# بررسی عملکرد وزارت نفت (۱۳۷۶_۱۳۷۹)

دفتر امور زیربنایی

## ۱. مقدمه

اجرای طرح‌های سرمایه‌ای چند میلیاردی بیع متقابل در توسعه و بهره‌برداری از میادین نفت و گاز علی القاعده باید در چارچوب برنامه‌های میان مدت و بلند مدت بخش نفت و گاز کشورو در بستر برنامه‌های پنج ساله توسعه اقتصادی و برنامه‌های کلان بلندمدت اقتصادی بررسی شود، زیرا اولاً اجرای کامل این طرح‌های چند میلیاردی حداقل ۶ تا ۷ سال طول می‌کشد و ثانیاً آثار اقتصادی این طرح‌ها اعم از تعهدات ارزی کشور به شرکت‌های خارجی یا تأثیر در متغیرهای کلان مانند درآمد سرانه، ترکیب واردات و غیره معمولاً چند سالی بعد از شروع بهره‌برداری از این طرح‌ها ظاهر می‌شود.

متأسفانه وزارت نفت معمولاً این طرح‌های بزرگ را درقالب لوایح بودجه به مجلس ارائه می‌کند. مجلس شورای اسلامی نیز در فرصتی محدود این طرح‌های بسیار بزرگ را

---

این مقاله، چکیده گزارشی است که به سفارش «دبیرخانه بررسی عملکرد دستگاه‌های اجرایی» در دفتر امور زیربنایی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی توسط گروه مطالعاتی به سرپرستی آقای مهندس ناصر مواهبی انجام گرفته و متن کامل گزارش در مرکز موجود است.

در چارچوب بودجه‌های سالانه ارزیابی می‌کند و در نتیجه، پیامدهای میان مدت و بلندمدت استفاده از این سرمایه‌های خارجی به ویژه مسائل مربوط به بازپرداخت سالیان آتی و تأثیر آن در شاخص‌های کلان اقتصادی کشور نمی‌تواند به نحو رضایت‌بخش ارزیابی شود.

فقدان بررسی دقیق از آثار بلند مدت اعطای این گونه مجوزهای قانونی و مصوبات استفاده از تسهیلات خارجی طبعاً نگرانی‌هایی را در مورد تعادل اقتصادی کشور در سال‌های آتی ایجاد می‌کند. بدیهی است مسئولیت تدوین برنامه‌های دقیق میان مدت و بلند مدت کلان اقتصادی با وزارت نفت نیست، اما فقدان این برنامه‌ها نیز نمی‌تواند مجوزی باشد که وزارت نفت طرح‌های عظیمی را که ماهیتاً آثار بلند مدت اقتصادی دارند صرفاً در قالب بودجه‌های سالانه مطرح کند. در چنین شرایطی انتظار این است که وزارت نفت بیش از هر سازمان دیگر، نگران آثار کلان اقتصادی طرح‌های بزرگ بیع متقابل باشد و با مطالعات جامع در این زمینه و همکاری بسیار نزدیک کارشناسی با سایر نهادهای اقتصادی و مراکز تخصصی در دولت و نیز استفاده گسترده از صاحبنظران مختلف در حوزه‌های مهندسی و اقتصاد، اطمینان خاطر نمایندگان محترم مجلس شورای اسلامی را فراهم آورد که غایت سعی و دقت در حفظ منافع ملی در بهره‌برداری از این ثروت ملی به عمل آمده است.

## ۲.ارزیابی برخی شاخص‌های عمده صنعت نفت در مقایسه با اهداف برنامه دوم

۱. تولید نفت خام در سال ۱۳۷۸ حدود ۱۰/۶ درصد کم‌تر از هدف تعیین شده در برنامه دوم بوده که البته سیر نزولی تولید از سال ۱۳۷۶ آغاز شده است.

۲. علی رغم بهره برداری از پالایشگاه جدید بندرعباس در سال ۱۳۷۶، نفت کوره با ضریب ۳۲/۶ درصد در سال ۱۳۷۸ تولید شده است که ۲ درصد بیش‌تر از ضریب تولید نفت کوره در سال ۱۳۷۳ است که این امر با سیاست مؤکد تصریح شده در قوانین بودجه مبنی بر کاهش تولید نفت کوره پالایشگاه‌ها مغایرت دارد.

۳. خوراک پالایشگاه‌های داخلی در سال ۱۳۷۸ حدود ۶ درصد بیش‌تر از اهداف برنامه بوده است. بدیهی است افزایش خوراک پالایشگاه‌های داخلی که عمدتاً با هدف

تأمین منابع ارزی در شرکت ملی نفت به ویژه در سال‌های برنامه دوم بوده تأثیر منفی بر میزان صادرات مستقیم نفت خام دارد. در واقع صادرات نفت در سال ۱۳۷۸ حدود ۴۳۰ هزار بشکه در روز کم‌تر از اهداف برنامه دوم بوده است.

۴. استحصال مایعات و میعانات گازی از سال ۱۳۷۵ به بعد سیر نزولی آغاز کرده، به گونه‌ای که در سال ۱۳۷۸ به میزان ۳۱ درصد کم‌تر از هدف برنامه بوده است.

۵. طی سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۷۸، تولید گاز غنی از میادین مستقل گازی در محدوده ۶۰ تا ۶۷ درصد ارقام برنامه تحقق یافته است.

۶. تولید گاز سبک در سال ۱۳۷۸ حدود ۱۵ درصد کم‌تر از هدف تعیین شده بود.

۷. طی سال‌های برنامه دوم، نه فقط از سوزانده شدن گازهای غنیِ همراه نفت جلوگیری به عمل نیامده، بلکه علی رغم کاهش تولید نفت خام، حجم گازهای سوزانده شده درسال ۱۳۷۷ به بیش از ۳۶ میلیون متر مکعب در روز رسیده است.

۸. با توجه به اهمیت تزریق گاز در افزایش بهره‌وری و ضریب بازیافت ثانویه و صیانت از مخازن نفتی، در برنامه دوم مقرر شده بود که تزریق گاز تا سال ۱۳۷۸ به ۱۳۱ میلیون متر مکعب در روز افزایش یابد؛ اما در عمل، حجم گازهای تزریقی به مخازن نفتی در سال‌های ۱۳۷۳ تا ۱۳۷۶ مقدار ۶۰ میلیون متر مکعب در روز و در سال‌های ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ به میزان ۶۷/۵ میلیون متر مکعب در روز بوده که حدود ۵۰ درصد حجمی است که مطابق برنامه دوم باید تزریق می‌شده است.

۹. علی رغم این که براساس برنامه دوم و با راه اندازی پالایشگاه بندرعباس، واردات بنزین می‌بایست در سال ۱۳۷۷ قطع می‌شد، اما طی سال ۱۳۷۶ و ۱۳۷۷ عملاً سطح تولید بنزین، نفت سفید و نفت گاز کم‌تر از ارقام برنامه بود، در حالی که تولید نفت کوره افزایش نشان می‌داد و بدین ترتیب، تغییرات الگوی پالایشی عملاً رشد واردات بنزین را ضروری کرد.

## ۳. سیاست‌ها و برنامه‌ریزی‌های صنعت نفت و سیاست‌های اصلاح ساختار

۱. در برنامه دوم، اهداف و سیاست‌های مطلوب به صورت کیفی و به شرح زیر اعلام گردید: اداره اقتصادی واحدها، افزایش کارایی، شفاف سازی و کاهش هزینه‌ها، بهبود بازیافت نهایی، اعمال روش‌های ازدیاد برداشت نفت خام، افزایش ذخایر شناخته شده،

رشد توان تولید و صادرات نفت خام، تأمین گاز مورد نیاز برای پروژه‌های تزریق و مصارف داخلی، تقلیل میزان گازی که سوزانده می‌شود، جانشین کردن گاز مایع به جای فراورده‌های میان تقطیر با توجیهات اقتصادی، ارتقای تکنولوژی، و آموزش نیروی انسانی.

