بسم الله الرحمن الرحيم

استفاده بهینه از منابع گازی در ایران

مجری طرح: مؤسسه مدیریت انرژی افق

کامران مصلح

همکاران: فرید دهقانی، محمدرضا الزامی و رضا میرزا ابراهیمی

ناظران: محمدرضا محمدخانی و محمدحسن معادی رودسری

دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

مصلح، کامران
استفاده بهینه از منابع گازی در ایران/ مجری طرح کامران مصلح؛ همکاران فرید دهقانی، محمدرضا الزامی، رضا میرزا ابراهیمی؛ ناظران محمدرضا محمدخانی، محمدحسن معادی رودسری.-- تهران: مجلس شورای اسلامی، مرکز پژوهش‌ها، ۱۳۸۷.
[۲۴۷] ص.: جدول، نمودار.- (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی؛ ۱۳۸۷/۶۲)
ISBN: 978-964-8427-48-6 :۴۰۰۰۰ ریال
فهرست‌نویسی براساس اطلاعات فیپا.
کتابنامه: ص. [۲۴۷]؛ همچنین به‌صورت زیرنویس.
۱. گاز -- ایران. ۲. گاز -- ایران -- صنعت و تجارت. الف. دهقانی، فرید، همکار طرح. ب. میرزا ابراهیمی، رضا، همکار طرح. ج. الزامی، محمدرضا، همکار طرح. د. محمدخانی، محمدرضا، ناظر طرح. ه. معادی رودسری، محمدحسن، ناظر طرح. و. مجلس شورای اسلامی، مرکز پژوهش‌ها، دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن. ز. مؤسسه مدیریت انرژی افق. ح. عنوان.
TP ۷۵۸/م۶الف۵
۱۳۸۷

عنوان: *استفاده بهینه از منابع گازی در ایران*
مجری طرح: مؤسسه مدیریت انرژی افق
کامران مصلح
همکاران: فرید دهقانی، محمدرضا الزامی و رضا میرزا ابراهیمی
ناظران: محمدرضا محمدخانی و محمدحسن معادی رودسری
ناشر: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی
مدیر نشر: عبدالرضا فاضلی
نوبت چاپ: اول، تابستان ۱۳۸۷
شمارگان: ۱۰۰۰ نسخه
چاپ: نگاران‌شهر
قیمت: ۴۰۰۰۰ ریال

مسئولیت صحت مطالب کتاب با مجری طرح است.
کلیه حقوق برای مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی محفوظ است.

فهرست مطالب

سخن ناشر ۱

پیشگفتار ۳

مقدمه ۵

فصل اول ذخایر، تولید و تقاضای جهانی نفت و گاز ۷

۱-۱ ذخایر جهانی نفت ۹

۱-۲ ذخایر جهانی گاز ۱۰

۱-۳ تولید و تقاضای جهانی نفت و گاز ۱۵

۱-۴ مدیریت مخازن هیدروکربوری ۲۲

۱-۴-۱ روش‌های ازدیاد برداشت نفت ۲۴

۱-۵ نگرشی به طرح‌های توسعه‌ای در صنایع پتروشیمی ۲۸

فصل دوم تزریق گاز به میادین نفتی ۲۹

۲-۱ آشنایی با دلایل تزریق گاز به مخازن نفتی و مزیت‌ها و محدودیت‌های آن ۳۱

۲-۱-۱ دورهٔ توسعه یا افزایش دبی ۳۲

۲-۱-۲ دورهٔ تثبیت دبی ۳۳

۲-۱-۳ دورهٔ کاهش دبی ۳۳

۲-۲ تزریق گاز ۳۳

۲-۲-۱ عوامل مؤثر در راندمان تزریق گاز ۳۶

۲-۲-۱-۱ اندازه و شکل هندسی مخزن ۳۶

۲-۲-۱-۲ درجهٔ تخلخل و قابلیت نفوذپذیری سنگ مخزن ۳۷

۲-۲-۱-۳ شیب طبقات مخزن ۳۸

۲-۲-۱-۴ طبیعت نفت مخزن ۳۸

۲-۲-۱-۵ شرایط فشار و دمای مخزن ۳۹

۲-۲-۱-۶ ترکیب درصد گاز تزریقی ۳۹

۲-۲-۱-۷ درجهٔ اشباع سیالات موجود در سنگ مخزن ۳۹

۲-۲-۲ تعیین اجرایی و اقتصادی بودن عملیات تزریق گاز در مخزن ۴۰

۲-۲-۲-۱ ارزیابی تاریخچهٔ تولید مخزن ۴۱
۲-۲-۲-۲ تعیین اجرایی بودن نوع روش تزریق گاز ۴۱
۲-۲-۲-۳ مطالعهٔ جامع زمین‌شناسی ۴۲
۲-۲-۲-۴ مطالعهٔ خواص فیزیکی و شیمیایی سیال‌های درون مخزن ۴۳
۲-۲-۲-۵ پیش‌بینی میزان نفت برداشتی و حجم مواد لازم برای تزریق ۴۳
۲-۲-۲-۶ برنامه‌ریزی عملیات ۴۶
۲-۳ وضعیت تزریق گاز در کشور ۴۷
۲-۴ تقسیم‌بندی میادین هیدروکربنی ایران و اولویت‌بندی آنها برای تزریق ۵۲
۲-۴-۱ تقسیم‌بندی بر اساس تاریخچهٔ اکتشاف میدان نفتی ۵۲
۲-۴-۲ تقسیم‌بندی بر اساس حجم ذخیرهٔ باقیمانده ۵۳
۲-۴-۲-۱ گروه اول: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیمانده بیش از ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۴
۲-۴-۲-۲ گروه دوم: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۵
۲-۴-۲-۳ گروه سوم: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۶
۲-۴-۲-۴ گروه چهارم: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ کمتر از ۱۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۷
۲-۴-۳ تقسیم‌بندی بر اساس فشار نقطهٔ حباب مخزن ۵۹
۲-۵ بررسی عملکرد تولید مخازن نفت و گاز ایران (سناریوی بدون تزریق گاز و سناریوی با تزریق گاز) ۶۴
۲-۵-۱ بررسی عملکرد تولید مخازن نفت (بدون تزریق گاز) ۶۴
۲-۵-۲ بررسی عملکرد تولید مخازن نفت (با تزریق گاز) ۷۳
۲-۶ محاسبهٔ کل گاز لازم برای تزریق (در بیست سال آینده) ۷۴
۲-۶-۱ تثبیت فشار (حفظ وضعیت موجود تولید نفت) ۷۵
۲-۶-۲ افزایش فشار مخازن (برای رساندن سطح تماس آب و نفت به شرایط اولیهٔ مخازن) ۸۰
۲-۷ هزینه‌های سرمایه‌ای، تأسیساتی، و عملیاتی تزریق گاز به میادین نفتی ۸۶
۲-۷-۱ اطلاعات لازم برای ارزیابی طرح ۸۷

۲-۷-۲ هزینه‌های سرمایه‌ای ۸۸
۲-۷-۲-۱ هزینه‌های مطالعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیک ۸۹
۲-۷-۲-۲ هزینه‌های مطالعات جامع مخزن مورد نظر همراه مطالعات ازدیاد برداشت ۸۹
۲-۷-۲-۳ هزینه‌های حفاری ۸۹
۲-۷-۲-۴ قیمت تجهیزات ۹۰
۲-۷-۳ هزینه‌های سربار ۹۱
۲-۷-۴ هزینهٔ عملیات ۹۱
۲-۷-۴-۱ مادهٔ خام (گاز) ۹۲
۲-۷-۴-۲ تأسیسات ۹۲
۲-۷-۴-۳ نگهداری ۹۳
۲-۷-۴-۴ نظارت و هزینه‌های اضافی معمول ۹۳
۲-۷-۴-۵ هزینه‌های تولید ۹۳
۲-۷-۴-۶ هزینه‌های تزریق ۹۳
۲-۷-۴-۷ بیمه ۹۴
۲-۸ تعیین عوامل مؤثر در هزینه‌ها و درآمدهای طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی ۹۶
۲-۸-۱ هزینه‌ها ۹۷
۲-۸-۱-۱ هزینه‌های مستقیم ۹۷
۲-۸-۱-۲ هزینه‌های غیرمستقیم ۹۸
۲-۸-۲ درآمدها ۹۹

فصل سوم مصارف بخش داخلی ۱۰۳

۳-۱ مصرف داخلی (مصارف خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاهی) ۱۰۵
۳-۱-۱ مصارف خانگی، تجاری و صنایع کوچک ۱۰۶
۳-۱-۱-۱ استفاده از گاز طبیعی در حمل‌ونقل ۱۰۸
۳-۱-۲ مصارف نیروگاهی و صنایع بزرگ ۱۰۹
۳-۲ مصرف گاز در حالت‌های مختلف ۱۱۲
۳-۲-۱ آمار بر اساس اطلاعات شرکت ملی گاز ۱۱۲
۳-۲-۲ آمار بر اساس میانگین مصارف سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳ ..... ۱۱۲
۳-۳ مقایسهٔ حالت‌های مختلف میزان رشد ارائه‌شده ۱۱۳

فصل چهارم مصارف گاز در صنایع پتروشیمی ۱۱۹
۴-۱ بازار جهانی محصولات پتروشیمی با خوراک گاز ۱۲۱
۴-۲ برنامهٔ توسعهٔ طرح‌های پتروشیمی ایران در برنامهٔ بیست‌سال آینده ۱۲۵
۴-۲-۱ تولید و فروش محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۸۳ ..... ۱۲۷
۴-۲-۲ طرح‌های توسعه و ظرفیت‌های جدید ۱۲۸
۴-۲-۳ مجتمع‌های تولیدی موجود ۱۲۹
۴-۲-۳-۱ اراک ۱۲۹
۴-۲-۳-۲ بندر امام ۱۲۹
۴-۲-۳-۳ رازی ۱۲۹
۴-۲-۳-۴ خراسان ۱۲۹
۴-۲-۳-۵ شیراز ۱۲۹
۴-۲-۳-۶ خارک ۱۲۹
۴-۲-۳-۷ تبریز ۱۳۰
۴-۲-۳-۸ اصفهان ۱۳۰
۴-۲-۳-۹ ارومیه ۱۳۰
۴-۲-۴ واحدهای جدید تولیدی ۱۳۰
۴-۳ میزان مصرف گاز برنامه‌ریزی‌شده در صنایع پتروشیمی ۱۳۳
۴-۳-۱ پیش‌بینی تأمین خوراک طرح‌های پتروشیمی ۱۳۳
۴-۳-۲ خوراک گاز مجتمع‌های موجود ۱۳۴
۴-۳-۳ طرح‌های برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم ۱۳۴
۴-۳-۴ طرح‌های برنامهٔ سوم توسعه ۱۳۴
۴-۳-۵ طرح‌های برنامهٔ چهارم توسعه ۱۳۵
۴-۳-۵-۱ الفین هشتم، متانول پنجم، جی.تی.ال. اول، متانول ششم، اوره و آمونیاک ششم، و آمونیاک دوم ۱۳۵
۴-۳-۶ مزیت اقتصادی استفاده از گاز طبیعی به صورت مواد خام در صنعت پتروشیمی ۱۳۵

فصل پنجم صادرات گاز طبیعی ۱۴۳
مقدمه ۱۴۵
۵-۱ مناطق هفت‌گانهٔ تولید گاز جهان ۱۴۵
۵-۱-۱ امریکای شمالی ۱۴۵

۵-۱-۲ امریکای مرکزی و جنوبی ۱۴۵
۵-۱-۳ اروپا ۱۴۶
۵-۱-۴ جمهوری‌های شوروی سابق ۱۴۶
۵-۱-۵ خاور میانه ۱۴۶
۵-۱-۶ افریقا ۱۴۶
۵-۱-۷ آسیا و اقیانوسیه ۱۴۷
۵-۲ مصرف گاز طبیعی در جهان ۱۴۷
۵-۳ تقاضای گاز جهان ۱۴۸
۵-۳-۱ عوامل مؤثر در تقاضای گاز طبیعی ۱۴۹
۵-۳-۱-۱ بازار بین‌المللی گاز طبیعی ۱۵۰
۵-۳-۱-۲ تجارت گاز ۱۵۱
۵-۳-۱-۳ گسترش بازارهای بین‌المللی گاز طبیعی ۱۵۳
۵-۴ تجارت گاز طبیعی از طریق خط لوله (کشورهای واردکننده) و گاز طبیعی مایع ۱۵۳
۵-۴-۱ تجارت گاز از طریق خط لوله ۱۵۴
۵-۴-۱-۱ روسیه ۱۵۴
۵-۴-۱-۲ کانادا ۱۵۴
۵-۴-۱-۳ خاور میانه ۱۵۴
۵-۴-۱-۴ جمهوری‌های شوروی سابق ۱۵۴
۵-۴-۲ تجارت جهانی گاز طبیعی مایع ۱۵۵
۵-۵ قیمت گاز طبیعی ۱۵۵
۵-۵-۱ قیمت‌گذاری بر اساس هزینه ۱۵۵
۵-۵-۲ قیمت‌گذاری بر اساس ارزش ۱۵۶
۵-۵-۳ قیمت‌گذاری بر اساس برابرسازی ۱۵۶
۵-۵-۴ قیمت‌گذاری بر اساس معادل قیمت سر مرز ۱۵۶
۵-۵-۵ قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ جایگزینی ۱۵۶
۵-۵-۶ ساختار قیمت‌گذاری در اروپا و ژاپن ۱۵۷
۵-۵-۷ قیمت‌گذاری گاز در کرهٔ جنوبی ۱۵۸
۵-۵-۸ ساختار قیمت‌گذاری در امریکای شمالی ۱۵۸
۵-۵-۹ نوسانات جدید در قیمت‌های گاز طبیعی ۱۵۸

۵-۵-۱۰ چشم‌انداز بلندمدت قیمت گاز طبیعی ۱۵۹
۵-۶ بازارهای بالقوهٔ گاز ایران ۱۵۹
۵-۶-۱ بازارهای گاز طبیعی کشورهای پاکستان، هندوستان، و چین ۱۶۰
۵-۶-۱-۱ بازار گاز پاکستان ۱۶۰
۵-۶-۱-۲ تحلیل بازار تقاضای گاز پاکستان ۱۶۱
۵-۶-۱-۳ قیمت گاز در پاکستان ۱۶۲
۵-۶-۱-۴ بازار گاز هندوستان ۱۶۳
۵-۶-۱-۵ زیرساخت‌های صنعت گاز هندوستان ۱۶۴
۵-۶-۱-۶ قیمت‌گذاری گاز طبیعی در هندوستان ۱۶۵
۵-۶-۱-۷ تقاضای گاز هندوستان ۱۶۶
۵-۶-۱-۸ بازار گاز طبیعی چین ۱۶۶
۵-۶-۱-۹ صادرات گاز به چین ۱۶۶
۵-۶-۱-۱۰ برنامه‌های واردات گاز در چین ۱۶۹
۵-۶-۱-۱۱ گاز طبیعی مایع‌شده یا گاز طبیعی مایع در چین ۱۶۹
۵-۶-۲ بازار گاز طبیعی جنوب شرق آسیا (کشورهای آسیایی عضو کشورهای توسعه‌یافته) ۱۷۰
۵-۶-۲-۱ بازار گاز ژاپن ۱۷۰
۵-۶-۲-۲ تحولات ساختاری بازار گاز طبیعی ژاپن ۱۷۲
۵-۶-۲-۳ بازار گاز کره جنوبی ۱۷۵
۵-۶-۳ بازار گاز اروپا ۱۷۶
۵-۶-۴ بازار گاز حوزهٔ خلیج فارس ۱۸۰
۵-۶-۴-۱ صادرات گاز به کویت ۱۸۰
۵-۶-۴-۲ مصرف گاز ۱۸۰
۵-۶-۴-۳ امارات متحده عربی ۱۸۱
۵-۶-۴-۴ عمان ۱۸۱
۵-۷ مقایسه نظری هزینه‌های انتقال گاز به روش‌های خط لوله و گاز طبیعی مایع ۱۸۲
۵-۷-۱ بررسی سناریوهای مختلف انتقال گاز: ال.ان.جی در برابر خط لوله ۱۸۲
۵-۷-۲ بررسی اقتصادی انتقال گاز از طریق خط لوله و گاز طبیعی مایع ۱۸۴
۵-۷-۲-۱ بررسی اقتصادی استفاده از سناریوی انتقال گاز از طریق خط لوله ۱۸۴
۵-۷-۲-۲ بررسی چگونگی کاهش هزینه‌های انتقال گاز به شیوهٔخط لوله ۱۸۸

۵-۷-۲-۳ بررسی اقتصادی استفاده از سناریوی انتقال گاز به شکل ال.ان.جی ۱۹۰
۵-۷-۲-۴ عوامل مؤثر در هزینه‌های سرمایه‌ای تولید ال.ان.جی ۱۹۱
۵-۷-۲-۵ هزینه‌های فرایند مایع‌سازی ۱۹۳
۵-۷-۲-۶ هزینه‌های انتقال ال.ان.جی ۱۹۳
۵-۷-۲-۷ پایانه‌های تبدیل ال.ان.جی به گاز ۱۹۵
۵-۷-۲-۸ ویژگی‌های اقتصادی طرح‌های تولید ال.ان.جی ۱۹۶
۵-۷-۲-۹ کاهش هزینه‌های مایع‌سازی ۱۹۶
۵-۷-۲-۱۰ واحدهای مایع‌سازی و ذخیره‌سازی شناور ۱۹۸
۵-۷-۲-۱۱ هزینه‌های انتقال با کشتی ۱۹۸
۵-۷-۲-۱۲ کاهش هزینه‌ها در فرایند بازگردانی گاز ۱۹۸
۵-۷-۳ گاز طبیعی مایع یا خطوط لوله ۱۹۹
۵-۷-۴ نقش بازار و عوامل تأمین مالی طرح‌های انتقال گاز ۲۰۱
۵-۷-۵ عوامل سیاسی و جغرافیایی ۲۰۲
۵-۷-۶ تکنولوژی‌های نو ۲۰۳
۵-۷-۶-۱ سی.ان.جی‌ها و هیدرات‌ها ۲۰۳
۵-۷-۶-۲ تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی (جی.تی.ال) ۲۰۴
۵-۸ نتیجه ۲۰۶

فصل ششم ارزیابی اقتصادی ۲۰۹
۶-۱ ساختار کلی ارزیابی اقتصادی ۲۱۱
۶-۱-۱ اندازهٔ طرح ۲۱۲
۶-۱-۲ نوع سود ۲۱۲
۶-۱-۳ درجهٔ وابستگی بین دو یا چند سرمایه‌گذاری یا ناوابستگیِ آنها به یکدیگر ۲۱۲
۶-۱-۴ استفاده از منابع تجدیدپذیر و یا تجدیدناپذیر ۲۱۳
۶-۲ نرخ بازده داخلی ۲۱۳
۶-۳ ارزش خالص حال ۲۱۴
۶-۴ عناصر هزینه ـ درآمد در ارزیابی اقتصادی ۲۱۴
۶-۴-۱ صادرات گاز ـ خط لوله ۲۱۵
۶-۴-۱-۱ هزینه‌های صادرات گاز ۲۱۵
۶-۴-۱-۲ درآمد صادرات گاز ۲۱۶

۲-۴-۶ طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی ۲۱۸
۱-۲-۴-۶ هزینه‌های تزریق گاز به میادین نفتی ۲۱۸
۲-۲-۴-۶ درآمدهای طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی ۲۱۹
۵-۶ متغیرهای مالی ارزیابی اقتصادی ۲۲۰
۶-۶ ارزیابی اقتصادی طرح‌های صادرات گاز ۲۲۰
۱-۶-۶ ساختار ارزیابی اقتصادی برای طرح‌های صادرات گاز ایران از طریق خط لوله ۲۲۰
۷-۶ ارزیابی اقتصادیِ طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی ۲۲۳
۱-۷-۶ طرح تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده ۲۲۳
۲-۷-۶ طرح تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده ۲۲۵
۸-۶ ارزیابی اقتصادی طرح‌های پتروشیمی ۲۲۸

فصل هفتم نتیجه‌گیری ۲۳۳
۱-۷ تحلیل اقتصادی ۲۳۵
۲-۷ تحلیل حساسیت ۲۳۷
۱-۲-۷ تغییرات نرخ تنزیل ۲۳۷
۲-۲-۷ تغییرات قیمت گاز طبیعی ۲۳۸
۳-۲-۷ تغییرات قیمت نفت خام ۲۳۹
۴-۲-۷ تغییرات قیمت محصولات پتروشیمی ۲۴۱

منابع و مآخذ ۲۴۷

فهرست جداول

جدول ۱-۱ ذخایر گاز طبیعی جهان ۱۴
جدول ۲-۱ آمار تولید نفت و گاز در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) در کشورهای مختلف ۱۸
جدول ۱-۲ فهرست مخازنی که در حال حاضر به آنها گاز تزریق می‌شود ۴۸
جدول ۲-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بیش از ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۵
جدول ۳-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۵
جدول ۴-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۶
جدول ۵-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ کمتر از ۱۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی ۵۸
جدول ۶-۲ تقسیم‌بندی مخازن با اولویت تزریق بر اساس تولید نفت ۶۲
جدول ۷-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۲ درصد) به تفکیک سال ۶۶
جدول ۸-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۳ درصد) به تفکیک سال ۶۸
جدول ۹-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۴ درصد) به تفکیک سال ۷۰
جدول ۱۰-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۵ درصد) به تفکیک سال ۷۲
جدول ۱۱-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق گاز برای هر مخزن ۷۳
جدول ۱۲-۲ میزان گاز لازم روزانه برای تثبیت فشار (مجموع ۲۴ مخزن) ۷۵
جدول ۱۳-۲ میزان گاز لازم سالیانه برای تثبیت فشار (مجموع ۲۴ مخزن) ۷۷
جدول ۱۴-۲ میزان گاز لازم روزانه برای تثبیت فشار در هر مخزن ۷۸
جدول ۱۵-۲ مجموع کل گاز لازم برای تثبیت فشار در هر مخزن در طول دورهٔ برداشت آینده ۷۹
جدول ۱۶-۲ میزان گاز لازم روزانه برای افزایش فشار در هر مخزن و مجموع کل گاز ۸۳
جدول ۱۷-۲ مقدار گاز تزریقی روزانه برای جبران کاهش فشار گذشته در شرایط سطح و مخزن ۸۴
جدول ۱۸-۲ میزان گاز لازم روزانه برای افزایش و تثبیت فشار ۸۶
جدول ۱۹-۲ حدود هزینه‌های عملیات مختلف لازم برای تزریق گاز در یک مخزن متوسط ۹۴
جدول ۱-۳ میزان مصرف داخلی گاز طبیعی در کشور (بدون احتساب تزریق گاز) ۱۰۷

جدول ۲-۳ گزارش وزارت نیرو به شرکت ملی گاز ایران (مردادماه سال ۱۳۸۴) ۱۱۱
جدول ۳-۳ مصارف خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس آمار شرکت ملی گاز ۱۱۴
جدول ۴-۳ مصارف سالیانهٔ خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس میانگین مصارف سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳ ..... ۱۱۶
جدول ۵-۳ متوسط مصارف روزانهٔ خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس متوسط مصارف سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳ ..... ۱۱۷
جدول ۱-۴ رشد مصرف محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴) ۱۲۲
جدول ۲-۴ تولیدات میانی و نهایی واحدهای تولید پتروشیمی در ایران (۱۳۸۱) ۱۲۷
جدول ۳-۴ برنامهٔ تولید پنج‌سالهٔ چهارم شرکت ملی صنایع پتروشیمی ۱۳۱
جدول۴-۴ تلفیق تولید طرح‌های پتروشیمی طی برنامهٔ چهارم ۱۳۲
جدول ۵-۴ خوراک و سوخت لازم طرح‌های شرکت ملی صنایع پتروشیمی طی پنج‌سالهٔ ۱۳۸۴-۱۳۸۸ ..... ۱۳۷
جدول ۶-۴ نیاز گاز شرکت ملی صنایع پتروشیمی تا سال ۱۴۰۴ ..... ۱۴۱
جدول ۱-۵ حجم عملکرد دو شرکت پاکستانی سوئی شمالی و جنوبی برای انتقال و توزیع گاز ۱۶۲
جدول ۲-۵ هزینه‌های صادرات گاز از مسیرهای متفاوت در پاکستان ۱۶۳
جدول ۳-۵ میزان تولید گاز هندوستان ۱۶۴
جدول ۴-۵ طرح‌های اجرای پایانه‌های گاز طبیعی مایع در هند ۱۶۵
جدول ۵-۵ طرح‌های واردات گاز بر اساس پیش‌بینی‌های مختلف در چین ۱۶۷
جدول ۶-۵ تقاضای گاز طبیعی در چین ۱۶۸
جدول ۷-۵ طرح‌های اصلی واردات گاز به شیوهٔ خط لوله ۱۶۹
جدول ۸-۵ پایانه‌های پیشنهادی در حال ساخت گاز طبیعی مایع در چین ۱۷۰
جدول ۹-۵ مهم‌ترین صادرکنندگان گاز طبیعی مایع به ژاپن در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) ۱۷۱
جدول ۱۰-۵ پیش‌بینی تقاضای ال.ان.جی کشور ژاپن بر اساس مدل نیشو ایوای ۱۷۲
جدول ۱۱-۵ پیش‌بینی تقاضای ال.ان.جی کشور ژاپن بر اساس گزارش سی.دی. گاز ۱۷۲
جدول ۱۲-۵ واردات گاز طبیعی مایع کرهٔ جنوبی در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) ۱۷۵
جدول ۱۳-۵ هزینهٔ صدور گاز ایران به اروپا ۱۷۹
جدول ۱۴-۵ قیمت گاز طبیعی در اروپا از سال ۱۳۶۹ تا ۱۳۸۳ (۱۹۹۰ تا ۲۰۰۴) ۱۷۹

جدول ۵-۱۵ اصلی‌ترین طرح‌های در دست مطالعه و برنامه‌ریزی‌شده در خصوص انتقال گاز (دریایی و خشکی) به شیوهٔ خط لوله ۱۹۰
جدول ۵-۱۶ ترکیبات موجود در ال.ان.جی بر اساس درصد مولی ۱۹۱
جدول ۵-۱۷ قیمت کشتی‌های ویژهٔ حمل ال.ان.جی در محدودهٔ ظرفیت ۱۳۵ تا ۱۳۸ هزار مترمکعب ۱۹۴
جدول ۵-۱۸ هزینه‌های انتقال ال.ان.جی از تولیدکنندگان مختلف به بازارهای مختلف ۱۹۴
جدول ۵-۱۹ کاهش هزینهٔ زنجیرهٔ تولید ال.ان.جی (از خاور میانه به مقصد خاور دور) ۱۹۶
جدول ۵-۲۰ مقایسهٔ اقتصادی تولید ال.ان.جی از روش Liquefin در برابر فرایند C3/MR ... ۱۹۷
جدول ۵-۲۱ مقایسهٔ کیفی فراورده‌های حاصل از پالایش نفت خام جی.تی.ال و وست تگزاس اینترمدیت ۲۰۷
جدول ۶-۱ طرح صادرات گاز ایران ـ پاکستان ـ هند (هزینه‌های بخش ایران) ۲۲۱
جدول ۶-۲ صادرات گاز به هند و پاکستان (نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال) ۲۲۱
جدول ۶-۳ هزینه‌های تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده ۲۲۴
جدول ۶-۴ تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز (ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه) ۲۲۴
جدول ۶-۵ تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده ۲۲۶
جدول ۶-۶ تزریق روزانه گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب (ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه) ۲۲۶
جدول ۶-۷ مقادیر ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه **۲۲۸**
جدول ۶-۸ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک ششم (ارزش خالص حال) ۲۲۸
جدول ۶-۹ طرح پتروشیمی با خوراک گاز متانول ششم (ارزش خالص حال) ۲۳۰
جدول ۶-۱۰ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک دوم (ارزش خالص حال) ۲۳۱
جدول ۷-۱ اولویت‌بندی طرح‌ها بر اساس نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال ۲۳۶
جدول ۷-۲ خلاصهٔ نتایج طرح‌های مختلف مصرف گاز کشور ۲۴۴

فهرست نمودارها

نمودار ۱-۱ ذخایر تثبیت شدهٔ نفت جهان در سه دههٔ اخیر ۱۰
نمودار ۲-۱ ذخایر تثبیت شدهٔ گاز طبیعی جهان در سه دههٔ اخیر ۱۲
نمودار ۳-۱ دسته‌بندی روش‌های ازدیاد برداشت نفت (EOR) ۲۷
نمودار ۱-۲ مقایسهٔ نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویه در مخزن هفتگل ۴۵
نمودار ۲-۲ مقایسه نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویه در مخزن گچساران ۴۵
نمودار ۳-۲ مقایسه نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویه در مخزن بی‌بی حکیمه ۴۶
نمودار ۴-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن هفتگل از ۱۳۰۷ تا ۱۳۸۳ ..... ۵۰
نمودار ۵-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن مارون از ۱۳۴۵ تا ۱۳۸۳ ..... ۵۱
نمودار ۶-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن گچساران از ۱۳۱۶ تا ۱۳۸۳ ..... ۵۱
نمودار ۷-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن بی‌بی حکیمه از ۱۳۴۳ تا ۱۳۸۳ ..... ۵۲
نمودار ۸-۲ درصد تعداد مخازن کشف‌شده بر اساس سال اکتشاف آنها ۵۳
نمودار ۹-۲ درصد نفت باقیمانده بر اساس اندازهٔ میادین نفتی در گروه‌های مختلف ۵۴
نمودار ۱۰-۲ دبی روزانهٔ مخازن در اولویت تزریق ۶۱
نمودار ۱۱-۲ مقایسهٔ مقدار تولید نفت روزانه بین گروه‌های ۱ و ۲ ..... ۶۳
نمودار ۱۲-۲ مقایسهٔ مقدار گاز تزریقی روزانه بین گروه‌های ۱ و ۲ ..... ۶۳
نمودار ۱۳-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۲ درصد) ۶۵
نمودار ۱۴-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۳ درصد) ۶۷
نمودار ۱۵-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۴ درصد) ۶۹
نمودار ۱۶-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۵ درصد) ۷۱
نمودار ۱-۳ تغییرات رشد مصرف گاز در سال‌های مختلف ۱۰۸
نمودار ۲-۳ مقایسهٔ میانگین روزانهٔ مصارف خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی در دو حالت اول و دوم ۱۱۳
نمودار ۱-۴ میزان سرمایه‌گذاری مناطق مختلف دنیا برای ۹۷ محصول پتروشیمی ۱۲۵
نمودار ۱-۵ تقاضای انرژی در دنیا تا سال ۲۰۳۰ (۱۴۰۹) ۱۴۸
نمودار ۲-۵ حوزه‌های اصلی مصرف گاز به تفکیک تا سال ۲۰۳۰ (۱۴۰۹) ۱۴۹
نمودار ۳-۵ چشم‌انداز تجارت بین‌المللی گاز ۱۵۱

نمودار ۴-۵ تجارت بین‌المللی گاز ۱۵۲
نمودار ۵- ۵ ترکیب سبد انرژی مصرفی چین از سال ۱۳۷۵ تا ۱۳۹۹ (۱۹۹۶ تا ۲۰۲۰) ۱۶۷
نمودار ۶-۵ قیمت‌های گاز طبیعی مایع در بازار ژاپن ۱۷۴
نمودار ۷-۵ پیش‌بینی تولید، واردات، و مصرف گاز در اروپای غربی (تریلیون فوت مکعب) ۱۷۸
نمودار ۸-۵ بررسی هزینه‌های انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله در مقایسه با ال.ان.جی ۱۸۷
نمودار ۹-۵ هزینهٔ انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله برای مقادیر زیاد و مسافت‌های طولانی ۱۸۹
نمودار ۱۰-۵ بررسی تغییرات هزینهٔ سرمایه‌ای به ازای هر تن ظرفیت ۱۹۲
نمودار ۱۱-۵ مقایسهٔ هزینهٔ انتقال گاز به دو روش ال.ان.جی و خط لوله با ظرفیت انتقال ۳۰ میلیارد مترمکعب درسال ۱۹۹
نمودار ۱۲-۵ مقایسهٔ هزینهٔ انتقال گاز به دو روش ال.ان.جی و خط لوله با ظرفیت انتقال ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰
نمودار ۱۳-۵ تقسیم‌بندی هزینه‌های اصلی واحدهای تولیدی جی.تی.ال بر مبنای سه مرحلهٔ تولید با هزینه‌های جانبی ۲۰۶
نمودار ۱-۶ ارزش حرارتی معادل قیمت نفت خام برای گاز طبیعی ۲۱۷
نمودار ۱-۷ تغییرات نرخ تنزیل در محاسبات ارزش خالص حال ۲۳۷
نمودار ۲-۷ طرح صادرات گاز به هند و پاکستان (ارزش خالص حال) ۲۳۸
نمودار ۳-۷ طرح صادرات گاز به هند و پاکستان (نرخ بازگشت داخلی سرمایه) ۲۳۸
نمودار ۴-۷ طرح تزریق به میادین نفتی: ظرفیت ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز در روز ارزش خالص حال ۲۳۹
نمودار ۵-۷ طرح تزریق گاز به میادین نفتی: ظرفیت تزریق گاز ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز ارزش خالص حال ۲۳۹
نمودار ۶-۷ طرح تزریق به میادین نفتی: شروع اضافه تولید ۶۰۰ هزار بشکه بعد از ۵ سال، ظرفیت تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز ارزش خالص حال ۲۴۰
نمودار ۷-۷ طرح تزریق به میادین نفتی: شروع اضافه تولید ۶۰۰ هزار بشکه بعد از ۵ سال، ظرفیت روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز (نرخ بازگشت داخلی سرمایه) ۲۴۰
نمودار ۸-۷ طرح پتروشیمی آمونیاک ششم: نرخ‌های مختلف آمونیاک با قیمت ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز ۲۴۱

نمودار ۹-۷ طرح پتروشیمی آمونیاک ششم: نرخ‌های مختلف گاز با نرخ ۱۳۵ دلار برای هر تن آمونیاک ۲۴۱
نمودار ۱۰-۷ طرح پتروشیمی متانول ششم: نرخ‌های مختلف متانول با نرخ ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز ۲۴۲
نمودار ۱۱-۷ طرح پتروشیمی متانول ششم: نرخ‌های مختلف گاز با نرخ ۱۲۵ دلار برای هر تن متانول ۲۴۲
نمودار ۱۲-۷ طرح پتروشیمی آمونیاک دوم: نرخ‌های مختلف آمونیاک با نرخ ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز ۲۴۳
نمودار ۱۳-۷ طرح پتروشیمی آمونیاک دوم: نرخ‌های مختلف گاز با نرخ ۱۳۵ دلار برای هر تن آمونیاک ۲۴۳

فهرست شکل‌ها

شکل ۱-۱ پراکندگی ذخایر گاز در مناطق مختلف جهان ۱۲
شکل ۱-۲ منحنی تولید نسبت به زمان در طول عمر یک مخزن ۳۲
شکل ۲-۲ الگوی خطی و پنج نقطه‌ای برای تزریق گاز ۳۷
شکل ۳-۲ منحنی فشار و دما برای مخازن هیدروکربنی ۶۰
شکل ۴-۲ تغییر سطح آب ـ نفت و گاز ـ نفت در مخزن آغاجاری ۸۱
شکل ۵-۲ تغییر سطح آب و نفت بر اثر افت فشار، مکانیسم رانش آب و محاصرهٔ بلوک‌ها با آب ۸۲

سخن ناشر

ایران یکی از مهم‌ترین کشورهای صاحب ذخایر هیدروکربوری دنیا محسوب می‌شود که مقام دوم ذخایر گازی و رتبه چهارم ذخایر نفت را داراست. باتوجه به این امر حفظ منافع بین‌نسلی در استفاده بهینه از این منابع و بهره‌گیری از استراتژی مناسب ضروری به نظر می‌رسد. مطرح شدن گزینه‌های مختلف استفاده از منابع گازی در ایران در کنار مصارف داخلی (خانگی، تجاری و صنعتی و ...) از جمله صادرات گاز در سال‌های اخیر از یک طرف و اعلام نکردن تراز گاز برای بررسی آثار تعهدات بلندمدت ایران در قراردادهای صادراتی از طرف دیگر، لزوم بررسی چگونگی مصرف بهینه گاز را بیش از پیش تقویت می‌کرد.

برای اولویت‌بندی مصرف بهینه از این منابع، پژوهشی مناسب و دارای ساختار علمی که منافع ملی نیز در آن لحاظ شده باشد، در کشور صورت نگرفته بود. این مطالعه پژوهشی است که گزینه‌های مختلف استفاده از منابع گازی کشور را به‌صورت مجزا مورد بررسی قرار داده و با یکدیگر مقایسه کرده است.

نتایج حاصل از مطالعات جامعِ ارزیابی فنی- اقتصادی پروژه‌های مختلف (تزریق به میادین نفتی، صادرات گاز، استفاده در صنایع پتروشیمی در کنار تأمین مصرف داخلی) در این پژوهش نشان می‌دهد که گزینه تزریق به میادین نفتی علاوه‌بر رعایت منافع ملی و بین‌نسلی، از نظر اقتصادی هم از توجیه بیشتری برخوردار است که باید در اولویت‌های سیاست‌گذاری‌های بخش انرژی کشور مورد توجه قرار گیرد.

لازم به توضیح است که پس از انتشار نتایج اولیه این پژوهش، شرکت ملی نفت ایران اقدام به انتشار تراز گاز طبیعی کشور کرد که نتایج آن، هم می‌تواند مورد استفاده

و ارزیابی پژوهشگران این عرصه قرار گیرد.

امید است مطالعه حاضر در جهت افزایش منابع علمی کشور و تصمیم‌سازی مسئولان ذی‌ربط در تدوین سیاست‌های کلان انرژی (سیاست‌های کلان بخش گاز) برای اتخاذ استراتژی مناسب در استفاده بهینه منابع گازی در ایران مؤثر واقع شود. مرکز پژوهش‌ها از نقد و نظر اساتید و صاحب‌نظران محترم درباره محتوای کتاب استقبال می‌کند.

معاون پژوهشی مرکز

پیشگفتار

ایران دارای ذخایر عظیم نفت و گاز در دنیاست و از آنجا که کشور قطر در بخش عظیمی از این ذخایر با کشورمان سهیم است، برنامه‌ریزی برای استفادهٔ بهینه و هر چه سریع‌تر از گاز این میدان مشترک و اجرای سریع آن ضروری به نظر می‌رسد.

بحث استفادهٔ بهینه از منابع گاز کشور و صادر نکردن مستقیم آن و بهره‌مندی از فراورده‌های نفتی، به جای صدور نفت خام و گاز، مدت مدیدی است که محل نزاع بسیاری از دانشگاهیان، صاحب‌نظران و کارشناسان حوزهٔ مطالعات انرژی بوده و در نهایت با ابلاغ مقام معظم رهبری، در سیاست‌های کلی حوزهٔ انرژی لحاظ شده است. در سال ۱۳۸۴، پس از درخواست کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی برای انجام دادن مطالعه‌ای در آن باره، برنامه‌ریزی‌های لازم در مرکز پژوهش‌ها صورت گرفت و در نهایت طرح مطالعاتی با تصویب و نظارت شورای پژوهشی مرکز آماده و آغاز شد.

مطالب این کتاب بارها به محکِ داوری و نقد جدّی ـــ به‌ویژه محک برخی صاحب‌نظران و اعضای شورای پژوهشی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی ـــ سپرده شده و اکنون، پس از اِعمالِ اصلاحات لازم، ویرایش اول آن برای بهره‌برداری برنامه‌ریزان و صاحب‌نظران حوزهٔ انرژی چاپ و منتشر می‌شود.

مطالعات انجام و ثبت شده در این کتاب شاید نخستین پژوهش در این باره باشد و مطمئناً خالی از اِشکال نیست. به همین دلیل این کتاب به زیور چاپ درمی‌آید تا دیگران نیز این موضوع را به نقد کشیده و کارشناسان حوزه انرژی به‌طور جدّی و مصمم به این میدان درآیند و مطالب آن را تعقیب کنند. بنابراین، انتشار این کتاب اصلاً به این معنا نیست که در این باره همه چیز انجام شده و به‌عبارتی به پایان راه رسیده‌ایم، بلکه

آغازی است بر تفکر و مبارزهٔ بیشتر و برنامه‌ریزی اصولی در این حوزهٔ مهم که با موضوعات انرژی، سیاست، اقتصاد، صنعت و ... در هم آمیخته شده است. مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی انتشار این کتاب را فرصتی می‌داند برای تقابل جدی اندیشه‌ها و دعوتی برای همفکری بیشتر و تلاش برای حفظ سرمایه‌های کشور. به این ترتیب، این مرکز انتظار دارد صاحب‌نظران و متخصصان برای تکمیل یا اصلاح این کتاب، به کمکِ همکاران خود در مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی درآیند و با نظرات سازندهٔ خود بر غنای آن بیفزایند.

دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن به این وسیله از آقای کامران مصلح مجری طرح، مؤسسهٔ مدیریت انرژی افق و همکاران آن مؤسسه، و آقایان مهندس محمدرضا محمدخانی، مهندس محمدحسن معادی رودسری و دکتر مسعود درخشان و همکاران طرح آقایان فرید دهقانی، محمدرضا الزامی، رضا میرزا ابراهیمی و مهندس اسپیاری ـــ مدیریت وقت شرکت نفت مناطق نفت‌خیز جنوب ـــ که در گردآوری و تهیهٔ اطلاعات لازم به یاریِ این دفتر آمدند تشکر و سپاسگزاری می‌کند.

مقدمه

«استفادهٔ بهینه از منابع گازی کشور» پژوهشی است برای استفادهٔ سیاست‌گذاران و سیاست‌مداران کشور تا بتوانند به صورت واقع‌بینانه و مطلوب در مورد سیاست‌های کلان اقتصادی، سیاسی و امنیتی کشور تصمیم‌گیری کنند. بنابراین، امیدوار و معتقدیم که یافته‌ها و توصیه‌های این کتاب برای آنان بهنگام و باارزش باشد.

اگرچه سعی کرده‌ایم تمامی موارد استفاده از گاز را در این کتاب به‌طور واقع‌بینانه ارائه دهیم، اما در مواردی به دلیل محدودیت زمانی بیشتر به گزارش‌های شرکت ملی نفت ایران اکتفا کرده‌ایم.

حجم عظیم ذخایر گازی و ظرفیت‌های متنوع کشورمان تصمیم‌گیری منطقی برای بهره‌برداری و استفادهٔ بهینه از آن را در محافل علمی و سیاسی بسیار حساس و مناقشه‌آمیز کرده است. این حساسیت، به‌خصوص با توجه به مشترک بودن تقریباً ۵۰ درصد از ذخایر گازی کشور با کشورهای همسایه و شتاب توسعه و بهره‌برداری آن کشورها ــ خصوصاً کشور قطر ــ در این حوزه اهمیتی مضاعف می‌یابد.

بر اساس نتایج حاصل از مطالعات جامع ارزیابی اقتصادی پروژه‌های مختلف با خوراک گاز طبیعی بجز مصارف بخش خانگی، تجاری و نیروگاه‌های برق (که سیاست‌گذاری آن بر عهدهٔ دولت است) پیشنهاد برای اولویت‌بندی کلی استفاده از مخازن گازی کشور به صورت زیر است:

۱. تزریق گاز به مخازن نفت،
۲. تأمین خوراک پتروشیمی،
۳. صادرات گاز.

همچنین در نظر گرفتن نکات زیر حائز اهمیت است.

۱. بخش عظیمی از ذخایر گازی کشور در کلاهک‌های گازی مخازن نفت و نیز محلول در نفت است و استحصال آن به مرور زمان و پس از ده‌ها سال انجام‌پذیر است.

۲. درحال حاضر، بهره‌برداری از مخازن نفت کشور گاه به صورت غیرصیانتی انجام می‌گیرد، در حالی که اِعمال مدیریتِ علمی و صیانتیِ مخزن ضرورت تزریق گاز را به صورت اضطراری ایجاب می‌کند.

۳. با ارزیابی سرعت اجرای طرح‌های توسعهٔ میادین گازی کشور و حجم نیازهای داخلی از جمله مصارف خانگی، تجاری، نیروگاه‌های برق و پتروشیمی به نظر می‌رسد که حداقل تا ده سال آینده گاز مازاد جهت صادرات وجود نداشته که البته این مورد در ماه‌های گرم سال استثناست و می‌توان آن را به صورت ال.ان.جی[1] صادر کرد.

۴. محدودیت ظرفیت تولید و انتقال گاز طبیعی کشور (ترازِ منفی آن در برخی از ماه‌ها) و ضرورت اقتصادی نگاه کردن به فرصت‌های گوناگون مصرف گاز ایجاب می‌کند که صادرات گاز از اولویت‌های تصمیم‌گیری خارج شود و چنانچه برای مصالح سیاسی-امنیتی بین‌المللی (که در جای خود باید بررسی شود) این اصرار وجود دارد، قبل از آن باید هر چه سریع‌تر ظرفیت تولید گاز افزایش یابد.

1. Liquefied Natural Gas (LNG)

فصل اول

ذخایر، تولید و تقاضای جهانی نفت و گاز

۱-۱ ذخایر جهانی نفت

حدود نیمی از کلّ انرژیِ مصرفیِ امروزِ جهان از نفت تأمین می‌شود. مخزن نفت ساده‌ترین شکلِ جمع شدنِ ذخیرهٔ نفتی زیر زمین و یک واحد اقتصادی محسوب می‌شود. مخازن عمدهٔ نفتی هم برای آن دسته از مخازنی به کار می‌رود که هر یک به صورتی قراردادی حاویِ بیش از ۵۰ میلیون بشکه نفت باشد. میدان نفتی نیز از یک یا چند مخزنِ دارای وضعیت مشترک و خاص زمین‌شناسی تشکیل شده است. حوزهٔ نفتی منطقه یا محدوده‌ای جغرافیایی است که در آن میدان و مخازن متعددی وجود دارد و هر کدام در یک مجموعهٔ زمین‌شناسی مربوط به وضعیت محیطی و رسوبی معیّن و مستقل گرد آمده است.

میانگین بازیافت از ذخایر جهان حدود ۳۰ درصد است و باقیماندهٔ آن در فضاهای خالی سنگ مخزن محبوس می‌ماند. بر اساس مطالعات انجام شده، بیش از یک‌سوم خشکی‌های زمین لایه‌هایی حاوی هیدروکربن دارد که بیشتر آن در نواحی خاور میانه، امریکای شمالی و مرکزی و اتحاد جماهیر شوروی (سابق) قرار دارد که از این میزان حدود ۶۵ درصد از آن در خاور میانه جای گرفته است (نمودار ۱-۱).

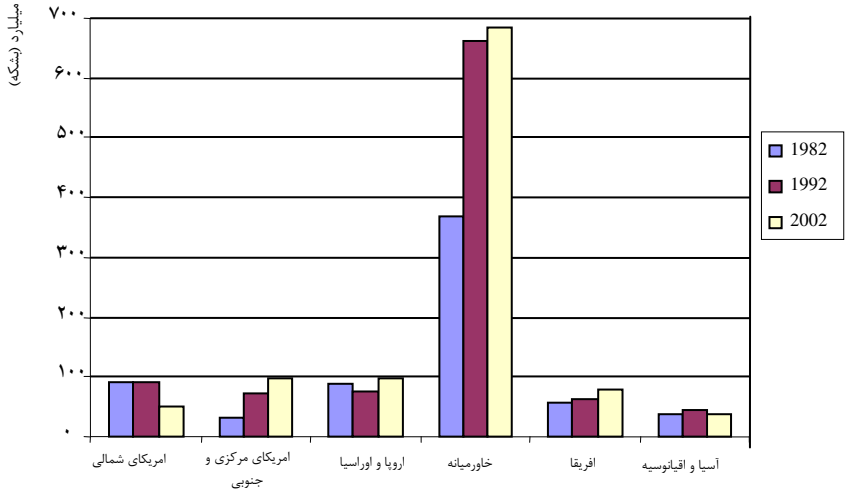
یکی از خصوصیات منابع هیدروکربنی، تغییر آمار و ارقام در مورد ذخایر جهانی و منطقه‌ای است. کشف هر میدان نفتیِ جدید تا حدی محاسباتِ اقتصادیِ منطقه‌ای از جهان و چشم‌انداز آتی منابع انرژی را تغییر می‌دهد. کاهش روزافزون ذخایر نفتی و افزایش قیمت آن در آینده باعث خواهد شد تا استخراج نفت با شیوه‌های پرهزینه نیز مقرون به‌صرفه باشد.

بر اساس آمارهای رسمی منتشر شدهٔ وزارت نفت، مجموع ذخایر استحصال‌شدنیِ

نفت خام و میعانات گازی ایران بیش از ۱۳۷ میلیارد بشکه برآورد شده که ظرفیت بسیار ارزشمندی را در نیل به توسعه در اختیار کشور می‌گذارد. هم‌اکنون، در ایران بیش از ۳۰ منطقهٔ نفت‌خیز وجود دارد که عمدتاً از غرب تا جنوب پراکنده‌اند.

میدان‌های نفتی ایران به‌طور کلی، در سه حوزه طبقه‌بندی می‌شود:

ـ حوزهٔ نفتی جنوب (قسمت اعظم آن در استان خوزستان و فلات قاره در خلیج فارس)،



Source: BP, BP Statistical Review of World Energy, Edition 2003.

نمودار ۱-۱ ذخایر تثبیت شدهٔ نفت جهان در سه دههٔ اخیر

ـ حوزهٔ نفتی غرب (بخش اعظم آن در استان کرمانشاه)،

ـ حوزهٔ نفتی پراکندهٔ کشور (این حوزه میدان‌هایی همچون البرز، سراجهٔ ساوه، اردستان، سمنان، اصفهان، آباده، سیاه‌کوه و کاشان را در بر می‌گیرد).

۱-۲ ذخایر جهانی گاز

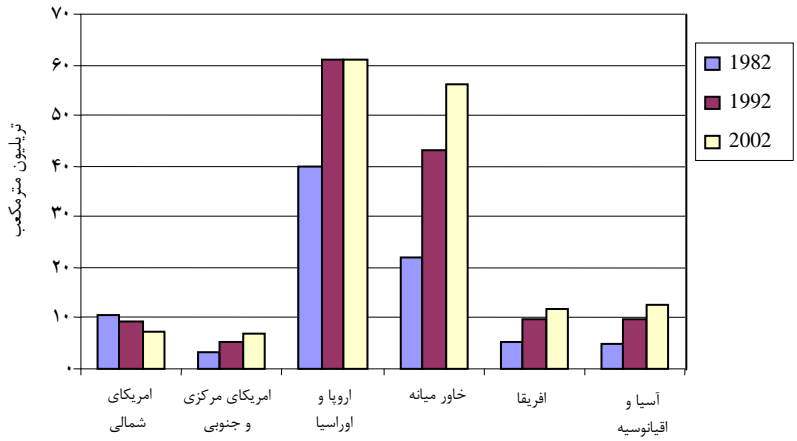
با رشدِ دم‌افزون صنایعِ جهان و نیاز شدید به انرژی، کشورهای صنعتی و توسعه یافته به

دلایل مختلفی ــ از جمله پراکندگی گاز طبیعی در جهان، هزینهٔ استخراج کمتر، قیمت مناسب و رقابتیِ آن، و آلایندگی کمتر محیط زیست ــ درصدد جانشینی گاز طبیعی با سوخت‌های فسیلیِ دیگر برآمده‌اند.

نفت، در یکصد سال گذشته، سوخت تجاری غالب بوده و این تسلط در آینده از آنِ گاز خواهد بود. گاز به‌خوبی با وضعیت محیط زیست سازگار است و فنّاوری‌های جدید نیز نقشی اساسی را در انتقال الگوی مصرف انرژی به‌سوی گاز ایفا می‌کنند. توربین‌های سیکل ترکیبی با سوخت گاز طبیعی از جملهٔ این فنّاوری‌هاست که سریع‌تر ساخته شده و در عین حال ارزان‌تر، ایمن‌تر و کاراتر عمل می‌کنند. ال.ان.جی و تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی فنّاوری مرتبط دیگری است که مشخصاً در صنعت نفت تأثیر می‌گذارد. علاوه بر مصارف مرتبط با انرژیِ گاز، مصرف غیرمرتبط به انرژی یعنی به صورت ماده‌ای خام، به‌ویژه در صنایع پتروشیمی، نیز بسیار چشمگیر است. از این‌رو، در صورت بروز بحران‌های نفتی، جایگزینیِ گاز طبیعی با نفت ناگزیر به نظر می‌رسد.

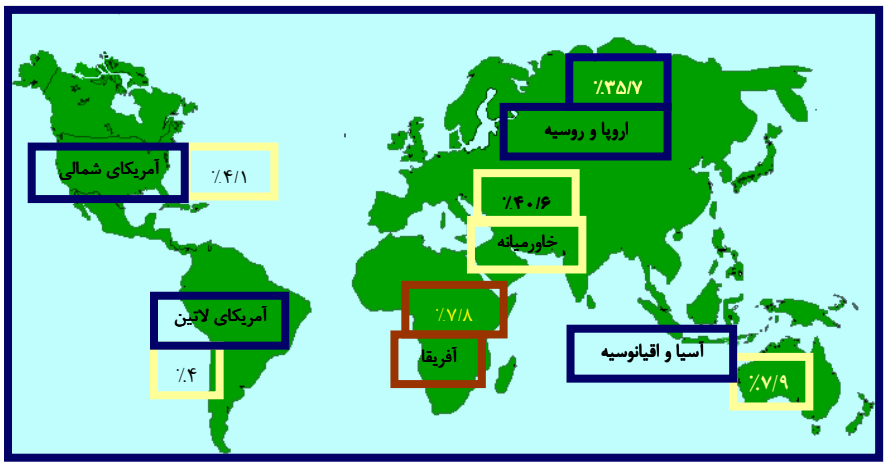
کشف میدان‌های گازی در کشورهای مختلفی همچون روسیه و ایران سبب افزایش ظرفیت ذخایر گازی در چند سال گذشته شده به گونه‌ای که میزان این ذخایر از حدود ۴۵ تریلیون متر مکعب در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) به بیش از ۱۵۰ تریلیون متر مکعب در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) رسیده و سبب افزایش عمر ذخایر اثبات‌شدهٔ جهان از حدود ۴۵ سال به بیش از ۶۱ سال (۷۱/۹ در امریکای مرکزی و جنوبی، ۷۸/۵ در کشورهای آسیایی میانه، ۹۰/۲ در افریقا و بیش از صد سال در خاور میانه) شده است. به این ترتیب، عمر ذخایر گازی حداقل بیش از ۲۰ سال بیشتر از عمر ذخایر نفتی است و جهان باید برای تأمین نیازهای آتی انرژی خود، بیشتر از نفت بر گاز تکیه کند.

کشف منابع گازی به صورت فزاینده‌ای به همهٔ قاره‌ها گسترش یافته و بیش از ۸۰ کشور را در بر گرفته است. در واقع، تعداد کشورهای دارای ذخایر گازی عمده بیش از تعداد کشورهای دارای منابع نفتی عمده است. سیرِ ثبتِ میزان ذخایرِ اثبات‌شدهٔ گاز طبیعیِ جهان را در سه دههٔ گذشته در نمودار ۲-۱ نمایش داده شده است.



Source: Ibid, Edition 2003.

نمودار ۲-۱ ذخایر تثبیت شدهٔ گاز طبیعی جهان در سه دههٔ اخیر



Source: Ibid, June 2005.

شکل ۱-۱ پراکندگی ذخایر گاز در مناطق مختلف جهان

بر اساس گزارش مجله نفت و گاز تا اول ژوئن ۱۳۸۲ (۲۰۰۳)، ذخایر گاز جهان ۵۵۰۱ تریلیون فوت مکعب می‌باشد. درمیان کشورهای جهان، بیشترین افزایش در

کشورهای در حال توسعه صورت گرفته به‌طوری کـه ذخـایر گـازی در ایـن کشـورها در حدود ۳۷ تریلیون فوت مکعـب نسـبت بـه سـال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) افـزایش یافتـه اسـت. شکل ۱-۱ پراکندگی ذخایر گاز در مناطق مختلف را نشان می‌دهد.

بیشترین افزایش در مقدار تخمینی ذخایر گاز جهان در بـین سـال‌هـای ۱۳۸۱ تـا ۱۳۸۲ (۲۰۰۲ تا ۲۰۰۳)، پس از کشـورهای درحـال توسـعه در اروپـای غربـی رخ داده است به‌طوری که در این فاصله ۳۱ تریلیون فوت مکعب به ذخایر این منطقه افزوده شد. این افزایش بیشتر مربوط به کشور نروژ است که در نتیجهٔ کشف منابع گـازی جدیـد در دریای نروژ، ذخایر این کشور را ۳۱ تریلیون فوت مکعـب افـزایش داد و کـاهش ذخـایر دیگر کشورهای منطقه ــ همچون انگلستان، هلند، و آلمـان ـــ را پوشـش داد. بـه ایـن ترتیب، نروژ به زمرهٔ ۲۰ کشور صاحب بیشترین ذخایر گاز طبیعی جهان درآمد. در میان کشـورهای امریکـایی، در بـین سـال‌هـای ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) و ۱۳۸۲ (۲۰۰۳)، ذخـایر اثبات‌شدهٔ امریکا ۶ تریلیون فوت مکعب و ذخایر کانادا یک تریلیون فوت مکعب افـزایش یافته، در حالی که ذخایر گاز در مکزیک ۲۱ تریلیون فوت مکعب کاهش یافته اسـت. در میان کشورهای در حال توسعهٔ آسیایی نیز بیشترین افزایش در ذخیرهٔ اثبات‌شـده از آنِ کشورهای چین و هنـد اسـت. در سـال ۱۳۸۲ (۲۰۰۳)، ذخـایر گـازی کشـور چـین ۵ تریلیون فوت مکعب افزایش یافت و ذخایر گازی هندوستان در حـدود ۴ تریلیـون فـوت مکعب افزایش یافت، علاوه بر همـهٔ ایـن مـوارد، افـزایش ذخـایر گـاز طبیعـی در میـان کشورهای صنعتی جهان در حدود ۱۸ تریلیون فوت مکعب افزایش یافته است.

ذخایرِ گازِ طبیعی کشورهای جهان به ترتیب از بزرگ بـه کوچـک در جـدول ۱-۱ آمده است. پراکندگی ذخایر گاز به گونه‌ای اسـت کـه در حـدود ۷۲ درصـد ذخـایر گـاز طبیعی در منطقهٔ خـاور میانـه، کشـورهای اروپـای شـرقی و آسـیای میانـه قـرار دارد و کشورهای ایران و روسیه هر دو حدود ۴۵ درصد از منابع گاز جهان را در اختیار دارند.

پیش‌بینی می‌شود که بخش معتنابهی از ذخایر کشف‌نشدهٔ گاز جهان در دریاها باشـد که استخراج آن معمولاً به لحاظ اقتصادی مقرون به صـرفه نیسـت. همچنـین پـیش‌بینـی می‌شود که بیش از نصف گاز کشف‌نشده در کشورهای آسیای میانه، خاور میانـه، و شـمال افریقا کشف شود و حدود یک‌سوم آن در امریکای شمالی، جنوبی و مرکزی باشد.

گاز طبیعی در ایـران، از همـان ابتـدا همـراه نفـت خـام در ناحیـهٔ مسجدسـلیمان استخراج شد و بنابراین تاریخچهٔ تولید گاز در کشور ما از تولید نفت جدا نیست. بـه‌طـور کلی، ایران ذخایر سرشاری از این منبع انرژی را داراست که بـا آن مـی‌توانـد، عـلاوه بـر تأمین نیازهای داخلی، مقام شاخصی را در بازار بین‌المللی به دست آورد. مجموع ذخـایر گازی کشور بالغ بر ۲۶ تریلیون متر مکعب ارزیابی شده است.

حوزهٔ گازیِ پارس جنوبی، مشترک بین ایران و قطر، بزرگترین ذخیرهٔ گازیِ جهـان است که، در صورت برداشت کامل، انـرژی ده سـال کـل سـاکنان کـرهٔ زمـین را تـأمین خواهد کرد. قطر با سرمایه‌گذاری و جلب مشارکت شرکت‌های خارجی بهره‌برداری خـود را از سال ۱۳۷۱ آغاز کرده است.

جدول ۱-۱ ذخایر گاز طبیعی جهان

ردیف	کشور	ذخایر (تریلیون فوت مکعب)	درصد از کل ذخایر جهان
۱	جهان	۵۵۰۱	۱۰۰
۲	۲۰ کشور دارای بیشترین ذخایر	۴۸۷۹	۸۸/۷
۳	روسیه	۱۶۸۰	۳۰/۵
۴	ایران	۸۱۲	۱۴/۸
۵	قطر	۵۰۹	۹/۲
۶	عربستان	۲۲۴	۴/۱
۷	امارات	۲۱۲	۳/۹
۸	امریکا	۱۸۳	۳/۳
۹	الجزایر	۱۶۰	۲/۹
۱۰	ونزوئلا	۱۴۱	۲/۷
۱۱	نیجریه	۱۲۴	۲/۳
۱۲	عراق	۱۱۰	۲
۱۳	اندونزی	۹۳	۱/۷
۱۴	استرالیا	۹۰	۱/۶
۱۵	نروژ	۷۷	۱/۴
۱۶	مالزی	۷۵	۱/۴

جدول ۱-۱ ذخایر گاز طبیعی جهان

ردیف	کشور	ذخایر (تریلیون فوت مکعب)	درصد از کل ذخایر جهان
۱۷	ترکمنستان	۷۱	۱/۲
۱۸	ازبکستان	۶۶	۱/۲
۱۹	قزاقستان	۶۵	۱/۲
۲۰	هلند	۶۲	۱/۱
۲۱	کانادا	۶۰	۱/۱
۲۲	مصر	۵۹	۱/۱
۲۳	بقیه کشورها	۶۲۲	۱۱/۳

Source: Worldwide Look at Reserves & Production, *Oil and Gas Journal,* Vol. 100, 2003.

در دریای خزر، علی‌رغم کشف نفت و گاز از دیرباز و بهره‌برداری اتحاد جماهیر شوروی (سابق) از آن، ایران هیچ گاه بهره‌برداری از میادین نفت و گاز این منطقه را جدی نگرفت تا در سال ۱۳۷۰ (۱۹۹۱) با فروپاشی اتحاد جماهیر شوروی (سابق)، دریای خزر بین کشورهای قزاقستان، ترکمنستان، آذربایجان، روسیه، و ایران تقسیم شد. این کشورها به فراخور امکانات خود و کمک شرکت‌های نفتی غرب در صدد حداکثر اکتشاف و بهره‌برداری از امکانات این دریا برآمدند. البته ایران به واسطهٔ محدودیت منابع مالی، نداشتن تجربه و سابقهٔ کار دریایی، نداشتن تجربهٔ ساخت شناورهای مناسب و نداشتن تجربهٔ اکتشاف و استخراج نفت در آب‌های عمیق از تلاش جدی برای توسعهٔ فعالیت خود در این منطقه بازمانده است.

۱-۳ تولید و تقاضای جهانی نفت و گاز

انرژی از مهم‌ترین میدان‌های رقابت در تجارت جهانی است. به رغم کوشش‌های گسترده برای یافتنِ جایگزین نفت، هنوز این ماده بهترین نوع انرژی است. کشورهای توسعه یافته با داشتن ۳ درصد از جمعیت جهان، بیش از ۷۰ درصد مصرف انرژی جهان را به خود اختصاص داده‌اند و طُرفه آنکه منابع مورد نیاز آنان در کشورهای در حال توسعه جای دارد که افزون بر ۸۰ درصد از کل ذخایر نفتی را دارند. جرج بوش (پدر) به هنگام بحران خلیج فارس در سال ۱۳۷۰ (۱۹۹۱)، در نطقی با عنوان «استراتژی امنیت ملی

امریکا» در کنگرهٔ این کشور چنین گفته است: «تأمین مستمر انرژی برای پیشرفت و امنیت ما حیاتی است. تمرکز ۶۵ درصد از ذخایر شناختهٔ نفت جهان در خلیج فارس به معنای آن است که باید تضمین کنیم که در آینده به مواد نفتی با قیمت رقابتی در بازار جهانی دسترسی داشته باشیم. علاوه بر این، باید بتوانیم در صورت بروز هر گونه اختلال عمده در عرضهٔ نفت این منطقه، واکنشی مناسب و سریع انجام دهیم».

در گزارش آژانس اطلاعات انرژی امریکا در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) چنین آمده است: «در سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱)، کشورهای صنعتی روزانه ۱۶/۱ میلیون بشکه نفت از تولیدکنندگان نفت عضو اوپک وارد کرده‌اند که سهم کشورهای خلیج فارس ۹/۷ میلیون بشکه بوده است».

پیش‌بینی می‌شود که تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) چین به تنهایی روزانه ۶/۶ میلیون بشکه نفت از کشورهای عضو اوپک وارد کند که تقریباً تمام آن از منطقهٔ خلیج فارس تأمین خواهد شد و واردات نفت امریکای شمالی از منطقه خلیج فارس تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) نزدیک به دو برابر می‌شود. در همین حال، بیش از نیمی از واردات نفت به امریکای شمالی در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) از حوزهٔ اقیانوس اطلس تأمین خواهد شد و برآورد می‌شود که میزان واردات نفت خام امریکای شمالی از کشورهای تولیدکنندهٔ نفت در امریکای لاتین شامل ونزوئلا، برزیل، کلمبیا، و مکزیک ـــ افزایش عمده‌ای یابد و تولیدکنندگان نفت در افریقای غربی ــ از جمله نیجریه و آنگولا ــ نیز میزان صادرات نفت خود به امریکای شمالی را افزایش دهند. با کاهش تولید نفت دریای شمال ممکن است اروپای غربی میزان واردات نفت خود را از منطقهٔ خلیج فارس و کشورهای عضو اوپک در شمال و غرب افریقا افزایش دهد. میزان واردات نفت کشورهای اروپای غربی از کشورهای منطقهٔ دریای خزر نیز افزایش خواهد یافت و کشورهای صنعتی آسیا نیز هر چه بیشتر به نفت منطقهٔ خلیج فارس وابسته خواهند بود.

برآوردها حاکی است که کشورهای در حال توسعهٔ حوزهٔ اقیانوس آرام میزان واردات نفت خود را در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۴ (۲۰۰۱ تا ۲۰۲۵) نزدیک دو برابر افزایش خواهند داد. با آنکه این برآوردهای کمّی، که دربارهٔ وابستگی مناطق مختلف به نفت صورت گرفته قطعی نیست، روشن است که برای ایجاد هر گونه تغییر عمده در این سیر، پیشرفت‌های عظیم فنّاورانه‌ای در تأمین انرژی جایگزین یا کشف

ذخایر جدید نفت در خارج از خاور میانه و شمال افریقا ضروری است. امنیت عرضهٔ نفت خاور میانه و شمال افریقا و توانمند بودن این منطقه در جذب سرمایه‌گذاری در تولید انرژی از منافع راهبردی حساس امریکا محسوب می‌شود. «مثلاً، حدود ۴۰ درصد از صادرات نفت جهان از تنگهٔ هرمز می‌گذرد و برآوردها حاکی از آن است که این میزان تا سال ۲۰۲۵ (۱۴۰۴) به حدود ۶۰ درصد افزایش خواهد یافت».

بر اساس آمار اوپک، مجموعهٔ تقاضای نفت جهان که در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) معادل ۷۶ میلیون بشکه در روز بوده، در سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) به رقم ۹۰/۶ و در سال ۱۳۹۹ (۲۰۲۰) به رقم ۱۰۳/۲ میلیون بشکه در روز تخمین زده می‌شود.

کارشناسان معتقدند نفت تا سال ۱۳۹۹ (۲۰۲۰) همچنان مهم‌ترین و عمده‌ترین منبع تأمین انرژی جهان خواهد بود. با توجه به محدودیت منابع نفتی و احتساب میزان نفت موجود و میزان تولید فعلی، عمر باقیماندهٔ نفت در کشورهای عضو اوپک بیش از ۹۰ سال و در کشورهای غیرعضو حدود ۲۰ سال است. در جدول ۲-۱ آمار تولید نفت و گاز در کشورهای مختلف آمده که با توجه به آن پنج تولیدکنندهٔ عمدهٔ نفت به ترتیب عربستان سعودی، روسیه، امریکا، ایران و چین‌اند.

گاز طبیعی به لحاظ فراوانی، ایمنی، کاهش آلودگی و ... منبعِ انرژی بسیار مهمی است. تولید تجاری گاز طبیعی در سی سال گذشته سیری صعودی داشته است، به گونه‌ای که تولید تجاری آن از حدود یک تریلیون متر مکعب در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) به ۲/۴۲ تریلیون متر مکعب در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) رسیده است. در گزارش سالیانهٔ مؤسسه بین‌المللی انرژی،[1] تقاضای گاز طبیعی در کشوری مثل امریکا در سال ۱۳۹۹ (۲۰۲۰) برابر ۳۲ تا ۳۵ تریلیون فوت مکعب تخمین زده می‌شود. این میزان مصرف افزایشی حدود ۴۰ تا ۵۴ درصد نسبت به سطح تقاضا در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) (۲۲/۸ تریلیون فوت مکعب) می‌یابد.

رشد ۱۳۶ درصدی تولید گاز طبیعی (رشد سالیانه ۴/۴ درصد) در دوره‌ای سی‌ساله حاکی از افزایش اهمیت گاز طبیعی در سبد مصرفی انرژی کشورهای مصرف‌کنندهٔ انرژی است. متوسط رشد سالیانهٔ تولید در دهه‌های پنجاه، شصت و هفتاد (هفتاد،

1. Energy Information Administration (EIA)

هشتاد و نود میلادی) به ترتیب ۴/۱۵، ۳/۷۵، و ۱/۹ درصد بوده است. کاهش میزان تولید در دهۀ هفتاد (نود میلادی) مربوط به جمهوری‌های شوروی سابق است که ۱/۶ درصد کاهش تولید داشته‌اند و با توجه به وزن ۳۰ درصدی در تولید جهانی، سبب کاهش میزان رشد تولید در دهۀ هفتاد (نود میلادی) شده‌اند.

جدول ۲-۱ آمار تولید نفت و گاز در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) در کشورهای مختلف

ردیف	اسامی کشورها	میانگین تولید روزانۀ گاز (میلیون فوت مکعب)	میانگین تولید روزانه نفت (هزار بشکه)
۱	آرژانتین	۴,۴۱۵/۹۰	۶۷۵
۲	بولیوی	۵۴۴/۹۱	۳۵
۳	برزیل	۹۲۶/۸۶	۱,۴۷۵
۴	کانادا	۱۹,۴۷۸/۷۷	۲,۴۲۴
۵	کلمبیا	۵۴۴/۹۱	۵۲۹
۶	اکوادور	۸/۴۱	۵۱۹
۷	مکزیک	۴,۵۸۹/۷۰	۳,۳۹۸
۸	پرو	۸۳/۰۲	۸۷
۹	ترینیداد	۲,۸۵۱/۲۶	۱۲۶
۱۰	ایالات متحد	۵۴,۰۵۰/۹۰	۵,۴۲۹
۱۱	ونزوئلا	۳,۳۰۲/۴۰	۲,۲۰۶
۱۲	دیگر کشورهای قارۀ امریکا	۲۴۰/۰۳	۸۲
۱۳	قاره امریکا	۹۱,۱۰۱/۵۰	۱۶,۹۸۶
۱۴	اتریش	۱۸۳/۸۰	۱۸
۱۵	دانمارک	۸۰۹/۱۹	۳۸۸
۱۶	فرانسه	۱۲۹/۸۲	۲۳
۱۷	آلمان	۱,۸۴۱/۷۷	۶۹
۱۸	ایتالیا	۱,۲۶۲/۴۳	۱۱۵
۱۹	هلند	۷,۷۱۰/۳۹	۴۴
۲۰	نروژ	۷,۲۵۲/۹۹	۳,۰۰۱
۲۱	ترکیه	۳۹/۰۷	۴۲

جدول ۲-۱ آمار تولید نفت و گاز در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) در کشورهای مختلف

ردیف	اسامی کشورها	میانگین تولید روزانهٔ گاز (میلیون فوت مکعب)	میانگین تولید روزانه نفت (هزار بشکه)
۲۲	انگلیس	۹,۶۹۷/۵۷	۱,۸۸۰
۲۳	دیگر کشورهای اروپای غربی	۷۱/۸۳	۸
۲۴	اروپای غربی	۲۸,۹۹۸/۸۳	۵,۵۸۷
۲۵	آذربایجان	۹۹۴/۰۱	۲۹۷
۲۶	کرواسی	۱۶۱/۸۳	۱۹
۲۷	مجارستان	۲۸۲/۶۶	۲۳
۲۸	قزاقستان	۱,۳۵۹/۲۸	۹۸۷
۲۹	رومانی	۵۴۳/۱۱	۱۰۳
۳۰	روسیه	۵۸,۲۷۵/۴۵	۸,۸۷۶
۳۱	دیگر کشورهای شوروی سابق	۱۰,۲۳۹/۵۲	۵۳۲
۳۲	دیگر کشورهای اروپای شرقی	۵۱۲/۳۷	۴۹
۳۳	اروپای شرقی و شوروی سابق	۷۲,۴۲۰/۱۲	۱۰,۸۸۶
۳۴	الجزایر	۸,۱۴۳/۷۱	۱,۱۹۹
۳۵	آنگولا	۶۹/۱۶	۹۷۴
۳۶	کامرون	-	۷۰
۳۷	زئیر	-	۲۰
۳۸	کنگو (برازاویلا)	-	۲۴۰
۳۹	مصر	۱,۳۶۷/۰۷	۷۱۲
۴۰	گینهٔ بیسائو	۱/۹۸	۳۲۰
۴۱	گابن	۹/۸۸	۲۳۵
۴۲	لیبی	۶۸۵/۶۳	۱,۵۴۱
۴۳	نیجریه	۱,۴۵۰/۶۰	۲,۳۴۹
۴۴	سودان	-	۲۸۶
۴۵	تونس	۲۴۲/۱۰	۶۹
۴۶	سایر کشورهای افریقا	۳۰۵/۵۷	۲۴۴
۴۷	افریقا	۱۲,۴۳۹/۷۳	۸,۲۶۰
۴۸	بحرین	۶۵۸/۹۸	۱۷۴

جدول ۲-۱ آمار تولید نفت و گاز در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) در کشورهای مختلف

ردیف	اسامی کشورها	میانگین تولید روزانهٔ گاز (میلیون فوت مکعب)	میانگین تولید روزانه نفت (هزار بشکه)
۴۹	ایران	۷,۱۱۰/۷۸	۳,۹۲۸
۵۰	عراق	۱۸۲/۹۳	۲,۰۰۷
۵۱	کویت	۸۸۷/۱۳	۲,۳۴۶
۵۲	عمان	۵۵۹/۵۸	۷۶۵
۵۳	قطر	۲,۸۴۸/۲۰	۷۸۱
۵۴	عربستان سعودی	۵,۳۲۰/۳۶	۸,۸۶۳
۵۵	سوریه	۵۱۶/۷۷	۵۰۵
۵۶	امارات متحده عربی	۴,۱۰۱/۸۰	۲,۳۴۰
۵۷	یمن	-	۳۵۰
۵۸	دیگر کشورهای خاور میانه	۱۳۹/۱۶	—
۵۹	خاور میانه	۲۲,۳۳۷/۶۹	۲۲,۰۵۰
۶۰	استرالیا	۳,۳۷۷/۷۲	۴۵۲
۶۱	برونئی	۱,۱۵۵/۶۹	۱۸۹
۶۲	چین	۳,۸۸۰/۹۹	۳,۴۸۳
۶۳	هند	۲,۵۵۲/۵۷	۶۸۸
۶۴	اندونزی	۶,۰۴۱/۹۲	۹۷۱
۶۵	ژاپن	۲۶۵/۷۵	۱۴
۶۶	مالزی	۴,۱۹۱/۶۲	۸۵۹
۶۷	نیوزیلند	۴۱۲/۹۰	۲۴
۶۸	پاکستان	۳,۵۲۹/۰۷	۶۲
۶۹	گینهٔ نو	۱۳/۱۷	۴۶
۷۰	تایلند	۲,۱۷۳/۹۸	۱۵۴
۷۱	ویتنام	۱۹۷/۶۰	۳۴۰
۷۲	دیگر کشورهای آسیا ـ اقیانوسیه	۱,۷۲۸/۵۹	۳۱
۷۳	آسیا ـ پاسیفیک	۳۰,۰۰۶/۴۷	۷,۳۱۱
۷۴	تولید جهانی	۲۵۷,۳۰۴/۳۴	۷۱,۰۸۱

جدول ۲-۱ آمار تولید نفت و گاز در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) در کشورهای مختلف

ردیف	اسامی کشورها	میانگین تولید روزانهٔ گاز (میلیون فوت مکعب)	میانگین تولید روزانه نفت (هزار بشکه)
۷۵	اوپک	۳۸,۶۳۴/۷۳	۲۸,۵۲۲
۷۶	دریای شمال	۲۰,۰۵۸/۱۴	۵,۲۷۳

Source: Worldwide Crude Oil and Gas Production, *Oil and Gas Journal,* Vol.103.6, 2005.

