بسم الله الرحمن الرحیم

مجلس و پژوهش

نشریه مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی
سال نهم، شماره سی و چهارم، تابستان ۱۳۸۱

ویژه‌ی بانک و مشاغل مالی

مدیر مسئول:
دکتر سیدمحمدرضا خاتمی

سردبیر:
دکتر حسن طایی

شورای علمی مجله (به ترتیب حروف الفبا) : دکتر بهزاد پورسید ـ رضا جلالی
دکترفیروزه خلعتبری ـ دکتر مسعود درخشان ـ دکتر محسن رنانی ـ دکتر وحید سینایی
دکتر حسن طایی ـ دکترحسین عظیمی ـ دکتر حسن فرازمند ـ دکتر محمد قاسمی
دکتر فرشاد مؤمنی ـ دکتر محسن مهرآرا ـ دکتر علیرضا ناصری ـ دکتر مرتضی نصیری
دکتر بهروز هادی زنوز ـ دکتر سید محمد هاشمی

مدیر داخلی: مریم مه‌آبادی

همکاران فنی

زهرا جعفری	بازخوانی لاتین
ناهید عطاردی	مسئول هماهنگی‌های فنی
غزاله گیوی	صفحه‌آرا
احسان یارمحمد	روابط عمومی و امور مشترکین

تهران، خیابان وصال شیرازی، خیابان ایتالیا، پلاک ۹۶

تلفن امور مشترکین: ۸۹۵۸۴۰۹

تلفن تحریریه: ۸۹۶۹۴۹۳

دورنگار: ۸۹۷۹۰۴۹

Edchief@Majlis.ir
http://jmrc.majlis.ir

نقل مندرجات این نشریه با ذکر مأخذ آزاد است.
مسئولیت صحت مطالب و مقالات به‌عهده نویسندگان آنهاست.

چاپ بلاغ

فهرست

سخن سردبیر ۷

منافع ملی و سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز ۱۳
دکتر مسعود درخشان

سه مقاله در بررسی صنعت نفت کشور ٦٧
مقاله اول: موقعیت نفت و گاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان ۷۱
مقاله دوم: ضرورت تزریق گاز به میدانهای نفتی ۹۹
مقاله سوم: برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز کشور ۱۳۵
دکتر علی‌محمد سعیدی

اوپک و منافع ملی ۱۸۹
دکتر مسعود درخشان

تحولات جاری عراق و تاثیر آن در گزینش دبیرکل جدید اوپک ۲۳۵
دکتر علی امامی میبدی

بازارهای جهانی شده و چالشهای فراروی اوپک ۲٤۹
مرتضی بهروزی‌فر

سخن سردبیر

نفت از مهم‌ترین مسائل اقتصادی کشور است. سیاستهای نفتی ما در گذشته نقش تعیین‌کننده‌ای در وضعیت کنونی اقتصاد ما داشته است و سیاستهایی که امروز در بهره‌برداری از منابع نفت و گاز کشور داریم قطعاً اقتصاد کشور را در آینده به شدت تحت تأثیر قرار خواهد داد. با وجود این، متأسفانه به مطالعات جامع در اقتصاد سیاسی نفت و گاز و بررسی الگوهای بهینهٔ بهره‌برداری از منابع نفت و گاز کشور و تحلیل بازارهای جهانی توجه کافی نشده است. از حدود سی سال قبل که قیمت نفت خام به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش یافت، بودجه کشورهای در حال توسعهٔ نفتی به شدت به درآمدهای صادرات نفت خام وابسته شد. افزایش قیمت نفت در دهه ۱۹۷۰ با شناور شدن نرخ ارز و آزادسازی بازارهای مالی مصادف بود و موجب شد که از آن به بعد، قیمت نفت در بازار جهانی مرتباً نوسانات زیادی داشته باشد. وابستگی بودجه‌های دولتی به درآمدهای نفتی و تغییرات بسیار شدید و غیر قابل پیش‌بینیِ قیمت نفت، وضعیتی را فراهم کرده است که برنامه‌ریزی برای رشد و توسعهٔ پایدار در کشورهای در حال توسعهٔ نفتی با مسائل بسیار جدی روبه‌رو شود.

در دورانی که قیمت نفت بالاست، دولتها به افزایش هزینه‌های مصرفی و احیاناً تجملی و توسعهٔ سرمایه‌گذاری در پروژه‌های بزرگ و سرمایه‌بر تمایل دارند. چنین سیاستی، علاوه بر افزایش انتظارات مصرفی در مردم - که طبعاً افزایش تقاضا برای واردات کالاهای مصرفی را به دنبال دارد - زمینه را برای بحرانهای ارزی فراهم می‌کند؛ زیرا در دوره بعد

که قیمت نفت کاهش می‌یابد، نه تنها نمی‌توان هزینه‌های دولتی را کاهش داد و یا حتی از افزایش آن جلوگیری کرد، بلکه بسیاری از پروژه‌های بزرگ نیمه‌تمام رها می‌شوند و بارِ هزینه‌های سرمایه‌گذاری را بر اقتصاد ملی سنگین‌تر می‌کنند.

ملاحظه می‌شود که وابستگیِ چندین سالهٔ بودجهٔ دولت به تزریق سالیانه میلیاردها دلار، تنگناهایی را برای توسعهٔ اقتصادی کشور فراهم آورده که از خصلتهای اساسی اقتصادهای نفتی است و ربط چندانی به این یا آن دولت ندارد؛ هرچند نمی‌توان نقش دولتها را در مقابله با این بحران فراموش کرد. به بیان دیگر، اگر دولتها در ایجاد مشکلات ساختاری در اقتصاد کشور - که عمدتاً ناشی از وابستگی به درآمدهای نفتی است - نقش مستقیمی ندارند، نباید فراموش کرد که نقش مستقیم و درجه اول در مقابله با این بحرانها و خروج از چنین دامِ توسعه نیافتگی، صرفاً بر عهده آنهاست.

دخالت گسترده دولت در اقتصاد ملی که به اقتضای وضعیت ناشی از انقلاب اسلامی و مصادره طیف وسیعی از شرکتها و واحدهای تولیدی صورت گرفت، مشکلات ناشی از وابستگی به درآمدهای نفتی را دوچندان کرده است. طبیعی است هرگاه دولتی که به طور قانونی مالک میلیاردها دلار درآمد حاصل از فروش سرمایه‌های ملیِ نسل فعلی و نسلهای آینده است، وارد قلمرو فعالیتهای بخش خصوصی شود به سادگی می‌تواند عرصه را بر عاملان اقتصادی در این بخش تنگ کند و موجب خروج سرمایه‌ها شود و یا بخش خصوصی را به سمت اقتصاد دلالی هدایت کند.

ناتوانی صنایع داخلی در رقابت با محصولات صنعتی خارجی که حاصل یارانه‌های متکی بر درآمدهای نفتی است، مانع افزایش قیمت محصولات صنعتیِ تولید داخلی و یا توسعه سرمایه‌گذاری در این بخش است. از این رو صنایع داخلی، ظرفیت محدودی در جذب سرمایه‌های ملی دارند؛ لذا سرمایه‌ها به طرف بخش «غیر قابل مبادله» با تولیداتِ خارجی، یعنی بخش مسکن هدایت می‌شوند. به همین دلیل، افزایش قیمت مسکن همواره شاخص بسیار خوبی برای تبیین وابستگیِ اقتصاد ملی به درآمدهای نفتی است. مشکلات اجتماعی، فرهنگی و سیاسیِ افزایش قیمت مسکن به ویژه برای جمعیت جوان کشور بر

هیچ‌کس پوشیده نیست. ملاحظه می‌شود که وابستگی به درآمدهای نفتی، چگونه توانسته است همه ابعاد زندگی اقتصادی، اجتماعی، سیاسی و فرهنگی کشور ما را تحت‌الشعاع قرار دهد.

چه باید کرد؟

اولین و شاید مهم‌ترین گام این است که به شناخت دقیق‌تری از اقتصاد نفت و گاز کشور و بازار جهانی نفت و گاز برسیم. شناخت دقیق‌تر، مستلزم تحقیقات گسترده‌تر و عمیق‌تر است.از آنجا که مباحث نفت و گاز بسیار بحث‌انگیز است، باید فضای مناسبی را برای بحث و مناقشات علمی فراهم کرد و حتی مشوق صاحب‌نظران بود که به مجادلات علمی و تقویت نظریات مخالف بپردازند تا بتوان حقایق را بهتر دید. نقش وزارت نفت در توسعهٔ این‌گونه تحقیقات، حائز اهمیت فراوان است. هرگاه این وزارتخانه، اطلاعات دقیقی از وضعیت نفت و گاز کشور، قراردادهای نفتی، حجم سرمایه‌گذاریها و مانند آن را به طور شفاف عرضه نکند، تحقیقات و مطالعات بر اساس اطلاعات ثانویه شکل می‌گیرد که طبعاً کاشف از حقایق نخواهد بود. اگر وزارت نفت زمینه مناسبی فراهم کند تا کارشناسان به نقد سیاستهای گذشته و جاری نفت و گاز کشور بپردازند، اولین نهادی که از نتایج آن تحقیقات بهره‌مند خواهد شد، همان وزارت نفت است که او نیز طبعاً آن نتایج را در راه تأمین منافع ملی به کار خواهد برد.

هدف مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی از انتشار این ویژه‌نامه، ایجاد فضایی مناسب و علمی برای رسیدن به شناختی دقیق‌تر از نفت و گاز کشور است. این ویژه‌نامه، هفت مقاله دارد. چهار مقالهٔ اول درباره مسائل مختلف نفت و گاز کشور از دیدگاه منافع ملی است. علی‌رغم طرح نکاتی بحث‌انگیز در زمینه‌های بیع متقابل و استفاده از سرمایه‌های خارجی و ضرورت تزریق گاز به میادین نفتی برای تولید صیانتی از ذخایر کشور، می‌توان حداقل دو نتیجهٔ قطعی از طرح این مباحث به دست آورد و برای سیاستگذاری به مسئولان و متولیانِ صنعت نفت کشور عرضه نمود:

الف ـ ضرورت طراحی مدل جامع بهره‌برداری از منابع نفت و گاز کشور: وجود مدلی جامع در بهره‌برداری از منابع نفت و گاز کشور، شرط لازم برای سیاستگذاریهای بهینه در نفت و گاز است. به بیان دیگر، بدون آنکه بدانیم نیاز میادین فرسوده و قدیمیِ نفتی ما به تزریق گاز طبیعی برای افزایش ضریب بازیافت و استحصال میلیاردها بشکه نفت خامِ اضافی و همچنین ذخیره‌سازی گازِ تزریق شده برای نسلهای آینده چقدر است، چگونه می‌توان در مورد قراردادهای چند میلیارد دلاری برای صادرات گاز از طریق خط لوله و یا گاز طبیعیِ مایع شده LNG و یا تبدیل گاز به فرآورده GTL تصمیم گرفت؟

ب ـ ارتقای سطح کارشناسی در عقد قراردادهای بیع متقابل: بدون شناخت دقیق از ساختار میادینی که قرار است به روش بیع متقابل بهره‌برداری شوند و بدون آشنایی با شیوه‌های حقوقی انواع قراردادهای نفتی که مورد استفاده شرکتهای نفتی بین‌المللی است و بدون بررسی دقیقِ تحولات بازار جهانی نفت، چگونه می‌توان منافع ملی را در عقد قراردادهای چند میلیارد دلاریِ بیع متقابل حفظ کرد؟ بدیهی است هرچه سطوح کارشناسی در موارد بالا ارتقاء یابد، منافع ملی بهتر تأمین خواهد شد.

سه مقاله دیگرِ این ویژه‌نامه، درباره اوپک است. یکی از نتایجِ مقالهٔ «اوپک و منافع ملی» این است که منافع ملی ما هنگامی تأمین می‌شود که با حفظِ اوپک، از اوپک خارج شویم. با اینکه چنین نتیجه‌ای در جای خود قابل تأمل است، می‌توان گفت که یکی از پیامهای اصلی مقاله این است که باید «هزینه واقعیِ عضویت ایران در اوپک» با دقت بررسی و محاسبه شود. از نکات بحث‌انگیز دیگر مقاله این است که در اوضاع و احوال کنونیِ بازار نفت، «اوپک عامل اصلیِ ایجاد تعادل در بازار جهانی نفت است، ولی این تعادل به نفع کشورهای بزرگ صنعتی و شرکتهای نفتی بین‌المللی و صادرکنندگان غیر اوپک است.» مجموعه این نکات دلالت بر آن دارد که مطالعه بیشتر در مورد «منافع ملی و عضویت در اوپک» امری ضروری است.

دو مقاله دیگر یعنی «تحولات جاری عراق و تأثیر آن در گزینش دبیر کل جدید اوپک» و «بازارهای جهانی شده و چالشهای فراروی اوپک» حاوی نکات آموزنده‌ای در

شناخت نهادی است که کشور ما چهل سال است نقش فعالی در آن دارد. با توجه به شکستهای پی‌درپیِ اخیرِ کشور ما در احراز سِمَت دبیر کلی اوپک و با توجه به ضرورت بازنگری در ساختار و اهداف اوپک در فرآیند جهانی شدن، این دو مقاله نیز از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

به هر حال به نظر می‌رسد که این ویژه‌نامه زمینه مناسبی فراهم خواهد کرد تا سیاستگذاران نفتی کشور، بار دیگر و با نگرشهای جدید به سیاستهای بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری و همچنین به هزینه واقعی عضویت کشور ما در اوپک بنگرند و سعی کنند در سیاستگذاریهای خود، منافع ملی را به نحو شایسته‌تری تأمین نمایند.

در خاتمه از تلاشهای آقای دکتر مسعود درخشان مشاور عالی مرکز پژوهشها که علاوه بر تهیه دو مقاله، دبیر علمی این ویژه‌نامه نیز بوده‌اند، سپاسگزاری می‌شود.

سردبیر

منافع ملی و سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز[1]

دکتر مسعود درخشان

۱. منافع ملی و مصالح ملی

«منافع ملی» شاملِ منافع نسل فعلی و نسلهای آینده است. این واژه مفهومی عام دارد که از قلمرو اقتصاد فراتر می‌رود و حوزه‌هایی چون سیاست و فرهنگ را در بر می‌گیرد. در این مقاله بحث خود را به «منافع اقتصادی» محدود می‌کنیم زیرا که نقش کلیدی دارد. با شناختی دقیق از منافع اقتصادی بهتر می‌توان منافع ملی را در سایر حوزه‌ها تشخیص داد و معیارهای انحراف از آن را تعریف کرد. با وجود این نباید فراموش کرد که منافع ملی را فقط موقعی می‌توان مبنای سیاستهای راهبردی قرار داد که منعکس کننده «برآیندِ» منافع ملی در همه حوزه‌ها باشد.

---

۱. اگر در این مقاله، توصیه‌ها و راهکارهای مناسبی در «مسائل فنی نفت» و «تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور» مطرح شده است از دکتر سعیدی آموخته‌ام، لذا از ایشان است؛ ولی مسئولیت کاستیها و لغزشهایی که در آن یافت شود البته بر عهده نگارنده خواهد بود. پاورقیهای این مقاله مفصل است زیرا توضیحاتی درباره برخی مفاهیم پایه و اصطلاحاتی است که برای دانشجویان اقتصاد نفت نوشته‌ام. این مقاله در اسفند ماه ۱۳۸۱ نهایی شد.

به کمک علم اقتصاد می‌توان منافع اقتصادی را در سطح کلان «محاسبه» کرد. این محاسبه، مبنای «تشخیصِ» منافع ملی است. بنابراین آنچه اقتصاددانان از دیدگاه کلان انجام می‌دهند «تشخیص مصلحت» به معنای متعارف آن نیست بلکه نگرشی اقتصادی به منافع ملی و محاسبه آن است زیرا «قیمت» و «هزینه» دو رکن اساسی در مطالعات اقتصادی است؛ بدون قیمت و هزینه هیچ «رفتاری» را در حوزه‌های مختلفِ اقتصاد مانند تولید و مصرف و سرمایه‌گذاری نمی‌توان توضیح داد. برای کالاها یا خدماتی که قیمت ندارند، بازار نیز وجود ندارد و بدون بازار نمی‌توان رفتار عاملان اقتصادی را در اقتصاد متعارف بررسی کرد.

هرگاه تشخیص مصلحت بر ملاحظات ایدئولوژی و ارزشی مبتنی باشد از حوزهٔ مطالعات اقتصادی خارج است. با وجود این اگر مصلحت را مترادفِ ترکیبی از منافع اقتصادی و منافع سیاسی و منافع فرهنگی و امثال آن بدانیم، علم اقتصاد در تشخیص مصلحت سودمند است زیرا متکفلِ محاسبه منافع اقتصادی است. همچنین اگر مصلحت را معادل «منافع ملی در بلندمدت» فرض کنیم تشخیصِ آن مستلزم محاسبه منافع اقتصادی در بلندمدت است، لذا از مطالعات اقتصادی بی‌نیاز نخواهد بود. بنابراین مطالعهٔ منافع ملی از دیدگاه اقتصادی در بلندمدت امری ضروری است، زیرا اگر مبنای تشخیص مصلحت هم نباشد به هر حال معیاری است که به کمک آن می‌توان هزینه‌های واقعیِ ناشی از اجرای سیاستهای مبتنی بر تشخیص مصلحت را سنجید.

بنابر آنچه گفته شد «منافع ملی» مقوله‌ای مرکب است که شناخت آن مستلزم تشخیص خصوصیات اجزاء و دقت در کیفیت ارتباط آن اجزاء با یکدیگر است. از این رو، دانشمندان علوم انسانی مانند اقتصاددانان، جامعه‌شناسان و صاحب‌نظران علوم سیاسی و فرهنگ و ارتباطات هریک با توجه به تخصصِ خود، گوشه‌ای از این اجزاء را روشن‌تر می‌کنند، هرچند در این امر مهم بی‌نیاز از صاحب‌نظرانِ دیگر به ویژه در علوم مهندسی نیستند. نتایج مطالعات در هر یک از این حوزه‌ها، موجب ارتقای سطح آگاهی کارشناسان، مدیران و سیاستگذاران می‌شود. فقط در چنین فضایی است که تشخیص منافع و مصالح و ارزشهای ملی امکان‌پذیر است. حتی اگر تشخیص برخی مصالح و ارزش‌ها ریشه در مبانی

ایدئولوژیک داشته باشد، شناخت «مصادیقِ» آنها صرفاً با تکیه بر آگاهیهای رشدیافته در چنین فضای تعاملِ اندیشمندان ممکن خواهد بود.

در ادامه این مقاله، هرگاه از منافع ملی نام می‌بریم منظور منافع ملیِ اقتصادی اعم از کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت است؛ یعنی منافع اقتصادی نسل فعلی و نسلهای آینده. بررسی سیاستهای «بهره‌برداری از منابع نفت و گاز» از دیدگاهِ تأثیری که بر منافع ملی دارد، موضوع این مقاله است.

اکنون برای تبیین نکاتی که گفته شد به دو نمونه از سیاستگذاریهای کلانِ نفت به طور خلاصه اشاره می‌کنیم. به نظر می‌رسد که این سیاستگذاریها، نمونه‌ای از مصلحت اندیشی‌هایی است که منافع ملی در آن به دقت ملاحظه نشده است. این دو نمونه عبارتند از سیاست افزایش یا حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت و سیاست حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک. در ادامه این مقاله به نمونه سومی اشاره می‌کنیم که در واقع موضوع اصلی این مقاله است، یعنی تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور از دیدگاه اقتصادی ـ سیاسی. نشان خواهیم داد که تأمین منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن نفتی با حفظ معیارهای اقتصادی، مستلزم تدوین الگوی عرضه بهینه از ذخایر گازی کشور است؛ لذا مادامی که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق در مخازن نفتی را نمی‌دانیم، سیاست تشویق صادرات گاز با منافع ملی همسو نیست.

۱-۱. حفظ و یا افزایش سهم ایران در بازار جهانی نفت[۱]

به خوبی می‌دانیم که نفت در خاورمیانه برای اولین بار در کشور ما تولید شد[۲]. از آن زمان تاکنون نزدیک به ۹۵ سال می‌گذرد. در خلال این مدت، بیش از ۵۵ میلیارد بشکه نفت خام

---

۱. اولین اصل در سیاستهای کلی نظام در بخش نفت عبارت است از «افزایش یا حداقل، حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت، با توجه به‌افزایش جهانی تقاضا برای نفت و گاز» ـ *نفت و توسعه (۲)، گزارش اهم فعالیتهای وزارت نفت ۸۰-۱۳۷۶*، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۵.

۲. اقدامات عملی برای اکتشاف نفت در کشورمان از سال ۱۲۸۰ شمسی (۲۶ ماه مه سال ۱۹۰۱ میلادی) با اعطای امتیازنامه دارسی D´Arcy Concession آغاز شد. یادآوری می‌شود که ویلیام ناکس دارسی William Knox ←

از میادین کشور تولید شده[1] که بیشتر برای رفع نیاز کشورهای پیشرفته صنعتی به خارج از کشور صادر شده است. نفت ماده‌ای است تجدیدناپذیر که متعلق به نسل فعلی و نسلهای آینده است. بدیهی است در آینده‌ای نه چندان دور، فرزندان ما مجبور خواهند بود که نفت خام وارد کنند. سؤال این است که نسل فعلی چه پاسخی برای نسلهای آینده دارد؟

حداقل از دو دیدگاه می‌توان به این سؤال پاسخ داد.

پاسخ اول ـ اگر تاکنون حجم عظیمی از ذخایر نفتی کشور برداشت شده است علت را باید در تسلط شرکتهای بزرگ نفتی بر صنعت نفت کشور جستجو کرد زیرا شرکتهای بین‌المللی نفتی، سالیان سال این ثروت ملی را با ارزان‌ترین قیمت در اختیار داشتند[2]. چنین

D'Arcy هیچ گاه به ایران نیامد، بلکه امتیازنامه دارسی را مظفرالدین شاه و ماریوت A. W. Marriot نماینده دارسی امضا کردند. به موجب این امتیازنامه اجازه تفحص، استخراج، آماده کردن، حمل و نقل و فروش گاز طبیعی و نفت خام، قیر و موم طبیعی و همچنین احداث خط لوله در تمام کشور بجز پنج ایالت شمالی، برای مدت ٦٠ سال به دارسی واگذار شد. در سال۱۲۸۳ یا ۱۹۰٤ میلادی یکی از چاههای اکتشافی به نفت رسید، ولی بعد از ۳ ماه خشک شد. در سال ۱۲۸۷ (دوم ماه مه ۱۹۰۸) عملیات حفاری در مسجدسلیمان به نفت رسید و تجاری بودن تولید از این میدان تأیید شد. از این رو سال ۱۲۸۷ را می‌توان تاریخ تولد صنعت نفت در کشور نامید. در ١٤ آوریل ۱۹۰۹ شرکت نفت انگلیس و ایران Anglo – Persian Oil Co. تأسیس شد و سهام دارسی را خرید و نامبرده عضو هیأت مدیره آن شرکت شد. بعداً نام این شرکت، به Anglo – Iranian Oil Co. تغییر یافت. دارسی در سال ۱۹۱۷ درگذشت. در آن سال، تولید نفت کشورمان به ۱۹ هزار بشکه در روز یعنی حدود ۹۵۰ هزار تن در سال رسیده بود. تولید انباشتی تا آن سال، یعنی در خلال سالهای ۱۹۱۳ تا ۱۹۱۷، جمعاً بیش از ۱۹/۷ میلیون بشکه معادل دو میلیون و ششصد هزار تن بوده است، (آمار مربوط به تولیدات: *سالنامه آماری اوپک OPEC Annual Statistical Bulletin* سال ۲۰۰۰، جدول شماره ۳۸، صفحه ٤٥). بعد از ملی شدن نفت در ۲۹ اسفند ۱۳۲۹ یا ۱۹۵۰ میلادی، شرکت نفت انگلیس و ایران در سال ۱۹۵٤ به «شرکت نفت بریتانیا» یا British Petroleum تغییر نام یافت که علامت اختصاری آن BP است. معروف است که در گذشته، در مواردی BP را «بنزین پارس» تلقی می‌کردند!

۱. کل تولید انباشتیِ نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۰ از مناطق خشکی و دریایی به ترتیب ٤۹/۵۵ و ٤/۸۱ میلیارد بشکه بوده است. (*نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸٦.) با فرضِ ۳/۵ میلیون بشکه تولید روزانه در سال ۱۳۸۱، کل تولید نفت خام در سال ۱۳۸۱ حداقل حدود ۱/۲ میلیارد بشکه برآورد می‌شود. این آمار فقط مربوط به نفت خام است و میعانات را شامل نمی‌شود. توضیحات مربوط به میعانات در پاورقی شماره٤ در صفحه ۳۵ مندرج است.

۲. کشورهای پیشرفته صنعتی با فروش یک بشکه کوکاکولا می‌توانند چهار بشکه نفت خام بخرند (با فرض ۲۰ دلار برای هر بشکه نفت و حداقل ۵۰ سنت به طور متوسط برای هر لیتر کوکاکولا و یادآوری این نکته که هر بشکه نفت ←

پاسخی را نمی‌توان علمی دانست زیرا «شرکتهای نفتی» قبل از اینکه انگلیسی یا امریکایی یا فرانسوی باشند، شرکت‌اند، یعنی باید در ضوابط و چارچوبهای «بنگاه‌داری» فعالیت کنند. بنابراین هر شرکت نفتی به دنبال حداکثر کردن سود از طریق حداقل کردن هزینه است، لذا می‌کوشند به هر نحو مقتضی نفت خام را به «مناسب‌ترین» قیمت خریداری کنند[1]. به بیان دیگر، شرکتهای نفتی علی‌القاعده به فکر منافع «سهامداران» خود هستند، یعنی می‌کوشند قیمت سهام خود را از طریق افزایش سود تقویت کنند. اگر صادرکنندگان نفت به دنبال «منافع ملی» خود نیستند آیا باید انتظار داشت که شرکتهای نفتی بین‌المللی نیز در پی تأمین منافع سهامداران خود نباشند؟ علم اقتصاد به ما می‌آموزد به جای اینکه از «چپاولگری» دیگران صحبت کنیم، با نگرشی علمی به بررسی روشهای بهینهٔ تأمین منافع ملی بپردازیم.

پاسخ دوم ـ برداشت از سرمایه ملی به میزان ۵۵ میلیارد بشکه و صدور سهم عمده آن به خارج از کشور، موجب شده است که کشور ما جایگاه ویژه‌ای در نظام اقتصاد بین‌الملل و روابط سیاسی بین‌المللی کسب کند، زیرا کشورهای صنعتی پیشرفته محتاج نفت‌اند و لذا نیازمند ما بوده و خواهند بود. از این رو باید کوشید که سهم کشورمان را در بازار جهانی نفت افزایش دهیم یا دست کم سهم فعلی را حفظ کنیم. بنابراین از این دیدگاه، صدور حجم عظیمی از سرمایه ملی به خارج از کشور نه تنها عیب نیست بلکه «افتخار ملی» نیز هست.

خام ۴۲ گالن امریکایی یعنی تقریباً ۱۵۹ لیتر است). با استدلالی مشابه می‌توان گفت که کشورهای پیشرفته صنعتی با فروش یک بشکه آب معدنی می‌توانند دو بشکه نفت خام بخرند.

۱. شرکتهای بزرگ نفتی از طریق «آژانس بین‌المللی انرژی» International Energy Agency یا IEA، سیاستهای راهبردی مشترکی را به ویژه در مورد «امنیت عرضه» تدوین می‌کنند. IEA در نوامبر ۱۹۷۴ در چارچوب سازمان همکاریهای اقتصادی و توسعه OECD در پاریس تأسیس شد. اهداف اصلی IEA عبارت است از همکاری اعضاء در ایجاد سیستم اطلاعاتی در مورد بازار بین‌المللی نفت، توزیع مناسب نفت بین اعضاء در موقعیتهای اضطراری و مطالعات مربوط به امنیت عرضه، قیمت و ذخیره‌سازی نفت. بنابراین، منظور از «مناسب‌ترین قیمت» حداقل قیمت نیست بلکه قیمتی است که «امنیت عرضه» را به خطر نیندازد، یعنی موجب کاهش چشمگیر و مستمر تولید در میادینی نشود که هزینه تولید در آنها در مقایسه با خلیج فارس بالاتر است. برای توضیحات بیشتر در این مورد به مقاله «اوپک و منافع ملی» در همین ویژه نامه مراجعه شود.

به نظر می‌رسد این پاسخ مورد تأیید مسئولان و سیاستگذاران صنعت نفت کشور است. وزیر نفت چنین می‌نویسد: «جمهوری اسلامی ایران، به عنوان دومین تولید کننده نفت در مجموعه کشورهای عضو اوپک، می‌بایست حدود ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را طی ۲۰ سال آینده تأمین کند. از این رو لازم است در تنظیم سیاستهای داخلی، اولویتی ویژه به توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت داده شود».[۱]

سؤال این است که اگر ما «می‌بایست» با عرضه ثروت نسلهای آینده، نیاز مبرم کشورهای پیشرفته صنعتی به نفت خام را طی ۲۰ سال آینده پاسخ دهیم، آیا آنها نیز پذیرفته‌اند که نیاز مبرم کشور ما را به نفت، هنگامی که دیگر نفتی برای مصرف داخلی نداریم، تأمین کنند آن هم با قیمتی در سطح قیمتهایی که ما سالها به آنها عرضه کرده‌ایم؟

توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت به میزانی که بتوانیم ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را طی ۲۰ سال آینده تأمین کنیم در واقع پاسخ به این سؤال است که صادرات ما چقدر باید باشد تا «منافع کشورهای پیشرفته صنعتی» تأمین شود؟ در حالی که سوال اصلی باید این باشد که « منافع ملی» را یعنی منافع نسل فعلی و نسلهای آینده را با چه حجمی از صادرات می‌توان تأمین کرد؟[۲]

---

۱. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ٤.

۲. نکته دیگری که درباره «سیاست حفظ جایگاه کشور در بازار جهانی نفت» مطرح می‌شود «امکان‌پذیری» افزایش تولید از مخازن نفتی کشور برای پاسخگویی به تقاضای جهانی نفت در خلال ۲۰ سال آینده است. خوشبختانه آمارهای رسمی برای «گزینه‌های مختلف جهت تعیین اهداف بلندمدت تولید نفت کشور تا سال ۲۰۲۰» موجود است: «در محدودترین گزینه و برای اینکه کشور ما تنها سهم خود را در بازار جهانی نفت حفظ کند باید تولید کشور به حداقل ٦/٥ میلیون بشکه در روز افزایش یابد. چنین جهت‌گیری افزایشی با توجه به سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای حفظ ظرفیت موجود، ضرورت تحقق حجم عظیم سرمایه‌گذاری در بخش نفت را دیکته می‌کند». (همان منبع، صفحه ۱۹). گزینه‌های مختلف نشان می‌دهد که تولید نفت کشور از حداقل ٦/٥ میلیون بشکه در روز تا ۹/۹ میلیون بشکه در روز (حفظ سهم ٤٥ درصدی تولید با عربستان سعودی) در تغییر است. (همان منبع، صفحه ۱۹). با وجود این، گزارشهای غیررسمی نشان می‌دهد که مخازن بزرگ کشور ما که نقش اصلی را در تولید ایفا می‌کنند، وارد نیمه دوم عمر خود شده‌اند و بیش از نیمی از ذخایر قابل استحصال آنها برداشت شده است. در چنین وضعیتی، رسیدن به مرز ٦/٥ میلیون بشکه تولید روزانه غیر ممکن است. ضمناً نباید فراموش کرد که یکی از فروض وزارت نفت در محاسبه گزینه‌های بالا این است که صادرات ←

۲-۱. حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک

اوپک یا «سازمان کشورهای صادرکننده نفت»[1] در سال ۱۹۶۰ به ابتکار ونزوئلا و کوششهای این کشور در متقاعد کردن ایران و عربستان و کویت و عراق به لزوم تشکیل این سازمان برای ایجاد تعادل و ثبات در بازار جهانی نفت[2] تأسیس شد. از بدو تأسیس، رقابت شدیدی بین برخی اعضاء به ویژه ایران و عربستان در سیاستگذاریهای کلان از جمله مدیریت سازمان و تعیین قیمت و میزان عرضه به وجود آمد. یکی از نگرانیهای اولیه سیاستگذاران نفتی در دوران قبل از انقلاب این بود که در «مسابقه تولید» از عربستان عقب نمانند، اما وقتی برتری مطلق ذخایر عربستان در مقایسه با کشور ما به اثبات رسید، حفظ «مقام دوم» در اوپک از دیدگاه تولید[3] و صدور نفت خام، از اهداف اصلی سیاستگذاران

عربستان در سال ۲۰۲۰ روزانه بیش از ۲۰ میلیون بشکه خواهد بود (همان منبع صفحه ۱۸ با استفاده از آمارهای DOE / EIA: Department of Energy / Energy Information Administration آمریکا). تحقق چنین امری محال است زیرا هم‌اکنون روزانه ۳/۵ میلیون بشکه برداشت از میدان «قوار» Ghawar که بزرگترین میدان نفتی عربستان و جهان است صرفاً به کمک تزریق روزانه ۵ میلیون بشکه آب امکان‌پذیر است (به دلیل کمبود گاز برای تزریق). البته در گذشته روزانه تا ۵ میلیون بشکه از این میدان برداشت می‌شد. چنین مشکلاتی در سال ۲۰۲۰ به مراتب شدیدتر است، وانگهی ذخایر عربستان در آن زمان تقریباً نصف خواهد شد، لذا چگونه می‌توان فرض صادرات بیش از ۲۰ میلیون بشکه در روز را پذیرفت؟ ضمناً نباید آمارها و پیش‌بینی‌های مراکز مطالعات انرژی در خارج از کشور را بدون دقت کارشناسی پذیرفت، زیرا یکی از اهداف برخی از این سازمانها در انتشار پیش‌بینی‌های بی پایه این است که کشورهای در حال توسعهٔ نفتی را به اشتباه بیندازند. برای توضیحات بیشتر درباره امکان افزایش تولید در عربستان و در برخی دیگر از کشورهای تولیدکننده نفت به مقالات دکتر سعیدی در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

1. OPEC: Organization of Petroleum Exporting Countries

۲. به مقاله «اوپک و منافع ملی» در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

۳. آمار تولیدات (تجاری) نفت در کشورمان از سال ۱۹۱۳ به بعد موجود است. متوسط تولید روزانه نفت خام در آن سال ۵ هزار بشکه بود. تولید نفت در عربستان با ۱/٤ هزار بشکه در روز در سال ۱۹۳۸ آغاز شد. در همان سال، تولید ایران روزانه ۲۱٤/۷ هزار بشکه بود. تا ۸ سال، یعنی تا سال ۱۹٤۵، تولیدات عربستان به آهستگی رشد کرد و به ۵۸/٤ هزار بشکه در روز رسید، اما از سال ۱۹٤۵ به بعد سریعاً افزایش یافت و در ۱۹۵۰ و در آستانه ملی شدن صنعت نفت ایران، به سطح تولیدات کشورمان نزدیک شد و از ۱۹۵۱ از آن پیشی گرفت که همچنان ادامه دارد. این تحولات را می‌توان در جدول زیر ملاحظه کرد. یادآوری می‌شود که تولیدات نفت کشورمان بعد از ملی شدن نفت و در پی تحریمهای نفتی در سال ۱۹۵۲به شدت کاهش یافت. ضمناً سالهای ۱۹۷۳ و ۱۹۷٤ مصادف با افزایش شدید قیمت نفت (اولین شوک نفتی) و سال ۱۹۷۹ مصادف با انقلاب اسلامی ایران بود. تولیدات عربستان در سال ۱۹۸۱ و در پی انقلاب ←

شد که همچنان ادامه دارد. برای نمونه، به سیاستگذاریهای امور بین‌الملل وزارت نفت در این خصوص توجه می‌کنیم.

«کشور ما در طول دو دهه گذشته ... از جایگاه برابر خود با عربستان تا حد یک سوم آن کشور پایین آمده و اگر روند گذشته همچنان ادامه یابد بیم آن می‌رود که کشورهایی نظیر کویت و امارات نیز در بخش صادرات از ما پیشی بگیرند و این در حالی است که ذخایر لازم در کشور ... برای قرار گرفتن ما در جایگاه دوم تولید وصادرات در درون اوپک و حتی جهان که جایگاهی مناسب برای کشور ماست فراهم است»[1]. ملاحظه می‌شود بدون اینکه منافع ملی به معنای اقتصادی آن به دقت بررسی شود، ملاحظاتی چون «جایگاهی برابر با عربستان» و «پیشی جستن» ازکشورهای کویت و امارات در صادرات نفت و احراز «مقام دوم» در اوپک و «حتی در جهان» دلایلی برای افزایش تولید و ظرفیت تولید محسوب می‌شوند.

چگونه می‌توان میلیاردها دلار سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت تولید را صرفاً در چارچوب مقایسه کشورمان با امارات یا کویت آن هم به لحاظ حجم صادرات، توجیه

اسلامی و کاهش شدید تولید نفت در کشورمان، به بیش از ۹/۸ میلیون بشکه در روز رسید که بالاترین میزان تولید این کشور تاکنون بوده است.

مقایسه سوابق تاریخی تولیدات نفت خام ایران و عربستان (هزار بشکه روزانه)

سال	۱۹۱۳	۱۹۳۸	۱۹٤٥	۱۹٥۰	۱۹٥۱	۱۹٥۲	۱۹٥٤	۱۹٦۰
ایران	٥	۲۱٤/۷	۳٥۷/٦	٦٦٤/۳	۳٤۹/٦	۲۷/٦	٦۱/٤	۱۰٦۷/۷
عربستان	ـــ	۱/٤	٥۸/٤	٥٤٦/۷	۷٦۱/٥	۸۲٤/۸	۹٦۱/۸	۱۳۱۳/٥

سال	۱۹۷۳	۱۹۷٤	۱۹۷۸	۱۹۷۹	۱۹۸۱	۱۹۸٦	۱۹۹۰	۲۰۰۰
ایران	٥۸٦۰/۹	٦۰۲۱/٦	٥۲٤۱/۷	۳۱٦۷/۹	۱٥٦٥/۰	۲۰۳۷/۱	۳۱۳۲/۳	۳٦٦۱/۳
عربستان	۷٥۹٦/۲	۸٤۷۹/۷	۸۳۰۱/۱	۹٥۳۲/٦	۹۸۰۸/۰	٤۷۸٤/۲	٦٤۱۲/٥	۸۰۹٤/٥

منبع: براساس آمارهای موجود در *سالنامه آماری اوپک* ـ سال ۲۰۰۰ ـ صفحات ٤٥ و ٥۱ ـ جدول شماره ۳۸. آمار مربوط به تولیدات عربستان شامل تولید از ناحیه بی‌طرف Neutral Zone نیز می شود.

۱. *گزارش فنی ـ اقتصادی طرحهای بیع متقابل وزارت نفت* ـ معاونت امور بین‌الملل وزارت نفت، دی ماه ۱۳۷۷، صفحه ۲.

کرد؟ اساساً چه تناسبی بین اقتصاد کشور ما با اقتصاد این کشورها از دیدگاه جمعیتی، منابع طبیعی، ظرفیتهای صنعتی و کشاورزی و نیروی انسانی وجود دارد که باید سیاستگذاری در حساس‌ترین و مهم‌ترین بخش اقتصادی کشورمان، یعنی نفت را در چارچوب رقابت با آنها تدوین کنیم؟

بر طبق آمارهای موجود[1]، حجم «ذخایر نفت»[2] در پایان سال ۲۰۰۱ برای کشورهای ایران، عربستان، عراق، امارات و کویت به ترتیب بدین شرح است: ۸۹/۷، ۲۶۱/۸، ۱۱۲/۵،

---

۱. *سالنامه آماری انرژی جهانی* از انتشارات شرکت نفت BP

British Petroleum: *BP Statistical Review of World Energy*, June 2002, p.4.

با اینکه سالنامه آماری BP ادعا می‌کند این آمارها مربوط به «ذخایر اثبات شده» است، اما به نظر می‌رسد که این آمارها هماهنگی بیشتری با «ذخایر مورد انتظار» داشته باشند. برای آشنایی با تفاوت این واژه‌ها به پاورقی بعدی مراجعه کنید.

۲. آمارهای منتشره در مورد «ذخایر نفت» از مواردی است که به علت شفاف نبودن تعریف، ممکن است پژوهشگران اقتصاد نفت را به اشتباه بیندازد. از این رو، در این پاورقی به تعریف ذخایر می‌پردازیم و مفاهیم زیر را اجمالاً توضیح می‌دهیم: «نفت درجا»، «بازیافت نهایی»، «ذخایر اثبات شده»، «ذخایر قابل استحصال»، «ذخایر اثبات شده باقیمانده»، «ذخایر قابل استحصال باقیمانده»، «ذخایر محتمل»، «ذخایر ممکن»، «ذخایر مورد انتظار»، «ذخایر کل» و «ذخایر فرضی». چنانچه خواهیم دید، برخی از این اصطلاحات، مترادف‌اند.

«**نفت درجا**» یا Oil in Place، نشان دهنده حجم نفت موجود در مخازن Reservoirs است. آمار نفت در جا معمولاً به صورت «**نفت درجای اولیه**» اعلام می‌شود، یعنی حجم نفتی که در زمان کشف و قبل از بهره‌برداری از مخازن گزارش شده است. بدیهی است در خلال زمان شناخت دقیق‌تری از مخازن به دست می‌آید، لذا آمار نفت درجا تغییر می‌کند؛ اما باید توجه داشت که درتجدیدنظرها نیز معمولاً حجم نفت درجای اولیه ذکر می‌شود. یادآوری می‌کنیم آنچه در مخزن وجود دارد «**سیال درجا**» یا Fluid in Place است که شامل مواد هیدروکربوری Hydrocarbons یا Hydrocarbures (به لغت فرانسه) و سیالهای همراه آن مانند آب، گازهای بی‌اثر Inert Gases یعنی گازهایی که از نظر شیمیایی تأثیری بر محیط خود ندارد و گازهای اسیدی Acid Gases می‌شود. سیالهای هیدروکربوری شامل هیدروکربورهای مایع Liquid Hydrocarbons و هیدروکربورهای گازی Gaseous Hydrocarbons می‌شود. آمارهای غیررسمی نشان می‌دهند که حجم نفت درجا در مناطق خشکی و دریایی کشور ما حدود ۴۵۰ میلیارد بشکه است. یادآوری می‌شود که معمولاً اصطلاح «نفت خام» را برای «نفت درجا» به کار نمی‌برند، یعنی به جای «نفت خام درجا» باید از اصطلاح «نفت درجا» استفاده کرد.

«**بازیافت نهایی**» یا Ultimate Recovery به بخشی از سیال هیدروکربوری در مخزن اطلاق می‌شود که در طول عمر مخزن قابل تولید یا بازیافت است. قبل از بهره‌برداری از مخزن، حجم بازیافت نهایی را اصطلاحاً «**ذخیره**»

←

۹۸/۷ و ۹٦/۵ میلیارد بشکه.[1] ملاحظه می‌شود که حجم ذخایر ایران از تمام کشورهای به اصطلاح «رقیب» ما در خلیج فارس کمتر است. بنابراین با فرض استمرار روند کنونی

اثبات شده» یا Proven (Proved) Reserve می‌گویند، یعنی ذخایری از هیدروکربورها که به کمک دانش فنی موجود و با توجه به وضعیت اقتصادی و قیمتها و هزینه‌های فعلی قابل بازیافت است. بدیهی است بعد از شروع تولید، مقدار ذخیره اثبات شدهٔ مخزن معادل است با بخشی از بازیافت نهایی که هنوز تولید نشده است، از این رو بهتر است در این موارد به جای «ذخیره اثبات شده» از اصطلاح «**ذخیره باقیمانده**» Remaining Reserve یا **ذخیره قابل استحصال باقیمانده** استفاده کرد. در آمارهای رسمی معمولاً واژه «**ذخیره**» به همان مفهوم «بازیافت اولیه» یعنی **ذخیره اولیه** به کار می‌رود مگر آنکه ذخیره باقیمانده یا «**ذخیره قابل استحصال در زمان معین**» تصریح شود.

نظر به اینکه برخی گزارشهای ارائه شده درباره ذخایر معمولاً پژوهشگران را به اشتباه می‌اندازد، لازم است به دو اصطلاح دیگر نیز اشاره کنیم: «**ذخایر محتمل**» یا Probable Reserves و «**ذخایر ممکن**» یا Possible Reserves. ذخایر محتمل دلالت بر حجمی از نفت درجا می‌کند که با فرض استفاده از روشهای شناخته شدهٔ موجود برای **بهبود بازیافت** یعنی Improved Recovery Techniques (به معنای روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه که بعداً توضیح داده می‌شود) قابل استحصال است. ذخایر ممکن، ذخایری است که صحت وجود آنها هنوز به کمک «آزمونهای تولید» Production Tests تأیید نشده است، اما داده‌ها و اطلاعاتی که تاکنون جمع‌آوری شده مؤید فرضیه وجود و قابلیت استخراج نفت خام است. مجموع ذخایر اثبات شده و محتمل را اصطلاحاً «**ذخایر مورد انتظار**» یا Expected Reserves می‌گویند. مجموع ذخایر مورد انتظار و ذخایر ممکن اصطلاحاً «**ذخایر کل**» Total Reserves نام دارد. سرانجام باید از **ذخایر فرضی** یا Hypothetical Reserves نام برد که صرفاً «حدسهایی» است (Conjectures) مبتنی بر اطلاعات به دست آمده در مراحل نخستین اکتشاف که «می‌تواند» بر وجود ذخایر هیدروکربوری دلالت کند.

۱. تردیدهای جدی در صحت آمار ذخایر نفت خام تولیدکنندگان بزرگ اوپک وجود دارد. کشورهای کویت، امارات، ایران، عراق و عربستان در خلال سالهای ۱۹۸٤ تا ۱۹۸۸ آمار ذخایر خود را گاهی تا نزدیک به سه برابر افزایش دادند. کویت در سال ۱۹۸٤ آمار ذخایر نفت خود را تجدید نظر کرد و آن را از ٦۷ میلیارد بشکه به ۹۲/۷ میلیارد بشکه افزایش داد. بعد از کویت، نوبت ایران و امارات و عراق بود که در سال ۱۹۸٦ آمار ذخایر نفت خود را به ترتیب از ۵۹ میلیارد بشکه به ۹۲/۸ میلیارد و از ۳۲/۹ میلیارد بشکه به ۹۷/۲ میلیارد و از ٦۵ میلیارد بشکه به ۷۲ میلیارد افزایش دادند. سپس نوبت عربستان رسید که در سال ۱۹۸۸ ذخایر خود را از ۱٦۹/۵ میلیارد بشکه به ۲۵٤/۹ میلیارد رساند. ضمناً عراق در سال ۱۹۸۷ مجدداً در ذخایر نفت خود تجدید نظر کرد و آن را از ۷۲ میلیارد بشکه به ۱۰۰ میلیارد افزایش داد. جدول زیر، این تجدید نظرها را نشان می‌دهد.

←

صادرات، کشور ما بسیار زودتر از عربستان و کویت و امارات و عراق به مرحله‌ای می‌رسد که دیگر نفتی برای صادرات نخواهد داشت. از طرف دیگر، به دلایل مختلف از جمله جمعیت و وسعت جغرافیایی، میزان مصرف نفت خام در کشور ما به مراتب بیش از آن کشورهاست.متأسفانه آمار رسمی برای مصرف داخلی نفت خام در کشور در دسترس نیست، اما آمارهای BP نشان می‌دهد که مصرف نفت خام در سال ۲۰۰۱ میلادی در ایران روزانه ۱/۱۳۱ میلیون بشکه بوده است در حالی که کویت وامارات در همان سال روزانه به ترتیب فقط ۲۰۶ و ۲۸۲ هزار بشکه نفت خام مصرف کرده‌اند[1]. بنابراین به جای اینکه «بیم آن را داشته باشیم که کشورهایی نظیر کویت و امارات نیز در بخش صادرات نفت از ما پیشی بگیرند»، باید به درستی نگرانِ آن باشیم که در آینده‌ای نه چندان دور مجبور خواهیم بود از همان کشورها نفت خام بخریم به دلیل اینکه تولیدات ما جوابگوی مصرف داخلی نخواهد بود زیرا کویت و امارات با مصرفی کمتر از ما قادرند درصدی از نیازهای نفتی ما را در آینده تأمین کنند[2].

تجدیدنظر در آمار ذخایر نفت در کشورهای عضو اوپک (میلیارد بشکه)

سال	۱۹۸۳	۱۹۸٤	۱۹۸٥	۱۹۸٦	۱۹۸۷	۱۹۸۸
کویت	٦۷	۹۲/۷	۹۲/٤	۹٤/٥	۹٤/٥	۹٤/٥
ونزوئلا	۲٥/۸	۲۸/۰	٥٤/٤	٥٥/٥	٥۸/۱	٥۸/٥
ایران	٥٥/۲	٥۸/۸	٥۹/۰	۹۲/۸	۹۲/۸	۹۲/۸
امارات	۳۲/۳	۳۲/٤	۳۲/۹	۹۷/۲	۹۸/۱	۹۸/۱
عراق	٦٥	٦٥	٦٥	۷۲	۱۰۰	۱۰۰
عربستان	۱٦۸/۸	۱۷۱/۷	۱۷۱/٥	۱٦۹/۷	۱٦۹/٥	۲٥٤/۹

منبع: با استفاده از *سالنامه آماری اوپک*، سال ۲۰۰۰، صفحه ۹، جدول ۹.

یادآوری می‌شود که قطر تنها کشوری در حوزه خلیج فارس بود که آمار ذخایر خود را تجدیدنظر نکرد. بجز ونزوئلا، کشورهای دیگر یعنی الجزایر و لیبی و نیجریه و اندونزی نیز در آمار ذخایر خود تجدیدنظر نکردند.

1. *BP Statistical Review of World Energy*, June 2002, p.9.

به نظر می‌رسد که این آمارها چندان دقیق نیست. با توجه به ظرفیت پالایشگاههای کشور و حداکثر بهره‌برداری از آنها، می‌توان گفت مصرف نفت خام در داخل کشور به مراتب بیش از رقم عرضه شده است.

۲. این استدلال برای آن دسته از آمارهایی که نشان می‌دهند ذخایر نفت کشور ما کمی بالاتر از ذخایر نفت خام کویت و امارات است، نیز صادق است زیرا صادرات ما در خلال سالهای گذشته همواره بیش از صادرات آنها بوده است، لذا

←

بنا بر آنچه گفته شد سیاست «حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک»، تناسب چندانی با واقعیات موجود ندارد، لذا به جای اینکه سیاستگذاریهای کلان بخش نفت را در چارچوب «مسابقه صدور نفت خام در اوپک» تدوین کنیم و پیشی جستن از این و آن را هدف خود قرار دهیم[1]، بهتر است با دقت کافی به این سؤال پاسخ دهیم که میزان بهینهٔ صادرات نفت خام برای تأمین منافع ملی در بلندمدت چیست؟

۲. معیارهای سنجش منافع ملی در سیاستگذاریهای نفت و گاز

در ارزیابی سیاستهای اقتصادی، تشخیص منافع ملی به صورت مطلق ممکن نیست. تشخیص منافع ملی فرآیندی از اجمال به تبیین است و تابعی از شناخت و آگاهی و دانش ماست که معمولاً در خلال زمان رشد می‌کند. از این جهت، چه بسا از دیدگاه امروز سیاستهای دیروز بهینه نباشد. برای نمونه، به قراردادهای بیع متقابل اشاره می‌کنیم.

تأمین منافع ملی در قراردادهای بیع متقابل مستلزم اجتماع شروط زیر است:

الف) شناختی جامع از میادین نفت و گاز کشور و آگاهی از دانش فنیِ بازیافت که با خصوصیات طبیعی مخازن کشورمان متناسب باشد.

ب) شناختی دقیق از مسائل حقوقیِ قراردادهای بیع متقابل و آشنایی کافی با انواع قراردادهای نفتی به لحاظ نظری و همچنین ارزیابی و سنجش عملکرد این قراردادها در کشورهای مختلف و مقایسه آن با قراردادهای بیع متقابل.

ج) آشنایی کافی با بازارهای بین‌المللی نفت و شرکتهای نفتی بین‌المللی و همچنین عملکرد این شرکتها در کشورهای مختلف و در بازارهای بین‌المللی درحوزه‌هایی مانند «فعالیتهای

بر اساس روند کنونی بسیار زودتر از آنها به مرحله‌ای خواهیم رسید که توانایی صدور نفت خام را نداشته باشیم و یا مجبور به واردات نفت خام شویم. یادآوری می‌شود که کویت از سال ۱۹٤٦ و امارات از سال ۱۹٦۲ تولید و صادرات نفت خام را آغاز کردند. (*سالنامه آماری اوپک*، سال ۲۰۰۰، صفحات ٤۷ و ۵۲).

۱. در مقاله «اوپک و منافع ملی» (در همین ویژه‌نامه) این نکته را نشان داده‌ایم که منافع ملی ما در این است که از اوپک خارج شویم.

بالادستی»[۱] و «فعالیتهای پایین‌دستی»[۲] و «بازارهای سرمایه» و «پیشبرد دانش فنی در عملیات بالادستی و پایین‌دستی» و «مدیریت ریسک» به ویژه در مواجهه با تحولات بازارهای جهانی نفت و گاز.

د) وجود «مذاکره کنندگان»[۳] ماهر و آشنا با «فنون مذاکره» و مطلع از مسائل جاری اقتصاد جهانی و بازارهای سرمایه و مسائل حقوقی قراردادها که توانایی لازم را برای «چانه‌زنی» با شرکتهای بین‌المللی برای کسب حداکثر امتیازات داشته باشند.

هـ) حضور مهندسان با تجربه و آگاه به مخازن نفتی کشور که بتوانند در مذاکرات فنی با شرکتهای بین‌المللی علاوه بر رعایت کامل موازین تولید صیانتی از میادین، منافع ملی را به نحو شایسته‌ای تأمین کنند.

و) وجود «ناظران فنی ـ مالی» متشکل از مهندسان با تجربه و کارشناسان تحصیلکرده و باسابقهٔ امور مالی که بتوانند از دیدگاههای فنی و مالی، نظارت بر حسن اجرای ضوابط و شرایط مندرج در قراردادهای بیع متقابل را برعهده بگیرند.

ز) رعایت اصل «حاکمیت ملی» در قراردادهای بیع متقابل به نحوی که از دیدگاه حقوقی بتوان فعالیت شرکتهای نفتی طرف قرارداد را تحت نظر داشت و عنداللزوم مجازاتهای متناسبی را برای عدم رعایت موازین تولید صیانتی از میادین اعمال کرد و در صورتی که منافع ملی ایجاب کند بتوان قراردادهای منعقده با آنها را فسخ کرد[۴].

بنابراین اگر شناختی را که امروز از مخازن نفتی کشور و از اسلوبهای حقوقی قراردادهای بیع متقابل و یا از سیاستها و عملکرد شرکتهای خارجی طرف قرارداد داریم،

---

۱. Upstream Operations ـ فعالیتهای بالادستی شامل اکتشاف و مطالعه مخازن و تولید (به معنای وسیع کلمه شامل افزایش بازیافت) و حمل نفت خام یا گاز به پالایشگاه می‌شود.

۲. Downstream Operations ـ فعالیتهای پایین‌دستی از آغاز پالایش نفت خام شروع می‌شود و مراحل مختلف پالایش و حمل فراورده‌ها و توزیع و بازاریابی و فروش آن را در بر می‌گیرد.

3. Negotiators

۴. دکتر سعیدی موردی از عملکرد قرارداد بیع متقابل برای توسعه میدان درود را ذکر کرده است که اشاره بر عدم رعایت شایستهٔ حاکمیت ملی دارد. به مقاله دوم ایشان در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

دیروز می‌داشتیم قطعاً منافع ملی ما در عقد قراردادهای بیع متقابل بهتر تأمین می‌شد[1]. با وجود این، چنین مواردی را نمی‌توان از مصادیق عدم تأمین منافع ملی دانست زیرا تأمین منافع ملی را در هر مقطعِ زمانی باید با معیار «سطح شناخت» در همان مقطع سنجید، لیکن باید معیارهای روشنی را در رعایت منافع ملی در هر مقطع زمانی تعریف کرد.

در حالت کلی می‌توان حداقل از سه معیار برای تأمین منافع ملی به شرح زیر نام برد:

معیار اول: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند که سطح علمی و کیفیت اطلاعات موجود را مرتباً ارتقاء دهند تا بتوان منافع ملی و راهکارهای تأمین آن را بهتر «تشخیص» داد؟

معیار دوم: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند که «کارایی» نظام سیاستگذاری را در بهره‌برداری از اطلاعات موجود برای تأمین منافع ملی حداکثر کنند؟

معیار سوم: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند تا فرآیند سیاستگذاریهای کلان را چنان تنظیم کنند که سیاستگذاران به دور از منافع حزبی و جناحی و صرفاً با تکیه بر روشهای علمی در پی تأمین منافع ملی باشند؟

اگر پاسخ به هریک از سه سؤال بالامنفی باشد، قطعاً منافع ملی رعایت نشده است و نخواهد شد. قبل از اینکه به بررسی اجمالی این سه معیار در سنجش سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز بپردازیم، به شروطِ تأمین منافع ملی در قراردادهای بیع متقابل ـ شروط (الف) تا (ز) سابق الذکر ـ در قالب سه معیار بالا اشاره می‌کنیم.

شروط (الف) و (ب) و (ج) از مصادیق معیار اول است و دلالت بر نهادهای آموزشی و پژوهشی می‌کند. شروط (د) و (هـ) و (ز) اشاره به نهادهای اجرایی و نظارتی دارد که مصادیقی از معیار دوم محسوب می‌شود. همان گونه که در ادامه این مباحث نشان خواهیم داد، توفیق این نهادها برای ارتقای سطح «کارایی» نظام سیاستگذاری در بهره‌برداری از

---

۱. وزیر نفت در مصاحبه با خبرنگار نشریه پلاتس Platts، درباره بهتر شدن قراردادهای بیع متقابل ـ یعنی تأمین منافع ملی به نحو شایسته‌تر ـ چنین می‌گوید: «در حال بررسی پیشنهاد ژاپنی‌ها در زمینه بهره‌برداری از مخزن جدید آزادگان هستیم ... انتظار می‌رود در مرحله عقد قرارداد، بر اساس همان فرمولهای اعمال شده در قراردادهای قبلی (بیع متقابل) عمل شود. این نوع قراردادها، در طول ۳ سال گذشته، با اصلاحات جدیدی رو به رو و از نقاط قوت بیشتری برخوردار است». (*مشعل*، سال هفتم، شماره ۲۰۱، نیمه دوم خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۲).

اطلاعات به منظور تأمین منافع ملی، تابعی از ساختار نظام مدیریتی صنعت نفت است. اگر نظام مدیریتِ بهره‌برداری از منابع نفت و گاز «کارشناس ـ محور» باشد، آن گاه کارشناسان آگاه و با تجربه جایگاه مناسبی در هر یک از گروههای زیر خواهند داشت: در گروه «مذاکره‌کنندگان» مسائل اقتصادی و تجاری و حقوقی برای تأمین حداکثر امتیازات در قراردادهایعنی شرط (د)، در گروه «ناظران» موازین تولید صیانتی از میادین برای تأمین منافع نسلهای آینده از سرمایه نفت یعنی شرط (هـ) و در گروه «ناظران فنی ـ مالی» برای تشخیص انحراف عملکرد شرکتهای خارجی از ضوابط مندرج در قرارداد بیع متقابل یعنی شرط (و). در غیر این صورت، کارشناسان آگاه و با تجربه منزوی خواهند شد و منافع ملی قطعاً به خطر خواهد افتاد.

بنابراین ملاحظه می‌شود که معیارهای اول و دوم در نهایت چیزی نیست جز کوشش برای ارتقای سطح علمی و بهبود مجموعه اطلاعات و دانش موجود و ایجاد زمینه‌های مناسب برای افزایش کارآیی در بهره‌برداری از این مجموعه اطلاعات. تحقق شرط کارآیی مستلزم وجود فضای مناسب برای «تضارب آراء» و حمایت مدیران ارشد صنعت نفت از کارشناسانی است که دیدگاه نقادی دارند. در ادامه، به بررسی اجمالی این نکات می‌پردازیم[1].

۱-۲. جامعیت اطلاعات و سیاستگذاریهای بهینه

منافع ملی ایجاب می‌کند که در تدوین سیاستهای کلان برای نفت و گاز از تمام اطلاعات موجود استفاده شود. مجموعه اطلاعات موجود را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: اطلاعات مدون و نظریات کارشناسی.

یکی از موانع اصلی در سیاستگذاریهای بهینه برای نفت و گاز در کشورهای در حال توسعه، «محرمانه» بودن حجم عظیمی از اطلاعاتِ مدون است. شاید بتوان ادعا کرد که

---

۱. شرط (ز) یعنی رعایت اصل «حاکمیت ملی» در قراردادهای بیع متقابل، برآیند شروط (الف) تا (و) است. ضمناً بررسی معیار سوم ـ یعنی نهادی ناظر بر فرایند سیاستگذاریهای کلان ـ از موضوع بحث این مقاله بیرون است.

درصد بسیار بالایی از این اطلاعاتِ به اصطلاح محرمانه، برای کسانی محرمانه است که علاوه بر انگیزه کافی، توانایی علمی لازم را دارند تا بتوانند سیاستهای مناسبی را برای تأمین منافع ملی در بخش نفت و گاز طراحی کنند. بدیهی است این افراد همان پژوهشگران و اعضای هیئت علمی دانشگاهها و کارشناسان مستقل هستند. با محروم کردن ایشان از دسترسی به اطلاعات واقعیِ نفت و گاز، هیچ نتیجه‌ای جز به خطر افتادن منافع ملی حاصل نخواهد شد. اطلاعات صحیح اما محبوس، یا اطلاعات منتشره اما غیرصحیح، چیزی جز «فقر اطلاعات» نیست؛ و می‌دانیم سیاستگذاریهای مبتنی بر فقر اطلاعات منافع ملی راتأمین نخواهد کرد. اگر گفته شود که تدوین سیاستگذاریها در نهایت با کسانی است که دسترسی به اطلاعات صحیح دارند، باید پاسخ داد که حذف درصد بالایی از اندیشمندان و کارشناسان دلسوز جامعه از همفکری در تدوین سیاستهای بهینهٔ نفت و گاز قطعاً همسو با تأمین منافع ملی نخواهد بود زیرا از ظرفیتهای علمی موجود برای تشخیص منافع ملی و تأمین آن استفاده نشده است.

ذکر مثالی در این مورد روشنگر است. یکی از حقایق بسیار مهم و کلیدی در سیاستگذاریهای بخش نفت این است که حجم «نفت درجا»[1] در مخازن نفتی ما در مناطق خشکی و دریایی بسیار عظیم است، اما ساختار طبیعی مخازن نفتی چنان است که فقط درصدی از آن را می‌توان استخراج کرد.[2] بنابراین مهم‌ترین مسئله‌ای که منافع ملی را تهدید

---

۱. Oil in Place ـ به پاورقی شماره ۲ صفحه ۲۱ مراجعه شود.

۲. برای تبیین این نکته به ساختار مخازن و چگونگی جابه‌جایی نفت درآنها اشاره می‌کنیم. تخلیه مخزنی در اعماق زمین اساساً هیچ‌گونه مشابهتی با تخلیه منبعی از نفت خام در روی زمین ندارد. به بیان دیگر، حتی با حفر هزاران حلقه چاه نمی‌توان تا آخرین قطره نفت موجود در مخازن را استخراج کرد. توضیح این نکته، مستلزم تعریف مخازن است.

مخازن نفتی را معمولاً می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: «تک تخلخلی» یعنی Single Porosity و «شکاف‌دار» یعنی Fractured یا Dual Porosity. مخازن نفتی ایران عموماً از نوع شکاف‌دار است. سیالاتِ موجود در مخازن Fluid in Place شامل گاز، نفت و آب در منافذ کوچکِ درون سنگها قرار دارند. این فضاها و منافذ کوچک به صورت «سوراخ‌ها و تخلخلهای ریز» Pores یا شکاف‌ها و ترک‌ها Fractures هستند. اندازه این منافذِ ریز برای سنگهایی که «نفوذپذیریِ» Permeability بالایی دارند (به پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۲ مراجعه شود)، تقریباً ۱۰ میکرون یعنی یک ـ هزارم سانتیمتر است. در عموم مخازنِ سنگ آهکی کشور ما این رقم تقریباً به یک ←

می‌کند این است که نتوانیم به میزانی که وضعیت طبیعی مخازن و روشهای شناخته شدهٔ مهندسی برای بازیافت نفت اجازه می‌دهد از نفتِ درجا برداشت کنیم و یا اینکه از چنان روشهایی در استخراج نفت استفاده کنیم که حجم قابل ملاحظه‌ای از نفتِ درجا در مخازن، محبوس بماند. برای ارزیابی سیاستهای بازیافت شاید اساسی‌ترین سؤال این باشد که میزان نفت درجا در مخازن نفتی کشور و میزان «بازیافت نهایی» چیست؟ توجه به این نکته حائز اهمیت فراوان است که میزان نفت درجا در مخازن، قابل «محاسبه» است اما میزان «بازیافت‌نهایی» را صرفاً می‌توان با فرض استفاده از روشهای شناخته شدهٔ مهندسی در بازیافت، «تخمین» زد.

از سال ۱۳۷٤ تاکنون، آمار رسمی در بارهٔ حجم «نفت درجا» منتشر نشده است. از طرف دیگر، با اینکه آمارهای رسمی درباره «بازیافت نهایی» موجود است اما اختلاف آمارهای غیررسمی ـ اما علی‌الظاهر معتبر ـ با آنها بسیار قابل ملاحظه است. دقت در مبانیِ تخمینِ آمارهای مربوط به بازیافت نهایی بسیار مهم است زیرا نقش مهمی در ارزیابی روشهای بازیافت و ریسکهای مربوط به آن و تدوین برنامه‌های تولید و توسعه میادین دارد. بدون آمار واقعیِ حجم نفت درجا نمی‌توان درباره روشهای بهینه بازیافت برای صیانت از منابع نفتی مطالعات علمی داشت و سیاستهای بهینه‌ای را مبتنی بر آن مطالعات تدوین کرد.

میکرون کاهش می‌یابد. در مخازن شکاف‌دار، ممکن است منافذ بزرگ‌تری نیز وجود داشته باشد که اصطلاحاً به آن Vugs و Caves می‌گویند. نفتِ درجا در همین منافذِ ریز جای گرفته است.

فشار سیال موجود در منافذ را اصطلاحاً «فشار منفذ» Pore Pressure می‌نامند و فشار مخزن از آن ناشی می‌شود. تحقیق درباره شکل تخلخل و خصوصیات ریاضی و هندسی آن از مسائل اصلی مهندسی نفت است. حجم منافذ یا حجم تخلخل Pore Volume تناسب مستقیمی با حجم نفتِ درجا دارد. اگر حجم تخلخل را به کلِ حجم سنگ مخزن Rock Volume تقسیم کنیم معیاری برای اندازه‌گیری «تخلخل» یا Porosity به دست می‌آید.

نفتی را که بدون تزریق سیالات (مانند آب و گاز)، استخراج می‌شود اصطلاحاً «برداشت طبیعی» Natural Depletion یا «بازیافت اولیه» Primary Depletion یا Natural Recovery می‌نامند. به موازات استمرار تولید از میدان، فشار مخزن کم می‌شود و ممکن است این امر موجب کاهش بازیافت از میدان شود.

بنابراین سنگ مخازن را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: سنگهای متخلخل Porous و سنگهای «فشرده» Dense. سنگ مخزنی را که دارای «نفوذپذیری» Permeability کمتر از ۰/۱ دارسی باشد، اصطلاحاً فشرده می‌نامند. برای تعریف دارسی به پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۲ مراجعه شود.

بدین ترتیب، برنامه‌ریزی برای افزایش «ضریب بازیافت»[1] باموانعی جدی مواجه می‌شود. در مباحث آینده خواهیم دید که افزایش ضریب بازیافت، یکی از مهم‌ترین ابزارهای تأمین منافع ملی در بهره‌برداری از مخازن نفتی است.

یکی دیگر از مبانی تدوین سیاستهای بهینه، استفاده از نظریات کارشناسی است. هرگاه مشاهده شود که کارشناسان نفت و گاز مشارکتی فعال در تجزیه و تحلیل مسائل و سیاستهای نفتی دارند و با شور و اشتیاق برنامه‌ها و سیاستهای رسمی دولت را در مسائل نفت و گاز نقد و بررسی می‌کنند و مسئولان و سیاستگذاران نیز چنین کارشناسانی را حمایت کرده و مشوق آنان در تولید نظریات انتقادی هستند، باید اطمینان داشت که تحولات نفت و گاز در مسیری صحیح قرار دارد.

خطا در شناخت و در سیاستگذاریها اجتناب‌ناپذیر است، لیکن کشف خطا جز با نقّادی ممکن نیست. باید کارشناسانی باشند که حتی در مقدمات و کلیات تردید کنند و با نگرشی علمی، زوایای تاریک را در سیاستگذاریهای نفت و گاز روشن کنند و در نقد هر مسئله‌ای منافع ملی را مبنای سنجش قرار دهند تا حتی احتمال وقوع خطاهای سهوی نیز به حداقل برسد. اگر تأمین منافع ملی در نفت و گاز میسر باشد همانا به سبب مجاهده و مجادله و نقادی کارشناسان با تجربه و آگاه خواهد بود و نیز تصدیق می‌کنیم که کارشناسانی هم بوده‌اند که غیر از کشف حقیقت غرض دیگر هم داشته‌اند ولی باید انصاف داد که کارشناسان والامقام که جز به تأمین منافع ملی نمی‌اندیشند بر سایرین غلبه دارند، لذا نباید کارشناسان با تجربهٔ صنعت نفت و گاز را به موافقین و مخالفین دسته‌بندی کرد و آراء و نظریات مخالفین را بی‌اعتبار دانست خاصه اینکه چنین روشی در نهایت «همه کارشناسان» را بالاجبار به سکوت می‌کشاند. بنابراین اگر کارشناسان نقّاد مورد حمایت مسئولان قرار

---

۱. Recovery Factor ـ ضریب بازیافت عبارت است از نسبت «بازیافت نهایی» به «کل نفت درجا». به بیان دیگر، درصدی از نفت در جای اولیه را که با روشهای بازیافت اولیه و ثانویه و ثالثیه (پاورقیهای شماره ۱ صفحه ۳۱ و شماره ۱ صفحه۳۲ و شماره ۲ صفحه ۳۳) می‌توان استخراج کرد، ضرایب بازیافت می‌نامند. آمار رسمی برای ضریب بازیافت از مخازن نفتی کشورمان موجود نیست. برای توضیحات بیشتر به پاورقی شماره ۳ صفحه ۳۷ مراجعه شود.

نگیرند و یا اینکه به توصیه‌ها و نظریات آنها بی‌توجهی شود و یا حتی مورد بی‌مهری قرار گیرند، باید نگران از دست رفتن منافع ملی بود.

۲-۲. ارتقای سطح شناخت: شرط لازم برای سیاستگذاریهای بهینه

فقط با سیاستهایی می‌توان منافع ملی را تأمین کرد که بر شناخت دقیق و جامع از وضع موجود و پیش‌بینی رضایت بخشی از تحولات آینده مبتنی باشند. به این نکته نیز اشاره کردیم که هر شناختی همواره با درجه‌ای از خطا توأم است. ارزیابی وضعیت گذشته برای کشف خطاها و آموختن از خطاهای گذشته و ریشه‌یابی علت آنها و تدبیر و نهادسازی برای اجتناب از وقوع مجدد آن خطاها، ضامن منافع ملی است. این نکته را در قالب مسئله بسیار مهمِ «تولید صیانتی از مخازن نفتی» توضیح می‌دهیم.

الف- تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور

در مباحث گذشته دیدیم که بخشی از هیدروکربور موجود در مخزن را که بواسطه «برداشت طبیعی»[۱] استحصال می‌شود اصطلاحاً «بازیافت اولیه»[۲] می‌گویند.

یکی از اهداف اصلی در به کار گیری روشهای ازدیاد برداشت، استفاده از تزریق سیالات مناسب است. بازدهیِ روشهای ازدیاد بازیافت «یعنی بازیافت ثانویه»[۳] و «بازیافت ثالثیه»[۴] و در حالت کلی «بهبود بازیافت نفت»[۵] یا (IOR) و «بهره‌افزایی بازیافت نفت»[۶] یا

---

۱. Natural Depletion - برداشت طبیعی همان «جابه‌جایی نفت» Oil Displacement از منافذ سنگ مخزن به سوی «چاه تولیدی» یا Producing Well است که معمولاً به علت ساز و کارهای مختلف صورت می‌گیرد. اختلاف فشار درون مخزن و بدنهٔ چاه تولیدی موجب می‌شود که نفتِ حاصل، به سوی چاه تولیدی جریان یابد و بر اثر فشار طبیعی و از طریق «چاه‌جاری» Flowing Well و یا بمب از طریق «چاهِ تلمبه‌ای» Pumping Well و یا وسایل دیگر Gas Lift به سطح زمین هدایت شود. وضعیت مخزن مثلاً از نظر فشار و درصد اشباع سیالات، تعیین می‌کند که چه مقدار سیال از سنگ مخزن یا «بلوکهای ماتریسی» Matrix Blocks جابه‌جا می‌شود و قابل استخراج است.

2. Primary Recovery
3. Secondary Recovery
4. Tertiary Recovery
5. Improved Oil Recovery (IOR)
6. Enhanced Oil Recovery (EOR)

(EOR) تابعی از عوامل مختلف از جمله عوامل زیر است: طبیعت سنگ مخزن، فشار و نوع سیالات موجود در آن، موقعیت فعلی و گذشته مخزن، نوع سیالات قابل تزریق، زمان مناسب تزریق و ملاحظات اقتصادی از نظر هزینه و فایده با توجه به قیمت جاری و قیمت آتی نفت خام[1].

۱. برای تبیین روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه و IOR و EOR، نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که یکی از اهداف اصلی این روشها، افزایش فشار مخزن به وسیلهٔ سیالی مناسب برای جابه‌جایی نفت درجا از تخلخلهای موجود در سنگ مخزن است. بنابراین در تعیین بهترین روشِ بازیافت باید به عواملی توجه داشت که در میزان بازیافت نفت از مخزن مؤثرند.

در پاورقی شماره ۲ در صفحه ۲۸ دیدیم که حجم تخلخل در سنگ مخزن تناسب مستقیمی با حجم «نفت درجا» Oil in Place دارد. این نسبت، تابعی از «خصوصیات سنگ مخزن» Rock Characteristics است. می‌دانیم حرکت هیدروکربور در درون سنگ مخزن انجام می‌شود. مخازن می‌توانند بسیار بزرگ باشند، مانند میدان «قوار» Ghawar در عربستان که بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان به طول ۲۵۰ کیلومتر و عرض ۱۰ کیلومتر است. خصوصیات بخشهای مختلف سنگ مخزن ممکن است با یکدیگر متفاوت باشد که می‌تواند در میزان تولید، یعنی «دبی» از مخزن مؤثر باشد. «دبی» Debie به فرانسه همان Rate یعنی میزان به انگلیسی است که برحسب بشکه یا مترمکعب در روز بیان می‌شود. سنگهای مخازن عموماً رسوبی Sedimentary Rocks هستند هر چند در مواردی سنگهای غیررسوبی Basement Rocks نیز حاوی منابع هیدروکربوری قابل ملاحظه‌ای است (نمونه‌هایی از این نوع مخازن را می‌توان در چین، ونزوئلا، ویتنام و برخی نقاط دیگر یافت).

اکنون به معرفی برخی عوامل مؤثر در بازیافت نفت می‌پردازیم.

الف - نفوذپذیری یا «تراوایی» Permeability سنگ مخزن:

قابلیت «نفوذ» سیال در سنگ یعنی نفوذپذیری یا تراوایی، میزان و قدرت عبور سیال در سنگ مخزن را نشان می‌دهد. این خصوصیت تابعی از نحوه ارتباط و اندازهٔ «گلوگاه» Throat منافذ در سنگ مخزن است. هر منفذ شامل یک «بدن» Body و یک «گلوگاه» است. گلوگاهها، نفوذپذیری را کنترل می‌کنند. سیال باید از منافذ سنگ مخزن عبور کند، لذا میزان تراوایی معیار بسیار مهمی در بررسی رفتار تولیدی مخزن و تعیین روشهای بهینهٔ بازیافت محسوب می‌شود. کاهش تراوایی موجب کاهش «دبی» یعنی «میزان تولید» از مخزن است. آب موجب کاهش تراوایی است زیرا اگر در واحد زمان، نفت و آب بخواهند همزمان از منافذ عبور کنند میزان تراوایی سنگ مخزن بین این سیالها تقسیم می‌شود. این ویژگی را اولین بار هانری دارسی Henry D'Arcy کشف کرد. از این رو، واحد اندازه‌گیری تراوایی به «دارسی» معروف است. در عمل معمولاً از «میلی دارسی» Milli-darcy استفاده می‌شود. سنگی به طول یک سانتیمتر و سطح مقطع یک سانتیمتر مربع دارای یک دارسی تراوایی است اگر مایعی به گرانروی یک «سانتی‌پواز» Centi-Poise بتواند با اختلاف فشار یک آتمسفر بین ورودی و خروجی آن در هر ثانیه از یک سانتیمتر مکعبِ آن عبور کند. واحد دارسی در سیستمهای علمی بر اساس سانتیمتر مربع بیان می‌شود. ۱۰۸ دارسی معادل یک سانتیمتر مربع

←

گزارشهای رسمی[1] نشان می‌دهد که در ابتدای سال ۱۳۸۱ «بازیافتهای اولیه و ثانویه»[2] در مناطق خشکی و دریایی جمعاً ۱۳۲/۰۲ میلیارد بشکه بوده است. برای جزئیات بیشتر به جدول شماره ۱ مراجعه می‌کنیم.

است. هانری دارسی را نباید با ویلیام ناکس دارسی William Knox D'Arcy اشتباه کرد که در سال ۱۹۰۱ میلادی، امتیازنامه معروف به دارسی را از مظفرالدین شاه قاجار گرفت.

ب - «فشار موئینگی» Capillary Pressure:

منافذ و شکافهای بسیار ریز موجود در سنگ مخزن همانند لوله‌های موئینه عمل می‌کنند به نحوی که باعث نگهداری نفت در آنها می‌شوند. به موازات استخراج نفت و کاهش فشار مخزن و افزایش فشار موئینگی، حرکت نفت در منافذ و تخلخل‌ها مرتباً مشکل‌تر می‌شود، لذا درصد قابل ملاحظه‌ای از نفت، درون منافذ سنگ مخزن محبوس خواهد شد.

ج - «تر شوندگی» یا Wettability:

«تر شوندگی» اصطلاحی است که به «پتانسیل شیمیایی» Chemical Potential موجود بین رابطهٔ سیال با «سطوح داخلی» تخلخلهای سنگ مخزن اطلاق می‌شود. اگر آب با آن سطوح در تماس باشد، اصطلاحاً سنگ مخزن را «آب - تر» یا «آب - دوست» Water Wet می‌نامند. در مواردی که نفت با آن سطوح در تماس باشد اصطلاحاً می‌گویند که سنگ مخزن «نفت - تر» یا «نفت - دوست» Oil Wet است. تزریق آب در مخازن نفت - دوست نتیجه مثبتی ندارد، در حالی که گاز در هر وضعیت، نفت موجود در خلل و فرجها را به نحو مؤثرتری در مقایسه با آب جابه‌جا می‌کند. برای توضیحات بیشتر به مقاله سوم دکتر سعیدی در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

د - «گرانروی» Viscosity و گاز محلول در نفت:

«گرانروی» و میزان «گاز محلول در نفت» یا Dissolved Gas یا گاز همراه یعنی Associated Gas، نقش بسیار مهمی در «دبی» یا Rate یعنی میزان تولید از مخزن دارند. ملاحظه می‌شود که گرانروی از خصوصیات سیال موجود در مخزن است. با وجود این، به موازات استمرار تولید و کاهش فشار مخزن درصدی از گاز محلول در نفت خارج می‌شود، لذا حجم نفت موجود در مخزن کاهش می‌یابد که در کاهش میزان بازیافت نیز مؤثر است.

هـ - سابقه تاریخی تولید:

سابقه تاریخی تولید نقش بسیار مهمی در انتخاب روش بهینهٔ بازیافت و در نتیجه در میزان بازیافت نهایی از مخزن دارد. به بیان دیگر، آنچه در گذشته انجام داده‌ایم نقش بسیار مهمی در بازیافت نفت در آینده خواهد داشت.

۱. *نفت‌وتوسعه (۲)، گزارش‌اهم فعالیتهای وزارت نفت ۱۳۸۰-۱۳۷۶*، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

۲. برداشت طبیعی یا بازیافت اولیه را در پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۱ تعریف کردیم. برای توضیح روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه و IOR و EOR فرض کنید ضریب بازیافت اولیه از مخزنی ۲۰ درصد است یعنی در وضعیت کنونی ۸۰ درصد نفت درجا در مخزن محبوس و غیرقابل استحصال باقی خواهد ماند. یکی از مسائل مهمی که مهندسین نفت با آن روبه‌رو هستند چگونگی برداشت از این حجم عظیم نفت باقیمانده در مخازن است. با استفاده از روشهای شناخته

←

جدول شماره ۱- ذخایر هیدروکربوری مایع (نفت + میعانات) (میلیارد بشکه)

مناطق	نوع ذخیره	بازیافت اولیه	بازیافت ثانویه	جمع	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۰	قابل استحصال در ابتدای سال ۱۳۸۱
مناطق خشکی	نفت	۹۲/۷٦	۲۱/٤۰	۱۱٤/۱٦	٤۹/۵۵	٦٤/٦۱
	میعانات	٦/۵٦		٦/۵٦	۰/۹۹	۵/۵۷
	جمع	۹۹/۳۲	۲۱/٤۰	۱۲۰/۷۲	۵۰/۵٤	۷۰/۱۸
مناطق دریایی	نفت	۱۱/۱۸	٦/٦۸	۱۷/۸٦	٤/۸۱	۱۳/۰۵
	میعانات	۱۵/۸۳	—	۱۵/۸۳	ناچیز	۱۵/۸۳
	جمع	۲۷/۰۱	٦/٦۸	۳۳/٦۹	٤/۸۱	۲۸/۸۸
جمع کل		۱۲٦/۳۳	۲۸/۰۸	۱۵٤/٤۱	۵۵/۳۵	۹۹/۰٦

منبع: *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

شدهٔ مهندسی باید سعی کرد درصد دیگری از نفت باقیمانده استحصال شود. این روش‌ها را اصطلاحاً «بازیافت ثانویه» Secondary Recovery و «بازیافت ثالثیه» Tertiary Recovery می‌گویند. مجموع بازیافتهای اولیه و ثانویه و ثالثیه اصطلاحاً «بازیافت نهایی» Ultimate Recovery نامیده می‌شود، یعنی بخشی از کل نفت درجا در مخزن که در طول عمر تولیدی مخزن قابل تولید است. نکته مهم این است که میزان «بازیافت نهایی» قابل محاسبه نیست، بلکه با استفاده از روشهای مهندسی و آماری (نظریه احتمالات) فقط می‌توان آن را تخمین زد.

روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه را نمی‌توان به دقت از یکدیگر جدا کرد، اما در حالت کلی می‌توان گفت که بازیافت ثانویه شامل افزایش تعداد حلقه چاههای حفر شده، حفاریهای افقی و مایل، بهبود تجهیزات روی زمینی برای استخراج بیشتر نفت از مخازن، تزریق آب، تزریق گاز، تزریق آب و گاز و نظایر آن است. با این همه می‌توان گفت آنچه عموماً از بازیافت ثانویه درک می‌شود، بخشی از تولید مخزن در طول عمر تولیدی آن است که تحت تأثیر فرآیند تزریق آب یا گاز حاصل می‌شود.

بعد از اجرای روشهای بازیافت ثانویه، اگر وضعیت مخزن و ملاحظات اقتصادی اجازه دهد می‌توان با استفاده از روشهای دیگر، میزان بازیافت را افزایش داد. این روشها عبارتند از تزریق «آب توان یافته» Enhanced Water Injection، یعنی تزریق آب به همراه مواد شیمیایی مانند بی‌کربنات سدیم و پلیمرهای محلول در آب، تزریق گاز ازت، تزریق گاز کربنیک، روشهای حرارتی Thermal Methods، یعنی ایجاد احتراق در داخل چاه به‌منظور تولید بخار و حرارت برای افزایش فشار و تسهیل در «راندن» نفت، تزریق «حلالهای قابل امتزاج» Miscible Solvents به درون مخزن و روشهای میکربی Microbial Methods که با استفاده از میکرب بهائی نفت سنگین را به اجزاء کوچکتری تبدیل و قابل بهره‌برداری می‌کند. استفاده از روشهای بازیافت ثالثیه معمولاً همراه با ریسک است، لذا کاربرد این روشها مستلزم شناخت دقیق از ساختار و خصوصیات مخزن است که از عکس‌العمل مخزن به روشهای بازیافت ثانویه حاصل می‌شود. به روشهای بازیافت ثانویه اصطلاحاً روشهای «بهبود بازیافت نفت» یا IOR یعنی Improved Oil Recovery می‌گویند و به روشهای ثالثیه اصطلاحاً «بهره‌افزایی بازیافت نفت» یا EOR یعنی Enhanced Oil Recovery اطلاق می‌شود، هر چند این تفکیک چندان دقیق نیست.

در جدول شماره ۱ ملاحظه می‌شود که آمار رسمیِ بازیافت اولیه از مناطق خشکی و دریایی[۱] جمعاً ۱۰۳/۹۴ میلیارد بشکه[۲] و بازیافت ثانویه از مناطق خشکی و دریایی جمعاً ۲۸/۰۸ میلیارد بشکه[۳] است. چون آمار رسمی نفتِ در جای اولیه موجود نیست، نمی‌توان ضرایب بازیافت در مناطق خشکی و دریایی را محاسبه کرد. اما باید توجه داشت که رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه بدین معنی نیست که از امروز تا آیندهٔ قابل پیش‌بینی می‌توان ۱۳۲ میلیارد بشکه از ذخایر درجایِ نفت کشور را برداشت کرد.[٤] در تفسیر این رقم توجه به دو نکته زیر ضروری است.

