



فهرست

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

مقاله سازمان اوپک و ضرورت بازنگری در سیاست ها ۲/

خبر و نظر اروپا؛ روسیه و بحران قطع گاز ۶/

گزارش دورنمای تحوّل در صنعت پالایشی کشور ۹/

میزگرد میزگرد سیاست های صنعت نفت در ساخت و توسعه صنعت پالایشی ۱۴/

مصاحبه تأثیر بحران مالی و اقتصادی جهان بر بازار نفت ۲۵/
طولانی ترین و بی نظیرترین خط لوله خلیج فارس ۳۵/

مقاله امنیت تأمین گاز اروپا ۴۰/

خلاصه مقالات آن روی سکه مناقشه رژیم اشغالگر قدس و مردم غزه ۴۷/

تحقیقات بحران برق در ایران ۵۲/

مصرف کننده پیامدهای قطع حامل های انرژی در صنایع ۵۸/

دیدگاه بزرگترین میادین نفتی و افت تولید مناطق مختلف جهان ۶۲/

انرژی در مطبوعات ۶۴/

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

اقتصاد انرژی

نشریه انجمن اقتصاد انرژی

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

بهمن ماه ۱۳۸۷ - شماره ۱۱۱

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 الهی، مظفر جراحی،
علی شمس اردکانی، محمد مزرعتی

همکاران این شماره: سیدمحمدحسین امامی، علیرضا قنبری،
محمدعلی طاهری، علی ابوالقاسمی شیرازی، هماکبری

اشتراک: حمیده نوری

صفحه آرای: 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: publication@iraee.org پست الکترونیکی: publication@iraee.org

چاپ صادق: خیابان لبافی نژاد - بین ۱۲ فروردین و اردیبهشت کد پستی: ۱۳۱۴۹۶۵۱۹۱

سازمان اوپک و ضرورت بازنگری در سیاست‌ها

بحران در اقتصاد جهان

بحران در اقتصاد جهانی کماکان تداوم دارد. حساسیت‌های ایجاد شده در جوامع، و خصوصاً جوامع صنعتی، ناشی از تجربه‌ی حبابی شدن بازارهای مختلف، بالاخص مسکن و بورس و فشارهای مالی که از این ناحیه بر مردم وارد گردیده، موجب توجه مردم به همه‌ی دارایی‌های خود شده است و این دقت و توجه هرروز موجب افشا شدن حباب‌ها یا تقلب‌های جدیدی می‌شود که به نوبه‌ی خود بحران اقتصادی را تشدید

می‌کند. مسائلی مانند دستگیری «مداف»، رئیس بورس «نزدک»، از این جمله است.

بحران موجب کاهش اعتماد مصرف‌کنندگان در کشورهای صنعتی، و به ویژه بزرگ‌ترین اقتصاد و بزرگ‌ترین بازار جهان، یعنی ایالات متحده آمریکا، شده است. مردم بی‌اعتماد و نگران نسبت به وضعیت مالی آینده خود، طبعاً تقاضای خود را برای همه‌ی کالاها و خدمات کاهش می‌دهند و این کاهش تقاضا و مصرف، کاهش تولید و رکود اقتصادی را تشدید می‌کند و نرخ

بیکاری را افزایش می‌دهد. افزایش نرخ بیکاری نیز به نوبه‌ی خود تشدیدکننده بحران است و لذا ممکن است این چرخه نامطلوب عمق و شتابی فزاینده پیدا کند. در کشورهای صنعتی خروج از رکود منحصراً مستلزم رشد تقاضا و مصرف و به تبع آن رشد تولید است.

در هر حال بحران هنوز به حد نهایی خود نرسیده است و ابعاد آن نیز هنوز کاملاً روشن نیست. اما اغلب پیش‌بینی‌ها حکایت از آن دارند که روند بحران حداقل تا پایان سال جدید

(۲۰۰۹) میلادی تغییر قابل توجهی به سمت بهبود نخواهد داشت. البته بعضی از صاحب نظران (مثلاً روزنامه بانفوذ وال استریت جورنال) هم معتقدند که بحران تازه آغاز شده است.

بحران آینده انرژی

بحران اقتصادی موجب بحران در بازارهای انرژی و از جمله بازار نفت شده است. روند نزولی قیمت جهانی نفت خام کماکان ادامه دارد. شدت بحران در بازار نفت در حدی است که حتی تصمیمات اوپک مبنی بر کاهش در تولید نفت، و خصوصاً تصمیم نوزدهم ماه دسامبر، در مورد کاهش تولید به میزانی قابل توجه از ابتدای ژانویه ۲۰۰۹، نیز نتوانست روند نزولی را کنترل کند و اگر قطع گاز روسیه به اروپا و سرمای شدید زمستان اروپا نبود ممکن بود که روند کاهش قیمت شدیدتر نیز باشد.

بحران اقتصادی در هر حال پدیده‌ای موقت است، اما مقوله امنیت عرضه انرژی مسئله‌ای است استراتژیک و بلندمدت که کشورهای صنعتی نیز از دهه ۱۹۷۰ آن را به صورت منظم و دائمی پی گرفته‌اند. تجربه چند سال گذشته (تا پیش از بروز بحران اقتصادی اخیر) نشان داد که بحران آینده انرژی، مسئله‌ای خطیر و جدی است. بالا رفتن مستمر قیمت‌های جهانی نفت خام در این سال‌ها عمدتاً ناشی از عوامل اساسی (عرضه و تقاضا) و کمبود ظرفیت‌های عرضه بود. همه پیش‌بینی‌ها نشان می‌داد و نشان می‌دهد که در بلندمدت حجم عظیمی از سرمایه‌گذاری در بخش انرژی و زیربخش نفت باید انجام پذیرد. آژانس بین‌المللی در جدیدترین گزارش چشم‌انداز جهانی انرژی خود که در اواخر سال گذشته میلادی منتشر شد، این رقم را برای حدود بیست سال آینده یعنی دوره سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۳۰، حدود ۲۶ تریلیون دلار برآورد می‌کند که حداقل ۴۰ درصد آن مربوط به بخش نفت و گاز جهان است. بدون شک در سطح قیمت‌های فعلی انرژی، و خصوصاً با وجود بحران در بازارهای مالی و فقدان اعتبارات، چنین سرمایه‌گذاری‌هایی، چه در بخش انرژی جهان و چه در زیربخش نفت و گاز، انجام نخواهد شد و حتی بسیاری از طرح‌ها و پروژه‌هایی که در زمان آغاز بحران هنوز به مراحل اجرایی وارد نشده‌اند در حال متوقف شدن هستند.

در اغلب کنفرانس‌های انرژی که اخیراً در سطح بین‌المللی برگزار می‌شود، نگرانی از آینده انرژی در صورت تداوم قیمت‌های فعلی نفت موج می‌زند. این نگرانی برای کشورهای مصرف‌کننده انرژی که فاقد منابع اولیه و واردکننده خالص نفت

و گاز هستند، بسیار جدی‌تر از کشورهای عضو اوپک است. قیمت جهانی نفت خام در واقع شاخص قیمت انرژی و شاخص تأثیرگذار برای سرمایه‌گذاری‌های انرژی است و اگر دامنه نوسانات آن کنترل نشود، تمام سرمایه‌گذاری‌های بخش انرژی دچار مشکل خواهد شد.

در آخرین روزهای سال گذشته میلادی (۱۹ دسامبر ۲۰۰۸) کنفرانس مهمی به دعوت نخست‌وزیر انگلستان در لندن برگزار شد که مقامات کشورهای عضو آژانس بین‌المللی انرژی (IEA)، مقامات و وزرای عضو سازمان اوپک و مقامات مجمع جهانی انرژی (IEF)، و به عبارتی طیف وسیعی از مسئولان انرژی کشورهای تولیدکننده و مصرف‌کننده، در آن حضور داشتند. مهم‌ترین موضوع و نگرانی مطرح در این کنفرانس مسئله سرمایه‌گذاری در بخش انرژی برای پاسخگویی به نیاز و تقاضای آینده آن بود. برگزارکنندگان کنفرانس از مؤسسه مطالعات انرژی کمبریج (CERA) درخواست کرده بودند که گزارشی را در زمینه تأثیر بحران اقتصادی بین‌المللی بر بازار نفت تهیه و در کنفرانس ارائه نمایند. گزارش مهم CERA که در این کنفرانس ارائه گردید، بر سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی تمرکز دارد و این نگرانی را مطرح می‌کند که در قیمت‌های فعلی نفت، سرمایه‌گذاری به میزان مورد نیاز انجام نخواهد شد و در صورت رفع بحران از اقتصاد جهانی و وارد شدن جهان به یک دوران ثبات یا رونق، و در هر حال در بلندمدت، کمبود در ظرفیت‌های تولید انرژی و نفت خام، جامعه بشری را دچار مشکل خواهد نمود. گزارش CERA تصریح می‌کند که دامنه نوسانات و فراز و فرود قیمت نفت باید محدود شود.

دومین همایش مربوط به امنیت انرژی کشورهای اروپایی و ناحیه دریای خزر، که در ماه نوامبر در کشور اوکراین برگزار شد، نیز عمدتاً بر همین نگرانی تمرکز داشت و معاون دبیرکل منشور جهانی انرژی در اظهارات مهم خود نسبت به بحران آینده انرژی و تغییرات شدید قیمت نفت اظهار نگرانی نمود. وی گفت: قیمت‌های پایین، اگر دائمی باشد، باعث خسارت به سرمایه‌گذاری‌های فعلی خواهد شد و ممکن است که سبب توقف سرمایه‌گذاری‌های برنامه‌ریزی شده نیز بشود. این سرمایه‌گذاری‌ها برای دهه‌ای کاملاً ضروری به نظر می‌آید. لغو و یا حتی تأخیر در اجرای آن‌ها برای امنیت عرضه و به‌طور کلی اقتصاد جهان بسیار خطرناک خواهد بود.

«دانیل یرجین» کارشناس برجسته و معتبر انرژی و رئیس

دست بدهد و آن را به تولیدکنندگان غیر اوپیک تقدیم نماید. اگر مسأله بحران آینده انرژی پدیده‌ای جهانی و مستلزم همکاری جهانی است که هست، هم مصرف‌کنندگان اصلی که علاوه بر ایجاد ارزش افزوده بسیار قابل ملاحظه، تنها از مالیاتی که بر نفت و فرآورده‌های نفتی بسته‌اند عایداتی به مراتب بیشتر از تولیدکنندگان نفت دارند و هم سایر تولیدکنندگان نفت نیز باید در زمینه کاهش تولید و کنترل قیمت‌ها همکاری نمایند.

جالب است که سازمان اوپیک حتی در شرایط بالا رفتن قیمت‌های نفت طی چند سال گذشته، با جلسات مکرر خود و اطمینان خاطر دادن دائمی به بازار، مبنی بر این که به اندازه کافی ظرفیت تولید دارد و در موقع لازم تولید خود را افزایش خواهد داد، دلسوزانه، وضعیت روانی بازار را به نفع کشورهای مصرف‌کننده کنترل می‌کرد. در آن شرایط اگر بازار و مصرف‌کنندگان متوجه می‌شدند که چه تنگناهایی در تولید نفت وجود دارد و می‌فهمیدند که ظرفیت مازاد تولید اوپیک به صفر نزدیک شده است، قیمت‌های نفت بسیار فراتر از رکورد ۱۴۷ دلاری آن در ماه ژوئیه گذشته می‌رفت. اما در همان شرایط نیز اوپیک به جای تشویق شدن دائماً متهم می‌شد. (رجوع کنید به خبر و نظر اقتصاد انرژی شماره ۱۰۰، «سازمان اوپیک دایه دلسوزتر از مادر؟»)

بازار و قیمت‌های جهانی نفت در هر حال به یک تنظیم‌کننده (رگولاتور) نیاز دارد. افزایش بیش از حد قیمت‌های جهانی نفت می‌تواند به نوعی اقتصاد جهانی را دچار مشکل کند و کاهش بیش از حد قیمت نفت نیز می‌تواند سیاست‌های امنیت انرژی کشورهای صنعتی را با مشکل روبرو کند و بحران‌های آتی انرژی را در پی داشته باشد. اوپیک همواره همه تلاش خود را در جهت این تنظیم‌گری و کنترل نوسانات قیمت نفت و محدود کردن دامنه این نوسانات نموده است و در غیر این صورت، با توجه به کثرت عوامل تأثیرگذار بر نفت که در گزارش CERA نیز به آن اشاره شده است، مشکلات نفت و انرژی بسیار بیشتر از وضعیت کنونی می‌بود.

در زمینه سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت و گاز نیز در حال حاضر تنها پروژه‌های بالادستی در سطح کشورهای اوپیک دارای توجیه اقتصادی هستند. گزارش CERA نشان می‌دهد که در قیمت نفت خام کمتر از حدود ۵۰ دلار (برای نفت خام شاخص WTI) سرمایه‌گذاری‌های جدید نفتی تنها در کشورهای خاورمیانه‌ای عضو اوپیک، و در بعضی میادین نفتی کشور چین،

CERA در نوشته کوتاه خود تحت عنوان: «قیمت‌های پائین نفت چه معنایی برای جهان دارد» که در شماره ۱۱ نوامبر ۲۰۰۸ فاینانشال تایمز چاپ شده است، ابراز نگرانی می‌کند که سیاست‌های انرژی هیئت حاکمه جدید ایالات متحده که عمدتاً مبتنی بر حداکثر بهینه‌سازی و صرفه‌جویی انرژی و توسعه انرژی‌های نو و قطع وابستگی به نفت وارداتی است با قیمت‌های فعلی نفت پیش نخواهد رفت.

مؤسسه سلطنتی بررسی تحولات بین‌المللی انگلستان مشهور به Chatham House نیز برای روزهای نهم و دهم فوریه ۲۰۰۹ کنفرانسی را با موضوع «سیاست‌های سرمایه‌گذاری و عرضه انرژی» تدارک دیده است که موضوع قیمت‌های فعلی نفت و انرژی و تأثیر آن بر سرمایه‌گذاری‌ها محور اصلی آن است.

نقش اوپیک

اما در این میان، به نظر می‌رسد که سیاست و روش اوپیک باید از جهاتی مورد تجدیدنظر قرار گیرد.

سابقه اوپیک در دوره‌های زمانی مشابه نشان می‌دهد که علی‌القاعده این سازمان تا زمان تداوم بحران، تلاش خواهد نمود که از طریق کنترل تولید و سهمیه‌بندی بین اعضا، از سقوط بیشتر قیمت‌ها جلوگیری کند. اما سؤال این است که آیا در هر زمان و شرایطی می‌توان و می‌بایست یک سیاست مشابه و واحد را باید تعقیب نمود؟

بنابر آن چه ذکر شد، سیستم کنترل تولید اوپیک که از سقوط بیشتر قیمت‌های نفت و در واقع توقف بیشتر در سرمایه‌گذاری‌های انرژی جلوگیری می‌کند، به نفع همه جامعه بشری است. حرف این نیست که اوپیک چنین همراهی را با جامعه بشری نکند؛ اما این هم درست نیست که اوپیک در این مسئولیت تنها گذاشته شود و حتی مورد فشار روانی و تبلیغات منفی مبنی بر اتهام کارتلی عمل کردن و امثال آن نیز قرار گیرد. مدیران کشورهای صنعتی از دهه ۱۹۷۰ عادت کرده‌اند که بسیاری از مشکلات اقتصادی خود را به عملکرد اوپیک نسبت دهند و متأسفانه چنین برخوردی هنوز هم ادامه دارد. گرچه آن دسته از مدیران و کارشناسان غربی که از مشکلات انرژی مطلع هستند ممکن است در ذهن و تحلیل خود از اقدامات اوپیک برداشتی مثبت داشته باشند، اما هم‌ایشان و هم دیگر مقامات غربی، غالباً به متهم کردن اوپیک و اعضای آن ادامه می‌دهند. همچنین این مسأله نیز صحیح نیست که اوپیک با کاهش تولید، سهم بازار خود را از

انرژی، می‌گوید: باید یک گزینه برنده-برنده انتخاب شود و نه یک گزینه برنده-بازنده که اعضای اوپک بازنده آن باشند. اعضای اوپک نشان داده‌اند که در سیاست‌گذاری‌های نفتی خود تنها به فکر منافع خود نبوده‌اند. اما اگر انتظار این است که در این شرایط، اوپک ظرفیت‌های تولید خود را برای تأمین تقاضای آینده جهان توسعه دهد، باید تسهیلات و همکاری بین‌المللی در این زمینه فراهم شود. در زمینه رگولاتوری و تنظیم بازار نفت و محدوده نوسان قیمت‌ها نیز اوپک نباید تنها گذاشته شود. مجموعه تولیدکنندگان نفت، اعم از کشورهای اوپک و غیر اوپک با همکاری اعضای آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) به عنوان کشورهای عمده مصرف‌کننده، می‌توانند در این زمینه مذاکراتی را آغاز نموده و در این زمینه مشارکت نمایند.

نقش ایران

با توجه به نقش مهم جمهوری اسلامی ایران در سازمان اوپک، به عنوان یکی از بنیان‌گذاران و نیز دومین تولیدکننده نفت این سازمان، بدیهی است که مدیران و کارشناسان ذیربط، سیاست‌های اصولی مناسب زمان و شرایط فعلی را بررسی و اتخاذ نموده و از طریق سازمان اوپک پیگیری خواهند کرد.

آنچه گفته شد بر این مهم دلالت دارد که اوپک بیش از پیش نیازمند بازنگری در سیاست‌های خود و نیازمند تدوین یک استراتژی بلندمدت است و شاید هم اکنون بهترین فرصت باشد که اوپک در زمین بازی انرژی جهان، یک تعامل منطقی و عادلانه میان تولیدکننده (اعم از اوپک و غیر اوپک) و مصرف‌کننده را مطالبه نماید. جمهوری اسلامی می‌تواند با فعال کردن دیپلماسی نفتی خود، از طریق ترغیب جمعی از اعضای اوپک، یک جناح واقع بین را برای پیگیری منافع حقیقی اعضای سامان دهد. اگر توفیقی حاصل نشد و اوپک چنین نکرد، شاید لازم شود که جمهوری اسلامی ایران ادامه عضویت خود در این سازمان را مورد بازبینی قرار دهد.

مدیر مسئول

اقتصادی خواهد بود؛ و لذا کشورهای صنعتی اینک که سرمایه‌گذاری در سایر نقاط اقتصادی نیست، از اوپکی‌ها انتظار سرمایه‌گذاری‌های کافی در بخش بالادستی صنعت نفتشان و همکاری با شرکت‌های نفتی بین‌المللی در این زمینه را نیز دارند. علاوه بر این کشورهای صنعتی حتماً به این مسأله توجه دارند که بخش انرژی و نفت خود یک بخش اقتصادی است که توقف پروژه‌ها و فعالیت‌های آن نیز به نوبه خود، رکود اقتصادی را تشدید می‌کند و بسیاری از سازندگان تجهیزات و ارائه‌کنندگان خدمات به پروژه‌های نفت و انرژی بیکار می‌شوند و این در حالی است که دولت‌های صنعتی طی ماه‌های اخیر میلیارد‌ها دلار را صرف کمک یا سوسپید به صنایع بزرگ جهت جلوگیری از ورشکستگی و سقوط آن‌ها نموده‌اند. قیمت‌های

بیش از حد پائین نفت همچنین قدرت خرید و در نتیجه تقاضای کشورهای صادرکننده نفت برای کالاها و خدمات کشورهای صنعتی را نیز کاهش می‌دهد که این نیز تشدیدکننده بحران و رکود اقتصادی در جهان است.

در هر حال چگونه می‌توان از کشورهای عضو اوپک انتظار داشت که در شرایط کاهش درآمدهای

نفتی خود و در شرایط کاهش تقاضای جهانی برای نفت خام و فرآورده‌های نفتی و اضافه شدن ظرفیت‌های مازاد تولید، منابع محدود خود را صرف سرمایه‌گذاری‌های عظیم و کافی در ظرفیت‌سازی نمایند تا پس از رفع بحران اقتصادی و بالارفتن تقاضای انرژی، امنیت عرضه انرژی کشورهای صنعتی به خطر نیفتد؟ اتفاقاً عملکرد کارтели این است که اوپک در این شرایط منابع خود را صرف سرمایه‌گذاری جهت توسعه ظرفیت‌های تولید نفت خود ننماید و پس از رفع بحران و بازگشت رونق به اقتصاد جهان نفت خود را به گران‌ترین قیمت‌ها بفروشد.

در جهانی که در زمینه انرژی یک وابستگی متقابل وجود دارد، اگر قرار است که از بحران‌های احتمالی آینده انرژی جلوگیری شود، همان‌طور که ولادیمیر پاخلانین، معاون دبیرکل منشور





اروپا؛ روسیه و بحران قطع گاز

افشین جوان - سید غلامحسین حسن تاش

وله تأکید کرد که اگر ایران سیاست نوینی را در زمینه گاز اتخاذ کرده و فعال تر عمل نماید، قادر خواهد بود در آینده با روسیه در بازار اروپا رقابت کند. به نظر میثائل لاویش، رییس بنیاد مدافع آزادی و حقوق شهروندی در آسیای میانه، غرب نیاز شدیدی به گاز دارد و انرژی جایگزینی نیز تا به حال یافت نشده است. بیشترین گاز مورد نیاز آلمان از هلند و نروژ خریداری می شود. آلمان و اروپا بایستی برای رفع نیازهای خود به تنوع منابع گازی اولویت دهند. شرکت گازپروم که نقشی انحصاری را در صنعت گاز روسیه به عهده دارد در اوّل ژانویه ۲۰۰۹ عرضه گاز خود به اوکراین را به بهانه اختلاف برسر قیمت و نیز بدهی اوکراین، کاهش داد و روس ها وارد دور جدیدی از بازی ای که در سال های اخیر مهارت خود را در آن نشان داده اند شدند.

اما جدال بین مسکو و کیف کاهش جدی عرضه گاز را برای شش کشور جمهوری چک، ترکیه، لهستان، مجارستان، رومانی و بلغارستان به همراه داشت و سایر کشورهای اروپائی را نیز متأثر کرد.

گرهارد شرودر اعضای اتحادیه اروپا را متقاعد کرده بود که «ولادیمیر پوتین» اروپایی شده است و اقتصاد روسیه از انحصار دولت خارج شده و شرایط به گونه ای است که می توان با او وارد یک اتحاد گازی شد. به این ترتیب بود که گازپروم به آرامی، اتحادیه اروپا را به خود وابسته کرد. اما این غول بزرگ، در راستی آزمایی مردود شد و با قطع گاز اوکراین در دو مرحله، اروپایی ها را به وحشت انداخت. این اتفاق موجب شد اعضای بزرگ تر اتحادیه اروپا به ویژه آلمان و فرانسه و بقیه متحدین آن ها، وحشت خود از انحصار گازپروم را با رویکرد به منابع گاز کشورهای آسیای میانه و حتی ایران نشان دهند. شاید روس ها استفاده از انرژی به عنوان سلاح و اهرم قدرت را از آمریکائی ها آموخته باشند.

کارشناس بنیاد مطالعاتی «جیمز تاون» معتقد است که ایران به عنوان دومین کشور صاحب ذخایر گازی جهان، با یک فرصت طلایی مواجه شده است. وی در مصاحبه با بخش فارسی دویچه

این حرکت روسیه چه از روی عمد و چه از روی سهو، چیزی جز مخدوش شدن اعتبار روسیه در عرضه بلندمدت گاز به اروپا را به همراه نداشت ولی در عین حال متضمن ارسال پیامی روشن به اوکراین و اروپا بود که روسیه با بوجود آمدن منطقه اروپا-آتلانتیک مخالف است و عدم احترام به خواست روسیه می تواند عواقب وخیمی را در عرضه انرژی به اروپا در پی داشته باشد و به عبارتی روسیه هنوز جمهوری های سابق را قلمرو امنیتی خود می انگارد.

اوکراین مهم ترین قلمرو ترانزیت گاز روسیه به اروپاست ۸۰٪ گاز روسیه از طریق اوکراین به اروپا صادر می گردد و این مسأله نقش پراهمیت اوکراین برای روسیه را روشن می کند. مجادلات روسیه و اوکراین زمانی آغاز شد که اوکراین پیشنهاد روسیه برای افزایش قیمت گاز از ۱۷۹/۵۰ دلار به ۲۵۰ دلار در هر ۱۰۰۰ متر مکعب برای سال ۲۰۰۹ را رد کرد. روسیه معتقد بود که پیشنهاد ارائه شده، به طور قابل ملاحظه ای از قیمت پیشنهادی این کشور به اروپا پائین تر بوده است و در واکنش به رد این پیشنهاد ابتدا اوکراین را متهم کرد که ۶۰۰ میلیون دلار به روسیه مقروض است و به دنبال آن با تشدید تنش خواستار پرداخت ۴۱۸ دلار در ابتدا و سپس ۴۵۰ دلار در هر ۱۰۰۰ متر مکعب شد.

در پنجم ژانویه و به دنبال چهار روز بحث داغ بین مسکو و کیف، پوتین و «آلکسی میلر» رئیس گازپروم در تلویزیون روسیه ظاهر شدند و دستور قطع ۲۰ درصدی گاز اوکراین را صادر کردند و این آغاز مجادله بین دو کشور بود که می توانست ناخشنودی

مسکو از پیوستن اوکراین به ناتو را نیز تداعی کند. اما افزایشی بودن روند تقاضای گاز اروپا موجب می شود که شدت نگرانی آن ها از این حرکت روسیه، تشدید شود. در سال ۲۰۰۷ تقاضای گاز طبیعی در اروپا حدود ۵۰۰ میلیارد متر مکعب در سال بوده است و بر اساس پیش بینی ها در دهه آتی این تقاضا به حدود ۸۰۰ میلیارد متر مکعب خواهد رسید. وابستگی آلمان به گاز روسیه حدود ۴۰٪ است و پیش بینی می شود که این وابستگی تا سال ۲۰۲۰ به حدود ۶۰٪ برسد. این در حالی است که وابستگی برخی از کشورهای اروپایی به گاز روسیه حدود ۸۰ الی ۱۰۰ درصد است.

کرملمین به طور هوشمندانه ای این وابستگی را شناسایی کرده است و با نمایش اول ژانویه خود در واقع گوشزد کرد که نقش انرژی به عنوان ابزاری ژئوپلیتیک بسیار مهم و کلیدی است. با شدت یافتن بحران گازی، اتحادیه اروپا، تأمین امنیت انرژی را یکی از اولویت های سیاست خارجی خود اعلام کرد. ولادیمیر سوکور، کارشناس در امور گاز، به این مسأله چنین اشاره می کند: «اروپا بالاخره پس از ۱۰ سال درک کرد که باید مسأله خرید گاز ایران و ترکمنستان را نه توسط بخش خصوصی، بلکه از سوی مقامات بلندپایه بروکسل، مستقیماً برنامه ریزی نماید.» تأسیس «شرکت انرژی خزر» توسط «OMV» اتریش، و «RWE» آلمان نخستین اقدام جهت صدور گاز حوزه دریای خزر است که توسط دولت های اروپایی، حمایت سیاسی و اقتصادی می شود. این شرکت قصد دارد نخست در زمینه صدور گاز حوزه دریای خزر به اروپا تحقیق کند. ولی میثائل لاوبش، کارشناس آلمانی، به نتایج فوری این شرکت با تردید می نگرد. به نظری، حتی با تأسیس «شرکت انرژی خزر» نیز سال ها طول خواهد کشید تا گاز این منطقه مستقیماً وارد بازار اروپا شود. در این شرایط سئوالات زیادی مطرح می شود که جا دارد به آن ها پرداخته شود: آیا این حرکت به نفع روسیه خواهد بود؟ آیا اروپا به دنبال سایر منابع عرضه گاز خواهد بود؟ نقش ایران در این میان چگونه ارزیابی می شود؟ آیا اروپا به دنبال توسعه ترمینال های LNG خواهد رفت؟ آیا اروپا ظرفیت

جدول (۱): میزان وابستگی کشورهای اروپایی به گاز روسیه در سال ۲۰۰۷

۰٪ تا ۲۰٪	۲۰٪ تا ۴۰٪	۴۰٪ تا ۶۰٪	۶۰٪ تا ۸۰٪	۸۰٪ تا ۱۰۰٪
بلژیک	فرانسه	آلمان	اتریش	بلغارستان
هلند	ایتالیا	رومانی	جمهوری چک	کرواسی
سوئیس		اسلونی	مجارستان	فنلاند
ایرلند			لهستان	یونان
لوکزامبورگ			ترکیه	لیتوانی
پرتغال				لتونی
اسپانیا				صربستان
سوئد				اسلواکی
انگلستان				

حقوقی متفاوت این سؤال را بوجود می آورد که با چه قیمتی باید گاز را به اروپا تحویل دهیم؟ آیا به کارگیری روش قیمت گذاری نت بک باعث نمی شود که قیمت گاز در سر مرز برایمان قابل قبول نباشد؟ آیا روسیه به این امر واقف است و با توجه به این مسأله این بازی را به راه انداخته است؟

اروپائی ها بعد از بحران اخیر مجدداً توجه خود را به خط لوله «ناباکو» معطوف نموده و پیگیری آن را تسریع کردند. البته بسیاری معترفند که نابوکو و تنوع بخشیدن به منابع تأمین گاز اروپا، بدون گاز ایران معنا و مفهومی نخواهد داشت. به نظر می رسد متنوع سازی مبادی تأمین گاز چندان برای اروپائی ها حائز اهمیت باشد که حتی در این زمینه به فشارهای آمریکا برای خرید گاز از ایران توجهی نکنند کما این که در دهه ۱۹۸۰ نیز متنوع سازی مبادی تأمین انرژی برای اروپائی ها آن قدر اهمیت داشت که به فشارهای ایالات متحده در زمینه عدم تأمین گاز از شوروی سابق توجهی نکردند. اما شاید مشکل اروپا بیشتر در این مسأله باشد که تأمین گاز از ایران تنها به حوزه تجارت محدود نمی شود و در حالی که در ایران گاز آماده ای برای فروش وجود ندارد، وارد کردن ایران به فهرست تأمین کنندگان گاز اروپا مستلزم سرمایه گذاری در بخش بالادستی گاز ایران و در توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی است و اینجاست که دیگر اروپائی ها تاب مقاومت در مقابل فشارهای ایالات متحده را نخواهند داشت. اعلام اخیر «اوباما» مبنی بر آمادگی مذاکره بدون قید و شرط با ایران در صورتی که مورد استقبال ایران قرار گیرد و مذاکرات آغاز شود، می تواند جو را متعادل تر نموده و امکان فعالیت اروپائی ها در این زمینه را تسهیل نماید و لذا ممکن است چنین چیزی چندان خوشایند روس ها نباشد.

اخیراً روس ها به ایران و آذربایجان پیشنهاد داده اند که گاز این دو کشور که تنها آلترناتیوها برای تأمین گاز نابوکو هستند را به قیمت نت بک بازار اروپا به اتحادیه اروپا سوآپ نمایند و این جدیت روسیه برای حفظ کنترل بازار گاز اروپا را بیشتر آشکار می سازد و ایران را در معرض انتخاب های جدی تر و حساس تری قرار می دهد.

به حال باید قبول کرد که روسیه بازیگری بزرگ در عرصه تجارت گاز است و تازمانی که ایران در این بازی شرکت نکرده است نمی توان در مورد قواعد بازی اظهار نظر کرد.

منابع در دفتر نشریه موجود است

ذخیره سازی گاز خود را افزایش خواهد داد؟ آیا نیروگاه های هسته ای در اروپا رونق پیدا خواهد کرد؟

بنظر می رسد این حرکت روسیه با این که هوشمندانه طراحی شده بود ولی نفع روسیه را در بر نخواهد داشت چرا که اروپا قطعاً به تنوع عرضه گاز و همچنین تنوع سبد عرضه انرژی خواهد اندیشید و این در بلندمدت درآمد روسیه حاصل از گاز طبیعی را به خطر خواهد انداخت.

البته روسیه با تمام توان در تلاش حفظ انحصار خود در بازار گاز اروپاست و تمام تلاش خود را برای کنترل رقبا به عمل می آورد. روسیه اینک بر خلاف گذشته گاز را به قیمت های عادلانه تری از ترکمنستان و دیگران می خرد تا به فکر مسیرهای جایگزین نیفتند. شاید نزدیک شدن به ایران و قطر و رغبت نشان دادن اخیر این کشور به «مجمع صادر کنندگان گاز» و برگزاری هفتمین اجلاس آن در آخرین روزهای سال میلادی گذشته در مسکو را نیز در همین رابطه بتوان ارزیابی نمود. همچنین روسها در زمینه پروژه های تولید و انتقال گاز ایران که مقاصد آن بازارهای شرق آسیا باشد، علاقه مندی نشان می دهند و اعلام همکاری می کنند. همچنین روسیه تمام تلاش خود را برای نفوذ در نابوکو و کشورهای مسیر عبور آن (ترکیه، بلغارستان، مجارستان و اتریش) و احیاناً ایجاد تشتت میان آن ها نیز به خرج داده است.

در همین حال اروپا در حال افزایش ترمینال های واردات LNG می باشد و همزمان اروپائی ها با نیم نگاهی به فرانسه که حدود ۹۰٪ برق خود را از نیروگاه های هسته ای تأمین می کند و آسیب پذیری کمتری نسبت به قطع عرضه گاز طبیعی دارد، به توسعه نیروگاه های هسته ای در این قاره نیز می اندیشد.

اما روسیه تمام تقصیرها را به گردن اوکراین انداخته و حتی صحبت از سایر مسیرهای صادرات گاز برای حذف اوکراین به میان آورده است و در همین حال برای اثبات بی گناهی خود حتی از ناظران اتحادیه اروپا خواسته است که بر عرضه گاز و صادرات آن کنترل و نظارت داشته باشند، ولی آیا چنین مسأله ای برای اروپا قابل قبول است؟

به هر حال فصلی جدید در تجارت گاز رقم خورده است و باید دید که اروپا در سال های آتی چه حرکتی را در مقابل شطرنج بازان روسی از خود نشان می دهد.

در این میان نقش منابع گازی عظیم ایران به عنوان منبع عظیم عرضه گاز به اروپا اجتناب ناپذیر است ولی فاصله زیاد ایران تا اروپا و همچنین مسیرهای ترانزیت مختلف همراه با رژیم های



دورنمای تحوّل در صنعت پالایشی کشور

علی خواجوی

بخش جلب نمود، اما از تغییر رویکرد وزارت نفت به مقوله نفت از خام فروشی به تولید فرآورده های نفتی با ارزش افزوده بیشتر نیز نمی توان چشم پوشی کرد.

البته این تغییر رویکرد با ابلاغ و پیگیری سیاست های اصل ۴۴ قانون اساسی نیز همراه شد که طبق آن دولت از سرمایه گذاری در فعالیت های جدید منع شده و می بایست با مهیا نمودن فضا برای سرمایه گذاران غیردولتی، برنامه های خود را با اتکاء کامل به آن ها دنبال نماید.

لذا برای توسعه بخش پالایش کشور، چند گام اساسی به موازات یکدیگر دنبال شده است که عبارت اند از: توسعه ظرفیت و بهبود الگوی پالایشی در پالایشگاه های موجود و احداث

بانگاهی به فعالیت های انجام گرفته در صنعت نفت کشور از زمان آغاز به کار دولت نهم تا کنون، به جرأت می توان «توسعه بخش پالایشی» را از جمله اولویت های اساسی این دولت برشمرد که در راه رسیدن به این هدف، گام های قابل توجه و مهمی برداشته شده است.

هر چند فشار فزاینده مصرف داخلی فرآورده های نفتی (بنزین و گازوئیل) از سویی و تهدیدهای کشورهای غربی مبنی بر احتمال استفاده از تحریم فروش این فرآورده ها در مواجهه با ایران از سوی دیگر، توجه مسئولین را بیش از پیش به سمت توسعه این

پالایشگاه‌های جدید با اتکاء به توانمندی‌ها و سرمایه‌گذاری بخش خصوصی داخلی و خارجی بوده است.

در ادامه طرح‌های در دست انجام مربوط به هر یک از محورهای فوق مورد بررسی قرار گرفته و سعی شده است که دورنمای آتی صنعت پالایش کشور پس از اجرای آن‌ها نشان داده شود.

الف) بهینه‌سازی پالایشگاه‌های موجود:

هدف از اجرای طرح‌های بهینه‌سازی پالایشگاه‌های موجود در کشور عبارتند از:

- افزایش ظرفیت تولید و بهبود عملکرد اقتصادی پالایشگاه‌ها
- کاهش تولید فرآورده‌های سنگین (نفت کوره) و افزایش محصولات سبک و با ارزش از طریق احداث واحدهای فرآیندی جدید
- افزایش تنوع محصولات تولیدی و ارتقاء کیفیت محصولات تولیدی مطابق با استانداردهای روز اروپا (یورو ۵)
- افزایش ضریب پیچیدگی واحدهای عملیاتی و رفع تنگناهای

جدول (۱): طرح‌های توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌های کشور

طرح‌های توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌ها		دوره اجرا		افزایش ظرفیت (هزار بشکه در روز)		تولید فرآورده‌ها در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					درصد پیشرفت	
شروع	خاتمه	نفت خام	میعانات گازی	نفت کوره	نفت سفید/ سوخت جت	بنزین	نفت گاز	گاز مایع	برنامه	واقعی		
۸۵	۸۹	۰	۲۰	۰/۱	۰/۶	۱/۹	۰/۳	۰/۲	۳۵	۳۰	افزایش ظرفیت و بهینه‌سازی پالایشگاه لاوان	
۸۵	۹۱	۰	۰	-۱۰/۵	۰/۸	۶/۴	۱/۴	۲/۱	۲/۷	۴/۳۶	بهینه‌سازی پالایشگاه اصفهان	
۸۶	۹۱	۰	۰	۷/۱	۳/۹	۶/۲	۱۵/۵	۱/۵	۱/۷۹	۱/۲۵	تثبیت ظرفیت پالایشگاه آبادان	
۸۶	۹۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۱/۸۸	۱۰/۹۸	بهینه‌سازی پالایشگاه تهران	
۸۵	۹۰	۸۰	۰	-۵	۱/۷	۱۱/۵	۱	۱/۷	۳۷/۶۶	۲۴/۲۴	افزایش ظرفیت و بهینه‌سازی پالایشگاه اراک	
		۸۰	۲۰	-۸/۳	۷	۲۶	۱۸/۲	۵/۵			کل طرح‌های در حال احداث	

جدول (۲): طرح‌های توسعه و بهینه‌سازی پالایشگاه‌های کشور

درصد پیشرفت		تولید فرآورده‌ها در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					دوره اجرا		طرح‌های بنزین‌سازی
واقعی	برنامه	گاز مایع	نفت گاز	بنزین	نفت سفید / سوخت جت	نفت کوره	خاتمه	شروع	
۵۳/۶۱	۸۷/۹۱	-۰/۱	۰/۴	۴/۶	۰	-۳/۲	۸۹	۸۵	پالایشگاه آبادان
۳۶/۷	۴۹	۰	۰	۱/۸	-۱/۵	۰	۸۹	۸۵	پالایشگاه تهران
۲۰	۴۵/۷	۰	۰	۰/۹	-۰/۶	۰	۸۹	۸۵	پالایشگاه تبریز
۲۳/۷۳	۴۱/۲۸	۰/۴	-۰/۶	۳	-۱/۷	۰	۸۹	۸۵	پالایشگاه اصفهان
۱۴/۱۸	۲۶/۸۳	۰	۰	۲/۵	۰	۰	۹۰	۸۵	پالایشگاه بندرعباس
		۰/۳	-۰/۲	۱۲/۸	-۳/۸	-۳/۲			کل طرح‌های در حال انجام

-افزایش ظرفیت پالایشی کشور
-ایجاد ارزش افزوده بیشتر از منابع هیدروکربوری موجود
-فرآورش نفت خام سنگین و فوق سنگین موجود در کشور
-جذب مشارکت بخش خصوصی داخلی و خارجی
-حضور در بازارهای منطقه‌ای و جهانی فرآورده‌های نفتی
این طرح‌ها با صرف ۲۷ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری توسط بخش دولتی و غیردولتی به تدریج تا سال‌های ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲ به بهره‌برداری خواهند رسید و تا کنون نیز در مجموع حدود ۴ درصد پیشرفت فیزیکی داشته‌اند. با اجرای این طرح‌ها، ۱۵۶۰ هزار بشکه بر ظرفیت پالایشی کشور افزوده می‌شود که شامل ۱۰۸۰ هزار بشکه در روز نفت خام و ۴۸۰ هزار بشکه میعانات گازی می‌باشد. وضعیت



پالایشگاه‌های در دست احداث در جدول (۳) نشان داده شده است.

