

بررسی عملکرد وزارت نفت در امور بالادستی نفت و گاز

کد موضوعی: ۳۱۰

شماره مسلسل: ۱۱۰۱۷

شهریورماه ۱۳۹۰

دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به نام خدا

فهرست مطالب

چکیده.....	۱.....
مقدمه.....	۱۰.....
بخش اول - بررسی عملکرد فعالیت‌های شرکت ملی نفت ایران طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴.....	۱۱.....
۱. نقش نفت و گاز در اقتصاد و تأمین انرژی کشور.....	۱۱.....
۱-۱. تحولات قیمت نفت و تأثیر آن بر درآمدهای واقعی کشور.....	۱۱.....
۱-۲. بررسی شاخص‌های مقایسه‌ای سهم درآمد نفت در اقتصاد کشور.....	۱۴.....
۱-۳. روند تغییرات مصرف انرژی اولیه و شدت انرژی.....	۱۹.....
۱-۴. روند تغییرات قیمت‌های جاری و واقعی حامل‌های انرژی.....	۳۰.....
۲. بررسی عملکرد امور اکتشاف نفت و گاز.....	۳۱.....
۲-۱. فرایند مطالعات و عملیات اکتشاف نفت و گاز.....	۳۳.....
۲-۲. اهداف کلی امور اکتشاف نفت و گاز.....	۳۵.....
۲-۳. اولویت‌بندی و شناسایی نواحی هیدروکربوری کشور.....	۳۵.....
۲-۴. بررسی فعالیت‌های کلی مدیریت اکتشاف (مطالعات جامع).....	۳۷.....
۲-۵. عملکرد شرکت ملی حفاری از نظر تعداد دکل و مترژ حفاری.....	۴۰.....
۲-۶. بررسی فعالیت حفاری اکتشافی.....	۴۲.....
۳. بررسی وضعیت ذخایر هیدروکربوری کشور در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۳-۱۳۸۸).....	۵۵.....
۳-۱. بررسی وضعیت ذخایر هیدروکربور مایع کشور.....	۵۶.....
۳-۲. ذخایر گازی.....	۵۷.....
۴. ذخایر و امور تولید نفت و گاز.....	۵۹.....
۴-۱. کل ذخایر هیدروکربوری.....	۵۹.....
۴-۲. بررسی تولید، مصرف و صادرات نفت خام، گاز طبیعی، مایعات و میعانات گازی.....	۶۳.....
۴-۳. وضعیت تزریق گاز به میادین نفتی.....	۷۲.....
۴-۴. وضعیت تولید و مصرف گازهای همراه نفت.....	۷۵.....
۵. عملکرد امور بین‌الملل نفت و گاز.....	۷۶.....
۵-۱. بررسی میزان واردات (سوآپ) و صادرات نفت خام.....	۷۷.....
۵-۲. بررسی میزان واردات و صادرات گاز طبیعی.....	۷۹.....
۵-۳. بررسی میزان صادرات مایعات و میعانات گازی.....	۸۱.....
۵-۴. تحولات بازار جهانی نفت خام.....	۸۳.....
۶. بررسی طرح‌های سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت.....	۹۱.....

- ۶-۱. قرارداد بیع متقابل و فاینانس منعقد شده در صنعت نفت کشور در سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۸۸... ۹۱
- ۶-۲. وضعیت بازپرداخت قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در مرحله اجرا تا ابتدای سال ۱۳۸۸... ۹۵
- ۶-۳. بررسی وضعیت اجرایی و مشخصات طرح‌های بیع متقابل و فاینانس تا ابتدای سال ۱۳۸۸... ۹۶
- ۶-۴. بررسی وضعیت طرح‌های سرمایه‌گذاری از منابع داخلی... ۱۰۸
۷. بررسی نقش عواید نفتی در بودجه عمومی کشور... ۱۱۶
۸. بررسی رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران... ۱۱۸
- ۸-۱. نگاهی به تغییرات روابط مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت... ۱۱۹
- ۸-۲. اجرای مصوبه‌های تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶ و جزء «الف» بند «۷» ماده واحده قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ کل کشور... ۱۲۱
- ۸-۳. عملکرد درآمد، هزینه، منابع و مصارف شرکت ملی نفت ایران در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸)... ۱۳۱
- ۸-۴. بررسی کل سرمایه‌گذاری در شرکت ملی نفت ایران... ۱۳۴
۹. اصلاح ساختار صنعت نفت ایران و ارتقای کمی و کیفی نیروی انسانی... ۱۳۵
- ۹-۱. عملکرد وزارت نفت در رابطه با مصوبه‌های قانونی برای اصلاح ساختار... ۱۳۵
- ۹-۲. ارتقای بهره‌وری... ۱۴۳
- ۹-۳. نگاهی به روند تغییرات کمی و کیفی نیروی انسانی در شرکت ملی نفت ایران... ۱۴۴
۱۰. خصوصی‌سازی و واگذاری سهام در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی... ۱۴۷
- ۱۰-۱. خصوصی‌سازی... ۱۴۸
- ۱۰-۲. اقدامات و واگذاری‌های انجام شده در شرکت‌های تابعه وزارت نفت... ۱۵۸
۱۱. عملکرد سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت... ۱۶۴
- ۱۱-۱. مدیریت بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش صنعت... ۱۶۵
- ۱۱-۲. مدیریت بهینه‌سازی مصرف در بخش حمل و نقل... ۱۶۸
- ۱۱-۳. بهینه‌سازی انرژی در بخش ساختمان... ۱۷۴
- بخش دوم - بررسی عملکرد فعالیت‌های شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸... ۱۷۸
۱. مروری کلی بر پالایشگاه‌های کشور... ۱۷۸
- ۱-۱. پالایشگاه آبادان... ۱۷۹
- ۱-۲. پالایشگاه اصفهان... ۱۷۹
- ۱-۳. پالایشگاه اراک... ۱۸۰
- ۱-۴. پالایشگاه کرمانشاه... ۱۸۰
- ۱-۵. پالایشگاه تبریز... ۱۸۰
- ۱-۶. پالایشگاه تهران... ۱۸۱
- ۱-۷. پالایشگاه شیراز... ۱۸۱

۱-۸. پالایشگاه لاوان	۱۸۱
۱-۹. پالایشگاه بندرعباس	۱۸۲
۲. مروری کلی بر فعالیت پالایش نفت در جهان	۱۸۲
۲-۱. بررسی آخرین وضعیت پالایشی جهان در سال ۲۰۰۷	۱۸۲
۲-۲. بررسی وضعیت پالایشگاه‌های کشور از نظر ظرفیت و خوراک	۱۸۷
۳. تحلیل وضعیت تولید فرآورده‌های نفتی پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴	۱۹۲
۳-۱. وضعیت تولید فرآورده در دنیا	۱۹۳
۳-۲. وضعیت تولید فرآورده در کشور	۱۹۴
۳-۳. بررسی وضعیت تولید پنج فرآورده عمده نفتی در کشور	۱۹۸
۳-۴. بررسی وضعیت تولید پنج فرآورده عمده نفتی به تفکیک هر پالایشگاه	۲۰۰
۳-۵. مقایسه عملکرد تولید فرآورده‌های عمده نفتی با اهداف برنامه چهارم	۲۰۴
۴. بررسی وضعیت مصرف پنج فرآورده عمده نفتی در کشور	۲۰۶
۴-۱. گاز مایع	۲۱۰
۴-۲. مصرف بنزین موتور	۲۱۱
۴-۳. مصرف نفت سفید	۲۱۴
۴-۴. مصرف نفت گاز	۲۱۶
۴-۵. مصرف نفت کوره	۲۱۹
۵. واردات و صادرات فرآورده‌های نفتی	۲۲۱
۵-۱. گاز مایع	۲۲۱
۵-۲. واردات بنزین موتور	۲۲۲
۵-۳. واردات و صادرات نفت گاز	۲۲۳
۵-۴. صادرات نفت سفید	۲۲۴
۵-۵. صادرات نفت کوره	۲۲۵
۶. ارزش میزان صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی در سال‌های برنامه چهارم توسعه	۲۲۶
۷. بررسی وضعیت سیستم انتقال و جابجایی فرآورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴	۲۲۷
۸. قیمتگذاری فرآورده‌های نفتی در کشور	۲۳۱
۸-۱. قیمت جاری و ثابت بنزین	۲۳۴
۸-۲. قیمت جاری و ثابت نفت گاز	۲۳۴
۸-۳. قیمت جاری و ثابت گاز مایع	۲۳۴
۸-۴. قیمت جاری و ثابت نفت سفید	۲۳۵
۸-۵. قیمت جاری و ثابت نفت کوره	۲۳۵
۹. بررسی مبادی عرضه و توزیع فرآورده‌های نفتی	۲۳۶

۹-۱. مبادی عرضه.....	۲۳۶
۹-۲. رابطه مالی بین شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران و جایگاه‌های عرضه سوخت.....	۲۴۰
۹-۳. بررسی عملکرد توزیع و پخش فرآورده‌های نفتی ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۷.....	۲۴۲
۱۰. بررسی تراز مربوط به پنج فرآورده عمده نفتی در سال ۱۳۸۷.....	۲۵۴
۱۰-۱. تراز گاز مایع.....	۲۵۴
۱۰-۲. تراز بنزین موتور در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷.....	۲۵۶
۱۰-۳. تراز نفت سفید در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷.....	۲۵۶
۱۰-۴. تراز نفت گاز در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷.....	۲۵۷
۱۰-۵. تراز نفت کوره در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷.....	۲۵۸
۱۱. اصلاح وضع مالی و وضعیت نیروی انسانی در شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی.....	۲۵۸
۱۲. بررسی اتلاف و ضایعات در پالایشگاه‌های نفت در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸.....	۲۶۰
۱۳. بررسی برنامه‌های توسعه شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران.....	۲۶۱
۱۳-۱. بررسی برنامه توسعه و احداث پالایشگاه‌ها براساس قوانین بودجه سنواتی.....	۲۶۱
۱۳-۲. بررسی جزئیات طرح‌ها و پروژه‌های شرکت ملی پالایش و پخش در بخش‌های مربوطه.....	۲۶۳
۱۴. بررسی آخرین وضعیت پیشرفت برخی از طرح‌های فوق‌الذکر.....	۲۸۱
نتیجه‌گیری کلی.....	۲۸۸
نقاط قوت و ضعف.....	۲۹۱
فرصت‌ها و چالش‌ها.....	۲۹۲
منابع و مأخذ.....	۲۹۴



بررسی عملکرد وزارت نفت در امور بالادستی نفت و گاز

چکیده

مجلس شورای اسلامی مطابق ماده (۳۳) آیین‌نامه داخلی، عملکرد دستگاه‌های اجرایی را در مطابقت با قوانین جاری و قوانین برنامه توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی و بودجه‌های سالیانه بررسی می‌کند. بررسی عملکرد وزارت نفت در قالب شرکت‌های مختلف فعال در این وزارتخانه شامل شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و سایر شرکت‌های موجود، از جمله این بررسی‌هاست. براساس این در این گزارش، عملکرد سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸) بخش پایین‌دستی نفت مورد توجه قرار گرفته است.

فعالیت‌های مربوط به صنعت نفت و گاز با اکتشاف و حفاری آغاز می‌شود در کشور، مناطقی به‌عنوان مناطق اولویت‌دار برای اکتشاف و حفاری مشخص شده‌اند که حدود ۹۰۰ هزار کیلومتر مربع از کل مساحت کشور است را تشکیل می‌دهند و در این ۹۰۰ هزار کیلومتر ۵ منطقه مساعد برای اکتشاف مشخص شده است. با توجه به این اولویت‌ها، طرح‌ها و پروژه‌هایی برای حفاری و اکتشاف در بخش نفت و گاز تعریف می‌شوند. براساس این، در بندهای «ب»، «ج» و «ه» ماده (۱۴) قانون برنامه اهداف کلی این بخش را مورد توجه و تأکید قرار داده است.

فعالیت‌های مربوط به این دو حوزه (اکتشاف و حفاری)، عمدتاً با ریسک‌هایی همراه است و این ریسک‌ها مطابق قراردادهای طرفین منتقل می‌شود. به‌گونه‌ای که برخی از این اکتشافات و حفاری‌ها به کشف مخازن و میادین نفت یا گاز منجر می‌شود. شرکت‌های پیمانکار مورد قرارداد این طرح‌ها مطابق آخرین وضعیت، از کشورهای روسیه، نروژ، چین، اسپانیا، ایتالیا، کرواسی، تایلند، اتریش، برزیل، شیلی و... بودند.

در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸)، در اثر انجام این فعالیت‌ها، به میزان ۱۳/۶۷۶ میلیارد بشکه نفت خام و میعانات گازی و ۱/۳ تریلیون متر مکعب گاز به ذخایر درجای کشور اضافه شد. این میزان نفت و گاز حاصل کشف ۲۷ میدان نفتی و گازی است.

مقایسه اهداف مربوط به اکتشاف نفت، میعانات گازی و گاز قابل استحصال با عملکرد، نشان می‌دهد که عملکرد این متغیر فقط در سال ۱۳۸۴ کمتر از هدف برنامه بوده است و در بقیه سال‌های برنامه، این عملکرد بسیار بیشتر از هدف برنامه بود.

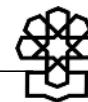
بررسی مقایسه عملکرد برنامه در نسبت نفت خام استخراجی به نفت خام اکتشافی قابل استحصال، گویای این واقعیت است که اهداف تصویب شده فقط در سال ۱۳۸۵ محقق شده است و در چهار سال دیگر برنامه، عملکرد پایین‌تر از هدف برنامه بوده است.

مطابق بند «ج» ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم باید افزایش ظرفیت تولید نفت خام به میزان ۱ میلیون بشکه در روز و تولید گاز طبیعی نیز ۲۵۰ میلیون متر مکعب با اولویت میدین مشترک افزایش می‌یافت. علیرغم تکلیف قانون برنامه مبنی بر افزایش تولید نفت خام به میزان ۱ میلیون بشکه، تولید نفت خام در سال‌های برنامه چهارم نه تنها افزایش نیافت، بلکه کاهش نیز پیدا کرد. همچنین در قانون برنامه چهارم افزایش ۲۵۰ میلیون متر مکعب تولید گاز با اولویت میدین مشترک هدفگذاری شد که از این میزان حدود ۱۸۰ میلیون متر مکعب مربوط به رقم هدفگذاری شده محقق شده است، نزدیک به ۱۰۰ میلیون متر مکعب آن مربوط به میدین مشترک بوده است.

بررسی ضریب جایگزینی نسبت گاز اکتشافی قابل استحصال به تولید سالیانه آن، نشان می‌دهد که این ضریب در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ کمتر از ۱ بود و این گویای این واقعیت است که میزان گاز اکتشافی قابل استحصال کمتر از میزان گاز تولید شده بوده و در بقیه سال‌های برنامه این ضریب بزرگ‌تر از ۱ بوده است.

همچنین ضریب جایگزینی ذخایر قابل استحصال نفت خام فقط در سال ۱۳۸۵ بزرگ‌تر از ۱ بوده و در چهار سال دیگر برنامه این ضریب کمتر از ۱ بوده است. در توصیف عدد کوچک‌تر از یک می‌توان این نکته را اشاره کرد که، میزان نفت خام استخراج شده سالیانه، بیشتر از میزان نفت خام قابل استحصال کشف شده است.

به‌طور کلی مطابق اقدامات انجام شده مربوط به اکتشاف و حفاری، در سال ۱۳۸۸، کل ذخایر نفت خام، مایعات و میعانات گازی قابل استحصال کشور به میزان ۱۳۷/۰۱ میلیارد بشکه و کل ذخایر گازی قابل استحصال کشور در سال ۱۳۸۸ به میزان ۲۹ تریلیون متر مکعب برآورد شده است. براین اساس ارقام، در سال مذکور میزان کل ذخایر هیدروکربوری کشور، ۳۱۹/۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام اعلام شده است. این میزان ذخیره به‌عنوان نقاط قوت توسعه اقتصادی و سیاسی کشور در عرصه بین‌الملل به شمار می‌رود، که استفاده مطلوب از آن برای کشور فرصت محسوب می‌شود. بدین صورت که از یک طرف، اجرای طرح‌های بالادستی و پایین‌دستی نفت و گاز باید به عنوان موتور توسعه عمل کند و از سوی دیگر، عواید نفت و گاز از طریق برنامه‌های توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مناسب و تنظیم بودجه سالیانه منضبط به سرمایه ملی تبدیل شود. به عبارت دیگر حتی‌المقدور باید از استفاده عواید نفت و گاز در عملیات جاری دوری کرد.



طبق اهداف برنامه سوم توسعه مقرر شده بود که سهم درآمدهای نفتی از کل منابع دولت با روندی کاهنده از حدود ۴۷ درصد در سال ۱۳۷۸ به ۴۴/۸ درصد در سال ۱۳۸۳ برسد، ولی در عمل این نسبت با لحاظ کل عواید حاصل از نفت منظور شده در بودجه در سال ۱۳۸۳ به ۶۲/۵ درصد رسید.

همچنین در این رابطه در بند «الف» ماده (۲) قانون برنامه چهارم، دولت مکلف شده بود که سهم اعتبارات هزینه‌ای تأمین شده از محل درآمدهای غیرنفتی را به گونه‌ای افزایش یابد که تا پایان برنامه چهارم اعتبارات هزینه‌ای دولت به طور کامل از طریق درآمدهای مالیاتی و سایر درآمدهای غیرنفتی تأمین شود. عملکرد پنج‌ساله برنامه چهارم نشان‌دهنده عدم تحقق این هدف برنامه است. یعنی برآورد کلی منابع حاصل از نفت در بودجه عمومی کشور شامل عواید صادرات نفت و فرآورده، مالیات و سود سهام نفت و برداشت از حساب ذخیره حاکمی از افزایش وابستگی بودجه عمومی به درآمدهای نفتی حکایت دارد. به طوری که وابستگی بودجه عمومی دولت به عواید نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ به ترتیب معادل ۶۸/۴، ۷۰/۴، ۶۱/۹، ۶۷/۴ و ۵۸/۴ درصد بوده است.

در سال‌های برنامه چهارم توسعه بالغ بر ۴۰۸۵۴۴ میلیارد ریال در شرکت ملی نفت سرمایه‌گذاری شده است که حدود ۵۷ درصد آن از طریق وام خارجی (قرارداد بیع متقابل نفتی و گازی) تأمین شده است. با کاهش شدید درآمدهای نفتی در اواخر سال ۱۳۸۷ و سال ۱۳۸۸ و عدم سرمایه‌گذاری خارجی، شرکت ملی نفت ایران با چالشی در زمینه اجرای طرح‌های سرمایه‌ای مواجه است. این مسئله به‌ویژه در مورد اجرای طرح‌های توسعه و تولید میدان‌های نفتی و گازی مشترک با کشورهای همسایه (یادآوران، آزادگان، پارس جنوبی و...) می‌تواند منافع ملی را با چالش‌های مهمی روبرو کند. کما اینکه در وقفه‌ای که در انعقاد قراردادهای فازهای میدان گازی پارس جنوبی به‌وجود آمده موجب گردیده در حال حاضر نسبت برداشت قطر به ایران ۱۳ به ۶ باشد.

علیرغم افزایش قیمت نفت خام از ۳۴/۵ دلار به ازای هر بشکه در سال ۱۳۸۳ به ۹۵/۳ دلار به ازای هر بشکه در سال ۱۳۸۷ ارزش‌افزوده بخش نفت افزایش چندانی نیافت، زیرا در این دوره صادرات نفت کشور به میزان ۶۵۰ هزار بشکه در روز کاهش یافت و این کاهش مقدار صادرات، مهمترین دلیل برای عدم افزایش ارزش‌افزوده نفت طی این دوره بوده است.

جدول ۲ تولید ناخالص داخلی و ارزش‌افزوده بخش‌های مختلف اقتصادی را طی دوره ۱۳۸۳-۱۳۸۸ نشان می‌دهد. ضمن آنکه سهم بخش‌های مختلف اقتصادی از تولید ناخالص داخلی در سال ۱۳۸۸ به دلیل عدم ارائه آمار توسط بانک مرکزی تا زمان ارائه این گزارش ارائه نشده است.

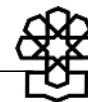
روند تغییرات شاخص شدت انرژی و بهره‌وری گویای این واقعیت است که وضعیت بهره‌وری انرژی هم در سمت تقاضا و هم در سمت عرضه انرژی در طول دوره مورد بررسی بدتر شده است. به طوری که در سال ۱۳۸۳ برای تولید ۱ میلیون ریال ارزش‌افزوده ۳/۱۲ بشکه معادل نفت

خام، انرژی اولیه مصرف می‌شده است، ولی این میزان در سال ۱۳۸۸ به ۳/۳ بشکه معادل نفت خام افزایش یافته است. به عبارت بهتر به ازای ۱ واحد تولید در کشور در سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۳ معادل ۰/۱۸ بشکه معادل نفت خام، انرژی بیشتر مصرف شده است. این مسئله در قسمت مصرف نهایی انرژی با شدت کمتری وجود داشته است. به صورتی که به ازای ۱ میلیون ریال ارزش افزوده در سال ۱۳۸۳ معادل ۲/۲۹ بشکه معادل نفت خام انرژی مصرف شده که این انرژی مصرفی به ازای همان میزان تولید، به ۲/۴ بشکه معادل نفت خام افزایش یافته است که میزان افزایش انرژی نهایی به ازای هر واحد تولید ۰/۱۱ بشکه معادل نفت خام بوده است.

بنابراین در ایران، رشد مصرف انرژی با رشد تولید ناخالص داخلی هماهنگ نبوده و علیرغم همجهت بودن آنها، عدم تطابق بین رشد مصرف انرژی و رشد تولید، موجب شده که شدت انرژی در کشور روند صعودی داشته باشد. این روند صعودی شدت انرژی، بیانگر کاهش بهره‌وری این ماده حیاتی در کشور است. اصلاح الگوی مصرف در جهت افزایش بهره‌وری از ضروریات مهم جامعه محسوب می‌شود که بررسی ابزارهای لازم برای چنین اصلاحی بسیار اهمیت دارد. به عبارت دیگر تعدیل مصرف و منطقی کردن آن نیاز به استفاده از برخی سیاست‌ها و ابزارها دارد، تا روند رشد مصرف، تعدیل شده و هماهنگ با افزایش سطح تولید گردد که با اصلاح قیمت‌ها در قالب طرح هدفمندسازی یارانه‌ها آغاز شده است.

در این دوره مصارف واسطه، تلفات تبدیل، انتقال و مصارف غیرانرژی از رشد متوسط سالیانه ۰/۷۸ درصد برخوردار بوده که موجب شده رشد متوسط سالیانه عرضه انرژی اولیه (۶/۲ درصد) از رشد متوسط سالیانه مصرف نهایی انرژی (۶ درصد) بالاتر باشد و این نشان از کاهش بهره‌وری در سمت عرضه انرژی کشور دارد. بررسی شدت انرژی اولیه نشانگر آن است که اقدامات انجام شده در بخش انرژی تا سال ۱۳۸۵ منطقی و قابل قبول بوده است، اما از سال ۱۳۸۶ روند مصرف انرژی اولیه برای تولید ارزش افزوده روندی صعودی به خود گرفته که بهره‌وری سمت عرضه انرژی کشور که به طور کامل در اختیار دولت قرار دارد (یعنی از مرحله تولید انرژی در سرچاه البته برای نفت خام و گاز طبیعی تا پالایش و انتقال آن و تحویل دست مصرف‌کننده) با روند کاهشی همراه بوده و اقدامات انجام شده عملاً ناکافی بوده و روند بهره‌وری گویای این واقعیت تلخ می‌باشد.

تفاوت انرژی اولیه و نهایی مصرفی به ازای یک واحد تولید در طول دوره مورد بررسی نشان می‌دهد که وضعیت بهره‌وری انرژی از سال ۱۳۸۵ در سمت عرضه انرژی از سمت تقاضا بدتر بوده است. به عبارت بهتر، شدت انرژی اولیه روند صعودی‌تری را پشت سر گذاشته است. لذا



مدیریت سمت عرضه از مدیریت سمت تقاضا از اهمیت بیشتری برخوردار است. به عبارت بهتر شکاف بین شدت انرژی اولیه و نهایی از سال ۱۳۸۳ تا سال ۱۳۸۶ روند کاهشی داشته، اما از سال ۱۳۸۶ تا ۱۳۸۸ به این فاصله افزوده شده است. لذا بررسی کارآیی سمت عرضه در سال‌های اخیر از بررسی کارآیی سمت تقاضا اهمیت بیشتری یافته است.

از کل ذخایر باقی‌مانده کشور، نزدیک به ۶۲ درصد ذخایر گازی کشور در دریا قرار گرفته است. میزان برداشت از این ذخایر نیز نشان می‌دهد که برداشت از میادین خشکی بیشتر از دریایی بوده است. به‌طوری که نسبت باقی‌مانده قابل استحصال به ذخیره نهایی در ارتباط با میادین خشکی ۸۱/۵ درصد است و این در حالی است که این نسبت در ارتباط با میادین دریایی ۹۷/۵ درصد است. لذا این نسبت‌ها نشان می‌دهد که برداشت از میادین خشکی بیشتر از دریایی بوده است.

به دلیل قدمت میادین خشکی، برداشت تجمعی از این میادین قاعداً باید بیشتر از میادین دریایی باشد، اما نکته بسیار جالبی که در طول برنامه چهارم اتفاق افتاده و ظاهراً با منافع ملی کشور چندان همسو نیست این موضوع مهم است که قاعداً تولید باید با تأکید بر میادین مشترک دریایی صورت می‌گرفت و حجم برداشت از میادین مشترک دریایی بیشتر از خشکی می‌بود، ولی عملاً با نگاهی به برداشت تجمعی در میادین دریایی و خشکی طی سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸ به‌راحتی می‌توان به این نکته مهم رسید که برداشت از میادین مشترک کمتر از نصف میادین داخلی بوده و این نشان از بی‌برنامه بودن حرکت تولید گاز و همسو نبودن با منافع ملی دارد.

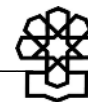
تولید انباشتی از میادین خشکی در سال ۱۳۸۴ برابر ۲/۳۲ تریلیون متر مکعب بوده که این میزان در پایان سال ۱۳۸۸ به ۲/۸۵ تریلیون متر مکعب رسیده است. یعنی حدود ۰/۵۳ تریلیون متر مکعب گاز از میادین خشکی در طول برنامه چهارم برداشت شده است. این در حالی است که تولید انباشتی از میادین دریایی در سال ۱۳۸۴ برابر ۰/۲۷ تریلیون متر مکعب بوده که این میزان در پایان سال ۱۳۸۸ به ۰/۵۲ تریلیون متر مکعب رسیده است. یعنی حدود ۰/۲۵ تریلیون متر مکعب گاز از میادین دریایی در طول برنامه چهارم برداشت شده است. لذا مقایسه این دو عدد (۰/۵۳ برای میادین خشکی و ۰/۲۵ برای میادین دریایی) نشان از آن دارد که جهت حرکت با تمرکز تولید در طول این سال‌ها بر میادین خشکی اشتباهی بزرگ برای کشور می‌تواند تلقی شود.

شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۳ به‌طور متوسط روزانه بیش از ۴ میلیون بشکه نفت خام تولید کرده است که این میزان با رشد متوسط سالیانه ۰/۶۸ درصد کاهش به ۳۸۶۹ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۸ رسیده است. وضعیت تولید نفت خام به تفکیک میزان تخصیص یافته برای ارسال به پالایشگاه‌های داخلی و صادرات نشان‌دهنده کاهش ۱۳۴ هزار بشکه‌ای در تولید نفت خام کشور است که موجب شده تا با افزایش ۱۰۲ هزار بشکه در روز نفت خام بیشتر برای مصرف

داخلی، صادرات نفت خام کشور ۲۳۶ هزار بشکه در روز کاهش یابد. به نظر می‌آید که کاهش در صادرات نفت خام به واسطه کاهش تولید نفت خام از یک طرف و افزایش ظرفیت پالایش و مصرف داخلی به نوعی از دست دادن فرصت استفاده از نفت حدود ۱۴۰ دلاری بوده، زیرا در این دوره قیمت نفت خام به بالاترین سطح تاریخ خود رسیده بود. لذا صادرات بیشتر می‌توانست به درآمدهای بیشتر منجر شود، اما کاهش تولید نفت خام و افزایش ظرفیت پالایشگاه‌های داخلی موجب کاهش واردات فرآورده‌ها شده و این حرکت اگر چه از یک بعد مطلوب تلقی می‌شود، اما مشکل اصلی، استفاده غیربهبینه و مصرف بالای فرآورده‌ها در کشور است که باعث از دست رفتن فرصت کسب درآمد بیشتر (ناشی از عدم صادرات نفت و یا عدم صادرات فرآورده مصرف شده در داخل) برای کشور شده است. البته باید در کنار عدم افزایش مناسب در صادرات نفت خام و تخصیص آن به پالایشگاه‌های داخلی به صادرات فرآورده‌ها نیز توجه کرد. ولی نباید این نکته را نیز از خاطر دور داشت که الگوی پالایشی کشور مناسب نبوده و با توجه به پایین بودن تکنولوژی و پیچیدگی پالایشگاه‌های کشور افزایش ظرفیت داخلی لزوماً نمی‌تواند افزایش و صرفه و صلاح کشور را دنبال نماید، زیرا با افزایش صادرات نفت کوره با توجه به پایین‌تر بودن قیمت نفت کوره نسبت به نفت خام، این حرکت نمی‌تواند مطلوب تلقی شود.

تزریق گاز به مخازن نفتی (بر حسب شرایط مخازن) یکی از بهترین راه‌های عملی نگهداری از مخازن نفتی و تداوم تولید نفت خام و تبدیل نفت غیرقابل دسترس به نفت قابل دسترس است. چنانچه تزریق به میادین نفتی به میزان کافی صورت نگیرد از یکسو باعث کاهش بهره‌دهی متوسط چاه‌ها شده و از سوی دیگر نیز برداشت ثانویه را با مشکل مواجه خواهد کرد. عملکرد تزریق گاز در طول سال‌های گذشته نشان از آن دارد که هیچ‌گاه تزریق گاز به میادین در حد مورد نیاز انجام نشده و همواره نیاز بیشتری به تزریق گاز بوده است. میزان تزریق گاز در طول سال‌های گذشته تغییرات چندانی نداشته و از یک ثبات نسبی برخوردار بوده است. میزان تزریق در طول ۱۳ سال گذشته از ۸۰ میلیون متر مکعب در روز فراتر نرفته و در بیشتر سال‌ها بین ۷۰ تا ۸۰ میلیون متر مکعب در روز در نوسان بوده است.

در ایران فکر تزریق سیال (آب یا گاز) در میادین نفتی در دهه ۱۳۵۰ مورد توجه قرار گرفت و پس از انقلاب اسلامی موضوع جلوگیری از هزرفت نفت و افزایش بازیافت نهایی در میادین نفتی از اولویت ویژه‌ای برخوردار گردید. بررسی‌های کارشناسی حاکی از آن است که تزریق گاز در مخازن نفتی خشکی ایران که دارای سنگ کربناته، ستون مرتفع سنگ مخزن و شکافدار هستند مطلوب‌تر از تزریق آب می‌باشد. در مورد میادین نفتی فلات قاره عمدتاً تزریق آب ترجیح



داده می‌شود لکن، برنامه‌ریزی‌هایی نیز جهت تزریق گاز در آن انجام شده است.

میزان آب تزریقی در میادین نفتی فلات قاره در سال‌های مختلف مقادیر متفاوتی را شامل شده است که بیشترین میزان آن در سال ۱۳۸۷ به میزان ۴۲۰ میلیون بشکه بوده که نسبت به سال ماقبل آن ۲۱۶ درصد افزایش یافته است.

در واقع نکته مهم در بررسی وضعیت تزریق گاز و آب به چاه‌های نفتی آن است که اگرچه مقدار تزریق گاز تقریباً روند ثابت و یکنواختی را طی نموده، اما روند تزریق آب روندی صعودی داشته و در سال ۱۳۸۷ بسیار افزایش یافته است.

اگر چه تزریق گاز به میادین، عملیات ظریف و پیچیده‌ای است که از مطالعات اولیه آن تا شروع تزریق گاز، نیاز به توان کارشناسی بالا دارد، اما به نظر می‌رسد که محدودیت تأمین گاز طبیعی از مهمترین عوامل تعیین‌کننده حجم گاز در دسترس جهت تزریق باشد. برای اثبات این ادعا می‌توان از حجم گازی که در سال ۱۳۸۶ به چاه‌های نفت تزریق شده کمک گرفت به‌طوری که در این سال به دلیل محدودیت‌های تأمین گاز از خارج و همچنین بروود بی‌سابقه هوا در زمستان آن سال، حجم گاز سبک تخصیص‌یافته برای تزریق به کمترین میزان از ابتدای برنامه چهارم رسیده است. ضمن آنکه در کنار مشکل تخصیص گاز برای تزریق که با محدودیت مواجه بوده نوع گاز تزریقی نیز به ناچار به سمت افزایش سهم گاز غنی تغییر یافته است، به‌طوری که از سال ۱۳۸۶ حجم گاز غنی تزریقی به میادین در مقایسه با سال‌های قبل ۷ برابر شده است. به نظر می‌رسد با اختصاص گاز فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی برای تزریق به مخازن نفتی تا اندازه‌ای از کمبود گاز و عقب‌ماندگی در امر تزریق کاسته شود. اگر چه در این ارتباط نیز تأسیسات دریایی فازهای مذکور جهت شیرین‌سازی و تزریق به شبکه سراسری گاز در اختیار فازهای ۹ و ۱۰ قرار گرفته است که این پیام نیز نشان از بی‌توجهی و ندادن اهمیت کافی به تزریق گاز در مقایسه با سایر مصارف دارد.

فعالیت‌های بخش پایین‌دستی نفت نیز شامل عملیات فرآورش و تولید انواع فرآورده‌های نفتی، تأمین و توزیع انواع فرآورده‌های نفتی، انتقال فرآورده‌های تولیدی پالایشگاه‌ها و فرآورده‌های وارداتی و... است. مطابق ماده (۴) قانون اساسنامه شرکت ملی نفت ایران، تصفیه و تولید هر نوع فرآورده نفتی در حیطه فعالیت‌های این شرکت قرار دارد. به همین دلیل و به منظور تأمین فرآورده‌های نفتی مورد نیاز داخل، بخشی از تولید نفت خام کل کشور به مصرف پالایشگاه‌ها اختصاص می‌یابد. بدین منظور در حال حاضر ۹ پالایشگاه در کشور وجود دارند که فرآورده‌های مورد نیاز کشور را تولید می‌کنند. همچنین نفت خام مورد نیاز برای این پالایشگاه‌ها عمدتاً از محل تولیدات نفت خام مناطق خشکی و دریایی تأمین می‌شود. ضمن اینکه در سالیان اخیر بخشی از خوراک مورد نیاز پالایشگاه‌ها از طریق نفت خام وارداتی (سوآپ) از کشورهای آسیای میانه یا

حوزه دریای خزر نیز تأمین می‌شود. برخی از پالایشگاه‌های موجود علاوه بر نفت خام، مقادیری میعانات‌گازی حاصل از پالایش گاز طبیعی را به منظور افزایش تولید فرآورده‌های سبک تقطیری به عنوان خوراک، مورد استفاده قرار می‌دهند.

مطابق اطلاعات مندرج در متن گزارش، ظرفیت طراحی (اسمی) ۹ پالایشگاه کشور ۱۴۲۵ هزار بشکه در روز است، ولی متوسط خوراک نفت خام تحویلی به این پالایشگاه‌ها در سال ۱۳۸۴ به میزان ۱۶۰۹ و در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ نیز ۱۶۵۸ هزار بشکه بود. این وضعیت درحالی است که در سال ۱۳۸۷ میزان عملکرد خوراک کلیه پالایشگاه‌های کشور در مقایسه با سال ۱۳۸۶ به میزان ۱/۱۵ درصد رشد یافته است و به ۱۶۷۷ هزار بشکه در روز افزایش یافته است. در سال ۱۳۸۸ نیز میزان خوراک تحویلی به پالایشگاه‌ها به ۱۷۰۸ هزار بشکه در روز افزایش یافت که در مقایسه با عملکرد خوراک در سال ۱۳۸۷ به میزان حدود ۲ درصد رشد داشته است. عملکرد فراتر از ظرفیت اسمی به این منجر می‌شود که الگوی پالایشی از استانداردهای معمول خارج شده و تولید فرآورده‌های سنگین و با کیفیت پایین بیشتر شود. به طور کلی در بررسی انحراف بین ظرفیت اسمی و عملکرد خوراک پالایشگاه‌ها در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۹)، بیشترین انحراف در سال ۱۳۸۸ اتفاق افتاد.

بررسی اطلاعات مربوط به تولید انواع فرآورده‌های نفتی توسط پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نشان می‌دهد که از میان فرآورده‌های تولیدی مختلف، تولید فرآورده‌هایی چون نفت کوره سبک و سنگین، نفت گاز، بنزین پایه، نفت سفید، سوخت گاز مصرفی، بنزین سوپر مصرفی برای افزایش اکتان و گازمایع، دارای بیشترین میزان تولید بودند و تمامی پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور به تولید پنج فرآورده گاز مایع، بنزین پایه، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره سبک و سنگین اقدام می‌نمایند.

در مورد تولید فرآورده‌های نفتی در ۹ پالایشگاه کشور نکات زیر قابل توجه است:

۱. در سال‌های برنامه چهارم توسعه در سهم تولید فرآورده‌های عمده نفتی در کشور تغییر قابل ملاحظه‌ای به وجود نیامده است. ادامه این روند به مفهوم آن است که با وجود تصویب موضوع اصلاح الگوی مهندسی پالایش نفت خام در پالایشگاه‌ها در قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴ به بعد، توفیقی در این زمینه حاصل نشده است. این ترکیب نامتوازن تولید فرآورده‌ها موجب شده است که کماکان تولید فرآورده‌های سنگین نظیر نفت کوره فراتر از استانداردهای متداول تولید شود و به لحاظ تولید فرآورده سبک تر، بخشی از درآمدهای حاصل از صادرات نفت خام (و یا معاوضه آن) به واردات بنزین و نفت گاز اختصاص یابد.



۲. سهم تولید ۳ فرآورده سبک نظیر گاز مایع، بنزین موتور و نفت سفید در این سال‌ها همواره زیر ۳۰ درصد بوده است؛

۳. در این سال‌ها همواره سهم تولید ۲ فرآورده نفت گاز و نفت کوره حدود ۶۰ درصد بود؛

۴. سهم تولید نفت کوره در این سال‌ها حدود ۳۰ درصد بود.

در مجموع در سال‌های برنامه چهارم بین هدف برنامه و عملکرد تولید نفت کوره شکاف وجود داشت و همواره عملکرد این بخش نسبت به هدف برنامه کمتر بود. دلیل عمده این عدم موفقیت را در تحقق نیافتن هدف مندرج در سند توسعه بخش انرژی در ارتباط با بهبود الگوی پالایشی و افزایش تولید فرآورده‌های نفتی با ارزش و ارتقای کیفیت حامل‌های انرژی جستجو کرد.

بررسی میزان عملکرد مصرف ۵ فرآورده عمده نفتی و هدف مصوب مربوط به آن گویای این واقعیت است که به استثنای تحقق نیافتن هدف مربوط به مصرف بنزین در سال‌های برنامه چهارم توسعه، تحقق مصرف ۴ فرآورده عمده دیگر در این سال‌ها همواره بیشتر از هدف مصوب برنامه بود. ضمن اینکه کاهش مصرف بنزین و تحقق نیافتن هدف برنامه در این بخش از جمله نکات مثبت به شمار می‌رود و از دستاوردهای کارت هوشمند سوخت و سهمیه‌بندی بنزین محسوب می‌شود.

ارقام مربوط به اتلاف و ضایعات در سال ۱۳۸۵ نشان می‌دهد که میانگین میزان سوخت پالایشگاه‌ها و کل هدر رفتگی‌ها (ضایعات) به ترتیب ۵/۰۷ و ۱/۰۴۱ درصد است. لذا کل سوخت و ضایعات ۶/۱۱ درصد و بازیافت فرآورده‌ها ۹۳/۹ درصد بود که در مقایسه با سال ۱۳۸۴ به میزان ۱ درصد کاهش و ۰/۲ درصد افزایش نشان می‌دهند.

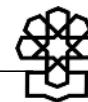
در سال ۱۳۸۶ میانگین میزان سوخت پالایشگاه‌ها برابر با ۵/۱۷ درصد بود. کل هدر رفتگی‌ها با احتساب ضایعات مجاز (به میزان ۰/۶۹۸ درصد) و غیرمجاز (به میزان ۰/۲۶۰ درصد) در این سال، ۰/۹۵۸ درصد بود. کل ضایعات و سوخت مصرفی در سال ۱۳۸۶ به میزان ۶/۱۳ درصد بود. بازیافت فرآورده در این سال ۹۳/۹ درصد بود که در مقایسه با سال ۱۳۸۵ تغییری نداشت. همچنین سوخت مصرفی در سال ۱۳۸۶ در مقایسه با سال ۱۳۸۵ رشد اندکی (۰/۰۰۳ درصد) داشت. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ میانگین بازیافت محصولات به ترتیب ۹۴/۲ و ۹۴ درصد بود. کل ضایعات مصرفی (ضایعات مجاز ۱ درصد) در سال ۱۳۸۷ به میزان ۱ درصد بود. در سال ۱۳۸۸ نیز مجموع ضایعات مجاز (به میزان ۰/۵۳۰ درصد) و غیرمجاز (به میزان ۰/۴۰۹ درصد) به میزان ۰/۹۳۹ درصد بود. این میزان ضایعات نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۸، ضایعات پالایشگاه‌ها به میزان ۶ درصد کاهش یافته است. همچنین بازیافت محصولات نیز در سال ۱۳۸۸ در مقایسه با سال ۱۳۸۷ به میزان ۰/۲ درصد رشد داشته است.

در مورد طرح‌های پالایشگاهی اطلاعات مندرج در متن گزارش نشان می‌دهد که کل بودجه

مورد نیاز برای احداث پالایشگاه‌های جدید در داخل کشور، توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها، طرح‌های بنزین‌سازی، طرح‌های مرتبط با حفظ ظرفیت و بهبود عملیات پالایشگاه‌ها، طرح‌های شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و طرح‌های شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت به میزان ۴۶۶۲۲۶ میلیارد ریال برآورد شد. بیش از نیمی از این اعتبار (۵۷ درصد) به احداث ۷ پالایشگاه جدید اختصاص دارد. طرح‌های مربوط به توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها شامل ۵ طرح است که میزان اعتبار مورد نیاز آنها ۱۱۴۱۷۷ میلیارد ریال برآورد شده است. این میزان حدود ۲۵ درصد کل اعتبار مورد نیاز برای طرح‌های توسعه است. طرح‌های بنزین‌سازی که شامل ۵ طرح است، مبلغ ۲۰۸۷۴ میلیارد ریال و طرح حفظ ظرفیت و بهبود عملیات که برای ۹ پالایشگاه موجود تعریف شده است، کمتر از ۴ درصد کل اعتبار را به خود تخصیص داده است و این میزان حدود ۱۸۶۴۹ میلیارد ریال است. این طرح از جمله طرح‌هایی است که قادر است زودتر از طرح احداث پالایشگاه‌ها، بهبود الگوی پالایشی را به دنبال داشته باشد. کل اعتبار مورد نیاز برای طرح‌های شرکت ملی پخش فرآورده‌ها مبلغ ۲۲۲۷۱ میلیارد ریال برآورد شده است. همان طوری که در جدول آمده است، اغلب این طرح‌ها از برنامه زمانبندی خود عقب هستند.

مقدمه

مجلس شورای اسلامی مطابق ماده (۳۳) آیین‌نامه داخلی، عملکرد دستگاه‌های اجرایی را در مطابقت با قوانین جاری و قوانین برنامه توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی و بودجه سالیانه مورد بررسی و ارزیابی قرار می‌دهد. بررسی عملکرد وزارت نفت در قالب شرکت‌های مختلف فعال در این وزارتخانه شامل شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و سایر شرکت‌های موجود، از جمله این بررسی‌هاست. بر این اساس در این گزارش عملکرد سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ وزارت نفت در قالب ارزیابی برنامه چهارم توسعه در بخش انرژی بررسی می‌شود. در این بررسی براساس اهداف تدوین شده در سند برنامه چهارم توسعه کشور در بخش انرژی، شاخص‌های کمی عملکردی امور اکتشاف، تولید، امور بین‌الملل نفت و گاز، تزریق گاز، ضریب بازیافت و ترکیب نیروی انسانی مقایسه گردیده است و درصد تحقق اهداف کمی برنامه مشخص شده است. از طرفی اقدامات صورت گرفته در زمینه سیاست‌های استراتژیک مثل تولید صیانتی، حفظ ظرفیت تولید و اصلاحات ساختاری، اداری و مالی بررسی می‌گردد.



این گزارش براساس اهداف مطالعه در دو بخش شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی تنظیم گردیده است و مطالعات مرتبط با شرکت ملی گاز ایران در گزارشی جداگانه ارائه شده است.

بخش اول - بررسی عملکرد فعالیت‌های شرکت ملی نفت ایران طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

۱. نقش نفت و گاز در اقتصاد و تأمین انرژی کشور

۱-۱. تحولات قیمت نفت و تأثیر آن بر درآمدهای واقعی کشور

قیمت نفت خام پس از ۵ سال افت و خیز سرانجام در اوایل سال ۲۰۰۸ میلادی (اواخر سال ۱۳۸۶) به عدد سه رقمی رسید. اگرچه افزایش قیمت‌ها تا این سطح درآمدهای زیادی را برای صادرکنندگان عمده نفتی به همراه داشت، اما آنچه اهمیت دارد، آثار افزایش درآمدهای نفتی بر اقتصاد کشورهای صادرکننده نفت از جمله ایران است.

دو موضوع مهم بر نقش و اهمیت افزایش درآمدهای نفتی بر اقتصاد، تأثیرگذار است. موضوع اول به قدرت خرید دلارهای نفتی که تحت تأثیر ارزش دلار در مقابل سایر ارزها و تورم وارداتی، برمی‌گردد و موضوع دوم به ساختارهای اقتصادی و نحوه تفکر مدیران کشور در برخورد با این اضافه درآمد حاصل از صادرات نفت بستگی دارد. در ارتباط با موضوع اول باید اشاره داشت که تا سال ۲۰۰۵ که قیمت نفت کمتر از ۵۰ دلار بوده و متوسط تورم جهانی اندکی کمتر از ۴ درصد بوده است، اما طی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۹ که قیمت نفت از ۵۰ دلار به عدد سه رقمی رسیده میزان تورم از حدود ۴ درصد به حدود ۵/۴ درصد افزایش یافته است. این یعنی به‌طورمتوسط کلیه کالاهای ۱/۴ درصد بالاتر از قیمت گذشته باید خریداری می‌شدند که به نظر می‌رسد برای بررسی نقش آن در اقتصاد نباید چندان اهمیت زیادی قائل شد. اگر چه در سال ۲۰۰۸ این نرخ به ۸/۴ درصد افزایش یافت، ولی در واقع افزایش ۴ درصد در قیمت وارداتی در صورت ثبات سایر شرایط نباید اقتصاد را به شرایطی رهنمون نماید که منافع افزایش قیمت نفت ناچیز تلقی گردد و تورم جهانی و افزایش قیمت کالاهای وارداتی موجب کم اثر شدن منافع افزایش قیمت نفت شود.

مطابق جدول ۱ ملاحظه می‌گردد علیرغم افزایش قیمت اسمی نفت که نه تنها تا حدودی توسط کاهش ارزش دلار تعدیل شده، بلکه افزایش هزینه تولید کشورهای طرف تجاری باعث گردیده که بخشی از قدرت خرید درآمدهای نفتی با یک زمان تأخیر از طریق واردات به کشورهای طرف معامله برگردانده شود و به عبارتی تورم وارداتی بخشی از قدرت خرید درآمدهای نفتی را مستهلک کرده است.

اما در مورد موضوع دوم باید اشاره کرد که تئوری‌های اقتصادی، انباشت سرمایه را مهمترین عامل رشد تلقی می‌کنند. لذا کشورهای صادرکننده نفتی به دلیل وجود منابع طبیعی و انرژی طبق بسیاری از تئوری‌های رشد، امکانات لازم جهت رشد مداوم را دارند. ضمناً افزایش قیمت نفت منجر به رشد درآمدهای ارزی می‌شود و مطابق تئوری، انباشت سرمایه لازم جهت رشد اقتصادی را به وجود می‌آورد. از این رو می‌توان گفت کشورهای صادرکننده نفتی در اثر تکانه‌های نفتی باید الزامات رشد را بهتر فراهم نمایند، اما علیرغم آنکه تئوری‌های رشد کلاسیک که معمولاً رشد اقتصاد ملی را نتیجه انباشت سرمایه و وجود منابع طبیعی می‌دانند، بسیاری از کشورهای صادرکننده نفت با وجود افزایش درآمدهای نفتی پس از شوک‌های قیمت نفت نه تنها به رشدهای اقتصادی بالا دست نیافتند، بلکه همان‌طور که «تری لین کارل»^۱ اشاره می‌کند طی سال‌های ۱۹۷۳ تاکنون کشورهای صادرکننده نفت دست به گریبان تورم‌های دورقمی، رشد پایین اقتصادی، کاهش شدید بهره‌وری در تمامی بخش‌های اقتصادی و بنگاه‌های اقتصادی می‌باشند.

جوزف استیگلیتز برنده جایزه نوبل اقتصاد در کتاب «نگاهی نو به جهانی شدن» نیز شواهدی ارائه می‌کند که بسیاری از کشورهای صادرکننده نفت بر خلاف تصور رایج نتوانستند به توسعه اقتصادی دست یابند و در بخشی از این کتاب آورده شده است: «نیجریه را در نظر می‌گیریم. این کشور آفریقای غربی که طی دوره رونق نفتی خود یک دولت نظامی بر آن حاکم بود، در سه دهه گذشته تقریباً یک ربع تریلیون دلار درآمد نفتی داشته است. همزمان با آن اقتصاد آن کشور رو به انحطاط گذاشت و لاگوس مهمترین شهر تجاری آن کشور به محلی کثیف و خطرناک تبدیل شد. ترافیک خیابان‌ها را مسدود کرده، میزان بیکاری بالا رفته و مردم شب‌ها از خانه بیرون نمی‌آیند چون به دلیل بالا بودن میزان جرم و جنایت، گردش رفتن بسیار خطرناک است. با وجود نفت تولید شده درآمد سرانه آن کشور از سال ۱۹۷۵ تا سال ۲۰۰۰ بیش از ۱۵ درصد کاهش یافت درحالی که تعداد مردمی که با کمتر از یک دلار در روز زندگی می‌کردند ۴ برابر شد و از ۱۹ میلیون نفر به ۸۴ میلیون نفر رسید.

ونزوئلا نمونه دیگر کشورهایی است که در آنها ثروت نفت به‌طور گسترده‌ای تقسیم نمی‌شود. ونزوئلا بیش از سایر کشورهای آمریکای لاتین نفت دارد، اما دوسوم جمعیت آن کشور در فقر زندگی می‌کنند. شگفت‌آور نیست که هوگو چاوز مقتدرانه در انتخابات سال ۱۹۹۸ با تکیه بر شعار ریشه‌کنی فقر به آسانی پیروز شد».

1. Terry L. Karl, The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-states (1997), University of California Press.



بسیاری از اقتصاددانان سعی کرده‌اند که به این پرسش پاسخ دهند که چرا افزایش درآمدهای نفتی نتوانسته است باعث توسعه اقتصادی بسیاری از کشورهای صادرکننده نفت، از جمله ایران شود؟ یکی از این نظرات به بیماری هلندی مشهور است. این اصطلاح اولین بار توسط مجله اکونومیست در سال ۱۹۷۷ در رابطه با رشد پایین اقتصادی هلند به کار گرفته شده است.^۱ در دهه ۱۹۷۰ که در دریای شمال در نزدیکی هلند نفت کشف شد، درآمد مناسبی نصیب این کشور نمود، اما برخلاف انتظار رشد درآمدهای نفتی کشور هلند منجر به رشد اقتصادی نشد، بلکه منجر به رشد قیمت‌ها و همچنین کاهش رشد اقتصادی در این کشور کوچک گردید.

براساس این نظریه با افزایش درآمدهای نفتی منابع ارزی کشورهای صادرکننده نفت به شدت افزایش می‌یابد و باعث تقویت پول ملی کشورها در برابر ارزهای بین‌المللی می‌شود. لذا تمامی صنایعی که تولیدات قابل تجارت تولید می‌کنند قدرت خود را از دست می‌دهند و واردات جای تولید را در کشورهای صادرکننده می‌گیرد. لذا رشد اقتصادی کاهش می‌یابد و اقتصاد تمرکز خود را بر روی کالاهای غیرقابل واردات مثل صنعت ساختمان متمرکز می‌نماید. این پدیده را می‌توان توسط تئوری‌های اقتصاد کلان نیز نشان داد. در این حالت واکنش تولید ناخالص داخلی به شوک قیمت نفت در کشور موجب بی‌ثباتی و آشفتگی در رشد اقتصادی می‌شود.

رشد هزینه‌های دولت و همچنین رشد حجم پول در نتیجه افزایش قیمت نفت در ایران مهمترین نتیجه افزایش قیمت نفت از دید کلان تلقی می‌شوند، لذا واکنش سیاست پولی و مالی در کشور به تغییرات قیمت نفت نشان‌دهنده آن است که شوک نفتی باعث بی‌ثباتی در سیاست پولی و مالی گردیده است. از این رو چنانچه افزایش قیمت نفت عامل بی‌ثبات‌کننده سیاست پولی و مالی باشد به‌طور غیرمستقیم قیمت نفت عامل بی‌ثباتی تولید ناخالص داخلی نیز هست. بنابراین هر چقدر درآمدهای نفتی اثر کمتری بر سیاست‌های پولی و مالی کشور بگذارد می‌توان نتیجه گرفت که اقتصاد کشور بر اثر تکانه‌های نفتی کمتر بی‌ثبات خواهد شد. اما برداشت این است که در ایران، مالک منابع نفت دولت است و درآمدهای آن متعلق به دولت است. بر این اساس درآمدهای نفتی سیاست‌های مالی کشور را قطعاً متأثر ساخته و از طرفی نحوه استفاده از منابع ارزی درآمدهای نفتی می‌تواند سیاست‌های پولی کشور را تحت تأثیر قرار دهد. بر این اساس با ورود درآمدهای نفتی به بودجه کشور و با آشفته کردن سیاست پولی، عملاً آثار افزایش قیمت نفت برای اقتصاد چندان مؤثر و مفید نیست.

1. http://en.wikipedia.org/wiki/Dutch_disease

جدول ۱. قیمت نفت سبک ایران براساس تورم جهانی و کاهش ارزش دلار در برابر یورو (۱۹۹۹-۲۰۰۹)

سال	قیمت اسمی نفت سبک ایران (دلار به ازای هر بشکه)	نرخ تورم جهانی (درصد)	صادرات نفت خام (هزار بشکه در روز)	درآمد حاصل از صادرات نفت و گاز (میلیون دلار)
۱۹۹۹	۱۷	۳/۸	۲۲۰۵	۱۷۰۸۹
۲۰۰۰	۲۶/۵۹	۴/۵	۲۴۹۲	۲۴۲۸۰
۲۰۰۱	۲۳	۳/۳	۲۳۸۳	۱۹۳۳۹
۲۰۰۲	۲۳/۴۲	۳/۳	۲۲۵	۲۲۹۶۶
۲۰۰۳	۲۶/۸۷	۳/۸	۲۵۸۹	۲۷۰۳۳
۲۰۰۴	۳۴/۵	۵/۲	۲۶۶۸	۳۶۳۱۵
۲۰۰۵	۵۰/۶۶	۴/۷	۲۶۹۱	۵۳۸۲۰
۲۰۰۶	۶۱/۰۵	۵/۵	۲۴۸۶	۶۲۰۱۱
۲۰۰۷	۶۱/۲	۵/۷	۲۵۲۲	۸۱۵۶۷
۲۰۰۸	۹۵/۳	۸/۴	۲۳۰۹	۸۲۴۰۳
۲۰۰۹	۶۰/۵	۲/۷	۲۰۲۴	۶۶۲۱۰

مأخذ: نماگرهای اقتصادی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، سال‌های مختلف و Energy Information Administration (EIA).

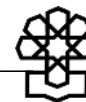
۱-۲. بررسی شاخص‌های مقایسه‌ای سهم درآمد نفت در اقتصاد کشور

۱-۲-۱. سهم ارزش‌افزوده نفت و گاز در تولید ناخالص داخلی

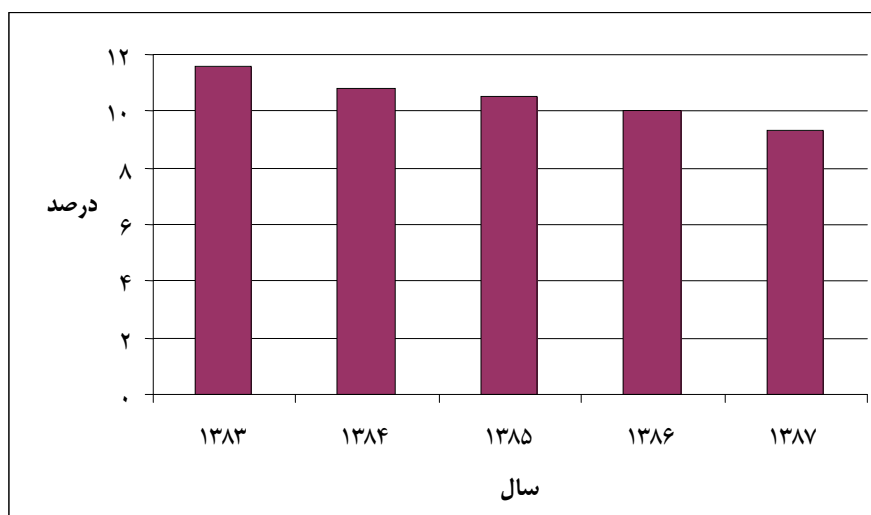
تولید ناخالص داخلی کشور از ۳۹۸ هزار میلیارد ریال در سال ۱۳۸۳ با رشد متوسط سالیانه حدود ۵ درصد به ۵۲۲ هزار میلیارد ریال در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است. در طی این سال‌ها بیش از ۵۲ درصد تولید ناخالص داخلی از بخش خدمات کشور حاصل شده است. پس از بخش خدمات، بخش صنعت بالاترین سهم را در ارزش‌افزوده کشور دارد. سهم این بخش از حدود ۲۴ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۲۷/۶ درصد در سال ۱۳۸۷ افزایش یافته است. لازم به یادآوری است که به دلیل عدم دسترسی به آمار ارزش‌افزوده بخش‌های اقتصادی در سال ۱۳۸۸ امکان بررسی تغییرات سهم بخش‌ها از ارزش‌افزوده برای سال ۱۳۸۸ وجود ندارد.

سهم بخش نفت در ایجاد ارزش‌افزوده در مقایسه با سایر بخش‌ها پایین‌تر است. البته باید یادآوری کرد که ارزش‌افزوده بخش گاز در قسمت آب، برق و گاز بخش صنعت، محاسبه می‌گردد و لذا در جدول ۲ ارزش‌افزوده گاز در بخش نفت ارائه نشده و نفت به‌طور جداگانه ارائه شده است.

مطابق نمودار ۱ نکته مهمی که از بررسی سهم ارزش‌افزوده بخش نفت در اقتصاد کشور حاصل می‌شود این است که سهم این بخش در تولید ملی کشور علیرغم افزایش قابل توجه در قیمت نفت، روندی نزولی داشته و از ۱۱/۶ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۹/۳ درصد در سال ۱۳۸۷ کاهش یافته است.



نمودار ۱. روند سهم ارزش افزوده بخش نفت در تولید ناخالص داخلی کشور
طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۷

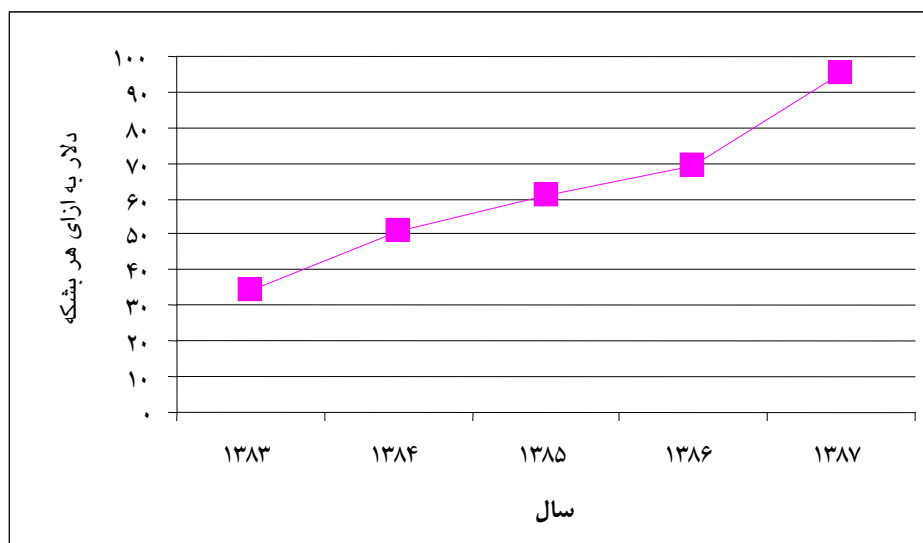


مأخذ: نماگرهای اقتصادی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، سال‌های مختلف.

این کاهش سهم در حالی صورت گرفته که قیمت نفت مطابق نمودار ۲ از ۳۴/۵ دلار به ازای هر بشکه در سال ۱۳۸۳ به ۹۵/۳ دلار به ازای هر بشکه در سال ۱۳۸۷ افزایش یافت. مقایسه نمودار ۱ و ۲ نشان می‌دهد که وضعیت کمی صادرات نفت در شرایط افزایشی قرار نداشته تا بتواند تأثیر قابل توجهی روی ارزش افزوده ایجاد نماید. این نکته با توجه به نمودار ۳ قابل تأمل خواهد بود. به طوری که در طی این چند سال صادرات نفت کشور به میزان ۶۵۰ هزار بشکه در روز کاهش یافته است و این کاهش مقدار صادرات، مهمترین دلیل برای عدم افزایش در ارزش افزوده نفت طی این دوره خواهد بود.

جدول ۲ تولید ناخالص داخلی و ارزش افزوده بخش‌های مختلف اقتصادی را طی دوره ۱۳۸۳-۱۳۸۸ نشان می‌دهد. ضمن آنکه سهم بخش‌های مختلف اقتصادی از تولید ناخالص داخلی در سال ۱۳۸۸ به دلیل عدم ارائه آمار توسط بانک مرکزی تا زمان ارائه این گزارش ارائه نشده است.

نمودار ۲. روند قیمت نفت طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۷



مأخذ: همان.

نمودار ۳. روند صادرات نفت طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.



جدول ۲. تولید ناخالص داخلی و ارزش افزوده بخش‌های مختلف اقتصادی

(ارقام به میلیارد ریال - ثابت ۱۳۷۶)

۱۳۸۸		۱۳۸۷		۱۳۸۶		۱۳۸۵		۱۳۸۴		۱۳۸۳		بخش
سهم (درصد)	مقدار	سهم (درصد)	مقدار	سهم (درصد)	مقدار	سهم (درصد)	مقدار	سهم (درصد)	مقدار	سهم (درصد)	مقدار	
		۱۱/۳	۵۸۳۸۰	۱۳	۶۵۰۶۲	۱۳/۱	۶۱۱۳۴	۱۳/۳	۵۸۳۸۹	۱۳	۵۳۴۸۸	کشاورزی
		۹/۳	۴۸۲۲۹	۰	۴۹۸۶۷	۱۰/۵	۴۹۲۴۹	۱۰/۸	۴۷۵۴۴	۱۱/۶	۴۷۴۰۶	نفت
		۲۷/۶	۱۴۲۶۷۸	۲۶/۶	۱۳۲۹۰۱	۲۶/۱	۱۲۱۹۵۴	۲۵/۴	۱۱۱۴۷۱	۲۴/۳	۹۹۹۲۵	صنایع و معادن
		۵۳/۱	۲۷۴۷۰۶	۵۲	۲۵۹۳۳۳	۵۲/۱	۲۴۳۸۳۲	۵۲/۱	۲۲۸۵۳۹	۵۲/۴	۲۱۴۸۸۹	خدمات
	۵۲۲۶۳۵		۵۱۶۹۴۹		۴۹۹۰۷۱		۴۶۷۹۳۰		۴۳۸۹۰۱		۴۱۰۴۲۹	تولید ناخالص داخلی*

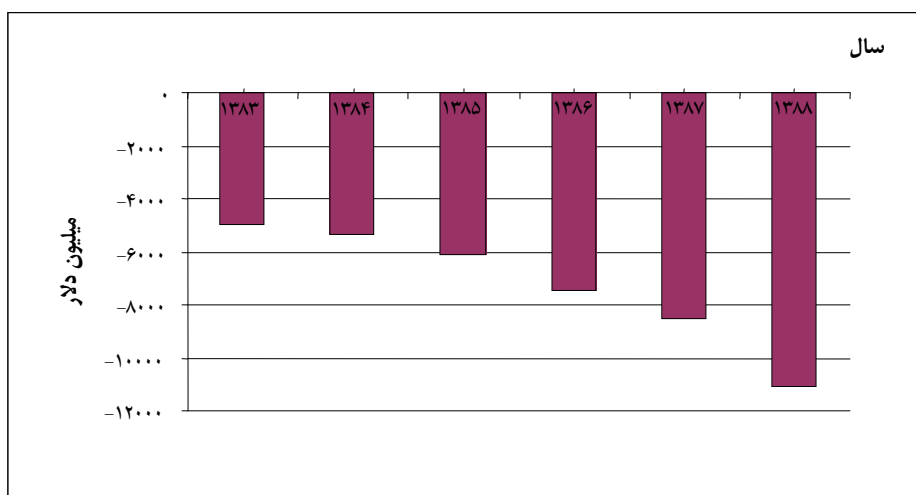
مأخذ: بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران.

* تولید ناخالص داخلی از جمع ارزش افزوده بخش‌های کشاورزی، نفت، صنایع و معادن و خدمات منهای کارمزد احتسابی به دست می‌آید که در این جدول کارمزد احتسابی ارائه نشده است. لذا در سطر آخر جمع مقادیر و سهم با اعداد چهار سطر بالا برابری نمی‌کند و اختلاف در میزان کارمزد احتسابی است.

۲-۱. بررسی وضعیت عرضه ارز در کشور

به‌طور کلی عرضه ارز در کشور به میزان صادرات نفت و گاز، صادرات غیرنفتی، صادرات خدمات و ورود سرمایه بستگی دارد. در دوره ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۸ که با افزایش قیمت نفت همزمان بود، پتانسیل عرضه ارز با افزایش قابل ملاحظه‌ای مواجه شد. در این دوره با افزایش قیمت نفت تا مرز ۱۴۰ دلار، عرضه ارز در کشور از رشد ۷۹ درصدی برخوردار شد. نسبت صادرات نفت خام به عرضه ارز که در واقع نشان‌دهنده سهم تأمین منابع ارزی کشور از محل صادرات نفت خام می‌باشد در این دوره نیز از عدد ۱۰۰ عبور کرد به این مفهوم که صادرات غیرنفتی جوابگوی خالص حساب خدمات و سرمایه در کشور نبوده و بخشی از صادرات نفت نیز به این موضوع تخصیص داده شد. به عبارت بهتر در این دوره حداکثر توان عرضه ارز در کشور ۷۹ درصد رشد داشته و این در حالی است که صادرات نفت و گاز حداکثر ۱۲۷ درصد افزایش یافته است. تفاوت توان عرضه ارز در مقایسه با صادرات نفت و گاز نشان از آن دارد که خالص حساب خدمات و خالص حساب سرمایه به سمت مقادیر منفی بیشتری حرکت نموده است و مطابق جدول ۲ و نمودارهای ۴ و ۵ پرداخت بابت خدمات دریافتی و خروج سرمایه از کشور، از افزایش زیادی برخوردار شد. به‌طوری که خالص حساب سرمایه در کشور در سال ۱۳۸۳ رقم ورود بیش از ۷ میلیارد دلار سرمایه را نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۸ نشان‌دهنده خروج سرمایه به میزانی بیش از ۱۳/۵ میلیارد دلار است.

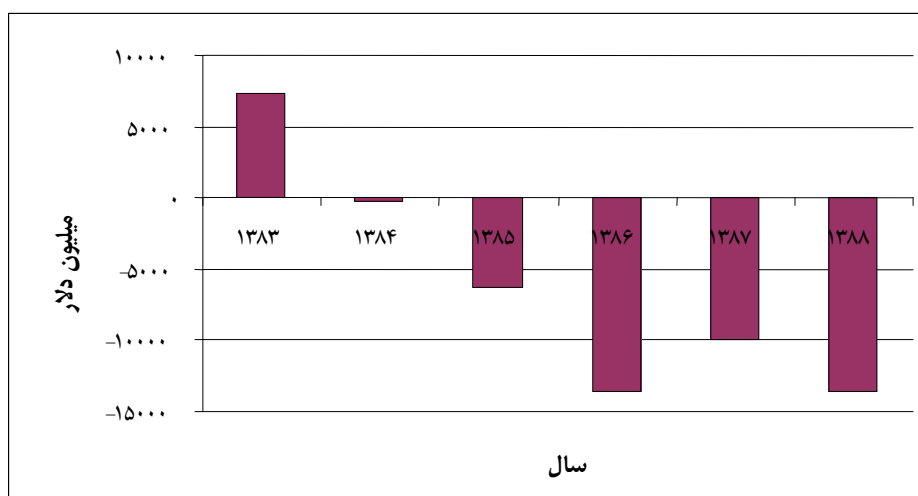
نمودار ۴. روند خالص حساب خدمات طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.



نمودار ۵. روند خالص حساب سرمایه طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.

لذا با وجود منفی بودن صادرات خدمات و پایین بودن میزان صادرات غیرنفتی در مقایسه با صادرات نفتی و همچنین منفی بودن خالص حساب سرمایه (ورود سرمایه منهای خروج سرمایه)، متغیر تعیین‌کننده عرضه ارز در کشور همچنان صادرات نفت و گاز است. البته قابل یادآوری است که نزدیک به ۷/۴ میلیارد دلار سرمایه‌ای که در سال ۱۳۸۳ به کشور وارد شده عمدتاً در قالب طرح‌های بیع متقابل بوده است.

جدول ۳. عرضه ارز در ایران به تفکیک صادرات نفت و گاز، صادرات غیرنفتی، صادرات خدمات و ورود سرمایه

(ارقام به میلیون دلار)

عنوان	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
صادرات نفت و گاز	۳۶۳۱۵	۵۳۸۲۰	۶۲۰۱۱	۸۱۵۶۷	۸۲۴۰۳	۶۶۲۱۰
صادرات غیرنفتی	۷۵۳۷	۱۰۵۴۶	۱۴۱۷۹	۱۶۱۰۱	۱۸۸۸۶	۲۱۳۲۴
خالص حساب خدمات	-۵۰۱۱	-۵۳۷۹	-۶۱۰۰	-۷۴۷۵	-۸۵۴۹	-۱۱۰۷۸
خالص حساب سرمایه	۷۳۸۸	-۱۸۴	-۶۳۰۶	-۱۳۵۹۷	-۹۹۵۸	-۱۳۵۲۹
عرضه ارز	۴۶۲۲۹	۵۸۸۰۳	۶۳۷۸۴	۷۶۵۹۶	۸۲۷۸۲	۶۲۹۲۷
سهم صادرات نفتی به کل صادرات (درصد)	۸۲/۸	۸۳/۶	۸۱/۴	۸۳/۵	۸۱/۴	۷۵/۶
نسبت صادرات نفتی به عرضه ارز در کشور	۰/۷۸۶	۰/۹۱۵	۰/۸۱۴	۱/۰۶۵	۰/۹۹۵	۱/۰۵۲

مأخذ: همان.

۳-۱. روند تغییرات مصرف انرژی اولیه و شدت انرژی

مصرف انرژی اولیه کشور از ۱۲۷۹/۵ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۸۳ با رشد متوسط ۶/۲ درصد به ۱۷۲۷/۲ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است. عمده

افزایش انرژی اولیه در این دوره مربوط به گاز طبیعی است. این حامل انرژی با رشد متوسط سالانه ۸/۵ درصد بیشترین سهم را در عرضه انرژی اولیه داشته است. به طوری که از افزایش ۴۴۷ میلیون بشکه معادل نفت خام در عرضه انرژی اولیه در سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۳ حدود ۳۳۷ میلیون بشکه آن توسط گاز طبیعی تأمین شده است. جزئیات مربوط به این وضعیت در جداول مربوط به تراز انرژی آمده است.

جدول ۴. تراز انرژی کشوری سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون بشکه معادل نفت خام)

۱۳۸۳							عنوان
نفت خام	گاز غنی و سبک	مایعات و میعانات گازی	زغال سنگ	برق آبی	فرآورده‌های نفتی	انرژی‌های نو و سنتی	
۱۴۶۷/۸	۱۰۵۰/۱	۰/۰	۶/۵	۶/۳	۱/۶	۱/۶	تولید
۲۷/۸	۳۶/۳	۰/۰	۲/۶	۱/۳	۴۵/۵	۰/۰	واردات
-۸۶۶/۷	-۲۱/۵	-۴۸/۷	-۰/۲	-۱/۱	-۱۰۶/۷	۰/۰	صادرات
-۲۳/۶	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	صادرات نفت خام (سوآپ)
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۴/۵	۰/۰	برداشت گاز مایع از پتروشیمی
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۰/۲	۰/۰	سوخت کشتی‌های بین‌المللی
-۱۸۱/۰	-۱۸۱/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	تزیق گاز
	-۱۰۰/۳	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	گاز غنی، سبک و میعانات گازی سوزانده شده و تلفات
-۲۲/۱	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	برداشت / (ذخیره)
۵۸۳/۱	۷۸۳/۶	-۴۸/۷	۸/۹	۶/۵	-۵۵/۴	۱/۶	عرضه انرژی اولیه
-۵۸۳/۲	۰/۰	-۴/۱		۰/۰	۵۵۹/۳	۰/۰	پالایش نفت
	-۱۴۰/۳	۸۸/۲		۰/۰	۰/۰	۰/۰	پالایش گاز
	-۲۰۷/۰	۰/۰		۸۹/۵	-۵۴/۰	۰/۰	تولید برق
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۰/۸	۰/۰	برداشت / (ذخیره) مخازن نیروگاه
	-۷۲/۶	-۰/۳		-۴/۲	-۰/۷	۰/۰	مصرف داخلی و عملیاتی
	-۱۲/۹	۰/۰		-۱۸/۲	۰/۰	۰/۰	تلفات انتقال و توزیع
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۲۶/۶	۰/۰	مصارف سایر فرآورده‌های نفتی غیرانرژی
۰/۰	۴۹/۰	-۰/۱		۰/۰	-۲/۰	۰/۰	برداشت / (ذخیره)
۳۹۹/۹	۳۵/۱	۸/۹	۷۳/۶	۴۱۹/۸	۱/۶	۹۳۸/۸	مصرف نهایی



ادامه جدول ۴.

۱۳۸۴							عنوان
نفت خام	گاز غنی و سبک	مایعات و میعانات گازی	زغال سنگ	برق آبی	فرآورده های نفتی	انرژی های نو و سنتی	
۱۴۶۷/۸	۱۱۲۲/۵	۰/۰	۶/۵	۹/۵	۰/۳	۰/۳	تولید
۲۷/۸	۳۱/۸	۰/۰	۲/۶	۱/۲	۵۰/۴	۰/۰	واردات
-۸۶۶/۷	-۲۹/۰	-۶۰/۷	-۰/۲	-۱/۶	-۱۰۰/۳	۰/۰	صادرات
-۲۳/۶	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	صادرات نفت خام (سوآپ)
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۵/۷	۰/۰	برداشت گاز مایع از پتروشیمی
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۰/۲	۰/۰	سوخت کشتی های بین المللی
-۱۷۴/۷	-۱۷۴/۷	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	تزیق گاز
-۱۰۱/۹	-۱۰۱/۹	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	گاز غنی، سبک و میعانات گازی سوزانده شده و تلفات
-۲۲/۱	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	برداشت / (ذخیره)
۵۸۳/۱	۸۴۸/۸	-۶۰/۷	۸/۹	۹/۱	-۴۴/۲	۰/۳	عرضه انرژی اولیه
-۵۸۳/۲	۰/۰	-۳/۳		۰/۰	۵۷۵/۱	۰/۰	پالایش نفت
	-۱۸۴/۲	۹۹/۴		۰/۰	۰/۰	۰/۰	پالایش گاز
-۲۱۵/۱	-۲۱۵/۱	۰/۰		۹۵/۲	-۶۱/۰	۰/۰	تولید برق
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۲/۳	۰/۰	برداشت / (ذخیره) مخازن نیروگاه
-۶۹/۹	-۶۹/۹	۰/۰		-۴/۴	-۰/۷	۰/۰	مصرف داخلی و عملیاتی
-۱/۸	-۱/۸	۰/۰		-۲۱/۸	۰/۰	۰/۰	تلفات انتقال و توزیع
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۳۷/۳	۰/۰	مصارف سایر فرآورده های نفتی غیر انرژی
۰/۰	۵۹/۴	۰/۰		۰/۰	۶/۲	۰/۰	برداشت / (ذخیره)
۳۳۷/۰	۳۵/۵	۸/۹	۷۸/۱	۳۲۵/۸	۰/۳	۹۹۵/۵	مصرف نهایی

ادامه جدول ۴.

۱۳۸۵								عنوان
نفت خام	گاز غنی و سبک	مایعات و میعانات گازی	زغال سنگ	برق آبی	فرآورده‌های نفتی	انرژی‌های نو و سنتی	جمع	
۱۴۶۷/۸	۱۱۹۶/۹	۰/۰	۶/۵	۱۰/۷	۰/۱	۰/۱	۲۶۸۲/۲	تولید
۲۷/۸	۳۸/۸	۰/۰	۲/۶	۱/۵	۶۶/۷	۰/۰	۱۳۷/۳	واردات
-۸۶۶/۷	-۳۵/۳	-۶۲/۲	-۰/۲	-۱/۶	-۱۰۰/۰	۰/۰	-۱۰۶۶/۱	صادرات
-۲۳/۶	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	-۲۳/۶	صادرات نفت خام (سوآپ)
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۵/۸	۰/۰	۵/۸	برداشت گاز مایع از پتروشیمی
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۳/۹	۰/۰	-۳/۹	سوخت کشتی‌های بین‌المللی
-۱۶۶/۰	-۱۶۶/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	-۱۶۶/۰	تزریق گاز
-۱۱۶/۳	-۳/۱			۰/۰	۰/۰	۰/۰	-۱۱۹/۵	گاز غنی، سبک و میعانات گازی سوزانده شده و تلفات
-۲۲/۱	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	-۲۲/۱	برداشت / (ذخیره)
۵۸۳/۱	۹۱۸/۲	-۶۵/۴	۸/۹	۱۰/۶	-۳۱/۳	۰/۱	۱۴۲۴/۳	عرضه انرژی اولیه
-۵۸۳/۲	۰/۰	-۲/۶		۰/۰	۵۸۹/۸	۰/۰	۴/۱	پالایش نفت
-۲۰۴/۷	۱۱۹/۴			۰/۰	۰/۰	۰/۰	-۸۵/۳	پالایش گاز
-۲۱۳/۸	۰/۰	۰/۰		۱۰۲/۵	-۸۲/۶	۰/۰	-۱۹۳/۹	تولید برق
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۳	۰/۰	۰/۳	برداشت / (ذخیره) مخازن نیروگاه
-۷۸/۵	-۱۰/۰			-۴/۶	-۱/۵	۰/۰	-۹۴/۶	مصرف داخلی و عملیاتی
-۰/۲	۰/۰			-۲۳/۵	۰/۰	۰/۰	-۲۳/۷	تلفات انتقال و توزیع
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۴۱/۸	۰/۰	-۴۱/۸	مصارف سایر فرآورده‌های نفتی غیرانرژی
۰/۰	۶۸/۰	۰/۰		۰/۰	۱۷/۰	۰/۰	۸۵/۰	برداشت / (ذخیره)
	۴۸۹/۰	۴۱/۴	۸/۹	۸۵/۰	۴۴۹/۹	۰/۱	۱۰۷۴/۴	مصرف نهایی



ادامه جدول ۴.

۱۳۸۶							عنوان
نفت خام	گاز غنی و سبک	مایعات و میعانات گازی	زغال سنگ	برق آبی	فرآورده های نفتی	انرژی های نو و سنتی	
۱۴۶۷/۸	۱۳۰۳/۱	۰/۰	۶/۵	۱۰/۷	۱/۰	۲۷۹۰/۱	تولید
۲۷/۸	۳۸/۱	۰/۰	۲/۶	۱/۱	۵۳/۹	۰/۰	واردات
-۸۶۶/۷	-۳۴/۶	-۵۷/۹	-۰/۲	-۱/۵	-۷۴/۰	۰/۰	صادرات
-۲۳/۶	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	صادرات نفت خام (سوآپ)
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۴/۹	۰/۰	برداشت گاز مایع از پتروشیمی
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۸/۲	۰/۰	سوخت کشتی های بین المللی
-۱۶۹/۴	-۱۶۹/۴	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	تزریق گاز
-۱۱۷/۱	-۲/۵	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	گاز غنی، سبک و میعانات گازی سوزانده شده و تلفات
-۲۲/۱	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	برداشت / (ذخیره)
۵۸۳/۱	۱۰۲۰/۱	-۶۰/۴	۸/۹	۱۰/۳	-۲۲/۴	۱/۰	عرضه انرژی اولیه
-۵۸۳/۲	۰/۰	-۳/۹		۰/۰	۵۸۶/۵	۰/۰	پالایش نفت
-۱۹۵/۶	۱۱۶/۴	۰/۰		۰/۰	۰/۰	۰/۰	پالایش گاز
-۲۲۳/۰	۰/۰	۰/۰		۱۰۹/۳	-۸۷/۷	۰/۰	تولید برق
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	۰/۷	۰/۰	برداشت / (ذخیره) مخازن نیروگاه
-۶۲/۴	-۵/۳	۰/۰		-۴/۷	-۰/۵	۰/۰	مصرف داخلی و عملیاتی
-۰/۹	۰/۰	۰/۰		-۲۵/۰	۰/۰	۰/۰	تلفات انتقال و توزیع
	۰/۰	۰/۰		۰/۰	-۴۲/۰	۰/۰	مصارف سایر فرآورده های نفتی غیر انرژی
۰/۰	۷۰/۶	-۰/۱		۰/۰	۱۵/۱	۰/۰	برداشت / (ذخیره)
۶۰۸/۹	۴۶/۷	۸/۹	۸۹/۹	۴۴۹/۶	۱/۰	۱۲۰۵/۰	مصرف نهایی

ادامه جدول ۴.

۱۳۸۷							عنوان
نفت خام	گاز غنی و سبک	مایعات و میعانات گازی	زغال سنگ	برق آبی	فرآورده‌های نفتی	انرژی‌های نو و سنتی	
۱۴۷۰/۰۵	۱۴۲۶/۰۶		۶/۱۳	۹۱/۲		۱۱/۰۷۲	تولید
۲۷/۱۷	۴۳/۵۳		۱/۶۸	۰/۹۹	۹۷/۶۰		واردات
-۸۶۲/۷۳	-۲۹/۰۴	-۴۹/۸۷	-۰/۲	-۲/۲۸	-۶۷/۴۵		صادرات
-۲۹/۶۱							صادرات نفت خام (سوآپ)
					۲/۷۷		برداشت گاز مایع از پتروشیمی
					-۱۱/۶۵	-۱۱/۶۵	سوخت کشتی‌های بین‌المللی
	۹۵/۱۸۴-	-۱/۰۶					تزریق گاز
	۲/۱۲۰-	۴۷/۱-			۰/۰		گاز غنی، سبک و میعانات گازی سوزانده شده و تلفات
۰/۳۹					۰/۰		برداشت / (ذخیره)
۲۸/۶۰۵	۱۱۳۵/۴۱	-۵۲/۴	۷/۶۱	۶۲۱/۰	۵/۳۸۳۱-	۱۱/۰۷۲	عرضه انرژی اولیه
-۲۳/۶۰۵		-۶/۹۳			۴۱/۶۰۰		پالایش نفت
	۸۵/۲۳۶-	۱۲۶/۸۴					پالایش گاز
	-۲۶۶/۶۳			۱۲۳/۰۹	-۹۰/۰۸		تولید برق
					۱/۹۱		برداشت / (ذخیره) مخازن نیروگاه
	-۷۸/۹۴	-۶/۱۴			-۵/۵		مصرف داخلی و عملیاتی
-۰/۰۵	۹/۰-			-۲۴/۱	-۱/۸		تلفات انتقال و توزیع
		-۰/۷۶			-۳۵/۹۱		مصارف سایر فرآورده‌های نفتی غیرانرژی
	-۰/۵۵	-۳/۴۳	-۲/۶۷		۸/۱۴		برداشت / (ذخیره)
۰/۰	۸/۵۵۱	۱۷/۵۷	۹۴/۴	۱۰۰/۶۱	۴۶۱/۸۱	۱۱/۰۷۲	مصرف نهایی



ادامه جدول ۴.

۱۳۸۸							عنوان
تولید	نفت خام	گاز غنی و سبک	مایعات و میعانات گازی	زغال سنگ	برق آبی	فرآورده های نفتی	
جمع	انرژی های نو و سنتی	انرژی های نو و سنتی	انرژی های نو و سنتی	انرژی های نو و سنتی	انرژی های نو و سنتی	انرژی های نو و سنتی	جمع
۱۴۳۳/۵۱	۱۵۰۱/۶۶			۵/۵۳	۴/۳۷	-۴/۳۷	۱۰/۰۸
۳۲/۷۸	۳۵/۶۵			۰/۰۴	۱/۲۲	۵۵/۵۷	۱۲۵/۲۶
-۷۹۹/۹۶	-۴۱/۸۰	-۵۶/۱۷	-۰/۱۱	-۳/۶۲	-۶۳/۷۵		-۹۶۵/۴۱
-۳۲/۲۲					۰/۰۰		-۳۲/۲۲
					۳/۲۹		۳/۲۹
					-۱۵/۲۹		-۱۵/۲۹
	-۱۸۶/۹۳	-۱/۲۰			۰/۰۰		-۱۸۸/۱۳
	-۱۲۸/۲۳	-۰/۹۶			۰/۰۱		-۱۲۹/۱۸
-۲۱/۹۰					۰/۰۰		-۲۱/۹۰
۶۱۲/۲۱	۱۱۸۰/۳۵	-۵۸/۳۳	۵/۴۶	۱/۹۷	-۲۴/۵۴	۱۰/۰۸	۱۷۲۷/۲۰
-۶۱۲/۲۱		-۸/۸۹			۶۱۳/۱۸		-۷/۹۲
	-۲۳۲/۴۹	۱۳۶/۸۹			۰/۰۱		-۹۵/۵۹
	-۲۶۵/۷۰	-۳/۴۰		۱۲۵/۷۷	-۹۰/۰۶	-۴/۳۷	-۲۳۷/۷۶
					-۰/۰۸		-۰/۰۸
	-۷۸/۲۴			-۴/۹۸	-۳/۸۸		-۸۷/۱۰
	-۰/۴۴			-۲۳/۰۳	-۲/۴۵		-۲۵/۹۲
	-۷/۴۸	-۳/۴۵			-۴۳/۰۰		-۵۳/۹۳
	۱۱/۱۸	-۱/۱۰	۰/۶۲		۲۶/۶۵		۳۷/۳۵
۰/۰۰	۶۰۷/۱۸	۶۱/۷۲	۶/۰۸	۹۹/۷۳	۴۷۵/۸۳	۵/۷۱	۱۲۵۶/۲۵

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، معاونت برنامه ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال های مختلف.

لزوم توجه به مدیریت انرژی در سمت عرضه و تقاضا در کشور و توجه به موضوع بهره‌وری انرژی می‌تواند با بررسی روند شدت انرژی اولیه و شدت انرژی نهایی بهتر نمایان شود. روند تغییرات شاخص شدت انرژی و بهره‌وری در جدول ۵ نشان داده شده است. مطابق این جدول مشخص است که وضعیت بهره‌وری انرژی هم در سمت تقاضا و هم در سمت عرضه انرژی در طول دوره مورد بررسی بدتر شده است. به‌طوری که در سال ۱۳۸۳ برای تولید یک میلیون ریال ارزش افزوده ۳/۱۲ بشکه معادل نفت خام، انرژی اولیه مصرف می‌شده است، ولی این میزان در سال ۱۳۸۸ به ۳/۳ بشکه معادل نفت خام افزایش یافته است. به عبارت بهتر به ازای یک واحد تولید در کشور در سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۳ معادل ۰/۱۸ بشکه معادل نفت خام، انرژی

بیشتر مصرف شده است. این مسئله در قسمت مصرف نهایی انرژی با شدت کمتری وجود داشته است. به صورتی که به ازای یک میلیون ریال ارزش افزوده در سال ۱۳۸۳ معادل ۲/۲۹ بشکه معادل نفت خام انرژی مصرف شده که این انرژی مصرفی به ازای همان میزان تولید، به ۲/۴ بشکه معادل نفت خام افزایش یافته است که میزان افزایش انرژی نهایی به ازای هر واحد تولید ۰/۱۱ بشکه معادل نفت خام بوده است.

بنابراین در ایران، رشد مصرف انرژی با رشد تولید ناخالص داخلی هماهنگ نبوده و علیرغم هم‌جهت بودن آنها، عدم تطابق بین رشد مصرف انرژی و رشد تولید، موجب شده که شدت انرژی در کشور روند صعودی داشته باشد. این روند صعودی شدت انرژی، بیانگر کاهش بهره‌وری این ماده حیاتی در کشور است. اصلاح الگوی مصرف در جهت افزایش بهره‌وری از ضروریات مهم جامعه محسوب می‌شود که بررسی ابزارهای لازم برای چنین اصلاحی بسیار اهمیت دارد. به عبارت دیگر تعدیل مصرف و منطقی کردن آن نیاز به استفاده از برخی سیاست‌ها و ابزارها دارد، تا روند رشد مصرف تعدیل شده و هماهنگ با افزایش سطح تولید شود.

جدول ۵. روند تغییرات شاخص شدت انرژی و بهره‌وری انرژی طی دوره ۱۳۸۳-۱۳۸۶

شرح	واحد	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
عرضه انرژی اولیه	میلیون بشکه معادل نفت خام	۱۲۷۹/۶	۱۳۴۵/۳	۱۴۲۴/۳	۱۵۴۰/۷	۱۶۹۳/۲	۱۷۲۷/۲
مصارف نهایی انرژی	میلیون بشکه معادل نفت خام	۹۲۸/۸	۹۹۵/۵	۱۰۷۴/۴	۱۲۰۵	۱۱۸۷/۴	۱۲۵۶/۲۵
تولید ناخالص داخلی	میلیارد ریال - ثابت ۱۳۷۶	۴۱۰۴۲۹	۴۳۸۹۰۰	۴۶۷۹۳۰	۴۹۹۰۷۱	۵۱۶۹۴۹	۵۲۲۶۳۵
شدت انرژی اولیه	بشکه معادل نفت خام به ازای یک میلیون ریال ارزش افزوده	۳/۱۲	۳/۰۷	۳/۰۴	۳/۰۹	۳/۲۸	۳/۳۰
شدت انرژی نهایی	بشکه معادل نفت خام به ازای یک میلیون ریال ارزش افزوده	۲/۲۹	۲/۲۷	۲/۳۰	۲/۴۱	۲/۳۰	۲/۴۰
بهره‌وری انرژی اولیه	هزار ریال ارزش افزوده به ازای یک بشکه معادل نفت خام	۳۲۰/۷	۳۲۶/۲	۳۲۸/۵	۳۲۳/۹	۳۰۵/۳	۳۰۲/۶
بهره‌وری انرژی نهایی	هزار ریال ارزش افزوده به ازای یک بشکه معادل نفت خام	۴۳۷/۲	۴۴۰/۹	۴۳۵/۵	۴۱۴/۲	۴۳۵/۴	۴۱۶/۰

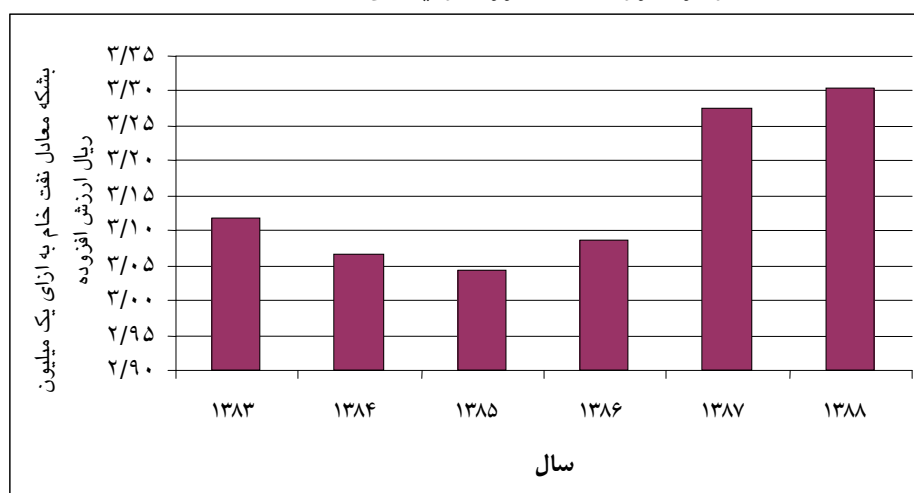
مأخذ: نماگرهای اقتصادی بانک مرکزی و ترازنامه هیدروکربوری وزارت نفت.

در این دوره مصارف واسطه، تلفات تبدیل، انتقال و مصارف غیرانرژی از رشد متوسط سالیانه ۰/۷۸ درصد برخوردار بوده که موجب شده رشد متوسط سالیانه عرضه انرژی اولیه (۶/۲ درصد) از رشد متوسط سالیانه مصرف نهایی انرژی (۶ درصد) بالاتر باشد و این نشان از کاهش بهره‌وری در سمت عرضه انرژی کشور دارد (جدول ۵). این موضوع با نمودارهای زیر نیز قابل



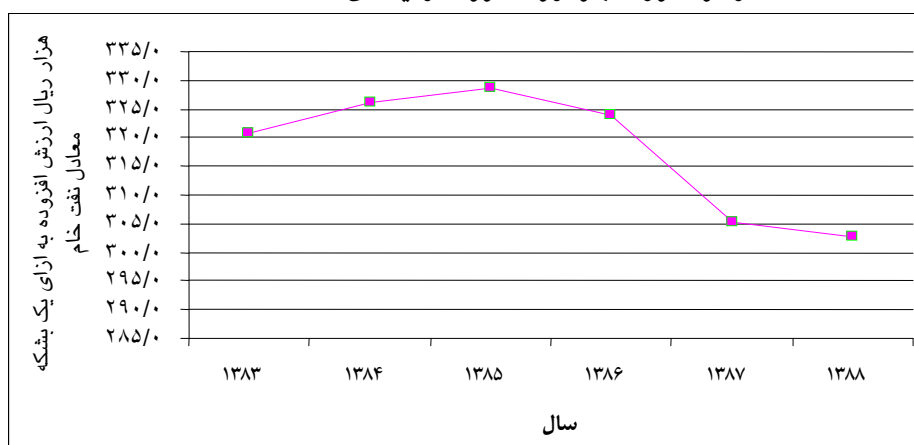
مشاهده است. براساس نمودار ۶ که شدت انرژی اولیه را نشان می‌دهد می‌توان روند شدت انرژی و اقدامات انجام شده در بخش انرژی را تا سال ۱۳۸۵ منطقی و قابل قبول توصیف کرد، اما از سال ۱۳۸۶ روند مصرف انرژی اولیه برای تولید ارزش‌افزوده روندی صعودی به خود گرفته که بهره‌وری سمت عرضه انرژی کشور که به‌طور کامل در اختیار دولت قرار دارد (یعنی از مرحله تولید انرژی در سرچاه البته برای نفت خام و گاز طبیعی تا پالایش و انتقال آن و تحویل به دست مصرف‌کننده) نمودار ۷ نشانگر آن است که اقدامات مثبت سمت عرضه انرژی از سال ۱۳۸۶ عملاً ناکافی بوده و روند بهره‌وری گویای این واقعیت تلخ است.

نمودار ۶. روند شدت انرژی اولیه طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.

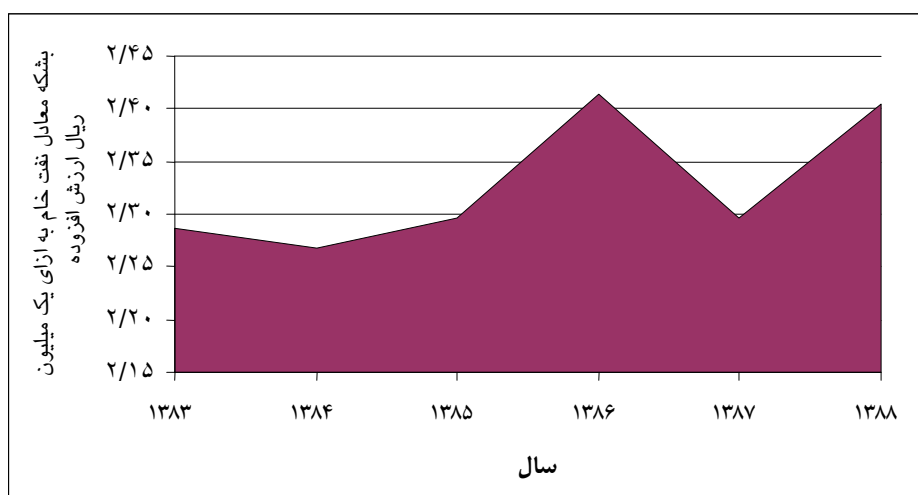
نمودار ۷. روند بهره‌وری انرژی اولیه طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.

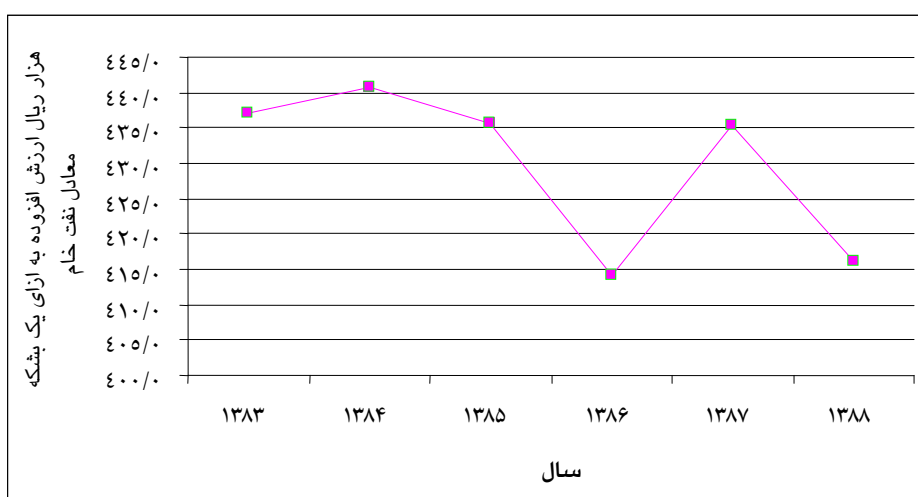
برای بررسی وضعیت شدت و بهره‌وری انرژی در سمت تقاضا نیز می‌توان از نمودارهای زیر کمک گرفت. براساس نمودار ۸ که شدت انرژی نهایی را نشان می‌دهد می‌توان روند شدت انرژی و اقدامات انجام شده در بخش انرژی را تا سال ۱۳۸۵ منطقی و قابل قبول توصیف کرد، اما از سال ۱۳۸۶ روند مصرف انرژی نهایی برای تولید ارزش‌افزوده روندی صعودی به خود گرفته است.

نمودار ۸. روند شدت انرژی نهایی طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۳



مأخذ: همان.

نمودار ۹. روند بهره‌وری انرژی نهایی طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۳



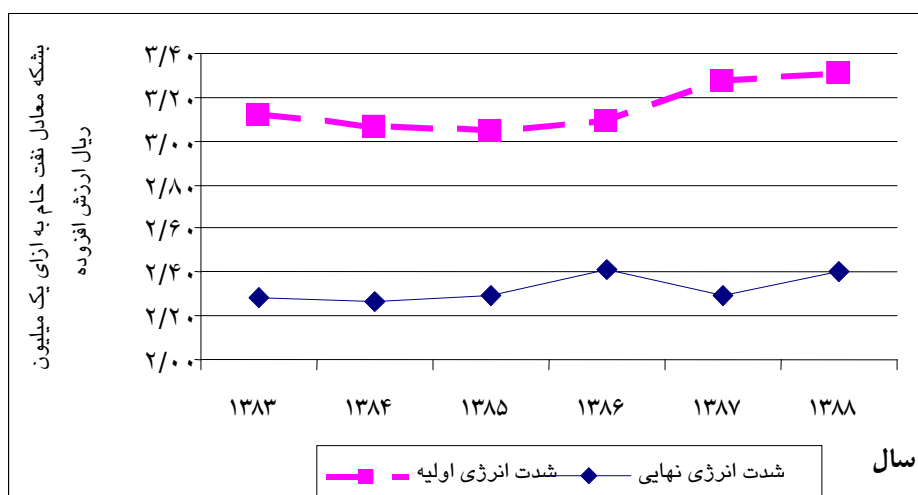
مأخذ: همان.

تفاوت انرژی اولیه و نهایی مصرفی به ازای یک واحد تولید در طول دوره مورد بررسی نشان می‌دهد که وضعیت بهره‌وری انرژی از سال ۱۳۸۵ در سمت عرضه انرژی از سمت تقاضا بدتر



بوده است. به عبارت بهتر، شدت انرژی اولیه روند صعودی‌تری را پشت سر گذاشته است (نمودار ۱۰)، لذا مدیریت سمت عرضه نسبت به مدیریت سمت تقاضا از اهمیت بیشتری برخوردار است و این موضوع به نوعی نشان‌دهنده وجود پتانسیل زیاد در امر صرفه‌جویی انرژی در واحدهای مصرف‌کننده انرژی در کشور است. به عبارت بهتر شکاف بین شدت انرژی اولیه و نهایی از سال ۱۳۸۳ تا سال ۱۳۸۶ روندی کاهشی داشته، اما از سال ۱۳۸۶ تا ۱۳۸۸ به این فاصله افزوده شده است. لذا بررسی کارایی سمت عرضه در سال‌های اخیر از بررسی کارایی سمت تقاضا اهمیت بیشتری یافته است.

نمودار ۱۰. مقایسه روند شدت مصرف نهایی انرژی و شدت مصرف انرژی اولیه طی دوره ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.

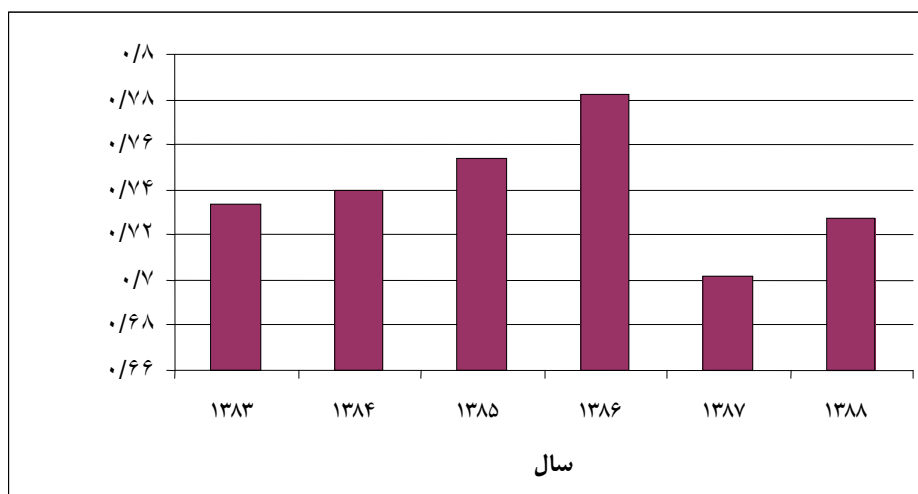
بررسی کارایی سمت عرضه انرژی که عمدتاً در برگیرنده کارایی در تبدیل و انتقال انرژی است می‌تواند با شاخص زیر نیز مورد ملاحظه قرار گیرد:

عرضه انرژی اولیه / مصرف نهایی انرژی = کارایی در تبدیل و انتقال انرژی

این نسبت نشان‌دهنده آن است که چه میزان از انرژی در فرایندهای تولید (تبدیل) و انتقال به هدر می‌رود. هر چه میزان این نسبت به عدد یک نزدیک‌تر شود نشان‌دهنده بهبود کارایی در سمت عرضه است. مقدار این شاخص عمدتاً متناظر با تفاوت شاخص شدت انرژی اولیه و شدت انرژی نهایی است و هر چه این تفاوت کمتر شود نشان از کارایی بیشتر در سمت عرضه است. این نسبت در دوره مورد بررسی در نمودار ۱۱ به تصویر درآمده است. روند این نسبت نشان می‌دهد که

وضعیت کارآیی در سمت عرضه در دوره زمانی ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۶ بهبود قابل ملاحظه‌ای یافته است اما از سال ۱۳۸۷ این کارآیی به میزان قابل توجهی کاهش یافته است.

نمودار ۱۱. نسبت مصرف نهایی انرژی به عرضه انرژی اولیه طی دوره ۱۳۸۸-۱۳۸۳



مأخذ: همان.

۴-۱. روند تغییرات قیمت‌های جاری و واقعی حامل‌های انرژی

نگاهی به جدول ۶ نشان می‌دهد که قیمت اسمی فرآورده‌های نفتی در این دوره تغییر قابل ملاحظه‌ای نداشته‌اند و تنها حامل بنزین در این دوره تغییر اندکی در قیمت داشته است. بجز حامل بنزین معمولی و بنزین سوپر که به ترتیب ۲۰۰ ریال و ۴۰۰ ریال افزایش قیمت داشته‌اند، تغییری در قیمت سایر حامل‌های نفتی اصلی ایجاد نشده است. با توجه به نرخ تورم متوسط ۱۵/۶ درصدی در طی این دوره، قیمت واقعی تمام حامل‌ها با کاهش همراه شده است.



جدول ۶. مقایسه قیمت اسمی و واقعی پنج فرآورده اصلی طی دوره ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به ریال/لیتر)

حامل	۱۳۸۳		۱۳۸۴		۱۳۸۵		۱۳۸۶		۱۳۸۷		۱۳۸۸	
	اسمی	واقعی	اسمی	واقعی	اسمی	واقعی	اسمی	واقعی	اسمی	واقعی	اسمی	واقعی
گاز مایع	۷۰/۳	۲۵/۶	۷۰/۳	۲۲/۹	۷۰/۳	۲۰/۴	۷۰/۳	۱۷/۲	۳۰/۸۹	۶/۰	۳۰/۸۹	۵/۵
بنزین سوپر	۱۱۰۰	۴۰۰/۷	۱۱۰۰	۳۵۷/۶	۱۱۰۰	۳۱۹/۶	۱۴۰۰	۳۴۳/۵	۱۵۰۰	۲۹۳/۵	۱۵۰۰	۲۶۴/۹
بنزین بدون سرب	۸۰۰	۲۹۱/۴	۸۰۰	۲۶۰/۱	۸۰۰	۲۳۲/۴	۱۰۰۰	۲۴۵/۴	۱۰۰۰	۱۹۵/۷	۱۰۰۰	۱۷۶/۶
بنزین معمولی	۸۰۰	۲۹۱/۴	۸۰۰	۲۶۰/۱	۸۰۰	۲۳۲/۴	۱۰۰۰	۲۴۵/۴	۱۰۰۰	۱۹۵/۷	۱۰۰۰	۱۷۶/۶
نفت سفید	۱۶۵	۶۰/۱	۱۶۵	۵۳/۶	۱۶۵	۴۷/۹	۱۶۵	۴۰/۵	۱۶۵	۳۲/۳	۱۶۵	۲۹/۱
نفت گاز نیروگاه	۵۹/۱۸	۲۱/۶	۵۹/۱۸	۱۹/۲	۵۹/۱۸	۱۷/۲	۵۹/۱۸	۱۴/۵	۵۸/۵۶۴	۱۱/۵	۵۸/۵۶۴	۱۰/۳
نفت گاز سایر بخش‌ها	۱۶۵	۶۰/۱	۱۶۵	۵۳/۶	۱۶۵	۴۷/۹	۱۶۵	۴۰/۵	۱۶۵	۳۲/۳	۱۶۵	۲۹/۱
نفت کوره نیروگاه	۳۰/۶۱۳	۱۱/۲	۳۰/۶۱۳	۱۰/۰	۳۰/۶۱۳	۸/۹	۳۰/۶۱۳	۷/۵	۳۰/۶۱۳	۶/۰	۳۰/۶۱۳	۵/۴
نفت کوره سایر بخش‌ها	۹۴/۵	۳۴/۴	۹۴/۵	۳۰/۷	۹۴/۵	۲۷/۵	۹۴/۵	۲۳/۲	۹۴/۶	۱۸/۵	۹۴/۵	۱۶/۷

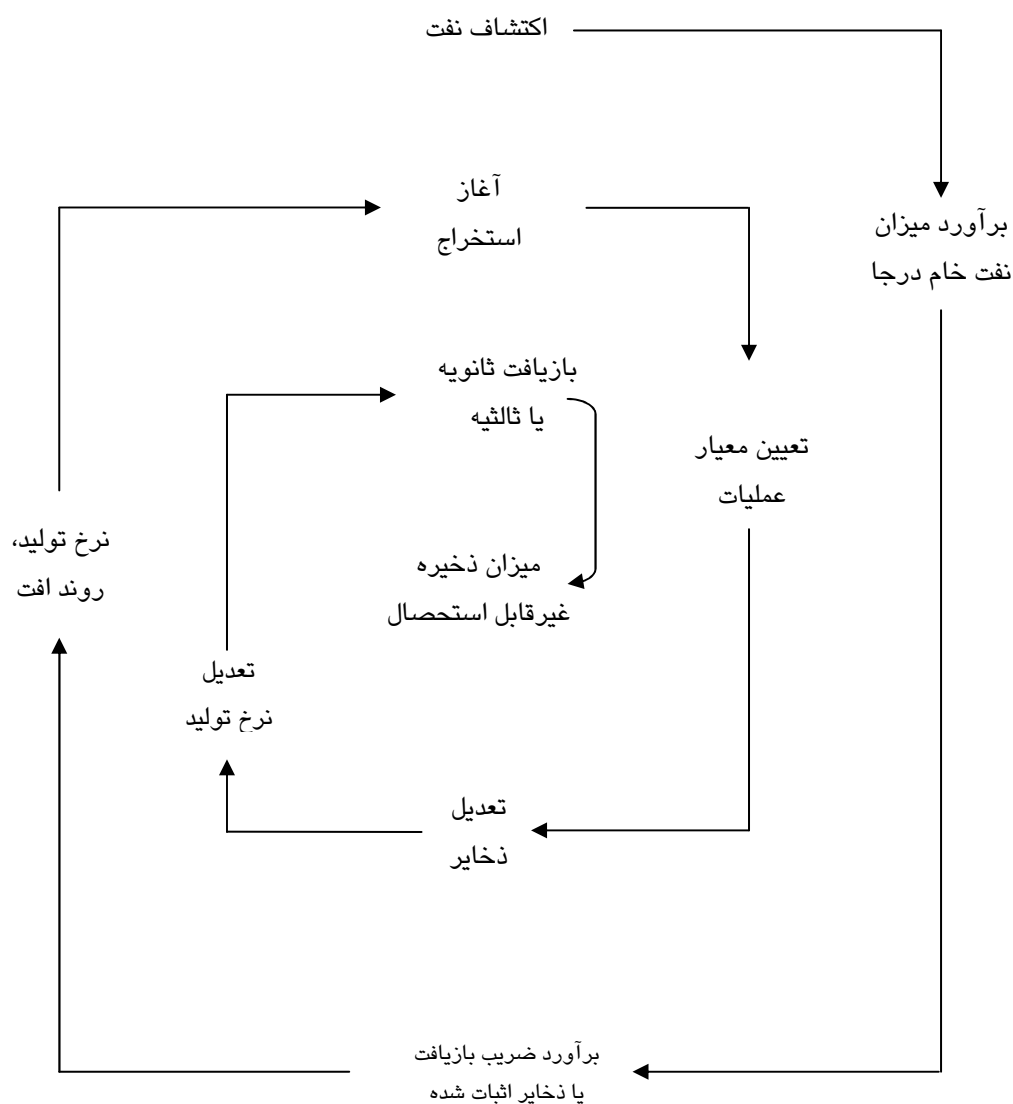
مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.

توضیح: لازم به یادآوری است که ارقام سال ۱۳۸۸ مقدماتی است.