پیش‌بینی‌ها حاکی از آن است که، با توجه به رشد اقتصاد و جمعیت، گاز طبیعی در میان منابع انرژی بیشترین رشد تقاضا را تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) خواهد داشت و متوسط میزان این رشد در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) تا ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) حدود ۲/۸ درصد در سال خواهد بود. این رقم با میزان رشد مصرف سالیانهٔ ۱/۸ درصدیِ نفت و میزان رشد مصرف سالیانهٔ ۱/۵ درصدیِ زغال‌سنگ در همین دورهٔ زمانی هماهنگی دارد. بر اساس این مطالعات، مصرف گاز در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) برابر ۹۰ تریلیون فوت مکعب خواهد بود. همچنین در همین سال سهم مصرف گاز طبیعی از کل مصرف انرژی از ۲۳ درصد به ۲۸ درصد افزایش خواهد یافت.

بیشترین رشد تقاضای گاز طبیعی در کشورهای در حال توسعه خواهد بود. به این ترتیب که در میان کشورهای در حال توسعه در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۴ (۲۰۰۱ تا ۲۰۲۵) تقاضای گاز با آهنگِ متوسطِ ۳/۹ درصد در سال رشد می‌کند و کل مصرف گاز در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) در مقایسه با ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) به ۲/۵ برابر می‌رسد.

بیشترین افزایش مصرف گاز طبیعی در طول سال‌های در دستِ بررسی در نیروگاه‌های تولید برق اتفاق می‌افتد که علت اصلی آن آلودگیِ کمِ سوخت‌های گازی است.

در کشورهای صنعتی جهان مصرف گاز طبیعی با میزان ۲/۲ درصد در سال افزایش می‌یابد که این رقم در کشورهای صنعتی تقریباً دو برابر رشد مصرف نفت در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۴ (۲۰۰۱ تا ۲۰۲۵) است. در بین کشورهای صنعتی، امریکای شمالی بیشترین افزایش مصرف گاز طبیعی را خواهد داشت. به نحوی که مصرف گاز در این منطقه ۱۹ تریلیون فوت مکعب افزایش می‌یابد که در حدود ۶۶ درصد این افزایش مصرف در کشور امریکا خواهد بود.

مصرف گاز در اروپای غربی نیز به‌شدت افزایش می‌یابد به‌طوری که آهنگ متوسطِ رشد تقاضای گاز طبیعی در اروپای غربی در طول ۲۵ سال آینده ۲/۴ درصد خواهد بود و مصرف این منطقه از حدود ۴۱۹ میلیون متر مکعب (۱۴/۸ تریلیون فوت مکعب) در سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) به حدود ۷۳۳ میلیون متر مکعب (۲۵/۹ تریلیون فوت مکعب) در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) خواهد رسید.

در کشورهای اروپای شرقی و شوروی سابق تقاضای گاز طبیعی با آهنگِ متوسطِ ۲/۹ درصد در سال در فاصلهٔ سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۴ (۲۰۰۱ تا ۲۰۲۵) افزایش خواهد یافت و با توجه به بهبود وضع اقتصادی کشورهای اروپای شرقی، بیشترین رشد مصرف گاز طبیعی در این منطقه اتفاق می‌افتد. بر اساس پیش‌بینی‌های انجام‌شده، آهنگِ متوسط رشد مصرف گاز طبیعی در بین کشورهای اروپای شرقی در طول این دوره ۴/۶ درصد در سال خواهد بود. البته توسعهٔ زیرساخت‌های گازی در اروپای شرقی نیز از این رشد مصرف گاز بی‌بهره نخواهد ماند. کشورهای اتحادیهٔ شوروی سابق در مقایسه با کشورهای اروپای شرقی رشد کمتری را در مصرف گاز طبیعی خواهند داشت (در حدود ۲/۶ درصد در سال).

بررسی فعالیت‌های گازی کشورهای منطقهٔ آسیا و خاور میانه نیز حاکی است که کشورهای چین، هند، پاکستان، تایلند و ترکیه در دهه‌های آینده به صورت مهم‌ترین مصرف‌کنندگان گاز طبیعی در منطقه ظهور می‌کنند و به جمع مصرف‌کنندگان بزرگ در جنوب آسیا، شرق آسیا و اروپا می‌پیوندند. با توجه به نیاز این کشورها به گاز طبیعی و ذخایر گازی اندک آنان بازارهای صادراتی جدیدی برای تولیدکنندگان بزرگ گاز جهان یعنی تولیدکنندگان خاور میانه، آسیای میانه و روسیه به وجود آمده و تجارت گاز در سطح جهان افزایش یافته است.

۴-۱ مدیریت مخازن هیدروکربوری

منظور از مدیریت مخزن اجرای ارکان اساسیِ فعالیت‌های بالادستی[1] برداشت در جهت افزایش بازیافت نهایی با استفاده از بهترین امکانات تحقیقاتی و مدل‌سازی است. چهار

1. Upstream

رکنِ اساسیِ این فعالیت‌ها عبارت‌اند از:

۱. توصیف مخزن،

۲. سازوکار (مکانیسم) تولید،

۳. پیش‌بینی عملکرد،

۴. عملیات مخزن.

مدیریت مخزن به مفهوم ادارهٔ ذخایر کشف‌شدهٔ بالقوه در طول عمر بهره‌برداری از آنها برای رسیدن به اهداف مشخص که شامل به حداکثر رساندن بازپرداخت سرمایه‌گذاری در کوتاه‌مدت، به حداکثر رساندن سود و نیز به حداکثر رساندن بازیافت هیدروکربن می‌باشد.

برای شرکت‌های چندملیتیِ نفتی حداکثر سود در کوتاه‌ترین زمان نخستین هدف است. اما شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابع آن باید حداکثر سود با کمترین سرمایه‌گذاری و بیشترین بهره‌وری را در بلندمدت در نظر داشته باشند. بنابراین مدیریت مخزن در چنین وضعیتی نه تنها باید به قیمت روز فروش جهانی نفت و هزینه‌های عملیاتی (شامل بهره‌برداری‌ها، چاه‌های تعمیری) فعلیِ آن توجه کند، بلکه باید روند قیمت نفت در آینده و همچنین به مخارج ارزیابی و توسعهٔ میادین نفتی (حفاری‌های جدید) توجه و بر اساس آن مدیریت مخازن را برنامه‌ریزی کند.

در بسیاری موارد، کوشش ناچیزی در جمع‌آوری داده‌ها و اطلاعات مربوط به مخزن به عمل آمده به‌طوری که در نظر گرفتن مواردی از جمله استفاده نکردن از بیش از ۱۰۰۰ چاه، به هر دلیل، ناکارآمدی برنامه‌ریزان مهندسی نفت را آشکار می‌کند. اگر هزینهٔ هر چاه به‌طور میانگین ۴/۵ میلیون دلار فرض شود، بیش از ۴۵۰۰ میلیون دلار بدون استفاده وجود دارد که با داشتن یک مدیریت مخزن صحیح و با صرف هزینهٔ متوسط ۱/۵ میلیون دلار برای تعمیر هر یک از این چاه‌ها می‌توان سرمایه‌های ازدست‌رفته را دوباره به جریان انداخت.

با درک واقعیت‌ها و پتانسیل‌های موجود، به‌کارگیری مدیریت صحیح مخزن را می‌توان مبنای تصمیم‌گیری به‌موقع برای سرمایه‌گذاری‌های کلان در توسعه و بهره‌برداری مخزن در نظر گرفت.

با شروع بهره‌برداری از هر مخزن باید با تکمیل و بهنگام‌سازیِ مدل ساختاری و زمین‌شناسی سه‌بعدی بر مبنای اطلاعات چاه‌های جدید و مشاهده‌ای، نظارت بر تولید چاه‌ها و رفتار مخزن، و سیر تولید برای به حداکثر رساندن درازمدت تولید و سود برنامه‌ریزی کرد.

به‌طور معمول، روش‌های ازدیاد برداشت برای فازهای ثانویه و ثالثیه تولید از یک مخزن در طول عمر اولیه مخزن معین می‌شود. مثلاً اگر طول عمر تولید اولیه از یک مخزن ۲۰ سال در نظر گرفته شود، در سال‌های پایانی تولید، درصد آب و یا گاز تولید شده زیادتر از نفت بوده و هزینه‌های بهره‌برداری بسیار گران خواهد شد. در صورتی که روش‌های ازدیاد برداشت در آن تاریخ اعمال شود زمان دسترسی به نفت ۵ سال بعد خواهد بود که ممکن است این پیشنهاد در آن زمان چندان اقتصادی نباشد.

بنابراین روش‌های ازدیاد برداشت باید زودتر شروع شود، به نحوی که عکس‌العمل مخزن و سهم نفت در اواخر دورهٔ سقف تولید[1] یا حداقل در زمان مناسب قبل از زمان متروکه شدن فراهم آید.

۱-۴-۱ روش‌های ازدیاد برداشت نفت[2]

فرصت استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت قبل از شروع مشکلات تولید و به‌عبارت دیگر اتمام دورهٔ تولید مرحله اول است و ارزیابی روش مناسب ازدیاد برداشت برای میدان‌های مختلف در حکم بخش مهمی از برنامه‌ریزی مدیریت مخزن ضروری است.

روش‌های ازدیاد برداشت را می‌توان به سه دستهٔ کلی تقسیم کرد. این روش‌ها عبارت‌اند از:

- روش‌های حرارتی،[3]
- روش‌های امتزاجی و غیرامتزاجی گاز،[4]
- روش‌های شیمیایی.[5]

---

1. Plateau Period
2. Enhanced Oil Recovery (EOR)
3. Thermal EOR
4. Miscible and Immiscible Gas EOR
5. Chemical EOR

امروزه روش‌های حرارتی‌ای مانند رانش با بخار و رانش با آب داغ را به‌خوبی می‌توان برای بازیابی نفت سنگین طراحی و اجرا کرد. تاکنون پروژه‌های ازدیاد برداشت با روش‌های حرارتی در امریکا بیش از دیگر کشورها انجام شده است. در آنجا، برای بالا بردن بازده فرایند تزریق بخار آب تغییراتی در آن داده‌اند که از آن جمله می‌توان به کاربرد کف برای افزایش راندمان جابه‌جایی جارویی و نیز امواج رادیویی برای گرم کردن ناحیهٔ اطراف چاه اشاره کرد.

در بین روش‌های حرارتی احتراقِ در جا[1] قدیم‌ترین و در عین حال پیچیده‌ترین روش ازدیاد برداشت نفت از مخازن است. با وجود پیشرفت‌هایی که تاکنون صورت گرفته هنوز مسائل زیادی در مورد استفاده از احتراق در جا وجود دارد که مهم‌ترین آن پایش بر جبههٔ پیشروندهٔ احتراق است. علی‌رغم خوش‌بینی‌ها در مورد رفع مسائل زیست‌محیطیِ آن، به‌خصوص نظارت بر گازهای (مونواکسید کربن و گاز کربنیک) ایجادشده در فرایند، احساس می‌شود که استفاده از احتراق در جا در مخازن با ابعاد بزرگ مشکل است.

از روش‌های حرارتی بیشتر از روش‌های دیگر ازدیاد برداشت در مخازن نفت سنگین استفاده شده که دلیل آن دسترسی به نیروی برق ارزان بوده است.

تزریق امتزاجی و غیرامتزاجی گاز، از نظر کاربرد روش‌های ازدیاد برداشت در جهان، پس از روش‌های حرارتی در درجهٔ دوم قرار دارند. این به دلیل تزریق امتزاجی با هدف انحلال نفت باقیمانده در منطقهٔ جاروشده با استفاده از تزریق حلّال صورت می‌پذیرد.

دستهٔ دیگری از روش‌های شیمیایی شامل ــ تزریق پلیمر (بسپار)، مواد قلیایی، و مواد کاهش‌دهندهٔ کشش سطحی ــ از نظر کاربرد عملی مشکلات فراوانی دارد و فنّاوریِ آن پیچیده است. تفاوت زیاد خصوصیات سنگ و سیالات مخازن، دمای کاربرد مواد شیمیایی انتخاب‌شده و نیز مخارج سنگین تهیه و تزریق مواد شیمیایی باعث شده استفاده از این روش در ابعاد وسیع برای مخازن انجام نشود.

تزریق مواد شیمیایی فرایندی است که به‌طور کلی مناسب اجرا در مخازن دارای نفت با درجهٔ ای.پی.آی[2] زیاد تا متوسط است. محدودیت‌های فنی به کارگیریِ این روش

---

1. In Situ Combustion

۲. API (American Petroleum Institute) جرم حجمی نفت با این شاخص اندازه‌گیری می‌شود. بیشتر استانداردهای صنعتی نفت دنیا توسط «مؤسسه نفت امریکا» تهیه و تدوین شده و می‌شود.

عبارت‌اند از: خصوصیات محلول و ثبات مواد شیمیایی در مخزن، دمای زیاد، شوری زیاد و پلمه‌سنگ‌های حساس به آب شیرین نیز از محدودیت‌های مهم دیگرند. در مخازن دارای تراواییِ کمتر از ۵۰ میلی دارسی اکثراً با مشکل تزریق‌پذیری ـــ به‌خصوص در مورد پلیمرهای دارای وزن مولکولی زیاد ـــ مواجه می‌شویم.

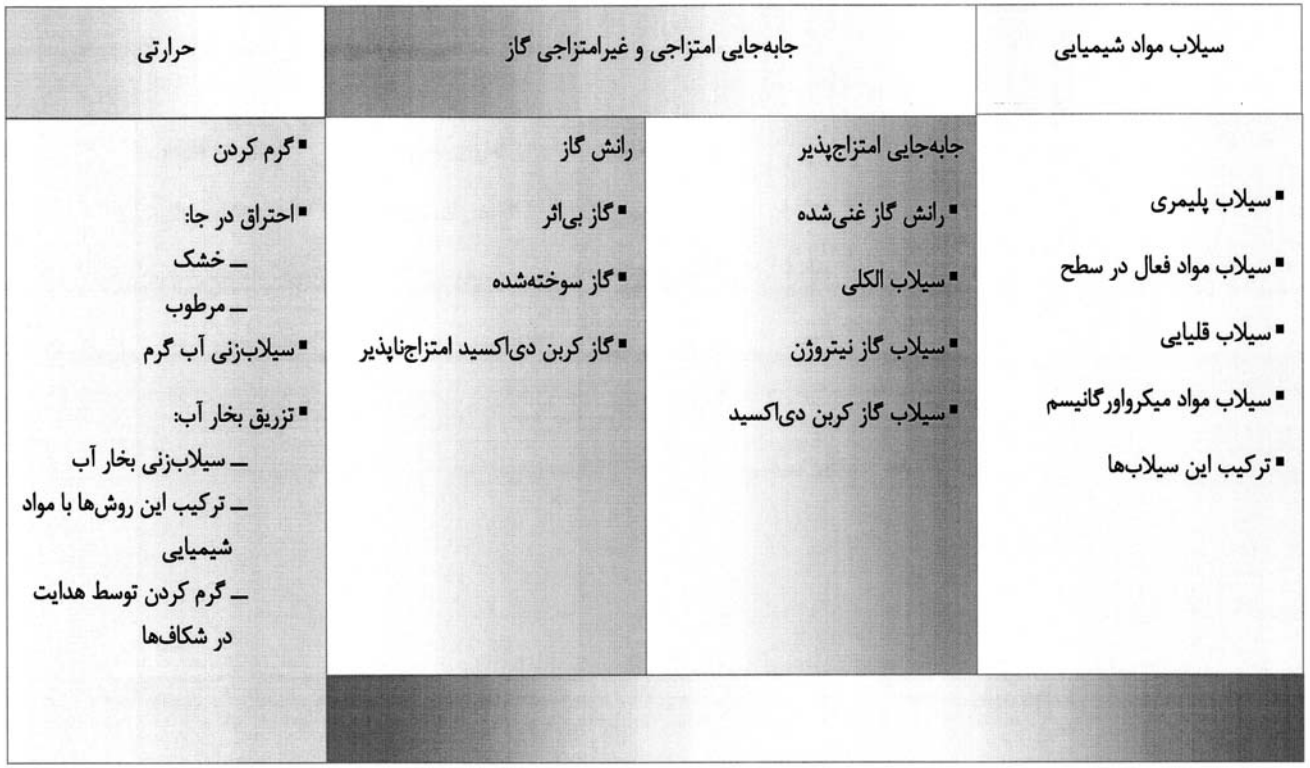
روش‌های تزریق مواد پلیمر و قلیایی فرایندهایی با پیچیدگی متوسط شناخته می‌شوند، در حالی که تزریق مواد کاهندهٔ کشش سطحی پیچیده‌ترین روش در پروژه‌های ازدیاد برداشت از مخازن است. با توجه به سیر مطالعات، پیش‌بینی می‌شود که پروژه‌های تزریق مواد شیمیایی در آینده سهمی حدود ۵ درصد از کل روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفتی را در جهان داشته باشد.

در نمودار ۳-۱ انواع روش‌های ازدیاد برداشت و دسته‌بندی‌های آنها در جهان نشان داده شده است.

در برنامه‌های مربوط به اجرای روش ازدیاد برداشت در یک میدان نفتی ضروری است که حد و مرز پروژه از لحاظ فنّاوری معین شود. موفقیت یا شکست طرح ازدیاد برداشت از مخزن تابع برنامه‌ریزی‌های ارزیابی است. این ارزیابی‌ها هم از نظر سطح فنّاوری و هم از نظر اقتصادی برای مخزن مورد نظر باید مورد توجه قرار گیرند. اجرای این طرح‌ها باید با قیمت‌های موجود و نیز روند قیمت نفت در سال‌های آتی مقرون به صرفه باشد.

بررسی‌های امکان‌سنجیِ انجام‌شده در کشور آشکار می‌کند که در حال حاضر از میان روش‌های ازدیاد برداشت تزریق آب و یا تزریق پلیمرها به دلیل کمبود آب تصفیه‌شده در نواحی نفت‌خیز کشور و نیز روش‌های حرارتی به دلیل هزینه بالای تأسیسات حرارتی مقرون به صرفه نمی‌باشد (اگر چه در بعضی مخازن ماهیت مخزن به هیچ‌وجه امکان استفاده از آنها را نمی‌دهد) روش‌های تزریق امتزاجی و غیرامتزاجی گاز به دلیل دسترسی آسان به گاز بهترین و مقرون به صرفه‌ترین روش‌های ازیاد برداشت می‌باشند.

نمودار ۳-۱ دسته‌بندی روش‌های ازدیاد برداشت نفت (EOR)[1]



1. Enhance Oil Recovery (EOR)

۵-۱ نگرشی به طرح‌های توسعه‌ای در صنایع پتروشیمی

در برنامهٔ چشم‌انداز و افق ۱۰سالهٔ شرکت ملی صنایع پتروشیمی اهداف کلان عملیاتی چنین تعیین شده است:

ــ ارزش تولیدات صنایع پتروشیمی در سال ۱۳۹۴ شمسی، بالغ بر ۲۶ میلیارد دلار پیش‌بینی می‌شود که از آن میان ارزش محصولات قابل فروش حدود ۲۰ میلیارد دلار برآورد می‌شود:

ــ تولید ۱۲ میلیون تن اتیلن،

ــ تولید ۱۰ میلیون تن پلیمر،

ــ تولید ۸/۵ میلیون تن اوره،

ــ تولید ۷/۵ میلیون تن متانول،

ــ تولید ۴ میلیون تن آروماتیک.

برای رسیدن به این اهداف عملیاتی لازم است شرکت ملی نفت و شرکت ملی گاز ایران خوراک مورد نیاز طرح‌ها با حفظ وضعیت موجود را تأمین کند:

ــ روزانه ۲۷۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی،

ــ سالانه تا ۱۰ میلیون تن اتان،

ــ روزانه ۳۵۰ هزار بشکه مایعات گازی،

ــ روزانه ۴۰۰ هزار بشکه میعانات گازی.

فصل دوم

تزریق گاز به میادین نفتی

۱-۲ آشنایی با دلایل تزریق گاز به مخازن نفتی و مزیت‌ها و محدودیت‌های آن

مخازن نفت ــ سرمایه‌های بی‌بدیل ملی تجدیدناپذیر ــ نقش مهمی در اقتصاد کشور ما دارند. روند تولید فعلی از این مخازن حاکی از آن است که در آینده‌ای نه چندان دور با افت شدید تولید نفت روبه‌رو خواهیم شد. در حالی که برای ایجاد ثبات پایدار اقتصادی نه تنها باید از افت تولید نفت جلوگیری کنیم، بلکه باید با ظرفیت‌سازی مناسب برای سال‌های آینده باعث حفظ سهم کشور در بازار جهانی نفت شویم. در این باره محاسبات و شبیه‌سازی مخازن نفت، تنظیم برنامهٔ تولید و توسعهٔ صحیح مخزن، پیش‌بینی عملکردها بر اساس مدل‌ها و روش‌های بازیابی ثانویه اقتصادی نقش مؤثری در استفادهٔ بهینه از مخازن نفت دارند.

تجربه معلوم کرده است که با رسم منحنی تولید نفت مخزن از زمان کشف تا زمان ترک آن می‌توان سه دورهٔ مجزا را تفکیک کرد. این دوره‌ها عبارت‌اند از:

الف) دورهٔ توسعه یا افزایش دبی،

ب) دورهٔ تثبیت دبی،

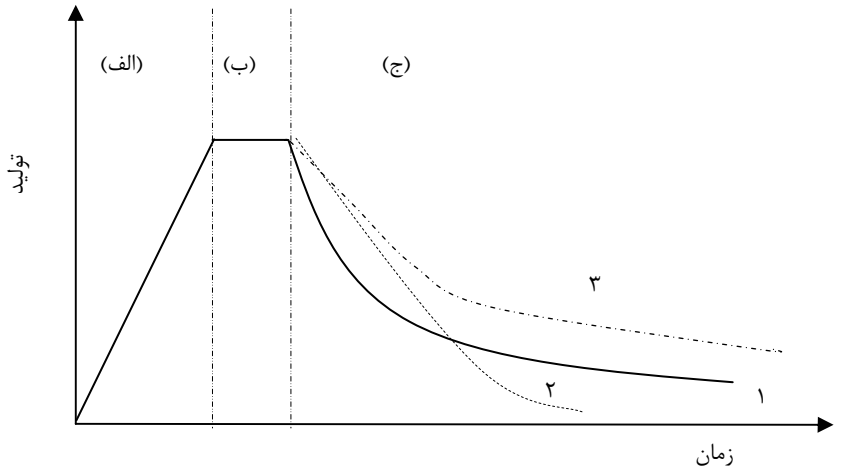
ج) دورهٔ کاهش دبی.

اگرچه این دوره‌ها نشان‌دهندهٔ وضعیت تولید مخزن طی سال‌های متوالی تولید آن است، همچنین نشان‌دهندهٔ عملکرد گروه بهره‌بردار از مخزن (مهندسی نفت) نیز است. در حالت کلی، منحنی تولید نسبت به زمان در طول عمر یک مخزن به صورت شکل ۱-۲ است.

اگرچه نمودارهای تولید نسبت به زمان در عمل به این صورت صاف نخواهند بود، با نگاهی به نمودارهای متوسط تولید روزانهٔ نفت مخازن هفتگل، مارون و ... (نمودارهای ۴-۲ تا ۷-۲) به راحتی می‌توانیم عملکرد و سیر تولید نفت را طی سال‌های بهره‌برداری

ملاحظه کنیم، به‌ویژه آنکه به جای نفت خارج‌شده از مخزن هیچ گونه سیالی برای جایگزینی آن (با دیدگاه حفاظت صیانتی از مخزن) تزریق نشده است.

همچنین تولید بدون برنامهٔ به‌خصوص در دوره‌های (ب) و (ج) معمولاً به صورت پدیده‌های مخروطی شدن آب و گاز[1] در چاه‌ها بروز می‌کند که چه بسا ماه‌ها تولید از چاه را متوقف می‌کند.



شکل ۱-۲ منحنی تولید نسبت به زمان در طول عمر یک مخزن

۱-۱-۲ دورهٔ توسعه یا افزایش دبی

این دوره بعد از حفاری چاه‌های اکتشافی و توصیفی و برآورد مقدار ذخیرهٔ کل مخزن و تشخیص اقتصادی بودن تولید از مخزن آغاز می‌شود. همان گونه که در (شکل ۱-۲- الف) دیده می‌شود، به این دلیل که هنوز اثر افت فشار به مرزهای مخزن نرسیده است، قابلیت افزایش دبی تولید وجود دارد. در این دوره، با توجه به بالا بودن فشار، مخزن به صورت مخزن نامحدود[2] عمل می‌کند. عمر این دوره بستگی به وسعت مخزن و تعداد چاه‌های حفرشده در آن (مقدار تولید از چاه‌ها) دارد.

---

1. Water and Gas Coning
2. Infinite Acting

۲-۱-۲ دورهٔ تثبیت دبی

پس از آنکه اثر افت فشار به مرزهای مخزن رسید، مرحلهٔ دوم عمر مخزن شروع می‌شود (شکل ۱-۲- ب). در این مرحله مخزن با دبی ثابت تولید می‌کند. زمان تولید با دبی ثابت را اندازه و نیز پارامترهای مخزن از جمله ارتفاع ستون هیدروکربنی، سازوکارهای فعال و غالب و همچنین خصوصیات سنگ و سیال مخزن تعیین می‌کنند.

در صورتی که از ابتدای تولید نفت برنامه‌ای برای جایگزینی آن نشده باشد، از این دوره به بعد، تصمیم‌گیری در مورد استراتژی تولید، حفر چاه‌های جدید یا انتخاب روش ازدیاد برداشت منطبق با وضعیت و سازوکار مخزن بسیار مهم است. به‌عبارت دیگر، اوج هنر مدیریت مخزن در مرحلهٔ دوم عمر مخزن نمایان می‌شود که توانایی در برنامه‌ریزی برای تولید سال‌های آتی مخزن را میّسر می‌کند.

۲-۱-۳ دورهٔ کاهش دبی

دورهٔ کاهش دبی در علم مهندسی نفت به دوره‌ای اطلاق می‌شود که امکان تثبیت دبی از طریق افزایش چاه‌های تولیدی مقدور نباشد و مخزن نسبت به زمان دستخوش افت تولید می‌شود. بیشتر مخازن نفتی کشور انرژی طبیعیِ اولیه‌ای برای استخراج نفت دارند. با بهره‌برداری مداوم از مخزن، سیال موجود در آن کم می‌شود و در نتیجه ارتفاع ستون هیدروکربنی و انرژی طبیعی مخزن کاهش می‌یابد. در (شکل ۱-۲- ج) سه منحنی رسم شده است. منحنی ۱ تولید مخزن با انرژی طبیعی خود را نشان می‌دهد. در منحنی ۲ اگرچه در کوتاه‌مدت تولید نفت بیشتر است، طول عمر مخزن کاهش می‌یابد (تولید غیرصیانتی). تولید به صورت منحنی ۳ در صورتی خواهد بود که از روش‌های ازدیاد برداشت کمک گرفته شود. اگرچه در این دوره تولید نفت مانند مرحلهٔ (ب) نیست، عمر تولیدی مخزن افزایش چشمگیری دارد و حجم نفت تولیدی به مراتب بیشتر خواهد شد.

۲-۲ تزریق گاز

از حدود دههٔ پنجاه برای بالا بردن بازده بهره‌برداری از مخازن و جلوگیری از کاهش تولید نفت روش‌های ازدیاد برداشت به صورتی گسترده و علمی در سطح بین‌المللی شناسایی و

به کار گرفته شده‌اند. البته انجام گرفتن این روش‌ها با توجه به کم‌هزینه‌تر بودن آنها نسبت به حفاری چاه‌های جدید (افزایش تعداد چاه‌ها) و نیز درآمد هنگفت حاصل از تولید اضافهٔ نفت توجه بسیاری از شرکت‌ها و کشورهای نفتی را جلب کرده است.

همان گونه که بالاتر اشاره رفت، پس از روش‌های حرارتی، روش‌های تزریق گاز امتزاجی و غیرامتزاجی گاز[1] شامل گازهای هیدروکربن، گاز کربنیک و گاز ازت کاربرد نسبتاً فراوانی دارند و فنّاوریِ استفاده از آن چندان پیچیده نیست.

امتزاج را می‌توان اختلاط یکدست دو سیال با هر نسبت دلخواه (در وضعیتی کاملاً مشخص از لحاظ فشار و دما) تعریف کرد به‌طوری که هیچ گونه سطح جدایی بین دو سیال مشاهده نشود. چنانچه دو سیال در تمام نسبت‌های اختلاط یکدست نباشند آنها را غیرامتزاجی می‌خوانند.

از این میان، تزریق گاز امتزاج‌پذیر با نفت در فشار بالا یکی از روش‌هایی است که به نظر می‌رسد آتیهٔ درخشانی در استخراج ثانویهٔ نفت داشته باشد. فرایند به گونه‌ای است که به طرق مختلف می‌تواند آن را اعمال کرد، ولی اصل غیرقابل تغییر در همهٔ این روش‌ها تزریق مواد هیدروکربنی ــ مانند پروپان، گازهای مایع موجود در نفت، یا گازهای دیگر در وضعیت مخزن ــ است. در این حالت بر اثر تزریق گاز فشار موئینگی به حداقل، کاهش می‌یابد و در نتیجه نفت موجود در خلل و فرج جای خود را به گونه‌ای به گاز تزریق‌شده می‌دهد که خلل و فرج مخزن در پایان کار فقط از گاز خشک انباشته می‌شود. مسئلهٔ مهم در اینجا امکان بازیابی دوبارهٔ مواد پرارزشِ تزریق‌شدهٔ اولیه است. موفقیت در کاربرد این روش در گرو تحلیل و ارزیابی جامع و صحیح مخزن از لحاظ مهندسی و زمین‌شناسی است.

در مورد تزریق گاز نه تنها باید درک صحیحی از اصول بنیانی داشته باشیم، بلکه باید در هر مورد خاص به‌کارگیریِ روش اجرای آن را تشخیص دهیم. همچنین آمادگی برخورد با مسائل متعدد و ناشناخته‌ای را داشته باشیم که احتیاج به دقت نظر در تخمین طرح و اجرای صحیح عملیات دارد. از این میان، توجه به موارد ذیل اهمیت بیشتری دارد:

---

1. Miscible and Immiscible Gas Injection (MIGI)

- روش‌های مختلف تزریق گاز،
- عوامل مؤثر در راندمان تزریق گاز،
- تعیین اجرایی و اقتصادی بودن عملیات تزریق گاز در یک مخزن،
- روش‌های مختلف تزریق گاز.

هدف نهایی تزریق گاز تأمین ضریب بازیافتی بیشتر برای مخازن نفت از روش‌های معمولی تولید است. تمامی گازهایی که می‌توانیم برای سیلاب‌زنی در مخازن نفتی به کار بریم مزایا و معایبی مخصوص به خود دارند. یکی از مزایای تزریق گازهای هیدروکربن این است که در مخازن نفتی گاز به‌طور طبیعی به نسبتی موجود است، و همچنین وقتی گاز تزریق می‌شود سبب آلودگی مخازن نمی‌شود. طیف گازهای هیدروکربن از متان خالص تا گاز خروجی جداکننده[1] و گاز غنی‌شده تا گازهای مایع مانند پروپان مایع و ال.ان.جی[2] است. این مواد را می‌توانیم تدریجی در حداقل فشار مربوط (که از ۱۲۰۰ پوند بر اینچ مربع (پام) تا ۶۰۰۰ متغیر است) امتزاج دهیم که چگونگی آن بستگی به ترکیبات و دمای نفت مخزن دارد. قابلیت امتزاج سبب می‌شود که قسمت‌هایی از مخزن که در تماس با گاز قرار می‌گیرند، درصد اشباع نفت کاهش یابد.

در مخازن گاز میعانی عمل تزریق مجدد میعانات تولیدشده در دستگاه‌های تفکیک‌گر برای سال‌هایی متمادی معمول بوده است. این عمل، در حقیقت، یک نوع تزریق امتزاجی (گاز با گاز) است زیرا سیالات تشکیل‌شده در ظروف تفکیک کاملاً با گاز موجود در مخزن همگن‌اند و قابلیت امتزاج را به حد اعلا دارند. ضریب بازیافتی در این عمل بسیار بالاست زیرا نیروی کشش بین سطحی و در نهایت فشار موئینگی کاهش می‌یابند یا حتی از میان می‌روند.

فرایند دیگری که مشابه این روش است ولی روش اجرای آن متفاوت است فرایند امتزاجی لخته‌ای خوانده می‌شود. این فرایند، در واقع، عمل امتزاجی مایع با مایع است که در آن حجمی از پروپان مایع، ال.پی.جی، یا حلّال دیگر تزریق می‌شود و متعاقب آن برای جلو راندن نفت به طرف چاه‌های تولیدی گاز متراکم تزریق می‌کنند. مایع تزریق‌شدهٔ اول که قابلیت امتزاج با نفت را داراست آن را کاملاً جابه‌جا می‌کند و به جلو حرکت می‌دهد

---

1. Lean Gas
2. Liquefied Petroleum Gas (LPG)

(کاملاً مشابه تمیز کردن مغزه‌ها در آزمایشگاه از نفتی که بدان آغشته‌اند).

در عمل، اجرایی بودنِ این کار، در گروِ طراحی و مهندسی صحیح است؛ به این ترتیب که اولاً حجم مایع لازم حتی‌الامکان کم باشد تا صرفهٔ اقتصادی هم داشته باشد، افزون بر آن، امکانِ بازیافتِ مجددِ مایعِ مصرفی هم وجود داشته باشد. این مسائل در روش امتزاجی لخته‌ای تا حدود زیادی حل شده است، به این ترتیب که ابتدا حجم کم و محاسبه‌شده‌ای از مایع پیشروِ امتزاج‌پذیر با نفت (پروپان، ال.پی.جی و غیره) و پس از آن گاز خشک با فشار زیاد تزریق می‌شود. مایع پیشرو و گاز تزریقی در عقب جبهه به گونه‌ای انتخاب می‌شوند که قابلیتِ امتزاج با هم را داشته باشند. در حقیقت، در این عمل از قابلیت امتزاج مایع با مایع و گاز با گاز هر دو، همزمان، استفاده می‌شود.

فرایند سوم بر مبنای تزریق گاز غنی‌شده به مخزن طراحی شده است. در این فرایند، گاز غنی از هیدروکربن‌های دارای وزن متوسط مانند پروپان به مخزن تزریق می‌شود. به این ترتیب، منطقهٔ حائل بین نفت و گاز تزریقی به وجود می‌آید که در نفت حل می‌شود و جبهه‌ای بین گاز و نفت به وجود می‌آید.

۱-۲-۲ عوامل مؤثر در راندمان تزریق گاز

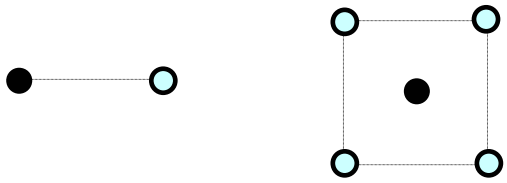
عوامل زیادی در راندمان عمل تزریق گاز به مخازن نفت تأثیر دارند. از جملهٔ مهم‌ترین این عوامل می‌توان به اندازه و شکل هندسی مخزن، درجهٔ تخلخل و قدرت نفوذپذیری سنگ مخزن، شیب طبقات مخزن، طبیعت نفت مخزن، وضعیت فشار و دمای مخزن، ترکیب درصد گاز تزریقی و بالاخره درجهٔ اشباع سیالات موجود در سنگ مخزن اشاره نمود که به شرح آنها پرداخته می‌شود.

۱-۱-۲-۲ اندازه و شکل هندسی مخزن

در همهٔ عملیات ازدیاد برداشت که با تزریق سیالی به مخزن همراه است موفقیت کار رابطهٔ مستقیمی با سطح تماس بین سیالِ تزریق‌شده و نفت درون مخزن دارد. از آنجا که تزریق سیال به مخزن منحصراً از طریق چاه‌ها انجام می‌گیرد، توزیع یکنواخت سطح تماس در مخزن کار آسانی نیست. برای پایش سطح تماس سیال با نفت درون مخزن، طبیعت و ساختمان هندسی مخزن و نیز انتخاب محل چاه‌های تزریقی اهمیت ویژه‌ای دارند.

شکل هندسی ساختمان مخزن را به‌طور طبیعی نمی‌توان تغییر داد، ولی با انتخاب الگوی صحیح چاه‌های تزریقی، دبی تزریق، و هماهنگی زمان تزریق و زمان تولید می‌توان تا حدودی به موفقیت عمل کمک کرد.

الگوهای هندسی مختلفی برای تزریق گاز به مخزن به کار می‌رود که از معروف‌ترین آنها می‌توان به الگوی خطی و پنج نقطه‌ای اشاره نمود. الگوی خطی و پنج نقطه‌ای در شکل ۲-۲ آمده است.



(دایره‌های سفید چاه تزریقی و دایره‌های سیاه چاه تولیدی‌اند)

شکل ۲-۲ الگوی خطی و پنج نقطه‌ای برای تزریق گاز

لازم است، که قبل از اجرای طرح در سطح کامل مخزن، ابتدا به صورت آزمایشی درجهٔ موفقیت الگوهای مختلف را مطالعه و بهترین الگوی هندسی را برای اجرای نهایی به کار گرفت.

۲-۱-۲-۲ درجهٔ تخلخل و قابلیت نفوذپذیری سنگ مخزن

از عوامل مهمی که عمل تزریق گاز را تحت تأثیر قرار می‌دهد ناهمگن بودن میزان تخلخل و قابلیت نفوذپذیری سنگ مخزن است. سنگ مخزن هر نقطه به علت دو خاصیت نوع رسوب‌گذاری و بزرگی مخازن ممکن است کاملاً تغییر کند. همچنین نحوهٔ تشکیل و نوع فشار طبقات بالایی بر لایه‌های مختلف سنگ مخزن در تغییر خواصِ پیشگفته بی‌تأثیر نیست.

انتخاب محل مناسب چاه‌های تزریقی، به دلیل لایه لایه و ناهمگن بودن سنگ مخزن، از مشکلات تزریق امتزاجی گاز است که با بررسی و شناسایی کامل ساختار زمین‌شناسی و طبیعت مخزن می‌توان برنامهٔ عملیات را چنان طرح‌ریزی نمود که

مشکلات موجود به حداقلِ ممکن برسد.

همچنین، درجهٔ ناهمگنی سنگ مخزن، تأثیر بسزایی در راندمان آن خواهد داشت.

چنانچه بخشی از سنگ مخزن به شکل عدسی بین لایه‌های نفوذپذیر و متراکم قرار گیرد، دسترسی سیال جاروکننده به آن مشکل خواهد بود و به صورت مجزا باقی می‌ماند. هر چه تعداد بخش‌های نفوذپذیر عدسی‌مانندِ محبوس در زمینه‌های متراکم زیادتر باشد، راندمان مخزن کمتر خواهد بود.

۳-۱-۲-۲ شیب طبقات مخزن

به علت آنکه انرژی پتانسیل گاز، در واقع، منشأ اصلی قوهٔ محرکه در عمل جارویی نفت توسط مخلوط امتزاجی است، تفکیک ثقلی گاز به بازدهِ عمل کمک شایانی می‌کند. شیب زیاد طبقه کمکی است که نفت بر اثر سنگینی بیشتر خود همیشه از گاز جدا بماند و به طرف پایین و نهایتاً به طرف چاه‌های تولیدی حرکت کند.

ضخامت سنگ مخزن، ناهمگنی آن، و درجهٔ لایه لایه بودن آن همگی تأثیر بسزایی در عمل تفکیک ثقلی و در نتیجه در راندمان نهایی عمل دارند و باید با دقت بررسی شوند.

۴-۱-۲-۲ طبیعت نفت مخزن

نوع و درصد مواد هیدروکربنی در نفت مخزن در انتخاب نوع گاز تزریقی (از نظر نوع و درصد مواد آن) اهمیت شگرفی دارد. هر چه هیدروکربن‌های سبک و متوسط در نفت مخزن بیشتر باشند، نه تنها ارزش نفت بیشتر است بلکه برای عملیات تزریق امتزاجی گاز نیز مناسب‌تر است. این نوع نفت در دما و فشار معینی، در مقایسه با نفت سنگین، به مقدار کمتری مواد حلّال‌گونه (در مخلوط گاز امتزاجی) نیاز دارد.

نفت سنگین احتیاج به مخلوط امتزاجی یا میزان بیشتری از مواد حلّال‌گونه دارد و در نتیجه به حجم بیشتری از مخلوط امتزاجی به منزلهٔ جبههٔ مقدم جابه‌جایی نیاز پیدا می‌شود که باعث هزینهٔ بیشتر عملیات خواهد شد. با توجه به اینکه تعداد مخازن نفت سنگین در ایران بسیار کم است، می‌توانیم با ارزان‌ترین ترکیب امتزاجی گاز عملیات تزریق را برای بیشتر مخازن نفت انجام دهیم.

۵-۱-۲-۲ شرایط فشار و دمای مخزن

برای برقراری حالت امتزاجی در دمای مخزن، باید فشار خاصی حاکم بر نفت و حلّال و همچنین بر حلّال و گاز تزریقی باشد. این فشار برای برقراری حالت امتزاجی بین ترکیبات مختلف هیدروکربنی را می‌توان با نمودارهای فازی پیش‌بینی کرد. برای آنکه گاز تزریقی، یا مخلوطی از چند گاز، با نفت مخزن امتزاج‌پذیر باشد باید ترکیب درصد مخلوط گازها و همچنین شرایط فشار و دمای مخزن را دقیقاً بررسی کرد.[1]

۶-۱-۲-۲ ترکیب درصد گاز تزریقی

برای طرح‌های تزریق به روش جارویی با مخلوط امتزاجی یا گاز میعانی موضوعِ مهّم دیگر درصد هیدروکربن‌های دارای وزن متوسط است. میزان این مواد را همواره باید به گونه‌ای تحت نظارت گرفت که عمل امتزاج به‌طور دائم در مخزن انجام گیرد. در صورت از بین رفتن شرایط امتزاج در مخزن، احیای دوبارهٔ آن کاری بسیار مشکل است.

ترکیبات مولکولی موجود در گاز تزریقی عامل مهم‌تری از ترکیبات مولکولی موجود در نفت مخزن است. یکی از دلایل آن نحوهٔ نظارتی است که می‌توان از خارج بر ترکیبات مولکولی گاز تزریقی اعمال کرد. به این ترتیب، می‌توان تقریباً گازی متناسب با تمامی انواع نفت‌های موجود در مخازن پیدا کرد به شرط آنکه گاز با ترکیب مورد نظر آماده و در دسترس باشد. برای جابه‌جا کردن نفت با گاز در فشارهای پایین‌تر معمولاً به گازی نیاز است که درصد ترکیبات با وزن متوسط آن زیاد باشد و در فشار جابه‌جایی بالاتر درصد این ترکیبات ممکن است کمتر باشد.

۷-۱-۲-۲ درجهٔ اشباع سیالات موجود در سنگ مخزن

معمولاً به دلیل تولید مقداری از سیالات مخزن (آب، نفت، و گاز)، درجهٔ اشباع این سیالات در مخزن تغییر می‌کند که این خود باعث به هم خوردن وضعیت تعادلی و فشار موئینگی در مخزن می‌شود. بر اثر به هم خوردن وضعیت تعادلی سیالات درون سنگ مخزن و بر اثر نیروهای محرکهٔ طبیعیِ تولید، معمولاً درصد نفت باقیمانده در خلل و

---

1. Phase Diagram

فرج ریز زیاد می‌شود. بنابراین، کاملاً طبیعی است که این نفت، قبل از برخورد با جبههٔ سیالِ امتزاج‌پذیر، از دسترس، خارج شود. نمونه‌های اندازه‌گیری‌شده در آزمایشگاه، رفتاری متفاوت با آنچه در مخزن واقعی اتفاق می‌افتد نشان می‌دهند. به دلیل آنکه درجهٔ ناهمگنی سنگ مخزن عملاً خیلی بیشتر از مغزه‌های به کاربرده‌شده در آزمایشگاه است باید انتظار از دست دادن مقدار بیشتری از نفت را داشت. این مسئله بر اهمیت پایش دائمی شرایط درون مخزن از لحاظ نگهداری جبههٔ امتزاج‌پذیر با نفت تأکید می‌کند.

۲-۲-۲ تعیین اجرایی و اقتصادی بودن عملیات تزریق گاز در مخزن

گاز را تقریباً می‌توان به هر مخزنی تزریق کرد ولی آنچه شایان توجه است مقایسهٔ هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری‌ها و قیمت گاز تزریقی با میزان نفت اضافه‌ای است که انتظار تولید آن می‌رود. تضمین موفقیت عملیات تزریق گاز در گروِ طراحی و مهندسی صحیح و جامع طرح است. روش زیر برای ارزیابی و تعیین اجرایی و اقتصادی بودن این عملیات پیشنهاد می‌شود. این ارزیابی معمولاً شامل مراحل تحلیلی زیر است:

۱. ارزیابی تاریخچهٔ تولید مخزن ـ شرایط فشار ـ دما، سطح آب ـ نفت، سطح گاز ـ نفت و همچنین مظنه‌ای از میزان نفتِ قابل برداشت که به روش‌های طبیعی می‌توان تولید کرد،

۲. تعیین اجرایی بودن نوع روش تزریق گاز (امتزاجی و غیرامتزاجی)،

۳. مطالعهٔ جامع زمین‌شناسی، تهیهٔ نقشه‌های هم‌ارزش[1] مختلف، ضخامت، تخلخل، نفوذپذیری و ...،

۴. مطالعهٔ خواص فیزیکی و شیمیایی سیال‌های درون مخزن،

۵. پیش‌بینی میزان نفت قابل برداشت بر اثر اجرای این طرح و همچنین موازنه مواد[2] لازم برای تزریق،

۶. برنامه‌ریزی عملیات.

---

1. Countormap
2. Material Ballance

۱-۲-۲-۲ ارزیابی تاریخچهٔ تولید مخزن

تاریخچهٔ تولید مخزن، نوع انرژی طبیعی، و میزان اثر آن بر مخزن به همراه دیگر داده‌های مخزن برآورد مناسبی از میزان بازیافت اولیه بر اثر انرژی طبیعی مخزن، با درجهٔ اطمینان فراوانی، به دست می‌دهند.

چنین برآوردی از ارزیابی و مطالعهٔ کامل زمین‌شناختی منطقه، مطالعهٔ تاریخچهٔ تغییرات فشار و دمای مخزن بر اثر استخراج سیالات درون مخزن، مطالعهٔ کامل تغییرات خواص مختلف سیالات درون مخزن (درصد مولکول)، تغییرات سطح سیالات مخزن (سطح گاز ــ نفت و آب ـ نفت) و همچنین مطالعهٔ تاریخچهٔ توسعهٔ مخزن و نحوهٔ تکمیل کردن چاه‌های آن به دست می‌آید. در صورت موجود بودن اطلاعات لازم انجام دادن رشته‌ای از محاسباتِ موازنه‌ایِ حجمیِ سیالات درون مخزن نه تنها به شناساییِ سازوکار تولید طبیعی مخزن کمک می‌کند، بلکه می‌تواند به درجهٔ اعتماد آن نسبت به اطلاعات و آمار موجود نیز بیفزاید و در عین حال، نحوهٔ توزیع سیالات مختلف در سنگ مخزن را نیز مشخص کند.

۲-۲-۲-۲ تعیین اجرایی بودن نوع روش تزریق گاز

معمولاً قابلیت کلی اجرای تزریق امتزاجی در سطح مخزن را می‌توان تعیین کرد که عوامل مؤثر در آن شامل: همگن بودن سنگ مخزن، شیب طبقه، فشار اولیه، فشار نقطهٔ حباب و فشار فعلی مخزن، دمای مخزن، خواص سیال مخزن، وضعیت درجهٔ اشباع سیالات مخزن، وضعیت هندسی و موقعیت هندسی و موقعیت چاه‌های موجود و همچنین نوع گاز طبیعی در دسترس، گازهای مایع نفت و دوری و نزدیکیِ کارخانه‌های تقطیر مواد نفتی می‌باشند. توجه دقیق به این عوامل راهنمایی‌هایی کافی در انتخاب مناسب‌ترین نوع تزریق امتزاجی به دست می‌دهد.

حداقل فشار لازم برای اجرای موفقیت‌آمیز تزریق امتزاجی با گاز غنی‌شده ۱۵۰۰ پوند بر اینچ مربع (پام) است. در نتیجه، در مخازنی حتی با فشار کمتر از ۱۵۰۰ پوند بر اینچ مربع هم موفقیت عمل را می‌توان به راحتی تضمین کرد.

اطلاعات مربوط به نوع گاز در دسترس، درصد مواد هیدروکربنی تشکیل‌دهندهٔ آن، مانند گاز مایع نفت یا پروپان، در تصمیم‌گیری در مورد نحوهٔ اجرای طرح تأثیر می‌گذارد.

اطلاعات جامع زمین‌شناسی مخـزن از عوامـل بسـیار مهـم و مـؤثر در شکسـت یـا موفقیت این نوع عملیات تزریق است. نباید به‌طور قطع انتظار داشت که تمام عواملی که در اجرای موفقیت‌آمیز عملیات تزریق امتزاجی نقش دارند با هم و در یک مخـزن جمـع شوند و همین نکته است که وظیفهٔ سازمان‌های تصمیم‌گیرنده را مشکل می‌کند.

چنانچه در تحلیل‌های اولیه شرایط حاکم بر یک مخزن نشان دهد که مخزن، بـرای اجرای این نوع عملیات مناسب نیسـت نبایـد بـه‌طـور کامـل از اجـرای عملیـات دسـت برداشت، بلکه باید با متمرکز کردن کار بر روش‌های دیگر راه حل مناسب را یافـت. بایـد همیشه به پرسش‌هایی از این قبیل پاسخ گفت:

ــ آیا ضریب بازیافت اولیه محاسبه‌شده کمتر از حد معمول و متصور نیست؟

ــ آیا حجم گاز تزریقی معادل میزان نفت تولیدی است؟

ــ آیا تزریق بیشتر گاز (بیش از معادل نفت تولیدی) باعث بالاتر رفتن فشار مخـزن می‌شود؟ و آیا با این عمل می‌توان بازده تولید را افزایش داد؟

ــ آیا اصولاً دلایل محکمی وجود دارد که این حجم گاز برای تزریق مناسب‌تر است؟

و خلاصه باید همهٔ نقاط مثبت و منفی هر طـرح را بـا طـرح‌هـای مختلـف تزریـق امتزاجی مقایسه کرد.

۳-۲-۲-۲ مطالعهٔ جامع زمین‌شناسی

یکی دیگر از مراحل این مطالعه تحلیل صحیح و آگاهی کامل از وضـعیت زمـین‌شناسـی مخزن است. از آنجا که تقریباً تمام روش‌هـای تزریـق امتزاجـی همـراه بـا تزریـق مـواد پرارزش هیدروکربنی است، باید این مرحله با دقت کامل انجام شود و وضعیت گسـل‌هـا، لایه‌های ناهمگن یا مناطق با تخلخل و نفوذپـذیری کـم شناسـایی و شـرایط حـاکم بـر مخزن از لحاظ ساختار زمین‌شناسی و هندسی دقیقاً ارزیابی شود. این اطلاعات بایـد بـه گونه‌ای باشد که در هر لحظه با اطمینان بتوان مسیر حرکت مواد تزریقـی را مشـخص و بر آن پایش از هرزروی آنها جلوگیری کرد. برای درک بیشتر سـاختار هندسـی مخـزن، بایستی نقشه‌های تغییرات ضخامت سنگ مخزن، درجهٔ تخلخـل، میـزان نفوذپـذیری، و همچنین محل لایه‌های متراکم رسی را بر اساس نمودارها و رفتار چاه‌های موجود تهیـه

کرد. داشتن این اطلاعات و همچنین اطلاعات نسبتاً دقیق در مورد میزان و درصد اشباع سیالات درون سنگ مخزن باعث آگاهی از میزان و نحوهٔ توزیع نفت اولیه در مخزن خواهد شد.

۲-۲-۴-۲ مطالعهٔ خواص فیزیکی و شیمیایی سیال‌های درون مخزن

بیشتر مراحل پیشگفته را باید قبل از هر گونه تصمیم‌گیری در مورد اقتصادی بودن عملیات تزریق مواد هیدروکربنی انجام داد. چون نتایج این عملیات بستگی تام به روابط فازهای مختلف هیدروکربن‌ها و حلّالیت آنها در یکدیگر دارد و نیز هیچ گونه روش عملی برای محاسبهٔ این روابط وجود ندارد، باید روش‌های آزمایشگاهی شبیه‌سازی شود تا به کمک آنها بتوان میزان تقریبی نفت قابل برداشت ثانویه را با عملیات تزریق امتزاجی ــ آن هم فقط در بخش‌هایی از سنگ مخزن که کاملاً با مواد امتزاجی جارو می‌شود ـــ تعیین کرد. روش معمول کار به این ترتیب است که، بر مبنای تاریخچه تولید مخزن و آزمایش‌هایی که قبلاً در مورد پتانسیل بهره‌دهی چاه‌ها انجام گرفته، برنامهٔ نمونه‌گیری از سیالات مخزن را برای تعیین ترکیب (درصد) مولکولی نفت و گاز به اجرا در می‌آورند. پس از آن آزمایش‌هایی برای اندازه‌گیری راندمان جارویی نفت با پروپان، گاز مایع نفت، گاز غنی‌شده، یا گاز معمولی با فشار زیاد در ستونی پر و متراکم شنی (به جای سنگ مخزن) در شرایط مخزن شبیه‌سازی می‌کنند. تعداد دفعات اجرای این آزمایش، نحوهٔ انجام آنها و مواد به‌کاررفته برای تزریق، همه بستگی به شرایط مخزن و دسترسی به انواع مختلف مواد تزریقی دارد.

۲-۲-۵-۲ پیش‌بینی میزان نفت برداشتی و حجم مواد لازم برای تزریق

اگرچه نسبت مغزه‌های تهیه‌شده (از نظر اندازه، توزیع جنس سنگ، قابلیت نفوذپذیری، تخلخل، و ...) برای آزمایشگاه به کلّ سنگ مخزن به اندازه‌ای کوچک است که دقیقاً نمی‌توان آن را ملاک قرار داد، لکن می‌توان از آن مانند الگوی رفتاری مخزن استفاده کرد. مقادیر اندازه‌گیری‌شده در آزمایشگاه برای میزان بازدهِ بازیافتی می‌تواند رفتار مخزن در طول زمان تزریق گاز و نیز نسبت حجم سیال تزریقی و تولیدی را با استفاده از مدل‌های شبیه‌سازی پیش‌بینی کرد.

برای دستیابی به این پیش‌بینی، به اطلاعات دقیقی از وضعیت هندسی مخزن (لایه لایه بودن و ارتباط عرضی، طولی و عمودی سنگ مخزن از لحاظ خواص نفوذپذیری و غیره)، محل حفر چاه‌ها، و بخش‌هایی از سنگ مخزن که چاه‌های تولیدی از آنجا تغذیه می‌کنند نیاز است. حجم مواد تزریقی و همچنین راندمان عملیات تزریق امتزاجی ارتباطِ مستقیمی با موقعیت و الگوی چاه‌های تولیدی و تزریقی، همگونی سنگ مخزن، وضعیت تکمیل چاه‌ها و دبی پراکندگی[1] مواد تزریقی در نفت مخزن یا گاز خشکی که بعداً به مخزن تزریق می‌شود خواهد داشت. به‌طور کلی، این نتایج برای همهٔ مخازن یکسان نیست و برای هر مخزن باید مطالعات به صورت مجزا انجام پذیرد.

برای نمونه، دکتر سعیدی با مدلی، مخزن هفتگل را شبیه‌سازی کرد و توانست تطابق تاریخچهٔ موفقی به دست آورد (این مدل سال‌ها پیش تهیه شده است). در این مدل موارد زیر در نظر گرفته شده بود:

۱. ریزش ثقلی و فرایند آشام،

۲. فرایند کامل بلوک به بلوک،

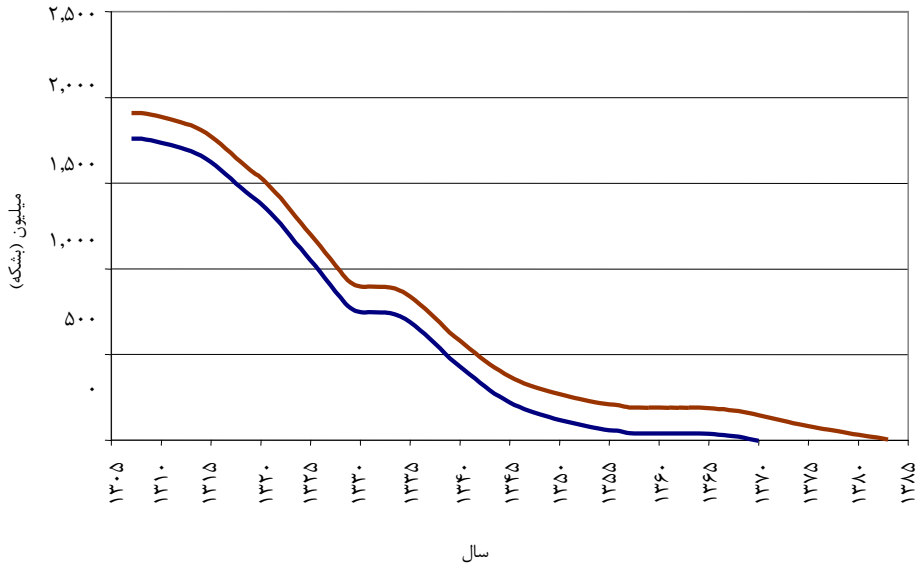
۳. وجود نداشتنِ پیوستگی موئینگی بین بلوک‌ها،

۴. پدیدهٔ جابه‌جایی در شکاف‌ها و نفوذ مولکولی بین شکاف و ماتریس.

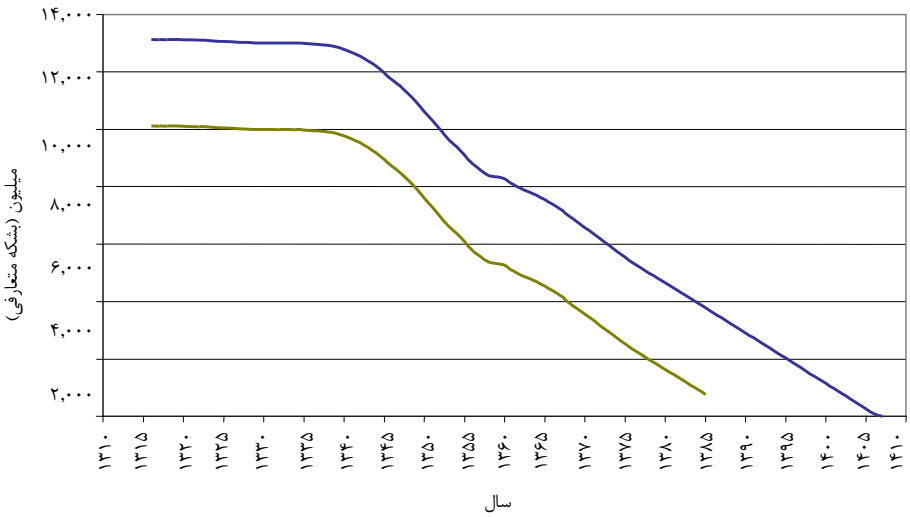
بعد از آزمایش موفقیت‌آمیز توانایی‌های مدل به کمک تاریخچهٔ تولید مخزن، پیش‌بینی رفتار مخزن در تولید طبیعی و نیز تأمین فشار با تزریق گاز به کمک مدل انجام گرفت. امروزه برداشت حدود ۱۵۴ میلیون بشکه نفت، اضافه بر تولید طبیعی نشان‌دهندهٔ درست بودن تصمیم تزریق گاز در این مخزن است، هر چند مراحل تزریق گاز صحیح و کامل انجام نشده است. مقدار کل گاز تزریقی تا سال ۱۳۸۳ برابر ۲۲/۵ میلیارد متر مکعب بوده که حدود ۱/۶۵ میلیارد متر مکعب آن برای مصارف خانگی از کلاهک گازی برداشت شده است (جمعاً ۲۰/۸۵ میلیارد متر مکعب). با این همه، همان گونه که در نمودار ۱-۲ آمده در صورتی که گاز به آن تزریق نمی‌شد، تولید طبیعی مخزن در سال ۱۳۷۰ متوقف می‌شد. در صورت صحت ضرایب بازیافت مطرح‌شده می‌توان انتظار داشت این مخزن تا سال ۱۳۸۴ به تولید خود ادامه دهد.

---

1. Diffusion



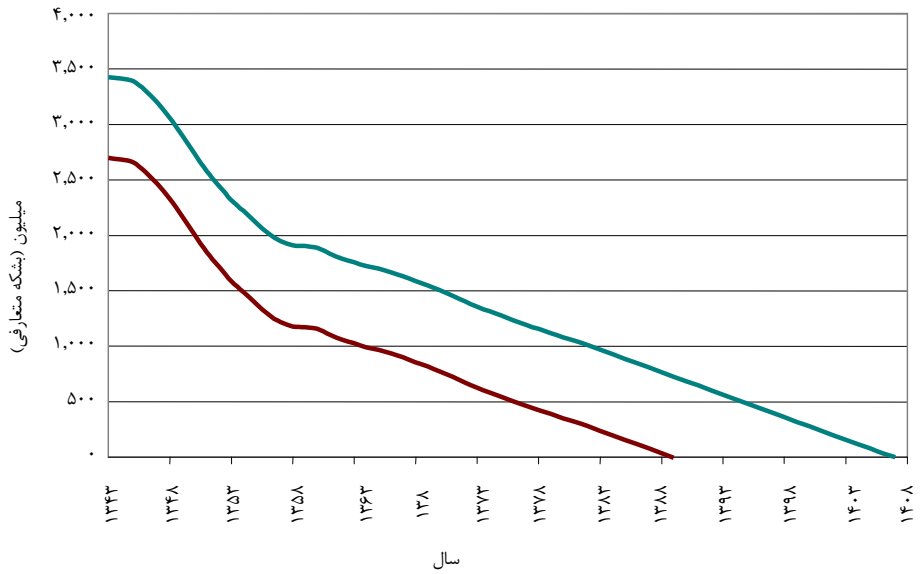
نمودار ۱-۲ مقایسهٔ نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویه در مخزن هفتگل[۱]



نمودار ۲-۲ مقایسه نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویه در مخزن گچساران

---

۱. چنانچه تولید نفت از این مخزن بعد از سال ۱۳۸۴ ادامه داشته باشد، اعداد اعلام‌شده برای تعیین ضریب بازیافت ثانویهٔ این مخزن درست نبوده و یا برآورد اولیه از حجم ذخیره درست نمی‌باشد.



نمودار ۳-۲ مقایسه نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویه در مخزن بی‌بی حکیمه

نمودارهای ۲-۲ و ۳-۲ نفت قابل استحصال تحت فرایند تولید اولیه و ثانویهٔ مخازن گچساران و بی‌بی حکیمه را بر اساس ضرایب بازیافت اولیه و ثانویهٔ اعلام‌شده از طرف شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب نشان می‌دهد. طبق پیش‌بینی‌های اعلام‌شده در صورت تولید طبیعی (بدون تزریق گاز)، فقط تا سال ۱۳۸۹ می‌توان از مخازن گچساران و بی‌بی حکیمه برداشت کرد. در صورت تزریق متناسب با تولید و صحت ضرایب بازیافت پیش‌بینی‌شده از طرف شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب، می‌توان انتظار داشت تولید این دو مخزن تا سال ۱۴۰۶ ادامه داشته باشد.

۶-۲-۲-۲ برنامه‌ریزی عملیات

در عملیاتی که همراه با تزریق گاز خشک با فشار زیاد و با عنوان تزریق امتزاجی است عمل پراکندگی فقط بین گاز خشک تزریقی و نفت مخزن انجام می‌شود. به این ترتیب، اطلاعات جامع در مورد وضعیت هندسی ساختمان مخزن کمک شایانی است به کاستن هزینهٔ عملیاتی (حفر حداقل چاه‌های تزریقی لازم) و، در همان حال، بالا بردن راندمان

تولید پس از بررسی دقیق همهٔ عوامل پیشگفته، نتایج کارهای آزمایشگاهی را می‌توان برای محاسبهٔ حجم مواد تزریقی و راندمان کار عملیات تزریق گاز به کار گرفت.

در این مورد، مهم‌ترین مسئله زمان تزریق گاز به مخزن و برنامه‌ریزی‌های عملیات مختلف ــ از جمله حفاری چاه‌های تزریقی، واحد تزریق گاز، خطوط لولهٔ گاز، و آماده کردن گاز لازم برای تزریق ــ است.

۳-۲ وضعیت تزریق گاز در کشور

میانگین مقدار نفت قابل استخراج اولیه از منابع نفتی ایران حدود ۲۵ درصد نفت موجود در مخزن است. به این معنی که با تولید طبیعی از مخزن حدود ۷۵ درصد (۳ برابر میزان نفت قابل استحصال اولیه) نفت در مخزن باقی می‌ماند.

بر اساس آمارهای رسمی منتشرشدهٔ وزارت نفت، مقدار نفت و میعانات گازی قابل استحصال از مخازن هیدروکربنی کشور معادل ۱۳۷ میلیارد بشکه است.[۱] در صورت تزریق گاز به میزان کافی می‌توان حداقل ۱۰ درصد[۲] بازیافت نفت را افزایش داد.

قیمت نفت خام در چند سال اخیر نوسانات قابل ملاحظه‌ای داشته ولی با این همه حداقل قیمت نفت خام برای سال‌های آتی را می‌توان بیش از ۵۰ دلار برای هر بشکه پیش‌بینی کرد، هر چند از نظر برخی از کارشناسان اقتصادی، با توجه به نیاز روزافزون کشورهای صنعتی و کشورهای در حال توسعه به این مادهٔ حیاتی این رقم برای دهه‌های آینده به حدود ۱۰۰ دلار در هر بشکه خواهد رسید. محاسبهٔ میزان درآمد ازدست‌رفته به علت اولویت‌بندی نکردنِ امکانات و مدیریت نادرست مخازن و استفاده نکردن از دستاوردهای علمی، بر عهدهٔ خواننده گذاشته می‌شود.

انجام فرایندهای افزایش میزان بازیافت از مخازن مستلزم پیش‌بینی عملکرد مخزن و شناخت مکانیسم‌های تولید در آن است. در مخازن ایران، که عمدتاً از نوع آهکی شکافدارند، این پیش‌بینی‌ها و مکانیسم‌ها پیچیدگی خاصی دارد. به‌طور کلی، پس از

---

۱. البته باید متذکر شد که به این آمار نمی‌توان اعتماد کرد.

۲. با تزریق برنامه‌ریزی‌شدهٔ گاز و تأمین حجم لازم از آن می‌توان راندمان خوبی از تزریق گاز به دست آورد و اعتقاد بر این است که در صورت اجرای صحیح عملیات تزریق تولید را تا ۲۰ درصد هم می‌توان افزایش داد.

مدتی بهره‌برداری از مخزن، فشار آن یا به‌عبارت دیگر انرژی طبیعی آن کاهش می‌یابد و این امر نیز منجر به افت میزان تولید نفت خواهد شد. به این دلیل باید روش‌هایی را برای تثبیت فشار مخزن یا کند کردن روند افت فشار به کار گرفت.

نتیجهٔ همهٔ بررسی‌ها و ارزیابی‌های اقتصادی در کشور حاکی از آن است که روش تزریق گاز یکی از امیدهای آینده بازیافت ثانویهٔ صنعت نفت است. در ایران، تزریق گاز به مخزن هفتگل از سال ۱۳۵۵ به صورت یکی از مناسب‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت شروع شد و در حال حاضر در ۸ مخزن دیگر در حال انجام است. در جدول ۱-۲ نام مخازنی که در حال حاضر در آنها تزریق گاز صورت می‌گیرد، آمده است. مخزن آغاجاری نیز کاندیدای تزریق گاز می‌باشد که متأسفانه هنوز طرح آن آماده نشده است.

جدول ۱-۲ فهرست مخازنی که در حال حاضر به آنها گاز تزریق می‌شود

ردیف	نام مخزن	سال شروع تزریق گاز	میزان کل گاز تزریق شده[1]	ملاحظات
۱	هفتگل	تیر ماه ۱۳۵۵	۲۰/۸۵[2]	تزریق گاز به منظور فشارافزایی شروع شد که در سال ۱۳۵۹ تزریق گاز متوقف و در سال ۱۳۶۰ با مشاهدهٔ افت فشار مجدداً از سر گرفته شد.
۲	گچساران	خرداد ماه ۱۳۵۶	۲۱۹/۹	تزریق گاز به منظور تثبیت فشار شروع شد، ولی تا اواخر سال ۱۳۸۲ هنوز ۷۳ پام[3] از فشار تثبیت (=۲۰۸۰ پام) کمتر است.
۳	لب سفید	خرداد ماه ۱۳۶۳	۷/۷۷	این مخزن کلاهک گازی نداشت و از سال ۱۳۵۷ کلاهک گازی ثانویه در آن تشکیل شد. تزریق گاز باعث تثبیت فشار نفت تا پایان سال ۱۳۶۵ شد که از آن به بعد با کم کردن میزان گاز تزریقی تغییراتی در فشار دیده شد.
۴	مارون	فروردین ماه ۱۳۶۸	۱۱۰/۸۸	تزریق گاز به منظور تثبیت فشار شروع شد که به علت آماده نبودن گاز مخازن آغار و دالان در یک دورهٔ زمانی از گاز مخزن پازنان استفاده شده است.

جدول ۱-۲ فهرست مخازنی که در حال حاضر به آنها گاز تزریق می‌شود

ردیف	نام مخزن	سال شروع تزریق گاز	میزان کل گاز تزریق شده[1]	ملاحظات
۵	کرنج	مرداد ماه ۱۳۷۱	۳۰/۴	این مخزن فاقد کلاهک گازی بوده و تزریق گاز به منظور فشارافزایی گاز تزریقی از واحدهای بهره‌برداری کرنج و پارسی و نیز پالایشگاه بیدبلند تأمین می‌شود که در فصول سرد سال از میزان تزریق کاسته می‌شود.
۶	بی‌بی حکیمه	آبان ماه ۱۳۷۴	۹/۱	تزریق گاز به منظور تثبیت فشار شروع شد. متوسط گاز تزریقی حدود ۳۳ درصد کمتر از رقم پیشنهادی بوده است.
۷	پارسی	فروردین ماه ۱۳۷۸	۱۱/۲۶	تزریق گاز به منظور تثبیت فشار شروع شد. به دلیل کم بودن میزان تزریق به نسبت تولید افت فشار مخزن همچنان ادامه دارد.
۸	کوپال	اسفند ماه ۱۳۸۰	۱/۲۷	این مخزن فاقد کلاهک گازی بوده و تزریق گاز به منظور تثبیت فشار شروع شد. گاز تزریقی حدود ۴۱ درصد کمتر از رقم پیشنهادی بوده است.
۹	رامشیر	خرداد ماه ۱۳۸۴	—	—

۱. میلیارد متر مکعب.

۲. کل گاز تزریقی برابر ۲۲/۵۰ میلیارد متر مکعب بوده که مقدار ۱/۶۵ میلیارد متر مکعب آن جهت مصارف خانگی از کلاهک گازی برداشت شده است.

3. psi

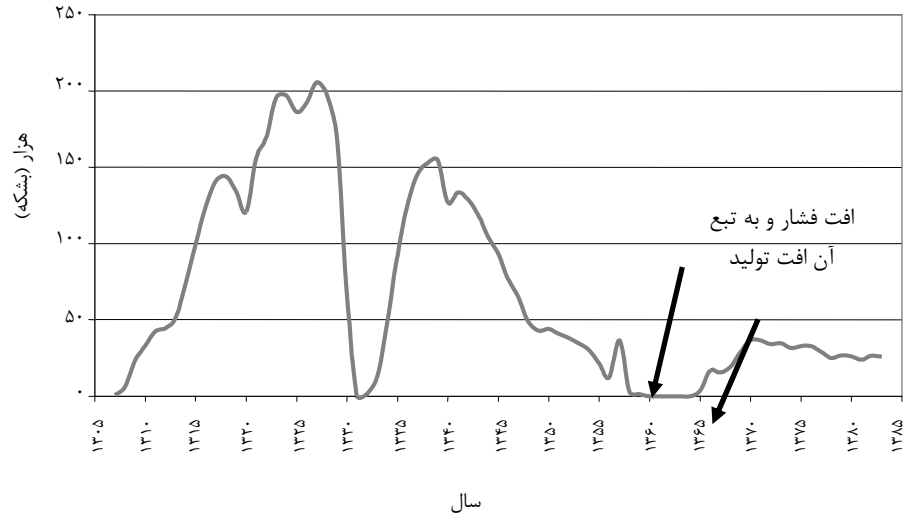
همان گونه که در ستون ملاحظات جدول ۱-۲ دیده می‌شود (گزارش شرکت ملی نفت ایران، مناطق نفت‌خیز جنوب، سال ۱۳۸۳)، به دلیل کمبود گاز در برخی نواحی، مشکلات فصلی (میزان گاز مصرفی در چهار ماه آخر سال چندین برابر سایر ماه‌ها است)،[1]

۱. به گزارش شرکت گاز، برای جبران کمبود گاز در فصول سرد از کلاهک گازی برخی از مخازن نیز کمک گرفته می‌شود.

اجرا نکردنِ زمان‌بندی صحیح طرح‌ها و مشکلاتی از این دست، تزریق گاز به مخازن طبق برنامه انجام نمی‌شود که در درازمدت ضررهای جبران‌ناپذیری در پی خواهد داشت.

در نمودارهای ۴-۲ تا ۷-۲ میانگین تولید نفت روزانهٔ برخی از مخازن جدول ۱-۲ آمده است. با نگاهی گذرا به میانگین تولید روزانهٔ مخازن به راحتی می‌توان دید که نوسانات تولید زیاد است. البته سال‌های ملی شدن صنعت نفت (حدود سال ۱۳۳۲) و آغاز جنگ تحمیلی (حدود سال ۱۳۵۹) را که تولید نفت بسیاری از مخازن قطع یا به حداقل رسید می‌توان مستثنی دانست.

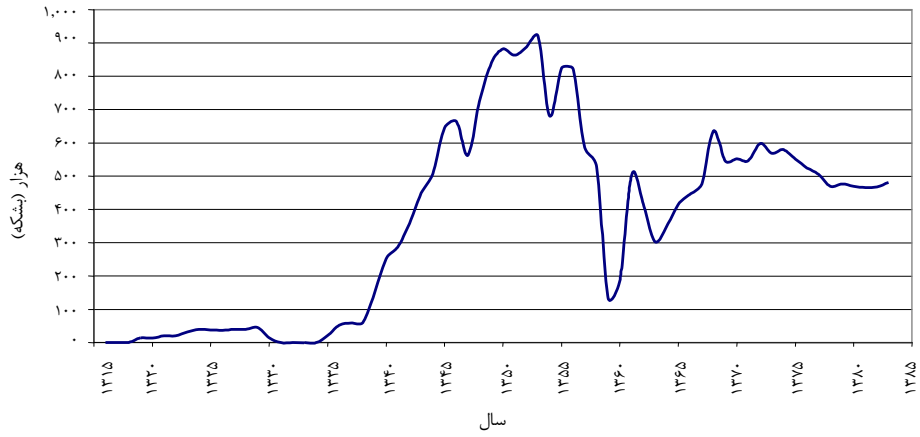
نمودار ۴-۲ میانگین تولید نفت روزانهٔ میدان هفتگل را نشان می‌دهد. در سال ۱۳۵۵، همزمان با افت تولید نفت، برنامهٔ تزریق گاز شروع شد، اما بنا به دلایلی در سال ۱۳۵۹ این عملیات قطع شد. در همین سال، به دلیل تغییر سطح گاز و نفت و نیز افت دوبارهٔ فشار چاه‌ها، تولید نفت به‌مدت حدود ۶ سال متوقف شد. البته تزریق گاز با مشاهدهٔ افت فشار از سال ۱۳۶۰ از سر گرفته شد. از سال ۱۳۶۵، این مخزن توانست به‌طور میانگین تولیدی در حدود ۲۶ هزار بشکه در روز داشته باشد.



