



مجله

ISSN 0039-8969

تحقیقات اقتصادی

شماره ۸۴

سال چهل و سوم

پاییز ۸۷

- تأثیر جهانی شدن و الحاق به WTO بر سودآوری صنایع / سید حمید رضا اشرفزاده، مهران نصیرزاد ۱-۱۵
- ارزیابی طرح‌های اقتصادی و توسعه‌ای غرب مازندران بر اساس میزان ایجاد ناپایداری در توسعه ناحیه‌ای / کوروش برارپور ۱۷-۴۷
- الگوی انتشار تلفن ثابت و تعیین‌کننده‌های اقتصادی ضریب اثرات خارجی شبکه آن در ایران / منصور خلیلی‌عراقی، قهرمان عبدلی ۴۹-۷۰
- رونق نفتی و چالش‌های توسعه اقتصادی (با تأکید بر ساختار تجارت و کاهش رقابت‌پذیری اقتصاد ایران) / حسن درگاهی ۷۱-۹۲
- مزیت رقابتی در صنعت پتروشیمی ایران طی دوره زمانی ۸۵-۱۳۸۱ / سعید راسخی، المیرا ذبیحی لهرمی ۹۳-۱۱۸
- هزینه فرصت مصارف مختلف گاز طبیعی ایران با تأکید بر تزریق گاز به مخازن نفت / محسن رنایی، علیمراد شریفی، رحمان خوش اخلاق، مصطفی دین محمدی ۱۱۹-۱۵۰
- پیش‌بینی تقاضای آب شهر تهران با استفاده از الگوهای ساختاری، سری‌های زمانی و شبکه عصبی نوع GMDH / غلامعلی شریزه‌ای، مهدی احراری، حسن فخرائی ۱۵۱-۱۷۵
- نقش کمک‌های خارجی و یک پارچگی تجاری در تحرک بین‌المللی سرمایه: کاربرد نظریه فلداشتین - هوریوکا / سید کمیل طیبی، محمد واعظ، لیلا ترکی ۱۷۷-۲۰۳
- بررسی کارایی فنی و بازدهی نسبت به مقیاس منتخبی از شرکت‌های بیمه دولتی و خصوصی / جعفر عبادی، حجت ا... باقرزاده ۲۰۵-۲۲۹
- بررسی توان رقابت هزینه‌ای صنعت فرش دستیاف در صورت پیوستن ایران به WTO با استفاده از ماتریس تحلیل سیاست (PAM) / رضا نجارزاده، مهدیه رضاقلی زاده ۲۳۱-۲۶۰

چکیده لاتین

دانشگاه تهران

مجله تحقیقات اقتصادی

پاییز ۸۷

شماره ۸۴

ISSN 0039-8969

TAHGHIGHAT - E - EGHTEsADI

Fall / 2008

Vol: 43

No. 84

The Effects on Industrial Profitability of Globalization and Accession to WTO/ Seyyed Hamid Reza Ashrafzadeh, Mehran Nasirzad (PP. 1-15)

Evaluating Development and Economic Plans in West Mazandaran Province/ Kurosh Bararpur (PP. 17-47)

Estimation of the Network Externality Coefficient of Land Phone in Iran/ Mansour Khalili Araghi, Ghahraman Abdoli (PP. 49-70)

Oil Boom and Economic Development Challenges (Emphasis on the Trade Structure and Competitiveness of the Economy of Iran) / Hassan Dargahi (PP. 71-92)

The Competitive Advantage of Iran's Petrochemical Industry during time 2002-2006 / Saeed Rasekhi, Elmira Zabihi Lahromi (PP. 93-118)

Opportunity Cost of Various Iranian Natural Gas consumption with Emphasis on Gas Injection in to Oil Reservoirs / Mohsen Renani, Ali Morad Sharifi, Rahman Khosh Akhlagh, Mostafa Din Mohammadi (PP. 119-150)

Forecasting of Urban Demand for Water in Tehran Using Structural, Time Series and Neural Networks Models: A Comparative Study / Gholamali Sharzechi, Mehdi Ahrari, Hasan Fakhraee (PP. 151-175)

The Role of Foreign Aids and Trade Integration in International Capital Mobility: An Application of Feldstein- Horioka Approach/

Seyed Komail Tayebi, Mohammad Vaez, Leila Torki (PP. 177-203)

Examination of Efficiency and Economies of Scale in the Parametric and Non-Parametric Approaches (Case Study: Iran, Asia, Albors and Dana. Insurance Companies) / Jafar Ebadi, Hojjat Bagherzadeh (PP. 205-229)

An Analysis of Iran's Competing Potentials in the Rug Industry In View of Joining the WTO: A Policy Analysis Matrix Approach/ R. Najarzadeh, M. Rezagholizadeh (PP. 231-260)

University of Tehran

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

محسن رنانی

عضو هیأت علمی گروه اقتصاد دانشگاه اصفهان

علیمیراد 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 هستند که در صورت استفاده 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 هزینه 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 افزایشی مخازن نفت، بر تزریق گاز برای حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم وضعیت موجود و پیش‌بینی شده تزریق گاز، اولویت دارد. با فشار افزایشی مخازن نفت برای دستیابی به متوسط فشار اولیه 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 در کشور، به یک چهارم کاهش می‌یابد. در نرخ تنزیل پایین اولویت بهره‌برداری از ذخایر کشور فشار افزایشی 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 افزایشی مخازن بر حفظ 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 هزینه 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 رساله دکتری آقای مصطفی دین محمدی با عنوان "ارائه الگویی برای تخصیص بهینه منابع گاز طبیعی ایران" به راهنمایی آقای دکتر محسن رنانی استخراج شده است.

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 این که 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 بالقوه نفت به ذخایر بالفعل در ایران است.

