اقتصاد انرژی

نشریه انجمن اقتصاد انرژی

تحلیلی - پژوهشی - آموزشی - اطلاع رسانی
شماره استاندارد بین المللی
۱۵۶۳ - ۱۱۳۳

فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷ - شماره ۱۱۴-۱۱۳

صاحب امتیاز: انجمن اقتصاد انرژی ایران
مدیر مسئول و سردبیر: سید غلامحسین حسن تاش
دبیر تحریریه: محمدامین نادریان

هیأت تحریریه:
محمدرضا امیدخواه، فریدون برکشلی، حسن خسروی زاده، مجید عباسپور، رضا فرمند، علی مشتاقیان، محمدعلی موحد، بهروز بیک علی زاده، ابراهیم قزوینی، علی امامی میبدی، محمدعلی خطیبی طباطبایی، افشین جوان، حمید ابریشمی، محمدباقر حشمت زاده، مهدی نعمت اللهی، مظفر جراحی، علی شمس اردکانی، محمد مزرعتی

همکاران این شماره: سیدمحمد حسین امامی، علیرضا قنبری، محمدعلی طاهری، علی ابوالقاسمی شیرازی، هما کبیری

اشتراک: حمیده نوری

صفحه آرایی: کانون تبلیغاتی آدمیت

سازمان آگهی ها: کانون تبلیغاتی آدمیت ۱۶ - ۸۸۹۶۱۲۱۵

نقل مندرجات این نشریه با ذکر مأخذ آزاد است.
نظر نویسندگان و مصاحبه شوندگان لزوماً نظر نشریه نیست.
مسئولیت نوشته ها با نویسندگان آنهاست.
نشریه در انتخاب، ویرایش، حک و اصلاح مطالب وارده آزاد است.
نوشته های وارده در صورت عدم انتشار در نشریه پس داده نمی شود.

نشانی: تهران - خیابان وحید دستگردی (ظفر) - شماره ۲۰۳ - طبقه ۴ - واحد ۱۳
ماهنامه اقتصاد انرژی تلفن: ۲۲۲۶۲۰۶۱ فاکس: ۲۲۲۶۲۰۶۴

نشانی سازمان آگهی ها: تهران - میدان فاطمی - خیابان فلسطین شمالی - خیابان فرزام
شماره ۲۹ - طبقه سوم - کانون تبلیغاتی آدمیت - تلفن: ۱۶ - ۸۸۹۶۱۲۱۵

برای اطلاع از نحوه ارسال مطالب خود به آدرس مراجعه نمایند.
www.iraee.org/publication1.asp
وب: www.iraee.org پست الکترونیکی: publication@iraee.org

چاپ کامیاب: خیابان انقلاب - چهار راه کالج - کوچه بامشاد

بسم الله الرحمن الرحیم

فهرست

مطالب مربوط به نفت و گاز در بخش انگلیسی با همکاری **Iranoilgas.com**

سرمقاله — نفت و انتخابات ریاست جمهوری / ۲

دریچه — چهاردهمین نمایشگاه در شرایطی متفاوت / ۵
پیچ تند برنامهٔ پنجم توسعه در صنعت نفت و دولت شتابزده !! / ۶

خبر و نظر — رهبری صنعت نفت یا کارگزاری برای جهان صنعتی / ۸
وزیر نفت دقیق تر صحبت کند و برای رقیب ایجاد حق نکند! / ۱۰

میزگرد — میزگرد سیاست های ایران در حوزهٔ صادرات گاز / ۱۱

گزارش — صدور خدمات فنی در بخش بالادستی صنعت نفت با نگاه به شرکت «عملیات اکتشاف نفت» / ۲۵

مصاحبه — بحران اقتصادی جهان و توسعهٔ ماسه سنگ های نفتی / ۳۰

مقاله — دسترسی ایالات متحده به بازار جهانی LNG / ۳۴

خلاصه مقالات — شرکت های نفتی دولتی چین / ۴۴

تحقیقات — ظهور نظم جدید در ساختار صنعت نفت جهان / ۴۸

مصرف کننده — قیمت گذاری گاز طبیعی در ایران / ۵۸

دیدگاه — شرکت های برتر جهان در سال ۲۰۰۷ / ۶۴

انرژی در مطبوعات / ۶۵

بازار نفت — بررسی اجمالی بازار نفت در ماه ژانویه ۲۰۰۹ / ۶۸

نفت و انتخابات ریاست جمهوری

دهمین انتخابات ریاست جمهوری در پیش است. از اولین دوره تا امروز تحوّلات فراوانی در همهٔ عرصه‌ها اتفاق افتاده است و طبعاً محیط رقابت انتخاباتی نیز متناسب با این تحوّلات متحوّل گردیده است. اما عرصهٔ رقابت انتخاباتی در تمام دوره‌ها از یک جهت از مشابهت برخوردار است و آن این که مسألهٔ نفت به‌طور شفاف و روشن در عرصهٔ رقابت انتخاباتی حضور نداشته است. در تمامی این دوره‌ها اغلب کاندیداهای ریاست جمهوری مواضع خود را در زمینهٔ بخش نفت کشور و استراتژی‌ها و اهداف این بخش به‌طور واضح تبیین ننموده‌اند. غیبت نفت در عرصهٔ رقابت انتخاباتی کشور ما شاید نشان‌دهندهٔ آن باشدکه صنعت نفت در کشور ما با وجود بیش از ۹۰ سال سابقه هنوز کاملاً بومی نشده است.

در کشور ما درآمد حاصل از صدور نفت محوری‌ترین رکن معیشت مردم است. آنچه در قبال صدور نفت خام عاید اقتصاد کشور می‌شود و در معیشت مردم مؤثر است، نوعی رانت اقتصادی حاصل از صدور نفت است و این همان پدیده‌ای است که اقتصاد کشور را به یک اقتصاد رانتی تبدیل کرده است. تفاوت فاحش قیمت‌های جهانی نفت خام با هزینه‌های تولید نفت در منطقهٔ خاورمیانه و کشور ما، درآمد عظیم رانت گونه‌ای را ایجاد می‌کند که دولت به نهاد توزیع کنندهٔ این رانت تبدیل شده است. اما این به معنای در ارتباط بودن و آمیزش صنعت نفت با پیکرهٔ اقتصاد کشور نیست. زمانی که تولید نفت کشور در کنترل شرکت‌های خارجی بود نیز بخشی از همین رانت در اختیار دولت قرار می‌گرفت. با ملی شدن صنعت نفت امر تولید و صدور نفت خام در کنترل دولت ملی قرار گرفت و بخش بیشتری از این رانت به اقتصاد ملی منتقل شد، اما کماکان صنعت نفت از بقیهٔ پیکرهٔ اقتصاد ملی جدا ماند. بنابراین با این تعریف، بومی‌شدن صنعت نفت امری فراتر از ملی‌شدن صنعت نفت است که به نظر می‌رسد هنوز تحقق نیافته است.

شکی نیست که نفت مهم‌ترین سرمایهٔ ملی کشور است و همهٔ شئون و مسائل کشور به نوعی با نفت در ارتباط است. بنابراین موضوع نفت و ابعاد مختلف آن یکی از مهم‌ترین موضوع‌ها، و بلکه شاید مهم‌ترین موضوعی است که باید مواضع و دیدگاه‌های نامزدهای ریاست جمهوری در مورد آن به صورت شفاف تبیین گردد.

حق مردم است که بدانند مواضع کسی که می‌خواهند به او

رأی دهند در زمینهٔ مهم‌ترین سرمایهٔ متعلق به ایشان و نسل‌های آینده‌شان و نحوهٔ بهره‌برداری و بهره‌گیری از این سرمایه چیست. متأسفانه در گذشته ارایهٔ برنامه در زمینهٔ این بخش مهم مورد غفلت اغلب قریب به اتفاق نامزدهای ریاست جمهوری قرار می‌گرفت و تنها به کلی‌گویی‌هایی در این زمینه بسنده می‌شد. امید است که این رویه ادامه نیابد و آن‌گونه که شایسته است برنامهٔ کاندیداها در زمینهٔ صنعت نفت و رفتار با نفت در کانون برنامه‌هایی که از جانب ایشان منتشر خواهد شد قرار گیرد.

دقت در گفتار و رفتار دولت‌های گذشته در زمینهٔ نفت به‌عنوان مهم‌ترین سرمایهٔ ملی، این قیّم مابی را بازمی‌تاباند. حتی اگر در شعار بردن نفت بر سر سفره‌های مردم، که البته در حُسن نیّت مبلغان آن چون و چرا روا نیست، دقت شود، همین گفتمان بازتاب می‌یابد. نفت متعلق به کیست؟ دولت یا ملت؟ اگر نفت متعلق به ملت است که هست، دولت‌ها در دوره‌ای که برای خدمت به ملت انتخاب شده‌اند بر سر سفرهٔ نفت میهمان هستند که البته در واقع میهمانی و تنعمی هم در کار نیست و نباید باشد. مردم از طریق نمایندگان منتخب خود در مجلس شورای اسلامی و در قالب برنامه‌های پنج ساله و بودجه‌های سالانه تعیین می‌کنند که هر دولتی چگونه باید نفت را استخراج کند؛ از آن بهره‌برداری نماید و چه میزان از عایدات آن را صرف چه اموری نماید. دولتی که خود را میزبان سفرهٔ نفت و به نوعی مقسم نفت و عایدات آن می‌داند، یعنی خود را قیم مردم می‌شناسد.

چطور می‌شود دولتی از خادم بودن دم بزند، اما حتی وکلای مردم راجع به مهم‌ترین دارایی موکلان خود و نحوهٔ توسعه و بهره‌برداری از آن و نحوهٔ هزینه کرد عایدات آن ده‌ها ابهام و تردید داشته باشند؟ و تخلف‌های متعددی در زمینهٔ اجرای مصوبات برنامه و بودجه وجود داشته باشد؟ باید گفت: اخبار و اطلاعات مربوط به نفت را بر سر سفره‌های مردم بیاورید، خود آن پیشکشتان.

متأسفانه در گذشته نیز چنین بوده است. در بسیاری از موارد، مردم و حتی نمایندگان ایشان در مجلس، نسبت به چیزهایی نامحرم شناخته شده‌اند که بیگانگان و خارجی‌ها محرم آن بوده‌اند. وقتی بر روی گزارش‌ها و اطلاعاتی که حتی در نشریات تخصصی خارجی منعکس است، مهر محرمانه حک می‌شود، معنی آن چیست؟ چه کسی در این زمینه نامحرم است؟

به خاطر دارم چند سال پیش یک فرد خارجی متخصص در امور قراردادهای نفتی، برای شرکت در همایشی به ایران دعوت شده بود و علاوه بر سخنرانی در همایش، قرار بود که برای عده‌ای از کارشناسان صنعت نفت دوره‌ای را در زمینهٔ قراردادهای نفتی برگزار نماید. زمانی بود که وزارت نفت اعلام کرده بود که نسخهٔ جدید و تجدیدنظرشده‌ای از قراردادهای بیع متقابل برای همکاری شرکت‌های خارجی ارائه گردیده است. این سخنران در مکاتبات خود متقاضی بود که این نسخهٔ جدید قراردادی را در اختیار داشته باشد تا مطالبی را که در کلاس خود ارائه می‌دهد کاملاً روزآمد نماید. با توجه به فضای صنعت نفت کشور، نهایتاً در پاسخ به او اعلام شد که چنین چیزی مطلقاً امکان‌پذیر نیست. وی پس از مدتی اعلام کرد که این نسخهٔ جدید را از طریق مراجع خارجی به دست آورده است، ولی هزینهٔ ناچیزی دارد (رقمی بین ۱۰۰ تا ۵۰۰ دلار) که اگر دعوت کننده آن را بپذیرد، آن را تهیه خواهد کرد و ضمن استفاده در کلاس خود آن را در اختیار قرار خواهد داد!

گاهی حتی در پاسخ به درخواست نمایندگان مجلس ادعا می‌شد و می‌شود که انتشار مفاد قراردادها و حتی قراردادن آن‌ها در اختیار نمایندگان مجلس به مصلحت کشور و به مصلحت مذاکرات قراردادی نیست. اما سؤال این است که این مصلحت را چه کسی تشخیص می‌دهد؟ آیا حد و مرز فهم و شعور مردم فقط تا جایی است که به فردی رأی می‌دهند؟ و یا حد و مرز درک نمایندگان مردم، فقط محدود به آنجایی است که به دولتی رأی اعتماد می‌دهند؟

در اواخر دورهٔ اول دولت اصلاحات، که آن دولت نیز مواضع نفتی خود را هرگز به صورت شفاف اعلام نکرد، نامه‌ای به امضای یکصد نفر از اساتید برجستهٔ دانشگاهی و شخصیت‌های علمی منتشر شد که حاوی نقدها، تردیدها و نگرانی‌هایی در مورد عملکرد و برنامه‌های وزارت نفت بود. اما نه تنها وقعی به آن نامه گذاشته نشد و پاسخ‌گویی انجام نپذیرفت، بلکه بسیاری از امضاکنندگان نامه مورد سرزنش قرارگرفتند. یکی از رجال بزرگوار سیاسیِ امضاکنندهٔ آن نامه که ارتباط تشکیلاتی سیاسی با جبهه اصلاحات داشت، تحت سرزنش و ملامت و زیر فشار فراوانی قرار گرفته بود که امضای خود را پس بگیرد.

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

بعضاً بحث هایی در مورد وجود «مافیا» در نفت مطرح می شود. در اینجا قصد آن نیست که وجود یا عدم وجود «مافیا» در نفت را بررسی کنیم، اما بی تردید یکی از عواملی که موجب توهم وجود «مافیا» در دیدگاه ناظران می شود، و یکی از عواملی که پدید آمدن «مافیا» و گسترش آن را تسهیل می کند، تاریکی و عدم شفافیت است. چرا باید گفتن و نوشتن در مورد مسائل صنعت نفت و نقد کردن و به چالش کشیدن عملکرد آن و بحث کردن در زمینهٔ قراردادهای نفتی ذنب لایَغفر شناخته شود و کسی جرأت ورود به این میدان را نداشته باشد؟ آیا اگر اطلاعات دقیق و شفاف و برنامه های روشنی که بر مبنایی منطقی تدوین شده اند و روش ها و مسیرهای روشن انجام کارها وجود داشته باشد، جایی برای فعالیت مافیا و نیز محلی برای توهم وجود مافیا باقی می ماند؟

چه کسی در ایران غیر از مسئولان مستقیم ذیربط، از شیوهٔ فروش و چگونگی قراردادهای فروش نفت خام ایران، چگونگی انتخاب مقاصد یا بازارهای صادراتی نفت خام و فرمول قیمت گذاری انواع نفت خام صادراتی ایران به مقاصد مختلف اطلاع دارد؟ از مردم عادی و حتی دانشگاهیان بگذریم، این سؤال را از کسانی که دور میز هیأت وزیران نشسته اند یا وکلای مجلس شورای اسلامی بپرسید. اگر پاسخ نداشتند، به کسانی که نسبت به احتمال وجود «مافیا» توهمی دارند، حق بدهید.

مسألهٔ نفت با توجه به آنچه گفته شد، می تواند ملاک و معیار صدق و کذب شعارهای انتخاباتی باشد ولذا مطبوعات و مردم حتماً باید از نامزدهای ریاست جمهوری اعلام مواضع در زمینه نفت را مطالبه نمایند.

عرصهٔ رقابت انتخاباتی، عرصهٔ حضور و عرض اندام مردم در انتخاب گزینه های مختلف در زمینهٔ نحوهٔ برنامه ریزی و ادارهٔ امور کشور در شئون مختلف است. در دموکراسی های پیشرفته اصولاً مردم قبل از آن که فرد کاندیدا و ویژگی های شخصیتی او را در نظر داشته باشند، حزب معرفی کنندهٔ او و ایده ها، استراتژی ها و اهداف آن را در نظر دارند. البته نقش و ویژگی های فردی را نباید منکر شد. بدون شک حتی اگر یک حزب موفق و دارای مواضع همه جانبه و منسجم، فرد مناسبی را کاندیدا نکند در جلب آراء مردم توفیق کافی نخواهد داشت. اما نباید از این نکته نیز غافل شد که کاندیدای ریاست جمهوری (و یا تشکیلاتی که وی را کاندیدا می کند) باید از مواضع روشنی در همه زمینه ها، و بویژه اموری که نقش تعیین کننده در سرنوشت و زندگی مردم دارد، برخوردار باشد و مسأله نفت و انرژی در کشور ما قطعاً از جمله این امور است. چنانچه استراتژی ها و اهداف هر کاندیدا در این زمینه مشخص باشد آحاد جامعه و خصوصاً روشنفکران مجال می یابند از طریق نقد و بررسی آن، خاستگاه های خود را آشکار نموده و منعکس نمایند. و کاندیداها نیز فرصت می یابند که مواضع خود را با خاستگاه های مردم و نخبگان آن ها تطبیق دهند و در این صورت رأی اکثریت جامعه به یک کاندیدا رأی به مواضع وی نیز خواهد بود (کما این که خصوصاً در دور گذشتهٔ انتخابات ریاست جمهوری در عرصه های سیاسی و فرهنگی چنین نیز بوده است).

مسائل مربوط به انرژی و نفت و استراتژی ها و اهداف این بخش از چنان اهمیّتی برخوردارند که تعیین سرنوشت آن را نمی توان به عدّه ای خاص و دیدگاه هایی خاص واگذار نمود. هرگاه جامعه و نخبگان آن فرصت عرض اندام نیابند، این فرصت برای عده ای که حداکثر و در بهترین شرایط، صرفاً به دلیل سابقهٔ مثبت مدیریتشان (و نه بواسطه تجربه و تسلطشان) برای ادارهٔ امر مورد نظر برگزیده شده اند، فراهم می شود که برداشت های عجولانه و استراتژی ها و اهداف شتابزدهٔ خود را به تقاضا و خواست اکثریت جامعه نسبت دهند. البته مخالفان این برداشت ها و استراتژی ها نیز ادعای نمایندگی نظرات مردم را خواهند داشت و همه مدّعی قیمومیت جامعه در امر موردنظر خواهند بود. در حالی که به دلیل غایب بودن مردم هیچ کدام هیچ حجّتی بر ادعای خود ندارند. نتیجهٔ این کشمکش ها خنثی شدن و یا حداقل کند شدن روند تحقق استراتژی و اهداف فرد انتخاب شده خواهد بود. تجربه نشان می دهد که بویژه در اموری که از ابعاد فرامرزی برخوردارند، هنگامی که اهداف و استراتژی ها دچار ابهام بوده و اقدامات اجرایی با مخالفت مواجه می گردند، میزان توفیق بسیار محدود خواهد بود.

شایسته است که کاندیداهای محترم ریاست جمهوری در صورت لزوم از طریق بکارگیری کارشناسان مطلع مورد اعتماد خود در حوزهٔ خطیری مانند انرژی و نفت، مواضع خود را تبیین و ارائه نمایند. حق مسلم مردم است که در همه اموری که با زندگی و سرنوشت ایشان ارتباط دارد مطّلع بوده و فرصت نقد و بررسی و انتخاب داشته باشند. قائل بودن به این حق در بعضی امور و غفلت نمودن از آن در امور دیگر، تعارضی است که شایستهٔ یک کاندیدای موجه و مورد اعتماد مردم نیست.

مدیر مسئول

چهاردهمین نمایشگاه در شرایطی متفاوت

چهاردهمین نمایشگاه بین‌المللی نفت و گاز و پتروشیمی طبق روال همه ساله در روزهای دوم تا پنجم اردیبهشت ماه در محل دائمی نمایشگاه‌های تهران برگزار خواهد شد. تجربه سیزده نمایشگاه گذشته تجربه‌ای روبه تکامل بوده است.

این نمایشگاه برای همهٔ شرکت‌های حاضر در آن فرصتی است تا امکانات و توانایی‌های یکدیگر را بشناسند و از آخرین دستاوردهای تجربی یکدیگر مطلع گردند و برای شرکت‌های خارجی فرصتی است تا مناسب‌ترین همکار ایرانی را برای خود بیابند.

اما نمایشگاه امسال در فضایی نسبتاً متفاوت برگزار می‌شود. یک بحران عظیم اقتصادی و یک رکود گسترده، اغلب مناطق جهان را فراگرفته است. بسیاری از شرکت‌ها و خصوصاً شرکت‌های تولیدی در آستانه ورشکستگی قرار گرفته‌اند و ممکن است حتی قادر به تأمین هزینه‌های حضور در یک نمایشگاه نباشند. اما بسیاری از شرکت‌ها نیز در چنین شرایطی به شدت و با جدّیت به دنبال بازارهای جدید هستند و ممکن است حضور در چنین نمایشگاهی را مغتنم بدانند. تجربه نشان داده‌است که وقتی شرکت‌ها در تنگنا و مضیقه قرار می‌گیرند، ادامهٔ حیات برایشان از اهمیّت کلیدی برخوردار می‌گردد و لذا ممکن است توجّه بسیار کم‌تری به تحریم‌های بین‌المللی علیه ایران بنمایند و البتّه دولت‌های تحریم‌کننده نیز توجیه کم‌تری برای اعمال فشار بر شرکت‌ها خواهند داشت. شرایط بین‌المللی ایران نیز امسال قدری مساعدتر شده است و این نیز ممکن است بازتاب خود را بر روی نمایشگاه انعکاس دهد.

در گذشته اغلب پروژه‌های بزرگ نفتی و گازی، به صورت یکجا به شرکت‌های بزرگ خارجی که بعنوان پیمانکار کل، عمل می‌کنند، واگذار می‌شد. شرکت‌های مذکور عمدتاً تنها تأمین تأمین مالی و مدیریت پروژه‌ها را برعهده می‌گیرند و در انجام کار از ده‌ها شرکت کوچک‌تر تولیدکننده تجهیزات و خدمات استفاده می‌کنند. اما اینک چندین شرکت پیمانکاری کل در کشور شکل گرفته است. در گذشته شرکت‌های بزرگ نفتی واسطه‌ای بودند که مانع رودررویی مستقیم شرکت‌های کوچک‌تر تولیدی و خدماتی نفتی خارجی با شرکت‌های ایرانی می‌شدند، اما نمایشگاه سالانه نفت و گاز و پتروشیمی، فرصت این ارتباط رودرو و مستقیم را فراهم آورده است.

نمایشگاه با توجه به وسعت و گستردگی آن، در کنار کاربردهای دیگری که دارد، فرصت مغتنمی برای آشنایی طبقات مختلف مردم و خصوصاً دانشجویان و دانشگاهیان و اهالی رسانه با صنعت نفت و آنچه در آن می‌گذرد نیز هست و می‌تواند جنبه آموزشی نیز داشته باشد.

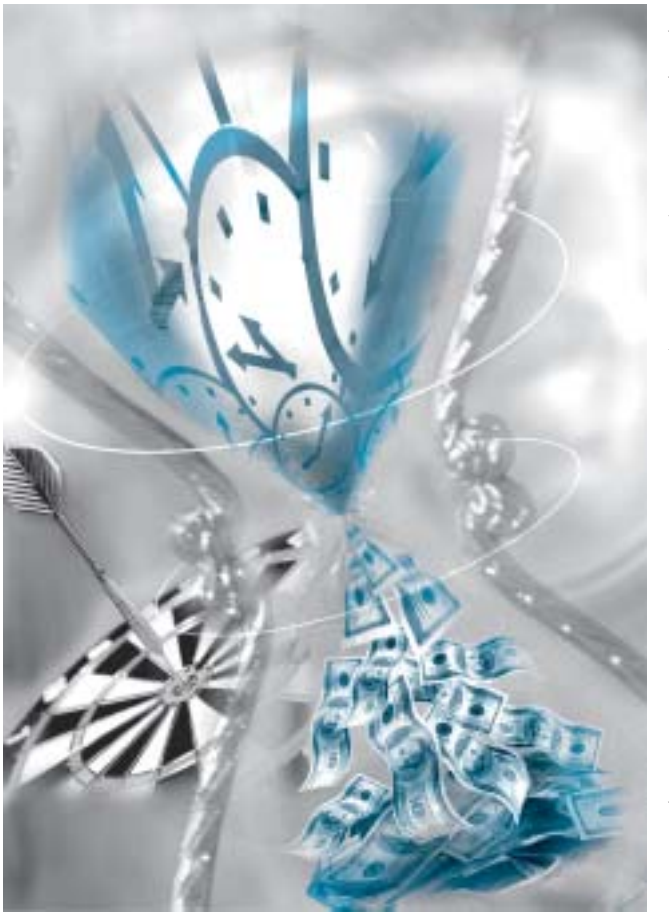
در چند روز برگزاری نمایشگاه، مدیران شرکت‌های مختلف نیز از پوسته و لاک تخصّصی خود خارج می‌شوند و فرصتی می‌یابند که نگاهی کلان‌تر به صنایع نفت بیاندازند که این جامع‌نگری نیز می‌تواند آثار مثبتی در کسب و کار ایشان داشته باشد. امید است که امسال شاهد برگزاری هرچه پرشکوه‌تر آن باشیم.

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

پیچ تند برنامهٔ پنجم توسعه در صنعت نفت و دولت شتابزده !!

سلمان بشیری

سال ۱۳۸۷ در حالی سپری شد که صنعت نفت کشور با چالش‌های عدیده‌ای مواجه بود که برخی از مهم‌ترین آن‌ها متأثر از سیاست‌های کلی دولت طی سال‌های اخیر بوده است. طی ۴ سال اخیر، عدم ثبات مدیریتی و تعدّد مراکز تصمیم گیری و نظارتی در وزارت نفت به تزلزل در برنامه ریزی ها، کاهش مخاطره‌پذیری مدیران و ایجاد ضعف در اتخاذ تصمیم گیری های بزرگ که لازمهٔ این صنعت عظیم می باشد، منجر شده است. این در حالی است که با توجه به تحریم‌های بین المللی که بویژه در طی همین مدّت شدّت گرفته، با محدودیت گسترده‌ای در دسترسی به منابع مالی، انسانی و فنّی سایر کشورها و شرکت‌های دارنده این منابع در جهان مواجه بوده‌ایم و ثبات مدیریتی و استفاده از مدیران باتجربه و شجاع حداقل ضرورت مواجهه منطقی و اصولی برای کاهش اثرات این تحریم‌ها بر صنعت نفت کشور می باشد.



دامن زدن به رشد شدّت مصرف انرژی در کشور با در پیش گرفتن سیاست های غیرمنسجم و لجام‌گسیخته، آینده‌ای نه چندان مطلوب را در بعد تقاضای داخلی به تصویر می کشد. غیر منطقی بودن قیمت حامل های انرژی و عدم طراحی یک برنامهٔ بلندمدت و حساب‌شده، برای بکارگیری توأمان سیاست های قیمتی و غیرقیمتی، نامطلوب‌بودن وضعیت الگوی مصرف انرژی را در کشور تشدید کرده است.

علاوه بر این، متأسفانه در حالی که فقدان ستاد متمرکز و کارآمد حاکمیتی در بخش انرژی موجب عدم بهینگی درعرضه و تقاضا و عدم تنوع در سبد انرژی و وابستگی بیش از حد کشور به نفت و گاز شده است، در این شرایط به ناگهان با حذف عملی شورای عالی انرژی توسط دولت مواجه می شویم. هرچند عملکرد این شورا با آنچه که انتظار می رفت، فاصله زیادی داشت اما حمایت و تقویت بیش از پیش این شورا جای خود را به انحلال آن عملی داد. لذا در آینده تصوری به غیر از آشفتگی در سیاست‌های در پیش گرفته شده توسط بخش های مختلف مرتبط با انرژی و همچنین سرمایه گذاری های مضاعف در خطوط انتقال، شبکه و انشعاب حامل های مختلف که در سال های گذشته تداوم داشته است را نمی توان داشت. حداقل کارکرد این شورا می توانست کاهش برخی از نابسامانی های ناشی از عدم مدیریت متمرکز این حوزه از همگرایی و منسجم نمودن کلیه بخش های مرتبط با بخش انرژی باشد.

از سوی دیگر اعمال تحریم های بین المللی، موجب محدودیت در فروش مطمئن نفت خام، عدم همکاری در اجرای پروژه های عملیاتی، ایجاد محدودیت های مالی از طریق بانک ها و مؤسسات مالی خارجی در رابطه با تأمین مالی پروژه ها (خصوصاً فاینانس) و

مشکلات مربوط به تأخیر در تأمین قطعات و تجهیزات مورد نیاز گردیده و در طی سال‌های گذشته این موارد در افزایش زمان و هزینه اجرای طرح‌های صنعت نفت بسیار تأثیرگذار بوده است. البته مدیران وزارت نفت سعی در انکار این واقعیت دارند و ادعا می‌شود که جذب سرمایه‌گذاری خارجی در حوزه صنعت نفت طی این سال‌ها بسیار موفق عمل بوده و آمارهایی اعلام می‌شود که در نتیجه اجرای قراردادهای منعقد شده در دولت قبلی است و نه دولت فعلی. اگر دولت در ادعای خود مبنی بر موفقیت در جذب سرمایه‌گذاری خارجی طی این سال‌ها اصرار می‌ورزد، مقتضی است میزان اعتبار و تعداد قراردادهای منعقد شده در طی دولت نهم را در این صنعت اعلام نمایند. آنگاه روشن خواهد شد که این رقم حتی کم‌تر از ۵ میلیارد دلار در طی ۴ سال گذشته بوده است.

در این شرایط چاره‌ای بجز اتکاء بیش از پیش به منابع داخلی برای پیشبرد اهداف صنعت نفت جهت جوابگویی به رشد شتابان تقاضای داخلی و حضور مؤثر در بازارهای جهانی نیست. اما در کمال تعجب، دولت نه تنها افزایشی را در بودجه‌های وزارت نفت اعمال ننمود، بلکه با اتخاذ تصمیماتی سعی در محدود کردن بودجه آن نمود. به طور نمونه، دولت سهم درآمد شرکت ملی نفت ایران از ارزش تولید نفت خام را از ۷/۳ درصد به ۶ درصد از سال ۱۳۸۴ کاهش داد و یا بواسطه عدم تعامل سازنده و مؤثر دولت و مجلس، از میزان کل سرمایه‌گذاری در نظر گرفته شده برای شرکت ملی نفت که در لایحه بودجه سال ۱۳۸۸ معادل چهار میلیارد دلار پیش‌بینی شده بود، یک میلیارد و ۱۸۰ میلیون دلار کاست و همچنین حدود یک میلیارد و ۳۴۷ میلیون دلار از درآمد شرکت ملی گاز نیز کاسته شد، به طوری که پس از این کاهش، مدیران شرکت ملی گاز مطرح می‌کنند که با توجه به بودجه در نظر گرفته شده، این شرکت توانایی پوشش هزینه‌های جاری خود را نخواهد داشت، چه برسد به اجرای طرح‌های برنامه‌ریزی شده و در دست انجام. این در حالی است که همزمان با اعمال و تشدید در تحریم‌های بین‌المللی و محدودیت در دسترسی به منابع مالی داخلی، تکالیف مالی گسترده‌ای توسط دولت در سفرهای استانی و اجرای پروژه‌های عمرانی دیگر، برای صنعت نفت کشور در نظر گرفته شده است.

علاوه بر موارد فوق که هر یک به تنهایی می‌توانند فعالیت یک صنعت را با اخلال مواجه نمایند، اصرار بر اجرای قانون نظام هماهنگ پرداخت در صنعت نفت نیز ذهن مدیران صنعت نفت را درگیر خود کرده است. شرکت ملی نفت یک بنگاه اقتصادی-تجاری است و یک بنگاه اقتصادی را نمی‌توان براساس سیاست‌های بخش عمومی و قوانین دیوانی و اداری، مدیریت نمود. در شرایطی که سایر رقبا و کشورهای منطقه خود را با ویژگی‌ها و ساختارهای یک بنگاه اقتصادی متناسب با شرایط روز جهان هماهنگ می‌سازند، صنعت نفت کشور در آستانهٔ برداشتن یک گام به عقب می‌باشد.

همچنین اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی بویژه در بخش پایین‌دستی صنعت نفت محدودیت‌هایی اساسی را ایجاد کرده است، چرا که حداکثر سهم دولت در سرمایه‌گذاری‌های جدید، ۲۰ درصد در نظر گرفته شده و این بدین معنی است که طرح‌های عظیم پالایشی و پتروشیمی کشور بدلیل نبود بخش خصوصی توانمند و با بنیهٔ قوی مالی در آستانهٔ تعطیلی و رکود به سر می‌برند. به‌عنوان نمونه تنها در یک مورد از اقلام سرمایه‌گذاری موردنیاز بخش پالایش نفت‌خام، برای ساخت پالایشگاه‌های موردنیاز کشور در طی برنامهٔ پنجم توسعه (۹۳-۱۳۸۹) به حداقل ۱۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز است که از این مقدار، ۸ میلیارد دلار را می‌بایست بخش خصوصی تأمین نماید. این میزان سرمایه‌گذاری با در نظرگرفتن بضاعت محدود مالی بخش خصوصی و همچنین به روز نبودن روش‌ها و سیاست‌های سیستم بانکی و وجود محدودیت سرمایه بانک‌های دولتی در رابطه با اعطای تسهیلات، از حد توان بخش خصوصی خارج است.

پر بیراه نیست که علاقمندان به رشد و توسعه صنعت نفت با مشاهدهٔ چالش‌های فوق و موارد متعددی از معضلات ریز و درشت در بخش‌های دیگر (اعم از بالادستی، پایین دستی و غیره)، در صورت ادامهٔ روند موجود افق روشنی در پیش روی صنعت نفت کشور مشاهده نکنند. و این همه در حالی است که صنعت نفت در آستانهٔ وارد شدن به برنامهٔ پنجم توسعه کشور می‌باشد.

اجرای موفق برنامهٔ پنجم توسعه از این حیث که بالاترین سرمایه‌گذاری برای تحقق اهداف صنعت نفت در افق چشم‌انداز در این برنامه پیش‌بینی شده، برای صنعت نفت کشور بسیار مهم است. (حدود ۱۵۰ میلیارد دلار برای بخش نفت، گاز و پالایش) علاوه بر سرمایه‌گذاری‌ها و طرح‌های متعدد توسعه و تولید که قرار است منجر به دو برابر شدن تولید گاز کشور و افزایش ۱ میلیون بشکه‌ای در ظرفیت تولید و پالایش نفت خام در طول این برنامه شود، سرمایه گذاری‌های فراوانی نیز صورت خواهد پذیرفت که نتیجه آن‌ها قرار است در سال‌های برنامه ششم مشاهده گردد.

عدم مدیریت توانمند و منسجم چالش‌های پیش روی صنعت نفت در بخش‌های مختلف طی این برنامه، نه تنها موجب ناکامی در دست‌یابی به اهداف برنامهٔ پنجم خواهد شد، که منجر به عدم تحقق اهداف برنامه‌ریزی شده برای برنامه‌های بعدی توسعه نیز خواهد گردید.

رهبری صنعت نفت یا کارگزاری برای جهان صنعتی

بهروز بیک علیزاده
تحلیلگر ارشد بازار نفت- وزارت نفت

چهارمین همایش اوپک در روزهای هجدهم و نوزدهم مارس ۲۰۰۹ در وین برگزار شد. سخنان وزیر نفت عربستان سعودی در جریان این اجلاس حاوی نکات قابل توجهی بود که دراین نوشتار مورد بررسی قرار می گیرد.

وزیر نفت عربستان با اشاره به چند نمونه از کشورهایی که چند دهه طول کشیده است تا صنعت نفت درآن ها به صورت تجاری به فعالیت بپردازد نتیجه گرفت که صنعت نفت دارای ماهیّت زمان‌بری می باشد و توسعهٔ آن مستلزم برنامه‌ریزی هایی است که افق چند ساله را در برگیرد و از پشتوانهٔ مالی بالایی نیز برخوردار باشد. وی گفت که تا سال ۲۰۳۰ مصرف انرژی جهان پنجاه درصد افزایش خواهد یافت و در این میان سوخت های فسیلی ۸۰درصد از تقاضای انرژی را تأمین خواهند کرد و نفت نیز بیشترین سهم را خواهد داشت. وی در سخنرانی خود به این نکته نیز اشاره داشت که به رغم کاهش ۱۰۰ دلاری قیمت های نفت ناشی از بحران اقتصادی و کاهش تقاضا هنوز هم تلاش برای استفاده از سوخت های جایگزین و تلاش برای استقلال از نفت فروکش نکرده و این مسأله چشم‌اندازهای آیندهٔ تقاضا برای نفت را با ابهام روبرو کرده است و در چنین جوّ عدم اطمینانی که برای تقاضا وجود دارد انگیزه های بلندمدت برای توسعهٔ صنعت نفت تحت تأثیر قرار می گیرد. ناسازگاری ها و ناشناخته ها با آیندهٔ سرمایه گذاری همخوانی ندارد، زیرا صنایعی که شدت سرمایه گذاری در آن ها بالا است به بازگشت مالی بالایی نیاز دارند و نیازمند قیمت های باثبات می باشند و باید آیندهٔ تقاضا برای آن ها روشن باشد.

وی گفت: امروز قدرت رهبری عربستان در تولید ۸میلیون بشکه در روز این کشور منعکس است و علاوه بر آن این رهبری را می توان در حفظ ظرفیت مازاد تولید به میزان ۱/۵ الی ۲ میلیون بشکه در روز نیز مشاهده کرد که در زمان کمبود ناگهانی عرضه و یا افزایش شدید تقاضا به تثبیت بازار بین المللی نفت کمک می کند. ظرفیت تولید نفت عربستان با اجرای پروژه هایی به ارزش ۷۰ میلیارد دلار تا اواسط سال جاری به ۱۲/۵ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. وی درپایان سخنرانی خود به نکته بسیار مهمی اشاره کرد و گفت به رغم اوضاع جاری اقتصاد و سایر چالش هایی که بخش انرژی با آن روبه‌رو شده است، عربستان سعودی برنامهٔ بلندمدت خود برای افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز و برنامه های مرتبط با آن برای افزایش عرضهٔ جهانی را ادامه خواهد داد و همچنان متعّهد است که رهبری اکتشاف و تولید را ادامه دهد.

سخنان وزیر نفت عربستان بسیار بحث‌برانگیز است. این سخنان در زمانی ایراد می گردد که قیمت های نفت با کاهش ۱۰۰ دلاری، تا سطح ۴۰ دلار در بشکه تنزل کرده است و پیش بینی ها نیز از تداوم قیمت های پایین حکایت می کند. سؤال اساسی این است که کدام انگیزه عربستان را واداشته است در زمانی که قیمت های نفت به‌شدت

سقوط کرده‌اند همچنان برای افزایش ظرفیت تولید تلاش کند. آن هم در حالی که وزیر نفت این کشور به صراحت اذعان می‌دارد که اوضاع فعلی از روند بلندمدت سرمایه‌گذاری حمایت نمی‌کند؟ در پاسخ به این سؤال فرضیه‌های مختلفی قابل طرح است:

۱- محاسبات اقتصادی و به ویژه قیمت، در برنامه‌ریزی‌های نفتی عربستان تعیین‌کننده اصلی نمی‌باشد بلکه اهداف استراتژیک عربستان، نقش اساسی را در شکل‌گیری این برنامه‌ها برعهده دارند. به عبارت دیگر اگر قیمت‌های نفت در سرمایه‌گذاری‌های نفتی عربستان تأثیر اساسی داشت، در شرایط حاضر که قیمت‌ها دچار کاهش شدید شده است، می‌بایست تأثیر این کاهش در این برنامه‌ها مشاهده می‌شد، اما عربستان اعلام کرده است که همچنان برنامه‌های افزایش ظرفیت را دنبال می‌کند.

۲- عربستان در یک پیمان نانوشته با جهان صنعتی، متعهد شده است تا آنجا که می‌تواند برای تأمین امنیت عرضهٔ نفت تلاش کند. ایجاد ظرفیت مازاد تولید نفت حتی در زمانی که پیش‌بینی می‌شود که تأثیرات بحران اقتصادی فعلی در آینده قابل پیش‌بینی نیز ادامه خواهد داشت، به اثبات این فرضیه کمک می‌کند. ابراهیم اَلمحنّا مشاور وزیر نفت عربستان در روز دوّم آوریل سال جاری اعلام کرد که انتظار می‌رود کاهش تقاضا درکشورهای صنعتی حتّی بعد از برطرف شدن بحران اقتصادی ادامه یابد. این به آن معناست که عربستان به خوبی می‌داند که تقاضا در آیندهٔ نزدیک و میان‌مدت همچنان دچار ضعف خواهد بود. امّا باوجود این و درحالی که می‌داند ظرفیت مازادی که ایجاد خواهد کرد بدون مشتری خواهد بود تلاش خود را برای افزایش ظرفیت ادامه می‌دهد.

۳- در شرایط فعلی که اقتصاد جهانی به بدترین بحران خود پس از جنگ جهانی دوم دچار شده است، به نظر می‌رسد عربستان متعهّد شده است که اجازه ندهد قیمت‌های نفت به سطوح قبلی خود باز گردد. حضور عربستان در اجلاس گروه بیست که در روز دوم آوریل در لندن برگزار شد بدون تردید به نقش این کشور در تأمین نفت ارزان برای جهان صنعتی بازمی‌گردد. در آخرین اجلاس اوپک که در پانزدهم مارس ۲۰۰۹ برگزار شد نیز عربستان مخالفت خود با کاهش مجدّد تولید را به اجلاس وزیران کشاند و اوپک این اجلاس را بدون تغییر دادن سقف تولید خود به پایان رساند. یعنی عربستان می‌داند که با ایجاد ظرفیت مازاد انبوه، سقفی برای قیمت‌های نفت به وجود خواهد آمد که اجازه نخواهد داد قیمت‌ها از آن سقف فراتر رود.