نمودار ۴-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن هفتگل از ۱۳۰۷ تا ۱۳۸۳

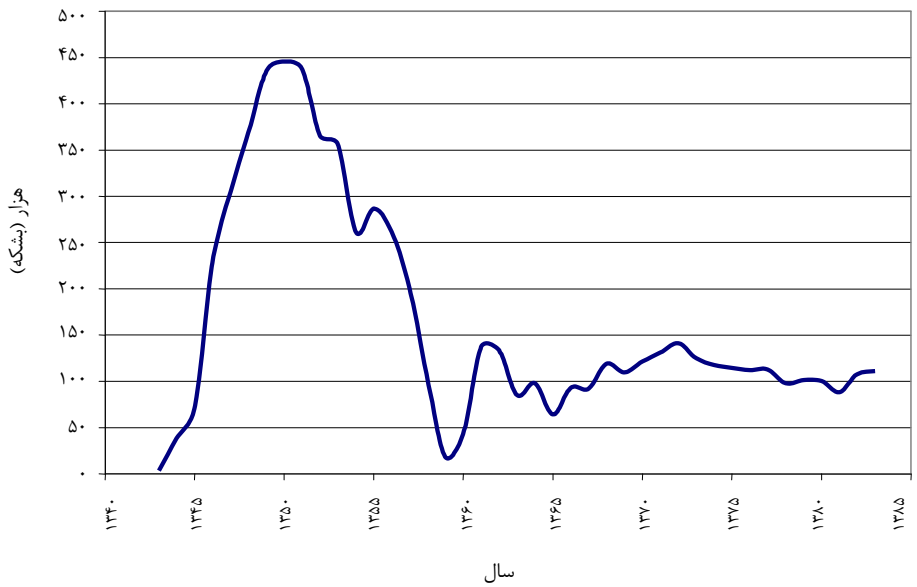
از دیگر نمونه‌های تزریق گاز می‌توان به مخزن مارون[1] اشاره کرد. به دلیل مکانیسم رانش آب و نیز بزرگ بودن حجم مخزن، افت فشار ناشی از تولید نفت به‌سرعت نمایان نمی‌شود، اما سطح آب ـ نفت در طول دورهٔ تولید تغییر کرده است.

نمودار ۵-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن مارون از ۱۳۴۵ تا ۱۳۸۳



نمودار ۶-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن گچساران از ۱۳۱۶ تا ۱۳۸۳

۱. مخزن مارون جزء مخازن بزرگ کشور است که آبده قوی دارد.



نمودار ۷-۲ میانگین تولید روزانهٔ مخزن بی‌بی حکیمه از ۱۳۴۳ تا ۱۳۸۳

۲-۴ تقسیم‌بندی میادین هیدروکربنی ایران و اولویت‌بندی آنها برای تزریق

تقسیم‌بندی‌های متفاوتی را می‌توان برای میادین هیدروکربنی ایران در نظر گرفت، اما در این گزارش به سه تقسیم‌بندی اکتفا می‌شود. همهٔ اطلاعات این بخش از گزارش سال ۱۳۸۳ شرکت ملی نفت ایران (مناطق نفت‌خیز جنوب) استنتاج شده است. در این تقسیم‌بندی‌ها مخازنی که تاکنون از آنها نفت استخراج نشده یا اطلاعات لازم در مورد آنها در دسترس نبوده، آورده نشده است. این تقسیم‌بندی‌ها به شرح زیر است:

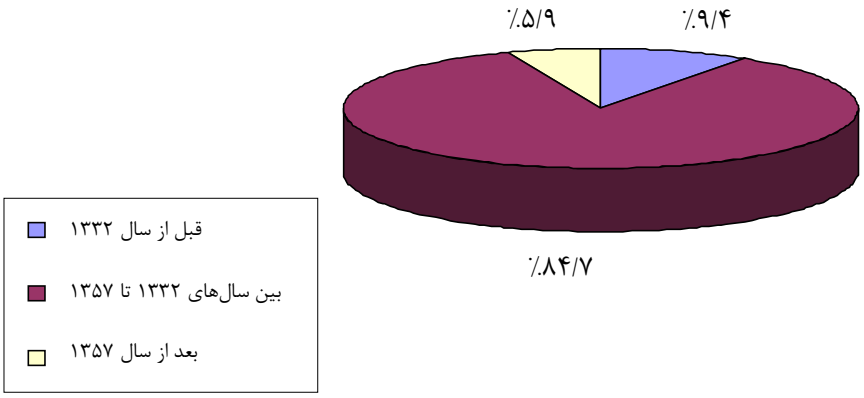
۲-۴-۱ تقسیم‌بندی بر اساس تاریخچهٔ اکتشاف میدان نفتی

تقسیم‌بندی تاریخی مخازن شامل سه گروه است (نمودار ۸-۲):

ـ گروه اول مخازن کشف‌شده بین سال‌های ۱۲۸۷ تا ۱۳۳۲ هجری شمسی (از زمان حفاری اولین چاه نفت در مسجدسلیمان تا قبل از ملی شدن صنعت نفت) که شامل ۸ مخزن بزرگ با ظرفیت حدوداً ۹۸۰۰۰ میلیون بشکه نفت در جا معادل ۹/۴ درصد از حجم مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب است. از تمامی این مخازن تولید صورت گرفته است.

ــ گروه دوم مخازن کشف‌شده بین سال‌های ۱۳۳۲ تا ۱۳۵۷ (از ملی شدن صنعت نفت تا سال پیروزی انقلاب اسلامی) که شامل ۷۲ مخزن نفت با ابعاد مختلف است که ظرفیت مجموع آنها حدوداً ۲۳۳,۰۰۰ میلیون بشکه نفت در جا بوده و معادل ۸۴/۷ درصد از مخازن نفت‌خیز جنوب است. از این مخازن ۴۷ مخزن مورد بهره‌برداری قرارگرفته‌اند.

ــ گروه سوم بعد از سال ۱۳۵۷ تاکنون که شامل ۵ مخزن نفت با ظرفیت حدود ۲۰۰۰ میلیون بشکه نفت در جا، معادل ۵/۹ درصد از مخازن نفت مناطق نفت‌خیز جنوب است.



نمودار ۸-۲ درصد تعداد مخازن کشف‌شده بر اساس سال اکتشاف آنها

با کشف مخزنی جدید احتمال کشف مخازن بعدی کم می‌شود، اما همان گونه که نمودار نشان می‌دهد، تلاش بعد از انقلاب برای کشف ذخایر نفت به‌شدت کاهش یافته و در مقام مقایسه با بالا رفتن سطح فنّاوری به هیچ وجه رضایت‌بخش نیست.

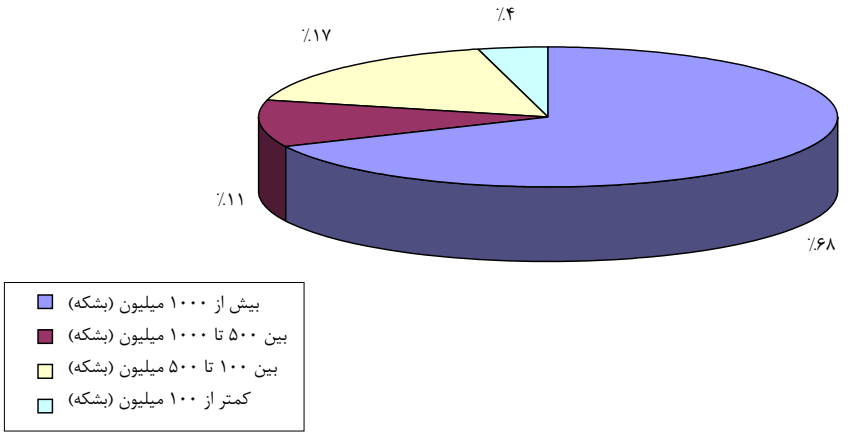
۲-۴-۲ تقسیم‌بندی بر اساس حجم ذخیرهٔ باقیمانده

این تقسیم‌بندی بر اساس حجم ذخایر باقیمانده انجام شده که شامل چهار گروه است:

ــ مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بیش از ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی،

ـ مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی،
ـ مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی،
ـ مخازن دارای ذخیرهٔ نفت کمتر از ۱۰۰ میلیون بشکهٔ نفت متعارفی.

هدف از ارائهٔ این تقسیم‌بندی نگاهی دوباره به اولویت‌های سرمایه‌گذاری در شرکت ملی نفت ایران است. با توجه به اندازه و حجم مخازن کشور، افزایش تولید یا بالا بردن طول عمر مخازن چه با حفاری چاه‌های جدید یا تزریقی و چه با مطالعات و برنامه‌ریزی‌های تولید، از نظر اقتصادی تفاوت زیادی بین گروه اول و چهارم وجود دارد و توجه بیشتر به گروه اول قطعاً به نفع کشور خواهد بود.



نمودار ۹-۲ درصد نفت باقیمانده بر اساس اندازهٔ میادین نفتی در گروه‌های مختلف

۱-۲-۴-۲ گروه اول: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بیش از ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

۷ مخزن در این گروه قرار می‌گیرند که مجموع حجم ذخیرهٔ باقیماندهٔ آنها معادل ۱۶,۸۰۰ میلیون بشکه متعارفی برابر ۶۸ درصد از کل مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب است (جدول ۲-۲).

جدول ۲-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بیش از ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیرهٔ باقیمانده (میلیون بشکه متعارفی)	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکهٔ متعارفی)	ضریب بازیافت
۱	اهواز ـ آسماری	۴,۱۹۳	۲۶,۲۹۳	۹/۵۰
۲	اهواز ـ بنگستان	۲,۵۹۶	۳۱,۵۷۰	۸/۱۰
۳	پازنان ـ آسماری	۱,۱۳۲	۶,۱۴۵	۱/۳۰
۴	رگ سفید ـ آسماری و بنگستان	۱,۷۳۴	۱۶,۵۲۳	۹/۲۰
۵	کرنج ـ آسماری ـ پابده	۱,۲۳۱	۱۰,۰۰۰	۳۱
۶	گچساران ـ آسماری و بنگستان	۲,۶۷۱	۴۸,۱۰۰	۲۱
۷	مارون ـ آسماری	۳,۲۵۸	۴۲,۹۰۰	۸/۲۶
جمع کل		**۱۶،۸۱۵**	**۱۸۱،۵۳۱**	**ـ**

۲-۲-۴-۲ گروه دوم: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

۵ مخزن در این گروه قرار می‌گیرند که حجم ذخیرهٔ باقیماندهٔ آنها معادل ۲۸۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی برابر ۱۱ درصد از کل مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب است (جدول ۳-۲).

جدول ۳-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیرهٔ باقیمانده (میلیون بشکهٔ متعارفی)[1]	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکهٔ متعارفی)	ضریب بازیافت
۱	آب تیمور ـ ایلام	۵۰۹	۵,۸۶۸	۱۰/۱
۲	آب تیمور ـ سروک	۵۰۴	۵,۷۸۲	۱۰/۲
۳	آغاجاری ـ آسماری و بنگستان	۶۳۰	۲۸,۰۹۶	۳۴/۹

1. Stock Tank Barrel Oil (STBOil)

جدول ۳-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیرهٔ باقیمانده (میلیون بشکهٔ متعارفی)[1]	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکهٔ متعارفی)	ضریب بازیافت
۴	پارسی ـ آسماری	۶۴۰	۱۰,۹۸۰	۱۹/۶
۵	منصوری ـ آسماری	۵۰۴	۲,۹۰۵	۲۹/۳
جمع کل		**۲،۷۸۷**	**۵۳،۶۳۱**	–

۳-۲-۴-۲ گروه سوم: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

۱۹ مخزن با ابعاد مختلف که حجم ذخیرهٔ باقیماندهٔ آنها معادل ۴۲۰۰ میلیون بشکه متعارفی برابر ۱۷ درصد از کل مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب است (جدول ۴-۲).

جدول ۴-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیرهٔ باقیمانده (میلیون بشکهٔ متعارفی)	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکهٔ متعارفی)	ضریب بازیافت
۱	بی‌بی حکیمه ـ آسماری/ بنگستان	۳۳۳	۱۵,۲۹۹	۱۷/۷
۲	بینک ـ بنگستان	۲۴۲	۲,۸۹۰	۲۲
۳	خویز	۱۰۶	۱,۳۲۲	۸/۱
۴	دارخوین[1]	۲۸۲	۲,۸۹۴	۱۰
۵	رامشیر ـ آسماری	۲۳۶	۱,۵۷۰	۲۶/۹

۱. بر اساس آخرین مطالعات مخزن، میزان ذخیرهٔ نفت در جا STBOIL بین ۳/۵ تا ۴ میلیارد بشکه است که با احتساب ضریب بازیافت ۳۵ درصد میزان نفت قابل استحصال ۱/۴ میلیارد بشکه پیش‌بینی می‌شود.

جدول ۴-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیرهٔ باقیمانده (میلیون بشکهٔ متعارفی)	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکهٔ متعارفی)	ضریب بازیافت
۶	زاغه ـ پابده	۱۹۴	۱,۲۴۹	۱۵/۵
۷	زیلایی ـ آسماری بالایی	۳۰۲	۱,۹۸۶	۱۵/۶
۸	شادگان ـ آسماری بالایی	۱۹۵	۱,۱۲۰	۲۷/۷
۹	شادگان ـ آسماری پایینی	۱۹۷	۷۸۲	۴۲/۳
۱۰	قلعه نار	۲۱۰	۱,۹۳۸	۱۳/۲
۱۱	کوپال ـ آسماری	۲۵۴	۵,۳۰۰	۱۲/۲
۱۲	کوپال ـ بنگستان	۲۱۷	۳,۲۳۴	۱۰
۱۳	کیلور کریم ـ آسماری	۱۶۴	۲,۷۳۱	۶
۱۴	لالی ـ بنگستان	۱۰۵	۲,۲۶۶	۵/۶
۱۵	لب سفید ـ آسماری	۱۰۸	۱,۳۶۴	۲۲
۱۶	مارون ـ بنگستان	۱۶۵	۳,۳۵۰	۷
۱۷	منصوری ـ ایلام	۵۰۴	۲,۱۴۵	۹
۱۸	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۲۱۷	۱,۵۴۶	۱۵/۷
۱۹	نفت سفید ـ آسماری	۱۷۹	۲,۲۱۷	۲۶/۲
جمع کل		**۴،۲۰۹**	**۵۵،۲۰۴**	–

۴-۲-۴-۲ گروه چهارم: مخازن دارای ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ کمتر از ۱۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

۲۸ مخزن با مجموع ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ حدوداً ۹۵۰ میلیون بشکهٔ متعارفی برابر ۴ درصد از کل مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب است (جدول ۵-۲).

جدول ۵-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ کمتر از ۱۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیره باقیمانده (میلیون بشکه متعارفی)	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکه متعارفی)	ضریب بازیافت
۱	اهواز ـ خامی	۵۵	۳۶۶	۱۵
۲	چلینگر	۹۹	۱۶۶۷	۱۰
۳	رامین ـ آسماری	۸۸	۱۴۲۲	۷
۴	منصورآباد ـ آسماری	۸۳	۱۰۳۱	۸/۱
۵	رودک ـ خلیج/ فهلیان	۶۲	۴۷۲	۱۳/۱
۶	گلخاری ـ آسماری/ جهرم	۶۰	۱۴۵۱	۷
۷	رامشیر ـ بنگستان	۵۲	۴۶۸	۱۲
۸	گچساران ـ خامی	۵۱	۳۴۵	۱۵/۱
۹	سولابدر ـ خامی بالایی	۵۰	۳۲۹	۱۶/۱
۱۰	سیاه مکان ـ بنگستان	۴۲	۹۳۰	۵/۱
۱۱	کیلور کریم ـ بنگستان	۴۰	۸۰۶	۵
۱۲	چهار بیشه ـ آسماری	۳۶	۲۳۷/۴	۱۵/۳
۱۳	کارون ـ آسماری	۳۶	۸۰۸	۶/۳
۱۴	کبود ـ آسماری	۳۰	۲۰۱	۱۴/۹
۱۵	پلنگان	۲۶	۲۵۴	۱۰/۲
۱۶	گرنگان ـ خامی	۲۵	۵۰۳	۷/۴
۱۷	مسجدسلیمان ـ آسماری ـ پابده	۲۱	۶۵۸۰	۱۷/۷
۱۸	زیلایی ـ آسماری پایینی	۱۸	۱۷۹	۱۰/۱
۱۹	نفت سفید ـ بنگستان	۱۶	۶۶۳	۱۴
۲۰	بینک ـ آسماری	۱۱	۹۱/۷۲	۱۵/۲
۲۱	کبود ـ سروک	۱۱	۱۱۲	۹/۸
۲۲	چهار بیشه ـ کژدمی/ داریان	۱۰	۱۲۰	۸/۳
۲۳	گلخاری ـ خلیج	۱۰	۹۹	۱۰/۱
۲۴	چهار بیشه ـ خلیج ـ فهلیان	۹	۸۹	۱۰/۱

جدول ۵-۲ مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب با ذخیرهٔ نفت باقیماندهٔ کمتر از ۱۰۰ میلیون بشکهٔ متعارفی

ردیف	نام مخزن	ذخیره باقیمانده (میلیون بشکه متعارفی)	حجم نفت در جای اولیه (میلیون بشکه متعارفی)	ضریب بازیافت
۲۵	پرسیاه	۵	۳۴۰	۱۲/۱
۲۶	گلخاری ـ داریان پایینی	۴	۳۹	۱۰/۳
۲۷	سوسنگرد ـ آسماری	۲	۱۴	۱۴/۳
۲۸	لالی ـ آسماری	۰	۱۱۸۳	۵/۹
جمع کل		**۹۵۲**	**۲۰،۸۰۰**	**ـــ**

۳-۴-۲ تقسیم‌بندی بر اساس فشار نقطهٔ حباب[1] مخزن

هدف از این تقسیم‌بندی تعیین اولویت‌ها برای تزریق گاز در دورهٔ زمانی بیست سال آینده است. این تقسیم‌بندی بر اساس فشار نقطهٔ حباب مخزن انجام شده که بر طبق تعریف به فشار و دمایی اطلاق می‌شود که در آن اولین حباب گاز در نفت ایجاد شود. به‌عبارت دیگر، با توجه به ثابت بودن تقریبی دما و نیز ترکیب اجزای مخزن (در حجم مخزن) افت فشار مخزن بر اثر تولید نفت باعث می‌شود اولین حباب گاز محلول در نفت در دما و فشار خاصّی از آن جدا شود (نقطهٔ B در شکل ۳-۲) که به آن نقطهٔ حباب می‌گویند.

به همین منظور، سال ۱۴۰۴[2] هجری شمسی (۲۰۲۵) مبنا در نظر گرفته شد و دو گروه به صورت کلی زیر تعریف شد:

ـــ گروه اول، مخازنی که تا سال ۱۴۰۴هجری شمسی به صورت زیر اشباع‌اند یا طی این سال‌ها به اشباع می‌رسند.

ـــ گروه دوم مخازنی که تا سال ۱۴۰۴ هجری شمسی به صورت اشباع‌اند.

در صورت ادامهٔ تولید از این مخازن طی این دورهٔ بیست‌ساله، باید مطالعه‌ای جامع، به‌ویژه نسبت به فشار مخزن و آزمایش‌های فشار ـ حجم ـ دما[3] انجام گیرد. همچنین،

---

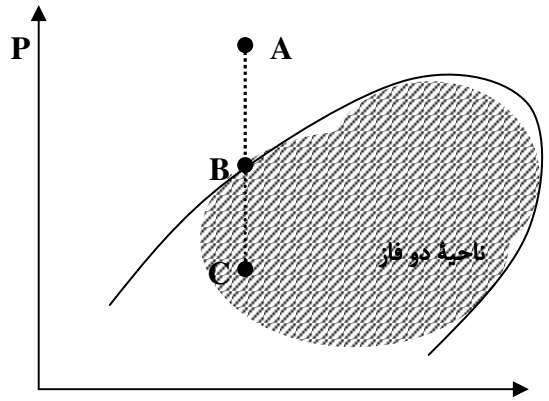
1. Bubble Point

۲. سال ۱۴۰۴ هجری شمسی سال چشم‌انداز بیست‌ساله خواهد بود.

3. Pressure Volume Temprature (PVT)

در پیش‌فرض این تقسیم‌بندی، روند تولید از مخـازن تـا ۲۰ سـال آینـده (سـال ۱۴۰۴ هجری شمسی) ثابت در نظر گرفته شده است. فشار مخازن نفتـی زیـر اشـباع بـالاتر از نقطهٔ حباب نفت بوده و کلاهک گازی نداشته، و نفت در این مخازن به صورت تـک فـاز (فقط نفت) وجود دارد.

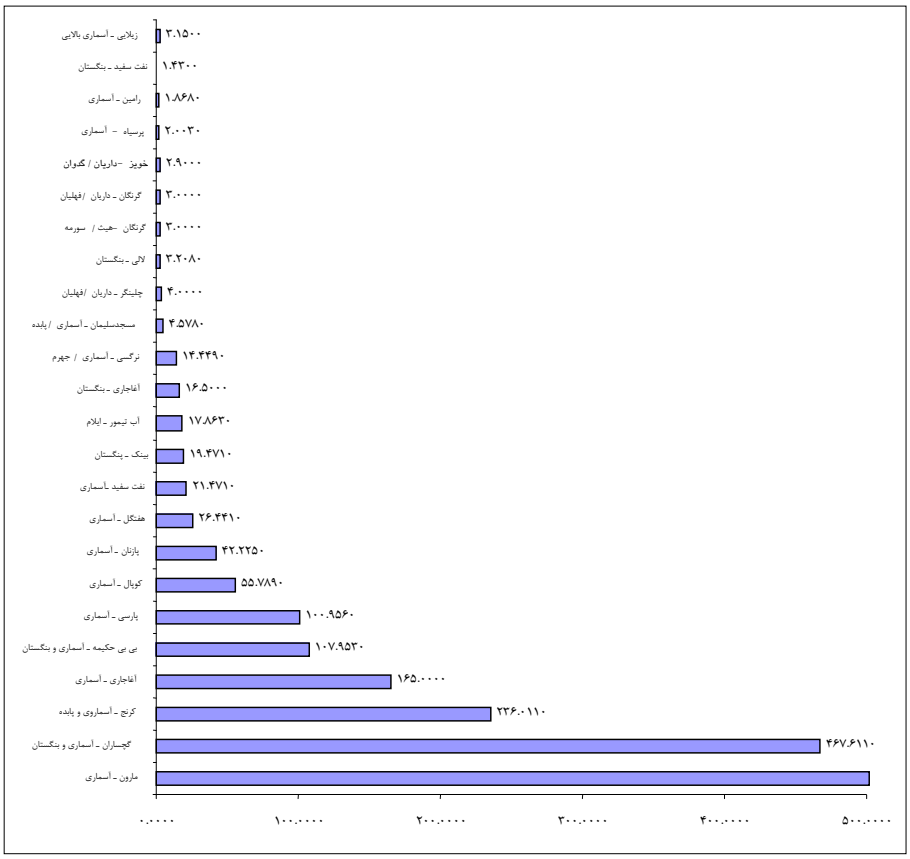
در شکل ۳-۲ در صورتی که مخزن در شرایط دما و فشار نقطهٔ A قرار داشته باشد، مخزن در حالت اشباع و به صورت تک فاز (نفت) است. چنانچه بر اثر تولید، افـت فشـار مخزن از نقطهٔ A به نقطه B برسد، اولین حباب‌های گاز تشکیل مـی‌شـود و ایـن نقطـهٔ شروع دوفازی شدنِ مخزن است. با ادامهٔ تولید از مخزن، افت فشار بیشتر مـی‌شـود و در نتیجه میزان گاز متصاعدشده هم افزایش می‌یابد تا آنجا که در نقطه‌ای مانند C کلاهک گازی در مخزن تشکیل می‌شود. تا زمانی که فشار مخزن بـالای فشـار نقطـهٔ حبـاب آن باشد، می‌توان نفت بیشتری برداشت کرد و به این ترتیب بهترین و مناسـب‌تـرین زمـان برای تزریق گاز در حدود نقطهٔ B یا قبل از بزرگ شدن کلاهک گازی است.



شکل ۳-۲ منحنی فشار و دما برای مخازن هیدروکربنی

بررسی انجام‌شده بر اساس داده‌های کتاب مخازن سـال ۱۳۸۳ شـرکت ملـی نفـت ایران (مناطق نفت‌خیز جنوب)، از ۶۲ مخزن نفت، حاکی است که هم‌اکنـون ۱۷ مخـزن زیر نقطهٔ حباب (دو فاز نفت و گاز و به‌عبارت دیگر کلاهک گازی در حال شکل‌گیری اسـت)

قرار دارند و ۷ مخزن دیگر (جمعاً ۲۴ مخزن) تا بیست سال آینده بـه زیـر نقطـهٔ حبـاب خواهند رسید. مجموع نفت در جای اولیهٔ این مخازن در حدود ۶۸ درصد از حجـم کـل مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب را در بر می‌گیرد. فهرست مخازنی کـه زیـر نقطـهٔ حبـاب قرار دارند و مقدار تولید نفت روزانه از آنها، در نمودار ۱۰-۲ آمده است.



نمودار ۱۰-۲ دبی روزانهٔ مخازن در اولویت تزریق

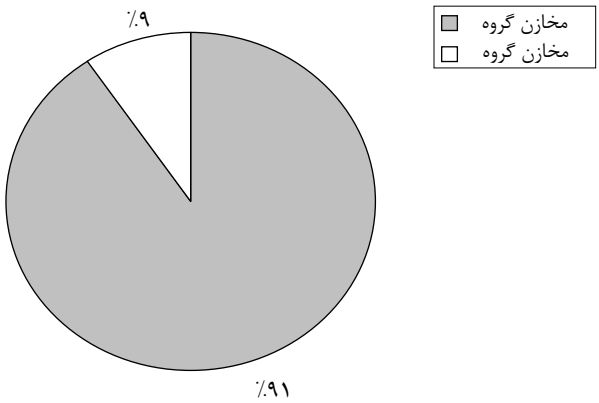
همان گونه که در نمودار ۱۰-۲ مشاهده می‌شود، در حال حاضر روزانـه حـدود ۱/۸ میلیون بشکه نفت تولیدی کشور مربوط به مخازنی است که در اولویت تزریق قرار دارند.

اگرچه برنامهٔ تزریق گاز از قبل از انقلاب برای بعضی از مخازن وجود داشته ولی بررسی‌ها مشخص می‌کند که میزان گاز تزریقی نسبت به برداشت نفت کمتر بوده و در بیشتر موارد تزریق طبق برنامه انجام نگرفته است. با نگاهی به اندازهٔ مخازن (بر اساس تقسیم‌بندی انجام‌شدهٔ قبلی) و نگاهی به اختلاف تولید مخازن مختلف در این نمودار می‌توان آنها را به دو گروه تقسیم کرد.

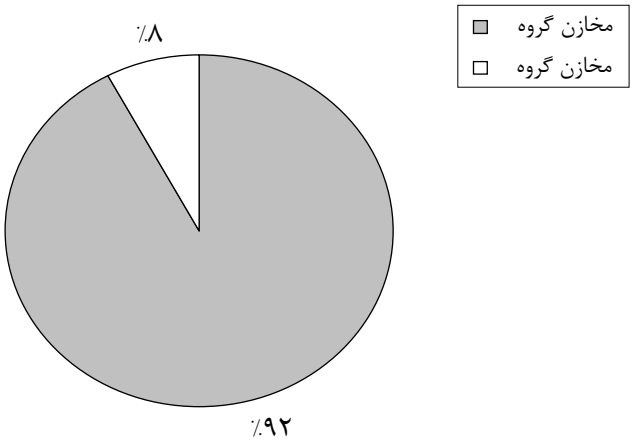
جدول ۶-۲ تقسیم‌بندی مخازن با اولویت تزریق بر اساس تولید نفت

مخازن گروه ۱		**مخازن گروه ۲**	
نام مخزن	**تولید روزانهٔ نفت (بشکه در روز)**	**نام مخزن**	**تولید روزانهٔ نفت (بشکه در روز)**
مارون ـ آسماری	۵۰۱,۷۷۳	هفتگل ـ آسماری	۲۶,۴۴۱
گچساران ـ آسماری و بنگستان	۴۶۷,۶۱۱	نفت سفید ـ آسماری	۲۱,۴۷۱
کرنج ـ آسماری و پابده	۲۳۶,۰۱۱	بینک ـ بنگستان	۱۹,۴۷۱
آغاجاری ـ آسماری	۱۶۵,۰۰۰	آب تیمور ـ ایلام	۱۷,۸۶۳
بی‌بی حکیمه ـ آسماری و بنگستان	۱۰۷,۹۵۳	آغاجاری ـ بنگستان	۱۶,۵۰۰
پارسی ـ آسماری	۱۰۰,۹۵۶	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۱۴,۴۴۹
کوپال ـ آسماری	۵۵,۷۸۹	مسجدسلیمان ـ آسماری/ پابده	۴,۵۷۸
پازنان ـ آسماری	۴۲,۲۲۵	چلینگر ـ داریان/ فهلیان	۴,۰۰۰
		لالی ـ بنگستان	۲,۳۰۸
		گرنگان ـ هیث/سورمه	۳,۰۰۰
		گرنگان ـ داریان/ فهلیان	۳,۰۰۰
		خویز ـ داریان/ گدوان	۲,۹۰۰
		پرسیاه ـ آسماری	۲,۰۰۳
		رامین ـ آسماری	۱,۸۶۸
		نفت سفید ـ بنگستان	۱,۴۳۰
		زیلایی ـ آسماری بالایی	۳۱۵
جمع کل	**۱,۶۷۷,۳۱۸**		**۱۴۲,۴۹۷**

در جدول ۶-۲ نام مخازن و مقدار تولید آنها آمده است. مخازن گروه ۱ بـه تنهـایی روزانه حدود ۱/۷ میلیون بشکه نفت معادل ۹۲ درصد از تولید نفت مخازن انتخـاب‌شـده برای تزریق را در بر می‌گیرد. همچنین این مقدار تولید حدود ۴۰ درصـد نفـت تولیـدی فعلی کشور است. نمودارهای ۱۱-۲ و ۱۲-۲ مقایسهٔ مقدار تولید نفـت و گـاز لازم بـرای تزریق روزانه را در دو گروه نشان می‌دهد.



نمودار ۱۱-۲ مقایسهٔ مقدار تولید نفت روزانه بین گروه‌های ۱ و ۲



نمودار ۱۲-۲ مقایسهٔ مقدار گاز تزریقی روزانه بین گروه‌های ۱ و ۲

۲-۵ بررسی عملکرد تولید مخازن نفت و گاز ایران (سناریوی بدون تزریق گاز و سناریوی با تزریق گاز)

۲-۵-۱ بررسی عملکرد تولید مخازن نفت (بدون تزریق گاز)

۱۷ مخزن از ۲۴ مخزن انتخاب‌شده برای تزریق در سال ۱۳۵۶ در حال تولید بوده‌اند و متوسط تولید روزانهٔ آنها حدود ۳/۷ میلیون بشکه در روز بوده که در سال ۱۳۸۳ (بعد از ۲۷ سال) مقدار تولید این مخازن به ۱/۷۵ میلیون بشکه در روز افت کرده است (کمتر از نصف).[۱] در صورتی که گاز به مخازن نفتی تزریق نشود، با توجه به افت فشار مخازن، با افت تولید نفت مواجه خواهیم بود. برای محاسبهٔ میزان افت تولید، روش‌های متفاوتی وجود دارد. روش تحلیل نمودارهای کاهشی یکی از رایج‌ترین روش‌های تحلیل روند تولید مخازن نفت و گاز است. برخلاف روش‌های حجمی و شبیه‌سازی مخازن که آنها را از همان ابتدای تولید از مخازن می‌توان به کار برد، از روش نمودارهای کاهشی تا زمانی که تولید قابل ملاحظه‌ای از مخزن نشده باشد نمی‌توان استفاده کرد. این روش معمولاً برای تخمین میزان بازیافت نفت و گاز و نیز پیش‌بینی عملکرد بر مبنای داده‌های تولید مخازن به کار گرفته می‌شود. اساس تحلیل این نمودارها بر تاریخچهٔ عملکرد تولید گذشته (تولید واقعی در زمان) برای پیش‌بینی میزان تولید آینده است.

به‌همین منظور مخازن اولویت‌بندی‌شده بر اساس فشار نقطهٔ حباب مخزن برای ارزیابی با این روش انتخاب شده‌اند. از مفروضات این روش ثابت بودن و تغییر نکردنِ شرایط تولید از چاه‌هاست. بررسی تاریخچهٔ تولید مخازن اولویت‌بندی‌شده تا سال ۱۳۸۳[۲] آشکار می‌کند که افت تولید این مخازن به‌طور تقریبی از ۱/۹۴ تا ۵/۱ متغیر بوده[۳] که می‌توان به صورت خوش‌بینانه و بدبینانه میانگین مقدار افت تولید نفت در بیست سال آینده را بدون در نظر گرفتن تزریق گاز یا حفر چاه‌های جدید و یا تعمیر، با چهار پیش‌فرض افت تولید سالیانهٔ ۲ درصد، ۳ درصد، ۴ درصد، و ۵ درصد محاسبه کرد.

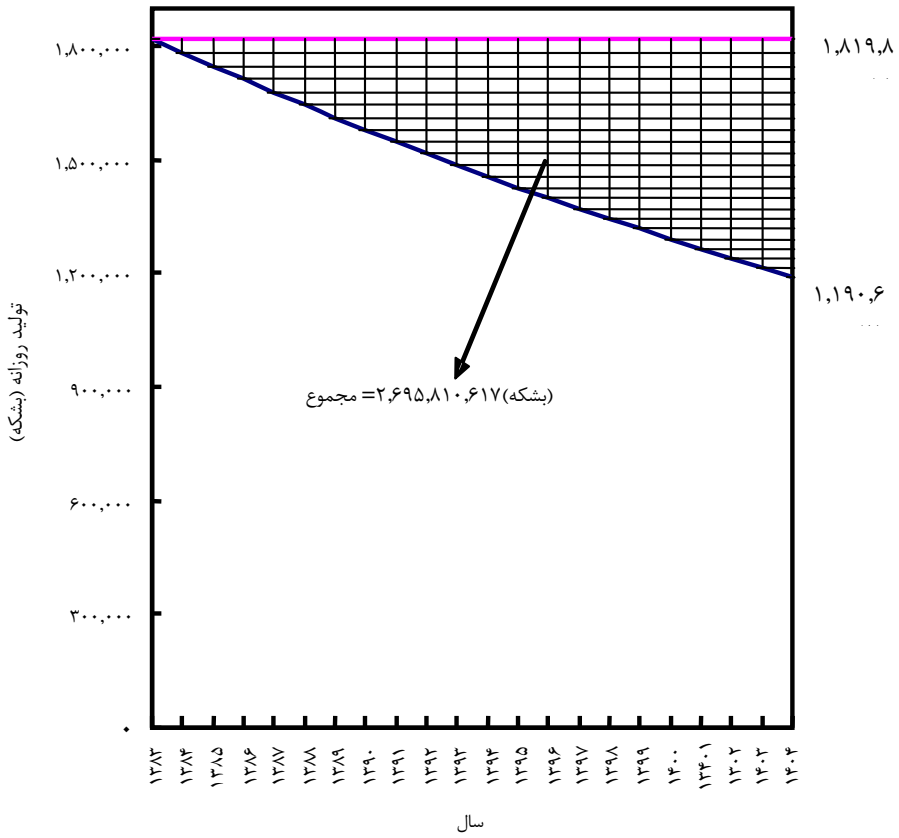
---

۱. تاریخچهٔ تولید مخازن نفت، شرکت ملی نفت ایران.

۲. اطلاعات دریافتی از شرکت ملی نفت ایران مربوط به کتاب مخازن سال ۱۳۸۲ است.

۳. همچنین مقادیر افت تولید با رسم نمودارهای کاهشی برای هر مخزن به دست آمده که برای دقت بیشتر به برنامه‌های آتی مهندسی نفت برای این مخازن نیازمند است.

در نمودار ۱۳-۲ مقدار افت تولید در طول بیست سال آینده با ضریب افت تولید، ۲ درصد آمده است. در صورت تزریق نکردن به‌موقعِ گاز، مقدار تولید مخازن از میـزان ۱/۸ میلیون بشکه تولید روزانهٔ فعلی (مربوط به ۲۴ مخزن[1] اولویت‌بندی‌شده) به حدود روزانه ۱/۲ میلیون بشکه در سال ۱۴۰۴ خواهد رسید. حجـم نفـت دور از استحصـال در طـول بیست سال آینده، در صورت تزریق نکردن گاز، برابر ۲۶۹۵ میلیون بشـکه (حـدوداً ۲/۷ میلیارد بشکه) است (جدول ۷-۲).



نمودار ۱۳-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۲ درصد)

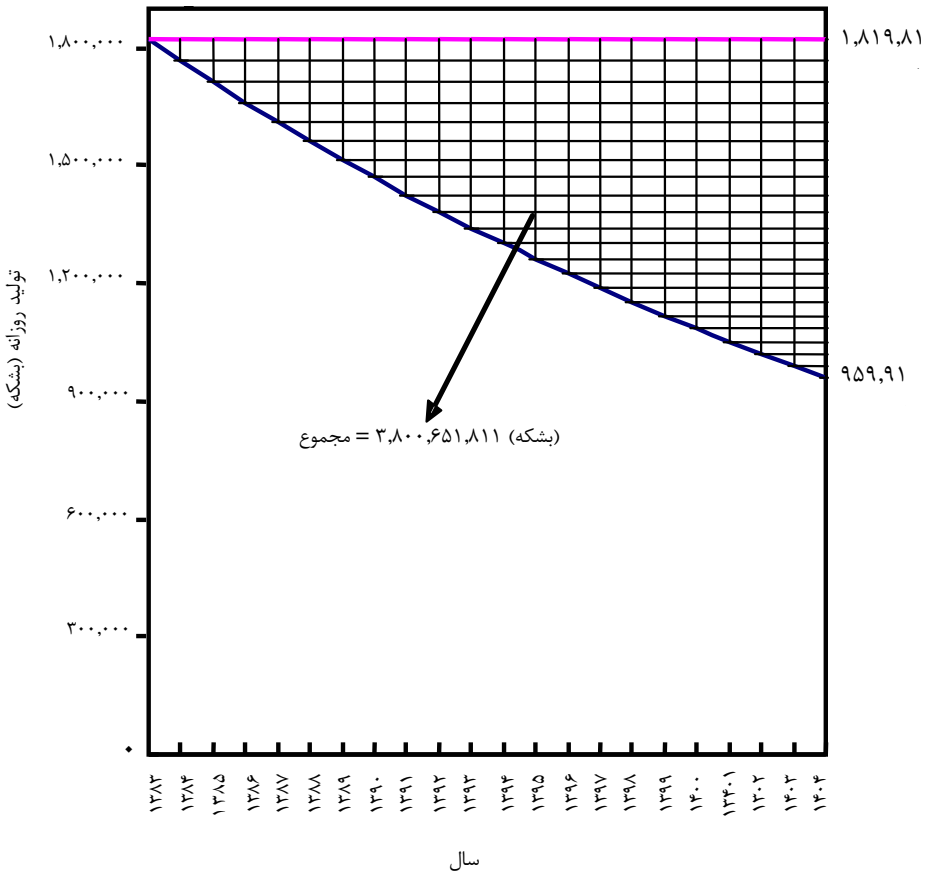
---

۱. نام این مخازن در جدول ۶-۲ ذکر شده است.

جدول ۷-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۲ درصد) به تفکیک سال

سال	تولید سالیانه در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۲ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ۲ درصد) میلیون بشکه استاندارد
۱۳۸۳	۶۶۴/۲۳	۰
۱۳۸۴	۶۵۰/۹۵	۱۳/۲۸
۱۳۸۵	۶۳۷/۹۳	۲۶/۳
۱۳۸۶	۶۲۵/۱۷	۳۹/۰۶
۱۳۸۷	۶۱۲/۶۷	۵۱/۵۷
۱۳۸۸	۶۰۰/۴۱	۶۳/۸۲
۱۳۸۹	۵۸۸/۴۱	۷۵/۸۳
۱۳۹۰	۵۷۶/۶۴	۸۷/۶
۱۳۹۱	۵۶۵/۱	۹۹/۱۳
۱۳۹۲	۵۵۳/۸	۱۱۰/۴۳
۱۳۹۳	۵۴۲/۷۳	۱۲۱/۵۱
۱۳۹۴	۵۳۱/۸۷	۱۳۲/۳۶
۱۳۹۵	۵۲۱/۲۳	۱۴۳/۰۰
۱۳۹۶	۵۱۰/۸۱	۱۵۳/۴۲
۱۳۹۷	۵۰۰/۵۹	۱۶۳/۶۴
۱۳۹۸	۴۹۰/۵۸	۱۷۳/۶۵
۱۳۹۹	۴۸۰/۷۷	۱۸۳/۴۶
۱۴۰۰	۴۷۱/۱۵	۱۹۳/۰۸
۱۴۰۱	۴۶۱/۷۳	۲۰۲/۵۰
۱۴۰۲	۴۵۲/۵	۲۱۱/۷۴
۱۴۰۳	۴۴۳/۴۵	۲۲۰/۷۹
۱۴۰۴	۴۳۴/۵۸	۲۲۹/۶۵
جمع کل	**۱۱،۹۱۷/۳۰**	**۲،۶۹۵/۸۱**

در نمودار ۱۴-۲ مقدار افت تولید در طول بیست سال آینده با ضریب افت ۳ درصد آمده است. در صورت تزریق کردن به‌موقعِ گاز، مقدار تولید مخازن از میزان ۱/۸ میلیون بشکه تولید فعلی (مربوط به ۲۴ مخزن اولویت‌بندی‌شده) به حدود یک میلیون بشکه در سال ۱۴۰۴ خواهد رسید. حجم نفت غیرقابل استحصال در طول این بیست سال در صورت تزریق نکردن گاز برابر ۳۸۰۰ میلیون بشکه (۳/۸ میلیارد بشکه) است (جدول ۸-۲).

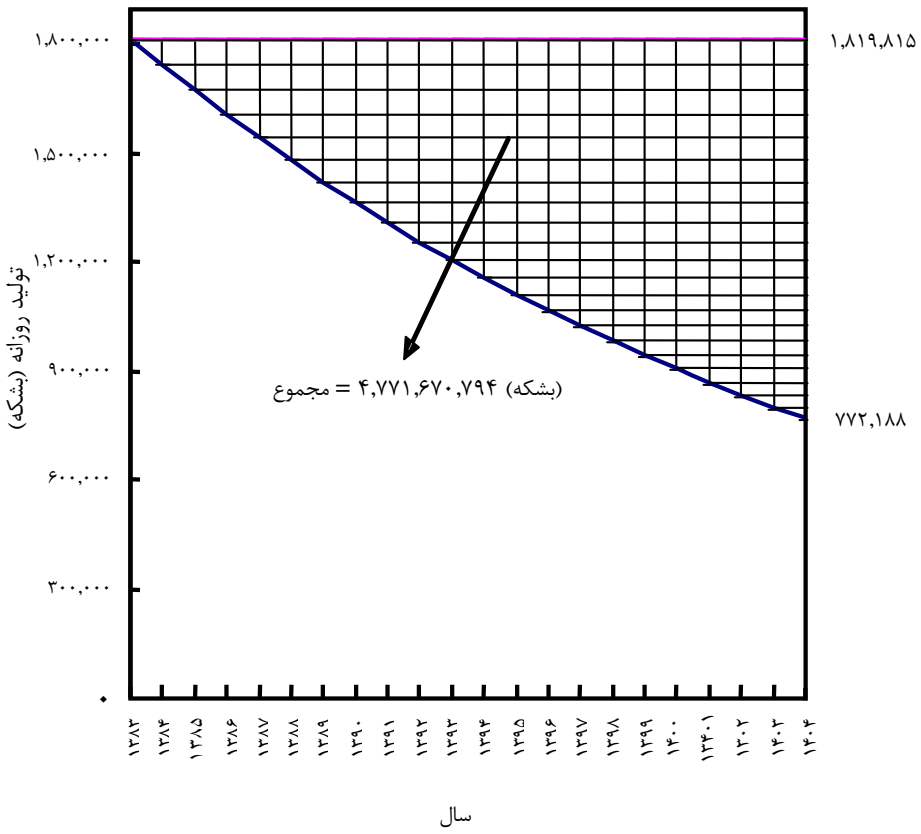


نمودار ۱۴-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۳ درصد)

جدول ۸-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۳ درصد) به تفکیک سال

سال	تولید سالیانه در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۳ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ۳ درصد) میلیون بشکه استاندارد
۱۳۸۳	۶۶۴/۲۳	۰/۰۰
۱۳۸۴	۶۴۴/۳۱	۱۹/۹۳
۱۳۸۵	۶۲۴/۹۸	۳۹/۲۶
۱۳۸۶	۶۰۶/۲۳	۵۸/۰۱
۱۳۸۷	۵۸۸/۰۴	۷۶/۱۹
۱۳۸۸	۵۷۰/۴۰	۹۳/۸۳
۱۳۸۹	۵۵۳/۲۹	۱۱۰/۹۵
۱۳۹۰	۵۳۶/۶۹	۱۲۷/۵۴
۱۳۹۱	۵۲۰/۵۹	۱۴۳/۶۴
۱۳۹۲	۵۰۴/۹۷	۱۵۹/۲۶
۱۳۹۳	۴۸۹/۸۲	۱۷۴/۴۱
۱۳۹۴	۴۷۵/۱۳	۱۸۹/۱۱
۱۳۹۵	۴۶۰/۸۷	۲۰۳/۳۶
۱۳۹۶	۴۴۷/۰۵	۲۱۷/۱۹
۱۳۹۷	۴۳۳/۶۴	۲۳۰/۶۰
۱۳۹۸	۴۲۰/۶۳	۲۴۳/۶۱
۱۳۹۹	۴۰۸/۰۱	۲۵۶/۲۳
۱۴۰۰	۳۹۵/۷۷	۲۶۸/۴۷
۱۴۰۱	۳۸۳/۸۹	۲۸۰/۳۴
۱۴۰۲	۳۷۲/۳۸	۲۹۱/۸۶
۱۴۰۳	۳۶۱/۲۱	۳۰۳/۰۳
۱۴۰۴	۳۵۰/۳۷	۳۱۳/۸۶
جمع کل	**۱۰،۸۱۲/۴۶**	**۳،۸۰۰/۶۵**

نمودار ۱۵-۲ مقدار افت تولید در طول بیست سال آینده را با ضریب افت ۴ درصد نشان می‌دهد. در صورت تزریق نکردن به‌موقع گاز، مقدار تولید مخازن از میزان ۱/۸ میلیون بشکه تولید فعلی (مربوط به ۲۴ مخزن اولویت‌بندی‌شده) به حدود هفتصدوهفتادهزار بشکه در سال ۱۴۰۴ خواهد رسید. حجم نفت غیرقابل استحصال در طول این بیست سال در صورت تزریق نکردن گاز برابر ۴۷۷۱ میلیون بشکه (حدوداً ۴/۷ میلیارد بشکه) است (جدول ۹-۲).

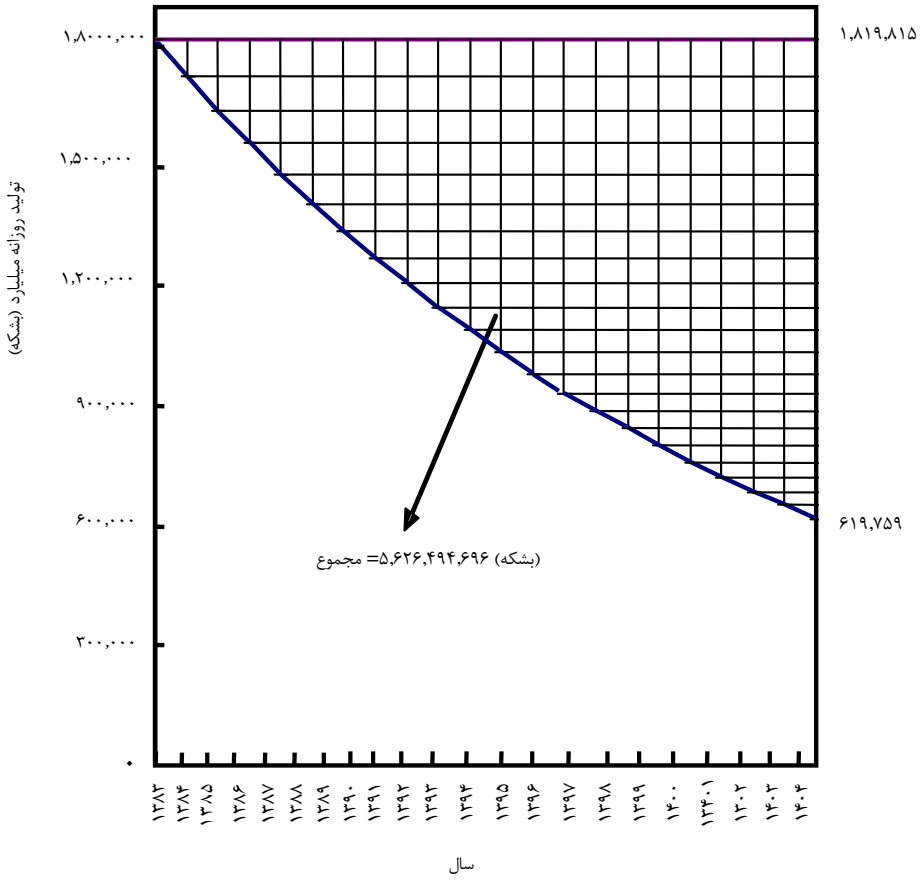


نمودار ۱۵-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۴ درصد)

جدول ۹-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۴ درصد) به تفکیک سال

سال	تولید سالیانه در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۴ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ۴ درصد) میلیون بشکه استاندارد
۱۳۸۳	۶۶۴/۲۳	۰/۰۰
۱۳۸۴	۶۳۷/۶۶	۲۶/۵۷
۱۳۸۵	۶۱۲/۱۶	۵۲/۰۸
۱۳۸۶	۵۸۷/۶۷	۷۶/۵۶
۱۳۸۷	۵۶۴/۱۶	۱۰۰/۰۷
۱۳۸۸	۵۴۱/۶۰	۱۲۲/۶۴
۱۳۸۹	۵۱۹/۹۳	۱۴۴/۳۰
۱۳۹۰	۴۹۹/۱۴	۱۶۵/۱۰
۱۳۹۱	۴۷۹/۱۷	۱۸۵/۰۶
۱۳۹۲	۴۶۰/۰۰	۲۰۴/۲۳
۱۳۹۳	۴۴۱/۶۰	۲۲۲/۶۳
۱۳۹۴	۴۲۳/۹۴	۲۴۰/۲۹
۱۳۹۵	۴۰۶/۹۸	۲۵۷/۲۵
۱۳۹۶	۳۹۰/۷۰	۲۷۳/۵۳
۱۳۹۷	۳۷۵/۰۷	۲۸۹/۱۶
۱۳۹۸	۳۶۰/۰۷	۳۰۴/۱۶
۱۳۹۹	۳۴۵/۶۷	۳۱۸/۵۶
۱۴۰۰	۳۳۱/۸۴	۳۳۲/۳۹
۱۴۰۱	۳۱۸/۵۷	۳۴۵/۶۶
۱۴۰۲	۳۰۵/۸۳	۳۵۸/۴۱
۱۴۰۳	۲۹۳/۵۹	۳۷۰/۶۴
۱۴۰۴	۲۸۱/۸۵	۳۸۲/۳۸
جمع کل	**۹.۸۴۱/۴۴**	**۴.۷۷۱/۶۷**

در نمودار ۱۶-۲ مقدار افت تولید در طول بیست سال آینـده را بـا ضـریب افـت ۵ درصد آمده است. در صورت تزریق نکردن به‌موقعِ گاز مقدار تولید مخازن از میـزان ۱/۸ میلیون بشکه تولید فعلی (مربوط به ۲۴ مخزن اولویت‌بندی‌شده) به حـدود ششصـدهزار بشکه در سال ۱۴۰۴ خواهد رسید. حجم نفت غیرقابل استحصال در طـول ایـن بیسـت سال در صورت تزریق نکردن گاز برابر ۵۶۲۶ میلیون بشکه (حدوداً ۵/۶ میلیـارد بشـکه) است (جدول ۱۰-۲).



نمودار ۱۶-۲ روند تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۵ درصد)

جدول ۱۰-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۵ درصد) به تفکیک سال

سال	تولید سالیانه در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۵ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ۵ درصد) میلیون بشکه استاندارد
۱۳۸۳	۶۶۴/۲۳	۰/۰۰
۱۳۸۴	۶۳۱/۰۲	۳۳/۲۱
۱۳۸۵	۵۹۹/۴۷	۶۴/۷۶
۱۳۸۶	۵۶۹/۵۰	۹۴/۷۴
۱۳۸۷	۵۴۱/۰۲	۱۲۳/۲۱
۱۳۸۸	۵۱۳/۹۷	۱۵۰/۲۶
۱۳۸۹	۴۸۸/۲۷	۱۷۵/۹۶
۱۳۹۰	۴۶۳/۸۶	۲۰۰/۳۷
۱۳۹۱	۴۴۰/۶۷	۲۲۳/۵۷
۱۳۹۲	۴۱۸/۶۳	۲۴۵/۶۰
۱۳۹۳	۳۹۷/۷۰	۲۶۶/۵۳
۱۳۹۴	۳۷۷/۸۲	۲۸۶/۴۲
۱۳۹۵	۳۵۸/۹۲	۳۰۵/۳۱
۱۳۹۶	۳۴۰/۹۸	۳۲۳/۲۵
۱۳۹۷	۳۲۳/۹۳	۳۴۰/۳۰
۱۳۹۸	۳۰۷/۷۳	۳۵۶/۵۰
۱۳۹۹	۲۹۲/۳۵	۳۷۱/۸۹
۱۴۰۰	۲۷۷/۷۳	۳۸۶/۵۰
۱۴۰۱	۲۶۳/۸۴	۴۰۰/۳۹
۱۴۰۲	۲۵۰/۶۵	۴۱۳/۵۸
۱۴۰۳	۲۳۸/۱۲	۴۲۶/۱۱
۱۴۰۴	۲۲۶/۲۱	۴۳۸/۰۲
جمع کل	**۸،۹۸۶/۹۲**	**۵،۶۲۶/۴۹**

۲-۵-۲ بررسی عملکرد تولید مخازن نفت (با تزریق گاز)

از ۶۲ مخزن نفت مورد مطالعه مناطق نفت‌خیز جنوب هم‌اکنون ۱۷ مخزن زیر نقطهٔ حباب (دو فاز نفت و گاز) قرار دارند و ۷ مخزن دیگر (جمعاً ۲۴ مخزن) تا بیست سال آینده به زیر نقطهٔ حباب خواهند رسید. از ۲۴ مخزن انتخاب‌شده برای تزریق گاز، ۱۷ مخزن در حال حاضر در زیر نقطهٔ اشباع‌اند و باید هر چه سریع‌تر عملیات تزریق گاز به این مخازن آغاز شود.

در تعریف تولید صیانتی از مخزن گفته می‌شود برای جلوگیری از افت فشار و به تبع آن افت تولید مخزن باید به ازای هر بشکه نفتِ تولیدی معادل گازی آن در مخزن تزریق شود. با توجه به این موضوع که اولویت‌بندیِ انجام‌شده در مورد مخازنی صورت گرفته که نفت آنها دو فاز شده‌اند یا در آیندهٔ نزدیک دو فاز می‌شوند، محاسبات مربوط به مخازن دیگر انجام نشده و فقط به ۲۴ مخزن قیدشده اکتفا شده است. همچنین اگر تزریق گاز به این مخازن پیش از این انجام می‌گرفت، نیازی به فشارافزایی نبود و فقط تزریق گاز به منظور تثبیت فشار کافی بود.

جدول ۱۱-۲ کل نفت تولیدی از مخازن با اولویت تزریق را طی دورهٔ بیست‌ساله و در صورت تزریق گاز (در نتیجهٔ تثبیت تولید) نشان می‌دهد.

جدول ۱۱-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق گاز برای هر مخزن

ردیف	نام مخزن	تولید روزانهٔ نفت (بشکه در روز)	کل تولید نفت تا سال ۱۴۰۴ (میلیون بشکه استاندارد)
۱	آب تیمور ـ ایلام	۱۷,۸۶۳	۱۴۳/۴۴
۲	آغاجاری ـ آسماری	۱۶۵,۰۰۰	۱,۳۲۴/۹۵
۳	آغاجاری ـ بنگستان	۱۶,۵۰۰	۱۳۲/۵۰
۴	بی‌بی حکیمه ـ آسماری و بنگستان	۱۰۷,۹۵۳	۸۶۶/۸۶
۵	بینک ـ بنگستان	۱۹,۴۷۱	۱۵۶/۳۵
۶	پارسی ـ آسماری	۱۰۰,۹۵۶	۸۱۰/۶۸
۷	پازنان ـ آسماری	۴۲,۲۲۵	۳۳۹/۰۷

جدول ۱۱-۲ میزان تولید نفت در صورت تزریق گاز برای هر مخزن

ردیف	نام مخزن	تولید روزانهٔ نفت (بشکه در روز)	کل تولید نفت تا سال ۱۴۰۴ (میلیون بشکه استاندارد)
۸	پرسیاه ـ آسماری	۲,۰۰۳	۴/۳۹
۹	چلینگر ـ داریان/ فهلیان	۴,۰۰۰	۳۲/۱۲
۱۰	خویز ـ داریان/ گدوان	۲,۹۰۰	۲۳/۲۹
۱۱	رامین ـ آسماری	۱,۸۶۸	۱۵/۰۰
۱۲	زیلایی ـ آسماری بالایی	۳۱۵	۲/۵۳
۱۳	کرنج ـ آسماری و پابده	۲۳۶,۰۱۱	۱,۸۹۵/۱۷
۱۴	کوپال ـ آسماری	۵۵,۷۸۹	۴۴۷/۹۹
۱۵	گچساران ـ آسماری و بنگستان	۴۶۷,۶۱۱	۳,۷۵۴/۹۲
۱۶	گرنگان ـ داریان/ فهلیان	۳,۰۰۰	۲۴/۰۹
۱۷	گرنگان ـ هیث/ سورمه	۳,۰۰۰	۲/۱۹
۱۸	لالی ـ بنگستان	۳,۲۰۸	۲۵/۷۶
۱۹	مارون ـ آسماری	۵۰۱,۷۷۳	۴,۰۲۹/۲۴
۲۰	مسجدسلیمان ـ آسماری/ پابده	۴,۵۷۸	۳/۳۴
۲۱	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۱۴,۴۴۹	۱۱۶/۰۳
۲۲	نفت سفید ـ آسماری	۲۱,۴۷۱	۱۷۲/۴۱
۲۳	نفت سفید ـ بنگستان	۱,۴۳۰	۱۱/۴۸
۲۴	هفتگل ـ آسماری	۲۶,۴۴۱	۳۸/۶۰
جمع کل		**۱،۸۱۹،۸۱۵**	**۱۴,۳۷۲/۳۸**

۲-۶ محاسبهٔ کل گاز لازم برای تزریق (در بیست سال آینده)

محاسبات مقدار گاز لازم برای تزریق بر اساس نوع نگرش به مهندسی مخازن و بهره‌برداری صورت گرفته است. در این محاسبات تثبیت فشار (حفظ شرایط موجود تولید نفت) و دیگری افزایش فشار مخازن (برای رساندن سطح تماس آب و نفت به شرایط اولیهٔ مخازن) به عنوان دو دیدگاه کلی در نظر گرفته شده‌اند.

در صورتی که به میزان حجم نفت تولیدی گاز معادل آن (هم‌حجمِ نفت خروجی از مخزن) به مخزن تزریق شود، فشار مخزن ثابت مانده و در نتیجه شرایط مخزن از جمله میزان نفت تولیدی ثابت می‌ماند.

با توجه به روند تولید نفت در گذشته و جایگزین نکردن سیالِ هم‌حجمِ مناسبِ آن لازم است برای مدیریت صحیح و تولید صیانتی از مخازن معادل گازی کل نفت تولیدشده تاکنون به مخازن تزریق شود. این عمل باعث افزایش فشار مخزن و رسیدن به حدود فشار اولیهٔ آن می‌گردد که برای اجرای این عملیات زمانی بیست‌ساله در نظر گرفته شده است.

برای به دست آوردن گاز لازم در هر مخزن از روش موازنهٔ مواد استفاده شده است. به‌طور ساده به ازای هر بشکه نفت تولیدی در شرایط متعارفی، گازِ هم‌حجمِ آن در شرایط مخزن برای تزریق محاسبه شده است.

مقدار گاز لازم بر اساس این تقسیم‌بندی به شرح زیر است:

۱-۶-۲ تثبیت فشار (حفظ وضعیت موجود تولید نفت)

برای حفظ وضعیت تولید نفت فعلی مخازن کشور باید معادل گازیِ هم‌حجمِ آن در شرایط مخزن برای ثابت نگاه داشتن فشار مخازن (تثبیت فشار مخازن) در آنها تزریق شود. در صورت عدم تزریق این مقدار گاز، میزان تولید نفت کشور رشدی منفی خواهد داشت و در آیندهٔ نه چندان دور تولید نفت به‌شدت افت می‌کند. در جدول‌های ۱۲-۲ و ۱۳-۲ به ترتیب میزان گاز لازم روزانه و سالیانه برای تثبیت فشار مخازنِ انتخاب‌شده تا سال ۱۴۰۴ آورده شده است. در جدول‌های ۱۴-۲ و ۱۵-۲ میزان نفت تولیدی و معادل گازی روزانهٔ آن و نیز مجموع تزریق هر مخزن به تفکیک آورده شده است.

جدول ۱۲-۲ میزان گاز لازم روزانه برای تثبیت فشار (مجموع ۲۴ مخزن)

سال	نفت تولیدی روزانه (بشکه استاندارد)	گاز لازم نیاز روزانه برای تثبیت فشار (میلیون متر مکعب استاندارد)
۱۳۸۳	۱,۸۱۹,۸۱۵	۱۷۲/۲۶
۱۳۸۴	۱,۸۱۹,۸۱۵	۱۷۲/۲۶

جدول ۱۲-۲ میزان گاز لازم روزانه برای تثبیت فشار (مجموع ۲۴ مخزن)

سال	نفت تولیدی روزانه (بشکه استاندارد)	گاز لازم نیاز روزانه برای تثبیت فشار (میلیون متر مکعب استاندارد)
۱۳۸۵	۱,۸۱۲,۲۳۷	۱۷۱/۶۷
۱۳۸۶	۱,۸۱۲,۲۳۷	۱۷۱/۶۷
۱۳۸۷	۱,۷۸۵,۷۹۶	۱۶۹/۹۵
۱۳۸۸	۱,۷۸۵,۷۹۶	۱۶۹/۹۵
۱۳۸۹	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۰	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۱	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۲	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۳	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۴	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۵	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۶	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۷	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۸	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۳۹۹	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۴۰۰	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۴۰۱	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۴۰۲	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۴۰۳	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
۱۴۰۴	۱,۷۸۳,۷۹۳	۱۶۹/۷۶
میانگین	**۱،۷۸۹،۸۳۶**	**۱۷۰/۱۸**

جدول ۱۳-۲ میزان گاز لازم سالیانه برای تثبیت فشار (مجموع ۲۴ مخزن)

سال	نفت تولیدی سالیانه (میلیون بشکه استاندارد)	گاز لازم سالیانه برای تثبیت فشار (میلیارد مترمکعب استاندارد)
۱۳۸۳	۶۶۴/۲۳	۶۲/۸۸
۱۳۸۴	۶۶۴/۲۳	۶۲/۸۸
۱۳۸۵	۶۶۱/۴۷	۶۲/۶۶
۱۳۸۶	۶۶۱/۴۷	۶۲/۶۶
۱۳۸۷	۶۵۱/۸۲	۶۲/۰۳
۱۳۸۸	۶۵۱/۸۲	۶۲/۰۳
۱۳۸۹	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۰	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۱	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۲	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۳	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۴	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۵	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۶	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۷	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۸	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۳۹۹	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۴۰۰	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۴۰۱	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۴۰۲	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۴۰۳	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
۱۴۰۴	۶۵۱/۰۸	۶۱/۹۶
جمع کل	**۱۴,۳۷۲/۳۸**	**۱,۳۶۶/۵۳**

جدول ۱۴-۲ میزان گاز لازم روزانه برای تثبیت فشار در هر مخزن

ردیف	نام مخزن	تولید روزانهٔ نفت (بشکه استاندارد)	گاز تزریقی روزانه برای تثبیت فشار (میلیون متر مکعب استاندارد)
۱	آب تیمور ـ ایلام	۱۷,۸۶۳	۲/۰۴
۲	آغاجاری ـ آسماری	۱۶۵,۰۰۰	۹/۷۳
۳	آغاجاری ـ بنگستان	۱۶,۵۰۰	۰/۹۶
۴	بی‌بی حکیمه ـ آسماری و بنگستان	۱۰۷,۹۵۳	۷/۳۰
۵	بینک ـ بنگستان	۱۹,۴۷۱	۲/۶۸
۶	پارسی ـ آسماری	۱۰۰,۹۵۶	۷/۴۴
۷	پازنان ـ آسماری	۴۲,۲۲۵	۶/۱۷
۸	پرسیاه ـ آسماری	۲,۰۰۳	۰/۲۰
۹	چلینگر ـ داریان/ فهلیان	۴,۰۰۰	۰/۴۲
۱۰	خویز ـ داریان/ گدوان	۲,۹۰۰	۰/۲۳
۱۱	رامین ـ آسماری	۱,۸۶۸	۰/۲۷
۱۲	زیلایی ـ آسماری بالایی	۳۱۵	۰/۰۵
۱۳	کرنج ـ آسماری و پابده	۲۳۶,۰۱۱	۲۰/۷۷
۱۴	کوپال ـ آسماری	۵۵,۷۸۹	۷/۰۷
۱۵	گچساران ـ آسماری و بنگستان	۴۶۷,۶۱۱	۳۲/۶۴
۱۶	گرنگان ـ داریان/ فهلیان	۳,۰۰۰	۰/۳۸
۱۷	گرنگان ـ هیث/ سورمه	۳,۰۰۰	۰/۳۷
۱۸	لالی ـ بنگستان	۳,۲۰۸	۰/۴۶
۱۹	مارون ـ آسماری	۵۰۱,۷۷۳	۶۷/۹۸
۲۰	مسجدسلیمان ـ آسماری/ پابده	۴,۵۷۸	۰/۲۲
۲۱	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۱۴,۴۴۹	۱/۵۱
۲۲	نفت سفید ـ آسماری	۲۱,۴۷۱	۱/۵۳
۲۳	نفت سفید ـ بنگستان	۱,۴۳۰	۰/۱۴
۲۴	هفتگل ـ آسماری	۲۶,۴۴۱	۱/۷۲
	جمع کل	**۱،۸۱۹،۸۱۵**	**۱۷۲/۲۶**

جدول ۱۵-۲ مجموع کل گاز لازم برای تثبیت فشار در هر مخزن در طول دورهٔ برداشت آینده

ردیف	نام مخزن	کل تولید نفت (میلیون بشکه استاندارد)	کل گاز تزریقی برای تثبیت فشار (میلیارد مترمکعب استاندارد)
۱	آب تیمور ـ ایلام	۱۴۳/۴۴	۱۶/۳۵
۲	آغاجاری ـ آسماری	۱,۳۲۴/۹۵	۷۸/۱۲
۳	آغاجاری ـ بنگستان	۱۳۲/۵۰	۷/۶۹
۴	بی‌بی حکیمه ـ آسماری و بنگستان	۸۶۶/۸۶	۵۸/۶۴
۵	بینک ـ بنگستان	۱۵۶/۳۵	۲۱/۵۳
۶	پارسی ـ آسماری	۸۱۰/۶۸	۵۹/۷۱
۷	پازنان ـ آسماری	۳۳۹/۰۷	۴۹/۵۱
۸	پرسیاه ـ آسماری	۴/۳۹	۰/۴۳
۹	چلینگر ـ داریان/ فهلیان	۳۲/۱۲	۳/۳۶
۱۰	خویز ـ داریان/ گدوان	۲۳/۲۹	۱/۸۸
۱۱	رامین ـ آسماری	۱۵/۰۰	۲/۲۰
۱۲	زیلایی ـ آسماری بالایی	۲/۵۳	۰/۴۱
۱۳	کرنج ـ آسماری و پابده	۱,۸۹۵/۱۷	۱۶۶/۸۱
۱۴	کوپال ـ آسماری	۴۴۷/۹۹	۵۶/۷۴
۱۵	گچساران ـ آسماری و بنگستان	۳,۷۵۴/۹۲	۲۶۲/۰۹
۱۶	گرنگان ـ داریان/ فهلیان	۲۴/۰۹	۳/۰۸
۱۷	گرنگان ـ هیث/ سورمه	۲/۱۹	۰/۲۷
۱۸	لالی ـ بنگستان	۲۵/۷۶	۳/۷۱
۱۹	مارون ـ آسماری	۴,۰۲۹/۲۴	۵۴۵/۸۷
۲۰	مسجدسلیمان ـ آسماری/ پابده	۳/۳۴	۰/۱۶
۲۱	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۱۱۶/۰۳	۱۲/۱۲
۲۲	نفت سفید ـ آسماری	۱۷۲/۴۱	۱۲/۲۶
۲۳	نفت سفید ـ بنگستان	۱۱/۴۸	۱/۱۰
۲۴	هفتگل ـ آسماری	۳۸/۶۰	۲/۵۱
جمع کل		**۱۴,۳۷۲/۳۸**	**۱,۳۶۶/۵۳**

۲-۶-۲ افزایش فشار مخازن (برای رساندن سطح تماس آب و نفت به شرایط اولیهٔ مخازن)

در مدیریت صیانتی از مخازن شکافدار، مدیریت سطح تماس آب ـ نفت و گاز ـ نفت اهمیت خاصی دارد. معمولاً یکی از مکانیسم‌های رانش گاز،[1] رانش آب[2] یا هر دو در مخازن نفت وجود دارد. البته ممکن است بعضی از این مکانیسم‌ها قوی‌تر یا ضعیف‌تر عمل کند. در تولید غیرصیانتی نفت از مخزن پایین رفتن تدریجی سطح گاز ـ نفت[3] یا بالا آمدن سطح آب ـ نفت[4] امری بدیهی خواهد بود و در درازمدت سطوح آب و گاز به یکدیگر نزدیک می‌شود به گونه‌ای که تولید نفت امکان‌پذیر نخواهد بود. این عمل در حالی است که بلوک‌های حاوی نفت کامل تخلیه نشده‌اند و با گاز یا آب محاصره می‌شوند. با توجه به شکافدار بودن بیشتر مخازن کشور، موضوع کاهش میزان نفت قابل استحصالِ نهایی از آن مخازنی که مکانیسم‌های رانش گاز و یا رانش آب را دارند، اهمیت ویژه‌ای خواهند داشت.

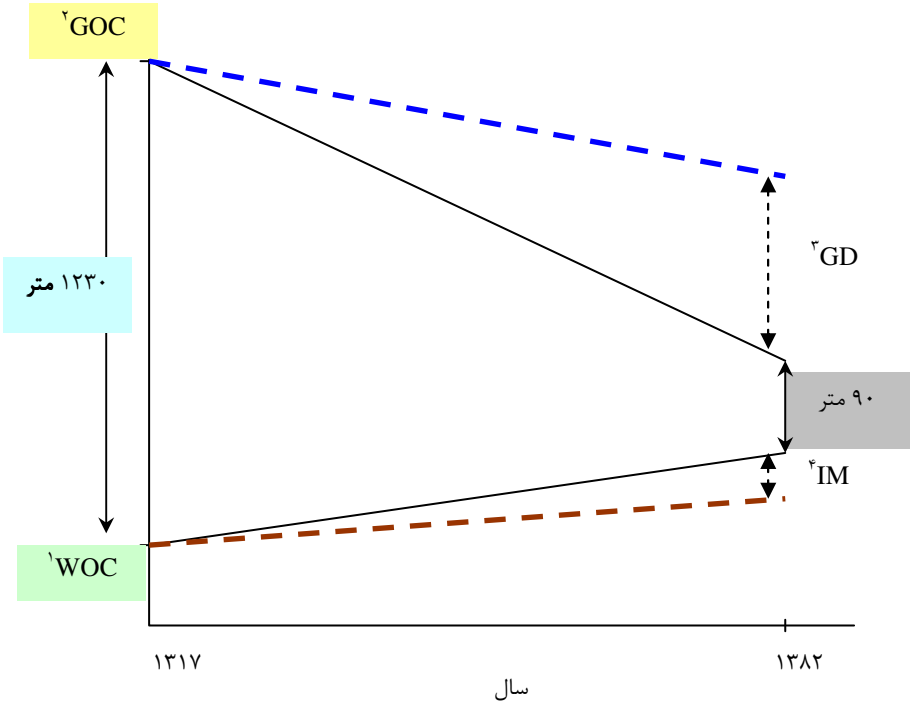
انتظار می‌رود با تزریق گاز در مخزن دو مکانیسم ریزش ثقلی[5] و آشام[6] فعال شوند. برای نمونه، ضخامت لایهٔ نفتی مخزن آغاجاری (لایهٔ آسماری) در سال ۱۳۱۷ (سال شروع تولید مخزن)، حدود ۱۲۳۰ متر (۴۰۳۸ فوت) بوده است. در گزارش منتشرشدهٔ شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۲ ضخامت این لایهٔ حدود ۹۰ متر (۲۹۸ فوت) اعلام شده است. اگر متوسط سالیانهٔ کاهش ضخامت لایهٔ نفت ۱۷/۵ متر در نظر گرفته شود، در صورت ادامهٔ این روند تولیدِ نفتِ این مخزن تا ۵ سال آینده عملاً متوقف خواهد شد.[7] با تزریق روزانه ۱۱/۷۵ میلیون متر مکعب گاز در این مخزن می‌توان وضعیت فعلی سطح تماس آب ـ نفت و گاز ـ نفت را حفظ و با تزریق ۵۹/۲۰ میلیون متر مکعب گاز روزانه اضافه‌تر (جمعاً حدود ۷۰ میلیون متر مکعب) می‌توان این دو سطح را به‌سوی شرایط اولیه‌اش سوق داد.[8] شکل ۴-۲ تغییر سطح آب ـ نفت و گاز ـ نفت را در این مخزن نشان می‌دهد.

---

1. Gas Drive
2. Water Drive
3. Gas-Oil Contact
4. Water-Oil Contact
5. Gravity Drainage
6. Imbibition

۷. باید افزود که شرایط این مخزن از جمله وجود گسل و کاهش شدید ضخامت لایه نفتی آن پیش‌بینی عملکرد آن را بسیار مشکل می‌نماید.