پارس جنوبی، بزرگ‌ترین میدان مشترک گازی جهان بین ایران و قطر، در اوایل دهه ۱۳۷۰ شمسی توسط قطر توسعه یافت. پس از یک وقفه چندین ساله، انگیزه زیادی برای توسعه سریع این میدان عظیم گازی توسط ایران نیز ایجاد شد. با توجه به امکان افزایش قابل توجه تولید گاز پس از توسعه 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. توسعه این میدان امکان تعریف کاربردهای مختلف و جدیدی برای گاز در ایران فراهم می‌کند. از آن جمله، می‌توان به توسعه سریع واحدهای پتروشیمی، توسعه 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 بالقوه نفت به ذخایر بالفعل، رابطه 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 آینده 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 هزینه فرصت انواع مصارف تخصیص گاز در ایران در سال‌های آینده مشخص شود.

این مقاله در بخش‌های زیر سازمان‌دهی شده است: در بخش دوم مقاله، پیشینه موضوع و مطالعات گذشته درباره تزریق گاز در ایران مورد بررسی قرار گرفته 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، هزینه 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

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- پیشینه 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 شده 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 ثانویه 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 شده تزریق گاز قبل از انقلاب و توصیه تزریق ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز در روز برای تولید صیانتی از میدان‌های 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

کمتر از مقدار برنامه‌ریزی رسمی خود وزارت نفت بوده است. جدول زیر آمار برنامه و عملکرد تزریق گاز را در سال‌های برنامه 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: (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 ۱۳۸۱ به بعد نیز همواره عملکرد تزریق از هدف برنامه پایین‌تر بوده و در سال ۱۳۸۵ دوباره برنامه رسمی تزریق گاز کاهش یافته است.

در مطالعه‌ای که به سفارش مرکز پژوهش‌های مجلس با عنوان استفاده 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 مطالعه 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 برنامه 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) برنامه بیست ساله کشور در حوزه گاز را با عنوان «برنامه تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۸۴» در سال ۱۳۸۵ تهیه کرد. در این

۱- آمار سال‌های بعد از ۱۳۸۱ از ترازنامه هیدروکربوری کشور (۱۳۸۴) و گزارش برنامه تولید و مصرف گاز طبیعی (۱۴۰۳-۱۳۸۴)، به جدول ۱ اضافه شده است.

مطالعه، با بررسی منابع تولید و مصرف گاز در بیست سال آینده، تراز گاز کشور بر پایه 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 توسعه صنعت گاز در تأمین مصارف گاز در داخل کشور، تزریق گاز و صادرات گاز می‌تواند امکان پذیر باشند. برنامه تزریق گاز وزارت نفت در سال‌های برنامه، با توجه به جدول زیر ارائه شده است. ارقام پیش‌بینی شده زیر بر اساس نرخ افت تولید و ویژگی‌های سنگ مخزن و نیز حجم ذخیره 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 «برنامه 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 گذشته 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.

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 ثانویه 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.

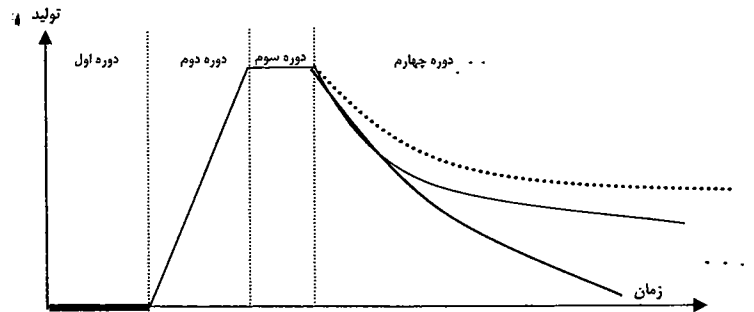
۳- منحنی استخراج نفت و عوامل مؤثر بر آن

ذخایر نفت مانند ذخیره یک ماده 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 بسیار ریز سنگ‌های مخزن - که دارای ابعاد میکروسکوپی است و در اعماق زمین قرار دارد. همه ذخایر نفت درجا^۱ قابل استخراج نیست و فقط بخشی از آن در دو مرحله کلی استخراج طبیعی نفت از مخازن و استخراج نفت از طریق روش‌های ازدیاد برداشت (روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه^۲) نفت قابل استخراج است. فشار مخزن و دوره عمر مخزن از متغیرهای مهم تعیین کننده مقدار استخراج نفت

۱- نفت درجا (oil in place)، نشان‌دهنده نفت موجود در سنگ مخزن مخازن نفت است. این نفت شامل مواد هیدروکربنی مایع و گازی و نیز سایر سیال‌ها نظیر آب، گازهای بی اثر و گازهای اسیدی نیز می‌شود. از لحاظ فنی، همه نفت درجا، قابل استخراج نیست. مجموع نفت با برداشت طبیعی، گازی و نیز سایر سیال‌ها نظیر آب، گازهای بی اثر و گازهای اسیدی نیز می‌شود. از لحاظ فنی، همه نفت درجا، قابل استخراج نیست. مجموع ثانویه و ثالثیه در طول عمر مخزن تقسیم بر حجم ذخیره نفت درجای آن مخزن را نرخ نهایی بازیافت نفت قابل استخراج از آن مخزن گویند. ذخایر اثبات شده نفت یک کشور به صورت حاصل جمع ضرب نرخ نهایی بازیافت نفت هر مخزن نفت در حجم نفت درجای آن‌ها محاسبه می‌شود. نرخ بازیافت نهایی میادین نفت به علت ساختارهای مختلف زمین شناختی متفاوت از هم دیگر است.