۲. در قانون برنامه سوم موارد زیر نیز توصیه شد: اصلاح ساختار اداری و مدیریت، ساماندهی شرکت‌های دولتی، واگذاری سهام و مدیریت شرکت‌های دولتی، تنظیم انحصارات، و رقابتی کردن فعالیت‌های اقتصادی. در این باره می‌توان به برخی اقدامات اساسی به شرح زیر اشاره کرد:

ـ تصویب طرح «تحول ساختار و بازآرایی سازمانی صنعت نفت ایران» در سال ۱۳۷۷؛

ـ گسترش زمینه‌های استفاده از بیع متقابل در قانون بودجه سال ۱۳۷۷؛

ـ طرح ضرورت افزایش تولید نفت به میزان ۷ میلیون بشکه در روز.

۳. حفظ سهم ایران در اوپک به مثابه تنها مظهر قدرت و مقابله و رقابت با سایر اعضای اوپک مطرح شد. متأسفانه به جای آن که حضور ایران در اوپک با هدف به حداکثر رساندن استفاده از امکانات و پتانسیل‌های ساختاری اوپک در راستای حمایت و پشتیبانی از سیاست‌ها و روش‌های تأمین حداکثر منافع ملی در بازارهای بین‌المللی نفت باشد، این حضور عمدتاً در جهت استفاده ابزاری از آن به منظور توجیه سیاست حفظ سهمیه در بازار درآمد که تا به امروز نیز ادامه داشته است. این تلقی از ابعاد بین‌المللی نفت موجب شد که در تدوین استراتژی‌های داخلی در زمینه تولید وصادرات نفت، به جای توجه به توسعه ظرفیت‌های پایدار، عمدتاً به تحقق ظرفیت‌سازی تولید برای تأمین امنیت عرضه انرژی جهان توجه شود.

۴. با توجه به مراتب فوق به نظر می‌رسد که سیاست‌های اصلاح ساختار در صنعت نفت کشور به جای این که نشأت گرفته از اهداف کلان در برنامه‌های دوم وسوم دولت و متناسب با نیازهای میان مدت و بلند مدت تحولات ساختاری اقتصاد کشور باشد عمدتاً هماهنگ با تحولات بین‌المللی در بازارهای سرمایه و منطبق با شرایط حاکم بر بازارهای بین‌المللی نفت بوده است.

۵. تقسیم و جداسازی پاره‌ای از فعالیت‌ها از شرکت‌های اصلی و ایجاد شرکت‌های

جدید از سال ۱۳۷۷ از یک طرف و تقسیم فعالیت‌ها به اجزای کوچک‌تر برای آسان کردن واگذاری به بخش خصوصی از طرف دیگر موجب شد که:

- نابسامانی‌هایی در نظام تصمیم‌گیری ایجاد شود؛ زیرا بخش‌هایی از مجموعه‌های منسجم قبلی جدا شدند و در حوزه‌های دیگری قرار گرفتند.
- ابهاماتی در ارتباطات سازمانی به لحاظ وضعیت حقوقی شرکت‌های جدید با یکدیگر و با سازمان‌های نظارتی قبل به وجود آید.
- صنعت نفت از نظر سازمانی و تشکیلاتی بزرگ‌تر شود.
- هزینه‌های اداری به لحاظ ایجاد مدیریت‌های جدید افزایش یابد.
- ابهامات و تناقضات حقوقی و بازرگانی مطرح شود؛ زیرا اصلاح ساختار بدون انجام اصلاحات حقوقی در اساسنامه‌های شرکت‌های نفت، گاز و پتروشیمی صورت گرفته است.

۶. عمده‌ترین تفکر حاکم بر سیاست‌های اجرایی، اصلاح ساختار بر محور خصوصی‌سازی و واگذاری فعالیت‌ها به بخش غیردولتی است که در این خصوص توجه به دو نکته زیر حائز اهمیت است:

الف) سیاست‌های اصلاح ساختار نوعاً موجب بزرگ‌تر شدن تشکیلات سازمانی در نفت و گاز شده است؛ در حالی که این امر با قانون برنامه سوم توسعه است که کوچک سازی بخش دولتی را هدف اصلی خود قرار داده مغایرت دارد. در این خصوص می‌توان به موارد زیراشاره کرد:

- ایجاد قریب ۱۴۰ شرکت، بدنه صنعت نفت را بزرگ‌تر، هزینه‌های آن را بالاتر، تعداد مدیران را بیش‌تر، تصمیم‌گیری‌ها را مشکل‌تر و تنگناهای اداری را قوی‌تر کرده و به علاوه یکپارچگی عملیات صنعت نفت را دچار چندگانگی و تشتت ساخته است.
- سیاست‌های اصلاح ساختار طی سال ۱۳۷۹ باعث شد که تعداد پست‌های شرکت ملی گاز ایران و زیرمجموعه‌های جدید آن (۲۸ شرکت جدید) به قریب ۳۵۰۰ پست جدید افزایش یابد که با احتساب نیازهای کنونی به نیروی انسانی (قریب ۵۰۰ نفر) کل نیاز این شرکت‌ها را به ۴۰۰۰ نفر افزایش داده است.
- شرکت ملی نفت ایران با قریب ۹۵۰۰ پست بلاتصدی از مجموع قریب ۵۰,۰۰۰ پست، نیاز به ۱۰,۰۰۰ نیروی جدید دارد. بخشی از این نیاز مربوط به سیاست‌های

اصلاح ساختار و ایجاد شرکت‌های دولتی، بخش دیگر ناشی از کمبود متخصص و بخشی نیز به لحاظ بازنشستگی کارکنان بوده است.

ب) خصوصی سازی در نفت تناسب چندانی با افزایش تعداد شرکت‌ها، پست‌ها و شاغلان ندارد. در واقع، مدیران و کارکنانی که به سازمان‌های جدید تعلق خاطر بیش‌تری یافته‌اند تمایل چندانی به خصوصی سازی نخواهند داشت. از طرف دیگر، برنامه‌های اصلاح ساختار در صورتی موفق خواهند بود که مازاد نیروی انسانی صنعت نفت زمینه اشتغال در بخش خصوصی را داشته باشد. در شرایط کنونی که فقدان سیاست‌های حمایتی دولت نتوانسته زمینهٔ رونق بخش خصوصی را فراهم آورد، به سختی می‌توان انتظار داشت که شرکت‌های جدیدی که در دستگاه نفت ایجاد شده‌اند در یک فرایند طبیعی و سالم به سمت خصوصی سازی حرکت کنند.

## ۴. تطبیق مستندات قانونی قراردادهای بیع‌متقابل‌وفاینانس نفت و گاز در قوانین برنامه و بودجه با عملکرد وزارت نفت (۱۳۷۸ـ۱۳۷۴)

براساس بند «م» تبصره ۲۲ به وزارتخانه‌های نفت، راه و ترابری، معادن و فلزات و جهادسازندگی اجازه داده شد که تا سقف ۶/۵ میلیارد دلار از روش‌های بیع متقابل برای طرح‌های اجرایی ـ جمعاً ۱۲ طرح برای وزارت نفت و ۸ طرح برای سایر وزارتخانه‌های فوق‌الذکر ـ استفاده کنند. همچنین به وزارتخانه‌های نیرو، صنایع، کشاورزی و راه وترابری اجازه داده شد که تا سقف ۳/۵ میلیارد دلار از طریق تعهدات فاینانس، ۱۴ طرح پیشنهادی خود را اجرا کنند. در این خصوص، برخی از شرایطی که باید رعایت شود به شرح زیر است:

ـ ارزش حال کل بدهی‌ها و تعهدات کشور اعم از کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت در سال آخر برنامه نباید از ۲۵میلیارد دلار تجاوز کند (بند «ج»).

ـ بازپرداخت تعهدات، ایجاد تعهدات جدید در سقف بند «ج» این تبصره یا تمدید تعهدات گذشته در چارچوب قوانین بودجه سالانه انجام خواهد شد (بند «س»).

ـ شرکت‌های خارجی ملزم به انتقال دانش فنی و آموزش نیروی انسانی باشند و حداکثر استفاده از توان داخلی کشور در زمینه‌های طراحی، مهندسی، اجرا، ساخت و نصب تجهیزات و ماشین‌آلات به عمل آید.

- در قراردادهای مربوط به بیع متقابل، صدور کالای تولیدی مطابق قرارداد توسط شرکت‌های خارجی ذی‌ربط تضمین و تعهد شده باشد.