---

۱. «مناطق دریایی» را اصطلاحاً «فلات قاره» نیز می‌گویند. «فلات قاره» ترجمه Continental Shelf یا Continental Plateau (فرانسه) است که ظاهر کلمات مطلقاً مفهوم «مناطق دریایی» را نمی‌رساند. در اصطلاح حقوقی منظور از فلات قاره زمین هموار و مرتفع کف دریا در مجاورت ساحل است که معمولاً تا عمق ۲۰۰ متری گسترش دارد. چون عمق خلیج فارس عموماً بیش از ۲۰۰ متر نیست، تمام آن را اصطلاحاً «فلات قاره» می‌نامند. به جای فلات قاره، «ژرفاشیب» را هم در مواردی به کار برده‌اند. امروزه واژه «مناطق دریایی» بیشتر رایج است.

۲. ۹۲/۷۶ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۱۱/۱۸ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، *نفت و توسعه (۲)*. وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

۳. ۲۱/٤۰ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ٦/٦۸ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، همان منبع، صفحه ۸۱.

٤. یادآوری می‌شود که رقم ۱۳۲/۰۲ میلیارد بشکه فقط مربوط به بازیافتهای اولیه و ثانویهٔ نفت خام در مناطق خشکی و دریایی است و مایعات و میعانات به دست آمده در مناطق خشکی و دریایی را شامل نمی‌شود. در اینجا به تعریف اجمالی مایعات و میعانات می‌پردازیم.

میعان یعنی به مایع تبدیل شدن یا به مایع تبدیل کردن Condense، که عکسِ عمل تبخیر است. گازهای هیدروکربوری - یعنی ترکیبی از هیدروژن و کربن - را که در فشار و حرارت سنگ مخزن به حالت گاز و در فشار و حرارت متعارفِ سطح زمین به حالت مایع است، اصطلاحاً «میعانات» Condensate یا «کندانسه» می‌گویند. کندانسه یا میعانات از بوتان Butane، پروپان Propane، پنتان Pentane و کمی اتان Ethane و متان Methane تشکیل شده است. کندانسه، هیدروکربوری بی‌بو و بی‌رنگ مانند آب مقطر است که سبک‌ترین و گران‌ترین نفت محسوب می‌شود.

«مایعات گازی» Gas Liquids یا «مایعات گاز طبیعی» Natural Gas Liquids یا NGL معمولاً همراه با تولید گاز طبیعی حاصل می‌شود، یعنی گازهای سبک‌تر در اثر تغییر دما و فشار به مایع تبدیل می‌شود. مایعات گاز طبیعی به وسیله دستگاههای «جداساز» یا Separators در میادین و یا در پالایشگاههای گاز Gas Processing Plants از گاز طبیعی جدا می‌شود. مایعات گاز طبیعی را نباید با «گاز طبیعی مایع شده» یا Liquefied Natural Gas (LNG) اشتباه کرد. LNG همان گاز طبیعی است که عمدتاً از متان تشکیل شده و در منهای ۲٦۰ درجه

←

نکته اول ـ رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه دلالت بر بازیافتهای اولیه و ثانویه و ثالثیه[1] دارد، یعنی با توجه به ساختار طبیعی مخازن و با استفاده از روشهای افزایش بازیافت می‌توان چنین حجمی از نفت درجای اولیه را استخراج کرد. بدیهی است چنین رقمی برآوردِ اولیه‌ای بیش نیست زیرا:

اولاً اگر شناخت ما نسبت به خصوصیات مخازن نفتی کشورمان افزایش یابد، برآورد بازیافتهای اولیه و ثانویه در جهت مثبت یا منفی تغییر خواهد کرد.

ثانیاً اگر به هر دلیلی امکان به کارگیری روشهای افزایش بازیافت محدود شود، یا به هر دلیل دیگری امکانات بیشتری برای کاربرد این روش‌ها فراهم شود، یعنی اوضاع و احوال اقتصادی و هزینه‌ها و قیمت به ویژه قیمت نفت خام تغییر کند، برآوردهای اولیه افزایش بازیافت در جهت منفی یا مثبت تغییر خواهد کرد.

نکته دوم ـ رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه حداکثرِ میزانی است که با توجه به شناخت کنونی از مخازن و کاربرد روشهای ازدیاد بازیافت می‌توان از «نفت در جای اولیه»[2] برداشت کرد. بنابراین، باید نفتی را که تاکنون از کلیه میادین برداشت شده است از این رقم کسر کرد تا «ذخیرهٔ نفت باقیمانده»[3] یا ذخیرهٔ قابل استحصال باقیمانده به صورتهای اولیه و ثانویه به دست آید.

فارنهایت یا ۱۶۱ درجه سانتیگراد به مایع تبدیل می‌شود و حجم آن به یک ـ ششصدم اولیه کاهش می‌یابد، لذا به وسیله کشتی‌های مخصوص قابل حمل و نقل است.

در آمارهای رسمیِ مربوط به ذخایر هیدروکربوری مایع، معمولاً مجموع نفت خام و میعانات و مایعات گازی NGL گزارش می‌شود. با وجود این، ملاحظه می‌شود که در جدول شماره ۱ میعانات اعم از میعانات نفتی و مایعات گازی است. در مواردی نیز مایعات گازی را اعم از میعانات می‌دانند، مانند *سالنامه آماری انرژی جهانی* از انتشارات شرکت نفت BP، که مجموع نفت خام و مایعات گاز طبیعی یعنی NGL را گزارش می‌دهد که شامل میعانات نیز هست. *سالنامه آماری اوپک* نیز NGL یا مایعات گازی را اعم از میعانات می‌داند. به هر صورت، مایعات گازی و میعانات خصوصیات تقریباً مشترکی دارند.

۱. بعد از این، هر جا از «بازیافت ثانویه» نام می‌بریم، منظور بازیافتهای ثانویه و ثالثیه است.

2. Original Oil in Place

3. Remaining Reserves

چنانکه در جدول شماره ۱ ملاحظه می‌شود کل تولیدات انباشتی نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۰ از مناطق خشکی و دریایی جمعاً ۵۴/۳۶ میلیارد بشکه بوده است،[1] لذا حجم نفت باقیماندهٔ قابل استحصال به صورت بازیافتهای اولیه و ثانویه از مناطق خشکی و دریایی جمعاً ۷۷/۶۶ میلیارد بشکه خواهد بود.[2]

بنابر آنچه گفته شد، باید در بهره‌برداری از مخازن نفتی کشور اولویت ویژه‌ای برای «افزایش ضریب بازیافت» قائل شویم. اگر بتوان ضریب بازیافت[3] را مثلاً دو درصد افزایش

---

۱. ۴۹/۵۵ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۴/۸۱ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

۲. ۶۴/۶۱ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۱۳/۰۵ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، همان منبع صفحه ۸۱. برخی آمارهای غیررسمی نشان می‌دهد که حجم نفت باقیماندهٔ قابل استحصال از مناطق خشکی (اولیه و ثانویه) کمتر از ۵۰ میلیارد بشکه است.

۳. متأسفانه وزارت نفت آمار رسمی برای ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق خشکی و دریایی منتشر نکرده است. با تکیه بر آمارهای غیررسمی می‌توان گفت که ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق خشکی به ترتیب حدود ۲۱ درصد و ۵ درصد است یعنی جمعاً ۲۶ درصد و ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق دریایی به ترتیب ۱۲ درصد و ۶ درصد یعنی جمعاً حدود ۱۸ درصد است. در تفسیر آمارهای منتشره در مورد ضریب بازیافت، باید حتماً به این نکته توجه داشت که آیا رقم ارائه شده مربوط به ضریب بازیافت اولیه است یا بازیافتهای ثانویه و ثالثیه را نیز شامل می‌شود. همچنین، باید متوسطِ ضریب بازیافت برای کل میادین کشور را از ضریب بازیافت برای میدانی خاص تفکیک کرد. مثلاً اگر فرض کنیم متوسط ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه از مخازنِ واقع در مناطق خشکی ۲۶ درصد است، نمی‌توان چنین استنتاج کرد که به علت عدم دسترسی به دانش فنی، ۷۴ درصد از نفتِ درجا در هر یک از مخازن کشور قابل استحصال نیست.

پژوهشگران اقتصاد نفت باید بیشتر به ضرایب بازیافت در هر یک از میادین نفتی توجه داشته باشند. مثلاً میدان «لالی» شاید یکی از بدترین مخازن کشور باشد که ضریب بازیافت آن کمتر از ۱۰ درصد است در حالی که ضریب بازیافت اولیه میدان اهواز - آسماری و یا میدان منصوری حداقل ۴۰ درصد و ضریب بازیافت اولیه و ثانویه آن میدانها به شرط تزریق گاز ۶۵ درصد است. در مورد میادین دریایی نیز باید به طیف گسترده ضرایب بازیافت توجه داشت. مثلاً ضرایب بازیافت اولیه میادین رشادت و رسالت (رخش و رستم سابق) حدود ۱۰ تا ۱۲ درصد است در حالی که برداشت طبیعی یعنی بازیافت اولیه از میدان سلمان تقریباً ۴۵ درصد است و به شرط تزریق گاز به ۶۰ درصد نیز می‌رسد. به‌همین ترتیب می‌توان گفت که ضریب بازیافت طبیعی از میدان درود ۳۰ درصد است که با استفاده از روشهای مناسبِ بازیافت ثانویه به ۶۰ درصد نیز قابل افزایش است. حتی تفکیک ضرایب بازیافت در لایه‌های مختلفِ برخی از مخازن (مانند لایه‌های ماسه‌ای و لایه‌های آهکی یا کربناته مخزن اهواز ـ آسماری) نیز ضروری است. می‌دانیم ←

داد، تقریباً ۹میلیارد بشکه نفت اضافی قابل استحصال است[۱]. بنابراین اگر قیمت نفت خام را در بلندمدت بشکه‌ای ۲۵دلار فرض کنیم، تقریباً ۲۲۵میلیارد دلار درآمد ناخالصِ اضافی نصیب نسلهای آینده خواهد شد. با توجه به اینکه ضریب بازیافت از مخازن نفتی کشورمان در مقایسه با میانگین جهانی - یعنی تقریباً ۳۰ درصد - بسیار پایین است، ظرفیت افزایش ضریب بازیافت بسیار بالا است.

یکی از سؤالات کلیدی که به کمک آن می‌توان چگونگی تأمین منافع ملی را در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری کشور ارزیابی کرد این است که شرایط لازم و کافی برای افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی کشور چیست؟ در ادامه این مقاله نشان خواهیم داد که شرایط لازم و کافی به ترتیب عبارتند از شناخت دقیق‌تری از مخازن و محاسبه دقیق میزانِ گاز مورد نیاز برای تزریق در میادین نفتی. از این جهت، معیار تشخیص منافع ملی در چارچوب مسئله بسیار مهمِ «تولید صیانتی از میادین نفتی کشور» این است که اولاً آیا مطالعات جامعی درباره مخازن کشور صورت گرفته است؟ و ثانیاً آیا الگوی بهینه عرضه گاز طبیعی در کشورمان مطالعه شده است؟

۳. مطالعات جامع مخازن: شرط لازم برای تأمین منافع ملی در تولید صیانتی

تولید صیانتی از میادین نفتی مستلزم مطالعهٔ رفتار تولیدیِ میدان درخلال زمان است. ارزیابی دقیق از خصوصیاتِ طبیعی مخزن و بررسی رفتار مخازنِ مشابه[۲] در سایر نقاط جهان، طراحی مدلهای ریاضیِ مخزن برای «شبیه‌سازی»[۳] جهت دستیابی به الگوی تولید بهینه،

ضریب بازیافت از مخازن ماسه‌ای معمولاً بیش از مخازن آهکی است. یادآوری می‌کنیم که بیشتر مخازن نفتی کشورمان از نوع مخازن سنگ‌آهکی است. نکته دیگری که درباره ضرایب بازیافت نباید فراموش کرد این است که ضرایب بازیافت برای مناطق خشکی و یا مناطق دریایی باید «میانگین وزنیِ» ضرایب بازیافتِ هر یک از میادین باشند نه «میانگین حسابی».

۱. بر اساس این فرض که مقدار نفت درجا حدود ٤۵۰ میلیارد بشکه است.

۲. یعنی مخازنی که ساختارهای طبیعیِ مشابه با مخازن ما دارند.

3. Simulation

استفاده از این مدلها برای پیش‌بینی و نیز برای تطبیق دادن تاریخچهٔ عملکرد مخزن با دلالتهای مدل وبررسی عکس‌العمل مخزن نسبت به فرآیند تولید در خلال زمان، از شرایط لازم برای طراحی روشهای مناسب جهت بهبود ضریب بازیافت است. بنابراین، مطالعه جامع مخازن همزمان با شروع بهره‌برداری از آنها آغاز می‌شود و تا پایان عمر مخازن ادامه می‌یابد. بدون مطالعهٔ جامع و مستمر مخازن قطعاً موازین تولید صیانتی رعایت نخواهد شد و چه بسا میلیاردها بشکه نفتِ در جا، با روشهای شناخته شده موجود، غیرقابل استحصال باقی خواهد ماند.

از خرداد ۱۲۸۷ شمسی مطابق با ۲۶ ماه مه ۱۹۰۸ میلادی که با کشف میدان نفتی مسجدسلیمان تولید نفت را در خاورمیانه آغاز کردیم، بیش از ۹۵ سال می‌گذرد. بنابراین باید انتظار داشت که علاوه بر حجم عظیمی از مطالعات جامع درباره مخازن نفت و گاز در کشورمان، تحقیقات وسیعی نیز درباره مدلهای ریاضیِ شبیه‌سازی و ارزیابی رفتار مخازن در طول زمان و همچنین واکنش آنها نسبت به روشهای مختلف مهندسی برای بهبود بازیافت، به نتیجه رسیده باشد و ثمرات آنها در ازدیاد بازیافت از میادین عظیم نفتی کشور مطالعه شده باشد. علی‌رغم مطالعات گذشته در این خصوص که پیشرفتهایی نیز به دنبال داشته است[1] متأسفانه گزارشهای موجود نشان می‌دهند که به مسئله‌ای چنین کلیدی و راهبردی در تأمین منافع ملی توجه کافی نشده است.

وزیر نفت در این باره چنین می‌نویسد: «متأسفانه طی سالهایی طولانی، به دلایلی متعدد، از جمله جنگ تحمیلی ... هیچ مطالعه‌ای جدید با استانداردهای شناخته شده ... برای به روز کردن مطالعات انجام شدهٔ قبلی، با توجه به اطلاعات جدید و نیز رشد فن‌آوری جهانی در بخش نفت، با هدف برداشت بهینه از این میدانها، صورت نگرفته بود. لذا پرداختن به این مهم ضرورتی اجتناب‌ناپذیر می‌نمود که در نتیجه، مجموعاً مطالعه و تهیه

۱. به مقالات دکتر سعیدی در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

طرح توسعه و افزایش بازیافت نفت [برای] تقریباً ۶۰ میدان در دستور کار وزارت نفت قرار گرفت.»[۱]

چنین تأخیری را در مسئله‌ای که مستقیماً با منافع ملی مرتبط است چگونه می‌توان توجیه کرد؟ وزیر نفت این امر را ناشی از «دلایل متعددی» می‌داند، اما متأسفانه فقط به «جنگ تحمیلی و محدودیتهای تبعی ناشی از آن» اشاره می‌شود، هرچند می‌دانیم که سالهاست جنگ تحمیلی به پایان رسیده است. با وجود این باید گفت که شروع این مطالعات - هرچند با تأخیر بسیار زیاد - نوید بخشِ توجه به تولید صیانتی است، لذا گامی مثبت در تأمین منافع ملی محسوب می‌شود.

حضور فعالِ نیروهای متخصص و کارشناسان دلسوز و آگاه و باتجربه شرط لازم برای ثمربخشی مطالعات مخازن است. اکنون صنعت عظیم نفت و گاز ما دارای ۷۶ میدان فعال نفتی و گازی است، اما بار تولید بر دوش مخازنی است که در نیمه دوم عمرِ مفید خود هستند[۲] و لذا نیازمند مراقبتهای ویژه‌اند تا بتوان بازیافت نفت از آنها را افزایش داد. وابستگی

---

۱. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۱۱.

۲. آمارهای غیررسمی نشان می‌دهد که حدود ۹۰ درصد ذخایر نفتی کشور در میادین واقع در مناطق نفت خیز جنوب قرار دارد، اما حدود ۸۰ درصد ذخایر این مناطق فقط در ۸ میدان عظیم نفتی است. بیش از ۸۰ درصد کل تولیداتِ مناطق نفت خیز جنوب نیز از همین ۸ میدان تأمین می‌شود. این میادین به شرح زیر است: (توضیح اینکه اعداد داخل پرانتز، سال کشف مخزن را نشان می‌دهند. همچنین اصطلاحات آسماری و بنگستان را در ادامه این پاورقی توضیح داده‌ایم.) اهواز (آسماری ۱۳۳۷)، گچساران (آسماری ۱۳۱۶ + بنگستان ۱۳۴۰)، مارون (آسماری ۱۳۴۲)، آغاجاری (آسماری ۱۳۱۵+بنگستان ۱۳۳۶)، کرنج (آسماری ۱۳۴۲)،رگ سفید (آسماری ۱۳۴۳+بنگستان ۱۳۴۳) بی‌بی‌حکیمه (آسماری ۱۳۴۰+بنگستان ۱۳۴۰)، کوپال (آسماری ۱۳۴۴+بنگستان ۱۳۴۴). ملاحظه می‌شود که از این میدانهای عظیم و فوق عظیم سالهاست که برداشت می‌شود، لذا حجم قابل ملاحظه‌ای از ذخایر نهایی آنها تخلیه شده است. یادآوری می‌شود که میدانهای عظیم نفتی Giant Oil Fields، میدانهایی است که ذخایر نهایی آنها بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه باشد. میدانهایی که ذخایر نهایی آنها بیش از ۱۰ میلیارد بشکه است، میدانهای فوق عظیم یا Super Giant Fields نام دارند، مانند میادین اهواز، مارون و گچساران در کشور ما و میدان «قوار» Ghawar در عربستان که بزرگ‌ترین میدانِ شناخته شدهٔ نفتی است و میادین «بورگان» Burgan در کویت، کرکوک در عراق و «بولیوار کستال» Bolivar Costal در ونزوئلا.

برای تبیین اصطلاحات «آسماری و بنگستان» باید نخست اصطلاح «سازند» یا Formation را تعریف کنیم. سازنده به مجموعه‌ای از سنگهای مخزن اطلاق می‌شود که کم و بیش خصوصیات یکسانی داشته باشند به گونه‌ای که ←

اقتصاد ما به درآمدهای حاصل از صادرات نفت به وضعیتی بسیار نگران‌کننده رسیده است و رشد سریع مصرف داخلیِ فرآورده‌های نفتی افق چندان روشنی را برای صادرات نفت خام در آینده ترسیم نمی‌کند. بدین سبب، باید انتظار داشت که هم‌اکنون صدها مهندس و کارشناس با تجربه و آگاه نفتی مسئولیت مراقبت از میدانهای فرسوده نفتی و میدانهای جدید را برعهده داشته باشند تا بتوان امیدوار بود که با حداقل ۱۰ درصد افزایش در ضریب بازیافت، حجم بیشتری از ذخایر عظیم نفت استحصال شود. به بیان دیگر، یکی از شاخصهای رعایت منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن نفتی، حضور گسترده کارشناسان و مهندسان با تجربهٔ نفت است. آیا چنین بوده است؟

وزیر نفت دراین خصوص می‌گوید: «در تمام صنعت نفت کشور ۱۵۰ نفر مهندس نفت وجود ندارد، این مجموعه عظیم را نمی‌توان با ۱۵۰ نفر اداره کرد. کل استادان بالادستیِ صنعت نفت کشور نیز کمتر از ۷ نفر است»[۱]. کاستیهای گذشته در توسعه نیروی انسانی در مهندسی نفت و فقدان توجه کافی به پرورش کارشناسان آگاه به مخازن نفتیِ کشور، قطعاً موجب شده است که منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن عظیم نفتی به نحو شایسته‌ای تأمین نشود.

بتوان آن مجموعه را یک «واحد» نامید، که اصطلاحاً به آن «لایه» Layer نیز می‌گویند. این سازندها در اعماق زمین قرار دارند. تشخیص این سازندها و به ویژه حد فوقانی سازند یا Formation Top از مسائل اساسی زمین‌شناسان است. نام این سازندها معمولاً نام محلی است که این سازند از زیرزمین به سطح زمین می‌رسد. مثلاً «سازند بنگستان» به علت توسعه این سازند در کوه بنگستان، چنین نام‌گذاری شده است؛ همین‌طور سازند آسماری. سازند بنگستان با ضخامت ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ متر که قدمت آن به ۷۰ تا ۹۰ میلیون سال قبل می‌رسد در سرتاسر حوزه زاگرس توسعه دارد. این سازند که از طبقات آهکی یا شنی تشکیل شده است در خوزستان و بخشهایی از لرستان در زیرزمین قرار دارد. سازند آسماری که عمدتاً دارای لایه‌های آهکی متخلخل است به ۲۰ تا ۳۰ میلیون سال قبل برمی‌گردد. این سازند در ناحیه زاگرس توسعه یافته است و در خوزستان بیشتر در زیرزمین قرار دارد. از نظر علمی، لایه‌های بنگستان در دوران Upper Cretaceous (کرتاسه) ایجاد شده است که شامل مقاطع Stages زیر می‌شود: Maestrichtain, Senonian, Turonian. مطالعات مخازن با توجه به لایه‌های مختلفِ سازندها انجام می‌شود.

۱. «سخنرانی وزیر نفت در دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران»، به نقل از روزنامه رسالت، یکشنبه ۱۴ مرداد ۱۳۸۰، صفحه ۴. همچنین *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۵۶.

اخیراً وزارت نفت کوششهایی را در تربیت نیروی انسانی در امور مربوط به مخازن نفتی کشور آغاز کرده است.[1] این کوششها موقعی ثمربخش است که استانداردهای علمی در برنامه‌ریزیهای آموزشی و پژوهشی در سطوح فوق لیسانس و دکتری با جدیت رعایت شود. این امر برای دوره‌های دکتری در داخل کشور اهمیت ویژه‌ای دارد. عدم رعایت استانداردهای علمی برای دوره‌های دکتری در داخل خسارات جبران‌ناپذیری به همراه خواهد داشت. منطقاً دوره‌های دکتری را باید هنگامی راه‌اندازی کرد که ظرفیت و امکانات پژوهشی در سطح رضایت‌بخشی موجود باشد و استادانی که در مرز دانش هستند و نوآوریهایی داشته‌اند به تعداد کافی و به صورت تمام‌وقت در دسترس باشند؛ در غیر اینصورت نخست باید به ترتیب استادان توانا و آشنا با مرزهای دانش پرداخت و سپس به کمک آنان دوره‌های دکتری را تأسیس کرد. با اینهمه اکنون که دوره‌های دکتری در مهندسی نفت، علی‌رغم فقدان پیش‌نیازها، راه‌اندازی شده است باید با تمام توان جهت رفع کمبودها برنامه‌ریزی کرد.

از طرف دیگر برنامه‌های آموزشی و پژوهشی دانشجویان اعزامی به خارج از کشور باید با نیازهای کشورمان منطبق باشد. از این رو باید سعی شود دروس مربوط به «مخازن شکافدار» در دوره‌های فوق لیسانس و دکتری برای دانشجویان اعزامی به خارج از کشور به میزان لازم و کافی گنجانده شود و در تدریس آنها از استادانی استفاده شود که به لحاظ نظری و عملی با این مخازن به خوبی آشنا هستند زیرا بیش از ۹۰ درصد ذخایر کشور در چنین مخازنی است.

---

۱. در سال ۱۳۸۰ رشته مهندسی نفت در سطح دکتری با همکاری دانشگاه صنعتی شریف و پژوهشگاه و دانشگاه صنعت نفت با پذیرش ٤ دانشجو در مخازن هیدروکربوری و یک دانشجو در اکتشاف و یک دانشجو در حفاری تأسیس شد. (به صفحه ٦٠ کتاب *نفت و توسعه (۲)* از انتشارات وزارت نفت ، شهریور ۱۳۸۱ مراجعه شود). جمعاً ۱۱۸ دانشجو در مقطع کارشناسی ارشد در خلال سالهای ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰ در رشته‌های مخازن هیدروکربوری، زمین‌شناسی نفت، مهندسی زیردریا و حفاری به خارج از کشور اعزام شده‌اند. (همان منبع صفحه ۵۹).

توجه به «مطالعات میدانی»[1] حائز اهمیت بسیار است. دانش آموختگان فوق لیسانس و دکتری که از خارج بر می‌گردند باید معلومات نظری و عملی خویش را که در خارج از کشور کسب کرده‌اند با خصوصیات مخازن کشور تطبیق دهند. از این رو لازم است چند سالی را با راهنمایی استادان و مهندسان باتجربه به مطالعات میدانی بپردازند تا توان و آمادگی لازم را برای شروع فعالیت در میادین کشور کسب کنند.

با توجه به ضرورت و تأخیر زیادی که در مطالعات جامع مخازن شده بود، اجرای این مطالعات به شرکتهای مشاوره‌ای ایرانی و خارجی سپرده شده است. وزارت نفت در این باره چنین می‌نویسد: «متأسفانه ... هیچ گونه ظرفیت قابل ملاحظه مشاوره نفت در بخش بالادستی ... در داخل کشور پا نگرفته بود. برای تقویت این ظرفیتها مقرر شد که مطالعات میدانهای نفتی به مشارکتهایی از شرکتهای ایرانی و شرکتهای خارجی معتبر به صورت مشترکاً ـ منفرداً واگذار شود»[2] و «حاصل این سیاست، تشکیل و سازماندهی بیش از ۲۸ شرکت مهندسیِ مشاوره برای مطالعات مخازن هیدروکربوری ... است.»[3] سؤال این است که با کمبود نیروهای آگاه و با تجربه ایرانی، چگونه می‌توان مطالعات جامع مخازن را با منافع ملی همسو کرد؟

۱-۳. کارشناسان ایرانی، شرکتهای خارجی، مطالعات راهبردی مخازن و بیع متقابل

در مباحث گذشته دیدیم که افزایش ضریب بازیافت تابعی از ساختار و خصوصیات طبیعی مخازن، دانش فنی مناسب و بررسیهای اقتصادی از دیدگاه «هزینه ـ فایده» است. از این رو آشنایی کامل با مخازن نفتی کشور و دقت در سوابق تاریخیِ تولید از آنها، نقش مهمی در مدیریت مخازن برای افزایش ضریب بازیافت دارد. تولید صیانتی از مخازن به معنای حداکثرسازی میزان استخراج نفت در هر مقطع زمانی نیست بلکه روشی صیانتی است که

1. Field Studies

۲. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۲۰۶.

۳. همان منبع، صفحه ۲۰۷.

بتواند مجموع کل تولید از مخزن را در خلال عمر مفید آن و با توجه به محدودیتهای ناشی از خصوصیات طبیعی و وضعیت فعلی مخزن، همچنین ملاحظات اقتصادی مانند قیمت نفت خام و هزینه‌های مربوط به افزایش بازیافت حداکثر کند، لذا تولید صیانتی به معنای «بهینه‌سازی»[1] تولید است.

بنا بر آنچه گفته شد فقط کارشناسانی می‌توانند بهترین راهبرد را برای مدیریت مخازن و افزایش ضریب بازیافت طراحی کنند که آشنایی و تجربه لازم و کافی را با خصوصیات طبیعی و ساختار و رفتار مخازن نفتی کشور داشته باشند. بنابراین می‌توان گفت که کارشناسان مطلع و با تجربهٔ ایرانی در مقایسه با کارشناسان خارجی مزیت مطلق دارند. متأسفانه عدم توجه به سرمایه‌گذاری به میزان لازم و کافی در سالهای گذشته برای ارتقاء دانش فنی در مهندسی نفت و مخازن موجب شده است که هم‌اکنون تعداد کارشناسان مطلع و با تجربه ایرانی بسیار اندک باشد. با اینهمه نباید نتیجه گرفت که کمبودهای موجود را به سهولت می‌توان با کارشناسان و شرکتهای مشاوره‌ای خارجی جبران کرد. کارشناسان خارجی نه تنها با ساختار مخازن ما چندان آشنا نیستند بلکه به لحاظ نظری نیز اطلاعات کافی از این مخازن ندارند. متأسفانه برخی از سیاستگذاران و مسئولان صنعت نفت کشور بیش از اندازه به کارشناسان خارجی یا به شرکت‌های مشاوره‌ای خارجی اعتماد می‌کنند و به جای اینکه سوابق کارشناسی و تخصصی آنان را در مخازن کشور ما ارزیابی کنند، صرفاً «خارجی بودن» را دلیل کافی برای صلاحیت‌های علمی و عملی می‌دانند.

مطالعات جامع مخازنِ «شکافدار[2]» ایران به علت فرآیندهای خاص خود، مستلزم دو شرط زیر است: اولاً وجود «مدل ریاضیِ شبیه‌ساز[3]» که بتوان به کمک آن کلیه فرآیندهایی را که در این مخازن به وقوع می‌پیوندد به دقت بررسی کرد و عکس‌العمل مخزن را نسبت

---

۱. این بهینه‌سازی در زمان و با توجه به محدودیتهای ناشی از خصوصیات طبیعی مخزن و قیود فنی و اقتصادی انجام می‌شود، لذا تحت شمولِ «بهینه‌سازی پویا» Dynamic Optimization قرار می‌گیرد.

۲. Fractured یا Dual Porosity. برای توضیحات مربوط به این مخازن به پاورقی شماره ۲ صفحه ۲۸ مراجعه کنید.

3. Mathematical Simulation Model

به روشهای مختلفِ بهبودِ بازیافت محاسبه کرد. ثانیاً وجود افراد باتجربه که آشنایی کافی با این مسائل داشته باشند. سوابق کار نشان می‌دهد که در هر دو مورد کمبودهای بسیار جدی وجود دارد. با وجود این «مهندسان مشاور خارجی دارای این خصوصیات نیستند «زیرا نه‌تنها مدلهای ریاضی آنان فاقد برخی از فرآیندهای مهم و اساسی است که در مخازن شکاف‌دار کشور ما وجود دارد بلکه تجربیات کاری آنان نیز در مورد مخازن ما رضایت‌بخش نیست.»[۱]

در وضعیت فعلی که وزارت نفت تصمیم گرفته است از کارشناسان و شرکتهای مشاوره‌ای خارجی استفاده کند، برنامه‌ریزی برای استفاده از کارشناسان خارجی باید چنان باشد که مطالعه هیچ میدانی به ویژه میادین «فوق عظیم نفتی»[۲] مستقلاً در اختیار شرکتهای خارجی قرار نگیرد و در همکاریهای مشترک نیز مدیریت مطالعات چنان باشد که تصویب راهبردها درنهایت تحت نظر کارشناسان با تجربه ایرانی انجام شود.

چنانکه گفته شد افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی صرفاً مسئله‌ای فنی نیست، بلکه ارتباط مستقیمی با الگوهای مدیریتی وزارت نفت دارد. هرگاه ساختارهای مدیریتی چنان باشد که به کارشناسان خبره و با تجربهٔ مخازن نفتی کشور ارزشی به مراتب بیش از کارشناسان خارجی داده شود، نظام مطالعات جامعِ مخازن کشور رشدی درون‌زا خواهد داشت و لذا شرایط لازم برای افزایش ضریب بازیافت و تولید صیانتی از مخازن نفتی فراهم خواهد شد. حاصل اینکه واگذار کردنِ مطالعات میدانهای نفتی به شرکتهای ایرانی و شرکتهای خارجی به صورت «مشترکاً ـ منفرداً»[۳] و سازماندهی بیش از ۲۸ شرکت مهندسی مشاور برای مطالعات مخازن هیدروکربوری[۴] هنگامی ثمربخش است که ملاحظات سابق‌الذکر رعایت شود.

---

۱. نقل قول از دکتر سعیدی – ضمناً ارزیابی ایشان از نتایج به دست آمده از چهار مطالعه انجام شده توسط شرکتهای «مشاوره‌ای خارجی – داخلی» درباره مخازن کشور، مؤیدی بر این نکته است.

2. Super Giant Oil Fields

۳. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۲۰۶.

۴. همان منبع، صفحه ۲۰۷.

با استفاده از مباحث بالا، نکاتی را در عملکرد قراردادهای بیع متقابل در تأمین منافع ملی مطرح می‌کنیم. قراردادهای بیع متقابل برای توسعه میادین نفتی و افزایش ضریب بازیافت معمولاً با محدودیت مدت قرارداد (۷ تا ۱۰ سال) مواجه است. در چنین وضعیتی، تمایل شرکتهای خارجی که تأمین کننده سرمایه‌اند، این است که از چنان روشهایی برای بهره‌برداری از میادین استفاده کنند که در حداقلِ زمان حداکثرِ بازیافت را نتیجه دهد، زیرا این شرکتها علی‌القاعده برطبق ضوابط بنگاه‌داری عمل می‌کنند و لذا صرفاً به دنبال تأمین رضایت «سهامداران» خود هستند نه تأمین منافع نسل فعلی و نسلهای آینده کشور ما.

با توجه به نکاتی که قبلاً درباره علل کاهش بازیافت از مخازن گفتیم،[1] می‌توان به طور ساده روشهای افزایش بازیافت را به دو دسته کلی به شرح زیر تقسیم کرد:

- «جابه‌جاییِ[2]» کمِ نفت اما سریع،
- جابه‌جاییِ زیادِ نفت اما آهسته.

روش اول دارای بازدهی سریع است، یعنی تنها در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت را از مخزن افزایش می‌دهد اما نه تنها استمرار ندارد بلکه می‌تواند باعث کاهش ضریب بازیافت نیز بشود؛ لذا میزان نفت جابه‌جا شده در خلال عمر مفید مخزن کم خواهد بود. در روش دوم فرآیند بازدهی کند است یعنی در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت از مخزن، در مقایسه با روش اول، افزایش کمتری دارد لیکن این افزایش در میان‌مدت و بلندمدت استمرار خواهد داشت به نحوی که در میان‌مدت از روش اول پیشی می‌گیرد. به بیان دیگر، روش اول تنها در کوتاه‌مدت ممکن است جذاب‌تر باشد در حالی که با روش دوم بهتر می‌توان منافع ملی را در بلندمدت تأمین کرد.[3]

---

۱. به پاورقی شماره ۱ در صفحه ۳۲ و پاورقی شماره ۲ در صحفه ۳۳ و پاورقی شماره ۳ در صفحه ۳۷ مراجعه کنید.

۲. Displacement - منظور از واژه «جابه‌جایی نفت» این است که نفت موجود در منافذ سنگ مخزن به سوی شکاف‌ها و نهایتاً به سوی چاه تولیدی «جابه‌جا» شود.

۳. این مسئله به ویژه با توجه به خصوصیات طبیعی مخازن نفتی کشورمان حائز اهمیت فراوان است. می‌دانیم که سنگ مخازن نفتی کشور عموماً از نوع آهکی یا کربناته و «شکافدار» یعنی Fractured است. از مهم‌ترین «سازوکارهای رانش» Drive Mechanism در این گونه مخازن، «ریزش ثقلی» Gravity Drainage است. در این سازوکار، ←

روشهای بازیافت از نوع اول گزینه مناسبی برای شرکتهای خارجی است زیرا اصلِ سرمایه و بهره و پاداش خود را در همان سالهای نخستینِ قرارداد بیع متقابل دریافت می‌کنند، در حالی که روشهای بازیافت از نوع دوم تأمین کنندهٔ منافع ملی است زیرا حجم نفت اضافیِ به دست آمده در میان‌مدت و در طول عمر مفید مخزن به مراتب بیشتر است.

این فرضیه را به سادگی نمی‌توان رد کرد که اگر مطالعه مخازن را برعهده آن دسته از شرکتهای خارجی بگذاریم که در برخی موارد، خود یا همکارانشان کاندیدای عقد قراردادهای بیع متقابل برای همان میادین هستند، آن گاه نتایج تحقیقات احتمالاً به نفع روشهای بازیافتِ از نوع اول خواهد بود. هرگاه این دسته از شرکتهای خارجی، روشهای نوع دوم را توصیه کنند در واقع احتمال کامیابی خود و همکاران خود را از مشارکت در قراردادهای بیع متقابل کاهش داده‌اند، زیرا طولانی‌تر شدنِ زمان باز پرداخت نتیجه‌ای جز افزایش بهره و پاداش یعنی گران‌تر شدنِ پروژه نخواهد داشت. بدین سبب، اصول «بنگاه‌داری» دلالت بر آن می‌کند که این شرکتها با توصیه روشهای نوع اول - و لذا ارزانتر نشان دادن پروژه - فرصتهای بهتری را در عقد قراردادهای بیع متقابل به دست آورند.

برخی پژوهشگران، کاستیهای سابق الذکر درباره قراردادهای بیع متقابل را به محدودیتهای موجود در قانون اساسی مرتبط دانسته‌اند و چنین استدلال می‌کنند که قرار

گاز موجود در مخزن باعث جابه‌جایی نفتِ درون منافذِ سنگ مخزن می‌شود. نکته مهم این است که ثمربخشی این سازوکار تابعی از نفوذ پذیری Permeability سنگ مخزن (پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۲) و اختلاف بین وزن مخصوص نفت و وزن مخصوص گاز و یا آب و خصوصیات موئینگی سنگ مخزن Capillary Pressure (ادامه پاورقی شماره ۱ در صفحه ۳۳) است. هرگاه میزان تولید، یعنی دبی تولید افزایش یابد، بازدهی این سازوکار کمتر می‌شود زیرا «فرصت» کافی به نفتِ خارج شده از منافذِ ریزسنگ مخزن داده نمی‌شود که مسیر طولانیِ رسیدن به محل تولید را طی کند. برعکس، هرگاه تولید از مخزن متوقف شود یا با دبی کمتر انجام شود، نفت خارج شده از منافذ سنگ مخزن موجب افزایش ستون نفتی در مخزن می‌شود. کاهش چشمگیر تولید از مخزن آغاجاری (در دوران جنگ تحمیلی) و سپس تولید با دبی کم، موجب افزایش قابل ملاحظه بازیافت از این میدان شده است. ملاحظه می‌شود که «چگونگی» استخراج نفت نقش مؤثری در تولید صیانتی از مخازن دارد.

دادهای «مشارکت در تولید»[1] و «اعطای پروانه بهره برداری»[2] هماهنگی بیشتری با تأمین منافع ملی دارد زیرا شرکتهای خارجی خود را در «نفت درجای مخزن» سهیم می‌بینند و لذا می‌کوشند با مطالعاتی جامع در مخازن و استفاده از آخرین پیشرفتهای فنی، ضریب بازیافت را به حداکثر برسانند. بدین ترتیب نتیجه می‌گیرند که محدودیتهای موجود در قانون اساسی موجب شده است که منافع شرکتهای خارجی در بیع متقابل با منافع ملی ما همسو نباشد. حداقل به دو دلیل این استدلال مردود است.

دلیل اول - اگر مطالعات جامع مخازن در دسترس باشد و روشهای بهینهٔ افزایش بازیافت برای تولید صیانتی از مخازن نفتی به دقت مطالعه شده باشد، می‌توان اجرای آن را درچارچوب قراردادهای بیع متقابل به شرکتهای خارجی واگذار کرد و با مدیریتی توانا بر نحوه اجراء نظارت کامل داشت. بنابر این، به جای آنکه تقصیر را متوجه رژیم حقوقی بیع متقابل و محدودیتهای قانون اساسی کنیم باید بکوشیم تا اولاً مطالعات جامع مخازن به نحو شایسته و صحیحی به نتیجه نهایی برسد و ثانیاً «نهادهای نظارتی» - که باید ناظر بر حسن اجرای قراردادهای بیع متقابل باشد - بیش از پیش قوی‌تر و منسجم‌تر شوند.

دلیل دوم - فرض کنید اعطای پروانه بهره‌برداری یا مشارکت در تولید یعنی مالکیت شرکتهای خارجی بر نفت موجود در مخازن نفتی کشور یا نفت تولید شده در سر چاه، به تأیید قانون اساسی برسد. با وجود این، ساده‌اندیشی است اگر گمان کنیم شرکتهای خارجی از همان روشهای صیانتی در کشور ما استفاده خواهند کرد که مثلاً در دریای شمال (انگلستان و نروژ) اجراء می‌شود. فضای سیاسی و امنیتی حاکم بر دریای شمال، اساساً با خلیج فارس متفاوت است. مقتضیات و سوابق تحولات سیاسی و امنیتی در کشورهای حوزه خلیج فارس این نکته را به شرکتهای نفتی بین‌المللی آموخته است که نمی‌توان در این منطقه «بلندمدت» اندیشید و یا «بلندمدت» عمل کرد. بنابراین نتیجه می‌گیریم که شرط لازم برای همسو بودن قراردادهای بیع متقابل با منافع ملی این است که مهندسان آگاه و با تجربهٔ

---

1. Production Sharing Contracts

۲. Licensing، مانند رژیمهای حقوقی حاکم در بهره‌برداری از مخازن نفتی دریای شمال (انگلستان و نروژ). این رژیم حقوقی، مشابه قراردادهای اعطای امتیاز Concession است.

کشور که در بخشهای «حاکمیتیِ» وزارت نفت شاغل هستند، نظارت کامل و دقیقی بر اجرای برنامه‌های تولید صیانتی در قراردادهای بیع متقابل داشته باشند.

٤. الگوی بهینه عرضه گاز: شرط کافی در تولید صیانتی از مخازن نفتی

با ملاحظه عنوان بالا این سؤال مطرح می‌شود که تولید صیانتی از مخازن نفتی چه ارتباطی با الگوی بهینه عرضه گاز دارد؟ به بیان دیگر، در نگاه اول به نظر می‌رسد که بهره‌برداری از میادین نفت و گاز کشور دو مقوله متفاوت‌اند و لذا هر یک را باید با توجه به خصوصیات میادین و وضعیت بازار، جداگانه مطالعه و الگوی بهینه عرضهٔ هر یک را مستقل از دیگری طراحی کرد. در ادامه نشان خواهیم داد که با چنین جزء نگری به مسئله‌ای بسیار مهم و راهبردی یعنی بهره‌برداری از منابع «هیدرو کربوری[1]» نمی‌توان منافع ملی را تأمین کرد. برای آشنایی با جزء نگری در تدوین الگوی بهینه عرضه گاز، به بحث زیر توجه می کنیم:

- کشور ما دارای دومین ذخایر بزرگ گاز طبیعی در جهان است.[2]

---

۱. Hydrocarbures به لغت فرانسه و Hydrocarbon به لغت انگلیسی، به ترکیبات بسیار متنوع شیمیاییِ عناصر هیدروژن و کربن اطلاق می‌شود. در کلی‌ترین حالت، این ترکیبات به صورتهای مایع یا گاز هستند که به ترتیب «نفت خام» Crude Oil و «گاز طبیعی» Natural Gas نامیده می‌شوند. هیدروکربور به حالت تقریباً جامد نیز وجود دارد که به آن «نفت خام بسیار سنگین» Very Heavy Crude Oil می گویند.

۲. ذخایر گاز کشور در آغاز سال ۱۳۸۱ جمعاً ۲۶/۵۷ تریلیون متر مکعب برآورده شده است که به ترتیب ۱۲/۷۳ تریلیون متر مکعب و ۱۳/۸٤ تریلیون متر مکعب در مناطق خشکی و دریایی است. (*نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۳). با استفاده از آمار شرکت نفت BP، *BP Statistical Review of World Energy* ـ ژوئن ۲۰۰۲، می‌توان گفت که ذخایر گاز طبیعی کشور ما بیش از مجموع ذخایر گاز طبیعی در ایالت متحده امریکا یعنی ۵/۰۲ تریلیون متر مکعب (TCM)، ذخایر گاز طبیعی در کانادا یعنی ۱/۶۹ TCM، ذخایر موجود در قاره اروپا (به استثنای روسیه) یعنی ٤/۸٦ TCM، ذخایر موجود در قاره آفریقا یعنی ۱۱/۱۸ TCM و ذخایر چین یعنی ۱/۳۷ TCM است (بر اساس آمار ذخایر در پایان سال ۲۰۰۱ میلادی). ذخایر روسیه در پایان سال ۲۰۰۱ میلادی ٤۷/۵۷ TCM گزارش شده است. ملاحظه می‌شود که بعد از روسیه، هیچ کشوری یا منطقه‌ای و حتی هیچ قاره‌ای از نظر حجم ذخایر گاز طبیعی، قابل رقابت با کشور ما نیست. بر اساس همین نشریه، قطر با ذخایری بالغ بر ۱٤/٤۰ TCM در ردیف سوم قراردارد.

• سهم تولید گاز طبیعی در کشور ما در مقایسه با حجم عظیم ذخایر، بسیار اندک است.[۱]

• سهم گاز طبیعی کشور ما در بازار صادرات جهانی گاز بسیار نازل است.[۲]

• میدان عظیم پارس جنوبی[۳]، بزرگترین میدان شناخته شده گاز در جهان، با کشور قطر مشترک است.

• چند سالی است که قطر از این میدان مشترک بهره‌برداری می‌کند و کوششهای وسیعی را در تولید «گاز طبیعی مایع شده» LNG[۴] و صدور آن به ژاپن و کشورهای آسیای

---

۱. تولید گاز غنی از میادین گازی در سال ۱۳۸۰ بالغ بر ۱۷۲/۳۴ میلیون متر مکعب در روز MCM بوده است. گاز خروجی از میادین نفتی و یا کلاهکهای گازی و یا میادین مستقل گازی را اصطلاحاً «گاز غنی» می‌گویند. گاز غنی بعد از پالایش به «گاز سبک» تبدیل می‌شود. تولید کل گاز غنی در همان سال یعنی تولید از میادین گازی به علاوه گاز همراه (۸۸/۲۲ MCM) به علاوه گاز کلاهک (۵۱/۲۲ MCM) برابر است با ۳۱۱/۷۸ MCM. (*نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۹۵.) گاز کلاهک Gas Cap به معنای تجمع گاز در قسمت بالایی مخزن (روی نفت) یعنی در بالاترین قسمت طاقدیس و نه به صورت محلول در نفت بلکه به صورت گاز مستقل است. اگر صرفاً تولید گاز از میادین گازی را مبنای مقایسه با سایر کشورها قرار دهیم، بر اساس آمار BP (همان منبع بالا) می‌توان گفت که سهم تولید گاز در کشور ما در مقایسه با تولید جهانی گاز فقط ۲/۵ درصد است.

۲. به موجب قرارداد صدور گاز به ترکیه که در سال ۱۳۷۵ به امضاء رسید قرار است حجم سالیانه گاز تحویلی از ۳ میلیارد متر مکعب آغاز شود و پس از ٤ سال به ۷ میلیارد متر مکعب و سپس سالیانه به حداکثر ۱۰ میلیارد متر مکعب برسد. صدور گاز به ترکیه از ۱۹ آذر ۱۳۸۰ آغاز شد. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۱۳٤.

۳. « میدان گاز پارس جنوبی با وسعت ۹۷۰۰ کیلومتر مربع که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن در آبهای کشور ما و ٦۰۰۰ کیلومتر مربع آن در آبهای قطر واقع است، در فاصله ۱۰۰ کیلومتری جنوب غربی بندر عسلویه در خلیج فارس و بر روی خط مرزی مشترک با قطر قرارداد. پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی جهان است. ذخیره بخش مربوط به ایران تقریباً ۱۳/۱٤ تریلیون متر مکعب یعنی ۷ درصد کل ذخایر گاز جهان و بالغ بر ۳۸/٦ در صد ذخایر گاز کشور است.» (*نفت و توسعه (۲)* صفحات۱۰۸ و ۱۰۹). البته در صحت این آمار تردید وجود دارد، زیرا ۱۳/۱٤ تریلیون متر مکعب بالغ بر ٤۹/۵ درصد ذخایر کشور است نه ۳۸/٦ درصد. با وجود این، با فرض صحت این آمار می‌توان گفت ذخیره بخش مربوط به ایران در میدان پارس جنوبی بیش از کل ذخایر گاز طبیعی ایالات متحده آمریکا بعلاوه ذخایر کانادا بعلاوه ذخایر کل قاره اروپا (به استثنای روسیه) بعلاوه ذخایر گاز طبیعی چین است. (همان منبع قبلی BP، ژوئن ۲۰۰۲).

4. Liquefied Natural Gas

جنوب شرقی و سایر نقاط آغاز کرده است و همچنین برنامه‌ریزیهای ضربتی برای توسعه صنعت LNG و صدور گاز دارد.

از نکاتی که گفته شد این نتیجه را می‌گیرند که باید حداکثر بهره‌برداری از میادین گازی کشور به ویژه میدان مشترک پارس جنوبی را در اولویت قرارداد تا بتوان به اهداف زیر رسید:

- جایگزین کردن هر چه بیشتر گاز طبیعی به جای فرآورده‌های نفتی در بازارهای داخلی و لذا افزایش بیشتر صادرات نفت خام برای کسب درآمدهای ارزی بیشتر.
- تولید فرآورده از گاز طبیعی GTL برای مصرف داخلی و صادرات.[۱]
- صدور ضربتی گاز به مقاصد نزدیک از طریق خط لوله[۲] و مقاصد دور به صورت گاز طبیعی مایع شده LNG از طریق حمل با کشتی[۳] برای کسب درآمدهای ارزی بیشتر و کسب جایگاهی مناسب با «شأن ذخایر گازی کشوری» در بازار جهانی گاز.

---

۱. تولید فرآورده از گاز طبیعی را به اصطلاح GTL یا Gas to Liquid می‌گویند. «مطالعات امکان سنجی اولین پروژه با شرکت شل Shell رو به اتمام است و دومین پروژه با شرکت استات اویل STATOIL مراحل تکمیلی و نهایی کردن فن‌آوری را می‌گذراند». (*نفت و توسعه(۲)*، شهریور ۱۳۸۱ ، صفحه ۱۱۵).

۲. مانند صدور گاز طبیعی به ترکیه. همچنین «چهار پروژه در ارتباط با صدور گاز طبیعی با خط لوله به کشورهای هند، پاکستان، کویت و امارات می‌باشد که مطالعات و مذاکرات لازم در مورد آنان شروع و درمورد هند و امارات توافقهای اولیه حاصل شده است». (همان منبع صفحه ۱۱۵).

۳. برای آشنایی با طرحهای LNG ، مطالب زیر را عیناً از کتاب *نفت و توسعه (۲)* ، صفحه ۱۱۵ نقل می‌کنیم:

«چهار طرح مجزای LNG به شرح زیر در حال مطالعه اقتصادی و انجام مهندسی پایه است:

Iran LNG: مطالعات اقتصادی رو به پایان و گزارش نهایی در دست تهیه است.

Pars LNG: مطالعات اقتصادی تا پایان تیرماه ۱۳۸۱ به پایان خواهد رسید و انجام مهندسی اصولی بلافاصله پس از انجام مطالعات اقتصادی است.

Persian LNG : در این پروژه، شرکاء خود مسئول برداشت و بازاریابی LNG نیز می‌باشند. پیش بینی می‌شود این پروژه تا مهرماه ۱۳۸۱ آماده انعقاد قرارداد گردد.

NIOC LNG: مستقیماً توسط شرکت ملی نفت ایران در حال اجراء است و کار خرید لیسانس و انعقاد قراردادهای مهندسی پایه پایان یافته و فعالیتهای مهندسی شروع شده است.»

تحقق اهداف بالا به شرطی تأمین‌کننده منافع ملی است که امکان تزریق حجم عظیمی از گاز به میادین نفتی وجود نداشته باشد[۱]، لیکن وجود میادین نفتی در کشور ما با حجم عظیمی از نفتِ درجا - که باز یافت ثانویه را می طلبد - فرصتی تاریخی به وجود آورده است که بتوان حجم عظیمی از گاز کشور را به تزریق اختصاص داد. بدین سبب می‌گوییم که تولید صیانتی از میادین نفتی کشور را نمی‌توان بدون مطالعهٔ الگوی جامع بهره‌برداری از مخازن گازی تدوین کرد. تدوین الگوی بهینه عرضه گاز شرط کافی در تولید صیانتی از مخازن نفتی است تا بتوان گاز مورد نیاز را برای تزریق به میادین نفتی تأمین کرد و سپس به ارزیابی برنامه‌های صدور گاز برای تأمین منافع ملی پرداخت.

مهندسان نفت[۲] معتقدند که بهترین روش برای افزایش بازیافت از مخازن نفت کشور که همسو با منافع ملی نیز هست، تزریق گاز در حجم بسیار بالا به مخازن نفتی است، زیرا اولاً ساختار طبیعی مخازن نفتی ما چنان است که با تزریق گاز می‌توان به بالاترین بازیافت رسید و ثانیاً گاز تزریق شده به میادین نفتی برای نسلهای آینده ذخیره سازی می‌شود. میدان عظیم پارس جنوبی که با قطر مشترک است، گاز مورد نیاز را برای تزریق به سهولت تأمین می‌کند.

بنابراین، محاسبه حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی کشور، مهم‌ترین نکته در تدوین الگوی عرضه بهینه گاز طبیعی است. نخست باید حجم گاز مورد نیاز را برای تزریق محاسبه کرد، آن گاه می‌توان مابقیِ گاز تولید شده را به مصارف داخلی و صادرات اختصاص داد. اگر میزان گاز تزریقیِ مورد نیاز را ندانیم چگونه می‌توان درباره طرحهایی چون صدور گاز از طریق خط لوله به ترکیه و هند و پاکستان و کویت و امارات یا تولید LNG و صدور آن توسط کشتی به مقاصد دور مانند ژاپن و چین یا اروپا تصمیم گرفت؟

---

۱. مانند وضعیت کشور قطر که راهی جز صدور گاز طبیعی آن هم ترجیحاً به صورت LNG ندارد.

۲. برای اثبات اولویت تزریق گاز به مخازن نفتی و نیز آشنایی با ساختار و خصوصیات مخازن نفتی کشور به مقالات دکتر سعیدی در همین شماره به ویژه مقاله «برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران» مراجعه شود.

جزءنگری در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری قطعاً منافع نسل فعلی و نسلهای آینده را به خطر می‌اندازد.

۵. حجم گاز مورد نیاز برای تزریق؛ نگرانیها و موانع

بنابر آنچه گفته شد، حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی رکن اساسی در تولید صیانتی از میادین نفتی است و در عین حال مهمترین متغیر در محاسبهٔ حجم بهینهٔ صدور گاز به شمار می‌رود. پرسش کلیدی این است که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق چقدر است؟ متأسفانه آمار رسمی در این باره موجود نیست، اما اظهار نظر غیررسمی برخی از مسئولان و سیاستگذاران نفتی کشور چنین است: «ما الان نمی‌دانیم تقاضای واقعی برای تزریق چقدر است. برای اولین بار در تاریخ این مطالعه می‌خواهد انجام شود، [بعد از انجام این مطالعات] معلوم می‌شود که تقاضا برای تزریق چقدر است. [برآوردهای موجود] برآوردهای غیردقیق است [زیرا] هنوز مطالعات جامع انجام نشده است».[۱و۲] سؤال این است که علت تأخیر در مطالعات جامع مخازن چه بوده است و این امر چه آثاری بر منافع ملی داشته و خواهد داشت؟

۵-۱ نگرانیها و موانع

الف- مطالعاتی که قبل از انقلاب انجام شده است نشان می‌دهد که برای تولید صیانتی از میادین نفتی باید دست کم ۲۵۰ میلیون متر مکعب گاز در روز به میادین نفتی تزریق شود.[۳] از انقلاب اسلامی تاکنون تقریباً ۲۵ میلیارد بشکه نفت از ذخایر کشور برداشت شده است[۴]،

---

۱. این پاسخ، مبتنی بر مطالبی است که برخی از مسئولان وزارت نفت در جلسه مورخ ۱۳۸۱/۱۱/۸ در مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی مطرح کردند.

۲. برای ملاحظه فهرستی از مطالعات مخازن نفتی و گازی (۲۹ میدان) و نام شرکتهای مهندسی مشاور به صفحه ۹۸ کتاب *نفت و توسعه (۲)* انتشارات وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱ مراجعه شود.

۳. به مقالات دکتر سعیدی در همین شماره مراجعه شود.

۴. *سالنامه آماری اوپک*، سال ۲۰۰۰ میلادی، صفحه ۴۵، جدول شماره ۳۸.

لذا ضروری است که حجم گاز تزریقی به مراتب بیش از رقم توصیه شده در آن زمان باشد.[۱]

ب- در سالهای بعد از انقلاب، حجم گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده همواره کمتر از میزانی است که کارشناسان رسماً توصیه کرده‌اند. موارد زیر، شواهدی براین مدعاست.

اولاً - برطبق برنامه دوم توسعه (۱۳۷۸-۱۳۷۴)، می‌بایست در سال ۱۳۷۴ دست کم ۱۰۱ میلیون مترمکعب در روز و برای هریک از سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ و ۱۳۷۷ دست کم ۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز گاز به میادین نفتی تزریق شود. برنامه‌ریزی برای تزریق گاز در سال ۱۳۷۸ تغییر اساسی کرد که در ادامه بررسی خواهد شد. گازی که عملاً در این سالها تزریق شد برابر است با ۵۴/۶ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۴ و به ترتیب ۵۸/۴۸ و ۶۱/۲ و ۶۷/۴۹ و ۶۷/۷۵ میلیون مترمکعب در روز در سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ و ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸. برنامه تزریق گاز و عملکرد آن را طی برنامه دوم توسعه می‌توان در جدول شماره ۲ ملاحظه کرد.

از بررسی این جدول چند نکته به شرح زیر به دست می‌آید:

• درصد کاهش عملکرد نسبت به اهداف مصوب در برنامه برای چهار سال اول برنامه دوم تقریباً ۵۰ درصد بوده است، یعنی کم و بیش نیمی از اهداف تعیین شده در برنامه تزریق گاز به تحقق نرسیده است.

• تزریق گاز در سال ۱۳۷۷ تقریباً ۶۷/۵ میلیون متر مکعب در روز بوده است در حالی که بنا به اظهار وزیر نفت باید دست کم ۲۷۰ میلیون متر مکعب باشد: «در حال حاضر حدود ۷۰ میلیون متر مکعب (شاید کمتر) تزریق گاز به میادین نفتی‌مان داریم که حداقل باید (بر اساس برآوردهای موجود) نزدیک به ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز به آن اضافه شود.»[۲]

---

۱. بر فرض صحت محاسبه ۲۵۰ میلیون متر مکعب تزریق روزانه گاز قبل از انقلاب.

۲. گزارش آقای زنگنه وزیر نفت درباره لایحه بودجه سال ۱۳۷۸ به مجلس شورای اسلامی - نشست دوم مورخ ۱۳۷۷/۱۰/۲۲ به نقل از مجله *مجلس و پژوهش*، شماره ۲۷، اردیبهشت و خرداد ۱۳۷۸، صفحه ۲۲۵.

جدول شماره ۲- گاز تزریقی به میادین نفتی در برنامه دوم و عملکرد برنامه (میلیون مترمکعب در روز)

سال	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸
برنامه	۱۰۱/۱[۱]	۱۳۰/۷[۳]	۱۳۰/۷[۵]	۱۳۰/۷[۷]	۷۰[۱۰]
عملکرد	۵۴/۶[۲]	۵۸/۴۸[۴]	۶۱/۲[۶]	۶۷/۴۹[۸]	(۶۷/۷۵)[۹]
درصد کاهش عملکرد نسبت به هدف برنامه	-٪۴۶	-٪۵۵	-٪۵۳	-٪۴۸	ناچیز

منابع:

۱ و ۲: *گزارش اقتصادی سال ۱۳۷۵*، جلد دوم، معاونت امور اقتصادی و هماهنگی دفتر اقتصاد کلان، سازمان برنامه و بودجه، بهمن ۱۳۷۶، صفحه ۱۱۸، جدول شماره ۱.

۳ و ۴ و ۵ و ۶ و ۷: *گزارش اقتصادی سال ۱۳۷۶*، جلد دوم، معاونت امور اقتصادی و هماهنگی، دفتر اقتصاد کلان، سازمان برنامه و بودجه، فروردین ۱۳۷۸، صفحه ۷۶، جدول شماره ۱.

۸ و ۹: *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۹۶.

۱۰: سند برنامه سوم توسعه، بخش انرژی، سازمان برنامه و بودجه، جدول شماره ۱، هدفهای کمی بخش نفت، سال ۱۳۷۹، صفحه ۲۷.

ضمناً باید توجه داشت که آمارهای رسمی سازمان برنامه نشان می‌دهد که گاز تزریق شده به میادین نفتی در سال ۱۳۷۶، روزانه ۶۱/۲ میلیون مترمکعب بوده است (مأخذ شماره ۶ جدول شماره ۲)، در حالی که براساس آمارهای رسمی وزارت نفت، این رقم ۶۴/۳ میلیون متر مکعب است (*نفت و توسعه (۲)*، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۹۶). اختلاف این دو رقم، بیش از یک میلیارد مترمکعب در سال است که با توجه به میزان تزریق، یعنی تقریباً ۶۰ میلیون مترمکعب در روز، کاملاً قابل توجه است.

• توصیه برنامه دوم توسعه برای گازی که باید به میادین نفتی تزریق شود ناگهان از ۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۷ به ۷۰ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۸ کاهش یافته است. شاید دلایل متعددی برای چنین تغییراتِ شدید و ناگهانی در سیاستگذاریهای تزریق گاز وجود داشته باشد، اما به هر حال کاشف از این حقیقت است که یا مطالعات قبلی مبنی بر ضرورت تزریق گاز به میزان ۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز برای هریک از سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ و ۱۳۷۷ چندان دقیق نبوده است، یا اینکه در عمل توجه چندانی به نتایج آن مطالعات نشده است. با اینهمه، نظر وزیر نفت مبنی بر تزریقِ دست کم ۲۷۰ میلیون

متر مکعب در روز در سال ۱۳۷۸ با آنچه در برنامه توصیه شده است و یا عملاً تزریق شده کاملاً متفاوت است.

ثانیاً - توصیه برنامه سوم توسعه (۱۳۸۳-۱۳۷۹) برای تزریق گاز به میادین نفتی و آنچه عملاً انجام شده به شرح زیر است:

جدول شماره۳- مقادیر گازتزریقی به میادین‌نفتی در برنامه سوم و عملکرد برنامه (میلیون مترمکعب در روز)

سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳
برنامه	۸۰	۹۰	۹۰	۱۱۲	۱۳۷
عملکرد	۷۱/۱۴	۷۵/۴۰	—	—	—
درصد کاهش عملکرد نسبت به هدف برنامه	-٪۱۱	-٪۱۶	—	—	—

منابع:

● آمارهای مربوط به مقادیر گاز تزریقی در برنامه سوم از منابع زیر است: *سند برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی*، بخش انرژی، جدول ۱، هدفهای کمّی بخش نفت، انتشارات سازمان برنامه،سال ۱۳۷۹، صفحه ۲۷. همچنین نگاه کنید به *اهداف کمی بخشهای اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی در برنامه سوم توسعه (بخشهای مصوب)*، انتشارات سازمان برنامه، جدول شماره ۳، هدفهای کمّی بخش، سال ۱۳۸۰، صفحه ۳.

● آمارهای مربوط به عملکرد از این منبع اخذ شده است: *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور۱۳۸۱، صفحه ۹۶.

از بررسی جدول شماره ۳ چند نکته به شرح زیر به دست می‌آید:

● تغییر بسیار شدیدی که در سیاست تزریق گاز به میادین نفتی در سال آخر برنامه دوم روی داده است (کاهش تزریق از ۱۳۰/۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۷ به ۷۰ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۸)، در خلال برنامه سوم همچنان ادامه دارد. توصیه برنامه سوم برای تزریق در سال آخر برنامه (یعنی ۱۳۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۳) تقریباً با رقمی که ۸ سال قبل از آن توصیه شده قابل مقایسه است (۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز برای سال ۱۳۷۵)، در حالی که در این فاصله برداشت از ذخایر نفتی تقریباً ۱۰ میلیارد بشکه خواهد بود.

● با اینکه اهداف برنامه سوم توسعه برای حجم گاز تزریقی به میادین نفتی به نحو بی‌سابقه‌ای کاهش یافته است، گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده هنوز به میزان ۱۱ درصد و ۱۶ درصد (برای سالهای ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰) کمتر از اهداف تعیین شده است.

ج- بنابر آنچه گفته شد، تزریق گاز به میزان کافی به میادین نفتی تأمین کننده منافع ملی است زیرا که موجب می‌شود علاوه بر بازیافتِ میلیاردها بشکه از نفتِ درجا، چندین تریلیون متر مکعب گاز برای استفادهٔ نسلهای آینده ذخیره‌سازی شود. سؤال کلیدی این است که چرا در خلال سالهای گذشته همواره میزان تزریق گاز کمتر از برنامه بوده است؟ در پاسخ می‌توان دست کم به دو فرضیه اشاره کرد:

فرضیه اول ـ کمبود گاز برای تزریق

اولین فرضیه این است که علی‌رغم ضرورت تزریق برای تولید صیانتی، متأسفانه گاز به میزان کافی برای تزریق در دسترس نبوده است. وزیر نفت چنین می‌نویسد: «از نظر ملی، کمبود گاز برای تزریق به میدانهای نفتی، ضایعاتی جبران‌ناپذیر را به همراه داشته و دارد»[1].

فرضیه دوم ـ اولویت دادن به صدور گاز در مقایسه با تزریق به مخازن نفتی

فرضیه دوم این است که صدور گاز در اولویت قرار دارد. شواهدی در دست است که این فرضیه را تقویت می‌کند. مثلاً با اینکه میزان تزریق گاز در سال ۱۳۸۰ تقریباً ۱۵ میلیون متر مکعب در روز کمتر از میزان توصیه شده در برنامه سوم بود[2]، صدور گاز به ترکیه از آذرماه ۱۳۸۰ آغاز شد.

وزیر نفت درباره اهمیت صدور گاز چنین می‌نویسد: «صادرات گاز با خط لوله به کشورهای نزدیک و نیز صادرات به صورت LNG، GTL و DME از دیگر زمینه‌هایی

---

۱. *نفت و توسعه (۲)*، انتشارات وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحات ۷ و ۸.

۲. ۷۵ میلیون متر مکعب در مقابل ۹۰ میلیون متر مکعب، جدول شماره ۳.

است که به جد در دستور کار وزارت نفت قرار دارد. بدیهی است که سرمایه‌گذاریهای گسترده، راه نیل به این آرزوی بزرگ ملی را هموار خواهد ساخت»[1].

به هر حال موانعی نیز در راه تزریق حجم بهینهٔ گاز به میادین نفتی وجود دارد که شاید مهمترین آن در نگاه اول، تأمین منابع مالی لازم برای اجرای این گونه طرحهاست. در مباحث گذشته دیدیم که خصوصیات طبیعی مخازن نفتی کشور ما چنان است که با تزریق گاز می‌توان بالاترین میزانِ جابه‌جایی نفتِ درجا را به دست آورد، اما این جابه‌جایی در زمانی بسیار طولانی[2] اتفاق می‌افتد که خارج از شرایط متعارف قراردادهای بیع متقابل است، لذا استفاده از سرمایه‌های خارجی به روش بیع متقابل برای اجرای طرحهای تزریق

---

۱. «نفت و توسعه ـ قسمت آخر» مقاله وزیر نفت در مجله *مشعل*، شماره ۲۰۵، سال هفتم، نیمه دوم خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۵. مفاهیم LNG و GTL در پاورقیهای قبلی توضیح داده شد(LNG در پاورقی شماره ٤ صفحات ۳۵ و ۳٦ و پاورقی شماره ۳ صفحه ۵۱ و GTL در پاورقی شماره ۱ صفحه۵۱). در اینجا به توضیح DME می‌پردازیم. DME یا Dimethyl Ether با فرمول CH3OCH3 فرآورده‌ای است با خصوصیاتی بسیار نزدیک به گازوئیل که می‌توان آن را از گاز طبیعی به دست آورد. تکنولوژی تهیه DME از گاز طبیعی هنوز در مراحل تکوین است و به مرحله تولید تجاری نرسیده است. احتمالاً در سالهای آتی که قیمت فرآورده‌ها رشد قابل ملاحظه‌ای داشته باشد، تولید DME از نظر اقتصادی باصرفه خواهد بود. البته اگر قیمت گاز طبیعی را بسیار نازل فرض کنیم ممکن است تولید DME در آیندهٔ نزدیک اقتصادی باشد. با توجه به ارزش حرارتی بسیار بالای DME در مقابل گازوئیل‌های معمولی، کاربرد DME در موتورهای دیزلیِ قدیمی ممکن است با مسائلی رو به رو شود.

با وجود این، به نظر می‌رسد که سرمایه‌گذاری در زمینه گاز طبیعی مایع شده و تولید فرآورده از گاز جزء اولویتهای سیاستگذاری در بخش هیدروکربوری کشور باشد: «در همه زمینه‌های یاد شده (DME, GTL, LNG) بر اساس تفاهم با شرکتهای معتبر جهانی، مطالعات توجیه فنی ـ اقتصادی طرحها در جریان است. در زمینه LNG سه مطالعه مجزا با سه کنسرسیوم بین‌المللی و در زمینه GTL دو مطالعه با دو مجموعه معتبر بین‌المللی و در زمینه DME نیز یک مطالعه با یک مجموعه بین‌المللی، درجریان است».(*نفت وتوسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور۱۳۸۱، صفحه ۱۰).

۲. برای نشان دادن مدت زمان لازم برای ظهور آثار مثبت تزریق گاز در بازیافت نهایی از میادین نفتی، به اظهارات وزیر نفت اشاره می‌کنیم: «از جمله مهمترین این طرحها، طرح تزریق گاز به میزان حدود ٦۰ میلیون متر مکعب در روز به میدان عظیم نفتی آغاجاری است که کمترین اثر آن، افزایش بازیافت به میزان حدود ۲/۲ میلیارد بشکه در طول حدود ۳۰ سال پس از شروع تزریق خواهد بود». (نفت و توسعه *(۲)*، انتشارات وزارت نفت ، شهریور۱۳۸۱، صفحه۸).

گاز چندان ساده نیست. بنابراین تأمین مالی طرحهای تزریق گاز به مطالعاتی بسیار جدی نیاز دارد که شایسته است به موازات مطالعات جامع مخازن، با دقت فراوان انجام شود.[۱]

۶. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

نفت از منابع پایان‌پذیر انرژی است. برداشت از ذخایر نفتی چیزی جز کاهش مصرفِ نسلهای آینده نیست. اگر امروز منافع نسلهای آینده را در نظر نگیریم فردا متهم به سوء استفاده از سرمایه‌های ملی خواهیم شد[۲]. نفت مقوله‌ای صرفاً اقتصادی همچون صنعت و تجارت نیست که بتوان مسائل آن را در چارچوب نظریات متعارف اقتصادی و اقتصادِ بنگاهها و حسابداری شرکتها حل و فصل کرد. اقتصاد نفت باید از دیدگاهِ «منافع ملی» یعنی منافع نسل فعلی و نسلهای آینده بررسی شود.

نفت و مسائل بین‌المللی آن ماهیتاً از مقولات اقتصادی و سیاسی است، هرچند بدون ملاحظات فنی اساساً قابل درک نیست. سیاستگذاریهای نفتی برای توسعهٔ ظرفیت تولیدی مستلزم آگاهی از اوضاع و احوال بازار جهانی نفت، بازارهای بین‌المللی سرمایه برای جذب منابع مالی، تحولات در ساختار شرکتهای بزرگ نفتی، تحولات سیاسی در جهان و به ویژه در منطقهٔ خلیج فارس و جایگاه اوپک و نقش واقعی این سازمان در مدیریت بحران در

---

۱. نکاتی که دکتر سعیدی مبنی بر صرفه‌جویی‌های حاصل از عدم نیاز به حفر صدها حلقه چاه برای افزایش بازیافت، به شرط تزریق گاز به مقدار کافی، مطرح کرده‌اند قابل توجه است. به مقاله ایشان تحت عنوان «برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران» در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

۲. نزدیک به ۹۵ سال از عمر صنعت نفت کشور ما می‌گذرد. بر اساس آمارهای رسمی، تا کنون تقریباً ۵۵ میلیارد بشکه از ذخایر نفت کشور برداشت شده است (پاورقی شماره ۱، صفحه ۱۶). مقدار نفت تولید شده در خلال ۲۴ سال گذشته یعنی از انقلاب اسلامی تا کنون، قابل مقایسه با حجم تولیدات در طول ۷۱ سال قبل از انقلاب بوده است. (۲۵ میلیارد بشکه در مقابل ۳۰ میلیارد بشکه، *سالنامه آماری اوپک* ، جدول شماره ۳۸، سال ۲۰۰۰ میلادی ، صفحه ۴۵). افزایش جمعیت، توسعه شهرنشینی، رشد اقتصادی و وابستگی روزافزونِ اقتصاد به درآمدهای حاصل از صادرات نفت، دلایل اصلی رشد تولید نفت خام است، لیکن این دلایل مانع از آن نخواهد بود که نسلهای آینده ما را متهم نکنند که منافع آنان را در این ثروت ملی به نحو شایسته رعایت نکرده‌ایم. از این رو، امروزه رعایت منافع نسلهای آینده در سیاستگذاریهای نفتی به مراتب ضروری‌تر و حساس‌تر از گذشته است.

بازارهای نفت است. سیاستگذاریهای نفتی در سطح ملی باید با توجه به اوضاع و احوال بین‌المللیِ نفت و مبتنی بر شناخت دقیق از ساختارهای اقتصادی، سیاسی، فرهنگی و تاریخی کشور باشد.

تدوین الگوهای جامع سیاستگذاریهای نفتی برای تأمین منافع ملی، مستلزم همکاری طیف وسیعی از کارشناسان و صاحب‌نظران در حوزه‌های مختلف است. ضرورت توجه به منافع ملی در سیاستگذاریهای نفتی ایجاب می‌کند که کارشناسانِ مستقل و دانشگاهیانِ آشنا به مسائل فنی و اقتصادی وسیاسیِ نفت با «نگاهی از بیرون»، نقش برجستهٔ خود را در تدوین سیاستهای بهینه نفت و گاز ایفا کنند و با نقّادی و ابداع احتمالات، بکوشند خطایِ ممکن در سیاستگذاریها را کاهش دهند.

«فقر اطلاعات» عامل اصلی توسعه نیافتگیِ پژوهش در اقتصاد نفت است. از این‌رو باید در مفهوم «اطلاعاتِ محرمانه» تجدید نظر اساسی کرد و با توسعه و انتشار گسترده آمارهای رسمی و شفاف‌سازی اطلاعات، انگیزهٔ مطالعه و پژوهش را در کارشناسان و صاحب‌نظران کشور در دانشگاهها و مراکز پژوهشی دوچندان کرد.

مطالعات جامع مخازن، شرط لازم برای تأمین منافع ملی در تولید صیانتی از ذخایر نفتی کشور است. در مقایسه با شرکتهای مشاوره‌ای خارجی، باید به نقش برجستهٔ کارشناسان دلسوز و آگاه و با تجربه ایرانی در مطالعات مخازن توجه ویژه‌ای داشت زیرا مطالعات جامع مخازن، از امور راهبردی است و از مصادیق «حاکمیتی» وزارت نفت محسوب می‌شود. ثمربخشی چنین مطالعاتی مستلزم افزایش سرمایه‌گذاری در ارتقاء دانش فنیِ کارشناسان و مهندسان نفت و مخازن کشور و توسعه نیروی انسانی در این زمینه است.

بهره‌برداری صیانتی از مخازن نفتی کشور بدون تدوین الگوی جامع عرضه گاز امکان‌پذیر نیست. اکثر میادین عظیم نفتی ما وارد نیمه دوم عمر خود شده‌اند، لذا حفظ یا افزایش ضریب بازیافت از میلیاردها بشکه نفتِ درجا به تزریق گاز به میزان کافی نیاز دارد. با تزریق گاز به میادین نفتی نه تنها ضریب بازیافت افزایش می‌یابد بلکه می‌توان چندین

تریلیون متر مکعب گاز طبیعی را از میدان عظیم پارس جنوبی ـ که با قطر «مشترک» است ـ به میادین «مستقل» نفتی کشور انتقال داد و برای نسلهای آینده ذخیره‌سازی کرد.

مهمترین سؤالی که نقش کلیدی در تدوین الگوی بهینه بهره‌برداری از ذخایر هیدروکربوری کشور دارد این است که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به میادین نفتی چقدر است؟ شواهد موجود نشان می‌دهند که «آمارهای مربوط به حجم گاز مورد نیاز برای تزریق، صرفاً برآوردهای اولیه‌ای است که ممکن است چندان دقیق نباشد. از سوی دیگر، مطالعات جامع مخازن نیز هنوز به اتمام نرسیده است.[1]»

بنابراین به نظر می‌رسد تا قبل از اتمام مطالعات جامع مخازن و تا زمانی که محاسبات نهایی در باره حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی روشن نشده است و تا قبل از اینکه بررسی دقیقِ منافع نسلهای آینده از ذخیره‌سازی چندین تریلیون متر مکعب گاز در میادین نفتی صورت نگرفته است، انعقاد قراردادهای صدور گاز از طریق خط لوله و تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن از طریق کشتی را باید حتی‌المقدور به تعویق انداخت.[2]

---

۱. به پاورقی شماره ۱، صفحه ۵۳ مراجعه شود.

۲. متأسفانه در عمل چنین نبوده است. برای مثال به دو نمونه اشاره می‌کنیم: در لایحه بودجه سال ۱۳۸۲ اجازه بهره‌برداری روزانه ۱۰۰ میلیون متر مکعب گاز از میدان پارس جنوبی عمدتاً برای تولید «گاز طبیعی مایع شده» LNG و صدور آن به تصویب رسیده است. در تبصره ۲۱ بند (ر) [انتقال از تبصره ۱۲] لایحه *بودجه ۱۳۸۲ کل کشور* مصوب ۱۳۸۱/۱۱/۷ مجلس شورای اسلامی ارسالی به شورای نگهبان چنین آمده است: «در اجرای ماده ۸۵ قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی... شرکت ملی نفت ایران مکلف است نسبت به توسعه میدان پارس جنوبی تا سقف تولید اضافی یکصد میلیون متر مکعب گاز در روز و مایع‌سازی و احداث پالایشگاه مایعات گازی برای مصارف داخلی و صادرات اقدام کند و بازپرداخت تعهدات ایجادشده را از محل محصولات تولیدی این طرحها یا موارد مذکور در بند (الف) ماده (۱۲۰) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران انجام دهد.»

در قانون بودجه سال ۱۳۸۰ مصوب مجلس شورای اسلامی، اجازه داده شده است که سرمایه‌گذاری تا سقف ۴/۷ میلیارد دلار به صورت بیع متقابل عمدتاً برای تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن و تولید فرآورده از گاز طبیعی (GTL) انجام شود. « در اجرای ماده ۸۵ قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی به وزارت نفت اجازه داده می‌شود در سال ۱۳۸۰ تا سقف ۴/۷ میلیارد دلار به صورت بیع متقابل به شرح زیر استفاده نماید:

الف- طرح توسعه استفاده از گاز طبیعی در صنایع، شهرها و مناطق روستایی (به فاصله پنج کیلومتر از خطوط انتقال).

←

۷. پیشنهادهایی برای ادامه مطالعات

آنچه در قسمتهای قبلی این مقاله گفته شد، صرفاً مقدمه‌ای است برای اینکه پژوهشگران علوم اقتصادی با برخی مفاهیم پایه در حفظ منافع ملی در تدوین سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز آشنا شوند. برای ادامه این تحقیقات، به دو موضوع اشاره می‌کنیم که مطالعه آنها از اولویت ویژه‌ای برخوردار است.

الف - می‌دانیم «اقتصاد بدون نفت» نظریه جدیدی نیست هرچند در سالهای نخستین انقلاب اسلامی مباحث مربوط به این نظریه شدت گرفت. اقتصاد بدون نفت، به معنای نادیده گرفتن ذخایر عظیم نفت و نقشِ مثبت آن برای توسعه اقتصادی نیست، بلکه منظور این است که برنامه‌ریزی برای توسعه اقتصادی باید چنان باشد که فرآیند توسعه، بر درآمدهای حاصل از صدور نفت متکی نباشد. به بیان دیگر، ساختار اقتصاد ملی چنان نباشد که افزایش یا کاهشِ درآمدهای حاصل از صدور نفت خام، موجب رونق یا رکود اقتصادی شود.

مروری بر روند توسعه اقتصادی در گذشته، به ویژه بعد از افزایش شدید قیمت نفت در سال ۱۹۷٤ میلادی، نشان می‌دهد که وابستگی اقتصاد ما به دلارهای نفتی شدت گرفته است زیرا ضریبِ تأثیری که امروز کاهش دلارهای نفتی در اقتصاد ملی دارد به مراتب بیش از گذشته است. بنابراین ما وارث اقتصادی هستیم که به دلیل اشتباههای گذشته در سیاستگذاریهای اقتصادی، وابستگی شدیدی به دلارهای نفتی دارد. منافع ملی در بلند مدت

ب - طرح بهینه‌سازی مصرف انرژی.

ج - طرح جایگزینی سوخت خودرو با گاز طبیعی.

د - طرح تولید فرآورده‌های نفتی از گاز طبیعی.

هـ - طرح ایجاد تأسیسات مایع‌سازی و صدور گاز طبیعی.

منبع: *قانون بودجه سال ۱۳۸۰ کل کشور*، مصوب مجلس شورای اسلامی، قسمت اول، صفحه ٦١، تبصره ۲۹، بند (ی).

ضمناً یادآوری می‌شود که گزارشهای وزارت نفت به مجلس شورای اسلامی نشان می‌دهد که برآورد هزینه‌های سرمایه‌ای این طرحها بیش از ۸/٦ میلیارد دلار بوده است. از این رقم، مبلغ ۵ میلیارد دلار مربوط به تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن بوده است. مجلس شورای اسلامی، رقم ۸/٦ میلیارد دلار را به ٤/۷ میلیارد دلار کاهش داد.

ایجاب می‌کند که با برنامه‌ریزیهای علمی بکوشیم تا همزمان با استفاده از دلارهای نفتی برای رفع تنگناهای ارزی، میزان وابستگیِ توسعه اقتصادی را به صدور نفت خام مرتباً کاهش دهیم و در عین حال نسلهای آینده را از چنین درآمدهای ارزی محروم نکنیم.

متأسفانه امروز خود را در پیشگاه تاریخ سرافکنده نمی‌بینیم، زیرا مقصر اصلی در وابستگیِ اقتصاد ملی به دلارهای نفتی را «گذشتگان» می‌دانیم. اما نباید فراموش کرد که هم‌اکنون در آستانه مرحله جدیدی هستیم که آن را وابستگی اقتصاد ملی به «دلارهای گازی» می‌نامیم. آیا نسلهای آینده در شادی و سرور امروز ما برای «صدور گاز» سهیم خواهند بود؟ احتمالاً آیندگان ما را چنان ارزیابی خواهند کرد که ما گذشتگان را ارزیابی کرده‌ایم.

هم‌اکنون کشور ما با یکی از مشکل‌ترین مسائل اقتصادی روبه‌روست: رفعِ وابستگی به دلارهای نفتی و رسیدن به اقتصادی که ظرفیتِ توسعهٔ پایدار و درون‌زا دارد. مبنای هر راه حلی برای این مسئله، پرهیز از افزایش تزریق دلارهای نفتی به اقتصاد ملی است. بنابراین اگر واقعاً در پی تحقق توسعه پایدار اقتصادی هستیم باید به جای صدور گاز و استفاده از «دلارهای گازی» برای جبرانِ «کاهش دلارهای نفتی»، بکوشیم تا ذخایر گازی کشور را برای بهره‌برداری صحیح نسلهای آینده حفظ کنیم.

ب - می‌دانیم که سالهاست قطر از ذخایر مشترکِ میدان پارس جنوبی بهره‌برداری می‌کند، لذا هر سیاستی که دلالت بر کاهش تولید ما از این میدان عظیم داشته باشد با منافع ملی متباین است. با وجود این، فرصتی تاریخی ایجاد شده است تا بتوان با تزریق گازِ میدان پارس جنوبی به میادین نفتی، این ذخایر عظیم را از «میدانی مشترک» به میادین مستقل در داخل کشور منتقل کرد. اگر ما در این امر مهم سستی کنیم دیگران در بهره‌برداری از ذخایر این میدان سستی نخواهند کرد، زیرا زمینهٔ بین‌المللی بسیار مناسبی نیز برای آن فراهم است.

برای تبیین این نکته نخست اشاره می‌کنیم که ذخایر باقیماندهٔ نفت در جهان جوابگوی نیازهای آتی کشورهای پیشرفته صنعتی نیست، لذا سهم عمده‌ای از افزایش تقاضای جهانی

برای نفت خام به ویژه در این کشورها که به انرژی بیشتری نیاز دارند، به سمت گاز طبیعی تغییر جهت خواهد داد. منابع اصلی عرضه گاز در جهان کاملاً شناخته شده است: روسیه، ایران و قطر. قطر به لحاظ موقعیت ویژه سیاسی و حجم ذخایر و مخصوصاً مشترک بودن ذخایرش با کشور ما آمادگی کامل دارد تا به این نیاز جهانی پاسخ دهد. تحولات سیاسی و نظامی در منطقه خلیج فارس نیز زمینه مناسبی را برای تحقق این هدف فراهم کرده است. حضور نظامی آمریکا در منطقه علاوه بر اینکه تأمین کننده اهداف این کشور در الگوی «نظام نوین جهانی» است، با منافع مصرف‌کنندگان بزرگ انرژی در اروپای غربی و ژاپن و چین نیز همسویی دارد. خلیج فارس بزرگترین منبع انرژی برای کشورهای صنعتی است، لذا از دیدگاه غرب حضور نظامی آمریکا در این منطقه شرط لازم برای تأمین امنیت عرضه انرژی در بلند مدت محسوب می‌شود.

می‌دانیم که قطر طرحهای عظیم خود را برای تولید «گاز طبیعی مایع شده» LNG و صدور آن آغاز کرده است و در پی توسعه آن است. اگر تحولات سیاسی و نظامی در خلیج فارس منجر به حضور محسوس‌تر امریکا در کشور عراق شود، آن‌گاه این فرضیه را به سادگی نمی‌توان رد کرد که فرصتهای مناسبتری برای بازاریابی و صادرات گاز قطر ایجاد خواهد شد. برداشت بیشتر از ذخایر «گنبد شمالی[1]» در قطر که با میدان پارس جنوبی ما مشترک است، قطعاً منافع ملی ما را تهدید می‌کند.