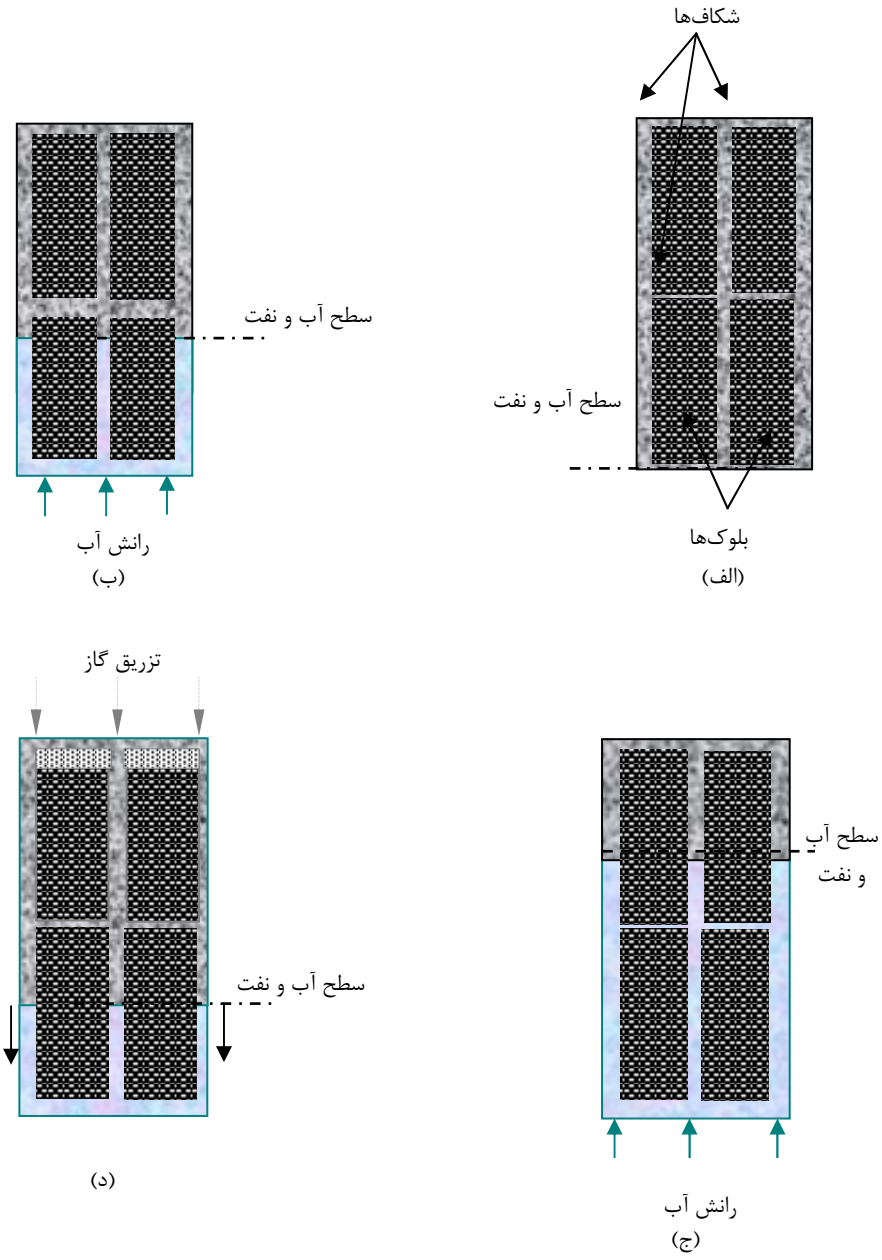
۸. طرح تزریق گاز به مخزن آغاجاری تصویب شده لیکن هنوز شروع نشده است.



1. Water - Oil Contact (سطح تماس نفت ـ آب)
2. Gas -Oil Contact (سطح تماس گاز ـ نفت)
3. Gravity Drivage (ریزش ثقلی)
4. Immbibition (آشام)

شکل ۴-۲ تغییر سطح آب ـ نفت و گاز ـ نفت در مخزن آغاجاری

شکل ۵-۲ تغییر سطح آب ـ نفت را نشان می‌دهد. افت فشار ایجادشده بر اثر تولید از مخزن و مکانیسم رانش آب باعث می‌شود سطح آب بالا بیاید (شکل ۵-۲-ب) و، در صورت ادامهٔ تولید، بلوک‌ها کاملاً در محاصرهٔ آب قرار می‌گیرند (شکل ۵-۲- ج) و عملاً تولید از بلوک‌های محاصره‌شده با آب امکان‌پذیر نمی‌باشد. تزریق گاز به این مخزن کمک می‌کند تا سطح تماس آب و نفت به حالت اولیه بازگردند (شکل ۵-۲- د). همچنین این عمل باعث بازگشت فشار مخزن به حدود فشار اولیهٔ آن می‌شود.



شکل ۵-۲ تغییر سطح آب و نفت بر اثر افت فشار، مکانیسم رانش آب و محاصرهٔ بلوک‌ها با آب

پیش‌بینی می‌شود با تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون متر مکعب گاز در ۲۴ مخزن منتخب در این کتاب نه تنها از افت تولید جلوگیری می‌شود، بلکه می‌توان حداقل ۴/۵ میلیارد بشکه نفت اضافه‌تر (معادل ۱۰ درصد از حجم کل قابل تولید) تولید کرد. اگرچه از تولید غیرصیانتی از این مخازن زمان زیادی می‌گذرد ولی شروعِ هر چه سریع‌تر طرح‌های تزریق گاز کمک زیادی به بهبود راندمان مخزن و حتی افزایش تولید خواهد کرد.

میانگین میزان گاز روزانه تزریقی لازم برای افزایش فشار در جدول ۱۶-۲ آمده است. این جدول شامل میزان گاز لازم برای حفظ شرایط فعلی (تثبیت فشار) مخزن و همچنین میزان گاز لازم برای افزایش فشار و برگرداندن فشار مخزن به حدود فشار اولیه (افزایش فشار) به صورت مجموع می‌باشد. در جدول ۱۷-۲ مقدار گاز روزانه لازم برای جبران کاهش فشار گذشته و برگرداندن فشار مخزن، به حدود فشار اولیه تاکنون آورده شده است. جدول ۱۸-۲ میزان گاز روزانه جهت افزایش فشار و بازگشت به شرایط فشار اولیه مخزن و نیز میزان گاز روزانه جهت حفظ شرایط فشار فعلی به تفکیک آورده شده است.

جدول ۱۶-۲ میزان گاز لازم روزانه برای افزایش فشار در هر مخزن و مجموع کل گاز

ردیف	نام مخزن	گاز تزریقی روزانه برای افزایش فشار (میلیون مترمکعب استاندارد)	کل گاز تزریقی برای افزایش فشار (میلیارد مترمکعب استاندارد)
۱	آب تیمور ـ ایلام	۳/۱۱	۲۴/۲۱
۲	آغاجاری ـ آسماری	۶۶/۳۹	۴۹۱/۷۳
۳	آغاجاری ـ بنگستان	۳/۵۱	۲۶/۲۹
۴	بی‌بی حکیمه ـ آسماری و بنگستان	۲۴/۳۸	۱۸۳/۲۸
۵	بینک ـ بنگستان	۸/۶۴	۶۵/۰۴
۶	پارسی ـ آسماری	۱۸/۶۷	۱۴۱/۷۰
۷	پازنان ـ آسماری	۱۷/۶۶	۱۳۳/۳۸
۸	پرسیاه ـ آسماری	۰/۵۹	۳/۲۴
۹	چلینگر ـ داریان/ فهلیان	۰/۵۲	۴/۰۹
۱۰	خویز ـ داریان/ گدوان	۰/۲۴	۱/۹۱
۱۱	رامین ـ آسماری	۰/۴۶	۳/۵۷

جدول ۱۶-۲ میزان گاز لازم روزانه برای افزایش فشار در هر مخزن و مجموع کل گاز

ردیف	نام مخزن	گاز تزریقی روزانه برای افزایش فشار (میلیون مترمکعب استاندارد)	کل گاز تزریقی برای افزایش فشار (میلیارد مترمکعب استاندارد)
۱۲	زیلایی ـ آسماری بالایی	۰/۱۷	۱/۳۰
۱۳	کرنج ـ آسماری و پابده	۳۶/۴۶	۲۸۱/۳۱
۱۴	کوپال ـ آسماری	۱۲/۴۵	۹۶/۰۲
۱۵	گچساران ـ آسماری و بنگستان	۷۶/۲۱	۵۸۰/۱۴
۱۶	گرنگان ـ داریان/ فهلیان	۰/۵۰	۳/۹۵
۱۷	گرنگان ـ هیث/ سورمه	۰/۴۲	۰/۶۱
۱۸	لالی ـ بنگستان	۰/۸۳	۶/۳۹
۱۹	مارون ـ آسماری	۱۸۵/۹۳	۱،۴۰۶/۸۸
۲۰	مسجدسلیمان ـ آسماری/ پابده	۶/۱۴	۴۳/۳۸
۲۱	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۱/۸۱	۱۴/۳۳
۲۲	نفت سفید ـ آسماری	۴/۶۶	۳۵/۱۲
۲۳	نفت سفید ـ بنگستان	۰/۹۴	۶/۹۵
۲۴	هفتگل ـ آسماری	۱۲/۶۰	۸۱/۹۶
جمع کل		**۴۸۳/۲۵**	**۴۸۳/۲۵**

جدول ۱۷-۲ مقدار گاز تزریقی روزانه برای جبران کاهش فشار گذشته در شرایط سطح و مخزن

ردیف	نام مخزن	گاز تزریقی روزانه جهت جبران کاهش فشار (میلیون متر مکعب استاندارد)	گاز تزریقی روزانه جهت جبران کاهش فشار در شرایط مخزن (بشکه)
۱	آب تیمور ـ ایلام	۱/۰۸	۹,۴۴۹
۲	آغاجاری ـ آسماری	۵۶/۶۶	۹۶۱,۰۲۸
۳	آغاجاری ـ بنگستان	۲/۵۵	۴۳,۸۹۰
۴	بی‌بی حکیمه ـ آسماری و بنگستان	۱۷/۰۷	۲۵۲,۳۷۰

جدول ۱۷-۲ مقدار گاز تزریقی روزانه برای جبران کاهش فشار گذشته در شرایط سطح و مخزن

ردیف	نام مخزن	گاز تزریقی روزانه جهت جبران کاهش فشار (میلیون متر مکعب استاندارد)	گاز تزریقی روزانه جهت جبران کاهش فشار در شرایط مخزن (بشکه)
۵	بینک ـ بنگستان	۵/۹۶	۴۳,۲۸۹
۶	پارسی ـ آسماری	۱۱/۲۳	۱۵۲,۴۸۲
۷	پازنان ـ آسماری	۱۱/۴۹	۷۸,۶۸۴
۸	پرسیاه ـ آسماری	۰/۳۹	۳,۹۵۴
۹	چلینگر ـ داریان/ فهلیان	۰/۱۰	۹۴۷
۱۰	خویز ـ داریان/ گدوان	۰/۰۱	۶۳
۱۱	رامین ـ آسماری	۰/۱۹	۱,۲۸۶
۱۲	زیلایی ـ آسماری بالایی	۰/۱۲	۷۵۱
۱۳	کرنج ـ آسماری و پابده	۱۵/۶۹	۱۷۸,۲۱۳
۱۴	کوپال ـ آسماری	۵/۳۸	۴۲,۴۷۳
۱۵	گچساران ـ آسماری و بنگستان	۴۳/۵۷	۶۲۴,۱۶۳
۱۶	گرنگان ـ داریان/ فهلیان	۰/۱۲	۹۳۵
۱۷	گرنگان ـ هیث/ سورمه	۰/۰۵	۳۸۰
۱۸	لالی ـ بنگستان	۰/۳۷	۲,۵۵۵
۱۹	مارون ـ آسماری	۱۱۷/۹۵	۸۷۰,۶۱۲
۲۰	مسجدسلیمان ـ آسماری/ پابده	۵/۹۲	۱۲۴,۸۲۹
۲۱	نرگسی ـ آسماری/ جهرم	۰/۳۰	۲,۸۹۷
۲۲	نفت سفید ـ آسماری	۳/۱۳	۴۴,۰۳۸
۲۳	نفت سفید ـ بنگستان	۰/۸۰	۸,۳۸۴
۲۴	هفتگل ـ آسماری	۱۰/۸۸	۱۶۷,۳۲۹
جمع کل		**۳۱۰/۹۹**	**۳,۶۱۵,۰۰۲**

جدول ۱۸-۲ میزان گاز لازم روزانه برای افزایش و تثبیت فشار

سال	گاز لازم روزانه برای افزایش فشار (میلیون متر مکعب استاندارد)	گاز لازم روزانه برای تثبیت فشار (میلیارد متر مکعب استاندارد)
۱۳۸۵	۴۸۲/۶۷	۱۷۶/۱۷
۱۳۸۶	۴۸۲/۶۷	۱۷۶/۱۷
۱۳۸۷	۴۸۰/۹۵	۱۷۵/۵۵
۱۳۸۸	۴۸۰/۹۵	۱۷۵/۵۵
۱۳۸۹	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۰	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۱	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۲	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۳	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۴	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۵	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۶	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۷	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۸	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۳۹۹	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۴۰۰	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۴۰۱	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۴۰۲	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۴۰۳	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
۱۴۰۴	۴۸۰/۷۵	۱۷۵/۴۷
میانگین	**۴۸۰/۹۶**	**۱۷۵/۵۵**

۲-۷ هزینه‌های سرمایه‌ای، تأسیساتی، و عملیاتی تزریق گاز به میادین نفتی

سرمایه‌گذاری طرح‌های تزریق گاز را می‌توان به سه بخش عمده تقسیم کرد:

ــ بخش اول، شامل هزینه‌های ارزیابی اولیه ـــ مانند هزینه‌های ژئوفیزیک (لرزه‌نگاری) در صورت نیاز، هزینه‌های مطالعات جامع مخزن مورد نظر، هزینه‌های

مطالعات تزریق گاز (شامل آزمایشگاه و ...).

ــ بخش دوم، در صورت مثبت بودن نتایج مطالعات فوق هزینه‌های عملیات حفاری چاه‌های جدید یا تغییر کاربری چاه‌های موجود، خطوط لوله و تأسیسات تزریق گاز.

ــ بخش سوم، شامل هزینه‌های عملیاتی و نگهداری و تعمیرات چاه‌های تزریقی و تولیدی، خطوط انتقال گاز و نفت، و نیز تجهیزات واحد تزریق گاز.

برای محاسبهٔ هزینه‌های اجرای طرح تزریق گاز و سود حاصل از آن، تعریف دورهٔ زمانی مورد انتظارِ طرح مبنای همهٔ تحلیل‌های اقتصادی در تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری خواهد بود. در واقع، پیش‌بینی جریان نقدینگی حاصل از تزریق گاز در مخزن در یک دورهٔ زمانی (برای ۲۴ مخزن مورد نظر بیست سال در نظر گرفته شده) به همراه پیش‌بینی‌های روند تولید از هر چاه، تأثیر تزریق گاز در فشار مخزن و نیز هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه از قبیل خط لوله، واحد تزریق گاز، چاه‌های تزریقی و ... به همراه جزئیات مالی برای هر سال پیچیده خواهد بود.

۱-۷-۲ اطلاعات لازم برای ارزیابی طرح

در ارزیابیِ اقتصادی سرمایه‌گذاریِ طرحِ تزریق گاز به اطلاعات پایهٔ خاصی نیاز است. فهرست زیر را می‌توان به صورت راهنما برای تفکیک اطلاعات طرح (چاه‌ها و میادین، تجهیزات بالادستی و پایین‌دستی و ...) تحت ارزیابی به کار برد.

۱. نقشه‌های سطح‌الارضی و تحت‌الارضی زمین‌شناسی، نقشه‌های فنون زمین‌شناسی،
۲. اطلاعات زیست‌محیطی منطقه،
۳. نمودارهای چاه‌های همجوار،
۴. تحلیل اطلاعات مغزه‌ها،
۵. تحلیل اطلاعات نمونهٔ سیال مخزن،
۶. ترکیب زمانی عملیات همهٔ چاه‌ها شامل حفاری‌های اصلی و تکمیلی،
۷. جدول تولید ماهیانهٔ نفت، گاز، و آب چاه‌ها و جدول فشار ته چاه نسبت به زمان،
۸. خلاصهٔ میانگین تولید روزانهٔ هر چاه،
۹. قیمت تمام‌شدهٔ ناخالص نفت و گاز به دست‌آمده،
۱۰. عوارض گمرکی، یارانه‌های خرید، مالیات‌های پرداخت‌شده و ...،

۱۱. جدول زمانی و تاریخچهٔ هزینه‌های اصلی عملیات (به صورت ناخالص) برای هر چاه درهر ماه،

۱۲. تنظیم برنامهٔ هزینه‌هایِ عملیاتیِ[1] روزمرهِ برحسب هزینه‌های غیرمتعارف مانند تعویض تجهیزات، تعمیرات و تحریک چاه‌ها و ... در مورد ذخایر توسعه نیافته و تولید نشده (تخمینی از هزینه‌های کامل چاه یا هزینه‌های تکمیل مجدد برای ذخایر تحت پوشش)،

۱۳. جدول دارایی‌ها، شامل دارایی‌های برگشتی و آخرین مقادیر و وضعیت پرداخت،

۱۴. همهٔ گزارش‌های/ مطالعات زمین‌شناسی و مهندسی آماده‌شدهٔ قبلی برای ارزیابی وضعیت فعلی،

۱۵. خلاصه‌ای از امکان اجارهٔ تجهیزات، توافقات عملیاتی و ... .

۲-۷-۲ هزینه‌های سرمایه‌ای[2]

هزینه‌های سرمایه‌ای که معمولاً در ابتدای هر طرح قبل از شروع بازدهی آن و زمان بازگشت سود، پرداخت می‌شوند. به‌طور معمول، در یک طرح تزریق گاز هزینه‌هایی به شرح زیر وجود دارد:

ـــ هزینه‌های مطالعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیک مجدد (در صورت نیاز لرزه‌نگاری سه‌بعدی)،

ـــ هزینه‌های مطالعات جامع مخزن مورد نظر همراه مطالعات ازدیاد برداشت،

ـــ هزینه‌های عملیات حفاری چاه‌های تزریقی یا تغییر کاربری چاه‌های موجود و همچنین در صورت نیاز چاه‌های تولیدی جدید،

ـــ هزینه‌های طراحی، ساخت، و نصب تجهیزات واحد تزریق گاز شامل سیستم لخته‌گیر، سیستم توپک‌رانی، سیستم تراکم گاز خشک، سیستم تراکم میعانات گازی، سیستم تزریق گاز خشک و میعانات گازی (کمپرسورهای گاز، خنک‌کننده‌ها و ...)،

ـــ هزینه‌های طراحی و نصب خطوط لوله و انتقال گاز، ایستگاه تقویت گاز، مخابرات و تله‌متری خط لوله،

ـــ هزینه‌های جانبی و سربار، که تمامی آنها قبل از بازگشت سود طرح باید

---

1. Operating Expenditure (OPEX)
2. Capital Expenditur (CAPEX)

پرداخت شوند. امکان دارد هزینه‌های کلان دیگری نیز در طول عمر اقتصادی هر طرح تزریق گاز پیش بیاید که از جملهٔ آنها به موارد زیر اشاره کرد:

ـــ تکمیل، تعمیر مجدد بعضی چاه‌های موجود، حفاری انحرافی، یا افقی در چاه‌های موجود،

ـــ تعمیرات خط لولهٔ انتقال گاز،

ـــ تعمیرات اساسی تجهیزات واحد تزریق گاز.

۲-۷-۲-۱ هزینه‌های مطالعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیک

عمدهٔ هزینه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیک مربوط به هزینه‌های اکتشاف قبل از حفاری است. اما، قبل از اجرای هر طرح تزریق گاز، ارزیابی مجدد نتایج آنها اهمیت ویژه‌ای دارد و باید به هزینه‌های اصلی اضافه شود. در بسیاری از مخازن کشور عملیات لرزه‌نگاری سه‌بعدی انجام نشده و ارزیابی اطلاعات قبلی می‌تواند به نحو مؤثری محدودهٔ مخزن، گسل‌ها و ... را تعیین کند.

عمدهٔ هزینه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیک در جدول ۱۹-۲ آمده است. در این جدول، فهرست هزینه‌های عمدهٔ یک مخزن در خشکی به طول و عرض تقریبی ۱۰۰×۲۰ کیلومتر و عمق تقریبی ۳۵۰۰ متر که در مدت ۳۶ ماه به اتمام برسد آمده است.

۲-۷-۲-۲ هزینه‌های مطالعات جامع مخزن مورد نظر همراه مطالعات ازدیاد برداشت

عمدهٔ هزینه‌های مرتبط با مطالعات مخزن مربوط به نرم‌افزارهای شبیه‌سازی آن است. استفاده از نرم‌افزارهای مربوط در طول ارزیابی طرح‌های تزریق گاز کمک زیادی به مطالعات مهندسی مخازن می‌کند.

۲-۷-۲-۳ هزینه‌های حفاری

تهیهٔ برآورد هزینه‌های حفاری تقریباً به اندازهٔ طراحی واقعی چاه به محاسبات مهندسی نیاز دارد. اهمّ این ارقامِ وابسته به زمان عبارت‌اند از:

ـــ نوع قرارداد حفاری،

ـــ قیمت اجارهٔ روزانه دکل حفاری،

ـ نوع خدمات حفاری لازم. این خدمات شامل: نوع گل حفاری، سیمان‌کاری، مدیریت پساب و ... می‌شود،

ـ حمل‌ونقل،

ـ ابزار اجاره‌ای روزانه (ابزار مانده‌یابی ...)،

ـ خدمات پشتیبانی.

طول مدت زمان حفاری هر چاه تزریقی را می‌توان بر اساس اطلاعات در دسترس از چاه‌های همان ناحیه یا نواحی نزدیک برآورد کرد. از اطلاعات چاه‌های مجاور، می‌توان سوابق مته‌های استفاده‌شده، نوع گل به کاررفته و مشکلات عملیات حفاری (ساعات مفید عملیات) را به دست آورد که در بهینه نمودن عملیات حفاری مؤثر خواهد بود.

جدول ۱۹-۲ فهرست هزینه‌های عمدهٔ حفاری یک چاه تزریقی را در خشکی به عمق متوسط ۳۵۰۰ متر که در مدت ۴۵ روز به اتمام برسد نشان می‌دهد.

با توجه به وضعیت مخازن انتخاب‌شده (فصل ۲-۳) جمعاً حدود ۶۰۰ حلقه چاه جدید به عمق متوسط ۳۰۰۰ متر برای تزریق گاز نیاز است. این تعداد چاه را در مدت ۵ سال با ۲۰ دستگاه حفاری می‌توان حفر کرد که به‌طور متوسط ۱۲۰ چاه در سال می‌شود. هزینهٔ این تعداد چاه حدود ۳ میلیارد دلار خواهد شد.

۴-۲-۷-۲ قیمت تجهیزات

برای تزریق گاز به اجزای مختلفی از تجهیزات سطحی نیاز است. بعضی از تجهیزات به صورت موردی و بعضی در طول عمر اقتصادی طرح به کار می‌روند. تجهیزات لازم در میادین دریایی پیچیده‌تر و گران‌تر است.

تجهیزات باید با ابعادی طراحی و برنامه‌ریزی شوند که هزینه به حداقل ممکن برسد. البته در مقیاس اقتصادی باید قیمت تمام‌شده با سود خالص را در نظر گرفت. عمدهٔ این تجهیزات عبارت‌اند از:

ـ سیستم لخته‌گیر،

ـ سیستم توپک‌رانی،

ـ سیستم تراکم گاز خشک،

ـــ سیستم تراکم میعانات گازی،

ـــ دستگاه تزریق گاز خشک و میعانات گازی (کمپرسورهای گاز، خنک‌کننده‌ها و ...)،

ـــ خطوط لوله و انتقال گاز، که در طراحی و انتخاب آنها باید طول عمر طرح (تا پایان عمر اقتصادی طرح) در نظر گرفته شود.

۲-۷-۳ هزینه‌های سربار

هزینه‌های سربار در شرکت ملی نفت ایران برای خرید، ساخت، نصب، و راه‌اندازی به‌طور مجزا و یا خاص محاسبه نمی‌شود و به صورت کل هزینه در سال برای شرکت ملی نفت و یا شرکت‌های تابعه سرجمع آورده می‌شود.

۲-۷-۴ هزینهٔ عملیات

هزینه‌های عملیات به صورت دوره‌ای اتفاق می‌افتد، که برای عملیات روزانهٔ میدان ضروری است. در تحلیل جریان نقدینگی هزینه‌های عملیاتی معمولاً به صورت هزینه در سال یا هزینه به ازای یک بشکه تولیدِ بیشتر از مخزن (ازدیاد برداشت) یا هزینه به ازای یک مترمکعب متعارفی بیان می‌شود. البته در این مطالعه این هزینه‌ها به صورت سالیانه در نظر گرفته شده است. هزینه‌های عملیاتی معمولاً ۵ جزء دارند که عبارت‌اند از:

۱. هزینهٔ ثابت،

۲. هزینهٔ متغیر به ازای هر واحد تزریق (به صورت تابع دبی تزریق مشخص می‌شود که بیشتر هزینه مربوط به کمپرسورهای خط لوله و کمپرسورهای ایستگاه‌های تزریق گاز است)،

۳. نگهداری تجهیزات سر چاهی و خط لوله،

۴. تعمیر و تکمیل مجدد چاه در صورت نیاز،

۵. سربار.

هزینه‌های عملیات سالیانه برای تجهیزات یک ایستگاه تزریق گاز با ظرفیتی حدود ۳۰ میلیون متر مکعب در روز و خط لولهٔ ۵۶ اینچی به طول تقریبی ۵۰۰ کیلومتر (حدود فاصلهٔ بین عسلویه تا مناطق نفت‌خیز جنوب) به‌طور کلی از نسبت‌های زیر پیروی می‌کند:

۱. دو درصد هزینه‌های ثابت سیستم،

۲. ده درصد هزینهٔ کمپرسورهای خط لوله و نیز پنج درصد هزینهٔ کمپرسورهای ایستگاه‌های تزریق گاز جمعاً پانزده درصد،

۳. بیست درصد هزینهٔ خط لوله،

۴. چهارده درصد هزینهٔ تعمیر یک چاه (تعمیر هر چاه بین ۳ تا ۵ سال در نظر گرفته شده است)،

۵. چهار درصد حقوق و دستمزد،

۶. پنج درصد پشتیبانی و انبارها،

۷. در شرکت ملی نفت ایران هزینه‌های سربار مربوط به عملیات بدون در نظر گرفتن هزینه‌های تجهیزات، برای مواردی مانند آتشنشانی، کارکنان غیرعملیاتی، ساختمان‌ها، امکانات رفاهی و بسیاری از موارد دیگر حدود ۳۰ تا ۴۰ درصد آن مجموعه است.

به شکل دیگر ریز هزینه‌های مختلف عملیات را می‌توان به صورت زیر تعریف کرد:

۱-۴-۷-۲ مادهٔ خام (گاز)

در تحلیل اقتصادی، مواد خام لازم متناسب با قیمت بازار تعیین می‌شوند. در صورت بی‌ثباتیِ قیمتِ بازار، دیگر هزینه‌های اقتصادی مانند نیروی کار، تجهیزات و سرمایه نیز تحت‌الشّعاع قرار می‌گیرند. در ارزیابی اقتصادی طرح تزریق گاز، میزان گازی که تزریق می‌شود به عنوان مادهٔ اولیه و میزان افزایش تولید نفت خام به عنوان محصول فرایند در نظر گرفته شده که هر دو باید با قیمت نقدی روز در نظر گرفته شوند.

البته باید به این نکتهٔ حائز اهمیت هم توجه کرد که گاز تزریقی نه تنها مصرف نمی‌شود، بلکه به صورت ذخیره در مخزن باقی می‌ماند. در نتیجه با جابه‌جایی آن می‌توان به صورت سرمایه‌گذاری، ضمن برداشت بیشتر از مخزن نفت خام پس از اتمام تولید نفت، آن مخزن را به عنوان مخزن گاز در نظر گرفت که برای یک دورهٔ بیست‌سالهٔ دیگر می‌تواند گاز تولید کند.

۲-۴-۷-۲ تأسیسات

تأسیسات بر اساس قیمت اقتصادی انرژی (گاز و الکتریسیته)، نیروی انسانی، مواد، و سرمایه تخمین زده می‌شود.

۲-۷-۴-۳ نگهداری

نگهداری شامل هزینهٔ مواد اولیه و هزینهٔ نیروی انسانی واحد تزریق گاز است. این هزینه‌ها با نگهداری تجهیزات و خطوط لوله در موقعیتی مناسب همراه می‌شود. هزینهٔ نگهداری کل متناسب با هزینهٔ تجهیزاتی است که باید نگهداری شوند. هزینه‌های نگهداری را می‌توان به صورت زیر دسته‌بندی کرد:

الف) هزینه‌های بازرسی،

ب) هزینه‌های نگهداری پیشگیرانه (یعنی روان‌کننده‌ها، جایگزینی دوره‌ای قطعات کوچک، رنگ‌آمیزی و تعمیرات جزئی)،

ج) هزینه‌های تعمیرات (یعنی جایگزینی قطعات اصلی).

۲-۷-۴-۴ نظارت و هزینه‌های اضافی معمول

الف) کار (نظارت، آزمایشگاه، درمانگاه، امنیتی، و...)،

ب) مواد و منابع (الکتریسیته، غذا، مواد مصرفی، و...)،

ج) خدمات (ارتباطات، بیمه، جابه‌جایی، آموزش، و...).

۲-۷-۴-۵ هزینه‌های تولید

الف) هزینه‌های بالا آوردن گاز (مربوط به تولید گاز تا سطح)،

ب) هزینهٔ عملیات آب‌زدایی از گاز،

ج) هزینه‌های مربوط به تجهیزات فراوری گاز،

د) هزینه‌های تحریک چاه و تعمیرات درون‌چاهی.

۲-۷-۴-۶ هزینه‌های تزریق

هزینه‌های وابسته به توان عملیاتی، مسافتی که باید خط لوله کشیده شود، و هزینه‌های معمولی عبارت‌اند از:

الف) ضایعات، سوخت پمپ‌ها و کمپرسورها،

ب) تعرفهٔ خطوط لوله.

البته موقعیت میدان گازی نسبت به میدان نفتی از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار در این

هزینه‌هاست و هزینه‌های خط لوله تا حد زیادی متأثر از نوع گاز تزریقی (درصد اسید گاز)، محل میدان گازی (هزینهٔ لوله‌گذاری در دریا و خشکی بسیار با هم متفاوت‌اند) و ... است.

۲-۷-۴-۷-۷ بیمه

بهتر است تجهیزات مورد استفاده به‌ویژه در ابتدای زمان تزریق بیمه شوند. هزینهٔ بیمه بین ۰/۵ تا ۴ درصد هزینهٔ تعویض تجهیزات متغیر است که این به آسیب‌پذیری و خطرپذیری شرکت بیمه بستگی دارد. در حال حاضر، به دلیل وجود ضعف در نظام شرکت‌های بیمه‌گر این کار انجام نمی‌شود.

مواد با هزینه‌های ثابت یا متغیر هر دو برای یک طرح مهم‌اند. بعضی از هزینه‌ها ممکن است به صورت هزینه‌های ماهیانه برای یک متر مکعب گاز تزریقی یا یک چاه باشند. عملیات تعمیر، نگهداری، یا عملیات تحریک چاه (اسیدکاری، ...) احتمالی برای هر چاه تزریقی در طول اجرای طرح به‌ندرت اتفاق می‌افتد. هر چاه ممکن است به‌طور متوسط هر پنج سال یک بار نیاز به تعمیر داشته باشد و هزینهٔ تعمیر آن باید به صورت سالیانه در طول عمر اقتصادی چاه پخش شود و نمی‌توان آن را در هر دورهٔ پنج‌ساله منظور کرد.

اطلاعات هزینه‌های عملیاتی عموماً از طرح‌های قبلی یا از عملیات مشابه به دست می‌آید که بعضی از اجزای هزینه‌های آن مستقیم است.

جدول ۱۹-۲ حدود هزینه‌های عملیات مختلف لازم برای تزریق گاز در یک مخزن متوسط

عنوان	عملیات	قیمت متوسط کیلومتر مربع (دلار)	متوسط هزینه‌ها برای یک مخزن (دلار)
۱. عملیات ژئوفیزیک	تجهیزات و مواد لرزه‌نگاری شامل: لرزه‌نگار، مواد ناریه، ژئوفن و کابل‌ها و گودال‌های مربوط	۱۲,۰۰۰	۲۴,۰۰۰,۰۰۰
	پشتیبانی، مدیریت و دیگر هزینه‌های بالا سری	—	۱,۲۰۰,۰۰۰
	جمع کل		**۲۵،۲۰۰،۰۰۰**

جدول ۱۹-۲ حدود هزینه‌های عملیات مختلف لازم برای تزریق گاز در یک مخزن متوسط

عنوان	عملیات	قیمت متوسط کیلومتر مربع (دلار)	متوسط هزینه‌ها برای یک مخزن (دلار)
۲. عملیات زمین‌شناسی	زمین‌شناسی	—	۱۱۰,۰۰۰
	پشتیبانی، مدیریت و دیگر هزینه‌های بالا سری	—	۹۰,۰۰۰
	جمع کل		**۲۰۰،۰۰۰**
۳. مهندسی مخازن	نرم‌افزارها و سخت‌افزارهای لازم	—	۴۰۰,۰۰۰
	آزمایشگاه	—	۵۰۰,۰۰۰
	مدیریت و دیگر هزینه‌های بالا سری	—	۱۵۰,۰۰۰
	جمع کل		**۱،۰۵۰،۰۰۰**
۴. عملیات حفاری	کرایهٔ دکل حفاری	۲۵,۰۰۰	۱,۱۲۵,۰۰۰
	خدمات حفاری شامل: سیمانکاری، نمودارگیری، راندن لوله‌های جداری، مانده‌یابی، حفاری انحرافی، اسیدکاری، ...	۱۷,۰۰۰	۷۶۵,۰۰۰
	مواد و تجهیزات حفاری شامل: مته‌های حفاری، گل حفاری، تاج چاه، سیمان و افزایه‌های آن، لوله‌های تکمیل چاه و متعلقات آن. لوله‌های جداری، اسید و افزایه‌های آن	—	۱,۹۰۰,۰۰۰
	پشتیبانی، مدیریت و دیگر هزینه‌های بالا سری	—	۷۱۸,۰۰۰
	جمع کل (برای یک حلقه چاه تزریقی)	**—**	**۴،۵۰۸،۰۰۰**
	جمع کل (برای ده حلقه چاه تزریقی)	**—**	**۴۵،۰۸۰،۰۰۰**
۵. خطوط لوله انتقال گاز	خط لولهٔ ۵۶ اینچی به طول تقریبی ۵۰۰ کیلومتر		۶۵۰,۰۰۰,۰۰۰
	هزینهٔ نگهداری خط لوله برای ۲۰ سال	۱۳,۰۰۰,۰۰۰	۲۶۰,۰۰۰,۰۰۰
	جمع کل		**۹۱۰،۰۰۰،۰۰۰**

جدول ۱۹-۲ حدود هزینه‌های عملیات مختلف لازم برای تزریق گاز در یک مخزن متوسط

عنوان	عملیات	قیمت متوسط کیلومتر مربع (دلار)	متوسط هزینه‌ها برای یک مخزن (دلار)
۶. واحد تزریق گاز	طراحی پایه و مهندسی		۳۰۰,۰۰۰
	تجهیزات		۵۵۰,۰۰۰,۰۰۰
	هزینهٔ نگهداری و عملیات در طول ۲۰ سال	۶,۲۰۰,۰۰۰	۱۲۴,۰۰۰,۰۰۰
	جمع کل		**۶۷۴,۳۰۰,۰۰۰**

۲-۸ تعیین عوامل مؤثر در هزینه‌ها و درآمدهای طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی

عوامل مؤثر در هزینه‌ها و درآمدهای طرح‌های تزریق گاز در روند اجرای طرح نقش مهمی دارند. ارائهٔ پیش‌بینی همهٔ این عوامل متغیر در یک مجموعه و محاسبهٔ معیارهای سودآوری از آنها به تهیهٔ مدل جریان نقدی منجر می‌شود.

هدف این بخش تعیین عوامل متغیر و اثرگذار بر هزینه‌ها و درآمدهای طرح است. در مدل جریان نقدی، سرمایه‌گذاری طرح به میزان پول در گردش در یک دورهٔ زمانی مشخص اطلاق می‌شود. جریان نقدی خالص برابر پول دریافتی منهای پول خرج‌شده، در دورهٔ زمان تعریف می‌شود و طرح‌ریزی آن در طول عمر اقتصادی طرح به‌وجود می‌آید. (دوره‌های مختلف ممکن است ۲۰ تا ۲۵ سال آینده یا زمان ترک مخزن باشد.)

پول دریافتی همان قیمت فروش تولیدات یک میدان نفتی در طول زمان تولید آن است. عمدهٔ تولیدات شامل نفت خام و گاز همراه نفت است. نفت خام برحسب بشکهٔ متعارفی[1] استاندارد و گاز برحسب مترمکعب استاندارد[2] یا میلیون فوت مکعب استاندارد[3] گزارش می‌شوند.

1.Standard Tank Barrel (STB)
2. Standard Cubic Meter (SCM)
3. Million Standard Cubic Foot (MSCF)

پول خرج‌شده به سه دسته با عنوان‌های هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی، و هزینه‌های ترک مخزن تقسیم می‌شود. در ضمن، هزینه‌های سرمایه‌ای به هزینه‌های مطالعات زمین‌شناسی، ژئوفیزیک، مخزن، عملیات حفاری، و نیز به تجهیزات تزریق گاز تقسیم می‌شود که نه تنها در تخمین هزینه (تحلیل اقتصادی) بلکه در تعیین بودجهٔ سالیانه شرکت ملی نفت نقش مهمی بازی می‌کنند.

درک اهمیت این هزینه‌ها نقش مهمی در توجیه افزایش بودجهٔ شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب دارد. هر چه تخمین‌ها دورتر از واقعیت باشند، ممکن است سبب توقف سرمایه‌گذاری شوند، ولی نگاهی به برنامهٔ پیش‌بینی تزریق گاز برای هر یک از مخازن دارای اولویت (جدول ۶-۲) حاکی از تأخیر در اجرای این طرح‌هاست.

۱-۸-۲ هزینه‌ها

بجز هزینه‌هایی که مستقیماً در عملیات تزریق گاز تأثیر می‌گذارند، هزینه‌های دیگری هم وجود دارند که به‌طور غیرمستقیم در آن تأثیر می‌گذارند. در ادامه، ضمن بررسی هزینه‌های مستقیم به هزینه‌های غیرمستقیم که در حال حاضر صنعت نفت کشور به گونه‌ای با آن درگیر است پرداخته خواهد شد.

۱-۱-۸-۲ هزینه‌های مستقیم

هزینهٔ تجهیزات یا خدمات در شرایط زمانی مختلف و از محلی به محل دیگر متفاوت است؛ بنابراین، تخمین قیمت نیز وابسته به آن خواهد بود. برای نمونه، به چند مورد اشاره می‌شود:

۱. تورم عمومی،

۲. وضعیت بازار (رشد تقاضای جهانی یا منطقه‌ای برای نفت خام یا کاهش عرضه آن) که باعث نوسان قیمت تجهیزات و خدمات مرتبط با این صنعت می‌شود،

۳. تعدیل قیمت‌ها که ترکیب تأثیر موارد ۱و۲ است. در بعضی مواقع این عبارت برای مشخص کردن کل هزینهٔ اضافی طرح‌ها در مقایسه با تخمین اصلی آنها به کار می‌رود،

۴. سطح دستمزد کارگران و بهره‌وری محلی،

۵. بیمه و مالیات،

۶. هزینهٔ حمل‌ونقل از مبدأ خرید تجهیزات یا خدمات.

ترکیب عوامل ۴ و ۵ در هزینهٔ طرح‌های تزریق گاز را می‌توان به صورت ضریب ثابتی در نظر گرفت. عامل ۶ به مبدأ خرید تجهیزات از خاور میانه، امریکای شمالی، آسیای جنوب شرقی و ... بستگی دارد.

در صورتی که از سرمایه‌گذاری خارجی استفاده شود، علاوه بر هزینه‌های اصلی و عملیاتی در جریان نقدی طرح‌ها، حق‌الامتیاز، سود سرمایه‌گذاری (قراردادهای بین‌المللی)، و ... را نیز باید در نظر گرفت.

تخمین اقتصادی بخش حفاری هر طرح تزریق گاز، شامل حاصل جمع تخمین قیمت‌های زیر است:

الف) قرارداد اجاره دستگاه حفاری و خدمات مورد نیاز مربوط به آن،

ب) سیال حفاری مورد استفاده،

ج) متهٔ حفاری مورد استفاده،

د) نوع لوله‌های جداری مورد استفاده تجهیزات سرچاهی و رشته تکمیلی چاه،

ه) تجهیزات مورد استفاده ــ به‌کارگیری تجهیزات به صورت اجاره‌ای یا خرید آنها و ... .

۲-۱-۸-۲ هزینه‌های غیرمستقیم

روند اجرای بعضی طرح‌های صنعت نفت کشور با استانداردهای جهانی همخوانی ندارد. هر چند در طول سال‌های اخیر تلاش زیادی شده تا زمان اجرای طرح‌ها کاهش یابد، در بیشتر موارد ناهماهنگی‌ها باعث لطمات جبران‌ناپذیری به این صنعت شده است. معطل ماندن نیروهای طرح، تغییر قیمت‌های جهانی کالا و تجهیزات و ... از جمله هزینه‌های نامحسوس طرح‌هاست برای مثال، مناقصهٔ پروژهٔ حفاری تزریق گاز آغاجاری که در سال ۱۳۸۱ برگزار شده حفاری چاه‌ها و نصب خط لوله آن هنوز به اتمام نرسیده است. این در حالی است که قیمت جهانی فولاد (که در قیمت لوله‌های جداری و آستری، رشته تکمیلی چاه، مته‌های حفاری، و ... تأثیرگذار است) و قیمت جهانی نفت (که در قیمت‌های کرایه دکل حفاری، خدمات جانبی حفاری، دیگر کالاهای حفاری، و نیز حقوق نیروی کارشناسان حفاری تأثیرگذار است) به‌شدت تغییر کرده است.

۲-۸-۲ درآمدها

یکی از عوامل اصلی اثرگذار بر درآمدهای طرح‌های تزریق گاز قیمت جهانی نفت است. هدف از تزریق گاز به میادین هیدروکربنی افزایش تولید نفت است. همان گونه که در بخش ۵-۲ توضیح دادیم، با تزریق گاز به مقدار لازم و کافی می‌توانیم میزان بازیافت نفت از مخازن را حداقل ده درصد افزایش دهیم. البته مطالعات آزمایشگاهی در این باره میزان افزایش را بیش از ۲۰ درصد نشان می‌دهد.[۱]

نفت خام عموماً در دادوستدهای جهانی برحسب دلار امریکا برای یک بشکهٔ استاندارد ای.پی.آی در ۶۰ درجهٔ فارنهایت و فشار یک اتمسفر برای یک بشکهٔ متعارفی قیمت‌گذاری می‌شود. در نتیجه، قیمت محصولات به دست‌آمده از نفت خام مانند بنزین، گازوئیل، و ... با توجه به انواع مختلف نفت خام به میزان قابل توجهی متفاوت است.

ای.پی.آی نفت خام از ۵ تا ۵۵ درجه متغیر است. ای.پی.آی نفت سبک بین ۳۵ تا ۴۵ درجه، ای.پی.آی نفت خام متوسط در محدودهٔ ۲۵ تا ۳۵ درجه و ای.پی.آی نفت سنگین زیر ۲۵ درجه است.

قیمت نفت خام در هر وضعیتی از بازار با دو معیار درجهٔ ای.پی.آی و میزان گوگرد سنجیده می‌شود. نفت سبک (درجهٔ ای.پی.آی بیشتر) به دلیل داشتن مقدار بنزین بیشتر نسبت به نفت سنگین (درجهٔ ای.پی.آی کمتر) گران‌تر است، در حالی که در نفت سنگین میزان گازوئیل و مواد سنگین بیشتر است. علاوه بر تولیدات پالایشگاه، میزان گوگرد آن نیز یک عامل مهم در کاهش قیمت نفت است. میزان گوگرد در نفت خام مشخص‌کنندهٔ میزان ناخالصی آن بوده و هر چقدر درجهٔ ای.پی.آی بالاتر باشد، احتمال پایین‌تر بودن میزان گوگرد بیشتر خواهد بود.

میزان گوگرد در بسیاری از نفت‌های خام بین ۱ درصد تا ۲۵ درصد است. نفت دارای ۱ درصد گوگرد را نفت شیرین و نفت دارای ۲۵ درصد گوگرد نفت ترش نامیده می‌شود. علاوه بر افت قیمت به دلیل وجود گوگرد، بعضی از پالایشگاه‌ها امکانات و تجهیزات پالایش چنین نفتی را ندارند.

---

۱. به گزارش‌های ادارهٔ ازدیاد برداشت از مخازن نفت (شرکت ملی نفت، اکتشاف و تولید)، مقالات دکتر سعیدی در ویژه‌نامهٔ نفت و منابع ملی و همچنین برخی از مقالات ارائه‌شده در انجمن مهندسی نفت آمریکا SPE مراجعه شود.

از دیگر عوامل تأثیرگذار در کاهش قیمت نفت میزان آب همراه است که میزان ناخالصی آب را معمولاً به صورت درصد نمک در بشکه (در شرایط متعارفی) بیان می‌کنند.

تمامی این عوامل، بدون توجه به محل تولید نفت، در قیمت واقعی هر بشکهٔ نفت تأثیر می‌گذارد. در واقع، مرجعی کلی برای ارزیابی قیمت نفت خام وجود ندارد، ولی حجمِ زیاد دادوستد نفت خام باعث ایجاد مراجع ارزیابی قیمت به شکل زیر شده که در تمامی دادوستدها در جهان با رجوع به این مراجع انجام می‌گیرد (یعنی کیفیت نفت در مقایسه با یکی از این نفت‌ها به عنوان شاخص سنجیده می‌شود).

۱. نفت خام وست تگزاس اینترمدیت:[1] دارای درجهٔ ای.پی.آی ۳۸ تا ۴۰ درجه و ۰/۳ درصد گوگرد است. نفت ترش غرب تگزاس، شاخص ثانویه و دارای ۳۳ درجه ای.پی.آی و ۱/۶ درصد گوگرد است. تمامی نفت‌هایی که در ایالات متحد تولید می‌شود در مقایسه با این شاخص معامله می‌شود.[2]

۲. نفت سبک عرب (عربستان سعودی): دارای درجهٔ ای.پی.آی، ۳۳/۴ درجه و ۱/۸ درصد گوگرد است.

۳. نفت خام برنت دریای شمال: دارای درجهٔ ای.پی.آی، ۳۸/۳ درجه است و نیز نفت خام اکوفیسک[3] دارای درجهٔ ای.پی.آی، ۴۲/۸ درجه است.

۴. نفت خام میدان فاتح دبی.

۵. نفت خام آرال ـ مدیترانه: برای نفت روسیه که به بازارهای غرب وارد می‌شود.

۶. در خاور دور، منطقهٔ سنگاپور مرجع قیمت‌گذاری نفت خام است.

با این همه، در حال حاضر وست تگزاس اینترمدیت در ایالات متحده، نفت خام فاتح دبی در خلیج فارس، و برنت انگلیس شاخص‌های اصلی نفت خام‌اند و قیمت آنها تعیین‌کنندهٔ وضعیت بازار جهانی است. از آنجا که نفت وست تگزاس اینترمدیت در نایمکس[4] معامله می‌شود، در حال حاضر شاخص آن موثق‌ترین مرجع قیمت‌گذاری نفت خام در دنیاست.[5]

---

1. West Texas Intermediate (WTI)
2. Project Economics and Decision Analysis; Chapter 3; M.A. Mian, 2002.
3. Ekofisk
4. New York Mercantile EXchange (NYMEX)
5. Project Economics and Decision Analysis; Chapter 3; M.A. Mian, 2002.

بر اساس قیمت‌گذاری نفت خام در بازار جهانی، تفاوت نرخ ثابتی بین شاخص‌های مختلف نفت خام وجود دارد. مثلاً، نفت خام برنت ۰/۹۵ درصد دلار تا ۱ دلار کمتر از نفت وست تگزاس اینترمدیت قیمت‌گذاری می‌شود. به همین ترتیب، به‌طور سنتی نفت خام دبی ۲/۰۵ دلار تا ۲/۱۰ دلار کمتر از برنت قیمت‌گذاری می‌شود.

بازار نفت برنت عمدتاً با قیمت‌های نفت وست تگزاس اینترمدیت در نیمکس تعیین می‌شود، در صورتی که قیمت نفت خام دبی روزانه و غیرمستقیم با وست تگزاس اینترمدیت تغییر می‌کند.

از دیگر عوامل مستقل اثرگذار بر قیمت نفت می‌توان به وضعیت عملکرد اقتصاد جهانی (رکود در مقابل رشد)، تلاش‌ها و موفقیت فعالیت‌های اکتشافی، مقدار نفت تولیدی در کشورهای غیرعضو اوپک، ثبات سیاسی کشورهای عضو اوپک، و ... اشاره کرد. تغییرات ناگهانی قیمت نفت مربوط به پتانسیل تولید نفت اضافی (عرضهٔ بیشتر از تقاضا یا برعکس) در دنیاست. به احتمال زیاد قیمت نفت خام، به دلیل رشد زیاد اقتصادی کشورهایی نظیر چین و ... و تقاضای روزافزون برای نفت خام و عرضهٔ محدود آن بالاتر خواهد رفت. به نظر می‌رسد که حداقل قیمت نفت خام در محدودهٔ ۵۰ تا ۱۰۰ دلار در هر بشکه تا یک دههٔ دیگر باقی بماند. بنابراین، در حال حاضر، پیش‌بینی قیمت نفت خام به‌سبب قطعی نبودن قیمت آن بسیار دشوار است و اشتباه بزرگی است که طرح‌ریزی‌های جریان نقدی فقط بر پایهٔ سناریوی قیمت در نظر گرفته شود. تحلیل حساسیت باید در محدودهٔ قیمت با سناریوهای متفاوت انجام شود.

فصل سوم

مصارف بخش داخلی

۱-۳ مصرف داخلی (مصارف خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاهی)

واقعیت‌های موجود حاکی از آن است که تجربهٔ زیادی در مورد افزایش بازده و صرفه‌جویی انرژی در کشور وجود ندارد. حتی در مورد توزیع انرژی (سرانهٔ آن) یا اولویت‌های مصرف آن سیاست مشخص و متمرکزی دنبال نشده است و انعطاف‌پذیریِ مطلوبی وجود ندارد. با ادامهٔ این روند، چنانچه چارچوب‌های مناسب توسعه ایجاد نشود، یا حتی ضرورت اقدامی سازگار با واقعیت‌های مربوط به وضعیت و وابستگی‌های متقابل احساس نشود، چشم‌انداز آیندهٔ انرژیِ کشور نگران‌کننده خواهد بود. پیشرفت در این موارد نیازمند برنامه‌ای همه‌جانبه برای انتقال فنّاوری، تأمین مالی (برای سرمایه‌گذاری در کارخانه‌های قدیمی، ساختمان‌های موجود و نوساز، و بالاخره سرمایه‌گذاری در جایگزینی سوخت‌ها)، و به‌کارگیری روش‌های فنی افزایش بازده انرژی در سطح تجاری است که در این‌باره باید سیاست‌های تشویقی مورد تأکید قرار گیرند و پرداخت یارانهٔ دولت به حداقلِ ممکن برسد. پرداخت یارانه‌های دولتی برای انرژی به منزلهٔ بازیافت نکردن هزینه‌های خدمات است و در درازمدت به ورشکستگی سازمان‌های ذی‌ربط ــ به اشکال مختلف ــ و مصرف بی‌رویهٔ انرژی در کشور منجر می‌شود.

اولویت‌بندی‌ها و سیاست‌گذاری‌های استفاده از انرژی به‌طور اعم و گاز به‌طور اخص باید از لحاظ موارد مختلفی مجدداً بازنگری شود. اهّم این موارد عبارت‌اند از:

ـ آیا اقدامی جهت به‌کارگیری و ترویج فنّاوری‌های جدید صورت گرفته است؟

ـ آیا افزایش بازدهِ انرژی در صدر فعالیت‌های دولت (در بخش صنعت، بخش ساختمان، ...) قرار دارد؟

ـ آیا توازنی بین هزینه ـ درآمد برای انواع انرژی وجود دارد؟

ـ آیا گسترش شبکهٔ توزیع گاز به دورترین نقاط کشور، صرفهٔ اقتصادی دارد؟ آیا امکان استفاده از دیگر انرژی‌ها مانند برق وجود ندارد؟

ـ آیا باید به بنزین وارداتی یارانه پرداخت کرد؟ یا روند تغییر سوخت خودروها طبق برنامه پیش می‌رود؟

نیاز به انرژی در سال‌های آینده همراه با رشد جمعیت، به‌خصوص در کلان‌شهرهای کشور، خواسته یا ناخواسته افزایش خواهد یافت که متعاقب آن مشکلات زیست‌محیطی فراوانی نیز به بار خواهد آمد.

گاز در حکمِ یکی از منابع تأمین‌کننده انرژی کشور، به شرط سیاست‌گذاری صحیح، می‌تواند در درازمدت نقش تعیین‌کننده‌ای در توازن بین انواع مختلف انرژی در کشور ایجاد کند. مصرف داخلی گاز کشور شامل دو بخش عمده است (در اینجا منظور از گاز، مادهٔ خام صنایعِ پتروشیمی و گازی که به میادین نفت تزریق می‌شود نیست).

۱-۱-۳ مصارف خانگی، تجاری و صنایع کوچک

گاز طبیعی به دلیل سهولت فراوان برای ایجاد گرما و همچنین بدون نیاز به فنّاوریِ پیچیده برای مصرف، به‌سرعت جایگزین انواع حامل‌های انرژی شده است. مطالعهٔ مصرف حامل‌های انرژی مانند نفت سفید، گازوئیل و گاز مایع آشکار می‌کند که با پیوستن هر یک از خانوارهای شهری یا روستایی به شبکهٔ سراسری گاز طبیعی کشور، استفاده از دیگر حامل‌های انرژی به حداقل ممکن (و در بعضی موارد به صفر) رسیده است.

در سال ۱۳۸۴، حدود ۶۳ درصد از کل گاز طبیعی عرضه‌شده به بخش‌های خانگی، تجاری، و صنایع کوچک اختصاص داده‌شده که در حدود ۶۱/۲۲ میلیارد مترمکعب بوده است. از این میزان بخش صنایع کوچک حدود ۲۵ درصد کل مصرف گاز طبیعی کشور را به خود اختصاص داده‌اند که بخش عمدهٔ این گاز در صنایعی از قبیل صنایع مواد شیمیایی، کاغذ، شیشه، نساجی، آهن و فولاد، آلومینیم، مس، و صنایع غذایی به مصرف رسیده است.

نرخ ارزان گاز، نبودنِ الگوی مصرف مناسب و زیرساخت‌های نظارتِ مدیریتی در بخش گاز موجب‌شده که مصرف آن به شکل بی‌رویه‌ای افزایش یابد. بنا به اظهار مدیرعامل شرکت ملی گاز، مصرف داخلی گاز کشور در سال ۱۳۸۳ برابر ۹۲/۵ میلیارد

مترمکعب (۲۵۳/۴۲ میلیون مترمکعب در روز) بوده است که اگر ارزش گاز فروخته‌شده به قیمت جهانی و واقعی محاسبه شود، مجموعه درآمد شرکت ملی گاز ایران فقط در سال ۱۳۸۳ افزون بر ۱۴ میلیارد دلار می‌بود.

در سال‌های اخیر، اقداماتی برای افزایش قیمت حامل‌های انرژی از جمله قیمت گاز طبیعی با هدف کاهش مصرف بی‌رویهٔ آن در بخش صنعت انجام شده است. اما به سبب نبودنِ رقابت از یک سو و نبودنِ نظارت مؤثر بر قیمت‌های کالاها و خدمات تولیدی، فرسودگی ماشین‌آلات، و کاربرد فنّاوری‌های قدیمی‌تر در تولید (که در اکثر آنها، انرژی بیشتری به کار برده می‌شود)، هر گونه افزایش قیمت گاز طبیعی در صنعت نهایتاً از مصرف‌کنندگان کالاهای صنعتی دریافت می‌شود و این اقدام در مجموع تأثیر مطلوبی در کاهش مصرف گاز نداشته است.

جدول ۱-۳ میزان مصرف داخلی گاز طبیعی در کشور (بدون احتساب تزریق گاز)

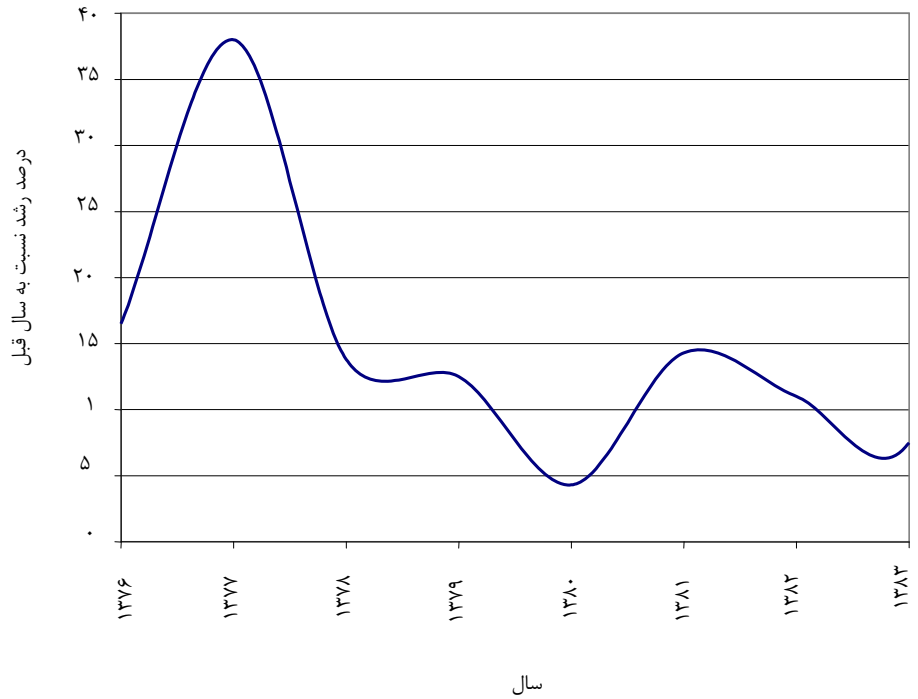
سال	مصرف سالیانه (میلیارد مترمکعب)	متوسط مصرف روزانه (میلیون مترمکعب)	افزایش مصرف نسبت به سال قبل (میلیارد مترمکعب)	درصد رشد نسبت به سال قبل
۱۳۷۵	۳۱/۶	۸۶/۵۸	—	—
۱۳۷۶	۳۶/۸	۱۰۰/۸۲	۵/۲	۱۶/۵
۱۳۷۷	۵۰/۸	۱۳۹/۱۸	۱۴/۰	۳۸/۰
۱۳۷۸	۵۷/۸	۱۵۸/۳۶	۷/۰	۱۳/۸
۱۳۷۹	۶۵/۰	۱۷۸/۰۸	۷/۲	۱۲/۵
۱۳۸۰	۶۷/۸	۱۸۵/۷۵	۲/۸	۴/۳
۱۳۸۱	۷۷/۵	۲۱۲/۳۳	۹/۷	۱۴/۳
۱۳۸۲	۸۶/۰	۲۳۵/۶۲	۸/۵	۱۱/۰
۱۳۸۳	۹۲/۵	۲۵۳/۴۲	۶/۵	۷/۶
میانگین	**۶۲/۸**	**۱۷۲/۰۵**	**۷/۶**	**۱۴/۷**

مأخذ: آمار شرکت ملی گاز، ستون «درصد رشد نسبت به سال قبل» استخراج شده است.

طی سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳ مصرف گاز طبیعی کشور با متوسط رشد سالیانه‌ای

برابر ۱۴/۷ درصد از ۳۱/۶ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۷۵ به ۹۲/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۳ رسیده است (جدول ۱-۳). در صورت جدی بودن بحث‌های تغییر سوخت خودروها به گاز طبیعی، نیاز داخلی از اعداد اعلام‌شده در جدول فراتر خواهد رفت.

در نمودار ۱-۳، درصد رشد مصرف گاز نسبت به سال قبل نشان داده شده است. رشد مصرف گاز در سال‌های اخیر نوسانات شدیدی داشته و احتمالاً در صورتی که در ساختار مصرف گاز تغییری جدی و برنامه‌ریزی‌شده به‌وجود نیاید، در سال‌های آتی در نقاط اوج مصرف (مانند زمستان) منجر به اختلال یا قطع گاز مصرف‌کنندگان خواهد شد.



نمودار ۱-۳ تغییرات رشد مصرف گاز در سال‌های مختلف

۱-۱-۱-۳ استفاده از گاز طبیعی در حمل‌ونقل

طبق آمار جهانی در سال ۱۳۷۹، ایران با داشتن ۸۰۰ خودروِ گازسوز و یک جایگاه

سوخت‌رسانی، در ردهٔ هجدهم جهان قرار گرفته است. این آشکار می‌کند که ایران با داشتن دومین ذخایر گازی جهان از امکانات بالقوهٔ خود برای استفاده از این سوخت نسبت به کشورهایی چون روسیه با ۷۵ هزار خودروِ گازسوز، استفادهٔ کمتری کرده است.

همچنین تناسب نداشتن خودروهای تبدیلی با ایستگاه سوخت‌رسانی، حاکی از نبود برنامه‌ای صحیح و همه‌جانبه در مورد گازسوز کردن خودروهاست. وجود فقط یک پمپ گازرسانی به اتوبوس‌ها در تهران نشان دیگری از این ناهماهنگی بوده است که بنا به گفتهٔ معاون حمل‌ونقل و ترافیک تهران، محدودیت‌های جدی در مورد سوخت‌رسانی و همچنین اضافه کردن اتوبوس‌های جدید گازسوز به ناوگان حمل‌ونقل شهری ایجاد کرده بود.

مقدار گاز طبیعی مصرفی در بخش حمل‌ونقل در سال ۱۳۸۰ معادل ۴/۵ میلیون مترمکعب بود. این رقم شامل مصرف سی.ان.جی در شهرهای تهران و مشهد است. گاز طبیعی در همهٔ خودروها از جمله خودروهای شخصی، کامیون، اتوبوس، و دیگر انواع اتومبیل‌ها می‌تواند جانشین خوبی برای بنزین و گازوئیل مصرفی باشد. وسایط نقلیه گازوئیل‌سوز عموماً به دلیل کیفیت پایین گازوئیل و فرسودگی بیش از حد، آلودگی زیادی ایجاد می‌کنند. گسترش مصرف گاز طبیعی در این حیطه کمک‌های زیادی به جلوگیری از آلودگی محیط زیست می‌کند.

باید افزود که گسترش مصرف گاز در بخش حمل‌ونقل نیاز به ساخت جایگاه‌های متعدد گازرسانی و تأمین مصرف گاز برای خودروهای گازسوز دارد.

۲-۱-۳ مصارف نیروگاهی و صنایع بزرگ

مصرف گاز طبیعی به منزلهٔ حامل انرژی مهمی در بخش‌های صنعتی و نیروگاهی متناسب با توسعهٔ صنعتی کشور در حال افزایش است. ویژگی‌های خاص گاز طبیعی از لحاظ ابعاد اقتصادی و زیست‌محیطی این حامل انرژی را به حامل انرژی مطلوبی برای بخش‌های مصرف‌کنندهٔ انرژی کشور تبدیل کرده است، به‌طوری که سهم گاز طبیعی از کل انرژی مصرف‌شده بخش‌های مختلف اقتصادی در طول سال‌های اخیر به میزانی

بیشتر از حد میانگین افزایش یافته است. جایگزینی سوخت گاز طبیعی به جای نفت کوره به‌ویژه در نیروگاه‌های برق یکی از دلایل عمدهٔ این کار است.

برای نمونه بررسی مصرف گاز بین سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳ نشان می‌دهد که حجم گاز مصرف‌شده در نیروگاه‌ها روندی صعودی داشته، به‌طوری که در سال ۱۳۸۳، با ۳۷/۴ درصد از کل مصرف، یا حدود ۳۴/۵۶ میلیارد مترمکعب، بالاترین رقم مصرف را به خود اختصاص داده است.

متأسفانه فرایند بیشتر نیروگاه‌های کشور از نوع سیکل ساده می‌باشند. این نیروگاه‌ها نسبت به نیروگاه‌های با فرایند سیکل ترکیبی گاز بیشتر مصرف می‌کنند و بازده کمتری دارند. جدول ۲-۳، سیر رشد و میزان مصرف گاز بر مبنای برنامه‌های بلندمدت (از ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۳) وزارت نیرو را نشان می‌دهد.

از مصرف‌کنندگان بزرگ صنعتی گاز طبیعی می‌توان به پالایشگاه‌های نفت کشور اشاره کرد. این پالایشگاه‌ها برای تأمین سوخت لازم برخی از واحدهای تولیدکنندهٔ حرارت (کوره‌ها) و همچنین برای خوراک واحدهای تولید هیدروژن به استفاده از گاز طبیعی نیازمندند. در پالایشگاه‌هایی که از گاز طبیعی استفاده نمی‌شود، مطابق طراحی، گازهای تولیدی پالایشگاه، نفت گاز، نفت کوره، یا مقادیری گاز مایع برای این مقاصد به کار گرفته می‌شود. در سال ۱۳۸۰، سوخت مصرفی گاز طبیعی پالایشگاه‌های نفت به حدود ۲۹۵۶ میلیون مترمکعب بالغ شد که نزدیک به ۴/۴ درصد کل مصرف گاز طبیعی کشور را تشکیل می‌داد.

صنایع پتروشیمی جزء آن دسته از صنایع بزرگ‌اند که دارای نیروگاه‌های برق اختصاصی‌اند. صنایع پتروشیمی اراک، تبریز، بندر امام، و رازی مولدهای برق گازی دارند و صنایع پتروشیمی اصفهان و خراسان دارای مولدهای برق از نوع بخاری‌اند و پتروشیمی‌های خارک و شیراز نیز هم از مولدهای برق بخاری و هم از مولدهای برق گازی بهره‌مندند. البته پتروشیمی‌های فارابی، آبادان و شرکت کربن ایران برق مورد نیاز خود را از شبکهٔ سراسری خریداری می‌کنند.

جدول ۲-۳ گزارش وزارت نیرو به شرکت ملی گاز ایران (مردادماه سال ۱۳۸۴)

سال	حداکثر نیاز مصرف (مگاوات)[1]	رشد سالیانه	انرژی مورد نیاز (تراوات ساعت)[2]	بازده متوسط	سوخت لازم معادل گاز			رشد سالیانهٔ سوخت	
		درصد	کل	غیرحرارتی	حرارتی	درصد	سالیانه	روزانه	درصد
							میلیارد متر مکعب	میلیون متر مکعب	
۱۳۹۰	۵۱,۹۳۶	-	۲۸۶/۵	۳۲/۶	۲۵۴/۰	۰/۳۸۲	۶۸/۹۱	۱۸۸/۸	۰
۱۳۹۱	۵۶,۱۶۹	۸/۲	۳۱۰/۰	۳۳/۶	۲۷۶/۴	۰/۳۸۴	۷۴/۵۷	۲۰۴/۳	۸/۲
۱۳۹۲	۶۰,۷۱۸	۸/۱	۳۳۵/۱	۳۴/۶	۳۰۰/۵	۰/۳۸۸	۸۰/۶۷	۲۲۱/۰	۸/۲
۱۳۹۳	۶۵,۶۰۴	۸/۰	۳۶۲/۱	۳۵/۶	۳۲۶/۵	۰/۳۹۰	۸۶/۷۲	۲۳۷/۶	۷/۵
۱۳۹۴	۷۰,۸۵۴	۸/۰	۳۹۱/۰	۳۷/۶	۳۵۳/۴	۰/۳۹۲	۹۳/۴۰	۲۵۵/۹	۷/۷
۱۳۹۵	۷۶,۴۹۷	۸/۰	۴۲۲/۲	۳۸/۶	۳۸۳/۶	۰/۳۹۴	۱۰۰/۸۹	۲۷۶/۴	۸/۰
۱۳۹۶	۸۲,۵۶۱	۷/۹	۴۵۵/۶	۳۹/۶	۴۱۶/۰	۰/۳۹۶	۱۰۸/۸۴	۲۹۸/۲	۷/۹
۱۳۹۷	۸۹,۰۸۱	۷/۹	۴۹۱/۶	۴۰/۶	۴۵۱/۰	۰/۳۹۸	۱۱۷/۴۲	۳۲۱/۷	۷/۹
۱۳۹۸	۹۶,۰۹۰	۷/۹	۵۳۰/۳	۴۱/۶	۴۸۸/۷	۰/۴۰۰	۱۲۶/۵۸	۳۴۶/۸	۷/۸
۱۳۹۹	۱۰۳,۶۲۸	۷/۹	۵۷۱/۹	۴۲/۶	۵۲۹/۳	۰/۴۰۲	۱۳۶/۴۴	۳۷۳/۸	۷/۸
۱۴۰۰	۱۱۱,۷۳۵	۷/۸	۸۱۶/۶	۴۳/۶	۵۷۳/۰	۰/۴۰۴	۱۴۶/۹۹	۴۰۲/۷	۷/۷
۱۴۰۱	۱۱۹,۵۵۷	۷/۰	۶۵۹/۸	۴۴/۶	۶۱۵/۲	۰/۴۰۶	۱۵۷/۰۲	۴۳۰/۲	۶/۸
۱۴۰۲	۱۲۷,۹۲۶	۷/۰	۷۰۶/۰	۴۵/۶	۶۶۰/۴	۰/۴۰۸	۱۶۷/۷۲	۴۵۹/۵	۶/۸
۱۴۰۳	۱۳۶,۸۸۱	۷/۰	۷۶۵/۴	۴۶/۶	۷۰۸/۸	۰/۴۱۰	۱۷۹/۱۴	۴۹۰/۸	۶/۸

1. Mega Watt (MW)
2. Tera Watt Hour (TWH)

۲-۳ مصرف گاز در حالت‌های مختلف

۱-۲-۳ آمار بر اساس اطلاعات شرکت ملی گاز

بر اساس آمارهای رسمی منتشرشدهٔ شرکت ملی گاز، تقاضای گاز در سال ۱۳۹۴ برای مصارف داخلی حدود ۵۴۵ میلیون متر مکعب در روز خواهد بود (حدوداً ۱۹۹ میلیارد متر مکعب در سال). با توجه به مصرف سال ۱۳۸۴، رشد مصرف گاز برای مصارف خانگی و صنایع کوچک به‌طور میانگین حدود ۴/۴۸ درصد خواهد بود. در جدول ۳-۳ مجموع مصارف خانگی، تجاری، و صنعتی به صورت روزانه و سالیانه آمده است.

۲-۲-۳ آمار بر اساس میانگین مصارف سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳

عواملی مانند رشد اقتصادی، تغییر سوخت خودروها از بنزین به سی.ان.جی[1] و افزایش جمعیت در شهرهای بزرگ کشور همچنین گازرسانی به حدود ۴۰ درصد باقیماندهٔ کشور می‌تواند بر میزان مصرف گاز تأثیرگذار باشند. چنانچه این عوامل نوساناتی در روند مصرف ایجاد کنند، قطعاً نمی‌توان از میزان رشد ۸ درصدی پیروی کرد. بررسی مصرف گاز بین سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳ معلوم می‌کند که میانگین رشد آن برابر ۱۴/۷ (به دست‌آمده از جدول ۱-۳) است و پیش‌بینی می‌شود، در پیِ ورود مصرف‌کنندگان جدید تا سال ۱۳۹۴ و ایجاد نوسانات شدید، این احتمال زیاد است که میانگین رشد به همین منوال باشد.

در جدول ۴-۳ مصارف خانگی و صنعتی با متوسط رشد ۱۴/۷ درصد تا سال ۱۳۹۴ و پس از آن میزان رشد ۸ درصدی تا سال ۱۴۰۴ در نظر گرفته شده است. این جدول همچنین طرح‌هایی نظیر طرح آماک را نیز در بر می‌گیرد. طبق پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته، میزان گاز بازیافتی این طرح برابر ۶/۸ میلیون متر مکعب در روز (حدوداً ۲/۴۸ میلیارد متر مکعب در سال) است که، در صورت کم کردن این عدد از میزان اتلاف سالیانه از سال ۱۳۹۰، میزان اتلاف برابر ۷/۲ میلیون متر مکعب در روز (۲/۶۲ میلیارد متر مکعب در سال) خواهد بود. البته بر اثر تولید نفت خام در بیست

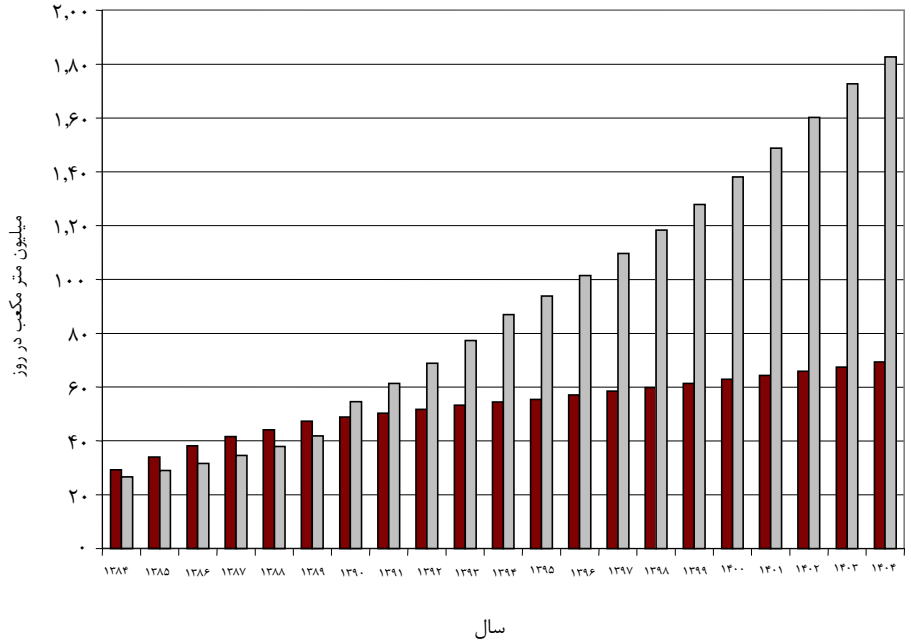
1. Compressed Natural Gas (CNG)

سال آینده احتمال تغییر در تولید گاز همراه نفت وجود دارد، ولی میزان آن پس از سال ۱۳۹۰ ثابت فرض شده است.

برای مصرف نیروگاه‌ها تا سال ۱۳۹۰ هیچ رشدی در نظر گرفته نشده است و مصرف سال‌های بعد از آن بر اساس درخواست نیاز وزارت نیرو به شرکت ملی گاز ثبت شده است (جدول ۲-۳). در جدول ۵-۳ همان اعداد به صورت روزانه نیز بیان شده است.

۳-۳ مقایسهٔ حالت‌های مختلف میزان رشد ارائه‌شده

در نمودار ۲-۳ میزان مصرف سالیانهٔ دو حالت ۱ و ۲ به صورت نمودار میله‌ای رسم شده‌اند. خطوط سیاه‌رنگ (مقادیر کوچکتر) مربوط به حالت اول و خطوط خاکستری‌رنگ (مقادیر بزرگتر) متعلق به حالت دوم است.



نمودار ۲-۳ مقایسهٔ میانگین روزانهٔ مصارف خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی در دو حالت اول و دوم

چنانچه مقادیر نمودار برای حالت اول از سال ۱۳۸۴ تا سال ۱۴۰۴ مصرف گاز کشور بدون در نظر گرفتن طرح‌های تزریق گاز محاسبه شود، میانگین رشد حدود ۴/۴۸ درصدی خواهد داشت. میزان مصرف گاز از ۱۰۶/۷ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۴ (میانگین ۲۹۲/۳۳ میلیون متر مکعب در روز) به ۲۵۳/۲ میلیارد متر مکعب در سال ۱۴۰۴ (میانگین ۶۹۳/۷ میلیون متر مکعب در روز) خواهد رسید. به نظر می‌رسد این مقادیر مصرف حداقل و میانگین مصرف در هر سال باشند که مصرف چهار ماه آخر سال (به‌خصوص فصل زمستان) و مشکلات تولید گاز در آنها لحاظ نشده باشد.

محاسبات برای حالت دوم، بر اساس واقعیت‌های گذشته، حاکی از آن است که چنانچه میزان مصرف گاز از ۹۷/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۸۴ (میانگین ۲۶۷/۱۵ میلیون متر مکعب در روز) باشد، این میزان به ۶۶۶/۸۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۴۰۴ (میانگین ۱۸۲۶/۹۹ میلیون متر مکعب در روز) خواهد رسید. اگرچه رشد مصرف تا سال ۱۳۹۵ میزان ثابتی ندارد، بعد از این سال تقریباً به صورت ثابت درمی‌آید. میانگین رشد در طول این سال‌ها ۱۰ درصد خواهد بود.