۴- عربستان به خوبی می‌داند هرچقدر بتواند سهم بیشتری از عرضهٔ جهانی نفت را در اختیار بگیرد، می‌تواند نقش مهم‌تری در صحنه بین‌المللی داشته باشد. در واقع عربستان از منابع طبیعی خود و مزیّت نسبی که در این زمینه دارد در جهت تثبیت جایگاه بین‌المللی خود استفاده می‌کند. پیامی که وزیر نفت عربستان در زوایای پنهان سخنان خود برای جهان صنعتی دارد این است که این کشور عضو مفیدی برای جامعه بین‌الملل است و می‌تواند در بازی‌های بین‌المللی دارای جایگاه باشد. بنابراین نقش این کشور در معادلات جهانی بدون رقیب و غیرقابل حذف است.

۵- وجود ظرفیت مازاد تولید نفت در چرخهٔ عرضه به این معنی است که هر گونه وقفه در تولید به راحتی قابل جبران خواهد بود. در حقیقت در سال‌های اخیر هراس از کمبود عرضهٔ نفت به دلیل پایین بودن ظرفیت مازاد تولید مهم‌ترین عاملی بود که باعث شد آمریکا درگیری‌های نظامی خود در خاورمیانه را به یکی از کشورهای نفت‌خیز منطقه یعنی عراق محدود کند. بنابراین افزایش بی‌رویه ظرفیت تولید نفت، آسیب‌پذیری منطقه را بیشتر خواهد کرد و تهدیدی برای امنیت منطقه خواهد بود و به عنوان چراغ سبزی خواهد بود که نشان می‌دهد مداخلهٔ نظامی درسایر کشورها باعث وقفهٔ جدی در عرضهٔ نفت خام نخواهد شد.

۶- براساس تحلیل‌هایی که ارائه گردید مفهوم نقش رهبری عربستان در صنعت نفت می‌بایست دوباره تعریف گردد. به نظر می‌رسد رهبری عربستان در جهان نفت مفهومی را در بر می‌گیرد که به مسائل اقتصادی کم‌ترین ارتباط را دارد. در این رهبری علایم غیراقتصادی ارسال می‌گردد. واکنش به قیمت‌ها غیراقتصادی می‌باشد. منافع بنگاهی لحاظ نمی‌گردد. و تصمیمات در چارچوب‌های سیاسی اتخاذ می‌شود. به عبارت دیگر می‌توان رفتار عربستان را بیش از رهبری صنعت جهانی نفت به کارگزاری برای جهان صنعتی نزدیک‌تر دانست.

۷- در قیمت‌های فعلی نفت (کم‌تر از ۵۰ دلار) نه تنها اغلب سرمایه‌گذاری‌ها در بخش انرژی غیراقتصادی شده است بلکه مطالعه‌ای که چندی پیش توسط مرکز مطالعات انرژی کمبریج (CERA) انجام شده است نشان می‌دهد که در این قیمت‌ها انجام سرمایه‌گذاری‌های نفتی نیز تنها در بعضی از میادین نفتی چین و در میادین نفتی کشور لیبی و عمدتاً در بخش بالادستی نفت کشور عربستان و بعضی دیگر کشورهای نفتی منطقه خلیج‌فارس، کماکان اقتصادی است. با این وصف جهان صنعتی نگران آیندهٔ تأمین انرژی پس از رفع بحران از اقتصاد جهان است و بنابراین احتمالاً عربستان تحت فشار کشورهای صنعتی برای سرمایه‌گذاری‌های بیشتر بر روی میادین نفتی خود قرار دارد و اظهارات آقای النعیمی می‌تواند واکنشی به این فشارها باشد.

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

وزیر نفت دقیق تر صحبت کند و برای رقیب ایجاد حق نکند!

وزیر نفت در مصاحبهٔ مورخ ۲۳ فروردین خود می گوید: «مقایسه میزان برداشت ایران از ذخایر پارس جنوبی با قطر حاکی از آن است که ایران با داشتن سهم یک سومی از این میدان و قطر با داشتن سهم دو سومی از آن، برداشت مساوی از این مخزن گازی دارند و در برداشت گاز نسبت به این کشور عقب نیستیم»

وی همچنین در بخش دیگری از اظهارات خود گفت: «هم اکنون در پارس جنوبی ۱۰ فاز پالایشگاهی افتتاح شده که از این تعداد ۸ فاز آن به تولید رسیده...»

در رابطه با این اظهارات چند نکته مهم قابل توجه است:

۱-اگر آقای وزیر به ضمیمه هفته‌نامه مشعل شماره ۴۳۸ مورخ ۸۷/۷/۲۳ که همزمان با مصاحبه ایشان منتشر گردیده است نیز مراجعه کنند. همانگونه که مدیر فازهای ۶ تا ۸ پارس جنوبی نیز توضیح داده است، اولاً در فازهای مذکور پالایشگاهی در کار نیست چراکه گاز این فازها برای تزریق در میدان نفتی آغاجاری که نفت آن دارای ترکیبات گوگردی است پیش بینی شده بود و لذا پالایشگاه شیرین سازی یا تصفیهٔ ترکیبات گوگردی در این فاز پیش بینی نشده بود. از سوئی در فازهای ۹و۱۰ چاه ها و تأسیسات تولیدی گاز آماده نگردیده ولی پالایشگاه های تصفیه گوگرد و ترکیبات گوگردی آماده گردیده است و از آنجا که خطوط انتقال گاز و تأسیسات برای تزریق به میدان آغاجاری آماده نیست فعلاً در حد دو فاز از گاز فازهای مذکور به پالایشگاه فازهای ۹و۱۰ می رود و همان طور که مدیر مذکور گفته است در حد دو فاز از گاز سه فاز ۶ تا۸ بهره‌برداری می شود. پس اولاً ده پالایشگاه درکار نیست و ثانیاً ۸ فاز به تولید نرسیده است بلکه حداکثر ۷ فاز به تولید رسیده است.

۲-آقای وزیر اشاره می کنند که میزان تولید ایران و قطر یکسان است، در صورتی که در حال حاضر مجموع تولید ۷ فازی که مذکور افتاد کم تر از ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز است و به فرض این که تا پایان سال جاری میلادی کل گاز فازهای ۶ تا ۱۰ به تولید کامل برسد (که بسیار بعید به نظر می رسد) کل تولید ایران به حدود ۲۷۵ میلیون مترمکعب در روز خواهد رسید. این درحالی است که میزان تولید روزانهٔ قطر در پایان سال ۲۰۰۸ حدود ۳۱۰ میلیون متر مکعب در روز بوده و بر اساس برنامه های اعلام شده این کشور تا پایان سال ۲۰۰۹ میلادی به حدود ۴۵۵ میلیون‌متر مکعب خواهد رسید که در این صورت بیش از یک‌ونیم برابر ایران خواهد بود. ضمن این که مجموع تولید تجمعی قطر که بهره‌برداری از میدان مشترک را از ۱۹۹۱ (حدود ده سال زودتر از ایران) آغاز نموده است بیش از دوبرابر ایران است (به گزارش شماره ۱۱۰ نشریه اقتصاد انرژی مراجعه شود).

۳- اما مهم‌ترین نکته این است که وزیر محترم ظاهراً برای مصرف داخلی و توجیه عقب افتادگی ایران، اعلام می کنند سهم ایران از حوزه مشترک یک سوم است و این حرف که مبنای چندان صحیحی هم ندارد می تواند در سطح بین‌المللی حق برای رقیب ایجاد کند. حوزه مشترک پارس جنوبی دارای لایه های مختلف گازی است که وضعیت جغرافیائی هر لایه متفاوت است و مهم‌تر این که به فرض قرارداشتن دوسوم از حجم میدان در آب های قطر (که بر اساس مطالعات جامع اکتشافی و شناخت همه لایه‌ها باید روشن شود) نیز هیچ حقی خاصی برای بهره‌برداری بیشتر قطر از این میدان ایجاد نمی شود. در مورد میزان برداشت از میادین مشترک هیدروکربوری در حال حاضر قاعدهٔ خاص بین‌المللی وجود ندارد و سرعت برداشت هر طرف تعیین‌کننده است.

البته بسیاری از مشکلات و عوامل تأخیر در توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی به ضعف و نقص در برنامه‌ریزی ها و سیاست گذاری هائی که از ابتدای توسعه این میدان وجود داشته است مربوط می شود اما متأسفانه در دولت نهم سرعت توسعه میدان کم‌تر شده است. بهتر است در مورد تأخیرها و دلایل آن صادقانه همه مشکلات بررسی شود و منافع ملی بر هر چیز دیگری مقدم داشته شود.

مدیر مسئول

میزگرد سیاست های ایران در حوزهٔ
صادرات گاز

دستیابی به اتفاق نظر در خصوص اولویت بندی استفاده از گاز طبیعی در داخل یا صادرات آن به بازارهای خارجی، همواره یکی از مباحثی بوده که مدنظر کارشناسان و مدیران حوزه انرژی قرار داشته و طی چند سال اخیر با منفی شدن تراز گاز کشور و قوت گرفتن مذاکرات صادراتی گاز به شرق و غرب، تشدید نظرات در قبول یا رد صادرات گاز به بازارهای جهانی و ورود بیش از پیش کشور به این بازار قوت بیشتری به خود گرفته است. براین اساس میزگردی را با عنوان «سیاست های ایران در حوزه صادرات گاز» با حضور آقایان غنیمی فرد -معاون سرمایه گذاری شرکت ملی نفت ایران-، جوادی -مدیرعامل شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت-اویک -، جوان- کارشناس ارشد شرکت ملی صادرات گاز ایران-، جراحی -مدیرعامل اسبق شرکت ملی گاز ایران و عضو هیأت مدیره انجمن اقتصاد انرژی- و حسن تاش -مدیر مسئول نشریه و مشاور ارشد مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی- تشکیل دادیم تا به بررسی بیشتر این امر بپردازیم.

تنظیم کننده: سید حسین پورمسجدی

در ابتدای جلسه آقای **حسن تاش** به طرح سؤالا تی در خصوص صادرات گاز پرداخت و گفت: اولین سؤال در خصوص صادرات گاز آن است که با بحث هایی که در کشور از چندین سال گذشته مطرح است، آیا اصولاً گازی برای صادرات وجود دارد یا خیر؟ چرا که برخی از مطالعات نشان می دهد که تراز گاز کشور منفی است و هرچند که ما در زیرزمین منابع گازی به مقدار کافی داریم، اما با توجه به محدودیت های موجود در سرمایه گذاری و دیگر مسایل، سرعت رشد تقاضا و مصرف داخلی از سرعت به فعلیت در آوردن ذخایر زیرزمینی در چند سال گذشته عملاً بیشتر بوده و اگر چنین امری ادامه یابد، مشکل شدیدتر خواهد شد. از سویی دیگر ما با مناطق مختلف جهان در حال ایجاد تعهداتی هستیم که در برخی از موارد این تعهدات نیز رنگ و لعاب سیاسی پیدا کرده و عدول کردن از آن ها ممکن

است در آینده برای کشور مشکل ایجاد نماید. سؤال دیگر آن است که اگر ما گاز اضافی داریم و با توجه به این که بحث تزریق گاز به مخازن نفتی چندین سال است که از برنامه عقب است، در بین گزینه های تزریق گاز به مخازن نفتی، جایگزینی گاز با فرآورده های نفتی و یا استفاده از گاز در پتروشیمی و یا صادرات، کدام یک از اولویت برخوردار است.

جراحی: به نظر من با توجه به این که قرن ۲۱ قرن گاز است و نظر به این که تجارت گاز طبیعی نیز رونق خواهد گرفت، یکی از زوایای ورود به بحث می تواند نحوهٔ ورود به بازار گاز طبیعی باشد، فارغ از هرگونه اتفاقی که در کشور روی می دهد و این که

تراز گاز منفی و یا مثبت بوده و خواهد بود. چون الگوهای جهان از نفت به سمت گاز طبیعی در حال تغییر است. ما نمی توانیم از این بازار غفلت کنیم و حتماً باید در این بازار حضور داشته باشیم، اما این که براساس این ضرورت چه سازوکاری باید در داخل مورد توجه قرارگیرد، می تواند محل بحث باشد. چرا که مسئلهٔ اول یک مسأله تاریخی است که تراز گاز منفی است و با رشد فعلی مصرف گاز طبیعی در آینده نیز منفی تر خواهد شد و بحث دیگر نیز تزریق گاز به مخازن نفتی است که اگر بخواهیم به بحث های این دو حوزه محدود شویم، اصلاً نمی توان از این محل عبور کرد. چرا که بحث های مختلفی در این حوزه ها مطرح می شود. که عملاً بحث حضور در بازارهای جهانی را منتفی می کنند. پس باید برای این ها راه کار پیدا کرد و با فرض آزاد کردن گاز به بحث بازار جهانی بپردازیم.

جوان: معضل تراز عرضه و تقاضای گاز امری است که از قبل وجود داشته و به دلیل عدم کنترل مصرف در بخش های مختلف و به خصوص بخش خانگی و شبکه گذاری های متعدد در کشور است . اما بحثی که در خصوص بازار گاز وجود دارد، بحث زمان ورود به بازار است و آیا حتی اگر ما تراز گاز مثبت نیز داشته باشیم زمان ورود ما به بازار مناسب است یا نه؟ چرا که خود

می دانیم که حتی اگر تراز گاز ما مثبت باشد هر زمان نمی توانیم به بازار وارد شویم و مدیریت زمان در وارد شدن به بازار بسیار مهم است. به هر حال برخی از موقعیت های زمانی را ما در برخی از پروژه ها از دست داده ایم که دلایل مختلفی نیز می تواند داشته باشد. یکی از این دلایل بحث تحریم ها و یا مشکلات تأمین مالی پروژه ها و به خصوص پروژه های گازی است که جزء پروژه های بزرگ شناخته می شوند. از طرفی مثلاً از سال ۲۰۱۰ رقمی نزدیک به ۴۴ میلیون تن LNG توسط قطری ها در حال ورود به بازار است و تا ۲۰۲۰ تخمین زده شده که نزدیک به ۴۰۰ میلیون تن LNG به بازار جهانی وارد می شود و عرضهٔ زیاد ممکن است چندان مناسب نباشد چون باعث عدم توازن بین عرضه و تقاضا خواهد شد. زمان هایی وجود دارد که ورود ما به بازار مناسب تر است که برخی آن را ۲۰۱۳-۲۰۱۲ پیش بینی می کنند و با توجه به طولانی بودن زمان ساخت پروژه ها، تعیین زمان مناسب جهت ورود به بازار می تواند مؤثر باشد.

حسن تاش: آیا این موقعیت زمانی و این فرصت از دست رفته است یا هنوز نرسیده است؟

جوان: برخی از این موقعیت ها و فرصت ها از دست رفته است. وقتی که طرح جامع ۲۵ ساله در سال ۱۳۷۹ مطالعه می شد و پروژه های گازی معرفی شد، قرار بود تا پروژه های صادراتی گازی در سال ۲۰۰۶ به تولید برسد. به خاطر دارم که آن زمان هنوز هیچ صحبتی از پروژه های LNG مصر، نروژ و یا روسیه نبود. ولی در چند سال اخیر این پروژه ها راه اندازی شده اند در حالی که پروژه های ما هنوز راه اندازی نشده اند. به نظر من سال ۲۰۰۶ فرصت مناسبی بود که ما از دست دادیم و بسیاری از کشورها از آن استفاده کردند. از طرفی نیز همان تأخیری که ما در پروژه های LNG داشتیم باعث شد که هزینه های EPC تقریباً سه برابر شود و این مسأله در کشورمان و سایر کشورهای جهان باعث کند شدن روند توسعهٔ پروژه های بزرگ نفت و گاز و در برخی از کشورها تعلیق و توقف آن ها شد و این اتفاقی بود که در کل دنیا افتاد و این فرصت از دست رفت.

جراحی: ما برای هر مطالعه فنی- اقتصادی قطعاً از مطالعهٔ بازار شروع می کنیم و اگر بازار جواب دهد، ۶۰ درصد راه را رفته ایم و هر پروژه می تواند ارزیابی فنی- اقتصادی داشته باشد. اما اگر ارزیابی بازار مثبت نباشد آنگاه رویکرد تغییر می کند. نگاه من آن است که بازار جهانی پاسخگو است و ما برای ورود به بازار تأخیر هم داشته ایم و نکته ای را که می خواهم اضافه کنم آن است که اگر بازار، بازار مناسبی است و ما نقاط ضعف داریم، اما یک نکته قوت نیز ما داریم که شاید کم تر به آن توجه شده باشد و آن شبکه ای است که در شرکت گاز وجود دارد و مرتب گسترده تر می شود و در حداکثر ظرفیت، روزانه ۵۶۰ میلیون مترمکعب گاز را جابجا می کند. این در حالی است که متوسط مصرف روزانه کشور، ۳۶۰ میلیون مترمکعب است و در واقع در ۱۰ ماه سال نزدیک به ۲۰۰ میلیون مترمکعب اضافه ظرفیت در شبکه داریم که از آن استفاده نمی شود و تنها در ۲ ماه از سال و در

پیک مصرف از تمام ظرفیت استفاده می شود. بنابراین یک پتانسیل را داریم و برای آن سرمایه گذاری شده و می تواند در ۱۰ ماه از سال صادرات روزانه ۲۰۰ میلیون مترمکعبی را انجام دهد. این یک پتانسیلی است که به اتکا به آن می توان در صورت جوابگو بودن بازار، خیلی سریع حضور خود را در بازار اعلام کنیم. حال اگر ضرورتاً ۲۰۰ میلیون مترمکعب گاز در ۱۰ ماه هم موجود نباشد، می تواند حداقل ۵۰ میلیون مترمکعب در ۱۰ ماه صادرات انجام شود و اگر این امر پذیرفته باشد و یک سایت گازی را تشکیل دهیم که در آن ایران، قطر و ترکمنستان حضور داشته باشند، می توانیم ۲ ماه پیک مصرف کشور را حل کنیم و در کل سال صادرات مطمئن داشته باشیم.

در صورت وجود این موقعیت باید تمام تلاش خود را برای اجرایی شدن این امر انجام دهیم. ضمن این که در بحث پتروشیمی نیز اگر قیمت گاز از ۱/۵ سنت برای هر مترمکعب گاز تحویلی به پتروشیمی تغییر کند، تمام ارزیابی های فنی-اقتصادی پروژه های پتروشیمی تغییر می کند، در حالی که گاز تحویلی به ترکیه هر مترمکعب ۴۱ سنت است که ۲۸ برابر قیمت گاز تحویلی به پتروشیمی است و این مقوله ای بسیار مهم و اساسی است.

جوادی: مقوله گاز در کشور ما از نگاه فنی و اقتصادی با یک حوزه تجاری از دیدگاه جهانی قدری متفاوت است. در این مسیر ما در ابتدای راه نیستیم و مسیر طی شده نیز مسیری هموار شده نیست. صادرات گاز متأثر از مؤلفه های بسیار متفاوتی است که نگاه به بازار تنها یکی از شاخص های آن است، چرا که نگاه به گاز فراتر از نگاه تجاری است. برای خروج از این محدوده باید مؤلفه های مؤثر در صادرات گاز را تعریف کنیم و یک مدل بسازیم و براساس آن مدل با تغییر هر مؤلفه، نتایج را بررسی تا تصمیم های مناسب و به موقع اتخاذ شود. در کشور ما در بحث صادرات گاز، جایگزینی با نفت در تزریق، جایگزینی با فرآورده های نفتی در مصرف داخلی و توسعه صنایع داخلی چون پتروشیمی، فولاد و... وجود دارد، بحث های دیگر مطرح شده در این خصوص، بحث نگرش منطقه ای و فرامنطقه ای و حضور ما در بازارهایی است که می خواهیم از آن ها به عنوان ابزارهای تجاری، فرهنگی، امنیتی و سیاسی استفاده کنیم. مهم ترین بحث مطرح شده در این حوزه نیز بحث تجاری و درآمدزایی از گاز به عنوان یک حامل انرژی است. در کنار این امر ما یک محدودیت جهانی نیز داریم. این محدودیت بخشی در واحد زمان مانند نیاز بازار تغییر می کند و بخشی نیز همچون تحریم ها، محدودیت های سرمایه گذاری و تأمین مالی فعلاً ادامه دارد. حال زمانی که ما به همهٔ مؤلفه هایی که در رسیدن به مقصد نقش دارند وزن دهیم، می توان نتیجهٔ تصمیم گیری را تعیین کرد. مثلا اگر همزیستی با کشورهای منطقه را اولویت قرار دهیم، اولویت بعدی قیمت خواهد بود.

در مشارکت با دیگر کشورها نیز، مطالعات متعددی در وضعیت های گوناگون در شبکه گاز منطقه ای انجام شده که چون مؤلفه ها و اولویت بندی آن ها را به دقت مشخص نگردیده است، نمی توان گفت که کدام مطالعه دقیق تر و کامل تر برای شرایط ما است. در بحث تجاری و این که آیا ارزش پول حاصل از فروش گاز هم اکنون بیشتر بوده یا آن که با انتقال آن به

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

افق آینده ارزش بیشتری خواهد داشت و تبدیل آن به سرمایه‌های صنعتی نیز، همین سؤالات مطرح است. به هر حال سؤالات متعددی مطرح بوده و الگوهای متعددی را نیز دارد. الگوی مصرف و نسبت تولید به ذخیره کشور نیز یکی از مسایلی است که باید به آن پرداخته شود. بنابراین باید دید که ما چگونه می‌توانیم مدلی را بسازیم که به ما به عنوان مجموعهٔ کارشناسی، و مدیریت کشور به عنوان تصمیم گیرندهٔ نهایی، مضررات و فواید هر یک از این الگوها را با پیش فرض‌های مختلف نشان دهد. با آن مدل می‌توانیم مسیر استفادهٔ مناسب‌تر از گاز را مشخص نماییم و براساس آن اولویت‌بندی کنیم.

غنیمی فرد: در جلسه سه سؤال مطرح شد. اولین سؤال آن بود که با تراز گاز منفی که مطرح است، آیا اصلاً ما گازی برای صادرات داریم و برخی از قراردادهای صادرات گاز که اصولاً سیاسی است، آیا مبنای اقتصادی نیز دارد. سؤال دیگر در خصوص تزریق گاز و تفاوت برنامه و عملکرد بود. سؤال آخر نیز در خصوص فرصت‌ها و موقعیت‌های زمانی حضور در بازار بود.

سؤال اول سؤالی است که مکرر پرسیده شده و توسط محققین مختلف به آن پرداخته شده است. اما برای این که به این سؤال پاسخ دهیم، آیا بهتر نیست به این امر پاسخ دهیم که دلایل منفی بودن تراز گاز و این که گازی برای صادرات نداریم، و عواملی که اجازه نداده است تا تراز گاز کشور مثبت شود، چه بوده است؟ البته در این وقت کم نمی‌توان تمام این دلایل را مطرح کرد اما بدون آن که بخواهیم هیچ دوره از نظام را مورد اتهام قرار دهیم، آیا می‌تواند برخی از عوامل یا دلایل منفی شدن تراز گاز در زمان حاضر باشد و در عین حال برخی از این دلایل و موانع را بشناسیم و بدانیم که برخی رفع شده، برخی نیاز به رفع شدن داشته و برخی نیز به فرهنگ ما باز می‌گردد و برای رفع آن به زمان بیشتری نیاز است تا به نتیجه برسیم. وجود یا عدم وجود گاز برای صادرات از یک جنبه به این امر باز می‌گردد که چرا ما نتوانسته‌ایم تولید گاز خود را افزایش دهیم. آیا همه قبول داریم که در مدت ۸ سالهٔ جنگ تحمیلی دفاع از کشور اولویت بیشتری از اکتشاف و توسعهٔ میادین نفتی و گازی داشته

است؟ و با وجودی که ما از لحاظ منابع گازی غنی بوده‌ایم اما به این امر پرداخته نشده است و علّتی که کشور همسایه ما قطر توانسته است در یک بازه زمانی ۱۰ ساله از ما زودتر تولید و توسعه میدان گازی خود را شروع کند، آن بوده که اولویت این کشور در این مدت این امر و نه دفاع از خود در برابر دشمن بوده است؟ البته شاید گفته شود که جنگ تمام شده، اما این بخش نیز جزئی از تاریخ است. برخلاف این که برخی عنوان می‌کنند که ما هیچ استراتژی برای گاز و یا نفت نداریم و همه چیز را آشفته می‌بینند، من اعتقاد دارم که براساس اولویت و برنامه‌ریزی، این بخش‌ها نیز در اولویت‌بندی‌ها دیده شده‌اند، اما این حوزه‌ها تنها بخش اولویت‌دار کشور نبوده‌اند.

نکته دیگر این است که اولویت بازسازی پس از جنگ تحمیلی، بازسازی بخش‌هایی بوده است که در مرحلهٔ اولیه بتوانند برای کشور درآمد ارزی ایجاد کنند و کشور بتواند کمبودها را جبران نماید. شاید گفته شود که ما در برهه‌ای چند ماهه در یکی از سال‌های قبل از انقلاب توانسته‌ایم روزانه ۶ میلیون بشکه نفت تولید کنیم و حالا چرا نمی‌توانیم به این سطح تولید برسیم. اما سؤال آن است که اصلاً قرار بوده که ما به این سطح تولید برسیم؟ فرض بر این بوده که اقتصاد ما اقتصادی باشد که به نفت وابسته نباشد و در اول انقلاب دانسته مسئولین نظام به این مهم رسیده بودند، اما بعد از آن به دلیل جنگ تحمیلی و از دست دادن توان تولید و عدم اجرای قطع‌نامه شورای امنیت سازمان ملل متحد که سازمان‌های پولی بین‌المللی را مکلف نموده بود تا به هر دو طرف جنگ کمک کنند که بتوانند از دوران آشفته بعد از جنگ خارج شوند، اما برعلیه ما در مدت ۸ سال جنگ تحمیلی رفتار کردند و حتی ۱ سنت به ما کمک نشد. اما برای کشور کویت برای دورهٔ کوتاه اشغال توسط صدام، تا زمان سقوط صدام در عراق نزدیک به ۳۰ درصد از درآمد فروش نفت عراق از طرف سازمان ملل برای جبران خسارت آن کشور درمدت چند ماهه -مرداد تا بهمن ماه- اشغال، پرداخته می‌شد که قابل مقایسه با ایران نبود. بنابراین ما مجبور بوده‌ایم که برای کشور تولید درآمد ارزی نماییم. اگر برگردیم و سوابق و آمارها نفتی را در دوران پس از جنگ تحمیلی ببینیم، می‌توان قضاوت کرد که آیا کشور می‌توانست پس از جنگ تحمیلی بازسازی خود را با نبود امکانات و تولید اندک نفت انجام دهد و بتواند بعداً برای خود امکاناتی را ایجاد کند؟ یا بایستی این اولویت را قبول می‌کرد که نفت را که در بازار راحت‌تر به فروش می‌رسید و قیمت بالاتری از گاز نیز داشت و

دسترسی تولید به آن نیز نسبت به گازی که حتی در برخی از بخش ها هنوز اکتشاف آن کامل نشده بوده، بیشتر بود به آن بپردازد.

مورد دوم آن است که پس از جنگ تحمیلی و پس از آن که مقرر شد تا ایران به عنوان یک بازیگر در صحنه انرژی با تمام کشورهایی که حاضر به همکاری با او بودند در نظر گرفتن نفع دو طرفه کار کند، آیا این ایران نبود که حاضر شد تا با آمریکا به عنوان حامی اصلی جنگ عراق علیه ایران، در پروژه های نفتی شروع به فعالیت کند؟ و حتی می توانست این کار ادامه پیدا کند؟ محل اولیهٔ حملهٔ تحریم های آمریکا بر علیه صنعتی بود که توان اقتصادی کشور را می توانست افزایش دهد. محل اصلی تحریم ها و اعلام جنگ اقتصادی بر علیه جمهوری اسلامی ایران علیه صنعت نفت و گاز بوده و در این مدت به صنعت گاز که صنعت جدیدتری از لحاظ تکنولوژی، نیروی انسانی و دانسته های علمی داخلی نسبت به نفت بوده، صدمات بیشتری وارد شده است. تأمین داخلی اگر در برخی از موارد به صورت موردی مؤثر بوده اما باید بپذیریم که این تحریم ها برای طرف های قراردادی ما باعث شده تا اگر به جای این که مراحل انعقاد قرارداد به صورت عادی یک سال به طول می انجامد سالیان طولانی به درازا کشیده شود. می توان پروژه هایی را نام برد که قریب به ۸سال مذاکره شده اما هنوز هم به تولید ملموس گاز نینجامیده است. چرا که چنین تحریم هایی تنها تأمین مالی را به خطر نمی اندازد، بلکه امنیت خیال طرف مقابل را به خطر می اندازد و این امنیت خیال بسیار مهم تر از امنیت تأمین مالی است. تأمین مالی را می توان با گذاشتن وثیقه های مختلف و بالا بردن آن و اصلاح برخی از بندهای قراردادی حل کرد. ولی اگر طرف مقابل احساس کند که به دلیل برخی از تحریم ها وارد جرگه ای از بحث های بین المللی انرژی می شود که می تواند باعث گردد تا در مناطق دیگر شانس فعالیت را از او بگیرد، امنیت خاطر برای حضور نخواهد داشت. خواهیم دید که این مطلب درست به همان نکته اشاره می کند که عرضه داخلی درست در مقابل تقاضای داخلی است. در تأمین عرضه باید شرایطی فراهم می شد که برخی از آن ها خارج از دسترس ما و به عبارتی، بر علیه ما و به صورت دانسته بر ما تحمیل شده بود که ما بایستی آن ها را می پذیرفتیم. این نه معنی توجیه تولید نشدن است، بلکه به معنای دانستن دلایل این امر است و اگر هر یک از این عوامل به هر دلیل و به هر شکل رفع شود، قطعاً ما به پاسخ مثبت خواهیم رسید که می توان تولید نمود و می توان زمانی را شاهد بود که نه تنها تراز گاز کشور متوازن باشد، بلکه صادرات بسیاری نیز داشته باشد.

مورد دیگر آن است که در مدتی که از جنگ تحمیلی گذشته است، ما به صورت ملی در یک تفاهم عمومی، عدم پذیرش در پرداختن به مقوله ای به نام مصرف گاز داشته ایم. مصرف گاز در داخل باید به گونه ای بهینه باشد. به این معنی که تمامی صنایعی که گاز را به عنوان مصرف مستقیم و غیرمستقیم استفاده می کنند، باید بپذیرند که گاز را به عنوان یک ثروت ملّی درست مصرف کنند و آیا قبول می کنیم که این، یک امر فرهنگی است و ما هنوز به این نتیجه نرسیده ایم. آیا این امر می تواند توسط یک دولت، مجلس و یا گروه خاصی حل شود؟ چرا ما هنوز هم فکر نمی کنیم که در مبادی مصرف گاز، میزان هرزروی ما بیشتر از مقدار مصرف داخلی است؟ آیا ما در ساخت و ساز خانگی و تجاری، دولتی و غیر دولتی، در بهینه مصرف کردن گاز فعالیتی

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

را انجام داده‌ایم که بتوانیم به این سؤال پاسخ دهیم که چرا با تراز نامتوازن فعلی می‌خواهیم گاز صادر کنیم؟

در مورد دیگر، اگر تنها درمورد صنعت پتروشیمی صحبت کنیم، آیا در تمامی واحدهای پتروشیمی ما، تمامی اصول اقتصادی ازنقطه نظر اقتصادی در نظر گرفته شده است؟ در ارزیابی یک پروژه، ارزیابی‌های مختلف اقتصادی، سیاسی و اجتماعی داریم که لازم است تا همه آن‌ها را ادغام کنیم و نظر نهایی باید بالاتر از نظر یک اقتصاددان یا اقتصاددانان باشد، چرا که وقتی یک مملکت تصمیم می‌گیرد باید در یک مجموعه صنعت وارد شود ابعادی بجز بعد اقتصادی هم باید در نظر گرفته شود. سؤال برخی این است، زمانی که تعداد زیادی از این پروژه‌ها صرفه اقتصادی ندارند، چرا این پروژه‌ها را اجرا کرده‌ایم؟ اما به نظر من اگر این پروژه‌ها اجرا نمی‌شد، این گروه هم اکنون می‌توانستند همین سؤال را در مورد صنعت پتروشیمی بپرسند که تراز فرآورده‌های پتروشیمیایی کشور در منطقه (به جزء روسیه) با بزرگ‌ترین ذخایری گازی چرا منفی است؟ اما هم‌اکنون حداقل ما می‌توانیم بگوییم که در زمینه بخش‌های فنی پتروشیمی، فناوری‌هایی را به دست آورده‌ایم و توانسته‌ایم از کشوری به معنای واردکننده صرف به کشور صادرکننده تبدیل شویم و در آینده قدرتی را از خود بروز دهیم که از نقطه نظر اقتصادی پیش از این تاریخ آن را نداشته‌ایم و مزایایی چون اشتغال‌زایی و حفظ نیروهای متخصص را نیز به همراه داشته است. هر چند که خوراک این

و یا آن مجتمع پتروشیمی به مراتب از قیمت گاز صادراتی کم‌تر باشد، اما آیا ارزش نیروهایی که توانسته‌ایم در کشور حفظ کنیم به عنوان ارزش اضافه شده به ثروت ملی را نمی‌بینیم؟ ثروت ملی را تنها در این زمینه می‌بینیم که قیمت خوراک برابر قیمت صادرات باشد؟

مورد دیگر در حوزهٔ نیرو آن است که اگر ما می‌خواستیم در زمینهٔ برق تولیدی در نیروگاه‌های گازی به صورت بهینه رفتار کنیم، در صورت امکان می‌بایست از کشوری حتی در فاصله دور از کشورمان برق وارد می‌کردیم. چرا که درصد بالایی از گاز مصرفی در نیروگاه‌ها به هدر می‌رود و بنابراین از نقطه نظر اقتصادی باید برق را وارد کرد و صادرات گاز هدر رفته از نیروگاه‌ها حتی به قیمت بسیار کم‌تر از قیمت صادراتی فعلی نیز به نفع کشور بود. ولی باز می‌بینیم که این امر می‌توانست از نقطه نظر امنیتی برای کشور، تنها امنیت اقتصادی را تأمین کند. در اقتصاد انرژی گفته می‌شود که زمانی که یک لامپ در یک خیابان روشن می‌شود، امنیتی که به همراه می‌آید به مراتب بیش از انرژی است که مصرف می‌شود تا آن چراغ روشن بماند. می‌توان دو شهری را مقایسه نمود که یکی روشن و دیگری خاموش است. در شهر روشن در هر کوچه وبرزن هر شخص احساس امنیت می‌کند که کاری را انجام دهد و یا اشتغالی را بدون هیچ دغدغه‌ای ایجاد کند.

ما برای مشکلاتی که عنوان می‌کنیم، پذیرفته‌ایم که به مصرف بهینه گاز و از جمله نحوه و قیمت آن نپرداخته‌ایم. قیمت به معنای صرف آن می‌تواند تنها یک مقولهٔ اقتصادی باشد و لذا در قیمت انرژی نباید رأی به معنای رأی غیرمتخصص باشد. برای این امر خوشبختانه در ایران اقتصاددان به تعداد کافی برای پاسخ به این امر وجود دارد و حتی می‌توان از اقتصاددانان بین‌المللی نیز کمک گرفت. به نظر شما چند سال باید بگذرد و گروه‌های مختلف قانع شوند که قیمت انرژی و بالاخص گاز باید در یک دوره زمانی اصلاح شود و گروه دیگر رأی به عدم

انجام آن ندهد. نباید رأی اکثریت متخصص در این امر در یک دوره با دوره بعد در یک فاصله کوتاه متفاوت باشد، چرا که فرآیند اصلاح قیمت ها و فرایند نحوهٔ بهینهٔ مصرف کردن حامل های انرژی، فرآیندی ۴ ساله نیست که توسط یک دورهٔ مجلس و دولت اصلاح شود و در دوره ای کوتاه این اصلاحات متوقف شود. همان طور که در تمام دنیا برخی از برنامه ها فرای زمان و دورهٔ دولت ها و مجلس ها است. آیا این تفاهم ملی وجود دارد که امر بهینه مصرف کردن، یک امر ملی است و به یک گروه، دسته و یا مجموعهٔ خاص زمان دار باز نمی گردد؟ یکی از مشکلات ما این است که در این مقوله به عنوان یک مقوله ملی به تفاهم نرسیده ایم.

مورد دیگر که باعث شده تا نتوانیم به میزان گاز موردنیاز دست یابیم، به علت قوانینی است که برخی از آن ها همزمان با تحوّلات بازارهای انرژی و بالاخص گاز، به روزرسانی نشده اند. این امر به متخصصین این امر باز می گردد که هر زمان خود را با تغییرات، به روز کرده و بتوانند قانون گذار را قانع کنند. هر چند که قانون گذار این حق را دارد تا نظر متخصصین را به هردلیل نپذیرد. اما آیا قوانین در برهه هایی مانع برخی اقدامات نشده است؟ برای مثال در برخی از حوزه های مشترک، کشور همسایه براساس قوانینی که دارد، از تمام قراردادها برای بخش بالادستی استفاده می کند. اما ما خود را تنها محدود به یک نوع قرارداد می کنیم و در این نوع نیز پافشاری می کنیم و حتی اگر در مواردی با طولانی کردن مذاکرات تسهیلی فراهم شود، به جایی می رسیم که عملاً به کشور همسایه اجازه می دهیم تا با روش هایی که در اختیار دارد، سهمی از سهم آیندگان ما را برداشت کند. چرا که قانون گذاران و مجریان ما به علت اجازه ای که دارند تا در سمت های خود باشند برای این موارد نفت تصمیم می گیرند. ولی آیا اگر این تصمیم برای نسل های آینده ضرر باشد می تواند توجیه پذیر باشد؟ و آیا تغییر در برخی از این قوانین نیاز نیست؟ برخی اعتقاد دارند که زمانی که گفته می شود که بالادستی و تولید نفت به عنوان انفال متعلق به دولت اسلامی است، به معنای این است که به هیچ شکل نباید در اختیار غیر دولت قرار گیرد. منطق بشری حکم می کند که از صندوقی که می دانیم پر از جواهرات است، (میدان نفت و گازی که به مقدار قابل توجه است) نباید به کلیدسازی که می تواند قفل صندوق را باز کند، بخش زیادی از جواهرات صندوق را داد. ولی اگر به این نتیجه برسیم که از پشت صندوق سهمی از جواهرات متعلق به ما را می برند، دوباره به هیچ نحوه از جواهرات صندوق به کلیدساز نمی دهیم. اگر ۱۰ سال بعد صندوق را باز کردیم و چیزی در آن نیافتیم چگونه می خواهیم به نسل های بعد جوابگو باشیم؟ این امر به دلیل برخی از قوانین ما است که چنین اجازه ای را به ما نمی دهد. در خصوص پارس جنوبی و مخازن مشترک هنوز این نظر چه از لحاظ حقوقی و چه از لحاظ نظرات مستقل به عنوان یک اولویت در نظر گرفته نشده است.

جوان: سال ۲۰۰۶ فرصت مناسبی بود که ما از دست دادیم و بسیاری از کشورها از آن استفاده کردند. در این مدت هزینه های EPC تقریباً سه برابر قبل شده است.

آیا ما به این نتیجه نرسیده ایم که بیانات مقام معظم رهبری در خصوص اصل ۴۴، راهگشای برخی از مشکلات شد. سؤال این است که نبایستی در مورد استفاده از انفال نگاه دوباره ای داشته باشیم؟ و آیا در مورد معادن دیگر به غیر نفت و گاز که آن ها هم جزء انفال هستند آیا این اجازه را نداده ایم که چه بخش خصوصی داخلی و یا بین المللی مشارکت کنند؟ پس بخشی از مشکل ما آن است که به ما اجازه اکتشاف، توسعه و یا تولید به گونه ای که بتوانیم با رقبایمان حتی در خصوص میادین مشترک رفتار کنیم، داده نمی شود تا از سهم خود برداشت کنیم و یا آن قدر دیر به بازار وارد می شویم که کالای ما مورد استقبال با شرایط مناسب قرار نمی گیرد.

مطلب دیگر که بعد فرهنگی را شامل می شود آن است که در هر مطلبی، به هر میزان که به اطلاع عموم رسیده شود، به همان میزان نظرات مختلف وجود دارد. اما آیا به این نتیجه رسیده ایم که این مطالب با برداشت های مختلف افراد می تواند نتایج مختلفی داشته باشد؟ اصطلاحاتی با عنوان خائن برای افراد با نظرات مخالف به جزء این خواهد بود که مجموعه متخصصین را در این زمینه یا بی نظر می کند و یا ترجیح می دهند که سکوت را به جای بیان نظر خود انتخاب کنند و این یک امر فرهنگی است. ما در مسایل مختلف تفاهم داریم ولی در مورد برخی جزئیات متفاوت عمل می کنیم و نوع راه رفتن ما با هم متفاوت است، شما تند راه می روید و من با قدم های آهسته،

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

حال اگر بپذیریم که در مواردی که به پدیده‌ای باز می‌گردد که این پدیدهٔ اقتصادی، اجتماعی و سیاسی بوده و حتی ورای زمان حال تأثیرگذار باشد، می‌توان پذیرفت که نظرات مختلفی می‌تواند وجود داشته باشد ولی این نظرات حداکثری باید در مدت اجرا تغییر نکند تا نتایج حاصل شود.