بنابر آنچه گفته شد، وضعیت فعلی و روند تحولات سیاسی در منطقه ایجاب می‌کند که مطالعات و برنامه‌ریزیهای جامع برای تزریق حجم عظیمی گاز از پارس جنوبی به میادین نفتی کشور در اولویت قرار گیرد. در غیر اینصورت به زودی مجبور خواهیم شد «مسابقه صادرات گاز» را با قطر آغاز کنیم، مسابقه‌ای که نتیجه آن چیزی جز گاز طبیعی ارزان[2] و تخلیه مخازن کشور نیست. اگر قرن بیستم، قرنِ نفت خامِ ارزان برای توسعهٔ صنعتی غرب

1. North Dome

۲. در بسیاری موارد گاز طبیعی و نفت خام جانشین یکدیگرند، لذا کاهش قیمت گاز طبیعی مانعی برای افزایش قیمت نفت خام است.

بود، قرن بیست و یکم دوران گـاز طبیعـی ارزان بـرای اسـتمرار توسـعهٔ کشـورهای پیشـرفته صنعتی خواهد بود. اگر چنین باشد، از تجربیات ۹۵ سالهٔ نفت چیزی نیاموخته‌ایم.

سه مقاله در بررسی صنعت نفت کشور

علی‌محمد سعیدی[1]

چکیده

نگارنده از سال ۱۳٤۰ شروع به مطالعه مخازن نفتی ایران نمود. نتیجهٔ مطالعات و مباحثات علمی او با نمایندگان کنسرسیوم نفت در خلال بیش از ۱۰ سال، سرانجام این قضیهٔ مهم و اساسی را به اثبات رساند که تزریق گاز در مخازن سنگ آهکی ایران در مقایسه با تزریق آب در این مخازن ترجیح دارد. اثبات این قضیه، نیازمند مطالعات گسترده آزمایشگاهی بود. این مطالعات را شرکتهای نفتی شل در هلند واگزان در اروپا و امریکا و انستیتوی نفت فرانسه و غیره در سالهای ۱۳٤۰ تا ۱۳۵۲ با نظارت نگارنده انجام دادند. نتیجه این مطالعات چندین ۱۰ میلیون دلاری این بود که نظریه نگارنده مبنی بر «ارجحیت تزریق گاز در مقایسه با تزریق آب» در این مخازن تأیید شد.

---

۱. علی‌محمد سعیدی در سال ۱۳٤۰ درجه دکتری در مهندسی نفت و ریاضیات کاربردی را از دانشگاه استانفورد اخذ کرد. او در سال ۱۳۵۲ رئیس بخش نظارت بر فعالیتهای اکتشاف و تولید نفت و گاز کشور بود. بعد از انقلاب اسلامی، سمت «کفیل مدیر اکتشاف و تولید نفت» را بر عهده داشت. در دی ماه ۱۳۵۸ شرکت ملی حفاری ایران را تأسیس کرد و اولین رئیس هیئت مدیره آن شرکت بود. وی در شهریور ۱۳۵۹ بازنشسته شد و اکنون از مشاوران برجسته بین‌المللی نفت و گاز است.

فوران داخلی چاه گازی میدان مسجد سلیمان در سال ۱۳۴۳ و هجوم گاز لایه «ژوراسیک»[1] به «لایه نفتی آسماری»[2] موجب شد که فشار لایه نفتی آسماری این میدان به سرعت افزایش یابد. اندازه‌گیریهای انجام شده در مورد تغییرات ضخامت ستون نفتی آسماری در طول فوران و پس از آن، حاکی از آن بود که این ستون نفتی تقریباً بدون تغییر باقی مانده است. این مشاهده دلالت بر آن می‌کرد که «گازآزاد» در ستون نفتی این میدان وجود نداشته و کلیه گازهای حاصله در اثر افت فشار مخزن به کلاهک گازی منتقل شده است. لذا این نتیجه حاصل شد که تأثیر گاز در جا به جایی نفت در مقایسه با آب بیش‌تر است.

در نتیجهٔ همین مطالعات آزمایشگاهی و مخزنی بود که کنسرسیوم سابق سرانجام به اشتباه دیرینه خود اعتراف کرد و اصل «ارجحیت تزریق گاز» در کلیه میدانهای نفتی ایران را پذیرفت.

مخزن هفتکل، نمونه بارزی از نتایج پذیرش کنسرسیوم نفت در ارجحیت تزریق گاز به جای آب بود. در واقع شرکتهای شل و بی پی و مهندسان مشاور «کورلب»[3] و سایرین در سالهای ۴۸ - ۱۳۴۱ بسیار کوشیدند تا نشان دهند که تزریق آب در این میدان و میدانهای آغاجاری و گچساران دارای آثار بهتری در مقایسه با تزریق گاز است. با وجود این، نتایج مطالعاتی که به آن اشاره شد موجب گردید که به آثار بهتر تزریق گاز اعتراف کنند. اکنون پس از ۲۶ سال که از تزریق گاز در میدان هفتکل می‌گذرد ارجحیت تزریق گاز به تزریق آب به طور مطلق اثبات شده است.

در مقاله اول، تاریخچه کوتاهی از روشهای استعماری در تربیت و به کارگیری نیروهای مورد نیاز آنها و انجام فعالیتهای فنیِ شرکت سابق نفت و همچنین نحوه گریز از قبول

---

۱. لایه‌های ژوراسیک به دوران دوم زمین‌شناسی مربوط می‌شود و رسوبات آن متعلق به حدود ۱۰۰میلیون سال قبل است.

۲. لایه‌های آسماری در واقع لایه سنگ آهکی است که مربوط به دوران سوم زمین‌شناسی OLIGO-MIOCENE است.

۳. CORELAB : شرکت امریکایی مطالعات مهندسی مخازن نفت و گاز.

اشتباههای خود ـ به نحوی که برایشان اشکال قانونی و بین المللی ایجاد نشود ـ جهت درج در تاریخِ صنعت نفت ایران آمده است.

در مقاله دوم سعی شده است تا آنجایی که ممکن است مسائل و کمبودهای موجود در سیاستهای فنی و برنامه ریزی صنعت نفت با ذکر نمونه‌های واقعی به نحو روشنی بیان شود. در این مقاله نشان داده شده است که بهبود نظام تصمیم‌گیریهای فنی در صنعت نفتِ کشور، نیاز مبرم به ارتقای دانش تجربی، علمی و فنی دارد؛ در غیر این صورت جایگاه آینده صنعت نفت و گاز کشورمان در عرصه بین‌المللی به شدت تضعیف خواهد شد.

در مقاله سوم، نحوه تأمین منافع ملی بر اساس به حداکثر رساندنِ ضریب بازیافت از مخازن نفتی کشور بر مبنای نتایج حاصل از مطالعات نظری، آزمایشگاهی و مخازن نفتی شناخته شده در جهان که با تزریق آب و یا گاز (تحت فرایند ریزش ثقلی) بهره‌برداری شده یا می‌شوند، بررسی شده است. این مطالعات نشان می‌دهد که بازیافت از مخازن نفتی کشور موقعی حداکثر می‌شود که فشار این مخازن با تزریق گاز به میزان لازم و کافی به حداکثر ممکن برسد. برای این منظور، نیاز به حداقل ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در روز است که می‌توان آن را به راحتی از مخزن پارس جنوبی و مخازن دیگر تأمین کرد. با انجام این پروژه ملی می‌توان هزینه‌های مربوط به حفر چاههای جدید و نصب دستگاههای نمک‌زدایی و «فرازآوری گاز»[1] را جهت نگهداری ظرفیتِ ٤ میلیون بشکه در روز به میزان قابل توجهی - دست کم ۱۵ میلیارد دلار - کاهش داد، ضمن آنکه بیش از ٤۵ میلیارد بشکه نفت ثانوی عاید کشور خواهد شد که نیاز دو نسل آینده را تأمین خواهد کرد. با برنامه فعلی وزارت نفت مبنی بر تزریق ۶/۳ میلیارد پای مکعب گاز در روز که قرار است از سالهای ۱۳۸۵ به بعد شروع شود، امکان تأمینِ ظرفیت تولید ٤ میلیون بشکه در روز از سالهای ۱۳۹۵ به بعد عملاً منتفی خواهد بود.

1. Gaslift

مقاله سوم مبتنی بر بخشی از گزارشی است که طبق درخواست شرکت نفت «استت اویل»[1] تهیه و جهت آشنایی رؤسا و متخصصین آن شرکت در نروژ ارائه گردید. نظر به اهمیت علمی و کاربردی این گزارش و نیز آشنا کردن صنعت نفت جهان از چنین استراتژیهایی در بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، شرکت مذکور اجازه انتشار این مطالب را به نگارنده داده است. بدین وسیله از حسن نظر شرکت مذکور تشکر می‌شود.

در اینجا لازم است از همکاریهای صمیمانه و استادانه جناب آقای دکتر مسعود درخشان که با نکته‌سنجی‌های دقیق خود کمک بزرگی در تهیه این مقالات نموده‌اند تشکر نمایم.

علی محمد سعیدی

1. STATOIL

مقاله اول: موقعیت نفت و گاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان

۱. میزان ذخایر بالفعل و بالقوه نفت خام کشور و تأثیر تزریق گاز بر آنها

میزان ذخایر «نفت خامِ در جای» کشور حدود ٤٥٠ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود. از این میزان، تا پایان سال ۱۳۸۰ جمعاً حدود ٥٤ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و دریایی برداشت شده است.

میزان ذخایر بالفعل نفت خام کشور با توجه به ذخایر کشف شده جدید، حدود ۳۷ میلیارد بشکه است. این رقم براساس گزارش‌های ارائه شده از مناطق خشکی و اطلاعات نگارنده از مناطق دریایی است. ارقام رسمی ارائه شده با توجه به حجم میعانات گازی و حجم نفت خام بالقوه ازحدود ۹۲میلیارد بشکه تا ۱۳۰میلیارد بشکه بوده است.

میزان ذخایر بالقوه نفت خام (برداشت ثانویه) کشور حدود ٥۰ میلیارد بشکه است. این رقم، حدود ٥ میلیارد بشکه نفت قابل بهره‌برداری - که در ٥۰ تاقدیس شناخته شده کوچک ، واقع شده است - را شامل می‌شود که هنوز حفاری اکتشافی در آنها شروع نشده است؛ ٤٥ میلیارد بشکه دیگر نیز درمخازن نفتی شناخته شده واقع شده است.

تنها راه بالفعل نمودن حدود ٤٥ میلیارد بشکه نفت موجود در مخازن ایران، تزریق گاز به میزان لازم و کافی در آنهاست. میزان گاز مورد نیاز جهت تزریق در این مخازن به منظور بالفعل نمودن این ذخایر، حدود ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز است. چنین حجمی از گاز مورد نیاز را می‌توان از ذخایر پارس جنوبی، پارس شمالی (مخازن گاز کشف شده G و F واقع در خلیج‌فارس)، گازهای همراه که قسمت اعظم آن سوخته می‌شود و سایر مخازن گاز ایران تأمین نمود. براساس محاسبات مهندسیِ مخازن انجام شدهٔ قبل و بعد از انقلاب، به ازای تزریق هر ۲/۵ تا ٤ هزار پای مکعب گازمی‌توان یک بشکه نفت اضافی از مخازن نفتی ایران به دست آورد.[1]

بنابراین اگر قیمت نفت را حدود ۲٤ دلار برای هر بشکه فرض نماییم «قیمت سایه‌ای» هزار پای مکعب گاز، حدود ٦ تا ۱۰ دلار است. قیمت گاز صادراتی ایران به ترکیه براساس قیمت نفت ۲٤ دلار، کمتر از ۳ دلار برای هزار پای مکعب در نظر گرفته شده است، ضمن آن که فاصله آن حدود ۱۰۰۰ کیلومتر دورتر ازمحل تزریق است. علاوه بر این، باید به این نکته توجه کرد که گاز تزریقی برای نسل‌های آینده باقی خواهد ماند.

ملاحظه می‌شود که تزریق گازدر مخازن نفتی، با صرفه‌ترین نحوه استفاده از آن است. در عین حال، این روش ازنظر اصول، تنها راه صیانت ازمخازن نفتی و تبدیل نفت بالقوه به نفت بالفعل برای نسل‌های آینده کشور است.

۲. سیاستهای تزریق گاز و مقایسه‌ای از ذخایر نفت و گاز ایران با ذخایر نفت عربستان

ذخایر واقعی نفت عربستان حدود ۲۰۰ میلیارد بشکه است، در حالی که ذخایر نفت و گاز ایران ۳۷ میلیارد بشکه نفت بالفعل و ۵۰ میلیارد نفت بالقوه و حدود ۸۰۰ تریلیون پای مکعب گاز را شامل می‌شود. در نتیجه، مجموع حجم نفت و گاز ایران[2] حدود ۲۲۰=۱۳۳+۳۷+۵۰

۱. اختلاف بین ۲/۵ تا ٤ هزار پای مکعب مربوط به موقعیت هریک از این مخازن است.

۲. براساس ٦ هزار پای مکعب گاز معادل یک بشکه نفت.

میلیارد بشکه (معادل نفت خام) است. در صورتی که فرض شود ایران روزانه به‌طور متوسط ۳/۵ میلیون بشکه نفت و عربستان به‌طور متوسط روزانه حدود ۱۰ میلیون بشکه نفت بهره‌برداری می‌کند در نتیجه در ۱۵ سال آینده، ذخایر نفت ایران درحدود ۲۰۱=۱۹-۲۲۰ میلیارد بشکه و ذخایر نفت عربستان حدود ۱۴۵=۵۵-۲۰۰ میلیارد بشکه خواهد بود.

ملاحظه می‌شود که در ۱۵ سال آینده، ایران در مقام اول و عربستان در مقام دوم ازنظر ذخایر نفت و گاز در خاورمیانه خواهند بود. لازم به تذکر است ذخایر گازی که احتمالاً در عربستان در فرایند اکتشاف تولید خواهد شد، به مصارف داخلی، شامل تولید برق و تهیه آب آشامیدنی (شیرین‌سازی آب) خواهد رسید. ایران نیز امکان کشف ذخایر گازی جدید را داراست.

اعتبار سیاسی در منطقه بدون امکانات و توانایی اقتصادی ممکن نیست. ازطرف دیگر تقاضای گاز در جهان در ۱۵ سال آینده به نحو شدیدی افزایش خواهد یافت علت این امر کمبود عرضه نفت در برابر تقاضا از یک طرف و بالا رفتن روند مصرف گاز در سال‌های آینده می‌باشد. بنابراین ارزش گاز درآن زمان به میزان بیش‌تری در مقایسه با ارزش فعلی آن - یعنی هزار پای مکعب گاز معادل حرارتی یک ششم قیمت یک بشکه نفت - خواهد رسید. ضمن آن که باید توجه داشت که ما نمی‌توانیم هم روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز درمخازن خود تزریق کنیم و هم حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز را صادر نماییم.

دراین‌جا لازم است توضیح داده شود که ۸۰۰ تریلیون پای مکعب ذخایر گاز ایران، گازهای همراه نفت و کلاهک گازی مخازن نفتی و مخازن مستقل گازی را شامل می‌شود. حجم گازهای همراه با میزان نفت استخراجی متناسب است. بنابراین تنها از میدان‌های مستقل گازی است که می‌توان با حجم بالایی گاز استخراج نمود.

باید توجه داشت که کشورهای غربی از هم اکنون برنامه تأمین انرژی مصرفی خود را تا ۲۵ سال آتی، برنامه‌ریزی می‌کنند. بنابراین باید راه‌های موجود و مطمئن تأمین آن را با کم‌ترین قیمت ممکن بررسی و برنامه‌ریزی نمایند. لذا تأمین منابع گازی غرب از سال ۲۰۱۵

به بعد ایجاب می‌کند که ایران موضوع تزریق گاز رادر مخازن خود فراموش نموده و از هم اکنون در راه صادرات گاز به کشورهای همسایه اقدام کند.

برنامه‌ریزی شرکت‌های خارجی در تزریق آب به مخازن سیری، درود، سروش، نوروز، سلمان و غیره به جای گاز، از نمونه‌های روشن در راستای چنین سیاستی است. این در حالی است که بالاتر بودن ضریب بازدهی نفت ازطریق تزریق گاز در مخازن مختلف جهان درمقایسه با آب به اثبات رسیده است.[1] متخصصان شرکت «توتال - فینا - الف» و «شل» در مقالات مختلف خود از طریق کارهای آزمایشگاهی و عملی نشان داده‌اند که حتی تزریق هوا در مخازنی که شبیه مخازن ایران است در مقایسه باتزریق آب از بازدهی به مراتب بیش‌تری برخوردار است. با وجود این، سیاست همین شرکت‌ها در تجویز تزریق آب به مخازن ایران در چارچوب قراردادهای بیع متقابل، موجب شده است که گاز آن مخازن سوزانده شود.[2] مثلاً در حالی که شرکت نفت توتال در مخزن «ابوالبخوش» ابوظبی گاز تزریق می‌کند، با تزریق آب در میدان سلمان موافقت شده است، در حالی که این دو مخزن (ابوالبخوش وسلمان) در واقع مخزنی مشترک و با موقعیتی کاملاً مشابه است. متأسفانه قرار است گاز طبقه خوف میدان سلمان جهت فروش به ناحیه عسلویه منتقل شود و در مقابل، آب به مخزن سلمان تزریق گردد! همچنین متأسفانه در حال حاضر میدان‌های سروش و نوروز ازطریق آب روانی و تزریق آب، بهره‌برداری می‌شود و گاز آنها به جزیره خارک جهت فروش منتقل می‌گردد! سایر پروژه‌های بیع متقابل نیز عمدتاً چنین نقایصی دارند.

۳. فقدان سیاست روشن منطقه‌ای و جهانی در بخش نفت و گاز

متأسفانه نه قبل و نه بعد از انقلاب، کوششی جدی برای طراحی سیاست روشن منطقه‌ای و جهانی در بخش نفت و گازکشور صورت نگرفته است. کشور ما از این بابت، فرصت‌های زیادی را ازدست داده و ضررهای هنگفتی را تحمل نموده است، به عنوان مثال،

---

۱. این موضوع به طور مفصل در مقاله سوم اینجانب مورد بحث قرار گرفته است.

۲. به عنوان مثال میدان‌های سیری E و A.

عدم برنامه‌ریزی جهت جلوگیری از انعقاد قرارداد ارسال گاز قطر به دبی ـ که چندین سال قبل از شروع آن، نگارنده مراتب را به استحضار مقامات وقت رساندم ـ نمونه‌ای ازاین موارد است. در آن گزارش نحوه جلوگیری از قرارداد مذکور را ازطریق فروش گاز میدان سلمان (در مقابل گاز میدان قطر) که با سرمایه‌گذاری کم‌تری قابل اجرا بود، پیشنهاد نمودم، اما متأسفانه اقدامات مقتضی صورت نگرفت. همین امر موجب شد که ارتباط شیخ‌نشین‌های منطقه که همیشه با یکدیگر در زمینه ارسال گاز اختلاف داشتند، بهبود یابد؛ به گونه‌ای که با ارسال گاز قطر به آن کشور، ضمن بهتر شدن روابط، به برداشت سهمیه بیش‌تر قطر از میدان گازی مشترک با ایران نیز کمک شد.

لذا باید تردید داشت که برنامه‌ریزی سیاسی، فنی و اقتصادیِ انرژی در کشورمان به معنی واقعی آن وجود داشته باشد. فروش گاز به کشورهای همسایه و نزدیک مانند ترکیه ، هند و پاکستان بدون توجه به احتیاجات داخلی و بدون برنامه‌ریزی سیاست انرژی منطقه‌ای و جهانی اتخاذ شده است. فقدان چنین سیاست‌هایی موجب می‌شود که نتوان ذخایر بالقوه نفت ایران را به ذخایر بالفعل تبدیل کرد. بدیهی است در چنین وضعیتی، کشور ما از صادرکننده نفت به صادرکننده گاز تبدیل خواهد شد که طبعاً هزینه‌ها و اثراتی بسیار سنگین برای نسل‌های آینده به دنبال خواهد داشت.

٤. سوابق استعماری

در دوران قاجار، سفرای کشورهای بزرگ غربی سیاست‌های استعماری خود را ازنزدیک در ایران پیاده کردند، ولی امروزه تحمیل سیاست‌های مورد نظر غرب به کشورهای در حال توسعه به شیوه‌ها وطرق پیچیده‌تری انجام می‌پذیرد . این ابزارها عبارتند از:

۱. فن‌آوری پیشرفته و تحمیل آن به جهان سوم.

۲. قدرت مالی وسیع.

۳. برنامه‌ریزی سیاسی ـ اقتصادی بلندمدت و پیگیری آن ازطرق مختلف.

٤. استفاده از وسایل ارتباط جمعی.

۵. استفاده از تضادهای منطقه‌ای و تهدید و تشویق کشورهای ضعیف.

٦. استفاده از نهادهای بین‌المللی مانند حقِ وتو جهت اعمال و پیاده نمودن سیاست‌های سلطه اقتصادی و سیاسی.

۷. استفاده از وسایل پیشرفته فضایی برای کسب اطلاعات.

۸. استفاده از عدم آشنایی به مسائل برنامه‌ریزی بسیار کلان اقتصادی - فنی - سیاسی به وسیله ایجاد رقابت بین کشورهای صادر کننده نفت و گاز.

روابط نابرابر کشورهای پیشرفتهٔ صنعتی با کشورهای درحال توسعه، موجب شده است که کشورهای‌ضعیف در وضعیتی‌قراربگیرندکه‌بالاجبارمواد اولیه مورد نیاز کشورهای ثروتمند را با پایین‌ترین قیمت عرضه کنند و دانسته یا ندانسته برنامه‌های توسعه اقتصادی و سیاسی خود را چنان طراحی نمایند که تعارضی با اهداف کشورهای پیشرفتهٔ صنعتی نداشته باشد. ثمره چنین ساختاری این بوده است که نه تنها کشورهای در حال توسعه به فن‌آوری‌های بالا دسترسی نیافته‌اند بلکه تبدیل به بازارهای مصرف برای تولیدات کشورهای صنعتی شده‌اند.

۵. مروری بر موقعیت صنعت نفت ایران در سال‌های قبل از انقلاب و نحوه اعمال مقاصد شرکت‌های عامل نفت

۱-۵- ایجاد محیط استعماری

مدرسهٔ فنی آبادان[1] که مدرسه‌ای حرفه‌ای بود در سال ۱۳۲۷ شروع به کار کرد سالیانه تعداد حدود ۳۰ نفر دانش‌آموز مورد نیاز را از طریق کنکور از بین فارغ‌التحصیلان کلاس یازدهم انتخاب می‌شدند. دوره کامل این مدرسه فنی جمعاً ٤ سال بود و لذا فارغ التحصیلان این مدرسهٔ حرفه‌ای دارای ۵ سال ارشدیت در مقایسه با مهندسان فارغ‌التحصیل سایر دانشگاه‌های داخلی و خارجی بودند. تعدادی از شاگردان سال اول این مدرسهٔ حرفه‌ای به

1. Technical School of Abadan

بیرمنگام (انگلستان) اعزام می‌شدند و طی برنامه خاصی پس از دریافت مدارک تحصیلی - که عموماً در رشته شیمی بود - با ارشدیت چندین ساله در پست‌های بالا گماشته می‌شدند. لازم به تذکر است که این مدرسه فنی تنها در بخش بالادستی درس‌های عملی را آموزش می‌دادند ولی تعدادی از فارغ‌التحصیلان رشته شیمی دانشگاه بیرمنگام در پستهای بالادستی منصوب شدند.

این گروه تشکیلاتی به نام «گروه شام مینا» داشتند و پست‌های بالای شرکت نفت، عموماً در اختیار آنان بود. مدیر اکتشاف و تولید، مدیر امور بین‌الملل، مدیر پتروشیمی، مدیر امور غیرصنعتی در جنوب، مدیر پروژه IGAT[1]، رئیس پخش، رئیس فروش و صادرات نفت، رئیس تحقیقات و غیره عضو این گروه بودند.

مدیر اکتشاف، تولید، پالایش و پخش شرکت ملی نفت ایران، عضو هیأت مدیره کنسرسیوم بود و تصمیمات اتخاذ شده در جلسات شش ماهه کنسرسیوم را در شرکت ملی نفت ایران پیاده می‌نمود.

شرکت‌های عامل با اعمال روش تحقیر و به کار بردن فشارهای روانی و شکستن شخصیت و انگیزهٔ ملی و حرفه‌ای، به جای استخدام مهندس نفت و یا مهندسان نزدیک به رشته نفت، تعداد ۲۰ نفر از فارغ‌التحصیلان دانشکده علوم تهران را که اطلاعی از نفت نداشتند استخدام نمودند و پس از سالها کار در مناطق نفتی و اعزام بعضی از آنان به دوره‌های چندماهه، در واقع افرادی نیمه فنی تربیت نمودند که بدون درک اصول علمی مربوطه، همیشه محتاج به کمک افراد خارجی باشند.

از زمان شروع کارِ دکتر اقبال، فراماسیونرها نیز چندین پست غیرفنی مانند فروش نفت را در اختیار گرفتند و ارتباط نسبتاً دوستانه‌ای با گروه شام مینا داشتند.

---

1. Iranian Gas Trunkline

۲-۵- مقاومت‌ها و تلاش‌ها

علی‌رغم وضعیت مذکور، نگارنده توفیق آن را به دست آورد که کار پایه‌ای ازدیاد برداشت از مخازن نفتی ایران را با همکاری مهندسان دلسوز وقت انجام دهد. این پروژه در سال ۱۳٤۱ به سرپرستی نگارنده شروع شد. با بررسی مخازن هفتکل و آغاجاری به این نتیجه رسیدیم که تزریق گاز در این مخازن بسیار مؤثرتر از بهره‌برداری طبیعی و یا تزریق آب است.

قرارداد کنسرسیوم، اجازه هیچ‌گونه دخالتی جهت پیاده نمودن چنین پروژه‌هایی رابه شرکت ملی نفت ایران نمی‌داد. تنها وسیله ما اتکاء به دو نکته مندرج در قرارداد بود که عبارت بودند از:

۱. Good Petroleum Practice؛ یعنی انجام فعالیت‌های نفتی باید بر اساس ضوابط علمی و منطقی باشد.

۲. Mindful of Iran's Interest؛ یعنی منافع ایران باید رعایت شود.

در دهه ٤۰، میزان بهره‌برداری از مناطق خشکی، حدود یک میلیون بشکه در روز بود. بنابراین شرکت‌های عامل نفت احتیاجی به سرمایه‌گذاری در بخش ازدیاد برداشت نمی‌دیدند؛ زیرا هر نوع سرمایه‌گذاری که باعث استمرار بهره‌برداری نفت از مخازن ایران می‌شد در سالهای بعد از اتمام قرارداد در ۱۳۷۳ (۱۹۹٤) به نتیجه می‌رسید که در واقع نتیجه آن نصیب ایران می‌گردید.

شرکت‌های عامل با بهانه‌های مختلف، تأثیر برخی از فرایندهای مؤثر در استخراج نفت از داخل سنگ‌های متخلخل را نمی‌پذیرفتند و اثبات آن فرایندها را به انجام کار آزمایشگاهی موکول می‌کردند. همزمان با این مخالفت‌ها و به منظور اثبات نظریات خود، مرکزی را در لندن تأسیس نمودند. همچنین این شرکتها مدل ریاضی خاصی را تهیه کردند و از این راه، مطالعه مخازن هفتکل و آغاجاری را آغاز نمودند. شرکتهای عامل نفت اجازه وارد شدن به جزئیات مدل ریاضی فوق را به متخصصان شرکت‌ملی نفت ایران نمی‌دادند و

تنها موافقت کردند که صرفاً جواب هر نوع مطالعه با مشخصات معینی را که نگارنده طراحی نماید در اختیار ما بگذارند.

نزدیک به ۱۰۰ مورد مطالعه میدانی در ظرف ۹ سال ۱۳۵۰-۱۳٤۱ پیشنهاد شد و مورد مطالعه قرار گرفت ولی جواب آنها همیشه این بود که تزریق آب در مخازن نفتی مذکور، بهتر از تزریق گاز است.

متقابلاً ازطریق مطالعات انجام شده، مشخص شد که مدل ریاضی آنها صحیح نبوده و آنها محاسبات را به نحوی انجام دادند که همواره به ضرر تزریق گاز بوده است. این اشتباه‌ها به مرور تصحیح شد و در نتیجه، برتری تزریق گاز و یا حداقل، مساوی بودن تأثیر آن با تزریق آب از طریق مدل شبیه‌ساز تهیه شده توسط آن‌ها در سال‌های ۱۳٤۹ به بعد آشکار گردید.

در سال‌های ۱۳٤۹-۱۳٤۱ شرکت‌ها و مؤسسات خارجی و یا مهندسان ایرانی و خارجیِ شاغل در کنسرسیوم نفت با همکاری یکدیگر، مطالعات متعددی را انجام دادند. کلیه این مطالعات بدون استثنا نشان داد که تزریق آب در مخازن مذکور، بهتر از تزریق گاز است. اما از طرف دیگر کارهای آزمایشگاهیِ انجام شده در آن سالها مخصوصاً کارهایی را که شرکت نفت شل و سایر شرکت‌های اروپایی وامریکایی انجام دادند نشان می‌داد که گاز بهتر از آب می‌تواند نفت را جابه‌جا نماید.

جهت مقابله با مدل ریاضی تهیه شده توسط شرکت‌های عامل نفت و همچنین مطالعاتی که اعضای کنسرسیوم با استفاده از مدل مذکور (MARK-1-6) انجام می‌دادند، نگارنده در ظرف یک سال مدل ریاضی کاملاً جدیدی طراحی نمود که برای اولین بار در جهان، کلیه فرایندهایی را که تا آن زمان به نحو صحیح منظور نشده بود مانند ریزش ثقلی، دیفوژیون، کانوکشن و فرایندهای دیگر را همزمان در نظر می‌گرفت.

اولین مطالعه‌ای که نگارنده با استفاده از این مدل انجام داد در سال ۱۳۵۰ به اتمام رسیدو مشخص شد که گاز از هر لحاظ بهتر از آب، نفت را جابه‌جا می‌نماید و حتی تخلیه طبیعی مخزن، بهتر از تزریق آب است. این مطالعه برای اولین بار در سال ۱۳۵۱ در مسجد سلیمان

طی نشستی به اطلاع اعضاء کنسرسیوم نفت رسید و سپس درخواست گردید تا در هلند و هیوستون نیز نتایج این نشست به اطلاع سایر مهندسان شرکتهای نفتی عضو کنسرسیوم برسد.

شرکتهای عامل چاره‌ای را جز قبول این مطالعه نداشتند. از سوی دیگر، اگر این مطالعه را می‌پذیرفتند شرکت ملی نفت ایران می‌توانست ادعای خسارات گذشته ـ شامل سوزاندن تریلیون‌ها پای مکعب گاز و عدم‌النفع ناشی از انجام ندادن تزریق گاز ـ را بنماید؛ بنابراین شرکت‌های مذکور با برنامه زیرکانه‌ای فشار را از دوش خود برداشتند و با ترفندهایی مطلب را ازنظر حقوقی برای خود حل نمودند.

۳-۵- تغییر شرکت‌های عامل نفت به شرکت‌های خدمات ایران (OSCO)

شرکت‌های عامل نفت با آینده‌نگری خاص خود، قبل از قبول رسمیِ تزریق گاز در مخازن نفتی ایران اقدام به تغییر دادن شکل "IOE & PC" [1] به "OSCO" [2] نمودند. این اقدام سه نکته اساسی را شامل می‌شد:

۱. پیشنهاد نمودند که سطح تولید نفت از رقم حدود ۳ میلیون به ۸ میلیون بشکه در روز افزایش یابد. این نکته‌ای بود که شاه را بسیار خوشحال می‌کرد؛ زیرا نامبرده فکر می‌کرد به این وسیله، سطح تولید عربستان هرگز بالاتر از ایران نخواهد رفت.

۲. میزان سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت ایران را از صفر به حدود ٤۰ درصد افزایش دادند. قبلاً شرکت‌های عامل نفت ۱۰۰ درصد سرمایه‌گذاری را انجام می‌دادند.

۳. براساس یکی از مواد قرارداد، «طرفین از تاریخ عقد قرارداد جدید از کلیه دعاوی قبلی خود صرف‌نظر می‌نمایند».

بدین ترتیب، هدف اصلی شرکتهای عامل که همان نکته سوم بود، تحت موضوع جذاب افزایش سطح تولید به ۸ میلیون بشکه در روز پنهان شد.

---

1. Iranian Oil Exploration and Production Company
2. Oil Service Company of Iran

شرکتهای عامل پس از تأیید رئیس وقت اداره حقوقی شرکت ملی نفت و تصویب آن در مجلس و امضاء شاه درآذر ۱۳۵۲، تزریق گاز را در کلیه مخازن اصلی ایران قبول کردند.

ملاحظه می‌شود که عدم شناخت کافی از سیاست‌های شرکتهای بین‌المللی نفتی در بهره‌برداری ازمنابع کشور و عدم رعایت شرایط و ضوابط تولید صیانتی و فقدان درک مسائل سیاسی و حقوقی نفت، چگونه می‌تواند منجر به زیان‌های هنگفت برای اقتصاد کشورمان باشد. در واقع، ایران می‌توانست به علت از دست دادن حجم عظیمی از نفت خود و سوزاندن تریلیون‌ها پای مکعب گاز و سایر بدهکاری‌های آن شرکت، تقاضای خسارت چند میلیارد دلاری در دادگاه لاهه ازشرکتهای عامل بنماید؛ لکن با امضاء قرارداد فوق از رسیدن به حقوق واقعی خود محروم شد! ماجرای فوق از جهات زیر آموزنده است:

الف) با قبول اینکه گاز آثار بهتری از آب در مخازن ایران دارد، اولین پیش‌بینی فنی - علمی یک ایرانی در مقابل مهندسان و متخصصان شرکتهای عظیم نفتی جهان به اثبات رسید.

ب) معلوم شد که شرکتهای نفتی به چه نحوی می‌توانند بادست‌کاری اعداد و ارقام، مطالب خلاف واقع را به طرف مقابل خود تحمیل کنند؛ لذا نباید به صحت ادعاهای آنان در مقابل نظر کارشناسان حقیقی داخلی اعتماد نمود.

ج) نظر نگارنده موقعی به طور کامل به اثبات رسید که ملاحظه شد در اثر تزریق گاز در میدان هفتکل، روزانه حدود ٤٠ هزار بشکه نفت ازناحیه‌ای که قبلاً آب، آن را جابه‌جانموده بود استخراج می‌شود، و پیش‌بینی نگارنده - که دراثر تزریق گاز حدود چند صد میلیون بشکه نفت اضافی استخراج خواهد شد - به اثبات رسید. این مطلب در مورد میدان‌های گچساران و مارون که در حال حاضر تنها بخشی از میزان گازمورد نیاز به آنها تزریق می‌شود نیز به اثبات رسیده است.

د) جهت تثبیت قیمت نفت با توجه به بالا رفتن تقاضا، نیاز به بالا بردن سطح تولید در کشورهای اوپک بود که بدین وسیله این هدف نیز به تحقق می‌رسید.

پس ازبررسی قرارداد شرکت خدمات نفتی ایران OSCO که پس از تصویب، جهت برنامه‌ریزی به نگارنده ابلاغ شد، متوجه شدم که امکان بهره‌برداری ۸ میلیون بشکه در روز از مخازن خشکی ایران غیرممکن است. این مطلب طی گزارشی به اطلاع مدیر اکتشاف، تولید و امور بین‌الملل وقت رسید و پس از مدتی بالاخره به اطلاع شاه نیز رسید. در این گزارش، سطح تولید را ازمخازن‌خشکی، حداکثرحدود ٦ میلیون‌بشکه در روز پیش‌بینی شد.

نکته قابل توجه اینکه اداره حقوقی شرکت ملی نفت ایران که با قرارداد شرکت خدمات موافقت کرده بود قبلاً با نگارنده و یا مدیریت اکتشاف و تولید شرکت ملی نفت در مورد صحت و امکان بهره‌برداری روزانه ۸ میلیون بشکه مشورت نکرده بود.

شاه پس ازملاحظه گزارش ودلایل مندرج در آن، با کاهش سقف تولید از ۸ میلیون بشکه به ٦ میلیون بشکه در روزموافقت نمود. این مسأله برای اعضاء کنسرسیوم غیرقابل پیش‌بینی بود؛ زیرا در جلسه‌ای که با حضور کلیه نمایندگان کنسرسیوم و نمایندگان آن‌ها در جنوب درتهران تشکیل شده بود آنان برنامه ۸ میلیون بشکه در روز خود را به شرکت ملی نفت ایران ارائه نمود.

می‌دانیم که در عمل، سطح تولید نفت در ناحیه کنسرسیوم سابق (مناطق خشکی) از۵/۲ میلیون بشکه در روز، آن هم برای مدت کوتاهی، تجاوز نکرد؛ در حالی که دربرنامه افزایش تولید، هیچ مشکل مالی و یا انسانی وجود نداشت.

٦. مروری بر ۲۲ سال گذشته

بعد از انقلاب، سطح برنامه‌ریزی شدهٔ تولید در مورد کلیه مخازن ایران (اعم ازخشکی و دریا) ازحدود ٦/۳ میلیون بشکه در روز به حدود ۳ میلیون بشکه در روزکاهش یافت.[1] نحوه

---

۱. علت کاهش تولید نفت خام کشور عبارت بود از اولاً، کاهش تولید از میادینی که قبل از انقلاب، بیش از سطح بهینه مورد بهره‌برداری قرار گرفته بودند، ثانیاً، عدم نیاز به درآمدهای بالای حاصل از صادرات نفت، به علت کاهش شدید خرید تسلیحات. ثالثاً، تعرضات عراق (قبل از شروع جنگ) به تأسیسات میادین دریایی که می‌توانست به فوران چاه‌های ←

اجرای این برنامه طی گزارش کاملی تهیه شد و به تصویب هیأت مدیره وقت شرکت ملی نفت ایران رسید. مدیریت وقت سازمان برنامه، علاقمند بود سطح تولید، بالاتر برود ولی به او تذکر داده شد که بالا رفتن قیمت نفت به بیش از ۳۵ دلار برای هر بشکه به علت پایین آمدن سطح تولید ایران است و اگرسازمان برنامه به دنبال درآمداست، سقف تولید فوق نظر وی را تأمین خواهد نمود.

مدیر وقت اموراداری شرکت ملی نفت ایران عنوان نمود که اگر قرار است سطح تولید از ۶/۳ به ۳ میلیون بشکه در روز کاهش یابد کارمندان و کارکنان شرکت نیزباید به همان نسبت و یا نزدیک به آن کاهش یابند. علی رغم مخالفت نگارنده، سرانجام این سیاست اجرا شد و در نتیجه بهترین افراد فنی شرکت ملی نفت ایران بازخرید شدند. این اولین لطمه بزرگ در زمینه از دست دادن افراد فنیِ با سابقه در شرکت ملی نفت ایران بود.

در دی ماه ۱۳۵۸ نگارنده، شرکت ملی حفاری را تأسیس نمود. علت تأسیس این شرکت این بود که حدود ٤٥٠٠ نفر از کارکنان و مهندسان شرکتهای سرویس دهنده، بلاتکلیف شده بودند. نگارنده برطبق اساسنامهٔ تهیه شده که به ریاست هیأت مدیره آن شرکت به عنوان اولین رئیس هیأت مدیره شرکت ملی حفاری ایران منصوب گردیدم. تعداد ۱۲ دستگاه حفاری در مدت چند ماه راه‌اندازی شد. یکی از دستگاه‌ها در ناحیه نیرکبیر (آزادگان فعلی) بود که متأسفانه عراقی‌ها این دستگاه را به همراه تعدادی دیگر از دستگاه‌های حفاری به غنیمت بردند.

عدم توجه به ابعاد مالی - حقوقی و مسائل بین‌المللی، همواره موجب زیان‌هایی برای شرکت ملی نفت ایران بوده است. به عنوان مثال می‌توان به تحویل ۳ دستگاه حفاری متعلق به شرکت سانتافه[1] اشاره کرد که بخش حقوقی شرکت ملی نفت ایران قرارداد تحویل آن را در سال ۱۹۸۰ در نیویورک و لوس‌آنجلس بدون پرداخت وجهی، رسماً انجام داد؛ در حالی که نزدیک به۷ میلیون دلار بابت فعالیت‌های حفاری و نصب اسکله آذرپاد به شرکت

واقع در دریا منجر شود.رابعاً ، با کاهش تولید و افزایش شدید قیمت، درآمد کشور به بیش از میزان قبل از انقلاب افزایش یافت.

۱. شرکت امریکایی SANTAFE.

مذکور بدهکار بودیم. متأسفانه وزیر نفت وقت در آخرین روز مهلت مقرر، با تحویل آنها موافقت نکرد؛ لکن در چارچوب بیانیه الجزایر دردادگاه لاهه، مبلغ ۱۹ میلیون دلار جریمه آن به شرکت سانتافه پرداخت شد.

به عنوان مثالی دیگر، می‌توان به سیاست امریکا در ایجاد محدودیت در استخراج گاز از میدان پارس جنوبی اشاره کرد. اگرچه نگارنده با تحلیل موقعیت سیاسی وقت، این نکته را تبیین کرده بود که استفاده از گاز پارس جنوبی برای تزریق در مخازن نفتی ایران باعث بالا بردن ذخایر بالفعل و استمرار موقعیت برتر کشور در خاورمیانه می‌شود؛ اما با وجود این، مذاکرات مقامات نفتی با شرکت امریکایی کونوکو موجب شد که توجه لازم به جهت‌گیری کلی سیاست‌های دولت امریکا در منطقه خلیج فارس و حمایت این کشور از سیاست‌های گازی قطر در مقابل همسویی این کشور با سیاست‌های اسرائیل، انجام نگیرد. چند ماه بعد، قانون اسرائیلی ـ امریکایی داماتو به تصویب کنگره امریکا رسید و دولت امریکا قرارداد کونوکو را لغو کرد[1].

۷. اولین پیشنهاد سرمایه‌گذاری در ایران از طرف شرکت ژاپنی جپکس[2]

در اواخر جنگ ایران و عراق، تولید نفت به حدود ۲میلیون بشکه در روز کاهش یافت. بنابراین بعد از جنگ، ضرورت افزایش سریع تولید کاملاً محسوس بود. در چنین وضعیتی برای افزایش تولید باید سرمایه‌گذاری‌های خارجی را در میدان‌هایی به کار گرفت که با حداقل سرمایه‌گذاری، حداکثر بازدهی رادارند. به عنوان مثال اگر در پروژه‌های دریایی فرضاً در سه ناحیهٔ هنگام (شرق جزیره قشم)، سیری و ابوذر ، توان‌هایی به ترتیب ضعیف، متوسط و بالا، با میزان سرمایه‌گذاری به ترتیب بسیار بالا، بالا و به نسبت متوسط وجود داشته باشد و ایران درصدد بالا بردن سطح تولید خود با صرف کم‌ترین هزینه باشد، منطقی

۱. نشست سال ۱۳۷٤ در دفتر مطالعات بین‌المللی وزارت امورخارجه. نگارنده در این نشست چنین سیاستی را از طرف امریکا پیش بینی نمود ، اما مورد تأیید حاضران بخش بین‌المللی شرکت ملی نفت ایران قرار نگرفت.

2. Japex

است که میدان ابوذر در اولویت قرار گیرد؛ در حالی که متأسفانه پروژه هنگام با توانی پایین‌تر و سرمایه‌گذاری بالاتر و ریسک بیش‌تر، انتخاب شد و به شرکت ژاپنی جپکس پیشنهاد گردید.

شرکت جپکس حاضر به سرمایه‌گذاری با بهره حدود ۳ درصد در بخش اکتشاف و بهره حدود ۱۲ درصد در بخش توسعه و تولید بود. مطالعات این شرکت نشان داد که توسعه و تولید روزانه حدود ۲۰۰ هزار بشکه، احتیاج به سرمایه‌گذاری ۱/۲ میلیارد دلاری داشت که برای پرداخت آن لازم بود حدود ۹۰ درصد نفت حاصل به شرکت مذکور پرداخت شود. با توجه به میزان سرمایه‌گذاری و میزان برگشت آن، دولت وقت به درستی آن را نپذیرفت.

۸. عدم توفیق برنامه افزایش تولید

هدف برنامه‌ریزیِ افزایش تولید نفت در سال ۱۳۷۲ رسیدن به سطح ٤/٥ میلیون بشکه در روز بود. جهت رسیدن به این هدف، قرار شد با سرمایه‌گذاری ۲ میلیارد دلاری، سطح تولیدِ مناطق خشکی در ظرف ۲ سال به رقم مورد نظر برسد.

نگارنده در همان زمان طی گزارشی[1] نشان داد که امکان بالا بردن سطح تولید بجز از طریق تزریق گاز به میزان لازم و کافی در کلیه مخازن اصلی ایران غیرممکن است. تولید و تزریق گاز ، مستلزم سرمایه‌گذاری چندین میلیارد دلاری و توسعه میدان پارس جنوبی به میزان ۸ میلیارد پای مکعب در روز جهت تزریق بود. متأسفانه به جای تولید و تزریق گاز، مبادرت به حفر چاه‌های اضافی شد؛ لذا تولید نفت حتی به سقف ۳/۸ میلیون بشکه در روز نیز نرسید.

تا سال ۱۳۷۳ علی رغم اطمینان از وجود منبع عظیم پارس جنوبی، شرکت ملی نفت ایران اقدامی جهت استفاده از این منبع عظیم خدادادی ننمود، در حالی که قطر با حداکثر توان خود، مشغول بهره‌برداری از این مخزن مشترک بود. متأسفانه توجه شرکت ملی نفت

---

۱. این گزارش را آقای دکتر ولایتی وزیر امور خارجه وقت در سال ۱۳۷۲ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال نمود.

معطوف به توسعه میدان پارس شمالی شده بود که میدانی مستقل و حاوی کندانسه بسیار کمی است که عملاً قابل استحصال نیست. نکته جالب توجه این است که شرکت نفت شل در جریان توسعه میدان پارس شمالی در مورد صدور گاز آن به کشورهای هند و پاکستان فعالیت می‌نمود؛ در حالی که می‌دانیم شرکت نفت شل از اعضاء کنسرسیوم تولید «گنبد شمالی» (بخش جنوبی میدان پارس جنوبی در قطر) است.

نگارنده طی گزارشی[1] نشان داد که ادامه مطالعه بر روی میدان پارس شمالی در مقایسه با استفاده از پارس جنوبی، کاری غیراقتصادی است و شایسته است ضمن توقف آن، کلیه فعالیت‌ها براساس استخراج ۸ میلیارد پای مکعب در روز از پارس جنوبی جهت تزریق در مخازن خشکی متمرکز گردد.

متأسفانه هیأت مدیره وقت شرکت ملی نفت ایران در عمل، به تولید یک میلیارد پای مکعب گاز با بودجه ۹۰۰ میلیون دلار اکتفا کرد. قرار شد نسبت به فازهای بعدی میدان پارس جنوبی، از یک شرکت خارجی جهت برنامه‌ریزی آینده استفاده شود.[2]

۹. قرارداد سیری - توتال

بر اساس قرارداد سیری- توتال شرکت توتال متعهد شد که روزانه ۱۰۰ هزار بشکه از میدان E و ۲۰ هزار بشکه از میدان A بهره‌برداری نماید. نگارنده طی گزارشی[3]، دو مورد زیر را گوشزد نمود:

---

۱. گزارش نگارنده که در تاریخ ۱۳۷۳/٤/۲خدمت جناب آقای رفسنجانی ارسال شده بود و ایشان مرقوم فرموده بود که «نکات قابل توجهی دارد. اگر چه تازه نیست و قبلاً مطرح بوده و به خصوص در مورد سرعت عمل تزریق و اولویت استخراج گاز پارس جنوبی و عدم عجله در فروش گاز به مسافت دور دست و اولویت مصرف داخلی در شرایط فعلی قیمت گاز توجه ویژه لازم است».

۲. تصویب‌نامه هیأت مدیره و شرکت ملی نفت ایران پس از دریافت دستور مذکور در فوق.

۳. گزارش نگارنده در مورخ ۱۳۷٤/۵/۳۰ به جناب آقای رفسنجانی. ایشان در پی‌نوشت این گزارش، مرقوم فرموده بود:«جناب آقای آقازاده، بررسی و توضیح بدهند».

۱. ارقام ۱۰۰ و ۲۰ هزار بشکه برای این مخازن بالاست و این مخازن نمی‌توانند در چنین سطحی تولید داشته باشند.

۲. سوزاندن گازِ استخراجی به جای تزریق آن، غیرصیانتی است.

اکنون بیش از حدود دو سال از شروع تولید این دو مخزن می‌گذرد و جمعاً حدود ۷۰ هزار بشکه در روز به جای ۱۲۰ هزار بشکه از آنها تولید می‌شود. این در حالی است که میزان GOR (نسبت گاز به نفت) در چندین چاه این مخازن بسیار بالاست. در صورتی که سطح GOR آن چاه‌ها به حد معقول یعنی ۱۰۰۰ پای مکعب برای هر بشکه نفت تنزل یابد، رقم ۷۰ هزار بشکه در روز به سطح پائین‌تری کاهش خواهد یافت.

به نظر نگارنده، حد متوسط بهره‌برداری از مخازن فوق، حدود ٦٥ هزار بشکه در روز برای ۱۰ سال آینده است. لذا در صورتی که نفت حاصل از این میدان براساس قیمت ۹ دلار برای هر بشکه ـ که محاسبات اقتصادی این پروژه در سال ۱۳۷٤ بر این اساس انجام شده بود ـ در نظر گرفته شود شرکت ملی نفت ایران جهت پرداخت ۱/۲ میلیارد دلارِ مورد تعهد برای اصل و فرع و جایزه این پروژه، می‌بایست برای حدود ۸ سال کل نفت بهره‌برداری شده این مخازن را به شرکت توتال پرداخت می‌نمود؛ بعد از این هم که نفت قابل ملاحظه‌ای باقی نمی‌ماند. لازم به تذکر است که در این قرارداد، هیچ‌گونه جریمه‌ای وجود ندارد.

۱۰. قرارداد «الف»[1] درود

قبل از امضاء قرارداد «الف» در حوزه نفتی «درود»، نگارنده طی گزارش‌هایی نشان داد که نحوه انجام پروژه فوق ـ که شامل تزریق آب در بهترین لایه نفتی این مخزن است ـ باعث از دست دادن حدود یک میلیارد بشکه نفت خواهد شد[2]، اما متأسفانه مورد توجه قرار نگرفت. در واقع شرکت نفت «الف» با پایین آوردنِ پیش‌بینی میزان تولید این میدان و

۱. شرکت نفتی Elf.

۲. این گزارشها در تاریخ‌های ۱۳۷۷/۲/۲۵ ، ۱۳۷۷/٤/۱ و ۱۳۷۷/۸/۱۹ خدمت آقای زنگنه وزیر نفت و در ۱۳۷۷/۱۲/۵ خدمت آقای خاتمی رئیس جمهور محترم ارسال شده است.

سرعت دادن به یک فرایند کم بازده، آن را به عنوان پروژه‌ای پر منفعت به شرکت‌های نفت ایران معرفی نموده است؛ ضمن اینکه با پایین آوردن درصد بهره‌دهی مخزن، آثار منفی تزریق آب را در پشت آن مخفی نموده است.

در طول مذاکرات و عقد قرارداد بین «الف» و شرکت ملی نفت ایران، شرکت نفت فلات قاره تعداد ۱۲ حلقه چاه تعمیر و تعداد ۳ حلقه چاه جدید حفر نمود. در اثر این عمل، سطح تولید میدان به حدود ۱۸۰ هزار بشکه در روز افزایش یافت. این عملیات تعمیری و حفاری با هزینه‌ای حدود ۵۰ میلیون دلار انجام گردید مقایسهٔ هزینه‌ای حدود ۵۰ میلیون دلار، با کاری که شرکت «الف» قرار بود با ٥٤٠ میلیون دلار سرمایه‌گذاری و بازپرداخت بیش از یک میلیارد دلار انجام دهد، بسیار آموزنده است.

به نظر نگارنده، ضریب بهره‌دهی طبیعی این مخزن حدود ۳۵ درصد می‌باشد، در حالی که شرکت «الف» جهت پایین آوردن توان بهره‌دهی مخزن، آن را حدود ۲۰ درصد گزارش کرده بود که کاملاً در جهت اطمینان از نتایج تزریق آب و گاز در آن میدان بود. پس از ابطال نظریه و پیشنهاد اولیه «الف» پیشنهاد جدید بالا بردن سطح تولید به ۳۰۰ هزار بشکه در روز را نمود. با مطالعاتی که نگارنده در سال‌های ۱۳۷٦-۱۳۷۵ بر روی این مخزن انجام داد مشخص شد که با تزریق روزانه ٦۰۰ میلیون پای مکعب گاز، ضریب بهره‌دهی آن را از میزان ۳۵ درصد به بیش از ٦۰ درصد افزایش می‌یابد.

نکته جالب توجه این است که پیشنهاد شرکت «الف» مبنی بر افزایش سطح تولید از وضع فعلی به ۳۰۰ هزار بشکه در روز نشان می‌دهد که پیشنهاد اولیه این شرکت مبنی بر بالا بردن سطح تولید از ۱٤۰ به ۲۲۰ هزار بشکه در روز، کاملاً ناصحیح بوده است. ضمناً این موضوع، تأییدی بر نظریه ارائه شده در بالا بودن ضریب بهره‌دهی این مخزن نیز هست.

۱۱. پروژه نوروز - سروش - شل

میادین نوروز و سروش حاوی نفت نیمه سنگین و سنگین بوده و زیر فشار اشباع[1] قرار دارد. به عبارت ساده‌تر، فشار مخزن از فشار نقطه حباب نفت[2] بالاتر است؛ لذا اگر گاز در آنها تزریق شود در اثر حل شدن گاز در نفت، باعث انبساط و پایین آوردن گرانروی[3] نفت می‌گردد. در صورت اشباع نمودن نفت میدان سروش با گاز، گرانروی آن تا حدود ٤ برابر کاهش می‌یابد. در نتیجه، بهره‌دهی چاه‌ها تقریباً به همان نسبت بالا می‌رود و ضریب بهره‌دهی مخزن نیز تا حدود ۱۸ درصد افزایش می‌یابد.

از آنجا که سنگ مخازن نوروز و سروش «نفت دوست» است، هجوم آب به داخل مخزن نمی‌تواند به راحتی نفت را جابه جا نماید و این باعث افت شدید ضریب بهره‌دهی مخزن خواهد شد.

پیش‌بینی می‌شود که بهره‌برداری از مخزن سروش از طریق تزریق آب و یا بهره‌برداری طبیعی، حدود ۷ تا ۸ درصد بیش‌تر نباشد؛ در حالی که با تزریق گاز، ضریب بهره‌دهی مخزن را می‌توان به بیش از ۵۰ درصد افزایش داد.

در مورد میدان نوروز نیز آب‌روانی طبیعی مخزن می‌تواند حدود ۱۵ درصد از نفت را جابه جا نماید؛ در حالی که با تزریق گاز، بیش از ۵۰ درصد آن جابه‌جا خواهد شد.[4]

متأسفانه بدون توجه به نکات فنی فوق، شرکت شل توجه خود را به تزریق آب یا استفاده از آبرانی آب زیر طبقات نفتی، معطوف کرده است که قطعاً به ضرر این مخازن خواهد بود.

در حال حاضر روزانه نزدیک به ۱۵۰ میلیون پای مکعب گاز در میدان فروزان سوخته می‌شود. انتقال این حجم گاز به میدان سروش و استفاده از گاز اضافی موجود در اطراف میدان نوروز و تزریق در آن باعث افزایش ضریب بهره‌دهی این میادین خواهد شد.

---

1. Undersatunted

۲. نقطه حباب، فشاری است که در زیر آن، گاز محلول در نفت از آن خارج می‌شود.

3. Viscosity

٤. سنگ میدان نوروز نفت دوست است و قابلیت جابه‌جایی نفت از طریق آب در این میدان، بسیار پایین‌تر از گاز است.

۱۲. پروژه سلمان

مخزن سلمان از دو لایه سنگ آهکی عرب D و C تشکیل شده است. حدود ٤٠ درصد این مخزن در آبهای ابوظبی و ٦٠ درصد آن در آبهای ایران قرار دارد. شرکت نفت توتال سالهاست با استفاده از گاز طبقه زیرین این میدان، روزانه بیش از ۱۰۰ میلیون پای مکعب گاز را به طبقات عرب تزریق می‌نماید. انجام این تزریقات نشان داده است که میزان ضریب برداشت آن ناحیه از حدود ٤٥ درصد به بیش از ٦٠ درصد افزایش یافته است.

شایسته است که مدیریت فلات قاره، توجه ویژه‌ای به روش شرکت توتال در بهره‌برداری از این مخزن درآبهای ابوظبی بنماید تا با دقت کافی در علت تزریق گاز، بتوان روش‌های بهره‌برداری را در مخزن سلمان بهبود بخشید. توجه به روشهای جدید بازیافت، حائز اهمیت فراوان است؛ لکن کم‌تر مورد توجه مسئولان قرار می‌گیرد. به عنوان مثال می‌توان به نشستی که در شهریورماه ۱۳۷۹ در تهران تشکیل گردید اشاره کرد.[۱] در این نشست، مسئول مطالعات مهندسی مخازن شرکت نفت توتال نشان دادکه در صورت فراهم نبودن گاز جهت تزریق در مخازنی مانند سلمان، حتی تزریق هوا بهتر از تزریق آب در این گونه مخازن است.

برای مثالی دیگر می‌توان به شرکت توتال اشاره کرد که هوا و گاز را به مخزن «هندیل» واقع در اندونزی تزریق می‌کند. این مخزن که سطح آب آن با بهره‌برداری طبیعی، به بالاترین سطح مخزن رسیده بود سالهاست که با عمل تزریق هوا و گاز،میزان قابل ملاحظه‌ای نفت اضافی از این میدان تولید می‌شود.[۲]

بنابراین لازم است به جای بهره‌برداری از گاز خوف میدان سلمان و حمل آن به عسلویه، بخش مورد نیاز آن را به لایه‌های نفتی عرب D و C تزریق نمود و باقیمانده را به محل فوق

---

۱. این مطلب را مهندسان شرکت توتال (S. Sakthikumar and F. Berson)در مقاله‌ای تحت عنوان ذیل ارائه نمودند: "Air Injection into Light and Medium-Heavy Oil, Carbonate Reservoirs",

۲. این مطلب را مهندسان شرکت توتال در مجله *Society of Petroleum Engineers* در سپتامبر ۱۹۹۵ تحت عنوان: "An Investigation of Air Injection into Water Flooded Reservoirs" به چاپ رساندند.

منتقل کرد. بدین ترتیب می‌توان ضریب بازدهی میدان سلمان را تا بیش از ٦٠ درصد بالا برد. با توجه به نکات بالا، ملاحظه می‌شود که با صرف هزینه‌ای به مراتب بسیار کم‌تر از ۸۰۰ میلیون دلار نیز می‌توان ضریب بازدهی این میدان را به بالاتر از اهداف تعیین شده رساند.

۱۳. پروژه مسجد سلیمان

میدان نفتی مسجد سلیمان، قدیمی‌ترین میدان نفتی ایران است و مدت ۹۰ سال است که از آن بهره‌برداری می‌شود. اکنون روزانه کم‌تر از ٥ هزار بشکه نفت از این میدان استخراج می‌شود. میزان نفت در جای اولیه این میدان، حدود ٦/٥ میلیارد بشکه و ضخامت ستون نفتی اولیه آن حدود ۱٥۰۰ پا است. ضریب بهره‌دهی این مخزن حدود ۱۷/٥ درصد است. براساس تغییرات ضخامت نفتی این مخزن در ۹۰ سال گذشته پیش‌بینی می‌شود حدود ۳۰ میلیون بشکه نفت دیگر نیز بتوان از این میدان بهره‌برداری نمود. از آنجا که سطح تماس «گاز- نفت» و «آب - نفت» این میدان با سرعت بسیار آهسته‌ای در ۲۰ سال گذشته حرکت کرده است،فعل و انفعالات جابه‌جایی نفت به وسیله گاز و یا آب در اعماق مختلف به طور کامل انجام گرفته است.

اکنون شرکتی ادعا می‌کند[1] که با حفر چند حلقه چاه افقی و تعمیر چند چاه قدیمی، سطح تولید این مخزن را به ۲۰ هزار بشکه در روز خواهد رساند و به جای ۳۰ میلیون بشکه نفت باقیمانده، حدود ۹٦ میلیون بشکه نفت از ۲۰۰ پای ضخامت نفتی باقیمانده در ۱۰ سال آینده استخراج خواهد نمود. مفهوم این ادعا این است که شرکت مذکور با انجام حفاری‌های فوق‌الذکر، ضریب برداشت از ضخامت نفتی ۲۰۰ پای باقیمانده را از حدود ۱۷/٥ درصد به حدود ٦۰ درصد افزایش می‌دهد. اگر این شرکت چنین فن‌آوری خارق‌العاده‌ای را در اختیار دارد مخازن دیگر ایران را نیز -با سنگ مخزن مناسب‌تر و ضخامت ستون نفتی بیش‌تر با ضریب بهره‌دهی بالاتر -باید بتواند حداقل به همان ضریب بازدهی ٦۰ درصد افزایش دهد! این پیشنهاد جز ادعایی غیرعلمی و ناممکن بیش نیست.

---

1. Sheer Engineering

۱٤. پروژه LNG[1]

حدود دو سال پیش، قطر نشستی در زمینه نفت برگزار کرد. در این نشست اعلام شد که این کشور قرار است سالانه ۳۰ میلیون تن LNG تهیه و صادر نماید. این تصور که قطر بازار LNG شرق و غرب را به خود اختصاص خواهد داد ظاهراً موجب نگرانی مقامات ایرانی شده است. ابتدا باید به این نکته توجه کرد که علت اینکه قطر به دنبال پروژه LNG است، نبودن امکانات دیگر جهت استفاده از گاز در آن کشور است؛ لذا قطر چاره‌ای جز تهیه و فروش LNG که گران‌ترین و کم صرفه‌ترین روش صدور گاز است ندارد. همچنین نباید فراموش کرد که پروژه تزریق گاز در عموم مخازن نفتی کوچک و بزرگ آن کشور در دست اجراست. هنگامی که قیمت نفت خام، بشکه‌ای حدود ۱۰ دلار بود قطر گاز خشکِ حاصل از فاز یک خود را با ارزش صفر در اختیار شرکت تهیه LNG قرار می‌داد، اما اکنون که قیمت نفت به بیش از دو برابر آن زمان رسیده است قرار شده مبلغ کمی بابت گاز تحویلی دریافت کند. آیا ایران نیز دارای همان شرایط و موقعیت قطر است؟

کشور ما برای تزریق گاز در مخازن خود احتیاج به بیش از ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در روز دارد. این عمل از بازدهی بسیار بالاتر و کم هزینه‌تری در مقایسه با فروش مستقیم گاز و یا فروش گاز به صورت LNG برخوردار است.

بدیهی است که شرکتهای بزرگ کشتی‌سازی و سایر شرکتهایی که در صنعت LNG فعال‌اند تمایل زیادی دارند که کشور ما وارد مسابقه غیر معقولِ تولید و صادرات LNG بشود. در واقع بخش مهمی از ۸ میلیارد دلار این پروژه، صرف هزینه کشتی‌های مخصوص خواهد شد. میزان اشتغال‌زایی این پروژه با توجه به هزینه گزاف آن، بسیار ناچیز است.

گاز حاصل از فازهای ۱۱ و ۱۲ پارس جنوبی به این پروژه اختصاص یافته است، اما ظاهراً تاکنون شرکت‌های خارجی قراردادی در این زمینه امضا نکرده‌اند؛ زیرا موقعیت جغرافیایی این فازها دارای امتیازات فازهای ۲، ۳، ٤ و ٥ نیست. نکته قابل تأمل این است که

1. Liquified Natural Gas

به نظر می‌رسد بدون تأمین گازِ مورد نیاز این پروژه، اقدام اولیه جهت سفارش ساخت کشتی‌های LNG در دست انجام است.

۱۵. پروژه ارتقاء سقف تولید به ۵ میلیون بشکه در روز

اگرموقعیت سال ۱۳۵۷ را با موقعیت سال ۱۳۸۰ مخازن نفتیِ خشکی، مقایسه نماییم خواهیم دید که در سال ۱۳۵۷ روزانه حدود ۵/۱ میلیون بشکه نفت با استفاده از حدود ٤۰۰ حلقه چاه استخراج می گردید؛ در حالی که اکنون حدود ۲/۲ میلیون بشکه نفت در روز از ناحیه خشکی با استفاده از حدود ۱۵۰۰ حلقه چاه استخراج می‌شود. بنابراین، بهره‌دهی متوسط چاه‌ها از ۱۲۵۰۰ بشکه در روز به حدود ۲۵۰۰ بشکه کاهش یافته است. این در حالی است که به علت کاهش قابل ملاحظهٔ سطح بهره‌برداری پس از انقلاب و به خصوص در زمان جنگ، کمک زیادی به توانایی و بهبود این مخازن شده؛ به نحوی که ضخامت ستون نفتی تعدادی از این مخازن به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش یافته است.

حال اگر به همین نحو - یعنی با کاهش حدود ۲ میلیون بشکه در روز در خلال ۱۸ سال آینده - پیش برویم، تقریباً در سال ۱۳۹٦ شمسی، سطح بهره‌برداری از این مخازن به حدود یک میلیون بشکه در روز و بهره‌دهی متوسط چاه‌ها از ۲۵۰۰ بشکه در روز به حدود ٦۵۰ بشکه کاهش خواهد یافت، در آن زمان تولید حاصل از توسعه میدان‌های دارخوین، آزادگان، درود، سروش و لایه‌های بنگستان مخازن اهواز، منصوری و آب تیمور (اگر به نحو صحیحی انجام گیرد) حداکثر روزانه یک میلیون بشکه خواهد بود و سطح تولید از ناحیه دریایی، حداکثر به حدود ۳۵۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید. بنابراین، کل تولید کشور در آن زمان، حدود ۲/۳۵ میلیون بشکه در روز خواهد بود. با توجه به نکات فوق ملاحظه می‌شود که کاهش طبیعی بهره‌برداریِ روزانه از مخازن خشکی در صورتی که چاه‌های مورد نیاز، سالانه حفر شوند، در حدود ۱۵۰ هزار بشکه در سال است که در ۵ سال آینده حدود ۷۵۰ هزار بشکه در روز خواهد بود. حال اگر بخواهیم علاوه بر جلوگیری از کاهش فوق، روزانه ۱/۲ میلیون بشکه سقف تولید را در مدت ۵ سال افزایش دهیم، باید

برای افزایش تولید ۲ میلیون بشکه در روز، برنامه‌ریزی نماییم. اما امکان رسیدن به چنین ظرفیتی حتی با صرف ده‌ها میلیارد دلار در مدت ۵ سال آینده، کاری غیرعملی است. تنها ممکن است بتوانیم تولید کشور را برای مدت محدودی در سطح فعلی نگه داریم؛ هر چند با کاهش اجباری آن رو به رو خواهیم بود.

در ۲۵ سال گذشته - یعنی از سال ۱۳۵۵ تاکنون - حدود ۳۲ میلیارد بشکه نفت از مخازن ایران بهره‌برداری شده است. میزان بهره‌برداری روزانه در سال ۱۳۵۵ حدود ٦/۳ میلیون بشکه و میزان ذخایر نفتی، حدود ۷۵ میلیارد بشکه بوده؛ لذا درصد متوسط برداشت سالانه در این مدت، حدود ۳ درصد ذخایر کشور بوده است (٦/۳×۳٦۵/۷۵۰۰۰ =۰/۰۳).

در صورتی که ۳ درصد برداشت از ذخایر فعلی در نظر گرفته شود به رقم بهره‌برداری ۳/۰۵ میلیون بشکه در روز خواهیم رسید. در صورتی که سطح تولید به سقف فعلی ۳/۵ میلیون بشکه در روز نگهداری شود این ضریب به حدود ۳/٤۵ درصد در سال می‌رسد و معنی آن این است که هم اکنون فشار بیش‌تری به مخازن ایران وارد می‌شود.

حال اگر ۱۵ سال آینده را با میزان تولید فعلی در نظر بگیریم (تا ۱۳۹٦) و فرض نماییم که در این مدت، جمعاً ۸ میلیارد بشکه نفت به ذخایر کشور اضافه شود، ذخایر باقیمانده از ۳۷ میلیارد بشکه فعلی به ۲٦ میلیارد بشکه تنزل خواهد یافت. در این صورت، میزان تولید روزانه در سال ۱۳۹٦ براساس برداشت ۳درصد در سال به حدود ۲/۱٤ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. نکته اساسی دیگر که باید به آن توجه نمود میزان بهره‌دهی چاههاست. در صورتی که متوسط بهره‌دهی چاهها به حدود ٦۵۰ بشکه در روز کاهش یابد، براساس تولید ۳/۵ میلیون بشکه و توان تولید ٤ میلیون بشکه در روز احتیاج به حدود ٦٤۰۰ حلقه چاه خواهیم داشت؛ لذا نیاز به حفر حدود ٦۰۰۰ حلقه چاه جدید با سرمایه‌گذاری حدود ۳۳ میلیارد دلار در مدت ۱۵ سال آینده خواهد بود.

۱۶. مقایسه قرارداد شرکت سابق خدمات نفتی ایران (OSCO) با قراردادهای بیع متقابل

در قرارداد ۱۳۵۲ شرکت ملی نفت ایران بر نحوه اجرا و حتی انجام سفارشها نظارت کامل داشت. براساس قرارداد مذکور، کنسرسیوم سابق ٤٠ درصد میزان سرمایه‌گذاری و صد درصد هزینه‌های جاری را پرداخت می‌نمود. در مقابل، مبلغ ۲۳ سنت برای هر بشکهٔ نفت صادراتی به شرکت‌های مذکور تخفیف داده می‌شد که اگر مصرف داخل کشور یعنی حدود ۱/۲ میلیون بشکه در نظر گرفته شود، رقم فوق به ۱۷ سنت برای هر بشکه تقلیل می‌یابد.

با مقایسه اجمالی قرارداد ۱۳۵۲ شرکت خدمات با قرار داد بیع متقابل توتال در حوزه سیری ملاحظه می‌شود که اگر فرض واقعی ۳۰۰ میلیون بشکه تولید نفت را در مدت ۱۵ سال آینده (معادل ۵۵۰۰۰ بشکه در روز) و همچنین میزان سرمایه‌گذاری واقعی را بر اساس توسعه صحیح میدان یعنی ٤٠٠ میلیون دلار در نظر بگیریم، شرکت ملی نفت ایران در چارچوب قرارداد کنسرسیوم سابق، باید مبلغ ۲٤٠ میلیون دلار برای ٤ سال توسعه میدان و ۵۱ میلیون دلار[1] بابت کل نفتِ بهره‌برداری شده در ۱۵ سالِ پس از شروعِ بهره‌برداری پرداخت می‌نمود. مبلغ فوق براساس ارزش فعلی با بهره ۹ درصد پس از ۱۰ سال از شروع پروژه، جمعاً حدود ٦٠٠ میلیون دلار می‌شد؛ در حالی که مبلغ پرداختی در بیع متقابل براساس ٤٠٠ میلیون دلار سرمایه‌گذاری، بالغ بر ۸۰۰ میلیون دلار است. در این محاسبات، هزینه‌های جاری که کنسرسیوم می‌پرداخت منظور نگردیده است. مقایسه دو رقم فوق نشان می‌دهد که مبلغ پرداختی با روش بیع متقابل، نزدیک ۱/۳ برابر میزانی است که به شرکت‌های سابق نفت (OSCO) پرداخت می‌گردید.

از آنجا که شرکت‌های عامل، مسئولیت و مدیریت پروژه‌ها را در مدت تولید بر عهده داشتند سعی در حجیم نمودن بی‌جهت پروژه‌ها نمی‌کردند؛ در حالی که شرکت‌های توتال (سیری)، الف (درود)، شل (سروش و نوروز) و غیره چنین تلاشی می‌نمودند. به عنوان مثال

---

۱. این مبلغ براساس ۳۰۰ میلیون بشکه برداشت و ۱۷ سنت تخفیف برای هر بشکه به دست آمده است.

در پروژه سیری - توتال که سرمایه‌گذاری واقعی آن می‌توانست حدود ٤۰۰ میلیون دلار باشد نزدیک به ٦۰۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری شده است. در این صورت لازم است مبلغ ٦۰۰ میلیون دلار فوق را با ۱۲۰۰ میلیون دلاری که عملاً قرار است به آنها پرداخت شود (با توجه به بهره، پاداش و غیره)مقایسه نماییم؛ نتیجه می‌گیریم که نسبت این دو پرداخت (کنسرسیوم سابق با بیع متقابل) بالغ بر ۲ برابر است.

۱۷. چگونه می‌توان سقف تولید فعلی را ثابت نگه داشت

با تزریق گاز در مخازن خشکی با حجم ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز می‌توان بخش عمده‌ای از ذخایر بالقوه کشور را به ذخایر بالفعل تبدیل نمود. ذخایر بالقوه کشور بالغ بر ٤٥ میلیارد بشکه است. لذا در صورتی که با تزریق گاز به میزان فوق، تنها ۱۲ میلیارد بشکه نفت را از حالت بالقوه به ذخایر بالفعل در مدت ۱۵ سال آینده تبدیل نماییم؛ میزان بهره‌برداری روزانه کشور را می‌توان در میزان فعلی ثابت نگه داشت و از تعداد چاه‌های مورد نیاز نیز به میزان وسیعی کاست.

تزریق گاز در مخازن خشکی، دو نوع است:

۱. مخازنی که فشار آنها بالاتر از فشار نقطه جوش نفت آن مخزن است. با تزریق گاز در این نوع مخازن - که حدود ۲۰ نمونه آن در کشور ما وجود دارد - به ازای تزریق حدود هر ۲۵۰۰ پای مکعب، یک بشکه نفت بلافاصله از آنها حاصل خواهد شد. در صورتی که قیمت نفت خام ۲٤ دلار برای هر بشکه در نظر گرفته شود «قیمت سایه‌ای» گازِ تزریقی حدود ۹/٦ دلار برای هر هزار پای مکعب خواهد بود. این رقم، حدود ۳ تا ٤ برابر ارزش گازی است که به ترکیه صادر می‌شود.

۲. مخازنی که کلاهک گازی دارند. برای به دست آوردن یک بشکه نفت اضافی در این نوع مخازن احتیاج به تزریق ۳ تا ٤ هزار پای مکعب گاز است. در این مورد نیز «قیمت سایه‌ای» گاز تزریقی، معادل ٦ تا ۸ دلار خواهد شد. این رقم نیز حدود ۲ تا ۳ برابر ارزش

گاز صادراتی است. ضمناً نباید فراموش کرد که در هر دو حالت، گازهای تزریقی برای نسل‌های آینده ذخیره می‌شود.

ممکن است که گفته شود با توجه به مصارف داخلی گاز، حجم عظیم گازِ مورد نیاز جهت تزریق را به چه نحوی باید تأمین نماییم؟ جواب این سؤال بسیار روشن است: اولاً بالا بردن سطح تولید از هریک از فازهای ۱ تا ۸ پارس جنوبی به حدود دو برابر میزان فعلی.ثانیاً استفاده از سایر مخازن گازیِ دریایی موجود مانند پارس شمالی - مخازن G و F واقع در خلیج فارس - که عموماً میعانات کمی دارند و می‌توان از آنها مستقیماً جهت تزریق استفاده نمود.

بنابراین، دو راه برایمان وجود دارد: اولاً اتخاذ سیاست فروش گاز به انواع مختلف. ثانیاً تزریق گاز در مخازن نفتی کشورمان و فروش تدریجی آن از ۱۵ سال آینده به بعد با سرمایه‌گذاری کم‌تر. بدیهی است که با اتخاذ راه حل دوم، می‌توان ضمن بالفعل نمودن حدود ٤٥ میلیارد بشکه نفت بالقوه کشورمان، گاز ذخیره شده را نیز با قیمت‌های به مراتب بالاتری در آینده فروخت و بدین وسیله، منافع نسل‌های آینده را در این ثروت خدادادی رعایت کرد.

۱۸. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در خاتمه به این نکته اشاره می‌کنیم که تولید صیانتی از ذخایر عظیم نفت و گاز کشور مستلزم رعایت موارد زیر است.

۱. شناخت دقیق ساختار ذخایر نفت و گاز و توجه کافی به مطالعات کارشناسی انجام شده در اثبات اولویت تزریق گاز در مقایسه با تزریق آب در میدانهای نفتی کشور و توسعه این گونه مطالعات کارشناسی.

۲. آشنایی با روشهای زیرکانه شرکتهای خارجی در عقد قراردادهای بیع متقابل که نوعاً مبتنی بر بالا نشان دادن هزینه‌ها و دلسوزی برای منافع خود و عدم رعایت منافع نسلهای آینده کشور است.

۳. بازنگری در استراتژی صدور گاز و انجام مطالعات کارشناسی برای آزمون این فرضیه که وضعیت حاکم بر اقتصاد سیاسی نفت و گاز در جهان و به ویژه در خلیج فارس، دلالت بر این می‌کند که صدور گاز به‌مقاصد نزدیک ازطریق احداث خط لوله یا به مقاصد دور از طریق LNG تا ۲۰-۱۵ سال آینده، چیزی جز تأمین منافع غرب نیست.

٤. برنامه‌ریزی اساسی و ضربتی برای تقویت کادر مسئولان فنی و بین‌المللی دستگاه نفت کشور.

۵. آشنایی بیشتر نمایندگان محترم مجلس شورای اسلامی با ابعاد فنی، اقتصادی و سیاسی پروژه‌های کلان در نفت و گاز.

٦. تقویت سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور در جهت انجام مطالعات جامع فنی و اقتصادی در تعیین اولویت‌ها و نیازهای کشور به منابع انرژی و به درآمدهای حاصل از صادرات انرژی در میان مدت و بلندمدت.

۷. توجه بیشتر به نظریات متخصصان ایرانی و تکیه نکردن مسئولین و سیاستگذاران نفت و گاز کشور بر ادعاهای شرکتهای خارجی، قبل از انجام مطالعات کارشناسی دقیق. در این زمینه، توصیه می‌شود که مسئولان و مدیران غیرفنی رده‌های بالای دستگاه نفت، هر چه بیشتر با کلیات مسائل فنی و تخصصی، به ویژه در حوزه‌هایی که شرکتهای خارجی فعال هستند، آشنا شوند.

مقاله دوم: ضرورت تزریق گاز به میدانهای نفتی

تحلیلی بر بخش بالادستی گزارش وزارت نفت

تحت عنوان «*نفت و توسعه ـ گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۷۹ـ۱۳۷۶*»

۱. ضرورت تزریق گاز به میدان‌های نفتی

وزیر نفت در پیشگفتار این گزارش[1] با اشاره به تزریق گاز به میدانهای نفتی، متذکر شده است که «کمبود گاز برای تزریق در میدانهای نفتی، ضایعاتی جبران‌ناپذیر به همراه داشته و دارد». براساس همین گزارش، تزریق گاز در طول مدت ٤ سال، از میزان متوسط روزانه ۵۸/۳ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۵ به روزانه ۷۱/۱٤ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۹ افزایش یافته است.

برنامه و پروژه‌های تزریق گاز در سالهای قبل از انقلاب، حدود ۲۵۰ میلیون مترمکعب در روز بوده است. قرار بر این بود که از سال ۱۳٦۰ ضمن تزریق حجم مذکور، گازی در نواحی خشکی سوزانده نشود. متأسفانه به علت شروع جنگ تحمیلی، انجام این پروژه عظیم میسر نگردید. لازم به یادآوری است که:

---

۱. *نفت و توسعه*، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت (۱۳۷۹-۱۳۷٦)، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۸. در این مقاله هرجا از «گزارش وزارت نفت» نامبرده شده منظور همین گزارش است.

۱. اختصاص این حجم گاز شامل کلیه گازهای موجود در ناحیه کنسرسیوم سابق و میدان گازی آغار می‌باشد. میدان آغار نیز که خارج از ناحیه کنسرسیوم سابق بود به پیشنهاد نگارنده در اختیار پروژه تزریق گذاشته شد.

۲. در آن زمان اطلاعی از وجود میدان پارس جنوبی در دست نبود.

۳. گاز میدان پازنان نیز در اختیار پروژه تزریق گاز گذاشته شد هرچند که این امر منجر به از دست دادن مقدار قابل ملاحظه‌ای نفت از ناحیه نفتی این میدان می‌شد.

٤. قرار بود بیش از ۲٤۰ میلیون متر مکعب از گازهای تزریقی تنها، به میدان‌های گچساران، مارون، آغاجاری، کرنج، پارسی و بی‌بی حکیمه اختصاص یابد.

اکنون پس از گذشت ۲۳ سال و کاهش حدود ۲۳ میلیارد بشکه از ذخایر نفتی، همچنین با کاهش قابل ملاحظه فشار مخازن اصلی کشور و اضافه شدن مخازن جدید به لیست قبلی، حجم گاز بیش‌تری جهت تزریق در این مخازن ، مورد نیاز است. با یک حساب ساده می‌توان نشان داد که برای جبران تأخیر تزریق گاز به مخازن اصلی و جدید، حداقل حدود ٦۰۰ میلیون مترمکعب گاز در روز مورد نیاز است. اکنون روزانه هنوز حدود ۵۰ میلیون مترمکعب از گازهای همراه میادین مختلف کشور می‌سوزد و پروژه خاصی جهت جمع‌آوری و تزریق آنها وجود ندارد. در مقابل، برای صدور گاز از طریق مایع نمودن گاز LNG و حمل آن به مسافت‌های دور، اجازه ٤/۵ میلیارد دلار از مجلس شورای اسلامی اخذ شده است. صدور گاز از این طریق، نیازمند سرمایه‌های کلان است و در مقایسه با تزریق به مخازن نفت، دارای درآمدهای بسیار پایین‌تری است.

نکته حائز اهمیت این است که قطر با هدف صدور سالانه ۳۰ میلیون تن گاز مایع (LNG)[1]، اکنون به بیش‌تر مخازن کوچک نفتی خود گاز تزریق می‌کند و برای استفاده از کندانسه حاصل از استخراج گاز خود، چاره‌ای جز صدور گاز مایع ندارد؛ زیرا در غیر این صورت راهی بجز سوزاندن این گازها موجود نیست. در چنین وضعیتی، صدور گاز مایع قطر نمی‌تواند مبنای این استدلال قرار بگیرد که اگر ایران با قطر در صدور گاز رقابت نکند

1. Liquified Natural Gas

بازار جهانی را از دست خواهد داد. شایسته است کشور ما مانند قطر پس از تکمیل تزریق گاز در کلیه مخازن نفتی، اضافه بر آن را با لوله یا با کشتی (LNG) به کشورهای دیگر صادر نماید و مسئله از دست دادن بازار در آن سالها به هیچ وجه من‌الوجوه برای کشورمان وجود ندارد.

وزارت نفت، در جهت فروش گاز به کشورهای همسایه در سالهای اخیر سعی و کوشش فراوانی نموده است. البته ممکن است اظهار شود که کوشش برای صدور گاز به هند و پاکستان جهت جلوگیری از صدور گاز قطر به این کشورها انجام می‌گیرد. در این صورت راه حل پیشنهادی[1] این است که وزارت نفت به عنوان واسطه وارد عمل شود و ارسال گاز قطر را از طریق ایران به کشورهای هند و پاکستان پیگیری نماید. بدین ترتیب، ضمن دریافت حق ترانزیت، اختیار خط انتقال را در دست خواهد داشت و موقعیت خود را نیز به نحو مؤثرتری حفظ می‌نماید.

علاوه بر نکات بالا، باید توجه داشت که کلیه پروژه‌های بیع متقابل ـ که در سالهای اخیر امضا شده است عمدتاً براساس تزریق آب یا با سرعت دادن به آبرانی مخازن نفتی بوده که برای تولید صیانتی از میادین نفتی، بسیار مضر است.

در این زمینه، مسائل زیر مطرح می‌شود:

۱. آیا عملکرد وزارت نفت واقعاً در جهت تحقق هدف این وزارتخانه مبنی بر جلوگیری از «*خسارات جبران‌ناپذیر عدم تزریق گاز*» در میادین نفتی ایران بوده است یا برعکس، کوشش این وزارتخانه در جهت صدور گاز بیشتر به کشورهای همسایه متمرکز شده است؟ عرضه گاز به قیمت معادل حرارتی نفت کوره که حدود ۵ دلار پایین‌تر از قیمت نفت‌خام است در واقع، کمک و مساعدت به کشورهای مصرف‌کننده خواهد بود؛ زیرا در غیر این صورت کشور مصرف کننده باید از فرآورده‌های نفتی با قیمتی بالاتر از

---

۱. این پیشنهاد طی گزارشی در تاریخ ۱۳۷٤/۵/۳۰ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال شد و ایشان طی پی‌نوشتی به وزیر نفت، آقای آقازاده نوشتند که «بررسی کنید و توضیح دهید».

قیمت نفت‌خام استفاده نماید. اگر مطرح شود که ارسال گاز به آن کشورها مستلزم سرمایه‌گذاری است باید گفت که تصفیه نفت خام نیز احتیاج به سرمایه‌گذاری اضافی دارد.

۲. آیا صدور گاز در مقایسه با تزریق آن در مخازن نفتی کشور، درآمد و مزیت بیش‌تری دارد؟

عدم تزریق گاز به میزان لازم و کافی به میدانهای نفتی کشور که «***با خسارات جبران ناپذیری همراه است***» به علت ***کمبود*** آن است و این کمبود به علت صدور آن است. به عبارت دیگر، سیاست گازی کشور براساس عدم استفاده لازم و کافی از آن برای بالفعل نمودن ذخایر نفتی بالقوه کشور و همچنین سعی در جهت ارسال گاز به همسایگان نزدیک و دور استوار است.