جدول ۳-۳ مصارف خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس آمار شرکت ملی گاز
(اعداد برحسب میلیارد مترمکعب است)

سال	مجموع مصارف روزانهٔ داخلی	مجموع مصارف سالیانهٔ داخلی	افزایش مصرف نسبت به سال قبل	درصد رشد نسبت به سال قبل (درصد)
۱۳۸۴	۲۹۲/۳۳	۱۰۶/۷۰	–	–
۱۳۸۵	۳۴۰/۰۰	۱۲۴/۱۰	۱۷/۴۰	۱۶/۳۱
۱۳۸۶	۳۸۱/۹۲	۱۳۹/۴۰	۱۵/۳۰	۱۲/۳۳
۱۳۸۷	۴۱۶/۱۶	۱۵۱/۹۰	۱۲/۵۰	۸/۹۷
۱۳۸۸	۴۴۰/۵۵	۱۶۰/۸۰	۸/۹۰	۵/۸۶
۱۳۸۹	۴۷۳/۱۵	۱۷۲/۷۰	۱۱/۹۰	۷/۴۰
۱۳۹۰	۴۸۷/۹۵	۱۷۸/۱۰	۵/۴۰	۳/۱۳

جدول ۳-۳ مصارف خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس آمار شرکت ملی گاز
(اعداد برحسب میلیارد مترمکعب است)

سال	مجموع مصارف روزانهٔ داخلی	مجموع مصارف سالیانهٔ داخلی	افزایش مصرف نسبت به سال قبل	درصد رشد نسبت به سال قبل (درصد)
۱۳۹۱	۵۰۲/۷۴	۱۸۳/۵۰	۵/۴۰	۳/۰۳
۱۳۹۲	۵۱۷/۵۳	۱۸۸/۹۰	۵/۴۰	۲/۹۴
۱۳۹۳	۵۳۲/۶۰	۱۹۴/۴۰	۵/۵۰	۲/۹۱
۱۳۹۴	۵۴۴/۶۶	۱۹۸/۸۰	۴/۴۰	۲/۲۶
۱۳۹۵	۵۵۳/۹۷	۲۰۲/۲۰	۳/۴۰	۱/۷۱
۱۳۹۶	۵۷۰/۶۸	۲۰۸/۳۰	۶/۱۰	۳/۰۲
۱۳۹۷	۵۸۴/۳۸	۲۱۳/۳۰	۵/۰۰	۲/۴۰
۱۳۹۸	۵۹۸/۶۳	۲۱۸/۵۰	۵/۲۰	۲/۴۴
۱۳۹۹	۶۱۳/۱۵	۲۲۳/۸۰	۵/۳۰	۲/۴۳
۱۴۰۰	۶۲۸/۲۲	۲۲۹/۳۰	۵/۵۰	۲/۴۶
۱۴۰۱	۶۴۳/۲۹	۲۳۴/۸۰	۵/۵۰	۲/۴۰
۱۴۰۲	۶۵۸/۹۰	۲۴۰/۵۰	۵/۷۰	۲/۴۳
۱۴۰۳	۶۷۴/۷۹	۲۴۶/۳۰	۵/۸۰	۲/۴۱
۱۴۰۴	۶۹۳/۷۰	۲۵۳/۲۰	۶/۹۰	۲/۸۰
جمع کل	**۱۱,۱۴۹/۳۲**	**۴,۰۶۹/۵۰**	—	**۸۹/۶۳**
میانگین	**۵۳۰/۹۲**	**۱۹۳/۷۹**	—	**۴/۴۸**

جدول ۴-۳ مصارف سالیانهٔ خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس میانگین مصارف سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳

(اعداد برحسب میلیارد مترمکعب است)

سال	مصارف سالیانهٔ خانگی	مصارف سالیانهٔ صنعتی	مصارف سالیانهٔ اتلاف	مصارف سالیانهٔ نیروگاهی	مجموع مصارف سالیانهٔ داخلی	افزایش مصرف نسبت به سال قبل	درصد رشد نسبت به سال قبل
۱۳۸۴	۳۰/۶۰	۲۵/۵۲	۵/۱۰	۳۶/۲۹	۹۷/۵۱	—	—
۱۳۸۵	۳۵/۱۰	۲۹/۲۷	۵/۱۰	۳۶/۲۹	۱۰۵/۷۶	۸/۲۵	۸/۴۶
۱۳۸۶	۴۰/۲۶	۳۳/۵۷	۵/۱۰	۳۶/۲۹	۱۱۵/۲۲	۹/۴۶	۸/۹۵
۱۳۸۷	۴۶/۱۸	۳۸/۵۱	۵/۱۰	۳۶/۲۹	۱۲۶/۰۸	۱۰/۸۵	۹/۴۲
۱۳۸۸	۵۲/۹۶	۴۴/۱۷	۵/۱۰	۳۶/۲۹	۱۳۸/۵۲	۱۲/۴۵	۹/۸۷
۱۳۸۹	۶۰/۷۵	۵۰/۶۶	۵/۱۰	۳۶/۲۹	۱۵۲/۸۰	۱۴/۲۸	۱۰/۳۱
۱۳۹۰	۶۹/۶۸	۵۸/۱۱	۲/۶۲	۶۸/۹۱	۱۹۹/۳۲	۴۶/۵۲	۳۰/۴۴
۱۳۹۱	۷۹/۹۲	۶۶/۶۵	۲/۶۲	۷۴/۵۷	۲۲۳/۷۷	۲۴/۴۴	۱۲/۲۶
۱۳۹۲	۹۱/۶۷	۷۶/۴۵	۲/۶۲	۸۰/۶۷	۲۵۱/۴۱	۲۷/۶۴	۱۲/۳۵
۱۳۹۳	۱۰۵/۱۵	۸۷/۶۹	۲/۶۲	۸۶/۷۲	۲۸۲/۱۸	۳۰/۷۷	۱۲/۲۴
۱۳۹۴	۱۲۰/۶۰	۱۰۰/۵۸	۲/۶۲	۹۳/۴۰	۳۱۷/۲۱	۳۵/۰۳	۱۲/۴۱
۱۳۹۵	۱۳۰/۴۶	۱۰۸/۸۰	۲/۶۲	۱۰۰/۸۹	۳۴۲/۷۶	۲۵/۵۵	۸/۰۶
۱۳۹۶	۱۴۱/۱۱	۱۱۷/۶۹	۲/۶۲	۱۰۸/۸۴	۳۷۰/۲۶	۲۷/۵۰	۸/۰۲
۱۳۹۷	۱۵۲/۶۴	۱۲۷/۳۰	۲/۶۲	۱۱۷/۴۲	۳۹۹/۹۹	۲۹/۷۲	۸/۰۳
۱۳۹۸	۱۶۵/۱۱	۱۳۷/۷۰	۲/۶۲	۱۲۶/۵۸	۴۳۲/۰۲	۳۲/۰۳	۸/۰۱
۱۳۹۹	۱۷۸/۶۰	۱۴۸/۹۵	۲/۶۲	۱۳۶/۴۴	۴۶۶/۶۱	۳۴/۶۰	۸/۰۱
۱۴۰۰	۱۹۳/۲۰	۱۶۱/۱۲	۲/۶۲	۱۴۶/۹۹	۵۰۳/۹۲	۳۷/۳۱	۸/۰۰
۱۴۰۱	۲۰۸/۹۸	۱۷۴/۲۹	۲/۶۲	۱۵۷/۰۲	۵۴۲/۹۱	۳۸/۹۹	۷/۷۴
۱۴۰۲	۲۲۶/۰۵	۱۸۸/۵۳	۲/۶۲	۱۶۷/۷۲	۵۸۴/۹۲	۴۲/۰۱	۷/۷۴
۱۴۰۳	۲۴۴/۵۲	۲۰۳/۹۳	۲/۶۲	۱۷۹/۱۴	۶۳۰/۲۱	۴۵/۳۰	۷/۷۴
۱۴۰۴	۲۶۴/۵۰	۲۲۰/۵۹	۲/۶۲	۱۷۹/۱۴	۶۶۶/۸۵	۳۶/۶۴	۵/۸۱
جمع کل	۲,۶۳۸/۰۴	۲,۲۰۰/۰۹	۶۹/۹۰	۲,۰۴۲/۱۹	۶,۹۵۰/۲۲	—	۲۰۳/۸۷
میانگین	۱۲۵/۶۲	۱۰۴/۷۷	۳/۳۳	۹۷/۲۵	۳۳۰/۹۶	—	۱۰

جدول ۵-۳ متوسط مصارف روزانهٔ خانگی، تجاری، صنعتی، و نیروگاهی بر اساس متوسط مصارف سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۳

(اعداد برحسب میلیارد مترمکعب است)

سال	مصارف خانگی	مصارف صنعتی	اتلاف	مصارف نیروگاهی	مجموع مصارف داخلی
۱۳۸۴	۸۳/۸۴	۶۹/۹۲	۱۳/۹۷	۹۹/۴۲	۲۶۷/۱۵
۱۳۸۵	۹۶/۱۶	۸۰/۲۰	۱۳/۹۷	۹۹/۴۲	۲۸۹/۷۵
۱۳۸۶	۱۱۰/۲۹	۹۱/۹۸	۱۳/۹۷	۹۹/۴۲	۳۱۵/۶۸
۱۳۸۷	۱۲۶/۵۱	۱۰۵/۵۱	۱۳/۹۷	۹۹/۴۲	۳۴۵/۴۱
۱۳۸۸	۱۴۵/۱۰	۱۲۱/۰۲	۱۳/۹۷	۹۹/۴۲	۳۷۹/۵۲
۱۳۸۹	۱۶۶/۴۴	۱۳۸/۸۰	۱۳/۹۷	۹۹/۴۲	۴۱۸/۶۴
۱۳۹۰	۱۹۰/۹۰	۱۵۹/۲۱	۷/۱۸	۱۸۸/۸۰	۵۴۶/۰۹
۱۳۹۱	۲۱۸/۹۶	۱۸۲/۶۱	۷/۱۸	۲۰۴/۳۰	۶۱۳/۰۵
۱۳۹۲	۲۵۱/۱۵	۲۰۹/۴۶	۷/۱۸	۲۲۱/۰۰	۶۸۸/۷۹
۱۳۹۳	۲۸۸/۰۷	۲۴۰/۲۵	۷/۱۸	۲۳۷/۶۰	۷۷۳/۱۰
۱۳۹۴	۳۳۰/۴۲	۲۷۵/۵۶	۷/۱۸	۲۵۵/۹۰	۸۶۹/۰۶
۱۳۹۵	۳۵۷/۴۱	۲۹۸/۰۸	۷/۱۸	۲۷۶/۴۰	۹۳۹/۰۷
۱۳۹۶	۳۸۶/۶۱	۳۲۲/۴۳	۷/۱۸	۲۹۸/۲۰	۱,۰۱۴/۴۲
۱۳۹۷	۴۱۸/۲۰	۳۴۸/۷۷	۷/۱۸	۳۲۱/۷۰	۱,۰۹۵/۸۵
۱۳۹۸	۴۵۲/۳۷	۳۷۷/۲۷	۷/۱۸	۳۴۶/۸۰	۱,۱۸۳/۶۱
۱۳۹۹	۴۸۹/۳۲	۴۰۸/۰۹	۷/۱۸	۳۷۳/۸۰	۱,۲۷۸/۳۹
۱۴۰۰	۵۲۹/۳۰	۴۴۱/۴۳	۷/۱۸	۴۰۲/۷۰	۱,۳۸۰/۶۱
۱۴۰۱	۵۷۲/۵۵	۴۷۷/۵۰	۷/۱۸	۴۳۰/۲۰	۱,۴۸۷/۴۲
۱۴۰۲	۶۱۹/۳۲	۵۱۶/۵۱	۷/۱۸	۴۵۹/۵۰	۱,۶۰۲/۵۱
۱۴۰۳	۶۶۹/۹۲	۵۵۸/۷۱	۷/۱۸	۴۹۰/۸۰	۱,۷۲۶/۶۱
۱۴۰۴	۷۲۴/۶۵	۶۰۴/۳۵	۷/۱۸	۴۹۰/۸۰	۱,۸۲۶/۹۹
جمع کل	**۷,۲۲۷/۵۱**	**۶,۰۲۷/۶۵**	**۱۹۱/۵۱**	**۵,۵۹۵/۰۵**	**۱۹,۰۴۱/۷۱**
میانگین	**۳۴۴/۱۷**	**۲۸۷/۰۳**	**۹/۱۲**	**۲۶۶/۴۳**	**۹۰۶/۷۵**

فصل چهارم

مصارف گاز در صنایع پتروشیمی

۱-۴ بازار جهانی محصولات پتروشیمی با خوراک گاز

اگرچه فعالیت‌های صنعت پتروشیمی از سال ۱۹۲۰ آغاز شد، از سال ۱۹۴۰ به بعد این صنعت به صورت صنعت عظیم و کاملی درآمده و با سرعت توسعه یافته است. امروزه مصرف محصولات پتروشیمی در جهان در حدود ۶۷۰ میلیون تن در سال است و رشد سالیانهٔ آن نزدیک ۴ درصد است، بنابراین، انتظار می‌رود تقاضای جهانی محصولات پتروشیمی در دههٔ آتی به یک میلیارد تن برسد. عوامل زیر در رشد سریع صنایع پتروشیمی مؤثر بوده‌اند:

۱. در دسترس بودن و قیمت نسبتاً ارزان نفت خام و گاز طبیعی به عنوان مواد اولیه.

۲. پیشرفت‌هایی مانند تقطیرهای جزئی، کراکینگ حرارتی، کراکینگ کاتالیزی، تبدیل کاتالیزی، هیدروژن‌دار شدن، ایزومری شدن و آلکیل‌دار شدن که به دلیل نیاز روزافزون به بنزین معمولی و بنزین هواپیما در صنایع پالایش نفت رخ داده و باعث شده تولید مواد جانبی که به عنوان مواد اولیه در صنایع پتروشیمی مصرف دارد افزایش یابد.

۳. نیاز به مواد شیمیایی‌ای که از منابع دیگر (مانند زغال، چوب و محصولات کشاورزی) قابل تأمین نبود و یا اعتمادی به قیمت و بقای منابع اولیهٔ آنها وجود نداشت.

۴. رشد سریع نیاز به الیاف مصنوعی، پلاستیک‌ها و رزین‌ها.

۵. تحقیقاتی که به کشف تعداد زیادی مواد جدید و ابداع فرایندهای مختلف منجر شد. یکی از ویژگی‌های تحقیقات پتروشیمی توسعهٔ کاربرد مواد اولیهٔ تولیدیِ این صنعت برای دیگر صنایع به صورت مواد واسطه‌ای یا نهایی است.

جدول ۱-۴ رشد مصرف محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴)

محصول	رشد مصرف			ظرفیت ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) (هزار تن در سال)	ظرفیت مورد نیاز بیش از ظرفیت اعلام‌شده تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴)	
	۱۳۷۳-۱۳۸۳ (۱۹۹۴-۲۰۰۴) درصد	۱۳۸۳-۱۳۸۸ (۲۰۰۴-۲۰۰۹) درصد	۱۳۸۸-۱۳۹۳ (۲۰۰۹-۲۰۱۴) درصد		هزار تن	درصد
پروپلین	۴/۹	۵	۳/۴	۷۵,۰۱۶	۱۸,۲۳۰	۲۴
استون	۴/۸	۶	۱/۶	۵,۶۲۰	۱,۳۶۱	۲۴
رزین‌های اوره فرمالدهید	۳/۴	۲/۹	۲/۳	۱۳,۷۵۹	۳,۱۹۱	۲۳
فنول	۴/۳	۴/۸	۳/۳	۸,۴۰۳	۱,۹۰۰	۲۳
اتیلن اکسید	۵/۷	۴/۶	۳/۳	۱۷,۶۶۷	۳,۸۸۰	۲۲
لاستیک ثاث	۳/۷	۳/۴	۳/۳	۱۰,۷۵۷	۲,۳۴۰	۲۲
رزین‌های فنول فرمالدهید	۳/۵	۲/۹	۲/۳	۴,۲۱۴	۸۷۷	۲۱
وینیل کلرید	۳/۸	۳/۹	۲/۶	۳۴,۲۰۸	۷,۰۵۰	۲۱
سیکلوهگزان	۲/۶	۳/۹	۲/۸	۶,۲۳۲	۱,۲۸۰	۲۱
پروپلین اکسید	۵/۴	۳/۹	۳/۲	۶,۸۹۸	۱,۳۱۵	۱۹
رزین‌های ملامین فرمالدهید	۵/۶	۳/۸	۳	۲,۳۶۴	۴۴۲	۱۹
نایلون (الیاف ۶/۶۶)	۰/۴	۲/۹	۲/۵	۵,۷۸۶	۱,۰۵۸	۱۸
بوتادی ان	۳/۲	۳/۱	۲/۶	۱۱,۲۹۷	۲,۰۱۵	۱۸
اتیلن	۳/۷	۴/۲	۳/۳	۱۱۲,۶۱۶	۱,۹۴۰	۱۸
آکریلونیتریل	۳	۳/۵	۲/۳	۶,۰۳۳	۱,۰۶۰	۱۸
بنزن	۳/۸	۳/۹	۲/۶	۴۵,۶۹۳	۸,۰۰۰	۱۸
تولوئن دی‌ایزوسیانات	۴/۹	۴/۳	۴/۴	۱,۹۵۹	۳۳۰	۱۷
ارتوزایلین	۵/۲	۳/۷	۲/۳	۴,۴۴۸	۷۴۰	۱۷

جدول ۱-۴ رشد مصرف محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴)

محصول	رشد مصرف			ظرفیت ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) (هزار تن در سال)	ظرفیت مورد نیاز بیش از ظرفیت اعلام‌شده تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴)	
	۱۳۷۳-۱۳۸۳ (۱۹۹۴-۲۰۰۴) درصد	۱۳۸۳-۱۳۸۸ (۲۰۰۴-۲۰۰۹) درصد	۱۳۸۸-۱۳۹۳ (۲۰۰۹-۲۰۱۴) درصد		هزار تن	درصد
MDI	۶/۷	۴/۷	۴/۹	۳,۰۴۹	۱,۵۲۰	۵۰
الیافت پلی‌استر	۵/۶	۵	۳/۷	۲۷,۳۰۳	۱۱,۷۵۳	۴۳
ترفتالیک‌اسید خالص (جامد)	۱۱/۲	۸/۱	۶/۳	۱۴,۰۰۴	۶,۰۱۲	۴۳
ترفتالیک اسید	۷/۵	۶/۵	۴/۸	۳۱,۵۴۴	۱۱,۹۳۵	۳۸
متیل/ متاکریلات	۶/۸	۵/۷	۳/۵	۳,۰۱۳	۱,۰۴۰	۳۵
پارازایلین	۰/۶	۶/۱	۴/۵	۲۴,۸۰۱	۸,۰۳۱	۳۲
کاپرولاکتام	۲/۸	۳/۵	۲/۴	۴,۳۶۱	۱,۳۷۵	۲۹
ترفتالیک‌اسید خالص (مایع)	۶/۷	۶/۰	۴/۵	۴۵,۰۴۹	۱۲,۱۰۵	۲۷
مخلوط زایلین‌ها	۰/۶	۵/۵	۴	۴۰,۶۰۱	۱۰,۶۲۵	۲۶
ایزوپروپیل الکل	۲/۴	۲/۹	۲	۲,۲۰۴	۵۷۵	۲۶
آدیپیک اسید	۰/۳	۳/۱	۳/۸	۲,۹۶۳	۷۷۰	۲۶
پلی‌پروپلین	۶/۰	۶	۴/۱	۴۲,۰۷۰	۱۰,۸۰۰	۲۶
انیدرید مالئیک	۵/۹	۵/۵	۲/۷	۱,۷۵۹	۴,۴۵	۲۵
کیومن	۴/۸	۵/۷	۲/۵	۱۱,۰۰۰	۲,۶۸۵	۲۴
اتیلن دی‌کلرید	۳/۱	۴/۲	۲/۲	۴۵,۴۲۵	۷,۰۲۱	۱۵
پلی‌وینیل کلرید	۳/۵	۳/۹	۳/۰	۳۵,۲۳۳	۵,۳۵۰	۱۵
اتیلن گلیکول	۵/۸	۵/۵	۴/۰	۱۶,۴۴۸	۲,۴۸۰	۱۵
انیدرید فتالیک	۴/۴	۴/۲	۲/۳	۴,۶۳۴	۶۵۵	۱۴

جدول ۱-۴ رشد مصرف محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴)

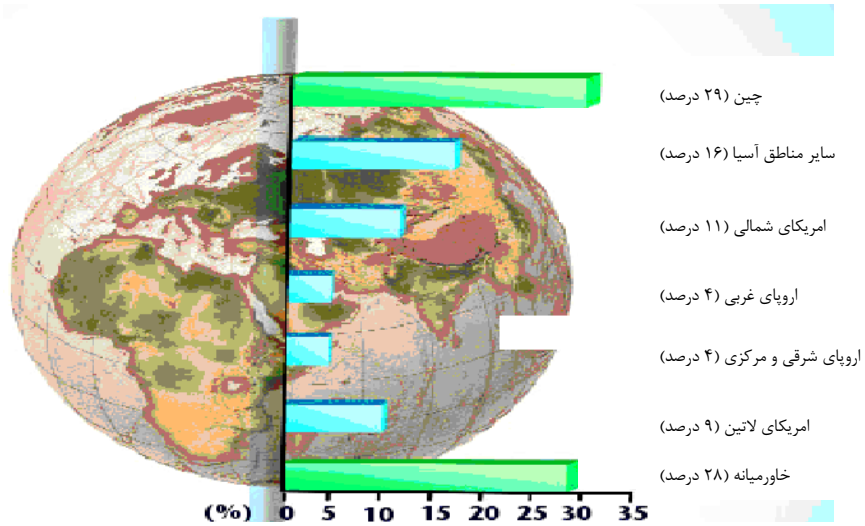
محصول	رشد مصرف			ظرفیت ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) (هزار تن در سال)	ظرفیت مورد نیاز بیش از ظرفیت اعلام‌شده تا سال ۱۳۹۳ (۲۰۱۴)	
	۱۳۷۳-۱۳۸۳ (۱۹۹۴-۲۰۰۴) درصد	۱۳۸۳-۱۳۸۸ (۲۰۰۴-۲۰۰۹) درصد	۱۳۸۸-۱۳۹۳ (۲۰۰۹-۲۰۱۴) درصد		هزار تن	درصد
فرمالدهید	۳/۵	۲/۸	۲/۱	۳۴,۸۳۴	۴,۸۶۵	۱۴
اگزوالکها	۳/۷	۲/۹	۲/۶	۸,۵۳۹	۱,۱۹۰	۱۴
استیک‌اسید	۳/۹	۴/۰	۲/۴	۹,۸۷۵	۱,۲۱۴	۱۲
پلی‌اتیلن (سنگین، سبک، سبک خطی)	۴/۱	۴/۷	۳/۸	۷۰,۶۰۲	۷,۸۲۷	۱۱
وینیل استات	۲/۰	۳/۷	۲/۷	۵,۲۳۳	۵۵۰	۱۱
ABS/SAN	۵/۷	۵/۷	۴/۳	۸,۴۶۷	۸۳۰	۱۰
الیاف آکریلیک	۲/۷	۲/۶	۱/۳	۳,۲۲۲	۱۹۸	۶
پلی‌استایرن (CPS, HIPS, EPS)	۳/۳	۳/۵	۲/۶	۱۹,۵۵۴	۱,۱۵۰	۰۶
استیرن	۳/۳	۳/۸	۲/۶	۲۶,۱۹۵	۱,۲۴۰	۵
اتیل بنزن	۳/۷	۳/۴	۲/۶	۳۰,۲۶۱	۱,۲۷۵	۴
تولوئن	۳/۲	۱/۸	۲/۸	۲۴,۴۸۵	۹۷۵	۴
پلی‌بوتادین	۲/۴	۲/۷	۱/۴	۳,۳۵۵	۰	۰
دی‌متیل ترفتالات	-۳/۲	۰/۸	۰/۴	۴,۵۴۸	-۹۶	-۲
بوتیلن	۲/۲	۱/۶	-۰/۷	۲۵,۲۳۲	-۱,۳۱۱	-۵
متانول	۳	۲/۲	۱/۵	۴۱,۵۸۸	-۹,۸۵۸	-۲۴
MTBE	-۱/۱	-۳	-۳/۶	۲۲۶۲۱	-۷۵۴۰	-۳۳

مأخذ: گزارش برنامه‌ریزی استراتژی، شرکت سرمایه‌گذاری صنایع پتروشیمیایی و شیمیایی تأمین، تیر ۱۳۸۴.

بین سال‌های ۱۳۷۱-۱۳۸۱ (۱۹۹۲-۲۰۰۲)، ظرفیت جهانی برای تولید ۹۷ محصول پتروشیمی افزایش یافت و این مقدار تقریباً به حدود ۴۰۰ میلیون تن در سال رسید. پیش‌بینی می‌شود بین سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱ (۲۰۰۲-۲۰۱۲) حدود ۱۵۰ میلیون تن در سال به ظرفیت واحدها افزوده شود. میزان تغییرات تقاضای محصولات پتروشیمی در جدول ۱-۴ آمده است.

همچنین میزان سرمایه‌گذاری در مناطق مختلف دنیا برای اجرای طرح‌های جدید را می‌توان در نمودار ۱-۴ خلاصه کرد.

توزیع منطقه‌ای میزان سرمایه‌گذاری در طرح‌های جدید پتروشیمی ۱۳۸۱-۱۳۹۱ (۲۰۰۲-۲۰۱۲)



مأخذ: گزارش برنامه‌ریزی استراتژی، شرکت سرمایه‌گذاری صنایع پتروشیمیایی و شیمیایی تأمین، تیر ۱۳۸۴.

نمودار ۱-۴ میزان سرمایه‌گذاری مناطق مختلف دنیا برای ۹۷ محصول پتروشیمی

۴-۲ برنامهٔ توسعهٔ طرح‌های پتروشیمی ایران در برنامهٔ بیست‌سال آینده

بر اساس سند چشم‌انداز بیست‌سالهٔ کشور، ایران در سال ۱۴۰۴ کشوری توسعه‌یافته و

از لحاظ اقتصادی مقام اول منطقه را احراز خواهد کرد. این مستلزم برنامه‌ریزی‌های دقیق کوتاه‌مدت (بودجه‌های سالیانه)، میان‌مدت (برنامه‌های پنج‌سالهٔ توسعه) و بلندمدت خواهد بود. از این‌رو، به منظور دستیابی به اهداف سند چشم‌انداز فاصلهٔ بیست‌سالهٔ موجود تا سال ۱۴۰۴ به ۴ برنامهٔ پنج‌ساله تقسیم شده و دو برنامهٔ نخست با عنوان افق ۱۳۹۴ در پیش‌بینی‌ها و برآوردهای آینده بررسی شده است.

تولید محصولات پتروشیمی یکی از مهم‌ترین ابزارهای صنعتی کشور برای نیل به اهداف سند چشم‌انداز معرفی شده و برنامه‌ریزی‌های گسترده‌ای به منظور افزایش ظرفیت تولید بخش پتروشیمی انجام گرفته است، اما بدیهی است که این مهم بدون تأمین خوراک لازم صنایع پتروشیمی محقق نخواهد شد. از این‌رو، در تنظیم برنامهٔ چهارم، اولویت با استفاده از خوراک گاز طبیعی، میعانات گازی، و محصولات جانبی بوده است.

در افق ۱۳۹۴، برای بخش پتروشیمی دستیابی به تولیدات به ارزش ۲۶ میلیارد دلار پیش‌بینی شده که حدود ۲۰ میلیارد دلار آن از راه فروش محصولات به دست می‌آید. دیگر هدف‌های این برنامه عبارت‌اند از: جذب منابع سرمایه‌گذاری، گسترش مالکیت بخش‌های خصوصی داخلی و خارجی در کل مالکیت صنعت پتروشیمی، و رساندن سهم بخش خصوصی به حدود ۵۰ درصد.

شرکت ملی صنایع پتروشیمی در برنامهٔ چهارم توسعه طرح‌های متعددی را در منطقهٔ ویژهٔ اقتصادی انرژی پارس و دیگر مناطق کشور آغاز خواهد کرد. پیش‌بینی شده که حجم سرمایه‌گذاری‌های صنعت پتروشیمی در برنامه چهارم به ۱۲ میلیارد دلار برسد. طبق محاسبات صورت گرفته، برای دستیابی به برنامه‌های پیش‌بینی‌شده، واحدهای پتروشیمی نیاز فراوانی به خوراک گاز دارند که این جز با توسعهٔ ظرفیت‌های گازی و تولید بیشتر گاز طبیعی و میعانات گازی میسر نخواهد شد. بر این اساس، تأمین مجموعه خوراک زیر را باید در دستور کار قرار داد:

۱. روزانه ۲۷۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی،
۲. روزانه ۴۰۰ هزار بشکه میعانات گازی،
۳. روزانه ۳۵۰ هزار بشکه مایعات گازی،
۴. سالیانه ۱۰ میلیون تن اتان.

۴-۲-۱ تولید و فروش محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۸۳

محصولات شرکت ملی صنایع پتروشیمی در سال ۱۳۸۱ به ۱۳ میلیون تن و در سال ۱۳۸۳ به ۲۲ میلیون تن رسیده است. همچنین در سال ۱۳۸۱ صادرات و فروش داخلی پتروشیمی به ترتیب ۳/۹ میلیون تن به ارزش ۹۴۰ میلیون دلار و ۴/۳ میلیون تن به ارزش ۷/۴ هزار میلیارد ریال بوده است که این رقم در سال ۱۳۸۳ به ترتیب به ۷ میلیون تن صادرات به ارزش ۲ میلیارد دلار و ۶/۵ میلیون تن مصرف داخلی به ارزش ۱۳ هزار میلیارد ریال رسیده است.

سهم پتروشیمی در صادرات غیرنفتی در پایان سال سوم برنامه، به ۲۱/۳ درصد افزایش یافته که نشان‌دهندهٔ رشدی قابل ملاحظه در طول برنامه بوده است. همچنین طبق پیش‌بینی‌ها، سهم پتروشیمی در پایان برنامهٔ سوم باید به ۲۳/۱ درصد صادرات غیرنفتی کشور می‌رسید. در پایان سال ۱۳۸۱ ارزش افزودهٔ محصولات پتروشیمی به ۸۶۰۰ میلیارد ریال رسیده که نسبت به شروع برنامهٔ اول توسعه ۱۲ برابر رشد داشته است. طبق اولویت اهداف، ارزش افزودهٔ شرکت ملی صنایع پتروشیمی در سال ۱۳۸۳ باید به ۱۱۸۰۰ میلیارد ریال می‌رسید. این بدان معناست که سهم این بخش در تولید ناخالص داخلی که در سال ۱۳۸۱ به ۱/۷ درصد رسیده در سال ۱۳۸۳ باید به ۲/۱ درصد می‌رسید یعنی رقمی حدود ۸ برابر رقم آغاز سال ۱۳۷۹.

جدول ۲-۴ تولیدات میانی و نهایی واحدهای تولید پتروشیمی در ایران (۱۳۸۱)

ردیف	نام واحد تولیدی	تولید (هزارتن)
۱	شیراز	۱,۹۳۷/۲۰
۲	رازی	۲,۳۸۷/۷۰
۳	خارک	۱,۱۵۷/۴۰
۴	بندر امام	۴,۶۰۴/۰۰
۵	اصفهان	۲۶۳/۰۰
۶	اراک	۱,۱۰۵/۴۹
۷	خراسان	۹۵۳/۱۰

جدول ۲-۴ تولیدات میانی و نهایی واحدهای تولید پتروشیمی در ایران (۱۳۸۱)

ردیف	نام واحد تولیدی	تولید (هزارتن)
۸	ارومیه	۱۶/۳۰
۹	تبریز	۶۸۵/۹۰
جمع کل		**۱۳,۱۰۰**

۲-۲-۴ طرح‌های توسعه و ظرفیت‌های جدید

متولیان بخش پتروشیمی کشور برای دستیابی به اهداف برنامهٔ پنج‌سالهٔ چهارم توسعه، طرح‌های پتروشیمیایی متعددی را در منطقهٔ ویژهٔ اقتصادی انرژی پارس و مناطق همجوار و دیگر مناطق کشور آغاز کرده‌اند. اهداف مورد نظر طراحی و اجرای طرح‌های توسعه‌ای شرکت ملی صنایع پتروشیمی عبارت‌اند از: تسریع در بهره‌برداری بیشتر از منابع خوراک گازی مشترک، اجرای پرشتاب‌تر اهداف خصوصی‌سازی، جذب گسترده‌تر دانش فنی و خدمات مهندسی، اجرای موفق‌تر طرح‌ها برای حضور به‌موقع و هر چه فعال‌تر در بازارهای بین‌المللی، و به این ترتیب تسریع در جایگزینی صدور نفت خام با محصولات با ارزش افزودهٔ بالاتر. شیوهٔ اجرای این طرح‌ها مستقل یا مشارکتی خواهد بود و طیف وسیعی از محصولات پلیمری و شیمیایی و نیز کود و سوخت و دیگر محصولاتِ ضروری صنایعِ پایین‌دستی را تولید خواهد کرد.

طرح‌های توسعه‌ای شرکت ملی صنایع پتروشیمی را از دو منظر می‌توان بررسی کرد:

۱. طرح‌های مربوط به توسعهٔ مجتمع‌های پتروشیمی موجود.

۲. احداث واحدهای جدید تولیدی.

با در نظر گرفتن این طرح‌ها کل تولید محصولات پتروشیمی کشور شامل محصولات نهایی و میانی از ۲۳ میلیون تن در سال ۱۳۸۳ به ۷۶ میلیون تن در سال ۱۳۸۸ افزایش خواهد یافت. محصولات نهاییِ بازاردارِ این دوره نیز از ۱۴/۶ میلیون تن به ۵۷ میلیون تن خواهد رسید.

۴-۲-۳ مجتمع‌های تولیدی موجود

۴-۲-۳-۱ اراک

با توجه به طرح توسعهٔ واحد الفین، طبق برنامهٔ تولید، بهره‌برداری از طرح‌های توسعهٔ واحدهای بی.دی، ال. ال. دی، اچ. دی، پی. بی. آر. و ... در سال ۱۳۸۸ به بیش از ۱/۵ میلیون تن خواهد رسید.

۴-۲-۳-۲ بندر امام

مجتمع پتروشیمی بندر امام با درنظر گرفتن طرح‌هایی همچون افزایش ظرفیت واحد الفین، توسعهٔ واحدهای ان. اف و اچ. دی، در سال ۱۳۸۸ تولیدی بیش از ۶ میلیون و ۹۰۰ هزار تن روانهٔ بازار خواهد کرد.

۴-۲-۳-۳ رازی

تولید این مجتمع تولیدی با بهره‌برداری از چند طرح توسعه از جمله واحد اورهٔ ۲ از ۲ میلیون و ۸۹۰ هزار تن در سال ۱۳۸۴ به ۳ میلیون و ۱۳ هزار تن در سال ۱۳۸۸خواهد رسید.

۴-۲-۳-۴ خراسان

مجتمع پتروشیمی خراسان نیز، که طرح توسعهٔ واحدهای اوره و آمونیاک را در پیش دارد، در سال ۱۳۸۸ به تولیدی معادل یک میلیون و ۵۵ هزار تن خواهد رسید.

۴-۲-۳-۵ شیراز

برنامهٔ تولیدی این مجتمع در پنج سال آینده شامل طرح توسعهٔ واحد ۲، طرح توسعهٔ واحد سود و راه‌اندازی واحد نیتریک‌اسید منطقهٔ یک می‌شود که تولید مجتمع را در سال ۱۳۸۸ به یک میلیون و ۸۲۴ هزار تن خواهد رساند.

۴-۲-۳-۶ خارک

این مجتمع تولیدی از سال ۱۳۸۵ با ظرفیت کامل تولید خواهد کرد و در سال ۱۳۸۸ یک میلیون و ۲۱۷ هزار تن محصول به بازار عرضه خواهد کرد.

۴-۲-۳-۷ تبریز

در این مجتمع نیز چند طرح توسعه‌ای از جمله افـزایش ظرفیـت واحـد تولیـد اتـیلن و بهره‌برداری از طرح توسعهٔ واحدهای اُ.ال، آ.بی.اس، اچ.آی.پی.اس، در دست اقدام است و ظرفیت تولید آن در سال ۱۳۸۸ به ۹۶۳ هزار تن خواهد رسید.

۴-۲-۳-۸ اصفهان

مجتمع پتروشیمی اصفهان که در سال ۱۳۸۴ با ۱۱۲ درصد تولید اسمی، بـیش از ۳۰۰ هزار تن محصول تولید کرد، با کاهش تولید واقعی خود به ۱۰۷ درصد ظرفیـت اسـمی، ۲۸۹ هزار تن محصول تولید خواهد کرد.

۴-۲-۳-۹ ارومیه

مجتمع ارومیه تنها مجتمعی است که در آن هـیچ توسـعه‌ای و هـیچ گونـه تغییـری در ظرفیت تولید واقعیِ آن صورت نگرفته و تا پایان سال ۱۳۸۸ سالیانه ۱۵ هزار و ۲۰۰ تن محصول تولید خواهد کرد.

۴-۲-۴ واحدهای جدید تولیدی

با وجود طرح‌های متعددی که برای افزایش ظرفیت واحدهای تولیـدی موجـود در نظـر گرفته شده بود، بخش اعظم افزایش تولید محصولات پتروشیمی کشور تـا پایـان برنامـهٔ سوم مختص به تولید محصولات پتروشیمی در واحدهایی است کـه طـی برنامـهٔ چهـارم توسعه از محل احداث واحدهای جدید تأمین خواهد شـد. گرچـه ایـن ارقـام تـا حـدود زیادی بلندپروازانه و دور از دسترس به نظر می‌رسد، حکایت از انقلابی عظیم در صـنعت پتروشیمی کشور دارد که باید خوراکی متناسب بـا هـر یـک از محصـولات تولیـدی بـر اساس برنامه‌ای زمان‌بندی‌شده تهیه و در اختیار واحدهای تولیدی گذاشته شود.

تا پایان برنامهٔ چهارم، تعداد ۴۸ طرح جدید (طرح‌های مربوط بـه برنامـه‌هـای دوم، سوم و چهارم) به مرحلهٔ تولید می‌رسند. از این ۴۸ واحد تولیدی، ۷ طرح در برنامـهٔ دوم آغاز شده و تا پایان سال ۱۳۸۸ معادل ۶ میلیون و ۷۵۳ هـزار تـن از تولیـد محصـولات پتروشیمی کشور مربوط به این طرح‌ها خواهد بود.

بر اساس پیش‌بینی‌های شرکت ملی صنایع پتروشیمی، ۱۵ واحد تولیدی از واحدهایی که احداث آنها در برنامهٔ سوم توسعه آغاز گردیده در سال ۱۳۸۴ به تولید و به مرحلهٔ بهره‌برداری خواهند رسید. اغلب این واحدها با ۸۰ درصد ظرفیت اسمی خود تولید می‌کنند. بر این اساس، مجموع تولیدات واحدهایی که احداث آنها در برنامهٔ سوم آغاز شده بود تا پایان سال ۱۳۸۸ به ۲۲ میلیون و ۵۳۹ هزار تن خواهد رسید که رقم بسیار هنگفتی است.

از مجموعهٔ ۴۸ طرحی که در برنامهٔ چهارم به تولید خواهد رسید، احداث ۲۶ طرح در همین برنامه آغاز می‌شود که از جملهٔ آنها می‌توان به متانول پنجم، الفین هشتم، الفین نهم، پتروشیمی ایلام، پلی‌اتیلین سنگین عسلویه، مجتمع‌های خط لولهٔ غرب اشاره کرد. در سال ۱۳۸۷ نیز واحدهایی همچون الفین دوازدهم، متانول ششم، جی.تی.ال اول، و الفین یازدهم با ۸۰ درصد ظرفیت اسمی وارد مرحلهٔ تولید خواهند شد. سرانجام، در پایان سال ۱۳۸۸ همه واحدهای تولیدی احداث‌شده در برنامهٔ چهارم به مرحلهٔ تولید می‌رسند و مجموع تولیدات آنها با بهره‌برداری از ۹۳ درصد ظرفیت اسمی کل به ۲۹ میلیون و ۸۰۰ هزار تن در روز خواهد رسید.

به این ترتیب، مجموع کل تولیدات پتروشیمی کشور از طرح‌هایی که احداث آنها در برنامه‌های دوم، سوم و چهارم آغاز شده است در سال ۱۳۸۸ بالغ بر ۵۹ میلیون و ۱۱۴ هزار تن خواهد بود. جایگاه ایران در بازار جهانی محصولات پتروشیمی، در صورت تحقق این هدف، تقویت خواهد شد.

جدول ۳-۴ برنامهٔ تولید پنج‌سالهٔ چهارم شرکت ملی صنایع پتروشیمی

نام طرح	سال ۱۳۸۴		سال ۱۳۸۵		سال ۱۳۸۶		سال ۱۳۸۷		سال ۱۳۸۸	
	تولید	درصد	تولید	درصد	تولید	درصد	تولید	درصد	تولید	درصد
جمع طرح‌های برنامهٔ دوم	۶,۴۶۶	۹۶	۶,۶۷۸	۹۹	۶,۷۵۳	۱۰۰	۶,۷۵۳	۱۰۰	۶,۷۵۳	۱۰۰

جدول ۳-۴ برنامهٔ تولید پنج‌سالهٔ چهارم شرکت ملی صنایع پتروشیمی

نام طرح	سال ۱۳۸۴		سال ۱۳۸۵		سال ۱۳۸۶		سال ۱۳۸۷		سال ۱۳۸۸	
	تولید	درصد	تولید	درصد	تولید	درصد	تولید	درصد	تولید	درصد
جمع طرح‌های برنامهٔ سوم	۱۵,۸۲۷	۸۵	۲۱,۰۶۱	۹۴	۲۲,۴۵۱	۱۰۰	۲۲,۵۳۹	۱۰۰	۲۲,۵۳۹	۱۰۰
جمع طرح‌های برنامهٔ چهارم	۰	۰	۱,۲۸۰	۸۰	۶,۴۲۳	۸۴	۱۸,۴۷۲	۸۷	۲۹,۸۲۳	۹۳
جمع برنامه‌های دوم، سوم، و چهارم	۲۲,۲۹۳	۸۸	۲۹,۰۱۹	۹۴	۳۵,۶۲۶	۹۴	۴۷,۷۶۳	۹۵	۵۹,۱۱۴	۹۶

جدول۴-۴ تلفیق تولید طرح‌های پتروشیمی طی برنامهٔ چهارم

(ارقام برحسب هزار تن است)

نام طرح	سال ۱۳۸۴		سال ۱۳۸۵		سال ۱۳۸۶		سال ۱۳۸۷		سال ۱۳۸۸	
	برنامهٔ تولید	(درصد) برنامه به ظرفیت اسمی	برنامهٔ تولید	(درصد) برنامه به ظرفیت اسمی	برنامهٔ تولید	(درصد) برنامه به ظرفیت اسمی	برنامهٔ تولید	(درصد) برنامه به ظرفیت اسمی	برنامهٔ تولید	(درصد) برنامه به ظرفیت اسمی
مجتمع‌های موجود با طرح‌های افزایش ظرفیت	۱۵/۶۸۹	۹۳/۲	۱۶/۷۳۳	۹۶/۱	۱۶/۸۰۲	۹۶/۴	۱۶/۸۶۶	۹۶/۸	۱۶/۸۱۵	۹۶/۵
طرح‌های جدید	۲۲/۲۹۲	۸۷/۶	۲۹/۰۱۹	۹۳/۹	۳۵/۶۲۶	۹۶/۵	۴۷/۷۶۳	۹۴/۶	۵۹/۱۱۴	۹۶/۴
جمع کل	**۳۷/۹۸۲**	**۸۹/۸**	**۴۵/۷۵۱**	**۹۴/۷**	**۵۲/۴۲۸**	**۹۶/۵**	**۶۴/۶۲۹**	**۹۵/۲**	**۷۵/۹۲۹**	**۹۶/۵**

۴-۳ میزان مصرف گاز برنامه‌ریزی‌شده در صنایع پتروشیمی

۴-۳-۱ پیش‌بینی تأمین خوراک طرح‌های پتروشیمی

اگرچه طبق برنامه‌ریزی شرکت ملی صنایع پتروشیمی تولید محصولات ایران در سال ۱۳۸۸ به حدود ۷۶ میلیون تن خواهد رسید، این هدف بدون خوراک لازم واحدهای پتروشیمی و برنامه‌ریزی برای آن میسر نخواهد بود.

نوع خوراکی که معمولاً مورد استفادهٔ واحدهای پتروشیمی است یکسان نیست و مواد متنوع و متعددی را در برمی‌گیرد. برخی از انواع خوراک‌های پتروشیمی عبارت‌اند از: گاز طبیعی (شیرین و ترش)، میعانات گازی، نفت، بنزن، هیدروژن، اتان، پارازایلین، اتیلن، متانول، برش‌های سبک و استیرن و نفت سفید.

خوراک مورد استفادهٔ واحدهای پتروشیمی در واقع مبادلاتی است که بین شرکت‌های زیرمجموعهٔ وزارت نفت صورت می‌گیرد یا، به‌عبارت دیگر، شرکت ملی صنایع پتروشیمی از شرکت ملی گاز، شرکت نفت، و شرکت ملی پالایش و پخش دریافت می‌کند.

در این میان گاز طبیعی به صورت یکی از خوراک‌های مهمِ لازم مجتمع پتروشیمی اهمیت ویژه‌ای در بررسی حاضر دارد.

ایران با استفاده از گاز طبیعی به صورت خوراک اصلی واحدهای پتروشیمی می‌تواند مزیت نسبی را در تولید این گونه محصولات افزایش دهد، زیرا حجم عظیم ذخایر گاز در ایران (۲۶/۲ تریلیون متر مکعب) این امکان را در اختیار بخش پتروشیمی کشور می‌گذارد تا با بهره‌گیری از گاز طبیعی به صورت خوراک ارزان‌قیمت هزینهٔ تمام‌شدهٔ محصولات خود را کاهش دهد و قدرت رقابتِ ایران را در بازارهای بین‌المللی به‌شدت افزایش دهد.

شرکت ملی گاز ایران به عنوان متولی توزیع و انتقال گاز طبیعی در کشور تاکنون گاز لازمِ صنایع پتروشیمی را تأمین کرده و در اختیار این بخش قرار داده، اما با توجه به سیر پرشتاب مصرف گاز در کشور و نیز برنامه‌های صادراتی گاز طبیعی، آیا تأمین گاز طبیعی به صورت خوراک مجتمع‌های پتروشیمی همچنان اولویت دستگاه نفتی کشور خواهد بود؟

۴-۳-۲ خوراک گاز مجتمع‌های موجود

مطابق پیش‌بینی شرکت ملی صنایع پتروشیمی، واحدهای تولیدکنندهٔ موجود ـــ یعنی مجتمع‌های اراک، اصفهان، بندر امام، تبریز، خارک، خراسان، رازی، ارومیه و شیراز ـــ در سال ۱۳۸۸ به ۶۳۸۳ میلیون متر مکعب گاز طبیعی به صورت خوراک واحدهای تولیدی خود نیاز دارند. در میان این مجتمع‌ها، پتروشیمی رازی با مصرف ۱۸۴۰ میلیون متر مکعب بیشترین استفاده از گاز طبیعی را به خود اختصاص داده و پس از آن مجتمع‌های خارک و شیراز به ترتیب با حجم مصرف ۱۳۳۳ و ۱۰۱۲ میلیون متر مکعب در سال ۱۳۸۸ در ردهٔ بعدی قرار می‌گیرند.

۴-۳-۳ طرح‌های برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم

در میان طرح‌های تولیدی پتروشیمی که زمان آغاز احداث آنها دورهٔ برنامهٔ دوم توسعه است واحدهای متانول سوم پی.ای.تی/ پی.تی.آ اول، آروماتیک سوم، پلیمرهای مهندسی، ال.آ.بی اول، الفین ششم، و پی.ای.تی/ پی.تی.آ دوم و واحد آب ـ برق ـ بخار متمرکز باید از گاز طبیعی به صورت خوراک و سوخت در طول سال‌های برنامهٔ چهارم استفاده کند.

۴-۳-۴ طرح‌های برنامهٔ سوم توسعه

در طرح‌های برنامه سوم، به استفاده از گاز طبیعی توجه بیشتری شده و واحدهای بیشتری متقاضی بهره‌مندی از گاز طبیعی شده‌اند که نشان‌دهندهٔ میزان رو به رشد مصرف گاز طبیعی در واحدهای پتروشیمی است. از جملهٔ این واحدها می‌توان به الفین نهم، الفین دهم، آروماتیک چهارم، متانول چهارم، اوره و آمونیاک عسلویه، و اوره و آمونیاک پنجم اشاره کرد. در این گروه، واحد الفین نهم با مصرف ۳۰۱۲ میلیون متر مکعب گاز طبیعی در سال ۱۳۸۸ بیشترین مصرف گاز را به خود اختصاص داده است. این واحد قرار است گاز لازم خود را از فاز ۱ و۲ و ۳ پارس جنوبی و شرکت ملی گاز تأمین کند. پس از آن واحدهای الفین هفتم و اوره و آمونیاک عسلویه بیشتر از دیگر واحدها گاز طبیعی دریافت خواهند کرد.

۴-۳-۵ طرح‌های برنامهٔ چهارم توسعه

در طرح‌های برنامهٔ چهارم توسعه جایگاه گاز طبیعی به صورت خوراک و سوختِ لازمِ واحدهای پتروشیمی بیشتر تقویت و پیش‌بینی می‌شود، واحدهای بیشتری از خوراک گاز برای تولید محصولات پتروشیمی استفاده کنند. مهم‌ترین واحدهای بهره‌گیرنده از خوراک گاز طبیعی در میان طرح‌های برنامهٔ چهارم عبارت‌اند از:

۴-۳-۵-۱ الفین هشتم، متانول پنجم، جی.تی.ال.[1] اول، متانول ششم، اوره و آمونیاک ششم، و آمونیاک دوم

با توجه به اینکه زمان بهره‌برداری از این طرح‌ها از سال ۱۳۸۶ و به‌ویژه ۱۳۸۷ آغاز می‌شود، می‌توان انتظار داشت که از سال ۱۳۸۷ کشور با افزایش شدید تقاضا برای گاز طبیعی مواجه شود.

مهم‌ترین طرح این بخش از نظر استفاده از گاز طبیعی واحد (تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی) جی.تی.ال. اول است که در سال ۱۳۸۸ باید ۴۶۲۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی دریافت کند. واحدهای متانول پنجم و ششم و آمونیاک دوم نیز در سال ۱۳۸۸ باید به ترتیب ۸۴۰، ۱۵۱۹ و ۴۲۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی دریافت کنند.

در مجموع بر اساس محاسبات انجام‌شده در شرکت ملی پتروشیمی در پایان برنامهٔ چهارم توسعه باید روزانه ۱۲۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی در اختیار واحدهای تابع شرکت ملی صنایع پتروشیمی قرار بگیرد. این رقم در پایان برنامهٔ پنجم و با در نظر گرفتن طرح‌های در دست مطالعهٔ برنامهٔ پنجم از این نیز فراتر می‌رود و به ۲۷۷ میلیون متر مکعب در روز خواهد رسید.

۴-۳-۶ مزیت اقتصادی استفاده از گاز طبیعی به صورت مواد خام در صنعت پتروشیمی

بهره‌گیری از گاز طبیعی در صنعت پتروشیمی ماهیتی دوگانه دارد. اول، گاز در صنعت

---

1. Gas To Liquid (GTL)

پتروشیمی به شکل انرژی کاربرد دارد. دوم، خود گاز مادهٔ اولیه‌ای در فرایند تولید محصولات پتروشیمی است (جداول ۵-۴ و ۶-۴) استفاده از گاز طبیعی در صنعت پتروشیمی نسبت به نفت ارزش افزودهٔ بیشتری دارد. مصرف جاری گاز طبیعی در ایران در حدود ۳۰۰ میلیون متر مکعب در روز است. بیشتر این گازها غنی است و ترکیبات کربنی آنها می‌توان قبل از استفاده استخراج کرد. استفاده از ۱۴/۲ میلیون تن ترکیبات کربن‌دار در سال به صورت مادهٔ اولیهٔ پتروشیمی در ایران یک مزیت اقتصادی در مقایسه با نفتا فراهم آورده است. نفتا مادهٔ اولیهٔ غالب در صنعت پتروشیمی جهان است. در بازار ایران در خلیج فارس، قیمت گاز تابع قیمت نفت خام نیست و به سبب موقعیت عرضه و تقاضا به صورت نسبتاً پایین قیمت‌گذاری می‌شود. در حالی که قیمت نفتا به قیمت نفت خام وابسته است. بنابراین، در ایران گاز مزیت بیشتری نسبت به نفتا برای تولید محصولات پتروشیمی دارد. با توجه به اینکه امکان تولید متانول هم از نفتا و هم از گاز طبیعی وجود دارد و استفاده از گاز طبیعی در تولید متانول بر نفتا مزیت دارد، بررسی وضعیت گاز طبیعی در ایران ضروری به نظر می‌رسد.

جدول ۵-۴ خوراک و سوخت لازم طرح‌های شرکت ملی صنایع پتروشیمی طی پنج‌سالهٔ ۱۳۸۴-۱۳۸۸

طرح‌های برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم									
ردیف	نام طرح	نام خوراک	مقدار در ظرفیت اسمی	واحد اندازه‌گیری	منبع تأمین	سال			
						۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	پی.تی.آ/پی.ای.تی اول	گاز طبیعی (سوخت)	۵۷	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۵۱	۵۷	۵۷	۵۷	۵۷
۲	آروماتیک سوم	میعانات گازی	۱۷۱۸	هزار تن در سال	واحدهای گاز و گاز مایع منطقهٔ پازنان	۱۷۱۸	۱۷۱۸	۱۷۱۸	۱۷۱۸	۱۷۱۸
		گاز طبیعی (سوخت)	۲	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۲	۲	۲	۲	۲
۳	پلیمرهای مهندسی	گاز طبیعی	۲/۵	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۳	۳	۳	۳	۳
		گاز طبیعی (سوخت)	۵	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۵	۵	۵	۵	۵
۴	ال.آ.بی اول	نفت سفید خالص دریافتی	۴۷	هزار تن در سال	شرکت پالایش نفت کرمانشاه و آبادان	۴۲	۴۷	۴۷	۴۷	۴۷
		گاز طبیعی (سوخت)	۱۲	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۱۱	۱۱	۱۱	۱۲	۱۲
۵	متانول سوم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۶۱۰	هزار تن در سال	شرکت ملی گاز	۶۱۰	۶۱۰	۶۱۰	۶۱۰	۶۱۰
۶	الفین ششم	گاز طبیعی (سوخت)	۸۸	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۸۸	۸۸	۸۸	۸۸	۸۸
۷	پی.تی.آ/ پی.ای.تی دوم	گازطبیعی (سوخت)	۵۷	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۴۶	۵۱	۵۷	۵۷	۵۷
۸	یوتیلیتی متمرکز (فجر۱)	گاز طبیعی	۵/۲۸	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۵	۵	۵	۵	۵
۹	الفین هفتم	گاز طبیعی خالص دریافتی	۳/۸	میلیون مترمکعب در روز	کارخانه‌های گاز و گاز مایع مناطق نفت‌خیز	۳	۴	۴	۴	۴
		گاز طبیعی (سوخت)	۷۲۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۶۴۸	۷۲۰	۷۲۰	۷۲۰	۷۲۰

جدول ۵-۴ خوراک و سوخت لازم طرح‌های شرکت ملی صنایع پتروشیمی طی پنج‌سالهٔ ۱۳۸۴-۱۳۸۸

طرح‌های برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم										
ردیف	نام طرح	نام خوراک	مقدار در ظرفیت اسمی	واحد اندازه‌گیری	منبع تأمین	سال				
						۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱۰	استیک اسید	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۸۸	هزار تن در سال	شرکت ملی گاز	۷۰	۷۹	۸۸	۸۸	۸۸
۱۱	الفین نهم (پارس)	گاز طبیعی خالص دریافتی	۲۷۰۰	میلیون مترمکعب در سال	پارس جنوبی فاز ۱و ۲ و۳	۲۴۳۰	۲۷۰۰	۲۷۰۰	۲۷۰۰	۲۷۰۰
		گاز طبیعی (سوخت)	۳۱۲	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۲۸۱	۳۱۲	۳۱۲	۳۱۲	۳۱۲
۱۲	الفین دهم	اتان	۱۰۱۶	هزار تن در سال	پتروشیمی پارس (۳۱۶) و پارس جنوبی فازهای ۴ و۵ (۷۰۰)	۴۰۶	۹۱۴	۱۰۱۶	۱۰۱۶	۱۰۱۶
		گاز طبیعی (سوخت)	۳۲۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۱۲۸	۲۸۸	۳۲۰	۳۲۰	۳۲۰
۱۳	آروماتیک چهارم	میعانات گازی	۴۵۰۰	هزار تن در سال	پارس جنوبی فاز ۱ و۲ و۳	۳۳۰۰	۴۰۵۰	۴۵۰۰	۴۵۰۰	۴۵۰۰
		گاز طبیعی (سوخت)	۳۱۲	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۲۲۹	۲۸۱	۳۱۲	۳۱۲	۳۱۲
۱۴	متانول چهارم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۲۱۳	هزار مترمکعب در ساعت	پارس جنوبی فاز ۱ و۲ و۳	۱۷۰	۱۹۲	۲۱۳	۲۱۳	۲۱۳
۱۵	اوره و آمونیاک عسلویه	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۷۰۴	میلیون مترمکعب در سال	پارس جنوبی فاز ۱ و۲ و۳	۶۳۴	۷۰۴	۷۰۴	۷۰۴	۷۰۴
۱۶	ایزوسیانات‌ها (فاز یک)	گاز طبیعی (سوخت)	۶	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۳	۵	۶	۶	۶
۱۷	اوره و آمونیاک پنجم (کرمانشاه)	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۶۴۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۲۵۶	۵۷۶	۶۴۰	۶۴۰	۶۴۰
۱۸	پلی‌وینیل کلراید همدان	گاز طبیعی (سوخت)	۷	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۳	۶	۷	۷	۷
۱۹	آمونیاک اول (رازی)	گاز طبیعی (سوخت)	۵۵۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۷۳	۴۴۰	۴۹۵	۵۵۰	۵۵۰

جدول ۵-۴ خوراک و سوخت لازم طرح‌های شرکت ملی صنایع پتروشیمی طی پنج‌سالهٔ ۱۳۸۴-۱۳۸۸

طرح‌های برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم										
ردیف	نام طرح	نام خوراک	مقدار در ظرفیت اسمی	واحد اندازه‌گیری	منبع تأمین	سال				
						۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۲۰	یوتیلیتی متمرکز (مبین) توسعهٔ فجر	گاز طبیعی	۹۰۰۰	هزار مترمکعب در روز	پارس جنوبی	۸۱۰۰	۹۰۰۰	۹۰۰۰	۹۰۰۰	۹۰۰۰
		گاز طبیعی	۲۲۰۰	هزار مترمکعب در روز	شرکت ملی گاز	۰	۱۷۶۰	۱۹۸۰	۲۲۰۰	۲۲۰۰
۲۱	ایزوسیانات‌ها (فاز دو)	گاز طبیعی (سوخت)	۶	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۵	۵
۲۲	الفین هشتم	اتان	۱۲۵۰	هزار تن در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۵۰۰	۱۱۲۵	۱۲۵۰
		گاز طبیعی (سوخت)	۴۳۴	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۱۷۴	۳۹۱	۴۳۴
۲۳	الفین پنجم (خارک)	گاز طبیعی (سوخت)	۲۴۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۹۶	۲۱۶	۲۴۰
۲۴	متانول پنجم (خارک)	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۸۴۰	میلیون مترمکعب در سال	فلات قاره	۰	۰	۳۳۶	۷۵۶	۸۴۰
۲۵	پتروشیمی ایلام (الفین سیزدهم)	اتان	۱۶۸	هزار تن در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۶۷	۱۵۱	۱۶۸
		پروپان به بالا	۳۰۰	هزار تن در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۱۲۰	۲۷۰	۳۰۰
		برش پنتان	۱۵۰	هزار تن در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۶۰	۱۳۴	۱۵۰
		گاز طبیعی (سوخت)	۲۷	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۱۱	۲۴	۲۷
۲۶	جی.تی.ال اول (فاز اول)	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۵۱۲۴	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۲۰۵۷	۴۶۲۷
۲۷	الفین یازدهم	اتان	۲۵۰۰	هزار تن در سال	پارس جنوبی	۰	۰	۰	۱۰۰۰	۲۲۵۰
		گاز طبیعی (سوخت)	۳۰۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۱۲۰	۲۷۰
۲۸	الفین دوازدهم (مگا الفین)	میعانات گازی	۸۰۰۰۰	بشکه در روز	پارس جنوبی	۰	۰	۰	۳۲۰۰۰	۷۲۰۰۰
۲۹	متانول ششم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۱۶۸۸	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۶۷۵	۱۵۱۹

جدول ۵-۴ خوراک و سوخت لازم طرح‌های شرکت ملی صنایع پتروشیمی طی پنج‌سالهٔ ۱۳۸۴-۱۳۸۸

طرح‌های برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم										
ردیف	نام طرح	نام خوراک	مقدار در ظرفیت اسمی	واحد اندازه‌گیری	منبع تأمین	سال				
						۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۳۰	اسید استیک / VAM دوم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۴۲۶	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۰	۱۷۰
۳۱	اوره آمونیاک ششم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۷۰۴	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۲۸۱	۶۳۳
۳۲	اوره و آمونیاک هفتم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۷۰۴	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۰	۲۸۲
۳۳	دی‌اتیل هگزانول	گاز طبیعی (سوخت)	۲۶	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۰	۱۰
۳۴	آمونیاک دوم	گاز طبیعی (تغذیه و سوخت)	۱۰۵۰	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۰	۴۲۰
۳۵	پی.تی	گاز طبیعی (سوخت)	۸۵	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۰	۳۴	۷۷
۳۶	آکریلونیتریل و متیل متاکریلات	گاز طبیعی (سوخت)	۸	میلیون مترمکعب در سال	شرکت ملی گاز	۰	۰	۳	۷	۸
۳۷	واحد NF دوم پتروشیمی بندر امام	مایعات گازی	۱۲۰	هزار بشکه در روز	شرکت ملی گاز	۰	۴۸	۱۰۸	۱۲۰	۱۲۰
۳۸	یوتیلیتی متمرکز (فجر۲)	گاز طبیعی	۳۰۰۰	هزار مترمکعب در روز	شرکت ملی گاز	۰	۰	۱۲۰۰	۲۷۰۰	۳۰۰۰
	یوتیلینی متمرکز (مبین ۲)	گاز طبیعی	۹۰۰۰	هزار مترمکعب در روز	پارس جنوبی	۰	۰	۰	۳۶۰۰	۸۱۰۰

جدول ۶-۴ نیاز گاز شرکت ملی صنایع پتروشیمی تا سال ۱۴۰۴

سال	مصرف روزانه (میلیون مترمکعب)	مصرف سالیانه (میلیارد مترمکعب)	افزایش مصرف نسبت به سال قبل (میلیارد مترمکعب)	درصد رشد نسبت به سال قبل
۱۳۸۴	۴۲/۳۶	۱۵/۴۶	–	–
۱۳۸۵	۶۳/۳۲	۲۳/۱۱	۷/۶۵	۴۹/۵۰
۱۳۸۶	۶۷/۶۳	۲۴/۶۹	۱/۵۷	۶/۸۱
۱۳۸۷	۷۹/۶۶	۲۹/۰۸	۴/۳۹	۱۷/۷۹
۱۳۸۸	۱۵۵/۱۰	۵۶/۶۱	۲۷/۵۳	۹۴/۷۰
۱۳۸۹	۱۹۲/۲۳	۷۰/۱۷	۱۳/۵۶	۲۳/۹۴
۱۳۹۰	۲۰۹/۰۲	۷۶/۲۹	۶/۱۳	۸/۷۴
۱۳۹۱	۲۱۹/۹۳	۸۰/۲۷	۳/۹۸	۵/۲۲
۱۳۹۲	۲۶۷/۴۸	۹۷/۶۴	۱۷/۳۷	۲۱/۶۳
۱۳۹۳	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۳/۷۲	۳/۸۱
۱۳۹۴	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۳۹۵	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۳۹۶	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۳۹۷	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۳۹۸	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۳۹۹	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۴۰۰	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۴۰۱	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۴۰۲	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۴۰۳	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۴۰۴	۲۷۷/۶۹	۱۰۱/۳۶	۰/۰۰	۰/۰۰
جمع کل	–	**۱،۶۸۹/۶۱**	–	–

مأخذ: نامهٔ پتروشیمی به مرکز پژوهش‌های مجلس در اردیبهشت ۱۳۸۴ در مورد نیاز گاز شرکت ملی صنایع پتروشیمی تا سال ۱۳۹۴.

فصل پنجم

صادرات گاز طبیعی

مقدمه

در سال‌های اخیر گاز طبیعی سوختی ارزان و پاک و از مهم‌ترین انواع حامل‌های انرژی بوده است. مزایای نسبی گوناگون این حامل از جمله ارزان بودن، آلایندگی کم محیط زیست، پایین بودن هزینه‌های فراورش، پراکندگی منابع، و باقی بودن ذخایر معتنابهی از این حامل در دنیا از سویی و سیر کاهشیِ ذخایر نفتی جهان از سوی دیگر ــ توجه بسیاری از کشورها و مصرف‌کنندگان عمدهٔ انرژی را به‌سوی گاز معطوف داشته و موجب افزایش روزافزون سهم آن در سبد انرژی اولیه شده است، تا آنجا که به اعتقاد بسیاری از صاحب‌نظران، در سال‌های آتی، گاز ارزش واقعی خود را در زمینه‌های مختلف تأمین انرژی نشان خواهد داد و تقاضا برای این حامل انرژی تا سال ۱۳۸۹ شمسی (۲۰۱۰) دو برابر خواهد شد و به این ترتیب گاز انرژی برتر قرن بیست‌ویکم خواهد بود.

۱-۵ مناطق هفت‌گانهٔ تولید گاز جهان

۱-۱-۵ امریکای شمالی

این منطقه بالاترین میزان تولید گازِ جهان را دارد و تولید آن در سی سال گذشته نسبتاً ثابت مانده و تغییرات چندانی نداشته است. عمده‌ترین تولیدکنندگان این منطقه ایالات متحد و کانادا هر یک به ترتیب ۷۳ و۲۲ درصد کل تولید گاز منطقه را در اختیار دارند. مکزیک با تولید سهمی معادل ۵ درصد در رتبهٔ سوم قرار دارد.

۲-۱-۵ امریکای مرکزی و جنوبی

این منطقه هم‌اکنون با تولید حدود ۴ درصد کل تولید گاز جهان کمترین میزان تولید

گاز طبیعی جهان را در اختیار دارد. این میزان طی سی سال گذشته پنج برابر رشد کرده است. آرژانتین و ونزوئلا از مهم‌ترین تولیدکنندگان این منطقه‌اند.

۵-۱-۳ اروپا

منطقه اروپا در سی سال گذشته با بیش از ۱۵۰ میلیارد مترمکعب افزایش تولید (به‌طور عمده در انگلستان، نروژ، رومانی، و هلند) روبه‌رو بوده است. سهم تولید این منطقه از کل تولید جهان در سی سال گذشته ۱۰ تا ۱۵ درصد در نوسان بوده است.

۵-۱-۴ جمهوری‌های شوروی سابق

تولید این منطقه از سال ۱۹۹۰ به دلیل مشکلات اقتصادی و سیاسی، در پنج سال حدود ۱۰۰ میلیارد مترمکعب و سهم تولید آن از ۳۸ درصد در کل جهان به ۳۲ درصد کاهش یافته است. در این منطقه فدراسیون روسیه با تولید حدود ۵۸۹/۱ میلیارد مترمکعب[1] (۵۶ درصد تولید منطقه) عمده‌ترین تولیدکنندهٔ گازِ منطقه است. ازبکستان و ترکمنستان از دیگر تولیدکنندگان مهم گازِ این منطقه به شمار می‌روند.

۵-۱-۵ خاور میانه

این منطقه با در اختیار داشتن حدود ۴۰/۶ درصد از کل ذخایر گاز جهان در سال ۱۳۸۴ (۲۰۰۵)، حدود ۱۰/۴ درصد گاز طبیعی جهان را در این سال تولید کرده است. این موضوع به دلیل کوچک بودن بازارهای داخلی و محدود بودن تجارت این منطقه در بازار بین‌المللی گاز است. کشورهای عمدهٔ تولیدکنندهٔ گاز این منطقه ایران، عربستان، امارات متحد عربی، و قطرند.

۵-۱-۶ افریقا

این منطقه با توجه به در اختیار داشتن حدود ۷/۸ درصد از میزان ذخایر جهانی گاز، سهم کوچکی در تولید گاز جهان (حدود ۵/۴ درصد) دارد. الجزایر مهم‌ترین تولیدکنندهٔ گاز این منطقه است و مصر و لیبی و نیجریه از دیگر تولیدکنندگان مهم منطقه به شمار می‌روند.

---

1. BP, *Statistical Review of World Energy,* June 2005.

۵-۱-۷ آسیا و اقیانوسیه

آسیا و اقیانوسیه با افزایش شدید تولید گاز در سی سال گذشته، روبه‌رو بوده است. یعنی از ۵/۱ درصد کل تولید جهان در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) به حدود ۱۲ درصد کل جهان در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) رسیده است. رشد این منطقه نسبت به سال ۱۳۸۲ (۲۰۰۳) حدود ۵ درصد بوده است. در این منطقه دو دستهٔ متمایز از کشورها قرار دارند: یک دسته کشورهای غنی از منابع گاز که نیازهای داخلی آنها محدود است (اندونزی، مالزی، استرالیا، تایلند و برونئی) و دستهٔ دیگر کشورهایی که منابع گازی ندارند، ولی به لحاظ جمعیت یا رشد اقتصادی زیاد، بازارهای بالقوه‌ای‌اند (ژاپن، کرهٔ جنوبی و سنگاپور). کشورهای پرجمعیتی مانند چین، هند، پاکستان، و بنگلادش نیز ذخایر محدودی دارند. کشورهای عمدهٔ تولیدکنندهٔ این منطقه اندونزی، مالزی، استرالیا، هند، و چین‌اند که بیشترین تولید منطقه را در اختیار دارند.

۵-۲ مصرف گاز طبیعی در جهان

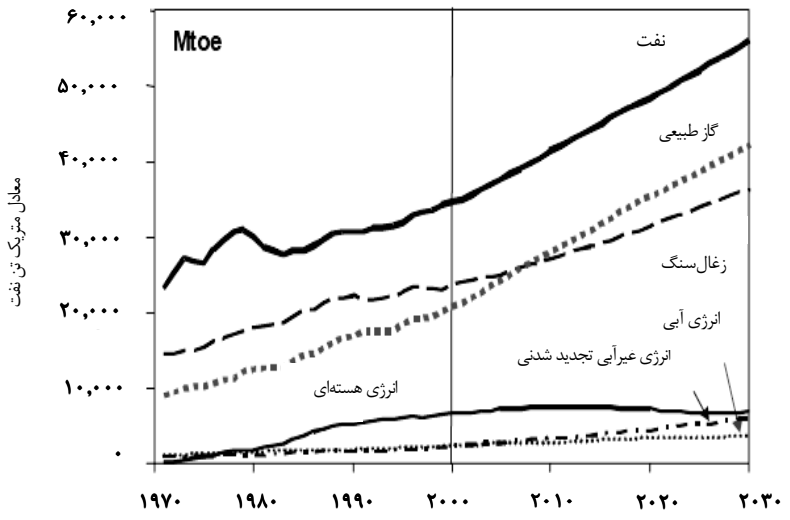
نقش گاز طبیعی در تأمین انرژی جهان به‌سرعت در حال رشد است. بر اساس مطالعات انجام‌شده در این خصوص، پیش‌بینی می‌شود مصرف جهانی گاز طبیعی با رشدی به‌مراتب بیشتر از نفت و زغال سنگ، به بیش از ۵ تریلیون مترمکعب در سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) برسد و سهم گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی از ۲۳ درصد در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) به حدود ۲۹ درصد در سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) افزایش یابد. همچنین پیش‌بینی می‌شود بیشترین رشد تقاضای گاز طبیعی مربوط به کشورهای در حال توسعه، به‌ویژه آسیای در حال توسعه با برآورد میانگین ۸ درصد در مصرف سالیانه گاز طبیعی، باشد.

مصرف گاز طبیعی در مقایسه با دیگر حامل‌های انرژی جهان تا پایان دههٔ ۱۳۵۹ (۱۹۸۰) با رشد فزاینده‌ای ادامه داشت و با کاهش مصرف در جمهوری‌های شوروی سابق به دلیل مسائل اقتصادی و سیاسی در دههٔ هفتاد (نود میلادی) سیر نزولی یافت. میزان مطلق مصرف گاز طبیعی در دههٔ هفتاد (نود میلادی) به رغم کاهش مصرف در جمهوری‌های شوروی سابق، همواره صعودی بوده است (به استثنای سال‌های ۱۳۷۱ (۱۹۹۲) و ۱۳۷۶ (۱۹۹۷)). رشد ۱۴۳ درصدی مصرف گاز طبیعی (۳/۴ درصد در سال)

در یک دورهٔ سی‌ساله ۱۳۴۹-۱۳۷۹ (۱۹۷۰-۲۰۰۰) حاکی از افـزایش اهمیـت فزاینـدهٔ گاز طبیعی در سبد مصرف انرژی کشورهای مصرف‌کنندهٔ انرژی است.

۳-۵ تقاضای گاز جهان

همان گونه که پیشتر گفتیم، در حال حاضر گاز طبیعی بیشترین رشد مصرف را نسـبت به دیگر حامل‌های انرژی دارد. بر اسـاس آمارهـای موجـود، سـهم گـاز طبیعـی از بـازار مصـرف انـرژی از ۲۳ درصـد در سـال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) بـه ۲۹ درصـد در سـال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) خواهد رسید که کارشناسان علت آن را ارزانـی و پـاک بـودن ایـن نـوع حامـل انرژی می‌دانند. در نمودار ۱-۵ پیش‌بینی مصرف گـاز طبیعـی تـا سـال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) آمده است. همان گونه که از نمودار معلـوم اسـت، گـاز طبیعـی از سـال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) دومین سوخت جهان پس از سوخت فسیلی (نفت) خواهد بود.



Source: IEA

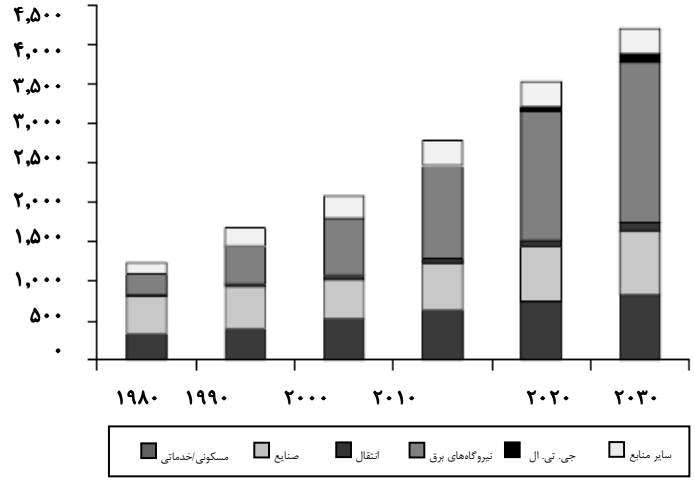
نمودار ۱-۵ تقاضای انرژی در دنیا تا سال ۲۰۳۰ (۱۴۰۹)

مصرف گاز طبیعی هم تا سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) دو برابر خواهد شد به نحـوی کـه از

۲۴۶۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) به ۵۰۰۰ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) خواهد رسید.

پیش‌بینی می‌شود بیشترین رشد مصرف در کشورهای در حال توسعه مانند چین، برخی کشورهای امریکای لاتین، و هند باشد، هر چند بازار اصلی گاز طبیعی همچنان در قلمرو افریقا، اروپا و اتحاد جماهیر شوروی (سابق) سابق خواهد بود.

در نمودار ۲-۵ مصرف گاز در بخش‌های مختلف تا سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) به ترتیب در حوزه‌های مختلف خانگی، صنعت، حمل‌ونقل، تولید برق، جی.تی.ال، و دیگر موارد پیش‌بینی شده است.



Source: IEA.