با احداث این پالایشگاه‌ها، ۱۰۷/۷ میلیون لیتر بر ظرفیت تولید بنزین، ۸۲/۷ میلیون لیتر بر ظرفیت تولید نفت گاز، ۲۵/۲ میلیون لیتر بر ظرفیت تولید نفت سفید (سوخت جت) و ۱۵/۶۱ میلیون لیتر بر ظرفیت تولید گاز مایع و ۱۴/۳۲ میلیون لیتر بر تولید نفت کوره کشور افزوده خواهد شد.

علاوه بر طرح‌های توسعه و بهینه‌سازی فوق، طرح‌هایی با عنوان بنزین‌سازی در برخی از پالایشگاه‌های کشور در دست انجام است که هدف از اجرای آن‌ها افزایش تولید بنزین علاوه بر ظرفیت موجود و همچنین بهبود کیفیت بنزین تولیدی پالایشگاه‌ها است. این طرح‌ها با صرف حدود ۱۷۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری بخش دولتی به تدریج تا سال‌های ۱۳۸۹ و ۱۳۹۰ به بهره‌برداری خواهند رسید و تا کنون در مجموع حدود ۳۰ درصد پیشرفت

فیزیکی داشته‌اند که از برنامه اعلام شده ۲۰ درصد عقب‌تر هستند. طرح‌های بنزین‌سازی در پالایشگاه‌های کشور در جدول (۲) نشان داده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود با اجرای این طرح‌ها، ۳/۲ میلیون لیتر از تولید نفت کوره، ۳/۸ میلیون لیتر از تولید نفت سفید و ۰/۲

میلیون لیتر از تولید نفت گاز پالایشگاه‌ها کاسته شده و در عوض ۱۲/۸ میلیون لیتر بر ظرفیت تولید بنزین و ۰/۳ میلیون لیتر بر ظرفیت تولید گاز مایع کشور افزوده می‌شود.

ب) احداث پالایشگاه‌های جدید داخلی:

هدف از احداث پالایشگاه‌های جدید در کشور عبارت است از:

جدول ۳. طرح‌های توسعه و بهینه سازی پالایشگاه‌های کشور

طرح‌های احداث پالایشگاه‌های جدید	دوره اجرا		افزایش ظرفیت (هزار بشکه در روز)		تولید فرآورده‌ها در نتیجه اجرای طرح (میلیون لیتر در روز)					درصد پیشرفت	
	شروع	خاتمه	نفت خام	میعانات گازی	نفت کوره	نفت سفید/ سوخت جت	بنزین	نفت گاز	گاز مایع	برنامه	واقعی
پالایشگاه میعانات گازی خلیج فارس	۸۶	۹۰		۳۶۰	۰	۳/۳	۳۵/۶	۱۳/۸	۲	۹/۴۸	۹/۷۲
پالایشگاه پارس (شیراز)	۸۶	۹۱		۱۲۰	۰/۱۲	۱	۱۱/۴	۴/۵	۱/۱	۵	۲/۸۸
پالایشگاه کاسپین	۸۷	۹۲		۳۰۰	۵/۸	۴/۷	۲۰/۶	۱۱/۲	۴/۵	در مرحله اقدامات اولیه	
پالایشگاه آناهیتا (کرمانشاه)	۸۶	۹۱		۱۵۰	۲	۵/۳	۶/۹	۸/۶	۰/۶۱	در مرحله اقدامات اولیه	
پالایشگاه شهریار (تبریز)	۸۶	۹۱		۱۵۰	۵/۹	۰	۸/۱	۹/۳	۱/۱	۲/۴۹	۲/۳۵
پالایشگاه هرمز	۸۶	۹۱		۳۰۰	۰	۳/۱	۱۵/۷	۲۳/۴	۴/۴	۵/۶۳	۴/۴۳
پالایشگاه خوزستان	۸۶	۹۲		۱۸۰	۰/۵	۷/۸	۹/۴	۱۱/۹	۱/۹	۱/۰۲	۱/۰۲
کل طرح‌های در حال احداث			۱۰۸۰	۴۸۰	۱۴/۳۲	۲۵/۲	۷/۱۰۷	۸۲/۷	۱۵/۶۱		

ج) احداث پالایشگاه‌های جدید در خارج از کشور:

هدف از احداث پالایشگاه‌های جدید در خارج از کشور و با مشارکت کشورهای دیگر عبارت است از:

- تقویت امنیت ملی از طریق توسعه همکاری‌های منطقه‌ای و بین‌المللی

- استفاده از تقاضای روبه‌رشد فرآورده‌های نفتی کشورهای آسیایی

- تأمین بازار تضمین شده برای نفت خام کشور
این طرح‌ها با صرف حدود ۱۳/۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری توسط کشورهای مختلف تا سال‌های ۱۳۹۲ به بهره‌برداری خواهند رسید که سهم ایران از سرمایه‌گذاری در این طرح‌ها در مجموع حدود ۴/۵ میلیارد دلار می‌باشد (۳۳/۳ درصد). با اجرای

در احداث این پالایشگاه‌ها تلاش بر این است که بخش خصوصی سهم عمده‌ای داشته و شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی تنها سهمی بین ۱۰ تا ۲۰ درصد خواهد داشت و ۷۰ درصد منابع مورد نیاز برای اجرای این طرح‌ها به صورت تأمین مالی (فاینانس) و ۳۰ درصد به صورت آورده تأمین می‌شود که سهم شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران از این ۳۰ درصد حدود یک میلیارد و ۶۰۰ میلیون دلار خواهد بود.

تأمین خوراک، صدور مجوز و موافقت‌های اصولی را می‌توان از مهم‌ترین بستر سازی‌های اولیه صورت گرفته از سوی وزارت نفت برای حضور سرمایه‌گذاران و شرکت‌های خصوصی در پروژه‌های بخش‌های پایین دستی صنعت نفت عنوان نمود.

جدول ۴. احداث پالایشگاه‌های جدید در خارج از کشور

نام پالایشگاه	تاریخ بهره‌برداری	ظرفیت	خوراک	میزان سرمایه گذاری
پالایشگاه اندونزی	۱۳۹۲	۳۰۰ هزار بشکه در روز	نفت خام فوق سنگین (۱۰۰ هزار بشکه از ایران و ۲۰۰ هزار بشکه از منابع دیگر)	حدود ۶ میلیارد دلار با مشارکت ۴۰ درصد اندونزی، ۴۰ درصد NIORDC از ایران و ۲۰ درصد مالزی
پالایشگاه مالزی	۱۳۹۲	۲۵۰ هزار بشکه در روز	مخلوط نفت خام سنگین و فوق سنگین ایران	حدود ۴/۸ میلیارد دلار با مشارکت ۷۰ درصدی مالزی و ۳۰ درصدی شرکت NIORDC از ایران
پالایشگاه سوریه	۱۳۹۲	۱۴۰ هزار بشکه در روز	۲۰٪ نفت خام سنگین صادراتی ایران، ۳۰٪ نفت خام فوق سنگین و ونزولا، ۲۵٪ نفت خام سنگین سوریه، ۲۵٪ نفت خام سبک سوریه	حدود ۲/۶ میلیارد دلار با مشارکت ۳۳ درصد ونزولا، ۲۶ درصد ایران، ۲۶ درصد مالزی و ۱۵ درصد سوریه

بیش از ۱۸۰ و ۱۶۴ میلیون لیتر در روز خواهد رسید. در ضمن تولید نفت کوره از حدود ۷۰ میلیون لیتر در روز در سال ۱۳۸۹ به ۵۵ میلیون لیتر در روز در سال ۱۳۹۳ کاهش خواهد یافت. همچنین با اجرای طرح‌های مذکور، امید است سهم تولید بنزین، نفت گاز و نفت سفید نسبت به خوراک پالایشگاهی از ۵۷ درصد در سال ۱۳۸۶ به ۷۳/۳ درصد در سال ۱۳۹۳ برسد.

منابع و مأخذ:

- سایت شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران
- اولین نشست مطبوعاتی مدیر عامل شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی (نورالدین شهنازی زاده، ۱۷ آذر ۱۳۸۷، ایرنا)

این طرح‌ها، علاوه بر شریک شدن در سود این پالایشگاه‌ها، برای ۳۸۰ هزار بشکه از نفت خام سنگین و فوق سنگین کشور نیز بازاریابی شده است. وضعیت پالایشگاه‌های در دست احداث در خارج از کشور در جدول ۴ نشان داده شده است. با توجه به مطالب اشاره شده، پیش‌بینی می‌شود با اجرای طرح‌های مورد اشاره در داخل کشور، ظرفیت پالایش نفت خام و میعانات گازی تا سال ۱۳۹۳ به ۳۲۹۷/۴ هزار بشکه بالغ گردد که از این مقدار، ۲۷۶۴/۹ هزار بشکه در روز مربوط به نفت خام و ۵/۵۳۲ هزار بشکه در روز مربوط به میعانات گازی می‌باشد. همچنین همان گونه که در جدول (۵) آورده شده است، ظرفیت تولید بنزین و گازوئیل کشور در سال ۱۳۹۳ به ترتیب به

جدول (۵): میزان خوراک و تولید فرآورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور در افق ۱۳۹۳

واحد	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳		
خوراک پالایشگاهها	۱۶۵۵	۱۷۳۴/۳	۲۱۲۵/۳	۲۷۴۵/۸	۲۷۶۴/۹	نفت خام	
	۵۲/۵	۴۱۲/۵	۵۳۲/۵	۵۳۲/۱	۵۳۲/۵	میعانات گازی	
	۱۷۰۵/۵	۲۱۴۶/۸	۲۶۵۷/۸	۳۲۷۷/۹	۳۲۹۷/۴	مجموع	
تولید	۵۵/۶	۱۰۶/۳	۱۴۶/۵	۱۸۲/۳	۱۸۳/۸	بنزین	
	۷۸/۷	۹۲/۲	۱۳۱/۷	۱۶۳/۵	۱۶۴	نفت گاز	
	۱۶/۳	۲۳/۹	۱۸/۶	۳۶/۲	۳۶/۴	نفت سفید	
	۶۸/۸	۶۱/۷	۴۶/۴	۵۴/۱	۵۵/۲	نفت کوره	
	۸/۳	۱۱/۸	۲۰/۷	۲۷/۵	۲۷/۷	گاز مایع	



میزگرد سیاست‌های صنعت نفت در ساخت و توسعه صنعت پالایشی

پالایشی را به دنبال خواهد داشت و به طبع بررسی فنی و اقتصادی طرح‌های در حال اجرا را تغییر می‌دهد، میزگردی با حضور آقایان نعمت‌زاده - مشاور وزیر نفت و مدیرعامل اسبق شرکت ملی پالایش و پخش - آقای - مشاور مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی و مدیرعامل اسبق شرکت پالایش و پخش - بهشتی - کارشناس ارشد مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی - خسروی‌زاده و حسن‌تاش - اعضای هیأت مدیره انجمن اقتصاد انرژی ایران - تشکیل دادیم تا به بررسی هر چه بیشتر سیاست‌های اخیر صنعت نفت در حوزه پالایش بپردازیم.

در ابتدای میزگرد حسن‌تاش گفت: برنامه توسعه پالایشگاه‌های موجود و ساخت پالایشگاه‌های جدید در چند سال گذشته با بحث‌هایی همراه بوده و این سؤال مطرح است که برنامه ساخت و توسعه پالایشگاه‌ها تا چه حد تحت تأثیر فشارهای ناشی از کمبود بنزین انجام شده و یا اجرای این طرح‌ها چه میزان در راستای برنامه‌های بلندمدت کشور بوده است؟

از سال ۱۳۸۰ به این سو، رشد مصرف بنزین در کشور به شدت افزایش یافته و باک‌های خودروها و موتورسیکلت‌ها در خیابان‌ها تمامی بنزین تولیدی پالایشگاه‌های کشور را بلعیده‌اند. در نتیجه دولت برای رفع کسری تولید داخل، نیاز کشور را با واردات تأمین کرده و کمتر ساخت پالایشگاه‌های جدید برای رفع نیاز به بنزین در دستور کار وزارت نفت قرار داشته است. این در حالی است که طی این سال‌ها برخی از کارشناسان و مسئولان نیز از زیان‌ده بودن صنعت پالایشی کشور خبر می‌دادند و از تأمین ارزان‌تر بنزین و فرآورده‌های نفتی از بازارهای بین‌المللی دفاع می‌کردند. اما اکنون ۳ سالی است که افزایش قیمت نفت خام و به طبع رشد سود پالایشی، رویه وزارت نفت را تغییر داده و توسعه و اصلاح فرآیند پالایشگاه‌های موجود و ساخت چند مجتمع پالایشگاهی جدید را در برنامه اجرایی خود گنجانده است. براین اساس با شروع دوباره کاهش قیمت‌های نفت خام در سطح بین‌المللی در سال اخیر که کاهش سود

صورت خام و یا فرآورده نفتی و یا محصولات پتروشیمی مطرح است. براساس تجربه من به صورت کلان، اگر ما نفت خام را تبدیل به فرآورده کنیم و آن را در داخل و خارج عرضه کنیم، درآمد بیشتری خواهیم داشت که شامل دو بخش درآمد ملی و درآمد بنگاهی است. درآمد ملی صنعت پالایش، دانش مطالعات اولیه و پایه، مطالعات مهندسی، پیمانکاری، ساخت داخل، راه اندازی و راهبری است که در اقتصاد ملی درآمد سرشاری را نصیب کشور می کند و بدون آن در هیچ کدام از این زمینه ها رشد نمی کنیم و تنها بایک خط لوله، نفت خام را صادر کرده ایم. درآمد ملی هم برای کشور مستمر و ادامه دار است و حتی با شرایط برابری هزینه و درآمد کلی به دلیل وزن بالای درآمد ملی، سرمایه گذاری را منطقی می کند. از لحاظ درآمد بنگاهی نیز پالایشگاه ها در کشورهای مختلف، در حال فعالیت و درآمدزا هستند و سود خود را بین سهامداران تقسیم می کنند. پس به صورت ملی و بنگاهی پالایش، صنعتی اقتصادی است. البته چون یک کار زیربنایی است نمی توان سود یک صنعت مصرفی و خاص با بازگشت سرمایه بالا و یا بخش خدماتی را از این بخش انتظار داشت، اما به هر حال سودده است.

بنابراین اگر در دوران مناسب همچون الان که قیمت ها (مصالح، پیمانکاری و ساخت) پایین است، سرمایه گذاری کنیم و وقتی که فرآورده به بازار عرضه می شود در مسیر رشد قیمت ها باشیم، می توانیم از بازگشت سرمایه مناسبی استفاده کنیم و عمده سرمایه گذاری انجام شده را طی دوره ۴-۵ سال قیمت های بالا، برگشت دهیم و وام های دریافتی را پرداخت کنیم. بنابراین از لحاظ اصولی ساخت پالایشگاه امری صحیح



و منطقی است ولی آن که با چه نوع تکنولوژی، خوراک و یا ظرفیتی پالایشگاه ساخته شود، بحث دیگری است و برای سرمایه گذاری به طور مجزا باید بررسی و امکان سنجی اقتصادی شود. البته براساس مطالعات ما اگر پالایشگاه ها را با بخش پتروشیمی مرتبط و هماهنگ کنیم، پروژه اقتصادی تر خواهد بود و طی ده سال گذشته برنامه ریزی همه پالایشگاه ها به صورت مرتبط با بخش پتروشیمی انجام شده، چرا که منطقی است که با

سؤال دیگر، در خصوص نوع ترکیب نفت پالایشی انتخابی است که با توجه به روند سنگین شدن نفت خام تولیدی (توسعه میادین نفت سنگین) و تولید میعانات گازی در کشور، برای انجام طرح ها چه مطالعاتی صورت گرفته است؟ همچنین هدف از ساخت و توسعه پالایشگاه ها، صادرات فرآورده یا تأمین نیاز داخلی است؟ از طرفی روند مصرف انرژی در کشور بسیار بی رویه است و تجربه های مشابه نشان می دهد که در بیشتر موارد که در تنگنا نبوده ایم، روند مصرف بی رویه را ادامه داده ایم، حال با افزایش تولید این امکان وجود دارد که مصرف بی رویه بنزین و گازوئیل در کشور ادامه داشته باشد، حال برای رفع این معضل چه راه کارهایی دیده شده و آیا با هزینه ها و سرمایه گذاری هایی که در کشور صورت می گیرد، نمی توان فرصت هایی با هزینه کمتر برای کاهش مصرف ایجاد کرد و به روند ناخواسته بی بند و بار مصرف با ساخت پالایشگاه های جدید دامن نزد؟ به عنوان سؤال آخر، هم اکنون با بحران اخیر به وجود آمده در سطح دنیا قیمت بنزین در خلیج فارس پایین تر از نفت خام است، مطالعات هم نشان می دهد که بحران گازوئیل در آینده در دنیا حادث تر از بنزین خواهد بود، حال این مسایل تا چه حد در برنامه ها دیده شده است؟

در ادامه **نعمت زاده** گفت: پالایشگاه نفت یک سرمایه گذاری بلندمدت و زیربنایی است و نمی توان با توجه به شرایط یک یا دو سال و تغییرات قیمت نفت خام و سود پالایشی



در مورد آن قضاوت کرد و حتماً باید در یک بازه درازمدت آن را دید. تجربه ما در صنعت پالایش هم نشان می دهد، به علت عدم سرمایه گذاری و رشد مصرف و عدم توازن

عرضه و تقاضا، قیمت فرآورده های پالایشی افزایش داشته و سود پالایش را بالاتر برده، البته همچون دیگر صنایع در این صنعت هم با افزایش عرضه، قیمت ها تغییر می کند. بنابراین کاهش فعلی قیمت بنزین و یا نفت خام نمی تواند عامل تصمیم گیری باشد. نکته دیگر آن که ما منابع سرشار نفت و گاز داریم که استفاده منطقی از این منابع مورد تأیید همه است، بالاخص زمانی که از لحاظ مالی به آن نیاز داریم. حال مصرف، فروش و صادرات آن به

مصرف باید مرتب
پالایشگاه بسازیم. در
سال ۶۸، زمانی که
مصوبه طراحی و
احداث پالایشگاه
بندرعباس صادر شد،
علت احداث پالایشگاه
دوباره بحث مهمی بود



که اگر براساس رفع موازنه منفی طرح ریزی می شد، توجیه پذیر نبود و مسایل قبلی را دوباره زنده می کرد و بدین لحاظ از نظر اقتصادی لازم بود تا پالایشگاه در محلی ساخته شود که محور اصلی را از انگیزه رفع موازنه منفی به توجیه فنی و اقتصادی تبدیل کند. یکی از دلایل انتخاب منطقه بندرعباس نیز همین امر بود که بعداً حتی این پالایشگاه را پالایشگاه صادراتی عنوان کردند. اما با این وجود در طراحی، لیسانسی انتخاب کردند که ۳۳ درصد فرآورده آن نفت کوره بود، چرا که اگر لیسانس های بالاتر انتخاب می شد سرمایه گذاری بیشتری را می طلبید. این مسأله سود حاصل از پالایش را خیلی کم و هزینه و درآمد را نزدیک به هم کرد، اما باز طرح در زمان شروع طراحی و ساخت نسبتاً توجیه فنی و اقتصادی داشت. با پیش بینی رشد ۳ درصد مصرف بنزین و فرآورده ها در داخل در برنامه اول و دوم و تأکید بر این رشد در تبصره ۱۹ قانون برنامه دوم، فرآورده های این پالایشگاه باز هم صادراتی محسوب می شد. بنابراین در این زنجیره، کشور تا آن زمان هر دو نوع پالایشگاه چه با توجیه رفع موازنه منفی تولید و مصرف و چه با توجیه فنی و اقتصادی را تجربه کرده بود.

اما رشد ۳ درصد مصرف سالیانه پیش بینی شده برای بنزین داخل در برنامه دوم تا سال پایانی برنامه به ۵/۴ درصد رسید و در سال های اول برنامه سوم سالیانه به ۸ درصد و در سال آخر برنامه به ۱۲/۳ درصد رسید که باعث مصرف بالای بنزین در داخل شد. این شرایط نشان داد که در پروژه هایی که حتی با توجیه فنی و اقتصادی نیز عمل می کنیم، باید موازنه مدیریت تقاضا و مصرف را هم لحاظ کرد. چرا که فقط مدیریت عرضه و براساس تقاضای مدیریت نشده در جامعه و با قیمت های یارانه ای انجام می شود که توجیه فنی و اقتصادی احداث پالایشگاه را خدشه دار می کند. به دلیل احکام قانون در برنامه سوم که صرفاً ساخت پالایشگاه توسط بخش خصوصی لحاظ شده بود برای احداث ۱۸ پالایشگاه

تغییر و افت قیمت یک محصول پتروشیمی، قیمت محصول دیگر افزایش پیدا کند و این حالت پتانسیل اقتصادی طرح را بالا می برد و پالایشگاه نیز دیگر تنها از فروش مستقیم بنزین و گازوئیل سود نمی برد. به همین دلیل بارها این امر را به دوستان تأکید کردم که البته کمتر موفق بودم، چون ذهنیت قبلی پالایش و پخش رفع کمبود بنزین در کشور بود. ولی موفق شدیم که با نگاه بنگاه داری، اقتصاد پروژه را در اولویت قرار دهیم و بر روی ترکیب سرمایه گذاری برای بالاترین نرخ بازگشت سرمایه کار کنیم تا فرآورده با بالاترین سود انتخاب شود. روند جهانی نیز نشان می دهد که نفت گاز بیشترین تقاضا را در آینده خواهد داشت، چرا که راندمان موتورهای گازوئیلی حتی تا ۳۰ درصد بیشتر از موتورهای بنزینی است. خودروسازان در سال گذشته در اروپا، حداقل ۵۰ درصد خودروهای سبک را از نوع دیزلی تولید کرده اند و این سهم در فرانسه به ۶۵ درصد رسیده است. در کشور هم مصوباتی تهیه و در تبصره ۱۳ تصویب شد که ممنوعیت تردد خودروهای سبک دیزلی برداشته شود و جلسات متعددی هم با خودروسازان و وزارت صنایع داشتیم و از آن ها خواستیم که این حرکت در ایران هم شروع شود و حتی در کوتاه مدت نفت-گاز با استاندارد Euro-۴ وارد شود. براین اساس شرکت پخش برنامه ریزی کرده تا در برخی از جایگاه ها، نفت گاز مرغوب عرضه کند. در بسیاری از جایگاه ها که قبلاً نفت سفید عرضه می شد، اکنون امکانات این بخش بدون استفاده مانده و تنها با اضافه کردن چند تلمبه می توانیم این بخش را به عرضه نفت گاز مرغوب اختصاص دهیم. در جایگاه های جدید نیز توصیه کرده ایم تا در برنامه، عرضه گازوئیل مرغوب دیده شود.

در تکمیل بحث آقای ادامه داد: ساخت پالایشگاه و اصلاحات مستمر پالایشگاه ها را باید به صورت یک جریان راهبردی، پویا و درازمدت، همراه با مطالعه و اجرا برای زمینه سازی ایجاد ارزش افزوده بیشتر نگاه کرد و پاسخ کوتاه مدت و مقطعی و موردی به آن، با ابعاد ناهماهنگ اقتصادی، اجتماعی و سیاسی از منظر بنگاه با اشکال مواجه می شود. برای مثال در سال ۱۳۶۴ با بحث هایی که در خصوص احداث پالایشگاه هفتم (اراک) در هیأت مدیره شرکت ملی نفت مطرح شد، مسایل تأمین مالی طرح مشکل ساز بود و بیشتر از چهار سال طول کشید. انگیزه اصلی برای انجام طرح صرفاً رفع موازنه منفی تولید و مصرف داخلی بدون حساسیت روی قیمت ها بود. اما برخی عقیده داشتند که اگر انگیزه طرح رفع موازنه منفی باشد با این رشد

داشت. در عمل با شدت در برابر این فرایند مخالفت و مقاومت شد چرا که اگر بر اساس موازنه منفی عمل می کردیم، این جریان تمام سیستم را می خورد و هر دو سال یکبار باید یک پالایشگاه ۲۰۰ هزار بشکه ای می ساختیم. در نتیجه این جمع بندی تأکید شد که این راه مناسب نیست و انعکاس آن دقیقاً در برنامه سوم و چهارم آمد. البته در برنامه چهارم، جهت گیری وزارت نفت تثبیت یک الگوی توسعه ای صنعت پالایش تا ۲/۷ میلیون بشکه در روز بود که با جهت گیری احداث پالایشگاه های میعانات گازی و دو پالایشگاه نفت سنگین و اصلاحات پالایشگاه های موجود به دست می آمد. اما مطرح شد که تنها در صورتی این کار منطقی است که علاوه بر انجام آن ها بر اساس توجیه فنی و اقتصادی در جنبه دوم که همانا مدیریت تقاضا و مصرف بود به شدت وارد عمل شویم. کمیسیون تلفیق هم بسترهای قانونی را در ماده ۴ قانون آورد و موازنه را به گونه ای مطرح کرد که پس از مدت کوتاهی یارانه ها را حذف کنیم. مجلس هم در قوانین بودجه سال های ۸۳ و ۸۴ برای جهت دهی به ظرفیت پالایشی ۲/۷ میلیون بشکه در روز، مصوباتی را صادر کرد. در لایحه برنامه سوم مقرر شده بود تا قیمت ها، سالانه ۲۵ درصد افزایش پیدا کند تا به قیمت واقعی برسد که بعداً در مجلس پنجم رشد ۲۵ درصد قیمت به ۱۰ درصد رسید و در همین حد ۱۰ درصد سالیانه در طول برنامه تصویب شد که بدین لحاظ کنترلی بر مصرف نمی توانست صورت گیرد. در برنامه چهارم نیز قانون تثبیت نرخ های فرآورده ها تصویب شد که عمده گرفتاری هایی که طی سال های ۸۲-۸۷ و تاکنون داشته ایم، به دلیل همین جریان است. البته در کل یک اندیشه را نباید از ذهن دور کرد که وقتی این منابع زیرزمینی هیدروکربوری را به عنوان دارایی به سطح زمین می آوریم، باید هدف ایجاد ارزش افزوده بیشتر باشد و هیچ منطقی نمی تواند این امر را رد کند که این ارزش افزوده ایجاد کردن با ننگ داشتن نفت خام و یا صرفاً فروش نفت خام به دست نمی آید و تبدیل نفت خام به فرآورده های با ارزش افزوده بالاتر امری منطقی است. بنابراین باید در نهایت، فرآورده بدون یارانه در درازمدت مدنظر باشد که در برنامه سوم زمان رسیدن به توزیع فرآورده های بدون اختصاص یارانه ۴ سال (سالانه ۲۵ درصد) و در لایحه برنامه چهارم ۷۵ سال پس از ارائه لایحه مشخص شده بود. البته تنها راه حل مدیریت تقاضا و مصرف، تنها اصلاح قیمت نیست. اما مهم این است که اگر اندیشه مدیریت

توسط وزارت نفت موافقت نامه صادر گردید و محل و مسائل آن ها دیده شد و حتی مطالعات اولیه طرح ها توسط بخش خصوصی آغاز شد ولی چون مدیریت عرضه آن هم یارانه ای اعمال می شد، این طرح ها عملی نگردید. اکنون نیز همین امر در گاز، نفت سفید، گازوئیل و LPG وجود دارد و از محلی به مشکل می خوریم که حتی اگر به آن فکر کرده باشیم، کاری برای ساماندهی آن نکرده ایم. در اقتصاد اگر یک پروژه را با سود کم و توجیه اقتصادی و برای بعضاً رفع موازنه منفی سامان دهیم به شرط آن که مدیریت تولید و عرضه از یک طرف و مدیریت تقاضا و مصرف از طرف دیگر آن با هماهنگی، دو روی یک سکه باشند، پذیرفتنی است. اما در کشور ما روی دوم سکه رها شده است.

از طرفی توقع کل نظام اقتصادی به تأمین فرآورده ها به جز برق، توقع از وزارت نفت است. اما وزارت نفت فقط و فقط قدرت تصمیم گیری لازم برای سرمایه گذاری های توسعه ای و تولیدی و نهایتاً بارور کردن، مدیریت بخشیدن و فعال کردن مدیریت عرضه ناشی از افزایش توان تولید را دارد و بخش بیرونی مدیریت تقاضا و مصرف به وزارت نفت ارتباطی ندارد و نگاه به آن نگاه فرابخشی است. بنابراین به دلیل رها بودن بخش دوم ما گرفتار یک سیکل درهم شده ایم که دو روی سکه به هم چسبندگی نداشته و ندارد. در سال ۱۳۷۷ مطالعه ای بر اساس نگاه ۱۰ ساله توسط پالایش و پخش انجام شد تا مشخص شود که بر اساس موازنه منفی و با وجود رشد مصرف بی رویه، چگونه می توان مصرف بنزین را کنترل کرد. وقتی محاسبات بر اساس بنزین بدون یارانه محاسبه می شد، نتایج دوباره همچون پالایشگاه بندرعباس بود که گرچه می توانست توجیه اقتصادی هم داشته باشد اما حداکثر، دایره سود محدودی



کسب و کار آزاد و رقابتی توجه کند. ولی اگر حالت یارانه ای دیده شود و عنوان گردد که دولت یارانه آن را می دهد، این اقتصاد رقابتی و آزاد و مطابق سیاست های ابلاغی اصل ۴۴ دیگر نیست و اقتصاد حمایتی است و شرکت، کارگزار دولت می شود. اما در یک نظام بنگاه داری اقتصادی درازمدت زمانی که در کنار مدیریت سرمایه گذاری و تولید و عرضه آن اندیشه مدیریت تقاضا و عرضه نیز سامان پیدا کرد، رغبت بخش خصوصی نیز بیشتر می شود و سرمایه گذاری برای ساخت و اصلاحات پالایشگاهی در کشور ادامه می یابد. ضمن این که باید به ظرفیت موجود مرتب اضافه شود که هر دو آن ها در کانال مدیریت تقاضا و مصرف مطرح می شود. در مدیریت و اداره صحیح اقتصاد می توان منافع ملی و بنگاهی را با هم دید. در نگاه به این جریان باید نگاه توأمان ملی و بنگاهی با هم باشد. چرا که چند صباح دیگر ممکن است کلیه پالایشگاه ها خصوصی شود و نگاه، نگاه بنگاهی شود. بنابراین منافع ملی و منافع بنگاه ها در تعامل پویا باید هم سنخ هم باشند. در ژاپن برای نمونه سازمان می تی (MITI) تمام بخش های خصوصی را در جهت تقویت اندیشه بنگاه داری حمایت می کند، اما این اندیشه بنگاه داری اقتصادی به دلیل حمایت های ویژه ملی که براساس قانون مندی از آن می شود در قالب قانون با منافع ملی هم سنخ شده است.

در تکمیل و نتیجه گیری بحث **حسن تاش** افزود: بنابراین پالایشگاه سازی می تواند با اهداف اقتصادی صورت گیرد اما از دید ملی آنچه که همه زنجیره را به هم می ریزد، افزایش مصرف است. پالایشگاه بندرعباس که با هدف صادراتی ساخته شد، رشد مصرف بالا آن را به سمت مصرف داخل تغییر داد، که از دید مصرف داخلی به دلیل دور بودن از بازار، مکان یابی صحیحی نداشت و

تقاضا و مصرف براساس رفع موازنه منفی و تحت پوشش منافع ملی و بنگاهی و برای توسعه کشور به کار می رود و پالایشگاه سازی با این عنوان انجام می شود، نباید به هیچ وجه و در هیچ شرایطی صورت مسئله که مدیریت مصرف و تقاضا است و روی دوم سکه تولید و عرضه بوده و امری فرابخشی است، پاک و فراموش شود. در غیر این صورت تمام پتانسیلی که در درآمد و منافع ملی و توسعه زیر بناها از به سطح زمین آوردن این دارایی و بالاتر بردن ارزش افزوده پیش بینی می شود از بین خواهد رفت.

اما در ادامه **نعمت زاده** نظر دیگری را مطرح کرد و گفت: با جنبه مدیریت مصرف موافق نیستم. شرکت پالایش و پخش به عنوان یک بنگاه دار مگر نباید به دنبال مصرف بیشتر باشد و باید در این قالب تبلیغ کند تا مردم بنزین بیشتر مصرف کنند. زمانی شما دولت هستید و زمانی تنها یک شرکت دولتی که تنها سهام آن متعلق به دولت است. ما باید هم چون هر بنگاه دار دیگر به دنبال احداث پالایشگاه و فروش بیشتر باشیم. در قانون جدید، مانع خام را به قیمت بین المللی می خریم و فرآورده را نیز به قیمت بین المللی می فروشیم و یارانه را دولت می دهد و نه بنگاه.

در تکمیل بحث **آقای** افزود: در بحث بنگاه داری اقتصادی، یک بنگاه تولیدی براساس ارزش افزوده حرکت می کند و حتی اگر در داخل نیز امکان فروش نداشته باشد در خارج فرآورده های خود را می فروشد. امر منطقی و پذیرفتنی است که کل تولید نفت خام کشور را تبدیل به فرآورده کرده و در داخل بدون یارانه و در خارج به قیمت بین المللی عرضه کنیم. اما وقتی به عنوان بنگاه نگاه می کنیم دیگر نباید به پتروشیمی و پالایشگاه برای نفت خام و یا خوراک در قالب تخفیف کمک شود. وقتی گفته می شود که

شرکت یک شرکت دولتی و به عنوان اجزای حکومت هست و خود را در خدمت منافع ملی می بیند، آنگاه یارانه ها معنای خاص دارد و دادن یارانه مشکل اقتصادی ما است. آخرین بررسی ها و مطالعات اصلاح پالایشگاه های کشور نیز تا قبل از سال ۱۳۸۲ انجام و طراحی و شروع فعالیت اجرایی آن از سال ۱۳۸۲ آغاز شده بود. در خصوص بنزین و گازوئیل و دیگر فرآورده ها، روند طراحی به گونه ای بود که ظرفیت پالایشی کشور به ۲/۷ میلیون بشکه در روز تا سال ۸۸-۸۹ می رسید. بنابراین در این مقوله باید نگرانی اصلی در مدیریت تقاضا و مصرف باشد و در نگاه بنگاه داری اقتصادی، دولت باید به اقتصاد



رو به توسعه اتفاق افتاده که آن‌ها را همگی متکی به دیزل کرده است، در عین حال که کشورهای روبه توسعه مقید به مسایل زیست محیطی نیز نیستند. بنابراین گازوئیل هم در بخش



حمل و نقل و هم گرمایی در هر دو گروه کشورهای صنعتی و در حال توسعه رشد مصرف خواهد داشت و بازارهای مناسبی خلق خواهد شد. اما از لحاظ زمانی ما زمانی درگیر بخش صادرات می شویم که بسیاری از بازارها اشباع شده و خیلی از پروژه‌ها قبل از ما وارد بازار شده‌اند و تنها برخی از بازارها هنوز دارای موازنه منفی است و احتمالاً با کسری مواجه‌اند. در خصوص بنزین یکی از بازارهای با موازنه منفی، بازار آمریکا است که در آن هم از لحاظ کیفیت برای ورود مشکل داریم. بازارهای دیگر، بازار آسیا، بازار جنوب شرق آسیا و به طور خاص بازار چین است که براساس برنامه‌هایی که اعلام کرده‌اند، چین تا ۲۰۱۵ خود صادرکننده بنزین می‌شود. هند نیز که به عنوان قطب تخصصی صادرات فرآورده، پالایشگاه‌های بزرگی ساخته است. بنابراین اولاً باید مطمئن شویم که قدرت رقابتی در بازار خواهیم داشت و اگر قصد ورود به بازار را داریم به چه نحوی وارد شویم تا منافع ما حداکثر گردد. چرا که در صادرات سیستم باید حداکثر راندمان را داشته باشد تا قدرت رقابت قیمتی داشته باشیم. حرکت به سمت بخش خصوصی در این حوزه قدم بسیار مهمی است که در شرایط فعلی ما با حالت بهینه آن فاصله زیادی داریم. همچنین ساختار تولید و مصرف کشور نیز باید با هم مطابقت داشته باشد. برای ورود به بازارهای صادراتی یک ساختار و فضای جدیدی باید تعریف شود که برای آن ایجاد تعامل بیشتر شرکت‌ها ضروری است. برای مثال می‌توان با عربستان و یا امارات به صورت یک هلدینگ سرمایه‌گذاری و توسعه پالایشگاهی عمل کرد و بازار را تقسیم کرد تا در بازارهای مختلف در دنیا منافع تقسیم شود که البته عملیاتی شدن آن مقوله مجزایی است. در غیر این صورت اگر ما بخواهیم وارد بازارهای صادراتی شویم، پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد که در آینده در بسیاری از قطب‌هایی که اکنون بازار بارونق هستند، ظرفیت مازاد ایجاد می‌شود و این مانع بزرگی برای سودآوری خواهد بود. اکنون نیز این ظرفیت مازاد است که صنعت پالایش را در طولانی مدت به خصوص در

اقتصاد طرح به هم می‌ریخت. این اتفاق می‌تواند در احداث پالایشگاه بعدی نیز تکرار شود، چرا که این پالایشگاه‌ها هم برای صادرات موقعیت مناسبی دارند اما برای بازار داخلی (در صورت نیاز) مکان صحیحی ندارند.

همچنین مشکل دیگر، نبود سازه‌های چون می‌تی است. شرکت پالایش و پخش اگر به عنوان یک بنگاه با نگاه حداکثر ارزش افزوده نگاه کند تا زمانی که فرآیند پالایش سودده باشد، ادامه می‌دهد و مدیریت مصرف هم وظیفه بخش دیگری است که آن بخش را مدیریت نماید. یکی از مشکلات کشورهای غربی در دهه ۷۰ با هدف گذاری کاهش مصرف انرژی همین بود، که چه سازه‌های و وظیفه پیاده‌سازی این امر را دارد. چرا که بنگاه‌ها انگیزه داشتند تا مصرف را بیش از پیش بالا ببرند و لازم بود تا سازه‌های دیگر وظیفه مدیریت مصرف را برعهده بگیرد. در کشور ما هم جایگاهی که به طور شفاف به این امر پرداختد وجود ندارد.

بهشتی در ادامه افزود: نگاه من قدری متفاوت است و در ابتدا از دید کتابخانه‌ای و بازار جهانی با این قضیه برخورد می‌کنم. ما اصولاً برای هر هدف سرمایه‌گذاری از لحاظ استراتژیک دو نگاه داریم. یا نگاه ما در پروژه‌های سرمایه‌گذاری، اعمال سیاست جایگزین کردن به جای واردات و یا توسعه صادرات است. اگر نگاه جایگزینی با واردات باشد، مسایل امنیتی، مدیریت بهره‌برداری، بهره‌وری پالایشگاه و بحث موازنه عرضه و تقاضا محصول در افق زمانی که مدیریت، پروژه را به انجام می‌رساند مطرح می‌شود و تعریف پروژه کاملاً با پروژه با قصد صادرات متفاوت است. در این شرایط ما در جایگزینی با واردات با توجه به پارامترهای گفته شده وارد نمی‌شویم. ضمن آن که اگر دید بنگاه‌داری داشته باشیم، باید سیستم را با کارایی کامل نگاه و اداره کنیم و اگر با منطق بنگاه‌داری دولتی نگاه کنیم منافع بنگاه باید همراه با منافع استراتژیک ملی باشد و بدانیم منطق و اصولی که شرکت را به عنوان یک شرکت دولتی تعریف کرده، به طبع محدودیت‌هایی را در فعالیت اعمال می‌کند، هر چند که محدودیت باید توسط دولت تعیین شود.

