حداقل خود و تزریق گاز ۲۵ درصد پایین از هدف سناریوی اول تزریق خواهد بود. محاسبهٔ مجموع هزینه‌های نهایی گاز کشور در شرایطی که تراز گاز کشور منفی می‌شود (عرضه گاز کم‌تر از تقاضای آن است)، به راحتی امکان پذیر نیست. از ارزش سایه‌ای یک میلیارد متر مکعب واحد اضافی صادرات گاز در سناریوی فوق می‌توان به‌عنوان جایگزین مناسبی برای محاسبهٔ هزینه‌های نهایی تراز منفی گاز کشور استفاده کرد. با فرض ثابت ماندن سایر شرایط، ارزش سایه‌ای یک متغیر تصمیم بیان گر مقدار تغییر در تابع هدف با تغییر یک واحد از متغیر تصمیم است.

براساس الگوی فوق، خالص منافع نهایی از دست رفته در شرایط تراز منفی گاز، ۵۷۰ میلیون دلار به قیمت‌های ثابت سال پایه به ازای یک میلیارد مترمکعب گاز برآورد شده است. این مقدار معادل ۲/۴ برابر متوسط خالص درآمد صادرات‌گاز است. نتایج این سناریو نشان می‌دهد که اولویت تخصیص گاز وابستگی زیادی به سیاست انرژی درکشور دارد.

۲- مقدار ذخایر بالقوهٔ نفت که با تزریق گاز به ذخایر بالفعل تبدیل می‌شوند، متغیر بوده و تابعی از حجم گاز تزریق شده به مخازن نفت است. با توجه به مباحث بخش ۵-۲، با فشار افزایی متوسط مخازن نفت، با تزریق گاز بیش‌تر، می‌توان ازدیاد برداشت نفت را بیش‌تر کرد. در سناریوی فشار افزایی متوسط مخازن، نیاز تزریق گاز مخازن حدود دو برابر سناریوی پایه است. جدول زیر نتایج مقدار بهینهٔ مصارف گاز در این سناریو را نشان می‌دهد.

Archive of SID

Archive of SID

جدول ۷- مقدار مصارف گاز در سناریوی فشار افزایی متوسط مخازن (میلیارد متر مکعب)

سناریوی تزریق گاز با هدف فشار افزایی متوسط مخازن			
صادرات	تزریق	مصارف داخل	سال
۴.۸	۳۸.۱	۹۸.۵	۱۳۸۵
۴.۸	۴۳.۹	۱۰۹.۸	۱۳۸۶
۴.۸	۵۴.۲	۱۲۲.۵	۱۳۸۷
۴.۸	۶۷.۷	۱۳۶.۵	۱۳۸۸
۴.۸	۸۰.۳	۱۵۲.۲	۱۳۸۹
۴.۸	۹۴.۱	۱۶۹.۸	۱۳۹۰
۴.۸	۱۱۰.۴	۱۸۹.۳	۱۳۹۱
۴.۸	۱۲۱.۶	۲۱۱	۱۳۹۲
۴.۸	۱۴۰.۶	۲۳۵.۳	۱۳۹۳
۴.۸	۱۳۶.۹	۲۶۲.۴	۱۳۹۴
۴.۸	۱۴۹.۶	۲۷۴.۴	۱۳۹۵
۴.۸	۱۶۲.۸	۲۸۷.۱	۱۳۹۶
۴.۸	۱۷۶.۳	۳۰۰.۳	۱۳۹۷
۴.۸	۱۹۱.۹	۳۱۴.۱	۱۳۹۸
۶.۵	۲۰۶	۳۲۸.۵	۱۳۹۹
۹.۸	۲۰۶	۳۴۳.۶	۱۴۰۰
۱۱.۵	۲۰۶	۳۵۹.۴	۱۴۰۱
۱۴.۳	۲۰۶	۳۷۶	۱۴۰۲
۱۶.۳	۲۰۶	۳۹۳.۳	۱۴۰۳
۱۸.۵	۲۰۶	۴۱۱.۴	۱۴۰۴
۲۳.۲	۲۰۶	۴۲۷.۸	۱۴۰۵
۲۷.۲	۲۰۶	۴۴۴.۹	۱۴۰۶
۳۱.۵	۲۰۶	۴۶۲.۷	۱۴۰۷
۳۶	۲۰۶	۴۸۱.۲	۱۴۰۸
۱۰۱	۱۴۵.۷	۵۰۰.۵	۱۴۰۹
۱۰۱	۱۴۹.۶	۵۲۰.۵	۱۴۱۰