۲- هدف از اجرای روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه، ازدیاد برداشت نفت با حفظ یا افزایش فشار ویا تحرک پذیری بیش تر نفت در مخازن نفت است. تزریق سیالات (آب، ۳- هدف از اجرای روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه ازدیاد برداشت نفت با حفظ یا افزایش فشار و یا تحرک‌پذیری بیش تر نفت در مخازن نفت است. تزریق سیالات (آب، گاز و ترکیبی از سایر سیال‌ها) از اصلی‌ترین روش‌های بازیافت ثانویه محسوب می‌شود. روش‌های بازیافت ثالثیه پس از اجرای روش‌های بازیافت ثانویه به کار گرفته می‌شوند. مهم ترین این روش‌ها عبارتند از: تزریق آب به همراه مواد شیمیایی، تزریق گاز ازت یا گاز کربنیک، آب به همراه مواد شیمیایی تزریق گاز ازت یا گاز کربنیک تزریق حلال و روش‌های میکروبی و روش‌های حرارتی. همه این روش‌ها با هدف افزایش فشار مخزن و تسهیل در جابجایی نفت در سنگ مخزن به کار گرفته می‌شوند. البته تفکیک روش‌های بازیافت ثانویه از ثالثیه چندان دقیق نیست (درخشان، ۱۳۸۱).

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 و گاز از چنین الگویی تبعیت می‌کند.



شکل ۱- چرخه عمر یک مخزن نفت

قبل از این که مخزن وارد مرحله چهارم عمر خود (دوره 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 جابجایی نفت در سنگ مخزن می‌شوند، استفاده می‌شود تا جلوی هزرزروی 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 دوره قبل از رسیدن به پیک تولید، با دوره پس از آن کاملاً متفاوت است. هنگامی که مخزن نفت وارد مرحله 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 و CF 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 ثالثیه برداشت نفت در زمان لازم اعمال نشوند، با هزرزروی نفت، منحنی استخراج نفت در مسیرهای CE و CF قرار می‌گیرد. در شکل ۱، مساحت زیر

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 و CF) (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 ابهام‌انگیز در مورد رابطه 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 دوره 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 باقی‌مانده نفت ایران کمتر از مقدار منتشر شده آن است و مقدار استخراج باقی‌مانده 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 باقی‌مانده) است. ذخایر اثبات شده نفت تابعی از ضریب بازیافت نفت و حجم ذخیره 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

جدول ۳، جزئیات ذخایر نهایی^۱، 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 باقی‌مانده در ابتدای سال ۱۳۸۵
خشکی	۵۳۰۸۸	۱۴۲۰۵۷	۲۶۸۶	۵۴۰۲۴	۸۸۶۳
دریا	۱۰۲۸۷	۱۷۰۲۵	۱۶۷۸	۵۸	۱۱۴۵
جمع ذخایر نفت خام	۶۳۳۰۷۵	۱۵۹۰۸۲	۲۵۰۲۲	۶۰۰۰۴	۹۹۰۷۸
میعانات گازی (خشکی و دریا)	۱۰۷۰۱۲	۴۲۰۷۵		۶۰۳۸	۳۶۰۳۷
جمع				۶۶۰۴۲	۱۳۶۰۱۵

(ترازنامه 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 بشکه آن استخراج شده و ۱۰۰ میلیارد بشکه آن باقی‌مانده 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 ذخیره نفت خام باقی‌مانده 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 عمده ذخایر نفت به‌طور طبیعی استخراج شده و استخراج باقی‌مانده 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 شده نفت ایران مورد بررسی قرار گیرد. جدول ذیل روند

۱- با توجه به جدول ۳، ذخایر نفت شامل میعانات گازی نیز می‌شود. میعانات یا «کندانسه» و مایعات گازی معمولاً همراه تولید گاز طبیعی از مخازن مستقل گازی و یا از کلاهک‌های گازی و ذخایر گاز همراه با نفت استحصال می‌شوند. میعانات گازی ذخایر وابسته به ذخایر گاز و تولید گازند، ولی به جهت ویژگی‌های مشترک با نفت خام در بعضی از آمارهای رسمی با آمار ذخایر نفت خام جمع بسته می‌شوند. میعانات گازی سبک‌ترین و گران‌ترین نوع نفت محسوب می‌شوند.

تغییر در ذخایر اثبالت شده باقی مانده نفت در فاصله سال‌های (۱۳۸۶-۱۳۶۰) را نشان می‌دهد:

جدول ۴- روند تغییر در ذخایر اثبات شده 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
ذخیره نفت	۵۸	۵۸	۵۷	۵۵	۵۱	۴۹	۴۸	۴۸.۸	۴۹.۵	۴۳	۴۳	۴۳	۴۳	۴۳	۴۳	۸۱	۸۸	۹۳	۹۳	۹۳	۱۰۰	۱۱۱	۱۲۱	۱۳۳	۱۴۳	۱۴۷	۱۴۸

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 مانده نفت ایران را از ۹۹ میلیارد بشکه به ۱۳۱ میلیارد بشکه رسانده است (BP, 2008). در فاصله 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 مانده نفت ایران در آمارهای رسمی اعلام شده است. افزایش ذخایر نفت بعد از سال ۱۳۶۰، معادل ۱/۸ برابر کل ذخیره نفت در سال ۱۳۶۰ و ۱/۲ برابر ذخیره نهایی نفت ایران در سال مذکور بوده است.

مخازن نفت بسیار بزرگ ایران که بدنه اصلی تولید نفت ایران را تشکیل داده‌اند، در سال‌های قبل از دهه ۱۳۴۰ کشف شده‌اند. ذخایر کشف شده در دهه ۱۳۵۷-۱۳۴۸، کاهش قابل ملاحظه‌ای نسبت به دهه قبل پیدا کرد (حجم اکتشاف‌ها در این دوره، یک پنجم دهه قبل بوده است) و میدان‌های کشف شده در ردیف میدان‌های کوچک تا متوسط قرار داشته‌اند. در دهه بعد، به واسطه 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 فاصله سال‌های ۱۳۷۰ تا ۱۳۸۵ معادل ۷۰ میلیارد بشکه نفت درجا گزارش شده است. این حجم از نفت درجا حدود ۱۱ درصد کل نفت

درجای کشور (با توجه به رقم ۶۳۳ میلیارد بشکه نفت درجا) بوده است (ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۸۶). در حالی حدود ۱۱ درصد بر ذخایر نفت درجای کشور در دوره 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 تغییر کل 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.^۱ 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 مرحله تجدید نظر در ذخایر نفت ایران در سال ۱۹۸۸ اعلام نشده. تجدید نظر در ذخایر نفت در این مرحله، ۴۴ میلیارد بشکه بر ذخایر نفت ایران افزود. دومین تجدید نظر 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 و ۳/۲ میلیارد بشکه میعانات گازی به ذخایر نفت ایران در این سال اضافه شده است (کاظم‌پور اردبیلی، ۱۳۸۳).