اما در پاسخ به این‌که آیا برخی از این قراردادها رنگ و لعاب سیاسی ندارند؟ باید گفت که تمام موارد در مسأله انرژی و از جمله گاز چه در بخش فنی و چه اقتصادی، نه تنها رنگ و لعاب بلکه بخشی از آن با مسایل سیاسی و علوم سیاسی عجین است. کشورهای زیاد نفتی و گازی در جهان وجود دارند که تغییرات حکومتی در آن‌ها فقط به دلیل مسایل سیاسی به وجود آمده است. مسایل سیاسی بخشی از مسایل حوزه انرژی است. شما بخشی از این امر را در شکل تحریم می‌بینید. زمانی صدام با نیروی نظامی نتوانست در مقابل ایران موفق شود، پشتیبان او مرکزی را هدف حمله در ایران قرار داد که می‌توانست کشور را در بازسازی کمک نماید. بنابراین در حوزه‌های نفتی و گازی، صادرات نفت و گاز با داده‌های سیاسی همراه است. بنابراین می‌پذیرم که در برخی از موارد با دانسته‌های سیاسی برای نفع سیاسی و در برخی از موارد برای نفع سیاسی در آینده این ارتباط نزدیک وجود دارد. اما آیا امنیت یک کشور تنها به قوای نظامی آن کشور وابسته است؟ و یا می‌توان در مقوله‌ای چون صادرات چه در حوزهٔ خدمات فنی و چه مواد اولیه و به خصوص انرژی که به عنوان خون صنایع شناخته می‌شود، بخشی از امنیت یک کشور تأمین شود. بنابراین آیا این امور می‌تواند سیاسی نباشد؟ حتی اگر در مواردی در حوزهٔ انرژی اشراف در مسایل سیاسی وجود نداشته باشد، می‌تواند باعث شود که انرژی را به منطقه‌ای را صادر کنیم که هیچ قدرتی را در آینده برای کشور به ارمغان نیاورده و حتی قدرت را نیز از ما بگیرد.

حسن تاش: تردیدی وجود ندارد که مصرف گاز در کشور ما براساس تمام شاخص‌های انرژی، مصرف بالایی است و اگر این مصرف را کنترل کنیم و نیز موانع توسعه تولید را برطرف کنیم گاز برای صادرات خواهیم داشت. اما سؤال این است که آیا برنامه‌ریزی‌هایی که برای کشور صورت می‌گیرد باید در کادر واقعیت‌های موجود باشد و یا در کادر ایده‌آل‌های ذهنی و تا زمانی که ما برنامهٔ تدوین شده‌ای برای کنترل مصرف نداریم و تا زمانی که کماکان همان موانع تولید وجود دارد و چشم‌انداز و برنامهٔ روشنی برای افزایش تولید وجود ندارد و بحث افزایش قیمت‌ها (با فرض حل مسأله مصرف با واقعی نمودن قیمت‌ها) نیز حل نشده و برنامهٔ مشخصی برای آن وجود ندارد، می‌توان تنها با فرض ذهنی آن‌که باید این مسایل حل گردد برای صادرات اقدام کرد؟

البته من نیز معتقدم که با توسعهٔ سقف تولید و کنترل مصرف ما قطعاً مقداری گاز برای صادرات خواهیم داشت و حتی معتقدم اگر موانع تولید نیز حل نگردد؛ پتانسیل بسیار عظیمی برای کنترل مصرف داریم که اگر برنامه مشخصی برای آن داشته باشیم، می‌توانیم گاز بسیار زیادی برای صادرات داشته باشیم. به شرط آن‌که بتوانیم مصرف کشور را در حد کشورهایی که مصرف معقول و مطلوبی دارند، کنترل کنیم.

اما اگر حتی این بحث را در همین جا متوقف کنیم و وارد بازار شویم، نکته بعدی که مطرح می‌شود آن است که آیا با فرض این‌که گازی برای صادرات داشته باشیم، میزان این گاز چه مقدار است و مقاصد ما برای صادرات LNG برای مناطقی که امکان خط لوله نیست و یا بازارهای شرق (هند و پاکستان) و یا بازارهای غرب (اروپا) کدام مطلوب‌تر است و آیا پوشش دادن تمامی این مقاصد برای ما امکان‌پذیر است؟ با در نظر گرفتن مسایل سیاسی و امنیتی، چه مناطقی برای ما از اهمیت بیشتری برخوردار است؟ آیا ارسال گاز کشور به هند و پاکستان و تحکیم روابط ما با این کشورها برای ما دایرهٔ امنیتی بیشتری را ایجاد می‌کند و یا رفتن به بازار اروپا با توجه به ضریب تأثیرگذاری که اروپا در معادلات بین‌المللی دارد؟ کدام یک برای ما حاشیهٔ امنیتی بیشتری را ایجاد می‌کند؟ بنابراین آیا تمرکز ما در انتخاب بازار که هم بر روی LNG و هم بازارهای مختلف انجام شده، براساس برنامهٔ مدونی صورت گرفته و تمامی پارامترهای مختلف در آن دیده شده است؟ برای مثال در شاخصه‌های تجاری، بازار اروپا به دلیل شفافیت پارامترها، بازار مطمئن‌تری است، در صورتی که در بازاری چون هند، ساختار انرژی این کشور نه در اختیار بخش دولتی و نه بخش خصوصی قوی است. از طرفی نیز از لحاظ تجاری نیز آیا هندی‌ها پایبند به تعهدات خود خواهند بود یا خیر؟ چرا که از این لحاظ نیز اروپا هیچ

جوادی: باید مؤلفه‌های مؤثر در صادرات گاز را تعریف کنیم و یک مدل بسازیم و بر اساس آن مدل، با تغییر هر مؤلفه نتایج را بررسی کنیم.

مشکلی نخواهد داشت که در خصوص هند و پاکستان امکان برخی مشکلات وجود دارد. از لحاظ سیاسی نیز بازار اروپا برای ما امنیت بیشتری را نسبت به بازار هند و پاکستان ایجاد خواهد نمود. بنابراین ما چگونه باید این بازارها را انتخاب کرده و سامان دهیم و حرکت ما چه مقدار براساس منطقی روشن بوده است.

جراحی: همه عواملی که گفته شد می توانند دستورالعمل یک مطالعه همه جانبه باشند. اما نگاه من آن است که بازاری در تجارت گاز در حال شکل گیری است. وقتی بحث اوپک گازی مطرح شد، پس از جلسات اولیه، دور جدید جلسات در مسکو در حضور پوتین انجام شد که نشان از اهمیت مطلب داشت و روس ها بسیار از آن استقبال کردند و اعلام نمودند که حتی حاضر هستند تا گاز ایران را بر مبنای قیمت های اروپا خریداری کنند. این امر نشان دهندهٔ آن است که این مسأله بسیار مهم است که نسبت به آن این چنین حساسیت نشان می دهند. البته بحث صادرات گاز ایران به اروپا سابقه بیش از ۳۰ ساله دارد و حتی مقاصد و مبادی عبوری آن نیز مشخص شده بود و با انقلاب وضعیت تغییر کرد. اما به نظر من ضمن این که لازم است این مطالعات انجام شود، لازم است تا ما نیز هر چه سریع تر حتی با حداقل های ممکن در بازارهای تجارت جهانی گاز وارد شویم و سهمی از بازار را داشته باشیم که این امر باید به صورت موازی و با انجام مطالعه صورت پذیرد. حتی مثلاً با قبول این که ترکیه را موقتاً به عنوان هاب صادرات گاز بپذیریم و حضور خود را در این بازار اعلام کنیم.

به نظر من مدلی وجود دارد که هیچ کدام از محدودیت های اشاره شده به آن اعمال نمی شود و در آن نه بحث های محدودیت تولید و تکنولوژی و نه محدودیت سرمایه گذاری مطرح است و چندان نیز پیچیده نیست. اصل این مدل آن است که صرفه جویی را به عنوان یک اصل، جدی بگیریم و مقدار گاز صرفه جویی شده را معادل و یا نزدیک به نرخ صادراتی از هرکس که صرفه جویی کند بخریم و بهای آن را بپردازیم. این امر می تواند در صورت وجود جایگاهی که چنین تصمیمی را اتخاذ کند و به مصرف کننده اعلام شود که اگر مثلاً در ۱۰ درصد مصرف خود صرفه جویی کند، ارزش ریالی آن را دریافت خواهد کرد، صورت پذیرد. اگر چنانچه همین اتفاق بیفتد، به صورت میانگین روزانه ۳۵ میلیون مترمکعب و در پیک مصرف روزانه ۵۵ میلیون مترمکعب گاز خواهیم داشت که در ارقام تجارت جهانی گاز اعداد قابل توجهی است. به نظر من با همین روش می توان امر فرهنگی را سامان داد و به بحث اصل ۴۴ نیز ورود زیبایی داشت. در واگذاری شرکت های منطقه ای گاز می توان این انگیزه را برای بخش خصوصی ایجاد کرد که هرچقدر سرمایه گذاری کنند و باکنترل مصرف، گاز را آزاد کنند به قیمت صادراتی از آن ها خریداری می شود. اگر چنین اتفاقی رخ دهد بخشی از ظرفیت خالی شرکت ملی گاز نیز استفاده می شود. چرا که ظرفیت مازاد ۲۰۰ میلیون مترمکعبی روزانه انتقال گاز، ارزشی بالای ۲۰ میلیارد دلار دارد. حال اگر تنها ۱۰ درصد مصرف صرفه جویی شود و حتی تنها ارزش ۷۵ درصد از این گاز آزاد شده برای صادرات را به قیمت گاز صادراتی به ترکیه به بخش خصوصی بپردازیم، بدون نیاز به تکنولوژی بالا انگیزه فراوانی برای صرفه جوئی ایجاد خواهد شد و کار به سرعت قابل انجام است. بنابراین لازم است تا راه کارهای ساده ای که می توانند به راحتی بخشی از کار را به پیش ببرند را نیز فراموش نکنیم. اگر مزایای این کار برای دولت و بخش خصوصی

مشخص شود، خود به یک تجارت بدل خواهد شد که تجارت بهینه سازی مصرف در مقابل دریافت ارزش ریالی آن به قیمت های صادراتی است. اگر براساس همین متدولوژی با نیروگاه های نیز رفتار شود و در ازای تحویل هر مترمکعب گاز به ارزش ۰/۵ سنت، به نیروگاه گفته شود که در صورت صرفه جویی در مصرف و افزایش راندمان، گاز را به قیمت صادراتی از آن ها خریداری خواهیم کرد، آنگاه نیروگاه انگیزه خواهد داشت تا سیستم خود را به سیکل ترکیبی نیز تبدیل کند و راندمان را بالا ببرد و در سایر صنایع هم به همین ترتیب.

حسن تاش: همه هم عقیده هستیم که اگر بتوانیم کنترل مصرف کرده و در مرحله بعد توسعه تولید را داشته باشیم، گازی برای صادرات خواهیم داشت. اما مقدار و مقاصد صادراتی آن چه خواهد بود؟

نکته دیگر آن است که برای آن که این امر بسیار سریع شکل اجرایی بگیرد، باید بررسی کرد که تصمیم گیرنده در مورد میزان و مبادی صادرات چه سازمان و گروهی است و چرا تصمیمی در این خصوص گرفته نمی شود.

واقعیت آن است که ما تصمیم گیرنده ای را در این خصوص نداریم و حتی اگر سازمان هایی را تأسیس نموده ایم، این سازمان ها در جایگاه اشتباه قرار دارند و تا روزی که در جایگاه اشتباه خود هستند، نمی توانند تصمیم گیرنده باشند. بخش های تنظیم کننده (رگولاتوری) باید از بخش های اجرایی و ذی نفع تفکیک شوند و در جایگاهی قرار گیرند که بتواند به صورت مستقل نظر دهد.

چرا که تا روزی که مشکل ساختاری وجود دارد و سازمان ها هم تصمیم گیرنده اند و هم نقش نظارتی دارند، تصمیمات صحیح اتخاذ نمی شود. مثلاً حتی در خود شرکت ملی گاز هرزروی های زیاد گاز داریم که در صورتی که نظارت شود و استاندارد بر آن تحمیل شود می تواند ما را به بازار صادراتی ولو در حجم های کوچک وارد کند.

جوان: باید توجه کرد که در کنار هرزروی در مصرف، بخشی از هرزروی گاز نیز در بخش انتقال صورت می گیرد که باید آن ها را نیز لحاظ نمود. در خصوص بازارهای گاز نیز معتقد هستم که هر بازاری ریسک خود را دارد و اگر بخواهیم یک صادرکننده باشیم باید تمامی بازارها را حفظ کنیم. شاید بازارهای هند و چین ریسک بالاتری را نسبت به بازار اروپا داشته باشد اما قیمت در این بازارها نسبت به بازار اروپا متفاوت است. در بازار اروپا بحث رقابتی شدن بازار را از سال ۲۰۱۰ خواهیم داشت که این امر فشاری را به صادرکنندگان وارد خواهد کرد، ولی در بازار هند و چین چنین امری را نداریم. بنابراین تعادل در هر دو بازار برای کشوری که می خواهد به بازار وارد شود بحث مهمی است.

مسأله دیگر آن است که صادرات گاز به واقع به یک تصمیم گیرنده نیاز دارد و اگر شرکت ملی صادرات گاز این مسئولیت را دارد باید این مرکز در این خصوص تصمیم گیری نماید. این در حالی است که هرگونه فعالیتی که در این سازمان شکل گرفته به شدت مورد حمله قرار گرفته است. در حالی که اگر مبنا قیمت بود، کارشناسان این شرکت بایستی تصمیم گیری می کردند. این امر نیز که برخی قیمت گاز صادراتی را ارزان یا گران عنوان می کنند، قابل فهم نیست. این در حالی است که در صادرات گاز از طریق خط لوله در بازار غیر شفاف قیمت و با توجه به هزینه های سرمایه گذاری و به دلیل عدم توسعه هاب گازی خریدار و فروشنده با در نظر گرفتن جمیع جهات و در سر میز مذاکره باید برای قیمت تصمیم گیری کنند مواردی که جزئیات آن برای کارشناسان خارج از میدان مشخص نیست. در این حالت چه مرکزی می تواند نسبت به بالا یا پایین بودن قیمت اظهارنظر نماید. بنابراین اگر از لحاظ اقتصادی طرح توجیه اقتصادی داشته باشد، لازم است تا به بازار نفوذ کنیم (البته در این حالت فرض تأثیرات سیاسی در نظر گرفته نشده است) و قابل توجیه نیست که نسبت به یک قیمت بالاتر یا پایینتر اظهارنظر شود.

غنیمی فرد: تمام مؤلفه ها در حوزه انرژی و از جمله گاز چه در بخش فنی و چه اقتصادی، نه تنها رنگ و لعاب بلکه با مسائل سیاسی عجین است.

در مطالعه ای که توسط CERA با نام Facing Iran's Gas Sector Risks and Uncertainties در ماه نوامبر سال ۲۰۰۸ منتشر شده بود تنها در شرکت ملی نفت ایران، ۵ مرکز را برای تصمیم گیری در رابطه با صادرات گاز نام برده شده بود که با احتساب مراکز خارج از شرکت ملی نفت، متصدیان دیگری نیز وجود دارند. حتی بحث صادرات گاز در اوپک گازی نیز در حال پیگری است. لذا یک ابهامی برای کارشناسان خارجی وجود دارد که تصمیم گیرنده در ایران کیست و خارجی ها به خصوص از این امر سوء استفاده می کنند و با سازمان های بیرونی و داخلی

شرکت ملی نفت، به صورت موازی مذاکره می کنند. در واقع این یک نقش مدیریتی است که از بین رفته و همین امر این مسأله را تحت تأثیر قرار می دهد.

حسن تاش: نظر شما این است که در بحث صادرات لازم است تا یک تمرکز در بحث صادرات داشته باشیم و در عین حال نیز این تمرکز در محلی صورت گیرد که از سوی مراجع ذی صلاح میزان گاز تحویلی برای صادرات در هر سال مشخص شود. اما آیا هم اکنون این ارقام و اعداد مشخص نیست؟

جوادی: بحث هایی که مطرح شد دارای چند نکته قابل توجه است که از دیدگاه من همگی در ساختار یک مدل می تواند مطرح شود و از دیدگاه دیگران ممکن است محورها به صورت موازی یا مستقل اثرگذار باشند در هر صورت برخی از این محورها در داخل کشور بحث پیشی گرفتن تقاضا بر عرضه و لزوم صرفه جویی به منظور جذب سرمایه برای اصلاح الگوی مصرف و بحث های دیگر است و بدون پرداختن به این محورها، تصمیم گیری در نقطه ای با بن بست مواجه خواهد شد. چرا که سطوح انتظارات بسیار زیاد است و مراحل تصمیم گیری روشن نیست و تاکنون نیز در مورد مراحل و مراکز تصمیم گیری ساختار ودستورالعمل رسمی تا آنجائی که اطلاع دارم تعریف وتعیین نگردیده است.

حال اگر بخواهیم فرض کنیم که گاز برای صادرات داریم. برای رسیدن به این مرحله لازم است تا در کشور یک بخش، ارگان و یا سازمانی این فرض را انجام دهد و حرف آخر را بزند و عنوان نماید که گاز برای صادرات به چه میزان و در چه بازهٔ زمانی موجود است تا برای صادرات اقدام نمود.

یکی از راه های ما، آن است که از الگوهای پذیرفته شده در جهان استفاده کنیم و به این سؤال پاسخ دهیم که ما مصرف داخلی گاز را در چه بازه زمانی -کوتاه یا بلندمدت- ارزیابی می کنیم و آیا با این شرایط ما باید در بازارهای گاز حضور داشته باشیم؟ هم اکنون کشورهایی چون نروژ و الجزایر با نسبت بسیار پایین ذخایر به تولید، به شدت در حال تولید و صادرات هستند و ممکن است تا چند سال آینده به یک واردکننده گاز تبدیل شوند. نمونهٔ بارز این امر کشورهای انگلیس و عمان بودند که زمانی صادرکننده و اکنون هم صادرکننده و هم واردکننده گاز هستند. حال آیا آن ها سنجیده عمل نکرده اند؟ ما سنجیده عمل می کنیم؟

حتی در کشوری چون روسیه با نسبت بالای ذخایر به تولید وبه عنوان یک نمونهٔ مناسب از تولید، صادرات و مصرف داخلی گاز، آیا به فکر تزریق گاز به مخازن نفتی نیستند و یا این که ابتدا صرفه جویی و تولید کرده اند و سپس صادرات را در برنامه داشته اند؟ این اموری است، که همه آن ها را به صورت موازی دنبال می کنند و به طبع در این حرکت موازی ما هرزروی هایی را خواهیم داشت، ولی به هرحال تصمیماتی اتخاذ شده که این تصمیمات یا با توجه به این محورها و متغیرها بوده یا این کشورها به این نتیجه رسیده اند که برای این که در دنیای اقتصاد، صنعت و سیاست امروز حضورداشته باشند و با درآمد بیشتر امروز زیر ساخت های صنعتی فردا را توسعه دهند باید در صحنه سیاسی و اقتصادی و تعاملات بین المللی در حوزه گاز همچون نفت حضور داشته باشند. در دنیا نیز می بینیم که براساس همین نگرش، سرمایه گذاری هایی صورت گرفته که حتی برخی از آن ها در مرحلهٔ نخست تأمین کننده نیازهای شرکت های بین المللی بوده اند ولی به هر حال منافع ملی را نیز پوشش داده اند.

شاید اگر بخواهیم از تفکر علمی و نگرش تخصصی به این

بحث خارج شویم، می توان فرض نمود همانطور که در پتروشیمی، پیش فرض هایی همچون انرژی ارزان و معافیت مالیاتی، توجیه فنی-اقتصادی این طرح ها را بهبود بخشیده است، در کنار دسته بندی بازار و تعریف و گروه بندی مؤلفه ها، اولویت ها، شناسایی مراکز تصمیم گیری و مبانی صادرات گاز باید بپذیریم که اگر چه تراز گاز ما منفی بوده و باید تراز گاز خود را متعادل نماییم، تا در بازار گاز حضور داشته باشیم. برای این که در این بازار نیز حضور پیدا کنیم همان طوری که اکنون نیز در بازار ترکیه و ارمنستان حضور داریم، باید تلاش کنیم که در بحث LNG به شکلی وارد کلوپ آن ها شویم. برای این که مطالعات خود را نیز توسعه دهیم، باید حضور خود را در این بازار حتی با یک طرح و ظرفیت محدود ۱۰ میلیون تن در سال تثبیت کنیم. ما باید وارد این بازار شویم و یاد بگیریم که چگونه این بازی شکل می گیرد. به هر حال هر چه مسایل بزرگ تر می شود نقش و تأثیر اقتصادی - سیاسی آن نیز گسترده تر می شود و به تبع آن ما وقتی در چنین بازاری وارد می شویم، به طبع فاکتورهای سیاسی بر له و علیه نیز نقش خود را ایفا می کنند. بنابراین باید تلاش نماییم که جایگاه خود را در این رهگذر تثبیت کنیم و از این رهگذر برای اولویت بندی ها و تصمیم گیری های خود درس بگیریم.

در بحث ژئوپلیتیک اقتصادی و سیاسی نیز قطعاً اولویت اول ما کشورهای همسایه است. چرا که ما کشوری هستیم که به دلایل متعدد در برابر فرصت ها، محدودیت ها و تهدیدها قرار داریم و باید کشورهای همسایه خود را به انرژی، اقتصاد و به سوبسید خود وابسته کنیم و براساس مقاصد سیاسی خود قیمت گذاری کنیم. ممکن است در پاکستان ارزش قیمتی این مقاصد، یک درصد، در حوزهٔ خلیج فارس درصدی دیگر و در ترکیه نوع دیگری از قیمت واقعی باشد. هر کشور و منطقه قیمت خاص خود را دارد و این ارزش سیاسی شامل فاکتورهای امنیت ملی، نقش تصمیم سازی کشور در تصمیمات بین المللی و صدور کالای فرهنگی و ورود ما در دیگر بخش ها چون سرمایه گذاری، صادرات کالا و حتی صادرات نیروی کار می باشد. بنابراین وزارت نفت باید فوری مجوزهای لازم را به صورت قانونی و حتی در حد رهبری کسب کند تا چارچوب، میزان و مقاصد صادراتی مشخص شود. چرا که افق انرژی نشان می دهد که تا سالیان طولانی جهان نیازمند انرژی و خواهان آن است و با توجه به اتفاقات اخیری که در روابط صادراتی گاز روسیه به اروپا ایجاد شد، این تفکر شکل گرفته است که لازم است تا ایران را در تعاملات خود وارد کنند، ولی طبیعی است که زمان تصمیم؛ فرصت های بازار و قیمت و جایگاه را تعیین می کند.

بنابراین اولین کار در کشور، تعیین یک متولی واحد با چارچوب و اختیارات کافی در کوتاه ترین مدت است که مأمور باشد ریسک تصمیمگیری را بر عهده گرفته و مبتنی بر کار کارشناسی و در یک زمان کوتاه، تصمیمات را اتخاذ و برای حضور در بازارها تصمیم سازی کند. قطعاً نیز تبعات هزینه ها را برای تصمیمات ارزیابی و مسئولیت آنرا بپذیرد.

غنیمی فرد: مطرح شد که برخی مباحثی که مطرح می شود، شامل آرمان ها است و بایدها و نبایدهایی را شامل می شود. در تعاریف اقتصادی لازم است تا برنامه ریزان امکانات را تا زمان حال بررسی کنند و براساس داده ها، آرمان ها را در حد قابل دسترسی در مدت موردنظر هدف گذاری کنند. آن ها با تکنیک هایی سعی می کنند از وضعیت موجود به

وضعیت مطلوب برسند. بنابراین اگر نظر همان ایده ها و آرمان هایی است که این گونه مطرح می شود، لازم است تا این گونه عمل شود وگرنه کشور در همان جایگاه خود می ماند.

حسن تاش: نظر من آن است که آیا تنها با بایدها می توان پیش رفت. این که آیا با باید گازی برای صادرات وجود داشته باشد، می توان حرکت کرد؟ آقای استیگلیتز که از اقتصاددانان برجسته دنیا است، عنوان می کند این که گفته می شد که برنامه من خوب بود ولی اجرا نشد، یک جمله پارادوکسیکال است. چرا که برنامهٔ خوب برنامه‌ای است که باید اجرا شود و چون تمام موارد را پیش بینی کرده و در مورد آن تفکر شده است، با آزمون و خطا جلو نخواهد رفت. ما موانع مختلفی داریم و تا زمانی که این موانع و راهکارهای رفع آن ها را ندیده ایم، آیا می توانیم به جلو گام برداریم؟

جراحی: تجارت بهینه سازی مصرف انرژی می تواند به یک تجارت بالقوه بدل شود تا ارزش ریالی گاز صرفه جویی شده را به قیمت های صادراتی دریافت کند.

غنیمی فرد: بنابراین برنامه باید وجود داشته و آرمانی نیز باشد ولی این آرمان باید براساس محدودهٔ زمانی برنامه قابل دسترس باشد و به بیانی بلندپروازانه نباشد که نتوان به آن دسترسی پیدا کرد و پس از عدم دسترسی، فرد یا افرادی را مقصر عنوان نمود. ضمن این که در برنامه ریزی های اقتصادی نه تنها در ایران، بلکه در دیگر کشورها کم تر سابقه‌ای وجود دارد که حتی در یک برنامه ریزی ۵ ساله تمامی موارد قابل پیش بینی بوده و آن ها را بررسی کرده باشند.

سؤال دیگر آن بود که ضریب امنیتی ما با رفتن به شرق به دست می آید یا همراه بودن با اروپا اثر سیاسی بیشتری برای ما دارد؟ زمانی که در مورد صادرات صحبت می شود، حتی اگر تنها از یک مقولهٔ خاص کالای تجاری صحبت شود، برای ایجاد ضریب امنیتی برای یک شرکت و موفقیت در بازار باید حتماً مقاصد متنوع سازی شود و بنابراین اگر ما از متنوع سازی صحبت می کنیم باید به یاد داشته باشیم که زمانی که از گاز صحبت می شود و خط لوله گازی را می خواهیم بطور مثال به سوریه برسانیم و از کشور عراق باید عبور دهیم این یک فرض اشتباه است که اگر عراق به گاز نیاز دارد، این خط بدون هیچگونه مشکل سیاسی، اقتصادی و امنیتی قابل عبور باشد. در این مورد لازم است تا بخشی از گاز نیز به عراق صادر شود، ولی چنین امری به معنای آن نیست که قیمتی به غیر از آنچه در بازار برای چنین منطقه‌ای وجود دارد را باید پذیرفت. بنابراین متنوع کردن مقاصد در صادرات امری بدیهی است و می دانیم که بازاریابی اکنون بازاریابی بین المللی (International Marketing) نیست و مدت های طولانی است که از بازاریابی جهانی (Global Marketing) صحبت می شود. پس باید ما در صحنه جهانی و نه چند کشور خود را مطرح کنیم.

مورد دیگر، سؤال شما در خصوص متنوع کردن محصولات و صادرات با خط لوله و LNG بود که من انتظار داشتم که در تکمیل آن، شما گاز فشرده (CNG) را نیز مطرح می کردید، چرا که در برخی مقاصد صادراتی گاز خشک ارزیابی فنی- اقتصادی بهتری دارد و شرکت های حمل کننده‌ای هستند که می توانند تنها گاز خشک را منتقل کنند و این نوع گاز نیز به مراتب سریع تر به بازار مصرف ارایه می شود و از لحاظ تکنولوژیکی نیز کم تر به بیرون وابستگی دارد. حال چرا محصولات جدید نباید اضافه شوند. چرا تبدیل گاز به فرآورده های مایع (GTL) نه؟ آیا تکنولوژی ای که به داخل کشور منتقل می شود و صادرات دانسته های علمی در آینده را باعث می شود بهتر از آن نیست که تنها گاز را صادر کنیم؟ در واقع اگر گاز را به فرآورده هایی با خلوص بالا که قطعاً از سطح استانداردهای کشور ما بالاتر است تبدیل کنیم و در داخل مصرف کنیم، مثل مصرف کردن طلا در جایی است که می توان نقره استفاده نمود. در این شرایط باید GTL را تولید نمود و به بازارهای خاص صادر کنیم در حالی که همین فرآورده ها را به صورت نامرغوب تر و با قیمت کم تر وارد می کنیم و در یک فرآیند زمانی ما صنعت و دانش فنی را داریم که می توان آن را صادر نمود. البته سطح استانداردهای مصرف داخل را هم اصلاح می کنیم.

مورد دیگر GTW یا تبدیل گاز به برق است. چرا برق را صادر نکنیم و حتی GTP که تبدیل گاز به مواد پتروشیمیایی است را پیگیری نکنیم که ارزش افزوده بسیار بالاتری را نیز نسبت به گاز دارد. متنوع سازی در محصول باز هم یکی از موارد بازاریابی در سطح جهان است. در محلی ممکن است تنها گاز خشک نیاز باشد و در محلی دیگر از ما به جای گاز، برق بخواهند، پس باید برق را تأمین کنیم. پس اگر بخواهیم بازاریابی را دقیق ببینیم، حتما باید متنوع سازی محصولات را نیز ببینیم.

آقای جراحی عنوان نمودند که تجارت بهینه سازی

مصرف را داشته باشیم، همچون که در جهان مدت ها است از آن استفاده می شود و به عنوان تجارت عدم آلوده کردن محیط زیست شناخته می شود و یک کشور از ذخیره سازی در کشور دیگر استفاده می کند. به نظر من نیز تجارت یک مؤلفه اولیه و ابتدایی نیست و اگر تمام مؤلفه های آن توسعه پیدا کنند، دیگر ما نیاز نخواهیم داشت تا گروه زیادی از فارغ التحصیلان دانشگاهی ما تنها در انتظار استخدام در بخش دولتی باشند و چنین فعالیت هایی با قبول یک پیش فرض امکان پذیر است و آن بازار منسجمی است که امکان رفتار چنین مقوله ای را در سراسر کشور فراهم کند.

برای مثال اگر در شرکت های گاز منطقه ای، پس از مدتی با انجام اقدامات اولیه گاز کم تری داده شود و بخش خصوصی نتواند صرفه جویی داشته باشد و دیگر پرداختی نیز به او صورت نگیرد، مشکلات برخی کشورها به وجود خواهد آمد که در آزادسازی بازار انرژی داشتند. کشوری در آسیا وجود دارد که زمانی که اعلام کرد که حاضر به خرید فرآورده های صرفه جویی شده به قیمت آزاد است، برای برخی از نیروگاه ها فرآورده را از پالایشگاه ها خریداری می کرد ولی دولت امکان پرداخت نداشت و پالایشگاه ها طلب های سنگینی از دولت داشتند که امکان دریافت آن را نداشتند.

مورد دیگر این که برای انجام چنین امری باید در مقیاس های کلان تر از یک مصرف کننده عمل کرد. حال آیا در بخش خصوصی کشور چنین توان مالی را می بینید که چنین کاری را شروع کند و منتظر بازخور آن باشد؟ چنین امری هم با توصیهٔ اخلاقی امکان پذیر نیست و نمی توان بزرگ ترین بخش صنعت انرژی کشور را ترمیم نمود. البته نه آن که توصیه اخلاقی هیچ تأثیری ندارد ولی اثری چنین قوی برای اجرا نیز نمی تواند داشته باشد.

مورد بعدی عنوان شده، نامشخص بودن مراکز تصمیم گیری بود که خارجی ها از این شرایط استفاده می کنند. به نظر من یکی از مشکلاتی که پس از انقلاب در کشور ایجاد شد، تمرکز مدیریت در واحدهای بزرگ اقتصادی با توان های متأسفانه ناکامی برخی سطوح مدیریتی در این سازمان ها بود. پس چرا ما انتظار داریم تا همه چیز متمرکز شود؟ حتی در خصوص چنین حوزهٔ بزرگی که مقولات اقتصادی و سیاسی و... را نیز پوشش می دهد؟ درمورد پیشنهادی که مطرح شد تا گروهی وجود داشته باشند که در مورد این مسائل تصمیم گیری کنند، به نظر من باید قدری جلوتر رویم.

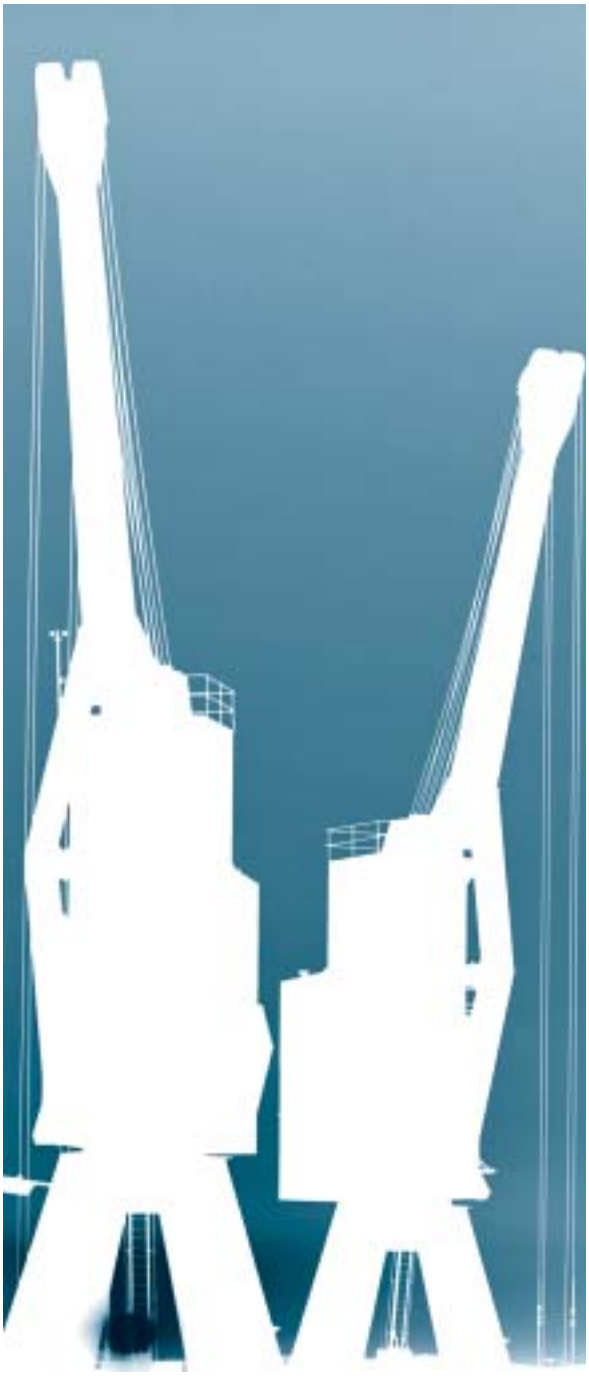
همه قبول داریم باید نظمی را داشته باشیم، اما تمرکز نمی تواند موفق باشد. همانگونه که تاکنون موفق نبوده است. بخشی از مشکلاتی که در بحران کنونی جهانی سازی به وجود آمده به دلیل همین امر بوده، چرا که به همان میزان که به جهانی سازی پرداخته شده مجبور شده اند که از تمرکز در مدیریت خارج شوند و عدم تطابق این دو باعث مشکل شده است. به نظر من با زبان های مختلف اما به شرط وجود تعقل و تفاهم می توان با خارجی صحبت کرد. شاید شما با حضور خارجی به هیچ وجه موافق نباشد ولی در یک تفاهم ملی شما مجری یک طرح ملی هستید و به شرط آن که مسئولین در هر رده مسئولیت بپذیرند که هر برنامه ای که می خواهند تنظیم کنند، با شنیدن نظرات موافق و مخالف کارشناسان، با قدرت اقدام به تصمیم گیری و در نهایت نیز پس از تصمیم گیری، رده های بعدی نیز بپذیرند که چون این تصمیم کارشناسی شده است، تنها مجری آن هستند و نه مخالف آن و ملزم به رعایت آن هستند. در چنین شرایطی تمرکز چون جوابگو نیست کارا نیست و تعقل و تفاهم می تواند مشکل را حل نماید. ما زمانی سازمان ها را بزرگ می کنیم که مدیریت های در آن سطوح را تربیت کرده باشیم. ما باید در سازمان های کوچک تر تمرین کارهای کوچک تر را انجام دهیم. برای مدیران جدید امکانات فراهم کنیم و در صورت موفقیت این مدیران مسئولیتی بزرگ و سپس بزرگ تر را به آن ها بسپاریم وگرنه سازمان بزرگ با مدیران کوچک، کوچک تر و نهایتاً تخریب می شود.

مورد آخر نیز آن است که جهان در محدودهٔ خود به معنای هر کشور بزرگ نشده است، ولی هر کشوری که قدم به بیرون از خود گذاشته است بزرگ شده است. شاید گفته شود که کشورهایی که این اقدام را کرده اند که تمایلات استعماری و امپریالیستی داشته اند، ولی ما به خود اطمینان داریم و به شرط تربیت های قبلی، ما باید در سطح جهانی فکر کنیم و در سطح سازمان عمل کنیم و با نگاه به برنامه و رفتار اقدامات مقتضی در سازمان خود را انتخاب و اصلاح کنیم تا بتوانیم پس از مدتی در فرای جغرافیای محدود یک یا چند کشور فعالیت کنیم. و گرنه دیری نمی گذرد که در محدودهٔ کشور خود نیز برای بقای سازمان مان باید با رقبائی از دیگر کشورها مواجه شویم، رقبائی که قبلاً تمرین موفق جهانی شدن را پشت سر گذاشته اند.

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

صدور خدمات فنی در بخش بالادستی صنعت نفت

با نگاه به شرکت «عملیات اکتشاف نفت»



وابستگی اقتصاد ایران به درآمد حاصل از فروش نفت خام سبب شده است تا به منظور کاهش این وابستگی، افزایش صادرات غیرنفتی همواره از دغدغه‌های اصلی اقتصاددانان و دولت در کشور باشد. در این میان صنعت نفت با سابقه صد ساله در کشور می‌تواند با صدور خدمات فنی محملی بالقوه جهت ارتقاء سطح صادرات غیرنفتی بوده و ضمن ارتقاء سهم این بخش صادراتی، در بالا بردن دانش فنی کشور نیز نقش بسزایی داشته است. به این منظور به ارزیابی شرکت عملیات اکتشاف نفت و فعالیت‌های برون‌مرزی آن به عنوان اولین شرکت صادرکننده خدمات فنی در حوزه اکتشاف میادین نفت و گاز پرداخته‌ایم.

تا قبل از سال ۱۳۷۶ عملیات اکتشاف نفت به عنوان بخشی از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران شناخته می‌شد و در حوزهٔ آن مدیریت انجام می‌پذیرفت. اما پس از آن، این بخش از مدیریت اکتشاف مجزا شد و در قالب یک شرکت فرعی با شخصیت حقوقی مستقل در زیرمجموعهٔ شرکت ملی نفت ایران فعالیت خود را آغاز کرد. در سال ۱۳۷۸، در راستای کوچک‌سازی دولت و توسعهٔ فعالیت‌های بخش خصوصی به ویژه در حوزهٔ بالادستی صنعت نفت، شرکت خدمات اکتشاف نفت با هدف ارائه خدمات فنی مهندسی در قالب بخش خصوصی در زمینهٔ اجرای پروژه‌های اکتشافی و توسعه میادین نفت و گاز از شرکت ملی نفت ایران جدا و تمامی سهام آن به صندوق بازنشستگی کارکنان صنعت نفت واگذار شد و پس از آن در سال ۱۳۸۱ جهت تناسب نام شرکت با فعالیت‌های اجرایی، این شرکت از «خدمات اکتشاف نفت»، به «عملیات اکتشاف نفت» تغییر نام داد.

واگذاری شرکت خدمات اکتشاف نفت با تجربه، تجهیزات وامکانات مناسب در حوزهٔ فعالیت‌های اکتشافی، براساس تصمیم مجموعهٔ مدیریت کلان کشور در خصوص واگذاری برخی از مجموعه‌های دولتی به بخش خصوصی، سبب شد تا شرایط مساعدی به وجود آید و به توسعه تجهیزات و نیروی انسانی خود بپردازد و به صورت یک شرکت حرفه‌ای در بازار ظاهر شود. این شرکت در هنگام واگذاری، بالغ بر ۱۰۰۰ نفر نیروی رسمی شرکت ملی نفت ایران را در

اکتشاف و استخراج
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

اختیار داشت که بیشتر آن‌ها را نیروی کارگری تشکیل می‌دادند، اما اکنون نیروی انسانی شرکت به ۲۵۰ نفر نیروی رسمی و ۲۰۰ نیروی قراردادی تقلیل یافته و در عین حال ساختار نیروی انسانی به سطوح کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکترا ارتقاء یافته است.

از زمان واگذاری در سال ۱۳۸۷ تاکنون، این شرکت توانسته است به صورت یک شرکت سهامی خاص با استفاده از فناوری‌های مدرن و دانش روز، با بکارگیری امکانات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری در حوزهٔ بالادستی اکتشاف نفت و گاز جایگاه خود را ارتقاء بخشد، تا جایی که از سال ۱۳۸۵ (۲۰۰۶ میلادی) این شرکت به صدور خدمات فنی و مهندسی در امر اکتشاف نفت و گاز به خارج از ایران پرداخته است. شرکت عملیات اکتشاف نفت در این مدت پروژه‌های متعددی را در ازبکستان و قرقیزستان انجام داده است.

عملیات نقشه‌برداری در باتلاق

حوزه‌های فعالیت

حوزه اصلی فعالیت شرکت عملیات اکتشاف نفت، بخش اکتشاف و عملیات‌های اکتشافی لرزه‌نگاری و ژئوفیزیکی است. اما با این وجود این شرکت با توجه به سابقه و تجربه قبلی که در زمینه‌های حفاری و خدمات چاه داشته، توانسته تا در بخش حفاری نیز وارد شود.