## الف) طرح‌های ۱۲گانه وزارت نفت

۱. توسعه میدان گازی پارس جنوبی.
۲. توسعه لایه گازی دالان، کنگان (میدان سلیمان).
۳. طرح جمع‌آوری گازهای همراه لایه بنگستان (آماک).
۴. طرح جمع‌آوری گازهای همراه و تزریق در میدان درود.
۵. احداث پالایشگاه مایعات گازی صلویه.
۶. توسعه میادین نفتی دریایی سروش.
۷. توسعه میادین نفتی دریایی بلال.
۸. توسعه میادین نفتی دریایی سیری A.
۹. توسعه میادین نفتی دریایی سیری E.
۱۰. احداث کارخانجات گاز و گاز مایع.
۱۱. احداث واحد تصفیه گاز مایع در لاوان.
۱۲. افزایش ظرفیت پالایشگاه شیراز به میزان ۲۰ هزار بشکه در روز.

در عمل فقط ۴ طرح از ۱۲ طرح فوق (طرح ۱، ۸، ۹ و ۱۰) جمعاً بیش از ۷/۱۶۳ میلیارد دلار تعهدات بیع متقابل ایجاد کرده، در حالی که مبلغ مندرج در برنامه دوم برای مجموع ۱۲ طرح وزارت نفت و ۸ طرح وزارتخانه‌های راه، معادن و فلزات و جهادسازندگی ۶/۵ میلیارد دلار پیش‌بینی شده بود. ملاحظه می‌شود که سرمایه‌گذاری‌های وزارت نفت به هیچ وجه بر اساس یک برنامه‌ریزی اقتصادی میان مدت که هماهنگ با برنامه دوم توسعه باشد انجام نشده است.

## ب) قانون بودجه سال ۱۳۷۶

۱. براساس بند «و» تبصره ۲۹ به دولت اجازه داده شده که به منظور تأمین مالی طرح خط لوله گاز ایران ـ ترکیه تا سقف ۲۰۰ میلیون دلار از تسهیلات موضوع بند «م» تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم استفاده کند. توضیح این که طرح خط لوله گاز ایران ـ ترکیه قبلاً در

لیست طرح‌های ۱۲گانه وزارت نفت مندرج در برنامه دوم توسعه ذکر نشده بود.

۲. براساس بند «و» تبصره ۲۹ به دولت اجازه داده شده که به منظور افزایش ظرفیت تولیدی ـ صادراتی صنایع پتروشیمی، آهن و فولاد حداکثر تا سقف ۵۰۰ میلیون دلار برای تأمین نیاز ارزی اجرای طرح‌های مربوط، نسبت به اخذ یا تضمین تسهیلات مالی اعتباری از مؤسسات خارجی اقدام کند. اما با توجه به این که هیچ گونه تخصیص اعتباری برای طرح‌های پتروشیمی مشاهده نشده می‌توان نتیجه گرفت که تصمیمات وزارت نفت در امر سرمایه‌گذاری، از پشتوانه برنامه‌ریزی‌های اقتصادی برخوردار نیست.

## ج) قانون بودجه سال ۱۳۷۷

بر اساس بند «ل» تبصره ۲۹، به منظور جلب سرمایه‌های خارجی و برای اجرای طرح‌های مولد و اشتغال زا به دولت اجازه داده می‌شود که در سال ۱۳۷۷:

۱. به میزان ۵/۴ میلیارد دلار برای اجرای طرح‌های مندرج در جدول شماره ۴ این قانون علاوه بر مبلغ مندرج در بند «م» تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم، به روش بیع متقابل استفاده کند. اعتبارات این بند قابل تبدیل به فاینانس نیست.

۲. علاوه بر مبلغ مندرج در بند ۱ فوق و مبالغ مندرج در بند «م» تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم، به میزان ۹۰۰ میلیون دلار برای طرح‌های مندرج در جدول شماره ۴ این قانون از طریق انعقاد قراردادهای تأمین مالی و میان مدت (فاینانس) استفاده کند.

در خصوص موارد فوق، توجه به چهار نکته حائز اهمیت است:

ـ طرح‌های مندرج در جدول ۴ قانون بودجه سال ۱۳۷۷ جمعاً ۱۶ طرح است که ۵ طرح اصلی و بزرگ آن به وزارت نفت مربوط می‌شود؛ یعنی خط لوله اصلی انتقال گاز، توسعه میادین گازی، توسعه میادین نفتی، بهسازی پالایشگاه آبادان و طرح‌های تزریق در میادین نفتی.

ـ درخواست رقم ۵/۴ میلیارد دلار در یک سال و مقایسه آن با سقف ۶/۵ میلیارد دلار بیع متقابل برای برنامه پنج ساله دوم، حکایت از ضعف نظام برنامه‌ریزی کشور، به ویژه الگوی سرمایه‌گذاری در دستگاه نفت دارد.

ـ طرح های بیع متقابل نفتی و غیرنفتی که به استناد بند «ل» فوق باید در سقف ۵/۴ میلیارد دلار محدود می‌شد، از نظر عملکرد حجم تعهدات طرح‌ها بالغ بر ۵/۷ میلیارد

دلار می‌شود که حدود ۳۰۰ میلیون دلار بیش از سقف مصوب بودجه ۱۳۷۷ است.

ـ علی رغم آن که براساس جزء ۲ بند «ل» تبصره فوق، مجوز استفاده از مبلغ ۹۰۰ میلیون دلار برای اجرای طرح های مندرج در جدول شماره ۴ این قانون در قالب فاینانس برای بخش های دولتی و غیردولتی ـ از جمله نفت ـ صادر شده بود و با آن که پنج ردیف اصلی طرح های این جدول جملگی طرح های نفتی بودند و در مورد همه آن‌ها به لحاظ قانونی امکان استفاده از شیوه تأمین مالی فاینانس و بیع متقابل وجود دارد، وزارت نفت با اصرار بر استفاده از شیوه تأمین مالی بیع متقابل هیچ طرحی را به صورت فاینانس پیگیری و تصویب نکرده است.

## د) قانون بودجه سال ۱۳۷۸

بر اساس بند «ل» تبصره ۲۹ به دولت اجازه داده شد که در سال ۱۳۷۸ علاوه بر سقف‌های مندرج در تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم و تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۷، به ترتیب زیر عمل کند:

ـ مبلغ ۵/۴ میلیارد دلار را برای اجرای توسعه میادین نفت و سایر طرح های موضوع جدول شماره ۳ این قانون به روش بیع متقابل استفاده کند. توضیح آن که طرح‌های موضوع جدول شماره ۳، غیر از دو طرح، تماماً مربوط به وزارت نفت است و ۲۰ طرح توسعه نفت، ۶ طرح میادین گازی و ۳ طرح پالایشی را شامل می‌شود.

ـ شرکت ملی نفت ایران موظف است برای توسعه میدان‌های پارس جنوبی و سلمان تا سقف تولید اضافی ۱۴۰ میلیون متر مکعب گاز در روز و ۸۰ هزار بشکه نفت در روز از طریق بیع متقابل یا فاینانس اقدام کند. بازپرداخت سرمایه‌گذاری مزبور از محل تولیدات «اضافی» همان طرح‌ها به عمل خواهد آمد.

ـ به شرکت ملی نفت اجازه داده می‌شود از مبلغ ۶۰۰ میلیون دلار برای سرمایه‌گذاری در بخش تولید نفت از طریق انعقاد قراردادهای مالی بلندمدت و میان مدت فاینانس از طریق بانک مرکزی استفاده کند.

ـ تا سقف ۱/۵ میلیارد دلار برای طرح های پتروشیمی از طریق انعقاد قراردادهای مالی بلندمدت و میان مدت فاینانس تأمین گردد.

در این مورد توجه به چند نکتهٔ زیر حائز اهمیت است:

۱. سقف بیع متقابل در تبصره ۲۲ قانون برنامه ۵ ساله دوم ۶/۵ میلیارد دلار تعیین شده، در حالی که در دو سال ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ جمعاً ۱۰/۸ میلیارد دلار دیگر بیع متقابل به تصویب رسیده است. چنین عملکردی در واقع چیزی جز نفی برنامه‌ریزی میان‌مدت و بلندمدت برای سرمایه‌گذاری در کشور نیست.