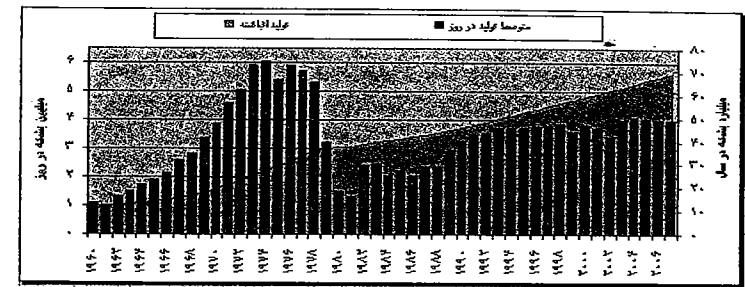
سوابق تاریخی تولید نفت در ایران موضوع ظرفیت تولید نفت و نیز نیاز به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت (تزریق گاز) را از جنبه دیگری نشان می‌دهد.

۴-۲- سوابق تاریخی تولید نفت در ایران

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

۱- البته میدان نفتی یادآوران، تنها میدان نفتی کشف شده بعد از سال ۱۳۶۰ است، که دارای حجم ذخیره نفت اثبات شده بیش از یک میلیارد بشکه است.

۱- حجم میعانات گازی میدان پارس جنوبی، حدود ۱۸ میلیارد بشکه برآورد شده است.



منبع: (BP, 2008)

شکل ۲- تولید انباشته نفت و متوسط تولید روزانه 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، دوره جوانی خود را سپری می‌کردند و اکنون با برداشت ۴۰ میلیارد بشکه نفت از آن تاریخ به بعد، این مخازن بزرگ وارد نیمه 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 ۲/۷ 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^۱ 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 بهره دهی چاه‌ها به حدود ۱۶۰۰ بشکه در روز کاهش یافته است (Opec Annual Statistical Bulletin, 2006). متوسط سالانه افت تولید نفت ایران حدود ۹ تا ۱۱ درصد گزارش شده است، که معادل ۳۵۰

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 رابطه 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 دهه ۱۳۵۰ کاهش ۳۰ درصدی را نشان می‌دهد. سوابق تاریخی تولید و ملاحظه چرخه‌های عمر مخازن اصلی تولید کننده نفت ایران نشان می‌دهد که تولید نفت ایران در اوایل دهه 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 دهه ۱۹۸۰ ساختار تولید مبتنی بر سهمیه‌بندی بین اعضای در اپک می‌دانند نه تغییر واقعی ذخایر آن‌ها. از سویی، آمار ذخایر نفت ایران در مرحله دوم تجدیدنظر به علت افزایش ضریب بازیافت مخازن نفت تغییر پیدا کرده است (کاظم‌پور اردبیلی، ۱۳۸۳)، اما همان طور که در بررسی پیشینه مطالعات به‌دست آمد، متناسب با نیاز واقعی مخازن نفت، گاز به آن‌ها تزریق نشده است و لذا انتظار افزایش ضریب بازیافت از این منبع نمی‌تواند قابل دفاع باشد. با وقوع انقلاب و سپس جنگ، صنعت نفت ایران در معرض تحریم و انواع محدودیت‌های دسترسی به فناوری مرزی تولید نفت قرار گرفت، 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 (دوره 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 مانده 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.

۱- از مقدار تولید نفت مخازن مورد اشاره در سال ۱۳۸۳، ۹۲ درصد تولید توسط هشت مخزن اصلی نفت که بزرگ‌ترین مخازن تولید نفت ایران هستند، انجام گرفته است. این مخازن بسیار بزرگ عبارتند از: مارون، گچساران، کرنج، آغاچاری، بی‌بی حکیمه، پارس، کوپال و پازنان.

با بهره‌برداری از نصف ذخایر نفت، منحنی جمعی سازی شده نفت ایران وارد نیمه دوم عمر خود می‌شود. در نیمه دوم عمر منحنی استخراج نفت افزایش قابل توجه تولید و تکرار رکوردهای تولید دوره پیک تولید نفت امکان پذیر نیست. با توجه به شکل ۱، انتظار می‌رود در نیمه 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 حیاتی از ذخایر نفت کشور باشد.

ذخایر بالقوه 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 ادامه روند موجود تزریق گاز به مخازن نفت بر پایه تزریق ۲/۲۵ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۲۴ میلیارد بشکه نفت در دوره مطالعه در نظر گرفته شده است.

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

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

گاز تزریق شده به مخازن نفت به صورت گاز همراه یا گاز کلاهدک، در مخزن ذخیره می‌شود و پس از پایان دوره 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 برای تزریق و ازدیاد نفت حاصل از سناریوی ۲ و ۳ بر اساس مطالعه درخشان (۱۳۸۵)، استخراج شده است.

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

با ادامه روند رشد مصارف گاز در داخل کشور، سهم گاز در تأمین انرژی اولیه کشور از ۶۰ درصد کنونی به ۷۰ درصد در یک دهه آینده می‌رسد. در سال ۱۳۸۶، ارزش حرارتی گاز مصرف شده در کشور، 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 در جای 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 فزاینده مصرف داخلی با افزایش نیازهای بخش خانگی - تجاری، نیروگاهی، توسعه 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 هزینه 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 هزینه فرصت تخصیص بین دوره‌های زمانی بهره‌برداری از منابع گاز

۲- حداقل کردن هزینه فرصت تخصیص بین بخش‌های مختلف مصرف کننده گاز
برای اندازه‌گیری هزینه فرصت بهره‌برداری و مصرف منابع گاز ایران، یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی ریاضی حل می‌شود و هزینه فرصت در دو بُعد، بین بخش‌های مختلف مصرف کننده گاز و در طول زمان مورد ملاحظه قرار می‌گیرد. ایده اولیه این مدل از تحقیق جان رز^۱، در بررسی الگوی بهینه 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 وسیله مجموع مازاد رفاه مصرف کننده و تولیدکننده

۱- John Rowse.