بخش اصلی فعالیت و پرسنل شرکت عملیات اکتشاف در حوزه انجام عملیات و پردازش اطلاعات لرزه‌نگاری متمرکز شده است. این شرکت با برخورداری از سی سال تجربه در فعالیت‌های اکتشاف نفت و گاز اصلی‌ترین پیمانکار عملیات ژئوفیزیک در ایران است که خدمات عملیات‌های ثقل سنجی و مغناطیس سنجی، لرزه‌نگاری دو بعدی، سه بعدی و چهار بعدی در خشکی (دشت و کوهستان) و دریا و مناطق باتلاقی و پردازش اطلاعات حاصل از آن و انجام عملیات ژئوفیزیک مهندسی و کم‌عمق جهت مطالعات عمرانی شامل سدسازی و احداث سازه‌های بزرگ و اکتشاف معادن را در چارچوب استانداردهای بین‌المللی انجام می‌دهد.

شرکت عملیات اکتشاف نفت تا به امروز بیش از سی پروژه لرزه‌نگاری دو بعدی و سه بعدی را مستقل یا با مشارکت شرکت‌های ژئوفیزیکی بین‌المللی انجام داده است که این امر علاوه بر ارتقاء سطح استاندارد انجام پروژه در داخل کشور، باعث انتقال دانش فنی و ارتقاء سطح علمی کارشناسان شرکت شده است. از جمله شرکت‌هایی که در انجام فعالیت‌های شرکت مشارکت داشته‌اند، می‌توان به ENSIGN و WESTERN GECO انگلیس، CGG فرانسه، EDISON ایتالیا، OMV اتریش و GEOPRO آلمان اشاره کرد. یکی دیگر از مزیت‌های مشارکت با شرکت‌های خارجی و بین‌المللی در راستای استانداردسازی و به روزرسانی روش‌ها و تکنیک‌های انجام عملیات لرزه‌نگاری، به روز نمودن تجهیزات مورد استفاده در کارهای عملیاتی و نرم افزاری بوده است. هم‌اکنون شرکت عملیات اکتشاف از تجهیزات لرزه‌نگاری از قبیل سیستم‌های رکوردینگ Sercel ۴۲۸UL و Sercel ۴۰۸UL و ویبراتورهای Nomad۵۶ در عملیات‌های خود استفاده می‌کند.

اصلی‌ترین پروژه‌های لرزه‌نگاری شرکت عملیات اکتشاف نفت در چند سال اخیر

ناحیه	نوع برداشت	اندازه	نوع منطقه	زمان انجام
آزادگان	سه بعدی	۱۹۰۰ کیلومتر مربع	دشت / باتلاق	۲۰۰۴-۲۰۰۲
کوهستان	دو بعدی	۱۶۱۷ کیلومتر	کوهستان	۲۰۰۵
خزر	سه بعدی	۲۵۰۰ کیلومتر مربع	دریایی	۲۰۰۵
بلوک بایسون - ازبکستان	دو /سه بعدی	۱۱۳۸/۹۲۵ کیلومتر	دشت / کوهستان	در حال انجام

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

پروژه‌های پردازش داده‌های لرزه‌نگاری

کاشان	دو بعدی	سه قنات	دو بعدی	راز	دو بعدی	گناباد	دو بعدی
زاغه	دو بعدی	گرگان	دو بعدی	بید کرز	دو بعدی	بالارود	دو بعدی
ابوذر	دو بعدی	برازجان	دو بعدی	ماهشهر	دو بعدی	سراب	دو بعدی
اهواز	دو بعدی	موسیان	دو بعدی	گرمی	دو بعدی	آرش	دو بعدی
شوشتر	دو بعدی	ورامین	دو بعدی	آب تیمور	دو بعدی	خزر	سه بعدی
گناوه	دو بعدی	اناران	دو بعدی	تبریز	دو بعدی	گناباد	دو بعدی
عیم خوش	دو بعدی	دشت مغان	دو بعدی	شادگان	دو بعدی	بالارود	دو بعدی
زابل	دو بعدی	شرنجان	دو بعدی	هویزه	دو بعدی	سراب	دو بعدی

شرکت عملیات اکتشاف در مدت ۱۱ سال اخیر بیش از ۱۱۰۰۰ کیلومترمربع عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی را در خشکی به تنهایی یا با مشارکت شرکت‌های خارجی انجام داده است. همچنین ۶۰۰۰ کیلومترمربع عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی در دریا، بیش از ۱۲۰۰۰ کیلومترمربع برداشت دو بعدی در خشکی و ۷۰۰۰۰ کیلومتر برداشت دو بعدی در دریا توسط این شرکت انجام شده است.

یکی از مهم‌ترین فعالیت‌های دریایی این شرکت، مشارکت در تکمیل پروژه PC۲۰۰۰ در منطقه‌ای به طول ۶۰۰۰ کیلومتر در خلیج فارس و دریای عمان بود. این پروژه که طبق توافق‌نامه شرکت ملی نفت ایران و گروه انرژی بنیاد مستضعفان و جانبازان و شرکت نروژی Norex Group انجام شد، کلیه آب‌های ساحلی ایران را تحت پوشش قرار داده و بر روی آن عملیات لرزه‌نگاری دو بعدی با کیفیت بالا را انجام داد. به این منظور شبکه‌ای متراکم با فواصل ۲ در ۲ کیلومتر از خطوط لرزه‌نگاری طراحی و برداشت شد. پروژه دیگر دریایی این شرکت ، پروژهٔ لرزه‌نگاری سه بعدی خزر در سال ۲۰۰۴ بود که با استفاده از کشتی پژواک عملیات لرزه‌نگاری سه‌بعدی در محدوده ۲۵۰۰ کیلومترمربع از آب‌های ساحلی دریای خزر انجام شد.

البتّه پس از حادثه آتش‌سوزی در کشتی پژواک در باکو، این شرکت امکان لرزه‌نگاری در بخش عمیق دریا را از دست داد. پس از این حادثه انتظار می‌رفت که با توجّه به نیاز مبرم کشور به این خدمات و تحریم‌ها و محدودیت‌های پیش‌روی کشور و وجود تجربیات و پتانسیل‌های موجود در شرکت عملیات اکتشاف نفت، تسهیلاتی جهت بازسازی یا خرید کشتی دیگری فراهم شود. چرا که در دنیا تعداد محدودی کشتی لرزه‌نگاری وجود دارد که به سبب وجود تحریم‌ها، کم‌تر تمایل به فعالیت در ایران را دارند. این نوع کشتی‌ها گران بوده و برای این شرکت سرمایه‌گذاری در چنین حجمی نیازمند حمایت است که می‌تواند بخشی از منابع لازم درقالب پیش‌پرداخت یک پروژه بلندمدت چند ساله، از سوی شرکت ملی نفت به عنوان اصلی‌ترین کارفرمای این شرکت تأمین شود. این امر علاوه بر امکان تأمین منابع مالی خرید کشتی لرزه‌نگاری جدید و یا تعمیر کشتی پژواک، باعث تسریع در انجام پروژه‌های لرزه‌نگاری مناطق دریایی کشور در دریای خزر و خلیج فارس خواهد شد. هم‌اکنون در خصوص تأمین دکل‌های حفاری، تأمین مالی بخشی از هزینهٔ خرید، در قالب پیش‌پرداخت توسط شرکت ملی نفت انجام می‌شود. البته هم‌اکنون این شرکت در مناطق کم عمق دریایی، خدمات خود را در هندیجان و ماهشهر

عملیات نقشه‌برداری در برف

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

به شرکت فلات قاره و در آبادان به مدیریت اکتشاف ارایه می کند.

یکی دیگر از خدمات این شرکت، پردازش اطلاعات لرزه‌نگاری است. این شرکت تاکنون پروژه‌های متعدد پردازش اطلاعات لرزه‌نگاری را در کشور انجام داده است.

تسلّط و آشنایی با چینه شناسی حوضه زاگرس، واحدهای رسوبی و پوش سنگ‌های آن مانند سازندهای دشتک و گچساران به همراه تشخیص هیدروکربن‌ها در گل‌های پایه روغنی، نظارت بر عملیات مغزه‌گیری، نمودارگیری و MWD تفسیر ابتدایی نمودارهای چاه‌پیمایی و تهیّهٔ گزارش تکمیلی از چاه، طرّاحی مراحل اجرای یک برنامهٔ حفاری، هدایت عملیات از راه دور، انجام برنامه‌های آموزشی سر چاه، مطالعات فشار سازند پیش از حفاری و ایجاد مجموعه اطلاعات زمین‌شناسی از دیگر فعالیت‌های این شرکت در حوزهٔ زمین‌شناسی و خدمات حفاری است. همچنین این شرکت خدماتی چون چاه‌آزمایی، چاه‌پیمایی، آزمایش سطحی به وسیله تفکیک‌گر سیار و سیمانکاری و اسیدکاری را نیز ارائه می کند.

سابقهٔ فعالیت شرکت عملیات اکتشاف نفت در مورد حفاری چاه‌های نفت و گاز و نگهداری و تعمیرات و تأمین قطعات دستگاه‌های حفاری به سال ۱۳۶۲ باز می گردد. در آن زمان این بخش، چند دکل حفاری و تجهیزات لازم را در اختیار داشت و از آن‌ها در داخل کشور استفاده می کرد. اما در فرآیند واگذاری براساس نظر سهام‌داران، بخش حفاری این شرکت متوقف شد، تا این که با گذر زمان و موفقیت در انجام فعالیت‌ها، این شرکت صاحبان سهام را مجاب کرد که به سرمایه گذاری و فعالیت جدید در بخش حفاری مبادرت ورزد.

بنابراین با توجه به نیاز کشور به حفاری، سالانه برای حفر بیش از ۴۵۰ حلقه چاه جدید جهت توسعه میدان‌های نفتی لازم بود تا بیش از ۲۰ دستگاه حفاری تهیّه گردد. این شرکت با توجه به تجربهٔ قبلی و وجود نیروهای باتجربه در زمینهٔ حفاری، در مرحلهٔ نخست تصمیم به خرید ۶ دستگاه حفاری خشکی کرد که با برنده شدن در مناقصه، مسئولیت حفاری دو حلقه چاه توصیفی در میدان دارخوین برای شرکت نفت و گاز اروندان به این شرکت واگذار شد. این دستگاه‌ها مجهز به وسایل و تجهیزات مدرن برقی و با قدرت ۲۰۰۰ اسب بخار است که قادر به حفاری تا عمق ۷۰۰۰ متری است.

فعالیّت‌های برون مرزی

این شرکت به عنوان یک بنگاه اقتصادی و در راستای درآمدزایی، فعالیّت خود در پروژه‌های برون مرزی را از سال ۱۳۸۵ آغاز کرد. دلیل دیگر این شرکت به فعالیّت در خارج از مرزها، نبود پروژه‌های اکتشافی در داخل و یا مشکلاتی بود که در داخل با آن‌ها روبه‌رو بود. همچنین با توجّه به این که در شرایط تحریم، شرکت‌های بزرگ بین‌المللی کم‌تر در ایران فعالیّت می کنند و شرکت‌های خارجی موجود در ایران نیز در سطح بالای فنی نیستند، قرارگیری در کنار آن‌ها نمی توانست رقابت فشرده و انگیزهٔ ارتقاء را برای شرکت ایجاد کند و حتّی به دلیل عدم رعایت برخی از استانداردها توسط آن شرکت‌ها امکان تضعیف عمومی استانداردهای فنّی در داخل نیز وجود داشت. بنابراین این شرکت تصمیم به حضور در بازار بین‌المللی گرفت.

عملیات حفاری در برف

با حضوردر بازارهای بین‌المللی و انجام عملیات ژئوفیزیک برای کارفرمایانی چون پتروناس مالزی و ناظرین مطرح و به نام بین‌المللی در عرصهٔ عملیّات فنی با رعایت اصول ایمنی و محیط زیست، امکان به روزرسانی استانداردهای شرکت فراهم شد و ارتباط شرکت عملیات اکتشاف با کارفرمایان برون‌مرزی باعث شد تا سطح کارهای درون مرزی این شرکت نیز ارتقاء پیدا کند. در عین حال که این امر به ارتقاء عمومی استانداردهای این صنعت در داخل نیز منجر شد و موجب شد که شرکت ملی نفت به عنوان کارفرمای اصلی چنین پروژه‌هایی، سطح استانداردهای قراردادی خود را بهبود بخشد.

عملیات حفاری در زمین های کشاورزی

اولین کارفرمای این شرکت، شرکت پتروناس مالزی در کشور ازبکستان بود. در این پروژه این شرکت توانست با توجّه به بررسی‌های فنی و مالی انجام شده و شناخت مناسبی که از منطقه داشت، در میان چهار شرکت دیگر از چین، روسیه و آمریکا پیشنهاد بهتری را ارایه کند. براین اساس و با وجود عدم شناخت کافی کارفرما از این شرکت، اما به دلیل اسناد معتبر ارایه شده، پروژه به شرکت عملیات اکتشاف نفت واگذار شد، تا این شرکت به عنوان اولین شرکت بالادستی در زمینه اکتشاف نفت در بیرون از مرزها فعالیت خود را آغاز کند.

این شرکت برای انجام پروژه «بایسون» ازبکستان، برخی از فعالیت‌های محدود چون لجستیک و تأمین نیروی انسانی کارگری و سایر نیازمندی‌های مصرفی را به شرکت‌های پیمانکار محلی واگذار کرد و بخش عملیات توسط نیروهای این شرکت انجام شد. پس از پروژهٔ بایسون، این شرکت فعالیت خود را با شرکت مالزیایی در چند پروژه دیگر ادامه داد و بعد از آن با «لوک‌اویل»، «زیروماکس» نیز به عنوان کارفرما در انجام پروژه‌های لرزه‌نگاری همکاری داشت. در جدیدترین پروژهٔ لرزه‌نگاری در قرقیزستان نیز این شرکت برای یک شرکت استرالیایی فعالیت خود را آغاز کرده است. البته بازار هدف این شرکت تنها منطقهٔ کشورهای استقلال یافته شوروی سابق نیست ولی به دلیل وجود مرزهای زمینی این کشورها با ایران، ارسال تجهیزات راحت‌تر صورت می‌گیرد. اکنون نزدیک به ۳۰ درصد از پتانسیل شرکت در خارج از کشور مشغول فعالیت است.

مشکلات شرکت

یکی از مشکلات شرکت عملیات اکتشاف جهت انجام فعالیت در داخل، فرآیند برگزاری مناقصات است. برخی از شرکت‌های خارجی که با مشارکت شرکت‌های ایرانی و یا به صورت مستقل در ایران فعالیت می‌کنند، معمولاً درجهٔ اعتبار پایینی دارند و یا پیش از این فعالیتی در بخش لرزه‌نگاری نداشته‌اند. بنابراین در مناقصه‌ها قیمت‌های پایینی را پیشنهاد می‌کنند تا برنده شوند، اما در اجرا مشکلات زیادی برای خود و کارفرما ایجاد کرده و دیگر فعالیت‌های توسعه‌ای میدان را با تأخیر مواجه می‌کنند. از طرفی قیمت‌های پیشنهادی شرکت عملیات اکتشاف که براساس بررسی فنی-اقتصادی ارایه شده و استانداردهای خاصی را رعایت می‌کند، در مناقصه پذیرفته نمی‌شود و هرچند که تجربهٔ عدم‌موفقیت چنین پروژه‌هایی در ایران زیاد است، اما همچنان این روند ادامه دارد. این در حالی است که قیمت پیشنهادی شرکت در ایران کم‌تر از خدمات برون‌مرزی است و پشتیبانی در داخل نیز به مراتب از عملیات‌های برون‌مرزی شرکت بهتر است. برای رفع این نقیصه، در مناقصات لازم است تا اطلاعات دقیق فنی و اقتصادی و سوابق و توانایی پیمانکاران شرکت‌کننده بررسی شود تا امکان رقابت سالم فراهم گردد.

از دیگر مشکلات این شرکت به عنوان اولین شرکت نفتی صادرکنندهٔ خدمات فنی در بخش بالادستی صنعت نفت، نظام بروکراسی حاکم بر سازمان‌های دولتی همچون گمرک و بانک‌ها است. ورود تجهیزات استفاده شده در پروژه‌های برون‌مرزی به داخل کشور با محدودیت‌هایی روبرو است و از سویی به دلیل وجود تحریم‌ها، نقل و انتقالات مالی بین‌المللی شرکت با مشکلات همراه است. همچنین برای شرکت‌های صادرکننده خدمات فنی، پاداشی از سوی دولت تعیین شده که از سال ۱۳۸۲ تاکنون با وجود پیگیری‌های به عمل آمده تاکنون این پاداش به شرکت پرداخت نشده است.

صدور خدمات فنی و مهندسی یکی از بهترین انواع صادرات غیرنفتی است که در جهت ارتقاء شرکت‌های داخلی به شرکت‌های تراز جهانی بسیار مؤثر است و لذا لازم است مورد حمایت خاص دولت قرار گیرد.

بحران اقتصادی جهان و توسعهٔ ماسه سنگ‌های نفتی

کم‌تر از شش ماه پیش بود که توسعه‌دهندگان ماسه‌سنگ‌های نفتی (نفت سنگین) کانادا، با سرعت تمام در حال کار بودند تا از مزایای نفت ۱۵۰ دلاری سود ببرند. اما در حال حاضر، همه به جز یک شرکت اعلام کرده‌اند که در پاسخ به نفت ۶۰ دلاری، فعالیت‌های خود را کاهش خواهند داد. ریک جورج، رئیس و مدیرعامل Suncor قدیمی‌ترین شرکت کانادایی فعال در زمینه ماسه سنگ نفتی، استراتژی خود را در گفت‌وگو به باربارا شوک، رئیس مؤسسه هوستون بیورو[1]، به بحث گذاشته است.

ترجمه: جواد سپهری

به نظر شما در صورتی که قیمت نفت خام WTI تا یکسال در محدوده ۶۰ تا ۷۰ دلار باقی بماند، تا چه حد فعالیّت بر روی ماسه سنگ‌های نفتی، کند خواهد شد؟

قطعاً این فعالیت‌ها کاهش خواهد یافت و به نظرم این کاهش در مورد پروژه‌های دیگر نیز اتفّاق خواهد افتاد. اما اگر به بازهٔ ۱۰ سال اخیر نگاهی بیندازیم، فکر نمی‌کنم تغییر چندانی رخ داده باشد. در آلبرتای شمالی، فعالیّت‌ها بسیار شدید بوده است. نکته‌ای که وجود دارد این است که صنعت نفت‌های سنگین، بسیار رقابتی است. پروژه‌های بسیاری در نوبت اجرا قرار گرفته‌اند. به طور مثال می‌توان به کرل لیک[2] که توسط شرکت اگزان اجرا می‌شود اشاره کرد. شرکت توتال نیز پروژه‌هایی در دست اجرا دارد، شرکت هاسکی، CNL نکسن و شرکت ما نیز در زمره همین شرکت‌ها قرار می‌گیریم. یک دوجین از این شرکت‌ها وجود دارند. این امر فرصتی به وجود می‌آورد تا زیرساخت‌هایی در اطراف شهر فورت مک کوری[3] (در آلبرتا) به وجود بیاوریم، هزینه‌ها را کاهش دهیم و با دسترسی به نیروی کار، از تورم موجود بکاهیم. در ورای ابرقیمت‌های پایین نفت خام، رشته‌هایی نقره‌ای در ذهن من وجود دارد. در شش سال گذشته، صنایع در سراسر جهان با رشد تورم بالایی دست و

پنجه نرم کرده‌اند. نکته مثبت آن است که چرخی که تا به حال به سود بسیاری از پیمانکاران و سازندگان و نیروی کار می‌گشت، دارد به سمت یک نوع تعادل پیش می‌رود. خوشبختانه می‌توانیم وارد وضعیتی شویم که هزینه‌هایمان را بهتر کنترل کنیم. در پنج سال آینده، شرایط به مراتب بهتر خواهد شد. در این صنعت، حدود هر ۱۰ سال یکبار، اتفاق خاصی روی می‌دهد که نقاط ضعف و سستی را از بین می‌برد. بسیاری از کسانی که در این صنعت هستند، افرادی هستند که تنها ملکی دارند که هیچ برنامه‌ریزی مشخصی برای آن نکرده‌اند. در این میان، اشخاصی موفق خواهند بود که بتوانند شرایط تجاری خود را مدیریت کنند، ترازنامه‌های خودرا مدیریت نمایند و تصمیم درست بگیرند.

می‌توانید توضیح دهید چرا کاهش فعالیت‌ها به نفع این صنعت است؟

شما شهر فورت‌مک موری را در نظر بگیرید. ده سال پیش، این شهر ۲۵ تا ۳۰ هزار سکنه داشت، امروزه جمعیت آن به ۸۰ تا ۹۰ هزار نفر رسیده است و حدود ۲۰ هزار نفر نیز در واحدهای کاری زندگی می‌کنند. در این شهر، صف‌های طولانی در مقابل مغازه‌ها وجود دارد. مدرسه‌ها و امکانات پزشکی برای شهری با نصف این میزان جمعیت در نظر گرفته شده است. به اندازه کافی، امکانات ورزشی و مدرسه وجود ندارد. این فرصتی برای ایجاد زیرساخت‌های لازم در این شهر است. نیاز حقیقی این شهر، ایجاد واحدهای کارگری مجزا نیست، بلکه ایجاد اجتماعی است که در آن، ما به این که فرزندانمان در آن زندگی می‌کنند افتخار کنیم. هنوز به این سطح نرسیده‌ایم. اولین مرحلهٔ رشد در دهه ۱۹۶۰ روی داد که شرکت سانکور اولین نیروگاه خود را در اینجا ایجاد کرد. در آن زمان، جمعیت شهر از ۵ هزار به ۱۰ هزار نفر رسید. پس از آن وضع به آرامی پیش رفت تا این که شرکت Syncrude در اواخر دههٔ ۱۹۷۰ در اینجا مستقر شد. پس از آن و تا قبل از سال ۱۹۹۸ فعالیّت‌ها به آرامی گسترش یافت. اما در ده سال گذشته، میزان سرمایه‌ای که به این منطقه وارد شده به شدت بالا رفته است. این حجم سرمایه، مبهوت‌کننده بوده و ما این فرصت را نداشته‌ایم که خود را با آن انطباق دهیم. منظورم از ما، صنایع و دولت‌های ملی و محلی است. حال فرصت ایجاد زیرساخت‌ها به وجود آمده است تا شهر را به صورت، شهری خانوادگی در آوریم تا هر کسی به زندگی در آن افتخار کند. آرزوی من این است که این شهر به بهترین شهر کوچک در کانادا تبدیل شود. در پنج سال گذشته، پیمانکاران و سازندگان، کنترل قیمت‌ها و هزینه‌ها را در دست داشتند. در وضعیت جدید، نقطه تعیین قیمت‌ها دوباره به دست صنایع خواهد افتاد و فاصلهٔ ایجاد شده بین میزان کار موجود در کانادا برای این پروژه‌ها و نرخ هزینه‌ها به سطح معقولانه‌تری خواهد رسید. امروزه در این واحدها، کارگرانی از برزیل، فیلیپین و آمریکا وجود دارند که هزینه‌های بالایی را به ما تحمیل می‌کنند. با این که خدمات این نیروی کار، ارزنده بوده است اما باید به شرایط حقیقی باز گردیم.

آیا از تمام فرصت‌ها و ظرفیت‌های ماسه‌سنگ‌های نفتی این منطقه استفاده شده است؟

این مخزن اولین و یا دوّمین حوضهٔ بزرگ نفت سنگین در دنیاست. بهترین قسمت‌های این حوضه که قرار است طی ۵۰ تا ۷۵ سال آینده توسعه یابند، اجاره داده شده است. بخش‌های خوبی در این منطقه یافت می‌شود. در بخش SAGD (ریزش ثقلی با کمک تزریق بخار) چاه‌های ما به طور روزانه ۲۰۰۰ بشکه بیتومن[۴] تولید می‌کنند. کرل لیک نیز از موقعیت خوبی برخوردار است، این شرکت‌ها، این مناطق و مخازن را برای زمانی طولانی در اختیار دارند. اما در حاشیهٔ این حوضه، مشکلات بیشتر است. در آن قسمت‌ها، سنگ پوش خوب وجود ندارد. لایه‌ها نازک‌ترند و آب بیشتری وجود دارد. قسمت‌هایی وجود دارد که ممکن است تا سال‌ها، توسعه داده نشوند. در آینده ممکن است تکنولوژی لازم برای بهره‌برداری مؤثر از آن‌ها به وجود بیاید.

شما در مورد ماسه‌سنگ‌های نفتی صحبت کردید که به زودی دیگر جزء منابع نفتی غیر مرسوم به شمار نخواهند آمد؟ دلیل شما چیست؟

به نظر من با توسعه روش‌هایی مانند SAGD در مقایسه با روش سنتی استخراج معدنی، این اتفاق روی خواهد داد. بسیاری عقیده دارند که ماسه سنگ نفتی یعنی مقدار ناچیزی نفت. اما به نظر من، این نوع مخازن دارای معایب و مزایای زیادی هستند. بهترین مزیت آن‌ها، حجم بسیار بالای آن‌هاست. این مخازن با افت روبرو نیستند. وقتی در یک منطقه سرمایه‌گذاری می‌شود، باید در نظر داشت که این سرمایه‌گذاری برای حدود یک قرن خواهد بود. این صنعت دارای سود ناخالص بالایی است و با تجارت معمولی تفاوت هایی دارد. زیرا هزینه‌های ثابت نسبتاً بالا و هزینه‌های متغیر پایینی دارد. امروزه که نفت به ۶۰ دلار در هر بشکه رسیده است، هزینه‌های عملیاتی ما، نزدیک به ۳۰ دلار است. یعنی حدود ۳۰

دلار نیز سود ناخالص دارد. کدام صنعت دیگری را سراغ دارید که این گونه باشد. مردم معمولاً به تجارتی توجه می کنند که منحنی نزولی نرمالی دارد که بسیار با صنعت ما متفاوت است.

آیا تغییر رژیم مالکیت در آلبرتا، تأثیری بر شرکت Suncor داشته است؟

این تغییرات در صنعت گاز بیشترین تأثیر را داشته است. صنایع مرتبط با گاز در آلبرتا، رو به کاهش گذاشته و در عوض در ایالت های بریتیش کلمبیا و ساسکاچوان[۵] توسعه داده شده اند. صنایع ماسه سنگ های نفتی تأثیر قابل توجهی نپذیرفته اند. بخشی از این امر به این خاطر بوده که این تغییرات دارای یک مقیاس تدریجی است که از ۵۵ دلار در هر بشکه شروع و به ۱۲۰ دلار در هر بشکه می رسد. با در نظر گرفتن این امر، می توان فهمید که تأثیرات در بخش نفت سنگین، عاملی مهم و فراگیر نبوده است.

آیا هنوز انتظار دارید که به سطح تولید ۳۰۰ هزار بشکه در روز دست پیدا کنید؟

بله. ما با چند مسأله عملیاتی روبرو بودیم. بیتومین از لایه های مختلف معدن به دست می آید و محتوای ماسه آن، میزان نمک، میزان سنگینی و غوطه ور شدن یا شناور شدن در آب برای هر لایه متفاوت است. دما نیز به شدت تغییر می کند، از منفی ۴۰ تا مثبت ۴۰ درجه سانتیگراد. بنابراین باید این شرایط را در نظر داشت.

در حالی که ارتقاء دهنده با تأخیر تحویل شرکت Suncor خواهد شد، آیا با ظرفیت ارتقاءدهنده های موجود به فعالیت خواهید پرداخت یا کارخانه آمریکایی دیگری خواهید خرید؟

نه. نیاز ما چندان حیاتی نیست. به نظرم طی ۱۲ تا ۱۸ ماه آینده، با وضعیت موجود کنار خواهیم آمد. حدود ۴ سال پیش ما دو پالایشگاه دنور را خریدیم تا بتوانیم میزان پالایش خود را کنترل نماییم. ظرفیت ارتقاءدهنده های ما بالاست و چیزی حدود ۳۵۰ هزار بشکه در روز است. مسأله ما کمبود بیتومین است. فشارها بیشتر از جانب افرادی است که در خلیج مکزیک کارخانه های کک سازی را اداره می کنند. زمان هایی هست که عملیات ارتقاء دادن سودآورتر است و در برخی دوره ها، صنایع بالادستی و تولیدات مؤثر، سود بیشتری به دنبال دارد. داشتن شرکتی مانند سانکور که هم در بخش بالادستی و هم در زمینهٔ تولید بیتومین، فعّال است، یک امتیاز بزرگ محسوب می شود. در مسیر توسعه ای که ما طی می کنیم، خرید دارایی ها و املاک، اولویت چندانی ندارد.

شما دارای ترازنامه خوبی هستید، دارایی های مالی خوبی دارید و کلاً وضعیت شما مناسب است. آیا هیچ شرکت نفتی ملی یا بین المللی، درخواست همکاری با شما داشته است؟

افراد همیشه به دنبال فرصت می گردند. اما جواب سؤال شما منفی است. در طول مدت ۱۶ سالی که من ریاست سانکور را به عهده داشته ام، با هیچ شرکت نفتی بین المللی مذاکره نکرده ام. سانکور معمولاً در پروژه های اصلی خود شریکی نداشته است. ما صاحب ۱۰۰ درصد تولید بیتومین و امتیازمان، که شامل ۱۵ میلیارد بشکه ذخیره است، هستیم. ما ظرفیت های فراوانی از ارتقاء دهنده و همچنین بیتومین داریم و در حال

حرکت رو به جلو هستیم. این در حالی است که به طور مثال Syncrude هشت شریک و حتی (رویال داچ) شل نیز دو شریک دارند. اما من دوست دارم در شرایطی باشم که بتوانم سرنوشتم را خودم کنترل کنم نه توسط جلسات با شرکاء. اگر شما نظر بیشتر شرکت ها را جویا شوید آن ها هم ترجیح می دهند که سرنوشتشان را خود در اختیار داشته باشند نه شرکایشان.

با توجه به قیمت سهام و نظرات تحلیلگران، به نظر می رسد بازار واکنش مطلوبی به کاهش در سرمایه گذاری داشته است؟

بله، به نظرم آن ها این امر را حرکتی در جهت کاهش فعالیت ها و ماندن در شرایط کنونی ارزیابی کرده اند. به اعتقاد من، چیزی که ما نشان دادیم احتیاط و انعطاف پذیری و راهی برای جلو رفتن بود. باید بگویم در این شرایط، ما یکی از معدود شرکت هایی هستیم که توانسته واقعاً هزینه را کاهش داده و به رشد ادامه دهد.

شما اقدامی در جهت متوازن کردن میزان انتشار CO_2 نیروگاه های بادی و بیوسوخت ها انجام داده اید؟ اما چالش اصلی، جمع آوری CO_2 در نقطه انتشار آن است. شما در این زمینه چه کار کرده اید؟

این دقیقاً همان چیزی است که باید روی دهد. ما به زیرساخت هایی نیاز داریم، به خط لوله ای که از مناطق مرکزی آلبرتا که میدان های قدیمی نفت و گاز وجود دارند، آغاز شده، از ادمونتون می گذرد و به فورت مک موری می رسد. این خط لوله را می توان به یک بزرگراه بین دو ایالت تشبیه کرد. این خط لوله باید طوری باشد که همه بتوانند CO_2 را به آن وارد و هر کس که لازم داشت از CO_2 آن استفاده کند. ما توافقاتی جدی با بعضی سطوح دولتی، فدرال و ایالتی و بعضی صنایع داریم. این امر مطمئناً برای همه هزینه هایی دارد و پروژه ارزانی نخواهد بود. در شرایط موجود نیز، این پروژه ارزان و سریع نیست. شما با تعداد زیادی از انتشاردهندگان CO_2 روبرو خواهید بود که در بالای این لیست، نیروگاه ها قرار دارند که بزرگ ترین انتشار دهنده CO_2 به شمار می روند. نیروگاه های هیدروژن را داریم که گاز طبیعی مصرف می کنند و کربن تولید می نمایند. در بعضی مناطق، تولید گاز از کک های نفتی را داریم که میزان قابل توجهی دی اکسیدکربن تولید می کنند که می توان جمع آوری کرد. این مسیری است که دنیا باید به سمت آن برود. رکود اقتصادی اخیر، این روند را کند کرده است اما ما باید زمینه های این کار را در طول زمان فراهم کنیم.

بررسی گزارش ها بر روی پایگاه شبکه شما، نشان می دهد که اثرات محیطی و توسعه پایدار، به بخشی از یک فرهنگ ریشه دار در Suncor تبدیل شده است. این فرهنگ چگونه رشد کرده است؟

صنعتی که ما در آن فعالیت داریم نسبت به سایر بخش های صنایع و تجارت ها، ارتباط شدیدتری با انرژی دارد. حال این سؤال پیش می آید که سانکور چگونه به عنوان یک توسعه دهنده ممتاز عمل کرده است و چگونه با وجود رشد نظارت های اجتماعی، موفق بوده است. ما همیشه انتظار داریم، تقاضاهای عمومی افزایش یابد، اما این افزایش سریع تر از حد انتظار ما بوده است. صدای شدیداللحن منتقدین صنعت، همیشه به دنبال خرده گرفتن در مورد هر نوع اطلاعاتی است. به نظرم، ما در زمینه دادن اطلاعات، خوب و سنجیده عمل نکرده ایم. به نظرم با کند شدن رشد اقتصادی و کم شدن طاقت مردم دربارهٔ این انتقادات، فرصت مناسبی برای ما به وجود آمده تا بیشتر خودمان، پیشرفت ها و اهدافمان را معرفی کنیم. این کاری است که باید مداوم صورت گیرد. بخش نفت سنگین (ماسه سنگ های نفتی) نیز مانند سایر بخش های صنایع ضربه خورده است و صنایع به طور کلی نتوانسته اند خود را به خوبی معرفی کنند. ما اجازه داده ایم که سایر افراد، سررشته سخن را به دست بگیرند.

درآمدهای سه ماهه سوم، کاملاً قاطع و قوی بوده اند. آیا سود ۲۹ درصد در مقاطع سه ماهه، روند پایداری داشته است؟

شما چه قیمتی برای نفت در نظر گرفته اید؟ قطعاً قیمت نفت از آن زمان تا کنون سیر نزولی داشته است و بنابراین نمی توان انتظار ادامه روند رو به رشد (درآمدها) را داشت.

کدام حالت بیشتر به نفع شما خواهد بود، دلار کانادای قوی یا ضعیف؟

تضعیف دلار کانادا در مقابل دلار آمریکا، به سود ما خواهد بود. چون درآمدهای ما بر حسب دلار آمریکا و هزینه های مان برحسب دلار کاناداست. اگر قیمت نفت خام از ۱۰۰ به ۷۵ دلار آمریکا در هر بشکه و دلار کانادا از برابری دلار آمریکا تا نرخی که امروزه قرار دارد، نزول کند، تقریباً بیش از نیمی از این نزول قیمت نفت، با نزول قیمت دلار کانادا جبران می شود.

پی نوشت:

۱. Houston Bureau
۲. Kearl Lake
۳. Fort MC Murray
۴. bitumen
۵. Saskatchewan

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

دسترسی ایالات متحده به بازار جهانی LNG

چکیده: این مقاله میزان حضور و مشارکت ایالات‌متحده در بازار جهانی LNG را مورد بحث قرار می‌دهد. علی‌رغم زیاد شدن تولید گازطبیعی در ایالات متحده، واردات LNG این کشور به دلیل کاهش تولید گاز کانادا افزایش یافته است. در این مقاله ترکیب واردات فعلی ایالات‌متحده از تولیدکنندگان LNG توضیح داده شده و دورنمای آتی هر یک از تولیدکنندگان LNG مورد بحث قرار گرفته است. نتایج مقاله نشان می‌دهد که متغیر بازار جهانی منجر به قیمت‌های بالاتر و کاهش بیشتر در واردات LNG توسط ایالات‌متحده شده است. در آینده نیز به واسطهٔ افزایش‌های مقطعی در عرضهٔ داخلی و هزینه‌های فزآیندهٔ حمل‌ونقل، رقابت ایالات‌متحده با دیگر مصرف‌کنندگان LNG تنگاتنگ‌تر خواهد شد. ظرفیت مازاد تبدیل مجدد LNG به گاز و قیمت‌های بالای گاز، صنعت LNG را به سمت یکپارچه‌سازی سوق داده است. با این شرایط دور از ذهن به نظر می‌رسد که مصرف‌کنندگان LNG شاهد کاهش در قیمت باشند. به علاوه به دلیل نوع توزیع جهانی ذخایر گاز، اتکاء بیش از حد بر LNG می‌تواند امنیت انرژی در ایالات متحده را با مخاطره مواجه سازد.

جولی اربان
دانشگاه ویسکانسین مارینت
منبع: نشریه اوپک انرژی رویو - مترجم: علی ابوالقاسمی شیرازی

مقدمه

تا چندی پیش، LNG به عنوان راه‌حلی برای شکاف بین تولید و تقاضای روبه فزونی در آمریکای شمالی به شمار می‌رفت. بسیاری از صاحب‌نظران انرژی، مصرانه خواهان افزایش ترمینال‌های دریافت و تبدیل مجدد LNG به گاز در ایالات متحده بودند.

در سال ۲۰۰۲ مقرراتی جهت تشویق به سرمایه‌گذاری در این گونه طرح‌ها بازنویسی شدند. در حال حاضر ظرفیت تبدیل LNG به گاز در آمریکا بیش از میزان تقاضای فعلی و حتی آتی آن است. در سال ۲۰۰۳، آلن گرین سپن[1] بیان کرد که LNG به مثابه دریچهٔ اطمینان برای فشار قیمت است که به قیمت‌های گاز در ایالات متحده ثبات می‌بخشد. این مقاله واردات گذشته و فعلی LNG در ایالات‌متحده را بررسی نموده و امکان برطرف شدن شکاف بین مصرف و تولید داخلی را با واردات از کانادا و LNG مورد مطالعه قرار می‌دهد.

شکاف

در شکل (۱) شکاف بین تولید داخلی و میزان مصرف گاز طبیعی در ایالات متحده نشان داده شده است. بالاترین شکاف ۱۱۷/۴ میلیارد متر مکعب است که در سال ۲۰۰۰ رخ داد و در هنگام رکود سال ۲۰۰۱ به ۷۴/۱۵ میلیارد متر مکعب رسید. این شکاف در سال ۲۰۰۲ دیگر بار افزایش یافت و هیچ وقت به کم‌تر از ۹۰ میلیارد متر مکعب نرسید. با این که قیمت‌های بالای گاز موجبات حفاری‌های بیشتر و تولید افزون‌تر در سال‌های جاری در آمریکا را فراهم کرد ولی تولید هنوز هم تا رسیدن به میزان اوج ۲۰۰۱

فاصله دارد. تولید گاز ایالات متحده در ۱۹۷۳ به اوج رسید. ادارهٔ اطلاعات انرژی آمریکا پیش‌بینی کرده میزان تولید گاز طبیعی ایالات متحده از ۵۴۶/۱۹ در ۲۰۰۷ به ۵۸۱/۸۵ میلیارد متر مکعب در ۲۰۲۲ افزایش یابد و پس از آن کاهش یابد و به ۵۶۶ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۳۰ برسد. جین لاهر[۲] (۲۰۰۳) بیان کرد تولید گاز در ایالات متحده پیش از کاهش یافتن، برای مدتی ثابت باقی خواهد ماند. با این شرایط، میزان فزونی تقاضای گاز داخلی آمریکا نسبت به تولید داخلی آن باید از طریق واردات با خط لوله از کانادا و یا واردات LNG تأمین شود.

سرمایه‌گذاری کم‌تر از حد در عرضهٔ جهانی انرژی، دغدغهٔ آژانس بین‌المللی انرژی در سال‌های گذشته بوده است. با این حال در چشم‌انداز انرژی جهان برای سال ۲۰۰۶، آژانس بین‌المللی انرژی میزان رشد سالانهٔ تقاضا برای گاز را در مقابل نرخ رشد ۲/۶ درصدی در فاصلهٔ ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۴ تعدیل کرده و ۲ درصد در نظر گرفته است که در مقایسه با چشم‌انداز سال ۲۰۰۵ نیز اندکی کم‌تر است. در واقع فروض مربوط به قیمت‌های بالای گاز و افزایش نگرانی‌ها در مورد امنیت عرضه باعث شده تا در تجدیدنظرها، این پیش‌بینی‌ها روبه پایین تعدیل شوند. به دلیل عدم تطابق جغرافیایی بین مناطق عرضه و تقاضای گاز، پیش‌بینی می‌شود تجارت و مبادلهٔ بین منطقه‌ای گاز، سریع‌تر از تولید گاز توسعه پیدا کند. انتظار می‌رود تجارت LNG توسط آمریکای شمالی و اروپا، بیشترین میزان این افزایش تجارت را داشته باشد.