۲. بررسی عملکرد امور اکتشاف نفت و گاز

در صنعت نفت فعالیت‌های بسیاری انجام می‌شود تا نفت خام از مخزن استحصال شود. هیچ یک از این فعالیت‌ها ساده نیستند. کل فعالیت استخراج نفت که از ابتدا با زمین‌شناسی اکتشافی آغاز می‌شود تا انتها که با توزیع و مصرف فرآورده‌های نهایی خاتمه می‌یابد، فرایندی پیچیده است. شکل زیر چرخه اکتشاف، توسعه و تولید میدان نفتی و گازی را نشان می‌دهد.

شکل چرخه توسعه و تولید یک میدان نفتی



مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی غروب نفت در صحرا.

شکل بالا نشان می‌دهد که داستان استخراج نفت خام با مطالعات اکتشاف آغاز می‌شود و هنگامی که میدان کشف می‌شود، باید نفت و گاز درجای موجود در ساختار تازه کشف شده مورد ارزیابی قرار گیرد. این عمل شامل مجموعه‌ای از فرایندهای بسیار پیچیده جمع‌آوری اطلاعات و پردازش و محاسبه آنها می‌شود. زمانی که برآوردهای اولیه در مورد ذخایر نفت درجا تکمیل شد، مرحله دوم ارزیابی که مشکل‌تر از مرحله اول است، شروع می‌شود تا مشخص شود چند درصد از این ذخایر در نهایت قابل برداشت است و اینکه بهره‌برداری چه مقدار از کل ذخایر هیدروکربوری از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه است و در نتیجه ذخایر به‌عنوان ذخایر اثبات شده ثبت



می‌شوند. دیگر فعالیت‌های مربوط به شکل بالا نیز به ترتیب و با انجام مراحل قبلی پیگیری می‌شود. فعالیت‌های اکتشافی ازجمله فعالیت‌های این چرخه است که عملکرد آن در این قسمت مورد توجه قرار می‌گیرد.

همان‌طوری که در نمودار کلی سازمان وزارت نفت در صفحات بعدی نشان داده شد، اکتشاف که جزء فعالیت‌های شرکت ملی حفاری ایران محسوب می‌شود به لحاظ ساختار سازمانی ازجمله زیرمجموعه‌های شرکت ملی نفت ایران است.

شرکت ملی اکتشاف با همکاری پیمانکاران داخلی و خارجی فعالیت‌های امور اکتشاف نفت و گاز را انجام می‌دهد. فعالیت‌های مربوط به اکتشاف در زمره مهمترین فعالیت‌های بخش بالادستی صنعت نفت است. این فعالیت به این دلیل اهمیت دارد که به دنبال کشف منابع جدید برای جایگزینی منابع در حال استخراج و یا مخازنی است که دیگر نفت یا گازی از آن استخراج نمی‌شود. فعالیت مربوط به اکتشاف در گروه فعالیت‌های صنعت نفت و گاز، از بالاترین میزان خطرپذیری برخوردار است. این فعالیت‌ها شامل عملیات نقشه‌برداری، زمین‌شناسی سطح‌الارضی، ژئوفیزیک نظیر عملیات ثقل‌سنجی، لرزه‌نگاری دوبعدی و سه‌بعدی و سرانجام حفاری اکتشافی، توصیفی و تحدیدی هستند. عملکرد فعالیت‌های اکتشافی به ساختار زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی و پیشرفت‌های تکنولوژیکی در روش‌ها و تجهیزات مربوط به فعالیت اکتشاف بستگی دارد.^۱ با توجه به این مطالب، فعالیت مربوط به اکتشاف نفت و گاز دارای فرایندهای زیر است.

۲-۱. فرایند مطالعات و عملیات اکتشاف نفت و گاز

اولین گام در راه کشف نفت در اعماق زمین، عملیات اکتشافی نامیده می‌شود که با بهره‌گیری از دانش زمین‌شناسی، وضعیت و ساختمان طبقات زمین در محل مورد نظر، امکانپذیر است. مراحل مختلف اکتشاف نفت عبارتند از:

۲-۱-۱. نقشه‌برداری

نقشه‌برداری از محل مورد نظر که قبلاً توسط عکس هوایی با استفاده از هواپیما انجام می‌گرفت، امروزه با استفاده از ماهواره‌ها با تکنیک جدید انجام می‌شود.

۲-۱-۲. عملیات زمین‌شناسی

در انجام عملیات زمین‌شناسی سطح‌الارضی، زمین‌شناسان با استفاده از نقشه، محلی را که در آن

۱. مهرورز، مهدی. دانشنامه نفت و انرژی. انجمن نفت ایران. چاپ اول مهرماه ۱۳۷۸. ص ۴۰.
بانکیان، محمد اسماعیل. فرهنگ‌نامه چهار زبانه. سازمان برق ایران- وزارت نیرو، چاپ اول، ۱۳۷۲.

احتمال وجود نفت یا گاز باشد، تعیین می‌کنند. سپس گروه زمین‌شناس با استفاده از دانش دیرین‌شناسی، سنگ‌های آن ناحیه را مورد مطالعه قرار می‌دهند و قدمت آن را معلوم می‌کنند، سپس به کمک نتایج حاصله، منابع نفت را پیدا می‌کنند.

۳-۱-۲. عملیات ژئوفیزیک

عملیات ژئوفیزیک در شرایطی انجام می‌شود که حداکثر اطلاعات لازم از روی مطالعه نقشه‌های هوایی و بررسی سنگ‌های سطح‌الارضی در دست باشد. با استفاده از روش‌های مختلف زیر می‌توان خواص فیزیکی و نحوه قرار گرفتن طبقات زمین را روشن کرد:

الف) بررسی‌های مغناطیسی

با استفاده از هواپیما می‌توان تغییرات میدان مغناطیسی زمین را مورد مطالعه قرار داد و بر آن اساس شکل تحت‌الارضی طبقات زمین را مشخص کرد.

ب) ثقل‌سنجی

چون وزن مخصوص سنگ‌های موجود در زمین متفاوت است، با بررسی‌های ثقل‌سنجی طبقات زمین، می‌توان اطلاعات لازم را از نحوه قرار گرفتن طبقات و مخازن زیرزمینی کسب نمود.

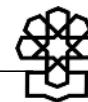
ج) مطالعات لرزه‌نگاری

در این مرحله با ایجاد یک انفجار کوچک، امواج ایجاد شده در طبقات مختلف زمین نفوذ می‌کند و انعکاس آن به وسیله دستگاه‌های مخصوص بر روی نوار ثبت می‌شود. با مطالعه سرعت انتقال امواج از روی نوار می‌توان نقاط مناسب برای حفر چاه را مشخص کرد.

۴-۱-۲. مطالعات ژئوشیمی زمین

مطالعه ژئوشیمی، با بررسی مقدار مواد شیمیایی در پوسته زمین و تحقیق در مورد جابجایی و تحرک این مواد در طبیعت، با توجه به مشخصات و خصوصیات اتمی و یونی آنها، مراکز تجمع هیدروکربورها را مشخص می‌کند.

با توجه به اینکه کشور ما دارای منابع نفت و گاز است و از این نظر دارای توانمندی بسیاری است، برای دستیابی به منابع بیشتر نفت و گاز در عرصه اکتشاف نفت و گاز در قوانین برنامه و بودجه‌های سالیانه اهدافی به صورت زیر مورد تصویب قرار می‌گیرد که در ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم توسعه به آن اشاره شده است.



۲-۲. اهداف کلی امور اکتشاف نفت و گاز

در سند توسعه بخش نفت و گاز در برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی و در راهبردهای کلان به گسترش اکتشاف نفت و گاز به عنوان پشتوانه تولید نفت و گاز تأکید دارد و در سیاست‌های اجرایی نیز، اولویت اکتشاف به توسعه میدان‌های مشترک و استخراج نفت و گاز از این‌گونه میدان‌ها داده شده است. ضمن اینکه در سیاست‌های اجرایی تصریح شده که انجام فعالیت‌های اکتشافی نفت و گاز باید به گونه‌ای صورت گیرد که ذخایر اکتشافی در طول برنامه حداقل معادل نفت خام برداشت شده از مخازن باشد.

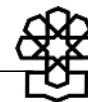
در بند «ب» و «ج» ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم تأکید شده است که برای توسعه میدان‌های نفت و گاز تا سقف تولید اضافی روزانه یک میلیون بشکه نفت خام و ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی با اولویت میداین مشترک پس از تصویب توجیه فنی و اقتصادی طرح‌ها در شورای اقتصاد و مبادله موافقتنامه با سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور نسبت به انعقاد قراردادهای اکتشافی و توسعه میدان‌ها با تأمین منابع مالی با طرف‌های خارجی یا شرکت‌های صاحب صلاحیت داخلی اقدام شود.

همچنین در بند «ه» ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم توسعه به دولت اجازه داده شده تا برای شناسایی و اکتشاف هرچه بیشتر منابع نفت و گاز در سراسر کشور و انتقال فناوری‌های جدید در امور اکتشاف در کلیه مناطق کشور (به استثنای استان‌های خوزستان، بوشهر و کهگیلویه و بویراحمد) عملیات اکتشافی با ریسک پیمانکار انجام شود و در صورتی که به کشف میدان قابل تولید تجاری منجر شد با تصویب شورای اقتصاد نسبت به عقد قراردادهای بیع متقابل (اکتشاف و استخراج) از طریق برگزاری مناقصه اقدام شود و در صورتی که اکتشاف با ریسک پیمانکار به کشف میدان تجاری منجر نشد، قرارداد خاتمه یافته تلقی گردیده و طرف قرارداد حق مطالبه هیچ‌گونه وجهی را ندارد. با توجه به این اهداف، به منظور انجام فعالیت‌های اکتشافی در کشور، برخی نواحی کشور که از احتمال وجود منابع هیدروکربوری برخوردار هستند، به صورت زیر مورد اولویت‌بندی قرار گرفتند.

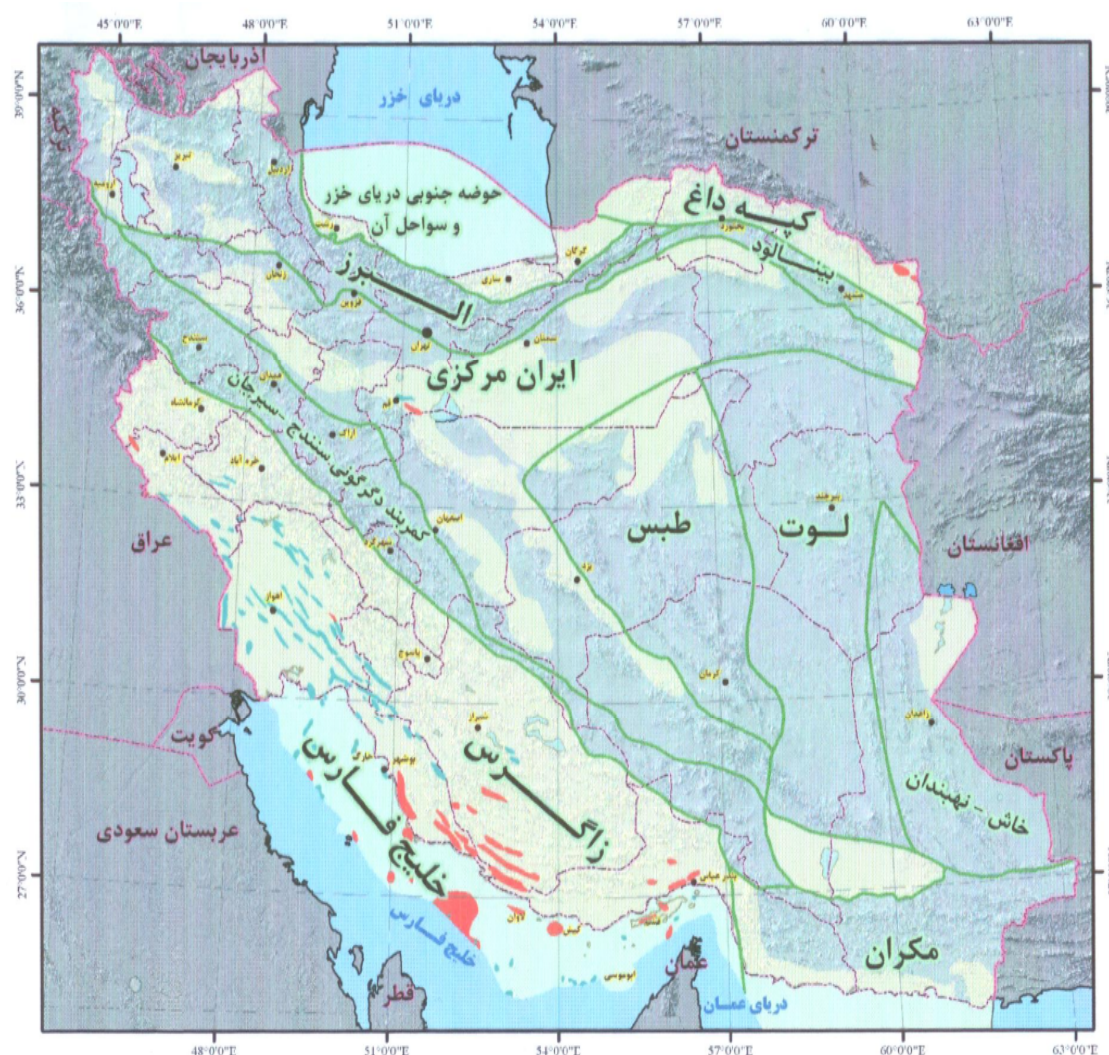
۲-۳. اولویت‌بندی و شناسایی نواحی هیدروکربوری کشور

از اقدامات مهم مدیریت اکتشاف، اولویت‌بندی نواحی هیدروکربوری کشور براساس شرایط مربوط به تشکیل و وجود نفت و گاز می‌باشد، زیرا برای تشکیل نفت در حوضه‌های رسوبی سه عامل: - سنگ منشأ (رسوبات دارای مواد آلی کانی)،

- سنگ مخزن (رسوبات دارای تخلخل - عبورپذیری و شکستگی)،
 - سنگ پوششی (رسوبات غیرقابل نفوذ مثل گچ و نمک بر روی مخزن).
- تأثیر اساسی دارد. یعنی در مناطقی که شرایط فوق وجود ندارد و مناطقی که دارای گستره آذرینی، شکستگی‌های بزرگ باشند، هیدروکربور تشکیل نمی‌شود.
- بر این اساس حوضه‌های رسوبی در زمان‌های مختلف زمین‌شناسی در کل کشور ایران شناسایی شده که در مناطق ۶ گانه زیر (مطابق نقشه ۱) وجود دارند.
- زاگرس و خلیج فارس،
 - ایران مرکزی،
 - کپه داغ و گرگان،
 - دریای مازندران و سواحل آن،
 - مغان،
 - مکران و دریای عمان.
- مناطق فوق‌الذکر در داخل خود نیز به لحاظ برخورداری از منابع هیدروکربوری دارای ارزش‌های متفاوت هستند. از کل مساحت کشور حدود ۹۰۰ هزار کیلومتر مربع مناطق مساعد برای اکتشاف هیدروکربوری وجود دارد که این میزان را به صورت زیر می‌توان اولویت‌بندی کرد:
- **اولویت اول:** شامل زاگرس و خلیج فارس و دشت سرخس با وسعت ۲۷۰ هزار کیلومتر مربع.
 - **اولویت دوم:** شامل بخش مرکزی ایران مرکزی به وسعت ۷ هزار کیلومتر مربع.
 - **اولویت سوم:** شامل بخش‌هایی از ایران مرکزی - زاگرس مرتفع - دریای مازندران - کپه‌داغ - گرگان با مساحت تقریبی ۲۰۰ هزار کیلومتر مربع.
 - **اولویت چهارم:** شامل بخش‌هایی از ایران مرکزی - مکران - دریای عمان - طبس - سواحل دریای مازندران - مغان - کپه‌داغ مرکزی و شرقی - بینالود و البرز غربی به مساحت ۲۲۰ هزار کیلومتر مربع.
 - **اولویت پنجم:** شامل بخش‌هایی از ایران مرکزی - تربت جام - جازموریان - زابل به مساحت تقریبی ۷۰ کیلومتر مربع. جزئیات مربوط به این اولویت‌ها در نقشه ۱ آمده است.



نقشه ۱. محدوده حوضه‌های دارای توان هیدروکربوری



با توجه به تعیین اولویت‌های پنج‌گانه مربوط به نواحی هیدروکربوری کشور و اهدافی که در قانون برنامه چهارم توسعه و سند توسعه بخش انرژی این برنامه مورد تصویب قرار گرفته است، فعالیت‌هایی در حوزه اکتشاف نفت و گاز در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ انجام شده است که در قسمت‌های بعدی این گزارش مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲-۴. بررسی فعالیت‌های کلی مدیریت اکتشاف (مطالعات جامع)

نظر به اینکه فعالیت اکتشافی دارای مراحل مختلفی است و پیش‌تر نیز توضیح داده شد که این فعالیت تابع برخی متغیرهاست، به تناسب این وضعیت، فعالیت مربوط به این قسمت در سالیان اخیر از نوساناتی برخوردار است. عملیات مربوط به این فعالیت در مناطقی انجام می‌شود که به لحاظ اهمیت در اولویت قرار دارند. جزئیات مربوط به هریک از مراحل مختلف اکتشاف و عملیات

زمین‌شناسی، ژئوفیزیک دوبعدی و سه‌بعدی و نقشه‌برداری در جدول ۷ ذکر شده است. لازم به ذکر است که در سال ۱۳۸۸ عملیات زمین‌شناسی به وسیله ۱۶ گروه‌ماه انجام شده است.

جدول ۷. فعالیت‌های مربوط به مراحل مختلف اکتشاف در سال‌های ۱۳۷۷-۱۳۸۸

شرح	واحد	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸*
عملیات زمین‌شناسی	کیلومتر مربع	۱۴۹۳۱	۲۳۸۷۵	۲۴۱۷۰	۱۹۵۶۶	۳۳۰۲	۱۶۲۸۰	۳۶۴۸۰	۵۴۶۵۹	۱۱۲۸/۶	۸۳۵۲۱	۲۶۶۷۴۵**	۶۱۶۷۰
عملیات ژئوفیزیکی (دوبعدی)	کیلومتر	۹۱۷۴	۲۲۲۹۵	۶۲۲۴۶	۲۴۰۱۴	۸۴۸۲	۱۴۷۹	۸۴۴۵	۵۰۸۳	۱۱۴۵	۸۸۵/۷	۲۷۰۶/۶	۲۴۳۰/۳
عملیات ژئوفیزیک (سه‌بعدی)	کیلومتر مربع	۶۷۰	۴۸۱	۲۸۶	۱۲۲۵	۱۰۸۳	۱۸۳۹		۱۵۹۶	۱۳۷۲	۳۸۲/۱	۳۱۲/۵	۵۲۵/۶۶
عملیات نقشه‌برداری	کیلومتر	۱۹۷۳۳	۲۵۰۱۲	۳۶۷۱۷	۳۶۷۹۴	۲۰۳۰۰	۱۰۰۰۰	۱۲۰۰۰	-	۱۵۱۰	۲۴۸۴/۴	-	-

مأخذ: ترازنامه انرژی، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، سال ۱۳۸۷.

* آمار مقدماتی است.

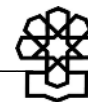
** عدد گزارش شده وسعت نواحی مطالعه شده را نشان می‌دهد.

اطلاعات مندرج در جدول ۷ نشان می‌دهد که هریک از مراحل مختلف عملیات اکتشاف در سال‌های ۱۳۷۷-۱۳۸۸ دارای نوسان است. همان‌طوری که در جدول مشخص شد، عملیات ژئوفیزیک دوبعدی در سال ۱۳۸۸ به میزان ۲۴۳۰/۳ کیلومتر انجام شده است که از این میزان، ۱۸۸۶/۳ کیلومتر به طرح اکتشاف نفت و گاز و ۵۴۴ کیلومتر آن به بلوک‌های اکتشافی مربوط بود. در ابتدای این قسمت توضیح داده شده که فعالیت‌های اکتشافی از جمله فعالیت‌های با ریسک بالا هستند و براساس این، ضریب موفقیت^۱ در آن بسیار مهم است. این ضریب در سال‌های اخیر در کشور ۷۹ درصد بود، ولی ضریب موفقیت جهانی در حدود ۳۰ تا ۳۵ درصد اعلام شده است.

۱-۴-۲. عملکرد طرح‌ها و پروژه‌های اکتشاف نفت و گاز

اضافه بر عملیات عمومی اکتشاف نفت و گاز که به‌صورت مستمر در زمینه‌های مختلف زمین‌شناسی، ژئوفیزیک و حفاری توسط مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت انجام می‌شود و به آنها اشاره شد، طرح‌ها و پروژه‌های اکتشافی نفت و گاز چه به شکل طرح‌های مستقل اکتشافی (بلوک‌های اکتشافی) و چه به شکل مطالعات مشترک اکتشافی با پیمانکاران خارجی اجرا می‌شود. یعنی با توجه به شناخت کلی از نواحی هیدروکربوری، به صورت مختلف اجرا می‌شود. بعضی از طرح‌های اکتشافی با تقبل هزینه عملیات و ریسک توسط پیمانکاران خارجی و بعضی با بهره‌گیری از

۱. ضریب موفقیت عبارتست از نسبت چاه‌هایی که به مرحله تولید اقتصادی می‌رسند به کل تعداد چاه‌های حفر شده.



اطلاعات جمع‌آوری شده در زمینه ژئوفیزیکی یا ژئوشیمیایی با انعقاد قرارداد پیمانکاری با همکاری مدیریت اکتشاف و شرکت‌های خارجی اجرا می‌شود که جزئیات آن به صورت زیر است.

۱-۴-۲. بررسی آخرین وضعیت پروژه‌های مطالعاتی اکتشافی

متناسب با عملیات اکتشاف، به‌منظور تحقق اهداف مربوط به اکتشاف، پروژه‌های مطالعاتی متفاوتی برای این عملیات تعریف می‌شود. از جمله این پروژه‌ها عبارتند از، پروژه آنالیز نمونه‌های ژئوشیمی و پروژه‌های مربوط به بلوک‌های اکتشافی - توسعه‌ای است. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در ادامه این بخش آمده است.

- پروژه آنالیز نمونه‌های ژئوشیمی

براساس این پروژه، نمونه‌های نفت، گاز و نمونه‌های سنگ منشأ کلیه حوضه‌های رسوبی و چاه‌ها توسط پیمانکار آنالیز شده و برای تفسیر در اختیار کارشناسان قرار می‌گیرد. پیشرفت این پروژه در پایان سال ۱۳۸۷ به میزان ۲۶ درصد بوده و در سال ۱۳۸۸ ادامه یافت.

- پروژه مدل‌سازی حوضه در حوضه ایران مرکزی

براساس نتایجی که از پروژه مطالعاتی حوضه رسوبی ایران مرکزی در نواحی ساوه - قم - کاشان - زواره طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۸۶ به‌دست آمد، مدل‌سازی حوضه در نواحی مذکور به‌منظور بررسی موارد زیر در تاریخ ۱۳۸۷/۹/۱۵ آغاز شد:

- ارزیابی سیستم نفتی ناحیه،
- پیش‌بینی نوع و میزان هیدروکربور،
- تعیین میزان پرشدگی هیدروکربور در سنگ مخزن،
- تعیین میزان ریسک حفاری اکتشافی و اولویت‌بندی اهداف مذکور.

۲-۴-۲. آخرین وضعیت بلوک‌های اکتشافی - توسعه‌ای

برای طرح‌های اکتشافی - توسعه‌ای، در بلوک‌های مربوطه فعالیت‌هایی انجام شده است که جزئیات آن به صورت زیر است:

در بلوک ساوه شرکت PTTEP (تایلند) قراردادی از نوع بیع متقابل منعقد کرده است که بنا بر آخرین وضعیت آن، عملیات حفاری آن در حال اتمام است.

در بلوک کوه‌دشت شرکت CNPC (چین) با انعقاد قراردادی از نوع بیع متقابل، عملیات حفاری سومین چاه آن پایان یافته و عملیات لرزه‌نگاری سه‌بعدی مربوط به آن تکمیل شده است.

در بلوک خرم‌آباد شرکت STATOIL-HYDRo (نروژ) با انعقاد قراردادی از نوع بیع متقابل، عملیات لرزه‌نگاری دوبعدی را به پایان رسانده است و تصمیم‌گیری جهت انتخاب اولین محل حفاری مربوط به آن را انجام داده است.

در بلوک گرمسار شرکت SINOPE (چین) با انعقاد قراردادی از نوع بیع متقابل فعالیت مربوط به پردازش خطوط لرنه‌نگاری دوبعدی را انجام داده است.

در بلوک دیر، شرکت EDISONGAS (ایتالیا) قراردادی از نوع بیع متقابل را منعقد کرده است که عملیات پردازش مجدد خطوط لرنه‌نگاری دوبعدی را به اتمام رسانده است.

در بلوک دانان، شرکت BATUPETRO (PETROVIETNAM) با انعقاد قراردادی از نوع بیع متقابل، عملیات پردازش مجدد خطوط لرنه‌نگاری دوبعدی را انجام داده است و مناقصه لرنه‌نگاری دوبعدی جدید مربوط به این بلوک آغاز شده است.

در بلوک بلوک مغان، ۲ شرکت INA (کرواسی) قراردادی به شکل بیع متقابل منعقد کردند و مطالعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی اولیه مربوط به آن ادامه دارد.

در بلوک توسن، شرکت PETROBRAS (برزیل) با انعقاد قراردادی از نوع بیع متقابل، فعالیت اکتشاف مربوط به این بلوک را انجام داده است. این بلوک فقط اکتشافی است و توسعه‌ای نمی‌باشد.

در بلوک ایرانمهر - فروز، شرکت REPSOL (اسپانیا) با عقد قراردادی از نوع بیع متقابل، توانسته است فعالیت اکتشافی را به اتمام برساند.

۵-۲. عملکرد شرکت ملی حفاری از نظر تعداد دکل و مترائ حفاری

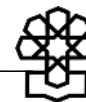
شرکت ملی حفاری ایران که از جمله شرکت‌های زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران است، به‌منظور افزایش ظرفیت استخراج نفت و گاز در کشور و استفاده بیشتر از میادین موجود کشور (اعم از مشترک و غیرمشترک)، نسبت به افزایش میزان تجهیزات مورد استفاده برای تحقق هدف فوق‌الذکر، لازم است اقداماتی را انجام دهد. بدین منظور این شرکت تا پایان سال ۱۳۸۸ تعداد ۵۹ دستگاه دکل حفاری، ۵۱ دستگاه حفاری ملکی (۴۸ دستگاه خشکی و ۳ دستگاه دریایی) و ۸ دستگاه حفاری استیجاری (۵ دستگاه دریایی و ۳ دستگاه خشکی) را برای انجام عملیات حفاری مورد استفاده قرار داده است. عملکرد این شرکت از لحاظ مترائ و تعداد چاه‌های حفاری شده در برنامه سوم و چهارم به صورت زیر است:

جدول ۸. عملکرد مترائ و تعداد چاه‌های حفاری شده شرکت ملی حفاری ایران

در برنامه‌های سوم و چهارم توسعه

برنامه	مترائ	حلقه چاه
برنامه سوم (۱۳۷۹-۱۳۸۳)	۱۳۹۴۳۹۲	۶۴۳
برنامه چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸)	۱۷۴۳۳۹۵	۷۹۱
جمع کل	۳۱۳۷۷۸۷	۱۴۳۴

مأخذ: شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد ارائه شده به مجمع عمومی صاحبان سهام، سال ۱۳۸۸.



ارقام مربوط به دو پارامتر متراژ حفاری شده و تعداد چاه‌ها، نشان می‌دهد که در ۱۰ سال گذشته فعالیت مربوط به هر دو پارامتر، رشد داشته است. به گونه‌ای که میزان متراژ حفاری شده در برنامه چهارم در مقایسه با برنامه سوم به میزان ۲۵ درصد و تعداد چاه‌های حفاری شده نیز در برنامه چهارم در مقایسه با برنامه سوم به میزان ۲۳ درصد رشد یافته است. در مورد متراژ حفاری و تعداد چاه‌ها، لازم است که به این نکته اشاره شود که هر قدر متراژ حفاری اکتشافی به نتیجه مثبت و حاکی از وجود هیدروکربور باشد، بر ذخایر هیدروکربور کشور اضافه می‌شود. اما تعداد چاه‌های حفاری شده اگر به دلیل افت فشار مخزن باشد، بیان‌کننده تولید غیرصیانتی از مخازن و میادین است که به عنوان نکته مثبتی تلقی نمی‌شود.

این میزان فعالیت توسط شرکت ملی حفاری ایران در سال‌های برنامه چهارم با استفاده از تعدادی دکل حفاری و به متراژهای متفاوتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ انجام شده است. همان‌طوری که ذکر شده است در سال‌های برنامه چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸) در مجموع ۱۷۴۳۳۶۱ متر در فعالیت‌های مربوط به اکتشاف، توسعه، تعمیراتی و تکمیلی، حفاری شده است. این میزان در سال‌های مورد نظر دارای نوساناتی بوده است. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۹ آمده است.

جدول ۹. عملکرد شرکت ملی حفاری ایران از سال ۱۳۸۳-۱۳۸۸

شرح	واحد	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
تعداد دکل‌های حفاری مورد استفاده	دستگاه	۴۸	۴۹	۵۰	۵۴	۵۴	۵۹
متراژ حفاری	متر	۳۳۱۹۱۵	۳۴۵۰۰۴	۳۲۶۱۳۹	۳۴۶۲۱۳	۳۹۱۶۳۰	۳۴۴۳۷۵
تعداد چاه‌های حفاری شده	حلقه	۱۵۱	۱۵۵	۱۷۲	۱۵۴	۱۷۳	۱۳۷

مأخذ: همان.

اطلاعات جدول فوق نشان می‌دهد که تعداد دکل‌های حفاری استفاده شده در شرکت ملی حفاری در سال‌های برنامه چهارم متفاوت بود و از ۴۸ دستگاه دکل در سال ۱۳۸۳ به ۵۹ دستگاه دکل رسیده است. متراژ حفاری نیز در سال‌های برنامه چهارم متفاوت بوده است و متراژ حفاری شرکت ملی حفاری در سال‌های برنامه نسبت به سال پایه (۱۳۸۳)، به‌طور متوسط ۰/۱۵ درصد رشد داشته است. در ارتباط با تناسب بین تعداد دکل‌ها و متراژ حفاری در فاصله سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ نمی‌توان رابطه‌ای مستقیم بین دو پارامتر مورد نظر استنباط کرد. این وضعیت به‌گونه‌ای است که در سال ۱۳۸۴، تعداد دکل‌ها ۴۹ دستگاه بود و این تعداد در سال ۱۳۸۵ به ۵۰ دستگاه افزایش یافت. ولی به‌رغم این افزایش، متراژ حفاری در سال ۱۳۸۵ کاهش یافت. در سال

۱۳۸۷ تعداد دکل‌های حفاری در مقایسه با سال ۱۳۸۶ ثابت بود، ولی متراژ حفاری شده افزایش داشت. این وضعیت در سال ۱۳۸۸ معکوس بود.

تعداد چاه‌های حفاری شده، در سال‌های برنامه چهارم از روندی ثابت تبعیت نکرده است و از سال ۱۳۸۳-۱۳۸۸، در برخی سال‌ها تعداد چاه‌های حفاری شده افزایش و در برخی از سال‌ها کاهش یافته است. مقایسه بین تعداد چاه‌های حفاری شده با میزان استخراج نفت خام در کشور نشان می‌دهد که تقریباً بین این دو رابطه‌ای مستقیم وجود دارد.

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۹، در سال ۱۳۸۸ برای ۱۳۷ حلقه چاه حفاری شده، به میزان ۳۳۴۳۷۵ متر حفاری شده است و این میزان فعالیت در ۱۰ استان کشور انجام شده است. از ۱۳۷ حلقه چاه حفاری شده در سال ۱۳۸۸، تعداد ۹۶ حلقه چاه در مناطق نفت‌خیز جنوب، ۲۳ حلقه چاه در شرکت نفت مناطق مرکزی، ۸ حلقه چاه در شرکت نفت فلات قاره، ۴ حلقه چاه در مدیریت اکتشاف و ۶ حلقه چاه دیگر به صورت پروژه‌ای حفر و تکمیل شده‌اند، همچنین توسط شرکت ملی حفاری ایران، تاکنون ۴ حلقه چاه افقی حفر شده است که آخرین آنها با متراژ ۹۵۴ متر بود.

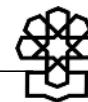
۲-۶. بررسی فعالیت حفاری اکتشافی

فعالیت‌های حفاری علاوه بر مدیریت اکتشاف، در شرکت‌های عملیات نفتی، نظیر شرکت‌های مناطق نفت‌خیز جنوب، مناطق خشکی و مناطق دریایی با هدف افزایش استخراج از میادین توسعه یافته، حفاری توسعه‌ای و در برخی موارد نیز حفاری تعمیراتی - تکمیلی با استفاده از شرکت ملی حفاری ایران و دیگر شرکت‌ها در مناطق خشکی و دریا با به‌کارگیری دستگاه‌های دکل حفاری انجام می‌شود. در جدول ۱۰ اطلاعات مربوط به فعالیت‌های حفاری اکتشافی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ ارائه شده است.

جدول ۱۰. فعالیت‌های حفاری اکتشافی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
تعداد دکل سال	۵/۳۳	۴/۶۴	۵	۶/۶۴	۶/۸۴	۸/۱۲۵
متراژ حفاری اکتشافی	۲۱۷۶۸	۱۵۸۷۳	۱۹۲۶۹	۲۶۱۱۵	۲۵۶۱۴/۵	۲۹۵۷۷/۵
چاه‌های حفاری اکتشافی	۵	۲	۳	۷	۵	۹
متوسط متراژ حفاری در هر چاه	۴۳۵۳/۶	۷۹۳۶/۵	۶۴۲۳	۳۷۳۰/۷۱	۵۱۲۲/۸	۳۲۸۶/۳۹

مأخذ: شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد ارائه شده به مجمع عمومی صاحبان سهام، سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ و گزارش مدیریت اکتشاف.



اطلاعات جدول نشان می‌دهد که در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ بر تعداد دکل در سال افزوده شده است. بنابر اطلاعات مندرج در جدول، متراژ حفاری طرح‌های اکتشافی نفت و گاز در سال ۱۳۸۸ بیشتر از سال‌های قبل از آن بوده است. در سال ۱۳۸۸ حفاری اکتشافی ۲۹۵۷۷/۵ برای ۹ حلقه چاه بود. در این سال به‌طور متوسط متراژ حفاری هر حلقه چاه ۳۲۸۶/۴ متر بود.

در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ (دو سال آخر برنامه چهارم) به ترتیب آزمایش ۴ و ۹ حلقه چاه اکتشافی و حفاری ۶ و ۷ حلقه چاه جدید اکتشافی آغاز شد. به‌طور کلی با انجام فعالیت‌های اکتشافی در سال ۱۳۸۸، پنج میدان جدید نفت و گاز کشف شد. میدان‌های نفتی شامل میدان‌های آبان، سوسنگرد، سومار و میدان‌های گازی شامل میدان‌های سفید باغون و هالگان بود. وضعیت روند تغییرات تعداد دستگاه‌های حفاری اکتشافی و تعداد چاه‌های حفاری شده اکتشافی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ در جدول ۱۱ ذکر شده است.

جدول ۱۱. روند تغییرات دستگاه‌ها، متراژ حفاری و تعداد چاه‌های حفاری شده اکتشافی
توسط مدیریت اکتشاف در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

شرح	واحد	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	*۱۳۸۸
تعداد دستگاه حفاری در اختیار	دکل در سال	۵/۳۳	۴/۶۴	۵	۶/۶۴	۶/۸۴	۸/۱۲
متراژ حفاری	متر	۲۱۷۶۸	۱۵۸۷۳	۱۹۲۶۹	۲۶۱۱۵	۲۵۶۱۴/۵	۲۹۵۷۷/۵
تعداد چاه‌های حفاری شده	حلقه	۵	۲	۳	۷	۷	۷

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری سال‌های مختلف.
* آمار مقدماتی.

همان‌طوری که در جدول ۱۱ ارائه شده است، وضعیت تعداد دستگاه حفاری در اختیار در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ از روند مناسبی برخوردار است. همچنین علاوه بر فعالیت‌های حفاری اکتشافی طرح اکتشاف نفت و گاز (مدیریت اکتشاف)، در طرح‌های بلوک‌های اکتشافی نیز از دکل‌های حفاری برای حفاری چاه‌های اکتشافی استفاده می‌شود که در جدول ۱۲ فعالیت‌های حفاری اکتشافی آخرین سال برنامه، سال ۱۳۸۸، به تفکیک طرح اکتشاف نفت و گاز و بلوک‌های اکتشافی نشان داده شده است.

جدول ۱۲. فعالیت‌های حفاری اکتشافی در سال ۱۳۸۸^۱

شرح	واحد	طرح اکتشاف نفت و گاز	بلوک‌های اکتشافی	جمع
تعداد دکل	دکل در سال	۸/۱۲	۱/۲۶	۹/۳۸
متر از حفاری اکتشافی	متر	۲۹۵۷۷/۵	۱۱۰۵/۵	۳۰۳۸۳
چاه‌های اکتشافی حفر شده	حلقه چاه	۹	۲	۱۱
چاه‌های اکتشافی در حال حفاری در پایان سال ۱۳۸۸	حلقه چاه	۷	-	۷

کل فعالیت‌های حفاری و توسعه‌ای شرکت ملی نفت ایران که شامل امور اکتشاف، توسعه‌ای، تعمیراتی و تکمیلی است در جدول ۱۳ ارائه شده است. در سال ۱۳۸۸ در مجموع ۴۴۵۰۰۰ متر حفاری انجام شده است که ۶/۸۳ درصد آن، که معادل ۳۰۳۸۳ متر است، به طرح اکتشاف نفت و گاز و بلوک‌های اکتشافی اختصاص دارد و بقیه این میزان که برابر با ۴۱۴۶۱۷ متر است به امور توسعه‌ای، تعمیراتی و تکمیلی مربوط است و از تعداد ۲۶۳ حلقه چاه، تعداد ۱۱ حلقه به چاه‌های اکتشافی مربوط بود.

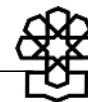
جدول ۱۳. فعالیت‌های کل حفاری اکتشافی و توسعه‌ای، تعمیراتی و تکمیلی در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۳

شرح	واحد	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	*۱۳۸۸
متر از حفاری شده	متر	۳۳۱۹۱۴	۳۴۵۰۰۴	۴۴۵۶۲۳	۳۹۹۳۸۷	۵۳۲۴۰۲/۵	۴۴۵۰۰۰
تعداد دکل‌های در اختیار	دکل (سال)	۴۸	۴۸	۷۷	۷۳	۷۳/۵	۷۷
تعداد چاه‌های حفر، تعمیر و تکمیل شده	حلقه چاه	۱۷۵	۱۵۵	۲۰۲	۲۷۶	۲۶۰	۲۶۳

مأخذ: همان.

* آمار مقدماتی است.

با توجه به اطلاعات مندرج در جداول بالا، متر از حفاری در سال ۱۳۸۸ در مقایسه با سال ۱۳۸۳ به میزان حدود ۳۴ درصد و تعداد دستگاه حفاری در اختیار نیز در سال ۱۳۸۸ در مقایسه با سال ۱۳۸۳ به میزان ۶۰/۴ درصد رشد داشته است. با توجه به ارقام مربوط به متر از حفاری اکتشافی و تعداد چاه‌های اکتشافی حفر شده در سال ۱۳۸۸، به‌طور متوسط برای هر حلقه چاه به میزان ۲۷۶۲ متر و برای بلوک‌های اکتشافی نیز با ۱۱۰۵/۵ متر از حفاری در ۲ حلقه چاه، به‌طور متوسط به میزان ۵۵۳ متر حفاری انجام شده است. با این توضیحات، کل فعالیت‌های حفاری و توسعه‌ای شرکت ملی نفت نیز در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۳ در جدول ۱۳ ارائه شده است.



۱-۶-۲. بررسی فعالیت‌های مربوط به بلوک‌های اکتشافی (طرح‌های مستقل)

شرکت ملی حفاری و مدیریت اکتشاف، طرح‌ها و پروژه‌های اکتشافی نفت و گاز را در قالب طرح‌های مستقل اکتشافی (بلوک‌های اکتشافی) و یا به صورت مطالعات مشترک اکتشافی با مشارکت پیمانکاران خارجی اجرا می‌کنند. این‌گونه فعالیت‌ها با توجه به شناخت کلی از نواحی هیدروکربوری انجام می‌شود. برخی از طرح‌های اکتشافی با تقبل هزینه عملیات و ریسک توسط پیمانکاران خارجی و برخی دیگر نیز با بهره‌گیری از اطلاعات جمع‌آوری شده در زمینه ژئوفیزیک یا ژئوشیمیایی با انعقاد قرارداد پیمانکاری با همکاری مدیریت اکتشاف و شرکت‌های خارجی اجرا می‌شود.

در بلوک‌های اکتشافی که احتمال وجود نفت و گاز در آنها مشخص نیست، براساس مصوبه‌های قانونی و به‌ویژه بندهای «ب» و «ج» ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم توسعه، طرح‌های اکتشافی مستقل اجرا می‌شود. شرایط قراردادهای اکتشافی و توسعه طرح‌های مربوط به بلوک‌های اکتشافی به قرار زیر است:

- تعهد حداقل کار و سرمایه‌گذاری توسط پیمانکار.

- در صورت تحقق نیافتن حداقل سرمایه‌گذاری، باید مابه‌التفاوت به شرکت ملی نفت ایران پرداخت شود.

- در صورت عدم احراز کشف میدان نفت و گاز در مخازن تجاری توسط شرکت ملی نفت ایران، قرارداد خاتمه می‌یابد و عدم پرداخت هزینه به پیمانکار اعلام می‌شود.

- در صورت تأیید تجاری بودن میدان کشف شده توسط شرکت ملی نفت ایران، طرح توسعه میدان با نظر شرکت مذکور به پیمانکار طرف قرارداد واگذار می‌شود.

- پیمانکار، عملیات توسعه میدان را انجام می‌دهد، ولی هنگام شروع تولید آن را به شرکت ملی نفت ایران تحویل می‌دهد.

- پرداخت هزینه‌های پیمانکار فقط از عایدات تولید همان میدان میسر است.

مطابق شرایط فوق‌الذکر، در سال ۱۳۸۸ فعالیت در بلوک‌های اکتشافی مهر، فارس، توسن، ایرانمهر، فروز و بلوک‌های اکتشاف و توسعه‌ای ساوه، کوه‌دشت، گرمسار، خرم‌آباد، دیر و دانان که از سال‌های قبل آغاز شده بود، فعالیت‌های خود را کماکان ادامه داده و بعضاً خاتمه یافت. جزئیات مربوط به این فعالیت‌ها به صورت زیر بود:

- بلوک فارسی

عملیات بلوک اکتشافی فارسی با توجه به اقتصادی شدن میدان فرزاد «ب» در خلیج فارس در تاریخ ۱۳۸۸/۴/۳ خاتمه یافت.

- بلوک توسن

عملیات مربوط به این بلوک به درخواست پیمانکار با توجه به انجام حداقل تعهدات و کشف نشدن میدان اقتصادی، در تاریخ ۱۳۸۸/۴/۲۴ به پایان رسید.

- بلوک ایرانمهر - فروز

عملیات این بلوک بنا به درخواست پیمانکار با توجه به انجام حداقل تعهدات و منفی بودن نتایج آزمایش چاه‌های سرو و سراوان و انصراف از حفاری چاه سوم، در تاریخ ۱۳۸۸/۱/۲۱ خاتمه داده شد.

- بلوک خرم‌آباد

پیمانکار این بلوک به انتشار مطالعات انجام شده، پتانسیل هیدروکربور موجود در بلوک را ضعیف و نوع هیدروکربور را گاز نامرغوب با درصد بالای نیتروژن و حفاری در بلوک را با ریسک بالا توصیف کرد. براساس این، پیمانکار اعلام کرد که هیچ‌گونه برنامه حفاری در این بلوک نخواهد داشت و پیشنهاد فسخ قرارداد را ارائه کرده است که در حال مذاکره می‌باشد.

- بلوک کوه‌دشت

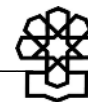
حفاری چاه سوم بر روی ساختمان گوار شرقی (چاه گوار شرقی-۱) در تاریخ ۱۳۸۸/۲/۱ پایان یافت و نتیجه آن منفی بود. عملیات مجدد حفاری بر روی چاه دره بانه شرقی-۱ در تاریخ ۱۳۸۸/۳/۵ شروع و در تاریخ ۱۳۸۸/۴/۱۵ بدون نتیجه پایان یافت. در سال ۱۳۸۸ برنامه و بودجه توصیفی مورد نیاز میدان بابا حبیب توسط پیمانکار ارائه و به تصویب هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت ایران رسید و تصمیم گرفته شد که دو چاه توصیفی بابا حبیب ۲ و ۳ بر روی این میدان حفر شود. تا پایان سال ۱۳۸۸ مقدمات شروع حفاری این دو چاه در حال پیگیری و اجرا بود.

- بلوک ساوه

ادامه حفاری چاه سیلک ۱ در تاریخ ۱۳۸۸/۱۰/۱۶ پایان یافت و مطالعات ارزیابی این میدان آغاز شد و این فعالیت تا پایان سال ۱۳۸۸ ادامه داشته است.

- بلوک گرمسار

عملیات مربوط به تعبیر و تفسیر داده‌های جدید لرزه‌نگاری برداشت شده در سال ۱۳۸۸ به اتمام رسید و محل اولین چاه برای حفاری مشخص شد. انجام فعالیت در این پروژه به دلیل عدم همکاری و هماهنگی بین سازمان حفاظت محیط زیست و شرکت ملی نفت ایران، دچار مشکلاتی شده است و احتمال انصراف پیمانکار چینی از ادامه فعالیت در این بلوک وجود دارد.

**- بلوک دیر**

بعد از اتمام پردازش جدید، حدود ۴۲۰۰ کیلومتر مربع از خطوط لرزه‌نگاری دوبعدی قدیمی، تعبیر و تفسیر حدود ۹۷۰۰ کیلومتر مربع خطوط لرزه‌نگاری PC-2000 به‌منظور تهیه نقشه‌های عمقی ساختمان‌ها و اهداف اکتشافی در این بلوک، محل اولین چاه اکتشافی مشخص شد. تا پایان سال ۱۳۸۸ مناقصات حفاری براساس حفر اولین چاه اکتشافی در حال پیگیری بود.

- بلوک دانان

عملیات لرزه‌نگاری دوبعدی با حجم تقریبی ۶۴۰ کیلومتر مربع در سال ۱۳۸۸ در این بلوک طراحی و آغاز شد که تا پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۵۴۴ کیلومتر مربع آن برداشت شد و مطالعات زمین‌شناسی در سال مذکور همچنان در حال انجام بود.

- بلوک مغان ۲

در سال ۱۳۸۸ مطالعات تکمیلی زمین‌شناسی و تعبیر و تفسیر خطوط پردازش شده جدید در این بلوک انجام شد و با توجه به نتایج حاصله، در حال طراحی خطوط لرزه‌نگاری جدید بودند. در جدول ۱۴ مشخصات مربوط به بلوک‌های واگذار شده فوق‌الذکر به همراه نام شرکت پیمانکار، سال شروع و پایان فعالیت ارائه شده است.

جدول ۱۴. مشخصات بلوک‌های واگذار شده، هزینه و بودجه هر قرارداد

ردیف	نام بلوک	وسعت بلوک (کیلومتر مربع)	نام شرکت پیمانکار	سال شروع	هزینه انجام شده تا ابتدای سال ۱۳۸۸ (میلیون دلار)	مانده هزینه تا ۱۳۹۰ (میلیون دلار)	سال پایان پروژه
۱	اناران	۳۲۰۰	(Lokoil) روسیه (Northhydro) نروژ	۱۳۷۹	۲۰۹/۸	-	۱۳۸۶
۲	زواره کاشان	۴۹۰۰	(Sinopec) چین	۱۳۷۹	۶۵/۸۶	-	۱۳۸۵
۳	منیر	۲۷۰۰	(Petronas) مالزی (Iundun) سوئد (Edisangas) ایتالیا	۱۳۷۹	۵۵/۲۸۴	-	۱۳۸۵
۴	مهر	۲۵۰۰	(Omv) اتریش (Repsol) اسپانیا (Sipetral) شیلی	۱۳۸۰	۱۲۴	-	۱۳۸۷
۵	فارسی	۳۵۰۰	(onGC, Oil, Loc) هند	۱۳۸۱	۸۹	-	۱۳۸۷
۶	توسن	۶۳۰۰	(Petrobras) برزیل	۱۳۸۳	۱۷۶	۲۲/۷	۱۳۸۸
۷	ایرانمهرفروز	۱۴۶۳۷	(Repsol) اسپانیا	۱۳۸۳	۷۲	۲۲/۱۷	۱۳۸۸
۸	ساوه	۱۳۴۹۶	(PTTPE) تایلند	۱۳۸۴	۲۳/۱۸	۸/۹۶	۱۳۸۸
۹	کوه‌دشت	۸۲۴۰	(CNPC) چین	۱۳۸۴	۴۷/۹۷	۳/۶	۱۳۸۸

ردیف	نام بلوک	وسعت بلوک (کیلومتر مربع)	نام شرکت پیمانکار	سال شروع	هزینه انجام شده تا ابتدای سال ۱۳۸۸ (میلیون دلار)	مانده هزینه تا ۱۳۹۰ (میلیون دلار)	سال پایان پروژه
۱۰	خرم‌آباد	۷۴۲۴	(Northhydra- Statail) نروژ	۱۳۸۵	۲۴/۵	۲۵	۱۳۸۸
۱۱	گرمسار	۱۲۱۸۳	چین (Siopec)	۱۳۸۵	۷/۸	۱۱/۸۱	۱۳۸۹
۱۲	دیر	۸۵۸۰	ایتالیا (Edisongas)	۱۳۸۶	-	۶۸/۸۱	۱۳۹۰
۱۳	دانان	۵۴۷۰	ویتنام (Petrovietnam)	۱۳۸۶	-	۹۲/۱۳	۱۳۹۰
۱۴	مغان ۲	۳۲۳۰	کرواسی (INA)		-	۸۹/۷	۱۳۹۰
	جمع	۹۶۳۶۰		-	۸۹۵/۳۹۴	۳۴۴/۸۸	-

مأخذ: همان و شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد ارائه شده به مجمع عمومی صاحبان سهام.

۲-۶-۲. بررسی پروژه‌های مربوط به مطالعات اکتشاف

به‌منظور دستیابی به اهداف و سیاست‌های مربوط به برنامه‌های توسعه و برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری کشور، پروژه‌های مطالعاتی در مناطقی که امکان اکتشاف نفت و گاز در آنها وجود دارد، توسط مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت انجام می‌شود. این مطالعات و پروژه‌های انجام شده در خلیج فارس، دریای عمان و حوضه‌های رسوبی در خشکی است. در این پروژه‌ها ضمن انجام مطالعات زمین‌شناسی، ژئوشیمیایی، مهندسی مخزن، خطوط لرزه‌نگاری قدیمی و برداشت‌های لرزه‌نگاری جدید در پروژه PC-2000 (خلیج فارس) و نواحی خشکی مورد تفسیر قرار می‌گیرد. مشخصات کلی طرح‌های مهم مطالعاتی این پروژه‌ها به صورت زیر است.

- پروژه مدل‌سازی حوضه ایران مرکزی

این پروژه در نواحی ساوه، قم، زواره و کاشان با هدف یافتن مناطق مستعد از نظر کشف نفت و گاز، پس از انجام مراحل مربوط به انعقاد قرارداد و انتخاب پیمانکار در بهمن‌ماه سال ۱۳۸۱ به شرکت ایرانی سابن با مشارکت IFP فرانسه و ساین‌اپک چین واگذار شد.

با استفاده از نتایج حاصله از پروژه مطالعاتی حوضه ایران مرکزی در نواحی ساوه، قم، کاشان و زواره در سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۸۶، پروژه مدل‌سازی مربوط به نواحی مذکور با هدف ارزیابی سیستم نفتی ناحیه، پیش‌بینی نوع هیدروکربور و تعیین میزان ریسک مخازن اکتشافی و اولویت‌بندی اهداف مذکور توسط شرکت پادیاپ تجهیز و شرکت IES آلمان در تاریخ ۱۳۸۷/۹/۱۵ آغاز شد و در تاریخ ۱۳۸۸/۱۲/۱ پایان یافت. در این پروژه نتایج زیر حاصل شد:

- آموزش و انتقال تکنولوژی مدل‌سازی دو بعدی سیستم نفتی در حوضه مذکور،

- ارزیابی نظام حرارتی و تاریخچه تدفینی محدوده مورد مطالعه،



- شناخت زمان تولید، مهاجرت و به تله افتادن هیدروکربور در محدوده مورد مطالعه،
- تعیین نوع هیدروکربور و اولویت‌بندی ۱۲ هدف اکتشافی با توجه به سناریوهای مختلف.
در این رتبه‌بندی اهداف اکتشافی، ساختمان شرق البرز، ساختمان سراج جنوب شرقی (سیلک) و ساختمان شمال کوه نمک حائز رتبه‌های اول تا سوم اکتشافی شناخته شدند.

- پروژه آنالیز نمونه‌های ژئوشیمی

این پروژه امکان آنالیز نمونه‌های نفت، گاز و نمونه‌های سنگ منشأ کلیه حوضه‌های رسوبی و چاه‌ها را توسط پیمانکار و تفسیر آن را به وسیله کارشناسان فراهم می‌کند. پیشرفت این پروژه در پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۸۶ درصد بود.

- پروژه مطالعاتی بلوک لارستان

این پروژه از جمله پروژه‌های مشترک بین مدیریت اکتشاف و شرکت فرانسوی GAS DE FRANCE/SNEZ انجام می‌شود. پروژه مورد نظر در تاریخ ۱۳۸۷/۷/۲۶ آغاز شد و زمان لازم برای انجام آن یک سال در نظر گرفته شد.

بلوک لارستان که در جنوب کمربند چین‌خورده زاگرس قرار دارد، تاکنون بسیاری از ساختمان‌های قدیمی آن حفاری نشده است. با توجه به اهداف مربوط به ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری کشور از طریق مطالعات اکتشاف، پروژه مطالعاتی بلوک لارستان در دو بخش زمین‌شناسی ساختمانی و رسوب‌شناسی انجام می‌شود. در این پروژه خطوط لرزه‌ای و اطلاعات برداشت شده در عملیات صحرایی مورد تفسیر قرار گرفت و برش‌های ناحیه‌ای ساختمانی و چینه‌ای تهیه شد و مقدمات کار برای تهیه مدل سه‌بعدی انجام شد.

- عملیات لرزه‌نگاری دو و سه‌بعدی

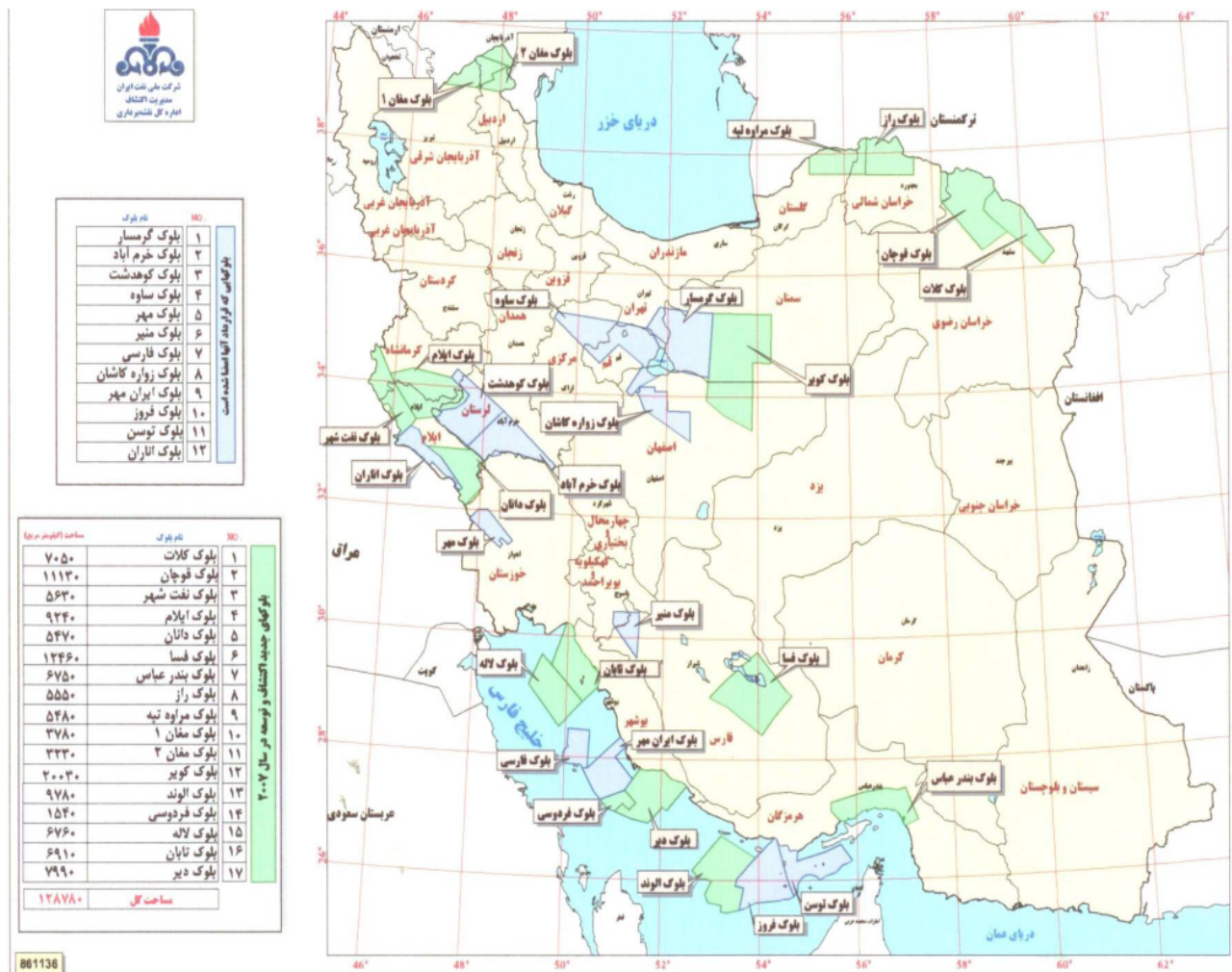
عملیات لرزه‌نگاری دوبعدی فاز ۳ آبادان که در سال ۱۳۸۷ شروع شده بود در سال ۱۳۸۸ با حجم برداشت ۳۷۱/۳ کیلومتر ادامه یافت و در تاریخ ۱۳۸۸/۴/۱۵ به اتمام رسید. در این پروژه، نواحی آبادان، ماهشهر، شادگان، شلمچه، جفیر جنوبی و سهراب تحت پوشش لرزه‌نگاری دوبعدی در محیط‌های باتلاقی، خشکی و آبی - خاکی قرار گرفت.

- عملیات لرزه‌نگاری فارس (فارس-۱) که در سال ۱۳۸۷ شروع شده بود در سال ۱۳۸۸ با حجم برداشت ۴۳۴/۸۸ کیلومتر مربع ادامه یافت. نواحی عملیاتی تحت پوشش در این پروژه شامل انار، شاهچال، لاورستان، باویون، قطب‌آباد و نادر است. عملیات لرزه‌نگاری فارس در سال ۱۳۸۹ ادامه خواهد یافت.

- عملیات لرزه‌نگاری کوهستان ۳- در تاریخ ۱۳۸۸/۱/۲۲ شروع شده و تا پایان سال به مقدار کلی ۸۳۳/۳ کیلومتر مربع پیشرفت داشته است. نواحی تحت پوشش این پروژه شامل سربوری، چهار برجه، گلخاری، دارا و کرد می‌باشد.
- عملیات لرزه‌نگاری دوبعدی پارس شمالی در تاریخ ۱۳۸۸/۶/۲ شروع شده و تا پایان سال به مقدار ۲۴۶/۸۲ کیلومتر مربع پیشرفت داشته است. این مقدار برداشت در ناحیه بستانه (بندر لنگه) و در محیط انتقالی خشکی - دریایی انجام گرفته است. این عملیات در سال ۱۳۸۹ ادامه خواهد یافت.
- عملیات لرزه‌نگاری سه‌بعدی پردیس در ناحیه ایزه در تاریخ ۱۳۸۸/۷/۵ شروع شده و تا پایان سال به مقدار ۵۲۵/۶۶ کیلومتر مربع پیش‌روی داشته است. این عملیات در سال ۱۳۸۹ ادامه خواهد یافت.
- عملیات ژئوفیزیکی غیرلرزه‌ای، عملیات غیرلرزه‌ای EMAP کپه داغ (استان گلستان) که در سال ۱۳۸۷ شروع شده بود در سال ۱۳۸۸ با برداشت ۵۱۲ ایستگاه ادامه پیدا کرده و در نهایت در اردیبهشت‌ماه ۱۳۸۸ به اتمام رسید.
- عملیات زمین‌شناسی، در عملیات زمین‌شناسی انجام گرفته در سال ۱۳۸۸ در مجموع با اعزام ۱۶ گروه ماه، ۱۴۶۴۳ متر برش چینه‌شناسی، ۲۱۲۱ کیلومتر برش ساختمانی و ۵۳۶۷ نمونه سنگ برداشت شده است.



نقشه ۲. بلوک‌های اکتشافی و توسعه‌ای



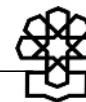
۳-۶-۲. بررسی عملکرد اکتشاف نفت و گاز در برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸)

در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴ به‌طور کلی ۱۳/۶۷۶ میلیارد بشکه نفت خام و میعانات گازی و ۱/۳ تریلیون مترمکعب گاز به ذخایر درجای کشور اضافه شد. بر این اساس، در سه سال اول برنامه چهارم، ذخایر کشف شده هیدروکربوری درجای کشور (شامل نفت خام، میعانات گازی و گاز) در مجموع ۲۴/۱ میلیارد بشکه معادل نفت خام برآورد شد.

همچنین در سال ۱۳۸۷ با کشف ۸ میدان نفتی، در مجموع ۱۰/۰۳۵۷ میلیارد بشکه به ذخایر درجای نفت خام و میعانات گازی و ۳۷۳۴/۴۳ میلیارد مترمکعب به ذخیره درجای گاز طبیعی کشور اضافه شده است. در سال ۱۳۸۸ نیز فعالیت‌های اکتشافی باعث شد که در مجموع ۵ میدان جدید نفت و گاز در کشور کشف شود که از این پنج میدان، سه میدان آبان، سوسنگرد و سومار نفتی و میدان‌های سفید باغون و هالگان، گازی بودند. در سال مذکور در اثر کشف این میدان‌ها، حدود ۱۰/۰۳۰ میلیارد بشکه به ذخایر درجای نفت خام، ۰/۵۸۴ میلیارد بشکه به ذخایر درجای مایعات و میعانات گازی و ۴۷۶ میلیارد مترمکعب به ذخایر درجای گاز کشور اضافه شد. جزئیات بیشتر مربوط به این ارقام در جدول ۱۵ آمده است. در مجموع در سال‌های برنامه چهارم توسعه، به ذخایر درجای نفت خام و میعانات گازی کشور حدود ۳۶/۶۷۳ میلیارد بشکه و به ذخایر درجای گاز کشور حدود ۱/۸۶۹ تریلیون مترمکعب اضافه شد.

جدول ۱۵. مشخصات میادین و سازنده‌های نفتی و گازی کشف شده در سال‌های برنامه چهارم

ردیف	شرح	سال کشف	ذخایر درجای اولیه «نفت خام، میعانات گازی و گاز به میلیون بشکه و گاز به میلیارد مترمکعب»		
			نفت خام	میعانات گازی	گاز طبیعی
۱	میدان منصوری خامی	۱۳۸۴	۶۸۷/۵	-	۱/۸
۲	لایه سنگ مخزن خامی (لاریان) میدان نفتی اهواز	۱۳۸۵	۳۵۰	۸/۲	۱/۷۴
۳	سنگ مخزن آسماری میدان پرنج	۱۳۸۵	۲۳۸۶	۲۱۹/۹	۵۹/۸۱
۴	سنگ مخزن ایلام میدان بند کرخه	۱۳۸۵	۲۰۰۶	۱۱۱/۳	۹/۹۷
۵	میدان نفتی آب تیمور خامی	۱۳۸۵	۳۱۳/۱	۱۸/۴	۵/۳۲
۶	میدان نفتی آذر بنگستان و چنگوله شمال غربی	۱۳۸۵	۴۲۰۵	۳۲۶/۲	۹۷/۶
۷	مخزن ایلام میدان آزادگان	۱۳۸۶	۱۶۹۳	۷۱/۵	۸/۵
۸	افزایش نفت خام کژدمی میدان آزادگان	۱۳۸۶	۲۷۹	۲۶/۱	۳/۱
۹	افزایش نفت خام سروک چنگوله	۱۳۸۶	۸۶۹	۱۰۵/۹	۱۶/۱
۱۰	افق دهرم میدان عسلویه شرقی	۱۳۸۷	۵۰۳/۶	۳۵/۰۷	۴/۹
۱۱	مخزن فهلایان میدان اروند	۱۳۸۷	۴۵۳	۵۵/۵	۱۴/۲۷
۱۲	مخزن فهلایان میدان جفیر	۱۳۸۷	۷۳۴/۸	-	-



ردیف	شرح	سال کشف	ذخایر درجای اولیه «نفت خام، میعانات گازی به میلیون بشکه و گاز به میلیارد مترمکعب»		
			نفت خام	میعانات گازی	گاز طبیعی
۱۳	مخزن آسماری شهبازان میدان بالارود در ناحیه دزفول شمالی	۱۳۸۷	۱۱۰۱	۹۰/۶۷	۴۴/۱۷
۱۴	افزایش نفت خام مخازن ایلام و سروک میدان جفیر	۱۳۸۷	۳۶۳۵/۱	-	-
۱۵	مخزن سروک میدان بند کرخه در ناحیه دزفول شمالی (بلوک اکتشافی مهر)	۱۳۸۷	۲۵۱۶	۹۹/۴	۱۱/۸
۱۶	مخزن کژدمی ورگان میدان بینالود (بلوک اکتشافی فارسی)	۱۳۸۷	۷۷۶	-	۰/۷
۱۷	مخازن آسماری، ایلام و سروک میدان آبان	۱۳۸۸	۲۱۳	۲۰	۲/۶۵
۱۸	مخازن آسماری، ایلام، سروک و گدوان فهلان میدان سوسنگرد	۱۳۸۸	۹۲۷۱	-	-
۱۹	مخزن آسماری میدان سومار	۱۳۸۸	۵۴۶/۵	۱۰۸/۳۷	۳/۷۸
۲۰	میدان کیش (دهرم)	۱۳۸۴	-	۱۳۰۲/۹	۶۰/۱۴
۲۱	مخزن فهلان میدان اهواز	۱۳۸۵	-	۳۴۹/۵	۲۱/۴۸
۲۲	مخزن دهرم میدان سفیدراخوز	۱۳۸۶	-	۴۷۵/۲	۴۸۱
۲۳	مخزن ژوراسیک میدان کوه آسماری	۱۳۸۶	-	۷/۳	۲۷/۵
۲۴	مخزن دهرم فوقانی میدان فارسی	۱۳۸۶	-	۲۱۲	۵۰۹
۲۵	مخازن ایلام و سروک میدان بالارود در ناحیه دزفول شمالی	۱۳۸۷	-	۳۵/۵۱	۱۳/۸۸
۲۶	مخازن کنگان و دالان میدان سفید باغون	۱۳۸۸	-	۲۱۷/۴	۱۳۳/۴۳
۲۷	مخزن کنگان و دالان میدان هالگان	۱۳۸۸	-	۲۳۸	۳۳۶/۳۴

مأخذ: شرکت ملی نفت ایران، گزارش هیئت‌مدیره به مجمع عمومی صاحبان سهام، سال‌های مختلف.

۴-۶-۲. نتایج کلی عملیات اکتشاف نفت و گاز در ارتباط با اهداف برنامه چهارم

اهداف کمی اکتشاف نفت و گاز قابل استحصال برنامه چهارم توسعه در سه سال اول برنامه چهارم (۱۳۸۴ تا ۱۳۸۶) جمعاً ۴/۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام بوده که عملکرد فعالیت‌های اکتشافی در سه سال مذکور با کشف میدان‌های نفتی و گازی شامل نفت، گاز همراه، میعانات گازی، و گاز طبیعی به میزان ۴/۳۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام حکایت از تحقق اهداف کمی در این زمینه به میزان ۹۶/۸ درصد بوده است، ولی مقایسه عملکرد سال اول برنامه چهارم در زمینه اکتشاف نفت و گاز نشانگر عدم تحقق اهداف برنامه در سال مذکور بوده، ولی در سال ۱۳۸۵ با تحقق ۱۸۶ درصدی اهداف کمی برنامه در زمینه کشف میادین نفت و گاز، عقب‌ماندگی سال ۱۳۸۴ تا اندازه‌ای جبران شد. میزان کل نفت خام، میعانات گازی، گاز کلاهدک و مشترک و گاز طبیعی میادین مستقل کشف شده قابل استحصال سه سال برنامه چهارم با اهداف کمی سند برنامه در جدول ۱۶ مقایسه شده است.

جدول ۱۶. مقایسه عملکرد اکتشاف نفت، میعانات گازی و گاز قابل استحصال با اهداف کمی سند برنامه چهارم (میلیون بشکه معادل نفت خام)

عنوان	سال	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هدف برنامه	۱۵۰۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰
عملکرد	۶۴۸/۴۰	۲۷۹۱/۰۵	۶۱۴۰/۰۱	۵۱۰۵/۸۵	۳۶۴۹/۰۵	
درصد عملکرد به هدف	۴۳/۲	۱۸۶	۴۰۹	۳۴۰	۲۴۳	

مأخذ: همان.

در سند توسعه بخشی نفت و گاز برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی (۱۳۸۴-۱۳۸۸) نسبت نفت خام اکتشافی قابل استحصال به تولید نفت خام در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵، ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به ترتیب ۹۸/۱، ۹۷/۹، ۹۷/۷، ۹۴/۹ و ۹۴/۶ درصد هدفگذاری شده است که در جدول ۱۷ این اهداف آمده است. بررسی عملکرد فعالیت‌های اکتشافی درخصوص نفت خام و میعانات گازی در سال‌های مذکور نشان‌دهنده آن است که ضریب جایگزینی به استثنای سال ۱۳۸۵، در بقیه سال‌های برنامه چهارم کمتر از ۱ بود. کمتر از ۱ بودن این ضریب به معنای این است که میزان تولید نفت خام بیشتر از نفت خام کشف شده است.

جدول ۱۷. عملکرد نسبت نفت خام اکتشافی قابل استحصال به تولید نفت خام (درصد)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هدف برنامه	۹۸/۱	۹۷/۹	۹۷/۷	۹۴/۹	۹۴/۶
عملکرد	۲۵/۶	۱۶۰/۵۰	۴۹/۳	۷۷/۵	۸۲/۷

مأخذ: سند برنامه توسعه بخشی نفت و گاز در برنامه چهارم، نتایج تحقیق براساس ارقام جداول اکتشاف و تولید.

جزئیات مربوط به وضعیت اکتشاف گاز طبیعی قابل استحصال و تولید آن در جدول ۱۸ آمده است. همان‌طوری که در جدول مشخص شده است، ضریب جایگزینی گاز طبیعی به استثنای سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵، در بقیه سال‌های برنامه چهارم همواره بیشتر از ۱ بوده است. این وضعیت در سال‌هایی که بیشتر از ۱ بوده است را می‌توان در پایین بودن میزان تولید گاز طبیعی در مقایسه با برخورداری رتبه دوم جهانی و رتبه اول در منطقه خاورمیانه و عملکرد مثبت بخش اکتشاف گاز جستجو کرد. در جدول ۱۸ روند تغییر میزان تولید در مقابل کشف مخازن جدید گاز در سال‌های برنامه چهارم نشان داده شده است.



جدول ۱۸. مقایسه نسبت گاز اکتشافی قابل استحصال به تولید سالیانه گاز

(ارقام به میلیارد مترمکعب)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸*
تولید گاز غنی**	۱۵۸/۹	۱۶۹/۵	۱۸۵	۲۰۱/۴۴	۲۱۲/۷
گاز اکتشافی قابل استحصال	۴۴/۳	۵۸/۷	۷۶۵/۲	۵۶۲/۳۳	۳۴۸/۹۵
ضریب جایگزینی	۰/۲۷۸	۰/۳۴۶	۴/۱۴	۲/۸	۱/۶۴

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری سال‌های مختلف.

* شامل گاز غنی تولیدی همراه، گنبد نمکی، سازندی و میدان‌های مستقل.

** آمار مقدماتی.

۳. بررسی وضعیت ذخایر هیدروکربوری کشور در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۳-۱۳۸۸)

در تمامی دوره فعالیت صنعت نفت، بین ذخایر هیدروکربوری و فعالیت‌های اکتشافی رابطه‌ای مستقیم وجود داشته است. با توجه به این فعالیت‌ها، در ابتدای سال ۱۳۸۸ مجموع ذخایر قابل استحصال نفت خام، مایعات و میعانات گازی و ذخایر گازی کشور به ترتیب برابر ۱۳۷/۰۱ میلیارد بشکه و ۲۹ تریلیون مترمکعب برآورد شده است. اگر ذخایر گازی کشور به لحاظ ارزش حرارتی به معادل نفت خام تبدیل شود، مجموع کل ذخایر هیدروکربوری (نفت و گاز) قابل استحصال کشور در ابتدای سال ۱۳۸۸ به میزان ۳۱۹/۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام برآورد شده است. جزئیات بیشتر مربوط به ارقام در جدول ۱۹ آمده است.

جدول ۱۹. کل ذخایر هیدروکربوری قابل استحصال کشور به تفکیک نفت خام و گاز

در سال‌های برنامه چهارم (۱۳۸۳-۱۳۸۸)

شرح	عنوان	ابتدای سال ۱۳۸۳	ابتدای سال ۱۳۸۴	ابتدای سال ۱۳۸۵	ابتدای سال ۱۳۸۶	ابتدای سال ۱۳۸۷	ابتدای سال ۱۳۸۸
ذخایر نفت خام، مایعات و میعانات گازی	میلیارد بشکه	۱۳۲/۷۴	۱۳۷/۶۶	۱۳۶/۱۶	۱۳۸/۲۲	۱۳۷/۲۶	۱۳۷/۰۱
مدت زمان اتمام ذخایر قابل استحصال نفت خام، مایعات و میعانات گازی	سال	۸۶	۸۷	۸۵	۸۵	۸۴	۹۳
ذخایر گاز	تریلیون مترمکعب	۲۷/۴۵	۲۶/۸۵	۲۸/۰۸	۲۸/۱۳	۲۹/۶۱	۲۹
مدت زمان اتمام ذخایر قابل استحصال گاز	سال	۱۹۹	۱۷۹	۱۷۷	۱۶۶	۱۶۰	۱۵۵
کل ذخایر هیدروکربوری	میلیارد بشکه معادل نفت خام	۳۰۵	۳۰۶/۶	۳۱۲/۸۷	۳۱۵/۲	۳۲۴	۳۱۹/۵

مأخذ: شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد سال ۱۳۸۸ به مجمع عمومی صاحبان سهام.

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۱۹ مدت زمان اتمام ذخایر نفت خام، مایعات و میعانات گازی از ۸۶ سال به ۹۳ سال براساس تولید سال ۱۳۸۸ و کشف نشدن ذخایر جدید در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است. یکی از دلایل عمده این افزایش را می‌توان در افزایش میزان اکتشافات در مقایسه با برداشت از ذخایر بیان کرد. در مورد ذخایر گازی، مدت زمان اتمام این‌گونه ذخایر با حفظ شرایط مربوط به نفت خام، از ۱۹۹ سال در سال ۱۳۸۳ به ۱۵۵ سال در سال ۱۳۸۸ کاهش یافت. این کاهش را در کمتر بودن میزان اکتشافات صورت گرفته در مقایسه با برداشت از ذخایر گازی، جستجو کرد.

۱-۳. بررسی وضعیت ذخایر هیدروکربور مایع کشور

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۱۹ کل ذخایر هیدروکربور قابل استحصال کشور در ابتدای سال ۱۳۸۸ به میزان ۳۱۹/۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام برآورد شده است. اما براساس فعالیت‌های مربوط به استخراج، اکتشاف و ... از ابتدای تا پایان سال ۱۳۸۸ میزان کل استخراج انباشتی هیدروکربور مایع کشور ۷۲/۲۱ میلیارد بشکه است و میزان باقی‌مانده ذخایر هیدروکربور مایع قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۱۵۱/۱۷ میلیارد بشکه است. بخشی از این رقم اخیر در خشکی و بخشی دیگر در دریا قرار دارد. جزئیات بیشتر آن در جدول ۲۰ ارائه شده است.

جدول ۲۰. میزان ذخایر هیدروکربور مایع قابل استحصال کشور تا پایان سال ۱۳۸۸^۱

(ارقام به میلیارد بشکه)

مناطق	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۸	ذخیره قابل استحصال تا پایان سال ۱۳۸۸
خشکی	نفت خام	۵۸/۹۶
	مایعات گازی	۲۱/۰۲
	جمع	۸۶/۸
دریایی	نفت خام	۶/۸۶
	مایعات گازی	۱۰/۲
	جمع	۱۶/۸
جمع کل کشور		۷۲/۲۱
		۱۵۱/۱۷

با توجه به اطلاعات جدول ۲۰ کل تولید انباشتی از مناطق خشکی بیشتر از مناطق دریایی است و ۸۹ درصد تولید انباشتی کشور از این گونه مناطق است. احتمال می‌رود به دلیل وجود چنین روش برداشتی از ذخایر قابل استحصال منابع هیدروکربوری کشور، نسبت باقی‌مانده ذخایر قابل

۱. آمار مقدماتی.



استحصال به ذخایر نهایی در مناطق دریایی بیشتر از مناطق خشکی باشد. همچنین از کل ذخایر قابل استحصال هیدروکربور مایع کشور در پایان سال ۱۳۸۸، بیش از ۷۱ درصد در مناطق خشکی قرار دارد و ۲۸/۷ درصد آن در مناطق دریایی واقع شده است.

۳-۲. ذخایر گازی

مطابق فعالیت‌های انجام شده در بخش گاز، کل تولید انباشتی گاز کشور تا پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۳/۳۷ تریلیون مترمکعب اعلام شده است و میزان ذخیره قابل استحصال گاز نیز در پایان همین سال ۳۳/۰۹ تریلیون مترمکعب برآورد شده است. بخشی از این گاز در دریا قرار دارد و سهم گاز قابل استحصال در مناطق دریایی تا پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۶۱ درصد و حدود معادل ۲۰/۵ تریلیون مترمکعب است. میزان گاز قابل استحصال مناطق خشکی نیز در پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۱۲/۵۹ تریلیون مترمکعب است که حدود ۳۸ درصد گاز قابل استحصال را تشکیل می‌دهد. به‌طور کلی گازهای مناطق دریایی و خشکی به صورت گاز در میادین نفتی و مستقل قرار دارد و گاز میادین مستقل بیش از ۸۰ درصد (۲۶/۵۸ تریلیون مترمکعب)، ذخایر گاز قابل استحصال را تشکیل می‌دهد. جزئیات بیشتر این قسمت در جدول ۲۱ آمده است.

جدول ۲۱. میزان ذخایر گاز قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸^۱

(ارقام به تریلیون مترمکعب)

مناطق		کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۸	ذخایر قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸
دریایی	نفتی	۰/۱۹	۰/۳۲
	مستقل	۰/۳۳	۲۰/۱۸
	جمع	۰/۵۲	۲۰/۵
	نفتی	۱/۷۱	۶/۵۱
	مستقل	۱/۴۱	۶/۰۸
	جمع	۲/۸۵	۱۲/۵۹
جمع		۳/۳۷	۳۳/۰۹

با توجه به فعالیت‌های اکتشافی در سال‌های برنامه چهارم توسعه میزان ذخایر قابل استحصال نفت خام در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ به صورت جدول ۲۲ بود.

جدول ۲۲. میزان ذخایر قابل استحصال نفت خام و میعانات گازی کشف شده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون بشکه)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸*
ذخیره قابل استحصال نفت خام	۹۴۳	۱۳۷/۵	۲۰۷۱/۷	۳۷۵/۳۰	۱۰۹۲/۲۰	۱۰۴۱/۱۶۹
ذخیره قابل استحصال میعانات گازی	۱۸۳	۲۳۷/۷	۳۰۴/۹۲	۳۶۲/۴	۴۳/۶	۱۴۴/۲۹۷
جمع ذخایر قابل استحصال (نفت خام و میعانات گازی)	۱۱۲۶	۳۷۵/۲	۲۳۷۵/۹۲	۷۳۷/۷	۱۱۳۵/۸	۱۱۸۵/۴۶۶
میزان نفت خام استخراج شده	۱۴۵۸/۵۸	۱۴۹۷/۸	۱۴۸۱	۱۴۹۷/۸۲	۱۴۷۰	۱۴۳۳/۵
ضریب جایگزینی	۰/۷۷	۰/۲۵	۱/۶	۰/۴۹	۰/۷۷	۰/۸۳

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری سال‌های مختلف
* آمار مقدماتی.

مقایسه میزان ذخایر قابل استحصال نفت خام و میعانات گازی به میزان استخراج نفت خام در سال‌های برنامه چهارم نشان می‌دهد که به استثنای سال ۱۳۸۵، ضریب جایگزینی کمتر از ۱ بوده است. این وضعیت نشان می‌دهد که میزان نفت خام استخراج شده بیشتر از نفت خام کشف شده و افزایش ضریب بازیافت بوده است. وضعیت ضریب جایگزینی در تک تک سال‌های برنامه چهارم در جدول ۲۲ آمده است. این درحالی است که در برنامه چهارم توسعه پیش‌بینی شده بود که این نسبت به کمتر از ۹۰ درصد کاهش پیدا نکند. پیش‌بینی نفت اکتشافی قابل استحصال به نفت خام استخراج شده در جدول ۲۳ آمده است.

جدول ۲۳. مقایسه عملکرد نسبت نفت خام اکتشافی قابل استحصال به نفت خام استخراج شده

(ارقام به درصد)

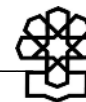
در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هدف برنامه*	۱۵۱	۹۸/۱	۹۷/۹	۹۷/۷	۹۴/۹	۹۴/۶
عملکرد**	-	۲۵	۱۶۰/۵	۴۹	۷۷	۸۳

* سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، مجموعه اسناد ملی توسعه، اسناد توسعه بخشی، امور زیربنایی، جلد سوم، چاپ اول، ۱۳۸۵.

** مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۱۰.

مطابق اطلاعات موجود در جدول ۲۳ فقط در سال ۱۳۸۵ نسبت مورد نظر بیش از هدف مندرج در سند برنامه بوده و در بقیه سال‌ها بین هدف برنامه و عملکرد، فاصله وجود دارد. در سال‌های برنامه چهارم در مجموع ۳۲۵۳۸ میلیون بشکه نفت خام، ۱۶۸۸ میلیون بشکه میعانات گازی و ۷۶۹/۸۶ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی به صورت ذخایر اولیه کشف شد. براساس این اطلاعات، در سال ۱۳۸۸ بیشترین میزان نفت خام در سال‌های برنامه چهارم کشف شد. سهم این سال از کل میزان کشف شده حدود ۳۱ درصد بود.



۴. ذخایر و امور تولید نفت و گاز

۴-۱. کل ذخایر هیدروکربوری

مجموع ذخایر قابل استحصال نفت خام و مایعات و میعانات گازی و همچنین مجموع ذخایر گازی کشور در پایان سال ۱۳۸۸ به ترتیب معادل ۱۵۱/۱۷ میلیارد بشکه و ۳۳/۰۹ تریلیون مترمکعب بوده است. با تبدیل ذخایر گازی به معادل نفت خام به لحاظ ارزش حرارتی، مجموع کل ذخایر هیدروکربوری (نفت و گاز) قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸ حدوداً برابر ۳۵۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام بوده است.

جدول ۲۴ کل ذخایر هیدروکربوری کشور به تفکیک نفت خام، مایعات و میعانات گازی و همچنین ذخایر گازی را تا پایان سال ۱۳۸۸ نشان می‌دهد. آنچه که از این جدول مشاهده می‌شود این است که زمان اتمام ذخایر نفت در ابتدای سال ۱۳۸۸ به ۸۴ سال کاهش یافته است. این نشان از آن دارد که میزان اکتشافات صورت گرفته در مقایسه با برداشت از ذخایر کمتر بوده تا اینکه عمر ذخایر کاهش یافته و لذا به میزانی که از ذخایر برداشت شده، ذخایر جدید شناسایی نشده که این امر حکایت از آن دارد که اکتشافات صورت گرفته در این دوره به اندازه کافی نبوده است. همین مسئله در مورد ذخایر گاز نیز وجود دارد و البته انتظار اینکه عمر ذخایر گاز ثابت بماند، امری است دور از دسترس، زیرا بعید است میدانی با حجم و ذخایر قابل توجه مانند پارس جنوبی کشف شود تا بتواند این روند کاهشی عمر ذخایر گاز را متوقف کند.

جدول ۲۴. کل ذخایر هیدروکربوری کشور به تفکیک نفت خام و ذخایر گازی تا دوره ۱۳۸۳-۱۳۸۸

عنوان	واحد	ابتدای سال ۱۳۸۳	ابتدای سال ۱۳۸۴	ابتدای سال ۱۳۸۵	ابتدای سال ۱۳۸۶	ابتدای سال ۱۳۸۷	ابتدای سال ۱۳۸۸	پایان سال ۱۳۸۸*
ذخایر نفت خام، مایعات و میعانات گازی	میلیارد بشکه	۱۳۲/۷۴	۱۳۷/۶۶	۱۳۶	۱۳۸/۲۲	۱۳۷/۲۶	۱۳۷/۰۱	۱۵۱/۱۷
مدت اتمام ذخایر نفت خام، مایعات و میعانات گازی	سال	۸۶	۸۷	۸۵	۸۵	۸۴	۹۳	-
ذخایر گاز	تریلیون مترمکعب	۲۷/۴۵	۲۶/۸۵	۲۸/۰۸	۲۸/۱۳	۲۹/۶۱	۲۹	۳۳/۰۹
مدت اتمام ذخایر گاز	سال	۱۹۹	۱۷۹	۱۷۷	۱۶۶	۱۶۰	۱۵۵	-
کل ذخایر هیدروکربور کشور	میلیارد بشکه معادل نفت خام	۳۰۵	۳۰۶/۶	۳۱۲/۸۷	۳۱۵/۲	۳۲۴	۳۱۹/۵	۳۵۵

مآخذ: گزارش عملکرد سال ۱۳۸۸ شرکت ملی نفت ایران به مجمع عمومی صاحبان سهام، شرکت ملی نفت ایران، مهرسال ۱۳۸۹ و ترانزنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.

* ارقام مقدماتی.

۴-۱-۱. ذخایر هیدروکربوری مایع

مجموع ذخایر قابل استحصال نفت خام و مایعات و میعانات گازی کشور در پایان سال ۱۳۸۸ معادل ۱۵۱/۱۷ میلیارد بشکه بوده است. مطابق جدول ۲۵ میزان ذخایر نهایی هیدروکربوری مایع کشور، در پایان سال ۱۳۸۸ برابر ۲۲۳/۳۸ میلیارد بشکه معادل نفت خام بوده است. براساس این جدول تولید انباشتی کشور تا پایان سال ۱۳۸۸ برابر ۷۲/۲۱ میلیارد بشکه بوده که در این صورت میزان باقی‌مانده ذخایر هیدروکربور مایع قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۱۵۱/۱۷ میلیارد بشکه می‌باشد. از این میزان باقی‌مانده ذخایر حدود ۷۱/۳ درصد در میادین خشکی و ۲۸/۷ درصد در مناطق دریایی قرار دارد.

جدول ۲۵. میزان ذخایر هیدروکربوری مایع کشور به تفکیک خشکی و دریا تا پایان سال ۱۳۸۸

(ارقام به میلیارد بشکه)

نوع / منطقه	ذخیره نهایی	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۸	قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸*
خشکی	نفت خام	۱۴۵/۷۶	۸۶/۸
	مایعات گازی	۲۶/۵۷	۲۱/۰۲
	جمع	۱۷۲/۱۵	۱۰۷/۸۲
دریا	نفت خام	۱۹/۶۶	۱۲/۸
	مایعات گازی	۴/۷۵	۳۰/۵۵
	جمع	۵۱/۲۳	۴۳/۳۵
جمع کل کشور		۲۲۳/۳۸	۱۵۱/۱۷

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.
* ارقام مقدماتی.

جدول ۲۶ نحوه برداشت ذخایر از میادین دریایی و خشکی را نشان می‌دهد. آنچه را که این جدول نشان می‌دهد این است که برداشت از ذخایر مایع کشور عمدتاً در میادین خشکی کشور صورت می‌گیرد. به‌طوری که نسبت باقی‌مانده قابل استحصال به ذخیره نهایی در ارتباط با میادین خشکی ۶۲/۶ درصد است و این در حالی است که این نسبت در ارتباط با میادین دریایی ۸۴/۶ درصد است. لذا این نسبت‌ها نشان می‌دهد که برداشت از میادین دریایی نسبت به میادین خشکی به مراتب کمتر بوده است. یکی از دلایل مهم کاهش برداشت از میادین دریایی این است که ازدیاد و حتی ثابت نگه داشتن تولید (برداشت) از میادین دریایی مستلزم سرمایه‌گذاری جهت تزریق گاز و یا روش‌های ازدیاد برداشت است. از آنجایی که این مهم به اندازه کافی محقق نشده برداشت از میادین دریایی کاهش یافته و در مقابل برداشت از میادین خشکی



جهت دستیابی به تولید بیشتر افزایش یافته است. البته افزایش برداشت از میادین خشکی با افزایش تعداد چاه‌ها به راحتی ممکن بوده که در جای خود به این موضوع پرداخته خواهد شد.

جدول ۲۶. نسبت تولید انباشتی و باقی‌مانده ذخایر قابل استحصال به ذخیره هیدروکربوری مایع کشور به تفکیک خشکی و دریا در پایان سال ۱۳۸۸^۱

موقعیت		نسبت تولید انباشتی به ذخیره نهایی (درصد)	نسبت باقی‌مانده قابل استحصال به ذخیره نهایی (درصد)
خشکی	نفت	۴۰/۵	۵۹/۵
	مایعات گازی	۲۰/۲	۷۹/۸
	جمع	۳۷/۴	۶۲/۶
دریا	نفت	۳۴/۹	۶۵/۱
	مایعات گازی	۲۵/۳	۷۴/۷
	جمع	۱۵/۴	۸۴/۶
کل		۳۲/۳	۶۷/۷

مأخذ: همان.

۴-۱-۲. ذخایر گازی

در پایان سال ۱۳۸۸ حجم ذخایر گازی کشور ۳۶/۴۶ تریلیون متر مکعب بوده که ۳/۳۷ تریلیون متر مکعب آن برداشت شده و لذا ۳۳/۰۹ تریلیون متر مکعب آن باقی‌مانده است. بنابراین از کل ذخایر گازی کشف شده، تنها ۹/۲ درصد آن مورد استفاده قرار گرفته است.

جدول ۲۷. میزان ذخایر گازی کشور به تفکیک خشکی و دریا تا پایان سال ۱۳۸۸^۲

(ارقام به تریلیون مترمکعب)

مناطق	ذخیره نهایی	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۸	قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۸
مناطق دریا	همراه و کلاhek	۰/۱۹	۰/۳۲
	مستقل	۰/۳۳	۲۰/۱۸
	جمع	۰/۵۲	۲۰/۵
مناطق خشکی	همراه و کلاhek	۱/۷۱	۶/۵۱
	مستقل	۱/۱۴	۶/۰۸
	جمع	۲/۸۵	۱۲/۵۹
جمع کل		۳/۳۷	۳۳/۰۹

مأخذ: همان.

۱. ارقام مقدماتی.

۲. همان.

مطابق جدول ۲۸ از کل ذخایر باقی‌مانده کشور، نزدیک به ۶۲ درصد ذخایر گازی کشور در دریا قرار گرفته است. میزان برداشت از این ذخایر نیز نشان می‌دهد که برداشت از میادین خشکی بیشتر از دریایی بوده است. به‌طوری که نسبت باقی‌مانده قابل استحصال به ذخیره نهایی در ارتباط با میادین خشکی ۸۱/۵ درصد است و این در حالی است که این نسبت در ارتباط با میادین دریایی ۹۷/۵ درصد است. لذا این نسبت‌ها نشان می‌دهد که برداشت از میادین خشکی بیشتر از دریایی بوده است.

همان‌طور که ارقام فوق بیان می‌کنند و البته ظاهراً انتظار نیز باید بر همین باشد که به‌دلیل قدمت میادین خشکی، برداشت تجمعی از این میادین بیشتر از میادین دریایی باشد. اما نکته بسیار جالبی که در طول برنامه چهارم اتفاق افتاده و ظاهراً با منافع ملی کشور چندان همسو نیست این موضوع مهم است که قاعداً تولید باید تأکید بر میادین مشترک دریایی صورت می‌گرفت و حجم برداشت از میادین مشترک دریایی بیشتر از خشکی می‌بود، ولی عملاً با نگاهی به برداشت تجمعی در میادین دریایی و خشکی طی سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸ به راحتی می‌توان به این نکته مهم رسید که برداشت از میادین مشترک کمتر از نصف میادین داخلی بوده و این نشان از بی‌برنامگی حرکت تولید گاز و همسو نبودن با منافع ملی دارد.

تولید انباشتی از میادین خشکی در سال ۱۳۸۴ برابر ۲/۳۲ تریلیون مترمکعب بوده که این میزان در پایان سال ۱۳۸۸ به ۲/۸۵ تریلیون مترمکعب رسیده است. یعنی حدود ۰/۵۳ تریلیون مترمکعب گاز از میادین خشکی در طول برنامه چهارم برداشت شده است. این در حالی است که تولید انباشتی از میادین دریایی در سال ۱۳۸۴ برابر ۰/۲۷ تریلیون مترمکعب بوده که این میزان در پایان سال ۱۳۸۸ به ۰/۵۲ تریلیون مترمکعب رسیده است. یعنی حدود ۰/۲۵ تریلیون مترمکعب گاز از میادین دریایی در طول برنامه چهارم برداشت شده است. لذا مقایسه این دو عدد (۰/۵۳ برای میادین خشکی و ۰/۲۵ برای میادین دریایی) نشان از آن دارد که جهت حرکت با تمرکز تولید در طول این سال‌ها بر میادین خشکی اشتباهی بزرگ برای کشور می‌تواند تلقی شود.



جدول ۲۸. نسبت تولید انباشتی و باقی مانده ذخایر قابل استحصال به ذخیره گاز کشور
به تفکیک خشکی و دریا در پایان سال ۱۳۸۸^۱

موقعیت	نسبت تولید انباشتی به ذخیره نهایی (درصد)	نسبت باقی مانده قابل استحصال به ذخیره نهایی (درصد)
مناطق دریا	همراه و کلاhek	۳۷/۳
	مستقل	۱/۶
	جمع	۲/۵
مناطق خشکی	همراه و کلاhek	۲۰/۸
	مستقل	۱۵/۸
	جمع	۱۸/۵
جمع کل		۹/۲
		۹۰/۸

مأخذ: همان.

۴-۲. بررسی تولید، مصرف و صادرات نفت خام، گاز طبیعی، مایعات و میعانات گازی

۴-۲-۱. نفت خام

شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۳ به طور متوسط روزانه بیش از ۴ میلیون بشکه نفت خام تولید کرده است که این میزان با متوسط کاهش سالیانه ۰/۶۸ درصد به ۳۸۶۹ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۸ رسیده است. جدول ۲۹ و نمودار ۱۱ وضعیت تولید نفت خام را به تفکیک میزان تخصیص یافته برای ارسال به پالایشگاه های داخلی و صادرات نشان می دهد. همان گونه که این جدول نشان می دهد کاهش ۱۳۴ هزار بشکه ای در تولید نفت خام کشور موجب شده تا با افزایش ۱۰۲ هزار بشکه در روز نفت خام بیشتر به مصرف داخلی، صادرات نفت خام کشور ۲۳۶ هزار بشکه در روز کاهش یابد. به نظر می آید که کاهش در صادرات نفت خام به واسطه کاهش تولید نفت خام از یک طرف و افزایش ظرفیت پالایش و مصرف داخلی به نوعی از دست دادن فرصت استفاده از نفت حدود ۱۴۰ دلاری بوده، زیرا در این دوره قیمت نفت خام به بالاترین سطح تاریخ خود رسیده بود. لذا صادرات بیشتر می توانست به درآمدهای بیشتر منجر شود، اما کاهش تولید نفت خام و افزایش ظرفیت پالایشگاه های داخلی موجب کاهش واردات فرآورده ها شده و این حرکت اگر چه از یک بعد مطلوب تلقی می شود، اما مشکل اصلی، استفاده غیربهبینه و مصرف بالای فرآورده ها در کشور است که باعث از دست رفتن فرصت کسب درآمد بیشتر (ناشی از عدم صادرات نفت و یا عدم صادرات فرآورده مصرف شده در داخل) برای کشور شده است. البته اگر چه در کنار عدم افزایش مناسب در صادرات نفت خام و تخصیص آن به پالایشگاه های داخلی باید به صادرات

فرآورده‌ها نیز توجه کرد؛ ولی نباید این نکته را نیز از خاطر دور داشت که الگوی پالایشی کشور مناسب نبوده و با توجه به پایین بودن تکنولوژی و پیچیدگی پالایشگاه‌های کشور افزایش ظرفیت داخلی لزوماً نمی‌تواند افزایش و صرفه و صلاح کشور را دنبال نماید، زیرا با افزایش صادرات نفت کوره با توجه به پایین تر بودن قیمت نفت کوره نسبت به نفت خام، این حرکت نمی‌تواند مطلوب تلقی شود.

جدول ۲۹. وضعیت تولید نفت خام در شرکت ملی نفت ایران جهت صادرات و مصرف داخلی

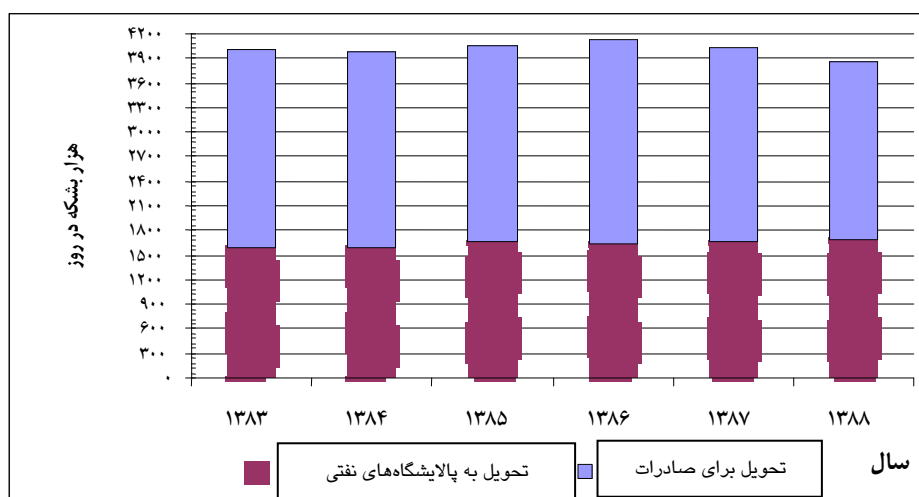
(ارقام به هزار بشکه در روز)

تحویل	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
تحویل به پالایشگاه‌های نفتی	۱۵۷۵/۳	۱۵۹۷/۷	۱۶۴۹/۲	۱۶۴۵/۱	۱۶۵۸/۲	۱۶۷۷/۳
تحویل برای صادرات	۲۴۲۷/۷	۲۳۷۴/۵	۲۴۱۵/۳	۲۴۸۹/۵	۲۴۶۳/۶	۲۴۹۱/۷
جمع کل	۴۰۰۳/۰	۳۹۷۲/۲	۴۰۶۴/۶	۴۱۳۴/۵	۴۰۲۱/۸	۳۸۶۹/۰

مأخذ: گزارش عملکرد تفصیلی شرکت ملی نفت ایران، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، امور طراحی مدل‌های عرضه انرژی و پیش‌بینی سال‌های مختلف.

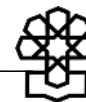
نمودار ۱۲. مقایسه مقدار نفت تخصیص یافته جهت صادرات و مصرف داخلی

طی سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۸



مأخذ: همان.

جدول ۳۰ و نمودار ۱۲ تولید نفت خام از مناطق خشکی و دریایی را نشان می‌دهند. این جدول و نمودار نشان می‌دهند که تولید نفت خام از مناطق خشکی و دریایی در سال‌های برنامه چهارم به صورت توزیع یکنواختی بین میادین خشکی و دریایی تقسیم شده است. به طوری که سهم



تولید نفت خام میادین دریایی از مجموع کل تولید نفت خام کشور حدود ۱۷ درصد بوده و در مقابل سهم میادین خشکی حدود ۸۳ درصد بوده است.

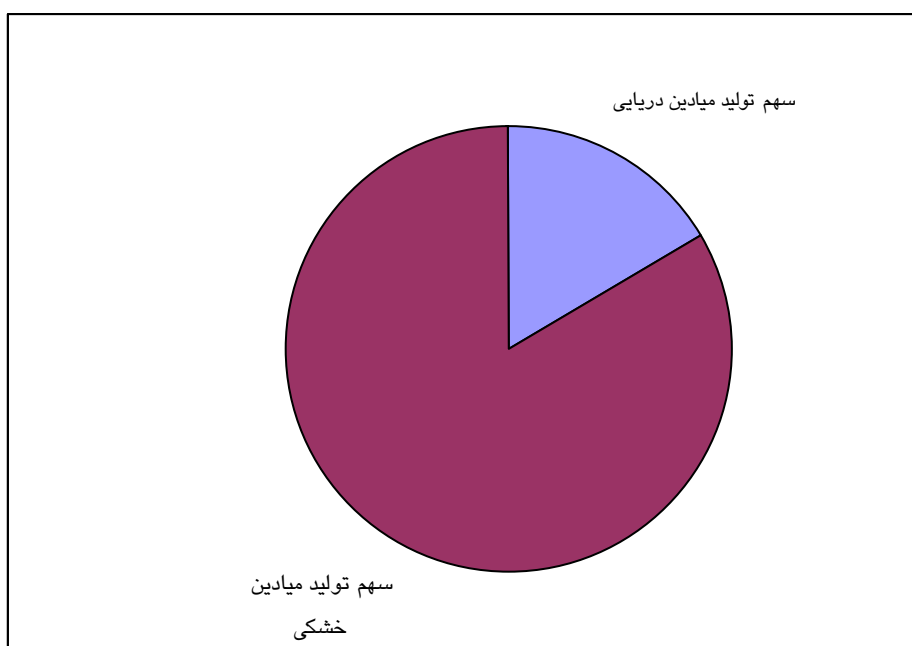
جدول ۳۰. تولید نفت خام در مناطق دریایی و خشکی طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به هزار بشکه در روز)

۱۳۸۸*	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۳	
۳۲۷۳/۷	۳۳۰۹/۹	۳۳۷۹/۹۱	۳۳۴۴/۹	۳۳۲۱	۳۳۲۴/۲	تولید میادین خشکی
۶۵۳/۷	۷۰۶/۶	۷۲۳/۷۱	۷۱۲	۷۰۰/۳	۶۷۲	تولید میادین دریایی
۳۹۲۷/۴	۴۰۱۶/۵	۴۱۰۳/۶۲	۴۰۵۶/۹	۴۰۲۱/۳	۳۹۹۶/۱	جمع

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.
* ارقام مقدماتی.

نمودار ۱۳. سهم میادین دریایی و خشکی از تولید نفت خام در سال ۱۳۸۸



مأخذ: همان.

بررسی وضعیت تولید به تفکیک شرکت‌های مختلف و تغییرات آن نشان می‌دهد که سهم و مقدار تولید نفت خام شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب از کل تولید نفت خام کشور، کاهش یافته است. سهم این شرکت در تولید نفت خام از ۸۰ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۷۷/۴ درصد در سال ۱۳۸۸ کاهش یافت و مقدار تولید آن نیز از ۳۱۹۷ به ۳۰۴۰ هزار بشکه در روز کاهش یافته است. در مقابل شرکت نفت مناطق مرکزی توانسته میزان تولید خود را ۶۱ هزار بشکه در روز و شرکت نفت

و گاز اروندان توانسته میزان تولید خود را ۵۲ هزار بشکه در روز افزایش دهد. این افزایش در تولید، با توجه به پایین بودن سهم این دو شرکت نتوانسته کاهش تولید سایر شرکت‌ها را جبران نموده و در مجموع کل تولید کاهش یافته است.

جدول ۳۱. وضعیت تولید نفت خام در شرکت ملی نفت ایران

(ارقام به هزار بشکه در روز)

عنوان	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب	۳۱۹۷/۳۷	۳۱۵۹/۸۹	۳۱۷۶/۷	۳۱۷۹/۲	۳۰۷۵/۲۴	۳۰۴۰/۰۱
شرکت نفت مناطق مرکزی ایران	۷۹/۴۴	۹۸/۱۷	۱۱۷/۴	۱۳۴/۱	۱۵۱/۰۳	۱۴۰/۲۵
شرکت نفت فلات قاره ایران	۶۷۲/۳۳	۶۹۹/۶۶	۷۱۲	۷۲۳/۷	۷۰۶/۶۵	۶۵۳/۶۹
شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان	۴۱/۹۹	۵۸/۴۸	۴۵/۵	۵۹/۲	۸۳/۶	۹۳/۴۸
تزریق مایعات گازی به نفت خام	۵/۲۵	۴/۱۳	۵/۳	۷/۴	-	-
جمع	۳۹۹۶/۳۸	۴۰۲۰/۳۳	۴۰۵۶/۹	۴۱۰۳/۶	۴۰۱۶/۵۲	۳۹۲۷/۴۳

مأخذ: گزارش عملکرد تفصیلی شرکت ملی نفت ایران، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، امور طراحی مدل‌های عرضه انرژی و پیش‌بینی سال‌های مختلف.

تولید نفت کشور از مجموعه‌ای از میداین نفتی استحصال می‌شود. این میداین به لحاظ موقعیت قرارگیری در کشور در سه طبقه میداین خشکی، میداین دریایی و میداین مشترک تقسیم می‌شوند. در ادامه به تفکیک راجع به هر یک از آنها توضیح داده می‌شوند.

- میداین خشکی

تعداد میداین نفتی فعال کشور در مناطق خشکی شامل ۶۲ میدان بوده که در جدول ۳۲ ارائه شده است. مطابق جدول این میداین عمدتاً در استان‌های خوزستان و استان‌های همسایه آن توزیع شده‌اند. اهواز، آغاچاری، گچساران و مارون از جمله میدان‌های بزرگ نفتی جهان محسوب می‌شوند و از نظر ذخیره قابل استحصال اولیه و ثانویه و تولید نفت از قابلیت‌های بالایی برخوردارند. سایر میداین کشور اگر چه به لحاظ تعداد زیاد می‌باشند، اما از نظر ذخایر و تولید اهمیت کمتری دارند.

- میداین دریایی

تعداد میداین دریایی کشور تا پایان سال ۱۳۸۸ شامل ۱۶ میدان است که مطابق جدول ۳۲ لیست شده‌اند. در مناطق دریایی به لحاظ اهمیت در حجم ذخایر و تولید، میداین نفتی که در منطقه دریایی بهرگان و خارک در استان بوشهر قرار دارند، بیشترین اهمیت را دارند.

جدول ۳۲. میادین فعال نفتی به تفکیک خشکی و دریایی در سال ۱۳۸۸^۱

منابع نفتی دریایی	منابع نفتی خشکی				
	نفت فلات قاره	نفت مناطق مرکزی	نفت گاز اروندان	مناطق نفت خیز جنوب	
هندیجان	دارخوین	چشمه خوش	خویز	نرگسی	اهواز - بنگستان
بهرگانسر	آزادگان	دهلران	مسجد سلیمان	چلینگر - خامی (فهلان)	اهواز - آسماری
نوروز		دانان	نفت سفید - بنگستان	چلینگر - خامی (سورمه)	آب تیمور - ایلام
سروش		پایدار غرب	گرنگان	سولابدر	منصوری - آسماری
ابوزر		پایدار شرق	هفتکل	سیاه مکان	منصوری - بنگستان
درود		دالپری	پازنان	نفت سفید - آسماری	رگ سفید - آسماری
فروزان		سرکان	کیود	رامین	رگ سفید - بنگستان
رشادت		ماله کوه	پرسیاه	ذیلائی - آسماری	کوپال - آسماری
رسالت		نفت شهر	لب سفید	ذیلائی - بنگستان	آب تیمور - سروک
سلمان		آبادان	کارون	آغا جاری	مارون - آسماری
بالال			قلعه نار	رودک	مارون - بنگستان
سیوند			پلنگان	لالی - آسماری	بینک - آسماری
دنا			منصور آباد	لالی - بنگستان	بینک - بنگستان
نصرت			پارسی	شادگان	گچساران - آسماری
الوند			کرنج	گلخاری	گچساران - بنگستان
اسفند			پرنج	بی بی حکیمه	رامشیر - آسماری
				کوپال - بنگستان	رامشیر - بنگستان
۱۶	۲	۱۰	۵۰		جمع کل

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، معاونت برنامه ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال های مختلف.

بررسی عملیات بالادستی صنعت نفت در سال ۱۳۸۸ نشان می دهد که در تعداد میادین فعال نفتی کشور به استثنای یک مورد در مناطق نفت خیز جنوب، تغییری حاصل نشده است. نکته قابل توجه این است که در سال ۱۳۸۸ در مناطق نفت خیز جنوب، ۵ شرکت منطقه ای تحت نظارت شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب مشغول بهره برداری از نفت و گاز هستند. هر کدام از این شرکت ها دارای چندین واحد بهره برداری با توان تولید متفاوت هستند. در مجموع در سال ۱۳۸۸ تعداد ۴۷ کارخانه بهره بردار در شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب مشغول فعالیت بودند.

در شرکت نفت مناطق مرکزی در سال ۱۳۸۸، حدود ۳/۶ درصد از تولید نفت خام کشور تولید شده است. این شرکت دارای ۳ شرکت منطقه ای با مرکزیت کرمانشاه، مشهد و شیراز است که شرکت های نفت و گاز شرق و زاگرس جنوبی فاقد میادین نفتی بودند. بنابراین میادین فعال نفتی

این شرکت در سال ۱۳۸۸ به شرح جدول فوق بوده است.

شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان نیز یکی دیگر از شرکت‌های تولیدکننده نفت و گاز کشور در مناطق خشکی است که مرکزیت آن اهواز است و تولید نفت خام از میادین دارخوین، آزادگان، یادآوران و جفیر را به عهده دارد. در سال ۱۳۸۸ تولید نفت فقط از میادین دارخوین و آزادگان انجام شده است.

شرکت نفت فلات قاره نیز در مناطق دریایی کشور فعالیت می‌کند. حوضه فعالیت این شرکت به بخش شمالی و جنوبی تقسیم می‌شود که در بخش شمالی آن دو منطقه بهرگان و خارک و در بخش جنوبی آن لاوان، سیری، کیش و قشم قرار دارند. توان تولید در مناطق دریایی در سال ۱۳۸۸ حدود ۶۵۴ هزار بشکه در روز بود و در این سال حدود ۱۶/۶ درصد کل نفت خام استخراج شده کشور در این شرکت تولید شد.

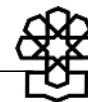
- میادین مشترک

میادین مشترک نفتی کشور در جدول ۳۳ ارائه شده است. مطابق این جدول ایران دارای ۱۳ میدان مشترک شناخته شده با کشورهای همسایه می‌باشد. از این تعداد میادین، ۵ میدان آن در خشکی در مجاورت کشور عراق و ۸ میدان آن در خلیج فارس و در مجاورت میادین کشورهای عربستان سعودی، امارات متحده عربی شامل ابوظبی، دوبی و شارجه، کویت و قطر قرار دارند.

جدول ۳۳. مشخصات میادین مشترک نفتی

منطقه	نام میدان	کشور مشترک	نفت خام درجا (میلیون بشکه)
دریایی	فروزان	عربستان سعودی	۲۳۰۹
	سلمان	ابوظبی	۴۰۷۳
	مبارک	شارجه	۱۲۸
	نصرت	دوبی	۱۸۸
	اسفندیار	عربستان سعودی	۵۳۲
	فرزام	امارات - دوبی	-
	آرش	کویت	۱۶۸
	لایه نفتی پارس جنوبی	قطر	-
خشکی	دهلران	عراق	۳۶۹۳
	پایدار غرب	عراق	۱۹۵۶/۵
	نفت شهر	عراق	۶۹۲
	یادآوران	عراق	۲۰۲۷۰
	آزادگان	عراق	۵۸۰۰

مأخذ: همان.