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 مسئله 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 بهینه متغیرهای تصمیم به دست می‌آید. مفروضات مدل که در قالب پارامترها و اسکالرها به مدل معرفی می‌شوند، نقش مهمی در تعیین مقدار بهینه 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 داخلی، 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 ذخیره گاز متغیرهای تصمیم هستند که به صورت زیر معرفی می‌شوند:

$$wf = \sum_{t=1}^T \delta_t * \Lambda_t(dom(t)) + \sum_{t=1}^T \delta_t * pex(t) * exp(t) + \sum_{t=1}^T \delta_t * s(t) * sal(t) + \sum_{t=1}^T \delta_t * (\sum_{m=1}^M \delta_m * poil(t) * oil(t)) * inj(t) - \sum_{t=1}^T \delta_t * cdom(t) * dom(t) - \sum_{t=1}^T \delta_t * cexp(t) * exp(t) - \sum_{t=1}^T \delta_t * cinj(t) * inj(t)$$

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، δ_t : نرخ تنزیل، $oil(t)$: ازدیاد نفت حاصل از تزریق گاز، $poil(t)$: قیمت نفت، $cdom(t)$: هزینه نهایی تولید،

انتقال و توزیع گاز در داخل کشور، $cexp(t)$: هزینه نهایی صادرات و $cinj(t)$: هزینه 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 شده همه مصرف کنندگان داخل کشور است. فرم تابع تقاضا به صورت $p(t) = \alpha(t) * dom(t)^b$ در نظر گرفته شده است. مقدار $\alpha(t)$ به صورت پارامتر، با حل مدل در داخل فرایند بهینه سازی به دست 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.

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

بخش C، ارزش ذخیره 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 دوره بهره‌برداری سنجیده می‌شود. برای اندازه‌گیری هزینه فرصت بین زمانی، متغیر $sal(t)$ وارد مدل شده است. متغیر $sal(t)$ گاز ذخیره‌سازی شده قابل بهره‌برداری نگه داشته شده در زمین است. وجود این متغیر امکان انتقال گاز به دوره‌های زمانی با بازدهی بیش‌تر با توجه به قیود مدل را فراهم می‌کند.

$$D: \sum_{t=1}^T \delta_t * (\sum_{m=1}^M \delta_m * poil(t) * oil(t)) * inj(t) = \sum_{t=1}^T \delta_t * vinj(t) * inj(t)$$

بخش D ارزش افزایش بازیافت نفت به واسطه تزریق گاز به چاه‌های نفتی پس از زمان t_m را اندازه‌گیری می‌کند. پارامتر $vinj(t)$ براساس رابطه 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 دوره 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 افزایشی متوسط و یا فشار افزایشی کامل مخازن نفت برای دستیابی به فشار اولیه 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 عرضه 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- موازنه هم‌زمان تولید و مصرف گاز در هر دوره

$$(1 - 0.08) * (U_t - flare(t)) = dom(t) + inj(t) + (exp(t) - imp(t)) \quad (1)$$

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

۲- محدودیت عرضه

$$\begin{cases} U_1 + Sal_1 = upp_1 \\ U_2 + Sal_2 = upp_2 + Sal_1 \\ \dots \\ U_T + Sal_T = upp_T + Sal_1 + \dots + Sal_{(T-1)} \end{cases} \quad (2)$$

این محدودیت 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 استفاده مصرف‌کنندگان ضروری است. گاز طبیعی خام استخراج شده از منابع مختلف را اصطلاحاً «گاز غنی» گویند. گاز غنی بعد از پالایش به «گاز سبک» تبدیل می‌شود.

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

۳- کل گاز تزریق شده

$$inject = \sum_{t=1}^T inj(t) \quad (4)$$

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

۴- تولید انباشته

$$w = \sum_{t=1}^T u(t) \quad (5)$$

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

۵- محدودیت قراردادهای صادرات گاز

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

$$exp(t) \geq 0.9 * exp(t-1) \quad (5)$$

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

$$\bar{Q}_t = \bar{Q}_{t-1} (1 + g_{t-1}) \quad (6)$$

۷- سایر محدودیت‌ها

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

۵-۲- مدل سازی تخصیص منابع گاز ایران به مصارف مختلف

برای مدل سازی تخصیص منابع گاز ایران، تقاضای مصارف مختلف گاز در ایران در چهارگروه زیر تقسیم بندی 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 صادرات (صادرات منهای واردات)

۴- تلفات و مصارف عملیاتی

به طور کلی، مصارف فوق را می توان در دو سطح زیر طبقه بندی کرد. در جدول زیر الگوی تقسیم بندی بخش های مصرف کننده گاز نشان داده شده است. سهم هر یک از این بخش ها نشان دهنده وزن نسبی آن ها در تقاضای گاز در سال ۱۳۸۴ است.

جدول ۵- سهم و مقدار مصرف بخش های مصرف کننده گاز در سال ۱۳۸۴ واحد: میلیارد متر مکعب

سطح اول	توزیع					تلفات		کل تقاضای
	خانگی و تجاری	نیروگاهی	حمل و نقل	صنعتی عمده	پتروشیمی	مصارف عملیاتی	گازهای سوزانده	
مصرف	۳۵.۷۹	۳۵.۰۵	۰.۳۰	۱۲.۰۳	۷.۱۸	۲۶.۷۰	۴.۷۴	۱۵۶.۳
سهم (درصد)	۰.۲۲۹	۰.۲۲۵	۰.۰۰۲	۰.۰۷۷	۰.۰۴۶	۰.۱۷۱	۰.۰۳۰	۰.۰۴۴
								۰.۰۸۱
								۰.۱۰۷

منبع: (ترازنامه انرژی ۱۳۸۵)

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 شده اند. حجم گازهای سوزانده شده و برنامه های جمع آوری آن ها نیز در سال های آینده مشخص است. لذا وضعیت تلفات گاز و کاربردهای عملیاتی گاز به عنوان یک متغیر از پیش تعیین شده در الگو مشخص می شود. هدف این مطالعه نیز تعیین اولویت های تخصیص گاز در سطح اول، یعنی مصارف داخلی گاز، تزریق گاز و صادرات گاز است. در الگوسازی، متغیر ذخیره گاز (عدم استخراج و انتقال دوره های استخراج گاز) نیز به سه متغیر فوق به عنوان متغیر تصمیم اضافه می شود.