۲. به جای تعیین سقف ایجاد بدهی‌ها و تعهدات خارجی از طریق بیع متقابل یا فاینانس برای توسعه میدان های پارس جنوبی و سلمان، صرفاً به ذکر سقف تولید اضافی گاز و نفت اکتفا شده است که این امر طبعاً موجب از دست رفتن شفافیت در الگوهای سرمایه‌گذاری و حجم تعهدات خارجی می‌شود.

## ه) قانون برنامه سوم توسعه ۱۳۸۳ـ۱۳۷۹

۱. به موجب بند «الف» ماده ۱۲۰، درآمد حاصل از صادرات فراورده‌های نفتی، گاز و میعانات گازی و برق حسب مورد می‌تواند به عنوان درآمد شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی گاز ایران و شرکت توانیر تلقی شده، به مصرف ارزی هزینه عملیات جاری و اجرای طرح های سرمایه‌ای مصوب مجلس برسد. ملاحظه می‌شود که متأسفانه هیچ گونه سقفی برای این‌گونه روش‌های تأمین مالی در نظر گرفته نشده که این مسأله می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر عرضه و تقاضای فراورده های نفتی در داخل کشور داشته باشد.

۲. به موجب بند «ب» ماده ۱۲۰، درصدی از درآمد ارزی حاصل از صادرات نفت خام که میزان آن در قوانین بودجه سنواتی تعیین خواهد شد در قالب ساز و کاری که به تصویب هیأت وزیران می‌رسد، دراختیار شرکت ملی نفت ایران قرار خواهد گرفت تا به منظور تحقق اهداف برنامه طبق قوانین و مقررات موجود هزینه شود.

۳. به موجب جزء ۲ بند «ب» ماده ۸۵، دولت موظف است میزان تعهدات و بدهی‌های خارجی کشور در طول برنامه سوم را به گونه‌ای تنظیم کند که ارزش حال خالص بدهی‌ها و تعهدات کشور (ما به التفاوت ارزش حال بدهی‌ها، تعهدات کشور و ذخایر ارزی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران) در سال آخر برنامه سوم بیش از ۲۵ میلیارد دلار نباشد.

یادآوری می‌شود که در بند «ج» تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم میزان ذخایر ارزی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران در محاسبه ارزش حال خالص بدهی‌ها و تعهدات کشور

در نظر گرفته نمی‌شد؛ زیرا در این تبصره صرفاً به ذکر این جمله اکتفا شده است که «ارزش حال کل بدهی‌ها و تعهدات کشور اعم از کوتاه مدت و میان مدت و بلندمدت در سال آخر برنامه نباید از ۲۵ میلیارد دلار بیش‌تر باشد». بدین ترتیب ملاحظه می‌شود که در قانون برنامه سوم، در صورت افزایش ذخایر ارزی بانک مرکزی، عملاً به همان میزان امکان قانونی افزایش سقف تعهدات کشور به بیش از ۲۵ میلیارد دلار وجود دارد. توجه به این نکته نیز مفید است که از متن قانون برنامه دوم چنین حکمی در مورد ذخایر ارزی بانک مرکزی مستفاد نمی‌شد و در نتیجه، دستگاه‌های اجرایی برای ایجاد تعهدات بیش‌تر عملاً ناچار شدند که در قوانین بودجه سالانه، این سقف را در دو نوبت جمعاً به اندازه ۱۰/۸ میلیارد دلار افزایش دهند.

## و) قانون بودجه سال ۱۳۷۹

۱. به موجب بند «ل» تبصره ۲۹، به دولت اجازه داده می‌شود نسبت به تأمین و تضمین منابع مالی خارجی به میزان ۳ میلیارد دلار اقدام کند که از آن حداقل معادل ۱/۵ میلیارد دلار برای طرح‌هایی است که تمامی پرداخت های مربوط به آن‌ها اعم از بازپرداخت و هزینه های ذی‌ربط از محل صدور محصولات تولید همان طرح‌ها و پیش پرداخت از محل درآمدها یا سهمیه ارزی همان دستگاه انجام می‌گیرد.

۲. براساس جزء ۳ بند «ل» تبصره ۲۹، شرکت ملی نفت مکلف است برای توسعه میادین گازی با اولویت میدان پارس جنوبی تا سقف ۱۵۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی در روز ـ به علاوه احداث صنایع پایین دستی آن مانند پالایشگاه دوم بیدبلند و خط لوله سراسری چهارم انتقال گاز ـ اقدام کند و تعهدات ایجاد شده را از محل تولیدات همان میادین و یا موارد مذکور در بند «الف» ماده ۱۲۰ قانون برنامه سوم بازپرداخت کند.

متأسفانه ملاحظه می‌شود که قانونگذار در مورد میزان تولید محصولات جانبی هیچ گونه هدفی را مشخص نکرده است، اما بررسی مستندات این طرح‌ها نشان می‌دهد که علاوه بر تولید ۱۵۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی (ترش و شیرین)، سالانه ۲۷ میلیون بشکه میعانات گازی و ۱/۹ میلیون تن گاز مایع و بنزین طبیعی نیز تولید می‌شود. همچنین براساس مستندات موجود، اصل هزینه سرمایه‌گذاری لازم برای اجرای طرح‌های توسعه میادین گازی به علاوه احداث صنایع پایین دستی آن بالغ بر ۵/۹۴۹

میلیارد دلار است و مابقی آن تا سقف ۱۰/۸۲۹ میلیارد دلار یعنی ۴/۸۸۰ میلیارد دلار به عنوان هزینه های بانکی، حق الزحمه و ریسک پیمانکار در نظر گرفته شده، بدین صورت که مبلغ ۱۰/۸۲۹ میلیارد دلار شامل ۸/۰۵۸ میلیارد دلار به صورت بیع متقابل و ۲/۷۷۱ میلیارد دلار به صورت فاینانس است. این طرح‌ها، کل سقف تولید گاز طبیعی مشخص شده در جزء ۳ این بند را پوشش می‌دهند و لذا از این به بعد هیچ طرح دیگری برای توسعه میادین گازی نمی‌تواند به استناد این جزء در سال‌های آتی مجوز بگیرد.

## ز) قانون بودجه سال ۱۳۸۰

۱. به موجب بند «ی» تبصره ۲۹ و در اجرای ماده ۸۵ قانون برنامه سوم، به وزارت نفت اجازه داده می‌شود در سال ۱۳۸۰ تا سقف ۴/۷ میلیارد دلار را به صورت بیع متقابل برای طرح‌های زیر استفاده کند:

- طرح توسعه استفاده از گاز طبیعی در صنایع، شهرها و مناطق روستایی،
- طرح بهینه سازی مصرف انرژی،
- طرح جانشین کردن سوخت خودروها با گاز طبیعی،
- طرح تولید فراورده‌های نفتی از گاز طبیعی،
- طرح ایجاد تأسیسات مایع سازی و صادرات گاز طبیعی.

۲. به موجب بند «ک» تبصره ۲۹ به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده می‌شود در توسعه میدان نفتی آزادگان، تعهدات ایجاد شده را در قالب قرارداد بیع متقابل تا سقف ۲/۸ میلیارد دلار از محل حداکثر تا ۵۰ درصد تولیدات روزانه همان میدان در دوران بازپرداخت تعهد و پرداخت کند.

۳. به موجب بند «ل» تبصره ۲۹ و در اجرای ماده ۸۵ قانون برنامه سوم، به دولت اجازه داده می‌شود از طرق مشروح زیر از طریق بانک مرکزی تا سقف ۳/۵ میلیارد دلار از بازارهای سرمایه خارجی در قالب قراردادهای تأمین مالی پروژه‌ها یا مشارکت استفاده کند:

- تأمین و تضمین تسهیلات خارجی تا مبلغ ۱/۵ میلیارد دلار برای طرح‌هایی که تمامی پرداخت‌های مربوط به آن‌ها اعم از بازپرداخت و هزینه‌های ذی ربط از محل صدور محصولات تولیدی همان طرح‌ها صورت می‌گیرد.

ـ تأمین و تضمین تسهیلات خارجی تا مبلغ یک میلیارد دلار برای سرمایه‌گذاری طرح‌هایی که توجیه فنی و اقتصادی و اولویت اجرای آن‌ها به تصویب شورای اقتصاد خواهد رسید.