نمودار ۲-۵ حوزه‌های اصلی مصرف گاز به تفکیک تا سال ۲۰۳۰ (۱۴۰۹)

۱-۳-۵ عوامل مؤثر در تقاضای گاز طبیعی

با بررسی الگوهای مختلف می‌توان متغیرهای مختلفی را شناسایی کرد که تقریباً در تمام الگوهای تقاضای نفت، گاز، و انرژی به کار رفته‌اند. این متغیرها عبارت‌اند از: درآمد یا محصول ناخالص داخلی یا ملی، تقاضای دوره‌های گذشته، نرخ ارز، قیمت نفت، قیمت گاز، قیمت انرژی جانشین، دما، جی.دی.پی یا جی.ان.پی، سرانه، تقاضای سرانهٔ

دوره‌های گذشته، و متغیرهای مجازی که بیشتر برای تعدیل اثرهای بحران‌های اول و دوم نفتی به کار می‌رود و الگوی طراحی شدهٔ تقاضای نفت یا گاز را پیش‌بینی می‌کند. در این قسمت، به معرفی متغیرهای مؤثر در تقاضای گاز پرداخته می‌شود.

یکی از متغیرهای مهم و مؤثر در تقاضای انرژی (نفت خام و گاز طبیعی) قیمت حامل‌های انرژی است. بر اساس نظریهٔ تقاضا، با هر گونه کاهش قیمت نفت خام و گاز طبیعی میزان تقاضای آنها افزایش و با افزایش قیمت آنها میزان تقاضای نفت و گاز کاهش می‌یابد. پیش‌بینی می‌شود که مقدار تغییر در میزان تقاضای گاز بر اثر نوسان قیمت در کوتاه‌مدت و بلندمدت متفاوت باشد و این نکته‌ای است که باید بررسی و سنجیده شود.

متغیر دیگری که در افزایش تقاضای گاز دخیل است تولید ناخالص داخلی یا رشد آن در کشورهای سازمان همکاری اقتصادی و توسعه است. پیش‌بینی می‌شود با رشد فعالیت‌های اقتصادی و درآمد کشورها که بیشتر با جی.دی.پی، حقیقی اندازه‌گیری می‌شود میزان تقاضای گاز افزایش یابد.

اما در سال‌های آینده از مهم‌ترین عوامل افزایش تقاضای جهانی گاز تمیز بودن این سوخت در مقایسه با دیگر سوخت‌های فسیلی است. در شرایط برابرِ، میزان کربن متصاعد شده حاصل از سوختن گاز طبیعی ۵۰ درصد کمتر از زغال سنگ و ۳۰ درصد کمتر از نفت است.

۱-۱-۳-۵ بازار بین‌المللی گاز طبیعی

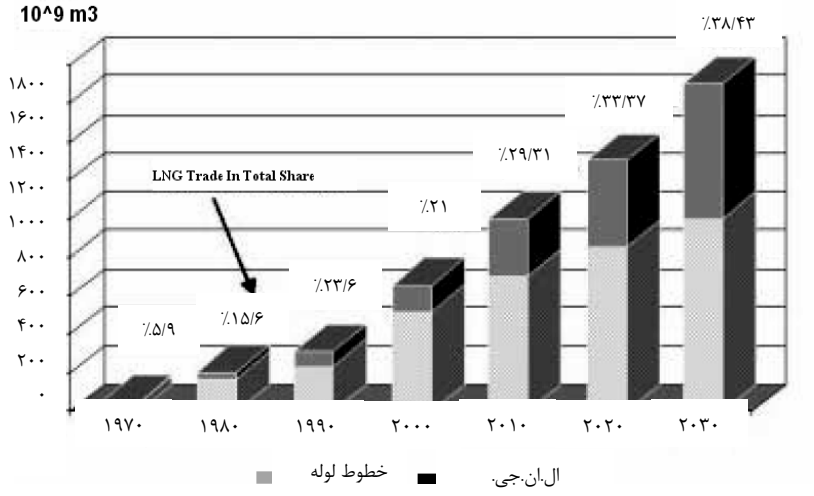
از دههٔ ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) توجه به تجارت گاز طبیعی آغاز شد و تجارت گاز طبیعی در این دورهٔ سی‌ساله، از ۴۵/۶۸ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) به ۵۳۵/۲۷ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) افزایش یافت. میانگین رشد تجارت گاز طبیعی در دهه‌های پنجاه، شصت و هفتاد (هفتاد، هشتاد و نود میلادی) به ترتیب ۳/۹، ۴/۸، و ۷/۶ درصد در سال بوده است.

در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰)، تجارت گاز ۴/۴ درصد از کل تولید گاز طبیعی جهان را در بر می‌گرفت، اما هم‌اکنون حدود ۲۲/۱ درصد از کل تولید گاز طبیعی جهان با خط

لوله یا به صورت ال.ان.جی میان کشورها مبادله می‌شود. خط لوله نقشی اساسی در محاسبهٔ هزینه‌های عرضهٔ گاز طبیعی و همچنین در وضعیت رقابتی بازار دارد. حتی واحدهای ال.ان.جی نیز به خط لوله برای عرضهٔ گاز به واحدهای مایع‌سازی از یک سو و واحدهای توزیع از سوی دیگر نیازمند است.

۲-۱-۳-۵ تجارت گاز

پراکندگی جغرافیایی بین مراکز تولید گاز و نقاط مصرف باعث شده تجارت بین‌المللی گاز طی سی سال گذشته پیشرفت چشمگیری داشته باشد. در سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) حجم گاز معامله‌شده در بازارهای بین‌المللی گاز حدود ۶۸۲ میلیارد مترمکعب بوده است که پیش‌بینی می‌شود تا سال ۱۳۹۹ (۲۰۲۰) به حدود ۱۳۰۰ میلیارد مترمکعب (یعنی ۳۰ درصد گاز تولیدی) و همچنین تا سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) به ۱۷۰۰ میلیارد مترمکعب برسد که بیشترین حجم واردات به کشورهای توسعه یافته[1] تعلق دارد. (نمودار ۳-۵)



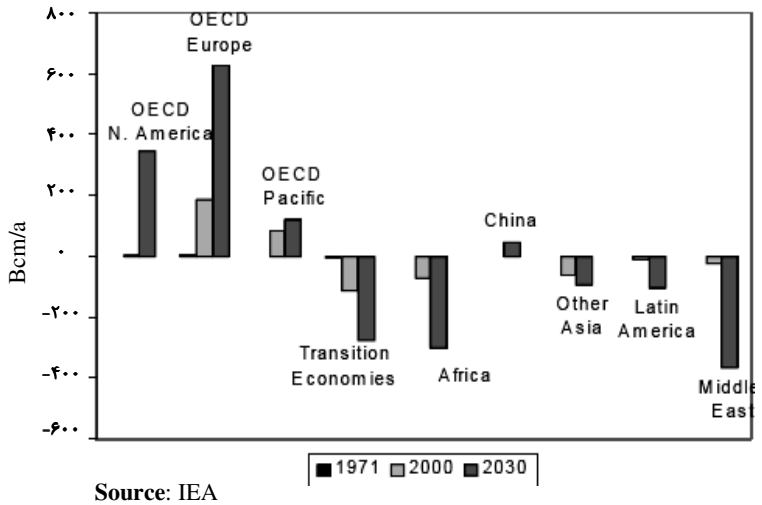
Source: CEDIGAZ

نمودار ۳-۵ چشم‌انداز تجارت بین‌المللی گاز

1. Organization of Economic Cooperation & Development (OECD)

نمودار ۴-۵ بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی[1] آشکار می‌کند که رشد تقاضا در نیمکرهٔ غربی به‌آرامی رو به افزایش است و در منطقهٔ آسیا و اقیانوسیه و به‌ویژه اروپا سرعت تقاضا رشد چشمگیری دارد که حاکی از نیاز به وارد کردن حجم زیادی گاز است. بر پایهٔ همین گزارش، کشورهای اتحادیهٔ جماهیر شوروی سابق، خاور میانه و افریقا تأمین‌کنندگان اصلی تقاضای گاز این مناطق خواهند بود.

بنابراین، با توجه به دور بودن منابع تولید گاز از نقاط مصرف، پیش‌بینی می‌شود رشد تقاضای جهانی گاز همراه با توسعهٔ شبکهٔ خطوط لولهٔ انتقال گاز ادامه یابد. توزیع واردات گاز بر اساس نقاط جغرافیایی تا سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) در نمودار ۴-۵ آمده است.



Source: IEA

نمودار ۴-۵ تجارت بین‌المللی گاز

البته نمودار ۴-۵ نشان‌دهندهٔ تجارت بین منطقه‌ای نیست و عمدتاً درون‌منطقه‌ای است. مثلاً، پیش‌بینی می‌شود تا سال ۱۳۹۹ (۲۰۲۰) واردات گاز منطقهٔ آسیا و اقیانوسیه به بیش از یکصد میلیارد مترمکعب در سال برسد که عمدتاً ال.ان.جی خواهد بود و عمدتاً از مناطقی چون اندونزی، مالزی، برونئی، و استرالیا تأمین خواهد شد.

1. International Energy Agency (IEA)

جامعهٔ امروز انرژی را با قیمتی منطقی و با کمترین اثر مخرب زیست‌محیطی و به صورت تکیه‌گاهی ثابت و در دسترس و همیشگی می‌خواهد. برای رسیدن به چنین هدف‌هایی گاز طبیعی بالاترین سهم را دارد. گاز طبیعی پاکیزه‌ترین سوخت فسیلی و حامی محیط زیست است و در ادامهٔ مسیر به‌سوی توسعهٔ بهینه سهم بسزایی دارد و توجه زیادی را در اجلاس‌های کیوتو و اتحادیهٔ اروپا دربارهٔ نشر گازهای گلخانه‌ای به خود جلب کرده است.

۵-۳-۱-۳ گسترش بازارهای بین‌المللی گاز طبیعی

در حال حاضر، بازارهای بین‌المللی گاز طبیعی با ادغام در یکدیگر در حالِ آفریدنِ ساختاری جدید هستند. به علت وجود انحصار منطقه‌ای در انتقال یا وجود شرکت‌های انحصاری در بخش توزیع، واردات گاز همواره با خطرپذیری‌های مالی روبه‌رو بوده‌اند. از سوی دیگر، تأمین عرضهٔ گاز و تضمین آن به افزایش قیمت‌ها برای بخش صنعتی و خانگی منجر شد. اکنون این وضعیت به نحو چشمگیری تغییر کرده است. کشورهای زیادی با ایجاد رقابت گاز با گاز به سمت آزادسازی بازارهای خود پیش می‌روند. این اصلاحات بر پایهٔ دسترسی سه‌جانبه به عرضهٔ گاز یا خصوصی‌سازی بخش‌های دولتی گاز قرار دارد. سه نوع بازار منطقه‌ای عمده برای گاز وجود دارد:

ــ کشورهای عضو همکاری‌های اقتصادی و توسعهٔ اروپا (واردات کشورهای اروپای غربی از نروژ، روسیه، و الجزایر تأمین می‌شود).

ــ امریکای شمالی (واردات این منطقه از کانادا و مکزیک تهیه می‌شود).

ــ ژاپن و کرهٔ شمالی که واردات این کشورها عمدتاً از اندونزی، استرالیا، مالزی، و خاور میانه تأمین می‌شود. هر یک از این بازارهای گاز منطقه‌ای ویژگی خاصی از نظر هزینه و نحوهٔ عرضه، الگوهای تقاضای گاز، و وضعیت رقابتی دارد.

۵-۴ تجارت گاز طبیعی از طریق خط لوله (کشورهای واردکننده) و گاز طبیعی مایع

رشد تجارت گاز طبیعی از طریق خط لوله در سه دههٔ گذشته سیری صعودی داشته و از ۴۲/۹۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) به ۳۸۹/۳۱ میلیارد مترمکعب در

سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) افزایش یافته است. میانگین رشد تجارت این حامل انرژی در دهه‌های پنجاه و شصت و هفتاد (هفتاد، هشتاد و نود میلادی) به ترتیب ۲۶/۸۲، ۵۲/۳، و۶/۵۷ درصد در سال بود و میانگین وزنی رشد تجارت گاز در سی سال گذشته ۱۴/۱۲ درصد در سال است. حداکثر رشد تجارت گاز طبیعی از طریق خط لوله در دهۀ پنجاه (هفتاد میلادی) و حداقل رشد در دهۀ شصت (هشتاد میلادی) بوده است.

۵-۴-۱ تجارت گاز از طریق خط لوله

۵-۴-۱-۱ روسیه

بزرگترین تولیدکنندۀ گاز طبیعی در جهان در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) حدود ۱۴۸/۴۴ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی[1] از طریق خط لوله به اروپا صادر کرده که بیش از ۵۰ درصد کل صادرات گاز با خط لوله به منطقۀ اروپا و حدود ۲۹/۵ درصد کل صادرات گاز طبیعی با خط لوله در جهان را داشته است.

۵-۴-۱-۲ کانادا

دومین صادرکنندۀ گاز طبیعی از طریق خط لوله در جهان، با صدور بیش از ۱۰۲/۰۵ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) کمی بیش از ۲۰ درصد کل صادرات گاز طبیعی با خط لوله را داشته است.

۵-۴-۱-۳ خاور میانه

دومین منطقۀ دارای ذخایر گاز طبیعی در جهان سهم بسیار اندکی از تجارت جهانی گاز طبیعی با استفاده از خط لوله را به خود اختصاص داده است.

۵-۴-۱-۴ جمهوری‌های شوروی سابق

بزرگترین دارندگان ذخایر گاز طبیعی جهان و بزرگترین صادرکنندگان آن به شمار می‌روند. سهم کشورهای صادرکنندۀ گاز از طریق خط لوله در تجارت جهانی در سال ۱۳۸۳

---

1. BP, *Statistical Review of World Energy,* June 2005.

(۲۰۰۴) به این صورت بوده است: امریکای شمالی ۲۱/۶۸ درصد، امریکای جنوبی ۲/۸ درصد، اروپا ۵۴/۷۹ درصد، خاور میانه ۱/۶۹، افریقا ۶/۵۴ درصد، و جنوب شرقی آسیا و اقیانوسیه ۱۲/۵ درصد.

۵-۴-۲ تجارت جهانی گاز طبیعی مایع

دو بازار عمده ال.ان.جی یکی غرب سوئز یا حوزهٔ آتلانتیک و دیگری بازار شرق آسیاست. بازار حوزهٔ آتلانتیک که تجارت ال.ان.جی در آن از سال ۱۳۴۳ (۱۹۶۴) آغاز شده شامل بلژیک، فرانسه، ایتالیا، اسپانیا، ترکیه، و ایالات متحد امریکاست. هم‌اکنون نیز برنامه‌هایی برای واردات ال.ان.جی در یونان، پرتغال و احتمالاً برزیل، لبنان و اسرائیل دنبال می‌شود.

بازار ال.ان.جی شرق آسیا، شامل ژاپن، کرهٔ جنوبی، و تایوان است و به دنبال آنها هند و چین بازارهای بالقوهٔ ال.ان.جی محسوب می‌شوند.

کشورهای صادرکننده در چهار منطقهٔ اصلی قرار گرفته‌اند: آسیا و اقیانوسیه، شمال افریقا، خاور میانه، و شمال امریکا؛ کشورهای منطقهٔ آسیا و اقیانوسیه شامل اندونزی، مالزی، برونئی، و استرالیا، کشورهای شمال افریقا شامل الجزایر، لیبی، و نیجریه، کشورهای خاور میانه شامل امارات متحد عربی و قطر می‌باشد. کشورهای شمال امریکا شامل ایالات متحد امریکا، ترینیداد، و توباگوست.

۵-۵ قیمت گاز طبیعی

روش‌های مختلفی بر پایهٔ مسائل نظری و اصول تجارت برای قیمت‌گذاری گاز طبیعی تعریف شده است. برخی از این روش‌ها در حال حاضر کاربردی و برخی دیگر در مرحلهٔ نظری مانده‌اند.

۵-۵-۱ قیمت‌گذاری بر اساس هزینه[1]

در این روش قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ تمام‌شدهٔ گاز بر سر چاه انجام می‌شد.

---

1. Cost-based Pricing

۵-۵-۲ قیمت‌گذاری بر اساس ارزش[1]

در این روش قیمت گاز در نقطهٔ احتراق و در ارتباط با هزینهٔ بهترین سوخت جایگزین (به‌طور معمول تولیدات حاصل از تقطیر نفت خام) تعیین می‌شود.

۵-۵-۳ قیمت‌گذاری بر اساس برابرسازی[2]

در این دیدگاه ارزش حرارتی هر حامل انرژی ارزش یکسانی دارد (اعم از اینکه مربوط به فراورده‌های نفتی، گاز طبیعی، یا هر منبع دیگر باشد).

۵-۵-۴ قیمت‌گذاری بر اساس معادل قیمت سر مرز[3]

بر اساس این مفهوم همهٔ گاز وارداتی ــ صرف نظر از منبع عرضه‌کننده ـــ در نقطه‌ای که وارد شبکهٔ خطوط لوله می‌شود قیمت یکسانی خواهد داشت (این روش نخستین بار توسط مقامات فدرال امریکا برای احتراز از بررسی و ارزیابی طرح‌های وارداتی گاز پیشنهاد شده است).

۵-۵-۵ قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ جایگزینی[4]

در چارچوب قیمت‌گذاری گاز طبیعی بر اساس این مفهوم، صادرکنندگان آن دسته از حامل‌های انرژی را که طی دورهٔ قرارداد گاز در دسترس بوده یا به شکل سوخت جانشین برای گاز می‌توانسته مطرح باشد مد نظر قرار می‌دهند (گاز ناشی از زغال‌سنگ، برق حاصل از زغال‌سنگ، انرژی هسته‌ای یا انرژی خورشیدی از این دست‌اند).
بررسی روند قیمت‌گذاری گاز طبیعی حاکی از آن است که قیمت گاز طبیعی در بسیاری موارد کمتر از قیمت دیگر انرژی‌های جایگزین (نفت خام و فراورده‌های نفتی) بوده است. (به استثنای قیمت ال.ان.جی صادراتی در برخی موارد که به دلیل هزینه‌های طرح میسر نبوده است.) تجارت گاز در مقایسه با تجارت نفت دو ویژگی خاص دارد:

---

1. Value-based Pricing
2. Parity Pricing
3. Equivalent Border Price
4. Replacement Cost Pricing

۱. وابستگی شدید صادرکنندگان و واردکنندگان به یکدیگر به دلیل نبود فرصت ذخیره‌سازی حداقل برای دورهٔ قرارداد،

۲. خطرپذیری زیاد سرمایه‌گذاری.

با توجه به این دو ویژگی خاص، باید قیمت‌ها در قراردادها به گونه‌ای تنظیم شود که، ضمن حفظ امنیت عرضهٔ گاز، قیمت گاز نیز با تغییرات احتمالی در قیمت دیگر سوخت‌ها و سوخت‌های رقیب به گونه‌ای تغییر یابد که منافع عرضه‌کنندگان آن حفظ شود.

غالب صادرکنندگان گاز مایل‌اند که قیمت گاز صادراتی آنها حداقل معادل ارزش بازاری نفت خام باشد، زیرا این مشوقی برای گسترش طرح‌های توسعه‌ای گاز خواهد بود.

در بازار آسیا، ۹۷ درصد گاز مصرفی از طریق ال.ان.جی تأمین می‌شود و ژاپن به تنهایی بیش از ۵۰ درصد ال.ان.جی جهان را وارد می‌کند. در کشورهای اروپایی، شاخص قیمت‌های ال.ان.جی آسیا و اقیانوسیه بر اساس قیمت‌های نفت خام است. این مسئله حتی در مورد ژاپن و اندونزی هم صحت دارد.

این وضعیت اکنون در حال تغییر است. شاخص قراردادهای منعقدشده میان انگلستان (واردکننده) و هلند و نروژ (تولیدکننده) قیمت‌های بازار اسپات ـ انگلستان است. امروزه بازارهای اسپات بخش مهمی از تجارت بین‌المللی در نفت خام و فراورده‌های پتروشیمی را در برگرفته‌اند. این بازارها، با تغییر دادن مسیر تجارت زمینه‌ای را فراهم آوردند که هزینه‌های فرصت دارایی‌های بدون استفاده به‌خوبی مشاهده شود، به این دلیل که این بازارها قیمت‌های جاری را مشخص کنند و بنگاه‌ها و فعالان اقتصادی به راحتی تغییرات کوچک در ارزش دارایی‌های خود را مشاهده می‌کنند و برای عرضه به این بازارها تصمیم‌های لازم را می‌گیرند. از سوی دیگر، خریداران در این بازارها به راحتی قیمت پیشنهادی عرضه‌کننده را با قیمت بازار اسپات مقایسه می‌کنند. همچنین در بازارهای اسپات قراردادهای معین نقدی ارزش‌گذاری می‌شود.

۶-۵-۵ ساختار قیمت‌گذاری در اروپا و ژاپن

در این مناطق رقابت به صورت گاز با گاز است و میان قیمت‌های گاز و قیمت‌های فراورده‌های نفتی حداقل در کوتاه‌مدت ارتباطی وجود ندارد و عرضه ـ تقاضای گاز فقط

بر اساس قیمت گاز تعیین می‌شود. با وجود چنین حالتی، قیمت‌های نفت و گاز هنوز با هم ارتباط دارند: امکان جانشینی نفت خام، قیمت‌های سوخت‌های نفتی و امکانات فنی مصرف‌کنندگان برای تغییر دادن سوخت‌ها عواملی‌اند که در درازمدت در قیمت گاز تأثیر می‌گذارند. در انگلستان، نیز بازار گاز با قیمت گازِ عمده‌فروشیِ قاره‌ای ارتباط دارد که ارتباط قراردادها با نفت در تعیین این قیمت تأثیرگذار است.

۵-۵-۷ قیمت‌گذاری گاز در کرهٔ جنوبی

قیمت‌گذاری گاز در قراردادهای گاز کرهٔ جنوبی، عمدتاً بر اساس فوب[1] انجام می‌شود. واردات گاز به صورت ال.ان.جی است. عوامل مؤثر در قیمت‌گذاری به شرح زیر است:

- فصلی بودن و نوسانات مصرف،
- ظرفیت و کاهش ذخیره‌سازی‌ها،
- خطرپذیری توزیع در داخل.

۵-۵-۸ ساختار قیمت‌گذاری در امریکای شمالی

سیر آزادسازی قوانین تجارت گاز در منطقهٔ امریکای شمالی، به‌ویژه ایالات متحد امریکا، به میزان فراوانی گسترش یافته به‌طوری که این کشور اکنون با به کاربردن قوانین بازار آزاد و رقابت کامل یکی از کامل‌ترین سازوکارهای قیمت‌گذاری گاز را در دست دارد.

قیمت‌گذاری گاز در این بازار بر اساس قیمت برخی مراکز منسجم عرضه (هابز)[2] انجام می‌شود. یکی از مشهورترین آنها (شبکه گازرسانی امریکا)[3] در لوئیزیانای شمالی مستقر است.

عوامل مؤثر بسیار زیادی در قیمت‌گذاری گاز در شبکه گازرسانی امریکا تأثیر می‌گذارد و این تأثیر شگرفی در قیمت عرضهٔ گاز به مصرف‌کنندگان نهایی خواهد گذاشت.

۵-۵-۹ نوسانات جدید در قیمت‌های گاز طبیعی

دو عامل اصلی در زمستان ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) و ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) به افزایش قیمت گاز طبیعی

---

1. FOB
2. Hubs
3. Henry Hub

منجر شد. اولی خشکسالی در غرب ایالات متحد که تولید برق آبی را کاهش داد و دومی سرما در بخش‌های دیگر ایالات متحد. این دو عامل به شوک بزرگی در تقاضای گاز طبیعی منجر شد. افزایش تقاضا، کاهش شدید میزان ذخایر گاز طبیعی، و کاهش موجودی گاز قیمت گاز طبیعی را به‌سرعت بالا برد، به‌طوری که هر میلیون «بی.تی.یو»ی گاز طبیعی ۱۰ دلار افزایش یافت.

در ماه‌های بعد، تولیدات گاز طبیعی افزایش یافت و آب و هوای بهتر و ضعف فعالیت‌های اقتصادی به بازسازی دوباره کمک فراوان کرد. در زمستان سال‌های ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) و ۱۳۸۲ (۲۰۰۳) سردتر شدن هوا و بهبود اوضاع اقتصادی به تقاضای افزون‌تر گاز طبیعی کمک کرد.

۱۰-۵-۵ چشم‌انداز بلندمدت قیمت گاز طبیعی

در بلندمدت تقاضای گاز طبیعی، در قیاس با دیگر منابع سوختی، افزایش چشمگیری خواهد داشت. گاز طبیعی در قیاس با دیگر سوخت‌ها، به دلیل آلودگی کمتر برای محیط زیست مطلوب‌تر است.

پیش‌بینی می‌شود که در آینده سیر صعودی قیمت‌های گاز طبیعی ادامه یابد و وابستگی زیاد اقتصاد امریکا به گاز طبیعی نتیجه‌ای جز راکد ماندن فعالیت‌های اقتصادی و ضربه خوردن به اقتصاد آن نداشته باشد. وابستگی شدید قیمت‌های گاز طبیعی به قیمت‌های نفت خام در سال ۱۳۸۲ (۲۰۰۳) افزایش سریع قیمت گاز را در پی داشت. معتدل شدن آب و هوا در چند سال آینده و افزایش تولیدات گاز کمک شایانی به نگاه داشتن قیمت گاز در همین سطح خواهد کرد. بنابراین، پیش‌بینی می‌شود در ۲۰ سال آینده، مصرف گاز طبیعی، در قیاس با دیگر سوخت‌ها سیری صعودی داشته باشد.

۶-۵ بازارهای بالقوهٔ گاز ایران

بررسی بازارهای بالقوهٔ گاز ایران و تحلیل رفتار رقبا در منطقه معلوم می‌کند که ایران تنها کشوری است که در میان کشورهای مهم دارندهٔ ذخایر گازی جهان، سهم چندانی در بازارهای بین‌المللی گاز طبیعی ندارد، اما حجم عظیم ذخایر گازی ایران، جایگاه ژئوپلیتیک ایران، و پیش‌بینیِ افزایش مصرف گاز طبیعی در کشورهای در حال توسعه ـــ به‌ویژه دو

کشور هندوستان و چین ــ همچنین التزام کشورهای عمدهٔ مصرف‌کنندهٔ انرژی به رعایت مسائل زیست‌محیطی ایران را در فرایند توسعهٔ پایدار، در میان‌مدت و درازمدت در جایگاهِ یکی از مهم‌ترین تأمین‌کنندگان انرژی گاز جهان قرار می‌دهد.

به همین علت، بسیاری از کارشناسان مسائل حوزهٔ انرژی معتقدند ارزش واقعی ذخایر گازی ایران پس از گذشت چند دهه نقش اساسیِ خود را در بازار تأمین گاز نمایان خواهد کرد. در حال حاضر بازارهای بالقوهٔ گاز طبیعی ایران را می‌توان به چهار دستهٔ عمدهٔ زیر تقسیم کرد:

ــ بازار گاز کشورهای پاکستان، هندوستان، و چین،

ــ بازار شرق آسیا (ژاپن و کرهٔ جنوبی)،

ــ بازار گاز اروپا،

ــ بازار گاز حوزهٔ خلیج فارس.

در ادامهٔ مطالب به مشخصات کلی، ظرفیت‌ها، و چگونگی روندِ مصرف و تقاضای انرژی در هر یک از این چهار بازار به‌طور اجمال پرداخته می‌شود.

۱-۶-۵ بازارهای گاز طبیعی کشورهای پاکستان، هندوستان، و چین

مهم‌ترین بازار گاز صادراتی ایران می‌تواند کشورهای پاکستان، هندوستان، و چین باشد. این کشورها جمعیتی بسیار زیاد و نرخ رشد اقتصادی خوبی داشته‌اند و روندِ افزایش مصرف انرژی در این کشورها بسیار چشمگیر است و به همین دلیل بازار بالفعل و بالقوه بسیار مناسبی برای کشورهای صادرکنندهٔ گاز طبیعی، به‌ویژه ایران، است.

۱-۱-۶-۵ بازار گاز پاکستان

میزان ذخایر اثبات‌شدهٔ گازی پاکستان بیش از ۲/۵۱ تریلیون فوت مکعب است و میزان تولیدات داخلی آن حدود ۰/۸ تریلیون فوت مکعب در سال (۷۷/۴ میلیون مترمکعب در روز) است که تمامِ آن در بخش داخلی مصرف می‌شود.

شرکت‌های عمدهٔ تولیدکنندهٔ گاز طبیعیِ پاکستان به دو بخش دولتی و خصوصی تقسیم می‌شوند که شرکت نفت پاکستان[1] و شرکت توسعهٔ نفت و گاز پاکستان[2] دولتی

---

1. PPC
2. OGDS

و شرکت‌های بی.پی،[1] انی،[2] اُ.ام.وی[3] و بی.اچ.پی[4] از جمله شرکت‌های عمدهٔ خصوصی‌اند. بر اساس گزارش مؤسسهٔ مطالعات بین‌المللی انرژی، مهم‌ترین میادین گازی پاکستان عبارت‌اند از: سوئی[5] با تولید ۶۵۰ میلیون فوت مکعب در روز، آدهی و کندکنوت[6] با تولید ۱۲۰ میلیون فوت مکعب در روز، و ماری[7] و کرداوری[8] است.

۲-۱-۶-۵ تحلیل بازار تقاضای گاز پاکستان

پیش‌بینی می‌شود تقاضای گاز طبیعی در پاکستان به‌سرعت افزایش یابد به نحوی که تقاضای گاز در این کشور تا سال ۱۳۸۶ (۲۰۰۷) بیش از ۵۰ درصد رشد خواهد داشت، که البته بر اساس برنامه‌ریزی‌های صورت‌گرفته با افزایش یک میلیارد فوت مکعبی تولید بخش زیادی از این تقاضا از میادین گاز داخلی تأمین خواهد شد.

علاوه بر بخش مصارف خانگی پاکستان، یکی از مهم‌ترین نقاط مصرف در این کشور ــ بر اساس برنامه‌ریزی‌های صورت‌گرفته در وزارت نفت پاکستان ــ بخش نیروگاهیِ آن کشور است.

ترکیب سبد انرژی مصرفی این کشور حاکی از سهم ۴۳/۹ درصدی گاز در بخش مصرف انرژی است که، البته همان گونه که اشاره شد، بخش زیادی از این مقدار برای تولید نیروی برق مصرف می‌شده است.

بر اساس آمار ارائه‌شده از منابع رسمی دولت پاکستان، مصرف گاز در بخش تولید برق از ۱۳/۹ میلیون متر مکعب در روز (۴۹۱ میلیون فوت مکعب در روز) در سال ۱۳۷۷ (۱۹۹۸) به ۲۳/۸ میلیون متر مکعب در روز (۸۴۱ میلیون فوت مکعب در روز) در سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) رسیده است. این رقم تا سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) به بیش از ۴۲/۵ میلیون متر مکعب در روز (۱/۵ میلیارد فوت مکعب در روز) خواهد رسید.

---

1. BP
2. Eni
3. OMV
4. BHP
5. Sui
6. Kundknot, Adhi
7. Mri
8. Kardah Vari

دو شرکت سوئی شمالی و سوئی جنوبی در کشور پاکستان مسئولیت انتقال و توزیع گاز را بر عهده دارند که آمار مربوط به حجم عملکرد این دو شرکت به اختصار در جدول ۱-۵ آمده است.

جدول ۱-۵ حجم عملکرد دو شرکت پاکستانی سوئی شمالی و جنوبی برای انتقال و توزیع گاز

ردیف	شرح	سوئی جنوبی	سوئی شمالی
۱	اندازهٔ خطوط انتقال (کیلومتر)	۲۷۸۲	۵۴۰۵
۲	میزان واقعی انتقال (میلیون فوت مکعب در روز)	۹۶۰	۱۳۲۰
۳	تعداد شهر و روستای تحت پوشش	۶۳۸	۲۹۲
۴	تعداد مشتری (میلیون نفر)	۱/۶۱	۲/۱۱

بر اساس اطلاعات ارائه‌شده، فقط ۱۵ درصد جمعیت پاکستان از انرژی گاز طبیعی بهره‌مند شده‌اند که پیش‌بینی می‌شود این رقم تا سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) به ۲۰ درصد برسد.

۳-۱-۶-۵ قیمت گاز در پاکستان

قیمت سر چاهی گاز با قیمت سبد نفت وارداتی پاکستان تعیین می‌شود که آن را شرکت‌های توزیع‌کننده به شرکت‌های تولیدکننده می‌پردازند. در تحلیل فرصت قیمت‌گذاری گاز عوامل ذیل نقشی اساسی دارد:

۱. میانگین قیمت سرچاهی گاز،[1]
۲. عوارض مالیاتی،[2]
۳. هزینه‌های عملیاتی و نگهداری سیستم،[3]
۴. هزینه‌های استهلاک،
۵. قیمت سایر نقاط آسیا.[4]

---

1. Wellhead Price
2. Excise Duty
3. Operation Price
4. Rest of Asia

اما در خصوص زیرساخت‌های صنعت گاز این کشور باید گفت، در حال حاضر، ظرفیت عملیاتی دو شرکت سوئی جنوبی تا ۳۳/۹۸ میلیون متر مکعب در روز و سوئی شمالی تا ۴۸/۳ میلیون متر مکعب در روز است و احداث بیش از ۱۱۰۰ کیلومتر خط لوله جدید انتقال گاز به ارزش ۴۰۰ میلیون دلار از جمله برنامه‌های اعلام‌شدهٔ این کشور است.

اما کشور پاکستان با هدف جبران کمبود عرضهٔ گاز طبیعی در سال‌های آتی سه طرح واردات گاز از طریق خط لوله و واردات ال.ان.جی از بندر کراچی را در دست بررسی دارد. جدول ۲-۵ هزینه‌های صادرات گاز از مسیرهای متفاوت را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۵ هزینه‌های صادرات گاز از مسیرهای متفاوت در پاکستان[۱]

ردیف	نام طرح	طول خط لوله (کیلومتر)	قطر لوله (اینچ)	ظرفیت (میلیون استاندارد فوت مکعب در روز)	هزینه (میلیارد دلار)
۱	ترکمنستان ـ افغانستان ـ پاکستان	۱۶۸۰	۵۶	۳	۳/۲۸
۲	ایران ـ پاکستان	۱۸۴۳	۳۲ (۳۶)	۱/۶	۱/۸
۳	قطر ـ پاکستان	۱۶۵۰	۴۴	۱/۶	۳/۲

با توجه به این توضیحات، بازار گاز طبیعی پاکستان یکی از مهم‌ترین بازارهای بالقوهٔ گاز ایران است که البته باید از طریق فروش گاز از طریق خط لوله در کنار صادرات گاز به کشور هند به آن توجه کرد.

۴-۱-۶-۵ بازار گاز هندوستان

حجم ذخایر گازی اثبات‌شدهٔ هندوستان بالغ بر ۲۷ تریلیون فوت مکعب برآورد شده است. این ذخایر گازی عمدتاً در میدان‌های گازی اطراف بمبئی، آسام،[۲] کومبای[۳] و تاپتی[۴] قرار دارند.

---

۱. مؤسسهٔ مطالعات بین‌المللی انرژی، ۲۰۰۳.

2. Assum
3. Combay
4. Tapti

جمعیت بسیار زیاد این کشور همراه رشد اقتصادیِ مطلوبِ آن حاکی از وجود یکی از مهم‌ترین بازارهای مصرف‌کنندهٔ انرژی جهان در دهه‌های آینده است.

۵-۱-۶-۵ زیرساخت‌های صنعت گاز هندوستان

این کشور یک خط لولهٔ سراسری گاز دارد و ساخت پایانه‌های دریاییِ دریافتِ ال.ان.جی نیز از جمله طرح‌های بلندمدت طی سال‌های آیندهٔ این کشور است.

در بازار گاز هندوستان نیز، مانند کشور پاکستان، شکاف عمیقی بین میزان مصرف و تولید داخلی وجود دارد و این اختلاف بر اساس آمار و ارقام موجود حاکی از وجود بازار مصرف برای صادرات گاز ایران است.

جدول ۳-۵ میزان تولید داخلی گاز از میادین مختلف هندوستان را نشان می‌دهد.

جدول ۳-۵ میزان تولید گاز هندوستان

ردیف	سال	تولید (میلیارد متر مکعب)
۱	۱۳۶۴ (۱۹۸۵)	۴/۱
۲	۱۳۶۹ (۱۹۹۰)	۱۰/۹
۳	۱۳۷۴ (۱۹۹۵)	۱۲/۷
۴	۱۳۷۹ (۲۰۰۰)	۲۷/۵
۵	۱۳۸۴ (۲۰۰۵)	۳۱/۲
۶	۱۳۸۹ (۲۰۱۰)	۲۹/۴
۷	۱۳۹۴ (۲۰۱۵)	۲۷/۵

البته در سال‌های اخیر پیگیری برنامه‌های اجرایی اکتشافات جدید از اولویت‌های اصلی وزارت نفت هندوستان بوده است ولی میزان ذخایر گازی کشف‌شده چشمگیر نبوده و اختلاف بین عرضه و تقاضای گاز را کاهش نداده است.

اجرای طرح‌های جدید ساخت پایانه‌های واردات ال.ان.جی (جدول ۴-۵) در سواحل غربی هند از جمله طرح‌های در این کشور است با هدفِ اصلیِ وارداتِ ال.ان.جی از منطقهٔ خاور میانه.

واردات گاز طبیعی از طریق خط لوله از جمله طرح‌های وزارت انرژی هندوستان برای تأمین نیاز داخلی، علاوه بر واردات گاز مایع، است که بر اساس قرارداد منعقدشده بین این کشور و بنگلادش هندوستان روزانه ۱۹/۸ میلیون متر مکعب (۷۰۰ میلیون فوت مکعب) گاز طبیعی وارد خواهد کرد.

جدول ۴-۵ طرح‌های اجرای پایانه‌های گاز طبیعی مایع در هند

ردیف	نام طرح	محل احداث	ظرفیت (میلیون تن در سال)	عرضه‌کننده	وضعیت
۱	Petrounet LNG	Dahej (Gujarat)	۵/۰	قطر	بهره‌برداری
۲	Metropolis Gas	Dabhol	۵/۰	عمان ـ ابوظبی	طرح
۳	Shell Hazira LNG	Hazira	۲/۵	شل	طرح
۴	Petrounet LNG	Koch Kerala	۲/۵	قطر	طراحی
۵	Dakshin Baharat	Ennore Tamil	۲/۵	قطر	طراحی
۶	Gujaratm pipavav	Pipavav	۲/۶	یمن	طراحی
۷	Kakainda Indian	Kakainda	۲/۵	مالزی	طراحی
۸	Gopalpur LNG	Gopalpur	۵/۰	استرالیا	طراحی
۹	Reliance LNG	Jamnagar	۵/۰	مشخص نیست	بررسی

۶-۱-۶-۵ قیمت‌گذاری گاز طبیعی در هندوستان

سیاست‌های دولت هندوستان در قیمت‌گذاری را می‌توان به دو دسته سیاست‌های جاری و آتی تقسیم کرد. بر اساس سیاست‌های فعلی دولت این کشور، بیش از ۷۵ درصد قیمت گاز طبیعی به شکل یارانه به مصرف‌کنندگان پرداخت می‌شود. در حال حاضر، قیمت گاز طبیعی در این کشور از ۱/۱ تا ۱/۷۵ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو. است که سقف آن حدود ۵۰ درصد کل قیمت نفت کوره[1] است و این در حالی است که

1. Fuel Oil

بر اساس سیاست‌های جدید دولت مرکزی هندوستان با حذف تدریجی یارانه‌ها، قیمت‌های انواع حامل‌های انرژی تا ۱۰۰ درصد افزایش می‌یابد که پیش‌بینی می‌شود قیمت‌ها حدود ۳ تا ۳/۵ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو. افزایش یابد.

۵-۶-۱-۷ تقاضای گاز هندوستان

در بررسی برنامه‌ریزی‌های صورت‌گرفته، ۸ درصد کل گازِ لازم با هدف تولید جریان برق و مصرف در بخش نیروگاهی این کشور تأمین خواهد شد.

۵-۶-۱-۸ بازار گاز طبیعی چین

کشور چین طی سال‌های اخیر بالاترین میزان رشد اقتصادی را تجربه کرده است، اما جمعیت بسیار زیاد چین در کنار رشد اقتصادی بسیار زیاد این کشور را به یکی از مهم‌ترین کشورهای مصرف‌کنندهٔ انرژی (بازار بالفعل و بالقوه) تبدیل کرده است. رشد فزایندهٔ تقاضای حامل‌های انرژی در چین به نحوی است که هر پیش‌بینی را در خصوص چگونگی تحلیل رفتار بازار انرژی در جهان تحت تأثیر خود قرار داده است.

چین از بزرگترین مصرف‌کنندگان زغال سنگ جهان است و قرار است مصارف نیروگاه‌های خود را از سوخت زغال سنگ به گاز طبیعی تغییر دهد. ذخایر گازی اثبات‌شدهٔ این کشور بالغ بر ۱/۶ تریلیون متر مکعب (۵۷ تریلیون فوت مکعب) تخمین زده شده است.

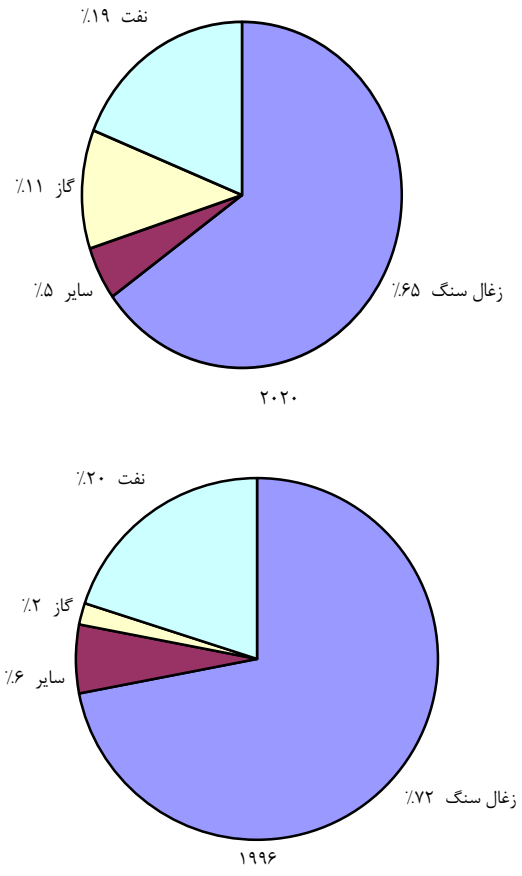
۵-۶-۱-۹ صادرات گاز به چین

گاز طبیعی در حال حاضر جایگاه ویژه‌ای در سبد مصرفی انرژی در کشور پرجمعیت چین ندارد و فقط ۳ درصد انرژی مصرف‌شدهٔ این کشور در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) را تأمین کرده است (جدول ۵-۵ و نمودار ۵-۵). اما پیش‌بینی می‌شود بر اساس برنامه‌ریزی صورت‌گرفتهٔ اعلام‌شده، در سال‌های آینده سهم سه درصدی گاز به نحوی افزایش می‌یابد که بر اساس گزارش ادارهٔ اطلاعات انرژی امریکا مصرف گاز طبیعی در این کشور از سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) تا سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) به دو برابر افزایش خواهد یافت.

جدول ۵-۵ طرح‌های واردات گاز بر اساس پیش‌بینی‌های مختلف در چین

(میلیون تن در سال)

مأخذ	نوع گاز	۱۳۷۹ (۲۰۰۰)	۱۳۸۴ (۲۰۰۵)	۱۳۸۹ (۲۰۱۰)	۱۳۹۴ (۲۰۱۵)
Wood mac,99	ال.ان.جی	۰	۱۷	۳۰	۳۶
Cedigaz 99	ال.ان.جی	۰	۴-۱۲	۱۲-۱۵	—
EIA,2000	گاز	۰	۱۵	۳۴	۵۰
M, Hostom f P. Moin 2000	ال.ان.جی	۰	۱۰	۱۶	۴۳



نمودار ۵- ۵ ترکیب سبد انرژی مصرفی چین از سال ۱۳۷۵ تا ۱۳۹۹ (۱۹۹۶ تا ۲۰۲۰)

بر اساس گزارش چشم‌انداز بین‌المللی[1] در سال ۱۳۸۴ (۲۰۰۵) رشد مصرف گاز طبیعی در این کشور سالیانه ۷/۸ درصد پیش‌بینی شده و از ۳۳/۴ میلیارد مترمکعب (۱/۲ تریلیون فوت مکعب) در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) افزایش خواهد یافت (جدول ۶-۵). بر اساس گزارش بی.پی، چین در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) بیش از ۳۴ میلیارد مترمکعب گاز تولید کرده است.

جدول ۶-۵ تقاضای گاز طبیعی در چین

سال	۱۳۸۱ (۲۰۰۲)	۱۳۸۹ (۲۰۱۰)	۱۳۹۹ (۲۰۲۰)	۱۴۰۴ (۲۰۲۵)	درصد رشد ۱۴۰۴-۱۳۸۱ (۲۰۲۵-۲۰۰۲)*
میزان	۳۳/۴	۶۵	۱۱۵/۷	۱۸۴	**۷/۸

Source: IEA, World Energy Outlook, 2004.

* میزان رشد متوسط سالیانه برحسب میلیارد مترمکعب،

** با احتساب تغییر ذخایر و اختلافات آماری.

عمده‌ترین مصرف‌کنندگان گاز طبیعی چین در بخش خانگی و نیروگاه‌های تولید برق خواهند بود. در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) مصرف گاز این بخش ۵/۶۶ میلیارد مترمکعب (۰/۲ تریلیون فوت مکعب) بوده است که با احتساب رشد یک درصدی تولید نیروی برق در این کشور، پیش‌بینی می‌شود مصرف گاز در این بخش در سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) از مصارف بخش‌های خانگی و صنایع نیز فراتر رود و در این سال نیمی از مصرف کل گاز کشور را به خود اختصاص دهد. رشد مصرف گاز در این بخش سالیانه ۹ درصد پیش‌بینی شده است به‌طوری که بر اساس برنامهٔ اعلام‌شده بیش از ۶۰ درصد کل گاز مصرفی این کشور تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) به بخش نیروگاهی اختصاص خواهد یافت.

چینی‌ها قصد دارند با احداث خط لوله‌ای ۴۲۰۰ کیلومتری به هزینهٔ تقریبی ۱۴/۵ میلیارد دلار روزانه ۳۴ میلیون متر مکعب (۱/۲ میلیارد فوت مکعب) گاز را از غرب این کشور به مناطق شرقی، که نقاطی پرمصرف‌اند، انتقال دهند. در عین حال دولت چین برنامه‌های واردات گاز طبیعی از طریق خط لوله و همچنین واردات به صورت فراورده‌های گازی (ال.ان.جی) را نیز جدی پیگیری می‌کند و قراردادهایی نیز منعقد کرده است.

1. International Outlook, 2005.

در خصوص قیمت گاز در چین نیز باید گفت قیمت‌گذاری به صورت دولتی است و به حامل‌های انرژی مصرفی در این کشور یارانه داده می‌شود. به همین دلیل، سوخت در این کشور بسیار ارزان است.

۱۰-۱-۶-۵ برنامه‌های واردات گاز در چین

با توجه به دو برابر شدن مصرف گاز این کشور تا سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) و محدودیت تولید گاز از مناطق دریایی، دولت چین سناریوهای مختلف واردات گاز را در دست بررسی دارد. با توجه به آنکه میزان گاز تولیدی چین طی سال‌های اخیر از منفی شدن موازنه تراز مصرف و تولید جلوگیری می‌کرد، ولی با اجرایی شدن عملیات ساخت خط لولهٔ غرب ـ شرق، دولت مرکزی چاره‌ای جز واردات گاز به شکل خط لوله ندارد. البته طرح‌های زیادی مطرح شده، ولی سناریوهای اصلی واردات گاز به شیوهٔ خط لوله در جدول ۷-۵ آمده است.

جدول ۷-۵ طرح‌های اصلی واردات گاز به شیوهٔ خط لوله

ردیف	نام طرح	مسیر برحسب کیلومتر
۱	ترکمنستان ـ جیان ـ شرق چین	۷۴۷۵
۲	ترکمنستان ـ ازبکستان ـ شانگهای	۶۱۰۰
۳	سیبری غربی ـ شانگهای	۶۵۰۰
۴	یاکوشک ـ پکن	۴۸۰۰
۵	سیبری شرقی ـ مغولستان ـ پکن	۳۳۶۵
۶	ایران ـ هند ـ پکن	مطالعه نشده است

۱۱-۱-۶-۵ گاز طبیعی مایع‌شده یا گاز طبیعی مایع در چین

سیر طرح‌های واردات گاز طبیعی به شکل ال.ان.جی در چین بسیار کند ولی مستمر در حال پیگیری است. به همین منظور، در این کشور هم‌اکنون در سواحل شرقی چند طرح احداث پایانهٔ واردات ال.ان.جی در دست اجراست. عملیات اجرایی این طرح‌ها از سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) شروع شده و پیش‌بینی می‌شود عملیات ساختمانی مهم‌ترین پایانهٔ واردات

ال.ان.جی در منطقهٔ گوانگ دانک تا پایان سال ۱۳۸۴ (۲۰۰۵) به اتمام برسد. برنامهٔ اولیهٔ واردات از این بندر ۳ میلیون تن ال.ان.جی در سال است که تا سال ۱۳۸۷ (۲۰۰۸) به ۵ میلیون تن و سپس به ۸ میلیون تن افزایش خواهد یافت. دیگر استان‌های مستعد احداث پایانه‌های ال.ان.جی، عبارت‌اند از: شانگهای، جیانگسو، و زجیانگ مشخصات پایانه‌های پیشنهادی در حال ساخت ال.ان.جی در چین به شرح جدول ۸-۵ است.

جدول ۸-۵ پایانه‌های پیشنهادی در حال ساخت گاز طبیعی مایع در چین

ردیف	نام پایانه	تاریخ شروع به کار	مالک	ظرفیت ترمینال (میلیون تن در سال)
۱	گانگ دونگ	۱۳۸۵ (۲۰۰۶)	CNOOC	۸
۲	فوجیان	۱۳۸۶ (۲۰۰۷)	CNOOC	۳
۳	شانگهای	—	CNOOC	—

۵-۶-۲ بازار گاز طبیعی جنوب شرق آسیا (کشورهای آسیایی عضو کشورهای توسعه‌یافته)

کشورهای جنوب شرق آسیا مهم‌ترین مصرف‌کنندگان ال.ان.جی در جهان‌اند. ژاپن با واردات ۷۷ میلیون تن ال.ان.جی در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) سهمی معادل ۴۴ درصد و کرهٔ جنوبی نیز با واردات ۳۰ میلیون تن ال.ان.جی سهمی معادل ۱۷ درصد کل واردات ال.ان.جی جهان را از آنِ خود کرده‌اند و پیش‌بینی می‌شود کل تقاضای این دو کشور از ۹۹ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) با رشد متوسط ۲/۵ درصد به ۱۵۵/۶ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) برسد.

۵-۶-۲-۱ بازار گاز ژاپن

کشور ژاپن با ۳۹/۶۲ میلیارد مترمکعب (۱/۴ تریلیون فوت مکعب) ذخایر گازی اثبات‌شده در دریا، فقط قادر به تأمین ۳ درصدِ گازِ مصرفیِ خود ــ آن هم فقط تا چند سال آینده ــ است و ۹۷ درصد گاز لازم خود را در حال حاضر وارد می‌کند.

گاز طبیعی در ژاپن بیشترین رشد مصرف و تقاضا را در طی دوره‌های گذشته تجربه

کرده است رشد مصرف گاز طبیعی در این کشور با رشد سالیانهٔ ۱/۵ درصد، از (تریلیون فوت مکعب) ۲/۷ در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) به ۴/۵ (تریلیون فوت مکعب) در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) خواهد رسید، باید اضافه کنیم که پیش‌بینی می‌شود بیشترین میزان رشد مصرف گاز در این کشور در بخش مصارف نیروگاهی باشد.

اما کشور ژاپن، به دلیل جزیره بودن تا سال‌های اخیر تمایلی به واردات گاز از طریق خط لوله نداشت و به همین دلیل استراتژی تأمین گاز خود را بر اساس واردات ال.ان.جی تنظیم کرده و به همین دلیل یکی از بزرگترین واردکنندگان ال.ان.جی جهان است.

مهم‌ترین صادرکنندگان ال.ان.جی به ژاپن در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) بر اساس گزارش سی.دی.[1] گاز، در جدول ۹-۵ آمده است.

جدول ۹-۵ مهم‌ترین صادرکنندگان گاز طبیعی مایع به ژاپن در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴)
(تن در سال)

کشورهای صادرکننده	امریکا	عمان	قطر	امارات	نیجریه	استرالیا	برونئی	اندونزی	مالزی	جمع
میزان واردات	۱/۶۸	۱/۴۸	۹/۲۲	۷/۱۰	۰/۱۶	۱۱/۲۰	۸/۲۹	۲۱/۱۹	۱۶/۶۳	**۷۶/۹۵**

گفتنی است در حال حاضر بیش از ۲۵ پایانهٔ دریافت‌کنندهٔ ال.ان.جی در ژاپن وجود دارد که عمدتاً در اختیار شرکت‌های مهم توزیع‌کنندهٔ ال.ان.جی ــ مانند گاز توکیو،[2] شرکت گاز توهو[3] و شرکت گاز اوزاکا[4] است.

تقاضای ال.ان.جی در ژاپن طی سال‌های گذشته و در سال‌های اخیر رشد چشمگیری کرده و پیش‌بینی می‌شود که این میزان رشد مستمر ادامه یابد. مصرف شهری ژاپن طی دو دههٔ اخیر بیش از ۷۰ درصد رشد کرده است که این از افزایش ۲۵ درصدیِ مشتریانِ گاز و همچنین تمایل واحدهای صنعتی در استفاده از گاز طبیعی خبر می‌دهد.

---

1. CEDI GAZ
2. Tokyo Gas Company
3. Ibid
4. Osaka Gas Company

بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، تولید گاز این کشور در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) در حدود ۲/۸۳ میلیارد مترمکعب (۰/۱ تریلیون فوت مکعب) بوده است که با توجه به مصرفِ معادل ۷۵/۷ میلیارد مترمکعب (۲/۶۷ تریلیون فوت مکعب)، این کشور بیش از ۷۲/۷ میلیارد مترمکعب (۲/۵۷ تریلیون فوت مکعب) گاز طبیعی در این سال وارد کرده است. اما در بخش واردات ال.ان.جی که اصلی‌ترین نوع گاز مصرفی ژاپن را تأمین می‌کند پیش‌بینی می‌شود واردات این کشور بر اساس مدل نیشو ایوای و نیز گزارش سی.دی. گاز مطابق جداول ۱۰-۵ و ۱۱-۵ باشد.

جدول ۱۰-۵ پیش‌بینی تقاضای ال.ان.جی کشور ژاپن بر اساس مدل نیشو ایوای
(ارقام برحسب میلیون تن در سال)

ردیف	تقاضای پیش‌بینی‌شده	سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰)	سال ۱۳۹۹ (۲۰۲۰)
۱	سناریوی حداکثر	۶۹	۸۴/۲
۲	سناریوی پایه	۶۵	۷۶
۳	سناریوی حداقل	۶۱	۶۷/۸

جدول ۱۱-۵ پیش‌بینی تقاضای ال.ان.جی کشور ژاپن بر اساس گزارش سی.دی. گاز

ردیف	سال	تقاضا بر حسب میلیون تن در سال
۱	تقاضای سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰)	۵۴/۰۷
۲	تقاضای سال ۱۳۸۴ (۲۰۰۵)	۷۸
۳	تقاضای سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰)	۸۴

۵-۶-۲-۲ تحولات ساختاری بازار گاز طبیعی ژاپن

طی سال‌های گذشته قراردادهای خریدوفروش ال.ان.جی ژاپن انعطاف‌پذیری کمی داشته و تقریباً با قیمت‌های مشابه بازارهای گاز همسایه منعقد شده و این در حالی است که ژاپنی‌ها همواره در تجدید قراردادها به انعطاف‌پذیر بودن آن توجه ویژه‌ای داشته‌اند. البته رتبهٔ اول این کشور در واردات ال.ان.جی تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) و همچنین افزایش تولیدکنندگان گاز مایع در جهان باعث شده تا این کشور به‌تدریج به قدرت انحصاری

تعیین قیمت تبدیل شود همچنین همگرایی بازار ال.ان.جی در سه کشور چین، کرهٔ جنوبی و ژاپن بازار آیندهٔ ال.ان.جی را تحت‌الشعاع خود قرار خواهند داد و پیش‌بینی می‌شود مبنای قراردادهای جدید خرید ال.ان.جی ژاپن از تولیدکنندگان قرارداد کدانگ دانگ چین باشد که در سال ۱۳۸۴ (۲۰۰۵) منعقد شده است، و قیمت‌ها بر اساس تفاوت فاصله و قیمت‌های حمل‌ونقل نسبت به آن قیمت‌ها (در چین)، تعدیل شود. اما در چشم‌اندازی کلی، بازار مصرف و تعاملات تجاری ال.ان.جی در ژاپن طی سال‌های اخیر با چند تحول اساسی روبه‌رو بوده است. بیشتر قراردادهای بلندمدت خرید گاز طبیعی ژاپن که در دههٔ شصت (هشتاد میلادی) منعقد شده، به پایان رسیده یا به‌زودی منقضی خواهد شد.

ژاپن در چند سال اخیر و با توجه به افزایش تقاضای ال.ان.جی در کشور مبادرت به انعقاد قراردادهای تازهٔ خرید ال.ان.جی کرده است. قرارداد خرید ال.ان.جی از مالزی به میزان ۱۷ میلیون تن در سال، از سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) به‌مدت ۱۵ تا ۲۰ سال، قرارداد خرید ال.ان.جی از استرالیا در سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) با حجم ۱۲ میلیون تن در سال، از سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) به‌مدت ۲۰ سال و همچنین قراردادهای جدید خرید ال.ان.جی از عمان از سال ۱۳۸۵ (۲۰۰۶) با حجم ۲ میلیون تن در سال از نمونه‌های این قراردادهاست. همان گونه که اشاره شد، این کشور در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴)، ۷۸ میلیون تن ال.ان.جی وارد کرده است. البته مسائلی چون نوسانات فصلی در میزان تقاضا نیز به عامل مهمی در تعیین قیمت‌ها و میزان رضایت‌مندی مشتری تبدیل شده است.

نگاه تازهٔ شرکت‌های ژاپنی به ذخایر گازی روسیه و به‌ویژه میادین گازی ساخالین فصل نوینی را در بازار گاز طبیعی ژاپن یا روسیه ایجاد کرده است. بر اساس گزارش‌های منتشرشده، دو طرح معروف ساخالین ۱ و ساخالین ۲ به منظور تأمین بخشی از گاز مورد نیاز ژاپن طراحی و اجرا خواهد شد. در طرح ساخالین ۱ که بر اساس آن گاز طبیعی از طریق خط لوله به ژاپن منتقل خواهد شد دو شرکت بزرگ شل و اکسون موبیل طرف قرارداد شرکت‌های ژاپنی‌اند و بر اساس طرح اولیه، گاز میدان ساخالین به جزیره‌ای در ژاپن به نام هونشو[1] انتقال می‌یابد و اولین مرحلهٔ صادرات در سال ۱۳۸۷ (۲۰۰۸) خواهد بود، ولی بر اساس نظر شرکت‌های مجری، ژاپن در این سال آمادگی

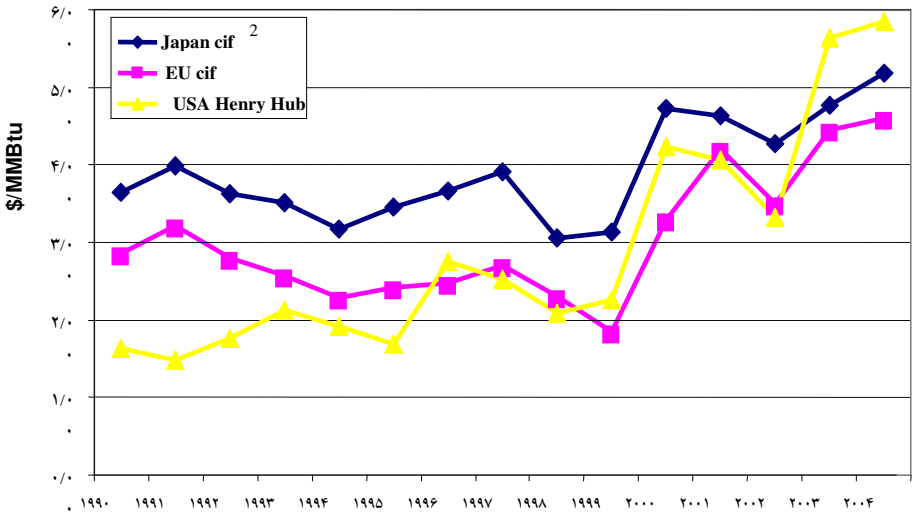
1. Honshu

پذیرش گاز به شیوهٔ خط لوله را ندارد و به همین دلیل این خط لوله پس از ژاپن به تأسیسات انتقال گاز کشورهای کرهٔ جنوبی و چین نیز برای گازرسانی متصل خواهد شد.

طرح ساخالین ۲ با هدف صادرات ال.ان.جی به ژاپن برنامه‌ریزی شده و طرف‌های قرارداد آن دو شرکت مهم توکیو الکتریک و شرکت گاز توهو از ژاپن و شرکت شل مجری طرح توسعهٔ میادین گازی ساخالین‌اند. گفتنی است این قرارداد در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) منعقد شده و شروع صادرات از سال ۱۳۸۶ (۲۰۰۷) پیش‌بینی شده است.

شایان ذکر است ذخایر نفت و گاز اثبات‌شدهٔ میدان ساخالین به ترتیب به میزان ۶۰۰ میلیون تن نفت و ۶۰۰ میلیارد متر مکعب گاز برآورد شده است.[۱]

با توجه به این گفتار کوتاه پیش‌بینی می‌شود در کوتاه‌مدت امکان حضور ایران در بازار گاز طبیعی ژاپن مزیت مطلوبی ندارد و باید حداقل زمان حضور را از سال ۱۳۹۴ (۲۰۱۵) هدف قرار داد.



Sources: BP, Statistical Review of World Energy, 2005.

نمودار ۶-۵ قیمت‌های گاز طبیعی مایع در بازار ژاپن

---

۱. روزنامهٔ *صبح اقتصاد*، مورخ ۱۷ مهر ۱۳۸۳.

2. Cost, Insurance, and Freight (CIF)

۳-۲-۶-۵ بازار گاز کرهٔ جنوبی

کرهٔ جنوبی نیز همانند ژاپن در بازار تجارت ال.ان.جی اهمیت ویژه‌ای دارد. این کشور در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴)، بیش از ۲۹/۹ میلیون تن ال.ان.جی وارد کرده است. جدول ۱۲-۵ واردات ال.ان.جی کرهٔ جنوبی در این سال را نشان می‌دهد.

جدول ۱۲-۵ واردات گاز طبیعی مایع کرهٔ جنوبی در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴)

(میلیون تن در سال)

ردیف	صادرکنندگان	میزان واردات
۱	عمان	۶
۲	قطر	۷/۹۶
۳	امارات	۰/۰۸
۴	الجزایر	۰/۳
۵	نیجریه	۲۴
۶	استرالیا	۵۵
۷	برونئی	۱/۲۱
۸	اندونزی	۷/۳۰
۹	مالزی	۶/۲۵
جمع		**۲۹/۹**

بر اساس گزارش سالیانهٔ آژانس بین‌المللی انرژی، مصرف گاز طبیعی در کرهٔ جنوبی با رشد سالیانه معادل ۳/۷ درصد از ۲۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) به ۴۲/۵ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) افزایش خواهد یافت. بر اساس همین گزارش، در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) دو بخش خانگی و نیروگاهی با مصرف به ترتیب ۳۷ و ۳۴ درصد کل گاز مصرفی عمده‌ترین بخش‌های مصرف کنندهٔ گازِ کرهٔ جنوبی محسوب می‌شوند.

دولت کرهٔ جنوبی پس از افزایش معتنابه قیمت‌های جهانی نفت از سال ۱۳۷۸ (۱۹۹۹) جایگزینی گاز طبیعی به‌جای نفت و فراورده‌های نفتی را در دستور کار قرار داد. بر اساس برنامه‌ریزی‌های صورت‌گرفته، سهم ۵ درصدی گاز سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) در سبد انرژی این کشور در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) به ۱۶ درصد افزایش خواهد یافت و به این

ترتیب سهم مصرف نفت و فراورده‌های نفتی از ۵۸ درصد به ۵۰ درصد کاهش می‌یابد.

این کشور قصد دارد، همانند ژاپن و چین، بخشی از نیازهای خود را از طریق گاز میدان ساخالین روسیه تأمین کند. باید افزود که در حال حاضر این کشور ۴ پایانهٔ واردات ال.ان.جی با ظرفیت واردات سالیانهٔ ۳۰ میلیون تن در سال دارد که البته احداث ۳ پایانهٔ دیگر نیز در دستور کار برنامه‌های آتی کشور کره است.

سهم بسیار کم گاز طبیعی در سبد مصرف انرژی این کشور از یک سو و راهبرد تازهٔ بخش انرژی این کشور با هدف جایگزینی گاز به جای نفت از سوی دیگر، این امکان را برای ایران ایجاد کرده تا بتواند در سال‌های آینده در بازار گاز طبیعی این کشور سهم مهمی را در اختیار گیرد.

۳-۶-۵ بازار گاز اروپا

بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، پیش‌بینی می‌شود گاز طبیعی در اروپا، با رشدی معادل سالیانه ۱/۸ درصد، بیشترین میزان رشد مصرف را در بین دیگر حامل‌های انرژی داشته باشد. گاز طبیعی در اروپا سوخت برتری برای تولید نیروی برق شناخته شده است. بنابراین، پیش‌بینی می‌شود ۶۰ درصد از کل افزایش تقاضای گاز طبیعی طی این مدت در بخش تولید نیروی برق مصرف شود.

بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، مصرف گاز طبیعی در بخش نیروگاهی در بین سال‌های ۱۳۸۱ تا ۱۴۰۴ (۲۰۰۲ تا ۲۰۲۵ میلادی) سالیانه ۳/۶ درصد خواهد کرد به نحوی که سهم مصرف گاز در این بخش از ۱۴ درصد در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) به ۲۳ درصد در سال ۱۳۹۴ (۲۰۱۵) و به ۲۸ درصد در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) خواهد رسید. بیشتر کشورهای اروپایی بر اساس برنامه‌های اعلام‌شده قصد دارند سوخت نیروگاه‌های خود را از نفت و زغال‌سنگ به گاز طبیعی تغییر دهند. همچنین پیش‌بینی می‌شود. به دلیل مقرون به صرفه بودن استفاده از گاز طبیعی، این حامل انرژی به‌تدریج جایگزین دیگر حامل‌های هیدروکربنی شود. وانگهی، کشورهایی چون آلمان و بلژیک، که به ملاحظات زیست‌محیطی (به‌ویژه آثار مخرب دفن زباله‌های هسته‌ای) بیشتر توجه می‌کنند. آنان اولویتِ اولِ انرژیِ مصرفی خود را گاز طبیعی قرار داده‌اند.

بنابراین، پیش‌بینی می‌شود تا سال ۱۳۹۴ (۲۰۱۵) سهم مصرف گاز طبیعی از

سهم زغال‌سنگ و دیگر حامل‌های هیدروکربنی در سبد مصرف انرژی اروپا افزایش یابد و تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) از سهم سوخت‌های اتمی نیز فراتر رود. به این ترتیب، از سال ۱۳۹۴ (۲۰۱۵) گاز طبیعی سوخت برتر قارهٔ اروپا خواهد بود.

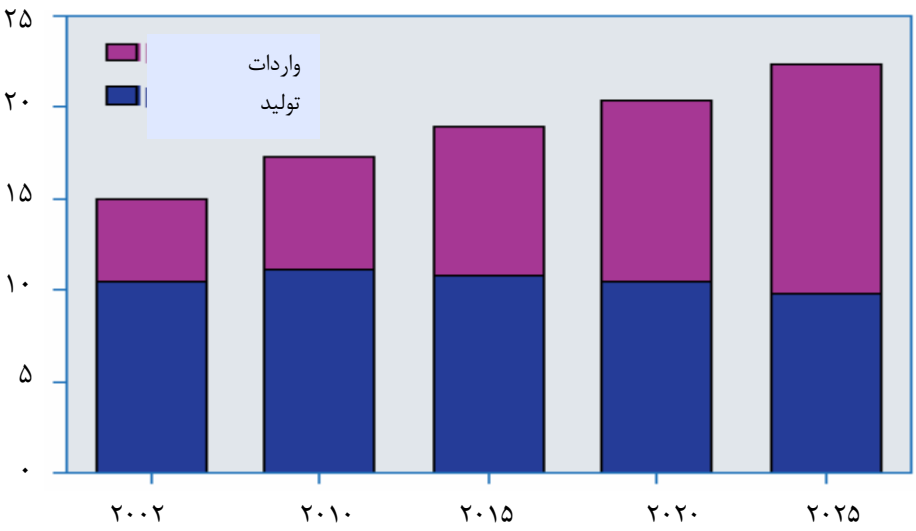
بر اساس گزارش سالیانه بی.پی، ذخایر گازیِ اثبات‌شده اروپا حدود ۳/۴ هزار میلیارد مترمکعب اعلام شده که ۲ درصد کل ذخایر گازی جهان را تشکیل می‌دهد. تولید گاز طبیعی در این منطقه در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) حدود ۳۰۰ میلیارد مترمکعب بوده است. کشورهای انگلیس با تولید ۱۰۲/۷ میلیارد مترمکعب، نروژ با تولید ۷۳ میلیارد مترمکعب و هلند با تولید ۵۸/۳ میلیارد مترمکعب ۷۸ درصد کل تولید اروپا را در اختیار دارند که عمدتاً از میادین گازی دریای شمال به دست می‌آورند.

پیش‌بینی می‌شود، با توجه به ذخایر محدود این منطقهٔ پرمصرف، طی دههٔ آینده تولید گاز به‌شدت کاهش یابد و کشورهایی چون نروژ و هلند دیگر قادر به تأمین نیازهای اروپا نخواهند بود و فقط مصارف داخلی خود را تأمین خواهند کرد و کشور انگلیس واردکنندهٔ عمدهٔ گاز خواهد بود.

بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، کل تولید اروپا در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) از ۳۰۰ میلیارد مترمکعب به ۲۲۵ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) و به ۱۴۷ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) خواهد رسید.

اما در مورد مصرف گاز باید خاطرنشان کرد، که همزمان با ادامهٔ کاهش تولید، تقاضا به‌شدت افزایش خواهد یافت به نحوی که واردات کل اروپا از ۲۳۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) به ۳۴۲ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) و ۴۶۰ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) خواهد رسید.

با توجه به نمودار ۷-۵ میزان واردات گاز در اروپای غربی به تنهایی در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲)، حدود ۱۳۸/۷ میلیارد مترمکعب (۴/۹ تریلیون فوت مکعب) بوده است که یک‌سوم کل تقاضای گاز در کل اروپاست. همچنین احتمال می‌رود واردات گاز در این منطقه تا سال ۱۳۹۴ (۲۰۱۵)، ۴۰ درصد رشد کرده و تا سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) به بیش از ۵۰ درصد برسد. در حال حاضر ۱۰ پایانهٔ واردات ال.ان.جی در اروپا به همین منظور وجود دارد، و بر اساس برنامه‌ای اعلام‌شده، مراحل ساخت ۲۰ پایانهٔ دیگر نیز در دست مطالعه و عملیات اجرایی احداث ۴ پایانه شروع شده است.



نمودار ۷-۵ پیش‌بینی تولید، واردات، و مصرف گاز در اروپای غربی (تریلیون فوت مکعب)

با توجه به این مقدمه کوتاه و وجود بازار ۶۴۰ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵)، برخی از تحلیلگران بازار انرژی معتقدند اروپای غربی بزرگترین بازارِ بالقوهٔ گاز صادراتی ایران است. اما، علی‌رغم وجود این بازار بالقوه و بالفعل مناسب برای گاز ایران، قیمت‌های اندک گاز در این منطقه ــ به‌ویژه در کشورهای آلمان، فرانسه، و بلژیک ــ توجیهی اقتصادی برای طرح‌های صادرات گاز به این منطقه را فراهم نمی‌آورد.

به نظر می‌رسد صادرات گاز ایران به اروپا از دو مسیر زیر امکان‌پذیر باشد:

۱. از طریق خاک ترکیه،

۲. از طریق کشورِ تازه‌استقلال‌یافتهٔ ـ ارمنستان

اما علاوه بر هزینه‌های اجرایی صادراتِ گاز به اروپا باید هزینهٔ حق ترانزیت از خاک کشورهای حامل خط لوله را نیز اضافه کرد که اصلاً خودِ صادرات گاز را تردیدآمیز می‌سازد. هزینهٔ صادرات گاز ایران از طریق هر دو مسیر را آژانس بین‌المللی انرژی از حیثِ اقتصادی برآورد کرده است و این برآورد در جدول ۱۳-۵ آمده است. همچنین قیمت گاز طبیعی در اروپا از سال ۱۳۶۹ تا ۱۳۸۳ (۱۹۹۰ تا ۲۰۰۴) بر اساس گزارش آماری بی.پی، در جدول ۱۴-۵ آمده است.

جدول ۱۳-۵ هزینهٔ صدور گاز ایران به اروپا

(برحسب دلار بر میلیون بی.تی.یو)[1]

ردیف	مسیر صادرات	هزینهٔ تولید	هزینهٔ انتقال	حق ترانزیت	کل هزینه‌ها
۱	صادرات گاز از طریق خاک ترکیه	۰/۳	۲/۵	۰/۵	۳/۳
۲	صادرات گاز از طریق خاک ارمنستان و اوکراین	۰/۳	۲/۵	۰/۸	۳/۶

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ۱۳۸۲ (۲۰۰۳).

جدول ۱۴-۵ قیمت گاز طبیعی در اروپا از سال ۱۳۶۹ تا ۱۳۸۳

(۱۹۹۰ تا ۲۰۰۴)

سال	قیمت (دلار بر میلیون بی.تی.یو)
۱۳۶۹ (۱۹۹۰)	۲/۸۲
۱۳۷۰ (۱۹۹۱)	۳/۱۸
۱۳۷۱ (۱۹۹۲)	۲/۷۶
۱۳۷۲ (۱۹۹۳)	۲/۵۳
۱۳۷۳ (۱۹۹۴)	۲/۲۴
۱۳۷۴ (۱۹۹۵)	۳/۲۷
۱۳۷۵ (۱۹۹۶)	۲/۴۳
۱۳۷۶ (۱۹۹۷)	۲/۶۵
۱۳۷۷ (۱۹۹۸)	۲/۲۶
۱۳۷۸ (۱۹۹۹)	۲/۸
۱۳۷۹ (۲۰۰۰)	۳/۲۳
۱۳۸۰ (۲۰۰۱)	۴/۲۳
۱۳۸۱ (۲۰۰۲)	۴/۰۷
۱۳۸۲ (۲۰۰۳)	۳/۳۳
۱۳۸۳ (۲۰۰۴)	۵/۶۳
میانگین	**۳/۱۶**

1. Million British Thermal Unit. (واحد اندازه‌گیری گرما)

با مقایسهٔ هزینهٔ انتقال گاز به اروپا و قیمت گاز طبیعی تحویلی در این بازار، به نظر می‌رسد آیندهٔ روشنی برای صدور گاز ایران به قاره متصور نباشد. البته از طرف دیگر قیمتِ آیندهٔ گاز در اتحادیهٔ اروپا، با توجه به مباحثی مانند اعلام افزایش قیمت گاز روسیه به اوکراین و آزادسازی قیمت‌ها، به‌شدت مبهم است.

۵-۶-۴ بازار گاز حوزهٔ خلیج فارس

مصرف گاز طبیعی در منطقهٔ خاور میانه از سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) تا سال ۱۳۹۴ (۲۰۱۵) به بیش از دو برابر افزایش خواهد یافت. همچنین سهم گاز در سبد مصرفی انرژی این منطقه نیز طی این مدت از ۳۹ درصد به ۴۵ درصد خواهد رسید.

رشد سالیانهٔ مصرف در این منطقه به‌ویژه در بخش تولید نیروی برق ۱/۹ درصد در بخش صنایع ۴ درصد است که مجموع مصرف در این دو بخش بیش از دوسوم کل مصرف گاز در منطقهٔ خاور میانه خواهد بود. همچنین احتمال می‌رود، با افزایش رشد جایگزینی گاز در برابر نفت، سهم نفت از سبد انرژی این منطقه از ۴۱ درصد در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) به ۳۰ درصد در سال ۱۴۰۴ (۲۰۲۵) کاهش یابد.