بر اساس این جدول، صادرات گاز از سال ۱۳۹۵ امکان پذیر می‌شود و مقدار آن در سال‌های پایانی مطالعه به سرعت افزایش می‌یابد. در این سناریو، سهم تزریق گاز از کل مصارف گاز، از مقدار ۲۶ درصد در ابتدای دوره، به حداکثر ۳۸ درصد در سال ۱۳۹۹ می‌رسد و سپس از مقدار آن تا انتهای دوره کاسته می‌شود.

اگر سناریوی دوم تزریق گاز هدف‌گذاری شود، در این صورت علاوه بر حداکثر مقدار تولید گاز در مدل، نیاز به افزایش ۱۷ درصدی درکل تولید گاز در دورهٔ مطالعه وجود خواهد داشت. در این حالت، ضرورت دارد تولید گاز کشور ۱/۱ درصد بیش‌تر از مقدار

www.sid.ir

رشد تولید در سناریوی پایه باشد. در سناریوی پایه، متوسط رشد تولید گاز در دورهٔ مطالعه ۵/۶ درصد در سال است.

از نتایج جداول فوق و تحلیل ارزش سایه‌ای متغیرهای تصمیم، می‌توان اولویت تخصیص گاز به مصارف مختلف را استخراج کرد. جدول زیر ارزش سایه‌ای متغیرهای تصمیم در دو سناریوی حفظ یا افزایش متوسط فشار مخازن را نشان می‌دهد.

جدول ۸- ارزش سایه‌ای متغیرهای ذخیرهٔ گاز، صادرات و تزریق واحد: میلیون دلار به قیمت‌های سال پایه (۱۳۸۵)

	ارزش سایه ای در سناریوی پایه			ارزش سایه ای در سناریوی فشار افزایی متوسط		
سال	تزریق	صادرات	ذخیره گاز	تزریق	صادرات	ذخیره گاز
۱۳۸۵	۰	-۱۲۳	-۶۶۲	۰	-۱۰۰	-۱۶۵
۱۳۸۶	۰	-۱۱۲	-۶۶۱	۰	-۹۰	-۱۶۹
۱۳۸۷	۰	-۱۰۳	-۶۵۷	۰	-۸۰	-۱۷۲
۱۳۸۸	۰	-۹۴.۳	-۶۴۸	۰	-۷۲	-۱۷۳
۱۳۸۹	۰	-۸۶.۸	-۶۳۷	۰	-۶۴	-۱۷۳
۱۳۹۰	۰	-۷۹.۴	-۶۲۳	۰	-۵۷	-۱۷۲
۱۳۹۱	۰	-۷۳.۱	-۶۰۶	۰	-۵۱	-۱۶۹
۱۳۹۲	۰	-۶۶.۹	-۵۸۶	۰	-۴۵	-۱۶۵
۱۳۹۳	۱۵۴	۰	-۵۶۵	۰	-۴۰	-۱۶۱
۱۳۹۴	۰	۰	-۵۴۱	۰	-۳۵	-۱۵۵
۱۳۹۵	۰	۰	-۵۱۶	۰	-۳۰	-۱۴۹
۱۳۹۶	۴۷.۳	۰	-۴۸۹	۰	-۲۶	-۱۴۲
۱۳۹۷	۴۳.۳	۰	-۴۶۰	۰	-۲۳	-۱۳۴
۱۳۹۸	۳۹.۷	۰	-۴۳۰	۰	-۲۰	-۱۲۶
۱۳۹۹	۱۸۸	۰	-۳۹۹	۱۶.۶	۰	-۱۱۷
۱۴۰۰	۰	۰	-۳۶۷	۱۳.۹	۰	-۱۰۸
۱۴۰۱	۰	۰	-۳۳۳	۱۱.۵	۰	-۹۸.۷
۱۴۰۲	۰	۰	-۲۹۹	۹.۴۳	۰	-۸۸.۸
۱۴۰۳	۰	۰	-۲۶۴	۷.۴۸	۰	-۷۸.۶
۱۴۰۴	۰	۰	-۲۲۸	۵.۷۹	۰	-۶۸
۱۴۰۵	۰	۰	-۱۹۲	۴.۳۴	۰	-۵۷.۲
۱۴۰۶	۰	۰	-۱۵۴	۳	۰	-۴۶.۲
۱۴۰۷	۰	۰	-۱۱۷	۱.۷۷	۰	-۳۴.۹
۱۴۰۸	۰	۰	-۷۸.۱	۰.۶۷۱	۰	-۲۳.۵
۱۴۰۹	۰	۰	-۳۹.۳	۰	۰.۲۴	-۱۱.۸
۱۴۱۰	۰	۰	-۳۹.۲۷	۰	۱.۱۱	-۰.۱۵