امادر تعریف پروژه‌های سرمایه‌گذاری پالایشی به منظور و به قصد صادرات در افق ۱۰-۲۰ سال آینده در برخی از بازارها همچون بازار آمریکا، بنزین اولین فرآورده مورد تقاضا است. اما در مجموع کل فرآورده‌ها، سوخت غالب گازوئیل خواهد بود، چون خیلی از کشورها و از جمله کشورهای اروپایی به سمت ماشین‌های دیزلی رفته و یک جابجایی صنعتی بین کشورهای صنعتی و کشورهای

توجیه اقتصادی، نیازمند احداث پالایشگاه برای تأمین همه نیازهای خود هستیم و برنامه ریزی‌ها باید براساس ظرفیت داخلی و تولید باشد. در سال ۱۹۶۷ از یک پالایشگاه در آمریکا



دیدن می‌کردم که به صورت مجتمع پتروشیمی پالایشگاهی بود و با این کار هزینه‌های حمل‌فرآورده را حذف کرده بودند و در صورتی که یکی مجتمع سوددهی کمتری داشت، دیگری با سود بیشتر سود کل مجموعه را ثابت نگه می‌داشت. از طرفی در کشور تبدیل کل نفت خام تولیدی کشور به مواد پتروشیمی به دلیل حجم سرمایه‌گذاری لازم، نمی‌تواند منطقی باشد و حتی اگر شرایط بهتر و امکانات تأمین فرآورده از بازار جهانی را داشته باشیم، می‌توان بخشی از نیاز داخلی را از آن محل تأمین کنیم. از طرفی ما دو منبع گازی دنیا را داریم و صنعت GTL اکنون در دنیا یک صنعت پیشرفته است که به ازای هر ۱۱ فوت مکعب گاز ورودی، ۶ فوت فرآورده با کیفیت دیزل و بنزین عالی و مابقی آب تولید می‌کند که با حجم منابع گازی کشور می‌تواند گزینه مناسبی باشد.

در تکمیل بحث، **نعمت زاده** ادامه داد: اولاً در خصوص فعالیت شرکت پالایش و پخش در قالب بنگاهی، با وجود آن‌که این شرکت در سال‌های گذشته تشکیل شده بود، اما به صورت دریافت کارمزد فعالیت می‌کرد که این نمی‌تواند بنگاه‌داری باشد. به همین دلیل برای فعالیت شرکت براساس توجیه فنی و اقتصادی، در قانون بودجه سال ۸۶ ذکر شد که شرکت ملی پالایش و پخش چه خصوصی و چه دولتی به صورت بنگاه اداره شود و نفت خام را به قیمت بین‌المللی خریداری و فرآورده را به قیمت بین‌المللی بفروشد. چرا که اصولاً ما اعتقاد داریم، پالایشگاه‌سازی یک امر انتفاعی و فرعی است و نباید از بودجه عمومی خرج این امر شود تا این صنعت مستقل شود. این امر سبب می‌شود تا اگر توسعه آن توجیه ندارد در آن سرمایه‌گذاری نشود. اما به اعتقاد من توسعه صنعت پالایش توجیه فنی و اقتصادی دارد که بانک‌های داخلی و خارجی با پذیرش رایانه تسهیلات، آن را تأیید کرده‌اند. در بخش پالایش سهامداران باید ۳۰ درصد سرمایه را داشته و ۷۰ درصد دیگر را وام بگیرند، که اکنون برای طرح‌هایی فعال همین سیستم انجام شده است که نشان از سوده بودن این صنعت است.

ایالات متحده غیر سودآور کرده است.

خسروی زاده گفت: با توجه به تجربه عملیاتی من در بخش

پالایشگاهی در جواب این سؤال که چرا دیگران می‌توانند پالایشگاه‌های اقتصادی داشته باشند و ما نمی‌توانیم، باید بگویم، این امر مرتبط با مسایل فرهنگی کشور است. خیلی از کارها را دیگران به خوبی انجام می‌دهند و مادر انجام آن‌ها بازمانده‌ایم. این مسأله امروز و فردای ما هم نیست و ریشه‌های فرهنگی دارد و حداقل عمریک یا دو نسل زمان لازم است تا این مشکل رفع شود، بنابراین اگر امروز هم شروع کنیم مدت‌ها طول می‌کشد تا بتوانیم این مسأله را حل کنیم. معمولاً پالایشگاه‌ها با برنامه ۳۳۰ روز کار در سال برنامه‌ریزی می‌شوند و یک تعمیرات سالانه دارند. از طرفی در مدت فعال بودن، پالایشگاه به دلیل مشکلات عملیاتی با ۱۰ درصد ظرفیت در مدار نیست و حداکثر ۹۰-۹۲ درصد، بیشتر از ظرفیت اسمی استفاده نمی‌شود. از طرفی پالایشگاه هزینه‌های سرمایه‌ای، استهلاک و جابجایی، انتقال نفت خام و پالایش را دارد. در عرف دنیا یک پالایشگاه را بعد از ۱۰ ساله مستهلک می‌کنند. چرا که در این بازه زمانی، تکنولوژی‌های جدیدی وارد بازار می‌شوند و از لحاظ اقتصادی پالایشگاه‌های قدیمی جوابگو نیستند و باید طی ۱۰ سال با یک بهره ۱۰ درصدی پالایشگاه مستهلک شود. در نتیجه، پالایشگاه ساختن به منظور صادرات برای ما مقرون به صرفه نیست و تنها در شرایطی که بیش از پیش‌بینی مصرف پالایشگاه بسازیم و قبل از رسیدن مصرف داخلی به ظرفیت پالایشی، صادرات داشته باشیم، سودآور است. ما با وجود داشتن مزیت‌هایی چون نزدیکی نفت خام و نیروی کار ارزان، باز هم راندمان بسیار پایین‌تری نسبت به دیگر کشورها داریم. در دوره‌ای ما برای فروش نفت خام در پالایشگاه‌های دیگر کشورها سرمایه‌گذاری می‌کردیم، پالایشگاه نفوس یکی از این پالایشگاه‌ها بود که نفت خام آن را ما تأمین می‌کردیم و بخشی از فرآورده‌های آن را می‌خریدیم. اما هندوستان در زمینه بازاریابی فرآورده‌های یک سابقه طولانی دارد که کشور ما این تجربه را ندارد و تا این کار را شروع کنیم و یاد بگیریم قدری دیر شده است و نمی‌توانیم با دیگر کشورها رقابت کنیم. البته هیچ کشوری در شرایط فعلی کشورمان، تأمین سوخت داخلی خود را منوط به خارج نمی‌کند و کشورهای کمتر توسعه‌یافته با ساخت پالایشگاه و خرید نفت خام، خود تأمین‌کننده نیازهای داخلی هستند. البته آمریکا و اروپا پالایشگاه‌سازی را متوقف کرده‌اند و امکانات لازم را دارند تا از بازار موجود نیازهای خود را تأمین کنند. بنابراین با توجه به مسایل ملی در شرایط فعلی، با توجیه و یا بدون

تخفیف خرید خوراک، صنایع پتروشیمی می توانند فرآورده های خود را به قیمت بین المللی بفروشند.

در بحث دیگر، که صدور نزدیک به ۳۰ مورد موافقت اصولی برای ساخت پالایشگاه و عدم استقبال نهایی بخش خصوصی مطرح شد، در صنایع پتروشیمی ما برای ورود بخش خصوصی، اعتمادسازی کردیم و پیشنهاد تأمین مطمئن خوراک، سهم شدن در احداث مجتمع و رفع مشکلات اداری را به آن ها دادیم و اکنون با گذشت چند سال به دلیل کوچک تر بودن واحدها تا سرمایه گذاری ۱۰۰ درصد بخش خصوصی در پتروشیمی پیش رفته ایم. همین روند را نیز ما در پالایشگاه ها به کار گرفتیم و اکنون در همه پالایشگاه های جدید سهم بخش پالایش و پخش زیر ۵۰ درصد است و سرمایه گذاری از شرکت های سرمایه گذاری داخلی و افراد حقیقی را جذب کرده ایم. در پالایشگاه آناهیتا شرکت پالایش و پخش ۴۵ درصد و صندوق بازنشستگی کل کشور ۲۵ درصد سهم دارند. در پالایشگاه بندرعباس نیز ۳۵ درصد سهام با خروج شریک خارجی به شستا واگذار شده است. طرح های توسعه ای را هم به صورت شرکت مستقل تعریف کردیم تا جدا از بحث خصوصی سازی و مجتمع های قدیمی بتوانیم سرمایه گذار جذب کنیم که پالایشگاه فارس، شهریار و خوزستان از این نوع است. اکنون نیز یک هیأت اروپایی در حال مذاکره برای خرید ۱۵ درصد سهام پالایشگاه ستاره خلیج فارس است که سرمایه گذاری طولانی مدت و حداقل با خواب سرمایه ۳-۴ سال است.

در خصوص GTL نیز زمانی که در پتروشیمی بودم مسئولیت پیگیری GTL را بر عهده داشتم و با شل مطالعه فنی و اقتصادی انجام شد که در فاز بعدی مطالعه پایه نیز جوابگو بود، اما عملاً با قیمت هایی که بعداً از سوی وزارت نفت برای گاز خوراک اعلام شد، طرح از توجیه اقتصاد برخوردار نشد. با ساسول هم مطالعه دیگری را شروع کردیم که تا نهایی شدن طرح، هیأت مدیره نفت سه بار قیمت گاز خوراک را تغییر داد و مصوبه نهایی نیز صادر نشد و کار ناقص ماند. در دولت جدید دوباره بحث کار بر روی GTL به پالایش و پخش، ابلاغ شد که به دلیل توجیه پذیر نبودن از دستور کار خارج شد. البته ساسول در قطر یک واحد ۳۰ هزار بشکه در روز GTL احداث کرد که اکنون فعال است. اما شل در قطر موفق نبود و قطری ها شرایط فروش گاز خود را تغییر دادند. الان هم با قیمت های پایین نفت خام

در بحث صادرات فرآورده نیز قطعاً یک واحد تولیدی به دنبال سود بیشتر است. اما در بازار کوچک حجم سرمایه گذاری و تولید پایین می آید و صرفه اقتصادی ندارد. در نتیجه باید وارد بازارهای خارجی شویم و حتی همچون مالزی تا ۹۰ درصد به صادرات بیندیشیم. اما برای کشور ما با مصرف بالا، حجم صادرات به مراتب کمتر خواهد بود. برای بنگاه دار هم به دلیل هزینه کمتر تبلیغات، انتقال و مزیت های رقابتی در مقابل رقبای خارجی، بازار داخلی شرایط ایده آل تری است، اما باز اکتفا به بازار داخلی به تنهایی کافی نیست. ما برای داشتن بازار مطمئن باید به فکر گستردگی بازار باشیم و آگاهانه وارد این بخش شویم. چرا که بازارهای جهانی به ما یاد می دهند که چگونه رقابت کنیم و مزیت ها را تقویت و ضعف ها را بر طرف کنیم.

البته من با مطالبی که برای ورود به بازار بین المللی عنوان شد، چندان موافق نیستم. در ورود به بازارهای بین المللی و رقابت یا باید تسلیم شویم و بگوییم که ما نه فرهنگ، نه مدیریت صحیح و نه راندمان بالا داریم و یا این که برای اصلاح خود هر چه زودتر شروع کنیم. بحث های مامدریتی و توانمندی در برنامه ریزی است. اکنون در کشور صنایع و کارخانه های فعال در عرصه بین المللی را داریم که با راندمان بالای ۹۰ درصد محصولات خود را به اروپا صادر می کند و مورد اعتماد طرف های خارجی هستند. برخی از صنایع پتروشیمی ما هم با وجود مدیریت دولتی با بیش از ۱۰۰ درصد ظرفیت اسمی کار می کند و محصولات خود را هم در داخل و هم به خارج عرضه می کند. در سال های قبل دولت ۳۰ درصد قیمت خوراک یارانه به صنایع پتروشیمی می داد و به طبع فروش فرآورده نیز تحت قیمت های تعیین شده بود. اما اکنون با تغییر قانون و حذف



بشکه در کنار آن احداث می کنند و همه با سرمایه گذاری بخش خصوصی انجام می شود. اما نکته جالب آن هانه تکنولوژی که مشابه آن را در ایران داشتیم بلکه توجه به این امر بود که آن ها با پیش بینی که از وضع بازار انجام داده و شناسایی منطقه ای که از لحاظ بازار صادراتی داشتند و از طرفی ظرفیت داخلی را هم پیش بینی کرده بودند، هیچ نگرانی برای ادامه سرمایه گذاری نداشتند. مشابه همین جمله را در ادمونتون کانادا در بازدید از یک پالایشگاه گفتند که همه این امور را در نظر گرفته اند و با هزینه حمل و نقل تا بندر ونکوور و با قوانین داخلی و قیمت رقابتی و صادراتی با تأکید به صادرات و تأمین مصرف داخلی کار مدیریت بنگاه داری را اقتصادی سامان داده اند.

اما در مصرف داخلی نگرانی من پابرجا است. چرا که ما دو جنبه بنگاه داری اقتصادی و نگاه دولتی را با هم مخلوط کرده ایم و نقش دولت و بنگاه خلط شده است. نفت خام در هیچ کجای دنیا مصرف مستقیم نمی شود و باید چه به شکل دولتی و یا خصوصی آن را تبدیل به فرآورده کرد که فرآیندی می تواند و ضروری است که سودده باشد و می توان همان طور که برای نفت خام بازاریابی می کنیم در پالایش نیز با بهترین تکنولوژی و بالاترین لیسانس و پیش بینی درست از بازار بین المللی و سهم داخلی کشور ارزیابی دقیقی داشته باشیم. اما اکنون این بخش در کشور ما فراموش شده و نگرانی بزرگ ما است. البته در بنگاه داری مفاهیم خاصی مطرح است. زمانی که یک بنگاه تحت حمایت است و ۱۰ درصد در قیمت نفت خام خوراک آن تخفیف می دهیم، دیگر در هیچ کجا به این فرآیند بنگاه داری گفته نمی شود و این نوعی حق العمل کاری است که در آن به اصول بنگاه داری عمل نمی شود. البته این حرکت، زمینه

توجیه اقتصادی پروژه های GTL کامل تغییر کرده است. شل در پروژه GTL قطر انتظار سرمایه گذاری ۲۵ هزار دلار برای هر بشکه داشت که این مبلغ الان به ۴۵ هزار دلار رسیده است و برخی از مقامات قطری سقف سرمایه گذاری را نزدیک ۶۰ هزار دلار برای هر بشکه عنوان می کردند که دلیل اصلی آن بالا رفتن قیمت های پیمانکاری بود. بنابراین با شرایط فعلی پیشنهاد می کنم که GTL را دنبال نکنیم، چرا که با قیمت های بالای گاز اعلامی وزارت نفت، پروژه اقتصادی نیست.

در خصوص مدیریت تقاضا نیز باید در کشور در سطح ملی تصمیم گیری شود. راه حل اول، عرضه فرآورده ها با قیمت تمام شده و واقعی است که به اعتقاد شخصی من حتی تا سطح قیمت های واقعی نمی توان چندان در تقاضا تأثیری گذاشت. راه حل دوم، روش های قهری و سهمیه بندی است که در کوتاه مدت یک روش خوب است. اما متأسفانه با سهمیه ۱۲۰ لیتر در ماه برای خودروهایی شخصی فایده چندان ندارد. ما به دولت سهمیه ۸۰ لیتری را پیشنهاد دادیم و معتقد بودیم که برای ۷۰ درصد مردم ۸۰ لیتر کافی است و بقیه نیز بسته به نیاز خود می توانند بنزین آزاد بگیرند که پذیرفته نشد. اما مجلس برای سال آینده در نظر دارند تا کل واردات بر مبنای قیمت تمام شده عرضه شود و دولت برای بنزین وارداتی یارانه پرداخت نکند.

در ادامه بحث آقای گفت: هم زمان با برخی از برنامه های اصلاحات پالایشگاهی که در برنامه سوم دیده شد و سه پالایشگاه جدید که در برنامه سوم اضافه شد، بازدید از پالایشگاه ریلینس هندوستان داشتم. دوره سال های ۷۵-۸۵ دوران رکود ساخت پالایشگاه های جدید در بیشتر نقاط دنیا به دلیل سود کم پالایشگاهی

بود. این پالایشگاه در سال ۱۳۸۱، ۴۵۰ هزار بشکه در روز ظرفیت پالایشی داشت و برای این حجم ۶۷ میلیارد دلار سرمایه گذاری کرده بودند. فرآورده های خروجی آن نیز شامل ۲۰ درصد بنزین، عمده آن میان تقطیرها، ۸ درصد نفتا و مابقی نفت کوره و کک بود. در جلسه ای که با مدیر عامل پالایشگاه داشتیم، علت سرمایه گذاری آن ها طی سال های ۱۳۷۴-۱۳۸۰ که همراه با رکود قیمت های نفت خام و سود ضعیف در صنعت پالایش بود را در میان گذاشتیم. مدیر عامل پالایشگاه عنوان کرد که طی دو سال آینده ظرفیت پالایشگاه را به ۶۷۰ هزار بشکه در روز خواهند رساند و بعد از آن نیز یک واحد مشابه با ظرفیت ۶۷۰ هزار



که اگر ما آن‌ها را انجام دهیم، مشکل کمبود بنزین داخل را حل می‌کنیم. همچنین با وجودی که ما اکنون در داخل کشور کارخانجات نمونه‌ای را داریم، اما اکثریت کارخانجات و صنایع ما راندمان پایینی را دارند و مسایل اصلی ما این است. بنگاه‌داری زمانی مطرح است که بنگاه مستقل باشد، از دولت یارانه نگیرد و سود و زیان آن با خودش باشد. این مشکلات رفع شدنی است اما زمان بسیار طولانی نیاز دارد.

در ادامه بحث **بهشتی** افزود: در واقع بنگاهی که وارد بازار جهانی شده و رقابت می‌کند از قبل باید خصوصی شده و با هزینه خودش وارد بازار



شود و در این اصل تردیدی نیست. اما به نظر شما تا چه حد این امر در داخل مستمر و جدی خواهد بود. از نظر مقیاس اقتصادی نیز مقیاس‌های کوچک در پالایش سودده نیست و باید مقیاس به حد متعادل و کارا برسد تا اقتصادی شود. اما به خاطر داشته باشیم که مدیریت‌های بزرگ در کشور ما هم عملی نیست و ما نباید چشم خود را بر واقعیت‌ها ببندیم. در تمام جاهایی که مدیریت بزرگ بوده در کشور مسأله داشته‌ایم و به جای آن که تجربه آمریکا که نه سیاست ساخت و توسعه بلکه تعدیل هزینه با تقسیم کار و تعدیل بازار است را به کار ببندیم، مدیریت‌های بزرگ را هدف قرار داده‌ایم. آن‌ها پالایشگاه‌ها را ادغام و یا موازنه منطقه‌ای کرده‌اند و در حجم سرمایه‌گذاری برای تولید بنزین بسیار محدود، با تعدیل هزینه باعث بهبود کارایی شده‌اند. بنابراین یک مسأله وجود قابلیت‌ها است که امکان رقابت را داریم یا نه و بحث دیگر شرایط محیطی حاکم بر صنعت کشور است. این روند ظرفیت‌سازی که در دنیا در حال انجام است (هند، خاورمیانه و چین) صنعت را به سمت مازاد ظرفیت سوق می‌دهد و علت زیان‌ده بودن صنعت پالایش در آمریکا طی چند سال اخیر نیز همین پدیده بوده است. البته در شرایط ظرفیت مازاد، قدرت در قیمت‌گذاری و نقش مؤثر در بازار به عنوان عامل قیمت‌گذاری باعث خواهد شد تا این کشورها سود ببرند. اما با ظرفیت مازاد در کل دنیا و با در نظر گرفتن قابلیت‌های ما، رقابت مشکل است. در اقدامات مکمل باید فضایی تعریف شود که به سطح منفعت بیشتری برسیم و پیشنهاد می‌دهم که در یک شرکت بین‌المللی با دیگر کشورهای منطقه به خصوص عربستان یک همکاری مشترک داشته باشیم و در بازارها حضور مشترک پیدا کنیم تا احتمال تضمین سرمایه بیشتری داشته باشیم و در تولید و

سرمایه‌گذاری داخلی را می‌تواند فراهم کند اما یارانه دو طرفه توجیه فنی و اقتصادی ندارد و در نگاه بلندمدت باید منافع ملی و بنگاه‌داری کامل دیده شود. ضمن این که امکان ندارد بتوان تنها با قیمت، منافع ملی را حفظ کرد. وقتی قیمت را واقعی کنیم اما حمل و نقل عمومی مناسبی نداشته باشیم و دیگر راه کارها را نبینیم، ۱۰ درصد مصرف بنزین هم کم نمی‌شود. الان در آلمان با ۶۰ میلیون خودرو و ۹۰ میلیون لیتر در روز مصرف بنزین دارند ولی ما با ۸ میلیون خودرو نزدیک ۷۵ میلیون لیتر بنزین مصرف می‌کنیم. چرا که آنجا سرمایه‌گذاری که برای بخش حمل و نقل عمومی کرده‌اند، جوابگو است. در کشور ما به جای آن که مسایل نرم‌افزاری حل شود، سخت‌افزاری حل می‌کنیم اما در مدل علمی توسعه، سخت‌افزار در خدمت نرم‌افزار است و اگر وجوه مختلف را در خدمت توسعه نداشته باشیم همه امکانات بر باد می‌رود.

خسروی زاده در تکمیل بحث گفت: سال ۷۷-۷۸ بود که آقای

فروزنده مدیر عامل بنیاد مستضعفان یک سرمایه‌گذار را برای احداث پالایشگاه با هدف مصرف داخلی و مابقی برای صادرات دعوت کرده بود ولی ما گفتیم که ما سه پالایشگاه میعانات گازی ۱۲۰ هزار بشکه‌ای در روز در حال ساخت داریم که ۴۵-۵۰ درصد تولید آن‌ها بنزین است. پالایشگاه‌های اصفهان و اراک را در حال اصلاح و به‌روزرسانی داریم، همچنین پالایشگاه نفت سنگین بندرعباس را در حال ساخت داریم و زمانی که پالایشگاه شما وارد مدار عملیاتی شود، کشور مقادیر متناهی بنزین مازاد برای صادرات دارد. در نتیجه سرمایه‌گذار را رد کردند. ولی از آن روز تاکنون برنامه‌های اصلاحات و به‌روزرسانی پالایشگاه‌ها تغییر نکرده و فقط عدد سرمایه‌گذاری‌ها تغییر کرده است و هنوز هم می‌گوییم

کشور بود. بدین معنی که وقتی از سال ۸۳ به بعد قیمت نفت خام افزایش یافت، متناسب با آن قیمت قیر و روغن موتور نیز در سطح منطقه‌ای افزایش پیدا کرد و حتی در سال ۸۵ قیمت منطقه‌ای قیر به ۳-۴ برابر قیمت سال ۱۳۸۳ رسید ولی به دلیل قانون تثبیت نرخ‌ها، قیمت مواد اولیه و قیر و روغن تولیدی کارخانجات روغن سازی و قیرسازی خصوصی در داخل افزایش نیافتند و با صادراتی که آن‌ها می‌کردند به یمن قانون تثبیت نرخ‌ها، سودهای سرشاری نصیب این بخش‌های خصوصی شد. اما اگر بخش خصوصی کل پالایشگاه اصفهان شامل قیر و روغن را تحویل می‌گرفت، از لحاظ سود پالایشی منطقه‌ای بود که ارزش افزوده بر روی روغن سازی، بالانس ارزش افزوده پالایشی را بالاتر می‌برد اما متناسب با افزایش زیاد ارزش افزوده قیرسازی و روغن سازی به صورت جداگانه نبود.

در ادامه نیز **نعمت زاده** افزود: از حدود ۷-۸ سال پیش دو پالایشگاه موافقت اصولی از وزارت نفت داشت که یکی در گلستان و دیگری در نکاء بود تا توسط بخش خصوصی ساخته شود. در خصوص خوراک نیز نفت خام مازادی در کشورهای حوزه دریای خزر وجود دارد که اگر سرمایه‌گذار بخواهد آن را به مسافت‌های دور برسد، هزینه بر خواهد بود و با ایجاد یک مصرف مازاد در نزدیکی آن می‌توان از مزیت خط لوله سوآپ استفاده کرد. در این طرح بررسی فنی و اقتصادی را خودمان انجام دادیم که توجیه‌پذیر بود و الان در مرحله مطالعه پایه، انتخاب و انتقال زمین به طرح هستیم تا با مشخص شدن بخش خصوصی علاقه‌مند، کار شروع شود. ما عادت کرده‌ایم که در خانواده شرکت نفت با یک مصوبه، خوراک تضمین شود. اما برای خوراک این پالایشگاه بالقوه خوراک وجود دارد و حداقل ۲ میلیون بشکه نفت در دریای خزر طی چند سال آینده باید خارج شود و با توجه به تأمین بخشی از خوراک پالایشگاه‌های تبریز و تهران از خط لوله سوآپ، پیش‌بینی می‌شود که حدود ۳۰۰ هزار بشکه خوراک تأمین است.

ما ایرانی‌ها فکر می‌کنیم که باید در دنیا هیچ کس سرمایه‌گذاری نکند تا هر وقت ما پول داشتیم سرمایه‌گذاری کنیم. اما در دنیا این گونه نیست. زمانی در عسلویه دو طرح پتروشیمی را مصوب و شروع کردیم و در مقابل سایبک عربستان دو طرح خود را با وجود مصمم بودن حذف کرد. اما حالا که ما جلو نمی‌رویم دوباره شروع کرده و این هم طبیعی است و هر کس سریعتر وارد بازار شود برنده است.

بهره‌برداری از ظرفیت‌ها نیز منطقی‌تر و اقتصادی‌تر عمل کنیم. **حسن تاش** در تکمیل بحث و رفع نکات مبهم گفت: اما چند سؤال مطرح است. اول آن که براساس برخی از مطالعاتی که در مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی و معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت انجام شده، پالایشگاه‌های قدیمی ما زیان‌ده بوده است. آیا با برنامه‌های اصلاحی در حال انجام، این مشکل برطرف خواهد شد؟ همچنین یکی از پالایشگاه‌های تعریف شده جدید، پالایشگاه نکاء (کاسپین) است که بیشتر بر مبنای نفت خام آسیای میانه طراحی شده است. آیا برای نفت خام خوراک آن حداقل تضمینی ۱۰ ساله از سوی آن کشورهای این ناحیه وجود دارد؟ سوّم این که، در برنامه سوّم توسعه بابت بخشی از بدهی‌های دولت به سازمان تأمین اجتماعی و صندوق بازنشستگی، روغن سازی و قیرسازی‌های بعضی از پالایشگاه‌ها مجزا و به این بخش‌ها داده شد، حال با توجه به این که پالایشگاه‌های ما به صورت پکیج طراحی شده بود و ورودی و خروجی‌های متنوعی داشتند، به نظر شما این کار منطقی بود؟ و آیا بهتر نبود برای ایجاد محیط رقابتی در داخل کشور و بالا بردن بهره‌وری، یک پالایشگاه مشخص را به این بخش‌ها واگذار می‌کردند؟ انجام این کار چه مشکلاتی را برای کشور به وجود آورده است؟

در ادامه **آقای** گفت: در پاسخ به سؤالات مطرح شده، در مطالعه‌ای که بدین منظور انجام شد، مشخص شد حتی در سال ۸۲ که سود پالایشگاهی کم بود، پالایشگاهی همچون پالایشگاه آبادان با ۴۳ درصد نفت کوره تولیدی بر مبنای نفت خام با قیمت فروش در خارگ و فروش فرآورده براساس قیمت فروش در خلیج فارس و هزینه‌ها و نیروی انسانی ایرانی، اقتصادی بود. در نتیجه دیگر پالایشگاه‌ها نیز به طبع اقتصادی بودند. درخصوص واگذاری بخش‌هایی از پالایشگاه‌ها نیز با توجه به تأکید و مصوبه دولت و بحث خصوصی سازی، این کار انجام شد که با توجه به جهت‌گیری مصوبه و به خصوص قانون تثبیت نرخ‌ها، اگر این بخش‌ها به جای این بخش‌های روغن سازی و قیرسازی، کل پالایشگاهی همچون پالایشگاه اصفهان را تحویل می‌گرفتند سود کمتری از روغن سازی نصیب آن‌ها می‌شد. چرا که قانون تثبیت نرخ‌ها، ماده ۷۱ قانون تنظیم بخشی از تنظیم مقررات دولت را پوشانده بود. چرا که ماده ۷۱ مذکور قیمت فرآورده‌های ویژه تقطیر روغن و قیر را به سطح قیمت منطقه‌ای و بدون یارانه رسانده بود که تثبیت نرخ‌ها از سال ۱۳۸۳ این قیمت‌ها را در قیمت سال مذکور تثبیت کرد و این ضرری برای منافع مالی نظام اقتصادی

تأثیر بحران مالی و اقتصادی جهان بر بازار نفت

مصاحبه با دکتر جلالی
نایینی - کارشناس
برجسته بازار انرژی و
مشاور سازمان اوپک و
مؤسسه مطالعات
بین‌المللی انرژی
(بخش دوم)



هرچه بر عمق بحران مالی و اقتصادی جهان افزوده می‌گردد ابعاد متنوع‌تری از این پدیده برای جهان مشهود می‌گردد. در این میان به نظر می‌رسد که یکی از بازارهایی که بیش از همه از این بحران آسیب‌دیده بازار نفت باشد. کاهش شدید قیمت‌های نفت علیرغم تلاش‌های کشورهای صادرکننده در جهت کاهش تولید یکی از پدیده‌هایی بوده که در چند ماه گذشته مشاهده شده است. اقتصاد انرژی به دلیل اهمیت این موضوع و روشن شدن ابعاد آن برای خوانندگان محترم این نشریه به مصاحبه با دکتر جلالی نایینی کارشناس برجسته اقتصادی و مشاور سازمان اوپک و مؤسسه مطالعات بین‌المللی پرداخته است. بخش نخست این مصاحبه در شماره ۱۰۹ به سمع و نظر خوانندگان محترم رسید. اکنون در این شماره بخش دوم این مصاحبه در اختیار خوانندگان قرار می‌گیرد.

مصاحبه‌کننده: محمد امین نادریان

با توجه به بحران اقتصادی حاکم بر جهان، این بحران از طریق چه کانال‌هایی بر بازار نفت تأثیر می‌گذارد؟

یک کانال تأثیرگذاری، سطح فعالیت‌های اقتصادی است. در مواقعی که رشد اقتصادی جهان کاهش پیدا می‌کند و یا منفی می‌شود، مصرف انرژی در بخش‌های صنعتی و خانگی کاهش می‌یابد. با توجه به این که بخش حمل و نقل به شدت به مصرف حساس است و شدت مصرف نفت (بنزین) این بخش بیشتر از بقیه بخش‌هاست؛ با کاهش سطح فعالیت‌های اقتصادی (GDP)، تقاضای نفت در بخش حمل و نقل به شدت بیشتری کاهش می‌یابد. رکود در بخش حمل و نقل منجر به کاهش تقاضای فرآورده‌های نفتی شده و نهایتاً باعث کاهش تقاضای نفت خام و افت قیمتی آن می‌شود. در

واقع از کانال سطح فعالیت‌های اقتصادی و تقاضای نفت است که در سیکل‌های رشد اقتصادی جهان و چرخه‌های رونق اقتصادی، قیمت‌های نفت افزایش می‌یابد و در دوره‌های افت فعالیت اقتصادی و چرخه اقتصادی رکودی، قیمت‌های نفت کاهش می‌یابند.

کانال دیگر که تأثیر زائل‌شونده و کوتاه‌مدت‌تری دارد، نقش بورس‌بازان و سوداگران فعال در بازار نفت است. با کاهش قیمت‌های نفت انتظارات سوداگران تغییر کرده و رفتار آن‌ها در بازار نفت عوض می‌شود. این تغییر رفتار سوداگران می‌تواند در برهه‌های کوتاه زمانی باعث افت بیشتر قیمت‌ها شود.

با کاهش بهای نفت، سرمایه‌گذاری در صنعت نفت نیز کاهش یافته و پروژه‌های ظرفیت‌سازی کمتر می‌شود و یا به تأخیر می‌افتد. در دوره کنونی که ریسک مالی پروژه‌ها افزایش یافته و

بودیم منسوخ شده است. به تعبیر دیگر باید گفت بعضی از استراتژی‌ها و یا برنامه‌های تجاری در بخش مالی دوره‌اش گذشته است. شما می‌دانید که ساختار آنچه که به وال استریت معروف بود دیگر آن وال استریت سابق نیست، زیرا بانک‌های سرمایه‌گذاری که شاخصه وال استریت در چند دهه گذشته بودند یا از بین رفته‌اند و یا تبدیل به یک بانک جامع‌تر مانند بانک تجاری شده‌اند. فرق بانک‌های تجاری با بانک‌های سرمایه‌گذاری در این است که بانک‌های سرمایه‌گذاری از طریق استقراض و گرفتن اعتبارات منابع مالی جذب می‌کنند اما بانک‌های تجاری از طریق سپرده‌ها هم می‌توانند جذب منابع کنند. اما با وقوع بحران مالی و خشک شدن نقدینگی در بازارهای استقراری به بانک‌های سرمایه‌گذاری این مجوز داده شد که بتوانند سپرده‌گذاری جذب کنند تا بتوانند بخش بدهی ترازنامه‌شان را متنوع کنند و بر مشکلات مالی خود فایق آیند.

اظهارات شما نشان می‌دهد که وضعیت آینده بحران مالی و اقتصادی جهان نقشی کلیدی در میزان تأثیر آن در ابعاد مختلف دارد. به نظر شما بحران مالی و اقتصادی بوجود آمده در جهان تا چه زمانی ادامه پیدا خواهد کرد؟

من فکر می‌کنم بحران اقتصادی حداقل تا اواخر سال ۲۰۰۹ ادامه یابد. طبق پیش‌بینی‌ها در فصل اوّل سال ۲۰۰۹ وضعیت اقتصادی جهان بحرانی‌تر از سال ۲۰۰۸ خواهد شد و این وضعیت نامناسب تا اواسط سال ۲۰۰۹ ادامه خواهد یافت. طبق آخرین پیش‌بینی IMF، نرخ رشد تولید ناخالص داخلی در جهان ۵٪ در سال ۲۰۰۹ خواهد بود و این پائین‌ترین نرخ رشد از سال ۱۹۴۵ (پایان جنگ جهان دوم) تا کنون است. از فصل سوم سال ۲۰۰۹ اقتصاد وارد شرایط تثبیت شده و در اواخر این سال اقتصاد جهانی باروندی آهسته در فرآیند بهبود (Recovery) قرار می‌گیرد. پیش‌بینی غالب صاحب‌نظران هم همین است که عرض کردم.

آقای دکتر با اجازه شما با مروری بر ابعاد مختلف بحران اقتصادی به عوارض آن در بازار نفت تأکید بیشتری خواهیم داشت. نخستین سؤالی که در اینجا مطرح است این می‌باشد که چرا علی‌رغم تصمیمات و اقدامات اوپک برای کاهش تولید، قیمت‌های نفت روند کاهشی خود را همچنان ادامه می‌دهند؟ لطفاً علت این واقعه و همچنین دلایل کاهش قیمت‌ها را توضیح دهید.

به اعتقاد بنده اوپک می‌دانست که میزان کاهش تولید توافقی در اجلاس سپتامبر ۲۰۰۸ برای جلوگیری از کاهش قیمت‌ها کافی نیست اما از آنجایی که قصد داشت سطح قیمت‌ها کاهش یابد چنین تصمیمی را اتخاذ کرد و به میزان کافی تولید خود را کاهش نداد. در آن زمان بین اعضا اوپک اختلاف نظر وجود داشت. کویت و عربستان نظرشان این بود که برای فرار از انگشت اتهام غرب، که اوپک را به دلیل قیمت‌های بالای نفت عامل تشدیدکننده بحران

محدودیت‌های اعتباری نیز عرضه و ام برای سرمایه‌گذاران را کاهش داده امکان انجام سرمایه‌گذاری در صنعت نفت را با مشکلات جدی مواجه کرده است. این یکی دیگر از کانال‌های تأثیرگذاری بحران اقتصادی بر بازار نفت می‌باشد که آثار آن برخلاف کانال‌های قبلی بر عرضه و قیمت نفت در افق طولانی مدت تری بروز می‌کند.

آیا این بحران اقتصادی می‌تواند بر روند جهانی شدن تأثیر گذاشته و باعث دخالت بیشتر دولت‌ها در امور اقتصادی کشورها شود و از این طریق هم بازار نفت را متأثر کند؟

وقتی بحران، خصوصاً در ابعاد کنونی اتفاق می‌افتد یک موقعیت خطیر و اضطرابی پیش می‌آید و چون ورود نقدینگی به بازارها محدود می‌شود، مکانیسم بازار به طور روان عمل نمی‌کند بر این اساس دولت‌ها نمی‌توانند مانند شرایط رونق بر اساس مکانیسم بازار آزاد عمل کنند اینجاست که بحران محرک سیاست‌ها و یا روش‌هایی می‌گردد که با مکانیسم بازار آزاد متفاوت است. از منظر تاریخی در شرایط بحران بسیاری از کشورها سعی می‌کنند جلوی واردات را گرفته و صادرات‌شان را تشویق کنند که به آن سیاست beggar thy neighbor گفته می‌شود. در این برهه (بحران اقتصادی کنونی) هم این نگرانی مطرح بود و در نشست‌های مختلف، سران کشورهای G۷ و اروپائی توجیه کردند که در صورت مواجه شدن با رکود، کشورها اقدامی انجام ندهند که بحران را به کشور یا کشورهای همسایه منتقل کند. برای روشن‌تر شدن بحث یک مثال می‌زنم. فرض کنید کشوری به خاطر افت تقاضای کل با بیکاری بالا مواجه شده است. حال اگر این کشور برای حل مشکل خود و کاهش بیکاری، به صادرات سوبسید دهد و صادرات خود را بالا ببرد و با وضع تعرفه بر واردات از حجم کالاهای وارداتی به کشورش بکاهد می‌تواند تقاضای داخلی را بالا ببرد اما با این اقدام باعث کاهش تقاضا برای سایر کشورها شده و از این نظر فشار رکودی خود را به دیگران منتقل کرده است. هر چند دولتمردان در شرایط بحران ادعا می‌کنند که دست به چنین اقداماتی نمی‌زنند اما این رویکرد مایه عملی می‌شود و سیستم بازار و تجارت آزاد تحت تأثیر قرار می‌گیرد و لذا قلمرو عملکرد بازار مخدوش می‌شود. به طور خلاصه باید بگویم که اگر بحران ادامه دار باشد و عمیق‌تر شود بعید نیست که روند جهانی شدن را مختل و یا متوقف کند. اگر دوره رکود شدید و طولانی مدت باشد تأثیر قابل توجهی بر روند جهانی شدن خواهد داشت.

با این اوصاف به نظر شما بحران اقتصادی حاکم بر جهان موجب بروز تغییرات ساختاری در اقتصاد جهان نمی‌شود؟

بحران مالی اخیر نشان داد که الگوی نظام بانکی همه‌جانبه آلمانی‌ها و اروپایی‌ها نسبت به الگوی بانک‌های سرمایه‌گذاری آمریکا موفق‌تر عمل کرده است. چنین به نظر می‌رسد که الگوی بانک‌های سرمایه‌گذاری آمریکا به صورتی که در دهه گذشته شاهد

نفت افت پیدا کند. علاوه بر این، پیش بینی هائی که حکایت از بهبود شرایط اقتصادی اروپا و آمریکا و برگشت وضعیت اقتصادی آن ها داشت نیز محقق نگردید که این موضوع نیز تأثیر منفی خود را بر سطح قیمت های نفت گذاشت. مجموع این عوامل باعث شده است که عوامل بنیادین در بخش نفت ضعیف گردند و قیمت ها را در حدود ۳۷-۴۲ دلار در هر بشکه برای سبد نفتی اوپک نگه دارند.

شما علت روند نزولی قیمت های نفت را علی رغم تصمیمات اوپک برای کاهش تولید، کافی نبودن میزان کاهش ها می دانید. به نظر شما آیا تخلف اعضا اوپک از سهمیه شان در این مدت بر کاهش سطح قیمت ها مؤثر نبوده است؟

البته تأثیر دارد. موفقیت تصمیمات اوپک برای مقابله با کاهش سطح قیمت ها به دو موضوع بستگی دارد: اول تشخیص میزان عرضه مازاد بازار و تصمیم برای حذف این میزان مازاد از بازار و دوم میزان تعهد و پایبندی اعضا به تعهدات خود. در رابطه با مورد اول در سؤال قبلی توضیح دادم اما در مورد دوم باید بگویم همیشه موقعی که مازاد ظرفیت تولید بین اعضا اوپک وجود داشته باشد و اوپک تصمیم به کاهش عرضه و پایین آوردن سهمیه ها کرده، درجه التزام اعضا به تعهداتشان کمتر از صدد درصد بوده است. تجربه سالیان گذشته نشان می دهد در چنین شرایطی مقدار پایبندی اعضا به تعهداتشان به طور میانگین ۷۵ درصد بوده است. البته در این دوره به نظر می رسد که درجه التزام بیش از حد انتظار بوده است. من فکر می کنم که اگر اوپک به میزان کافی تولید خود را کاهش دهد و اعضا به تعهدات

خود پایبند باشند ظرف سه ماه آینده روند کاهشی قیمت ها تغییر کرده و به تدریج افزایشی خواهد شد.

طی سالیان گذشته تئوری های متفاوتی در رابطه با اوپک و چگونگی رفتار آن مطرح شده که شاید هم اکنون بسیاری از آنان از درجه اعتبار ساقط شده اند. اما یکی از این تئوری ها که با توجه به شرایط فعلی حاکم بر بازار نفت ممکن است مطرح شود تئوری هدف درآمدی است. بر اساس این تئوری کشورهای عضو اوپک میزان درآمد معینی را برای تأمین مخارج بودجه و توسعه ای خود در نظر گرفته و میزان درآمدهای حاصل از فروش نفت خود را بر اساس آن برنامه ریزی می کنند. از این رو هرگاه که قیمت های نفت کاهش می یابد اعضا سعی می کنند تا با تولید بیشتر به هدف درآمدی خود برسند. نتیجه چنین واکنشی از سوی اعضا به عرضه بیشتر نفت و کاهش هر چه بیشتر سطح قیمت ها منتهی می شود. به نظر شما در این سطح پایین قیمت ها چنین نگرشی در بین اعضا اوپک وجود

اقتصادی می دانستند، باید قیمت ها را کاهش دهند و از بالای ۱۰۰ دلار به حدود ۷۵-۸۰ دلار برسانند. اما ایران و ونزوئلا مخالف کاهش قیمت ها بودند و قیمت بالای ۱۰۰ دلار را مناسب می دانستند که نهایتاً در اجلاس سپتامبر به این اجماع نرسیدند. بنابراین میزان کاهش تولید اوپک در اجلاس سپتامبر برای تثبیت قیمت ها در سطوح بالاتر کافی نبود و لذا توانست جلوی کاهش قیمت های نفت را بگیرد. از همان موقع این تحلیل نیز مطرح بود که تقاضا برای نفت کاهش خواهد یافت و بنابراین پیش بینی می شد که اوپک برای نگه داشتن قیمت ها باید عرضه اش را بیشتر کم کند که این کار را مجبور شد بعداً انجام دهد.

در سپتامبر و اکتبر با تشدید بحران مالی، به یک باره عمق رکود اقتصادی بیشتر عیان شد و انتظارات تقاضا برای نفت روند نزولی



یافت. اگر توجه کنید پس از آن زمان به تدریج پیش بینی های ارائه شده در خصوص تقاضای سال آینده نفت کاهش داده می شد. لذا افت تقاضای نفت بیش از حد پیش بینی آن موقع بود. در اجلاس الجزایر اوپک متوجه شد که مقدار کاهش عرضه برای متناسب شدن با تقاضا مقدار قابل توجهی است و بر این اساس کاهش قابل توجه تولید (۷۵ میلیون بشکه در روز) را تصویب کرد. اما ظرف این مدت مازاد عرضه نسبت به تقاضا باعث افزایش سطح ذخیره سازی ها و پر شدن انبارهای نفتی شده است. ظرف هفته های اخیر به طور متوسط هر روز به میزان ۷۵ نفت کش، نفت انبار و ذخیره شده است. اگر سطح ذخیره سازی ها به حدی برسد که رفته رفته باعث پر شدن انبارها و کامل شدن ظرفیت آن ها شود آنگاه در کوتاه مدت قیمت ها بسیار کاهش خواهد یافت. به طور خلاصه، کاهش دور از انتظار تقاضای نفت و انباشت سطح ذخیره سازی ها باعث شد که قیمت

دیگر تقاضا و سطح ذخیره سازی ها هستند. تقاضا تابعی از پیش بینی وضعیت آینده اقتصاد جهان است. اگر مازاد عرضه در بازار وجود داشته باشد نفت مازاد در انبارها ذخیره شده و سطح ذخیره سازی ها افزایش یافته و باعث کاهش بهای نفت می شود. در شرایط فعلی بازار نفت در حالت کنتانگو (پس بهین) قرار دارد و منحنی های قیمتی آتی نشان می دهند که قیمت ها در آینده در سطح بالاتری خواهند بود. به عبارت دیگر پیش بینی می شود که به هر علتی، قیمت ها در آینده افزایش خواهند یافت. یک علت بروز پدیده کونتانگو می تواند تصمیمات اوپک برای کاهش عرضه نفت و در نتیجه کاهش تدریجی سطح ذخیره سازی ها در طول ماه های آینده باشد. در اوایل ماه فوریه با انتشار آمار میزان عرضه نفت اوپک مشخص می شود که اعضای اوپک به چه میزان به تعهدات خود برای کاهش سطح تولید که قرار بوده از ماه ژانویه اعمال کنند پایبند بوده اند. اطلاعات موجود حاکی از آن است که درجه تعهدات اعضای اوپک به سهمیه ها بهتر از حد پیش بینی ها بوده است. رفتار اوپک برای بازار یک عامل کلیدی محسوب می شود. اگر آمارها نشان دهد که عرضه نفت کم شده و درجه التزام کشورهای اوپک به تعهداتشان بالا بوده دیدگاه بازار به اوپک تغییر می کند. ظرف چند ماه گذشته در اوپک کشورهایی مانند عربستان و کویت تمایل چندانی برای کاهش تولید نفت اوپک نداشتند ولی با این وضعیت فعلی من فکر می کنم میزان همبستگی بین اعضای اوپک برای انجام اقداماتی جهت بالا بردن سطح قیمت ها افزایش یافته است. زیرا با کاهش قیمت های نفت آن ها با مشکلات درآمدی و بودجه ای عدیدهای مواجه شده اند.

البته همکاری کشورهای صادرکننده نفت غیر اوپک مانند قزاقستان و روسیه با اوپک برای کاهش تولید جهت افزایش قیمت ها نیز یک عامل مهم دیگر است. دولتمردان روسیه بیان کرده اند که حاضرند در این زمینه با اوپک همکاری کنند. اما در عین حال برخی این تحلیل را مطرح می کنند که مدتی است وضعیت عرضه و تولید نفت روسیه چندان مناسب نیست و روسیه همکاری با اوپک را بهانه کاهش تولید کرده است. ولی در هر صورت اگر کشورهای صادرکننده نفت غیر اوپک تولید و عرضه نفت خود را هر چند به میزان محدود کم کنند و اعضا اوپک هم حتی به طور کامل به تعهداتشان عمل نکنند و تا ۹۰ درصد میزان سهمیه ها را رعایت کنند باز می توان انتظار داشت که وضعیت بازار بهتر شود و قیمت ها افزایش یابند.

برخی از کارشناسان معتقدند که در شرایط فعلی بازار، الگوی کاهش تولید باید بر اساس یک باند قیمتی مشخص شود. این سیاست در سال های قبل نیز در اوپک سابقه دارد و اجرا می شده است. این افراد مدعیند که کارایی این الگو بهتر از الگوی فعلی است که اوپک در پیش گرفته است. آیا شما با این نظر موافق هستید؟

ندارد و آیا می توان گفت تنوری درآمد-هدف بر رفتار اوپک تأثیر گذار بوده است؟ به نظر شما آیا عدم التزام اعضا اوپک به تعهداتشان و رعایت نکردن سهمیه ها از همین تنوری هدف-درآمدی نشأت می گیرد؟

روی کاغذ اوپک این قدرت را دارد که میزان تولید خود را به اندازه کافی کاهش دهد و با تعهد به انجام آن قیمت های نفت را بالا ببرد. مثلاً اگر اوپک تولید خود را یک میلیون بشکه دیگر کم کند و به تعهدات خود پایبند باشد شما شاهد خواهید بود که به سرعت اوضاع بازار تغییر کند و قیمت ها افزایش یابند. لیکن مسأله مهم اجماع بر سر مقدار عرضه و درجه التزام اعضا به تعهداتشان است. وقتی که کشورهای عضو به درآمدهای نفتی وابسته هستند مسلماً انگیزه تخلف از میزان سهمیه در بین آن ها افزایش یافته و قطعاً درجه التزام به تعهدات در بین آن ها پایین می آید. از الگوی استاکلبرگ (رهبر-پیرو در ارتباط با بازی اوپک و غیر اوپک) و کورنت در این ارتباط استفاده شده است. موقعی که یک کارتل وجود داشته باشد و اعضا سهمیه های خود را رعایت کنند اگر یکی از آن ها از سهمیه بیشتر تولید کند و به تعهدش پایبند نباشد منافع مالی این تقلب خیلی زیاد است. بنابراین انگیزه برای تخطی وجود دارد. اما ضد انگیزه ای هم هست. به این ترتیب که چنانچه دیگر اعضا هم این رویه را پیش بگیرند هماهنگی و همکاری کارتل از بین رفته و با افزایش تولید، قیمت افت می کند. با این شرایط مدل استاکلبرگ در صورتی موفق خواهد بود که تولیدکننده پیشرو (رهبر) کارتل به بقیه اعضا بفهماند که اگر اضافه بر سهمیه خود تولید کنند و نیز تولیدش را زیاد خواهد کرد و با پایین آوردن قیمت ها همگی را متضرر می کند. در حقیقت در اینجا راه حل معمای زندانی تنوری بازی ها مطرح است و مکانیزمی جز متنبه کردن اعضا به وجود منافع در صورت متحد بودن وجود ندارد که بتوان آن ها را مجبور به انجام تعهداتشان کرد.

اما توجه داشته باشید اگر همکاری و هماهنگی بین اعضا یک اتحادیه وجود داشته باشد و اتحادیه به صورت قوی و مؤثر در بازار عمل کند مسلماً قادر خواهد بود که بر قیمت ها تأثیر گذارد. اما اوپک همیشه به صورت یک اتحادیه قوی و کارا عمل نکرده است. به اعتقاد بنده اوپک همیشه با دو مشکل مواجه بوده است: اول ضعف در شناسایی وضعیت بازار و دوم دشواری در رسیدن به اجماع در ارتباط با سهمیه ها به ویژه در دوره هایی که بازار مواجه با اضافه عرضه است. هر دوی این مسائل باعث شده اند که در برهه های زمانی متفاوت اوپک قدرت بازار محدودی داشته باشد و نتواند به اهداف قیمتی خود برسد.

آقای دکتر شما وضعیت آینده بازار نفت و سطح قیمت ها را چگونه ارزیابی می کنید؟ آیا اوپک قادر خواهد بود با کاهش عرضه نفت قیمت ها را افزایش دهد؟

در بازار نفت یک معادله کلی داریم. یک طرف عرضه و طرف

به دلایل مختلف بنده اعتقادی به باند الگوی قیمتی برای اوپک ندارم. سری زمانی قیمت نفت ناپایاست. بدین معنی که میانگین آن ثابت نیست و بازمان تغییر می‌کند. این تغییرات به واسطهٔ بروز شوک‌های عرضه و تقاضا و ماندگاری شوک‌های قیمتی ناشی از آن است. لذا باند قیمتی نمی‌تواند دقیق باشد و شکننده است. چون که شوک‌های عرضه و تقاضا باعث می‌شوند وضعیت ثابت وجود نداشته باشد. به علت کشش‌های پائین عرضه و تقاضا در بازار نفت سیکل‌های قیمتی وجود دارد که منعکس‌کنندهٔ شوک‌های عرضه و تقاضا هستند.

اوپک در اواخر دهه ۱۹۹۰ تا اوایل ۲۰۰۱-۲۰۰۲ طبق الگوی باند قیمتی عمل می‌کرد. پس از آن اقتصاد جهانی وارد دورهٔ رونق شد و شوک مثبت تقاضا در بازار نفت بوجود آمد. از آنجایی که کشش

یکی از راهکارهایی که به نظر بنده می‌تواند ثبات نسبی معقولی را برای قیمت نفت ایجاد کند این است که تولیدکنندگان نفت اضافه ظرفیت تولید داشته باشند. در این صورت بازار نگران عرضه نخواهد بود و مطمئن است هر موقع مازاد تقاضایی بوجود آید تولیدکنندگان ظرفیت مازاد تولید داشته و می‌توانند تقاضا را پاسخ دهند. اما در واقعیت، بازار سیگنال معکوس به این سیاست تثبیت تولیدکنندگان نشان می‌دهد. هر گاه کشورهای صادرکننده نفت اضافه ظرفیت تولید داشته‌اند قیمت‌ها به جای آن که ثابت بماند پایین آمده است. پس در این شرایط تولیدکنندگان چه انگیزه‌ای می‌توانند داشته باشند که تضمینی برای مصرف‌کنندگان ایجاد کنند و بابت آن بازدهی منفی هم بگیرند و سطح قیمت‌ها کاهش یابد؟ به نظر من این تنها مکانیزمی است که می‌تواند یک ثبات نسبی در بازار نفت بوجود آورد اما چون بازار نسبت به این رفتار تولیدکنندگان واکنش معکوس نشان می‌دهد انگیزه برای اجرای این استراتژی وجود ندارد مگر آن که مصرف‌کنندگان حاضر باشند برای ظرفیت اضافی تولیدکنندگان پرداخت کنند. به نظر اینجانب این اجرت به مانند صرف ریسکی است که مصرف‌کننده برای محدود کردن ریسک نوسان قیمت پرداخت می‌کند.

آقای دکتر سؤال دیگر این است که بحران اقتصادی چه تأثیری روی پروژه‌های نفتی غیرمرسوم در بخش عرضه می‌گذارد؟ در این رابطه توضیح بفرمایید.

بحران اقتصادی قطعاً بر سرمایه‌گذاری در بخش عرضه نفت و پروژه‌های نفتی تأثیر منفی دارد. تاکنون چندین پروژه نفت

غیرمرسوم لغو و یا به تعویق افتاده است. برخی از تولیدکنندگان اوپک مانند عربستان معتقدند که کاهش قیمت نفت این منفعت را داشته که برنامه‌های سرمایه‌گذاری در سوخت‌های جایگزین را تا حد زیادی به تعویق اندازد و باعث تعطیلی برخی از آن‌ها شود. بحران مالی جهانی نیز تأمین منابع برای سرمایه‌گذاری ما را محدود کرده است.

هزینه عملیاتی تولید هر بشکه نفت خام غیرمرسوم در حدود ۳۰-۳۳ دلار برای هر بشکه است. اما در این قیمت‌های پایین نفت که نزدیک به هزینه عملیاتی نفت‌های غیرمرسوم است ما شاهد آن هستیم که همچنان تولید و عرضه نفت‌های غیرمرسوم ادامه دارد و تولیدکنندگان این نوع نفت‌ها ادعا می‌کنند که در این سطح قیمت‌ها قادر به تولید هستند. با این اوصاف چه منطقی برای عرضه نفت غیرمرسوم در بازار وجود دارد؟

دو موضوع متفاوت را در ارتباط با سؤال شما باید تفکیک کرد. موضوع قیمت و تولید و دیگری موضوع قیمت و سرمایه‌گذاری. در



قیمتی عرضه و تقاضا در بازار نفت پایین است بنابراین این شوک تقاضا، بر سطح قیمت‌ها تأثیر مثبت گذاشت و باعث صعودی شدن قیمت‌ها گردید. روند صعودی قیمت‌ها تا سال گذشته که اقتصاد وارد رکود شد ادامه یافت. لیکن با رکود اقتصادی و کاهش تقاضا برای نفت، قیمت‌ها نیز نزولی شدند. در حال حاضر بهای نفت سبک اوپک در حدود ۴۰ دلار است که برابر سطح قیمت‌های قبل از رشد اقتصادی چند سال گذشته یعنی قیمت‌های ۴-۵ سال قبل است. در حقیقت طی چند سال گذشته با شوک مثبت تقاضا قیمت‌ها افزایش یافتند و در حال حاضر با شوک منفی تقاضا قیمت‌ها تنزل یافتند. بنابراین به نظر اینجانب باند قیمتی کاربرد محدودی داشته و شکننده بوده و نمی‌تواند به صورت کارآمد عمل کند. مضافاً بر این که، چه دلیلی دارد که اعضای اوپک در دوره رونق از افزایش قیمت‌ها منتفع نشوند؟

چند سؤال هم در رابطه با اقتصاد داخلی و تأثیر قیمت‌های پایین نفت بر وضعیت اقتصادی کشور دارم. اول این که با افزایش درآمدهای نفتی در چند سال گذشته، دولت نیز سیاست بودجه انبساطی را در پیش گرفت و تعهدات زیادی برای خود بوجود آورد. اما اکنون که قیمت‌های نفت پایین آمده و درآمدهای نفتی کشور کاهش یافته، دولت برای ادامه وضعیت قبلی و پاسخ به انتظاراتی که در بودجه‌های انبساطی قبلی ایجاد نموده با مشکل مالی مواجه شده است. در چنین شرایطی ممکن است دولت برای آن که بتواند به تعهداتی را که در بودجه برای خود ایجاد کرده جامعه عمل ببوشاند؛ سیاست تضعیف پول ملی با هدف افزایش صادرات و کاهش واردات را در پیش بگیرد. شما با اتخاذ چنین سیاست احتمالی از سوی دولت موافق هستید و آیا آن راه کاری مفید برای نائل آمدن بر مشکلات دولت می‌دانید؟

به نکته جالبی اشاره کردید. موقعی که یک شوک مثبت نفتی به وقوع می‌پیوندد درآمدهای کشور بالا می‌رود. هزینه کردن این دلارهای نفتی از طریق بودجه دولت، تقاضای داخلی را زیاد کرده، حجم نقدینگی را بالا برده و متعاقب آن نرخ تورم افزایش می‌یابد. تجربه کشور طی چهار دهه اخیر نشان گر آن است که چرخه‌های رونق نفتی به رشد تولید کمک چندانی نمی‌کنند و این چرخه‌ها با دوام نیستند. مضافاً، موقعی که قیمت‌ها افت می‌کنند فشار زیادی بر اقتصاد وارد می‌شود. حال اگر قیمت نفت برگشت کند و شوک منفی نفتی حادث شود درآمدهای نفتی کاهش یافته و اگر دولت تعهداتی را برای خود ایجاد کرده باشد که نتواند به آن‌ها عمل کند مجبور به تأمین منابع مالی از طریق دیگری شود. یا اوراق مشارکت به مردم بفروشد و از آنان وام بگیرد و یا از طریق استقراض از بانک مرکزی حجم پول را افزایش دهد. در حالت اخیر فشار تورمی بوجود می‌آید زیرا تقاضای اقتصاد به دلیل ورود منابع مالی افزایش یافته و چون عرضه کالا و خدمات افزایش نیافته و تنها تقاضای اسمی تغییر کرده بنابراین سطح قیمت‌ها (تورم) باید افزایش یابد تا تقاضا را کاهش دهد و تعادل برقرار شود. این سیستمی بوده که در چهار دهه گذشته و با کاهش و افزایش قیمت‌های نفت تکرار شده است. اما وجود این تجربه دلیلی نیست که از این به بعد هم این چرخه تکرار شود. می‌توان از راه کارهای مناسب و مؤثری برای مقابله با این نوسانات بهره برد. دولت در مواقعی که با کاهش درآمدهای نفتی روبه‌رو می‌شود باید در ترکیب هزینه‌ها و درآمدهای خود تجدیدنظر کند. مثلاً هزینه‌هایی که خرید کالا و عوامل تولید داخلی را به دنبال ندارد کاهش دهد و با تعدیل قیمت حامل‌های انرژی به صورت پله‌ای، درآمدهای خود را افزایش دهد. با مدیریت صحیح بازار سرمایه و القای سیگنال‌های مثبت به آن، از خروج منابع از کشور جلوگیری و به ورود منابع مالی به کشور کمک کند. تعدیل جزئی نرخ ارز را نیز می‌تواند در دستور کار خود قرار دهد. اما در مورد سیاست تضعیف ارزش پول داخلی باید توجهات لازم صورت گیرد زیرا در سال‌های گذشته چندین بار سیاست تعدیل

کوتاه مدت، چنانچه قیمت بالاتر از هزینه متغیر یک بنگاه باشد، تولید ادامه پیدا می‌کند. اما در بلندمدت بنگاه‌ها در ظرفیت‌سازی سرمایه‌گذاری نمی‌کنند. بنابراین، عرضه نفت غیرمرسوم در کوتاه مدت و در قیمت‌های پائین می‌تواند ادامه داشته باشد اما در بلندمدت ظرفیت جدید ایجاد نمی‌شود. مضافاً، اگر قیمت‌ها بالاتر روند اما دامنه نوسانات قیمت زیاد باشد، سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت کمتر می‌شود. طبق تئوری Real Option اگر قیمت‌ها شدیداً نوسانی باشند و ناطمینانی در قیمت‌ها وجود داشته باشد رفتار بهینه در بازار، به تعویق انداختن تصمیمات است. لذا در شرایط فعلی نیز که چنین وضعیتی در بازار حاکم است تصمیم بهینه در رابطه با پروژه‌های نفت‌های غیرمرسوم به تعویق انداختن آن‌هاست نه تعطیلی.

یکی از پدیده‌های عجیبی که مدتی است در بازار نفت و فرآورده‌های نفتی اتفاق افتاده کمتر شدن قیمت هر واحد بنزین از هر واحد نفت خام در قیمت‌های فوب خلیج فارس است. در رابطه با علل این مسأله دلایل مختلفی ذکر شده اما هنوز تحلیل‌چندان روشن و دقیقی ارائه نشده است. لطفاً این مسأله را برای ما تحلیل کنید.

علت کوتاه مدت آن، مسأله عرضه و تقاضای نسبی است. در طرف عرضه باید گفت طی چند سال گذشته که قیمت بنزین افزایش یافته بود بسیاری از پالایشگران را تشویق کرد که به سمت تولید فرآورده‌های سبک‌تر مانند بنزین روی آورند. بدین منظور پالایشگران تغییرات لازم را در پالایشگاه‌ها انجام دادند و تولید بنزین پالایشگاه‌ها نسبت به قبل افزایش یافت. حال که تقاضای بنزین کاهش یافته عرضه آن به دلیل مسائل فنی نمی‌تواند کاهش یابد. زیرا اگر پالایشگاه بخواهد عرضه بنزین را کم کند باید عرضه سایر فرآورده‌ها را نیز کاهش دهد. این بدان دلیل است که به لحاظ فنی نسبت تولید فرآورده‌های یک پالایشگاه در کوتاه مدت ثابت بوده و نمی‌توان آنرا تغییر داد. به عبارت دیگر انعطاف‌پذیری عرضه بنزین بسیار اندک است. لذا در شرایط فعلی اضافه عرضه بنزین در بازار بوجود آمده و باعث کاهش قیمت آن شده است. در طرف تقاضا نیز کمبود تقاضا وجود دارد. زیرا بنزین از جمله فرآورده‌هایی است که تقاضای آن فقط در بخش حمل و نقل است و از آنجایی که بحران اقتصادی اخیر بیشترین تأثیر را بر بخش حمل و نقل گذاشته و باعث کسادی این بخش شده تقاضا برای بنزین را کاهش داده است. این کاهش تقاضا به نسبت سایر فرآورده‌ها که در بخش‌های دیگر اقتصادی مصرف می‌شوند و یا خود نفت که تقاضاهای دیگری دارد بیشتر است. بنابراین کمبود تقاضا و اضافه عرضه برای بنزین به نسبت سایر فرآورده‌ها بیشتر است پس قیمت بنزین هم به نسبت باید بیشتر از آن‌ها افت کرده باشد. که می‌بینیم چنین مسأله‌ای اتفاق افتاده است. اخیراً، برخی از پالایشگرها برای مقابله با افت قیمت بنزین تولید خود را کاهش داده‌اند.

پیروی شده بود امروز پشتوانه مالی محکم تری داشتیم. باید توجه داشت در حال حاضر علی رغم کاهش درآمدهای نفتی، وضعیت ذخایر ارزی کشور مناسب و خوب است. ذخایر ارزی کشور به دو دسته تقسیم می شوند: ذخایر ارزی حساب ذخیره ارزی کشور و کل ذخایر ارزی کشور. بنده اطلاع کاملی از وضعیت حساب ذخیره ارزی ندارم اما نباید موجودی زیاد داشته باشد. لیکن در بخش دوم که ذخایر ارزی کل کشور است و بانک مرکزی آنرا مدیریت می کند وضعیت مناسب بوده و حجم ذخایر قابل توجه است. به علت بالا بودن قیمت نفت، ذخائر از نظر تاریخی در بالاترین مقدار خود قرار دارد. طبق آمارهای منتشر شده ذخایر ارزی کشور بیش از ۸۰ میلیارد دلار است.

تجویز شما به سیاست گذران برای این که بتوانند این بحران کاهش درآمدهای نفتی پیش آمده برای کشور را پشت سر بگذارند چیست؟ اگر پیشنهادی در این زمینه دارید بفرمایید.

با توجه به این ضرب المثل که می گوید «چو دخلت نیست، خرج آهسته تر کن» در اولویت همه کارها، دولت باید نرخ رشد هزینه هایش را کنترل کند. همچنین باید سیاست ها و موانعی که بازدارنده فعالیت بخش خصوصی هستند را حذف و بخش خصوصی را برای فعالیت و حضور بیشتر در اقتصاد تشویق کرد تا هم تزریق منابع مالی به پیکره اقتصاد صورت گیرد و هم با تشویق مشارکت فعال بخش مردمی، کاهش نااطمینانی در روند سیاست های اقتصادی و اجرای

سیاست هایی که مشوق کارائی و تخصیص بهتر منابع هستند توان تولید در کشور افزایش یابد. در این برهه زمانی انضباط پولی و مالی بسیار اهمیت دارد که باید رعایت شود. دولت به عنوان یکی از بخش های مهم اقتصاد کشور باید دقت کند چه مقدار هزینه می کند، بودجه را به چه اموری تخصیص می دهد، تخصیص منابع به هر بخش چه مقدار کارآست و موارد دیگری از این قبیل.

تجربه سال های گذشته نشان می دهد مواقعی که دولت منابع مالی کمتری داشته بهتر عمل کرده و هر موقعی منابع مالی افزایش یافته عملکرد دولت چندان موفق نبوده است. انضباط مالی دولت نه تنها برای اقتصاد کشور مضر نیست بلکه مفید هم هست زیرا تورم را کم کرده، فشار رقابت را در اقتصاد بالا برده و منطق اقتصادی را در تصمیم گیری ها تقویت می کند.

با تشکر فراوان از این که وقت خود را در اختیار ما قرار دادید.

نرخ ارز با هدف رشد و توسعه اقتصادی به اجرا درآمد لیکن از آنجایی که این سیاست کامل و جامع در یک بسته سازگار سیاستی کلان نبود نتوانست چندان مفید واقع شود. هنگامی که دولت سیاست تضعیف پول داخلی را با هدف تقلیل نرخ ارز اسمی به منظور تقلیل نرخ ارز واقعی و در نتیجه افزایش صادرات و کاهش واردات اجرایی کند باید سیاست های پشتیبان دیگری نیز اجرا نماید. سیاست تعدیل نرخ ارز باید همراه با سیاست های مالی انقباضی باشد تا بتوان نتایج دلخواه را از آن انتظار داشت. اگر سیاست تضعیف ارزش پول داخلی به اجرا درآید و همزمان با آن یک سیاست مالی انبساطی (در شرایطی که درآمدهای ارزی کاهش می یابند) هم اتخاذ شود آثار تورمی قابل توجهی ایجاد می شود. این همان پدیده ای بود که در دهه ۱۳۷۰ در اقتصاد کشور به وقوع پیوست و با داشتن آن تجربه می دانیم که چه سیاست هایی را



نباید اتخاذ کنیم.

علاوه بر مطالب فوق، این نیز باید بررسی شود که کاهش درآمدهای نفتی کوتاه مدت و یا بلندمدت است. اگر این افت کوتاه مدت باشد نباید چندان نگران بود و با اقدامات اندکی مرتفع می شود. اما اگر بلندمدت باشد باید اقدامات جدی انجام داد. به طور مثال اگر تصور شود قیمت های نفت از اواسط سال ۲۰۰۹ افزایشی می شوند به تناسب آن تدابیر محدودتری لازم است.

باید یادمان باشد که در سه یا چهار سال پیش با همین قیمت های ۴۰ دلاری امروز نفت می توانستیم دخل و خرج کنیم ولی امروز آنرا کم و ناکافی می دانیم. این بدان جهت است که در موقع بالا بودن درآمدها آن ها را هزینه کردیم. حساب ذخیره ارزی برای همین منظور تأسیس شد که در مواقع افزایش درآمد درصدی از آن ها را برای دوره های با درآمد نفتی پائین تر استفاده کنیم. اگر از این روش

طولانی ترین و بی نظیر ترین خط لوله خلیج فارس



مصاحبه کننده: هما کبیری

گفتگو با محمد هادی عاصمی، مدیر خط لوله سیری-عسلویه

چطور شد که این پروژه به شرکت تأسیسات دریایی ایران واگذار شد و هدف از انجام آن چه بود؟

پروژه خط لوله سیری-عسلویه به عنوان یک پروژه مهم و استراتژیک از طرف شرکت ملی نفت به شرکت پتروایران ابلاغ شد و این شرکت هم IOEC را به عنوان پیمانکار اصلی انتخاب کرد. این پروژه با هدف انتقال روزانه ۵۳۰ میلیون فوت مکعب گازهای پروژه سلمان از جزیره سیری به عسلویه طراحی شده و سابقه آن به بحث صادرات گاز سلمان به شرکت کرسنت که به قرارداد کرسنت معروف است برمی گردد. این خط لوله دو منظوره طراحی شده است، به این معنی که اگر شرکت نفت بخواهد گاز را به شرکت کرسنت امارات صادر کند، می تواند از این خط لوله استفاده کند. در زمان هایی مانند تابستان هم که در کشور بیک مصرف وجود ندارد، می توان گازهای پارس جنوبی را به همراه گازهای سلمان برای صادرات استفاده کرد و برعکس. به همین دلیل و با توجه به روند رو به رشد مذاکرات با شرکت امارات، شرکت ملی نفت این خط را طراحی کرد.

زمان بندی این پروژه به چه ترتیبی پیش بینی شده است؟

این خط به همراه انجام تمام فعالیت های مهندسی، خرید و اجرا و راه اندازی، تقریباً یک پروژه ۳ ساله است ولی با توجه به مهیا بودن لوله های فازهای ۱۵، ۱۶، ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی و اجازه ای

اتفاق هایی چون صادرات گاز به امارات و قرارداد کرسنت، جمع آوری گازهای حوزه سلمان و استفاده از آن ها در شبکه کشور و موارد مهمی از این دست، باعث شد که مدیران ارشد شرکت ملی نفت ایران پروژه احداث خط لوله سیری-عسلویه را در اولویت کاری خود قرار دهند و با وجود این که بودجه ای برای این منظور پیش بینی نشده بود، با کمک بخش های مختلف آن را به مرحله اجرایی برسانند. ویژگی هایی مانند سریع ترین اجرای خط لوله در بستر دریا نه تنها در منطقه، بلکه در جهان، طولانی ترین خط لوله موجود گازی در خلیج فارس، این پروژه را به یکی از مهم ترین راهبردی ترین پروژه های خط لوله در کشور، منطقه و جهان تبدیل کرده است. اختصاص لوله های فازهای ۱۵ تا ۱۸ پارس جنوبی به این پروژه و تعیین زمان ۱۰ ماه برای انجام آن، گواهی بر این مدعاست. این پروژه به شرکت تأسیسات دریایی ایران واگذار شد تا عملیات لوله گذاری در آب رادر این مدت انجام دهد. مهندس محمد هادی عاصمی در خلال مدیریت بخش دریایی پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸، مدیریت پروژه ۲۰۰ میلیون یورویی خط لوله سیری-عسلویه را نیز بر عهده دارد. تجربه مدیریت تدارکات کالای فازهای ۹ و ۱۰ و کارشناسی بازرگانی وی را در این راه همراهی کرده است. گفتگوی خبرنگار اقتصاد انرژی را با وی در مورد پروژه خط لوله سیری-عسلویه بخوانید.

آیا عملیات لوله‌گذاری برای محیط زیست خطراتی را در پی ندارد؟

ما در ابتدای پروژه گزارشی را با تأیید کارفرما برای محیط زیست آماده می‌کنیم. چون ممکن است در مرحله کشیدن لوله‌ها به داخل آب، به مرجان‌های دریایی نزدیک ساحل آسیب برسد. همه این موارد را در گزارش قید می‌کنیم و سعی می‌کنیم که با کمترین آسیب به محیط زیست پروژه را پیش ببریم.

گازی که قرار است در این خط لوله جریان داشته باشد نم‌زدایی شده است یا همراه میعانات گازی است؟

گاز حوزه سلمان با میعانات همراه است که در پالایشگاه پارس جنوبی در منطقه عسلویه نم‌زدایی می‌شود و پس از شیرین‌سازی آماده انتقال و تزریق به شبکه سراسری کشور می‌شود. این گاز بسیار ترش است اما لوله و ورقی که بر روی آن استفاده شده، در مقابل خوردگی بسیار مقاوم است.

با توجه به این که این گاز با میعانات گازی همراه است، عمر لوله‌ها به طور متوسط چقدر است؟

به خاطر هزینه‌های بسیار بالایی که این لوله‌ها دارند، معمولاً طوری طراحی می‌شوند که سالیان متمادی کار کنند. لوله‌هایی

که شرکت ملی نفت مبنی بر استفاده این خطوط در این پروژه داده بود، متعهد شدیم که این قرارداد را ظرف مدت ۱۰ ماه به انجام برسانیم. می‌توان گفت این پروژه، سریع‌ترین پروژه اجرای خط لوله نه تنها در منطقه که در جهان است که پس از ابلاغ پروژه به کارفرما، پس از ۱۰ روز تیم آن سازماندهی شده و اولین لوله را در کف دریا خوابانند. این اتفاق در نوع خودش یک رکورد است که البته آمادگی شرکت ما برای انجام پروژه ۱۷ و ۱۸ هم به این قضیه کمک کرد. در حدود ۶ ماه پس از گذشت پروژه تا ۱۵ دی ماه حدود ۸۸ درصد پیشرفت در اجرای خط لوله داشته‌ایم و از مجموع ۲۹۰ کیلومتر خط لوله‌ای که این دو جزیره را به هم وصل می‌کند، ۲۳۳ کیلومتر آن نصب شده و باقی آن نیز تا یک ماه آینده به انجام می‌رسد.

از ویژگی‌های این پروژه این است که به دلیل مشخصات فنی بسیار پیچیده و سختی که دارد، خرید خط لوله اصلی‌ترین قسمت انجام این پروژه است. ظرفیت تولید لوله‌های مخصوص گاز ترش هم در دنیا کم است و معمولاً زمان تحویل آن ۱۲ تا ۱۵ ماه طول می‌کشد. تحویل لوله‌ها، عملیات پوشش سیمانی آن‌ها،

عملیات لوله‌گذاری و راه‌اندازی مجموعه برای این پروژه ۳۰ ماه زمان می‌برد. ولی ما با در اختیار داشتن امکانات و همکاری کارفرما تعهد کردیم این پروژه را در ۱۰ ماه به انجام برسانیم.

مشخصات فنی این لوله‌ها چیست و در چه عمقی از آب قرار داده می‌شوند و برای حفاظت از آن‌ها چه تمهیداتی اندیشیده شده است؟

قطر لوله‌ها ۳۲ اینچ است که در واحد پوشش لوله‌ها در یارد خرمشهر دارای پوشش سیمانی می‌شوند. بحث آنالیز مهندسی پروژه به ما می‌گوید که در هر عمقی باید لوله‌ها دارای چند میلیمتر پوشش سیمانی باشند. حداقل پوشش سیمانی با توجه به فشار گاز، عمق آب، دمای گاز و فشارهای جانبی که به

خط لوله وارد می‌شود، ۵۱ و حداکثر ۹۰ میلیمتر است. عمق آب هم رفته رفته از ساحل زیاد می‌شود و در عمیق‌ترین محل به حدود ۹۷ متر می‌رسد. این پوشش لوله را از خطرات احتمالی حفاظت می‌کند و آن‌ها را ضربه گیر و مقاوم می‌کند. این پوشش‌های سیمانی وزن هر قطعه لوله را که ۱۲/۲ متر طول دارد، از ۴/۵ تن به ۱۴ تن افزایش می‌دهد و باعث می‌شود که لوله‌ها سنگین شده و در کف دریا ثابت باقی بمانند.



که برای پروژه‌های پارس جنوبی و این پروژه در نظر گرفته شده‌اند، برای ۲۷ سال عمر مفید اجرایی و اقتصادی است. ضخامت این لوله‌ها تقریباً ۲۰ میلیمتر است، اما با فشار و دما خوردگی که این سیال دارد، بیشتر از این نمی‌تواند عمر کنند.

زمان افتتاح پروژه چه تاریخی خواهد بود؟

ما در نظر داریم حدود ۴ هفته دیگر یعنی تا اواسط بهمن ماه اجرای لوله‌گذاری را به پایان برسانیم؛ البته این بستگی به شرایط

منابع نقدینگی حل شود، فکر می‌کنم در ۵ یا ۶ ماه بتوانند اولین محموله لوله‌های ۳۲ اینچ را تحویل بگیرند.

تاکنون کارفرما چقدر به لحاظ مالی و حقوقی به تعهداتش عمل کرده است؟

چون این پروژه بسیار فوری و ضروری و استراتژیک بود و هدف و انگیزه شرکت ما هم از انجام آن کمک به شرکت ملی نفت ایران بود، این پروژه سریع‌تر انجام شد. چون این پروژه یک باره ابلاغ شد و قبلاً در دستور کار شرکت نبوده، قاعدتاً بودجه‌ای هم برایش در نظر گرفته نشده بود. به همین دلیل کارفرما در نقدینگی با مشکل مواجه شد. ما هم سعی کردیم از پروژه‌های مختلف و منابع نقدی پیمانکارهای دیگر استفاده کنیم تا پروژه لنگ نماند.

چرا استراتژیک بودن این پروژه جنبه ملی دارد؟

مهم‌ترین مسأله این است که در مذاکره با کرسنت از موضع ضعف وارد نشویم. اگر قرارداد با کرسنت به نتیجه نرسد، نمی‌توانیم گازهای میدان سلمان را در هوا بسوزانیم یا در زمین دفن کنیم؛ مجبوریم آن‌ها را انتقال دهیم و به نوعی وارد شبکه گاز سراسری کشور کنیم. به همین دلیل این پروژه دستور بسیار مهم، منطقی و خوبی بود که حتی باید خیلی پیش از این‌ها انجام می‌شد.

در اجرای این پروژه با چه مشکلاتی مواجه شدید؟

معمولاً اجرای پروژه‌های لوله‌گذاری به یک پیش‌مهندسی و عملیات مساحی بستر دریا نیاز دارد. وقتی قرار است یک جا لوله‌گذاری انجام شود، باید وقتی را صرف کرد تا شناورهای مجهز به تجهیزات مساحی بستر دریا، مسیر لوله‌گذاری را شناسایی کنند و اشکالات کار را بررسی کنند و بهترین مسیر با کمترین خطرات برای لوله‌گذاری انتخاب شود. اما در پروژه خط لوله سیری-عسلویه، عملیات پیش‌مهندسی و مساحی خط لوله تقریباً همزمان با عملیات لوله‌گذاری شروع شد. این ماجرا ریسک بالایی را به ما منتقل کرد. اما با توجه به دانش و تجربه‌ای که کارشناسان اجرایی و مهندسی IOEC دارند، این ریسک را پذیرفتیم و کار را انجام دادیم. وقتی ۵۰ درصد لوله‌گذاری انجام شده بود، کل عملیات مساحی به پایان رسید که این اتفاق در هیچ پروژه‌ای سابقه نداشته و به این ترتیب زمان اجرای پروژه کاهش یافته است.

مشکل عمده دیگر هم ساماندهی سریع همه پیمانکاران بود. حدود ۱۶-۱۵ پیمانکار داخلی و خارجی داشتیم که باید آن‌ها را با هزینه‌های بالا و بلافاصله هماهنگ می‌کردیم. همه این‌ها به جزء مشکل نقدینگی بود. امیدواریم این مشکل هم از پیش رو برداشته شود تا کارها با سرعت بیشتری انجام شوند.

دریا هم دارد. چون عملیات لوله‌گذاری در هیچ جای دنیا در هوای توفانی انجام نمی‌شود. برآورد ما این است که ۴ هفته کاری برای اتمام این پروژه نیاز داریم. پس از این عملیات، تست خط لوله و اجرای بخش‌های خشکی خواهد بود. این خط لوله مهم‌ترین گام برای انجام کل این زنجیره اتصال سلمان به عسلویه است. پس از انجام بخش دریایی، فقط اتصال به دو بخش خشکی باقی می‌ماند که آن هم در مدت ۸ ماه بعد از ابلاغ قرارداد کارفرما انجام می‌شود.

چقدر از کار را به پیمانکار سپرده‌اید و چقدر را خود شرکت انجام داده است؟

عملیات پوشش لوله‌ها و لوله‌گذاری توسط شرکت IOEC انجام شده است. برای لوله‌گذاری هم شناور سی‌مستر را داریم که بدون استفاده از لنگر می‌تواند در هر شرایط آب و هوایی خودش را ثابت نگه دارد. قاعدتاً در بخش‌هایی از عملیات که با نرخ بالایی هم انجام شد از پیمانکاران مختلفی کمک گرفتیم. پیمانکارانی چون جوش، کیتینگ، تأمین نیروی انسانی و... فقط برای انجام پوشش لوله‌ها، طی یک پروسه چند ماهه به طور متوسط روزانه ۲۵۰ نفر در کارخانه پوشش لوله‌ها مشغول کار بودند و همین‌الان روی شناور سی‌مستر که کار لوله‌گذاری را انجام می‌دهد، حدود ۲۵۰ نفر مشغول هستند. در دفتر مهندسی، مدیریت، مالی و ستادی هم ۲۰ نفر مشغول فعالیت هستند.

فازهای پارس جنوبی با توجه به اهمیتشان باید هر چه زودتر به بهره‌برداری برسند. آیا استفاده از لوله‌های فازهای ۱۵، ۱۶، ۱۷ و ۱۸ در عملیات این فازها تأخیر ایجاد نمی‌کند؟

اجرای پروژه‌های عظیمی چون پروژه‌های پارس جنوبی را باید به صورت یک زنجیره به هم پیوسته دید. در حال حاضر پروژه‌های پارس جنوبی را به ۳ مرحله تقسیم‌بندی کرده‌اند: ساخت جکت و عرشه سکو، خط لوله‌ای که سکو را به خشکی متصل می‌کند و پالایشگاه در خشکی. این سه حلقه زنجیر را باید در یک بازه زمانی با هم دید و قضاوت کرد. هم‌اکنون جکت‌های فازهای ۱۷ و ۱۸ آماده نصب در دریا هستند، ولی هنوز کار قسمت عرشه‌ها در خشکی به طور جدی شروع نشده است. بنابراین اگر کارفرما در مورد تأمین مجدد لوله‌های فازهای ۱۵، ۱۶، ۱۷ و ۱۸ مساعدت کند، ما نگرانی از بابت رساندن این سه مرحله و تکمیل حلقه پروژه پارس جنوبی نخواهیم داشت. برای تأمین مجدد لوله‌ها جلسات مختلفی با شرکت ملی نفت و آقای جشن‌ساز داشته‌ایم و ایشان قول مساعد داده‌اند که در اسرع وقت این نیاز را برطرف کنند. برآورد خودمان این است که اگر مشکل مالی کارفرما در بحث تأمین



امنیت تأمین گاز اروپا

نویسنده: کاترین لوکاتلی
منبع: OPEC Energy Review

مقدمه:

روسیه به واسطه شرکت اصلی گاز خود یعنی گازپروم که تأمین کننده اصلی بازار گاز اروپا است، در کانون بحث‌های مربوط به امنیت تأمین گاز اتحادیه اروپا قرار گرفته است. عوامل مختلفی سبب شده است تا مقوله راهبردهای گازپروم و قدرتش در بازار اروپا، در کانون توجه قرار گیرد. این عوامل عبارتند از: نگرانی درباره توان گازپروم برای انجام تعهدات قراردادهای آینده با توجه به تغییراتی که در ظرفیت تولید این شرکت رخ داده است، امکان تشکیل «اوپک گازی» (اوجک) توسط تأمین کنندگان اصلی گاز اروپا و تلاش گازپروم برای خریدن شرکت‌های اروپایی. این موارد درباره باخط‌مشی گازی روسیه در قبال اتحادیه اروپا با توجه به دو دگرگونی مهم مطرح شده است. نخست آن که نقش فزاینده دولت روسیه در بخش گاز و در کل در بخش انرژی این کشور، نشان‌گر آن است که دسترسی شرکت‌های بین‌المللی نفت به منابع هیدروکربوری روسیه با دشواری فزاینده‌ای روبه‌رو خواهد بود. دوم آن که

چکیده:

راهبرد شرکت «گازپروم» روسیه امروزه در کانون بحث‌های مربوط به امنیت تأمین گاز اروپا قرار دارد. آزادسازی بازار گاز اروپا موجب تغییر راهبردهای صنعتی، تجاری و حقوقی گازپروم شده است و این شرکت در پی کنار آمدن با دگرگونی‌های نهادی در اصلی‌ترین بازار صادرات خود می‌باشد.

گازپروم در چنین بستری برای تثبیت سهم بازار خود در پی حضور در فعالیتهای پایین دستی است تا به مصرف‌کنندگان نهایی دسترسی داشته باشد. البته شرایط بازار داخلی روسیه نیز هم از لحاظ عرضه و تقاضا و هم از لحاظ قیمت بر صادرات گاز به اروپا اثر می‌گذارد. بازار داخلی روسیه را دشوار بتوان بازاری واقعی که در آن عرضه و تقاضا به وسیله نوسانات قیمت تنظیم می‌شود در نظر گرفت.



آزادسازی بازار گاز اروپا تغییرات مهمی را در روابط (و به ویژه قراردادهای) اتحادیه اروپا با تأمین کنندگان اصلی گاز این اتحادیه (که عمدتاً خارج از این اتحادیه قرارداد دارند) ایجاد می‌کند. این مقاله در تلاش برای روشن کردن چگونگی اثرگذاری آزادسازی بازار گاز اروپا بر راهبردهای یکی از تأمین کنندگان اصلی گاز اتحادیه اروپا یعنی روسیه است. در این مقاله خط‌مشی‌های مختلف

آنها به یکدیگر است. اگر کشورهای بالتیک را کنار بگذاریم مجموع صادرات گاز روسیه به اروپا در سال ۲۰۰۶ برابر با ۱۵/۱۶۱ میلیارد مترمکعب بود (۱۳۷/۱ میلیارد مترمکعب از این مقدار به ۲۷ کشور عضو اتحادیه اروپا صادر شد). ۲۳ درصد گاز ۲۷ کشور عضو اتحادیه اروپا توسط روسیه تأمین می‌شود. طبق برنامه درازمدت انرژی روسیه که در سال ۲۰۰۳ تدوین شده است، این کشور می‌تواند در میان مدت جایگاه خود به عنوان عرضه‌کننده اصلی گاز به اروپا را حفظ کند و صادرات گاز روسیه به اروپا در سال ۲۰۲۰ به ۲۰۰ میلیارد مترمکعب می‌رسد (طبق ابلاغیه اخیر «مدودف» این رقم در سال ۲۰۱۵ برابر با ۱۸۰ میلیارد مترمکعب است).

ساخت اصلی این رابطه گازی که در دوران شوروی شکل گرفت، قراردادهای درازمدت بود. در این نوع قرارداد پیوند مستقیمی بین تولیدکننده گاز و هریک از انحصارگران وارداتی کشورهای اتحادیه اروپا برقرار می‌شود و در عین حال مخاطرات (مربوط به حجم و قیمت) بین خریدار و فروشنده تقسیم می‌شود. با آزادسازی بازار اروپا و افزایش رقابت بین عرضه‌کنندگان، شکل‌گیری بازارهای نقدی و معاملات کوتاه مدت احتمال می‌رود که عرضه‌کنندگان سنتی گاز در اتحادیه اروپا بیشتر از گذشته در معرض «ریسک قیمت» و «ریسک حجم» قرار گیرند. در چنین محیطی که از عدم قطعیت بیشتری برخوردار است،

گازپروم برای مواجهه با دگرگونی‌های نهادی در مهم‌ترین بازار خارجی این شرکت و حفظ سهم بازار این شرکت تحلیل شده است. اما خط‌مشی‌های صادراتی گازپروم تا حد زیادی تحت تأثیر مشخصات ویژه (عمدتاً مشخصات نهادی) بازار داخلی روسیه است. در میان مدت، و شرایط فقدان بازار واقعی گاز در داخل، محدودیت‌های نیرومندی در برابر ظرفیت تولید و به تبع آن ظرفیت صادرات گازپروم وجود دارد که حالت بازدارنده دارد. تکمیل اصلاح نظام قیمت‌گذاری داخلی گاز دست کم از دو جنبه معضل اصلی صنعت گاز روسیه است. اصلاح قیمت نه تنها برای روند افزایش تقاضا بلکه برای روند افزایش عرضه گاز روسیه و در نتیجه ظرفیت صادرات این کشور متغیر تعیین‌کننده‌ای است. علاوه بر این، با افزایش سودآوری گازپروم در بازار داخلی، اصلاح قیمت راهبردهای صادرات این شرکت را منعطف‌تر می‌کند. بنابراین «روابط گازی» روسیه و اتحادیه اروپا (امنیت تأمین گاز اتحادیه اروپا و توان روسیه برای اعمال قدرت در بازار اروپا) تا حد زیادی به توان روسیه در اصلاح بازار داخلی روسیه بستگی خواهد داشت.

۱- راهبردهای صادراتی جدید گازپروم در واکنش به آزادسازی بازار گاز اروپا

مشخصه روابط گازی اتحادیه اروپا و روسیه، وابستگی متقابل

عرضه کنندگان می‌کوشند راهبردهائی را برای تضمین موقعیتی مطمئن در بازار تدوین کنند.

۱-۱- راهبردهای صنعتی مبتنی بر خرید دارایی‌ها (الف) یکپارچگی پایین دستی:

عرضه کنندگان برای آن که بتوانند سهم (یا فروش) خود را در بازار آزادسازی شده نیز حفظ کنند باید در فعالیت‌های پایین دستی حضور داشته باشند تا به مصرف کننده نهایی دسترسی داشته باشند. عرضه کنندگان گاز می‌توانند با اجرای خط مشی خرید دارایی‌های شرکت‌های انتقال و توزیع گاز و حتی مصرف کنندگان بزرگ گاز (مثل بخش برق) بدون آن که مجبور به رقابت با سایر تولیدکنندگان گاز در بازار عمده فروشی باشند منابع خود را عرضه کنند (آیکلند، ۲۰۰۷). تولیدکننده‌ای که در پایین دست زنجیره عرضه جایگاهی داشته باشد می‌تواند از لحاظ قیمت در بازارهای فروشندگان همان حاشیه سود خرده فروشان را به دست آورد.

خط مشی گازپروم برای خرید دارایی‌های سایر شرکت‌ها که از پایان دهه ۱۹۸۰ آغاز شده است با این چارچوب جور در می‌آید زیرا هدف روشن آن دست یافتن به مصرف کنندگان نهایی است. گازپروم برای دست یافتن به ۱۰ درصد سهم مستقیم بازار فرانسه و همچنین بیش از ۱۰ درصد بازار انگلستان تا سال ۲۰۱۰ هدف گذاری کرده است و رسیدن به شاخص ۲۰ درصد در سال ۲۰۱۵ را هدف خود قرار داده است. گازپروم این هدف را در بازارهای «جمهوری چک» و ایتالیا نیز دنبال می‌کند. این راهبرد روشی برای حفظ سهم در بازارهای اصلی صادرات، به هنگام تغییرات نهادی است و چندین مشخصه مهم را دارا می‌باشد. تا آغاز دهه ۲۰۰۰ خط مشی سنتی بر همکاری بین گازپروم و مشتریان قدیمی اش در اروپا حاکم بود که متکی بر رقابت نبود. این شرکت مشارکت‌هایی را در زمینه انتقال، بازاریابی و تجارت گاز تشکیل داد ولی در بیش تر موارد با بهره‌برداران قدیمی و براساس قراردادهای درازمدت اقدام می‌کرد (جدول ۱).

جدول ۱: مشارکت‌های اصلی گازپروم با شرکای اروپایی (اواخر سال ۲۰۰۷)

کشور	گروه مشترک	درصد سهم گازپروم	فعالیت
آلمان	وینگاس (وینترشال/C) WIEH (وینترشال/BASF)	۵۰ درصد از سال ۲۰۰۷ ۵۰ درصد	حمل و نقل و فروش فروش و بازاریابی
اتریش	GWH (بامو)	۵۰ درصد	بازاریابی و تجارت
فنلاند	گاسوم (فورتوم، ای. آن روه‌رگاس) نورت ترانسگاس OY	۵۰ درصد ۵۰ درصد	توزیع حمل و نقل
فرانسه	فراگاز (GDF)	۵۰ درصد	توزیع و تجارت
یونان	پرومتئوس گاز	۵۰ درصد	بازاریابی
مجارستان	پانروس گاز (مول) بورسودچم دی کاجی - ایست	۴۰ درصد ۲۵ درصد ۳۸ درصد	بازاریابی و توزیع پتروشیمی بازاریابی و تجارت
ایتالیا	پروم گاز (SNAM، اديسون)	۵۰ درصد	بازاریابی و توزیع
لهستان	یورپول گاز (PGNiG) گاز تریدینگ (PGNiG)	۴۸ درصد ۱۶ درصد	حمل و نقل (خط لوله یامال) بازاریابی و تجارت، گاز و LNG
جمهوری چک	گاز - اینوست ومکس	۳۷.۵ درصد ۳۳ درصد	بازاریابی، توزیع و تجارت تجارت
اسلواکی	اسلوروس گاز (E.ON)	۵۰ درصد	حمل و نقل و بازاریابی
سوئیس	WIEE (وینترشال)	۵۰ درصد	بازاریابی

جدول ۲: سهام گازپروم در شرکت‌های همکارش در اتحادیه اروپا و شرکت‌های تابعه گازپروم (پایان ۲۰۰۷)

کشور	شرکت
اتریش	گازپروم حق آن را دارد که از طریق شرکت تابعه خود GWH و سترکس (۲۵ درصد متعلق به گازپروم) فروش مستقیم داشته باشد.
مجارستان	تملک سهام "E.ON فولداگ" و "E.ON فولداز" و عرضه‌کنندگان منطقه‌ای گاز و برق در چارچوب معامله با E.ON در زمینه سهام MOL
ایتالیا	احتمال خرید ۱۰ درصد سهام "انی پاور" و فروش مستقیم گاز به تولیدکنندگان برق
انگلستان	خرید سهام شرکت توزیع گاز "پنین نچرال گاز" (PNG)، خرید سهام شرکت توزیع گاز NGSS (خدمات حمل گاز طبیعی)، گازپروم از طریق شاخه بازاریابی و تجارت خود می‌تواند به طور مستقیم گاز روسیه را در انگلستان به فروش برساند.
استونی	خرید ۳۷/۵ درصد سهام شرکت بازاریابی و توزیع استی گاز
لتونی	خرید ۳۴ درصد سهام شرکت بازاریابی و توزیع لاتویاس گاز
لیتوانی	خرید ۳۰ درصد سهام شرکت حمل و نقل و توزیع استلاوینا، خرید ۳۷ درصد سهام شرکت حمل و نقل و بازاریابی لیتووس دوجوس

منبع: س. لوکاتلی، ۲۰۰۷

انتقال گاز این شرکت به اروپا در حدود ۱۴۵ میلیارد مترمکعب است که بین دو خط لوله اصلی تقسیم می‌شود، یکی از طریق اوکراین و دیگری از طریق روسیه سفید (یامال ۱). خط «بلو استریم» نیز که از بستر دریای سیاه می‌گذرد ۱۶ میلیارد مترمکعب ظرفیت دارد. پروژه‌های «نورد استریم» و «ساوت استریم» دو پروژه اصلی روسیه برای گسترش و حفظ مسیرهای صادرات است که اولی در دست ساخت است و در سال ۲۰۱۲ به بهره‌برداری می‌رسد. این پروژه در پی توافق بین گازپروم و شرکت‌های BASF و E.ON در سال ۲۰۰۵ اجرائی شد. «نورد استریم» نخستین خط لوله گاز روسیه خواهد بود که بدون گذر از هر کشور دیگری به اروپا می‌رسد زیرا از بستر دریای بالتیک به آلمان وصل می‌شود. پروژه «ساوت استریم» با آن که در مراحل آغازین قرارداد وقتی که در سال ۲۰۱۱ تکمیل شود و گاز روسیه را به طور مستقیم به بلغارستان برساند ظرفیت صادرات گازپروم را ۳۰ میلیارد مترمکعب دیگر افزایش می‌دهد. این خط لوله از بلغارستان به دوشاخه تقسیم می‌شود که یکی به رومانی، مجارستان و اسلونی و دیگری یونان و جنوب ایتالیا می‌رود. گازپروم برای تکمیل این مسیرهای صادرات، سهام دو خط لوله رابط را هم خریده است و هدف آشکارش راه یافتن به بازار انگلستان است. گازپروم سهام کانون گاز «باومگارتن» در اتریش را نیز خریداری کرده است.

باتوجه با ستیزه‌جویی‌هایی که از دوران شوروی به جا مانده است تلاش برای خرید سهام شبکه‌های موجود

از آغاز دهه ۲۰۰۰ در کنار این رهیافت کلاسیک، روش‌های سازمانی دیگری پا گرفت که از جمله عبارتند از ایجاد شاخه‌های بازاریابی در کشورهای معینی از اروپا و یا خرید سهام اقلیت یا اکثریت در شرکت‌های محلی (جدول ۲). اگر کشورهای اروپای مرکزی و شرقی و کشورهای بالتیک و همچنین کشورهای همسود را نادیده بگیریم به کارگیری روش دوم تاکنون بسیار محدود بوده است. اما اگر این خط مشی در قلمرو صنعت در مقیاس گسترده اجرا شود می‌تواند روابط پایدار گازپروم و مشتریان سنتی‌اش را از حالت ثبات خارج کند. زیرا در این رهیافت مقداری رقابت با بهره‌بردارن قدیمی یعنی مشتریان سنتی این شرکت روسی ایجاد می‌شود. چنین روش‌هایی در اغلب موارد تهدیدی برای امنیت انرژی اروپا تلقی می‌گردد که کمترین دلیل آن سهم داشتن دولت روسیه در گازپروم است (۵۱ درصد). البته کمیسیون اروپا عزم خود را برای صدور سوّمین دستور گاز نشان داده است که توزیع کردن مالکیت و جلوگیری از تجمع کردن سهام از جمله مفاد آن است و در نتیجه آن شرکت‌های عرضه گاز از یکپارچه کردن بخش پایین دستی منع می‌شوند. بنابراین راهبردهای گازپروم زیر سؤال می‌رود و توازن کنونی به هم می‌خورد.

ب) استراتژی مسیرهای صادراتی:

گازپروم در کنار راهبرد یکپارچگی پایین دستی، جهت گسترش و حفظ کانال‌های صادرات به اروپا، خط مشی افزایش ظرفیت انتقال را نیز پی گرفت. در حال حاضر، ظرفیت

کشورهای مشترک المنافع نیز بخشی از راهبرد حفظ مسیرهای صادرات گازپروم است. با چنین هدفی بود که گازپروم به مذاکره با اوکراین و روسیه سفید پرداخت و پیشنهاد کرد در قبال دریافت سهام اکثریت در شرکت های خط لوله گاز این کشورها از بدهی های گازی آن ها بگذرد. اوکراین با این پیشنهاد مخالفت کرد ولی در سال ۲۰۰۷ موفقیت هایی در روسیه سفید به دست آمد.

۱-۲- راهبردهای تجاری: مجموعه قراردادهای روسیه چگونه باشد؟

تعریف مجموعه قراردادی دو مین مولفه مهم راهبرد گازپروم است. آزادسازی بازار گاز اروپا گزینه های بازاریابی جدیدی را برای عرضه کنندگان پدید آورد (به ویژه فروش در بازارهای تک محموله و فروش های کوتاه مدت) و به ایجاد تغییراتی در قراردادهای بلندمدت منجر شد که تغییر در مدت قراردادهای حذف یا اصلاح بندهای مهم معینی (بند مقصد نهایی و بند شاخص بندی قیمت) از جمله این تغییرات می تواند باشد. افزایش انعطاف پذیری مقدار گازی که واقعاً تحویل داده می شود (بند گاز را برداشت کن یا وجه آن را بپرداز) از جمله پیامدهای دیگر تغییرات می تواند باشد (شوالیه و پرسبویس، ۲۰۰۷).

بنابراین گازپروم با معضل کلاسیک فراروی تمام عرضه کنندگان گاز مواجه است، معضل ایجاد توازن درست بین حجم و قیمت. بنابراین خط مشی به دست آوردن سهم بازار از طریق تجارت نقدی و فروش های کوتاه مدت، در صورتی که در مقیاس وسیع باشد می تواند قیمت ها را کاهش دهد. در ضمن شرایط بازارد داخلی گاز روسیه که در آن قیمت ها تأثیر چندانی در سودآوری این شرکت ندارند، ارجحیت دادن به قراردادهای درازمدت توسط گازپروم را توجیه می کند. چنین قراردادهایی برای تأمین مالی سرمایه گذاری های بزرگ لازم برای توسعه مناطق جدید تولید، ضروری است و فروش درازمدت سودآور در بازار اروپا را تضمین می کند. بدون چنین فروش هایی، با توجه به قیمت پایین گاز در روسیه، توسعه میدان های جدید گازی صرفه اقتصادی ندارد و هزینه های تولید نیز به گونه چشم گیری از گذشته بیشتر خواهد شد.

گازپروم در مواجهه با چنین وضعیتی می تواند به فروش گاز در بازارهای تک محموله ای روی بیاورد، همان کاری که در زمان های مختلف در انگلستان انجام داده است تا از قیمت هایی که بالاتر از قیمت های قراردادی هستند بهره برد. در این مورد خاص، گازپروم با بازار «جدیدی» روبرو خواهد بود که قیدوبند قرارداد

ندارد (بنابراین تمام اشکال رقابت از بین می رود). گازپروم سوای چند مورد خاص، در پی آن است تا نظام قراردادهای درازمدت برای فروش گاز به اروپا را حفظ کند. قراردادهای اخیر با شرکت های GDFE.ON، روهگاس، ENIOMV و RWE و ترانس گاز نمونه هایی از مصادیق این راهبرد هستند (جدول ۳).



جدول (۳): قراردادهای عمده درازمدت بین گازپروم و بهره‌برداران گاز اروپا از سال ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۷

کشور	شرکت	مدت قرارداد (تاریخ امضا)	مقدار	تمدیدی / جدید	توضیحات
آلمان	E.ON گروه گاز*	۲۰۳۶-۲۰۱۱ (۲۰۰۶)	۱۰۰ میلیارد متر مکعب	جدید	از طریق لوله "نورداستریم"
آلمان	E.ON گروه گاز*	۲۰۳۵-۲۰۲۰ (۲۰۰۶)	۳۰۰ میلیارد متر مکعب	تمدیدی	
آلمان	E.ON	۲۰۲۰-۲۰۰۹ (۲۰۰۵)		تمدیدی	
آلمان	WIEH	۲۰۳۱-۲۰۱۴ (۲۰۰۶)	۹۰ میلیارد متر مکعب	تمدیدی	
اتریش	OMV*	۲۰۲۷-۲۰۱۲ (۲۰۰۶)	۷/۵ میلیارد متر مکعب در سال	تمدیدی	۲۵ درصد توسط دو شرکت سنترکس و GWH به بازار عرضه می‌شود که به ترتیب ۵۰ و ۱۰ درصد سهام شان از آن شرکت‌های روسی است.
بلغارستان	بلغار گاز*	۲۰۳۰-۲۰۱۱ (۲۰۰۶)	۳ میلیارد متر مکعب در سال	جدید	
دانمارک	دونگ	۲۰۳۰-۲۰۱۱ (۲۰۰۶)	۱ میلیارد متر مکعب در سال	جدید	از طریق لوله "نورداستریم"
ایتالیا	ENI*	۲۰۳۵-۲۰۱۷ (۲۰۰۶)	۲۲ میلیارد متر مکعب در سال	تمدیدی	ENI پذیرفته است که گازپروم سالی ۳ میلیارد متر مکعب به صورت مستقیم به مشتریان ایتالیایی بفروشد**.
فرانسه	GDF*	۲۰۳۰-۲۰۱۷ (۲۰۰۶)	۱۲ میلیارد متر مکعب در سال	تمدیدی	از سال ۲۰۱۰ میلادی ۲/۵ میلیارد متر مکعب در سال هم اضافه می‌شود (از طریق نورداستریم). گازپروم می‌تواند ۱/۵ میلیارد متر مکعب در سال را به طور مستقیم در بازار بفروشد.
جمهوری چک	RWE ترانسگاز*	۲۰۳۵-۲۰۱۴ (۲۰۰۶)	۹ میلیارد متر مکعب در سال	تمدیدی	
جمهوری چک	ومکس	۲۰۱۲-۲۰۰۸ (۲۰۰۷)	۰/۵۵ میلیارد متر مکعب در سال	جدید	قابل تمدید به مدت ۵ سال (ومکس شرکت بازاریابی است که ۳۳ درصد سهام آن به گازپروم تعلق دارد).
رومانی	WIEH	۲۰۳۰-۲۰۱۲ (۲۰۰۵)	۴/۵ میلیارد متر مکعب در سال	تمدیدی	

* بهره‌بردار قدیمی ** هدف از قراردادهای امضا شده تعریف همکاری براساس تبادل دارایی بین گازپروم و ENI است: ۱۰ درصد سهام انی پاور در قبال سهام در یک میدان گازی و تأسیس شرکت بازاریابی مشترک در ازای سهام میدان گاز.

۱-۳- برخی محدودیت‌های تعریف راهبرد جدید گازی:

راهبرد گازپروم برای راه یافتن به زنجیره پایین دستی می‌تواند با محدودیت‌ها و تنگناهایی مواجه شود. حداقل مشکل خاصی که برای این شرکت پیش می‌آید این است که اگر این اقدام در مقیاسی گسترده باشد روابط قراردادی با مشتریان سنتی در بازار اروپا رازیرسؤال می‌برد. بنابراین مسأله رقابت بین قراردادهای درازمدت و فروش‌های مستقیم، چالشی بسیار مهم است که شباهت بسیاری دارد به ایجاد توازن بین انواع مختلف قراردادهای به گونه‌ای که روابط این غول گازی با مشتریان سنتی دچار تزلزل نشود. برای مثال در بازار فرانسه برای گازپروم دشوار است که حجم‌های قراردادی مربوط به توافق‌های TOP را حفظ کند یا حتی افزایش دهد و در عین حال ۱۰ درصد سهم مستقیم بازار مصرف کننده نهایی را داشته باشد مگر آن که تقاضا افزایش زیادی پیدا کند. به همین ترتیب قرارداد میان مدت امضا شده با «ومکس» (شرکت بازاریابی گاز که ۳۳ درصد سهام آن متعلق به گازپروم است) پرسش مشابهی را در ارتباط با قرارداد درازمدت امضا شده با RWE ترانس گاز (صاحب امتیاز پیشین واردات گاز جمهوری چک) پیش می‌کشد.

از این نقطه نظر، قرارداد بین گازپروم و GDF که در سال ۲۰۰۶ امضا شده است اندکی این مسأله را روشن می‌کند و به تفسیر اوضاع کمک می‌کند. به خصوص آن که این قرارداد به گازپروم امکان می‌دهد تا به طور مستقیم سالی ۱/۵ میلیارد مترمکعب گاز به مصرف کنندگان فرانسوی بفروشد (GDF باید این مقدار را به گازپروم برگرداند). با توجه به مقادیری که مطرح شده است به نظر نمی‌رسد این گونه توافق اثر جدی ویژه‌ای بر شرایط رقابت بگذارد. گرچه حجم مربوطه به نسبت چشم گیر است (۱۰/۳ درصد عرضه‌های قراردادی گازپروم) فقط درصد کوچکی (۲/۳ درصد) از کل فروش گاز GDF به مصرف کنندگان فرانسوی (حدود ۶۶ میلیارد مترمکعب) را تشکیل می‌دهد. بنابراین بسیار نامحتمل است که این راهبرد بتواند قراردادهای بسته شده با GDF را متزلزل کند. در مورد قرارداد با جمهوری چک نیز می‌توان همین نتیجه را گرفت.

با توجه به اهمیتی که گازپروم برای قراردادهای درازمدت با شرکای سنتی اش قائل است و با تغییراتی که به تازگی در قراردادها داده شده است، به نظر می‌رسد که راهبرد گازپروم برای حضور در بخش پایین دستی، محدود بماند. به نظر ما گازپروم تنها با خرید سهام بهره‌برداران قدیمی می‌تواند خط مشی حضور در بخش پایین دستی را به صورت گسترده اجرا کند و در عین حال روابط قراردادی موجودش زیرسؤال نرود. همان گونه که گفته شد

در شرایط کنونی به نظر می‌رسد که پذیرش چنین چیزی برای کشورهای اتحادیه اروپا دشوار باشد البته شاید این نکته درباره کشورهای اروپای شرقی و مرکزی و برخی کشورهای شوروی سابق درست نباشد. از همین رو است که گازپروم توانسته است در فرایند خصوصی سازی شرکت‌های انرژی به ویژه در کشورهای بالتیک، بلغارستان و رومانی شرکت کند (اما حتی در این موارد هم مقاومت‌های زیادی مشاهده شده است).

دسترسی به منابع در ازای دارایی‌های پایین دستی؟

شاید تصور اجرای گسترده راهبرد پایین دستی گازپروم دشوار باشد، مگر آن که غول گاز روسیه، نیز شرکت‌های اروپایی را به فعالیت‌های بالادستی خود راه دهد. گازپروم در مواردی تمایل داشته است که براساس قراردادهای دوسویه، در ازای حضور در زنجیره پایین دستی اروپا دسترسی به منابع گازی خود را آزاد کند. قرارداد با BASF نخستین نمونه از این موارد است.

قرارداد سال ۲۰۰۷ بین BASF- گازپروم شامل کل زنجیره گاز است و فعالیت‌های اکتشاف و تولید (در روسیه) و حمل و توزیع (در آلمان و برخی کشورهای دیگر) را در برمی‌گیرد. طبق این قرارداد ۲۵ درصد منهای یک سهام شرکت روسی سورنفته گازپروم در اختیار شرکت ویتترشال (شاخه‌ای از BASF) قرار می‌گیرد. سورنفته گازپروم در حال توسعه میدان گازی یوژنوروسکویه است که پیش بینی شده است ظرفیت تولید آن در سال ۲۰۰۹ به ۲۵ میلیارد مترمکعب برسد. در عوض سهام گازپروم در وینگاس از ۳۵ به ۴۹ درصد افزایش خواهد یافت. در ضمن BASF و گازپروم برای عرضه گاز روسیه به بازار اروپا گروه مشترکی به صورت ۵۰/۵۰ تشکیل می‌دهند.

از نظر اتحادیه اروپا نیز گشایش بخش گاز عرضه کنندگان و به ویژه عرضه کنندگان روسیه به روی سرمایه گذاران خارجی متغیر مهمی در خط مشی انرژی در بستر آزادسازی بازار انرژی است. در منشور انرژی (و حتی در بحث‌های پیوستن روسیه به WTO) هم به این نکته اشاره شده است. در مورد چگونگی حضور شرکت‌های اروپایی در فعالیت‌های بالادستی روسیه و میزان گشودن فعالیت‌های پایین دستی اروپا همچنان در روسیه و اتحادیه اروپا تعارض و سوء تفاهم وجود دارد. هم اکنون روشن است که دولت روسیه بیش از همیشه برای حفظ کنترل مستقیم بر منابع نفت و گاز خود مصمم است. نمی‌توان گفت که روسیه به طور کامل بسته است و مذاکرات

چشم‌گیری یافته است اما هنوز آن قدر نیست که چین بتواند قیمتی مشابه بازارهای اروپا برای واردات گازپردازد. دست کم در کوتاه مدت، بازار اروپا برای گازپروم سودآورترین است. نهایتاً آن که وضعیت گازپروم از لحاظ عوامل نهادی نیز مشخص نیست. گازپروم دارای امتیاز انحصاری صادرات گاز و همچنین هماهنگ کننده توسعه میدان‌های گازی در شرق سیبری است اما تاکنون در توسعه میدان‌های گازی این ناحیه دخالتی نداشته است و امتیاز توسعه میدان‌های گازی اصلی در دست شرکت‌های نفت روسیه است. البته بدون حضور بیش تر گازپروم، دشوار بتوان تصور کرد که توسعه بزرگی در این منطقه صورت گیرد. شاید عضویت این شرکت گازی روسیه در کنسرسیوم ساخالین-۲ و خرید سهام TNK-BP (صاحب امتیاز توسعه کویتکا) نشانه‌ای از آغاز تحولات تازه باشد.

۲- بازار داخلی، سد راه راهبردهای صادرات

دگرگونی‌های نهادی بازار گاز اتحادیه اروپا گازپروم را وادار کرده است که راهبردهای صادرات خود به این بازار را با این دگرگونی‌ها همساز کند. اما شرایط بازار داخلی روسیه بر صادرات به اروپا اثر می‌گذارد و شاید حتی در آینده آن را محدود کند. علی‌رغم دگرگونی‌های چشم‌گیری که در چند سال گذشته رخ داده است بازار داخلی روسیه را دشوار بتوان بازاری واقعی که در آن عرضه و تقاضا توسط نوسانات قیمت تنظیم شود تلقی کرد. بخش بزرگی از این بازار با ابزارهای کلاسیک اقتصاد برنامه‌ریزی شده، یعنی سهمیه بندی مصرف و نه از طریق قیمت، کنترل می‌شود. بنابراین دشوار بتوان عرضه و تقاضای داخلی را ارزیابی کرد و این کار تا حدی خطرناک است. اما تغییرات عرضه و تقاضا، مثل نوسانات قیمت‌ها، عامل‌های اصلی برای تعریف ظرفیت صادرات روسیه در میان مدت است.

۱-۲- عدم قطعیت در آینده تولید گاز

نخستین بار میلوف بود که اعلام کرد از سال ۲۰۱۰ به بعد روسیه دیگر نمی‌تواند هم تعهدات قراردادی خود را انجام دهد و هم نیازهای داخلی را برآورده کند و سپس آژانس بین‌المللی انرژی و اتحادیه اروپا نیز بر این نکته تأکید کردند. این باعث شد تا موضوع افزایش ظرفیت تولید گاز طی ۱۰ سال آینده در کانون بحث‌ها قرار گیرد. کسری گاز روسیه در سال ۲۰۱۰ به حدود ۳۲ میلیارد مترمکعب می‌رسد (میلوف، ۲۰۰۵) که مؤید پیش‌بینی‌های مرکز مطالعات

مستمری به صورت مورد به مورد با مقامات بلندپایه روسیه انجام می‌شود که توافق بین گازپروم، توتال و استات اویل-هیدرو برای توسعه میدان گازی «اشتوکنگ» از این موارد است. البته این توافق نیز آکنده از ابهامات و سوء تفاهم‌هایی است که گریزناپذیر می‌نماید. گازپروم می‌گوید ۱۰۰ درصد ذخایر و تولید گاز طبیعی اشتوکن را در اختیار دارد اما توتال هم می‌گوید سهام دار این ذخایر است.

۴-۱- متنوع سازی صادرات: پاسخی شایسته به آزادسازی بازار گاز اروپا؟

تغییرات نهادی در بازار گاز اروپا این شرکت روسی را برمی‌انگیزد تا برای متنوع سازی صادراتش، نخست به سوی بازارهای آسیا و سپس از طریق زنجیره گاز طبیعی مایع شده (ال ان جی) به سوی بازار ایالات متحده سمت‌گیری کند. در درازمدت به خوبی می‌توان تصور کرد که بازارهای اروپا ناچار به رقابت با بازارهای آسیایی بر سر گاز روسیه شوند. اما در کوتاه مدت چنین گزینه‌ای برای روسیه پاسخ چندان مقبولی در قبال عدم قطعیت‌های حاصل از آزادسازی بازار گاز اروپا نیست.

گاز روسیه را از دو مسیر اصلی می‌توان به آسیا صادر کرد. نخستین گزینه آن است که با توسعه میدان‌های گازی سیبری، گاز چین تأمین شود. میدان «کویتکا» در منطقه «ایرکوتسک» نخستین میدانی است که برای این منظور مورد استفاده قرار می‌گیرد. سپس می‌توان از میدان‌های دور افتاده تر جمهوری ساخا (چایاندیسکویه، تالاکان) بهره گرفت. در این گزینه، نواحی مورد بهره برداری برای تأمین گاز آسیا کمابیش از نواحی تأمین گاز اروپا (غرب سیبری) دور است. اما در گزینه دوم که توسعه میدان «آلتای» از میدان‌های گازی غرب سیبری برای تأمین گاز آسیا را شامل می‌شود رقابتی جدی میان اروپا و آسیا درمی‌گیرد.

به دلایل متعددی تصور این متنوع سازی در آینده نزدیک دشوار است. بحث بر سر کافی بودن ذخایر گازی نیست هر چند که فقدان اکتشاف در این منطقه به معنای عدم اطمینان در قبال مقادیر واقعی صادرات است. خطلوله‌های بسیار طولانی هم برای انتقال گاز باید ساخته شود (به خصوص برای میدان‌های گازی غرب سیبری) که به تأمین مالی زیادی نیاز دارد. اما معضل اصلی به چین مربوط می‌شود و مشخص نیست که این کشور تا چه حد برای تأمین هزینه واردات گاز از روسیه آمادگی دارد. چین تمایلی به قراردادهای درازمدت ندارد که هم از لحاظ حجم و هم از لحاظ قیمت تعهدآور است. قیمت گاز در داخل چین طی چند سال گذشته افزایش

صادرات سال ۲۰۱۰ (سرجمع صادرات به تمام نواحی) ۲۲۵ میلیارد مترمکعب برآورد شده است و در حالت خوش بینانه نیز میزان صادرات به اروپا در سال ۲۰۱۰ از ۲۱۰ میلیارد مترمکعب فراتر نمی رود. براساس طرح های در نظر گرفته شده، این میزان صادرات با میزان تولید گاز انطباق دارد که برای سال ۲۰۱۰ بین ۵۶۰ تا ۶۶۵ میلیارد مترمکعب است (جدول ۴). طبق طرح کلی توسعه بخش گاز تا سال ۲۰۳۰ که توسط گازپروم آماده شده است و از سال ۲۰۰۵ مورد بحث بوده است تولید گاز سال ۲۰۱۰ بین ۶۸۳ تا ۷۱۰ میلیارد مترمکعب در نظر گرفته شده است.

استراتژیک اروپا (۲۶ میلیارد مترمکعب) است (رایلی، ۲۰۰۶). اما برخی از فرض ها پرسش برانگیز است. اساس این برآورد کسری، در نظر گرفتن ۳۱۲ میلیارد مترمکعب برای حجم صادرات بوده است که شامل ۲۰۰ میلیارد مترمکعب صادرات به اروپا و ۱۱۲ میلیارد متر مکعب صادرات به کشورهای مشترک المنافع (CIS) می شود (درعین حال سطح تولید روسیه چندان با آمارهای رسمی فاصله ای ندارد). این حجم از صادرات قابل توجه به نظر می رسد زیرا از صادرات پیش بینی شده توسط مقامات روسی برای سال ۲۰۲۰، در چارچوب برنامه درازمدت انرژی، بیش تر است. طبق این برنامه حداکثر

جدول ۴: چشم انداز تولید گاز در روسیه

۲۰۳۰	۲۰۲۰	۲۰۱۵	۲۰۱۰			
—	—	۵۰۰	—	گازپروم	برآورد پایین	ساگن و تسیگانکوا ۲۰۰۶
—	—	۵۸۰	—	جمع کل		
—	—	۵۴۰	—	گازپروم	برآورد متوسط	
—	—	۶۶۰	—	جمع کل		
—	—	۵۸۰	—	گازپروم	برآورد بالا	
—	—	۷۴۰	—	جمع کل		
—	۱۰۱۳.۷	۸۰۴.۴	۷۱۲.۴	جمع کل		ویکتور و دیگران، ۲۰۰۶
—	—	—	—	گازپروم	برآورد پایین	طرح درازمدت انرژی، ۲۰۰۳
—	۶۱۰	—	۵۶۰-۵۵۵	جمع کل		
—	۵۳۰	۵۴۰	۵۳۰	گازپروم	برآورد متوسط	
—	۶۸۰	۶۶۰	۶۳۵	جمع کل		
—	۵۹۰	۵۷۰	۵۵۰	گازپروم	برآورد بالا	
—	۷۳۰-۷۱۰	۷۰۵	۶۶۵	جمع کل		
۵۹۵	—	—	۵۴۶	گازپروم	کمینه	طرح توسعه بخش گاز، ۲۰۰۷
۷۸۹	—	—	۶۸۳	جمع کل		
۶۵۶	—	—	۵۵۶	گازپروم	بیشینه	
۹۲۲	—	—	۷۱۰	جمع کل		
—	—	—	۵۸۱	گازپروم		سرمایه نوزایی، ۲۰۰۴
—	—	—	۷۷۶	جمع کل		
—	—	—	۵۵۰	گازپروم		میلوف، ۲۰۰۵
—	—	—	*۶۴۰	جمع کل		
—	۸۰۰	—	—	جمع کل		WEO، ۲۰۰۴
۹۸۵	۸۴۰	۷۶۷	۶۹۷			DOE، ۲۰۰۴

بدون در نظر گرفتن تولید خاور دور و روسیبری شرقی



برخی متغیرها پرسش برانگیز است اما این واقعیت همچنان پابرجا است که گازپروم در میان مدت در پی هیچ گونه افزایش چشم گیر تولید گاز نیست و قسمت اعظم افزایش تولید گاز روسیه به عهده شرکت های مستقل گاز و شرکت های نفت روسیه است. طبق برآوردهایی که خود گازپروم انجام داده است تولید این شرکت تا سال ۲۰۱۰ ثابت است (حدود ۵۵۰ تا ۵۷۰ میلیارد متر مکعب)، سپس تا سال ۲۰۱۵ افزایش چشم گیری پیدا می کند (۶۱۰ تا ۶۱۵ میلیارد متر مکعب) و در سال ۲۰۲۰ به ۶۵۰ تا ۶۷۰ میلیارد متر مکعب

می رسد (گازپروم ۲۰۰۸). رهیافت آزمایش و خطائی که گازپروم در قبال راهبرد سرمایه گذاری برای احیای ذخایر موجود در پیش گرفته است موضوع اصلی بحث های جاری است. این افت تولید تا سال ۲۰۰۹-۲۰۱۰ توسط حوضه های گازی زاپولارنویه، پستوویه و تارکوسالینسکویه جبران می شود که اقامار اصلی سه ذخایر گازی بسیار بزرگ مدوهزه، اورنگوی و یامبورگ هستند. هم اکنون تولید گاز در این سه ذخیره بسیار بزرگ به اوج خود رسیده است. پس از تاریخ مذکور هم طرح چندان مشخصی وجود ندارد.

گازپروم برای آن که بتواند سطح کنونی تولید خود را حفظ کند مجبور خواهد شد تا در سال ۲۰۱۵ و ۲۰۲۰ به ترتیب ۷۰ و ۱۸۰ میلیارد متر مکعب به ظرفیت تولید خود بیافزاید. میدان های گازی بزرگ در استان یامال (در گام نخست میدان های بووانکو، خارساوی و کروزنشترن به بهره برداری می رسد)، دریای بارنت (اشتوکمن) و سبیری شرقی باتوجه به ذخایر عظیمی که دارند می توانند این ظرفیت اضافی لازم را فراهم کنند. باید منتظر ماند و دید که گازپروم در راهبرد سرمایه گذاری اش کدام نواحی را در صدر دستور کار قرار می دهد. گزینه های متعددی پیش روی گازپروم قرار دارد. گازپروم می تواند از میدان های استان یامال (باتولید بالقوه ۲۵۰ میلیارد متر مکعب) میدان فلات قاره اشتوکمن (باحداکثر تولید ۹۴ میلیارد متر مکعب) آغاز کند. راه کار سوم که کمتر مورد توجه است و ذکری از آن به میان نمی آید اولویت دادن به توسعه ذخایر خلیج

«اوبگ» و ناحیه «تاز» در دریای «کارا» است. اولویت رسمی گازپروم توسعه میدان گازی «بووانکو» در استان یامال است که پیش بینی می شود تولید گاز آن به ۷/۹ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۱ برسد. باین همه، تحولات اخیر مربوط به میدان اشتوکمن و امضای قرارداد بین گازپروم، توتال و استات اویل هیدرو که طبق آن قرار است بهره برداری از این میدان در سال ۲۰۱۰ به صورت گاز طبیعی و در سال ۲۰۱۴ به صورت گاز طبیعی مایع آغاز شود نشان گر آن است که علی رغم کوتاه مدت بودن چارچوب کار، هنوز انتخاب هائیهی نشده است و راه برای انتخاب گزینه ها باز است. به نظر برخی از کارشناسان، «بووانکو» همچنان در قیاس با اشتوکمن گزینه کوتاه مدت معتبرتری است.

این تأخیرها نشان گر تردیدهایی است که در تصمیم گیری برای سرمایه گذاری فراروی شرکت روسی گازپروم قرار دارد که هم به بازار اصلی صادرات این شرکت یعنی اتحادیه اروپا مربوط می شود و هم به بازار داخلی. ممکن است هیچ نیازی به افزایش چشم گیر تولید گاز روسیه نباشد. از یک طرف برای بازار اروپا، هدف از آزادسازی ایجاد رقابت بین عرضه کنندگان است که به طور ضمنی به معنای متنوع سازی منابع تأمین گاز اتحادیه اروپا است. از این لحاظ ممکن است این بازار به نظر گازپروم دارای ثبات و حتی قابلیت اطمینان کمتری جلوه کند و بر اساس نوع قراردادهای خود با وارد کنندگان به سوی تعهدات کوتاه مدت تر حرکت کند. در چنین شرایطی عرضه کنندگان باید تصمیم بگیرند که آیا به افزایش چشم گیر تولید

به فروش رفت زیرا انحصار لوله‌های صادرات گاز در دست گازپروم است. در چنین وضعیتی که قیمت معنی چندانی ندارد نظام سهمیه‌بندی مصرف بر بازار گاز روسیه حاکم است که در اصل همان نظام جیره‌بندی است (البته بازار آزادی نیز تعریف شده است که صنایع و نیروگاه‌ها می‌توانند گاز بیشتری را به قیمت‌های بالاتر نیز خریداری کنند). در چنین شرایطی عرضه گاز باید با تقاضا همخوان باشد و با توجه به آن که روسیه در دوران رشد اقتصادی قوی قرار دارد، افزایش چشم‌گیری می‌یابد مگر آن که افزایش قیمت شدیدی رخ دهد. طبق پیش‌بینی وزارت اقتصاد و دارایی، تقاضای داخلی گاز تا سال ۲۰۱۰ به میزان ۲۰ درصد افزایش می‌یابد.

افزایش تدریجی قیمت‌ها که مورد نظر مقامات روسیه است اگر به راستی انجام شود این رهیافت را به گونه چشم‌گیری تغییر می‌دهد. هدف کلی برابری قیمت داخلی گاز و قیمت‌های اروپا است به طوری که از سال ۲۰۱۱ به بعد در بخش صنعت و از سال ۲۰۱۳ به بعد در بخش خانگی این تعادل برقرار شود. طبق زمان‌بندی افزایش قیمت‌های کنترل شده گاز که در ۳۰ نوامبر ۲۰۰۶ تعیین شد قیمت‌ها در سال ۲۰۰۷ و ۲۰۰۸ به ترتیب ۱۵ و ۲۵ درصد افزایش می‌یافت. در سال ۲۰۰۹ قیمت‌ها باید در دو گام ۱۳ درصدی افزایش یابد و در سال ۲۰۱۰ نیز این افزایش در دو گام ۱۳ و ۱۲ درصدی صورت گیرد. البته دشوار بتوان گفت که در سال ۲۰۱۱ به طور دقیق چه قیمت‌هایی برقرار خواهد بود زیرا با توجه به آن که قیمت گاز در رابطه قیمت مورد استفاده در قراردادهای درازمدت با قیمت نفت تعیین می‌شود رهیافت هم‌تراز کردن قیمت‌ها با قیمت‌های اروپا افزایش‌های چشم‌گیری می‌تواند به بار آورد.

در طرف تقاضا، این گونه تغییر قیمت‌ها انگیزه‌هایی اقتصادی پدید می‌آورد که برای ترغیب مصرف‌کننده به مصرف منطقی گاز لازم است و آهنگ رشد تقاضا را کند می‌کند. هم‌اکنون در طرح درازمدت انرژی روسیه، برای افزایش تقاضا برای گاز طبیعی تا سال ۲۰۲۰ رقم کمابیش ناچیزی در نظر گرفته شده است و میانگین رشد سالانه آن ۱٫۳ درصد در نظر گرفته شده است. در این صورت روسیه می‌تواند بدون آن که تولید گاز را افزایش چشم‌گیری بدهد هم نیازهای داخلی را تأمین کند و هم پاسخ‌گوی تعهدات قراردادی‌اش باشد.

در طرف عرضه نیز افزایش چشم‌گیر قیمت داخلی گاز می‌تواند تولیدکنندگان مستقل (مانند نواتک و نورت گاز) و شرکت‌های نفت روسیه (سورگوتنفگاز، روسنف، TNK-BP و لوک‌اویل) را به تولید بیش‌تر تشویق کند. در حال حاضر به علت آن که پایین بودن قیمت‌های داخلی و انحصار صادرات در دست گازپروم این

نیاز دارند. چنین استدلالی را می‌توان از این حد فراتر هم برد. گازپروم در بازارهای آزادسازی شده می‌تواند با محدودسازی حجم تولید اقتدار خود را در بازار حفظ کند زیرا بالا نگه داشتن قیمت‌های تک‌محموله‌ای و همچنین قیمت‌های قراردادهای جدید آسان‌تر می‌شود (فینون، ۲۰۰۷). اما با توجه به ارجحیت قراردادهای درازمدت برای این شرکت که تا حد زیادی به علت ناتوانی در کسب سود کافی از بازار داخلی و همچنین کندی آهنگ آزادسازی بازار گاز اتحادیه اروپا موجه است دلیلی ندارد چنین چیزی رخ دهد. لازم به گفتن نیست که گازپروم نمی‌تواند از تریدهای ناشی از آزادسازی بازار بگریزد. از سوی دیگر این تردید بر بازار داخلی گازپروم هم اثر می‌گذارد و این پرسش جدی‌ر را پیش می‌کشد که اصلاح قیمت گاز در مقیاس گسترده چه پیام‌هایی دارد.

۲-۲- اصلاح قیمت در مرکز مسائل گاز روسیه

سرعت اجرای اصلاحات، میزان افزایش قیمت‌ها و ساختار بازار اصلاح شده (متشکل از بازار «آزاد» و بازار تنظیم شده) است که دگرگونی‌های عرضه و تقاضای گاز در روسیه و در پی آن ظرفیت صادرات این کشور را معین می‌کند. نباید فراموش کرد که علی‌رغم آغاز اصلاحات اقتصادی در سال ۱۹۹۱، هنوز هم پایین بودن قیمت‌ها، یارانه‌های متقابل و تداوم ارزانی قیمت گاز طبیعی نسبت به قیمت زغال‌سنگ در ساختار قیمت انرژی مشخصه بازار گاز روسیه است. در سال ۲۰۰۶، میانگین قیمت عمده‌فروشی تنظیم شده ۱۰۰ متر مکعب گاز برای مصرف کنندگان صنعتی داخلی ۴۴ دلار بود. در بخش خانگی به علت وجود یارانه‌هایی که در قالب تعرفه‌های صنعتی ارایه می‌شود و از جمله اقدامات اقتصاد برنامه‌ریزی شده است قیمت‌ها بسیار کمتر است. در حالی که متوسط قیمت ۱۰۰ متر مکعب گاز صادراتی به اروپا در سال ۲۰۰۶ معادل ۲۴۰ دلار بود. به همین علت، سود چندانی از بازار داخلی نصیب گازپروم نمی‌شود در حالی که قسمت اعظم فروش گازپروم هم در این بازار است. از ۶۵۶ میلیارد متر مکعب گاز تولیدی گازپروم در سال ۲۰۰۶ میلادی ۶۸۷ درصد یعنی ۴۵۱ میلیارد متر مکعب صرف تأمین نیازهای داخلی شد که از این مقدار ۳۰ درصد صرف بخش صنعت و ۳۹ درصد صرف بخش برق شد. قسمت اعظم تقاضا توسط گازپروم تأمین می‌شود ولی سهم تولیدکنندگان مستقل و شرکت‌های نفت روسیه نیز در تأمین نیازهای داخلی روبه افزایش است. در سال ۲۰۰۶، تولیدکنندگان مستقل و شرکت‌های نفت روسیه ۶۱ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی تولید کردند که قسمت اعظم آن در بازار روسیه

قیمت‌های کنترل شده دولتی در بازار آزاد تأمین کرد). این گونه جیره‌بندی مبتنی بر کنترل مقداری به گازپروم امکان می‌دهد تا تعهدات قراردادی خود را برآورده کند، تعهداتی که با توجه به وضعیت بازار داخلی همچنان در خط مشی گازی این شرکت اولویت دارد (هرچند که گازپروم همواره از واگذار کردن منافع اش در بازار داخلی سرباز زده است). در این مسیر از زغال سنگ سوز کردن نیروگاه‌های گازسوز نیز حمایت می‌شود. با توجه به وضعیت کنونی اصلاحات و تردیدهایی که وجود دارد (به ویژه تردیدهای سیاسی) و هر گونه افزایش ناگهانی و چشم گیر در قیمت‌ها را نامحتمل می‌کند، این طرح بسیار محتمل است.

نتیجه‌گیری:

احتمال اعمال قدرت روسیه در بازار گاز اتحادیه اروپا، در حال حاضر نمی‌تواند تهدیدی واقعی باشد. نخست آن که بازار گاز اروپا در سیطره قراردادهای درازمدت است. دوم آن که روسیه در راهبردهای صادرات خود نه از ظرفیت اضافی برخوردار است نه از انعطاف‌پذیری لازم. دست کم به دو دلیل فقط در صورت افزایش چشم گیر قیمت‌ها در بازار داخلی است که گازپروم از ظرفیت اضافی و انعطاف‌پذیری برخوردار می‌شود. شکی نیست که اگر بازار داخلی سودآوری وجود داشته باشد گازپروم آسان‌تر می‌تواند فروش گاز در داخل و خارج را تنظیم کند و اتحادیه اروپا اولویت کنونی‌اش را از دست می‌دهد (استرن ۲۰۰۷). به این ترتیب گازپروم می‌کوشد در مورد قراردادهای انعطاف بیشتری به خرج دهد و کمتر به صورت خودکار به دفاع از قراردادهای درازمدت بپردازد و به سوی فروش‌های کوتاه مدت تمایل بیشتری نشان دهد. در عین حال چنین افزایش قیمت‌هایی تضمین می‌کند که ظرفیت تولید گازپروم به لطف کاهش تقاضا یا اقتصادی شدن توسعه میدان‌های متعدد آن قدر بالا باشد تا راهبردهای صادراتی انعطاف‌پذیر به گزینه مقبولی تبدیل شود (افزایش یا کاهش قیمت صادرات براساس شرایط بازار نقدی). در واقع با توجه به ظرفیت کنونی تولید گازپروم، خیلی نامحتمل می‌نماید که در زمینه صادرات فضای چندانی برای تحرک داشته باشد.

چنین تغییراتی می‌تواند به اعتبار این فکر که روسیه به اعمال قدرت در بازار اروپا خواهد پرداخت بیافزاید اما با توجه به وابستگی روسیه به درآمد حاصل از صادرات هیدروکربورها (و هم چنین تحولات بازارهای تک‌محموله‌ای اتحادیه اروپا) دشوار به نظر می‌رسد که در حال حاضر گازپروم از پس چنین کاری برآید.

شرکت‌ها را از صادرات به بازار اروپا بازمی‌دارد به محدودسازی تولیدشان گرایش دارند به طوری که در سال ۲۰۰۶ سهم‌شان از گاز تولیدی روسیه ۱۶ درصد بود. بنابراین در میان مدت توسعه پرمایه میدان‌های گازی دارای ذخایر زیاد، مانند میدان‌های یامال، به خاطر هراس از عرضه بیش از حد گاز توجیه ندارد.

گازپروم بدون افزایش قیمت چه فضایی برای تحرک دارد؟

توسعه میدان‌های گازی یامال، که تولید در آن بی‌شک از سبیری غربی بسیار پرهزینه‌تر است افزایش تعرفه‌های داخلی گاز (و/یا «حفظ تقاضای گاز اروپا») را ضروری خواهد کرد. بدون افزایش عمده قیمت‌ها، بعید است که گازپروم بتواند در بازار داخلی بابت چنین سرمایه‌گذاری‌هایی به سود دست یابد. بنابراین حتی برای تأمین تقاضای داخلی هم توسعه این گونه میدان‌های گازی توجیه اقتصادی ندارد. بنابراین گازپروم دو راه در پیش رو دارد. نخست آن که مطمئن شود در کنار گاز تولیدی در روسیه به حجم زیادی گاز در آسیای مرکزی (ترکمنستان و قزاقستان) دسترسی دارد. روسیه برای سال ۲۰۰۸، برای خرید ۵۰ میلیارد متر مکعب گاز به قیمت ۱۰۰ دلار برای هر ۱۰۰۰ متر مکعب با ترکمنستان قرارداد بست. طبق قراردادی که گازپروم در سال ۲۰۰۳ با رییس جمهور ترکمنستان امضا کرده است، این واردات تا سال ۲۰۱۰ به ۸۰ میلیارد متر مکعب قابل افزایش است و تا سال ۲۰۲۸ قابل تمدید است. با امضای قرارداد بین روسیه، قزاقستان و ترکمنستان برای نوسازی شبکه خط لوله بین ترکمنستان و روسیه که از ازبکستان و قزاقستان می‌گذرد و همچنین ساخت لوله‌ای به موازات لوله نخست و در نهایت نوسازی خط لوله مرکز آسیای مرکزی اوضاع روشن‌تر می‌شود. دومین راه فراروی گازپروم سازماندهی بازار داخلی گاز است. برای مثال وقتی قیمت‌ها پایین است (برای مثال پایین‌تر از هزینه نهایی) گازپروم باید بکوشد فروش خود را به حداقل برساند (ساگن و تسیگانکوا، ۲۰۰۶) و بگذارد تا تولیدکنندگان مستقل از طریق بازارهای موازی کمبودها را برطرف کنند. به این ترتیب گازپروم می‌تواند بخشی از گازی را که در داخل می‌فروخت به خارج صادر کند. با توجه به ساختاری که بازار گاز روسیه دارد تنظیم مقادیر می‌تواند فرض واقع‌بینانه‌ای باشد. گازپروم می‌تواند با استفاده از نظام سهمیه‌بندی در زمینه جیره‌بندی به مذاکره با مصرف‌کنندگان بزرگ و بخش‌های صنعت و برق بپردازد (استرن ۲۰۰۶). (تمام تقاضاهای فراتر از سهمیه را می‌توان به قیمت‌های بالاتر از

آن روی سکه مناقشه رژیم اشغالگر قدس و مردم غزه

محسن کمالی چیرانی

سمت خصوصی در حال تغییر است. نمودار این موضوع را نشان می‌دهد.

استفاده از انرژی‌های نو می‌تواند وابستگی به واردات انرژی‌های هیدروکربوری را کاهش دهد اما نمی‌تواند موجب قطع وابستگی شود. اسرائیل در کوتاه‌مدت قصد دارد که گاز را جایگزین نفت نماید و سوخت نیروگاه‌ها و صنایع خود را از نفت به گاز تغییر دهد. برنامه افزایش سهم گاز طبیعی، می‌تواند

بدلیل امنیتی، اقتصادی و زیست‌محیطی باشد. تقاضا برای گاز طبیعی طبق پیش‌بینی‌ها به ۲۸۲/۵ میلیارد فوت مکعب در سال ۲۰۱۰ می‌رسد (۴ برابر مصرف ۲۰۰۴) که افزایش قابل ملاحظه‌ای است. تولید گاز این کشور در سال ۲۰۰۴ حدود ۲/۸ میلیون فوت مکعب بوده است.

اسرائیل که یکی از کشورهای پیشرو در زمینه تولید برق از طریق انرژی‌های نو است، در بلندمدت می‌خواهد تمام نیازمندی‌های انرژی خود را از طریق انرژی‌های نو و هسته‌ای تأمین نماید. فعالیت

در زمینه انرژی‌های نو نیز عمدتاً بر انرژی خورشیدی متمرکز است که ایستگاه‌های آن در قسمت جنوبی اسرائیل بین «بیرشبا و ایلات» قرار دارد. اسرائیلی‌ها امیدوارند که از طریق توسعه ایستگاه‌های تولید برق خورشیدی در دو دهه آتی، وابستگی خود به انرژی‌های فسیلی را به صورت چشمگیری کاهش دهند.

اسرائیل در سال ۲۰۰۵ مقادیر اندکی تولید نفت داشت و حدود ۲۴۹.۰۰۰

رژیم اشغالگر قدس با ۶/۵ میلیون نفر جمعیت یهودی در کنار ۴ میلیون فلسطینی، ۲۰/۷۷۰ کیلومتر مربع وسعت در منطقه خاورمیانه قرار دارد. اقتصاد بخش یهودی اسرائیل، ۴۰ برابر بزرگتر از بخش فلسطینی آن و ارزش تولید ناخالص داخلی آن بیش از ۱۸۰ میلیارد دلار است. صادرات اسرائیل در سال ۲۰۰۷ میلادی به بیش از ۵۰ میلیارد دلار رسید که ۴۰ درصد آن را محصولات با فناوری بالا تشکیل

می‌داد. اسرائیل دارای وابسته‌ترین اقتصاد جهان به صنایع با تکنولوژی بالا است.

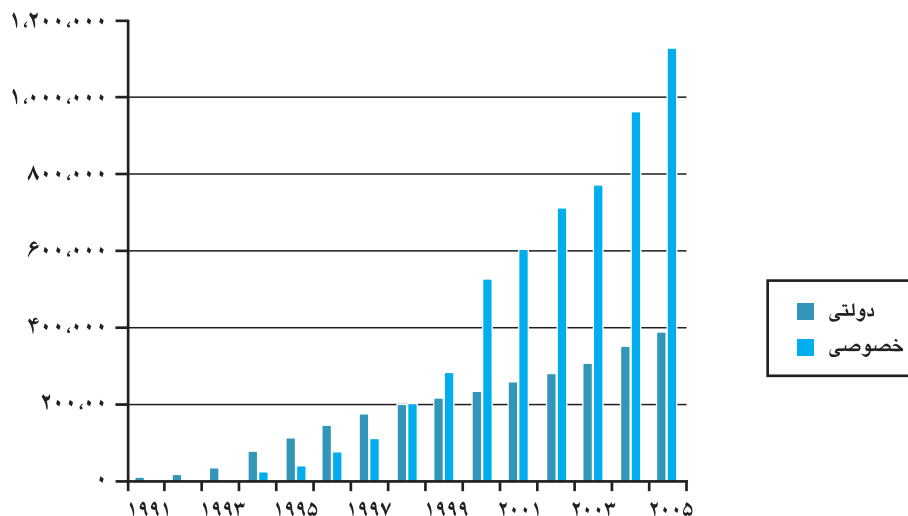
اسرائیل گرچه در یک منطقه غنی از انرژی واقع شده است اما به لحاظ ذخایر انرژی بسیار فقیر است و ذخایر نفتی آن ناچیز بوده و تأمین انرژی آن کاملاً به واردات وابسته است. اسرائیل در محاصره کشورهای عربی است. جمعیت اسرائیل در مقایسه با همسایگان مستقیمش، نسبت ۱ به ۱۵، در برابر کل اعراب جهان نسبت ۱ به ۴۰ و در برابر کل مسلمانان جهان نسبت ۱ به ۲۰۰ است. این کشور تنها

از طریق دریای مدیترانه با سایر نقاط جهان ارتباط مستقیم دارد. منطقه خاورمیانه که مهم‌ترین تأمین‌کننده نفت جهان است با اسرائیل رابطه دوستانه‌ای ندارد.

میزان سرمایه‌گذاری در این کشور از مقدار ناچیز ۱۰ میلیون دلار در سال ۱۹۹۰ به ۱/۴۸ میلیارد دلار در سال ۲۰۰۵ رسیده است که عمدتاً در بخش دفاعی و انرژی بوده است. ترکیب سرمایه‌گذاری نیز از سرمایه‌گذاری دولتی به



نمودار ۱. سرمایه‌گذاری دولتی و خصوصی در رژیم اشغالگر قدس ۱۹۹۰-۲۰۰۵ (هزار دلار)



بشکه در روز نفت خام وارد کرد. واردات نفت عمدتاً از مصر، دریای شمال، غرب افریقا و مکزیک انجام می‌شد. اما این کشور در سال‌های اخیر واردات از روسیه و دریای خزر را افزایش داده است و طبق گزارشات جدید، سه چهارم از نفت مورد نیازش را از این منطقه وارد می‌کند و واردات نفت بیشتری را از آذربایجان که سبکتر و شیرین تر از نفت «اورال روسیه» است، آغاز کرده است.

که حتی انتقال آن نیز از طریق خط لوله تازه تأسیس باکو-تفلیس - جیهان آسان تر است. اما به طور کلی واردات نفت اسرائیل بارویکرد جایگزینی سایر انرژی‌ها در حال کاهش است.

اگرچه در گذشته اکتشاف و تولید نفت در اسرائیل موفقیت آمیز نبوده (تولید ۱۰۰ ب در از ۶ میدان) اما ۲۰ شرکت کوچک مستقل در بخش اکتشاف هیدروکربنی فعال هستند. کمسیون نفتی اسرائیل ذخایر نفتی را در حدود ۵ میلیارد بشکه تخمین زده است، که اغلب در زیر سازندهای گازی قرار دارند.

اگرچه از لحاظ زمین‌شناسی موقعیت مکانی اسرائیل در سیستم پالائونیک (نفت غنی) قرار دارد که بسیار شبیه موقعیت ذخایر هیدروکربوری عربستان سعودی است اما حفر بیش از ۴۷۰ حلقه چاه از دهه ۱۹۴۰ تاکنون، با موفقیت کمی همراه بوده است. شرکت Givat Olam در ماه می ۲۰۰۴ گزارش داد که حدود ۹۸۰ میلیون بشکه ذخایر نفتی را در چهار میدان دریایی در نزدیکی «کفار سوا» در شمال تل آویو کشف نموده است اما پیش‌بینی می‌شود که تنها ۲۰ درصد از این ذخایر قابل استحصال باشد.

اسرائیل در حدود ۱۴ تا ۱۵ میلیارد تن متریک نیز، شن‌های آغشته به نفت دارد. ضریب استحصال این شن‌ها در حدود ۱۵ تا ۱۷ گالن نفت در هر تن تخمین زده می‌شود. بیشتر این ذخائر در منطقه «روتم» در صحرای نقب شمالی، در نزدیکی بحرالْمیت واقع است. اخیراً علاقه اسرائیل به استحصال نفت از این ذخائر بیشتر شده است، به طوری که طرحی را در دست بررسی دارد تا با راه‌اندازی کارخانه‌ای با سرمایه‌گذاری ۲۷۰ میلیون دلار در «میشور روتم» بتواند ۶۰۰۰۰ بشکه در روز (حدود ۳۰ درصد از واردات فعلی) را از

۶ میلیون تن شن‌های آغشته به نفت بدست آورد.

در بخش پایین‌دستی، دو پالایشگاه مهم «حیفا» با ظرفیت ۱۳۰ هزار بشکه در روز و «آشود» با ظرفیت ۹۰ هزار بشکه در روز که فرآورده‌های آن هم مورد استفاده اسرائیلی‌ها و هم فلسطینی‌ها قرار می‌گیرد، در این کشور وجود دارد. از سال ۱۹۹۴ شرکت «دور آلون» اسرائیل، نیم میلیون گالن در روز فرآورده‌های نفتی و LPG را به صورت یارانه‌ای در اختیار دولت خودگردان فلسطین قرار می‌دهد.

اسرائیل قراردادی با ترکیه جهت ساخت کریدری بنام «مید استریم» دارد که طراحی آن شامل سه خط لوله است. خط لوله اول مربوط به نفت خام است که به خط لوله باکو سیحان یا خط لوله باکو-سامسون متصل می‌شود و تا اسرائیل ادامه می‌یابد. دومین خط لوله مربوط به گاز طبیعی خواهد بود و سومین خط لوله برای انتقال آب، برق یا حتی فیبرهای نوری مخابرات، مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

از سوی دیگر شرکت «بریتیش گس» در منطقه دریایی مدیترانه و در محدوده مرز بین غزه و اسرائیل ذخایر گاز کشف کرده است. اسرائیل به جای آن که از طریق خط لوله از مصر یا LNG از فواصل دورتر گاز طبیعی را تأمین کند، سال‌های متمادی به دنبال افزایش تولید گاز در داخل کشور بوده است.

اما توسعه این ذخایر به حالت تعلیق درآمده است چون عمده گاز اکتشاف شده در داخل مرزهای غزه قرار دارد و ارزش بالادستی آن متعلق به فلسطینی‌ها است. اسرائیل نیز به دلیل این که نسبت به چگونگی استفاده از درآمدهای حاصل از این پروژه تردید دارد، از

می شود که بین ۷۵ تا ۱۷۷ تریلیون فوت مکعب ذخیره دارد. شرکت بریتیش گس و شرکا (BG Group) که با نام «شرکت پیمانکاران متحد» (CCC) در آتن پایتخت یونان مستقر است به فامیل های لبنانی «صباغ» و «خوری» تعلق دارد که حق استخراج از منابع گاز کرانه غزه را در ماه نوامبر سال ۱۹۹۹ برای ۲۵ سال از مسئولین فلسطینی «الفتح» دریافت کرده بود. درصد تقسیم حق برداشت از این منابع به ترتیب زیر مقرر شده بود: فلسطینی ها ۱۰ درصد، «شرکت پیمانکاران متحد» «۰۶» (CCC) درصد، بریتیش گس ۳۰ درصد. سه طرف قرار داد، جهت توسعه میدان و احداث یک خط لوله انتقال گاز به توافق رسیدند. «بریتیش گس» در مرحله اکتشاف در محدوده ساحلی نزدیک به کرانه غزه منابع متعددی از گاز را کشف کرد که در مجاورت منابع گازی اسرائیل قرار دارند. لازم به ذکر است که ۶۰ درصد منابع گازی سواحل غزه به فلسطینی ها تعلق دارد.

در سال ۲۰۰۰ میلادی دو میدان گازی کشف شد. میزان ذخیره موجود گاز در این دو میدان ۱/۴ تریلیون فوت مکعب ارزیابی شد که بنا به ارزیابی بریتیش گس حدود ۴ میلیارد دلار آمریکا ارزش دارد. میزان گاز موجود در محدوده منطقه مجاور آن نیز که به فلسطینی ها تعلق دارد به مراتب می تواند بیشتر از میزان دو میدان مذکور باشد.

گفتگو با فلسطینی ها پیرامون توسعه ذخایر گاز امتناع می کند. اسرائیل به عنوان یک بازار گاز بالقوه و جذاب مطرح است. اما نه تنها تصویر عرضه بسیار غیرشفاف است، بلکه اسرائیل نیز موقعیت مناسبی را جهت ایفای نقش برای توسعه بازار خود ندارد. بزرگترین مصرف کننده احتمالاً نیروگاه های برق اسرائیل هستند که ترجیح می دهند توسعه گاز انجام گیرد.

شرکت گاز مدیترانه شرقی، کنسرسیومی که متشکل از شرکت نفت دولتی مصر (EGPC)، گروه «مرهاو» اسرائیل و یک تاجر مصری به نام «حسین سالم» است، در سال ۲۰۰۱ جهت واردات گاز طبیعی از مصر تأسیس شد. در ماه ژوئن سال ۲۰۰۵ توافق نامه ای برای فروش گاز طبیعی مصر به اسرائیل به میزان ۷ میلیارد متر مکعب در سال به مدت ۵ سال، به امضاء دو دولت رسید. یک خط لوله دریایی بطول ۸۰/۸ مایل با حداکثر ظرفیت ۲۴۷/۲ میلیارد متر مکعب در سال مابین «ال آریش» در صحرای سینای مصر و شهر ساحلی «اشکلون» در اسرائیل در حال طراحی است که هر دو کشور در تجهیزات و ادوات و سرمایه گذاری آن سهیم اند. با افزایش نیازهای آبی و در نظر گرفتن مشکلات واردات گاز طبیعی از منطقه خاورمیانه، اسرائیل در حال بررسی ساخت تأسیسات و تجهیزاتی جهت تأمین گاز به صورت LNG یا خطوط زیردریایی از ترکیه است.

فقر اسرائیل از لحاظ ذخایر انرژی، باعث شده است که برای

دستیابی یا ذخیره سازی انرژی دست به هرگونه فعالیتی در راستای بقای خود بزند. براین اساس، از آنجایی که فعالیت های اکتشافی در اسرائیل با موفقیت همراه نبوده است طبیعی است که ذخایر گاز غزه برای اسرائیل بسیار جذاب باشد.

در سال های گذشته فعالیت های توسعه ای ناچیزی در منابع اندک انرژی توسط چندین شرکت نفتی انجام گرفته است که نتایج آن کشف مقادیر تجاری، اما اندک از گاز طبیعی در سواحل غزه و اسرائیل است. دو میدان گازی «ماری» و «نوا» از بزرگترین ذخایر گازی اسرائیل و غزه محسوب





منابع گازی منطقه متعلق به کیست؟

حال سؤال اینجاست که منابع گازی منطقه متعلق به کیست؟ مالکیت و تسلط بر منابع گازی غزه مسأله مهمی است. خصوصاً با توجه به این که فلسطینی‌ها در این منطقه ساکن هستند و این منابع به آن‌ها تعلق دارد. تحولات منطقه غزه و پیروزی حماس، بهانه تسلط اسرائیل را بر ذخایر گازی سواحل غزه فراهم کرد. «شرکت بریتیش گس» با نادیده گرفتن موجودیت حماس در منطقه غزه با اسرائیل قرار داد استخراج گاز امضاء کرده است.

انتخاب «آریل شارون» در سال ۲۰۰۱ میلادی به نخست‌وزیری اسرائیل، زمینه تغییراتی را در عرصه سیاسی اسرائیل فراهم کرد. مالکیت و تسلط فلسطینی‌ها بر منابع گازی کرانه غزه از طرف دولت شارون انکار شد. شارون اعلام کرد «اسرائیل هرگز از فلسطینی‌ها گاز خریداری نخواهد کرد» و تأکید کرد که منابع گازی موجود در سواحل غزه متعلق به اسرائیل خواهد بود.

در سال ۲۰۰۶ میلادی در شرایطی که شرکت «بریتیش گس» آماده انعقاد یک قرارداد گازی با مصر بود تا بخشی از گاز استخراجی کرانه غزه را به مصر منتقل کند تونی بلر نخست‌وزیر وقت انگلیس مداخله کرد و خواست تا طرف قرارداد فروش گاز به مصر نه شرکت «بریتیش گس» بلکه دولت اسرائیل ذکر شود. یک سال بعد یعنی در ماه مه سال ۲۰۰۷ میلادی کابینه اسرائیل به نخست‌وزیر «المرت»، پیشنهاد داد که گاز مورد نیاز اسرائیل از فلسطینی‌ها خریداری شود. اسرائیل اصراری نداشت که جزئیات این معامله را با فلسطینی‌ها در میان بگذارد. یک شرکت کوچک واسطه شد تا با «شرکت بریتیش گس» هماهنگی‌هایی انجام دهد تا در این معامله دولت حماس و مسئولین فلسطینی (الفتح) مداخله نداشته باشند. مسئولین وزارت دفاع اسرائیل مایل هستند که سهم فلسطینی‌ها در این معامله به طریق کالایی و خدماتی پرداخت شود. آن‌ها تأکید دارند که دولت حماس پولی دریافت نکند.

هدف عملیات مذکور این بود که قرارداد منعقد سال ۱۹۹۹ که بین شرکت بریتیش گس و مسئولین وقت تحت سرپرستی یاسر عرفات امضاء شده بود از درجه اعتبار ساقط شود.

بنابر همین توافق، در سال ۲۰۰۷ با «شرکت بریتیش گس» در رابطه با میزان استخراج، معین شد که گاز استخراجی از منابع گازی نزدیک به سواحل غزه، از طریق لوله‌های زیر دریا به بندر اسرائیلی اشکولون پمپ شده و جهت فروش توسط اسرائیل آماده شود. در همین شرایط ادامه استخراج و حمل گاز با اخطار رئیس سازمان امنیت اسرائیل (موساد) به دلایل مسائل امنیتی معلق ماند. هدف

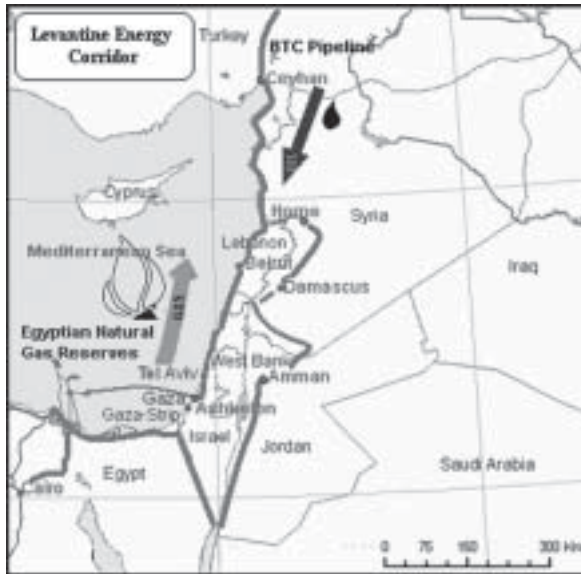
اسرائیل در این مرحله این بود که بهانه‌ای فراهم شود تا حق استخراج و سهم متعلق به فلسطینی‌ها پرداخت نشود.

در ماه دسامبر سال ۲۰۰۷ «مجموعه شرکت‌های بریتیش گس» با اشاره اسرائیل معاملات خود را با اسرائیل قطع و کلیه دفاتر خود را در اسرائیل تعطیل کردند. عملیات طبق برنامه قبلی با هدف فراهم کردن بهانه جهت استخراج گاز منطقه کرانه غزه توسط اسرائیل از ماه جولای ۲۰۰۸ میلادی با نام رمز «سرب ریخته‌گری» آغاز شد. روزنامه هآرتس چاپ اسرائیل در تاریخ ۲۰۰۸/۱۱/۲۷ (۵ ماه پس از آغاز و به نتیجه رسیدن عملیات) نوشت: «اهود بارک» وزیر دفاع، شش ماه قبل از آغاز عملیات «ریخته‌گری سرب» نیروهای دفاعی اسرائیل را آماده جنگ نموده بود، درست در همان زمانی که اسرائیل با حماس مشغول گفتگو و در آتش‌بس کامل بود.

دقیقاً در همین ماه بود که مسئولین اسرائیلی مجدداً با شرکت بریتیش گس تماس داشتند تا معامله برنامه خرید گاز طبیعی غزه را به نتیجه برسانند.

نتیجه مذاکرات و تصمیم‌گیری‌های اسرائیل با گروه «شرکت‌های بریتیش گس» با پروسه انجام عملیات نظامی اسرائیل همزمان شد. اصرار بر مذاکره و توافق با گروه «شرکت‌های بریتیش گس» قبل از اشغال مناطق کرانه غزه نشان می‌داد که این قرارداد بخشی کوچکی از یک برنامه درازمدت و طولانی است.

برای دولت «اهود المرت» محرز بود که توافق برای معامله با گروه «شرکت‌های بریتیش گس» زمینه تسلط و اشغال منطقه جدیدی از کرانه غزه متعلق به فلسطینی‌ها را فراهم خواهد کرد.



غزه و ژئوپولیتیک انرژی

عملیات اشغال مناطق کرانه غزه جهت تسلط اسرائیل بر مناطق گازی متعلق به فلسطینی ها در کرانه غزه انجام شد. پس از اشغال مناطق کرانه غزه از اسرائیل چه توقعی می توان داشت؟ نظر اسرائیل درباره منابع گاز طبیعی فلسطینی ها چیست؟ آیا غزه در حال تبدیل شدن به منطقه تحت کنترل سازمان ملل است؟ آیا اسرائیل مایل است کرانه غزه را به یک منطقه نظامی تبدیل کند؟ آیا اسرائیل مایل است تا منابع گازی فلسطینی ها در کرانه غزه را مصادره و تسلط یک جانبه خود را در منطقه اعمال کند؟ اگر جواب این سوالات مثبت باشد، سوال بعدی آنست که آیا لوله های انتقال گاز مستقر در زیر دریا در منطقه کرانه غزه به لوله های گاز مستقر در زیر دریا اسرائیل وصل خواهد شد؟ لوله های انتقال انرژی مختلفی توسط اسرائیل از جمله از منطقه «ایلات» و بندر اشکلون از طریق خط لوله مابین اسرائیل و ترکیه به بندر سیحان وصل خواهد شد؟ بندر سیحان در ترکیه ترمینالی برای نفت و گاز انتقال یافته از خط لوله «باکو-تفلیس-سیحان» است، محلی که لوله های گازی اسرائیل نیز قرار است به آنجا وصل شوند.

بنابراین مسأله حمله اسرائیل به غزه می تواند روی دیگری نیز داشته باشد که در آینده نزدیک مشخص تر خواهد شد.
منبع: بولتن تحولات بازارهای نفت و گاز
(مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی) بهمن ۸۷

آخرین قیمت فرآورده های نفتی در منطقه خلیج فارس

با تداوم بحران اقتصادی و کاهش تقاضای انرژی در جهان، سطح قیمت فرآورده های نفتی کماکان پائین است، در جدول زیر آخرین قیمت فرآورده های نفتی در منطقه خلیج فارس بر اساس بشکه و لیتر محاسبه و منعکس شده است. همانطور که ملاحظه می شود قیمت فرآورده ها که در گزارش ماه گذشته (غیر از نفت سفید و نفت گاز) حتی از نفت خام نیز پائین تر بودند، قدری تعدیل گردیده اند. فاصله قیمت فرآورده ها هم که بسیار شدید شده بود و خصوصاً نفت گاز بسیار بالاتر از بنزین قرار گرفته بود، متعادل تر گردیده است. منظور از نرخ های منطقه ای، نرخ های بین المللی در منطقه خلیج فارس است و ممکن است با قیمت داخلی کشورها، حسب سیاست های مالیاتی یا یارانه ای که هر کشور دارد، متفاوت باشد. ضمناً قیمت بنزین (معمولی) بر مبنای نفتا تعیین گردیده است که به دلیل ضرورت مخلوط شدن با افزودنی MTBE ممکن است قدری بیشتر از این باشد.

آخرین قیمت فرآورده های عمده نفتی در بازار خلیج فارس (قیمت منطقه ای) ۸۷/۱۱/۱۲

نوع فرآورده	قیمت بشکه (دلار)	قیمت لیتر (دلار)	قیمت لیتر (ریال)	نرخ داخلی (ریال)
بنزین سوپر بدون سرب	۵۵/۷۸	۰/۳۵	۳۳۸۱	۱۵۰۰
بنزین معمولی (نفتا)	۴۴/۲۰	۰/۲۸	۲۶۸۰	۱۰۰۰
سوخت جت (نفت سفید)	۵۳/۵۲	۰/۳۴	۳۲۴۴	۱۶۵
نفت گاز	۴۶/۴۶	۰/۲۹	۲۸۱۶	۱۶۵
نفت کوره	۳۶/۰۹	۰/۲۳	۲۱۸۷	۹۵
گاز مایع (L.P.G)	۴۳/۵۳	۰/۲۷	۲۶۳۹	۳۰۰

بحران برق در ایران



کالایی لوکس و تجملی مطرح بود، اما با تحولات و پیشرفت‌ها امروزه چنان مردم به این انرژی وابسته شده‌اند که زندگی امروزه را بدون انرژی برق نمی‌توان تصور کرد. سیستم پیچیده برق بخش‌های گوناگون توسعه را به هم پیوند می‌دهد و مهم‌ترین عامل رشد صنعتی و توسعه پایدار و رفاه جامعه به شمار می‌رود. وابستگی بیشتر به صنعت برق، مسئولین مین برق کشور را با محدودیت‌های ویژه‌ای مواجه ساخته است. وضعیت عرضه و تقاضا برای انرژی برق از بدو همگانی شدن این صنعت در کشور، با بحران همراه بوده ولی در طول ۴۰ سال اخیر مین انرژی برق در دوره‌هایی با بحران‌های ویژه‌ای مواجه شده است. انرژی برق در ایران علاوه بر ویژگی‌های عمومی آن در جهان، با خصوصیات استثنایی و خاصی همراه است که بخشی از آن به ویژگی‌های اقلیمی و اکولوژیکی کشور و بخشی نیز به چگونگی سیاست‌گذاری‌ها برای بهره‌مندی از این منبع انرژی برمی‌گردد. برای مثال، بخشی از ایران (به ویژه استان خوزستان) گرم‌ترین نقطه مسکونی آسیاست و ماه‌های گرم در این منطقه

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی در آبان‌ماه ۱۳۸۷ گزارش تحقیقی مهمی را در زمینه وضعیت برق در ایران و جهان تحت عنوان فوق منتشر نموده است که با توجه به اهمیت آن، چکیده‌ای از آن را به اطلاع خوانندگان اقتصاد انرژی می‌رسانیم. در این چکیده بخش‌های مربوط به وضعیت انرژی برق در جهان و کشورهای منتخب گزارش نشده است.

تحولات اجتماعی، صنعتی و رفاهی در دنیا به مصرف انرژی الکتریکی سرعت بخشیده و آن را محور اصلی توسعه و پیشرفت هر کشور قرار داده است. تا دهه ۱۹۹۰ عامل پیشرفت هر کشور، میزان مصرف سرانه برق بود. رشد عرضه و تقاضای برق در هر جامعه‌ای با موانعی مواجه است که در کشورهای در حال توسعه‌ای همچون ایرانی به صورتی پررنگ‌تر جلوه گر شده است. بی‌شک گذر از این موانع راه را برای استفاده بهینه از این منبع انرژی باز کرده و روند توسعه را سرعت می‌بخشد.

صنعت برق پس از دو دهه از اختراع آن در جهان، در سال ۱۲۷۹ هجری شمسی به کشور ما گام نهاد و در ابتدا به عنوان

برق، مصارف آن نیز گسترش یافت و این در حالی بود که تولید و عرضه برق همواره با بحران و مشکلاتی در کشور مواجه بوده است و گاهی نیز تبعات آن با خاموشی نمایان شده است.

صنعت برق کشور با بحران‌های آشکار و پنهان روبروست که در بعضی سال‌ها این بحران آشکار و در بعضی سال‌ها به شکل پنهان درآمده است. برای مثال، در تابستان ۱۳۸۶ هیچگونه خاموشی به دلیل کمبود تولید اعمال نشد ولی این صنعت در این سال در بحران پنهان قرار داشت. اما از سوی دیگر در این سال با برنامه ریزی‌های به عمل آمده راندمان نیروگاه‌های حرارتی برای اولین بار به ۳۷ درصد رسید.

روند تغییرات صنعت برق کشور در دو مقطع از سال ۱۳۴۷ تا ۱۳۵۷ از سال ۱۳۵۷ تا ۱۳۸۶ به خلاصه در جدول زیر نشان داده شده است.

قدرت نصب شده نیروگاه‌ها (قدرت نامی) در سال ۱۳۸۶ نسبت به سال‌های پیش از آن (برای نمونه سال ۱۳۵۷) بیش از ۷ برابر شده است و رشد پیک بار در سال ۱۳۸۶ نسبت به سال ۱۳۵۷ حدود ۱۰ برابر شده است. از دیگر شاخص‌های قابل توجه، رشد تولید سرانه برق و تعداد کل مشترکان است که در سال‌های بعد از انقلاب نسبت به پیش از آن به ترتیب ۵/۳ برابر و ۶/۴ برابر شده است. اما در میان شاخص‌های مذکور، نماگر تلفات شبکه انتقال و توزیع نیز رشد داشته و از رقم ۱۳/۸ درصد در سال ۱۳۵۷ به رقم ۲۳/۵۳ درصد در سال ۱۳۸۶ رسیده است که لازم است برای

معمولاً بین ۷ تا ۹ ماه طول می‌کشد و در این بازه زمانی، زندگی بدون کاهش درجه حرارت بسیار مشکل خواهد بود. در ایران که کشوری در حال توسعه است از این انرژی بیشتر در بخش‌های خانگی و صنعتی و برای مین سرمایه‌گذاری استفاده می‌شود و با توجه به موقعیت جغرافیایی ایران که در منطقه‌ای کاملاً خشک و گرم واقع شده است، بی‌شک نیاز به سرمایه‌گذاری از نیازهای اولیه زیستی در این منطقه است.

گرچه ۹ درصد انرژی برق در ایران از منابع آبی مین می‌شود ولی مین این مقدار انرژی هم به خاطر کم بودن میزان بارندگی بی‌دغدغه نیست. برای مثال، در سال آبی ۱۳۸۶-۱۳۸۷ کاهش چشمگیر میزان بارندگی تولید برق نیروگاه‌های برق آبی را تحت الشعاع قرار داده است و مسئولین این صنعت را به تدبیر برای گذر از این بحران واداشته است که بخشی از آن شامل خاموشی‌هایی است که در سطح کشور اعمال می‌شود، اما آیا بحران برق با تدابیر مقطعی حل می‌شود؟ آیا می‌توان صنعت برق کشور را بحرانی دائمی تصور کرد؟

تحولات صنعت برق در ایران

توسعه صنعت برق در ایران در دهه ۱۳۴۰ آهنگی شتابان به خود گرفت و دست‌اندرکاران این صنعت را به تکاپوی بیشتر واداشت. پیش از شکل‌گیری وزارت آب و برق در سال ۱۳۴۳ از برق فقط برای مین روشنایی استفاده می‌شد، اما با شتاب تقاضای

تغییرات صنعت برق کشور از سال ۱۳۴۷-۱۳۵۷ و از سال ۱۳۵۷-۱۳۸۶

نماگرها	۱۳۴۷	۱۳۵۷	میزان رشد	۱۳۵۷	۱۳۸۶	میزان رشد
قدرت نصب شده نیروگاه‌ها (مگاوات)	۱۰۰۸	۷۰۲۴	۷ برابر	۷۰۲۴	۴۹۵۱۷	۷ برابر
طول خطوط انتقال و فوق توزیع ۲۳۰ ولتی (کیلو متر مدار)	۷۲۹	۳۴۶۷	۴/۷ برابر	۳۴۶۷	۱۶۷۰	۶/۵ برابر
ارزش حرارتی سوخت‌های مصرف شده (میلیارد کیلو کالری)	۵۴۳۱	۳۶۲۰۰	۶/۷ برابر	۳۶۲۰۰	۴۲۲۹۹۲	۱۱/۷ برابر
تعداد روستاهای برق‌دار (روستا)	۱۷۱	۴۳۶۷	۲۵/۵ برابر	۴۳۶۷	۴۷۱۱۲	۱۰/۷ برابر
تعداد کل مشترکان (هزار مشترک)	۱۰۰۹	۳۳۹۹	۳/۴ برابر	۳۳۹۹	۲۱۶۱۸	۶/۴ برابر
تولید سرانه (کیلو وات ساعت)	۱۶۸	۵۴۵	۳/۲ برابر	۵۴۵	۲۸۸۵	۵/۳ برابر
ظرفیت عملی (مگاوات)	۹۰۷	۶۳۶۲	۷ برابر	۶۳۶۲	۳۵۰۰۰	۱۰/۲ برابر
تلفات شبکه انتقال و توزیع (درصد)	۱۴/۱	۱۳/۸	۰/۹ برابر	۱۳/۸	۲۳/۵۳	۱/۷ برابر
سهم هریک از بخش‌های مصرف (درصد)	خانگی	۳۲/۶	۲۶/۸	۰/۸ برابر	۲۶/۸	۱/۲ برابر
	صنعتی	۳۳/۵	۴۱/۱	۱/۲ برابر	۴۱/۱	۰/۸ برابر
	سایر	۳۳/۹	۳۲/۱	۰/۹ برابر	۳۲/۱	۱/۱ برابر

متوسط رشد قدرت نیروگاه‌های کشور ۱۳۴۶-۱۳۸۸

ردیف	دوره	متوسط رشد قدرت نامی (درصد)
۱	۱۳۵۷-۱۳۴۶	۲۰/۱
۲	۱۳۶۷-۱۳۵۷	۶/۹
۳	۱۳۷۲-۱۳۶۷	۶/۹
۴	۱۳۷۸-۱۳۷۲	۴/۳
۵	۱۳۸۳-۱۳۷۸	۷/۶
۶	۱۳۸۸-۱۳۸۳	۵

با توجه به این نمودار، تولید و مصرف برق در کشور از یکدیگر فاصله دارند که روند روبه رشد و تغییر الگوی مصرف در سال‌های آتی این عدم توازن و فاصله را افزایش خواهد داد. مقایسه میزان مصرف سرانه برق در ایران با متوسط دیگر کشورها نشان می‌دهد که سرانه مصرف برق در کشور از متوسط جهان کمتر بوده است. اطلاعات سرانه مصرف برق در ایران و برخی از کشورهای جهان در سال ۱۳۸۴ در جدول زیر نشان داده شده است.

آمار و ارقام مذکور حاکی از آن است که شکاف زیاد میان مصرف و تولید برق می‌تواند ناشی از عوامل دیگری (غیر از رشد مصرف) مانند بالا بودن شدت انرژی نسبت به سایر کشورها به دلایلی مانند فرسوده بودن تجهیزات صنعتی و در نتیجه پرمصرف و انرژی بر بودن آن‌ها و رشد تلفات در صنعت برق کشور باشد.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود نمی‌توانیم، کمبودهای برق را منحصرأ با صرفه جویی جبران کنیم و لزوم نصب نیروگاه و تأمین نیازهای انرژی برق بسیار ضروری است. البته سایر راه‌کارهایی که وزارت نیرو برای کاهش میزان کمبودهای برق اتخاذ کرده تا حدی کمبودها را کاهش داده است، ولی به رفع بحرانی که در شرف تکوین است، نمی‌انجامد. به‌طور کلی یکی از راه‌کارهای کاهش شکاف میان مصرف و تولید برق، علاوه بر اتخاذ تمهیدات لازم برای کاهش تلفات و شدت انرژی و رسیدن به سطح استاندارد جهانی، ایجاد ظرفیت‌های جدید است. اما از

کاهش این شاخص، سازوکارهای مناسبی اتخاذ شود.

در ایران براساس بررسی‌های انجام شده رابطه رشد ناخالص داخلی و نیاز به انرژی برق رابطه غیرخطی به صورت $E=K(GDP)^a$ است. در ایران با توجه به تجربیات کشورهای دیگر K می‌تواند $1/2$ باشد و بر این اساس در سند چشم‌انداز بیست ساله که در آن رشد ۸ درصدی برای تولید ناخالص داخلی پیش‌بینی شده است، رشد سالیانه مصرف برق در حدود $9/6$ درصد برآورده می‌شود. متوسط رشد سالیانه قدرت نامی نیروگاه‌های کشور (وزارت نیرو) طی دوره‌های مختلف از سال ۱۳۴۶ تا ۱۳۸۸ در جدول زیر ارائه شده است.

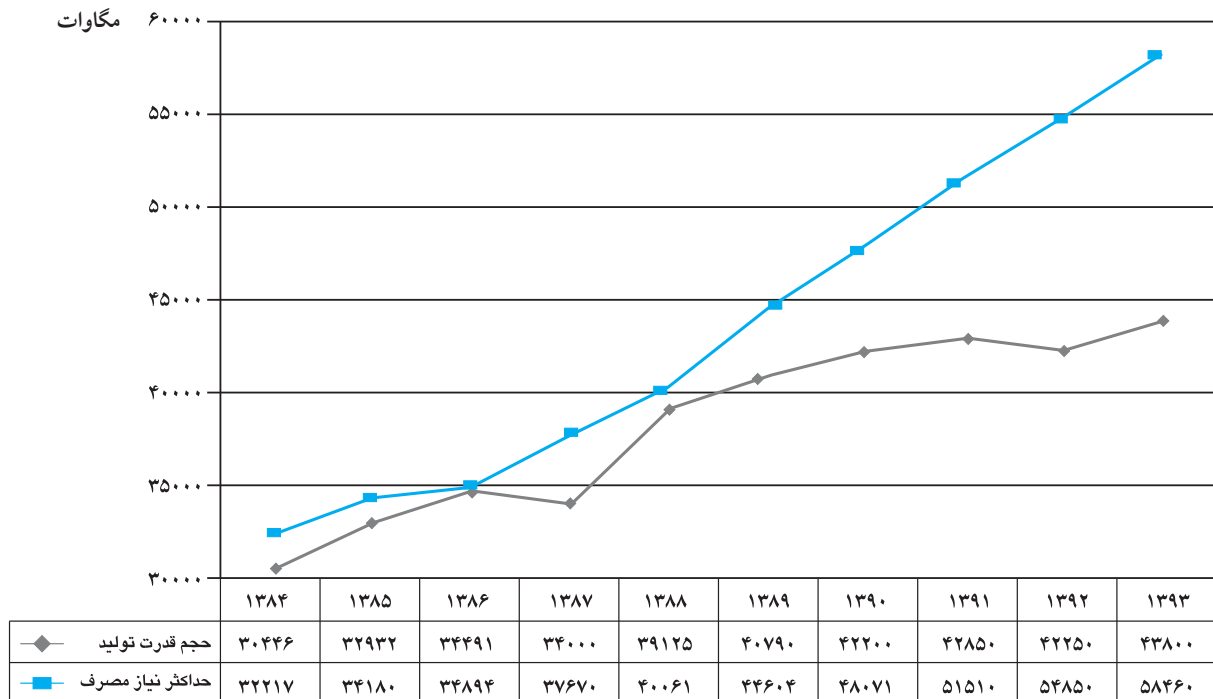
با توجه به سند چشم‌انداز بیست ساله کشور، شرکت توانیر برق مورد نیاز کل کشور را به‌طور متوسط و همراه با دو سناریو حد بالا و پایین برآورد کرده است. براساس این برآورد و با متوسط رشد $5/7$ درصد، حداکثر نیاز توان (بار) کشور در سال 1404 به حدود 93000 مگاوات خواهد رسید. حداکثر بار در سناریو حد بالا با متوسط رشد $6/5$ درصد حدود 110000 مگاوات و حداکثر بار در سناریو حد پایین با متوسط رشد $4/7$ درصد، 78000 مگاوات پیش‌بینی شده است. در حالی که بار مصرفی کل کشور تا 1392 حدود 54850 مگاوات پیش‌بینی شده است. بدین ترتیب متوسط رشد حداکثر بار مصرفی در کشور همچنان بالا بوده و به حدود 6 الی 7 درصد می‌رسد.

مجموع قدرت نصب نیروگاه‌های برق کشور در پایان سال 1384 در حدود 41000 مگاوات بوده (با احتساب نیروگاه‌های خصوصی و صنایع بزرگ) و تا پایان ۹ ماه اول سال 1385 این مقدار به 45000 مگاوات رسیده است. مطابق آمار میزان مصرف برق طی ده سال ($1375-1385$) دو برابر شده است و پیش‌بینی شده که این روند افزایش تقاضا برای برق تا سال 1394 به میزان تقریبی 6 درصد در سال باشد. بدین ترتیب به نظر می‌رسد با وجود افزایش قدرت نصب شده نیروگاه‌های (قدرت نامی)، میان مصرف و تولید شکاف نسبتاً زیادی ایجاد شود. تراز تولید و مصرف برق طی سال‌های $1384-1393$ با احتساب حداکثر نیاز مصرف و حجم قدرت قابل تولید در نمودار نشان داده شده است.

مقایسه سرانه مصرف برق در ایران و جهان در سال ۱۳۸۴

کشور	آمریکا	آلمان	قطر	ژاپن	فرانسه	کویت	کره	چین	ترکیه	هند	روسیه	عربستان	کانادا	ایران	متوسط جهان
مصرف سرانه	۱۱۹۴۹	۶۱۷۳	۱۷۹۳۷	۷۳۲۱	۶۸۳۰	۹۴۹۳	۶۶۴۰	۱۱۴۰	۱۵۶۱	۳۸۰	۴۴۰۹	۵۶۱۱	۱۵۹۵۰	۲۱۹۵	۲۳۲۴

تراز تولید و مصرف برق طی سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۳



صنعت برق وجود دارد، علیرغم تلاش‌های بسیاری که کشورهای اروپایی برای طراحی و اجرای یک الگوی ثابت و مقررات تنظیم شده انجام داده‌اند، هنوز مدل شناخته شده‌ای که بتواند مبنای آزادسازی و خصوصی سازی مؤثر در اکثر کشورها باشد تبیین نشده است. نظر به اینکه انگلستان نمونه موفق خصوصی سازی در صنعت برق بوده است، دولت جمهوری اسلامی ایران برای کسب تجربه از آموزه‌های آن کشور تعدادی کارشناس و صاحب نظر را به انگلستان اعزام داشت تا برای خصوصی سازی از مدل انگلیسی الگوبرداری شود، اما در عمل به علت بروکراسی دولتی و مسائل پیچیده نتیجه مناسبی حاصل نشد. زیرا در مرحله برون سپاری، تشکیل شرکت‌های فراوان غیردولتی به خاطر عدم تقارن با سیستم مالی، تجاری و قوانین داخل کشور ناکارآمد بوده و نه تنها باعث کوچک شدن دولت نشده، بلکه عملیاتی کردن این نوع خصوصی سازی باعث فزونی و تعداد کارکنان دولت در بخش نیرو و در نتیجه بالا رفتن هزینه‌ها و تحمیل بیش از حد آن بر قیمت تمام شده برق شده است.

علاوه بر این با اثبات اعلام کردن قیمت برق از سوی دولت، به طور حتم یارانه‌های بسیاری به این بخش تخصیص داده شده و در نتیجه منجر به کسری منابع ضروری و مورد نیاز سرمایه گذاری شده است.

آنجایی که از زمان عقد قرارداد احداث نیروگاه‌ها تا بهره برداری (بسته به نوع نیروگاه) به زمان نسبتاً زیادی نیاز است و از طرفی در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۷ گرچه وزارت نیرو قراردادهای متعددی برای احداث نیروگاه با بخش خصوصی و بخش غیردولتی و ارگان‌ها منعقد کرده است، ولی متأسفانه به علل گوناگون، هیچ یک از این

زمان لازم برای احداث نیروگاه در کشور از عقد قرارداد تا بهره برداری

نوع نیروگاه	زمان
گازی	۱۸-۲۸ ماه
بخاری	۳-۵ سال
سیکل ترکیبی	۲-۴ سال
آبی	۶-۷ سال

برق اثرگذار باشد به شبکه سراسری متصل نخواهد شد، بدین ترتیب به نظر می‌رسد که پیش‌بینی‌های مذکور یعنی عمیق‌تر شدن شکاف بین تولید و مصرف در سال‌های آتی به وقوع بپیوندد.

آزادسازی صنعت برق

با توجه به مشکلات عدیده‌ای که در مورد خصوصی سازی

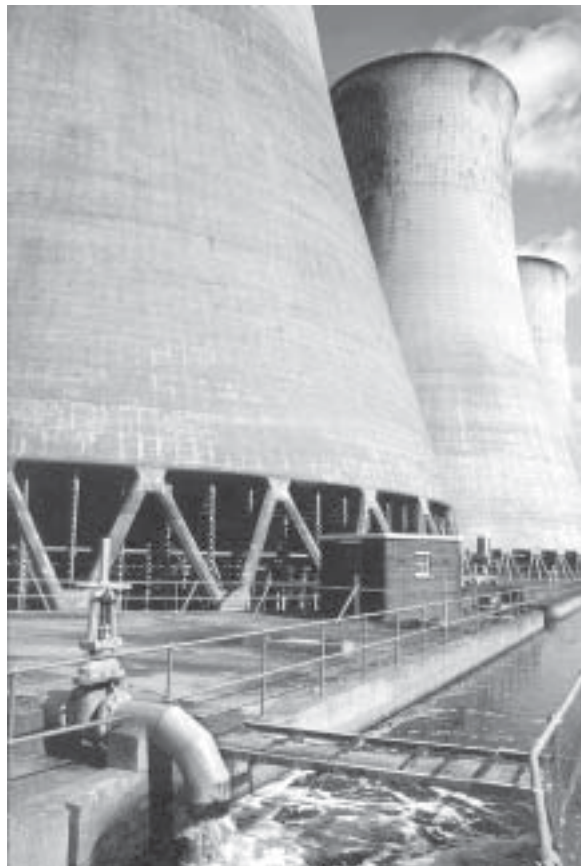
عوامل بحران‌زا در صنعت برق کشور

مطالعه پیشینه صنعت برق نشان می‌دهد که این صنعت در هر مقطعی از زمان با موانع و مشکلاتی مواجه بوده است. همچنین سابقه ۴۰ ساله این صنعت نشان می‌دهد که گرچه رشد مصرف در بعضی سال‌ها تا ۱۰ درصد هم بوده است اما لازم است رشد ۵/۷ درصدی سالانه مصرف برق ملاک سیاست‌گذاری‌ها قرار گیرد. ریشه بحران‌های صنعت برق به درون این صنعت محدود نمی‌شوند و این مشکلات با سرعت و تنها از طریق تأمین مالی نیز قابل رفع نیستند و لذا باید با نسبت به یک برنامه ریزی دقیق جهت حل بحران و تأمین انرژی برق مطمئن اقدام شود. عوامل بحران‌زای صنعت برق را به شرح زیر می‌توان خلاصه نمود:

- ۱- نابسامانی سیاست‌گذاری‌ها در تعرفه‌های کنونی و غیر عملی و دستوری بودن آن‌ها
- ۲- بی‌توجهی به صرفه‌جویی و حفظ برق، بالا بودن میزان تلفات، پائین بودن میزان بهره‌برداری و کارایی برق در مصرف نهائی و اتلاف سرمایه و منابع
- ۳- ضعف مدیریت صنعت برق و بویژه مدیریت بار
- ۴- نازل بودن سطح پژوهش و تحقیق و توسعه در صنعت برق
- ۵- واردات لوازم و تجهیزات برقی غیراستاندارد در بخش‌های مختلف کشور
- ۶- غیرفعال بودن و بی‌انگیزگی بخش خصوصی برای مشارکت در توسعه صنعت برق
- ۷- توجه صرف به بالا بردن ظرفیت نیروگاه‌ها بدون توجه به بهینه‌سازی بخش توزیع
- گزارش مرکز پژوهش‌ها همچنین نشان می‌دهد که طی دهه گذشته درصد تحقق بودجه‌های سرمایه‌گذاری صنعت برق کشور هرگز از حدود ۸۰ درصد فراتر نرفته است و این درصد تحقق برای سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ به ترتیب ۵۰ و ۷۱ درصد بوده است و این در حالی است که این بودجه‌ها در صورت تحقق ۱۰۰ درصدی نیز برای این صنعت کافی نبوده است. تحقق جذب سهمیه ارزی طرح‌های صنعت برق که در سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۱ در حدود ۱۰۰ درصد بوده است نیز در سه ساله بین ۱۳۸۲ تا ۱۳۸۴ به ترتیب ۵۶، ۸۴ و ۶۰ درصد بوده است. در بخش پایانی این گزارش ۲۶ راه کار خرد و کلان برای حل مشکلات بخش برق پیشنهاد گردیده است.

پیش از اعمال خصوصی‌سازی به شکل کنونی، دولت ۶۲ درصد از عملیات اجرایی را به عهده داشته است. در صورتی که در حال حاضر ۹۰ درصد از آن ظاهراً توسط سازمان‌های غیردولتی اداره می‌شود ولی در اصل به عهده‌ی بخش دولتی است. برای مثال امور مشاوره‌ای برق تهران توسط شرکت‌های مشاوره‌ای صورت می‌پذیرد که سهام‌داران آن شرکت‌های برق منطقه‌ای آذربایجان و خراسان یا اصفهان هستند. به خاطر تغییر ساختار برق کشور طی سال‌های ۱۹۷۲-۱۹۸۴، در وزارت نیرو هیچ برنامه‌مدون و مقررات خاص و آزمون‌شده‌ای تبیین نشد تا شرکت‌ها با توجه به آن به وظایف خود عمل کنند و در نتیجه عملاً خصوصی‌سازی در این صنعت ناموفق بوده است. برای مثال، شرکت‌های برق منطقه‌ای با تشکیل شرکت‌های توزیع مناطق و شرکت مادر تخصصی توانیر عملاً بدون داشتن مسئولیت به فعالیت خود ادامه می‌دهند.

بنابراین یکی از مشکلات عمده‌ی وزارت نیرو در حال حاضر عدم تدوین مقررات و برنامه‌ای مدون برای شرکت‌های زیرمجموعه آن است.



انرژی های تجدیدپذیر انرژی های تجدیدناپذیر و مصرف آنها



نجمه بهمنی پور

رئیس هیات مدیره شرکت مهندسين مشاور طراحی لوله گاز فارس

همان طوری که در جدول فوق مشاهده می شود، بیش از ۶۳ درصد از کل انرژی اولیه مورد نیاز جهان از منابع هیدرو کربوری (نفت و گاز) تأمین می شود. این ساختار مصرف انرژی در حالی است که ذخایر قابل استحصال این دو منبع انرژی کمتر از ده درصد کل ذخایر انرژی فسیلی (از جمله منابع نفت سنگین و قیر آغشته در لایه های شنی) جهان برآورد می شود.

مصرف انرژی در صنایع در کشورهای مختلف متفاوت به طور متوسط حدود ۳۰ درصد از کل انرژی مصرفی را تشکیل می دهد. این رقم در ایران حدود ۲۷ درصد است که بیش از ۹۸ درصد آن از هیدروکربن ها تأمین می شود.

با عنایت به روند رو به رشد مصرف جهانی انرژی و محدودیت منابع تأمین آنان در سال های آینده همواره جایگزینی سایر منابع تأمین انرژی در کشورهای صنعتی جهان مطرح بوده است. علی رغم مسائل و مشکلاتی که فراروی کشورهای مختلف جهان در تغییر الگوی مصرف سوخت و یا بهینه سازی آنان وجود دارد، از سالیان دراز این امر توجه سیاست گذاران و دولت مردان کشورهای مختلف صنعتی و غیر صنعتی را به خود معطوف داشته است.

اصولاً منابع تأمین انرژی را می توان در دو طبقه بشرح زیر خلاصه نمود:

الف) انرژی های تجدیدناپذیر:

منابع تجدیدناپذیر شامل انواع انرژی هایی است که در زمان بسیار طولانی بوجود آمده و با مصرف تدریجی ذخایر آن روبه پایان خواهد گذاشت. انرژی های فسیلی که در زیر به آنها اشاره می شود در این طبقه جای دارند. نفت خام - گاز - میعانات گازی، نفت و قیر در لایه های شنی - (Oil Sand) سنگ های رستی نفتی - (Oil Shale) زغال سنگ - انرژی هسته ای (Nuclear Fission)

ب) منابع تجدیدپذیر:

انرژی های تجدیدپذیر و یا پایان ناپذیر به آن دسته از حامل های انرژی گفته می شود که یا ذخیره آنها به اندازه ای زیاد است که در مدت هزاران یا میلیون ها سال تمام نمی شوند و یا اینکه می توان با همان شرایط قبلی و مجدداً از آنان استفاده نمود. این نوع انرژی ها شامل: خورشیدی، هیدروالکتریک، باد، بیوگاز متانول و اتانول، زمین گرمایی، جزر و مد دریا، هیدروژن، فیول سل، حرارتی دریا اقیانوس و امواج دریا می باشند. هم اکنون ۶/۱ درصد از انرژی مورد نیاز جهان از انرژی های تجدیدپذیر تأمین می شود که ۲/۴ درصد آن از انرژی هیدرو مکانیک است.

در خاتمه، به منظور جلوگیری از هر نوع اتلاف منابع و در جهت حفاظت و صیانت از حق طبیعی نسل های آینده، لازم است علیرغم منابع و ذخایر غنی و سرشار موجود، ضمن استفاده از مناسب ترین و مطلوب ترین روش های مصرف انرژی، به صورت جدی تری در مورد انرژی های تجدیدپذیر و نو خصوصاً انرژی هسته ای فکر و سرمایه کشور را بسیج نمائیم.

گسترش صنایع در کشورهای توسعه یافته و در حال توسعه از یکسو و افزایش جمعیت در جهان و تحوّل چشمگیر در فعالیت های بخش های خدماتی و غیر صنعتی در این کشورها از سوی دیگر موجب افزایش روند مصرف جهانی انرژی را فراهم ساخته است به نحوی که مصرف جهانی انرژی های اولیه در حال حاضر تقریباً معادل ۱۸۵ میلیون بشکه نفت در روز طبق جدول زیر می باشد.

انرژی اولیه	مقدار مصرف (معادل میلیون بشکه نفت در روز)	درصد کل انرژی مصرفی
نفت خام و مایعات گازی	۷۲	۳۸/۹
گاز طبیعی	۴۵	۲۴/۳
زغال سنگ	۴۱/۵	۲۲/۴
انرژی هسته ای با راندمان ۴۰ درصد	۱۲	۶/۵
انرژی هیدروالکتریک	۷/۵	۳/۸
غیره (شامل انرژی های نو)	۷	۳/۸
جمع	۱۸۵	۱۰۰



بانگاه به شرکت خودروسازی زامیاد

این حامل‌ها در چه بخش‌هایی استفاده می‌شود؟

در این شرکت از حامل‌های برق، گاز و گازوئیل استفاده می‌شود. انرژی الکتریکی بیشتر در تأسیسات برقی و مکانیکی سالن‌های تولید و پشتیبان تولید استفاده می‌شود. گاز نیز در تأسیسات مرتبط با سالن‌های تولید و پشتیبان تولید و برای سیستم‌های حرارتی و گرمایی مصرف می‌شود. اما مصرف گازوئیل شرکت در صورت تأمین حامل گاز ناچیز بوده و در مواقع کاهش فشار گاز به عنوان سوخت جایگزین وارد مدار می‌شود.

طی چند سال اخیر، این شرکت با چه مشکلاتی از سوی

تأمین‌کنندگان انرژی مواجهه بوده است؟

عمده مشکلات شرکت به واسطه قطع نامنظم برق در تابستان سال‌های اخیر و خصوصاً تشدید آن در تابستان سال ۱۳۸۷ بود. فراگیری مصرف انرژی الکتریکی، این حامل را به عنوان حامل اصلی انرژی نسبت به سایر حامل‌ها تبدیل کرده، به طوری که با قطع آن بیشتر واحدهای پرمصرف، شامل واحدهای اتاق‌سازی، نقاشی و پرس کاملاً متوقف می‌شوند و

قطعی برق تابستان امسال و گاز در زمستان سال گذشته باعث شد تا صنایع دچار صدمات زیادی شوند و مسائل و مشکلاتی را برای آن‌ها بوجود آید که به طبع در شرکت‌های تولیدی این امر نمایان‌تر و آسیب‌دیدگی‌ها جدی‌تر بوده است. این عوامل موجب کاهش تولید، آسیب به ماشین‌آلات و تجهیزات، مواد در جریان ساخت و تحمیل هزینه‌های ناخواسته و مشکلات عدیده‌ای دیگری شده که در یک نظر و به صورت اجمالی تأثیر منفی خود را بر تولیدات صنعتی کشور بر جای گذاشته است. شرکت خودروسازی زامیاد با سابقه طولانی در ساخت خودروهای سبک و سنگین، همچون دیگر صنایع تولیدی از تبعات قطعی شبکه سراسری برق و گاز در چند سال اخیر مصون نبوده است. بر این اساس مصاحبه‌کتابی را با این شرکت انجام داده‌ایم تا برخی از مسائل و مشکلاتی را که به دلیل قطعی حامل‌های برق و گاز در این شرکت به وجود آمده و راه کارهای به کار گرفته شده برای رفع آن‌ها را بررسی نماییم.

بیشتر از چه نوع حامل‌های انرژی در شرکت استفاده می‌کنید و



آتش سوزی، از نظر مصرف برق هم مشکلاتی را برای کارخانه ایجاد می‌کند. مشکل دیگر قطعی گاز در کارخانه توقف و یا کاهش تولید خصوصاً در خط رنگ و نقاشی است که متأثر از قطع گاز و عدم پاسخگویی مناسب گازوئیل به سیستم‌های این بخش است و از طرفی کاهش دمای سالن‌های تولید بر روی راندمان کارگران خطوط تولید اثر نامطلوب گذاشته و در نهایت سبب کاهش تولید می‌شود.

۳- آیا راهکار فعلی وزارت‌های نیرو و نفت را در قطع حامل‌های انرژی صنایع در شرایط بحرانی می‌پسندید؟ و چه راهکار دیگری را برای جایگزینی پیشنهاد می‌کنید؟

قطع حامل‌های انرژی برای کارخانجات و صنایع مطلوب نمی‌باشد، بدیهی است رفع این مشکل با توجه به در حال توسعه بودن کشور و افزایش روزافزون مصرف انرژی، نیاز به سرمایه‌گذاری مناسب دارد. در خصوص قطع گاز در زمستان پیشنهاد می‌شود که گاز کارخانه‌ها به طور کامل قطع نگردند و حداقل آن تأمین شود تا بتوانند نیازهای عمومی خود را از قبیل رستوران‌ها و تأسیسات حرارتی مرکزی برطرف کنند و مصارف صنعتی را با استفاده از حامل‌های جایگزین نظیر گازوئیل تأمین کنند تا قادر به ادامه فعالیت نسبی خود در شرایط بحرانی باشند. در خصوص قطع برق نیز مسلماً وجود نظم در اجرای آن در ساعات معین و مشخصاً ساعات نهار، نماز و استراحت شرکت‌ها، می‌تواند کمک بزرگی به کاهش اثرات نامطلوب آن کرده و زیان وارده به شرکت‌ها را به حداقل برساند. البته در شرایط بحران، تغییر زمان شیفت کارخانجات طی دوره مشخصی از سال می‌تواند به این موضوع کمک کند. هماهنگی بیش از گذشته بین کارخانجات و وزارت نیرو در تعطیلات

صرفاً واحدهای مونتاژ و تجاری که دیماند کمی در مقایسه با سایر قسمت‌ها دارند، با استفاده از توان محدود و موقت سیستم برق اضطراری (دیزل ژنراتورها) قادر به ادامه تولید هستند. در طراحی اولیه، سیستم برق اضطراری صرفاً جهت مصارف عمومی و اضطراری از قبیل رستوران، چاه آب، روشنایی عمومی و بخش‌های ستادی، اداری و حسابداری تعبیه شده بوده که با تغییراتی که در نحوه برق‌رسانی این سیستم بالحاظ کردن توان محدود آن اعمال شد، واحدهای کم مصرفی چون بخش تجاری و مونتاژ نیز به سیستم برق اضطراری متصل شدند تا در زمان قطع برق فعال باشند. بنابراین با توجه به متوسط زمان تولید هر دستگاه، با قطع برق کارخانه تولید به شدت کاهش می‌یابد و این عدد ممکن است بنا به دلایلی چون پراکندگی نیروهای تولیدی در زمان قطعی برق و یا زمان‌بری راه‌اندازی مجدد تجهیزات، به خصوص در سالن رنگ به دلیل رسیدن دمای کوره به دمای لازم، توقف تولید طولانی‌تر نیز باشد.

مشکل دیگر کارخانه، قطع گاز در زمستان چند سال اخیر است به گونه‌ای که در سال گذشته بین ۳۰ تا ۴۵ روز با کمبود گاز مواجه بوده‌ایم و در زمان قطع گاز از حامل جایگزین آن، گازوئیل استفاده شد و با توجه به آن که در سایر ماه‌های سال با تأمین گاز مورد نیاز مصرفی نیازی به گازوئیل نیست، استفاده از گازوئیل در زمستان مشکلاتی را به دنبال دارد. به عنوان مثال می‌توان از محدودیت در تأمین گازوئیل در فصل سرما و محدودیت در ذخیره‌سازی آن قبل از فرارسیدن فصل سرما، محدودیت در سیستم لوله‌کشی گازوئیل و مشکلات سوئیچ کردن از سیستم گازی به گازوئیلی در مشعل‌های دوگانه‌سوز نام برد. همچنین گازوئیل تحویلی به شرکت به دلیل وجود ناخالصی در آن باعث ایجاد اختلال در فرآیند سوخت

مشعل‌ها می‌شود که در پاره‌ای از اوقات روند تولید را متوقف می‌کند. با قطع گاز و خاموشی سیستم‌های گرمایشی نیز به دلیل مشکلات

استفاده از گازوئیل و شبکه لوله‌کشی، برخی از کارکنان از امنیت‌های برقی در کارخانه استفاده می‌کنند که علاوه بر مسایل ایمنی و خطرات





زیان قابل ملاحظه‌ای به شرکت وارد شده است.
آیا تأمین‌کنندگان انرژی (وزارت نیرو و شرکت ملی گاز) حاضر به پرداخت خسارت وارد شده به این شرکت هستند؟
 خیر، تاکنون هیچ گونه اقدامی در این مورد صورت نپذیرفته است.

آیا هزینه‌های تحمیل شده بر شرکت و مشکلات به وجود آمده در سال‌های اخیر، بر انگیزه سرمایه‌گذاران شرکت برای سرمایه‌گذاری بیشتر تأثیرگذار بوده است؟

با توجه به این که طی سال اخیر و به صورت مقطعی شاهد قطع حامل‌های انرژی بوده‌ایم، هنوز ادامه روند قطع حامل‌ها نامشخص است و به نظر سازمان‌های ذیربط اقدامات مناسبی جهت برطرف کردن مشکل حامل‌ها انجام داده‌اند و با عنایت به منابع عظیم نفت و گاز در کشور کمتر سرمایه‌گذاران در این خصوص ابراز نگرانی می‌کنند.

با توجه به حساس بودن سیستم‌های مورد استفاده شرکت نسبت به شوک‌های الکتریکی و کیفیت حامل‌های دریافتی در مقایسه با مصرف‌کنندگان عادی، آیا از کیفیت و نحوه

خدمات دهی سازمان‌های مربوطه رضایت دارید؟

در خصوص انرژی الکتریکی دو مشکل اساسی وجود دارد. مشکل اول خط تغذیه ورودی به شرکت است که به دلیل محدودیت فیدرهای موجود در پست‌های ۶۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت، این خط تغذیه به صورت تک خط است که با طی مسیر ۳ کیلومتری پرخطر، دیماندر ۶ مگاواتی را به شرکت منتقل می‌کند که مشکلات خاص خود را دارد. مشکل دوم افت ولتاژ در پست ورودی است. در اکثر روزهای تابستان نیز با افت ولتاژ در حد ۳۰ ولت در قسمت فشار ضعیف پست ورودی شرکت مواجه هستیم که باعث ایجاد اختلال در کار سیستم‌های حساس به ولتاژ و گرم شدن موتورهای الکتریکی می‌شود که موجب آسیب دیدگی این

تابستانی و سایر تعطیلات جهت برنامه‌ریزی مناسب در اجرای تعطیلات برای کاهش میزان قطعی برق راهکار دیگری است. همچنین می‌توان با افزایش طول زمان شیفت روزانه به میزان تقریبی ۲۰ درصد با هماهنگی به عمل آمده بین کارخانجات، وزارت نیرو، نفت و کار و تعطیلی جایگزین به ازای کارکرد مازاد انجام گرفته (به طور مثال یک روز بیشتر از تعطیلات فعلی) جهت توزیع بار مناسب حامل‌های انرژی در شبکه کشوری استفاده کرد که این پیشنهاد می‌تواند از سوی صنایع و وزارت های نفت و نیرو مورد بررسی قرار گیرد.

با توجه به قطعی برق در تابستان امسال و گاز در زمستان سال‌های گذشته، چه تمهیداتی از سوی شرکت برای رفع این مشکلات اندیشیده شده است؟

جهت رفع نیاز به حامل‌های حرارتی همچون گاز، افزایش ظرفیت مخازن گازوئیل موجود و دوگانه‌سوز کردن مشعل‌ها در دستورکار شرکت قرار گرفته است. جهت تأمین برق نیز دیزل ژنراتورها



به منظور نزدیک نمودن ژنراتورهای جدیدتر به محل مصرف‌کننده‌های اصلی جابجا شده‌اند و دیزل ژنراتورهایی که به دلایل مختلف قبلاً خارج از سرویس بوده‌اند نیز تعمیر و راه‌اندازی شده‌اند. شبکه برق اضطراری نیز تا حد امکان گسترش و بخش‌های مصرف‌کننده غیرضروری از این سیستم حذف شده‌اند تا این سیستم بتواند بخش‌های ضروری بیشتری را پوشش دهد.

هزینه‌های تحمیل شده بر شرکت به دلیل قطعی برق تابستان امسال و گاز سال گذشته چه میزان بوده است؟

تنها از تاریخ ۸/۳/۸۷ لغایت ۱۷/۶/۸۷، در شرکت ۶۰ ساعت قطع برق داشته‌ایم که با توجه به حجم تولید بالای شرکت،



البته در کنار قیمت‌های پایین یارانه‌ای، عوامل مهم‌تری نیز هستند که می‌توانند در میزان مصرف مؤثر باشند و باید به صورت جدی مورد توجه قرار گیرند. یکی از این عوامل افزایش میزان سرمایه‌گذاری در تولید و انتقال حامل‌های انرژی است. همچنین کنترل سازمان‌ها از نظر چگونگی پیاده‌سازی سیستم‌های مصرفی حامل‌های انرژی، توسعه ارتباط سازمان بهینه‌سازی مصرف انرژی با صنایع، ملزم نمودن صنایع به پاسخگویی به یک مرجع مشخص در زمینه میزان مصرف انرژی و بهبود و افزایش سطح آگاهی جامعه صنعتی، از دیگر مواردی است که می‌تواند به استفاده بهینه از حامل‌های انرژی در جامعه صنعتی کشور بینجامد.

شدت مصرف انرژی شرکت خودروسازی زامیاد در مقایسه با نرم‌های جهانی و شرکت‌های خودروسازی دیگر چگونه است؟

در خصوص نرم‌های جهانی تحقیقات محدودی صورت گرفته و در زمینه صنایع خودرو نیز اطلاعات مناسبی در دست نیست. از شرکت‌های داخلی و میزان شدت انرژی مصرفی آن‌ها نیز اطلاعات دقیقی در دست نداریم. اما با توجه به شرایط متفاوت اقلیمی، فرهنگ کار، سطح تکنولوژی، اتوماسیون خطوط تولید، نوع و ابعاد محصول، ظرفیت تولید، شرایط محیطی و... این نرم به سختی قابل محاسبه و استناد در تمامی زمینه‌ها خواهد بود.

به دلیل یارانه‌ای بودن حامل‌های انرژی در ایران، وزارت‌های نفت و نیرو حاضر به پرداخت جریمه در زمان قطع حامل به صنایع نمی‌شوند. آیا این شرکت حاضر است با حذف یارانه‌ها و پرداخت قیمت واقعی انرژی، در صورت قطع حامل از امکان دریافت جریمه برخوردار باشد؟

بدیهی است حذف یارانه‌ها بر روی قیمت تمام شده محصول تأثیر مستقیم می‌گذارد، بنابراین پاسخ به این سؤال نیاز به بررسی کارشناسی تمام جوانب خواهد داشت.

با توجه به این که با پیوستن ایران به سازمان تجارت جهانی باید صنایع کشور با رقبای خارجی و در چارچوب‌های جهانی رقابت نمایند، برای کاهش مصرف انرژی و امکان رقابت در شاخص‌های جهانی چه راه کارهایی را اندیشیده‌اید؟

قیمت تمام شده کالا شامل هزینه‌های متعددی است که حامل‌های انرژی بخشی از آن را تشکیل می‌دهند. بنابراین برای حضور در بازارهای جهانی جمیع مسایل باید مورد توجه قرار گیرند که بررسی آن توسط خودروسازان در حال انجام است.

دستگاه‌ها می‌شود. درخصوص گازوئیل نیز کیفیت پایین و ناخالصی، اشکالاتی را در سیستم‌های استفاده کننده از این حامل ایجاد می‌کند.

در کوتاه مدت برای رفع مشکلات فعلی آیا راه‌های بهینه‌سازی و صرفه جویی در مصرف حامل‌های انرژی را در پیش گرفته‌اید؟

درخصوص حامل‌های حرارتی در شرکت به منظور استفاده بهینه از حرارت ایجاد شده در سالن‌های تولید از درهای رول آپ اتوماتیک در ورودی و خروجی سالن‌ها و سیستم‌های تولید گرمایش جدید نظیر گرماتاب در سالن‌ها استفاده کرده‌ایم. همچنین برای جلوگیری از اتلاف انرژی در مسیر انتقال، عایق بندی لوله‌های انتقال حرارت و تعویض مبدل‌های حرارتی قدیمی با انواع جدید آن انجام شده است. در سیستم برق شرکت نیز تغییراتی صورت گرفته تا با صرفه جویی در مصرف بتوانیم بار شبکه برق سراسری را کاهش دهیم. در این بخش، اتوماسیون روشنایی، بکارگیری ترانس‌ها در بار نامی با تعدیل در مصارف آن‌ها تا حد امکان، رعایت تعادل در سه فاز تا حد امکان، استفاده از بانک‌های خازنی و خازن‌های انفرادی جهت اصلاح ضریب قدرت، استفاده از اینورترها در موتورهای الکتریکی، استفاده از موتورهای الکتریکی در بار نامی، نصب آنالیزور در پست‌های برق جهت کنترل کیفیت توان و ایجاد اتاق کنترل پست‌های برق و توازن در توزیع بار فازها از جمله کارهایی است که در سیستم برق شرکت انجام شده است. مشخص است که تغییرات انجام شده قطعاً راندمان سیستم را بهبود بخشیده، اما تاکنون در شرکت اندازه‌گیری برای تعیین دقیق افزایش راندمان انجام نشده است.

با توجه به نسبت معکوس تعداد تولید با فاکتور شدت انرژی، با افزایش مقدار تولید با استفاده بهینه از فضای کارخانه طی سال‌های اخیر، عملکرد مثبتی را در بهبود شدت انرژی داشته‌ایم. به عبارتی با افزایش تولید و کاهش هزینه‌های ثابت واحد محصول، این پارامتر بهبود یافته است.

آیا بزرگ‌ترین معضل مصرف انرژی در کشور را قیمت‌های یارانه‌ای نمی‌دانید؟

شاید قیمت‌های یارانه‌ای یکی از عواملی است که اکنون باعث مصرف بی‌رویه انرژی شده است، اما از طرفی پایین بودن قیمت حامل‌های انرژی در کشور یکی از دلایل مهمی است که سرمایه‌گذاران را تشویق به سرمایه‌گذاری در ایران می‌کند.

بزرگترین میادین نفتی و افت تولید مناطق مختلف جهان



(۲) متوسط نرخ‌های
افت تولید در میادین
مختلف نفتی را به
ترتیب بزرگی مخزن
و با پراکندگی
جغرافیائی میادین
منعکس می‌کند.
همانگونه که
ملاحظه می‌شود، در

همان گونه که
در بخش گزارش
شماره گذشته اقتصاد
انرژی نیز ذکر شد.
در آخرین گزارش
چشم انداز جهانی
آژانس بین‌المللی
انرژی که در اواخر
سال گذشته میلادی

اغلب قریب به اتفاق مناطق جهان هر چه از مخازن فوق عظیم به
مخازن بزرگ نزدیک می‌شویم نرخ افت تولید سالانه بیشتر
می‌شود، به عبارت دیگر میزان متوسط افت طبیعی تولید سالانه
در مخازن فوق عظیم که عمدتاً در منطقه خاورمیانه قرار دارند،
بسیار کمتر از سایر مخازن است. معنای این نکته آن است با افت
شدیدتر تولید در سایر نقاط، وابستگی جهان صنعتی مصرف کننده
نفت، به شکلی اجتناب ناپذیر به نفت خاورمیانه افزایش خواهد
یافت و اگر روندهای سیاسی و ژئوپلتیکی جهان مانند گذشته
باشد این به معنای افزایش حساسیت‌ها و احتمالاً تنش‌ها در این
منطقه خواهد بود.

منتشر گردید توجه خاص و بی سابقه‌ای به بخش عرضه نفت
شده و مخازن نفتی جهان مورد بررسی قرار گرفته است.
نکته‌ای که گاهی مورد غفلت تحلیل گران قرار می‌گیرد تفاوت
های عمده میان ذخائر نفتی در سطح جهان است،

ذیلاً دو جدول از اطلاعات ذکر شده در گزارش آژانس
بین‌المللی انرژی را جهت اطلاع علاقمندان آورده‌ایم. جدول
(۱) بیست مورد از عظیم‌ترین حوزه‌های نفتی جهان را فهرست
نموده است که سیزده تای آن‌ها در منطقه خاورمیانه واقع شده‌اند
و در سال ۲۰۰۷ میلادی بیش از ۱۹ میلیون بشکه از تولید حدود ۸۶
میلیون بشکه‌ای جهان مربوط به این حوزه‌ها بوده است جدول

بزرگترین میادین نفتی جهان از نظر میزان تولید

نام میدان	کشور	موقعیت	سال اکتشاف	سال اوج تولید	میزان تولید در اوج (هزار بشکه در روز)	تولید سال ۲۰۰۷
قوار	عربستان	خشکی	۱۹۴۸	۱۹۸۰	۵۵۸۸	۵۱۰۰
کانتارل	مکزیک	فلات قاره	۱۹۷۷	۲۰۰۳	۲۰۵۴	۱۶۷۵
صفانیا	عربستان	خشکی/فلات قاره	۱۹۵۱	۱۹۹۸	۲۱۲۸	۱۴۰۸
رومیه	عراق	خشکی	۱۹۵۳	۱۹۷۹	۱۴۹۳	۱۲۵۰
بورقان	کویت	خشکی	۱۹۳۸	۱۹۷۲	۲۴۱۵	۱۱۷۰
ساموتلور	روسیه	خشکی	۱۹۶۰	۱۹۸۰	۳۴۳۵	۹۰۳
اهواز	ایران	خشکی	۱۹۵۸	۱۹۷۷	۱۰۸۲	۷۷۰
زاکوم	امارات	فلات قاره	۱۹۶۴	۱۹۹۸	۷۹۵	۶۷۴
آذری-چیراگ-گوشلی	آذربایجان	فلات قاره	۱۹۸۵	۲۰۰۷	۶۵۸	۶۵۸
پرویسکوی	روسیه	خشکی	۱۹۸۲	۲۰۰۷	۶۵۲	۶۵۲
بو هسا	ابوظبی	خشکی	۱۹۶۲	۱۹۷۳	۷۹۴	۵۵۰
مارون	ایران	خشکی	۱۹۶۴	۱۹۷۶	۱۳۴۵	۵۱۰
روده‌تین	کویت	خشکی	۱۹۵۵	۲۰۰۷	۵۰۱	۵۰۱
گچساران	ایران	خشکی	۱۹۲۸	۱۹۷۴	۹۲۱	۵۰۰
قطیف	عربستان	خشکی/فلات قاره	۱۹۴۵	۲۰۰۶	۵۰۰	۵۰۰
شبه	عربستان	خشکی	۱۹۶۸	۲۰۰۳	۵۲۰	۵۰۰
سائرتو(داکینگ)	چین	خشکی	۱۹۶۰	۱۹۹۳	۶۳۳	۴۷۰
ساموتلور(اصلی)	روسیه	خشکی	۱۹۶۱	۱۹۸۰	۳۰۲۷	۴۶۴
فدروو-سورگانس	روسیه	خشکی	۱۹۶۲	۱۹۸۳	۱۰۲۲	۴۵۸
زلوف	عربستان	فلات قاره	۱۹۶۵	۱۹۸۱	۶۷۷	۴۵۰

نرخ افت تولید نفت متوسط سالانه در مناطق مختلف جهان (اعداد بر حسب درصد است)

	پس از دوره اوج تولید				پس از دوره تثبیت تولید			
	فوق عظیم	عظیم	بزرگ	مجموع	فوق عظیم	عظیم	بزرگ	مجموع
اوپک	۲/۳	۵/۴	۹/۱	۳/۱	۲/۹	۴/۸	۸/۳	۳/۶
خاورمیانه	۲/۲	۶/۳	۴/۴	۲/۶	۲/۸	۶/۵	۶/۴	۳/۴
دیگر	۴/۸	۵	۱۰/۲	۵/۲	۳/۸	۴/۱	۸/۸	۴/۳
غیر اوپک	۵/۷	۶/۹	۱۰/۵	۷/۱	۶	۷/۴	۱۰/۹	۷/۴
OECD شمال آمریکا	۶/۴	۵/۴	۱۲/۱	۶/۵	۴/۵	۶	۱۲/۳	۶
OECD اروپا	---	۱۰	۱۳/۵	۱۱/۵	---	۱۳/۱	۱۵/۵	۱۳/۳
OECD پاسفیک	--	۱۱/۱	۱۳/۲	۱۱/۶	---	۱۰/۴	۱۲/۶	۱۱/۱
اوراسیا	۵/۱	۵	۱۲/۱	۵/۱	۵/۳	۵/۱	۱۲/۴	۵/۳
آسیا	۲/۱	۸/۳	۶/۶	۶/۱	۲/۵	۵/۷	۶/۷	۵/۲
خاورمیانه	۲/۱	۶/۵	۷/۴	۲/۷	۲/۸	۷	۹/۸	۳/۷
آفریقا	۱/۵	۵/۲	۸/۸	۵/۱	۱/۲	۵/۲	۹/۳	۵
آمریکای لاتین	۸/۴	۵/۲	۶/۹	۶	۹/۵	۵/۳	۶/۸	۶/۱
جهان	۳/۴	۶/۵	۱۰/۴	۵/۱	۴/۳	۶/۶	۱۰/۷	۵/۸

فقدان یک چشم نگران انرژی



دکتر امیر عباس صدیقی، از میان ما رفت. در حوزه مطالعات انرژی کمتر کسی است که او را شناسد و یا اسم او را نشنیده باشد. دکتر صدیقی که از پایه گذاران انجمن انرژی ایران بود. تلاش وسیعی را در زمینه گسترش ادبیات انرژی داشت و نسبت به ترجمه کتاب های ارزشمندی در حوزه انرژی همّت گماشت، از وی حدود سیزده ترجمه به یادگار مانده است. "سیاست گذاری های بهبود راندمان انرژی" یکی از اولین این ترجمه ها بود و

"راه کارهایی در باره برنامه ریزی و مدیریت استراتژیک بخش انرژی" یکی از جدیدترین آنها. بهینه سازی و منطقی سازی مصرف انرژی از مهمترین دغدغه ها و چشم نگرانی های وی بود و با هرجائی که در این زمینه فعالیت داشتند به نوعی همکاری داشت. امیدواریم در شماره های آینده بتوانیم به معرفی جدیدترین آنها بپردازیم. اقتصاد انرژی فقدان این عزیز را به خانواده محترم و دوستان و همکاران وی تسلیت می گوید.

نفت روسیه در ماه ژانویه افزایش تولید و کاهش صادرات داشت

وزارت انرژی روسیه تولید روزانه نفت خام خود را با اندکی افزایش، از ۹/۶۶ میلیون بشکه طی ماه دسامبر ۲۰۰۸ به ۷/۹ میلیون بشکه در ماه ژانویه ۲۰۰۹ رساند. این در حالی است که صادرات روزانه نفت روسیه با ۱۱۰ هزار بشکه اختلاف نسبت به ماه دسامبر، به ۴ میلیون

و ۲۵۰ هزار بشکه در ماه ژانویه کاهش یافته است. شرکت گازپروم، نیز اعلام کرده که تولید گاز این شرکت در ماه ژانویه از ۴۷ میلیارد و ۴۴۰ میلیون مترمکعب در ماه دسامبر سال قبل به ۴۴ میلیارد و ۵۴۰ میلیون مترمکعب کاهش یافته است.

مقصر بودن اوپک در کاهش شدید قیمت نفت



نیکولاس سارکیس -مدیر مرکز تحقیقاتی عرب پترولیوم- گفت: رفتار اوپک طی ماه های اخیر در قبال کاهش شدید قیمت جهانی نفت بیشتر به خودکشی شباهت دارد. کاهش ۲/۲ میلیون بشکه ای تولید اوپک تنها از ابتدای ژانویه عملی شده و میزان پایبندی اعضای اوپک به کاهش ۵/۱ میلیون بشکه ای تولید، تنها ۵۵ درصد بوده است. وجود مازاد عرضه در بازار و افزایش ذخایر انرژی کشورهای صنعتی نیز تأثیر زیادی بر کاهش شدید قیمت نفت داشته است. تنها راه بازگشت ثبات و تعادل به بازار نفت، حذف مازاد عرضه و کاهش ۲۴۰ میلیون بشکه ای ذخایر

جهانی انرژی است. این رقم معادل ۵ روز مصرف نفت کشورهای صنعتی است. اما طی ماه های اخیر کمتر شاهد اتخاذ مواضع هماهنگ و متحد از سوی اعضای اوپک بودیم. به نظر من قیمت ۷۵ دلار مورد نظر عربستان و برخی از اعضا، قیمتی عادلانه و مناسب به شمار می رود و اجرای پروژه های نفتی با این قیمت توجیه اقتصادی خواهد داشت. اگر قیمت نفت به بالای ۷۵ دلار در هر بشکه نرسد، آینده بسیاری از پروژه های انرژی جهان با چالش جدی روبرو خواهد شد و جهان طی سال های آینده با بحران کمبود عرضه روبرو خواهد بود.

اجرای ۸۰ میلیون دلار پروژه برون مرزی در شرکت عملیات اکتشاف



حسن محمدی مقدم - مدیرعامل شرکت عملیات اکتشاف نفت - گفت: ما پروژه های بالادستی برون مرزی متعددی در کشور ازبکستان داریم به نحوی که ارزش پروژه های برون مرزی در دست انجام شرکت عملیات اکتشاف نفت افزون بر ۸۰ میلیون دلار است. این شرکت تاکنون فعالیت های مشترکی با شرکت های پتروناس در شش بلوک اکتشافی و توسعه ای ازبکستان، بالوک اوایل در انجام خدمات فنی و مهندسی حفاری ۱۹ حلقه چاه نفت در دو بلوک اکتشافی اسکابی و آدام تاش ازبکستان

و با شرکت سرمایه گذار سوئیسی زیروماکس در میدان دهقان آباد با حجم ۱۵۰ کیلومتر مربع داشته که همگی آن ها را با موفقیت انجام داده است. این شرکت برای حضور در بازارهای بین المللی، اهداف خود را کشورهای حوزه خلیج فارس، عراق، سوریه، لیبی، ترکمنستان و قزاقستان، طراحی کرده و تلاش می کند برای افزایش توان رقابتی خود، محیط بازارهای هدف را مورد شناسایی دقیق قرار دهد و در قراردادهای بین المللی حضوری فعال داشته باشد.

همکاری گازپروم و زیمنس در زمینه ال.ان.جی

شرکت گازپروم روسیه اعلام کرد قصد دارد پروژه هایی مشترک در زمینه فناوری های مربوط به تولید گاز طبیعی مایع شده (ال.ان.جی) و نیز ایجاد زیرساخت های جدید را با شرکت زیمنس آلمان اجرایی کند. شرکت های یادشده در

سوم آوریل ۲۰۰۸ توافقنامه ای در زمینه مشارکت راهبردی امضا کردند. همکاری گسترده گازپروم و زیمنس از سال ۱۹۹۳ میلادی، با پروژه هایی در زمینه مخابرات و نیز اتوماسیون فرآیندهای تکنولوژیک در میدان های گاز روسیه آغاز شد.

کاهش بهای نفت به ۳۵ دلار تولید غیراوپک را کاهش می دهد

دیوید فایو، رئیس بخش صنایع و بازارهای نفت در آژانس بین المللی انرژی گفت: در صورتی که بهای نفت به سطح ۳۵ دلار برای هر بشکه برسد؛ تولید نفت کشورهای خارج از اوپک نیز کاهش خواهد یافت. البته کاهش تولید غیراوپکی ها نیز برای افزایش بهای نفت

کافی نخواهد بود. موضوع کاهش بهای نفت به میزان زیادی به اوضاع اقتصادی در چند هفته آینده و تصمیم اوپک در مورد میزان تولید خود در سه ماهه اول ۲۰۰۹ بستگی دارد. آمارها نشان می دهد که جهان در حال حاضر با ادامه روند کاهش تقاضای نفت روبه روست.

احتمال بازنگری در طرح سرمایه گذاری پروژه نابوکو



رینهارد میتچک، مدیرعامل کنسرسیوم پروژه گازی نابوکو گفت: این کنسرسیوم با فرض کاهش قیمت فولاد، احتمال دارد در سال جاری در برنامه سرمایه گذاری هفت میلیارد و ۹۰۰ میلیون یورویی این پروژه تجدیدنظر کند. این خط لوله می تواند از ایران یا آنکارا آغاز شود و این کنسرسیوم جنبه های

مثبت هر دو مسیر را در نظر خواهد داشت. براساس برنامه ریزی های انجام شده قرار است ساخت این خط لوله ۳ هزار و ۳۰۰ کیلومتری در سال ۲۰۱۱ میلادی و تحویل اولین محموله گاز آن به میزان سالانه ۸ تا ۱۰ میلیارد مترمکعب از سال ۲۰۱۴ میلادی آغاز شود.

ایران در طرح گازی آذربایجان شرکت می‌کند

حسین نقره‌کار شیرازی گفت: بهره‌برداری از فاز دوم میدان گازی شاه‌دیز در سال‌های ۲۰۱۳ و ۲۰۱۴ آغاز می‌شود و چند کشور خواستار خرید گاز از آن هستند و ایران نیز در فهرست یاد شده قرار دارد. ایران مبلغ ۷/۱ میلیارد دلار برای خرید ۱۰ درصد سهام فاز دوم توسعه این میدان گازی را پیشنهاد کرده است.

شرکت دولتی نفت جمهوری آذربایجان و شرکت استات اویل هیدرو از نخستین شرکت‌های دست‌اندرکار میدان گازی شاه‌دیز هستند و الهام علی‌اف رئیس جمهوری آذربایجان با مقام‌هایی از شرکت نروژی به منظور تسریع در طرح توسعه فاز دوم این میدان گازی، ملاقات داشته است.

جمع‌آوری ۹۴۰ میلیون فوت مکعب گازهای همراه نفت

زیرکچیان زاده مدیرعامل شرکت نفت فلات قاره گفت: در سال ۸۶ موفق به تولید متوسط ۷۲۴ هزار بشکه نفت در روز از میادین فلات قاره شدیم که این میزان ۲۵ درصد از بالاترین میزان تولید این شرکت در قبل از انقلاب بیشتر بوده است. همچنین در زمینه تزریق آب در سال‌های بعد از انقلاب بالاترین میزان تزریق آب در میادین این شرکت انجام شده است به گونه‌ای که سال گذشته ۳۶۰ هزار بشکه در روز به میادین این شرکت آب تزریق شده و امسال این میزان به ۴۱۵ هزار بشکه

در روز رسیده و نقش مؤثری در افزایش تولید و صیانت از مخازن این شرکت داشته است. در سال جاری همچنین برای نخستین بار در کشور تزریق همزمان آب و گاز به میدان درودانجام گرفته است. از سال آینده نیز از سوزانده شدن روزانه ۱۴۰ میلیون فوت مکعب گاز همراه میادین سیری و ۱۰۰ میلیون فوت مکعب گاز همراه میدان سلمان جلوگیری می‌شود. پروژه ان‌جی‌ال خارگ هم طبق برنامه‌ریزی انجام شده از سوزاندن روزانه ۷۰۰ میلیون فوت مکعب گاز جلوگیری خواهد نمود.

نروژ سقف تولید نفت خود را کاهش نمی‌دهد

تری ریس یوهانسن - وزیر انرژی نروژ - گفت: تولید نفت نروژ براساس یک روند درازمدت و برنامه‌ریزی شده است و محدود کردن تولید بیش از مقداری که اکنون صورت می‌گیرد، منطقی نیست. نروژ فعلاً عجله‌ای برای کاهش تولید نفت خود و پاسخ به پیشنهاد اوپک مبنی بر کاهش تولید ندارد و کاهش قیمت‌های

نفت بر فعالیت فلات قاره نروژ در سال جاری اثر زیادی ندارد. اوپک از دیگر کشورهای تولیدکننده نفت همچون روسیه، جمهوری آذربایجان و نروژ که عضو اوپک نیستند، برای پیوستن به اوپک و همکاری در کاهش تولید دعوت کرده زیرا این کار تأثیر کاهش تولید را دوچندان خواهد کرد.

فوران گاز در میدان ابودر

به دنبال فوران گاز در خطوط لوله یکی از سکوهای میدان ابودر و بسته شدن تعدادی از چاه‌های تولیدی، احتمال کاهش ۵۰ تا ۱۰۰ هزار بشکه‌ای تولید نفت این میدان وجود دارد. یکی از دلایل ایجاد

این حادثه نقص در عملیات حفاری چاه‌ها بوده است. ارتفاع فوران گاز در این میدان به بیش از ۱۵ متر از سطح دریانیز رسید. در پی این حادثه سکوی تولیدی و اسکان AB میدان نفتی ابودر تقریباً تخلیه شد

روسیه عوارض صادرات نفت خود را کاهش داد

درواکتش به کاهش بهای نفت خام به دلیل ادامه بحران مالی جهان، روسیه کاهش عوارض صادرات نفت و فرآورده‌های نفتی خود را از اول فوریه آغاز کرد. براین اساس عوارض صادرات نفت خام روسیه از ۷۱۹ دلار به ازاء هر تن به ۹۱۰ دلار، فرآورده‌های سبک نفتی روسیه از ۶/۹۲ دلار به ازاء هر تن

به ۳/۸۰ دلار و فرآورده‌های سنگین نفتی نیز از ۹/۴۹ دلار به ازاء هر تن به ۳/۴۳ دلار کاهش یافت. روسیه برای ایجاد واکنش سریع در قبال تغییرات قیمت‌های جهانی نفت، روش خود را مبنی بر تعیین عوارض بر قیمت نفت مخلوط اورال را از دو ماه یکبار، به ماهانه تغییر داده است.

افتتاح پروژه‌های پالایشی در لاوان و بندرعباس

طرح رفع تنگناها و افزایش ظرفیت پالایشگاه بندرعباس، در دو واحد تقطیر و هم‌زمان با اجرای تعمیرات اساسی پالایشگاه با موفقیت انجام شد که با اجرای آن ظرفیت پالایشی از ظرفیت اسمی روزانه ۲۳۲ هزار بشکه به روزانه ۳۲۰ هزار بشکه افزایش خواهد یافت. فاز اول پروژه افزایش ظرفیت پالایشگاه بندرعباس با هزینه‌ای نزدیک به ۱۸ میلیون یورو در بخش ارزی و ۲۱ میلیارد تومان در بخش ریالی به وسیله کنسرسیومی از دو شرکت ایرانی و با سرمایه‌گذاری ۵/۱ میلیون دلار بخش خارجی انجام شده است. تولید محصولاتی چون بنزین، گازوئیل، نفت سفید، نفت کوره و گوگرد هم‌زمان با اجرای طرح رفع تنگناهای پالایشگاه افزایش می‌یابد.

همچنین طرح جامع بهبود فرآیند و بهینه‌سازی ظرفیت پالایشگاه لاوان شامل سه پروژه، راه‌اندازی واحدهای بازیافت، تصفیه و ذخیره‌سازی گازمیع، اسکله دو منظوره نفتی تدارکاتی و واحد شیرین‌سازی گازهای ترش با آمین راه‌اندازی شد. با اجرای این طرح جامع فرآیند و بهینه‌سازی ظرفیت، روزانه ۲۲۰ تن گازمیع در این پالایشگاه تولید و میزان آلاینده‌های پالایشگاه سالانه به ۲۹ هزار و ۱۹۸ مترمکعب خواهد رسید. با بهره‌برداری از واحد استحصال گازمیع، میزان گازهای مازاد پالایشگاه که هم‌اکنون در مشعل پالایشگاه سوزانده می‌شود به فرآورده گاز مایع تبدیل و در نتیجه ۸۱ درصد از میزان ضایعات تولیدی پالایشگاه کاسته خواهد شد.

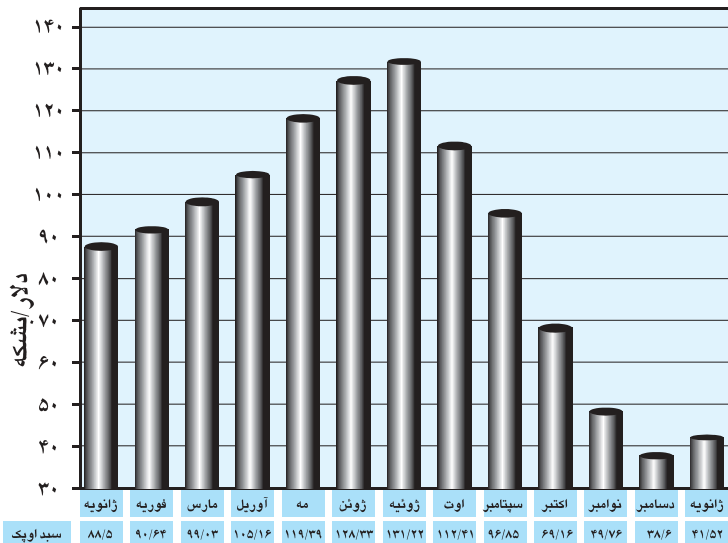


اختصاص ۳ درصد از درآمد فروش نفت برای توسعه پارس جنوبی در سال آینده

جشن ساز-مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران- گفت: اختصاص ۳ درصد از درآمد حاصل از فروش نفت برای توسعه پارس جنوبی در سال گذشته بسیار مؤثر و نتیجه بخش بوده و تلاش شده تا در سال جاری نیز بودجه یاد شده به توسعه پارس جنوبی اختصاص یابد. اما به دنبال افت شدید قیمت نفت، به طور قطع مجموع درآمدهای نفتی کشور در قیاس با قیمت

نفت بیش از یکصد دلار کاهش خواهد یافت و سهم ۳ درصدی از بودجه نفت برای توسعه پارس جنوبی نیز کاهش می‌یابد. بنابراین میزان اعتبار یاد شده برای توسعه طرح‌های پارس جنوبی کافی نخواهد بود و شرکت ملی نفت تمهیداتی را برای تأمین منابع مالی جدید به منظور توسعه پارس جنوبی در نظر گرفته است.

بررسی اجمالی بازار نفت در ماه ژانویه ۲۰۰۹



رژیم اشغالگر قدس قطع گردد. علاوه بر آن در کشور نیجریه، حمله افراد مسلح به تأسیسات نفتی باعث نگرانی بازار شد قطع جریان گاز روسیه به اروپا نیز تا حدودی سبب افزایش تقاضای اروپا برای فرآورده های نفتی شد. البته انتشار ارقامی که از ضعف تقاضا در سال ۲۰۰۹ خبر می داد از افزایش بیشتر قیمت ها جلوگیری کرد. اوپک در گزارش ماهانه خود اعلام کرد که تقاضای جهانی نفت در سال ۲۰۰۹ بیش از آنچه قبلاً تصور می شد کاهش خواهد یافت و این کاهش حدود ۱۸۰ هزار بشکه در روز نسبت به سال قبل خواهد بود. عدم اطمینان درباره بهبود اوضاع اقتصاد جهانی علت این تجدیدنظر نژولی قلمداد شد. اداره اطلاعات انرژی آمریکا نیز پیش بینی کرد که تقاضا برای نفت در سال ۲۰۰۹ به میزان ۸۱۰ هزار بشکه در روز کاهش پیدا خواهد کرد. آژانس بین المللی انرژی هم در گزارش ژانویه خود اعلام کرد که تقاضای جهانی نفت در ۲۰۰۹ به دلیل بدتر شدن اوضاع اقتصادی به میزان ۵۰۰ هزار بشکه در روز کاهش خواهد یافت و چنین کاهشی را در دوره های اخیر کاملاً بی سابقه دانست. این پیش بینی ها موجب ضعف بازار شد به ویژه این که ذخیره سازی های نفتی در آمریکا افزایش یافته بود. این وضعیت باعث شد بورس بازان اقدام به فروش کرده و به ضعف بازار کمک کنند.

به هر حال تلاش های اوپک برای تثبیت بازار ظاهر باعث نگرانی بعضی مقامات آمریکایی شد. یک سناتور جمهوری خواه Herb Kohl در سنای آمریکا روز دوشنبه طرحی را پیشنهاد داد که بر مبنای آن به وزارت دادگستری آمریکا اجازه داده می شود اوپک و سایر تولید کنندگانی که برای افزایش قیمت ها تبانی می کنند را بر اساس قانون ضد تراست تحت تعقیب قرار دهد. او اعلام کرد وقتی اعضای اوپک توافق می کنند که عرضه را کاهش داده و یا قیمت ها را تثبیت کنند واصل رقابت آزاد را خدشه دار نمایند، آمریکا بر اساس قانون ضد تراست آن ها را مسئول می داند.

عوامل تقویت کننده قیمت های نفت

- تلاش مقامات اوپک برای اطمینان دادن به بازار درباره اجرای حتمی تعهدات کاهش تولید
- قطع جریان گاز روسیه به اروپا
- وعده رونق اقتصادی از سوی رییس جمهور جدید آمریکا
- درگیری رژیم اشغالگر قدس و حماس در غزه
- حمله افراد مسلح به یک سکوی نفتی در نیجریه متعلق به شرکت ExxonMobil
- انتشار آمارهایی که از کاهش تولید و صادرات اوپک خبر می داد
- احتمال برگزاری اجلاس فوق العاده اوپک قبل از برگزاری اجلاس ماه مارس
- احتمال کاهش مجدد تولید اوپک در اجلاس ماه مارس

عوامل تضعیف کننده قیمت های نفت

- تداوم بحران مالی بین المللی
- افزایش ذخیره سازی های نفتی در آمریکا
- اقدام بورس بازان به فروش
- کاهش برآورد تقاضا در پیش بینی های جدید مؤسسات معتبر بین المللی

بهر روز بیک علیزاده

قیمت های نفت خام سال ۲۰۰۹ میلادی را با روند صعودی آغاز کردند. میانگین قیمت سید اوپک در ژانویه ۲۰۰۹، با افزایش ۲/۹۲ دلاری نسبت به دسامبر ۲۰۰۸، به سطح ۴۱/۵۲ دلار در بشکه افزایش یافت.

گرچه در ماه ژانویه نیز ضعف اقتصاد جهانی بازار نفت را تحت تأثیر قرار داده و به ضعف قیمت ها کمک کرده بود، اما وزرای عضو اوپک تأکید کردند که کاهش تولید مورد توافق در اجلاس ۱۵۱ خود در ماه دسامبر به میزان ۴/۲ میلیون بشکه در روز، را اجرا خواهند کرد. این تأکید تأثیر مثبتی بر قیمت های نفت داشت، به ویژه این که یک منبع خبری آشنا با سیاست های نفتی عربستان اعلام کرد که این کشور تولید خود را در ماه ژانویه به ۸ میلیون بشکه در روز خواهد رساند. وزیر نفت عربستان نیز اعلام کرد که در ماه فوریه کمتر از هدف تولید این کشور که در سطح ۸/۰۵ تعیین شده است، تولید خواهند کرد و گفت تولید فعلی این کشور نیز در سطح ۸ میلیون بشکه در روز قرار دارد. علاوه بر این احتمال برگزاری اجلاس فوق العاده دیگری قبل از اجلاس ماه مارس ۲۰۰۹ به منظور بررسی کاهش بیشتر تولید نیز مطرح گردید. برخی از وزیران نفت اوپک هم اعتقاد داشتند این سازمان باید تولید خود را در ماه مارس کاهش دهد. آمارهای منتشر شده حاکی از کاهش تولید اوپک بود. مؤسسه Petrologistics اعلام کرد انتظار می رود تولید نفت اوپک بدون عراق در ماه ژانویه به میزان ۸/۵۵ میلیون بشکه در روز نسبت به ماه دسامبر ۲۰۰۸ کاهش داشته باشد و به ۲۶/۱ میلیون بشکه در روز برسد. مؤسسه Oil Movements نیز اعلام کرد صادرات نفت اوپک بدون آنگولا و اکوادور، در چهار هفته منتهی به ۷ فوریه ۲۰۰۹ به طور متوسط با کاهش ۲۵۰ هزار بشکه در روز به سطح ۲۳/۵۶ میلیون بشکه در روز خواهد رسید که کمترین سطح در پنج سال گذشته است.

درگیری رژیم اشغالگر قدس در غزه نیز باعث نگرانی بازار نفت شد به ویژه این که خبرگزاری ها از قول «ایرنا» اعلام کردند که یکی از فرماندهان سپاه پاسداران ایران، پیشنهاد کرده است که صادرات نفت به کشورهای حامی