۵-۶-۴-۱ صادرات گاز به کویت

ذخایر گازی کویت، بر اساس تخمین، بیش از ۱/۶ هزار میلیارد مترمکعب است که مقدار معتنابهی از آن ذخایر گازِ همراهِ نفت است و این به این معناست، که در صورت تولید این گازها، میادین نفتی کویت با افت چشمگیر فشار مواجه خواهند شد و نتیجهٔ آن تولید غیرصیانتی نفت خواهد بود.

۵-۶-۴-۲ مصرف گاز

البته پیش‌بینی می‌شود که با افزایش نیاز کویت به تولید برق و آب شیرین و همچنین نیاز این کشور به تزریق گاز، تقاضای آن به‌شدت افزایش یابد. به همین منظور، کویت تفاهم‌نامه‌ای برای واردات ۱۵ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی در سال از قطر امضا کرده است که البته با توجه به رشد تقاضای گاز این کشور این میزان حجم گاز بازار این کشور

را اشباع خواهد کرد. کارشناسان معتقدند بخشی از مصرف کویت را می‌توان از میادین گازی مشترک و گاز همراه نفت میادین نفتی در فلات قارهٔ ایران نیز تأمین کرد. با گاز میادینی چون سروش، نوروز، ابوذر، اسفندیار و لایهٔ گازی میدان مشترک آرش، و همچنین میدان گازی پارس جنوبی، می‌توان گاز کشورهای حاشیه خلیج فارس را تأمین کرد.

۳-۴-۶-۵ امارات متحدهٔ عربی

امارات متحدهٔ عربی با داشتن ۶/۱ تریلیون مترمکعب ذخایر گازی اثبات‌شده پس از قطر و عربستان در ردهٔ پنجم جهان قرار دارد. ولی این کشور برای توسعهٔ ظرفیت تولید خود مانند کویت با موانعی جدی روبه‌روست.

مصرف گاز امارات در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) حدود ۴۵/۸ میلیارد مترمکعب گزارش شده بود که در طول سال‌های گذشته همواره رو به افزایش بوده است.

امارات متحدهٔ عربی در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) قراردادی به ارزش ۳/۵ میلیارد دلار برای واردات گاز از قطر به امضا رسانده است که بر اساس آن سالیانه حدود ۳۹/۶ میلیارد مترمکعب گاز به امارات صادر خواهد شد. این طرح به طرح دولفین[1] معروف است و از سال ۱۳۸۵ (۲۰۰۶) آماده بهره‌برداری شد.

البته امارات متحدهٔ عربی در اسفند سال ۱۳۸۱ تفاهم‌نامه‌ای به منظور بررسی صادرات گاز از ایران به این کشور امضا کرده و همواره ایران را منبعی برای تأمین نیاز گاز خود محسوب می‌کرده است. بر اساس این تفاهم‌نامه، ایران در دوره‌ای ۲۵ساله روزانه ۱۴ میلیون مترمکعب گاز (۵/۲ میلیارد مترمکعب در سال) به امارات صادر خواهد کرد. گاز مورد نیاز طرح احتمالاً از گازهای همراه میادین نفتی ایران در خلیج فارس به‌ویژه میادین نفتی درود و سلمان تأمین خواهد شد.

۴-۴-۶-۵ عمان

عمان ذخایر گازی اثبات‌شده‌ای معادل ۹۹۳ میلیارد مترمکعب دارد. تولید گاز این کشور در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴) در حدود ۱۷/۶ میلیارد مترمکعب بوده و مصرف سالیانه آن ۹

1. Dolphin Project

میلیارد مترمکعب گزارش شده است.

عمان در تلاش برای افزایش امکان صادرات ال.ان.جی قراردادهایی با چند شرکت بین‌المللی برای اجرای عملیات اکتشافی به امضا رسانده است. علاوه بر این، عمان هدف بالقوه‌ای برای طرح دولفین است.

میدان گازی هنگام (بوخا)، واقع در خلیج فارس و بین ایران و عمان (در تنگه هرمز)، یکی از دلایل صادرات گاز ایران به عمان است. ایران و عمان در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰)، موافقت کردند که پس از توسعهٔ مشترک میدان هنگام، سهم گاز تولیدی ایران به عمان صادر شود.

۵-۷ مقایسه نظری هزینه‌های انتقال گاز به روش‌های خط لوله و گاز طبیعی مایع

۵-۷-۱ بررسی سناریوهای مختلف انتقال گاز: ال.ان.جی در برابر خط لوله

در حال حاضر انتقال گاز از طریق خط لوله بین کشورها جایگاه ویژه‌ای در تجارت بین‌المللی گاز دارد، به نحوی که، بر اساس آمار موجود سهم بازار ال.ان.جی از کل سهم بازار تجارت گاز فقط حدود ۲۲ درصد است که حاکی از سهم ۵/۶ درصدی از کل تقاضای گاز در جهان است.

البته پیش‌بینی می‌شود به‌تدریج نبودِ توازن در سبد سناریوهای مختلف صادرات گاز در بازارهای بین‌المللی به دلیل مواجه شدن با محدودیت‌های متعدد فنی و اقتصادی و سیاسیِ زیر به سمت توازن اجباری پیش برود و سهم تجارت ال.ان.جی نیز افزایش یابد.

فاصلهٔ زیاد بین میادین تولید گاز و نقاط اصلی مصرف ــ که گاه قاره‌ای است ــ استفاده از روش انتقال گاز به شیوهٔ خط لوله را از لحاظ مسائل فنی و اقتصادی به‌شدت ناممکن ساخته است.

۱. تعدادی از کشورهای عمدهٔ صادرکنندهٔ گاز طبیعی به روش خط لوله از جمله کانادا و هلند نیز طی دههٔ آینده با مشکلات و محدودیت در ظرفیت تولید و انتقال مواجه خواهند شد.

۲. با توجه به رشد اقتصادیِ کشورهای در حال توسعه و ظهور کشورهای جدید مصرف‌کنندهٔ گاز طبیعی و با توجه به دور بودن اغلب این کشورها از شبکهٔ خطوط لولهٔ

انتقال گـاز و محـدودیت در افـزایش ظرفیـت تولیـدِ کشـورهای عمـدهٔ تولیـدکننـده و صادرکنندهٔ گاز به شکل خط لوله، به نظر می‌رسد اقبال کشورهای دارای اقتصاد در حال گذار به انتخاب سناریویی انعطاف‌پذیر در حجم مبادلات و پیوستگی آن باشـد، بنـابراین تجارت ال.ان.جی از راه دریا به یک انتخاب مهم و انعطاف‌پذیر در بـازار بـین‌المللـی گـاز تبدیل خواهد شد.

۳. نظام‌های مختلف کشورهای عرضه‌کنندهٔ گاز باعث شـده اسـت تـا واردکننـدگان عمدهٔ گاز از حق انتخاب بیشتری برخوردار شوند و شاخص‌هایی چون امنیت و پیوستگی عرضه را ملاک انتخاب قرار دهند.

۴. خطوط لولهٔ انتقال گاز اغلب از چندین کشور می‌گذرد تا به نقطهٔ مصرف برسـد. بنابراین، در صورت امن نبودن مناطق ترانزیتی (اوضـاع کشـور انتقـال‌دهنـده) یـا نبـود امنیت در فرایند احداث خط لوله برای مثال (در عـراق و افغانسـتان) بـه‌ویـژه در بخـش تسطیح اراضی و اجازه عبور[1] استفاده از شیوهٔ انتقال گـاز از طریـق خـط لولـه از واردات ال.ان.جی به برخی کشورها اولویت کمتری دارد.

۵. رشد سریع صنایع با سوخت گاز طبیعی و تغییرات چشمگیر سـوخت نیروگـاهی از نفت کوره به گاز طبیعی باعث شده تا میزان ذخیره‌سازی با هدف کاهش خطر کمبود سوخت به عاملی مهم و اساسی در تعیین نوع سوخت انتخابی تبدیل شود و همین باعث شده تا ساخت پایانه‌های بزرگ واردات و صادرات ال.ان.جی به صورتی گسترده در سطح جهان آغاز شود.

۶. چگونگی تحولات قوانین مربوط به آزادسازی قیمت‌ها در بـازار انـرژی وابسـتگی زیادی به سرعتِ تغییراتِ ساختارهای سـنتیِ مصـرفِ انـرژی، تنـوع در نـوع قراردادهـا، همچنین افزایش بازیگران صحنهٔ تجارت انرژی ــ به‌ویژه در بخش گاز و برق ــ دارد. در نتیجه قیمت‌های جهانی گاز چشمگیر نخواهد بود.

بنابراین، با توجه به موارد فوق، به نظر می‌رسد تجـارت ال.ان.جـی طـی دهـه‌هـای آینده وضعیت بهتری از انتقال گاز از طریق خط لوله داشته باشد.

بر اساس گزارش‌های موجود، تجارت ال.ان.جی از حدود ۱۴۳ میلیارد مترمکعب در

---

1. Right of Way

سال ۱۳۸۰ (۲۰۰۱) به حدود ۳۰۰ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) و ۷۰۰ میلیارد مترمکعب در سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) خواهد رسید. باید این را نیز افزود که مصرف ال.ان.جی طی دهۀ گذشته دو برابر شده است.

۲-۷-۵ بررسی اقتصادی انتقال گاز از طریق خط لوله و گاز طبیعی مایع

هر یک از دو طریق انتقال گاز ــ استفاده از خط لوله یا کشتی‌های ویژۀ ال.ان.جی ــ بسیار هزینه‌زاست. هزینه‌های انتقال گاز به راحتی نیمی از ارزش قرارداد و بازار تجارت را از لحاظ قیمت به خود اختصاص داده است. وانگهی به دلیل هزینه‌های فراوان انتقال گاز تا حتی بیش از ۵۰ درصد مبلغ قرارداد فروش گاز به آن تخصیص داده می‌شود و به همین دلیل است که فقط ۲۲ درصد از کل گاز تولیدی تجارت می‌شود. در حالی که در بخش نفت این عدد ۵۷ درصد است. پیش از این گفتیم که علاوه بر هزینه‌های کمرشکنِ انتقال، طولانی شدن زمان اجرای طرح‌های تولید و انتقال گاز (عمدتاً تا ۱۰ سال) باعث می‌شود بار دیگر صرفه‌های اقتصادی طرح اجراشده در زمان بهره‌برداری بررسی شود، زیرا در پاره‌ای از موارد میزانِ خطرِ اجرای طرح افزایش می‌یابد و توجیه اقتصادیِ آن از دست می‌رود.

همان گونه که پیشتر گفته شد، نتیجۀ بررسی‌های اقتصادی در کنار ملاحظات سیاسی و امنیتی اصلی‌ترین عامل مهم در انتخاب بهترین سناریوی انتقال گاز از بین دو شیوۀ خط لوله یا از طریق ال.ان.جی است. البته عوامل دیگری چون مسائل فنی و سیاسی و حجم قرارداد تأثیر بسزایی در بازار بین‌المللی تجارت جهانی گاز دارد.

در این قسمت به تحلیل و بررسی هزینه‌های انتقال گاز به روش‌های خط لوله و ال.ان.جی پرداخته می‌شود که بر اساس گزارش چشم‌انداز انرژی جهان در سال ۲۰۰۱[1] تهیه شده است.

۱-۲-۷-۵ بررسی اقتصادی استفاده از سناریوی انتقال گاز از طریق خط لوله

شبکۀ انتقال گاز بین ملت‌ها و قاره‌ها از حدود ۷۲۵ هزار کیلومتر به ۱/۱ میلیون

1. World Energy Outlook 2001

کیلومتر در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) افزایش یافته است. گستردگی خطوط لولهٔ انتقال گاز در جهان را می‌توان به سه بخش کلیِ امریکای شمالی، اروپای شرقی و اتحاد جماهیر شوری (سابق)، و بلوک غرب اروپا تقسیم کرد.

عمده گسترش شبکه مربوط به اروپای مرکزی و غربی و همچنین منطقه اتحاد جماهیر شوروی (سابق) می‌باشد به نحوی که در بخش اروپای مرکزی و غربی مجموعهٔ خطوط لوله از ۹۱ هزار کیلومتر در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) به بیش از ۲۵۵ هزار کیلومتر در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰) رسیده و در منطقهٔ اتحاد جماهیر شوروی (سابق) نیز از ۶۸ هزار کیلومتر به ۲۲۵ هزار کیلومتر افزایش یافته است.

بیشترین گسترش خطوط لولهٔ گاز بر مبنای قراردادهای تجاری درون‌منطقه‌ای بوده، اما در حوزهٔ تجارت فرامنطقه‌ای نیز خطوط لولهٔ انتقالِ گازِ افریقا و اتحاد جماهیر شوروی (سابق) به مرکز و غرب اروپا نیز گسترش چشمگیری داشته است. بر اساس گزارش اتحادیه بین‌المللی گاز[1] پیش‌بینی می‌شود با توجه به افزایشِ معاملات در بازار گاز و همچنین افزایش سرمایه‌گذاری‌ها در بخش احداث خطوط لوله، شبکهٔ انتقال گاز جهان طی دههٔ آینده به بیش از دو برابر گسترش یابد. بر پایهٔ همین گزارش، پیش‌بینی می‌شود شبکهٔ خطوط لولهٔ انتقال گاز در منطقهٔ جنوب خاور میانه و شرق آسیا به ۷ برابر مقدار موجود برسد.

البته به سبب ملاحظات سیاسی و امنیتی در مناطق مختلف جهان، میزان رشد در همهٔ مناطق متفاوت خواهد بود.

دوسوم از افزایش ۱/۴ میلیون کیلومتریِ پیش‌بینی شده در شبکهٔ خطوط انتقال گاز جهان در سه منطقهٔ امریکای شمالی (۵۰۰ هزار کیلومتر)، کشورهای اتحاد جماهیر شوروی (سابق) (۲۴۰ هزار کیلومتر) و اروپای مرکزی و غربی (۱۷۰ هزار کیلومتر) خواهد بود.

این احتمال هست که خطوط انتقال گازِ درون‌منطقه‌ای در سه منطقهٔ امریکای شمالی، اروپا، و امریکای جنوبی همچنان مبنای تجارت گاز در این مناطق باشد.

پیش‌بینی می‌شود گسترش خطوط لولهٔ انتقال گاز از سال ۱۳۸۰ تا سال ۱۴۰۹ (۲۰۰۱ تا ۲۰۳۰) به طول انجامد و هزینهٔ احتمالی آن بین ۲۴۰ تا ۶۰۰ میلیارد دلار برآورد شده است.

---

1. International Gas Union

عواملِ اساسی انتقال گاز به شیوهٔ خط لوله به حوزه‌های طراحی و مهندسی، تـأمین قطعات مهندسی اجرا مربوط است. در انتقال گـاز بـه نقـاط دوردسـت لازم اسـت تـا از خطوط لولهٔ قطورتر استفاده کرد که مستلزم صرف هزینهٔ زیاد و زمـان طـولانیِ سـاخت است و حاکی از سرمایه‌گذاری‌ای عظیم است. در صورتی که بازار مصرف این خـط لولـه بازار بزرگی نباشد، احداث چنین خط لوله‌ای توجیه اقتصادی نخواهد داشت.

هزینه‌های انتقال در بعضی موارد تا ۶۰ درصد ارزش طرح‌های تولید و انتقال است. میـزان سرمایه‌گذاری در آن تابعِ عواملی چون قطـر خـط لولـه، فشـار انتقـال، مسـافت انتقـال، تعـداد ایستگاه‌های تقویت فشار و موقعیت مکانی، و حجم گاز قابل ارائه وابسته است (نمودار ۸-۵).

البته عوامل دیگری چون وضعیت جوی منطقه، هزینه‌های کارگری، میـزان رقابـت بین شرکت‌های پیمانکاری، محدودیت‌های مربـوط بـه قواعـد ایمنـی و محـیط زیسـت، جمعیت بین راه احداث خط لوله، و مسائل حقوقی مربوط به فرایند تسطیح اراضی مورد نیاز نیز در افزایش هزینه‌های زمانی و سـرمایه‌ای نقـش اساسـی دارد کـه البتـه از یـک منطقه به منطقه دیگر متفاوت است.

در فرایند بررسی اقتصادی احداث خط لوله، میانگین هزینه نسبت به واحـد حجـم گازی که عبور می‌کند شاخص مهم و تعیین‌کننده است.

اما بر اساس آمار و ارقام موجود در بازار جهانی تولید و انتقال گاز، هزینهٔ انتقال گاز از طریق خط لوله‌های به قطر ۴۶ تا ۶۰ اینچ در مسافت‌های طـولانی و ظرفیـت انتقـال سالیانهٔ ۱۵ تا ۳۰ میلیارد مترمکعب بین ۱ تـا ۱/۵ میلیـارد دلار بـه ازای هـر یـک‌هـزار کیلومتر برآورد می‌شود.

به عنوان نمونه، خط لولهٔ گاز موسوم به «اتحاد»[1] بـین کانـادا و امریکـا بـه قطـر ۳۶ اینچ و با طول ۳۶۸۶ کیلومتر و فشار بالا، با هزینه‌ای حدود ۳ میلیارد دلار ساخته شـده است. باید توجه داشت که هزینهٔ احداث خط لوله در دریا بیش از این مقدار خواهد بـود که البته عمق آب در آن تأثیر دارد.

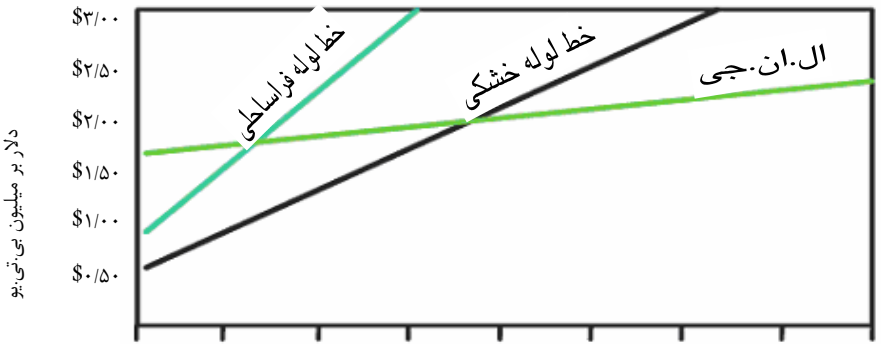
به این دلیل که استفاده از خط لوله برای انتقال گاز پیچیدگی کمتـری از صـادرات ال.ان.جی دارد، هزینه‌ها با انتخاب این شیوهٔ انتقال بسیار کاهش مـی‌یابـد. امـا آنچـه در

1. The Alliance

کاهش هزینه‌ها نقش اساسی را به عهده دارد طراحی مناسب و اجرای دقیق آن، اجـرای فعالیت‌های ایمنی و بازرسی، استفاده از روش‌های لایه‌گذاری، پوشش‌گـذاری مناسـب و جوشکاری امروزی، استفاده از قطعات کیفیت‌دار و کاهش زمان اجراست، بـه نحـوی کـه افزایش رقابت بین شرکت‌های ناظر و بازرسی به‌شدت هزینه‌های اجـرا را کـاهش داده و همچنین پیشرفت فنّاوری باعث شده عملیات لوله‌گـذاری در دریـا و آب‌هـای عمیـق بـا هزینه‌ای توجیه‌پذیر امکان‌پذیر شود.

یکی از رایج‌ترین روش‌های لوله‌گذاری در اعماق آب‌هـا، روش خوابانـدن S[1] شـکل می‌باشد. بر اساس این روش، عملیات لوله‌گذاری با سرعت ۲ تا ۴ کیلـومتر در روز انجـام می‌پذیرد. اما برای لوله‌گذاری در آب‌های عمیق‌تـر و لولـه‌هـای بـا قطـر بیشـتر از روش دیگری به نام خواباندن J[2] شکل استفاده می‌شود.

آخرین طرح لوله‌گذاری در آب‌های عمیق که بـا اسـتفاده از روش خوابانـدن J شـکل طرح ۳/۲ میلیارد دلاری خط لولهٔ موسوم به جریان آبی[3] است کـه بـر اسـاس طراحـی آن گاز تولیدی در میادین روسیه پس از گذر از آب‌های دریای سیاه به ترکیه منتقل می‌شود.



مأخذ: مؤسسه فنّاوری گاز، Institute of Gas Technology.

نمودار ۸-۵ بررسی هزینه‌های انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله در مقایسه با ال.ان.جی

1. S-lay
2. J-lay
3. Blue Stream

توسعهٔ بازار انتقال گاز از طریق خط لوله منوط به شرایطی است. که آن را می‌توان به سه سرفصلِ زیر تقسیم کرد:

۱. ظرفیت فراوان تولید و انتقال (بین ۱۵ تا ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال)،

۲. مسافت‌های طولانی،

۳. ملاحظات امنیتی و زیست‌محیطی (کاهش خطرپذیری).

تغییرات محسوس در هر یک از این عوامل جریان بازار را جذب یا دفع خواهد کرد. فعالان بازار گاز امروزه در فرایند تأمین گاز مورد نیاز خود دو عامل مهم پیوستگی عرضه و قیمت ارزان را ملاک انتخاب و تجارت می‌دانند.

۲-۲-۷-۵ بررسی چگونگی کاهش هزینه‌های انتقال گاز به شیوهٔ خط لوله

بهبود فنّاوریِ انتقال کلید اصلیِ افزایشِ سرعتِ گسترش شبکهٔ سراسریِ خطوطِ لولهٔ انتقالِ گاز و کاهش هزینه‌هاست. مثلاً پیشرفت در بخش لوله‌گذاری در دریا سرعت گسترش خطوط را به نحو چشمگیری افزایش داده است.

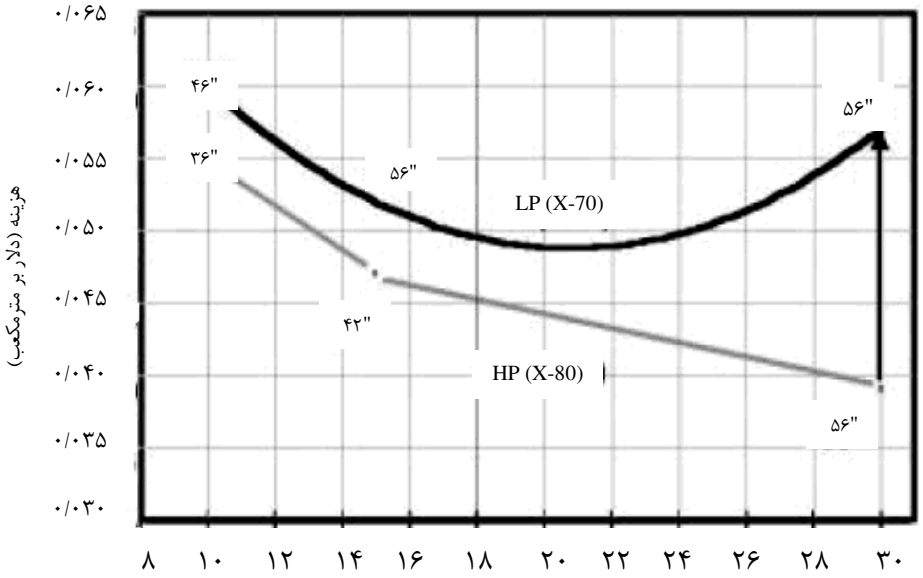
عواملی چون استفاده از قطعاتِ کیفیت‌دار و دارای قابلیت کاربری با فنّاوری فشار بالا و فنون لوله‌گذاری در آب‌های عمیق از شاخه‌های مهم فنّاوری انتقال گاز است. در خصوص توسعهٔ هر یک از اینها مطالعاتی در حال انجام است.

استفاده از فن انتقال گاز تحت فشار نقشی اساسی در کاهش هزینهٔ واحد انتقال در مسافت‌های طولانی و لوله‌های با قطر بزرگ دارد.

فنّاوری عملیات انتقال با فشار زیاد از دیگر فنّاوری‌ها بسیار ارزان‌تر است. بر اساس مطالعات صورت‌گرفته (نمودار ۹-۵)، در صورت استفاده از این فنّاوری در ساخت خط لوله‌ای ۵ هزار کیلومتری با ظرفیت ۱۵ تا ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال، در ۱۰ تا ۳۰ درصد هزینه‌ها صرفه‌جویی خواهد شد. با افزایش فشار عملیات دو مزیت اتفاق می‌افتد: ظرفیت انتقال افزایش می‌یابد و در عین حال، اصطکاک و سایش کاهش می‌یابد.

با یک مثال می‌توان اهمیت کاهش هزینه‌ها را در طرح احداث خط لوله‌ای با قطر زیاد و مسافت طولانی نشان داد. هزینهٔ احداث خط لولهٔ صادرات گاز ترکمنستان به اروپا

موسوم به «دروازهٔ دو هزار و بیست» را دو شرکت معتبر اِنی[1] و آی.اف.پی،[2] مطالعه کرده‌اند که بر مبنای جریان عبوری به شکل نمودار ۹-۵ ارائه شده است.



نمودار ۹-۵ هزینهٔ انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله برای مقادیر زیاد و مسافت‌های طولانی

کاهش هزینه‌ها از طریق استفاده از فنّاوری انتقال گاز تحت فشار زیاد و استفاده از استیل X-۸۰ به جای X-۷۰ انجام شد (در آینده استفاده از استیل با کشش بالا در کلاس API-SLX-۱۰۰ این امکان را فراهم می‌آورد تا هزینه‌های انتقال، بر اساس کاهش در هزینه‌های سرمایه‌ای ـ هزینه‌های عملیاتی کاسته شود). بعضی از طرح‌های انتقال گاز از طریق خط لوله که با فنّاوری‌های روز لوله‌گذاری در دریا اجرا شده یا در دست مطالعه است در جدول ۱۵-۵ آورده شده است.

البته برای بررسی دقیق‌تر ملاحظات اقتصادی و فنی طرح‌های دریایی می‌توان

---

1. شرکت نفت ایتالیایی ENI
2. IFP

طرح بزرگ خط لولهٔ انتقال گاز «جریان آبی»[1] از روسیه به ترکیه را در نظر گرفت کـه از زیر دریای سیاه عبور می‌کند که در بعضی نقاط آن عمق آب به ۳۰۰۰ متر هم می‌رسد.

جدول ۱۵-۵ اصلی‌ترین طرح‌های در دست مطالعه و برنامه‌ریزی‌شده در خصوص انتقال گاز (دریایی و خشکی) به شیوهٔ خط لوله

خط لوله/ مسیر	ظرفیت انتقال (میلیارد مترمکعب در سال)	طول خط لوله (کیلومتر)	هزینه (میلیارد دلار)
افریقا به اروپا			
۱. لیبی به ایتالیا	۸	۵۷۰	
۲. الجزایر به ایتالیا	۸	۱۴۷۰	
۳. الجزایر به اسپانیا	۸	۷۴۷	
۴. نیجریه و الجزایر به اروپا	۱۸	۴۰۰۰	
اتحاد جماهیر شوری (سابق) به اروپا			
۱. خط لولهٔ شمالی	بیشتر از ۳۰		
۲. یامال به اروپا (۲)	۲×۳۳	۴۱۰۷	
۳. ترکمنستان به ترکیه به اروپا	۲۸	۳۰۰۰-۴۵۰۰	۳/۵ – ۵
اتحاد جماهیر شوروی (سابق) به آسیا			
۱. روسیه به چین به کره	۳۵	۴۰۰۰-۵۰۰۰	۱۵-۲۰
۲. ساخالین به روسیه	۱۰	۲۴۲۰	۴
۳. ساخالین به ژاپن	۸		
۴. سیبری غربی به چین	۳۰	۱۸۷۰	۴
۵. ترکمنستان به چین	۲۵	۲۱۵۰	۵

Source: CEDIGAZ

۳-۲-۷-۵ بررسی اقتصادی استفاده از سناریوی انتقال گاز به شکل ال.ان.جی

ال.ان.جی به صورت روشن، بی‌رنگ، و بدون بو است کـه بخـش اعظـم آن را گـاز متـان تشکیل می‌دهد و درصـد نـاچیزی هـم هیـدروکربن‌هـای آلـی و نیتـروژن در آن یافـت می‌شود. ال.ان.جی از فرایند سردسازی گاز در دمای ۱۶۲- درجهٔ سانتی‌گـراد بـه دسـت

1. Blue Stream

می‌آید. البته با توجه به ترکیبات آلی این ماده، خواص آن از جهت ارزش حرارتی و چگالی ممکن است متفاوت باشد (جدول ۱۶-۵).

جدول ۱۶-۵ ترکیبات موجود در ال.ان.جی بر اساس درصد مولی

ردیف	ترکیبات	درصد ترکیب
۱	متان (C1)	۸۳ - ۹۹/۸
۲	اتان (C2)	۰/۰ - ۱۴
۳	پروپان (C3)	۰/۰ - ۴/۰
۴	بوتان (C4)	۰/۰ - ۲/۵
۵	نیتروژن (N)	۰/۰ - ۱/۳

۵-۲-۷-۴ عوامل مؤثر در هزینه‌های سرمایه‌ای تولید ال.ان.جی

ظرفیت تولید از مهم‌ترین عوامل بررسی هزینه‌های تولید ال.ان.جی است. بر اساس گزارش‌های موجود، ظرفیت واحدهای مایع‌سازی اساساً از بدو ظهور فنّاوری مایع‌سازی در حال تغییر بوده است، به نحوی که ظرفیت واحدهای مایع‌سازی از ۰/۵ تا ۱ میلیون تن در سال از دهۀ پنجاه (هفتاد میلادی) به حدود ۳ تا ۳/۵ میلیون تن در سال در دهۀ هفتاد (نود میلادی) و به بیش از ۴ میلیون تن در سال ۱۳۸۲ (۲۰۰۳) رسیده است و به‌طور کلی واحدهای مایع‌سازی جدید با ظرفیت تولید ۳ تا ۳/۵ میلیون تن در سال کارکردی اقتصادی دارد.

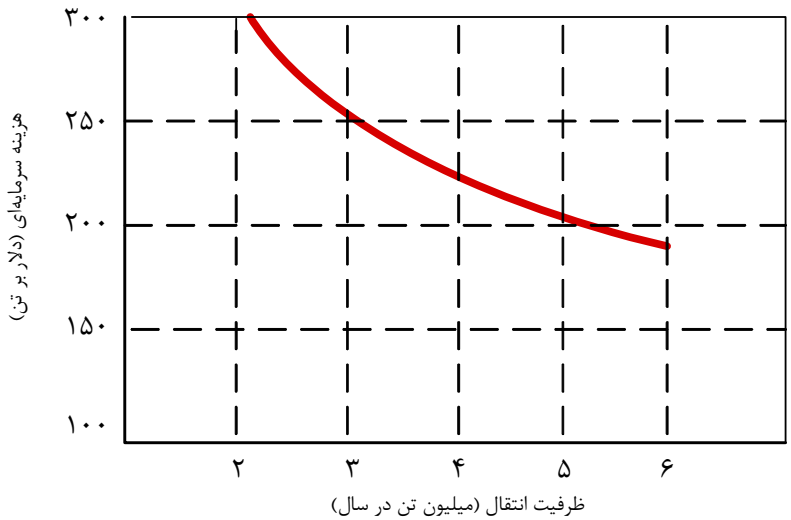
با این حجم تولید، برای ساخت یک واحد تولیدی ال.ان.جی به حدود ۱ تا ۲ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز است و با اجرای طرح توسعه در واحدها و افزایش میزان تولید هزینۀ سرمایه‌گذاری بین ۲۰ تا ۳۰ درصد در هر واحد کاهش می‌یابد. حداقل سرمایه برای راه‌اندازی یک واحد تولید ال.ان.جی حدود ۱ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز دارد. البته عواملی همچون هزینۀ زمین، ملاحظات و قوانین زیست‌محیطی، هزینه‌های کارگری، و وضعیت بازار نیز از جمله مسائلی است که در فرایند سرمایه‌گذاری در این بخش تأثیرگذار است.

بر اساس گزارش‌های موجود، هزینۀ واحد میانگین تولید ال.ان.جی به ازای تولید

هر تن گاز مایع در سال ۱۳۳۹ (۱۹۶۰) حدود ۵۵۰ دلار، در سال ۱۳۴۹ (۱۹۷۰) حدود ۳۵۰ دلار و در سال ۱۳۶۹ (۱۹۹۰) حدود ۲۸۰ دلار بوده است.

در سال ۱۳۸۳ (۲۰۰۴)، هزینهٔ سرمایه‌ای برای تولید هر تن ظرفیت سالیانه حدود ۲۰۰ تا ۲۵۰ دلار بوده است. به این ترتیب، پیش‌بینی می‌شود با توجه به پیشرفت‌های دههٔ آینده هزینه‌های عملیات و سرمایه‌گذاری در بخش تولید ال.ان.جی به‌شدت کاهش یابد (نمودار ۱۰-۵).

باید خاطرنشان ساخت که هزینه‌های عملیاتی سالیانهٔ تأسیسات ال.ان.جی نیز حدود ۳ تا ۵ درصد کل هزینهٔ سرمایه‌گذاری در هر سال است.



Source: Fundamental of LNG, Petroleum Economist, 2001.

نمودار ۱۰-۵ بررسی تغییرات هزینهٔ سرمایه‌ای به ازای هر تن ظرفیت

اقلام هزینه‌های سرمایه‌ای تأسیسات ال.ان.جی به شرح زیر است:

۱. هزینه‌های مربوط به تجهیزات واحد مایع‌سازی،

۲. هزینه‌های مربوط به اخذ مجوز مایع‌سازی،

۳. هزینه‌های مربوط به بخش تأسیسات،

۴. هزینه‌های مربوط به بخش شیرین‌سازی و نم‌زدایی گاز،
۵. هزینه‌های مربوط به بخش جداسازی ال.پی.جی،
۶. هزینه‌های بندر و دیگر زیرساخت‌های آن،
۷. هزینه‌های مربوط به مخازن نگهداری.

۵-۲-۷-۵ هزینه‌های فرایند مایع‌سازی

هزینه‌های مربوط به فرایند مایع‌سازی به عوامل مختلفی از جمله ظرفیت تأسیسات، فنّاوری مورد استفاده، هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های سرمایه‌ای، طول عمر طرح و نرخ بازدهِ اقتصادیِ مفروض و انجام دادن محاسبات بستگی دارد. بر اساس برخی برآوردهای اولیه و با توجه به این هفت عامل، امروزه هزینهٔ مایع‌سازی بین ۶۰ سنت تا ۱/۴ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو در نوسان است و می‌توان میانگین هزینه‌های مایع‌سازی را ۱ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو در نظر گرفت.

۶-۲-۷-۵ هزینه‌های انتقال ال.ان.جی

هزینه‌های انتقال ال.ان.جی به عواملی چون مسافت انتقال از محل مایع‌سازی تا پایانه‌های برگردان مایع به گاز و همچنین حجم تانکرهای مورد استفاده بستگی دارد. استفاده از کشتی‌های ویژهٔ حمل ال.ان.جی کوچک علی‌رغم ایجاد انعطاف‌پذیری در میزان صادرات یا واردات و کاهش حجم میزان ذخیره‌سازی مورد نیاز در بنادر، مشکلاتی چون افزایش هزینهٔ انتقال را در پی دارد. در حال حاضر ظرفیت بزرگترین کشتی (تانکر)های حمل‌کنندهٔ ال.ان.جی جهان در محدودهٔ ۱۳۵ هزار مترمکعب تا ۱۳۸ هزار مترمکعب است. بر اساس جدول ۱۷-۵ هزینهٔ ساخت هر یک از این تانکرها از ۲۱۵ میلیون دلار در سال ۱۳۷۵ (۱۹۹۶) به حداقل ۱۶۰ میلیون دلار در سال‌های اخیر کاهش یافته است که پیش‌بینی می‌شود با توجه به ارتقای سطح دانش فنی روند نزولیِ آن همچنان ادامه یابد. افزایش ظرفیت‌های حمل ال.ان.جی طی دههٔ آینده از عوامل کاهش هزینه‌های انتقال خواهد بود.

جدول ۱۷-۵ قیمت کشتی‌های ویژهٔ حمل ال.ان.جی در محدودهٔ ظرفیت ۱۳۵ تا ۱۳۸ هزار مترمکعب

ردیف	سال	قیمت کشتی (میلیون دلار)
۱	۱۳۵۱ (۱۹۷۲)	۸۵
۲	۱۳۵۵ (۱۹۷۶)	۱۰۵
۳	۱۳۵۹ (۱۹۸۰)	۱۴۵
۴	۱۳۶۳ (۱۹۸۴)	۱۲۵
۵	۱۳۶۷ (۱۹۸۸)	۱۷۰
۶	۱۳۷۱ (۱۹۹۲)	۲۷۵
۷	۱۳۷۵ (۱۹۹۶)	۲۱۵
۸	۱۳۷۷ (۱۹۹۸)	۱۹۵
۹	۱۳۷۹ (۲۰۰۰)	۱۵۰
۱۰	۱۳۸۰ (۲۰۰۱)	۱۶۵
۱۱	۱۳۸۱ (۲۰۰۲)	۱۶۰

Source: LNG in 21st century, Vol. 1, 2003.

بر اساس گزارش شرکت بی.پی، هزینهٔ انتقال ال.ان.جی با کشتی‌های ویژهٔ حمل گاز مایع به‌طور متوسط بین ۰/۴ تا ۱ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو، است. جدول ۱۸-۵ هزینه‌های انتقال ال.ان.جی از تولیدکنندگان مختلف به بازارهای مختلف را نشان می‌دهد.

جدول ۱۸-۵ هزینه‌های انتقال ال.ان.جی از تولیدکنندگان مختلف به بازارهای مختلف

(دلار بر میلیون بی.تی.یو)

بازار اروپا					
واردکننده / صادرکننده	ایتالیا	اسپانیا	بلژیک	فرانسه	انگلستان
الجزایر	۰/۳۰	۰/۲۲	۰/۳۸	۰/۲۴	۰/۳۵
مصر	۰/۳۱	۰/۳۸	۰/۶۲	۰/۴۰	۰/۶۱
نیجریه	۰/۸۲	۰/۷۴	۰/۷۹	۰/۷۵	۰/۷۹
قطر	۱/۰۰	۱/۰۹	۱/۳۷	۱/۰۹	۱/۱۶
ترینیداد	۰/۸۴	۰/۷۴	۰/۷۵	۰/۷۸	۰/۷۱
ایران	۱/۰۰	۱/۰۹	۱/۳۷	۱/۰۹	۱/۱۶

جدول ۱۸-۵ هزینه‌های انتقال ال.ان.جی از تولیدکنندگان مختلف به بازارهای مختلف
(دلار بر میلیون بی.تی.یو)

بازار خاور دور				
واردکننده / صادرکننده	ژاپن	کره	چین	هند
استرالیا	۰/۶۵	۰/۶۸	۰/۵۵	۰/۶۸
اندونزی	۰/۵۳	۰/۵۳	۰/۴۲	-
مالزی	۰/۴۹	۰/۴۹	۰/۳۲	-
قطر	۱/۱۲	۱/۱۲	۰/۹۵	۰/۳۵
روسیه (ساخالین)	۰/۳۷	۰/۳۹	۰/۵۳	-
ایران	۱/۱۲	۱/۱۲	۰/۹۵	۰/۳۵

Source: Petroleum Economist, 2004.

۵-۷-۲-۷ پایانه‌های تبدیل ال.ان.جی به گاز[1]

هزینهٔ ساخت واحدهای تبدیل مجدد گاز مایع به گاز به عواملی چون حجم گاز و ظرفیت، حجم مخازن ذخیره‌سازی، هزینه‌های آماده‌سازی زمین، و عملیات نگهداری بستگی دارد و به‌طور میانگین هزینهٔ تبدیل مجدد ال.ان.جی به گاز حدود ۰/۲۵ تا ۰/۵ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو، است (ظرفیت‌های موجود ذخیره‌سازی در حال حاضر در حدود ۱۵۰ هزار مترمکعب است).

گفتنی است از اواخر دههٔ ۱۳۵۹ (۱۹۸۰) تا ابتدای سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲)، هزینه‌های زنجیرهٔ تولید و انتقال ال.ان.جی ۳۰ تا ۴۰ درصد کاهش یافته (جدول ۱۹-۵) و عمدهٔ این کاهش هزینه در زنجیرهٔ ال.ان.جی بیشتر به دلیل پیشرفت‌های فناورانه بوده است. کارشناسان از جمله دلایل دیگر این کاهش را افزایش تعداد واحدهای تولیدی،[2] افزایش بهره‌وری و کارایی در واحدهای مایع‌سازی و بازیابی گاز و بهبود در طراحی قطعات و فرایندها می‌دانند.

---

1. Regasfication Plant
2. TRAIN

جدول ۱۹-۵ کاهش هزینهٔ زنجیرهٔ تولید ال.ان.جی (از خاور میانه به مقصد خاور دور)
(برحسب دلار به ازای میلیون بی.تی.یو)

ردیف	نوع هزینه	هزینه‌ها در سال ۱۳۶۹ (۱۹۹۰)	هزینه‌ها در سال ۱۳۷۹ (۲۰۰۰)
۱	هزینه‌های بالادستی تولید	۰/۵ -۰/۸	۰/۵-۰/۸
۲	هزینه‌های مایع‌سازی	۱/۳-۱/۴	۱/۰-۱/۱
۳	هزینه حمل با کشتی	۱/۲-۱/۳	۰/۹-۱/۰
۴	هزینه بازیابی گاز	۰/۵-۱/۶	۰/۴-۱/۵
جمع کل		**۳/۵ - ۴/۱**	**۲/۸-۴/۳**

Source: cedigaz, total, 2001.

۵-۷-۲-۸ ویژگی‌های اقتصادی طرح‌های تولید ال.ان.جی

پیشرفت فنّاوریِ تولید ال.ان.جی در بخش‌های مختلف مایع‌سازی، حمل با کشتی و بازگردانی گاز مایع به گاز طبیعی باعث کاهش هزینه‌های بالای طرح‌های تولیدی گاز طبیعی مایع شده است.

بر اساس مطالعات اولیهٔ طرح‌های تولید ال.ان.جی، نیمی از هزینه‌های تولید ال.ان.جی مربوط به دو بخش مایع‌سازی و حمل با کشتی است. همچنین هزینهٔ احداث پایانه‌های بازگردانی گاز نیز حدود ۱۰ درصد کل هزینهٔ طرح تولید ال.ان.جی است.

۵-۷-۲-۹ کاهش هزینه‌های مایع‌سازی

از جمله راه‌های کاهش هزینهٔ احداث واحدهای مایع‌سازی گاز طبیعی از لحاظ اقتصادیِ طرح افزایش ظرفیت واحدهاست. بیشتر واحدهای دارای توجیه اقتصادی مانند ملکویا[1] در نروژ، گورگون[2] در استرالیا و گولفوت پاریا[3] در ونزوئلا چندین واحد مایع‌سازی (Train) با ظرفیت بیش از ۴ میلیون تن در سال دارند. به همین دلیل، در طراحی واحدهای جدید، ایجاد قابلیت افزایش ظرفیت واحدها و استفاده از ظرفیت اضافی به عنوان یکی از اصول طراحی مورد توجه قرار گرفته است. (برای نمونه در کشور قطر، شرکت راس‌گاز[4]

1. Melkoya
2. Gorgon
3. Gulfot Paria
4. Rasgas Co. در کشور قطر در جنوب میدان گازی پارس جنوبی فعالیت دارد

ظرفیت خود را از ۳ به ۴/۷ میلیون تن در سال ظرفیت افـزایش داد) در همـین کشـور بـر اساس برنامه‌ریزی‌های صورت‌گرفته، ظرفیت مایع‌سازی واحدهای تولیدی ال.ان.جـی قطـر گاز[1] از ظرفیت تولید ۵ میلیون تن سال توسط شرکت توتال به ۷/۵ میلیـون تـن در سـال افزایش خواهد یافت و بهره‌دهی اقتصادی این طرح افزایش چشمگیری خواهد یافـت. ایـن افزایش ظرفیت باعث کاهش ۲۵ درصدی هزینهٔ احداث شده که عملکـرد ایـن واحـد را تـا چند سال آینده دارای توجیه اقتصادی کـرد. بهینـه‌سـازی مصـرف سـوخت در واحـدهای مایع‌سازی از دیگر عوامل کاهش هزینه در واحدهای تولید گاز مایع است.

دقت در عوامل طراحی، بهینه‌سازی مصرف سوخت، افزایش ضریب اطمینان، کـاهش خطر، بهینه‌سازی دستگاه‌های سرمایشی و استفاده از مبدل‌های حرارتـی پیشـرفته نیـز از جمله عوامل تأثیرگذار در افزایش یا کاهش هزینه‌ها می‌باشند.

در جدول ۲۰-۵ تفاوت هزینهٔ احداث یک واحد تولید ال.ان.جی ناشی از استفاده از فنّاوری‌های متفاوت در فرایند مایع‌سازی مقایسه شده است.

جدول ۲۰-۵ مقایسهٔ اقتصادی تولید ال.ان.جی از روش Liquefin در برابر فرایند C3/MR

ردیف	روش / هزینه	C3/MR	Liquefintin	گاز مایع در برابر C3/MR (درصد)
۱	هزینه تأسیسات (میلیون دلار)	۱۲۹/۸	۱۱۲/۱	-۱۳/۶
۲	هزینه نصب و راه‌اندازی (میلیون دلار)	۲۵۹/۷	۲۵۸/۲	-۱۲/۷
۳	ظرفیت (میلیون تن در سال)	۳/۸۵	۴/۴۸	+۱۶/۴
۴	هزینه‌های ویژه	۷۶/۶	۵۷/۶	-۲۵
۵	کل هزینه و سرمایهٔ مورد نیاز	۸۶۸	۸۲۳	-۵
۶	کل هزینه و سرمایهٔ ویژه (میلیون دلار)	۲۲۵	۱۸۴	-۱۸

Source: I.F.P.

بر اساس مقایسه با اسـتاندارد فراینـد C3/MR، فراینـد مـایع‌سـازی بـه روش لـی کوفین[2] با کاهش هزینـه‌ای حـدود ۲۰ درصـدی همـراه بـوده اسـت کـه البتـه کـاهش هزینه‌های عملیاتی را نیز در بر می‌گیرد.

1. Qatargas
2. Liquefin

همچنین بر اساس همین گزارش، در صورتی که از ظرفیت بالاتری استفاده شود، نسبت مزیت فرایند لی کوفین بسیار بیشتر خواهد بود.

۵-۷-۲-۱۰ واحدهای مایع‌سازی و ذخیره‌سازی شناور

در قراردادهای بلندمدت فروش ال.ان.جی از واحدهای مایع‌سازی و ذخیره‌سازی شناور[1] استفاده می‌شود. واحدهای اف.ال.اس.او، از یک سوپر تانکر دریایی تشکیل شده است که کلیه عملیات مربوط به فرایند مایع‌سازی گاز و ذخیره‌سازی در خود کشتی انجام می‌شود. البته این تانکر شناور باید نزدیک میادین تولیدی گاز باشد.

استفاده از این فنّاوری هزینه‌های ساخت سکوهای دریایی، خطوط لوله، حذف هزینه‌های مربوط به تأسیسات بندرگاهی و کاهش هزینه‌های ساختمانی را به نحو چشمگیری کاهش می‌دهد. اف.ال.اس.او، قابلیت جابه‌جایی دارد و در صورت بروز حادثه در خشکی می‌تواند تغییر مکان دهد. استفاده از این شناورها خطرپذیریِ سرمایه‌گذاری در مناطق خشکی با ضریب امنیت پایین را در برنمی‌گیرد. طرحِ مطالعات اضافه شدن واحدهای تولید جی.تی.ال، بر روی این شناورها در مراکز تحقیقاتی استرالیا در دست بررسی است و به هر حال این فناوری رو به تکامل است

۵-۷-۲-۱۱ هزینه‌های انتقال با کشتی

هزینه‌های حمل‌ونقل دریایی را می‌توان با افزایش ظرفیت کشتی‌ها و به‌عبارتی دیگر، با افزایش حجم محموله‌های صادراتی کاهش داد. بیشتر تانکرهای موجود حدود ظرفیت ۱۶۵ هزار مترمکعب ظرفیت دارند. البته در طراحی‌های جدید این ظرفیت به حدود ۲۰۰ هزار مترمکعب افزایش یافته که خود ۱۰ درصد از هزینه‌ها را کاسته است.

۵-۷-۲-۱۲ کاهش هزینه‌ها در فرایند بازگردانی گاز[2]

رایج‌ترینِ فنّاوریِ فرایندِ بازگردانی گاز استفاده از تکنیک غشایی است. همان گونه که پیشتر گفته شد، بین ۴۰ تا ۵۰ درصد هزینهٔ تولیدِ ال.ان.جی به‌طور مستقیم مربوط به واحدهای تولید ال.ان.جی و سایت‌های خشکی می‌باشد که البته گاه تا چند برابر

---

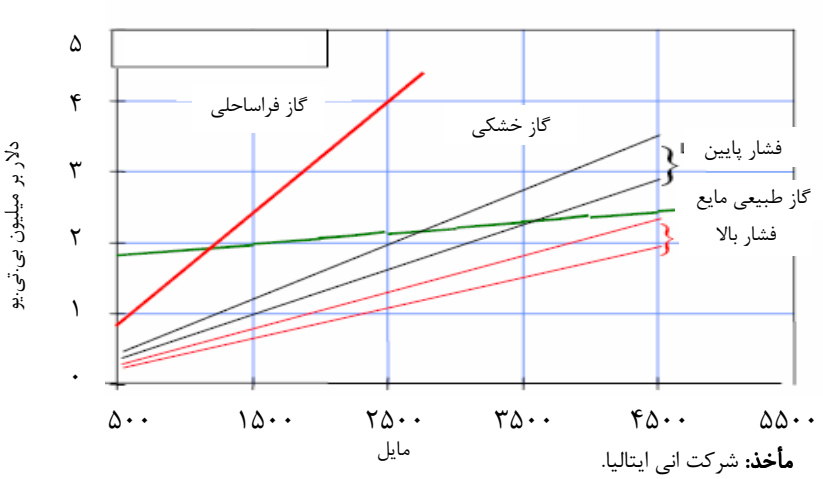
1. FLSO
2. Regasification

تانکرهای واحدهای مایع‌سازی و ذخیره‌سازی شناور (اف.ال.اس.او)، ظرفیت تولید و مایع‌سازی دارند. عمده‌ترین عوامل مرتبط با کاهش هزینه‌ها در این بخش کاهشِ هزینه‌های ساخت و تجهیز سایت، جلوگیری از نشتی‌ها، کاهش هزینه‌های عملیاتی، افزایش ظرفیت بازگردانی و ذخیره‌سازی است.

۳-۷-۵ گاز طبیعی مایع یا خطوط لوله

برای شناسایی بهترین روش اقتصادی عرضهٔ گاز، بررسی دو عامل فاصله و حجم مبادلات اصلی‌ترین عوامل تأثیرگذار در انتخاب سناریوی انتقال است. برای مسافت‌های کوتاه قطعاً صادرات به شیوهٔ خط لوله توجیه اقتصادی بیشتری دارد و معمولاً هم از همین روش استفاده می‌شود.

در مسافت‌های طولانی روش انتقال گاز به شکل ال.ان.جی رقیبِ اصلی انتقال با خط لوله محسوب می‌شود. نقطهٔ سر به سر هزینهٔ ساخت یک واحد تک‌بخشی[1] تولید گاز طبیعی مایع معادلِ ساختِ یک خط لوله به قطر ۴۲ اینچ و به مسافت ۴۵۰۰ کیلومتر است و هزینهٔ ساخت آن ۱/۶ دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو، می‌باشد. البته طی دههٔ گذشته کاهش هزینه‌های تولید ال.ان.جی نسبت به صادرات به شکل خط لوله سرعت بیشتری داشته است.



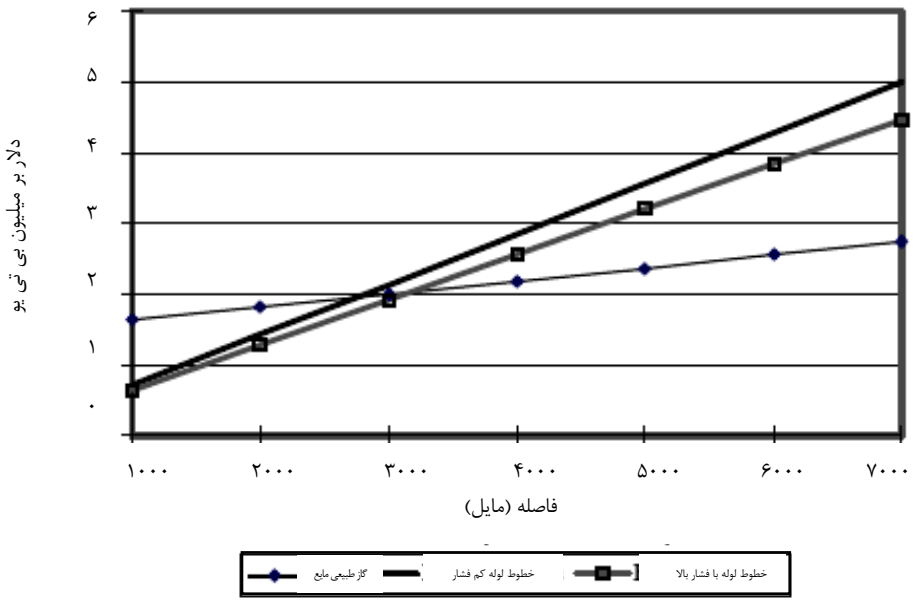
مأخذ: شرکت انی ایتالیا.

نمودار ۱۱-۵ مقایسهٔ هزینهٔ انتقال گاز به دو روش ال.ان.جی و خط لوله با ظرفیت انتقال ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال

1. Single-Train

هزینهٔ استفاده از سه سناریوی انتقال به شکل ال.ان.جی، خط لوله تحت فشار بالا و خط لولهٔ کم‌فشار برای انتقال ۳۰ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی در سال بررسی شده که در نمودار ۱۱-۵ آمده است. با توجه به این نمودار به نظر می‌رسد استفاده از خط لوله با فشار بالا در مسافت‌های طولانی بر گزینه‌های دیگر ارجح باشد.

بر اساس مطالعهٔ دیگری انتقال حجم کمتر در مسافت‌های طولانی‌تر (بین ۴۵۰۰ تا ۶۰۰۰ مایل) نیز صادرات ال.ان.جی با ظرفیت‌های کمتر از ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال، اقتصادی است. استفاده از این روش برای صادرات گاز در مسافت‌های طولانی بیش از ۳۰ درصد هزینه‌ها را در برابر استفاده از خطوط لولهٔ پرفشار کاهش می‌دهد. بنابراین صادرات گاز به شکل ال.ان.جی، در میادین دارای تولید کم و مسافت‌های طولانی اولویت بیشتری دارد (نمودار ۱۲-۵).



نمودار ۱۲-۵ مقایسهٔ هزینهٔ انتقال گاز به دو روش ال.ان.جی و خط لوله با ظرفیت انتقال ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال

اما در عمل، با توجه به واقعیات بازار گاز و کاهش حجم گاز مبادلاتی، طرح‌های انتقال گاز به روش ال.ان.جی در مقایسه با انتقال به شیوهٔ خط لوله مطلوب‌تر بوده و رقابت در عرضه به بازار معمولاً به شکل عرضه در منابع تولیدی و سیاست‌های کشور تولیدکننده است. مثلاً ال.ان.جی تولیدی در ترینیداد و میزان صادرات آن به اسپانیا با وجود مسافت کمتر نسبت به صادرات گاز الجزایر به اسپانیا مقرون به صرفه‌تر است.

۴-۷-۵ نقش بازار و عوامل تأمین مالی طرح‌های انتقال گاز

در کنار بررسی مسائل فنی طرح‌های انتقال گاز در فرایند انتخاب سناریوی بهینهٔ انتقال سه عامل مهم دیگر نیز وجود دارد که در جمع‌بندی نهایی نقشی اساسی دارد:

۱. سودمندی و میزان تقاضای بازار،

۲. وضعیت تأمین مالی طرح‌ها،

۳. چگونگی توسعهٔ ظرفیت تولید و سرمایهٔ مورد نیاز.

وضعیت امروز بازار باعث شده که توسعهٔ هر یک از سه عامل فوق ضمن در نظر گرفتن مسافت، باعث انتخاب سناریوی انتقال به شکل ال.ان.جی نسبت به خط لوله شود.

ـــ حجم مبادلات در بازارهای کنونی گاز نسبت به سال ۱۳۵۹ (۱۹۸۰) روند نزولی داشته است. طرح‌های بزرگ مانند ترول[1] در نروژ و یا یامال در روسیه در حجم‌هایی ۱۰ تا ۲۰ میلیارد مترمکعبی در سال به‌ندرت اجرا می‌شود و بیشتر طرح‌های در دست اجرا حدود ۵ میلیارد مترمکعب در سال است.

ـــ در محدودهٔ مبادلهٔ ۵ تا ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال هزینه‌های احداث خط لوله‌های ویژه (تحت فشار) در اندازه‌های بالاتر از ۴۲ اینچ در دریا بسیار بالاست.

ـــ تأمین مالی طرح‌های ال.ان.جی خطرپذیری کمتری دارد (ال.ان.جی عمان).

در سناریوی انتقال به شیوهٔ خط لوله، هر کشوری که اجازه عبور خط لوله گاز را می‌دهد می‌تواند خطرپذیریِ ویژه‌ای به طرح بیفزاید که این باعث افزایش هزینه‌ها خواهد شد و در مقابل روش صادرات گاز به شکل ال.ان.جی، خطرپذیری آن کمتر و انعطاف در فروش و حمل بیشتر است.

---

1. Troll

در نتیجه پیش‌بینی می‌شود در مسافت‌های کوتاه بین ۲۰۰۰ تا ۴۰۰۰ کیلومتر و حجم‌هایی کمتر از ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال استفاده از سناریوی ال.ان.جی نسبت به خط لوله توجیه‌پذیرتر باشد.

۵-۷-۵ عوامل سیاسی و جغرافیایی

برخی از کشورها مانند روسیه و کشورهای تازه‌استقلال‌یافتهٔ شوروی سابق به دلیل محدود بودن مرزهای خود به خشکی چاره‌ای جز انتقال گاز به شیوهٔ خط لوله ندارند و تمایل روسیه به توسعهٔ چندین میلیارد دلاری میادین گازی خود در جزیرهٔ ساخالین به این منظور است.

پراکندگی کشورهای تولیدکننده و دور بودن بازار مصرف از جمله دلایلی است که باعث شده طی چند دههٔ اخیر در مسافت‌های طولانی از خطوط لولهٔ پرفشار با ظرفیت بسیار بالا استفاده شود، اما در بازارهای درون‌منطقه‌ای، مثلاً صادرات از جنوب امریکا به شمال امریکا بازار به استفاده از سناریوی ال.ان.جی متمایل بوده است.

افریقای شمالی گاز خود را از طریق خط لوله به اروپا صادر می‌کند (مانند صادرات گاز به ایتالیا و اسپانیا)، اما کشورهایی چون نیجریه از هر دو روش برای صادرات گاز به اروپا استفاده می‌کنند.

صادرات گاز خاور میانه به هند با توجه به یک رشته دلایلِ سیاسی، از جمله عبور از خاک کشور پاکستان بهتر است به روش ال.ان.جی صورت گیرد. البته این احتمال می‌رود، با بهبود وضعیت سیاسی منطقه و رشد همکاری‌ها بین کشورهای همسایه، بتوان احداث خطوط لولهٔ انتقال گاز به هند را طی چند سال آینده پیش‌بینی کرد.

چین، در نقطهٔ مقابل این کشور، برنامه‌های توسعهٔ شبکه خطوط لولهٔ خود را از غرب به شرق اعلام کرده و به همین منظور اقدام به عقد قرارداد واردات گاز از روسیه کرده است. همچنین، به دلیل وجود هزینه‌های اندک تولید گاز و تبدیل آن به ال.ان.جی در منطقه خاور میانه، کشورهای عضو تمایل دارند در صادرات خود به کشورهای توسعه یافته (اروپا، اقیانوسیه، و حتی امریکای شمالی) از روش ال.ان.جی استفاده کنند و کشور قطر پیشاهنگ این حرکت است.

در آسیا و اقیانوسیه نیز، به دلیل وجود برخی ملاحظات جغرافیایی، ال.ان.جی مزیت بیشتری دارد و استفاده از خط لوله برای انتقال در اولویت بعدی قرار دارد.

مبادلهٔ گاز به شیوهٔ خط لوله در تجارت بین منطقه‌ای ـــ علی‌رغم اینکه شبکهٔ خطوط سراسری گاز در منطقه به‌سرعت در حال افزایش است ـــ به قراردادهای قدیمی وابسته است و تجارت ال.ان.جی به دلیل انعطاف‌پذیربودن قراردادهای آن نقش اصلی را طی دههٔ آینده در بازار گاز به عهده خواهد گرفت.

۶-۷-۵ تکنولوژی‌های نو

۱-۶-۷-۵ سی.ان.جی‌ها و هیدرات‌ها

استفاده از روش ال.ان.جی یا خط لوله تنها راه انتقال گاز نیست. گاز طبیعی فشرده‌شده (یا سی.ان.جی)، و یا هیدرات‌ها از انواع دیگر صادرات گاز طبیعی است.

پیش‌بینی می‌شود گاز طبیعی فشرده شده در سال‌های آینده در بازارهای کم‌تقاضا و در مسافت‌های کوتاه (مانند بازار گاز دریای کارائیب) در برابر دو سناریوی خط لوله و ال.ان.جی از اولویت ویژه‌ای برخوردار شود. اما با وجود آنکه روش مایع‌سازی و تبدیل مجدد گاز طبیعی در فنّاوری گاز فشرده شده سهل‌تر و بسیار کم‌هزینه‌تر از ال.ان.جی است، در بازار بین‌المللی گاز طبیعی صادرات گاز فشرده شده در برابر ال.ان.جی و صادرات به شکل خط لوله با اقبال کمتری مواجه شده است.

ذخیره‌سازی در کشتی‌های سی.ان.جی به صورت نگهداری گاز در لوله‌هایی با تحمل فشار ۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰ پاسکال و به قطر ۱۸ تا ۳۶ اینچ است. این لوله‌ها به صورت افقی و عمودی در کشتی‌های ویژه‌ای تعبیه شده و توانایی ذخیره‌سازی مقادیر زیادی گاز را در خود دارند (برای کاهش خطرات، دمای این لوله‌ها در ۲۰ درجهٔ سانتی‌گراد حفظ می‌شود).

با توجه به وضعیت سی.ان.جی، استفاده از آن برای انتقال گاز تا فواصل ۲۵۰۰ مایل[1] مطمئن به نظر می‌رسد.

از دیگر روش‌ها، انتقال به شکل هیدرات است. در این روش بلوری از مولکول‌های آب تشکیل شده و مولکول‌های گاز در درون آن به دام می‌افتند.

---

1. ST

شرایط تشکیل هیدرات عبارت‌اند از:

۱. فشار و دمای مناسب،

۲. وجود مولکول آب،

۳. وجود مولکول گاز.

به دلیل اینکه دمای حمل هیدرات بالاتر از دمای حمل سی.ان.جی است، حمل آن آسان‌تر می‌باشد. همچنین کشتی‌های ویژه حمل هیدرات‌ها نیز فنّاوری ساده‌تری از کشتی‌های ویژهٔ ال.ان.جی دارند. اما مشکل اصلی استفاده از این روش کم بودن حجم گاز قابل انتقال است. هر یک مترمکعب هیدرات در حدود ۱۷۵ مترمکعب گاز را در خود جای می‌دهد در صورتی که در فنّاوری ال.ان.جی کاهش حجم به یک‌ششصدم می‌رسد و این موضوع در اقتصادی بودن طرح‌های انتقال گاز به‌خصوص در فواصل دور دست بسیار پراهمیت است.

فنّاوری سی.ان.جی در صورت کاهش خطر انفجار در هنگام انتقال، رقیبی برای فنّاوری ال.ان.جی در فواصل کوتاه‌تر (۲۵۰۰ مایل) محسوب شود.

۲-۶-۷-۵ تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی (جی.تی.ال)

تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی (جی.تی.ال) با استفاده از روش تراپس[1] را فرانس فیشر و هانس تراپس در سال ۱۳۰۲ (۱۹۲۳) ابداع کردند. این فرایند در ابتدا به لحاظ اقتصادی مورد توجه قرار نگرفت، ولی در سال‌های اخیر فنّاوری جی.تی.ال به گزینه‌ای اقتصادی در بهره‌برداری از میادین گازی تبدیل شده است. فرایند جی.تی.ال از سه مرحلهٔ تولید گاز سنتز، تولید هیدروکربورهای خطی، و پالایش و بهبود کیفیت هیدروکربن‌های خطی تولیدی تشکیل می‌شود.

زنجیرهٔ تولید و بازاریابی ال.ان.جی و جی.تی.ال با هم تفاوت دارند. به این ترتیب که ال.ان.جی در بازار گاز طبیعی به فروش می‌رسد ولی جی.تی.ال، در بازارهای سوخت مایع تجارت می‌شود و پیش‌بینی می‌شود طی سال‌های آینده با توجه به قیمت‌های زیاد جهانی نفت وضعیت مطلوب‌تری داشته باشد.

---

1. Fisher-Traps (FT)

سودآوریِ طرح‌های جی.تی.ال، تابع عوامل متعددی است که عمده‌ترین آنها فنّاوری مورد استفاده، وجود ذخایر عظیم گازی، هزینه‌های سرمایه‌ای، و قیمت گاز در بازارهای جهانی می‌باشد.

آخرین یافته‌های فنّاوری در این حوزه مواردی چون بهبود کاتالیست‌ها، کاهش هزینه‌های فنی و عملیاتی، و نیز افزایش کیفیت محصولات نهایی را در بر می‌گیرد.

در حال حاضر سه واحد اقتصادی تولید جی.تی.ال، در جهان طراحی و ساخته شده است (موبیل[1] در نیوزیلند، مُس گاز[2] در افریقای جنوبی و بینتولو[3] در مالزی).

دو طرح بزرگ تولید جی.تی.ال، نیز در کشور قطر بررسی و مراحل اجرایی ساخت دو واحد آن شروع شده است. کشورهای دیگر نیز ساخت واحدهای تولید جی.تی.ال، را در دست بررسی دارند که از جمله آن ساخت واحدی با ظرفیت تولید ۷۵ هزار بشکه در روز در مصر توسط شرکت شل و واحدهای دیگری در کشورهای اندونزی، توباگو و ترینیداد از این دست موارد است.

پیش‌بینی می‌شود کل تولیدات فراورده‌های نفتی جی.تی.ال، از ۴۳ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۱ (۲۰۰۲) به ۳۰۰ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰) و ۲/۳ میلیون بشکه در روز در سال ۱۴۰۹ (۲۰۳۰) برسد. گسترش ساخت واحدهای تولید جی.تی.ال، به دو عامل مهم قیمت نفت و بومی‌سازی فنّاوری استفاده از جی.تی.ال، بستگی دارد. علاوه بر آن، واحدهای تولید جی.تی.ال، بسیار پیچیده، هزینه‌بر، نیازمند عملیات ساختمانی حجیم و بیش از دو سال و نیم تا سه سال زمان برای ساخت نیاز دارند.

این واحدها بسیار انرژی‌بر بوده (تا ۴۵ درصد گاز ورودی خوراک مجتمع) که دی‌اکسید کربن[4] فراوانی تولید می‌کند. اما محصول این واحدها فراورده‌های میان تقطیر با آلودگی زیست‌محیطی بسیار کم است.

هزینه‌های سرمایه‌ای تقریباً نیمی از کل هزینه‌های مورد نیاز را تشکیل می‌دهد،

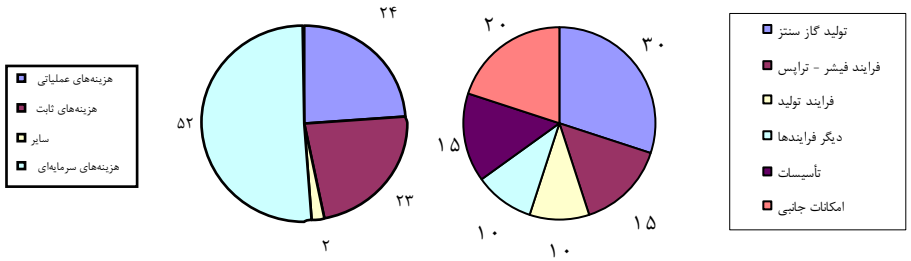
---

1. Mobli MTG
2. Mossgas
3. Bintulu
4. CO_2

به‌طوری که ۳۰ درصد کل هزینه‌ها نیز مربوط به فرایند تولید گاز سنتز[1] و ۱۵ درصد هزینه مختص فرایند فیشر ـ تراپس است. البته هزینه‌های مربوط به تولید برق و خدمات دیگر نیز بخشی دیگر از هزینه‌های ساخت یک واحد تولید جی.تی.ال، است.

بر اساس پیشرفت‌های فنّاوری در فرایند جی.تی.ال، طی سال‌های اخیر هزینه‌ها به‌شدت کاهش یافته است (نمودار ۱۳-۵).

بر اساس آخرین گزارش‌های اقتصادی مربوط به واحد تولیدی جی.تی.ال، احداث‌شده توسط شرکت‌های شل و ساسول در افریقای جنوبی، هزینهٔ تولید یک واحد تولید جی.تی.ال، با ظرفیت تولید ۷۵ هزار بشکه در روز، ۱/۵ میلیارد دلار اعلام شده است، که تقریباً دو برابر یک پالایشگاه نفت با همین ظرفیت است.



Source: Foster Wheeler Energy Ltd, 2001

نمودار ۱۳-۵ تقسیم‌بندی هزینه‌های اصلی واحدهای تولیدی جی.تی.ال بر مبنای سه مرحلهٔ تولید و هزینه‌های جانبی[2]

۸-۵ نتیجه

۱. فنّاوری جی.تی.ال، کشور تولیدکننده را قادر می‌سازد بدون نگرانی در خصوص وجود چالش‌های پیشِ رویِ خطوط لوله (تنش‌های سیاسی و تعرفه‌های ترانزیتی) و همچنین

---

1. SYNGAS

۲. این تقسیم هزینه‌ها بر اساس یک واحد تولید جی.تی.ال با ظرفیت ۳۰,۰۰۰ بشکه در روز است و هزینهٔ تولید هر بشکه محصول ۱۸ دلار برآورد شده است.

محدودیت بازارها نسبت به ال.ان.جی اقدام به تسخیر بازار فراورده‌های میان تقطیر کند و از این امتیاز که فراورده‌های جی.تی.ال، به صورت تک‌محموله در بورس‌های نفتی معامله می‌شود نهایت استفاده را ببرد.

۲. با توجه به وجود ملاحظات و قوانین زیست‌محیطی و قوانین محدودکنندهٔ جهانی از یک سو و همچنین افزایش سهم تولید نفت در جهان و کاهش روزافزون ذخایر از سال ۱۳۸۹ (۲۰۱۰)، فراورده‌های میان تقطیر حاصل ازجی.تی.ال، به‌تدریج سودآوری بیشتری خواهد داشت و جایگاه ویژه‌ای پیدا خواهد کرد.

۳. احداث واحدهای جی.تی.ال، کوچک با ظرفیت ۵ تا ۱۵ هزار بشکه در روز که خوراک گاز مورد نیاز آنها ۱/۵ تا ۴/۵ میلیون مترمکعب در روز است یکی از راهکارهای پیشِ رویِ جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه است.

در جدول ۲۱-۵ مقایسه‌ای کیفی بین فراورده‌های حاصل از پالایش نفت خام جی.تی.ال، و وست تگزاس اینترمدیت آمده است.

جدول ۲۱-۵ مقایسهٔ کیفی فراورده‌های حاصل از پالایش نفت خام جی.تی.ال و وست تگزاس اینترمدیت

ردیف	نوع فراورده	عامل کیفیت	GTL	WTI	ملاحظات
۱	نفت	چگالی (میلی لیتر/ گرم)[1] میزان گوگرد (درصد وزنی)	۰/۶۹ ۰	۰/۷۴ ۰/۰۷	نفت‌های حاصل از فرایند جی.تی.ال، خوراک مناسبی برای طرح‌های تولید اتیلن است
۲	نفت سفید و سوخت جت	چگالی (میلی لیتر/ گرم) میزان گوگرد (درصد وزنی) نقطهٔ ذوب (فارنهایت) نقطهٔ انجماد (فارنهایت)	۰/۷۸ ۰ ۴۹ -۵۳	۰/۸ ۰/۱۲ ۲۲ -۵۳	نفت سفید و سوخت حاصل از فرایند جی.تی.ال مواد آروماتیک را در برندارد، زیرا نقطهٔ ذوب بالایی دارند

1. gr/ml

ردیف	نوع فراورده	عامل کیفیت	GTL	WTI	ملاحظات
۳	گازوئیل	چگالی (میلی لیتر/ گرم)[1]	۰/۷۸	۰/۸۴	چگالی پایین نفت و گاز حاصل از روش جی.تی.ال، بر نرخ مصرف سوخت تأثیر منفی می‌گذارد. میزان کم مواد آروماتیکی و عدد اکتان بالا در تولیدات جی.تی.ال ارزش بالایی ایجاد می‌کند
		میزان گوگرد (درصد وزنی)	۰	۰/۳۷	
		میزان آروماتیک (درصد)	۱<	۲۹/۰	
		عدد اکتان	۷۰>	۵۶/۰	
		گرانروی (سانتی‌استوک)	۲/۳	۴/۰	

فصل ششم

ارزیابی اقتصادی

۱-۶ ساختار کلی ارزیابی اقتصادی

سرمایه‌گذاری و اولویت‌بندی طرح‌های مرتبط با نفت و گاز از تغییرات قیمت نفت و گاز در طول دورهٔ بهره‌برداری از طرح تأثیر می‌پذیرد. کشش درآمدی و کششِ تقاضای بازارِ رقابتیِ نفت و گاز به مسائلی چون سیاست، محدود بودن منابع نفت و گاز جهان، حجم سرمایهٔ بالای مورد نیاز، تأثیرپذیری شدید از بحران‌های جهانی و منطقه‌ای، تأثیرپذیری از رشدِ اقتصادی کشورها، تأثیرپذیری از رشدِ مصرف دیگر حامل‌های انرژی در نقاط مختلف جهان، و مواردی از این قبیل مرتبط بوده و کمّی نمودن آنها بسیار دشوار است.

در این کتاب، برای ارزیابی یکسان طرح‌ها، منبع گاز طبیعی به کاررفته، مخزن مشترک پارس جنوبی در نظر گرفته شده که در توسعه و بهره‌برداری هر چه سریع‌تر از آن هیچ گونه شکی وجود ندارد. در مواردی، مانند تزریق گاز به مخازن، امکان استفاده از منابع دیگر گاز وجود دارد، به گونه‌ای که می‌توان بخشی از گازِ لازم برای تزریق را از دیگر مخازن نزدیک‌تر تأمین و در عوض از گاز پارس جنوبی در جای دیگر استفاده کرد که در این صورت هزینه‌های انتقال گاز از عسلویه به خوزستان به میزان قابل توجهی کاسته خواهد شد.

طرح‌های نفت و گاز معمولاً دوره‌های ساخت میان‌مدت (۳ تا ۴ سال) و دوره‌های بهره‌برداری بلندمدت (۲۰ تا ۳۰ سال) دارند. هزینه‌های سرمایه‌ای این پروژه‌ها، معمولاً در دورهٔ ساخت دارای توزیع مساوی بوده و هزینه‌های عملیاتی با شروع دورهٔ بهره‌برداری، به صورت سالیانه تا پایان طرح ادامه خواهند داشت.

در این فصل، قیمت هر بشکه نفت خام ۵۰ دلار و هر متر مکعب گاز ۸/۲ سنت فرض شده است، همچنین در سناریوهای مختلف، برای بررسی تغییرات قیمت هر بشکه

نفت خام از ۳۰ تا ۸۰ دلار و هر متر مکعب گاز از ۶ تا ۱۵ سنت فرض شده است.[۱]

برای تصمیم‌گیری در مورد اولویت‌بندی طرح‌ها، از معیارهای نرخ بازگشت داخلی[۲] و ارزش حال خالص[۳] استفاده شده است.