در تمام سناریوهای بررسی شده هیچ توصیه‌ای برای ذخیره‌سازی (عدم استخراج) گاز و انتقال آن به دوره‌های بعدی نشده است. بررسی قیمت‌های سایه ای در دوره‌های مختلف نشان می‌دهد ذخیره‌سازی و عدم بهره‌برداری گاز دارای ارزش سایه ای منفی بر

Archive of SID

روی تابع هدف است. با بررسی مقدار بهینهٔ متغیر ذخیرهٔ گاز ((sal(t)) و ارزش سایه‌ای آن، مشخص می‌شود که عدم امکان تولید گاز در سال‌های اولیه دارای هزینهٔ فرصت بسیار بالایی است. تحلیل سناریوی پایه نشان می‌دهد که ارزش نهایی سایه ای عدم بهره‌برداری یک میلیارد متر مکعب گاز از ۶۶۰ میلیون دلار در اول دوره، به ۳۹ میلیون دلار در پایان دوره می‌رسد. به بیان دیگر، در چارچوب فروض این سناریو، ارزش حال امروز یک میلیارد مترمکعب گاز استخراج نشده در سال ۱۴۱۰، ۳۹ میلیون دلار است.

در سناریوی فشار افزایی متوسط، از ارزش سایه ای عدم بهره‌برداری از منابع گاز کاسته می‌شود. مقدار متوسط ارزش سایه ای (هزینهٔ فرصت) ذخیره و عدم بهره‌برداری از منابع گاز در سناریوی فشار افزایی متوسط، ۱۱۴- میلیون دلار (به قیمت‌های سال پایه) و در سناریوی پایه ۴۰۸ - میلیون دلار در هر میلیارد متر مکعب است. جدول فوق نشان می‌دهد که در سناریوی فشار افزایی متوسط، در صورت صادرات گاز، ارزش سایه‌ای آن در ۱۴ سال اول مطالعه منفی است. به همین دلیل، در جدول ۷ در سال‌های مذکور صادارت گاز در حداقل مقدار سال پایه است.

تحلیل مقادیر ارزش سایه‌ای متغیر ذخیرهٔ گاز نشان می‌دهد که انتخاب سناریوی فشار افزایی متوسط مخازن نفت، موجب کاهش ارزش سایه‌ای عدم بهره‌بردای به یک چهارم آن در حالت سناریوی پایه می‌شود. در این صورت در سناریوی فشارافزایی متوسط مخازن نفت، به ازای هر یک میلیارد متر مکعب گاز اضافی استخراج شده، ۳۰۰ میلیون دلار بر مقدار تابع هدف افزوده می‌شود. لذا افزایش بهره‌برداری از منابع گاز و تخصیص آن به تزریق گاز، به‌طور قابل توجهی از هزینهٔ فرصت عدم استخراج منابع گاز در ایران می‌کاهد.