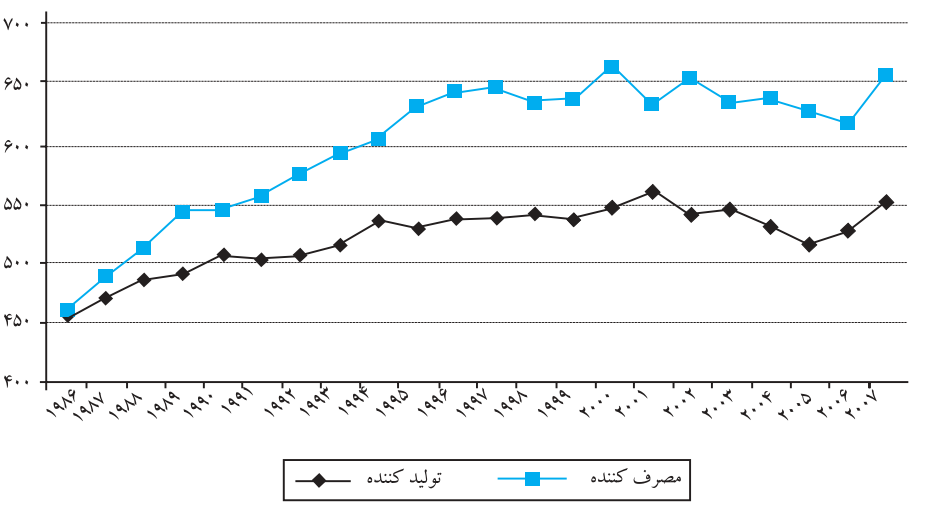
پیش‌بینی می‌شود بیشترین حجم مخارج سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های عرضهٔ گاز، در آمریکای شمالی و برای حفظ ظرفیت موجود صورت گیرد. پنجاه و شش درصد از مخارج سرمایه‌گذاری جهانی در بخش بالادستی و بیشتر آن نیز تا سال ۲۰۱۰ صورت خواهد گرفت. پس از سال ۲۰۱۰، تضمینی برای تحقق سرمایه‌گذاری کافی در مناطق تولیدکننده جهت ایجاد رشد لازم در صادرات LNG وجود ندارد.

کانادا، شوالیه در زرهی زنگار بسته

میزان واردات گاز طبیعی ایالات متحده از سال ۱۹۸۷ به طور پیوسته در حال افزایش بوده است. بیشتر گاز وارداتی، از طریق خطوط لوله از طریق کانادا تأمین می‌شود. با این که کانادا تنها کشور آمریکای شمالی است که تولیدی فراتر از مصرف دارد، با این حال کانادایی‌ها در مورد عواقب بلندمدت صادرات فزایندهٔ گاز به همسایهٔ جنوبی خود تردید دارند. زیرا طبق فصل ششم نفتا (پیمان تجارت آزاد آمریکای شمالی که به پیمان تسهیم متناسب شناخته می‌شود) کانادا باید صادرات نفت و گاز خود به ایالات متحده را به همان نسبت متوسط سه سال گذشته و تا پایان یافتن ذخایر ادامه دهد. از آنجا که کانادا ۵۴٪ از تولید خود را به ایالات متحده صادر کرده است این بدان معنا است که با کاهش تولید کانادا باید هم چنان ۵۴٪ از تولید در حال کاهش خود را صادر کند.

کانادا سوّمین تولیدکنندهٔ بزرگ دنیا به شمار می‌رود ولی از لحاظ منابع در جایگاه نوزدهم جهان قرار دارد. نسبت ذخایر به تولید گاز کانادا هم ۸/۶ است. تولید کانادا در ۲۰۰۲ به اوج خود و به ۱۸۷/۶۶ میلیارد متر مکعب رسید. تولید سال ۲۰۰۶ کانادا ۱۸۵/۳۱ میلیارد متر مکعب بود. با این که قیمت‌های بالای گاز موجب رونق عملیات حفاری در کانادا شد، اما تولید هر چاه به شدت کاهش یافت و از ۵۳/۱۹ میلیون متر مکعب برای هر چاه در ۲۰۰۲ به ۱۰/۷۵ میلیون متر مکعب در ۲۰۰۴ رسید.

شکل ۱: تولید و مصرف داخلی گاز در ایالات متحده (میلیارد متر مکعب)



منبع: دپارتمان انرژی ایالات متحده (DOE)، اداره ی اطلاعات انرژی (EIA)

حدود ۸۰٪ از گاز طبیعی کانادا در آلبرتا قرار دارد. با این حال پیش بینی های تحلیل گران، حداقل رشد تولید گاز طبیعی برای غرب کانادا را در نظر می گیرد. براساس گزارش انجمن ملی انرژی آمریکا گاز تولیدی در چاه های کم عمق جدید ۴۵٪ کم تر از چاه های حفر شده در حوزهٔ رسوبی غرب کانادا در پنج سال گذشته است. نرخ کاهش در این منطقه به واسطهٔ کشف میدان لیدی فرن[۳] تعدیل شده است، ولی تولید در ۲۰۰۲ به اوج رسیده و مخزن با سرعتی بیش از انتظار تخلیه خواهد شد. تحلیل گران در مورد ظرفیت های فلات قاره نوا اس کوتیا[۴] هم مردد هستند. تمام این موارد توانایی کانادا برای افزایش تولید و میزان صادرات به ایالات متحده در بلندمدت را به چالش می کشد.

تقاضای روبه افزایش داخلی کانادا فشار بر بازار گاز طبیعی کانادا را نیز بالا می برد. دالتون مک گوینتی[۵] فرماندار اونتاریو قول داد که نیروگاه های ذغال سنگی را تا سال ۲۰۰۷ تعطیل کند. با تعطیل شدن این نیروگاه ها، گاز طبیعی بیشتری برای تولید برق مورد نیاز خواهد بود. راب وورونا ک[۶] یک تحلیل گر ارشد در انجمن گاز کانادا، می گوید: «یکی از حقایق تلخ در آمریکای شمالی، فقر گاز طبیعی است». دیوهاگز[۷]، یک زمین شناس در منابع طبیعی کانادا بیان می کند «به نظر نمی رسد کانادا قادر به پر کردن شکاف عرضه گاز خود باشد». انجمن ملی انرژی کانادا بر این باور است که کانادا برای حفظ سطح تولید گاز خود با مشکل مواجه است. حال با توجه به این که تولید گاز ایالات متحده رو به کاهش است، ذخایر و تولید کانادا کم شده و مکزیک نیز به یک واردکنندهٔ خالص گاز تبدیل شده است آمریکا برای تأمین تقاضای گاز رو به رشد خود باید آن را از مبدئی خارج از آمریکای شمالی و به صورت LNG تأمین کند. در ۱۹۹۵، ۹۹٪ از واردات گازطبیعی ایالات متحده از کانادا تأمین می شد. این سهم در ۲۰۰۷ تقریباً ۸۲٪ بوده است. بخش فزآینده ای از گاز طبیعی ایالات متحده به صورت LNG وارد می شود.

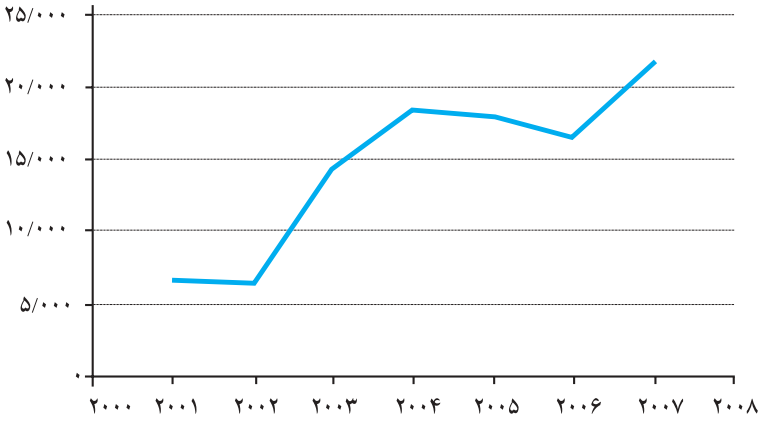
واردات فعلی LNG

غالب ذخایر گاز طبیعی جهان در مناطق جغرافیایی دور دست واقع شده اند. تکنولوژی LNG نیازمند زیرساختی بسیار گران و پیچیده است تا منابع گاز را به مصرف کنندهٔ نهایی برساند. گاز طبیعی در سرمایی معادل منفی ۲۷۶ درجهٔ فارنهایت به LNG تبدیل می شود تا حجم آن کم شود. سپس می توان آنرا از طریق تانکرها به ترمینال های تبدیل مجدد به گاز که آن را به خطوط لوله کشور واردکننده تزریق می کند منتقل کرد. کل زنجیرهٔ مورد اشاره باید با هم به خوبی کار کنند تا گاز طبیعی فرآوری شده، دوباره به گاز تبدیل شود و به دست مصرف کنندهٔ نهایی برسد. در گذشته نه چندان دور، LNG برای ایالات متحده بسیار گران بود. اما با افزایش قیمت LNG و پیشرفت فن آوری هایی که منجر به کاهش هزینه های زنجیره LNG شدند، آن را به یک گزینهٔ اقتصادی تبدیل کردند.

شکل (۲) افزایش واردات LNG در ایالات متحده را از سال ۲۰۰۱ نشان می دهد. سهم LNG از گاز ایالات متحده در سال ۲۰۰۳ و به تبع افزایش قیمت گاز سرچاه به شدت (۱۲۰٪) افزایش یافته و این در حالی است که این احجام پس از سال ۲۰۰۴ به تدریج کم شدند. واردات در سال ۲۰۰۷ به اوج جدیدی معادل ۲۱/۸۱ میلیارد متر مکعب رسید. این حجم نشان از افزایش ۳۲٪ نسبت به سال گذشته و افزایشی ۱۸٪ نسبت به اوج سال ۲۰۰۴ دارد.

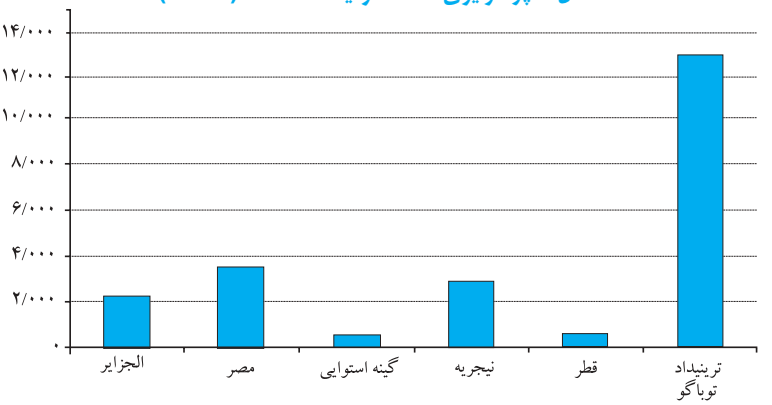
در شکل (۳) واردات LNG آمریکا از کشورهای مختلف برای سال ۲۰۰۷ نشان داده شده است. واردات LNG آمریکا از دو کشور قطر و گینه در سال ۲۰۰۶ شروع شد. ایالات متحده اولین بار در ۱۹۹۹ از قطر LNG وارد کرد و بعد از آن سال هیچ واردات LNG دیگری از قطر نداشت. تا این که واردات LNG آمریکا از قطر در سال ۲۰۰۷ از سر گرفته شد. میزان واردات فعلی LNG آمریکا از قطر معادل ۴۰٪ از میزان اوج واردات قبلی در سال ۲۰۰۰ است. در ۲۰۰۵ واردات LNG ایالات متحده از قطر ۲٪ کل صادرات قطر بود. قطر بعد از روسیه و ایران بزرگ ترین ذخایر گاز طبیعی دنیا را در اختیار دارد. با این حال واردات LNG آمریکا از قطر مقدار کمی از

شکل ۲: واردات LNG ایالات متحده (Mcm).



منبع: دپارتمان انرژی ایالات متحده (DOE)، EIA

شکل ۳: پرتفولیوی LNG در ایالات متحده (Mcm)

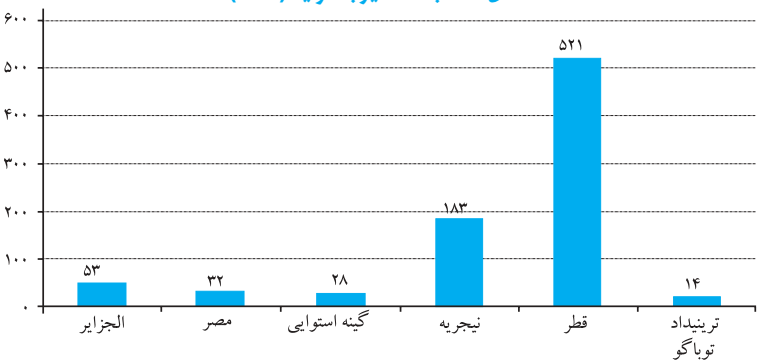


منبع: DOE, EIA

واردات ایالات متحده را تشکیل می دهد. قطر برنامهٔ خاصی برای افزایش تولید گاز خود تا ۲۰۱۳ ندارد.

گینه، فعالیت های توسعهٔ LNG خود را در ۲۰۰۷ شروع کرد و سهم ناچیزی در واردات ایالات متحده دارد. صادرات LNG گینه به ایالات متحده، ۵٪ از کل صادرات این کشور را تشکیل می دهد. در سال ۲۰۰۲ ترینیداد و توباگو ۷۵٪ از کل LNG وارداتی آمریکا را تأمین کردند که این نسبت در سال ۲۰۰۷ به ۵۸٪ کاهش یافت. رقابت جهانی در بازار LNG در سال گذشته و با از دست رفتن ظرفیت تولید انرژی برق آبی اسپانیا بر اثر خشکسالی شدت گرفت. اسپانیا به طور کلی به واردات LNG از الجزایر و مصر وابسته بود ولی به دلیل پیشنهاد دو برابر قیمتی ژاپن به مصر و الجزایر، این دو کشور نیز به جای صادرات به اسپانیا به ژاپن LNG صادر کردند. موضوع از این قرار بود که اسپانیا دو بازار بزرگ و مهم خود را از دست داد و وارد بازار ارزان تر ترینیداد و توباگو شد. با وقوع این حادثه، سهم ایالات متحده در این بازار کاهش یافت. میزان واردات LNG آمریکا از ترینیداد و توباگو در فاصلهٔ دو ماه به میزان ۳۴٪ نسبت به مدت مشابه سال قبل کاهش یافت. امروزه بازار LNG ترینیداد و توباگو دیگر برای ایالات متحده ارزان و قابل دسترس نمی باشد.

شکل ۴: نسبت ذخایر به تولید (Tcf)



منبع: شرکت PennWell نشریهٔ نفت و گاز، DOE EIA

واردات گاز طبیعی ایالات متحده از الجزایر از ۱۹۷۰ آغاز شد. در ۲۰۰۶ به شدت کاهش یافت و در ۲۰۰۷ بیش از ۴۰۰٪ رشد کرد. با این حال سهم ایالات متحده از صادرات LNG الجزایر که در ۱۹۹۰، ۸٪ بود کاهش یافته و به ۴٪ در ۲۰۰۵ رسید. مصر صادرات LNG خود به ایالات متحده را در ۲۰۰۵ شروع کرد. در ۲۰۰۶ افزایش قابل توجهی در حجم صادراتی الجزایر به آمریکا دیده می شود اما در سال ۲۰۰۷ از میزان آن کاسته شد.

طی سال های گذشته، واردات LNG آمریکا از نیجریه به طور قابل ملاحظه ای افزایش داشته است ولی به دلیل تنش های سیاسی، نااطمینانی نسبت به عرضه هم چنان وجود دارد. نیجریه بزرگ ترین تأمین کننده LNG ایالات متحده است. با این حال همانند ترینیداد و توباگو، سهم صادرات LNG نیجریه به ایالات متحده در حال کاهش است (از ۶٪ در ۲۰۰۰ به ۲٪ در ۲۰۰۵). نیجریه در فرآیند اجرای «برنامهٔ تشویقی گاز» قرار دارد تا نیازهای داخلی را با افزایش صادرات توازن بخشد. بیشتر تولید نیجریه به طرح صادرات «LNG بونی» اختصاص دارد و حجم کم تری به صنعت و تولیدکنندگان برق تحویل داده می شود. بر خلاف ذخایر فراوان گاز نیجریه، ظرفیت تولید برق نیجریه از گاز کم تر است، که موجب محدود شدن رشد اقتصادی آن شده است. یکی از دلایل این موضوع عدم توانایی بخش نیرو برای ارائهٔ پیشنهادهای بالاتر از آنچه بخش های سیمان و صنعت و صادرکنندگان ارائه می دهند است. یکی دیگر از مسائل حل نشده میزان سهمی است که دولت نیجریه در مقام مالک در پروژه های توسعه ای گاز شراکت می کند.

درصد واردات دو عرضه کنندهٔ مهم و قدیمی LNG به آمریکا، در حال کاهش است. با این که ایالات متحده مصرف LNG خود را با یافتن تأمین کنندگان جدید مانند مصر و گینه و افزایش واردات از نیجریه افزوده است، معلوم نیست که این مقادیر بتواند بدون افزایش قابل توجه

قیمت با ثبات مانده و یا افزایش داشته باشد.

در ماه جولای ۲۰۰۸، وقوع یک زمین لرزه، موجب توقف فعالیت بزرگ‌ترین مجتمع هسته‌ای تولید برق ژاپن شد و باعث افزایش تقاضای گاز ژاپن گردید و برای کاهش احتمال خطر حجم عظیمی از LNG برای نیروگاه‌های گازی به سوی شرق روانه شد. به همین دلیل میزان صادرات LNG به ایالات متحده به طور قابل توجهی کاهش یافت. در دسامبر، واردات LNG ایالات متحده به طور متوسط ۲۸/۳ میلیون متر مکعب در روز کم‌تر از ظرفیت ترمینال‌های موجود بود. در مجموع واردات LNG ایالات متحده در ۹ ماه گذشته به کم‌ترین مقدار در پنج سال گذشته سقوط کرده است.

ظرفیت مازاد:

تا سال ۲۰۰۸ پنج ایستگاه دریافت LNG در ایالات متحده وجود داشت که عبارت بودند از چهار پایانهٔ ساحلی در اورت ماساچوست، کوپینت در مریلند، جزیرهٔ آلبا در جورجیا، دریاچهٔ چارلز در لویزیانا و بندر آب عمیق در خلیج انرژی بریدج گتوی، یک پایانهٔ آب عمیق فراساحل در خلیج مکزیک که دریافت LNG را در ۲۰۰۵ آغاز کرده است. حداکثر ظرفیت ترکیبی این تأسیسات ۱۶۴/۱۴ میلیارد متر مکعب در روز است. از ۲۰۰۲ دو قانون برای تشویق ساخت پایانه‌های تبدیل مجدد به گاز تصویب شده است.

انتظار می‌رود پنج پایانهٔ LNG دیگر ایالات متحده (پایانهٔ شناور فلات قاره دروازهٔ شمال شرقی در بوستن و چهار پایانه در خلیج مکزیک) در فاصلهٔ سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۰۹ به شبکه بپیوندند. فعالیت پایانهٔ شمال شرقی در بوستن در ۲۰ می سال ۲۰۰۸ آغاز شد. پایانهٔ جدید LNG به نام فری‌پورت که توسط شرکت کونوکوفیلیپس[۸] اداره می‌شود دوّمین و آخرین محموله خود را در ماه ژوئن آغاز می‌کند. علاوه بر پنج پایانهٔ داخلی، اولین تأسیسات واردات LNG کانادا نیز در سال ۲۰۰۸ به بهره‌برداری می‌رسد. کاناپورت که به هر دو بازار ایالات متحده و کانادا خدمات می‌دهد در نیوبرانزویک[۹] واقع شده است. ظرفیت اولیه این ترمینال ۲۸/۳ میلیون متر مکعب در روز خواهد بود. براساس اطلاعات مندرج در مجلهٔ «ورلد گس اینتلیجنت» این پنج ترمینال جدید دارای ۱۸۴ میلیون متر مکعب ظرفیت تبدیل مجدد به گاز هستند ولی عرضهٔ محقق شده آن بسیار ناچیز است. مکزیک امسال با تولید متوسط ۲۸/۳ میلیون متر مکعب در روز به شبکه می‌پیوندد.

کالیفرنیا نیمی از این ظرفیت را از طریق خط لوله جذب خواهد کرد. این موضوع ظرفیت روزانهٔ LNG را به حدود ۴۲۴/۵ میلیون متر مکعب در روز می‌رساند.

مجموع ظرفیت واردات LNG از میزانی که در دپارتمان انرژی پیش‌بینی شده بود و معادل ۸۲ میلیارد مترمکعب برای ایالات متحده در ۲۰۳۰ است فراتر می‌رود. این پیش‌بینی ۳۶٪ از مقدار پیش‌بینی ۲۰۰۷ که ۴/۵ تریلیون فوت مکعب بود کم‌تر است. این عدد به دلایل مختلف رو به پایین بازنگری شده است. تقاضای کم‌تر به دلیل قیمت‌های بالاتر، ارتقا بهره‌وری، رشد اقتصادی پایین‌تر و رشد سریع در استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر از مهم‌ترین این دلائل می‌باشد. دپارتمان انرژی آمریکا تنها مرجعی نیست که پیش‌بینی‌های تقاضای گاز خود را کاهش داده است. آژانس بین‌المللی انرژی نیز تخمین‌های خود از تقاضا را کم کرده است. پیش‌بینی‌های جنسن اسوشیتز[۱۰] از تقاضای آمریکای شمالی در ۲۰۰۷ حدود ۲۸۶/۷ میلیون متر مکعب در روز برای ۲۰۲۰ و کم‌تر از ظرفیت ایالات متحده برای ۲۰۰۸ است، و این بدون در نظر گرفتن ظرفیت جدید طراحی شده در ایالات متحده و کانادا و مکزیک است.

عرضهٔ نامطمئن

اروپا از ظرفیت واردات بیشتری نسبت به ایالات متحده برخوردار است و حداقل ۱۵ پایانهٔ عملیاتی تبدیل مجدد به گاز را در ۸ کشور مجزا در اختیار دارد. با احتساب ظرفیت‌های موجود، ترمینال‌های در حال ساخت مصوب و یا در حال تصویب ظرفیت تبدیل مجدد به گاز جهان تا پایان سال ۲۰۰۸ به ۴۴۸/۲ میلیارد متر مکعب در سال خواهد رسید. در همین بازهٔ زمانی ظرفیت مایع‌سازی نیز به ۲۵۴/۱ میلیارد متر مکعب در روز افزایش می‌یابد که با این حساب نسبت ظرفیت تبدیل مجدد به گاز به مایع‌سازی جهان برابر ۱/۷۶ خواهد شد. علیرغم وجود چنین نسبتی که نشان‌دهندهٔ وجود ظرفیت‌های بسیار بالای تبدیل مجدد به گاز در کشورهای جهان است، برنامه‌های زیادی برای ساخت تأسیسات تبدیل مجدد LNG به گاز در ایالات متحده و اروپا وجود دارد که در صورت تحقق این برنامه‌ها نسبت اشاره شده تا سال ۲۰۱۳ به ۳/۲۲ افزایش خواهد یافت. در واقع ظرفیت تبدیل مجدد به گاز به ۴۱۹/۱ میلیارد متر مکعب در سال و ظرفیت مایع‌سازی به ۱۳۱/۵۵ میلیارد متر مکعب در سال می‌رسد. بنابر گفتهٔ جنسن «ترمینال‌های تبدیل مجدد به گاز مرحلهٔ آخر زنجیره هستند، پیکرهٔ

اصلی بالا دست است». تحویل LNG به ترمینال‌ها نیاز به ایجاد زنجیرهٔ بزرگ و پرهزینه‌ای از منظر سرمایه گذاری دارد که در آن پایانه‌های تبدیل مجدد به گاز تنها یکی از حلقه‌های کوچک است. این ترمینال‌ها به طور متوسط ۱۰ تا ۱۵ درصد مخارج سرمایه گذاری این طرح‌ها را تشکیل می‌دهند. در این صنعت سرمایه گذاری‌های بالادست بسیار عظیم بوده و نیاز به زمان طولانی، افزایش عرضهٔ پرنوسان و چانه زنی‌های پیچیده با ذینفعان پروژه دارد. آژانس بین‌المللی انرژی معتقد است که برای پاسخ گویی به تقاضای پیش‌بینی شدهٔ گاز تا سال ۲۰۱۰ تقریباً ۰/۵۲ تریلیون دلار سرمایه گذاری لازم است. این درحالی است

که تا کنون تنها ۲۱۰ میلیارد دلار آن محقق شده است.

بخشی از تأخیر عرضهٔ LNG به نگرانی‌های زیست محیطی مربوط است. به عنوان نمونه می‌توان به پروژهٔ LNG گرگون[11] در استرالیا اشاره کرد. در این میان شرکت‌های ملی نفت نیز در تأخیر عرضه مورد سرزنش قرار می‌گیرند. نیجریه در ساخت ظرفیت‌های جدید کند عمل کرده و حضور شرکت ملی نفت نیجریه که شرکتی کاملاً دولتی است در طرح LNG اولوکولا[12] باعث شده تا نااطمینانی و تأخیر در افزایش عرضه از طریق این طرح بیشتر شود. نیجریه نقشی حیاتی را در امنیت گاز ایالات متحده دارد. چون قسمت اعظم تولید نهایی در حوزهٔ آتلانتیک از نیجریه می‌آید. علاوه بر این‌ها سیاست‌های داخلی کشورهای تولیدکننده نیز عرضه را محدود می‌کند. همان‌طور که مصر، الجزایر، امارات و قطر با یک منطق قابل قبول و عقلانی نیاز به گاز برای توسعهٔ اقتصادی دورنزای کشور را بر صادرات LNG به صنایع خارجی ترجیح می‌دهند (براوور ۲۰۰۶).

روسیه با برخورداری از ۲۷٪ ذخائر گاز جهان بیشترین ذخائر گاز جهان را داراست. روسیه هم اکنون به کشورهای مستقل مشترک المنافع، اتحادیهٔ اروپا، ترکیه و آسیا گاز صادر می‌کند. گازپروم اخیراً اعلام کرده است که قصد دارد ۲۵٪ از بازار LNG جهان را تا سال ۲۰۳۰ تصاحب کند. پروژهٔ ساخالین-۲ که هم‌اکنون توسط گازپروم و با مشارکت شرکت‌های رویال داچ شل و یک کنسرسیوم ژاپنی اجرا می‌شود در رأس لیست منابع عرضهٔ LNG روسیه قرار گرفته است. این پروژهٔ دوترینی که دارای ۹/۶ میلیون تن ظرفیت صادراتی LNG است طبق برنامه تا ۲۰۰۹ به بهره‌برداری خواهد رسید. قسمت عمدهٔ LNG تولیدی در قالب قراردادهای بلندمدت برای تولید برق به ژاپن فروخته شده است. انتظار می‌رود که تولید LNG از میدان اشتوکمن[13] نیز تا قبل از سال ۲۰۱۳ محقق نشود. میدان اشتوکمن یک میدان فوق عظیم گازی است که ذخایر گاز طبیعی آن معادل ۶۰٪ ذخائر ایالات متحده است. این میدان در ۳۰۰ مایلی ساحل دریای بارنتز و زیر لایه‌های یخ قرار دارد. اما به هر حال به سختی می‌توان گفت که روسیه می‌تواند به اهداف در نظر گرفته شده خود برای سال ۲۰۳۰ برسد.

در حال حاضر چهار تولیدکنندهٔ مهم LNG جهان تقریباً سهم مشابهی از بازار در اختیار دارند و رویهم رفته ۶۰٪ عرضهٔ دنیا را تأمین می‌کنند. این تولیدکنندگان اندونزی، مالزی، قطر و الجزایر هستند. دوّمین گروه تولیدکنندگان را استرالیا، ترینیدادوتوباگو و نیجریه تشکیل می‌دهند. تولیدکنندگان کوچکی مانند عمان، برونئی، امارات و مصر نیز در بازار وجود دارند. ایالات متحده و لیبی نیز تولید ناچیزی دارند. قطر با دارا بودن سوّمین ذخایر عظیم

گاز دنیا در تلاش است تا از اندونزی به عنوان بزرگ‌ترین تولیدکننده پیشی بگیرد ولی تمام برنامه‌های توسعه‌ای خود را تا سال ۲۰۱۳ به تعویق انداخته است. نیجریه نیز می‌تواند در صورت فائق آمدن بر موانع سیاسی و پیشروی برنامه‌های توسعه‌ای به دوّمین تولیدکننده تبدیل شود.

عرضهٔ LNG در بلندمدت می‌تواند به شدت متمرکز شده و تبدیل به یک کارتل همانند بازار نفت شود. همان‌طور که اشاره شد روسیه ۲۷٪ از ذخایر جهان را در اختیار دارد. پس از روسیه ایران با ۱۶٪ و قطر با ۱۵٪ ذخایر گاز جهان از بیشترین ذخایر برخوردارند. این سه کشور روی هم رفته ۶۰٪ کل گاز جهان را در اختیار دارند. اما شاید ظرفیت تولید LNG با تأکید بیشتر این تولیدکنندگان بر صادرات از طریق خط لوله به اروپا و چین و هند تا حدود زیادی محدود شود.

یک بازار جهانی

با کاهش تولید گاز داخلی و همچنین افت تولید گاز در کانادا ایالات متحده مجبور شده تا در بازار جهانی LNG مشارکت بیشتری داشته باشد. این در شرایطی است که در حال حاضر بازار LNG یک بازار فروشنده‌محور به شمار می‌رود. تقاضا در این بازار در حال افزایش بوده و به طور همزمان عرضهٔ کوتاه‌مدت به شدت بی‌کشش است. انتظار می‌رود وضعیت بازار فروشنده‌محور تا سال ۲۰۱۳ ادامه داشته باشد. البته ظرفیت تبدیل مجدد به گاز دیگر عاملی برای محدود کردن واردات ایالات متحده نیست و نخواهد بود.

بازار جهانی به طور سنتی به دو بازار تقسیم شده است: حوزهٔ آتلانتیک و پاسفیک. منابع تولید و مصرف در دو حوزه وجود دارد. ژاپن و کره‌جنوبی که هیچ تولید داخلی ندارند، بزرگ‌ترین مصرف کنندگان حوزهٔ پاسفیک هستند و اندونزی و مالزی بزرگ‌ترین تولیدکنندگان این حوزه محسوب می‌شوند. اروپا بزرگ‌ترین مصرف کنندهٔ بازار آتلانتیک می‌باشد و تقاضای LNG آمریکای شمالی نیز با ادامهٔ کاهش در کانادا و ایالات متحده در حال رشد قابل توجهی است و اروپا را تعقیب می‌کند. در این میان آمریکا یک نمونهٔ خاص است چون این کشور به هر دو بازار تعلق دارد- شرق آمریکا به حوزهٔ آتلانتیک به عنوان یک مصرف کننده (کالیفرنیا و مکزیک) و غرب آن به بازار پاسفیک به عنوان یک تولیدکننده (آلاسکا به ژاپن) متعلق است. تولیدکنندگان زیادی در حوزهٔ آتلانتیک وجود دارند. انتظار می‌رود نیجریه قسمت عمدهٔ عرضهٔ حوزهٔ آتلانتیک را در آیندهٔ نزدیک تأمین کند. حوزهٔ پاسفیک سابقه‌ای طولانی در تجارت LNG دارد و حجم زیادی از تجارت LNG در این حوزه صورت پذیرفته است. حجم LNG وارداتی در حوزهٔ پاسفیک، اروپا و آمریکا در سال ۲۰۰۶ به ترتیب ۱۴۰/۳۴، ۵۶/۵۴ و ۱۷/۸۶ میلیارد متر مکعب بوده است.

چون طرح‌های LNG نیاز به سرمایه‌گذاری‌های هنگفتی دارند، تولیدکنندگان معمولاً با انعقاد قراردادهای بلندمدت بازیافت هزینه را تضمین کرده و ریسک قیمت‌ها را کاهش می‌دهند. بیشتر قراردادهای منعقد شدهٔ LNG در حوزهٔ پاسفیک بلندمدت هستند. با این حال قراردادهای کوتاه‌مدت نیز به سرعت در حال رواج یافتن هستند. چون تولیدکنندگان معمولاً از انعطاف‌پذیری بازار استقبال می‌کنند این مزیت را ایجاد می‌کند تا در شرایط بازار حدی امکان کسب بالاترین بازدهی ممکن گردد. در سال ۲۰۰۴ در حوزهٔ آتلانتیک قراردادهای کوتاه‌مدت بیش از ۷۰٪ کل واردات LNG ایالات متحده را تشکیل می‌دهد این درحالی است که سهم قراردادهای کوتاه‌مدت در سال ۱۹۸۸ تنها ۲۵٪ بود. با توسعهٔ قراردادهای کوتاه‌مدت بازار منطقهٔ آتلانتیک به تدریج به سمت یک بازار شناورتر و منعطف‌تر حرکت می‌کند چرا که قیمت‌ها در دو سوی آتلانتیک براساس شاخص‌های شفاف قیمت گاز مانند هنری‌هاب[۱۴] و زیبروگ[۱۵] تعیین می‌شوند.

حوزهٔ آتلانتیک با محموله‌هایی که از نیجریه و ترینیداد و توباگو بین ایالات متحده و اسپانیا در حرکتند، به بازار مهم آربیتراژ تبدیل شده است. خاورمیانه به تازگی به تولیدکنندهٔ نوسانی بین دو حوزه تبدیل شده که با توجه به قیمت‌ها اقدام به انعقاد قراردادهای بلندمدت با آسیا و کوتاه‌مدت با هر یک از حوزه‌ها می‌کند. علیرغم افزایش ظرفیت تبدیل مجدد به گاز در ایالات متحده و اروپا، ژاپن و کرهٔ جنوبی همچنان ۵۰٪ از ظرفیت تبدیل مجدد به گاز جهان را به خود اختصاص می‌دهند. ترمینال‌های موجود جهان در حال حاضر با ظرفیت عملیاتی ۵۰ تا ۶۰ درصد کار می‌کنند که نشان می‌دهد کمبود ساخت و ساز جدید مانعی برای واردات تا ۵ سال آینده نخواهد بود. با این حال براساس برنامه‌های جدید ساخت، درصد ظرفیت عملیاتی تا سال ۲۰۱۳ به ۱۸٪ می‌رسد.

ایالات متحده با رقابت قیمتی شدیدی برای حمل محموله‌های LNG به سوی خود مواجه است. یکی از راه‌ها برای

جدول (۱): مقایسهٔ بازدهی خالص صادرکنندگان LNG در ترمینال‌های دریافت‌کننده در جهان

بازدهی خالص (دلار- بر میلیون BTU)	ایالات متحده- لیک چارلز		ایلات متحده- البا آیلند		ایالات متحده- کوو پوینت	
صادرکنندگان	۲۹ اپریل	۲۲ اپریل	۲۹ اپریل	۲۲ اپریل	۲۹ اپریل	۲۲ اپریل
قطر	۸/۱۶	۷/۵۶	۸/۹۰	۸/۴۷	۸/۹۴	۸/۵۱
عمان	۸/۲۵	۷/۶۵	۸/۹۹	۸/۵۵	۹/۰۲	۸/۵۹
امارات	۸/۱۹	۷/۶۰	۸/۹۵	۸/۵۱	۸/۹۷	۸/۵۴
اندونزی	۸/۱۱	۷/۴۷	۸/۸۱	۸/۳۲	۸/۸۲	۸/۳۴
مالزی	۸/۰۸	۷/۴۴	۸/۷۷	۸/۲۹	۸/۷۸	۸/۳۰
استرالیا	۸/۲۰	۷/۵۵	۸/۹۰	۸/۴۲	۸/۹۰	۸/۴۲
ترینیدا	۹/۲۳	۸/۶۳	۹/۹۱	۹/۴۸	۹/۹۱	۹/۴۷
الجزایر	۸/۹۱	۸/۳۱	۹/۶۷	۹/۲۳	۹/۷۱	۹/۲۷
نیجریه	۸/۷۴	۸/۱۴	۹/۴۵	۹/۰۲	۹/۴۹	۹/۰۵
مصر	۸/۷۷	۸/۱۷	۹/۵۳	۹/۰۹	۹/۵۷	۹/۱۳

بازدهی خالص (دلار- بر میلیون BTU)	ایالات متحده- اورت		اسپانیا- هوالوا		بلژیک- زیبورگ	
صادرکنندگان	۲۹ اپریل	۲۲ اپریل	۲۹ اپریل	صادرکنندگان	۲۹ اپریل	۲۲ اپریل
قطر	۹/۰۴	۸/۵۶	۱۲/۳۰	۱۲/۳۰	۱۰/۴۳	۹/۶۹
عمان	۹/۱۲	۸/۶۴	۱۲/۴۲	۱۲/۴۲	۱۰/۵۱	۹/۷۶
امارات	۹/۱۲	۸/۶۳	۱۲/۳۳	۱۲/۳۳	۱۰/۴۶	۹/۷۱
اندونزی	۸/۸۹	۸/۳۶	۱۱/۷۱	۱۱/۷۱	۱۰/۰۵	۹/۴۱
مالزی	۸/۸۶	۸/۳۳	۱۱/۷۶	۱۱/۷۶	۱۰/۰۷	۹/۴۲
استرالیا	۸/۹۸	۸/۴۵	۱۱/۶۸	۱۱/۶۸	۱۰/۰۸	۹-/۴۳
ترینیدا	۹/۹۴	۸/۴۵	۱۲/۹۱	۱۲/۹۱	۱۰/۹۳	۱۰/۱۸
الجزایر	۹/۸۱	۹/۳۲	۱۳/۴۸	۱۳/۴۸	۱۱/۱۷	۱۰/۴۲
نیجریه	۹/۵۷	۹/۰۸	۱۲/۸۵	۱۲/۸۵	۱۰/۸۳	۱۰/۰۸
مصر	۹/۶۷	۹/۱۸	۱۳/۲۰	۱۳/۲۰	۱۱/۰۳	۱۰/۲۸

بازدهی خالص (دلار- بر میلیون BTU)	انگلستان- گرین		ژاپن- سودگاورا	
صادرکنندگان	۲۹ اپریل	۲۲ اپریل	۲۹ اپریل	صادرکنندگان
قطر	۱۰/۳۶	۹/۶۰	۹/۲۳	۹/۲۳
عمان	۱۰/۴۴	۹/۶۸	۹/۳۳	۹/۳۳
امارات	۱۰/۳۹	۹/۶۳	۹/۲۶	۹/۲۶
اندونزی	۹/۹۸	۹/۳۳	۹/۸۹	۹/۸۶
مالزی	۱۰/۰۰	۹/۳۴	۹/۸۰	۹/۸۰
استرالیا	۱۰/۰۱	۹/۳۵	۹/۷۰	۹/۷۰
ترینیدا	۱۰/۸۶	۱۰/۱۰	۸/۰۵	۸/۰۵
الجزایر	۱۱/۱۰	۱۰/۳۴	۸/۴۳	۸/۴۳
نیجریه	۱۰/۷۶	۱۰/۰۰	۸/۴۶	۸/۴۶

اندازه گیری میزان جذابیت بازارهای مقصد نگاه به بازدهی خالص آن بازارها برای تولیدکنندگان است. بازدهی خالص صادرات LNG با تفاضل درآمدهای فروش پایین دستی با هزینه های مربوط به انتقال محصول به بازار به غیر از هزینه های تولید و مایع سازی محاسبه می شود.

بیشترین هزینه در محاسبهٔ خالص بازده صادرات LNG هزینهٔ حمل ونقل است. صادرکنندگان LNG محموله های خود را به پایانه های وارداتی ای که به بازارهایی که بالاترین نرخ بازده خالص دسترسی دارند حمل خواهند کرد. جدول (۱) خالص بازدهی دریافت شده در پایانه ها را در بهار ۲۰۰۸ نشان می دهد.

با نگاهی به جدول (۱) مشاهده می شود که بالاترین بازده در دسترس هر یک از مناطق ایالات متحده مربوط به ترینیداد و توباگو است. علاوه بر این مشاهده می شود که خالص بازدهی برای ترینیداد و توباگو در ایالات متحده نسبت به دیگر نقاط دریافتی در اسپانیا، بلژیک و انگلستان بالاتر است. دلیل اصلی این موضوع این است که قیمت گاز در اروپا اغلب بالاتر از قیمت های بازار ایالات متحده بوده است. خریدارن حوزهٔ پاسفیک مانند ژاپن و کره که تولید داخلی گاز ندارند، تمایل به انعقاد قراردادهای بلند مدت برای حجم های زیاد LNG دارند که همین مسأله باعث شده تا گاز خاورمیانه از حوزه های بازار آتلانتیک ربوده شود. با این اوصاف واردات ایالات متحده کم تر از یک سوم مقدار سال گذشته باقی می ماند. منابع بازار گزارش می دهند که بیشتر محموله ها به آسیا می روند جایی که هنوز حدود ۱۳ دلار برای هر میلیون بی تی یو پرداخت می شود. در اروپا، اسپانیا هنوز هم مرکز ثقل فعالیت ها است و محموله های آوریل و می با ۱۲ تا ۱۳ دلار برای هر میلیون بی تی یو در رفت و آمدند. با افزایش قیمت نفت و به تبع آن افزایش هزینهٔ حمل و نقل، ایالات متحده باید قیمت های بالاتری را برای رقابت موفقیت آمیز در بازار جهانی LNG به تولیدکنندگان پیشنهاد کند.

چنیر انرژی[۱۶] تصمیم گرفته ترمینال دریافت LNG خود به نام « سابین پس» که در لوویزیانا واقع شده را بفروشد. چون احساس می کند که عرضهٔ بلندمدت نمی تواند با اطمینان کافی تأمین شود. بریتیش گاز[۱۷] به منظور رقابت در شرایط جدید بازار تلاش دارد تا به یک شرکت یکپارچهٔ گاز تبدیل شود. این شرکت در هر دو سمت بالادست از طریق پروژه های گاز مصر و پایین دست از طریق اکتساب سهم از ظرفیت تولید دو ترمینال بزرگ وارداتی ایالات متحده فعالیت می کند. شل، توتال و دیگر شرکت ها نیز استراتژی مشابهی را اتخاذ کرده اند و در هر دو سوی زنجیرهٔ تأمین LNG فعالیت می کنند. یکپارچه سازی

بالادست و پایین دست، کسب ترکیب متنوع از پروژه های LNG در مناطق سه گانهٔ تولیدی و تملک کشتی های اختصاصی حمل LNG برای استفاده از فرصت آربیتراژ قیمتی، نیازمند سرمایه گذاری عظیمی است که تنها توسط «پنج خواهران» - بی پی، شورون تگزاکو، اگزان موبیل، شل و توتال فینااالف- قابل تحقق است.

اگزان موبیل، بزرگ ترین شرکت خصوصی بازار LNG دارای فروشی معادل ۲۷ میلیون تن LNG در سال ۲۰۰۵ بود. که این رقم سرمایه گذاری های مشترک این شرکت را نیز شامل می شود. پیش بینی می شود این عدد در سال ۲۰۱۵ به ۸۰ میلیون تن در سال برسد. این شرکت بزرگ بین المللی مدعی است

که در عین حال در ۲۰٪ از ظرفیت صنعت فعالیت می کند. بی پی اعداد فروش خود را برملا نمی کند ولی اعلام کرده که سهم مالکانه اش به ۸/۵ میلیون تن می رسد. به همین ترتیب تخمین زده می شود که کل فروش LNG توتال برابر ۷/۵ میلیون تن باشد. بی جی می گوید در سال ۲۰۰۵ در حدود ۴/۱ میلیون تن تولید کرده است. البته برخی از چالش ها نیز از شرکت های بزرگ منطقه ای مانند رپسول و انی و شرکت های بزرگ تولیدکنندهٔ گاز مانند گاز پروم روسیه، استات اویل نروژ و سوناتراچ الجزایر سرچشمه می گیرد.

نتیجه گیری

آلن گرینسپن در سال ۲۰۰۳ پیش بینی کرد که « LNG شیر اطمینان فشار قیمت گاز» برای تثبیت قیمت ها در ایالات متحده می باشد. در سال ۲۰۰۶ متخصصین پیش بینی می کردند که بازار LNG به دلیل هزینه های کم تر دریافت و تبدیل مجدد گاز در آمریکای شمالی قیمت پذیر شود. اما آن طور که درک برووراشاره می کند «همه چیز تغییر کرده است». قیمت های گاز طبیعی روند فزایندهٔ خود را حفظ کرده اند و مصرف کنندگان با قیمت های فصلی ای مواجه اند که هرگز تا کنون تجربه نکرده اند. حتی با افزایش عرضهٔ داخلی، قیمت ها همچنان در حال افزایش هستند. برخی پیش بینی می کنند که افزایش رقابت منجر به همگرایی قیمت ها و ثبات بیشتر می شود. اما از سوی دیگر بعضی از صاحب نظران هشدار می دهند که افزایش نوسان قیمت ها باعث می شود تا فروشندگان محموله های خود را به مناطقی که بازدهی خالص بیشتری دارند منحرف کنند. این در حالی است که قیمت گاز ایالات متحده نسبت به نفت خام در حال حاضر در کم ترین مقدار خود است. تا سال ۲۰۰۴، قیمت هر بشکه نفت تقریباً برابر قیمت ۱۴۰ مترمکعب گاز بود. اما در حال حاضر نفت تقریباً دو برابر قیمت گاز بر همین مبنا است. اگر چه سهم LNG به عنوان درصدی از تولید گاز جهان از ۲۱٪ در سال ۱۹۹۳ به ۲۹٪ در سال ۲۰۰۶ افزایش یافته است اما همچنان پیش بینی این موضوع مشکل است که تولید LNG روند افزایشی خود را همگام با طرح شدن بیشتر پروژه های عظیم خط لوله و اختصاص گاز طبیعی به مصرف داخلی در کشورهای تولیدکننده این منبع انرژی حفظ کند. لذا به نظر می رسد افزایش فعلی تولید گاز طبیعی در ایالات متحده موقتی است و هر قدر وابستگی به LNG بالاتر می رود، ایالات متحده با نوسانات بیشتری نه تنها در بازار نفت بلکه در بازار گاز نیز مواجه خواهد شد.

در شرایط کنونی که ظرفیت ها بالاتر از نیاز هستند، شاید ساختن ترمینال های دریافت ,LNG اقتصادی نباشد. با نگاهی به آینده، گویی شرایط فیزیکی و بازاری گاز طبیعی یادآور شرایط ایالات متحده در بازار نفت در ۳۰ سال قبل است. آیا ایالات متحده خواهان گسترش وابستگی خارجی خود به گازطبیعی علاوه بر نفت است؟ تام هانت که مدیر برنامه های انرژی در هیئت زیست محیطی کالیفرنیا است، این سؤال را در مورد کالیفرنیا مطرح می کند. او در مقاله ای دو بخشی که در سال ۲۰۰۶ منتشر کرد بحث می کند که اهداف کارایی انرژی و بهینه سازی، ایجاد پرتفولیوی استانداردی از انرژی های تجدیدپذیر و تجمیع اهداف اجتماعی تا حدود زیادی تقاضای گاز طبیعی را کاهش می دهد. او معتقد است که سیاست های انرژی آمریکا که بر افزایش ظرفیت LNG متمرکز شده اند ممکن است پیگیری اهداف سودآورتری مانند توسعهٔ تجدیدپذیرها و افزایش کارایی را تحت الشعاع قرار دهند که از دیدگاه زیست محیطی و امنیت انرژی چندان خوشایند نیست. حتی بون پیکنز[۱۸] که سال ها در صنعت نفت تجربه دارد پیشنهاد می کند، ایالات متحده با تکیه بر انرژی باد و خورشیدی به سوی استقلال انرژی حرکت کند.

با تمایل شرکت های بزرگ بین المللی به یکپارچه سازی، و با افزایش وابستگی اروپا و ایالات متحده به LNG حرکت به سمت بازار آزاد رقابتی گاز طبیعی یک توهم خواهد بود. به علاوه ۶۰٪ ذخایر گاز جهان در ۳ کشور متمرکز شده که شاید دو کشور از آن ها تمایل چندانی به شراکت تجاری با ایالات متحده نداشته باشند. روسیه تمایل خود به عرضهٔ گاز طبیعی براساس عدم توافقات سیاسی را تا کنون نشان داده است. شاید در بلند مدت، اروپا و آمریکای شمالی گروگان منابع انرژی منطقهٔ دیگری باشند.

پی نوشت:

۱. Alan Greenspan
۲. Jean Laherrere
۳. Lady Fern
۴. Nova Scotia
۵. Dalton Mc Guinty
۶. Rob Woronuk
۷. Dave Hughes
۸. ConocoPhillips
۹. New Bounswick
۱۰. Jensen Associates
۱۱. Gorgon
۱۲. Olokola
۱۳. Shtockman
۱۴. Henry hub
۱۵. Zeebrugge
۱۶. Cheniere Energy
۱۷. British Gas
۱۸. Boone Pickens

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

شرکت های نفتی دولتی چین

سید محمد فقیهی

صنعت انرژی در چین عمدتاً تحت کنترل سه شرکت نفتی دولتی می‌باشد که هر سه در دهۀ ۱۹۸۰ تأسیس گردیده‌اند. شرکت ملّی نفت فلات قاره چین (National Offshore Oil Corporation) که در سال ۱۹۸۲ تأسیس گردید، بیشتر مبادلات نفتی فلات قاره را تحت کنترل دارد، شرکت پتروشیمی چین «China Petrochemical Corporation» که در ۱۹۸۵ تأسیس گردید، وظیفۀ پالایش و بازاریابی را بر عهده دارد و شرکت ملّی نفت چین (China National Petroleum Corporation) «CNPC» که در سال ۱۹۸۸ تأسیس شد، مسئول اکتشاف و تولید خشکی و نواحی کم عمق فلات قاره می باشد.

شرکت های دولتی انرژی در چین به علت در اختیار داشتن منابع مالی و انسانی و موقعیت سیاسی از نفوذ قابل ملاحظه ای برخوردارند. قدرت این شرکت ها طی دهۀ ۱۹۹۳ تا ۲۰۰۳ که «خو رونگجی»[1] سکان هدایت اقتصاد این کشور را در دست داشت به طور محسوسی افزایش یافت. در نیمۀ دوّم دهۀ ۱۹۹۰، «رونگجی» استقلال مالی و اداری شرکت های ملّی نفت چین را آگاهانه افزایش داد تا این شرکت ها بتوانند نام شرکت های تابع خود را در فهرست بورس های بین المللی به ثبت برسانند.

قدرت سیاسی شرکت های انرژی برگرفته از ماهیّت آن ها به عنوان شبه وزارتخانه های دولتی و تأثیری است که از این طریق بر فرآیند سیاستگذاری دارند.

در بخش نفت، Sinopec و CNPC شرکت هایی هستند که در سطح وزارتخانه عمل می کردند و مدیران این شرکت ها پست معاونت وزیر را در اختیار داشتند. CNPC در سال ۱۹۹۸ از دل وزارت صنایع بیرون آمد، حال آن که Sinopec در سال ۱۹۸۳ از ادغام وزارت صنایع نفت و وزارت صنایع شیمیایی تأسیس گردید. CNOOC که به عنوان شرکتی تحت نظارت وزارت صنایع نفت در سال ۱۹۸۳ تشکیل شد، از جایگاه هیئت کل برخوردار است که در سطحی پایینتر از یک وزارتخانه است.

دولت چین در سال ۱۹۹۸، با هدف ایجاد قدرت رقابت برای شرکت های نفت و گاز دولتی با شرکت هایی که در سایر نقاط جهان با هم ادغام شدند و تا حدّی نیز جهت آمادگی برای پیوستن به سازمان تجارت جهانی، ساختار دو شرکت CNPC و Sinopec را مورد تجدیدنظر قرار دادند. پالایشگاه های Sinopec

در شمال کشور در مقابل میادین نفتی CNPC به آن شرکت واگذار گردید. با این حال CNPC هم چنان فعالیت های بالادستی و Sinopec فعالیت های پایین دستی را در اختیار دارند. در جریان این تغییر ساختار، انتقال شرکت های نفتی استانی و شهری که مسئول توزیع محصولات نفتی به مصرفکنندگان نهایی و جایگاه های بنزین بودند، به دو شرکت Sinopec و CNPC واگذار گردید. شرکت هایی که در مناطق جنوبی و شرقی قرار داشتند به Sinopec و شرکت های واقع در شمال و غرب به CNPC واگذار گردیدند. به علاوه، اصلاحاتی در فرآیند بازاریابی محصولات نفتی صورت گرفت و این اجازه را به CNPC و Sinopec داده شد تا محصولات نفتی خود را مستقیماً به بازار عرضه کنند.

ازسوی دیگر CNOOC۲ با هدف فعالیّت و همکاری با شرکت های خارجی تأسیس شد. هدف خاص این شرکت، جذب سرمایهٔ شرکت های خارجی در بخش اکتشاف و توسعهٔ منابع فلات قاره و خصوصاً آب های عمیق بوده است که چین فاقد فناوری و کارشناسان خبره مدیریت پروژه برای توسعهٔ آن ها می باشد.

مدیران شرکت ملّی نفت چین به مقامات رده بالای کشوری دسترسی مستقیم دارند. در چین، مانند سایر کشورها، وضعیت ناپایداری بین دولت و شرکت های نفتی حاکم است. برخی از مقامات ردهٔ بالای چین سابقاً در صنعت نفت مشغول به کار بوده اند. شماری از کارکنان شرکت های ملّی نفت چین نیز در گذشته در حرفه خود برای دولت کار می کردند. توان مالی شرکت های چینی نیز از استقلال آن ها در سیاستگذاری و نیز در اختیار داشتن منابع مالی ناشی می شود.

سه شرکت اصلی نفت چین در سال ۲۰۰۵ در فهرست بازار بورس بین المللی قرارگرفتند. در این سال PetroChina, زیرمجموعه CNPC, Sinopec Ltd. و Sinopec زیرمجموعه Ltd., CNOOC زیر مجموعهٔ CNOOC, حدود ۲۲ درصد از کل سودی که توسط بنگاه های دولتی چین به دست آمده بود را به خود اختصاص دادند. به هر میزان که سود حاصلهٔ شرکت ها بیشتر میگردد، به همان میزان استقلال آن ها از دولت بیشتر میشود. علاوه بر این شرکت های بزرگ نفتی چین دارای شرکت های فرعی هستند که بسیاری از سرمایه ها و دارایی های شرکت های مادر را تحت کنترل قرار دادهاند و نیز قرار گرفتن در فهرست بورس های بینالمللی، این امکان را برای شرکت های تابعه به وجود می آورد تا از مداخلات دولتی مصون بمانند.

در حال حاضر پنج شرکت تجاری نفتی دولتی در چین فعالیت دارند:

Sinochem: از قدیمی ترین شرکت های تجاری نفت میباشد که در دههٔ ۱۹۵۰ تأسیس گردید.

Chinaoil: در ژانویه ۱۹۹۳ با سرمایهگذاری مشترک ۵۰/۵۰ دو شرکت Sinochem و CNPC تأسیس گردید و در حال حاضر زیرمجموعه CNPC و PetroChina می باشد که فعالیّت های مربوط به تجارت نفت را انجام میدهد.

Unipec: در سال ۱۹۹۳ با سرمایهگذاری مشترک دو شرکت Sinochem و Sinopec تأسیس شد و در حال حاضر تابع Sinopec می باشد و فعالیّت های مربوط به تجارت نفت را انجام میدهد.

Zhudai Zhenrong Oil Trading Company: از اواسط دههٔ ۱۹۹۰ تأسیس شد و حق واردات نفت خام از ایران را در انحصار دارد. همچنین این شرکت اخیرا« وارد فعالیت های مربوط به واردات فرآورده های نفتی گردیده و فعّالانه در جستجوی فرصت های سرمایهگذاری در سایر مناطق میباشد.

Sinopec International Trading Company-CNOOC: جدیدترین شرکت دولتی معاملات نفتی می باشد که با سرمایه گذاری مشترک ۶۰ درصدی CNOOC و ۴۰ درصدی Sinopec در می ۲۰۰۴ تأسیس گردید.

علاوه بر موارد فوق، شرکت های تجاری نفتی دیگری نیز به ویژه برای واردات فرآورده تأسیس شده اند. از پایان سال ۲۰۰۱، یعنی زمانی که چین به سازمان تجارت جهانی پیوست، همه ساله میزان مشخصی از واردات نفت خام و فرآورده های نفتی، سوای پنج شرکت فوق الذکر، به شرکت های تجاری نفت واگذار گردیده است.

رابطهٔ دولت و شرکت های نفتی چین

رابطهٔ بین شرکت های نفت دولتی و دولت مرکزی به شیوه های گوناگون متجلّی میشود. چهار خط مشی اصلی وجود دارد که دولت چین را وادار به حمایت و تشویق شرکت های ملّی نفت میسازد: سیاست انرژی، سیاست صنعتی، سیاست اجتماعی و سیاست خارجی. در این میان سیاست انرژی از همه مهّمتر است.

جوهرهٔ رویکرد دولت به مقولهٔ امنیّت عرضهٔ نفت وگاز ضرورت ورود به بازارهای داخلی و خارجی جهت دستیابی به انرژی و بهرهبرداری از منابع اولّیه را مورد تأکید قرار میدهد. خرید نفت وگاز از بازارهای بین المللی و متنّوع سازی منابع تأمین، یک استراتژی مهم است زیرا این استراتژی هم منابع عرضه و تأمین انرژی را افزایش میدهد و هم ریسک عرضه را کاهش می دهد.

دولت چین مالکیت ۸۰ تا ۹۰ درصد سه شرکت بزرگ نفتی چین یعنی PetroChina, Sinopec Corp و CNOOC Ltd. و ۱۰۰ درصد سهام سه شرکت های مادر را در اختیار دارد. در حال حاضر کمیسیون نظارت و سرپرستی اموال دولتی۳ نمایندهٔ سهام دولتی در این شرکت ها میباشد. به همین دلیل، تمام مدیران شرکت های نفت دولتی توسط دولت تعیین میگردند، که در این میان کمیسیون مذکور نقش اصلی را ایفا می کند و شورای دولتی تصمیم نهایی در مورد تمامی انتصابات کادرهای مدیریتی را اتخاذ میکند. نکتهٔ حائز اهمیّت آن است که مدیران شرکت های ملّی نفت به جای قرار گرفتن درجایگاه اداری خود در سطح وزیر قرار دارند و بسیاری از آن ها جایگاه عالی رتبه ای در ادارات دولتی به دست آوردهاند.

بینالمللی سازی، به بخش کلیدی استراتژی صنعتی دولت چین در قبال شرکت های ملّی نفت مبدّل گردیده است. شرکت های نفتی چین از دهه ها تجربه برخوردارند و کارشناسان فنّی و مدیران بسیار زیادی را تربیت نموده اند. سرمایه گذاری شرکت های نفتی چین در فعالیّت های اکتشاف و تولید در خارج از کشور نه تنها به این کارشناسان و مدیران اجازه می دهد به بازیگرانی در عرصهٔ اقتصاد جهانی تبدیل شوند، بلکه فرصت هایی را برای حمایت از بین المللی سازی صنعت عظیم خدمات نفتی چین فراهم می سازد. به عنوان نمونه، یادداشت تفاهم شرکت Sinopec برای توسعهٔ میدان نفتی یادآوران در صورت اجرایی شدن، این شرکت را به یکی از شرکت های بزرگ نفتی جهان تبدیل خواهد کرد.

سیاست های صنعتی، سیاست های اجتماعی- اقتصادی چین را تحت تأثیر قرار میدهد. معضل بیکاری آشکار و پنهان در حال رشد، دیر زمانی است که به چالش اقتصادی و سیاسی دولت چین تبدیل شده است. اما این چالش با تسریع در روند اصلاح بنگاه های دولتی از اواخر دههٔ ۱۹۹۰ و بیکاری هزاران نفر که به تبع آن به وجود آمد، تشدید گردیده است. علیرغم تعدیل گستردهٔ پرسنلی هنوز هم شرکت های نفتی مبادرت به استخدام هزاران کارمند می نمایند. توسعه و موفقیّت شرکت های نفت و شرکت های خدماتی در عرصهٔ بینالمللی کمک شایان توجّهی به ایجاد مشاغل پرسود مینماید.

سیاست خارجی از جمله ابزارهای دولت برای حمایت از فعالیّت های برون مرزی شرکت های ملّی نفت است. بسیاری از مناطق صادرکنندهٔ نفت جهان به طور مستقیم یا غیرمستقیم برای چین دغدغهٔ استراتژیک میباشند، چرا که چین در پی تضمین امنیّت ملّی خود از طریق افزایش ثبات سیاسی در منطقهٔ خود و نمایاندن چهرهٔ سیاسی خود در عرصهٔ بینالمللی است. به این دلیل تحرّکات چین در بخش انرژی روسیه، آسیای مرکزی و آسیای شرقی از رنگ و بوی بسیار قوی سیاسی برخوردار است. فعالیّت های مربوط به انرژی در مناطق خاورمیانه، آفریقا و آمریکای لاتین نیز گرچه در درجهٔ نخست با هدف تأمین انرژی دنبال می گردد، اما

فرصتی را برای چین ایجاد میکند تا حوزهٔ نفوذ سیاسی خود را در این مناطق گسترش دهد.

شرکت های دولتی نفت چین باید ارکان سیاست های انرژی چین را که توسط دولت و با هدف تضمین عرضهٔ نفت به کشور تدوین گردیده است، محقّق نمایند. محورهایی که این شرکت ها موظف به اجرای آن میباشند شامل اکتشاف، توسعه، تولید، انتقال، معامله و بازاریابی در بخش های بالادستی نفت وگاز میباشد. دولت دیگر عملیّات این شرکت ها را به طور مستقیم مدیریت نمیکند، اما این امکان را برای شرکت ها فراهم نموده است تا به نحو گزینشی از رهنمون هایی که در اختیارشان قرار میدهد پیروی نمایند. اگرچه پیروی از این رهنمون ها جنبهٔ الزام آور ندارد، اما شرکت ها اغلب آن ها را بر می گزینند، زیرا تبعیت از این رهنمون ها حمایت دولت از این شرکت ها را در مواقع لازم تضمین می کند. با این حال طی سال های اخیر شاهد برخی اختلافات و منازعات بوده ایم زیرا هرگاه شرکت ها دریافته اند که رهنمون های دولت مرکزی اثر نامطلوبی بر منافع آن ها دارد، برای تأمین منافع تجاری خود اقدام به گفتگو و تأثیرگذاری سیاسی نموده اند.

گرچه دولت در نهایت عالی ترین مرجع قدرت است، اما شرکت های نفتی گاهی بر اساس منافع خود، بدون توجّه به دستورات دولت عمل میکنند. به عنوان نمونه، زمانی که دولت چین اقدام به بالا بردن سطح استانداردهای فرآورده های نفتی نمود، شرکت های نفتی در برابر تغییرات با سرعتی که مدنظر دولت بود، مقاومت کردند. هنگامی که دولت سیاست های کنترل قیمت را برای پایین نگه داشتن قیمت های داخلی فرآورده های نفتی تصویب نمود و خسارات زیادی را در سال ۲۰۰۵ به پالایشگاه ها وارد کرد، شرکت ها با محدود کردن تقاضای نفت خام در حدی بی سابقه و کاهش واردات فرآورده و افزایش صادرات آن واکنش نشان دادند. این واکنش دولت را وادار ساخت تا برای تضمین قیمت های قابل کنترل فرآورده های نفتی تولید داخل، تمهیدات بیشتری را مانند ممنوعیت صدور برخی از فرآورده ها، اتخاذ کند که برای شرکت ها گزینه ای را جز فروش داخلی تولیدات خود باقی نگذاشت.

به لحاظ سیاسی، دولت چین از طرق مختلف از حضور شرکت های خود درصحنه بین المللی حمایت میکند. توافقات مربوط به همکاری های انرژی که در ملاقات های سیاسی به امضا می رسند، نه تنها هر دو دولت را مقیّد به اجرای تعهّدات می سازد بلکه از جانب دولت چین و شرکت های چینی به عنوان ابزاری برای اعمال فشار و ایجاد فرصت های تجاری و سرمایهگذاری مورد بهره برداری قرار میگیرد. رهبران چین با هدف ایجاد پیوندها و دست آوردهای خاص، با کشورهای دارای ذخائر عظیم نفتی یا کشورهایی مانند قزاقستان، روسیه و ایران که به لحاظ استراتژیک برای چین با اهمیّت به نظر میرسند، مستقیماً وارد مذاکره می شوند.

به عنوان نمونه، پکن با استفاده از کرسی دایمی خود در شورای امنیّت سازمان ملل از سودان در برابر تحریم های اقتصادی علیه این کشور در جریان دارفور حمایت نمود و در مقابل در صنعت نفت سودان حضور گسترده پیدا کرده است.

از دیگر ابزارهایی که چین برای تأمین انرژی خود استفاده میکند، فروش تسلیحات نظامی است. اما صادرات تسلیحات چین نسبت به ابزارهای مالی و سیاسی ای که پکن برای تأمین انرژی خود به کار می گیرد از تأثیر کمتری برخوردار است، زیرا تجهیزات نظامی و تسلیحات چین از کیفیّت مناسبی برخوردار نیستند.

پی نوشت:

1. Khoo Rongji
2. China National Offshore Oil Cooperation
3. State- Owned Assets Supervision and Administrative Commission.

ظهور نظم جدید در ساختار صنعت نفت جهان

شرکت‌های ملی و بین‌المللی به عنوان بازیگران اصلی بازار جهانی نفت از دیرباز دستخوش تغییرات و تحولات گسترده‌ای بوده‌اند. اما از آنجایی که در چند سال گذشته مسائل جدیدی در بازار نفت مطرح شده و حوادث مختلفی در آن به وقوع پیوسته، تحولات سال‌های اخیر شرکت‌های نفتی به نسبت سال‌های گذشته بیشتر بوده است. این تغییرات به حدی گسترده و چشمگیر بوده که به اعتقاد بسیاری از صاحب‌نظران، ساختار صنعت نفت جهان را تغییر داده و نظم نوینی را بر آن حاکم کرده است. مطلب زیر برگرفته از گزارش چشم‌انداز جهانی انرژی آژانس بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۰۸ می‌باشد که تحت همین عنوان به موضوع پرداخته است.

اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۴-۱۱۳ - فروردین و اردیبهشت ماه ۱۳۸۷

علیرضا قنبری

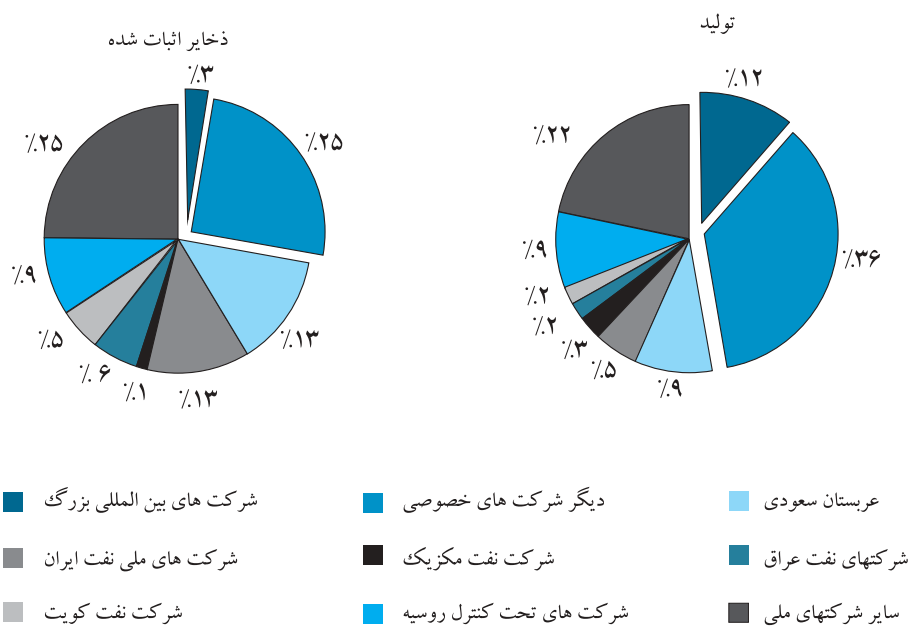
در دهۀ گذشته تحولات سریعی در ساختار بخش بالادستی نفت و گاز اتفاق افتاده است. موج ادغام و تملک در شرکت های خصوصی و بین المللی و رشد خیره کنندۀ قدرت بازارشرکت های ملی از جمله مهم ترین تغییرات سال های گذشته محسوب می شود. قیمت های بالای نفت و گاز و منافع ناشی از افزایش کارایی در طول زنجیرۀ عرضه باعث گردید تا سود و جریان نقدینگی شرکت های بین المللی به شدت تقویت شود. اما در عین حال این شرکت ها علیرغم این موفقیت با مشکلات عدیده ای در دسترسی به فرصت های سرمایه گذاری جدید سودآور و حفظ سطح تولید خود نیز در گیر بوده اند. شرکت های ملی موجود در کشورهای مهم دارندۀ منابع طبیعی نیز در این میان وظیفۀ توسعۀ میادین جدید را با بهره گیری از شرکت های خدماتی نفت و گاز برعهده گرفته اند. حتی برخی از این شرکت ها در استراتژی های خود به دنبال سیاست بین المللی سازی هستند. این تمایل شدید شرکت های ملی نشان دهندۀ به وجود آمدن روندی در اقتصادهای نوظهور به سمت کنترل مستقیم شدیدتر بر منابع طبیعی ملی است که از آن به نام ناسیونالیسم منابع یاد می کنند.

تکامل ساختار صنایع بالادستی نفت و گاز به واقع موضوعیت دارد زیرا اهداف شرکتی، رقابت های فنی، قابلیت های عملیاتی و منابع مالی بازیگران مختلف این صنعت تا حدود زیادی با هم تفاوت دارد. این تمایز دارای آثار معنی داری بر مقیاس و نوع سرمایه گذاری ها و نحوۀ مدیریت دارایی های تولیدی است. بر این اساس نگرانی هایی مبنی بر عدم تمایل شرکت های ملی برای توسعه و تولید بقیۀ ذخائر نفت و گاز در جهت تأمین تقاضای جهان به وجود آمده است. طرفداران این ایده علاوه بر عدم تمایل استدلال می کنند که شرکت های ملی از قابلیت های مالی و فنی لازم برای توسعۀ کارای ذخائر برخوردار نیستند. این نگرانی ها در شرایط کنونی باعث شده تا تنش هایی در بازارهای بین المللی نفت ایجاد شود و با چالشی تر شدن تحولات بخش بالادستی این تنش ها تشدید گردد که خود آثار نامطلوبی بر امنیت بلندمدت عرضۀ نفت و گاز جهان خواهد داشت.

از سوی دیگر، شرکت های ملی به تدریج توانمندی های بیشتری را کسب می کنند و بهتر می توانند چالش های توسعۀ منابع خود را به مدد به کارگیری شرکت های خدماتی نفت و گاز مدیریت کنند. به این ترتیب شکل های جدیدی از مشارکت بین شرکت های ملی و بین المللی در حال ظهور است. لذا تکامل نحوۀ تعامل بین شرکت های ملی در کشورهای دارندۀ منابع نفت و گاز، شرکت های خدماتی نفت و شرکت های بین المللی در میزان سرمایه گذاری و تولید نفت و گاز آیندۀ جهان بسیار حیاتی خواهد بود.

در حال حاضر شرکت های ملی نفت ۵۱٪ و شرکت های بین المللی ۱۲٪ تولید نفت و گاز جهان را به خود اختصاص داده اند و دیگر شرکت های یکپارچۀ نفت و گاز بقیۀ تولید جهانی را در اختیار دارند. این در حالی است که سهم شرکت های ملی از ذخائر اثبات شده به مراتب بیشتر است. شرکت های ملی نفت در وضعیت کنونی ۷۱٪ ذخائر نفت و گاز جهان را در اختیار دارند. لیکن شرکت های بین المللی

شکل ۱: منابع نفت و گاز جهان و سهم تولید شرکت‌های نفتی در سال ۲۰۰۷



بزرگ با برخورداری از ۱۲٪ سهم بازار تولید نفت و گاز جهان تنها ۳٪ ذخائر را در کنترل دارند (شکل ۱). این عدم تعادل نشان می دهد که سهم شرکت های ملی از تولید نفت و گاز جهان در بلندمدت می تواند رشد قابل توجهی داشته باشد. البته این موضوع بستگی به سیاست های دولت های متبوع شرکت های ملی در خصوص نرخ مناسب تولید از دارایی های ملی و منافع حاصل از همکاری با شرکت های بین المللی به شکل قراردادهای مشارکت در تولید و یا دیگر ترتیبات همکاری دارد. سهم شرکت های ملی از تولید جهانی در سال های اخیر رشد مناسب را داشته که علت عمدهٔ آن قراردادهای مشارکت در تولید بین شرکت های بین المللی و کشورهای دارنده منابع نفت و گاز بوده است. بر طبق این قراردادها با افزایش قیمت نفت، سهم شرکت های بین المللی از تولید کاهش می یابد که این موضوع با افزایش قیمت ها در سال های اخیر محقق گردید.

در بیشتر کشورهای دارای ذخائر بزرگ نفت، شرکت های ملی بر صنعت نفت و گاز تسلط دارند و شرکت های خارجی یا مجوز مالکیت و توسعهٔ ذخائر را ندارند یا این فعالیت ها مشمول محدودیت های قانونی و نظارتی شدیدی می شود (شکل ۲). این محدودیت ها معمولاً به دلیل قانون اساسی و شرایط عملیاتی خاص به وجود می آید. برخی از دولت ها در کشورهای دارنده منابع نفت و گاز به وسیلهٔ قانون و انتظارات سیاسی متعهد هستند تا بر منابع طبیعی کنترل مستقیم داشته باشند. برخی از دولت ها نیز ترجیح می دهند تا برای حفظ انعطاف پذیری در سیاست های تولیدی کنترل مدیریتی کوتاه مدتی را بر مخازن خود اعمال کنند. در میان ۲۰ کشور برتر جهان از نظر ذخائر نفتی، تنها چهار کشور برزیل، کانادا، نروژ و ایالات متحده به شرکت های خارجی مجوز دسترسی نامحدود به منابع را می دهند. در چهار کشور ایران، کویت، مکزیک و عربستان سعودی نیز به هیچ شرکت خارجی ای اجازهٔ اکتشاف و توسعهٔ نفت داده نمی شود و این شرکت ها تنها می توانند در قالب پیمان کار فرعی یا تأمین کنندهٔ خدمات فنی به شرکت های ملی یا دیگر شرکت های محلی ایفای نقش کنند. در این میان کشورهای متعددی نیز تنها در قالب قراردادهای مشارکت در تولید مجوز سرمایه گذاری خارجی را می دهند. مزیت این قراردادها این است که مالکیت و کنترل ذخائر در اختیار شرکت های ملی باقی می ماند.

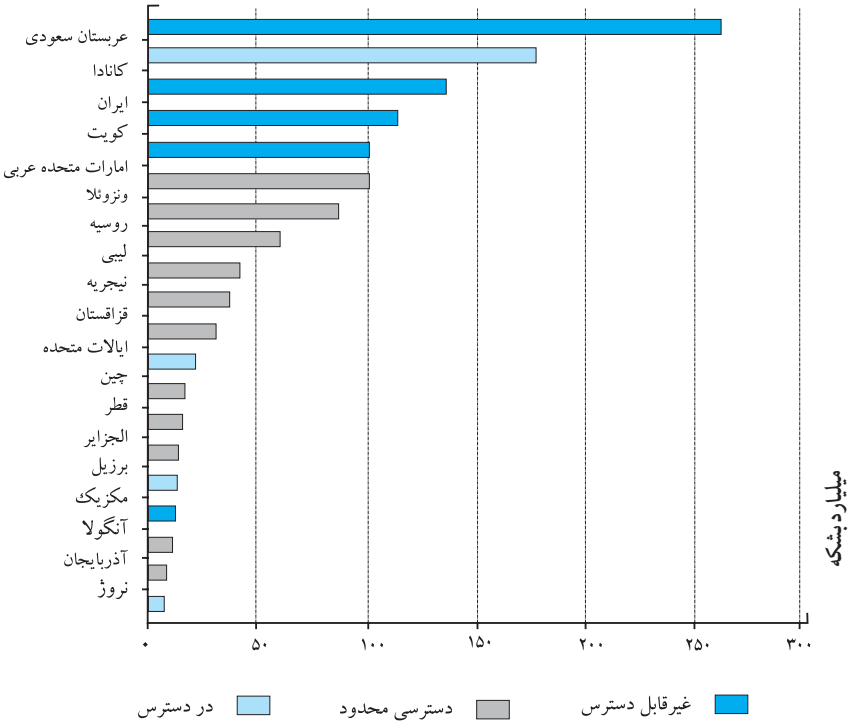
احیاء مجدد شرکت های ملی نفت

در دههٔ گذشته با احیاء سلامت مالی و افزایش قدرت بازاری شرکت های ملی نفت، تحولی بزرگ در ساختار صنعت نفت جهان بوجود آمد. مهم ترین دلایل این تحول، افزایش قیمت نفت خام و اعتقاد راسخ تر رهبران سیاسی مبنی بر این که شرکت های ملی منافع ملی را بهتر از شرکت های بین المللی و یا خصوصی حفظ می کنند بوده است. شرکت های ملی نفت که بزرگ ترین آن ها در خاورمیانه، روسیه و ونزوئلا قرار دارند دارای تسلط قابل توجهی بر عرضهٔ نفت و گاز جهان هستند. از میان ۲۵ شرکت تولیدکنندهٔ برتر جهان ۱۷ شرکت ملی هستند. بیشتر این شرکت ها همچنان بر فعالیت های داخلی تمرکز دارند که معمولاً این تمرکز در کل زنجیرهٔ عرضه بوده و شامل نفت و گاز به طور توأم می شود. البته باید متذکر شد که برخی از این شرکت ها در حال حاضر به شدت به سمت بین المللی شدن و سرمایه گذاری در کشورهای خارجی سوق پیدا کرده اند. در برخی از کشورها بیش از یک شرکت نفتی وجود دارد که یکی یا چند تا از این شرکت ها مانند شرکت های ملی چینی و روسی به طور جزیی در مالکیت بخش خصوصی است. همهٔ ۱۳ کشور عضو اوپک نیز دارای شرکت های ملی ای هستند که مالکیت آن کاملاً در دست دولت است. این شرکت ها حقوق انحصاری و ویژهٔ بیشتر فعالیت های بالادستی نفت و حتی در مواردی پائین دستی را در اختیار دارند. بجز ایران، کویت و عربستان سعودی تمام شرکت های نفتی کشورهای عضو اوپک در قالب قراردادهای مشارکت در سرمایه گذاری با شرکت های خارجی همکاری می کنند. نروژ، مکزیک و ترکیه تنها کشورهای OECD هستند که همچنان دارای شرکت های ملی می باشند. در حال حاضر ۶۲/۵٪ شرکت نفتی استات اویل هیدرو در تملک دولت نروژ است در حالی که شرکت های پمکس مکزیک و TPAO ترکیه کاملاً در مالکیت دولت هستند. تمام کشورهای مهم تولیدکننده نفت که عضو OECD نیستند دارای شرکت های ملی می باشند.

در چندین کشور غنی از نظر منابع مانند ونزوئلا و کویت، حرکت های آزمایشی برای باز کردن بخش نفت به سوی سرمایه گذاری خارجی مستقیم از سوی شرکت های بین المللی بی فرجام بوده و معکوس گردیده است. عربستان سعودی پس از مذاکرات فراوان با شرکت های بزرگ بین المللی برنامه ای را برای بازکردن بخش گاز خود به روی شرکت های خارجی

برای انجام فعالیت های اکتشاف و توسعهٔ گسترده در سال ۲۰۰۳ طرح ریزی کرد. اما نهایتاً موفقیت چندانی را به دست نیاورد و تنها چند معامله کوچک با شرکت های خارجی منعقد گردید. در دیگر کشورها، موقعیت بازاری شرکت های ملی تقویت یافته است. در روسیه، ذخائر و دارایی های تولیدی بار دیگر در کنترل شرکت های دولتی مانند گازپروم و روس نفت قرار گرفته است. جالب اینجاست که بیشتر شرکت های روسی در ابتدای دههٔ ۱۹۹۰ خصوصی شدند. در ونزوئلا، بولیوی و اکوادور نیز دارایی های بالادستی شرکت های خارجی به طور جزیی به شرکت های ملی انتقال یافته است.

شکل ۲: چگونگی دسترسی شرکت‌های خارجی به ذخایر نفت سایر کشورها (۲۰۰۷)



شرکت های ملی به شدت متنوع هستند. پیشرفته ترین آن ها مانند استات اویل هیدرو نروژ، پتروبراس برزیل و پتروناس مالزی از نظر اندازه، کارایی، پیچیدگی های تکنولوژیک و تجربیات مدیریتی با شرکت های بین المللی قابل مقایسه هستند. شرکت سعودی آرامکو با سرمایه گذاری های فراوان در آموزش و پژوهش در حال حاضر به عنوان پیشرفته ترین شرکت خاورمیانه از نظر فنی محسوب می شود. دیگر شرکت ها، به ویژه در منطقهٔ خاورمیانه از ضعف نیروی انسانی ماهر و قابلیت های فنی پیشرفته رنج می برند و عمدتاً بر اداره تأسیسات موجود خود متمرکز شده اند تا توسعهٔ فعالانهٔ ذخائر جدید.

یکی از مهم ترین ویژگی های مشترک شرکت های ملی این است که اهداف شرکتی آن ها فراتر از حداکثرسازی بازدهی سرمایه به صاحبان سرمایه می باشد. این شرکت ها معمولاً ملزم به پیگیری اهداف ملی فراگیری همچون ارتقاء صنعتی شدن و توسعهٔ اقتصادی-اجتماعی، تأمین امنیت انرژی و حمایت از سیاست های خارجی نیز هستند.

اکثر شرکت های ملی موظف به تأمین فرآورده های نفتی و یا گاز طبیعی به بازارهای داخلی به قیمت های سوبسیدی هستند. این موضوع در مورد همهٔ شرکت های ملی در کشورهای اوپک و بسیاری از شرکت های ملی در کشورهای مصرف کننده بزرگ مانند چین، هند، اندونزی، برزیل و مکزیک مصداق دارد. در بیشتر این موارد بخشی یا همهٔ زیان های وارد شده به شرکت های ملی از محلی غیر از بودجهٔ ملی پرداخت می شود. اکثر شرکت های ملی متعهد به تأمین اشتغال کارگران محلی، ارجحیت به سازندگان داخلی کالاها و خدمات و تقویت فرآیند انتقال دانش و مهارت های فنی به شرکت های داخلی هستند. این اهداف گسترده اما غیرتجاری، امکان دارد باعث افت کارایی اقتصادی و فنی شرکت های ملی در مقایسه با شرکت های خصوصی شود. بیشتر شرکت های ملی روابط بسیار نزدیکی با دولت های متبوع خود دارند و به همین دلیل اهداف استراتژیک و ژئوپلتیک آن ها بعضاً بر اهداف صرفاً تجاری آن ها رجحان می یابد.

رشد و بلوغ شرکت های ملی در افزایش توانمندی های این شرکت ها و حضور گسترده تر آن ها در ابعاد بین المللی منعکس شده است. برخی از این شرکت ها سرمایه گذاری های زیادی را در افزایش مهارت های داخلی انجام داده اند تا بتوانند از اتکاء به شرکت های بین المللی در این زمینه بکاهند و بخش بیشتری از ارزش افزوده فعالیت های بخش نفت خود را تصاحب کنند

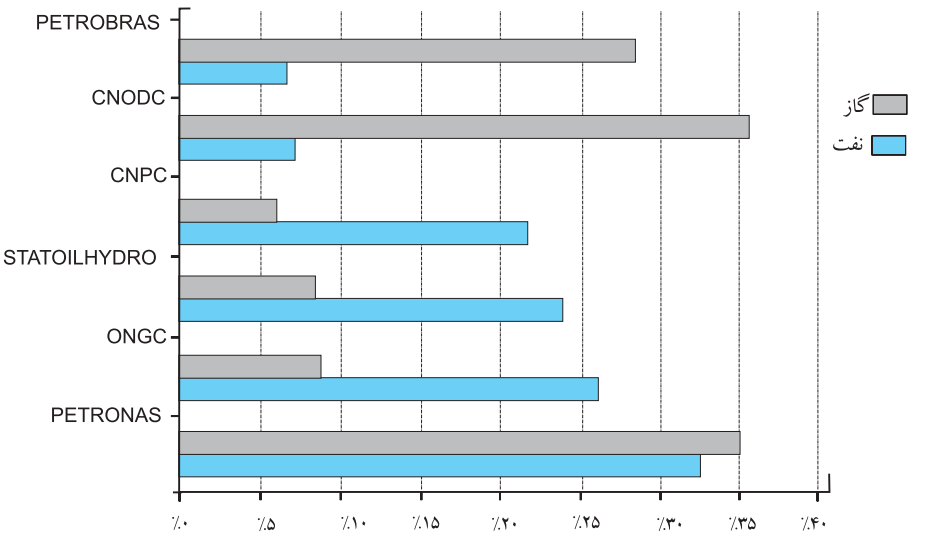
و نهایتاً نقش مهم تری در توسعهٔ اقتصادی و اجتماعی کشورهای متبوع خود داشته باشند. معمولاً شرکت های ملی در مقایسه با شرکت های بین المللی کم تر از کمبود منابع انسانی رنج می برند زیرا شرکت های ملی از فراز و فرودهای بخش بالادستی صنعت نفت در دههٔ های ۱۹۸۰ و ۱۹۹۰ کم تر متأثر شدند. رشد توانایی ها و تجارب شرکت های ملی به آن ها این قابلیت را داده تا به طور مستقیم با شرکت های خدماتی وارد مذاکره شوند و با عقد قرارداد با این شرکت ها خود را از شرکت های بین المللی به طور کامل مستقل کنند. افزایش اهمیت شرکت های خدماتی نفت و گاز به عنوان صاحبان تکنولوژی باعث تسریع این تحولات شده است. در شرایط کنونی برخی از شرکت های ملی تا حدی پیشرفت کرده اند که شرکت هایی همچون پتروبراس و استات اویل هیدرو به عنوان پیشتازان حفاری در مناطق عمیق جهان شناخته می شوند.

شرکت های ملی به ویژه در کشورهای واردکننده نفت مانند چین و هند در حال رشدی چشم گیر از نظر بین المللی هستند و به رقابت با شرکت های بین المللی در این عرصه پرداخته اند. یک سوم هزینه های ادغام و تملک سال ۲۰۰۶ مربوط به شرکت های ملی بوده است که قسمت اعظم آن مربوط به ادغام و تملک شرکت های خارجی برون مرزی می باشد. این شرکت ها همچنین مشتری بزرگ ترین معاملات خارج از آمریکای شمالی بوده اند. چندین شرکت ملی در حال حاضر دارایی های بالادستی زیادی را در خارج از مرزهای خود در اختیار دارند. دیگر شرکت های ملی همچون آرامکو نیز سرمایه گذاری های فراوانی را در بخش پائین دستی صنعت نفت صورت داده اند. علاوه بر این دورهای جدید مناقصات در کشورهای غیر OECD مانند الجزایر، لیبی و مصر تعداد قابل توجهی از شرکت های ملی را به خود جلب کرده است. شرکت های ملی معمولاً تمایل زیادی به حضور در پروژه های زیربنایی غیرنفتی مانند جاده، مدرسه و بیمارستان نیز از خود نشان می دهند. به نظر می رسد که هدف اصلی این شرکت ها از این اقدام دستیابی بیشتر به دارایی های بالادستی است.

در کشورهای تولیدکننده، استراتژی بین المللی شدن عمدتاً به واسطهٔ ملاحظات اقتصادی و استراتژیک دنبال می شود. این ملاحظات شامل اطمینان یافتن از دسترسی به بازارها، تصاحب ارزش اضافی از تولید نفت و گاز، کاهش ریسک لطمات ناشی از نوسان قیمت های نفت، دستیابی به تکنولوژی و دانش و توسعهٔ موقعیت تجاری در بلندمدت است. علیرغم این که امنیت عرضه معمولاً به عنوان هدف محوری سرمایه گذاری های برون مرزی شرکت های ملی در کشورهای مصرف کننده محسوب می شود تمایل به یافتن فرصت های تجاری سودآور برای ارتقاء منابع مالی فنی شرکت نیز یکی از عوامل مؤثر در حرکت به سمت بین المللی شدن عنوان می شود. این مطلب در مورد شرکت های ملی چین که در زمرهٔ فعال ترین شرکت های جهان از نظر دارایی های بالادستی خارج از مرز هستند قویاً موضوعیت دارد.

اولویت ها و استراتژی های بین المللی شدن در میان شرکت های مختلف متفاوت است. این استراتژی ها شامل سرمایه گذاری های مستقل، شراکت های استراتژیک و مشارکت در سرمایه گذاری، خرید سهام شرکت ها، معاوضهٔ دارایی ها و معاملات دولت با دولت می شود. برخی دولت ها برای دستیابی به دارایی های خارجی بیشتر از شرکت های ملی خود حمایت های دیپلماتیک به عمل می آورند. با این حال،

شکل ۳: سهم تولید نفت و گاز شرکت های ملی منتخب در دیگر کشورها (۲۰۰۷)



بیشتر شرکت های ملی تمایل فراوانی به گسترش ابعاد بین المللی فعالیت های خود دارند و تلاش می کنند تا در طول زنجیرهٔ عرضه یکپارچگی افقی و در برخی موارد در عرض بخش های نفت، گاز و دیگر بخش های مرتبط یکپارچگی ایجاد کنند. بر همین اساس، شرکت های ملی برای تصاحب دارایی های بیشتر به شدت با هم رقابت می کنند. اما در عین حال مشارکت بین شرکت های ملی و به ویژه شرکت های آسیایی اخیراً بسیار رایج شده است. بطور مثال هر سه شرکت ملی چین دارای سرمایه گذاری های مشترک با دیگر شرکت های ملی علی الخصوص شرکت های آفریقایی هستند و بیشتر تولید آن ها در این کشورها صورت می گیرد (شکل ۳).

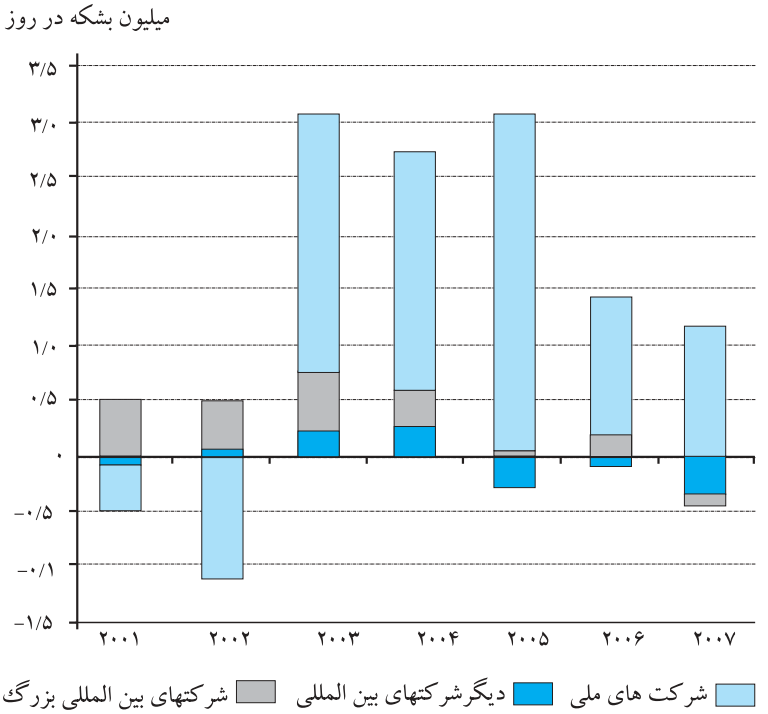
موج اخیر قیمت های نفت بی تردید باعث افزایش اعتماد و حصول به موفقیت های جدید برای شرکت های ملی در کشورهای تولیدکننده شد. درآمدهای بالای حاصل از افزایش قیمت های نفت محدودیت های تأمین مالی برنامه های سرمایه گذاری و ادغام و تملک ها را تا حدود زیادی برطرف کرد. بر همین اساس سرمایه گذاری های بالادستی ناگهان رشد کرد. علاوه بر این، بسیاری از شرکت های ملی کشورهای تولیدکننده و مصرف کننده با ایجاد ساختارهای مدیریتی جدیدتر وضعیت حکمرانی شرکتی خود را بهبود بخشیدند. چند شرکت بزرگ همچون گازپروم و سه شرکت ملی چین با فهرست کردن نام شرکت خود در بازارهای بورس معتبر جهان بخشی از مالکیت شرکت های خود را به بخش خصوصی واگذار کردند. در نتیجه این اقدام این شرکت ها مشمول نظارت های مالی و حسابداری مشابه با شرکت های بین المللی شدند. حضور در فهرست شرکت های بورس این موقعیت را برای شرکت های ملی فراهم کرد تا علاوه بر حمایت های مستقیم مالی دولت بتوانند از محل منابع خصوصی نیز بخشی از سرمایه موردنیاز خود را تأمین کنند.

شرکت های بین المللی نفت در عقب نشینی سودآور

شرکت های بین المللی نفت که سال ها بر صنایع نفت و گاز سلطه داشته اند در دههٔ اخیر با قدرت گرفتن شرکت های ملی و افت قابل ملاحظهٔ ذخائر و تولید در حوزه های نفتی بالغ غیراوپک که عمدتاً در کنترل این شرکت ها بوده است تا حدود زیادی محدود شده اند. سودهای چشمگیر و ترازنامه های قوی این شرکت ها در سال های اخیر باعث شده تا مشکلات آن ها در دستیابی و تملک دارایی های بالادستی برای افزایش و یا حفظ تولید در بلندمدت آن چنان به چشم نیاید. پنج شرکت بزرگ بین المللی نفت جهان اگزون موبیل، شل، BP، توتال و شورون شاهد افت تولید خود در سه سال اخیر بوده اند. شرکت های کوچکتر بین المللی نفت نیز وضعیت مناسبی نداشته اند و سطح تولید آن ها ثابت باقی مانده است (شکل ۴). البته بخشی از افت تولید شرکت های بزرگ بین المللی پیامد اجتناب ناپذیر قراردادهای مشارکت در تولید است که با افزایش قیمت نفت سهم آن ها از تولید را کاهش داده است. این درحالی است که تولید شرکت های ملی از سال ۲۰۰۳ تا کنون رشد قابل ملاحظه ای داشته است. با این حال، شرکت های بین المللی همچنان در زمرهٔ بزرگ ترین کشورهای تولیدکنندهٔ نفت جای دارند. شرکت های بزرگ بین المللی نفت به تنهایی ۱۲٪ سهم بازار تولید بالادستی نفت را در سال ۲۰۰۷ در اختیار داشته اند.

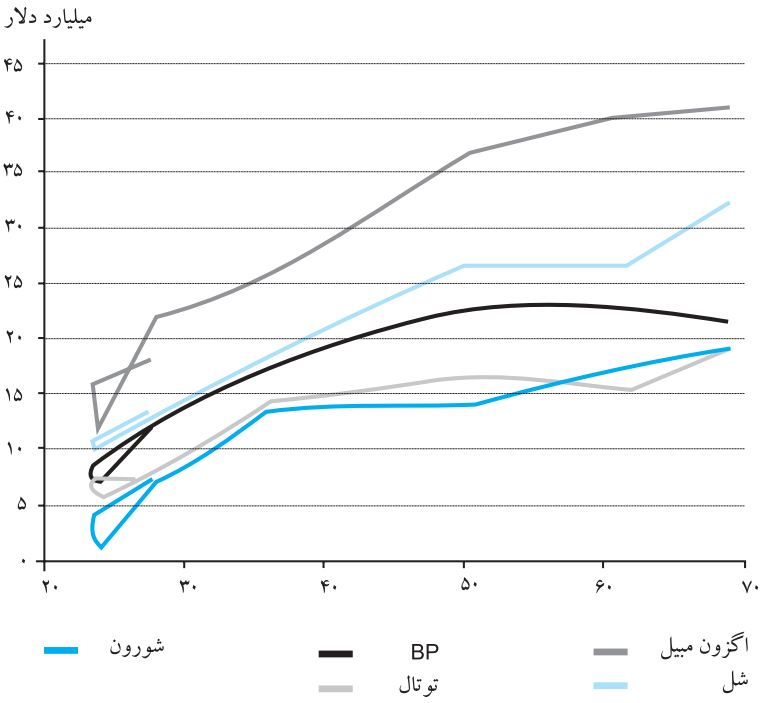
قیمت های بالای نفت و گاز در سال های اخیر باعث رشد

شکل ۴: نرخ رشد سالیانه تولید نفت در شرکت های ملی و بین المللی بزرگ



سریع درآمدهای ناخالص شرکت های بین المللی نفت شده و علیرغم افزایش هزینه های عملیاتی و مالیات و بهره مالکانه سود شرکت ها نیز افزایش متناسبی داشته است. درآمد خالص ۵ شرکت بزرگ بین المللی جهان در سال ۲۰۰۷ برابر ۱۳۱ میلیارد دلار بوده که چهار برابر سال ۲۰۰۲ است. در بیشتر این شرکت ها قسمت اعظم رشد درآمد از بخش بالادستی حاصل شده که معمولاً دارای بازدهی سرمایه گذاری بالاتری نسبت به پالایش، بازاریابی و پتروشیمی دارد. درآمد خالص شرکت های بین المللی بزرگ بین سال های ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۵ همگام با قیمت های نفت افزایش یافت اما پس از آن به دلیل افزایش شدید هزینه ها و دریافتی های دولت در قراردادها این رابطه تا حدود زیادی تضعیف شد (شکل ۵).

شکل ۵: درآمد خالص شرکت‌های بزرگ نفتی در برابر قیمت متوسط وارداتی نفت خام



نحوهٔ تخصیص درآمدهای حاصله توسط شرکت های بین المللی بیانگر نکات مهمی در خصوص استراتژی های شرکت هاست. جریان نقدینگی عملیاتی ترکیبی - که شاخص بهتری نسبت به درآمد خالص برای نشان دادن دسترسی به منابع مالی است - ۲۰ شرکت از بزرگ ترین شرکت های جهان از ۱۱۸ میلیارد دلار در سال ۲۰۰۰ به ۳۲۳ میلیارد دلار در سال ۲۰۰۶ رسید. البته مقدار این شاخص در سال ۲۰۰۷ با افتی قابل توجه به ۲۸۴ میلیارد دلار رسیده است. در شکل ۶ ترکیب هزینه ای شرکت های بین المللی از کل درآمدهای عملیاتی طی سال های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۶ نمایش داده شده است.

نیمی از این افزایش در این ۷ سال به صورت خرید مجدد سهام فروخته شده و توزیع سود سهام به صاحبان سهام منتقل شده است. آمار نشان می دهد که ۳۶٪ جریان نقدینگی عملیاتی در طی این دوره زمانی به این مصارف رسیده است. خرید مجدد سهام از توزیع سود در طی این دوره اهمیت بیشتری داشته است و تقریباً یک پنجم کل پرداخت ها را در سال ۲۰۰۷ به خود اختصاص داده است. این در حالی است که سهم آن در سال ۲۰۰۰ تقریباً یک دهم بود. نرخ جاری خرید سهام فروخته شده نمی تواند در بلندمدت پایدار بماند. به عنوان مثال اگر شرکت اگزون موبیل بخواهد همین نرخ خرید سهام را حفظ کند در عرض ۱۵ سال آینده دیگر یک شرکت سهامی نخواهد ماند.

مخارج سرمایه گذاری شرکت های بین المللی در اکتشاف و توسعه ذخائر نفت و گاز به طور معناداری افزایش یافته است. بیشتر این رشد به خاطر افزایش هزینه بر واحد بوده تا افزایش فعالیت های فیزیکی. سهم مخارج کل اکتشاف و توسعه از کل جریان نقدینگی عملیاتی ۲۰ شرکت برتر جهان از ۳۷٪ در سال ۲۰۰۰ به ۵۷٪ در سال ۲۰۰۳ رسید و پس از آن بین ۴۰٪ تا ۵۰٪ نوسان کرده است. سهام اختصاص یافته برای تملک ذخائر توسط دیگر شرکت ها نیز در این دوره با کاهش روبه رو بوده که بیانگر تمرکز استراتژیک جدید بر رشد ارگانیک و افزایش رقابت از سوی شرکت های ملی است. این روندها با استفاده از الگوهای هزینه ای پنج شرکت بزرگ بین المللی جهان که ۵۹٪ کل نقدینگی ۲۰ شرکت برتر جهان را دارا می باشند قابل توضیح است.

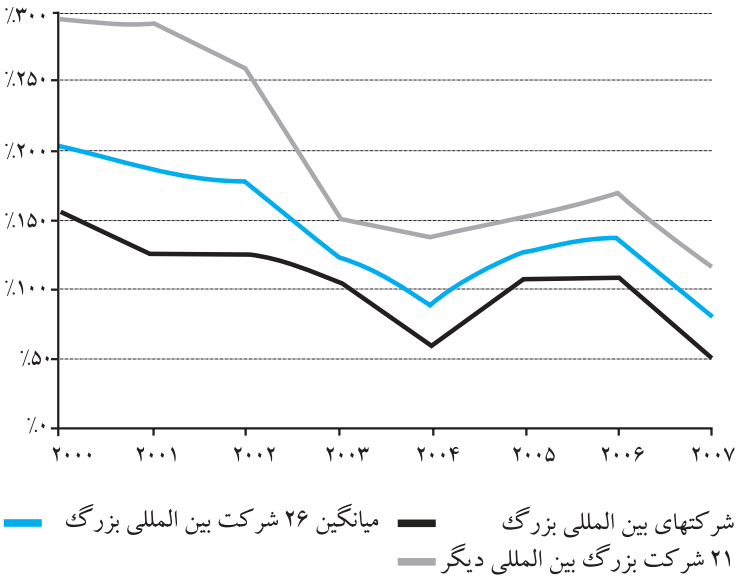
علیرغم افزایش مخارج اکتشافی، شرکت های بزرگ بین المللی همچنان در تلاش برای جایگزینی ذخائر اثبات شده هستند. متوسط مقدار نسبت جایگزینی ذخائر نفت و گاز شرکت های بین المللی از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۶ برابر ۱۰۷٪ بوده و در سال ۲۰۰۷ به ۵۴٪ رسیده است (شکل ۷). شرکت های

بین المللی کوچکتر در این میان موفق تر بوده اند و توانسته اند بخش قابل توجهی از تخلیه ذخائر خود به دلیل تولید را با ذخائر جدید جایگزین کنند. علت عمده تفاوت بین این دو گروه از شرکت ها سرمایه گذاری بیشتر شرکت های بین المللی در اکتشاف و تملک ذخائر بوده است.

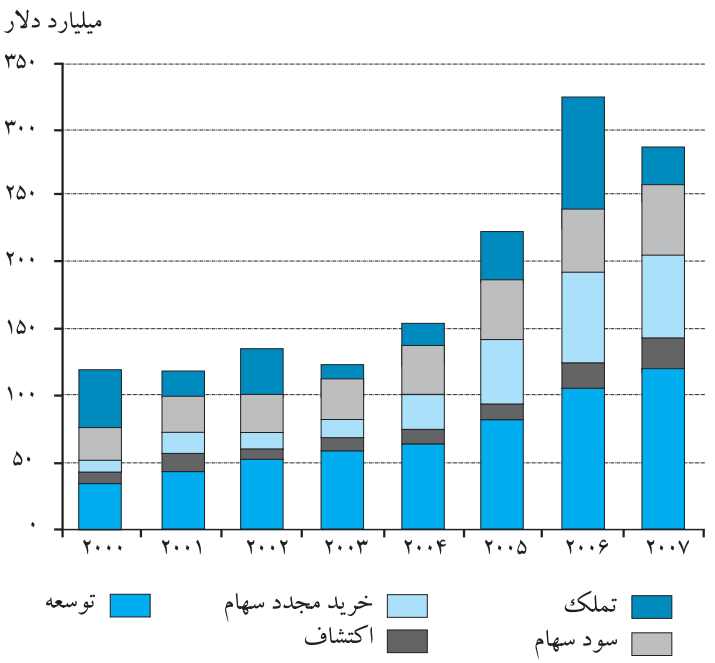
نبود فرصت های سرمایه گذاری مناسب در بخش بالادستی یکی از مهم ترین دلائل سرمایه گذاری ناکافی در بخش اکتشاف پس از دهۀ ۱۹۹۰ بوده است که منجر به نرخ های جایگزینی ذخائر کوچک در شرکت های بین المللی گردیده است. در حال حاضر بیشتر ذخائر نفت و گاز جهان در اختیار شرکت های ملی است. شرکت های بزرگ بین المللی به دلیل قدرت مالی و مهارت های فنی و مدیریت پروژه دارای مزیت رقابتی در برابر دیگر شرکت های خصوصی و ملی برای انجام پروژه های پیچیده و سنگین هستند. اما این قبیل پروژه ها به تدریج در بین کشورهای غیراوپک کم تر می شود و ریسک آن ها نیز بیشتر می گردد. شرکت های کوچک تر دارای موقعیت مناسب تری برای توسعۀ میادین نفتی جدید و میادین قدیمی در حال افت هستند. زیرا سهم مخارج سرمایه گذاری در حوزه های بالغ مانند دریای شمال و آمریکای شمالی به نسبت بیشتر است. قسمت اعظمی از مناطق اکتشافی آمریکای شمالی به دلائل زیست محیطی خارج از محدوده اعلام شده و انجام عملیات اکتشاف در آن غیرقانونی است. علاوه بر این محدودیت ها می توان به کمبود نیروی کار ماهر و تجهیزات حفاری در سال های اخیر اشاره کرد که باعث افزایش نرخ اجارۀ دکل های حفاری و هزینۀ خدمات میادین نفتی شده و در برخی موارد موجب به تعویق افتادن تصویب پروژه ها و یا فرآیند تکمیل آن ها شده است.

باوجود دسترسی محدود به فرصت های سرمایه گذاری در بخش بالادستی و تنگناهای تأمین نیروی انسانی ماهر و تجهیزات، نسبت کم سرمایه گذاری بالادستی به جریان نقدینگی عملیاتی بین شرکت های بین المللی نشان دهندۀ سیاست حداکثرسازی سود حسابداری کوتاه مدت است. به بیان دیگر، مدیریت و صاحبان سهام به این نتیجه رسیده اند که بهتر است که بازدهی کوتاه مدت به وسیلۀ محدود کردن مخارج سرمایه گذاری حداکثر شود تا سهم بیشتری از جریان نقدینگی را بتوان به صاحبان سهام بازگرداند. در سال های اخیر، بازارهای مالی به روی نرخ های بازدهی متوسط سرمایۀ به کار گرفته شده (ROACE) تمرکز داشته اند.

شکل ۷: نسبت جایگزینی منابع نفت و گاز شرکت های بین المللی



شکل ۶: ترکیب هزینه های شرکت های بین المللی نفت از محل درآمدهای عملیاتی

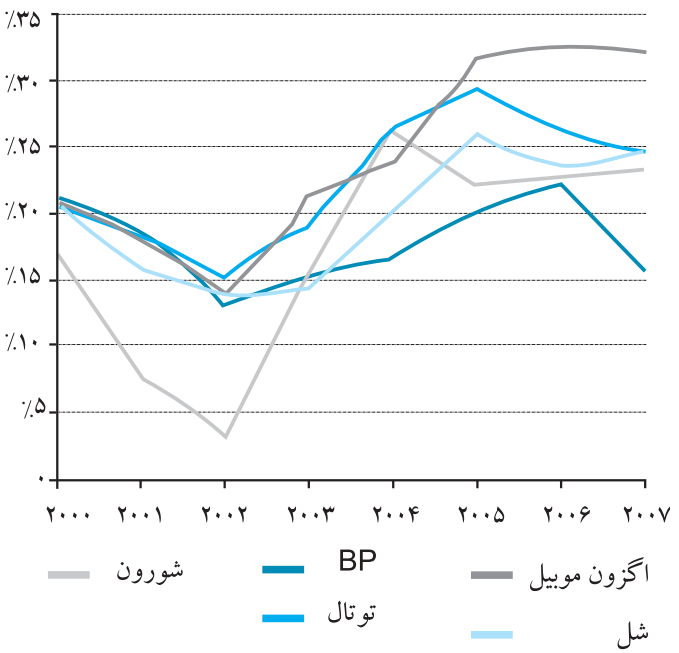


این شاخص مالی برای ارزیابی ارزش شرکت های نفتی در بازار استفاده می شود. نرخ های بازدهی متوسط سرمایهٔ به کار گرفته شده (ROACE) به طور اتوماتیک در کوتاه مدت با افزایش سرمایه گذاری افت می کند. زیرا سهم کم تری از سرمایهٔ به کارگرفته شده در این مدت مستهلک می شود. بنابراین شرکت هایی که دارای نسبت بالاتر دارایی های بالغ هستند تمایل می یابند تا به نسبت های بالاتری از نرخ های بازدهی متوسط سرمایهٔ به کار گرفته شده (ROACE) برسند. از سال های پایانی دههٔ ۱۹۹۰ سرمایه گذاران به تدریج اهمیت بیشتری به نرخ های بازدهی متوسط سرمایهٔ به کار گرفته شده (ROACE) داده اند و به شاخص های بلندمدتی ارزش و کارایی شرکت ها مانند ظرفیت تولید و ذخائر آن چنان توجهی نداشته اند. به علاوه، نرخ های بازدهی متوسط سرمایهٔ به کار گرفته شده (ROACE) معمولاً یکی از چندین شاخص مورد استفاده برای پرداخت حقوق مدیران ارشد محسوب می شود. نرخ های بازدهی متوسط سرمایهٔ به کار گرفته شده (ROACE) از سال ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۵ برای هر ۵ شرکت بزرگ بین المللی رشد داشته است اما پس از آن ثابت مانده یا اندکی افت داشته است (شکل ۸).

تمرکز شرکت های بین المللی بر حداکثر کردن سودهای کوتاه مدت در قیمت های مفروض بسیار محافظه کارانه و نرخ های بازدهی حداقل بسیار بالای شرکت های نفتی برای انتخاب پروژه های سرمایه گذاری سودآور نیز منعکس شده است. بیشتر شرکت های نفتی همچنان قیمت های نفت خام را پائین تر از قیمت های واقعی بازاری آن فرض می کنند. به عنوان مثال شرکت BP قیمت مفروض نفت خام برنت که برای محاسبهٔ ارزش حال پروژه های تحت ارزیابی به کار برده می شود را در فوریه ۲۰۰۸ از ۴۰ دلار به ۶۰ دلار افزایش داد در حالی که قیمت های بازار در این زمان ۱۰۰ دلار بود. در بررسی ای که توسط سیتی گروپ در دسامبر ۲۰۰۷ بین ۲۵۰ شرکت نفتی انجام شد فاصلهٔ متوسط بین قیمت های برنامه ریزی و قیمت بازار آتی ها به بیش از ۲۰ دلار در هر بشکه می رسید. قیمت های نفت پرنوسان و زمان طولانی انجام پروژه های بالادستی مرتبط با آن باعث می شود تا ریسک افت قیمت ها به سطح پائین تر از قیمت های برنامه ریزی شده در زمان اتمام پروژه افزایش یابد. البته بازارهای مشتقات و آتی ها این موقعیت را برای شرکت های نفتی ایجاد کرده تا بخشی از ریسک خود را با قرار گرفتن در موقعیت فروش در بازار آتی ها کاهش دهند.

چگونگی تغییر مسیر استراتژیک شرکت های بین المللی در کوتاه مدت و بلندمدت نامشخص است. پس از آن که شرکت های بزرگ بین المللی و دیگر شرکت های خصوصی با فشار شدید رقابت از سوی شرکت های ملی و خدماتی و همچنین شرکت های تخصصی بالادستی، پالایشگرها و بازاریاب ها روبه رو شدند برخی از تحلیل گران این پرسش را مطرح کردند که آیا مدل تجاری اصلی شرکت های بین المللی همچنان کاراست. در سال های اخیر، واکنش شرکت های بین المللی به تغییر فضای تجاری، تمرکز بر فعالیت های اصلی تجاری یعنی تولید نفت و گاز، فرآورش و پالایش، تولید مواد شیمیایی، حمل ونقل، توزیع و بازاریابی بوده است. این شرکت ها تا حدود زیادی در برابر حرکت به سمت متنوع سازی و حضور در بازارهای جدید انرژی مقاومت کرده اند. در این میان شاهد حرکت شرکت های بین المللی به سمت گازطبیعی و به ویژه LNG هستیم. علت اصلی این تمایل پیچیدگی تکنولوژیک و فنی این حوزه می باشد که اجازهٔ حضور گسترده شرکت های ملی در این

شکل ۸: سود برگشتی به سرمایه کل شرکت‌های بین‌المللی بزرگ



عرصه را نمی دهد. اکثر شرکت های بین المللی بزرگ در نظر دارند تا سهم مخارج سرمایه ای LNG از کل مخارج خود را افزایش دهند.

با این اوصاف پرسش هایی دربارهٔ این که آیا شرکت های بین المللی مدل تجاری یکپارچهٔ عمودی مرسوم خود را حفظ خواهند کرد مطرح می شود. یک گزینه فروش دارایی ها یا خروج از مشارکت های سرمایه گذاری در سبد دارایی های پائین دستی شامل پالایش، مواد شیمیایی و خرده فروشی است. راه دیگر پیگیری یکپارچه سازی افقی به وسیلهٔ سرمایه گذاری در تکنولوژی های انرژی جایگزین شامل انرژی های نو و انرژی هسته ای است. به عنوان مثال توتال که دارای سهام شرکت آروا بزرگ ترین تأمین کنندهٔ خدمات انرژی هسته ای در جهان می باشد در سال ۲۰۰۷ اعلام کرد که سرمایه گذاری هایش را در انرژی هسته ای بیشتر خواهد نمود و در حال حاضر در حال همکاری با GDF Suez برای ساختن یک نیروگاه هسته ای در امارات متحدهٔ عربی است. شرکت BP همچنان به سرمایه گذاری در انرژی های نو ادامه می دهد. این شرکت در سه سال قبل از ۲۰۰۷ تقریباً ۱/۵ میلیارد دلار در انرژی های نو سرمایه گذاری کرده است و در نظر دارد تا در سال ۲۰۰۸ حدود ۱/۵ میلیارد دلار دیگر نیز در انرژی های نو سرمایه گذاری کند. اما علیرغم هزینه های این چنینی انرژی های نو همچنان سهم بسیار اندکی از کل حجم تجارت این شرکت ها را تشکیل می دهد. دیگر شرکت ها همچون اگزون موبیل، هنوز نسبت به سرمایه گذاری در حوزه های غیرمرتبط به نفت و گاز بی میل است زیرا هم توان رقابتی دلخواه را در این حوزه ندارد و هم از سودآوری این پروژه ها اطمینان کافی ندارد.

به هر حال مسیر آینده هر چه باشد، اگر شرکت های بین المللی می خواهند در آیندهٔ بلندمدت به حیات خود به عنوان بزرگ ترین شرکت های نفتی در بخش بالادستی ادامه دهند باید در مواجهه با تهدید شرکت های ملی و شرکت های خدماتی نفت برای کاهش سهم بازار مزیت های رقابتی خود در مدیریت پروژه های پیچیده و بزرگ مقیاس به ویژه در بخش گاز را حفظ کنند. بنابراین تحقیق و توسعه در مرز دانش و تکنولوژی جهان برای رسیدن به این هدف امری حیاتی محسوب می شود. همه شرکت های بین المللی بسیار بزرگ و برخی از شرکت های بین المللی کوچکتر اخیراً بودجه های تحقیقاتی خود را برای پاسخ گویی به چالش های فراوان فنی توسعه ذخائر جدید و حفظ مزیت های رقابتی در برابر شرکت های خدماتی افزایش داده اند. به عنوان مثال شل ۱/۲ میلیارد دلار را در سال ۲۰۰۷ به بخش تحقیقات خود اختصاص داد که ۲ برابر رقم تخصیصی سال قبل است. بودجهٔ تحقیقاتی سال ۲۰۰۸ شرکت BP با ۱۵٪ رشد به ۱/۳ میلیارد دلار و بودجهٔ تحقیقاتی توتال با ۲۰٪ رشد به ۱ میلیارد دلار رسید. اما شرکت های خدماتی نیز بودجه های تحقیقاتی خود را به شدت افزایش داده اند. شلمبرجر با افزایش ۲۰٪ مخارج تحقیقاتی مقدار بودجهٔ تحقیقات سال ۲۰۰۸ خود را به ۹۰۰ میلیون دلار رسانده است. قسمت اعظم این افزایش مخارج برای تحقیقات در زمینهٔ تکنولوژی های گاز و آب های عمیق بوده است.

آنچه که از مطالب بالا می توان نتیجه گرفت آن است که در صورت حفظ روند موجود، شرکت های بین المللی در آینده ای نه چندان دور موقعیت خود را در تولید نفت و گاز از دست خواهند داد و مزیت های آن ها بیش از پیش در برخورداری از تکنولوژی های پیشرفته مانند صنعت LNG و تحقیق و توسعه در زمینه انرژی های نو متمرکز خواهد شد. شرکت های ملی نفت در چنین افق روشنی که پیش روی خود دارند و با توجه به پتانسیل های فراوان خود در ارتقاء کارایی عملیاتی و مالی در طول زنجیره عرضه و استفاده از فرصت های موجود بین المللی خارج از مرزهای ملی، می توانند از منافع بیشتری در آیندهٔ صنعت نفت و گاز جهان برخوردار شوند. لذا به نظر می رسد که سطح رقابت میان شرکت های ملی و بین المللی عمده در آینده بیش از پیش ارتقاء یابد. در چنین شرایطی شرکت هایی که نتوانند با درک شرایط زمانی و مکانی خرد و کلان تحولات ساختار صنعت نفت و گاز جهان از فرصت های خود به نحو احسن استفاده کنند و استراتژی های مناسب را در زمان های مناسب به کار گیرند با احتمال زیادی متضرر خواهند گشت. از این رو شرکت ملی نفت کشورمان باید با تغییر نگرش و دیدگاه خود نسبت به ساختار قدیمی صنعت نفت جهان و درک صحیح از شرایط فعلی و پیش بینی وضعیت آینده، از فرصت های بسیار ممتاز پیش آمده به نحو احسن استفاده نماید و در راستای افزایش هرچه بیشتر نفوذ و قدرت اش در بازار نفت همت گمارد.

قیمت گذاری گاز طبیعی در ایران

مقدمه

باعنایت به اهمیت و جایگاه گاز طبیعی در اقتصاد ایران، ضروری است اعمال سیاست‌های قیمتی در این بخش براساس اصول علمی صورت پذیرد. بدیهی است عدم توجه به ساختار بازار گاز در ایران، تعدد مصرف کنندگان، تفاوت شرایط بخش های مختلف مصرف و... در تعیین قیمت گاز طبیعی، نه تنها منجر به برقراری تعادل عرضه و تقاضا نخواهد گردید بلکه نامناسب بودن تعرفه‌های فروش گاز طبیعی منجر به هدر رفتن این نعمت خدادادی نیز می گردد.

بنابراین به منظور مدیریت مصرف گاز طبیعی در تمام بخش‌های مصرف‌کننده اعم از بخش خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاهی، بایستی در قیمت‌گذاری گاز طبیعی علاوه بر توجه به اصول علمی، شرایط حاکم بر جامعه نیز مورد توجه قرار گیرد. ایران دومین دارندهٔ ذخایر گازی، سوّمین مصرف‌کنندهٔ بزرگ و چهارمین تولیدکنندهٔ گاز جهان است و لذا نحوهٔ تعیین قیمت گاز طبیعی از اهمیّت مضاعفی بر خوردار می‌باشد. به همین منظور ابتدا تاریخچهٔ قیمت‌گذاری گاز طبیعی در ایران به اختصار ارائه می‌گردد و سپس با اشاره به نحوهٔ قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بخش‌های مختلف، پیشنهاداتی جهت بهبود نظام قیمت‌گذاری گاز طبیعی ارائه خواهد شد.

حسن نصر اصفهانی
مدیر توسعه منابع انسانی شرکت ملی گاز ایران

تاریخچهٔ قیمت‌گذاری گاز طبیعی در ایران

درتاریخ ۱۳۴۰/۱۱/۲۷ بیمارستان نمازی شیراز به عنوان اوّلین مصرف‌کننده شروع به مصرف گاز نمود. بهای گاز توسط شرکت ملّی نفت ۲۰ درصد ارزان‌تر از نفت کوره (با همان ارزش حرارتی) معادل ۰/۸ ریال به ازای هر متر مکعب تعیین گردید.

با افزایش قیمت نفت کوره در سال ۱۳۴۲، قیمت گاز از ۰/۸ ریال به ۱ ریال افزایش پیدا کرد. در سال ۱۳۴۵ به منظور تشویق مشترکین به مصرف بیشتر، برای مصارف کم‌تر از ۳۰

میلیون فوت مکعب در ماه، تعرفه ۱/۲۵ ریال و برای مصارف بالای ۳۰ میلیون فوت مکعب، تعرفه ۱ ریال محاسبه می گردید.

با توسعه گازرسانی، تعرفه های مربوط به مشترکین در بخش خانگی و تجاری و سازمان های دولتی، در شیراز باعنوان تعرفه عمومی تعیین گردید. بطوری‌که قیمت گاز طبیعی تا مصرف ۱۰۰۰ مترمکعب در ماه ۲ ریال (معادل ۲۴/۲ درصد ارزانتر از قیمت نفت سفید یا ۱۹/۷ درصد ارزانتر از نفت گاز)و برای مصارف مابین ۱۰۰۰ تا ۱۰۰۰۰ مترمکعب ۱/۸ ریال و برای مصارف بالاتر از ۱۰۰۰۰ متر مکعب ۱/۶ ریال بود.

در سال ۱۳۴۷ قیمت گذاری گاز طبیعی دچار تحول اساسی گردید به گونه‌ای که هم نوع مصرف به تفکیک بخش های عمومی، صنعتی و نیروگاهی و هم مناطق مختلف کشور ملاک تعیین قیمت بود. بنابراین قیمت گاز طبیعی در بخش های مختلف مصرف و در مناطق سه گانهٔ کشور به صورت جدول(۱) تعیین گردید.

مهم ترین ویژگی های تعیین قیمت گاز طبیعی در سال ۱۳۴۷ عبارت بودند از:

الف) قیمت گاز طبیعی تحت تأثیر موقعیت جغرافیایی مصرف کننده قرار داشت.

ب)نوع مصرف گاز در بخش های عمومی (خانگی، تجاری، اداری،...) صنعتی و نیروگاهی تفاوت داشت و در بخش های عمومی بیشتر از بخش های نیروگاهی و صنعتی بود. لذا قیمت گاز در بخش های تولیدی کم تر از مصرفی بود.

ج) دامنهٔ مصرف در تعیین قیمت گاز نقش داشت به طوری که با افزایش مصرف ماهیانه توسط مشترکین، قیمت گاز طبیعی کاهش می یافت.

قیمت گاز طبیعی در سال های بعد از ۱۳۴۷ بدون تغییر تداوم داشت تا این که در سال ۱۳۶۱ در بخش های مختلف مصرف به شرح جدول(۲) تعیین گردید.

تعرفه های فروش گاز طبیعی از سال ۱۳۶۱ تا ۱۳۶۹ بر مبنای جدول (۲) اعمال می گردید. نکته حائز اهمیت این است که تنها شاخص تعیین قیمت گاز، نوع مصرف مشترکین یعنی خانگی، تجاری، صنعتی ونیروگاهی بود. به طوری که قیمت گاز در بخش های خانگی و تجاری معادل ۵ ریال و در بخش های صنعتی و نیروگاهی ۲ ریال تعیین گردید. و

جدول ۲- تعرفه های فروش گاز از سال ۱۳۶۱ تا ۱۳۶۹

نوع مصرف	گاز بهاء (ریال به ازای هر متر مکعب)
۱-خانگی	۵
۲-تجاری	۵
۳-صنعتی	۲
٤-نیروگاهی	۲

جدول ۱- قیمت‌گذاری گاز طبیعی به تفکیک بخش‌های مختلف مصرف منطقه‌ای (سال ۱۳۴۷)

نوع مصرف	دامنه مصرف ماه	منطقه تهران (ریال به ازای هر مترمکعب)	منطقه عمومی(سایر مناطق) (ریال به ازای هر متر مکعب)	منطقه خوزستان (ریال به ازای هر متر مکعب)
عمومی	۰ -۱۰۰۰	۲/۲	۲	۱/۹
	۱۰۰۱ -۱۰۰۰۰	۲	۱/۸	۱/۷
	از۱۰۰۰۱ به بالا	۱/۸	۱/٦	۱/۵
صنعتی	۰ -۲۰۰۰۰	۱/۲	۱/۱	۰/۸
	۲۰۰۰۱ -۲۰۰۰۰۰	۱/۱	۱	۰/۷
	۲۰۰۰۰۱-۲۰۰۰۰۰۰	۱	۰/۹	۰/٦
	بالاتر از۲۰۰۰۰۰۰	۰/۹	۰/۸	۰/٦
نیروگاهی	---	۰/٦۵	۰/۵۵	۰/٦۰

مهم ترین مزیت این نوع قیمت گذاری را می توان پایین بودن قیمت گاز در بخش های مولد نسبت به بخش های مصرفی دانست.