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

هر نوع مدل سازی اقتصادی مستلزم تعیین فروشی برای چارچوب الگو است. از آن جا که مدل سازی اولویت های تخصیص مصارف گاز در ایران معطوف به زمان آینده است، سناریوهای مختلف بهره برداری و تخصیص منابع گاز مستلزم تبیین فروض و پیش فرض های به کار گرفته شده در مدل سازی است. مدل سازی تعیین اولویت های تخصیص منابع گاز در ایران در فاصله سال های ۱۳۸۵ تا ۱۴۱۰، انجام می پذیرد. سال ۱۳۸۵، به عنوان سال پایه انتخاب شده است. مقادیر اولیه متغیرها، مقدار واقعی آن ها در سال ۱۳۸۵ است.

ظرفیت عرضه گاز با فرض تحقق برنامه های توسعه میدان پارس جنوبی و سایر میدان های گازی طبق زمان بندی مراجع برنامه ریزی (وزارت نفت)، وارد مدل شده است. مقدار تولید در سال های بعد از ۱۴۰۳ با توجه به تداوم روند تولید سال های گذشته وارد مدل شده است. ظرفیت فوق به عنوان حداکثر ظرفیت تولید با توجه به فروض ضمنی انواع محدودیت های فنی تولید و سرمایه گذاری در نظر گرفته شده است. با توجه به طرح های جمع آوری گازهای همراه، از مقدار گازهای همراه سوزانده شده در طول دوره برنامه کاسته می شود. واردات قطعی گاز به مقدار عرضه گاز در داخل کشور افزوده می شود. فرض می شود 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 قیمت های واقعی سال ۱۳۸۵ و افزایش ۵ درصدی قیمت (به قیمت های واقعی) در سال های مطالعه وارد مدل شده است. فرض می شود که دولت به مقدار اختلاف قیمت گاز در داخل و خارج به مصرف کنندگان داخلی یارانه می دهد. قیمت جهانی گاز با فرض وابستگی خطی قیمت گاز به قیمت نفت وارد مدل شده است. فرض شده است در انتهای دوره بررسی، ارزش حرارتی نفت با گاز برابر شود.

مصرف گاز در بخش حمل و نقل، بر پایه برآورد حداقل جایگزینی گاز با فراورده های 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، طرح های 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 برنامه ریزی وزارت صنایع) وارد مدل شده است. اطلاعات آمار

تقاضای بخش‌های فوق از گزارش «برنامه 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 ملاحظه افزایش پوشش شبکه 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.

۳-۵- تحلیل نتایج مدل

با مدل‌سازی موضوع تخصیص منابع گاز ایران در قالب یک مدل بهینه‌یابی، مدل با آخرین نسخه نرم افزار GAMS با حل‌کننده MINOS، برآورد شده است. در تحلیل‌های این بخش، سناریوی رشد مدیریت شده مصرف گاز در بخش مصارف نهایی (خانگی - تجاری و نیروگاهی)، دست‌یابی به اهداف حداقلی جایگزینی گاز با فرآورده‌های 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 بهینه 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 نمی‌شود.

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 بهینه صادرات در سال‌های پایانی دوره مطالعه کاسته می‌شود. در این سناریو، هدف‌گذاری تزریق گاز براساس حفظ فشار موجود مخازن نفت، مینا قرار گرفته است. جدول فوق، مقدار خالص صادرات را نشان

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)