۴. متأسفانه برای ۵ طرح موضوع بند «ی»، سقف‌های اعتباری و تعهدی جداگانه منظور نشده است؛ اما بررسی اسناد و گزارش‌های ارائه شده از سوی وزارت نفت به مجلس شورای اسلامی نشان می‌دهد که برآورد هزینه‌های سرمایه‌ای این طرح‌ها جمعاً ۸/۶۵۶ میلیارد دلار است. البته مجلس شورای اسلامی این رقم را تصویب نکرد و آن را به میزان ۴۶ درصد یعنی تا سقف ۴/۷ میلیارد دلار کاهش داد. اما نظر به این‌که مجلس شورای اسلامی اجرای تمامی این طرح‌ها را پذیرفته است احتمال دارد در عمل، اجرای زنجیره‌های مکمل و الزام‌آور طرح به ویژه در طرح ۵ میلیارد دلاری ایجاد تأسیسات مایع سازی و صادرات گاز طبیعی، موجب شود که دستگاه نفت با استفاده از تبصره‌های بودجه‌ای در سال‌های آتی، زمینه‌های لازم را فراهم آورد که مجوزهایی برای ارتقای سقف تعهدات کسب کند.

۵. برای توسعه میدان آزادگان، شرکت ژاپنی طرف مذاکره، حجم سرمایه‌گذاری مشترک خود و شل را بالغ بر ۸/۲ میلیارد دلار اعلام کرده است که ۵ برابر بیش از رقم اعلام شده توسط شرکت ملی نفت برای ۳۰۰ هزار بشکه در روز (۱/۶ میلیارد دلار یا ۲/۸ میلیارد دلار با احتساب هزینه‌های تأمین منابع و سود پیمانکار و سایر موارد) است. اگر تولید ۷۰۰ یا ۸۰۰ هزار بشکه در روز را که مورد نظر شرکت ژاپنی است مدنظر قرار دهیم که طبعاً مورد علاقه دستگاه نفت و هم‌سو با سیاست کلی افزایش تولید است، آنگاه چه بسا سقف تعهدی بند «ک» تبصره ۲۹ در عمل از ۲/۸ میلیارد دلار به ۸/۲ میلیارد دلار افزایش یابد.

## ح) نیازهای ارزی وزارت نفت طی برنامه ۵ ساله سوم توسعه

گزارش ارائه شده توسط وزارت نفت در دی ماه ۱۳۷۹ به مجلس شورای اسلامی حاکی از آن است که ارز مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری درچهار شرکت اصلی (نفت، پالایش و پخش، گاز و پتروشیمی) جمعاً ۳۱/۳۸۵ میلیارد دلار است (نفت ۲۱/۴۰۱، پالایش ۱/۴۹۹، گاز ۳/۴۴۹ و پتروشیمی ۵/۰۳۶). با احتساب هزینه‌های تأمین منابع مالی،

ریسک، بهره، سود و پاداش پیمانکاران که معمولاً در بیع متقابل با ضریب ۱/۸ تا ۲ حساب می‌شود، می‌توان گفت که با احتساب ضریب حداقل ۱/۸، حجم تعهدات ارزی مورد نیاز جمعاً به ۵۶/۵ میلیارد دلار بالغ خواهد شد. متأسفانه تعدادی از طرح‌های مصوب در قوانین بودجه سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰ خارج از مجموعه طرح‌های فوق‌الذکر بوده‌اند؛ مانند طرح تولید فراورده‌های نفتی از گاز طبیعی GTL یا ایجاد تأسیسات مایع‌سازی و صادرات گاز طبیعی LNG. بنابراین بااحتساب ۱۷/۱ میلیارد دلار حجم تعهدات طرح‌های مصوب مربوط در گزارش وزارت نفت که در قوانین بودجه سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰ منظور گردیده و کسر آن از تعهدات ارزیِ پیش‌بینی شده برای برنامه سوم، یعنی ۵۶/۵ میلیارد دلار، می‌توان گفت که سقف تعهدات جدید مورد نیاز وزارت نفت طی سال‌های باقیمانده برنامه سوم بالغ بر ۳۹/۴ میلیارد دلار خواهد بود.

## ط) جمع‌بندی

- روند انعقاد قراردادها در سال ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹ شدت گرفت (۲۲/۵ و ۱۲/۹ میلیارد دلار)، هرچند که براساس مصوبات مجلس شورای اسلامی، این رقم برای سال ۱۳۸۰ به ۷/۵ میلیارد دلار کاهش یافت.

- در برنامه دوم توسعه، سقف استفاده از تسهیلات خارجی برای طرح‌های وزارت نفت بالغ بر ۳۱/۹۳۴ میلیارد دلار بوده است.

- طی دورهٔ ۷ ساله گذشته، حجم کل قراردادهای بیع متقابل جمعاً به ۵۲/۱۲۰ میلیارد دلار رسیده است.

- حجم قراردادهای بیع متقابل که در شورای اقتصاد به تصویب رسیده در موارد متعدد فراتر از سقف مصوب مجلس شورای اسلامی است.

- با توجه به نیاز وزارت نفت به سرمایه‌های خارجی طی ۳ سال باقیمانده از برنامه سوم، محاسبات نشان می‌دهد که تعهدات ارزی مربوط به این دوره با احتساب هزینه‌های معمول در قراردادهای نفتی به ۳۹/۴ میلیارددلار خواهد رسید.

- مجموعه تعهدات ارزی ناشی از اجرای قراردادهای مصوب طی سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۰ با احتساب قرارداد سیری A و E، و نیازهای ارزی این دستگاه در خلال ۳ سال باقیمانده از برنامه سوم جمعاً ۹۱/۵ میلیارد دلار برآورد می‌شود. مقایسه این رقم با

حجم کل صادرات نفت خام در طول برنامه ۵ ساله سوم (۱۳۸۳-۱۳۷۹)، یعنی ۵۹/۱ میلیارددلار، بیانگر عدم تناسب تعهدات ارزی حاصل از فعالیت‌های وزارت نفت و درآمدهای ارزی این دستگاه است که این امر می‌تواند تعادل ارزی کشور را بعد از برنامه ۵ ساله سوم به شدت به خطر اندازد.

## ی) برخی مسائل مربوط به بازپرداخت بدهی‌ها

۱. به موجب بند «ب» تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم، «ایجاد بدهی‌ها و تعهدات خارجی جدید از جمله ضمانت‌های بای بک و فاینانس و مانند آن صرفاً در چارچوب اجرای این تبصره مجاز می‌باشد و زمان‌بندی بازپرداخت آن‌ها باید به گونه‌ای تنظیم گردد که پرداخت‌های ناشی از این بدهی‌ها درهر سال پس از سال پایانی برنامه از ۳۰ درصد درآمدهای ارزی دولت در سال آخر برنامه دوم تجاوز ننماید».

براساس اطلاعات مرکز آمار ایران، کل درآمد ارزی حاصل از صادرات نفت و گاز کشور در سال ۱۳۷۸ (سال آخر برنامه دوم) معادل ۱۶/۲۷ میلیارد دلار بوده است و لذا میزان تعهدات پرداختی اقساط بعد از سال ۱۳۷۸ نباید بیش از ۴/۸۸۱ میلیارد دلار باشد. این در حالی است که مبلغ اقساط تعهدات بیع متقابل و فاینانس مربوط به برنامه دوم در سه سال ۱۳۸۶ تا ۱۳۸۸ به ترتیب ۷۶۴، ۶۰۵ و ۳۹ میلیون دلار بیش از سقف مورد نظر قانونگذار است.

۲. به موجب بند «ج» تبصره ۲۲ قانون برنامه دوم، «دولت موظف است در چارچوب خط‌مشی‌های این قانون، برنامه زمان‌بندی بازپرداخت تعهدات را به گونه‌ای تنظیم نماید که منجر به کاهش حداقل ۵ درصد آن‌ها در هر سال گردد و در هر صورت، ارزش حال کل بدهی‌ها و تعهدات کشور اعم از کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت در سال آخر برنامه نباید از ۲۵ میلیارد دلار تجاوز نماید».

محاسبات نشان می‌دهد که ارزش حال تعهدات ناشی از قراردادهای مصوب شورای اقتصاد تا پایان سال ۱۳۷۸ (پایان برنامه دوم) و با فرض نرخ تنزیل ۶ درصد، معادل ۳۲/۲ میلیارد دلار است. اگر نرخ تنزیل را ۷ یا ۸ درصد فرض کنیم در آن صورت به ارقام ۳۰/۴ و ۲۸/۸ میلیارد دلار خواهیم رسید که در هر سه حالت بین ۷/۲ میلیارد دلار تا ۳/۸ میلیارد دلار بیش از سقف مورد نظر قانونگذار بوده است.