۴-۲-۲. وضعیت تولید مایعات و میعانات گازی کشور

تولید مایعات و میعانات گازی کشور از ۲۴۱/۷ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۳ بدون تغییر قابل ملاحظه‌ای به ۲۴۳/۵ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۸ افزایش یافت. اگر چه روند صعودی برداشت از میدان گازی پارس جنوبی موجب رشد تولید مایعات و میعانات گازی تا سال ۱۳۸۶ شده است، اما همان‌گونه که جدول ۳۴ نشان می‌دهد روند تولید آن در سال ۱۳۸۷ شدیداً کاهش یافته است.

جدول ۳۴. وضعیت تولید مایعات و میعانات گازی (ارقام به هزار بشکه در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	*۱۳۸۸
مایعات و میعانات گازی	۲۴۱/۷	۲۷۲/۲	۳۲۷/۱	۳۱۸/۹	۲۳۰/۵	۲۴۳/۵

مأخذ: همان.

* ارقام مقدماتی.

۴-۲-۳. وضعیت تولید گاز طبیعی کشور

- تولید گاز غنی

منابع تولید گاز غنی در کشور متشکل از گازهای همراه با نفت، گاز کلاhek و گاز مستقل است. از آنجایی که تولید گاز همراه با تولید نفت خام و نسبت گاز به نفت میادین نفتی بستگی دارد. بنابراین با توجه به اینکه تولید نفت خام از چه میدان‌هایی صورت پذیرد مقدار آن متفاوت خواهد بود. اگر چه تولید نفت خام مناطق خشکی طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ تغییر محسوسی نداشته، اما تولید گاز همراه میادین خشکی طی این دوره افزایش داشته است. به‌طوری که از ۷۰/۸۵ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۳ به ۷۶/۷۲ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۸ رسیده است.

مطابق جدول ۳۵ تولید گاز همراه میادین دریایی نیز علیرغم کاهش تولید نفت خام از این میادین، طی سال‌های فوق از ۲۰/۶۲ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۳ به ۲۳/۶۵ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است. در مجموع تولید گاز غنی کشور طی دوره مورد بررسی نزدیک به ۴۳ درصد رشد داشته است و از ۴۰۷ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۸۳ به ۵۸۲ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است.

جدول ۳۵. تولید گاز غنی به تفکیک منابع تولید در مناطق خشکی و دریایی

(ارقام به میلیون مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
الف) مناطق خشکی						
گاز همراه نفت خام	۷۰/۸۵	۷۲/۹۳	۷۴/۲۷	۷۷/۷۶	۷۷/۵۳	۷۶/۷۲
گاز گنبدی و سازندی	۳۶/۴۹	۳۵/۳۱	۳۳/۹۲	۳۹/۴۲	۳۵/۹۶	۲۸/۸۲
گاز میادین مستقل	۱۹۸/۵	۱۹۱/۴۵	۲۱۳/۰۶	۲۴۱/۶۹	۲۶۸/۶۴	۲۶۷/۴۵
جمع تولید	۳۰۵/۸۴	۲۹۹/۷	۳۲۱/۲۵	۳۵۸/۸۷	۳۸۲/۱۳	۳۷۲/۹۹
ب) مناطق دریایی						
میادین مستقل	۸۱/۰۵	۱۱۴/۲	۱۱۹/۷۸	۱۲۴/۳۹	۱۴۶/۳۵	۱۸۶/۱
گاز همراه	۲۰/۶۲	۲۱/۷۱	۲۳/۴۶	۲۲/۴۴	۲۳/۴۱	۲۳/۶۵
جمع تولید	۱۰۱/۶۷	۱۳۵/۹۱	۱۴۲/۲۴	۱۴۶/۸۳	۱۶۹/۷۶	۲۰۹/۷۵
ج) جمع مناطق خشکی و دریایی	۴۰۷/۵۱	۴۳۵/۶	۴۶۴/۴۹	۵۰۵/۷۰	۵۵۱/۸۹	۵۸۲/۷۴

مأخذ: همان.

* ارقام مقدماتی.

- میادین موجود گاز

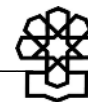
منابع تولید گاز غنی در کشور متشکل از گازهای همراه با نفت، گاز کلاهدک و گاز مستقل است. آن بخش از تولید گاز غنی کشور که به عنوان گازهای همراه تلقی می‌شود از میادین نفتی استحصال می‌شود، ولی بخش مهم دیگری از گاز غنی کشور که بیش از ۸۰ درصد تولید گاز غنی را شامل می‌شود از منابع سازندی و گنبدی و همچنین میادین مستقل تولید می‌شود. منابع و میادینی که این بخش از تولید گاز کشور را به عهده دارند، به تفکیک منابع و میادین خشکی، منابع و میادین دریایی و منابع و میادین مشترک در ادامه مورد بررسی قرار می‌گیرند.

- منابع گازی خشکی

۲۰ میدان گازی فعال مناطق خشکی شامل ۱۵ میدان مستقل گازی و پنج سازند گازی در استان‌های بوشهر، خراسان، هرمزگان، ایلام، خوزستان، فارس و قم قرار دارند. از میدان‌های بزرگ گازی منطقه خشکی می‌توان به میادین کنگان و نار در استان بوشهر، خانگیران در استان خراسان، آغار و دالان و تابناک در استان فارس، سرخون و گورزین در استان هرمزگان اشاره نمود. مطابق جدول ۳۶ پنج سازند گازی منطقه خشکی در حوزه عملیاتی شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب قرار دارند و ۱۵ میدان مستقل گازی خشکی در حوزه عملیاتی شرکت نفت مناطق مرکزی قرار گرفته است.

- منابع گازی دریایی

مطابق جدول ۳۶ میادین گازی فعال در منطقه دریایی شامل دو میدان پارس جنوبی و سلمان



می‌باشند که در استان‌های بوشهر و هرمزگان واقع شده‌اند. از این تعداد میدان سلمان سازند گازی و یک میدان نیز میدان مستقل گازی پارس جنوبی با پنج فاز بهره‌برداری فعال می‌باشد. میدان پارس جنوبی در حوزه عملیاتی شرکت نفت و گاز پارس و میدان سلمان در حوزه فعالیت شرکت نفت فلات قاره واقع شده‌اند. ضمناً سازند گازی یاماما میدان مبارک به‌طور مشترک با کشور شارجه مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد.

جدول ۳۶. میادین فعال گازی در سال ۱۳۸۸^۱

منابع گازی دریایی		منابع گازی خشکی		
نفت فلات قاره	نفت و گاز پارس	نفت مناطق مرکزی		مناطق نفت‌خیز جنوب
سازند دالان میدان سلمان	میدان پارس جنوبی	سرخون	مزدوران	مخزن ژوراسیک مسجد سلیمان
		تابناک	شوریجه	مخزن خامی مارون
		هما	گنبدلی	گنبد گازی پازنان
		شانول	آغار	گنبد گازی لب سفید
		وراوی	دالان	گنبد گازی نفت سفید
		سراج	نار	
		تنگ بیجار	کنگان	
			قشم	
۱	۱	۱۵		۵
		جمع		

مأخذ: همان.

- میادین مشترک گازی

میادین مشترک گازی شناخته شده کشور شامل ۶ میدان است که میدان گنبدلی با ۱۳/۲۵ میلیارد مترمکعب در خشکی در مجاورت کشور ترکمنستان و ۵ میدان آن در خلیج فارس و در مجاورت میادین کشورهای قطر، عربستان سعودی، عمان و امارات متحده عربی شامل ابوظبی و شارجه قرار دارند. در جدول ۳۷ مشخصات این میادین ارائه شده است. با توجه به مشترک بودن این میادین، تأخیر در توسعه و بهره‌برداری از این میادین باعث برداشت بیشتر کشورهای همسایه از این میادین می‌شود. لذا در راستای اولویت سیاست‌های گسترش و توسعه میادین مشترک نفت و گاز کشور بعد از جنگ تحمیلی به‌ویژه در سال‌های اخیر توجه ویژه‌ای به این امر شده است.

۱. لازم به یادآوری است که ارقام سال ۱۳۸۸ مقدماتی است.

جدول ۳۷. مشخصات میادین مشترک گازی در سال ۱۳۸۸^۱

منطقه	نام میدان	کشور مشترک	گاز درجا (میلیارد مترمکعب)
دریایی	پارس جنوبی	قطر	۱۳۱۳۰
	سلمان (سازند گازی خوف)	ابوظبی	۱۸۳/۵
	مبارک (سازند گازی یاماما)	شارجه	۱۴/۶
	هنگام	عمان	۲۲/۴
	بی فارسی	عربستان سعودی	۲۴۹/۲
خشکی	گنبدلی	ترکمنستان	۱۳/۲۵

مأخذ: همان.

۳-۴. وضعیت تزریق گاز به میادین نفتی

میزان تزریق گاز و آب به میدان‌های نفتی در جدول ۳۸ ارائه شده است. تزریق گاز به مخازن نفتی شاید یکی از راه‌های عملی نگهداری از مخازن نفتی و تداوم تولید نفت خام و تبدیل نفت غیرقابل دسترس به نفت قابل دسترس باشد. چنانچه تزریق به میادین نفتی به میزان کافی صورت نگیرد از یکسو باعث کاهش بهره‌دهی متوسط چاه‌ها شده و ازسوی دیگر نیز برداشت ثانویه را با مشکل مواجه خواهد کرد.

عملکرد تزریق گاز در طول سال‌های گذشته نشان از آن دارد که هیچ‌گاه تزریق گاز به میادین در حد مورد نیاز انجام نشده و همواره نیاز بیشتری به تزریق گاز بوده است. میزان تزریق گاز در طول سال‌های گذشته تغییرات چندانی نداشته و از یک ثبات نسبی برخوردار بوده است. میزان تزریق در طول سیزده سال گذشته از ۸۰ میلیون متر مکعب در روز فراتر نرفته و در بیشتر سال‌ها بین ۷۰ تا ۸۰ میلیون متر مکعب در روز در نوسان بوده است.

در ایران فکر تزریق سیال (آب یا گاز) در میادین نفتی در دهه ۱۳۵۰ مورد توجه قرار گرفت و پس از انقلاب اسلامی موضوع جلوگیری از هزرفت نفت و افزایش بازیافت نهایی در میادین نفتی از اولویت ویژه‌ای برخوردار گردید. بررسی‌های کارشناسی حاکی از آن است که تزریق گاز در مخازن نفتی خشکی ایران که دارای سنگ کربناته، ستون مرتفع سنگ مخزن و شکاف‌دار هستند مطلوب‌تر از تزریق آب می‌باشد. در مورد میادین نفتی فلات قاره عمدتاً تزریق آب ترجیح داده می‌شود، لکن برنامه‌ریزی‌هایی نیز جهت تزریق گاز در آن انجام شده است.

میزان آب تزریقی در میادین نفتی فلات قاره در سال‌های مختلف مقادیر متفاوتی را شامل شده است که بیشترین میزان آن در سال ۱۳۸۷ به میزان ۴۲۰ میلیون بشکه بوده که نسبت به سال ماقبل آن ۲۱۶ درصد افزایش یافته است.

۱. لازم به یادآوری است که ارقام سال ۱۳۸۸ مقدماتی است.



اما نکته مهم بررسی وضعیت تزریق گاز و آب به چاه‌های نفتی می‌تواند با مشاهده نمودار ۱۳ حاصل شود. مطابق این نمودار اگر چه مقدار تزریق گاز تقریباً روند ثابت و یکنواختی را طی نموده، اما روند تزریق آب روندی صعودی داشته و در سال ۱۳۸۷ بسیار افزایش یافته است.

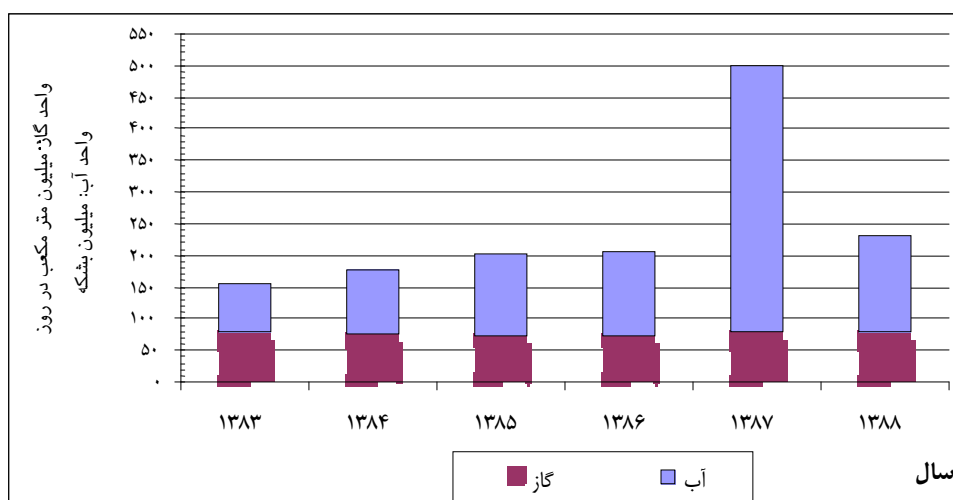
جدول ۳۸. تزریق گاز و آب به میادین نفتی طی سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۸۸

سال	میزان تزریق گاز (میلیون مترمکعب در روز)	میزان تزریق آب (میلیون بشکه در سال)*
۱۳۷۶	۶۴/۳	-
۱۳۷۷	۶۷/۴۹	-
۱۳۷۸	۶۷/۷۵	-
۱۳۷۹	۷۱/۱۴	-
۱۳۸۰	۷۵/۴۰	۱۰۶/۲
۱۳۸۱	۷۲/۳۵	۹۲/۱
۱۳۸۲	۷۷/۸۹	۹۹/۴
۱۳۸۳	۸۰/۰۵	۷۵/۶
۱۳۸۴	۷۷/۳	۹۸/۹
۱۳۸۵	۷۳	۱۳۰/۳
۱۳۸۶	۷۱/۱۳	۱۳۲/۹۲
۱۳۸۷	۷۸/۱۲	۴۲۰/۶۱
۱۳۸۸	۷۹/۲۷	۱۵۲/۶۴

مأخذ: مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت.

* آمار تزریق آب از سال ۱۳۸۰ در دسترس قرار گرفته است.

نمودار ۱۴. مقایسه گاز و آب تزریق شده به چاه‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.

اگر چه تزریق گاز به میادین، عملیات ظریف و پیچیده‌ای است که از مطالعات اولیه آن تا شروع تزریق گاز، نیاز به توان کارشناسی بالا دارد، اما به نظر می‌رسد که محدودیت تأمین گاز طبیعی از مهمترین عوامل تعیین‌کننده حجم گاز در دسترس جهت تزریق باشد. برای اثبات این ادعا می‌توان از حجم گازی که در سال ۱۳۸۶ به چاه‌های نفت تزریق شده کمک گرفت به‌طوری که در این سال به دلیل محدودیت‌های تأمین گاز از خارج و همچنین برودت بی‌سابقه هوا در زمستان آن سال، حجم گاز سبک تخصیص یافته برای تزریق به کمترین میزان از ابتدای برنامه چهارم رسیده است. ضمن آنکه در کنار مشکل تخصیص گاز برای تزریق که با محدودیت مواجه بوده نوع گاز تزریقی نیز به ناچار به سمت افزایش سهم گاز غنی تغییر یافته است. همان‌گونه که جدول ۳۹ و نمودار ۱۴ نشان می‌دهد از سال ۱۳۸۶ حجم گاز غنی تزریقی به میادین در مقایسه با سال‌های قبل ۷ برابر شده است. به نظر می‌رسد با اختصاص گاز فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی جهت تزریق به مخازن نفتی تا اندازه‌ای از کمبود گاز و عقب‌ماندگی در امر تزریق بر طرف شود. اگر چه در این ارتباط نیز تأسیسات دریایی فازهای مذکور جهت شیرین‌سازی و تزریق به شبکه سراسری گاز در اختیار فازهای ۹ و ۱۰ قرار گرفته است که این پیام نیز نشان از عدم توجه و اهمیت کافی تزریق گاز در مقایسه با سایر مصارف دارد.

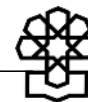
جدول ۳۹. وضعیت تزریق گاز در شرکت ملی نفت ایران به تفکیک نوع گاز

(ارقام به میلیون مترمکعب در روز)

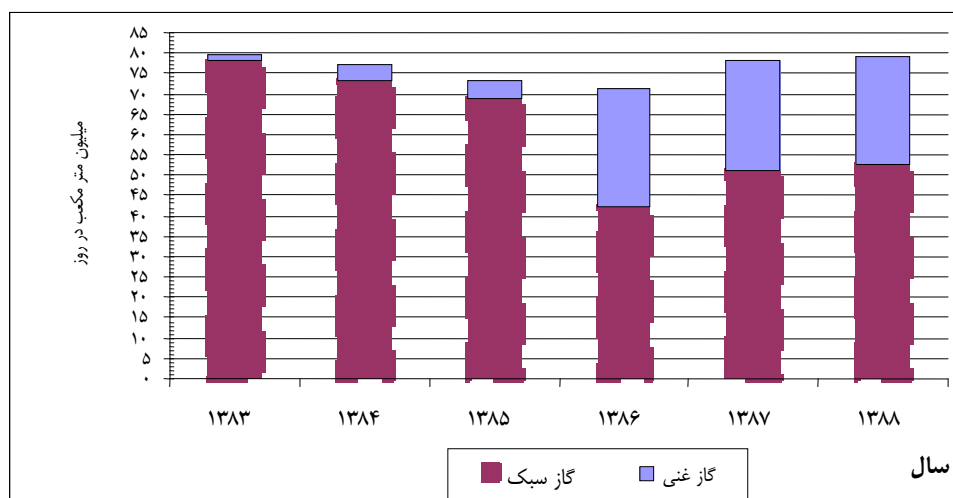
نوع گاز	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	*۱۳۸۸
گاز سبک	۷۸/۲۱	۷۳/۲۸	۶۸/۸	۴۲/۴۴	۵۱/۳۴	۵۲/۷۹
گاز غنی	۱/۴	۳/۸۷	۴/۳۷	۲۸/۶۹	۲۶/۷۸	۲۶/۴۸
جمع	۷۹/۶۱	۷۷/۱۵	۷۳/۱۷	۷۱/۱۳	۷۸/۱۲	۷۹/۲۷

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.

* ارقام مقدماتی.



نمودار ۱۵. مقایسه گاز و آب تزریق شده به چاه‌های نفتی طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸



مأخذ: همان.

۴-۴. وضعیت تولید و مصرف گازهای همراه نفت

گاز همراه با توجه به محلول بودن در نفت در واحدهای بهره‌برداری از نفت خام تفکیک می‌گردد. چنانچه در واحدهای بهره‌برداری سیستم جمع‌آوری گاز وجود داشته باشد گاز تولیدی جمع‌آوری و در غیر این صورت در جوار میادین سوزانده می‌شود.

سوزاندن گاز همراه به علت نبود سیستم جمع‌آوری گاز، اقتصادی نبودن جمع‌آوری ناشی از پراکندگی و دوردست بودن میادین نفتی و یا کم بودن مقدار گاز تولیدی، کیفیت گاز تولیدی و عدم امکان جذب گاز توسط مصرف‌کنندگان است.

در مناطق خشکی حجم بزرگی از گاز همراه سوزانده می‌شود، لکن با توجه به تولید بسیار قابل توجه نفت خام و به تبع آن گاز همراه در مناطق فوق، گاز همراه سوزانده شده نسبت به گاز همراه تولید شده درصد کمتری را نسبت به میادین دریایی نشان می‌دهد.

گاز همراه که در مناطق خشکی و دریایی در سال ۱۳۸۸ سوزانده شده در جدول ۴۰ ارائه شده است. همان‌گونه که جدول نشان می‌دهد در میان گازهای سوزانده شده بر حسب نوع گاز، سهم گاز غنی در مقایسه با گاز سبک از افزایش برخوردار بوده است.

جدول ۴۰. وضعیت گاز سوزانده شده در شرکت ملی نفت ایران به تفکیک نوع گاز در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸
(ارقام به میلیون مترمکعب در روز)

نوع گاز	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸*
گاز سبک	۴/۶۳	۱/۵۵	۷/۰۹	۶/۷۷	۷/۱	-
گاز غنی	۳۴/۸۸	۳۸/۲۱	۳۸/۹۶	۵۳/۳۹	۴۰/۳۲	-
جمع	۳۹/۵۱	۳۹/۷۶	۴۶/۰۵	۶۰/۱۶	۴۷/۴۲	۴۱/۵۶

مأخذ: همان.

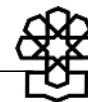
* ارقام مقدماتی.

۵. عملکرد امور بین‌الملل نفت و گاز

امور بین‌الملل نفت و گاز که اساساً شامل صادرات و واردات نفت خام و فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی و معاوضه نفت خام و فرآورده و سوآپ نفت و فرآورده‌های نفتی می‌گردد از نظر نمودار سازمانی، زیر نظر معاونت امور بین‌الملل وزارت نفت قرار دارد و در نتیجه سیاستگذاری و برنامه‌ریزی امور مربوط به سازمان اوپک و مذاکرات مربوط به صادرات و قیمت نفت و یا گاز نیز توسط این معاونت به عمل می‌آید. با توجه به اهمیت نفت و گاز در درآمد ارزی کشور، امور بین‌الملل نفت و گاز از حساسیت زیادی برخوردار است.

صادرات حاصل از نفت، گاز، مایعات گازی و فرآورده‌های نفتی نقش قابل توجهی در درآمدهای ارزی کشور و همچنین درآمدهای دولت دارد. سهم بالای درآمدهای حاصل از صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی در درآمدهای دولت و تراز بازرگانی خارجی کشور، موجب شده تا درآمدهای حاصل از آن، اتکای اصلی بودجه دولت محسوب شده و توسعه کشور بدون وجود درآمدهای نفتی با مشکل جدی مواجه شده و روند رشد تولید در کشور مختل شود، زیرا سایر درآمدهای دولت حتی نمی‌توانند نیمی از هزینه‌های جاری دولت را تأمین کنند لذا طرح‌های سرمایه‌ای به‌عنوان پروژه‌های توسعه‌ای کشور قابل اجرا نبوده و فرایند رشد با مشکل مواجه خواهد شد.

از این رو با توجه به نقش نفت و گاز در کسب درآمد ارزی و جایگاه آن در روند رشد و توسعه کشور و همچنین نقش آن از دیدگاه‌های مختلف سیاسی و اقتصادی در ابعاد ملی، منطقه‌ای و جهانی به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین دارنده ذخایر نفت و گاز و قرارگیری در موقعیت استراتژیک، لازم است به مباحث مربوط به امور بین‌الملل نفت و گاز توجه بیشتر شود که در ادامه به بخش نفت و گاز از این زاویه پرداخته می‌شود.



۵-۱ بررسی میزان واردات (سوآپ) و صادرات نفت خام

۵-۱-۱. واردات (سوآپ) نفت خام

مقادیری نفت خام از کشورهای همسایه شمالی (قزاقستان و روسیه و ترکمنستان) از طریق حمل دریایی در بندر نکای مازندران تخلیه و به وسیله خط لوله نکا/ساری/ری و یا حمل زمینی با راه آهن مسقیم به انبار ری برای استفاده در پالایشگاه تهران و تبریز منتقل و معادل آن از جنوب کشور به حساب آن کشور صادر می گردد که اجرای این عملیات، سوآپ نامیده می شود.

از فواید این امر کاهش هزینه های حمل نفت خام از جنوب به پالایشگاه های شمال می باشد که در صورت ازدیاد ظرفیت روند مبادله، علاوه بر صرفه جویی در سوخت مصرفی تلمبه خانه های جنوب به شمال و هزینه های حمل، ظرفیت مازاد در خط لوله نفت خام در مسیر طولانی جنوب به شمال کشور را نیز برای افزایش ظرفیت پالایشی در شمال کشور ایجاد خواهد کرد.

جدول ۴۱ میزان واردات نفت خام از مبادی وارداتی فوق در طی سال های ۱۳۷۸-۱۳۸۸ را نشان می دهد. همان گونه که جدول نشان می دهد، عملیات سوآپ از سال ۱۳۷۸ با واردات روزانه حدود ۸/۴ هزار بشکه آغاز و به تدریج و با نوساناتی در سال های مختلف افزایش یافته است، به طوری که این میزان با افزایش به بالاترین سطح خود یعنی ۱۳۱/۴ هزار بشکه در سال ۱۳۸۵ رسیده و سپس با کاهش ملایم به ۸۹/۸ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۸ بالغ گردیده است. لازم به یادآوری است که با توجه به درخواست وزارت نفت برای افزایش میزان حق سوآپ و تأکید بر برداشت نفت خام معوض از خارک توسط شرکت های سوآپ کننده و یا فسخ قراردادهای روند کاهش مقادیر نفت خام وارداتی در قالب سوآپ از اسفندماه ۱۳۸۸ آغاز گردیده و به نظر می رسد که در سال ۱۳۸۹ این کاهش تداوم یابد.

جدول ۴۱. واردات نفت خام طی سال‌های ۱۳۷۸-۱۳۸۸

(ارقام به هزار بشکه در روز)

واردات نفت خام	سال
۸/۳۶	۱۳۷۸
۱۵/۰۶	۱۳۷۹
۵/۴۴۰	۱۳۸۰
۲۰/۰۴	۱۳۸۱
۷۱/۷۶	۱۳۸۲
۸۵/۷۶	۱۳۸۳
۷۶/۱۸	۱۳۸۴
۱۳۱/۴۰۶	۱۳۸۵
۱۰۵/۱۷	۱۳۸۶
۷۴/۲۴	۱۳۸۷
۸۹/۸	۱۳۸۸

مأخذ: شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و شرکت خدمات بازرگانی سپند نفت‌یران و گزارش عملکرد سال ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ شرکت ملی نفت ایران به مجمع عمومی صاحبان سهام- مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران.

۲-۱-۵. صادرات نفت خام

میزان صادرات نفت خام به عواملی نظیر تولید نفت خام، نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی و فروش آن در بازارهای جهانی بستگی دارد. همان‌طور که جدول ۴۲ نشان داده شده است صادرات نفت خام کشور با توجه به سطح تولیدات داخلی و ضرورت تأمین خوراک پالایشگاه‌های کشور در طی سال‌های ۸۸-۱۳۷۶ به‌طور کلی روند نزولی داشته است هرچند در برخی از سال‌ها نسبت به سال قبل افزایش نشان می‌دهد. این امر به این دلیل است که در طی دوره منتهی به سال ۱۳۸۵ تولید نفت خام با توجه به سهمیه ایران در اوپک تقریباً ثابت مانده، لکن نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی افزایش نشان می‌دهد.

شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۷۶ به‌طور متوسط روزانه بیش از ۲۳۴۲ هزار بشکه در روز (۸/۸۵۴ میلیون بشکه در سال) نفت خام صادر کرده است که این میزان با کاهش متوسط سالیانه ۰/۵ درصد به ۲۱۹۲ هزار بشکه در روز (۹۶/۷۹۹ میلیون بشکه در سال) رسیده است.



جدول ۴۲. صادرات نفت خام طی سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون بشکه معادل نفت خام)

صادرات نفت خام	سال
۸۵۴/۸	۱۳۷۶
۸۵۶/۷	۱۳۷۷
۷۳۷/۳	۱۳۷۸
۸۳۱	۱۳۷۹
۷۵۷/۸	۱۳۸۰
۷۴۸/۳	۱۳۸۱
۸۹۱/۷	۱۳۸۲
۸۸۳/۷	۱۳۸۳
۸۶۶/۹	۱۳۸۴
۸۸۱/۶	۱۳۸۵
۹۰۸/۶۵	۱۳۸۶
۸۶۲/۳۷	۱۳۸۷
۷۹۹/۹۶	۱۳۸۸

مأخذ: مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت.

۵-۲. بررسی میزان واردات و صادرات گاز طبیعی

۵-۲-۱. واردات و سوآپ گاز طبیعی

واردات گاز طبیعی از سال ۱۳۷۶ از طریق خط لوله‌ای به طول ۲۰۰ کیلومتر و قطر ۴۰ اینچ در مسیر ایران و ترکمنستان تا کردکوی با ۱/۱ میلیون مترمکعب در روز آغاز گردیده که به تدریج در دوره زمانی ۱۳۷۶-۱۳۸۵ افزایش یافته و به حدود ۱۷/۲۵ میلیون مترمکعب در روز رسید. لکن در زمستان سال ۱۳۸۶ با قطع گاز توسط کشور ترکمنستان به علت اختلافات فیما بین در مورد قیمت، میزان متوسط واردات گاز از این کشور به ۱۶/۳ میلیون مترمکعب در روز کاهش یافت، اما مجدداً در سال ۱۳۸۷ افزایش یافته و در سال ۱۳۸۸ به ۱۵ میلیون مترمکعب کاهش یافت.

علاوه بر واردات گاز از کشور ترکمنستان مقداری گاز نیز با عنوان تبادل گاز یا سوآپ بین آذربایجان و ایران برای تحویل به نخجوان در سال‌های اخیر صورت گرفته که در سال ۱۳۸۸ مقدار متوسط واردات آن از آذربایجان به ۰/۸ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافته است. جدول ۴۳ وضعیت مقدار واردات گاز سبک را طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۴۳. وضعیت واردات گاز سبک طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶

(ارقام به میلیون مترمکعب در روز)

کشور مبدأ	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
ترکمنستان	۱۴/۱۷	۱۷/۲۵	۱۶/۳	۱۸/۵	۱۵
آذربایجان	-	۰/۳۶	۰/۶۳	۰/۸	۰/۸
جمع	۱۴/۱۷	۱۷/۶۱	۱۶/۹۳	۱۹/۳	۱۵/۸

مأخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز.

۲-۲-۵. صادرات گاز طبیعی

صادرات گاز طبیعی در بهمن‌ماه ۱۳۸۰ به‌طور رسمی از طریق خط لوله‌ای به طول ۲۵۳ کیلومتر با قطر ۴۰ اینچ در مسیر تبریز-بازرگان که از خط لوله دوم آذربایجان در مسیر ساوه - قزوین - زنجان - تبریز تغذیه می‌شود با متوسط ۰/۹۸ میلیون مترمکعب در روز به کشور ترکیه آغاز شد. بدین ترتیب میزان صادرات در دوره زمانی ۱۳۸۰-۱۳۸۵ افزایش یافته و به حدود ۱۵/۳۵ میلیون مترمکعب در روز رسید، لکن به علت زمستان بسیار سرد سال ۱۳۸۶ و تأمین کمبود مصارف داخلی برای مدت زمان کمی صادرات قطع گردید که در نتیجه میزان متوسط صادرات به این کشور در مقایسه با سال ۱۳۸۵ به ۱۴/۹ میلیون مترمکعب در روز کاهش یافت. این میزان صادرات اگر چه در سال ۱۳۸۷ به ۱۲/۲ میلیون مترمکعب در روز کاهش یافت، اما با افزایش قابل توجهی در سال ۱۳۸۸ به ۱۷/۲ میلیون مترمکعب در روز رسید.

علاوه بر صادرات گاز به کشور ترکیه مقداری گاز نیز با عنوان تبادل گاز یا سوآپ بین آذربایجان و ایران برای تحویل به نخجوان در سال‌های اخیر صورت گرفته که در سال ۱۳۸۸ مقدار متوسط تحویل (صادرات) آن به نخجوان به ۰/۷ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافته است.

ضمناً در سال ۱۳۸۸ و پس از گذشت دو سال از احداث خط لوله صادراتی ارمنستان، صادرات گاز به این کشور آغاز گردید. حجم صادرات گاز به این کشور در سال ۱۳۸۸ به ۰/۶۸ میلیون متر در روز رسید.

جدول ۴۴ وضعیت مقدار صادرات گاز سبک را طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نشان می‌دهد. چنان‌که از ارقام جدول مشهود است میزان صادرات به کشور ترکیه در سال ۱۳۸۸ حدود ۳۳ درصد افزایش یافته که این امر به‌دلیل مساعد بودن هوا در فصول سرد سال بوده است.



جدول ۴۴. وضعیت صادرات گاز سبک طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴

(ارقام به میلیون مترمکعب در روز)

کشور مبدأ	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
ترکیه	۱۲/۹	۱۵/۳۵	۱۴/۹	۱۲/۲	۱۷/۲
نخجوان	-	۰/۳۴	۰/۵	۰/۷	۰/۷
ارمنستان	-	-	-	-	۰/۶۸
جمع	۱۲/۹	۱۵/۶۹	۱۵/۴	۱۲/۹	۱۸/۶

مأخذ: همان.

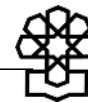
۳-۵. بررسی میزان صادرات مایعات و میعانات گازی

بخش اعظم میعانات گازی میادین مستقل توسط شرکت ملی نفت ایران صادر می‌گردد. میعانات گازی صادر شده عمدتاً از ناحیه نار و کنگان و پارس جنوبی و پارسین می‌باشد که بخشی از آن جهت بازپرداخت تعهدات بیع متقابل توسعه میدان پارس جنوبی بوده است. در سال ۱۳۸۸ به‌طور متوسط ۱۹۹ هزار بشکه در روز (معادل ۷۲۶۳۵ هزار بشکه در سال) میعانات گازی پارس جنوبی و پارسین و پالایشگاه فجر از عسلویه و بندر طاهری به خارج از کشور صادر شده است. میزان صادرات گاز مایع و میعانات گازی در سال ۱۳۸۶ در حدود ۲۹۷ هزار بشکه در روز بوده است که نسبت به سال ۱۳۸۵ (یعنی سال حداکثر تولید برابر با ۳۰۱/۷۴ هزار بشکه در روز)، به علت تولید کمتر مایعات و میعانات گازی و همچنین افزایش مصارف داخلی آنها کاهش محسوسی داشته است. جدول ۴۵ مقدار صادرات گاز مایع، مایعات و میعانات را در طی سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۴۵. صادرات گاز مایع، مایعات و میعانات گازی در سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۸۸

سال	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هزار بشکه در روز													
گاز مایع (C4 C3)													۹۸/۰۹
مایعات و میعانات گازی	۷۵/۸	۶۲/۹۷	۷۰/۲۱	۶۸/۶۹	۵۷/۴۸	۱۰۲	۱۲۴/۲۹	۱۷۲/۵۷	۲۱۴/۹۶	۲۲۰/۷۳	۲۰۵/۴۹	۱۷۶/۳۹	۱۹۹
جمع کل	۷۵/۸	۶۲/۹۷	۷۰/۲۱	۶۸/۶۹	۵۷/۴۸	۱۰۲	۱۲۴/۲۹	۱۷۲/۵۷	۲۱۴/۹۶	۳۰۱/۷۴	۳۰۱/۷۸	۲۶۸/۸۹	۲۹۷/۰۹
میلیون بشکه معادل نفت خام													
گاز مایع													۲۲/۶۱
مایعات و میعانات گازی	۲۱/۳۹	۱۷/۷۷	۱۹/۸۲	۱۹/۳۹	۱۶/۲۲	۲۸/۷۹	۳۵/۰۸	۴۸/۷۱	۶۰/۶۷	۶۲/۲۴	۵۷/۹۴	۴۹/۸۷۳	۵۶/۱۱
جمع کل	۲۱/۳۹	۱۷/۷۷	۱۹/۸۲	۱۹/۳۹	۱۶/۲۲	۲۸/۷۹	۳۵/۰۸	۴۸/۷۱	۶۰/۶۷	۸۰/۹۳	۸۰/۱۵	۷۱/۲۷	۷۸/۷۲

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری کشور، سال ۱۳۸۸.



۴-۵. تحولات بازار جهانی نفت خام

۴-۵-۱. تحولات قیمت نفت خام

اولین شوک نفتی در سال ۱۹۷۳-۱۹۷۴ و به دنبال جنگ اعراب و اسرائیل و تحریم نفتی کشورهای حامی اسرائیل توسط اعراب صورت گرفت. این شوک باعث افزایش شدید قیمت نفت شد به طوری که قیمت نفت از بشکه‌ای ۱/۸ دلار در سال ۱۹۷۰ به بشکه‌ای ۱۱/۶۵ دلار در ژانویه ۱۹۷۴ رسید. دومین شوک نفتی در سال ۱۹۷۸-۱۹۷۹ رخ داد و باعث شد قیمت نفت خام از سال ۱۹۷۸ تا سال ۱۹۸۱ به میزان ۱۶۸ درصد افزایش یابد. این افزایش قیمت عموماً به خاطر پیش‌بینی کمبود عرضه نفت بود که در اثر وقوع انقلاب ایران و تهاجم عراق به ایران رخ داده بود، اما دو شوک افزایشی یاد شده باعث شد که اولاً کشورهای مصرف‌کننده نفت تمهیداتی را برای صرفه‌جویی انرژی و کاهش مصرف و جایگزینی نفت انجام دهند و دوم اینکه باعث شد تا اکتشاف و استخراج منابع نفتی که قبلاً مقرون به صرفه نبودند، مقرون به صرفه شوند و این عوامل در کل باعث کاهش شدید قیمت نفت در سال‌های ۱۹۸۵-۱۹۸۶ شد به طوری که قیمت نفت در سال ۱۹۸۶ به کمتر از ۱۰ دلار در هر بشکه رسید، اما شوک بعدی که برخی تحلیلگران از آن به عنوان بحران کوچک یاد کرده‌اند، در سال‌های ۱۹۹۷-۱۹۹۸ در پی جنگ عراق و کویت و قطع صادرات نفت این دو کشور روی داد که با توجه به وجود ذخایر استراتژیک کشورهای غربی و نیز افزایش سریع میزان تولید نفت عربستان تنها مدت کوتاهی قیمت نفت افزایش یافت. اما واقعه تروریستی ۱۱ سپتامبر ۲۰۰۱ و در پی آن حمله نظامی ایالات متحده به افغانستان و نیز نگرانی از گسترش درگیری‌ها در افغانستان باعث شد تا سال ۲۰۰۲ سالی پراضطراب برای بازار نفت باشد و قیمت‌های نفت به‌رغم رشد اقتصادی پایین کشورهای مصرف‌کننده نفت و کمبود تقاضا، روند صعودی داشته باشد به طوری که قیمت نفت اوپک از ۲۷ دلار در هر بشکه در سال ۲۰۰۰ به ۱۳۱ دلار در هر بشکه در جولای ۲۰۰۸ رسید.

۴-۵-۲. بررسی روند عرضه نفت خام طی شوک‌های نفتی

شوک‌های نفتی به صورت افزایش یا کاهش قیمت در اقتصاد جهانی نقش مهمی را ایفا می‌کنند. به دلیل اهمیت قیمت به عنوان عامل تعیین‌کننده دو جانب عرضه و تقاضا، شوک‌های قیمتی آثار مهمی روی رفتار تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان نفت گذاشته است.

این شوک‌ها بازار نفت را از دیدگاه عرضه و تولید با تحولات مهمی روبرو کرده است، زیرا عواملی که بتواند ترکیبات و جریان تولید را تغییر دهند و تأثیراتی در بخش سرمایه‌گذاری ایجاد نمایند، در واقع جانب عرضه بازار را متأثر می‌سازد و شوک‌های نفتی به عنوان عاملی مهم در روند تولید نفت و عرضه آن، ورود و خروج تولیدکننده‌ها به بازار انرژی نقش مهمی را داشته‌اند.

قیمت یکی از عواملی است که بر روی عرضه نفت خام تأثیر دارد. قیمت از دو جهت بر روی نفت خام مؤثر است. نقش کوتاه‌مدت قیمت، نقشی است که می‌تواند و باید بتواند صاحبان منابع نفتی را مجبور نماید که به اندازه تقاضا، نفت به بازار عرضه کنند و اما نقش بلندمدت آن این است که باعث تحریک سرمایه‌گذاری شده و ذخایر جدید نفت به جای ذخایر مصرف شده کشف گردد.

ظرفیت تولید نفت خام از دیگر عواملی است که بر خلاف بعضی صنایع در طول زمان ثابت نیست. دلیل این است که در سال‌های اولیه بهره‌برداری از یک مخزن نفتی، ظرفیت مخزن بالاست، اما با گذشت زمان به تدریج ذخایر کاهش یافته و ظرفیت تولیدی نزول پیدا می‌کند. گاهی هم بر عکس، با گذشت زمان و کاهش ذخایر، منابع جدیدی کشف شده و ظرفیت تولید بالا می‌رود. این موضوع با در نظر گرفتن تئوری مطرح شده از سوی هوبرت تحت عنوان «قله هوبرت» بهتر قابل درک است. فرضیات این تئوری برای هر منطقه جغرافیایی از یک منطقه تولیدکننده نفت گرفته تا کل سیاره زمین قابل تعمیم است و عبارت است از اینکه روند میزان تولید نفت از منحنی زنگوله‌ای شکل پیروی می‌کند. این تئوری از جمله اولین تئوری‌هاست که به نقطه اوج تولید نفت اشاره کرده است. در سال ۱۹۵۶ هوبرت بدون ارائه فرمول دقیقی چنین پیشنهاد کرد که تولید سوخت فسیلی در یک منطقه خاص در طول زمان از منحنی زنگوله‌ای تبعیت می‌کند. او بعدها با استفاده از مشاهدات و کشفیات قبلی، از منحنی هوبرت که مشتقی از منحنی محاسباتی رشد است برای تخمین تولید در آینده استفاده کرد.

در ۱۶ اکتبر ۱۹۷۳ میلادی کشورهای مصر و سوریه برای باز پس گرفتن اراضی اشغالی توسط اسرائیل در جنگ ۱۹۶۷ به این کشور حمله کردند. همزمان کشورهای عربی صادرکننده نفت برای اولین بار به تحریم صدور نفت به کشورهای حامی اسرائیل از جمله آمریکا اقدام نمودند و این امر موجب شد که اوایل دسامبر ۱۹۷۳ حدود ۴/۵ میلیون بشکه در روز، نفت خام از بازار حذف شود. در حقیقت با کاهش تولید، میزان نفت تولیدی اوپک به ۳۰/۰۱ میلیون بشکه در روز و سهم آن در بازار جهانی به ۵۴/۸ درصد رسید. این در حالی بود که میزان تقاضای نفت جهان حدود ۴۸/۸ میلیون بشکه در روز بود و بازار طبعاً با کمبود عرضه مواجه بود. بنابراین یک نگرانی بی‌سابقه کشورهای صنعتی را از نظر تأمین نفت خام فرا گرفت و قیمت‌های نفت خام و فرآورده‌های نفتی به نحو بی‌سابقه‌ای در بازار آزاد افزایش یافت. قیمت نفت خام از بشکه‌های ۱/۷ دلار در ۱۹۷۰ با رشد بی‌سابقه‌ای به بشکه‌ای ۱۱/۶۵۱ دلار در اول ژانویه ۱۹۷۴ رسید.

دومین شوک نفتی در اثر حوادث سیاسی سال‌های ۱۹۷۷ و ۱۹۷۸ رخ داد. این افزایش قیمت به‌طور عمده به دلیل پیش‌بینی کمبود عرضه نفت و عدم اطمینان درباره عرضه نفت بود که انقلاب



در ایران و بعد حمله عراق به ایران موجب آن شده بود. به دنبال تحولات سیاسی در ایران در پی انقلاب اسلامی در دسامبر ۱۹۷۸ تولید نفت ایران از بیش از ۵/۵ میلیون بشکه در روز به ۳/۲ میلیون بشکه در روز کاهش یافت و در اواخر دسامبر با نزدیک شدن به پیروزی انقلاب صادرات نفت ایران قطع شد.

هر چند خلأ صادرات ایران توسط کشورهای دیگر جبران می‌شد، اما نگرانی از کاهش عرضه نفت در آینده موجب تقاضای بیشتر نفت و در نتیجه افزایش قیمت آن شد. از طرف دیگر حمله عراق به بزرگترین پالایشگاه جهان (پالایشگاه آبادان) در ایران در ۲۳ سپتامبر ۱۹۸۰ و آسیب‌های جدی که در ماه‌های بعد به این پالایشگاه وارد شد، بازار نفت را تکان داد. با حمله متقابل ایران به تأسیسات نفتی عراق صادرات نفتی عراق از راه خلیج فارس به‌طور کلی قطع شد. جنگ ایران و عراق روزانه ۴ میلیون بشکه نفت خام را که معادل ۱۵ درصد تولید اوپک و ۸ درصد تقاضای نفت جهان بود، حذف کرد و باعث افزایش شدید قیمت نفت خام شد به‌طوری که قیمت نفت از بشکه‌ای ۱۲/۷ دلار در ژانویه ۱۹۷۸ به حدود ۴۰ دلار در فوریه ۱۹۸۰ رسید. از نظر برخی اقتصاددانان این شوک دوم باعث شد آن دسته از کشورها که وابستگی شدیدی به نفت داشتند برنامه‌های صرفه‌جویی در انرژی را به‌طور جدی‌تری اعمال کنند و از طرف دیگر به جایگزینی انرژی‌های دیگر به جای نفت بپردازند.

در اوایل دهه ۱۹۸۰ میلادی بازار جهانی که بحران اول را طی کرده بود با اتخاذ تمهیداتی برای صرفه‌جویی انرژی، کاهش مصرف، جایگزینی و ذخیره‌سازی نفت توانست قیمت افزایش یافته نفت را مهار کند. از یک طرف آن دسته از کشورهای غیرصنعتی و در حال توسعه که در اوایل این دهه به دلیل افزایش احتیاجشان به نفت بر مصارف خود افزوده بودند با اتخاذ سیاست‌هایی از مصرف نفت خود کاستند و در نتیجه تقاضای جهانی نفت کاهش یافت. از طرف دیگر افزایش قیمت نفت در اوایل دهه مذکور باعث شد تا اکتشاف و استخراج منابع نفتی که قبلاً با صرفه نبودن مانند نفت دریای شمال و آلاسکا سودآور شود و لذا استخراج این منابع سبب کاهش سهم اوپک از ۶۰ درصد در سال ۱۹۷۳ به ۲۹ درصد در سال ۱۹۸۵ شده و عرضه جهانی نفت را به میزان قابل توجهی افزایش دهد. مجموعه این عوامل باعث شد قیمت نفت خام در سال ۱۹۸۶ به اندکی کمتر از ۱۰ دلار در هر بشکه برسد.

مابین سال‌های ۱۹۹۰ تا ۱۹۹۹ میلادی تقاضای جهانی نفت بیش از یک میلیون بشکه در روز رشد داشته و کشورهای غیراوپک تنها توانستند ۳۵ درصد از این تقاضا را تأمین کنند لذا سهم اوپک از ۳۷ درصد در سال ۱۹۹۰ به ۴۱ درصد در سال ۱۹۹۸ افزایش یافت. حمله عراق به کویت و اشغال این کشور در اوایل ۱۹۹۰ که برخی از آن به‌عنوان بحران کوچک یاد می‌کنند، باعث شد تا صدور نفت از عراق متوقف شود. از طرفی در اوایل سال ۱۹۹۱ نیز چاه‌های نفت کویت توسط عراق

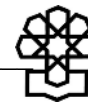
به آتش کشیده شد. قطع صدور نفت خام می‌توانست فشارهای زیادی به قیمت نفت وارد کند، اما به دلیل وجود ذخایر استراتژیک کشورهای غربی و نیز بالابردن ظرفیت تولیدی عربستان و افزایش سریع میزان تولید این کشور بجز مدت کوتاهی که قیمت‌های نفت بالا رفتند، تحول عمده‌ای در بازار نفت نسبت به قبل از جنگ رخ نداد.

اما بین سال‌های ۱۹۹۷ تا ۱۹۹۸ بازار نفت بحرانی‌ترین شرایط را داشت به طوری که علاوه بر قیمت‌های اسمی نفت، قیمت‌های واقعی نیز دچار تنزل چشمگیری شد. دلایل متعددی برای کاهش قیمت نفت خام وجود دارند که عبارتند از:

- بحران شرق آسیا و تأثیر آن بر روی قیمت نفت (کاهش تقاضا در خاور دور)،
- ورود عراق به بازار جهانی نفت،
- مالیات بر نفت و انرژی‌های جایگزین در کشورهای صنعتی،
- ذخایر نفتی که با ورود عراق به بازار نفت و افزایش عرضه جهانی و افزایش عرضه کشورهای غیراوپک افزایش چشمگیری یافته بود و باعث شد به خصوص در سال ۱۹۹۸ سطح ذخایر نفتی به بالاترین میزان خود در چند سال گذشته برسد،
- سیاست‌های اوپک در تحولات بازار که با عدم زمان‌سنجی صحیح و اتخاذ تصمیمات نادرست خود درباره افزایش سهمیه‌های تولیدی در سال ۱۹۹۷، مقارن با وجود بحران شرق آسیا و نیز ورود عراق به بازار جهانی (نفت در برابر غذا) سبب کاهش قیمت نفت شد،
- شرایط اقلیمی که می‌توان به گرمای هوا در سال‌های اخیر این دوره به‌ویژه در زمستان اروپا اشاره کرد.

در هر حال مابین سال‌های ۱۹۹۷-۱۹۹۸ عوامل متعددی بر قیمت نفت و کاهش آن اثر داشتند که تمامی این عوامل به حدی شدید بودند که متوسط قیمت جهانی نفت را با سیر نزولی مواجه کردند به طوری که قیمت متوسط جهانی نفت از بشکه‌ای ۲۳/۴۶ در ژانویه ۱۹۹۷ به بشکه‌ای ۹/۳۱ دلار در ژانویه ۱۹۹۹ رسید و این افت شدید قیمت مشکلات زیادی را برای کشورهای تولیدکننده نفت ایجاد کرد (نمودار ۱۶).

سال ۲۰۰۰ با رشد کم‌سابقه اقتصادی آمریکا و به تبع آن رشد مناسب اقتصادی جهان و به خصوص در کشورهای در حال توسعه مانند چین و هند مقارن بود. اگرچه اقتصاد برخی کشورها مانند ژاپن و نیز تعدادی از کشورهای اروپایی در حد انتظار رونق نیافته بود، ولی کنترل مؤثر میزان عرضه توسط اوپک و همکاری تعدادی از تولیدکنندگان غیراوپک این سازمان و همچنین عوامل سیاسی حاکم بر بازار نفت به علت انتخابات ریاست‌جمهوری آمریکا باعث شد قیمت‌ها



افزایش غیرقابل پیش‌بینی خود را تا نوامبر سال ۲۰۰۰ ادامه دهند. پیش‌بینی‌های اولیه برای سال ۲۰۰۱ مبین سالی با تقاضای کم و قیمت‌های پایین برای نفت بود، اما تا زمان وقایع تروریستی ۱۱ سپتامبر در ایالات متحده آمریکا و حتی یک هفته پس از آن بازار نفت خلاف پیش‌بینی عمل کرد. کاهش سریع قیمت‌ها برای حدود یک‌ماه با شروع عملیات نظامی آمریکا علیه افغانستان متوقف شد. اگرچه اقتصاد آمریکا و بسیاری از کشورهای جهان به دنبال وقایع ۱۱ سپتامبر ۲۰۰۱ با کاهش رشد اقتصادی و یا حتی نوعی از رکود مواجه شده بودند، ولی بازار نفت به دنبال نگرانی از گسترش درگیری‌های نظامی پس از حمله به افغانستان، با وجود بالا نبودن تقاضا، با قیمت پایین روبرو نشد.

پس از حوادث ۱۱ سپتامبر ۲۰۰۱ که قیمت‌های نفت اندکی کاهش یافت تأثیرپذیری قیمت‌های نفت از عوامل خارجی، وارد مرحله جدیدی شد به‌طوری که نقش عوامل اساسی بازار بر قیمت‌ها به حداقل رسید و تا سال‌های بعد از آن یعنی ۲۰۰۲ و ۲۰۰۳ این مسائل سیاسی بود که نقش اساسی در شکل‌گیری قیمت‌ها داشت و می‌توان اعتصابات کارکنان صنایع نفت در ونزوئلا، خروج برخی شرکت‌های نفتی از نیجریه و حمله آمریکا به عراق و در نتیجه قطع کامل صادرات این کشور از جمله حوادث پیش‌بینی نشده این سال‌ها نام برد به‌طوری که این برهه را می‌توان یک دوره استثنائی در تاریخ بازار نفت قلمداد کرد.

این مسائل به همراه افزایش تقاضا برای نفت به‌ویژه در کشورهایی مثل هند و چین، کاهش سطح ذخیره‌سازی‌ها، وجود تنگناهای پالایشی در کشورهای مهم مصرف‌کننده و کاهش ظرفیت‌سازی کشورهای عضو اوپک قیمت‌ها را افزایش داد، به‌طوری که در پایان سال ۲۰۰۲ قیمت هر بشکه نفت براساس سبد نفتی اوپک به ۲۶/۲۴ دلار در هر بشکه رسید.

لذا سال ۲۰۰۲ نیز سالی پراضطراب برای بازار نفت بود. اگرچه افزایش تقاضا در این سال ناچیز بود و به خودی خود نمی‌توانست افزایش قیمت‌ها را توجیه کند، ولی عواملی نظیر بی‌اعتمادی سرمایه‌گذاران به بازارهای بورس سهام به علت رسوایی تعدادی از شرکت‌های عظیم از جمله شرکت‌های نفتی، پایین بودن نرخ بهره بانکی در کشورهای صنعتی، کاهش ارزش دلار در مقابل سایر ارزها، نگرانی از احتمال قطع صادرات نفت خام کشورهای خاورمیانه در جهت دفاع از مردم فلسطین در مقابل اسرائیل، اضطراب روزافزون از وقوع درگیری‌های نیروهای نظامی آمریکا و هم‌پیمانانش با رژیم عراق به‌منظور ساقط کردن این رژیم و در نهایت بروز جنگی فراگیر در مناطق نفت‌خیز خاورمیانه و به‌خصوص کشورهای خلیج فارس به دنبال انتقام‌جویی عراق در صورتی که ادامه موجودیت خود را غیرممکن ببینند، همه و همه موجب شد که با وجود شرایط رشد پایین اقتصادی کشورهای مصرف‌کننده نفت و کمبود تقاضا، وجود مازاد عرضه توسط غیراوپک و

تخطی بعضی از اعضای اوپک و بالابردن سطح ذخایر نفت خام و فرآورده‌های نفتی در جهان و نازل بودن سود پالایشی پالایشگران روند قیمت‌ها کماکان صعودی بوده و حتی در برخی روزها غیرقابل کنترل شود.

روند صعودی قیمت نفت خام که از ابتدای سال ۲۰۰۳ نیز شدت گرفته بود در سال ۲۰۰۴ به اوج خود رسید به گونه‌ای که میانگین هر بشکه سبد نفتی اوپک در اوایل این سال به بیش از ۳۰ دلار در هر بشکه بالغ شد.

عوامل فوق و تنش‌های موجود در عربستان، عراق، صنعت نفت نروژ، درگیری در نیجریه باعث افزایش شدید قیمت نفت به ۴۰/۰۱ دلار (میانگین هر بشکه سبد نفتی) در اواخر این سال شد، که با نزدیک شدن به فصل سرما و ادامه تنش‌های موجود قیمت نفت در سال ۲۰۰۵ نیز افزایش یافت، به‌طوری که میانگین قیمت هر بشکه سبد نفتی اوپک در سه ماهه اول این سال به ۴۳/۶۶ دلار رسید.

ثابت رکوردهای جدید قیمتی برای نفت خام و فرآورده‌های نفتی در سال ۲۰۰۶ میلادی، سبب شد معادلات چندین ساله هر دو گروه خریداران و فروشندگان در بازار نفت، به هم بخورد. سال ۲۰۰۶ میلادی، در حالی آغاز شد که ذخایر نفت خام کشورهای عضو سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه، حدود ۸۰ میلیون بشکه، بیش از زمان مشابه سال قبل بود، ضمن آنکه آسیب طوفان‌های مخرب در خلیج مکزیک به تأسیسات این منطقه در اواخر تابستان سال ۲۰۰۵ میلادی، سبب شده بود بخشی از توان تولید و پالایش نفت خام در آمریکا کاهش یابد و بازار جهانی، آماده قیمت‌های بالاتر برای نفت خام و فرآورده‌ها به‌ویژه بنزین باشد. در واقع ۲۰۰۶ یکی از شگفتی‌سازترین سال‌های نفت خام بود. مجموعه‌ای از عوامل طبیعی و سیاسی در سال ۲۰۰۶ شرایطی را برای بورس‌های نفت رقم زدند که کمتر کارشناسی می‌توانست آنها را پیش‌بینی کند. آغاز سال با قیمت فراتر از ۶۳ دلار نوید یک سال همراه با نفت گران و به تبع آن کاهش رشد اقتصادی کشورها به‌خصوص کشورهای صنعتی یعنی بزرگترین مصرف‌کنندگان نفت خام را می‌داد. به همین دلیل تحلیل‌هایی که در آخرین روزهای سال ۲۰۰۵ و روزهای ابتدایی سال ۲۰۰۶ ارائه می‌شد، همگی از افزایش قیمت‌ها حکایت می‌کردند. برخی تحلیلگران سال ۲۰۰۶ را دقیقاً نقطه مقابل سال ۱۹۹۸ دانستند. در سال ۱۹۹۸ تحت تأثیر افزایش سرمایه‌گذاری سخت‌افزاری کشورهای تولیدکننده نفت به‌خصوص عربستان سعودی و روسیه، بازارهای نفتی با یک مازاد تولید بی‌سابقه روبرو شدند و قیمت‌ها سقوط کردند. میانگین قیمت نفت خام در این سال با هفت دلار سقوط نسبت به سال ۱۹۹۷ به هر بشکه ۱۱/۹۱ دلار رسید. سال ۲۰۰۶ دقیقاً نقطه مقابل آن سال بود تقاضای روزافزون آمریکا، چین و هند، بازارهای نفت را شوکه کرد و قیمت‌ها افزایش پیدا کردند. نگرانی از عدم همخوانی

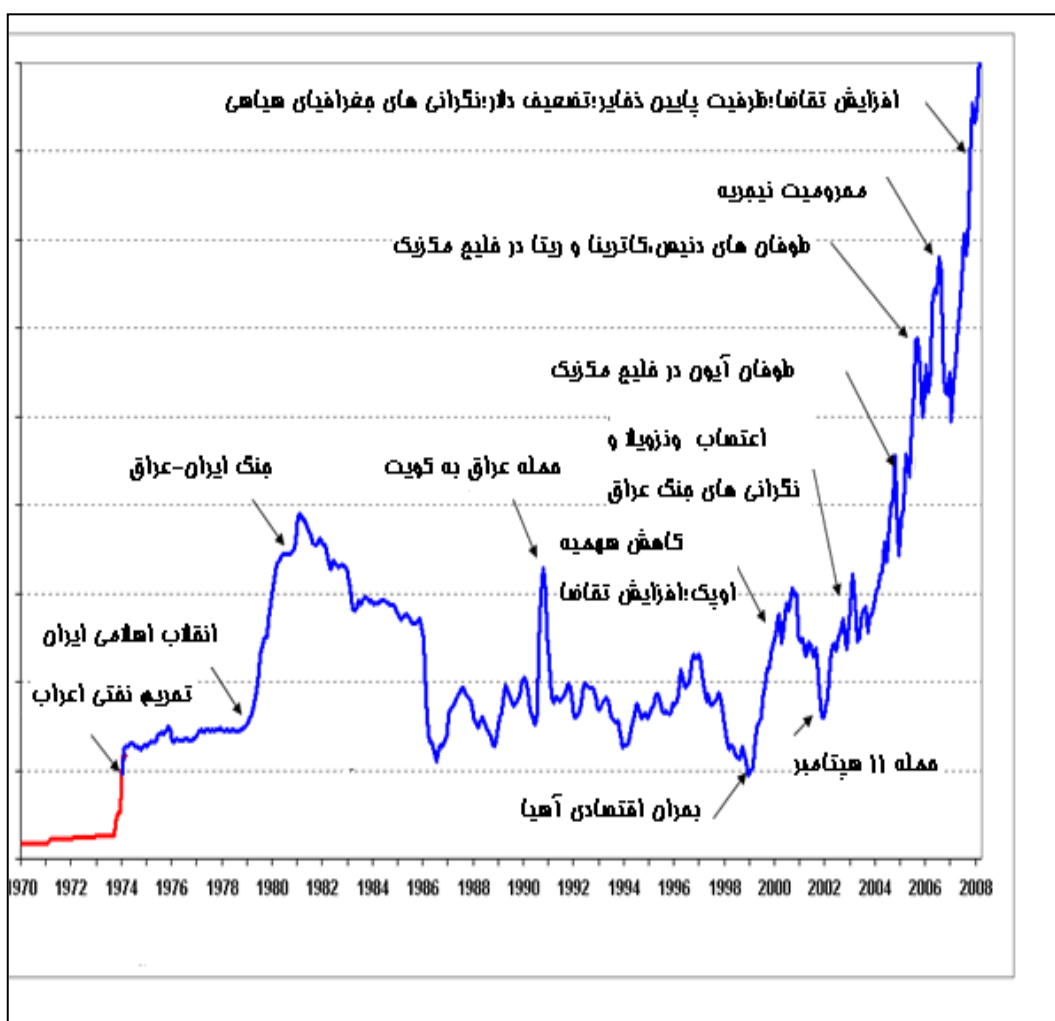


عرضه با تقاضا تحت تأثیر کاهش سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف و استخراج نفت اصلی‌ترین نگرانی کشورهای واردکننده نفت خام طی سال ۲۰۰۶ میلادی بود. پس از کاهش قیمت‌ها در اواخر دهه ۱۹۹۰ میلادی میزان سرمایه‌گذاری در بخش نفت به شدت کاهش یافت.

کشمکش‌های روسیه و اوکراین بر سر قیمت گاز نیز از دیگر عوامل مؤثر بر تحولات بازار نفت در ماه‌های نخست سال ۲۰۰۶ میلادی بود و نگرانی اروپا از تداوم این کشمکش‌ها با دیگر واردکنندگان گاز روسیه، فشار بر بازار فرآورده‌های نفتی را در این دوره زمانی، به دنبال داشت، ضمن آنکه کشورهای غربی از آغاز این سال، با فشارهای سیاسی بر ایران به بهانه برنامه هسته‌ای این کشور، بازار جهانی را به پذیرش قیمت‌های بالاتر وادار کرده بود و با اینکه ایران به‌طور رسمی و مداوم اعلام کرد که نفت را به‌عنوان سلاح برضد مصرف‌کنندگان که مردم عادی کشورهای متقاضی نفت هستند، استفاده نمی‌کند، این ترفند در عمل، مشوق سوداگران بازار بورس نفت برای افزایش معاملات و کسب سودهای کلان بود و سرانجام افزایش قیمت‌ها را به دنبال داشت. همچنین تولید روزانه نفت خام در عراق، چندماه پیش از آغاز سال ۲۰۰۶ میلادی به بیش از دو میلیون بشکه در روز رسیده بود، که این میزان در آغاز سال ۲۰۰۶ میلادی، به حدود یک میلیون و ۵۵۰ هزار بشکه کاهش یافت و ۶ ماه بعد دوباره از سقف ۲ میلیون بشکه در روز فراتر رفت، هر چند این میزان دوباره کم شد. کاهش تولید و صادرات نفت نیجریه که از دومین‌ماه سال ۲۰۰۶ میلادی آغاز شد، از دیگر عوامل مؤثر در روند افزایشی قیمت‌های نفت در ابتدای این سال شد. میزان تولید روزانه نفت این کشور در این دوره زمانی، از حدود ۲ میلیون و ۴۰۰ هزار بشکه به حدود ۲ میلیون بشکه رسید که سبب شد تقاضا برای نفت خام برنت، به‌عنوان نخستین جایگزین نفت خام صادراتی اصلی نیجریه بیشتر شود و قیمت این نوع نفت خام افزایش یابد. سیاست‌های جایگزینی «ام.تی.بی.ای» با اتانول در ترکیب بنزین نیز تشدید قیمت‌های این فرآورده نفتی را در آمریکا به دنبال داشت که در گام بعد، سبب افزایش قیمت نفت خام‌های سبک و شیرین شد. در این دوره زمانی، سیاست‌های انرژی رئیس‌جمهوری آمریکا مبنی بر پرهیز از نفت نیز گله‌مندی کشورهای اوپک را به دنبال داشت، ولی هیچ واکنش جدی در این باره انجام نشد. افزایش نرخ بهره در چین که در عمل، کاهش رشد اقتصادی و تقاضای نفت خام این کشور را به همراه داشت، مانعی جدی برای افزایش قیمت‌ها در ماه‌های نخست سال ۲۰۰۶ میلادی نبود، ضمن آنکه حمله‌های رژیم اشغالگر قدس به لبنان در ماه ژوئیه و درگیری‌های ۳۳ روزه حزب‌الله با این رژیم، در ابتدا قیمت سوخت هواپیما و گازوئیل، سپس قیمت بنزین و همراه با آن، قیمت نفت خام را به علت ترس بازار از گسترش درگیری‌ها به دیگر کشورها، به‌ویژه کشورهای نفت‌خیز خاورمیانه، به سرعت افزایش داد.

در سال ۲۰۰۹ قیمت هر بشکه نفت خام با پدیدار شدن شرایط رکود اقتصادی در آمریکا و بیشتر کشورهای صنعتی با کاهش مواجه شد و به نزدیک ۶۰ دلار در هر بشکه رسید. این کاهش قیمت به دلیل عوامل بنیادین بازار یعنی کاهش تقاضا صورت گرفت و به واسطه کاهش رشد اقتصادی بیشتر کشورهای دنیا در این سال، قیمت نفت با کاهش شدیدی مواجه شد.

نمودار ۱۶. تغیرات بهای نفت خام طی بحران‌های نفتی سال‌های ۱۹۷۰-۲۰۰۸



Source: EIA.



۶. بررسی طرح‌های سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت

الگوی متداول در صنعت نفت کشور، صادرات منابع (نفت خام) است و کسب درآمد از طریق فروش منابع است. در این مدل، سرمایه‌گذاری به‌منظور استخراج نفت خام بیشتر، دارای اهمیت بسیار زیادی است. به همین دلیل و برای توسعه و نگهداشت میزان استخراج نفت و گاز در میادین نفتی و گازی، جمع‌آوری و تزریق گاز، اکتشاف نفت و گاز، احداث و بهینه‌سازی مخازن ذخیره نفت خام، پایانه‌های صادراتی، مطالعات جامع مخازن نفت و گاز و ... طرح‌های توسعه‌ای با استفاده از منابع داخلی، قراردادهای بیع متقابل، فاینانس و از محل درآمد عمومی تعریف می‌شوند که در این قسمت وضعیت این طرح‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۱-۶. قرارداد بیع متقابل و فاینانس منعقد شده در صنعت نفت کشور در سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۸۸

با توجه به الگوی توسعه‌ای موجود در صنعت نفت کشور و وابستگی آن به تکنولوژی و سرمایه‌گذاری خارجی و از آنجایی که در قوانین برنامه و بودجه در مورد جذب سرمایه‌گذاری خارجی در این صنعت اهدافی تعیین شده است، شرکت ملی نفت ایران و دیگر شرکت‌های فعال در عرصه صنعت نفت و گاز کشور برنامه‌ریزی‌هایی بدین منظور انجام می‌دهند. بر این اساس در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در شرکت ملی نفت ایران منعقد شد.

در سال ۱۳۸۷ طرح توسعه میدان جفیر به روش بیع متقابل و طرح توسعه میدان رسالت به روش فاینانس منعقد شد و در سال ۱۳۸۸ در شرکت نفت و گاز پارس، قراردادهای طرح توسعه میدان گازی پارس شمالی با شرکت سینوپک چین در فروردین‌ماه سال ۱۳۸۸، طرح توسعه بخش بالادستی فاز ۱۱ میدان گازی پارس با شرکت CNPC چین به مبلغ ۵ میلیارد دلار و طرح توسعه فازهای ۲۰ و ۲۱ میدان گازی پارس جنوبی با شرکت اوپک به صورت فاینانس منعقد شدند.

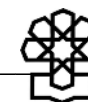
همچنین در شرکت مهندسی و توسعه نفت، تفاهمنامه مربوط به طرح توسعه میدان نفتی مشترک آذر با گاز پروم روسیه در آبان‌ماه سال ۱۳۸۸ منعقد شد.

وضعیت اجرایی و مشخصات قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در مرحله اجرای طرح‌های شرکت ملی نفت ایران تا پایان سال ۱۳۸۷ در جدول ۴۶ ارائه شده است. همان‌طوری که در جدول ذکر شده است، در سال ۱۳۸۷ تعداد ۲۱ طرح از محل قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در شرکت ملی نفت در حال اجرا بود و مبلغ کل سرمایه‌گذاری آن ۳۶۷۲۳/۵۵ میلیون دلار برآورد شده است.

جدول ۴۶. وضعیت قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در مرحله اجرا تا ابتدای سال ۱۳۸۸

(ارقام مالی (ریالی و ارزی) به میلیون)

ردیف	نام طرح	تولید پایه	تولید نهایی نفت خام و مایعات گازی (هزار بشکه در روز) گاز (میلیون مترمکعب در روز) گاز مایع و اتان (میلیون تن در سال) گوگرد (تن در روز)	سقف برآورد	تاریخ قرارداد	پیش‌بینی زمان تکمیل	شرکت طرف قرارداد	درصد پیشرفت فیزیکی تا ابتدای سال ۱۳۸۸	درصد مورد تعهد پیمانکار در استفاده از ظرفیتهای داخلی
۱	آماک (جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه بنگستان مناطق نفت‌خیز جنوب)	-	گاز ۵ میعانات گازی ۲۷/۸	۴۷۲	خردادماه ۱۳۷۹	پاییز ۱۳۸۸	ایریک/ ایراسکو	۹۹/۹۱	۲۲/۴
۲	توسعه لایه‌های نفتی/ گازى سلمان: لایه نفتی سلمان لایه گازى سلمان	۸۰ -	نفت خام ۱۳۰ میعانات گازی ۶ گاز ۱۴	۱۰۳۲ میلیون دلار + ۷۱۶۱۰۰۰ میلیون ریال	مردادماه ۱۳۷۹	پاییز ۱۳۸۸	پتروایران/ مشارکت Amid و تأسیسات دریایی ایران / IGC / مشارکت صدرا و صف	۹۶/۶	۳۰
۳	توسعه میدان نفتی دارخوین	۶	فاز اول: نفت خام ۵۰ فاز دوم: نفت خام ۱۶۰ فاز سوم: نفت خام ۲۶۰	۵۴۸/۶۹	تیرماه ۱۳۸۰	پاییز ۱۳۸۸	شرکت ملی حفاری ایران آجیپ/ نیکو (تأمین‌کننده مالی)	۹۷/۳	۳۰
۴	توسعه میدان نفتی مسجد سلیمان	۲/۷	نفت خام ۲۷/۷	۱۷۳/۶۵ میلیون دلار + ۲۱۵۳۳۲ میلیون ریال	خردادماه ۱۳۸۱/ تیرماه ۱۳۸۶ (قرارداد جدید)	مردادماه ۱۳۸۹	نفتگران / CNPCI	۲۴/۷۴	۵۱
۵	توسعه میادین نفتی مشترک خارگ: فروزان اسفندیار	۲۴/۲ -	نفت خام ۹۳/۲، گاز ۷ نفت خام ۸۹/۲، گاز ۷ نفت خام ۴	۱۰۱۸/۱	اردیبهشتماه ۱۳۸۱/ دی‌ماه ۱۳۸۶ (تغییر کارفرما)	اردیبهشتماه ۱۳۹۰	کنسرسیوم SLP و تأسیسات دریایی ایران/ پترو ایران	۵۶/۳۴ تغییر کارفرما ۵ درصد	۶۶
۶	توسعه میدان نفتی درود	۱۳۰	نفت خام ۲۲۰	۵۷۸/۷	اسفندماه ۱۳۷۷	۱۳۸۸	توتال / آجیپ	۹۹/۸۲	۳۰
۷	توسعه میدان نفتی آزادگان-فاز ۱	-	فاز ۱: نفت خام ۱۵۰ گاز: ۳/۲۶ فاز ۲: نفت خام ۲۶۰، گاز ۶/۳۷	۱۹۴۳ میلیون دلار + ۶۰۴۶۷۸۰ میلیون ریال	اسفندماه ۱۳۸۲ / ۱۳۸۵* (قرارداد جدید)	۱۳۹۱	مشارکت INPEX ژاپن و پترو ایران و جهان پارس/ نیکو (تأمین‌کننده مالی)	۳۸ منابع داخلی	۵۱



ردیف	نام طرح	تولید پایه	تولید نهایی نفت خام و مایعات گازی (هزار بشکه در روز) گاز (میلیون مترمکعب در روز) گاز مایع و اتان (میلیون تن در سال) گوگرد (تن در روز)	سقف برآورد	تاریخ قرارداد	پیش بینی زمان تکمیل	شرکت طرف قرارداد	درصد پیشرفت فیزیکی تا ابتدای سال ۱۳۸۸	درصد مورد تعهد پیمانکار در استفاده از ظرفیت های داخلی
۸	توسعه میدان نفتی یادآوران	-	فاز ۱: نفت خام ۸۵ فاز ۲: نفت خام ۱۸۰ فاز ۳: نفت خام ۳۰۰	۲۳۰۹	آذرماه ۱۳۸۶	۱۳۹۱	سینوپک چین	۴۵ منابع داخلی	۵۱
۹	توسعه میدان نفتی جفیر	-	فاز ۱: نفت خام ۱۵ فاز ۲: نفت خام ۲۵	۶۰۰	شهریورماه ۱۳۸۷	۱۳۹۰	مشارکت بلاروس نفت و پتروایران	۳۷/۳۳	۵۱
۱۰	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۸ و ۶، ۷	-	گاز ترش و خشک ۱۱۰ میعانات گازی ۱۵۸ گاز مایع (LPG) ۱/۶	۲۵۸۳	تیرماه ۱۳۷۹	آذرماه ۱۳۸۸	پتروپارس/ استات اویل/ TIJD/ ایدرو/ جی جی سی/ دایلیم/ گلمار/ آل سیز	۹۹/۱۴	۵۶
۱۱	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۹ و ۱۰ (فاینانس)	-	گاز ۵۰، میعانات گازی ۸۰ گاز مایع (LPG) ۱/۰۵، اتان ۱ گوگرد ۴۰۰	۴۱۴۹	شهریورماه ۱۳۸۱	۱۳۸۸	کنسرسیوم IOEC/GS (مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران)، دوپچه بانک آلمان (تأمین کننده مالی)	۹۰/۴۳	۶۰
۱۲	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فاز ۱۲	-	گاز غنی ۸۵، میعانات گازی ۱۱۰ گاز مایع (LPG) ۶۰۰	۳۹۵۲	تیرماه ۱۳۸۴	آبان ماه ۱۳۸۱	پتروپارس، ایزوایکو، ورلی پارس-سوز/ Intect/IOEC سالزگیتر	۱۸/۰۵	۵۱
۱۳	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۱۵ و ۱۶ (فاینانس)	-	گاز ۵۰، میعانات گازی ۷۵ گاز مایع (LPG) ۱/۰۵ گوگرد ۴۰۰ و اتان ۱	۲۷۲۰	تیرماه ۱۳۸۵	بهمن ماه ۱۳۹۰	مشارکت قرارگاه خاتم الانبیاء مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران (IOEC) ایزوایکو، صفف، داناکیش، ملی حفاری ایران	۲۷/۵۴	۵۱
۱۴	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۱۷ و ۱۸ (فاینانس)	-	گاز شیرین ۵۰، میعانات گازی ۷۵، گاز مایع (LPG) ۱/۰۵، گوگرد ۴۰۰ و اتان	۳۰۵۵	اسفندماه ۱۳۸۴	۱۳۹۱	پتروپارس، کنسرسیومی از شرکت گسترش و نوسازی صنایع ایران، شرکت مهندسی و ساخت صنایع نفت (IOEC)، ملی حفاری ایران، ناموران	۱۶/۸۸	۵۱

ردیف	نام طرح	تولید پایه	تولید نهایی نفت خام و مایعات گازی (هزار بشکه در روز) گاز (میلیون مترمکعب در روز) گاز مایع و اتان (میلیون تن در سال) کوگرد (تن در روز)	سقف برآورد	تاریخ قرارداد	پیش‌بینی زمان تکمیل	شرکت طرف قرارداد	درصد پیشرفت فیزیکی تا ابتدای سال ۱۳۸۸	درصد مورد تعهد پیمانکار در استفاده از ظرفیت‌های داخلی
۱۵	توسعه لایحه‌های نفتی میدان پارس جنوبی - فاز ۱	-	فاز ۱: نفت خام ۳۵ فاز ۲: نفت خام ۵۴	۱۰۸۲	اسفندماه ۱۳۸۳		پتروایران، ول سرویس‌زایران (MC)	۴۰/۳۳	۵۱
۱۶	احداث کارخانه استحصال گاز و مایعات گازی (NGL) خارج (فاینانس)	-	گاز ۱۱/۴۲، میعانات گازی ۵ پنتان ۲/۵۵، اتان ۱/۷۶ و گاز مایع (LPG) ۱/۲۵	۱۵۰۰	مهرماه ۱۳۸۵	تیرماه ۱۳۸۹	جان براون (مطالعات پایه)، مشارکت ایرینک و ایراسکو، نیکو (تأمین‌کننده مالی)، Sofregaz (مهندسی پایه مجدد)	۱۰/۵	۵۱
۱۷	گازرسانی فاز ۳		جایگزینی گاز به میزان سالیانه ۸/۶ میلیارد مترمکعب، با فرآورده مایع	۱۹۰۰	آبان‌ماه ۱۳۸۵	اردیبهشت‌ماه ۱۳۸۹	شرکت ملی گاز ایران نیکو (تأمین‌کننده مالی)، ارس بنیاد پاسداران	۵۸/۸	بیش از ۵۱
۱۸	احداث کارخانه IRAN LNG فاز ۱ (فاینانس)	-	LNG ۱۰-۱۰/۵	۴۳۵۰	۱۳۸۶	شروع عرضه گاز ۱۳۹۰	فاینانس خارجی در دست پیگیری	۱۷/۰۶	-
۱۹	توسعه میدان نفتی رسالت (فاینانس)	۳۸	نفت خام ۸۰	۱۵۹۸/۳۱	۱۳۸۷	۱۳۹۱	آمونای مالی (تعیین بانک فاینانس‌کننده در دست پیگیری است)	۷	-
۲۰	گلشن و فردوسی	-	گاز طبیعی ۷۰ و تبدیل آن به ۱۰ میلیون تن LNG در سال و گاز سبک ۱۲/۵	۶۰۰۰	دی‌ماه ۱۳۸۶	۱۳۹۱	شرکت مالزیایی SKS	عملیات طراحی پایه دریا ۵	-
۲۱	توسعه میدان نفتی آزادگان شمالی	-	فاز ۱: نفت خام ۷۵ فاز ۲: نفت خام ۵۰	۱۷۵۹/۱	تیرماه ۱۳۸۸	فاز ۱: ۱۳۹۲ فاز ۲: ۱۳۹۶	CNPC چین	-	۵۱
مجموع برآورد کل			۳۶۷۲۳/۵۵ ارزی و ۱۳۴۲۳۱۱۲ ریالی						

* قرارداد جدید کاهش سهم شرکت اینپکس ژاپن به ۱۰ درصد و تعیین مشارکت پترو ایران و جهانپارس به‌عنوان پیمانکار جدید.

* در حال حاضر اغلب این طرح‌ها از طریق منابع داخلی تأمین اعتبار می‌شوند. مذاکرات برای جذب سرمایه‌گذار خارجی در دست اقدام است.

* برآورد کل شامل Capex و noncapex می‌باشد.



۲-۶. وضعیت بازپرداخت قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در مرحله اجرا تا ابتدای سال ۱۳۸۸ قراردادهای بیع متقابل و فاینانس ارائه شده در جدول ۴۶ دارای بازپرداختی‌هایی هستند که جزئیات بازپرداخت آنها در جدول ۴۷ ارائه شده است. مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۴۶، کل سرمایه‌گذاری برآورد شده تا ابتدای سال ۱۳۸۸ به مبلغ ۳۶۷۲۳/۵۵ میلیون دلار برآورد شده است که در سال مورد نظر، مبلغ ۴۰۹۰/۸۰۰ میلیون دلار آن بازپرداخت شده است.

جدول ۴۷. وضعیت بازپرداخت قراردادهای بیع متقابل و فاینانس در مرحله اجرا تا ابتدای سال ۱۳۸۸ (ارقام به میلیون دلار)

ردیف	نام طرح	سقف برآورد	میزان بازپرداخت تا ابتدای سال ۱۳۸۸
۱	آماک (جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه بنگستان مناطق نفت‌خیز جنوب)	۴۷۲	۴۲۷/۶
۲	توسعه لایه‌های نفتی / گازی سلمان: لایه نفتی سلمان لایه گازی سلمان	۱۰۳۲ میلیون دلار + ۷۱۶۱۰۰۰ میلیون دلار	۹۴۹/۷
۳	توسعه میدان نفتی دارخوین	۵۴۸/۶۹	۳۶۴/۸
۴	توسعه میدان نفتی مسجد سلیمان	۱۷۳/۶۵ میلیون دلار + ۶۰۴۶۸۰ میلیون دلار	-
۵	توسعه میادین مشترک خارک، فروزان و اسفندیار	۱۰۱۸/۱	۲۸۳/۶
۶	توسعه میدان نفتی درود	۵۷۸/۷	۶۱۹/۳
۷	توسعه میدان نفتی آزادگان- فاز ۱	۱۹۴۳ میلیون دلار + ۶۰۴۶۷۸۰ میلیون ریال	-
۸	توسعه میدان نفتی یادآوران	۲۳۰۹	-
۹	توسعه میدان نفتی جفیر	۶۰۰	-
۱۰	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۶، ۷ و ۸	۲۵۸۳	۲۱۹/۹
۱۱	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۹ و ۱۰ (فاینانس)	۴۱۴۹	۲۹۴/۷
۱۲	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فاز ۱۲	۳۹۵۲	-
۱۳	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۱۵ و ۱۶ (فاینانس)	۲۷۲۰	-
۱۴	توسعه میدان گازی پارس جنوبی فازهای ۱۷ و ۱۸ (فاینانس)	۳۰۵۵	-
۱۵	توسعه لایحه‌های نفتی میدان پارس جنوبی - فاز ۱	۱۰۸۲	-
۱۶	احداث کارخانه استحصال گاز و مایعات گازی (NGL) خارگ (فاینانس)	۱۵۰۰	-
۱۷	گازرسانی فاز ۳	۱۹۰۰	۹۳۱/۲
۱۸	احداث کارخانه IRAN LNG فاز ۱ (فاینانس)	۴۳۵۰	-

ردیف	نام طرح	سقف برآورد	میزان بازپرداخت تا ابتدای سال ۱۳۸۸
۱۹	توسعه میدان نفتی رسالت (فاینانس)	۱۵۹۸/۳۱	-
۲۰	گلشن و فردوسی	۶۰۰۰	-
۲۱	توسعه میدان نفتی آزادگان شمالی	۱۷۵۹/۱	-

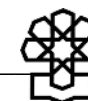
مأخذ: گزارش عملکرد ارائه شده به مجمع عمومی صاحبان سهام.

۳-۶. بررسی وضعیت اجرایی و مشخصات طرح‌های بیع متقابل و فاینانس تا ابتدای

سال ۱۳۸۸

با توجه به اینکه بخشی از سرمایه‌گذاری مورد نیاز کشور در صنعت نفت و گاز از طریق سرمایه‌گذاری خارجی تأمین می‌شود، وجود برخی قوانین در کشور باعث شد که از میان روش‌های مختلف سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز، از روش بیع متقابل براساس سرمایه‌گذاری در این صنعت استفاده شود.

براین اساس در سال ۱۳۷۴ اولین قرارداد بیع متقابل برای میدان نفتی سیری «آ» و «ای» منعقد شد، به‌طور کلی از سال ۱۳۷۴ لغایت ۱۳۸۶ (پایان سال ۱۳۸۶)، بالغ بر ۲۷ طرح به روش بیع متقابل با مجموع سقف تعهدی حدود ۵۳/۰۵ میلیارد دلار برای انجام طرح‌های مختلف توسعه میدان‌های نفتی و گازی، جمع‌آوری گازهای همراه و گازرسانی منعقد شده است که تعداد ۹ طرح آنها به بهره‌برداری رسید و عملیات اجرایی مابقی این طرح‌ها در دست اجراست. وضعیت اجرایی و مشخصات قراردادهای بیع متقابل تکمیل شده به همراه برخی از جزئیات آن تا ابتدای سال ۱۳۸۸ در جدول ۴۸ ارائه شده است.



جدول ۴۸. آخرین وضعیت قراردادهای تکمیل شده به روش بیع متقابل تا ابتدای سال ۱۳۸۸

ردیف	نام طرح	تولید نهایی نفت خام، مایعات و میعانات گازی (هزار بشکه در روز)، گاز (میلیون متر در روز)، گاز مایع و اتان (میلیون تن در سال)، گوگرد (تن در روز)	مجموع سقف برآورد (میلیون دلار)	تاریخ قرارداد	تاریخ تکمیل	شرکت طرف قرارداد	سهم داخل (درصد)	مبلغ تحقق یافته از توان داخلی (میلیون دلار)
۱	توسعه میدان‌های نفتی سیرری «آ» و «ئی» سیرری «آ» سیرری «ئی»	نفت خام ۱۲۴	۱۲۲۱	تیرماه ۱۳۷۴	۱۳۷۹	توتال و پتروناس	۳۰	۱۸۳
۲	توسعه فاز ۱ میدان گازی پارس جنوبی	گازی (۲۵)، میعانات گازی (۴۰) و گوگرد (۲۰۰)	۱۰۵۳	بهمن‌ماه ۱۳۷۶	دی‌ماه ۱۳۸۳	پتروپارس	۶۵	۵۰۷
۳	توسعه فازهای ۳ و ۲ میدان گازی پارس جنوبی	گاز (۵۰)، میعانات گازی (۸۰) و گوگرد (۴۰۰)	۴۲۱۹	مهرماه ۱۳۷۶	مردادماه ۱۳۸۲	توتال، گاز پروم و پتروناس	۳۲	۶۴۳/۸۴
۴	توسعه فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی	گاز (۵۰)، میعانات گازی (۸۰)، گاز مایع (۱/۰۵) اتان (۱) و گوگرد (۴۰۰)	۴۲۵۰	مردادماه ۱۳۷۹	خردادماه ۱۳۸۵	انی، پتروپارس، نیکو	۴۴	۸۷۳/۴
۵	احداث کارخانه گاز و گاز مایع ۱۲۰۰ و ۱۳۰۰	مایعات گازی (۴۲)	۱۹۹	بهمن‌ماه ۱۳۷۷	مردادماه ۱۳۸۲	مهندسی و ساختمان نفت	۴۵	۶۲/۹۳
۶	توسعه میدان نفتی بلال	نفت خام (۴۰)	۳۱۷	فروردین‌ماه ۱۳۷۸	مردادماه ۱۳۸۳	آجیپ، برولی، الف-توتال	۳۲	۵۱
۷	توسعه میداین نفتی سروش و نوروز سروش نوروز	نفت خام (۱۹۰) نفت خام (۱۰۰) نفت خام (۹۰)	۱۶۱۷	آبان‌ماه ۱۳۷۸	خردادماه ۱۳۸۴	شل، شرکت مهندسی و ساختمانی	۳۰	۲۴۲
۸	توسعه میدان‌های نفتی نصرت و فرزام	نفت خام (۱۶/۵)	۱۸۵	اردیبهشت‌ماه ۱۳۷۹	فروردین‌ماه ۱۳۸۱	پتروایران	۳۰	۴۸
۹	گازرسانی فاز ۱	جایگزینی سالیانه ۲۰ میلیارد مترمکعب گاز با فرآورده مایع	۱۳۱۱	مهرماه ۱۳۷۷	اسفندماه ۱۳۸۱۰	ملی گاز ایران، نیکو	۵۱	۵۱۲/۶۹
۱۰	گازرسانی فاز ۲	جایگزینی سالیانه ۲۹/۲ میلیارد مترمکعب گاز با فرآورده مایع	۲۹۴۹/۶	تیرماه ۱۳۸۱	۱۳۷۸	ملی گاز ایران، نیکو	بیش از ۵۲	-
۱۷۳۲۱/۶								

مأخذ: همان، سال ۱۳۸۸.

همان‌گونه که در جدول ۴۸ ارائه شده است، از مجموع ۱۷/۳۲ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری انجام شده در طرح‌های دوگانه مورد نظر ۳/۱۲ میلیارد دلار آن مطابق قوانین موجود کشور از توان داخلی استفاده شده است و یا انجام آن به شرکت‌ها و نیروهای متخصص داخلی واگذار شده است. همچنین اطلاعات جدول نشان می‌دهد که تا پایان سال ۱۳۸۷ کل تعهدات مالی ایجاد شده بابت اجرای طرح‌های سرمایه‌گذاری تکمیل شده به روش بیع متقابل به میزان ۱۷/۳۲ میلیارد دلار بود. از این میزان ۳/۳ میلیارد دلار یا ۱۹/۳ درصد آن به سرمایه‌گذاری در توسعه میدان‌های نفتی و مابقی آن یعنی ۱۴/۰۲ به طرح توسعه گازی اختصاص دارد. از طرح‌های توسعه گازی مبلغ ۹/۵ میلیارد دلار به طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی مربوط است.

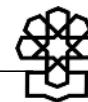
عموماً انجام سرمایه‌گذاری از هر روش در قبال بازپرداخت تعهدات آن انجام می‌شود. استفاده از روش بیع متقابل به منظور سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز در مقابل بازپرداخت آن انجام می‌شود. به همین منظور در قالب طرح‌های بیع متقابل در جدول ۲۱ که تا ابتدای سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری رسیده‌اند، مبلغ ۱۷/۳۲ میلیارد دلار توسط پیمانکاران این گونه طرح‌ها هزینه شده است که تا پایان همین سال، مبلغ ۱۵/۲۵ میلیارد دلار بابت اقساط بدهی مربوط به طرح‌های به بهره‌برداری رسیده، پرداخت شده است. در جدول ۴۹ هزینه سرمایه‌گذاری انجام شده توسط پیمانکاران (شرکت‌های طرف قرارداد) و میزان بازپرداخت تعهدات طرح‌های بیع متقابل تا ابتدای سال ۱۳۸۸ ارائه شده است.

جدول ۴۹. وضعیت مربوط به بازپرداخت قراردادهای تکمیل شده به روش بیع متقابل تا ابتدای سال ۱۳۸۸

(ارقام به میلیون دلار)

ردیف	نام طرح	مجموع سقف قرارداد	میزان بازپرداخت تا ابتدای سال ۱۳۸۸
۱	توسعه میدان‌های نفتی سیری «آ» و سیری «ئی»	۱۲۲۱	۱۲۷۳/۰۳
۲	توسعه فاز ۱ میدان گازی پارس جنوبی	۱۰۵۳	۱۰۳۷/۳۶۵
۳	توسعه فازهای ۲ و ۳ میدان گازی پارس جنوبی	۴۲۱۹	۴۲۷۶/۸۲
۴	توسعه فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی	۴۲۵۰	۲۸۲۸/۲
۵	توسعه میدان نفتی بلال	۳۱۷	۲۹۷/۲۴۸
۶	توسعه میدان‌های نفتی سروش و نوروز	۱۶۱۷	۱۴۶۷
۷	توسعه میدان‌های نفتی نصرت و فرزام	۱۸۵	۴۵/۳۵۶
۸	گازرسانی فاز ۱	۱۳۱۱	۱۰۰۵/۲۸۴
۹	گازرسانی فاز ۲	۲۹۴۹/۶	۳۰۱۸/۹
۱۰	احداث کارخانه گاز و گاز مایع ۱۲۰۰ و ۱۴۰۰	۱۹۹	-
	جمع	۱۷۳۲۱/۶	۱۵۲۴۹/۴۰۳

مأخذ: همان.



همچنین آخرین وضعیت طرح‌های توسعه‌ای به روش بیع متقابل و فاینانس شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۸ در ادامه این مطالعه مورد توجه قرار می‌گیرد. لازم به ذکر است که در سال ۱۳۸۸ تعدادی از این طرح‌ها در مرحله راه‌اندازی، تعدادی دیگر در دست اجرا و تعدادی نیز در دست مناقصه بودند. برخی از این طرح‌ها به‌عنوان طرح‌های گازی و برخی دیگر طرح‌های نفتی هستند. عمده‌ترین طرح گازی کشور، طرح‌های مربوط به میدان گازی پارس جنوبی است. در این میدان، طرح‌هایی در حال انجام است که برخی از آنها در مرحله راه‌اندازی، برخی دیگر در دست اجرا و مابقی در حال مناقصه هستند. در این قسمت ابتدا طرح‌های گازی و سپس نفتی مورد توجه قرار می‌گیرند.^۱

الف) میدان گازی پارس جنوبی

در این میدان برخی از طرح‌ها در مرحله راه‌اندازی، برخی دیگر در دست اجرا و تعدادی هم در دست مناقصه هستند. با این تقسیم‌بندی در این قسمت آخرین وضعیت این طرح‌ها در سال ۱۳۸۸ مورد توجه قرار می‌گیرند.

- طرح توسعه فازهای ۹ و ۱۰ پارس جنوبی

مطابق آخرین اطلاعات مربوط به سال ۱۳۸۸ این طرح در مرحله راه‌اندازی قرار دارد. قرارداد این طرح در سال ۱۳۸۱ با استفاده از روش فاینانس با مشارکت شرکت LG کره جنوبی، شرکت مهندسی ساختمان نفت و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی منعقد شد. طرح مذکور با هدف تأمین گاز طبیعی شبکه سراسری کشور، تولید اتان برای مصرف پتروشیمی، تولید میعانات گازی و گاز مایع برای صادرات طراحی شده است. بخش مخازن این دو فاز به صورت مستقل و از محل منابع داخلی شرکت ملی نفت اجرا می‌شود. به‌منظور حفاری این دو فاز در سال ۱۳۸۵ شرکت ملی حفاری ایران به‌عنوان پیمانکار انتخاب شد و تا پایان اسفندماه سال ۱۳۸۸ عملیات حفاری این دو فاز بالغ بر ۵۹/۳ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است. با وجود ساخته شدن تجهیزات درون چاهی این طرح در نروژ، اخیراً به‌دلیل فشارهای سیاسی وارده از سوی کشورهای غربی و آمریکا، از تحویل این تجهیزات به ایران ممانعت به عمل آمده است.

- طرح توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی

این طرح ازجمله طرح‌های در دست اجرای شرکت ملی نفت ایران است. توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی با هدف تولید ۵۶/۶ میلیون مترمکعب در روز و تولید ۷۰۰۰۰ بشکه میعانات گازی در روز به شرکت توتال فرانسه واگذار شد. اما به‌دلیل مسائل به‌وجود آمده در عرصه بین‌المللی و اعمال

۱. شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد در سال ۱۳۸۷ شرکت ملی نفت ایران به مجمع عمومی صاحبان سهام، سال ۱۳۸۸.

تحریم‌ها از سوی کشورهای غربی، این شرکت از ادامه فعالیت منصرف شده است و در سال ۱۳۸۸ اقدامات لازم به منظور واگذاری این طرح به شرکت چینی CNPCI در حال انجام بود.

- طرح توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی

فاز ۱۲ از جمله طرح‌های در دست اجراست. این طرح با هدف تولید روزانه ۸۵ میلیون مترمکعب گاز غنی، ۱۱۰ هزار بشکه میعانات گازی، ۶۰۰ تن گوگرد دانه‌بندی شده و ۱۰ میلیون تن LNG در سال، طراحی شده است. قرارداد این طرح با شرکت پتروپارس به صورت بیع متقابل منعقد شد. تا پایان سال ۱۳۸۸ این طرح به میزان ۲۶/۵۳ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است. فعالیت‌های انجام شده این طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ عبارتند از:

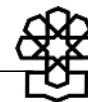
- نصب پایه سکو SPD16A،
- اتمام Bundt پایه سکوها SPD12،
- انجام حفاری چاه‌های توسعه‌ای به میزان ۲۲۰۰۰ متر،
- پیشرفت عملیات سازه فوقانی به میزان ۲۰/۴۶ درصد،
- پیشرفت عملیات خط لوله دریا به میزان ۶۳/۷۷ درصد،
- پیشرفت عملیات EPCI (مخازن و ساختمان‌های غیرصنعتی) به میزان ۳۸/۳۵ درصد.

- طرح فازهای ۱۳ و ۱۴ پارس جنوبی

قرارداد طرح توسعه این فازها با هدف تولید ۸۵ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی غنی و تولید میعانات گازی سنگین به میزان ۱۰۵۰۰۰ بشکه در روز به صورت قرارداد خدمت^۱ با شرکت‌های شل هلند و رپسول اسپانیا منعقد شد و در مراحل ابتدایی، مهندسی و انتخاب پیمانکاران مورد نیاز انجام شده بود. اما با توجه به اینکه مرحله FID این طرح انجام نشده، موضوع تغییر پیمانکار و تغییر اهداف تولیدی این دو فاز تا پایان سال ۱۳۸۸ توسط شرکت ملی نفت ایران در دست بررسی قرار گرفت. طرح فازهای ۱۳ و ۱۴ از جمله طرح‌های در دست اجرای شرکت مذکور است.

- طرح فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی

طرح‌های مربوط به دو فاز ۱۵ و ۱۶ در زمره طرح‌های در دست اجرای شرکت ملی نفت است. قرارداد این فازها به رغم برگزاری مناقصه به دلیل مشکلات عقد قرارداد به تعویق افتاد و قرارداد دو فاز مورد نظر در قالب استفاده از حساب ذخیره ارزی و فاینانس از طریق ترک تشریفات با کنسرسیومی متشکل از قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا، شرکت ایزوایکو، صف و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی در آذرماه سال ۱۳۸۵ منعقد شد. با توجه به اینکه قرار بود بخشی از منابع



مالی از طریق فاینانس تأمین شود، به دلیل عدم تحقق فاینانس، منابع مورد نیاز از محل منابع داخلی تأمین شد. اهم فعالیت‌های انجام شده این طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ عبارتند از:

- اتمام ساخت و نصب پایه سکوی فاز ۱۶،
 - اتمام ساخت پایه سکوی فاز ۱۵ و نصب آن،
 - اتمام عملیات خط لوله زیر دریا به طول ۷۵ کیلومتر.
- لازم به ذکر است که تا پایان سال ۱۳۸۸ کل طرح به میزان ۴۱ درصد پیشرفت داشته است.

- طرح فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی

طرح مورد نظر از جمله طرح‌های در دست اجرای میدان گازی پارس جنوبی است. قرارداد مربوط به این دو فاز به صورت فاینانس در تاریخ ۲۲ خردادماه ۱۳۸۵ از طریق برگزاری مناقصه با شرکت‌های ایدرو (با سهم ۴۸ درصد)، تأسیسات دریایی (با سهم ۲۱ درصد) و مهندسی و ساخت صنایع نفت (با سهم ۳۱ درصد) تنفیذ شد. اهداف تولیدی این فازها عبارتند از:

- تأمین گاز طبیعی شبکه سراسری گاز کشور،
 - تولید اتان به منظور مصرف در پتروشیمی،
 - تولید میعانات گازی و گاز مایع برای صادرات.
- برای این اهداف قرار است روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده، ۷۵ هزار بشکه میعانات گازی، ۴۰۰ تن گوگرد و سالیانه ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (LPG) و ۱ میلیون تن اتان تولید شود. تا پایان سال ۱۳۸۸ کل طرح به میزان حدود ۳۰ درصد پیشرفت داشته است. اهم فعالیت‌های انجام شده این طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ عبارتند از:
- نصب پایه سکوهایی ۱ و ۲ و آغاز عملیات حفاری بر روی سکوی اول،
 - ادامه ساخت سکوهایی ۱ و ۲ در خرمشهر،
 - سفارش مجدد ۲۲۰ کیلومتر لوله‌های ۳۲ اینچ دریایی،
 - ادامه ساخت پالایشگاه خشکی با پیشرفت ۳۷/۳ درصد.

- طرح فاز ۱۹ پارس جنوبی

این طرح از جمله طرح‌های در دست مناقصه میدان گازی پارس جنوبی است. اهداف تولیدی این طرح عبارتند از: تولید روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده، تولید روزانه ۷۵ هزار بشکه میعانات گازی، ۴۰۰ تن گوگرد در روز، تولید سالیانه ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (LPG) و ۱ میلیون تن اتان. در سال ۱۳۸۸ مدارک مناقصه این طرح به منظور اجرا به روش فاینانس تهیه شده و ارزیابی کیفی پیمانکاران در دست اقدام بود.

- طرح فازهای ۲۰ و ۲۱ پارس جنوبی

طرح مذکور جزء طرح‌های در دست مناقصه شرکت ملی نفت ایران است. برنامه تولید این طرح عبارتند از ۵۰ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده در روز، ۷۵ هزار بشکه میعانات گازی در روز، ۴۰۰ تن گوگرد در روز و تولید سالیانه ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (LPG) و ۱ میلیون تن اتان در سال. شرکت مهندسی و ساختمان نفت ایران به‌عنوان پیمانکار برای اجرای طرح به روش فاینانس انتخاب شده است.

- طرح فازهای ۲۲، ۲۳ و ۲۴ پارس جنوبی

برنامه تولید مربوط به این فازها عبارتست از: تولید روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده، ۷۵ هزار بشکه میعانات گازی، ۴۰۰ تن گوگرد و تولید سالیانه ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (LPG) و ۱ میلیون تن اتان.

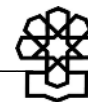
- طرح توسعه لایه نفتی پارس جنوبی

این طرح با هدف تولید روزانه ۳۵ هزار بشکه نفت خام در فاز اول و ۵۴ هزار بشکه نفت خام در روز در فاز دوم با استفاده از روش بیع متقابل به شرکت پتروایران واگذار شده است. به‌منظور توسعه این میدان در سال ۱۳۸۵، ۶ حلقه چاه توسعه‌ای حفاری شده و مناقصه انتخاب پیمانکار برای ساخت سکوی دریایی برگزار و شرکت صف به‌عنوان پیمانکار برای ساخت و نصب انتخاب شد. اهم فعالیت‌های انجام شده این پروژه در سال ۱۳۸۸ عبارتند از:

- پیمانکاری پایه سکوی دریایی،
- ادامه عملیات سازه فوقانی با پیشرفت ۵۶ درصد،
- برگزاری مناقصه قرارداد مربوط به سکوی حفاری برای عملیات تکمیل چاه‌ها،
- برگزاری مناقصه خرید شناور.

- طرح توسعه میدان‌های گلشن و فردوسی

میدان‌های گلشن و فردوسی در فاصله ۶۰ و ۹۰ کیلومتری ساحل و در آب‌های خلیج فارس در استان بوشهر قرار دارند. توسعه این دو میدان به شرکت نفت و گاز پارس واگذار شد و در سال ۱۳۸۵ تفاهمنامه توسعه دو میدان مذکور با شرکتی مالزیایی منعقد شد. قرارداد توسعه بخش بالادستی این دو میدان در اوایل دی‌ماه سال ۱۳۸۶ با برآورد سرمایه‌گذاری حدود ۶ میلیارد دلار منعقد شد. اهداف تولیدی این میدان‌ها عبارتند از: تولید روزانه ۷۰ میلیون مترمکعب گاز و تبدیل آن به ۱۰ میلیون تن LNG در سال و ۱۲/۵ میلیون مترمکعب گاز طبیعی سبک به‌منظور تحویل به شبکه سراسری گاز کشور منعقد شد. قرارداد مربوط به بخش بالادستی این طرح به صورت بیع متقابل و



در بخش‌های میان‌دستی و پایین‌دستی توسط شرکت مالزیایی انجام می‌شود. اهم فعالیت‌های انجام شده این طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ عبارتند از:

- اتمام مرحله اول طراحی پایه گلشن و فردوسی با پیشرفت کل ۲۲ درصد،
- اتمام عملیات حفاری چاه توصیفی،
- آغاز تست و نمونه‌گیری از چاه توصیفی.

- طرح توسعه میدان پارس شمالی

به‌منظور انتخاب مشاور مهندسی مطالعات جامع مدلی مخزن، در سال ۱۳۸۵ مناقصه برگزار و مشاور مربوطه انتخاب شد. مشاور انتخاب شده پس از بررسی و مطالعات، اعلام کرد که امکان تولید تا ۳۶۰۰ میلیون فوت مکعب در روز از مخزن وجود دارد. همچنین براساس تفاهمنامه امضا شده با یک شرکت چینی، قرارداد توسعه میدان تا چهار فاز و هرکدام با ظرفیت روزانه ۹۰۰ میلیون فوت مکعب گاز انجام شده است و گاز تولیدی به ۲۰ میلیون تن LNG در سال تبدیل خواهد شد.

- طرح توسعه میدان نفتی دارخوین

سازند تولیدی این میدان، سازند فهلان است. تولید این میدان قبل از انجام توسعه، معادل ۶ هزار بشکه در روز بود. این در حالی است که قرار است توسعه این میدان در دو فاز انجام شود و در فاز اول، تولید آن به میزان ۵۰ هزار بشکه در روز و در فاز دوم، تولید آن به ۱۶۰ هزار بشکه افزایش یابد. بدین منظور در تاریخ ۱۳۸۰/۴/۹ قرارداد مربوط به این طرح تنفیذ شد و پیمانکاران اصلی این طرح شرکت‌های انی و نیکو هستند. عملیات فاز اول به همراه احداث یک واحد بهره‌برداری به ظرفیت ۶۰ هزار بشکه در روز، در سال ۱۳۸۳ راه‌اندازی شد. متوسط افزایش تولید این طرح در سال ۱۳۸۸ حدود ۹۳ هزار بشکه در روز بود. پیشرفت فیزیکی کل طرح (فازهای ۱ و ۲) تا پایان سال ۱۳۸۸ معادل ۹۹/۵۷ درصد بود. فاز دوم این طرح در بهمن‌ماه ۱۳۸۸ تکمیل شد و پیش‌بینی شده بود که بخش تزریق گاز فاز اول در تیرماه سال ۱۳۸۹ تکمیل شود. همچنین تأسیسات فاز ۱ طرح توسعه میدان نفتی دارخوین در سال ۱۳۸۵ توسط شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان از شرکت انی ایتالیا تحویل گرفته شد.

- طرح توسعه لایه‌های نفت و گاز میدان سلمان

قرارداد این طرح با استفاده از روش بیع متقابل در سال ۱۳۷۹ با شرکت پتروایران منعقد شد. هدف از اجرای این طرح، افزایش تولید نفت خام از مخزن نفتی میدان سلمان به میزان ۵۰ هزار بشکه در روز، تولید روزانه ۵۰۰ میلیون فوت مکعب گاز و ۶ هزار بشکه میعانات گازی از مخزن گازی این میدان است. تا پایان سال ۱۳۸۸، این طرح به میزان ۹۹/۴۵ درصد پیشرفت داشت و بر این اساس، متوسط

افزایش تولید روزانه آن حدود ۲۲/۶ هزار بشکه بود. برای انتقال گاز میدان سلمان به بندر عسلویه حدود ۳۰۰ کیلومتر خط لوله ۳۲ اینچ از جزیره سیری به عسلویه در دستور کار قرار گرفت.

- طرح توسعه میدان نفتی مسجد سلیمان

هدف از اجرای این طرح تولید ۲۵ هزار بشکه نفت خام در روز مازاد بر تولید فعلی میدان است. قرارداد این طرح با مشارکت شرکت مهندسی نفتگران و شرکت شیر انرژی کانادا در سال ۱۳۸۰ امضا شد که متعاقباً شرکت CNPCI چین جایگزین آن شد. بر این اساس، پیمانکار اجرای بخش بیع متقابل طرح، شرکت اخیر است.

تا پایان سال ۱۳۸۸ بخش بیع متقابل آن به میزان ۷۸/۰۵ درصد در مقابل ۹۲/۵ درصد پیش‌بینی برنامه پیشرفت داشت. طبق برنامه، زمان تکمیل این طرح ۳۰ مردادماه ۱۳۸۹ بود و تا پایان سال ۱۳۸۸ کل پروژه به میزان ۷۶/۷۹ درصد پیشرفت داشته است.

- طرح جمع‌آوری گازهای همراه مناطق نفت‌خیز جنوب (آماک)

قرارداد طرح آماک در سال ۱۳۷۹ با روش بیع متقابل با مشارکت کنسرسیومی از مهندسی ایران ایرتیک و ایرامکو امضا شده است. هدف از اجرای این طرح جلوگیری از سوزاندن حدود ۲۴۱ میلیون فوت مکعب گازهای همراه ترش سازندهای بنگستان مخازن اهواز، منصوری، آب تیمور، کوپال، مارون و منصوری آسماری و پیشگیری از انتشار روزانه ۱۸۰۰۰ تن مواد آلاینده در محیط زیست و جلوگیری از آلودگی هوا می‌باشد. با اجرای این طرح، پیش‌بینی می‌شود که روزانه ۲۷/۸ هزار بشکه مایعات گازی شیرین و ۵ میلیون مترمکعب گاز سبک تولید شود.

بهره‌برداری از طرح آماک از ابتدای سال ۱۳۸۴ به صورت مرحله‌ای آغاز شده و کلیه واحدها به‌تدریج وارد مدار تولید شده‌اند و آمار تولید این طرح تا پایان بهمن‌ماه ۱۳۸۸ شامل ۱۰۵۰۰۴۹۶ بشکه مایعات گازی (NGL)، ۱۵۰۳۶۳ میلیون فوت مکعب گاز سبک و ۷۳۹۶۵۲ بشکه میعانات گازی جذب شده در نفت خام است.

- طرح توسعه میدان نفتی آزادگان

میدان نفتی آزادگان در ۸۰ کیلومتری غرب اهواز در حاشیه مرز ایران و عراق قرار دارد و وجود نفت خام در سازندهای سروک، کژدمی، گدوان و فلهیان این میدان به اثبات رسیده است. میزان نفت خام درجای این میدان حدود ۳۳ میلیارد بشکه تخمین‌زده می‌شود. MDP^۱ این طرح توسط شرکت INPEX تهیه شده و مطابق آن پیش‌بینی شده که میزان تولید این میدان پس از اجرای فاز اول توسعه، روزانه معادل ۱۵۰ هزار بشکه نفت خام و ۱۱۵ میلیون فوت مکعب گاز شود. در فاز دوم



نیز روزانه ۱۱۰ هزار بشکه نفت خام و ۱۱۰ میلیون فوت مکعب گاز به تولید اضافه شود. به طور کلی با اجرای دو فاز ۱ و ۲، روزانه ۲۶۰ هزار بشکه نفت خام و ۲۲۵ میلیون فوت مکعب گاز از این میدان استخراج خواهد شد. این طرح در تاریخ ۱۳۸۲/۱۲/۲۵ آغاز شد و قرار بود ۴۰ ماه بعد از تنفیذ قرارداد، در فاز اول روزانه ۵۰ هزار بشکه نفت خام استخراج شود. همچنین زمان تکمیل فاز اول این طرح ۱۳۸۷/۴/۲۵ بود. ولی عملاً این گونه نشد و با توجه به تأخیرات پیش آمده در خلال کار با شرکت پتروایران، دسترسی به اهداف فاز اول طرح طبق آخرین تخمین شرکت پتروایران در دسامبر ۲۰۱۳ محقق خواهد شد. پیشرفت فیزیکی طرح در این بخش تا پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۲۱ درصد بود. همچنین در سال ۱۳۸۸ به منظور واگذاری ۷۰ درصد از سهم شرکت نیکو به شرکت CNPCI چین و عقد قرارداد بیع متقابل جدید با این شرکت، مذاکرات جدی مد نظر قرار گرفته است.

- طرح توسعه میدان نفتی یادآوران

این میدان در جنوب شرق میدان آزادگان قرار دارد و مشتمل بر ۲ ساختار مخزنی کوشک و حسینیه است. میزان نفت خام در جای اولیه میدان در سازندهای سروک، کژدمی، گدوان و فلهیان حدوداً بالغ بر ۱۲۲۰۰ میلیون بشکه برآورد شده است. قرارداد توسعه این میدان با شرکت سینوپک چین در تاریخ ۱۸ آگوست ۲۰۰۸ نهایی شد. توسعه این میدان در دو فاز با هدف دستیابی به تولید ۸۵ هزار بشکه نفت خام در روز در فاز اول و افزایش تولید آن تا سقف ۱۸۰ هزار بشکه نفت خام در روز در فاز دوم انجام خواهد شد. همچنین قرارداد فاز تولید زود هنگام این طرح با تولید ۲۰ هزار بشکه نفت خام در روز در آگوست ۲۰۰۹ نافذ شد. هزینه‌های انجام شده تا انتهای سال ۱۳۸۸ در بخش سرمایه‌ای این طرح حدود ۲۲۱ میلیون دلار بود و تا انتهای سال ۱۳۸۸ در فازهای تولید زود هنگام و اول به ترتیب ۲۵/۷۵۰ و ۱۱ درصد پیشرفت حاصل شد.