۳. با توجه به اظهارات وزیر نفت «***کمبود گاز برای تزریق در میدان‌های نفتی، خسارات جبران‌ناپذیری به همراه داشته و دارد***» آیا این کمبود، تنها در مورد تزریق گاز به مخازن نفتی کشورصادق است و ***کمبودی*** جهت ***صدور*** گاز به هند، پاکستان و اروپا وجود ندارد؟

٤. چرا به موازات سرمایه‌گذاری‌های عظیم مطالعاتی در مورد صدور گاز به هند و پاکستان و پروژه‌های LNG چنین سرمایه‌گذاری‌هایی در مورد تزریق گاز به مخازن نفتی ایران به میزان لازم انجام نگرفته است؟

۵. آیا با تخصیص دو فاز میدان پارس جنوبی جهت تزریق به میدان آغاجاری، دیگر نیازی به تزریق گاز در سایر مخازن نفتی ایران به میزان لازم و کافی نیست؟ البته نباید فراموش کرد که از نظر تزریق گاز، میدان آغاجاری در مقایسه با سایر میادین از اولویت پایین‌تری برخوردار است.

٦. آیا حدود یک میلیارد دلار سرمایه‌گذاری جهت توسعه میدان پارس شمالی و تزریق روزانه ۲/۵ میلیارد پای مکعب گاز به مخازن نفتی کشور و همچنین برداشت بیش از صد هزار بشکهٔ نفت اضافی در روز، مقرون به صرفه است یا با همان میزان سرمایه‌گذاری و برداشت احتمالی صد هزار بشکهٔ نفت سنگین میدان سروش با ارزش صادراتی بشکه‌ای ٦ دلار ارزان‌تر؟

۲. مبنای برنامه‌ریزی وزارت نفت

در مقدمه‌ای که در صفحه ۱۷ گزارش وزارت نفت آمده، چنین عنوان شده است:«نفت هنوز تأمین‌کننده حدود ۸۰ درصد درآمد ارزی... مورد نیاز کشور است... لازم است... از هم اکنون اقدام‌های جدی درخصوص افزایش توان تولید... صورت گیرد». همچنین در صفحه ۲۱ این گزارش چنین می‌خوانیم: «درسال ۲۰۲۰ و در محدودترین گزینه و برای این که کشور ما تنها سهم خود را در بازار جهانی نفت حفظ کند باید تولید کشور به حدود ۶/۵میلیون بشکه در روز افزایش یابد».

محاسبات وزارت نفت مبتنی بر آمارهای منتشرهٔ وزارت انرژی امریکا (DOE)[1]، مؤسسه EIA[2] و دبیرخانه اوپک است. دبیرخانه اوپک تقاضای جهانی نفت را در سال ۲۰۲۰ حدود ۱۰۰ میلیون بشکه در روز پیش‌بینی نموده است؛ در حالی که وزارت انرژی امریکا (DOE) این رقم را ۱۱۵میلیون بشکه در روز گزارش کرده است. این در حالی است که حتی پیش‌بینی‌های دبیرخانه اوپک در سالهای اخیر، نوعاً بالاتر از میزان واقعی بوده است. در صورت استفاده از پیش‌بینی دبیرخانه اوپک و در صورتی که اصل نگهداری سهمیه فعلی ایران (۵/۶درصد) در ۲۰ سال آینده، دارای منطق و اصول صحیحی باشد (که خود قابل تأمل است)، سقف تولید ایران حدود ۵/۶ میلیون بشکه در روز خواهد بود؛ در حالی که براساس پیش‌بینی وزارت انرژی امریکا این رقم به ۶/۵میلیون بشکه در روز بالغ می‌گردد.

پیش‌بینی وزارت انرژی امریکا در مورد سهمیه صادرات اوپک برای سال ۲۰۰۵، حدود ۳۵ میلیون بشکه در نظر گرفته شده است[3]؛ در حالی که مؤسسات دیگر، آن را حدود ۲۵/۹میلیون بشکه پیش‌بینی نموده‌اند.[4] اختلاف این دو پیش‌بینی، بیش از ۹ میلیون بشکه در روز است. در حال حاضر، میزان تولید توافق شده بین کشورهای اوپک، حدود ۲۲/۵میلیون

---

1. Department of Energy
2. Energy Information Administration

۳. صفحه ۲۰ گزارش وزارت نفت.

٤. گزارش IEA تحت عنوان سناریو با قیمت ۲۰-۱۵ دلار برای هر بشکه در ماه آوریل ۱۹۹۹ در لندن منتشر شد و نگارنده طی گزارش مورخ ۱۳۷۸/۵/۱۸ آن را خدمت آقای خاتمی رئیس جمهور محترم ارسال نموده است.

بشکه در روز است که براساس اطلاعات موجود احتمالاً تا آخر سال ۲۰۰۲ ادامه خواهد داشت. استفاده از چنین ارقام و آمارهای نامطمئن جهت برنامه‌ریزی کلان کشور با سرمایه‌گذاری‌های چندین میلیارد دلاری، می‌تواند گمراه‌کننده باشد؛ ضمن این‌که کشور ما دارای چنان توانایی مالی و اقتصادی نیست که بتواند این گونه خطرات مالی را بپذیرد. البته بخش عظیمی از این سرمایه‌گذاریها به اقتصاد کشورهای بزرگ صنعتی کمک کرده و با ایجاد ظرفیت بیش از نیاز، در پایین نگه داشتن قیمت نفت و یا برای تأمین امنیت عرضه نفت در سطح جهانی استفاده می‌شود.

در ابتدای سال ۲۰۰۲ شاهد چنین وضعیتی با مقیاسی کوچک‌تر بودیم. در حالی که حدود ۱۹۰ هزار بشکه در روز از تولیدات میدان‌های ابوذر (۱٤۰ هزار بشکه در روز) و هندیجان و بهرگانسر (۵۰ هزار بشکه در روز) کاهش یافته است، ولی به علت سرمایه‌گذاری حدود یک میلیارد دلاری در مخزن سروش، روزانه حدود ٦۰ هزار بشکه نفت سنگین با قیمت حدود ٦ دلار پایین‌تر از قیمت متوسط نفت کشور، صادر می‌شود. به عبارت ساده‌تر، در حالی که کلیه هزینه‌های تولید مخازن ابوذر، هندیجان، بهرگانسر و غیره پرداخت می‌شود با سرمایه‌گذاری کلان، از مخزن سروش که هزینه تولید آن بسیار بالاتر از سایر مخازن کشور است، بهره‌برداری می‌نمودند.

اهم نکات و فرضیات مطرح شده در گزارش وزارت نفت به قرار زیر است:

۱. برنامه‌ریزی ۲۰ سالهٔ نفتی کشور براساس اطلاعات آماریِ وزارت انرژی امریکا مبنی بر سهمیه کشورهای اوپک و تقاضای جهانی نفت، پایه‌گذاری شده است. در ادامه بحث به این نکته اشاره می‌کنیم که اولاً این آمارها از مبانی علمی کافی برخوردار نیست، ثانیاً در برنامه‌ریزی بخش عظیم نفت و گاز کشورمان نباید صرفاً به یک یا دو منبع آماری اکتفا کرد که دارای پایه و اساس صحیحی نیست.

۲. میزان سهمیه کشورهای اوپک[1] در سال‌های ۲۰۰۵، ۲۰۱۰، ۲۰۱۵ و ۲۰۲۰ به ترتیب ۳۵، ۳۸/۸، ۴۳/۵ و ۵۰/۹ میلیون بشکه در روز پیش بینی شده است؛ در حالی که در سال ۲۰۰۲ سهمیه اوپک حدود ۲۲/۵ میلیون بشکه در روز است.

۳. وزارت نفت مبنای برنامه‌ریزی تولیدات نفت را استمرار وابستگی به احتیاجات ارزی حاصل از صادرات نفت قرار داده است ، اما توجه کافی به نیاز بلند مدت اقتصاد کشور به درآمدهای ارزی نشده است. چنین نگرشی به تولید نفت، می‌تواند بسیاری از نقایص و کاستی‌های موجود را در پروژه‌های سرمایه‌گذاری نفتی مانند پروژه‌های سیری، درود، سروش و جز اینها توجیه کند؛ همچنین می‌تواند زمینه لازم را برای پذیرش ضرورت مازاد ظرفیت تولید فراهم آورد. بدیهی است در وضعیتی که تولیدکنندگان بزرگ در اوپک دارای مازاد ظرفیت‌های تولید هستند کشور ما فرصت مناسب را برای بهره‌برداری از مازاد ظرفیت تولید در کوتاه مدت و میان مدت نخواهد داشت.

جدول‌های مندرج در صفحات ۱۹ و ۲۰ و ۲۱ گزارش وزارت نفت، بیانگر نکات و فرضیات موجود در این گزارش است که در جدول شماره ۱ منعکس شده است.

جدول شماره ۱- دورنمای تولید، صادرات و مصرف نفت خام

سال	۲۰۰۲	۲۰۰۵	۲۰۱۰	۲۰۲۰	واحد
تقاضای جهانی	۷۵	۸۷/۷	۹۶/۶	۱۱۵/۴	میلیون بشکه درروز
سهمیه اوپک	۲۲/۵	۳۵	۳۸/۸	۵۰/۹	میلیون بشکه درروز
کل تولید ایران	۳/۲	۴/۵	۵/۲۵	۶/۵	میلیون بشکه در روز
صادرات ایران	۱/۶	۲/۹	۲/۹	۳/۶	میلیون بشکه در روز
مصرف داخلی	۱/۶	۱/۶	۲/۲۵	۲/۹	میلیون بشکه در روز
درآمد ارزی	۱۱/۰۰	۱۹/۱	۱۹/۱	۲۵/۸	میلیارد دلار
صادرات عربستان	۷/۵۳	۱۲/۵	۱۳/۵	۲۰/۷	میلیون بشکه در روز
صادرات ونزوئلا	۲/۴۹	۴/۲	۴/۷	۵/۶	میلیون بشکه در روز

لازم به تذکر است که ارقام مربوط به سال ۲۰۰۲ حدوداً واقعی است که نگارنده به این جدول اضافه کرده است. اختلاف شدید بین ارقام تولید سال ۲۰۰۲ (واقعی) و ۲۰۰۵

۱. صفحه ۲۰ گزارش وزارت نفت.

(پیش‌بینی شده) نشانگر احتمال بسیار ضعیف تحقق این پیش‌بینی‌هاست. به عنوان مثال، اختلاف سهمیه اوپک در سالهای ۲۰۰۲ و ۲۰۰۵ بالغ بر ۱۲/۵ میلیون بشکه در روز است. معنای این حرف این است که در ۳ سال آینده، سهمیه اوپک سالانه ٤میلیون بشکه در روز افزایش خواهد یافت. پیش‌بینی هایی که مؤسسات دیگر درهمین مورد انجام دادند[1] سهمیه اوپک را در سال ۲۰۰۵ حدود ۲۵/۹ میلیون بشکه در روز برآورد کردند که با میزان سهمیه اوپک در سال ۲۰۰۲ حدود ۳/٤ میلیون بشکه درروز اختلاف دارد. بنابراین، ناصحیح بودن آمار مورد استفاده وزارت نفت و بهره‌برداری از جهت برنامه‌ریزی ۲۰ ساله کشور، کاملاً مشهود است.

در جدول مندرج در صفحه ۲۰ گزارش وزارت نفت ملاحظه می‌شود که درسال ۲۰۲۰ صادرات کشورهای کویت، عربستان، امارات و ونزوئلا به ترتیب ٤/۸، ۲۰/۷، ٤/۹ و ۵/٦ میلیون بشکه در روز خواهد بود. این ارقام، تنها شامل صادرات بوده و مصارف داخلی آن کشورها منظور نشده است.

مروری بر این آمار و ارقام نشان می‌دهد که تهیه کنندگان آن با اعمال دیدگاه سیاسی، اقتصادی و منطقه‌ای خاص خود، آن را تدوین نموده‌اند که تا حدی قابل درک نیز هست. مفید است که با صرف وقت و سرمایه‌گذاری لازم، امکانات و موقعیت ذخایر نفتی هر یک از کشورهای مذکور را تا حد لازم ، مطالعه نمود و پس از اطمینان از توانایی تولید نفت در این کشورها آن را به عنوان پایه و اساس کار خود قرار داد.

این حقیقت که سطح تولید چند سال پیش عربستان، روزانه حدود ۱۱/۵ میلیون بشکه بوده است و این کشور تصمیم گرفته سطح تولید را به ۸/۵ میلیون بشکه در روز کاهش دهد، این نکته را روشن می‌کند که مخازن عربستان با اشکالات فنی متعددی رو به رو گردیده است؛ به خصوص میدان قوار که بخش اعظم تولید رابر عهده دارد دچار آبزدگی شدید شده بود. مطالعاتی که مهندسان مشاور امریکایی درآن زمان انجام دادند نشان داد که سطح تولید مخازن آن کشور به خصوص مخزن قوار، باید به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش

---

۱. گزارش IEA تحت عنوان سناریو با قیمت ۲۰-۱۵ دلار برای هر بشکه، آوریل ۱۹۹۹ - لندن.

یابد. به همین دلیل عربستان به تدریج میزان تولید را کاهش داد به نحوی که اکنون سالهاست از سطح تولید ۱۱/۵ میلیون بشکه در روز فاصله گرفته است.

اکتشافات جدید عربستان، هشت مخزن جدید را شامل می‌شود و کلاً دارای قدرت تولید پایینی است. از طرف دیگر براساس پیش بینی وزارت انرژی امریکا با تولید متوسط ۱۳/۵ میلیون بشکه نفت در روز در مدت ۲۰ سال آینده - که معادل ٤/۹ میلیارد بشکه در سال است - ذخایر نفتی عربستان بیش از ۹۸ میلیارد بشکه کاهش خواهد داشت. بنابراین ذخایر نفتی این کشور از رقم واقعی حدوداً ۲۰۰ میلیارد بشکه، به حدود ۱۰۰ میلیارد بشکه تنزل خواهد کرد. اگر این ذخایر بر مبنای ٤ درصد در سال مورد بهره‌برداری قرار گیرد حداکثر تولید سالیانه عربستان به حدود ٤ میلیارد بشکه - یعنی معادل ۱۱ میلیون بشکه در روز - خواهد رسید. همان گونه که در بالا اشاره شد این کشور قادر به استمرار چنین‌سطح تولید و در عین حال تولید صیانتی نخواهد بود. لازم به تذکر است که نسبت تولید سالیانه به ذخایر واقعی این کشور هم‌اکنون حدود ۲ درصد در سال است.

در این مورد لازم است توجه داشت که بخش اعظم تولید عربستان از میدان قوار است که حدوداً نیمی از ذخایر عربستان را شامل می‌شود و دارای توانایی تولید صیانتی حدود ۳/۵ میلیون بشکه نفت در روز است. اگر قرار شود این سطح تولید به حدود دو برابر افزایش یابد، صدماتی شدیدتر از آن‌چه حدود ۲۰ سال پیش روی داد به وجود خواهد آمد. با اطمینان می‌توان ادعا نمود این امکان که عربستان بتواند به سقف تولید حدوداً ۲۲ میلیون بشکه در روز برسد نه تنها کاملاً غیرعملی است بلکه برنامه‌ریزان نفت آن کشور نیز چنین هدفی با مقیاس فوق را دنبال نمی‌کنند.

بالا بردن سطح تولید ونزوئلا به رقمی حدود ٦/۵ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰ - شامل صادرات و مصرف داخلی آن کشور - نیز از محالات به نظر می‌رسد.

دولت کویت درسال گذشته - که دولت امریکا فشار زیادی به کشورهای عربی (به خصوص کویت) جهت بالا بردن سطح تولید وارد آورد - رسماً اعلام کرد که قادر به بالا بردن سطح تولید خود به بیش از ۲/۲ میلیون بشکه درروز نخواهد بود. معلوم نیست این

کشوربر چه پایه و اساسی می‌تواند با توجه به کاهش میزان ذخایر نفتی خود در ۲۰ سال آینده، سطح تولید را به بیش از دو برابرمیزان فعلی آن افزایش دهد.

به همین طریق کشور امارات متحده نیز دارای توان تولید ۵ میلیون بشکه در روز نخواهد بود. سایر کشورهای تولید کننده نفت مانند مکزیک، انگلستان و نروژ نه تنها نخواهند توانست در ۲۰ سال آینده تولید خود را در حدود سطح فعلی حفظ نمایند، بلکه امکان کاهش آن نیز بسیار محتمل است و کشورهای مذکور، چنین حقیقتی را انکار نمی‌کنند.[۱]

با آشنایی نزدیک نگارنده با موقعیت مخازن نفتی و گازی کشور مکزیک، با اطمینان می‌توان گفت که از حدود ۵ سال آینده، تولید نفت مکزیک نزدیک به یک میلیون بشکه در روز کاهش خواهد یافت.[۲] ملاحظه می‌شود که در پیش‌بینی‌های وزارت انرژی امریکا چنین کاهشی منظور نشده است؛ لذا آمار و ارقام ارائه شده در جدول مذکور (DOE) که مورد استفاده وزارت نفت قرار گرفته است دارای پایه و اساس صحیحی نیست.

از مطالب بالا می‌توان نتایج زیر را به دست آورد:

۱. احتمالاً از سالهای ۲۰۱۰ به بعد بحران کمبود عرضه نفت در جهان شروع شده و در نتیجه، قیمت نفت‌به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش یابد.

۲. بخش قابل ملاحظه‌ای از گازهای مصرفی کشورهای اروپایی از طریق گازهای همراه تأمین می‌شود؛ لذا با کاهش تولید نفت دریای شمال، کمبود عرضه گاز از حدود سال ۲۰۱۵ به بعد در اروپا اجتناب‌ناپذیر است. بنابراین به موازات افزایش قیمت نفت و کمبود عرضه گاز، قیمت گاز به میزان بیش‌تری افزایش خواهد یافت.

۳. پایین بودن ارزش فروش گاز در کشور که تاکنون براساس معادل حرارتی نفت کوره، قیمت‌گذاری شده است و همچنین نیاز شدید به تزریق گاز در مخازن کشور که از نظر اقتصادی و صیانتی، ارزش افزودهٔ غیرقابل انکاری دارد، دلالت بر این می‌کند که هرگونه صدور گاز به کشورهای همسایه یا دورتر از طریق خط لوله یا LNG که خلاف

---

۱. اطلاعات و مذاکرات نگارنده با کارشناسان نفتی نروژ، انگلستان و مکزیک.

۲. این مطلب به اطلاع مسئولان شرکت نفت آن کشور (PEMEX) با اعداد و ارقام کامل رسیده است.

اصول اقتصادی و منافع ملی است، نیاز به مطالعه مجدد دارد و شایسته است که از هرگونه اقدام در این جهت تا سال‌های ۲۰۱۵ یا بعد از آن خودداری شود.

٤. با توجه به ذخایر بالفعل کشور، امکان بالا بردن سقف تولید به بیش از ٤ میلیون بشکه در روز در بلندمدت، غیرعملی و حتی محال است؛ لذا هرگونه سرمایه‌گذاری در این مورد، بی‌فایده و باعث اتلاف سرمایه‌های ملی خواهد شد.

۵. در صورتی که وزارت نفت با برنامه‌ریزی صحیح بتواند ظرفیت تولید کشور را حدود ٤ میلیون بشکه در روز در میان مدت نگهداری نماید وظیفه اصلی خود را انجام داده و انتظار بیش‌تری از این دستگاه نباید داشت.

٦. برنامه‌ریزی ارزی کشور باید براساس متوسط تولید، حدود ۳/۵ میلیون بشکه در روز با توجه به‌مصرف داخلی و برآورد صحیح از قیمت نفت خام انجام گیرد تا با توجه به تعهدات ارزی که در سالهای آینده به شرکتهای سرمایه‌گذار در بیع متقابل پرداخت می‌شود میزان خالص ارز حاصل از صادرات نفت دچار اشکال نشود و به نحو شفاف‌تری در بودجه کشور منعکس گردد.

۷. براساس بند (٦) مذکور در بالا، این امکان وجود دارد که کشور با کمبود درآمدهای ارزی در سالهای آتی روبه‌رو شود؛ لذا به نظر می‌رسد چاره‌ای جز محدود نمودن بخشی از هر یک از پروژه‌های بیع متقابل در دست اجرا به جز پارس جنوبی وجود ندارد. با حذف بخشی از پروژه‌های کم اهمیت یا با بازده پایین و یا حتی ضرر ده حداقل می‌توان چند میلیارد دلاراز سرمایه‌گذاریها را کاهش داد.

در این مورد لازم است هر چه زودتر نسبت به مطالعه بخش‌هایی که با حذف موقتی یا دائمی آنها اشکالی برای پروژه‌ها ایجاد نمی‌شود، اقدام نمود و در مورد انجام آن، هر چه سریع‌تر عمل کرد.

۸. در برنامه‌ریزی توسعهٔ تولید نفت باید اطلاعات ذخایر نفت خام کشور رابه نحو صحیح و علمی مطالعه کرد و سپس براساس آن، امکان حفظ یا بالا بردن سقف تولید را بررسی نمود؛ نه آن که رسیدن به سقف تولید ٦/۵ میلیون بشکه در روز را بدون توجه به

امکانات واقعی و حقیقیِ ذخایر نفت خام کشور، هدف قرار داد و سپس طرق مختلف تحقق غیر علمی آن را به آینده سپرد.

متأسفانه در عمل، بدون توجه به میزان ذخایر واقعی و بالفعل کشور و بدون توجه به ابعاد فنی، صرفاً از مفروضات و آمار غیرحقیقی استفاده شده؛ به گونه‌ای که رقم تولید در سال ۲۰۲۰ به ٦/٥ میلیون بشکه در روز بالغ گردیده است.

۳. روش اجرایی سیاست افزایش تولید و توسعه ظرفیت

میزان ذخایر نفت خام بالفعل ایران با توجه به اکتشافات جدید، حدود ۳۷ میلیارد بشکه است.[1] اگر سقف تولید فعلی ـ که حدود ۳/٥ میلیون بشکه در روز است ـ تا سال ۲۰۲۰ ادامه یابد، حدود ۲٤ میلیارد بشکه ازذخایر نفت خام کشور استخراج خواهد شد. لذا نه تنها اجرای چنین برنامه‌ای غیر عملی است بلکه درصورت انجام آن، جهت نگهداری این سقف تولید، به بیش از ۳۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری برای حفر چاههای جدید و تأسیس دستگاه‌های نمک زدایی و غیره نیاز خواهد بود؛ وانگهی این برنامه‌ریزی، صدمه بسیار شدید صیانتی نیز به مخازن ایران وارد خواهد کرد.

می‌دانیم نزدیک به ۹۰ درصد از مخازن نفت کشور از نوع مخازن شکاف دار است. مخازن شکاف‌دار، دو بخش شکافها و ماتریسها (سنگ‌هایی با نفوذپذیری بسیار پایین) را شامل می‌شود. شکافها حدود ۱۰ درصد و ماتریسها حدود ۹۰ درصد نفت قابل بهره‌برداری در این نوع مخازن را دربردارند. نفت موجود درشکاف‌ها را می‌توان تقریباً تا سقف ۱۰۰ درصد به وسیله تزریق آب یا گاز تخلیه نمود، اما با حفر چاههای جدید نمی‌توان به تولیدات بیش‌تری از ماتریسها دست یافت؛ هر چند ممکن است درصدی از نفت موجود در شکافها را سریع‌تر استحصال نمود.

ملاحظه می‌شود که نفت قابل استحصال از مخازن نفت کشور مانند انباری نیست که به هر میزانی بتوان از آن به وسیله پمپ یا وسایل دیگر استخراج نمود؛ بلکه تنها به نحو خاص

---

۱. گزارشهای ارائه شده مناطق خشکی و اطلاعات نگارنده از مناطق دریایی و تاقدیس‌های کوچک موجود در کشور.

که مبتنی بر ضوابط علمی حرکت سیالات است عمل تخلیه انجام می‌گیرد. باید وسیله‌ای ایجاد نمود که نفت موجود در ماتریسها به نحو راحت‌تر و آسان‌تری براساس قانونمندی حرکت سیالات، وارد شکافها شود تا بتوان آن را استخراج نمود. تنها راه حل بهینه آن، تزریق گاز و بالا بردن فشار مخازن به حداکثر ممکن است.

بالا بردن سطح تولید از مخازن شکاف‌دار کشور و بدون انجام صحیح تزریق گاز باعث خواهد شد بهره‌برداری از شکافها با سرعت بیش‌تری انجام بگیرد و سطح «نفت-گاز» در شکاف‌ها با فاصله بیش‌تری از سطح «نفت-گاز» موجود در سنگ‌های اصلی یا ماتریسها قرار بگیرند. بدین ترتیب نفت استحصالی از سنگ مخزن (ماتریسها) نیازمند زمان طولانی‌تری است تا به سطح «نفت-گاز» شکافها برسد تا آن گاه بتوان به وسیله چاههای حفر شده آن را استخراج نمود. ملاحظه می‌شود که نگهداری سقف تولید فعلی تا سال ۲۰۲۰ کاری بس دشوار است و به سرمایه‌گذاری بسیار بالایی نیاز خواهد داشت. به نظر نگارنده، امکان بالا بردن سقف تولید حتی به رقم ٤/٥میلیون بشکه در روز غیرممکن‌است.[۱]

تنها راه حل نگهداری سقف تولید در دراز مدت، تزریق گاز به مخازن نفتی خشکی و دریایی به‌میزان کافی و لازم است تا بتوان بخش عظیمی از ذخایر بالقوه کشور را به ذخایر بالفعل تبدیل نمود.

تزریق گاز در مخازن با حجم فعلی، مشکلی را حل نمی‌کند و تنها می‌تواند تأثیر کمی در بالا بردن ذخایر بالفعل کشور داشته باشد. تنها با تزریق گاز به میزان لازم و کافی می‌توان ذخایر نفتی بالقوه کشور را به ذخایر بالفعل تبدیل نمود. نتیجه می‌گیریم با توجه به نیازی که به حجم عظیمی از گاز جهت تزریق در مخازن نفتی داریم حجم گاز ناچیزی جهت تزریق در نظر گرفته شده است.

جهت آشنایی بیش‌تر با مطالب فوق لازم است به چند نمونه اشاره کنیم. یکی ازطرح‌های چند صد میلیون دلاری شرکت ملی نفت ایران بالا بردن سطح تولیدِ مخازن

---

۱. این مطلب طی گزارشهای متعدد در سال ۱۳۷۱ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت و سپس در تاریخ ۱۳۷۹/۸/۱ با تفصیل و بررسی کامل خدمت آقای خاتمی رئیس جمهور محترم ارسال شده است.

نفتی خشکی به میزان ۸۰۰ هزار بشکه در روز است. دراین زمینه طرحی ارائه شد مبنی براین که با بالابردن نرخ تخلیه چند میدان نفتی و حفر بیش از ۱۵۰ حلقه چاه جدید می‌توان به هدف فوق دست یافت. براساس پیشنهاد فوق، شرکت ملی نفت ایران با طرح پروژه ضربتی «۸ میدان» شروع به کار نمود. خصوصیات این مخازن ومیزان بالا بردن تولید از آنها در جدول شماره ۲ نشان داده شده است.

جدول ۲- تولیدات فعلی و پیشنهادی ۸ مخزن نفتی

نام میدان	تولید فعلی به‌هزار بشکه در روز	تولید پیشنهادی به هزار بشکه در روز	اختلاف تولید پیشنهادی با فعلی به هزار بشکه در روز	نسبت تخلیه پیشنهادی به فعلی
۱- شادگان	٤٥	۷۵	۳۰	۱/٦۷
۲- منصوری(آسماری)	٤٥	۱۰۰	۵۵	۲/۲۲
۳- مارون(بنگستان)	۸	۵۰	٤۲	٦/۲۵
٤- کرنج	۲۰۰	٤۵۰	۲۵۰	۲/۲۵
۵- پارسی	۵۰	۲۰۰	۱۵۰	٤
٦- گچساران	٤۸۰	٦۰۰	۱۲۰	۱/۲۵
۷- پازنان	٤۸	۸۰	۳۲	۱/٦۷
۸- رگ سفید	۱۷۰	۳۰۰	۱۳۰	۱/۷٦
مجموع	۱۰٤٦	۱۸۵۵	۸۰۹	

منبع: گزارش عملکرد وزارت نفت ۱۳۸۰.

نگارنده به محض ملاحظه جدول فوق (حدود دو سال پیش) عدم توفیق صددرصد طرح میدانهای ٤ تا ۸ را به متصدیان پروژه متذکر شد[۱].

نگارنده با آشنایی واحاطه وسیع به مخازن نفتی ایران، در سال ۱۳۵۸ طی دستوری به مناطق جنوب، هر گونه بهره‌برداری ازمیدان کرنج را تا زمان تزریق گاز به حجم کافی و لازم ممنوع نمود. حجم گازموردنیاز برای تزریق بر اساس ۱۰۰ هزار بشکه تولید در روز،

۱. این موضوع را ضمن مشاهده برنامه طرح و مذاکره با مسئولان پروژهٔ بالا بردن سقف تولید، حضوراً به استحضار متصدیان رساندم.

حدود ۲۰۰ میلیون پای مکعب در روز است. با وجود این، مخزن مزبور به علت احتیاجات زمان جنگ ایران وعراق، شروع به تولید نمود ولی بعد از جنگ نیز تولید این مخزن، بیش از حد توانایی آن ادامه یافت؛ به نحوی که اکنون ـ همان‌گونه که در جدول فوق آمده است ـ روزانه حدود ۲۰۰ هزار بشکه از آن تولید می‌شود. در چند سال اخیر نیز به نحو غیرمستمر، روزانه به طور متوسط حدود ۷۵ میلیون پای مکعب گاز در این مخزن تزریق می‌گردد. این حجم گاز تزریقی، تقریباً معادل ۲۰ درصد حجم نفت خامی است که از این مخزن تولید می‌شود. استمرار تولید و عدم تزریق گاز با حجم کافی و لازم و عدم جبران معادل نفت و گاز بهره‌برداری شده در گذشته به وسیله گاز موجب شده است که این میدان اخیراً باکاهش فشارِ قابل ملاحظه‌ای رو به رو شود؛ به نحوی که در پی کاهش سقف تولید اوپک بهره‌برداری از این میدان موقتاً تعطیل شده است.

در نتیجه اگرسطح تولید میدان کرنج از ۲۰۰ هزار بشکه به ٤٥٠ هزار بشکه با هزینه گزاف حفر بیش از ۲۰ حلقه چاه جدید و سایر احتیاجات سطح الارضی آن، افزایش می‌یافت، با چه وضع ناهنجارتری در مقایسه با وضع موجود رو به رو می‌شدیم. سایر مخازن ٤ تا ۸ نیز درصورت عدم تزریق گاز به حجم کافی و لازم وافزایش تولید آن، به چنین سرنوشتی دچار خواهند شد.

از طرف دیگر نکته‌ای که مسئولان شرکت ملی نفت ایران از آن غافل هستند میزان و نرخ تولید از چهار مخزن اصلی آغاجاری، گچساران، مارون، اهواز و احتمالاً بی‌بی حکیمه می‌باشد. این مخازن هم‌اکنون با نرخ تولیدی بیش از ۲ برابر قبل از انقلاب از این مخازن بهره‌برداری می‌شود. این فشار بیش از حد به این مخازن باعث خواهد شد در مدت زمان کوتاهی (در حدود ٥ سال آینده) میزان تولید از آن‌ها به میزان وسیعی کاهش یافته به نحوی که با یک کاهش یک میلیون بشکه در روز روبه‌رو گردیم.

تنها با تزریق گاز به میزان لازم و کافی در مخازن نفتی کشور می‌توان سطح تولید فعلی را به نحوصحیح و سالمی برای نسلهای آینده ثابت نگه داشت. شواهد و دلایل مطمئنی

وجود دارد که تبدیل کردن ایران به صادر کننده گاز به نفع رقبای ماست.[۱] بنابر این با توجه به این نکته، سیاست عرضه گاز به کشورهای مختلف ـ که اخیراً وزارت نفت آن را به شدت پیگیری می‌کند ـ قابل تأمل است. در واقع با تزریق هر چه بیش‌تر گاز به مخازن نفت کشور تا سال ۲۰۱۵، این اروپاییان هستند که جهت خرید گاز به‌طرف ما دست دراز خواهند کرد و مصرانه متقاضی خرید بوده و حتی حاضر به سرمایه گذاری با شرایط مناسب‌تری در کشور ما خواهند بود.

از طرف دیگر تزریق گاز استحصالی ازپارس جنوبی یا منابع دیگر در مقایسه با صادرات آن دارای فواید و مزایای زیر است:

۱. با تزریق ٤-۲/۵ هزار پای مکعب گاز می‌توان یک بشکه نفت اضافی از میدانهای نفتی کشور به دست آورد. ارقام فوق بستگی به موقعیت و فشار هر یک از مخازن دارد؛ به نحوی که در حدود ۲۰ مخزن از مخازن نفت کشور می‌توان با تزریق حدود ۲/۵ هزار پای مکعب گاز یک بشکه نفت اضافی سریعاً استحصال نمود.

۲. درآمد حاصل از نفت اضافیِ قابل استحصال، معادل چندین برابر درآمد حاصل از صادرات همان حجم گاز به کشورهای همسایه است. این مطلب در مقاله قبلی با مثال بحث شده است.

۳. تنها راه جلوگیری از کاهش شدید میزان تولید از چهار مخازن اصلی با بیش از نیمی از تولید فعلی کشور تزریق گاز به میزان کافی و لازم در آن‌ها می‌باشد. در غیر این صورت باید انتظار کاهش شدید تولید از این مخازن را در سال‌های نزدیک داشته باشیم.

٤. تزریق گاز در مخازن نفتی کشور ضمن دارا بودن ارزش افزوده، برای نسل‌های آینده نیز نگهداری خواهد شد؛ در حالی که صدور گاز صرفاً کمکی به اقتصاد کشورهای همسایه است.

---

۱. این نکته طی نشست‌هایی در سالهای ۱۳۷٦ در بخش مطالعات بین‌المللی وزارت امور خارجه و سپس در سال ۱۳۸۰ در مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی ارائه شده است.

۵. تزریق گاز در مخازن نفتی کشور موجب استحصال نفت بیش‌تر از میادین کشور خواهد شد. در غیر این صورت این ذخایرِ خدادادی برای همیشه در اعماق زمین باقی خواهد ماند.

۶. با سرمایه‌گذاری جهت تزریق گاز به مخازن کشور، همراه با صرفه‌جویی وسیع در حفر چاه‌های جدید جهت تأمین سقف تولید و عدم نیاز به نصب دستگاه‌های نمک‌زدائی «فرازآوری گاز»[1] خواهد شد.

٤. نگاهی به پروژه‌های انجام شده یا در دست انجام

پروژه‌های بیع متقابل انجام شده مانند سیری «A»و «E» و یا پروژه‌های در دست انجام مانند پروژه‌های درود، سروش- نوروز، فروزان، سلمان و موارد دیگر، بدون توجه کافی به اصول مهندسی مخازن انجام گرفته است و در صورتی که هر چه زودتر نسبت به تصحیح آن‌ها اقدامی به عمل نیاید خسارات جبران‌ناپذیری به این مخازن وارد خواهد آمد.

در حال حاضر به علت کاهش سقف تولید ایران در اوپک به میزان حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز و یا به هر دلیل دیگر می‌توان بخشی از پروژه‌هایی را که در جهت صیانت از این مخازن نیست حذف نمود. ضمن این که با این عمل، میزان تعهدات وزارت نفت نیز در سالهای آینده به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت.

در این زمینه آن بخش از فعالیتی که می‌توان حذف کرد یا تغییرات منطقی در آنها داد به قرار زیر پیشنهاد می‌شود.

٤-١. پروژه سیری «A» و «E»

در حال حاضر تعدادی از چاههای میدان سیری با GOR (نسبت گاز به نفت) بسیار بالا استخراج می‌شود که صدمهٔ قابل ملاحظه‌ای به مخزن وارد می‌آورد و کاملاً مغایر با

1. Gaslift

بهره‌برداری صیانتی از این مخزن یا هر مخزن دیگر است.[۱] به عبارت دیگر، از یک طرف روزانه حدود ۱۵۰ هزار بشکه آب در این میدان تزریق می‌شود و از طرف دیگر حجم عظیمی گاز اضافی از آن بهره‌برداری می‌گردد که مغایر اصل تزریق و بالا نگه داشتن فشار مخزن است[۲]. لذا پیشنهاد می‌شود با بستن و یا پائین آوردن میزان تولید از چاه‌هایی که با GOR بالا بهره‌برداری می شود از سوزاندن و به هدر دادن گازها جلوگیری به عمل آید.

۲-٤. میدان درود

طی گزارشهای مختلفی در مورد زیان آور بودن تزریق آب در این میدان،[۳] پیشنهاد شده است که جهت اثبات این امر می‌توان به تجربه آزمایشگاهی روی آورد. بدین ترتیب که با استفاده از نمونه‌های سنگ مخزن و نمونه هایی از نفت و گاز موجود در مخزن، آثار تزریق آب و گاز را در استحصال نفت بایکدیگر مقایسه نمود. نتایج آزمایشگاهیِ آثار تزریق گاز در حدود ٦ سال قبل با نتایج بسیار مثبت (ضریب بهره‌دهی بیش از ٦٥ درصد) به اتمام رسید، اما متأسفانه در مورد انجام نتایج آزمایشگاهیِ آثار تزریق آب درهمان سنگ و مخزن - که کلیه تجهیزات آن نیز فراهم‌است - تاکنون توجهی نشده است.

توجه به این نکته نیز حائز اهمیت است که در فاصله مذاکرات و امضاء قرارداد با شرکت «الف» در مورد میدان درود، شرکت ملی نفت ایران با حفر ٤ حلقه چاه جدید و تعمیر ۱۲ حلقه دیگر توانست سطح تولید این میدان را از ۱٤۰ هزار بشکه در روز به بیش از ۱۸۰ هزار بشکه با هزینه‌ای حدود ۵۰ میلیون دلار افزایش دهد. این امر، بی پایه بودن نحوه توسعه و چگونگی تعیین سطح تولیدِ پایه را در این میدان که شرکت «الف» با هزینه‌ای بالغ بر ۵٤۰

---

۱. این موضوع طی گزارش مورخ ۱۳۷٤/۵/۳۰ خدمت آقای رفسنجانی رئیس‌جمهور وقت ارسال شد. در این گزارش عدم توانایی مخازن سیری E و A به میزانی که شرکت نفت توتال ادعا کرده بود نیز با استدلال فنی بحث شده است.

۲. در حال حاضر که قرار است موضوع پایین‌تر بودن سطح تولید از میزان مقرر در قرارداد به حَکَم ارجاع شود، آیا معقول‌تر نیست که با سطح تولید پایین‌تری به حَکَم مراجعه نماییم؟ ضمن این که در این صورت صدمه کم‌تری نیز به مخزن وارد می‌شود.

۳. این موضوع طی گزارشهای متعدد مورخ ۱۳۷۷/٤/۱ و ۱۳۷۸/۸/۱۹ و ۱۳۷۸/۲/۲۵ خدمت آقای زنگنه وزیر نفت ارسال شده است.

میلیون دلار انجام داده است نشان می‌دهد. پس از افشاء و اثبات این که برنامه اولیه پیشنهادی شرکت «الف» بر پایه ناصحیحی بنا شده بود، علت اصلی این موضوع که چرا این میدان، قادر به بهره برداری طبیعی بیش از میزانی است که شرکت «الف» آن را محاسبه کرده، آشکار شد. بالاتر بودن سقف تولید این میدان، تنها به علت بالاتر بودن ضریب بهره‌دهی از ناحیه گازی در مقایسه با ضریب بهره‌دهی ناحیه آبی این میدان بوده است که باید با توجه به این موضوع درجهت تزریق گاز بیش‌تر به این میدان اقدام می‌شد.[۱]

در حال حاضر لازم است بخش تزریق آبِ این میدان که نزدیک به نیمی از سرمایه‌گذاری ۵٤۰میلیون دلاری است‌به طور کامل متوقف گردد. در اثر این عمل، ضمن صرفه‌جویی قابل ملاحظه‌ای در پرداخت آتی دولت، از وارد آمدن خسارات شدید صیانتی به این میدان نیز جلوگیری خواهد شد. در صورتی که نتوان از سرمایه‌گذاری‌های انجام شده مربوط به تزریق آب جلوگیری نمود با عدم تزریق آب در این میدان میلیاردها دلار به علت از دست دادن ذخایر نفتی این میدان صرفه‌جویی خواهد شد.

۳-٤. میدان سروش - نوروز

این پروژه شامل سه بخش به قرار زیر است:

الف) توسعه میدان سروش به میزان ۱۰۰ هزار بشکه در روز.

این میدان مشترک نیست و حاوی نفت خام سنگین است. قیمت تمام شدهٔ نفت آن، حدود ٦ دلار پایین‌تر از قیمت متوسط نفت خام کشور است. شرکت شل متعهد شده است با تزریق آب و شدت دادن به آبرانیِ مخزن در این میدان، روزانه نزدیک به ۱۰۰ هزار بشکه نفت برای مدت حدود ۱۰ سال - یعنی بیش از ۳۰۰ میلیون بشکه نفت - از این میدان استخراج نماید. ضمن این‌که پس از ۲۱ روز که سطح تولید به رقم ۱۰۰ هزار بشکه رسید (این‌در مقایسه با مدت ۱۰ سال استمرار تولید، زمان بسیار کوتاهی است) کلیه تأسیسات جهت ادامه تولید به شرکت ملی نفت ایران تحویل خواهد شد.

---

۱. به نمودار شماره ۲ در پایان مقاله مراجعه شود.

نگارنده براساس رفتار قبلیِ این میدان، هنگامی که روزانه حدود ۳۰ هزار بشکه از آن بهره‌برداری می‌شد، اطمینان دارد که بهره‌برداری از این میدان براساس روزانه ۱۰۰ هزار بشکه و تزریق آب ـ که شرکت نفت شل امید آن را داده است ـ میسر نخواهد شد. این پروژهٔ بیع متقابل از پروژه‌هایی است که ممکن است حتی نتواند سرمایه و سود مربوط را که حدود یک میلیارد دلار می‌باشد، بپردازد.

به بیان دیگر، پس از تولید حدود ۱۰۰ میلیون بشکه نفت در طول ۳ تا ٤ سال آینده، بهره‌برداری نفت‌از این میدان با اشکالات فراوان ، از جمله تولید حجم زیادی آب صورت خواهد گرفت که عملاً امکان استمرار تولید را مشکل خواهد ساخت. ضمن این که آب استخراجی از این میدان باید دوباره به مخزن تزریق شود؛ زیرا وارد نمودن آن به دریا با اشکالات زیست محیطی همراه خواهد بود.

نکته قابل توجه و تأمل در این پروژه این است هنگامی که شرکت توتال قرارداد سیری و شرکت آجیپ قرارداد پارس جنوبی را امضاء کردند، دولت وقت امریکا (دولت آقای کلینتون) شرکتهای مزبور را تحت فشار قرار داد و آنها را به طرق مختلف تهدید کرد. با وجود این، شرکت نفت شل که فعالیتهای وسیع‌تر و سرمایه‌گذاریهایی بیش از شرکتهای توتال و آجیپ در امریکا دارد، مورد حمله و تهدیدات گوناگون دولت آقای بوش ـ که به مراتب سختگیرتر از دولت قبلی است ـ قرار نگرفته است.

لذا می‌توان این «فرضیه» را مطرح کرد که مسئولان نفتی امریکایی که به این پروژه آشنا هستند می‌دانستند که انجام این پروژه اولاً باعث از بین رفتن میلیاردها بشکه نفت این میدان خواهد شد و ثانیاً سود قابل توجهی از بابت این پروژه عاید کشورما نمی‌شود؛ لذا اقدامی علیه شرکت نفت شل صورت نگرفته است.

ب) توسعه میدان نوروز به میزان ۹۰ هزار بشکه در روز.

این میدان نیز مشترک نیست و دارای نفت نیمه سنگین و آبرانی نسبتاً قوی است. سنگ مخزن این میدان «نفت دوست» بوده و دارای فشاری بالاتر از «نقطه حباب[1]» است. بهره برداری ۹۰ هزار بشکه در روز از این میدان باعث خواهد شد سطح آب در این میدان به سرعت به طبقات بالایی مخزن نفوذ کند و از همان سالهای اولیه، نفت همراه با آب، بهره‌برداری شود که در نتیجه، باعث کاهش تولید از میدان می‌گردد. در حالی که اگر گازهای همراهِ این مخزن و مخازن مجاور در آن تزریق شود ضمن انبساط حجم نفت این مخزن، ضریب بازدهی آن نیز به نحو محسوسی بالا می‌رود. این عمل باعث کاهش گرانروی (ویسکوزیته) نفت این میدان می‌شود که کمک زیادی به بالا بردن بهره‌دهی چاههای این میدان است.

برای جلوگیری از زیانهای ناشی از بهره‌برداری بیش از حد این میدان، پیشنهاد می‌شود که با کاهش تولید این میدان تا حدود ۵۰ هزار بشکه در روز و تزریق گازهای همراهِ این مخزن و مخازن مجاور در آن، برنامه توسعه این میدان ، مورد تجدید نظر قرار گیرد. ضمن این که سرمایه گذاری در این بخش نیز به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت.

ج) انتقال گاز همراهِ میدانهای سروش و نوروز به جزیره خارک.

انتقال روزانه حدود ۳۰۰ میلیون پای مکعب گازهای همراهِ میدانهای مذکور برای مدت زمان کوتاه چند ساله، هدف روشنی ندارد؛ در صورتی که اگر این حجم گاز در مخزن نوروز -با هزینه بسیار کم‌تری - تزریق گردد باعث افزایش ضریب بازدهی این میدان خواهد شد.

به نظر می‌رسد هدف از جمع‌آوری گازهای این دو مخزن، احتمالاً بالا بردن سطح سرمایه‌گذاری و دریافت پاداش و جوایز بیش‌تر بوده که نصیب شرکت نفت شل می‌شود. استفاده از این گازها جهت پروژه معقولی در جزیره خارک توجیه اقتصادی ندارد؛ زیرا در صورت نیاز به گاز در این جزیره، راه بهتر، ارزان‌تر و با نسبت کندانسه بیشتر، استفاده از

---

۱. نفت استخراجی معمولاً دارای مقداری گاز محلول است. نقطه حباب (Bubble Point) فشاری است که کم‌تر از آن، اولین حباب گاز از نفت خارج می‌شود.

گازهای میدان فروزان است که هم اکنون روزانه حدود ۱۵۰ میلیون پای مکعب آن سوزانده می‌شود. همچنین خط لوله ۲۰ اینچی بین میدان فروزان و خارک که جهت انتقال ۲۰۰ هزار بشکه نفت در روز طراحی شده و سالها از آن استفاده می‌شده است، هم اکنون تنها حدود ٤۰ هزار بشکه نفت در روز را عبور می‌دهد. لذا با استفاده از پمپ‌های دو فازی می‌توان حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز این میدان را به وسیله این خط لوله با هزینه بسیار پایینی به خارک انتقال داد. پیشنهاد می‌شود کلیه گازهای همراهِ میدانهای هندیجان- بهرگانسر ونوروز در مخزن نوروز تزریق گردد و در نتیجه، نیازی به خط لوله گاز به خارک نخواهد بود.

٤-٤. پروژه فروزان - اسفندیار

قرارداد این پروژه با شرکت پترو ایران امضاء شده و قرار است سطح تولید این میدان از میزان فعلیِ ٤۰ هزار بشکه در روز به حدود ۹۰ هزار بشکه افزایش یابد. بالا بردن سطح تولید این میدان به ۹۰ هزار بشکه در روز با هزینه بسیار بالا و برای مدت بسیار کوتاه و با بهره‌برداری گاز با حجم بسیار بالا همراه خواهد بود. بنابراین، قبل از هر موضوع لازم است به نکات زیر توجه شود:

۱. با تعیین میزان بهینه تولید و سرمایه‌گذاریهای مربوط به آن که قطعاً کمتر از ۹۰ هزار بشکه در روز است و لذا نیاز به سرمایه‌گذاری پائین‌تری دارد، از سرمایه‌گذاری بی هدف جلوگیری شود.

۲. بر اساس چنین برنامه‌ای می‌توان از گاز تولیدی جهت تزریق در میدان‌های سروش و درود استفاده کرد.

از آنجائیکه سنگ مخزن تاقدیس اسفندیار دارای نفوذپذیری بسیار پائین می‌باشد. امکان اقتصادی بودن این پروژه بسیار ضعیف می‌باشد. لذا حفر تعداد زیادی حلقه چاه بدون برنامه‌ریزی صحیح باعث از بین رفتن سرمایه‌ای که می‌تواند در مخازن دیگر با اطمینان و برگشت بسیار بالاتری همراه باشد، خواهد شد. آثار اولیه این پروژه مبنی بر خشک بودن

چاههای حفر شده دال بر عدم اقتصادی بودن این پروژه می‌باشد. لذا لازم است نسبت به ادامه این پروژه تجدید نظر کامل شود.

از آنجا که اولاً امکان رسیدن به سطح تولید ۹۰ هزار بشکه در روز از میدان فروزان و اقتصادی بودن توسعه میدان اسفندیار در حال حاضر بسیار بعید به نظر می‌رسد و ثانیاً این که شرکت ملی نفت ایران در واقع سرمایه‌گذار اصلی شرکت پترو ایران است؛ بنابراین عدم توانایی بسیار محتمل این شرکت در اجرای موفقیت‌آمیز این پروژه و برگرداندن سرمایه‌گذاری سؤالات زیر را مطرح می‌کند:

• چه شخص یا دستگاهی مسئول پرداخت غرامتِ حاصل از عدم توفیق این پروژه در رسیدن به سطح تولید مورد نظر برای مدت تعیین شده خواهد بود؟

• معنی و مفهوم بیع متقابل و فلسفه آن را در این‌گونه قراردادها (با شرکتهای دولتی - ایرانی) چگونه می‌توان تفسیر نمود؟

• آیا هزینه - فایده محول کردن پروژه‌هایی را که مجلس شورای اسلامی در قالب بیع متقابل تصویب نموده است، به شرکتهای دولتی - ایرانی به دقت مطالعه و بررسی شده است؟ فراموش نکنیم که فلسفه طراحی رژیم حقوقی «بیع متقابل» استفاده از سرمایه‌های خارجی بوده است.

۵-٤. پروژه سلمان

میدان سلمان با میدان ابوالبخوش ـ واقع در آب‌های امارت ابوظبی ـ مشترک بوده و بهره‌برداری از بخش متعلق به ابوظبی را شرکت نفت توتال انجام می‌دهد. این پروژه شامل دو بخش است:

الف) بالا بردن سقف تولیدِ نفتِ لایه‌های عرب با انجام تزریق آب. البته مبنای برنامه تزریق آب در این میدان چندان روشن نیست. شرکت نفت توتال مدت ۱۰ سال است که بیش از ۱۰۰ میلیون پای مکعب گاز را در روز با نتیجه‌ای بسیار خوب به بخش جنوبی این

میدان تزریق می‌نماید. تزریق گاز در این میدان، ارجحیت بارزی در مقایسه با تزریق آب داشته است. در این مورد به مقاله سوم نگارنده مراجعه شود.

ب) سرمایه‌گذاری جهت تزریق گاز در این میدان بسیار پایین‌تر از تزریق آب است؛ زیرا گاز موجود در طبقات «خوف» همین میدان، به میزان کافی وجود دارد. تزریق روزانه ۱۵۰ میلیون پای مکعب، تنها احتیاج به حفر ۲ تا ۳ حلقه چاه تا عمق طبقه‌گازی مذکور و اتصال آن به لایهٔ عرب میدان سلمان دارد؛ لذا احتیاجی به فیلترِگرانقیمت آب و پمپ و سایر تجهیزات جانبی جهت تزریق آب نیست، ضمن این که تعداد حلقه چاههای مورد نیاز جهت تزریق گاز نسبت به تعداد حلقه چاههای تزریق آب کمتر است و در نتیجه به سرمایه‌گذاری کم‌تری نیاز دارد.

ج) گاز آثار بسیار مؤثرتری در جابه‌جایی نفت در مقایسه با جابه‌جایی نفت به وسیله آب دارد؛ لذا از نظر صیانتی، تزریق گاز بسیار مفیدتر از تزریق آب است.

د) گاز تزریقی که حاوی حجم کمی کندانسه است به میزان قابل ملاحظه‌ای غنی شده؛ به نحوی که میزان کندانسه آن تا چند برابر حجم فعلی، هنگام بهره‌برداری آن افزایش خواهد یافت.

بنابراین پیشنهاد می‌شود برنامه تزریق آب در این میدان هر چه زودتر قطع شود و برنامه‌ریزی جهت تزریق گاز، جانشین آن گردد.

٦-٤. پروژه پارس جنوبی

قبلاً اهمیت و لزوم توسعه هر چه سریع‌تر و وسیع‌تر میدان مشترک پارس جنوبی مطرح شده است.[1] پیشنهاد اینجانب با توجه به برآورد اولیه حجم این میدان، روزانه ۷ تا ۸ میلیارد پای مکعب گاز جهت تزریق به میدان‌های نفتی واقع در خشکی بود.

---

۱. این مطلب برای اولین بار طی گزارش مورخ ۱۳۷۳/٤/۲ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال شد و ایشان طی پی‌نوشتی چنین اظهارنظر کردند: «نکات قابل توجهی دارد. گرچه تازه نیست و قبلاً مطرح بوده و به خصوص در مورد سرعت عمل تزریق و اولویت استخراج پارس جنوبی و عدم عجله در فروش گاز به مسافت دور دست و اولویت مصرف داخلی در شرایط فعلی قیمت گاز، توجه ویژه لازم است.»

متأسفانه به جای اقدام عاجل در جهت توسعه هر چه بیش‌تر و سریع‌تر این میدان مشترک، تصویب‌نامه‌ای صادر شد[۱] که براساس آن، یک میلیارد پای مکعب در روز در فاز اول، جهت مصارف داخلی به عهده شرکت جدیدالتأسیس پترو ایران گذاشته شد. قرار شد فازهای بعدی آن بدون ذکر حجم گازِ روزانه و زمان‌بندی، تحت عنوان «طرح جامع توسعه میدان پارس جنوبی» از طریق «به کارگیری یک شرکت نفتی ذی‌صلاح خارجی» مطالعه شود.

در مراحل بعد، قرارداد ۷ فاز بعدی این میدان براساس بیع متقابل امضاء گردید. متأسفانه نحوه تقسیم‌بندی و سطوح اختصاصی هر یک از فازهای پارس جنوبی کارشناسی نبوده و بر اساس اصول مهندسی مخازن و نیاز هر یک از فازها پایه‌ریزی و محاسبه نشده است.[۲]

با همکاری مسئولین شرکت ملی نفت ایران عملکرد شرکت نفت توتال ـ که بهترین ناحیه این میدان را به خود اختصاص داده است ـ این فرضیه را تقویت می‌کند که یکی از اهداف اصلی این شرکت، جلوگیری از آثار ناشی از بهره‌برداری ناحیه ایران بر روی چاه‌های گاز ناحیه قطر است که خود این شرکت در آن فعالیت دارد. از این رو احتمالاً شرکت توتال، سطوح فازهای ۲ و ۳ را حدود ۱۴۰ کیلومترمربع تعیین کرده و شرکت ملی نفت ایران آن را قبول نموده است. این مساحت به عنوان الگو در فازهای بعدی نیز مورد استفاده قرار گرفت. این در حالی است که سطح مورد نیاز فازها به منظور بهره‌برداری روزانه یک میلیارد پای مکعب، در حدود ۷۰ کیلومترمربع کافی است. اکنون لازم است برنامه‌ریزی صحیحی جهت بالا بردن سطح تولید گاز از کلیه فازها انجام شود. جهت جلوگیری از مهاجرت گاز از ناحیه ایران به قطر، لازم است میزان تولید از کلیه فازها تا دو برابر حجم فعلی آن‌ها افزایش یابد. با این روش نیازی به استفاده از فازهای ۱۳ به بعد نخواهد بود، چه این فازها به علت نزدیکی آن‌ها به سطح گاز و آب و به علت تولید گاز از

---

۱. این مطلب نیز طی گزارش مورخ ۱۳۷۳/۱۰/۱۲ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال گردید.

۲. این مطلب طی نشستی که در تابستان ۱۳۷۹ در مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی برگزار گردید مطرح شد و گزارش مربوط به چاپ رسید.

فازهای ۱ تا ۱۲ در مدت زمان کوتاهی شروع به تولید آب نموده باعث اشکالات فراوانی خواهد شد.

۷-٤. پروژه مسجد سلیمان

این پروژه شامل حفاری چند حلقه چاه افقی، تعمیر چند حلقه چاه قدیمی، حفر دو حلقه چاه برای تزریق پساب، نصب دستگاه جدید تفکیک با ظرفیت مناسب، نصب دستگاه نمک‌زدائی و لوازم داخل چاهها و مانند آن است. میزان سرمایه‌گذاری در این پروژه حدود ۷۰ میلیون دلار است که جمعاً مبلغ ۱۲۱ میلیون دلار بابت اصل و فرع سرمایه و حق‌الزحمه و سایر هزینه‌ها به طرف قرارداد پرداخت خواهد شد.

نفت درجای این میدان نزدیک به ٦/٥ میلیارد بشکه و ضخامت نفت اولیه آن حدود ۲۵۰۰ پا بوده است. تاکنون نزدیک به ۱/۱٤ میلیارد بشکه نفت از این میدان استخراج شده است. ضخامت فعلی ستون نفتی در این مخزن حدود ۲۰۰ پا می‌باشد و ذخیره باقیمانده قابل استحصال حدود ۱۰۰ میلیون بشکه برآورد می‌شود.

طرف قرارداد در نظر دارد سطح تولید این مخزن را از حدود ٥ هزار بشکه در روز به ۲۵ هزار بشکه در روز افزایش دهد و در مقابل، ارزش ٤۱ درصد نفت بهره‌برداری شده را تا سقف ۱۲۱ میلیون دلار دریافت کند.

با توجه به مخازنی که ساختار آنها مشابه مخزن مسجد سلیمان است می‌توان گفت که از ۱۰۰ میلیون بشکه نفت باقیمانده قابل استحصال حدود ۱۵ میلیون بشکه از آن داخل شکافها و مابقی در سنگ مخزنی قرار دارد که تراوایی آن بسیار پائین است. بنابراین با استفاده از چاههای افقی به آسانی می‌توان ۱۲ میلیون بشکه از ۱۵ میلیون بشکه نفت موجود در داخل شکافها را در سال اول و بخشی از سال دوم تولید کرد. ضمناً در طول این مدت نزدیک به ٤ میلیون بشکه نفت از بخش ماتریسی سنگ مخزن، جا به جا شده و قابل استحصال خواهد شد. بنابراین جمعاً حدود ۱٦ میلیون بشکه از ذخایر این مخزن در خلال دو سال اول قابل بهره‌برداری است.

در صورتی که قیمت نفتِ سبک این میدان را در زمان تولید بشکه‌ای ۲٤ دلار فرض کنیم برای پرداخت ۱۲۱ میلیون دلار به طرفِ قراردارد باید ۱۲/۳ میلیون بشکه نفت استخراج شود که ٤۱ درصد آن یعنی معادل ۵ میلیون بشکه سهم طرف قرارداد خواهد بود، زیرا میلیون دلار ۱۲۱=۲٤ دلار ×٤۱٪×۱۲/۳ میلیون بشکه. قرار است روزانه ۲۵ هزار بشکه نفت تولید شود، لذا می‌توان در مدت کمتر از یک سال و چهارماه ۱۲/۳ میلیون بشکه نفت برداشت کرد و معادل ٤۱ درصد آن را به طرف قرارداد پرداخت نمود و تسویه حساب کرد.

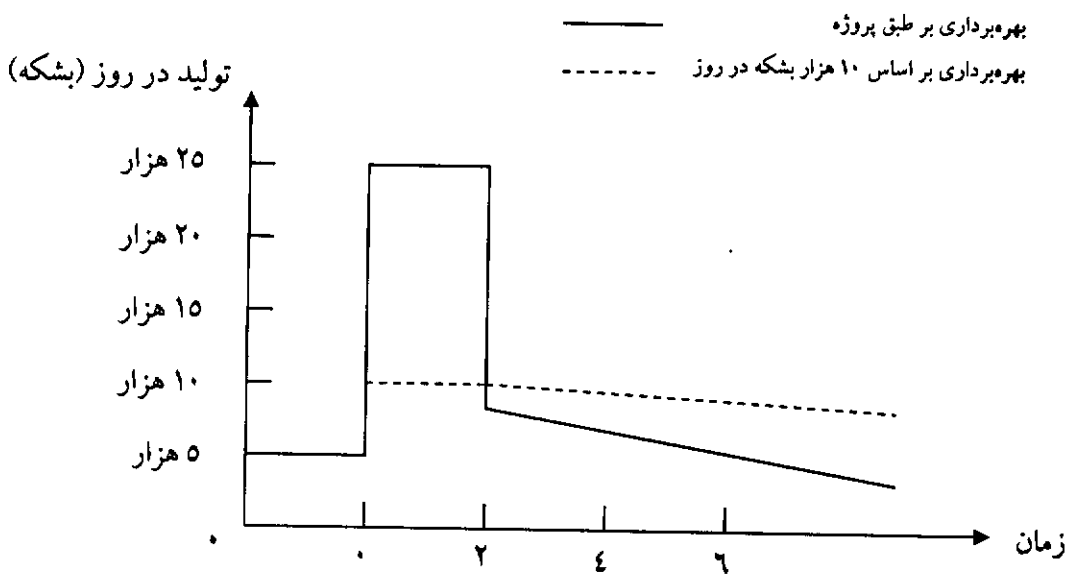
بنابراین نتیجه می‌گیریم که تولید روزانه ۲۵ هزار بشکه از این مخزن در خلال دو سال اول به آسانی امکان‌پذیر است و حتی در خلال یک سال و نیم اول، سهم طرف قرارداد به تمام و کمال پرداخت خواهد شد. مشکلات اصلی این پروژه بعد از دو سال اول ظاهر می‌شود زیرا که میزان انتقال نفتِ حاصل از ماتریسها به شکافها فقط حدود ۱۰ هزار بشکه در روز خواهد بود. به بیان دیگر، مشکلات اصلی این پروژه موقعی ظاهر می‌شود که طرف قرارداد سهم خود را دریافت کرده است و لذا در مشکلات بعدی تولید از این میدان سهیم نخواهد بود. بهره‌برداری از این مخزن بر طبق این پروژه و همچنین بهره‌برداری به روش صحیح از این مخزن را می‌توان در نمودار شماره ۱ ملاحظه کرد.

بهره‌برداری صحیح از این میدان باید به نحوی انجام شود که کاهش ضخامت ستون نفتی آن به آهستگی صورت گیرد تا بتوان با هزینه کمتر و سهولت بیشتر نفت حاصل از ماتریسها را برداشت کرد.

از مقایسه دو الگوی بهره‌برداری در نمودار صفحه بعد، نکات زیر را می‌توان استنتاج کرد.

الف - سرمایه‌گذاری لازم برای حفر چاههای افقی یا عمودی جهت تولید ۱۰ هزار بشکه نفت در روز حداکثر حدود ۱۰ میلیون دلار خواهد بود.

ب - ضخامت ستون نفتی در روش صحیح به آهستگی کاهش می‌یابد، لذا نیاز به دستگاه گرانقیمت نمک‌زدایی و چاههای مورد نیاز برای تزریق پساب و هزینه‌های جانبی آن نخواهد بود.



نمودار شماره ۱

ج - هنگاهی که ستون نفتی به آهستگی کاهش یابد نسبت گاز به نفتی که بهره‌برداری می‌شود در حد طبیعیِ گاز محلول در نفت می‌باشد. اما اگر ستون نفتی به سرعت کاهش یابد - بهره‌برداری بر طبق پروژه - نسبت گاز به نفتی که بهره‌برداری می‌شود بسیار بالا می‌رود که دو نتیجه نامطلوب به دنبال خواهد داشت: اولاً فشار مخزن بیش از حد کاهش می‌یابد و ثانیاً همان‌گونه که قبلاً اشاره شد، گاز همراه یا باید سوزانده شود که مشکلات زیست محیطی به دنبال دارد یا اینکه باید تزریق شود که هزینه‌های اضافی به دنبال خواهد داشت. با توجه به حجم بالای گاز همراه، تزریق آن نیاز به کمپرسور مخصوصی دارد که هزینه آن ظاهراً در این پروژه منظور نشده است.

د - میزان بهره‌برداری از مخزن بر طبق این پروژه در مدت دو سال اول فقط ۱۰/۸ میلیون بشکه بیش از تولید به روش صحیح است در حالی که میزان سرمایه‌گذاری پیش بینی شده در این پروژه ۱۱۱ میلیون دلار بیش از سرمایهٔ مورد نیاز در الگوی صحیح می‌باشد. بنابراین

تولید ۱۰/۸ میلیون بشکه، ۱۱۱ میلیون دلار هزینه خواهد داشت که معادل ۱۰/۳ دلار برای تولید هر بشکه نفت خام است .

هـ - در الگوی صحیح، استمرار تولید به میزانِ ۱۰ هزار بشکه در روز با هزینه‌های متعارف به سهولت امکان پذیر است در حال که تولید در پروژه پیشنهادی نه تنها بعد از دو سال به شدت کاهش می یابد بلکه استمرار تولید در سطوح نازل نیز مستلزم هزینه های سنگینِ نمک‌زدایی و تزریق پساب و سوزاندن یا تزریق گاز و مانند آن خواهد بود .

با توجه به مطالبی که گفته شد ، سؤالات و نکات زیر مطرح می شود :

۱. بر اساس اطلاعات موجود ، هنوز نتایج نهایی مطالعه جامع این میدان منتشر نشده است. سؤال این است که در چنین وضعیتی چگونه قرارداد بهره‌برداری از این میدان به امضاء رسیده است ؟

۲. دلیل اصلی وزارت نفت برای امضای این قرارداد ، افزایش تولید از سطح کنونیِ تقریباً ۵ هزار بشکه در روز به ۲۵ هزار بشکه در روز می باشد ، اما اطلاعات موجود نشان نمی دهد که تولید در این سطح تا چند سال می تواند استمرار داشته باشد ؟ چرا نکته ای بدین درجه از اهمیت که از محورهای اساسی این پروژه محسوب می شود از شفافیت لازم برخوردار نیست ؟

۳. نکات سابق‌الذکر دلالت بر این می‌کند که عدد ٤١ درصد به عنوان سهم طرف قرارداد از نفتِ تولید شده، هماهنگی کاملی با حجم تولید نفت در خلال یکسال و چهار ماهِ اول دارد. بنابراین نمی‌توان به راحتی این فرضیه را رد کرد که طرف قرارداد به درستی از مشکلات بعدی تولید از این میدان آگاه است و لذا ترتیباتی اتخاذ کرده است تا سهم کامل خود را در همان ماههای نخستین دریافت کند و مشکلات حاصل از تولید در سالهای بعدی را برعهده شرکت ملی نفت ایران قرار دهد. ناگفته نماند که این دیدگاه، مشابهت‌های زیادی بین این پروژه و پروژه سیری A و E وجود دارد .

٤. آیا جوانب موضوع و کاستی های فوق الذکر به دقت بررسی شده است ؟ و همچنین در صورت عدم استمرار تولید از این میدان به میزان ۲۵ هزار بشکه در روز ، آیا جریمه های مناسبی در نظر گرفته شده است که بتواند زیانهای ناشی از آن را جبران کند ؟

با توجه به موارد بالا ، پیشنهاد می شود که :

۱. تا اتمام مطالعه جامع در باره این میدان و ارائه آن به مسئولین و بررسیهای فنی و اقتصادی دربارهٔ آن ، هرگونه سرمایه گذاری در این پروژه متوقف شود .

۲. با حفر چند حلقه چاه افقی و یا عمودی ، تولید از این میدان در سطح ۱۰ هزار بشکه در روز انجام شود زیرا به نظر می رسد که سطح بهینه تولید از این میدان با توجه به خصوصیات مخزن و ملاحظات اقتصادی ، در همین حدود است .

۳. در صورتی که شرکت ملی نفت به هر دلیلی مصمم به انجام این پروژه باشد، موکداً توصیه می‌شود که هر گونه پرداخت به طرف قرارداد صرفاً ، بعد از ملاحظهٔ استمرار تولید در سطح ۲۵ هزار بشکه در روز برای مدت حداقل دو سال انجام شود. به بیان دیگر، نخست باید اطمینان حاصل کرد که این میدان قادر است حداقل برای مدت دو سال روزانه ۲۵ هزار بشکه نفت تولید کند و سپس پرداختهای لازم به طرف قرارداد از سال سوم به بعد و بر مبنای تولید ۲۵ هزار بشکه در روز انجام شود .

۸-٤. پروژه تبدیل میدان گازی سراجه جهت قله تراشی گاز تهران

این میدان دارای فشار بالا، حجم پایین شکاف وخلل و فرج، و آبرانی نسبتاً قوی است. به منظور تبدیل این میدان گازی به میدان گازِ قابل استفاده در زمستان، لازم است با استخراج آب آن، فشار مخزن را کاهش داد. نگارنده این روش عملی و کم خرج را حدود ۳۰ سال پیش به شرکت ملی گاز پیشنهاد نموده است.

مهندس مشاور فرانسوی این پروژه (سفر گاز)[1] روشی کاملاً در جهت عکس روش فوق ارائه نموده است؛ بدین معنی که قرار است با بهره‌برداری از گاز مخزن، فشار آن را کاهش

1. Sofré Gas

دهد. با این عمل سطح «گاز - آب» این مخزن بالا آمده که در نتیجه از حجم قابل استفاده این میدان در زمان قله تراشی به میزان وسیعی کاسته می‌شود. در این صورت، بهره‌وری روزانهٔ میدان نیز به همان نسبت پایین خواهد آمد. این مطلب از مهم‌ترین و اساسی‌ترین بخش موضوع قله تراشی است. روش پیشنهادی مهندس مشاور فرانسوی باعث خواهد شد که نتوان در فصل زمستان روزانه حداقل حتی ۱۰۰ میلیون پای مکعب از این میدان استخراج نمود. در نتیجه بخش اعظم سرمایه‌گذاری پیشنهادی مهندس مشاور فرانسوی عملاً به هدر خواهد رفت.

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از مطالب ارائه شده می‌توان چنین نتیجه‌گیری نمود:

۱. استفاده وزارت نفت از آمار ساختگی و ناصحیح وزارت انرژی امریکا (DOE)، آینده بسیار مثبت و پرباری را برای ملت و دولت ترسیم نموده است. دستیابی به هدف ۶/۵ میلیون بشکه تولید نفت خام در روز محال و غیرممکن است. وضعیت فنی مخازن و برنامه‌های موجود اجازه نمی‌دهد سقف تولید حتی به بیش از میزان ٤ میلیون بشکه در روز و در طول مدت زمان قابل ملاحظه‌ای استمرار یابد.

۲. سرمایه گذاری در برنامه پیشنهادی ۲۰ ساله وزارت نفت در جهت افزایش سقف تولید باعث بحرانهای شدید ارزی در کشور خواهد شد که عدم تعادل اقتصادی قابل ملاحظه‌ای به همراه خواهد داشت.

۳. قیمت نفت خام از سالهای ۲۰۱۵ به بعد به علت عدم تناسب عرضه در برابر تقاضا به نحو محسوسی افزایش خواهد یافت.

٤. در پروژه‌های نفتی بیع متقابل، مسأله بسیار مهمِ صیانت ازمنابع نفتی کشور به طور جدی ملاحظه نشده است؛ لذا با برنامه‌ریزی فعلی وزارت نفت میلیاردها بشکه از ذخایر نفت کشور به هدر خواهد رفت.

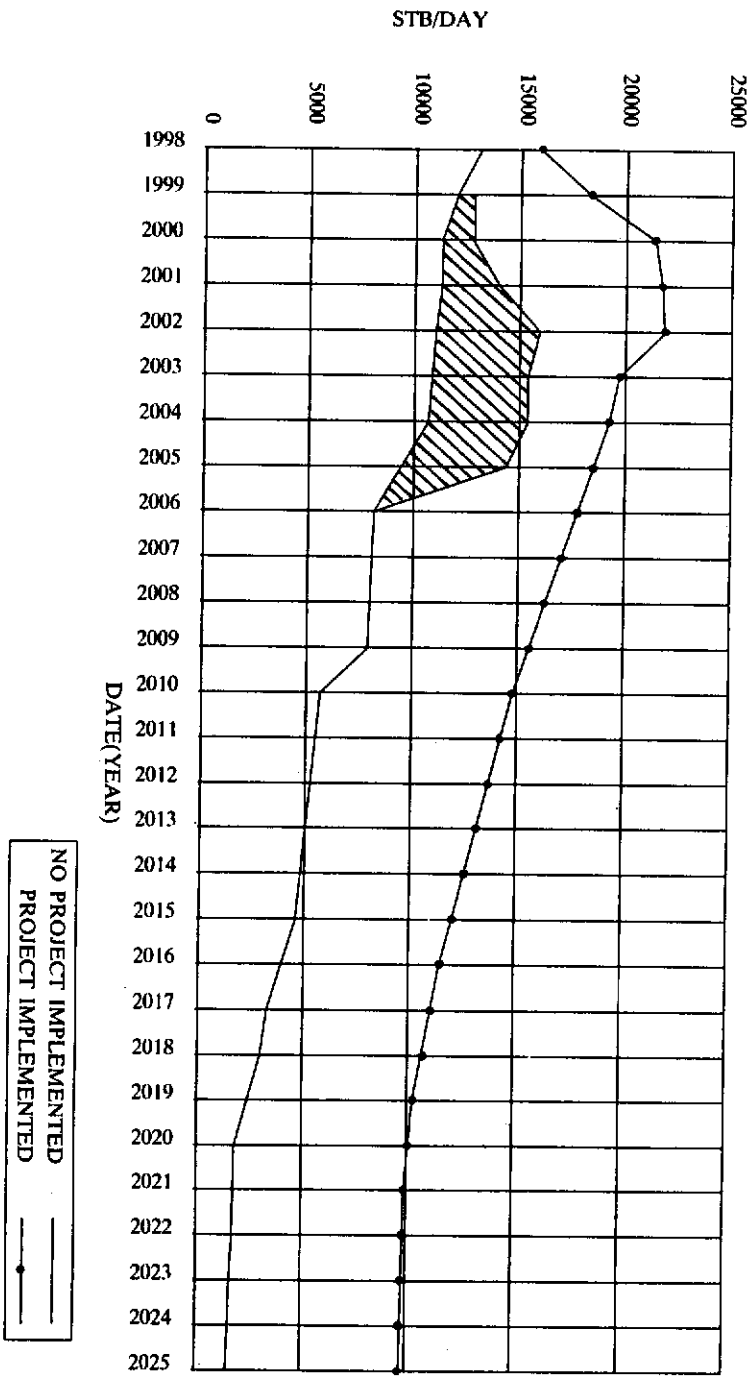
۵. در گزارش وزارت نفت، «*خسارات غیرقابل جبران*» به مخازن نفتی کشور با ذکر «*کمبود گاز*» توجیه شده است؛ در حالی که ذکری از این «*کمبود*» در جهت صادرات به کشورهای همسایه یا اروپا به میان نمی‌آید.

٦. متأسفانه مطالعه آثار مثبت تزریق گاز به میزان لازم و کافی در مخازن نفت تا حد زیادی فراموش شده است و در عوض، مرتباً از عقب ماندگی کشورمان در بازارهای بین‌المللی گاز (با توجه به حجم عظیم ذخایر گازی ایران) صحبت می‌شود؛ در حالی که درآمد حاصل از تزریق گاز در مخازن نفتی کشور، ضمن تأمین بلند مدت منابع مورد نیاز ارزی، به مراتب بیش از صدور گاز است.

۷. برخی از پروژه‌های بیع متقابل بدون توجه به اولویت و نیاز کشور در دست انجام است که احتمالاً در بازپرداخت سرمایه و جوایز مربوطه، به ویژه در صورت افت قیمت جهانیِ نفت‌خام، با اشکالات متعددی روبه‌رو خواهد شد.

۸. با توجه به فازبندی‌های غیراصولی و تخصیص بیش از نیاز سطح فازها در پروژه پارس جنوبی، لازم است به جای اضافه نمودن فازهای جدید، سطح تولید هر یک از فازهای فعلی ۱ تا ۱۲ را به دو برابر میزان فعلی آن افزایش داد. لازم به یادآوری است که فازهای ۱ تا ۳ دارای اولویت است.

۹. صادرات روزانه ۱۰ میلیارد پای مکعب گاز به بازارهای دور با سرمایه گذاریهای کلان می‌تواند درآمدی کم‌تر از ۳ میلیارد دلار در سال برای کشور داشته باشد؛ در حالی که با تزریق همان حجم گاز به مخازن نفتی کشور با سرمایه گذاری پایین‌تر، درآمدی به مراتب بیش‌تر عاید کشور می‌نماید، و در عین حال، گاز تزریق شده به میادین نفتی، برای نسلهای آینده ذخیره‌سازی خواهد شد. تنها از این راه می‌توان جایگاه جمهوری اسلامی ایران را در بازارهای منطقه‌ای و جهانی در دراز مدت تأمین و تثبیت نمود.



نمودار شماره ۲- تخصیص نفت خام تولیدی برای بازپرداخت پروژه بیع متقابل درود از محل افزایش تولید

توضیحات مربوط به نمودار شماره ۲

در بررسی نمودار شماره ۲ توجه به نکته زیر ضروری است:

لازم بود که شرکت «الف» با نشان دادن حداقل سه سناریوی مختلف ـ شامل الف) تنها حفر ۲۵ حلقه چاه، ب) حفر چاه و تزریق آب، ج) حفر چاه و تزریق گاز به میزان لازم و کافی ـ نشان می‌داد که کدام یک از این سناریوها با توجه به معیارهای تولید صیانتی و میزان سرمایه‌گذاریها، بهینه است. متأسفانه شرکت «الف» با یک کاسه کردن سه فرایند فوق ـ یعنی حفر ۲۵ حلقه چاه جدید و تزریق آب و گاز ـ تنها یک سناریو را نشان داده است. بنابراین آثار زیان بار تزریق آب به این میدان که کاملاً «نفت دوست» است تحت تأثیر آثار مثبت حفر ۲۵ حلقه چاه، و تزریق گاز، پنهان مانده است.

منابع اصلی

خوانندگان محترم می‌توانند برای کسب اطلاعات بیشتر در مورد مسائل فنی مندرج در این دو مقاله به منابع زیر مراجعه نمایند.

1. Madaoui, K. and Sakthkumar, S., "Lean Gas Injection in Water Flooded Oil Reservoir, a Systematic Investigation for Field Application", Presented at 7th European IOR Symposium, Moscow, Oct. 1993.

2. Madaoui, K., Sakthikumar, S., Thiebot, L., and Bouvier, G., "Experimental and Numerical Investigation into the Feasibility of Gas Injection in Water Flooded Reservoirs", Presented at 21st Annual Convention of Indonesian Petroleum Association, Oct. 1992, Jakarta, Indonesia.

3. O'Neill, N., "Fahud Field Review: A Switch from Water to Gas Injection in Fahud Field (Oman)," SPE Paper 15 691 Presented at Fifth SPE in the Middle East Held in Bahrain", March 7-10, 1987.

4. Saidi, A. M., "Twenty Years of Gas Injection History into Well _ Fractured Haft Kel Field (Iran)," SPE paper 35 309, presented at SPE Meeting Held in Villahermosa, Mexico, March. 3-7, 1996.

مقاله سوم: برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران

مقدمه

ایران دارای یکی از بزرگ‌ترین ذخایر «نفت درجا» [1] در دنیاست که حجم اولیه آن بیش از ۴۵۰ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود. از این مقدار حدود ۴۰۰ میلیارد بشکه در مخازن «شکاف‌دار» [2] و بقیه آن در مخازن «تک تخلخلی» [3] قرار دارند.

از این مجموعه بیش از ۹۱ میلیارد بشکه نفت خام یعنی بیش از ۲۰ درصد قابل برداشت است. به علاوه باید توجه داشت که متوسط بازیافت نفت‌خام از مخازن شکاف‌دار تا حدودی کمتر از مخازن تک تخلخلی با همان خصوصیات است.

هدف اصلی این نوشته بررسی بازیافت اقتصادی و قابل قبول نفت از این مخازن عظیم است. این امر نه تنها به سود کشور ایران است بلکه سایر کشورهای جهان نیز از آن منتفع می‌شوند. برای بررسی این موضوعِ کلیدی لازم است هر یک از عوامل اصلی مهندسی مخازن نفت به شرح زیر مطالعه شوند.

---

1. Oil in Place
2. Fractured or Dual Porosity
3. Single Porosity

• چرا ضریب بازیافت نفت از مخازن نفت ایران در مقایسه با نقاط دیگر جهان پائین‌تر است ؟

• موقعیت عملی بازیافت نفت از مخازن «تک تخلخلی» و «شکاف‌دار» ایران چگونه است؟

• مهم‌ترین عوامل اقتصادی بازیافت بیشتر نفت از مخازن ایران کدام‌اند؟

• حداکثر برداشت از نفت درجا با در نظر گرفتن فرآیند تولید اولیه و ثانویه به چه میزان است؟

• چگونه می‌توان سرمایه‌گذاری لازم جهت تزریق گاز مورد نیاز به میزان ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز به مخازن نفتی را تأمین کرد؟

برای بررسی ظرفیتهای ممکن بازیافت و استحصال نفت از مخازن کشف شده موجود، مطالعهٔ گستردهٔ مخازن نفت و گاز کشور چه در خشکی و چه در مناطق دریایی لازم به نظر می‌رسد.

به منظور انجام این مطالعات به زمان، نیروی انسانی متخصص و حمایتهای مالی نیازمندیم. این کار لزوماً باید از طریق «مدل‌سازی مفهومی»[1] از تمام مخازن موجود کشور انجام گیرد. با انجام این روش می‌توان کلیه مخازن نفت و گاز کشور را طی دوره زمانی قابل قبول و با هزینه معقول مطالعه نمود، و این در حالی است که از کیفیت کار نیز کاسته نخواهد شد.

قبل از ورود به مباحث اصلی، بهتر است به طور اجمال فرق‌های اساسی بین مخازن شکاف‌دار و تک تخلخلی را بیان کنیم. تفاوتهای اصلی مخازن نفتیِ شکاف‌دار و تک تخلخلی به شرح زیر خلاصه می‌شود:

تعریف مخزن شکاف‌دار

مخزن شکاف‌دار مخزنی است که در ساختار آن شکستگی یا ترک وجود داشته باشد ضمن آن که این شکاف‌ها شبکه‌ای را ایجاد کنند. این شبکه می‌تواند تمام یا بخشی از مخزن نفت

1. Conceptual Modelling

را شامل شود. در ساختار این شبکه هر یک از سیالها می‌توانند درون شبکهٔ شکافها از هر نقطه به نقطهٔ دیگر جریان یابند. مثالهای بارز مخازن شکاف‌دار در ایران به مفهوم کامل آن، مخازن نفتی هفتکل، گچساران و آغاجاری است. مخازن کرکوک در عراق و «کان تَرل»[1] در مکزیک از نمونه‌های دیگر این مخازن به شمار می‌روند. نمونه‌های مخازن شکاف‌دار غیرکامل، مخازن بی‌بی‌حکیمه، بینک، مارون و اهواز است. به بیان دیگر، در مخازن مذکور وجود شبکه شکستگی‌های نامنظم در مخزن، کل ساختار مخزن را شامل نمی‌شود.

مخازن شکاف‌دار، مرکب از سنگ‌های شکسته با فضاهای کوچک خالی بین آنها است و این شکستگی‌ها به صورت منظم یا غیرمنظم تشکیل شده‌اند. در این گونه مخازن «حفره‌ها»[2] و حتی غارهای بزرگ نیز می‌تواند وجود داشته باشد. فواصل شکافهای افقی معمولاً از مواد غیرقابل نفوذ پر شده‌اند، در حالی که فواصل شکافهای عمودی غالباً خالی هستند. بنابراین چنین مخازنی دارای دو گونه بریدگی است: یکی شکافها یا شکستگی‌های باز و توخالی و دیگری لایه‌های افقی نازک غیرقابل نفوذ.

«بلوکهای ماتریسی»[3] بر حسب فاصله بین دوگسستگی تعریف می‌شوند. این گسستگی‌ها می‌توانند فاصله بین دو لایه قابل نفوذ یا دو لایه غیرقابل نفوذ افقی و یا فاصله بین دو لایه قابل نفوذ و غیرقابل نفوذ باشند.

فرآیند جابه‌جایی نفت با گاز یا با آب تحت «ریزش ثقلی»[4]

جابه‌جایی نفت چه در مخازن تک تخلخلی و چه در مخازن شکاف‌دار شبیه یکدیگر است[5]، هر چند که مکانیسم تزریق گاز یا آب در هر یک از این دو نوع مخزن با یکدیگر متفاوت است. به بیان دیگر، در مخازن شکاف‌دار به علت نفوذپذیری کمِ سنگ مخزن، بخشی از گاز یا آب تزریقی وارد سنگ مخزن شده و بقیهٔ گاز یا آب تزریقی به ناچار از

1. Cantarell
2. Vugs
3. Matrix Blocks
4. Gravity Drainage

۵. به مقالات شماره ۸ و ۱۰ و ۳۵ و ۴۰ و۴۷ در منابع و مآخذ مراجعه شود.

طریق شکافها سنگ‌های با نفوذپذیری کم را دور می‌زنند، در حالی که در مخازن تک تخلخلی، سیالِ تزریق شده از خلل و فرجِ به هم پیوسته عبور می‌کند.

به هر حال جریان سیال تزریقی چه در مخازن تک تخلخلی و چه در مخازن شکاف‌دار از قوانین خاص خود تبعیت می‌کند، ولی سازوکار حاصل در هر دو حالت تقریباً یکسان است.

وجود شکستگی‌های موجود در مخازن شکاف‌دار در مقایسه با مخازن تک تخلخلی دارای ویژگیهای زیر است:

الف- فرآیند «ریزش ثقلی» و در مخازن شکاف‌دار در مقایسه با مخازن تک تخلخلی سرعت نسبی بالاتری دارد. دلیل این امر آن است که نفوذپذیری بسیار پایین‌تر سنگ مخزن در مقایسه با نفوذپذیری شکافها موجب می‌شود که سطح گاز و نفت در شکافها پایین‌تر از سطح آب و گاز در بلوکهای ماتریسی نفتی قرار گیرد. به ترتیبی مشابه می‌توان گفت که سطح آب و نفت در شکافها از سطح آب و نفت در بلوکهای ماتریسی بالاتر است.

بر طبق آزمایشهای انجام شده در مخازن تک تخلخلی با نفوذپذیری مثلاً یک میلی دارسی، جریان «ریزش ثقلی» به زمان بسیار طولانی‌تری در مقایسه با مخازن شکاف‌دار با همان نفوذپذیری نیاز دارد.