سال	سناریوی پایه			سناریوی تداوم الگوی رشد مصرف کنونی		
	صادرات	تزریق	مصارف داخل	صادرات	تزریق	مصارف داخل
۱۳۸۵	۶.۷۵	۳۸.۱	۹۸.۵	۶.۸	۳۸.۱	۹۸.۵
۱۳۸۶	۶.۷۵	۳۹.۲	۱۱۰.۸	۶.۸	۴۰.۲	۱۰۹.۸
۱۳۸۷	۶.۷۵	۴۸.۳	۱۲۴.۷	۶.۸	۵۰.۵	۱۲۲.۵
۱۳۸۸	۶.۷۵	۵۷.۵	۱۴۰.۲	۶.۸	۶۱.۳	۱۳۶.۵
۱۳۸۹	۶.۷۵	۶۴.۷	۱۵۷.۸	۶.۸	۷۰.۲	۱۵۲.۲
۱۳۹۰	۶.۷۵	۷۲.۵	۱۷۷.۵	۶.۸	۸۰.۳	۱۶۹.۸
۱۳۹۱	۶.۷۵	۸۱.۶	۱۹۹.۷	۶.۸	۹۲	۱۸۹.۳
۱۳۹۲	۶.۷۵	۸۵	۲۲۴.۶	۶.۸	۹۸.۶	۲۱۱
۱۳۹۳	۶.۷۵	۹۳.۷	۲۵۲.۷	۱۴.۹	۱۰۱	۲۳۵.۳
۱۳۹۴	۶.۷۵	۸۰	۲۸۴.۳	۱۳.۴	۹۳.۳	۲۶۲.۴
۱۳۹۵	۶.۷۵	۸۲.۴	۳۰۰.۲	۱۲.۱	۱۰۰.۹	۲۷۴.۴
۱۳۹۶	۶.۷۵	۸۴.۹	۳۱۷.۱	۱۸.۷	۱۰۱	۲۸۷.۱
۱۳۹۷	۶.۷۵	۸۷.۴	۳۳۴.۸	۲۵.۷	۱۰۱	۳۰۰.۳
۱۳۹۸	۶.۷۵	۸۸.۹	۳۵۳.۶	۳۲.۲	۱۰۱	۳۱۴.۱
۱۳۹۹	۶.۷۵	۹۱.۲	۳۷۳.۴	۳۹.۸	۱۰۱	۳۲۸.۵
۱۴۰۰	۶.۷۵	۸۱.۳	۳۹۴.۳	۳۵.۸	۱۰۰.۹	۳۴۳.۶
۱۴۰۱	۶.۷۵	۶۹.۴	۴۱۶.۳	۳۲.۲	۹۸.۸	۳۵۹.۴
۱۴۰۲	۶.۷۵	۵۶.۲	۴۳۹.۷	۲۹	۹۵.۶	۳۷۶
۱۴۰۳	۶.۷۵	۵۳.۵	۴۵۳.۴	۲۶.۱	۹۲.۳	۳۹۳.۳
۱۴۰۴	۶.۷۵	۵۰.۹	۴۶۷	۲۳.۵	۸۷.۸	۴۱۱.۴
۱۴۰۵	۶.۷۵	۴۸.۹	۴۸۱	۲۱.۱	۸۵.۷	۴۲۷.۸
۱۴۰۶	۶.۷۵	۴۵.۵	۴۹۵.۴	۱۹	۸۱.۷	۴۴۴.۹
۱۴۰۷	۶.۷۵	۴۲.۶	۵۱۰.۳	۱۷.۱	۷۷.۸	۴۶۲.۷
۱۴۰۸	۶.۷۵	۴۰.۲	۵۲۵.۶	۱۵.۴	۷۳.۹	۴۸۱.۲
۱۴۰۹	۶.۷۵	۳۶.۴	۵۴۱.۴	۱۳.۹	۶۸.۱	۵۰۰.۵
۱۴۱۰	۶.۷۵	۲۳	۵۵۷.۶	۱۲.۵	۶۲.۴	۵۲۰.۵

در سناریوی تعاون 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. مقایسه سناریوی پایه با سناریوی تداوم رشد مصارف نهایی گاز در ایران در سال‌های مطالعه نشان می‌دهد که به واسطه 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 صادرات 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. محاسبه 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 به عنوان جایگزین مناسبی برای محاسبه 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 صادرات گاز است. نتایج این سناریو نشان می‌دهد که اولویت تخصیص گاز وابستگی زیادی به سیاست انرژی در کشور دارد.

۲- مقدار ذخایر بالقوه 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 افزایش متوسط مخازن نفت، با تزریق گاز بیش‌تر، می‌توان ازدیاد برداشت نفت را بیش‌تر کرد. در سناریوی فشار افزایش متوسط مخازن، نیاز تزریق گاز مخازن حدود دو برابر سناریوی پایه است. جدول زیر نتایج مقدار بهینه مصارف گاز در این سناریو را نشان می‌دهد.

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

سناریوی تزریق گاز با هدف فشار افزایش 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	۲۰.۶	۳۲۸.۵	۱۳۹۹
۹.۸	۲۰.۶	۳۴۳.۶	۱۴۰۰
۱۱.۵	۲۰.۶	۳۵۹.۴	۱۴۰۱
۱۴.۳	۲۰.۶	۳۷۶	۱۴۰۲
۱۶.۳	۲۰.۶	۳۹۳.۳	۱۴۰۳
۱۸.۵	۲۰.۶	۴۱۱.۴	۱۴۰۴
۲۳.۲	۲۰.۶	۴۲۷.۸	۱۴۰۵
۲۷.۲	۲۰.۶	۴۴۴.۹	۱۴۰۶
۳۱.۵	۲۰.۶	۴۶۲.۷	۱۴۰۷
۳۶	۲۰.۶	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 در کل تولید گاز در دوره مطالعه وجود خواهد داشت. در این حالت، ضرورت دارد تولید گاز کشور ۱/۱ درصد بیش‌تر از مقدار

رشد تولید در سناریوی پایه باشد. در سناریوی پایه، متوسط رشد تولید گاز در دوره 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 ذخیره گاز، صادرات و تزریق واحد: میلیون دلار به قیمت‌های سال پایه (۱۳۸۵)

سال	ارزش سایه‌ای در سناریوی پایه			ارزش سایه‌ای در سناریوی فشار افزایش متوسط		
	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	-۹۳.۳	-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	۴.۲۴	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 سایه‌ای در دوره‌های مختلف نشان می‌دهد ذخیره‌سازی و عدم بهره‌برداری گاز دارای ارزش سایه‌ای منفی بر

روی تابع هدف است. با بررسی مقدار بهینه متغیر ذخیره گاز (sal(t)) و ارزش سایه‌ای آن، مشخص می‌شود که عدم امکان تولید گاز در سال‌های اولیه دارای هزینه فرصت بسیار بالایی است. تحلیل سناریوی پایه نشان می‌دهد که ارزش نهایی سایه‌ای 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 افزایش متوسط، از ارزش سایه‌ای عدم بهره‌برداری از منابع گاز کاسته می‌شود. مقدار متوسط ارزش سایه‌ای (هزینه فرصت) ذخیره و عدم بهره‌برداری از منابع گاز در سناریوی فشار افزایش 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 افزایش متوسط، در صورت صادرات گاز، ارزش سایه‌ای آن در ۱۴ سال اول مطالعه منفی است. به همین دلیل، در جدول ۷ در سال‌های مذکور صادرات گاز در حداقل مقدار سال پایه است.