- طرح توسعه میدان نفتی آزادگان شمالی

این میدان به عنوان بخشی از میدان آزادگان در شمال این میدان و حدود ۱۲۰ کیلومتری غرب اهواز و در منطقه مشترک بین ایران و عراق و تالاب هورالهویزه قرار دارد. مطابق پیش‌بینی‌ها، میزان نفت خام در جای مخزن حدود ۵/۶۸ میلیارد بشکه است. از این میزان حدود ۵/۵ میلیارد بشکه نفت خام سنگین در سازند کربناته سروک و حدود ۱۸۰ میلیون بشکه نفت سبک در سازندهای ماسه سنگی کژدمی و گدوان قرار دارد. نفت خام قابل استحصال آن ۲۷۹ میلیون بشکه در فاز اول و برای مدت ۲۵ سال پیش‌بینی شده است. برای دستیابی به این هدف، با شرکت ملی نفت چین (CNPCI) قرارداد بیع متقابل امضا شد. طبق تعهدات این شرکت، طرح توسعه در دو فاز انجام خواهد شد. دوره اجرای فاز اول ۴۸ ماه پس از تاریخ تنفیذ قرارداد است. تاریخ آغاز فاز اول مورخ ۱۳۸۹/۴/۱۵ و تاریخ پیش‌بینی اتمام آن ۱۳۹۲/۴/۱۵ است. همچنین تولید زود هنگام در مدت ۱۸ ماه به منظور

استخراج ۱۳۰۰۰ بشکه نفت خام سنگین در روز جزئی از فاز اول برنامه‌ریزی است. دوره اجرای فاز دوم نیز ۴۲ ماه پس از اتمام فاز ۱ خواهد بود. پیشرفت فیزیکی این طرح تا پایان ماه مارس ۲۰۱۰ (۱۱ فروردین ۱۳۸۹) در بخش منابع داخلی ۲۴/۴۹ درصد و بخش بیع متقابل ۳/۷۲ درصد بود.

- طرح توسعه میدان نفتی جفیر

این میدان در ناحیه دزفول شمالی و در فاصله ۳۰ کیلومتری شرق میدان آزادگان قرار داد. میزان نفت خام درجای اولیه این میدان در مخازن ایلام، سروک و گدوان در حدود ۲/۶-۲/۲ میلیارد بشکه برآورد شده است. قرارداد توسعه این طرح با شرکت‌های بلاروس نفت و پترو ایران در شهریورماه ۱۳۸۷ امضا شد. این طرح در دو فاز انجام خواهد شد. تولید مورد انتظار دو فاز اول حدوداً به میزان ۱۵ هزار بشکه نفت در روز و پس از ۲۴ ماه از شروع قرارداد محقق خواهد شد. در مرحله دوم توسعه، پیش‌بینی می‌شود استخراج نفت خام روزانه به ۲۵ هزار بشکه افزایش یابد. قرارداد این طرح در ۱۳۸۷/۶/۳ محقق شد و شرکت بلپارس رسماً آغاز به کار کرد. طرح مورد نظر در بخش تولید زود هنگام تا پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۶۵/۴۲ درصد پیشرفت داشته است.

- طرح توسعه میدان نفتی بند کرخه

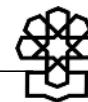
این میدان در ۲۰ کیلومتری شمال غربی اهواز قرار دارد و میزان نفت خام در جای آن بیش از ۴ میلیارد بشکه برآورد شده است. به‌منظور توسعه این میدان در سال ۱۳۸۸ با شرکت انرژی گستر سینا (بنیاد مستضعفان) و شرکت نفت ویتنام تفاهمنامه (Mou) امضا شده است.

- طرح توسعه میدان‌های بلوک اکتشافی اناران (آذر و چنگوله)

بلوک اکتشافی اناران دارای دو میدان نفتی به نام‌های آذر و چنگوله است که دو میدان جداگانه هستند.

میدان آذر

این میدان یک میدان نفتی مشترک با میدان بدرای کشور عراق است. نفت خام درجای این میدان ۲/۵ میلیارد بشکه تخمین زده شده که دارای $API=32$ است. برنامه‌ریزی شده است که از این میدان روزانه ۶۵ هزار بشکه نفت خام استخراج شود. این میزان قرار است از طریق ۱۵ حلقه چاه استخراج شود. همچنین قرار است گاز این میدان نیز توسط یک خط لوله ۱۶ اینچ به طول ۱۵۵ کیلومتر به کارخانه گاز مایع ۳۱۰۰ انتقال یابد. با توجه به مشترک بودن این میدان و ضرورت تولید هرچه سریع‌تر، یک برنامه تولید زود هنگام در دستور کار طرح قرار گرفت که با حفاری ۵ حلقه چاه جدید و تعمیر و تکمیل یک حلقه چاه حفاری شده موجود و احداث خطوط لوله جریانی مربوطه قرار است روزانه ۲۰۰۰۰ بشکه نفت خام (تولید زود هنگام) از این میدان استخراج شود. فعالیت‌های انجام شده مربوط به این طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ عبارتند از:



- مطالعه جامع میدان که در حال انجام است،
- انتخاب دوپیمانکار برای حفاری،
- پاکسازی کامل محدوده کار از میدان‌های معین،
- انجام مطالعات آمایش منطقه،
- انجام مطالعات مقدماتی سطح‌الارضی،
- ادامه کار جاده‌سازی و سلسازی با پیشرفت ۳۰ درصد.

میدان چنگوله

میدان چنگوله دیگر میدان مستقل مربوط به بلوک اکتشافی اناران است. میزان نفت خام این میدان حدود ۳/۴ میلیارد بشکه تخمین زده شده است که دارای $API=22$ است. احتمال اینکه این میدان نفت خام در جای بیشتری داشته باشد، وجود دارد. بر این اساس، یک برنامه تولید زود هنگام به منظور شناسایی بیشتر میدان و توسعه آن در آینده در دست اقدام است. مطابق این برنامه، حفاری ۲ حلقه چاه جدید و تعمیر و تکمیل دو حلقه چاه موجود به منظور تولید ۱۰۰۰۰ بشکه نفت خام در روز و آزمایش بلندمدت چاه‌ها مد نظر قرار گرفته است. نفت مربوط به تولید زود هنگام این میدان که ۲۰۰۰۰ بشکه در روز خواهد بود با نفت تولیدی میدان چنگوله مخلوط خواهد شد و با یک خط لوله ۱۰ اینچی به طول تقریبی ۱۲۰ کیلومتر به تأسیسات موجود در واحد بهره‌برداری دهلران انتقال خواهد یافت. فعالیت‌های انجام شده در این میدان تا پایان سال ۱۳۸۸ عبارتند از:

- انتخاب مشاور بالادستی،
- ادامه کار مطالعه مخزن و تهیه MDP،
- تهیه اسناد مناقصه حفاری که در حال انجام است،
- همچنین فرایند انتخاب پیمانکار برای احداث جاده و سدر در حال انجام است.
- طرح جمع‌آوری گازهای همراه و استحصال میعانات گازی (NGL) در مناطق خارگ و بهرگان به منظور دستیابی به اهداف مربوط به طرح مذکور تا پایان سال ۱۳۸۸ فعالیت‌های زیر انجام شده است:

- احداث خطوط لوله زیر دریایی،
- پیش‌راه‌اندازی مربوط به این خطوط و تمرین موقت آن در ۱۳۸۷/۹/۱۸ (۸ دسامبر ۲۰۰۸) با ۱۰۰ درصد پیشرفت به پایان رسید،
- ساخت و نصب سکوهاى تقویت فشار گاز ابوزر و بهرگان،
- برای این قسمت از فعالیت، عملیات مربوط به مهندسی پایه توسط شرکت تکنیپ ابوظبی و مهندسی تفصیلی بخش سازه توسط شرکت تکنیپ و پیدک انجام شده است.

خرید، ساخت، حمل کلیه ماشین‌آلات و تجهیزات اصلی پروژه به میزان ۹۸/۶۰ درصد پیشرفت داشت.

● عملیات اجرایی ساخت پایه سکوها و متعلقات مربوط به ابوزر و بهرگانسر به میزان ۱۰۰ درصد پیشرفت داشت.

به‌طور کلی با ادامه فعالیت‌های اجرایی در پروژه‌های زیرمجموعه این طرح، پیشرفت واقعی طرح جمع‌آوری گازهای همراه و استحصال میعانات گازی مناطق خارگ و بهرگان در سال ۱۳۸۸ به میزان ۲۹/۸۰ درصد گزارش شده است که در مقایسه با هدف برنامه (۷۹/۳۲ درصد) به میزان ۴۹/۵۲ درصد تأخیر دارد. این تأخیر به دلیل تأخیر در پروژه‌های ساخت و نصب سکوها تقویت فشار گاز ابوزر و بهرگانسر و احداث کارخانه NGL خارگ و نیز لوله‌گذاری خطوط لوله است. ارسال گازهای همراه میادین سروش و نوروز به جزیره خارگ که بخشی از طرح جمع‌آوری گازهای همراه و استحصال مایعات گازی منطقه خارگ و بهرگان است که پیشرفت آن تا پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۹۶/۷۷ درصد گزارش شده است که در مقایسه با هدف برنامه به میزان ۳/۲۳ درصد تأخیر دارد.

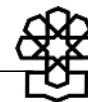
- طرح جمع‌آوری گازهای همراه و استحصال میعانات گازی (NGL) در منطقه سیری

دو زیرپروژه از پروژه‌های مربوط به این طرح در سال ۱۳۸۴ به اتمام رسید و بقیه فعالیت‌های مربوط به این طرح به‌منظور به بهره‌برداری رساندن آن، در سال ۱۳۸۸ ادامه یافت. در ادامه فعالیت این پروژه و در ۱۳۸۷/۶/۳۱ سه پروژه احداث ایستگاه تقویت فشار کیش و تسهیلات مربوط به آن تحویل موقت شد. احداث کارخانه NGL سیری (این بخش در سال ۱۳۸۸ نسبت به برنامه زمانبندی حدود ۱۱ درصد تأخیر دارد) و پروژه کمپرسورهای تقویت فشار گازهای طرح سیری به جزیره کیش و قشم (پیشرفت این قسمت ۳۰/۲۳ درصد بود که در مقایسه با برنامه زمانبندی ۶۹/۷۸ درصد تأخیر دارد).

به‌طور کلی، جمع کل پیشرفت واقعی طرح در پایان اسفندماه ۱۳۸۸ حدود ۸۸/۸۰ درصد بود که در مقایسه با برنامه زمانبندی شده به میزان ۱۱/۲۰ درصد تأخیر دارد. این تأخیرات ناشی از تأخیرات پیش‌آمده در پروژه‌های ایستگاه تقویت فشار کیش و احداث کارخانه NGL سیری بود.

۴-۶. بررسی وضعیت طرح‌های سرمایه‌گذاری از منابع داخلی

شرکت ملی نفت ایران برخی از طرح‌های سرمایه‌گذاری را با استفاده از منابع داخلی انجام می‌دهد. منابع داخلی حاصل تراز درآمد و هزینه شرکت ملی نفت است و از محل سرفصل ذخایر و اندوخته‌ها تأمین می‌شود و مهمترین منبع سرمایه‌گذاری به‌شمار می‌رود. بر این اساس، اگر در



تأمین مالی منابع داخلی شرکت تأخیری به وجود آید، باعث می شود که اجرای طرح های توسعه میادین نفت و گاز، تزریق گاز، استخراج نفت خام و گاز طبیعی و یا صادرات آنها متوقف و یا با تأخیر زمانی مواجه شود. جزئیات مربوط به طرح های مهم منابع داخلی عبارتند از:

- طرح توسعه میدان گازی کیش

هدف از اجرای این طرح در فاز اول، تولید روزانه یک میلیارد فوت مکعب گاز با حفاری ۱۲ حلقه چاه توسعه ای و تعمیر یک حلقه چاه موجود در منطقه خشکی و انتقال این گاز به پالایشگاه واقع در سرزمین اصلی است. از این میزان گاز قرار است ۹۷۰ میلیون فوت مکعب گاز سبک، ۱۵۰۰۰ بشکه میعانات گازی ترش تثبیت شده و ۴ تن گوگرد جامد تولید شود. قرارداد توسعه این میدان در ۳ فاز با کنسرسیومی متشکل از شرکت های ایرانی در بهمن ماه ۱۳۸۸ امضا شد.

حفاری چاه دریایی، توصیفی کیش ۳ در دی ماه ۱۳۸۸ خاتمه یافت و در اواخر سال ۱۳۸۸، قرارداد حفاری چاه کیش ۴ به پیمانکار واگذار شد. پس از تکمیل حفاری این چاه و اخذ اطلاعات لازم، برنامه جامع توسعه میدان، نهایی خواهد شد. پرداخت مالی این طرح از منابع شرکت ملی نفت ایران متوقف شده است.

- طرح احداث مخازن ذخیره سازی نفت خام

هدف از اجرای احداث ۱۷ مخزن استراتژیک فلزی و بتنی به منظور ذخیره سازی ۱۰ میلیون بشکه نفت خام است که در اواخر سال ۱۳۷۹ آغاز شده است. پروژه های احداث مخازن فلزی اهواز ۱، ۲، ۳ و ۴، سیری و بهرگان تحویل شده اند. پروژه های مخازن بتنی امیدیه و گوره به علت منقضی شدن قرارداد و عدم تمایل پیمانکاران به ادامه کار با پیشرفت مخازن بتنی گوره و مخازن بتنی امیدیه به ترتیب به میزان ۵۲/۰۷ و ۳۳ درصد بود، متوقف شدند. با برگزاری مناقصه برای مخازن گوره، شرکت سابیر به عنوان برنده مناقصه در فاز دوم شروع به کار کرد که با پیشرفت ۶۴/۰۳ درصد در سال ۱۳۸۸ کار را ادامه می دهد. پروژه امیدیه نیز با صرف نظر کردن از احداث دو مخزن یک میلیون بشکه ای، در مرحله انتخاب پیمانکار برای ادامه کار است.

- طرح توسعه مخزن آسماری میدانی نفتی منصوری

میدان نفتی منصوری در حدود ۶۰ کیلومتری شمال خلیج فارس و ۵۰ کیلومتری جنوب شرقی اهواز قرار دارد. هدف از اجرای این طرح، توسعه مخزن آسماری از تولید کنونی با ظرفیت ۶۰ هزار بشکه نفت در روز به ۱۰۰ هزار بشکه نفت در روز در مرحله اول و افزایش تولید تا سقف ۱۵۰ هزار بشکه نفت در روز در مرحله دوم است. عملیات اجرایی طرح از فروردین ماه ۱۳۸۳ آغاز شد و پیشرفت فیزیکی آن تا پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۸۳/۴۰ درصد بود و با این وضعیت طرح مورد نظر به هدف تولیدی ۱۰۰ هزار بشکه نفت خام در روز نائل شده است.

- طرح توسعه میدان کوه موند

طرح توسعه مورد نظر از جمله طرح‌های توسعه مربوط به میدان‌های نفت سنگین و بسیار سنگین است. هدف از اجرای این طرح، دستیابی به فناوری روش‌های برداشت نفت سنگین در مخازن کربناته شکافدار است. موضوع میدان‌های سه‌گانه موند، کاکي و بوشگان در هیئت‌مدیره شرکت متن به‌منظور کسب مجوزهای اولیه ترک تشریفات عقد قرارداد با شرکت KIPC و پیگیری تأمین منابع مالی معتبر توسط پیمانکار بیع متقابل در حال پیگیری است. پیشرفت اجرای فعالیت‌های مصوب در طرح توسعه آزمایشی این میدان تا پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۹۸/۶۷ درصد (در مقابل ۹۸/۷۷ درصد برنامه) پیشرفت داشته است.

- طرح توسعه میدان زاغه

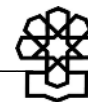
میدان زاغه نیز از جمله میدان‌های دارای نفت سنگین است و هدف از اجرای این طرح، دستیابی به روش‌های فرآورش و انتقال نفت سنگین و جداسازی مواد پارافین آسفالتین است. پیشرفت فعالیت‌های مصوب در این میدان تا پایان سال ۱۳۸۸ برابر با ۶/۴۳ درصد (در مقابل ۲۴/۳۳ درصد برنامه) است.

- طرح توسعه میدان فردوسی

هدف از اجرای این طرح، دستیابی به فناوری استخراج و انتقال نفت سنگین در میدان‌های فلات قاره است. در هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت ایران بودجه‌ای معادل ۵۵ میلیارد ریال و ۸۱/۵ میلیون دلار برای مدت ۳۶ ماه برای پروژه به تأیید رسید. مطالعات زیست‌محیطی مربوط به طرح انجام شد و گزارشات مربوط به آن به‌منظور اخذ مجوزهای لازم به محیط زیست استان بوشهر ارسال شد. تا پایان سال ۱۳۸۸ پیشرفت کلی طرح ۳۲/۵۶ درصد بود.

- طرح تزریق گاز به میدان نفتی آغاچاری

به‌منظور جبران افت فشار ناشی از استخراج نفت خام از میدان نفتی آغاچاری، طرح تزریق روزانه ۲ میلیارد فوت مکعب گاز از میدان پارس جنوبی به این میدان در دستور کار قرار گرفت. پیش‌بینی می‌شود با اجرای این طرح، تا ۲۵ سال آینده حدود ۶/۲ میلیارد بشکه نفت خام اضافی از این میدان تولید شود. پیشرفت فیزیکی این طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ معادل ۹۹/۸۸ درصد بود و حفاری ۱۹ حلقه چاه جدید نیز انجام شده است. براساس مصوبه هیئت‌مدیره شرکت مهندسی و توسعه نفت، تکمیل و راه‌اندازی تأسیسات این طرح در تاریخ ۱۳۸۹/۳/۳۱ به تأیید رسید.



- طرح توسعه و احداث واحدهای نمکزدایی

این طرح با هدف ایجاد ظرفیت فرآورش نفت نمکی و بهبود عملکرد واحدهای نمکزدایی موجود، احداث واحدهای نمکزدایی جدید و بهینه‌سازی واحدهای نمکزدایی موجود، تعریف شده است. طرح نمکزدایی شامل ۱۹ پروژه مصوب است که در قالب چهار طرح جامع (پروژه‌های احداثی و توسعه‌ای) اجرا می‌شود.

- طرح جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه

هدف از این طرح، جلوگیری از هدرزروی گازهای استخراجی همراه نفت خام و اجتناب از آلودگی‌های زیست‌محیطی مربوط به آن است. این طرح مشتمل بر ۸ پروژه مصوب است و بودجه آن بیش از ۳۰۰۰ میلیارد ریال برآورد شده است.

- طرح تأمین خوراک پالایشگاه گازی بید بلند ۲

در این طرح احداث سه ایستگاه بیش تراکم گاز و دو ایستگاه جدید تزریق گاز مورد توجه قرار گرفته است. برای این طرح ۵ پروژه تعریف و مصوب شد و بودجه مورد نیاز آن بیش از ۳۵۵۷ میلیارد ریال برآورد شد.

- طرح جامع توسعه میادین و احداث کارخانجات گاز و گاز مایع جدید

هدف از اجرای این طرح، توسعه ۲ میدان خامی پازنان و بنگستان کارون و احداث ۵ کارخانه گاز و گاز مایع جدید و ۲ واحد تفکیک مایعات در ماهشهر است.

برای این طرح ۶ پروژه با برآورد بودجه‌ای به میزان ۱۰۵۸۰ میلیارد ریال تعریف شده است.

- طرح افزایش توان تزریق گاز میادین کرنج و پارسی

در این طرح خرید تجهیزات سرچاهی و نصب آن برای سه چاه تزریق جدید و خطوط لوله مربوط به آن مد نظر است. برای این طرح دو پروژه مصوب شد و بودجه مورد نیاز آن به میزان ۴۷۷ میلیارد ریال برآورد شده است.

- طرح توسعه مخزن گازی خامی مارون

برای این طرح، عملیات طراحی، تهیه کالا و اجرای آن در دو فاز برنامه‌ریزی شده است. در فاز اول، روزانه ۲۰۰ میلیون فوت مکعب گاز از طریق ۴ حلقه چاه تولید می‌شود و حدود ۱۶۰ میلیون فوت مکعب آن در مخزن آسماری مارون تزریق می‌شود و حدود ۳۴ هزار بشکه نفتای صادراتی نیز استخراج خواهد شد. این فاز در شهریورماه ۱۳۸۵ افتتاح شد و در سال‌های ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ حفاری سه حلقه چاه تکمیل شد.

در فاز دوم، مطالعات مقدماتی پروژه انتقال و صدور مایعات گازی مارون خامی در سال ۱۳۸۶ پایان یافت و عملیات اجرایی آن به صورت EPC در سه ماهه چهارم سال ۱۳۸۷ آغاز شد. پیش‌بینی می‌شود پروژه مورد نظر در نیمه اول سال ۱۳۹۲ تکمیل و به بهره‌برداری برسد.

- طرح توسعه میدان نفتی کبود

هدف از این پروژه افزایش تولید این میدان به میزان ۱۲ هزار بشکه در روز، نمک‌زدایی نفت این میدان و بخشی از میدان قلعه نار به میزان ۲۰ هزار بشکه و شیرین‌سازی آنها با حجم ۴۲ هزار بشکه است. این طرح در دو فاز اجرا خواهد شد و پیش‌بینی شده است که فاز اول آن تا پایان سال ۱۳۸۹ تحویل داده شود. فاز دوم آن در مرحله مناقصه قرار دارد. زمان اجرای عملیات فاز دوم تیرماه سال ۱۳۸۹ پیش‌بینی شده است و مدت زمان انجام آن هم ۲۴ ماه در نظر گرفته شده است.

- طرح تولید زودهنگام از میدان نفتی بالارود

این پروژه با هدف احداث تسهیلات فرآورش و پمپاژ برای تولید زودهنگام از این میدان و انتقال نفت آن به واحد قلعه نار به میزان ۱۰ هزار بشکه در روز به تصویب رسید. مطالعات مقدماتی و تفصیلی این پروژه توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب انجام شد و در مرحله تشریفات مناقصه و انتخاب پیمانکار اجرایی قرار دارد. پیش‌بینی شده است که پیمانکار این پروژه تا اردیبهشت‌ماه سال ۱۳۸۹ شروع به کار کند و مدت زمان انجام قرارداد ۸ ماه برآورد شده است.

- طرح بازسازی و توسعه میدان رشادت

فعالیت‌های مربوط به این طرح با انتخاب شرکت مشاوران انرژی به‌منظور تکمیل مطالعات مهندسی آن از سال ۱۳۸۴ آغاز شد و در سال ۱۳۸۵ مناقصه مربوط به پروژه‌های EPC1 و EPC2 آن انجام شد و شروع به کار آنها به پیمانکاران ابلاغ و پروژه‌های EPC3 و EPD نیز در سال ۱۳۸۷ به مناقصه گذاشته شد.

- طرح توسعه میدان مشترک هنگام

این طرح به صورت تولید زودهنگام در سال ۱۳۸۸ با ۱۷ زیرپروژه به فعالیت خود ادامه داد. برخی از پروژه‌های مورد نظر خاتمه یافته است، ولی پروژه‌های مربوط به اجرای عملیات طراحی، مهندسی، خدمات و ساخت سکوهای سرچاهی میدان حدود ۴۱ درصد و پروژه احداث تلمبه‌خانه نفت و تجهیز مخازن ذخیره نفت خام حدود ۵۰ درصد تأخیر دارد.



- طرح توسعه میدان هندیجان

پروژه ساخت و نصب سکوی حفاری هندیجان در تاریخ ۱۳۸۶/۶/۲۶ به مدت ۱۸ ماه به مبلغ ۴۵۶۵۷۲۴۰ یورو به شرکت ایزوایکو واگذار شد و پیمانکار از تاریخ ۱۳۸۶/۷/۱ شروع به فعالیت کرد. این پروژه در پایان سال ۱۳۸۸ به میزان ۲۰ درصد پیشرفت داشت که در مقایسه با هدف برنامه ۱۲ درصد تأخیر دارد.

- طرح سکوی حفاری نیمه‌شناور امیرکبیر (ایران - البرز) در دریای مازندران

این طرح شامل ۴ پروژه است. این پروژه‌ها عبارتند از: پروژه ساخت سکوی حفاری نیمه‌شناور که فعالیت اجرایی و نصب و راه‌اندازی سیستم‌ها در اوایل سال ۱۳۸۸ به پایان رسید. این سکو در مهرماه ۱۳۸۸ به محل حفاری اکتشافی به فاصله تقریبی ۲۵۰ کیلومتر از ساحل و با عمقی بیش از ۷۰۰ متر منتقل شد. از اوایل بهمن‌ماه ۱۳۸۸ حفاری به عمق ۱۴۴۴ متر آغاز شد.

- پروژه ساخت سه فروند شناور پشتیبانی چند منظوره

ساخت شناورهای کاسپین I و II با پیشرفت فیزیکی بالغ بر ۹۷ درصد و راه‌اندازی بالغ بر ۹۰ درصد تا مهرماه سال ۱۳۸۸ عملیاتی شد. ساخت شناور سوم نیز تا پایان سال ۱۳۸۸ با پیشرفت فیزیکی حدود ۵۲ درصد ادامه دارد.

پروژه‌های احداث اسکله و تسهیلات ساحلی پشتیبانی و پروژه مستحکم و ایمن‌سازی و لایروبی حوضچه موجود نکا در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری رسیدند.

- طرح اکتشاف و تولید نفت و گاز دریای مازندران

به‌منظور فراهم کردن مقدمات حفر اولین حلقه چاه اکتشافی در نیمه اول سال ۱۳۸۸، کلیه فعالیت‌های ضروری نظیر برنامه حفاری، لوازم و تجهیزات مورد نیاز، قطعات یدکی مورد نیاز، تجهیز کارگاه و استقرار پیمانکار و ... آماده شد. با عملیاتی شدن سکو، در بهمن‌ماه سال ۱۳۸۸ عملیات حفاری با حفر چاه Pilot hole تا عمق ۱۴۴۴ متر رسماً شروع شد.

- طرح توسعه ۱۶ میدان

هدف از اجرای این طرح، شروع بهره‌برداری از ۱۰ میدان جدید و افزایش تولید از ۶ میدان فعال نفتی است. این میادین ۱۶ گانه عبارتند از: خشت، سروستان و سعادت‌آباد، چشمه‌خوش، دهلران، سرکان و ماله‌کوه، پایدار و پایدار غرب، دانان، کبود، شورم، کوهریگ، دودرو، بوشهر، بوشکان و کوه کاکلی.

از میان ۱۶ میدان ذکر شده، به دلیل محدودیت اعتبارات تخصیصی، با توسعه و افزایش تولید ۹ میدان موافقت شده است. با شروع بهره‌برداری از این ۹ میدان، روزانه ۱۳۴ هزار بشکه نفت خام به ظرفیت تولید نفت مناطق مرکزی ایران اضافه می‌شود. پیشرفت فیزیکی طرح تا پایان سال ۱۳۸۸ معادل ۷۲/۲ درصد بود.

- طرح توسعه میدان‌های شانول، وراوی و هما

این طرح به منظور توسعه میدان‌های گازی جدید شانول، وراوی و هما به ترتیب با ظرفیت ۱۵، ۷ و ۱۵/۵ مترمکعب در روز است. این گازها به پالایشگاه پارسین ۲ منتقل می‌شود.

- طرح احداث پالایشگاه پارسین ۲ فاز ۲

اجرای فاز ۲ پالایشگاه پارسین ۲ با هدف استحصال اتان و ترکیبات سنگین‌تر است. اجرای این طرح به شرکت ملی گاز ایران واگذار شده است.

- طرح توسعه میدان‌های گازی تنگ بیجار و کمانکوه

این طرح به منظور توسعه میدان‌های گازی تنگ بیجار، کمانکوه در استان ایلام و با هدف تأمین مصارف خانگی و صنعتی غرب کشور (استان‌های ایلام و لرستان) در دو فاز برنامه‌ریزی شده است. فاز اول آن با هدف تولید روزانه ۷ میلیون مترمکعب گاز و ۵۰۰۰ بشکه میعانات گازی با بهره‌برداری از ۶ حلقه چاه بوده است که با اجرای کامل طرح و احداث پالایشگاه گاز ایلام در آذرماه سال ۱۳۸۶ راه‌اندازی شد. فاز دوم طرح دارای ۲۸ درصد پیشرفت فیزیکی است.

- طرح احداث واحد تقویت فشار نار

هدف از اجرای این طرح احداث تأسیسات تقویت فشار گاز با توجه به افت فشار طبیعی مخزن و به منظور تولید صیانتی و تقویت فشار گاز ارسالی به خطوط لوله سراسری است.

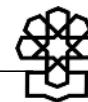
با اجرای این طرح بیش از ۶۰ میلیون مترمکعب در روز به تولید روزانه میدان افزوده خواهد شد.

- طرح توسعه میدان گازی گشوی جنوبی و احداث پالایشگاه

این طرح به منظور توسعه میدان گازی گشوی جنوبی که در استان هرمزگان قرار دارد و با هدف توسعه مخزن و تولید گاز به میزان ۱۵ میلیون مترمکعب در روز و انتقال گاز آن به پالایشگاه گازی گشوی جنوبی در پایان سال ۱۳۸۵ به شرکت نفت مناطق مرکزی واگذار شد، گاز فرآورش شده در پالایشگاه از طریق خط لوله به خط لوله سراسری هفتم تزریق خواهد شد. میعانات تولیدی نیز به منظور صادرات و یا انتقال به پالایشگاه نفت بندرعباس برنامه‌ریزی شده است.

- طرح احداث پالایشگاه گاز و گاز مایع ۳۱۰۰

هدف از اجرای این طرح جمع‌آوری روزانه ۲۶۰ میلیون فوت مکعب گازهای همراه میدان‌های نفتی دزفول شمالی، مایع‌گیری، تقویت فشار و تزریق گاز متان در میدان‌های نفتی چشمه‌خوش و دهلران است. این طرح در اواخر سال ۱۳۸۵ به نفت مناطق مرکزی واگذار شده است.



- طرح ذخیره‌سازی گاز در میدان سراج

هدف از اجرای این طرح، تبدیل مخزن سراج به مخزن ذخیره‌سازی گاز به‌منظور تزریق گاز در فصول گرم سال و بهره‌برداری از آن در فصول سرد است. در پایان سال ۱۳۸۸ این طرح ۹۱ درصد پیشرفت داشت. در سال ۱۳۸۸ در زمینه تأمین نقدینگی طرح مشکلاتی به‌وجود آمد.

- طرح توسعه میدان‌های دی/سپیدزاکور

در پایان سال ۱۳۸۶ طرح توسعه میدان‌های گازی دی-سپیدزاکور به‌منظور دستیابی به تولید ۱۳ میلیون مترمکعب در روز تصویب و ابلاغ شد. در بخش بالادستی طرح، در سال ۱۳۸۸ فعالیت‌هایی انجام شد. پیشرفت فعالیت‌های این بخش در انتهای سال ۱۳۸۸ به میزان ۸ درصد بود.

- طرح توسعه میدان‌های مشترک نفتی دهلران، پایدار، نفت شهر و آبان

در اواخر سال ۱۳۸۶ با تصویب توسعه میدان‌های مشترک ذکر شده، برنامه‌ریزی به‌منظور انجام فعالیت‌های مربوط به توسعه این میدان‌ها در دستور کار قرار گرفت. اهم فعالیت‌های انجام شده به تفکیک میادین عبارتند از:

در میدان آبان احداث محل چاه و جاده‌های دسترسی با ۵۰ درصد پیشرفت، احداث مکان تسهیلات سرچاهی و خطوط لوله جریانی با ۳۰ درصد پیشرفت؛ در میدان دهلران، احداث محل چاه و جاده‌های دسترسی برای ۲ حلقه چاه با ۷۰ درصد پیشرفت، طراحی پروژه ایستگاه تقویت فشار دهلران (فاز ۲)، احداث تسهیلات سرچاهی و خطوط لوله جریانی برای یک حلقه چاه با ۶۰ درصد پیشرفت، در میدان پایدار، احداث محل چاه و جاده‌های مربوط به دو حلقه چاه، در میدان نفت شهر، احداث تسهیلات سرچاهی و خطوط لوله جریانی برای ۳ حلقه چاه با ۷۰ درصد پیشرفت، طراحی و ساخت یک دستگاه تفکیک‌گر سیار با ظرفیت ۳ هزار بشکه در روز با ۲۵ درصد پیشرفت.

- طرح افزایش تولید از میدان‌های گازی

به‌دلیل شرایط ویژه ایجاد شده در زمستان سال ۱۳۸۶ و کمبود عرضه گاز در کشور برای تأمین سوخت مورد نیاز، پروژه تولید اضطرار گاز با حفاری ۱۷ حلقه چاه با هدف دستیابی به تولید ۲۰ میلیون مترمکعب در روز در دستور کار قرار گرفت. با انجام حفاری ۱۷ حلقه چاه در کلیه مناطق عملیاتی امکان دستیابی به افزایش توان تولید در حدود ۲۰ میلیون مترمکعب در روز فراهم شد. پیشرفت کلی طرح در سال ۱۳۸۸ به میزان ۹۹ درصد بود.

- پروژه بهینه‌سازی دارایی‌های شرکت ملی نفت ایران

شرکت ملی نفت ایران با توجه به جایگاه جهانی خود و به‌منظور ارتقای موقعیت خود در عرصه بین‌المللی، همانند دیگر شرکت‌های معظم دنیا نیاز به انتخاب و تشکیل سبد پروژه‌ها (پرتفولیو) دارد. بدین منظور، مدل مدیریت پرتفولیو با توجه به شناسایی انتظارات، استراتژی‌ها، اهداف، اولویت‌ها و

محدودیت‌های پیش‌رو سبد بهینه پروژه‌ها را تعیین می‌کند. بر این اساس، سازمان هدایت‌کننده این موضوع در واحدهای ذیربط برنامه‌ریزی در شرکت ملی نفت ایران مستقر شد. این سیستم با به‌کارگیری اطلاعات موجود، استراتژی‌های دولت و وزارت نفت، محورهای سیاستی مدیریت عامل و محدودیت‌های بودجه‌ای و اعتباری طرح‌های قابل انجام، قادر است تا اولویت‌های سرمایه‌گذاری و سبد بهینه پروژه‌های شرکت ملی نفت ایران در بخش نفت و گاز کشور را تعیین کند. این پروژه دارای ابعاد تکنولوژی، فرایند (سازمانی)، افراد و اجرا و پیاده‌سازی است.

- پروژه سامانه اطلاعات بالادستی صنعت نفت

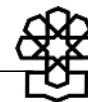
در این پروژه مواردی چون نظارت بر قرارداد مشاورین بالادستی نفت شرکت پترواگرس، نظارت بر مراحل ساخت نرم‌افزار جدید سامانه اطلاعات بالادستی، نظارت بر قرارداد پشتیبانی از سامانه PISDB در شرکت‌های فلات قاره نفت مرکزی و مراکز شناور، تنظیم برنامه انتقال اطلاعات از سامانه قدیم به سامان جدید و... انجام شده است.

۷. بررسی نقش عواید نفتی در بودجه عمومی کشور

همان‌طوری که در بخش مربوط به بررسی رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت اشاره شد، یکی از موضوعات بسیار مهم که در ابتدای انقلاب شکوهمند اسلامی ایران مورد توجه قرار گرفت، رهایی اقتصاد کشور از وابستگی به درآمدهای نفتی بود. به‌رغم طرح چنین موضوع مهمی در کشور، عملکردها به‌گونه‌ای دیگر بود و در طول این سال‌ها حتی رهایی از این وابستگی به نفت و درآمدهای نفتی در قوانین بودجه و برنامه کشور نیز مصوب شده است. اما عملکردها به‌گونه‌ای بود که این وابستگی‌ها کاهش نیافته است.

به همین منظور و برای حفظ و صیانت از عواید نفتی، مطابق ماده (۶۰) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی که در برنامه چهارم نیز در ماده (۱) تنفیذ شد، حساب ذخیره ارزی در سال ۱۳۷۹ با هدف حفظ و نگهداری درآمدهای ارزی مازاد بر بودجه ایجاد شد، کاهش قیمت نفت در بعضی از سال‌ها و نوسانات درآمدهای ارزی شوک بزرگی به بودجه و اقتصاد کشور وارد می‌کرد. براین اساس، این امر، قوه مقننه را بر آن داشت تا با ایجاد حساب ذخیره ارزی به نحو مقتضی ضمن تعدیل نوسانات درآمدهای نفتی، شرایط استمرار توسعه اقتصادی کشور را فراهم آورد. اینکه در عمل این اهداف جامه عمل پوشید، جای تأمل دارد. عملکرد سال‌های اخیر نشانگر عدم توجه به کاربرد قانونی و مسئولانه از این حساب است.

در اهداف برنامه سوم توسعه و همچنین برنامه چهارم یکی از مشخصه‌های اصلی برنامه



تجهیز و تدارک منابع درآمدهای دولت در رسیدن به بودجه بدون نفت و کاهش وابستگی بودجه دولت به نفت بود تا از این طریق امکان استفاده از عواید نفتی در طرح‌ها و پروژه‌ها فراهم شود و سرمایه‌های زاینده کشور گردند و از این طریق توسعه اقتصاد ملی فراهم شود.

طبق اهداف برنامه سوم توسعه مقرر گردیده بود سهم درآمدهای نفتی از کل منابع دولت با روندی کاهنده از حدود ۴۷ درصد در سال ۱۳۷۸ به ۴۴/۸ درصد در سال ۱۳۸۳ برسد، ولی در عمل این نسبت با لحاظ کل عواید حاصل از نفت به طریقی که در بودجه منظور می‌شود در سال ۱۳۸۳ به ۶۱ درصد رسید.

در بند «الف» ماده (۲) قانون برنامه چهارم، دولت مکلف بود که سهم اعتبارات هزینه‌ای تأمین شده از محل درآمدهای نفتی را به‌گونه‌ای تغییر دهد که تا پایان برنامه چهارم اعتبارات هزینه‌ای دولت به‌طور کامل از طریق درآمدهای مالیاتی و سایر درآمدهای غیرنفتی تأمین گردد. عملکرد چهار سال برنامه چهارم نشان‌دهنده عدم تحقق این هدف برنامه می‌باشد. یعنی برآورد کلی منابع حاصل از نفت در بودجه عمومی کشور شامل عواید صادرات نفت و فرآورده، مالیات و سود سهام نفت و برداشت از حساب ذخیره حاکی از افزایش وابستگی بودجه عمومی به درآمدهای نفتی است. به‌طوری که وابستگی بودجه عمومی دولت به عواید نفتی در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵، ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ به ترتیب معادل ۶۸/۴، ۷۰/۴، ۶۱/۹ و ۶۷/۴ درصد بوده است. در جدول ۵۰ برآورد کل منابع حاصل از نفت در بودجه عمومی کشور طی سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۸ ارائه شده است.

کل درآمد ارزی صادرات نفت طی چهار سال برنامه چهارم توسعه حدوداً معادل ۲۲۶ میلیارد دلار برآورد می‌گردد که با برداشت ۱۹۲ میلیارد دلار از آن برای انواع مصارف بودجه عمومی کشور و تأمین سهم شرکت ملی نفت ایران از کل ارزش نفت به مبلغ ۳۱ میلیارد دلار در چهار سال مذکور عملاً ملاحظه می‌گردد که درآمدهای ارزی صادرات نفت خام در این مدت هزینه شده است.

جدول ۵۰. وضعیت درآمدهای نفتی در بودجه عمومی کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیارد ریال)

شرح	عملکرد سال ۱۳۸۳	عملکرد سال ۱۳۸۴	عملکرد سال ۱۳۸۵	عملکرد سال ۱۳۸۶	عملکرد سال ۱۳۸۷	عملکرد سال ۱۳۸۸
منابع حاصل از درآمد صادرات نفت	۱۲۸۳۵۶	۱۶۷۳۳۴	۱۳۷۹۲۲	۱۳۹۶۹۹	۱۴۶۸۶۶	۱۵۳۱۸۸
معاوضه نفت خام برای واردات فرآورده	۱۰۸۲۸	۱۹۰۰۸	۴۳۹۵۹	۳۳۸۲۰	۳۰۰۰۰	-
واردات فرآورده اضافه بر بودجه مصوب	۱۳۸۳۱	۱۶۴۱۸	۴۵۶۰	۱۹۶۵۲	۳۲۱۰۶	۴۶۹۱۵
مالیات عملکرد نفت	-	۳۱۸۶۹	۲۶۱۳۳	۲۹۲۳۷	۳۶۷۰۰	۳۵۱۹۴
سود سهام علی‌الحساب سهم دولت از نفت تولیدی	-	۲۸۶۸۲	۲۳۵۲۱	۲۶۳۱۳	۵۸۷۲۱	۶۰۳۱۰
مالیات و سود سهام معوقه شرکت نفت	-	-	۲۳۴۱۰	۳۱۶۱۲	۲۰۵۳۳	۲۶۲۶۵
برداشت از حساب ذخیره ارزی	۵۵۳۷۶	۶۹۳۸۳	۱۴۲۵۷۳	۱۰۶۹۹۴	۲۲۳۰۰۹	۱۳۳۱۱۷
برداشت از حساب ذخیره ارزی بدون درج در ردیف بودجه بابت یارانه انرژی (تقریبی)	-	۲۴۸۵	۱۹۴۱۷	۳۸۷۸۵	۰	-
جمع استفاده از منابع نفت در بودجه	۲۱۸۳۹۱	۳۳۵۱۷۹	۴۲۱۴۹۷	۴۲۶۱۱۱	۵۷۰۷۴۸	۴۷۳۴۰۵
نرخ ارز (دلار به ریال)	۸۳۵۰	۸۹۲۶/۶۰	۹۱۲۰/۵۶	۹۲۲۹/۲۵	۹۴۱۷/۳۰	۹۸۷۵
جمع استفاده از منابع نفت در بودجه (میلیارد دلار)	۲۶/۱۵	۳۷/۵۵	۴۶/۲۱	۴۶/۱۷	۶۰/۶۱	۴۷/۹۴
منابع بودجه عمومی	۳۳۵۶۹۴	۴۷۰۹۹۰	۵۷۴۹۸۹	۶۲۹۶۰۹	۸۱۴۲۳۵	۷۶۳۷۷۴
منابع بودجه عمومی (واقعی) با احتساب	۳۴۹۵۲۵	۴۸۹۸۹۳	۵۹۸۹۶۷	۶۸۸۰۴۶	۸۴۶۳۴۱	۸۱۰۶۸۹
درصد وابستگی بودجه به عواید نفتی	۶۲/۵	۶۸/۴	۷۰/۴	۶۱/۹	۶۷/۴	۵۸/۴

مأخذ: بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، گزارش‌های سالیانه.

در سال ۱۳۸۸ به‌رغم اینکه در قانون بودجه سال مذکور درخصوص معاوضه نفت خام با فرآورده‌های مورد نیاز، پیش‌بینی انجام نشد، ولی مطابق مجوز دریافت شده از رئیس مجمع عمومی، شرکت ملی نفت ایران به معاوضه نفت خام به ارزش ۴۹۲۱۰ میلیارد ریال با مقدار ۷/۸ تن متریک بنزین و نفت گاز به ارزش کل ۵۶۱۳۷ میلیارد ریال اقدام کرده است. در سال مالی ۱۳۸۷ نیز حدود مبلغ ۲۹۹۲۴ میلیارد ریال فرآورده و واردات مازاد بر مجوز قانونی مندرج در جزء «ز» بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۷ به کشور انجام شد.

۸. بررسی رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران

پس از انقلاب اسلامی ایران و با توجه به طرح مطالبی چون رهایی اقتصاد کشور از وابستگی به



نفت،^۱ باعث شده است که در تاریخ ۱۳۵۸/۷/۸ مطابق مصوبه شورای انقلاب وزارت نفت تشکیل شود. پس از تأسیس این وزارتخانه، مقرر شد که ظرف مدت ۶ ماه بعد از تاریخ تصویب، سازمان، تشکیلات و آیین‌نامه‌های خود و شرکت‌های تابعه را تهیه و به اجرا بگذارد. بعد از این در تاریخ ۱۳۶۶/۶/۹ با تصویب قانون نفت و مطابق تبصره مربوط به ماده (۴) این قانون، مقرر شد که وزارت نفت، اساسنامه‌های شرکت‌های نفت، گاز و پتروشیمی را ظرف مدت یک سال برای تصویب به مجلس شورای اسلامی تقدیم کند. از آن زمان بیش از ۲۰ سال می‌گذرد، ولی این اساسنامه ارائه نشده است.

این وضعیت در حالی است که مجلس شورای اسلامی در سالیان گذشته، ارائه اساسنامه را به‌عنوان تکلیفی قانونی در قانون بودجه سالیانه نیز تصویب کرده است. ارائه نکردن اساسنامه باعث شده است که عملاً در زمان تصویب برنامه‌های توسعه و بودجه‌های سالیانه، تغییراتی در رابطه مالی بین دولت و شرکت ملی نفت ایران به‌وجود آید.

این وضعیت در سال‌های برنامه چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸) نیز ادامه یافت و از ابتدای این برنامه تا سال ۱۳۸۶ رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران در تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶ و در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ در بند «۷» ماده واحده قانون بودجه کل کشور تنظیم شود. به‌طور کلی نبود اساسنامه‌ای که با قانون اساسی جمهوری اسلامی منطبق باشد، باعث شده است که این رابطه مالی دچار تغییرات شود که در ادامه این قسمت مورد توجه قرار می‌گیرد.

۸-۱. نگاهی به تغییرات روابط مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت

طبق مواد (۵۱)، (۵۲)، (۵۳) و (۵۴) اساسنامه شرکت ملی نفت ایران مصوب ۱۳۵۶/۳/۱۷، درآمد کل شرکت ملی نفت ایران عبارتند از: «سود ویژه به اضافه بهره مالکانه (پرداخت مشخص) و وجوهی که به‌عنوان پذیره و حق‌الارض و برگشت هزینه اکتشاف و وجوهی به‌عنوان سود خالص شرکت‌های تابعه پس از پرداخت مالیات بر درآمد شرکت‌ها». ضمن آنکه مقرر شده بود وجوهی که بابت بهره مالکانه یا پذیره یا حق‌الارض دریافت می‌شود ماهیانه پس از کسر ۱ درصد ذخیره عمومی به خزانه واریز شود. بر این اساس شرکت می‌توانست سرمایه لازم برای توسعه عملیات و سرمایه‌گذاری مورد نیاز خود را در حد بودجه مصوب از محل درآمد کل تأمین کند و حتی اگر درآمد کافی نبود، مجمع عمومی می‌توانست به هر نحوه مقتضی کسری را تأمین کند و در نهایت آنچه از محل درآمد کل پس از وضع مبالغی که به موجب اساسنامه پرداخت می‌شد، باقی می‌ماند به

۱. بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، بررسی تحولات اقتصادی کشور بعد از انقلاب، دی‌ماه ۱۳۶۰.

خزانه پرداخت کند. پس از انقلاب اسلامی ایران در سال ۱۳۵۷، با توجه به شرایط خاص آن زمان، شورای انقلاب با تصویب تبصره دائمی «۳۸» قانون بودجه سال ۱۳۵۸ عملاً بخشی از مواد قانونی اساسنامه شرکت ملی نفت را ملغی نمود.

جدول ۵۱. اهداف مورد نظر برای شفاف‌سازی روابط مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران

- اصلاح ساختار مالی شرکت‌های دولتی	- کارکرد بنگاهداری اقتصادی در توسعه، افزایش بهره‌وری، مسئولیت‌پذیری برای رسیدن به کارآیی
- شفاف‌سازی یارانه‌های پرداختی پنهان دولت	- ارتقای جایگاه و اعتبار بین‌المللی شرکت
- کسب حداکثر درآمد	- شفاف کردن روابط مالی
- ثبات در درآمدهای قابل پیش‌بینی	- تأمین منابع مالی برای سرمایه‌گذاری بالادستی و پایین‌دستی نفت و گاز
- اصلاح حساب‌های مالی کشور	- اصلاح مناسبات مالی شرکت با شرکت‌های زیرمجموعه
- حذف معافیت‌های مالیاتی	

طرح اهداف مربوط به شفاف‌سازی رابطه مالی باعث شد که این هدف در قانون برنامه چهارم توسعه نیز مد نظر قرار گیرد و با توجه به طرح این موضوع در برنامه چهارم توسعه، دستیابی به آن عملاً از طریق قوانین بودجه سالیانه آغاز شد.

مطابق بند «د» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۴ مقرر شد ۷/۳ درصد از درآمد حاصل از صادرات نفت خام برای تأمین منابع مالی لازم برای سرمایه‌گذاری‌های شرکت ملی نفت اختصاص داده شود. در سال ۱۳۸۵ سهم شرکت ملی نفت از ۷/۳ درصد به ۶ درصد کاهش یافت.

در سال ۱۳۸۶ مطابق بند «ج» تبصره «۱۱» قانون بودجه ۶ درصد ارزش نفت خام تولیدی به‌عنوان سهم خالص شرکت ملی نفت ایران و ۹۴ درصد آن به حساب بستانکار دولت منظور شد که از این مقدار ۴/۵ درصد آن به‌عنوان سود سهام قطعی دولت و ۵ درصد آن به‌عنوان علی‌الحساب مالیات بابت عملکرد آن لحاظ شد.

در سال مذکور در مورد نفت خام تولیدی از میادین مشترک و میادین دریایی ۵ درصد از سهم قابل پرداخت به دولت کسر شده و برای جبران هزینه‌های تولید به سهم خالص شرکت ملی نفت ایران اضافه شد.

در سال ۱۳۸۶ در مورد نفت خام صادراتی و نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی نیز در قانون بودجه، سیاست‌هایی اتخاذ شد. به‌گونه‌ای که برای نفت خام صادراتی از مبادی اولیه قیمت معاملاتی یک بشکه نفت خام در هر محموله و برای نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی نیز معادل ۹۳/۷ درصد متوسط بهای محموله‌های صادراتی از مبادی اولیه در هرماه بود. همچنین در سال ۱۳۸۶ مطابق مصوبه مجمع عمومی، شرکت ملی نفت ایران از محل منابع داخلی حدود ۲۰ هزار



میلیارد ریال فرآورده وارد کرده است.

همان‌طوری که پیش‌تر گفته شد، در سال ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ رابطه مالی مورد نظر در بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال‌های مذکور، مورد توجه قرار گرفت. مطابق این بند، ۶ درصد ارزش نفت خام تولیدی به‌عنوان سهم شرکت ملی نفت ایران و ۹۴ درصد بقیه به حساب بستانکار دولت منظور شد که از این بابت ۸ درصد به‌عنوان علی‌الحساب سود سهام دولت و ۵ درصد به‌عنوان مالیات عملکرد لحاظ شد. برای نفت خام تولیدی از میادین مشترک و میادین دریایی، ۵ واحد درصد از سهم دولت کسر شد و برای جبران هزینه‌های تولید به سهم خالص شرکت ملی نفت اضافه شد. برای قیمت نفت خام صادراتی از مبادی اولیه صادرات (قیمت معاملاتی یک بشکه نفت خام در هر محموله) و برای نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی نیز برابر ۹۴ درصد متوسط بهای محموله‌های صادراتی از مبادی اولیه در هر ماه، در نظر گرفته شد.

اهمیت و ضرورت سرمایه‌گذاری در میدان گازی پارس جنوبی باعث شد که به‌منظور تسریع در بهره‌برداری از این میدان، در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ تمهیداتی برای سرمایه‌گذاری در این میدان فراهم شود. بنابراین، ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به‌عنوان منبع سرمایه‌گذاری برای تجهیز منابع سرمایه‌ای طرح‌های استخراج و تولید نفت و گاز پارس جنوبی در اختیار شرکت ملی نفت قرار گرفت و از این مبلغ سالیانه معادل مبلغ ۵۰۰ میلیون دلار به گازرسانی برای شهرها و روستاها اختصاص داده شد.

در سال ۱۳۸۸ به‌رغم اینکه در قانون بودجه سال مذکور درخصوص معاوضه نفت خام با فرآورده‌های مورد نیاز پیش‌بینی انجام نشد، مطابق مجوز دریافت شده از رئیس مجمع عمومی، شرکت ملی نفت ایران به معاوضه نفت خام به ارزش ۴۹۲۱۰ میلیارد ریال یا مقدار ۷/۸ تن متریک بنزین و نفت گاز به ارزش کل ۵۶۱۳۷ میلیارد ریال اقدام کرده است. در سال ۱۳۸۷ نیز حدود مبلغ ۲۹۹۲۴ میلیارد ریال فرآورده و واردات مازاد بر مجوز قانونی مندرج در جزء «ز» بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۷ به کشور انجام شد.

۲-۸. اجرای مصوبه‌های تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶ و جزء «الف»

بند «۷» ماده واحده قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ کل کشور

همه‌ساله در زمان تصویب قوانین بودجه، به‌منظور تنظیم رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران بحث‌های بسیاری مطرح می‌شود. یکی از دلایل عمده طرح چنین بحث‌هایی را در طولانی شدن زمان در ارائه اساسنامه شرکت ملی نفت و برخی دیگر از شرکت‌های زیرمجموعه وزارت نفت و نداشتن اساسنامه‌ای است که مطابق قانون وزارت باشد، می‌توان جستجو کرد.

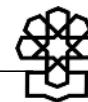
در سال ۱۳۸۴ به دنبال بحث‌هایی که برای در نظر گرفتن بهره مالکانه در ارتباط با بند «د» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال مذکور برای تنظیم رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران مطرح شد، مکانیسمی به صورت زیر به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید. در مکانیسم جدید از کل ارزش نفت خام تولیدی (شامل نفت خام صادراتی و خوراک پالایشگاه‌های داخلی)، $\frac{7}{3}$ درصد برای هزینه‌های شرکت ملی نفت ایران و پرداخت‌های تکلیفی به عنوان سهم خالص شرکت ملی نفت و $\frac{92}{7}$ درصد به عنوان سهم دولت در حساب بستانکار دولت در حساب‌های درآمد و هزینه شرکت ملی نفت ایران در نظر گرفته شد. بنا به مصوبه مذکور، علاوه بر این، از کل ارزش نفت خام تولیدی در این مکانیسم، ۵ درصد به عنوان مالیات قطعی، $\frac{4}{5}$ درصد به عنوان سود سهام دولت و $\frac{1}{6}$ درصد (از $\frac{7}{3}$ درصد سهم شرکت ملی نفت ایران) به عنوان پرداخت تکلیفی در حساب‌های مربوطه در دفاتر شرکت ملی نفت ایران منظور شد. در سال ۱۳۸۴ شرکت ملی نفت ایران مکلف شد تا به ازای استخراج و فروش هر مترمکعب گاز طبیعی، ۹۱ ریال به حساب بستانکار دولت منظور کند.

در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ مکانیسم مندرج در تبصره «۱۱» قانون بودجه ۱۳۸۴ با تغییراتی مجدداً به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید.

در سال ۱۳۸۵ براساس بند «ه» تبصره «۱۱» مقرر شد تا از کل ارزش نفت خام استخراجی، ۶ درصد (تنها تا سقف ۴۰ دلار در هر بشکه نفت خام) به عنوان سهم خالص شرکت ملی نفت ایران و ۹۴ درصد به عنوان سهم دولت در نظر گرفته شود. از کل ارزش نفت خام تولیدی، ۵ درصد مالیات قطعی و $\frac{4}{5}$ درصد سود سهم دولت تعیین گردید.

در دو سال ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵، مابه‌التفاوت ارزش فرآورده‌ها و گاز طبیعی به قیمت صادراتی یا وارداتی، حسب مورد با اضافه کردن هزینه انتقال و توزیع و عوارض و... پس از کسر درآمدهای فروش فرآورده‌ها در داخل کشور در بدهکار حساب دولت ثبت می‌شود. در دو سال مذکور کل حساب‌های فی‌مابین دولت و شرکت ملی نفت ایران، در تبصره «۱۱» فقط در درآمد و هزینه شرکت ملی نفت ایران لحاظ شده بود و انعکاسی در بده و بستان با شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران و شرکت ملی گاز ایران با شرکت مذکور نداشت.

در سال ۱۳۸۶، براساس بند «ج» تبصره «۱۱» به منظور تنظیم رابطه دولت و وزارت نفت (از طریق شرکت‌های دولتی تابعه) مقرر شد، از کل ارزش نفت خام تولیدی ۶ درصد برای شرکت ملی نفت ایران و ۹۴ درصد برای سهم دولت ثبت شود. ضمن اینکه در این مصوبه، تصریح شد تا در مورد نفت خام تولیدی از میادین مشترک با کشورهای همسایه و میادین دریایی ۵ درصد از سهم قابل پرداخت به دولت به نفع شرکت ملی نفت ایران کسر شود. از طرفی قیمت نفت خام عرضه شده



به پالایشگاه‌های داخلی، ۹۳/۷ درصد بهای محموله‌های صادراتی در نظر گرفته شد. همچنین در سال ۱۳۸۶ ارزش گاز خام تولیدی به ازای هر مترمکعب ۶۹۰ ریال با کسر ۱۱ درصد به‌عنوان سهم شرکت ملی نفت و ۶۴ درصد سهم دولت تعیین شد.

رابطه مالی بین دولت و شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ در جزء «الف» بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال‌های فوق‌الذکر ارائه شده است. مطابق این جزء، مقرر شد تا از کل ارزش نفت خام استخراج شده، ۶ درصد به‌عنوان سهم شرکت ملی نفت و ۹۴ درصد دیگر آن به‌عنوان سهم دولت، در حساب‌ها ثبت و ضبط شود. در مورد فروش داخلی نفت خام عرضه شده به پالایشگاه‌ها نیز در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸، به میزان ۹۴ درصد متوسط بهای محموله‌های صادراتی در نظر گرفته شد. در مورد فروش گاز خام تولیدی نیز طبق جزء «ب» بند «۷» ماده واحده قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸، مقرر شد تا به ازای هر مترمکعب، در سال ۱۳۸۷، ۶۹۰ ریال و در سال ۱۳۸۸ به ازای هر مترمکعب ۰/۷۵ ریال که براساس ۷۵ درصد قیمت آن، ۱ ریال به‌عنوان سهم دولت تعیین شد.

در سال ۱۳۸۶-۱۳۸۸، از آنجا که فروش نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی با فرض، ۹۲/۷ درصد (در سال ۱۳۸۴) و ۹۴ درصد (در بقیه سال‌ها) بهای محموله‌های صادراتی تعیین شد، عملاً این امر در حساب‌های بده و بستان و درآمد و هزینه شرکت‌های پالایشی انعکاس یافت.

براساس مفاد بند «د» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۴، بند «ه» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۵، بند «ج» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۶ و جزء «ج» بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ کل کشور و با توجه به مصوبه هیئت وزیران، وزارت نفت در سال‌های برنامه چهارم به نمایندگی ازسوی دولت جمهوری اسلامی ایران به‌منظور تنظیم رابطه مالی دولت و وزارت نفت (و شرکت‌های تابعه) با رعایت اصل مالکیت منابع نفتی ایران، با انعقاد قرارداد با شرکت ملی نفت ایران اقدام کرد.

میزان تولید نفت خام، گاز طبیعی سبک، میعانات گازی، مایعات گازی و تزریق گاز به میادین نفتی بر پایه اطلاعات مندرج در گزارش حسابرس مستقل و بازرس قانونی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ در جدول ۵۲ ارائه شده است.

جدول ۵۲. عملکرد تولید نفت خام، گاز طبیعی، میعانات و مایعات گازی در سال‌های برنامه چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸)

شرح	واحد (هزار)	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
تولید نفت خام	بشکه در روز	۴۰۲۱	۴۰۵۷	۴۱۰۳	۴۱۰۷	۳۹۳۴
تولید گاز طبیعی سبک	مترمکعب در روز	۴۴۸۲۹۱	۴۸۲۱۰۹	۴۹۷۱۱۸	۵۲۷۷۹۸	۵۷۱۹۰۵
تولید میعانات گازی	بشکه در روز	۱۷۲	۲۰۹	۲۲۳	۲۲۹	۳۶۳۹۷۶
تولید مایعات گازی	بشکه در روز	۱۵۴	۱۷۲	۲۳۰	۱۹۱	۱۰۵۴۵۸
تزریق گاز به مخازن نفتی	مترمکعب در روز	۷۷۲۵۵	۷۲۹۸۴	۷۱۱۵۳	۷۷۷۳۰	۹۱۴۹۹

مأخذ: گزارش حسابرس مستقل و بازرس قانونی شرکت ملی نفت ایران در سال‌های مختلف.

کل ارزش نفت خام تولیدی در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ جمعاً به ترتیب ۶۷۸/۵ و ۷۷۸/۵ و ۱۰۲۴/۵ هزار میلیارد ریال بوده است. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ نیز ارزش کل نفت خام استخراجی به ترتیب، ۱۰۵۷/۸ و ۹۳۳/۹ هزار میلیارد ریال بود. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت به تفکیک ارزش نفت خام صادراتی، موجودی نفت خام صادراتی و تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی در سال‌های برنامه چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸) در جدول ۵۳ ارائه شده است.

جدول ۵۳. برآورد ارزش نفت خام صادراتی، موجودی نفت خام صادراتی و تحویلی به پالایشگاه‌ها

(ارقام به میلیارد ریال)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
ارزش نفت خام صادراتی در سال (بدون مخارج سیف)	۳۹۰۴۲۷	۴۴۳۸۹۹	۶۰۸۵۲۳	۶۱۸۹۱۶	۵۱۳۴۵۸
ارزش موجودی نفت خام صادراتی	۱۸۳۳۷	۱۹۰۵۲	۲۵۲۴۷	۱۲۱۹۲	۳۸۰۱۹
ارزش خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی	۲۶۹۳۰۵	۳۱۵۵۴۱	۳۹۰۷۶۹	۴۲۶۶۸۷	۳۸۲۴۴۶
جمع ارزش نفت خام	۶۷۸۰۶۹	۷۷۸۴۹۲	۱۰۲۴۵۳۹	۱۰۵۷۷۹۵	۹۳۳۹۲۳

مأخذ: همان.

براساس شرایط مندرج در قراردادهای منعقد فی مابین وزارت نفت (به نمایندگی از سوی دولت جمهوری اسلامی ایران) و شرکت ملی نفت ایران و بر پایه احکام قانونی تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ و جزء «ج» بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ کل کشور، وضعیت تراز مطالبات و پرداختی دولت و شرکت ملی نفت ایران در سال‌های برنامه چهارم توسعه در جداول ۵۴ الی ۵۸ ذکر شده است.

همان‌گونه که در تراز جداول مطالبات و پرداختی‌ها ملاحظه می‌شود در پایان سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ مانده بستانکاری دولت بابت محاسبات بین دولت و شرکت ملی نفت ایران به ترتیب معادل ۴۰/۹، ۳۶/۲ و ۶۶ هزار میلیارد ریال بوده است. در سال ۱۳۸۷، مانده طلب شرکت ملی نفت



ایران ۱/۸۰۷ میلیارد ریال و در سال ۱۳۸۸، مانده بدهی شرکت ملی نفت به میزان ۸۳/۴۸۹ هزار میلیارد ریال برآورد شد.

براساس مفاد بند «د» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۴ کل کشور و طبق شرایط مندرج در قرارداد منعقدۀ فی ما بین دولت و شرکت ملی نفت ایران، شرکت مکلف بود تا ۹۲/۷ درصد ارزش نفت خام را به حساب بستانکار دولت منظور نماید. ضمناً شرکت موظف بوده مابه‌التفاوت ارزش ۵ فرآورده اصلی و گاز طبیعی مصرفی داخلی را در بدهکار حساب دولت ثبت کند. مانده بستانکاری دولت در پایان سال ۱۳۸۴ از بابت محاسبات فوق بالغ بر ۴۰۹۰۲ میلیارد ریال بوده است. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۵۴ آمده است.

جدول ۵۴. وضعیت تراز مطالبات و پرداختی دولت و شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۴

(ارقام به میلیارد ریال)

الف) مطالبات دولت	
۲۳۲۶۴	۱. بدهی مشتریان نفتی در ابتدای سال ۱۳۸۴
۸۱۵۷	۲. موجودی نفت خام صادراتی ابتدای سال ۱۳۸۴ (۹۶۴ میلیون دلار)
۵۳۴۳۱۸	۳. سهم دولت بابت ۹۲/۷ درصد ارزش نفت خام سال ۱۳۸۴ و موجودی مخازن صادراتی پایان سال ۱۳۸۳ به شرح زیر می‌باشد:
۱۸۹۸۶	- بابت ارزش نفت خام تولیدی ۷۸/۸ درصد
۱۰۸۴۹	- بابت ارزش گاز تولیدی ۲/۸ درصد
۳۳۹۰۳	- بابت پرداخت‌های تکلیفی ۱/۶ درصد
۳۰۵۱۴	- بابت مالیات علی‌الحساب قطعی ۵ درصد
۹۳۸	- بابت سود سهام پیشنهادی سهم دولت ۴/۵ درصد
۶۰۰۰	۴. بابت بهره تسعیر و بدهی ردسی
۱۳۱۰۴	۵. تکلیف مجمع بابت برگشت معافیت ماده (۱۲۰) مربوط به سود سهام سال‌های ۱۳۸۲ و ۱۳۸۳
۵۲۰۸	۶. بابت موضوع مواد (۸) و (۹) قانون متمم بودجه سال ۱۳۸۴
۳۷۲	۷. وجوه دریافتی از محل بنزین وارداتی در مرحله اول واردات
۶۷	۸. وجوه دریافتی از محل بنزین وارداتی در مرحله دوم واردات
۶۸۵۶۸۰	۹. مانده کمک دریافتی از دولت بابت بنزین وارداتی
جمع مطالبات دولت در سال ۱۳۸۴	
ب) پرداختی به دولت	
۲۳۱۱۷	۱. واریزی به حساب دولت بابت مشتریان نفتی سال ۱۳۸۳
۸۱۵۸	۲. واریزی به حساب دولت بابت موجودی مخازن ابتدای سال ۱۳۸۴
۳۳۳۴۲۹	۳. واریزی به حساب دولت بابت وجوه صادرات نفت خام در سال ۱۳۸۴
۱۸۱۴۳	۴. واردات بنزین از محل معاوضه نفت خام در سال ۱۳۸۴
۲۱۹۰۴۲	۵. مابه‌التفاوت ۵ فرآورده اصلی (یارانه)
۲۸۸۲۳	۶. مابه‌التفاوت گاز مصرفی (یارانه)
۹۶۴۸	۷. تعدیل سهم دولت از ۲/۸ ارزش نفت خام به ۹۱ ریال به ازای مترمکعب گاز تولیدی

۵۲۰۸	۸. واردات بنزین از محل وجوه دریافتی (فروش مرحله اول واردات)
۳۷۶	۹. واردات بنزین از محل وجوه دریافتی (فروش مرحله دوم واردات)
۶۲۵۹۴۳	جمع پرداخت به دولت
۳۹۷۳۷	مانده طلب دولت در سال ۱۳۸۴
۱۱۶۵	اضافه می‌شود پرداختی دولت بابت نیمه اول سال ۱۳۸۴
۴۰۹۰۲	جمع کل مانده طلب دولت در سال ۱۳۸۴

مأخذ: همان، سال مالی منتهی به ۱۳۸۴/۱۲/۲۹.

براساس مفاد بند «ه» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۵ و شرایط مندرج در قرارداد موضوع بند مذکور، شرکت ملی نفت ایران مکلف است معادل ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی را به حساب بستانکار دولت منظور و وجوه نقدی حاصل از صادرات نفت خام را به‌طور علی‌الحساب به خزانه‌داری کل واریز کند. ضمناً شرکت ملی نفت باید مابه‌التفاوت ۵ فرآورده اصلی و گاز طبیعی مصرفی داخلی را در بدهکار حساب دولت ثبت کند. مانده بستانکاری دولت در آخر سال ۱۳۸۵ از بابت محاسبات فوق ۳۶۱۹۶ میلیارد ریال به شرح جدول ۵۵ است که توسط شرکت تا تاریخ تهیه صورت‌های مالی به حساب دولت (خزانه‌داری کل) واریز و تسویه نشده است.

جدول ۵۵. وضعیت تراز مطالبات و پرداختی دولت و شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۵

(ارقام به میلیارد ریال)

الف) مطالبات دولت	
۴۰۹۰۲	۱. مانده نقل از مطالبات سال ۱۳۸۴
۱۸۰۰	۲. مطالبات ماده (۳۲) قانون برنامه و بودجه
۲۰۵۷۹	۳. مابه‌التفاوت سود سهام پیشنهادی سال ۱۳۸۴
۴۵۷۰۲۷	۴. سهم دولت بابت ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۵ و موجودی مخازن صادراتی:
۲۳۷۶۳۲	- بابت ارزش نفت خام تولیدی ۸۴/۵ درصد تا سقف ۴۰ دلار
۲۷۰۴۳	- بابت ارزش نفت خام تولیدی ۱۰۰ درصد مازاد ۴۰ دلار
۲۴۳۳۹	- بابت مالیات قطعی ۵ درصد
	- بابت سود سهام پیشنهادی سهم دولت ۴/۵ درصد
۷۴۲	۵. بابت بهره تسعیر
۴۸۹۰	۶. وجوه دریافتی از محل بنزین وارداتی
۸۱۴۹۵۴	جمع مطالبات دولت در سال ۱۳۸۵
ب) پرداختی به دولت (اقدام بدهکار)	
۳۴۲۱۷	۱. واریزی به حساب دولت بابت مشتریان بدهکار نفتی سال ۱۳۸۴
۹۳۵۳	۲. واریزی به حساب دولت بابت متمم سود سهام پیشنهادی سال ۱۳۸۴
۱۹۷۱۲	۳. واریزی به حساب دولت بابت موجودی مخازن پایان سال ۱۳۸۴
۳۶۱۹۱۱	۴. واریزی به حساب دولت بابت وجوه حاصل از صادرات نفت خام در سال ۱۳۸۵



۴۴۲۹۸	۵. واردات بنزین از محل معاوضه نفت خام در سال ۱۳۸۵
۲۷۵۴۲۳	۶. مابه‌التفاوت ۵ فرآورده اصلی (یارانه) در سال ۱۳۸۵
۳۳۳۲۳	۷. مابه‌التفاوت گاز مصرفی (یارانه) در سال ۱۳۸۵
۲۸	۸. بابت تعدیل بنزین وارداتی در سال ۱۳۸۴
۴۹۳	۹. بابت صرفه‌جویی مصرف سوخت موضوع بند «ه» تبصره «۱۳» قانون بودجه سال ۱۳۸۵
۷۷۸۷۵۸	جمع

مأخذ: همان، سال مالی منتهی به ۱۳۸۵/۱۲/۲۹.

مطابق مفاد بند «ج» قانون بودجه سال ۱۳۸۶ کل کشور و بر پایه شرایط مندرج در قرارداد موضوع بند مذکور، شرکت ملی نفت ایران مکلف شده بود ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی را به حساب بستانکار دولت منظور و وجوه نقدی حاصل از صادرات نفت خام را به‌طور علی‌الحساب به حساب دولت (خزانه‌داری کل) واریز نماید. ضمناً شرکت موظف شده بود گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران و شرکت ملی گاز ایران را در بدهکار حساب دولت (خزانه‌داری کل) ثبت نماید. مانده بستانکاری دولت در پایان سال ۱۳۸۶ بابت محاسبات فوق بالغ بر ۶۶۰۶۱ میلیارد ریال بوده است که در جدول ۵۶ ارائه شده است.

جدول ۵۶. تراز مطالبات و بدهی‌های دولت و شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۶

(رقم به میلیارد ریال)

الف) مطالبات دولت	
۱. مانده نقل از سال ۱۳۸۵	۳۶۱۹۶
۲. مابه‌التفاوت مالیات سال ۱۳۸۵ (تهاتر با بند «۴» بدهی‌ها)	۸۸۰۹
۳. انتقال سود سهام پرداختی سال ۱۳۸۵	۳۳۰۳۱
۴. بابت تعدیل MTBE وارداتی سال ۱۳۸۵	۱۰۲
۵. برگشت هزینه‌های صرفه‌جویی سوخت در سال ۱۳۸۵	۴۹۳
۶. برگشت تعدیل بنزین وارداتی سال ۱۳۸۴ در سال ۱۳۸۵	۲۸
۷. تهاتر بدهی شرکت ملی نفت ایران بابت تسویه سود سهام سال ۱۳۸۵ مانند ۶ بدهی‌ها	۱۱۶۴۵
۸. سهم دولت بابت ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۶ و موجودی مخازن صادراتی پایان سال ۱۳۸۶ به شرح زیر: - بابت ۸۴/۵ درصد ارزش نفت خام تولیدی با ۵ واحد درصد تخفیف میادین مشترک و کشورهای همسایه میادین دریایی - علی‌الحساب مالیات قطعی ۵ درصد - بابت ۶۴ درصد ارزش گاز تولیدی - بابت سود سهام قطعی - سهم دولت ۴/۵ درصد ارزش نفت خام تولیدی	۸۵۶۰۸۴ ۵۱۲۲۷ ۵۷۲۸۹ ۴۶۱۰۴
۹. دریافتی نقدی از دولت بابت علی‌الحساب سال ۱۳۸۶	۸۰۰۳
۱۰. وجوه دریافتی از محل بنزین وارداتی سال ۱۳۸۶	۲۶۲۵
جمع مطالبات	۱۱۱۱۶۳۶

ب) بدهی‌های دولت	
۳۳۱۰۶	۱. واریزی به حساب دولت بابت مشتریان نفت سال ۱۳۸۵
۱۹۸۳۰	۲. واریزی به حساب دولت بابت موجودی مخازن آخر سال ۱۳۸۵
۱۸۹۸	۳. واریزی قسمتی از وجوه بنزین وارداتی سال ۱۳۸۵
۸۸۰۹	۴. واریز مالیات مابه‌التفاوت سال ۱۳۸۵ (تهاتر با بند «۲» مطالبات)
۳۳۷۰	۵. واریز قسمتی از بدهی شرکت مربوط به سود سهام ۱۳۸۵
۱۱۶۴۵	۶. تسویه بدهی سال ۱۳۸۵ شرکت از مطالبات نیمه اول سال ۱۳۸۶ (تهاتر با بند «۷» مطالبات)
۴۹۵۹۸۷	۷. واریز به حساب دولت بابت وجوه حاصل از صادرات نفت خام در سال ۱۳۸۶
۳۳۸۲۰	۸. واردات بنزین از محل معاوضه نفت خام در سال ۱۳۸۶
۳۶۱۷۲۳	۹. گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی پالایش و پخش
۷۵۱۴۷	۱۰. گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی گاز ایران
۲۴۰	۱۱. بابت بهره و تسعیر (شامل تهاتر مبلغ ۱۴۴ میلیارد ریال بابت طلب دولت)
۱۰۴۵۵۷۵	جمع بدهی‌های دولت
۶۶۰۶۱	مانده طلب دولت در پایان سال ۱۳۸۶

مأخذ: همان، سال مالی منتهی به ۱۳۸۶/۱۲/۲۹.

در سال ۱۳۸۷، مطابق مندرجات بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۷ کل کشور و بر پایه شرایط مندرج در قرارداد موضوع بند مذکور، شرکت ملی نفت ایران مکلف شده بود تا ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی را به حساب بستانکار دولت منظور و وجوه نقدی حاصل از صادرات نفت خام را به‌طور علی‌الحساب به حساب دولت (خزانه‌داری کل) واریز کند. ضمناً شرکت موظف شده بود تا گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران و شرکت ملی گاز ایران را در بدهکار حساب دولت (خزانه‌داری کل) ثبت نماید. مانده بدهکاری دولت در پایان سال ۱۳۸۷ بابت محاسبات فوق بالغ بر ۱۸۰۷ میلیارد ریال بوده است که جزئیات مربوط به آن در جدول ۵۷ ارائه شده است.

جدول ۵۷. تراز مطالبات و بدهی‌های دولت و شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۷

(ارقام به میلیارد ریال)

الف) مطالبات دولت	
۶۶۰۶۱	۱. مانده نقل از سال ۱۳۸۶
۱۳۳۶۵	۲. دریافتی از دولت بابت علی‌الحساب سال ۱۳۸۶
۳۷۳۹	۳. تعدیل مابه‌التفاوت فرآورده‌های نفتی سال ۱۳۸۶
۸۴۶۴۹۵	۴. سهم دولت بابت ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۷ و موجودی مخازن صادراتی پایان سال ۱۳۸۷ به شرح زیر: - بابت ۸۱ درصد ارزش نفت خام تولیدی با احتساب ۵ واحد درصد تخفیف از تولیدمیدین مشترک با کشورهای همسایه و میدین دریایی



۶۱۹۲۸	- بابت ۶۴ درصد ارزش گاز تولیدی
۵۲۸۹۰	- علی الحساب مالیات ۵ درصد ارزش نفت خام تولیدی
۸۴۶۲۴	- بابت سود سهام - سهم دولت، ۸ درصد ارزش نفت خام تولیدی
۳۲۶۳۶	۵. دریافتی از دولت بابت ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۷
۴۷۵۰	۶. وجوه دریافتی از محل بنزین و نفت گاز وارداتی در سال ۱۳۸۷
۶۶۸۹	۷. بابت بهره و تسعیر
۱۱۷۳۱۷۷	جمع مطالبات
	(ب) بدهی های دولت
۵۶۴۸۵	۱. واریزی به حساب دولت بابت مشتریان نفتی سال ۱۳۸۶
۲۶۵۴۴	۲. واریزی به حساب دولت بابت موجودی مخازن آخر سال ۱۳۸۶
۵۳۵۰۸۲	۳. واریزی به حساب دولت بابت وجوه حاصل از صادرات نفت خام در سال ۱۳۸۷
۶۴۶۷۴	۴. واردات بنزین و نفت گاز از محل معاوضه نفت خام در سال ۱۳۸۷
۳۸۱۳۱۵	۵. گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی پالایش و پخش
۷۹۱۵۰	۶. گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی گاز ایران
۳۱۷۳۴	۷. بابت ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی در سال ۱۳۸۷
۱۱۷۴۹۸۴	جمع بدهی های دولت
۱۸۰۷	مانده طلب شرکت ملی نفت ایران در پایان سال ۱۳۸۷

مأخذ: همان، سال مالی منتهی به ۱۳۸۷/۱۲/۲۹.

در سال ۱۳۸۸، مطابق مفاد مندرج در بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۷ کل کشور و براساس شرایط مندرج در قرارداد موضوع بند مذکور، شرکت ملی نفت ایران مکلف شد تا ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی را به حساب بستانکار دولت منظور و وجوه نقدی حاصل از صادرات نفت خام را به صورت علی الحساب به حساب دولت (خزانه داری کل) واریز کند. ضمناً شرکت موظف شده بود تا گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده های نفتی ایران و شرکت ملی گاز ایران را در بدهکار حساب دولت (خزانه داری کل) ثبت نماید. مانده طلب دولت در پایان سال ۱۳۸۸ بابت محاسبات با توجه به اجرای بند «ز» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ کل کشور، بالغ بر ۸۳۴۸۹ میلیارد ریال بوده است که جزئیات مربوط به آن در جدول ۵۸ ارائه شده است.

جدول ۵۸. تراز مطالبات و بدهی‌های دولت و شرکت ملی نفت در سال ۱۳۸۸

(ارقام به میلیارد ریال)

الف) مطالبات دولت	
۷۳۶۴	۱. مابه‌التفاوت مالیات سال ۱۳۸۷
۱۱۷۸۲	۲. مابه‌التفاوت سود سهام سال ۱۳۸۷
۷۴۸۰۷۶	۳. سهم دولت بابت ۹۴ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۸ و موجودی مخازن صادراتی پایان سال ۱۳۸۸ به شرح زیر: - بابت ۸۱ درصد ارزش نفت خام تولیدی با احتساب ۵ واحد درصد تخفیف از تولید میادین مشترک با کشورهای همسایه و میادین دریایی - بابت ۶۴ درصد ارزش گاز تولیدی - علی‌الحساب مالیات ۵ درصد ارزش نفت خام تولیدی بابت سود سهام - سهم دولت، ۸ درصد ارزش نفت خام تولیدی
۲۷۲۸۱	۴. دریافتی از دولت بابت ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۸
۱۰۱۲۷	۵. وجوه دریافتی از محل بنزین و نفت گاز وارداتی در سال ۱۳۸۸
۴۸۵۲۶	۶. علی‌الحساب دریافتی بابت سهم شرکت نفت از ارزش نفت خام تولیدی سال ۱۳۸۸
۲۲۶۷	۷. بابت بهره و تسعیر
۹۶	۸. تعدیل بابت فرآورده وارداتی سال ۱۳۸۷
۹۷۷۰۳۵	جمع مطالبات
ب) بدهی‌های دولت	
۱۸۰۷	۱. مانده نقل از سال ۱۳۸۷
۲۸۱۳۲	۲. واریزی به حساب دولت بابت مشتریان نفتی سال ۱۳۸۷
۱۳۰۳۶	۳. واریزی به حساب دولت بابت موجودی مخازن آخر سال ۱۳۸۷
۲۵۰۰	۴. واریز قسمتی از مابه‌التفاوت مالیات سال ۱۳۸۷ قابل تهاتر با ردیف (۱) بند «الف»
۳۹۳۶۱۷	۵. واریزی به حساب دولت بابت وجوه حاصل از صادرات نفت خام در سال ۱۳۸۸
۵۶۱۳۷	۶. واردات بنزین و نفت گاز از محل معاوضه نفت خام در سال ۱۳۸۸
۳۵۵۵۲۹	۷. گواهی اعتباری دریافتی از شرکت ملی پالایش و پخش
۲۸۰۱۸	۸. بابت ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی در سال ۱۳۸۷
۳۸۹	۹. واریزی به حساب خزانه توسط وزارت کشور مربوط به مطالبات سال ۱۳۸۵ شرکت ملی نفت ایران
۱۱۲۵	۱۰. تعدیل مابه‌التفاوت (یارانه) فرآورده‌های نفتی و گازی سال ۱۳۸۷
۴۵۰	۱۱. تعدیل بابت نفت خام پالایشگاه لاوان مربوط به سال ۱۳۸۷
۸۸۰۷۴۰	جمع بدهی‌های دولت
۹۶۲۹۵	بدهی شرکت ملی نفت ایران بابت سال ۱۳۸۸
۱۲۸۰۶	طلب شرکت ملی نفت ایران بابت اجرای بند «ز» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵
۸۳۴۸۹	مانده بدهی شرکت ملی نفت ایران در پایان سال ۱۳۸۸

مأخذ: همان، سال مالی منتهی به ۱۳۸۸/۱۲/۲۹.



۳-۸. عملکرد درآمد، هزینه، منابع و مصارف شرکت ملی نفت ایران در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸)

مطابق روابط مالی تعیین شده در قوانین بودجه‌های سالیانه سال‌های برنامه چهارم و احکام قانونی مرتبط با آن، ارقام مربوط به این روابط در حساب بدهکار و بستانکار شرکت ملی نفت ایران ثبت شده است. بررسی عملکرد این رابطه مالی نشان می‌دهد که یکی از تفاوت‌های عمده جدول هزینه این شرکت در سال‌های برنامه چهارم این است که در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ بابت فروش نفت خام، فروش فرآورده وارداتی و فروش میعانات گازی به شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، در ستون درآمدی شرکت ملی نفت ارقامی وجود ندارد. این وضعیت در سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۸۸ به قدری متفاوت است و برای سه مورد فوق‌الذکر ارقامی در بخش درآمدی لحاظ شده است.

لحاظ کردن این ارقام در بخش درآمدهای شرکت ملی نفت ایران، به این دلیل بود که از سال ۱۳۸۶ تنظیم مکانیسم مندرج در تبصره‌های بودجه باعث شد که عرضه نفت خام به پالایشگاه‌های نفت براساس فوب خلیج فارس و قیمت فروش گاز به شرکت ملی گاز ایران به صورت درصدی از قیمت وارداتی گاز در نظر گرفته شود. مطابق روابط تصویب شده بین دولت و شرکت ملی نفت ایران و در نظر گرفتن آثار درآمدی و هزینه‌ای احکام مربوط به تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و بند «۷» ماده واحده قانون بودجه سال‌های ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸، در سال‌های برنامه چهارم سود ویژه حاصل از فعالیت شرکت ملی نفت ایران به ترتیب به میزان ۱۲۷۷۳۱، ۱۴۳۸۸۷، ۱۹۵۷۱۴، ۲۴۲۵۶۷ و ۲۰۳۶۷۵ میلیارد ریال برآورد شده است. در جدول ۵۹ تراز درآمد و هزینه و تراز منابع و مصارف شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ ارائه شده است.

جدول ۵۹. عملکرد درآمد و هزینه شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به میلیارد ریال)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
درآمدها:					
فروش نقدی نفت خام صادراتی	۳۶۶۲۴۴	۴۱۴۲۶۱	۵۹۲۷۹۴	۵۸۴۰۸۱	۴۷۲۱۰۴
فروش نفت خام برای معاوضه با فرآورده	۲۱۷۲۰	۴۴۲۹۸	۳۳۸۲۰	۶۲۹۱۸	۴۹۲۱۰
فروش نفت خام برای بازپرداخت بیه متقابل نفتی	۵۴۸۸	۷۶۸۱	۵۴۸۲	۵۳۹۹	۷۰۳۵
یارانه بنزین وارداتی از محل نفت خام دریافت از دولت	۲۰۵۵۰	۴۴۲۹۸	-	-	-
فروش داخلی ه فرآورده اصلی ویژه	۲۶۶۷۹	۲۹۱۸۱	-	-	-
یارانه فرآورده دریافتی از دولت	۲۰۴۰۷۸	۲۷۵۴۲۳	-	-	-
فروش گاز طبیعی به شرکت گاز	۲۸۵۱	۳۵۹۲۷	۶۸۴۱۲	۷۴۴۵۳	۱۱۹
یارانه گاز طبیعی دریافت از دولت	۲۸۸۲۳	-	-	-	-
فروش خوراک به صنایع پتروشیمی	۱۴۸۴۵	۱۸۲۷۹	۱۳۳۹۳	۱۵۶۲۸	۱۵۷۷۸
صادرات فرآورده برای واردات گازوئیل	۴۴۴	-	-	۱۴۲۶	-
صادرات نفتای مارون خامی	۵۴۴	-	-	-	-
صادرات فرآورده (نفت کوره - نفتا و نفت سفید)	۳۵۷۳۱	۳۷۳۸۲	-	-	-
یارانه بنزین وارداتی دریافتی از دولت از نفت کوره	۱۲۴۸۳	-	-	-	-
درآمد پارس جنوبی	۲۵۵۸۹	۴۲۴۰۳	۵۱۵۲۵	۴۷۱۴۲	۵۴۵۸۴
درآمد آماک (مایعات گازی)	۲۸۴	۴۳۰	۱۳۵۴	۳۲۸	-
درآمد سوآپ	۱۳۵	۱۸۰	۳۱	-	۶۸
فروش نفت خام به شرکت پالایش و پخش	-	-	۴۰۲۱۳۰	۴۱۶۱۲۱	۲۸۳۰۳۶
فروش فرآورده وارداتی به شرکت ملی پالایش و پخش	-	-	۳۳۸۲۰	۶۴۶۷۳	-
فروش فرآورده به شرکت ملی پالایش و پخش	-	-	۲۷۱۴۲	-	-
فروش فرآورده وارداتی منابع داخلی به شرکت پالایش و پخش	-	-	۱۷۰۱	-	-
فروش میعانات گازی مرکزی	-	-	۱۹۱۷۹	۲۲۹۳۰	۲۳۶۶۳
سایر درآمدهای متفرقه	۸۹۸	۱۳۲۹	۳۶۵۵	۲۲۸۶	۶۲۰۵
جمع	۷۶۷۳۹۶	۹۵۱۰۷۲	۱۲۵۴۴۳۸	۱۲۹۷۳۸۵	۱۰۱۱۸۰۲
هزینه جاری	۴۷۲۸۵	۴۸۹۵۳	۵۰۴۱۶	۶۳۹۹۹	۷۱۵۸۵
پرداخت‌های تکلیفی و سایر هزینه	۲۹۵۴۰	۶۰۹۴	۶۸۰۹	۶۲۶۵	۹۲۸۰
بهای تمام شده نفت خام تولیدی سهم دولت	۵۰۴۰۲۱	۶۸۸۰۲۷	۸۵۱۶۴۴	۸۵۷۹۵۳	۷۲۷۱۵۶
بهای تمام شده گاز تولیدی سهم دولت	۹۳۳۷	-	۵۷۲۸۹	۶۱۹۲۸	۱۰۶
بهای خرید فرآورده وارداتی	۳۳۰۳۳	۵۲۰۲۳	-	-	-
بهای خرید بنزین وارداتی تعهد شرکت	۳۶۳۸	-	۲۳۲۸۷	۳۴۶۷۳	-
خرید گاز مایع و سایر فرآورده‌ها	۳۱۷۴	۴۳۷۲	-	-	-
هزینه‌های شرکت ملی پالایش و پخش	۹۶۳۷	۷۷۱۶	-	-	-
فرآورده وارداتی سهم دولت	-	-	۳۳۸۲۰	۳۰۰۰۰	-
انتقال نفت خام اول دوره به پالایش و پخش	-	-	۳۵۴۵۹	-	-
جمع	۶۳۹۶۶۵	۸۰۷۱۸۵	۱۰۵۸۷۲۴		



شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
سود ویژه	۱۲۷۷۳۱	۱۴۳۸۸۷	۱۹۵۷۱۴	۲۴۲۵۶۷	۲۰۳۶۷۵
کسر می شود (مالیات تبصره «۱۱»)	۳۳۹۰۳	۳۵۸۵۲	۵۱۲۲۷	۶۰۲۵۴	۵۰۶۲۷
سود ویژه پس از کسر مالیات	۹۳۸۲۸	۱۰۸۰۳۵	۱۴۴۴۸۷	۱۸۲۳۱۳	۱۵۳۰۴۸
اندوخته عمومی	۱۲۷۷	۱۰۸۰	۱۴۴۵	۱۸۲۳	۱۵۳۰
تعدیل سنواتی	۲۸۶۲	-	-	-	-
سود سهام سهم دولت (تبصره «۱۱»)	۵۱۰۹۳	۵۷۳۶۳	۴۶۱۰۴	۹۶۴۰۶	۸۱۰۰۴
اندوخته سرمایه ای	۳۸۵۹۶	۴۹۵۹۲	۹۶۹۳۸	۸۴۰۸۴	۷۰۵۱۴
جمع	۹۳۸۲۸	۱۰۸۰۳۵	۱۴۴۴۸۷	۱۸۲۳۱۳	۱۵۳۰۴۸

مأخذ: همان، سال های ۱۳۸۴-۱۳۸۸.

جدول ۶۰. عملکرد منابع و مصارف شرکت ملی نفت ایران در سال های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۶

(ارقام به میلیارد ریال)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
منابع					
ذخیره استهلاك	۱۷۳۴۷	۱۹۳۹۱	۲۰۲۶۴	۲۱۳۹۲	۲۹۱۷۱
اندوخته سرمایه ای	۳۹۸۷۴	۵۰۶۷۲	۹۸۳۸۲	۸۵۹۰۷	۷۲۰۴۴
درآمد عمومی	۲۷	۴۲	۱۳	-	-
۳ درصد ارزش نفت خام برای سرمایه گذاری	-	-	-	۳۱۷۳۴	۲۸۰۱۸
وام خارجی - قرارداد بیع متقابل نفتی و گازی	۲۱۷۱۸	۲۴۶۸۵	۹۸۴۸	۱۶۳۱۳	۵۲۵۷۰
وام خارجی - فاینانس	-	-	-	-	-
وام داخلی از محل حساب ذخیره ارزی	-	۷۲۲۴	-	۲۵۳۴	-
وام داخلی - فاینانس	-	-	-	-	-
وام داخلی - دریافت از بانک ملت	-	-	-	-	-
جمع	۷۸۹۶۶	۱۰۲۰۱۴	۱۲۸۵۰۸	۱۵۷۸۸۰	۱۸۱۸۰۳
مصارف					
بازپرداخت وام بیع متقابل - نفتی	۵۴۸۷	۷۶۸۱	۵۴۸۲	۵۳۹۹	۷۰۳۵
بازپرداخت وام بیع متقابل - گازی	۱۴۸۷۸	۱۰۲۴۵	۱۴۲۴۱	۱۲۳۲۳	۱۲۱۰۶
بازپرداخت وام بیع متقابل گازرسانی	۳۷۵۰	۵۸۰۴	۴۶۹۱	۵۴۷۶	۱۲۵
بازپرداخت ماده (۳۲) قانون برنامه	-	-	۵۷۵	-	-
بازپرداخت وام دریافتی از بانک مرکزی	-	۱۸۲۶	۱۸۶۹	۱۷۹۱	-
بازپرداخت وام از محل حساب ذخیره ارزی	-	-	-	۹۶۶	۱۳۱۱
پرداخت به شرکت ملی گاز ایران	-	-	-	۴۸۰۱	۴۹۴۹
سرمایه گذاری از محل وام - بیع متقابل نفتی و گازی	۲۱۷۱۸	۲۴۶۸۵	۹۸۴۸	۱۶۳۱۳	۵۲۵۷۰
سرمایه گذاری از محل وام خارجی - فاینانس	-	-	-	-	۱۷۴
سرمایه گذاری از محل درآمد عمومی	۲۷	۴۲	۱۳	-	-
سرمایه گذاری از محل وام داخلی - بانک ملت	-	-	-	-	-
۳ درصد ارزش نفت خام	-	-	-	۲۶۹۳۳	۲۳۰۶۸

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۵ درصد سود سهام سال قبل (صندوق مهر رضا)	-	-	-	-	-
سود سهام سال قبل قابل پرداخت به دولت	-	-	-	-	-
سرمایه‌گذاری از محل ذخایر و اندوخته‌ها	۳۵۸۴۸	۴۲۱۳۵	۴۹۶۳۵	۴۸۹۲۹	۵۶۶۰۶
کاهش سرمایه در گردش	(۲۷۴۲)	۹۵۹۶	۴۲۱۵۴	۳۴۹۴۹	۲۳۸۵۹
جمع	۷۸۹۶۶	۱۰۲۰۱۴	۱۲۸۵۰۸	۱۵۷۸۸۰	۱۸۱۸۰۳

مأخذ: همان.

۴-۸. بررسی کل سرمایه‌گذاری در شرکت ملی نفت ایران

جدول ۶۱ عملکرد سرمایه‌گذاری بابت طرح‌ها و پروژه‌ها از محل بیع متقابل، فاینانس، درآمد عمومی و منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران را در سال‌های برنامه چهارم نشان می‌دهد. سرمایه‌گذاری از محل ذخایر و اندوخته‌ها در شرکت ملی نفت ایران به‌طور متوسط با رشد ۱۲ درصدی، از ۳۵۸۴۸ میلیارد ریال در سال ۱۳۸۴ به ۵۶۶۰۶ میلیارد ریال در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است.

سرمایه‌گذاری از طریق بیع متقابل نیز در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ به‌طور متوسط به میزان حدود ۲۵ درصد رشد کرده است. میزان سرمایه‌گذاری از طریق بیع متقابل از ۲۱۷۱۸ میلیارد ریال در سال ۱۳۸۴ به ۵۲۵۷۰ میلیارد ریال در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است. حجم منابع تأمین شده از این محل جهت سرمایه‌گذاری، کمتر از نیمی از منابعی است که در سال ۱۳۸۴ از این محل جهت سرمایه‌گذاری تأمین گردیده است. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ در نوع رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران تغییراتی حاصل شد و مطابق این رابطه، مقرر شد که ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی برای تجهیز منابع سرمایه‌ای طرح‌های استخراج و تولید نفت و گاز پارس جنوبی در اختیار شرکت ملی نفت ایران قرار گیرد.

یکی از دلایل عمده این وضعیت در افزایش قیمت نفت و نوع رابطه مالی تنظیم شده بین دولت و شرکت ملی نفت ایران در بودجه دو سال آخر برنامه و تخصیص ۳ درصد از ارزش نفت خام استخراج شده به طرح‌های مربوط به پارس جنوبی است.



جدول ۶۱. عملکرد کل سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

شرح	سال	واحد	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	جمع
سرمایه‌گذاری از محل ذخایر و اندوخته‌ها		میلیارد ریال	۳۵۸۴۸	۴۲۱۳۵	۴۹۶۳۵	۴۸۹۲۹	۵۶۶۰۶	۱۲۵۱۳۴
سرمایه‌گذاری از محل وام خارجی-فاینانس		میلیارد ریال	-	-	-	۱۷۴	-	۱۷۴
سرمایه‌گذاری از محل درآمد عمومی		میلیارد ریال	۲۷	۴۲	۱۳		-	۸۲
سرمایه‌گذاری از محل وام-بیع متقابل		میلیارد ریال	۲۱۷۱۸	۲۴۶۸۵	۹۸۴۸	۱۶۳۱۳	۵۲۵۷۰	۲۳۳۱۵۳
سرمایه‌گذاری از محل ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی		میلیارد ریال	-	-	-	۲۶۹۳۳	۲۳۰۶۸	-
سرمایه‌گذاری از محل وام داخلی		میلیارد ریال	-	-	-	-	-	۵۰۰۰۱
جمع			۵۷۵۹۳	۶۶۸۶۲	۵۹۴۹۶	۹۲۱۷۵	۱۳۲۴۱۸	۴۰۸۵۴۴

مأخذ: شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد سال ۱۳۸۸ به مجمع عمومی صاحبان سهام.

۹. اصلاح ساختار صنعت نفت ایران و ارتقای کمی و کیفی نیروی انسانی

از آنجا که صنعت نفت ایران براساس اصل چهل و چهارم قانون اساسی مسئولیت انحصاری اکتشاف، استخراج نفت و گاز و بهره‌برداری از کلیه تأسیسات بالادستی و صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی را برعهده دارد و ازسوی دیگر براساس سیاست‌های کلی اصل چهل و چهارم عملیات پایین‌دستی در بخش پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی، گازرسانی و صنعت پتروشیمی باید به بخش خصوصی و شرکت‌های تعاونی سپرده شود. نگرش به اصلاح ساختار این صنعت در سطوح مختلف از ویژگی خاصی برخوردار است. به‌ویژه که در این جریان تهیه و تصویب اساسنامه شرکت ملی نفت ایران و دیگر شرکت‌های زیرمجموعه وزارت نفت لزوماً باید به اصلاح قانون نفت و قانون تشکیل وزارت نفت نیز توجه گردد.

۹-۱. عملکرد وزارت نفت در رابطه با مصوبه‌های قانونی برای اصلاح ساختار

در تبصره ذیل ماده (۴) قانون نفت مصوب ۹ مهرماه ۱۳۶۶ تصریح شد «وزارت نفت مکلف است از تاریخ تصویب این قانون اساسنامه‌های شرکت‌های نفت و گاز و پتروشیمی را ظرف مدت یک سال جهت تصویب به مجلس شورای اسلامی تقدیم نماید» متأسفانه در سه‌ساله برنامه چهارم نیز مثل سال‌های قبل از آن کماکان این مصوبه قانونی اجرا نشده و وزارت نفت و دولت از تقدیم اساسنامه شرکت‌های مذکور به مجلس سرباز زده‌اند.

در رابطه با بند «ب» ماده (۴) قانون برنامه سوم «موضوع سازماندهی شرکت‌های مادر تخصصی» در زمینه اصلاح و تصویب اساسنامه شرکت‌های مادر تخصصی اقدامی صورت نگرفت.

مقایسه آخرین نمودار کلی مربوط به سازمان وزارت نفت با این نمودار در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶، نشان می‌دهد که نمودار اخیر دارای تغییراتی است و در این نمودار، مدیریت دانش و فناوری اطلاعات، نظارت بر صادرات و مبادلات مواد نفتی، تشریفات و امور کارکنان خارجی، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، دانشگاه صنعت نفت و معاونت پژوهش و فناوری در چارت سازمانی به صورت مستقیم جزء زیرمجموعه وزیر نفت قرار گرفته است.

همان‌طوری که در نمودار مشخص شده است، همانند گذشته، چهار شرکت اصلی شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، شرکت ملی صنایع پتروشیمی، شرکت ملی گاز و شرکت ملی نفت ایران جزء شرکت‌های اصلی این وزارتخانه محسوب می‌شود که هر کدام از این شرکت‌ها نیز دارای چندین شرکت فرعی هستند.

آخرین وضعیت سازمانی شرکت‌های ملی نفت، گاز، صنایع پتروشیمی و پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی در همین قسمت ارائه شده است.

به دنبال اقدامات برنامه سوم نظر به تعهدات قانونی مندرج در مفاد برنامه چهارم توسعه طرح جامع «تحول ساختاری و بازآرایی سازمان صنعت نفت ایران» با احراز مستندات قانونی شروع شد. اهم اهداف طرح جامع اصلاح ساختار صنعت نفت ایران به قرار زیر ارائه شده است:

- شفاف‌سازی و تفکیک وظایف مربوط به اعمال حاکمیت از امور مربوط به تصدی،
- متناسب‌سازی وظایف و مسئولیت‌ها با اختیارات و تدوین نظام اختیارات شرکت‌های فرعی،
- اعمال عدم تمرکز در عملیات اجرایی همراه با تمرکز در وظایف حاکمیتی،
- تأکید بر اداره واحدهای اقتصادی صنعت نفت در قالب بنگاه‌های اقتصادی و شرکت‌های مادر تخصصی،
- جداسازی، خودگردانی و استقلال تدریجی عملیات غیرصنعتی،
- توجه به خصوصی‌سازی در موارد امکان‌پذیر.

اینکه تا چه اندازه اهداف طرح جامع اصلاح ساختار صنعت نفت ایران جامه عمل پوشیده جای بررسی و تأمل دارد که ذیلاً به پاره‌ای از آنها اشاره می‌شود.

در زمینه شفاف‌سازی و تفکیک وظایف، محدوده وظایف حاکمیتی در وزارت نفت تبیین و سازماندهی شده است. به‌طوری که با ایجاد معاونت نظارت بر منابع هیدروکربوری، امور حقوقی و مجلس، امور بین‌الملل و بازرگانی، توسعه منابع انسانی و پژوهش، مهندسی و ساخت داخل، مدیریت دانش و فناوری اطلاعات، نظارت بر صادرات و مبادلات مواد نفتی، تشریفات و امور کارکنان خارجی و معاونت پژوهش و فناوری، در تمرکز امور حاکمیتی در وزارت نفت اقداماتی به عمل آمد، ولی تاکنون مرزبندی دقیق و کامل بین وظایف حاکمیتی و تصدیگری صورت نگرفته و از نظر بودجه و حتی بودجه جاری



وزارت نفت عملاً به شرکت‌های زیرمجموعه به‌ویژه شرکت ملی نفت ایران وابسته است. به گونه‌ای که مطابق پیوست‌های مربوط به قوانین بودجه سال‌های اخیر، بودجه این وزارتخانه بین ۱۵-۱۸ میلیون تومان بود و نیروی انسانی وزارتخانه مذکور عملاً حقوق و مزایای خود را از شرکت ملی نفت دریافت می‌کنند. بر این اساس، بین وظایف حاکمیتی و تصدیگری وزارتخانه نمی‌توان تفکیک قائل شد. البته با تنظیم و تدوین نظام اختیارات شرکت‌های فرعی و ابلاغ آن به شرکت‌های اصلی و فرعی، زمینه تناسب وظایف و مسئولیت‌ها با اختیارات به‌وجود آمده است.

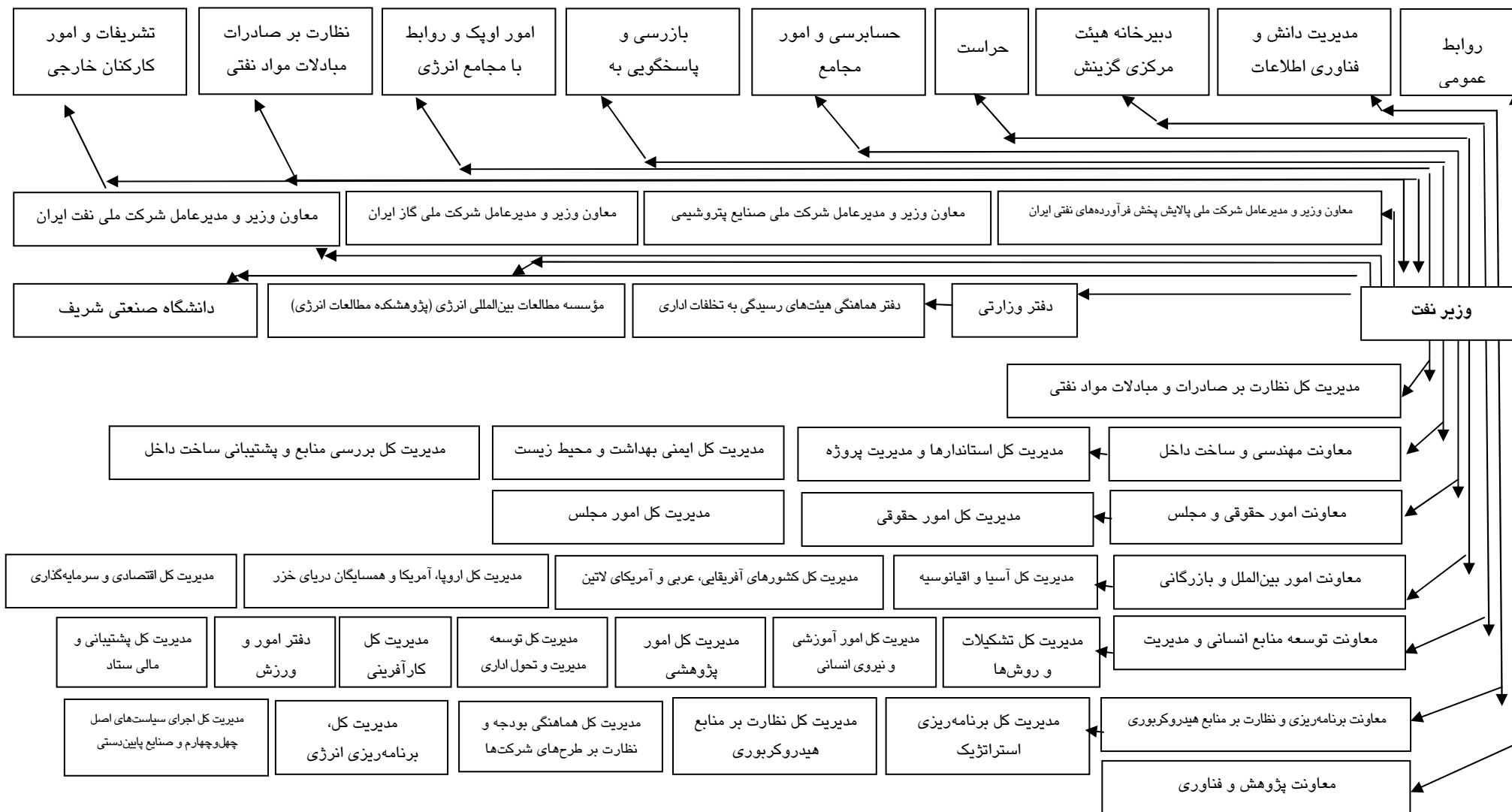
در زمینه اعمال عدم تمرکز در عملیات اجرایی همراه با تمرکز در وظایف حاکمیتی زمینه شفاف‌سازی هزینه‌ها از طریق نظام‌های مستقل در قالب شرکت‌های جدیدالتأسیس فراهم شد و برای اولین بار بخش میان‌دستی نفت^۱ از بخش پایین‌دستی تفکیک شد و ضمن آنکه در اصلاح ساختار و جداسازی حاکمیت از تصدی در صنعت نفت بر مبنای بنگاهداری اقتصادی نیز توجه شده است، نگرش جدیدی در بازآرایی ساختار متمرکز امور برنامه‌ریزی، اعمال نظارت و سیاستگذاری در وزارتخانه و بخش‌های تصدی به صورت غیرمتمرکز در واحدهای تابعه صنعت نفت مبتنی بر وظایف اکتشاف، تولیدی، بهره‌برداری، صادرات، پالایش، انتقال، توزیع و فروش اعمال شد.

در ارتباط با امر جداسازی، خودگردانی و استقلال تدریجی عملیات غیرصنعتی از آنجا که ساختار صنعت نفت بر مبنای الگوی آکادمیک «ساختار بخشی» ترسیم شده است عملاً این نگرش منجر به کاهش نقش یا حذف ستاد پشتیبانی به صورت متمرکز شده است. یعنی به تدریج عملیات غیرصنعتی در شرکت‌های تابعه بازآرایی یا حذف شده‌اند. بدین ترتیب جداسازی عملیات غیرصنعتی از بخش حاکمیت و ستاد وزارت نفت و حتی در صورت عدم نیاز حذف از بدنه شرکت‌های تابعه در دستور کار قرار گرفت.

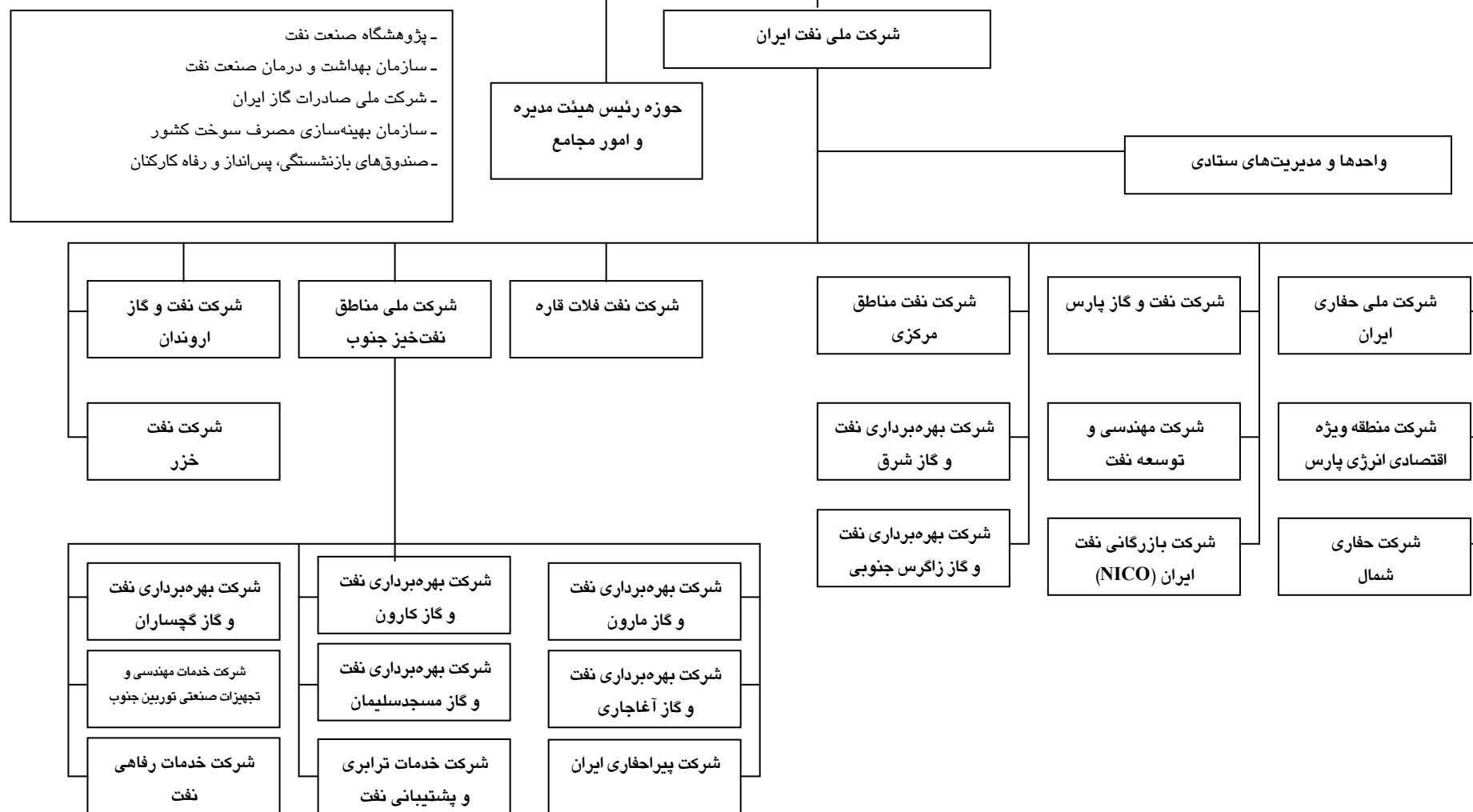
به‌طور کلی اصلاحات ساختار صنعت نفت در برنامه سوم و سه‌ساله برنامه چهارم در راستای اقدامات ستاد عالی اصلاح ساختار صنعت نفت در سال ۱۳۷۶ و طرح ارائه شده به ریاست‌جمهور وقت در تاریخ ۱۶/۱۰/۱۳۷۷ در این زمینه می‌باشد. البته در سه ساله برنامه چهارم علاوه بر هدف جدایی امور حاکمیتی از امور تصدی به مسائل بنگاهداری و تا اندازه به جهت‌گیری‌های سیاست‌های کلی اصل چهل و چهارم قانون اساسی نیز عنایت شده است.

وظایف صنعت نفت ایران در قالب نمودار جامعی که عناوین کلی وظایف حاکمیتی، تصدی را در چهار سطح نشان می‌دهد، در صفحات بعدی ارائه شده است. همچنین در جهت بیان تفصیلی‌تر این وظایف در قالب نمودارهای مربوط به ساختار کلی وزارت نفت، شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران و شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران می‌توان ارتباطات بخش حاکمیتی (در وزارت نفت) و بخش وظایف تصدی (در شرکت‌های تابعه) را به تفکیک ملاحظه نمود.