۴- از تحلیل حساسیت اثر نرخ تنزیل در سناریوهای مختلف مشخص می‌شود که مقدار نرخ تنزیل سیاست‌گذار، از عوامل مؤثر در انتخاب اولویت های تخصیص گاز است. نرخ تنزیل، جریان درآمدها و هزینه‌ها را به سال پایه کاهش می‌دهد و ارزش حال آن‌ها را مشخص می‌کند. با فرض تأمین شدن شرایط کارایی، مقدار نرخ تنزیل، معادل نرخ بهرهٔ واقعی بازار است. اما در عمل نرخ تنزیلی که سیاست‌گذاران برای ارزیابی پروژه‌های رقیب انتخاب می‌کنند، می‌تواند بالا یا پایین‌تر از مقدار واقعی نرخ بهره باشد.

نرخ تنزیل در انتخاب بین درجهٔ فشار افزایی مخازن نفت و نیز انتخاب اولویت بین تزریق گاز با صادرات گاز نقش مهمی بازی می‌کند. در نرخ تنزیل پایین، اولویت

Archive of SID

بهره‌برداری از ذخایرکشور، فشار افزایی مخازن نفت کشور است و صادرات گاز در اولویت قرار ندارد. در نرخ تنزیل‌های بالا اولویت، مطلق تزریق گاز نسبت به صادرات آن و اولویت، مطلق سناریوی فشار افزایی مخازن برحفظ فشار مخازن، از بین می‌رود. در این حالت، ظرفیت محدود تولید گاز، هم‌زمان به تزریق و صادرات گاز تخصیص می‌یابد.نرخ تنزیل بالا با حداکثرسازی رفاه اجتماعی بهره‌برداری از منابع گاز کشور سازگار نیست. بازده پروژه‌های تزریق گاز دارای تأخیر زمانی است و در صورت استفاده از نرخ تنزیل بسیار بالا، اولویت مطلق پروژه‌های تزریق گاز از بین می‌رود. جدول زیر نتایج تحلیل اثر نرخ تنزیل بر اولویت تزریق گاز نسبت به صادرات را نشان می‌دهد. در نرخ‌های تنزیل بالاتر از مقادیر جدول زیر، اولویت مطلق تزریق گاز در سه سناریوی زیر به اولویت نسبی تبدیل می‌شود. اولویت نسبی به این مفهوم است که گاز تولید شده فقط به تزریق تخصیص نمی‌یابد، بلکه هم‌زمان به صادرات هم قابل تخصیص است.

جدول ۹- نرخ تنزیل تغییر دهندهٔ اولویت تزریق گاز در سناریوهای مختلف تزریق گاز

نرخ تنزیل	سناریوی تزریق گاز
۲۳	حفظ فشار مخازن نفت
۱۱/۵	فشار افزایی متوسط مخازن نفت
٦	فشار افزایی بالای مخازن نفت

از تحلیل جدول فوق این موضوع نیز استنباط می‌شود که اگر در سناریوهای تزریق گاز فوق، تزریق گاز متناسب با هدف‌گذاری پیش‌بینی شده انجام نگیرد، نشان‌دهندهٔ استفاده از نرخ تنزیل بالا توسط سیاست‌گذار است. به‌عنوان نمونه، اگر هدف از تزریق گاز حفظ فشار موجود مخازن نفت باشد و در طول برنامه، تزریق گاز متناسب با نیاز مخازن انجام نپذیرد و گاز به بخش‌های دیگری تخصیص داده شود، به مفهوم استفادهٔ سیاست‌گذار از نرخ تنزیل بیش از ۲۳ درصد است.

۵- با تحلیل حساسیت مدل، مشخص می‌شود که تغییر هم‌زمان قیمت نفت و گاز، اولویت و مقدار تخصیص گاز به مصارف مختلف را تغییر نمی‌دهد. قیمت گاز به صورت تابعی از قیمت نفت تعیین می‌شود. شواهد و مطالعات انجام گرفته نشان می‌دهد که در سال‌های آینده معادل ارزش حرارتی گاز نسبت به نفت به واسطه گسترش تجارت بین‌المللی، ورود گاز به بخش حمل و نقل و مزایای زیست محیطی افزایش پیدا

Archive of SID

خواهد کرد. با این فرض، اگر معادل ارزش حرارتی گاز نسبت به نفت از ۷۰ درصد ابتدای برنامه، به‌اندازهٔ ۱/۳۱ درصد افزایش یابد، نتایج مدل تغییری پیدا نمی‌کند.