همچنین، برای مقایسهٔ بهتر، می‌توان به دیدگاه‌های کیفی مانند اندازهٔ طرح، نوع سود، درجهٔ وابستگی سرمایه‌گذاری‌ها به یکدیگر و استفاده از منابع تجدیدپذیر یا تجدیدناپذیر اشاره کرد:

۶-۱-۱ اندازهٔ طرح

منظور از اندازهٔ طرح حجمِ منابعِ مالیِ لازم برای اجرای طرح‌هاست. معمولاً مبالغ بیش از ۱۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری را طرح بزرگ، بین ۱ تا ۱۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری طرح متوسط، و کمتر از ۱ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری طرح کوچک نامیده می‌شود.

۶-۱-۲ نوع سود

نوع سود و میزان آن با خطرپذیری نوسانات قیمت جهانی نفت، گاز، یا محصولات پتروشیمی، میزان کاهش هزینه‌های تولید نفت و یا پتروشیمی، میزان کاهش دیگر خطرهای سرمایه‌گذاری، به تراز مثبت رساندن اختلاف هزینه‌های تولید و قیمت نهایی فروش، تأثیر آن بر جامعه (مانند کم کردن نرخ تورم و بیکاری و ...) ارتباط خواهد داشت.

۶-۱-۳ درجهٔ وابستگی بین دو یا چند سرمایه‌گذاری یا ناوابستگیِ آنها به یکدیگر

بعضی از طرح‌ها مانند طرح تزریق گاز، خود سرمایه‌گذاری برای یک طرح دیگر بوده و در واقع سرمایه‌گذاری در طرح تزریق گاز سرمایه‌گذاریِ دومنظوره تلقی می‌شود: اول ازدیاد برداشت نفت و دیگری تولید گاز.

---

۱. ارقام بر اساس نفت خام سبک منطقهٔ خلیج فارس تعیین شده. همچنین قیمت گاز بر اساس قرارداد موجود فروش گاز به کشور ترکیه و با موافقت دفتر زیربنایی مرکز پژوهش‌ها اعمال شد.

2. Internal Rate of Return (IRR)

3. Net Present Value (NPV)

۶-۱-۴ استفاده از منابع تجدیدپذیر و یا تجدیدناپذیر

منابع هیدروکربنی هر کشور تولیدکننده محدود است و امکان جایگزین کردن آنها پس از تولید دیگر وجود ندارد. فقط در مورد طرح‌های تزریق گاز چنانچه گاز تولیدی از منطقهٔ پارس جنوبی در مخازن نفت به مدت بیست سال تزریق شود، ثروت ملی در داخل کشور می‌ماند و مانند هر سرمایهٔ دیگر شامل نرخ بهره می‌شوند و قطعاً ارزش آن در بیست سال آینده، به دلیل نیاز جهانی بسیار بالاتر خواهد رفت.

۶-۲ نرخ بازده داخلی[1]

نرخ بازده داخلی در سرمایه هر طرح، نرخ تنزیلی است که اگر جریان نقدی هر طرح با آن تنزیل شود، ارزش فعلی طرح معادل صفر می‌گردد. اگر برایند درآمدها و هزینه‌ها در یک فرایند سرمایه‌گذاری در دوره‌های مختلف[2] R_t-C_t و نیز دورهٔ ساخت و بهره‌برداری آن n سال در نظر گرفته شود، ضریب سودآوری آن به این صورت محاسبه می‌شود:

$$0 = (R0 - C0) + \frac{R1 - C1}{1+i} + \frac{R2 - C2}{(1+i)^2} + \ldots\ldots + \frac{Rn - Cn}{(1+i)^n}$$

در این معادله i برابر نرخ بازده داخلی خواهد بود.

شاخص نرخ بازده داخلی، برخلاف دیگر شاخص‌های ارزیابی اقتصادی طرح‌ها، برای طرح‌هایی با طول عمر متفاوت یکسان عمل می‌کند. در این روش، هر طرحی که نرخ بازده داخلی بیشتری داشته باشد توجیه اقتصادی بیشتری دارد.

به همین منظور، اگر از شاخص نرخ بازده داخلی، برای بررسی و مقایسه اقتصادی روش‌های مختلف تخصیص گاز طبیعی کشور ــ از جمله مصارف داخلی، تزریق به میادین نفتی، تأمین خوراک پتروشیمی و صادرات گاز ــ برای ارزیابی همهٔ طرح‌ها استفاده شود، و هدف فقط مقایسه و اولویت‌بندی ارزش اقتصادی طرح‌های مختلف باشد، شاخص نرخ بازده داخلی معیار مناسبی خواهد بود. در این روش برای هر طرح و بر اساس وضعیت آن شاخص نرخ بازده داخلی محاسبه و با توجه به مقادیر این شاخص، طرح‌ها از نظر ارزش

---

1. Internal Rate of Return (IRR)
2. Revenue Cost

اقتصادی اولویت‌بندی خواهند شد. انتخاب طرح‌ها منوط به بالا بودن نرخ بازده داخلی از نرخ بهرهٔ عمومی جامعه می‌باشد. اگر نرخ بازده داخلی چندین طرح بیشتر از نرخ بهرهٔ عمومی باشد، طرحی اولویت اقتصادی دارد که سرمایه‌گذاری اولیهٔ بیشتری داشته باشد.

۳-۶ ارزش خالص حال[1]

نرخ بهره از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار بر فرایند تصمیم‌گیری به منظور سرمایه‌گذاری است. معمولاً برای تنزیل درآمدها و هزینه‌ها در آینده، از نرخ تنزیلی بهرهٔ بانکی استفاده می‌شود. به‌عبارت دیگر، از طریق تنزیل مبلغ مشخص در سال tام با نرخ بهره تعیین شده، ارزش فعلیِ آن به دست آمده، و بر اساس آن تصمیم‌گیری می‌شود.

برای محاسبهٔ هر طرح، درآمدها و هزینه‌های سال‌های متوالی با توجه به نرخ تنزیل مشخص در زمان حال تنزیل کرده که محاسبه آن به صورت زیر است:

$$NPV = (R0 - C0) + \frac{R1 - C1}{1+r} + \frac{R2 - C2}{(1+r)^2} + \ldots\ldots + \frac{Rn - Cn}{(1+r)^n}$$

برای محاسبهٔ ارزش فعلی جریان نقدی در آینده، از نرخ بهرهٔ r برای ارزیابی ارزش بازدهی هر دوره‌ای از دوره‌های آینده در زمان فعلی استفاده می‌شود. در این فرمول، R_t درآمد خالص در دورهٔ tام و C_t مجموع هزینه‌های خالص در دورهٔ tام است. همان طور که مشخص است، افزایشِ نرخ بهره باعث کاهش ارزش خالص حال می‌شود. باید توجه داشت که طرح‌هایی توجیه اقتصادی دارند که ارزش خالص حال آنها مثبت باشد. در بین طرح‌های مختلف با ارزش خالص حال مثبت، هر طرح با ارزش خالص حال بالاتر ارجحیت بیشتری برای سرمایه‌گذاری دارد.

۴-۶ عناصر هزینه ـ درآمد در ارزیابی اقتصادی

هر فاز در طرح جامع توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی با حفاری ۱۲ حلقه چاه ظرفیت تولید تقریبی ۲۵ میلیون مترمکعب گاز در روز را دارد. بر اساس اطلاعات به‌دست آمده

---

1. Net Prsent Value

از فازهای قبلی این میدان و نیز نرخ‌های سال ۱۳۸۳، به‌طور میانگین هر فاز به حدود ۱ تا ۱/۲ میلیارد دلار سرمایه نیاز دارد. هزینهٔ توسعهٔ این میدان مشترک در ارزیابی همهٔ گزینه‌های سرمایه‌گذاری ثابت در نظر گرفته شده است که فقط از محل فروش میعانات گازی آن پرداخت می‌شود و به همین دلیل، در محاسبات آورده نشده است. در ادامه، هزینه‌ها و درآمد مرتبط با هر طرح به تفکیک آمده است.

۱-۴-۶ صادرات گاز ـ خط لوله

۱-۱-۴-۶ هزینه‌های صادرات گاز

در صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله هزینه‌های طراحی، احداث پالایشگاه، خطوط لولهٔ انتقال و ایستگاه‌های تقویت فشار و اندازه‌گیری از عمده‌ترین عناصر هزینه‌ای می‌باشند. معمولاً هزینه‌های طراحی باید یک بار آن هم در ابتدای طرح بین کشورهای خریدار و فروشنده، صرف نظر از اندازهٔ خط لوله، به نسبت مساوی تقسیم شود.

هزینه‌های احداث خط لولهٔ انتقال و ایستگاه‌های تقویت فشار و اندازه‌گیری در طرح‌های انتقال گاز از طریق خط لوله، رابطه‌ای مستقیم با طول مسیر انتقال و اندازهٔ قطر لولهٔ آن دارد و در نتیجه نوسانات قیمت فولاد تأثیر شدیدی در این هزینه‌ها می‌گذارد.

از دیگر هزینه‌ها، هزینه ترانزیت است. برای نمونه، در انتقال گاز به هند، پاکستان حق ترانزیت (اجازهٔ عبور خط لوله و گاز) می‌گیرد. این مبلغ بسته به منطقهٔ جغرافیایی تعیین می‌شود که معمولاً بین ۳۰ تا ۵۰ سنت به ازای هر مترمکعب می‌باشد. اگر قیمت خرید گاز از ایران که حدود ۸/۲ سنت به ازای هر مترمکعب است و حجم گاز درخواستی هند معادل ۹۰ میلیون مترمکعب باشد، با احتساب حداقل ۳۰ سنت برای ترانزیت، پاکستان روزانه رقمی حدود ۲۷ میلیون دلار درآمد خواهد داشت که به‌مراتب از قیمت پرداختی به ایران بیشتر است. به‌عبارت دیگر، کشور پاکستان نه تنها بابت خرید گاز پولی پرداخت نمی‌کند، بلکه روزانه مبلغی حدود ۲۲ میلیون دلار (سالیانه ۸ میلیارد دلار) هم درآمد خواهد داشت. همچنین به دلیل اینکه کشورهای هند و پاکستان ثبات چندانی ندارند نرخ خطرپذیری برابر ۲۵ درصد در نظر گرفته شد. شرکت‌های خارجی برای سرمایه‌گذاری در ایران حداقل ۲۵ درصد برای این نرخ در نظر می‌گیرند حال آنکه با توجه به مناقشات طولانی‌مدت بین هند و پاکستان ... این نرخ

برای این دو کشور باید بسیار بالاتر نیز باشد اگرچه نرخ خطرپذیری سرمایه‌گذاری در طرحی مشترک باشد.

از دیگر هزینه‌هایی که باید در محاسبات ارزیابی اقتصادی به حساب آید هزینهٔ مربوط به ارزش ذاتی ذخایر گاز است که بهرهٔ مالکانه نیز نامیده می‌شود. به دلیل نبودِ اجماع در این مورد این هزینه در محاسباتِ انجام‌شده لحاظ نشده، و در صورت اعمال آن در هزینه‌ها نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال در بخش صادرات کمتر از آنچه محاسبه شده خواهد بود.

۲-۱-۴-۶ درآمد صادرات گاز

حجم گاز صادراتی و قیمت آن رابطه‌ای مستقیم با درآمد طرح صادرات گاز دارد. مهم‌ترین عاملِ تأثیرگذار در درآمد طرح‌های صادرات گاز، قیمت گاز در بازارهای مقصد است. بررسی روندِ قیمت‌گذاری گاز طبیعی حاکی از آن است که قیمت گاز طبیعی در بسیاری موارد کمتر از قیمت دیگر انرژی‌های جایگزین (نفت خام و فراورده‌های نفتی) بوده است (به استثنای قیمت ال.ان.جی صادراتی در برخی موارد که به دلیل هزینه‌های طرح میسر نبوده). غالب صادرکنندگان گاز تمایل دارند که قیمت گاز صادراتی آنها حداقل معادل ارزش حرارتی نفت خام باشد، زیرا این امر مشوقی برای گسترش طرح‌های توسعه‌ای گاز خواهد بود. برای نمونه، کشور روسیه ارزش هر مترمکعب گاز صادراتی خود به اوکراین را برای سال ۱۳۸۵ (۲۰۰۶) معادل ۰/۲۴ دلار امریکا (۲۴ سنت) اعلام کرده است. روسیه هر بشکه نفت خام خود را معادل ۳۸ دلار محاسبه کرده است.[۱] نمودار ۱-۶ ارزش معادل هر مترمکعب گاز طبیعی را بر مبنای هر بشکه نفت خام نشان می‌دهد. این نمودار بر مبنای ضرایب تبدیل نفت و گاز[۲] رسم شده است.

در اینجا صادرات گاز ایران به پاکستان و هند مبنای محاسبات برای طرح صادرات گاز در نظر گرفته شده است اگر چه این پروژه فعلاً اجرایی نشده و مراحل پایانی

---

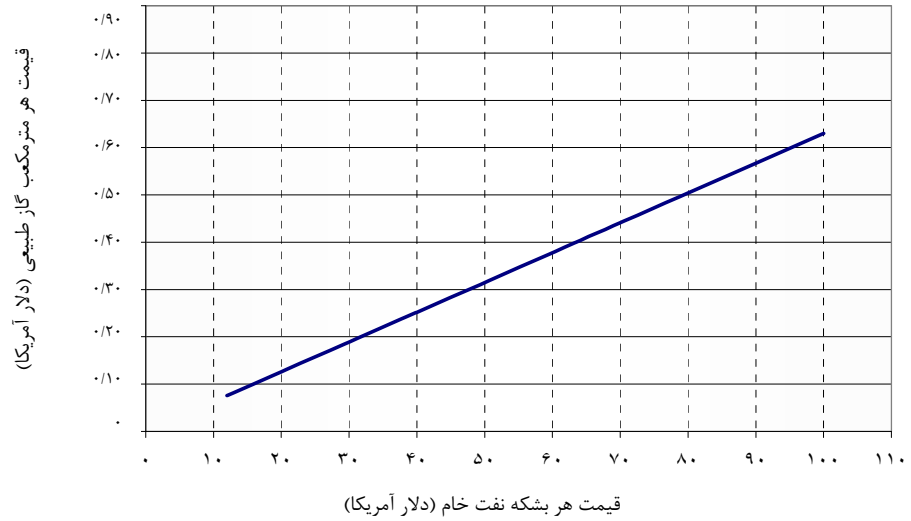
۱. این در حالی است که قیمت صادرات هر مترمکعب گاز طبیعی ایران به ترکیه معادل ۰/۰۸۴ دلار امریکا (۸/۴ سنت) می‌باشد.

۲. ضریب تبدیل برای هر ۱۰۰۰ متر مکعب گاز طبیعی برابر ۸۵۷/ ۰ تن نفت خام و هر بشکه نفت خام تقریباً ۰/۱۳۶ تن نفت خام است.

خود را سپری می‌کند.

طبق مذاکرات انجام‌شده قرار است روزانه ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز به هند و پاکستان صادر شود.[۱] برای این دو کشور حجم گاز خریداری‌شده حدود ۹۴۵,۰۰۰ بشکه نفت خام در روز است.

اگر بهای هر بشکه نفت خام ۶۰ دلار در نظر گرفته شود، قیمت هر مترمکعب گاز صادراتی باید حدود ۰/۳۸± دلار باشد. برابری ارزشِ حرارتیِ گاز و نفت را بر اساس مقدار کالری تولیدیِ هر یک از این دو ماده می‌توان به دست آورد.



نمودار ۱-۶ ارزش حرارتی معادل قیمت نفت خام برای گاز طبیعی

در کشورهای اروپایی، شاخص قیمت‌های ال.ان.جی آسیا و اقیانوسیه بر اساس قیمت‌های نفت خام است. این مسئله حتی برای ژاپن و اندونزی هم صحت دارد.

شاخص قراردادهای منعقدشده میان انگلستان (واردکننده) و هلند و نروژ (تولیدکننده) قیمت‌های بازار اسپات در انگلستان است. امروزه بازارهای اسپات بخش مهمی از تجارت بین‌المللی گاز و فراورده‌های پتروشیمی را در اختیار دارند. این بازارها با تغییر روند

---

۱. مصاحبه تلویزیونی آقای نژادحسینیان در مورد خط لولهٔ صلح.

تجارت زمینهٔ فعالیت بنگاه‌ها و فعالان اقتصادی را در هزینهٔ فرصت دارایی‌های بدون استفاده ایجاد نموده‌اند.

در قیمت‌های گاز صادراتی باید تلفیقی از بهرهٔ مالکانهٔ گاز، هزینهٔ فرصتِ ازدست‌رفته (قیمت سایه‌ای[1] آن)، روند مصرف انرژی و پیش‌بینی قیمت‌ها در سال‌های آینده و نیز هزینهٔ انتقال و حداکثر کردن درآمد در نظر گرفته شود که قطعاً از قیمت‌های فعلی آن (مانند قرارداد صادرات گاز به ترکیه) بسیار بالاتر خواهد بود.

۲-۴-۶ طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی

۱-۲-۴-۶ هزینه‌های تزریق گاز به میادین نفتی

هزینه‌های طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی شامل هزینه‌های خط لولهٔ انتقال و تأسیسات تزریق و حفاری چاه‌های تزریق گاز است. دو حجم متفاوت، ۱۷۰ و ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز، برای تزریق گاز در نظر گرفته شده است. به‌طور تخمینی، برای تزریق ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز هزینه‌ای برابر حفاری حدود ۷۰ حلقه چاه تزریقی و مشاهده‌ای در نظر گرفته شده و این در حالی است که برای تزریق ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز هزینهٔ حفاری حدود ۲۰۰ حلقه چاه در نظر گرفته شده است.

آنچه در مورد هزینهٔ احداث خط لوله در مورد صادرات گاز گفته شد در مورد تزریق گاز نیز صادق است، اما به دلیل کوتاه‌تر بودن مسیر هزینهٔ آن کمتر خواهد بود. با محاسبات انجام‌شده، هزینهٔ احداث خط لوله‌ای حدود ۵۰۰ کیلومتر (فاصلهٔ تقریبی عسلویه تا مخزن آغاجاری در خوزستان) در نظر گرفته شده است. این خط لوله برای انتقال ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز در روز طراحی شده که برای تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز به سه خط لوله نیاز است. همچنین این خط لوله باید پوشش داخلی خوبی داشته باشد.

با توجه به اینکه گاز تزریقی به مخازن برگشت‌پذیر است، پس از اتمام دورهٔ بیست‌سالهٔ تولید نفت، می‌توان آن را طرحی جدید در نظر گرفت که بخش عمدهٔ هزینه‌های آن در طول طرح اول پرداخت شده است.

---

1. Shadow Price

قابل توجه اینکه در محاسبات نرخ بازگشت داخلی سرمایه طرح تزریق گاز حداکثر هزینه‌ها و حداقل قیمت‌ها در نظر گرفته شده است. مثلاً، در محاسبات تزریق ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز در روز، فرض شده است مکانیسم‌های ریزش ثقلی پس از یک دورهٔ تزریق پنج‌ساله فعال شوند. یعنی با تزریق ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز، تا ۵ سال هیچ گونه درآمدی محاسبه نشده است. همچنین حداقل افزایش تولید نفت، یعنی ۲۰ درصد، در نظر گرفته شده است. حجم افزایش تولید نفت با استفاده از تزریق گاز در کمترین حالت محاسبه شده است، در حالی که در مدل‌های آزمایشگاهی این مقدار بیش از ۲۰ درصد است.[۱]

۲-۲-۴-۶ درآمدهای طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی

در حال حاضر بسیاری از زیرساخت‌های صنایع انرژی‌بر مبنای استفاده از نفت خام و گاز طراحی و ساخته شده‌اند، ولی گاز طبیعی و نیز دیگر منابع انرژی هنوز نتوانسته‌اند مانند نفت در قدرت اقتصادی کشورها تأثیرگذار باشند. یکی از دلایل آن سهولت حمل و نگهداری این ماده بوده که سبب وابستگی شدید صنایع مصرف‌کنندهٔ انرژی به آن شده است. روند مصرف انواع حامل‌های انرژی در جهان نشان می‌دهد که روند افزایش قیمت آنها و به‌خصوص قیمت نفت خام در سال‌های اخیر برگشت‌پذیر نیست. این در حالی است که بسیاری از کارشناسان پیش‌بینی می‌کنند قیمت هر بشکه نفت خام به بیش از ۱۰۰ دلار نیز افزایش یابد.

چنانکه در فصل‌های پیش اشاره شد، با تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز به مخازن نفت انتخاب‌شده می‌توان از افت متوسط تولید معادل ۳/۶ میلیارد بشکه نفت جلوگیری و حداقل ۹/۲ میلیارد بشکه نفت خام بیشتر تولید کرد (جمعاً ۱۲/۸ میلیارد بشکه نفت خام). در تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز[۲] به همین مخازن می‌توان از افت تولید حداقل ۳/۶ میلیارد بشکه نفت خام طی دوره‌ای بیست‌ساله جلوگیری کرد.

---

۱. به گزارش‌های ادارهٔ پژوهش‌های ازدیاد برداشت مراجعه شود. همچنین برخی از کارشناسان عقیده دارند که به ازای تزریق هر ۱۲۰ مترمکعب گاز مازاد بر فشار لازم برای فشارافزایی مخزن می‌توان یک بشکه نفت تولید کرد.

۲. افت تولید برای مخازن مختلف متفاوت است. متوسط این افت برای ۲۴ مخزن اولویت‌دار ۳/۵ درصد در نظر گرفته شده است.

همچنین پس از اتمام دوران برداشت نفت می‌توان طرح دیگری برای تولید گـاز در نظـر گرفت. این طرح بستگی به گاز تزریقی دارد کما اینکه امکان برداشت حـداقل ۵۰ بشـکه میعانات گازی نیز وجود دارد.[۱] گاز تزریقی خشک بـوده و ایـن احتمـال وجـود دارد کـه مقدار برداشت میعانات بسیار بالاتر باشد.

۶-۵ متغیرهای مالی ارزیابی اقتصادی

تورم جهانی از مهم‌ترین متغیرهای مالی مؤثر در اقتصاد طرح‌هاست. به علت اینکـه دورهٔ ساخت و دورهٔ بهره‌برداری از طرح‌های نفـت و گـاز عمـدتاً طـولانی و بلنـدمـدت اسـت، پیش‌بینی نرخ تورم مناسب اهمیت ویـژه‌ای دارد. در ایـن مطالعـه، میـانگین نـرخ تـورم جهانی ۲ درصد و نرخ تعدیل سالیانه[۲] ۴ درصد محاسبه شده است.

مالیات و تعرفهٔ واردات از جمله موارد مهم متغیرهای مالی مؤثر در هزینهٔ تجهیزات طرح‌های نفت و گاز هستند. ساختار نرخ‌گذاری ایـن مـوارد، بـه‌خصـوص در کشـورهای مختلف، متفاوت است. در ایران که عمده تجهیزات طرح‌ها وارداتـی اسـت تعرفـهٔ واردات سهم عمده‌ای از کل هزینهٔ اجرای طرح را به خود اختصاص می‌دهد.

۶-۶ ارزیابی اقتصادی طرح‌های صادرات گاز

۶-۶-۱ ساختار ارزیابی اقتصادی برای طرح‌های صادرات گاز ایران از طریق خط لوله

ارزیابی اقتصادی طرح‌های صادرات گاز ایران بـر پایـهٔ روش‌هـای نـرخ بازگشـت داخلـی سرمایه و ارزش خالص حال محاسبه شده است.

بر اساس موارد اعلام‌شده از طرف شرکت ملی صادرات گاز سرمایه‌گـذاری در طـول دوره‌ای پنج‌ساله انجام می‌شود که مفروضات آن در جدول ۱-۶ آمده است.[۳] درآمدها بـر اساس ۳ سناریوی مختلف ۶، ۸/۲، و ۱۵ سنت محاسـبه شـده اسـت. البتـه بایـد توجـه

---

۱. در حال حاضر از مخزن پارس جنوبی به ازای هر ۲۸۰۰۰ مترمکعب گـاز طبیعـی حـدود ۴۰ بشـکه و از مخـزن فروزان حدود ۷۰ بشکه میعانات گازی استحصال می‌شود.

2. Escalation Factor

۳. یکی از دلایل انتخاب طرح صادرات گاز به پاکستان ـ هند به روز بودن قیمت‌های آن بود.

داشت که در محاسبهٔ درآمدها، با توجه به اینکه امکان دسترسی به فرمول‌های فروش وجود نداشت، از فرمول‌های سادهٔ معمول استفاده شده است. جدول ۲-۶ محاسبات مربوط به نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال را نشان می‌دهد.

جدول ۱-۶ طرح صادرات گاز ایران ـ پاکستان ـ هند (هزینه‌های بخش ایران)

ردیف	عنوان	واحد محاسبه	مقدار
۱	ظرفیت خط لوله	میلیون مترمکعب در روز	۱۵۰
۲	هزینهٔ طراحی بخش پایین‌دستی	میلیون دلار	۳۰۰
۳	هزینهٔ سرمایه‌ای بخش پایین‌دستی	میلیون دلار	۳۳۱۰
۴	هزینهٔ عملیاتی بخش پایین‌دستی	میلیون دلار در سال	۱۳۰
۵	هزینهٔ سرمایه‌ای تأسیسات خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار و اندازه‌گیری	میلیون دلار	۲۰۰۰
۶	هزینهٔ عملیاتی تأسیسات خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار و اندازه‌گیری	میلیون دلار در سال	۹۰
۷	نرخ ترانزیت گاز	دلار بر هر میلیون بی.تی.یو در ۱۰۰۰ کیلومتر	بخش ایران ندارد
۸	نرخ بیمه	درصد هزینهٔ سرمایه‌ای	۰/۵
۹	خطرپذیری سرمایه‌گذاری طرح	درصد	٪۲۵
۱۰	نرخ تورم	سالیانه	۲
۱۱	بهرهٔ مالکانهٔ گاز	دلار بر هر مترمکعب	در محاسبه آورده نشده است
۱۲	قیمت قراردادی گاز	دلار بر هر مترمکعب	۰/۰۸۲
ارزش خالص حال		**میلیارد دلار**	**۵۴/۶۱**
نرخ بازگشت داخلی سرمایه		**درصد**	**۳۰/۶۷**

جدول ۲-۶ صادرات گاز به هند و پاکستان (نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۱	۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰	۰	-۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰
۲	۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰	۰	-۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰

جدول ۲-۶ صادرات گاز به هند و پاکستان (نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۳	۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰	۰	-۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰
۴	۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰	۰	-۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰
۵	۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰	۰	-۱,۴۰۲,۵۰۰,۰۰۰
۶	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۷	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۸	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۹	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۰	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۱	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۲	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۳	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۴	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۵	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۶	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۷	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۸	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۱۹	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۰	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۱	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۲	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۳	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۴	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۵	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۶	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۷	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۸	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
۲۹	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰

جدول ۲-۶ صادرات گاز به هند و پاکستان (نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۳۰	۳۶۰,۲۵۰,۰۰۰	۴,۳۰۵,۰۰۰,۰۰۰	۳,۹۴۴,۷۵۰,۰۰۰
جمع کل	**۱۶،۰۱۸،۷۵۰،۰۰۰**	**۱۰۷،۶۲۵،۰۰۰،۰۰۰**	**۹۱،۶۰۶،۲۵۰،۰۰۰**
	۳۰/۶۷ درصد		**= نرخ بازگشت داخلی سرمایه**
	۵۴،۶۱۲،۶۹۹،۸۵۸ دلار		**= ارزش خالص حال**

۶-۷ ارزیابی اقتصادیِ طرح‌های تزریق گاز به میادین نفتی

ارزیابی اقتصادی پروژه‌های تزریق گاز به میادین نفتی تحت دو دیدگاه حفظ وضعیت تولید فعلی و افزایش تولید با تزریق روزانه ۱۷۰ و ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز بسته به سیاست دولت و شرکت ملی نفت ایران در مورد این مخازن انجام شده است.

۶-۷-۱ طرح تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده

چنانچه سیاست دولت تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین منتخب باشد، در این صورت فقط می‌توان از افت تولید مخازن جلوگیری کرد. به‌عبارت دیگر، اگر این میزان گاز به میادین تزریق نشود سالیانه افت تولید به‌طور متوسط معادل ۳/۵ درصد خواهد بود. بنابراین، در طرح تزریق گاز روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب، فقط اختلاف افت تولید نفت به عنوان منبع درآمد آورده شده است. این هزینه‌ها در جدول ۳-۶ آمده است. در خصوص یک طرح تزریق گاز به‌طور معمول هزینه‌هایی به شرح زیر باید منظور شود:

ـ هزینه‌های مطالعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی مجدد (در صورت نیاز لرزه‌نگاری ۳بعدی)،

ـ هزینه‌های مطالعات جامع مخزن مورد نظر همراه مطالعات ازدیاد برداشت،

ـ هزینه‌های عملیات حفاری چاه‌های تزریقی یا تغییر کاربری چاه‌های موجود و همچنین در صورت نیاز چاه‌های تولیدی جدید (آماده‌سازی حدود ۷۰ چاه برای تزریق گاز)،

ـ هزینه‌های طراحی، ساخت، و نصب تجهیزات واحد تزریق گاز شامل سیستم لخته‌گیر، سیستم توپک‌رانی، سیستم تراکم گاز خشک، سیستم تراکم میعانات گازی، سیستم تزریق گاز خشک و میعانات گازی (کمپرسورهای گاز، خنک‌کننده‌ها و ...)،

ـ هزینه‌های طراحی و نصب خطوط لوله و انتقال گاز، ایستگاه تقویت گاز، مخابرات، و تله‌متری خط لوله،

ـ هزینه‌های جانبی و سربار.

جدول ۳-۶ هزینه‌های تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده

ردیف	عنوان	واحد محاسبه	مقدار
۱	ظرفیت طرح	میلیون مترمکعب در روز	۱۷۰
۲	هزینهٔ سرمایه‌ای انتقال و تزریق گاز	میلیون دلار	۱۱۲۰۰
۳	هزینهٔ پوشش درون لوله‌های انتقال گاز	میلیون دلار	۱۵
۴	هزینهٔ عملیاتی انتقال و تزریق گاز	میلیون دلار در سال	۹۸
۵	میزان تورم	سالیانه	۲
۶	نرخ بیمه	درصد هزینهٔ سرمایه‌ای	۰/۵
۷	قیمت بین‌المللی نفت خام	دلار در هر بشکه	۵۰
۸	افت تولید سالیانه	درصد	۳/۵
نرخ بازگشت داخلی سرمایه		**درصد**	**۶۸/۶۶**
ارزش خالص حال		**میلیارد دلار**	**۱۱۰**

جدول ۴-۶ تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز (ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۱	۲,۲۶۴,۸۰۰,۰۰۰	۰	-۲,۲۶۴,۸۰۰,۰۰۰
۲	۲,۲۶۴,۸۰۰,۰۰۰	۰	-۲,۲۶۴,۸۰۰,۰۰۰
۳	۲,۲۶۴,۸۰۰,۰۰۰	۰	-۲,۲۶۴,۸۰۰,۰۰۰
۴	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۵	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷

جدول ۴-۶ تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز (ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۶	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۷	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۸	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۹	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۰	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۱	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۲	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۳	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۴	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۵	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۶	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۷	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۸	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۱۹	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۲۰	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۲۱	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۲۲	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
۲۳	۵۷,۷۰۰,۰۰۰	۸,۶۵۸,۲۲۴,۶۰۷	۸,۶۰۰,۵۲۴,۶۰۷
جمع کل	**۷،۹۴۸،۴۰۰،۰۰۰**	**۱۷۳،۱۶۴،۴۹۲،۱۴۷**	**۱۶۵،۲۱۶،۰۹۲،۱۴۷**
		۶۸/۶۶ درصد	**= نرخ بازگشت داخلی سرمایه**
		۱۱۰،۰۸۹،۵۳۶،۱۵۲ دلار	**= ارزش خالص حال**

۲-۷-۶ طرح تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده

میزان تزریق گاز در نظر گرفته‌شده در این طرح، علاوه بر جلوگیری از افت تولید سالیانهٔ نفت به میزان ۳/۵ درصد، تولید طی این مدت حداقل ۹/۲ میلیارد بشکه نفت خام افزایش خواهد یافت. جدول ۳-۶ هزینه‌های مربوط به طرح را نشان می‌دهد.

بعضی هزینه‌های این طرح مشابه طرح تزریق ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز است و عمده مخارج مربوط به هزینه‌های عملیات حفاری چاه‌های تزریقی یا تغییر کاربری چاه‌های موجود (در حدود ۲۰۰ حلقه چاه)، برای تزریق و خطوط لولهٔ انتقال گاز با ظرفیت بیشتر است.

جدول ۵-۶ تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز به میادین نفتی انتخاب‌شده

ردیف	عنوان	واحد محاسبه	مقدار
۱	ظرفیت طرح	میلیون مترمکعب در روز	۴۸۰
۲	هزینهٔ سرمایه‌ای انتقال و تزریق گاز	میلیون دلار	۱۴۰۰۰
۳	هزینهٔ پوشش درون لوله‌های انتقال	میلیون دلار	۴۰
۴	هزینهٔ عملیاتی انتقال و تزریق گاز	میلیون دلار در سال	۲۵۰
۵	نرخ تورم	سالیانه (درصد)	۲
۶	نرخ بیمه	درصد هزینهٔ سرمایه‌ای	۰/۵
۷	قیمت بین‌المللی نفت خام	دلار در هر بشکه	۵۰
۸	افت تولید سالیانه	درصد	۳/۵
ارزش خالص حال		**میلیارد دلار**	**۳۲۷**
نرخ بازگشت داخلی سرمایه		**درصد**	**۴۴/۳۴**

جدول ۶-۶ تزریق روزانه گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب (ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۱	۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰	۰	-۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰
۲	۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰	۰	-۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰
۳	۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰	۰	-۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰
۴	۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰	۰	-۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰
۵	۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰	۰	-۲,۴۲۴,۷۶۰,۰۰۰
۶	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۹,۳۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۹,۲۳۱,۲۱۶,۶۱۱

جدول ۶-۶ تزریق روزانه گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب (ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۷	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۹,۳۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۹,۲۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۸	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۹,۳۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۹,۲۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۹	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۹,۳۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۹,۲۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۱۰	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۱۹,۸۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۱۹,۷۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۱۱	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۱,۹۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۲۱,۸۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۱۲	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۴,۴۹۰,۶۷۴,۷۹۳	۲۴,۳۵۱,۲۱۶,۶۱۱
۱۳	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۷,۵۱۴,۶۷۴,۷۹۳	۲۷,۳۷۵,۲۱۶,۶۱۱
۱۴	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۱,۱۴۳,۴۷۴,۷۹۳	۳۱,۰۰۴,۰۱۶,۶۱۱
۱۵	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۲,۹۹۵,۶۷۴,۷۹۳	۳۲,۸۵۶,۲۱۶,۶۱۱
۱۶	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۳,۸۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۳۳,۷۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۱۷	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۵,۶۲۰,۶۷۴,۷۹۳	۳۵,۴۸۱,۲۱۶,۶۱۱
۱۸	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۶,۴۹۵,۶۷۴,۷۹۳	۳۶,۳۵۶,۲۱۶,۶۱۱
۱۹	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۵,۶۲۰,۶۷۴,۷۹۳	۳۵,۴۸۱,۲۱۶,۶۱۱
۲۰	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۲,۱۲۰,۶۷۴,۷۹۳	۳۱,۹۸۱,۲۱۶,۶۱۱
۲۱	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۳۱,۲۴۵,۶۷۴,۷۹۳	۳۱,۱۰۶,۲۱۶,۶۱۱
۲۲	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۹,۴۹۵,۶۷۴,۷۹۳	۲۹,۳۵۶,۲۱۶,۶۱۱
۲۳	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۷,۷۴۵,۶۷۴,۷۹۳	۲۷,۶۰۶,۲۱۶,۶۱۱
۲۴	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۵,۱۲۰,۶۷۴,۷۹۳	۲۴,۹۸۱,۲۱۶,۶۱۱
۲۵	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۳,۳۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۲۳,۲۳۱,۲۱۶,۶۱۱
۲۶	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۲۱,۶۲۰,۶۷۴,۷۹۳	۲۱,۴۸۱,۲۱۶,۶۱۱
۲۷	۱۳۹,۴۵۸,۱۸۲	۱۹,۸۷۰,۶۷۴,۷۹۳	۱۹,۷۳۱,۲۱۶,۶۱۱
جمع کل	**۱۵،۱۹۱،۸۸۰،۰۰۴**	**۵۴۷،۶۶۶،۶۴۵،۴۵۰**	**۵۳۲،۴۷۴،۷۶۵،۴۵۰**
		۴۴/۳۴	**= ارزش خالص حال**
		۳۲۷،۰۱۵،۳۹۷،۰۱۹ دلار	**= نرخ بازگشت داخلی سرمایه**

۸-۶ ارزیابی اقتصادی طرح‌های پتروشیمی

عمده‌ترین طرح‌های پتروشیمی ایران با خوراک گاز در منطقهٔ ویژهٔ اقتصادی پارس و منطقهٔ ویژهٔ اقتصادی پتروشیمی اجرا می‌شوند. در ارزیابی اقتصادی برای هر طرح پتروشیمی عواملی چون قیمت مواد اولیه، هزینهٔ ساخت، طول دورهٔ ساخت، هزینهٔ بهره‌برداری و تعمیرات، نیروی انسانی، طول دورهٔ بهره‌برداری، قیمت فروش محصولات و میزان تولید در ارزیابی اقتصادی طرح‌ها لحاظ شده است.

سه طرح آمونیاک ششم، آمونیاک دوم و متانول ششم، با خوراک گاز، برای ارزیابی انتخاب شده‌اند. البته در بعضی از صنایع پتروشیمی کشور از گاز طبیعی برای سوخت نیروگاه برق استفاده می‌شود که در ارزیابی‌های انجام‌شده لحاظ نشده است. در جدول ۱۰-۶ مقادیر این ارزیابی همراه با قیمت هر یک از محصولات آورده شده است. همان گونه که در این جدول نیز آورده شده است، این طرح‌ها نسبت به طرح‌های تزریق و صادرات ارزش خالص حال خوبی ندارند.[۱]

جدول ۷-۶ مقادیر ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه

ردیف	نام طرح پتروشیمی با خوراک گاز (فراورده)	قیمت فروش (دلار/ تن)	نرخ بازگشت داخلی سرمایه	ارزش خالص حال (میلیارد دلار)
۱	آمونیاک ششم (آمونیاک، اوره، و سولفات آمونیم)	۱۳۵، ۱۱۲ و ۷۰	۲۱/۰۳	۰/۹۰
۲	متانول ششم (متانول)	۱۲۵	۲۱/۰۴	۰/۸۲
۳	آمونیاک دوم (آمونیاک)	۱۳۵	۱۵/۷۹	۰/۵۵

جدول ۸-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک ششم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان نقدی خالص
-۳	۸۶,۶۶۶,۶۶۷	۰	-۸۶,۶۶۶,۶۶۷
-۲	۸۶,۶۶۶,۶۶۷	۰	-۸۶,۶۶۶,۶۶۷

۱. هزینه‌ها و درآمدها بر اساس اعداد اعلام‌شده توسط شرکت ملی پتروشیمی، گزارش پنج‌سالهٔ چهارم محاسبه شده است.

جدول ۸-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک ششم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان نقدی خالص
-۱	۸۶,۶۶۶,۶۶۷	۰	-۸۶,۶۶۶,۶۶۷
۱	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۲	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۳	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۴	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۵	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۶	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۷	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۸	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۹	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۰	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۱	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۲	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۳	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۴	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۵	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۶	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۷	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۸	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۱۹	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۲۰	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۰
۲۱	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۱
۲۲	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۲
۲۳	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۳
۲۴	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۴
۲۵	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۵
۲۶	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۶
۲۷	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۷
۲۸	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۸
۲۹	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۰۹

جدول ۸-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک ششم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان نقدی خالص
۳۰	۶۴,۰۴۰,۰۰۰	۱۳۱,۲۲۵,۰۰۰	۶۷,۱۸۵,۰۱۰
جمع کل	**۲،۱۸۱،۲۰۰،۰۰۰**	**۳،۹۳۶،۷۵۰،۰۵۵**	**۱،۷۵۵،۵۵۰،۰۵۵**
= نرخ بازگشت داخلی سرمایه	**۲۱/۳ درصد**		
= ارزش خالص حال	**۹۰۱،۷۶۵،۲۷۶ دلار**		

جدول ۹-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز متانول ششم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان نقدی خالص
-۱	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۰	-۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰
-۲	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۰	-۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰
۱	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۳	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۴	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۵	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۶	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۷	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۸	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۹	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۰	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۱	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۲	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۳	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۴	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۵	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۶	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۷	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۱۸	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰

جدول ۹-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز متانول ششم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان نقدی خالص
۱۹	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۰	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۱	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۲	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۳	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۴	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۵	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۶	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۷	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۸	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۲۹	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
۳۰	۱۳۵,۰۲۰,۰۰۰	۱۹۸,۰۰۰,۰۰۰	۶۲,۹۸۰,۰۰۰
جمع کل	**۴،۳۲۰،۶۰۰،۰۰۰**	**۵،۹۴۰،۰۰۰،۰۰۰**	**۱،۶۱۹،۴۰۰،۰۰۰**
نرخ بازگشت داخلی سرمایه =	**۲۱/۰۴ درصد**		
ارزش خالص حال =	**۸۱۹،۰۵۲،۲۵۷ دلار**		

جدول ۱۰-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک دوم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۱	۵۵,۰۰۰,۰۰۰	۰	-۵۵,۰۰۰,۰۰۰
۲	۵۵,۰۰۰,۰۰۰	۰	-۵۵,۰۰۰,۰۰۰
۳	۵۵,۰۰۰,۰۰۰	۰	-۵۵,۰۰۰,۰۰۰
۴	۵۵,۰۰۰,۰۰۰	۰	-۵۵,۰۰۰,۰۰۰
۵	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۶	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۷	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۸	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۹	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰

جدول ۱۰-۶ طرح پتروشیمی با خوراک گاز آمونیاک دوم (ارزش خالص حال)

سال	هزینه	درآمد	جریان خالص نقدی
۱۰	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۱	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۲	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۳	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۴	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۵	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۶	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۷	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۸	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۱۹	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۰	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۱	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۲	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۳	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۴	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۵	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۶	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۷	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۸	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۲۹	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۳۰	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۳۱	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۳۲	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۳۳	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
۳۴	۹۰,۶۰۰,۰۰۰	۱۳۵,۰۰۰,۰۰۰	۴۴,۴۰۰,۰۰۰
جمع کل	**۲،۹۳۸،۰۰۰،۰۰۰**	**۴،۰۵۰،۰۰۰،۰۰۰**	**۱،۱۱۲،۰۰۰،۰۰۰**
۱۵/۷۹ درصد			**= نرخ بازگشت داخلی سرمایه**
۵۴۷،۷۶۶،۲۷۹ دلار			**= ارزش خالص حال**

فصل هفتم

نتیجه‌گیری

۱-۷ تحلیل اقتصادی

بررسی طرح‌های مرتبط با نفت و گاز بدون در نظر گرفتن و مقایسهٔ بخش اقتصادی آن امکان‌پذیر نیست. ارزیابی اقتصادی طرح‌های مطرح‌شده در این کتاب حاکی از آن است که ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه تمامی طرح‌ها مثبت است. در جدول ۱-۷ مقادیر محاسبه‌شدهٔ ارزش خالص حال و نرخ بازگشت داخلی سرمایه به ترتیب اولویت طرح‌ها آورده شده که در آنها هر بشکه نفت ۵۰ دلار و هر مترمکعب گاز ۸/۲ سنت، در نظر گرفته شده است. خلاصهٔ نتایج طرح‌های مختلف مصرف گاز کشور در جدول ۲-۷ آمده است.

با توجه به جدول ۱-۷ مشاهده می‌شود که طرح تزریق گاز (در دو حالت تزریق ۱۷۰ و ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز) بر دو طرح دیگرِ صادرات گاز و مصرف در پتروشیمی (با در نظر گرفتن دو شاخص نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال) ارجحیت مطلق دارد. ولی همان طور که مشاهده می‌شود، نرخ بازگشت داخلی سرمایه طرح تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز از نرخ بازگشت داخلی سرمایه، طرح تزریق ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز کمتر است. بر طبق این شاخص، طرح ۱۷۰ به طرح ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز ارجح است. در حالی که مقایسه بین ارزش خالص حال‌های به دست‌آمده از دو طرح نشان‌دهندهٔ ارجحیت طرح ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز بر طرح ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز است. در این شرایط، شاخص ارزش خالص حال به نرخ بازگشت داخلی سرمایه برتری دارد. شاخص نرخ بازگشت داخلی سرمایه هر طرح با توجه به شرایط داخلی خود (هزینه، زمان، درآمد و ...) به صورت مستقل مشخص می‌شود که از هر طرح به طرح دیگر ممکن است متفاوت باشد

ولی شاخص ارزش خالص حال، هر طرح کاملاً وابسته به نرخ بهره خارجی بوده و در نرخ بهره‌های متفاوت ممکن است ارجحیت طرح‌ها بر یکدیگر رفتار مختلفی را نشان دهند. بنابراین، در مقایسهٔ طرح‌های تزریق ۱۷۰ میلیون مترمکعب و ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز در سطح نرخ تنزیل ۴ درصد برتری طرح تزریق ۴۸۰ میلیون مترمکعب به ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز کاملاً مشهود است. با قاطعیت می‌توان طرح تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب را به همهٔ طرح‌های دیگر ترجیح داد.

البته باید افزود که در طرح‌های تزریق گاز فقط درآمد حاصل از فروش نفت در طول پروژه محاسبه شده است و بازیافت مجدد گاز تزریق‌شده به مخازن در انتهای عمر مخزن در نظر گرفته نشده است در صورتی که (با احتساب خطرپذیری حداقل ۵۵ درصد گاز تزریقی بازیافت شود، بعد از دورهٔ بیست‌سالهٔ تزریق گاز می‌توان به ترتیب با تولید ۳۲۰ و ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز در روز به مدت ۲۰ سال بهره‌برداری کرد که اعداد نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال آن نیز در جدول ۱-۷ آورده شده است.

جدول ۱-۷ اولویت‌بندی طرح‌ها بر اساس نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال

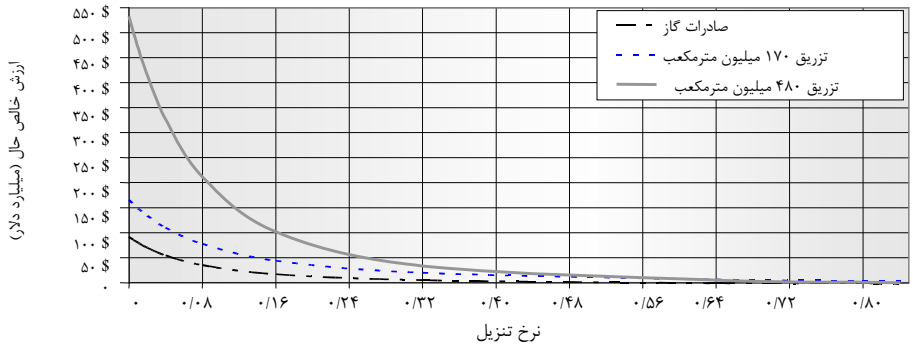
ردیف	نام طرح	نرخ بازگشت داخلی سرمایه	ارزش خالص حال (میلیارد دلار)
۱	تزریق ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز در روز	۴۴/۳۴	۳۲۷/۰۲
	تولید ۳۲۰ میلیون مترمکعب گاز در روز	۹۴/۷۴	۲۳۴/۷۰
۲	تزریق ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز در روز	۶۸/۶۶	۱۱۰/۰۹
	تولید ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز در روز	۴۹/۹۷	۷۲/۵۶
۳	صادرات گاز به هند و پاکستان	۳۰/۶۷	۵۴/۶۱
۴	پتروشیمی با خوراک گاز (آمونیاک ۶)	۲۱/۰۳	۰/۹
۵	پتروشیمی با خوراک گاز (متانول ۶)	۲۱/۰۴	۰/۸۲
۶	پتروشیمی با خوراک گاز (آمونیاک ۲)	۱۵/۷۹	۰/۵۵

۷-۲ تحلیل حساسیت

عواملی مانند تغییرات قیمت گاز طبیعی، نفت، محصولات پتروشیمی، نرخ تنزیل و خطرپذیری طرح‌ها تأثیر زیادی در ارزش خالص حال طرح‌ها دارند. تغییرات این عوامل به صورت نمودار آورده شده است. از دیگر عوامل می‌توان به افزایش بازده تولید نفت،[۱] تغییر زمان فعال شدن مکانیسم‌های مخازن نفت،[۲] و هزینه‌های سرمایه‌گذاری اشاره کرد در محاسبات طرح تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز این عوامل به صورت حداقل در نظر گرفته شده‌اند و با این همه بین ۵ تا ۱۰ درصد نرخ بازگشت داخلی سرمایه این پروژه را می‌توانند افزایش دهند.

۷-۲-۱ تغییرات نرخ تنزیل

تغییرات نرخ تنزیل برای شاخص ارزش خالص حال طرح‌های تزریق و صادرات گاز در نمودار ۷-۱ آورده شده است. همان طور که در نمودار نشان می‌دهد، طرح صادرات گاز با نرخ تنزیل حدود ۷۰ درصد، طرح تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز با نرخ تنزیل حدود ۶۰ درصد و طرح تزریق گاز ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز با نرخ تنزیل ۸۰ درصد برابر صفر می‌شوند.



نمودار ۷-۱ تغییرات نرخ تنزیل در محاسبات ارزش خالص حال

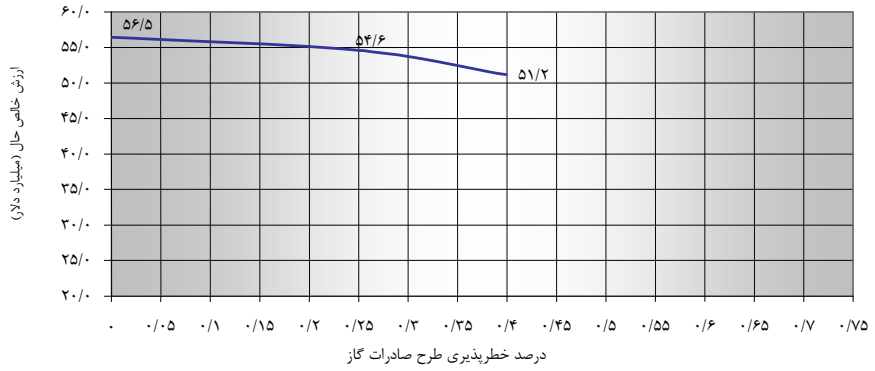
---

۱. در طرح تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز، حداقل میزان افزایش تولید نفت (۲۰ درصد) و پس از پنج سال محاسبه شده است.

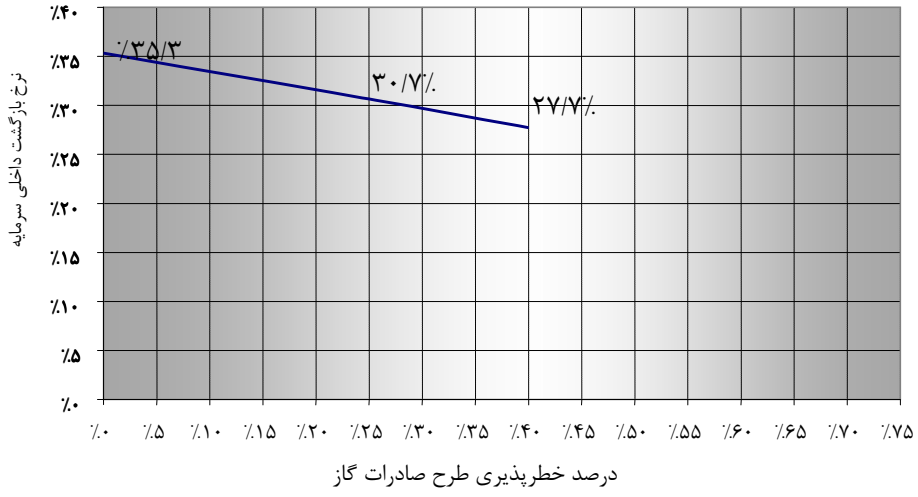
۲. از جمله مکانیسم ریزش ثقلی که در طرح تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز پس از پنج سال از شروع تزریق گاز محاسبه شده است.

۲-۲-۷ تغییرات قیمت گاز طبیعی

حساسیت نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال طرح تزریق گاز به هند و پاکستان نسبت به تغییرات قیمت گاز طبیعی از ۶ سنت تا ۱۵ سنت در نمودارهای ۲-۷ و ۳-۷ آورده شده است.



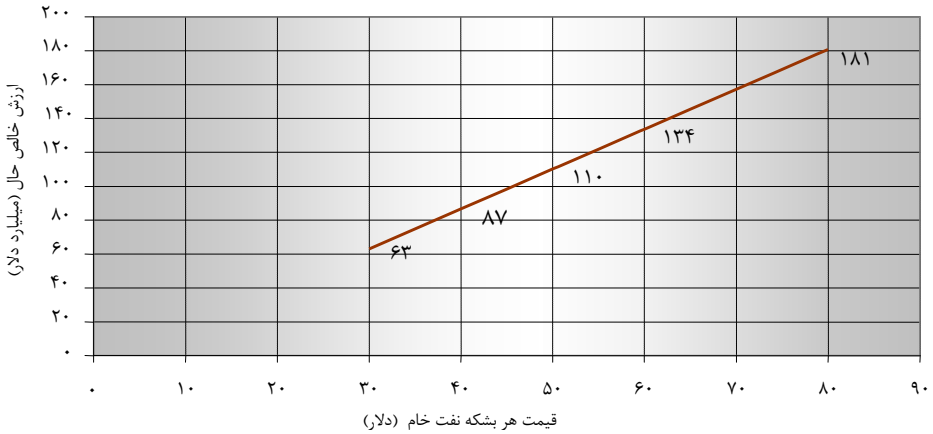
نمودار ۲-۷ طرح صادرات گاز به هند و پاکستان (ارزش خالص حال)



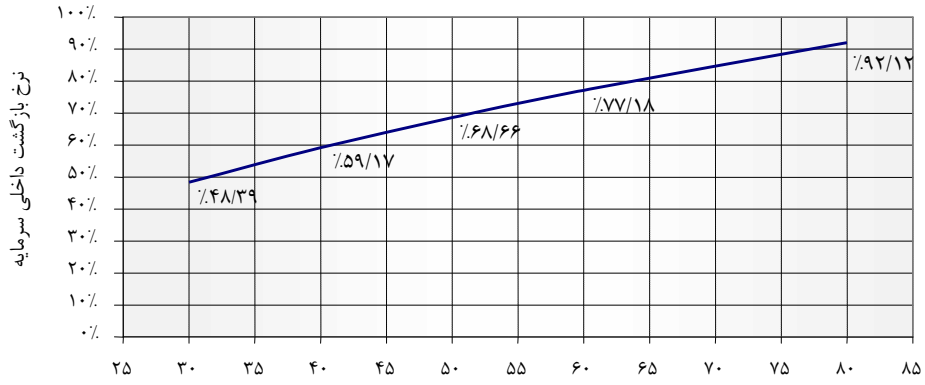
نمودار ۳-۷ طرح صادرات گاز به هند و پاکستان (نرخ بازگشت داخلی سرمایه)

۷-۲-۳ تغییرات قیمت نفت خام

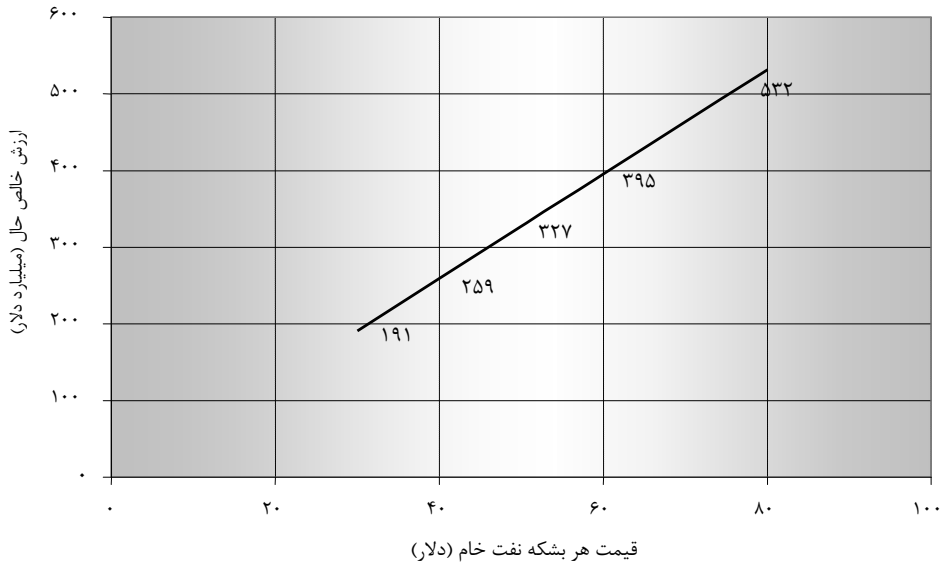
حساسیت نرخ بازگشت داخلی سرمایه و ارزش خالص حال طرح‌های تزریق گاز ۱۷۰ و ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز برای تغییرات قیمت هر بشکه نفت خام از ۳۰ دلار تا ۸۰ دلار در نمودارهای ۴-۷ تا ۷-۷ آورده شده است.



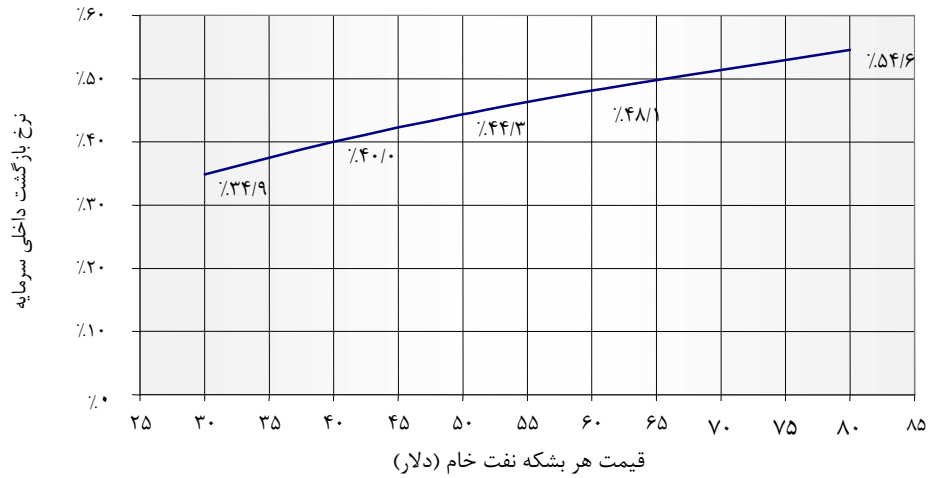
نمودار ۴-۷ طرح تزریق به میادین نفتی: ظرفیت ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز در روز ارزش خالص حال



نمودار ۵-۷ طرح تزریق گاز به میادین نفتی: ظرفیت تزریق گاز ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز ارزش خالص حال



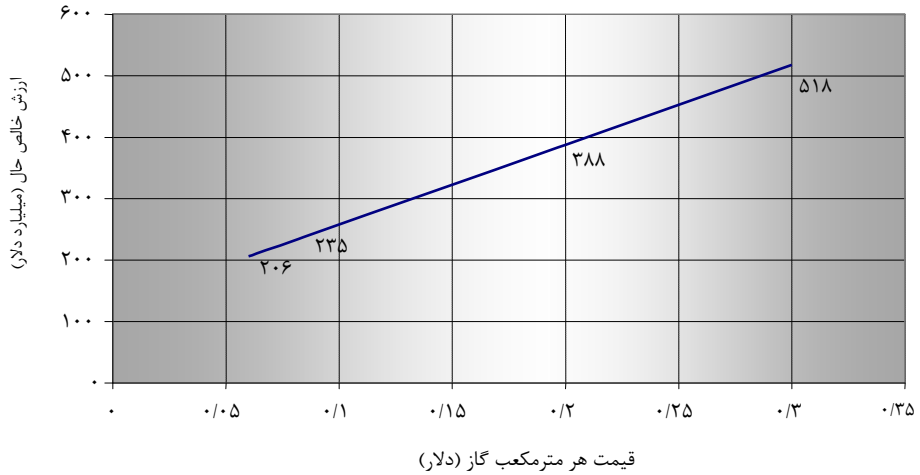
نمودار ۶-۷ طرح تزریق به میادین نفتی: شروع اضافه تولید ۶۰۰ هزار بشکه بعد از ۵ سال، ظرفیت تزریق گاز ۴۸۰ میلیون مترمکعب در روز ارزش خالص حال



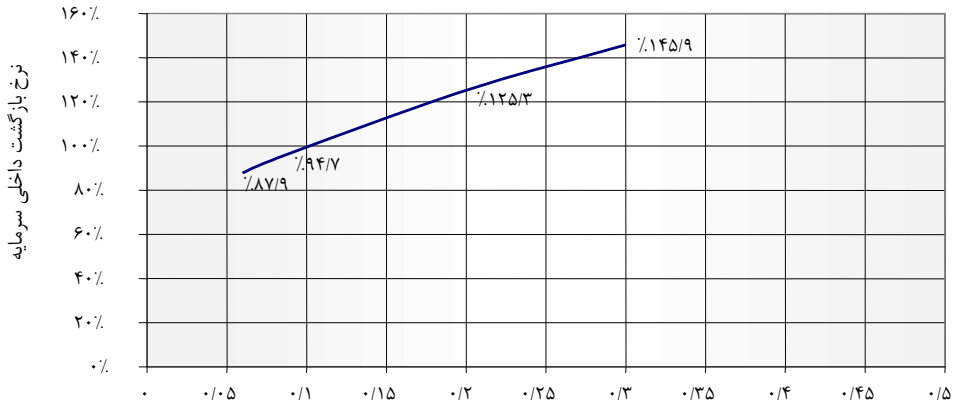
نمودار ۷-۷ طرح تزریق به میادین نفتی: شروع اضافه تولید ۶۰۰ هزار بشکه بعد از ۵ سال، ظرفیت روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز (نرخ بازگشت داخلی سرمایه)

۷-۲-۴ تغییرات قیمت محصولات پتروشیمی

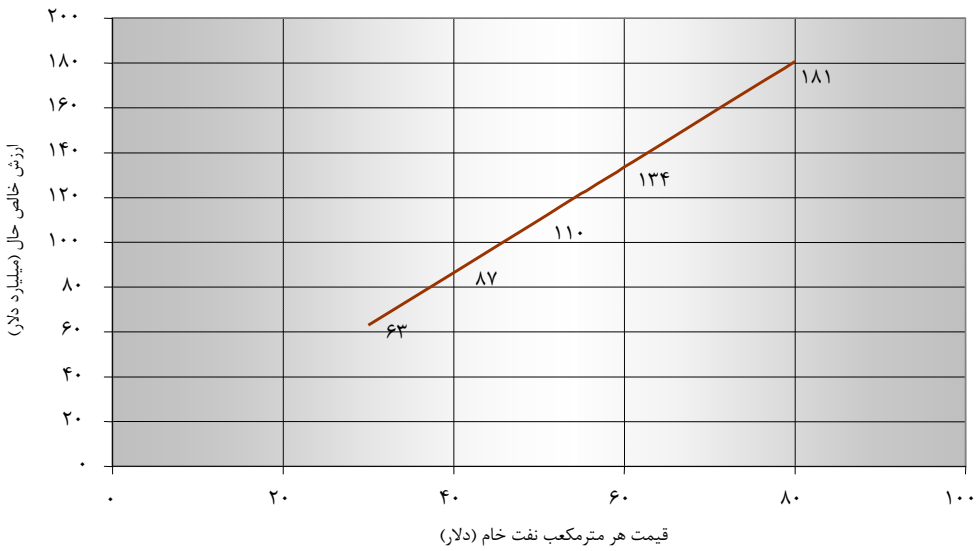
حساسیت نرخ بازگشت داخلی سرمایه طرح‌های پتروشیمی برای تغییرات قیمت آمونیـاک و متانول و نیز تغییرات قیمت گاز در نمودارهای ۷-۸ تا ۷-۱۳ آورده شده است.



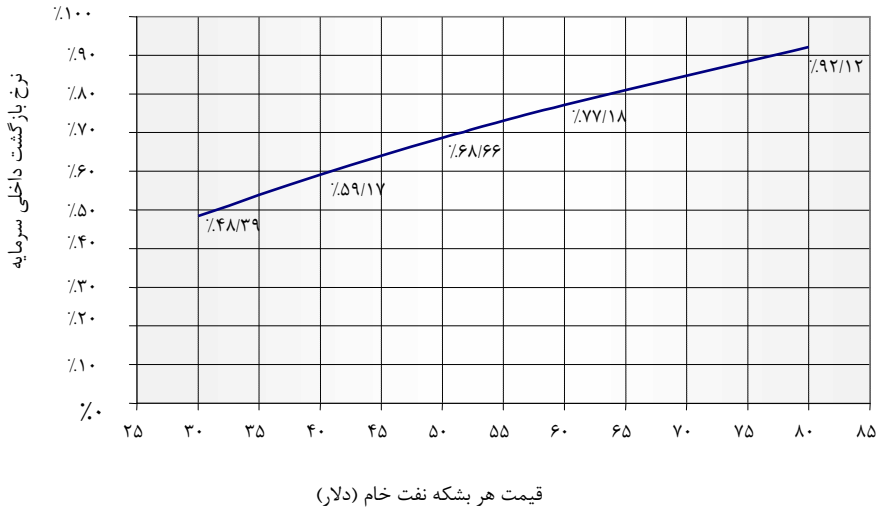
نمودار ۷-۸ طرح پتروشیمی آمونیاک ششم: نرخ‌های مختلف آمونیاک با قیمت ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز



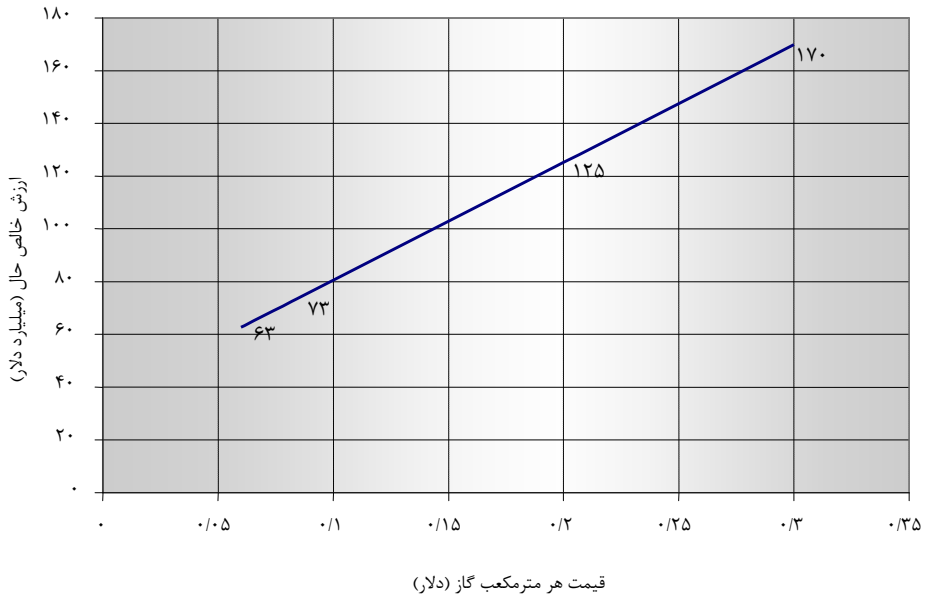
نمودار ۷-۹ طرح پتروشیمی آمونیاک ششم: نرخ‌های مختلف گاز با نرخ ۱۳۵ دلار برای هر تن آمونیاک



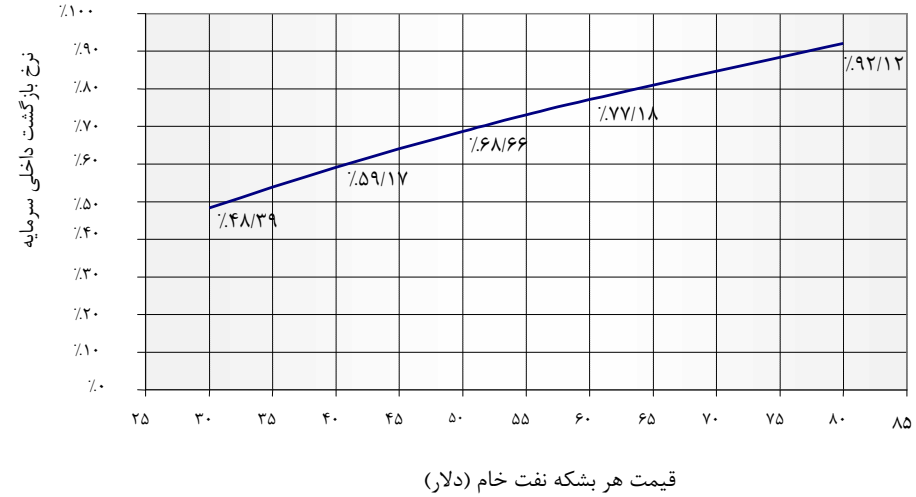
نمودار ۱۰-۷ طرح پتروشیمی متانول ششم: نرخ‌های مختلف متانول با نرخ ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز



نمودار ۱۱-۷ طرح پتروشیمی متانول ششم: نرخ‌های مختلف گاز با نرخ ۱۲۵ دلار برای هر تن متانول



نمودار ۱۲-۷ طرح پتروشیمی آمونیاک دوم: نرخ‌های مختلف آمونیاک با نرخ ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز



نمودار ۱۳-۷ طرح پتروشیمی آمونیاک دوم: نرخ‌های مختلف گاز با نرخ ۱۳۵ دلار برای هر تن آمونیاک

جدول ۲-۷ خلاصهٔ نتایج طرح‌های مختلف مصرف گاز کشور

راهکار	مزایا	توضیحات
تزریق گاز به مخازن	ـ حفظ وضعیت تولید نفت برای ۲۴ مخزن با تزریق روزانه ۱۷۰ میلیون مترمکعب گاز به مخازن نفت. ـ میانگین نرخ بازگشت داخلی سرمایه با قیمت ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت برابر ۶۸/۶۶ درصد است. ـ درآمد ۱۶۵ میلیارد دلاری با قیمت ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت در طول ۲۰ سال آینده.	ـ از افت تولید مخازن نفت به‌طور میانگین ۳/۵ درصد در سال جلوگیری می‌کند. ـ گاز تزریق‌شده در مخزن می‌ماند و در آینده می‌توان آن را استخراج کرد. ـ کاهش خطرپذیری سرمایه‌گذاری در صنایع غیرمشابه. ـ ثبات تولید نفت ایران در بازار نفت. ـ پایداری درآمدهای نفت.
	ـ حفظ وضعیت تولید نفت برای ۲۴ مخزن با تزریق روزانه ۴۸۰ میلیون مترمکعب گاز در روز به مخازن نفت. ـ حداقل ۹/۲ میلیارد بشکه نفت خامِ بیشتر می‌توان تولید کرد. ـ متوسط نرخ بازگشت داخلی سرمایه با قیمت ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت برابر ۴۴/۳۴ درصد است. ـ درآمد خالص ۵۳۲/۵ میلیارد دلاری با قیمت ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت در طول ۲۰ سال آینده.	ـ نه تنها افت تولید مخازن نفت به‌طور میانگین ۳/۵ درصد در سال جلوگیری می‌کند، بلکه می‌توان پس از دوره‌ای حداکثر پنج‌ساله روزانه حدود ۶۰۰ هزار بشکه نفت به ظرفیت تولید این مخازن افزود. ـ حداقل ۷ سال به عمر واقعی این مخازن افزوده می‌شود و در نتیجه تولید به همین ترتیب ادامه می‌یابد. ـ گاز تزریق‌شده در مخزن می‌ماند و در آینده می‌توان آن را استخراج کرد. ـ بیشترین درآمد در مقایسه با دیگر روش‌ها. ـ کاهش خطرپذیری سرمایه‌گذاری در صنایع غیرمشابه. ـ پایداری و بهبود درآمدهای نفت. ـ استفاده از ظرفیت مازاد. ـ افزایش قدرت در بازارهای بین‌المللی نفت (رهبری قیمت)
	ـ ایجاد ۶۰۰۰ نفر فرصت شغلی در حفاری چاه‌های تزریقی به مدت ۵	ـ همهٔ مخازن در مناطق محروم بوده و حدود ۶۰ درصد فرصت‌های شغلی ایجادشده برای

جدول ۲-۷ خلاصهٔ نتایج طرح‌های مختلف مصرف گاز کشور

راهکار	مزایا	توضیحات
	سال. ـ ایجاد ۴۰۰۰ نفر فرصت شغلی در واحدهای تزریق گاز. ـ ایجاد ۱۰۰۰ نفر فرصت شغلی در خط لوله انتقال گاز.	افراد بومی خواهد بود. ـ آموزش و بومی شدن صنعت.
ارسال گاز به واحدهای پتروشیمی	ـ ارسال به واحدهای پتروشیمی و تولید سالیانه ۲۶ میلیون تن محصولات پتروشیمی. ـ میانگین نرخ بازگشت داخلی سرمایه ۲۱ درصد برای واحد اوره و آمونیاک است. ـ درآمد خالص ۳/۹۰۰ میلیارد دلار در طول ۳۰ سال آینده.	ـ تنها خطر در امکان فروش محصولات است (با توجه به سرمایه‌گذاری انجام شده در کشور قطر به عنوان رقیب منطقه‌ای).
	ـ ایجاد ۱۵۰۰ نفر فرصت شغلی در واحدهای پتروشیمی به مدت ۲۰ سال. ـ ایجاد ۱۰۰۰ نفر فرصت شغلی در خط لوله انتقال گاز به مدت ۳ سال.	ـ آموزش و بومی شدن صنعت. ـ بیشترین اشتغال مربوط به این صنعت است.
فروش مستقیم گاز (صادرات)	ـ میانگین نرخ بازده داخلی با نرخ ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز شیرین برابر ۳۰/۶۷ می‌باشد. ـ درآمد خالص ۹۱/۶ میلیارد دلار با نرخ ۸/۲ سنت برای هر مترمکعب گاز شیرین در طول ۲۵ سال آینده.	ـ ورود به بازار گاز کشورهای همسایه.
	ـ ایجاد ۳۰۰۰ نفر فرصت شغلی در خط لوله انتقال گاز به مدت ۴ سال.	ـ مسیر خط لوله گاز از مناطق محروم است و ۴۰ درصد فرصت‌های شغلی ایجادشده برای افراد بومی خواهد بود.

ضرایب تبدیل و هم‌ارزهای انرژی

معادل ۱ تن نفت خام (خالص، باارزشِ حرارتیِ کم) = ۴۲ گیگا ژول

۱۰۰۰ متر مکعب گاز طبیعی (استاندارد، باارزشِ حرارتیِ کم) = ۳۶ گیگا ژول

۱ تن میعانات گاز طبیعی = ۴۶ گیگا ژول

۱ ژول (J) = ۰/۲۳۹ کالری

معادل ۱ تن نفت خام[1] = ۱۰۰۳۴ میلیون کالری

۱۰۰۰ متر مکعب گاز طبیعی = ۸۶۰۰ میلیون کالری

۱ تن میعانات گاز طبیعی = ۱۱۰۰۰ میلیون کالری

۱۰۰۰ متر مکعب گاز طبیعی = ۰/۸۵۷ تن معادل نفت خام

۱ تن میعانات گاز طبیعی = ۱/۰۹۶ تن معادل نفت خام

۱ بشکه نفت = تقریباً ۰/۱۳۶ تن

۱ فوت مکعب = تقریباً ۰/۰۲۸۳ متر مکعب

1. Ton Oil Equiralent (TOE)

منابع و مآخذ

آمارها و نمودارها انرژی ایران و جهان، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، ۱۳۸۱.

بررسی صنعت ال.ان.جی در جهان، سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت کشور، ۱۳۷۹.

BP, BP Statistical Review of World Energy, Edition 2003.

http://www.epa.gov/otaq/consumer/fuels/altfuels/l.n.g.pdf.

http://www.osti.gov/fcvt/2001-01-2067.pdt.

Worldwide Crude Oil and Gas Production, *Oil and Gas Journal*, Vol. 103.6, 2005.

Worldwide Look at Reserves & Production, *Oil and Gas Journal*, Vol. 100, 2003.

www.ngvc.org.