تحلیل مقادیر ارزش سایه‌ای متغیر ذخیره گاز نشان می‌دهد که انتخاب سناریوی فشار افزایش متوسط مخازن نفت، موجب کاهش ارزش سایه‌ای عدم بهره‌برداری 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 هزینه 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 اولویت‌های 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 بهره 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 درجه فشار افزایش مخازن نفت و نیز انتخاب اولویت بین تزریق گاز با صادرات گاز نقش مهمی بازی می‌کند. در نرخ تنزیل پایین، اولویت

بهره‌برداری از ذخایر کشور، فشار افزایش 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 افزایشی مخازن بر حفظ 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 دهنده اولویت تزریق گاز در سناریوهای مختلف تزریق گاز

نرخ تنزیل	سناریوی تزریق گاز
۲۳	حفظ فشار مخازن نفت
۱۱/۵	فشار افزایشی متوسط مخازن نفت
۶	فشار افزایشی 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، نشان‌دهنده استفاده از نرخ تنزیل بالا توسط سیاست‌گذار است. به عنوان 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 استفاده 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

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

۶- ارزیابی رفاهی مدل نشان می‌دهد که انتخاب سناریوی فشار افزایشی مخازن تا سطح متوسط فشار اولیه 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 نیمه دوم عمر خود شده است. در این مرحله، بخش قابل توجهی از ظرفیت تولید نفت، به تبدیل ذخایر بالقوه 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 هزینه 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 مصرف‌کننده، در طول سال‌های آینده تراز گاز کشور منفی خواهد بود. در این حالت، تزریق گاز به مخازن نفت کشور متناسب با نیاز مخازن برای حفظ فشار موجود امکان‌پذیر نخواهد بود و صادرات گاز هزینه فرصت بالایی را ایجاد خواهد کرد.

۲- تزریق گاز با هدف فشار افزایشی مخازن نفت نسبت به تزریق گاز برای حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم وضعیت موجود و پیش‌بینی شده تزریق گاز، اولویت دارد. با فشار افزایشی مخازن نفت برای دستیابی به متوسط فشار اولیه مخازن نفت، به طور 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 در کشور، به یک چهارم کاهش می‌یابد.

۳- در نرخ تنزیل پایین اولویت بهره‌برداری از ذخایر کشور، فشار افزایش 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 افزایشی مخازن بر حفظ 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 بهره‌برداری گاز دارای ارزش سایه‌ای منفی بر روی تابع هدف است.

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

فهرست منابع و مآخذ

- ۱- درخشان، مسعود (۱۳۸۱)، منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، مجله مرکز پژوهش‌های مجلس شماره ۳۴.
- ۲- درخشان، مسعود (۱۳۸۵)، طرح تحقیقاتی بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم‌انداز (۱۴۰۴ هجری شمسی)، دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری - معاونت انرژی
- ۳- سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱)، برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز کشور، مجله مرکز پژوهش‌های مجلس شماره ۳۴
- ۴- مرکز پژوهش‌های مجلس (۱۳۸۵)، استفاده بهینه از منابع گازی کشور، دفتر مطالعات زیربنایی، تهران.

- ۵- علاءالدین، محمد (۱۳۸۴)، مجموعه مقالات همایش راهبرد استفاده از منابع گازی در چشم‌انداز 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 نحوه تخصیص آن تا سال ۱۴۰۳، دفتر امور انرژی.
- ۹- وزارت نیرو (۱۳۸۴)، ترازنامه انرژی، تهران.
- ۱۰- وزارت نفت (۱۳۸۵)، برنامه تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۸۴، معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت.
- ۱۱- وزارت نفت (۱۳۸۶)، ترازنامه هیدروکربوری کشور؛ ۱۳۸۴، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
- ۱۲- کاظم پور اردبیلی، حسین (۱۳۸۳)، حداکثر سازی درآمد نفت ایران؛ مجموعه مقالات هشتمین همایش نفت و گاز، 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.

پیش‌بینی تقاضای آب شهر تهران با استفاده از الگوهای ساختاری، سری‌های زمانی و شبکه عصبی نوع GMDH

غلامعلی شرزه‌ای

دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران

مهدی احراری

پژوهشگر اقتصادی دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران

حسن فخرانی

کارشناس ارشد اقتصاد محیط زیست دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران

تاریخ دریافت: ۱۳۸۶/۱۲/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۷/۹/۱۰

چکیده

روش‌ها و الگوهای اقتصادسنجی متفاوتی، از قبیل تجزیه و تحلیل رگرسیون و سری‌های زمانی به منظور پیش‌بینی تقاضای آب، به طور معمول توسط محققان مختلف مورد استفاده قرار گرفته‌اند. اما در سال‌های اخیر تکنیک جدید شبکه‌های عصبی به عنوان ابزاری مؤثر و کارا در پیش‌بینی متغیرهای اقتصادی مطرح شده است. در مقاله حاضر، از شبکه عصبی نوع GMDH مبتنی بر الگوریتم ژنتیک، الگوهای ساختاری و هم‌چنین سری‌های زمانی، به منظور مقایسه روش‌های پیش‌بینی تقاضای سرانه آب در شهر تهران استفاده شده است. متغیرهای مورد نظر در الگوهای پیش‌بینی تقاضای آب عبارتند از مصرف سرانه آب، قیمت آب، متوسط درآمد خانوار و متوسط درجه حرارت سالانه در شهر تهران. نتایج به‌دست آمده حاکی از آن است که پیش‌بینی تقاضای آب با استفاده از روش شبکه‌های عصبی نوع GMDH، نسبت به برآوردهای حاصل از الگوهای ساختاری و سری زمانی، از درجه کارایی بیشتری برخوردار است. بنابراین، استفاده از شبکه عصبی مصنوعی در پیش‌بینی متغیرهای اقتصادی، می‌تواند به عنوان ابزاری در کنار سایر روش‌های پیش‌بینی مورد استفاده تصمیم‌گیران و سیاست‌گذاران در بخش مدیریت آب قرار گیرد.

طبقه‌بندی JEL : C5 , C53.

کلیدواژه: شبکه عصبی GMDH، تقاضای آب شهر تهران، پیش‌بینی، الگوهای ساختاری و

سری زمانی

- 21- Hannesson. Rognvaldur (1998), petroleum economic; issue and strategies of oil and natural gas production, Q̄orum 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.