۳. به موجب جزء یک بند «ب» ماده ۸۵ قانون برنامه سوم، «زمان‌بندی بازپرداخت بدهی‌ها و تعهدات اعم از میان مدت و کوتاه مدت خارجی باید به گونه‌ای تنظیم گردد که بازپرداخت سالانه این بدهی‌ها و تعهدات ـ بدون در نظر گرفتن تعهدات ناشی از بیع متقابل ـ پس از سال پایانی برنامه، از ۳۰ درصد درآمدهای ارزی دولت در سال آخر برنامه تجاوز نکند».

ملاحظه می‌شود که برخلاف قانون برنامه دوم، تعهدات بیع متقابل از شمول این جزء خارج شده است. با توجه به این‌که بازپرداخت‌های مربوط به بیع متقابل قاعدتاً از درآمد ارزی کشور کسر می‌شود، خارج ساختن تعهدات بیع متقابل از شمول این ماده قابل بحث و تأمل است. در هرحال، بازپرداخت اقساط تعهدات بیع متقابل، فاینانس و بدهی‌های قطعی مدت دار در خلال سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۹ تراکم خواهد داشت. نقاط اوج بازپرداخت‌ها در سال ۱۳۸۵ با ۱۱/۱۷۷ میلیارد دلار، در سال ۱۳۸۶؛ ۹/۴۴۹ میلیارد دلار و در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ هر یک بالغ بر ۹ میلیارد دلار خواهد بود. این رقم در سال نخست بعد از برنامه سوم حدود ۸ میلیارد دلار برآورد می‌شود.

اگر بخواهیم هماهنگ با تعاریف استاندارد در برنامه دوم عمل کرده، تعهدات ناشی از قراردادهای بیع متقابل را مشمول جزء یک بدانیم، برای رسیدن به هدف ماده ۸۵ مبنی بر عدم تجاوز بازپرداخت‌ها از ۳۰ درصد درآمد ارزی سال آخر برنامه، باید درآمد ارزی دولت در سال ۱۳۸۳ بالغ بر ۴۰/۶ میلیارد دلار باشد.

۴. در جزء ۲ بند «ب» ماده ۸۵ قانون برنامه سوم، سقف بدهی‌های کشور در پایان برنامه سوم مشخص نشده است، اما براساس این بند «دولت موظف است میزان تعهدات و بدهی‌های خارجی کشور در طول برنامه سوم را به‌گونه‌ای تنظیم نماید که ارزش حال خالص بدهی‌ها و تعهدات کشور (مابه التفاوت ارزش حال بدهی‌ها، تعهدات کشور و ذخایر ارزی بانک مرکزی) در سال آخر برنامه سوم بیش از ۲۵ میلیارد دلار نباشد». یادآوری می‌شود که قانونگذار اشاره‌ای به مستثنا کردن تعهدات بیع متقابل از سقف ۲۵ میلیاردی مزبور نکرده است.

متأسفانه در بند «ب» ماده ۳ آیین نامه اجرایی ماده ۸۵ هیأت وزیران مورخ ۱۳۷۹/۷/۲۵، عبارت «بدون در نظر گرفتن تعهدات ناشی از بیع متقابل» به متن ماده ۸۵ قانون برنامه سوم اضافه شده است. به عبارت دیگر، با این‌که قانونگذار خواسته است

تعهدات بیع متقابل نیز در قالب سقف ۲۵ میلیارد دلاری منظور شود، آیین نامه اجرایی مربوط، برخلاف نظر قانونگذار تدوین شده است.

۵. محاسبات نشان می‌دهد که ارزش حال تعهدات ناشی از قراردادهای مصوب شورای اقتصاد تا پایان سال ۱۳۸۳ (پایان برنامه سوم) و با فرض نرخ تنزیل ۶ درصد، معادل ۴۷/۱ میلیارد دلار است. اگر نرخ تنزیل را ۷ یا ۸ درصد فرض کنیم، به ارقام ۴۵/۵ و ۴۴/۱ میلیارد دلار خواهیم رسید. ملاحظه می‌شود با این فرض که مازاد ذخایر ارزی بانک مرکزی در پایان سال ۱۳۸۳ معادل مازاد ارزی سال ۱۳۷۹ (حدود ۶ میلیارد دلار) باشد، در پایان سال ۱۳۸۳ سقف ۲۵ میلیارد دلاری برنامه سوم رعایت نمی‌شود و بین ۱۶/۱ تا ۱۳/۱ میلیارد دلار از آن تخطی خواهد شد.

۶. در محاسبات فوق، میزان تعهدات احتمالی کشور بابت اعتبارات اسنادی گشایش یافته که کالای آن هنوز حمل نشده و همچنین بابت بهره‌های آینده (حدود ۱۰/۲ میلیارد دلار) در نظر گرفته نشده است. در غیر این صورت، میزان تخطی از سقف ۲۵ میلیارد دلاری برنامه سوم به ۲۶/۳ تا ۲۳/۳ میلیارد دلار خواهد رسید.

۷. با توجه به سابقه امر، یعنی نقض سقف ۲۵ میلیارد دلاری برنامه دوم، به نظر می‌رسد از هم اکنون که در دومین سال برنامه سوم هستیم مفید است مراجع ذی‌ربط، نظارت دقیق‌تری بر این امر داشته باشند تا اقتصاد کشور در سال‌های آینده با بحران‌های ارزی مواجه نشود.

## ۵. ملاحظاتی در مسائل بین‌المللی وزارت نفت

### الف) وزارت نفت و امور اوپک

۱. عدم توجه کافی به مطالعات کارشناسی قبل از اجلاس‌های اوپک عملاً موجب تضعیف جایگاه ایران در این سازمان بوده است. به طور کلی، عدم توجه به نظرهای کارشناسانه، نشانه بارزی از تمرکز تصمیم‌گیری در مسائل بین‌المللی و به ویژه امور اوپک است. این خصیصه می‌تواند زمینه به کارگیری و میدان‌داری افراد غیرمتخصص را فراهم کند و در عین حال به رواج بی‌توجهی به کارشناسان و بی‌اعتباری و مخالفت با نظرهای آنان از موضع اقتدار و قدرت اداری منتهی شود.

۲. واگذاری مسئولیت‌های مهم در امور اوپک به افرادی با زمینه‌های وزارت امور

خارجه‌ای، موجب می‌شود که مسائل اوپک نوعاً از دریچه روابط و بازی‌های متعارف سیاسی در دیپلماسی منطقه‌ای و بین‌المللی، نه با توجه دقیق به تحلیل تحولات بازار جهانی نفت و توسعه پایدار اقتصادی کشور، بررسی شود. در چنین فضایی، تأکیدات و حمایت‌های مکرر از نامزدی چند باره شخصی خاص از جمهوری اسلامی ایران برای کسب سمت دبیرکلی اوپک و ناکامی‌های پی‌درپی باعث شد تا این حق مسلم کشورمان پس از سالیان متمادی از کف برود.

۳. میزان حضور ایران در پیکره کارشناسی ارشد و تصمیم‌سازی‌های اوپک مطلقاً متناسب با جایگاه ایران در اوپک به عنوان عضو مؤسس و دومین صادرکننده اوپک نیست. همه این تحولات موجب شده که عملاً موضع ضعیفی از کشور و وزارت نفت در سازمان اوپک به نمایش گذاشته شود.

۴. فقدان یک دیپلماسی نفتی منسجم، آزموده و مبتنی بر شناخت کافی از شرایط حاکم بر بازار جهانی نفت موجب شده است که ایران از قدرت ابتکار بسیار نازلی در اجلاس‌های اوپک برخوردار باشد. به عنوان مثال، در یکی از اجلاس‌های سال گذشته که ایران با افزایش تولید مخالفت کرد، علی‌رغم حمایت اولیه بخش قابل توجهی از نمایندگان کشورهای عضو، نتوانست ابتکار عمل را در دست گیرد و سرانجام عربستان نظر خود را عملی ساخت و هیأت ایران در این مورد تنها ماند.