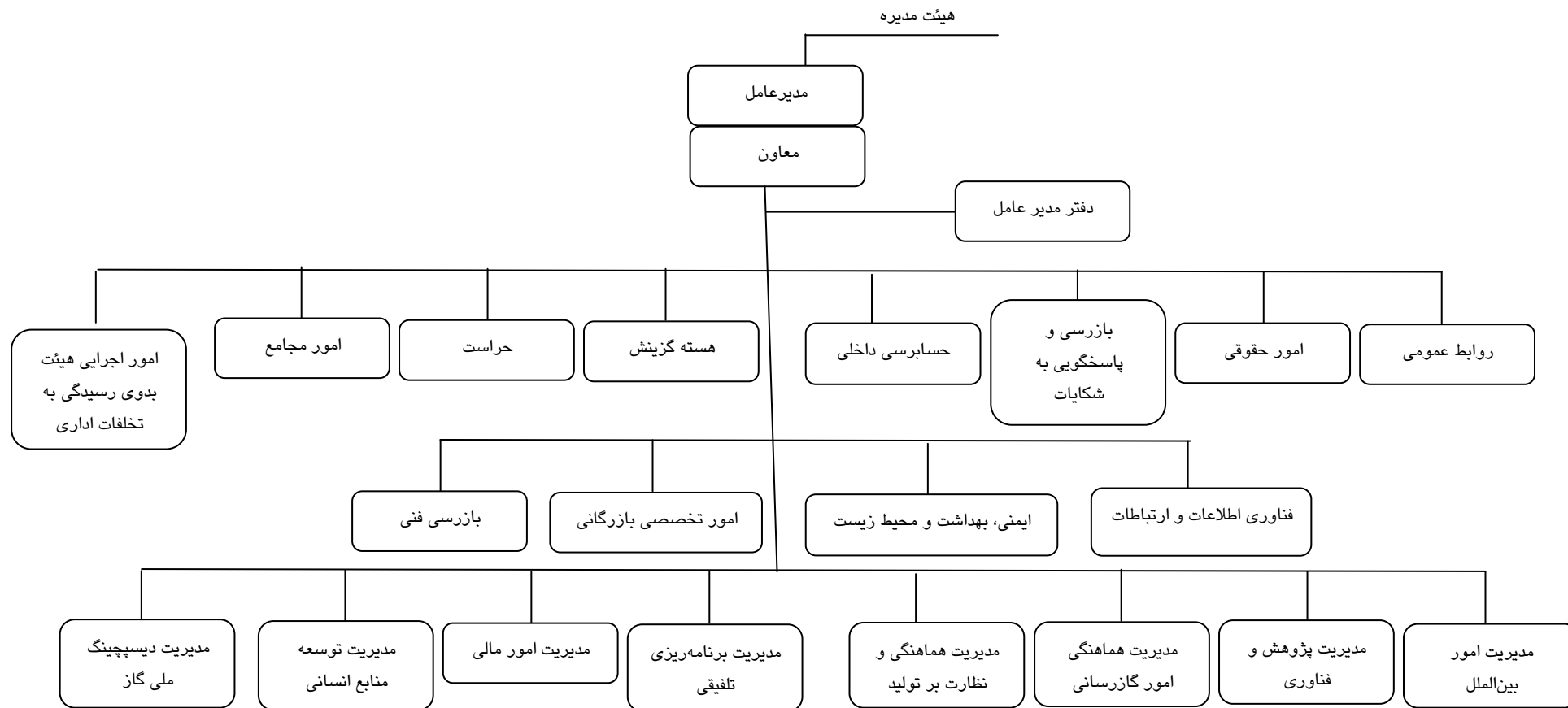
نمودار ۱۷. ساختار کلی سازمان وزارت نفت



حوزه رئیس هیئت مدیره	هیئت مدیره



نمودار ۱۹. ساختار کلی شرکت ملی گاز ایران



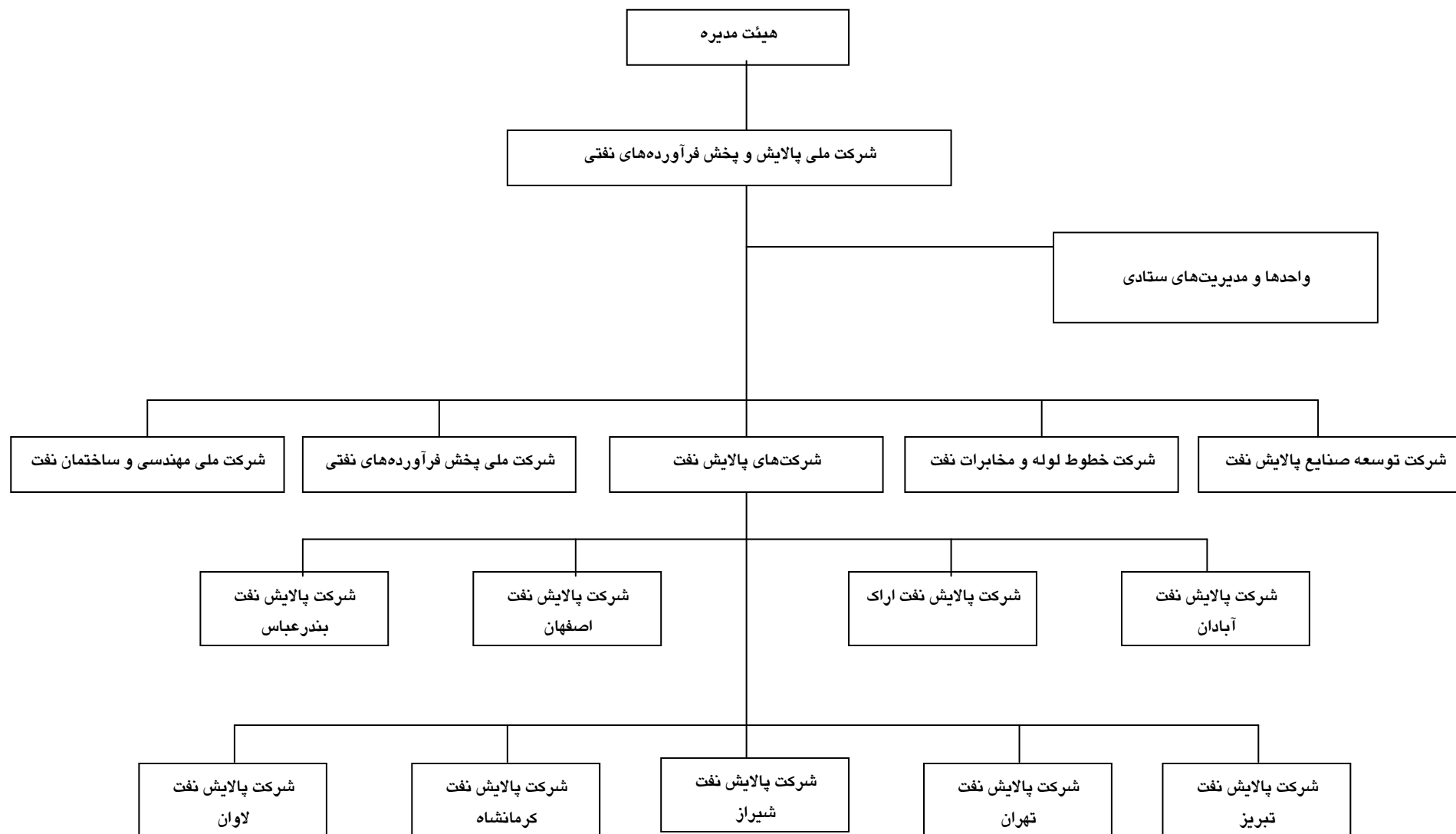
شرکت مهندسی و توسعه گاز ایران
شرکت انتقال گاز ایران
شرکت ذخیره سازی گاز طبیعی
شرکت بازرگانی گاز ایران
شرکت گاز خودرو ایران
شرکت خدمات غیرصنعتی گاز ایران

شرکت های گاز استان های:
آذربایجان شرقی، آذربایجان غربی، اردبیل، اصفهان، ایلام، تهران، چهارمحال و بختیاری، خراسان شمالی، خراسان رضوی، خراسان جنوبی، خوزستان، زنجان، سمنان، فارس، قزوین، قم، کردستان، کرمان، کرمانشاه، کهگیلویه و بویراحمد، گلستان، گیلان، لرستان، مازندران، مرکزی، همدان، یزد، بوشهر، هرمزگان، سیستان و بلوچستان

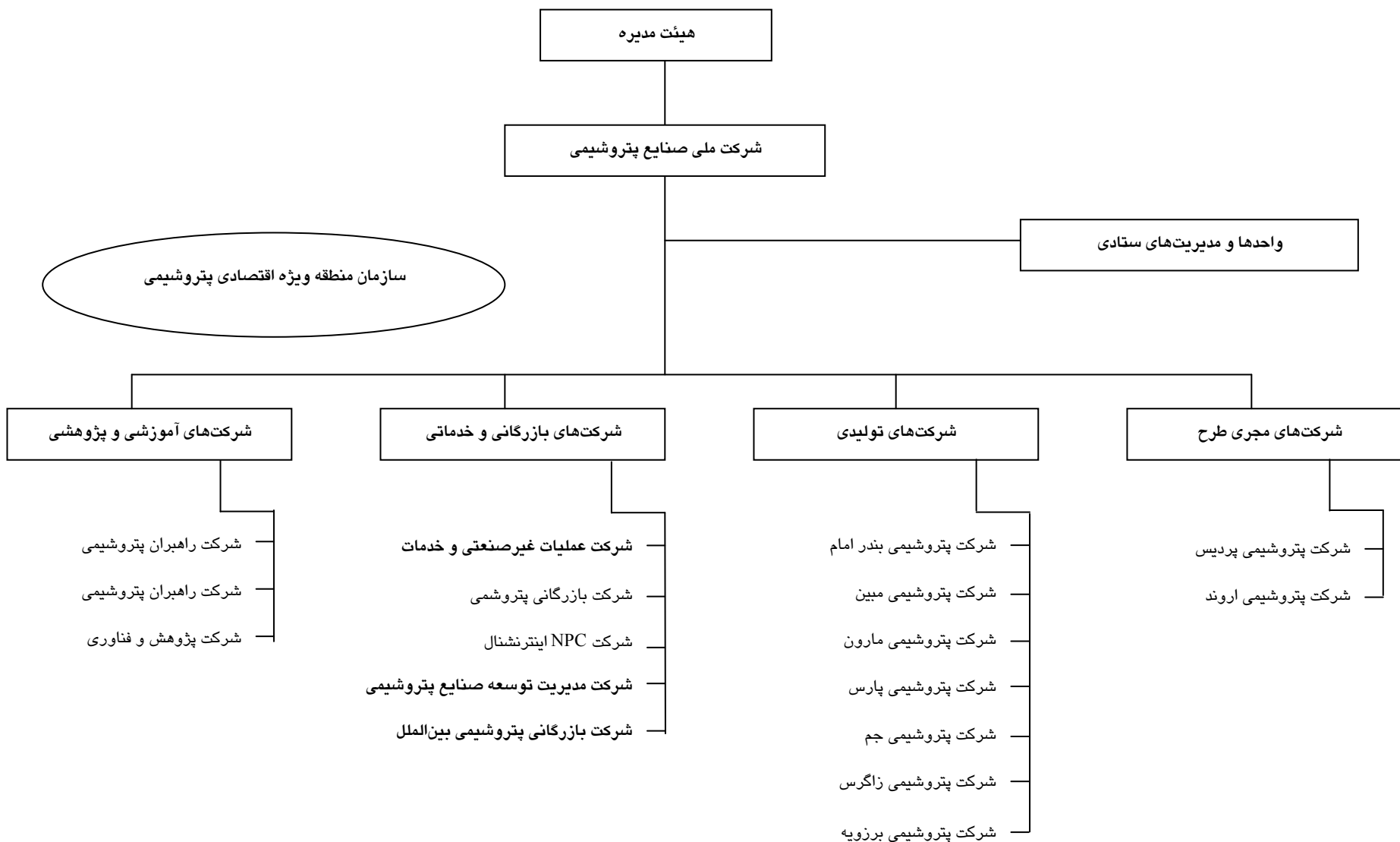
شرکت های پالایش گاز:
ایلام، بیدبلند، پارسیان، پارس جنوبی، فجر، سرخون و قشم، شهید هاشمی نژاد، بید بلند ۲

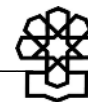


نمودار ۲۰. ساختار کلی شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی



نمودار ۲۱. ساختار کلی شرکت ملی صنایع پتروشیمی





۲-۹. ارتقای بهره‌وری

به دنبال تشکیل ستاد عالی اصلاح ساختار نفت در سال ۱۳۷۶ شورایی به نام «شورای بهره‌وری شرکت ملی نفت ایران» نیز در سال ۱۳۸۰ تشکیل شد و با تلاش افراد علاقمند به این امر مدلی به نام مدل مبین در صنعت نفت ایجاد شد و در جهت دستیابی به اهداف نظام بهره‌وری و نظارت عالیه بر فعالیت‌های بهره‌وری، مدیریت کیفیت و تحول اداری نظام پذیرش و بررسی پیشنهادهای در ساختار معاونت منابع انسانی و پژوهش شکل گرفت که در نتیجه آیین‌نامه نظام بهره‌وری صنعت نفت در مهرماه ۱۳۸۲ توسط وزیر وقت ابلاغ شد، اهداف این سند را می‌توان به قرار زیر خلاصه نمود:

- سیاستگذاری و ایجاد هماهنگی در فعالیت‌های نظام بهره‌وری،
- هم‌افزایی فعالیت‌ها و ایجاد امکانات تخصصی و سازمانی در نظام بهره‌وری،
- استفاده بهینه از منابع در دسترس،
- توسعه کیفی نیروی انسانی و تأکید بر خلاقیت کارکنان،
- ارتقای جایگاه کیفی فعالیت‌های نفت در سطح ملی و بین‌المللی،
- بررسی سیر تحول بهره‌وری در کشورهای منتخب و تبیین شاخص‌ها و استراتژی ارتقای بهره‌وری،

- تهیه مدل مناسب بهره‌وری صنعت نفت،

- تعریف شاخص‌های تحلیل بهره‌وری و برنامه‌ریزی بهبود در هدفگذاری، تصمیم‌گیری و اجرا. با توجه به رویکرد برنامه چهارم توسعه بر ضرورت تغییر استراتژی توسعه کشور از اقتصاد نهاده محور در (رشد نهاده‌های نیروی کار و سرمایه) به اقتصاد بهره‌وری محور (رشد بهره‌وری کل عوامل تولید) و حصول ۲/۵ درصد از رشد ۸ درصدی پیش‌بینی شده اقتصادی از کل ارتقای بهره‌وری و سهم قابل توجه بخش نفت و گاز در تولید ناخالص داخلی کشور و بخشنامه ۱۰/۸۱۲۶۱ مورخ ۱۳۸۵/۵/۱۵ سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور به تکلیف ماده (۵) قانون برنامه چهارم توسعه در اینکه در بخش نفت و گاز رشدی معادل ۳ درصد حاصل شود مقرر شد که ۰/۳ درصد آن از کل ارتقای بهره‌وری یعنی بهره‌گیری مطلوب‌تر از ظرفیت‌های موجود تأمین شود.

بر این اساس صنعت نفت طرحی تحت عنوان «تدوین سند بهره‌وری صنعت نفت» در دست تهیه و تنظیم دارد. براساس فاز سوم این طرح مبنی بر اندازه‌گیری شاخص‌های عمومی شامل شاخص‌های بهره‌وری نیروی کار، سرمایه، رقابت‌پذیری نیروی کار و شاخص‌های کلی، بهره‌وری کل و بهره‌وری کل عوامل براساس صورت‌های سود و زیان چهار شرکت اصلی وزارت نفت طی سری زمانی ۱۳۷۹-۱۳۸۵ براساس قیمت ثابت سال ۱۳۷۶ محاسبه شده است. ضمناً در زمینه

استقرار نظام‌های مدیریت کیفیت نیز اقداماتی در صنعت نفت شروع شده تا به‌عنوان استانداردهای مدیریتی زمینه افزایش کیفیت و بهره‌وری محصولات و خدمات فراهم گردد.

برای دستیابی به اهداف مربوط به سند بهره‌وری، معاونت توسعه منابع انسانی و توسعه مدیریت و اداره کل آموزش و نیروی انسانی و توسعه مدیریت فعالیت‌هایی را انجام داده است و اهدافی را به صورت چشم‌انداز، مأموریت، برنامه‌ریزی، نظارت و سازماندهی و پشتیبانی تدوین کرده است. ازجمله این اقدامات عبارتند از:

تعیین کمیّت و کیفیت نیروی انسانی موجود و مورد نیاز و برنامه‌ریزی برای تأمین آنها از داخل یا خارج صنعت نفت، جذب نیروی انسانی مناسب برای سمت مناسب، آموزش و توسعه نیروی انسانی متخصص در بدو استخدام و ضمن خدمت، انجام و مدیریت پژوهش‌های منابع انسانی جهت تحقق اهداف و مأموریت‌های صنعت نفت، تنظیم و تدوین و یا اصلاح و تجدید خط‌مشی‌ها، سیاست‌ها، مبانی، موازین و معیارهای ناظر بر نیازسنجی آموزشی، برنامه‌ریزی و اجرای دوره‌های آموزشی، ارزیابی اثربخشی دوره‌های آموزشی، آموزش‌های فنی و حرفه‌ای، آموزش‌های ضمن خدمت، آموزش‌های بدو استخدام، آموزش‌های خارج از کشور، بورس‌های تحصیلی، ابلاغ برنامه جامع منابع انسانی صنعت بر ارکان تابعه جهت برنامه‌ریزی عملیاتی و انطباق عملکردها براساس مفروضات برنامه‌های مصوب و آمادگی جهت پاسخگویی در قبال آن، نظارت بر حسن اجرای قوانین و مقررات مرتبط با برنامه‌ریزی، تأمین و آموزش نیروی انسانی و

به‌طور کلی دیگر بخش‌های مرتبط با توسعه منابع انسانی در وزارت نفت و اداره تشکیلات و روش‌ها، برنامه‌ها را برای دستیابی به اهداف توسعه‌ای تنظیم کرده‌اند که در مستندات گزارش موجود است.

۹-۳. نگاهی به روند تغییرات کمی و کیفی نیروی انسانی در شرکت ملی نفت ایران

۹-۳-۱. تغییرات کمی و کیفی نیروی انسانی

در آخرین سال برنامه سوم توسعه (سال ۱۳۸۳) نسبت نیروی انسانی شاغل لیسانس و بالاتر در شرکت ملی نفت ایران حدود ۲۵ درصد بود. در سال‌های برنامه چهارم در وضعیت نیروی انسانی رده‌های تحصیلی مورد نظر تغییراتی حاصل شد و در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نسبت نیروی انسانی شاغل لیسانس و بالاتر به ترتیب به ۳۰/۵، ۳۳/۱، ۳۴/۳ و ۳۶/۴ درصد تغییر یافته است. بررسی ارقام مندرج در جدول ۶۲ تغییرات کمی و کیفی نیروی انسانی شاغل در شرکت ملی نفت ایران نشان می‌دهد که تعداد نیروی انسانی شاغل زیر دیپلم که در سال ۱۳۸۳ تعداد ۱۵۵۷۵ نفر بود، به تعداد



۹۰۵۶ نفر در سال ۱۳۸۸ کاهش یافت و در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ همواره تعداد افراد شاغل در مقطع تحصیلی زیر دیپلم در شرکت ملی نفت روند کاهشی داشته است. در سال ۱۳۸۳ نسبت تعداد نیروهای شاغل زیر دیپلم در شرکت ملی نفت به کل نیروی انسانی شاغل ۴۲/۴ درصد بود که در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ به ترتیب به ۳۷/۷، ۳۵/۳، ۳۱/۲، ۲۷/۴ و ۲۳/۴ درصد کاهش یافت. مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۶۲ تعداد کل کارکنان شرکت ملی نفت نیز در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ افزایش یافته است و از ۳۷۰۰۹ نفر در سال ۱۳۸۴ به ۳۸۷۶۲ نفر در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است.

جدول ۶۲. تغییرات کمی و کیفی نیروی انسانی شاغل در شرکت ملی نفت ایران

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
زیر دیپلم	۱۵۵۷۵	۱۳۹۳۴	۱۳۰۶۵	۱۱۷۶۶	۱۰۳۶۳	۹۰۵۶
دیپلم	۱۱۹۷۰	۹۷۵۶	۹۷۷۰	۱۰۰۵۵	۱۰۸۹۷	۱۱۴۶۴
فوق دیپلم		۲۸۵۹	۲۸۵۸	۳۴۲۸	۳۵۶۲	۴۱۴۰
کارشناس	۹۲۱۲	۷۷۰۵	۸۳۶۸	۹۲۴۷	۹۵۴۵	۱۰۳۸۴
کارشناسی ارشد		۱۷۹۹	۱۹۶۹	۲۲۷۳	۲۴۵۰	۲۷۱۲
دکتری		۹۵۶	۹۵۱	۹۵۳	۹۸۱	۱۰۰۶
جمع		۳۷۰۰۹	۳۶۹۸۱	۳۷۷۲۲	۳۷۷۹۸	۳۸۷۶۲

مأخذ: گزارش هیئت‌مدیره به مجمع شرکت ملی نفت ایران در سال‌های مختلف.

با توجه به تغییر ترکیب نیروی انسانی شاغل به لحاظ مقاطع تحصیلی مختلف و روند بهبود نسبی در این ترکیب، به دلیل اینکه ماهیت فعالیت در صنعت نفت و بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی آن به گونه‌ای است که از فنون و تکنولوژی بالایی برخوردار است، لازم است تا در پیگیری اصلاح ساختار نیروی انسانی و پذیرش نیروهای متخصص، کوشش و اهتمام جدی به عمل آید.

۲-۳-۹. بررسی روند جذب و خروج نیروی انسانی در شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

اطلاعات موجود در جدول ۶۴ نشان می‌دهد که تعداد نیروهای جذب شده در شرکت ملی نفت از ۷۴۵ نفر در سال ۱۳۸۴ به ۲۰۹۰ نفر در سال ۱۳۸۸ افزایش یافته است. همچنین تعداد نیروهای خارج شده نیز در سال ۱۳۸۴، ۱۶۸۷ نفر بود که در سال ۱۳۸۸ به ۱۴۱۳ نفر رسیده است.

در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ تعداد کل نیروی انسانی جذب شده در شرکت ملی نفت به ترتیب ۷۴۵، ۱۱۰۳، ۱۸۷۹، ۲۲۲۹ و ۲۰۹۰ نفر و تعداد کل نیروی انسانی خارج شده نیز به ترتیب ۱۶۸۷، ۱۲۳۴، ۱۱۷۲، ۱۱۶۵ و ۱۴۱۳ نفر بود. همچنین در دوره پنج‌ساله برنامه چهارم توسعه تعداد ۸۰۴۶

نفر در شرکت ملی نفت جذب و تعداد ۶۶۷۱ نفر از این شرکت خارج شده‌اند. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۶۳ آمده است.

جدول ۶۳. مقایسه تعداد نیروی انسانی جذب شده و خارج شده از شرکت ملی نفت در برنامه چهارم توسعه

۱۳۸۸		۱۳۸۷		۱۳۸۶		۱۳۸۵		۱۳۸۴		تحصیلات
خروجی	جذب شده	خروجی	جذب شده	خروجی	جذب شده	خروجی	جذب شده	خروجی	جذب شده	
۶۰۱		۴۹۱		۵۰۶	-	۴۹۸	-	۱۱۳۱	-	زیردیپلم
۳۴۵	۵۲۱	۲۹۰	۵۶۸	۳۰۶	۵۸	۳۴۴	۱۰	۲۷۰	۱۲۸	دیپلم
۴۸	۵۲۴	۴۷	۴۶۰	۴۴	۶۵۶	۵۴	۶۷	۲۸	۵۵	فوق دیپلم
۲۶۱	۸۱۹	۲۱۰	۶۵۴	۲۱۸	۸۸۴	۲۴۶	۷۸۱	۱۶۷	۳۵۲	لیسانس
۱۲۸	۱۹۵	۱۰۱	۴۹۲	۷۳	۲۷۱	۷۰	۲۲۹	۶۳	۲۰۰	فوق لیسانس
۳۰	۳۱	۲۶	۵۵	۲۵	۱۰	۲۲	۱۶	۲۸	۱۰	دکتر
۱۴۱۳	۲۰۹۰	۱۱۶۵	۲۲۲۹	۱۱۷۲	۱۸۷۹	۱۲۳۴	۱۱۰۳	۱۶۸۷	۷۴۵	جمع

مأخذ: همان.

اطلاعات مندرج در جدول نشان می‌دهد که همواره در سال‌های برنامه چهارم، نیروی انسانی در مقطع تحصیلی زیر دیپلم جذب نشده و از تعداد آنها نیز کاسته شده است. اما در مقطع تحصیلی دیپلم در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶ میزان جذب کمتر از نیروی خارج شده در این مقطع بود. در سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۸۸ نیز، میزان جذب نیرو در این مقطع بیشتر از نیروی خارج شده در این مقطع تحصیلی بوده است. در مقطع تحصیلی دکترا در مجموع تعداد نیروی جذب شده کمتر از تعداد نیروی خارج شده بود. این وضعیت در مقطع تحصیلی فوق لیسانس برعکس بود.

۳-۳-۹. عملکرد منابع انسانی مربوط به آموزش بلند مدت

با توجه به نقش و اهمیت نیروی انسانی و تأثیر آموزش بر آن، وزارت نفت به‌منظور استفاده بهینه‌تر از نیروی انسانی موجود خود از سال ۱۳۸۲ با توجه به ایجاد ظرفیت‌های جدید در دانشگاه‌های داخل و به‌ویژه دانشگاه صنعت نفت، مقرر کرد تا بخشی از نیازهای تخصصی مربوط به شرکت ملی نفت را با انعقاد قرار دادهای آموزشی با دانشگاه‌های معتبر داخل و خارج از کشور برآورده کند.

بدین منظور در سال‌های برنامه چهارم تعدادی از افراد به‌منظور تحصیل به دانشگاه‌های خارج اعزام شدند. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۶۴ آمده است.



جدول ۶۴. وضعیت آموزش نیروی انسانی در صنعت نفت در دانشگاه‌های خارجی

نام دانشگاه	رشته تحصیلی	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
کالگری - کانادا	مخازن هیدروکربوری	۲۰	۶۰	۱
	حفاری و استخراج	-	۱۷	-
	اکتشاف	-	۱۷	-
فرانسه - IFP	مخازن هیدروکربوری	۱۰	۴۷	۱
	حفاری	-	۱	-
	اکتشاف	۱۰	۲۰	۲
استرالیا - Curtin	حفاری و استخراج	۲۰	۶۲	۳
Queen Mary	حقوق تجارت بین‌الملل	-	۳۰	۱
رجینا	مخازن	-	۱۰	۱
جمع		۶۰	۲۶۴	۹

مأخذ: گزارش عملکرد ارائه شده به مجمع عمومی صاحبان سهام.

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۶۵ اعزام نیرو برای تحصیل در مقاطع تکمیلی و رشته‌های مورد نیاز در صنعت نفت کشور از جمله سرمایه‌های لازم به‌منظور کاهش وابستگی نیروی انسانی مورد نیاز در بخش بالادستی صنعت نفت است که جا دارد تا در سالیان آتی با اهتمام بیشتری به‌منظور فراهم کردن این بستر در داخل کشور، پیگیری شود.

همچنین در سال ۱۳۸۱ با موافقت وزارت علوم، طی قراردادی با دانشگاه صنعتی شریف، در مجموع تعداد ۱۰۶ نفر از دانشجویان برجسته، پس از پذیرفته شدن در رشته اصلی خود، به‌طور همزمان در رشته مهندسی نفت مشغول به تحصیل بوده‌اند که تعداد این‌گونه دانشجویان تا پایان سال ۱۳۸۷ به صورت جدول ۶۵ بود. لازم به ذکر است که در سال ۱۳۸۸، دانشجویی به صورت آموزش‌های دورشته‌ای پذیرفته نشده است.

جدول ۶۵. تعداد دانشجویان آموزش دورشته‌ای در دانشگاه صنعتی شریف

مقطع تحصیلی	رشته تحصیلی	سال ورود	سال ۱۳۸۷
کارشناسی	مهندسی نفت و یک رشته به انتخاب دانشجو	۱۳۸۱	۶۵
کارشناسی	مهندسی نفت و یک رشته به انتخاب دانشجو	۱۳۸۲	۴۱

مأخذ: همان.

۱۰. خصوصی‌سازی و واگذاری سهام در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی

پیگیری سیاست خصوصی‌سازی در شرکت‌های زیرمجموعه وزارت نفت با توجه به ماده (۱۲۲) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی پیگیری شد و با ابلاغ سیاست‌های کلی

اصل چهل و چهارم قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران و بندهای مربوط به قانون اصلاح موادی از قانون برنامه چهارم توسعه و اجرای سیاست‌های کلی اصل چهل و چهارم قانون اساسی شکل جدی‌تری به خود گرفت. بر این اساس و مطابق بندهایی از قانون اخیر، بخشی از سهام مربوط به شرکت‌های زیرمجموعه وزارت نفت اعم از شرکت ملی گاز، پالایش و پخش و... به‌صورت مختلف واگذار شد که در این قسمت مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۱-۱۰. خصوصی‌سازی

سیاست خصوصی‌سازی در جهت اجرای برنامه سوم توسعه ماده (۱۲۲) همواره مورد توجه بوده و با ابلاغ سیاست‌های اصل چهل و چهارم قانون اساسی سیاست‌های خصوصی‌سازی و اعطای مجوز ورود به کلیه فعالیت‌ها ذیل اصل چهل و چهارم قانون اساسی به بخش خصوصی و تعاونی تکمیل شد.

در راستای بند «الف» ماده (۱۲۲) قانون برنامه سوم (تنفیذی در ماده (۲۰) قانون چهارم) اقداماتی برای واگذاری پروژه‌های جدید صنعت نفت و پتروشیمی به بخش خصوصی از سال ۱۳۸۷ صورت پذیرفته است. به‌طوری که برای شروع فعالیت‌های پایین‌دستی نفت و گاز و پتروشیمی مجوزهایی به متقاضیان بخش خصوصی و تعاونی (با مشارکت شرکت‌های خارجی) که توجه فنی اقتصادی و زیست‌محیطی داشته‌اند اعطا گردید. البته عقد قرارداد برای تحویل خوراک منوط به اخذ سایر مجوزهای قانونی و شروع فعالیت احداث واحد تولیدی و بهره‌برداری براساس پروانه بهره‌برداری می‌باشد. فهرست مجوزهای صادر شده به بخش خصوصی جهت احداث پالایشگاه‌های نفت خام، میعانات گازی، قیر و واحد GTL (۴۲ مورد) و برای واحدهای پتروشیمی (۱۹ مورد) به قرار جداول ۶۶ و ۶۷ می‌باشد. همان‌گونه در جداول مذکور (آخرین وضعیت) ملاحظه می‌شود به علت عدم پیشرفت فیزیکی، تعدادی از مجوزهای صادر شده تمدید نشده است.

برای مجوزهای معتبر و در حال مکاتبه جهت تمدید خوراک نفت خام سبک و سنگین مورد نیاز معادل ۱/۸۴ میلیون بشکه در روز و جمع خوراک نفت خام فوق سنگین مورد نیاز ۱۴۴ هزار بشکه در روز، جمع خوراک میعانات گازی مورد نیاز معادل ۲۴۰ هزار بشکه در روز و جمع خوراک گاز طبیعی مورد نیاز جهت واحدهای GTL برابر ۱۰/۴۲ میلیون مترمکعب در روز و خوراک C_5^+ به میزان ۶۰ هزار بشکه در روز است برای مجوزهای صادر شده معتبر برای واحدهای پتروشیمی خوراک پروپان ۸۵۷ تن در سال، اتان ۴۰۰۰ تن در سال، اتیلن ۹۰۰ تن در سال و جمع خوراک گاز طبیعی و سوخت حدود ۱۵ میلیون مترمکعب در روز برآورد می‌شود.



جدول ۶۶. لیست مجوزهای صادر شده به متقاضیان بخش خصوصی جهت احداث پالایشگاه‌های نفت خام، میعانات گازی، قیر و واحد GTL

طی سال‌های ۱۳۷۷ تا ابتدای سال ۱۳۸۸

نفت خام						
ردیف	نام متقاضی	ظرفیت (میزان خوراک)	منطقه	تاریخ صدور	تاریخ اعتبار	آخرین وضعیت
۱	یونیت اینترنشنال اس‌آ	۱۰۰ هزار بشکه در روز	بندر امیرآباد سواحل دریای مازندران	۱۳۷۷/۲/۸	۱۳۷۹/۲/۸	تأمین نفت خام از انواع نفت خام وارداتی از کشورهای CIS* به دلیل عدم پیشرفت فیزیکی، مجوز تمدید نگردید
۲	شرکت آراین نیک	۲۰۰ هزار بشکه در روز	گمیشان - استان مازندران	(تاریخ صدور اولین مجوز: ۱۳۷۷/۴/۲۰) ۱۳۸۲/۱۰/۶	۱۳۸۳/۱۰/۶	تأمین نفت خام از کشورهای CIS* به صورت واردات با توجه به دوبار تمدید مجوز و گذشت ۸ سال که هیچ گزارشی دال بر پیشرفت فیزیکی ارائه ننمود، مجوز ایشان تمدید نگردید
	مجتمع پالایشگاه نفت مرو	۱۲۵ هزار بشکه در روز	نیشابور - استان خراسان	۱۳۸۲/۱۱/۷	۱۳۸۳/۱۱/۷	تأمین نفت خام از انواع نفت خام وارداتی از کشورهای CIS* به دلیل مشکلات حقوقی ادامه نداده است
۴	شرکت عادل تریدرز (سرمایه‌گذاری خوری)	۱۲۵ هزار بشکه در روز	شهرستان بندرلنگه - استان هرمزگان	۱۳۸۴/۴/۲۵	۱۳۸۵/۴/۲۵	مقرر بود تأمین نفت خام توسط کشتی‌های عبوری از مقصد جزیره خارک باشد
۵	شرکت انرکیش (معرف: استاندار سیستان و بلوچستان - ریاست‌جمهوری)	۳۰۰ هزار بشکه در روز	منطقه چابهار - استان سیستان و بلوچستان	۱۳۸۴/۱۰/۲۸	۱۳۸۵/۹/۳۰	شرکت انرکیش قصد خرید یک پالایشگاه دست دوم به قدمت ۷ سال و با عمر مفید ۲۸ سال و مشارکت در این زمینه با شرکتی از هند به نام Richimen Petroleum را داشت. لکن به دلیل عدم پیشرفت فیزیکی، مجوز تمدید نگردید. لازم به ذکر است حسب دستور ریاست محترم جمهوری اسلامی مبنی بر کمک و مساعدت با عنایت به تعهدات وزارت نفت مجوز جهت سال ۱۳۸۵ تمدید گردید
۶	مجتمع پترو پالایشگاه شمال	۱۳۵ هزار بشکه در روز	تالش - گیلان	۱۳۸۵/۶/۱۵	۱۳۸۶/۶/۱۵	تأمین نفت خام از انواع نفت خام وارداتی از کشورهای CIS*
۷	شرکت رهیاب بهینه	۱۵۰ هزار بشکه در روز	اندیشمک - خوزستان	۱۳۸۵/۹/۱ تمدید: ۱۳۸۲/۵/۲	۱۳۸۷/۱۱/۲	تأمین خوراک به میزان ۵۰ هزار بشکه در روز از خطوط لوله و مابقی از ترمینال‌های صادراتی

نفت خام						
ردیف	نام متقاضی	ظرفیت (میزان خوراک)	منطقه	تاریخ صدور	تاریخ اعتبار	آخرین وضعیت
۸	شرکت آزما پارس انرژی قشم	۱۶۰ هزار بشکه در روز	منطقه آزاد قشم	۱۳۸۵/۹/۲۰	۱۳۸۶/۹/۲۰	تأمین خوراک از نفت خام سبک و سنگین صادراتی ایران (مجوز نامعتبر شد)
۹	شرکت بین‌المللی پالایش لیشر - گچساران	۱۵۰ هزار بشکه در روز	گچساران	۱۳۸۵/۱۰/۳۰	۱۳۸۶/۱۰/۳۰	تأمین خوراک از واحدهای بهره‌برداری ۳ و ۴ گچساران (مجوز نامعتبر شد)
۱۰	شرکت سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین	۱۸۰ هزار بشکه در روز	منطقه امیدیه استان خوزستان	۱۳۸۶/۲/۱۰	۱۳۸۷/۲/۱۰	نفت خام سبک و سنگین ایران (مجوز نامعتبر شد)
۱۱	شرکت گهرشید مهر	۹۰ هزار بشکه در روز	دهلران - ایلام	۱۳۸۶/۷/۸ تمدید: ۱۳۸۷/۷/۳۰	۱۳۸۷/۱/۳۰	احداث پالایشگاه نفت خام با استفاده از نفت خام ۶ میدان در حال بهره‌برداری غرب کشور
۱۲	شرکت پتروپالایش سبز	۲۲۰ هزار بشکه در روز	منطقه بهرگان (امام حسن)	۱۳۸۶/۷/۸	۱۳۸۷/۷/۸	احداث پالایشگاه نفت خام با استفاده از نفت خام خطوط لوله صادراتی نفت - زمانبندی اجرای طرح: ۱۳۹۰
۱۳	شرکت لطیف ماهان پالایش	۲۵۰ هزار بشکه در روز	منطقه گوره	۱۳۸۶/۷/۸	۱۳۸۷/۷/۸	احداث پالایشگاه نفت خام با استفاده از نفت خام خطوط لوله صادراتی نفت - زمانبندی اجرای طرح: ۱۳۹۰
۱۴	شرکت پارا زاگرس	۲۳۰ هزار بشکه در روز	استان ایلام (دره‌شهر)	۱۳۸۶/۷/۲۴	۱۳۸۷/۷/۲۴	احداث پالایشگاه نفت خام مد نظر می‌باشد. زمان بهره‌برداری از طرح: ۱۳۹۰
۱۵	شرکت پالایشگاه سبز خلیج فارس	۳۰۰ هزار بشکه در روز	منطقه چابهار استان سیستان و بلوچستان	تمدید مجدد: ۱۳۸۷/۴/۵	۱۳۸۷/۱۰/۵	تأمین خوراک از نفت خام صادراتی ایران
۱۶	شرکت پالایشگاه نفت مازندران	۱۲۰ هزار بشکه در روز	مازندران	تمدید: ۱۳۸۶/۱۰/۱۰	۱۳۸۷/۴/۱۰	تأمین نفت خام از انواع نفت خام وارداتی از کشورهای CIS. در حال مذاکره برای تمدید
۱۷	شرکت هلال پتروانرژی	۱۲۰ هزار بشکه در روز	گچساران	۱۳۸۶/۱۲/۱۵	۱۳۸۷/۱۲/۱۵	تأمین خوراک از مبادی تولید داخلی



نفت خام						
ردیف	نام متقاضی	ظرفیت (میزان خوراک)	منطقه	تاریخ صدور	تاریخ اعتبار	آخرین وضعیت
۱۸	شرکت انرژی و پالایش حیات (خدمات دریایی حیاتی)	۳۶۰ هزار بشکه در روز	امیدیه - بندر ماهشهر استان خوزستان	تمدید: ۱۳۸۷/۳/۱۱	۱۳۸۸/۲/۱۱	تأمین خوراک نفت خام‌های سبک و سنگین در مبادی تولید و پایانه‌های صادراتی
۱۹	شرکت تعاونی فرآورده‌های نفتی پارس پالایش	۲۰۰ هزار بشکه در روز	لامرد - استان فارس	۱۳۸۲/۱۱/۸	۱۳۸۳/۱۱/۸	مقرر بود میعانات گازی از طریق خط لوله از بندر عسلویه تأمین گردد که به دلیل عدم ارسال گزارشات مربوط به پیشرفت فیزیکی، عدم ارائه مستندات مالی و عدم کفایت مدارک مورد نیاز مجوز صادره تمدید نگردیده است (مجوز نامعتبر شد)
۲۰	شرکت نفت ایران آرمان	۱۲۰ هزار بشکه در روز	جنوب کشور	۱۳۸۵/۲/۱۰	۱۳۸۶/۲/۱۰	مقرر بود خوراک به میزان ۱۲۰ هزار بشکه در روز از اواخر سال ۱۳۹۰ در مبادی تولید تأمین گردد (مجوز نامعتبر شد)
۲۱	شرکت لامرد پالایش	۱۲۰ هزار بشکه در روز	لامرد	۱۳۸۵/۷/۲۶ تمدید: ۱۳۸۷/۵/۲	۱۳۸۷/۱۱/۲	تأمین خوراک از نیمه دوم برنامه پنج ازسوی وزارت نفت تعهد شده بود. در مرحله انجام مکاتبه جهت تمدید مجوز
۲۲	شرکت هیربدان	۱۲۰ هزار بشکه در روز	عسلویه	۱۳۸۵/۸/۱۵	۱۳۸۶/۸/۱۵	مقرر بود خوراک طرح پس از راه‌اندازی فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی تأمین گردد (مجوز نامعتبر شد)
۲۳	شرکت نفت نیک قشم	۱۲۰ هزار بشکه در روز	منطقه آزاد قشم	صدور مجوز مربوط به منطقه آزاد	تأمین خوراک از فازهای ۱۵-۱۶ و یا سایر فازهای پارس جنوبی - معرفی به امور بین‌الملل شرکت ملی نفت ایران جهت عقد قرارداد تأمین خوراک	
۲۴	شرکت پارس انرژی شاهد	۶۰ هزار بشکه در روز خوراک C_5^+	عسلویه	۱۳۸۶/۷/۸	۱۳۸۷/۷/۸	احداث واحد بنزین‌سازی با استفاده C_5^+ خروجی از برج بوتان‌زدای پالایشگاه‌های گازی پارس جنوبی مد نظر می‌باشد

نفت خام						
ردیف	نام متقاضی	ظرفیت (میزان خوراک)	منطقه	تاریخ صدور	تاریخ اعتبار	آخرین وضعیت
۲۵	شرکت صنعتی و شیمیایی هرمز زاگرس	۳۰ هزار بشکه در روز	بندر امام خمینی	۱۳۸۶/۴/۱۴ تمدید: ۱۳۸۷/۶/۲۳	۱۳۸۷/۱۲/۲۳	احداث پالایشگاه نفت خام فوق سنگین با نام پالایشگاه قیر به منظور تولید انواع مختلف قیر خوراک: نفت خام فوق سنگین سروش / نوروز/ آزادگان
۲۶	شرکت بازرگانی بین‌المللی پترو لازک	۳۰ هزار بشکه در روز	استان بوشهر	۱۳۸۶/۷/۸	۱۳۸۷/۷/۸	احداث پالایشگاه قیر با استفاده از خوراک نفت خام بسیار سنگین جهت تولید انواع مختلف قیر مد نظر می‌باشد تأمین خوراک این طرح از میدین سروش و نوروز و مخلوط آزادگان شمالی از طریق خط لوله حد فاصل آبادان - بهرگان انجام خواهد شد
۲۷	شرکت پالایش نفت جی	۳۰ هزار بشکه در روز	استان بوشهر	۱۳۸۶/۷/۱۸	۱۳۸۷/۷/۸	احداث واحد تولید قیر با استفاده از نفت خام بسیار سنگین جهت تولید انواع قیر مد نظر می‌باشد
۲۸	شرکت نفت و گاز تأمین رضوی	۳۰ هزار بشکه در روز	منطقه بهرگان استان بوشهر	۱۳۸۶/۱۱/۲۴	۱۳۸۷/۱۱/۲۴	احداث واحد تولید قیر با استفاده از نفت خام بسیار سنگین جهت تولید انواع قیر و نفت خام بسیار سبک مد نظر می‌باشد
۲۹	شرکت بازرگانی بین‌المللی مرآت (پالایشگاه نفت سروش)	۲۴ هزار بشکه در روز	بوشهر	تمدید: ۱۳۸۶/۱۱/۱۰	۱۳۸۷/۵/۱۰	احداث پالایشگاه قیر با نفت خام فوق سنگین سروش در حال مذاکره برای تمدید
۳۰	شرکت بین‌المللی تبدیل گاز به مایع نار و کنگان	۱۰ هزار بشکه در روز	منطقه تنبک در بندر عسلویه	۱۳۸۲/۶/۱۵	۱۳۸۴/۶/۱۵	تأمین گاز مورد نیاز از فازهای ۱۱ و ۱۲ پارس جنوبی می‌باشد (مجوز نامعتبر شد)
۳۱	شرکت بین‌المللی پرزان	۴ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی	اقلید استان فارس	۱۳۸۵/۹/۱	۱۳۸۶/۹/۱	پس از سال ۱۳۹۰ گاز تأمین خواهد شد (مجوز نامعتبر شد)



نفت خام						
ردیف	نام متقاضی	ظرفیت (میزان خوراک)	منطقه	تاریخ صدور	تاریخ اعتبار	آخرین وضعیت
۳۲	شرکت MVK آلمان	۲۵۰ هزار مترمکعب در روز گاز طبیعی	منطقه آزاد بوشهر	۱۳۸۵/۹/۳۰	۱۳۸۶/۲/۳۰	تمدید ۶ ماه پس از صدور اعتبار داشت (مجوز نامعتبر شد)
۳۳	گروه بیران آریا	۲۵۰ هزار مترمکعب در روز گاز طبیعی (۱۱۰۰ بشکه در روز)	منطقه ویژه اقتصادی بوشهر	۱۳۸۶/۱/۳۰	۱۳۸۷/۱/۳۰	(مجوز نامعتبر شد)
۳۴	شرکت عمران و توسعه بدر (سهامی خاص)	۳۰۰ هزار مترمکعب در روز	شهرستان شیروان خراسان شمالی	۱۳۸۶/۴/۱۰ تمدید: ۱۳۸۷/۵/۲۲	۱۳۸۷/۱۱/۲۲	تخصیص خوراک در سند افق ۱۰ ساله مصارف گاز استانی
۳۵	شرکت پتrodana سبز	۳۰۰ هزار مترمکعب در روز گاز طبیعی	نیزار قم	۱۳۸۶/۷/۸	۱۳۸۷/۷/۸	خوراک گاز طبیعی از خط لوله سراسری گاز تأمین خواهد شد
۳۶	شرکت آسیا جی تی ال جنوب	۲۴۰ هزار مترمکعب در روز گاز طبیعی	بندر امام خمینی	۱۳۸۶/۷/۸	۱۳۸۷/۷/۸	خوراک گاز طبیعی از خط لوله ۳۶ اینچ بیدبلند به بندر امام خمینی تأمین خواهد شد
۳۷	شرکت توسعه و آبادانی استان کرمان	۴۸ میلیون فوت مکعب گاز طبیعی در روز	استان کرمان	۱۳۸۶/۷/۱۶	۱۳۸۷/۷/۱۶	در صورت تأمین خوراک از منابع داخلی، وزارت نفت موظف به تحویل خوراک از محل قابل تأمین (بجز ماه‌های دی و بهمن هر سال) می‌باشد
۳۸	شرکت پیشگامان فرایند گاز الوند ایرانیان	۲/۸۴ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی	شهرستان رامهرمز - استان خوزستان	۱۳۸۷/۳/۷	۱۳۸۸/۳/۷	زمان بهره‌برداری طرح: ۱۳۹۰

نفت خام						
ردیف	نام متقاضی	ظرفیت (میزان خوراک)	منطقه	تاریخ صدور	تاریخ اعتبار	آخرین وضعیت
۳۹	شرکت نفت و گاز تأمین رضوی	۰/۸۵ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی	منطقه سرخس - استان خراسان رضوی	۱۳۸۷/۳/۷	۱۳۸۸/۳/۷	زمان بهره‌برداری طرح: ۱۳۹۰
۴۰	شرکت صنعت جامع اکباتان	۰/۳۶۵ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی (۱۱۰۰ بشکه در روز)	نهاوند - استان همدان	۱۳۸۷/۳/۷	۱۳۸۸/۳/۷	زمان بهره‌برداری: ۱۳۹۰
۴۱	شرکت پتروشیمی سازندگان نوین توحید	۲۵۸ هزار مترمکعب در روز گاز طبیعی (۱۱۰۰ هزار بشکه در روز)	استان همدان	۱۳۸۷/۵/۲۸	۱۳۸۸/۵/۲۸	زمان بهره‌برداری طرح: ۱۳۹۰
۴۲	شرکت اروند بتن ایران	۴ میلیون مترمکعب در روز (۱۰ هزار بشکه در روز)	اقلید استان فارس	۱۳۸۷/۵/۲۴	۱۳۸۸/۵/۲۴	زمان بهره‌برداری طرح: ۱۳۹۰

مأخذ: معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، اداره کل اجرای سیاست‌های اصل چهل و چهارم و برنامه‌ریزی صنایع پایین‌دستی.

* منظور کشورهای شوروی سابق است.

توضیحات:

- جمع خوراک نفت خام سبک و سنگین مورد نیاز (مجوزهای معتبر و یا در حال مکاتبه جهت تمدید) = $1/84$ میلیون بشکه در روز.
- جمع خوراک نفت خام فوق سنگین مورد نیاز = 144 هزار بشکه در روز.
- جمع خوراک میعانات گازی مورد نیاز (مجوزهای معتبر) = 240 هزار بشکه در روز.
- جمع خوراک گاز طبیعی مورد نیاز جهت واحدهای GTL (مجوزهای معتبر و یا در حال مکاتبه جهت تمدید) = $10/42$ میلیون مترمکعب در روز.
- خوراک C_8^+ = 60 هزار بشکه در روز.



جدول ۶۷. لیست مجوزهای ارائه شده به متقاضیان بخش خصوصی واحدهای پتروشیمی طی سالهای ۱۳۸۶ تا ابتدای سال ۱۳۸۸

ردیف	نام طرح	محل احداث	نوع فعالیت	برنامه زمانبندی	نام محصول	ظرفیت (Kton / year)	خوراک	میزان خوراک (MMm ^۳ / day)	تاریخ صدور مجوز	ملاحظات
۱	رجال	عسلویه	تولیدی	سه سال	متانول	۱۶۵۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۴/۵	۱۳۸۶/۷/۱۵	در حال مذاکره با شرکت ملی گاز ایران جهت دریافت خوراک
۲	سیراف انرژی	دیر - بوشهر	تولیدی	سه سال	متانول	۱۶۵۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۴	۱۳۸۶/۷/۸	با درخواست مجوز متقاضی با تمدید ۳ ماهه مجوز موافقت گردید
۳	پتیران	چابهار	تجاری	سه سال	متانول	۱۰۰۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۲/۸	۱۳۸۶/۷/۱۵	پس از دریافت مجوز گزارشی مبنی بر پیشرفت کار ازسوی متقاضی ارائه نشده است
۴	پتروجم	عسلویه	تولیدی	سه سال و نیم	متانول	۲۳۱۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۵/۸	۱۳۸۶/۷/۱۶	پس از دریافت مجوز گزارشی مبنی بر پیشرفت کار ازسوی متقاضی ارائه نشده است
۵	Golden Pak	عسلویه	تولیدی	سه سال	پروپیلن	۴۵۵	پروپان	۵۵۷ (kton/year)	۱۳۸۶/۷/۱۶	منتظر دریافت خوراک پروپان ازسوی شرکت ملی گاز ایران می باشد
۶	شرکت دی آریا پلیمر	خمین - استان مرکزی	تولیدی		پلی پروپیلن	۳۰۰	پروپان	۳۰۰ (kton/year)	۱۳۸۶/۵/۱۴	پس از دریافت مجوز گزارشی مبنی بر پیشرفت کار ازسوی متقاضی ارائه نشده است

ردیف	نام طرح	محل احداث	نوع فعالیت	برنامه زمانبندی	نام محصول	ظرفیت (Kton / year)	خوراک	میزان خوراک (MMm ^۳ / day)	تاریخ صدور مجوز	ملاحظات
۷	نوید زر شیمی (کراکر خط لوله مرکز)	فیروزآباد	تولیدی	چهارسال	اتیلن	۱۰۰۰	اتان	۱۲۰۰ (kton/year)	۱۳۸۶/۷/۱۶	در حال مذاکره جهت انتقال واحد به عسلویه
۸	شرکت مجتمع پتروشیمی کرمان (کراکر اول خط لوله اتیلین شرق)	سرخون بندرعباس	تولیدی		اتیلن	۱۲۰۰	اتان	۱۵۰۰ (kton/year)	۱۳۸۶/۱۲/۲۸	اسفند سال ۱۳۸۶ مجوز دریافت نموده‌اند
۹	شرکت توسعه و آبادانی کرمانیان (کراکر دوم خط لوله اتیلین شرق)	سرخون بندرعباس	تولیدی		اتیلن	۹۶۰	اتان	۱۲۰۰ (kton/year)	۱۳۸۶/۱۲/۲۸	اسفند سال ۱۳۸۶ مجوز دریافت نموده‌اند
۱۰	شرکت توسعه و آبادانی کرمانیان	جیرفت / کرمان	تولیدی		PVC	۳۰۰	اتیلن	۱۴۵ (kton/year)	۱۳۸۶/۱۲/۲۸	اسفند سال ۱۳۸۶ مجوز دریافت نموده‌اند
۱۱	شرکت توسعه و آبادانی کرمانیان	بم / کرمان	تولیدی		پلی اتیلن	۳۰۰	اتیلن	۳۰۵ (kton/year)	۱۳۸۶/۱۲/۲۸	اسفند سال ۱۳۸۶ مجوز دریافت نموده‌اند
۱۲	شرکت توسعه و آبادانی کرمانیان	بردسیر / کرمان	تولیدی		پلی اتیلن	۳۰۰	اتیلن	۳۰۵ (kton/year)	۱۳۸۶/۱۲/۲۸	اسفند سال ۱۳۸۶ مجوز دریافت نموده‌اند
۱۳	شرکت توسعه و آبادانی کرمانیان	بافت / کرمان	تولیدی		PVC	۳۰۰	اتیلن	۱۴۵ (kton/year)	۱۳۸۶/۱۲/۲۸	اسفند سال ۱۳۸۶ مجوز دریافت نموده‌اند
۱۴	اوره اندونزی	عسلویه	تولیدی	۱۳۸۶-۸۹	اوره	۱۱۵۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۳	۱۳۸۶/۷/۱۶	پس از دریافت مجوز گزارشی مبنی بر پیشرفت کار از سوی متقاضی ارائه نشده است
					آمونیاک - نهایی	۳۴۰				
۱۵	شرکت صنایع پتروشیمی زنجان	ایجرود - زنجان	تولیدی	۱۳۸۶-۸۹	اوره	۱۰۷۳	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۲/۴	۱۳۸۶/۵/۱۴	به‌لایلی مشخص نمون میزان گاز درخواستی تکتون در کمیته هماهنگی سوخت مطرح نگرییده است
					آمونیاک - نهایی	۷۴				



ردیف	نام طرح	محل احداث	نوع فعالیت	برنامه زمانبندی	نام محصول	ظرفیت (Kton / year)	خوراک	میزان خوراک (MMm ³ / day)	تاریخ صدور مجوز	ملاحظات
۱۶	شرکت صنایع پتروشیمی لردگان	لردگان - چهارمحال و بختیاری	تولیدی	۱۳۸۶-۸۹	اوره	۶۶۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۱/۷۵	۱۳۸۶/۵/۱۴	به دلیل مشخص نمودن میزان گاز درخواستی تاکنون در کمیته هماهنگی سوخت مطرح نگردیده است
					آمونیاک - نهایی	۲۳				
۱۷	شرکت صنایع پتروشیمی گلستان	آق غلا - گلستان	تولیدی	۱۳۸۶-۸۹	اوره	۱۰۷۳	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۲/۴	۱۳۸۶/۵/۱۴	به دلیل مشخص نبودن میزان گاز درخواستی تاکنون در کمیته هماهنگی سوخت مطرح نگردیده است
					آمونیاک - نهایی	۷۴				
۱۸	سوفارآسا	خوی	تولیدی	پنج سال	اوره	۱۲۵۴	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۴/۳	۱۳۸۶/۷/۱۶	متقاضی مراجعه ننموده است
					آمونیاک - نهایی	۴۳۶				
۱۹	صنایع هیدروکربن و فسفات پارس شمالی	کهگیلویه و بویراحمد - چرام	تولیدی	سه سال	اوره	۱۰۰۰	گاز طبیعی / خوراک و سوخت	۲/۲۷	۱۳۸۶/۷/۱۶	پس از دریافت مجوز گزارشی مبنی بر پیشرفت کار از سوی متقاضی ارائه نشده است
					آمونیاک - نهایی	۱۰				
					MAP/DAP	۱۰۰				

مأخذ: معاونت برنامه ریزی و وزارت نفت، اداره کل اجرای سیاست های اصل چهل و چهارم و برنامه ریزی صنایع پایین دستی.

درخصوص ماده (۱۲۲) قانون برنامه سوم (تنفیذی در برنامه چهارم) علت اجرایی نشدن موافقتنامه‌های صادر شده به بخش خصوصی مسئله اساسی عدم توانایی بخش خصوصی در تأمین منابع مالی مورد نیاز می‌باشد. به‌طوری که برای مثال سرمایه‌گذاری لازم جهت احداث یک پالایشگاه نفت خام و میعانات گازی به ظرفیت ۱۰۰ هزار بشکه در روز حدوداً ۲ تا ۲/۵ میلیارد دلار برآورد می‌گردد که این میزان سرمایه‌گذاری توسط بخش خصوصی از داخل کشور امکانپذیر نبوده و از طرفی دسترسی به فاینانس بین‌المللی نیز برای بخش خصوصی (حقیقی یا حقوقی) میسر نمی‌باشد.

۲-۱۰. اقدامات و واگذاری‌های انجام شده در شرکت‌های تابعه وزارت نفت

پس از ابلاغ سیاست‌های کلی اصل چهارم قانون اساسی در ۱۳۸۵/۴/۱۰ و تشکیل اداره کل اجرای سیاست‌های اصل چهارم و برنامه‌ریزی صنایع پایین‌دستی، اقدامات لازم به‌منظور تعیین فهرست شرکت‌های قابل واگذاری به‌صورت جدی‌تر پیگیری شد. بدین منظور فهرست شرکت‌های قابل واگذاری در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی از طریق تعامل با سازمان خصوصی‌سازی و هیئت عالی واگذاری تعیین شد و نتیجه این تعامل، تصویب چندین مصوبه برای واگذاری و برنامه زمانبندی برای این هدف بود که در سال‌های برنامه ادامه یافت. نتیجه این مصوبات، پیگیری به‌منظور واگذاری ۳۹ شرکت در سال ۱۳۸۶ بود که ۴ فقره از آنها مصوبه خصوصی‌سازی را از سال ۱۳۸۱ داشته‌اند که در این فهرست نیز قرار گرفته‌اند.

الف) شرکت ملی نفت ایران

براساس مفاد سیاست‌های کلی اصل چهارم، بند «الف» و «ج»، از تعداد ۳۴ شرکت زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران، تعداد ۱۵ شرکت همچنان به‌صورت دولتی اداره خواهند شد و از ۱۹ شرکت قابل واگذاری به علت حساسیت تولید نفت خام، پس از بررسی‌های لازم در کارگروه ویژه با بورس و سازمان خصوصی‌سازی، تعداد ۸ شرکت زیر در مراحل مختلف در فهرست واگذاری قرار گرفتند که جزئیات واگذاری‌ها در این مجموعه در ادامه ارائه شده است:

- حفاری شمال،

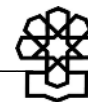
- توسعه پترو ایران،

- پترو پارس،

- مهندسی و ساختمان صنایع نفت (OIEC)،

- هلیکوپتری ایران،

- خدمات رفاهی نفت،



- پشتیبانی ساخت و تهیه کالای نفت ایران،

- ملی حفاری ایران.

- شرکت پتروایران

مطابق آخرین گزارش ارائه شده در سال ۱۳۸۸، ۱۰۰ درصد سهام شرکت پتروایران به قیمت ۱۱۰ میلیارد تومان به شرکت انرژی دانا فروخته شد. قبل از تکمیل مراحل واگذاری و به علت وجود برخی ابهامات در تعیین قیمت پایه و نحوه برگزاری مزایده، طبق درخواست وزیر نفت و دستور رئیس‌جمهور، در تاریخ ۱۳۸۷/۹/۲۶، تحویل شرکت به خریدار متوقف شد و قرار شد پس از بررسی و تأیید روش قیمتگذاری توسط سازمان‌های نظارتی، پیگیری مراحل واگذاری به سازمان خصوصی‌سازی ابلاغ شود.

- شرکت پتروپارس

۵۱ درصد سهام (و ۱۰ درصد سهام ترجیحی و ۳۹ درصد در اختیار دولت باقی خواهد ماند) بر مبنای ارزش کل شرکت که بالغ بر ۲۵۰ میلیارد تومان است فروخته شد. ولی به دلیل مشکلاتی که برنده اول در واریز سپرده ایجاد کرد و بین ارقام پیشنهادی نفرات اول و دوم اختلاف فاحشی وجود داشت، مزایده باطل اعلام شد و مقرر شد که متعاقباً نسبت به تجدید آگهی مزایده اقدام شود.

- شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت

مقرر شد که در سال ۱۳۸۸، ۲۹/۷۲ درصد سهام متعلق به نفت در بورس یا از طریق مزایده به فروش برسد. با توجه به اینکه بیش از ۵۰ درصد از سهام این شرکت در اختیار بخش خصوصی است، حق تقدم خرید و انتخاب روش فروش به عهده صاحبان اکثریت سهام است.

- شرکت حفاری شمال

تاکنون حدود ۲۸ درصد سهام آن در بورس به فروش رسیده است و ۱۰ درصد سهام آن به عنوان رد دیون دولت به ساتا (سازمان تأمین اجتماعی ارتش) واگذار شد و قرار شد در سال ۱۳۸۸ یک بلوک ۲۰ درصدی از سهام آن، که به تصویب هیئت عالی واگذاری رسیده است در بورس عرضه شود. ۱۰ درصد سهام آن به عنوان سهام ترجیحی و باقی‌مانده آن نیز قرار بود تا پایان سال ۱۳۸۸، به صورت بلوک کنترلی از طریق بورس به فروش برسد.

- شرکت هلیکوپتری ایران

شرکت سرمایه‌گذاری مهرگان، وابسته به بنیاد تعاون نیروی انتظامی به عنوان برنده مزایده اعلام شد و قرار شد با مبلغ ۱۲۵ میلیارد تومان مزایده را از آن خود کند و قرار شد پیش‌پرداخت آن را به حساب واریز کنند. همچنین قرارداد نهایی فروش این شرکت امضا شد و خریدار در حال تحویل گرفتن برگه و دفتر سهام و کلیه تأسیسات شرکت است.

- شرکت خدمات رفاهی نفت

مقدمات واگذاری این شرکت انجام شد و قرار شد تا پایان سال ۱۳۸۸ به مزایده گذاشته شود.

- شرکت پشتیبانی ساخت و کالای نفت ایران

مقدمات مربوط به واگذاری این شرکت انجام شد و پس از تصویب قیمت پایه، قرار شد تا پایان سال ۱۳۸۸ به مزایده گذاشته شود.

- شرکت ملی حفاری

این شرکت در گروه ۱ فعالیت‌های قانون اصل چهل و چهارم قرار گرفت و ۳۰ درصد سهام آن به سهام عدالت، ۱۰ درصد آن به کارکنان و مدیران و ۶۰ درصد باقی‌مانده سهام این شرکت، قرار است در قالب چند شرکت تعاونی سهامی عام به کارکنان شرکت از طریق مذاکره واگذار شود. علاوه بر این شرکت‌ها، در مورد شرکت‌های دیگر نیز تصمیماتی اتخاذ شد که به صورت زیر است:

- شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت

این شرکت وظایف حاکمیتی را عهده‌دار است و موضوع انتقال آن به ساختار وزارت نفت به هیئت واگذاری ارائه شد و طبق مصوبه هیئت دولت، قرار شد که ۸۰ درصد سهام آن تا پایان سال ۱۳۹۳ واگذار و ۲۰ درصد دیگر در تملک دولت قرار گیرد.

- شرکت ملی صادرات گاز ایران

با توجه به اینکه این شرکت وظایف حاکمیتی را انجام می‌دهد، پیشنهاد مستثنا شدن این شرکت از واگذاری، به وزیر امور اقتصاد و دارایی پیشنهاد شد. اما طبق مصوبه هیئت دولت، باید تا پایان سال ۱۳۹۳، ۸۰ درصد سهام آن واگذار و ۲۰ درصد دیگر آن در تملک دولت قرار گیرد.

- شرکت پایانه‌های نفتی ایران

پیشنهاد شده است که عملیات این شرکت در جزیره خارک و پایانه نکا از شرکت پایانه‌های نفتی منتزع شود و به شرکت ملی نفت انتقال یابد. براساس مصوبه اخیر هیئت دولت، قرار شد ۴۰ درصد سهام آن به سهام عدالت، ۱۰ درصد به کارکنان، ۳۰ درصد به بخش خصوصی واگذار شود و ۲۰ درصد باقی‌مانده نیز در تملک دولت قرار گیرد.

- خدمات ترابری و پشتیبانی نفت

مقدمات واگذاری این شرکت انجام شده و پس از تصویب قیمت پایه، قرار شد تا پایان سال ۱۳۸۸ به مزایده گذاشته شود.



- شرکت خدمات مهندسی و تجهیزات صنعتی توربین جنوب و شرکت پیرا حفاری ایران

مقدمات واگذاری این دو شرکت انجام شد و پس از تصویب قیمت پایه، قرار شد تا پایان سال ۱۳۸۸ به مزایده گذاشته شود.

- شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) و نفتیران اینترترید (نیکو)

با توجه به وظایف حاکمیتی این شرکت، پیشنهاد مستثنا شدن این شرکت از واگذاری به سازمان خصوصی‌سازی ارائه شد. در غیر این صورت، طبق مصوبه هیئت دولت ۸۰ درصد سهام آن تا پایان سال ۱۳۹۳ واگذار خواهد شد و مابقی سهام آن (۲۰ درصد) در تملک دولت باقی خواهد ماند.

ب) شرکت ملی گاز ایران

وظیفه شرکت ملی گاز ایران تأمین گاز طبیعی کشور و مأموریت برای خرید گاز از بخش بالادستی نفت و سپس پالایش، صادرات، ترانزیت، سوآپ و توزیع داخلی آن است. بنابراین برای انجام این مأموریت نیازمند در اختیار داشتن شبکه‌های انتقال و پالایشگاه‌های گاز به‌منظور پالایش آن است. به‌طور کلی مطابق آخرین تصمیمات کارگروه وزیران در مورد واگذاری شرکت ملی گاز ایران تصمیمات زیر اتخاذ شد:

- شرکت ملی گاز در گروه ۲ فعالیت‌های ماده (۲) قانون اصل چهل‌وچهارم قرار گرفت.

- ۲۰ درصد از کل سهام آن در مالکیت دولت باقی خواهد ماند.

- ۴۰ درصد سهام آن به سهام عدالت تخصیص یافت.

- حدود ۱۰ درصد از سهام آن به سهام ترجیحی و به‌کارکنان و دیگر مدیران واگذار خواهد شد.

- باقی‌مانده سهام آن، که ۳۰ درصد است از طریق بورس به بخش خصوصی واگذاری خواهد شد.

به‌طور کلی عواملی چون، حساسیت گازرسانی به نقاط مختلف کشور، نظارت بر توزیع گاز، انجام تعهدات هیئت وزیران در گازرسانی به شهرها و روستاها، یارانه‌ای بودن قیمت گاز در داخل و... باعث شد که واگذاری این شرکت با کندی انجام شود. با وجود این در شرکت ملی گاز، ۴۹ و ۴۱ درصد سهام مربوط به شرکت گاز استان همدان و شرکت پالایش گاز بیدبلند به‌عنوان رد دیون واگذار شد.

ج) شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران

با توجه به وظایف و رسالت این شرکت در تأمین سوخت مایع مورد نیاز کشور و خرید نفت خام از بخش بالادستی نفت و پالایش آن، در اختیار داشتن شبکه‌های انتقال خوراک و فرآورده و انبارهای ذخیره‌سازی استراتژیک الزامی است. عملکرد اجرای قانون اصل چهل‌وچهارم در زیرمجموعه شرکت ملی پالایش و پخش به‌شرح جدول ۶۸ زیر بود:

جدول ۶۸. عملکرد اجرای قانون اصل چهل و چهارم در شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران

نام شرکت	بابت سهام عدالت	بابت رد دیون	بابت واگذاری در بورس و سهام ترجیحی	مصوبه جدید سهام عدالت	میزان واگذاری انجام شده
پالایش نفت اصفهان	۳۰	۳۵	۶		
پالایش نفت آبادان	-	-	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت اراک	-	-	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت بندرعباس	-	-	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت تبریز	-	۲۰	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت تهران	-	-	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت شیراز	-	-	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت کرمانشاه	-	-	-	۴۰	۳۰
پالایش نفت لاوان	-	-	-	۴۰	۳۰
ملی پخش فرآورده‌های نفتی				۴۰	-

مأخذ: گزارش عملکرد اجرای قانون اصل چهل و چهارم در بخش نفت.

د) شرکت ملی صنایع پتروشیمی

در مورد اجرای قانون اصل چهل و چهارم قانون اساسی، طبق مصوبات هیئت واگذاری، قرار شد هلدینگ پتروشیمی متشکل از ۱۲ شرکت به شرح جدول ۶۹ تشکیل شود و پس از انجام مقدمات قانونی، از طریق بورس به صورت ۱۰۰ درصد به بخش غیردولتی واگذار شود.

جدول ۶۹. میزان سهام انتقالی شرکت‌های پتروشیمی به هلدینگ

ردیف	نام شرکت	میزان سهام انتقالی به هلدینگ درصد
۱	پتروشیمی مبین	۱۰۰
۲	مدیریت توسعه صنایع پتروشیمی	۱۰۰
۳	پتروشیمی بین‌المللی	۱۰۰
۴	عملیات غیرصنعتی پتروشیمی	۱۰۰
۵	عملیات غیرصنعتی بازارگاد	۱۰۰
۶	پتروشیمی برزویه	۷۶/۵
۷	پتروشیمی بندر امام	۵۰
۸	پتروشیمی بوعلی سینا	۷۰
۹	پتروشیمی فجر	۷۰
۱۰	پتروشیمی خوزستان	۷۰
۱۱	پتروشیمی پارس	۶۰
۱۲	بازرگانی پتروشیمی ایزان	۴۹

مأخذ: همان.



در این رابطه کلیه اسناد و مدارک مالی منتهی به ۱۳۸۶/۱۲/۲۹ مربوط به شرکت‌های وابسته به شرکت ملی صنایع پتروشیمی برای واگذاری به سازمان خصوصی‌سازی تحویل شد که از میان آنها شرکت‌های زیر واگذار شد.

جدول ۷۰. وضعیت سهام شرکت‌های واگذار شده مربوط به شرکت ملی صنایع پتروشیمی

ردیف	نام شرکت پتروشیمی	کل سهام متعلق به دولت «درصد»	رد دیون «درصد»	سهام عدالت «درصد»	بورس، مزایده و ترجیحی «درصد»	ارزش واگذاری‌ها «میلیارد ریال»	واگذاری کل
۱	فن‌آوران	۵۰	۱۵/۹	-	۳۴/۱	۲۲۸۳	۱۰۰
۲	امیرکبیر	۴۹	۱۷/۷	-	۳۱/۳	۱۴۶۷	۱۰۰
۳	اراک	۰/۰۹	-	-	-	۸	۱۰۰
۴	اصفهان	۰/۰۶	-	-	-	۱۲	۱۰۰
۵	جم	۵۲/۵	۳۵	۱۵	۲/۵	-	۱۰۰
۶	خراسان	۱۰۰	۹۵	-	۵	-	۱۰۰
۷	خارک	۰/۰۲	-	-	۰/۰۲	۳	۱۰۰
۸	آبادان	۶۰۰ سهم	-	-	۶۰۰ سهم	۰/۰۰۴	۱۰۰
۹	رازی	۱۰۰	-	-	۱۰۰	۶۰۷۱	۱۰۰
۱۰	مارون	۸۰	۵۰	۳۰	-	-	۱۰۰
۱۱	راهبران پتروشیمی	۱۰۰	-	-	۱۰۰	۱/۴	۱۰۰
۱۲	بازرگانی پتروشیمی	۱۰۰	-	-	۵۵	۱۰۴۵	۵۵
۱۳	حمل و نقل پتروشیمی	۱۰۰	۵۰	-	۵۰	-	۱۰۰
۱۴	پارس	۱۰۰	۴۰	-	-	-	۴۰
۱۵	تبریز	۱۰۰	۲۰	۱۰	-	-	۳۰
۱۶	فجر	۱۰۰	-	۳۰	-	-	۳۰
۱۷	شهید تندگویان	۸۵	-	۱۰	-	-	۱۰
۱۸	بیستون	۱۰۰	-	۳۰	-	-	۳۰
۱۹	بندر امام	۱۰۰	-	۳۰	-	-	۳۰
۲۰	بوعلی سینا	۱۰۰	-	۳۰	-	-	۳۰
۲۱	خوزستان	۱۰۰	-	۳۰	-	-	۳۰

مأخذ: همان.

به‌طور کلی در مورد ارزیابی میزان پیشرفت واگذاری‌ها در وزارت نفت و مقایسه آن با کل واگذاری‌های دولت، به‌صورت زیر می‌توان خلاصه کرد:

جدول ۷۱. ارزش کل واگذاری‌ها در وزارت نفت

نام شرکت	نحوه واگذاری سهام	ارزش (میلیارد دلار)	توضیحات
ملی نفت ایران	عدالت، مزایده، بورس و رد دیون	حدود ۱	-
ملی صنایع پتروشیمی	عدالت، بورس و مزایده	حدود ۴/۵	۳/۵ میلیارد دلار سهام عدالت و رد دیون و ۱ میلیارد دلار در بورس و مزایده
ملی گاز ایران	عدالت	حدود ۵	-
ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی	عدالت و بورس	حدود ۷	حدود ۶/۵ میلیارد دلار سهام عدالت و رد دیون و ۰/۵ میلیارد دلار در بورس
جمع کل	-	۱۷/۵	

مأخذ: همان.

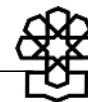
در مجموع از کل سهام واگذار شده، ۱۵ میلیارد دلار به‌عنوان سهام عدالت و رد دیون بود و مابقی از طریق بورس و مزایده واگذار شد.

همچنین ارزش کل شرکت‌های قابل واگذاری در وزارت نفت حدود ۵۰-۵۵ میلیارد دلار برآورد شده است که جمع واگذاری‌های انجام شده تا نیمه اول سال ۱۳۸۸ حدود ۱۷/۵ میلیارد دلار بود که حدود ۸۶ درصد آن به‌صورت سهام عدالت و رد دیون بود.

۱۱. عملکرد سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت

اولین اقدام عملی و مؤثر در زمینه بهینه‌سازی مصرف سوخت با تدوین ماده (۱۲۱) قانون برنامه سوم توسعه آغاز شد. براساس این ماده وزارت نفت و نیرو موظف گردیدند با تشکیل کمیته‌های کارشناسی معیارها و استانداردهای مصرف انرژی در بخش‌های مصرف‌کننده را تعیین کنند. پس از تصویب ماده (۱۲۱) قانون برنامه سوم سازمان تازه تأسیس بهینه‌سازی مصرف سوخت وزارت نفت و معاونت انرژی وزارت نیرو از سال ۱۳۷۹ اقداماتی را در زمینه ایجاد زمینه برای صرفه‌جویی مصرف انرژی آغاز نمودند.

وزارت نفت از طریق شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت کشور به‌منظور اعمال صرفه‌جویی و منطقی کردن مصرف انرژی، حفاظت از محیط زیست و اجرای اقدامات مرتبط با بهره‌برداری کارآمد و بهینه از انواع حامل‌های انرژی، در چهار بخش صنعت، حمل‌ونقل، ساختمان و پژوهش، اقدامات زیادی را در بخش‌های مختلف به انجام رسانده که در ذیل به آنها اشاره می‌شود:



۱۱-۱. مدیریت بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش صنعت

۱۱-۱-۱. ممیزی انرژی

به موجب ماده (۳۰) آیین‌نامه اجرایی ماده (۱۲۱) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران که عیناً در ماده (۲۰) قانون برنامه چهارم تنفیذ شده است، در ۱۸۰ واحد بزرگ صنعتی متشکل از صنایع آهن و فولاد، سیمان، گچ، آهک، آجر، کاشی و سرامیک، شیشه، قند و شکر، روغن نباتی، تایر و تیوب، نساجی، چوب و کاغذ، صنایع شیمیایی و دیگر صنایع، ممیزی انرژی انجام گرفته است. اجرای راهکارهای کم‌هزینه و بدون هزینه ارائه شده در ممیزی انرژی حداقل ۱۰ درصد صرفه‌جویی به همراه خواهد داشت.

۱۱-۱-۲. تدوین دستورالعمل‌های مصرف انرژی

به موجب ماده (۳۱) آیین‌نامه اجرایی ماده (۱۲۱) قانون برنامه سوم توسعه، دستورالعمل‌های مصرف سوخت در صنایع آجر، قند و شکر، روغن نباتی، شیشه، تایر و تیوب، سیمان و آهن و فولاد تدوین شده و به موجب ماده (۳۳) آیین‌نامه فوق‌الذکر، قیمت سوخت واحدهای بزرگ صنعتی که دستورالعمل‌های اشاره شده را رعایت نکرده‌اند تا زمان رعایت دستورالعمل، ۲۰ درصد افزایش یافته است. در حال حاضر نیز تدوین دستورالعمل مصرف انرژی در صنایع پلیمری و غیرپلیمری پتروشیمی در دست تهیه می‌باشد.

۱۱-۱-۳. تدوین معیار مصرف انرژی

به موجب ماده (۴) آیین‌نامه اجرایی ماده (۱۲۱) قانون برنامه سوم توسعه معیار مصرف انرژی در ۱۱ صنعت مختلف (سیمان، آجر، قند و شکر، شیشه، آهک، گچ، تایر و تیوب، آهن و فولاد، روغن نباتی، کاشی و روغن موتور) به تصویب کارگروه مربوطه رسیده و شماره استاندارد ملی دریافت نموده است. در حال حاضر تدوین استاندارد مصرف انرژی در صنعت نفت (پالایشگاه گاز، پالایشگاه نفت، خطوط انتقال گاز و ایستگاه‌های تقویت فشار، خطوط انتقال نفت و فرآورده‌های نفتی و صنایع پتروشیمی)، هیت‌های صنعتی و گلخانه‌های تجاری و همچنین بازنگری استاندارد صنایع آجر و کاشی، قند و شکر، سیمان، گچ، روغن نباتی، شیشه و تایر و تیوب در دست انجام است. در مجموع معیارها و استانداردهای تدوین شده و یا در دست تدوین تا پایان سال ۱۳۸۸ در جدول ۷۲ ارائه شده است.

جدول ۷۲. معیارها و استانداردهای تدوین شده و یا در دست تدوین تا پایان سال ۱۳۸۸^۱

ردیف	عنوان معیار یا استاندارد	تاریخ تصویب
۱	تدوین استاندارد و بر چسب انرژی برای هیترهای صنعتی با روش انتقال حرارت جابجایی	۱۳۸۸/۹/۲۴
۲	تدوین دستورالعمل مصرف انرژی در صنایع غیرپلیمری و پلیمری پتروشیمی	۱۳۸۸/۱۲/۱۱
۳	تدوین استاندارد مصرف انرژی در صنایع پتروشیمی	-
۴	تدوین استاندارد مصرف انرژی در پالایشگاه‌های نفت	در دست تدوین
۵	تدوین استاندارد مصرف انرژی در پالایشگاه‌های گاز	در دست تدوین
۶	تدوین استاندارد مصرف انرژی در خطوط لوله نفت و فرآورده‌ها	در دست تدوین
۷	تدوین استاندارد مصرف انرژی در خطوط لوله گاز	در دست تدوین
۸	استاندارد مصرف انرژی در صنایع سیمان	بازنگری و در دست تدوین
۹	استاندارد مصرف انرژی در صنایع گچ و آهک	بازنگری و در دست تدوین
۱۰	استاندارد مصرف انرژی در صنایع شیشه	بازنگری و در دست تدوین
۱۱	استاندارد مصرف انرژی در صنایع آجر و کاشی	بازنگری و در دست تدوین
۱۲	استاندارد مصرف انرژی در صنایع لاستیک	بازنگری و در دست تدوین
۱۳	استاندارد مصرف انرژی در صنایع قند و شکر	بازنگری و در دست تدوین
۱۴	استاندارد مصرف انرژی در صنایع روغن نباتی	بازنگری و در دست تدوین
۱۵	استاندارد مصرف انرژی در صنایع کشاورزی	بازنگری و در دست تدوین

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.

۴-۱-۱۱. حمایت از اجرای طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی با اعطای کمک بلاعوض و

یارانه سود تسهیلات

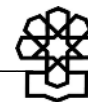
به‌منظور منطقی کردن مصرف در واحدهای صنعتی و اجرایی کردن طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی، اجرای پروژه‌های ذیل مورد حمایت مالی قرار گرفته‌اند:

- کمک بلاعوض اجرای عملیات داخلی تبدیل سوخت ۳۳ کارخانه قند و شکر به‌منظور جایگزینی گاز طبیعی به جای نفت کوره.

- حمایت از تولید هیترهای صنعتی با راندمان بالای ۹۰ درصد و به‌کارگیری آن جهت گرمایش سالن‌های صنعتی، مرغداری‌ها و گلخانه‌ها.

- کمک بلاعوض به‌منظور بهبود فناوری تولید آجر و جایگزینی کوره تونلی به جای کوره هوفمن در دو کارخانه آجر استان اصفهان.

۱. ارقام سال ۱۳۸۸، مقدماتی است.



- کمک بلاعوض جهت بهینه‌سازی سیستم احتراق دستگاه‌های شعله‌افکن.
- کمک بلاعوض جهت کاهش تلفات انرژی با استفاده از عایق‌کاری سطوح بدون عایق توسط صنایع چوب و کاغذ ایران (چوکا).
- بهینه‌سازی مصرف انرژی در صنایع غذایی فرپاکجو.
- جایگزینی دستگاه‌های جدید پخت نان به جای پخت سنتی.

۵-۱-۱۱. حمایت از اجرای طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی با اعطای یارانه سود تسهیلات.

- بهینه‌سازی مصرف سوخت کوره‌های دوار کارخانه گچ جبل.
- تولید دستگاه خشک کن مدرن گردش مجدد شالی توسط شرکت خزر الکتریک.
- کمک به بهینه‌سازی مصرف انرژی در خط تولید کارخانه سیمان غرب با جایگزینی مشعل‌های دوگانه‌سوز با راندمان بالا.
- بهینه‌سازی انرژی در خطوط تولید کارخانه سیمان صوفیان.
- بهینه‌سازی مصرف سوخت در کارخانه سیمان لوشان.

۶-۱-۱۱. اجرای طرح‌های پایلوت

- اجرای طرح پایلوت تولید همزمان گرما، سرما و توان در دانشگاه کاشان.
- اجرای طرح پایلوت افزایش راندمان بویلرها از طریق کنترل اتوماتیک: در این طرح در نظر است طی آمارگیری کلی در سطح صنایع کشور، پتانسیل صرفه‌جویی انرژی با اجرای راهکارهای کنترل اتوماتیک سیستم احتراق و آب زیرکش بویلرها برآورد گردیده و پس از اجرای ۲ پایلوت در نیروگاه برق مشهد و پالایشگاه نفت شیراز و اخذ نتایج عملی، نسبت به تدوین استراتژی و استاندارد مصرف انرژی در بویلرهای صنعتی کشور اقدام شود.
- طراحی و ساخت موتور نمونه دیزل سنگین دوگانه‌سوز و ارائه دانش فنی آن به شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت: در این طرح ساخت نمونه موتور پایه دوگانه‌سوز مدل 12-V (طرح 87-D)، تست و آزمون مشخصات فنی موتور مطابق با استانداردهای تعیین شده، اعمال کلیه تنظیمات و تغییرات لازم برای رسیدن به معیارهای مصرف سوخت، آلایندگی، ایمنی، دوام، کارایی و ارائه دانش فنی به شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت انجام می‌گیرد.

۷-۱-۱۱. طرح‌های امکان‌سنجی تولید همزمان سرما، گرما و توان

- بازنگاری امکان‌سنجی فنی - اقتصادی طرح CCHP حرم مطهر حضرت علی بن موسی الرضا (ع).

- طرح توسعه و مطالعات مکان‌سنجی فنی - اقتصادی طرح CCHP و انرژی منطقه‌ای.^۱ شهر جدید پرند که هدف از اجرای این طرح ارتقای فناوری تبدیل انرژی در صنایع نیروگاهی کشور، با به‌کارگیری سیستم‌های انرژی منطقه‌ای و تولید همزمان گرما، سرما و توان (CCHP) می‌باشد. همچنین ارتقای فناوری تبدیل انرژی در شهرهای جدید کشور با به‌کارگیری سیستم‌های گرمایش منطقه‌ای و CCHP مد نظر می‌باشد. از مهمترین نتایج مورد انتظار در استفاده این سیستم‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- ارتقای کارایی انرژی.
- کاهش هزینه‌های انرژی.
- کاهش آلودگی زیست‌محیطی.
- آب شیرین کن نیروگاه خارک از طریق CHP.
- CCHP پژوهشکده انرژی دانشگاه صنعتی شریف.
- تولید توان و بازیافت حرارت در کارخانه سیمان ارومیه که هدف از اجرای این طرح ارتقای فناوری تبدیل انرژی در صنعت نفت کشور، به‌طور ویژه در بخش‌های نیروگاهی و Utility واحدهای عملیاتی می‌باشد.

۸-۱-۱۱. جذب سرمایه‌گذاری‌های خارجی

طی تفاهم به عمل آمده با صندوق سرمایه‌گذاری بین‌المللی محیط زیست (GEF)^۲ (وابسته به سازمان ملل متحد که دفتر آن در واشنگتن می‌باشد) پروژه افزایش بهره‌وری انرژی در پنج صنعت انرژی بر پالایشگاه‌های نفت و گاز، صنایع پتروشیمی، آهن و فولاد، سیمان و آجر، تعریف شده و پس از تأیید PIF^۳ هم‌اکنون مرحله تهیه سند کامل پروژه با همکاری سازمان توسعه صنعتی ملل متحد UNIDO در دست انجام می‌باشد. GEF تمایل به سرمایه‌گذاری معادل ۵/۴۵ میلیون دلار آمریکا در این پروژه دارد و سرمایه مشترک شرکت ملی نفت و بخش خصوصی ۱۵/۱۵ میلیون دلار (شامل نقدی و غیرنقدی) خواهد بود.

۲-۱۱. مدیریت بهینه‌سازی مصرف در بخش حمل‌ونقل

در راستای بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش حمل‌ونقل استراتژی‌های زیر در این بخش دنبال شده است:

1. District Energy
2. Global Environment Fund (GEF)
3. Project Information Fund



- کاهش مصرف سوخت در خودروها با تأکید بر ساخت و کارکرد خودرو،
 - ارتقای کیفیت و کارکرد ناوگان حمل و نقل کشور،
 - اصلاح و بهبود وضعیت ترافیک،
 - اصلاح، تکمیل و بهبود در تدوین و اجرای قوانین و مقررات مرتبط،
 - فرهنگ سازی، آموزش و اطلاع رسانی،
 - استفاده از سوخت های اقتصادی و سالم تر،
 - منطقی کردن سهم هر یک از مدهای حمل و نقل از کل حمل و نقل کشور،
 - بهینه کردن کیفیت سوخت ها و سایر فرآورده های نفتی مورد مصرف در خودروها و نحوه توزیع آنها،
 - اصلاح و بهینه سازی شبکه راه ها،
 - توسعه مدیریت حمل و نقل سازمان بهینه سازی مصرف سوخت کشور.
- اهم سیاست های این بخش به شرح ذیل است:
- تعیین سبد سوخت بخش حمل و نقل کشور،
 - شناخت عوامل تأثیرگذار در مصرف سوخت حمل و نقل درون و برون شهری،
 - توسعه حمل و نقل عمومی،
 - استفاده از سیستم های حمل و نقل هوشمند،
 - پروژه های کاهش تقاضای سفر،
 - ارائه تسهیلات جهت حمایت از خرید واگن باری،
 - کاهش شدت انرژی حمل و نقل جاده ای، هوایی و دریایی،
 - مطالعه در زمینه سیستم های حمل و نقل جایگزین و روش های جدید،
 - تدوین کتاب انرژی و حمل و نقل،
 - حمایت از طرح های کاهش مصرف سوخت،
 - مدیریت سیستم های حمل و نقل و گسترش فناوری اطلاعات،
 - توسعه خودروهای سبک دیزل، هیبرید و .. در کشور،
 - کاهش شدت انرژی خودروهای سبک با ارتقای کارایی موتور خودرو،
 - کاهش مصرف سوخت در خودروهای سنگین،
 - برنامه ریزی جهت کاهش عمر ناوگان با خارج کردن خودروهای فرسوده سنگین،
 - مطالعه در زمینه قوای محرکه و خودرو سنگین در راستای کاهش مصرف سوخت،
 - مطالعه و امکان سنجی استفاده از سوخت های جایگزین در خودروهای سنگین،

- تدوین استانداردهای مصرف سوخت در بخش حمل‌ونقل کشور.
- اقداماتی که در زمینه‌های مختلف بهینه‌سازی مصرف سوخت در بخش حمل‌ونقل انجام شده در ذیل ارائه شده است:
- برنامه‌ریزی جهت اجرای گازسوز کردن خودروها،
- برنامه‌ریزی جهت تولید تجهیزات گازسوز کردن خودروها،
- احداث جایگاه‌های CNG،
- تدوین استاندارد مصرف گاز خودروهای گاز سوز،
- تدوین استاندارد مصرف سوخت خودروهای سبک، سنگین و موتورسیکلت‌ها،
- به‌روزرسانی استاندارد مصرف سوخت انواع خودروها،
- بازرسی آزمایشات مصرف سوخت و آلاینده‌های معیارهای مصرف سوخت،
- تدوین سبد سوخت حمل‌ونقل کشور در سال ۱۳۸۸ و پیگیری جهت تصویب آن در مراجع رسمی،
- اصلاح استانداردهای تدوین شده برای موتورسیکلت، خودروهای سبک و سنگین و اخذ کد استاندارد ملی برای آنها به ترتیب به شماره‌های ۲-۶۶۲۶، ۲-۴۲۴۱ و ۸۳۶۱.
- ضمناً پروژه‌های مهم انجام شده تا پایان سال ۱۳۸۸ به همراه صرفه‌جویی آنها تا پایان سال ۱۳۸۸ در جدول ۷۳ ارائه شده است.

جدول ۷۳. طرح‌های مهم بهینه‌سازی انجام شده در بخش حمل‌ونقل به همراه صرفه‌جویی آنها تا پایان سال ۱۳۸۸^۱

ردیف	عنوان پروژه	واحد	مقدار	نوع فرآورده	مجموع صرفه‌جویی تا پایان سال ۱۳۸۸ (بشکله نفت خام)
۱	تعویض و جایگزینی تاکسی‌های فرسوده	دستگاه	۸۲۰۰	بنزین	۱۰۰۳۳۶۳
۲	طرح نصب بادشکن	دستگاه	۵۰۰	نفت گاز	۶۱۴۳۴
۳	طرح نصب بخاری درجا	دستگاه	۵۰۰	نفت گاز	۲۰۴۷۸
۴	طرح نصب water separator	دستگاه	۱۰۰۰	نفت گاز	۲۰۴۷۸
۵	طرح تنظیم موتور خودروهای دیزلی	دستگاه	۱۰۰	نفت گاز	۳۴۱۳
۶	نصب نازل‌های اتوماتیک در جایگاه‌ها	نازل	۲۰	بنزین	۵۸۸۰۰
۷	آموزش صرفه‌جویی انرژی به مراکز خدمات فنی خودرو	نفر	۱۴۶۰۰	بنزین	۴۹۹۴۵۶۲
۸	نصب پیش گرمکن برقی روی خودروهای دیزلی	دستگاه	۱۰۰	نفت گاز	۶۸۲۵



ردیف	عنوان پروژه	واحد	مقدار	نوع فرآورده	مجموع صرفه جویی تا پایان سال ۱۳۸۸ (بشکه نفت خام)
۹	نظارت، هدایت و کنترل ترافیک درون شهری (کنترل هوشمند، دوربین، تابلوی خبری)	دستگاه	۳۳	بنزین	۶۸۱۸۳۰
۱۰	اجرای تدوین معیار موتورسیکلت	دستگاه	۷۰۰۰۰۰	بنزین	۴۲۸۳۶۵
۱۱	توزیع فیلتر هوای پیکان تا سال ۱۳۸۴	عدد	۴۸۰۰۰۰۰	بنزین	۸۶۵۸۷۱
۱۲	پرداخت یارانه سود تسهیلات خرید واگن باری	واگن	۱۵۳۵	نفت گاز	۱۱۰۵۲۰
۱۳	پرداخت یارانه سود تسهیلات به مترو تهران	-	-	بنزین و نفت گاز	۴۰۹۰
۱۴	کمک به نوسازی ناوگان اتوبوسرانی	دستگاه	۲۲	نفت گاز	۳۶۵۷۰
۱۵	توقف خط تولید پیکان	-	-	بنزین	۲۷۷۵۶۴۰
جمع					۱۱۰۷۲۲۳۹

مأخذ: همان.

درخصوص جایگزینی گاز مایع و گاز طبیعی فشرده به جای بنزین و نفت گاز در بخش حمل و نقل نیز اقدامات زیر تا پایان سال ۱۳۸۸ به انجام رسیده است:

تعداد کل خودروها و موتورسیکلت کشور تا پایان سال ۱۳۸۸ در جدول ۷۴ ارائه شده است.

جدول ۷۴. تعداد کل خودروها و موتورسیکلت کشور تا پایان سال ۱۳۸۸ (ارقام به دستگاه)

نوع خودرو	فاصله ۱۳۷۷-۱۳۴۷	فاصله ۱۳۸۸-۱۳۷۸	جمع کل
سواری	۲۱۳۰۹۸۳	۷۷۶۹۱۶۳	۹۹۰۰۱۴۶
وانت	۸۳۳۸۳۱	۱۲۴۶۷۰۱	۲۰۸۰۵۳۲
موتورسیکلت	۲۹۵۷۰۵۷	۷۴۳۴۰۸۵	۱۰۳۹۱۱۴۲
آمیولانس و دودیفرانسیل	۳۲۵۴۳۹	۸۳۹۴۵	۴۰۹۳۸۴
اتوبوس	۴۷۸۲۵	۳۶۷۷۸	۸۴۶۰۳
مینی بوس	۱۱۴۰۲۵	۱۷۹۰۲	۱۳۱۹۳۷
ون	۰	۱۹۷۲۶	۱۹۷۲۶
کامیون	۳۰۸۸۴۷	۲۰۱۹۶۳	۵۱۰۸۱۰
جمع کل	۶۷۱۸۰۱۷	۱۶۸۱۰۲۶۳	۲۳۵۲۸۲۸۰

مأخذ: همان.

با توجه به وجود ۱۲۳۹۰۰۶۲ دستگاه خودروهای بنزین سوز موجود در کشور، فقط تعداد ۲۵۰۳۴ دستگاه خودروی گاز مایع سوز در کشور وجود دارد که در سال ۱۳۸۸ این تعداد خودرو ۸۵۲ هزار مترمکعب گاز مایع مصرف کرده اند. در این سال تعداد ۱۹ جایگاه در ۱۱ شهر کشور عرضه کننده گاز مایع به خودروها فعال بوده که در جدول ۷۵ ارائه شده است.

جدول ۷۵. تعداد جایگاه‌های فعال گاز مایع تا پایان سال ۱۳۸۸

ردیف	شهر	جمع
۱	تهران	۵
۲	اصفهان	۴
۳	تبریز	۲
۴	شیراز	۱
۵	مشهد	۱
۶	ارومیه	۱
۷	یزد	۱
۸	شاهرود	۱
۹	قم	۱
۱۰	اهواز	۱
۱۱	آبادان	۱
	جمع	۱۹

مأخذ: همان.

در ارتباط با جایگزین کردن گاز طبیعی فشرده به جای بنزین و نفت گاز نیز اقدامات مؤثری انجام شده است که در جدول ۷۶ عملکرد خودروهای تبدیل شده گاز از آغاز این عملیات تا پایان سال ۱۳۸۸ به‌طور کلی و به تفکیک کارگاهی و کارخانه‌ای ارائه شده است.

جدول ۷۶. تعداد خودروهای تبدیل شده گازسوز تا پایان سال ۱۳۸۸ (ارقام به دستگاه)

ردیف	موضوع	جمع
۱	تبدیل کارگاهی خودروهای بنزینی به دوگانه‌سوز	۷۲۰۰۰۰
۲	تبدیل کارخانه‌ای خودروهای بنزینی به دوگانه‌سوز	۱۲۸۰۰۰۰
	جمع	۲۰۰۰۰۰۰

مأخذ: همان.

تا پایان سال ۱۳۸۸ نیز تعداد جایگاه‌های CNG بهره‌برداری شده در کشور ۱۱۹۱ جایگاه بوده که با توجه به دو میلیون خودروی گازسوز موجود در کشور، نسبت خودرو به ازای هر جایگاه ۱۶۷۹ می‌باشد که با استاندارد دنیا یعنی هر جایگاه ۱۰۰۰ خودرو هنوز فاصله وجود دارد. البته باید متذکر شد که این نسبت در سال ۱۳۸۷ برابر ۲۸۵۵ بوده که در سال ۱۳۸۸ کاهش چشمگیری داشته است. جدول ۷۷ وضعیت احداث جایگاه‌های CNG تا پایان سال ۱۳۸۸ را نشان می‌دهد. ضمناً تا پایان سال ۱۳۸۸ تعداد اتوبوس‌ها و مینی‌بوس‌های گازسوز به ترتیب ۴۹۲۳ و ۲۷۹ دستگاه بوده است.



جدول ۷۷. وضعیت احداث جایگاه‌های CNG تا پایان سال ۱۳۸۸

ردیف	نوع جایگاه	بهره‌برداری شده	در حال ساخت	جمع
۱	تک‌منظوره دولتی	۰	۰	۰
۲	تک‌منظوره خصوصی	۶۶۱	۵۲۴	۱۱۸۵
۳	دو منظوره (گاز- بنزین)	۵۳۰	۹۹۷	۱۵۲۷
	جمع	۱۱۹۱	۱۵۲۱	۲۷۱۲

مأخذ: همان.

- همچنین در حوزه حمل‌ونقل اقدامات ذیل در حال انجام است:
- مطالعه میدانی تأثیر CNG بر مصرف سوخت بخش حمل‌ونقل تهران،
 - سیاستگذاری انرژی در بخش حمل‌ونقل کشور،
 - مطالعه استانداردهای حمل‌ونقل در کاربری زمین،
 - شناخت عوامل تأثیرگذار در حمل‌ونقل درون‌شهری،
 - گزارش توجیه اقتصادی درخصوص برقی کردن خط تهران - بافق - بندرعباس و تهران - مشهد،
 - انعقاد تفاهمنامه بین وزرای محترم نفت و راه و ترابری جهت ساخت راه‌آهن خط فارس - خوزستان،
 - تدوین استاندارد مصرف سوخت خودروهای گازسوز،
 - تدوین روش‌های تنبیهی و تشویقی جهت اجرای معیار مصرف سوخت،
 - خدمات آزمایشگاهی برای موتورسیکلت، خودروهای سبک و موتورهای سنگین دیزل،
 - بازرسی و نظارت بر خدمات آزمایشگاهی،
 - بررسی مدارک مربوط به خودروهای سبک، سنگین و موتورسیکلت وارداتی کشور بررسی
 - ابداعات و طرح‌های کاهش مصرف سوخت،
 - تدوین استاندارد مصرف سوخت خودروهای سبک دیزل،
 - به‌روزرسانی استاندارد مصرف سوخت موتورسیکلت‌ها،
 - به‌روزرسانی استاندارد مصرف سوخت موتورهای سنگین دیزل،
 - به‌روزرسانی استاندارد مصرف سوخت خودروهای سبک،
 - تدوین استاندارد ماشین‌های راهسازی،
 - تدوین استاندارد ناوگان هوایی کشور،
 - کمک بلاعوض جهت تولید ۲۰ هزار دستگاه وانت دیزل سبک و جایگزینی آن با وانت‌های
- پرمصرف Z24،
- امکان‌سنجی تولید و واردات خودروهای دیزل سبک سواری در کشور،

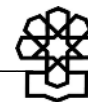
- امکان‌سنجی تولید خودروهای هیبرید در کشور،
- ارتقای کارایی خودروهای در حال تردد در کشور،
- بررسی ابداعات و اختراعات مؤثر در کاهش مصرف سوخت متناسب با تکالیف و مصوبات هیئت دولت،
- بررسی تکنولوژی‌های روز دنیا در خودروها و نقش آنها در کاهش مصرف سوخت،
- طراحی و ساخت اتوبوس هیبرید الکتریکی،
- بازرسی تست‌های مصرف سوخت و آلایندگی معیارهای مصرف سوخت،
- انجام تست‌های مصرف سوخت و آلایندگی موتورسیکلت‌های تولیدی کشور،
- انجام تست‌های مصرف سوخت و آلایندگی موتورهای دیزل خودروهای سنگین و نیمه‌سنگین جاده‌ای.

۳-۱۱. بهینه‌سازی انرژی در بخش ساختمان

مدیریت بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش ساختمان در ابتدای سال ۱۳۸۰، با توجه به سهم بالای این بخش در مصرف انرژی کشور، در شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت تشکیل گردید. بررسی‌های صورت گرفته در سال ۱۳۷۹ بیانگر این واقعیت بود که بخش خانگی با مصرف بیش از ۴۰ درصد از کل انرژی مصرفی کشور، بالاترین سهم را نسبت به بخش‌های اقتصادی به خود اختصاص داده که از این میان بیشترین میزان مصرف مربوط به گاز طبیعی و بیشترین ارزش انرژی مصرفی مربوط به نفت سفید بوده است.

مقایسه مصرف انرژی بین ساختمان‌های کشور با مقدار متناظر آن در کشورهای توسعه یافته، گویای فاصله زیاد این دو مقدار بود که این تفاوت تجدید نظر اصولی در سیاست‌های مصرف انرژی در بخش ساختمان را ضروری می‌سازد. هر چند به دلیل پایین بودن بهای انرژی در کشور تا قبل از اجرای طرح هدفمندسازی یارانه‌ها، مصرف‌کنندگان هزینه گزافی را پرداخت نمی‌کردند، اما با کاهش و حذف یارانه انرژی انتظار می‌رود تا کاهش مصرف انرژی در بخش ساختمان با جدیت بیشتری دنبال شود.

کلیه فعالیت‌های بخش ساختمان شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت با هدف بهینه‌سازی مصرف سوخت در ساختمان در سه بخش زیر انجام شده و همچنان پیگیری می‌شود:



۱-۳-۱۱. بهینه‌سازی مصرف انرژی در ساختمان

● مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان در سال ۱۳۷۰ به تصویب هیئت محترم وزیران رسید و اجرای آن در ساختمان‌های کشور الزامی گردید. این مبحث چندین بار بازنگری گردیده که آخرین آن در سال ۱۳۸۱ بوده و بعد از بازنگری چاپ و به کلیه ارگان‌های کشوری ابلاغ گردیده است. مطابق این مبحث انجام موارد زیر در ساختمان‌ها ضروری است:

- عایق‌کاری دیوارهای خارجی ساختمان،
- نصب پنجره‌های دوجداره با قاب‌های فلزی ترمال‌بریک، چوبی و یا PVC استاندارد،
- عایق‌کاری کانال‌های هوا، لوله‌های تأسیسات و سیستم تولید آب‌گرم،
- نصب سیستم‌های کنترل‌کننده موضعی نظیر شیرهای ترموستاتیک بر روی رادیاتورها،
- نصب سیستم‌های کنترل مرکزی هوشمند و مجهز به سنسور اندازه‌گیری دمای هوای محیط.

۱-۳-۱۱-۱. ساختمان‌های جدید (رعایت مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان)

- اطلاع‌رسانی و فرهنگ‌سازی عمومی،
- تهیه و پخش برنامه‌های طنز چند دقیقه‌ای برای کودکان در زمینه انرژی،
- تولید و پخش برنامه‌های تلویزیونی با محتوای آموزشی برای دانش‌آموزان،
- چاپ و توزیع مجموعه کتاب‌های داستان با محتوای انرژی برای دانش‌آموزان،
- چاپ و توزیع مجموعه کتاب‌های کمک آموزشی برای دانش‌آموزان،
- تهیه و پخش فیلم‌های علمی و تخصصی برای دانشگاهیان،
- چاپ و توزیع کاتالوگ‌های تخصصی،
- ترجمه و تألیف، چاپ و توزیع کتاب‌های تخصصی،
- اطلاع‌رسانی عمومی در زمینه اجرای مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان از طریق روزنامه‌ها، رادیو و تلویزیون،
- برگزاری همایش‌ها و سمینارهای تخصصی،
- شرکت در نمایشگاه‌های مرتبط،
- طراحی و راه‌اندازی سایت الکترونیکی مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان،
- ایجاد نمایشگاه دائمی مصالح و تجهیزات بهینه‌سازی در شهرداری‌های کشور،
- آموزش (متخصصین، مهندسان، تکنسین‌ها و کارگران)،
- آموزش بیش از ۷۰۰۰ نفر از مهندسین،
- برگزاری دوره‌های آموزش تخصصی در زمینه انرژی برای محققان و متخصصین،
- بازنگری کتاب‌های درسی دوره ابتدایی، راهنمایی و دبیرستان با رویکرد بهینه‌سازی مصرف انرژی،

- ایجاد رشته‌های دانشگاهی در مقطع کارشناسی و کارشناسی ارشد با رویکرد انرژی،
 - برگزاری دوره‌های آموزش عملی برای تکنسین‌ها و مجریان ساختمان،
 - ایجاد رشته انرژی با همکاری سازمان فنی و حرفه‌ای در مقطع کاردانی،
 - ایجاد دوره‌های الکترونیکی آموزش مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان،
 - راه‌اندازی سایت تخصصی مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان جهت تعامل شهرداری‌ها، مهندسان، انبوه‌سازان،
 - تهیه، تدوین و اجرای قوانین، مقررات، دستورالعمل‌ها و رویه‌ها،
 - تهیه و انتشار جزئیات عایق‌کاری،
 - تهیه و انتشار نرم‌افزار چک‌لیست انرژی،
 - تدوین بیش از ۱۳۰ استاندارد مصالح ساختمانی (عایق، شیشه، مصالح ساختمانی جدید، بتن سبک و...)،
 - پیگیری اجرای مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان در بخش دولتی و خصوصی و تهیه رویه‌های لازم،
 - پیگیری جهت بازنگری مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان،
 - پیگیری جهت ابلاغ اجباری بودن مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان در ارتقای اعضای نظام مهندسی،
 - تهیه راهنمای مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان در بخش‌های مختلف،
 - اعطای کمک بلاعوض جهت اجرای مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان،
 - حمایت از طرح‌های انبوه‌سازان و تعاونی‌های مسکن جهت رعایت مبحث ۱۹ مقررات ملی ساختمان،
 - حمایت از توزیع و اجرای محصولات مرتبط با بهینه‌سازی مصرف انرژی در کشور،
 - حمایت از احداث ساختمان‌های نمونه در هر شهر جهت الگوسازی اجرای مبحث ۱۹،
 - حمایت از راه‌اندازی دفتر بهینه‌سازی در شهرداری‌های کشور،
 - حمایت از تولیدکنندگان مصالح نوین ساختمانی و عایق‌های حرارتی (۳۵ کارخانه تولید شیشه دوجداره، قاب‌های پنجره upvc آلومینیم ترمال برک، عایق حرارتی و...)،
 - ایجاد و راه‌اندازی آزمایشگاه‌های تخصصی (۸ مورد تأسیس آزمایشگاه تخصصی مصالح ساختمانی و ۸ مورد تأسیس آزمایشگاه انرژی در دانشگاه‌های سراسر کشور).
- ۱-۲-۳-۱۱. ساختمان‌های موجود (ممیزی انرژی و بررسی مصرف انرژی) اطلاع‌رسانی و

فرهنگ‌سازی عمومی

- آموزش و ایجاد شرکت‌های ممیزی انرژی در کشور،
- تهیه، تدوین و اجرای قوانین، مقررات، دستورالعمل‌ها و رویه‌ها،
- اعطای کمک بلاعوض جهت ممیزی انرژی و بهینه‌سازی ساختمان‌های موجود.



۲-۳-۱۱. بهینه‌سازی مصرف انرژی در تأسیسات و تجهیزات خانگی

- اطلاع‌رسانی و فرهنگ‌سازی عمومی،
- تهیه، تدوین و اجرای استانداردها و توسعه برچسب انرژی محصولات (۱۱ مورد استاندارد بخاری، مشعل، آبگرمکن، رادیاتور، شیر ترموستاتیک و...) ایجاد و راه‌اندازی آزمایشگاه‌های تخصصی انرژی،
- حمایت از تولیدکنندگان محصولات پر بازده (بخاری گازی راندمان بالا، بخاری نفتی راندمان بالا، آبگرمکن گازی کم‌مصرف، شیر ترموستاتیک رادیاتور، سیستم کنترل هوشمند موتورخانه و...).

۳-۳-۱۱. استفاده از انرژی‌های جایگزین

- اطلاع‌رسانی و فرهنگ‌سازی عمومی،
 - اعطای کمک بلاعوض جهت توسعه بهره‌برداری از آبگرمکن‌های خورشیدی (تولید و نصب بیش از ۱۶۰۰۰ سیستم خانگی و بیش از ۵۵۰ سیستم عمومی)،
 - ایجاد و راه‌اندازی آزمایشگاه‌های تخصصی انرژی،
 - حمایت از تولیدکنندگان محصولات نوین جهت بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر.
- اهم اقدامات انجام یافته در بخش ساختمان در قالب یارانه سود تسهیلات در جداول ۷۸ ارائه شده است.

جدول ۷۸. عملکرد یارانه سود تسهیلات جهت کمک به بهینه‌سازی در بخش ساختمان تا پایان سال ۱۳۸۸

نوع اقدام	واحد	میزان عملکرد ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۶	عملکرد در سال ۱۳۸۸
شیر ترموستاتیک رادیاتور	عدد	۵۰۰۰۰۰	۴۰۰۰۰۰
شیشه دوجداره	مترمربع	۲۱۰۰۰۰۰	۲۳۶۲۰۰
قاب پنجره upvc	متر مربع	۱۱۵۷۰۰۰	۴۵۷۲۱۲
پروفیل	کیلو گرم	۳۸۰۵۳۸۲	۹۳۰۰۰۰۰
عایق‌های حرارتی	متر مربع	۱۱۸۰۰۰۰۰	۱۰۶۳۵۰۸۰

مأخذ: همان.

علیرغم شدت و ضعف‌هایی که در پیگیری سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی در کشور وجود داشته، عملکرد این بخش به لحاظ دستاوردهای حاصل شده و پیگیری اقدامات صورت گرفته در حد قابل قبول و مطلوبی بوده و به نظر می‌رسد با افزایش قیمت حامل‌های انرژی در قالب طرح هدفمندسازی یارانه‌های انرژی، تداوم اجرای این سیاست‌ها از اقدامات اجتناب‌ناپذیر برای دستیابی به فرایندهای بهینه در مصرف انرژی خواهد بود.

بخش دوم - بررسی عملکرد فعالیت‌های شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های

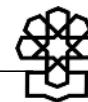
نفتی ایران طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

فعالیت‌های این بخش عبارت است از: عملیات فرآورش و تولید انواع فرآورده‌های نفتی، تأمین و توزیع انواع فرآورده‌های نفتی، انتقال فرآورده‌های تولیدی پالایشگاه‌ها و فرآورده‌های وارداتی و... . همان‌طوری که در نمودار سازمانی وزارت نفت نشان داده شد به‌منظور سامان بخشیدن به امور پایین‌دستی نفت در سطح اول تصدی، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران به‌عنوان شرکت مادر تخصصی، در زیرمجموعه وزارت نفت قرار دارد. گستردگی فعالیت‌های امور پایین‌دستی نفت سبب شده است که در سطح دوم تصدی شرکت‌هایی چون شرکت ملی پخش، شرکت خطوط لوله و مخابرات، شرکت‌های پالایش نفت و شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت تشکیل شود. به‌طور کلی در بخش پایین‌دستی نفت علاوه بر ۴ شرکت فوق ۹ شرکت پالایش نیز وجود دارد که امور برنامه‌ریزی و عملیاتی را در جهت تحقق اهداف خُرد و کلان کشور در این بخش پیگیری می‌کنند.

با توجه به مطالب فوق، گزارش حاضر، عملکرد شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران را در سطح کلان مورد بررسی قرار می‌دهد و این عملکردها با اهداف مندرج در قوانین برنامه توسعه و بودجه سنواتی مورد مطابقت قرار می‌گیرد.