در سال ۱۳۷۰ قیمت های گاز طبیعی دچار تغییراتی شد به طوری که بخش های خانگی و تجاری با ۳ ریال افزایش به ۸ ریال و بخش صنعتی نیز به ۵ ریال و بخش نیروگاهی نیز با ۱ ریال افزایش به ۳ ریال در هر متر مکعب رسید. همچنین در این سال گرمابه های عمومی و نانوایی های سنتی با عنوان «تجاری ویژه» از بخش تجاری منفک شده و تعرفه آن ها ۳ ریال در هر متر مکعب تعیین گردید.

در سال های ۱۳۷۱ و ۱۳۷۲ تعرفهٔ گاز طبیعی فقط در بخش صنعتی با افزایش ۴ ریالی به ۹ ریال رسید و در سایر بخش ها به همان قیمت گاز طبیعی در سال ۱۳۷۰ و بدون تغییر ماند.

در سال ۱۳۷۳ قیمت گاز طبیعی در تمام بخش های مصرف کننده به غیر از بخش تجاری ویژه از افزایش چشمگیری برخوردار گردید به طوری که در بخش تجاری عادی و صنعتی به ۲۰ ریال و در بخش نیروگاهی به ۶ ریال افزایش یافت و در بخش خانگی نیز معیار محاسبه قیمت گاز طبیعی میزان مصرف ماهیانه به شرح جدول(۳) از ۱۰ ریال تا۱۶ ریال به ازای هر متر مکعب قرار گرفت.

در سال ۱۳۷۴ شیوهٔ قیمت گذاری گاز طبیعی مشابه سال ۱۳۷۳ بود، فقط قیمت گاز طبیعی در تمام بخش ها مشمول افزایش ۲۰ درصدی گردید. به گونه ای که در بخش تجاری عادی و صنعتی به ۲۴ ریال، در بخش نیروگاهی به ۷/۲ ریال در بخش تجاری ویژه به ۳/۶ ریال و در بخش خانگی نیز در دامنه های مختلف مصرف مشابه سال ۱۳۷۳ از ۱۲ تا ۱۹/۲ ریال تعیین گردید. متوسط قیمت گاز طبیعی در بخش خانگی در این سال ۱۴/۴ ریال بر آورد می گردید.

نحوهٔ قیمت گذاری گازطبیعی در سال ۱۳۷۵ نیز مشابه سال ۱۳۷۴ با برخی تغییرات تداوم داشت. در بخش تجاری صنعتی قیمت گاز طبیعی با ۲۵ درصد افزایش به ۳۰ ریال، در بخش نیروگاهی نیز با همین رشد (۳۰درصد) به ۹ ریال و در بخش تجاری ویژه با بیش از ۳۸ درصد به ۵ ریال افزایش یافت. در ضمن در این سال کلیه اماکن مقدسه مذهبی مشمول تعرفه تجاری ویژه گردیدند. در بخش خانگی نیز دامنه های مصرف تغییر زیادی کرده و قیمت گاز در این بخش از ۱۲ ریال تا ۴۰ ریال به شرح جدول(۴) مبنای محاسبه قرار گرفت.

نکته حائز اهمیت در تعیین قیمت گازطبیعی در سال ۱۳۷۵ در بخش خانگی این بود که با افزایش مصرف، تعرفهٔ این بخش با نرخ فزاینده افزایش می یافت و متوسط قیمت در این بخش نیز ۱۸ ریال در نظر گرفته شده بود.

در سال ۱۳۷۶، نحوهٔ قیمت گذاری بخش خانگی در طول سال به دو دوره ۶ ماهه تقسیم شده و بر حسب دامنه های مصرف در ۶ ماه اول سال از ۱۲ ریال تا ۶۶ ریال در دامنه های مختلف مصرف تعیین شده و قیمت برای مصارف بالاتر از

جدول ۳ - قیمت گاز طبیعی در بخش خانگی پس از سال ۱۳۷۳

دامنه مصرف درماه	تعرفه بخش خانگی (ریال به ازای هر متر مکعب)
۰ -۴۰۰	۱۰
۴۰۱ -۴۵۰	۱۲
۴۵۱ -۵۰۰	۱۴
۵۰۱ به بالا	۱۶

۱۴۰۰ متر مکعب در ماه از طریق فرمول (۱۰/۳۸+مصرف ماهیانه×۴۶٪) تعیین می شد.

در ۶ ماهه دوم سال نیز همان روش ۶ ماهه اول برقرار بوده با این تفاوت که دامنه های مصرف تا ۱۹۰۰ متر مکعب تعریف شده و تعرفه تا ۹۰ ریال در نظر گرفته شده بود.

در این سال در سایر بخش ها نیز تعرفه جدید برای گرمابه های عمومی و نانوایی های سنتی با عنوان «ویژه تجاری» با نرخ ۱۰ ریال و اماکن مذهبی با عنوان «مذهبی ویژه» با نرخ ۵ ریال تعیین شد و تعرفه بخش تجاری و عمومی و صنعتی به ۵۶ ریال و نیروگاه به ۱۰/۵ ریال افزایش یافت. در واقع بخش تجاری عادی و عمومی و صنعتی شامل بیشترین افزایش تعرفه شده و قیمت متوسط فروش گاز طبیعی در این سال ۳۰ ریال بود.

در سال ۱۳۷۷ نحوه قیمت گذاری در بخش خانگی دچار تغییر از نظر نوع منطقه/استان شده به طوری که علاوه بر دامنه های مصرف نوع استان نیز در تعیین قیمت گازطبیعی مؤثر بود و کل کشور به ۷ منطقه تقسیم شد و تعرفه در این بخش ها از ۱۲ ریال تا ۱۰۸ ریال در نوسان بود.

همچنین در این سال تعرفه های جدیدی برای مصارف آموزشی، ورزشی نیز (۶۵ ریال در هر متر مکعب) اعمال شده و قیمت برای بخش های عمومی، تجاری و صنعتی مشمول با افزایش ۳۰ درصد به ۷۳/۲ ریال رسید. قیمت متوسط نیز ۳۶ ریال بود. تنها بخش ویژه مذهبی ثابت ماند و بخش ویژه تجاری ۲۰ درصد افزایش داشت و بنابراین متوسط قیمت گاز طبیعی در این سال از رشد ۲۰ درصد برخوردار بوده است.

در سال ۱۳۷۸ تعرفه های گاز طبیعی در بخش خانگی در دامنه های مصرف از ۱۲ ریال تا ۱۵۰ ریال با نرخ متوسط ۵۰ ریال تعریف شده و بخش های حمل ونقل (با ۴/۵ ریال)، پالایشگاه ها و مجتمع های پتروشیمی تولید کود اوره (با ۱۸ ریال) به عنوان تعرفه های جدید منظور شدند. متوسط قیمت گاز طبیعی در این سال با ۲۰ درصد افزایش به ۴۳/۲ ریال رسید.

در سال ۱۳۷۹، نحوهٔ قیمت گازطبیعی در بخش خانگی تغییر نکرد و فقط تعرفه ها در این بخش ۱۰ درصد رشد داشت. به طوری که متوسط تعرفهٔ این بخش ۵۵ ریال بود. قیمت متوسط گاز طبیعی در سال ۱۳۷۹ نیز با ۱۰ درصد رشد به ۵۲/

جدول ۴ - قیمت گاز در دامنه های مصرفی مختلف در بخش خانگی

دامنه مصرف در ماه	تعرفه بخش خانگی (ریال به ازای هر متر مکعب)
۰ -۱۰۰	۱۲
۱۰۱-۲۰۰	۱۵
۲۰۱-۳۰۰	۱۶
۳۰۱-۴۰۰	۱۷
۴۰۱-۵۰۰	۱۸
۵۰۱-۶۰۰	۱۹
۶۰۱-۷۰۰	۲۰
۷۰۱-۸۰۰	۲۱
۸۰۱-۹۰۰	۲۳
۹۰۱-۱۰۰۰	۲۵
۱۰۰۱-۱۱۰۰	۲۷
۱۱۰۱-۱۲۰۰	۳۰
۱۲۰۱-۱۳۰۰	۳۳
۱۳۰۱-۱۴۰۰	۳۶
۱۴۰۱ به بالا	۴۰

۴۷ ریال افزایش یافت. همچنین با اعمال تعرفه های جدید برای مجتمع های پتروشیمی، مجتمع های تولید کود اوره و پالایشگاه ها و تلمبه خانه ها (به صورت مجزا)، تعداد تعرفه ها افزایش یافت.

در سال ۱۳۸۰ نحوهٔ قیمت گذاری مشابه سال ۱۳۷۹ بود و تنها ۱۰ درصد به تعرفه گاز طبیعی افزوده شد. به طوری که قیمت متوسط گاز طبیعی به ۵۲/۲۷ ریال افزایش یافت.

در سال ۱۳۸۱ تعرفه های مربوط به بخش خانگی بر مبنای دامنه های مصرف جدید، تا ۶۰۰ متر مکعب، ۶۷ ریال و در دامنه ۶۰۰ تا ۲۶۰۰ متر مکعب بر حسب فرمول (۳۷+مصرف ماهیانه یک واحد×۰۵٪) و برای مصارف بالاتر از ۲۶۰۰ متر مکعب ۱۶۷ ریال تعیین گردید.

در ضمن نوع مصرف در سایر بخش ها در قالب ۴ گروه تعیین و تعرفهٔ گاز طبیعی، از ۲۱ ریال برای گروه ۴ بخش عمومی (نانوایی ها و گرمابه های سنتی) و تا ۱۶۲ ریال برای

اماکن و تأسیسات دولتی، کسب و خدمات (گروه ۱ بخش عمومی) در نوسان بود.

نحوهٔ قیمت گذاری در سال ۱۳۸۱ حاکی از وجود تلاش برای کاهش تعداد تعرفه های فروش گاز طبیعی در قالب سه گروه خانگی، عمومی و صنعتی است، به طوری که در سال ۱۳۸۰ تعداد تعرفه ها افزایش یافته بود. لذا در این سال هرچند تعداد نوع مصرف کاهش نیافت اما طبقه بندی در جهت انسجام تعرفه ها صورت گرفت.

در سال ۱۳۸۲، تعیین تعرفه های فروش گاز طبیعی بر حسب ماه های مختلف سال (سه ماهه اول، پنج ماهه میانی و چهار ماهه پایانی) در تمام بخش ها انجام گرفت و تعرفه های نیروگاه ها و حمل ونقل با کاهش قیمت نسبت به سال قبل مواجه بود.

در سال ۱۳۸۳، تعرفه های گاز طبیعی در تمام بخش ها برای طول سال بطور ثابت تعیین گردید و تا سال ۱۳۸۵ این تعرفه ها بدون تغییر باقی ماند.

در سال ۱۳۸۵ طبق مصوبات قانونی (بند ک تبصره ۱۱ بودجه ۸۵) مقرر گردید تعرفه های گاز طبیعی در بخش خانگی بر حسب الگوهای مصرف و مناطق مختلف تعیین گردند، به طوری که تعرفه ها تا حد الگو بدون تغییر و مصارف بیش از الگو، مشمول پرداخت جریمه (افزایش تعرفه) شوند. این مکانیزم درسال ۱۳۸۶ عملیاتی گردید و تاکنون تداوم دارد. در سایر بخش ها نیز قیمت ها با افزایش مواجه بوده اند. در برخی بخش ها قیمت وارداتی گاز ترکمنستان مبنای قیمت تمام شده یعنی ۶۹۰ ریال در هر متر مکعب تعیین گردیده است.

جدول ۵- مقایسه قیمت گاز طبیعی در بخش خانگی در سال ۲۰۰۷ میلادی

کشور	(متر مکعب ریال)
ترکیه	٤٨٩٨
ایتالیا	٨٨٣٤
ژاپن	١١٦٨٤
قزاقستان	٦٨٨
کانادا	٤٥٤٩
استرالیا	٨٨٣٤
ایران	١١٢

مقایسهٔ قیمت گاز طبیعی در ایران و جهان

براساس مطالعات انجام شده طی سال های ۱۹۸۴ تا ۲۰۰۲ میلادی در رابطه با قیمت گازطبیعی دیگر کشورها و مقایسه آن با قیمت های گاز طبیعی در ایران، می توان این گونه ادعا نمود که قیمت گاز طبیعی در بازارهای جهانی حداقل ۱۰ برابر بیشتر از قیمت های داخلی است.

به طوری که یکی از عوامل مهم و اساسی در مصرف بی رویه گاز طبیعی نیز پایین بودن قیمت می باشد. در طی سال های اخیر نیز با وجود رشد قیمت گاز طبیعی در بازارهای جهانی، فاصله قیمت های بین المللی با قیمت های داخلی بیشتر شده است.

واقعیت این است که قیمت گاز وارداتی از ترکمنستان با قیمت های داخلی که در سال ۱۳۸۶ که معادل ۹۸ ریال به ازای هر متر مکعب بوده است، قابل مقایسه نمی باشد. و در سال گذشته متوسط قیمت های داخلی تنها درصدی جزیی از قیمت وارداتی از کشور ترکمنستان را پوشش داده است.

مقایسه قیمت گاز طبیعی در بخش خانگی در برخی کشورها با ایران در سال ۲۰۰۷ میلادی در جدول ۳ ارائه شده

است.

همان طوری که ملاحظه می شود قیمت های گاز طبیعی در ایران در بخش خانگی که در سال ۱۳۸۶ معادل ۱۱۲ ریال بوده در مقایسه با قیمت های سایر کشورهای دنیا در سطح بسیار پایینی قرار داشته است.

جمع بندی

بررسی تاریخ تحولات مربوط به تعیین قیمت گاز طبیعی در ایران حاکی از این نکته اساسی است که هر چند در نحوهٔ تعیین قیمت گاز طبیعی در سال های نخست (۱۳۳۹ تا ۱۳۴۷) قیمت سوخت های جایگزین (نفت گاز و نفت سفید) مبنای محاسبه واقع شده بود، لیکن در سال های بعد به ویژه در سال های پس از ۱۳۶۹، سالانه قیمت گاز طبیعی با افزایش ۲۰ و ۱۰ درصدی (طی برنامه های توسعه) همراه بوده است.

در رابطه با بخش خانگی نیز تعرفه این بخش در برخی سال ها با تعیین دامنه های مصرف در طی ماه های مختلف سال، تعیین شده است.

نکته دیگری که در رابطه با تعرفه های فروش گاز طبیعی ملاحظه می گردد این است که تعداد تعرفه ها در طی سال های اخیر افزایش یافته است که در مقایسه با نوع مصرف در سایر کشورها و حتی با اصول علمی سازگار نمی باشد. چرا که مبنای تبعیض قیمت برحسب نوع مصرف از دیدگاه علمی در سه گروه خانگی، صنعتی و تجاری طبقه بندی می گردد و در برخی کشورها قیمت نیروگاه ها را نیز از قیمت صنعتی جدا می سازند. بنابرین ضروری به نظر می رسد که به منظور رعایت اصول علمی در تعیین قیمت گاز طبیعی تعداد تعرفه ها کاهش یافته و به سه یا چهار گروه تقسیم گردد.

نکته حائز اهمیت در نحوه تعیین قیمت گاز طبیعی در راستای اعمال مدیریت بنگاه داری اقتصادی، مشخص نمودن قیمت تمام شده و قیمت واقعی گاز طبیعی می باشد. بدیهی است بدون داشتن قیمت تمام‌شده و قیمت واقعی (قیمتی که تداوم فعالیت شرکت را از دیدگاه اقتصادی توجیه پذیر می نماید)، هرگونه تعیین تعرفه توجیه منطقی و علمی نخواهد داشت.

در این میان توجه به ساختار بازار گاز طبیعی، ارزش آن در مبادلات بین المللی، قیمت های منطقه ای و جهانی و رعایت اصول علم اقتصاد از اهمیت ویژه ای در نحوهٔ قیمت گذاری گاز طبیعی برخوردار است. در غیر این صورت نه‌تنها قیمت های موجود گاز طبیعی در تمام بخش های مصرف کننده نمی تواند منافع شرکت ملی گاز ایران و جامعه را تأمین نماید، بلکه می تواند یکی از عوامل اصلی در هدر رفتن این نعمت خدادادی باشد.

پیشنهاد می گردد به منظور رعایت اصول علمی در راستای اجرای سیاست های مرتبط با بنگاه داری اقتصادی و استفاده بهینه از گاز طبیعی در تمام بخش ها، نحوهٔ قیمت گذاری، اولاً براساس اصول علمی و ساختار بازار گاز طبیعی و ثانیاً با مشخص نمودن قیمت واقعی و قیمت تمام‌شده آن صورت پذیرد. به همین منظور نحوهٔ

قیمت گذاری گازطبیعی بایستی براساس سه گزینه به شرح ذیل مورد بازنگری قرار گیرد.

الف) تعیین قیمت تمام شده و واقعی گاز طبیعی با توجه به ساختار بازار و تفکر بنگاه داری اقتصادی در چارچوب اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی.

ب) مقایسه قیمت گذاری گاز طبیعی با قیمت های آن در بازارهای جهانی و سایر کشورهای مصرف کننده گاز طبیعی و تعیین قیمت های داخلی گاز طبیعی.

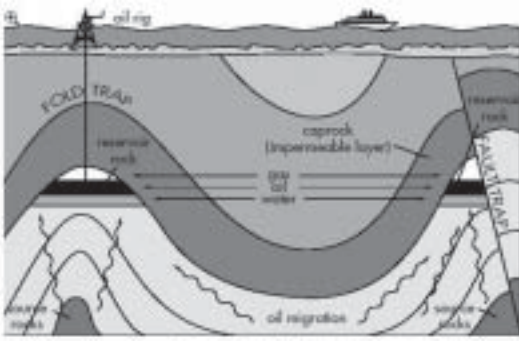
ت) قیمت گذاری گاز طبیعی بر مبنای قیمت سوخت های جایگزین.

شرکت های برتر جهان در سال ۲۰۰۷

به دلیل بسیاری از نااطمینانی ها، آینده انرژی در جهان در سال ۲۰۳۰ از آنچه امروز هست بسیار متفاوت خواهد بود. سیستم انرژی در جهان متحول می شود ولی این تحول الزاماً مطابق آنچه ما می خواهیم نخواهد بود. در این میان یکی از مهم ترین متغییرها که بر روند حرکت کشورهای مهم دارنده منابع نفت و گاز همچون ایران تأثیرگذار می باشد نحوه تعامل بازیگران کلیدی صنعت نفت یعنی شرکت های ملی و بین المللی خواهد بود. مؤسسه PIW هر سال گزارشی را از رتبه بندی شرکت های نفتی جهان ارائه می نماید که در آن به شاخص های عملیاتی و مالی و تا حدودی کارائی شرکت ها اشاره می کند و موقعیت شرکت ها را از جنبه های فوق مقایسه می کند. در بخش دیدگاه این شماره جدول مربوط به ۲۰ شرکت برتر نفت و گاز جهان آورده شده است. به این نکته باید اشاره شود که این شرکت ها در سال ۲۰۰۷ تقریباً (۷۹/۳۸) درصد ذخائر نفت ۵۰ شرکت برتر جهان، (۷۶/۳۷) درصد تولید نفت ۵۰ شرکت برتر جهان، (۷۲/۷۲) درصد ذخائر گاز ۵۰ شرکت برتر جهان و (۷۴/۲۶) درصد تولید گاز ۵۰ شرکت برتر جهان را در اختیار داشته اند. همان طور که مشاهده می شود ۱۰ شرکت از میان نمونه انتخاب شده کاملاً ملی بوده، ۷ شرکت بین المللی بوده و سه شرکت گازپروم، پتروبراس و روس نفت در زمره شرکت های یکپارچه نیمه خصوصی قرار می گیرند.

رتبه ۲۰۰۷	رتبهٔ ۲۰۰۶	شاخص PIW	شرکت	کشور	درصد مالکیت دولت
۱	۱	۳۰	سعودی آرامکو	عربستان	۱۰۰
۲	۲	۳۳	NIOC	ایران	۱۰۰
۳	۳	۳۷	اگزون موبیل	آمریکا	۰
٤	٥	٥١	PDV	ونزوئلا	۱۰۰
٥	۷	٥۳	CNPC	چین	۱۰۰
٦	٤	٥٥	BP	انگلستان	۰
۷	٦	٦۳	شل	انگلستان	۰
۸	۸	۸۳	کونوکوفیلیپس	آمریکا	۰
۹	۹	۸۸	شورون	آمریکا	۰
۱۰	۱۰	۹۰	توتال	فرانسه	۰
۱۱	۱۱	۹۱	پمکس	مکزیک	۱۰۰
۱۲	۱۲	۹۹	سوناتراک	الجزائر	۱۰۰
۱۳	۱۳	۱۰۲	گازپروم	روسیه	٥۰/۰۰۲۳
۱٤	۱٤	۱۰۳	KPC	کویت	۱۰۰
۱٥	۱٥	۱۱۱	پتروبراس	برزیل	۳۲/۲
۱٦	۲٤	۱۱٦	روس‌نفت	روسیه	۷٥/۱٦
۱۷	۱۸	۱۲٤	پترو‌ناس	مالزی	۱۰۰
۱۸	۱٦	۱۲٦	Adnoc	امارات	۱۰۰
۱۹	۱۷	۱۲٦	لوک‌اویل	روسیه	۰
۲۰	۱۹	۱٤۱	NNPC	نیجریه	۱۰۰

صادرات نفت خام لایه نفتی پارس جنوبی از زمستان ۸۸



محسن سلیمانی فر -مدیر طرح توسعه لایه های نفتی شرکت نفت و گاز پارس- گفت: با اتمام ساخت و نصب سکو و تکمیل چاه های حفاری شده و تحویل شناور چند منظوره تولید، ذخیره سازی و تخلیه، برای نخستین بار در خاورمیانه، تمامی عملیات بهره برداری، فرآورش، ذخیره و تخلیه نفت خام تولید شده به تانکرهای نفتکش صادراتی در یک شناور چند منظوره انجام خواهد شد.

فاز نخست این طرح با هدف تولید روزانه ۳۵ هزار بشکه نفت خام از ناحیهA میدان با حفاری ۷ حلقه چاه، طراحی، ساخت و نصب سکوی سر چاهی و تهیهFPSO در دست اجراست که پس از تکمیل مطالعات و در صورت مثبت بودن نتایج، نواحیB وC میدان نیز در قالب دومین فاز به منظور تولید روزانه ۵۴هزار بشکه نفت، توسعه خواهند یافت. اجرای طرح توسعه لایه های نفتی این میدان در تاریخ ۲۷ اسفند ماه سال ۱۳۸۳ به شرکت پترو ایران واگذار شده است.

تجهیز حرم مطهر امام رضا(ع) به سیستم گرمایش و سرمایش همزمان

مهندس مهدی شریف - مدیر بهینه سازی انرژی بخش صنعت شرکت بهینه سازی مصرف سوخت- گفت: انرژی مورد نیاز این مکانیزم از گازهای خروجی نیروگاه گازی مشهد با درجه حرارت ۴۰۰ درجه سانتی گراد که حدود ۳/۵ کیلومتر با حرم فاصله دارد، گرفته خواهد شد. عمده ترین خاصیت این پروژه صرفه جویی سالانه حدود ۵۰۰ میلیون متر مکعب گاز است. قرارداد احداث اولین پایلوت پروژهCCHP با ظرفیت یک مگاوات، ۱۸۰ درجه سانتی گراد آب گرم و ۲۵۰ تن تبرید با دانشگاه کاشان منعقد شده و برای استفاده از این مکانیزم در مجتمع تفریحی محمودآباد و ،بیمارستان صنعت نفت و نیروگاه های تولید کننده برق در جزیره خارک نیز مذاکراتی انجام شده است. در فازهای جدید شهرک پرند نیز این پروژه اجرایی خواهد شد که سالانه حدود ۱/۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی صرفه جویی در بر خواهد داشت.

نصب سکوی جمع آوری گازهای همراه نفت میادین دریایی

سیدمحمدرضا اکبر موسوی - سرپرست مجتمع نفتی ابوذر- گفت: این گازها پس از جمع آوری، نمزدایی و انجام فرآیندهای مقدماتی به تأسیساتNGL در جزیره خارگ ارسال می شوند. این طرح، شامل سه بخش جمع آوری گازهای همراه سکوهای نفتی و تقویت فشار آنها برای ارسال به خارگ، انتقال گازهای همراه به وسیله خطوط لوله زیر دریایی، و احداث واحد NGL است. با اجرای این طرح روزانه ۱۵۰ تا ۲۵۰ میلیون فوت مکعب گاز از میدان فروزان، ۴۰ میلیون از بهرگانسر، ۱۳ میلیون از سروش، ۳۸ میلیون از نوروز و ۵۶ میلیون فوت مکعب گاز از سکوی ابوذر جمع آوری می شود. افزون بر آن، گاز میادین موجود در محدوده جزیره خارگ که حدود ۳۰۰ میلیون فوت مکعب است نیز به کارخانهNGL منتقل شده و در مجموع ۶۰۰میلیون فوت مکعب گاز در روز فرآورش خواهد شد.

ایران میدان گازی یولاتان ترکمنستان را توسعه می دهد

سیدرضا کسایی زاده - مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران- گفت: با توجه به تفاهم نامه روسای جمهور ایران و ترکمنستان دور جدیدی از مذاکره درباره مسائل فنی و عملیاتی مربوط به توسعه این میدان، همچنین موضوع قطع گاز ترکمنستان آغاز شده که تلاش می شود به نتیجه و توافق نهایی در این زمینه منجر شود. یکی از سیاست های مهم ایران تعامل های تجاری و اقتصادی در زمینه های سوآپ نفت و گاز، واردات و صادرات گاز و سرمایه گذاری و توسعه میدان های مشترک با همسایگان است. از این رو با وجود این که ایران توانایی تأمین گاز مصرفی منطقه شمال کشور را دارد، خواهان ارتباط نزدیک با کشورهایی نظیر ترکمنستان، آذربایجان و ترکیه است.

نهایی شدن کریدور انتقال نفت آسیا-اروپا

ویکتور یوشچنکو -رئیس جمهوری اوکراین- گفت: مذاکرات مربوط به کریدور انتقال نفت اروپا-آسیا که قرار است نفت دریای خزر را به اروپا بدون حضور روسیه، منتقل کند، در مراحل پایانی خود به سر می برد. مهم ترین بخش پروژه یاد شده، خط لوله نفت "اودسا-برادی" است که دولت اوکراین ساخت آن را در سال ۲۰۰۱ آغاز کرده و شاخه های دیگر این خط لوله به طول حدود ۵۰۰ کیلومتر در خاک کشورهای اوکراین و لهستان امتداد خواهد یافت. گزارش امکان سنجی پروژه، ۲۴ آوریل در لهستان به تصویب خواهد رسید.

این پروژه شامل یک شاخه غربی است که از طریق خاک اسلواکی، جمهوری چک و اتریش و شاخه های شمالی و شرقی آن از خاک لهستان و بلاروس عبور خواهد کرد. این خط لوله دریای خزر و بالتیک را، به هم وصل می کند و احتمالاً عملیات اجرای آن از سال ۲۰۱۱ میلادی آغاز خواهد شد.

افزایش ۲۵ درصدی تعرفه صادرات نفت روسیه

الکساندر ساکوویچ -معاون وزیر اقتصاد در امور گمرک روسیه- گفت: در پی افزایش بهای نفت، احتمال دارد روسیه از اول ماه مه، تعرفه صادرات نفت را به ۱۳۷ تا ۱۳۸ دلار برای هر تن برساند. میانگین بهای نفت در ۱۳ آوریل گذشته ۴۷ دلار و ۷۷ سنت برای هر بشکه بود و میانگین آن برای کل این دوره بین ۴۷ دلار و ۸ سنت و ۴۸ دلار برای هر بشکه خواهد بود. تعرفه صادرات فرآورده های پالایشی سبک مثل بنزین و گازوئیل از ۸۶ دلار و ۴ سنت در ماه جاری به ۱۰۵-۱۰۴ دلار برای هر تن در ماه مه آینده و فرآورده های پالایشی سنگین نیز از ۴۶ دلار و ۵ سنت به ۵۷-۵۶ دلار افزایش می یابد.

عراق مصمم به سرمایه گذاری در میادین مشترک با ایران و کویت

حسین الشهرستانی -وزیر نفت عراق- گفت: عراق در ردیف کشورهای پیشگام در زمینه تولید و صادرات نفت است. موضع دولت مرکزی عراق در زمینه قراردادهای نفتی روشن است و هر قراردادی که بدون موافقت دولت مرکزی عراق، امضا شود، مخدوش است. تولید نفت عراق در پنج سال آینده و پس از واگذاری میدان های نفتی در مراحل اول و دوم، به رقم شش میلیون بشکه در روز خواهد رسید و عراق مصمم است در بخش ذخایر طبیعی خود به ویژه در میادین نفتی مشترک با ایران و کویت در سریع ترین زمان ممکن سرمایه گذاری کند.

قیمت نفت ۴۰ تا ۵۰ دلار برای هر بشکه منطقی است

عبدالله بن حمد العطیه -وزیر انرژی قطر- گفت: بهای نفت بین ۴۰ تا ۵۰ دلار برای هر بشکه در شرایط کنونی اقتصاد در سال ۲۰۰۹ و با توجه به بحران اقتصادی کنونی مناسب و منطقی است. کارشناسان اقتصادی پیش بینی کرده اند اقتصاد جهان در بدترین شرایط خود در دوره های اخیر است، پس ما باید واقع بین باشیم. امیدواریم که سال ۲۰۱۰ پایان این بحران و آغاز شکوفایی و رشد اقتصادی باشد.

ایران در پایان برنامه پنجم صادرکننده عمده فرآورده های نفتی

حسینی- معاون برنامه ریزی معاونت برنامه ریزی و نظارت راهبردی ریاست جمهوری- گفت: یکی از مهم ترین اهداف برنامه پنجم توسعه تبدیل شدن ایران از یک کشور صادرکننده نفت خام به یک کشور صادرکننده فرآورده های نفتی است. در صورتی که در لیست تولیدکنندگان و صادرکنندگان بنزین جهان قرار بگیریم، مابه التفاوت فروش نفت خام و خرید بنزین، سودی است که به عنوان ارزش افزوده در توسعه کشور مصرف می شود.در ابتدای برنامه چهارم، پالایشگاه ها و مجتمع های پتروشیمی در عسلویه و ماهشهر به صورت امروزی وجود نداشتند در حالی که اکنون شاهد رشد مطلوب این مناطق استراتژیک کشور هستیم. هم اکنون بیش از ۴۰ کارگروه ویژه در بخش های مختلف از جمله اقتصادی در حال تدوین مقررات و قوانین برنامه پنجم توسعه هستند.

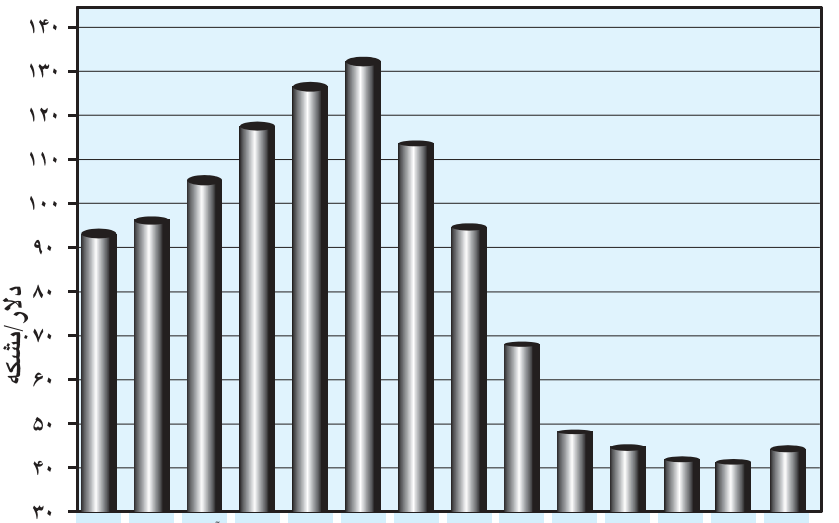
گازپروم نفت به دنبال حضور در پروژه های نفت و گاز عراق

الکساندر کولوماتسکی -رئیس بخش خاورمیانه گازپروم نفت گفت: ما با دیگر شرکای خود در مناقصه توسعه شش میدان نفتی و گازی عراق شرکت کرده ایم و نتایج این مناقصه در سه ماهه سوم سال جاری میلادی اعلام می شود. پیش از این نوری المالکی، نخست وزیر عراق،نیز با همتای روسی خود و دیگر مقام های اقتصادی این کشور در رابطه با جذب سرمایه های روسی در بخش نفت کشورش دیدار و گفتگو کرده بود.

قطر یک قرارداد ۲۰ ساله صادرات ال.ان.جی با لهستان امضا کرد

شرکت قطر گاز قراردادی را با شرکت دولتی اکتشاف نفت و گاز لهستان امضا کرد که براساس آن قطر متعهد می شود به مدت ۲۰ سال از سال ۲۰۱۴ تا سال ۲۰۳۴ سالانه یک میلیون تن "ال.ان.جی" به لهستان صادر کند. کارشناسان این اقدام لهستان را در راستای کاهش اتکا این کشور به گاز وارداتی از روسیه عنوان می کنند. لهستان دو سوم گاز مورد نیاز خود را از روسیه تامین می کند. لهستان سه سال پیش از طرح خود برای راه اندازی پایانه واردات "ال.ان.جی" خبر داده بود. همچنین پیش بینی می شود شرکت قطر گاز در آینده ای نزدیک، صادرات "ال.ان.جی" به انگلیس را از طریق پایانه "ساوث هوک" این کشور آغاز کند. ال.ان.جی صادراتی قطر به انگلیس از واحدهای چهارم و پنجم طرح قطر گاز-۲ تامین خواهد شد.

بررسی اجمالی بازار نفت
در ماه مارس ۲۰۰۹



	فوریه	مارس	آوریل	مه	ژوئن	ژوئیه	اوت	سپتامبر	اکتبر	نوامبر	دسامبر	ژانویه	فوریه	مارس
سبد اوپک	۹۰/۶۴	۹۹/۰۳	۱۰۵/۱۶	۱۱۹/۳۹	۱۲۸/۳۳	۱۳۱/۲۲	۱۱۲/۴۱	۹۶/۸۵	۶۹/۱۶	۴۹/۷۶	۳۸/۶	۴۱/۵۴	۴۱/۴۱	۴۵/۷۸

بهروز بیک‌علیزاده

قیمت‌های نفت خام درماه مارس ۲۰۰۹ با افزایش همراه شدند و میانگین قیمت سبد اوپک با افزایش ۴/۳۷ دلاری نسبت به ماه قبل، به سطح ۴۵/۷۸ دلار در بشکه افزایش یافت.

از اوایل ماه مارس ۲۰۰۹ قیمت‌های نفت به دلیل نزدیک شدن زمان برگزاری اجلاس ۱۵۲ اوپک تحت تأثیر اظهارات مقامات نفتی این سازمان که از احتمال کاهش تولید خبر می‌دادند قرار گرفت. ارقام منتشر شده نیز از پایبندی بالای اوپک به تعهد کاهش تولید ۴/۲ میلیون بشکه در روز این سازمان حکایت می کرد. براساس گزارش «رویترز» تولید اوپک در ماه مارس ۲۰۰۹ برای هفتمین ماه متوالی کاهش یافته و تولید سازمان بدون عراق با کاهش ۱۱۰ هزار بشکه در روز به سطح ۲۵/۷۲ میلیون بشکه در روز تنزل پیدا کرده بود. هرچند این تولید به میزان ۸۸۰ هزار بشکه در روز بیشتر از هدف تولید ۲۴/۸۴ میلیون بشکه در روز سازمان بود اما نشان می داد که ۳/۳۲ میلیون بشکه در روز از تعهد کاهش تولید ۴/۲ میلیون بشکه‌ای یا معادل ۷۹ درصد تعهدات، اجرا شده است. مؤسسهٔ Oil Movements اعلام کرد که صادرات اوپک بدون آنگولا و اکوادور درچهار هفته منتهی به ۴ آوریل ۲۰۰۹ درمقایسه با چهار هفته منتهی به ۷ مارس، به میزان ۷۷۰ هزار بشکه در روز کاهش خواهد داشت و به سطح ۲۲/۴۱ میلیون بشکه تنزل خواهد کرد، اعلام این خبر نیز به تقویت قیمت‌ها منجر گردید. تحلیل گران معتقد بودند اوپک بهتر از آنچه تصور می‌شد تولید خود را کاهش داده و زمینه را برای افزایش قیمت‌ها در نیمهٔ دوم سال ۲۰۰۹ فراهم آورده است و پایبندی اوپک به تعهدات که به هشتاد درصد رسیده است کفی را برای قیمت‌های نفت تعیین نموده و اجازه نمی‌دهد قیمت‌ها کاهش بیشتری یابند. حتی برگزاری اجلاس اوپک که کاهش بیشتری را در پی نداشت نیز، روند صعودی قیمت‌ها را متوقف نساخت، شاید به این دلیل که تصمیم بانک مرکزی آمریکا برای تزریق یک تریلیون دلار به سیستم اقتصادی این کشور، باعث خوش بینی نسبت به بهبود اوضاع بازار شد و به تقویت قیمت‌های نفت منجر گردید. علاوه برآن، آمار منتشر شده نیز از تدوام کاهش تولید اوپک خبر می‌داد.

در این شرایط بازار نگران کاهش سرمایه‌گذاری‌ها در صنعت نفت بود و از این موضوع گفت‌وگو می کرد که ۲ میلیون بشکه در روز ظرفیت جدید تولید نفت که قرار بود به جریان درآید به دلیل کمبود سرمایه‌گذاری و قیمت‌های پایین نفت به تأخیر افتاده است و ۳۵ پروژه جدید نیز ممکن است در کشورهای عضو اوپک به تأخیر افتد. درعین حال این احتمال نیز وجود داشت که اگر قیمت‌ها دچار کاهش شوند ممکن است اوپک در اجلاس ماه مه خود نسبت به کاهش مجدد تولید تصمیم گیری نماید. نخست‌وزیر روسیه نیز اعلام کرد شرکت‌های روسی از تصمیمات اوپک حمایت خواهند کرد و گفت شرکت‌های روسی تا پایان سال ۲۰۰۸ تولید خود را به میزان ۳ میلیون تن کاهش داده‌اند. علاوه برآن ناآرامی‌ها در کشور نیجریه و حملات ناراضیان به تأسیسات نفتی این کشور ادامه داشت و باعث نگرانی بازار شد.

به هر حال عوامل دیگری نیز دربازار اتفاق افتاد که روند صعودی قیمت‌ها را کُند نمود. اوضاع اقتصاد جهانی نابسامان بود و ارقام رشد تقاضا نشان می‌داد که درسال ۲۰۰۹ تقاضا برای نفت به میزان ۱ الی ۱/۴ میلیون بشکه در روز کمتر از سال گذشته خواهد بود. در این وضعیت ادارهٔ اطلاعات انرژی آمریکا اعلام کرد که ذخیره‌سازی‌های نفت‌خام دراین کشور به سطحی افزایش یافته که از ژوئیه ۱۹۹۳ تا کنون بی سابقه بوده است. آمارها نشان می‌داد که واردات نفت‌خام چین در دو ماه اولیهٔ سال ۲۰۰۹ نسبت به زمان مشابه در سال گذشته به میزان ۱۳/۰۳ درصد کاهش داشته است. در این شرایط معاون شرکت دولتی نفت آذربایجان (سوکار) گفت: این کشور هیچ برنامه‌ای برای پیوستن به اوپک ندارد و در سال جاری قصد دارد تولید خود را به حداکثر برساند. سخنگوی شرکت اداره‌کنندهٔ خط لوله OCP در اکوادور با ظرفیت ۱۳۰ هزار بشکه در روز که ناچار شده بود به دلیل نشت نفت عملیات خود را متوقف سازد اعلام کرد که این خط لوله به زودی عملیات خود را آغاز خواهد کرد.

عوامل تقویت‌کنندهٔ قیمت‌های نفت

- احتمال کاهش تولید اوپک در اجلاس ۱۵۲
- رعایت تعهدات کاهش تولید توسط اوپک
- حمایت برخی از مقامات اوپک از قیمت‌های بالاتر برای نفت
- اعلام حمایت روسیه از برنامهٔ کنترل تولید اوپک و قیمت‌های بالاتر نفت
- تداوم ناآرامی‌ها در نیجریه
- تصمیم بانک مرکزی آمریکا به تزریق یک تریلیون دلار به اقتصاد این کشور
- نگرانی بازار از عدم سرمایه‌گذاری در صنعت نفت به دلیل قیمت‌های پایین نفت

عوامل تضعیف‌کنندهٔ قیمت‌های نفت

- راه‌اندازی خطلولهٔ OCP در اکوادور با ظرفیت ۱۳۰ هزار بشکه در روز
- عدم تغییر میزان تولید اوپک در اجلاس ۱۵۲
- کاهش واردات چین
- اعلام عدم همکاری شرکت دولتی نفت آذربایجان با برنامه‌های کنترل تولید اوپک
- افزایش بی سابقهٔ ذخیره‌سازی‌های نفت‌خام آمریکا