۵. در چنین چارچوبی، متأسفانه وزارت نفت منشأ قدرت در اوپک را صرفاً در ظرفیت بالای تولید نفت و عرضه آن به بازار می‌بیند و لذا استراتژی افزایش ظرفیت تولید برای ارتقا و حفظ سهمیه تولید در اوپک و سرمایه‌گذاری در تولید به هر قیمت، شاه بیت و چتر پوششی انواع دیدگاه‌ها و فعالیت‌های گسترده و متنوع وزارت نفت در سال‌های اخیر بوده است.

۶. در سال‌های اخیر امور اوپک هرگز مبتکر یک طرح نوین و مشخص برای شناسایی و رفع مسائل اوپک نبوده است و لذا از این لحاظ نتوانسته اعتباری کسب کند و موجب جلب نظر سایر اعضا به معضلات بنیادین مشترک گردد.

## ب) مسائلی در بازاریابی و صادرات نفت خام و فراورده‌های نفتی

۱. پس از سالیان متمادی، هنوز مشکلات عدیده‌ای در بازاریابی بخش امور بین‌الملل

مشهود است که عدم تطبیق تخصص بعضی افراد با مسئولیت‌ها، برخورداری برخی افراد از امتیازات خاص، عدم برنامه‌ریزی برای رشد و ارتقای دانش بازاریابی، و عدم بهره‌برداری صحیح از مراکز وابسته به وزارت نفت در خارج از کشور را می‌توان از جمله آن‌ها نام برد.

۲. در زمینه قیمتگذاری نفت خام صادراتی، در حال حاضر فروش نفت خام به مقصد اروپا براساس قیمت نفت خام برنت، و به مقصد آسیا و خاور دور به قیمت نفت خام‌های عمان و دبی مرتبط است و هیچ کوشش و ابتکاری در خصوص طراحی فرمول‌های دیگر قیمتگذاری نفت صادراتی کشور انجام نشده است. در این مورد، حداقل می‌توان به تجارب اندونزی، مکزیک و حتی نروژ مراجعه کرد که توانسته‌اند با طراحی روش‌های جدید در قیمتگذاری، منافع ملی خود را بهتر تأمین کنند.

۳. در حالی که بازار نفت در معرض تحولات گسترده و پیچیده قرار دارد و کارشناسان و مسئولان بازاریابی و فروش نفت کشور باید هر چه بیش‌تر با شیوه‌های نوین بازاریابی آشنا شوند، متأسفانه به آموزش حین کار با هدف آشنایی با تحولات جدید در بازاریابی نفت و تکنولوژی‌های اطلاعاتی در این خصوص توجه کافی نشده است.

۴. در مورد نکته بالا، علت وجودی و عملکرد دو شرکت نی‌کو[1] و ان‌تی‌اس[2] در لندن بسیار سؤال‌برانگیز است؛ زیرا این شرکت‌ها که در خارج از کشور ثبت شده‌اند اصولاً باید بتوانند در سطح بین‌المللی فعالیت کنند، در حالی که تکیه‌گاه فعالیت این شرکت‌ها، استفاده از امتیاز وابستگی به شرکت نفت است و با واسطه‌گری در فروش نفت خام کشور، به نوعی امتیازات ویژه می‌رسند. ترانزیت نفت کشورهای آسیای میانه و قفقاز یا استفاده از وام اعطایی دولت ژاپن به شرکت نی‌کو مصادیقی از این امتیازات است. از طرف دیگر، با این‌که شرکت نی‌کو اقدامات مقدماتی را در مورد استفاده از روش‌های نوین معاملاتی در بازارهای کاغذی نفت انجام داده، اما با توجه به فضای بسته و عدم شفافیت عملکردها بیم آن می‌رود که به معیارهایی چون تخصص و شایستگی‌های اداری و سازمانی در ارتقا و تصدی پست‌های کلیدی کم‌تر توجه شود.

1. Nico
2. NTC

## ج) صادرات گاز

۱. علی‌رغم مخالفت مجمع عمومی نفت به ریاست رئیس محترم جمهور با تأسیس شرکت بین‌المللی نفت، عملاً این شرکت کم و بیش به فعالیت‌های خود در زمینه صادرات گاز به ویژه به هند از طریق پاکستان ادامه می‌دهد و بدیهی است به دلیل روابط نامطمئن استراتژیک هند و پاکستان، اجرایی بودن این اقدام در هاله‌ای از ابهام قرار دارد.

۲. طرح سرمایه‌گذاری در تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی GTL که در قانون بودجه سال ۱۳۸۰ به تصویب رسید، دور از ایراد نیست. اجرای این‌گونه طرح‌ها به دلیل نمونه‌ای بودن و تحولات و پیشرفت‌های مستمر تکنولوژیک، معمولاً در واحدهای کوچک و با سرمایه‌گذاری کشورهای عمده مصرف‌کننده صورت می‌گیرد. از طرف دیگر، بررسی‌های کارشناسی نشان می‌دهد که احداث این واحدها در سطح قیمت‌های نفت خام به میزان حداقل ۲۵ دلار در بشکه اقتصادی است و در غیر این صورت نوعاً جنبهٔ تجربه و آزمایش دارند و در واقع لابراتواری برای رسیدن به تکنولوژی‌های بالاتر در GTL محسوب می‌شوند. بنابراین سرمایه‌گذاری وزارت نفت در این طرح آن هم در ابعادی بزرگ، جز با انگیزه استراتژیک، آن هم برای مصرف‌کنندگان و کشورهای بزرگ صنعتی، به زحمت توجیه‌پذیر است.

۳. با توجه به فقدان مطالعات کارشناسی جامع در مورد سیاستگذاری‌های کلان انرژی کشور در مورد ترکیب بهینه تولید و صادرات گاز و نفت، سرمایه‌گذاری‌های بسیار سنگین در صادرات گاز به شدت سؤال برانگیز است. سرمایه‌بری سنگین طرح‌های صادراتی گاز از یک سو و پایین بودن قیمت‌های جهانی گاز ـ در مقایسه با نفت ـ از سوی دیگر، این فرضیه را تقویت می‌کند که جز در قالب توافقات مطمئن بلندمدت و استراتژیک، بهتر است با داخلی کردن صنعت گاز و جانشین کردن هر چه بیش‌تر گاز به جای نفت و تزریق گاز به چاه‌های نفت، نه فقط امکانات صادرات بیش‌تر نفت را فراهم کنیم، بلکه بازدهی چاه‌های نفت را افزایش دهیم که در این صورت، نیازی به عقد قراردادهای گوناگون با شرکت‌های خارجی با شرایط بسیار جذاب برای آن‌ها نخواهیم داشت. البته بدیهی است که می‌توان گاز تزریق شده را در شرایط و مقتضیات مناسب و با توجه به قیمت‌های بالاتر گاز در آینده، مجدداً بهره‌برداری کرد و به مصارف داخلی و صادرات اختصاص داد.

۴. سرمایه‌گذاری وسیع و بسیار سنگین در صادرات گاز به صورت LNG با توجه به سرمایه‌بر بودن این طرح‌ها، ابهام در قیمت‌های آتی، و اشباع بازار در چند سال آینده، از نظر اقتصادی چندان توجیه‌پذیر نیست.

### د) فعالیت در منطقهٔ خزر

۱. در مقایسه با برخی همسایگان غربی و جنوبی، وزارت نفت علی‌رغم برخورداری کشور از مزایای گوناگون در منطقهٔ خزر، متأسفانه موفقیت چندانی در این حوزه نداشته است.

۲. احداث خط لوله نکا ـ ری که با هدف انتقال نفت خزر طراحی و اجرا می‌شود فاقد هرگونه قرارداد حقوقی مشارکت و همکاری با همسایگان شمالی است. از این‌رو، چنانچه پس از تکمیل این طرح، آنان نخواهند به هر دلیل از این خط لوله استفاده کنند کلیه زیان‌های ناشی از آن متوجه وزارت نفت خواهد بود. معمولاً در این موارد، کنسرسیومی تأسیس می‌شود که در آن، کشورهای مختلف مشارکت می‌کنند تا پس از اتمام چنین طرح‌های پرهزینه‌ای مجبور به استفاده از آن باشند. پذیرش صددرصد خطر توسط ایران، قدرت چانه‌زنی کشورهای حوزه خزر را افزایش می‌دهد. اجرای این طرح همانند طرح GTL و LNG از پشتوانه بررسی‌های جامع کارشناسی برخوردار نیست و لذامنابع ارزی کشور را در معرض خطر جدی قرار می‌دهد.