ب- در سیستم مخازن شکاف‌دار، نفت تولید شده از سنگ مخزن، در فاصله‌های دورتری از «چاههای تولیدی» به دست می‌آید. لذا به دلیل بهره‌وری بالا در مخازن شکاف‌دار، فاصله چاههای تولیدی از یکدیگر به مراتب بیش از فواصل چاههای تک تخلخلی در نظر گرفته می‌شود.

ج- وجود شکافها، به تفکیک گاز یا آب از نفت کمک می‌کند. این امر باعث می‌شود که میزان گاز اضافی یا آب اضافی قابل تولید در ستون نفت، کمتر شده و بدین ترتیب انرژی مخزن با بازدهی بیشتری حفظ می‌شود.

د- فرآیند «همرفت حرارتی»[1] در مخازن شکاف‌دار موجب ایجاد نفت اشباع نشده در ستون نفتی می‌شود، حتی هنگامی که فشار مخزن به پایین‌تر از نقطه اشباع برسد. این فرآیند را اصطلاحاً «کاهش فشار نقطه اشباع»[2] می‌نامند. در نتیجه تا وقتی که عملاً گازی در مخزن تزریق نمی‌شود، آثار ریزش ثقلی افزایش می‌یابد؛ در غیر این صورت گاز ایجاد شده در درون سنگ، نفوذپذیری سنگ را کاهش می‌دهد.

هـ - وجود شکافها باعث یکنواخت‌تر شدن فشار آب یا گاز یا نفت در مخازن شکاف‌دار می‌شود، لذا سطوح آب و نفت یا گاز و نفت یکنواخت‌تر خواهد شد.

و - فرآیند اشاعه «گاز در گاز»[3] یا «نفت در نفت»[4] و یا «گاز در نفت»[5] موجب به تعادل رسیدن ترمودینامیکی هرچه سریع‌تر سیالات موجود در مخزن می‌شود. به همین دلیل است که در جریان شبیه‌سازی این مخازن، فرآیندهای «همرفت ـ اشاعه»[6] را نمی‌توان نادیده گرفت.

با توجه به مزیت‌های فوق، مخازن شکاف‌دار با نفوذپذیری کم را می‌توان از نظر تجاری، با سرعت زیاد و هزینه‌ای نسبتاً پایین‌تر از مخازن تک‌تخلخلی با همان مشخصات تخلیه کرد.

مخازن شکاف‌دار دارای معایب زیر نیز هستند:

الف- وجود گسستگی‌های افقی باز یا بسته، تأثیر فرآیند ریزش ثقلی بین گاز و نفت یا نفت و آب را در مقایسه با مخازن تک تخلخلی کاهش می‌دهد.

این امر در مقایسه با مخازن تک تخلخلی نشان می‌دهد که بازیافت نفت با یک ضخامت نفتی مساوی از یک بلوک نفتی در مخزن شکاف‌دار بازیافتی کمتر از مخازن تک تخلخلی پیوسته دارد. این امر به دلیل وجود «ارتفاع ناحیهٔ نگهدارنده»[7] و «خصوصیت

1. Thermal Convection
2. Bubble Point Pressure Depression
3. Gas–Gas Diffusion
4. Oil–Oil Diffusion
5. Oil–Gas Diffusion
6. Convection–Diffusion
7. Threshold Hieght

موئینگی سنگ مخزن»[1] است. در واقع در مخازن شکاف‌دار، ضخامت کل سنگ مخزن در جهت عمودی به قطعات یا بلوکهای جدا از هم تقسیم می‌شود و این بلوکها به طور مشابه یا با خصوصیاتی متفاوت تکرار می‌شوند. در صورتی که در مخازن تک‌تخلخلی در وضعیت فوق این گونه قطعات جدا از هم وجود ندارد. لذا میزان نفت قابل استحصال در مخازن تک‌تخلخلی بیش از مخازن شکافدار بوده در حالیکه سرعت استحصال نفت در مخازن شکاف‌دار نسبت به مخازن تک‌تخلخلی در شرایط مساوی بالاتر است.

بعضی افراد به دلیل عدم شناخت مکانیسم بازیافت نفت در مخازن شکاف‌دار استنباط نادرستی دارند و تصور می‌کنند که در مخازن شکاف‌دار همواره یک فشار «موئینگی پیوسته»[2] درون بافتی وجود دارد. تولید از مخازن شکاف‌دار در کشورهای مختلف نشان می‌دهد که در بهره‌برداری درازمدت از آنها، فرآیند «موئینگی پیوسته» در این گونه مخازن قابل توجه نیست؛ برای مثال، اگر فشار موئینگی درون‌بافتی پیوسته‌ای در میادین هفتکل یا آغاجاری وجود می‌داشت میزان بازیافت نفت از آنها به وسیله گاز به ۶۰ درصد می‌رسید، در حالی که ضریب بازیافت نفت در میدان هفتکل در بخش گازی آن به حدود ۲۸ درصد و در آغاجاری به ۳۵ درصد می‌رسد.

ب- کاربرد روش امتزاجی جهت بالا بردن ضریب بازیافت نفت در مخازن شکاف‌دار، مستلزم استفاده از حجم زیادی کندانسه است که این امر از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر نیست.

بنابراین نتیجه می‌گیریم که فرآیند جابه‌جایی نفت از طریق گاز یا آب در مخازن شکاف‌دار و تک‌تخلخلی مشابه یکدیگر است، با این تفاوت که بازیافت نفت در مخازن شکاف‌دار به دلیل شکستگی سنگ مخزن و کوتاه شدن ارتفاع بلوکهای ماتریسی کمتر از مخازن تک تخلخلی است.

---

1. Capillary Pressure
2. Capillary Continuity

۱. چرا ضریب بازیافت نفت از مخازن ایران در مقایسه با نقاط دیگر جهان پائین‌تر است؟

قبل از ورود به این بحث لازم است مکانیسم‌های جابه‌جایی نفت را به دو روش زیر مورد بررسی قرار دهیم.

الف- «جابه‌جایی نفت به طرف جلو»[1] یا به عبارت بهتر «جابه‌جایی با استفاده از فشار»[2].

ب- جابه‌جایی از طریق «ریزش ثقلی» یا به عبارت بهتر «جابه‌جایی به صورت طبیعی»[3] که بر اثر اختلاف وزن مخصوص بین مایع تزریقی و نفت ایجاد می‌شود. این فرآیند در یک سیستم متخلخل مرتفع به صورت فیزیکی اندازه‌گیری شده[4] و به لحاظ نظری نیز مشخص شده است[5] که اختلاف فاحشی بین بازیافت نفت در دو روش فوق الذکر وجود دارد. بازیافت نفت با روش کندترِ «ریزش ثقلی» از بازیافت نفت با روش سریع «جابه‌جایی روبه جلو» بیشتر است.

اما در اوایل دوره تولید، روش بازیافت نفت از طریق جابه‌جایی سریعِ رو به جلو از روش جریان نفت از طریق ریزش ثقلی، عملکرد بهتری دارد. بر اساس میزان تزریق، بازیافت نفت از طریق ریزش ثقلی می‌تواند تا دو برابر روش جابه‌جایی رو به جلو یا «استفاده از فشار» باشد[6].

از مجموعه بررسیها چنین برمی‌آید که بازیافت نفت در مخازن تک تخلخلی اصولاً تابعی است از نفوذپذیری سنگ مخزن، سرعت جابه‌جایی، فشار موئینگی و میزان «سیال‌دوستی»[7] سنگ مخزن. در صورتی که سایر عوامل فوق ثابت فرض شوند، میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده تابعی از سرعت جابه‌جایی نفت خواهد بود. در این صورت در حالت

---

1. Frontal Displacement

۲. به مقالات شماره ۱۹ و ٥٤ مراجعه شود.

3. Displacement, Under Gravity (به مقالات شماره ٤١ و ٤٢ مراجعه شود)

4. Long Core (به مقالات شماره ۱۰، ۳۲، ٤٢، ٤٨ و ٥٢ مراجعه شود)

٥. به مقالات شماره ٨، ۳۳، ٤٢، ٤٤ و ٥٢ مراجعه شود.

٦. به مقالات شماره ٤٩ و ٥٢ مراجعه شود.

7. Wettability

جابه‌جایی از طریق ریزش ثقلی، میزان نفت باقیمانده کمتر و در حالت جابه‌جایی با فشار یا رو به جلو، میزان نفت باقیمانده بیشتر خواهد بود.

قابل ذکر است که در مخازن شکاف‌دار، شکستگی‌ها به مثابه محدوده یا اضلاع بلوکها عمل می‌کند و به همین دلیل فرآیند جابه‌جایی رو به جلوی نفت در چنین سیستمی به جز در حوزه‌های خیلی نزدیک به چاههای تزریقی کارآمد نیست.

فرآیند سریع جابه‌جایی نفت به طرف جلو، همراه با فشار موئینگی چندان قابل توجه نیست، زیرا نیروهای «گرانروی»[1] در حال حرکت از نیروهای ناشی از فشار موئینگی بیشتر است. این در حالی است که در فرآیند جابه‌جایی بر اساس ریزش ثقلی، به علت آهسته بودن جابه‌جایی، فشار موئینگی نقش بارزی در نگهداری نفت در بلوکها ایفا می‌کند. از طرف دیگر، سرعت بالای تزریق در سیستم تک‌تخلخلی موجب می‌شود که سیالِ تزریقی از بخش میانی خلل و فرج‌های کوچک عبور نموده و لذا نفت قابل ملاحظه‌ای بر جای می‌گذارد.

برای مقایسه عوامل کاهش بازیافت نفت از مخازن ایران با مخازنی که دارای بازیافت بالاتری هستند لزوماً باید این مخازن را تحت شرایط یکسان مقایسه کرد. به عبارت دیگر، ناچاریم پرتقال را با پرتقال و سیب را با سیب مقایسه کنیم، نه اینکه سیب را با پرتقال.

به عنوان مثال ما نمی‌توانیم میدان نفتی «لالی»[2] ایران را با ۱۰ درصد بازیافت با مخزن «لیک ویو»[3] واقع در امریکا با ۷۷ درصد بازیافت مقایسه کنیم. مخزن لالی مخزنی سنگ آهکی شکاف‌دار با میانگین نفوذپذیری ۰/۱ میلی دارسی با فشار موئینگی بالا و عمدتاً «نفت دوست»[4] است، در صورتی که مخزن لیک ویو[5] مخزنی تک‌تخلخلی از جنس سنگ ماسه‌ای با نفوذپذیری ۲۰۰۰ میلی دارسی و با فشار موئینگی بسیار پایین و «آب دوست»[6]

---

1. Viscosity

۲. در دامنه کوه‌های زاگرس.

3. Lakeview
4. Oil Wet

۵. به مقالات شماره ٤٤ و ٤٨ مراجعه شود.

6. Water Wet

است. اگر مخزن لالی در امریکا کشف و از آن بهره‌برداری می‌شد حتی ۱۰ درصد نفت آن را بهره‌برداری نمی‌کردند زیرا آنها با استفاده از روش سریع در بهره‌برداری، این میدان را بسیار کمتر از آنچه که می‌توانست تولید کند به اتمام می‌رساندند.

مثال مناسب دیگر مقایسه مخزن شکاف‌دار «اسپرابری»[1] در امریکا با میانگین نفوذپذیری ۰/۱ میلی دارسی با میدان نفتی هفتکل در ایران است. این دو میدان دارای نفوذپذیری تقریباً یکسان هستند، اما میزان نسبی تولید روزانه از میدان نفتی هفتکل به مراتب پایین‌تر از میدان اسپرابری در ابتدای بهره‌برداری می‌باشد.

ضریب بازیافت نفت به صورت طبیعی در هفتکل حدود ۲۲ درصد است در صورتی که ضریب بازیافت طبیعی نفت در میدان اسپرابری کمتر از ۸ درصد بوده است، ولی آنها بیش از ۳۰۰۰ حلقه چاه در این میدان حفر کردند، در حالی که میزان نفت در جا در این میدان ۲ میلیارد بشکه و میزان نفت درجا در میدان هفتکل حدود ۷ میلیارد بشکه است و حال آن که تنها حدود ۴۰ حلقه چاه در آن حفر شده است. پس از یک دورهٔ کوتاه برداشت نفت به صورت طبیعی از میدان اسپرابری، برای مدتی طولانی آب و متعاقب آن برای مدت کوتاهی CO_2 تزریق شد، در نتیجه کل بازیافت نفت از مخزن فوق تاکنون حدود ۱۲ درصد بوده است.

در صورتی که فشار میدان نفتی هفتکل را به حد اولیهٔ آن در تاج مخزن یعنی ۱۴۲۰PSI[2] رسانده شود، ضریب بازیافت نفت این مخزن به بیش از ۲۷ درصد می‌رسد. از سوی دیگر اگر می‌توانستیم فشار مخزن هفتکل را به حد اولیهٔ فشار مخزن اسپرابری یعنی معادل ۲۲۵۰PSI افزایش دهیم، ضریب بازیافت نفت مخزن فوق به حدود ۳۵ درصد می‌توانست برسد.

تفاوت اصلی بازیافت نفت در میدانهای هفتکل و اسپرابری نشان دهنده آن است که میدان هفتکل اولاً با سرمایه‌گذاری بسیار پایین‌تر به نحو بهتر و صحیح‌تری بهره‌برداری شده

1. Spraberry (به مقاله شماره ۱۵ مراجعه شود)
2. Pound Per Square Inch

است و ثانیاً تخلیه سریع از مخازن شکاف‌دار، همواره افت شدیدی در بازیافت نفت به دنبال دارد.

نمونه‌های بالا نشانگر آن است که مخازن ایران با حداکثر ضریب بازدهی، تحت شرایط تخلیه طبیعی قرار داشته‌اند و نباید آنها را با مخازنی که از ویژگی‌های دیگری برخوردارند مقایسه کرد. در حقیقت ضریب بازیافت نفت در مخازن مشابه در کشور امریکا یا هر جای دیگر، فاصله بسیار زیادی با ضریب بازیافت نفت در ایران دارد، چنان‌که به نمونه‌ای از آن در مورد هفتکل اشاره شد. بنابراین ضریب بازیافت نفت در ایران را نباید با هیچ جای دیگر جهان که دارای خصوصیات مخزنیِ متفاوت و دارای طبیعتِ تولیدی خاصِ خود است و یا از ویژگی‌های دیگری برخوردارند مقایسه کرد.

با وجود این، در مطالعه تطبیقی ضرایب بازیافت نفت از مخازن شکاف‌دار ایران با مخازن مشابه در سایر نقاط جهان باید به موارد زیر توجه کرد.

الف- کشورهایی که دارای مخازن شکاف‌دار از جنس سنگ آهک هستند (مشابه آنچه در ایران وجود دارد) غالباً در تملک شرکتهای دولتی است، مانند کشورهای مکزیک، عراق، عمان، لیبی و سوریه. این کشورها اطلاعات کافی در مورد ذخایر نفتی خود منتشر نمی‌کنند، به ویژه در مورد ضریب بازیافت نفت از آنها.

ب- مخازن نفت کشورهای فوق عموماً شکاف‌دار است، اما برای مثال مخازن نفتی کشور مکزیک غالباً دارای فشار بسیار بالاتری از «فشار نقطه اشباع»[1] است و بخش عمده‌ای از بازیافت نفت ناشی از جریان انبساط سیال در سنگ مخزن است، در صورتی که بیشتر میدانهای نفتی ایران از ابتدا در حدود فشار نقطه اشباع هستند و از انبساط سیالِ بسیار کمی برخوردارند.

بنابراین برای مقایسه ضرایب بازیافت نفت از مخازن مکزیک با مخازن ایران در شرایط تقریباً یکسان، باید میزان بازیافت نفت را از فشار نقطه اشباع تا پایان طول عمر مخزن محاسبه و مقایسه کرد.

---

1. Bubble Point Pressure

ج- بعضی از مخازن کشورهای فوق‌الذکر، حاوی غارهای بزرگ است مانند میدان نفتی کرکوک در عراق[۱] و یا قوار در عربستان و بعضی دیگر حاوی «حفره‌های کوچک»[۲] مانند بسیاری از ذخایر نفتی مکزیک. ضریب بازیافت نفت از این مخازن به دلیل وجود غارهای بزرگ نفتی یا حوزه‌ها به مراتب بیش از ذخایر مشابه آن در ایران است.

د- حدود ۱۵ مخزن شکاف‌دار در قسمت شمال شرقی سوریه وجود دارد که دارای نفت تقریباً سنگین و فشار کم است. این مخازن به وسیله متخصصین شوروی سابق و بدون تجربهٔ کافی مورد بهره‌برداری قرار گرفته بود. میزان بازدهی این مخازن کمتر از ۱۶ درصد گزارش شده است که نسبت به موارد مشابه آن در ایران پایین‌تر است.

هـ - در بسیاری از نشریات نفتی به میزان «تولید ـ فشار» مخازن مختلف اشاره می‌شود، ولی هیچ گاه از بازیافت نهایی در این مخازن ذکری به میان نمی‌آید. این گونه نشریات معمولاً به میزان نفتی که در مدت زمانی معین استخراج می‌شود تکیه می‌کنند، بنابراین مرجع مستند و کافی در زمینه مقایسه مخازن وجود ندارد.

از توضیحات بالا پیچیدگی مسئله تا حدودی روشن می‌شود. به هر حال بر اساس اطلاعات منتشر شدهٔ موجود در مورد مخازنی که تا حدودی مشابه مخازن ایران هستند می‌توانیم از روشهای درجه‌بندی استفاده کنیم تا تخمین بهتری از ضریب بازیافت به دست آوردیم. در ذیل به چند نمونه دیگر از این موارد اشاره می‌کنیم.

۱-۱. میدان نفتی فهود (عمان)[۳]

این میدان از جنس سنگ آهک با فشار کم و دارای نفت سبک است، شبیه آنچه در هفتکل وجود دارد. فرق اصلی این دو مخزن، ارتفاع بلوکهای آنها و نفوذپذیری سنگ مخزن است. در مخزن هفتکل ارتفاع بلوکهای ماتریسی حدود ۱۰ پا و نفوذپذیری ۰/۲میلی دارسی است، در حالی که در میدان نفتی فهود ارتفاع بلوکها بیش از ۲۰۰ فوت و

---

۱. به منبع شماره ۴۲ مراجعه شود.

2. Vugs

۳. به مقاله شماره ۳۹ مراجعه شود.

نفوذپذیری حدود ۱۰ میلی دارسی است. میزان نفت اشباع باقیمانده در بخش گازی سنگ مخزن که به وسیله روش «نمودارگیری خاص»[1] اندازه‌گیری شده در چاههای میدان نفتی فهود، حدود ٤۰ درصد و در میدان هفتکل حدود ۷۰ درصد است.

دلیل این اختلاف زیاد، اختلاف بین اندازه بلوکها و شاخص منحنی فشار موئینگی است که چندین سال قبل از اندازه‌گیری‌های میدان نفتی فهود برای مخزن هفتکل ترسیم شده بود. شاخص فشار موئینگی این دو میدان کاملاً مشابه و هر دو دارای Sorg[2] حدود ٤۰ درصد است.

با وجودی که در میدان هفتکل، میزان نفوذپذیری حدود ۵۰ بار کمتر از میدان فهود است، عملکرد هر دو میدان رفتار مشابهی را نشان می‌دهند، در حالی که این عملکرد باید تا حدودی کمتر از میدان فهود باشد. دلیل عمده این امر آن است که نفت تولیدی از میدان هفتکل با سرعت کمتری از میدان فهود صورت گرفته است.

از سال ۱۹۷۲ تا ۱۹۸۷ در میدان نفتی فهود، تولید نفت همراه با تزریق آب انجام می‌گرفته است. این آب تزریقی در بازیافت نفت از سنگ مخزن، تأثیر بسیار کمی داشته و بخش زیادی از آب تزریقی از چاههای مجاور استخراج شده است. از این رو تزریق آب به درون چاههای این میدان پس از ۱۵ سال متوقف شده است[3].

۲-۱. میدان نفتی «ابکتون» (مکزیک)[4]

این میدان نفتی شکاف‌دار از نوع سنگ آهکی با بافت حفره‌ای است و سنگ مخزن آن نفوذپذیری بالاتری نسبت به سنگ مخزن میدان هفتکل دارد. میزان ذخیره نفت در هر دو مخزن مشابه است. سنگ مخزن این میدان نیز از نوع نفت دوست بوده و میزان ذخیره نفت آن هم نزدیک به میدان هفتکل است.

---

1. Logging
2. Gas Oil Residual Saturation

۳. به مقاله شماره ۳۹ مراجعه شود.

4. Abkatun (به مقاله شماره ٤۰ مراجعه شود)

نفت تولیدی از میدان ابکتون تحت فشار زیاد آب و عمدتاً از لایه‌های بالایی مخزن به دست می‌آید. ضریب بازیافت نفت از سنگ مخزن حدود ۲۰درصد تخمین زده می‌شود. بازیافت نفت از حفره‌های درون بلوکها همراه با نفت داخل بلوکها که دارای نفوذپذیری کمی هستند حاصل می‌شود.

به نظر می‌رسد در این میدان تخلخل حفره‌های داخل بلوکهای ماتریسی حدود ۵ درصد تخلخل سنگ مخزن باشد، لذا با توجه به بازدهی تقریباً کامل جابه‌جایی نفت درون حفره‌ها، متوسط جابه‌جایی نفتِ موجود در بلوکهای ماتریسی حدود ۱۵/۸ درصد محاسبه شده است. این میزان کمی کمتر از راندمان ۱۷ درصدی است که برای مخزن هفتکل در نظر گرفته شده است. در نتیجه میزان بازیافت نفت از طریق آب در مخزن هفتکل کمی بیش از مخزن ابکتون است. علت این امر، سرعت بهره‌برداری از مخزن هفتکل است که به مراتب آهسته‌تر از مخزن ابکتون بوده است.

۳-۱. میدان نفتی «اسپرابری» (امریکا) [۱]

میدان نفتی اسپرابری، میدانی است شکافدار که در سال ۱۹۵۰ کشف شد. فشار اولیه این میدان ۲۲۵۰PSI[۲] و میانگین نفوذپذیری ماتریس حدود ۰/۱ میلی دارسی یعنی نزدیک به نفوذپذیری مخزن هفتکل با نفوذپذیری ۰/۲ میلی دارسی است.

بهره‌برداری از میدان اسپرابری به وسیله دست‌اندرکاران مختلفی صورت گرفت. آنها قصد داشتند تا جایی که ممکن است هرچه سریع‌تر از این مخزن بهره‌برداری کنند، با امید به اینکه میزان بازیافت نفت آن از میدان نفتی هفتکل بیشتر باشد.

در خلال سه سال از شروع بهره‌برداری، نزدیک به ۳۰۰۰ چاه در این میدان حفر شد ولی فقط حدود ۸ درصد نفت درجای مخزن استخراج شد، زیرا متعاقب آن در مدت کوتاهی فشار مخزن به حدود ۵۰۰PSI کاهش یافت. از آن پس آب به مخزن تزریق شد ولی

---

۱. به مقاله شماره ۱۵ مراجعه شود.

2. Pound per Square Inch

این امر با بازیافت نفت بسیار کم همراه بود. سپس گاز CO_2 به مخزن تزریق کردند، اما باز هم بازیافت نفت ناچیز بود.

علی‌رغم تمام کوششهایی که تاکنون به عمل آمده است جمع نفت بازیافتی از این مخزن حدود ۱۲ درصد می‌باشد. در حالی که مخزن هفتکل با فشار اولیه ۱٤۲۰ PSI با حجم نفت درجای سه برابر میدان اسپرابری، با حدود ٤۰ حلقه چاه، تخلیه شده است. ضریب بازیافت طبیعی این میدان حدود ۲۲ درصد بالغ می‌شود. پس از تزریق گاز در سال ۱۹۷٦ اکنون تخمین زده می‌شود که ضریب بازیافت نهایی نفت از میدان هفتکل به حدود ۲۸ درصد افزایش خواهد یافت. اگر فشار مخزن هفتکل می‌توانست به حد فشار مخزن اسپرابری یعنی ۲۲۵۰ PSI برسد، میزان بازیافت نفت از آن تا حدود ۳۵ درصد افزایش می‌یافت.

دلیل اصلی چنین اختلاف زیادی در بازیافت نفت، استفاده کامل از فرآیند ریزش ثقلی و سرعت پایین تولید از این مخزن بوده است.

٤-۱. بررسیهای آزمایشگاهی[۱]

ضریب بازیافت نفت از یک قطعه سنگ آهک ۱٦۰ سانتیمتری با نفوذپذیری یک میلی دارسی، تحت فشار و حرارت مخزن، همراه با فشارهای مختلف تزریق گاز نشان داد که حداقل ضریب بازیافت نفت بین ٦۰ تا ۷۰ درصد است، یعنی غالباً میزان نفت اشباع باقیمانده در یک نمونه سنگ آهک نفت‌دوست، بین ۳۰ تا ٤۰ درصد تغییر می‌کند.

این یک تجربهٔ منحصربه فرد آزمایشگاهی است که از یک سنگ مخزن نفت‌دوست، با نفوذپذیری بسیار پایین صورت گرفته است. نتیجه این آزمایش تأیید می‌کند که میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده در میدانهای هفتکل و آغاجاری متناسب با ارتفاع بلوکهای سنگ آهک و فشار موئینگی آنهاست.

---

۱. به مقاله شماره ٤۹ مراجعه شود.

به طور کلی می‌توان نتیجه‌گیری کرد که ضریب بازیافت نفت از بلوکهای ماتریسی مخازن شکاف‌دار ایران با نفوذپذیری بسیار کم و تحت تأثیر جریان ریزش ثقلی، بسیار بالاتر از نفت تولیدی از مخازن مشابه آن در کشورهای دیگر است.

۲. مناسب‌ترین فرآیند بازیافت نفت از مخازن تک تخلخلی و شکاف‌دار چیست؟

در پاسخ به این سؤال نه‌تنها باید کاربرد ابزارهای مختلف مورد استفادهٔ موجود در این زمینه را بشناسیم بلکه باید گزارشهای تهیه شده و مطالعات انجام شده در مورد میدانهای مختلف نفتی و همچنین مطالعات آزمایشگاهی برای اندازه‌گیری میزان نفت اشباع باقی‌مانده از نمونه‌گیریهای مختلف را نیز مورد بررسی قرار دهیم. به عبارت دیگر:

الف- تحقیق و ارزیابیِ مخازن جهان که بهترین تولید نفت را بر اثر تزریق گاز یا آب یا هر سیال دیگر داشته‌اند.

ب- مطالعات آزمایشگاهی درباره میزان نفت اشباع باقیمانده بر اثر جابه‌جایی آب یا گاز یا هر سیال دیگر و ارزیابی آنها.

در این زمینه در سال ۱۹۸۹ یک پروژه آزمایشگاهی توسط «مؤسسه نفت فرانسه» I.F.P[1] آغاز شد. اساس این کار آزمایشگاهی بر مبنای مشاهدات عینی از ضریب بازیافت نفت از چندین مخزن نفتی، همراه با تزریق آب یا گاز در آنها بود. بافت سنگ این مخازن تقریباً یکنواخت و تولید نفت از آنها به آرامی و تحت شرایط تزریق آب از لایه‌های پائین یا گاز از لایه‌های بالایی مخزن صورت می‌گرفت. با این آزمایشها مشخص شد که کدام روش تزریقی بر دیگری ترجیح داد و از آن می‌توان به عنوان یک اصل در کشورهای نفت‌خیز جهان استفاده کرد.

مؤسسه نفت فرانسه و محققان دیگر، اندازه‌گیریهای مختلف فشار موئینگی نفت را بر روی نمونه‌های سنگ مخزن انجام دادند. این مطالعات در مجموع نشان داد که در مخازن

1.Institut Frances du Pétrole (به مقالات شماره ۲۸ و ۴۳ مراجعه شود)

تک تخلخلی آب دوست، میزان نفت اشباع شده باقیمانده ناشی از تزریق گاز به مراتب پایین‌تر از میزان نفت اشباع شده باقیمانده بر اثر تزریق آب است.

این کشف مهم در دهم اوت سال ۱۹۹۹ توسط مؤسسه نفت فرانسه به نام سعیدی به عنوان کاشف اصلی و لانژرون[1] به عنوان دستیار به ثبت رسید (ثبت امریکا به شماره ۵،۹۳۷،۳٦۳).

۱-۲. تاریخچه مختصر بررسیهای میدانی

تاریخچه مختصر بررسیهای میدانی که منجر به کشف این مفهوم پایه‌ای شد به شرح زیر است:

۱-۱-۲. میدان نفتی «زلتون» (ناصر)[2]

این میدان در دههٔ پنجاه میلادی توسط شرکت «اکسان»[3] در لیبی کشف شد. این مخزن از جنس سنگ آهک با بافت تقریباً یکسان و نفوذپذیری دو دارسی است. جنس نفت آن از نوع سبک است و توسط «آب رانی» طبیعی از لایه‌های پایین شروع شده و از سالها پیش تاکنون ادامه دارد. تولید نفت این میدان سالها به میزان ۷۰۰ هزار بشکه در روز ادامه داشت.

در حال حاضر این مخزن با تولید حدود ۳۰ هزار بشکه نفت در روزهمراه با بیش از یک میلیون بشکه آب بهره‌برداری می‌شود. میزان نفت تولید شده از این میدان حدود ۵۲ درصد نفت درجای اولیه آن است. این مخزن به عنوان نمونه‌ای بارز در جابه‌جایی نفت توسط آب محسوب می‌شود و همه شرایط مناسب را برای جابه‌جایی کامل آب با نفت داراست. حداکثر ضریب بازیافت نفت از این مخزن حدود ۵۵ درصد با بهره‌برداری ۹۹ درصد آب و یک درصد نفت پیش‌بینی می‌شود که بالاترین رقم ممکن جابه‌جایی آب با نفت است.

---

1. Longeron
2. Zelton
3. Exxon

۲-۱-۲. میدان نفتی «قوار»[1]

این میدان به عنوان بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان توسط شرکت «آرامکو»[2] در عربستان کشف شد. طول این میدان ۲۵۰ کیلومتر از سنگ آهک با نفوذپذیری حدود یک دارسی در قسمت شمالی میدان و حدود ۱۰۰ میلی دارسی در قسمت جنوبی آن است.

اکنون تولید نفت از این میدان، تحت فشار ثابت حدود ۴۰۰۰PSI به کمک تزریق روزانه ۵ میلیون بشکه آب از بخش پایین مخزن به طرزی دقیق طراحی شده است.

حداکثر بازیافت نفت از این میدان عظیم، با نفوذپذیری بسیار عالی، بین ۵۰ تا ۵۵ درصد است. البته باید توجه داشت که وجود کانالهایی عریض و مرتفع در بخشی از این مخزن[3] با ضریب بازیافت ۱۰۰ درصد، در بالا بردن ضریب بازیافت این میدان مؤثر است.

۳-۱-۲. میدان نفتی «انتظار»[4]

این میدان توسط شرکت «اکسیدنتال»[5] در دهه شصت میلادی در لیبی کشف شد. سنگ مخزن این میدان از نوع سنگ آهکی با درجهٔ نفوذپذیری حدود ۲۰۰ میلی دارسی است که حاوی نفت سبک است و به وسیله «آب‌رانی» طبیعی مخزن، نفت تولید می‌شود. از سال ۱۹۸۰ تا چند سال پیش روزانه ۱۰۰ میلیون پای مکعب گاز به این میدان تزریق می‌شد[6]. مطالعات انجام شده بر روی این مخازن نشان می‌دهد که میزان بازیافت نفت از بخش آب‌رسانی مخزن حدود ۵۰ تا۵۵ و میزان بازیافت نفت از بخشِ گازی آن حدود ۷۰ تا ۷۵ درصد می‌باشد. به عبارت دیگر میزان بازیافت نفت به وسیلهٔ گاز بین ۱۵ تا ۲۵ درصد بیش از آب است.

---

1. Ghawar
2. Aramco

۳. این کانال‌ها را اصطلاحاً Super K می‌گویند.

4. Intezar
5. Occidental

۶. به مقاله شماره ۵ مراجعه شود.

٤-۱-۲. میدان نفتی «لیک ویو»[1]

این میدان در ایالت کالیفرنیای آمریکا قرار دارد و در سال ۱۹۱۰ کشف شد و در سال ۱۹۳٤ به تولید رسید.سنگ مخزن آن از نوع سنگ ماسه‌ای و میزان آب اشباع اولیه آن حدود ۲۵ درصد است. میزان نفوذپذیری آن حدود ۲ دارسی است. تولید نفت این میدان تحت جریان ریزش ثقلی و بدون تزریق گاز صورت گرفته است[2].

فشار اولیه مخزن از حدود ۱٦۰۰PSI به حدود ۲۰۰PSI کاهش پیدا کرده ولی ضریب بازیافت به بیش از ۷۷ درصد افزایش یافته است. ضریب بازیافت این میدان شبیه میدان انتظار لیبی است. میزان نفت درجای این مخزن حدود ٦۰ میلیون بشکه بوده و حدود ۲۵۰ حلقه چاه در آن حفر شده است و لذا میزان نفت درجای این مخزن به نحو دقیقی شناخته شده است.

۵-۱-۲. میدان نفتی «فهود»[3]

این میدان نفتی شکاف‌دار، بخشی از حوزهٔ عملیاتی شرکت «شل» در کشور عمان است. سنگ مخزن این میدان از نوع آهکی است و حاوی نفت سبک است. در این میدان بیش از ۱۵ سال آب تزریق می‌شد، ولی میزان موفقیت آن بسیار کم بود. در حقیقت حجم زیادی از آب تزریق شده، از چاه‌های مجاور برداشت می‌شد. به همین دلیل شرکت «شل» تزریق آب به این میدان نفتی را از سال ۱۹۸۷ متوقف کرد[4]. دلیل عمدهٔ پایین‌تر بودن بازیافت نفت به وسیله گاز در این میدان (حدود ٦۰ درصد- در مقایسه با میادین نفتی لیک ویوی امریکا و انتظارِ کشور لیبی) نفت‌دوست بودن سنگ مخزن این میدان است.

---

1. Lakeview Pool

۲. به مقالات شماره ٤٤ و ٤۸ مراجعه شود.

3. Fahud

٤. به مقاله شماره ۳۹ مراجعه شود.

٦-۱-۲. میدان نفتی هفتکل[1]

فرآیند دوگانهٔ جابه‌جایی با آب و گاز فرآیندی جدید و منحصر به فرد بود که برای اولین بار در تاریخ صنعت نفت جهان مهندسان شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۹۷۲ در میدان نفتی هفتکل طراحی کردند و علی‌رغم مخالفت اولیه اعضای کنسوسیوم، در سال ۱۹۷٦ به مرحله اجرا درآمد.

تا قبل از شروع تزریق گاز، میزان تولید از این میدان حدود ١٤ هزار بشکه در روز بود. این میزانِ تولید پس از تشکیل ستون نفتی در مخزن، به ٤٠ هزار بشکه در روز رسید. ارتفاع ستون نفتی نیز از ۱۳۰ پا، قبل از شروع تزریق گاز، به حدود ٤٠٠ پا پس از تزریق گاز افزایش یافت. از زمانی که ستون نفتی به وضعیت پایدار خود رسید نزدیک به ۲۰۰ میلیون بشکه نفت تا کنون از این میدان نفت استخراج شده است. بازدهی نفتِ ناشی از تزریق گاز، بیش از ۲۸ درصد برآورد می‌شود.

به طور کلی میدان نفتی هفتکل از فشار اولیهٔ کمی (معادل ١٤٢٠PSI) برخوردار است و افزایش بازیافت نفت شامل افزایش فشار مخزن و اختلاف بین ضریب بازدهی «نفت - گاز» و «نفت - آب» می‌شود که در اثر تزریق گاز انجام گرفته است.

این فرآیند دوگانهٔ جابه‌جایی نفت، ابتداء با آب و سپس توسط گاز - که برای اولین بار در میدان نفتی هفتکل تجربه شد - در لیبی، آمریکا، چین، اندونزی، خاورمیانه و سایر کشورهای جهان به کار گرفته شده است.

در این فرآیند که در میدانهای نفتی «آب رانده شده»[2] به کار گرفته شده است، گاز به مخزنی که آب حجم زیادی از آن را فرا گرفته تزریق می‌شود. با تزریق گاز و افزایش فشار مخزن، ستون نازک نفت باقیمانده را تا جایی که ممکن است به پایین می‌رانند و در نتیجه گاز، جایگزین آب و نفت می‌شود. این فرآیند جابه‌جایی نفت با گاز نشان داد که بدون هیچ تردیدی گاز جانشین بهتری برای آب است و استفاده از آن به بازیافت نفت بیشتری منجر می‌شود.

---

1. Haft Kel (به مقالات شماره ٤١ و ٤٥ مراجعه شود)
2. Water-invaded

۷-۱-۲. میدان نفتی «هندیل»[1]

این مخزن از جنس سنگ ماسه‌ای در فلات قاره کشور اندونزی با میانگین نفوذپذیری یک دارسی است. تولید از این میدان - چه به صورت «آب‌رانی طبیعی» و چه به وسیله تزریق آب - تا سال ۱۹۹۵ ادامه داشت تا آنکه آب به نزدیکی تاج مخزن رسید. از آن زمان تا کنون ابتداء گاز و فعلاً هوا به داخل مخزن تزریق می‌شود تا آبِ همراه با نفت را به پایین براند و نفت باقیمانده از این طریق به دست آید. این اقدام، تقلیدی از همان فرآیند جایگزینی دوگانه است که حدود ۲٦ سال قبل در ایران به مورد اجراء گذارده شد.

این پروژه پس از انجام تحقیقات آزمایشگاهی نشان داد[2] که از طریق فرآیند جابه‌جایی دوگانهٔ نفت توسط آب و سپس گاز، می‌توان نفت بیشتری استحصال کرد. به همین دلیل شرکت توتال بر آن شد تا سرمایه‌گذاری قابل ملاحظه‌ای را در این پروژه انجام دهد. در حال حاضر پس از گذشت ۵ سال از شروع این پروژه، نتایج به دست آمده در مورد این مخزن، همان رفتاری را نشان داده است که پیش‌بینی می‌شد.

بنابراین، این اصل که تزریق گاز در مقایسه با آب در جابه‌جایی نفت، بهره‌وری بیشتری دارد تأیید شده است، یعنی با تزریق گاز بخش قابل ملاحظه‌ای از نفت اشباع باقیمانده در سنگ مخزن را که آب نتوانسته است آن را جا به جا کند، می‌توان تولید کرد.

۸-۱-۲. میدان نفتی «ابکتون»[3]

یک مخزن نفتی شکاف‌دار با «سنگ مخزن حفره‌دار»[4] در فلات قاره مکزیک قرار دارد. مطالعه این مخزن نشان می‌دهد در ناحیه‌ای که آب‌رانی داشته، میزان بازیافت نفت حدود ۲۰ درصد بوده است. چنانچه حفره‌های در تماس با بلوکهای ماتریسی را در نظر نگیریم این مقدار به ۱۵/۷ درصد کاهش خواهد یافت، که با بخش آب‌رانی میدان کم فشار هفتکل همخوانی دارد.

---

1. Handil (به مقالات شماره ۷، ۲۱، ۳۳ و ۵۱ مراجعه شود)

۲. به مقالات شماره ۷ و ۳۲ مراجعه شود.

۳. Abkatun ـ به مقاله شماره ٤۰ مراجعه شود.

4. Vugs

باید اضافه کرد که میزان بازیافت نفت در میدان نفتی هفتکل از طریق آب‌رانی حداکثر معادل ۱۷ درصد نفت درجا است. اکنون برنامه‌ریزی شده است که گاز طبیعی یا گاز ازت به این مخزن تزریق شود تا نفت اضافی موجود در ناحیه آبی این میدان که آب نتوانسته آنرا جابه‌جا نماید، بازیافت شود.

۹-۱-۲. تزریق گاز به میدانهای «مایلزسیکس پول»[۱] و «هاوکینز»[۲] در امریکا، «LL-۳۷۰»[۳] در ونزوئلا، «لانس گریک سان دانس»[۴]، «بروک هاون»[۵] و «ویل کاکس»[۶]، «هی بیگ»[۷]، «سیدار لیک»[۸] و «رالی»[۹] در امریکا و «آفین سینا»[۱۰] در ونزوئلا

از معدود میدانهای قدیمی به شمار می‌روند که در وضعیتهای مختلف با تزریق گاز به جای آب از نفت بازیافتی قابل توجهی برخوردار بوده‌اند.

۱۰-۱-۲. «دکسترا»[۱۱]

دکسترا در مقاله‌ای، تاریخچه چندین مخزن از جنس سنگ ماسه‌ای آب‌دوست را ذکر کرده است که با ریزش ثقلی بین گاز و نفت، ضریب بازیافتی بیش از ۷۰ درصد داشته‌اند. این رقم بازیافت نفت با ارقام ذکر شدهٔ پیشین مطابقت کامل دارد.

---

۱. Miles Six Pool ـ به مقاله شماره ۱ مراجعه شود.

۲. Hawkins ـ به مقالات شماره ٤، ۲۵ و ۲٦ مراجعه شود.

۳. LL-370 ـ به مقالات شماره ۱۳ و ۳٤ مراجعه شود

٤. Lance Greek Sundance ـ به مقاله شماره ۱٤ مراجعه شود.

۵. Brook Haven ـ به مقاله شماره ۲۰ مراجعه شود.

٦. Wilcox ـ به مقاله شماره ۲۳ مراجعه شود.

۷. Hibig ـ به مقاله شماره ۲٤ مراجعه شود.

۸. Cedar Lake ـ به مقاله شماره ۲۹ مراجعه شود.

۹. Raleigh ـ به مقاله شماره ۳۵ مراجعه شود.

۱۰. Offincina ـ به مقاله شماره ۵۵ مراجعه شود.

۱۱. Dykstra, H ـ به مقاله شماره ۱۲ مراجعه شود.

مثالهای فوق به روشنی حاکی از آن است که بهترین و بالاترین بازیافت نفت به وسیله آب از ۵۰ یا احتمالاً ۵۵ درصد بیشتر نخواهد بود، در صورتی که بازیافت نفت به وسیله گاز به حد ۷۸ درصد نیز می‌رسد. این امر ثابت می‌کند که تزریق گاز در مخازن تک تخلخلی نیز، بهترین روش برای بازیافت نفت است.

پس از فرآیند موفق تزریق دوگانه در میدان نفتی هفتکل، تاکنون چندین پروژهٔ دیگر در سطح جهان براساس این روش انجام شده است. تزریق هوا به مخازن نفتی جابه‌جا شده توسط آب، مانند «هورس کریک»[1] در ایالات متحده امریکا و «یان لینگ»[2] در چین، تزریق گاز و هوا به میدان هندیل[3] در اندونزی و تزریق گاز به میدان ابوالبخوش در ابوظبی، مثالهای خوبی از این فرآیند بازیافت نفت است.

۲-۲. سایر تجربه‌های آزمایشگاهی

علاوه بر بررسی میدانهای فوق، چندین تجربهٔ آزمایشگاهی با به کار بردن گاز، هوا و گاز ازت به عنوان مایعات جایگزین، بر روی قطعات کوتاه و بلند سنگهای ماسه‌ای انجام گرفته که نتایج بعضی از آنها به شرح زیر است:

۱-۲-۲. آزمایش «ترویلگر و همکاران»[4]

این پژوهشگران، ستونی از ماسه فشردهٔ غیرهمگن به ارتفاع ۱۳ پا را با آب نمک اشباع کردند و سپس هوا را با سرعتهای مختلف در آن تزریق نمودند. آنان ابتداء با سرعتی معادل ریزش ثقلی و سپس با افزایش سرعت تزریق، آزمایشهای مختلفی را انجام دادند. این آزمایشها نشان داد که جابه‌جایی سیال مذکور، تابعی از سرعت تزریق است و در صورت تزریق با سرعتی معادل ریزش ثقلی بالاترین بازده به دست می‌آید. ضریب بازیافت مایع از

---

۱. Horse Creek ـ به مقاله شماره ٦ مراجعه شود.

2. Yan Ling

۳. Handil ـ به مقالات شماره ۷، ۳۱، ۳۲، ۳۹، ٤٦، ۵۱ مراجعه شود.

٤. Terwilliger, *et al* ـ به مقاله شماره ۵۲ مراجعه شود.

۷۵ درصد با سرعتی معادل ریزش ثقلی به ۳۵ درصد در سرعت بسیار بالای تزریق هوا (روش جابه‌جایی به طرف جلو) کاهش پیدا کرد.

ضریب بازیافت مایع با سرعتی معادل ریزش ثقلی در این آزمایشها با آنچه در مخازن نفتی به صورت فیزیکی اتفاق می‌افتد مشابهت دارد.[۱]

۲-۲-۲. آزمایش «دو موره»[۲]

دو موره از چندین ستون ماسهٔ فشردهٔ یکدست به ارتفاع ۱/۵ پا - که با آب و نفت اشباع شده بود - استفاده کرد. بدین ترتیب هریک از ستونها حاوی حدود ۱٤ درصد آب و حدود ۸٦ درصد نفت به طور یکنواخت بودند. او سپس این ستون را در ظرفی عمودی و تحت شرایط فشار اتمسفر قرار داد و در زمانهای مختلف محتوی قطعات ۵ سانتیمتری از آن را آزمایش کرد. نتایج نشان داد که میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده در آن قطعات، پس از حدود ۳۰۰ ساعت تقریباً به صفر تنزل یافت. این مطالعات با استفاده از دو نوع نفت که یکی از آنها بر روی آب - پخش[۳] و دیگری، غیر پخش بر روی آب[٤] بود انجام گرفت. همچنین میزان نفت اشباع باقیمانده در حالت دوم، حدود ۱۰ درصد بالاتر از حالت اول در همان زمان بود.

۲-۲-۳. آزمایشهای تخلیه نفت با روش گرانروی توسط انستیتو نفت فرانسه[۵]

این آزمایشها مشابه وضعیت مخزن آغاجاری طراحی شد و سه آزمایش تخلیه نفت با روش گرانروی تحت دو فشار مختلف را شامل می‌شد. آزمایش سوم اندازه‌گیری تخلیه به روش گرانروی تحت فشار PSI ۱۰۰۰ بود و هنگامی که این آزمایش به نتیجه نهایی نزدیک شد فشار آن به PSI ۳٦۰۰ افزایش داده شد.

---

۱. به مقالات ۵، ۱۱ و ٤۸ مراجعه شود.

۲. Dumore ـ به مقاله شماره ۱۰ مراجعه شود.

3. Spreading
4. Non-Spreading

۵. IFP ـ به مقاله شماره ٤۲ مراجعه شود.

سنگ مورد استفاده در این آزمایشها دارای نفوذپذیری حدود ۱۱۰ میلی‌دارسی و میزان اشباع آب آن حدود ۱۵ درصد بود. همچنین از نفت و گاز مخزن آغاجاری در نقطهٔ اشباع ۱۰۰۰PSI و فشار ۳٦۰۰PSI و حرارت ۱۵۸ درجه فارنهایت استفاده شد. ضریب بازیافت حاصل از آزمایش فوق به ترتیب ۵۰ درصد و ٦۲/۵ درصد برای فشارهای ۱۰۰۰PSI و ۳٦۰۰PSI بوده است.

هدف اصلی این اندازه‌گیریها بررسی اختلاف افزایش ضریب بازیافت نفت بر اثر تغییر فشار از ۱۰۰۰PSI به فشار اولیهٔ مخزن، یعنی ۳٦۰۰PSI بود. این آزمایشها نشان داد که میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده معادل ۳۳/٤ تا ۳٤/۲ درصد به ترتیب برای فشارهای ۱۰۰۰PSI و ۳٦۰۰PSI بوده است. احتمال دارد درصد اشباع نفت باقیمانده در این آزمایشها کمی پایین‌تر از میزان واقعی آنها در مخازن شکاف‌دار آهکی باشد.

برای پیاده کردن نتایج فوق در مقیاس واقعی مخازن نفتی[1] - مثلاً برای میدان نفتی آغاجاری - باید منحنی نسبت فشار موئینگی ناحیهٔ نفتی این میدان را با منحنی فشار موئینگی به کار برده شده در مطالعات آزمایشگاهی مقایسه کرد. البته باید دقت شود که میانگین ارتفاع بلوکهای سنگ مخزن آغاجاری حدود ۱۵ فوت و سنگ آن غالباً از نوع نفت دوست است. استفاده از نفت اصلی مخزن در مغزه‌ها و نگهداری آن به مدت طولانی باعث تبدیل شدن نمونه سنگ مخزن از آب‌دوست به تقریباً نفت‌دوست می‌شود. به این فرآیند اصطلاحاً «عمر دادن»[2] می‌گویند.

٤-۲-۲. آزمایشهای سروش و سعیدی[3]

در این کار آزمایشگاهی ازسنگ مخزن واقعی یکی از مخازن سنگ آهک کشور و مایعات واقعی درون آنها استفاده شد. این مطالعات آزمایشگاهی در وضعیت فشار مخزن

1. Upscaling
2. Aging

۳. به مقاله شماره ٤۹ مراجعه شود.

۴۲۰۰PSI، حرارت ۱۵۹ درجه فارنهایت و فشار «سربار»[1] ۶۰۰۰PSI انجام شد و «گاز متعادل»[2] با سرعتهای متفاوت در سنگ نمونه تزریق شد.

هنگامی که سرعت تزریق از ۸CC در ساعت به حدود ۱CC در ساعت کاهش پیدا کرد، درصد بازیافت نفت نیز از حدود ۶۰ درصد به ۷۵ درصد رسید. این اختلاف ضریب بازیافت نفت، دستاوردهای آزمایشهای قبلی را تأیید می‌کند.

۵-۲-۲. آزمایشهای فشار موئینگی توسط انستیتو نفت فرانسه[3]

در طول دهه هشتاد، دانش جابه‌جایی نفت به وسیله تزریق سیالات مختلف، بهبود بیشتری پیدا کرد. این توسعهٔ علمی، مواردی از قبیل تجزیه و تحلیل بازیافت نفت از مخازن مختلف تقریباً همگنِ آب‌دوست در کشورهای مختلف جهان، در اثر جا به جایی آب یا گاز و یا انجام فرآیند جابه‌جایی دوگانه در اثر ریزش ثقلی در سنگهای مخزنی با نفوذپذیری کم را شامل می‌شود.

بر اساس اطلاعات فوق، انستیتو نفت فرانسه پروژه‌ای را به مرحله اجراء درآورد و نشان داد که چرا جابه‌جایی نفت توسط گاز در مقایسه با جابه‌جایی نفت توسط آب از بهره‌وری بیشتری برخوردار است.

در این آزمایش چند نمونه از سنگ مخزنهای متفاوت با نفوذپذیری‌های مختلف انتخاب گردید و میزان نفت اشباع شدهٔ باقیمانده در هریک از نمونه‌ها با روش «صفحهٔ متخلخل[4]» اندازه‌گیری شد. روشهای کاربردی با استفاده از «هوا ـ نفت»، «هوا - آب»، «نفت - آب» و بالاخره «جیوه - هوا» در معدودی از نمونه‌ها مورد آزمایش قرار گرفت.

---

1. Over-burden Pressure

۲. Equilibrium Gas - به معنای مشابه گاز حل شده در نفت.

۳. I.F.P ـ به مقاله شماره ۲۸ مراجعه شود.

4. Porous Plate

این آزمایشها به روشنی نشان داد که آب باقیمانده در سیستمِ گـاز - آب در حـدود $\frac{۱}{۲}$ آن در سیستمِ آب - نفت است. همچنین نفت باقیمانده در سیستم گاز - نفت به نسبت قابل ملاحظه‌ای پایین‌تر از نفت باقیمانده در سیستمِ آب - نفت می‌باشد.

٦-۲-۲. آزمایشهای «بوچار»[1]

بوچار از روش گریز از مرکز و با استفاده از نمونه‌ای با قابلیت نفوذپذیری کم، آزمایشهای مشابهی را انجام داد. او در این آزمایشها علاوه بر استفاده از سیالات «آب ـ نفت»، «آب ـ هوا» از «آب نمک - نفت» و «آب نمک - هوا» نیز استفاده کرد تا اثر آب نمک را در مقایسه با آب خالص نشان دهد. او به همان نتیجه‌ای رسید که انستیتو نفت فرانسه به آن دست یافته بود.

به هر صورت ترکیب «آب نمک ـ نفت» و «آب نمک ـ هوا» به طور نسبی اشباع کمتری در مقایسه با سیستمهای «آب ـ نفت» و «آب ـ هوا» دارد.

اندازه‌گیریهای کشش سطحی بین «نفت ـ آب» و «آب نمک ـ نفت» همچنین بین «آب ـ هوا» و «آب نمک - هوا» اختلافات بسیار ناچیزی را بین هریک از جفتهای فوق نشان داده است.

می‌توان نشان داد که باقیماندهٔ اشباع آب یا آب نمک در «آب ـ نفت» و «آب نمک ـ نفت» به ترتیب دو برابر بیش از «گاز ـ آب» و «گاز ـ آب نمک» است.

۷-۲-۲. آزمایشهای «هاگورت»[2]

در این آزمایشها نمونه‌های سنگ مخزن با نفوذپذیری بین دو دارسی تا چند میلی دارسی که با حداقل آب و مابقی از نفت اشباع شده بود، به انجام رسید. در خلال آزمایش گریز از مرکز موقعی که این مخلوط به وسیله هوا جابه‌جا می‌شد، بخشی از آب موجود در مغزه نیز

---

۱. Bouchar - این اطلاعات آزمایشگاهی که در آزمایشگاه «کانوکو» انجام شده بود به وسیله نامبرده در اختیار نگارنده قرار گرفت.

۲. Hagoort ـ به مقاله شماره ۱۸ مراجعه شود.

استحصال شد. آب استحصال شده نشانگر آن است که حتی میزان حداقل آب اشباع همراه با نفت هنگامی که گاز وارد خلل و فرجها می‌شود نیز کاهش می‌یابد.

این نوع رفتار به صورت فیزیکی در مخازن واقعی[1] هم دیده شده است. آب تولیدی در این مخزن تحت جریان رانش وزنی گاز و نفت در عمق بسیار بالاتری از سطح اولیه آب و نفت عملاً بهره‌برداری شده است، به نحوی که در مقاله مربوط به این میدان که در سال ۱۹۵۰ به چاپ رسیده از آن به عنوان آبی که از محل نامعلومی سرچشمه گرفته نام برده است.

۸-۲-۲. تزریق گاز ازت درلایه‌های آب دوست «استت فورد»،[2] میدان نفتی «برنت»[3] دریای شمال

این تجربه آزمایشگاهی و تجارب مشابه آن تأیید می‌کند که تزریق گاز ازت قادر است نفت باقیمانده‌ای را که در اثر آب‌رانی به حالت بی‌حرکت رسیده است جمع‌آوری کند و آن را قابل بهره‌برداری نماید.

در طول این فرآیند، گاز ازت تزریقی درصدی از ترکیبات سبک نفتی را تبخیر می‌کند که حاصل آن بازیافت کمتر نفت خواهد بود. در صورتی که اگر در آزمایشهای فوق، گاز هیدروکربوری به کار می‌رفت، نفت بیشتری به دست می‌آمد.

تجارب آزمایشگاهی فوق که تنها نمونه‌هایی از تجربیات فراوان در این زمینه است به روشنی نشان می‌دهد که در وضعیت تخلیه به وسیله ریزش ثقلی، جابه‌جایی گاز با نفت در مقایسه با آب، بهره‌وری بیشتری دارد و این امر، مشاهدات عینی را در میدانهای نفتی تأیید می‌کند.

اختلاف عملی بازیافت نفت در این دو فرآیند حدود ۱۵ تا ۲۵ درصد است. اگر مخازن نفتی، آب‌دوست باشند جابه‌جایی نفت توسط گاز بسیار بالاتر از

---

۱. به مقاله شماره ۳۸ مراجعه شود.

2. Statfjord
3. Brent

جابه‌جایی آن با آب است؛ به نحوی که درصد باقیمانده اشباع نفت توسط گاز می‌تواند تا نزدیک به صفر کاهش یابد.

در مخازن نفتیِ نفت دوست سنگ آهکی(به عنوان مثال عموم مخازن نفتی سنگ آهکی ایران) بازیافت نفت از طریق تزریق آب حتی پایین‌تر از تخلیهٔ طبیعی نفت از همان نوع مخازن ولی آب دوست است. مطالعاتی که مؤسسه «کورلب»[1] در مورد میدان گچساران در سال ۱۹۷٤ انجام داد نشان داده است که تخلیهٔ طبیعی این میدان در مقایسه با تزریق آب در آن، بازیافت نفت بیشتری خواهد داشت.

علت اینکه تزریق گاز در مقایسه با آب، بهره‌وری بیشتری به همراه دارد پایین‌تر بودن میزان باقیمانده نفت در سنگ مخزن از طریق گاز در مقایسه با آب است. در ذیل به برخی از علل این موضوع اشاره می‌شود:

الف- کشش سطحی بین نفت و گاز به مراتب پایین‌تر از کشش سطحی بین آب و نفت است. به عنوان مثال در مخزن نفتی آغاجاری با تزریق گاز متعادل، کشش سطحی نفت در فشار نقطهٔ جباب ۳٦٥ PSI، معادل دو «دین»[2] بر سانتیمتر است؛ در صورتی که کشش سطحی بین آب و نفت در همان وضعیت در حدود ۳۰ دین بر سانتیمتر خواهد بود. این موضوع نشان می‌دهد که نفوذ گاز به خلل و فرجهای ریزتر سنگ مخزن ۱۵ برابر بهتر از نفوذ آب است.

ب- گازهای هیدروکربوری و گاز ازت یا هوا در مقایسه با «آبِ دو قطبی»[3] در مقایسه با نفت، دارای نیروی دافعه بیشتری است. این امر باعث می‌شود که گازها دارای «فشار واگرایی»[4] (نیروهای بین مولکولی) بیشتری باشند. هرچه فشار واگرایی بیشتر باشد ضخامت «لایه بسیار نازک»[5] نفت بر روی سطح داخلی سنگ مخزن نیز تقلیل بیشتری می‌یابد.

---

1. Core Lab
2. Dyne = 10^{-6} BAR
3. Polar System
4. Disjoining Pressure
5. Film Thickness

ج- تزریق گاز در مخازن اشباع نشده، باعث «افزایش ضریب انبساط حجمی»[1] نفت می‌شود در حالی که تزریق آب به این مخازن هرگز این توانایی را ندارد. نفت منبسط شده به وسیله تزریق گاز، ضریب بازیافت نفت مخزن را به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌دهد. به عبارت دیگر حجم باقیمانده نفت اشباع شده با گاز تزریقی در مخزن در مقایسه با حجم نفت اولیه، دارای گازِ محلول بیشتری است. بنابراین هر میزان که فشار مخزن نفت بالاتر باشد، باعث حل شدن بیشتر گاز در نفت همراه با انبساط بیشتر نفت خواهد شد. این فرآیند طبعاً کمک بیشتری به استحصال نفت می‌کند.

د- تزریق گاز در مخزن، باعث کاهش خصوصیت «گرانروی»[2] نفت در مخزن می‌شود؛ در نتیجه سرعت جریان نفت را از بلوکهای ماتریسی به درون شکافها افزایش می‌دهد. ضمن آنکه موجب افزایش میزان تولید چاههای نفتی نیز می‌شود.

هـ - در صورت تزریق گاز خشک به مخزن، حجم زیادی از میعانات گاز نیز هنگام تولید آن، به دست خواهد آمد.

ممکن است این سؤال پیش آید که اگر بازیافت نفت از طریق آب در مقایسه با تزریق گاز تا این اندازه پایین‌تر است چرا در سطح جهان، تعداد زیادی پروژه‌های تزریق آب به مخازن نفتی به اجراء در می‌آید. دلایل تزریق آب به مخازن مختلف نفت به شرح زیر است:

الف- تزریق آب به مخازن، ارزان‌تر از تزریق گاز است.

ب- حجم گاز موجود غالباً برای تزریق کافی نیست.

ج- در برخی از کشورهای تولیدکننده گاز، برای فروش گاز، بازار خوبی وجود دارد و این امر می‌تواند درآمدی نقدی نصیب فروشندگان آن کند. به عنوان نمونه از گازهای حاصل از حوزه دریای شمال، ایالات متحده امریکا، مکزیک و اندونزی می‌توان نام برد. همچنین گاز در مقایسه با نفت به دلیل ارزش سهولت در کاربرد و آلودگیهای زیست محیطی کمتر، با قیمت بهتری به فروش می‌رود. در نتیجه صاحبان گاز را از سرمایه‌گذاریهای بالا جهت تزریق آن باز می‌دارد.

---

1. Formation Volume Factor
2. Viscosity

د- تزریق آب عموماً در مخازن تخلخلی با استفاده از فرآیند «جابه‌جایی به طرف جلو» انجام می‌گیرد. با این روش تولید میدان را می‌توان با تزریق آب به طریق «جابه‌جایی به طرف جلو» افزایش داد ضمن آنکه ضریب افزایش تولید میدان نیز کاهش می‌یابد.

هـ - در صورت تزریق گاز، احتمال رسوب اسفالتین در مخازن نفتی وجود دارد.

و - سهل‌انگاری تولیدکنندگان به علت عدم آشنایی در مورد ارجحیت تزریق گاز در مقایسه با آب.

بحث دیگری که ممکن است مطرح شود این است که در غالب نمونه‌های مخازن نفت دوست، اندازه‌گیریهای فشار موئینگی منفی، حاکی از بازیافت نفت تا حد ۹۰ درصد از طریق فرآیند ریزش ثقلیِ آب ـ نفت است. برای اولین بار مجموعه‌ای از این قبیل اندازه‌گیریها، از نمونه‌های مخزن آغاجاری تحت شرایط مخزن، در آزمایشگاه شرکت «اسو»[1] در فرانسه انجام شد. نتایج این آزمایشها را سعیدی در گزارشی جمع‌آوری کرده است.[2]

به طور مثال، منحنیهای فشار موئینگی در مخازن نفت دوست نشان می‌دهد که در فشار موئینگی حدود ۳PSI در یکی از بلوکهای ماتریسی مخزن به ارتفاع ۱۵ فوت و اختلاف فشار ۰/۲PSI، [3] به ازای هر پا ارتفاع، می‌توان به اشباع نفت باقیمانده‌ای حدود ۱۵ درصد رسید.

به بیان دیگر، در چنین مخازنی باید بتوان با تزریق آب به ضریب برداشت ۸۲ درصدی دست یافت؛ در حالی که نفت اشباع اندازه‌گیری شده در زیر سطح اولیهٔ آب - نفت مخازن نفتی ایران - که صدها هزار سال همجوار یکدیگر بوده‌اند - بیش از ۷۰ درصد است. این تناقض واقعی دلایل خاصی دارد که خارج از موضوع این مقاله است. لذا پایین بودن باقیمانده اشباع نفت در وضعیت آزمایشگاهی، مؤید آنچه به طور عینی در مخزن اتفاق می‌افتد نیست و شواهد فیزیکی، مراتب فوق را تأیید نمی‌کند.

---

1. Esso

۲. به منبع شماره ٤۲ مراجعه شود.

3. Pressure Gradient, psi/ft

نتیجه‌گیری کلی از مباحث فوق نشان می‌دهد که در وضعیت ریزش ثقلی، خاصیت جابه‌جا نمودن نفت توسط گاز در مقایسه با جایگزین کردن آب به جای نفت – در هر وضعیتی - از بهره‌وری بالاتری برخوردار است.

۳. مهم‌ترین عوامل اقتصادی بازیافت نفت از مخازن نفتی ایران کدام‌اند؟

پاسخ به این سؤال تاحدودی در مطالب بالا بیان شد؛ بدین‌ترتیب که در بهره‌برداریِ ثانویه از مخازن نفتی، بدون تردید تزریق گاز بهتر از آب عمل می‌کند.

به منظور تکمیل این مبحث لازم است روشهای افزایش برداشت (I.O.R)[1] مورد بررسی قرار گیرد. تا جایی که این موضوع به تولید از مخازن نفت ایران مربوط می‌شود، این روشها را می‌توان به گروههای زیر تقسیم کرد:

- تزریق گاز غیرامتزاجی.
- تزریق گاز امتزاجی.
- تزریق آب توان یافته.
- حفاری افقی و بهبود تجهیزات روی زمینی.

۳-۱. تزریق گاز غیرامتزاجی

تزریق گاز غیرامتزاجی گونه‌های مختلف گاز را شامل می‌شود، مانند گاز غنی شده، گاز متعادل، گاز خشک، گاز ازت خالص و ناخالص، هوا، گازکربنیک و غیره؛ ولی بیشتر آزمایشها تقریباً بر روی گاز متعادل، گاز خشک، گاز ازت خالص و ناخالص و هوا انجام شده است.

کلیه موارد فوق می‌توانند به دو بخش تزریق گاز هیدروکربوری و تزریق گاز غیرهیدروکربوری تقسیم شود. این دو بخش به شرح زیر بیان می‌شوند:

1. Improved Oil Recovery

۱-۱-۳. تزریق گاز هیدروکربوری

نفت موجود در مخازن شکاف‌دار به دو بخش متمایز تقسیم می‌شود که شامل شکافها و بلوکهای ماتریسی است. در عین حال وجود حفره‌ها یا شکافهای کوچک، تقسیم‌بندی جدیدی در درون بافت مخزن ایجاد نمی‌کنند. بدین‌ترتیب اگر حفره‌های کوچک به شکافهای اصلی متصل باشند، این حفره‌ها نیز جزئی از شکافها محسوب می‌شوند و اگر از طریق خلل و فرجها در داخل سنگها متصل باشند جزئی از بلوکهای ماتریسی محسوب می‌شوند.

جابه‌جا نمودن نفت موجود در شکافها، مشکل اصلی نیست؛ زیرا این عمل را می‌توان به وسیله آب یا گاز انجام داد. مشکل اصلی از آنجا ناشی می‌شود که بتوان با استفاده از سازوکارهای لازم، ضریب بازدهی جابه‌جایی نفت را از بلوکهای ماتریسی با نفوذپذیری کم، بالا برد.

قبلاً نیز گفته شد که تزریق گاز در مخزن با هدف نگهداری یا افزایش فشار مخزن، موجب کاهش «کشش سطحی»[1] نفت و کاهش فشار موئینگی، افزایش ضریب انبساط حجمی نفت و کاهش گرانروی نفت مخزن می‌شود. ولی بحثی از ترکیب گاز تزریقی مطرح نبوده است. بنابراین گاز تزریقی می‌تواند گاز متعادل با نفت مخزن یا گاز خشک (بیش از ۷۵ درصد متان، C_1)، گاز ازت خالص و یا هوا باشد. در مورد تزریق گازهای غیرمتعادل یا متعادل به «مخازن زیراشباع»[2] یا تزریق گازهای غیرهیدروکربوری، به منظور اطمینان از اینکه گازهای مذکور در اختلاط با نفت مخزن به علت رسوب اسفالتین، موجب بسته شدن خلل و فرج سنگ مخزن و جریان نفت نشوند، می‌بایست مطالعات لازم صورت پذیرد.

همان طور که قبلاً نیز گفته شد تزریق گاز موجب پایین آمدن کشش سطحی نفت و افزایش ضریب انبساط حجمی نفت می‌شود. از نظر جابه‌جایی نفت به وسیله ریزش ثقلی، گاز خشک در مقایسه با گاز غنی شده و یا گاز متعادل، دارای وزن کمتری است که به

1. Interfacial Tension
2. Undersaturated

جریان جابه‌جایی نفت کمک می‌کند؛ در عین حال اثر انبساطی آن نیز کمتر از گاز متعادل یا غنی شده است.

سعیدی،[۱] دو فرآیند مخالف را با «شبیه‌سازی ترکیبی»[۲] با استفاده از یک بلوک ده پایی به وسیله مخلوطهای گاز متان خالص تا بیش از ۱۰ درصد پروپان محاسبه کرده است. بر اساس این یافته‌ها در یک مخزن نفتی با فشار درونی مشخص، تزریق گاز خشک یا متعادل به لحاظ میزان کشش سطحی نفت از یک طرف و اختلاف وزن مخصوص بین گاز و نفت از طرف دیگر، نتایج مشابهی به دست می‌دهد. بنابراین بازیافت نفت از طریق تزریق گاز خشک در یک مخزن شکاف‌دار تقریباً به همان اندازه‌ای است که با تزریق گاز متعادل حاصل می‌شود. این پدیده در مورد مخازنی که دارای کلاهک گازی هستند بیشتر مصداق دارد.

۱-۱-۱-۳. جابه‌جایی دوگانه نفت در مخازن نفتی پر شده از آب

نگارنده، این فرآیند تولید را برای اولین بار در سال ۱۳۵۱ پیشنهاد کرد که عملاً در میدان نفتی هفتکل با موفقیت به انجام رسید و از آن پس نیز در سایر میدانهای نفتی مشابه در جهان[۳] از جمله در اندونزی،[۴] ایالات متحده امریکا[۵]، خلیج‌فارس، چین و مکزیک[۶] به کار گرفته شد.

از میان مخازن نفتی ایران نمونه‌های مختلفی انتخاب شد که از بین آنها بهترین نمونهٔ انتخاب شده، می‌توان به سازند آسماری اهواز[۷] و سازند عرب سلمان[۸] اشاره کرد.

---

۱. به مقاله شماره ٤٢ مراجعه شود.

2. Compositional Simulation

۳. به مقاله شماره ٤٥ مراجعه شود.

٤. به مقالات شماره ۷، ۳۱ و ۵۱ مراجعه شود.

۵. به مقالات شماره ٦ و ۵۰ مراجعه شود.

٦. به مقاله شماره ٤۰ مراجعه شود.

7. Ahwaz Asmari

8. Salman

در سازند آسماری اهواز یا مارون، چندین لایهٔ شنی وجود دارد که نفت آنها به وسیله آب با ضریب بازیافت حدود ٤۰ درصد جابه‌جا شده است. در اثر تزریق گاز در این لایه‌های شنی، ستون آب تا جایی که ممکن است به پایین رانده می‌شود و از نفت باقیماندهٔ موجود همراه با آب - که در معرض تماس با گاز قرار می‌گیرد - حدود ۲۵ درصد نفت اضافی را می‌توان استخراج نمود.

سازند نفتی عرب در میدان سلمان نیز برای این منظور انتخاب خوبی است. گاز مورد نیاز تزریقی را می‌توان از میدان «خوف[1]» که درست زیرسازند نفتی این میدان قرار دارد تأمین کرد.

در حقیقت شرکتهای «توتال - فینا - الف[2]» این فرآیند را در میدان ابوالبخوش[3] (مشترک با میدان سلمان) در طول ۱۰ سال گذشته انجام دادند و روزانه بیش از ۱۰۰میلیون پای مکعب گاز در میدان ابوالبخوش تزریق کردند.

۲-۱-۳. تزریق گاز غیرهیدروکربوری

به دلیل کمبود گاز هیدروکربوری (عمدتاً به علت استفاده در مصارف خانگی، صنایع و نیروگاههای حرارتی در بسیاری از کشورها) و با توجه به اینکه آب، مایع مناسبی برای تزریق نیست مطالعاتی برای استفاده از گازهای غیرهیدروکربوری صورت گرفته است.[٤]

جایگزینهای پیشنهادی، گازهای ازت خالص، ازت ناخالص، هوا و گازکربنیک است. تزریق هر یک از این گازها دارای مزایا و معایبی است که مهم‌ترین آنها به شرح زیر است:

الف- قیمت تهیه گاز ازت خالص یا ناخالص از قیمت گاز هیدروکربوری کمتر است. هزینهٔ تهیه گاز ازت حدود ۵۰ سنت امریکایی و هزینه گاز ازت ناخالص حدود ۳۵ سنت برای هر هزار پای مکعب است.

---

1. Khoof
2. Total-fina-elf
3. Abolbokhoosh

٤. به مقالات شماره ٦، ۷، ۲۱، ۲۲، ۳٦، ۳۸، ٤۰، ٤٦ و ۵۰ مراجعه شود

ب- در حالت تزریق یا ترکیب هوا و گاز ازت، درجه حرارت مخزن به میزان قابل ملاحظه‌ای بالا می‌رود. این امر نه تنها باعث تزریق حجم کمتری گاز در مخزن می‌شود بلکه میزان گرانروی نفت را نیز کاهش می‌دهد و کاهش گرانروی به فرآیند جریان ریزش ثقلی و شاخص بهره‌دهی چاه کمک می‌کند. از طرف دیگر گاز کربنیکِ تولید شده باعث کاهش آثار منفی گاز ازت در بازیافت نفت می‌شود.

ج- یکی از مهم‌ترین معایب تزریق گاز ازت، کاهش حجم نفت (شور رفتن نفت) [1] مخزن و در نتیجه پایین آمدن ضریب انبساط حجمی نفت بر اثر تبخیر ترکیبات سبک نفت است. این مورد به ویژه در مخازن شکاف‌دار به نحو مؤثرتری انجام می‌شود.

برخی از مسائل اصلی در مطالعات آزمایشگاهی تزریق گاز ازت عبارت‌اند از:

الف- کلیهٔ مطالعات مربوط به تزریق گاز در نمونهٔ سنگهای تک تخلخلی با تراوایی‌های متفاوت انجام گرفته، لیکن در مورد مخازن شکاف‌دار انجام نشده است. در مخازن شکاف‌دار گاز تزریقی در درون شکافها جریان پیدا کرده و بلوکهای ماتریسی را احاطه می‌کند؛ بنابراین گاز تزریقی نسبت به زمانی که سنگ مخزن را احاطه و نفت موجود در بلوکها را جابه‌جا می‌کند سطح به مراتب بیشتری را نیز نسبت به مخازن تک تخلخلی در برمی‌گیرد.

ب- در مخازن شکاف‌دار ، گاز ازت تزریقی، جایگزین گاز موجود در بلوکهای ماتریسی می‌شود. این جابه‌جایی از طریق دو فرآیند انتشار گاز و جریان ریزش ثقلی بین دو گاز صورت می‌گیرد.

ج- در بسیاری از مخازن، آثار تزریق گاز ازت به داخل کلاهک گازی، مطالعه نشده است. انجام این مطالعات در مخازن شکاف‌دار، نتایجی متفاوت در مقایسه با مخازن تک تخلخلی خواهد داشت.

د- هنگامی که گاز ازت تزریقی با نفتِ موجود در بلوکهای ماتریسی مخلوط می‌شود درصد زیادی از ترکیبات سبک نفت مخزن تبخیر می‌شود. نتیجهٔ این امر شور رفتن نفت

1. Shrinkage

مخزن، افزایش گرانروی نفت، افزایش کشش سطحی (I.F.T) بین گاز و نفت و آثار منفی دیگر است. این آثار منفی در حالت وجود نفتِ سبک در مخزن یا در فشار بالای مخزن، جدی‌تر می‌شود.

هـ - تبخیر ترکیبات سبک نفت باعث تولید نفت سنگین‌تر می‌شود.

و - پس از تزریقِ حجم قابل ملاحظه‌ای گاز ازت در مخزن، گاز کلاهک مخزن، قابل استفاده برای فروش نیست مگر آنکه گاز ازت اضافی آن حذف شود.جدا نمودن گاز ازت از گازهای هیدروکربوری با استفاده از روش جذب معمول‌ترین روش موجود می‌باشد.

ز - بیشتر مخازن نفتی ایران دارای اسفالتین است. در صورتی که ترکیبی از گاز ازت با نفت مخزن باعث رسوب اسفالتین شود، تزریق گاز ازت به عنوان گاز تزریقی بسیار خطرناک است.

ح - قیمت گاز ازت خالص تحت فشار حدود ۱۳۰۰ PSI دو تا سه برابر گران‌تر از ارزش هوا تحت همان فشار است. در حال حاضر شرکت «پمکس[1]» برای هر هزار پای مکعب گاز ازت حاوی ۹۹درصد در فشار ۱۳۰۰PSI گاز نزدیک به ۰/۵ دلار برای تحویل در سر چاه تزریقی می‌پردازد.

این شرکت روزانه حدود ۱/۲میلیارد پای مکعب گاز ازت به میدان منطقه دریایی «کان تارل»[2] تزریق می‌کند.

۱-۲-۱-۳. تزریق هوا یا تزریق گاز ازت غیرخالص

تجارب آزمایشگاهی نشان داده است که تزریق هوا در یک قطعه سنگ مرتفع تماماً جذب می‌شود. به بیان دیگر، اکسیژن موجود در هوا در طول کار آزمایشگاهی تولید نمی‌شود. لذا در صورتی که به جای تزریق گاز ازت خالص، از تزریق هوا که دارای مزایای گوناگونی است استفاده شود، به ویژه در مخازنی که حاوی نفت سنگین‌تری هستند، می‌توان از مزایایی به شرح زیر بهره‌مند شد:

1. Pemex
2. Cantarell

الف- وجود اکسیژن هوا در مخزن موجب سوختن تدریجی مقداری نفت می‌شود و درجه حرارت مخزن را بیش از ۱۰۰ درجهٔ سانتیگراد بالا می‌برد. این افزایشِ درجه حرارت، بستگی به میزان اکسیژن تزریقی دارد.

ب- به دلیل افزایش درجه حرارت مخزن، به حجم گاز کمتری برای تزریق نیاز است.

ج- افزایش درجه حرارت در مخزن، خصوصیت گرانروی نفت را کاهش می‌دهد و در نتیجه، فرآیند جریان نفت از بلوکهای ماتریسی و شاخص بهره‌وری چاهها بهبود می‌یابد.

د- فرآیند سوختن نفت، گاز کربنیک (CO_2) ایجاد می‌کند. این گاز تا حدودی آثار منفی گاز ازت را که در بالا به آن اشاره شد، کاهش می‌دهد. گاز کربنیک از دو منبع تولید می‌شود؛ یکی از سوختن نفت در درجه حرارت به نسبت پایین و دیگری از تأثیر حرارت حاصل بر روی سنگ آهک مخزن.

هـ - تزریق هوا در مقایسه با گاز، هزینهٔ بسیار پایینی دارد.

۲-۳. تزریق گاز امتزاجی

اصلی‌ترین معیار افزایش بازیافت نفت از بلوکهای ماتریسی مخازن، تقلیل کشش سطحی بین گاز تزریقی و نفت مخزن است. در اثر این فرآیند، نفت مخزن ممکن است متورم نیز بشود. به بیان دیگر، از وقتی که کشش سطحی بین نفت و گاز تزریقی در داخل بلوکهای ماتریسی، بسیار کم شود می‌توان به دنبال فرآیند امتزاجی گاز در مخازن بود. اما جابه‌جایی امتزاجی در مخازن شکاف‌دار، تنها در صورتی ممکن است که مایع تزریقی، توانایی «ممزوج شدن کامل»[1] با نفت را داشته باشد. در غیر این صورت، هنگامی که در یک بلوک ماتریسیِ نفتی، عمل امتزاج در بخش بالایی آن صورت گیرد، میزان گرانروی نفت در آن قسمت، کمتر از میزان گرانروی در بخش پایینی آن خواهد بود. در چنین وضعیتی، در قسمت بالای بلوک - که گرانروی کمتری دارد - نفت به جای حرکت در جهت عمودی،

1. First Contact Miscibility

از قسمتهای جانبی بلوک جریان می‌یابد. در اثر این امر، امکان ادامه فرآیند امتزاجی از بین می‌رود.

در این حالت در صورتی که معادل ۸۰ درصد حجم مخزن با مخلوطی از C_3-C_6 به مدت ۲۰ سال در مخزن تزریق شود می‌توان ۹۰ درصد نفت درجا را تولید کرد. به طوری که ملاحظه می‌شود این فرآیند بازیافت نفت، بسیار گران است و اجرای آن در مخازن شکاف‌دار از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست؛ زیرا C_3-C_6 ارزشی بالاتر از قیمت نفت خام دارد.

در مخازنی که دارای فشار اولیهٔ بالایی هستند، نظیر میدان آغاجاری با فشار اولیه ۳٦٥۰PSI و دارای کشش سطحی بین گاز همراه و نفت در حدود ۲ دین بر سانتیمتر، بازیافت نفت به تبع تزریق گاز غنی‌تر، کمی بیش از گاز تعادلی خواهد بود.

بنابراین با صرفه‌ترین فرآیند اجرایی برای بازیافت نفت بیشتر از بلوکهای ماتریسی، تزریق گاز غیرامتزاجی است.

برای تزریق گاز غیرامتزاجی، گاز هیدروکربور یا گازهای ناخالص هیدروکربوری موجود در استان ایلام را می‌توان مورد استفاده قرار دارد. در این صورت با توجه به گاز مورد نظر و امکانات مالی، تزریق گاز به مخازن مختلف از اولویتهای عمومی زیر پیروی می‌کند:

الف- در مخازن «اشباع نشده»[1] عمل تزریق باید تا جایی که ممکن است در فشار بالاتر انجام شود؛ زیرا این مخازن در مقایسه با مخازن دارای کلاهکهای گازی، نیاز به حجم گاز تزریقی کمتری برای همان میزان بازیافت نفت دارد. گاز مورد نیاز جهت استحصال یک بشکه نفت در این مخازن در فشار ثابت، حدود ۲۵۰۰ پای مکعب است.

ب- در مخازنی که در حال تخلیهٔ طبیعی هستند، لازم است برای رسیدن به فشار اولیه آن، حجم گاز لازم در آنها تزریق شود. این نوع مخازن نیاز به حجم بیشتری گاز جهت استخراج یک بشکه نفت دارند.

---

۱. Under-saturated یعنی مخازنی که گاز بیشتری در نفت موجود آن حل می‌شود.

ج- در مخازنی که در حال تخلیه طبیعی هستند و از کلاهک گازی بزرگی نیز برخوردارند، در صورتی که قرار شود فشار این مخازن به فشار اولیه برسد، نیاز به حجم بیشتری گاز نسبت به حالت «ب» جهت استخراج یک بشکه نفت وجود دارد.

د- اجرای «فرآیند دوگانه»[1] در مخازنی که سطح آب در لایه‌های آنها به میزان قابل ملاحظه‌ای بالا آمده است. طرز کار این فرآیند قبلاً مورد بحث قرار گرفته است.

در صورتی که گازهای هیدروکربوری به میزان کافی و لازم در دسترس نباشد، می‌توان نخست در مورد استفاده از گازهای هیدروکربوری ناخالص، و سپس استفاده از گازهای ازت، گاز کربنیک و غیره جهت تزریق اندیشید.

۳-۳. تزریق «آب توان یافته»[2]

همان‌گونه که اشاره شد نتایج ورود تدریجی آب به مخزن یا تزریق آن به مخازن مختلف نفتی تحت بهترین شرایط و همچنین انجام جابه‌جایی سه فازی در مغزه‌های کوتاه و بلند، نشان داده است که میزان بازیافت نفت از روشهای فوق در مقایسه با تزریق گاز تحت وضعیت ریزش ثقلی، کمتر است.

برای افزایش توانایی آب برای بهبود جابه‌جایی نفت در مخازن شکاف‌دار، حلالهای مختلفی را می‌توان به آب اضافه کرد که کشش سطحی بین آب توان یافته با نفت موجود در سنگ مخزن را تقلیل دهد. عموم افزودنیهای حلال در آب در حالی می‌توانند مؤثر باشند که آب موجود در مخزن، حاوی نمک بسیار پایین باشد. آبهای مخازن نفتی ایران دارای نمک اشباع شده در حد بیش از ۳۰۰ ۰۰۰ PPM[3] است. این ویژگی مخازن ایران، کاربری این نوع حلال افزودنی شناخته شده را در این زمینه، تقریباً غیرممکن می‌کند. علاوه بر این، پایین بودن درصد تخلخل سنگهای مخازن نفتی ایران، مقدار قابل توجهی از افزودنیهای حلال را جذب می‌کند و این امر موجب تقلیل اثر مواد افزودنی می‌شود. به

1. Double Displacement Process
2. Enhanced Water Injection
3. Part Per Million

علاوه، این مواد افزودنی تقریباً گران هستند. به دلایل فوق این فرآیند نمی‌تواند برای مخازن شکاف‌دار ایران کاربری مؤثری داشته باشد و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد.

بنابراین در پاسخ به اصلی‌ترین و اساسی‌ترین سؤال یعنی چگونگی تزریق در مخازن ایران می‌توان گفت بهترین سیال برای تزریق در میدانهای نفتی ایران گاز هیدروکربوری یا گازهای هیدروکربور ناخالص است. از گازهای هیدروکربوری ناخالص که در مخازن استان ایلام موجود است می‌توان برای تزریق در مخازن مناسب نفتی استفاده کرد.

به منظور تخمین حجم گاز مورد نیاز برای تزریق، لازم است سطح تولید هر میدان مورد مطالعه قرار گیرد و این امر به مطالعاتی گسترده و زمانی مناسب نیاز دارد. با استفاده از مدل‌سازی مفهومی[1]، میزان حجم گاز لازم و کافی برای بازیافت نفت اضافیِ قابل بهره‌برداری از مخازن کشور در دوره‌های مختلف و در مخازن کشور محاسبه شده و در نمودار ضمیمه نشان داده شده است. مثالی که در این نمودار، عرضه شده نشان می‌دهد که مثلاً برای استحصال ۳۰ میلیارد بشکه نفت اضافی، تزریق حدود ۸۰ تریلیون پای مکعب گاز مورد نیاز است. به بیان دیگر، در صورتی که این حجم گاز به مدت ۲۰ سال تزریق شود لازم است که روزانه ۱۱ میلیارد پای مکعب گاز در مخازن کشور تزریق شود.

در این مثال فرض بر این است که برای بازیافت یک بشکه نفت اضافی به طور متوسط حدود ۲ هزار و ٦٦۰ پای مکعب گاز تزریقی مورد نیاز است.

هزینهٔ تخمینی برای تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب تزریق روزانه در مخازن نفتی کشور جهت استحصال ٤۵ میلیارد بشکه نفت، حدود ۲۰ میلیارد دلار پیش‌بینی می‌شود. این هزینه شامل تولید گاز، ایجاد خطوط لولهٔ تزریق و کمپرسورهای مربوط و ایجاد چاههای تزریقی می‌شود. گاز تزریقی به جداسازی هیدروژن سولفوره، احتیاج ندارد؛ زیرا وجود هیدروژن سولفوره در گاز به بازیافت نفت نیز کمک می‌کند.

بدیهی است در مواردی که گاز تولیدی، میعانات گازی نیز به همراه داشته باشد، ارزش میعانات گازی در واقع نوعی ارزش اضافی در پروژه محسوب می‌شود.