۱. مروری کلی بر پالایشگاه‌های کشور

مطابق ماده (۴) قانون اساسنامه شرکت ملی نفت ایران، تصفیه نفت خام و تولید هر نوع فرآورده اصلی نفتی در حیطه فعالیت‌های این شرکت قرار دارد. به همین دلیل و به‌منظور تأمین فرآورده‌های نفتی مورد نیاز داخل، بخشی از تولید نفت خام کل کشور به مصرف پالایشگاه‌ها اختصاص می‌یابد. بدین منظور در حال حاضر ۹ پالایشگاه در کشور وجود دارند که فرآورده‌های مورد نیاز کشور را تولید می‌کنند. همچنین نفت خام مورد نیاز برای این پالایشگاه‌ها عمدتاً از محل تولیدات نفت خام مناطق خشکی و دریایی تأمین می‌شود. ضمن اینکه در سالیان اخیر بخشی از خوراک مورد نیاز پالایشگاه‌ها از طریق نفت خام وارداتی (سوآپ) از کشورهای آسیای میانه یا حوزه دریای مازندران نیز تأمین می‌شود.



برخی از پالایشگاه‌های موجود علاوه بر نفت خام، مقادیری میعانات گازی حاصل از پالایش گاز طبیعی را به‌منظور افزایش تولید فرآورده‌های سبک تقطیری به‌عنوان خوراک مورد استفاده قرار می‌دهند. جزئیات بیشتر مربوط به هر کدام از پالایشگاه‌ها در ادامه توضیح داده می‌شود.^۱

۱-۱. پالایشگاه آبادان

این پالایشگاه نخستین واحد تصفیه نفت ایران است که در سال ۱۲۹۱ شمسی به‌منظور تصفیه نفت خام مسجد سلیمان آغاز به کار کرد. ظرفیت اولیه آن ۲۵۰۰ بشکه در روز بود و در آغاز ملی شدن صنعت نفت (سال ۱۳۳۰) ظرفیت آن به حدود ۵۰۰۰ بشکه در روز رسید. در دهه‌های ۱۳۳۰ و ۱۳۴۰ با توسعه ظرفیت این پالایشگاه و افزایش آن به حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز، این پالایشگاه به بزرگ‌ترین پالایشگاه جهان تبدیل شد. پالایشگاه آبادان از بدو تأسیس دچار تحولات بسیاری شد و در دوران جنگ تحمیلی واحدهای تقطیر این پالایشگاه و ۲۰۰ مخزن ذخیره مواد نفتی آن دچار خسارات شدیدی شدند و با فروکش شدن جنگ و آغاز عملیات بازسازی، فعالیت خود را مجدداً با ظرفیت ۱۳۰ هزار بشکه در روز آغاز کرد. در سال ۱۳۸۸ عملکرد ظرفیت خوراک این پالایشگاه، روزانه به‌طور متوسط ۳۹۲ هزار بشکه اعلام شده است. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه از میادین زیر تأمین می‌شود:

- نفت خام اهواز (آسماری)،

- نفت خام سنگین صادراتی از میادین اهواز (آسماری)، منصوری (آسماری) و آب تیمور،

- نفت خام میادین منطقه مرکزی شامل مسجدسلیمان، هفتگل، نفت سفید، پرسپاه، کارون، ذیلایی،

لالی و مخلوط دزفول شمالی شامل میادین چشمه خوش، دهلران، دانان، پایدار و پایدار غرب.

۱-۲. پالایشگاه اصفهان

این پالایشگاه در سال ۱۳۵۸ به بهره‌برداری رسید. پالایشگاه اصفهان با بهره‌برداری از کلیه امکانات پالایشی، پس از پالایشگاه آبادان بالاترین حجم نفت خام کشور را به‌عنوان خوراک دریافت می‌کند. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه از میادین مارون و شادگان و از طریق خط لوله ۳۰ اینچ مارون - گندمکار به طول ۴۳۰ کیلومتر و ۷ ایستگاه تقویت فشار تأمین می‌شود. ظرفیت عملکرد خوراک پالایشگاه اصفهان در سال ۱۳۸۸ به‌طور متوسط روزانه ۳۶۶ هزار بشکه اعلام شده است.

۱. براساس بند «ج» سیاست کلی اصل چهارم قانون اساسی فعالیت‌های این بخش قابل واگذاری به بخش خصوصی است.

۳-۱. پالایشگاه اراک

پالایشگاه اراک اولین پالایشگاه ساخته شده پس از انقلاب اسلامی ایران است و براین اساس جزء پالایشگاه‌های جدید کشور به شمار می‌رود که در سال ۱۳۷۲ به مرحله بهره‌برداری رسید. نفت خام مورد نیاز این پالایشگاه از میدان اهواز - آسماری تأمین می‌شود. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه از طریق خط لوله ۲۶ و ۳۰ اینچی اهواز - ری که به تهران انتقال می‌یابد با انشعاب از این خط و ایجاد خط لوله ۲۶ اینچی تنگ فنی- اراک به طول ۲۳۷ کیلومتر به پالایشگاه اراک انتقال پیدا می‌کند. در سال ۱۳۸۸ این پالایشگاه روزانه ۱۶۷ هزار بشکه نفت خام به‌عنوان خوراک مصرف کرده است.

۴-۱. پالایشگاه کرمانشاه

این پالایشگاه از جمله پالایشگاه‌های قدیمی کشور به شمار می‌رود که بیش از ۷۰ سال از زمان احداث و بهره‌برداری آن می‌گذرد. در سال ۱۳۸۸ این پالایشگاه به‌طور متوسط روزانه به میزان ۲۳/۱۳ هزار بشکه نفت خام به‌عنوان خوراک استفاده کرده است. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه از میادین و خطوط لوله زیر تأمین می‌شود:

- میدان نفت‌شهر و از طریق خط لوله ۸ اینچی نفت شهر - کرمانشاه،

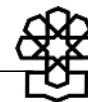
- میادین سرکان و ماله‌کوه،

- نفت خام میادین اهواز - آسماری و خطوط لوله اهواز - ری و از آنجا نیز از طریق خط لوله

۱۶ اینچی ری - تبریز.

۵-۱. پالایشگاه تبریز

پالایشگاه تبریز در سال ۱۳۵۳ طراحی و در سال ۱۳۵۶ به بهره‌برداری رسید. نفت خام مورد نیاز این پالایشگاه از میادین نفتی اهواز - آسماری و از طریق تأسیسات ری (خط لوله ۳۰/۲۶ اینچی اهواز - ری) و با خط لوله ۱۶ اینچی ری - تبریز تأمین می‌شود. با آغاز پروژه سوآپ نفت خام کشورهای آسیای میانه بخشی از خوراک نفت خام مورد نیاز این پالایشگاه هم از این طریق تأمین می‌شود. مطابق آخرین اطلاعات، ظرفیت عملکرد خوراک پالایشگاه تبریز در سال ۱۳۸۸، روزانه به‌طور متوسط به میزان ۱۰۹/۷۶ هزار بشکه بود.



۱-۶. پالایشگاه تهران

شرکت پالایش نفت تهران مشتمل بر دو پالایشگاه جنوبی (شماره ۱) و شمالی (شماره ۲) است. احداث پالایشگاه شماره ۱ از سال ۱۳۴۴ آغاز و در سال ۱۳۴۷ تکمیل شد و پالایشگاه شماره ۲ در سال ۱۳۵۲ راه اندازی شد. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه‌ها از میادین نفتی مارون، شادگان، اهواز - آسماری، نفت خام وارداتی از کشورهای آسیای میانه و میعانات گازی سراج تأمین می‌شود. نفت خام داخلی از طریق خط لوله ۲۴ اینچی اصفهان - ری (میادین مارون و شادگان) و خط لوله ۲۶ اینچ اهواز - ری (اهواز - آسماری) به این پالایشگاه انتقال می‌یابد. در سال ۱۳۸۸ به‌طور متوسط روزانه به میزان ۲۴۶/۵۱ هزار بشکه نفت خام به‌عنوان خوراک به این پالایشگاه‌ها تخصیص داده شد.

۱-۷. پالایشگاه شیراز

احداث این پالایشگاه در سال ۱۳۴۹ آغاز و در سال ۱۳۵۲ به بهره‌برداری رسید. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه از میعانات گازی دالان و نفت خام سنگین میدان گچساران تأمین می‌شود و از طریق خط لوله ۱۰ اینچی گچساران - شیراز که به طول ۲۳۰ کیلومتر است به این پالایشگاه انتقال می‌یابد. عملکرد خوراک نفت خام این پالایشگاه در سال ۱۳۸۸ روزانه به‌طور متوسط به میزان ۵۶/۴۸ هزار بشکه اعلام شد.

۱-۸. پالایشگاه لاوان

شرکت پالایش نفت لاوان تحت عنوان مجتمع تقطیر لاوان زیر نظر پالایشگاه شیراز در سال ۱۳۵۵ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. مجتمع پالایش لاوان در سال‌های جنگ تحمیلی به‌منظور تولید فرآورده‌های مرغوب دارای اهمیت بسیار زیادی بود. در سال ۱۳۷۳ با اجرای طرح افزایش ظرفیت واحد تقطیر نفت خام سیستم تلمبه گردش نفت سفید، موجبات افزایش ظرفیت واحد تقطیر نفت خام از ۲۰ هزار بشکه به ۳۰ هزار بشکه در روز فراهم شد، اما در سال ۱۳۸۸ این پالایشگاه به‌طور متوسط، روزانه به میزان ۳۰/۵۳ هزار بشکه نفت خام به‌عنوان خوراک استفاده کرده است. نفت خام مورد استفاده این پالایشگاه از مخازن شرکت نفت فلات قاره (میادین رسالت و رشادت) و از طریق خط لوله ۱۲ اینچ تأمین می‌شود.

۹-۱. پالایشگاه بندرعباس

پالایشگاه بندرعباس دومین پالایشگاهی است که پس از انقلاب اسلامی و در سال ۱۳۷۶ در کشور مورد بهره‌برداری قرار گرفت. خوراک مورد نیاز این پالایشگاه از نفت خام سنگین صادراتی و میعانات گازی سرخون تأمین می‌شود. عملکرد خوراک این پالایشگاه در سال ۱۳۸۸ روزانه به‌طور متوسط ۳۱۶ هزار بشکه نفت خام بود.

۲. مروری کلی بر فعالیت پالایش نفت در جهان

ساخت و توسعه پالایشگاه در دنیا دارای قدمتی به اندازه استخراج نفت است. در کشور ما نیز وضعیت همین‌گونه است. اهمیت پالایشگاه در کشور وقتی بیشتر شد که حجم زیادی از فرآورده‌های مصرفی داخلی به‌ویژه بنزین و نفت گاز از طریق واردات تهیه و تأمین شد. ضمن اینکه باید به این نکته توجه کرد که پالایشگاه در استفاده بهینه از منابع و ذخایر نفتی و ایجاد ارزش‌افزوده دارای نقش بسیار مهمی است. به‌طور کلی احداث پالایشگاه در کشور بی‌ارتباط با سایر سیاست‌های موجود در بخش نفت و سایر بخش‌ها نمی‌تواند باشد.

بنابراین فراهم نمودن شرایط لازم برای سرمایه‌گذاری در این بخش به‌منظور حضور پررنگ‌تر در بازار جهانی مربوط به این صنعت نیاز به ایجاد زمینه‌ها و امکانات مناسب دارد. در این بخش قبل از آغاز بحث در مورد خوراک و الگوی پالایشی در پالایشگاه‌های کشور، خلاصه‌ای از آخرین وضعیت پالایشی جهان ارائه می‌شود.

۲-۱. بررسی آخرین وضعیت پالایشی جهان در سال ۲۰۰۷

در سال ۲۰۰۸ کل ظرفیت پالایشی دنیا ۸۸۶۲۷ هزار بشکه در روز بود. ظرفیت پالایشی مناطق مختلف دنیا در جدول ۱ آمده است.



جدول ۱. ظرفیت پالایشی نفت در مناطق مختلف جهان از سال ۲۰۰۵-۲۰۰۹

(ارقام به هزار بشکه در روز)

منطقه	سال	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
آمریکای شمالی	۲۰۸۲۱	۲۰۸۲۱	۲۰۸۲۱	۲۰۹۶۴	۲۱۰۸۶	۲۱۱۲۷
آمریکای مرکزی و جنوبی	۶۴۲۹	۶۴۶۸	۶۴۶۸	۶۶۰۹	۶۶۷۲	۶۶۸۷
اروپا و اوراسیا	۲۵۰۴۲	۲۵۰۲۱	۲۵۰۲۱	۲۴۹۸۱	۲۴۹۴۷	۲۴۹۲۰
خاورمیانه	۷۳۲۶	۷۳۷۱	۷۳۷۱	۷۵۳۷	۷۶۳۳	۷۸۵۹
آفریقا	۳۰۴۶	۳۰۲۴	۳۰۲۴	۳۲۸۰	۳۱۷۸	۳۲۶۳
آسیا و اقیانوسیه	۲۳۸۵۱	۲۴۶۷۳	۲۴۶۷۳	۲۴۶۰۱	۲۵۱۸۴	۲۶۸۰۶
کل جهان	۸۶۵۱۵	۸۷۶۸۷	۸۷۶۸۷	۸۷۹۱۳	۸۸۶۹۹	۹۰۶۶۲

Source: BP. Statistical Review of world Energy, Jun 2010.

در جدول ۱ کل دنیا به ۶ منطقه تقسیم شده است. بررسی جدول نشان می‌دهد مناطقی که به لحاظ صنعتی دارای جایگاه قابل توجهی در دنیا هستند سهم بیشتری از ظرفیت پالایشی را به خود اختصاص داده‌اند. این وضعیت می‌تواند ناشی از دو واقعیت باشد:

- نیاز کشورهای واقع در این مناطق،

- در اختیار داشتن سرمایه و تکنولوژی مربوط به این بخش.

مقایسه این وضعیت با ذخایر اثبات شده نیز نشان می‌دهد که بین ظرفیت‌های پالایشی و دارا

بودن ذخایر اثبات شده در این‌گونه مناطق تناسب وجود ندارد. جدول ۲ گویای این واقعیت است.

جدول ۲. مقایسه بین دارا بودن ظرفیت پالایشی و ذخایر اثبات شده در مناطق مختلف دنیا

(ارقام به درصد)

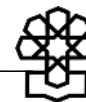
منطقه	سال	۲۰۰۸		۲۰۰۹	
		سهم ذخایر اثبات شده	سهم در ظرفیت پالایشی	سهم ذخایر اثبات شده	سهم در ظرفیت پالایشی
آمریکای شمالی		۵/۵۱	۲۳/۷۸	۵/۵	۲۳/۳
آمریکای مرکزی و جنوبی		۱۴/۹۳	۷/۵۳	۱۴/۹	۷/۴
اروپا و اوراسیا		۱۰/۳	۲۸/۱	۱۰/۳	۲۷/۵
خاورمیانه*		۵۶/۵۷	۸/۶۱	۵۶/۶	۸/۷
آفریقا		۹/۵۷	۳/۵۹	۹/۶	۳/۶
آسیا و اقیانوسیه		۳/۱۳	۲۸/۴	۳/۲	۲۹/۶
کل جهان**		۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

Source: Ibid.

* بررسی جزئیات بیشتر مربوط به اطلاعات کشورهای واقع در این منطقه نشان می‌دهد که سهم سوریه در ذخایر اثبات شده نفت خام دنیا در سال ۲۰۰۹ به میزان ۰/۲ درصد بود و بقیه سهم حدود ۵۷ درصد به کشورهای ایران، عربستان سعودی، عراق، کویت و... متعلق است که در منطقه خلیج فارس قرار دارند. بنابراین شاید ذکر منطقه خاورمیانه مطابق ملاحظات انجام شده است.

** اختلاف در سرجمع، ناشی از گرد کردن است.

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۲، منطقه آسیا و اقیانوسیه در سال‌های ۲۰۰۸ و ۲۰۰۹ به ترتیب با سهم ۲۸/۴ و ۲۹/۶ درصد دارای بیشترین ظرفیت پالایشی در دنیا هستند. بعد از این مناطق اروپا و اوراسیا و آمریکای شمالی قرار دارند. خاورمیانه نیز با سهم ۸/۷ درصد در سال ۲۰۰۹، رتبه چهارم دنیا را کسب کرده است. بنابراین سهم این منطقه در ظرفیت پالایشی در مقایسه با سه منطقه اول دنیا برغم اینکه رتبه نخست را در ذخایر اثبات شده داراست، دارای فاصله بسیار زیادی است. این در حالی است که در سال‌های مذکور، خاورمیانه حدود ۵۷ درصد ذخایر اثبات شده نفت دنیا را به خود اختصاص داده است و منطقه آسیا و اقیانوسیه که بیشترین سهم در ظرفیت پالایشی را دارا بودند، کمتر از ۴ درصد و اروپا و اوراسیا کمتر از ۱۱ درصد ذخایر اثبات شده را در اختیار داشتند. ضمن اینکه فاصله خاورمیانه در دارا بودن سهم ذخایر اثبات شده با سایر نقاط دنیا بسیار زیاد است. این وضعیت بیان‌کننده این واقعیت است که کشورهای حاضر در منطقه خاورمیانه بیشتر از طریق صادرات مستقیم نفت خام که به عنوان ثروت ملی تلقی می‌شود به جای صادرات فرآورده نفتی که یقیناً ارزش افزوده بیشتری را به دنبال خواهد داشت، کسب درآمد می‌کنند. به تناسب این وضعیت در تعداد پالایشگاه‌ها نیز تفاوت بسیاری وجود دارد. جزئیات بیشتر آن در جدول ۳ آمده است.



جدول ۳. تعداد پالایشگاه‌های مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۰۶

منطقه	آمریکای شمالی	آمریکای مرکزی و جنوبی	اروپا و آسیا	آفریقا	خاورمیانه	آسیا و اقیانوسیه	جمع
تعداد پالایشگاه	۱۷۶	۶۷	۱۹۶	۴۵	۴۲	۱۵۵	۶۸۱

Source: eia.doe.gov.

همان‌طوری که در جدول ۳ ذکر شده است تعداد کل پالایشگاه‌های جهان در سال ۲۰۰۶ به میزان ۶۸۱ واحد پالایشگاهی رسید که بیشترین آن در منطقه اروپا و آسیا و کمترین آن نیز در خاورمیانه قرار دارد. نکته جالب این آمارها وقتی است که تعداد پالایشگاه‌های هرکشور یا منطقه با سهم این کشورها یا مناطق در ذخایر اثبات شده مورد مقایسه قرار گیرند. جدول ۴ بیانگر این وضعیت را نشان می‌دهد.

جدول ۴. ذخایر اثبات شده نفت خام، سهم این ذخایر و تعداد پالایشگاه‌های کشورهای جهان در سال ۲۰۰۹

نام کشور و منطقه	ذخایر اثبات شده (هزار میلیون بشکه)	سهم (درصد)	ظرفیت پالایشی (هزار بشکه در روز)	تعداد پالایشگاه‌ها
ایالات متحده آمریکا	۲۸/۴	۲/۱	۱۷۶۸۸	۱۴۹
کانادا	۳۳/۲	۲/۵	۱۹۷۶	۲۱
مکزیک	۱۱/۷	۰/۹	۱۴۶۳	۶
کل آمریکای شمالی	۷۳/۳	۵/۵	۲۱۱۲۷	
آرژانتین	۲/۵	۰/۲	۶۳۵	۱۰
برزیل	۱۲/۹	۱	۲۰۶۶	۱۳
کلمبیا	۱/۴	۰/۱	-	
اکوادور	۶/۵	۰/۵	-	
پرو	۱/۱	۰/۱	-	
ترینیداد و توباگو	۰/۸	۰/۱	-	
ونزوئلا	۱۷۲/۳	۱۲/۹	۱۳۱۱	۵
بقیه آمریکای مرکزی و جنوبی	۱/۴	۰/۱	۲۳۵۵	۳۷
کل آمریکای جنوبی و مرکزی	۱۹۸/۹	۱۴/۹	۶۶۸۷	
آذربایجان	۷	۰/۵		
دانمارک	۰/۹	۰/۱		
ایتالیا	۰/۹	۰/۱	۲۳۹۶	۱۷
قزاقستان	۳۹/۸	۳		
نروژ	۷/۱	۰/۵	۳۱۰	۲
رومانی	۰/۵	-		
فدراتیوروسیه	۷۴/۲	۵/۶	۵۶۱۶	۴۱
ترکمنستان	۰/۶	-		

نام کشور و منطقه	ذخایر اثبات شده (هزار میلیون بشکه)	سهم (درصد)	ظرفیت پالایشی (هزار بشکه در روز)	تعداد پالایشگاه‌ها
پادشاهی انگلیس	۳/۱	۰/۲	۱۷۱۳	۱۱
ازبکستان	۰/۶	-		
بقیه اروپا و اروسیا	۲/۲	۰/۲		
کل اروپا و اوراسیا	۱۳۶/۹	۱۰/۳		
ایران	۱۳۷/۶	۱۰/۳	*۱۸۶۰	۹
عراق	۱۱۵	۸/۶	۸۰۴	۸
کویت	۱۰۱/۵	۷/۶	۹۳۱	۳
عمان	۵/۶	۰/۴		
قطر	۲۶/۸	۲		
عربستان سعودی	۲۶۴/۶	۱۹/۸	۲۱۰۰	۷
سوریه	۲/۵	۰/۲		
امارات متحده عربی	۹۷/۸	۷/۳	۶۷۳	۵
یمن	۲/۷	۰/۲		
بقیه خاورمیانه	۰/۱	-	۱۴۹۱	۱۰
کل خاورمیانه	۷۵۴/۲	۶۱	۷۸۵۹	۴۲
الجزایر	۱۲/۲	۰/۹		
آنگولا	۱۳/۵	۱		
چاد	۰/۹	۰/۱		
جمهوری کنگو (برازاویل)	۱/۹	۰/۱		
مصر	۴/۴	۰/۳		
گینه	۱/۷	۰/۱		
گابن	۳/۷	۰/۳		
لیبی	۴۴/۳	۳/۳		
نیجریه	۳۷/۲	۲/۸		
سودان	۶/۷	۰/۵		
تونس	۰/۶	-		
بقیه آفریقا	۰/۶	۰/۱		
کل آفریقا	۱۲۷/۷	۹/۶	۳۲۶۳	۴۵
استرالیا	۴/۲	۰/۳	۷۳۴	۷
برونئی	۱/۱	۰/۱		
چین	۱۴/۸	۱/۱	۸۶۳۵	۵۱
هند	۵/۸	۰/۴	۳۵۷۴	۱۷
اندونزی	۴/۴	۰/۳	۱۱۰۶	۸
ژاپن			۴۶۲۱	
سنگاپور			۱۳۸۵	
مالزی	۵/۵	۰/۴		



نام کشور و منطقه	ذخایر اثبات شده (هزار میلیون بشکه)	سهم (درصد)	ظرفیت پالایشی (هزار بشکه در روز)	تعداد پالایشگاهها
تایلند	۰/۵	-	۱۲۴۰	۴
ویتنام	۴/۵	۰/۳		
بقیه آسیا پاسفیک	۱/۳	۰/۱	۱۶۰۲	
کل آسیا پاسفیک	۴۲/۲	۳/۲	۲۶۸۰۶	
کل جهان	۱۳۳۳/۱	۱۰۰	۹۰۶۶۲	۶۸۱
کشورهای OECD			۴۵۱۹۷	۳۵۴
کشورهای غیر OECD			۴۲۴۲۱	۳۲۷
۲۷ کشور اتحادیه اروپا			۱۵۵۹۸	

Source: Ibid.

* مطابق اطلاعات در دسترس، ظرفیت پالایشی ایران کمتر از رقم ذکر شده در جدول است.

۲-۲. بررسی وضعیت پالایشگاههای کشور از نظر ظرفیت و خوراک

همانطوری که پیشتر اشاره شده است، تولید فرآوردههای نفتی در کشور از طریق ۹ پالایشگاه انجام می‌شود که هر کدام از آنها دارای ظرفیت‌های اسمی و عملی متفاوتی هستند. ضمن اینکه، به استثنای ۲ پالایشگاه اراک و بندرعباس، بقیه این پالایشگاهها در سالیان دور ساخته شده‌اند. واقع ۷۷ درصد پالایشگاههای کشور خارج از دوران عمر مفید خود در حال فعالیت هستند. مشخصات کلی این پالایشگاهها به همراه میادین و خطوط لوله تأمین‌کننده خوراک این پالایشگاهها در قسمت قبل توضیح داده شد و در جدول ۵ ظرفیت اسمی و میزان خوراک هر کدام از پالایشگاهها در سالهای ۱۳۸۴-۱۳۸۸ ذکر شده است. در ضمن به استثنای پالایشگاه بندرعباس بقیه پالایشگاهها برای استفاده از نفت خام سبک به‌عنوان خوراک طراحی شده‌اند.

مطابق اطلاعات مندرج در جدول، ظرفیت طراحی (اسمی) ۹ پالایشگاه کشور ۱۴۲۵ هزار بشکه در روز است. ولی متوسط خوراک نفت خام تحویلی به این پالایشگاهها در سال ۱۳۸۴ به میزان ۱۶۰۹ هزار بشکه و در سالهای ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ نیز ۱۶۵۸ هزار بشکه بود. این وضعیت در حالی است که در سال ۱۳۸۷ میزان عملکرد خوراک کلیه پالایشگاههای کشور در مقایسه با سال ۱۳۸۶ به میزان ۱/۱۵ درصد رشد یافته است و به ۱۶۷۷ هزار بشکه در روز افزایش یافته است. در سال ۱۳۸۸ نیز میزان خوراک تحویلی به پالایشگاهها به ۱۷۰۸ هزار بشکه در روز افزایش یافت که در مقایسه با عملکرد خوراک در سال ۱۳۸۷ به میزان حدود ۲ درصد رشد داشته است.

در این سالها برخی از پالایشگاههای کشور نظیر پالایشگاه تهران، شیراز و بندرعباس از میعانات گازی هم به‌عنوان خوراک استفاده کرده‌اند. به‌طور کلی محاسبات نشان می‌دهد که بین

ظرفیت‌های طراحی شده و عملکرد خوراک پالایشگاه‌ها تناسب وجود ندارد و همواره بین این دو شکاف وجود دارد و عملکرد خوراک در پالایشگاه‌های کشور بیشتر از ظرفیت اسمی بوده است. نکته مهم در این جدول آن است که عملکرد خوراک پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۴ به میزان حدود ۱۳ درصد، در سال ۱۳۸۵ به میزان ۱۶ درصد و در سال‌های ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به ترتیب به میزان ۱۶، حدود ۱۸ و حدود ۲۰ درصد بیشتر از ظرفیت اسمی در حال فعالیت بودند. درصدهای مذکور گویای این واقعیت است که عملکرد فراتر از ظرفیت اسمی به این منجر می‌شود که الگوی پالایشی از استانداردهای معمول خارج گردد و تولید فرآورده‌های سنگین و با کیفیت پایین بیشتر تولید شود، زیرا کاتالیست‌های مورد استفاده در پالایشگاه‌ها، پاسخگوی این میزان از خوراک نیست. همان‌طوری که در جدول ۵ نشان داده شده است، در تمام پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور استفاده بیش از ظرفیت اسمی در این سال‌ها اتفاق افتاده است.



جدول ۵. ظرفیت پالایشگاه‌های کشور

(ارقام به هزار بشکه در روز)

پالایشگاه	سال بهره‌برداری	ظرفیت اسمی (طراحی)	۱۳۸۴			۱۳۸۵			۱۳۸۶			۱۳۸۷			۱۳۸۸		
			برنامه*	عملکرد	درصد عملکرد	برنامه*	عملکرد	درصد عملکرد	برنامه*	عملکرد	درصد عملکرد	برنامه*	عملکرد	درصد عملکرد	برنامه*	عملکرد	درصد عملکرد
آبادان	۱۲۹۱	۳۵۰	۳۴۴/۷	۳۴۰/۲۹	۹۸/۲۰	۳۷۳/۲۰	۳۷۰/۷۶	۹۹/۳۵	۳۸۵/۲۰	۳۸۴/۴۰	۹۹/۷۹	۳۷۸/۴۴	۴۰۳/۹۱	۱۰۶/۷۳	۳۸۵/۴۰	۳۹۲/۰۹	۱۰۱/۷۴
اصفهان	۱۳۵۸	۲۰۰	۳۷۵/۵۸	۳۷۵/۸۷	۱۰۰/۰۸	۳۶۳/۸۴	۳۶۳/۸۱	۹۹/۹۹	۳۷۵/۸۲	۳۷۵/۵۶	۹۹/۹۳	۳۶۰/۳۵	۳۶۰/۵۱	۱۰۰/۰۴	۳۷۵	۳۶۶/۲۰	۹۷/۶۵
اراک	۱۳۷۲	۱۵۰	۱۶۶/۷۶	۱۶۵/۷۰	۹۹/۳۶	۱۷۶/۰۰	۱۸۱/۲۸	۱۰۳	۱۷۹/۱۳	۱۷۶/۸۵	۹۸/۷۲	۱۸۰	۱۷۳/۳۲	۹۶/۲۹	۱۶۶/۷۴	۱۶۷/۰۵	۱۰۰/۱۸
تهران	۱۳۵۴ و ۱۳۴۷	۲۲۰	۲۴۴/۹۸	۲۴۲/۶۲	۹۹/۰۳	۲۴۰/۵۰	۲۴۹/۴۷	۱۰۳/۷۳	۲۳۹/۷۲	۲۳۵/۴۰	۹۸/۲۰	۲۳۷/۱۳	۲۳۴/۷۹	۹۹/۰۱	۲۴۵/۵۰	۲۴۶/۵۱	۱۰۰/۴۱
بندرعباس	۱۳۷۶	۳۲۰	۲۶۷/۵۹	۲۷۰/۴۵	۱۰۱/۰۷	۲۵۱/۲۳	۲۷۰/۲۸	۱۰۷/۵۸	۲۶۱/۳۷	۲۶۹/۷۰	۱۰۳/۱۸	۳۰۴/۵۴	۲۸۱/۲۱	۹۲/۳۴	۳۲۰	۳۱۶/۰۹	۹۸/۷۸
تبریز	۱۳۵۶	۱۱۰	۱۰۸/۶۹	۱۰۹/۸۴	۱۰۱/۰۵	۱۱۰/۰۰	۱۰۹/۲۳	۹۹/۳۹	۱۰۴/۶۲	۱۰۴/۴۹	۹۹/۸۸	۱۱۰	۱۱۱/۷۸	۱۰۱/۶۲	۱۱۰	۱۰۹/۷۶	۹۹/۷۸
کرمانشاه	۱۳۱۴	۱۵	۲۲/۸۰	۲۴/۰۵	۱۰۵/۴۸	۲۲/۰۰	۲۴/۰۲	۱۰۹/۲۰	۲۲/۶۱	۲۲/۴۵	۹۹/۳۱	۲۰/۱۸	۲۲/۱۹	۱۰۹/۹۷	۲۲	۲۳/۱۳	۱۰۵/۱۲
شیراز	۱۳۵۲	۴۰	۵۱/۹۳	۵۲/۳۷	۱۰۰/۸۵	۵۶/۰۰	۵۸/۸۹	۱۰۵/۱۶	۵۷/۲۰	۵۸/۴۰	۱۰۲/۱۰	۵۸	۵۸/۷۲	۱۰۱/۲۵	۵۳/۸۷	۵۶/۴۸	۱۰۴/۸۵
لاوان	۱۳۵۵	۲۰	۲۷/۱۲	۲۷/۹۴	۱۰۳/۰۴	۲۹/۰۰	۳۰/۳۱	۱۰۴/۵۲	۲۹/۸۸	۳۱/۰۸	۱۰۴/۰۱	۳۰	۳۰/۹۶	۱۰۳/۱۹	۲۷/۵۳	۳۰/۵۳	۱۱۰/۸۹
جمع	-	۱۴۲۵	۱۶۱۰	۱۶۰۹	۹۹/۹۳	۱۶۲۲	۱۶۵۸	۱۰۲/۲۴	۱۶۵۶	۱۶۵۸	۱۰۰/۱۷	۱۶۷۹	۱۶۷۷	۹۹/۹۳	۱۷۰۶	۱۷۰۸	۱۰۰/۱۱

مأخذ: شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، گزارش‌های عملکرد سالانه.

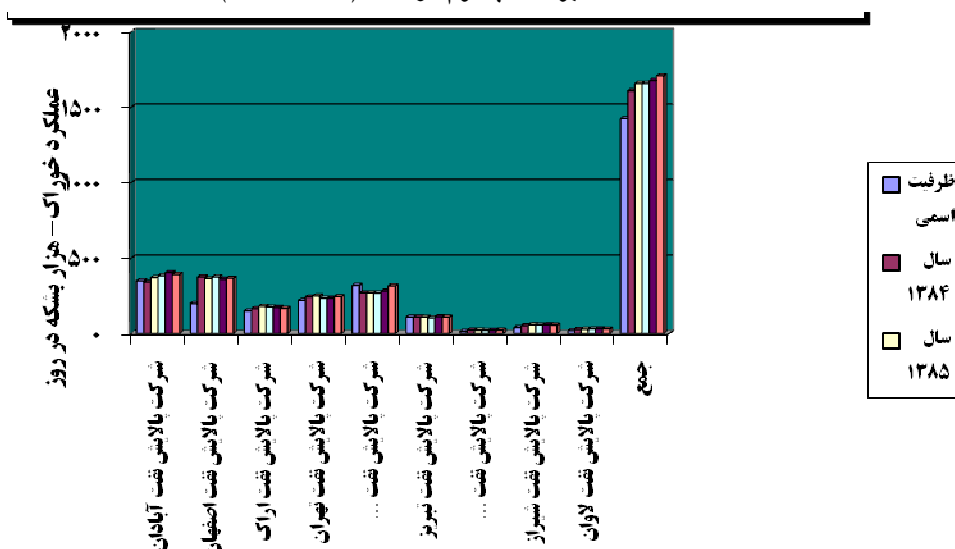
* ارقام ارائه شده در این ستون برگرفته از شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران است. در سرجمع ارقام مربوط به مجموع خوراک (نفت خام و میعانات گازی) کلیه پالایشگاه‌های کشور، جمع ارقام جدول و ارقام موجود در اسناد توسعه بخشی مجموعه اسناد ملی توسعه برنامه چهارم اختلاف وجود دارد.

نمودار ۱ نشان می‌دهد که در سال‌های برنامه چهارم توسعه، عملکرد خوراک شرکت پالایش نفت اصفهان همواره بیش از ظرفیت اسمی طراحی شده بود. به عبارت بهتر این شرکت پالایشی در مقایسه بین ظرفیت طراحی شده و عملکرد خوراک، بیشترین انحراف را در میان دیگر شرکت‌های پالایشی داشته است. این وضعیت در حالی است که شرکت پالایش نفت تبریز در سال‌های مذکور کمترین انحراف را در مقایسه با ظرفیت اسمی و عملکرد خوراک داشته است.

به‌طور کلی در بررسی انحراف بین ظرفیت اسمی و عملکرد خوراک پالایشگاه‌ها در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۹)، بیشترین انحراف در سال ۱۳۸۸ اتفاق افتاد.

همچنین مطابق محاسبه انجام شده، متوسط نرخ رشد عملکرد خوراک پالایشگاه‌های کشور در سال‌های برنامه چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸) به میزان ۱/۳ درصد است. این وضعیت در حالی اتفاق افتاده است که طبق برنامه چهارم، قرار بود متوسط نرخ رشد خوراک نفت خام پالایشگاه‌های کشور به‌طور متوسط حدود ۳/۳ درصد رشد کند. عملکرد رشد متوسط ۱/۳ درصدی نشان می‌دهد که این رشد در سال‌های برنامه چهارم توسعه، هدف برنامه را محقق نکرده است و ۳۹/۴ درصد هدف برنامه در این بخش محقق شده است. جزئیات بیشتر مربوط به نرخ رشد عملکرد خوراک پالایشگاه‌ها در سال‌های مورد نظر در جدول ۵ ذکر شده است.

نمودار ۱. مقایسه ظرفیت اسمی و عملکرد خوراک پالایشگاه‌های کشور در سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸)





جدول ۶. نرخ رشد خوراک پالایشگاه‌های کشور از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به درصد)

نام پالایشگاه	سال ۱۳۸۴	سال ۱۳۸۵	سال ۱۳۸۶	سال ۱۳۸۷	سال ۱۳۸۸
شرکت پالایش نفت آبادان	۱/۵۳	۸/۹	۳/۷	۵/۱	-۲/۹
شرکت پالایش نفت اصفهان	۷/۴	-۳/۲	۳/۲	-۴	۱/۶
شرکت پالایش نفت اراک	-۸/۱	۹/۴	-۲/۴	-۲	-۳/۶
شرکت پالایش نفت تهران	۰/۳۱	۲/۸	-۵/۶	-۰/۲۶	۵
شرکت پالایش نفت بندرعباس	۲/۵	-۰/۰۶	-۰/۲۱	۴/۳	۱۲/۴
شرکت پالایش نفت تبریز	-۰/۷۷	۰/۵۶	-۴/۳	۷	-۱/۸
شرکت پالایش نفت کرمانشاه	۸/۷	-۰/۱۲	-۶/۵	-۱/۱	۴/۲
شرکت پالایش نفت شیراز	۱/۸	۱۲/۴	-۰/۸۳	۰/۵۵	-۳/۸
شرکت پالایش نفت لاوان	-۵/۹	۸/۵	۲/۵	-۰/۳۹	-۱/۴

مأخذ: محاسبه شده براساس اطلاعات شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران.

اطلاعات مندرج در جدول ۶ نشان می‌دهد نرخ رشد خوراک برخی از پالایشگاه‌ها در سال‌های برنامه چهارم منفی بود، اما نرخ رشد عملکرد خوراک پالایشگاه‌های بندرعباس و شیراز در برخی از سال‌های برنامه به ۱۲ درصد نیز رسید. این وضعیت در مورد پالایشگاه بندرعباس به دلیل تغییر ظرفیت اسمی آن از ۲۳۲ هزار بشکه در روز به ۳۲۰ هزار بشکه در روز، قدری طبیعی به نظر می‌رسد. اما رشد ۱۲ درصدی عملکرد خوراک برای شرکت پالایش نفت شیراز با توجه به تغییر نکردن ظرفیت اسمی منطقی نیست. ضمن اینکه در این سال‌ها عملکرد خوراک برخی از پالایشگاه‌ها منفی نیز بوده است.

اطلاعات استفاده شده در جدول ۷ نشان می‌دهد در برخی از سال‌ها سهم پالایشگاه‌های کشور در کل عملکرد خوراک متغیر بوده است، ولی مجموعاً در سال‌های برنامه چهارم توسعه به استثنای سال ۱۳۸۴ که پالایشگاه اصفهان در تخصیص خوراک رتبه اول را حائز شد، در بقیه این سال‌ها پالایشگاه آبادان بیشترین سهم را در عملکرد خوراک، به خود اختصاص داده است. این وضعیت در حالی اتفاق افتاده است که مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۵، شرکت پالایش نفت بندرعباس دارای دومین ظرفیت اسمی پالایشی در کشور است. کمترین ظرفیت پالایشی نیز در این سال‌ها به شرکت پالایش نفت کرمانشاه اختصاص داشت. جزئیات بیشتر مربوط به این بخش در جدول ۷ ذکر شده است.

جدول ۷. سهم پالایشگاه‌های کشور از عملکرد خوراک در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به درصد)

نام پالایشگاه	سال ۱۳۸۴	سال ۱۳۸۵	سال ۱۳۸۶	سال ۱۳۸۷	سال ۱۳۸۸
شرکت پالایش نفت آبادان	۲۱/۱	۲۲/۴	۲۳/۲	۲۴/۱	۲۳
شرکت پالایش نفت اصفهان	۲۳/۴	۲۲	۲۲/۶	۲۱/۵	۲۱/۴
شرکت پالایش نفت اراک	۱۰/۳	۱۰/۹	۱۰/۷	۱۰/۳	۹/۸
شرکت پالایش نفت تهران	۱۵/۱	۱۵/۱	۱۴/۲	۱۴	۱۴/۴
شرکت پالایش نفت بندرعباس	۱۶/۸	۱۶/۳	۱۶/۳	۱۶/۸	۱۸/۵
شرکت پالایش نفت تبریز	۶/۸	۶/۶	۶/۳	۶/۷	۶/۴
شرکت پالایش نفت کرمانشاه	۱/۵	۱/۴	۱/۳	۱/۳	۱/۳
شرکت پالایش نفت شیراز	۳/۲	۳/۶	۳/۵	۳/۵	۳/۳
شرکت پالایش نفت لاوان	۱/۸	۱/۷	۱/۹	۱/۸	۱/۹
جمع*	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

مأخذ: همان.

* اختلاف در سر جمع، ناشی از گرد کردن است.

۳. تحلیل وضعیت تولید فرآورده‌های نفتی پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

سرمایه‌گذاری و فعالیت در بخش پایین‌دستی صنعت نفت و تولید فرآورده‌های نفتی در کشور از ابتدای فعالیت صنعت نفت در کشور به تناسب گسترش فعالیت در امور بالادستی و پایین‌دستی صنعت نفت، تقاضای کشور به فرآورده‌های نفتی مختلف، افزایش جمعیت و ورود ابزار و لوازم متنوع مربوط به توسعه در کشور و ... بیشتر شده و به تناسب تغییر در این پارامترها، این بخش دچار تحولاتی شد. به همین منظور بر تعداد پالایشگاه‌ها در کشور اضافه شد.

براین اساس در حال حاضر تولید فرآورده‌های نفتی در کشور توسط ۹ پالایشگاه انجام می‌شود. اطلاعات مربوط به سال بهره‌برداری و استفاده از عملکرد خوراک پالایشگاه‌ها در سال‌های برنامه چهارم نشان می‌دهد که اکثر پالایشگاه‌های کشور در دوران خارج از عمر مفید خود و بیش از ظرفیت اسمی خود فعالیت می‌کنند. به همین دلیل کیفیت و نوع فرآورده‌های تولیدی در کشور با الگوی پالایش کنونی مناسب نیست. این وضعیت در مقایسه با بقیه کشورهای جهان قابل توجه است. به همین دلیل ابتدا وضعیت تولید فرآورده در جهان مورد توجه قرار می‌گیرد و سپس وضعیت تولید فرآورده در کشور توضیح داده می‌شود.



۳-۱. وضعیت تولید فرآورده در دنیا

در سال ۲۰۰۷ به میزان ۳۸۲۲۵۹ هزار تن فرآورده در جهان تولید شد که مناطق مختلف دنیا به تناسب موقعیت و وضعیت خود مقادیر متفاوتی از آن را تولید نمودند. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۸ آمده است.

جدول ۸. تولید فرآورده‌های نفتی برحسب مناطق مختلف دنیا در سال ۲۰۰۷

(ارقام به هزار تن)

شرح	آمریکای شمالی	آمریکای مرکزی و جنوبی	اروپا و آسیا	خاورمیانه	آفریقا	آسیا و اقیانوسیه	کل جهان
۲۰۰۷	۱۰۰۸۴۸۶ (۲۶/۴)	۲۶۲۳۴۷ (۶/۹)	۱۰۵۵۲۹۰ (۲۷/۶۱)	۳۱۲۴۸۰ (۸/۲)	۱۱۸۳۱۸ (۳/۱)	۱۰۶۵۳۳۸ (۲۷/۹)	۳۸۲۲۵۹

Source: www.iea.org

* کلیه اعداد داخل پرانتز نشان‌دهنده سهم بر حسب درصد است.

جدول فوق نشان می‌دهد که در سال ۲۰۰۷ منطقه آسیا و اقیانوسیه با تولید ۱۰۶۵۳۳۸ هزار تن فرآورده نفتی و اختصاص ۲۷/۹ درصد از کل تولید آن، رتبه اول را در تولید فرآورده‌های نفتی حائز شده است. ضمن اینکه در سال مذکور، آفریقا کمترین میزان تولید فرآورده را داشته است. منطقه خاورمیانه که در سال ۲۰۰۹ به میزان ۶۱ درصد ذخایر اثبات شده نفت خام را به خود اختصاص داده بود، فقط ۸ درصد فرآورده‌های نفتی دنیا را تولید کرد. آسیا و اقیانوسیه که حدود ۳/۳ درصد ذخایر اثبات شده دنیا را در اختیار داشت، در تولید فرآورده نفتی، رتبه اول را حائز شد. به‌طور کلی مناطقی که ذخایر اثبات شده نفت خام آن حدود ۱۹ برابر کمتر از منطقه خاورمیانه بود، در سال ۲۰۰۹ بزرگ‌ترین تولیدکننده فرآورده نفتی دنیا بوده است. در مورد تولید فرآورده‌های نفتی باید به این نکته اشاره کرد که هر قدر اطلاعات کلی‌تر باشد مقایسه در مورد عملکردها و چگونگی الگوی پالایشی سخت‌تر است. لذا به‌منظور مقایسه دقیق‌تر، الگوی پالایشی ایران با برخی کشورها و دنیا در سال ۲۰۰۷ به لحاظ تولید چهار فرآورده عمده نفتی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

جدول ۹. الگوی پالایشی ایران، دنیا و برخی کشورهای منتخب (ارقام به درصد)

شرح	بنزین موتور	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره	سایر*
الگوی پالایشی کشور در سال ۱۳۸۸	۱۶/۶۴	۷/۰۲	۳۰/۷۸	۳۰/۶۸	۱۱/۹۵
الگوی پالایشی دنیا در سال ۲۰۰۷	۲۳/۴	۲/۰۵	۳۱/۳	۱۵/۷	۲۷/۵
آمریکا	۳۹/۶	۰/۳۷	۲۵/۶	۶/۵	۲۸/۰۵
کانادا	۳۱/۷	۱/۵	۳۰/۳۲	۸/۲	۲۸/۳۵
ژاپن	۲۱/۶	۹/۵	۲۸	۱۵	۲۶

مأخذ: محاسبات انجام شده در گزارش.

* شامل گاز مایع، اتان، سوخت جت، روغن، پارافین، نفتا و... است.

— سایت EIA.

اطلاعات مندرج در جدول ۹ نشان می‌دهد که الگوی پالایشی کشور در مقایسه با دنیا و برخی از نقاط منتخب آن از وضعیت خوبی برخوردار نیست. برای مثال در سال ۲۰۰۷ متوسط تولید بنزین در دنیا ۲۳/۴ درصد بود. این در حالی است که در این سال‌ها در الگوی پالایشی کشور، میزان تولید این فرآورده نفتی ۱۶/۶۶ درصد بود. تولید نفت کوره در کشور که در مقایسه با دیگر فرآورده‌های نفتی به مراتب کم ارزش‌تر است، نیز تقریباً دو برابر الگوی جهانی و الگوی پالایشی ژاپن بیشتر تولید می‌شود. الگوی تولید این فرآورده در مقایسه با دیگر کشورهای مورد نظر در جدول نامناسب‌تر است. یکی از دلایل عمده این فاصله را در مواردی چون تکنولوژی به‌کار گرفته شده در پالایشگاه‌های کشور، خوراک مورد استفاده در این پالایشگاه‌ها، نبود انگیزه کافی و بسترهای مناسب برای فعالیت بخش خصوصی در تولید فرآورده و ... می‌توان جستجو کرد.

۲-۳. وضعیت تولید فرآورده در کشور

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۱۰ متوسط تولید فرآورده‌های نفتی کشور در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ به ترتیب ۲۵۰۹۸۷، ۲۵۸۰۲۳ و ۲۵۷۰۲۶ مترمکعب در روز بود. ارقام نشان می‌دهد که رشد تولید فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۴ به میزان ۱/۶۶ درصد، در سال ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ نیز به ترتیب ۲/۸ و ۰/۳۹ درصد بود. همچنین در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸، تولید فرآورده‌های نفتی به ترتیب به میزان ۱ و ۱/۹ درصد رشد داشته است. این وضعیت در حالی است که رشد خوراک پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ به ترتیب ۱/۵ و ۳ درصد و در سال ۱۳۸۶ نیز رشدی نداشت. رشد خوراک نفت خام پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ نیز به ترتیب به میزان ۱/۱۵ و حدود ۲ درصد بود. مشاهده می‌شود که به استثنای سال ۱۳۸۶، در تمامی سال‌های برنامه چهارم توسعه، بین نرخ رشد خوراک پالایشگاه‌ها و تولید فرآورده‌های نفتی شکاف وجود



دارد. به صورتی که رشد خوراک بیشتر از رشد تولید فرآورده بوده است. ضمن اینکه بین میزان تولید فرآورده و خوراک تخصیصی رابطه‌ای مستقیم وجود دارد. جزئیات بیشتر مربوط به تولید فرآورده در جدول ۱۰ بیان شده است.

جدول ۱۰. میانگین تولید فرآورده‌های نفتی کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
فرآورده‌های نفتی	۲۵۰۹۸۷	۲۵۸۰۲۳	۲۵۷۰۲۶	۲۵۹۸۰۰	۲۶۴۶۱۱

مأخذ: شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی.

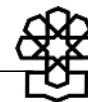
بررسی اطلاعات مربوط به تولید انواع فرآورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور و سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نشان می‌دهد که از میان فرآورده‌های تولیدی مختلف، تولید فرآورده‌های چون نفت کوره سبک و سنگین، نفت گاز، بنزین پایه، نفت سفید، سوخت گاز مصرفی، بنزین سوپر مصرفی برای افزایش اکتان و گاز مایع، دارای بیشترین میزان تولید بودند و تمامی پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور به تولید پنج فرآورده گاز مایع، بنزین پایه، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره سبک و سنگین اقدام می‌نمایند. شاید بتوان یکی از دلایل عمده آن را در نیاز مصرفی بیشتر کشور به این فرآورده‌ها و ارزش بیشتر این فرآورده‌ها در قیمت بازار جستجو کرد. ضمن اینکه پالایشگاه‌های آبادان، تهران و اصفهان به استثنای فرآورده‌هایی چون گوگرد، آیزوریسایکل، پلاتفرمیت، هیدروژن به پتروشیمی، بلندینگ نفتا به پتروشیمی (B.N) تمامی فرآورده‌ها را تولید می‌نمایند. مجموع فرآورده‌های تولیدی تک تک پالایشگاه نیز در جدول ۱۱ آمده است.

(ارقام به مترمکعب در روز)

جدول ۱۱. کل فرآورده‌های نفتی تولید شده پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

اصفهان					تهران					آبادان					شرح
۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	
۵۸۱۵۱	۵۶۰۰۲	۵۹۱۶۱	۵۶۶۴۸	۵۸۸۰۱	۳۸۵۵۳	۳۷۱۸۵	۳۷۵۲۹	۳۸۳۷۹	۳۷۲۱۰	۵۸۷۷۹	۵۷۸۸۴	۵۸۷۵۶	۵۷۴۸۳	۵۲۹۶۱	کل فرآورده تولید شده
۲۱/۹۸	۲۱/۵۶	۲۳/۰۲	۲۱/۹۹	۲۳/۴۳	۱۴/۵۷	۱۴/۳۲	۱۴/۶	۱۴/۹۰	۱۴/۸۳	۲۲/۲۲	۲۲/۲۸	۲۲/۸۶	۲۲/۳۲	۲۱/۱	سهم (درصد)
کرمانشاه					شیراز					تبریز					شرح
۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	
۳۳۵۸	۳۰۸۲	۳۴۵۱	۳۶۵۸	۳۵۹۳	۸۰۳۱	۸۴۹۲	۸۳۹۱	۸۹۷۴	۸۱۱۴	۱۷۰۵۴	۱۶۹۱۶	۱۶۳۹۴	۱۷۰۳	۱۷۴۲۸	کل فرآورده تولید شده
۱/۲۷	۱/۱۹	۱/۳۴	۱/۴۲	۱/۴۳	۳/۰۴	۳/۲۷	۳/۲۶	۳/۴۸	۳/۲۳	۶/۴۵	۶/۵۲	۶/۳۸	۶/۶۱	۶/۹۴	سهم (درصد)
بندرعباس					اراک					لاوان					شرح
۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	
۵۰۵۲۶	۴۷۸۳۱	۴۰۷۷۱	۴۲۴۸۸	۴۲۶۸۴	۲۵۸۷۶	۲۷۷۴۲	۲۸۱۹۸	۲۸۲۳۳	۲۵۸۹۱	۴۲۸۸	۴۶۷۰	۴۳۷۷	۴۶۸۵	۴۳۰۵	کل فرآورده تولید شده
۱۹/۱	۱۸/۴۱	۱۵/۸۷	۱۶/۵۰	۱۷	۹/۷۸	۱۰/۶۸	۱۰/۹۷	۱۰/۹۶	۱۰/۳۲	۱/۶۲	۱/۸	۱/۷۰	۱/۸۲	۱/۷۲	سهم (درصد)

مأخذ: همان.



مطابق اطلاعات جدول ۱۱ در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ پالایشگاه‌های اصفهان و آبادان در تولید فرآورده‌های نفتی دارای بیشترین حجم تولید فرآورده را در میان پالایشگاه‌های کشور داشتند. مقایسه بین خوراک تخصیصی و تولید فرآورده، گویای این واقعیت است که از میان دو پالایشگاه مذکور، هر کدام که خوراک بیشتری به خود اختصاص دهند، فرآورده بیشتری تولید می‌کنند. بر این اساس این‌گونه می‌توان نتیجه گرفت که بین تخصیص خوراک و تولید فرآورده نفتی رابطه‌ای مثبت و مستقیم وجود دارد. به‌طور کلی حدود ۴۵ درصد کل فرآورده‌های نفتی کشور در دو پالایشگاه آبادان و اصفهان تولید می‌شود و به استثنای سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۶، پالایشگاه آبادان به لحاظ تولید فرآورده‌های نفتی، رتبه اول را دارا بود. همچنین مطابق اطلاعات مورد استفاده، در سال‌های برنامه چهارم توسعه، پالایشگاه کرمانشاه کمترین سهم را در تولید فرآورده‌های نفتی داشته است. جزئیات بیشتر مربوط به کل تولید فرآورده‌های نفتی و سهم آنها از کل تولید در جدول ۱۱ ذکر شده است.

از میان فرآورده‌ها، تولید گاز مایع، بنزین موتور، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره بیش از سایر فرآورده‌ها بود. به‌طوری که در سال‌های مذکور، سهم تولید این فرآورده‌ها حدود ۹۰ درصد کل تولید فرآورده‌های نفتی بود. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۱۲ ذکر شده است.

جدول ۱۲. سهم تولید انواع فرآورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ (ارقام به درصد)

سال	گاز مایع	بنزین موتور*	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره**	سایر	جمع
۱۳۸۴	۳/۲	۱۶/۹	۸/۱	۳۱/۶	۳۰/۳	۹/۹	۱۰۰
۱۳۸۵	۳/۲۲	۱۷/۳۴	۸/۱۷	۳۱/۲۴	۲۹/۵۸	۱۰/۴۵	۱۰۰
۱۳۸۶	۲/۹	۱۷	۷/۹	۳۰/۷	۳۰/۶	۱۰/۹	۱۰۰
۱۳۸۷	۲/۹۹	۱۷/۵۹	۸	۲۹/۵۵	۳۰/۸۱	۱۱/۰۶	۱۰۰
۱۳۸۸	۲/۹۱	۱۶/۶۶	۷/۰۲	۳۰/۷۸	۳۰/۶۸	۱۱/۹۵	۱۰۰

مأخذ: براساس گزارش‌های عملکرد مختلف شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران.

* شامل بنزین پایه و MTBE.

** شامل نفت کوره سبک و سنگین.

ازجمله نکات بسیار مهم در باره این جدول می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- در سال‌های مورد نظر در سهم تولید فرآورده‌های عمده نفتی در کشور تغییر قابل ملاحظه‌ای به‌وجود نیامده است. ادامه این روند به مفهوم آن است که به‌رغم تصویب موضوع اصلاح الگوی مهندسی پالایش نفت خام در پالایشگاه‌ها در قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴ به بعد، توفیقی در این زمینه حاصل نشد.

- مجموع سهم تولید سه فرآورده سبک نظیر گاز مایع، بنزین موتور و نفت سفید در این سال‌ها همواره زیر ۳۰ درصد است؛

- در این سال‌ها همواره سهم تولید دو فرآورده نفت گاز و نفت کوره حدود ۶۰ درصد بود؛

- سهم تولید نفت کوره در این سال‌ها ۳۰ درصد بود که نامطلوب ارزیابی می‌شود.

بندهای ذکر شده فوق با توجه به اینکه مصوبات مربوط به اصلاح الگوی پالایشی عملی نشده است و یا به اتمام نرسیده است، طبیعی به نظر می‌رسد. بررسی وضعیت تولید فرآورده‌های عمده نفتی در تک تک پالایشگاه‌ها نیز واقعیت‌های روشن‌تری را ارائه خواهد کرد. بدین منظور تولید فرآورده‌های عمده نفتی در قسمت بعد مورد توجه قرار می‌گیرد.

۳-۳. بررسی وضعیت تولید پنج فرآورده عمده نفتی در کشور

پیش‌تر ذکر شد حدود ۹۰ درصد کل فرآورده‌های تولیدی در کشور به پنج فرآورده عمده نفتی نظیر گاز مایع، بنزین موتور، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره اختصاص دارد. عدد فوق بیانگر آن است که درصد کل بازیافت حجمی پنج فرآورده اصلی ۹۰ درصد کل فرآورده‌های تولیدی کشور است. بنابراین فرآورده‌های مورد نظر نقشی تعیین‌کننده در الگوی پالایشی کشور دارند. متوسط میزان تولید این فرآورده‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ در جدول ۱۳ آمده است.

جدول ۱۳. متوسط تولید فرآورده‌های عمده نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به مترمکعب در روز)

شرح	گاز مایع	بنزین موتور*	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره**
۱۳۸۴	۸۲۰۴ (-۲/۶۵)	۴۲۳۳۹ (۵/۴۴)	۲۰۳۲۰ (-۱۱/۵)	۷۹۲۱۵ (۲/۸۳)	۷۶۱۳۵ (۱/۸۴)
*** ۱۳۸۵	۸۲۸۴ (۰/۹۷)	۴۴۷۶۶ (۵/۷)	۲۱۰۶۳ (۳/۶۶)	۸۰۴۷۳ (۱/۵۹)	۷۶۴۵۳ (۰/۴۲)
*** ۱۳۸۶	۷۴۵۰ (-۱۰/۱)	۴۳۷۵۹ (-۲/۲۵)	۲۰۲۶۹ (-۳/۷۷)	۷۸۸۶۰ (-۲)	۷۸۵۴۴ (۲/۷۴)
۱۳۸۷	۷۷۴۶ (۳/۹۸)	۴۵۶۹۴ (۴/۴۳)	۲۰۷۸۴ (۲/۵۴)	۷۶۷۷۱ (-۲/۶۴)	۸۰۰۴۱ (۱/۹۱)
۱۳۸۸	۷۶۹۳ (-۰/۶)	۴۴۰۸۵ (-۳/۵۲)	۱۸۵۵۴ (-۱۰/۷۳)	۸۱۴۳۹ (۶/۰۸)	۸۱۱۶۷ (۱/۴۱)

مأخذ: همان.

* شامل بنزین پایه و MTBE.

** شامل نفت کوره سبک و سنگین.

*** کلیه اعداد داخل پرانتز بیانگر نرخ رشد تولید است.



محاسبات انجام شده در جدول ۱۳ نشان می‌دهد به‌رغم آنکه در سال ۱۳۸۴ نرخ رشد تولید برخی از فرآورده‌های عمده نفتی منفی بود، در سال ۱۳۸۵ نرخ رشد تولید تمامی فرآورده‌های عمده نفتی مثبت بود. این وضعیت در سال ۱۳۸۶ ادامه نیافت و فقط تولید فرآورده کم ارزش نفت کوره به میزان ۲/۷۴ درصد رشد داشت و تولید بنزین موتور به میزان ۲/۲۵ درصد و تولید گاز مایع به میزان ۱۰ درصد کاهش داشته است. در سال ۱۳۸۷ نیز فقط نرخ رشد تولید نفت گاز کاهش یافت. در سال ۱۳۸۸ شرایط به گونه‌ای شد که نرخ رشد سه فرآورده سبک گاز مایع، نفت سفید و بنزین موتور منفی شد. نکته قابل توجه در این قسمت این است که با توجه به نیاز کشور به فرآورده نفتی گاز مایع، بنزین موتور و نفت گاز، هر قدر پالایشگاه‌ها بتوانند بر میزان تولید این سه فرآورده بیافزایند، وابستگی کشور به واردات آنها کاهش پیدا می‌کند و در صورت مازاد بر نیاز مصرف ارزش‌افزوده بیشتری عاید کشور می‌شود.

همان‌طوری که در جدول ۱۳ ارائه شده، آمار فرآورده بنزین موتور شامل بنزین پایه و فرآورده *MTBE* است. بنابراین اگر اطلاعات این قسمت به تفکیک بنزین پایه و *MTBE* در دسترس بود، قضاوت در مورد رشد آن دقیق‌تر بود. در مورد نرخ رشد مثبت برخی فرآورده‌ها از جمله نفت کوره به این نکته می‌توان اشاره کرد که با توجه به اینکه قیمت این فرآورده در مقایسه با فرآورده‌های دیگر پایین‌تر است، نرخ رشد مثبت و بالای چنین فرآورده‌ای نمی‌تواند معیار خوبی برای بهبود عملکرد پالایشگاه‌ها باشد. بر این اساس رشد تولید این گونه فرآورده به مفهوم اتلاف ثروت ملی یا همان نفت خام و خوراک تحویلی به پالایشگاه است. نتیجه بسیار مهمی که از این جدول می‌توان گرفت این است که در وضعیت کنونی افزایش تولید فرآورده‌های نفتی در کشور به افزایش خوراک نفت خام یا میعانات گازی تخصیصی به پالایشگاه‌ها وابستگی بسیار زیادی دارد. مقایسه این جدول با جدول ۶ این واقعیت را نشان می‌دهد. همان‌طوری که در جدول ۶ ذکر شد، نرخ رشد خوراک پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۵ به میزان ۴ درصد محاسبه شد. به تناسب این وضعیت، تولید فرآورده‌ها نیز در این سال رشد داشت. اما در سال ۱۳۸۶ کل خوراک تخصیصی به پالایشگاه‌ها رشد نداشته است و به تناسب این وضعیت در تولید فرآورده‌های سبک‌تر نیز رشد مثبت به‌وجود نیامد و پالایشگاه‌ها حتی نتوانستند وضعیت سال ۱۳۸۵ را در سال ۱۳۸۶ تداوم ببخشند، زیرا علاوه بر رشد منفی تولید ۴ فرآورده، نرخ رشد تولید نفت کوره از ۰/۴۲ درصد در سال ۱۳۸۴ به ۲/۷۴ درصد در سال ۱۳۸۶ افزایش یافت. در سال ۱۳۸۸ نیز با توجه به اینکه میانگین نرخ رشد خوراک پالایشگاه‌ها بیش از ۱ درصد بود، نرخ رشد تولید فرآورده‌های سبک‌تر کاهش یافت.

۳-۴. بررسی وضعیت تولید پنج فرآورده عمده نفتی به تفکیک هر پالایشگاه

همان‌طوری که پیش‌تر بیان شد تولید فرآورده‌های نفتی در کشور توسط ۹ پالایشگاه انجام می‌شود. اغلب پالایشگاه‌های کشور از نفت خام به‌عنوان خوراک استفاده می‌کنند و فقط سه پالایشگاه بندرعباس، تهران و شیراز در کشور از میعانات گازی نیز به‌عنوان بخشی از خوراک استفاده می‌کنند. در این بخش وضعیت تولید ۵ فرآورده عمده نفتی به تفکیک هر پالایشگاه و نوع خوراک مورد توجه قرار می‌گیرد.

جدول ۱۴. متوسط تولید فرآورده‌های عمده نفتی در پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴

(ارقام به مترمکعب در روز)

پالایشگاه	خوراک - فرآورده	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
آبادان	خوراک میعانات گازی	۰	۰	۰	۰	۰
	خوراک نفت خام	۵۴۰۹۹	۵۸۹۴۵	۶۱۱۱۲	۶۰۱۶۶	۶۱۲۷۱
	گاز مایع	۱۴۲۰	۱۵۷۶	۱۴۸۶	۱۳۵۰	۱۲۳۹
	بنزین موتور	۷۵۲۷	۹۱۳۸	۸۹۱۶	۸۷۸۰	۸۴۸۵
	نفت سفید	۳۱۳۴	۳۷۱۳	۳۹۱۲	۳۴۷۴	۳۲۰۲
	نفت گاز	۱۵۱۳۴	۱۶۱۴۶	۱۷۹۳۹	۱۶۲۸۱	۱۷۱۰۰
	نفت کوره	۲۱۶۸۰	۲۳۶۳۸	۲۳۶۴۶	۲۴۵۶۸	۲۴۱۹۰
اصفهان	خوراک میعانات گازی	۰	۰	۰	۰	۰
	خوراک نفت خام	۵۹۷۵۷	۵۷۸۳۹	۵۹۷۰۸	۵۷۲۸۹	۵۹۶۱۸
	گاز مایع	۲۲۰۶	۲۱۱۷	۲۱۰۲	۲۰۵۳	۲۰۷۳
	بنزین موتور	۸۰۲۰	۷۵۶۸	۸۴۹۴	۸۷۸۲	۸۴۵۸
	نفت سفید	۵۶۳۸	۵۳۱۴	۵۸۲۵	۵۴۳۱	۴۶۸۳
	نفت گاز	۱۸۸۵۷	۱۸۰۰۵	۱۸۴۸۸	۱۷۳۹۶	۱۸۴۰۱
	نفت کوره	۱۳۴۶۷	۱۲۳۲۸	۱۱۶۱۳	۱۳۰۵۶	۱۴۲۲۵
اراک	خوراک میعانات گازی	۰	۰	۰	۰	۰
	خوراک نفت خام	۲۶۳۴۳	۲۸۸۲۰	۲۸۱۱۶	۲۸۶۱۷	۲۶۵۰۹
	گاز مایع	۹۱۶	۱۰۳۷	۱۰۳۴	۹۶۰	۸۸۱
	بنزین موتور	۴۱۷۹	۴۷۶۰	۴۷۵۲	۴۳۴۰	۳۸۹۵
	نفت سفید	۲۸۷۱	۳۴۴۶	۳۲۵۹	۳۱۲۱	۲۷۲۷
	نفت گاز	۸۵۴۶	۹۰۳۷	۹۴۵۹	۸۸۰۰	۷۸۸۱
	نفت کوره	۷۰۲۷	۷۲۶۳	۶۶۲۳	۷۱۵۷	۶۹۹۳
بندرعباس	خوراک میعانات گازی	۱۱۵۳	۴۵۸	۱۰۸۵	۳۸۳۷	۴۱۳۴
	خوراک نفت خام	۴۱۸۴۴	۴۲۵۱۱	۴۰۴۶۸	۴۴۵۷۹	۴۶۷۴۱
	گاز مایع	۱۰۵۳	۱۰۵۹	۹۸۱	۱۰۰۰	۱۱۱۳
	بنزین موتور	۹۶۲۱	۹۲۹۶	۹۷۳۶	۱۱۰۵۰	۱۰۲۶۹
	نفت سفید	۲۳۷۷	۲۴۳۱	۲۶۵۰	۲۵۳۶	۲۶۰۲
	نفت گاز	۱۲۶۰۷	۱۲۳۳۵	۱۱۴۰۰	۱۱۹۲۴	۱۴۷۷۵
	نفت کوره	۱۶۶۴۵	۱۶۳۵۴	۱۶۱۷۹	۱۸۲۵۰	۱۸۲۵۶



۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	خوراک - فرآورده	پالایشگاه
۷۹	۷۹	۱۷۱	۱۸۶	۱۶۴	خوراک میعانات گازی	تهران
۳۸۹۵۱	۳۷۶۲۱	۳۷۹۴۱	۳۹۴۷۶	۳۸۴۰۷	خوراک نفت خام	
۱۳۱۴	۱۲۸۰	۱۲۲۶	۱۲۵۹	۱۳۳۸	گاز مایع	
۶۶۸۳	۶۳۱۵	۶۴۹۷	۶۹۸۹	۶۴۳۶	بنزین موتور	
۲۴۸۵	۲۸۸۰	۳۲۹۶	۳۴۴۲	۳۴۷۷	نفت سفید	
۱۲۲۳۴	۱۱۵۱۵	۱۲۵۰۷	۱۲۸۷۲	۱۲۵۷۷	نفت گاز	
۸۸۴۰	۸۱۸۶	۶۹۰۵	۷۵۴۹	۸۴۳۹	نفت کوره	
۰	۰	۰	۰	۰	میعانات گازی	تبریز
۱۷۴۸۸	۱۷۴۸۸	۱۶۶۱۳	۱۷۳۸۲	۱۷۴۶۲	خوراک نفت خام	
۵۷۷	۵۸۰	۵۲۲	۵۴۷	۶۲۲	گاز مایع	
۲۷۰۰	۲۷۱۳	۲۸۱۲	۲۸۸۴	۲۸۸۴	بنزین موتور	
۲۲۳۵	۲۵۳۳	۲۰۲۹	۱۷۱۳	۲۱۲۶	نفت سفید	
۵۷۳۹	۵۵۸۲	۵۸۷۴	۶۲۰۲	۶۲۰۸	نفت گاز	
۳۸۵۹	۳۷۹۷	۳۲۶۹	۳۹۴۶	۳۹۱۹	نفت کوره	
۸۸۶	۹۵۴	۶۶۲	۷۷۴	۵۰۴	خوراک میعانات گازی	شیراز
۷۶۷۸	۸۲۶۷	۸۶۲۳	۸۵۸۹	۷۸۲۲	خوراک نفت خام	
۲۲۳	۲۴۰	۲۴۷	۲۹۳	۲۷۳	گاز مایع	
۱۹۱۴	۲۰۲۹	۱۸۴۷	۱۹۰۵	۱۷۸۳	بنزین موتور	
۱۵۰	۳۶۰	۲۸۱	۲۳۸	۲۴۶	نفت سفید	
۲۹۷۲	۲۸۶۲	۳۲۱۵	۳۲۸۶	۲۸۸۰	نفت گاز	
۱۹۴۲	۲۱۴۰	۱۹۴۸	۲۰۱۵	۲۰۲۳	نفت کوره	
۰	۰	۰	۰	۰	خوراک میعانات گازی	کرمانشاه
۳۴۹۸	۳۲۰۸	۳۵۶۹	۳۸۱۹	۳۸۲۴۰	خوراک نفت خام	
۱۰۰	۹۵	۱۲۵	۱۲۸	۱۲۵	گاز مایع	
۸۵۱	۷۸۰	۹۶۴	۱۱۳۷	۹۵۲	بنزین موتور	
۴۷۱	۴۴۸	۴۲۸	۷۵۱	۴۵۱	نفت سفید	
۶۴۷	۵۷۲	۹۴۵	۸۲۶	۷۸۶	نفت گاز	
۱۳۴۱	۱۲۳۰	۱۱۵۶	۱۴۴۳	۱۴۳۸	نفت کوره	
۰	۰	۰	۰	۰	خوراک میعانات گازی	لاوان
۴۳۷۷	۴۷۶۹	۴۹۴۱	۴۸۱۹	۴۴۴۳	خوراک نفت خام	
۱۷۳	۱۸۹	۲۶۱	۲۶۷	۲۵۱	گاز مایع	
۸۳۱	۹۰۵	۱۰۶۱	۹۸۷	۹۳۶	بنزین موتور	
۰	۰	۰	۰	۰	نفت سفید	
۱۶۹۰	۱۸۴۱	۱۷۲۳	۱۷۶۳	۱۶۱۹	نفت گاز	
۱۵۲۱	۱۶۵۷	۱۶۸۱	۱۶۶۷	۱۴۹۸	نفت کوره	

مأخذ: همان.

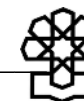
اطلاعات مندرج در جدول فوق و دیگر اطلاعات مربوط به تولید فرآورده‌های نفتی نشان می‌دهد که در هیچ یک از شرکت‌های پالایش نفت کشور بنزین سوپر تولید نمی‌شود و منظور از بنزین موتور در جدول فوق همان بنزین پایه و MTBE است. همچنین در برخی پالایشگاه‌ها دو نوع نفت کوره تحت عنوان نفت کوره سبک و سنگین تولید می‌شود که در جدول منظور از نفت کوره مجموع این دو نوع فرآورده است که در سال‌های اخیر تولیدشان بیش از نیاز کشور بود.

در میان فرآورده‌های عمده نفتی، تولید گاز مایع در پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور در تمامی سال‌های مورد نظر در مقایسه با تولید دیگر ۵ فرآورده عمده نفتی مورد نظر حداقل است. در این میان پالایشگاه اصفهان بیشترین و پالایشگاه کرمانشاه کمترین میزان گاز مایع را در کشور تولید کرده‌اند. لازم به توضیح است که بخشی از تولید گاز مایع کشور در مجتمع‌های پتروشیمی صورت می‌گیرد و بر این اساس تولیدات گاز مایع در مجتمع‌های پتروشیمی بندر امام و خارک و میدان گازی پارس جنوبی از طریق حمل دریایی آن به بندرعباس و سپس انتقال آن با استفاده از خط لوله به سیستم توزیع گاز مایع شهید لشگری بندر ماهشهر در اختیار شرکت‌های توزیع قرار می‌گیرد و این شرکت‌ها فرآورده مورد نظر را از طریق مراکز توزیع مستقر در بندرعباس و ماهشهر آن را به چرخه مصرف کشور وارد می‌کنند.

همچنین پالایشگاه بندرعباس و لاوان نیز به ترتیب بیشترین و کمترین میزان بنزین را در کشور تولید کردند. در مورد تولید نفت سفید باید گفت که پالایشگاه اصفهان در رتبه اول قرار داشت و پالایشگاه لاوان بدون تولید نفت سفید در رتبه آخر قرار گرفت و پس از آن، پالایشگاه شیراز قرار می‌گیرد. در تولید نفت گاز، پالایشگاه اصفهان در رتبه اول و پالایشگاه کرمانشاه دارای کمترین میزان تولید این فرآورده است. پالایشگاه آبادان دارای بیشترین میزان تولید نفت کوره و پالایشگاه کرمانشاه کمترین میزان تولید این فرآورده را به خود اختصاص داد. همچنین بررسی اطلاعات مربوط به کل تولید فرآورده‌های نفتی نشان می‌دهد که به استثنای سال ۱۳۸۷ در تمامی این سال‌ها تولید نفت گاز بیش از تولید دیگر فرآورده‌های عمده نفتی بود. اما در سال ۱۳۸۷ تولید نفت کوره بیشتر از پنج فرآورده عمده نفتی بود. نکته بسیار مهم در مورد اطلاعات مربوط به این قسمت این است که در بخش خوراک میعانات گازی، میزان این‌گونه خوراک در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ در پالایشگاه تهران کاهش و در پالایشگاه شیراز افزایش یافته است. در مورد پالایشگاه تهران موضوع را در توسعه و بهینه‌سازی این پالایشگاه می‌توان جستجو کرد.

همان‌طوری که پیش‌تر توضیح داده شد، بررسی میزان تولید و سهم تولید هریک از فرآورده‌ها، وضعیت بهتری را از عملکرد پالایشگاه‌ها به لحاظ تولید فرآورده در کشور نشان می‌دهد.

جدول ۱۵ سهم تولید پنج فرآورده عمده را در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نشان می‌دهد.



جدول ۱۵. سهم تولید پنج فرآورده عمده نفتی نسبت به کل فرآورده‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ به تفکیک هر پالایشگاه

(ارقام به درصد)

۱۳۸۸					۱۳۸۷					۱۳۸۶					۱۳۸۵					۱۳۸۴					پالایشگاه
نفت	نفت	نفت	بنزین	گاز	نفت	نفت	نفت	بنزین	گاز	نفت	نفت	نفت	بنزین	گاز	نفت	نفت	نفت	بنزین	گاز	نفت	نفت	نفت	بنزین	گاز	
کوره	گاز	سفید	موتور	مايع	کوره	گاز	سفید	موتور	مايع	کوره	گاز	سفید	موتور	مايع	کوره	گاز	سفید	موتور	مايع	کوره	گاز	سفید	موتور	مايع	
۴۱/۱۶	۲۹/۱	۵/۴۵	۱۴/۴۴	۲/۱۱	۴۲/۴۵	۲۸/۱۳	۶/۰۱	۱۵/۱۷	۲/۳۴	۴۲/۱	۲۹/۱	۶/۱	۱۳/۷	۲/۳	۴۱/۱	۲۸/۱	۶/۵	۱۵/۹	۲/۷	۴۰/۹	۲۸/۶	۵/۹	۱۴/۲	۲/۶۸	آبادان
۲۲/۹۳	۳۱/۷۴	۶/۴۵	۱۷/۳۴	۳/۴۱	۲۲/۰۲	۳۰/۹۷	۷/۷۵	۱۶/۹۹	۳/۴۵	۲۳/۴	۳۲/۲	۷/۵	۱۷/۱	۳/۴	۱۹/۷	۳۳/۵	۹/۰	۱۸/۲	۳/۳	۲۲/۷	۳۳/۸	۹/۳۴	۱۷/۳	۳/۶	تهران
۴۷/۲۴	۳۱/۶۵	۸/۰۶	۱۴/۵۵	۳/۵۷	۲۳/۳۲	۳۱/۰۷	۹/۷	۱۵/۶۹	۳/۶۷	۲۲/۷	۳۱/۶	۹/۵	۱۴/۲	۳/۵	۲۱/۸	۳۱/۸	۹/۴	۱۳/۴	۳/۷	۲۲/۹	۳۲/۱	۹/۶	۱۳/۶	۳/۸	اصفهان
۲۲/۶۳	۳۳/۶۶	۱۳/۱۱	۱۵/۸۴	۳/۳۹	۲۲/۴۵	۳۳	۱۴/۹۸	۱۶/۰۴	۴/۴۳	۲۱/۰	۳۳/۶	۱۴/۰	۱۶/۹	۳/۳	۲۳/۲	۳۶/۴	۱۰/۱	۱۶/۹	۳/۲	۲۲/۵	۳۵/۶	۱۲/۲	۱۶/۵	۳/۶	تبریز
۴۴/۱۹	۳۷/۰۱	۱/۸۷	۲۳/۸۴	۲/۷۸	۲۵/۲	۳۳/۷	۴/۲۴	۲۳/۹۸	۲/۸	۲۳/۷	۳۶/۲	۲/۵	۲۲/۹	۲/۸	۲۲/۵	۳۶/۶	۲/۷	۲۱/۲	۳/۳	۲۵/۰	۳۵/۵	۳/۰	۲۲	۳/۴	شیراز
۳۹/۹۴	۱۹/۲۷	۱۴/۰۳	۲۵/۳۵	۲/۹۸	۳۹/۹	۱۸/۵۶	۱۴/۵۴	۲۵/۳۱	۳/۰۹	۳۸	۲۱/۹	۱۲/۷	۲۷/۶	۳/۳	۳۹/۴	۲۲/۶	۲۰/۵	۳۱/۱	۳/۵	۴۰/۰	۲۱/۹	۱۲/۶	۲۶/۵	۳/۵	کرمانشاه
۳۵/۴۸	۳۹/۴۲	۰	۱۹/۳۸	۴/۰۴	۳۵/۴۹	۳۹/۴	۰	۱۹/۳۸	۴/۰۵	۳۷/۷	۳۹/۶	-	۲۱/۰	-	۳۵/۶	۳۷/۶	-	۲۱/۱	۵/۷	۳۴/۸	۳۷/۶	-	۲۱/۷	۵/۸	لاوان
۲۷/۰۳	۳۰/۴۶	۱۰/۵۴	۱۵/۰۶	۳/۴۱	۲۵/۸	۳۱/۷۲	۱۱/۲۵	۱۵/۶۵	۳/۴۶	۲۵/۶	۳۰/۱	۱۱/۳	۱۷/۵	۳/۳	۲۵/۷	۳۲/۰	۱۲/۲	۱۶/۹	۳/۷	۲۷/۱	۳۳/۰	۱۱/۱	۱۶/۱	۳/۵	اراک
۳۶/۱۴	۲۹/۲۵	۵/۱۵	۲۰/۳۳	۲/۲۱	۳۸/۱۶	۲۴/۹۳	۵/۳۱	۲۳/۱۱	۲/۰۹	۳۹/۲	۲۸/۱	۵/۲	۲۳/۲	۲/۲	۳۸/۵	۲۹/۰	۵/۷	۲۱/۹	۲/۵	۳۹	۲۹/۵	۵/۶	۲۲/۵	۲/۵	بندرعباس

مأخذ: محاسبات کارشناسی براساس اطلاعات سال‌های مختلف گزارش شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران.

براساس اطلاعات مندرج در جدول ۱۵، به استثنای سال ۱۳۸۶، در تمامی سال‌های برنامه چهارم توسعه، در بین پالایشگاه‌های کشور، پالایشگاه لاوان دارای بیشترین سهم در تولید گاز مایع نسبت به کل فرآورده‌ها بود و در سال ۱۳۸۶ که تولید پالایشگاه لاوان از این فرآورده صفر بود، پالایشگاه اصفهان بیشترین سهم را در تولید گاز مایع نسبت به کل فرآورده‌ها، به خود اختصاص داد.

در تمامی سال‌های مورد نظر پالایشگاه کرمانشاه دارای بیشترین سهم در تولید بنزین موتور نسبت به کل فرآورده‌ها و پالایشگاه آبادان که قدیمی‌ترین پالایشگاه کشور محسوب می‌شود، دارای کمترین سهم در تولید بنزین موتور نسبت به کل فرآورده‌ها بود. در تولید نفت گاز نیز پالایشگاه لاوان در پنج سال برنامه چهارم توسعه دارای بیشترین و پالایشگاه کرمانشاه دارای کمترین سهم نسبت به کل فرآورده‌ها بود. همچنین در تمامی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ پالایشگاه آبادان دارای بیشترین سهم در تولید نفت کوره نسبت به کل فرآورده‌ها بود و سهم تولید این فرآورده در میان تولید کلیه فرآورده‌ها، بیش از ۴۰ درصد بود. کمترین سهم در تولید نفت کوره به پالایشگاه‌های تبریز و تهران اختصاص داشت. جزئیات بیشتر این قسمت در جدول ۱۵ ذکر شده است.

۳-۵. مقایسه عملکرد تولید فرآورده‌های عمده نفتی با اهداف برنامه چهارم

در این قسمت به مقایسه اهداف برنامه چهارم توسعه با عملکرد شاخص‌های مربوط به تولید فرآورده‌های عمده نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ مورد توجه قرار می‌گیرد.



جدول ۱۶. مقایسه اهداف کمی برنامه چهارم و تولید فرآورده‌های عمده نفتی در سال‌های برنامه چهارم توسعه

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

۱۳۸۸			۱۳۸۷			۱۳۸۶			۱۳۸۵			۱۳۸۴			
درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	
۶۶/۹۶	۷/۷	۱۱/۵	۹۰/۶	۷/۷	۸/۵	۱۰۰	۸/۵	۸/۵	۹۶/۶	۸/۶	۸/۹	۹۵/۴	۸/۳	۸/۷	گاز مایع
۵۷/۵۴	۴۲	۷۳	۱۰۶/۸	۴۲/۷	۴۰	۱۰۵/۸	۴۲/۳	۴۰	۱۰۹/	*۴۴/۷	۴۱	۱۰۸/۵	۴۲/۳	۳۹	بنزین پایه
۷۳/۱۳	۱۸/۵	۲۵/۳	۱۰۳	۲۰/۸	۲۰/۲	۱۰۶/۸	۲۰/۳	۱۹	۹۵/۹	۲۱/۱	۲۲	۹۲/۳	۲۰/۳	۲۲	نفت سفید
۹۲/۵	۸۱/۴	۸۸	۹۹/۷	۷۶/۸	۷۷	۱۰۲/۵	۷۸/۹	۷۷	۱۰۳/۱	۸۰/۴	۷۸	۱۰۴/۲	۷۹/۲	۷۶	نفت گاز
۹۱/۱۴	۸۱/۲	۷۴	۹۷/۷	۸۰	۸۱/۹	۹۶	۷۸/۵	۸۱/۸	۸۹/۰	۷۶/۵	۸۶	۹۰/۶	۷۶/۱	۸۴	نفت کوره

مأخذ: معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور، گزارش اقتصادی سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵.

* MTBE را نیز شامل می‌شود.

- شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، گزارش عملکرد سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸.

مطابق اطلاعات جدول مذکور، درصد تحقق هدف برنامه در تولید بنزین موتور، به استثنای سال ۱۳۸۸، در چهار سال اول برنامه چهارم بیش از اهداف ترسیم شده بود. همان‌طوری که در جدول نشان داده شده است، در سال ۱۳۸۸ حدود ۵۸ درصد هدف برنامه در بخش تولید بنزین محقق شده است. یکی از دلایل عمده این عدم موفقیت را در عدم تحقق اهداف کمی بخش پایین‌دستی نفت مطابق اسناد توسعه بخش انرژی در مستندات برنامه چهارم^۱ می‌توان جستجو کرد. به گونه‌ای که در یکی از بندهای این سند، هدف مربوط به احداث پالایشگاه با خوراک میعانات گازی و نفت خام سنگین‌تر تا میزان یک میلیون بشکه نفت خام مورد توجه قرار گرفته است که عملاً محقق نشده است. در تولید نفت سفید در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۸ اهداف برنامه به‌طور کامل محقق نشد، ولی در سال ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ عملکرد این بخش بیش از اهداف تعیین شده بود.

در تولید نفت گاز نیز وضعیت به گونه‌ای بود که در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶ اهداف برنامه محقق شد، ولی در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ اهداف برنامه تحقق پیدا نکرد.

در سال‌های برنامه چهارم بین هدف برنامه و عملکرد تولید نفت کوره شکاف وجود دارد و همواره عملکرد این بخش نسبت به هدف برنامه کمتر بود. دلیل عمده این عدم موفقیت را در تحقق نیافتن هدف مندرج در سند توسعه بخش انرژی در ارتباط با بهبود الگوی پالایشی و افزایش تولید فرآورده‌های نفتی با ارزش و ارتقای کیفیت حامل‌های انرژی جستجو کرد.^۲

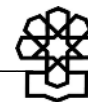
مقایسه بین اهداف مربوط به این قسمت و عملکرد آن، گویای این واقعیت است که در دستیابی به متوسط نرخ رشد تولید فرآورده‌های نفتی نیز شکاف وجود دارد. به‌طوری که در سال‌های برنامه چهارم مصوب شد متوسط نرخ رشد تولید سالیانه بنزین، نفت گاز، نفت سفید، گاز مایع و نفت کوره به ترتیب ۱۴، ۲/۶، ۳/۰- و ۴/۶ و ۳/۰- درصد باشند که عملاً در مورد هر یک از پنج فرآورده مورد نظر متوسط نرخ رشد سالیانه این فرآورده‌ها در مقایسه با سال پایه (۱۳۸۳) به ترتیب ۷۶/۱، ۰۳/۱، ۴/۶-، ۸/۱- و ۶/۱ درصد محقق شد. این ارقام نشان می‌دهد که عملاً متوسط نرخ رشد‌ها، برابر برنامه محقق نشده است.

۴. بررسی وضعیت مصرف پنج فرآورده عمده نفتی در کشور

در کشور ما عمدتاً هدف از تولید فرآورده‌ها، تأمین مصرف داخلی است هر چند بخشی از آن نیز صادر می‌شود. اما از آنجایی که تولید داخلی برخی از فرآورده‌ها پاسخگوی نیاز نیست، لذا بخشی

۱. سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، مجموعه اسناد ملی توسعه، جلد سوم صص ۱۸-۱۹.

۲. همان.



از نیاز مصرفی از طریق واردات تأمین می‌شود. به‌طور کلی مصرف پنج فرآورده عمده در کشور در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ به ترتیب ۷۹/۸، ۸۵/۲ و ۸۴/۳ میلیارد لیتر و کل مصرف این‌گونه فرآورده‌ها در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ نیز به ترتیب ۸۵/۸ و ۸۴/۸ میلیارد لیتر بوده است. جزئیات بیشتر مربوط به هر یک از فرآورده‌ها و سهم آنها از کل مصرف در جدول ۱۷ آمده است.

جدول ۱۷. اهداف کمی برنامه، عملکرد و سهم هر یک از پنج فرآورده عمده نفتی در مصرف در سال‌های برنامه چهارم

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

۱۳۸۸				۱۳۸۷				۱۳۸۶				۱۳۸۵				۱۳۸۴				
سهم از عملکرد کل مصرف پنج فرآورده*	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	سهم از عملکرد کل مصرف پنج فرآورده*	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	سهم از عملکرد کل مصرف پنج فرآورده*	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	سهم از عملکرد کل مصرف پنج فرآورده*	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	سهم از عملکرد کل مصرف پنج فرآورده*	درصد تحقق	عملکرد	هدف برنامه	
۵/۱۷	۱۳۶/۷۹	۱۱/۹۹	۸/۷	۴/۷	۱۲۴/۶۶	۱۰/۹۷	۸/۸	۴/۸	۱۲۳	۱۱/۰۷	۹	۴/۷	۱۱۴/۸	۱۰/۹۱	۹/۵	۵/۳	۱۰۶/۵	۱۱/۵	۱۰/۸	گاز مایع
۲۷/۹	۷۰/۴۴	۶۴/۸۰	۹۲	۲۸/۵	۷۷/۷۸	۶۶/۸۹	۸۶	۲۸	۸۰/۶	۶۴/۵	۸۰	۳۱/۶	۹۹/۵	۷۳/۶۶	۷۴	۳۰/۶	۹۹/۶	۶۷	۶۷/۲۹	بنزین موتور
۷/۷	۱۴۸/۳۴	۱۷/۸۰	۱۲	۷/۸	۱۵۳/۴۲	۱۸/۴۱	۱۲	۸/۹	۱۴۶/۴	۲۰/۵	۱۴	۸/۵	۱۳۱/۵	۱۹/۷۲	۱۵	۹/۳	۱۰۷/۷	۲۰/۴۲	۱۸/۹۶	نفت سفید
۳۹/۹	۱۰۱/۸۲	۹۲/۶۵	۹۱	۳۹/۱	۱۰۴/۳۴	۹۱/۸۲	۸۸	۳۸/۸	۱۰۵/۵	۸۹/۷	۸۵	۳۷	۱۰۵	۸۶/۲۲	۸۲	۳۶/۳	۱۰۲/۳	۷۹/۴	۷۷/۶	نفت گاز
۱۹/۳۶	۱۴۹/۸۴	۴۴/۹۵	۳۰	۲۰	۱۵۶/۷۴	۴۷/۰۲	۳۰	۱۹/۶	۱۴۱/۶	۴۵/۳	۳۲	۱۸/۴	۱۲۲/۵	۴۲/۸۶	۳۵	۱۸/۶	۱۱۴	۴۰/۷	۳۵/۷	نفت کوره
۱۰۰	۹۹/۳۶	۲۳۲/۱۹	۲۳۳/۷	۱۰۰	۱۰۴/۵۹	۲۳۵/۱۱	۲۲۴/۸	۱۰۰	۱۰۵/۰۵	۲۳۱/۱	۲۲۰	۱۰۰	۱۰۸/۳	۲۳۳/۴	۲۱۵/۵	۱۰۰	۱۰۴/۱۳	۲۱۹/۰۲	۲۱۰/۳۵	جمع

مأخذ: همان و مجموع اسناد توسعه بخشی.

* اختلاف در سرجمع ناشی از گرد کردن است.



بررسی جدول نشان می‌دهد که میزان مصرف پنج فرآورده عمده نفتی در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ به ترتیب ۲۱۹/۰۲، ۲۳۳/۴ و ۲۳۱/۱ میلیون لیتر در روز بود. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ نیز به ترتیب به میزان ۲۳۵/۱۱ و ۲۳۲/۱۹ میلیون لیتر از این پنج فرآورده در کشور مصرف شده است. این میزان مصرف پنج فرآورده عمده نفتی نشان می‌دهد که در سال‌های برنامه چهارم نسبت به سال پایه (۱۳۸۳)، متوسط نرخ رشد سالیانه فرآورده‌های مذکور ۲/۴۰ درصد بوده است، این در حالی است که این متوسط نرخ رشد در سال‌های مورد نظر طبق اهداف برنامه باید ۲/۵۴ درصد باشد. عدم تحقق هدف برنامه در این بخش به کاهش مصرف بنزین در کشور از سال ۱۳۸۶ مربوط است.

بررسی میزان عملکرد مصرف هر یک از این پنج فرآورده و هدف مصوب مربوط به آن گویای این واقعیت است که به استثنای تحقق نیافتن هدف مربوط به مصرف بنزین در سال‌های برنامه چهارم توسعه، تحقق مصرف چهار فرآورده عمده دیگر در این سال‌ها همواره بیشتر از هدف مصوب برنامه بوده است. ضمن اینکه کاهش مصرف بنزین و تحقق نیافتن هدف برنامه در این بخش از جمله نکات مثبت به شمار می‌رود و از دستاوردهای کارت هوشمند سوخت و سهمیه‌بندی بنزین محسوب می‌شود.

نکته مهم دیگری که از ارقام این جدول قابل استنباط است و به آن می‌توان اشاره کرد این است که به دلیل توزیع بنزین با استفاده از کارت هوشمند سوخت از سال ۱۳۸۶، شکاف بین اهداف مصرفی مصوب سند برنامه چهارم با عملکرد مصرف بیشتر شده است و این نشان می‌دهد مصرف‌کننده برای جبران مصرف خود از دیگر انواع سوخت‌ها استفاده کرده است.

به طور کلی در این سال‌ها همواره سهم مصرف نفت گاز از کل مصرف پنج فرآورده عمده نفتی در رتبه اول قرار داشته و پس از این، سهم مصرف بنزین بیش از سایر فرآورده‌هاست. سهم مصرف گاز مایع کمتر از سایر فرآورده‌ها بوده است. نکته بسیار مهم در این جدول شکاف بین اهداف برنامه و عملکردها در بخش مصرف (به استثنای فرآورده بنزین) است.

این فاصله در سال ۱۳۸۴ تا حدودی قابل اغماض است. در سال‌های ۱۳۸۵-۱۳۸۸، شکاف بین اهداف برنامه و عملکرد در مورد فرآورده‌های چون نفت سفید، نفت کوره و گاز مایع قابل توجه است و این شکاف در مورد برخی از این فرآورده‌ها به حدود ۵۰ درصد هم می‌رسد. تجزیه و تحلیل این وضع بدون اطلاع دقیق از مدل‌های پیش‌بینی شده توسط متولیان موضوع امکانپذیر نیست، ولی در تجزیه و تحلیل‌های مربوط به وضعیت بنزین، به سهمیه‌بندی بنزین می‌توان اشاره کرد. ضمن اینکه وجود چنین فاصله و شکافی بین پیش‌بینی و عملکرد در مطالعات کارشناسی و علمی نمی‌تواند قابل قبول باشد.

هر یک از فرآورده‌های مورد نظر در بخش‌های مختلف و استان‌های مختلف به تناسب امکانات موجود در آن استان‌ها به میزان متفاوتی مصرف شده‌اند. بدین منظور در قسمت بعدی این گزارش، مصرف تک تک این فرآورده‌ها در سراسر کشور مورد توجه قرار گرفته است.

فرآورده‌های عمده نفتی در بخش‌های ی چون صنایع و معادن، خانگی، تجاری، کشاورزی و حمل‌ونقل مورد استفاده قرار می‌گیرند. به تناسب وضعیت و سهم هر یک از استان‌های کشور در بخش‌های فوق‌الذکر میزان مصرف‌شان از این فرآورده‌ها متفاوت است که در ادامه این نوشتار توضیحات بیشتر مربوط به این قسمت ارائه می‌شود.

۴-۱. گاز مایع^۱

گاز مایع در کشور عمدتاً در بخش‌های خانگی، تجاری، خدماتی، عمومی و حمل‌ونقل مورد مصرف قرار می‌گیرد. مصرف گاز مایع در بخش خانگی در شهرها و روستاهایی است که به شبکه گاز طبیعی مجهز نشده‌اند. مصرف این فرآورده برای بخش‌های مصرف‌کننده خانگی، تجاری، خدماتی و عمومی نظیر مصرف‌کنندگان ساختمانی، کشاورزی و دور دست رفاهی در سیلندرهای پیک نیکی ۲ کیلو گرمی و یا سیلندرهای ۱۱ و ۵۰ کیلو گرمی عرضه می‌شود. مطابق اطلاعات سال ۱۳۸۷، بیش از ۸۱ درصد گاز مایع کشور در بخش‌های خانگی، تجاری، خدماتی و عمومی مصرف شده است. سهم بخش حمل‌ونقل از مصرف گاز مایع کشور در سال مذکور ۷ درصد بود.

بررسی ارقام مربوط به مصرف این فرآورده نفتی از سال ۱۳۸۰ به بعد نشان می‌دهد که مصرف آن از سال ۱۳۸۲ رو به کاهش بوده است. به‌طوری که مصرف آن در دوره ۱۳۸۰-۱۳۸۶ سالیانه به‌طور متوسط به میزان ۰/۵- درصد کاهش یافته است. یکی از دلایل عمده این سیر نزولی، ورود گاز طبیعی در بخش‌های خانگی و حمل‌ونقل (C.N.G به جای گاز مایع) است.

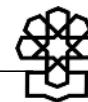
جدول ۱۸. میزان مصرف گاز مایع در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۰

(ارقام به تن در روز)

شرح	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	متوسط رشد ۹ سال
مصرف	۶۳۲۴	۶۶۱۲	۶۵۳۷	۶۳۷۶	۶۱۱۱	۶۱۰۴	۶۱۲۰	۶۱۰۰	۶۶۷۲	-
رشد	-	۴/۶	-۱/۱	-۲/۵	-۴/۲	-۰/۱۱	۰/۲۷	-۰/۳۲	۹/۳۸	۰/۶۷

مآخذ: آمارنامه مصرف فرآورده‌های نفتی انرژی‌زا، شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران و گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

۱. اطلاعات استانی مربوط به مصرف گاز مایع فقط در سال ۱۳۸۶ موجود بود.



بررسی جدول ۱۸ نشان می‌دهد که مصرف گاز مایع در کشور در سال ۱۳۸۱ در مقایسه با سال ۱۳۸۰ از رشد حدود ۵ درصدی برخوردار بوده است.

نرخ رشد مربوط به مصرف گاز مایع در کشور از سال ۱۳۸۲ لغایت ۱۳۸۵ نشان می‌دهد که مصرف این فرآورده نفتی در فاصله زمانی مورد نظر کاهش یافت و در این دوره بیشترین میزان کاهش به سال ۱۳۸۴ اختصاص دارد. در سال ۱۳۸۶ به دلیل اجرای سیاست سهمیه‌بندی بنزین در کشور مجدداً مصرف این فرآورده اندکی افزایش یافت و در سال‌های بعدی برنامه چهارم توسعه با اجرای سیاست توسعه گازرسانی در کشور مصرف این حامل انرژی‌زا کاهش یافت.

افزایش مصرف گاز مایع در سال ۱۳۸۸ موضوع قابل توجهی است. در این سال و سالیان اخیر با توجه به سیاست‌هایی چون تغییر سوخت خودروها از گاز مایع به C.N.G و افزایش سهم گاز طبیعی در سبد انرژی کشور، میزان مصرف این فرآورده باید کاهش می‌یافت، ولی عملاً مطابق اطلاعات جدول، روند معکوس بوده است. یکی از دلایل عمده چنین نتیجه‌ای را در توقف توسعه گازرسانی در کشور می‌توان به دلیل وجود تراز منفی گاز و استفاده از گاز مایع در بخش خانگی، تجاری و صنعت جستجو کرد.

۴-۲. مصرف بنزین موتور

بنزین از جمله حامل‌های عمده نفتی است که تولید آن در پالایشگاه دارای پیچیدگی‌های خاص خود است. بر این اساس هر قدر پالایشگاه از پیچیدگی بیشتری و یا از فناوری‌های جدیدتری برخوردار باشد، تولید بنزین و سایر فرآورده‌های سبک بیشتر خواهد بود. به‌طور کلی بنزین مخلوطی است از گروه‌های مختلف هیدروکربنی که در ملکولشان بین ۴ تا ۱۰ (و گاهی ۱۲) کربن دارند. بنزین از نظر کیفیت احتراق به دو نوع معمولی و سوپر تقسیم می‌شوند که اختلاف آنها در عدد اکتان است.

در ایران تقریباً تمام بنزین مصرفی، در بخش حمل‌ونقل مورد مصرف قرار می‌گیرد. بر این اساس عواملی چون جمعیت، تعداد خودروها، سن خودروها، حجم ترافیک، میزان مصرف هر خودرو، امکانات حمل‌ونقل عمومی، بالا بودن مصرف سوخت در خودروها به دلیل نوع تکنولوژی، گسترش نیافتن زیرساخت‌ها به تناسب رشد جمعیت، پایین بودن قیمت سوخت و... روی میزان مصرف آن تأثیرگذار است. مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۱۷ رشد مصرف این فرآورده در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ به ترتیب ۱۰/۴، ۹/۹ و ۱۲/۴- درصد بود. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ نیز رشد مصرف بنزین کشور به ترتیب ۳/۷ و ۳/۱- درصد بود. براساس اطلاعات و ارقام مربوط به مصرف این فرآورده، در سال‌های برنامه چهارم توسعه در مقایسه با سال پایه (۱۳۸۳)

مصرف این فرآورده به‌طور متوسط به میزان حدود ۱/۳۲ درصد رشد داشته است که در مقایسه با متوسط رشد سند توسعه‌بخشی قانون برنامه (۸/۷ درصد) کمتر است.

با توجه به توضیحات داده شده، اعمال قانون مربوط به سهمیه‌بندی بنزین از تاریخ ۱۳۸۶/۴/۶ با توجه به قانون بودجه سال ۱۳۸۶، مصرف این فرآورده نفتی در این سال و سال‌های بعد از آن به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش یافت و این باعث شده است که میزان مصرف از این سال به بعد در مقایسه با هدف برنامه کمتر شود. سهمیه‌بندی بنزین در سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۸۸ باعث شده است که در سه سال آخر برنامه چهارم میزان مصرف به ترتیب ۱۹/۴، ۲۲/۱۲ و ۲۹/۶ درصد نسبت به مقدار پیش‌بینی شده در اهداف برنامه کاهش یابد. یکی از دلایل عمده افزایش مصرف بنزین در سال ۱۳۸۷ را می‌توان در سیاست‌هایی چون افزایش سهمیه‌ها برای بخشی از خودروها و تخصیص سهمیه‌های اضافی نظیر سهمیه اضافی تعطیلات نوروز می‌توان جستجو کرد.

جدول ۱۹. متوسط میزان مصرف بنزین در کشور به تفکیک هر استان در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

ردیف	استان	سال	۱۳۸۳	*۱۳۸۴	*۱۳۸۵	*۱۳۸۶	**۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	آذربایجان شرقی	۲/۴۹	۲/۷۹	۳/۲۳	۲/۷۶	۲/۷۹	۲/۶۵	
۲	آذربایجان غربی	۲/۱۰	۲/۴۸	۲/۹۱	۲/۳۸	۲/۴۲	۲/۱۸	
۳	اردبیل	۰/۸۳	۰/۹۴	۱/۰۶	۰/۹۲	۰/۹۴	۰/۸۸	
۴	اصفهان	۴/۵۲	۴/۹۹	۵/۳۷	۴/۹۰	۵/۱	۴/۹۰	
۵	ایلام	۰/۳۶	۰/۳۹	۰/۴۵	۰/۴۱	۰/۴۲	۰/۴۱	
۶	بوشهر	۰/۸۸	۰/۹۶	۱/۰۶	۰/۹۵	۰/۹۹	۱/۰۳	
۷	تهران	۱۴/۳۹	۱۵/۴۵	۱۶/۱۸	۱۴/۳۸	۱۵/۲	۱۴/۷۸	
۸	چهارمحال و بختیاری	۰/۵۷	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۶۳	۰/۶۴	۰/۶۴	
۹	خراسان رضوی	۴/۲۰	۴/۵۴	۴/۹۵	۴/۳۰	۴/۶۰	۴/۳۹	
۱۰	خراسان شمالی	۰/۳۶	۰/۴۱	۰/۵۴	۰/۴۷	۰/۵۰	۰/۴۹	
۱۱	خراسان جنوبی	۰/۴۰	۰/۴۵	۰/۵۲	۰/۵۲	۰/۴۷	۰/۵۵	
۱۲	خوزستان	۳/۲۵	۳/۵۶	۳/۹۶	۳/۴۷	۳/۴	۳/۳۸	
۱۳	زنجان	۰/۶۸	۰/۷۶	۰/۸۷	۰/۷۹	۰/۸۱	۰/۷۹	
۱۴	سمنان	۰/۷۰	۰/۸۰	۰/۸۲	۰/۷۰	۰/۷۵	۰/۷۱	
۱۵	سیستان و بلوچستان	۱/۷۱	۲/۰۴	۲/۵۸	۱/۹۷	۲/۳	۱/۹۹	
۱۶	فارس	۴/۰۵	۴/۴۱	۴/۷۷	۴/۲۷	۴/۴	۴/۲۹	
۱۷	قزوین	۱/۱۲	۱/۲۵	۱/۳۷	۱/۱۴	۱/۲	۱/۱۴	
۱۸	قم	۱	۱/۰۹	۱/۱۸	۱/۰۵	۱/۱	۱/۰۷	
۱۹	کردستان	۰/۹۱	۱/۰۸	۱/۲	۱/۰۷	۱/۱	۱/۰۴	



ردیف	استان	سال	۱۳۸۳	* ۱۳۸۴	* ۱۳۸۵	* ۱۳۸۶	** ۱۳۸۷	۱۳۸۸
۲۰	کرمان		۲/۳۱	۲/۶۰	۲/۹۱	۲/۶۴	۲/۷	۲/۵۹
۲۱	کرمانشاه		۱/۴۱	۱/۵۶	۱/۷۹	۱/۵۰	۱/۵	۱/۳۵
۲۲	کهگیلویه و بویراحمد		۰/۳۹	۰/۴۴	۰/۵۰	۰/۴۵	۰/۴۸	۰/۴۷
۲۳	گلستان		۱/۲۱	۱/۲۳	۱/۳۶	۱/۱۸	۱/۲	۱/۱۲
۲۴	گیلان		۲/۴۰	۲/۶۳	۲/۸۵	۲/۳۵	۲/۵	۲/۳۹
۲۵	لرستان		۰/۹۱	۱/۰۴	۱/۱۹	۱/۰۳	۱/۱	۱/۰۲
۲۶	مازندران		۳/۲۳	۳/۵۳	۳/۸۵	۳/۳۵	۳/۵	۳/۳۷
۲۷	مرکزی		۱/۲۰	۱/۳۳	۱/۴۶	۱/۲۶	۱/۳	۱/۲۶
۲۸	هرمزگان		۱/۲۴	۱/۳۶	۱/۵۲	۱/۳۱	۱/۴	۱/۵۱
۲۹	همدان		۰/۹۷	۱/۰۸	۱/۲۰	۱/۱۴	۱/۲	۱/۱۹
۳۰	یزد		۱/۰۵	۱/۱۹	۱/۳۲	۱/۱۸	۱/۲	۱/۲۲
	کل کشور		۶۰/۸۴	۶۷/۰۴	۷۳/۶۹	۶۴/۴۷	۶۷/۲۱	۶۴/۸۰

مأخذ: شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران، آمارنامه مصرف فرآورده‌های نفتی انرژی‌زا، گزارش‌های ماهیانه تأمین، توزیع و مصرف فرآورده‌ها و گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

* اختلاف با اعداد مندرج در جدول ۱۷ ناشی از گرد کردن است.

** اختلاف با جمع کل جدول ۱۷ در منبع استفاده شده است.

براساس اطلاعات مربوط به سهم مصرف فرآورده‌ها به تفکیک بخش‌ها، به‌طور کلی حدود ۹۹ درصد بنزین کشور در بخش حمل‌ونقل مصرف می‌شود و مابقی آن در بخش‌های نیروگاهی و کشتیرانی مورد مصرف قرار می‌گیرد.

اطلاعات جدول ۱۹ نشان می‌دهد که در سال‌های برنامه چهارم توسعه همواره استان تهران بیش از ۲۰ درصد کل بنزین مصرفی کشور را به مصرف رسانده است و از این حیث در رتبه نخست قرار گرفته است. ضمن اینکه استان‌های اصفهان و فارس نیز بعد از استان تهران از نظر سهم مصرف به ترتیب در رتبه‌های دوم و سوم قرار گرفتند. همچنین بررسی آمار سری زمانی مصرف استانی این فرآورده در سال‌های ۱۳۷۷-۱۳۸۸ گویای این واقعیت است که مصرف استان‌ها در دوره مورد نظر نزدیک به ۱/۵ تا بیش از ۲ برابر افزایش یافته است.^۱ در تحلیل این وضعیت به این نکته می‌توان اشاره کرد که با توجه به اینکه حدود ۹۹ درصد بنزین کشور در بخش حمل‌ونقل به مصرف می‌رسد. افزایش بیش از ۲ برابر در مصرف بنزین استان‌ها بیان‌کننده رشد سریع ناوگان خودروهای سبک در استان‌های کشور است. ضمن اینکه پدیده قاچاق بنزین نیز بدون تأثیر نمی‌تواند باشد. به‌طوری که به‌رغم اعمال سهمیه‌بندی در سال ۱۳۸۷، مصرف بنزین در استان

۱. ترازنامه هیدرو کربوری کشور سال ۱۳۸۷ ص ۲۶۶.

سیستان و بلوچستان در سال ۱۳۸۷ به میزان حدود ۱۷ درصد رشد یافته است. در استان خراسان شمالی نیز مصرف بنزین در سال ۱۳۸۷ در مقایسه با سال ۱۳۸۶ به میزان ۶/۴ درصد رشد داشت. همچنین در آخرین سال برنامه (۱۳۸۸) متوسط مصرف سرانه بنزین کشور ۳۳۰ لیتر بود و متوسط مصرف سرانه این فرآورده در سال مذکور در استان یزد ۴۴۱ لیتر بود که از این نظر این استان در رتبه نخست قرار گرفت و استان لرستان با متوسط مصرف سرانه ۲۱۶ لیتر، کمترین میزان مصرف سرانه را در میان استان‌های کشور به خود اختصاص داد.

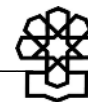
همچنین اعمال سیاست فوق‌الذکر باعث شد تا مصرف سرانه بنزین در کلان‌شهر تهران به ۴۰۳ لیتر در سال ۱۳۸۷ و ۳۹۲ لیتر در سال ۱۳۸۸ برسد. مصرف سرانه تهران در سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۷ به میزان ۲/۷ درصد کاهش یافت.

۴-۳. مصرف نفت سفید

نفت سفید در کشور در بخش‌های خانگی، کشاورزی، عمومی و تجاری مصرف می‌شود. بررسی جدول ۲۰ نشان می‌دهد که از سال ۱۳۸۰-۱۳۸۶ مصرف کل نفت سفید کشور کاهش یافت. در واقع توسعه شبکه‌های گاز و برق در کشور و دسترسی تعداد خانوارهای بیشتر به این حامل انرژی باعث شده است که از میزان مصرف نفت سفید در کشور کاسته شود. به‌طور کلی در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۸ بیش از ۹۰ درصد نفت سفید کشور در بخش خانگی برای مقاصد گرمایشی و پخت و پز به‌خصوص در مناطق سردسیر و در روزهای سرد زمستان مصرف می‌شود و از آنجایی که این بخش به‌عنوان بخش غیرمولد محسوب می‌شود، سهم نفت سفید در تولید ملی کشور ناچیز است.

در مورد اهمیت مصرف این فرآورده در برخی از استان‌های کشور به این نکته می‌توان اشاره کرد که عدم برخورداری از نعمت گاز طبیعی و شرایط اقلیمی مناطق، ضرورت مصرف این فرآورده را غیرقابل اجتناب می‌کند.

مطابق اطلاعات در دسترس در دوره زمانی ۱۳۷۷-۱۳۸۸ سهم مصرف بخش‌های تجاری، خدماتی و عمومی از نفت سفید کشور زیر ۱۰ درصد بود، ولی روند سهم مصرف این بخش‌ها در دوره مذکور فزاینده بود.^۱ رشد مصرف نفت سفید کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۶ به ترتیب ۴/۵-، ۲/۷- و ۳/۸ درصد بود. در سال ۱۳۸۷ با رشد ۷/۸ درصدی تعداد خانوارهای تحت پوشش شبکه گاز



کشور^۱ مجدداً با کاهش مصرف این فرآورده، رشد آن نیز کاهش یافته است. در سال ۱۳۸۸ نیز مصرف نفت سفید در استان‌ها با کاهش مواجه بود و مصرف آن به میزان ۱۱ درصد کاهش داشت. اطلاعات مندرج در جدول ۲۰ نشان می‌دهد که از سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۵، مصرف نفت سفید در کشور کاهش یافته بود و در سال ۱۳۸۶ میزان مصرف نفت سفید در کشور افزایش یافت. در تمامی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ استان آذربایجان غربی با متوسط مصرف روزانه حدود ۳ میلیون لیتر دارای رتبه اول در مصرف نفت سفید کشور بود و سهم این استان از مصرف کل نفت سفید کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۷ بیش از ۱۳ درصد بود و در سال ۱۳۸۸ این سهم بیش از ۱۲ درصد بود. در سال ۱۳۸۸، ۹۷ درصد نفت سفید استان آذربایجان غربی در بخش خانگی مصرف شده است. استان هرمزگان با متوسط مصرف روزانه ۰/۰۶ میلیون لیتر (۶۰ هزار لیتر) دارای کمترین میزان در مصرف نفت سفید کشور بود و سهم این استان از مصرف کل نفت سفید کشور ۰/۲۹ تا ۰/۳ درصد بود.

در سال ۱۳۸۸ نیز دو استان قم و هرمزگان کمترین میزان نفت سفید را به خود اختصاص دادند. همچنین در سال ۱۳۸۸ متوسط مصرف سرانه نفت سفید کشور ۸۸ لیتر بود که استان خراسان جنوبی با متوسط مصرف ۳۴۴ لیتر رتبه اول و استان‌های تهران و هرمزگان با متوسط مصرف سرانه ۱۵ لیتر کمترین میزان مصرف سرانه را به خود اختصاص داده‌اند. در استان خراسان جنوبی در سال مورد نظر ۹۷ درصد نفت سفید در بخش خانگی مصرف شد و مصرف این فرآورده در بخش خانگی دو استان دیگر ۹۱ درصد اعلام شده است.

جدول ۲۰. متوسط میزان مصرف نفت سفید در کشور به تفکیک هر استان در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

ردیف	استان	سال	۱۳۸۳	* ۱۳۸۴	* ۱۳۸۵	* ۱۳۸۶	** ۱۳۸۷	** ۱۳۸۸
۱	آذربایجان شرقی		۱/۲۶	۱/۱۶	۰/۹۹	۰/۹۳	۰/۷۴	۰/۶۶
۲	آذربایجان غربی		۲/۷۲	۲/۷۹	۲/۷۴	۲/۷۱	۲/۶	۲/۱۱
۳	اردبیل		۰/۵۱	۰/۵۰	۰/۵۰	۰/۵۲	۰/۴۸	۰/۴۸
۴	اصفهان		۰/۹۷	۰/۹۲	۰/۸۵	۱/۱۰	۰/۶۳	۰/۵۳
۵	ایلام		۰/۳۲	۰/۳۱	۰/۳۵	۰/۳۷	۰/۳۳	۰/۲۷
۶	بوشهر		۰/۱۱	۰/۰۹	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۱۰	۰/۰۹
۷	تهران		۱/۸۲	۱/۵۳	۱/۳۸	۱/۱۶	۰/۹	۰/۵۴
۸	چهارمحال و بختیاری		۰/۳۰	۰/۲۶	۰/۲۶	۰/۲۶	۰/۱۹	۰/۱۹
۹	خراسان رضوی		۱/۷۸	۱/۶۲	۱/۵۳	۱/۶۵	۱/۷	۱/۵۷
۱۰	خراسان شمالی		۰/۲۹	۰/۳۱	۰/۳۳	۰/۳۸	۰/۳۶	۰/۳۶

ردیف	استان	سال	۱۳۸۳	* ۱۳۸۴	* ۱۳۸۵	* ۱۳۸۶	** ۱۳۸۷	** ۱۳۸۸
۱۱	خراسان جنوبی	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۵۶	۰/۵۱	۰/۶
۱۲	خوزستان	۰/۲۶	۰/۲۳	۰/۲۵	۰/۳۲	۰/۲۰	۰/۲۱	۰/۲۱
۱۳	زنجان	۰/۳۵	۰/۳۹	۰/۴۰	۰/۴۷	۰/۴۸	۰/۴۷	۰/۴۷
۱۴	سمنان	۰/۱۸	۰/۱۶	۰/۱۴	۰/۱۵	۰/۱۳	۰/۱۰	۰/۱۰
۱۵	سیستان و بلوچستان	۰/۶۵	۰/۷۳	۰/۷۴	۰/۷۴	۰/۸۵	۰/۹۳	۰/۹۳
۱۶	فارس	۰/۸۹	۰/۸۳	۰/۸۷	۰/۸۸	۰/۸۱	۰/۸۴	۰/۸۴
۱۷	قزوین	۰/۳۷	۰/۳۶	۰/۳۶	۰/۳۷	۰/۳۴	۰/۳۶	۰/۳۶
۱۸	قم	۰/۰۹	۰/۰۹	۰/۰۷	۰/۰۸	۰/۷۱	۰/۰۶	۰/۰۶
۱۹	کردستان	۱/۰۳	۱/۱۰	۱/۱۲	۱/۲۱	۱/۱۳	۰/۹۹	۰/۹۹
۲۰	کرمان	۰/۵۷	۰/۶۱	۰/۵۹	۰/۵۸	۰/۵۵	۰/۵۴	۰/۵۴
۲۱	کرمانشاه	۰/۹۳	۰/۹۰	۰/۹۷	۱	۰/۸۹	۰/۸۲	۰/۸۲
۲۲	کهگیلویه و بویراحمد	۰/۱۶	۰/۱۶	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۱۵	۰/۱۶	۰/۱۶
۲۳	گلستان	۰/۴۶	۰/۴۱	۰/۳۹	۰/۴۴	۰/۳۸	۰/۳۶	۰/۳۶
۲۴	گیلان	۱/۱۰	۱/۱۳	۱/۱	۱/۰۵	۱/۰۷	۱/۰۲	۱/۰۲
۲۵	لرستان	۰/۶۶	۰/۵۷	۰/۵۷	۰/۶۱	۰/۵۵	۰/۶۱	۰/۶۱
۲۶	مازندران	۱/۴۱	۱/۲۵	۱/۱۱	۱/۱۵	۱/۱۰	۰/۹۵	۰/۹۵
۲۷	مرکزی	۰/۴۷	۰/۴۳	۰/۴۲	۰/۵۴	۰/۳۲	۰/۳۰	۰/۳۰
۲۸	هرمزگان	۰/۰۵	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۶
۲۹	همدان	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۵۶	۰/۵۸	۰/۴۷	۰/۴۵	۰/۴۵
۳۰	یزد	۰/۴۴	۰/۳۶	۰/۳۴	۰/۳۵	۰/۳۴	۰/۳۰	۰/۳۰
	کل کشور	۲۱/۲۴	۲۰/۲۹	۱۹/۷۴	۲۰/۴۹	۱۹/۱	۱۶/۹۴	۱۶/۹۴

مأخذ: همان.

* اختلاف با اعداد مندرج در جدول ۱۷ ناشی از گرد کردن است.

** اختلاف با جمع کل جدول در منبع استفاده شده است.

۴-۴. مصرف نفت گاز

بررسی میزان مصرف نفت گاز در بخش‌های مختلف نیروگاهی، خانگی، حمل‌ونقل، صنعتی، کشاورزی، کشتیرانی، تجاری، خدماتی و حمل‌ونقل و صنعتی نشان می‌دهد که مصرف این فرآورده در بخش‌های مذکور از پراکندگی برخوردار است. این وضعیت باعث شده است که فرآورده مذکور از جمله فرآورده‌های مهم و استراتژیک در کشور محسوب شود. این ویژگی باعث شده است تا تأمین حداکثر نیاز داخلی از طریق تولید داخلی این فرآورده در کشور فراهم شود.

مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۲۱ از سال ۱۳۸۳-۱۳۸۸ به ترتیب به‌طور متوسط به میزان ۷۴/۹، ۷۹/۳۶، ۸۶/۲۱، ۸۹/۷۵، ۹۱/۰ و ۹۲/۴۶ میلیون لیتر در روز نفت گاز در کشور مصرف شد.



ارقام مذکور نشان می‌دهند که رشد مصرف نفت گاز در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴ به ترتیب به میزان ۵/۹۵، ۸/۶۳، ۴/۱۱، ۲/۳ و ۰/۷ درصد است.

همچنین متوسط رشد مصرف نفت گاز از ۱۳۸۳-۱۳۸۸ به میزان ۴/۳ درصد بود. به‌طور کلی در سال‌های مورد نظر مصرف نفت گاز در کشور افزایش داشته است. همان‌طوری که در ابتدای این قسمت توضیح داده شد، نفت گاز تقریباً در تمامی بخش‌ها مصرف می‌شود، ولی بخش حمل‌ونقل بزرگ‌ترین مصرف‌کننده نفت گاز کشور به شمار می‌رود. به‌طوری که از سال ۱۳۷۷-۱۳۸۸ بیش از ۵۰ درصد نفت گاز کشور در این بخش به مصرف رسید و در سال ۱۳۸۸ بخش نیروگاهی دومین مصرف‌کننده نفت گاز کشور بود. سهم بخش کشاورزی نیز در مصرف این فرآورده از ۱۸/۲۳ درصد در سال ۱۳۷۷ به ۱۳ درصد در سال ۱۳۸۸ کاهش یافت که یکی از دلایل عمده این کاهش را در برقی کردن چاه‌های کشاورزی می‌توان جستجو کرد. سهم مصرف نفت گاز در بخش خانگی در دوره زمانی ۱۳۷۷-۱۳۸۷ دارای بیشترین کاهش بود و از ۱۰/۵۰ درصد در سال ۱۳۷۷، به ۲ درصد در سال ۱۳۸۸ کاهش یافته است که توسعه گازرسانی و افزایش سهم گاز طبیعی در سبد مصرف انرژی از جمله عوامل اصلی این کاهش است. با توجه به ارقام مربوط به سهم بخش‌ها در مصرف نفت گاز این نکته روشن است که بخش زیادی از این فرآورده در بخش‌های مولد به مصرف می‌رسد. با توجه به گستره بُعد مصرف این فرآورده در کشور، مصرف آن در بیشتر استان‌ها با افزایش رشد مواجه است و عموماً در استان‌هایی که از ترابری، نیروگاه‌های گازی، صنایع بزرگ و واحدهای کشت و صنعت بیشتری برخوردارند، دارای مصرف بیشتری هستند. ضمن اینکه استان‌هایی نظیر خوزستان، کرمان، آذربایجان غربی، بوشهر و هرمزگان که در مناطق مرزی کشور قرار دارند از رشد مصرف بیشتری در مقایسه با استان‌های دیگر برخوردار هستند. در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ استان تهران و اصفهان به ترتیب رتبه اول و دوم را در مصرف نفت گاز به خود اختصاص دادند و استان کهگیلویه و بویراحمد دارای کمترین مصرف بود.

تجزیه و تحلیل مصرف نفت گاز در استان‌های مذکور در سال ۱۳۸۸ نشان می‌دهد که ۴۹ درصد نفت گاز مصرفی به ترتیب در بخش حمل‌ونقل استان تهران و اصفهان مصرف شده است. بخش برق استان تهران نیز ۲۰ درصد نفت گاز این استان را در سال ۱۳۸۸ مصرف کرده است. آنجایی که بیش از نیمی از نفت گاز کشور در بخش حمل‌ونقل مورد مصرف قرار می‌گیرد لذا وضعیت حمل‌ونقل کشور در تغییرات میزان مصرف این فرآورده تأثیر بسیار زیادی دارد. لذا اجرای قوانین مربوط به برنامه چهارم توسعه در بخش نوسازی ناوگان باری کشور، قانون توسعه حمل‌ونقل و مدیریت مصرف سوخت و حداکثر استفاده از ظرفیت ریلی کشور کمک شایانی به کاهش مصرف این فرآورده در این بخش خواهد کرد.

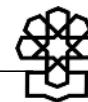
جدول ۲۱. متوسط میزان مصرف نفت گاز در کشور به تفکیک هر استان در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

ردیف	استان	سال	۱۳۸۳	*۱۳۸۴	*۱۳۸۵	*۱۳۸۶	*۱۳۸۷	*۱۳۸۸
۱	آذربایجان شرقی	۳/۳۳	۳/۵۵	۳/۳۹	۳/۲۹	۳/۲۹	۳/۱۰	۲/۷۳
۲	آذربایجان غربی	۲/۹۶	۳/۰۹	۳/۲۶	۳/۸۵	۴/۲۰	۳/۴۶	۳/۴۶
۳	اردبیل	۰/۸۷	۰/۹۰	۰/۹۳	۱/۰۴	۱/۴۶	۱/۵۰	۱/۵۰
۴	اصفهان	۶/۷۵	۷/۱۳	۸/۰	۸/۱۴	۸/۷۱	۸/۴۸	۸/۴۸
۵	ایلام	۰/۴۳	۰/۴۵	۰/۵۵	۰/۶۵	۰/۶۲	۰/۶۰	۰/۶۰
۶	بوشهر	۲/۳۶	۲/۳۹	۲/۴۰	۲/۴۵	۳/۰۳	۲/۲۹	۲/۲۹
۷	تهران	۱۰/۶۸	۱۰/۵۵	۱۱/۲۹	۱۰/۳۴	۹/۸۲	۹/۹۰	۹/۹۰
۸	چهارمحال و بختیاری	۰/۵۲	۰/۵۶	۰/۶۱	۰/۶۷	۰/۶۶	۰/۷۰	۰/۷۰
۹	خراسان رضوی	۴/۹۴	۴/۷۳	۴/۹۰	۵/۳۰	۵/۷۶	۵/۴۱	۵/۴۱
۱۰	خراسان شمالی	۰/۴۱	۰/۴۴	۰/۸۴	۰/۹۲	۰/۸۲	۰/۷۲	۰/۷۲
۱۱	خراسان جنوبی	۰/۷۳	۰/۷۷	۰/۸۵	۱/۰۴	۰/۹۶	۱/۳۶	۱/۳۶
۱۲	خوزستان	۴/۳۷	۴/۸۷	۵/۳۴	۵/۹۲	۵/۷۰	۶/۹۱	۶/۹۱
۱۳	زنجان	۰/۹۰	۰/۹۷	۱/۰۴	۱/۲۲	۱/۲۰	۱/۲۲	۱/۲۲
۱۴	سمنان	۱/۴۸	۱/۵۳	۱/۵۰	۱/۶۰	۱/۵۹	۱/۵۸	۱/۵۸
۱۵	سیستان و بلوچستان	۳/۵۲	۳/۸۰	۴/۵۸	۴/۵۶	۴/۸۰	۵/۸۱	۵/۸۱
۱۶	فارس	۴/۲۳	۴/۹۷	۵/۳۵	۵/۴۹	۵/۹۳	۵/۷۷	۵/۷۷
۱۷	قزوین	۲/۱۳	۲/۳۵	۲/۴۰	۳/۰۰	۲/۵۴	۲/۸۱	۲/۸۱
۱۸	قم	۱/۳۲	۱/۲۰	۱/۳۱	۱/۶۲	۱/۴۹	۱/۷۶	۱/۷۶
۱۹	کردستان	۱/۱۳	۱/۳۳	۲/۰۷	۲/۰۹	۱/۹۶	۱/۷۲	۱/۷۲
۲۰	کرمان	۳/۸۳	۴/۵۷	۴/۹۳	۴/۵۸	۵/۱۵	۴/۹۷	۴/۹۷
۲۱	کرمانشاه	۱/۵۴	۱/۵۴	۱/۶۳	۱/۸۴	۲/۰۳	۱/۸۵	۱/۸۵
۲۲	کهگیلویه و بویراحمد	۰/۲۲	۰/۲۴	۰/۳۰	۰/۳۲	۰/۳۴	۰/۴۰	۰/۴۰
۲۳	گلستان	۱/۲۲	۱/۲۳	۱/۲۸	۱/۳۵	۱/۳۸	۱/۴۵	۱/۴۵
۲۴	گیلان	۱/۶۱	۱/۸۶	۲/۱۵	۲/۵۴	۲/۱۳	۲/۲۹	۲/۲۹
۲۵	لرستان	۱/۵۰	۱/۴۸	۱/۴۷	۱/۵۳	۱/۶۱	۱/۶۲	۱/۶۲
۲۶	مازندران	۲/۹۴	۲/۸۷	۲/۷۳	۲/۹۵	۳/۰۲	۳	۳
۲۷	مرکزی	۲/۱۰	۲/۱۴	۲/۳۳	۲/۹۱	۳/۱۰	۳/۱۹	۳/۱۹
۲۸	هرمزگان	۲/۸۴	۳/۵۵	۴/۲۱	۳/۶۲	۳/۷۴	۳/۸۲	۳/۸۲
۲۹	همدان	۱/۶۰	۱/۶۲	۱/۶۷	۱/۷۴	۱/۶۵	۱/۷۳	۱/۷۳
۳۰	یزد	۲/۴۴	۲/۶۸	۲/۹۰	۳/۱۸	۳/۳۰	۳/۴۰	۳/۴۰
کل کشور			۷۴/۹	۷۹/۳۶	۸۶/۲۱	۸۹/۷۵	۹۱/۸۰	۹۲/۴۶

مأخذ: همان.

* اختلاف با اعداد مندرج در جدول ۱۷ ناشی از گرد کردن است.



۴-۵. مصرف نفت کوره

مصرف نفت کوره در کشور عمدتاً به منظور تأمین انرژی مورد نیاز صنایع بزرگ، نیروگاه‌ها، خدمات، تجاری، عمومی و به عنوان مصرف سوخت کشتی است. سهم مصرف بخش نیروگاهی از فرآورده مذکور در فاصله سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷ در حال افزایش بود و از ۴۴/۵۷ درصد در سال ۱۳۸۰ به ۴۷/۷۸ درصد در سال ۱۳۸۷ افزایش یافت.^۱ تناوب مصرف این فرآورده در نیروگاه‌ها براساس تغییرات دما و شرایط جوی متفاوت است. بر این اساس رشد مصرف این فرآورده نفتی در بخش نیروگاهی کشور در سال ۱۳۸۷ در مقایسه با سال ۱۳۸۶ به میزان ۱۲ درصد رشد یافته است. در واقع مصرف این فرآورده در فصول سرد سال در نیروگاه‌های کشور برای جبران کمبود سوخت مورد نیاز انجام می‌شود. بررسی سهم مصرف نفت کوره در بخش‌های مختلف کشور نشان می‌دهد که فرآورده مذکور در بخش خانگی مصرفی ندارد و مصرف آن عمدتاً در بخش‌های تولیدی کشور است.

بررسی اطلاعات مندرج در جدول ۲۲ نشان می‌دهد که از سال ۱۳۸۳-۱۳۸۷ میزان مصرف این فرآورده افزایش یافت. به طوری که از ۳۷/۷۳ میلیون لیتر در روز در سال ۱۳۸۳ به ۴۸/۷۴ میلیون لیتر در روز در سال ۱۳۸۷ افزایش یافت. یکی از دلایل عمده این افزایش را می‌توان در ناتوانی کشور در تأمین گاز مورد نیاز برای نیروگاه‌های موجود و خشکسالی مربوط به سال ۱۳۸۷ جستجو کرد. توضیحات مربوط به سهم مصرف هر یک از بخش‌ها که در سطور بالا ارائه شد، این واقعیت را نشان می‌دهد.

تمرکز مراکز صنعتی در برخی استان‌ها و مناطق کشور نظیر استان‌های اصفهان، تهران، قزوین، آذربایجان شرقی و استقرار ناوگان دریایی کشور در مناطقی از سواحل جنوبی و شمال کشور باعث شده است تا مصرف نفت کوره در این استان‌ها بیشتر از دیگر نقاط کشور باشد.

به لحاظ مصرف استانی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ استان اصفهان دارای بیشترین میزان مصرف و در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ استان گیلان و در سال ۱۳۸۶ و ۱۳۸۸ استان کهگیلویه و بویراحمد دارای کمترین میزان در مصرف نفت کوره کشور بودند. همچنین در سال ۱۳۸۸ مصرف نفت کوره استان بوشهر حدود ۶۷ درصد رشد داشت. در سال مورد نظر بخش‌های صنایع و کشتیرانی استان بوشهر به ترتیب ۵۳ و ۴۶ درصد نفت کوره مصرفی استان را مصرف کرده‌اند.

به طور کلی در سال ۱۳۸۸ سهم بخش کشتیرانی استان‌های بوشهر، خوزستان و هرمزگان از مصرف نفت کوره مصرفی این استان‌ها به ترتیب ۴۶، ۵۴ و ۶۳ درصد بود. در استان اصفهان نیز در سال ۱۳۸۸ بخش برق و صنایع به ترتیب ۷۱ و ۲۸ درصد نفت کوره مصرفی استان را مصرف کرده‌اند.

۱. ترازنامه انرژی کشور سال ۱۳۸۷، ص ۹۶.

جدول ۲۲. متوسط میزان مصرف نفت کوره در کشور به تفکیک هر استان در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

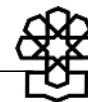
(ارقام به میلیون لیتر در روز)

ردیف	استان	سال	۱۳۸۳	* ۱۳۸۴	* ۱۳۸۵	* ۱۳۸۶	** ۱۳۸۷	* ۱۳۸۸
۱	آذربایجان شرقی		۲/۷۹	۳/۵۱	۳/۴۳	۳/۱۶	۳/۴۷	۴/۱۷
۲	آذربایجان غربی		۱/۰۰	۰/۹۸	۱/۰۷	۰/۹۹	۱/۰۲	۰/۹۶
۳	اردبیل		۰/۱۸	۰/۱۶	۰/۱۶	۰/۱۲	۰/۹۶	۰/۰۹
۴	اصفهان		۵/۶۳	۵/۳۸	۶/۴۱	۷/۱۲	۹/۳۵	۷/۶۶
۵	ایلام		۰/۱۹	۰/۱۸	۰/۱۹	۰/۲۱	۰/۲۲	۰/۲۴
۶	بوشهر		۰/۹۴	۰/۹۷	۰/۹۸	۰/۸۵	۰/۳۳	۰/۵۵
۷	تهران		۲/۸۱	۳/۷۶	۳/۶۱	۴/۳۶	۳/۵۳	۲/۶۱
۸	چهارمحال و بختیاری		۰/۱۳	۰/۱۳	۰/۰۸	۰/۰۹	۰/۹۵	۰/۰۶
۹	خراسان رضوی		۱/۹۱	۲/۱۰	۱/۸۰	۱/۸۴	۱/۹۸	۱/۸۱
۱۰	خراسان شمالی		۰/۱۲	۰/۱۵	۰/۱۵	۰/۲۱	۰/۲۳	۰/۱۴
۱۱	خراسان جنوبی		۰/۳۹	۰/۳۸	۰/۴۲	۰/۴۴	۰/۵۱	۰/۵۴
۱۲	خوزستان		۱/۹۳	۲/۳۴	۱/۶۳	۱/۹۳	۲/۰۴	۱/۳۴
۱۳	زنجان		۰/۲۳	۰/۲۲	۰/۲۲	۰/۲۳	۰/۲۸	۰/۳۰
۱۴	سمنان		۰/۹۳	۰/۸۱	۰/۶۴	۰/۶۷	۰/۶۰	۰/۵۰
۱۵	سیستان و بلوچستان		۱/۶۱	۱/۸۳	۱/۹۷	۱/۹۹	۲/۱۹	۱/۹۰
۱۶	فارس		۱/۰۶	۱/۱۱	۱/۴۶	۱/۵۵	۱/۳۹	۱/۱۱
۱۷	قزوین		۲/۸۴	۲/۶۸	۲/۹۱	۳/۷۶	۳/۹۳	۴/۰۴
۱۸	قم		۰/۵۲	۰/۵۵	۰/۵۶	۰/۵۲	۰/۶۲	۰/۶۲
۱۹	کردستان		۰/۱۰	۰/۰۹	۰/۰۹	۰/۱۲	۰/۱۲	۰/۰۹
۲۰	کرمان		۱/۴۳	۱/۱۷	۱/۲۳	۱/۰۸	۱/۳۳	۱/۳۵
۲۱	کرمانشاه		۱/۶۸	۱/۴۳	۱/۲۶	۱/۴۶	۱/۶۰	۲/۲۳
۲۲	کهگیلویه و بویراحمد		۰/۰۵	۰/۰۶	۰/۰۷	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲
۲۳	گلستان		۰/۲۵	۰/۲۰	۰/۲۱	۰/۲۳	۰/۲۸	۰/۲۱
۲۴	گیلان		۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۳	۰/۰۴	۰/۰۴
۲۵	لرستان		۰/۵۱	۰/۳۶	۰/۳۳	۰/۳۲	۰/۳۷	۰/۲۸
۲۶	مازندران		۱/۲۱	۱/۷۵	۲/۰۵	۲/۰۷	۲/۴۷	۲/۹۸
۲۷	مرکزی		۲/۲۷	۲/۱۱	۳/۲۹	۲/۷۵	۳/۴۲	۲/۸۷
۲۸	هرمزگان		۲/۴۳	۳/۸۸	۴/۳۹	۴/۳۳	۲/۲۶	۲/۲
۲۹	همدان		۱/۳۸	۱/۰۷	۰/۹۸	۱/۴۲	۱/۴۴	۲/۱۸
۳۰	یزد		۱/۱۶	۱/۲۹	۱/۲۲	۱/۴۰	۱/۶۹	۱/۶۴
کل کشور			۳۷/۷۳	۴۰/۶۹	۴۲/۸۵	۴۵/۲۷	۴۸/۷۴	۴۴/۷۵

مأخذ: همان.

* اختلاف با اعداد مندرج در جدول ۱۷ ناشی از گرد کردن است.

** اختلاف با جمع کل جدول ۱۷ در منبع استفاده شده است.



۵. واردات و صادرات فرآورده‌های نفتی

حرکت کشور در مسیر رشد و توسعه و طی مراحل مربوط به آن باعث شده است تا تأمین مصرف فرآورده‌های نفتی و دیگر حامل‌های انرژی علاوه بر تولید آنها در داخل کشور، بخشی از آنها از طریق واردات تأمین شود. ضمن اینکه برخی فرآورده‌های مازاد بر نیاز داخلی نیز به خارج از کشور صادر می‌شود.

آنچه در این بخش حائز توجه است و برای کشور ما که ازجمله بزرگ‌ترین دارندگان ذخایر نفتی و گازی است، مقوله واردات فرآورده‌های نفتی است. به‌طوری که عدم شناخت دقیق مسائل و مشکلات مبتلا به اقتصاد کشور و اتخاذ راه حل‌های غیردقیق و علمی در این زمینه‌ها باعث شده است که هر ساله بخش عظیمی از منابع مالی کشور به واردات این گونه فرآورده‌ها اختصاص داده شود که در این بخش به آن پرداخته می‌شود.

لازم به ذکر است واردات و صادرات با بهره‌گیری وزارت نفت از اسکله و پایانه‌های صادراتی شهید رجایی، باهنر، فولاد بندرعباس، بندر ماهشهر و لاوان انجام می‌شود.

۵-۱. گاز مایع

همان‌طوری که پیش‌تر ذکر شد گاز مایع عمدتاً در بخش خانگی مورد مصرف قرار می‌گیرد. توسعه شبکه گازرسانی در کشور باعث شده است که از میزان مصرف این فرآورده کاسته شود. به‌طور کلی گاز مایع مورد نیاز برای مصرف علاوه بر اینکه بخشی از آن در داخل تولید می‌شود، بخشی دیگر از آن از طریق واردات از کشورهای آسیای میانه تأمین می‌شود و در اختیار شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی قرار می‌گیرد.

جدول ۲۳. متوسط واردات گاز مایع کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به هزار تن در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
واردات	۸۲۷	۷۶۹	۶۳۸	۷۵۸	۷۹۰	۶۷۹

مأخذ: محاسبات انجام شده، گزارش‌های شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی و ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷.

ارقام فوق نشان می‌دهد واردات گاز مایع در فاصله سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۵ کاهش یافته است و این واردات به‌دلیل سرمای شدید در سال ۱۳۸۶ افزایش یافت. مقایسه ارقام واردات این فرآورده و محاسبه نرخ رشد مربوط به آن در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ گویای آن است که نرخ رشد

واردات آن کاهنده است. یکی از دلایل عمده مربوط به این موضوع، به توسعه شبکه گازرسانی کشور مربوط است.

۲-۵. واردات بنزین موتور

مقایسه آمار مصرف و تولید بنزین در کشور نشان می‌دهد که عدم تعادل در مصرف و تولید این فرآورده در سه دهه اخیر همواره وجود داشته است و واردات آن، که از سال ۱۳۶۱ آغاز شد تا سال ۱۳۸۸ نیز ادامه داشته است. واردات بنزین در کشور در سال ۱۳۶۱ با وارد نمودن روزانه ۱/۲ میلیون لیتر آغاز شد. اتخاذ سیاست‌های ناهماهنگ و غیرعلمی در بخش‌های مختلف اقتصادی نظیر تولید خودروهای پرمصرف، رشد جمعیت، عدم وجود فرصت‌های اشتغال مناسب در سراسر کشور، عدم توزیع عادلانه امکانات در کشور و.... همگی دست به دست هم دادند تا بر میزان واردات آن افزوده شود. مطالعه تاریخیچه مصرف بنزین در کشور نشان می‌دهد که کمترین و بیشترین میزان واردات بنزین به کشور به ترتیب در سال‌های ۱۳۶۹ و ۱۳۸۵ بود. به‌طوری که در سال ۱۳۶۹ و ۱۳۸۵ به ترتیب روزانه به میزان ۹/۰ و ۵/۲۷ میلیون لیتر بنزین به کشور وارد شد.

همان‌طوری که توضیح داده شد، در سال ۱۳۶۱ روزانه ۱/۲ میلیون لیتر بنزین به کشور وارد شد و با پایان جنگ تحمیلی در سال ۱۳۶۷ (میزان واردات روزانه بنزین در این سال ۵ میلیون لیتر در روز بود)، با بازسازی پالایشگاه‌های آسیب‌دیده در جنگ تحمیلی و تولید بنزین توسط این پالایشگاه‌ها واردات این فرآورده کاهش یافت. از این زمان به بعد (از سال ۱۳۷۰) با آزادسازی عرضه بنزین در کشور و بالا رفتن مصرف، واردات آن نیز افزایش یافت و با وجود راه‌اندازی دو پالایشگاه بندرعباس و اراک در سال‌های ۱۳۷۶ و ۱۳۷۲، به دلیل رشد زیاد مصرف، شکاف بین مصرف و تولید بیشتر شد و واردات نیز افزایش یافت. به گونه‌ای که میزان واردات از سال ۱۳۸۰-۱۳۸۵ با سرعت بیشتری از ۸/۷ میلیون لیتر در سال ۱۳۸۰ به ۵/۲۷ میلیون لیتر در سال ۱۳۸۵ رسید. در واقع در این سال‌ها واردات بنزین به میزان ۶/۲۵ درصد رشد داشت.

به‌طور کلی در سال‌های ۱۳۸۳، ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ به ترتیب ۳/۸ میلیارد لیتر (۷/۲۲ میلیون لیتر در روز)، ۱/۹ میلیارد لیتر (۸/۲۴ میلیون لیتر در روز) و ۱۰ میلیارد لیتر (۵/۲۷ میلیون لیتر در روز) بنزین به کشور وارد شد و در این سال‌ها بیش از ۳۷ درصد بنزین مصرف شده در کشور، از طریق واردات تأمین شد. این وضعیت در حالی است که با تصویب بند «و» تبصره «۱۳» قانون بودجه سال ۱۳۸۶ کل کشور که با تأخیر بیش از یک‌ماه از زمان اجرای آن، آغاز شد از میزان واردات این فرآورده کاسته شد. به‌طوری که واردات بنزین از ۵/۲۷ میلیون لیتر در روز در سال



۱۳۸۵ به ۱۹ میلیون لیتر در سال ۱۳۸۶ کاهش یافت. ادامه سیاست سهمیه‌بندی بنزین و ارائه آن از طریق کارت هوشمند سوخت باعث شد تا در دو سال آخر برنامه چهارم، سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸، به ترتیب روزانه ۲۰/۶۱ و ۲۱ میلیون لیتر بنزین به کشور وارد شود. واردات بنزین در سال‌های برنامه چهارم در جدول ۲۴ ذکر شده است.

جدول ۲۴. متوسط واردات بنزین در کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
واردات	۲۲/۷	۲۴/۸	۲۷/۵	۱۹	۲۰/۶۱	۲۱

مأخذ: گزارش‌های شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی.

۳-۵. واردات و صادرات نفت گاز

مطالعه تاریخیچه واردات نفت گاز در کشور نشان می‌دهد که واردات این فرآورده از سال ۱۳۵۷ با متوسط روزانه ۱ میلیون لیتر آغاز شد. واردات این فرآورده تا زمان بهره‌برداری از پالایشگاه‌های اراک در سال ۱۳۷۲ و پالایشگاه بندرعباس در سال ۱۳۷۶ ادامه داشت. نقطه اوج واردات این فرآورده در سال ۱۳۶۶ بود. در این سال به‌طور متوسط روزانه ۱۷/۶ میلیون لیتر نفت گاز به کشور وارد شد.

راه‌اندازی پالایشگاه اراک در سال ۱۳۷۲ میزان واردات این فرآورده را به ۳/۸ میلیون لیتر در سال ۱۳۷۴ کاهش داد و با راه‌اندازی پالایشگاه بندرعباس در سال ۱۳۷۶ و توسعه شبکه گازرسانی در کشور زمینه خودکفایی و عدم وابستگی به واردات این فرآورده فراهم شد. به‌طوری که در سال ۱۳۷۷ واردات نفت گاز به کشور به‌طور کامل قطع شد و صادرات آن از سال ۱۳۷۸ آغاز شد. صادرات نفت گاز تا سال ۱۳۸۴ ادامه داشت و از متوسط روزانه ۲/۳ میلیون لیتر در سال ۱۳۷۹ به ۱/۵ میلیون لیتر در روز در سال ۱۳۸۴ کاهش یافت.

رشد مصرف این فرآورده در بخش‌های مختلف اقتصادی از جمله حمل‌ونقل (به‌طور متوسط ۵۲ درصد نفت گاز کشور در سال ۱۳۸۵ در بخش حمل‌ونقل مصرف شد) و نیروگاه‌ها باعث شد، کشور از صادرکننده این فرآورده به واردکننده تبدیل شود. به‌طوری که در سال ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ متوسط واردات روزانه نفت گاز به کشور به ترتیب ۵/۱ و ۸ میلیون لیتر شد. این رویه در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ ادامه یافت و در دو سال اخیر به ترتیب روزانه به‌طور متوسط ۱۰/۱۶ و ۶/۱۸ میلیون لیتر نفت گاز به کشور وارد شد. لازم به ذکر است که در سال ۱۳۸۴ بعضاً واردات نفت گاز در کشور به صورت سوآپ انجام شده است.

یکی از نکات بسیار مهم و قابل توجه که در کاهش واردات این فرآورده مؤثر می‌تواند باشد این است که در حال حاضر سیستم‌های مختلف حمل‌ونقل فرآورده‌ها توانایی جابجایی و پاسخگویی به واردات و توزیع آنها را در سراسر کشور ندارد. بنابراین اتخاذ و اجرای سیاست‌هایی چون نوسازی ناوگان باری و مسافری کشور طبق قانون برنامه چهارم توسعه، تغییر سوخت نیروگاه‌های کشور از نفت گاز به گاز طبیعی، افزایش کارایی شبکه حمل‌ونقل ریلی کشور علی‌الخصوص در بخش حمل بار و... می‌تواند کشور را از وابستگی به واردات این فرآورده کاهش دهد. جزئیات مربوط به صادرات و واردات این فرآورده در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ در جدول زیر آمده است. توضیح اضافه اینکه صادرات نفت گاز کشور در سه سال اخیر به کشور عراق انجام شده است.

جدول ۲۵. متوسط واردات و صادرات نفت گاز در کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(میلیون لیتر در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
واردات	۰	۰	۵/۱	۸	۱۰/۱۶	۶/۱۸
صادرات	۳/۳۵	۱/۴۶	۰	۰/۲۲	۰/۹۸	۲/۵۰۲

مآخذ: همان و ترازنامه انرژی.

۴-۵. صادرات نفت سفید

در ایران عمده صادرات فرآورده‌های نفتی به نفت سفید و نفت کوره اختصاص دارد. افزایش سهم گاز در سبد انرژی مصرفی خانوارها باعث شده است میزان صادرات نفت سفید در کشور افزایش یابد. بر این اساس واردات نفت سفید به کشور که با ۰/۷ میلیون لیتر در روز آغاز شد با بازسازی پالایشگاه‌های کشور پس از جنگ تحمیلی و احداث و راه‌اندازی پالایشگاه‌های اراک و بندرعباس در سال‌های ۱۳۷۲ و ۱۳۷۶، در سال ۱۳۷۷ به‌طور کامل قطع شد. حداکثر میزان واردات نفت سفید در کشور در مدت زمان ۲۰ ساله واردات این فرآورده، در سال ۱۳۶۲ بود که متوسط واردات آن ۱۲/۹ میلیون لیتر در روز بود. پایین بودن مصرف در مقابل تولید نفت سفید منجر به این شد که صادرات آن از سال ۱۳۷۸ آغاز شود و در سال ۱۳۸۳ به‌طور متوسط، روزانه ۰/۶ میلیون لیتر نفت سفید از کشور صادر شد. متوسط صادرات این فرآورده از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۶ نزولی بود و در این سال‌ها به ترتیب به‌طور متوسط روزانه ۰/۳۲، ۰/۲۷ و ۰/۱۴ میلیون لیتر نفت سفید از کشور صادر شد. متوسط صادرات نفت سفید کشور در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به ترتیب ۰/۰۶۴ و ۰/۷۳ میلیون لیتر در روز بود.



جدول ۲۶. متوسط صادرات نفت سفید کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
صادرات	۰/۶۰	۰/۳۲	۰/۲۷	۰/۱۴	۰/۷۳	۰/۰۶۴

مآخذ: همان.

۵-۵. صادرات نفت کوره

عمده‌ترین اقلام صادراتی فرآورده‌های نفتی کشور، نفت کوره است. در میان پنج فرآورده عمده نفتی، نفت کوره کم‌ارزش‌ترین فرآورده به لحاظ قیمتی است. از آنجایی که اکثر پالایشگاه‌های کشور از دوران عمر مفید خود خارج شدند و این پالایشگاه‌ها بیش از ظرفیت اسمی خود در حال فعالیت هستند لذا نفت کوره در کشور به میزان زیادی تولید می‌شود. ضمن اینکه تغییر ترکیب سوخت صنایع و نیروگاه‌ها از سوخت مایع یا نفت کوره به گاز طبیعی نیز باعث شده است تولید نفت کوره در کشور بیش از نیاز مصرفی باشد. بر این اساس هر ساله بخشی از نفت کوره مازاد نیاز کشور صادر می‌شود. صادرات نفت کوره در کشور در سال ۱۳۸۳ به میزان ۱۲/۶ میلیارد لیتر (۳۷/۳ میلیون لیتر در روز) بود که در سال ۱۳۸۴ روزانه به‌طور متوسط به ۳۶/۹ میلیون لیتر کاهش یافت. همچنین متوسط صادرات روزانه نفت کوره در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ نیز به ترتیب ۳۸/۵ و ۲۸ میلیون لیتر بود. کاهش صادرات نفت کوره در سال ۱۳۸۶ را می‌توان در کمبود گاز طبیعی برای تأمین سوخت نیروگاه‌ها جستجو کرد. به‌طوری که مصرف نفت کوره در بهمن سال ۱۳۸۶ در مقایسه با بهمن سال ۱۳۸۵ به میزان ۲۲/۵ درصد افزایش داشت. در دو سال آخر برنامه چهارم (سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸) به ترتیب روزانه ۲۴/۹۵ و ۲۲/۵۰ میلیون لیتر نفت کوره از کشور صادر شد. همان‌طوری که در جدول نیز آمده است صادرات نفت کوره کشور در سال‌های اخیر کاهش یافته است.

جدول ۲۷. متوسط صادرات نفت کوره کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون لیتر در روز)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
صادرات	۳۷/۲۷	۳۶/۸۷	۳۸/۸۶	۳۸/۵	۲۴/۹۵	۲۲/۵۰

مآخذ: همان.

۶. ارزش میزان صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی در سال‌های برنامه چهارم توسعه در سال ۱۳۸۴ نیز مبلغ ۳۴۳۱ میلیون دلار فرآورده از کشور صادر شد که در مقایسه با سال ۱۳۸۳ از رشد ۲۰/۲ درصد برخوردار بود. همچنین میزان صادرات فرآورده در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ نیز به ترتیب ۲۸۳۰/۷ و ۴۳۶۱/۵۹ بود. بر این اساس کاهش صادرات فرآورده در سال ۱۳۸۵ به میزان ۱۷/۵ درصد و رشد آن در سال ۱۳۸۶ معادل ۵۴ درصد بود. به‌طور کلی صادرات فرآورده‌های نفتی از کشور ما شامل فرآورده‌های ی چون نفت کوره، نفتا، پروپان، بوتان، سوخت نفتکش، نفت سفید و بعضاً نفت گاز بود. ارزش صادرات فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۷ به میزان ۳۴۴۹/۴۳ میلیون دلار برآورد شده است که در مقایسه با سال ۱۳۸۶ حدود ۲۱ درصد کاهش یافته است.

در سه سال اول برنامه چهارم نیز وضعیت به صورت زیر بود:

میزان واردات فرآورده در سال ۱۳۸۴ معادل ۳۸۱۲ میلیون دلار بود که در مقایسه با سال ۱۳۸۳ دارای رشدی به میزان ۲۸/۵ درصد بود. در سال ۱۳۸۵ نیز به میزان ۵۵۱۵/۵ میلیون دلار فرآورده به کشور وارد شد که در مقایسه با سال قبل (۱۳۸۴) از رشدی معادل ۴۴/۷ درصد برخوردار بود. از مجموع فرآورده‌های نفتی وارداتی، ۸۵/۱ درصد یا ۴۶۹۱/۳ میلیون دلار به بنزین و ۱۴/۹ درصد یا ۸۲۴/۲ میلیون دلار به نفت گاز اختصاص داشت. همچنین واردات فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۶ به میزان ۵۷۹۳/۷۴ میلیون دلار بود که در مقایسه با سال ۱۳۸۵ دارای رشدی به میزان ۵ درصد بود. در واقع یکی از دلایل عمده رشد پایین واردات فرآورده به کشور را در سال ۱۳۸۶ می‌توان در سهمیه‌بندی بنزین جستجو کرد. زیرا در این سال، ۶۹/۴ درصد از کل واردات که معادل ۴۰۲۲/۸۵ میلیون دلار بود به واردات بنزین اختصاص داشت و در سال ۱۳۸۶ واردات بنزین از نظر مقدار در مقایسه با سال ۱۳۸۵ به میزان ۱۴/۲ درصد کاهش داشت. با توجه به اینکه در سال ۱۳۸۷ به‌طور متوسط روزانه ۲۰/۶۱ میلیون لیتر بنزین به کشور وارد شد، ارزش این میزان از واردات به مبلغ ۴۲۲۶/۷۹ میلیون دلار برآورد شده است. همچنین ارزش واردات نفت گاز در سال مذکور به مبلغ ۲۳۶۸/۱ برآورد شده است که در مقایسه با سال ۱۳۸۶ به میزان ۱۰/۱۱ درصد رشد داشته است. جدول ۲۸ ارزش میزان واردات و صادرات فرآورده‌های نفتی را از سال ۱۳۸۳-۱۳۸۶ نشان می‌دهد.



جدول ۲۸. ارزش میزان واردات و صادرات فرآورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۷

(ارقام به میلیون دلار)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷
صادرات	۲۸۵۴	۳۴۳۱	۲۸۳۰/۷	۴۳۶۱/۵۹	۳۴۴۹/۴۳
واردات	۲۹۶۶	۳۸۱۲	۵۵۱۵/۵	۵۷۹۳/۷	۶۵۹۴/۸۹

مآخذ: - گزارش اقتصادی سال‌های مختلف، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی ریاست‌جمهوری.

- گزارش‌های سال‌های مختلف هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت ایران.

۷. بررسی وضعیت سیستم انتقال و جابجایی فرآورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

فرآورده‌های مورد نیاز کشور پس از تولید در پالایشگاه‌ها و یا تأمین آن از طریق واردات، با استفاده از روش‌های مختلف از مبادی و بنادر وارداتی و یا محل تولید به مبادی عرضه و یا بازار مصرف انتقال می‌یابند. به‌طور کلی انتقال نفت خام و فرآورده‌های نفتی با استفاده از سیستم خطوط لوله در مقایسه با دیگر شیوه‌های حمل‌ونقل از مزایای بسیاری برخوردار است و سیاست وزارت نفت ایران و شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران نیز به‌دلیل اقتصادی بودن حمل با استفاده از این روش و دیگر مزایای مترتب بر آن، بر احداث خطوط لوله نفت خام و فرآورده از محل تولید پالایشگاهی و بنادر وارداتی استوار است.^۱ ازجمله اقدامات اساسی در این زمینه، احداث خطوط لوله از مبادی تأمین سوخت است و ارسال سوخت نفت گاز و نفت کوره برای نیروگاه‌ها بزرگ کشور و یا سوخت‌رسانی به فرودگاه‌های بزرگ کشور با استفاده از این شیوه برای دستیابی به این هدف است.

لازم به ذکر است در احداث خطوط لوله اقماری قرار است که فرآورده‌های تولیدی پالایشگاه‌ها پس از تولید، از طریق خطوط لوله به انبارهای جانبی و سپس با توجه به میزان مصرف و اقتصادی بودن طرح، احداث خطوط لوله اقماری به مرحله اجرا درآید. توزیع فرآورده مورد نیاز از محل انبارهای اقماری کلان‌شهرها با استفاده از نفتکش‌های زمینی و راه‌آهن و برای بنادر و جزایر خلیج فارس و دریای عمان از طریق نفتکش صورت می‌گیرد. به‌طور کلی افزایش مصرف فرآورده‌های نفتی در کشور از سه جنبه زیر قابل توجه است:

- حجم زیادی از منابع مالی هر ساله به واردات فرآورده اختصاص می‌یابد.

- با توجه به اینکه اعمال برخی سیاست‌های اقتصادی به‌منظور حمایت از صنایع مصرف‌کننده انرژی بدون زمان است، اتخاذ چنین روشی باعث می‌شود ثروت ملی کشور بدون داشتن قیمت واقعی، به میزان زیادی به مصرف برسند.

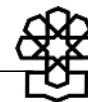
۱. مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۸۴، ص ۳۳.

- انتقال فرآورده‌ها به مبادی مصرف، نیاز به این دارد که زیرساخت‌های مربوط به شبکه انتقال فرآورده‌ها از ظرفیت کافی برخوردار باشند.

آنچه که در این بخش حائز اهمیت بسیار است و باید مورد توجه قرار گیرد این نکته است که سیستم انتقال و جابجایی فرآورده‌های نفتی مانند بسیاری از بخش‌ها و سیستم‌ها، دارای ظرفیت مشخصی است و محدودیت ظرفیت در این زمینه وجود دارد. در واقع افزایش مصرف فرآورده‌های نفتی در کشور این نگرانی را ایجاد کرده که سیستم انتقال فرآورده‌های نفتی، پاسخگوی این حجم از مصرف نباشد.

به‌منظور حمل فرآورده‌های نفتی از بنادر وارداتی و مبادی تولید از چهار روش زیر استفاده می‌کنند:

- خطوط لوله انتقال فرآورده،
 - راه‌آهن،
 - وسایل حمل جاده‌ای - جاده‌پیما،
 - وسایل حمل آبی - کشتی و شناور.
- مشخصات خطوط لوله فرآورده‌های نفتی به شرح جدول زیر است.



جدول ۲۹. مشخصات کلی خطوط لوله فرآورده‌های نفتی

ظرفیت طراحی (هزار بشکه در روز)	قطر لوله (به اینچ)	مبدأ و مقصد
۸۰	۱۶	آبادان - ماهشهر
۸۵	۱۶	ماهشهر - آبادان
۹۰	۱۶	آبادان - اهواز
۱۲۰	۱۶	آبادان - اهواز (در صورت در سرویس بودن تلمبه‌خانه شهید لریستانی)
۷۵	۱۶	اهواز - شانزند - ری
۴۵	۱۰	اهواز - شانزند - ری
۴۵	۱۲	اراک - همدان
۲۸	۱۰-۱۶	تنگ فنی - کرمانشاه
۱۰۰	۱۸	اصفهان - ری
۲۰۰	۲۶	بندرعباس - رفسنجان
۱۰۰	۱۶	رفسنجان - یزد
۸۰	۱۶	یزد - اصفهان
۶۰	۱۴	رفسنجان - کرمان
۸۰	۱۴	ری - تبریز
۳۵	۱۰	تبریز - میاندوآب
۱۵	۸	میاندوآب - ارومیه
۱۵۰	۲۲	ری - شاهرود
۱۱۰	۲۰	شاهرود - مشهد
۴۰	۸-۱۰	شاهرود - گرگان - گنبد
۲۵	۸	امام تقی - تربت حیدریه
۹۵	۱۴-۱۶-۱۸	ری - قزوین - رشت
۵۷	۱۴-۱۶-۱۸	ری - کرج
۲۰	۸	ری - کرج
۵۰	۱۲	ری - کن
۴۵	۱۲	ری - قوچک
۱۸	۱۲	ری - نیروگاه باقرآباد
۳۰	۱۶	نوشهر - چالوس
۱۳	۸	ری - فرودگاه مهرآباد
۲۷	۸	اصفهان - فرودگاه (اصفهان)
۱۲۰	۲۶	آبادان - ماهشهر
۱۵	۸	ری - نیروگاه منتظر قائم
۳۴	۱۰	تبریز - نیروگاه تبریز
۳۰	۱۲	اصفهان - نیروگاه (اصفهان)
۴۵	۱۲-۱۶	ری - ساری

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری کشور، سال ۱۳۸۴، ص ۳۴.

استفاده از خط لوله برای انتقال فرآورده نیاز به هزینه‌های عظیم سرمایه‌گذاری اولیه دارد و عمدتاً از این روش برای مسیرهایی استفاده می‌شود که اهداف بلندمدتی برای آن برنامه‌ریزی می‌کنند. خطوط لوله به دلیل امکان تأثیرگذاری بر مشخصات سایر مواد انتقالی به صورت منفرد و فقط جهت انتقال نفت خام، نفت کوره و یا فرآورده، مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. به‌طور کلی در سال‌های ۱۳۸۳، ۱۳۸۴، ۱۳۸۵، ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به ترتیب به میزان ۱۲۳/۵، ۱۲۸/۵، ۱۳۲/۱۳۵، ۳/۸، ۱۳۴ و ۱۲۸ میلیارد لیتر فرآورده با استفاده از انواع شیوه‌های فوق در کشور حمل شد.

همچنین در تمامی سال‌های برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸) از نظر وزنی، خطوط لوله بیش از ۶۰ درصد کل فرآورده‌های نفتی کشور را جابجا نمود و از این حیث در میان چهار شیوه حمل، دارای رتبه اول بود. این روش حمل، جابجایی نفت خام و فرآورده را با حدود ۱۴۰۰۰ کیلومتر خطوط لوله ۶ تا ۳۶ اینچ و ۱۷۰ مرکز انتقال نفت، تأسیسات انتهایی و ایستگاه‌های تقویت فشار از مبادی تولیدی به مبادی مصرف انجام می‌دهد. جدول ۳۰ عملکرد وزنی شیوه‌های مختلف حمل فرآورده را نشان می‌دهد.

جدول ۳۰. عملکرد شیوه‌های مختلف حمل فرآورده از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۸

(ارقام به میلیون تن کیلومتر)

۱۳۸۸		۱۳۸۷		۱۳۸۶		۱۳۸۵		۱۳۸۴		شرح
درصد	کارکرد	درصد	کارکرد	درصد	کارکرد	درصد	کارکرد	درصد	کارکرد	
۶۷/۷۸	۲۷۷۲۱	۶۵/۷۵	۲۷۴۹۲	۶۶/۱۵	۲۵۱۳۸	۶۴/۳	۲۵۱۹۴	۶۷/۴	۲۳۸۷۷	خط لوله
۴/۶۸	۱۹۱۳/۹	۵/۴۶	۲۲۸۲	۵/۷۱	۲۱۷۱	۶/۵	۲۵۴۶	۵	۱۷۸۳	مخزن‌دارهای راه‌آهن
۲۰/۹۷	۸۵۹۱/۹	۱۹/۷۷	۸۲۶۸	۲۲/۹۶	۸۷۲۶	۲۳	۸۹۹۵	۲۲/۹	۸۱۲۱	وسایل جاده‌ای
۶/۵۸	۲۶۹۹/۰۹	۹/۰۲	۳۷۷۱	۵/۱۷	۱۹۶۶	۶/۲	۲۴۴۸	۴/۷	۱۶۷۰	دریایی
۱۰۰	۴۰۹۲۵	۱۰۰	۴۱۸۱۳	۱۰۰	۳۸۰۰۱	۱۰۰	۳۹۱۸۳	۱۰۰	۳۵۴۵۱	جمع

مأخذ: شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

اطلاعات مندرج در جدول فوق نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۴، ۱۳۸۵، ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به ترتیب ۳۵۴۵۱، ۳۹۱۸۳، ۳۸۰۰۱، ۴۱۸۱۳ و ۴۰۹۲۵ میلیون تن کیلومتر انواع فرآورده با استفاده از شیوه‌های مختلف در کشور حمل شد.

بررسی‌ها نشان می‌دهد در بین شیوه‌های چهارگانه حمل فرآورده‌های نفتی، خط لوله دارای کمترین هزینه حمل است و پس از آن، روش استفاده از راه‌آهن قرار دارد. جدول ۳۱ هزینه حمل و انتقال هر تن کیلومتر فرآورده نفتی با استفاده از شیوه‌های مختلف حمل و نقل را نشان می‌دهد.



جدول ۳۱. هزینه حمل فرآورده‌های نفتی به تفکیک انواع وسایل حمل

(ارقام به ریال بر تن کیلومتر)

سال / نوع وسیله	خط لوله	مخزن‌دار راه‌آهن	نفتکش جاده‌پیما	گازکش جاده‌پیما	شناورهای سوخت‌رسان	کشتی‌های سوخت‌رسان
۱۳۷۷	۵/۷۸	۵۲/۶۴	۵۶/۴۲	۴۹/۰۰	۳۵۰/۷۱	۳۷/۷۴
۱۳۷۸	۷/۹۲	۸۰/۴۴	۸۳/۱۷	۸۶/۲۳	۳۲۹/۷۲	۳۱/۷۸
۱۳۷۹	۸/۵۳	۸۰/۲۶	۹۵/۰۳	۱۱۳/۳۴	۳۵۷/۷۵	۲۵/۶۱
۱۳۸۰	۹/۰۱	۸۹/۲۸	۹۷/۹۲	۱۰۶/۰۳	۳۴۶/۶۸	۱۰۶/۵۱
۱۳۸۱	۳۵/۰۸	۹۸/۱۲	۱۰۵/۱۷	۱۳۷/۸۰	۳۷۲/۹۳	۹۷/۲۱
۱۳۸۲	۳۵/۲۳	۱۰۹/۸۲	۱۳۶/۲۷	۱۶۶/۴۶	۳۸۴/۵۸	۱۱۳/۴۷
۱۳۸۳	۳۷/۱۴	۱۱۳/۱۰	۱۸۵/۶۴	۲۰۵/۶۷	۳۶۲/۴۸	۱۴۱/۳۶
۱۳۸۴	۴۲/۲۰	۱۶۴/۲۴	۲۰۳/۹۹	۱۹۱/۵۹	۳۹۴/۵۵	۱۶۸/۷۸
۱۳۸۵	۴۹/۱۴	۱۹۶/۹۱	۲۱۴/۵۹	۰	۰	۰
۱۳۸۶	۶۰/۳۱	۲۰۸	۲۲۵	۲۰۵	۲۶۷/۷۵	۲۲۱/۷
۱۳۸۷	۷۰/۲۰۵۱	۲۷۱	۲۷۰	۳۳۳	۷۵۶	۱۶۸
*۱۳۸۸						

* ارقام در دسترس نمی‌باشند.

اطلاعات مندرج در جدول گویای این واقعیت است که خطوط لوله اقتصادی‌ترین و مناسب‌ترین وسیله به‌منظور انتقال و جابجایی فرآورده به شمار می‌رود. براساس این میزان جابجایی فرآورده در سال‌های مورد نظر با استفاده از این شیوه در حال افزایش بود. ضمن اینکه هزینه مربوط به حمل از این روش نیز در سال‌های برنامه چهارم افزایش یافته است.

۸. قیمت‌گذاری فرآورده‌های نفتی در کشور

فرآورده‌های نفتی را به دو گروه فرآورده‌های عمده و ویژه نفتی تقسیم می‌کنند. بررسی وضعیت تولید و الگوی پالایشی کشور نشان می‌دهد که بین ۸۵ تا ۹۰ درصد از فرآورده‌های تولید شده در کشور به فرآورده‌های عمده یعنی گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره اختصاص دارد. گروه دیگر از فرآورده‌ها که حدوداً بین ۱۰ تا ۱۵ درصد از سهم الگوی پالایشی کشور را به خود اختصاص می‌دهند را فرآورده‌های ویژه اطلاق می‌کنند. در سال‌های برنامه چهارم توسعه طبق ماده (۳) این قانون مقرر شد تا قیمت فروش بنزین، نفت گاز، نفت سفید، نفت کوره و سایر فرآورده‌های نفتی، گاز و برق در سال اول برنامه چهارم (۱۳۸۴) قیمت‌های پایان شهریورماه سال ۱۳۸۳ باشد. در سال‌های بعدی برنامه چهارم، تغییر در قیمت کالاهای فوق‌الذکر طی لوایحی باید پیشنهاد می‌شد. این لوایح اصلاح قیمتی را دولت باید تا اول شهریورماه هر سال به همراه توجیه

اقتصادی و اجتماعی به مجلس شورای اسلامی تقدیم می‌کرد تا مجلس تصویب آن را مورد رسیدگی قرار دهد.^۱ در تبصره «۷» این ماده ذکر شده است که احکام مغایر با این ماده در موارد آتی این قانون لغو می‌شود.

فرایند مورد اشاره بیانگر این واقعیت است که قیمت این گونه فرآورده‌ها به صورت دستوری در کشور تعیین می‌شود. با این توضیح، روشن است که قیمت فرآورده‌های ویژه که عبارتند از، مالچ، اسلاک واکس، پارافین، انواع قیر، روغن خام، انواع حلال‌ها و... هستند نیز با وجود سالیان قبل از برنامه چهارم این روش باید تعیین می‌شد.^۲

در مورد قیمتگذاری فرآورده‌های عمده نفتی در سالیان اخیر نظرات متفاوتی وجود دارد. بررسی قیمت فرآورده‌های نفتی در کشور و مقایسه آن با برخی از کشورهای منطقه و سایر کشورهای جهان نشان می‌دهد، بین قیمت این محصولات در ایران و سایر کشورها از جمله کشورهای همسایه اختلاف بسیاری وجود دارد. در جدول ۳۲ قیمت بنزین موتور در برخی از کشورهای دنیا در سال ۲۰۰۸ مورد توجه قرار گرفته است.

جدول ۳۲. قیمت بنزین در چند کشور منتخب از سال ۱۹۹۷-۲۰۰۸

(ارقام به دلار در هر لیتر)

سال	آمریکا	آلمان	انگلیس	فرانسه	ژاپن	هند	چین	ترکیه	عربستان سعودی	ایران
۱۹۹۷	۰/۳۲	۰/۹۳	۱/۰۱	۱/۰۶	۰/۸۶	-	-	-	-	۰/۰۹
۱۹۹۸	۰/۲۸	۰/۸۸	۱/۰۷	۱/۰۲	۰/۷۵	-	-	-	۰/۱۶	۰/۱۱
۱۹۹۹	۰/۳۱	۰/۹۰	۱/۱۳	۱/۰۲	۰/۸۶	-	-	۰/۸۷	-	۰/۲۰
۲۰۰۰	۰/۴۰	۰/۹۱	۱/۲۱	۱	۰/۹۶	-	-	۰/۹۳	۰/۲۴	۰/۲۲
۲۰۰۱	۰/۳۹	۰/۹۰	۱/۰۹	۰/۹۳	۰/۸۶	۰/۶۷	۰/۳۲	۰/۸۱	-	۰/۲۶
۲۰۰۲	۰/۳۶	۰/۹۷	۱/۱۰	۰/۹۶	۰/۸۳	۰/۶۳	۰/۳۲	۰/۹۸	۰/۲۴	۰/۰۶
۲۰۰۳	۰/۴۲	۱/۲۱	۱/۲۴	۱/۱۵	۰/۹۲	۰/۸۳	۰/۳۵	۱/۲۰	-	۰/۰۸
۲۰۰۴	۰/۵۰	۱/۳۸	۱/۴۷	۱/۳۲	۱/۰۴	۰/۸۶	۰/۳۹	۱/۳۷	۰/۲۴	۰/۰۹
۲۰۰۵	۰/۶۱	۱/۵۰	۱/۵۸	۱/۴۴	۱/۱۳	۰/۹۸	۰/۴۵	۱/۸۹	-	۰/۰۹
۲۰۰۶	۰/۶۸	۱/۵۹	۱/۶۸	۱/۵۵	۱/۱۸	-	۰/۵۶	۱/۹۴	۰/۱۶	۰/۰۹
۲۰۰۷	۰/۸۰	۱/۸۲	۱/۸۸	۱/۷۴	۱/۱۹	۰/۹۸	۰/۶۰	۲/۲۲	-	۰/۱۱
*۲۰۰۸	۰/۵۶	۱/۵۶	۱/۴۴	۱/۵۲	۱/۴۲	۱/۰۹	۰/۹۹	۱/۸۷	۰/۱۶	۰/۱۰

مأخذ: شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت، اطلاعات حمل‌ونقل و انرژی کشور سال ۱۳۸۶.

* GTZ.

۱. اجرا نشدن ماده (۳) قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی را به‌عنوان یکی از دلایل پایین بودن و یا پایین ماندن قیمت حامل‌های انرژی و افزایش شکاف بین قیمت جاری و ثابت اینگونه حامل‌ها می‌توان بیان کرد.
۲. در سالیان قبل، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران قیمت فرآورده‌های ویژه نفتی را مطابق ماده (۷۱) قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت که در ۱۳۸۰/۱۱/۲۷ به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید، عهده‌دار بود.



اطلاعات مندرج در جدول نشان می‌دهد که قیمت بنزین در ایران در مقایسه با دیگر کشورهای منتخب همواره پایین‌تر است. ضمن اینکه در قالب یک سیستم اقتصادی منسجم، بررسی پایین بودن قیمت بنزین در ایران و در مقایسه با کشورهای دیگر را نمی‌توان بدون بررسی دیگر پارامترهای اثرگذار بر آن مورد بررسی قرار داد. در مجموع این قیمت پایین هزینه فرصت بسیاری را برای کشور فراهم می‌کند و این مسئله بنا به دلائل زیر اهمیت دارد:

- اختلاف قیمت باعث می‌شود که بخشی از فرآورده‌ها به کشورهای همسایه قاچاق شود؛
- منابع طبیعی که نفت نیز از جمله آنها هستند به‌عنوان ثروت بین نسلی محسوب می‌شود که نسل‌های آینده نیز در آن سهم هستند؛
- به دلیل محدود بودن منابع عرضه‌کننده این‌گونه فرآورده‌ها در کشور، پاسخگویی به نیاز مصرف‌کنندگان باعث می‌شود که بخشی از فرآورده‌های مورد نیاز از خارج وارد شوند و این واردات آسیب‌پذیری کشور را بیشتر می‌کند.
- واردات فرآورده به کشور به این امر منتهی خواهد شد که بخشی از منابع محدود مالی کشور هر ساله به واردات اختصاص یابد.
- با توجه به اینکه این‌گونه سوخت‌ها به‌عنوان منابع فسیلی محسوب می‌شوند، قیمت پایین آن باعث می‌شود تا مصرف بیشتری را به دنبال داشته باشد. بر این اساس در اثر مصرف بیشتر، خسارت‌های زیست‌محیطی نیز بیشتر شود.
- پایین بودن قیمت داخلی در مقایسه با قیمت جهانی نیز انگیزه سرمایه‌گذاری برای تولید این‌گونه فرآورده‌ها را کاهش می‌دهد.

موارد فوق و عوامل دیگری که ممکن است در این نوشتار مورد توجه قرار نگرفته باشد در سالیان اخیر این دغدغه را در میان مسئولان ایجاد کرده است که ادامه این روند در کشور امکان‌پذیر نخواهد بود و تغییر رویه امری اجتناب‌ناپذیر است. براین اساس مسئله هدفمندسازی یارانه حامل‌های انرژی و از جمله تعدیل قیمت فرآورده‌های نفتی مورد توجه قرار گرفت. براساس این قانون مقرر شده است قیمت فروش داخلی حامل‌های انرژی با احتساب هزینه حمل و نقل، توزیع، مالیات و عوارض به تدریج تا پایان برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه کمتر از ۹۰ درصد قیمت فوب خلیج فارس نباشد. با توجه به اینکه طرح مطالب بیشتر مربوط به این قانون در چارچوب این گزارش قرار ندارد، لذا در این قسمت به بررسی قیمت‌های جاری و ثابت فرآورده‌های عمده نفتی در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۸ می‌پردازیم.

۸-۱. قیمت جاری و ثابت بنزین

بررسی قیمت بنزین از سال ۱۳۸۰ نشان می‌دهد که قیمت جاری این فرآورده از ۴۵۰ ریال در هر لیتر به ۸۰۰ ریال در سال ۱۳۸۴ افزایش یافت و در سال ۱۳۸۸ به ۱۰۰۰ ریال در هر لیتر رسید. از سال ۱۳۸۶ به بعد که سهمیه‌بندی و عرضه بنزین با استفاده از کارت هوشمند در کشور آغاز شد تصمیمات مختلفی در مورد قیمت بنزین ارائه شد. به گونه‌ای که قیمت بنزین سهمیه‌ای اعلام شده برای اتومبیل‌های کمتر از حجم معین که با استفاده از کارت هوشمند سوخت، سوخت‌گیری می‌شود به ازای هر لیتر بنزین معمولی ۱۰۰۰ ریال و قیمت بنزین برای اتومبیل‌های بیشتر از حجم معین با ازای هر لیتر بنزین معمولی ۴۰۰۰ ریال اعلام شد.

بررسی قیمت جاری و ثابت بنزین در سال‌های برنامه چهارم نشان می‌دهد که قیمت ثابت این فرآورده پس از حذف اثر افزایش سطح عمومی قیمت‌ها از آن، قیمتی کمتر از قیمت اسمی بوده است.

۸-۲. قیمت جاری و ثابت نفت گاز

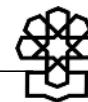
اطلاعات مندرج در جدول ۳۳ نشان می‌دهد قیمت جاری نفت گاز در سال ۱۳۸۰ به میزان ۱۲۰ ریال در هر لیتر بود که در سال ۱۳۸۳ به ۱۶۵ ریال افزایش یافت و در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ نیز قیمت این فرآورده در همان سطح قیمت ۱۶۵ ریال برای هر لیتر ثابت ماند.

با توجه به افزایش سطح عمومی قیمت‌ها در سال‌های برنامه چهارم توسعه، قیمت ثابت نفت گاز کاهشی بود.

۸-۳. قیمت جاری و ثابت گاز مایع

قیمت جاری گاز مایع در سال ۱۳۸۰ به میزان ۴۳ ریال به ازای هر کیلو گرم بود. در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۳ قیمت جاری این فرآورده افزایش یافت و از ۴۳ ریال در سال ۱۳۸۰ به ۵۷/۲ ریال در سال ۱۳۸۳ افزایش یافت. این در حالی است که در سال‌های برنامه چهارم قیمت این فرآورده نفتی در همان قیمت ۵۷/۲ ریال در هر کیلو گرم ثابت باقی ماند.

قیمت ثابت گاز مایع در سال ۱۳۸۰ معادل ۶۶ ریال به ازای هر کیلو گرم بود و در سال ۱۳۸۳ به ۵۷ ریال کاهش یافت. از سال ۱۳۸۴ به بعد به دلیل عدم تغییر قیمت جاری این فرآورده، قیمت ثابت آن کاهشی بود و فاصله بین قیمت جاری و ثابت افزایش یافته است. به گونه‌ای که در سال ۱۳۸۷ به ۳۱ ریال برای هر کیلو گرم کاهش یافت. در سال ۱۳۸۸ نیز قیمت ثابت گاز مایع به ۲۸ ریال در ازای هر کیلو گرم کاهش یافت.



۴-۸. قیمت جاری و ثابت نفت سفید

قیمت جاری نفت سفید در سال ۱۳۸۰ به میزان ۱۲۰ ریال در هر لیتر بود که به ۱۶۵ ریال برای هر لیتر در سال ۱۳۸۳ افزایش یافت. قیمت جاری این فرآورده همانند دیگر فرآورده‌های عمده نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ بدون تغییر بود و در همان سطح (۱۶۵ ریال) ثابت باقی ماند.

قیمت ثابت نفت سفید در سال ۱۳۸۰ به میزان ۱۸۵ ریال در هر لیتر بود و در فاصله سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۸۳ دچار نوساناتی شد. در سال‌های برنامه چهارم نیز به دلیل افزایش نیافتن قیمت اسمی این فرآورده، قیمت واقعی آن کاهش یافت و از ۱۵۰ ریال به ۸۱ ریال به ازای هر لیتر کاهش یافت.

۵-۸. قیمت جاری و ثابت نفت کوره

قیمت جاری نفت کوره در سال ۱۳۸۰ معادل ۶۴/۲ ریال در هر لیتر بود و در سال ۱۳۸۳ به ۹۴/۵ ریال برای مصارف غیرنیروگاهی افزایش یافت و از این سال تا سال ۱۳۸۸ در قیمت ۹۴/۵ ریال ثابت باقی ماند.

همچنین قیمت ثابت این فرآورده در سال ۱۳۸۰ به میزان ۹۹ ریال برای هر لیتر بود که در سال ۱۳۸۳ به ۹۵ ریال کاهش یافت. قیمت ثابت نفت کوره در سال ۱۳۸۴ معادل ۸۶ ریال در هر لیتر بود و در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ نیز به ترتیب ۷۷ و ۶۵ ریال برای هر لیتر بود. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ نیز قیمت ثابت نفت کوره روند کاهشی خود را ادامه داد و به ترتیب به ۵۲ و ۴۷ ریال رسید.

جدول زیر قیمت جاری و ثابت پنج فرآورده عمده را از سال ۱۳۸۰-۱۳۸۸ نشان می‌دهد. به‌طور کلی به‌رغم آنکه در ماده (۳) برنامه چهارم توسعه تصویب شد که قیمت (جاری) فرآورده‌های نفتی در سال‌های بعد از ۱۳۸۴ براساس پیشنهاد ارائه شده از طرف دولت در مجلس شورای اسلامی به تصویب می‌رسد، عملاً این پیشنهاد ارائه نشد. ارائه نکردن این پیشنهاد باعث شد که قیمت واقعی این فرآورده‌ها در سال ۱۳۸۷ به میزانی کمتر از سال‌های آخر برنامه سوم کاهش یابد.

جدول ۳۳. قیمت جاری و ثابت پنج فرآورده عمده نفتی از سال ۱۳۸۰-۱۳۸۷

(ارقام به ریال به لیتر و گاز مایع ریال به کیلوگرم)

شرح	قیمت گاز مایع		قیمت بنزین		قیمت نفت سفید		قیمت نفت گاز		قیمت نفت کوره	
	ثابت	جاری	ثابت	جاری	ثابت	جاری	ثابت	جاری	ثابت	جاری
۱۳۸۰	۴۳	۶۶	۴۵۰	۶۹۴	۱۲۰	۱۸۵	۱۲۰	۱۸۵	۶۴/۲	۹۹
۱۳۸۱	۴۷	۶۳	۵۰۰	۶۶۶	۱۳۰	۱۷۳	۱۳۰	۱۷۳	۷۰	۹۳
۱۳۸۲	۵۲	۶۰	۶۵۰	۷۴۹	۱۶۰	۱۸۴	۱۶۰	۱۸۴	۸۸/۲	۱۰۲
۱۳۸۳	۵۷/۲	۵۷	۸۰۰	۸۰۰	۱۶۵	۱۶۵	۱۶۵	۱۶۵	۹۴/۵	۹۵
۱۳۸۴	۵۷/۲	۵۲	۸۰۰	۷۲۵	۱۶۵	۱۵۰	۱۶۵	۱۵۰	۹۴/۵	۸۶
۱۳۸۵	۵۷/۲	۴۶	۱۰۰۰	۸۱۰	۱۶۵	۱۳۴	۱۶۰	۱۳۰	۹۴/۵	۷۷
۱۳۸۶	۵۷/۲	۳۹	۱۰۰۰	۶۸۴	۱۶۵	۱۱۳	۱۶۰	۱۰۹	۹۴/۵	۶۵
۱۳۸۷	۵۷/۲	۳۱	۱۰۰۰	۵۴۶	۱۶۵	۹۰	۱۶۰	۸۷	۹۴/۵	۵۲
۱۳۸۸	۵۷/۲	۲۸	۱۰۰۰	۴۹۳	۱۶۵	۸۱	۱۶۵	۸۱	۹۴/۵	۴۷

مأخذ: شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران، آمارنامه مصرف فرآورده‌های نفتی انرژی‌زا، سال ۱۳۸۶.

۹. بررسی مبادی عرضه و توزیع فرآورده‌های نفتی

۹-۱. مبادی عرضه

فرآورده‌های نفتی تولیدی و وارداتی به‌منظور مصرف، توسط شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران که در سال ۱۳۰۷ تأسیس شد و عهده‌دار تأمین و توزیع روزانه انواع فرآورده‌ها در کشور است با استفاده از سیستم‌های مختلف حمل‌ونقل که در قسمت‌های پیشین توضیح آن ارائه شد، توزیع می‌شود. این شرکت عملیات تأمین و توزیع را با بهره‌گیری از امکانات زیر انجام می‌دهد:

- ۳۷ منطقه،

- ۲۳۲ ناحیه،

- ۸۲ انبار ذخیره‌سازی فرآورده نفتی،

- ۲۳۰۰ جایگاه عرضه سوخت،

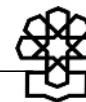
- ۲۱۰۰ باب مجاری عرضه سوخت،

- ۳۷ مرکز سوخت‌گیری هوایی،

- ۶۰ شرکت و ۴۰۰۰ نمایندگی توزیع گاز مایع،

- ۸۲۰۰ دستگاه نفتکش و کامیون مخصوص حمل فرآورده‌های نفتی و گاز مایع،

- ۳۷ آزمایشگاه کنترل کیفیت.



تأسیسات ذخیره‌سازی در مجموع ظرفیت ذخیره ۹/۲۴ میلیارد لیتر فرآورده را دارند. فرآورده‌ها ابتدا از انبار پالایشگاه‌ها و بنادر وارداتی به انبار مناطق مختلف پخش در استان‌های موجود کشور یا نقاط استراتژیک انتقال می‌یابد. هر استان دارای چندین انبار ناحیه‌ای است. مطابق آخرین آمار، تعداد این انبارهای ناحیه‌ای ۲۳۲ انبار بود. بررسی سیستم توزیع فرآورده‌های نفتی در کشور نشان می‌دهد که هر استان دارای یک مرکز منطقه‌ای است و براساس جمعیت و وسعت استان به چندین ناحیه پخش تقسیم می‌شوند. در جدول ۳۴ استان‌های دارنده انبار تدارکاتی و مخازن فرآورده براساس استقرار مکانی آنها در سال ۱۳۸۷ نشان داده شده است.

بررسی جدول مذکور نشان می‌دهد که انبارها یا در مرکز استان و یا جنب پالایشگاه‌ها استقرار دارند. در واقع در سال ۱۳۸۷ در ۳۰ استان کشور چنین انبارهایی وجود داشتند که قابلیت ذخیره‌سازی ۹/۲ میلیارد لیتر فرآورده را داشتند. در سال ۱۳۸۷ بیشترین ظرفیت انبارهای تدارکاتی در مراکز استان‌ها و جنب پالایشگاه‌های کشور به ترتیب به استان‌های اصفهان، تهران، هرمزگان و مرکزی با ظرفیت ۱۳۰۱، ۱۰۸۱، ۹۱۷ و ۸۶۰ میلیون لیتر بوده است.

جدول ۳۴. استان‌های دارنده انبار ذخایر فرآورده و ظرفیت آنها برحسب نوع فرآورده در سال ۱۳۸۸

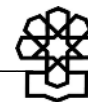
(ارقام به هزار لیتر)

استان	انبارهای تدارکاتی	مکان	ظرفیت کل مخازن ذخیره	سهم از کل (درصد)
آذربایجان شرقی	تبریز	جنب پالایشگاه	۵۲۷۸۳۸	۵/۷
آذربایجان غربی	ارومیه	مرکز استان	۱۳۴۸۶۹	۱/۵
	میاندوآب	-	۵۹۳۲۴	۰/۶
اردبیل	اردبیل	مرکز استان	۱۱۵۸۱۲	۱/۳
اصفهان	اصفهان	جنب پالایشگاه	۱۳۰۱۲۹۶	۱۴/۱
ایلام	ایلام	مرکز استان	۱۱۹۲۸۰	۱/۳
بوشهر	بوشهر	مرکز استان	۴۲۳۲۷۱	۴/۶
تهران	تهران (انبار ری)	جنب پالایشگاه	۹۴۷۳۴۷	۱۰/۳
	کرج	-	۱۳۳۴۹۷	۱/۴
خوزستان	آبادان (شامل آبادان و ماهشهر)	جنب پالایشگاه	۱۲۷۷۱۰	۱۰/۸۴
	اهواز	مرکز استان	۳۶۶۳۳۵	۴
خراسان رضوی	مشهد	مرکز استان	۳۲۱۸۸۲	۳/۵
	تربت حیدریه	-	۱۷۲۹۵۵	۱/۹
	سبزوار	-	۶۹۰۰۴	۰/۷
خراسان شمالی	-	-	۳۸۴۸۶	۰/۴
خراسان جنوبی	-	-	۱۹۲۵۸	۰/۲
چهارمحال و بختیاری	شهرکرد	مرکز استان	۳۸۰۲۰	۰/۴

استان	انبارهای تدارکاتی	مکان	ظرفیت کل مخازن ذخیره	سهم از کل (درصد)
زنجان	زنجان	مرکز استان	۶۷۳۴۶	۰/۷
سمنان	شاهرود	-	۱۰۳۶۰۱	۱/۱
سیستان و بلوچستان	زاهدان	مرکز استان	۷۲۱۱۷	۰/۸
	چابهار	-	۱۰۴۷۶۵	۱/۱
فارس	شیراز	جنب پالایشگاه	۸۹۵۹۴	۱
قزوین	قزوین	مرکز استان	۱۰۸۹۹۹	۱/۲
قم	قم	مرکز استان	۷۴۴۱۴	۰/۸
کردستان	سنندج	مرکز استان	۸۲۰۸۱	۰/۹
کرمان	کرمان	مرکز استان	۵۱۷۴۹۶	۵/۶
کرمانشاه	کرمانشاه	جنب پالایشگاه	۱۶۶۷۲۰	۱/۸
کهگیلویه و بویر احمد	یاسوج	مرکز استان	۲۶۹۵۰	۰/۳
گلستان	گرگان	مرکز استان	۱۲۷۴۷۶	۱/۴
گیلان	رشت	مرکز استان	۱۶۵۰۱۸	۱/۸
لرستان	خرم‌آباد	مرکز استان	۱۸۳۷۸۱	۲
مرکزی	اراک	جنب پالایشگاه	۸۶۰۴۷۳	۹/۳
مازندران	ساری	مرکز استان	۲۱۸۱۲۴	۲/۴
	چالوس	-	۶۳۵۹۲	۰/۷
هرمزگان	بندرعباس	جنب پالایشگاه	۹۱۶۹۳۱	۹/۹
همدان	همدان	مرکز استان	۲۵۲۳۹۶	۲/۷
یزد	یزد	مرکز استان	۱۲۲۵۲۲	۱/۳
جمع مخازن جنب پالایشگاه			۴۹۳۷۹۰۹	۵۳/۴
جمع مخازن مراکز استان‌ها			۳۵۳۸۱۸۹	۳۸/۳
جمع مخازن در شهرستان‌ها			۷۶۴۴۸۲	۸/۳
جمع کل			۹۲۴۰۵۸۰	۱۰۰/۰

مأخذ: ترازنامه انرژی کشور، سال ۱۳۸۷.

همان‌طوری که در جدول نیز مشخص است در جوار هر پالایشگاه انبار تدارکاتی بزرگی وجود دارد و این انبارها به تأسیسات لازم برای بارگیری مجهز هستند. انبارهای تدارکاتی موجود در جوار پالایشگاه‌ها عملیات تغذیه فرآورده به انبارهای بزرگ تدارکاتی دیگر استان‌ها و شهرستان‌های کشور را به وسیله وسایل مختلف حمل فرآورده انجام می‌دهند. همان‌طوری که در ابتدای این قسمت ذکر شد، تعداد این انبارهای تدارکاتی فعال در سراسر کشور در سال ۱۳۸۷، ۸۲ انبار بود.



انتقال فرآورده از انبارهای منطقه‌ای به نواحی، عمدتاً با استفاده از نفتکش انجام می‌شود و در صورت وجود خطوط لوله، از این روش نیز استفاده می‌شود. پس از آنکه فرآورده به انبار نواحی انتقال یافت از طریق نفتکش در اختیار جایگاه‌های عرضه سوخت قرار می‌گیرد. در یک تقسیم‌بندی کلی جایگاه‌ها به ۳ گروه زیر دسته‌بندی می‌شوند:

- جایگاه‌های اختصاصی،

- جایگاه‌های شرکتی،

- جایگاه‌های مستقر در مراکز دولتی.

در ادامه این قسمت، در باره هر یک از این جایگاه‌ها توضیحات مختصری ارائه می‌شود.

- جایگاه اختصاصی

جایگاه‌های اختصاصی عمدتاً به فروشندگان سکودار، مدرن، فروشندگان داخل اطاقک و شعبات نمایندگی شهری و روستایی توزیع‌کننده نفت سفید و نفت گاز تقسیم می‌شوند. جایگاه‌های اختصاصی تحت مالکیت شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی قرار ندارند و به اشخاص حقیقی و حقوقی تعلق دارند. شرکت مذکور نیز با عقد قرارداد فروش با صاحبان این‌گونه جایگاه‌ها فرآورده‌های نفتی را با نرخ مصوب به این‌گونه جایگاه‌ها تحویل می‌نمایند و مجاری عرضه اختصاصی نیز در ازای دریافت کارمزد آن را به مصرف‌کنندگان می‌فروشند. شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران، نظارت و بازرسی این جایگاه‌ها را به عهده دارد و تعهد به سرمایه‌گذاری در این جایگاه‌ها نیز طبق ضوابط تعیین شده شرکت برعهده جایگاه‌داران است. در حال حاضر تعداد این‌گونه جایگاه‌ها در کشور ۲۴۵۰ باب است.

- جایگاه‌های شرکتی

جایگاه‌های شرکتی در مالکیت شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران است و توسط پرسنل این شرکت یا پیمانکاران آن اداره می‌شود. در این‌گونه جایگاه‌ها در ابتدای هر سال هزینه‌های مربوط به آن سال توسط سرپرست جایگاه مشخص می‌شود. تعداد این‌گونه جایگاه‌ها ۱۴۰ تا ۱۵۰ باب است. اخیراً شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران به‌دنبال واگذاری این جایگاه‌هاست و برخی از جایگاه‌های حساس و مهم را تحت مالکیت خود حفظ خواهد کرد.

- واحدهای سوخت‌گیری در داخل تأسیسات سازمان‌های دولتی و وابسته به دولت

شرکت نفت در جهت مساعدت با سازمان‌های دولتی و وابسته به دولت که مصرف فرآورده‌های نفتی آنها در حد مصرف‌کنندگان عمده است، با احداث واحد سوخت‌گیری موافقت به عمل آورده است. واحد سوخت‌گیری صرفاً در داخل محدوده تأسیساتی سازمان‌ها و ارگان‌های دولتی که تعداد خودروهای سبک و سنگین آنها به حدی است که به‌عنوان مصرف‌کننده عمده تلقی شده و

سوخت‌گیری وسایل نقلیه آنها از طریق نقاط عرضه اختصاصی و شرکتی در داخل شهر مشکلات ترافیکی ایجاد می‌کند، احداث می‌شود.

در هنگام شروع، متقاضی آمار وسایط نقلیه سبک و سنگین، کروکی کامل، موقعیت، مشخصات تأسیسات مورد نظر و نیز متوسط نیاز فرآورده‌های نفتی مصرفی خود را به منطقه ارائه می‌کند. پس از بررسی تقاضا توسط شرکت، در قالب عقد قرارداد فروش برنامه زمانبندی شده، ارسال سوخت به واحد سوخت‌گیری صورت می‌پذیرد.

شرکت در ازای ارائه خدمات مشاوره‌ای در مراحل احداث و تهیه نقشه، کلیه هزینه‌های مربوطه را از متقاضی اخذ می‌کند. شرکت هیچ‌گونه مسئولیتی در قبال تأمین تلمبه به واحدهای سوخت‌گیری نداشته و واحدهای مذکور، نیازمندی‌های خود را از طریق تولیدکنندگان داخلی مرتفع می‌کنند. شرکت پخش هیچ‌گونه کارمزد و حق تبخیر به فرآورده‌های نفتی که در این واحدها عرضه می‌شود پرداخت نمی‌کند.

واحد سوخت‌گیری، فرآورده ارسالی را صرفاً جهت خودروهای سازمانی توزیع می‌کند و حق فروش به عموم را ندارد. شرکت، نظارت‌های مختلف خود را مانند دیگر جایگاه‌های عرضه سوخت بر این جایگاه‌ها اعمال می‌کند.

۲-۹. رابطه مالی بین شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران و جایگاه‌های عرضه سوخت

شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران به استثنای واحدهای سوخت‌گیری در داخل تأسیسات سازمان‌های دولتی و وابسته به دولت، به تمامی واحدهای عرضه سوخت در ازای توزیع فرآورده‌های نفتی، کارمزد پرداخت می‌کند. هزینه حمل تمامی فرآورده‌های قابل عرضه در جایگاه‌های نوع ۱ و ۲ از مبدأ تا مجاری عرضه مورد نظر از محل بودجه عمومی کشور تأمین می‌شود. رابطه بین این نوع جایگاه‌ها و شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران نیز براساس قراردادهای منعقد و مصوبات هیئت‌مدیره تنظیم می‌گردد و نحوه تعیین کارمزد برای جایگاه‌ها به صورت زیر است:

شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران همه ساله با در نظر گرفتن مواردی چون نرخ تورم سالیانه، پیش‌بینی رشد مصرف و هزینه‌های جاری مجاری عرضه، نسبت به اعلام اعتبار مورد نیاز کارمزد جایگاه‌داران به معاونت نظارت و راهبردی ریاست‌جمهوری اقدام کرده و معاونت مذکور پس از بررسی‌های لازم آن را تصویب می‌کند. بودجه مذکور نیز براساس انواع فرآورده، پیش‌بینی مصرف، نوع و درجه واحدهای عرضه، تخصیص می‌یابد و نرخ کارمزد پیشنهادی توسط



هیئت مدیره شرکت ملی پخش و شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، تصویب و برای اجرا به مناطق ابلاغ می‌شود. جایگاه‌های اختصاصی نیز براساس قراردادهای منعقد و در قبال دریافت کارمزد از شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران، سوخت عرضه می‌کنند. نرخ کارمزد سال ۱۳۸۸ واحدهای عرضه اختصاصی در جدول ۳۵ بیان شده است.

جدول ۳۵. نرخ کارمزد فروش مجاری عرضه اختصاصی در سال ۱۳۸۸

(ارقام به ریال در هر لیتر)

کارمزد نقدی				نوع فرآورده
درجه ۴	درجه ۳	درجه ۲	درجه ۱	
۴۲	۷۲	۸۲	۹۶	بنزین جایگاه (معمولی و سوپر)
۵۲	۵۸	۶۸	۸۰	بنزین فروشندگی سکودار (معمولی و سوپر)
۲۳	۲۴	۲۵	۲۶	نفت گاز جایگاه و فروشندگی سکودار
۵۲				بنزین جایگاه خارج از طرح درجه بندی
۱۲۰				بنزین جایگاه‌های ممتاز
۴۷				بنزین فروشندگی سکودار خارج از طرح درجه بندی
۳۰				نفت گاز جایگاه‌های ممتاز
۲۰				نفت گاز جایگاه خارج از طرح درجه بندی
۲۰				نفت گاز فروشندگی سکودار خارج از طرح درجه بندی
۲۲				نفت سفید جایگاه
۲۲				نفت سفید فروشندگی سکودار
۲۵				نفت سفید فروشندگی چند مواد
فروش ماهیانه از ۶۰۰۰۱ لیتر به بالا	فروش ماهیانه از ۳۰۰۰۱ تا ۶۰۰۰۰ لیتر	فروش ماهیانه تا سقف ۳۰۰۰۰ لیتر		نفت سفید فروشندگی تک مواد
۲۲	۵۶	۸۰		
۱۴				نفت کوره
۳۷				گاز مایع
۷۰				بنزین جایگاه سریع‌النصب و جایگاه ساحلی
۲۴				نفت گاز جایگاه سریع‌النصب و جایگاه ساحلی
۵۲				بنزین جایگاه سیار
۲۰				نفت گاز جایگاه سیار

مأخذ: شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی.

۹-۳. بررسی عملکرد توزیع و پخش فرآورده‌های نفتی ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۷

۹-۳-۱. بررسی عملکرد توزیع و مصرف بنزین برحسب مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

بررسی اطلاعات مندرج در جدول ۳۶ نشان می‌دهد که از بین مناطق ۳۷ گانه پخش فرآورده‌های نفتی در تمام سال‌های مورد نظر منطقه تهران دارای بیشترین حجم توزیع بنزین در کشور بود. این منطقه با ۱۱ ناحیه پخش در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵، ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ به ترتیب ۱۹/۵، ۱۸/۴، ۱۸/۶ و ۱۹/۰۴ از کل سهم مصرف بنزین را به خود اختصاص داده است.

در سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ ناحیه سبزوار که در استان خراسان رضوی قرار دارد، کمترین سهم را در مصرف بنزین دارا بود. اطلاعات مندرج در جدول نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۷ مصرف بنزین در زاهدان به میزان ۱۸/۲۵ درصد در مقایسه با سال ۱۳۸۴ رشد داشته است. این میزان نشان‌دهنده رشد طبیعی مصرف در منطقه مورد نظر نیست. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول زیر آمده است. لازم به ذکر است اطلاعات مربوط به این قسمت در سال ۱۳۸۸ به صورت فروش ارائه شده است که در مقایسه با اطلاعات استفاده شده در سال‌های قبل متفاوت‌تر است. به همین دلیل در جدول منظور نشده است.



جدول ۳۶. مصرف بنزین موتور به تفکیک مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

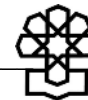
(ارقام به هزار لیتر در روز)

ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهام منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهام منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهام منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهام منطقه در سال ۱۳۸۷
۱	آبادان	۸۳۹	۱/۳	۹۲۰	۱/۳	۷۸۶	۱/۲	۷۹۵	۱/۱۹
۲	آذربایجان شرقی	۲۷۸۷	۴/۲	۳۲۱۹	۴/۴	۲۷۴۶	۴/۳	۲۷۸۹	۴/۱۷
۳	اردبیل	۹۳۸	۱/۴	۱۰۵۳	۱/۴	۹۱۸	۱/۴	۹۴۳	۱/۴۱
۴	ارومیه	۱۶۵۷	۲/۵	۱۹۵۷	۲/۷	۱۶۴۹	۲/۶	۱۸۳۲	۲/۷۴
۵	اصفهان	۴۹۹۴	۷/۵	۵۳۵۸	۷/۳	۴۸۸۵	۷/۶	۵۰۶۹	۷/۵۸
۶	اهواز	۲۷۲۰	۴/۱	۳۰۳۳	۴/۱	۲۶۵۱	۴/۱	۲۶۵۱	۳/۹۶
۷	ایلام	۳۹۱	۰/۶	۴۴۶	۰/۶	۴۰۵	۰/۶	۴۲۰	۰/۶۳
۸	بوشهر	۹۶۴	۱/۴	۱۰۶۰	۱/۴	۹۴۷	۱/۵	۹۸۸	۱/۴۸
۹	تربت حیدریه	۶۵۳	۱	۶۹۹	۱	۶۳۲	۱	۶۹۱	۱/۰۳
۱۰	تهران	۱۳۰۴۰	۱۹/۵	۱۳۴۸۷	۱۸/۴	۱۱۹۸۷	۱۸/۶	۱۲۷۴۲	۱۹/۰۴
۱۱	چابهار	۵۴۲	۰/۸	۶۶۳	۰/۹	۴۹۸	۰/۸	۵۲۴	۰/۷۸
۱۲	چالوس	۱۰۹۲	۱/۶	۱۱۷۷	۱/۶	۱۰۱۹	۱/۶	۱۱۰۳	۱/۶۴
۱۳	چهارمحال و بختیاری	۶۵۶	۱	۷۱۵	۱	۶۳۹	۱	۶۴۱	۰/۹۶
۱۴	خراسان جنوبی	۴۴۵	۰/۷	۵۱۸	۰/۷	۴۵۹	۰/۷	۴۶۵	۰/۶۹
۱۵	خراسان شمالی	۴۰۶	۰/۶	۵۳۷	۰/۷	۴۷۹	۰/۷	۵۰۳	۰/۷۵
۱۶	زاهدان	۱۵۰۱	۲/۲	۱۸۹۶	۲/۶	۱۴۶۳	۲/۳	۱۷۷۵	۲/۶۵
۱۷	زنجان	۷۶۴	۱/۱	۸۶۵	۱/۲	۷۶۹	۱/۲	۸۰۸	۱/۲۱
۱۸	ساری	۲۴۴۰	۳/۶	۲۶۶۱	۳/۶	۲۳۲۳	۳/۶	۲۳۵۹	۳/۵۳
۱۹	سبزوار	۳۶۴	۰/۵	۳۹۳	۰/۵	۳۵۵	۰/۶	۳۷۰	۰/۵۵
۲۰	شاهرود	۷۹۹	۱/۲	۸۱۷	۱/۱	۷۰۴	۱/۱	۷۴۷	۱/۱۱
۲۱	فارس	۴۴۱۴	۶/۶	۴۷۵۳	۶/۵	۴۲۸۷	۶/۷	۴۳۶۰	۶/۵۱

ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهم منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهم منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهم منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهم منطقه در سال ۱۳۸۷
۲۲	قزوین	۱۲۴۸	۱/۹	۱۳۶۵	۱/۹	۱۱۴۱	۱/۸	۱۲۱۳	۱/۸۱
۲۳	قم	۱۰۹۴	۱/۶	۱۱۸۱	۱/۶	۱۰۶۰	۱/۶	۱۱۱۲	۱/۶۶
۲۴	کرج	۲۴۱۲	۳/۶	۲۶۴۴	۳/۶	۲۳۱۴	۱/۸	۲۴۰۸	۳/۶۰
۲۵	کردستان	۱۰۸۰	۱/۶	۱۱۹۷	۱/۶	۱۰۶۹	۱/۶	۱۱۴۹	۱/۷۲
۲۶	کرمان	۲۵۹۵	۳/۹	۲۹۰۶	۴	۲۵۸۶	۴	۲۵۸۱	۳/۸۶
۲۷	کرمانشاه	۱۵۶۳	۲/۳	۱۷۸۷	۲/۳	۱۵۰۸	۲/۳	۱۴۵۱	۲/۱۷
۲۸	کهگیلویه و بویراحمد	۴۳۸	۰/۷	۵۰۰	۰/۷	۴۴۸	۰/۷	۴۷۹	۰/۷۲
۲۹	گلستان	۱۲۲۸	۱/۸	۱۳۵۸	۱/۸	۱۱۷۵	۱/۸	۱۱۷۷	۱/۷۶
۳۰	گیلان	۲۶۳۱	۳/۹	۲۸۳۹	۳/۹	۲۳۶۷	۳/۷	۲۴۶۶	۳/۶۸
۳۱	لرستان	۱۰۴۳	۱/۶	۱۱۹۰	۱/۶	۱۰۳۸	۱/۶	۱۰۶۸	۱/۶۰
۳۲	مرکزی (اراک)	۱۳۲۹	۲	۱۴۵۸	۲	۱۲۶۹	۲	۱۲۹۳	۱/۹۳
۳۳	مشهد	۳۵۲۱	۵/۳	۳۸۴۹	۵/۲	۳۳۹۶	۵/۳	۳۵۴۳	۵/۳۰
۳۴	میاندوآب	۸۲۵	۱/۲	۹۳۹	۱/۳	۸۰۸	۱/۳	۵۸۶	۰/۸۸
۳۵	هرمزگان	۱۳۵۵	۲	۱۵۲۰	۲/۱	۱۳۲۳	۲/۱	۱۳۸۶	۲/۰۷
۳۶	همدان	۱۱۸۸	۱/۸	۱۳۱۲	۱/۸	۱۱۷۰	۱/۸	۱۱۹۹	۱/۷۹
۳۷	یزد	۱۰۷۶	۱/۶	۱۱۹۵	۱/۶	۱۱۵۱	۱/۸	۱۲۰۷	۱/۸۰
جمع		۶۷۰۳۲	۱۰۰	۷۳۴۶۵	۱۰۰	۶۴۴۲۳	۱۰۰	۶۶۸۹۳	۱۰۰

مأخذ: همان.

اختلاف در سر جمع مربوط به ستون سهم به دلیل گرد کردن است.



۲-۳-۹. بررسی عملکرد توزیع و مصرف نفت گاز برحسب مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷ همان‌طوری که در قسمت‌های قبلی ذکر شده است این فرآورده در میان بخش‌های اقتصادی دارای بیشترین تنوع مصرف است. در میان مناطق و نواحی پخش، استان‌ها و نواحی که دارای بیشترین ترابری و صنعت هستند دارای میزان بیشتری از مصرف نفت گاز هستند.

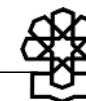
به هر حال در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ منطقه تهران دارای بیشترین سهم در مصرف این فرآورده بود، ولی در سال‌های ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ استان اصفهان از این حیث در رتبه اول قرار گرفتند. این دو منطقه به لحاظ صنعتی بودن نیز از وضعیت بهتری نیز در میان استان‌های کشور برخوردار هستند.

همچنین اطلاعات مندرج در جدول ۳۷ نشان می‌دهد که در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۷ منطقه کهگیلویه و بویراحمد دارای کمترین حجم در میزان توزیع نفت گاز بود و همواره در این سال‌ها سهم این منطقه در مصرف کل ۰/۳ تا ۰/۴ درصد بود.

جدول ۳۷. مصرف نفت گاز به تفکیک مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

(ارقام به هزار لیتر در روز)

ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهم منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهم منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهم منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهم منطقه در سال ۱۳۸۷
۱	آبادان	۱۳۴۹	۱/۷	۱۶۷۶	۱/۹	۱۵۹۷	۱/۸	۱۶۹۳	۱/۸۴
۲	آذربایجان شرقی	۳۵۵۲	۴/۵	۳۳۸۳	۳/۹	۳۳۴۶	۳/۷	۳۱۰۴	۳/۳۸
۳	اردبیل	۸۹۷	۱/۱	۹۳۲	۱/۱	۸۶۴	۱	۱۴۶۴	۱/۵۹
۴	ارومیه	۲۱۰۵	۲/۷	۲۲۲۳	۲/۶	۲۷۱۲	۳	۳۳۴۱	۳/۶۴
۵	اصفهان	۷۱۳۴	۹	۷۹۸۹	۹/۳	۸۱۹۸	۹/۲	۸۷۱۰	۹/۴۹
۶	اهواز	۳۵۱۸	۴/۴	۳۶۴۸	۴/۲	۴۰۲۷	۴/۵	۴۰۰۵	۴/۳۲
۷	ایلام	۴۵۲	۰/۶	۵۵۰	۰/۶	۶۳۰	۰/۷	۶۲۰	۰/۶۷
۸	بوشهر	۲۳۹۲	۳	۲۳۹۰	۲/۸	۲۴۶۰	۲/۸	۳۰۲۷	۳/۲۹
۹	تربت حیدریه	۱۰۳۵	۱/۳	۱۰۱۰	۱/۲	۱۰۳۱	۱/۲	۱۱۳۲	۱/۲۳
۱۰	تهران	۸۴۵۷	۱۰/۷	۹۱۹۰	۱۰/۷	۷۹۰۲	۸/۸	۷۶۸۳	۸/۳۶
۱۱	چابهار	۱۷۰۷	۲/۲	۲۰۲۷	۲/۴	۱۹۰۲	۲/۱	۱۹۵۷	۲/۱۳
۱۲	چالوس	۷۵۲	۰/۹	۷۰۲	۰/۸	۷۷۸	۰/۹	۷۲۰	۰/۷۸
۱۳	چهارمحال و بختیاری	۵۶۴	۰/۷	۶۰۴	۰/۷	۶۷۵	۰/۸	۶۶۳	۰/۷۲
۱۴	خراسان جنوبی	۷۷۰	۱	۸۵۱	۱	۹۱۲	۱	۹۵۸	۱/۰۴
۱۵	خراسان شمالی	۴۴۱	۰/۶	۸۳۶	۱	۹۰۹	۱	۸۲۲	۰/۸۹
۱۶	زاهدان	۲۰۹۲	۲/۶	۲۵۴۱	۳	۲۶۱۷	۲/۹	۲۸۳۹	۳/۰۹
۱۷	زنجان	۹۷۰	۱/۲	۱۰۳۸	۱/۲	۱۲۰۶	۱/۳	۱۲۰۳	۱/۳۱
۱۸	ساری	۲۱۱۶	۲/۷	۲۰۲۶	۲/۴	۲۱۸۱	۲/۴	۲۲۹۷	۲/۵۰
۱۹	سبزوار	۵۲۶	۰/۷	۵۲۱	۰/۶	۵۴۳	۰/۶	۵۳۷	۰/۵۸
۲۰	شاهرود	۱۵۳۲	۱/۹	۱۵۰۰	۱/۷	۱۵۸۱	۱/۸	۱۵۹۰	۱/۷۳



ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهم منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهم منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهم منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهم منطقه در سال ۱۳۸۷
۲۱	فارس	۴۹۷۳	۶/۳	۵۳۳۱	۶/۲	۵۶۲۵	۶/۳	۵۹۳۳	۶/۴۶
۲۲	قزوین	۲۳۴۷	۳	۲۳۸۹	۲/۸	۲۹۸۱	۳/۳	۲۵۳۹	۲/۷۷
۲۳	قم	۱۱۹۵	۱/۵	۱۳۰۲	۱/۵	۱۵۴۶	۱/۷	۱۴۸۵	۱/۶۲
۲۴	کرج	۲۰۹۳	۲/۶	۲۰۶۴	۲/۴	۲۴۰۲	۲/۷	۲۱۳۵	۲/۳۳
۲۵	کردستان	۱۳۳۲	۱/۷	۲۰۶۲	۲/۴	۲۰۵۸	۲/۳	۱۹۶۲	۲/۱۳
۲۶	کرمان	۴۵۷۴	۵/۸	۴۹۱۵	۵/۷	۴۵۲۹	۵/۱	۵۱۴۹	۵/۶۱
۲۷	کرمانشاه	۱۵۴۲	۱/۹	۱۶۲۴	۱/۹	۱۸۵۲	۲/۱	۲۰۲۷	۲/۲۱
۲۸	کهگیلویه و بویراحمد	۲۴۱	۰/۳	۲۹۶	۰/۳	۳۱۹	۰/۴	۳۴۰	۰/۳۷
۲۹	گلستان	۱۲۳۳	۱/۶	۱۲۷۸	۱/۵	۱۳۵۵	۱/۵	۱۳۸۰	۱/۵۰
۳۰	گیلان	۱۸۵۵	۲/۳	۲۱۳۹	۲/۵	۲۵۲۲	۲/۸	۲۱۲۸	۲/۳۲
۳۱	لرستان	۱۴۷۶	۱/۹	۱۴۷۰	۱/۷	۱۵۷۷	۱/۸	۱۶۰۹	۱/۷۵
۳۲	مرکزی (اراک)	۲۱۳۷	۲/۷	۲۳۲۲	۲/۷	۲۸۶۲	۳/۲	۳۱۰۴	۳/۳۸
۳۳	مشهد	۳۱۶۹	۴	۳۳۵۹	۳/۹	۳۸۴۱	۴/۳	۴۰۹۰	۴/۴۵
۳۴	میاندوآب	۹۸۳	۱/۲	۱۰۲۴	۱/۲	۱۱۵۸	۱/۳	۸۶۰	۰/۹۴
۳۵	هرمزگان	۳۵۵۳	۴/۵	۴۱۹۸	۴/۹	۳۸۳۵	۴/۳	۳۷۴۳	۴/۰۷
۳۶	همدان	۱۶۲۳	۲	۱۶۶۲	۱/۹	۱۶۸۷	۱/۹	۱۶۵۲	۱/۷۹
۳۷	یزد	۲۶۸۱	۳/۴	۲۸۹۵	۳/۴	۳۱۶۸	۳/۵	۳۳۰۱	۳/۵۹
	جمع	۷۹۳۶۸	۱۰۰	۸۵۹۶۷	۱۰۰	۸۹۳۸۷	۱۰۰	۹۱۸۰۳	۱۰۰

مأخذ: همان.

اختلاف در سرجمع ناشی از گرد کردن است.

۳-۹. بررسی عملکرد توزیع و مصرف نفت سفید برحسب مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

مصرف نفت سفید در استان‌ها و مناطقی که امکان دسترسی آنها به شبکه سراسری گاز طبیعی وجود ندارد، بیشتر است. به همین دلیل است که مصرف این حامل انرژی همان‌طوری که در جدول ۳۸ نیز نشان داده شده است از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷ کاهش یافته است. بر این اساس مناطق کوهستانی و سردسیر کشور در مصرف این فرآورده سهم بیشتری را به خود اختصاص داده‌اند و همان‌گونه که در جدول نیز آمده است در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۷ منطقه ارومیه بیش از ۷ الی ۹ درصد کل نفت سفید توزیع شده را در مناطق ۳۷گانه پخش به خود اختصاص داد و بر این اساس در رتبه اول قرار گرفت. در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ توزیع این فرآورده در این منطقه در مقایسه با دو سال پیش کاهش یافت و در این دو سال به ترتیب روزانه ۱۴۸۷ و ۱۴۹۴ هزار لیتر نفت سفید در منطقه ارومیه توزیع شد. کمترین حجم توزیع نفت سفید در چهار سال اول برنامه چهارم به مناطق آبادان و چابهار اختصاص داشت.



جدول ۳۸. مصرف نفت سفید به تفکیک مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

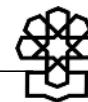
(ارقام به هزار لیتر در روز)

ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهیم منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهیم منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهیم منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهیم منطقه در سال ۱۳۸۷
۱	آبادان	۳۷	۰/۲	۴۰	۰/۲	۳۳	۰/۲	۲۵	۰/۱۴
۲	آذربایجان شرقی	۱۱۵۷	۵/۷	۹۸۶	۵	۹۶۴	۴/۸	۷۳۹	۴/۰۱
۳	اردبیل	۵۰۵	۲/۵	۵۰۴	۲/۶	۵۲۲	۲/۶	۴۸۵	۲/۶۳
۴	ارومیه	۱۵۸۱	۷/۸	۱۴۸۷	۷/۶	۱۴۹۴	۷/۴	۱۸۱۰	۹/۸۳
۵	اصفهان	۹۱۹	۴/۵	۸۴۴	۴/۳	۹۰۸	۴/۵	۶۳۰	۳/۴۲
۶	اهواز	۲۰۴	۱	۲۰۹	۱/۱	۲۱۴	۱/۱	۱۷۹	۰/۹۷
۷	ایلام	۳۱۴	۱/۵	۳۴۴	۱/۷	۳۷۵	۱/۹	۳۲۶	۱/۷۷
۸	بوشهر	۹۲	۰/۵	۱۱۴	۰/۶	۹۳	۰/۵	۱۰۱	۰/۵۵
۹	تربت حیدریه	۵۴۹	۲/۷	۵۰۹	۲/۶	۵۶۶	۲/۸	۶۱۰	۳/۳۱
۱۰	تهران	۹۹۸	۴/۹	۹۳۲	۴/۷	۶۲۸	۳/۱	۵۶۹	۳/۰۹
۱۱	چابهار	۴۰	۰/۲	۵۸	۰/۳	۶۴	۰/۳	۵۹	۰/۳۲
۱۲	چالوس	۴۰۸	۲	۳۶۵	۱/۹	۳۷۵	۱/۹	۳۵۵	۱/۹۳
۱۳	چهارمحال و بختیاری	۲۵۶	۱/۳	۲۶۳	۱/۳	۲۵۶	۱/۳	۱۹۴	۱/۰۵
۱۴	خراسان جنوبی	۴۶۲	۲/۳	۴۶۲	۲/۳	۴۶۶	۲/۳	۵۱۲	۲/۷۸
۱۵	خراسان شمالی	۳۱۲	۱/۵	۳۳۳	۱/۷	۳۹۲	۱/۹	۳۵۵	۱/۹۳
۱۶	زاهدان	۶۸۹	۳/۴	۶۸۰	۳/۵	۶۹۸	۳/۵	۷۸۸	۴/۲۸
۱۷	زنجان	۳۹۳	۱/۹	۴۰۳	۲	۴۶۸	۲/۳	۴۸۲	۲/۶۲
۱۸	ساری	۸۴۱	۴/۱	۷۳۸	۳/۸	۷۷۹	۳/۹	۷۴۹	۴/۰۷
۱۹	سبزوار	۲۱۶	۱/۱	۲۰۶	۱	۲۵۶	۱/۳	۲۳۰	۱/۲۵
۲۰	شاهرود	۱۶۳	۰/۸	۱۳۷	۰/۷	۱۵۲	۰/۸	۱۲۶	۰/۶۸
۲۱	فارس	۸۳۲	۴/۱	۸۶۵	۴/۶	۸۷۱	۴/۳	۸۱۱	۴/۴۱

ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهام منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهام منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهام منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهام منطقه در سال ۱۳۸۷
۲۲	قزوین	۳۵۷	۱/۸	۳۵۵	۱/۸	۳۷۳	۱/۹	۳۳۹	۱/۸۴
۲۳	قم	۸۷	۰/۴	۷۳	۰/۴	۷۷	۰/۴	۷۱	۰/۳۹
۲۴	کرج	۵۳۵	۲/۶	۴۴۳	۲/۳	۴۲۹	۲/۱	۳۴۳	۱/۸۶
۲۵	کردستان	۱۰۹۶	۵/۴	۱۱۲۰	۵/۷	۱۲۰۱	۶	۱۱۳۰	۶/۱۴
۲۶	کرمان	۶۱۱	۳	۵۸۹	۳	۵۷۳	۲/۸	۵۴۹	۳/۹۸
۲۷	کرمانشاه	۸۹۶	۴/۴	۹۶۴	۴/۹	۱۰۰۷	۵	۸۹۲	۴/۸۵
۲۸	کهگیلویه و بویراحمد	۱۵۹	۰/۸	۱۷۲	۰/۹	۱۶۰	۰/۸	۱۴۵	۰/۷۸
۲۹	گلستان	۴۰۹	۲	۳۸۶	۲	۴۴۱	۲/۲	۳۸۲	۲/۰۸
۳۰	گیلان	۱۱۳۵	۵/۶	۱۰۹۳	۵/۶	۱۰۵۰	۵/۲	۱۰۶۹	۵/۸۱
۳۱	لرستان	۵۷۲	۲/۸	۵۷۲	۲/۹	۶۰۸	۳	۵۵۱	۲/۹۹
۳۲	مرکزی (اراک)	۴۲۵	۲/۱	۴۱۴	۲/۱	۵۵۱	۲/۷	۳۲۱	۱/۷۴
۳۳	مشهد	۸۵۲	۴/۲	۸۰۷	۴/۱	۸۹۶	۴/۵	۸۶۱	۴/۶۷
۳۴	میاندوآب	۱۲۰۸	۶	۱۲۴۳	۶/۳	۱۲۳۸	۶/۲	۷۵۲	۴/۰۸
۳۵	هرمزگان	۶۰	۰/۳	۶۱	۰/۳	۵۲	۰/۳	۶۰	۰/۳۲
۳۶	همدان	۵۶۷	۲/۸	۵۵۹	۲/۸	۵۴۰	۲/۷	۴۷۳	۲/۵۷
۳۷	یزد	۳۵۸	۱/۸	۳۴۱	۱/۷	۳۴۹	۱/۷	۳۳۶	۱/۸۳
	جمع	۲۰۲۹۳	۱۰۰	۱۹۶۷۱	۱۰۰	۲۰۱۱۶/۲	۱۰۰	۱۸۴۰۹	۱۰۰

مأخذ: همان.

اختلاف در سرجمع ناشی از گرد کردن است.



۴-۳-۹. بررسی عملکرد توزیع و مصرف نفت کوره برحسب مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

بخش عمده‌ای از مصرف این فرآورده در استان‌ها و مناطقی است که دارای نیروگاه‌های بخاری، صنایع بزرگ و ناوگان دریایی هستند. با این استنباط، منطقه اصفهان با ۱۱ ناحیه همواره در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۷ بیشترین میزان از نفت کوره مصرفی کشور را به مصرف رسانده‌اند و سهم این منطقه از مصرف کل نفت کوره کشور در سال ۱۳۸۷ حدود ۲۰ درصد بود. منطقه هرمزگان نیز با توجه به برخورداری از حمل‌ونقل دریایی، سهم قابل توجهی از مصرف این فرآورده را به خود اختصاص داده است. سهم مناطقی چون آذربایجان شرقی و قزوین نیز در میان مناطق ۳۷گانه قابل توجه است.

به‌طور کلی در این سال‌ها منطقه چالوس دارای کمترین میزان توزیع نفت کوره بود و پس از این منطقه، مناطق گیلان و گلستان در رتبه‌های بعدی قرار گرفتند.

جدول ۳۹. مصرف نفت کوره به تفکیک مناطق پخش از سال ۱۳۸۴-۱۳۸۷

(ارقام به هزار لیتر در روز)

ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهم منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهم منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهم منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهم منطقه در سال ۱۳۸۷
۱	آبادان	۹۸	۰/۲	۱۴۵	۰/۳	۱۳۹	۰/۳	۱۰۰	۰/۲۱
۲	آذربایجان شرقی	۳۵۱۴	۸/۶	۳۴۱۹	۸	۳۱۵۵	۶/۹	۳۴۷۱	۷/۳۸
۳	اردبیل	۱۶۱	۰/۴	۱۶۴	۰/۴	۱۲۰	۰/۳	۹۶	۰/۲۰
۴	ارومیه	۷۳۴	۱/۸	۷۲۷	۱/۷	۶۷۵	۱/۵	۷۷۱	۱/۶۴
۵	اصفهان	۵۳۷۶	۱۳/۲	۶۳۹۳	۱۵	۷۳۳۲	۱۶	۹۳۴۹	۱۹/۸۹
۶	اهواز	۲۲۴۳	۵/۵	۱۴۷۹	۳/۵	۱۸۳۲	۴	۱۹۳۸	۴/۱۲
۷	ایلام	۱۷۶	۰/۴	۱۸۷	۰/۴	۲۱۴	۰/۵	۲۲۰	۰/۴۷
۸	بوشهر	۹۶۵	۲/۴	۹۸۱	۲/۳	۱۲۷۳	۲/۸	۴۳۵	۰/۹۳
۹	تربت حیدریه	۳/۸	۰/۸	۳۱۵	۰/۷	۳۱۰	۰/۷	۳۶۸	۰/۷۸
۱۰	تهران	۲۱۹۶	۵/۴	۲۴۱۲	۵/۶	۲۶۸۵	۵/۹	۱۵۷۸	۳/۳۶
۱۱	چابهار	۱۴۹۵	۳/۷	۱۵۸۹	۳/۷	۱۶۹۴	۳/۷	۱۶۹۴	۳/۶۰
۱۲	چالوس	۱۲	۰/۰۳	۷	۰/۰۲	۷	۰/۰۲	۷	۰/۰۱۵
۱۳	چهارمحال و بختیاری	۱۲۹	۰/۳	۸۰	۰/۲	۸۹	۰/۲	۹۵	۰/۲۰
۱۴	خراسان جنوبی	۳۷۸	۰/۹	۴۲۰	۱	۴۱۹	۰/۹	۵۰۹	۱/۰۸
۱۵	خراسان شمالی	۱۴۲	۰/۳	۱۴۹	۰/۳	۲۰۵	۰/۴	۲۱۳	۰/۴۹
۱۶	زاهدان	۳۳۶	۰/۸	۳۷۴	۰/۹	۳۵۹	۰/۸	۴۹۳	۱/۰۵
۱۷	زنجان	۲۲۳	۰/۵	۲۱۹	۰/۵	۲۳۰	۰/۵	۲۷۵	۰/۵۸
۱۸	ساری	۱۷۳۴	۴/۳	۲۰۳۷	۴/۸	۲۴۶۹	۵/۴	۲۴۶	۵/۲۳
۱۹	سیزوار	۲۷۸	۰/۷	۲۸۹	۰/۷	۲۷۵	۰/۶	۳۶۴	۰/۷۷
۲۰	شاهرود	۸۱۱	۲	۶۳۶	۱/۵	۶۷۸	۱/۵	۵۹۸	۱/۲۷



ردیف	منطقه	۱۳۸۴	سهام منطقه در سال ۱۳۸۴	۱۳۸۵	سهام منطقه در سال ۱۳۸۵	۱۳۸۶	سهام منطقه در سال ۱۳۸۶	۱۳۸۷	سهام منطقه در سال ۱۳۸۷
۲۱	فارس	۱۱۱۰	۲/۷	۱۴۵۸	۳/۴	۱۵۴۸	۳/۴	۱۳۸۷	۲/۹۵
۲۲	قزوین	۲۶۷۵	۶/۶	۲۹۰۱	۶/۸	۳۷۲۶	۸/۱	۳۹۳۱	۸/۳۶
۲۳	قم	۵۴۶	۱/۳	۵۵۹	۱/۳	۵۲۸	۱/۲	۶۱۷	۱/۳۱
۲۴	کرج	۱۵۶۵	۳/۸	۱۱۸۹	۲/۸	۱۶۳۵	۳/۶	۱۹۴۹	۴/۱۵
۲۵	کردستان	۹۳	۰/۲	۸۶	۰/۲	۱۱۸	۰/۳	۱۲۱	۰/۲۶
۲۶	کرمان	۱۱۶۵	۲/۹	۱۲۲۹	۲/۹	۱۱۷۷	۲/۶	۱۳۲۸	۲/۸۲
۲۷	کرمانشاه	۱۴۲۹	۳/۵	۱۲۵۱	۲/۹	۱۴۳۳	۳/۱	۱۵۹۹	۳/۴۰
۲۸	کهگیلویه و بویراحمد	۵۸	۰/۱	۶۶	۰/۲	۲۴	۰/۱	۲۴	۰/۰۵۱
۲۹	گلستان	۲۰۰	۰/۵	۲۱۴	۰/۵	۲۳۲	۰/۵	۲۷۹	۰/۵۹
۳۰	گیلان	۴۴	۰/۱	۴۱	۰/۱	۳۰	۰/۱	۳۹	۰/۰۸۳
۳۱	لرستان	۳۶۴	۰/۹	۳۲۶	۰/۸	۲۹۴	۰/۶	۳۷۲	۰/۷۹
۳۲	مرکزی (اراک)	۲۱۰۶	۵/۲	۳۲۷۹	۷/۷	۲۷۷۸	۶/۱	۳۴۱۷	۷/۲۷
۳۳	مشهد	۱۵۰۳	۳/۷	۱۱۸۹	۲/۸	۱۰۸۵	۲/۴	۱۲۴۷	۲/۶۵
۳۴	میاندوآب	۲۴۴	۰/۶	۳۴۱	۰/۸	۳۰۲	۰/۷	۲۵۴	۰/۵۴
۳۵	هرمزگان	۳۸۸۴	۹/۵	۴۳۷۵	۱۰/۲	۳۹۲۹	۸/۶	۲۲۶۲	۴/۸۱
۳۶	همدان	۱۰۷۳	۲/۶	۹۷۹	۲/۳	۱۴۱۹	۳/۱	۱۴۷۵	۳/۱۴
۳۷	یزد	۱۲۸۶	۳/۲	۱۲۲۰	۲/۹	۱۳۸۹	۳	۱۶۶۱	۳/۵۳
	جمع	۴۰۶۶۲	۱۰۰	۴۲۷۲۶	۱۰۰	۴۵۸۰۷	۱۰۰	۴۷۰۱۶	۱۰۰

مأخذ: همان.

اختلاف در سرجمع ناشی از گرد کردن است.

۱۰. بررسی تراز مربوط به پنج فرآورده عمده نفتی در سال ۱۳۸۷

ترازنامه انرژی ماتریس یا جدولی است که ستون‌های آن منابع یا سوخت‌های مختلف و سطرهای آن مصارف انرژی را در فعالیت‌های مختلف نشان می‌دهد. بنابراین سلول‌های این ماتریس نشان می‌دهد که فعالیت مربوط در هر سطر چه میزان انرژی به سوخت ستون مربوط به آن سطر اضافه یا کسر کرده است. ترازنامه انرژی به صورت یک سیستم حسابداری است که جریان انرژی را در یک اقتصاد در سطح منطقه‌ای، استانی یا ملی در طی یک دوره معین زمانی و معمولاً یک سال تقویمی نشان می‌دهد. با این توضیح چنین ترکیبی از اطلاعات با استفاده از کامل‌ترین منابع در دسترس آمارهای رسمی انرژی درخصوص تولید، تبدیل و مصرف، به علاوه واردات و صادرات حامل‌های انرژی ساخته می‌شود. در ترازنامه انرژی تبدیلات، تلفات و مصارف تمامی اشکال انرژی با واحد اندازه‌گیری یکسانی ثبت می‌شود.^۱

بر این اساس استخراج تراز مربوط به فرآورده‌ها و دیگر حامل‌های انرژی نمی‌تواند از این قاعده کلی فراتر شود. با این الگو در این قسمت تراز مربوط به پنج فرآورده عمده نفتی در سال ۱۳۸۷ ارائه می‌شود.

۱۰-۱. تراز گاز مایع

تراز کل گاز مایع با توجه به توضیحات مربوط به الگوی کلی استخراج تراز، در جدول ۴۰ ارائه شده است. این تراز براساس تولید این فرآورده از مایعات و میعانات گازی در پالایشگاه‌های نفت، مجتمع پتروشیمی و پالایشگاه‌های گازی، مصارف داخلی و تأمین مازاد تقاضای آن از طریق واردات تهیه شده است. جزئیات بیشتر مربوط به آن در جدول ۴۰ ذکر شده است.

۱. وزارت نیرو، معاونت امور انرژی، ترازنامه انرژی، سال ۱۳۸۱، ص ۵۰۳.



(ارقام به تن در سال)

جدول ۴۰. تراز گاز مایع کشور

۱۳۸۷	۱۳۸۶				
۱۵۴۴۹۴۰	۱۵۲۲۱۷۵	پالایشگاه نفت (گاز مایع)	شرکت ملی گاز	تولیدات	
۱۴۸۷۱	۱۳۳۸۹	فجر جم			
۶۷۷۰۰۱	۷۸۶۱۸۷	پارس جنوبی (فاز ۴ و ۵) (مجموع پروپان و بوتان)			
۲۶۰۳۸	۲۹۵۶۷	سرخون و قشم (گاز مایع)			
۲۷	-	ایلام			
۱۸۷۸۴۰۸	۱۹۹۲۹۸۹	بندر امام (مجموع پروپان و بوتان)	شرکت ملی صنایع پتروشیمی		
۸۶۰۷۲۲	۶۳۵۳۳۶	پارس (مجموع پروپان و بوتان)			
۳۱۱۴۲۰	۲۹۳۰۵۰	خارک (مجموع پروپان و بوتان)			
۴۶۲۶۱	۴۰۵۸۸	بوعلی سینا (گاز مایع)			
۷۴۸۰۷	۳۱۶۵۰	برزویه			
۵۴۳۴۴۹۴	۵۳۴۴۹۳۱	جمع کل تولید			
۲۸۹۱۴۰	۲۶۸۰۰۰	جمع کل واردات (از کشور ترکمنستان برای مصارف داخلی)			
۵۷۲۳۶۳۴	۵۶۱۲۹۳۱	مجموع تولید و واردات			
۲۱۰۷۷۷۶	۲۰۸۴۴۸۲	مصرف بخش‌های مختلف اقتصادی اجتماعی	مصارف داخلی	تحويل به‌عنوان خوراک به مجتمع‌ها	
۲۱۰۷۷۷۶	۲۰۸۴۴۸۲	جمع کل مصارف داخلی			
۴۱۴۰۰	۴۰۵۸۸	از پتروشیمی بوعلی سینا	پتروشیمی		
-	۲۰۰۰۰	از پتروشیمی بندر امام			
۶۱۰۰۰	۳۱۶۵۰	از پتروشیمی برزویه			
۱۰۲۴۰۰	۹۲۲۳۸	جمع کل تحويل به‌عنوان خوراک به مجتمع‌ها			
۱۳۸۳۱۴۰	۱۵۴۳۰۰۰	بندر امام	پتروشیمی	صادرات	
۸۲۸۶۰۰	۶۱۰۰۰۰	پارس			
۱۴۷۹۰۰	۱۶۲۰۰۰	خارک			
۲۰۰	-	آریاساسول			
۵۴۷۰۰۰	۷۸۱۵۷۰/۸۵	شرکت ملی نفت			
۲۹۰۶۸۴۰	۳۰۹۶۵۷۰/۸۵	جمع کل صادرات			
۵۱۱۷۰۱۶	۵۲۷۳۲۹۰/۸۳	مجموع مصرف و صادرات			
۶۰۶۶۱۸/۴۶۸	۳۳۹۶۴۰/۴۸۳	مازاد برای صادرات			

مأخذ: ترازنامه هیدرکربوری کشور، سال ۱۳۸۷.

همان‌طوری که جدول نشان می‌دهد در واحدهای پتروشیمی چون مجتمع پتروشیمی بندر امام، پارس، خارک و برزویه و پالایشگاه‌های گازی نظیر سرخون و فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی مقداری گاز مایع تولید می‌شود که میزان آن در سال ۱۳۸۷ در مقایسه با سال ۱۳۸۶، ۱/۷ درصد رشد داشته است که بخشی از این رشد به افزایش تولید مجتمع پتروشیمی برزویه اختصاص دارد.

۱۰-۲. تراز بنزین موتور در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷

بنزین موتور مصرفی کشور به‌رغم گاز مایع یا از طریق تولید پالایشگاه‌های داخلی (۹ پالایشگاه نفت) و یا از طریق واردات تأمین می‌شود. بنابراین در تراز مربوط به این فرآورده، تولید بنزین، واردات، برداشت و ذخیره و تلفات لحاظ می‌شود. تراز مربوط به این فرآورده نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۷ به‌منظور تأمین نیاز داخلی، واردات افزایش یافته است و در مجموع به‌دلیل کم بودن عرضه در مقایسه با مصرف، بخشی از مصرف از طریق برداشت از ذخیره تأمین شده است. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۴۱ آمده است.

جدول ۴۱. تراز بنزین موتور در سال‌های ۱۳۸۰ الی ۱۳۸۷

(ارقام به میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

تراز بنزین موتور	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷
واردات بنزین	۱۵/۶۳	۲۰/۹۱	۳۰/۳۲	۴۵/۴۹	۴۹/۷۸	۵۵/۱۸	۳۸/۲۲	۴۱/۴۷
صادرات بنزین	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
تولید بنزین موتور	۷۴/۵۱	۷۷/۳۶	۸۰/۰۱	۸۰/۸۰	۸۴/۹۶	۸۹/۶۳	۹۰/۴۷	۸۹/۴۸
مصرف بنزین موتور	-۹۱/۹۴	-۱۰۱/۲۸	-۱۱۲/۷۳	-۱۲۲/۰۶	-۱۳۴/۵۱	-۱۴۷/۷۱	-۱۲۹/۳۴	-۱۳۴/۶۸
تلفات انتقال و توزیع								-۰/۲۸
برداشت/ (ذخیره)	۱/۸۰	۳/۰۱	۲/۴۰	-۴/۲۴	-۰/۲۳	۲-۹۱	-۰/۶۵	۴/۰۲
تراز تولید و تحویل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰

مأخذ: همان.

۱۰-۳. تراز نفت سفید در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷

تراز مربوط به نفت سفید در جدول ۴۲ ارائه شده است. این تراز نشان می‌دهد که میزان تولید این فرآورده در مقایسه با سال ۱۳۸۶ کاهش یافته است و مصرف آن نیز به‌دلیل توسعه گازرسانی در کشور نیز کاهش یافته است. در مجموع به‌دلیل اینکه تولید بیشتر از مصرف بود، در سال ۱۳۸۷ بخشی از این فرآورده به کشور عراق صادر شده است و بخشی از این فرآورده نیز ذخیره شده است.



جدول ۴۲. تراز نفت سفید در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷

(ارقام به میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

تراز نفت سفید	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷
واردات نفت سفید	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
صادرات نفت سفید	-۱/۶۰	-۴/۲۳	-۳/۲۴	-۱/۳۰	-۰/۶۸	-۰/۴۵	-۰/۳۰	-۱/۰۸
تولید نفت سفید	۵۸/۲۹	۵۲/۹۹	۵۳/۱۱	۴۹/۴۲	۴۳/۶۱	۴۵/۱۷	۴۶/۵۳	۴۵/۹۴
مصرف نفت سفید	-۵۲/۷۱	-۵۱/۱۱	-۴۶/۴۶	-۴۶/۱۵	-۴۴/۰۷	-۴۲/۲۹	-۴۳/۹۱	-۴۰/۸۱
تلمبه‌خانه	-۱/۰۷	-۰/۵۷	-۰/۴۵	-۰/۶۹	-۰/۵۷	-۰/۵۰	-۰/۴۶	-۰/۴۶
تلفات انتقال و توزیع								-۰/۲۱
برداشت/ (ذخیره)	-۲/۹۱	۲/۹۳	-۲-۹۶	-۱/۲۹	۱/۷۱	-۱/۹۳	-۱/۸۵	-۳/۳۸
تراز تولید و تحویل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰

مأخذ: همان.

۴-۱۰. تراز نفت گاز در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷

تراز نفت گاز به تناسب تنوع مصرف آن در بخش‌ها با تراز نفت سفید و بنزین، متفاوت‌تر است. در سال ۱۳۸۷، تنظیم بازار مصرف این فرآورده باعث شده است تا میزان واردات و تولید آن افزایش یابد. ضمن اینکه بخشی از مصرف داخل نیز از طریق برداشت از موجودی مخازن ذخیره تأمین شده است. در جدول ۴۳ تراز مربوط به نفت گاز با جزئیات بیشتر ارائه شده است.

جدول ۴۳. تراز نفت گاز در سال‌های ۱۳۸۰ الی ۱۳۸۷

(ارقام به میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

تراز نفت گاز	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷
واردات نفت گاز	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۳۸	۰/۶۵	۱۱/۴۷	۱۵/۶۸	۱۷/۳۱
صادرات نفت گاز	-۴/۵۲	-۴/۵۲	-۱/۳۶	۷/۵۶	-۳/۳۰	-	-۰/۵۰	-۱/۹۰
تولید نفت گاز	۱۵۹/۷۸	۱۶۲/۱۳	۱۶۴/۹۱	۱۷۴/۱۴	۱۷۸/۵۷	۱۸۱/۴۱	۱۸۳/۸۳	۱۹۴/۰۴
مصرف نفت گاز شامل نیروگاه	-۱۵۵/۷۳	-۱۵۹/۵۵	-۱۶۲/۳۳	-۱۶۹/۴۲	-۱۷۸/۹۷	-۱۹۴/۱۶	-۲۰۰/۴۶	-۲۰۸/۱۹
تلمبه‌خانه	۰/۰۰	-۰/۱۵	-۰/۰۸	۰/۰۰	-۰/۱۱	-۱/۰۲	-۰/۰۷	-۰/۱۲
سوخت کشتی‌های بین‌المللی								-۲/۲۷
تلفات انتقال و توزیع								-۰/۸۹
برداشت/ (ذخیره)	۰/۴۷	۲/۰۹	-۱/۱۳	۲/۴۶	۳/۱۶	۲/۳۰	۱/۵۳	-۴/۰۲
تراز تولید و تحویل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰

مأخذ: همان.

۵-۱۰. تراز نفت کوره در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷

تراز نفت کوره در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۸۷ نشان می‌دهد که همواره تولید این فرآورده بیشتر از مصارف داخلی آن بوده است. این وضعیت در سال ۱۳۸۷ باعث شده است که بخشی از آن صادر و بخش دیگر نیز در قالب سوخت‌رسانی به کشتی‌های بین‌المللی عرضه شود. ضمن اینکه در سال ۱۳۸۷ از موجودی مخازن ذخیره نیز مقداری نفت کوره برداشت شده است. جزئیات بیشتر مربوط به تراز نفت کوره در جدول ۴۴ ذکر شده است.

جدول ۴۴. تراز نفت کوره در سال‌های ۱۳۸۰ الی ۱۳۸۷

(ارقام به میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

تراز نفت کور	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷
واردات نفت کوره	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
صادرات نفت کوره	-۱۰۰/۹۰	-۱۰۸/۷۳	-۱۰۵/۳۷	-۹۶/۰۳	-۹۵/۰۱	-۹۹/۱۸	-۷۲/۱۳	-۶۴/۴۷
تولید نفت کوره	۲۰۶/۵۴	۲۰۶/۵۰	۱۹۸/۷۶	۱۹۳/۱۸	۱۹۶/۱۹	۱۹۶/۳۷	۱۸۸/۱۷	۱۹۹/۳۱
مصرف نفت کوره شامل نیروگاه	-۱۰۷/۶۷	-۱۰۲/۳۹	-۹۶/۶۴	-۹۷/۳۸	-۱۰۴/۸۳	-۱۱۰/۵۲	-۱۱۶/۲۶	-۱۲۸/۴۷
سوخت کشتی‌های بین‌المللی	-۰/۳۶	-۰/۱۳	-۰/۱۷	-۰/۲۲	-۰/۲۰	-۳/۸۸	-۸/۱۸	-۹/۳۹
تلفات انتقال و توزیع								-۰/۴۱
برداشت/ ذخیره	۲/۳۹	۴/۷۵	۳/۴۱	۰/۴۴	۳/۸۵	۱۷/۲۲	۸/۴۱	۳/۴۳
تراز تولید و تحویل	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰

مأخذ: همان.

۱۱. اصلاح وضع مالی و وضعیت نیروی انسانی در شرکت ملی پالایش و پخش

فرآورده‌های نفتی

در شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران قیمت تمام شده فرآورده‌ها به صورت تقریبی محاسبه می‌شود. به‌منظور کنار گذاشتن این روش و استفاده از روشی علمی برای محاسبه قیمت تمام شده و برای دستیابی به هدف مربوط به شفاف شدن هزینه‌ها و کنترل آنها در سالیان اخیر اقداماتی به‌منظور به‌کارگیری از این روش انجام شده است. بر این اساس در جلد سوم مستندات مربوط به برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور (۱۳۸۴-۱۳۸۸) این‌گونه آمده است:

«به‌کارگیری نظام حسابداری صنعتی جهت شفاف‌سازی هزینه‌ها» با وجود چنین هدفی در برنامه چهارم توسعه، هدف مذکور در سال‌های برنامه محقق نشد و این موضوع حتی در زمان بررسی لایحه برنامه پنجم توسعه ازسوی کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی به کمیسیون



تلفیق برنامه پنجم نیز ارائه شد که در کمیسیون تلفیق حذف شده است. با این توضیح وضعیت مالی شرکت مورد نظر در محاسبه قیمت تمام شده همانند گذشته از روش علمی تبعیت نمی‌کند و اصلاح وضع مالی این شرکت به نتیجه قابل انتظار منتهی نشده است.

در بخش نیروی انسانی، مطابق تعاریف ارائه شده در متون کلاسیک علم اقتصاد، کار (نیروی انسانی) از جمله عوامل تولید به شمار می‌رود. با توجه به وجود ارتباط مستقیم بین سطح آموزش و کارآیی،^۱ هر قدر این عامل تولید از آموزش بیشتری برخوردار باشد که به ارتقای سطح تحصیلی آن نیز منجر خواهد شد، کارآیی آن افزایش خواهد یافت.^۲ تبعیت از چنین الگوهایی باعث شده است که در شرکت این تغییرات با بررسی مقاطع تحصیلی کارکنان این شرکت در سال‌های اخیر روشن شود.

جدول ۴۵. تعداد کارکنان شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی به تفکیک مدرک تحصیلی

در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

مقاطع تحصیلی	۱۳۸۴	*۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
زیردیپلم	۷۶۳۳		۶۳۳۴	۵۵۳۵	۵۰۳۹
دیپلم	۷۷۸۹		۸۲۵۸	۸۲۷۴	۸۳۶۳
فوق دیپلم	۲۰۴۰		۲۶۷۱	۲۷۸۱	۲۸۲۶
لیسانس	۳۲۵۷		۳۹۰۹	۴۲۲۸	۴۵۲۰
فوق لیسانس	۳۸۱		۵۸۶	۶۸۸	۷۷۳
دکتری	۳		۷	۸	۸
جمع	۲۱۱۰۳	۲۱۱۸۶	۲۱۷۳۱	۲۱۵۱۴	۲۱۵۲۹

مأخذ: گزارش عملکرد سال‌های مختلف شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی.

* صورت وضعیت نیروی انسانی به تفکیک مدارک تحصیلی در سال ۱۳۸۵ در دسترس نبود.

ارقام مندرج در جدول نشان می‌دهد که تعداد کل نیروی انسانی شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران در دوره برنامه چهارم از رشد متوسط ۵/۰ درصد برخوردار بوده است. در این سال‌ها با توجه به توضیحات ارائه شده در مورد سطح تحصیلات و ارتقای آن، این شرکت تلاش کرده است تا نیروهای مربوط به مقطع تحصیلی زیر دیپلم را کاهش دهد. این سیاست باعث شد که نیروهای موجود در این مقطع تحصیلی کاهش یابد. به‌رغم پیگیری این سیاست همواره در سال‌های برنامه چهارم نیروهای مربوط به مقطع تحصیلی دیپلم بیشترین سهم را در میان کارکنان سایر مقاطع داشته است. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۴۵ ارائه شده است.

۱. برای اطلاع بیشتر رجوع کنید به کتاب «مباحثی از اقتصاد آموزش و پرورش»، تألیف مصطفی عمادزاده.

۲. لازم به توضیح است که بررسی این ارتباط مستقیم در شرکت مورد نظر به مطالعه بیشتری نیاز دارد.

۱۲. بررسی اتلاف و ضایعات در پالایشگاه‌های نفت در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

در چرخه عملیات صنعت نفت و انرژی که شامل فرایند تولید، فرآورش، تبدیل، انتقال و توزیع هستند، بین مقدار انرژی ورودی و خروجی هر فرایند بدون در نظر گرفتن انرژی مربوط به سوخت خود مصرفی فرایندها، شاخص تلفات انرژی تعریف می‌شود که در سال‌های اخیر این وضعیت در مورد پالایشگاه‌های نفتی کشور به صورت زیر بوده است. در مورد پالایشگاه‌های نفت، این تلفات به فرایند فرآورش نفت خام مربوط می‌شود که از جمله فرایندهای مربوط به سیستم‌های مختلف عملیاتی است. مقدار تلفات در این بخش به بهره‌وری فرایندهای عملیاتی مختلف در پالایشگاه‌ها بستگی دارد. تلفات و ضایعات در پالایشگاه‌های نفت، از اختلاف وزنی خوراک نفت خام ورودی و فرآورده‌های تولیدی به دست می‌آید و به صورت درصد وزنی بر خوراک نفت خام گزارش می‌شود و با دو عنوان ضایعات مجاز و غیرمجاز در پالایشگاه‌ها تعریف می‌شود. ضایعات مجاز جز اصل و ذات فرایند پالایش است که غیرقابل جلوگیری و بازیافت است و ضایعات غیرمجاز جزء تلفاتی است که با نظارت عملیاتی و تعمیرات، قابل بازیافت و جلوگیری است. جزئیات مربوط به اتلاف و ضایعات در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ در جدول ۴۶ ذکر شده است.

بررسی ارقام مربوط به موازنه وزنی مواد ورودی و میزان سوخت و ضایعات پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۴ نشان می‌دهد که در پالایشگاه‌های ۹ گانه کشور میانگین میزان سوخت مصرف شده معادل ۵/۰۲ درصد و کل هدر رفتگی‌ها (اعم از ضایعات مجاز به میزان ۸۲۱/۰ درصد و غیرمجاز به میزان ۳۲۸/۰ درصد) برابر با ۱۴۹/۱ درصد بود. بر این اساس کل سوخت و ضایعات ۶/۱۷ درصد بود. همچنین بازیافت فرآورده‌ها در این سال ۹۴/۱ درصد بود.

ارقام مربوط به این بخش در سال ۱۳۸۵ نشان می‌دهد که میانگین میزان سوخت پالایشگاه‌ها و کل هدر رفتگی‌ها (ضایعات) به ترتیب ۵/۰۷ و ۱۰۴۱/۰ درصد است. لذا کل سوخت و ضایعات ۶/۱۱ درصد و بازیافت فرآورده‌ها ۹۳/۹ درصد بود که در مقایسه با سال ۱۳۸۴ به میزان ۱ درصد کاهش و ۰/۲ درصد افزایش نشان می‌دهند.

در سال ۱۳۸۶ میانگین میزان سوخت پالایشگاه‌ها برابر با ۵/۱۷ درصد بود. کل هدر رفتگی‌ها با احتساب ضایعات مجاز (به میزان ۶۹۸/۰ درصد) و غیرمجاز (به میزان ۲۶۰/۰ درصد) در این سال، ۹۵۸/۰ درصد بود. کل ضایعات و سوخت مصرفی در سال ۱۳۸۶ به میزان ۶/۱۳ درصد بود. بازیافت فرآورده در این سال ۹۳/۹ درصد بود که در مقایسه با سال ۱۳۸۵ تغییری نداشت. همچنین سوخت مصرفی در سال ۱۳۸۶ در مقایسه با سال ۱۳۸۵، به میزان ۱/۹۷ درصد رشد داشت. در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ میانگین بازیافت محصولات به ترتیب ۹۴/۲ و ۹۴/۲ درصد بود. کل ضایعات



مصرفی (ضایعات مجاز ۱ درصد) در سال ۱۳۸۷ به میزان ۱ درصد بود. در سال ۱۳۸۸ نیز مجموع ضایعات مجاز (به میزان ۵۳۰/۰ درصد) و غیرمجاز (به میزان ۴۰۹/۰ درصد) به میزان ۹۳۹/۰ درصد بود. این میزان ضایعات نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۸، ضایعات پالایشگاه‌ها به میزان ۶ درصد کاهش یافته است. همچنین بازیافت محصولات نیز در سال ۱۳۸۸ در مقایسه با سال ۱۳۸۷ به میزان ۲/۰ درصد رشد داشته است.

جدول ۴۶. مقایسه بین متوسط درصد بازیافت محصولات، سوخت مصرفی و ضایعات

در پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ (ارقام به درصد)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
بازیافت محصولات	۹۳/۸	۹۳/۹	۹۳/۹	۹۴	۹۴/۲
سوخت مصرفی	۵/۰۲	۵/۰۷	۵/۱۷	۵	۴/۸۹
ضایعات	۱/۱۵	۱/۰۴۱	۰/۹۶	۱	۰/۹۳۹

مأخذ: همان.

۱۳. بررسی برنامه‌های توسعه شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران

۱۳-۱. بررسی برنامه توسعه و احداث پالایشگاه‌ها براساس قوانین بودجه سنواتی

اطلاعات مندرج در جدول ۹ نشان می‌دهد الگوی پالایشی ایران در مقایسه با برخی نقاط دنیا بسیار نامناسب است. این وضعیت با بررسی تولید انواع فرآورده‌ها و سهم هر یک در پالایشگاه‌های ۹ گانه، واقعیت‌های بیشتری را نشان می‌دهد. جزئیات بیشتر مربوط به این بخش در جدول ۱۵ ذکر شده است.

براساس اطلاعات مندرج در این جدول، در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ سهم تولید نفت کوره در پالایشگاه آبادان بیش از ۴۰ درصد بود و سهم تولید این فرآورده در پالایشگاه بندرعباس که یکی از جدیدترین پالایشگاه‌های کشور است و در سال ۱۳۷۶ به بهره‌برداری رسید، در سال‌های مورد نظر تفاوت چندانی با پالایشگاه آبادان ندارد. تولید بیش از اندازه این فرآورده که در بازارهای جهانی دارای ارزش قیمتی زیادی نیست به این منجر می‌شود که ائتلاف منابع بسیاری در کشور صورت گیرد. به‌منظور رهایی از این وضعیت و کاهش تولید نفت کوره و سایر فرآورده‌های سنگین از سال ۱۳۸۴ در قوانین بودجه سنواتی تکالیفی برای وزارت نفت و شرکت ملی نفت تعیین شد که در ادامه این نوشتار توضیح داده می‌شود.

در بند «خ» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۴ در مورد تغییر الگوی پالایشی و بهینه‌سازی

پالایشگاه‌ها این‌گونه آمد:

«شرکت ملی نفت ایران مکلف است با رعایت ضوابط اقتصاد مهندسی پالایش و بند «ث» تبصره «۲» این قانون، نسبت به اجرای بهینه‌سازی و بازسازی پالایشگاه‌ها با هدف افزایش تولید روزانه بنزین معادل ۲۰ میلیون لیتر به مبلغ دو میلیارد و پانصد و پنجاه میلیون (۲,۵۵۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار اقدام کند».

هدف فوق‌الذکر در قانون بودجه سال ۱۳۸۵ کل کشور با جزئیات بیشتری به صورت زیر آمد.

به‌طوری که در جزء «۱» بند «د» تبصره «۱۱» این قانون این‌گونه آمده بود:

«وزارت نفت از طریق شرکت‌های دولتی تابعه زیربط مکلف است:

۱- با رعایت ضوابط اقتصاد مهندسی پالایش نسبت به بهینه‌سازی و بازسازی پالایشگاه‌های اصفهان و اراک به گونه‌ای برنامه‌ریزی و اقدام کند که حداکثر تا پایان سال ۱۳۸۷ حداقل، تغییرات زیر نسبت به پایان سال ۱۳۸۴ در تولیدات روزانه این دو پالایشگاه رخ دهد:

- تولید نفت کوره بیست میلیون (۲۰,۰۰۰,۰۰۰) لیتر کاهش یابد.

- تولید بنزین با اکتان ۹۰، ۹۲ و ۹۵ بیست و سه میلیون و پانصد هزار (۲۳,۵۰۰,۰۰۰) لیتر افزایش یابد.

- تولید نفت گاز چهار میلیون (۴۰۰,۰۰۰) لیتر افزایش یابد.

- تولید گاز مایع (LPG) سه میلیون و پانصد هزار (۳۵۰,۰۰۰) لیتر افزایش یابد.

تا سقف دومیلیارد و هشتصد و پنجاه میلیون (۲,۸۵۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار اعتبار مورد نیاز اجرای این

طرح در سال‌های اجرایی به صورت فاینانس و یا بیع متقابل تأمین خواهد شد.

سرمایه‌گذاری‌های موضوع این بند در صورت امکان از طریق بیع متقابل و در صورت عدم

امکان از طریق فاینانس در چارچوب قانون استفاده از منابع مالی خارجی مصوب ۱۳۸۴/۸/۲۱ مجمع تشخیص مصلحت نظام قابل اجرا خواهد بود».

هدفگذاری در مورد تغییر الگوی پالایشی در قانون بودجه سال ۱۳۸۶ نیز پیگیری شد و بدین

منظور در بند «ب» تبصره «۱۱» قانون بودجه این سال این‌گونه آمد:

«وزارت نفت از طریق شرکت‌های دولتی تابعه زیربط و شرکت ملی پالایش و پخش

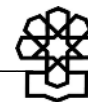
فرآورده‌های نفتی ایران مجازند در راستای افزایش تولید گاز و فرآورده‌های استاندارد با ارزش

مورد نیاز کشور (بنزین و نفت گاز) و پالایش نفت خام خیلی سنگین و میعانات گازی و با رعایت

ضوابط اقتصاد مهندسی پالایش، نسبت به اجرای طرح‌های زیر از طریق تسهیلات مالی خارجی و یا

بیع متقابل تا معادل ارزی مبلغ چهل هزار میلیارد (۴۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) ریال پس از تصویب شورای

اقتصاد و مبادله موافقتنامه با سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور اقدام نماید:



- بهینه‌سازی پالایشگاه اصفهان.
- احداث پالایشگاه میعانات گازی با اولویت بخش غیردولتی.
- احداث دو پالایشگاه نفت خام خیلی سنگین با اولویت بخش غیردولتی.
- اجرای طرح‌های توسعه و تثبیت پالایشگاه آبادان و توسعه پالایشگاه تبریز، توسعه میادین گازی پارس شمالی، گلشن و فردوس.
- بازپرداخت تعهدات حاصله از محل درآمد اضافی هر یک از طرح‌های فوق انجام خواهد شد و گزارش عملکرد آن به کمیسیون‌های انرژی و برنامه و بودجه و محاسبات مجلس شورای اسلامی ارائه خواهد شد.

مطالعه گزارش تفریغ بودجه سال ۱۳۸۴ نشان می‌دهد به دلیل اینکه بند «ث» تبصره «۲» قانون بودجه سال ۱۳۸۴ کل کشور اجرایی نشد. لذا عمل به تکلیف این جزء از قانون میسر نشد. ضمن اینکه در سال ۱۳۸۵ نیز وضعیت همین گونه بود و شرکت ملی پالایش و پخش از محل منابع داخلی و حساب ذخیره ارزی اقداماتی در این راستا انجام داد.

۲-۱۳. بررسی جزئیات طرح‌ها و پروژه‌های شرکت ملی پالایش و پخش در بخش‌های مربوطه

مطابق اهداف مندرج در قوانین مصوب کشور، برای بخش‌های مختلف از جمله بخش پایین‌دستی نفت، هر ساله به منظور حفظ ظرفیت، جایگزینی و توسعه آنها، طرح‌ها و پروژه‌هایی تعریف می‌شود. این طرح‌ها شامل احداث پالایشگاه‌های جدید در داخل و خارج کشور، احداث، توسعه و بازسازی خطوط لوله و انتقال نفت خام و فرآورده‌های نفتی، توسعه مخازن پالایشگاه‌ها، ساماندهی بنادر صادراتی، توسعه سیستم مخابراتی و دیتا و ... هستند. جزئیات مربوط به طرح‌های شرکت مذکور و دیگر شرکت‌های تابعه مربوط به آن در این قسمت مورد توجه قرار می‌گیرد.

۱-۲-۱۳. احداث پالایشگاه‌های جدید

عنوان طرح: احداث پالایشگاه جدید میعانات گازی بندرعباس

هدف از اجرای طرح: تولید روزانه ۳۵/۶ میلیون لیتر در روز بنزین با استاندارد یورو ۲۰۰۹
محل احداث: بندرعباس
مجری: مشارکت تهران جنوب و بینا
تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۵/۱۲/۲۵
تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۶/۰۳/۳۰
تاریخ خاتمه: ۱۳۹۰ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۱)
ظرفیت: پالایش ۳۶۰۰۰۰ بشکه در روز میعانات گازی (از طریق سه خط تولید، هریک به ظرفیت ۱۲۰/۰۰۰ بشکه در روز)

خوراک: میعانات گازی از فازهای پارس جنوبی

محصولات: پروپان، بوتان، نفت گاز، بنزین، گاز مایع، سوخت جت، سولفور، هیدروژن، نفت کوره

میزان سرمایه‌گذاری: ۲/۵ میلیارد یورو

پروژه‌های جانبی: خط: لوله خوارک ۳۶ اینچ، آبگیر، کمپ کارگری، تأمین برق، آماده‌سازی سایت

پیشرفت کل طرح: ۳۵/۳ درصد

احجام: خط لوله ۳۶ اینچ به طول ۴۳۰ کیلومتر- خاکبرداری به حجم ۱۰ میلیون مترمکعب

عنوان طرح: احداث پالایشگاه جدید نفت خام فوق سنگین هرمز

هدف از اجرای طرح: پالایش ۳۰۰ هزار بشکه در روز نفت خام فوق سنگین و سنگین صادراتی، افزایش

تولید بنزین به میزان ۱۵/۵ میلیون لیتر در روز نفت گاز به میزان ۲۱/۵ میلیون لیتر در روز، تولید فرآورده

مطابق با استاندارد سال ۲۰۰۹ اروپا (EURO v) به منظور رعایت الزامات زیست‌محیطی

محل احداث: غرب پالایشگاه موجود در بندرعباس

مجری: شرکت پالایش نفت هرمز

تاریخ امضای قرارداد:

تاریخ تنفیذ قرارداد:

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۳ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۳)

ظرفیت: ۳۰۰ هزار بشکه در روز

محصولات: گاز مایع، پروپیلین، بنزین، سوخت جت، سوخت دیزل، گوگرد، کک نفتی

خوراک:

خوراک	میزان (بشکه در روز)
نفت خام سنگین لایه پارس جنوبی	
نفت خام سنگین صادراتی ایران	
نفت خام سنگین فروزان	

میزان سرمایه‌گذاری: ۴/۳ میلیارد یورو

پروژه‌های جانبی: پروژه مطالعات زیست‌محیطی طرح با شرکت آمایشگران پویای محیط، پروژه عملیات

خاکی و حصارکشی زمین پالایشگاه با شرکت سرریگ بندر به‌عنوان پیمانکار و شرکت گسترش شرق راه

به‌عنوان مشاور نظارت کارگاهی

وضعیت پروژه: طراحی تفصیلی

درصد پیشرفت کل طرح: ۸/۸ درصد

احجام: عملیات خاکی به میزان ۴۸۸۹۵۰ مترمکعب



عنوان طرح: احداث پالایشگاه جدید نفت خام فوق سنگین خوزستان

هدف از اجرای طرح: به حداکثر رساندن تولید نفت گاز، بهره‌گیری از فرایند جدید HRH برای اولین بار برای فرآورش نفت خام فوق سنگین، تولید محصولات با مشخصات و کیفیت استانداردهای ۲۰۰۵ اروپا، استقرار مدیریت انرژی، دفع پسماند و آلاینده‌ها در فرایند تولید

محل احداث: شهر آبادان

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ شروع: ۱۳۸۶

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۲ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۳)

ظرفیت: ۱۸۰ هزار بشکه در روز

محصولات: گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره، گوگرد

خوراک: نفت خام میدان‌های نفتی آزادگان، یادآوران، و جفیر به نسبت‌های مختلف

میزان سرمایه‌گذاری: ۲/۹ میلیارد یورو

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی است

پیشرفت کل طرح: ۳/۵ درصد

عنوان طرح: احداث پالایشگاه جدید تبریز (شهریار)

هدف از اجرای طرح: احداث پالایشگاه جدید به ظرفیت ۱۵۰ هزار بشکه در روز و تلفیق با پالایشگاه موجود در راستای بهبود کیفی محصولات پالایشگاه موجود، تعیین الگوی پالایشی براساس مخلوطی از نفت خام حوزه‌های دزفول شمالی، مارون و نفت خام حوزه نفتی کشکان کشور قزاقستان، استفاده از الگوی مناسب جهت تولید حداکثر تولید بنزین، تولید فرآورده مطابق استاندارد سال ۲۰۰۹ اروپا (Euro-V)، طرح رعایت حداکثر الزامات زیست‌محیطی با توجه به موقعیت جغرافیای محل اجرای طرح

محل احداث: استان آذربایجان شرقی - شهرستان تبریز

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۶/۷/۴ (قرارداد طراحی بنیادی و اخذ دانش فنی)

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۶/۸/۲۶ (قرارداد طراحی بنیادی و اخذ دانش فنی)

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۳ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۳)

ظرفیت: ۱۵۰ هزار بشکه در روز

محصولات: گاز مایع، پروپیلن، نفتا، بنزین، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره، آسفالت

خوراک: نفت خام حوزه‌های دزفول شمالی، مارون و کشکان قزاقستان

میزان سرمایه‌گذاری: ۱/۲ میلیارد یورو

عنوان طرح: احداث پالایشگاه جدید شیراز (پارس)

هدف از اجرای طرح: افزایش ظرفیت پالایشی کشور، افزایش ظرفیت تولید بنزین و نفت گاز به ترتیب به میزان ۱۱/۴ و ۴/۵ میلیون لیتر در روز جذب سرمایه‌گذاری خارجی و ایجاد ارزش‌افزوده اقتصادی، تولید فرآورده‌های نفتی مطابق با استاندارد سال ۲۰۰۹ اروپا (EURP-V)، مدیریت انرژی و کاهش سوخت و ضایعات

محل احداث: شیراز

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ انعقاد قرارداد: خرداد ۱۳۸۶

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۲ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۱)

ظرفیت: ۱۲۰ هزار بشکه در روز

محصولات: سولفور، گاز مایع، بنزین معمولی و سوپر، نفت سفید، نفت گاز و گوگرد

خوراک: میعانات گازی پارس جنوبی

میزان سرمایه‌گذاری: ۸۰۰ میلیون یورو

پروژه‌های جانبی: خط لوله ۱۶ اینچ عسلویه به شیراز

وضعیت پروژه: در مرحله EPC است.

پیشرفت کل طرح: ۷/۶ درصد

عنوان طرح: احداث پالایشگاه آناهیتا

هدف از اجرای طرح: تأمین انرژی مورد نیاز منطقه

محل احداث: کیلومتر ۱۵ بزرگراه کرمانشاه – همدان

تاریخ شروع: ۱۳۸۶

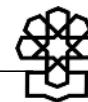
تاریخ خاتمه: ۱۳۹۲ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۲)

محصولات: گاز مایع، بنزین، نفت سفید، سوخت جت، نفت گاز، نفت کوره

خوراک: نفت خام شمال دزفول، نفت شهر و کرمانشاه

میزان سرمایه‌گذاری: ۱/۳ میلیارد یورو

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی

**عنوان طرح: احداث پالایشگاه جدید کاسپین**

هدف از اجرای طرح: احداث پالایشگاه در شمال کشور با به کارگیری فناوری‌های پیشرفته و بهره‌گیری از تمامی خوراک‌های بالقوه قابل دسترس، حضور در بازارهای منطقه، جذب مشارکت بخش خصوصی

محل احداث: استان گلستان

تاریخ شروع: ۱۳۸۷

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۳ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۳)

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

ظرفیت: ۳۰۰ هزار بشکه در روز

محصولات: گاز مایع، پروپیلین، بنزین موتور، نفت سفید، سوخت جت، سولفور، نفت گاز، نفت کوره

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی

۲-۱۳. طرح‌های توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها**عنوان طرح: توسعه پالایشگاه شازند اراک**

هدف از اجرای پروژه: افزایش ظرفیت پالایشی از ۱۶۹۱۰۰ بشکه در روز به ۲۴۹۱۰۰ بشکه در روز، افزایش تولید بنزین در ازای کاهش نفت کوره، تغییر نفت خام از ۱۰۰ درصد نفت خام اهواز به مخلوط ۵۵ درصد نفت اهواز و ۴۵ درصد نفت سنگین از حوزه‌های دیگر، تولید فرآورده با مشخصات و کیفیت استاندارد ۲۰۰۵ اروپا، کاهش مواد آلاینده

محل احداث: پالایشگاه شازند اراک

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۵/۵/۸

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۵/۶/۲۵

ظرفیت: (قبل و پس از افزایش): از ۱۶۹۱۰۰ بشکه به ۲۵۰ هزار بشکه در روز

محصولات:

خوراک: تغییر نفت خام از ۱۰۰ درصد نفت خام اهواز به مخلوط ۵۵ درصد اهواز و ۴۵ درصد نفت سنگین از حوزه‌های دیگر

برآورد سرمایه‌گذاری: ۲۴۷۷۱ میلیارد ریال

پیشرفت پروژه: ۷۵/۰۶ درصد

عنوان طرح: افزایش ظرفیت پالایشگاه بندرعباس

هدف از اجرای طرح: رفع تنگناها و افزایش ظرفیت پالایشی نفت خام و مایعات گازی از ۲۲۲ هزار بشکه، به ۳۲۰ هزار بشکه در روز، انجام طراحی بنیادی، طراحی تفصیلی، خدمات خرید و نصب تعدادی از واحدها، مشروحه در بندهای «الف» تا «ج» ذیل به عهده شرکت مهندسی و ساختمان نفت ایران می‌باشد

الف) واحدهای تقطیر در خلأ و جو،

ب) تلمبه‌ها و خطوط انتقال نفت خام و مایعات گازی از مخازن مربوطه در داخل پالایشگاه به واحدهای تقطیر،

ج) سیستم انتقال محصولات واحدهای تقطیر

محل احداث: در پالایشگاه موجود بندرعباس

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۳/۱۱/۱۱

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۳/۱۱/۱۱

تاریخ بهره‌برداری: تابستان ۱۳۸۷

ظرفیت: افزایش ظرفیت واحدهای تقطیر از ۲۳۳ به ۳۲۰ هزار بشکه در روز کاری

محصولات: گاز مایع، نفتای سبک، نفتای سنگین، سوخت جت و نفت گاز

خوراک: نفت خام سنگین، میعانات گازی سرخون، میعانات گازی پازنان

میزان سرمایه‌گذاری: ۴۰ میلیون یورو

پروژه‌های جانبی (در صورت وجود)

۱. تکمیل و ترمیم جاده‌های ارتباطی پالایشگاه بندرعباس

۲. پایین انداختن سطح آب‌های زیرزمینی پالایشگاه

وضعیت پروژه: خاتمه یافته

عنوان طرح: بهبود فرایند و بهینه‌سازی ظرفیت پالایشگاه اصفهان

هدف از اجرای طرح: کاهش تولید محصولات سنگین (نفت کوره)، افزایش تولید محصولات سبک و یا ارزش (عمدتاً بنزین) با احداث واحدهای فرایندی جدید، ارتقای کیفیت محصولات اصلی (بنزین، نفت سفید و نفت گاز) مطابق با استاندارد فرآورده‌های نفتی اروپا با احداث واحدهای فرایندی مورد نیاز، تثبیت ظرفیت بهینه پالایشی در ۳۶۰۰۰۰ بشکه در روز و افزایش انعطاف‌پذیری عملیاتی با احداث یک واحد تقطیر جدید. اصلاح و رفع تنگناهای عملیاتی در واحدها و تأسیسات موجود. تغییر سیستم کنترل Pneumatic فعلی به سیستم پیشرفته DCS، کاهش یا حذف آلاینده‌های زیست‌محیطی

محل احداث: پالایشگاه اصفهان

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۶/۶/۶

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۶/۱۰/۴

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۱ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۳)

ظرفیت: ۳۶۰ هزار بشکه در روز

محصولات: گاز مایع، پروپیلن، بنزین سوپر، بنزین معمولی، نفت سفید، گازوئیل، نفت کوره، آسفالت و گوگرد

خوراک: نفت خام سبک ایران (مارون)

میزان سرمایه‌گذاری: ۲/۵ میلیارد یورو

پیشرفت کل طرح: ۱۵/۷۲ درصد

**عنوان طرح: بهینه‌سازی و بهبود کیفیت فرآورده‌ها در پالایشگاه تهران**

هدف از اجرای طرح: کاهش گوگرد در محصول گازوئیل و نفت سفید پالایشگاه مطابق استاندارد سال ۲۰۰۹ اروپا (EURO-V) تا حد PPM10

محل احداث: تأسیسات پالایشگاه تهران

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۶/۸/۵

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۶/۱۰/۱۶

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۰ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۱)

ظرفیت: تغییری در ظرفیت پالایشگاه موجود (۳۵۰ هزار بشکه در روز) ایجاد نمی‌گردد

محصولات: بنزین، نفت سفید، نفت کوره، گازوئیل و گوگرد

خوراک: نفت خام مارون، آب تیمور، اهواز بنگستان، اهواز، آسماری، دزفول شمالی و آسیای میانه

میزان سرمایه‌گذاری: ۳۳۰ میلیون یورو

وضعیت پروژه: پیشرفت ۷۶/۶ درصد

عنوان طرح: توسعه و تثبیت ظرفیت پالایشگاه آبادان

هدف از اجرای طرح: احداث یک Train جدید پالایشی به ظرفیت ۲۱۰۰۰۰ بشکه در روز، به حداکثر رساندن تولید بنزین، تولید محصولات با مشخصات و کیفیت براساس استاندارد سال ۲۰۰۹ اروپا (EURO-V) کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی، تأمین خوراک صنایع پایین‌دستی (پتروشیمی بندر امام، کارخانه روغن‌سازی و آسفالت)، جمع‌آوری واحدهای فرسوده قدیمی

محل احداث: پالایشگاه آبادان

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: طراحی بنیادی و خرید دانش فنی در تاریخ ۱۳۸۶/۶/۲۵

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۶/۶/۲۵

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۱ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۲)

محصولات: بنزین معمولی، بنزین سوپر، نفت گاز، نفت سفید، سوخت جت، نفت کوره، گاز مایع، گوگرد، نفتا، خوراک به پتروشیمی، خوراک روغن‌سازی

پیمانکار: -

میزان سرمایه‌گذاری: ۱/۴ میلیارد یورو

پروژه جانبی: اجرای ۱۱ دستگاه مخازن و جمع‌آوری مخازن فرسوده

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی

عنوان طرح: بهبود فرآیند و بهینه سازی ظرفیت پالایشگاه لاوان

هدف از اجرای طرح: افزایش ظرفیت واحد تقطیر موجود تا سقف ۵۰۰۰۰ بشکه در روز، احداث واحد تقطیر در خلأ به ظرفیت ۱۳۰۰۰ بشکه در روز، افزایش ظرفیت تولید بنزین به میزان ۱/۹ میلیون لیتر در روز، تولید گوگرد به میزان ۳۰ تن در روز، تولید سوخت جت، رفع محدودیت‌ها و تنگناهای عملیاتی محل احداث: جزیره لاوان، شرکت پالایش نفت لاوان

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۶

تاریخ خاتمه: ۱۳۹۰ (پیش راه‌اندازی: ۱۳۸۹)

پیمانکاران: مشارکت ناموران - محورسازان

۳-۲-۱۳. طرح‌های بنزین‌سازی

عنوان طرح: افزایش تولید بنزین پالایشگاه بندرعباس

هدف از اجرای طرح: رفع محدودیت‌های فنی و تنگناهای عملیاتی موجود، کاهش زمان بارگیری کشتی‌ها از ۵۲ ساعت به ۲۰ ساعت و به منظور افزایش تولید حدود ۳/۵ میلیون لیتر بنزین در روز علاوه بر ظرفیت موجود و همچنین بهبود کیفیت نفت گاز، واحدهای جدیدی شامل تصفیه نفت گاز، تصفیه نفتای سنگین، تصفیه نفتای سبک، تبدیل کاتالیستی، ایزومریزاسیون، آب ترش، آمین، تولید گوگرد (SRU)، مخازن ذخیره‌ای و تأسیسات و سرویس‌های جانبی ذیربط در پالایشگاه بندرعباس احداث می‌شود

محل احداث: پالایشگاه بندرعباس

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۵/۸/۲۸

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۵/۱۲/۲۵

تاریخ خاتمه: ۱۳۸۹ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۰)

ظرفیت: افزایش تولید حدود ۲/۵ میلیون لیتر بنزین در روز

محصولات: گاز مایع بنزین، نفت سفید، سوخت جت، گازئیل، نفت کوره، گوگرد

خوراک: نفت خام سنگین صادراتی خارک و میعانات گازی

میزان سرمایه‌گذاری: ۴۰۰ میلیون یورو

عنوان طرح افزایش تولید بنزین پالایشگاه اصفهان

عنوان طرح: بنزین‌سازی و پالایشگاه اصفهان

هدف از اجرای طرح/ پروژه: افزایش تولید بنزین به میزان ۳ میلیون لیتر در روز

محل احداث: پالایشگاه اصفهان

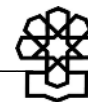
تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۸/۹/۲۵

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۸ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۰)

تاریخ خاتمه: ۱۳۸۹ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۰)

پیمانکار: شرکت ناموران با همکاری شرکت‌های ای کا پی جی (هند)، در ریز (ایران)

پیشرفت کل طرح: ۶۴/۳ درصد

**عنوان طرح: احداث مجتمع کت کراکر (بنزین سازی) پالایشگاه آبادان**

هدف از اجرای طرح: افزایش تولید بنزین به میزان ۴/۶ میلیون لیتر در روز
محل احداث: پالایشگاه آبادان
تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۵/۲/۲۳
تاریخ خاتمه و پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۸۹
پیمانکار: ای بی بی لوموس، پیدک، اپی سی سی
وضعیت پروژه: ۸۹/۵ درصد

عنوان طرح: افزایش تولید بنزین پالایشگاه تهران

هدف از اجرای طرح: افزایش ظرفیت تولید بنزین پس از اجرای طرح به میزان ۱/۸ میلیون لیتر در روز
محل احداث: پالایشگاه تهران
تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۵
تاریخ خاتمه و پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۸۹
پیمانکار: شرکت چگالش با همکاری بترول لینوست (بوسنی)، رادیرا (ایران)
درصد پیشرفت: ۸۲/۴ درصد

عنوان طرح: افزایش تولید بنزین پالایشگاه تبریز

هدف از اجرای طرح: افزایش ظرفیت تولید بنزین پس از اجرای طرح به میزان ۰/۹ میلیون لیتر در روز
محل احداث: پالایشگاه تبریز
تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۵
تاریخ خاتمه و پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۸۸ (پیش‌راه‌اندازی: ۱۳۹۰)
پیمانکار: کنسرسیومی مرکب از شرکت طراحی و مهندسين صنايع انرژی و شرکت تناوب از ایران و شرکت سینوک (SEI) از چین
برآورد سرمایه‌گذاری: ۲۳۰۷ میلیارد ریال
درصد پیشرفت: ۵۶/۷ درصد

۴-۲-۱۳. طرح‌های برون‌مرزی**عنوان طرح: احداث پالایشگاه کداح در شمال**

اهداف کلی طرح:
گسترش روابط اقتصادی با کشورهای شرق آسیا
ایجاد زمینه همکاری و مشارکت شرکت‌های پیمانکاری و سازندگان ایرانی در خارج از کشور
ایجاد بازار مطمئن فروش نفت خام در طولانی مدت
سودآوری اقتصادی با توجه به رشد تقاضای محصولات نفتی در منطقه آسیای شرقی و نیروی کار کسب تجربه و دانش فنی جهت مشارکت در طرح‌های بزرگ در خارج از کشور
هدف از اجرای طرح: احداث پالایشگاه با ظرفیت ۲۵۰۰۰۰ بشکه در روز با خوراک مخلوط نفت خام سنگین و

فوق سنگین ایران در کشور مالزی با استفاده از فرایند مبتنی بر تبدیل فرآورده‌های سنگین به محصولات سبک و با ارزش با استفاده از واحدهای هیدروکراکر و کک‌سازی

محل احداث: استان Kedah در شمال مالزی

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ شروع: ۱۳۸۷

تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۹۱

ظرفیت: ۲۵۰ هزار بشکه در روز

خوراک: مخلوط نفت خام سنگین و فوق سنگین ایران

میزان سرمایه‌گذاری: حدود ۴/۴ میلیارد ریال (مشارکت شرکت SKSD از مالزی ۷۰ درصد و شرکت Niorde از ایران ۳۰ درصد)

پروژه‌های جانبی: اسکله نفتی، ترمینال و خطوط لوله از اسکله تا پالایشگاه، تأسیسات آبرسانی و سیستم SMB

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی

عنوان طرح: احداث پالایشگاه اندونزی

اهداف کلی طرح

گسترش روابط اقتصادی و فنی با پرجمعیت‌ترین کشور مسلمان جهان

ایجاد زمینه همکاری و مشارکت شرکت‌های پیمانکاری و سازندگان ایرانی در خارج از کشور

ایجاد بازار مطمئن فروش نفت خام در طولانی مدت

سودآوری اقتصادی با توجه به رشد تقاضای محصولات نفتی در منطقه آسیای شرقی و نیروی کار

هدف از اجرای طرح: احداث پالایشگاه نفت خام در اندونزی با ظرفیت ۳۰۰ هزار بشکه در روز با سرمایه‌گذاری مشترک و تأمین نفت خام آن از نفت خام فوق سنگین ایران

محل احداث: شمال جاوه (اندونزی)

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ شروع: ۱۳۸۶

تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۹۱

ظرفیت: ۳۰۰ هزار بشکه در روز

خوراک: نفت خام فوق سنگین (۱۰۰ هزار بشکه از ایران و ۲۰۰ هزار بشکه از منابع دیگر)

برآورد میزان سرمایه‌گذاری: حدود ۶ میلیارد دلار (مشارکت شرکت Pertamina از اندونزی ۴۰ درصد، uNIORDC از ایران ۴۰ درصد و شرکت Petrofield (مالزیایی) ۲۰ درصد)

پروژه‌های جانبی: اسکله نفتی در جنوب پالایشگاه و همچنین در جزیره‌ای در نزدیکی پالایشگاه و تأسیسات آبرسانی و سیستم SMB

وضعیت پروژه: انتخاب مشاور طراحی



عنوان طرح: احداث پالایشگاه میعانات گازی جوهور در جنوب مالزی

محل احداث: جوهور در جنوب مالزی
ظرفیت: ۱۲۰ هزار بشکه
خوراک: میعانات گازی پار جنوب
برآورد میزان سرمایه‌گذاری: ۴/۴ میلیارد ریال، سهم ایران ۳۰ درصد و سهم مالزی ۷۰ درصد
وضعیت پروژه: مطالعات امکان‌سنجی اولیه نهایی شده است

عنوان طرح: احداث پالایشگاه الفرقلس در سوریه

هدف کلی: هدف بازار داخلی سوریه می‌باشد و قرار است طی قراردادی کل محصولات توسط وزارت نفت سوریه خریداری شود.
هدف از اجرای طرح: احداث یک پالایشگاه به ظرفیت ۱۴۰۰۰۰ بشکه در روز با سرمایه‌گذاری مشترک و تأمین نفت خام سنگین ایران، ونزوئلا در سوریه
محل احداث: در نزدیکی شهر حمص در نواحی مرکزی سوریه
مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران
ظرفیت: ۱۴۰ هزار بشکه در روز
تاریخ شروع: ۱۳۸۷
تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۹۱
خوراک: ۲۰ درصد نفت خام سنگین صادراتی ایران ۲۰ درصد نفت خام فوق سنگین ونزوئلا، ۲۵ درصد نفت خام سنگین سوریه، ۳۵ درصد نفت خام سبک سوریه
میزان سرمایه‌گذاری: حدود ۲/۶ میلیارد دلار (مشارکت طرف ونزوئلایی ۳۳ درصد، طرف ایرانی ۲۶ درصد، طرف مالزیایی ۲۶ درصد و طرف سوری ۱۵ درصد)
پروژه‌های جانبی: اسکله نفتی، خط لوله، تأسیسات آبرسانی
وضعیت پروژه: در مرحله مطالعه

۵-۲-۱۳. طرح‌های مربوط به خط لوله

عنوان طرح: احداث خط لوله نکا/ جاسک (از دریای مازندران تا دریای عمان)

هدف از اجرای طرح: انتقال نفت خام کشورهای حوزه دریای مازندران به دریای عمان و ایجاد ظرفیت انتقال نفت خام کشورهای حوزه دریای مازندران از تأسیسات موجود نکا به بازارهای جهانی از طریق احداث خط لوله به قطر ۴۸ و ۴۲ اینچ و به طول تقریبی ۱۵۵۱ کیلومتر و به ظرفیت حدود یک میلیون بشکه در روز از نکا تا جاسک
محل احداث: استان‌های مازندران، سمنان، یزد، کرمان و هرمزگان
مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران
تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۶/۸/۵، طراحی بنیادی
تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۶/۹/۶، قرارداد طراحی بنیادی
تاریخ بهره‌برداری (تولید): ۱۳۹۱
ظرفیت: حدود یک میلیون بشکه در روز

خوراک: نفت خام کشورهای حوزه دریای مازندران

شرح مختصر: طول خط لوله: ۱۶۴۰ کیلومتر

قطر خط لوله: ۴۸، ۴۲ و ۳۶ اینچ

تلمبه‌خانه: ۶ واحد

ایستگاه کاهش فشار: ۲ واحد

ترمینال‌های نکا و جاسک به همراه تأسیسات مربوطه

اهمیت: احداث خط لوله انتقال نفت خام و تأسیسات مربوطه از بندر نکا تا بندر جاسک، در راستای طرح‌های

توسعه و بهره‌برداری از میدان‌های جدید نفت خام کشورهای حوزه دریای مازندران به‌ویژه میدان نفتی

کشگان، با ظرفیت تولید ۱/۵ میلیون بشکه در روز، در ارتقای موقعیت ژئوپلیتیکی، افزایش امنیت و منافع ملی

ایران از اهمیت بسزایی برخوردار است

میزان سرمایه‌گذاری: حدود ۳/۴ میلیارد یورو

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی

عنوان طرح: افزایش ظرفیت انتقال فرآورده مسیر امام تقی / تربت حیدریه

هدف از اجرای طرح: افزایش ضخامت خط لوله از کیلومتر ۰ الی ۲۰ و نصب تلمبه‌خانه‌های جدید و سه

دستگاه مخزن ۱۱۰۰۰ مترمکعبی و سایر تجهیزات جانبی جهت افزایش متوسط ظرفیت به ۳۵۰۰۰ بشکه در

روز

محل احداث: استان خراسان

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۴/۹/۳۰

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۴/۹/۸

تاریخ بهره‌برداری (تولید): ۱۳۸۸

ظرفیت: ۲۹۵۰۰ بشکه در روز جهت فرآورده گازوئیل و ۳۸۸۷۸ بشکه در روز جهت فرآورده بنزین و

۳۶۲۰۰ بشکه در روز جهت فرآورده نفت سفید

پیمانکاران: مشارکت شرکت‌های هیربدان و علوم بنیان

میزان سرمایه‌گذاری: ۱۳ میلیون یورو

وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC

پیشرفت کل طرح: ۹۳/۹ درصد

عنوان طرح: احداث خط لوله ماهشهر / آبادان

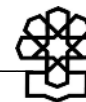
هدف از اجرای طرح: تعویض خط لوله موجود آبادان / ماهشهر که از احداث آن بیش از ۴۵ سال می‌گذرد و

به علت فرسودگی، خطری بالقوه برای محیط زیست محسوب می‌شود. در طرح فوق دو خط لوله ۳۴ اینچ به

طول ۹۵ کیلومتر و ۱۶ اینچ به طول تقریبی ۱۰۰ کیلومتر نیز احداث می‌شود

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۵/۱۲/۳۱



تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۸۹

ظرفیت: خط لوله ۱۶ اینچ فرآورده به ظرفیت ۱۳۰۰۰۰ بشکه در روز، خط لوله ۱۶ اینچ ORD به ظرفیت ۱۱۰۰۰۰ بشکه در روز، خط لوله ۳۴ اینچ نفت خام به ظرفیت ۲۰۰۰۰۰ بشکه در روز

میزان سرمایه‌گذاری: ۱۸ میلیون یورو

وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC

پیشرفت کل طرح: ۷۴/۳ درصد

عنوان طرح: احداث خط لوله آبادان - اراک - تهران

هدف از اجرای طرح: افزایش ظرفیت انتقال فرآورده‌های نفتی از آبادان به اهواز به مقدار ۱۲۰۰۰۰ بشکه در روز و از اهواز به اراک به مقدار ۱۱۰۰۰۰ بشکه در روز و از اراک به تهران به مقدار ۱۸۰۰۰۰ بشکه در روز

محل احداث: استان‌های خوزستان، مرکزی و تهران

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: طراحی بنیادی خط ۲۲ اینچ اراک/ری: ۱۳۸۶/۸/۲۹

تاریخ تنفیذ قرارداد: طراحی بنیادی خط ۲۲ اینچ اراک/ری: ۱۳۸۶/۹/۴

ظرفیت: آبادان به اهواز به مقدار ۱۲۰۰۰۰ بشکه در روز و از اهواز به اراک مقدار ۱۱۰۰۰۰ بشکه در روز و از اراک به تهران به مقدار ۱۸۰۰۰۰ بشکه در روز

مشاوران: طراحی بنیادی خط ۲۲ اینچ اراک/ری: شرکت پارسیکان ایران

میزان سرمایه‌گذاری: حدود ۳۲۱ میلیون یورو

وضعیت پروژه: در مرحله طراحی بنیادی

عنوان طرح: احداث خط لوله دالان به شیراز

هدف از اجرای طرح: اصلاح روش انتقال خوراک به پالایشگاه شیراز (حذف انتقال توسط تانکر) کاهش مخاطرات جانبی و زیست‌محیطی حمل توسط تانکرهای میعانات گازی، کاهش هزینه انتقال و ثبات و تداوم تأمین بخشی از خوراک پالایشگاه شیراز از طریق احداث خط لوله

محل احداث: استان فارس (دالان - شیراز)

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد:

تاریخ تنفیذ قرارداد:

تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۸۸/۶/۱۴

ظرفیت: ۱۰ هزار بشکه در روز

خوراک: میعانات گازی پالایشگاه فراشبند

وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC

پیشرفت طرح: ۷/۴ درصد

برآورد میزان سرمایه‌گذاری: ۴۶۴۰ میلیارد ریال

عنوان طرح: احداث خط لوله ۱۶ اینچ عسلویه به شیراز

هدف از اجرای طرح: ثبات و تداوم تأمین خوراک پالایشگاه پارس از طریق احداث خط لوله

محل احداث: استان فارس

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ تنفیذ قرارداد: طراحی بنیادی: ۱۳۸۶/۹/۱

تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۹۰

ظرفیت: ۱۲۰ هزار بشکه در روز

خوراک: میعانات گازی پارس جنوبی

وضعیت پروژه: طراحی بنیادی ۶۱ درصد

پیشرفت کل طرح: ۳/۵۲ درصد

عنوان طرح: احداث خط لوله تبریز/ میاندوآب/ ارومیه

هدف از اجرای طرح: هدف از این پروژه افزایش ظرفیت انتقال سه فرآورده بنزین، گازوئیل و نفت سفید از تبریز به میاندوآب و مراغه به میزان تقریبی ۶۵ هزار بشکه در روز می‌باشد. این کار با احداث تلمبه‌خانه جدید در تبریز و همچنین ایجاد خط لوله جدید به طول ۱۶۹ کیلومتر می‌باشد. هدف از بخش تبریز / ارومیه افزایش ظرفیت انتقال فرآورده‌های نفتی شامل بنزین، نفت سفید و نفت گاز از تبریز به ارومیه تا سقف ۶۵ هزار بشکه در روز و سوخت‌رسانی بی‌وقفه به شهرهای شمال دریاچه ارومیه با احداث تأسیسات و خط لوله ۱۴ اینچ می‌باشد.

محل احداث: تبریز- میاندوآب- ارومیه

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد: ۱۳۸۴/۳/۱ تبریز/ میاندوآب

تاریخ تنفیذ قرارداد: ۱۳۸۴/۳/۱ تبریز/ میاندوآب

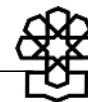
ظرفیت: ۶۵۰ هزار بشکه در روز

خوراک: سه فرآورده بنزین، گازوئیل و نفت سفید

میزان سرمایه‌گذاری: ۷۰ میلیون یورو

وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC

پیشرفت کل طرح: ۳۸ درصد (تا پایان دی‌ماه ۱۳۸۸)

**عنوان طرح: احداث خط لوله ۱۴ اینچ ری-کوچک**

هدف از اجرای طرح: اجرای خط لوله جدید از تأسیسات ری تا انبار کوچک به منظور جمع‌آوری خطوط فرسوده قدیمی

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد:

تاریخ تنفیذ قرارداد:

تاریخ بهره‌برداری: پاییز ۱۳۸۷

ظرفیت: ۸۰ هزار بشکه در روز

میزان سرمایه‌گذاری: ۴۲/۲۶۴ میلیارد ریال

وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC

پیشرفت کل طرح: ۹۵ درصد (پایان مردادماه ۱۳۸۸)

عنوان طرح: ساماندهی بندر صادراتی ماهشهر

هدف از اجرای طرح: احداث مخازن جدید ذخیره حدود ۲/۰۰۰/۰۰۰ بشکه نفت کوره و ۱/۰۰۰/۰۰۰ بشکه گازوئیل و ۵۰۰/۰۰۰ بشکه بنزین، روزآمد کردن تأسیسات موجود در بندر صادراتی ماهشهر، افزایش توان بارگیری و تخلیه محصولات نفتی به روش ایمن و مطمئن، نوسازی اسکله‌ها برای قابلیت پهلو دهی کشتی‌های ۸۰۰۰۰ تنی در بندرگاه، تجهیز اسکله‌ها و عملیات فرایندی به سیستم‌های کنترل پیشرفته و ایجاد تسهیلات جهت ارائه خدمات سوخت‌رسانی به کشتی‌ها (Bunkering)

مجری: شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران

تاریخ امضای قرارداد:

تاریخ تنفیذ قرارداد:

تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۸۸/۶/۳۰

ظرفیت: هزار بشکه در روز

میزان سرمایه‌گذاری: ۲۵۰ میلیون یورو

وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC

پیشرفت کل طرح: ۷۲/۳۸ درصد (پایان دی‌ماه ۱۳۸۸)

عنوان طرح: خط لوله ۱۶ آبادان / نظامیه

هدف از اجرای طرح: جایگزین خط ۱۶ فرآورده آبادان / نظامیه و افزایش ظرفیت خط محل احداث: آبادان / نظامیه

مجری: شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت ایران

تاریخ انعقاد قرارداد: ۱۳۸۴/۱۲/۳۱

تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۵/۱/۳۰

تاریخ بهره‌برداری: پایان تیرماه ۱۳۸۷

ظرفیت: ۱۴۰۰۰۰ بشکه در روز

پیمانکاران: شرکت تسدید- مشاوران نظارت شرکت برنامه‌ریزی طرح
وضعیت پروژه: در مرحله اجرای EPC
پیشرفت کل طرح: ۶۷ درصد

عنوان طرح: مخازن استراتژیک در مارون ۱ و ۳

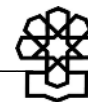
هدف از اجرای طرح: ازدیاد ظرفیت مخازن استراتژیک نفت خام و پالایشی
محل احداث: تلمبه‌خانه مارون ۱ (منطقه امیدیه خوزستان) و تلمبه‌خانه مارون ۳ (باغملک خوزستان)
مجری: شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت ایران
تاریخ انعقاد قرارداد: خردادماه ۱۳۸۶
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۶/۳/۱۲
تاریخ بهره‌برداری: فروردین‌ماه ۱۳۸۸
ظرفیت: ۷۵۰۰۰ بشکه (حدوداً ۱۲۰۰۰۰ مترمکعب)
وضعیت پروژه: مارون ۱ در مرحله اجرایی فندانسیون و مارون ۳ در مرحله نصب مخزن

عنوان طرح: تعویض خط لوله ۲۶ اراک / قم

هدف از اجرای طرح: تعویض خط به‌دلیل فرسودگی ناشی از طول عمر
محل احداث: ۴۵۶ کیلومتر خط در شازند تا تأسیسات شهید مهدوی قم
مجری: شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت ایران
تاریخ انعقاد قرارداد: ۱۳۸۴/۱۲/۲۱
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۴/۱۲/۲۱
تاریخ بهره‌برداری: طبق برنامه‌ریزی ۱۳۸۳/۳/۱۲، پیش‌بینی ۱۳۸۷/۷/۱۲
ظرفیت: ۳۰۰۰۰۰ بشکه
درصد پیشرفت: ۶۸/۸ درصد

عنوان طرح: خط لوله ۲۶ نفت خام آسار / رازان به طول ۱۱۵ کیلومتر به روش EPC

هدف از اجرای طرح: تعویض خط لوله موجود به‌دلیل پوسیدگی و عمر طولانی
محل احداث: استان لرستان از مرکز انتقال آسار تا مرکز انتقال نفت رازان
مجری: شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت ایران
تاریخ انعقاد قرارداد: ۱۳۸۶/۶/۲۰
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۸/۱۰/۱۰
تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۸۸/۱۰/۱۰
وضعیت پروژه: در حال اجرا

**عنوان طرح: تکمیل خطوط لوله ۲۶ اینچ حلقه تنگ فنی / اراک**

هدف از اجرای طرح: تکمیل خط لوپ و استقلال آن از خط ۲۶ اینچ اصلی و افزایش قابلیت‌های عملیاتی محل احداث: حد فاصل چشمک تا تأسیسات پل بابا حسین و حد فاصل تقی آباد تا تأسیسات رازان در استان لرستان

مجری: شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت ایران

تاریخ انعقاد قرارداد: ۱۳۸۴/۱۲/۶

تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۴/۱۲/۶

تاریخ بهره‌برداری: ۱۳۸۷/۴/۱۵

ظرفیت: حداکثر ۳۰۰ هزار بشکه در روز، نرمال ۱۵۰ هزار بشکه در روز

پروژه جانبی: طراحی، تأمین کالا و اجرای سیستم حفاظت کاتدیک

درصد پیشرفت: ۷۱/۶ درصد

عنوان طرح: احداث خط لوله ری/شهریار تبریز

مشاوران: شرکت توسعه انرژی خاورمیانه

آخرین وضعیت: پروژه در مراحل اولیه است

عنوان طرح: احداث خط لوله گوره / بندرعباس / جاسک

آخرین وضعیت: در مرحله انجام مطالعات امکان‌سنجی فنی-اقتصادی

عنوان طرح خط لوله بندرعباس/سیرجان/رفسنجان

اهداف طرح: ایجاد ظرفیت انتقال فرآورده (گازوئیل، نفت سفید، بنزین) از پالایشگاه‌های در حال ساخت بندرعباس (پالایشگاه ستاره خلیج فارس، پالایشگاه هرمز) به مناطق مرکزی و شمال شرق کشور از طریق اجرای طرح خط لوله جدید به قطر ۲۶ اینچ به همراه تلمبه‌خانه‌ها و پایانه‌های مسیر

پیمانکاران: پس از تکمیل کار طراحی بنیادی تعیین می‌شود

آخرین وضعیت: طراحی بنیادی طرح در مراحل پایانی می‌باشد

شروع کار تحصیل اراضی

۱۳-۲-۶. طرح‌های مربوط به انبار و مخازن**عنوان طرح: احداث انبار نفت**

هدف از اجرای طرح: احداث انبار نفت به صورت EPC

محل احداث: چابهار

مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها

تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۴/۱۱/۱۵

ظرفیت: شامل ۶ دستگاه مخزن مجموعاً به ظرفیت ۷۱ میلیون لیتر

درصد پیشرفت: ۹۸ درصد (پایان آذرماه ۱۳۸۷)

عنوان طرح: بهینه‌سازی و بازسازی انبار ری

محل احداث: ری
مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۴/۱۲/۱۸
درصد پیشرفت: ۸۵ درصد (پایان آذرماه ۱۳۸۷)

عنوان طرح: احداث انبار نفت

هدف از اجرای طرح: احداث انبار نفت به صورت EPC
محل احداث: شیراز
مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۶/۳/۳۱
ظرفیت: شامل ۱۰ مخزن، مجموعاً به ظرفیت ۱۶۵ میلیون لیتر
درصد پیشرفت: ۵۷ درصد (پایان آذرماه ۱۳۸۷)

عنوان طرح: احداث انبار نفت به صورت EPC- پشتیبانی از صادرات فرآورده

محل احداث: دره‌شهر
مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۴/۷/۱۰
ظرفیت: شامل ۹ دستگاه مخزن جمعاً به ظرفیت ۱۰۱ میلیون لیتر
درصد پیشرفت: ۱۰۰ درصد

عنوان طرح: احداث تأسیسات سوختگیری

محل احداث: زنجان
مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۷/۱۰/۵
درصد پیشرفت: ۹۵ درصد (پایان آذرماه ۱۳۸۷)

عنوان طرح: احداث انبار استراتژیک غرب تهران

هدف از اجرای طرح: پشتیبانی استان‌های تهران، شمالی، قزوین و زنجان در شرایط اوج مصرف
محل احداث: تهران
مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها
وضعیت پروژه: ۱۶۶۰۰۰۰ میلیون لیتر

**عنوان طرح: احداث انبار نفت به صورت EPC**

هدف از اجرای طرح: احداث انبار نفت
محل احداث: بیرجند
مجری: مدیریت مهندسی و طرح‌ها
تاریخ شروع قرارداد: ۱۳۸۵/۱۰/۲۴
ظرفیت: ساخت ۱۱ مخزن مجموعاً به ظرفیت ۱۰۰ میلیون لیتر
پیشرفت فیزیکی: در مرحله اجرا، ۶۴ درصد (پایان آذرماه ۱۳۸۷)

۷-۲-۱۳. طرح‌های مربوط به مخابرات**عنوان طرح: رادیو و فیبر نوری فاز ۲**

هدف از اجرای طرح: جایگزینی سیستم دیجیتال SVH به جای آنالوگ
محل احداث: مناطق تهران- ری - زنجان- شاهرود- اصفهان- رفسنجان- شیراز
ظرفیت: تعداد ۱۴۲ ایستگاه مخابرات رادیویی و فیبر نوری
وضعیت پروژه: در حال برگزاری تشریفات مناقصه

عنوان طرح: شبکه یکپارچه صوت و دیتا

هدف از اجرای طرح: ایجاد یک شبکه دیتا مبتنی بر پروتکل MOIS برای ایجاد ارتباط‌های صوت، ویدئو و دیتا و همچنین ایجاد یک شبکه صوت یکپارچه
محل احداث: در ۱۶۹ سایت شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و شرکت ملی نفت ایران
مجری: مدیریت مخابرات
تاریخ انعقاد قرارداد: مهرماه ۱۳۸۶
تاریخ شروع قرارداد: مهرماه ۱۳۸۶
تاریخ بهره‌برداری: مهرماه ۱۳۸۷

۱۴. بررسی آخرین وضعیت پیشرفت برخی از طرح‌های فوق‌الذکر

همان‌طوری که پیش‌تر بیان شد، شرکت ملی پالایش و پخش براساس اهداف تعیین شده در قوانین برنامه توسعه، بودجه سنواتی و برنامه‌های داخلی شرکت، طرح‌هایی را در بخش پایین‌دستی صنعت نفت به تصویب می‌رساند که ازجمله آن احداث پالایشگاه‌های نفت خام فوق‌سنگین، میعانات گازی، مجتمع‌های بنزین‌سازی و... است. آخرین وضعیت پیشرفت این‌گونه طرح‌ها در جدول ۴۷ ارائه شده است.

جدول ۴۷. آخرین وضعیت طرح‌های در دست اجرای شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی

ردیف	عنوان طرح	دوره اجرا		کل اعتبار طرح (میلیارد ریال)	درصد سهم مشارکت	مجری طرح	عملکرد اعتبارات (میلیارد ریال)			ظرفیت (هزار بشکه در روز)		میزان تولید فرآورده‌های اصلی در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					درصد پیشرفت طرح	
		شروع	خاتمه				اعتبار سهم شرکت	پرداختی تا پایان (اسفندماه ۱۳۸۸)	باقی‌مانده نیاز شرکت	نفت خام	میعانات گازی	بنزین موتور	نفت سفید/ سوخت جت	نفت گاز	نفت کوره	گاز مایع	برنامه	واقعی
	احداث پالایشگاه جدید در داخل کشور																	
۱	پالایشگاه میعانات گازی خلیج فارس	۱۳۸۶	۱۳۹۲	۳۵۱۰۰	۲۰	شرکت پالایش نفت ستاره خلیج فارس	۱۴۰۴۰	۶۱۵۶	۷۸۸۴	۰	۳۶۰	۳۵/۶	۳/۳	۱۳/۸	۰	۳/۰۳	۶۲/۱	۳۳/۷
۲	پالایشگاه پارس (شیراز)	۱۳۸۶	۱۳۹۲	۱۸۰۰۰	۲۰	شرکت پالایش نفت پارس پتروفلید	۳۶۰۰	۱۱۶	۳۴۸۴	۰	۱۲۰	۱۱/۴	۱	۴/۵	۰/۱۲	۱/۱	۴۱/۶	۷/۶۱
۳	پالایشگاه کاسپین	۱۳۸۷	۱۳۹۳	۴۸۳۰۰	۲۰	شرکت نفت کاسپین	۹۶۶۰	۱۹	۹۶۴۱	۳۰۰	۰	۲۰/۶	۴/۷	۱۱/۲	۵/۸	۴/۵	-	-
۴	پالایشگاه آناهیتا (کرمانشاه)	۱۳۸۶	۱۳۹۲	۲۷۵۲۰	۲۰	شرکت پالایش نفت آناهیتا	۵۵۰۴	۹۰	۵۴۱۴	۱۵۰	۰	۶/۹	۵/۳	۸/۶	۲	۰/۶	-	-
۵	پالایشگاه شهریار (تبریز)	۱۳۸۶	-	۳۰۰۰۰	۲۰	شرکت پالایش نفت شهریار	۶۰۰۰	۱۹۶	۵۸۰۴	۱۵۰	۰	۸/۱	۰	۹/۲۹	۵/۹	۱/۱	۱۲/۱	۳/۸۲
۶	پالایشگاه هرمز	۱۳۸۶	۱۳۹۲	۶۰۲۷۰	۲۰	شرکت پالایش نفت هرمز	۱۲۰۵۴	۱۵۹۱	۱۰۴۶۳	۳۰۰	۰	۱۵/۷	۳/۱۲	۲۳/۴	۰	۴/۴	۶۲/۸	۸/۳۴
۷	پالایشگاه خوزستان	۱۳۸۶	۱۳۹۳	۴۸۳۰۰	۲۰	شرکت نفت خوزستان	۹۶۶۰	۳۷۶	۹۲۸۴	۱۸۰	۰	۹/۴	۷/۸	۱۱/۹	۰/۴۸	۱/۹	۴/۹	۳/۴۴



ردیف	عنوان طرح	دوره اجرا		کل اعتبار طرح (میلیارد ریال)	درصد سهم مشارکت	مجری طرح	عملکرد اعتبارات (میلیارد ریال)			ظرفیت (هزار بشکه درروز)			میزان تولید فرآورده‌های اصلی در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					درصد پیشرفت طرح	
		شروع	خاتمه				اعتبار سهم شرکت	پرداختی تا پایان (اسفندماه ۱۳۸۸)	باقی مانده نیاز شرکت	نفت خام	میعانات گازی	بنزین موتور	نفت سفید/ سوخت جت	نفت گاز	نفت کوره	گاز مایع	برنامه	واقعی	
	توسعه و بهینه سازی پالایشگاه ها																		
۸	افزایش ظرفیت و بهینه سازی پالایشگاه لاوان	۱۳۸۶	۱۳۹۰	۴۶۱۲	۱۰۰	شرکت پالایش نفت لاوان	۴۶۱۲	۲۸۸۹	۱۷۲۳	۰	۲۰	۲	۱	۰	۰	۰	۶۷/۴	۶۱	
۹	بهینه سازی پالایشگاه تهران	۱۳۸۶	۱۳۹۰	۴۶۸۴	۱۰۰	شرکت ماسی مهندسی و ساختمان نفت ایران	۴۶۸۴	۲۹۶۳	۱۷۲۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۸۲	۶۷	
۱۰	افزایش ظرفیت و بهینه سازی پالایشگاه امام خمینی (ره) شازند	۱۳۸۵	۱۳۹۰	۳۴۷۷۱	۱۰۰	شرکت ماسی مهندسی و ساختمان نفت ایران	۳۴۷۷۱	۲۴۷۳۰	۱۰۰۴۱	۸۰	۰	۱۲	۲	۱	-۵	۲	۸۲/۹	۷۵	
۱۱	بهینه سازی پالایشگاه اصفهان	۱۳۸۲	۱۳۹۲	۴۱۹۱۰	۱۰۰	شرکت پالایش نفت اصفهان شرکت ماسی مهندسی و ساختمان نفت ایران	۴۱۹۱۰	۷۹۵۶	۳۳۹۵۴	۰	۰	۶	۱	۱	-۱۱	۲	۸۶/۷ ۳۴/۳	۱۴ ۱۶	
۱۲	توسعه و تثبیت ظرفیت پالایشگاه آبادان	۱۳۸۵	۱۳۹۲	۲۸۲۰۰	۱۰۰	شرکت ماسی مهندسی و ساختمان نفت ایران	۲۸۲۰۰	۵۴۹	۲۷۶۵۱	۰	۰	۶	۴	۱۶	۷	۲	۱۷/۸	۴/۵	



ردیف	عنوان طرح	دوره اجرا		کل اعتبار طرح (میلیارد ریال)	درصد سهم مشارکت	مجری طرح	عملکرد اعتبارات (میلیارد ریال)			ظرفیت (هزار بشکه در روز)		میزان تولید فرآورده‌های اصلی در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					درصد پیشرفت طرح	
		شروع	خاتمه				اعتبار سهم شرکت	پرداختی تا پایان (اسفندماه ۱۳۸۸)	باقی مانده نیاز شرکت	نفت خام	میعانات گازی	بنزین موتور	نفت سفید/ سوخت جت	نفت گاز	نفت کوره	گاز مایع	برنامه	واقعی
۱۹	پالایشگاه شیراز	۱۳۸۴	۱۳۹۱	۵۴۵	۱۰۰	شرکت پالایش نفت شیراز	۵۴۵	۱۷۲	۳۷۳								۳۱/۶	
۲۰	پالایشگاه تهران	۱۳۸۴	۱۳۹۰	۱۷۲۱	۱۰۰	شرکت پالایش نفت تهران	۱۷۲۱	۱۱۵۲	۵۶۹								۶۷	
۲۱	پالایشگاه کرمانشاه	۱۳۸۴	۱۳۹۱	۱۳۷	۱۰۰	شرکت پالایش نفت کرمانشاه	۱۳۷	۷۴	۶۳								۵۴	
۲۲	پالایشگاه تبریز	۱۳۸۴	۱۳۹۳	۱۱۶۲	۱۰۰	شرکت پالایش نفت تبریز	۱۱۶۲	۲۸۵	۸۷۷								۲۴/۵	
۲۳	پالایشگاه آبادان	۱۳۸۴	۱۳۹۰	۶۰۷۲	۱۰۰	شرکت پالایش نفت آبادان	۶۰۷۲	۳۹۷۳	۲۰۹۹								۶۵/۴	
۲۴	پالایشگاه اراک	۱۳۸۴	۱۳۸۸	۴۴۹	۱۰۰	شرکت پالایش نفت اراک	۴۴۹	۳۸۵	۶۴								۸۵/۷	
۲۵	پالایشگاه بندرعباس	۱۳۸۴	۱۳۹۳	۲۳۹۹	۱۰۰	شرکت پالایش نفت بندرعباس	۲۳۹۹	۱۲۹۰	۱۱۰۹								۵۳/۸	
۲۶	پالایشگاه لاوان	۱۳۸۶	۱۳۹۰	۹۲۳	۱۰۰	شرکت پالایش نفت لاوان	۹۲۳	۶۹۷	۲۲۶								۷۵/۵	
طرح‌های شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران																		
۲۷	بازسازی و نوسازی تأسیسات جنبی	۱۳۸۴	۱۳۹۳	۱۸۶۰۶	۱۰۰	شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران	۱۸۶۰۶	۵۳۶۷	۱۳۲۳۹	۲۸/۸								



ردیف	عنوان طرح	دوره اجرا		کل اعتبار طرح (میلیارد ریال)	درصد سهم مشارکت	مجری طرح	عملکرد اعتبارات (میلیارد ریال)			ظرفیت (هزار بشکه در روز)		میزان تولید فرآورده‌های اصلی در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					درصد پیشرفت طرح	
		شروع	خاتمه				اعتبار سهم شرکت	پرداختی تا پایان (اسفندماه ۱۳۸۸)	باقی مانده نیاز شرکت	نفت خام	میعانات گازی	بنزین موتور	نفت سفید/ سوخت جت	نفت گاز	نفت کوره	گاز مایع	برنامه	واقعی
۳۳	احداث پالایشگاه در کشور مالزی (جوهور)	-	-	۱۰۱۷۳	۳۰	شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران	۳۰۵۲	۰	۳۰۵۲								-	-
۳۴	احداث پالایشگاه در کشور مالزی (کداح)	۱۳۸۶	-	۲۷۸۵۳	۳۰	شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت ایران	۸۳۵۶	۳۲	۸۳۲۴								-	-

مأخذ: همان.

* مطالعات مربوط به این طرح‌ها تمام نشده است.

** مطالعات بنیادی خاتمه یافته است.

براساس اطلاعات جدول ۴۶ که بسیاری از طرح‌های ذکر شده در صفحات پیشین را نیز دربرمی‌گیرد، کل بودجه مورد نیاز برای احداث پالایشگاه‌های جدید در داخل کشور، توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها، طرح‌های بنزین‌سازی، طرح‌های مرتبط با حفظ ظرفیت و بهبود عملیات پالایشگاه‌ها، طرح‌های شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و طرح‌های شرکت خطوط لوله و مخابرات نفت به میزان ۴۶۶۲۲۶ میلیارد ریال برآورد شد. بیش از نیمی از این اعتبار (۵۷ درصد) به احداث ۷ پالایشگاه جدید اختصاص دارد. طرح‌های مرتبط با توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها که شامل ۵ طرح است، اعتبار مورد نیاز برای انجام آن ۱۱۴۱۷۷ میلیارد ریال برآورد شده است که حدود ۲۵ درصد کل اعتبارات مورد نیاز است. طرح‌های بنزین‌سازی که شامل ۵ طرح است، مبلغ ۲۰۸۷۴ میلیارد ریال و طرح حفظ ظرفیت و بهبود عملیات که برای ۹ پالایشگاه موجود تعریف شده است، کمتر از ۴ درصد کل اعتبار را به خود تخصیص داده است. این میزان معادل ۱۵۳۳۹ میلیارد ریال است. این طرح از جمله طرح‌هایی است که قادر است زودتر از طرح احداث پالایشگاه‌ها، بهبود الگوی پالایشی را به دنبال داشته باشد. کل اعتبار مورد نیاز برای طرح‌های شرکت ملی پخش فرآورده‌ها مبلغ ۲۲۲۷۱ میلیارد ریال برآورد شده است. همان‌طوری که در جدول آمده است، اغلب این طرح‌ها از برنامه زمانبندی خود عقب هستند.

نتیجه‌گیری کلی

در قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران (۱۳۸۴-۱۳۸۸) و قوانین بودجه سالیانه سال‌های برنامه، برای صنعت نفت کشور اهدافی با توجه به سیاست‌های نظام به تصویب رسیده است.

وزارت نفت و شرکت‌های تابعه آن به منظور دستیابی به این اهداف، فعالیت‌هایی را آغاز کرده‌اند. بدین منظور در بخش بالادستی صنعت نفت، شرکت‌هایی از کشورهای روسیه، نروژ، چین، اسپانیا، ایتالیا، کرواسی، تایلند، اتریش، برزیل، شیلی و ... با ایران شروع به همکاری کردند. همکاری این شرکت‌ها در میادین مشترک و غیرمشترک نفتی بوده است. در اثر همکاری این شرکت‌ها، طی برنامه چهارم به میزان ۱۳/۶۷۶ میلیارد بشکه نفت خام و میعانات گازی و ۶/۳ تریلیون مترمکعب گاز به ذخایر درجای کشور اضافه شد. در طی سال‌های برنامه چهارم توسعه فقط در سال ۱۳۸۴ عملکرد مربوط به اکتشاف نفت، میعانات گازی و گاز قابل استحصال، کمتر از هدف برنامه بوده است.



در برنامه چهارم توسعه مقرر شده بود که روزانه یک میلیون بشکه نفت خام و ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی با اولویت میادین مشترک به ظرفیت تولید کشور اضافه شود. این هدف در بخش نفت نه تنها محقق نشد، بلکه از ظرفیت تولید روزانه نفت خام نیز کاسته شده است. در بخش گاز نیز حدود ۱۸۰ میلیون مترمکعب افزایش تولید حاصل شد که ۱۰۰ میلیون مترمکعب آن حاصل فعالیت در میادین مشترک است که این نشان‌دهنده آن است که هدف برنامه در این بخش محقق نشده است.

با آگاهی به این نکته که صنعت نفت از جمله صنایع سرمایه‌بر است، افزایش قیمت نفت خام در سال‌های برنامه چهارم توسعه فرصتی بی‌نظیر برای توسعه این صنعت بوده است. بررسی قیمت نفت خام که در متن گزارش ارائه شده است، نشان می‌دهد که از سال ۱۳۸۳-۱۳۸۷ افزایش قیمت نفت در حال افزایش بود. در اثر این افزایش قیمت، عواید حاصل از صادرات نفت و گاز طی سال‌های برنامه بالغ بر ۳۴۶ میلیارد دلار و صادرات غیرنفتی نیز ۸۱ میلیارد دلار بوده است که اهم رقم اخیر میعانات و مایعات گازی و محصولات پتروشیمی است. این میزان از درآمدهای ارزی حاصل از صادرات، فرصت مهمی برای توسعه کشور و جبران عقب‌ماندگی در اجرای پروژه‌ها و از جمله پروژه‌های نفت و گاز به شمار می‌رفت که این سؤال مطرح است، چه میزان از این منابع در سرمایه‌گذاری، تولید ارزش‌افزوده و فعالیت‌های مولد مورد استفاده قرار گرفته است؟

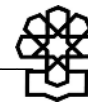
توضیحات مندرج در متن گزارش نشان می‌دهد با وجود چنین درآمدهای سرشار نفتی، کشور نتوانسته است در بهره‌برداری از فرصت‌های موجود مربوط به در اختیار بودن میادین بزرگ و ذخایر عظیم نفت و گاز و از جمله میادین مشترک استفاده مفید بکند. البته دلیل این ناکامی را در موضوعات دیگری نیز می‌توان جستجو کرد. از جمله این دلایل عبارتند از تنگناهای به‌وجود آمده ناشی از فشارهای بین‌المللی برای شرکت‌های نفتی فعال در ایران است. اعمال این محدودیت‌ها از سوی کشورهای غربی باعث شده است که برخی از شرکت‌های غربی فعال در ایران به‌رغم انعقاد قرارداد، از کشور خارج شوند. خروج چنین شرکت‌هایی موجب شده که برخی از پروژه‌های نفتی و گازی کشور در حوضه‌ها و میادین مشترک، از جمله میدان گازی پارس جنوبی که بین ایران و قطر مشترک است، از برنامه زمانبندی خود عقب‌تر باشند. مجلس شورای اسلامی نیز برای برون‌رفت از این وضعیت، در سال‌های برنامه چهارم در قالب قوانین بودجه سالیانه نیز برای افزایش سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز و به‌خصوص، میدان‌های مشترک تمهیداتی اندیشیده بود که این مصوبات نیز به دلیل ناهماهنگی‌هایی که در سیستم اجرایی کشور وجود داشت، عملاً به نتیجه مورد انتظار قانونگذار منتهی نشده و بعضاً بخشی از این منابع تخصیص یافته در قوانین بودجه به وزارت نفت تخصیص داده نشده و یا تخصیص آن با وقفه زمانی زیادی انجام شده است.

تأثیر عمده چنین تصمیماتی علاوه بر اینکه باعث شده تا ایران در بهره‌برداری از میادین مشترک از رقبای خود عقب بیاftد، در تراز انرژی کشور نیز انعکاس خواهد یافت. در تراز انرژی کشور در سال‌های برنامه چهارم، سهم نفت خام و گاز طبیعی از سایر حامل‌های انرژی است. با توجه به اینکه میزان تولید نفت خام در سال‌های مورد نظر کاهش یافته است، این کاهش تولید باعث می‌شود که سهم بیشتری از صادرات نفت خام برای خوراک به پالایشگاه‌های داخلی اختصاص داده شود که این تصمیم نیز تهدیدات خاص خود را برای کشور به دنبال خواهد داشت.

همان‌طوری که در گزارش آمده است، در برنامه چهارم مقرر شده بود که میزان وابستگی بودجه کشور به درآمدهای نفتی کاهش پیدا کند. با وجود چنین مصوبه قانونی، میزان وابستگی بودجه به عواید نفتی در فاصله سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۷ افزایش یافته است. این در حالی است که میزان تولید نفت خام کشور از ۴۰۱۲ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۴ به ۳۹۳۴ هزار بشکه در سال ۱۳۸۸ کاهش یافته است. این وضعیت نشان می‌دهد که در سال‌های برنامه چهارم کشور نتوانسته است از فرصت مربوط به افزایش درآمدهای نفتی به نحو مناسبی برای سرمایه‌گذاری در این بخش استفاده کند.

در بخش پایین‌دستی نفت نیز، اجرای کارت هوشمند سوخت در سال‌های برنامه چهارم (از تیرماه ۱۳۸۶)، باعث شده است تا مصرف برخی از فرآورده‌های نفتی از جمله بنزین موتور کاهش پیدا کند. اجرای این سیاست در کشور موجب که مصرف بنزین موتور که در سال ۱۳۸۴ به میزان ۶۷/۰۴ میلیون لیتر در روز بود به ۶۴/۸۰ میلیون لیتر در روز در سال ۱۳۸۸ کاهش یابد. در واقع، اجرای این سیاست فرصتی را برای کشور فراهم کرد تا از میزان واردات این فرآورده که باعث می‌شد تا بخشی از درآمدهای ارزی کشور به آن اختصاص یابد، کاهش پیدا کند.

در بخش پالایش نیز به علت قدیمی بودن اکثر پالایشگاه‌های نفتی، در برنامه چهارم و قوانین بودجه سالیانه مربوط به برنامه مقرر شد طرح‌هایی در زمینه اصلاح، بهینه‌سازی و مهندسی پالایش به اجرا درآید. بررسی عملکرد اهداف مربوط به این قسمت نشان می‌دهد که در سال‌های برنامه، اهداف مربوط به کاهش میزان متوسط تولید فرآورده‌های کم ارزش‌تر نفتی نظیر نفت کوره کاهش نیافته است و همچنان حدود ۳۱ درصد تولید فرآورده‌های نفتی پالایشگاه‌ها به تولید این فرآورده اختصاص دارد که این میزان در مقایسه با الگوهای معمول دنیا فاصله بسیاری دارد. در مورد افزایش سهم تولید بنزین موتور نیز به‌رغم مصوبه‌های قانونی در سال‌های برنامه توفیقی حاصل نشده است.



نقاط قوت و ضعف

نقاط ضعف

- عدم توجه به استفاده از نیروهای متخصص در صنعت نفت در بخش‌های مدیریتی صنعت نفت و گاز و تغییرات پی‌در پی مدیران موجب شده است که نتوانیم به نحو احسن از ظرفیت بالقوه کشور در زمینه نیروی انسانی استفاده مناسب کنیم و از این طریق بتوانیم شرکت‌های بالغ را در زمینه اجرای طرح‌های نفت و گاز به وجود آوریم. در این زمینه لازم به ذکر است که یکی از راهکارهای سامان دادن به بخش پیمانکاری، ایجاد کنسرسیوم است که با ادغام شرکت‌های مختلف پیمانکاری امکان افزایش توانایی برای اجرای طرح‌های بزرگ در داخل ایجاد شود. در این زمینه نبود قانون برای ایجاد کنسرسیوم یکی از مشکلات است.
- تزیق نکردن گاز به میزان مورد نیاز به میداین نفتی در سالیان مختلف باعث شد تا ضریب بازیافت کاهش یابد و درحد مطلوب نتوان از ذخایر نفتی به صورت صیانتی برداشت کرد.
- عدم اجرای به موقع طرح‌های تولید نفت و گاز در میداین مشترک به ویژه در میدان گازی پارس باعث شد که کشور قطر در بهره‌برداری از این میدان و کشورهای همسایه دیگر در بقیه میداین مشترک دیگر از ایران پیشی گیرند. برطرف نکردن این ضعف باعث می‌شود که کشور در بهره‌برداری از میداین مشترک با چالشی بزرگ مواجه شود و این چالش در حال تبدیل شدن به آسیب به زیربنای اقتصادی و سیاسی کشور است.
- نبود دستگاهی متمرکز برای سیاستگذاری در امور انرژی کشور که از عوامل اصلی ناهماهنگی در سیستم عرضه و تقاضای انرژی است.
- نبود نامه راهبردی انرژی و طرح جامع انرژی نیز ناهماهنگی عرضه و تقاضای انرژی را گسترده‌تر کرده است.

نقاط قوت

- سابقه ۱۰۰ سال فعالیت در امور نفت و گاز این امکان را به وجود می‌آورد که از نیروی انسانی کارآمد این صنعت در بخش‌های دولتی و امور پیمانکاران و مشاوران برای پیشبرد طرح‌ها و پروژه‌های نفت و گاز کشور استفاده کنیم.
- میزان کل ذخایر قابل استحصال هیدروکربوری کشور، ۳۱۹/۵ میلیارد بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۸۸ بوده است. این میزان ذخیره به عنوان نقاط قوت توسعه اقتصادی و سیاسی کشور در عرصه بین‌الملل به شمار می‌رود که استفاده مطلوب از آن برای کشور فرصت محسوب می‌شود.

بدین ترتیب که از یک طرف، اجرای طرح‌های بالادستی و پایین‌دستی نفت و گاز باید به‌عنوان موتور توسعه عمل کند و ازسوی دیگر، عواید نفت و گاز از طریق برنامه‌های توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مناسب و تنظیم بودجه سالیانه منضبط به سرمایه ملی تبدیل شود. به عبارت دیگر جا دارد حتی‌المقدور از استفاده عواید نفت و گاز در عملیات جاری خودداری کرد.

فرصت‌ها و چالش‌ها

فرصت‌ها

- برخورداری از ظرفیت بالای تولید نفت و گاز در کشور فرصت مغتنمی برای ایجاد ارزش‌افزوده بالاتر است. به‌طوری که با استفاده از این مزیت، امکان رقابت را در منطقه و جهان برای کشور فراهم می‌کند. ضمن آنکه این پتانسیل شرایط ویژه‌ای را برای حل و فصل اختلافات و ایجاد مبادلات اقتصادی با کشورهای دیگر را فراهم می‌کند.

- استفاده هر چه بیشتر از عواید نفتی در قالب صندوق توسعه ملی یکی از فرصت‌هایی است که می‌تواند در استفاده از این عواید برای سرمایه‌گذاری و ایجاد رونق اقتصادی امکان لازم را فراهم کند.

- موقعیت سوق‌الجیشی ایران در منطقه و جهان به گونه‌ای است که ارتباط شرق، غرب، شمال و جنوب برای تبادل انرژی بسیار مناسب و کم‌نظیر است. در این زمینه سوآپ نفت خام و انتقال فرآورده نفتی ازجمله این فرصت‌هاست.

چالش‌ها

- وابستگی شدید بودجه دولت به عواید نفتی طی سالیان اخیر افزایش یافته است، به‌طوری که اهداف برنامه در این زمینه محقق نشده است. این امر می‌تواند چالشی برای اقتصاد کشور تلقی شود، زیرا از یک طرف به‌خاطر وابستگی شدید بودجه به درآمد نفت با تغییرات قیمت و یا افت تولید، بودجه کشور دچار عدم تعادل خواهد شد و ازسوی این وابستگی موجب می‌شود تا کشور نتواند از مزیت نسبی خود در بخش‌های تولیدی با ارزش‌افزوده بالاتر استفاده کند.

- شاخص شدت انرژی در کشور یا میزان مصرف انرژی به ازای واحد تولید ناخالص به‌طور نسبی بالاست. این امر اساساً به خاطر عدم عرضه و تولید تجهیزات با فناوری مناسب و با کارایی بالاست.



- عدم برنامه‌ریزی برای جذب و تجهیز سرمایه لازم برای توسعه صنعت نفت از یک سو و مسئله تحریم، شرایط نامناسبی را برای اجرای طرح‌های استراتژیک انرژی کشور از جمله نفت و گاز به وجود آورده است که پیامد این امر می‌تواند به اقتصاد کشور آسیب جدی وارد کند.

- با کاهش شدید درآمدهای نفتی در اواخر سال ۱۳۸۷ و سال ۱۳۸۸ و عدم سرمایه‌گذاری خارجی، شرکت ملی نفت ایران با چالشی در زمینه اجرای طرح‌های سرمایه‌ای مواجه شد. این مسئله به‌ویژه در مورد اجرای طرح‌های توسعه و تولید میدان‌های نفتی و گازی مشترک با کشورهای همسایه (یادآوران، آزادگان، پارس جنوبی، فروزان و ...) می‌تواند منافع ملی را با چالش‌های مهمی روبرو کند. کما اینکه در وقفه‌ای که در انعقاد قراردادهای فازهای میدان گازی پارس جنوبی به وجود آمده موجب گردیده در حال حاضر نسبت برداشت قطر به ایران، ۱۳ به ۶ باشد.

- به دلیل قدمت میادین خشکی، برداشت تجمعی از این میادین قاعداً باید بیشتر از میادین دریایی باشد، اما نکته بسیار جالبی که در طول برنامه چهارم اتفاق افتاده و ظاهراً با منافع ملی کشور چندان همسو نیست این موضوع است که قاعداً تولید باید با تأکید بر میادین مشترک صورت می‌گرفت و حجم برداشت از میادین مشترک دریایی بیشتر از خشکی غیرمشترک می‌بود.

- چنانچه تزریق به میادین نفتی به میزان کافی صورت نگیرد از یک سو باعث کاهش بهره‌دهی متوسط چاه‌ها شده و از سوی دیگر نیز برداشت ثانویه را با مشکل مواجه خواهد کرد.

- در قالب سند چشم‌انداز و سیاست‌های کلی کشور، اهدافی برای ایران در مقایسه با کشورهای منطقه ترسیم شده است. به تناسب این وضع، بعضاً طرح‌هایی چون بنزین‌سازی، احداث پالایشگاه جدید و توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌های موجود کشور تصویب شده است که مطابق اطلاعات ارائه شده در متن گزارش، اکثر این طرح‌ها از زمانبندی تعیین شده اولیه تأخیر دارند. بنابراین دغدغه مربوط به تأمین سرمایه مورد نیاز چنین طرح‌هایی از جمله چالش‌های موجود در صنعت پالایش کشور است. همچنین در سال‌های برنامه چهارم، طرح احداث پالایشگاه جدید نفت مورد توجه قرار گرفته است که در فاصله سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۳ باید به بهره‌برداری برسند. این پالایشگاه‌های جدید الاحداث از نفت خام و میعانات گازی به عنوان خوراک استفاده خواهند کرد. میزان نفت خام و میعانات گازی مورد نیاز برای این پالایشگاه‌ها به ترتیب ۱۰۸۰ و ۴۸۰ هزار بشکه خواهد بود. اگر رقم ۱۰۸۰ هزار بشکه نفت خام مورد نیاز برای خوراک این پالایشگاه‌ها را به رقم عملکرد خوراک نفت خام ۹ پالایشگاه فعال موجود کشور در سال ۱۳۸۸ یعنی ۱۷۰۸ هزار بشکه اضافه کنیم، میزان خوراک نفت خام مورد نیاز برای دو دسته پالایشگاه مورد نظر تا زمان بهره‌برداری، روزانه ۲۷۸۸ هزار بشکه خواهد رسید. اختصاص این میزان از نفت خام استخراجی کشور به خوراک پالایشگاه‌ها باعث می‌شود که از میزان نفت خام صادراتی کاسته شود. بنابراین

تناسب بین طرح‌های مربوط به احداث پالایشگاه‌های جدید و افزایش ظرفیت و استخراج نفت خام کشور، موضوعی است که به برنامه‌ریزی بیشتر و دقیق‌تر نیاز دارد.

- از آنجایی که طرح‌های مربوط به احداث پالایشگاه‌ها، بنزین‌سازی و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها عملاً از برنامه زمانبندی خود عقب هستند، به اتمام رساندن این‌گونه طرح‌ها در زمانبندی در نظر گرفته شده اولیه به تلاش و مدیریت دقیق‌تری نیاز دارد.

منابع و مآخذ

۱. نماگرهای اقتصادی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، سال‌های مختلف.
۲. ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.
۳. شرکت ملی نفت ایران، گزارش عملکرد ارائه شده به مجمع عمومی صاحبان سهام، سال ۱۳۸۸.
۴. سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، مجموعه اسناد ملی توسعه، اسناد توسعه بخشی، امور زیربنایی، جلد سوم، چاپ اول، ۱۳۸۵.
۵. گزارش عملکرد تفصیلی شرکت ملی نفت ایران، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، امور طراحی مدل‌های عرضه انرژی و پیش‌بینی سال‌های مختلف.
۶. گزارش سالیانه شرکت ملی گاز.
۷. گزارش‌های سالیانه بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران.
۸. گزارش حسابرس مستقل و بازرس قانونی شرکت ملی نفت ایران در سال‌های مختلف.
۹. معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، اداره کل اجرای سیاست‌های اصل چهارم و برنامه‌ریزی صنایع پایین‌دستی.
۱۰. گزارش عملکرد اجرای قانون اصل چهارم و چهارم در بخش نفت.
۱۱. گزارش‌های عملکرد سالیانه شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران.
۱۲. معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس‌جمهور، گزارش اقتصادی سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵.
۱۳. شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، گزارش عملکرد سال‌های ۱۳۸۴، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶.
۱۴. شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت، اطلاعات حمل‌ونقل و انرژی کشور، سال ۱۳۸۶.
۱۵. شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران، آمارنامه مصرف فرآورده‌های نفتی انرژی‌زا، سال ۱۳۸۶.
۱۶. مهرورز، مهدی. دانشنامه نفت و انرژی، انجمن نفت ایران، چاپ اول، مهرماه ۱۳۷۸.
۱۷. بانکیان، محمداسماعیل. فرهنگ‌نامه چهارزبانه، سازمان برق ایران، وزارت نیرو، چاپ اول، ۱۳۷۲.



مرکز پژوهش‌ها
مجلس شورای اسلامی

شماره مسلسل: ۱۱۰۱۷

شناسنامه گزارش

عنوان گزارش: بررسی عملکرد وزارت نفت در امور بالادستی نفت و گاز

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین: ایرج مهرآزما

همکاران: فریدون اسعدی، شهرام حیدریان

مدیر مطالعه: ایرج مهرآزما

ناظران علمی: محمدرضا محمدخانی، هوشنگ محمدی

متقاضی: معاونت پژوهشی

ویراستار تخصصی: —

ویراستار ادبی: —

واژه‌های کلیدی: —

تاریخ انتشار: ۱۳۹۰/۶/۱۵