۶- ارزیابی رفاهی مدل نشان می‌دهد که انتخاب سناریوی فشار افزایی مخازن تا سطح متوسط فشار اولیهٔ مخازن نسبت به وضعیت موجود تزریق گاز برای حفظ فشار موجود مخازن، موجب افزایش ۴۱ درصدی در خالص رفاه اجتماعی می‌شود.

۶ - نتیجه‌گیری

نتایج تحلیلی بخش اول مقاله نشان می‌دهد که با توجه به روند تاریخی تولید نفت و روند تغییر ذخایر نفت، با برداشت حدود نصف ذخایر نفت خام ایران، منحنی استخراج نفت ایران وارد نیمهٔ دوم عمر خود شده است. در این مرحله، بخش قابل توجهی از ظرفیت تولید نفت، به تبدیل ذخایر بالقوهٔ نفت به ذخایر بالفعل با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت وابسته است. تزریق گاز به بیش‌تر مخازن نفت روش توصیه شده برای حداکثر سازی ازدیاد برداشت نفت در ایران است، ولی محدودیت‌های تولید و رشد سریع سایر مصارف گاز در داخل کشور موجب می‌شود تخصیص گاز به مصارف مختلف در طول زمان و بین بخش‌های مختلف دارای هزینهٔ فرصت‌های متفاوتی باشد. مدل‌سازی و بررسی اولویت‌های تخصیص گاز در کشور نشان می‌دهد:

۱- در صورت عدم اجرای سیاست انرژی و تداوم رشد مصرف انرژی به ویژه در بخش‌های نهایی مصرف کننده، در طول سال های آینده تراز گاز کشور منفی خواهد بود. در این حالت، تزریق گاز به مخازن نفت کشور متناسب با نیاز مخازن برای حفظ فشار موجود امکان پذیر نخواهد بود و صادرات گاز هزینهٔ فرصت بالایی را ایجاد خواهد کرد.

۲- تزریق گاز با هدف فشار افزایی مخازن نفت نسبت به تزریق گاز برای حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم وضعیت موجود و پیش‌بینی شدهٔ تزریق گاز، اولویت دارد. با فشار افزایی مخازن نفت برای دست‌یابی به متوسط فشار اولیهٔ مخازن نفت، به‌طور قابل توجهی از ارزش منفی سایه‌ای عدم استخراج منابع گاز ایران کاسته می‌شود. در این حالت ارزش سایه‌ای عدم استخراج منابع گاز ایران نسبت به سناریوی حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم برنامه‌های موجود تزریق درکشور، به یک چهارم کاهش می‌یابد.

Archive of SID

۳- در نرخ تنزیل پایین اولویت بهره‌برداری از ذخایرکشور، فشار افزایی مخازن نفت کشور است و صادرات گاز در اولویت قرار ندارد. در نرخ تنزیل‌های بالا، اولویت مطلق تزریق گاز نسبت به صادرات آن و اولویت مطلق سناریوی فشار افزایی مخازن برحفظ فشار مخازن، از بین می‌رود. در این حالت، ظرفیت محدود تولید گاز هم‌زمان به تزریق و صادرات گاز تخصیص می‌یابد. نرخ تنزیل بالا با حداکثرسازی رفاه اجتماعی بهره‌برداری از منابع گاز کشور سازگار نیست.

۴- تغییر هم‌زمان قیمت نفت و گاز، اولویت و مقدار تخصیص گاز به مصارف مختلف را تغییر نمی‌دهد.

۵- در تمام سناریوهای بررسی شده، هیچ توصیه‌ای برای ذخیره‌سازی گاز (عدم استخراج گاز) و انتقال آن به دوره‌های بعدی نشده است. بررسی قیمت‌های سایه‌ای در دوره‌های مختلف نشان می‌دهد ذخیره‌سازی و عدم بهره برداری گاز دارای ارزش سایه‌ای منفی بر روی تابع هدف است.

۶- ارزیابی رفاهی مدل نشان می‌دهد که انتخاب سناریوی فشار افزایی مخازن تا سطح متوسط فشار اولیهٔ مخازن نسبت به وضعیت موجود تزریق گاز برای حفظ فشار موجود مخازن، موجب افزایش ۴۱ درصدی در خالص رفاه اجتماعی می‌شود.

فهرست منابع و ماخذ

۱- درخشان، مسعود (۱۳۸۱)، منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، مجلهٔ مرکز پژوهش‌های مجلس شمارهٔ۳۴.

۲- درخشان، مسعود (۱۳۸۵)، طرح تحقیقاتی بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویهٔ مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق‌گاز در افق چشم‌انداز (۱۴۰۴ هجری شمسی)، دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری ـ معاونت انرژی

۳- سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱)، برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز کشور، مجلهٔ مرکز پژوهش‌های مجلس شمارهٔ ۳۴

۴- مرکز پژوهش های مجلس (۱۳۸۵)، استفادهٔ بهینه از منابع گازی کشور، دفتر مطالعات زیربنایی، تهران.

Archive of SID

۵- علاءالدین، محمد (۱۳۸۴)، مجموعه مقالات همایش راهبرد استفاده از منابع‌گازی درچشم‌انداز بیست ساله، مرکز تحقیقات استراتژیک مجمع تشخیص مصلحت نظام اسفند ۱۳۸۴.
۶- نفت و توسعه (۱۳۸۴)، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۷۶-۱۳۸۳، روابط عمومی وزارت نفت.
۷- نفت و توسعه (۱۳۸۱)، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۷۶-۱۳۸۱، روابط عمومی وزارت نفت.
۸- سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی (۱۳۸۵)، برآورد تولید و مصرف گاز طبیعی و نحوهٔ تخصیص آن تا سال ۱۴۰۳، دفتر امور انرژی.
۹- وزارت نیرو (۱۳۸۴)، ترازنامهٔ انرژی، تهران.
۱۰- وزارت نفت (۱۳۸۵)، برنامهٔ تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۸۴، معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت.
۱۱- وزارت نفت (۱۳۸۶)، ترازنامه هیدروکربوری کشور؛ ۱۳۸۴، مؤسسهٔ مطالعات بین‌المللی انرژی.
۱۲- کاظم پور اردبیلی، حسین (۱۳۸۳)، حداکثر سازی درآمد نفت ایران؛ مجموعهٔ مقالات هشتمین همایش نفت وگاز، وزارت نفت، تهران.
13- BP. (2005, 2007,2008). Statistical Review of World Energy. London. UK.
14- Bentley R.W. (2002). Global oil & gas depletion. Energy Policy (30).
15- Bentley R.W. , Mannan A.and Wheeler S.J. (2007) , Assessing the date of the global oil peak: The need to use 2P reserves, Energy Policy, Volume 35.
16- Robert L.H. (2008), Mitigation of maximum world oil production: Shortage scenarios, Energy Policy, Volume 36.
17- Brooke A, Kendrick D, Meeraus (2004).GAMS: A User's Guide. GAMS Development Corporation .
18- Greene David L., Hopson Janet, Li Jia (2006) Have we run out of oil yet? Oil peaking analysis.
19- from an optimist's perspective Energy Policy 34.
20- Jehle A. and College V. (1991), advanced microeconomic theory, Prentice-Hall international, Inc.

Archive of SID

21- Hannesson. Rognvaldur (1998), petroleum economic; issue and strategies of oil and natural gas production, Quorum books, Greenwood publishing group, London.
22- IEA, (2005), World Energy Outlook 2005, IEA/OECD, Paris
23- Rowse, J. (1986). Allocation of Canadian Natural Gas to Domestic and Export Markets, Canadian Journal of Economics, Canadian Economics Association, vol.19(3).
24- Rowse, J. (1988). Constructing a supply function for a delectable resource, Resources and Energy, Volume 10(1).
25- Rowse, J. (1990). Discount Rate Choice and Efficiency in Exhaustible Resource Allocation, Canadian Journal of Economics, Canadian Economics Association, vol. 23(4).
26- OPEC (2006), Annual Statistical Bulletin.

Archive of SID