---

1. Conceptunal Modelling

سرمایه‌گذاری تخمینیِ فوق برای تولید نفت اضافیِ پیش‌بینی شده، حدود ۰/٤ دلار به ازای هر بشکه نفت است. هنگامی که ارزش فعلی این پروژه با نرخ بهره ٦ درصد در مدت ۲۰ سال در نظر گرفته شود، این قیمت در حدود ۱/۳ دلار برای هر بشکه نفت به دست می‌آید. البته در این برآورد، استحصال میعانات در نظر گرفته نشده است. اگر میدان گازی پارس جنوبی، گزینه اصلی تأمین این حجم عظیم گاز باشد، قسمت عمده‌ای از سرمایه‌گذاری، از فروش میعانات گازی مستهلک خواهد شد. در این صورت مجموع سرمایه‌گذاری اولیه و هزینهٔ گاز تزریقی، از برآورد سرمایهٔ مورد نیازِ پیش‌بینی شدهٔ فوق، کمتر خواهد شد.

این کمترین هزینهٔ ممکن جهت استحصال حدود ٤٥ میلیارد بشکه نفت اضافی خواهد بود؛ آن هم در حدود سالهای ۲۰۱۵ میلادی و زمانی که کشورهای صنعتی غرب مصرانه متقاضی خرید گاز هستند. این فرصتی بسیار منحصر به فرد است که معمولاً در سایر کشورهای تولیدکننده نفت به وجود نمی‌آید. بنابراین شرکت ملی نفت ایران نمی‌تواند چنین فرصت ممتازی را از دست بدهد و شایسته است که به طور جدی اجرای این پروژه را مدنظر داشته باشد.

برآورد سرمایه‌گذاری فوق و هزینهٔ آن به ازای هر بشکه نفت برای توسعه منابع جدید نفت بسیار کمتر از هر پروژه دیگری برای استفاده از ذخایر گاز ایران است. این برنامه‌ریزی منافع و امنیت ملی ایران را در آینده تأمین می‌کند و ایران را به کشوری پیشتاز در تأمین انرژی جهان پس از سالهای ۲۰۲۰ تبدیل خواهد کرد.

با اجرای تزریق وسیع گاز به مخازن نفتی کشوربه میزان لازم وکافی و با توجه به سهمیه فعلی - که اوپک برای کشورهای عضو تعیین کرده است - مجموع ذخایر نفت و گاز ایران تا بیست‌سال آینده از عربستان سعودی جلو خواهد افتاد. بنابراین ایران اولین کشور پیشتاز، در میان کشورهای عضو اوپک و دارندهٔ بزرگ‌ترین مخازن نفت و گاز جهان خواهد شد.

کلیه شواهد و قرائن دلالت بر این دارد که به دلیل کمبود عرضه نفت نسبت به تقاضا از حدود سالهای ۲۰۱۵ قیمت نفت و گاز به میزان قابل توجهی افزایش خواهد یافت.

بنابراین هرگونه سرمایه‌گذاری در ذخایر نفت و گاز کشور می‌تواند در یک دورهٔ میان مدت بازپرداخت شود.

۴-۳. حفاری افقی و بهبود تجهیزات روی زمینی

روشهای کمکی دیگری برای اصلاح بازیافت نفت از مخازن وجود دارد. این روشها معمولاً برای حالات خاص طراحی شده‌اند و به شرح زیر دسته‌بندی می‌شوند:

الف- حفاری افقی: این روش حفاری در مخازن شکاف‌دار با ضخامت ستون نفتیِ کمتر از حدود ۲۰۰ پا کاربرد دارد.[۱] همچنین می‌تواند در مخازن شنی یا ماسه‌ای با لایه‌های نازک به افزایش تولید نفت نیز کمک کند و یا اینکه تولید نفت از یک سازند با نفوذپذیری پایین را بهبود بخشد. به عنوان نمونه‌ای برای این گونه سازندها، می‌توان سازند بنگستان مخزن بینک و قسمتی از سازند آسماری بی‌بی‌حکیمه را نام برد.

ب- با حفاری افقی بین چاهها می‌توان به بازیافت نواحی نفتی دست یافت که در قسمتهایی از مخزن حبس شده‌اند و اطراف آنها را سنگهایی با نفوذپذیری پایین احاطه کرده‌اند.

ج- در مخازن تک تخلخلی، هنگامی که ضخامت نفت در مخزنی از بالا به وسیله گاز و از پایین به وسیله آب تحت هجوم است با استفاده از چاههای افقی می‌توان میزان هجوم آنها را به میزان وسیعی کاهش داد.

۴-۳-۱. بهبود تجهیزات روی زمینی

اضافه کردن یا توسعه دادن تجهیزاتِ نمک‌زدایی جهت به کارگیری چاههایی که میزان آب همراه آنها بالاست، یا مخازنی که همراه با شکافهای کمتری هستند و همچنین نوسازی سایر دستگاهها می‌تواند میزان تولید نفت از چاهها را افزایش دهد و محتملاً به بازیافت بیشتر نفت از مخازن نیز منجر شود.

---

۱. به مقاله شماره ۱۲ مراجعه شود.

٤. حداکثر برداشت از نفتِ خام درجا با در نظر گرفتن فرآیند تولید اولیه و ثانویه چقدر است؟

این یک سؤال چندین میلیون دلاری است که تنها وقتی می‌توان به آن پاسخ کامل داد که بررسی‌های انجام شده به دقت مدنظر قرار گیرند. مخازن نفتی کشف شدهٔ موجود در کشور را می‌توان به دو دستهٔ اصلی تقسیم کرد: «مخازن اشباعی»[1] و «مخازن زیراشباعی»[2].

مخازن اشباعی در حال حاضر در مراحل مختلفی از دوران حیات خود به سر می‌برند. میدانهای اصلی نفت کشور غالباً به طور کامل توسعه یافته و سطح تولید آنها رو به کاهش است. حداکثر تولید روزانه و میزان حجم مورد نیازِ گاز تزریقی در آنها براساس مدل سازی مفهومی، قابل پیش‌بینی است.

مخازن زیر اشباعی ایران در مراحل اولیهٔ دوره تاریخی خود قرار دارند. این مخازن، قبل از اینکه از حداکثر ظرفیت آنها استفاده شود باید بر اساس تزریق گاز تا رسیدن به فشار اولیه آنها به دقت مورد مطالعه قرار بگیرند. به هر صورت، میزان تولید روزانهٔ این مخازن، بستگی به میزان حجم گاز تزریقی در آنها دارد.

۱-۴. الگوی بهینه تخصیص گاز

ذخایر گازی کشور شامل مخازن کلاهک گازی، گاز محلول در نفت و گازِ حاصل از میادین گازی یا بدون میعانات می‌شود. علاوه بر اینها ایران دارای حجم عظیمی از گاز ناخالص است و بعضی مخازن گازی کشور هنوز توسعه نیافته‌اند.

بیشتر ذخایر گاز و گاز همراه با میعانات گازی در مناطق دریایی قرار دارند. گاز تولیدی برای مصارفِ رو به افزایش داخلی کشور، تزریق در مخازن نفت و احتمالاً صدور آن به سایر کشورها اختصاص یافته است.

برای اینکه بتوان به تخمین نسبتاً صحیحی از حجم گاز مورد نیاز و منابع تأمین آن طی دوره‌ای ۲۰ ساله رسید، الزاماً باید تراز گاز را در چارچوب توسعهٔ ظرفیت گاز با احتساب

1. Saturated Reservoirs
2. Under-saturated Reservoirs

۱۰ درصد حجم اضافی جهت تزریق روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب تدوین کرد و در اختیار داشت.

۲-۴. بازار آینده نفت

از بررسی ذخایر و توانایی تولید کشورهای تولیدکنندهٔ نفت عضو اوپک و غیرعضو اوپک - که نگارنده با بعضی از آنها آشنایی نزدیک دارد - چنین برمی‌آید که بجز کشورهای تولیدکنندهٔ شرق افریقا، عراق، عربستان و احتمالاً روسیه، با فن‌آوری موجود، امکان افزایش نفت کافی از سال ۲۰۱۵ به بعد وجود نخواهد داشت. در حقیقت تولید از بیشتر مخازن اصلی نفت موجود در جهان در حال کاهش است.

بیشتر مخازن عظیم نفتی در دهه‌های پنجاه و شصت میلادی کشف شده‌اند و بیش از ۵۰ درصد ذخایر نفتی آنها استخراج شده و در واقع، این مخازن تا سال ۲۰۱۵ یک - چهارم آخرین دورهٔ عمر خود را سپری خواهند کرد. بنابراین مخازن فوق قادر نخواهند بود تولید خود را حتی به میزان تولید فعلی ادامه دهند. مخازن جدید کوچک‌تر نیز با توجه به مصرف فعلی جهان - که در حدود ۳۰ میلیارد بشکه نفت در سال است - نمی‌توانند جایگزین مخازن بزرگ فعلی شوند. کشور اندونزی تا چند سال آینده، واردکنندهٔ نفت خواهد بود. تولید نفت در کشورهای حوزه دریای شمال و مکزیک نیز تا قبل از سال ۲۰۱۵ میلادی به طور شدید رو به کاهش خواهد رفت.

مطالعات انجام شده[1] به تفصیل نشان می‌دهد که با یک سناریوی خوش‌بینانه، میزان تولید نفت در سال ۲۰۱۵ به سختی به ۹۰ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. این سطح تولید همراه با افزایش تقاضا در سالهای آینده - چه برای گاز و یا برای نفت - نشان دهنده کمبود تولید از این دو منبع انرژی است. این امر مؤید آن است که در حدود سالهای ۲۰۱۵ میلادی قیمت نفت و گاز به میزان قابل توجهی افزایش خواهد یافت. بنابراین هر میزان

۱. به عنوان مثال، مطالعات انجام شده و منتشر نشده توسط STATOIL.

سرمایه‌گذاری جهت بالا بردن ذخایر نفتی بالفعل در سالهای آینده به سادگی و با نرخ بالایی بازگردانده خواهد شد.

در نتیجه برای کشور ما بهترین فرصت است که از توان بالای تولید ثانویهٔ مخازن نفت خود استفاده کند. بدین ترتیب از سال ۲۰۱۵ به بعد، نه تنها می‌توان تولید را در سطح فعلی نگهداشت یا احتمالاً به سقف بالاتری ارتقاء داد، بلکه می‌توان نفت تولیدی را با قیمتی بسیار بالاتر از قیمت فعلی - با توجه به تورم سالیانه - به فروش رساند. قیمت گاز نیز به علت مصرف صعودی فعلی آن و همچنین جایگزین نمودن کمبود عرضه در برابر تقاضای نفت با نرخ بالاتری افزایش خواهد داشت.

در اینجا لازم به تذکر است که در صورت عدم و یا تأخیر در اجرای این پروژه ملی، شرکت ملی نفت ایران نخواهد توانست میزان تولید فعلی را از سالهای ۲۰۱۵ به بعد تأمین نماید.

۵. چگونه می‌توان سرمایه‌گذاری لازم جهت تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز به مخازن نفتی را تأمین کرد؟

نگاهی به تغییرات تولید از میادین خشکی در ۲۳سال گذشته، نشان می‌دهد که متوسط تولید چاههای بهره‌برداری شده از حدود ۱۲ هزار و ۵۰۰ بشکه در روز به حدود ۲ هزار و ۵۰۰ بشکه کاهش یافته است. در ضمن میزان کل تولید در مدت ۲۳ سال گذشته، معادل ۲۰ سال تولید بر مبنای ۳/۵ میلیون بشکه در روز بوده است و علت آن، کاهش تولید در مدت ۸ سال جنگ و سالهای بعد از آن است.

تولید از چاههای در دست بهره‌برداری در مقایسه با گذشته (۱۲ هزار و ۵۰۰ بشکه به ۲ هزار و ۵۰۰ بشکه در روز) حدود ۵ برابر کاهش یافته است. در صورتی که فرض کنیم این ضریب کاهش، در ۲۰ سال آینده از ۵ به ٤ برابر کاهش یابد، تولید متوسط چاهها روزانه به حدود ٦۲۵ بشکه خواهد رسید. بر این اساس جهت حفظ ظرفیت تولید به میزانِ ٤ میلیون بشکه در روز، به حدود ٦ هزار و ٤۰۰ حلقه چاه تولیدی نیاز خواهیم داشت. در صورتی که از تعداد هزار و ٤۰۰حلقه چاه موجود، حدود ٤۰۰ حلقه تا ۲۰ سال آینده مورد استفاده

باقی‌بماند، به حفر حدود ٦ هزار حلقه چاه جدید نیاز خواهیم داشت. اگر متوسط هزینه هر حلقه چاه حدود ۵/۵ میلیون دلار در نظر گرفته شود، حفر این تعداد چاه، نیاز به سرمایه‌گذارای حدود ۳۳ میلیارد دلار خواهیم داشت. علاوه بر سرمایه‌گذاری فوق، برای نگهداری این میزان تولید به نصب پمپ یا دستگاههای دیگر[1] برای کلیه میادین کوچک و بزرگ با هزینه بالا نیاز خواهیم داشت.

تزریق گاز به مخازن نفتی کشور به میزان ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز، نه تنها موجب جلوگیری از کاهش فشار در مخازن نفتی می‌شود، بلکه در مواردی سبب افزایش فشار آنها نیز خواهد شد. در این صورت تعداد چاههای مورد نیاز جهت حفظ توان تولید، بسیار کاهش می‌یابد و تعداد آنها به حدود ۳ هزار حلقه خواهد رسید که موجب صرفه‌جویی بیش از ۱٦/۵ میلیارد دلار می‌شود. میزان صرفه‌جویی فوق نزدیک به میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز است.[2]

به عبارت دیگر با انجام تزریق روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در مخازن نفتی ایران، علاوه بر بالفعل کردن ٤۵ میلیارد بشکه نفت و افزایش ذخایر نفتی کشور، سبب انتقال گاز پارس جنوبی به حدود هزار کیلومتر نزدیک‌تر به محل مصرف یا فروش و همچنین جلوگیری از مهاجرت گاز ایران به قطر نیز می‌شود. تنها با انجام برنامه فوق، اصل صیانت از منابع نفت و گاز کشور محقق می‌شود و منافع ملی به نحو شایسته تأمین می‌گردد.

تهیهٔ طرحی جامع برای کمّی کردن و بررسی واقع‌بینانهٔ ذخایر نفت قابل بازیافت کشور - که در بالا تخمین زده شد - ضرورت دارد. در چنین طرحی، هزینه‌های پیش‌بینی شده به صورت دقیق‌تر و در زمان اجرای قابل قبول‌تر، برای چنین پروژهٔ عظیمی لازم به نظر می‌رسد. علاوه بر این، برای تدوین این طرح جامع باید مطالعات عمیق‌تری در مورد ذخایر نفت و گاز ایران - به نحوی که در بالا به آن اشاره شد - انجام گیرد.

---

۱. مانند Gaslift و Desalting.

۲. (۳۰۰۰-٦۰۰۰) × ۵/۵ میلیون دلار، یعنی حدود ۱٦/۵ میلیارد دلار.

٦. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از تجزیه و تحلیل مباحث بالا نتایج زیر حاصل می‌شود:

الف- ایران به عنوان یکی از بزرگ‌ترین کشورهای دارندهٔ نفتِ درجا در سطح جهان، توانایی آن را دارد که حجم نفت قابل استحصال از ذخایر خود را به بیش از ٤٥ میلیارد بشکه در مقایسه با وضعیت فعلی افزایش دهد.

ب- بهترین روش برای انجام کار فوق، تزریق گازِ غیرامتزاجی به مخازن نفتی است.

ج- برای تزریق گاز باید برای مخازنِ نفتِ اشباع نشده، تقدم بیشتری قائل شد؛ زیرا این مخازن به ازای تولید هر بشکه نفتِ اضافی به حجم گاز کمتری نیاز دارند و نفت از آنها با سرعت بیشتری تولید می‌شود.

د- تزریق گاز امتزاجی به مخازن ایران از نظر اقتصادی با صرفه نیست و لذا توصیه نمی‌شود. سیالات تزریقی اصولاً شامل هیدروکربورها یا گازهای هیدروکربوری ناخالص می‌شوند که در کشور ما با حجم زیاد وجود دارد.

هـ - حجم گاز مورد نیاز کشور جهت تزریق در مخازن نفتی کشور ۱۵۰ تا ۲۰۰ تریلیون پای مکعب پیش‌بینی می‌شود. این حجم گاز باید طی دوره‌ای ۲۰ ساله تزریق شود. بر این اساس، میانگین تزریق در حدود ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز خواهد بود.

و - ظرفیت تولید نفت پس از حدود ۱۰ تا ۱۵ سال تزریق گاز با حجم فوق، به میزان وسیعی افزایش می‌یابد. تنها از این طریق، می‌توان مصرف داخلی و صادرات ۵۰ سال آینده کشور را تأمین نمود.

ز - از سال ۲۰۲۰ میلادی به بعد ایران بالاترین ذخایر نفت و گاز جهان را دارا خواهد بود.

ح - برای تزریق ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در روز نیاز به سرمایه‌گذاری حدود ۲۰ میلیارد دلار خواهد بود. این میزان سرمایه‌گذاری به ازای تولید هر بشکه نفتِ اضافی بسیار ناچیز است و برای کشور ما بسیار سودآور خواهد بود.

ط - جهت نگهداری توان تولید ٤ میلیون بشکه در روز (۳/۵ میلیون بشکه تولید واقعی در روز) شرکت ملی نفت نیاز به حفر حدود ٦ هزار حلقه چاه جدید در ۲۰ سال آینده خواهد داشت. این امر نیازمند سرمایه‌گذاری حدود ۳۳میلیارد دلار است. در صورت تزریق گاز بر مبنای ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز، تعداد این چاهها به حدود ۳ هزار حلقه کاهش می‌یابد. میزان صرفه‌جویی در این امر، نزدیک به میزان سرمایه‌گذاری جهت تولید، حمل و تزریق روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در مخازن نفتی کشور است.

ی - از سال ۲۰۱۵ میلادی به بعد به دلیل عدم توانایی تولید کشورهای صادرکننده نفت، قیمت نفت و گاز بسیار بالاتر از نرخ فعلی خواهد رسید و کشور ما با سرمایه‌گذاری لازم در زمان حال می‌تواند به سود بسیار بالایی در آینده‌ای نزدیک دست یابد.

منابع

1. Anders, E.L., "Miles Six Pool–An Evaluation of Recovery Efficiency", *AIME Transaction*, (1953) 216, p. 279.

2. Bouchar, A., Private Communication.

3. Burtchaell, E.P., "Reservoir Performance of a High Relief Pool", *AIME Transaction*, (1949) 216, p. 171.

4. Carlson, L.O., "Performance of Hawkins Field Unit Under Gas Drive–Pressure Maintenance Operations and Development of an Enhanced Oil Recovery Project", SPE/DOE Paper 17324, presented at the SPE/DOE Symposium, Tulsa, April 17-20, 1988.

5. Chen, S. M., Smith, R. B., Arifi, N. A., and Reda, A. M., "Intisar 'D' a Successful Major Enhanced Oil Recovery Project in Libya", paper 90–01–19, presented at the first Technical Symposium on Enhanced Oil Recovery in Libya, Tripoli (May 1990), p. 28.

6. Clara, C., Zelenko, V., Schirmer, P., and Wolter, P., "Appraisal of the Horse Creek Air Injection Project Performance", SPE paper 49519 presented at ADIPEC conference, Oct.1998.

7. Clara, C., Durandeau M., Quenault, M., and Nguyen, T.H., "Laboratory Studies for Light Oil Air Injection: Potential Application in Handil Field", presented at Asia Pacific Oil and Gas conference held in Jakarta, April 20–22, 1999.

8. Cook, R.E., "Analysis of Gravity Segregation Performance During Natural Depletion", *SPEJ*, Sept. 1962, p. 261.

9. Delclaud, J. *et al.*, "Investigation of Gas/Oil Relative Permeabilities: High Permeability Oil Reservoir Application", SPE paper 16 966 presented at the Annual SPE meeting in Dallas, 1974.

10. Dumore, J.M. and Schols, R.S., "Drainage Capillary–Pressure Functions and the Influence of Connate Water", *SPEJ*, Oct. 1974, p. 437.

11. Dykstra, H., "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage", *JPT*, May 1978, p. 818.

12. Dykstra, H. and, "Oil Recovery by Gravity Drainage into Horizontal Wells Compared with Recovery from vertical Wells", SPE paper 19 827, presented in 64th annual meeting held in San Antonio, TX, Oct. 8-11, 1989.

13. Edison, T.O., "Gas Injection Performance Review of the LL-370 Reservoir in the Bolivar Coastal Field, Venezuela", *JPT*, June 1957, p.19.

14. Elkins, L.F., French, R.W., and Glenn, W.E., "Lance Greek Sundance Reservoir Performance- A Unitized Pressure Maintenance Project", *AIME Transaction*, (1949) 179, p. 222.

15. Elkins, L.F., "Reservoir Performance and Well Spacing, Spraberry Trend Area Field of West Texas", *AIME Transaction*, (1953) 198, p. 177.

16. Essley, P.L., Hancock, G.L., and Jones, K.E., "Gravity Drainage Concepts in Steeply Dipping Reservoirs", SPE paper 1029-G presented at the SPE Reservoir Eng. conference, Tulsa, March 20-21, 1958.

17. Gardesco, I. I., "Behavior of Gas Bubbles in Capillary Spaces", *Trans. AIME (1930)*, 86, 351.

18. Hgoort, J., "Oil Recovery by Gravity Drainage", *SPEJ*, June 1980, p. 139.

19. Joslin, W.J., "Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs", *JPT*, January 1964, p. 87.

20. Justus, J.B., Cassingham, R.w., Blomberg, C.R., and Ashby, W.H., "Pressure Maintenance by Gas Injection in Brookhaven Field–Mississippi", *AIME Transaction*, (1954) 201, p. 97.

21. Kantzas A., Chatzis, I, and Dullien, F.A.L., "Mechanics of Capillary Displacement of Residual Oil by Gravity Assisted Inert Gas Injection", SPE paper 17 506, presented in Casper WY, May 1988.

22. Kantzas A., Chatzis, I., and Dullien, F.A.L., "Enhanced Oil Recovery by Inert Gas Injection", SPE/DOE Paper 17 379, presented in Tulsa, April 1988.

23. Katz, D.L., "Possibilities of Secondary Recovery for the Oklahoma City Wilcox Sand", *AIME Transaction*, (1942) 146, p. 199.

24. Kelly, P. and Kennedy, S.L., "Thirty Years of Effective Pressure Maintenance by Gas Injection in the Hibig Field", *JPT* March 1965, p. 279.

25. King, R.L. and Lee, W.J., "An Engineering Study of the Hawkins Woodbine Reservoir", SPE paper 5528, presented at the 50th SPE Annual Meeting, Sept. 28–Oct. 1, 1975.

26. King, R.L., Stiles, J.H., and Wagooner, J.M., "A Reservoir Study of the Hawkins Woodbine Field", SPE Paper 2972, presented at the 45th SPE Annual Fall meeting, Oct. 4-7, 1970.

27. Kruyer, S., "The Penetration of Mercury and Capillary Condensation in Packed Spheres", *Faraday. Society*, (1958), No. 54, 1758.

28. Longeron, D. G., "Pression Capillaire 3-Phasic synthèse de mesure en condition de laboratoire", IFP Report No. 39297 Nov. 1991.

29. Leibrock, R.M., Hiltz, R.G., and Huzarevich, J.E., "Results of Gas Injection in the Cedar Lake Field", *AIME Transaction*, (1951) 192, p. 357.

30. Lewis, J.O., "Gravity Drainage in Oil Fields", *AIME Transaction*, (1958) 213, p. 133.

31. Madaoui, K. and Sakthkumar, S., "Lean Gas Injection in Water Flooded Oil Reservoir: a Systematic Investigation for Field Application", Presented at 7th European IOR Symposium, Moscow, Oct. 1993.

32. Madaoui, K., Sakthikumar, S., Thiebot, L., and Bouvier, G., "Experimental and Numerical Investigation into the Feasibility of Gas Injection in Water flooded Reservoirs", Presented at 21st Annual Convention of Indonesian Petroleum Association, Oct.1992, Jakarta, Indonesia.

33. Martin, J.C., "Reservoir Analysis for Pressure Maintenance Operations Based on Complete Segregation of Mobile Fluids", *AIME Transaction*, (1958) 213, p. 220.

34. McCord, D.R., "Performance Predictions Incorporating Gravity Drainage and Gas Cap Pressure Maintenance, LL-370 Area, Bolivar Coastal Field", *AIME Transaction*, (1953) 198, p. 231.

35. Meltzer, B.W., Hurdle, J.M., and Cassingham, R.W., "An Efficient Gas Displacement Project-Raleigh Field Mississippi", SPE paper, presented at 50th annual meeting, Sept. 28–Oct. 1, 1975.

36. Naylor, P. and Frorup, M., "Gravity Stable Nitrogen Displacement of Oil", SPE Paper 19 641, presented in San Antonio, TX, Oct. 1989.

37. Nectoux, A., "Equilibrium Gas-Oil Drainage: Viscosity Gravitational and Compositional Effects", Presented at 4th European EOR Symposium in Hamburg, Oct. 1987.

38. Niko, H., Schulte, A.M., Drohm, J.K., and Cottrell, C.W., "The Feasibility of Tertiary Nitrogen Injection in Water Flooded Volatile Oil Reservoirs in the North Sea", *J. of Petroleum Science and Engineering*, 2 (1989), p. 119.

39. O'Neill, N., "Fahud Field Review, A Switch From Water to Gas Injection in Fahud Field (Oman)", SPE Paper 15 691 presented at Fifth SPE in the Middle East held in Bahrain, March 7-10, 1987.

40. Rosales, A.C., Molina M.A. and Saidi, A.M., "Abkatun's Gas Injection Reservoir Management under Double Displacement Process", SPE paper 74 374, presented at SPE meeting held in Villahermosa, Mexico, Feb. 10-12, 2002.

41. Saidi, A.M., "Mathematical Simulation Model Describing Iranian Fractured Reservoirs and its Applications to Haft Kel Field", Proceeding of the 9th World Petroleum Conference in Tokyo (1975), p. 209.

42. Saidi, A.M., *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs,* Total Edition Presse, 1987.

43. Saidi, A.M., "Discussion of Valid Capillary Pressure Data at Low–Wetting Saturation", *SPE Res. Eng.*, Aug. 1991.

44. Saidi, A. M., "Gas Injection Will Hike Oil Recovery in High Permeability Reservoirs under Gravity Drainage", Prepared for Total Oil Co. 1991.

45. Saidi, A. M., "Twenty Years of Gas Injection History into Well-Fractured Haft Kel Field (Iran)", SPE paper 35309, presented at SPE meeting held in Villahermosa, Mexico, March 3–7, 1996.

46. Sakthikumar, S. and Berson, F., "Air Injection into Light and Medium Heavy Oil, Carbonate Reservoirs", presented at Mexitep conference in Mexico City, 2001.

47. Shreve, D.R. and Welch, L.W., "Gas Drive and Gravity Drainage Analysis for Pressure Maintenance Operations", *AIME Transaction,* (1956) 207, p. 136.

48. Sims, W.P. and Frailing, W. G., "Lakeview Pool, Midway Sunset Field", *AIME Transaction,* (1950) 189, p. 7.

49. Soroush, H. and Saidi A.M., "Vertical Gas-Oil Displacements in Low Permeability Long Core at Different Rates and Pressure below MMP", SPE paper 53221, presented at MEOS in Bahrain, 20–23 February 1999.

50. Stewart, F.M., Garthwaite, D.l., and Krebill, F.K., "Pressure Maintenance by Inert Gas Injection in the High Relief Elk Basin Field", *AIME Transaction,* (1955) 204, p. 49.

51. Sugianto, G. and Didier, C., "Handil Field, Three Years of Lean Gas Injection into Water Flooded Reservoirs", paper SPE 57289 presented at the Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference in Kuala Lampur, Malaysia, 25-26 Oct. 1999.

52. Terwilliger, P. L., Wilsey, L. E., Hall, H. N., Bridges, P.M., and Morse, R.A., "An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance", *AIME Trans.* (1951), 192, p. 285.

53. Tibeibot, B. and Sakthikumar, S., "Lean Gas Injection in a Fractured Reservoir: Compared Performance of Nitrogen and Methane Injection", presented at IOR conference in Stavanger, May 1991.

54. Welge, H.J., "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", *AIME Transaction*, (1952) 195, p. 91.

55. Wickenhauser, L.J., "Gas Drive Gravity Segregation and Gas Injection Calculation Applied to L1 Sand", T Segment, Officina Field, Venezuela, *Oil and Gas Journal*, Dec. 29, 1949, p. 52.

56. Wilson, W.W., "Engineering Study of the Cook Ranch Field, Shakelford County Texas", *AIME Transaction*, (1952) 195, p. 77.

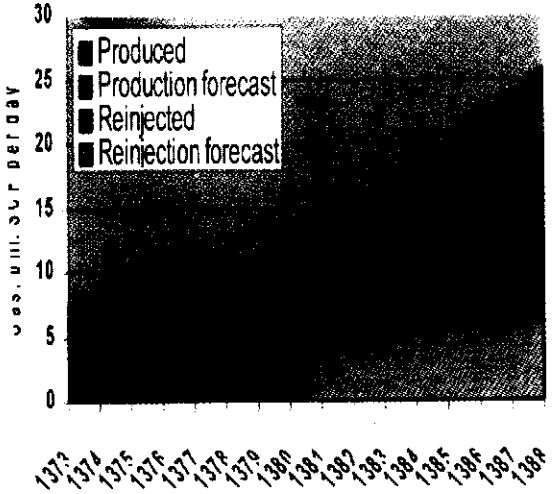
57. Ghawar field (Saudi Arabia)–Internal personal information.

58. Zelton field (Libya) personal information.

59. Abul Al Bokhoush (Abu Dhabi) personal information.

60. Yan Ling field (China) company information.

Iranian gas production and injection

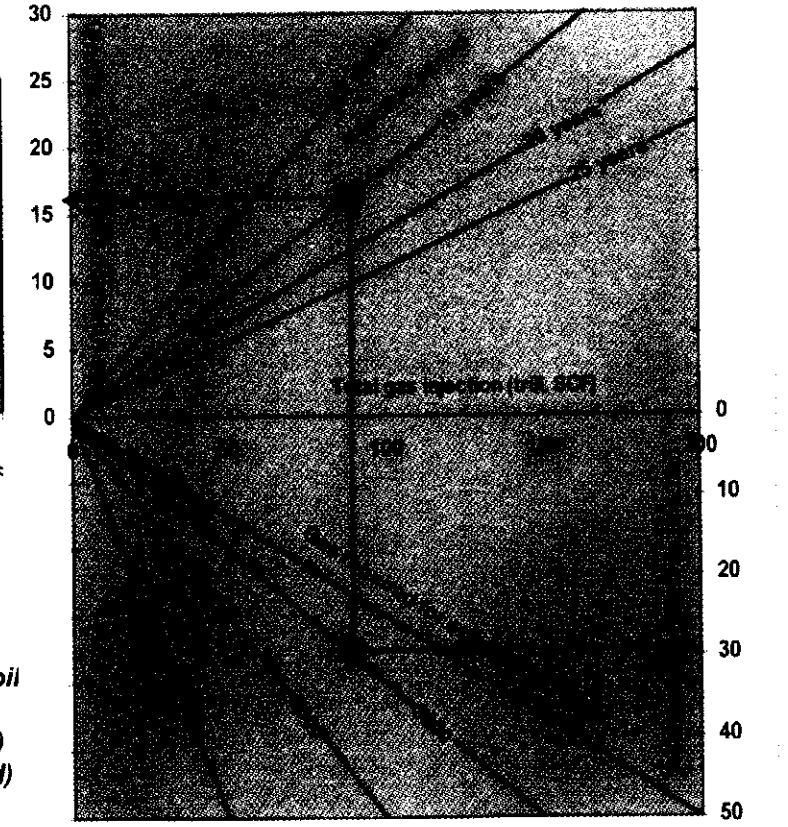


ample:
bill. barrels extra oil require injection of
bill. SCF gas per day in 15 years, if

- ***3000 SCF of gas will replace 1 barrel of oil***
- ***nature permits (studies required)***
- ***gas is available (capacity, infrastructure)***
- ***economy is acceptable (studies required)***

ve the lines (___ ___) up/down/
ways to make your own examples)

Gas injection per day for improved oil recovery



اوپک و منافع ملی

دکتر مسعود درخشان

صورت اولیهٔ مباحث بخشهای سوم و چهارم این گزارش را قبلاً در مقاله‌ای[1] برای اولین بار در نشست بین‌المللی «برخورد اندیشه‌ها»[2] با حضور کارشناسان نفت در محل دبیرخانه اوپک در وین در ماه مه ۱۹۹۹ مطرح کردم. این مقاله، حاوی همان مباحث با تجدیدنظر و نکات دیگری است که در خلال دو سال گذشته در برخی محافل دانشگاهی ارائه شده است. از آقای مهندس ناصر مواهبی از کارشناسان برجسته نفت، صمیمانه سپاسگزارم که با دقت و حوصلهٔ فراوان، متن اولیه این مقاله را ملاحظه کردند و نکته‌های چندی را به نگارنده تذکر دادند. با وجود این، مسئولیت کاستیها و اشتباههای موجود البته با اینجانب است.[3]

بهمن ۱۳۸۰

چکیده

۴۲ سال قبل (۱۹۶۰) اوپک به ابتکار ونزوئلا تأسیس شد. کوششهای این کشور در متقاعد کردن ایران و عربستان و عراق در مورد ضرورت تشکیل این سازمان، بسیار مؤثر بود. از بدو

---

1. "Balancing OPEC Short and Long – term Concerns with Capacity Expansion by Member Countries", Presented at the **First Brainstorming Session**, OPEC Secretariat, Vienna, May 1999

2. Brainstorming

۳. با اینکه در زمان چاپ مجله (اردیبهشت ۱۳۸۲) بیش از یکسال از نگارش این مقاله می‌گذرد، نویسنده ترجیح داده است مقاله به همان صورت اولیه چاپ شود تا بتوان صحت نتایج را بالاستقلال از تحولات کوتاه‌مدت و میان‌مدت بازار جهانی نفت نشان داد.

تأسیس اوپک، به ویژه بعد از افزایش قیمت نفت خام در سال ۱۹۷٤، این سؤال همواره برای کارشناسان مسائل نفتی مطرح بوده است که آیا اوپک ابزارهای مناسبی در اختیار دارد تا بتواند بحرانهای حاصل از تغییرات عرضه و قیمت را به نحو مناسبی مدیریت کند؟

پیش فرض ما این است که تأمین امنیت عرضه نفت خام، مهم‌ترین هدف سیاستهای بین‌المللی انرژی در کشورهای پیشرفته صنعتی است. در این مقاله می‌خواهیم سه نکته زیر را نشان دهیم:

الف - بی‌ثباتی نسبی عرضه و یکنواختی و پایداری نسبی تغییرات تقاضای نفت خام از مهم‌ترین خصوصیات بازار جهانی نفت محسوب می‌شود؛ لذا قیمت نفت ماهیتاً بی‌ثبات است.

ب - اوپک تنها نهادی است که می‌تواند بحرانهای ناشی از عرضه و قیمت را در بازار جهانی نفت به نحو مؤثری مدیریت کند. با وجود این، ساختار بازار جهانی نفت و روابط اوپک و غیراوپک به نحوی است که نتایج اقدامات اوپک در مدیریت بحران قیمت، معمولاً به نفع مصرف‌کنندگان بزرگ نفت در کشورهای پیشرفته صنعتی و تولیدکنندگان غیر اوپک تمام می‌شود.

ج - در وضعیت فعلی و تا آیندهٔ قابل پیش‌بینی، کشورهای بزرگ صنعتی نمی‌توانند بدون اوپک به هدف اصلی خود، یعنی تنوع بخشی به عرضه برای تأمین امنیت عرضه برسند. در این وضعیت، منافع یک عضو اوپک موقعی حداکثر می‌شود که با بقاء اوپک، از اوپک خارج شود و به گروه غیراوپک بپیوندد؛ هرچند خروج از اوپک چندان هم ساده نیست.

در این گزارش کوشیده‌ایم با ارائه چارچوبی تحلیلی از جایگاه اوپک در بازار جهانی نفت، سیاستهای این سازمان را در مدیریت بحران عرضه و قیمت ارزیابی کنیم. توجه ما فقط به آن دسته از عوامل بنیادین بازار نفت است که در تمام موقعیتها، نقش کلیدی در تحولات قیمت نفت دارند. بنابراین، نگرش ما در این تحقیق، جنبه تاریخی ندارد؛ زیرا تفسیر برخی رویدادها در بازار نفت مستلزم شناخت اوضاع و احوال حاکم در زمان وقوع

آنهاست. با این همه، سعی کرده‌ایم در این چارچوب تحلیلی، روند کلی حاکم بر تحولات بازار جهانی نفت را با توجه به روابط اوپک و غیراوپک در مدیریت بحران عرضه و قیمت ارزیابی کنیم.

۱. امنیت عرضه

امنیت عرضه نفت خام از اهمّ مسائل راهبردی جهان غرب به شمار می‌رود. شاید در کمتر موردی کشورهای پیشرفته صنعتی تا بدین اندازه با یکدیگر به توافق رسیده‌اند و در راه تحقق آن تشریک مساعی نموده‌اند. شرکتهای نفتی بزرگ در اموری چون کنترل بازارهای فروش فرآورده، کسب سهم بیش‌تر در فعالیتهای اکتشاف و تولید نفت خام در سطح جهانی، کاهش هزینه تولید و رشد کارآیی، با یکدیگر رقابت می‌کنند، اما هنگامی که مسئله امنیت عرضه مطرح می‌شود با یکدیگر اتفاق نظر دارند و می‌کوشند سیاستهای هماهنگی را در تحقق آن اتخاذ کنند. از این رو در سال ۱۹۷٤ و بعد از اولین شوک نفتی، آژانس بین‌المللی انرژی IEA[1] به منظور تدوین سیاستهای هماهنگ انرژی برای تأمین امنیت عرضه و کمک به کشورهای صنعتی پیشرفته، در جهت مقابله با آثار منفیِ قیمتهای بالاترِ نفت خام تأسیس شد.

منظور ما از «امنیت عرضه» در واقع امنیت عرضه انرژی به معنای وسیع کلمه نیست، بلکه امنیت عرضه نفت خام است. می‌دانیم که مصرف‌کنندگان بزرگ در کشورهای پیشرفته، سیاستهای متعددی را برای تأمین امنیت عرضه انرژی اتخاذ کرده‌اند، مانند افزایش کارآیی انرژی در نظام تولیدات صنعتی، صرفه جوییهای مختلف در مصرف انرژی و استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر. همچنین می‌توان از سیاستهایی نام برد که به منظور تأمین امنیت عرضه نفت خام اتخاذ شده‌اند، مانند استفاده هر چه بیش‌تر از گاز طبیعی به عنوان جانشینی برای نفت، استفاده از انرژیهای هسته‌ای و حتی بهره‌برداری بیش‌تر از زغال سنگ.

1. International Energy Agency (IEA)

سؤال اصلی این است که چرا کشورهای صنعتی پیشرفته در مورد امنیت عرضه نفت خام نگران‌اند؟ به نظر می‌رسد عدم تطبیق توزیع جغرافیایی «ذخایر نفت»[1] با حوزه‌های مصرف، سرچشمه نگرانی چندین سالهٔ بازار جهانی نفت در مورد مسئله امنیت عرضه است. سهم بسیار بالایی از ذخایر نفت جهان در کشورهایی قرار دارد که از لحاظ صنعتی پیشرفته نیستند، لذا میزان مصرف نفت خام آنها بسیار ناچیز است. اما اکثر کشورهای صنعتیِ پیشرفته که وابستگی بسیار شدیدی به نفت خام دارند اساساً یا فاقد ذخایر نفت اند یا میزان ذخایرشان برای مصارف جاری و آینده آنها کافی نیست. برای تبیین این نکته

---

۱. توجه به تعریف ذخایر نفت حائز اهمیت است. ابتداء به چند اصطلاح اشاره می‌کنیم. «میدان نفتی» (Field) معمولاً به مجموعه‌ای از «مخازن نفتی» (Reservoirs) در همان حوزه اطلاق می‌شود. به نفتی که در مخزن وجود دارد اصطلاحاً «نفت در جا» (Oil in Place) می‌گویند. نفت قابل استحصال از یک مخزن، تابعی از میزان نفت درجا و «ضریب بازیافت» (Recovery Factor) است. ضریب بازیافت، خود تابعی است از موقعیت مخزن، ترکیب نفت موجود در مخزن و روش استخراج نفت. «بازیافت ثانویه» (Secondary Recovery) به روشهایی اطلاق می‌شود که برای بهبود ضریب بازیافت نفت به کار می‌رود و نوعاً از طریق تزریق آب، تزریق گاز، ترکیبی از این دو و یا روشهای مشابه دیگر، با توجه به کیفیت، ساختار و خصوصیات فنی مخزن و به منظور حفظ یا افزایش فشار مخزن صورت می‌گیرد. «ذخایر اثبات شده» (Proved or Proven Reserves) به مقادیری از نفت اطلاق می‌شود که با توجه به اطلاعات موجود زمین‌شناسی و مهندسی می‌توان مطمئن بود که در وضعیت اقتصادی و تجاریِ حاکم بر بازار نفت و فن‌آوریهای موجود، قابل استخراج‌است. بنابراین، ذخایر اثبات شدهٔ نفت، برابر است با مقادیر نفت درجا، ضربدر ضریب بازیافت.

در این گزارش و بسیاری از گزارشهای سازمانها و مؤسسات بین‌المللی نفت، منظور از ذخایر نفت، همان ذخایر اثبات شده است. در برخی گزارشها، ذخایر نفت را به صورت «ذخایر ممکن» (Possible Reserves) تعریف می‌کنند که‌شامل ذخایر اثبات شده، به علاوه نفتی است که با کشف میادین جدید، بالقوه قابل استحصال است و در واقع‌جنبه احتمالی دارد. حتی در برخی گزارشها ذخایر نفت را به صورت مجموع ذخایر اثبات شده و ذخایر ممکن تعریف‌می‌کنند. بدیهی است که این تعاریف در بسیاری موارد گمراه کننده است.

نکته دیگر این است که در تهیه آمارهای مربوط به ذخایر اثبات شده نفت، معمولاً به «نفت متعارف» (Conventional Oil) اکتفا می‌شود و نفت غیرمتعارف را در نظر نمی‌گیرند. نفت غیر متعارف عبارت است از نفت بسیار سنگین، «شنهای قیری» (Tar Sands) در کانادا، ونزوئلا و آمریکا، «نفت پلمه سنگی» (Shale Oil) در کانادا، آمریکا، روسیه، برزیل و ایران در مناطق زاگرس، حوالی زرد کوه و قالی کوه بختیاری. افزایش قیمت نفت خام به همراه بهبود فن‌آوریِ بهره‌برداری از نفتهای غیرمتعارف می‌تواند زمینه مناسبی را برای ورود نفتهای غیرمتعارف به بازار جهانی نفت فراهم کند.

به جداول شماره ۱ و ۲ مراجعه می‌کنیم. جدول شماره ۱ نشان می‌دهد که نفت خام، عمدتاً در چه حوزه‌هایی مصرف می‌شود و جدول شماره ۲ مربوط به ذخایر اصلی نفت در جهان است.[۱]

در تحلیل مسئله امنیت عرضه نفت خام باید سه عامل ذخایر، تولید و مصرف را در ارتباط با یکدیگر مطالعه کرد. ذخایر، توان عرضه در آینده را نشان می‌دهد؛ بنابراین اطمینان از بهره‌برداری به موقع ذخایر در آینده از شرایط امنیت عرضه است. سطح تولیدات کاشف از میزان اطمینان به امنیت عرضهٔ بالفعل است، در حالی که سطح مصارف وابستگی به عرضه نفت خام را تعیین می‌کند. از این رو در جداول شماره ۱ و ۲ مقادیر ذخایر به همراه تولید و مصرف ذکر شده است.

جدول شماره ۱- ذخایر و تولید در حوزه‌های اصلی مصرف نفت خام

پایان سال ۲۰۰۰ — واحد به درصد

	ذخایر	تولید	مصرف
ایالات متحده امریکا	۲/۸	۹/۸	۲۵/۶
اروپا	۱/۹	۹/۲	۲۱/٤
ژاپن	۰	۰	۷/۲
جمع	٤/۷	۱۹	٥٤/۲
OECD	۸	۲۸/۱	٦۲/٥

ملاحظه می‌شود که آمریکا به تنهایی بیش از ۲۵ درصد نفت تولیدی جهان را مصرف می‌کند، در حالی که کمتر از ۳ درصد ذخایر نفت جهان را دارد. اروپا با کمتر از ۲ درصد ذخایر نفت جهان، بیش از ۲۱ درصد مصرف جهانی نفت خام را به خود اختصاص داده است، اما ژاپن با بیش از ۷ درصد مصرف نفت خام اساساً فاقد ذخایر نفت است. کشورهای صنعتی OECD با حدود ۸ درصد از ذخایر نفت جهان، بیش از ٦۲ درصد

۱. محاسبات ارقام مندرج در جداول شماره ۱ تا ٦ مبتنی بر آمارهای ذخایر، تولید، مصرف و مبادلات نفت خام در پایان سال ۲۰۰۰ است که سالنامه آماری BP (ژوئن ۲۰۰۱) آنها را ارائه کرده است:
BP Statistical Review of World Energy

نفت خام تولید شده درجهان را مصرف می کنند. بنابراین، نگرانی مصرف کنندگان بزرگ در کشورهای پیشرفته صنعتی در مورد امنیت عرضه نفت خام در آینده کاملاً منطقی است؛ زیرا عرضه نفت خام در آینده با توجه به حجم ذخایری تعیین می‌شود که خارج از حوزه جغرافیایی آنهاست، بنابراین کشورهای صنعتی پیشرفته در آینده با مسئله بسیار جدی امنیت عرضه روبه‌رو خواهند شد.

اکنون به بررسی حوزه‌های اصلی ذخایر بزرگ نفت در جدول شماره ۲ می‌پردازیم.

جدول شماره ۲- تولید و مصرف در حوزه‌های اصلی ذخایر نفت

پایان سال ۲۰۰۰ — واحد به درصد

	ذخایر	تولید	مصرف
اوپک	۷۷/۸	٤۱/٥	٦/٥
خاورمیانه	٦٥/۳	۳۱	٥/۹
خلیج فارس	٦٤/۷	۲۹/٥	٤/۲

کشورهای عضو اوپک با ۸۱٤ میلیارد (هزار میلیون) بشکه[1]، حدود ۷۸ درصد ذخایر نفت جهان را که بالغ بر ۱۰٤٦ میلیارد بشکه است به خود اختصاص داده‌اند[2]، در حالی که فقط ٦/٥ درصد از مصرف جهانی نفت خام به این کشورها مربوط است. درصورت

۱. یک بشکه نفت خام یا Barrel که با B یا b نشان داده می‌شود با ٤۲ گالن آمریکایی یا تقریباً ۳٥ گالن امپریال یا ۱٥۹ لیتر برابر است.

۲. در صحت آمار ذخایر نفت اوپک تردیدهای جدی وجود دارد؛ زیرا در خلال دهه قبل از ۱۹۸۷، حجم این ذخایر کمتر از ٤٥۰ میلیارد (هزار میلیون) بشکه گزارش می‌شد، اما در سال ۱۹۸۷ یک بار به بیش از ٦٥۰ میلیارد بشکه افزایش یافت و سپس در سال ۱۹۸۹ بار دیگر به بیش از ۷٦۰ میلیارد بشکه رسید. مثلاً، ذخایر نفت ایران در خلال سالهای ۱۹۸٦ تا ۱۹۸۹ به کمتر از دو برابر افزایش یافت (از ٥۸ به ۹٦ میلیارد بشکه)، برآورد ذخایر نفت عربستان نیز به ترتیبی مشابه به کمتر از دو برابر رسید (از ۱٦٦ به ۲٥۷ میلیارد بشکه)، در حالی که ذخایر نفت ونزوئلا و عراق و امارات هر یک به بیش از سه برابر افزایش یافت (از ۱۸ به ٥۸ میلیارد بشکه در مورد ونزوئلا و از حدود ۳۰ به ۱۰۰ میلیارد بشکه در مورد هریک از کشورهای عراق و امارات). با وجود این به نظر می‌رسد اگر مبنای سنجش را همان آمارهای سال ۱۹۸٦ قرار دهیم، تغییری در استنتاجات این گزارش حاصل نخواهد شد.

عدم همکاری اوپک در تنظیم بازار، کشورهای صنعتی پیشرفته با مسئله عدم امنیت عرضهٔ بالقوه انرژی در آینده روبه‌رو خواهند شد. همکاری اوپک در تأمین عرضه نفت خام به مقدار کافی برای مصارف آینده، شرط لازم در تحقق امنیت عرضه برای کشورهای صنعتی پیشرفته است.

برای روشن‌تر شدن بحث، ترکیب کشورهای عضو اوپک را بررسی می‌کنیم. یازده کشور عضو اوپک عبارتند از: عربستان، عراق، امارات، کویت، ایران، ونزوئلا، لیبی، نیجریه، قطر، الجزایر و اندونزی. ذخایر اصلی نفت اوپک در کشورهایی است که در حوزه خلیج فارس قرار دارند. برای تبیین این نکته به جدول شماره ۳ مراجعه می‌کنیم. از این جدول می‌توان چند نکته را به شرح زیر استنتاج کرد:

جدول شماره ۳- ذخایر و تولید و مصرف در کشورهای عضو اوپک

پایان سال ۲۰۰۰ — واحد به درصد

ردیف		ذخایر	تولید	مصرف
۱	عربستان	۲۵	۱۲/۳	۱/۸
۲	عراق	۱۰/۸	۳/٦	کمتر از ۰/۰۵
۳	امارات	۹/۳	۳/۲	۰/٤
٤	کویت	۹/۲	۲/۹	۰/۲
۵	ایران	۸/٦	۵/۲	۱/٦
٦	ونزوئلا	۷/۳	٤/٦	۰/٦
۷	لیبی	۲/۸	۲	کمتر از ۰/۰۵
۸	نیجریه	۲/۲	۲/۹	کمتر از ۰/۰۵
۹	قطر	۱/۳	۱	کمتر از ۰/۰۵
۱۰	الجزایر	۰/۹	۱/۹	۰/۲
۱۱	اندونزی	۰/۵	۱/۹	۱/۵
جمع اوپک		**۷۷/۸**	**٤۱/۵**	**٦/۵**

الف- کشورهای عضو اوپک از دیدگاه ذخایر نفت (توان عرضه نفت در آینده) به سه دسته تقسیم می‌شوند:۱ - کشورهای بزرگ (ردیفهای ۱ تا ٦) که به ترتیب عبارتند از: عربستان، عراق، امارات، کویت، ایران و ونزوئلا. این کشورها در مجموع ۷۰/۲ درصد

ذخایر جهانی نفت را در اختیار دارند.۲ - کشورهای متوسط که لیبی، نیجریه و قطر را شامل می‌شود.۳ - کشورهای کوچک یعنی الجزایر و اندونزی. کشورهای متوسط و کوچک ردیفهای ۷ تا ۱۱ جدول شماره ۳ را تشکیل می‌دهند. کشورهای کوچک و متوسط در مجموع ۷/۷ درصد ذخایر جهانی نفت را به خود اختصاص داده‌اند. مجموع ذخایر پنج کشور لیبی، نیجریه، قطر، الجزایر و اندونزی کمتر از ذخایر نفت ایران است. از طرف دیگر، ذخایر نفت شش کشور بزرگ اوپک در مجموع بیش از ۹ برابر ذخایر نفت کشورهای دسته دوم و سوم، یعنی کشورهای متوسط و کوچک است. در تحلیل جایگاه اوپک در بازار جهانی نفت و ساختار نظام تصمیم‌گیری و تعیین اهداف این سازمان، نباید این عدم تجانس در ذخایر اعضای اوپک را فراموش کرد.

ب - از دیدگاه کشورهای صنعتیِ واردکنندهٔ نفت خام و شرکتهای نفتی بزرگ بین‌المللی، مرکز ثقل قدرت در اوپک را باید در کشورهایی جستجو کرد که اولاً دارای ذخایر بزرگ نفت هستند و ثانیاً تولیدات آنها قابل ملاحظه است. از این مجموعه، کشورهایی که مصرف داخلی کمتری دارند از اهمیت بیش‌تری برخوردارند؛ زیرا با توانایی صادرات بیش‌تر در آینده، در جایگاه مهم‌تری از دیدگاه امنیت عرضهٔ نفت خام قرار می‌گیرند. بنابراین، قدرت اوپک به ترتیب در شش کشور عربستان، عراق، امارات، کویت، ایران و ونزوئلا متمرکز است. سهم این کشورها در تولید نفت خام جهان حدود ۳۱/۸ درصد است، در حالی که سایر کشورهای عضو اوپک فقط ۹/۷ درصد از تولید نفت خام جهان را در اختیار دارند.

ج - از دیدگاه امنیت عرضهٔ نفت خام در آینده، می‌توان ونزوئلا را از گروه کشورهای قدرتمند اوپک خارج کرد؛ زیرا این کشور در قاره آمریکا قرار دارد و ایالات متحده آمریکا بزرگ‌ترین بازار صادرات نفت خام این کشور را تشکیل می‌دهد. آمریکا با ۲۵/٦ درصد مصرف جهانی نفت خام ـ که معادل بیش از ۱۸/۷ میلیون بشکه در روز است ـ بزرگ‌ترین مصرف‌کننده نفت خام به شمار می‌رود. همچنین این کشور با واردات روزانه حدود ۹ میلیون بشکه نفت خام، بزرگ‌ترین واردکننده نفت خام است. بنابراین باید انتظار

داشت که آمریکا بیش‌ترین نگرانی را در مورد امنیت عرضه نفت در آینده داشته باشد. البته این نگرانی نمی‌تواند به طور جدی و در بلندمدت در مورد واردات از ونزوئلا مطرح باشد؛ زیرا آمریکا به دلیل موقعیت جغرافیایی، بهترین بازار صادرات را برای ونزوئلا تشکیل داده است. از سوی دیگر، ساختار سیاسی، تاریخی، فرهنگی و اجتماعی ونزوئلا اساساً با کشورهای عربستان، عراق، امارات، کویت و ایران تفاوت دارد. ونزوئلا مطلقاً متأثر از موقعیت سیاسی خاورمیانه به ویژه مسائل اسرائیل و اعراب نیست؛ از این رو،این کشور را نباید در همان چارچوبی دید که بر مسائل ژئواستراتژیک و امنیتی خلیج‌فارس حاکم است.

د- با توجه به معیار بالا و خارج کردن ونزوئلا از گروه کشورهای دستهٔ اول اوپک، ملاحظه می‌شود که پنج کشور اصلی خلیج‌فارس یعنی عربستان، عراق، امارات، کویت و ایران جمعاً با در اختیار داشتن ۶۲/۹ درصد ذخایر نفت جهان و ۲۷/۲ درصد تولید جهانی، بدنهٔ اصلی اوپک را از دیدگاه معیارهای اقتصادی و سیاسی و امنیتیِ عرضه تشکیل می‌دهند.

نتیجه اول

اوپک مجموعه‌ای نامتجانس از کشورهای صادرکننده نفت خام است؛ لذا با مطالعه خصوصیات نفتی هر یک از اعضای آن نمی‌توان به حکم کلی درباره رفتار اوپک به عنوان نهادی تنظیم‌گر در بازار جهانی نفت رسید. با وجود این، پنج کشور اصلی خلیج فارس، یعنی عربستان، عراق، امارات، کویت و ایران با دارا بودن حدود ۸۱ درصد ذخایر اوپک و ۶۵/۵ درصد تولید این سازمان، مجموعه‌ای نسبتاً متجانس از کشورهای تولیدکننده و صادرکننده نفت خام هستند که بدون در نظر گرفتن این مجموعه، نه می‌توان اوپک و ساختار آن را شناخت و نه این امکان وجود دارد که بتوان به بررسی بازار جهانی نفت پرداخت و تحولات آتی آن را ارزیابی کرد.

۱-۱. خلیج‌فارس، خاورمیانه و تجارت جهانی نفت

در مباحث بالا به نقش کلیدی پنج کشور اصلی خلیج‌فارس اشاره و معلوم شد که این کشورها که از به لحاظ حجم ذخایر و ساختارهای ژئواستراتژیک در بازار نفت تا حدی متجانس هستند. همچنین بر این نکته نیز تأکید شد که بدون در نظر گرفتن رفتار این مجموعه، نمی‌توان تحولات بازار جهانی نفت را درک کرد. سؤال این است که در دسته‌بندیِ مناطق جغرافیایی جهان برای ارزیابی حجم ذخایر، تولیدات، مصرف،

سرمایه‌گذاری و تجارت جهانی نفت خام، چرا سازمانهای تحلیل‌گرِ نفتی و مؤسسات بین‌المللی انرژی، از حوزه‌ای تحت عنوان «پنج کشور اصلی خلیج‌فارس» نام نمی‌برند؟

سالنامه آماری BP که از معتبرترین اسناد آماری انرژی است، جهان را از به لحاظ جغرافیایی به مناطقی به این شرح تقسیم می‌کند: آمریکای شمالی، آمریکای مرکزی و جنوبی، اروپا، شوروی سابق، خاورمیانه، آفریقا، آسیا و حوزه پاسیفیک، کشورهای OECD، اتحادیه اروپا، اوپک و غیراوپک. سایر سازمانهای رسمی و مؤسسات مطالعاتی انرژی نیز کم و بیش، تقسیم‌بندیهای مشابهی دارند.

خاورمیانه، نزدیک‌ترین دسته‌بندی منطقه‌ای به خلیج فارس است. سالنامه آماری BP، خاورمیانه را متشکل از شبه جزیره عربستان (عربستان سعودی، کویت، بحرین، قطر، امارات، عمان و یمن) به علاوه ایران، عراق، سوریه، اردن، لبنان و اسرائیل می‌داند. بدین ترتیب، تعریف BP از خاورمیانه، شامل کلیه کشورهای حوزه خلیج فارس، همچنین یمن، سوریه، اردن، لبنان و اسرائیل می‌شود. اما سهم یمن و سوریه از ذخایر جهانی نفت به ترتیب فقط ۰/٤ درصد و ۰/۲ درصد است و سهم سایر کشورها، یعنی اردن، لبنان و اسرائیل در مجموع به کمتر از ۰/۰۵ درصد می‌رسد. برای بررسی جایگاه نفت خلیج فارس در نفت خاورمیانه به جدول شماره ٤ مراجعه می‌کنیم. در این جدول، ذخایر، تولید و مصرف درکشورهای خاورمیانه مشخص شده است.

از بررسی جدول شماره ٤ می‌توان نتیجه گرفت که از دیدگاه اقتصاد سیاسیِ نفت، نقش ذخایر و تولید خاورمیانه را در بازار جهانی نفت، صرفاً باید در نقش خلیج‌فارس دید. ذخایر نفت خلیج‌فارس، بیش از ۹۹ درصد ذخایر نفت خاورمیانه است و تولید نفت خام در خلیج فارس، بیش از ۹۵ درصد تولید خاورمیانه را تشکیل می‌دهد. از این رو، کاربرد واژه «خاورمیانه» به‌عنوان یک منطقه جغرافیایی در تحلیل رفتار بازار جهانی نفت نه فقط ما را به حقایق بازار نزدیک نمی‌کند، چه بسا ابهاماتی را در درک صحیح تحولات نفتی به وجود می‌آورد. احتمالاً می‌توان گفت که این نحوه تقسیم بندی جغرافیایی، آگاهانه اتخاذ شده

است تا در بازار جهانی نفت، حساسیت زیادی در مورد جایگاه بسیار مهم خلیج‌فارس در امنیت عرضه نفت خام، ایجاد نشود.

جدول شماره ٤- ذخایر و تولید و مصرف در کشورهای خاورمیانه

پایان سال ۲۰۰۰ — واحد به درصد

نام کشور	ذخایر	تولید	مصرف
عربستان	۲۵	۱۲/۳	۱/۸
عراق	۱۰/۸	۳/٦	کمتر از ۰/۰۵
امارات	۹/۳	۳/۲	۰/٤
کویت	۹/۲	۲/۹	۰/۲
ایران	۸/٦	۵/۲	۱/٦
پنج کشور اصلی خلیج فارس	٦۲/۹	۲۷/۲	٤
قطر	۱/۳	۱	کمتر از ۰/۰۵
عمان	۰/۵	۱/۳	کمتر از ۰/۰۵
بحرین	کمتر از ۰/۰۵	۰/۱	کمتر از ۰/۰۵
خلیج فارس	٦٤/۷	۲۹/٦	٤/۱
سوریه	۰/۲	۰/۸	کمتر از ۰/۰۵
یمن	۰/٤	۰/٦	کمتر از ۰/۰۵
سایر کشورهای خاورمیانه (اردن، لبنان و اسرائیل)	کمتر از ۰/۰۵	کمتر از ۰/۰۵	۱/۸
خاورمیانه	٦۵/۳	۳۱	۵/۹

نکته دیگری که از بررسی جدول شماره ٤ می‌توان استنتاج کرد این است که از دیدگاه اقتصاد سیاسیِ نفت، نقش خلیج‌فارس در بازار جهانی نفت عمدتاً در نقشی که مجموعه پنج کشور اصلی آن یعنی عربستان، عراق، امارات، کویت و ایران ایفا می‌کنند، خلاصه می‌شود. ذخایر نفت این پنج کشور در مجموع بیش از ۹۷ درصد ذخایر خلیج‌فارس را تشکیل می‌دهد. حجم تولیدات نفت خام در این پنج کشور، بالغ بر ۹۲ درصد تولیدات در خلیج‌فارس است.

نقش خاورمیانه یا خلیج‌فارس در تحولات بلندمدت بازار جهانی نفت عمدتاً در نقشی خلاصه می‌شود که پنج کشور اصلی خلیج‌فارس یعنی عربستان، عراق، امارات، کویت و ایران بر عهده دارند. بنابراین، کاربرد واژه «خاورمیانه» در تحلیل مسائل اقتصاد سیاسیِ نفت و در پیش‌بینی تحولات بلند مدت بازار جهانی نفت قطعاً موجب خطا در استنتاج خواهد بود. به جای خاورمیانه، باید خلیج‌فارس و به ویژه پنج کشور اصلی آن را در نظر گرفت.

در تحلیل ساختار و سازوکار بازار جهانی نفت مخصوصاً رابطه عرضه و قیمت، امنیت عرضه، سیاستهای بلندمدت شرکتهای نفتی بزرگ و کشورهای صنعتی پیشرفته در قبال تأمین امنیت عرضه نفت خام باید عوامل متعددی را در نظر گرفت، اما مسائل مربوط به نفت پنج کشور اصلیِ خلیج‌فارس مانند ذخایر، حجم تولیدات، میزان سرمایه‌گذاریهای خارجی در توسعه ظرفیت تولیدی، رژیمهای حقوقی در قراردادهای اکتشاف و تولید، نظامهای سیاسی حاکم و حتی جایگاه این کشورها در روابط بین‌الملل، قطعاً نقش تعیین کننده‌ای در تحولات بازار جهانی نفت دارند.

۲. تنوع بخشی به عرضه نفت خام برای تأمین امنیت عرضه

در مباحث گذشته دیدیم که بازار جهانی نفت، وابستگی بسیار شدیدی به عرضهٔ بلندمدت نفت خام پنج کشور اصلی حوزه خلیج‌فارس دارد. بعد از جنگ جهانی دوم، این حقیقت به عنوان مسئله‌ای راهبردی برای طراحان سیاستهای انرژی در کشورهای صنعتی پیشرفته و شرکتهای نفتی بزرگ مطرح شد. دلیل اصلی این امر، وجود زمینه‌های بسیار حساس اقتصادی، فرهنگی، اجتماعی و تاریخی برای ظهور تحولات سیاسیِ غیرقابل پیش‌بینی در کشورهای حوزه خلیج فارس است. این امر ممکن است ناشی از عوامل زیر باشد:

الف - مسائل عمومی توسعه نیافتگی و رشد جمعیت. ب - پیامدهای مسائل اعراب و اسرائیل. ج - ساختارهای ناپایدار اقتصادی کشورهای صادرکننده نفت در حوزه خلیج‌فارس. این ساختارهای ناپایدار، نتیجهٔ مستقیم وابستگی عمیقی است که اقتصاد این کشورها به درآمدهای ارزیِ حاصل از صادرات نفت خام دارد و این امر، مهم‌ترین عامل در پیدایش دولتهای ناکارآمد، تخصیص نابهینه منابع تولیدی، اقتصادهای مصرفی و وابسته

به واردات، وجود بخش خصوصیِ متکی به واردات و حمایتهای دولتی، ضعف شدید مبانی دمکراسی، و فقدان عدالت اجتماعی و اقتصادی محسوب می‌شود.

استراتژی مصرف‌کنندگان بزرگ و شرکتهای نفتی بین‌المللی در مقابله با احتمال به خطر افتادن امنیت عرضه نفت خام، اتخاذ سیاست تنوع بخشی به عرضه نفت خام بوده است تا بتوانند وابستگی شدید خود را در کوتاه مدت و میان مدت به عرضه نفت از خلیج‌فارس به نحو رضایت بخشی کاهش دهند. با توضیحات مختصری درباره تغییر الگوی توزیع جغرافیایی تولید جهانی نفت بعد ازجنگ جهانی دوم، این نکته روشن‌تر می‌شود.

از تاریخی، تولید و تجارت نفت بعد از انقلاب صنعتی، با تولید نفت خام در سال ۱۸۵۹ در پنسیلوانیا آغاز شد و به سرعت در آمریکا گسترش یافت. تا جنگ جهانی دوم، آمریکای شمالی و آمریکای لاتین تولیدکنندگان اصلی نفت خام در جهان بودند، در حالی که سهم خلیج‌فارس در تولید جهانی نفت بسیار ناچیز بود. در سال ۱۹٤۰ سهم آمریکای شمالی، آمریکای لاتین و خلیج‌فارس در تولید جهانی نفت - به استثنای کشورهای کمونیستی - به ترتیب۷۳ درصد، ۱۷ درصد و ٦ درصد بود.

رشد سریع اقتصادی در کشورهای صنعتی در خلال دو تا سه دهه بعد از جنگ جهانی دوم، موجب افزایش شدید تقاضا برای نفت خام شد. شرکتهای نفتی بزرگ به زودی دریافتند که فقط از طریق افزایش تولید در کشورهایی که ذخایر عظیم نفتی با هزینه‌های پایین تولید دارند - یعنی خلیج فارس - می‌توان جوابگوی این افزایش شدید در تقاضا بود. از این رو، سهم خلیج‌فارس در تولید جهانی نفت به استثنای کشورهای کمونیستی، از ٦ درصد در سال ۱۹٤۰ به ۳۰ درصد در سال ۱۹٦۰ (سال تأسیس اوپک) افزایش یافت؛ حال آنکه سهم آمریکای شمالی در همین دوره از ۷۳ درصد به ٤۳ درصد افت کرد. کاهش سهم آمریکای شمالی به سبب کاهش تولیدات نبود؛ زیرا تولید نفت در آمریکای شمالی از ۱۸٤ میلیون تن در سال ۱۹٤۰، یعنی حدود ۳/۷۸۰ میلیون بشکه در روز، به دو برابر یعنی ۳۷٤ میلیون تن یا ۷/٦۸۵ میلیون بشکه در روز در سال ۱۹٦۰ افزایش یافت. علت کاهش سهم امریکای شمالی، افزایش فوق‌العاده تولید جهانی نفت خام بود که از ۲۵۳ میلیون تن

سهم امریکای شمالی، افزایش فوق‌العاده تولید جهانی نفت خام بود که از ۲۵۳ میلیون تن یعنی حدود ۵/۱۹۸ میلیون بشکه در روز در سال ۱۹٤۰، به ۸۷۵ میلیون تن یعنی حدود ۱۷/۹۸۰ میلیون بشکه در روز رسیده بود.

الگوی بالا برای ۱۵ تا ۲۰ سال دیگر کم و بیش ادامه یافت با این تفاوت که سیاستهای تنوع بخشی به منابع عرضه موجب افزایش تولید در حوزه‌های جدید شد. برای مثال، در سال ۱۹۷۵ (بعد از اولین شوک نفتی)، سهم امریکای شمالی در تولید جهانی نفت (خارج از حوزه کمونیسم)، علی‌رغم افزایش تولید به ٤۸۳ میلیون تن، یعنی حدود ۹/۹۲۵ میلیون بشکه در روز، به ۲٤ درصد کاهش یافت؛ در حالی که سهم خلیج‌فارس به ٤۷ درصد رسید، اما سهم آفریقا که در سال ۱۹٤۰ صفر درصد و در سال ۱۹٦۰ فقط ۲ درصد بود، در سال ۱۹۷۵ به ۱۲درصد افزایش یافت.

سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه، بعد از ۱۹۷۵ شدت گرفت ودستاوردهای خوبی داشت. سهم نفت تولید شده در اروپا که در سال ۱۹٤۰ صفر درصد تولید جهانی بود، در سال ۱۹٦۰ به ۲ درصد افزایش و در سال ۱۹۷۵ به یک درصد کاهش یافت، و در سال ۱۹۹۰ به ٦/۸ درصد رسید. با وجود سهم بسیار اندک ذخایر نفت اروپا در مقیاس جهانی، سهم نفت تولید شده در اروپا همچنان سیر صعودی داشت و در سال ۲۰۰۰ به ۹/۲ درصد تولید جهانی رسید. در جهت سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه، سهم آسیا - پاسیفیک در تولید جهانی نفت از ۳ درصد در سال ۱۹٦۰ به ۵ درصد در سال ۱۹۷۵ افزایش یافت و با حفظ روند صعودی به ۱۰/۲ درصد در سال ۱۹۹۰ و ۱۱ درصد در سال ۲۰۰۰ رسید.

نکته قابل توجه این است که با وجود ذخایر عظیم نفت در خلیج فارس (خاورمیانه)، سهم این منطقه در تولید جهانی نفت از ٤۷ درصد در سال ۱۹۷۵ به نحو چشمگیری کاهش یافت و به ۲٦/۷ درصد در سال ۱۹۹۰ و ۳۰ درصد در سال ۲۰۰۰ رسید. بنابراین می‌توان گفت که سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه و کوشش در کاهش یا عدم افزایش وابستگی کشورهای صنعتی به عرضه نفت خام از خلیج فارس تا حد زیادی ثمربخش بوده است. جدول شماره ۵ توفیق سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه را نشان می‌دهد.

جدول شماره ۵- تنوع بخشی به منابع عرضه

(درصد تولیدات نفت خام)

	۱۹٤۰	۱۹٦۰	۱۹۷۵	۱۹۹۰	۲۰۰۰
آمریکای شمالی	۷۳	٤۳	۲٤	۲۱/۷	۱۸/۵
آمریکای لاتین	۱۷	۲۱	۱۰	۷/۲	۱۰
اروپای غربی	۰	۲	۱	٦/۸	۹/۲
آفریقا	۰	۲	۱۲	۱۰/۱	۱۰/۵
آسیا ـ پاسیفیک	٤	۳	۵	۱۰/۲	۱۱
خاورمیانه (خلیج فارس)	٦	۳۰	٤۷	۲٦/۸	۳۰

Source: Petroleom Publishing Co. and BP

نتیجه سوم

بهینه سازی نظام تولید نفت خام در بازار جهانی ایجاب می‌کند تولید در حوزه‌هایی متمرکز شود که اولاً حداکثر ذخایر را دارند و ثانیاً هزینه تولید در آنجا پایین‌تر است. با احتساب هر دو معیار، خلیج‌فارس و به ویژه پنج کشور اصلی آن، مطلوب‌ترین حوزه‌های بهره‌برداری نفت خام‌اند. با توجه به ساختارهای اجتماعی، سیاسی، فرهنگی و اقتصادی در منطقه خاورمیانه که مستقیماً بر اقتصاد سیاسی نفت در پنج کشور اصلی خلیج‌فارس تأثیر می‌گذارد، متأسفانه شرط بهینه سازی اقتصادی در نظام تولید نفت خام، با شرط تأمین امنیت عرضه در بلند مدت ناسازگار است. در عمل، شرط تأمین امنیت عرضه در بلندمدت در اولویت قرار دارد؛ لذا بازار جهانی نفت با سیستم ناپایدار و بحران‌زای عرضه مواجه شده است.

اکنون به کمک آمارهای موجود به تبیین بیش‌تر این نکته می‌پردازیم. می‌دانیم که هزینه‌های اکتشاف و تولید نفت خام در کشورهای خلیج‌فارس، کمترین میزان ممکن در مقایسه با تمام حوزه‌های شناخته شده نفت در جهان است و این هزینه‌ها از حدود نیم دلار تا ۳ دلار در هر بشکه (بسته به میادین مختلف نفتی در مناطق خشکی و دریا) تغییر می‌کند. اگر این ارقام را با هزینه تولید در دریای شمال (انگلستان و نروژ) مقایسه کنیم - که به طور متوسط بیش از ۸ دلار است - مزیت مطلق اقتصادی بهره‌برداری از میادین خلیج‌فارس به لحاظ هزینه تولید کاملاً روشن می‌شود. یادآوری این نکته نیز مفید است که با وجود ساختار پرهزینه تولید در دریای شمال، نروژ در ردیف صادرکنندگان اصلی نفت خام در جهان قرار دارد. در ادامه بحث، توجه خود را صرفاً بر حجم ذخایر متمرکز می‌کنیم.

به جدول شماره ۱ بر می‌گردیم. براساس این حقیقت که یکی از معیارهای بهینه بودن الگوی جهانی تولید نفت خام، تناسب سطح تولید با حجم ذخایراست[۱]، فرضیه‌های زیر به دست می‌آید:

فرضیه اول - اگر ایالات متحده امریکا با ۲/۸ درصد ذخایر، حدود ۹/۸ درصد تولید نفت خام جهان را دارد، از طریق حل یک تناسب ساده می‌توان گفت که برای حفظ تعادل بین ذخایر و تولید، لازم است وضعیت زیر برقرار باشد:

- اوپک باید ٦/٥ برابر میزان فعلی تولید کند.
- خلیج‌فارس باید ۷/٦ برابر میزان فعلی تولیدکند.
- پنج کشور اصلی خلیج‌فارس باید ۸ برابر میزان فعلی تولید کنند[۲].

فرضیه دوم - همین استدلال را می‌توان در مورد اروپا به کار برد. اگر اروپا با ۱/۹ درصد ذخایر، ۹/۲ درصد تولید نفت خام جهان را بر عهده دارد، با توجه به معیار حفظ تناسب تولید به ذخایر، نتایج زیر به دست می‌آید:

- اوپک باید ۹ برابر میزان فعلی تولید کند.
- خلیج‌فارس باید ۱۰/٦ برابر میزان فعلی تولید کند.
- پنج کشور اصلی خلیج‌فارس باید ۱۱ برابر میزان فعلی تولید کنند.

فرضیه سوم - به ترتیبی مشابه می‌توان گفت اگر مجموع کشورهای صنعتی OECD با حدود ۸ درصد ذخایر، ۲۸/۱ درصد تولید نفت خام جهانی را به خود اختصاص داده‌اند، در این صورت:

---

۱. با توجه به ویژگیهای ساختاری مخازن نفت، رابطه ذخایر وتولید همواره خطی نیست. همچنین اهدافی که شرکتهای نفتیِ بهره‌بردار یا مقامات دولتی در استخراج از میادین نفتی تعقیب می‌کنند نقش مؤثری در تعیین رابطهٔ بهینهٔ ذخایر با تولید ایفا می‌کند. با وجود این، به نظر می‌رسد در سطح کلان، یعنی در چارچوب بازار جهانی نفت، تناسب سطح تولید با حجم ذخایر از شروط لازم تولید بهینه است؛ زیرا این تناسب، لازمهٔ بازدهی مطلوب سرمایه‌گذاری در بازارهای رقابتی است.

۲. لازم به یادآوری است که این محاسبات براساس آمارهای مربوط به پایان سال ۲۰۰۰ است. با توجه به کاهش تولید اوپک در وضعیت فعلی، این ضرایب افزایش خواهند یافت. بدیهی است این ارقام صرفاً به لحاظ نظری اهمیت دارند، زیرا بازار جهانی نفت حتی ظرفیت جذب ٤ برابر تولید نفت اوپک را دارا نیست.

- اوپک باید ۶/۵ برابر میزان فعلی تولید کند.
- خلیج‌فارس باید ۷/۷ برابر میزان فعلی تولید کند.
- پنج کشور اصلی خلیج‌فارس باید ۸/۱ برابر میزان فعلی تولید کنند.[۱]

نتیجه چهارم

با توجه به معیار هماهنگی حجم ذخایر و تولید، عدم تناسب بسیار جدی بین تولیدات در آمریکا، اروپا و OECD با سطح تولیدات در اوپک، خلیج‌فارس و پنج کشور اصلی خلیج‌فارس وجود دارد به گونه‌ای که اصلاح این بی‌تناسبی، مستلزم کاهش بسیار شدید حجم تولیدات در اروپا، آمریکا و به طور کلی کشورهای صنعتی OECD، و همچنین افزایش بسیار شدید تولیدات در اوپک و به ویژه در پنج کشور اصلی خلیج‌فارس است.

آیا این عدم تعادل بین ذخایر و تولید را می‌توان در بین تولیدکنندگان نفت خام در ایالات متحده امریکا، اروپا و به طور کلی OECD ملاحظه کرد؟ بار دیگر با حل چند تناسب ساده می‌توان گفت که اگر امریکا با ۲/۸ درصد ذخایر، ۹/۸ درصد تولید جهان را دارد، در این صورت:

- اروپا باید ۶/۶۵ درصد تولید جهانی را در اختیار داشته باشد، در حالی که در عمل ۹/۲ درصد تولید را دارد.
- OECD باید ۲۸ درصد تولید جهانی را در اختیار داشته باشد، در حالی که در عمل ۲۸/۱ درصد تولید را دارد.

نتیجه پنجم

تناسبی بسیار چشمگیر بین حجم ذخایر و تولیدات نفت خام در حوزه‌های اروپا، امریکا وOECD وجود دارد. مقایسه این تناسب با عدم تناسب بسیار جدی بین تولیدات نفت خام در امریکا، اروپا و OECD با سطح تولیدات در اوپک، خلیج‌فارس و پنج کشور اصلی خلیج فارس، کاشف از اولویت

۱. اگر ذخایر اوپک کمتر از ارقام رسمی منتشر شده باشد، از شدت نسبتهایی که محاسبه شده کاسته خواهد شد، هر چند این استدلال همچنان معتبر است.

تأمین امنیت عرضه از طریق تنوع‌بخشی به منابع عرضه برای کاهش وابستگی جهان صنعتی به نفت خلیج‌فارس است.

۳. پیامدهای اقتصادی سیاست تنوع بخشی به عرضه نفت خام

در مباحث گذشته دیدیم که برای حفظ امنیت عرضه نفت خام، مصرف کنندگان عمده در کشورهای صنعتی پیشرفته و شرکتهای نفتی بزرگِ وابسته به آنها، چاره‌ای جز تنوع بخشی به عرضه نفت خام نداشتند. آنها بدین وسیله وابستگی خود را به عرضه نفت خام از حوزه‌های معین به ویژه از پنج کشور اصلی خلیج‌فارس کاهش دادند. از دیدگاه تاریخی، سیاست تنوع بخشی به عرضه تا به حال موفق بوده است؛ به گونه‌ای که اکنون طیف وسیعی از میادین نفتی در نقاط مختلف جهان، حتی در اعماق اقیانوسها، به ویژه در غرب آفریقا و در مناطق بسیار نامناسب دریایی مانند دریای شمال، بهره‌برداری می‌شود. اکنون به بررسی آثار مختلف اقتصادی این سیاست می‌پردازیم.

۱-۳. گستردگی طیف هزینه‌های تولید

نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که توفیق سیاست تنوع بخشی به عرضه، مستلزم بهره‌برداری از میادینی است که هزینه‌های تولید بسیار بالاتری دارند. شرط لازم برای تحقق این امر، افزایش قیمت نفت خام به سطحی است که بتوان علاوه بر تأمین هزینه‌های متعارف اکتشاف، تولید، انتقال و جز اینها، سود رقابتی قابل ملاحظه‌ای نیز برای سرمایه‌گذاران و سهامداران ایجاد کرد. از این رو، افزایش شدید قیمت نفت خام در اوایل دهه ۱۹۷۰ زمینه‌های اقتصادی مناسبی فراهم کرد که حوزه‌های مختلف نفتی به ویژه در آبهای سرد دریای شمال که هزینه‌های اکتشاف و تولید بسیار بالایی دارند، به بهره‌برداری برسند.

با توجه به خصوصیات فنی میادین نفتی، می‌توان طیف وسیعی از هزینه‌های تولید را تصور کرد. مسلماً هزینه‌های تولید در کشورهای اصلی خلیج‌فارس در کرانه پایین این طیف قراردارد؛ اما کرانه بالای این طیف کدام است؟

میانگین هزینه‌های تولید در نامناسب‌ترین میادین فعال نفتی، کرانه بالای طیف هزینه است. بنابراین، کرانه بالا تابعی از سهم میادین پرهزینه در تولید جهانی نفت محسوب می‌شود. این سهم، تابعی از الگوی قابل قبولِ امنیت عرضه در بازار جهانی است. به بیان دیگر، با توجه به معیار امنیت عرضه، دست‌اندرکاران اصلیِ بازار جهانی نفت در فرآیند تاریخی به تدریج به این نکته پی می‌برند که اختصاص چه سهمی از عرضه و تجارت جهانی نفت به اوپک و به ویژه به حوزه خلیج‌فارس، می‌تواند بهینه تلقی شود. با توجه به تغییر در موقعیت‌های سیاسی، ویژگیهای معیار امنیت عرضه نفت خام تغییرپذیر است. از این رو می‌توان گفت که این سهم و در نتیجه، حد بالای طیفِ هزینه‌های تولید، رقم ثابتی نیست بلکه در میان‌مدت و بلندمدت تغییرمی‌کند؛ هرچند در هر مقطع زمانی می‌توان با توجه به وضعیت موجود، میزان آن را تشخیص داد. سؤال این است که این تشخیص چگونه امکان‌پذیر می‌شود؟

برای پاسخ به این سؤال، نخست دوره‌ای را فرض می‌کنیم که بازار جهانی نفت از دیدگاه معیار امنیت عرضه در تعادل است. برای مثال، در سالهای اخیر، هیچ گونه نگرانی جدی از جانب امنیت عرضه در بازار جهانی نفت احساس نشده است. قبلاً در بحث ساختار عرضه جهانی نفت دیدیم که در پایان سال ۲۰۰۰، سهم اوپک، خلیج فارس و پنج کشور اصلی‌آن در عرضه جهانی نفت خام به ترتیب ٤١/٥ درصد، ٢٩/٦ درصد و ٢٧/٢ درصد بوده است. اکنون به شاخص بسیار مهم دیگری توجه می‌کنیم، یعنی سهمی که این کشورها در صادرات نفت خام به مصرف کنندگان بزرگ در کشورهای صنعتیِ پیشرفته دارند. می‌دانیم که امنیت عرضه نفت برای کشورهای صنعتیِ پیشرفته، نوعاً به معنای امنیت واردات نفت خام تلقی می‌شود.

در پایان سال ۲۰۰۰ حجم تولید جهانی نفت خام، حدود ٧٤/٥ میلیون بشکه در روز بوده، اما حجم صادرات نفت خام، مجموعاً ٣٣/٢ میلیون بشکه در روز گزارش شده است. حجم صادرات نفت خام در واقع معادل واردات نفت خام توسط کشورهای مختلف جهان است که زیربنای مسئله امنیت عرضه را تشکیل می‌دهد. خلیج فارس با بیش از ١٦ میلیون

بشکه صادرات در روز، حدود نیمی از واردات جهانی نفت خام را تأمین می‌کند. امریکا بزرگ‌ترین مصرف کننده نفت خام جهان است. سهم این کشور از واردات جهانی نفت خام حدود ۲٦/۸ درصد است و تولیدکنندگان خلیج‌فارس، حدود ۲۲ درصد این واردات را تأمین می‌کنند. سهم اروپای غربی از واردات جهانی نفت خام حدود ۲٤/۲ درصد است، اما وابستگی اروپا به نفت خلیج فارس در تأمین واردات، حدود ۳٦ درصد است. واردات نفت خام ژاپن حدود ۱۳ درصد واردات جهانی نفت خام را تشکیل‌می‌دهد و این در حالی است که ۷۸ درصد واردات این کشور از خلیج فارس تأمین می‌شود.

وابستگی امریکا به نفت خلیج فارس، کمتر از اروپاست و ژاپن بیش از امریکا و اروپا به نفت خلیج فارس وابستگی دارد. بنابراین، امریکا در سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه برای رفع نیازهای خود، به مراتب موفق‌تر از اروپای غربی بوده است، در حالی که چین با ٤۳ درصد و ژاپن با ۷۸ درصد وابستگی به خلیج فارس، موفقیت چندانی در این مورد نداشته‌اند. در جدول شماره ٦ سهم حوزه‌های بزرگ مصرف نفت خام در واردات جهانی نفت و سهم خلیج فارس در تأمین این واردات را ملاحظه می‌کنیم.

از بررسی جدول شماره ٦ می‌توان چند نکته به شرح زیر استنتاج کرد:

الف - امریکا بیش‌ترین سهم را در واردات جهانی نفت خام دارد، اما در مقایسه با اروپای غربی، ژاپن و آسیای جنوب شرقی، از کمترین وابستگی به نفت خام وارداتی از خلیج فارس برخوردار است. ترتیب وابستگیِ ایالات متحده امریکا به واردات نفت خام از حوزه‌های اصلی‌تولید به شرح زیر است: آمریکای مرکزی و جنوبی ۲۳ درصد، خلیج فارس ۲۲ درصد، کانادا ۱۵ درصد، غرب افریقا ۱۲ درصد، مکزیک ۱۲ درصد و اروپای غربی ۸ درصد. ملاحظه می‌شود که سیاست امریکا در تنوع بخشی به منابع عرضه نفت خام وارداتی موفق بوده است. به ترتیبی مشابه، وابستگیِ اروپای غربی به واردات نفت خام از حوزه‌های اصلی تولید عبارت است از: خلیج‌فارس ۳٦ درصد، روسیه ۲٤ درصد و شمال آفریقا ۲۰ درصد.

جدول شماره ٦- سهم مصرف‌کنندگان عمده نفت خام در واردات جهانی نفت و سهم خلیج فارس در تأمین آن

پایان سال ۲۰۰۰ — واحد به درصد

	سهم در واردات جهانی نفت خام	سهم خلیج فارس در تأمین این واردات
ایالات متحده آمریکا	۲٦/۸	۲۲
اروپای غربی	۲٤/۲	۳٦
ژاپن	۱۳	۷۸
چین	٤/۲	٤۳
آسیا - پاسیفیک (غیر از چین و ژاپن)	۱۹/٥	۷٤

ب - حضور نظامی امریکا در منطقه خلیج فارس و سیاستهای این کشور در تحریمهای اقتصادی به ویژه در سرمایه‌گذاری در حوزه‌های نفتی ایران و عراق، و نقش مهمی که این کشور در تحولات سیاسی منطقهٔ خاورمیانه و خلیج فارس دارد، عامل مهمی در معادلات امنیت عرضه نفت خام برای اروپای غربی، ژاپن، چین و سایر کشورهای صنعتی آسیا - پاسیفیک محسوب می‌شود. به عبارت دیگر، امریکا با وابستگی نسبی کمتر به نفت خلیج فارس، بیش‌ترین سهم را در تأمین امنیت عرضه نفت خام از خلیج‌فارس به اروپا، ژاپن و آسیای جنوب شرقی دارد. البته نباید فراموش کرد که وابستگی امریکا به خلیج‌فارس برای تأمین ۲۲ درصد از واردات نفت خام، بسیار چشمگیر است.

اگر فرض کنیم الگوی ارائه شده در جدول شماره ٦، که در چند سال گذشته کم و بیش بر نظام تجارت جهانی نفت خام حاکم بوده است، از دیدگاه معیار امنیت عرضه نفت خام مورد قبول کشورهای صنعتیِ پیشرفته و شرکتهای نفتی بزرگ وابسته به آنها بوده است، می‌توان به این سؤال پاسخ داد که چه سطحی از هزینه تولید را می‌توان حد بالای طیف هزینه‌های تولید دانست؟ متوسط هزینه تولید در میدانهای پرهزینه‌ای که عملاً بهره‌برداری می‌شوند، حد بالای طیف هزینه‌های تولید را تشکیل می‌دهد. حوزه‌های نفتی دریای شمال معمولاً به عنوان یکی از پرهزینه‌ترین مناطق تولید نفت خام در جهان به شمار می‌روند. با

توجه به اینکه تولید نفت خام از دریای شمال در سال ۲۰۰۰ رقم بسیار بالایی بوده است[1]، هزینه تولید در دریای شمال را می‌توان شاخص مناسبی برای حد بالای طیف هزینه تولید در نظر گرفت.

مرکز مطالعات جهانی انرژی CGES[2] در لندن، بررسی جامعی از وضعیت تمام حوزه‌های نفتی دریای شمال در سال ۱۹۹۸ انجام داده است. یکی از نتایج به دست آمده در این گزارش این است که هزینه تولید در بیش از نیمی از حوزه‌های نفتیِ دریای شمال، بالاتر از ۱۰ دلار در هر بشکه بوده است. با وجود این، در تحلیل آمارهای ارائه شده در گزارشهای هزینه تولید باید به چند نکته زیر توجه کرد:

۱. باید دید که هزینه تولید چگونه «تعریف» شده است؛ زیرا گزارشهای مختلفی که از هزینه‌های تولید منتشر می‌شود معمولاً مبتنی بر تعاریفی یکسان از هزینه تولید و نحوه محاسبه آن نیست.

۲. باید توجه داشت که آیا هزینه‌های تولید نفت خام با احتساب ارزش گازهای همراه برآورد شده است؟

متأسفانه این گونه اطلاعات را نمی‌توان مستقیماً از گزارشهای منتشر شده به دست آورد. با اینهمه، به نظر می‌رسد حتی با رعایت تعدیلهای مناسب، هزینه تولید در دریای شمال به طور متوسط حدود سه برابر هزینه متوسط تولید در خلیج فارس است.

نتیجه ششم

تأمین امنیت عرضه نفت خام در بلندمدت، مستلزم بهره‌برداری از حوزه‌هایی است که هزینه‌های اکتشاف و تولید بالنسبه بالاتری دارند. از این رو، طیف گسترده هزینه‌های تولید، مبنای ناپایداری سیستم قیمتهای نفت خام محسوب می‌شود.

---

۱. در سال ۲۰۰۰ نروژ به طور متوسط روزانه ۳ میلیون و ۳٦۵ هزار بشکه و انگلستان ۲ میلیون و ٦٦۰ هزار بشکه نفت خام تولید کرده‌اند.

2. Centre for Global Energy Studies

۲-۳. افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در حوزه‌های پرهزینه

بر اساس نظریه‌های اقتصادی، سرمایه‌گذاری در اکتشاف و تولید باید در حوزه‌هایی متمرکز شود که حداکثرِ ذخایر و حداقلِ هزینهٔ اکتشاف و تولید را دارند. بنابراین، کشورهای حوزه خلیج‌فارس در اولویت اول قرار می‌گیرند. قبلاً دیدیم که شرکتهای نفتی بزرگ نمی‌خواهند سرمایه‌گذاری در اکتشاف و تولید را عمدتاً به حوزه‌هایی محدود کنند که حداقلِ هزینهٔ تولید و حداکثرِ بازدهی را دارند، بلکه در عمل سعی می‌کنند به طور همزمان در مناطقی سرمایه‌گذاری کنند که هزینه‌های تولید بالا و پایین دارند. بدین سبب، بهینه‌سازی خطرپذیریِ سرمایه‌گذاری در نفت، اهمیت ویژه تئوریک و کاربردی دارد، به گونه‌ای که امروزه قلمرو وسیعی از مباحث اقتصاد سیاسی نفت به مدیریت خطرپذیریِ سرمایه‌گذاری اختصاص یافته است.

در وضعیتی که تولید در حوزه‌های مختلف نفتی، با هزینه‌های متفاوت تولید، همچنان ادامه دارد، میزان سود سرمایه‌گذاری در این حوزه‌ها نیز متفاوت خواهد بود. سود در میادینی که هزینه تولید پایین‌تری دارند، بیش از میادینی است که هزینه تولید در آنها بالاتر است. با وجود این، شرکتهای نفتی بزرگ که در حوزه‌های پرهزینه نیز فعال‌اند توانسته‌اند، با توجه به موارد زیر، از کاهش نرخ سود خود جلوگیری کنند و حتی در برخی موارد به صورت قابل ملاحظه‌ای آن را افزایش دهند:

الف - پیشرفت در فن‌آوریهای اکتشاف در خلال ۱۰ تا ۱۵ سال گذشته موجب شده است که هزینه اکتشاف، کاهش چشمگیری داشته باشد.

ب - با استفاده از فن‌آوریهای جدید تولید، ضریب بازیافت از میادین نفتی افزایش یافته است.

ج - اصلاحات ساختاری در شرکتهای نفتی بزرگ و ادغامهایی که در خلال چند سال گذشته بین این شرکتهای صورت گرفته، زمینه‌های بسیار مناسبی را برای صرفه‌جویی در هزینه‌های اداری و عملیاتی فراهم کرده است که به موازات افزایش کارآیی در عملکرد

این شرکتها، موجب افزایش سود سهام و رونق بازار سرمایه‌گذاری در صنعت نفت، به ویژه در کشورهای پیشرفته صنعتی شده است.

د - تبدیل شرکتهای نفتی بزرگ به شرکتهای انرژی از طریق تنوع بخشی به فعالیتها، زمینه‌هایی را فراهم کرده است که تولید در حوزه‌های پرهزینه همچنان استمرار داشته باشد. این شرکتها از طریق تنوع بخشی به محصولات خود، موفق شده‌اند با گسترش دامنه عملیات، سودهای کمتر و احیاناً زیانهای کوتاه مدت در شاخه‌هایی از فعالیت خود را از طریق افزایش سود در سایر فعالیتها جبران کنند.

نتیجه هفتم

رشد فن‌آوریهای اکتشاف و بهره‌برداری، اصلاحات ساختاری در شرکتهای نفتی بزرگ، ادغام بعضی از شرکتهای نفتی بزرگ در یکدیگر برای صرفه‌جویی در هزینه‌ها و بهبود مدیریتهای منطقه‌ای، همچنین تقسیم بازار و ایجاد تنوع بیش‌تر در تولیدات و تبدیل بعضی از شرکتهای نفتی بزرگ به شرکتهای انرژی موجب شده است که با وجود هزینه‌های بسیار بالای تولید در بسیاری از حوزه‌ها، تمایل به سرمایه‌گذاری و افزایش تولید در حوزه‌های غیراوپک همچنان ادامه یابد.

٤. تغییرپذیری شدید قیمت به عنوان مهم‌ترین خصوصیت بازار جهانی نفت

کوشش در تأمین امنیت عرضه نفت خام از طریق تنوع بخشی به منابع عرضه و بهره‌برداری همزمان از حوزه‌هایی با هزینه‌های اکتشاف و تولید متفاوت، موجب شده است که قیمت نفت خام به شدت تغییرپذیر شود. شناخت عملکرد بازار جهانی نفت، مستلزم دقت در آثار تغییرپذیری قیمت نفت است. برای تبیین این مسئله، به دو نکته زیر اشاره می‌کنیم:

الف - از دیدگاه فنی، تولید نفت خام مستلزم هزینه‌های بسیار سنگینِ اکتشاف و بهره‌برداری است. در بازارهای رقابتی، این سرمایه‌گذاریها به شرطی انجام می‌شود که قیمت نفت خام در سطحی باشد که سود قابل قبولی از این فعالیتها حاصل شود. یکی از شروط لازم برای جبران سرمایه‌گذاریهای اولیه و رسیدن به سود رقابتی، این است که بعد از شروع بهره‌برداری از مخزن، جریان تولید تا پایان عمرِ مخزن استمرار داشته باشد.

روش بهینه تولید این نیست که جریان تولید همزمان با کاهش قیمت نفت خام کاهش یابد و یا متوقف شود. به همین دلیل، در سال ۱۹۹۸ که قیمت نفت خام به علت افزایش عرضه کاهش یافت و به کمتر از ۱۰ دلار برای هر بشکه رسیده تولید در اوپک که کم هزینه است و تولید در حوزه‌های پرهزینه، تا آنجا که ممکن بود همچنان ادامه یافت. البته نباید فراموش کرد که استمرار تولید در چنین موقعیتی صرفاً در کوتاه مدت و میان مدت امکان‌پذیر است، اما در بلندمدت - همان‌گونه که در مباحث آینده اشاره خواهد شد - ممکن نخواهد بود. کشورهای عضو اوپک و سایر کشورهای نفتیِ در حال توسعه، معمولاً تمایل دارند تولید را به هنگام کاهش قیمت افزایش دهند زیرا معمولاً آنچه برای این کشورها اهمیت دارد تأمین نیازهای ارزی بودجه است که عمدتاً از درآمدهای ارزیِ حاصل از صادرات نفت خام تبعیت می‌کند. با کاهش قیمت، باید عرضه نفت خام برای صادرات افزایش یابد تا بدین وسیله درآمدهای ارزیِ مورد نیاز بودجه تأمین گردد؛ هر چند این امر منجر به کاهش بیش‌تر قیمت و افزایش انگیزه برای عرضه بیش‌تر نفت خام خواهد شد.

ب - یکی دیگر از قواعد بازار جهانی نفت این است که نفت خام تولیدی امروز را می‌توان برای مصرف فردا ذخیره کرد، اما نفت خام تولیدی فردا را نمی‌توان به مصرف امروز اختصاص داد. از پیامدهای این ناقرینگی این است که کاهش قیمت به علت افزایش عرضه نفت خام معمولاً بسیار کمتر از افزایش قیمت به علت کاهش عرضه نفت خام است. در رفتار بازار جهانی نفت همواره این پدیده ملاحظه شده است که هرگاه از میزان عرضه نفت خام به صورت پیش‌بینی نشده کاسته شود، قیمتها به شدت افزایش می‌یابد. برای مثال، می‌توان به افزایش شدید قیمت، بعد از حوادثی چون انقلاب اسلامی ایران تجاوز عراق به جمهوری اسلامی ایران و حمله عراق به کویت اشاره کرد.

بدین سبب، مصرف کنندگان بزرگ نفت خام به ویژه در بخش صنایع، حاضرند به جای قیمت کمتر برای عرضه نفت خام در آینده‌ای دورتر، قیمت بیش‌تری برای تأمین عرضهٔ مطمئن نفت خام در آینده نزدیک بپردازند. در واقع، مادام که احتمال به خطر افتادن امنیت

عرضه نفت خام وجود دارد، مصرف‌کنندگان بزرگ صنعتی و پالایشگران بزرگ ترجیح می‌دهند ذخایر استراتژیک و تجاری قابل ملاحظه‌ای از نفت داشته باشند. ذخایر فعلی تا حدود ۹۰ روز نیاز جهان صنعتی را به نفت تأمین می‌کند. هزینه ذخیره‌سازی نفت بسیار سنگین است و تأمین امنیت عرضه نفت خام قیمتی دارد که یکی از عوامل تشکیل دهنده آن، هزینه توسعه ظرفیت ذخایر نفت است.

از بحث بالا می‌توان نتیجه گرفت که کاهش قیمت نفت خام که به علت افزایش عرضه ایجاد می‌شود معمولاً در کوتاه مدت و میان مدت کاهش عرضه را در پی ندارد بلکه برعکس، انگیزه برای افزایش بیش‌تر عرضه را نیز فراهم می‌کند. بنابراین با عرضه اضافی و پرشدن ذخایر، زمینه مناسبی برای شوکهای نفتی به صورت کاهش بسیار شدید قیمت فراهم می‌شود؛ همان‌گونه که در اوایل سال ۱۹۹۹ قیمت نفت خام به مرز بشکه‌ای ۸ دلار رسید.

سؤالی که قبلاً در مورد کرانه‌های پایین و بالای هزینه تولید مطرح شد، اکنون در مورد قیمت نفت خام مطرح می‌شود. سؤال این است که چه عواملی کرانه‌های پایین و بالای قیمت نفت خام را تعیین می‌کنند؟ کرانه پایین قیمت نفت خام به لحاظ نظری تابعی است از اولاً هزینه تولید در کشورهای بزرگ تولید کننده اوپک و سایر کشورهایی که هزینه تولید پایین دارند و ثانیاً میزان تحمل تولیدکنندگان در استمرار تولید از حوزه‌های پر هزینه. در مورد کشورهای دسته اول می‌توان گفت مادام که قیمت نفت خام در سطحی باشد که هزینه‌های اکتشاف، تولید، انتقال و جز اینها تأمین گردد و منابع ارزی مورد نیاز به نحو رضایت‌بخش تحصیل شود، جریان تولید و صادرات نفت خام از این کشورها نیز ادامه خواهد یافت. برای مثال، تجربه سالیان اخیر نشان داده است که تولیدکنندگان بزرگ حوزه خلیج‌فارس حاضرند نفت خود را با قیمتهای بشکه‌ای حدود ۸ دلار و حتی کمتر تولید و صادر کنند. اما نکته مهم این است که تولید در حوزه‌های پرهزینه‌ای مانند کانادا، امریکا، غرب افریقا، دریای شمال و حتی روسیه نمی‌تواند با قیمتهایی که چندان از هزینه تولید بالاتر نیست، در بلندمدت استمرار داشته باشد.

می‌دانیم که در سال ۱۹۹۷ قیمت نفت خام به شدت کاهش یافت به طوری کـه در فوریـه ۱۹۹۸ و بعد از ۱۸ ماه کاهش تدریجی و مداوم، قیمت نفت خام برنت به بشـکه‌ای ۹/۵ دلار رسید. تولید از حوزه‌های پرهزینه همچنان ادامه داشت، اما سرانجام بحران ناشـی از قیمتهـای پایینِ نفت آشکار شد. در دوران کاهش شدید قیمت - یعنی از نوامبر ۱۹۹۷ تا آوریل ۱۹۹۹ که قیمتها به ۸ دلار یا کمتر رسید - حدود ٤١ هزار نفر در صنایع نفت امریکا بیکار شـدند و شرکتهای نفتی در امریکا جمعاً ۲۵ میلیـارد دلار زیـان کردنـد.[1] سـرانجام اوپـک در مـارس ۱۹۹۹ حدود ۲/۱ میلیون بشکه در روز از تولیدات خود کاست و قیمت نفت افزایش یافت و به بشکه‌ای ۱۵ دلار رسید. سیر صعودی قیمت نفت همچنان استمرار داشـت بـه گونـه‌ای کـه در نوامبر ۱۹۹۹ از مرز بشکه‌ای ۲٦ دلار نیز گذشت.

در مورد کرانه بالای قیمت نفت خام می‌توان گفت که چون مصرف‌کنندگان بـزرگ در کشورهای پیشرفته صنعتی به نفت خـام نیازمنـد هسـتند، بالاجبـار حاضـرند در وضـعیتی کـه امنیت عرضه به خطر افتاده است قیمتهای بسیار بالایی را برای خرید نفت خام بپردازند. البتـه در عمل به دلایل زیر، قیمت نفت خام از بشکه‌ای حدود ٤٠ دلار فراتر نرفته است.

دلیل اول - وضعیت و ساختار بازار جهانی نفت به گونه‌ای است که احتمال کاهش بسیار شدید یا قطع جریان نفت به مصرف کنندگان بزرگ در کشورهای صنعتی پیشرفته تا آینـده قابل پیش‌بینی بسیار ضعیف است و همین امر، احتمال وقوع قیمتهای بسیار بالا را بـرای نفـت خام بسیار کاهش داده است.

دلیل دوم - احتمال جانشینی حاملهای دیگـر انـرژی ماننـد گـاز طبیعـی و زغـال سـنگ و همچنین انرژیهای تجدیدپذیر به جای نفت خام همواره مطرح بوده است، لذا انتظارات بازار به نحوی شکل می‌گیرد که به طور طبیعی حد بالایی برای افزایش قیمت نفت خام به وجـود آید.

---

۱. گزارش انجمن مستقل نفتی آمریکا (Independent Petroleum Association of America: IPAA).

نتیجه هشتم

سرمایه‌گذاریهای سنگینِ اولیه در اکتشاف و بهره‌برداری ایجاب می‌کند که تولید نفت خام، حتی در حوزه‌های پرهزینه، بلافاصله در پی کاهش قیمت نفت کاهش نیابد. کاهش قیمت نفت خام در وضعیت متعارف موجب می‌شود که در اوپک و سایر حوزه‌های کم هزینه، انگیزه برای افزایش تولید زیاد شود تا بدین وسیله درآمدهای ارزیِ حاصل از صادرات نفت کاهش نیابد. این افزایشِ عرضه، موجب پر شدن ذخایر و فراهم شدن زمینه‌ای مناسب برای کاهش بیش‌تر قیمت نفت خام خواهد شد. کرانه پایین قیمت نفت خام را هزینه تولید در اوپک و به ویژه در کشورهای حوزه خلیج فارس تعیین می‌کند، اما استمرار تولید در حوزه‌های پر هزینه در قیمتهای پایین ممکن نیست. کرانه بالای قیمت را نمی‌توان به لحاظ نظری تعیین کرد؛ اگرچه در عمل از مرز ٤٠ دلار به طور قابل ملاحظه تجاوز نکرده است. در وضعیت فعلی، قیمت نفت خام در این کرانه وسیع - یعنی ۸ دلار تا ٤٠ دلار - قابل تغییر است.

۵.آثار اقتصادی تغییر پذیری شدید قیمت نفت خام

در مباحث گذشته دیدیم که تنوع بخشی به منابع عرضه نفت خام برای تأمین امنیت عرضه، مستلزم بهره‌برداریِ همزمان از حوزه‌هایی است که هزینه‌های اکتشاف و تولید بسیار پایین و بسیار بالا دارند و این امر، یکی از دلایل اصلیِ تغییر پذیری شدید قیمت نفت خام است. عملکرد بازار جهانی نفت نشان داده است که قیمت نفت خام می‌تواند در فاصله زمانی کوتاه به راحتی از ۸ دلار تا ٤٠ دلار تغییر کند. شناخت بازار جهانی نفت بدون بررسی آثار اقتصادی این تغییرپذیری شدید قیمت، امکان‌پذیر نیست.

نخست به تأثیر تغییرپذیری قیمت نفت خام در عدم تعادل درآمدها و هزینه‌های ارزیِ کشورهای نفتیِ در حال توسعه می‌پردازیم. می‌دانیم که اقتصاد این کشورها وابستگی شدیدی به ارز حاصل از صادرات نفت خام دارد. هنگامی که قیمت نفت بالاست درآمدهای ارزی نیز زیاد می‌شود. از این رو برنامه‌ریزان اقتصادی به بالا بردن سطح رفاه اقتصادی از طریق واردات کالاهای مصرفی یا توسعه صنایع مونتاژ گرایش دارند. با کاهش قیمت نفت و افت درآمدهای حاصل از صادرات نفت خام بحرانهای متعددی، این‌گونه اقتصادهای مصرفی را تهدید می‌کند. با افزایش بیکاری و برآورده نشدن انتظارات رفاهی در جامعه، زمینه‌های تزلزل سیاسی در این کشورها فراهم خواهد شد. از این رو، تغییرپذیری

قیمت نفت خام، تهدیدی دائم برای تعادل بودجه و پایداری نظامهای اجتماعی و سیاسیِ کشورهای نفتیِ در حال توسعه محسوب می‌شود. یادآوری این نکته نیز لازم است که با طراحی سیاستهای بهینه تثبیت درآمدهای ارزی، مانند تأسیس حساب ذخیرهٔ ارزی و امثال آن، تا حدی می‌توان در کوتاه مدت و میان مدت، آثار منفی تغییرپذیری قیمت نفت خام را محدود کرد، اما عدم تعادلهای ساختاری در اقتصادهای وابسته به نفت، معمولاً مانع اصلی توفیق این گونه سیاستهای تثبیت است.

تأثیر مهم تغییرپذیری قیمت بر رفتار بازار جهانی نفت این است که قیمت نفت خام را نسبت به انتظارات بازار بسیار حساس می‌کند. می‌دانیم که قیمت نفت خام اساساً تابعی از عرضه و تقاضای آن است، اما وضعیت حاکم بر بازار جهانی نفت چنان است که قیمت نفت خام در عین حال تابع انتظار بازار از تحولات عرضه و تقاضاست. برای مثال، وجود مازاد ظرفیت تولیدی در اوپک - که در حال حاضر حدود ۷ میلیون بشکه در روز است - یا تمایل زیاد به سرمایه‌گذاری برای توسعهٔ ظرفیت تولیدی - که اکنون در بسیاری از کشورهای اوپک دیده می‌شود - انتظار بازار را در جهت وفور عرضه در آینده شکل می‌دهد، که این خود عامل مؤثری در آهسته‌تر شدن میزان افزایش قیمت نفت خام در آینده خواهد بود.

مازاد ظرفیت تولید، عامل مؤثر دیگری در بازار جهانی نفت است. در وضعیتی که به علت مسائل سیاسی یا نظامی، احتمال به خطر افتادن جریان عرضه نفت از کشور معینی وجود دارد، ظرفیتهای مازاد در کشورهای دیگر به ویژه در کشورهای حوزه خلیج فارس که از منابع عظیم و ظرفیتهای بالای تولید برخوردارند، نقش مؤثری در جلوگیری یا تعدیل شکل‌گیری انتظارات در جهت کمبود عرضه و افزایش قیمت ایفا می‌کند. تا زمانی که بحرانهای سیاسی و نظامی تهدیدی علیه استمرار جریان عرضه نفت خام محسوب می‌شود، وجود ظرفیتهای مازاد تولید به ویژه در اوپک تکیه‌گاه مطمئنی برای تعادل در بازار جهانی نفت و اطمینان خاطر بیش‌تر برای مصرف کنندگان بزرگ در کشورهای پیشرفته صنعتی است.

تحریم سرمایه‌گذاری در توسعهٔ منابع نفتی یا محدود کردن صادرات بعضی کشورها به ویژه در خلیج فارس، تأثیر قابل توجهی بر قیمت نفت خام دارد. در وضعیت فعلی سه تولید کننده بزرگ نفتی جهان یعنی لیبی، ایران و عراق به ترتیب با ۲/۸ درصد، ۸/٦ درصد و ۱۰/۸ درصد از ذخایر نفت جهان، تحت تأثیر سیاستهای تحریم اقتصادی آمریکا هستند؛ بنابراین نمی‌توانند از ظرفیت‌های کامل سرمایه‌گذاری، تولید و صادرات خود به نحو مطلوب بهره‌مند شوند. همین امر، عامل مؤثری در جلوگیری از شکل‌گیری انتظارات بازار در جهت افزایش شدید قیمتها در آینده خواهد بود زیرا فعالان بازار جهانی نفت همیشه این احتمال را می‌دهند که با لغو تحریم وضعیت جدیدی بر بازار جهانی نفت حاکم شود. امروزه معامله‌گران بین‌المللی نفت، احتمال لغو تحریم یا اعمال تحریمهای جدید به ویژه در منطقه خاورمیانه را در برنامه‌ریزیهای بلند مدت خود به دقت در نظر می‌گیرند. با توجه به این نکات می‌توان گفت که سیاستهای امریکا به ویژه در خاورمیانه، نقش مؤثری در شکل‌گیری انتظارات در بازار جهانی نفت دارد.

اکنون به عوامل مؤثر در تحولات کوتاه مدت قیمت در بازار نفت توجه می‌کنیم. از خصوصیاتی که درباره بازار جهانی نفت برشمردیم می‌توان نتیجه گرفت که «شایعات» نقش مهمی در شکل‌گیری انتظارات دارند و عامل مهمی در تغییرات قیمت نفت خام محسوب می‌شوند. به همین دلیل، بازار نفت همواره در مورد شایعات بسیار حساس بوده است. برای مثال، این شایعه که امریکا تصمیم دارد از ذخایر استراتژیک نفت خود برداشت کند معمولاً قیمت نفت را یک تا دو دلار در هر بشکه کاهش می‌دهد. در اکتبر سال ۲۰۰۰ و به هنگام تشکیل اجلاس سران عرب، انتشار این شایعه که «ممکن است» اعراب از سلاح نفت به نفع فلسطین استفاده کنند، قیمت نفت را بشکه‌ای حدود ۳ دلار افزایش داد.

شایعات موقعی بر قیمت نفت خام مؤثر است که زمینه‌های مناسبی در بازار موجود باشد. برای مثال، اگر کمبود عرضه در بازار احساس شود و این انتظار هم وجود داشته باشد که کمبود در آیندهٔ نزدیک تشدید خواهد شد، تصمیم امریکا به استفاده از ذخایر استراتژیک یا تجاری نفت تأثیر چندانی در جلوگیری از افزایش قیمت نخواهد داشت. مثلاً فرض کنید

که بازار با وفورِ عرضه رو بروست و احتمال کاهش بیش‌ترِ تقاضا و افزایشِ بیش‌تر عرضه به شدت وجود دارد. همچنین فرض کنید وضعیت سیاسی چنان است که کشورهای عربیِ خاورمیانه، توانایی یا تمایلی به درگیری نظامی در منطقه ندارند. در این صورت، شایعهٔ استفادهٔ اعراب از اسلحهٔ نفت ممکن است تأثیر چندانی بر جلوگیری از کاهش قیمت نداشته باشد.

حساسیت قیمت نفت خام به شایعات در کوتاه مدت، به ویژه در موقعیت‌هایی که عوامل بنیادین بازار یعنی عرضه، تقاضا، ذخایر، حجم سرمایه‌گذاریها و ظرفیتهای مازاد تولید، همگی در جهت تقویت آثار شایعات باشند، به قدری زیاد است که حتی تخصصهای ویژه‌ای در مطالعه و محاسبه این حساسیتها به وجود آمده است تا رهگشای معامله‌گران در بورس‌های نفتی و در تجارت جهانی نفت باشد.

نکته دیگری که در زمینه شایعات باید در نظر داشت نقشی است که بسیاری از مراکز گزارشگری و مطالعاتی در شکل‌گیری انتظارات دارند. با توجه به وضعیت خاص بازار جهانی نفت، بسیاری از مراکز بین‌المللیِ مطالعات نفت یعنی به اصطلاح «منبع نفتی»، می‌توانند نقش دوگانه‌ای ایفا کنند: الف - تحلیل وضعیت بازار، ب - تحلیل به گونه‌ای که وضعیت خاصی را در بازار جهانی نفت ایجاد کند. این گونه فعالیتهای دوگانه، به ویژه قبل از تشکیل اجلاس‌های اوپک، کاملاً رایج است. از این رو، کارشناسان مستقل نفتی نباید به تحلیلهای ارائه شده توسط بسیاری از مراکز بین‌المللی مطالعات نفتی از دیدگاه صرفاً آکادمیک بنگرند. برخی از این مراکز به محافل سیاسی و شرکتهای نفتی بزرگ یا معامله‌گران بزرگ در بورسهای نفتی وابسته‌اند و سعی می‌کنند در فرصت‌های مناسب با انتشار تحلیلهای «جهت‌دارِ کارشناسی»، انتظارات خاصی را در بازار ایجاد کنند تا قیمت نفت را چنان تحت تأثیر قرار دهند که زمینه برای تحقق اهدافِ از قبل تعیین شده آنها فراهم شود.

از دیگر آثار تغییرپذیری شدید قیمت نفت خام، ظهور بورسهای نفتی در دهه ۱۹۸۰ بود که به سرعت در حال رشد و شکوفایی است. دست‌اندرکاران بازار جهانی نفت با حضور

فعال در این بورسها می‌توانند معاملات نفتی خود را در مقابل خطرپذیری نوسانات پیش‌بینی نشده قیمت نفت خام پوشش دهند و یا برعکس، با استقبال از خطرپذیری و استفاده از فرصتهای مناسب، به سودجویی در بازارهای بورس بپردازند. بدیهی است برای این کار باید قیمت مناسبی بپردازند که در حالت اول، کاهش سودِ حاصل از معاملات و در حالت دوم، احتمال تحمل زیانهای بسیار سنگین را باید نام برد. چون بحث بورسها از موضوع این مقاله خارج است از ادامه این مطلب صرف نظر می‌کنیم.

نتیجه نهم

با توجه به تغییرپذیری شدیدِ قیمت نفت خام، نتایج زیر را می‌توان به دست آورد:

۱. بودجه ارزی کشورهای در حال توسعه نفتی، همواره گرایش به عدم تعادل دارد.

۲. قیمت جاری نفت خام، تابعی از انتظارات بازار جهانی از تغییرات عرضه و تقاضا در آینده است.

۳. عواملی چون مازاد ظرفیت تولیدی به ویژه در اوپک، تمایل به سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت تولیدی، و احتمال لغو تحریم یا برقراری تحریمهای جدید، نقش مهمی در شکل‌دادن انتظارات درباره وفور یا کمبود عرضه در آینده دارد؛ از این رو قیمت نفت خام را تحت تأثیر قرار می‌دهد.

از بررسی مباحث قبلی و با مروری بر نتایج اول تا نهم، می‌توان نتیجه زیر را به دست آورد:

نتیجه دهم

سیاستهایی که شرکتهای نفتی بزرگ و مصرف‌کنندگان عمده در کشورهای صنعتی پیشرفته برای تأمین امنیت عرضه اتخاذ کرده‌اند، موجب تشدید عدم تعادل در بازار جهانی نفت شده است. این عدم تعادل، ریشه در تغییر پذیری شدید قیمت نفت خام دارد. بحرانهای ادواری عرضه و قیمت، محل ظهور این عدم تعادل ساختاری است.

٦. اوپک، تنها سازمانِ موجود برای مدیریت بحران قیمت

در مباحث گذشته دیدیم که تغییرپذیری شدید قیمت نفت خام، عامل اصلی بحران عرضه و قیمت در بازار است. در این قسمت می‌خواهیم نشان دهیم که تنها سازمان موجود در بازار جهانی که می‌تواند بحران عرضه و قیمت را مدیریت کند اوپک است. برای تبیین این نکته، بحث را در دو حالت و در قالب چند مثال مطرح می‌کنیم.

۱-٦. حالت اول: افزایش قیمت نفت خام

فرض کنید قیمت نفت خام افزایش یافته و به بشکه‌ای ۲۰ دلار رسیده است و وضعیت حاکم بر بازار، دلالت بر استمرار روند صعودی قیمت دارد. در مباحث گذشته دیدیم که تأثیرپذیری میزان رشد قیمت نفت خام از کاهش عرضه، بیش از افزایش تقاضاست. به بیان دیگر، افزایش قیمتی که ناشی از کاهش عرضه باشد با افزایشِ قیمتی که حاصل افزایش تقاضاست متقارن نیست زیرا نفت خام تولیدیِ امروز را می‌توان برای مصارف آینده ذخیره کرد، اما امروز نمی‌توان نفت تولیدی فردا را به مصرف رساند. بدین سبب از دیدگاه تاریخی افزایش ناگهانی قیمت نفت خام معمولاً با کاهش ناگهانی عرضه، به دلایلی چون اعتصابات کارگری در مراکز اصلی تولید نفت خام، بروز جنگهای منطقه‌ای مانند جنگ اعراب و اسرائیل در ۱۹۷۳، حمله‌عراق به کویت در ۱۹۹۱ و انقلابها و تحولات سیاسی مانند انقلاب اسلامی ایران در ۱۹۷۹ همزمان بوده است. البته افزایش قیمت به علت افزایش ناگهانی تقاضا را نیز نباید نادیده گرفت. عواملی چون سرمای شدید به ویژه در حوزه‌های اصلی مصرف نفت خام در کشورهای بزرگ صنعتی، یا رشد شدید تقاضا برای ذخیره‌سازی به منظور مقابله با کمبودهای پیش‌بینی شدهٔ عرضه در آینده نزدیک، زمینه‌های مناسبی برای افزایش قیمت نفت خام محسوب می‌شوند.

به بحث اصلی برمی‌گردیم. فرض کنید قیمت به دلیل کاهش عرضه یا افزایش تقاضا افزایش یافته و پیش‌بینیِ دست اندرکاران بازار جهانی نفت این است که جریان افزایش قیمت استمرار خواهد یافت. بنابراین باید انتظار داشت که حجم سرمایه‌گذاری برای

اکتشاف و تولید به ویژه در حوزه‌های کم هزینه افزایش یابد. با وجود این، حداقل دو دلیل وجود دارد که برخلاف دلالت نظریه‌های اقتصادی، حجم سرمایه‌گذاریها در مناطقی که هزینه تولید در آنها پایین‌تر است متمرکز نشود:

دلیل اول - همان‌گونه که قبلاً بیان شد، سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه ایجاب می‌کند منافع بلندمدت شرکتهای نفتی بزرگ در این باشد که به تعادلی بهینه بین سرمایه‌گذاری در حوزه‌های کم هزینه اوپک به ویژه در خلیج‌فارس و سرمایه‌گذاری در حوزه‌های غیراوپک با هزینه‌های تولید متوسط و بالا مانند امریکا، کانادا و اعماق اقیانوسها و دریای شمال برسند.

دلیل دوم - فرض کنید افزایش قیمت نفت خام نتیجه کاهش عرضه در پی تحولات سیاسی یا درگیریهای نظامی در مناطق اصلی تولید نفت خام مثلاً در خلیج‌فارس باشد در این صورت، با وجود پایین بودن هزینه تولید در این مناطق نباید انتظار داشت که شرکتهای نفتی بزرگ، انگیزه‌هایی قوی برای سرمایه‌گذاری به منظور توسعه ظرفیتهای تولیدی در این مناطق بحرانی داشته باشند. حداقل می‌توان گفت که در این مقاطع زمانی، ترجیح سهامداران شرکتهای نفتی بزرگ در عدم افزایش سرمایه‌گذاری در مناطق بحرانی است.

از مباحث بالا نباید به این نتیجه رسید که مناطق اصلی تولید نفت با ذخایر عظیم و هزینه‌های تولید بسیار کم کشورهایی را شامل می‌شود که از دیدگاه سیاسی، اجتماعی و اقتصادی و جایگاه آنها در نظام روابط بین‌الملل، متجانس‌اند به گونه‌ای که بتوان آنها را تحت شمول حکمی کلی قرار داد. می‌دانیم که کشورهای تولیدکننده نفت در شمال آفریقا ساختارهای متفاوت سیاسی، اجتماعی و اقتصادی با کشورهای خلیج‌فارس دارند. در خلیج‌فارس نیز جمهوری اسلامی ایران در موقعیتی متفاوت با عربستان، عراق، کویت و امارات قرار دارد. قبل از انقلاب اسلامی، وجود این افتراق کاملاً چشمگیر بود و هنوز هم دلایلی برای معنادار بودن بسیاری از این تفاوتها در وضعیت فعلی یا در آیندهٔ قابل پیش‌بینی موجود است.

محور اصلی بحث این است که هرگاه قیمت به دلیل کاهش مستمر عرضه افزایش یابد، عوامل متعددی مانع می‌شوند که سرمایه‌گذاری‌ها عمدتاً در حوزه‌هایی متمرکز شود که حداقلِ هزینه تولید را در بر دارند. بنابراین انگیزه‌های نسبتاً قوی برای سرمایه‌گذاری در حوزه‌های غیراوپک وجود خواهد داشت.

می‌دانیم که مانع اصلی گسترشِ ظرفیت تولید در حوزه‌های غیراوپک، محدود بودن حجم ذخایر نفتی و بالا بودن هزینه‌های اکتشاف و تولید است. بدین سبب، تنها راه سودآوریِ سرمایه‌گذاری در این مناطق، به کارگیری پیشرفتهای فنی در اکتشاف و تولید است که البته افزایش قیمت نفت خام شرط لازم برای تحقق آن است. بررسی تاریخی تحولات سهم اوپک و غیر اوپک در بازار جهانی نفت، با توجه به رشد فن‌آوریهای اکتشاف و تولید، مؤید این نظریه است. امروزه پیشرفتهای فنی موجب شده است که نه فقط هزینه‌های اکتشاف در مقایسه با یکی دو دههٔ قبل به نحو فوق‌العاده‌ای کاهش یابد، بلکه ضریب بازیافت نیز افزایش یافته است به گونه‌ای که حتی برخی از میادینی که به اصطلاح «بسته شده» بود و بعد از سالها تولید دیگر امیدی به بازدهی نفت در آنها نبود، مجدد مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند.

افزایش قیمت نفت‌خام انگیزه‌ای برای رشد سرمایه‌گذاری در اکتشاف و تولید است، اما بازدهی این سرمایه‌گذاریها اعم از اینکه در اوپک باشد که ذخایر عظیم و هزینه‌های تولید اندک دارد، یا در غیر اوپک که هزینه‌های تولید در آن بالاست، به زمان نیاز دارد و در خلال زمان، سیر صعودی قیمت نفت می‌تواند همچنان ادامه داشته باشد. بدیهی است با تداوم وضعیت اولیه‌ای که موجب افزایش قیمت می‌شود، یعنی کاهش عرضه یا افزایش تقاضا، سیر صعودی قیمتها همچنان حفظ خواهد شد و چه بسا کرانه بالای قیمت، یعنی نرخهای بشکه‌ای ۴۰ دلار یا بالاتر تجربه شود.

در کوتاه مدت و میان مدت، جانشین کردن سایر حاملهای انرژی مانند گاز طبیعی یا برق به جای نفت معمولاً به سهولت امکان‌پذیر نیست زیرا این امر نیازمند تغییر در فن‌آوریهای تولید است. در بعضی موارد به نظر می‌رسد این جانشینی تا آیندهٔ قابل پیش‌بینی عملی نباشد

از این رو به موازات افزایش قیمتها، انتظارات بازار در جهت افزایش بیش‌تر قیمت شکل می‌گیرد و همین امر روند صعودی قیمتها را شتاب می‌دهد. در چنین وضعیتی، رسیدن به قیمتهای بالاتر، یعنی بشکه‌ای ۵۰ دلار و حتی جهت‌گیری قیمت به سمت سطوح بالاتر، چندان بعید نیست زیرا نفت خامِ مورد نیازِ مصرف کنندگان بزرگ در کشورهای پیشرفته صنعتی در کوتاه مدت باید به «هر قیمتی» تأمین شود.

عامل دیگری که می‌تواند نقش بسیار تعیین‌کننده‌ای در شکل‌گیری قیمت نفت‌خام داشته باشد «تأثیرات روانی» قیمتهایی است که در گذشتهٔ نه چندان دور تجربه شده است. این پدیده را اصطلاحاً تأثیر «خاطرات» در تعیین قیمت می‌گوییم. در خلال سالهای اخیر، قیمت نفت خام به مرزهای ۸ دلار و ٤۰ دلار رسیده است. همین خاطرات می‌تواند زمینه‌های شکل‌گیری انتظارات را برای تحقق مجدد ٤۰ دلار یا ۸ دلار یا قیمتهایی نزدیک به آن فراهم کند.

یکی از روشهای کشف سطح متعارف قیمتهای مورد انتظار، این است که میانگین قیمت را به دست آوریم. در چند سال اخیر، بسته به کیفیت نفتهای خام، میانگین قیمت تقریباً بشکه‌ای ۱۵ تا ۱۹ دلار بوده است؛ از این رو انتظار بازار جهانی نفت این است که با توجه به وضعیت و مقتضیات بازار، قیمت به سمت این میانگین میل کند. «میل به میانگین» اصل مهمی در شناخت جهت‌گیری قیمتهاست، هر چند نباید فراموش کرد که ارزیابی رضایت بخشی از تحولات آینده بازار، شرط لازم برای پیش‌بینی قابل قبول در محدودهٔ قیمت در آینده است.

اکنون به بحث قبلی برمی‌گردیم. اگر وضعیت بازار به نحوی متحول شود که سیر صعودی قیمتها همچنان ادامه یابد و مثلاً قیمتهای بشکه‌ای ۵۰ دلار یا بیش‌تر حتی برای چند هفته تجربه شود، میانگین قیمتها طی دوره‌ای که در «خاطره» دست اندرکاران بازار باقی می‌ماند، تغییر می‌کند و به جای ۱۵ تا ۱۹ دلار به مثلاً ۳۰ تا ۳۵ دلار می‌رسد. در این حالت، گرایش قیمتها در تحولات آیندهٔ بازار نفت به سمت ۳۰ دلار و بیشتر خواهد بود. منافع مصرف‌کنندگان بزرگ نفت در کشورهای پیشرفته صنعتی در این است که بازار جهانی

نفت، قیمتهای بسیار بالای نفت خام را تجربه نکند زیرا در این صورت «خاطرات» مربوط به سطوح بالای قیمت که در ذهن دست‌اندرکاران بازار شکل می‌گیرد، قطعاً میانگین قیمت، انواع مختلف نفت خام را برای تغییرات آینده قیمت افزایش خواهد داد.

سؤال این است که چگونه می‌توان در کوتاه مدت و میان مدت، یعنی قبل از اینکه سرمایه‌گذاریهای جدید منجر به تولید نفت شود، از روند صعودی قیمت نفت خام - که می‌تواند به علت کاهش عرضه یا افزایش تقاضا باشد - ممانعت کرد تا بدین وسیله الگوی تأثیر «خاطرات» در جهت «میل به میانگینهای بالاتر» شکل نگیرد.

پاسخ به این سؤال روشن است. باید سازمانی در بازار جهانی نفت وجود داشته باشد که مسئولیت افزایش سریع عرضه را در این وضعیت بر عهده گیرد. این سازمان باید متشکل از کشورهایی باشد که اولاً ذخایر عظیم نفتی دارند، ثانیاً هزینه تولید در آنها بسیار پایین است و ثالثاً از ظرفیت اضافی تولید برخوردار باشند. این سازمان، همان اوپک است.

بدیهی است که افزایش قیمت نفت خام، شرط لازم برای افزایش درآمد حاصل از صادرات نفت خام اعضای اوپک است. در وضعیتی که جملگی این کشورها نیازمند ارز بیش‌تر برای رشد و توسعه اقتصادی‌اند، کدام توجیه تئوریک برای هر یک از کشورهای عضو اوپک وجود دارد که بتواند مجوز آنها برای کاهش قیمت باشد؟ در پاسخ به این سؤال، نکات زیر را مطرح می‌کنیم:

الف - کشورهای عضو با استناد به اساسنامه اوپک «تصور» می‌کنند که مسئولیت تنظیم بازار جهانی نفت بر عهده آنهاست. در واقع وظیفه‌ای که در فرآیند تاریخی به اوپک محول شده است مدیریت بحران قیمت در بازار جهانی نفت خام است، اما ثمره این مدیریت، عمدتاً جلوگیری از زیانی است که متوجه مصرف‌کنندگان بزرگ نفت خام در کشورهای صنعتی و شرکتهای نفتی بزرگ وابسته به آنهاست. این نکته‌ای است که در مباحث آینده روشن‌تر خواهد شد.

ب - از آنجا که اوپک خود را تنظیم‌گر اصلی بازار جهانی نفت خام می‌داند، در پی تحقق «قیمت عادلانه» برای نفت‌خام است. متأسفانه در اقتصاد سرمایه‌داری نمی‌توان قیمت

عادلانه را تعریف کرد، اما به نظر می‌رسد منظور اوپک از قیمت عادلانه، قیمتی است که بتواند منافع تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان نفت خام را همزمان تأمین کند. حتی این تعریف از قیمت نیز با مبانی علم اقتصاد ناسازگار است. آن دسته از تولیدکنندگان بزرگ نفت خام که نقش درجه اول را در تجارت جهانی نفت دارند نوعاً در زمره کشورهای در حال توسعه‌اند، در حالی که مصرف‌کنندگان بزرگ نفت را کشورهای پیشرفته صنعتی تشکیل می‌دهند. این دو گروه از کشورها، ساختارهای متفاوت اقتصادی دارند از این رو نمی‌توان قیمتی برای نفت خام تعیین کرد که منافع نامتجانس این دو گروه را همزمان حداکثر کند. تفاوتهای ساختاری در منافع اقتصادی این دو گروه، ریشه در این حقیقت دارد که فن‌آوریهای اکتشاف و تولید، گردش سرمایه در بازارهای سرمایه برای تأمین مالی سرمایه‌گذاریها و نظامهای تحقیقات و بازاریابی، همگی در انحصار کشورهای پیشرفته صنعتی و شرکتهای نفتی بزرگ وابسته به آنهاست. قیمت نفت خام صرفاً عاملی از عوامل متعددی است که در عملکرد هر یک از قلمروهای انحصاری بالا مؤثر است، اما عامل اصلی که در حداکثرسازی درآمد صادرکنندگان بزرگ نفت در کشورهای در حال توسعه، یعنی اوپک، نقش درجه اول ایفا می‌کند، چیزی جز قیمت نفت خام نیست.

ج - دلیل دیگری که معمولاً از طرف اوپک برای توجیه افزایش عرضه به منظور کاهش قیمت مطرح می‌شود، جلوگیری از کاهش سهم اوپک در بازار جهانی نفت است. استدلال بر این مبناست که افزایش قیمت، انگیزه‌ای قوی برای رشد سرمایه‌گذاری در حوزه‌های پرهزینه غیراوپک است و این امر موجب می‌شود سهم اوپک در بازار جهانی نفت کاهش یابد. این استدلال نیز به دلایل زیر از پشتوانه علمی برخوردار نیست.

دلیل اول - همان‌گونه که قبلاً گفته شد تغییرپذیری قیمت نفت خام مهم‌ترین مشخصه بازار جهانی نفت در سه دهه گذشته بوده است، اما قیمت نفت همیشه به میانگین خود متمایل است. به عبارت دیگر، میانگین قیمت نفت خام نقش بسیار مؤثری در شکل‌گیری انتظارات عاملان بازار دارد. فاصله زمانی در محاسبه این میانگین، دوره‌ای است که در خاطره عاملان بازار ثبت شده است. براساس محاسبات موجود، میانگین قیمت نفت خام

WTI در فاصله زمانی ۱۹۸۷ تا سال ۲۰۰۰ حدود ۱۹/۵ دلار بوده است. بنابراین محدوده ۱۵ تا ۲۲ دلار برای قیمت نفت خام - که به زبان آماری، «فاصله اعتماد» بر اساس یک انحراف معیار از میانگین را تشکیل می‌دهد - می‌تواند محدوده مورد انتظار بازار باشد. بدیهی است با توجه به تغییر وضعیت بازار در آینده، عرضه و تقاضا، ذخایر، اوضاع و احوال سیاسی و انتظارات، رفتار قیمت و شکل‌گیری «خاطرات جدید» از تغییرات قیمت، این محدوده قطعاً تغییر خواهد کرد. به هر حال، هرگاه قیمت نفت خام افزایش یابد و بالاتر از کرانه بالا قرار گیرد، انتظار سرمایه‌گذاران این خواهد بود که قیمت مجدداً به محدوده مورد انتظار باز گردد. همین امر موجب می‌شود که انگیزه برای سرمایه‌گذاری در حوزه‌های پرهزینه بسیار کم می‌شود. دقیقاً در همین وضعیت اوپک می‌تواند با عدم افزایش عرضه، به اهداف زیر برسد.

۱. از قیمتهای بالای نفت بهره‌مند شود و درآمد خود را حداکثر کند، بدون اینکه خطر از دست دادن سهم بازار مطرح باشد.

۲. با تحقق قیمتهای بالاتر از ٤٠ دلار، بازار جهانی نفت را به سمت شکل دادن «خاطرات جدید» در جهت تجربه قیمتهای بالاتر هدایت کند؛ به گونه‌ای که بعداً بتوان بر اساس «اصل تمایل به میانگین» به قیمتهای مورد انتظار بالاتری چون ٤٠ دلار یا بیش‌تر رسید.

دلیل دوم - هرگاه وضعیت بازار به نحوی باشد که کشورهای غیراوپک، احتمال استمرار قیمتهای بالاتر را برای مدت زمان طولانی در حدی بدانند که سرمایه‌گذاری در اکتشاف و تولید در حوزه‌های پرهزینه سودآور شود، حجم تولیدات کشورهای غیراوپک افزایش و سهم اوپک در بازار بالنسبه کاهش خواهد یافت. اما نکته مهم این است که نه فقط افزایش تولید غیراوپک و کاهش سهم اوپک چندان قابل ملاحظه نیست، بلکه سودآوری سرمایه‌گذاری در حوزه‌های غیراوپک صرفاً مستلزم استمرار قیمتهای بالاست. بدین ترتیب، منافع اوپک و غیراوپک هر دو در تقویت قیمتهاست و همین امر به معنای افزایش درآمد ارزی اوپک محسوب می‌شود. حتی اگر وضعیت بازار بلندمدت به نحوی تغییر کند که سهم اوپک تا حدی کاهش یابد، این کاهش با استمرار افزایش قیمتها همزمان است و لذا

ارزش نفتی که در ذخایر زیرزمینی اوپک باقی می‌ماند و متعلق به نسلهای آینده است، افزایش می‌یابد. می‌توان نتیجه گرفت که سیاست اوپک مبنی بر خودداری از افزایش عرضه به هنگام افزایش قیمت، متضمن حفظ منافع نسلهای آینده از ثروت خدادادیِ نفت است و بالعکس، افزایش عرضه اوپک به منظور کاهش قیمت نفت خام، چیزی جز نادیده گرفتن سهم نسلهای آینده نیست.

نتیجه یازده

هنگامی که قیمت نفت خام به بالاتر از کرانه بالای محدوده مورد انتظار قیمت برسد و در مسیر رشد بیش‌تر قرار گیرد، انتظارات سرمایه‌گذاران -- که براساس تجارب تاریخیِ تغییرات قیمت شکل گرفته است - در جهت کاهش قیمت و میل آن به سمت میانگین صورت می‌گیرد. بدین‌ترتیب، حجم سرمایه‌گذاریها برای توسعهٔ ظرفیت تولید در حوزه‌های پرهزینهٔ غیراوپک نمی‌تواند رشد قابل ملاحظه‌ای داشته باشد لذا به نحو مؤثر مانع رشد بیش‌تر قیمت نفت خام نخواهد شد. در این وضعیت، فقط اوپک می‌تواند با استفاده از مازاد ظرفیتهای خود بلافاصله تولید را افزایش دهد و موجب کاهش قیمت نفت خام شود. این امر معمولاً به درخواست مصرف‌کنندگان بزرگ و کشورهای صنعتی پیشرفته انجام می‌شود. اوپک با این تصور که مدیریت بازار جهانی نفت را به دست دارد، آگاهانه یا ناآگاهانه به زیان اعضاء و نسلهای آینده، قیمت نفت را کاهش می‌دهد.

۲-٦. حالت دوم: کاهش قیمت نفت خام

فرض کنید به دلایلی چون افزایش عرضه یا کاهش تقاضا یا همزمانی کاهش تقاضا با افزایش عرضه، قیمت نفت خام کاهش یابد و انتظار عاملانِ بازار بر استمرارِ کاهش قیمت باشد. در اینجا توجه به دو نکته حائز اهمیت است:

نکته اول - هر گاه به دلایلی تقاضا کاهش یابد به گونه‌ای که قیمتها تضعیف شود، احتمال افزایش عرضه نیز زیاد می‌شود زیرا تولیدکنندگان بزرگ نفت به ویژه در اوپک معمولاً می‌خواهند سطح درآمدهای ارزیِ حاصل از صادرات نفت خام را حفظ کنند. شرط لازم برای تحقق این هدف، افزایش صادرات به هنگام کاهش قیمت است و افزایش صادرات چیزی جز افزایش عرضه نیست. بنابراین می‌توان گفت که در وضعیت متعارف،

معمولاً کاهش قیمت، انگیزه افزایش عرضه در حوزه‌های کم هزینه محسوب می‌شود لذا جریان کاهش قیمت نفت خام تشدید می‌شود.

نکته دوم - هر گاه به دلایلی آهنگ افزایش قیمت کاهش یابد، زمینه برای کاهش قیمت فراهم می‌شود. از این رو به دنبال افزایش قیمت، احتمال فرارسیدن دوران کاهش قیمت زیاد است. در مباحث آینده خواهیم دید که بعد از هر کاهش قیمت معمولاً باید انتظار افزایش قیمت را نیز داشت. برای توضیح بیش‌تر این نکات بار دیگر به مسئله حفظ درآمدِ حاصل از فروش نفت خام برمی‌گردیم. هدف اصلی صادرکنندگان بزرگ نفت خام، به ویژه در کشورهای در حال توسعه، معمولاً کسب درآمد ارزیِ لازم برای رشد و توسعه اقتصادی است. فرض کنید قیمت رو به افزایش است، اما به دلایلی این احتمال وجود دارد که به زودی از آهنگ رشد قیمت کاسته خواهد شد. فروشندگان نفت خام براساس شرط حداکثرسازی درآمد و قبل از بروز آثار کاهش چشمگیر قیمتها، مقادیر بیش‌تری نفت خام به بازار عرضه می‌کنند تا از وضعیت «خوبِ» بازار، قبل از ظهور وضعیتِ «بد» بهره‌مند شوند. به بیان دیگر، تولیدکنندگان می‌خواهند از قیمتهای بالاتری که گمان می‌کنند به زودی از دست خواهد رفت، حداکثر بهره را ببرند. بدین ترتیب، انتظار جدیِ کاهش آتی قیمت، حتی هنگامی که قیمتها در سیر صعودی قرار دارد، می‌تواند زمینه مناسبی برای کاهش قیمت باشد.

این سازوکارِ افزایش و کاهش قیمت، رفتار اوپک و غیراوپک را به طور مشابه تحت تأثیر قرار می‌دهد. تنها تفاوت این است که کشورهای غیراوپک می‌توانند آزادانه با توجه به وضعیت بازار، خصوصیات فنی میادین نفتی و حجم سرمایه‌گذاریهای انجام شده، میزان تولید خود را تعیین کنند در حالی که کشورهای عضو اوپک ملزم به رعایت سقف سهمیه‌های تعیین شدهٔ اوپک را هستند زیرا در غیر این صورت متهم به تخلف از ضوابط ومقرراتِ ناظر بر سهمیه‌ها می‌شوند.

انگیزه حفظ یا افزایش درآمد ارزیِ حاصل از صادرات نفت خام چنان قوی است که کشورهای عضو اوپک، در وضعیت بحران مالی، معمولاً از سقف سهمیه‌های تعیین شده

تخلف می‌کنند و تولید خود را تا حد توان افزایش می‌دهند. وابستگی روز افزون تولیدکنندگان اصلی اوپک به درآمدهای حاصل از صادرات نفت خام، نقش بسیار مهمی در تخلف از سهمیه‌ها و فروش بیش‌تر نفت ایفا می‌کند.

وجود مازاد ظرفیت تولیدی، شرط لازم برای حداکثرسازی درآمد حاصل از فروش نفت به هنگام کاهش قیمتهاست. در حالت اول دیدیم که مازاد ظرفیت تولیدی در اوپک، شرط لازم برای موفقیت سیاست کاهش قیمت در وضعیتی است که افزایش قیمت، موجبات نارضایتی مصرف‌کنندگان بزرگ را در کشورهای پیشرفته صنعتی فراهم کرده است. بنابراین، مازاد ظرفیت تولیدی لازمه توفیق سیاستهای اوپک در مدیریت بحران افزایش قیمت در بازار جهانی نفت است. متأسفانه این مازاد ظرفیت، با سرمایه کشورهای عضو اوپک ایجاد می‌شود تا به هنگام بروز بحران قیمت - که منافع مصرف کنندگان بزرگ را تهدید می‌کند - مورد استفاده قرار گیرد.

هنگامی که به دلایلی قیمت نفت خام سیر نزولی پیدا کند، کاهش قیمت به سرعت شتاب می‌گیرد زیرا جریان صعودی عرضه به کمک مازاد ظرفیت تولیدی سریعاً آغاز می‌شود. بدین ترتیب، ذخایر استراتژیک، تجاری و عملیاتی به تدریج پر می‌شوند و وضعیتی به وجود می‌آید که افزایش بیش‌تر عرضه، کاهش بسیار شدید قیمت را به دنبال خواهد داشت. به عنوان مثال، در سال ۱۹۹۸ قیمت نفت خام تحت تأثیر چنین سازوکاری به حدود ۸ دلار در هر بشکه سقوط کرد. جالب توجه آنکه در همین سطح از قیمت، تولیدکنندگان بزرگ نفت در اوپک، رعایت سهمیه‌ها را به کلی فراموش کردند. آنها با یکدیگر به شدت رقابت می‌کردند تا نفت بیش‌تری بفروشند.

در چنین وضعیتی، هیچ سازوکاری به لحاظ نظری وجود ندارد که بتواند مانع افزایش بیش‌تر عرضه نفت خام شود و از سقوط بیش‌تر قیمت جلوگیری کند و در عین حال، استمرار تولید را در حوزه‌های پرهزینه غیراوپک تضمین نماید. پیامد چنین وضعیتی، این است که در میان مدت و بلندمدت توانایی استمرار تولید در حوزه‌های پرهزینهٔ غیر اوپک به شدت تضعیف می‌شود. قبلاً نیز دیدیم که استمرار قیمت در سطح بشکه‌ای ۱۰ دلار و کمتر

در سال ۱۹۹۸ موجب شد که صنایع نفت در حوزه‌های پرهزینهٔ غیراوپک مانند امریکا، کانادا، انگلستان و نروژ با مشکلات جدی رو به رو شود به گونه‌ای که حدود ٤١ هزار کارگر در صنایع نفت امریکا بیکار شدند و تولید از صدها چاه متوقف گردید.

هیچ سازمانی جز اوپک نمی‌تواند با کاهش قابل ملاحظه عرضه نفت خام، زمینه را برای توقف کاهش قیمت و ایجاد وضعیت مناسب برای افزایش آن فراهم کند. بدیهی است که بازار جهانی نفت در مورد تصمیم اوپک درباره کاهش عرضه، حساسیت زیادی نشان می‌دهد. نکته مورد توجه فعالان بازار این است که‌آیا حجم کاهش عرضهٔ اوپک به اندازه‌ای خواهد بود که قیمت به طور مؤثری افزایش یابد؟ برای مثال، در سال ۱۹۹۸ اوپک در دو نوبت اقدام به کاهش عرضه کرد اما به دلیل کافی نبودن حجم کاهش عکس العمل مؤثری در بازار نفت در جهت افزایش قیمت ملاحظه نشد فقط در نوبت سوم بود که تصمیم اوپک مبنی بر کاهش حدود ۲/۱ میلیون بشکه در روز، قیمت را افزایش داد. نکته جالب توجه این است که در نوبت سوم، حتی قبل از اجرای برنامه کاهش تولید و صرفاً با اعلان تصمیم اوپک مبنی بر کاهش تولید و اعتماد بازار جهانی بر این تصمیم، سیرصعودی قیمت نفت آغاز شد. البته وضعیت بازار جهانی به‌گونه‌ای بود که همه تولیدکنندگان - اعم از غیراوپک و اوپک - بی‌صبرانه منتظر افزایش قیمت بودند تا از بروز بحرانهای بیش‌تر در صنایع نفتی کشورهای صنعتی پیشرفته و کاهش بیش‌ترِ درآمد ارزی کشورهای درحال توسعه نفتی جلوگیری شود لذا بازار آمادگی کامل داشت که افزایش قیمت را بپذیرد.

نتیجه دوازدهم

هنگامی که قیمت نفت خام به دلیل عملکرد عوامل بنیادین، از کرانه پایین قیمت پائین‌تر برود و در مسیر رکود بیش‌تر قرار گیرد، انتظارات فروشندگان نفت خام در جهت کاهش بیش‌تر قیمت شکل می‌گیرد. در چنین وضعیتی، گرایشی وجود دارد که عرضه نفت به ویژه از سوی اوپک، که مازاد ظرفیت تولید دارد، به شدت افزایش یابد و زمینه برای سقوط بیشتر قیمت فراهم شود. بحران بیکاری در صنعت نفت و توقف تولید در بسیاری از حوزه‌های پرهزینه غیراوپک از نتایج قطعی این وضعیت خواهد بود. فقط اوپک می‌تواند با کاهش قابل ملاحظه عرضه، چنین بحرانی را مدیریت کند و زمینه رشد قیمت نفت خام را فراهم آورد.

سؤال این است که چه کشورهایی از سیاست اوپک درکاهش عرضه و تقویت قیمت بهره‌مند می‌شوند؟ بدیهی است که کشورهای غیراوپک بیش‌ترین بهره را از وضعیت جدید خواهند برد زیرا کشورهای عضو اوپک خود را مقید به رعایت سهمیه‌های جدید کرده‌اند یعنی رسماً موظف‌اند عرضه خود را کاهش دهند. به بیان دیگر، اوپک آگاهانه از طریق کاهش عرضه، زمینهٔ مناسبی را فراهم می‌کند که غیراوپک به درآمدهای بالاتری برسد. برای تبیین بیش‌تر این نکته به مثال زیر توجه می‌کنیم.

می‌دانیم در خلال سال گذشته میلادی، اوپک در چند نوبت اقدام به کاهش عرضه کرد تا مانع سقوط قیمتها شود. درآخرین نوبت، اوپک تصمیم گرفت ۱/۵ میلیون بشکه از تولیدات خود را از ابتدای ژانویه سال۲۰۰۲ کم کند. سهم ایران از این چند نوبت کاهش جمعاً حدود ۷۳۰ هزار بشکه در روز بوده است؛ یعنی سهمیه تولید ایران از ۳ میلیون و۹۱٦ هزار بشکه در اول ژانویه ۲۰۰۱ به ۳ میلیون و ۱۸٦ هزار بشکه در اول ژانویه سال ۲۰۰۲ کاهش یافت. بدیهی است که براساس قیمتهای فعلی، یعنی حدود ۱۹ دلار[۱]، این کاهش تولید زیانی معادل ۱۳میلیون و ۸۷۰ هزار دلار در هر روز است. با وجود این، کشورهای غیراوپک می‌توانند آزادانه و به هر میزان که مایل‌اند نفت خام تولیدی خود را با قیمتهای خوبی که اوپک ایجاد است، بفروشند.

در قالب مثال بالا، ممکن است این سؤال مطرح شود که آیا رقم ۱۳ میلیون و ۸۷۰ هزار دلارِ سابق‌الذکر را می‌توان واقعاً «زیان» تلقی کرد؟ زیرا اگر اوپک وجود نداشت و سیاست کاهشِ عرضه اعمال نمی‌شد، قیمت نفت خام و درآمد حاصل ازصادرات نفت به مراتب کمتر از سطح فعلی آن می‌بود. در پاسخ می‌توان گفت که هر چند این رقم، با این تعبیر، ممکن است از دیدگاه «حسابداری» زیان تلقی نشود، اما در معنای «اقتصادی» قطعاً زیان است؛ زیرا اگر در خارج از اوپک بودیم می‌توانستیم تقریباً معادل این رقم، درآمد بیش‌تری کسب کنیم همچنان که کشورهای غیراوپک به ویژه روسیه به چنین افزایشِ درآمد دست یافتند. این زیان، قیمتی است که هر یک از اعضاء بابت عضویت در اوپک می‌پردازند.

---

۱. قیمت در زمان نگارش این مقاله ۱۹ دلار بود. البته استدلال بالا به ازای هر قیمتی صادق است.

از مباحثی که تا به حال داشتیم می‌توان چنین نتیجه گرفت:

نتیجه سیزدهم

اوپک تنها سازمان موجود در بازار جهانی نفت است که می‌تواند بحرانهای ادواریِ عرضه و قیمت را به نحوی مؤثر کنترل کند. اما نکته مهم این است که تولیدکنندگان غیراوپک و مصرف‌کنندگان بزرگ در کشورهای پیشرفته صنعتی بیش‌ترین بهره را از سیاستهای اوپک خواهند برد. اوپک با تحمل زیان برای خود، معمولاً سود بیش‌تری برای غیراوپک تأمین می‌کند. مادام که سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه، شرط لازم برای تأمین امنیت عرضه است وجود اوپک برای تنظیم بازار جهانی نفت ضروری است.

اگر روابط اوپک و غیراوپک را در وضعیت فعلی بازار جهانی نفت، از دیدگاه «تئوریِ بازیها» ملاحظه کنیم، می‌توان نتیجه زیر را به دست آورد:

نتیجه چهاردهم

سیاست تنوع بخشی به منابع عرضه برای تأمین امنیت عرضه نفت خام، موجب شده است تا آیندهٔ قابل پیش بینی، مدیریت تغییرات نامطلوب قیمت در بازار جهانی نفت، بدون دخالت اوپک عملاً غیرممکن باشد. در چنین وضعیتی، سیاست بهینه برای تأمین منافع ملیِ یک عضو - مانند ایران - خروج از اوپک و پیوستن به گروه غیراوپک است. شاید یکی از دلایلی که در خلال چند دهه گذشته، حتی یک کشور، اعم از تولیدکنندگان و صادرکنندگان بزرگ مانند انگلستان، نروژ، روسیه و مکزیک، یا تولیدکنندگان و صادرکنندگان کوچک مانند عمان در خلیج فارس یا مصر در شمال آفریقا حاضر نشده‌اند به اوپک بپیوندند، همین امر باشد.خروج از اوپک چندان ساده نیست، حتی تولیدکنندگان بسیار کوچک مانند گابن و اکوادور با زحمت بسیار توانستند از اوپک خارج شوند.

۷. خروج از اوپک

در مباحث بالا دیدیم که منافع ملی یک عضو اوپک ایجاب می‌کند که با «حفظ اوپک»، از اوپک خارج شود. اما اگر چند عضو به طور همزمان چنین تصمیمی بگیرند،موجودیت اوپک به خطر می‌افتد و لذا سیاست حداکثرسازی منافع ملیِ هر عضو از طریق خروج از اوپک، موضوعاً منتفی خواهد شد. از این دیدگاه، اوپک مانند دامی است که استمرار عضویت درآن با اصلِ حداکثر سازی منافع ملی تضاد دارد منافع هر عضو موقعی حداکثر

است که به گروه غیراوپک بپیوندد، اما خروج همزمان چند عضو از اوپک تضعیف اوپک را به دنبال دارد اوپکِ ضعیف نمی‌تواند در کوتاه مدت و میان مدت تأثیر قابل‌ملاحظه‌ای بر بازار جهانی نفت بگذارد؛ هرچند نباید فراموش کرد که حذف اوپک از بازار متضمن منافع بلندمدتِ کشورهایی است که ذخایر بالای نفت و هزینه‌های پایین اکتشاف و تولید دارند. ملاحظه می‌شود که منافع ملی ما اقتضاء می‌کند که قبل از اینکه تولیدکننده بزرگ دیگری تصمیم بگیرد از دام اوپک خارج شود، سیاستگذاران نفتی کشور مسئله خروج از اوپک را با جدیت و دقت فراوان پیگیری کنند.

تحولات جاری عراق و تأثیر آن در گزینش دبیر کل جدید اوپک

دکتر علی امامی میبدی[1]

مقدمه

در سال‌های اخیر به خاطر مساعدت، همکاری و هماهنگی اعضای اوپک، بازار نفت و قیمتهای آن روند به نسبت مطلوبی را در پیش گرفته و بار دیگر توجه ناظران و تحلیلگران بین‌المللی به اهمیت این سازمان و نقش آن در بازار نفت جلب شده است. این نهاد که درخصوص نحوه بهره‌برداری از منابع طبیعیِ پایان‌پذیر و غیرقابل جایگزینِ کشورهای عضو، تصمیم می‌گیرد، باید هر چه بیش‌تر تقویت شود. در این سازمان، مقام دبیر کلی از سمتهای کلیدی اوپک محسوب می‌شود و دبیر کل توانمند، مجرب، خوش‌نام و کارا، می‌تواند به اوپک تحرک ببخشد.

در سال ۲۰۰۲ به دنبال کودتای نافرجام نظامی در ونزوئلا و بازگشت مجدد هوگو رافائل چاوز فریاس رئیس جمهور این کشور به صحنه قدرت، تغییر و تحولاتی در پست‌های کلیدی این کشور رخ داد که از جمله این تغییرات، انتصاب آقای علی رودریگرز دبیرکل وقت ونزوئلائی اوپک به عنوان رئیس شرکت دولتی نفت ونزوئلا (PDVSA) بود. به

---

۱. عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبایی. این مقاله در اردیبهشت ۱۳۸۲ نهایی شده است.

طوری که آقای رودریگرز تنها مسئولیت یک سال و نیم از دوره سه ساله دبیرکلی اوپک را عهده‌دار گردید. بنابراین اوپک در اجلاس فوق‌العاده خود در تاریخ ٦ تیرماه ۱۳۸۱ (۲۷ ژوئن ۲۰۰۲) آقای آلوارو سیلوا وزیر وقت انرژی و معادن ونزوئلا را به عنوان دبیرکل اوپک و برای مدت یک سال و نیم باقیمانده و تا دسامبر ۲۰۰۳ برگزید. با نزدیک شدن پایان دورهٔ دبیرکلی کنونی اوپک و ضرورت تعیین انتخاب دبیرکل جدید اوپک در اجلاس سپتامبر ۲۰۰۳ سازمان اوپک بار دیگر مسئله انتخاب دبیرکل برای اوپک که از حساسیت خاصی (به ویژه در وضعیت کنونی) برخوردار بوده مطرح گردیده است.

۱. نحوه انتخاب دبیر کل

بر طبق ماده ۲۸ اساسنامه اوپک، دبیر کل سازمان باید از میان اتباع کشورهای عضو و در وهله اول برحسب صلاحیت، شایستگی و لیاقت برای دوره‌ای سه ساله به اتفاق آرا انتخاب شود. این انتخاب برای یک بار قابل تمدید است. در صورتی که اتفاق آرا درباره نامزد واحدی بنا به هر دلیلی حاصل نگردد، انتخاب دبیر کل در وهله دوم به صورت چرخش نوبتی[1] به مدت دو سال و غیرقابل تمدید پیش‌بینی شده است. در اساسنامه اوپک، نحوه این انتخاب تصریح نشده است؛ بدین لحاظ دو نوع تفسیر از آن (به صورت الفبایی و تاریخی) به عمل آمده است. لازم به یادآوری است که ماده ۲۸ اساسنامه اوپک در ژوئن سال ۱۹۷۰ به منظور ارتقای کارایی سازمان به روشی که بیان کردیم اصلاح گردید. این ماده، قاعده جدیدی برای انتصاب دبیر کل مطرح نمود و اصل بر گزینش بهترین نامزد کشورهای عضو قرار گرفت. این در واقع، اولین راه حل برتر[2] بود.

۲. نقش و وظایف دبیر کل اوپک

اساسنامه اوپک نقش و وظایف دبیر کل را به شرح ذیل تعیین نموده است:

---

1. Rotation
2. The First Best Solution

ماده ۲۷

الف- دبیر کل از نظر حقوقی، نماینده مجاز سازمان خواهد بود.

ب- دبیر کل، رئیس دبیرخانه اوپک خواهد بود و در این مقام اختیار خواهد داشت امور سازمان را طبق راهنمایی‌های هیئت عامل اداره نماید.

ماده ۲۸

الف- کنفرانس، دبیر کل را برای دوره‌ای سه ساله منصوب خواهد کرد و این مدت تصدی ممکن است یک بار برای همین دوره زمانی تمدید گردد. این انتصاب براساس معرفی نامزد از طریق کشورهای عضو و پس از بررسی و مقایسه صلاحیت‌های نامزدها به عمل خواهد آمد.

حداقل شرایط لازم برای احراز مقام دبیر کلی اوپک به شرح زیر است:

- ۳۵ سال سن،

- درجه لیسانس از دانشگاهی معتبر در یکی از رشته‌های حقوق، اقتصاد، علوم، مهندسی یا مدیریت بازرگانی،

- ۱۵ سال تجربه که حداقل ۱۰ سال آن باید در سمت‌هایی باشد که مستقیماً با صنعت نفت ارتباط داشته و ۵ سال آن در سمت‌های مدیریتی یا مسئولیت‌های اجرایی بلندپایه صرف شده باشد. تجربه در شرکت‌های وابسته به دولت و زمینه‌های بین‌المللی صنعت نفت نیز مطلوب است.

در هر مورد که اتفاق آرا حاصل نگردد، دبیر کل براساس چرخش نوبتی برای دوره‌ای دو ساله بدون لطمه زدن به شرایط احراز، تعیین خواهد شد.

ب - دبیر کل باید تبعه یکی از کشورهای عضو سازمان باشد.

ج - دبیر کل در مقر سازمان مستقر خواهد بود.

د- دبیر کل در انجام کلیه فعالیت‌های دبیرخانه نسبت به هیئت عامل اوپک مسئول خواهد بود و وظایف ادارات مختلف از طرف و تحت اجازه و مدیریت وی انجام خواهد شد.

هـ- دبیر کل در کلیه جلسات هیئت عامل شرکت خواهد نمود.

ماده ۲۹

وظایف دبیر کل عبارت است از:

الف - سازماندهی و اداره نمودن سازمان.

ب - مراقبت در انجام وظایف و تکالیفی که برعهده ادارات مختلف دبیرخانه گذاشته شده است.

ج - تهیه گزارش جهت ارائه به جلسه هیئت عامل در مورد مسائلی که مستلزم ملاحظه و تصمیم گیری است.

د - مطلع کردن رئیس و سایر اعضای هیئت عامل از کلیه فعالیت‌های دبیرخانه و مطالعات انجام شده از طریق او و پیشرفت اقداماتی که در جهت تحقق قطعنامه‌های اجلاس صورت گرفته است.

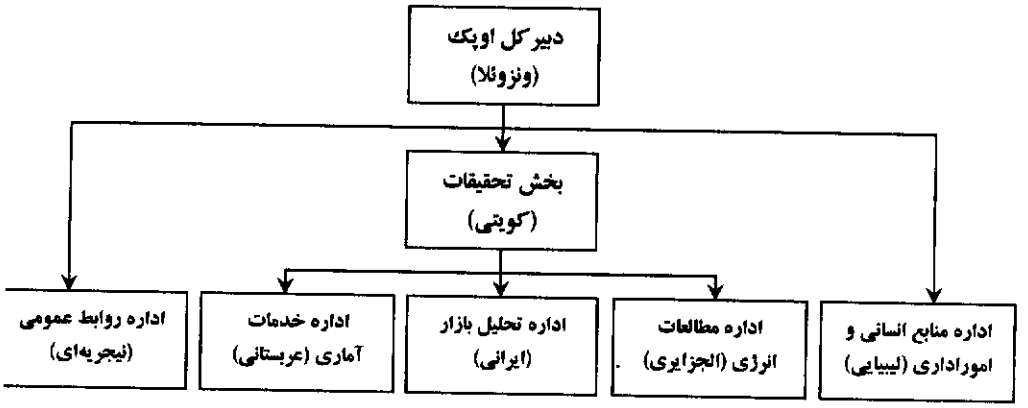
هـ - مراقبت در انجام به موقع وظایفی که ممکن است اجلاس یا هیئت عامل برعهده دبیرخانه محول کرده باشند.

و - دبیر کل همچنین سازماندهی دبیرخانه را برعهده دارد.

سایر

چنانچه دبیر کل اوپک، فرد لایق و توانمندی باشد با دارا بودن ۱۲۷ کارمند براساس چارت سازمانی اوپک (نمودار ذیل) و بودجه سالانه‌ای بالغ بر ۱۵ میلیون دلار می‌تواند تحقیقات و مطالعاتی را درخصوص نفت و انرژی و در جهت منافع کشورهای عضو و تحقق اهداف مدوّن سازمان اوپک و پاسداری از منابع طبیعی پایان‌پذیر این کشورها به انجام برساند. دبیر کل همچنین در گزینش کارشناسان دبیرخانه اوپک، نقش غیرقابل انکاری دارد که از این طریق می‌تواند دبیرخانه توانمند و معتبری را به عرصه ظهور برساند. لازم است کشورهای عضو اوپک علاوه بر پست دبیرکلی اوپک بر روی شش پست کلیدی دیگر اوپک - که در نمودار سازمانی مشخص شده است - حساسیت نشان دهند و افراد لایق، توانمند و با کفایتی را گزینش کنند. مدت دوره‌های مذکور در حال حاضر برای هر نامزد منتخب، حداکثر ۵

سال است. در حال حاضر، ریاست بخش تحقیقات ـ یعنی دومین پست سازمانی اوپک پس از دبیر کلی ـ در اختیار کویت است. رؤسای ادارات پنج‌گانه اوپک نیز در نمودار ذکر شده است.



۳. سابقه موضوع دبیر کلی

در ١٤ سپتامبر ١٩٦٠ که سازمان اوپک با تلاش کشورهای ایران، عراق، کویت، عربستان و ونزوئلا تأسیس گردید، اولین دبیر کل این سازمان آقای دکتر فؤاد روحانی (١٩٦٤-١٩٦١) از ایران انتخاب شد و سپس دبیر کل از اتباع سایر اعضای مؤسس به ترتیب عراق، کویت، عربستان و ونزوئلا انتخاب گردید.

پس از اتمام دوره دبیر کلیِ اعضای مؤسس با رعایت ترتیب الفبایی، اعضای دیگر نیز به ترتیب تاریخ پیوستن آنان به اوپک، به دبیر کلی انتخاب شدند. آخرین دبیرکل آقای مارکس‌نان نگوما از کشور گابن عضو سابق[1] اوپک بود که دوره خدمت وی در تاریخ ۳۰ ژوئن ۱۹۸۳ به پایان رسید. پس از پایان دوره خدمت او (سیزدهمین دبیر کل اوپک) از نظر چرخش تاریخی، دبیر کلی اوپک به ایران تعلق می‌گرفت لکن بنا به ملاحظات سیاسی و جنگ تحمیلی، برخی از کشورهای عرب عضو اوپک به ویژه عراق با دبیر کلی کشور ایران مخالفت ورزیدند. به دنبال این مخالفت، کشورهای عضو اوپک تفسیر دوگانه‌ای از

۱. کشورهای اکوادور درسال ۱۹۹۲ و گابن در سال ۱۹۹۵ سازمان اوپک را ترک نمودند و در حال حاضر این سازمان ۱۱ عضو دارد.

لغت چرخشی ارائه کردند؛ برخی از کشورها به حمایت از انتخاب دبیر کل بر اساس «چرخش الفبایی»[1] و برخی دیگر به طرفداری از انتخاب دبیر کل براساس «چرخش تاریخی»[2] پرداختند. در هر صورت در اثر عدم توافق کشورهای عضو در مورد تعیین رویّه انتخاب دبیر کل، تلاش در این زمینه، بی‌نتیجه ماند به طوری که عملاً آقای دکتر فاضل چلبی، معاون عراقی دبیر کل به مدت ۵ سال و تا ژوئن ۱۹۸۸ به عنوان سرپرست بر اوپک حاکم گردید. لازم به یادآوری است با تجدید ساختار سازمانی که در اوپک صورت گرفت پست معاونت دبیر کل حذف گردیده است.

جدول شماره ۱- دبیر کل‌های اوپک (۱۹٦۱ تا ژوئن ۲۰۰۲)

نام دبیر کل		کشورمتبوع	دوره دبیر کلی
۱. دکتر فؤاد روحانی	Dr Fuad Rouhani	ایران	۱۹٦۱-۱۹٦٤
۲.دکترعبدالرحمان البزاز	Dr A. Rahman Al-Bazzaz	عراق	۱۹٦۵
۳. آقای اشرف لطفی	Asfraf Lutfi	کویت	۱۹٦٦
٤.آقای‌محمدصالح‌جوخدار	Mohammad S. Joukhdar	عربستان سعودی	۱۹٦۷
۵. دکتر فرانسیسکوپارا	Dr Francisco R. Parra	ونزوئلا	۱۹٦۸
٦. دکتر ابریچ سانگر	Dr Ebrich-Sanger	اندونزی	۱۹٦۹
۷. آقای عمر بدری	Omarel Badri	لیبی	۱۹۷۰-۱۹۷۱
۸. دکتر ندیم پاچاچی	Dr Nadim Pachachi	امارات‌متحده عربی	۱۹۷۱-۱۹۷۲
۹.دکترعبدالرحمان‌خان	Dr Abderrahman Khane	الجزایر	۱۹۷۳-۱۹۷٤
۱۰. آقای اتوکیتی فیده	M. O. Feyide	نیجریه	۱۹۷۵-۱۹۷٦
۱۱. آقای علی محمد جیده	Alim. Jaidah	قطر	۱۹۷۷-۱۹۷۸
۱۲. آقای رنه اورتیس	Rene G. Ortiz	اکوادور	۱۹۷۹-۱۹۸۱
۱۳.دکترمارکس‌نان‌نگوما	Dr Marcs. Nannguoma	گابن	۱۹۸۱ - June ۱۹۸۳
۱٤. دکترفاضل چلبی (جانشین دبیر کل)	Dr Fadhil Chalabi	عراق	June۱۹۸۸ - July ۱۹۸۳
۱۵. دکتر سوبروتو	Dr Subroto	اندونزی	July۱۹۸۸ - Dec. ۱۹۹٤
۱٦.دکتر ریلوانو لقمان	Dr Rilwanu Lukman	نیجریه	- Jan. ۱۹۹۵ Dec. ۲۰۰۰
۱۷. دکتر علی رودریگرز	Dr A. Rodriguerz	ونزوئلا	Jan. ۲۰۰۱ - June ۲۰۰۲
۱۸. آلوارو سیلوا	Alvaro Silva	ونزوئلا	July ۲۰۰۲ – Dec. ۲۰۰۳

1. Alphabetical Rotation
2. Historical Rotation

با خاتمه جنگ تحمیلی نیز مخالفت با رویّه چرخشی دبیر کلی اوپک ادامه یافت و از سال ۱۹۸۸ تاکنون در مورد نحوه انتخاب دبیرکل، عملاً اصل شایستگی و لیاقت، طبق ماده ۲۸ اساسنامه اوپک اعمال گردیده است. بنابراین در این مدت، سه دبیر کل با استناد به اساسنامه اوپک به ترتیب از کشورهای اندونزی، نیجریه و ونزوئلا به اتفاق آرا و از طریق اجلاس وزرا عهده‌دار این سمت شدند. اسامی دبیر کل‌های اوپک از ابتدا تاکنون در جدول شماره ۱ بیان شده است.

٤. انتخاب دبیر کل با معیار چرخش نوبتی

مباحث چرخش تاریخی و چرخش الفبایی دبیر کلی اوپک در مذاکرات خصوصی و گاه در جلسات علنی اوپک مدت‌ها به طول انجامید تا این که در اجلاس ۷۸ اوپک در سال ۱۹۸٦ مقرر گردید گروهی از کارشناسان حقوقی کشورهای عضو اوپک، ماده ۲۸ اساسنامه را که در مورد انتخاب دبیر کل است از لحاظ مفهوم چرخش نوبتی مورد بررسی و تفسیر قرار دهند و نظر حقوقی خود را به اطلاع اجلاس وزرا برسانند. جلسه کارشناسان حقوقی کشورهای عضو اوپک در دسامبر ۱۹۸٦ در وین تشکیل گردید. در اثر اختلاف دیدگاه و عدم اجماع نظر بین کارشناسان حقوقی، مقرر گردید که نظرات نمایندگان بدون نتیجه‌گیری و قضاوت به نشست اوپک جهت اخذ تصمیم ارائه گردد. نمایندگان حقوقی الجزایر، عراق، کویت، نیجریه و عربستان طرفدار چرخش الفبایی بودند و استدلال می‌کردند که در زمان انتخابِ اولین دبیر کل نیز چرخش الفبایی بین پنج کشور عضوِ مؤسس رعایت شده است و در ضمن، کلمه «چرخش» در ماده ۲۸ اساسنامه بدون تفسیر و به صورت عام نوشته شده است. بنابراین می‌بایستی براساس مقررات سایر مجامع بین‌المللی که چرخش الفبایی است اقدام شود و دبیرکلی از کشور الجزایر آغاز گردد.

نمایندگان گابن، ایران و لیبی، طرفدار چرخش تاریخی بودند و استدلال می‌نمودند که اتخاذ روش انتخاب برحسب چرخش الفبایی باعث به وجود آمدن تبعیض بین اعضا می‌شود؛ به نحوی که کشوری مانند ونزوئلا پس از ٤۳ سال و برخی کشورهای دیگر پس

از ۸ سال می‌توانند نمایندگان خود را برای انتخاب دبیرکلی معرفی نمایند. این کشورها علاوه بر غیرمنصفانه خواندن رویّه الفبایی به لحاظ فاصله زمانیِ احراز سمت دبیرکلی، معتقد بودند که رویه تاریخی در مورد رئیس هیئت عامل اوپک هم اکنون نیز اعمال می‌گردد؛ بنابراین منطقی است که در مورد انتصاب دبیر کل اوپک نیز این رویّه اعمال گردد.

لازم به یادآوری است که چنانچه اعمال چرخش نوبتی (تاریخی یا الفبایی) مدنظر قرار گیرد برای انتخاب دبیرکل، دیگر رأی‌گیری به عمل نمی‌آید و کشوری که در نوبت قرار دارد با معرفی کاندید، به سمت دبیرکلی اوپک دست خواهد یافت.

البته اصل شدن این رویّه، ضعف عمده‌ای دارد و آن این که ممکن است افراد ضعیف و نالایقی از کشورهای عضو برحسب رابطه و ملاحظات دیگر، سمت کلیدی اوپک را عهده‌دار شوند و این امر منجر به تضعیف سازمان، کناره‌گیری برخی از اعضا وحتی اضمحلال آن شود. قابل توجه است که اگر چرخش الفبایی نیز در سال ۱۹۸۳ مورد قبول و پذیرش قرار گرفته بود، با توجه به دو ساله بودن دوره خدمت دبیر کل از طریق این روش، نوبت دبیرکلی ایران در سال ۱۹۹۱ فرا می‌رسید.

۵. انتخاب دبیر کل با معیار انتخاب اصلح

انتخاب دبیر کل براساس معیار شایستگی و لیاقت و طبق ماده ۲۸ اساسنامه اوپک، روشی است که عملاً از جولای ۱۹۸۸ تا به حال در سازمان اعمال گردیده است. اگر دبیرکل با معیار چرخشی انتخاب شود دوره آن دو سال و بدون تمدید، برای هر کشور عضو است ولی اگر براساس شایستگی و صلاحیت انتخاب شود مدت آن سه سال است و برای یک بار نیز قابل تمدید خواهد بود.

این روش برمبنای نظر شایسته‌سالاری بوده و این که در اوپک باید بهترین‌ها دبیر کل باشند تا با عملکرد خوب خود، اهداف اوپک را تحقق ببخشند. چنانچه نامزد کشوری با این روش انتخاب شود آن گاه برای آن کشور مایه افتخار و امتیاز بین‌المللی خواهد بود. بر طبق

ماده ۲۸ اساسنامه اوپک، ابتدا باید نامزد کشورهای عضو معرفی شود. روش معمول در این زمینه، اعلام رسمی و درخواست از دبیرخانه اوپک نسبت به معرفی نامزد مورد نظر به کشورهای عضو است. پس از اعلام رسمی نامزدها، کشورهای عضو، توانمندی‌ها، صلاحیت‌ها و سوابق علمی و تجربی نامزدها را بررسی می‌کنند. در این رویّه کشورها تلاش می‌نمایند نامزدی را معرفی کنند که چنانچه سوابق تحصیلی، تجربی و شخصی او با سوابق دیگر نامزدها مقایسه گردد باعث شرمندگی کشور متبوع نگردد و نامزد لایقی باشد که توانایی کسب اجماع‌نظر لازم را داشته باشد.

براین اساس، انتصاب دبیر کل با رأی گیری از اعضا انجام می‌گیرد و نامزدی که بتواند تمامی آرای یازده کشور عضو را به سوی خود جلب کند، دبیر کل خواهد شد. مشکل عمده این روش این است که حتی یک رأی منفی، باعث حذف نامزد مورد نظر می‌شود. بنابراین مسیر دشواری برای نامزد کشورهایی که مبتلا به مسائل سیاسی با دیگر کشورهای عضو هستند، وجود دارد. از آن‌جا که ممکن است در این رویّه بر سر انتصاب دبیرکل اوپک توافق نهایی صورت نگیرد، بنابراین سیستم چرخشی نیز در اساسنامه پیش‌بینی شده است.

قابل توجه است که هر قدر موضوع انتخاب دبیر کل به سمت رویّه دوم یعنی چرخشی (اعم از تاریخی یا الفبایی) سیر کند، احتمال پذیرفته شدن ایران در نوبت اول یا نوبت‌های نزدیک آینده بیش‌تر خواهد بود. شاید اصرار ایران در گرفتن این سمت از طریق راه‌حل چرخشی و نوبتی شدن پست دبیرکلی و مبنا قرار گرفتن این رویّه به همین لحاظ بوده است.

۶. فرایند انتخاب دبیر کل اوپک از سال ۱۹۸۳

مسأله انتخاب دبیرکل اوپک از سال ۱۹۸۳ یعنی با پایان یافتن یک دوره دبیر کل شدن کلیه کشورهای عضو، همواره یکی از مسائل مورد اختلاف کشورهای عضو بوده است. با تفسیر دوگانه از لغت چرخشی که براساس روش چرخش تاریخی، تصدی پست دبیر کلی به ایران و براساس چرخش الفبایی به الجزایر تعلق می‌گرفت، قضیه به بن‌بست رسید و تا ژوئن

۱۹۸۸ سازمان اوپک بدون دبیر کل باقی ماند و عملاً معاون عراقی دبیر کل به عنوان جانشین دبیر کل ایفای نقش نمود. بالاخره در سال ۱۹۸۸ آقای دکتر سوبروتو، وزیر اسبق انرژی و معادن اندونزی با استناد به معیار اصلی ماده ۲۸ اساسنامه اوپک یعنی انتصاب بر اساس صلاحیت و شایستگی به اتفاق آرا از طریق اجلاس وزرا منصوب شد. طبق اساسنامه، دوره خدمت نامبرده یک بار دیگر و تا سال ۱۹۹٤ تمدید گردید. بنابراین آقای دکتر سوبروتو برای دو دوره و در عمل به مدت شش سال و نیم دبیر کل اوپک بود.

در سال ۱۹۹٤ ابتدا میان نامزد ایران آقای کاظم‌پور اردبیلی و نامزد ونزوئلا آقای پارا برای پست دبیرکلی، رقابت صورت گرفت اما در نهایت با معرفی آقای دکتر لقمان، نامزد نیجریه با توجه به معیار لیاقت و شایستگی از طریق اجلاس وزرا از ژانویه ۱۹۹۵ وی به عنوان دبیر کل اوپک انتخاب شد. او طبق اساسنامه برای دوره دوم نیز به این سمت برگزیده شد، لیکن با انتصاب وی به سمت مشاور عالی نفت و انرژی رئیس‌جمهور نیجریه، مجدداً رقابت برای کسب سمت دبیر کلی اوپک در سال ۱۹۹۹ آغاز شد. عربستان در ۲۱ ژوئن ۱۹۹۹، آقای سلیمان الجاسرالحربیش را به عنوان نامزد دبیر کل این سازمان معرفی نمود. محافل نفتی کشورهای حوزه خلیج‌فارس، وجود شخصیتی را از عربستان در چنین منصبی، موجب افزایش اعتماد بازار به اوپک دانستند و آن را با توجه به اهمیت و وزن عربستان در این سازمان باعث تقویت جایگاه جهانی اوپک قلمداد نمودند. از طرف دیگر، معرفی آقای حربیش، عضو هیئت عامل عربستان در اوپک و با سوابق تحصیلی، تجربی و پژوهشی برجسته و چشمگیر، بیانگر جدیت مقامات سعودی برای احراز این سمت تلقی گردید. لازم به یادآوری است که از زمان تأسیس اوپک، عربستان در سال ۱۹٦۷ و تنها به مدت یک سال موفق به عهده‌داری این پست گردیده است.

در تاریخ ۱۹ جولای ۱۹۹۹، ایران رسماً نامزد خود آقای کاظم‌پوراردبیلی را معرفی نمود و در آخرین مهلت در ۲۰ سپتامبر ۱۹۹۹ کشور عراق دکتر الانباری را به عنوان نامزد خود معرفی کرد. در ضمن کشور الجزایر انصراف آقای یوسف یوسفی نامزد خود را اعلام کرد.

بدین ترتیب رقابت بین نامزدهای ایران، عراق و عربستان آغاز شد. در تحلیل‌ها[1] بیان شد که ایران در اجلاس وزرای اوپک در وین به عنوان مصالحه و معامله با عربستان پیشنهاد کرده است که «به طور همزمان در مورد دو دورهٔ سه ساله دبیر کلی اوپک تصمیم‌گیری شود» به طوری که در دوره اول نامزد عربستان از اول جولای ۲۰۰۱ و در دوره دوم آقای کاظم‌پوراردبیلی از اول جولای ۲۰۰۳ به سمت دبیر کلی منصوب شوند. لیکن این پیشنهاد با مخالفت عراق و عدم رضایت برخی دیگر از اعضا به ویژه امارات مواجه گردید و به طور کلی مسأله انتخاب دبیر کل به بن‌بست کشیده شد. همچنین مقرر شد آقای لقمان، دبیر کل وقت اوپک برای مدت شش ماه و عملاً تا پایان سال ۲۰۰۰ همزمان به عنوان مشاور عالی رئیس جمهور نیجریه از محل استقرار خود در کشورش، بر امور دبیرخانه اوپک نیز نظارت کند.

از سوی دیگر در چهلمین سالگرد تأسیس اوپک، دومین اجلاس سران این سازمان، در سال ۲۰۰۰ در کشور ونزوئلا برگزار شد و آقای علی رودریگرز وزیر انرژی و معادن وقت این کشور که لیاقت و شایستگی خود را به منصهٔ ظهور رسانده بود، به عنوان بهترین نامزد دبیرکلی اوپک مطرح گردید و از اول ژانویه ۲۰۰۱ به اتفاق آرا توسط کنفرانس وزرای اوپک براساس معیار شایستگی به این سمت برگزیده شد. به دنبال کودتای نافرجام در ونزوئلا و انتصاب آقای علی رودریگرز به عنوان رئیس شرکت دولتی نفت ونزوئلا (PDVSA) بار دیگر پست دبیر کلی اوپک برای مدت باقیمانده از جولای ۲۰۰۲ الی دسامبر ۲۰۰۳ به آقای آلوارو سیلوا وزیر وقت انرژی و معادن ونزوئلا واگذار گردید. از آنجائیکه در خصوص انتخاب دبیرکل جدید اوپک در اجلاس سپتامبر ۲۰۰۳ سازمان اوپک تصمیم‌گیری خواهد شد، بر این اساس برخی از کشورهای عضو اوپک با توجه به شرایط موجود در تکاپو، رایزنی و تحرک برای به دست آوردن این سمت برآمده‌اند.

---

1. *MEES*, 27 September and 6 December 1999

۷. راه‌حل‌های ممکن برای انتخاب دبیرکل و تقویت موضع جهانی اوپک

درخصوص مسأله دبیرکلی اوپک می‌باید دو جنبه زیر مورد عنایت خاص قرار گیرد:

الف) اقداماتی که نباید صورت پذیرد:

۱. **تبلیغات:** از تبلیغات بی‌مورد مبنی بر این که دبیر کلی اوپک حق ما بوده و همچنین ایجاد انتظارات بی‌مورد در مردم، می‌باید جلوگیری کرد. در واقع از نظر حقوقی نیز چنین حقی تاکنون در اوپک به اثبات نرسیده است. بدون شک انتخاب دبیر کل لایق به روند تحکیم وضع بازار که در سال‌های اخیر شاهد آن بوده‌ایم کمک کرده و از تزلزل قیمت‌ها جلوگیری کرده است. به عبارت دیگر اصرار بر سیستم چرخشی (تاریخی یا الفبایی) به مصلحت نیست؛ باید تلاش کرد تا کشورهای عضو اوپک با معیار شایسته‌سالاری در مورد انتخاب نامزد لایق و توانمندی که مورد اعتماد بوده و روح یکپارچگی و همبستگی را در بین کشورهای عضو به نمایش بگذارد به توافق و دیدگاه مشترکی دست یابند. تلاش برای دستیابی به پست دبیرکلی را باید به عنوان بخشی از توجه و اهتمام کشور و حمایت پیگیر از سازمان در جهت رسیدن به اهداف اوپک – که در اساسنامه آمده است – به شکلی که تضمین‌کننده منافع کشورهای عضو باشد تلقی نمود. نکته اصلی این است که از نظر اکثر کشورهای عضو اوپک، دبیر کل باید شخص لایقی باشد و غیرسیاسی عمل کند.

۲. **نامزد دبیرکلی از عربستان ، قطر، کویت، امارات و عراق:** در سال‌های اخیر عربستان جایگاه خود را در مسائل بین‌المللی از دست داده و درصدد است تا این جایگاه را از طریق دبیرکلی اوپک مجدداً به دست آورد. با توجه به این که ریاست بخش تحقیقات سازمان اوپک در اختیار کویتی‌ها و ریاست اداره خدمات آماری در دست عربستان است، با انتخاب دبیر کل از عربستان عملاً اوپک در خدمت سیاست‌های نفتی عربستان و غرب قرار خواهد گرفت.

از سوی دیگر چنانچه از میان کشورهای حوزه خلیج فارس نظیر کویت، قطر، امارات و عراق فردی نامزد این سمت شود، قطعاً در راستای اهداف غرب اقدام خواهد نمود و این امر باعث می‌شود که ایران با شرایط دشواری مواجه گردد.

ب) اقداماتی که باید صورت پذیرد.

۱. معرفی نامزد ایران: با توجه به اینکه انتخاب دبیرکل در درجه اول یعنی بر اساس معیار صلاحیت و شایستگی و اولین راه برتر می‌باشد. ضروری است نامزدی را معرفی کنیم که بر حسب اجماع نظر کارشناسان نفتی کشور، اصلح و ارجح باشد تا قدرت چانه‌زنی کشور را در انتخاب دبیرکل در سناریوهای مختلف افزایش دهد.

۲. نامزدهایی از کشورهای الجزایر، اندونزی، نیجریه و لیبی: از میان این کشورها با توجه به این که سیاست‌های نفتی الجزایر به ایران نزدیک‌تر است و به علاوه این کشور از نامزدهای لایق و توانمندی نیز برخوردار است، ارجح آن است که ایران در مرحله اول، زمینه‌های انتخاب شدن نامزد این کشور را فراهم سازد. حمایت از نامزدهای دبیرکلی کشورهای اندونزی، نیجریه و لیبی درمراحل بعدی قرار می‌گیرد.

۳. چرخش نوبتی (تاریخی یا الفبایی): ابتدا باید از نامزد لایق، متعهد و مقید به سازمان اوپک استقبال کنیم و از آن حمایت کنیم و عالی‌ترین سطح مساعی خود را در جهت توفیق هر چه بیش‌تر آن نامزد به کار بگیریم. در صورت عدم توفیق انتخاب دبیرکلِ مورد نظر، با معیار شایستگی، می‌باید در چارچوب اساسنامه سازمان، مسأله دبیرکل نوبتی (براساس چرخش الفبایی یا تاریخی) را تعقیب کنیم. در صورتی که جوّ عدم پذیرش چرخش تاریخی حاکم شود لازم است ایران چرخش الفبایی راپذیرد و به نامزد الجزایر برمبنای چرخش الفبایی رأی بدهد و نامزد این کشور را برای دوره‌ای دو ساله تأیید کند.

بازارهای جهانی شده و چالشهای فراروی اوپک

مرتضی بهروزی‌فر[1]

مقدمه

جهانی‌شدن را می‌توان تعاملی فزآینده بین جوامع مختلف انسانی و همبستگی بیشتر آنان در تمامی ابعاد مهم فعالیت‌هایشان (اقتصادی، اجتماعی، سیاسی و فرهنگی) دانست. جهانی‌سازی، موضوع تازه‌ای نیست؛ این پدیده از قرن‌ها پیش در جریان بوده، اما آنچه در این دوره متفاوت است، تأثیر عظیمی است که فن‌آوری‌های جدید اطلاعاتی بر یکپارچگی بازار، بهره‌وری و ساختار تولید و به‌طور ضمنی بر توسعه سرمایه بشری می‌گذارد. فن‌آوری‌های جدید با گسترش دانش و کاهش هزینه‌های نقل وانتقال، بهره‌وری و رشد را به‌ارمغان آورده‌اند. برای مثال، دسترسی به اطلاعات تجاریِ قابل اعتماد و به موقع، باعث می‌شود شرکت‌ها از نیازهای مشتریانشان بهتر مطلع شوند، فهرست موجودی کوچک‌تری داشته باشند، دارایی‌ها را به گونه‌ای کارآمدتر به امور مورد نیاز اختصاص دهند و بهره‌وری نیروی کار را افزایش‌دهند.

---

۱. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی (مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی).

همچنین افزایش دسترسی به اطلاعات باعث‌می‌شود از موانع ورود سرمایه کاسته شود و رقابت افزایش یابد. با وجودی که «شکاف دیجیتالی» بین کشورهای صنعتی و کشورهای در حال توسعه کاملاً آشکاراست، اما گستردگی دستیابی به فن‌آوری‌های جدید و بهبود دسترسی به بازارها از طریق اینترنت، فرصتی برای کشورهای فقیر فراهم می‌سازد تا با سرعت بیشتری به عصر جدید گام بگذارند.

تفاوت دیگری که در روند کنونی جهانی‌سازی وجود دارد، سرعت آهنگ آن است. از جنگ جهانی دوم بدین سو، تجارت، نیروی پیشران عمده‌ای در رشد اقتصادی بوده و روند گسترش تجارت جهانی به سرعتی دوبرابر رشد تولید جهان رسیده است. این امر با بین‌المللی‌تر شدن امر تولید، گسترش تجارت خدمات، ظهور کشورهای درحال توسعه به عنوان تولیدکننده و صادرکننده محصولات صنعتی و رشد انفجاری سرمایه‌های بین‌المللی همراه بوده است. جهان از این گشایش، سود فراوانی برده است. درآمد سرانه واقعی جهانی از اواسط دهه ۱۹٦۰ تاکنون دوبرابر شده و رشد درآمد سرانه در کشورهای در حال توسعه، به طور متوسط، به اندازه رشد کشورهای صنعتی بوده است[۱].

امروزه سیاست‌گذاران و اقتصاددانان بر این نکته اتفاق‌نظر دارند که برای دستیابی به رشد اقتصادیِ پایدار - که لازمه ارتقاء استانداردهای زندگی است - به کارگیری راهبردهایی مبتنی بر تجارت خارجی ضروری است. در حقیقت، مشکل بتوان کشوری را یافت که بدون گسترش قابل‌ملاحظه تجارت و روابط سرمایه‌گذاری خود با کشورهای دیگر، توانسته باشد استانداردهای زندگی مردمش را به گونه‌ای پایدار افزایش‌دهد.

۱. جهانی شدن اقتصاد

سابقه جهان‌گرایی اقتصاد سرمایه‌داری، به گذشته‌ای بیش از یک قرن بازمی‌گردد. هنگامی که کشورهای مسلط بر بخشی از اقتصاد اروپای آن زمان، رویکرد تجارت بین‌الملل را پیش

---

۱. Eduardo Aninat (سایت اینترنتی)، «چین و جهانی‌سازی»، ژانویه ۲۰۰۱، ترجمان اقتصادی، سال سوم، شماره ۳٦، صفحات ۲۱-۲۰.

گرفتند و با استفاده از سرمایه و تشکیلات سازمانی خود در بیرون از مرزهای کشور مادر، با سرمایه‌گذاری‌های اندک، بهره‌برداری از منابع و عوامل تولید ارزان‌قیمتِ کشورهای عقب‌مانده ازقافله صنعتی‌شدن را آغاز نمودند، قدم‌های اولیهٔ جهانی شدن اقتصاد برداشته شد. نام‌های آشنایی در اقتصادِ بیش از یک قرن گذشته در تجارت جهانی، مانند شرکت هلند شرقی و یا شرکت انگلیسی هند شرقی، اولین اقدامات موفق دنیای سرمایه‌داری در تحمیل سیاست‌های اقتصادی خود به کشورهای دیگر (اگرچه در آن زمان به صورت محدود) بوده‌است.

پس از ظهور نفت در نیمه دوم قرن نوزدهم به عنوان کالای مورد نیاز کشورهای در حال صنعتی شدن، بر مجموعه مبادلات تجاری جهان به صورت متنابهی افزوده شد و صنعت نفت که نقطه آغاز آن، کشور امریکا بود، قدم‌های بلندی پس از یک دوره کوتاه (حتی قبل از پایان قرن نوزدهم) برای بین‌المللی‌کردن خود برداشت. از نام‌های آشنا که توانستند طی دوره‌ای کوتاه در صحنه بین‌الملل در بخش انرژی، نقش تعیین‌کننده‌ای در تولید، پالایش، مبادلات تجاری و حمل و نقلِ نفت خام ایفا نمایند، می‌توان از شرکت نفت امریکایی «استاندارد اویل» و شرکت هلندی «شل» نام برد . اما پس از شروع قرن بیستم و رخ دادن تحولات عظیم، چنان مشکلاتی بر سر راه بین‌المللی شدن تجارت در سطح جهانی ایجاد شد که بسیاری از شرکت‌های بزرگی که زمینه‌های اولیه بین‌المللی شدن خود را فراهم نموده بودند، یا مجبور به ترک بازارهای بین‌المللی شدند و یا در رقابت با برخی از شرکت‌های دیگر، کاملاً ورشکسته گردیدند و ازصحنه رقابت‌های بین‌المللی به خارج رانده شدند. به همین دلیل، روند رشد سریع تفکر سرمایه‌داری (که در ابتدای قرن بیستم احتمال جهان‌گرایی سرمایه‌داری در کشور نو صنعتی شده امریکا با سرعتی حتی بیش از نیمه دوم قرن نوزدهم وجود داشت) با مشکلاتی مواجه شدکه به صورت خلاصه به برخی از آن‌ها اشاره می‌کنیم. شایان توجه است‌که تحلیل آنچه به جهانی‌شدن اقتصاد موصوف شده، پدیده‌ای چند انضباطی است و در نتیجه، استفاده از علومی نظیر تاریخ، سیاست،

جامعه‌شناسی و اقتصاد مورد نیاز است تا این پدیده که بالاخص در دو دهه آخر قرن بیستم روند رشد سریعی در گستره جهانی یافته است، به صورت دقیق‌تر تحلیل گردد.

دهه‌های دوم، سوم، چهارم و پنجم قرن بیستم با حوادثی همراه بود که هریک در کُند کردن روند جهان‌گرایی اقتصادِسرمایه‌داری، سهم بسزایی داشت و به جرأت می‌توان ادعا نمود چنانچه هر یک و یا ترکیبی از این حوادث، در مقاطعی که تاریخ از آن‌ها یادمی‌کند به وقوع نمی‌پیوست، دنیا بیش از این، شاهد جهانی شدن اقتصاد می‌بود. در دهه دوم قرن بیستم حوادثی نظیرجنگ جهانی اول (۱۹۱۸-۱۹۱٤) و انقلاب روسیه (۱۹۱۷)، در دهه سوم بحران بزرگ اقتصادی امریکا که پس از دوره‌ای کوتاه، کم و بیش اکثر کشورهای سرمایه‌داری آن زمان و حتی کشورهای کمتر توسعه یافته را در نوردید (۱۹۳٤-۱۹۲۹) و در دهه چهارم وقوع جنگ جهانی دوم، که تا آن زمان جنگی بدین فراگیری و با این همه خسارت بر بشریت تحمیل نگردیده بود و طی این دوره، امکانات وسیعی از دنیای سرمایه‌داری آن زمان (اکثراً کشورهای اروپایی) از بین رفت، نابودی این امکانات و به دنبال آن در دهه پنجم، بازسازی اقتصاد داخلی این کشورها و درنتیجه، اتخاذ سیاست‌های حمایتی برای ایجاد زمینه رشد صنایع آسیب‌دیده، باعث شد جریان بین‌المللی شدن اقتصاد سرمایه‌داری با تأخیرمواجه‌شود. در این دهه، به دنبال نهضت‌های استقلال‌طلبانه، بازارهای مصرف و همچنین بازارهایی که تا آن زمان منابع و عوامل تولیدی ارزان را به کشورهای سرمایه‌داری ارائه می‌نمودند، از جرگه کشورهای تأمین‌کننده عوامل تولید ارزان و بازارهای آماده برای مصرف تولیدات شرکت‌های بین‌المللی خارج شدند.

در دهه ۱۹۵۰ با شروع نهضت ملی‌شدن صنعت نفت در ایران و به نتیجهٔ قانونی رسیدن آن، حرکت صنعت جهانی نفت برای تسریع روند جهانی شدن اقتصاد در این بخش حیاتی با موانع جدی روبه‌رو شد. تا قبل از جنگ جهانی دوم و نهضت ملی شدن نفت، این سرمایه در اختیار کشور صاحب قدرت سیاسی و مالی آن زمان، یعنی انگلستان بود. به دنبال ملی شدن صنعت نفت ایران، سایر کشورهای منطقه نیز به فکر کنترل منابع هیدروکربوری زیرزمینی خود افتادند و در عمل، شرکتی مانند شرکت نفت ایران و انگلیس (که قبل از

ملی شدن نفت در مارس ۱۹۵۱ توانسته بود حداقل در منطقه خاورمیانه در کشورهایی نظیر عراق، کویت و ترکیه حضور خود را تثبیت نماید) روند گسترش خود را در منطقه با مشکل مواجه دید. بنابراین در یک برنامه‌ریزی بلندمدت و با تجهیز قوا، به سایر مناطق نفت‌خیز جهان وارد گردید و در دهه پایانی قرن بیستم با تشریک مساعی دو شرکت معظم نفت و گاز امریکایی (Amoco و Arco) گامی بلند در جهانی‌شدن اقتصاد برداشت.

پس از جنگ جهانی دوم، گسترش سلطه شوروی سابق درکشورهای اشغال‌شده اروپایی و سپس توسعه اندیشه مارکسیسم - لنینیسم در پرتو دیدگاه‌های مائو، همچنین اشاعه کمونیزم در مناطقی ازجمله کشورهای افریقایی و امریکای لاتین و برخی از کشورهای خاور دور، مانعی جدی برای توجیه کشورهای غیرکمونیست در پذیرش یکنواختی اقتصاد جهان تحت لوای اصول اقتصاد سرمایه‌داری به وجود آمد. به عبارت دیگر، بخشی از توان اقتصادی جهان سرمایه‌داری مصروف خنثی نمودن حرکات ضد سرمایه‌داری کشورهای موسوم به بلوک شرق شد و همین امر در دهه‌های ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰ که تعدادی از کشورهای تازه استقلال یافته جهان با گرایش‌های غیرسرمایه‌داری ـ و نه لزوماً کاملاً کمونیستی ـ به دنبال شکل دادن به اقتصاد خود بودند، باعث شد که سیاست‌های اقتصادی جهان سرمایه‌داری به‌گونه‌ای جدید ولی با رشدی سریع‌تر از دهه‌های پیش، شکل بگیرد. در دهه‌های ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰ شرکت‌های بزرگ تولیدی و تجاری که در ابتدا اکثر آن‌ها را شرکت‌های امریکایی تشکیل می‌دادند و سپس با بازسازی اروپا که در دهه ۱۹۶۰ به پایان رسیده بود، شرکت‌های عظیم اروپایی نیز به خیل شرکت‌های امریکایی افزوده شدند. با ورود به دهه ۱۹۷۰ که شرکتهای ژاپنی نیز به عنوان کشوری نو صنعتی‌شده و سرمایه‌دار، در جرگه جهانی، خود را در معرض رقابت بین‌المللی قرار دادند، پدیده شرکت‌های چند ملیتی[1] و در مرحله بعد(که گسترش این شرکت‌ها بیش از پیش شد) شرکت‌های فراملیتی[2] و یا بی‌ملیتی، زمینه‌ساز اصلی تحقق آمال اقتصاد جهانی با اصول سرمایه‌داری گردید.

1. Multinationals
2. Trans-nationals

همراه با تحولات یاد شده و جابه‌جایی قطب‌های اصلی تولید انرژی در منطقه خلیج‌فارس، روند جهانی شدن اقتصاد در بخش انرژی، شکل جدیدی به خود گرفت. صنعت جهانی نفت که تا پایان دهه ۱۹۷۰ با بحران جدی افزایش قیمت‌ها روبه‌رو شده بود، پس از جابه‌جایی قطب‌های اصلیِ تأمین‌کننده نفت خام در منطقه خلیج‌فارس وجهان، همچنین ایجاد زمینه‌های امنیت عرضه از طریق تولیدکنندگانی که در دهه ۱۹۸۰ توجه خاصی به آن‌ها معطوف شده بود، باعث گردید بازار جهانی نفت با بحرانی از نوع جدید خود که کاهش و نهایتاً سقوط قیمت‌ها بود روبه‌رو گردد. اگرچه طی دهه ۱۹۹۰ با جنگ دوم خلیج فارس (اشغال کویت و سپس بیرون راندن عراق از کویت به وسیله نیروهای چندملیتی) بازار جهانی نفت، در این دهه، تنها برای مدت کوتاهی با افزایش قیمت‌ها روبه‌رو بود، اما عملاً بجز در موارد مقطعی به صورت میانگین، کاهش قیمت‌ها را مکرراً تجربه کرد (بجز ۵ ماه پایانی سال ۱۹۹٦ که انتخابات ریاست جمهوری امریکا در آن زمان برگزار گردید و ۹ ماه پایانی سال ۱۹۹۹ که عرضه نفت خام از طریق اوپک به میزان بسیار زیادی کنترل و کاهش یافته بود).

نگرانی در خصوص فقدان یا کمبود انرژی‌های صنعتی باعث شده است که کشورهای دارنده این منابع، پس از جنگ جهانی دوم همواره هدف آماج حملات سیاسی، اقتصادی و نظامی کشورهای مصرف‌کننده باشند. در نتیجه، هر زمانی‌که یکی از کشورهای دارنده این منابع عظیم، روند جهانی شدن اقتصاد ویا امنیت عرضه انرژی را به کشورهای پیشرفته صنعتی، مختل نموده و یا مانعی در این زمینه ایجاد کرده‌اند، با ابزاری از انواع سیاسی، اقتصادی و یا نظامی روبه‌رو گردیده‌اند. آخرین تحولی‌که در صنعت نفت وگاز جهان مشاهده می‌گردد، ادغام شرکت‌های عظیم نفت وگاز در یکدیگر است. اگرچه این تحول، دلایل درون شرکتی دارد، اما از واقعیتی در سال‌های آتی نیز خبر می‌دهد و آن این که این شرکت‌ها برای دورانی از زندگی بشر است که اقتصاد جهانی همگون‌تر و از مرحله منطقه‌ای و قاره‌ای به سمت اقتصاد جهانی حرکت می‌کند.

۲. اوپک، نقاط مشترک اندک

زمانی که اوپک درسال ۱۹۶۰ تأسیس گردید، این سازمان تحت عنوان نیروی جهان سومی که می‌تواند ناتوانی مناطق استعمار زده را بهبود بخشد، مورد توجه واقع شد. در سال ۱۹۷۳ سازمان اوپک با امکان دادن به دولت‌های عضو برای وضع یک جانبه قیمتهای نفت، بخش عمده‌ای از مأموریت خود را به انجام رساند. اما این دستاورد نتوانست منجر به کنترل قیمت و یا هماهنگی در حجم تولید در درازمدت شود. اوپک وارد مرحله جدیدی از فعالیت خود گردید و با بحران‌هایی که پدید می‌آمد به چالش پرداخت.

حقیقت این است که کشورهای عضو اوپک به غیر از تشابه اتفاقی و جغرافیایی در مورد مالکیت نفت، تشابه اندکی با یکدیگر دارند. تفاوت‌های موجود در عملکرد اقتصادی تولیدکنندگان و نیازهای آنان تنها عاملی نیست که تأثیرگذاری اوپک را محدود می‌سازد، بلکه تفاوتها وحتی تضادهای آشکاراجتماعی - سیاسی دیگری نیز در بین اعضاء وجود دارد.

اعضای اوپک ازلحاظ فرهنگی با یکدیگر نامتجانس‌اند و ازلحاظ مذهب، مساحت، جمعیت و شکل‌حکومت نیز با یکدیگر متفاوت‌اند. همچنین از لحاظ تنوع اقتصاد، حجم ذخایر و فعالیت در بخش پایین دستی در سطح بین‌المللی نیز با یکدیگر فرق دارند و این تفاوت‌ها روبه تزاید است.

کشورهای عضو اوپک با ۵۱۳ میلیون نفر جمعیت و با مساحتی بیش از ۱۲/۲ میلیون کیلومتر مربع، دارای تولید ناخالص داخلی در حدود ۸۶۰ میلیارد دلار در سال ۲۰۰۰ بوده‌اند. به طور کلی تولید ناخالص داخلی سرانه این کشورها در حدود ۱۶۷۵ دلار بوده و در این بین، قطر با بیش از ۲۴هزار دلار بیشترین و نیجریه با ۳۱۹ دلار کمترین تولید ناخالص داخلی سرانه را در این سال داشته‌اند.[1]

توجه به این نکته ضروری است که سازمان اوپک یکی از با سابقه‌ترین سازمان‌های بین‌المللیِ در کشورهای در حال توسعه است که پس از گذشت بیش‌از ۴۰ سال هنوز هم به

1. *OPEC Annual Statistical Bulletin*, 2001

فعالیت خود ادامه‌می‌دهد و در تاریخچه اقدامات خود ثابت کرده است که هرگاه عزم سیاسی کشورهای عضو تقویت شده، توانسته است نقش خود را به خوبی در بازار نفت ایفاء نماید. با این‌حال اوپک با چالش‌ها و موانع ساختاری متعددی در داخل خود روبه‌رو است.

اولین چالش اوپک این است که سازمانی متشکل از کشورهای در حال توسعه است و مشکل اصلی کشورهای در حال توسعه، کم بودن منابع نیروی انسانی متخصص آن‌ها است. اوپک طی سالهای گذشته از داشتن نیروی انسانی متخصص که درک عمیقی از بازارها و صنعت جهانی نفت داشته باشند و اقتصاد جهانی و عوامل مختلف سیاسی، فنی و اقتصادی - اجتماعی که بر عرضه و تقاضای نفت تأثیر می‌گذارند را بشناسند محروم بوده و از کمبود چنین نیروهایی رنج برده است. مقصود این است که باتوجه به اهمیت چشمگیر نفت برای اقتصاد و ثبات سیاسی کشورهای صادر کننده آن، تعداد چنین متخصصانی بسیار اندک است.

یکی دیگر از مشکلات اوپک به مفهوم استقلال مربوط می‌شود. موضوع استقلال، مشکلی است که اکثرسازمان‌های بین المللی، با آن روبه‌رو هستند؛ به این معنی که اعضاء از تن‌دادن کامل به مصوبات سازمان به بهانه حفظ منافع ملی و صیانت از استقلال خود استنکاف می‌ورزند. درمورد اوپک آثار این برداشت غلط از مفهوم استقلال ملی عبارت است از وجود دبیرخانه‌ای ضعیف حتی در برهه‌هایی که افرادی قوی و توانا دبیر کل اوپک بوده‌اند و همچنین عدم ارسال اطلاعات درست به سازمان از سوی اعضاء به صورتی که اوپک ناچار است برای تنظیم سیاست‌های خود، به منابع ثانویه مراجعه نماید.

۳. همکاری تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان جهانی

طی سال‌های اخیر کشورهای عضو اوپک شور و شوق محدودی برای جهانی شدن سریع بازارهای نفتی از خود نشان داده‌اند. امروزه بازیگران زیادی در بازار وجوددارند، مبادله نفت بین بازارهای مختلف به راحتی انجام می‌شود، سودها کاهش یافته و عوامل غیرکارا

تقریباً از بازار حذف شده‌اند. عرضه‌نفت، منطقه‌ای‌تر شده و حتی شرکتهای معظمِ حاصل از ادغام‌های جدید با احتیاط بیشتری به معاملات نفتی می‌پردازند.

اگر بازار به توسعه خود ادامه دهد، تقاضای زیادی برای نفت و گاز اوپک ایجادمی‌شود و تقاضا عمدتاً از دخالت‌های سیاسی و راهبردی که در گذشته رواج داشت، خلاص خواهد شد.

علاوه برهمه این موارد، گسترش بازار نفت باعث افزایش استحکام آن می‌شود و احتمال آن وجود دارد که به نفع اوپک نیز عمل نماید.

می‌توان ادعا نمود که در جهانی وابسته به هم، منافع اوپک تا حد زیادی در ارتباط با منافع کشورهای صنعتی است. بنابراین، راهبرد اوپک می‌بایست از وضعیت تقابل با کشورهای صنعتی به سمت روشی که مبتنی بر همکاری و گفتگو باشد، تغییر یابد.

روابط آژانس بین‌المللی انرژی و اوپک به صورتی است که دیگر در دوطرف مقابله قرار ندارند. هردو گروه متوجه خطرات ناشی از قرارگرفتن در بازارهای به شدت متلاطم و آشوب‌زده هستند و با این حقیقت گریزناپذیر زندگی می‌کنند که به یکدیگر وابسته‌اند. رهبران آن‌ها نیاز به برخورد هوشیارانه با مسائل پیچیده امروزه را مورد تأکید قرار می‌دهند. این مسائل ناشی از تغییرات جغرافیای سیاسی، اقتصادی، مالی و فنی بوده و بی‌اطمینانیِ ناشی از جو تهدیدآمیز، آن‌ها را به وجود آورده است. هر دو گروه به اهمیت بقای اطمینان در بازار و امنیت عرضه انرژی بر اساس قیمت‌های معقول واقف‌اند.

جریان سرمایه‌ای که از طریق صادرات نفت به دست می‌آید و همچنین کالاهای مصرفی که وارد می‌شود، منطقه خلیج فارس را در معرض سیستم تجارت‌جهانی قرار می‌دهد، ولی به‌گونه‌ای سازماندهی نشده است که به سایر واردات بالقوه نظیر فن‌آوری و دانش فنی نیز روی آورند.

در مجموع، برخی اوضاع و شرایط، عملکرد اقتصادی تولیدکنندگان نفت این ناحیه را به شدت تغییر داده و منجر به بروز مشکلات اقتصادی بسیاری شده است. جنگ بلندمدت ایران و عراق از لحاظ مالی طاقت‌فرسا بود و جنگ دوم خلیج‌فارس در سال ۱۹۹۱ نیز این

کسری‌ها را عمیق‌تر کرد. درعین‌حال اقتصاد جهانی نیز تغییری بنیادی کرده است. از اواخر سال‌های ۱۹۷۰ ملت‌ها در همه جای دنیا، نقش دولت را در اقتصاد خود کاهش داده و اتکاء خود را به بازار و تجارت آزاد، عمق بخشیده‌اند. به‌طور همزمان فن‌آوری‌های جدید نیز موانع جغرافیایی، عقیدتی و سیاسیِ مبادلات بین مرزها را کاهش داده و بازارهای‌انرژی، کاملاً آثار این واقعیت‌های جدید جهانی را احساس کرده‌اند. بسیاری از بازارهای انرژی، مقررات‌زدایی شده و محدودیت سرمایه‌گذاریِ بخش خصوصی کاهش یافته است. این تغییرات برای اوپک به معنی افزایش رقابت غیراوپک با او برای تصاحب سهم بازار است؛ مبارزه‌ای که بدون تردید در هزاره جدید نیز ادامه خواهد یافت.

مالیات سنگینی که به فرآورده‌های نفتی در اروپا تعلق می‌گیرد یکی از عوامل بی‌ثباتی به شمار می‌آید. این موضوع باعث می‌شود که اوپک سعی کند قیمت‌ها افزایش یابند؛ زیرا وضع چنین مالیاتهایی نشان می‌دهد که مصرف کنندگان قادرند قیمت‌های بالایی را پرداخت نمایند. با این وضعیت، نوسان قیمت‌های نفت را می‌توان نتیجه برخورد بین دولتهای اروپایی و کشورهای عضو اوپک برای تصاحب بخش بیشتری از درآمد مصرف کنندگان تلقی کرد.

صرف نظر از مسئله همکاری کشورهای تولیدکننده نفت غیراوپک با کشورهای اوپک، مسئله همکاری و اتفاق نظر میان اعضای اوپک نیز اهمیت بسیاری دارد. غالباً مشاهده شده است که هرگاه اعضای اوپک نسبت به سهمیه‌های تعیین‌شده و مصوبات خود تا اندازه‌ای مقید بوده‌اند، تعهدات تولیدکنندگان غیراوپک در زمینه کاهش تولید نیز تا حدی رعایت شده‌است، لیکن به مجرد اینکه بنا به دلایل مختلف، اعضای اوپک از رعایت سهمیه‌ها و یا مصوبات خویش خودداری نموده‌اند، کشورهای غیراوپک نیز تعهدات خود را در عمل ملغی شده پنداشته‌اند. بنابراین، انضباط درونی در داخل اوپک، می‌تواند نبض جلب همکاری با تولیدکنندگان غیراوپک باشد. از این گذشته، ثبات بازار علاوه بر نظم بخشیدن بر امر تولید و یا صادرات، به روش‌های گوناگون فروش نفت و یا قیمت‌گذاری این کالای راهبردی نیز بستگی دارد.

مسئله همکاری با این گونه کشورها، به خصوص با کشورهایی که دارای ذخایر قابل توجهی هستند نباید تنها در کوتاه‌مدت مورد توجه قرار گیرد، بلکه همکاری با این کشورها را باید برای زمانی بلندمدت‌تر مورد نگرش قرارداد؛ زیرا اگرچه هریک از این کشورها از لحاظ سیاسی وابستگی‌هایی دارند، لیکن جهت همکاری غالب این کشورها یکسان است و با هدف بالابردن قدرت مالی خود انجام می‌پذیرد.

اما سؤال اصلی این است که اوضاع درآینده چگونه خواهد بود؟ در پاسخ می‌توان گفت که درکوتاه مدت باتوجه به اینکه کشف و بهره‌برداری از حوزه‌های جدید سالها وقت لازم دارد، اگر اوپک انسجام خود را حفظ نماید، بر بازار تسلط خواهد داشت. اما در میان مدت، همه چیز به ظرفیت تولید اعضای اوپک و میزان تقاضای بازار بستگی دارد؛ زیرا اوپک فقط وقتی می‌تواند خودش را تحمیل کند که وضعیت اقتصاد جهانی مطلوب باشد. وانگهی کشورهای غیراوپک فقط هنگامی با اوپک همراه می‌شوند که برایشان سود داشته باشد و اوپک هنگامی حرفی برای گفتن دارد که میزان تقاضا به عرضه نزدیک شود. اگر تحریم صنعت نفت عراق لغو شود و این کشور، تولید خود را دو برابر کند (از۳ میلیون بشکه به ٦ میلیون بشکه در روز) و اکتشافات اخیر در آنگولا و سایرنقاط به نتیجه برسند، آن وقت وضعیت اوپک شکننده‌تر خواهد شد. در بلندمدت هم همه چیز به روند تقاضای جهانی انرژی، اکتشافات جدید و بالاخص پیشرفت فن‌آوری بستگی دارد.

٤. سازمان تجارت جهانی

رکود اقتصادی دهه ۱۹۳۰ موجب شد کشورهای صنعتی، سیاست‌های حمایتی از تولیدات داخلی را سرلوحه برنامه‌های خود قراردهند. این سیاست‌های حمایتیِ متقابل، موجب فقیرتر شدن همسایه گردید و بنابراین دسترسی‌به بازارهای خارجی به عنوان امری لازم و ضروری جلوه‌گرشد. از همین رو تلاش برای آزادسازی تجارت درسطح بین‌المللی آغاز شد و سرانجام در اکتبر ۱۹٤۷ با امضای موافقتنامه عمومی تعرفه وتجارت (GATT) به وسیله ۲۳ کشور غربی، اولین موفقیت درخور توجه در ژنو حاصل شد.

جلسات مربوط به گات در سالهای بعدی نیز برگزارشد تا اینکه در سال ۱۹۹۳ در نشستی که در اوروگوئه برگزار گردید، ۱۱۷ کشور موافقتنامه‌ای ۵۵۰ صفحه‌ای به تصویب رساندند که گسترده‌ترین قرارداد تجاری جهان تا آن زمان محسوب می‌شد. در سال ۱۹۹۵ سازمان تجارت جهانی به پیشنهاد کشورهای کانادا و مکزیک و کشورهای عضو اتحادیه اروپا، آغاز به کارکرد و کلیه کشورهای عضوگات موظف شدند ظرف مدت ۲ سال به عضویت این سازمان درآیند. عضویت در این سازمان به معنی پذیرش تمام نتایج و مصوبات دور اوروگوئه بود. وجه تمایز این سازمان با گات در جنبه‌های حقوقی آن است که قدرت بیشتری به این سازمان در مقایسه با گات می‌دهد. هم اکنون درحدود ۱۴۰ کشور جهان با در اختیار داشتن بیش از ۹۰ درصد تجارت جهانی، عضو *WTO* بوده و بعضی از کشورهای دیگر نیز درحال اقدام و یا مطالعه برای پیوستن به این سازمان هستند[۱].

نظام تجاری سازمان تجارت جهانی برپایه این واقعیت بنا شده است که تجارت آزاد، رشد اقتصاد را افزایش می‌دهد و به توسعه کمک می‌کند. عقیده بر این است که سرمایه‌گذاری‌های خارجی باعث رشد اقتصادی نمی‌شود بلکه به دنبال رشد اقتصادی و ایجاد زیرساخت‌های موردنیاز، سرمایه‌های خارجی از راه می‌رسند.

در چنین وضعیتی تجارت و توسعه، تکمیل‌کننده یکدیگرند. درعین حال، این مسئله که آیا کشورهای درحال‌توسعه به اندازه کافی از این نظام‌تجاری منتفع شده‌اند یا نه، به مناقشه‌ای مستمر در این سازمان تبدیل‌شده، اما این مناقشه به این مفهوم نیست که گفته شود نظام تجارت جهانی هیچ کمکی به کشورهای درحال توسعه نکرده است. گذشته از این، موافقت‌نامه‌های سازمان‌تجارت‌جهانی شامل مواد مهمی است که به‌طور ویژه، منافع کشورهای درحال توسعه را مد نظر قرارداده‌است. کوتاه‌سخن اینکه بهره‌مندی کشورهای در حال توسعه از عضویت در سازمان تجارت جهانی تا حد زیادی بستگی به استفاده آن‌ها از فرصت‌های به دست آمده دارد.

---

۱. واحد تحقیقات اقتصادایران با همکاری واحد اطلاعات و خبر اقتصادایران.

روند الحاق به سازمان‌تجارت جهانی، طولانی، پیچیده و دشوار است و نیازمند تدارک همه جانبه در سطح ملی و مذاکرات دشوار و موشکافانه در سطح دو و یا چندجانبه است. از سوی دیگر با توجه به اینکه نفت اصلی‌ترین منبع درآمد ارزی اکثر قریب به اتفاق کشورهای عضو اوپک محسوب می‌گردد و در آیندهٔ میان‌مدت نیز چنین خواهد بود؛ بنابراین پیوستن به سازمان‌های مختلف باید با در نظرگرفتن جایگاه نفت و امکان حداکثرسازی منافع این کشورها صورت پذیرد.

نتیجه نهایی الحاق به *WTO*، حقوق و تعهداتی برای کشورهای عضو به همراه خواهد داشت و آن‌ها را در یک سیستم تجاری چندجانبه ادغام خواهدکرد. با وجودی که پیوستن کشورها به این سازمان، امری اختیاری و آزادانه است، بسیاری از کشورها احساس می‌کنند که وارد شدن به این نظام، بهتر از خارج ماندن از آن است. دلایل کشورها در پیوستن به این سازمان در اصول اساسی آن، از قبیل اصل عدم تبعیض و اصل شفافیت نهفته است. کشورها با پیوستن به این سازمان به‌طور خودکار ازتمامی منافعی که اعضای این سازمان به یکدیگر اعطاء کرده‌اند بهره‌مند می‌شوند. درعین حال، عدم عضویت یک کشور در سازمان تجارت جهانی به این معنی است که این کشور در تجارت جهانی باید موافقت‌نامه‌های تجاری دوجانبه با تک‌تک شرکای تجاری خود منعقد نماید . چنین امری نیازمند منابع و هزینه‌های بیشتری است. این موضوع به ویژه برای کشورهای در حال توسعه می‌تواند مشکل‌آفرین باشد و چه بسا که این کشورها در مذاکرات دوجانبه ضعیف‌تر باشند. اما کشورهای در حال توسعه از طریق پیوستن به این سازمان و ائتلاف با سایر کشورهایی که منافع مشترک دارند، می‌توانند قدرت چانه‌زنی خود را افزایش‌دهند و بر روند تصمیم‌گیری و تصمیم‌سازی سازمان مؤثر باشند.

هنگامی‌که دولتهای کشورهای توسعه یافته، به اوپک به عنوان موجودی عقب‌مانده در دنیای تجارت آزاد و جهانی نگاه می‌کنند در واقع فراموش کرده‌اند که ماجرا چگونه شروع شد. آن‌ها خودشان بودند که قیمت نفت را برای سالهای متمادی کمتر از قیمت کالاها و خدماتی که در سطح بین‌المللی مبادله می‌شد نگاه داشتند. در واقع آن‌ها بودند که نیاز به

ایجاد اوپک را مطرح ساختند. آن‌ها تعرفه‌ها و سهمیه‌هایی برای واردات نفت تعیین کردند تا به وسیله آن‌ها از تولید داخلی خود در مقابل نفتِ ارزان وارداتی حمایت کرده باشند. در حقیقت آن‌ها دست به اقداماتی زدند که امروزه سازمان تجارت جهانی به آن اعتراض دارد. اکنون نیز به عنوان بخشی از نظم نوین اقتصاد جهانی، درصدد یافتن راه‌های جدیدی هستند که تقاضا را کنترل نمایند و سهم بازار را در تجارت نفت به دست آورند. اگر هر کشور دیگری هزینه کالای وارداتی را با اعمال تعرفه به میزانی حدود ٤ برابر قیمت تمام شده آن افزایش دهد، این اقدام به عنوان مانعی در مقابل تجارت آزاد محسوب می‌گردد؛ ولی اعمال مالیاتی که دولت‌های کشورهای مصرف کننده بر واردات نفت تحمیل می‌نمایند در عین حال که در همین سطح است، اما هیچ گونه توجهی را به خود جلب نکرده است.

صاحب‌نظران پیشنهاد نموده‌اند که تولید کنندگان عمده نفت به خصوص اعضای اوپک برای مطرح کردن مخالفتشان با مالیاتهای بالای انرژی در کشورهای مصرف کننده، از چارچوب سازمان تجارت جهانی استفاده کنند؛ یعنی تولیدکنندگان نفت با هر مالیات‌بندی جدیدی که تفاوت بین نفت و سایر سوختها مانند زغال سنگ را افزایش دهد، تحت عنوان تبعیض می‌توانند به چالش برخیزند.

در واقع مالیات مزبور باعث می‌شود که توزیع درآمد در زنجیره تولید و بازاریابی هیدروکربورها به هم بخورد. به عنوان مثال تا زمانی که بنزین به دست مصرف‌کننده نهایی در برخی از کشورها (آلمان و فرانسه) می‌رسد، تولیدکنندگان ۱۳ درصد، شرکت‌ها ۹ درصد و دولت ۷۸ درصد از قیمت این فرآورده را به خود اختصاص می‌دهند. به عبارت دیگر یک سیاست مالیاتی می‌تواند بیشترین درصد قیمت بنزین را در کشورهای مصرف‌کننده مصادره نماید و این واقعاً ایجاد اخلال در بازار است.

کشورهای مصرف‌کننده نفت از یک سو با اعمال مالیاتهای سنگین بر مصرف‌کننده نهاییِ فرآورده‌های نفتی، مانع هرگونه افزایش تقاضای نفت می‌شوند و از سوی دیگر با اعمال سیاست‌های تشویقی، سعی در همگانی کردن صرفه‌جویی انرژی و تولید و مصرف

انرژی‌های جایگزین نفت را دارند. این کشورها همواره با ذخیره‌سازی‌های گوناگون نفت، به مدیریت بازار می‌پردازند.

کشورهای عضو اوپک باید باب گفتگو را درمورد این موضوعات در سازمان تجارت جهانی بگشایند و اوپک نباید بیش از این سازمانی ضد بازار تلقی شود. درحالی که مصرف‌کنندگان خود را به عنوان سمبل تجارت و بازار آزاد قلمدادمی‌کنند، اوپک باید سعی‌کند خود را از دست موانع و عوامل بازدارنده توسعه تجارت جهانی نفت خلاص نماید. وقتی که این هدف به دست آمد، اوپک دیگر مجبور به مدیریت بازار نخواهد بود و مصرف‌کنندگان نیز دیگر مجاز نخواهند بود که مالیات داخلی برنفت اعمال نمایند و از این طریق سهم‌عمده قیمت‌های نفت را نصیب خود سازند.

چالش جدید اعضای اوپک این است که بیاموزند چگونه این بازی را هدایت کنند تا از امتیاز قوانین تجارت آزاد در چارچوب سازمان تجارت جهانی استفاده نمایند و مطمئن شوند که این هدف قابل دستیابی است. سناریوی جدید برای مباحث جهانی، چیزی جز سازمان تجارت جهانی نیست. اگر همه بازیگران به جای اینکه هر کدام منافع محدود ملی خود را دنبال نمایند، در مجتمعی جهانی (متشکل از تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان عمده) جمع شوند، به نظر می‌رسد مشکلات به نحو بهتری حل و فصل شوند.

۵. فن‌آوری

در آستانه قرن بیست و یکم، جهان نسبت به دنیایی‌که در دهه‌های گذشته وجود داشت، تغییرکرده است. تحولات فناورانه، اقتصادی و سیاسی- اجتماعی، دنیای جهانی شده جدیدی را به وجود آورده‌اند که انتقال آزاد و بی‌حد و حصرِ دانش و اطلاعات، از جمله ویژگی‌های آن محسوب می‌شود. احتمالاً می‌توان صنعت نفت را به عنوان صنعتی که از یک قرن گذشته، جهانی‌شده معرفی نمود. این صنعت اینک جزء لاینفک دنیای جهانی شده جدید است.

بیشترین تعاریفی که از اقتصاد نوین ارائه می‌شود بر *TMT*(فن‌آوری ، رسانه‌ها و ارتباطات راه دور) تأکید می کند وشامل نفت نمی‌شود. با این حال، صنعت نفت یکی از پیشرفته‌ترین استفاده کنندگان از فن‌آوری(از کاربردهای مستقیم فن‌آوری مانند لرزه‌نگاری سه‌بُعدی و چهاربُعدی و سیستم‌های کنترل تولید تا استفاده روزمره از فن‌آوری اطلاعات در سیستم‌های اطلاعات مدیریتی و ویدیو کنفرانس‌ها) است. در نتیجه، صنعت نفت جزء لاینفک و پویای اقتصاد جهانی جدید محسوب می‌شود.

جهانی شدن نفت، گاز، کالا، سرمایه و سایر بازارهای مالی باعث شده که نظم بازار جهانی حتی منزوی‌ترین تولیدکنندگان نفت و گاز را تحت تأثیر قرار دهد. آن‌ها دیگر نمی‌توانند نیاز خود را به فن‌آوری اکتشاف و تولید نفت که همواره در حال پیشرفت است با محافظه‌کاری در مورد صنعت، کاغذ بازی متحجرانه و با هدایت ناصحیح دولت، نادیده بگیرند. دسترسی به تأمین مالی بین‌المللی در مناطق حاشیه‌ای که هزینه بالایی دارند بسیار اساسی است. حتی کشورهای دارای ذخایرغنی خلیج‌فارس در مورد ریسک عقب افتادن در مسابقه فن‌آوری، سخت نگران‌اند و همه آن‌ها تا حدودی در مورد تأمین مالی طرحهای خود با مشکل مواجه شده‌اند.

بسیار ساده‌لوحانه است که سرمایه‌گذاری در فن‌آوری‌های پیشرفته به تأخیرافتد. درعین حال که آیندهٔ کوتاه مدتِ تولید نفت و گاز بسیار عالی به نظر می‌رسد، اما چشم‌انداز بلندمدت آن به ارزیابی محتاطانه‌ای نیاز دارد.

یکی از پیشرفت‌های قابل توجه، انتقال تصاویر ویدیویی، اشکال و نمودارهاست. این موضوع به گروه‌های کاری اجازه می‌دهد که در نقاط مختلف جهان در مورد کار بر روی پروژه‌ها به طور همزمان با یکدیگر همکاری کنند. برای مثال، مهندسان می‌توانند در مورد یک سکوی حفاری در دریای شمال، اطلاعات لرزه‌نگاری را با همکاران خود در لندن و یا هوستون به صورت همزمان بررسی نموده و در مورد آن‌ها بحث کنند و همگی به طور مستمر و همزمان برنامه‌های حفاری را بررسی نمایند. منافع مشابهی نیز می‌تواند برای بخش پالایش و در مجموع، بخش پایین‌دستی مطرح گردد. توانایی مطالعهٔ فوریِ داده‌های

عملیات انجام شده، شاید یکی از تحولات جذاب و چالش برانگیز شرکت‌های نفتی باشد که اکنون با آن مواجه هستیم.

از طرفی، فن‌آوری، اقتصاد طرح‌های بخش بالادستی نفت را دگرگون ساخته است. هزینه توسعه در میادین نفتیِ دریای شمال یا خلیج مکزیک در حدود ٤ دلار در هر بشکه است و در مواردی نادر این رقم به ٦ دلار نیز می‌رسد. این ارقام را باید با هزینه توسعه میادین دریای شمال در ابتدای دهه ۱۹۸۰ که درحدود ۱۱ دلار برای هربشکه و حتی در برخی میادین کوچک که ۱۸دلار درهربشکه بود مقایسه نمود تا تفاوت فاحشِ به وجود آمده را درک کرد. هزینه‌های عملیاتی نیز دراین مدت از ۷ دلار در هر بشکه و حتی بیشتر از این به کمتر از ٥ دلار کاهش یافته است. رایانه‌های قدرتمند (جهت شبیه‌سازی مخازن، کنترل عملیات تولید و....) و لرزه‌نگاری سه و چهار بُعدی به مقدار زیادی از عملیات اکتشافیِ حدسی جلوگیری نموده‌اند.

حفاری افقیِ باعث شده نفتِ بیشتری از میادین، قابل استحصال باشد. استفاده از سکوهای نفتی شناور در تولید دریایی که همزمان عملیات ذخیره‌سازی و فرآوری اولیه (جداسازی گاز از نفت و...) را نیز انجام می‌دهند، باعث شده عملیات در میادین کوچک و بهره‌برداری از ذخایر نفت‌وگاز آب‌های عمیق نیز از نظر اقتصادی مقرون به‌صرفه گردد.

پیشرفت‌ها و جهش‌های فناورانه می‌توانند تصویر بلند مدت عرضه و تقاضای جهانی انرژی را بسیار زیاد تغییر دهند. منابع انرژی تجدیدپذیر مانند بیوماس، انرژی خورشیدی، نیروی باد و انرژی اقیانوس‌ها می‌توانند مقادیر عظیمی انرژی در اختیار بشر قراردهند. استفاده از هیدروژن در سلول‌های سوختی و یا سایر اشکال می‌تواند قسمت عمده نیازهای بشر را برآورده سازد.

افزایش قیمت‌های نفت خام سبب شده تا سرمایه‌گذاری به سمت منابع غیرمتعارف نفت خام نیز سوق یابد؛ به ویژه آنکه پیشرفتهای فناورانه سبب کاهش هزینه‌های عملیاتی آن گردیده و در نتیجه، امکان جذب بیشتر سرمایه‌ها را فراهم آورده است. توسعه فن‌آوری باعث کاهش هزینه عرضه نفت از منابع غیرمتعارف می‌شود. با توجه به مقادیر عظیم منابع

غیر متعارف، کاهش بیشتر هزینه تولید، چشم‌اندازهای آتی عرضه جهانی نفت را دگرگون خواهد نمود.

تحلیل گران برآورد می‌نمایند که حدود ۳۰۰ تا ۲۵۰۰ میلیارد بشکه نفت از ذخایر «ماسه نفت‌دار»[1] کانادا قابل بازیافت است[2]. این حجم عظیم نفت می‌تواند تقاضای جهانی نفت را در سطح فعلی، حداقل به مدت ۱۰ سال برآورده سازد.

هر چند ممکن است برآوردهای اولیه از میزان ذخایر«ماسه نفت‌دار» اغراق‌آمیز باشد ولی تولید آن می‌تواند به عنوان جایگزین نفت خام متعارف مطرح باشد؛ به ویژه آنکه از بُعد جغرافیای سیاسی، این ذخایر در مناطقی قراردارند که از ثبات اقتصادی و سیاسی لازم نیز برخوردار است. هر چند نمی‌توان به سادگی از کنار مسائل و مشکلات زیست‌محیطی آن گذشت؛ زیرا مردم این مناطق ارزش زیادی برای محیط‌زیست خود قائل‌اند و در نتیجه، یکی از فشارهایی که می‌تواند منجر به کُندشدن سرعت فعالیت‌ها گردد همین مسئله است. آنچه مسلم است این است که کشورهای توسعه یافتهٔ صنعتی و به ویژه اعضاء IEA به این ذخایر با دید راهبردی می‌نگرند و از توسعه آن حمایت می‌کنند؛ زیرا این منابع در بلندمدت قادرند از شدت وابستگی آنان به نفت خلیج‌فارس بکاهند.

بنابراین در برآورد تقاضا و پیش‌بینی تولید می‌بایست با احتیاط بیشتر عمل نمود؛ زیرا جایگزینهایی از قبیل نفت خام غیرمتعارف، گاز طبیعی و حتی زغال‌سنگ (درصورت بهبود فن‌آوری) به سرعت، تقاضای نفت خام را متأثر ساخته و نظرات خوش‌بینانه در مورد بی‌رقیب‌بودن نفت را نقش بر آب می‌کنند.

٦. تجارت الکترونیکی

یکی از جالب‌ترین تحولات اخیر، شکل‌گیری تجارت اینترنتی است که از طریق بورس‌های مشترک انجام می‌شود. این پدیده می‌تواند شرکت‌های مرتبط به حوزه صنعت را

1. Oil Sands = Tar Sands (شنهای قیری)
2. IEA, *World Energy Outlook 2001*

در یک بازار الکترونیکی گردهم آورد؛ جایی که آن‌ها می‌توانند با هم جمع شوند و به خرید و فروش کالا و خدماتی که به تمام بخش‌های صنعت مربوط می‌شود بپردازند.

سیستم‌های متکی بر اینترنت این امکان را به معامله‌گران می‌دهند که به حیطه گسترده‌ای از سری زمانی قیمت‌ها و اطلاعات مربوط به عرضه دست پیدا کنند. آنان قادر خواهند بود که دست‌اندرکاران جدید و کوچک‌تری را به بازار جذب کنند، همچنین فرآیند حذف واسطه‌ها را تسریع نمایند و دست واسطه‌ها و یا دلالان را از بازار قطع کنند. به هر حال پیش‌بینی می‌شود شفافیت اطلاعات بازار و کاهش هزینه‌های بالاسری پیش از آنکه تأثیر خود را بر سود آشکار سازد، باعث بهبود عملیات تجاری شرکت کنندگان در مبادلات الکترونیکی شود.

تجارت الکترونیکی از طریق امکان همکاری بین خریداران و از طریق مزایدهٔ معکوس در اینترنت، توازن قدرت را برهم می‌زند. علاوه بر این درهای باز معاملات در صنعت انرژی، شرکت‌های مرتبط به حوزه صنعت را به این بازار الکترونیکی می‌کشاند؛ جایی که آن‌ها می‌توانند با یکدیگر تعامل‌داشته باشند و به خرید و فروش کالاها و خدمات موردنیاز عملیاتشان بپردازند. از طریق شبکه‌های ارتباط راه دور و سریع که دراختیار شرکت‌های انرژی قرار می‌گیرد، فرصت‌های جالبی به وجود می‌آید که شیوه فعالیت آن‌ها را تغییرخواهد داد و به آن‌ها اجازه می‌دهد در نقاط مختلف جهان به تحلیل و ارائه عکس‌العمل مناسب در زمان موردنیاز مبادرت نمایند.

صنعت نفت با تأخیر زیاد به دنیای تجارت الکترونیکی پا نهاده، اما به نظر می‌رسد در حال حاضر در صدد جبران زمان از دست رفته است. تاکنون فعالیت‌های زیادی صورت گرفته و منجر به تشکیل شرکت‌هایی شده است که درگیر تجارت‌الکترونیکی شده‌اند و سرگرم خرید و فروش، معاملات تأمینی و عملیات بهبود کارآیی هستند.

فن‌آوری جدید، روشی را که شرکت‌های نفتی به خرید و فروش کالاها و یا خدمات می‌پردازند تغییر می‌دهد. این تغییر در تمامی زنجیرهٔ عرضه از سکوهای تولید نفت تا جایگاه‌های خرده‌فروشی را دربرمی‌گیرد. خرید الکترونیکی، تجارت بزرگی به شمار

می‌آید و انتظار می‌رود که هزینه‌های خرید را ۱۰ تا ۵۰ درصد کاهش دهد. اطلاعات موجود در اینترنت در مورد عرضه‌کنندگان این امکان را به خریداران داده است که کارآیی عملیات خرید خود را افزایش‌دهند و هزینه‌های خود را از طریق مزایدهٔ معکوس، کاهش دهند. ظهور شرکت‌های مختلفی که اطلاعات مربوط به عرضه‌کنندگان صنعت را در اختیار دارند و همچنین عرضه مشاوره‌های مورد نیاز، هزینه‌های صنعت را بیشتر کاهش خواهد داد. عرضه‌کنندگان نیز از فن‌آوری جدید، سود خواهند برد؛ زیرا ارتباطات نزدیکتر با مشتریان به آنان اجازه می‌دهد که عملیات عرضه کالای خود را در مقادیر و زمان مناسب، بهینه و کاراتر سازند.

هرچه اطلاعات بازار بیشتر شود و هزینه‌های بالاسری کم‌تر، پیش از اینکه این امر باعث کاهش سود معامله‌گران شود پیش‌بینی می‌شود که انجام تجارت را برای دست اندرکاران بورس الکترونیکی بهبود بخشد. در حال حاضر، بازارجبرانی، جدا افتاده و در خارج از بورس انجام‌می‌شود؛ بنابراین غیر کارا بوده و استفاده از دلالان باعث می‌شود که اطلاعات مربوط به قیمت، غیرشفاف و محدود باقی بماند. به هر حال بورس الکترونیک موجب افزایش حجم معاملات دراین بازار می‌شود و هزینه‌ها را کاهش می‌دهد. همچنین این امر باعث گسترده‌تر شدن دسترسی به این بازارها نیز می‌شود.

توان و قدرت صرفه‌جوییِ هزینه در صنعتی که سالانه ۲۰۰ میلیارد دلار کالا و خدمات خریداری می‌کند بسیار زیاد است. شرکت شورون تخمین می‌زند که صنعت نفت و گاز می‌تواند به‌طور متوسط ۱۰ درصد از هزینه‌های سالانه خود را از طریق خرید الکترونیکی صرفه‌جویی کند و حتی صرفه‌جویی‌ها در برخی از شرکت‌ها می‌تواند از این مقدار هم بیشتر باشد. شرکت بی‌پی‌آموکو قصد دارد با استفاده از سیستم‌های مبتنی بر اینترنت ۹۵ درصد از خریدهای خود را انجام دهد و تخمین می‌زند که می‌تواند تقریباً تا یک - چهارم از هزینه ۵ میلیارد دلاری خود را از این طریق صرفه‌جویی کند.

در حالی که تجارت الکترونیکی در بخش بالادستیِ صنعت نفت، موضوع صرفه‌جویی را در هزینه‌ها موردتوجه قرارمی‌دهد، در بخش پایین‌دستی نیز با مبنا قرار دادن نظرات

مشتریان می‌تواند منافع سرشاری را به صورت افزایش درآمد ایجاد کند. شرکت‌های تولید نیرو و گاز طبیعی، جلوتر از صنعت نفت در این زمینه فعالیت می‌کنند؛ زیرا مقررات‌زداییِ این صنایع سبب تشدید این روند در اروپا شده است.

۷. تغییرات در بازار جهانی انرژی

جهانی‌شدن اقتصاد، ناشی از رشد سریع تجارت جهانی و رشد فزآینده سرمایه‌گذاریهای بین‌المللی است. همچنین عواملی از قبیل انقلاب در فن‌آوری اطلاعات، توسعه بازارهای مالی و توقف جنگ سرد نیز در سرعت بخشیدن به این موضوع مؤثر بوده‌اند.

جهانی‌شدن اقتصاد باعث شده تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، یکدیگر را بهتر درک کنند و منافع خود را در بازار بین‌المللی نفت تسهیم نمایند. گفتگو بین مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان عادی شده؛ زیرا بحث وابستگی متقابل پذیرفته شده است.

برخلاف گذشته، نفت خام دیگر قادرنیست تسلط خود را برای مدت زیادی بر بازارهای جهانیِ انرژی حفظ نماید. سهم نفت از کل عرضهٔ انرژیِ اولیه کاهش یافته است به طوری که این سهم از ۵۰ درصد در دهه ۱۹۷۰ به ۴۰ درصد رسیده و سهم گاز و برق در سبد انرژی مصرفی، به‌طور پیوسته افزایش یافته است. سهم انرژی‌های تجدیدپذیر و سوخت‌های غیرمتعارف که تاکنون نقش چندانی نداشته‌اند، در حال افزایش است.

تجارت نفت اکنون به سوی تنوع و پیچیدگی حرکت می‌کند. این معاملات، علاوه بر

[illegible] فرصت‌های

[illegible] و حتی حمل‌ونقل، کاربرد زیادی دارد و تولید آن نیز دو برابر شده‌است.

[illegible] بخش گاز خود را آزاد کرده‌اند و یا در فرآیندی شبیه

[illegible] بسیاری از کشورهای عضو OECD

به آن قرار داده‌اند.

در حال حاضر کشورهای غیرOECD نیز در موازنه انرژی جهان اهمیت یافته‌اند. در سال ۱۹۷۳ کشورهای عضو OECD حدود ٦٦ درصد از کل عرضه انرژی تجاری جهان و ۷۰ درصد از عرضه نفت‌خام جهان را مصرف می‌کردند ولی این سهم اکنون به ۵۵ و ٥٦ درصد کاهش یافته است و تا سال ۲۰۱۰ این رقم به کمتر از ۵۰ درصد نیز خواهد رسید. مصرف سرانه انرژی در کشورهای درحال‌توسعه هنوز یک - ششم مصرف سرانه کشورهای OECD است و ۲ میلیارد نفر به اشکال نوین انرژی دسترسی‌ندارند. ولی مصرف سرانه و تقاضا در کشورهای در حال توسعه به سرعت در حال افزایش است و این روند، طی دهه‌های آینده ادامه نیز خواهد یافت. بنابراین دو - سوم افزایش تقاضای جهانی انرژی را تا سال ۲۰۲۰ کشورهای غیرOECD به خود اختصاص خواهند داد[1].

آلودگی‌های ناشی‌از نشت نفت، حوادث هسته‌ای، آلودگی هوای شهرها و بارانهای اسیدی سبب شده است تا مشکلات زیست‌محیطی، رنگ سیاسی به خود گرفته و در صدر دستور جلسات انرژی قرار بگیرد. تهدیدی که در مذاکرات سیاسی به آن اشاره می‌شود در ارتباط با تغییرات اقلیم ناشی از فعالیت‌های بشری است.

علی‌رغم اینکه طی چند دهه گذشته، وضعیت تغییر کرده، ولی هنوز برخی ملاحظات باقی مانده است که به سه نکته آن اشاره می‌کنیم:

نکته اول اینکه اهمیت استراتژیک انرژی کاهش نیافته و هنوز هم جوامع انسانی به انرژی وابسته هستند. هرچند متوسط شدت انرژی، کمتر از گذشته است و بهبود مستمری در آن وجود دارد. به عنوان مثال هنوز بین رشد اقتصادی و مصرف انرژی، ارتباط مستقیمی وجود دارد. به عنوان مثال در کشورهای جنوبی و جنوب شرقی، رشد اقتصادی و مصرف انرژی، ارتباط مستقیمی منطقه به نفت بیشتر خواهد شد. این کشورها احتمالاً اقتصاد آسیای وارد می‌نمایند و تا سال ۲۰۱۰ این سهم افزایش

[1] World Energy Outlook 2001

نکته دوم اینکه منابع نفتی، هنوز درکشورهای اوپک و به خصوص در منطقه خاورمیانه، متمرکز هستند. شش کشور خاورمیانه‌ایِ عضو اوپک، کنترل دو- سوم ذخایر اثبات شده جهان را در اختیار دارند. هم اکنون این تولیدکنندگان، تنها ۲۷ درصد عرضه جهانی نفت را به خود اختصاص داده‌اند ولی برآوردها نشان می‌دهد که این رقم تا سال ۲۰۲۰ به ۶۳ درصد نیز افزایش خواهد یافت[1].

نکته سوم اینکه ممکن است منطقه‌ای که عرضه کنندگان اصلی در آن واقع شده‌اند، دستخوش ناآرامی شوند و در نتیجه، امنیت عرضه را با مخاطره مواجه سازند. اختلال در عرضه می‌تواند هم از حوادث ژئوپلتیکی و هم از عملکرد گروهیِ عرضه‌کنندگان ناشی گردد.

۸. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در آستانه قرن بیست و یکم، رقابت در صنعت نفت، بیش‌تر شده است. طی دو دهه پایانی قرن بیستم، رقابت در این صنعت افزایش‌یافته بود، اما در سال‌های آینده به طور فزآینده‌ای، رقابتی‌تر خواهد شد. هم اکنون بازارهای انرژی بسیار گسترده‌اند و برای هر بازیگری، به صورت بالقوه این امکان وجود دارد که در هربخش از این زنجیرهٔ رقابتی فعالیت نماید. در این حال، مقررات‌زدایی و حذف کنترل‌ها درسطح جهان بر ارتقاء فضای رقابتی تمرکز یافته و برای حفظ انگیزه رقابتی در تمامی بازارها تلاش می‌شود.

در ارتباط با آیندهٔ نفت و جامعه جهانی، سناریوها و ریسک‌های مختلفی را می‌توان تشخیص داد، اما آنچه مسلم است این است که یکی از درس‌های تاریخ نفت، منتظر وقایع غیر مترقبه بودن است و فقط هنگامی کاملاً آشکار می‌شود که واقعه روی داده باشد. خشونت، جنگ، سوانح، تحولات فن‌آوری، انفجارهای سیاسی، الزامات اقتصادی، رویارویی‌های قومی، مذهبی، ایدئولوژیکی و اجتماعی، همه اینها می‌توانند دست‌اندرکاران را غافلگیر کند و بر دسترسی به نفت اثر گذارند.

---

۱. همان منبع.

کشورهای عضو اوپک با دراختیار داشتن قسمت اعظم ذخایر قابل بازیافت و متعارف نفت خام جهان و قسمت قابل‌توجهی از ذخایر گازطبیعی جهان، نقش انکارناپذیری در صحنه انرژی بین‌المللی برعهده دارند.

با توجه به درهم تنیده‌شدن ارتباطات جهانی و وابستگی بیش از پیش کشورها و اقتصادهای جهانی به یکدیگر، فرصت‌ها و تهدیدهایی پیش‌روی کشورهای تولید کننده و صادرکننده نفت، به ویژه اوپک قراردارد.

این کشورها بایستی از تمامی فرصت‌ها بدون تردید و بدون تأخیر استفاده کنند و با همکاری یکدیگر، تهدیدها را دفع نموده و حتی به فرصتی مناسب تبدیل کنند.

در وضعیتی که اکثر کشورهای عضو اوپک به عضویت سازمان تجارت جهانی درآمده‌اند و یا درحال اقدام برای عضویت هستند باید از تجربیات گذشته استفاده نمایند و با ایجاد ائتلافات و تشکیل گروه‌هایی در درون این سازمان، قدرت چانه‌زنی، تأثیر و وزن خود را افزایش دهند. به عنوان مثال مانند گروه ۷۷، (که کشورهای درحال توسعهٔ جنوب، این گروه را در دل سازمان ملل شکل دادند و نقش غیرقابل انکاری در تصمیم‌گیری‌ها و تصمیم‌سازی‌های سازمان ملل دارند) کشورهای تولیدکننده و صادرکننده نفت و درکل، کشورهای در حال توسعه نیز می‌توانند براساس اصل هرکشور یک رأی با یکدیگر در قالب WTO ائتلاف نمایند و قدرت چانه‌زنی خود را افزایش دهند. در نتیجه، خواهند توانست مثلاً قوانین تبعیض‌آمیز را علیه انرژی تغییر دهند و بازارهای کشورهای پیشرفته را بر روی نفت و فرآورده‌های نفتی خود بدون اخذ مالیات باز نمایند (البته با لحاظ نمودن استانداردهای بسیارسخت زیست محیطی این کشورها در خصوص فرآورده‌های نفتی مصرفی).

کشورهای عضو اوپک بایستی در کنار سایر کشورهای درحال توسعه درروند تصمیم‌سازی و تصمیم‌گیری‌های مهم در ارتباط با مسائل و مشکلات جهانی زیست‌محیطی، حضوری فعال و راهبردی داشته باشند تا در قالب نشست‌های زیست‌محیطی، منافع جمعی خود را لحاظ نمایند.

در کل، کشورهای عضواوپک بایستی مسئله ارتباط با سایر تولیدکنندگان نفت دنیا و نیز ارتباط مستمر و مثبت با مصرف‌کنندگانِ عمده جهان را مدنظر قرار دهند و آن را به عنوان یک راهبرد و برنامه بلندمدت، همیشه دنبال نمایند؛ زیرا به تجربه ثابت شده است که تفاهم و گفتمان سازنده، بیشتر از تقابل و مجادله، منافع طرفین را لحاظ خواهدنمود.

کشورهای عضو اوپک بایستی بدون تأخیر و بدون تنگ‌نظری، مسئله جذب و توسعه فن‌آوری را مد نظر قرار دهندو عقب ماندن از قافله فن‌آوری را به عنوان مهم‌ترین چالش فراروی خود بنگرند. این کشورها باید بدانند که عصرِ حجر به خاطر تمام‌شدن سنگ خاتمه نیافت بلکه ظهور ابزارهای برنزی که به نحو مطلوب‌تری خواسته‌های مردم را تأمین می‌کردند و پیروزی این ابزار در رقابت با ابزار سنگی، به این دوره پایان داد.

انقلاب در ارتباطات باعث متحول شدن تجارت شده است و صنعت نفت نیز از این امر مستثنی نیست. تجارت الکترونیک، راههای نوینی را پیش‌پای بشر نهاده است. اعضای اوپک بایستی با دیدی راهبردی و بلندمدت، بازار جهانی انرژی وتحولات آن را تحلیل و بررسی کنند و منافع بلندمدت خود را در کنار منافع کوتاه‌مدت لحاظ نمایند. آنان باید از روزمرگی و مدیریت بحران در حد امکان احتراز نمایند.

مهمترین سرمایه در عصرانفجار اطلاعات، سرمایه فکری است. مطالعات در مورد منشاء رشد اقتصادی نشان می‌دهد که سرمایه انسانی هرچه سریع‌تر انباشته شود و به‌گونه‌ای کارآمد در بخش‌های اصلی اقتصاد به‌کار گرفته شود، عملکرد رشد اقتصادی کشورها در مجموع بهتر خواهدبود. یکی از چالش‌های بزرگ پیش روی کشورهای عضو اوپک، مسئله نیروی انسانی متخصص و باتجربه است. متأسفانه این کشورها به دلیل ماهیت جهان سومی خویش تاکنون نتوانسته‌اند نیروی انسانی مورد نیاز خود را آموزش دهند و حتی در موارد نادری که چنین امکانی فراهم شده است، نیروهای آموزش دیده خود را پس از کسب تجربه به دلیل ساختار ناتوان و نارسای اداری، تقدیم کشورهای توسعه یافته صنعتی نموده و خود از فقدان و یا کمبود نیروی انسانی متخصص به شدت رنج برده‌اند. یکی از مهم‌ترین برنامه‌های سازمان کشورهای صادرکننده نفت، بایستی آموزش و جذب نیروی

قابل توجه محققین، استادان و نویسندگان محترم

نشریه «مجلس و پژوهش» آماده دریافت مطالب و مقالات علمی شما می‌باشد.

لطفاً در ارسال مقالات نکات ذیل را رعایت فرمایید:

۱. ساختار مقاله از روش علمی شناخته شده‌ای پیروی نموده و دارای چکیده، مقدمه، متن ساختارمند، نتیجه‌گیری و منابع و مآخذ باشد.

۲. مقاله ارائه شده در جای دیگر چاپ یا ارائه نشده باشد و یا زیرچاپ نباشد.

۳. روش تحقیق شامل موضوع تحقیق، اهداف تحقیق، فرضیه‌ها یا سؤالات تحقیق و ادبیات موضوع به صورت مختصر ولی روشن در بخش مقدماتی ارائه شده باشد.

٤. چکیده‌ای بین ۱۰۰ تا ۱۵۰ کلمه به زبان فارسی و انگلیسی تهیه گردد.

٥. در مقابل اطلاعات، آمار و ارقام و هرگونه ادعایی، مرجع و محل اقتباس به صورت دقیق ذکر گردد. این بند شامل جداول و نمودارها نیز می‌گردد.

٦. مجله، خود را در حک و اصلاح و ویرایش مقالات وارده، تا جایی که به اصل نظرات نویسنده خدشه وارد نشود، مجاز می‌داند.

۷. چاپ مقالات و تقدم و تأخر در آن، مشروط به بررسی و تأیید هیأت تحریریه مجله است.

۸. ارسال دو نسخه از مقاله به صورت تایپ شده (در مورد مقالاتی که از متون خارجی ترجمه می‌شوند ارسال متن اصلی) ضروری است.

۹. خلاصه‌ای از سوابق عملی و پژوهشی مؤلف یا مترجم شامل (نام و نام خانوادگی – میزان تحصیلات – رشته تحصیلی – درجه علمی – آخرین سمت و محل کار و آدرس) به همراه مقاله ضمیمه شود.

۱۰. شیوه ارجاع:

– در طول مقاله، بلافاصله پس از ذکر مطلب اخذ شده از یک اثر در پرانتز نام خانوادگی نویسنده، سال انتشار و شماره صفحه ذکر گردد: (نام خانوادگی نویسنده، سال انتشار، شماره صفحه). در صورتی که برداشتی کلی از یک اثر ارائه شده باشد، ذکر صفحه ضروری نمی‌باشد.

– در پایان مقاله فهرست منابع استفاده شده به ترتیب الفبایی و با توجه به حرف اول نام خانوادگی نویسندگان آن‌ها به روش‌های مرسوم ارائه گردد. مجله در تغییر مواردی که مطابق اسلوب پذیرفته شده نباشد آزاد است.

۱۱. مقاله روی یک طرف کاغذ A4 تایپ شده و حتی المقدور بیش از ۳۰ صفحه نباشد. دیسکت حاوی مقاله تایپ شده نیز پیوست شود.

۱۲. مسئولیت مطالب مقاله بر عهده نویسنده است و نظر نویسنده ضرورتاً بیانگر دیدگاه مرکز پژوهش‌ها نمی‌باشد.

انسانی متخصص و نخبه باشد؛ زیرا در دنیای جهانی‌شده امروز، سرمایه انسانی بالاترین و با ارزش‌ترین سرمایه مورد نیاز بازیگران عرصه بین‌المللی است.

در عصر اطلاعات، مزیت نسبی و رقابت‌آمیز، متکی بر قوانین سیبرنتیک است نه قوانین فیزیک و تحت قوانین سیبرنتیک، سرعت مبنای همه چیز است. باز بودن، انعطاف‌پذیری و سرعت دریافت و اقدام، جزء اصول موفقیت در وضعیت جدید است. فقط آن دسته از سیستم‌ها و طراحان استراتژی که قادرند اطلاعات مناسب را از سیل و جریان عظیم اطلاعات جدا کنند و به سرعت در مورد آن اقدام کنند، قادرند راهبردهای کارآمد را طراحی کنند.

منابع:

۱. *اوپک و جهانی شدن اقتصاد*، بهروزی‌فر مرتضی، پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد اقتصادانرژی، پژوهشکده مطالعات بین‌المللی انرژی، سال ۱۳۸۰.

۲. *بولتن تحولات بازار نفت*، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، شماره‌های مختلف.

۳. *ترجمان اقتصادی*، شماره‌های مختلف.

٤. *اقتصاد انرژی*، شماره‌های مختلف.

۵. *اقتصاد ایران*، شماره‌های مختلف.

6. *OPEC Annual Statistical Bulletin, 2001.*

7. IEA, *World Energy Outlook 2001.*

برگ اشتراک:

خوانندگان محترمی که مایل به داشتن اشتراک هستند می‌توانند حق اشتراک خود را به شرح زیر به شماره حساب ۹۰۰۸۱، بانک ملی شعبه بهارستان واریز و اصل سند بانکی را به همراه برگ تکمیل شده اشتراک به نشانی دفتر نشریه ارسال فرمایند.

بهای اشتراک: ٦ شماره ۳۰,۰۰۰ ریال + هزینه پستی هر شماره ۳۰۰ ریال.
ضمناً برای مشترکین قبلی تا اتمام حق اشتراک آن‌ها نشریه به نرخ سابق ارسال خواهد شد.

نشانی: تهران، خیابان وصال شیرازی، تقاطع خیابان ایتالیا، شماره ۹٦، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، دفتر مجله مجلس و پژوهش.

برگ درخواست اشتراک

به پیوست حواله بانکی به مبلغ ..... ریال ارسال می‌شود، خواهشمند است به تعداد ٦ یا ۱۲ شماره مجلس و پژوهش را به نام ..... به نشانی زیر ارسال فرمایید:

نام و نام‌خانوادگی:.....

شغل:.....

تحصیلات:.....

نشانی:.....

کدپستی:.....

تلفن: .....دورنگار:.....

E - mail .....

Majlis & Pajouhesh

The Journal of Majlis Research Centre

Vol. 9, No. 34, Summer 2002

Managing Director: Seyed Mohammad Reza Khatami (Ph.D), President MRC

Editor- in - Chief: Hassan Taee (Ph.D)

Managing Editor: Maryam Mahabadi

Editorial Board

Members (Alphabetically Ordered)

Azimi, H. (Ph.D)
Derakhshan, M. (Ph.D)
Farazmand, H. (Ph.D)
Ghasemi, M. (Ph.D)
Hashemi, S.M. (Ph.D)
Jalali, R.
Khalatbari, F. (Ph.D)
Mehrara, M. (Ph.D)
Momeni, F. (Ph.D)
Naseri, A.R.(Ph.D)
Nasiri, M. (Ph.D)
Pour Seyed, B. (Ph.D)
Renani, M. (Ph.D)
Sinaie, V. (Ph.D)
Taee, H. (Ph.D)
Zonooz, B.H. (Ph.D)

Majlis & Pajouhesh

The Journal of Majlis Research Centre

Vol. 9, No. 34, Summer 2002

Special Issue :

Oil and the National Interest

• The views expressed in Majlis & Pajouhesh are those of the authors and not necessarily those of the Editors or MRC.

• All or parts of the articles in this Journal may be freely quoted or reprinted, but acknowledgement is requested.

Majlis Research Centre, No. 96, Vesal Ave., Tehran, Iran.

Tel: + 98-21-8969493
Fax: + 98-21-8979049

edchief@majlis.ir
http://jmrc.majlis.ir