## ۶. برنامه و عملکرد عملیات اکتشافی در برنامه دوم

### الف) بخش خشکی

۱. عملکرد حفاری اکتشافی در خشکی در خلال سال‌های ۱۳۷۸ـ۱۳۷۴ و مقایسه آن با ارقام برنامه ۵ ساله دوم، تحقق ۵۳/۲۵ درصد از اهداف برنامه دوم در این بخش را نشان می‌دهد.

۲. در طول سال‌های برنامه با به کارگیری ۳۰ دکل ـ سال معادل ۱۰۹۵۰ دکل ـ روز عملیات حفاری اکتشافی ـ توصیفی، در مجموع ۶۴۷۰۳ متر حفاری صورت گرفته که بیانگر روزانه به طور متوسط ۶ متر حفاری برای هر دکل است که عملکرد بسیار نازلی محسوب می‌گردد و می‌تواند ناشی از این عوامل باشد: عدم تأمین تجهیزات کافی و

مناسب، ضعف مدیریت باتجربه و کارامد به ویژه فقدان برنامه‌ریزی‌های دقیق، و ضعف عملکرد آموزش نیروی انسانی.

۳. عملکرد عملیات لرزه‌نگاری دو بعدی و سه بعدی، مجموعاً ۱۷۴۱۵ کیلومتر در طول برنامه دوم بوده است و مقدار برداشت لرزه‌نگاری ماهانه به طور متوسط حدود ۷۱ کیلومتر است که کارکرد بسیار نامطلوبی به شمار می‌رود. البته در بعضی نواحی، عملکرد به مراتب از این هم کم‌تر بوده که عدم استفاده از روش‌های نوین عملیاتی از دلایل مهم این امر است. در کشورهای پیشرفته معمولاً عملیات لرزه‌نگاری توسط شرکت‌های بزرگ نفتی انجام نمی‌شود، بلکه این‌گونه خدمات را از پیمانکاران بخش خصوصی دریافت می‌کنند. با این‌که اخیراً مدیریت اکتشاف با تشکیل «شرکت خدمات اکتشاف» انجام عملیات لرزه‌نگاری را به این شرکت واگذار کرده به خوبی مشهود است که فقط با تغییر شکل و فرم یک سازمان نمی‌توان به کارایی بالاتری دست یافت.

۴. در خلال سال‌های ۱۳۷۷، ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹، عملیات زمین‌شناسی صحرایی کاهش چشمگیری را نشان می‌دهد، به طوری که در عملکرد سال‌های مذکور به ترتیب ۴۴ درصد، ۵۰ درصد و ۵۰/۶ درصد افت گزارش شده است. با توجه به قرار گرفتن کشف منابع کوچک‌تر و مشکل‌تر در دستور کار، به نظر می‌رسد حجم این‌گونه عملیات باید سیر صعودی داشته باشد، در حالی که به ویژه در سال‌های اخیر این جریان برعکس بوده است.

## ب) بخش برون ساحلی: خزر و خلیج‌فارس

۱. در خلال سال‌های ۱۳۷۴ تا ۱۳۷۶ جمعاً ۲ حلقه چاه اکتشافی در دریای خزر حفر شده است. این دو چاه، یعنی چاه اکتشافی مقداد-۱، با دستگاه حفاری خزر-۵، متعلق به شرکت نفت آذربایجان در عمق ۵۷۶۷ متری به پایان رسید و چاه اکتشافی میثم - ۱، با دستگاه ایران خزر متعلق به شرکت‌های ملی حفاری در عمق نهایی ۵۱۴۰ متر پایان یافت. بعد از سال ۱۳۷۶، عملاً حفاری در این منطقه متوقف شده است. بررسی دلایل توقف فعالیت در این زمینه با توجه به ابعاد استراتژیک رژیم حقوقی دریای خزر و حضور فعال شرکت‌های بین‌المللی در آب‌های آن، ضروری است.

۲. در بهمن ماه ۱۳۷۴، عملیات لرزه‌نگاری دو بعدی توسط پیمانکار جمهوری

آذربایجان آغاز و بعد از برداشت ۵۲۲۰ کیلومتر لرزه‌نگاری در اردیبهشت ماه ۱۳۷۵ پایان یافت. همچنین براساس قراردادی به ارزش ۱۵ میلیون دلار بین شرکت ملی نفت ایران (شرکت نفت خزر) و شرکت‌های شل و لاسمو در آذر ۱۳۷۷، عملیات لرزه‌نگاری به طول ۱۰،۰۰۰ کیلومتر امضا شد. این مطالعه در آذر ماه ۱۳۷۹ به پایان رسید و برای نخستین بار تصویری جامع از ساختار ذخایر احتمالی نفت و گاز دریای خزر جنوبی به دست آمد. احتمال وجود نفت و گاز در حداقل ۸ بلوک مشخص شده است. در مورد بلوک رودسر ـ با عمق کمتر از ۷۰ متر ـ مقرر شده که عملیات حفاری اکتشافی در اوایل سال ۱۳۸۰ آغاز شود.

۳. براساس برنامه ۵ ساله دوم، اکتشاف در خلیج‌فارس و به ویژه عملیات حفاری در این منطقه مورد اهتمام جدی بوده است و بر همین اساس ۸/۸۳ دکل ـ سال برای این مهم منظور شد. این در حالی است که گزارش عملکرد فقط ۶ درصد از اجرای این برنامه را نشان می‌دهد و هیچ توضیحی درخصوص دلایل این ضعف عملکرد ارائه نشده است.

۴. در برنامه دوم، انجام ۱۱۱،۰۰۰ متر حفاری اکتشافی در خلیج‌فارس پیش‌بینی شده است؛ اما مجموع عملکرد این بخش رقمی معادل ۲۲،۱۹۰ متر را نشان می‌دهد که به معنای تحقق کم‌تر از ۲۰ درصد از اهداف این برنامه است.

۵. در اکتشاف نفت، کشف میدان نفتی آزادگان عمده‌ترین فقره موجود است. شکل طاقدیس آزادگان با نتایج حاصل از عملیات لرزه‌نگاری در سال‌های قبل از انقلاب اسلامی (دهه ۱۳۵۰) تعیین شده بود. محل حفر اولین چاه اکتشافی این طاقدیس در سال ۱۳۵۹ مشخص و حفاری آن از سوی شرکت ملی حفاری آغاز شد. با شروع جنگ تحمیلی، دکل مورد استفاده به همراه ۷ دکل حفاری دیگر توسط نیروهای دشمن ضبط و به داخل خاک عراق انتقال یافت و چاه به صورت نیمه حفاری شده باقی ماند.

۶. آنچه در ارزیابی عملکرد بخش اکتشاف باید مورد توجه قرارگیرد هزینه تمام شده هر یک از خدمات ارائه شده و مقایسه آن با هزینه‌های رایج در سطح منطقه‌ای و بین‌المللی است. متأسفانه معمولاً در گزارش‌های عملکرد بخش اکتشاف، به بودجه‌های برنامه‌ای اختصاص یافته و هزینه‌های انجام شده اشاره نمی‌شود، در حالی که ضروری است عملکرد مالی این بخش به طور شفاف ارائه شود، و به ویژه آثار تغییرات ساختاری باید در پرتو کارایی فنی و مالی عملیات شناسایی شود.

۷. موضوع سؤال‌برانگیز، دلایل حضور روزافزون شرکت‌های خارجی در پروژه‌های اکتشاف در خشکی و دریا است. معمولاً حضور شرکت‌های خارجی بدون الزام و تعهد به استفاده از خدمات شرکت‌های داخلی به ویژه شرکت ملی خدمات اکتشاف است. سؤال این است که براساس کدام مجموعه اقدامات و بررسی‌ها، عدم صلاحیت شرکت ملی خدمات اکتشاف نفت برای انجام این پروژه‌ها به اثبات رسیده و در صورت کمبود توان فنی لازم در این شرکت، چه اقداماتی برای افزایش توان فنی و عملیاتی و جبران عقب‌ماندگی‌های احتمالی انجام شده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی