



فهرست

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

سرمقاله	پارس جنوبی؛ درّ یتیم خلیج فارس / ۲
دریچه	مجمع کشورهای صادرکننده گاز در مرحله ای تازه / ۶
خبر و نظر	صادرات گاز ایران به اروپا؛ در چالش مثلث برمودا / ۹
گزارش	آیا کاهش در تولید روندی شتابان دارد؟ / ۱۲ آخرین وضعیت تولید گاز طبیعی ایران و قطر؛ از میدان مشترک پارس جنوبی / ۱۸ پیامدهای قطع برق در صنایع / ۲۰
میزگرد	(CNG) گاز طبیعی فشرده شده / ۲۳
سخنرانی	جمهوری اسلامی ایران و ضرورت توسعه برق هسته ای / ۳۰
مصاحبه	دورنمای انرژی جهان؛ ویرایش ۲۰۰۸ / ۳۳ تغییر مکان سکوها برای مسائل استراتژیک بوده است / ۳۶
مقاله	مزیت های اقتصادی استفاده از موتورهای گازسوز / ۴۰
خلاصه مقالات	واقعیت هایی از کمک های رسمی به تغییرات آب و هوا / ۴۵
تحقیقات	چشم انداز انرژی جهان در سال ۲۰۰۸ / ۵۰
مصرف کننده	شبکه های متروی تهران، لندن، توکیو و پاریس / ۵۷
دیدگاه	آخرین قیمت فرآورده های نفتی در منطقه خلیج فارس / ۶۱ مهمترین پروژه های بخش بالادستی نفت و گاز در جهان / ۶۲
انرژی در مطبوعات	۶۶ /
بازار نفت	بررسی اجمالی بازار نفت (نوامبر و دسامبر ۲۰۰۸) / ۶۸

اقتصاد انرژی

نشریه انجمن اقتصاد انرژی

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

دی ماه ۱۳۸۷ - شماره ۱۱۰

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 آرایی: کانون تبلیغاتی آدمیت

سازمان آگهی ها: کانون تبلیغاتی آدمیت ۱۶-۸۸۹۶۱۲۱۵

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

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

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

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

چاپ صادق: خیابان لبافی نژاد - بین ۱۲ فروردین و اردیبهشت کد پستی: ۱۳۱۲۹۶۵۱۹۱



پارس جنوبی؛ درّ یتیم خلیج فارس

آنچه هست و آنچه می‌توانست باشد

مقدمه

یکی از مهم‌ترین موضوعات مطرح در حوزه مباحث توسعه، که مستقیم و یا غیرمستقیم مورد توجه اقتصاددانان توسعه قرار گرفته است، مسأله آثار تکاثری یا آثار انتشار پروژه‌ها و سرمایه‌گذاری‌ها در کشورهای در حال توسعه است. کشورهای کمتر توسعه‌یافته یا در حال توسعه با چالش‌ها، نیازها و مشکلات زیادی روبرو هستند. اما مجموعه توانائی‌های ایشان چه به لحاظ تأمین سرمایه و منابع مالی و چه به لحاظ زیرساخت‌ها، مدیریت و عوامل نرم‌افزاری، از کفایت لازم برای پرداختن همزمان به همه نیازها برخوردار نیست. بنابراین توجه به مسأله انتشار در سرمایه‌گذاری‌ها اهمیت خاصی پیدا می‌کند. آب ساکن شفاف را در نظر بگیرید؛ حتی اگر سنگ کوچکی را روی آن بیاندازید، امواج و آثار منتشره از آن را به خوبی ملاحظه می‌کنید و هرچه این سنگ بزرگتر باشد و در جای مناسبتری انداخته شود، آثار انتشار آن گسترده‌تر خواهد بود. اما در یک آب گل‌آلود موج، حتی آثار انداختن یک کلوخ هم قابل مشاهده و احصا نیست. این تنها یک تمثیل است، اما اگر در دوره گذار به

توسعه، بتوان منابع و امکانات را بر نقاطی متمرکز نمود که آثار انتشار هرچه گسترده‌تری داشته باشند، قطعاً به شتاب توسعه کمک خواهد شد. اما بسیاری از سرمایه‌گذاری‌ها هستند که آثارشان به همان بخشی که سرمایه‌گذاری در آن انجام شده است محدود می‌شود و در این صورت حتی پدیده دوگانگی را تشدید می‌کند. پدیده دوگانگی، یکی از مهم‌ترین مُعضلات کشورهای در حال توسعه است که در همه عرصه‌ها ملاحظه می‌شود و بصورت دوگانگی بین سنت و مدرنیسم، وجود بخش‌ها و سازمان‌های پیشرفته و مدرن در کنار سازمان‌های سنتی و به صور گوناگون دیگر رخ می‌نماید و در این مورد نیز به صورت شکل‌گیری یک بخش پیشروی منفرد یا یک منطقه پیشرفته منفصل در کنار سایر بخش‌ها یا مناطق عقب‌مانده رخ می‌نماید.

«گونار میردال»، اقتصاددان برجسته سوئدی که در سال ۱۹۷۴ عمدتاً به دلیل توجه به مسائل نهادی در اقتصاد، جایزه نوبل این رشته را از آن خود کرد، از جمله کسانی است که به آثار انتشار سرمایه‌گذاری‌ها و طرح‌ها و پروژه‌ها در کشورهای در حال توسعه

بیشتر باشد، معنای آن، همان ضعف آثار انتشار و همان منفعل بودن ساختار تجارت و روابط خارجی است که میردال به آن اشاره می‌کند. جدیدترین جدول داده‌ستانده منتشر شده توسط مرکز آمار ایران که مربوط به سال ۱۳۸۰ می‌باشد نیز این واقعیت را تأیید می‌کند که ضرائب پسی و پیشین بخش نفت و گاز که نشان‌دهنده میزان وابستگی و ارتباط این بخش با سایر بخش‌هاست، پائین بوده و از بسیاری از دیگر بخش‌های اقتصادی کمتر است.

البته این رسالت، یعنی ایجاد تعامل میان بخش‌های مختلف صنعتی و اقتصادی، تنها وظیفه صنعت نفت به معنای حوزه شرکت‌های نفت و گاز نیست، بلکه فراتر از آن در حوزه وظایف دولت است. شاید یکی از موفقیت‌های مهم چینی‌ها در سرعت بخشیدن به دوره گذار به توسعه اقتصادی، همین گستراندن آثار انتشار باشد. به عنوان نمونه، وقتی شرکت‌های مربوطه چینی، وارد مذاکره برای خرید LNG (گاز طبیعی مایع شده) می‌شوند، ملاحظه می‌شود که از همان ابتدا در مورد حمل آن نیز برنامه دارند و اصرار دارند که آن را در مبدأ تحویل بگیرند و حمل به عهده ایشان باشد. همه بررسی‌ها نشان می‌دهد که چین ظرف سال‌های آتی به یکی از بزرگترین واردکنندگان و مصرف‌کنندگان LNG تبدیل خواهد شد. پس مصرف گاز طبیعی مایع شده این کشور در حد یک لیوان شیر نیست و در حدی خواهد بود که وارد شدن به تمام زنجیره ارزش آن به نفع این کشور است. معلوم است که یک شرکت انرژی چینی اگر به سایر بخش‌ها گره نخورد، صرفاً به دنبال کار خود یعنی تأمین انرژی و از جمله LNG خواهد بود. معلوم است که دولت کارآمدی وجود دارد که همه بخش‌ها را به هم گره می‌زند. وقتی در قرارداد LNG حمل به عهده طرف چینی قرار می‌گیرد، شرکت انرژی چینی حمل را به یک شرکت حمل و نقل دریائی چینی سفارش می‌دهد. در صورتی که اگر حمل به عهده فروشنده باشد، لزوماً چنین اتفاقی نمی‌افتد. شرکت حمل و نقل چینی سفارش ساخت کشتی حمل گاز را به کشتی‌سازهای بندر «دالیان» می‌دهد، در صورتی که اگر حمل به عهده شرکت چینی نبود، احتمالاً این سفارش به کشتی‌سازان ژاپن یا کره، داده می‌شد. از این طریق تأمین گاز، آثار انتشار گسترده‌ای را در اقتصاد چین بوجود می‌آورد.

صنعت نفت از ابتدا در تعامل با اقتصاد و صنعت ملی توسعه نیافت. در دوره ملی شدن نفت و پس از خلع‌ید از انگلیس‌ها در دولت مرحوم دکتر مصدق، اداره کردن صنعت نفت و مهم‌ترین نماد آن، یعنی پالایشگاه آبادان، بدون حضور خارجی‌ها به یک مسأله حیثیتی و درعین حال نمادین ملی تبدیل شد. به این ترتیب همه توانائی‌های داخلی از همه دانشگاه‌ها و شرکت‌ها به کار گرفته شد که مشعل پالایشگاه را برافراشته نگهدارند. آن‌روز سطح فناوری

توجه نموده است. میردال یکی از مشکلات این کشورها را ضعف آثار انتشار می‌داند و به نوعی این ضعف را ناشی از وجود دولت‌های ضعیف بر می‌شمرد. میردال در کنار این دوپدیده توسعه نیافتگی (دولت ضعیف و ضعیف بودن آثار انتشار) هوشمندانه به ضعف در روابط و تجارت خارجی این کشورها نیز توجه دارد. وقتی یک بخش خاص پیشرفته، در یک کشور نتواند با سایر بخش‌ها تعامل برقرار نموده و برای کالاها و خدمات آن‌ها تقاضا ایجاد کند، طبعاً به خارج وابسته خواهد شد.

جایگاه صنعت نفت در توسعه ملی

اینک یکصد سال از عمر صنعت نفت ایران می‌گذرد. این مسأله قابل بررسی و مطالعه است که صنعت نفت در طول این یکصد سال تا چه حد توانسته است با پیکره اقتصاد ملی تعامل و ارتباط برقرار کند؟ مثلاً معروفی است که: «برای یک لیوان شیر نباید گاوداری باز کرد» اما آیا این مثلاً در مورد صنعت نفت ایران مصداق دارد؟ مایکی از بزرگترین صاحبان ذخائر نفت و گاز جهان هستیم. ده‌ها میلیارد دلار در صنعت نفت ایران سرمایه‌گذاری شده است و ده‌ها میلیارد دلار دیگر نیز باید سرمایه‌گذاری شود. آیا چنین موقعیتی ایجاد نمی‌کرد که به نوعی همه بخش‌های صنعتی و اقتصادی کشور حول صنعت اکتشاف، تولید، پالایش و توزیع نفت و گاز توسعه یابند؟ کشورهایی که سابقه بسیار کمتری از مادر نفت و گاز دارند با استفاده از مزیت داخلی خود اینک به صادرکننده کالاها و خدمات مورد نیاز صنایع نفت و گاز تبدیل شده‌اند. سابقه صنعت نفت نروژ که شرکت‌های نفتی آن اکنون در سطح بین‌المللی شناخته شده و فعال هستند، عمدتاً به دهه ۱۹۷۰ میلادی برمی‌گردد. نمونه‌های دیگر از کشورهای کمتر توسعه یافته (یا دیرتر توسعه یافته) چین، هند و مالزی هستند که آن‌ها نیز بسیار کمتر از ما فرصت تاریخی برای رسیدن به مرحله صدور کالاها و خدمات در بخش‌های نفت و گاز داشته‌اند، اما اینک ما نیازمند دکل حفاری چینی و تجهیزات و خدمات هندی و مالزیائی هستیم. شاید قانون حداکثر استفاده از خدمات داخلی، سندی بر ادعای این نوشتار بر وابستگی صنایع نفت و گاز ما به خارج باشد. این قانون در تلاش است که منفعلانه سهم داخلی در پروژه‌های نفت و گاز را به نیم یا کمی بیشتر و کمتر برساند. در حالی که در صورت استفاده مطلوب از این فرصت تاریخی، اینک ما باید می‌توانستیم صادرکننده کالاها و خدمات این بخش باشیم.

آیا زمانی که یک پروژه بزرگ نفتی یا گازی تعریف می‌شود، برای کالاها و خدمات دیگر صنایع و بخش‌های مختلف داخلی تقاضای بیشتری ایجاد می‌کند و موتور محرکه آن‌ها می‌شود، یا برای کالاها و خدمات عده‌ای از شرکت‌های خارجی؟ و اگر دومی

آن، سفارشات عظیمی را برای کالاها و خدمات بوجود می آورد که پاسخ دادن به آن به نحوی که آثار انتشار گسترده ای را در کشور پدید آورد، نیازمند یک طرح جامع ملی است و تنها در این صورت است که شعار زیبایی که بر تابلوهای نصب شده در منطقه عسلویه نگاشته شده است، می تواند تحقق یابد و یک تمدن صنعتی شکل گیرد. توسعه میدان گازی پارس جنوبی براساس اطلاعاتی که از آن سوی میدان انتشار یافته بود، با تصور ابتدایی چند فاز محدود فعال شد. حتی نحوه فازبندی میدان و انتخاب زمین برای احداث تأسیسات خشکی نیز بر اساس همین تصور محدود بود. طرف قطری از سال ۱۹۹۱ بهره برداری محدود از میدان مشترک (که آنرا «گنبد شمالی» می نامد) را آغاز نمود. به تدریج که اطلاعات گنبد شمالی منتشر شد، اغلب شواهد و قرائن نشان می داد که این حوضه گازی در سمت ایران نیز امتداد یافته است.

مشترک بودن این میدان گازی و پیش افتادن رقیب در بهره برداری از آن، شتابزدگی را اجتناب ناپذیر نموده بود و همین قدر که با وجود همه مشکلات داخلی و محدودیت های بین المللی تاکنون پنج فاز به بهره برداری رسیده و چند فاز دیگر در آستانه بهره برداری کامل قرار دارد بسیار قابل ستایش است. اما چه بهتر بود که همپای این شتاب اجرایی، هر چه زودتر طرح راهبردی جامعی برای توسعه این مخزن آن هم در سطح ملی، تهیه می شد. در اغلب موارد شتابزدگی در کارها و معطل نشدن برای تهیه طرحی جامع، گرچه به ظاهر و در کوتاه مدت موجب صرفه جوئی در زمان

به اندازه امروز پیچیده نبود و فاصله فنی ما با جهان صنعتی نیز به اندازه امروز نبود و شاید اگر همان مسیر ادامه می یافت با نزدیک به چهل سال وقفه آن چیزی که در واقع از ابتدا باید شکل می گرفت، به تحقق می پیوست و سرنوشت اقتصاد و صنعت و حتی علوم و دانشگاه ها در کشور به گونه دیگری رقم می خورد. کودتا علیه دولت ملی دکتر مصدق، کودتا علیه چنین روندی نیز بود و با شکل گیری کنسرسیوم، باز هم آب به همان آسیاب قبلی بازگشت.

پارس جنوبی آزمون آزموده

میدان گازی پارس جنوبی، میدانی مشترک است. این ویژگی مشترک بودن، و بویژه تقدم رقیب در بهره برداری از این مخزن، آن را در صدر اولویت ها و فوریت های صنعت نفت کشور می نشاند و توسعه آن را اجتناب ناپذیر می نماید. اما طرح توسعه پارس جنوبی به تنهایی چندان عظیم است که شاید آنچه بالقوه در این طرح باید اتفاق بیافتد را بتوان با کسر قابل توجهی از آنچه تاکنون در صنعت نفت اتفاق افتاده است، قیاس نمود. پارس جنوبی ۵۰ درصد کل ذخائر گازی ایران را در خود جای داده است. در تولید نهائی، این میدان رقمی در حدود دو برابر کل میزان گاز تولیدی از سایر میادین گازی کشور تولید خواهد شد. میزان میعانات تولیدی این میدان که نوعی نفت خام بسیار سبک است، به حدود یک میلیون و یکصد هزار بشکه خواهد رسید که قریب یک چهارم نفت خام تولیدی فعلی کشور است. قراردادن این میدان در دریا و ترش بودن گاز آن (داشتن گوگرد بالا)

موجب می شود که حجم تأسیسات مورد نیاز برای استحصال آن بسیار بیشتر از میدان های گاز شیرین واقع در خشکی باشد.

در حدود ۲۸ فاز توسعه پارس جنوبی که تاکنون تعریف شده است حفر صدها چاه دریائی، نصب ده ها سکوی بهره برداری دریایی، احداث صدها کیلومتر خط لوله در بستر دریا و در خشکی، ساخت ده ها پالایشگاه عظیم فرآوری و تصفیه گاز باید اتفاق بیفتد که بخش کوچکی از آن نیز تاکنون اتفاق افتاده است. چنین طرحی عظیم، و طرح های جانبی



بودن مخزن و میزان و سرعت برداشت رقیب و فقدان اطلاعات دقیق در مورد آن نیز حساسیت مدیریت مخزن را دوچندان می نماید. میدان پارس جنوبی دارای یک لایه نفتی نیز هست که در برنامه جامع و کلان میدان باید به توسعه این لایه نیز توجه شود. در گذشته برنامه های بلند پروازانه ای در زمینه تولید LNG (گاز طبیعی مایع شده)، در نظر گرفته شده بود که غیر قابل تحقق به نظر می رسد و ماقبل در سرمقاله شماره ۴۲ (آبان ۱۳۸۱) تحت عنوان «سنجش پروژه های مایع سازی گاز طبیعی» به تفصیل به آن پرداخته ایم، در حال حاضر بسیاری از فازها به LNG اختصاص داده شده است و عدم پیشرفت طرح های LNG موجب عدم پیشرفت فازهای مربوطه خواهد شد و لذا در این مورد باید تجدیدنظر بشود.

مسائل اجتماعی، مسائل نیروی انسانی، مسائل زیست محیطی و بسیاری مسائل دیگر نیز در مناطق عملیاتی میدان گازی پارس جنوبی وجود دارد که باید هرچه زودتر مورد توجه قرار گیرد. آنچه بسیار ارزشمندتر از آهن و فولاد و گاز و نفت است، سرمایه اجتماعی و سرمایه انسانی است که آلودگی های زیست محیطی نیز سلامت این سرمایه ها را تهدید می کند. در صورت تداوم روند فعلی وضعیت زیست محیطی در منطقه عسلیویه ممکن است امکان نگهداری نیروی انسانی در این منطقه وجود نداشته باشد. تأسیسات فازهای مختلف به تناسب زمان بهره برداری به سرعت فرسوده خواهند شد و نیازمند تعمیرات دوره ای و تعمیرات اساسی خواهند بود و پیش بینی های به هنگام و برنامه ریزی های لازم در این زمینه ضروری است.

در حال امید است مسئولان کشور و خصوصاً مسئولان صنعت نفت در کنار زحمات ارزنده ای که برای بهره برداری رساندن فازهای مختلف پارس جنوبی و سرعت دادن به استخراج گاز این مخزن گازی به عمل می آورند، هرچه سریع تر نگاهی جامع به مخزن را سامان دهند تا ابعاد آن به خوبی شناخته شود و حرکت همه بخش های ذیربط و ذینفع به تناسب این ابعاد و در چارچوب یک برنامه جامع تنظیم شود و به تمام زنجیره ارزش توسعه این مخزن توجه شود. ابعاد، اندازه و وسعت پارس جنوبی، استفاده از تجربه صنعت نفت در دهه های اول عمر آن و نگاهی ویژه را از سوی همه قوای سه گانه طلب می کند. چنین نگاهی می تواند بستر مناسب را برای یک برنامه جامع و به دور از شتاب زدگی فراهم آورد. صنعت نفت گرچه همان گونه که ذکر شد هنوز نتوانسته است به میزان قابل انتظار به موتور توسعه ملی تبدیل شود و آثار انتشار خود را بر پهنه کشور بگستراند، اما در بسیاری از موارد پیش از انتشار نظم و استانداردها در کل کشور بوده است. امید است در پارس جنوبی که ابعاد نهایی آن قابل مقایسه بانسبت قابل توجهی از کل صنعت نفت است، گامی فراتر از این برداشته شود.

مدیر مسئول

و سرعت بخشیدن به کار می شود، اما گاهی در عمل، بسیاری از تأخیرهای بعدی را موجب خواهد شد که از نداشتن طرح جامع و نقشه راه و حرکت بر مبنای آزمون و خطا ناشی می شود. در زمینه پارس جنوبی نیز خوب است چنین مطالعه ای صورت پذیرد تا معلوم شود که مشکلات، تأخیرها و افزایش هزینه های بعدی تا چه حد ناشی از محدودیت های خارجی و مشکلات اجتناب ناپذیر بوده است و تا چه میزان ناشی از عدم جامع نگری؟

البته یک طراحی راهبردی و جامع در سطح ملی می تواند و باید همه محدودیت ها و موانع بالفعل و بالقوه را مورد توجه قرار دهد و با توجه به موقعیت خاص پارس جنوبی، شتاب و فوریت کار نیز در تعارض نباشد. به عنوان مثال در ده ها فاز پارس جنوبی ممکن است بسیاری از تجهیزات مورد نیاز باشد که در ابتدا ساخت آن ها در توان سازندگان داخلی نباشد و مجبور به واردات آن باشیم اما اگر در چارچوب یک برنامه جامع، تأمین این تجهیزات به عهده ذیصلاح ترین واحد صنعتی داخلی گذاشته شود و واحد صنعتی موظف شود که طی برنامه ای تأمین را از واردات آغاز کند و به ساخت داخل ختم کند، هم فوریت کار رعایت شده است و هم صنعت تخصصی مربوطه به تدریج موفق به انتقال دانش فنی و ساخت به داخل کشور خواهد شد و در مرحله بعد خواهد توانست تولیدات خود را از یک بازار تضمین شده داخلی به فراسوی مرزها نیز گسترش دهد. همین روش در مورد سایر خدمات اجرایی پروژه نیز می تواند بکار گرفته شود.

چنین طرح جامعی قبل از هر چیز مستلزم انجام مطالعات جامع مخزن است. در حال حاضر به نظر می رسد که طرح جامع فازهای اول برای همه فازها تعمیم داده شده و میزان تولید برای همه فازها یکسان در نظر گرفته شده است، در صورتی که با توجه به قرارگیری محل فازهای اولیه در قسمت بالای مخزن که بیشترین فشار را داراست و با گذشت چند سال از تولید مخزن که طبعاً موجب کاهش نسبی فشار مخزن خواهد شد، ممکن است فازهای جدیدتر به همان رکورد تولید فازهای قبلی نائل نشوند و لذا طراحی فازها و تأسیسات مربوطه باید بر مبنای پیش بینی وضع آینده مخزن باشد و مطالعات مخزن نیز باید دائماً روزآمد شود. در اینجا بحث مدیریت مخزن نیز مطرح می شود که الزامات مربوط به خود را دارد. مدیریت مخزن از جمله، مستلزم دریافت مستمر اطلاعات لازم از کلیه چاه های تولیدی و تجزیه و تحلیل این اطلاعات و تحلیل رفتار مخزن است. بخش های مربوط به مهندسی مخازن در شرکت ملی نفت ایران که بخش بالادستی و تولید گاز و میعانات گازی مخزن پارس جنوبی را به عهده دارد، دانش و تجربیات دیرینه تری را در زمینه مخازن نفتی دارند و این دانش در زمینه مخازن گازی باید تقویت شود. مشترک

مجمع کشورهای صادرکننده گاز در مرحله‌ای تازه



محمد امین نادریان

در صورت تداوم روند کنونی، رشد سالانه تقاضای گاز طبیعی ۲/۴٪ خواهد بود که بیشترین رشد نسبت به دیگر حامل‌های انرژی است. در صورتی که فناوری‌های جدید تبدیل گاز طبیعی به سوخت‌های مایع نیز گسترش یابد، این رشد، بیشتر هم خواهد بود. افزایش اهمیت گاز طبیعی در اقتصادهای پیشرفته، نگرانی‌های جدیدی را در خصوص امنیت عرضه گاز بوجود آورده و نیز موجب شده است که ایده همکاری میان صادرکنندگان گاز مطرح شود.

سابقه مجمع:

همکاری میان تولیدکنندگان کالاهای مختلف در جهان چه در سطح منطقه‌ای و چه در سطح بین‌المللی امری بسیار عادی است. هدف از شکل‌گیری این مجامع و اتحادیه‌ها عمدتاً همکاری و تبادل نظر در خصوص مشکلات مشترک و ردوبدل کردن اطلاعات و دانش فنی و حل و فصل سایر مسائل مبتلا به می‌باشد. با توجه به همین ضرورت

هفتمین نشست وزیران انرژی مجمع کشورهای صادرکننده گاز (GECF) در آخرین روزهای سال ۲۰۰۸ میلادی در ۲۳ دسامبر در مسکو برگزار شد و با تصویب اساسنامه سازمان کشورهای صادرکننده گاز و تعیین دوحه به عنوان دبیرخانه این سازمان، مجمع کشورهای صادرکننده گاز به «سازمانی رسمی» تبدیل گردید. با توجه به اهمیت این واقعه جادارد که به تحلیل و بررسی آن پردازیم.

در سال‌های اخیر گاز طبیعی به یکی از مهم‌ترین منابع جهانی انرژی تبدیل شده و از سوختی بومی که در بازارهای محدود منطقه‌ای مصرف می‌شد، به کالای مهم در تجارت بین‌المللی مبدل شده است. گاز طبیعی اینک در قریب ۵۰ کشور جهان تولید و مصرف می‌شود و به سرعت به انتخابی برای مصرف‌کنندگانی تبدیل شده که آن را به دلیل تأثیرات زیست محیطی نسبتاً کمتر ترجیح می‌دهند.

گاز طبیعی در جهان انجام شده بود در اجلاس الجزایر ارائه گردید (نروژ و ترکمنستان در این اجلاس حضور نیافتند). در سال ۲۰۰۳ سوئین نشست وزارتی در دوحه قطر و با حضور ۱۴ کشور شامل الجزایر، برونئی، مصر، اندونزی، ایران، لیبی، مالزی، نیجریه، عمان، قطر، روسیه، ترینیداد و توباگو، امارات، ونزوئلا و نروژ تشکیل شد و طی آن گزارشی که بعضی از کشورهای در جریان اجلاس تهران یا الجزایر متعهد به تهیه آن شده بودند مرور شد و مورد بررسی قرار گرفت. چهارمین نشست مجمع در سال ۲۰۰۴ با حضور گروه مشابه نشست قبلی در قاهره تشکیل شد، در این نشست هیئت عامل مجمع تشکیل گردید و با توجه به قیمت های پایین نفت خام اعضاء به تبادل نظر در خصوص جدا کردن رابطه قیمتی بین گاز طبیعی و نفت خام پرداختند. هیئت عامل مجمع در جولای همان سال و ژانویه سال ۲۰۰۵ نشست های دیگری را برگزار نمود. پنجمین نشست وزارتی مجمع کشورهای صادرکننده گاز در روزهای ۲۵ تا ۲۷ ماه آوریل سال ۲۰۰۵ در ترینیداد برگزار شد که در این نشست کشورهای لیبی، عمان و اندونزی شرکت نکردند و تنها وزرای کشورهای ترینیداد و توباگو، ایران، امارات و قطر در آن حاضر شدند. در چارچوب این اجلاس پیشنهاد تأسیس دفتر همکاری های کشورهای صادرکننده گاز در قطر از طرف هیئت عامل به کنفرانس وزراء تقدیم شد که مورد پذیرش قرار گرفت و با توجه به افزایش قیمت های نفت خام موضوع جدا کردن قیمت های گاز از نفت خام که در کنفرانس قاهره مطرح شده بود مورد توجه کشورهای حاضر نگرفت. همچنین مقرر شد که اجلاس بعدی در ماه مارس سال ۲۰۰۶ در کشور ونزوئلا برگزار شود که به علت بحران های سیاسی موجود در ونزوئلا نهایتاً برگزار نشد. ششمین اجلاس مجمع در آوریل سال ۲۰۰۷ در دوحه قطر برگزار شد. در این اجلاس که پشت

«مجمع کشورهای صادرکننده گاز» با ابتکار و محوریت جمهوری اسلامی ایران در ماه مه ۲۰۰۱ اولین نشست وزارتی خود را در تهران با هدف افزایش تبادل نظر و همکاری میان تولیدکنندگان گاز برگزار کرد. کشورهای حاضر در این نشست الجزایر، برونئی، ایران، اندونزی، مالزی، نیجریه، عمان، قطر، روسیه، نروژ و ترکمنستان بودند. بیانیه وزرای مجمع کشورهای صادرکننده گاز بر این موضوع تأکید داشت که آن ها در نشست های ابتدایی به دنبال توافق در زمینه سهمیه بندی تولید و بوجود آوردن نظام سهمیه بندی نیستند.

زمانی که مسئولین وقت وزارت نفت و کارشناسان مربوطه مسأله تشکیل چنین مجمعی را مطالعه و بررسی می کردند به این نکته توجه شد که از استفاده از واژه هائی مانند اوپک گازی پرهیز شود چرا که صرف نظر از ناصحیح بودن چنین واژه هایی، طرح آن می توانست حساسیت های بی مورد و جوسازی های کشورهای مصرف کننده را برانگیزد و چنین همکاری را تحت الشعاع قرار دهد. علاوه بر این باید توجه داشت که: اولاً- سازمان اوپک بیش از چهل و شش سال پیش در شرایط جهانی بسیار متفاوت و برای اهدافی بسیار متفاوت تأسیس گردید و در آن شرایط جهانی با توجه به نوع تعامل میان کشورهای تولیدکننده و مصرف کننده نفت، عملاً به سازمانی متشکل از کشورهای در حال توسعه تبدیل شد. جالب است که اینک در شرایط متحول بین المللی، اوپک و اعضاء آن عملاً از اهداف اولیه خود فاصله زیادی گرفته اند. ثانیاً- مسائل و موضوعات بازار گاز طبیعی به طور کلی با مسائل و موضوعات بازار نفت متفاوت است و لذا طیف همکاران در بازار گاز و موضوعات همکاری می تواند کاملاً متفاوت باشد و دلیلی وجود ندارد که با تداومی بعضی عناوین محدودیت هائی را در این زمینه بوجود آوریم.



در هر حال اولین اجلاس «مجمع کشورهای صادرکننده گاز» با توجه به اهداف تعیین شده با موفقیت نسبی همراه بود و طیف وسیعی از کشورها در آن حضور یافتند و اعتقاد همه بر این بود که سطح همکاری به تدریج ارتقاء یابد. دومین اجلاس رسمی وزارتی GECF با حضور ۱۳ کشور مشتمل بر بولیوی، مصر، لیبی و ونزوئلا که در تهران حضور نداشتند، در الجزایر تشکیل شد. نتایج بعضی از مطالعاتی که در مورد آینده بلندمدت بازار

قراردادهای می تواند موجب مراجعه طرف های قرارداد به داوری شود و هزینه های جبران خسارت عمده ای را برای صادر کنندگان در بر داشته باشد و به عبارت دیگر غیر ممکن به نظر می رسد.

هزینه های بالای توسعه، انعطاف پذیری کمتر حمل و نقل گاز در مقایسه با زغال سنگ و نفت خام و هزینه های بالای ذخیره سازی در کنار قیمت های به نسبت پائین گاز به علت فرمول قیمت گذاری وابسته به نفت خام، باعث شده که سرمایه گذاری در این صنعت به سهولت اقتصادی نشود. اما توسعه جابه جایی جهانی و سوآپ محموله های LNG حتی در قبال دریافت گاز از خط لوله، رفته رفته بازار گاز را منقطع تر نموده و این بازار را به سمت جهانی شدن سوق می دهد. بالا رفتن ریسک سیاسی کشورهای تولید کننده گاز نیز باعث از بین رفتن میل سرمایه گذاران بزرگ جهانی برای سرمایه گذاری در حوزه های گازی این کشورها شده و با توجه به عدم توانایی مالی این کشورها برای تأمین مالی پروژه های خود، ظرفیت تولید و سهم بازار آن ها در حد پتانسیل های موجود در این کشورها رشد نکرده است و این مسئله به صورت غیر مستقیم توسعه همکاری را تحت تأثیر قرار می دهد.

افزایش تقاضا برای یکی از حامل های انرژی بر روی قیمت حامل های دیگر تأثیر می گذارد. همین طور که تقاضا برای گاز افزایش می یابد رقابت قیمتی میان نفت و گاز نیز افزایش می یابد و تفاوت قیمتی آن ها کم کم کاسته می شود. اما در حال حاضر ساختار قیمت گذاری گاز طبیعی هنوز بر اساس قیمت نفت خام طراحی شده و لذا نقش جانشینی گاز طبیعی به جای نفت خام در نظر گرفته نشده است. سخنان «پوتین» در افتتاح اجلاس هفتم این نکته را تداعی می کند که ممکن است مجمع در آینده در تلاش جدا کردن نظام قیمت گذاری گاز طبیعی از نفت خام و تعریف یک نظام مستقل قیمت گذاری برای گاز باشد.

اما آنچه که مهم است این است که چنین اتحادیه ها و سازمان های بین المللی زمانی موفق خواهند بود که اعضای آن ها جهت گیری های جامع نگر و بلندمدتی را جهت سامان دادن و توسعه بازار کالای مورد نظر داشته باشند و اهداف سیاسی و کوتاه مدت را به آن ترجیح ندهند گروهی از صاحب نظران این احتمال را مطرح می کنند که: هدف روسیه از استقبال نمودن و پیگیری مباحثی همچون این مجمع، استفاده از این پتانسیل برای پیگیری اهداف خود در قبال روابط انرژی خود با اروپا و تقویت اهرم گازی خود برای شکستن فشارهای غرب پس از ماجرای حمله این کشور به گرجستان باشد. جمهوری اسلامی ایران که پایه گذار اصلی این مجمع بوده است و اخبار حاکی از آن است که پیش نویس اساسنامه مجمع را نیز پیشنهاد نموده است باید هوشمندانه و سازمان یافته تحولات آن را پیگیری نماید.

درهای بسته برگزار گردید مقرر شد تا گروهی عالی رتبه، مسؤول توسعه متدولوژی مشترک برای فرمول بندی قیمت گاز صادراتی شوند و مدیریت تحقیقات در خصوص بازارهای مصرف کننده را بر عهده گیرند. علاوه بر این مقرر شد تا این هیئت که عمدتاً مشتمل بر وزرای نفت و انرژی و یا نمایندگان آن ها بود، پیشنهادی را در خصوص اساسنامه این سازمان در اجلاس بعدی که در مسکو برگزار می شد ارائه نماید.

هفتمین نشست مجمع در ۲۴ دسامبر گذشته که در مسکو برگزار شد مجمع را بعد از هفت سال وارد مرزهای جدی تری از همکاری نمود شرکت کنندگان در این اجلاس علاوه بر کشورهای محوری روسیه، ایران، قطر، ونزوئلا، نروژ و الجزایر، کشورهای بولیوی، مصر، لیبی، ترینیداد و توباگو، گینه استوانی، نیجریه و قزاقستان بودند. پوتین نخست وزیر روسیه در افتتاح این اجلاس اعلام کرد که دیگر حاضر به فروش گاز به قیمت های پائین و ارزان نیستیم و این بیانات حساسیت این اجلاس را فزونی بخشید.

موانع همکاری:

برای توسعه سطح همکاری فی مابین کشورهای صادر کننده گاز موانعی نیز وجود دارد که باید مورد توجه قرار گیرد و در یک روند تدریجی و مستمر حل و فصل شود.

تعداد کشورهای تولید کننده گاز به عنوان اعضای یک سازمان قویاً بر نحوه عملکرد آن تأثیر می گذارد. هر چه تعداد اعضا بیشتر و منافع آن ها متنوع تر باشد اجماع و تصمیم گیری و سیاست گذاری در چارچوب آن مشکل تر خواهد بود. این موضوع از آن جهت اهمیت دارد که کشورهای صادر کننده گاز در حال حاضر هم سطح نیستند و لذا منافع متفاوت و بعضاً متضادی دارند. در حال حاضر مهم ترین دغدغه صنعت گاز در کشورهای منطقه خاورمیانه دسترسی به فناوری های تولید و بهره برداری از گاز و فرایندهای مایع سازی و انعطاف پذیرتر نمودن حمل و نقل گاز است در حالی که کشورهایی همچون روسیه و الجزایر به دنبال افزایش ظرفیت های تولید برای پاسخ گوئی به تقاضای روز افزون کشورهای مصرف کننده، خصوصاً در اروپا هستند. از سوی دیگر مقاصد صادراتی کشورهای صادر کننده گاز نیز بسیار متفاوت است و بعضی از اعضا مجمع به سختی صادر کننده بالفعل گاز قلمداد می شوند و از سوی دیگر بعضی از کشورهای بسیار مهم صادر کننده گاز مانند استرالیا، هلند و کانادا هنوز در این مجمع حضور نیافته اند. بعضی از کشورهای بسیار مهم این گروه به ویژه روسیه و قطر دارای قراردادهای بلندمدت ۱۵ تا ۲۵ ساله با کشورهای مختلف و به ویژه اروپا می باشند که از یک سو بازار گاز آن ها را در چند دهه آینده تضمین می کند و از سوی دیگر فسخ این



صادرات گاز ایران به اروپا؛

در چالش مثلث برمودا

افشین جوان

مقدمه

نقش استراتژیک ترکیه به عنوان دروازه ورود گاز ایران به اروپا باید از چند زاویه مورد بررسی قرار گیرد. نیاز آتی اروپا به گاز طبیعی، نقش انحصاری فعلی روسیه در عرضه گاز به اروپا و استراتژی حذف رقیب و توان عرضه واقعی گاز ایران و موضع مشخص در زمینه صادرات و تحریم آمریکا، در این نوشتار سعی خواهد شد که به طور مختصر به این موارد پرداخته شود.

اروپا و نیاز به گاز طبیعی

گاز طبیعی نقش مهمی در سبد انرژی اروپا دارد. در سال ۲۰۰۶، گاز طبیعی ۲۵٪ از مصرف انرژی اروپا را به خود

اختصاص داد. ۸۳٪ از کل مصرف اتحادیه اروپا در سال ۲۰۰۶ متعلق به هفت کشور انگلستان، آلمان، ایتالیا، فرانسه، هلند، اسپانیا و بلژیک بود. بخش خانگی و تجاری، بزرگترین مصرف کنندگان گاز طبیعی بوده و به دنبال آن بخش صنعتی و نیروگاه‌ها قرار دارند که روندی در حال رشد دارند. میزان تقاضای بخش‌های مذکور به ترتیب ۳۹٪، ۳۳٪ و ۲۳٪ از کل مصرف در سال ۲۰۰۵ بوده است.

اروپا سومین مشتری بزرگ گاز طبیعی پس از کشورهای شوروی سابق و آمریکای شمالی می‌باشد. در طی ۱۰ سال گذشته، مصرف گاز طبیعی در اتحادیه اروپا و ترکیه حدود ۱۸٪ از کل تقاضای گاز جهان بوده است. البته بر اساس پیش‌بینی‌ها ذخایر این قاره، در حال کاهش است و تولید گاز طبیعی در این منطقه تنها ۶/۶٪ از تولید جهان در سال ۲۰۰۶ بوده است. در این راستا اتحادیه اروپا برای تحقق هدف بزرگش که همان تأمین انحصاری

را در بازار گاز طبیعی تجربه کرده و متوسط سالانه نرخ رشد تقاضا در آن از سال ۱۹۷۳، حدود ۱٪ و از سال ۱۹۸۵، حدود ۱۳/۳٪ بوده است.

نقش انحصاری روسیه در عرضه گاز به اروپا و استراتژی حذف رقیب

اروپا، اتکاء زیادی به گاز روسیه دارد. در سال ۲۰۰۶، ۴۰٪ از واردات گاز به کشورهای EU۲۵ از فدراسیون روسیه بوده است که تقریباً معادل ۱۱۹ میلیارد مترمکعب یا ۱۷/۵ میلیارد فوت مکعب در روز می باشد. روسیه، بزرگترین ذخایر گاز طبیعی جهان را داراست و میزان ذخایر اثبات شده آن در اواخر سال ۲۰۰۶ میزان ۴۷/۷ تریلیون مترمکعب (۱۶۸۲ تریلیون فوت مکعب)، برآورده شده است. بیشتر کشورهای اروپایی به استثناء انگلستان و شبه جزیره ایبری به وسیله خط لوله از روسیه گاز وارد می کنند. تولید گاز طبیعی در کشورهای اتحادیه اروپا (EU۲۵) در اواخر دهه ۱۹۹۰ به حداکثر میزان خود رسید. در سال EU۲۵ ۲۰۰۶ میزان ۱۹۰ میلیارد مترمکعب (۱۷/۴ میلیارد فوت مکعب در روز) گاز طبیعی تولید کرد که ۶/۶٪ از کل تولید جهان بوده است. دو کشور انگلستان و هلند ۷/۵٪ از گاز طبیعی اروپا را تولید کرده اند. در انگلستان که بزرگترین بازار گاز طبیعی اروپا است تولید داخلی، در حال کاهش می باشد و تأثیر قابل ملاحظه ای را بر روی ساختار عرضه از شمال اروپا، گذاشته است.

ذخایر اثبات شده کشورهای EU۲۵ در پایان سال ۲۰۰۶، ۲/۴۳ تریلیون مترمکعب یا ۸۵ تریلیون فوت مکعب برآورد شده است. با نرخ فعلی تولید، ذخایر برای کمتر از ۱۳ سال باقی خواهند ماند.

تولید گاز طبیعی از کشورهای مذکور تنها حدود یک سوم از تقاضای این اتحادیه و ترکیه را پوشش می دهد. بقیه عرضه توسط خط لوله از کشورهای تولیدکننده همسایه، وارد

گاز این اتحادیه می باشد، نیازمند زیرساخت های مناسب و کافی است.

شبکه گاز طبیعی اروپا به استثناء اسپانیا، پرتغال و بخشی از جنوب اروپا، از گسترش مناسبی برخوردار است. علاوه بر این ۱۴ ترمینال واردات LNG در اتحادیه اروپا و دو ترمینال در ترکیه در حال کار هستند.

۹ ترمینال دیگر نیز در اروپای غربی، مجوز ساخت گرفته اند و قرار است که تا سال ۲۰۱۲ تکمیل شوند و این امر، کل ظرفیت مایع سازی در این منطقه را به حدود ۱۵۴ میلیون تن در سال می رساند. تعدادی از پروژه های مهم خط لوله نیز توسعه داده شده است. خط لوله ۱۲۰۰ کیلومتری Langedd نروژ و انگلستان را به هم می پیوندد و خط لوله Balgzand-Bacton (BBL) هلند و انگلستان را به هم متصل می کند. عملیات هر دو خط لوله مذکور، در اواخر سال ۲۰۰۶ شروع شده اند.

چشم انداز تکیه برافزایش حجم واردات گاز، نگرانی جدیدی را برای سیاستمداران و مصرف کنندگان به وجود آورده است. از سال ۱۹۷۵، مصرف گاز طبیعی اتحادیه اروپا به طور متوسط، سالانه ۳٪ رشد داشته است. اگرچه بازار گاز طبیعی در ترکیه تنها در اواخر دهه ۱۹۸۰ رونق گرفت، اما تقاضای این کشور رشد زیادی داشته به طوری که متوسط نرخ رشد تقاضا در این کشور، از سال ۲۰۰۰، حدود ۱۴٪ بوده است. اسپانیا هم که اولین واردات LNG خود را در سال ۱۹۶۹ انجام داده، رشد قابل توجهی



دقت ما را زیر نظر گرفته است و قادر به تأثیرگذاری بر سیاست قیمت گذاری تدوین شده از طرف ما خواهد بود و لذا باید قیمت گذاری عقلانی و بهینه و با فرض نفوذ بلندمدت در بازار اروپا و با پرهیز از شعار و تبلیغات باشد. موقعیت جغرافیایی ما بسیار استثنائی است و باید از این موقعیت با ظرافت استفاده کنیم ولی آيا روسیه با توجه به نقش انحصاری خود این فرصت را به ما می دهد؟

این گونه به نظر می رسد که روسیه از دو طریق بر بازار گاز ایران تأثیر دارد، در بخش واردات ما از طریق ترکمنستان و در بخش صادرات از طریق ترکیه و به نظر می رسد که این نقش محوری غیر قابل اغماض است. در زمینه واردات گاز، ترکمن ها خواهان افزایش قیمت و در زمینه صادرات نیز ترک ها خواهان کاهش قیمت از طرف ایران هستند و جالب این است که هر دو طرف خریدار و فروشنده به روس ها استناد می کنند. ترکمن ها ادعا می کنند که گاز را به روس ها به مراتب گران تر از ایران می فروشند و ترک ها نیز سال ها بر این ادعا بوده اند که گاز را از روسیه ارزان تر از ایران وارد می کنند و این پارادوکس روسی قابل تعمق است.

گرچه نیاز اروپا به گاز ایران اجتناب ناپذیر است، ولی باید توجه کرد که این امر بسیار مشکل و دارای پیچیدگی های زیادی است و در این بین وجود دروازه صادراتی ترکیه نیز باید مورد نظر قرار گیرد، در این رابطه نقش تصمیم گیری و مدیریت ریسک و همچنین سیاست گذاری صحیح در تجارت گاز طبیعی از طرف کشورمان بسیار تعیین کننده است و باید به گونه ای صورت گیرد که علاوه بر توجیه ترکیه، تأثیرگذاری روسیه را به حداقل برساند. ولی مشکل دیگری نیز در این زمینه وجود دارد و آن رابطه نزدیک ترکیه با آمریکا و اسرائیل است که بر پیچیدگی مسأله می افزاید.

آیا ترکیه به اندازه کافی استقلال رأی خواهد داشت که از تحریم آمریکا علیه کشورمان چشم پوشی کند؟ نقش کشورهای اروپائی که امنیت عرضه آن ها به روسیه پیوند خورده است و مشتاقانه به دنبال متنوع سازی واردات گاز هستند را چگونه باید ارزیابی کرد؟

باید به آینده امیدوار بود شاید گذشت زمان از پیچیدگی صادرات گاز ایران به اروپا بکاهد و بتوانیم از مثلث برمودا عبور کنیم ولی فراموش نکنیم که زمان را نیز باید مدیریت کرد.

می شود. افزایش واردات توسط خط لوله از روسیه و نروژ، ۷۰٪ از تقاضا در بین سال های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۶ را پوشش داده است در حالی که در طی همین دوره، تولید داخلی حدود ۲۰٪ کاهش داشته است.

این مسأله قابل تأمل است که آيا روسیه با وجود مشتریان معتبر اروپائی خود حاضر است وجود رقیبی جدید را در این عرصه تحمل کند و درآمد تضمین شده خود را به مخاطره بیندازد.

توان عرضه واقعی گاز ایران و موضع مشخص در رابطه با صادرات و معضل تحریم آمریکا

وزیر نفت کشورمان روز ۲۷ آبان در مراسم امضای تفاهم نامه همکاری ایران و ترکیه در بخش انرژی گفت: «علاوه بر میزان گاز قابل صدور به اروپا روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز به ترکیه صادر خواهد شد و در مجموع ۱۶۰ میلیون مترمکعب گاز به مرز ترکیه انتقال خواهد یافت». وی حجم گاز منتقل شده به مرز ترکیه را بسیار وسیع ارزیابی کرد و گفت: از این میزان، روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب آن از طریق خط لوله سراسری نهم به مرز ترکیه منتقل خواهد شد. وی همچنین افزود: مبنای توسعه فازهای ۲۲ تا ۲۴ پارس جنوبی بیع متقابل است که طرف ترکیه با سرمایه گذاری در این فازها گاز را تحویل می گیرد.

وی موضوع دیگر بحث شده با ترکیه را اجازه ترانزیت گاز ایران به اروپا از مسیر ترکیه به میزان ۳۵ میلیون مترمکعب در روز اعلام و تصریح کرد: در عین حال به طرف ترک نیز اجازه داده می شود که گاز ترکمنستان را از سرزمین ایران به مرز ترکیه برساند. نوذری تأکید کرد که تفاهم نامه همکاری ایران و ترکیه در بخش انرژی طی یک سال آینده به قرارداد تبدیل خواهد شد. ولی سؤال مهم در این رابطه این است که ابزار ورود به بازار اروپا از طریق ترکیه چیست؟

یکی از مسائل مهم، سیاست های قیمت گذاری گاز صادراتی ایران است که منتقدان فراوانی دارد و امری کلیدیست و باید پس از شفاف شدن این سیاست به فکر نفوذ در بازارهای گاز خارجی بود. برخی منتقدان قیمت گذاری معتقدند باید با قیمت بالا وارد بازار شد چون تمام دنیا محتاج گاز ما هستند و فراموش می کنند که رقیبی نیز وجود دارد که به

تحلیل میدان به میدان تولید نفت

آیا کاهش در تولید روندی شتابان دارد؟



آژانس بین‌المللی انرژی از سال‌ها پیش گزارشی را تحت عنوان «چشم‌انداز انرژی جهان» منتشر می‌نماید این گزارش همه ساله روزآمد شده و نسخه جدید آن منتشر می‌گردد. جدیدترین نسخه گزارش مذکور که در نوامبر ۲۰۰۸ منتشر گردیده است. بسیار متفاوت از گذشته و دارای فصولی جدید و بی‌سابقه است. مهم‌ترین جنبه تحول در این گزارش توجه ویژه آن به مخازن نفتی و پتانسیل‌های تولید نفت است. تمرکز توجه نسخه‌های سال‌های گذشته عمدتاً بر پیش‌بینی بلندمدت تقاضای جهانی برای انرژی و نفت استوار بود و در مورد عرضه نفت خام که کالایی استخراجی و فناپذیر است، ساده‌اندیشانه مانند کالایی تولیدی برخورد می‌شد و فرض می‌شد که عرضه پاسخ‌گوی تقاضا خواهد بود. ظاهراً کمبودها و محدودیت‌های سال‌های اخیر در تولید نفت که موجب افزایش قیمت‌های جهانی آن گردید، آژانس را از خواب غفلت (عمدی یا سهوی) بیدار کرده است. در گزارش مورد بحث در چند فصل به محدودیت‌ها و مسائل بخش عرضه نفت پرداخته شده و خصوصاً روش و نتایج یک مطالعه میدان به میدان ارائه گردیده است که به دلیل اهمیت آن خلاصه‌ای از آن را در معرض اطلاع خوانندگان قرار داده‌ایم.

علی ابوالقاسمی شیرازی

چکیده

بزرگ‌تر باشند، میزان تولیدشان در نقطه اوج بیشتر است و نرخ کاهش نیز در زمان قرارگرفتن در مسیر نزولی تولید میدان، کندتر خواهد بود. این نرخ‌ها همچنین برای میادین خشکی از میادین دریایی پایین‌تر است (به خصوص در مورد آب‌های عمیق).

- بر اساس داده‌های مربوط به ۵۸۰ میدان که دوران اوج تولید خود را پشت سر نهاده‌اند، نرخ کاهش مشاهده شده، بر مبنای میزان متوسط وزنی نسبت به تولید، در تمام میادین در تمام طول عمر میدان، ۵/۱٪ در سال است. کمترین میزان نرخ‌های کاهش مربوط به بزرگ‌ترین میدان‌ها است: متوسط این نرخ

- میزان کاهش در تولید میادین نفتی در هنگام رسیدن این میادین به دوره بلوغ تولید یک عامل بسیار مهم در تخمین میزان ظرفیت و سرمایه‌گذاری لازم برای تأمین تقاضای پیش‌بینی شده نفت است. یک تحلیل میدان به میدان از روند تاریخی میزان تولید نشان می‌دهد که حجم ذخایر و موقعیت فیزیکی و جغرافیایی میدان نفتی (خشکی و یا دریا) مهم‌ترین عوامل در تعیین وضعیت تولیدی آن به شمار می‌رود. هر قدر ذخایر

پیش بینی تولید آتی میادینی که در حال تولید هستند و یا در آینده به تولید خواهند رسید بسیار مهم و حیاتی است. یکی از یافته های مهمی که از چشم انداز پیشین به دست آمده این است که میزان کاهش در تولید میادین در حال تولید (تجمیع شده در تمام مناطق) مهم ترین عامل تعیین کننده در تشخیص میزان ظرفیت و سرمایه گذاری مورد نیاز برای توسعه میادین جدید است. به عبارت دیگر پیش از آن که به رشد تقاضا حساس باشد، به نرخ کاهش در تولید حساسیت دارد. بیشترین نیاز به سرمایه گذاری در دوران پیش بینی مربوط به جبران کاهش در ظرفیت - که با بلوغ میادین نفتی رخ می دهد - فشار نرخ های کاهش در تولید، در غیاب سرمایه گذاری های جدید و کاهش نرخ بازدهی چاه ها است.

به این دلایل، ما موجبات یک بررسی دقیق در روند تاریخی تولید چاه ها را با استفاده از داده های گسترده میدان به میدان فراهم کرده ایم تا ما را به فهم عوامل مؤثر بر نرخ های کاهش و چگونگی توسعه آن ها در آینده و معنای ضمنی آن برای میزان سرمایه گذاری های لازم برساند. نتایج این بررسی برای پیش بینی میزان تولید تا سال ۲۰۳۰ مورد استفاده قرار گرفته اند.

این مطالعه میدان به میدان شامل ایجاد یک پایگاه بزرگ داده که حاوی تاریخچه کاملی از تولید و گستره پارامترهای فنی برای ۸۰۰ مورد از بزرگترین میدان های مستقل نفت در جهان است. این مطالعه شامل تمامی میدان های فوق عظیم جهان، با ذخایر اثبات شده و محتمل با حجم ۵ میلیارد بشکه، تمامی میدان های عظیم با حجم ۵۰۰ میلیون بشکه که در حال تولید می باشند و تعداد زیادی میدان بزرگ با حجم حداقل ۱۰۰ میلیون بشکه می باشد. این میادین در حدود سه چهارم ذخایر اولیه کشف شده در تمام جهان و بیش از دو سوم کل نفت تولید شده در جهان در سال ۲۰۰۷ را شامل می شوند. ما اعتقاد داریم این بررسی جامع ترین مطالعه میدان به میدان الگوها و روندهای تولید منتشر شده تا امروز است. ما قصد بازنگری و توسعه آن را در آینده داریم. این که کدام میدان های بزرگ و یا کوچک در پایگاه داده قرار بگیرند به در دسترس بودن اطلاعات مرتبط می شود. با این حال اعتقاد بر این است که مجموعه داده های مربوط به میدان های بزرگ به طور معقولی توزیع جغرافیایی تولید تمامی این میدان ها را در جهان نمایندگی می کند.

هم اکنون بیشتر میادینی که در جهان کشف شده اند به تولید رسیده اند. این سهم برای میدان های بزرگ چه از نظر تعداد و چه از نظر کل ذخایر بیشترین است، چرا که بسیاری از این میادین دهه ها است که کشف شده اند. از میان ۵۸ میدان فوق عظیم نفتی به غیر از ۴ میدان همگی به تولید رسیده اند. از ۴۰۰ میدان عظیمی که شناسایی

برای میادین فوق عظیم ۳/۴٪، میادین عظیم ۶/۵٪ و میادین بزرگ ۱۰/۴٪ است. متوسط نرخ کاهش برای دوران پس از یکنواختی تولید براساس داده های ۴۷۹ میدان، ۵/۸٪ در سال است.

● مقادیر مشاهده شده به طور قابل توجهی به مناطق قرارگیری میادین وابسته هستند. نرخ ها برای دوران های پس از اوج و یکنواختی در خاورمیانه کم ترین و در دریای شمال بیشترین اند. این مسأله به تفاوت در اندازه متوسط میادین بستگی دارد که خود به میزان استفاده از آن ها و موقعیت فیزیکی و جغرافیایی میادین باز می گردد. نرخ های کاهش به طور عمومی در میادین جوان تر بالاتر است چرا که این میادین معمولاً کوچک بوده و اغلب در مناطق فراساحلی واقع اند. سیاست های سرمایه گذاری و تولید به خصوص در کشورهای OPEC بر این نرخ ها تأثیر می گذارد.

● اندازه متوسط میادین مورد بررسی، به طور قابل توجهی از تمام میادین موجود در جهان بزرگ است چرا که پایگاه اطلاعاتی ما شامل تمام میادین عظیم و فوق عظیم می شود. نرخ کاهش برای میادینی که در این پایگاه قرار ندارند می باید حداقل به اندازه میادین بزرگ مورد بررسی باشد. بر این اساس ما تخمین می زنیم که نرخ کاهش تولید وزنی سالانه میادین در سراسر جهان برای دوران پس از اوج معادل ۶/۷٪ است.

● متوسط طبیعی یا ضمنی نرخ کاهش تولید در جهان بدون در نظر گرفتن سرمایه گذاری های دوره ای - برای میادینی که دوران اوج تولید را پشت سر گذاشته اند ۹٪ تخمین زده می شود. به عبارتی این میزان کاهش در تولید این میادین در صورتی که سرمایه گذاری های صورت گرفته در آن ها پس از دوران اوج تولیدشان صورت نمی گرفت، یک سوم سریع تر از این می بود.

● بر اساس پیش بینی های مادر سناریوی مرجع به دلیل کوچک تر شدن اندازه میدان های جدید و انتقال تولید از میادین خشکی به فراساحل، نرخ کاهش طبیعی میادین بایک در صد افزایش به ۱۰٪ در سال ۲۰۳۰ می رسد. این بدان معناست که تنها برای جبران افت تولید، میزان سرمایه گذاری در بالادست برخی کشورها باید افزایش یابد.

فهم الگوها و روندهای تولید

درک منحنی و الگوی تولید میادین نفتی و اثرات متغیرهای زمین شناختی و اقتصادی بر شکل منحنی های تولید، برای

کاهش در تولید را جبران کنند. با در نظر گرفتن تمامی موانع و حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز، این که تمامی این سرمایه‌گذاری‌ها تحقق یابد چندان مسلم نیست.

تخمین‌های فعلی ذخایر از آخرین تخمین‌های میزان اولیه نفت درجا و سهمی که می‌تواند به طور اقتصادی برداشت شود استخراج شده است. هنوز هم آن سهم و نرخ‌ی که می‌تواند تولید بشود مسلم و معلوم نیستند. چرا که پیش‌بینی رفتار دقیق یک منبع بسیار سخت است. به اضافه این که گسترش تکنولوژی‌های جدید (هم چنین تکنولوژی‌های ثانوی و تکنیک‌های ارتقا یافته) تولید می‌تواند نرخ‌های نهایی برداشت و سطوح تولید را بالا ببرد. مطالعه دقیق این عوامل برای پیش‌بینی آینده نرخ‌های کاهش و برداشت و نتیجتاً میزان تولید حیاتی است.

اهمیت اندازه و تفاوت‌های منطقه‌ای

در حال حاضر قریب به ۷۰۰۰۰ میدان نفت در دنیا در حال تولیداند. مقدار زیادی از نفت خام از تعداد کمی از میدان‌های غنی تولید می‌شود که بیشتر آن‌ها میادین عظیم و فوق‌عظیم به شمار می‌روند. میزان تولید در ۱۰ میدان بزرگ نفتی جهان در سال ۲۰۰۷ به ۱۴ میلیون بشکه در روز رسید که ۲۰٪ از کل تولیدات متعارف را شامل می‌شود. ۲۰ میدان بزرگ نفتی جهان نیز با ۱۹/۲

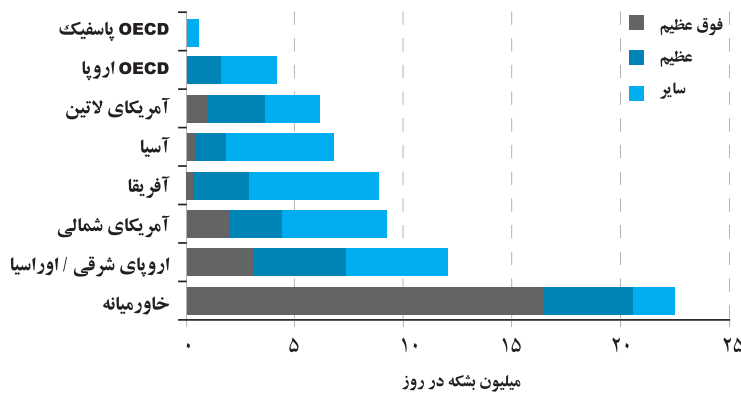
شده‌اند، حدود ۸۰ میدان یا در حال توسعه یا در انتظار توسعه‌اند و یا به طور موقت متوقف شده‌اند. ذخایر مرکب محتمل تمامی میدان‌های عظیم و فوق‌عظیم به ۱۳۰۶ میلیارد بشکه می‌رسد که تخمین زده می‌شود ۶۹۷ میلیارد بشکه از آن‌ها باقی مانده باشد (که معادل نیمی از ذخایر نفت متعارف است). در مجموع و به طور تقریبی ۷۹٪ از ذخایر باقی مانده نفت متعارف در میادینی هستند که از آن‌ها بهره‌برداری می‌شود. پس دورنمای تولید در این میادین برای عرضه کوتاه‌مدت و میان‌مدت نفت در جهان بسیار حیاتی است.

معنای نرخ‌های افزایشی افت برای تولید و سرمایه‌گذاری چیست؟

هر قدر یک میدان کوچک‌تر باشد، هزینه توسعه آن بر حسب هر دلار به هر بشکه از ظرفیت روزانه و به خصوص به ازای هر بشکه تولیدی بالاتر خواهد بود. به طور مشابه هزینه‌ها در میادین فراساحل و به خصوص در آب‌های عمیق بالاتر خواهد بود. در طول دوره مورد بررسی تمام مناطق با افت تولید مواجه می‌شوند و در اکثر مناطق نیز انتقال از میدان‌های خشکی به میدان‌های فراساحل صورت می‌گیرد چرا که تعداد میدان‌های بزرگ‌تر برای تولید و توسعه کاهش می‌یابد. این به معنای لزوم افزایش در سرمایه‌گذاری بالادستی در بسیاری از کشورهاست تا تنها میزان



شکل ۱- میزان تولید و اندازه میدان نفتی بر حسب منطقه (۲۰۰۷)



نروژ، «گیراسول» در آنگولا، «جوبارتا» در برزیل و «زینگ» در استان گانسو چین، که ۲٪ از تولید میداین بزرگ و ۱٪ از تولید نفت در ۲۰۰۷ را شامل شده‌اند.

میدان‌های بزرگ به شکل نابرابری در سراسر جهان پخش شده‌اند و میزان سهم آن‌ها از تولید و متوسط حجم‌شان به طور معنی‌داری بر حسب منطقه تغییر می‌کند. از مشخصه‌های خاورمیانه تعداد زیاد میدان‌های عظیم و فوق عظیم است. اندازه متوسط این میدان‌ها با ذخایر اولیه ۹ میلیارد بشکه، بزرگ‌ترین اندازه در تمامی مناطق به شمار می‌رود.

خاورمیانه بیش از یک چهارم میدان‌های عظیم و فوق عظیم را در اختیار دارد. بیش از سه چهارم میدان‌های عظیم و فوق عظیم دنیا در خشکی قرار دارند (شامل میدان‌های قرار گرفته در دریا و خشکی). بالاترین سهم مربوط به خاورمیانه، آسیا و شوروی سابق است. تمام میدان‌های بزرگ نفتی در اروپا در فراساحل قرار دارند. بالاترین سهم تولید میدان‌های عظیم و فوق عظیم مربوط به خاورمیانه، روسیه، دریای خزر و آمریکای لاتین است. این سهم در آسیا، اروپا و منطقه اقیانوس آرام کمترین مقدار را داراست. با این که آمریکای شمالی یک چهارم از تمامی نفت خام تولید شده در جهان را به خود اختصاص می‌دهد تنها کمی بیش از ۵۰ میدان نفتی عظیم و فوق عظیم در آن منطقه قرار دارند که در مقایسه با دیگر نقاط جهان عددی کوچک به شمار می‌رود.

تفاوت عمده‌ای نیز در میزان استفاده و تخلیه میداین از نظر موقعیت جغرافیایی و اندازه آن‌ها وجود دارد. عامل تخلیه مخزن سهمی از ذخایر اولیه که تولید شده است در میدان‌های عظیم و فوق عظیم بالاتر است. این میدان‌ها در سراسر جهان ۴۸٪ (وزنی) شده نسبت به تولید (تخلیه شده‌اند، در مقایسه با دیگر میدان‌های مورد مطالعه که ۴۷٪ تخلیه شده‌اند. این نرخ‌ها در خاورمیانه پایین‌ترین میزان خود را دارند.

میلیون بشکه در روز بیش از یک چهارم تولید نفت جهان را به خود اختصاص دادند. تنها یکی از این میداین (میدان قوار در عربستان سعودی) ۵/۱ میلیون بشکه در روز تولید کرده که معادل ۷٪ تولید نفت متعارف جهان به شمار می‌رود.

چهار میدان بزرگ دیگر نیز در عربستان و هشت میدان بزرگ دیگر نیز در کشورهای خاورمیانه قرار دارند (ایران، کویت، عراق و امارات متحده عربی). تولید سال ۲۰۰۷ در ۱۶ میدان از ۲۰ میدان بزرگ جهان کمتر از میزان تاریخی اوج تولیدشان بوده است. میزان تولید در میدان «ساموتلر» روسیه و بر حسب

درصد سقوط کرده است. تمامی ۲۰ میدان تولیدی میدان‌های فوق عظیم به شمار می‌روند که میدان قوار با ذخایر اولیه ۱۴۰ میلیارد بشکه تا کنون بزرگ‌ترین میدان به شمار می‌رود.

تمامی میدان‌های بزرگ جهان، سال‌هاست که تولید می‌کنند و در برخی موارد دهه‌ها از تولید آن‌ها می‌گذرد. آخرین میدان عظیم کشف شده در میان این ۲۰ میدان، آذری چراغ‌گوشلی در سال ۱۹۸۵ بوده است. «پریسکوی» روسیه نیز در ۱۹۸۲ کشف شد. میدان «سانترل» در مکزیک و در ۱۹۷۷ و تمامی دیگر میدان‌ها در فاصله ۱۹۲۸ و ۱۹۶۸ کشف شده‌اند. در سال ۲۰۰۷ میلادی، ۵ میدان بیش از ۱ میلیون بشکه در روز و ۸ میدان دیگر بیش از ۵۰۰ هزار بشکه در روز تولید کرده‌اند. حدود ۱۱۰ میدان بیش از ۱۰۰ هزار بشکه در روز تولید می‌کنند. آن‌ها در مجموع ۵۰٪ از نفت جهان را تولید می‌کنند. تعداد بسیار زیادی از میداین کوچک، حدود ۷۰۰۰ میدان نیز با تولید هر یک کمتر از ۱۰۰ هزار بشکه در روز در حال حاضر کمتر از نیمی از نفت جهان را تولید می‌کنند. تولید نفت در جهان در گرو تولید میداین بزرگ و قدیمی باقی خواهد ماند. با این که بسیاری از این میداین سال‌هاست که تولید می‌کنند، میزان تولید میداین عظیم و فوق عظیم (با بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه ذخایر اولیه) به طور قابل توجهی در دو دهه گذشته رشد کرده است. سهم تولید جهانی این میدان‌ها در پایگاه داده ما از ۵۶٪ در سال ۱۹۸۵ به ۶۰٪ در ۲۰۰۷ رسیده است. با کمال تعجب میداینی که قبل از دهه ۱۹۷۰ شروع به تولید کرده‌اند هنوز هم در سال ۲۰۰۷ با ۲۴ میلیون بشکه در روز یا ۳۵٪ از تولید جهان، بیشترین سهم از تولید جهان را دارند. در واقع میزان سهم تولید در این میدان‌ها از اواسط دهه ۱۹۸۰ به طور تدریجی افزایش یافته است (این سهم به دلیل سیاست‌های OPEC و در اوایل دهه ۱۹۸۰ به شدت افت کرد). تنها ۵ میدان عظیم و فوق عظیم وجود دارند که در دهه جاری به تولید رسیده‌اند «اورهود» در الجزیره، «گرین» در

منحنی، روند و مشخصات تولید میدان‌های نفتی

هر میدان نفتی با توجه به مشخصات طبیعی، چگونگی توسعه میدان و سیاست‌های مدیریت تولید، از یک منحنی تولید مخصوص به خود پیروی می‌کند. یک میدان نفتی نوعاً از یک فاز افزایش تولید می‌گذرد که طی آن ظرفیت تولید با اضافه شدن چاه‌های جدید افزایش می‌یابد، بعد به یک فاز تولید ثابت می‌رسد که در آن چاه‌های جدید برای جبران کاهش در تولید چاه‌های قدیمی تر حفر می‌شوند و یک فاز کاهش در تولید که طی آن میزان تولید هم‌زمان با فشار مخزن کاهش می‌یابد.

به طور معمول میادین نفت به ندرت پیروی یک مسیر مشخص، قابل پیش‌بینی و هموار در تولید هستند. ملاحظات تجاری و سیاسی بر چگونگی توسعه یک میدان تأثیر می‌گذارند. و میادین نیز تحت تأثیر سطوح مختلف تخلیه و مسایل تکنیکی و زمین‌شناختی رفتار متفاوتی از خود بروز می‌دهند. به اضافه نرخ‌های تولید نیز تحت تأثیر فازهای مختلف توسعه‌ای یک میدان برای مقابله با نرخ‌های

طبیعی کاهش در تولید به شدت نوسان می‌کنند. به طور کلی در میدان‌های بزرگ‌تر دوران افزایش تولید طولانی است و فازهای توسعه نیز پیگیری می‌شوند. برخی از میادین مانند میدان زاقوم در امارات متحده

عربی که تولید خود را در ۱۹۶۷ آغاز کرده است و رکورد تولید را در ۲۰۰۲ و به میزان ۷۹۰ هزار بشکه در روز داشته است می‌تواند تولید را برای دهه‌های متمادی افزایش دهند (انتظار می‌رود این رکورد در آینده نیز ارتقا یابد). برنامه‌های منظم تعمیر و نگهداری (برنامه‌ریزی شده و نشده) و توقف در تولید به دلایل سیاستی می‌تواند روند تولید را دگرگون کند.

منحنی تولید استاندارد

تفکیک اثر مشخصات تکنیکی ذاتی ویژه برخی میادین از اثر چگونگی توسعه و مدیریت این میادین در طول زمان، برای فهم روندهای تاریخی بلندمدت تولید و ارزیابی آینده تولید، برای میادینی که تولید می‌کنند و یا در دست توسعه‌اند، امری حیاتی به شمار می‌رود. برای این منظور ما منحنی‌های تولید استاندارد را برای میادین گوناگون شناسایی کرده، چگونگی تغییر این منحنی‌ها را نسبت به برخی متغیرهای تکنیکی مورد ارزیابی قرار داده‌ایم. این تحلیل‌ها بر اساس داده‌های مربوط به ۷۲۵ میدان نفتی با متوسط

تولید تاریخی کمتر از ۲۲ سال و مجموع ذخایر اولیه ۱۳۵ میلیون بشکه است. کهن‌سال‌ترین میدان بالا هانی سابونچی رامانی در آذربایجان است که تولید خود را در ۱۸۷۱ شروع کرده است. به دلیل کمبود داده در مورد برخی پارامترهای تکنیکی تمام مجموعه داده‌ها قابل استفاده نبود. با این حال تقریباً تمام میدان‌های عظیم، فوق‌عظیم و بزرگ لحاظ شده‌اند.

بر اساس این تحلیل اندازه و موقعیت جغرافیایی میدان‌ها (خشکی و یا فراساحل) مهم‌ترین متغیرها در توضیح نمایه تولید به شمار می‌روند. به نظر نمی‌رسد سنگ‌شناسی (به ویژه این که میدان کربناته است و یا ماسه‌سنگی است) با فرض ثبات سایر شرایط، اثر معنی‌داری بر منحنی تولید داشته باشد. نتایج نشان می‌دهد که میدان‌های کوچک‌تر زودتر به اوج تولید خود می‌رسند و با تولید سهم بیشتری نسبت به ذخایر اولیه، با سرعت بیشتری از میدان‌های بزرگ به کاهش در تولید می‌رسند. زمان مورد نیاز برای میدان‌های بزرگ برای رسیدن به اوج تولید دو برابر سریع‌تر است. با ثبات سایر شرایط میزان اوج تولید نسبت به ذخایر در میدان‌های فراساحل بیشتر از میدان‌های خشکی است که نشان از نیاز

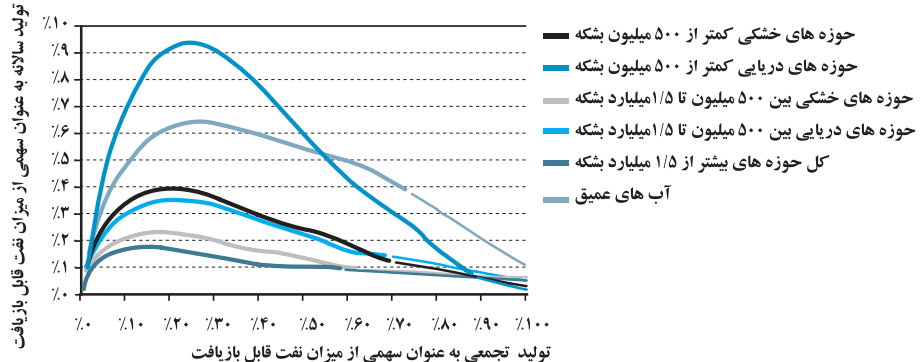
توسعه‌دهندگان به دانستن این موضوع است که میدان‌های فراساحلی غالباً پرهزینه‌تر هستند. میدان‌های آب‌های عمیق نیز با این که بزرگ‌اند رفتاری مشابه رفتار میدان‌های کوچک فراساحلی با دوران اوج تولید در ۵ سال را دارند. به

میزان متوسط بهره‌وری در هر دسته از میدان‌ها به طور قابل توجهی از ۲۷ سال برای آب‌های عمیق تا ۱۱۰ سال برای میدان‌هایی که بیش از ۱/۵ میلیارد بشکه ذخیره دارند تفاوت می‌کند.

طور متوسط ۷٪ از تولید در سالی انجام می‌شود که میزان تولید تجمعی به ۲۲٪ از ذخایر می‌رسد. منحنی تولید میدان‌های آب‌های عمیق با تولید کمتر از یک چهارم ذخایر در دوران کوتاه قبل از اوج، به سمت چپ چولگی دارد. تعداد چاه‌ها در میدان‌های فراساحل کمتر است اما چاه‌های افقی و با بهره‌وری و تولید بسیار بیشتری هستند. فاصله‌گذاری بین چاه‌ها نیز در میدان‌های فراساحل به دلیل هزینه بالاتر حفاری چاه‌ها، بیشتر است.

میزان متوسط بهره‌وری در هر دسته از میدان‌ها به طور قابل توجهی از ۲۷ سال برای آب‌های عمیق تا ۱۱۰ سال برای میدان‌هایی که بیش از ۱/۵ میلیارد بشکه ذخیره دارند تفاوت می‌کند. در عمل دنباله تولید در میدان‌های بالغ به شدت تحت تأثیر شرایط غالب اقتصادی است. میزان آب مخلوط با هیدروکربن، با نزدیک شدن به پایان عمر میدان افزایش می‌یابد و هزینه‌های بهره‌برداری را بالا می‌برد. تا هنگامی که مجموع هزینه‌های عملیاتی از ارزش بازاری ذخایر نفت برداشتی پایین‌تر است، تولید می‌تواند برای مدتی طولانی در سطحی نسبتاً پایین نگه داشته شود. از آنجا که رفتار

منحنی های استاندارد تولید میداین با دسته بندی مربوط به هر میدان



در مورد کاهش نرخ کاهش تولید نیز به طور کلی نرخ های کاهش مشاهده شده در میدان های جوان تر بیشتر است. به عنوان مثال متوسط نرخ کاهش برای تمام میدان های غیر OPEC که تا آغاز دهه جاری به تولید رسیده اند ۱۴/۵٪ است در حالی که این نرخ برای میدان هایی که در دهه ۱۹۹۰ به

تولید رسیده اند ۱۷/۶٪ و برای آن ها که از ۱۹۶۹ تولید خود را آغاز کرده اند ۵/۹٪ است. این برای میدان های OPEC و غیر OPEC صدق می کند. نرخ بسیار پایین کاهش برای میدان های OPEC و قبل از ۱۹۷۰ (کمتر از ۳٪) به شدت تحت تأثیر نرخ کاهش بسیار پایین میدان قوار (حدود ۳٪) است. کاهش در تولید برای میدان های OPEC که تا ۲۰۰۰ سال به تولید رسیده اند بدین دلیل است که بسیاری از آن ها دوران اوج خود را پشت سر گذاشته اند ولی هنوز در دوران یکنواختی تولیداند. با توجه به آنچه در بخش قبل توضیح داده شد پیشرفت در تکنولوژی های تولید و تغییرات در اعمال تجاری بدان معناست که میدان هایی که امروزه توسعه یافته اند نسبت به آن ها که در پیش از دهه ۱۹۹۰ توسعه یافتند، گرایش به یک سطح یکنواخت بالاتری دارند که البته زمان کوتاه تری ادامه می یابد.

دورنمای بلندمدت نرخ های طبیعی کاهش

ما چگونگی تغییر در نرخ های کاهش طبیعی وزنی شده تولید در آینده را بر حسب منطقه و با استفاده از پیش بینی های میزان تولید نفت خام در سناریوی مرجع به اضافه ذخایر اثبات شده و محتمل (با استفاده از میزان رشد در ذخایر و اکتشافات) مورد ارزیابی قرار داده ایم. برای تخمین نسبت ذخائر به تولید R/P در هر منطقه از همبستگی میان R/P و نرخ طبیعی کاهش استفاده شده است تا بتوان میزان نمو نرخ طبیعی کاهش در فاصله ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ را تخمین زد. نتایج حاکی از گرایش به افزایش در نرخ های کاهش طبیعی در تمام مناطق است. با در نظر گرفتن نرخ ۱۰/۵٪ در سال در ۲۰۳۰، میزان افزایش در متوسط وزنی نرخ طبیعی کاهش در طول زمان پیش بینی ۷/۵ درصد خواهد بود. در آمریکای شمالی این نرخ قابل توجه است: نرخ کاهش طبیعی از ۱۴٪ به ۱۷٪ افزایش می یابد و در مقابل نسبت ذخائر به تولید R/P به ۱۰ سال کاهش می یابد (چرا که ذخایر باقی مانده سریعتر از تولید کاهش می یابد).

میدان های به شدت تخلیه شده تغییر می کند، تخمین های ارایه شده در اینجا تنها جنبه توضیحی دارند.

تمرکز بر میدان های عظیم

برای میدان های عظیم و فوق عظیم که میزان ذخیره اولیه آن ها بیش از ۱ میلیارد بشکه است به جمع آوری داده های اضافی در مورد تراوایی، غلظت، تخلخل سنگ مخزن و هم چنین میزان غلظت نفت پرداختیم تا اثر این عوامل را بر منحنی استاندارد تولید بسنجیم. نتایج حاکی از اهمیت بالای اندازه مخزن به عنوان متغیر غالب دارد و میزان عبوردهی (تراوایی به علاوه نفوذپذیری) سنگ مخزن نقشی کم اهمیت تر بازی می کند. تخلخل و ویژگی های سنگ هم گویا اثری ندارند.

ما تفاوت های قابل توجهی را در منحنی های استاندارد شده برای میدانی که بین ۱ تا ۲/۸ میلیارد بشکه و آن ها که بیش از ۲/۸ میلیارد بشکه ذخیره داشتند را یافتیم. برای دسته اول از میداین عبوردهی عامل مهم تری نسبت به موقعیت فیزیکی و جغرافیایی در شکل منحنی تولید به شمار می رود. آن دسته از میدان ها که عبوردهی بالاتری دارند زودتر و به سطح یکنواخت تولید بالاتری می رسند: ۶۸٪ از ذخایر بعد از ۳۰ سال تولید شده اند در حالی که این عدد برای میدان های با عبوردهی پایین تر ۵۷٪ بوده است.

مطالعه منحنی های تولید نشان می دهد میدانی که در سال های اخیر توسعه یافته اند در مقایسه با میدان هایی که پیش از دهه ۱۹۹۰ توسعه یافته اند، هم چنان میزان تولیدشان تا یک سطح یکنواخت به طور سریع افزایش یافته و برای مدت کوتاه تری پایدار مانده است. این موضوع اعجاب انگیز نیست: پیشرفت در تکنولوژی تولید معرفی تکنیک های بهسازی شده و ارتقا یافته برداشت را از نظر مالی جذاب کرده است. به اضافه فشار سرمایه گذاران بر شرکت ها برای کوتاه کردن دوران بازپرداخت و بیشینه سازی ارزش حال خالص جریانات مالی آتی، در سال های اخیر افزوده شده است.

آخرین وضعیت تولید گاز طبیعی ایران و قطر

از میدان مشترک پارس جنوبی

جدول ۱: میزان عملکرد تولید گاز طبیعی قطر از گنبد شمالی (میلیون مترمکعب در روز)

سال	میزان تولید گاز طبیعی
۲۰۰۰	۷۲
۲۰۰۱	۸۲
۲۰۰۲	۸۹
۲۰۰۳	۹۵
۲۰۰۴	۱۱۹
۲۰۰۵	۱۳۹
۲۰۰۶	۱۵۳
۲۰۰۷	۱۸۱

در روز در سال ۲۰۱۱ بالغ گردد.

۲. میزان تولید گاز طبیعی ایران از میدان پارس جنوبی (South Pars):

میدان گازی پارس جنوبی یکی از بزرگترین منابع گازی مستقل جهان می باشد.

مساحت این میدان ۹۷۰۰ کیلومتر مربع است که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن به ایران تعلق دارد. بر اساس آخرین برآوردهای انجام شده، ذخیره درجای این بخش از میدان حدود ۱۴ تریلیون مترمکعب گاز برآورد گردیده که معادل ۸ درصد کل ذخایر گازی

در شماره قبل در بخش گزارش مطلبی تحت عنوان «رقابت ایران و قطر در برداشت از حوزه های مشترک» به قلم آقای ع- اشکوری به چاپ رسید که دارای چندین اشتباه موردی بود که توسط برخی از خوانندگان تذکر داده شد. به همین دلیل در این شماره آخرین وضعیت تولید گاز طبیعی ایران و قطر از میدان مشترک پارس جنوبی با دقت و اجمال گسترده تری در اختیار خوانندگان محترم قرار می گیرد.

۱. میزان تولید قطر از گنبد شمالی

همان گونه که جدول (۱) نشان می دهد، میزان تولید گاز طبیعی قطر با متوسط رشد سالانه ۱۲/۲ درصد از ۷۲ میلیون مترمکعب در روز در سال ۲۰۰۰ به ۱۸۱ میلیون مترمکعب در روز در سال ۲۰۰۷ رسیده است.

بنا بر اطلاعات ارایه شده از طرف نمایندگان شرکت قطر پترولیوم پیش بینی می شود تولید قطر از این میدان با متوسط رشد سالانه ۱۶/۸ درصد از ۳۱۱ در سال ۲۰۰۸ به ۵۸۰ میلیون مترمکعب

جدول ۳: میزان تولید گاز طبیعی از میدان پارس جنوبی (میلیون مترمکعب در روز)

فاز	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷ *
فاز ۱	-	-	۱۴/۳۸	۱۵/۹۲	۱۴/۲	۱۳/۶	۱۳/۸
فاز ۲ و ۳	۳۳/۲۵	۵۷/۰۳	۵۵/۷۷	۴۶/۵۷	۵۳/۳	۵۵/۸	۵۱/۲
فاز ۴ و ۵	-	-	۹/۵۷	۵۰/۶۹	۵۲/۲	۵۳/۲	۵۲/۴
جمع	۳۳/۲۵	۵۷/۰۳	۷۹/۷۳	۱۱۳/۱۷	۱۱۹/۷	۱۲۲/۶	۱۱۷/۶

مأخذ: گزارشات عملکرد شرکت ملی نفت ایران

* شش ماهه نخست سال

جدول ۴: پیش بینی میزان تولید گاز طبیعی از میدان پارس جنوبی تا پایان سال ۱۳۸۸ (۲۰۰۹ میلادی)

فاز	تولید
فاز ۱	۲۳
فاز ۲ و ۳	۵۲/۵
فاز ۴ و ۵	۵۲/۵
فاز ۶، ۷ و ۸	۹۵
فاز ۹ و ۱۰	۵۲/۵
جمع	۲۷۵/۵

روز خواهد بود در حالی که بنا بر اظهارات نمایندگان شرکت قطر پترولیوم، میزان تولید قطر در سال مذکور به ۴۵۵ میلیون مترمکعب در روز بالغ خواهد گردید که این مقدار، ۷/۶ برابر تولید ایران می باشد. لذا با توجه به برنامه های سرمایه گذاری جدید قطر و همچنین با توجه به تأخیر ایران در برداشت از این میدان نسبت به کشور قطر، ضرورت دارد که توجه ویژه ای

به سرمایه گذاری در توسعه این میدان معطوف گردد و در اسرع وقت منابع مورد نیاز تأمین شود تا از ایجاد شکاف مضاعف در بهره برداری از این میدان مشترک جلوگیری به عمل آید. این مهم با توجه به تحریم ها و فشارهای بین المللی که باعث محدودیت در دسترسی به منابع مالی خارجی شده است، لزوم بهره گیری از منابع مالی داخلی کشور را در انجام پروژه های توسعه این میدان نمایان می سازد.

جدول ۲: پیش بینی میزان تولید گاز طبیعی قطر از گنبد شمالی

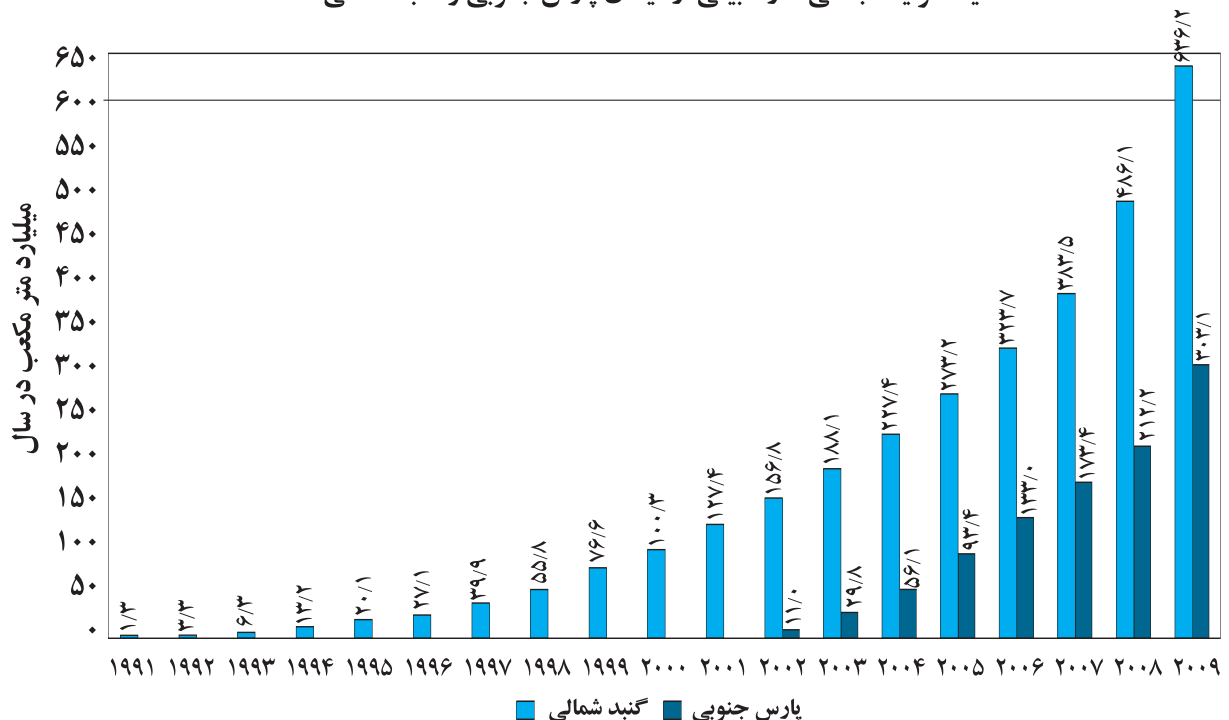
سال	میلیون مترمکعب/روز
۲۰۰۸	۳۱۱
۲۰۰۹	۴۵۵
۲۰۱۰	۵۵۷
۲۰۱۱	۵۸۰

جهان و حدود ۵۰ درصد ذخائر گازی شناخته شده کشور است. همچنین این میدان دارای ذخیره ای بالغ بر ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی می باشد. بر اساس مطالعات صورت گرفته، برداشت روزانه تا ۲۸ میلیارد فوت مکعب از میدان پیش بینی می گردد که این میزان در قالب تقسیم بندی بلوک های دریایی به صورت ۲۴ فاز خواهد بود که از این تعداد تا سال ۱۳۸۷، پنج فاز به بهره برداری رسیده اند. میزان تولید این فازها در سالهای ۱۳۸۴-۸۷ به شرح جدول (۳) بوده است.

میزان تولید پیش بینی شده تا انتهای سال ۱۳۸۸ (۲۰۰۹ میلادی) برای فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی، روزانه معادل ۹۵ میلیون مترمکعب گاز غنی و فازهای ۹ و ۱۰ نیز ۵۲/۵ میلیون مترمکعب گاز در روز می باشد.

با توجه به جداول فوق، میزان برداشت ایران از میدان پارس جنوبی در سال ۲۰۰۹ برابر با ۲۷۵/۵ میلیون مترمکعب در

مقایسه تولید تجمعی گاز طبیعی از میدان پارس جنوبی و گنبد شمالی



پیامدهای قطع برق در صنایع

با تأکید بر شرکت قالب‌های صنعتی
ایران خودرو

با توجه به مشکلات موجود در شبکه برق کشور که از عوامل مختلف ناشی می‌شود، در تابستان ۱۳۸۷ خاموشی‌های مقطعی و اختلالاتی در شبکه توزیع برق رخ داد که عوارض ناگواری را برای صنعت کشور موجب شد و مسائل و مشکلاتی را برای آنان بوجود آورد. تبعات قطعی‌های برق در شرکت‌های تولیدی بیش از هر جای دیگر نمایان شد و صدماتی را به صنایع وارد نمود. کاهش تولید، آسیب به ماشین‌آلات و تجهیزات، ضایع شدن مواد در جریان ساخت و تحمیل هزینه‌های ناخواسته، مشکلات عدیده‌ای را بوجود آورد و تأثیر منفی خود را بر تولیدات صنعتی کشور بر جای گذاشت و صدمات جبران‌ناپذیری را به صنعت کشور وارد آورد. «شرکت قالب‌های صنعتی ایران خودرو» که بزرگ‌ترین شرکت طراحی و ساخت قالب در کشور برخوردار از پیشرفته‌ترین خطوط تولید رباتیک قطعات پرسی بدنه خودرو و مونتاژ مجموعه‌های بدنه خودروهای مختلف می‌باشد نیز از این ناحیه با مشکلات متعددی مواجه گردید که با درایت مدیریت و بکارگیری اقدامات مناسب و موثر توانست اثرات منفی قطعی‌ها را تا حدودی کاهش دهد. در این نوشتار به برخی از مسائل و مشکلاتی که با توجه به قطعی‌های مکرر شبکه سراسری برق در این شرکت به وقوع پیوسته پرداخته شده است.

بابک توژان

مدیر استراتژیک شرکت قالب های صنعتی ایران خودرو

۱) عدم رعایت مناسب و به موقع جدول زمان بندی خاموشی ها

در صورتی که برنامه دقیق قطعی برق به شرکت ارائه شود این امکان وجود دارد تا با برنامه ریزی های اولیه ماشین آلات و تجهیزات حساس، پیش از قطعی برق خاموش شده و از مدار خارج شوند تا آسیب کمتری به آن ها وارد شود، لیکن قطعی برق دقیقاً در زمان های اعلام شده صورت نپذیرفت و بعضاً زودتر یا دیرتر از زمان اعلام شده اعمال گردید و موجب شد که عملکرد ماشین آلات با افت ناگهانی مواجه شده و خصوصاً آسیب های جدی به الکتروموتورها وارد آید این مسئله طبعاً عمر مفید این تجهیزات را تحت تأثیر قرار داده و نرخ

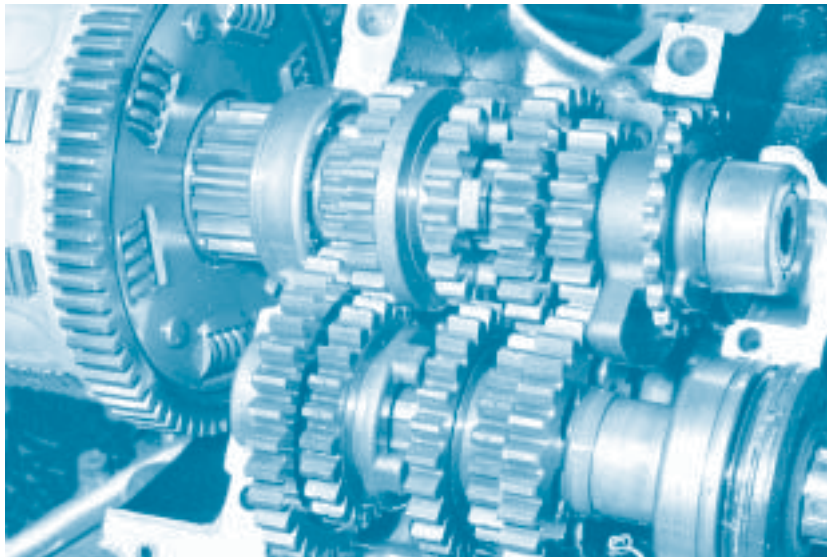
خرابی ها و توقف دستگاه ها را با روند صعودی مواجه نموده است. عدم تطابق اجرای قطع برق با جدول زمان بندی ارائه شده توسط اداره برق، موجب گردید تا ضررهای زیادی به ماشین آلات و تجهیزات شرکت وارد آید.

۲) توقف خطوط تولید شرکت به دلیل قطع برق

منبع اصلی انرژی مورد استفاده در خطوط تولید شرکت قالب های صنعتی ایران خودرو برق است. با قطع برق عملاً ماشین آلات و تجهیزات با

توقف مواجه شده و خط تولید از حرکت باز می ایستد. این توقف باعث پدید آمدن تبعات ناگواری می گردد که از آن جمله می توان به کاهش درآمدهای شرکت، افزایش هزینه های تولید، بیکاری کارکنان و از دست رفتن زمان تولید اشاره نمود. هزینه توقف هر دقیقه خط تولید و مجموع زمان های توقف خطوط تولیدی منجر به از دست دادن درآمد شرکت می گردد که با احتساب ۲ شیفت تولید خطوط پرسی و به طور متوسط ۱۵ ساعت در روز کار مفید آن، هر ساعت توقف خطوط تولید چیزی در حدود ۶ درصد از درآمدهای حاصل از تولید را کاسته و این عدم النفع به همراه کلیه تبعات ثانویه این توقف ها به ضررهای شرکت اضافه شده و با توجه به نرخ استهلاک ماشین آلات و همچنین سررسید اقساط بدهی های شرکت عملاً باعث پدید آمدن چالش هایی برای

شرکت می گردد. با توجه به میزان خاموشی ها در تابستان ۸۷ که به ۴ ساعت در روز نیز رسید و در دو نوبت اعمال می گردید چیزی در حدود ۲۴ درصد از درآمدهای شرکت از بابت توقف خطوط تولیدی به دلیل قطعی برق کاسته شد. همچنین این شرکت با مشتریان کلیدی خود مانند شرکت ایران خودرو بر اساس سیستم برنامه ریزی پیوسته عمل می نماید که در این حالت با توجه به برنامه ریزی و نیازهای شرکت ایران خودرو جهت تغذیه خطوط اصلی خود، هرگونه توقف خطوط تولیدی این شرکت و عدم تولید محصول مورد نظر، موجب توقف خط تولید مشتری می گردد. این امر باعث تحمیل شدن هزینه جریمه های تأخیر و دیرکرد تحویل محصول می شود که باید آن را نیز به هزینه های تحمیل شده قبلی اضافه نمود.



۳) آسیب های وارد شده به تجهیزات، دستگاه ها و ماشین آلات بر اثر قطعی برق

قطعی های ناگهانی برق موجب می شود که ماشین آلات تولیدی به یکباره با توقف مواجه شوند این پدیده در بعضی از الکتروموتورها با ایجاد تداخل در موج های سینوسی دستگاه ها، آسیب های جدی به آن ها وارد می نماید. این پدیده زمانی می تواند جدی تر شود که ماشین در حین انجام فعالیت های تولیدی بوده و اصطلاحاً در زیر بار باشد که آسیب های وارده به آن طبعاً هزینه های بیشتری را به شرکت تحمیل می نماید. قطعی های ناگهانی موجب از بین رفتن ابزارهای تولیدی نیز می شود که از آن جمله می توان به شکستگی ابزارها در حین اعمال بار و براده

است در مواقع اضطراری و قطعی برق، قسمتی از انرژی مورد نیاز در بخش تولید و انرژی مصرفی واحدهای ستادی را تأمین نماید. با روبرو شدن با شرایط فوق، با انجام تعمیرات اساسی و ایجاد یک برنامه نگهداری منظم برای ژنراتورها توانستیم به بخشی از نیازهای خود در زمان قطعی برق پاسخ دهیم و مانع از گسترش اثرات نامطلوب قطعی برق شویم.

(۲) برنامه ریزی و هماهنگی با اداره برق به منظور اعلام دقیق تر زمان های خاموشی - مدیریت بر زمان های خاموشی و برنامه ریزی جهت مواجهه با آن در دستور کار مدیریت شرکت قرار گرفت و با هماهنگی های ایجاد شده با اداره برق منطقه، تلاش در جهت آگاهی بیشتر از زمان های دقیق اعمال خاموشی ها برای برنامه ریزی های آتی صورت گرفت که منجر به دقت بیشتر برنامه های اعمال قطع برق برای پست برق شرکت گردید.

(۳) تغییر در شیفت های کاری - با توجه به زمان های اعلام شده قطع برق، برنامه ریزی هایی صورت گرفت که بتوان با تغییر برنامه کار در زمان های قطع برق، اثرات خاموشی ها به حداقل رسانده شود و با استفاده از سایر زمان های در دسترس، بتوان به برنامه تولید در زمان مورد نظر دست پیدا کرد. به طور مثال شرکت با تغییر زمان صرف ناهار، چای و استراحت، موفق شد که بخشی از زمان های ازدست رفته را با زمان های قابل دسترسی جابجا نموده و حداکثر استفاده را از زمان موجود بنماید.

(۴) استفاده از UPS برای کامپیوترهای موجود - این شرکت با استفاده از UPS های موجود و باره اندازی، نگهداری و تعمیرات آن ها، موفق شد که علاوه بر فراهم آوردن بستری جهت فعال نگهداشتن کامپیوترها در زمان های خاموشی، بتواند از آسیب دیدگی بوردهای کامپیوترها و ایجاد خرابی در آن ها در هنگام قطع برق، جلوگیری نماید چرا که قطع ناگهانی برق علاوه بر خرابی های سخت افزاری می تواند موجب ایجاد اشکال در سیستم عامل و توقف کار کامپیوترها نیز بشود.

(۵) تغییر در برنامه ریزی تولید - به منظور پاسخگویی به موقع به نیازهای مشتریان و با توجه به قطعی مکرر جریان برق، این شرکت با تغییر در برنامه ریزی های موجود و با اولویت بندی تولیدات شرکت، توانست با بهره مندی از امکانات موجود محصولات مورد نیاز را تولید نموده و تا حدودی اثرات قطعی های برق را کاهش دهد.

برداری اشاره نمود. کامپیوترها و بردهای الکترونیکی نیز با قطع ناگهانی برق آسیب های جدی دیده و نرخ خرابی و تعمیرات آن ها بالا می رود که همین خرابی ها بعضاً موجب توقف های بعدی در روند تولید می گردند، چراکه به دلیل حساس بودن روند تولید شرکت و استفاده از ماشین آلات CNC پیشرفته که با برنامه های کامپیوتری کار می کنند، در صورت خرابی کامپیوترها ناچاراً ماشین آلات مربوطه نیز دچار توقف می شوند.

۴) ضررهای ناشی از خرابی مواد و محصول حین ساخت به دلیل قطعی برق

بخش دیگر از ضررهای وارده به شرکت از ناحیه خرابی مواد و محصولات حین ساخت، در هنگام قطع برق های خارج از جدول برنامه ریزی رخ می دهد و موجب می شود تا قطعاتی که روی ماشین آلات به منظور انجام عملیات ساخت و تکمیل مراحل تولید قرار دارند، آسیب دیده و با توجه به نوع و میزان آسیب، موجب ایجاد ضایعات و یا دوباره کاری شوند. به طور مثال قطعاتی که در زیر دستگاه پرس به منظور انجام عملیات پرسکاری قرار گرفته اند در صورتی که در حین انجام عملیات با قطعی برق مواجه شویم ضربه مناسب یا فشار مناسب بر آن وارد نشده و عملاً یا ضایع می گردند یا باید دوباره در خط تولید قرار گیرند که علاوه بر ایجاد ضایعات و دوباره کاری، آسیب دیدگی و استهلاک ماشین مربوطه را نیز باید لحاظ نمود. همچنین در فرآیند مونتاژ مجموعه های بدنه خودروها که عملیات جوشکاری نقطه ای در آن صورت می گیرد، قطع ناگهانی برق موجب اختلال در اعمال نقطه جوش مربوطه شده و استحکام جوش را تحت تأثیر خود قرار می دهد که بعضاً موجب دوباره کاری و در بعضی از قطعات حساس و موجب ایجاد ضایعات می شود که با توجه به ارزش افزوده بالاتر قطعات ورودی به مرحله مونتاژ به دلیل عبور از ایستگاه های قبلی و انجام عملیات صنعتی بر روی آن ها، ضایعات در این مرحله شدیدتر و هزینه های تحمیلی بیشتر است. برای رفع برخی از این مشکلات و مقابله با شرایط ایجاد شده در شرکت قالب های صنعتی ایران خودرو، مجموعه اقداماتی در تابستان امسال صورت گرفت تا ضمن کاهش نسبی آسیب ها و صدمات وارده از هزینه های اعمال شده بر شرکت نیز کاسته شود. این اقدامات به شرح زیر بودند:

(۱) استفاده از ژنراتورهای موجود در شرکت به منظور تأمین بخشی از مصارف داخلی - این شرکت با دارا بودن دو ژنراتور، قادر



(CNG) گاز طبیعی فشرده شده

مسایل و راهکارهای بهبود شرایط سرویس دهی

رشد سریع مصرف بنزین از یک دهه پیش به این سو با افزایش تولید خودروهای پرمصرف داخلی شدت یافت و گزینه‌های مختلفی از جمله بهبود ساختار مصرفی خودروهای تولید داخل، افزایش تسهیلات حمل و نقل عمومی و یافتن جایگزینی برای بنزین مصرفی مدنظر قرار گرفت. در این شرایط، افزایش شدید واردات بنزین و دیدگاه برنامه‌ریزان انرژی کشور در خصوص جایگزینی گاز طبیعی با سوخت‌های مایع و پتانسیل منابع گازی کشور باعث شد تا گزینه جایگزینی بنزین با CNG در اولویت قرار گیرد. اما در این مدت استفاده از CNG نیز مشکلات خاص خود را داشته که پرچالش‌ترین بخش‌های آن دو حوزه تبدیل ناوگان بنزینی به گازسوز و احداث جایگاه‌هایی برای این امر بوده است. در این میان تأمین مخازن گاز در تبدیل ناوگان حمل و نقل کشور و طولانی بودن (حداقل دو سال) زمان تأمین تجهیزات ایستگاه از لحظه باز کردن اعتبار اسنادی تا ترخیص تجهیزات از گمرک، راه‌اندازی و تعمیر و نگهداری جایگاه‌ها و عدم تربیت کارشناس متخصص داخلی در امر تعمیرات جایگاه‌ها از پرچالش‌ترین بخش‌های حوزه احداث جایگاه بوده است. در کنار این امر مشکل پیچیده‌تر دیگر که جزء مشکلات نرم‌افزاری این طرح است، مسئله رفتارها و انتظارات مردم در قبال طرح ملی CNG با پیچیدگی بالاتری نسبت به طرح‌های قبلی است. چرا که با شرایط موجود اکثر مالکین خودروها به خصوص تاکسی‌داران راغب به تبدیل خودروی خود از بنزین سوز به حالت گازسوز و یا استفاده از خودروهای گازسوز نیستند. براین اساس در میزگرد «گاز طبیعی فشرده شده (CNG)، مسایل و راهکارهای بهبود شرایط سرویس دهی» با حضور کارشناسان و متخصصان فنی و اقتصادی سعی در بررسی بیشتر این موضوع نمودیم.

زیرساخت‌های توزیع بنزین در کشور ایجاد شده است و اکنون برای توسعه CNG نیز لازم است تا زیرساخت‌های توزیع موازی با بخش قبل فراهم شود که این امر هزینه‌های هنگفتی را بر کشور وارد می‌کند. همچنین دوگانه‌سوز بودن خودروها و مشکلات به وجود آمده در خصوص موتورهای پایه بنزین سوز تبدیلی به

در ابتدای جلسه آقای حسن تاش - نایب رئیس انجمن اقتصاد- انرژی ایران - با طرح سؤالات و مباحث اصلی حوزه CNG گفت: بحث CNG از چند زاویه قابل بررسی است. در بعد کلان، لزوم ایجاد زیرساخت‌های توسعه‌ای این صنعت مطرح است. با توجه به سابقه استفاده از بنزین در کشور، به مرور و بسته به نیاز

برق خانگی از منابع هسته‌ای، نیروگاه‌های گازی و همچنین انرژی‌های تجدیدپذیری چون بیوماس، خورشیدی و برق-آبی تأمین می‌شود. در بخش حمل و نقل نیز دنیا به دنبال این متنوع‌سازی است. در استراتژی‌های دنیا در ناوگان حمل و نقل حداکثر سهم ۲۰ درصدی را برای سوخت‌های جایگزین اختصاص داده‌اند. برای مثال اتحادیه اروپا تا سال ۲۰۲۰، ۲۰ درصد از حامل‌های سوخت حمل و نقل را به سوخت‌های جایگزین شامل، فیول سل، متانول، اتانول، بایودیزل و CNG اختصاص داده که CNG در این دسته ابتدا سهم ۸ درصد و اکنون ۱۱ درصد، فیول سل سهم اولیه ۵ درصدی و اکنون ۲ درصدی را دارد.

البته لازمه متنوع‌سازی نیز تنه‌های اقتصادی نیست و بخشی از آن به تفکرات سیاسی کشورها باز می‌گردد. همان‌طور که در خصوص دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر همچون بادی و خورشیدی نیز این تفکر وجود دارد و بخشی از یارانه‌های اختصاص یافته به آن‌ها به دلیل مسایل سیاسی است. در خصوص CNG نیز همین اصل حاکم است. در دنیا برای آن که بخشی از تقاضای نفت خام را کاهش دهند و قسمتی از سهم تقاضای نفت خام در بخش حمل و نقل را به گاز انتقال دهند، بحث CNG مطرح شده است. سهم ۱۱ درصدی CNG در اروپا نیز عدد کوچکی نیست که در سال‌های اخیر در برنامه‌های آن‌ها از شیب صعودی نیز برخوردار شده است.

اما استراتژی اتحادیه اروپا با استراتژی کشور ما بسیار متفاوت است. برای مثال در استراتژی آن‌ها با توجه به سطح سرانه درآمدی افراد تبدیل خودروهای بنزین سوز به گازسوز دیده نشده و صرفاً تولید موتورهای گازسوز را در برنامه دارند. اما در کشورهای جهان



سوم به دلیل نداشتن صنایع خودروسازی برای تولید خودرو گازسوز و یا به دلیل سطح پایین سرانه درآمدی مردم، برنامه تبدیل موتورهای بنزین سوز به گازسوز نیز

در فازهای اولیه برنامه گنجانده شده است.

برای طرح CNG در سال ۱۳۷۹ یک مشاور خارجی انتخاب شد و این طرح جزء معدود طرح‌هایی است که در کشور از استراتژی و مطالعه اولیه برخوردار است که نتیجه نهایی این مطالعه با سه سناریو، سهم ۱۵-۲۰ درصدی خودروهای CNG سوز بود. البته در مراحل

گازسوز، وزن بالای مخازن گاز و وارد نمودن بار اضافی بر خودرو و مسایل ایمنی خودروهای CNG سوز از دیگر مباحث مطرح شده از دیدگاه مصرف‌کنندگان است.

اما پیش از این لازم است تا این سؤال مطرح شود که آیا گسترش استفاده از اتومبیل‌های CNG سوز در حجم و تعداد فعلی - در مقایسه با دیگر گزینه‌هایی که می‌توانند در سیستم حمل و نقل کشور استفاده شوند - از مطالعه و منطق

کافی برخوردار است؟ برای مثال این امکان وجود دارد که در بخش



حمل و نقل عمومی با گسترش مترو تا حد زیادی بتوانیم بار مصرفی بنزین کشور را نیز کاهش دهیم، یا اصلاح ناوگان

خودروهای بنزین سوز کشور که اغلب مصرف بالایی را نیز دارند خود می‌تواند یک گزینه مطرح باشد. بنابراین در حالی که گزینه‌های دیگری در کشور برای حل معضل بنزین وجود داشته، چرا به CNG متمایل شده‌ایم و این سؤال مطرح می‌شود که چه میزان کار مطالعاتی بر روی CNG انجام شده و براساس مطالعه انجام شده چه تعداد خودرو CNG سوز در کشور خواهیم داشت؟ همچنین آیا رشد تعداد خودروهای CNG سوز براساس برنامه اولیه بوده و یا بخشی از آن هاناشی از شوکی است که طی دو سال گذشته در خصوص بنزین در کشور با آن مواجه شده‌ایم.

در ادامه دکتر ستاری - رئیس گروه مدیریت انرژی

مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی - در پاسخ به سؤالات مطرح شده گفت: راهکارهای مختلفی که برای کاهش مصرف بنزین در کشور مطرح می‌شود با هم منافاتی ندارند و در جامعه نیز با گسترش ناوگان حمل و نقل عمومی لزوماً مصرف سوخت کاهش نمی‌یابد و حتی نمی‌توان با قاطعیت گفت که تهران حتی با ۱۲ خط مترو، وضع ترافیک بهتری نسبت به شرایط فعلی داشته باشد. چرا که نمونه‌هایی چون مسکو با خطوط مترو کافی هستند که به مراتب ترافیک بیشتری نسبت به تهران دارند. برای رفع مشکل ترافیک لازم است تازیرساخت‌های دیگری نیز همچون کاهش تعداد سفر درون شهری فراهم شود تا آثار آن‌ها را نیز ببینیم.

متنوع‌سازی در بحث سوخت نیز یک واقعیت در دنیا است و هم اکنون در بخش صنعت و خانگی این متنوع‌سازی انجام شده و

۲۰-۱۰ درصدی ناوگان بنزینی را می‌توان به این بخش اختصاص داد. بنابراین اگر CNG را به عنوان سوخت جایگزین ببینیم باید سهم ۲۰-۱۰ درصدی را برای آن لحاظ کنیم و اگر بخواهیم درصدهای بالاتری برای آن در برنامه‌ها اختصاص دهیم لازم است تا زیرساخت‌های دیگری برای آن فراهم شود. در این مرحله ابتدا باید بحث تبدیل کنار گذاشته شود و موتور پایه گازسوز تولید شود که سوخت دوم آن بنزین باشد و با برگشتن به حالت بنزینی قدرت آن افت کند. همچنین باید از پراکندگی جغرافیایی مناسب ایستگاه‌ها در کشور برخوردار باشیم. بحث‌های مهندسی مربوط به موتور نیز باید حل و معایب آن رفع شود. برای مشکل حجم محدود مخازن نیز لازم است که راهکارهایی دیده شود. یکی از موارد اصلی دیگر نیز تست ادواری خودروهای CNG سوز است که در برنامه فراموش شده و اکنون زمان برخی از تست‌های ادواری بسیاری از خودروها گذشته است که متعاقباً ریسک آن‌ها را بالا برده است. البته ماشین‌های CNG سوز از بنزین سوز بسیار ایمن‌تر است و در تصادفات امکان ترکیدن مخزن وجود ندارد و در مدت اجرای طرح نیز تعداد حوادث این خودروها از تعداد انگشتان دست کمتر بوده که برخی از این حوادث به دلیل دستکاری مخزن روی داده است.

بنابراین این امر به استراتژی کشور بستگی دارد که اگر بخواهیم سهم CNG را بیش از ۱۵-۱۰ درصد ببینیم باید مشکلات آن را نیز

بعدی بسیاری از اهداف طرح تغییر کرد. در ابتدا براساس مطالعه انجام شده فاز یک عملیات تعریف شد و در آن ساخت ۱۸۰ ایستگاه تک منظوره CNG و ۱۰۰ هزار خودروی تبدیلی و ۱۰۰ هزار خودروی کارخانه‌ای در برنامه گنجانده شد تا طی ۳-۴ سال اجرایی شود. در سطح وزارت نفت نیز بودجه مصوبی به این طرح اختصاص یافت و برای تولید خودروها با سایپا و ایران خودرو قرارداد منعقد شد.

طرح با افتتاح اولین ایستگاه CNG در روز هوای پاک سال ۱۳۸۲ در پارکینگ وزارت نفت آغاز شد. این جایگاه ایستگاه کوچکی بود و تنها توانایی تأمین سوخت ۱۵۰ خودرو را در روز داشت. اما پس از آن سرعت طرح افزایش یافت و در حالی که در کل کشور قبلاً ۲۰۰۰ ایستگاه بنزین داشتیم، طی ۵ سال بحث ۶۰۰ ایستگاه تک منظوره و دو منظوره مطرح و در مرحله ساخت و بهره‌برداری است. در واقع با شروع این روند می‌توان گفت که جهت‌گیری طرح تغییر کرد. تا قبل از آن مجلس ششم کاملاً مخالف CNG بود و زمان زیادی طول کشید تا این مخالفت‌ها رفع شد. از طرفی نیز بحث خودروهای LPG سوز و سازندگان قطعات LPG مطرح بود و به همین علت در واقع سازنده‌های قطعات LPG به این سمت هدایت شدند تا قطعات مورد نیاز CNG را نیز تولید کنند.

در آن برهه زمانی از طرف شهرداری تهران همکاری مناسبی با طرح گردید و CNG به عنوان جایگزینی برای حل بخشی از مشکل

بنزین این شهر مطرح شد. بنابراین برای احداث جایگاه‌ها نیز زمین از طرف شهرداری داده شد. با همین تفکر پس از انتخابات ریاست جمهوری سیاست جایگزینی بنزین با CNG در سطح کشور دنبال شد و اکنون نیز CNG جایگزین ۳/۴-۵ میلیون لیتر بنزین در روز شده است که با رفع برخی مشکلات و با توجه به تعداد خودروهای دوگانه سوز این رقم می‌تواند بالاتر نیز باشد.

اما اگر در استراتژی و نگاه به CNG به عنوان یک سوخت جایگزین، سوخت جایگزین تعریف مشخص دارد و سهم



زیرساخت‌های لازم را سبب شود نیز توجه می‌شد. با توجه به آمار جدید ۷۲ میلیون خودرو تبدیل شده در کشور، اکنون نسبت ۱۸۰۰ خودرو به ۱ جایگاه را داریم که به دلیل کارایی پایین‌تر جایگاه‌های دومنظوره در مقابل تک منظوره و مناسب نبودن پراکندگی جغرافیایی جایگاه‌ها، باید این نسبت به ۸۰۰ خودرو به ۱ جایگاه برسد که آمار فعلی نصف حالت بهینه است. البته بحث خودروهای سبک و سنگین گازسوز نیز قبلاً در برنامه‌ها بود که با توجه به حاد شدن بحث بنزین، تمام توان بر خودروهای سبک متمرکز شد. با بررسی شرایط ذکر شده مسئولین به این نتیجه رسیدند که باید



مشکلی ریشه‌ای وجود داشته باشد و لذا با حذف تبصره‌ها از قانون بودجه سال ۱۳۸۷ مدیریت حمل و نقل و سوخت احیاء شد و در قالب آن سهم متناسبی برای CNG در سبد

سوخت کشور در بخش حمل و نقل باید دیده شود. اخیراً نیز برای این قانون یک آیین‌نامه تدوین شد که سعی نمود تا تمامی مباحث را پوشش دهد و تعداد نازل، نگهداری جایگاه‌ها و... را دیده باشد. از طرفی این آیین‌نامه وزارت نفت را موظف کرد تا سبد بهینه سوخت کشور را تهیه نماید که با جلساتی که با وزارتخانه‌های دیگر انجام شد، گزارش‌هایی این بند نیز تهیه شد و در آن CNG و دیزل سبک به عنوان گزینه‌های دوم و سوم مشخص شدند. با توجه به حضور نمایندگان ایران خودرو و سایپا در جلسات نیز از سال بعد برای تولید خودروهای دیزلی سبک این دو خودرو ساز برنامه‌های خود را شروع می‌کنند که حمایت‌هایی نیز از سوی وزارت نفت به خودروسازان اختصاص خواهد یافت تا روند حرکتی را تسریع نماید. همچنین وزارت نفت در مرحله اول آمادگی واردات گازوئیل با استانداردهای متداول اروپایی را برای خودروهای دیزلی و در مرحله بعد با توجه به برنامه توسعه پالایشگاه‌ها تولید گازوئیل استاندارد را در داخل دارد.

بنابراین در سبد بهینه سوخت بخش حمل و نقل سهم قابل توجهی برای دیزل سبک دیده شده و برای CNG نیز ارقام منطقی‌تری اعلام و بخشی از سهم قبلی اعلام شده برای CNG به بحث دیزل اختصاص یافته و به طبع سهم این حامل کاهش یافت. اما با این همه به دلیل شبکه توزیع گسترده گاز در کشور، مسایل زیست محیطی، اقتصادی بودن CNG و حجم بالای منابع گازی کشور، این حامل همچنان به

حل کنیم. زیر ۱۰-۱۵ درصد نیز مشکلات بسیاری را نشان داده که لازم است تا در این سطح یک تیم متخصص معایب و محاسن این امر را بررسی کند.

البته سیاه و سفید نگاه کردن به هر امری اشتباه است و نباید به دنبال تنها یک راه حل بود تا مشکل بنزین را حل کرد. با توجه به گستره شبکه توزیع گاز در کشور و اقتصادی بودن گاز (حجم کم گاز جایگزین شده در قبال کل گاز مصرفی و عدم واردات بنزین) CNG به عنوان یک سوخت، پتانسیل مناسبی در بخش حمل و نقل دارد. اما بهتر است تا در قالب سبد انرژی کشور میزان سهم بنزین، دیزل سبک و CNG محاسبه شود. البته یکی از عواملی که می‌تواند میزان استقبال را تحت تأثیر خود قرار دهد قیمت است. اکنون CNG از لحاظ قیمت در کشور جذابیت دارد و به علت قیمت پایین آن مردم دیگر محدودیت‌های آن را می‌پذیرند و از آن استقبال می‌کنند. در ادامه از سوی آقای حسن تاش این سؤال مطرح شد که با توجه به این که ما اکنون از مرحله فاز یک CNG عبور کرده‌ایم، آیا برای متنوع سازی حامل‌های سوخت بخش حمل و نقل برنامه جدیدی داریم و یا براساس برنامه قبلی CNG حرکت می‌کنیم؟

آقای خطاطی - مدیر کل محترم برنامه ریزی انرژی معاونت برنامه ریزی وزارت نفت - در پاسخ به سؤال مطرح

شده گفت: با توجه به توضیح کامل تاریخیچه CNG من سعی در تکمیل نمودن این بحث می‌کنم. با وجود برنامه‌های سازمان بهینه سازی، مصرف بنزین به اندازه‌ای بالا رفت که چه در تأمین و چه توزیع به مشکل برخوردیم. بنابراین کشور به دنبال یک جایگزین مناسب بود. در ابتدا LPG مطرح شد که البته مشکلات سخت افزاری و قیمتی خود را داشت. در دولت جدید با پیش زمینه قبلی که بر روی طرح CNG بود، روند اجرای این طرح از سوی مدیران سرعت گرفت و در کنار مباحث دیگر چون افزایش سهم حمل و نقل عمومی و... مطرح شد. البته هر بحثی که در ابتدا مطرح می‌شود از فشار مدیریتی برخوردار است و بنابراین شتاب می‌یابد. در جلسات انرژی که در ستاد تبصره ۱۳ برگزار می‌شد با حمایت مدیریت تصویب شد تا علاوه بر همکاری بیشتر خودروسازان، ایجاد جایگاه چه در قالب بخش خصوصی و چه دولتی شتاب گیرد و تا پایان سال ۱۸۰۰ جایگاه و تا سال ۱۳۹۰، ۳۰۰۰ جایگاه احداث شود. البته این امر براساس تجربیات جهانی و نسبت ۱۰۰۰ خودرو به ۱ جایگاه مشخص شد که در کنار این نسبت باید به سهم تک منظوره و دومنظوره بودن جایگاه‌ها، فرهنگ سازی و رشد سریع روند CNG سوز کردن خودروها که می‌تواند عدم هماهنگی در ایجاد

فنی خودروهای معمولی، این خودروها نیز تست معاینه فنی داشته باشند. به علت مطرح شدن CNG در قالب جدید نیز لازم بود تا این بخش از سازمان بهینه سازی منفک شود که در نهایت شرکت گاز خودرو در زیرمجموعه شرکت ملی گاز ایجاد شد و مسئولیت این بخش را عهده دار شد و این شرکت دستورالعمل‌هایی را در نگهداری جایگاه‌ها در حال انجام دارد.

در خصوص میزان ظرفیت شبکه توزیع گاز نیز، تاکنون حتی در پیک مصرف بخش خانگی و تجاری، شبکه پاسخگوی نیازها بوده است اما با توجه به رشد میزان مصرف و بروز مشکلات احتمالی در آینده تمهیداتی در حال اندیشیدن است که از آن جمله انتقال ارتباط جایگاه‌ها با شبکه ۲۵۰ Psi و یا طرح LCNG (استفاده از LNG در جایگاه‌های CNG) است تا در مواقع اضطراری از آن استفاده شود. به واقع چون سهم CNG در سبد گاز کشور پایین است تاکنون اضافه شدن این بخش‌ها مشکلی را ایجاد نکرده است اما با توجه به حساسیتی که بر روی جایگاه‌ها وجود دارد در مقایسه با منازل، تمرکز بیشتری معطوف به بخش جایگاه‌ها شده است.

آقای ستاری نیز در خصوص اهداف احداث جایگاه‌های دو منظوره گفت: هدف از ایجاد جایگاه‌های دو منظوره تنها چرخش بهتر و توزیع جغرافیایی جایگاه‌ها بوده است و این جایگاه‌ها در کاهش فشار از سهم جایگاه‌های CNG نقش چندانی ندارند. به واقع این جایگاه‌ها به دلیل در دسترس نبودن زمین مناسب برای احداث جایگاه در شهرهای بزرگ ایجاد شده‌اند و در مکان‌هایی که زمین به اندازه کافی در دسترس است، جایگاه دو منظوره در فضای کافی و بدون محدودیت در دو محدوده مجزا ایجاد می‌شود که البته از امکانات آب و برق همان ایستگاه نیز استفاده می‌کند و خیلی سریع امکان نصب را دارد. اما اگر فشار بخش خودروهای CNG سوز تنها به جایگاه‌های دو منظوره وارد شود دیگر این جایگاه‌ها امکان پاسخگویی را نخواهند داشت.

در خصوص ایمنی جایگاه‌ها نیز CNG پارامترهای ایمنی خاص خود را دارد. در مقایسه با جایگاه بنزین که ۱۰۰ تا ۲۰۰ هزار لیتر بنزین در هر جایگاه ذخیره است اما چون جایگاه CNG به خطلوله سراسری متصل است گاز معادل ۱۰۰۰ لیتر بنزین و آن هم در ۸-۱۰ مخزن مجزا ذخیره شده که حتی انفجار هر یک از آن‌ها بر دیگر مخازن اثری نخواهد داشت. فشار بالا در مخازن CNG نیز باعث می‌شود تادمای گاز در موقع انتشار در محیط به شدت کاهش یابد و خطر انفجار را کاهش دهد. در تست ادواری مخازن نیز باید در سال سوم تست چشمی از لحاظ زنگ زدگی و در سال پنجم، مخزن باز و در کارخانه تحت

عنوان حامل اصلی در سبد باقی خواهد ماند. از طرفی سهم محدودی به CNG و سهم بسیار کمی نیز برای خودروهای هیبریدی تا چشم انداز دیده شده است. اما با توجه به سهم اختصاصی به CNG در سبد سوخت و تدوین برنامه مدیریت سوخت در بخش حمل و نقل کشور، یکی از مسایلی که اکنون بیشتر نمود یافته بحث توقف تبدیل کارگاهی خودروهای بنزین سوز به CNG سوز است که توقف این امر و تولید موتورهای با پایه گاز سوز در برنامه‌ها آماده است.

در ادامه **آقای جراحی** - با تأکید بر توجه به مقولات فرهنگی در مطالعات گفت: آیا اکنون تست ادواری شبکه گاز طبیعی در کشور انجام می‌شود؟ متأسفانه

در کشور ما به برخی از مسایل اینگونه برخورد می‌شود و اگر همین فرهنگ را در خصوص CNG داشته باشیم با توجه به فشار بالایی که مخازن گازی این بخش



دارند خطرات به مراتب بالاتر از شبکه گازی درون شهری خواهد بود. بنابراین باید در تصمیمات خود موارد فرهنگی را نیز لحاظ کنیم. بسیاری از مدل‌هایی که در دنیا به کار گرفته می‌شوند در ایران با توجه به مقولات خاص خود متفاوت عمل می‌کنند و باید این پارامترها در مطالعات دیده شود.

در ادامه نیز **آقای حسن تاش** لزوم برآورد سهم مصرفی CNG در شبکه گاز کشور را مطرح کرد و گفت: سؤالی که مطرح می‌شود این است که آیا در شبکه توزیع گاز شهری، سهم جایگاه‌های CNG نیز دیده شده است و طراحی این شبکه‌ها با چه تقاضایی صورت گرفته است؟ بحث دیگر نیز مبحث ایمنی در CNG است. چرا که در کشور و به طور خاص در صنعت نفت که حساسیت بالایی را نیز دارد مباحث رگولاتوری وجود ندارد و با این شرایط در مبحث CNG مسایل بسیار تأثیر گذارتر خواهد بود.

آقای خطاطی در ادامه در خصوص انجام تست ادواری خودروهای گاز سوز گفت: واقعیت آن است که مبحث CNG در ابتدا بسیار نوپا بود و با توجه به رشد سریع، مسایل و مشکلات آن به مرور مشخص شد که اکنون به تدریج در حال رفع است. در خصوص تست‌های ادواری نیز در آیین‌نامه جدید شفاف سازی شده که وزارت کشور جایگاه‌های مخصوصی را برای این زمینه ایجاد کند و این مسئولیت به این بخش واگذار شده که مانند معاینه

تست‌های هیدرولیک قرار گیرد.

با توجه به اهمیت ساخت مخازن CNG و نبود تکنولوژی مورد نیاز آن در داخل کشور، این امر یکی از موانع پیش‌رو در این طرح بوده که توسط آقای حسن تاش به آن پرداخته شد؛ با توجه به تکنولوژی بالای ساخت کپسول‌ها و کمپرسورهای لازم برای سوخت‌گیری به نظر می‌رسد با محدودیت‌هایی روبه‌رو بوده‌ایم و این محدودیت‌ها تا چه میزان باعث تأخیر در برنامه شده است؟ همچنین استهلاك بالای خودروهای دوگانه‌سوز به دلیل بالا رفتن وزن و عدم سازگاری کامل موتور خودرو با سوخت گاز و راه‌های پیش‌بینی شده برای آن چه بوده است؟ نکته سوم نیز میزان پای‌بندی فعلی به بررسی فنی-اقتصادی اولیه در مطالعه برای این طرح است که آیا آن بررسی هنوز قابل قبول است؟ و آیا کلیه هزینه‌های وارده بر طرح همچون استهلاك خودروها، فرصت‌های فروش گاز و دیگر عوامل دیده شده است؟

آقای ستاری در پاسخ به سؤالات مطرح شده گفت: این طرح نیز همچون دیگر طرح‌ها مسایل و مشکلات خاص خود را دارد که از آن جمله افزایش وزن خودرو و استهلاك بیشتر خودرو، ضریب متفاوت تراکم‌پذیری بنزین با گاز و مشکلات به وجود آمده برای موتور خودرو است که البته با سعی و خطا و قطعات اضافه شده، بخشی از این مشکلات مرتفع شده است. اما با وجود تغییرات اعمال شده لازم است تا در مرحله سوم طرح، موتورهای پایه گازسوز استفاده شوند و مخزن گاز نیز همچون مخازن بنزینی در شاسی قرار گیرد که به یک یا دو یاسه مخزن مجزا تفکیک می‌شود.

از لحاظ بحث اقتصادی نیز بر طبق مطالعه‌ای که سازمان برنامه و بودجه وقت در دو سال پیش انجام داد، اولویت اقتصادی CNG حتی از تزریق نیز بالاتر ارزیابی شده بود. بخش حمل‌ونقل نیز به طبع از بخش‌های خانگی و صنعتی برای جایگزینی گاز با دیگر حامل‌ها بهتر جوابگو است چرا که گاز را جایگزین فرآورده‌هایی چون بنزین و گازوئیل کرده‌ایم. همچنین نسبت جایگزینی در خودرو ۲

به ۱ و در بخش خانگی ۴ به ۱ است. بنابراین به نظر ما باید این بخش اولویت بیشتر داشته باشد.

آقای خطاطی نیز اقتصادی بودن طرح را از سه زاویه با اهمیت دانست و گفت: واقعیت آن است که باید اقتصاد طرح از سه دیدگاه بررسی شود. اولین دیدگاه بعدملی است. نگاه دوم به طرح باید نگاه بنگاهی و یا بحث اقتصادی طرح از سوی جایگاه دار باشد. چرا که با فرض تحقق اصل ۴۴ و سیاست وزارت نفت مبنی بر واگذاری کلیه جایگاه‌های CNG به بخش خصوصی باید این بخش از توجیه اقتصادی برخوردار باشد. دیدگاه سوم نیز مصرف‌کننده است.

از دیدگاه ملی به جزء مسایل زیست‌محیطی، جایگزینی گاز به جای دیگر فرآورده‌ها نیز از اهمیت برخوردار است که با بررسی فنی-اقتصادی که قبلاً بر روی طرح انجام شده بود و مطالعه سازمان برنامه و بودجه این امر توجیه‌پذیر اعلام شد. هم‌اکنون سهم گاز در سبد انرژی کشور ۶۱ درصد است که در چشم‌انداز این سهم به ۷۰ درصد خواهد رسید و بخشی از این افزایش سهم به طبع در بخش حمل‌ونقل خواهد بود.

از دیدگاه مصرف نیز قیمت و راحتی استفاده مطرح است. در این خصوص نیز استفاده از مخازن با ظرفیت پذیرش بیشتر و در فاز تحقیق و توسعه استفاده از ANG (Adsorbed Natural Gas) مطرح است که در فشار کمتر مقدار گاز بیشتری را جذب کرده و ظرفیت مخازن را افزایش دهد. مشکلات دیگر نیز مسایل موتورهای فعلی است.



داشت. البته کل خط تولید مخزن نیز مشکل نداشت و تنها در برخی بخش‌ها دستگاه‌های خاصی استفاده می‌شد که این دستگاه‌ها به شرکت‌های ما فروخته نمی‌شد و برخی از کارخانه‌ها برای رفع این مشکل حتی کل کارخانه را در خارج از کشور خریداری کردند که خوشبختانه این مشکل نیز اکنون رفع شده است.

مخازن CNG چهار نوع است. نوع اول مخازن فلزی است که مخزن می‌تواند از ورق، لوله و یا پیلت ساخته شود و وزن ۱-۷۵ کیلوگرم بر لیتر را دارد. نوع دوم که ۰/۸ کیلوگرم بر لیتر وزن دارند و الان در اتوبوس‌ها استفاده می‌شود، یک مغزه فلزی در وسط دارد که با الیاف شیشه تقویت می‌شود. در نوع سوم لایه وسطی از نوع آلومینیوم بوده و نوع چهارم که لایه وسط کامل از لوله‌های کربنی ساخته می‌شود و وزن آن ۰/۴-۰/۳ کیلوگرم بر لیتر است، که قیمت آن بسیار بالا است و تکنولوژی آن نیز به ایران داده نمی‌شود. اکنون ۹۵ درصد خودروها به دلیل محدودیت قیمت از مخازن نوع یک و ۵ درصد دیگر از مخازن نوع دو استفاده می‌کنند چرا که با قیمت‌های اضافه شده به خودرو در استفاده از مخازن سبک‌تر اگر این افزایش قیمت به هر بخش دیگر اختصاص یابد وزن خودرو را به مراتب بیشتر کاهش می‌دهد.

برای مخازن وارداتی به کشور نیز علاوه بر نظارت در حال ساخت، بعد از ورود این مخازن تست هیدرولیک بر روی آن‌ها انجام می‌گرفت و برخی از آن‌ها نیز تحت تست‌های هیدرولیک شکست قرار می‌گرفتند.

از دیگر مباحث مطرح در خصوص جایگاه‌های CNG استفاده از جایگاه‌های کوچک در منازل بوده است که آقای حسن تاش به سؤال در این خصوص پرداخت و گفت: بحث دیگری در خصوص CNG مبحث CNG در خانه است که بتواند گاز منزل را به مخزن خودرو تزریق کند. آیا این مبحث نیز در حال پیگیری است؟

آقای خطاطی این جایگاه‌های متوسط بحث را در دستور کار شرکت ملی گاز دانست و در ادامه آقای ستاری افزود: بحث جایگاه‌های کوچک و کمپرسورهای خانگی جهت تزریق گاز شبکه به مخزن خودرو چندان اقتصادی نیست و اکنون به طور محدود در دنیا از این سیستم استفاده می‌شود. البته در نمونه‌های ساخته شده تمام موارد ایمنی به خوبی دیده شده است ولی براساس استاندارد باید در فضای باز استفاده شود و ۲۴ ساعت زمان نیاز دارد تا مخزن خودرو را پر نماید. بنابراین بعید می‌دانم که در مجتمع‌ها بتوان از آن استفاده کرد. اگر حجم آن‌ها بزرگ‌تر شود و به جایگاه متوسط تبدیل شود تا در مجتمع‌ها و ادارات استفاده شود به طبع اقتصادی‌تر خواهد بود.

اما مهم‌ترین بخش به دیدگاه بنگاهدان باز می‌گردد. چرا که اگر طرح از لحاظ بنگاه توجیه اقتصادی نداشته باشد، جایگاه‌دار وظیفه خود را به خوبی انجام نمی‌دهد. پیش از این گاز را به قیمت ثابت هر مترمکعب ۸ تومان به بنگاه‌دار تحویل و به قیمت هر مترمکعب ۲۰ تومان عرضه می‌شد. اما اکنون برای منتفع نمودن جایگاه‌دار، گاز تحویلی با قیمت قبلی و گاز عرضه شده با قیمت هر مترمکعب ۴۰ تومان عرضه می‌شود. چرا که در قیمت قبلی اصلاً جایگاه‌داری توجیه اقتصادی نداشت، هر چند که در قیمت جدید نیز هنوز از توجیه‌پذیری پایینی برخوردار است.

بر اساس مطالعه‌ای که انجام شد، فرض نمودیم که یک جایگاه به طور متوسط ظرفیت ۱۵۰۰ مترمکعب در ساعت را داشته باشد. زمین را برای جایگاه متری ۱ میلیون تومان و با لحاظ نمودن هزینه‌های دیگر نرخ IRR را برای جایگاه‌دار ۲۵ درصد لحاظ کردیم. در نتیجه در صورتی که جایگاه‌دار تمایلی به اخذ وام نداشته باشد و زمین را نیز خریداری نماید حداقل ۶۵ تومان باید بین هر مترمکعب گاز تحویلی و عرضه شده تفاوت باشد. اگر وام و یا یارانه داده شود (البته قانون اجازه این امر را داده است) و زمین نیز مجانی داده شود، ما به تفاوت نرخ گاز تحویلی و توزیعی بنگاه‌دار برای رسیدن به نرخ بازگشت سرمایه ۲۵ درصد، ۲۶ تومان برای هر مترمکعب خواهد بود. البته این برآورد برای جایگاه تک منظوره لحاظ شده که برای جایگاه دو منظوره این ارقام تا حدودی کاهش خواهد یافت.

همچنین در قانون برنامه چهارم توسعه بند ۲۲، این اجازه به دولت داده شده که مطابق با ارزش حرارتی بنزین قیمت گاز خودروها را تا ۴۰ درصد قیمت بنزین افزایش دهد. بنابراین اگر فرض کنیم دولت بنزین را به قیمت آزاد لیتری ۴۰۰ تومان عرضه کند براساس این قانون قیمت هر مترمکعب CNG به ۱۸۰ تومان می‌تواند قابل افزایش باشد که امکان افزایش قیمت گاز تحویلی به جایگاه‌دار نیز فراهم شده و از لحاظ ملی نیز طرح از توجیه اقتصادی برخوردار خواهد بود. اما در خصوص میزان نظارت بر ساخت قطعات در ادامه آقای جراحی گفت: با توجه به منابع مختلف تأمین قطعات و مخازن CNG آیا نظارت‌ها و بررسی‌های لازم بر روی قطعات تولید شده داخلی و خارجی صورت می‌گیرد؟

آقای ستاری در خصوص نظارت بر ساخت قطعات نیز افزود: در سیستم CNG سه بخش کیت‌های خودروها، جایگاه‌ها و مخازن CNG وجود دارد که بر روی دو مورد اول هیچگونه مشکلی در ساخت نداریم و اکنون در ایستگاه‌سازی دو کارخانه داخلی مشغول فعالیت هستند. اما در بخش سوم مشکلات بیشتری وجود



جمهوری اسلامی ایران و ضرورت توسعه برق هسته‌ای

متن سخنرانی جناب آقای مهندس آقازاده،
معاون رئیس جمهور و ریاست سازمان انرژی
اتمی ایران
در سمینار بین‌المللی نیروگاه‌های اتمی،
محیط زیست و توسعه پایدار
۱۰ الی ۱۱ آذر ۱۳۸۷

رادر مسیر پیرپیچ و خم استفاده صلح آمیز از این فن آوری باز نماید. هم اکنون در سراسر جهان، راکتورهای متعددی در حال کار وجود دارند که بسیاری از آن‌ها برای تولید قدرت و به منظور تبدیل آن به انرژی الکتریکی، پاره‌ای جهت نیروی محرکه کشتی‌ها و زیردریائی‌ها، برخی برای تولید رادیوایزوتوپ‌ها و تحقیقات علمی و گونه‌هایی نیز برای مقاصد آزمایشی و آموزشی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

در حال حاضر ۴۳۹ نیروگاه اتمی در جهان در حال کار می‌باشد که از این تعداد ۱۰۴ نیروگاه در اختیار آمریکا، ۵۹ نیروگاه در فرانسه، ۵۵ نیروگاه در ژاپن و ۳۱ نیروگاه در روسیه می‌باشد، لذا می‌توان گفت کشورهای پیشرفته هسته‌ای به جهت ضرورت داشتن منابع انرژی برای توسعه صنعتی خود واجد بیشترین نیروگاه‌های اتمی در جهان بوده و لذا بیشترین تولید و مصرف سوخت هسته‌ای جهان را دارا می‌باشند. در این راستا در حال حاضر تعداد قابل ملاحظه‌ای نیروگاه اتمی در جهان در حال

علوم و فنون هسته‌ای جزء فن آوری‌های پیشرفته و برتر در عصر کنونی می‌باشد. امروزه تأثیر این علوم در گسترش دانش بشری، تسلط بر طبیعت، تأمین رفاه و پیشرفت زندگی بشر غیرقابل تردید بوده و به درستی می‌توان آن را از عناصر و محورهای اصلی توسعه پایدار و از عوامل مهم اقتدار یک کشور به شمار آورد. در واقع در طول نیم قرن گذشته، در نتیجه تلاش پیگیر پژوهشگران، این فن آوری نقش مهمی در رشد صنعت، کشاورزی و پزشکی ایفاء نموده است. استفاده از رادیو ایزوتوپ‌ها در تشخیص و درمان بیماری‌ها، به کارگیری فن آوری هسته‌ای در تولید برق و تولید مواد با خواص ویژه و همچنین تولید گونه‌های مقاوم محصولات کشاورزی نسبت به آفات و کم آبی تنها شماری از استفاده‌های گوناگون این علوم در پزشکی، صنعت و کشاورزی است. جمهوری اسلامی ایران مصمم است که با توجه به تأثیر شگرف علوم و فنون هسته‌ای در مؤلفه‌های علمی، اقتصادی و اجتماعی و به طور کلی توسعه پایدار، راه خود

بیشترین منبع تولید سوخت این نیروگاه‌ها گازوئیل، نفت و گاز طبیعی بوده لذا انتظار می‌رود تکیه نیروگاه‌های کشور به فراورده‌های نفتی همچنان ادامه یابد. طی دو دهه اخیر مصرف انرژی نیروگاه‌های کشور جهت تولید برق حدود ۹ درصد افزایش یافته که رقم بسیار بالایی است همچنین میزان یارانه‌های پرداختی دولت از بخش انرژی بیشترین میزان یارانه‌های پرداختی در بین کالاها و خدمات دولتی می‌باشد.

حال باید چاره‌ای اندیشید. جمهوری اسلامی ایران، با توجه به ملاحظات ذیل، نمی‌تواند صرفاً به خاطر داشتن منابع عظیم نفت و گاز تنها متکی به تأمین انرژی خود از میان سوخت‌های فسیلی باشد:

اول، آن‌که این منابع محدود بوده و متعلق به نسل‌های آتی کشور نیز می‌باشد، لذا استفاده بی‌رویه از آن‌ها مجاز نیست.

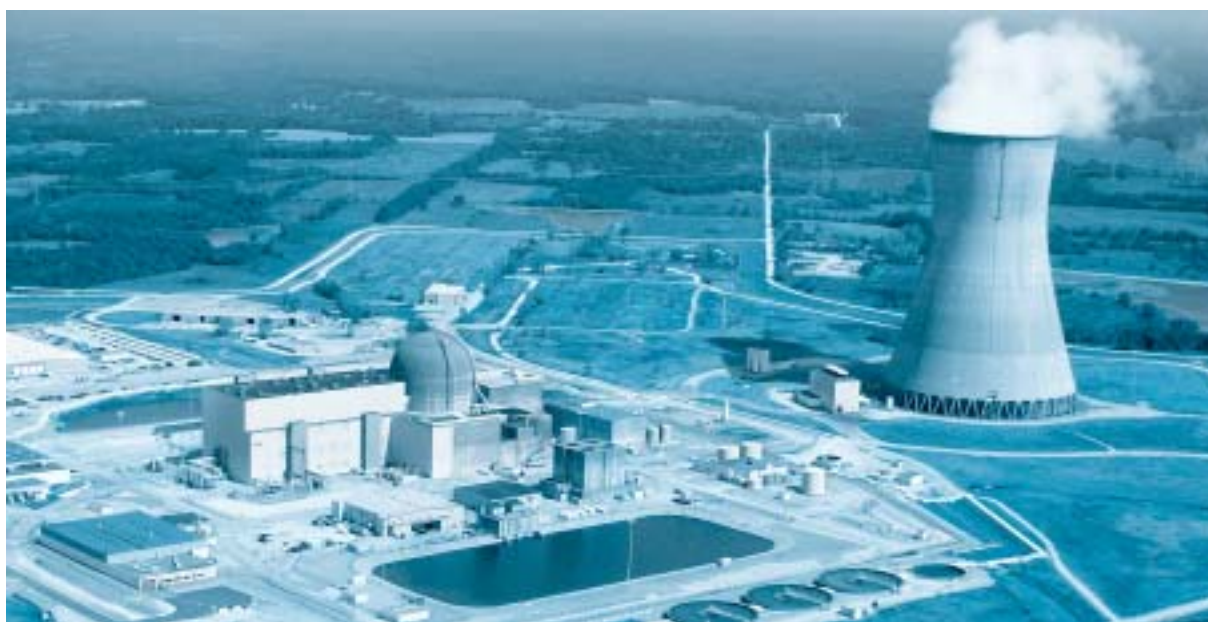
دوم، استفاده از این منابع در صنایع تبدیلی نظیر پتروشیمی به مراتب ارزش افزوده بیشتری برای کشور در پی دارند.

سوم، مصرف این منابع در داخل کشور به عنوان سوخت، به شدت ارز حاصل از صادرات نفت خام و گاز طبیعی را تحت الشعاع قرار داده است. گفتنی است در صورت ادامه روند مصرف حامل‌های انرژی به صورت فعلی، تا چند دهه آتی ایران به عنوان یکی از واردکنندگان نفت خام و برخی فراورده‌های مرتبط با آن نیز درخواهد آمد.

چهارم، دولت یارانه‌های پنهان زیادی بابت مصرف سوخت در داخل کشور می‌پردازد که هزینه‌های فراوانی به دولت تحمیل

ساخت می‌باشند که از این تعداد ۸ نیروگاه در روسیه، ۶ نیروگاه در چین، ۶ نیروگاه در هند، ۴ نیروگاه در کره جنوبی، ۲ نیروگاه در ژاپن و ۱ نیروگاه در جمهوری اسلامی ایران و یک نیروگاه در فرانسه و آمریکا در حال ساخت می‌باشند. با توجه به ارقام فوق مشخص می‌گردد که کشورهای دارنده تکنولوژی هسته‌ای پیشرفته به جهت ضرورت دستیابی به منابع انرژی، وجود نیروگاه‌های هسته‌ای در کشور خود را به عنوان یکی از مهم‌ترین و اصلی‌ترین ابزارهای تولید انرژی مدنظر قرار داده‌اند. در حال حاضر سهم برق هسته‌ای در فرانسه ۷۶/۹٪ است. این سهم در روسیه ۱۶٪، در انگلستان ۱۵٪، در آمریکا ۱۹/۴٪، در ژاپن ۲۷/۵٪، در آلمان ۲۷/۳٪ و در فنلاند ۲۸/۹٪ می‌باشد. ارقام فوق نشان‌دهنده تمایل کشورهای پیشرفته و در حال توسعه هسته‌ای به تولید برق هسته‌ای به عنوان یکی از منابع اصلی تولید انرژی است.

در حال حاضر جمهوری اسلامی ایران با توجه به ضرورت‌ها و نیازهای خود به منابع انرژی متنوع، یکی از اهداف اصلی خود را دستیابی به برق هسته‌ای به عنوان یکی از منابع مهم تولید انرژی قرار داده است. جمهوری اسلامی ایران با جمعیتی معادل ۷۰ میلیون نفر دارای بیش از هزار میلیون بشکه معادل نفت خام عرضه انرژی اولیه است. کل مصرف انرژی از ۱۸۰/۹ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۹۷۷ با متوسط رشد سالانه ۶/۱۱ درصد به ۷۲۵/۱ میلیون بشکه معادل نفت خام تا سال ۲۰۰۳ افزایش یافته است. در همین دوره نیز متوسط رشد سالانه تولید برق در طی سال‌های مذکور بیش از ۸/۵ درصد می‌باشد. از آنجائی که



در صورتی که برنامه ساخت نیروگاه‌های هسته‌ای و تولید ۲۰۰۰۰ مگاوات ظرفیت برق هسته‌ای در کشور تا سال ۲۰۲۵ محقق گردد، با احتساب ضریب تولید ۶۰ درصد، به میزان سالانه صدها میلیون بشکه نفت خام در مصارف نیروگاهی کشور صرفه جویی به عمل خواهد آمد که ارزش اقتصادی آن بسیار قابل توجه خواهد بود؛ ضمناً از لحاظ اجتماعی و زیست محیطی نیز از تولید صدها تن دی اکسید کربن، هزاران تن ذرات معلق در هوا، صدها تن گوگرد و اکسید نیتروژن ممانعت به عمل خواهد آمد. قدر مسلم آن است که در صورتی که ضریب تولید بیش از مقدار منظور شده باشد، صرفه‌های اقتصادی و زیست محیطی ساخت نیروگاه هسته‌ای به مراتب بیش از مقادیر مذکور خواهد بود.

نکته مهم در این زمینه، تصمیم و عزم ایران مبنی بر ایجاد

تنوع در نیروگاه‌های اتمی و توجه به توانمندی داخلی از نظر طراحی و احداث نیروگاه‌هایی است که دانش آن‌ها در ایران بوجود آمده است. جمهوری اسلامی ایران مصمم است که علاوه بر نیروگاه‌هایی از نوع PWR که یک واحد آن در حال حاضر در بوشهر در حال ساخت



می‌باشد یک نیروگاه اتمی ۳۶۰ مگاواتی را با استفاده از تکنولوژی داخلی ساخته و به بهره‌برداری برساند.

بدون تردید عزم راسخ جمهوری اسلامی ایران بر توسعه تکنولوژی نیروگاه‌های با مقیاس متوسط (۳۶۰ MWe) و راکتورهای تحقیقاتی سازمان انرژی اتمی ایران را بر آن خواهد داشت که با اتکاء به نیروی انسانی متخصص و منابع داخلی به چنین دانشی دست یابد. در این زمینه اینجانب پیشنهاد می‌کنم، به منظور توسعه نیروگاه‌های اتمی کشورهای منطقه با ایجاد یک کنسرسیوم مشترک ساخت و توسعه نیروگاه‌های اتمی آب سبک رادستور کار مشترک خود قرار دهند. جمهوری اسلامی ایران آماده است پیشنهاد جامع آن را در صورت توافق اصولی کشورهای منطقه خلیج فارس در اولین فرصت ارائه نماید.

نموده، به گونه‌ای که در سیستم قیمت‌گذاری فعلی، هزینه‌های تولید و توزیع این فرآورده‌های سوختی نیز تأمین نمی‌گردد. پنجم، موضوع بسیار مهم دیگر در این زمینه، مسائل زیست محیطی می‌باشند که به صورت مسایل منطقه‌ای و جهانی درآمده و کشورها تا حدودی ملزم به اجرا و اعمال قوانین زیست محیطی در جهت بقای کره زمین و محیط زیست آن می‌باشند. خصوصاً آن که فعالیت‌های بین‌المللی در این زمینه مدت‌هاست آغاز شده است.

مجموع دلایل مذکور اتکاء سیستم عرضه انرژی کشور به سوخت‌های فسیلی را غیرمنطقی ساخته و استفاده کشور از تکنولوژی‌های جدید از جمله تکنولوژی هسته‌ای را در مقام مقایسه با سوخت‌های فسیلی، رقابتی می‌سازد. در حال

حاضر در افق سال ۱۴۰۴ برآورد تقاضا و مصرف انرژی کشور با توجه به گزینه‌های مختلف رشد و مصرف انرژی در کشور بین سه هزار میلیون بشکه معادل نفت خام تا چهار هزار و پانصد میلیون بشکه معادل نفت خام برآورد شده است. با توجه به ضرورت‌های پیش‌گفته، توسعه

نیروگاه‌های اتمی و تولید برق هسته‌ای در کشور یکی از اصلی‌ترین و مهم‌ترین راه‌کارهای جمهوری اسلامی ایران برای دستیابی به انرژی مورد نیاز خود در طول دهه‌های آینده مدنظر قرار می‌گیرد. در این راستا سازمان انرژی اتمی ایران براساس مصوبات مجلس شورای اسلامی و الزامات قانونی و مطالعات انجام شده توسط گروه‌های مختلف مطالعاتی موظف به تولید ۲۰۰۰ مگاوات برق هسته‌ای در کشور شده است. لذا سازمان انرژی اتمی ایران برنامه جامعی برای توسعه برق هسته‌ای، توسعه منابع انسانی، تولید سوخت هسته‌ای و ساخت و تجهیز مراکز تحقیقاتی و تولید تجهیزات مورد لزوم برای اجرا کردن ضرورت‌های مذکور تدوین نموده است.

دورنمای انرژی جهان؛ ویرایش ۲۰۰۸ در مصاحبه با فاتح بیروول



دکتر فاتح بیروول اقتصاددان ارشد و رییس دفتر آژانس بین‌المللی انرژی است که مسؤول تحلیل‌های اقتصادی و سیاست‌های انرژی آژانس است. او سرپرست مجموعه دورنمای انرژی در جهان است که محور تمامی نشریات آژانس و مورد استانداردترین مرجع تحلیل‌های اقتصادی و پیش‌بینی‌های انرژی به‌شمار می‌رود. دکتر بیروول به کشورهای عضو IEA در مورد مسائلی چون تغییرات آب و هوایی و امنیت انرژی مشاوره می‌دهد. او هم چنین مسؤول شورای تازه تأسیس تجارت و انرژی IEA است که پیشروان شرکت‌های انرژی در جهان را گرد هم می‌آورد تا در قالب یک منظر تجاری دامنه وسیعی از چالش‌های بازار انرژی را بررسی کنند. بیروول قبل از پیوستن به IEA به مدت ۶ سال در دبیرخانه سازمان اوپک در وین مشغول به کار بوده است. آنچه در پی می‌آید متن مصاحبه با دکتر بیروول است که در مقر IEA در پاریس در روز دهم نوامبر صورت گرفته و بر ویرایش ۲۰۰۸ دورنمای انرژی جهان که در ۱۲ نوامبر منتشر شده بود، تمرکز دارد.

وقتی در سال گذشته مادر مورد دورنمای انرژی جهان در ۲۰۰۷ بحث می‌کردیم، به شما گفتم من از این موضوع که اغلب کشورهای OECD نسبت به سیاست‌گذاری برای ارتقاء امنیت انرژی خود و مبارزه با تغییرات آب و هوایی اقدام نکرده بودند چقدر شگفت زده شده بودم. از آن هنگام بسیاری چیزها تغییر کرده است و یکی از مهم‌ترین علل و شاید اصلی‌ترین علت، صعود قیمت‌های نفت بوده است. من نسبت به این موضوع مجاب شده‌ام که نفت در ۲۵ تا ۳۰ سال آینده به عنوان اصلی‌ترین منبع تأمین انرژی جهان باقی خواهد ماند لیکن هنوز به سیاست‌های افزایش کارایی مصرف انرژی و متنوع‌سازی منابع

■ در ویرایش ۲۰۰۸ دورنمای انرژی جهان، IEA به افزایش شدید قیمت نفت که تا تابستان گذشته ادامه داشت می‌پردازد و به این نکته اشاره می‌کند که قیمت‌های بالا و تغییرات فراوان قیمت‌ها باعث شده است تا افکار عمومی به مقوله فناپذیر بودن منابع نفت و گاز توجه نشان دهند. IEA فوراً این موضوع را می‌افزاید که مخاطره جدی، پایان‌پذیر بودن قریب الوقوع منابع نیست بلکه شکست در سرمایه‌گذاری در زمینه‌هایی است که می‌باید در آن‌ها سرمایه‌گذاری صورت پذیرد. این مبحث تا حدودی عجیب به نظر می‌رسد. چرا این همه تأکید بر پایان‌پذیری هیدروکربن‌ها می‌شود در حالی که ذخایر و منابع بسیار قابل توجهی وجود دارند؟

دارد:

۱- ما فروض خود در مورد میزان رشد اقتصاد جهانی تا سال ۲۰۳۰ را رو به پایین تعدیل کردیم که البته این میزان تغییر کوچک است طوری که رشد سالانه اقتصاد جهان از سالانه ۳/۶٪ در ویرایش ۲۰۰۷ به سالانه ۳/۳٪ در این ویرایش تغییر یافته.

۲- با فرض وجود تغییرات محتمل، ولی دوران نفت ارزان قیمت قطعاً به سر رسیده است. می دانم سخن گفتن از پایان دوره نفت ارزان در حالی که قیمت ها نسبت به ۱۱ جولای ۵۰٪ کاهش یافته است و هم اکنون حول بشکه ای ۶۰ دلار قرار دارد عجیب به نظر می آید ولی ما در مورد پیش بینی های بلندمدت صحبت می کنیم. ما پیش بینی می کنیم در فاصله زمانی ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۵ قیمت نفت خام وارداتی برای کشورهای عضو IEA به طور میانگین حول ۱۰۰ دلار (به قیمت حقیقی ۲۰۰۷) باشد که تا ۲۰۳۰ به ۱۲۰ دلار در بشکه افزایش می یابد (قیمت اسمی در آن زمان ۲۰۰ دلار خواهد بود). جالب آن که قیمت ها در فاصله ۱ ژانویه و ۱۰ نوامبر ۲۰۰۸ حول ۱۰۷ دلار قرار داشت که قیمت پایینی به شمار نمی رود.

۳- سومین عامل همان است که در ابتدای مصاحبه به آن پرداختیم: سیاست های اتخاذ شده توسط کشورها برای ارتقای امنیت انرژی و تغییرات جوی اثر مهمی بر میزان مصرف نفت می گذارد.

■ پس شما فرض می کنید که این ها نیروهایی هستند که در بلندمدت نمایان می شوند و در گذشته لزوماً مورد توجه نبوده اند. هم چنین نزول قیمت ها می تواند به عاملی جهت کم کردن سطح تلاش در این کشورها باشد.

ما معتقدیم که این ها اثراتی ماندگار خواهند داشت. در ماه های گذشته و در پی افزایش شدید قیمت نفت اروپا و ایالات متحده قوانینی را تدوین کردند که من انتظار بازگشت آن ها را ندارم.

■ با توجه به سناریوی مرجع شما، عرضه جهانی نفت باید به ۱۰۶ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۰ برسد. اما IEA به این نکته اشاره می کند که برای رسیدن به این نقطه ظرفیت تولید نفت خام در فاصله ۲۰۰۷ و ۲۰۳۰ باید ۶۴ میلیون بشکه در روز افزوده شود که معادل ۶ برابر ظرفیت فعلی عربستان سعودی است. آیا این مسئله امکان پذیر است؟ من نه در مورد میزان ذخایر قابل استحصال بلکه در مورد موانع موجود در دنیای واقعی صحبت می کنم.

انرژی جهت رسیدن به تعادلی پایدارتر در این زمینه نیاز است. تقاضای نفت در OECD در ۲۰۰۷ به بیشترین مقدار خود رسید و به سختی می توان انتظار رسیدن به سطحی فراتر از آن را داشت.

■ یعنی واقعاً هرگز؟

البته نمی توان احتمال فرارفتن میزان تقاضای انرژی از سطح مورد نظر را در یک بازه زمانی و به طور موقت رد کرد ولی ما فکر می کنیم روند تقاضای OECD شکلی نزولی به خود خواهد گرفت. تاهنگامی که راجع به نفت و ذخایر آن صحبت می کنیم این را می دانیم که روزی می رسد که دیگر به میزان کافی از این ذخایر در اختیار نخواهیم داشت و ما باید خود را برای چنین روزی آماده کنیم. بار دیگر تأکید می کنم که از نگاه IEA منابع نفت در دنیا هنوز به اندازه ای فراوان است که نیازهای ما را برای چندین دهه تأمین کند ولی ما باید تدریجاً خود را برای پایان عصر نفت آماده کنیم. به اضافه می بینیم که بسیاری از کشورهای آفریقای شمالی و خاورمیانه به توسعه منابع انرژی به غیر از منابع هیدروکربنی روی آورده اند که می توان به منابع تجدیدشونده به خصوص انرژی خورشیدی اشاره کرد. بنابراین ما می باید ضمن سرمایه گذاری در طرح های نفتی به توسعه انرژی های جایگزین نیز بپردازیم. چین، هند و خاورمیانه خود ۸۰ درصد از افزایش در تقاضای جهانی نفت را تا سال ۲۰۳۰ به خود اختصاص می دهند. بنابراین سرمایه گذاری ثابت در بخش نفت هم چنان قابل توجه باقی می ماند.

■ شما پیش بینی های خود را در مورد تقاضای جهانی نفت اصلاح کرده اید و پائین آورده اید به طوری که هم اکنون میزان تقاضای انرژی را تا سال ۲۰۳۰ به غیر از سوخت های فسیلی حدود ۱۰۶ میلیون بشکه در روز تخمین می زنید. شما این تقلیل را به دورنمای انرژی در جهان در ۲۰۰۷ و افزایش قیمت ها در کنار کاهش نرخ رشد اقتصاد جهانی نسبت می دهید. این ها دلایل مهم تری هستند ولی حتماً دلایل مقطعی دیگری نیز وجود دارند. قیمت ها نسبت به جولای افت کرده و رشد کند اقتصاد جهان نیز ناشی از بحران مالی و اقتصادی جهان است که قرار نیست تا ابد ادامه داشته باشد. آیا به نظر شما این واکنش شما به وضعیت در تعدیل نتایج پیش از حد زیاد نیست در حالی که ما در مورد دورنمایی بلند مدت صحبت می کنیم؟

پیش بینی های ما از میزان تقاضای نفت در جهان در ۲۰۳۰ به میزان ۱۰ میلیون بشکه در روز نسبت به آنچه در دورنمای انرژی جهان در ۲۰۰۷ منتشر شده بود کاهش یافته است که سه دلیل

این میادین در دوره تولیدشان بوده است. آیا به نظر شما بعد از این همه کار، این نتایج نماینده واقعیت اند؟

ما بهترین منابع اطلاعاتی مانند IHS Energy و اطلاعات زمین شناسی آمریکا (UGSS) را در کنار شرکت های خصوصی و دولتی نفتی و اطلاعات شرکت های خدماتی میادین نفت را مورد استفاده قرار داده ایم ولی این به این معنی نیست که این ها کاملند. مطالعات ما ۸۰۰ میدان نفتی که دو سوم میادین نفتی جهان و سه چهارم ذخایر موجود را تشکیل می دهند را در بر می گیرد و بر اساس آنچه من می دانم این مورد جامع ترین گزارش به روز است. البته جا برای بهتر شدن وجود دارد.

آیا می توانید ادعا کنید این اعداد بالاترین ارقام در این زمینه هستند و میزان واقعی کاهش در تولید از اعداد شما بالاتر نیست؟

ما به تمامی داده های مورد نیاز دسترسی نداشته ایم و نمی توانیم ادعا کنیم تمامی اطلاعات در دسترس نیز درست بوده است. پس این جسارت را نمی کنم که بگویم نرخ های واقعی از نرخ های تخمینی ما بالاتر یا پایین ترند.

من تصور می کنم شما تحولات این پارامترها را در آینده پیگیری می کنید.

حتماً، ما همچنین مطالعات مشابهی را برای گاز طبیعی برای سال ۲۰۰۹ انجام خواهیم داد. مطالعات مشابهی را در مورد حمل و نقل و بازاریابی گاز طبیعی نیز انجام خواهیم داد چرا که این مقولات در مورد گاز بسیار پیچیده تر از نفت است.

با توجه به آخرین تخمین های شما میزان نهایی میعانات جهان بسیار قابل توجه و حدود ۹۰۰۰ میلیارد بشکه است. این عدد شامل منابع نهایی قابل بازیافت مرسوم نفت، منابع قابل بازیافت غیر مرسوم نفت -

احتمالاً در مجموع ۶۵۰۰ میلیارد بشکه - و سوخت های با مبنای گاز و مبنای ذغال سنگ می شود.

مقادیر بالقوه قابل ملاحظه و چالش های موجود نیز قابل توجه اند. در مورد نفت و NGL مرسوم، نقش خاورمیانه حیاتی است و حیاتی باقی خواهد ماند ولی ما با مشکلات روبه ازدیادی در تبدیل این ذخایر به ظرفیت های تولیدی در جهان روبرو هستیم. به طور کلی چالش های اساسی شامل هزینه ها، فناوری، ژئوپلیتیک و شرایط اقتصادی می شود. هم چنان که نیازهای جهان و افزایش در تولید به فرسوده شدن ذخایر می انجامد، ما به سوی نگاه های دقیق تر و موشکافانه تر به این مسائل رهنمون می شویم.

یکی از اهداف دورنمای ۲۰۰۸ این است که توجه کشورها را به این سختی ها در افزایش عرضه در راستای پاسخگویی به سطح تقاضا جلب نماید. ما امیدواریم این موضوع به معلوم شدن عظمت و بزرگی چالشی که پیش رو داریم انجامیده و مورد توجه تصمیم گیران قرار گیرد. وقتی راجع به رشد تولید نفت صحبت می شود می باید موضوع کاهش در تولید میادین موجود را نیز در نظر گرفت. از ۶۴ میلیون بشکه نفتی که باید تا سال ۲۰۳۰ به تولید اضافه شود، ۱۸ تا ۱۹ میلیون بشکه مربوط به افزایش تقاضا و بقیه مربوط به جبران کاهش تولید میادین می شود. این بدان معنی است که حتی اگر تقاضا تا سال ۲۰۳۰ افزایش نیابد، افزایشی معادل حدود ۴۵ میلیون بشکه نفت مورد نیاز است که خود یک چالش قابل توجه است. این مشکل به واسطه دو عامل تشدید می شود:

- سهم میادین کوچک و میادین فلات قاره در تولید در حال افزایش است. لیکن این میادین نرخ های کاهش بالاتری نسبت به میادین خشکی دارند.

- شرکت های ملی ۸۰٪ رشد در تولید جهانی نفت را به خود اختصاص می دهند چرا که آن ها تعداد زیادی از ذخایر را در اختیار دارند. این موضوع خود سؤال برانگیز است. برخی از این شرکت های دولتی مانند آرامکو عربستان تمام امکانات مالی و فنی را برای این موضوع در اختیار دارند ولی این مسأله در مورد تمام شرکت ها صدق نمی کند. اما آیا حتی اگر همه این امکانات را در اختیار داشته باشند تمایل و انگیزه ای برای آن دارند؟

این در مورد دولت ها در کشورهای تولیدکننده نفت که مالک آن ها هستند

نیز صدق می کند. این مسأله برای آن ها جذاب نیست که میزان تولید خود را به میزان تقاضای کشورهای تولیدکننده افزایش دهند.

کشورهای تولیدکننده حاکمیت های مستقلی هستند که تصمیم گیری در مورد افزایش تولید کاملاً به عهده آن هاست. ولی موضوع این است که نتیجه تصمیم آن ها در تمام جهان قابل لمس و اثرگذار است.

یکی از ویژگی های دورنمای ۲۰۰۸ مطالعه بسیار دقیقی است که

شما در مورد نرخ متوسط کاهش در تولید میادین موجود انجام داده اید. شما نرخ افت ۵/۱٪ در سال را برای تمامی میادینی که دوره اوج تولید را سپری کرده اند پیش بینی کرده اید. در عین حال به این نکته اشاره کرده اید که این نرخ ها وزنی بوده و متأثر از تولید

مدیر بخش دریای فازهای ۱۵ و
۱۶ در گفتگو با اقتصاد انرژی
گفت:

تغییر مکان سکوها برای مسائل استراتژیک بوده است



در مقابل سهم ۶۴ درصدی دنیا از ذخایر گازی، کشور ایران به تنهایی ۱۶ درصد این سهم با ارزش رادار است که حدود نیمی از این ذخایر در میدان گازی پارس جنوبی قرار دارد. آماری که تا پایان خرداد ۸۵ وجود دارد، از ارزش تقریبی ۱۶ میلیاردی محصولات این منطقه از قبیل گاز طبیعی غنی، گاز طبیعی سبک و میعانات گازی و بازپرداخت حدود ۵ میلیارد دلاری حکایت دارد. در این میان توسعه فازهای ۱۵ و ۱۶ میدان پارس جنوبی با اهداف تولید گاز طبیعی جهت تأمین مصارف داخلی کشور، تولید میعانات گازی و گاز مایع جهت صادرات و تولید اتان جهت خوراک واحدهای پتروشیمی مورد اهمیت قرار گرفته است. پیش‌بینی می‌شود روزانه ۵۶۱۶ میلیون بشکه گاز تولیدی، ۷۵ هزار بشکه میعانات گازی، ۴۰۰ تن سولفور، ۱/۰۵ میلیون تن در سال LPG و یک میلیون تن اتان همزمان با بهره‌برداری از این دو فاز در سال ۱۳۸۹ تولید وجود داشته باشد. با مهندس عباس حاجی قاسمی مدیر پروژه بخش دریای فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی به گفتگو نشستیم و توضیحات کامل و دقیقی را از زبان وی شنیده‌ایم که خلاصه آن را در ادامه می‌خوانید.



* نحوه قرارداد شما چگونه است و تا به امروز پیشرفت پروژه چطور بوده است؟

این پروژه اسفند سال ۸۵ استارت خورد و قرارداد ما هم ۵۴ ماهه است. ۴۴ ماه مربوط به بخش دریاست. در این ۴۴ ماه، خط لوله باید در ماه‌های ۴۳ و ۴۴ انجام شود، اما ایزوایکو و صف در ماه‌های ۳۶ و ۳۷ تمام عرشه و جکت را باید تحویل دادند و نصب و راه اندازی هم شده باشد. الان از این ۴۴ ماه، ۲۴-۲۳ ماه گذشته و پیشرفت در بخش کل دریا، ۳۳ درصد پیشرفت داریم، در بخش خط لوله، ۵۵/۶۹ درصد و در بخش سکوها ۱۷/۳۱.

* چرا پیشرفت سکوها کم است؟

سؤال بسیار خوبی است. علت اصلی آن این است که تا اسفند سال ۸۶، بلوک‌های دریایی ۱۵ و ۱۶ در حوزه بلوک‌های ۲۴ گانه گاز، نزدیک‌ترین بلوک‌های پارس جنوبی به عسلویه بودند. از عسلویه تا بلوک‌های قدیم تقریباً ۱۰۰ کیلومتر فاصله بود. هرچه بلوک‌ها به ساحل نزدیک‌تر باشند، به این معناست که با هیچ خط لوله و خطوط و سکوی دیگری تداخل ندارند. چرا که دورترین بلوک برای رسیدن به خشکی از میان خطوط دیگر رد می‌شود. قبلاً چون بلوک‌های ۱۵ و ۱۶ نزدیک‌ترین بلوک‌ها به خشکی بودند، هیچ پیشرفتی در کار نبود. از اسفند سال گذشته، کارفرما به ما ابلاغ کرده به دلیل مسایل منطقه‌ای باید جای بلوک‌ها تغییر کند. قبلاً قرار بوده بلوک‌های ۱۳ را رپسل و شل انجام بدهند. مسایلی بین آن‌ها و کارفرما به وجود آمد که کارفرما کار را به پروژه ۱۵ و ۱۶ داد. چون آنجا مخزن مشترک بود، بلوک‌های ما را که قبلاً در منطقه مشترک مرزی با قطر نبوده است، به دورترین بلوک‌ها منتقل کرد. به همین خاطر عمق دریا در نقطه جدید، حدود ۵-۴ متر جابجا شد. این جابجایی عمق به لحاظ خط لوله خیلی اثرگذار نبود. به جز این که برای این فاصله باید لوله بیشتری خریداری کنیم. اما در

هماگیری

* طرح توسعه فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی شامل چه بخش‌ها و تجهیزاتی است؟

فازهای ۱۵ و ۱۶ شامل دو بخش دریا و خشکی است که در بخش دریا شرکت تأسیسات دریایی (IOEC) مسئولیت بخش فراساحلی و مجری نصب خطوط دریایی را برعهده دارد. شرکت‌های ایزوایکو و صف نیز مجری ساخت و نصب پایه‌های سکو و سازه‌های فوقانی هستند که زیر نظر IOEC فعالیت می‌کنند. تأسیسات دریایی این دو فاز شامل ۲ سکوی دریایی با سکوهایی مشعل و پل‌های ارتباطی، ۲ رشته خط لوله ۳۲ اینچ دریایی به طول ۱۰۰ کیلومتر، ۲ رشته خط لوله ۵/۴ اینچ جهت انتقال اتیلن گلایکول به طول ۱۰۰ کیلومتر و حفاری ۲ حلقه چاه توصیفی و ۲۲ حلقه چاه توسعه‌ای است. شرکت ایزوایکو کل سکوهایی فاز ۱۶ را مهندسی می‌کند، تجهیزات را می‌خرد و می‌سازد و شرکت صف همین کار را برای فاز ۱۵ انجام می‌دهد. شرکت تأسیسات دریایی ایران هم کار مهندسی، خرید، تنظیم بتن و لوله‌گذاری بخش خط لوله را انجام می‌دهد. علاوه بر این که نصب سکوهایی را که ایزوایکو و صف می‌سازند، IOEC به عنوان لیدر کنسرسیوم انجام می‌دهد. به این معنی که مکاتبات کارفرما مستقیماً با IOEC انجام می‌شود و IOEC هم مکاتبات خودش را با ایزوایکو و صف.

تأسیسات بخش خشکی نیز شامل واحد لخته گیر، تأسیسات میعانات گازی، شیرین سازی گاز، بازیافت گوگرد، رطوبت گیر، بخار و تأسیسات جانبی و واحد آبگیر است که شرکت سپانیر به عنوان مجری این بخش مشغول به فعالیت است. سپانیر از شرکت‌های اقماری سپاه است و برای اولین بار وارد حوزه گازی شده تا الان هم بسیار موفق بوده است.

* شرکت‌های ایزوایکو و صف پیمانکار فرعی هستند یا شریک IOEC؟

شرکت‌های ایزوایکو و صف قرار بود از اوّل پیمانکار فرعی IOEC باشند. و فقط IOEC به عنوان پیمانکار بخش دریا و سپانیر هم پیمانکار بخش خشکی باشند. اما هم اکنون ایزوایکو و صف پیمانکار ما نیستند، بلکه شریک ما هستند. علت این که از حالت پیمانکار به شریک تبدیل شدند، فقط یک جمله ساده است و آن این که اگر می‌خواستند پیمانکار فرعی بشوند، به لحاظ حساب کتاب مالی، باید دوبار بیمه پرداخت می‌شد. طبق قوانین مالی یک بار از کارفرما کم می‌شد و یک بار از ما که کارفرمای اصلی بودیم.

داشتیم، شرکت نفت و پتروپارس توجه ویژه‌ای به پروژه ۱۵ و ۱۶ دارند. چون بخش خشکی هم پیشرفت خوبی دارد و کارهای ساخت مخازنش هم شروع شده است و به نظر می‌رسد این دو فاز زودتر نتیجه می‌دهد، دولت سرمایه‌گذاریش را روی این دو فاز انجام می‌دهد.

* با توجه به تحریم‌ها، برای خرید به مشکل خاصی برخوردیده‌اید؟

خوشبختانه برای فازهای ۱۵ و ۱۶ کمترین تأثیر را داشته است. در بخش خط لوله به لحاظ خرید هیچ مشکلی نداشتیم. در بخش سکوها که تازه وارد بخش خرید کالا شده‌ایم، کمی با مشکل مواجه هستیم. برای راه کار هم خود کارفرما مساعدت می‌کند. طبق قرارداد، ما موظفیم برای خرید اقلام مورد نیاز حداقل ۳ فروشنده مورد تأیید کارفرما را انتخاب و به کارفرما اعلام کنیم و مسائل فنی را هم مطرح کنیم تا یکی از آن‌ها انتخاب شود. کارفرما راه حلی که برای این موضوع پیش پای ما گذاشته، این است که اگر برای بعضی از اقلام که از فروشنده‌ها پاسخ دریافت نمی‌کنیم، گزارش کار ارائه کنیم. ممکن است برای ما این تخفیف را بدهند که از یک خریدار خرید کنیم. معمولاً خرید از اروپا و چین انجام می‌شود و خط لوله‌های ۳۲ و ۴ اینچ از آلمان خریداری شده است.

قبلاً چون بلوک‌های ۱۵ و ۱۶ نزدیک‌ترین بلوک‌ها به خشکی بودند، هیچ پیشرفتی در کار نبود

* مبلغ قرارداد شما با پتروپارس به چه صورت است؟

نحوه سرمایه‌گذاری این طرح فاینانس با استفاده از تسهیلات حساب ذخیره ارزی است. کل مبلغ قرارداد ۲ میلیارد و ۹۰ میلیون دلار و مدت آن ۵۲ ماه است. از این رقم بزرگ، ۴۸۳ میلیارد دلار سهم IOEC است و ۹۸ میلیون دلار سهم ایزویکو و همین مبلغ هم سهم شرکت صف. بقیه هم که حدود ۱ میلیارد و ۶۰۰ میلیون دلار است، سهم سپاه است.

* چقدر از کالاهایی که می‌خرید ایرانی و چقدر خارجی هستند؟

در خط لوله اقلامی که داریم شاید ۹۰ درصد لوله‌های ۳۲ و ۴ اینچ باشند. من خیلی خوشحال نیستم که به شما بگویم متأسفانه این لوله‌ها را از آلمان خریداری می‌کنیم. اما یادتان باشد که از میان دو گزینه ایرانی بودن کالا یا بالا بودن کیفیت کالا، حتماً من مدیر پروژه کیفیت را انتخاب می‌کنم. در ایران متأسفانه کیفیت لوله‌هایی که قرار است در آن گاز ترش عبور کند، با کیفیتی که کارفرما تقاضا دارد مطابقت ندارد. حتی یک مورد هم سراغ ندارید که در پارس جنوبی لوله‌ای که از آن گاز

بخش سکوها این طور نبود. برای این که شرکای ما جکنتشان را بر اساس موقعیت قدیم آب آن منطقه طراحی کرده بودند. وقتی عمق جکت ۵-۴ متر تغییر می‌کند، یعنی باید طراحی کل آن از نو انجام شود و طراحی مجدد یعنی سفارش کالای مجدد و غیره. همین باعث شد که حداقل ۶ ماه از وقت پروژه در بخش سکوها گرفته شود. اگر جکت‌های قبلی را در منطقه جدید می‌گذاشتیم، غرق می‌شد. بنابراین تأخیر به دلیل جابجایی منطقه ۱۵ و ۱۶ از نقطه قدیمش به نقطه‌ای که قرار بود فاز ۱۳ را در آنجا اجرا کنند، است.

* با این جابجایی‌ها، پیشرفت سکوها چقدر هست و چقدر باید باشد؟

پیشرفت واقعی سکوها ۱۷/۵ درصد است، در حالی که باید ۵۴ درصد باشد. آنچه که الان مهم است این است که کارفرما می‌خواهد بعد از نصب جکت، حفاری کند. حفاری هم در منطقه بحرانی است. جکت‌های فازهای ۱۵ و ۱۶ طبق قرارداد باید ماه‌های ۱۹ و ۲۰ ساخته و نصب می‌شد، با تأخیر ساخت شروع شده است. در بخش خط لوله عملکرد ما حدود ۵۶ درصد است در مقابل برنامه ۶۱ درصد که تقریباً با برنامه پیش می‌رویم. علت تأخیر ۵ درصد هم این است که در بخش خرید عقب هستیم. علت این که در بخش خرید

عقب هستیم، دقیقاً و صراحتاً به خاطر کمبود پولی است که ما داریم. ما در واقع تمام قیمت ردیف خط لوله کالای نفت را ۱۱ سال و نیم پیش از طریق LC که خود کارفرما برای ما باز کرد، صرف خرید لوله‌های ۳۲ و ۴ اینچ کردیم. تمام ردیف کالای پروژه صرف این شد، در حالی که ما کلی کالای دیگر هم نیاز داریم. بحث استفاده ۱ میلیارد دلاری از صندوق ذخیره ارزی که بحثی بسیار قدیمی است، مجدداً اعلام شده و با توجه به این که بحث مالی مملکت کمی رکود پیدا کرده، اگر شرکت ملی نفت یا پتروپارس بخواهد روی یکی از پروژه‌هایش اولویت بندی کند، حتماً ۱۵ و ۱۶ است و صندوق ذخیره ارزی را برای این صرف خواهند کرد.

* چرا؟

شما فکر کنید نفت ارزان نمی‌شد و POGC امکان تأمین پول برای همه فازها را داشت. الان که نفت ارزان شده، آیا پول را بین ۴ تا پروژه تقسیم می‌کند یا به یک پروژه می‌دهد که به سرانجام و نتیجه برسد؟ ما فکر می‌کنیم با این جلساتی که

لوله و سکو بودجه کم می آوریم. اگر سوالتان این است که کاهش قیمت نفت چه تأثیری روی قیمت کالا گذاشته، تا الان در مجموع کارفرما مشکلمان را حل کرده، اما در مجموع حتماً پول کم می آوریم. تقریباً کارفرما باید همین مبلغی را که گفتم اضافه کند تا پروژه تمام شود. ما برای تمام کردن کار بیش از ۴ میلیارد دلار نیاز داریم. در حالی که قراردادمان ۲ میلیارد و ۹ میلیون است. اما در مجموع تا الان اثری روی بخش خط لوله نگذاشته است. چون اگر جایی هم کم داشته باشیم، از سقف قرارداد که رد نشده ایم و کارفرما از همین رقم فعلی قرارداد به ما پرداخت کرده است.

*** آیا فازهای ۱۵ و ۱۶ ویژگی خاصی دارد که برای اولین بار اتفاق افتاده باشد؟**

شاید اولین ویژگی اش این باشد که شرکت سپانیر که زیرمجموعه سپاه و از ارگان های مقدس ایران است در قضیه دخالت دارد. در کنار این، یک ویژگی دیگر هم وجود دارد و آن این است که مشاور سکوهایش هم ایرانی است. صف و ایزوایکو که مسئول مهندسی سکوها هستند، مشاورشان یک شرکت ایرانی است.

*** برای بومی سازی و ارتقای**



دانش فنی چه فعالیت هایی انجام داده اید؟

به نوبه خودمان تلاش کرده ایم تا جایی که ممکن است در بخش کالا از دانش و تکنولوژی های جدید استفاده کنیم. فلسفه تأسیس شرکت IOEC این است که کارها را ایرانی کند و این مهم را از وظایفش می داند که تکنولوژی را جدید به ایران بیاورد و تا جایی که ممکن است بهینه سازی کند. به جز بخش کالا در بخش های دیگر مانند مساحی خط لوله هم این کار را کرده است. این کار را قبلاً در فازهای دیگر، شرکت های خارجی انجام می دادند. ولی برای اولین بار در پروژه ۱۵ و ۱۶ یک شرکت ایرانی ایجاد کردند و ما هم از آن حمایت کردیم و مساحی مسیر اولین بخش خط لوله را انجام داد.

ترش عبور کند، ایرانی باشد. البته ممکن است لوله سازی اهواز لوله هایی با این قطر بسازد، اما این ها فقط در خط لوله های بین شهری استفاده می شود و برای گاز ترش مناسب نیستند. از زمانی که گاز از سکو به سمت پالایشگاه می آید، گاز ترش است. در پالایشگاه به گاز شیرین تبدیل می شود و بعد به سمت شبکه کشور می آید.

*** برای اجرای هر چه بهتر و زودتر پروژه، کارفرما چه مساعدت ها و**

کمک هایی به شما کرده است؟

مشکل ما فقط و فقط کمبود نقدینگی بوده که این مورد هم در موارد محدودی اتفاق افتاده و معمولاً دستمزدها به موقع پرداخت شده است. ما در بخش خرید کالا به دلیل مسائل مالی عقب هستیم که در این مورد هم کارفرما کمک می کند که

اجناس مورد نیاز را خریداری کنیم. علاوه بر این که طبق قرارداد کارفرما موظف است که ۵ درصد پیش پرداخت بدهد، اما الان مساعدت کرده و این رقم را به ۱۵ درصد رسانده و همین حالا هم حداقل سهم ایزوایکو و صف را پرداخت کرده است. در کنار همه این ها برای خرید کالاهای مان به

شدت به ما کمک می کند که برای خرید، LC باز کنیم. خرید لوله های ۳۲ و ۴ اینچ هم که انجام شده، با کمک کارفرما بوده است. شاید تنها مشکلی که هست و کارفرما هم از آن خبر دارند، در بخش مهندسی باشد. به اعتقاد من نفرات کارفرما در این بخش کافی نیست.

*** از ابتدای پروژه تاکنون قیمت خیلی از اقلام مانند فولاد و... در تغییر**

بوده است. این تغییرات روی کار شما چه تأثیری داشته است؟

همه می گویند قیمت تیر آهن و فولاد نصف شده و در ایران حدود ۴۰ درصد کاهش پیدا کرده است. ولی لوله های ما آلیاژی است و حقیقتاً کاهشی اتفاق نیفتاده است. طبق گزارش هایی که حدود ۱۰ ماه پیش تهیه شد، در بخش خط



مزیت های اقتصادی استفاده از موتورهای گازسوز

نسبت به موتورهای الکتریکی به
عنوان محرک کمپرسور در
ایستگاه های عرضه CNG

مهدی کرمی

شرکت طراحی و مهندسی صنایع انرژی (EIED)

سید محمد رضانوحی

برق منطقه ای اصفهان

مصطفی مدیری دلشاد

وزارت نیرو - معاونت برق

حشمت الله اکبری

وزارت نیرو - معاونت برق

۱. چکیده:

در سال های اخیر توسعه استفاده از سوخت گاز طبیعی فشرده (CNG) در خودروها، در اولویت برنامه های کشور برای کاهش مصرف فرآورده های نفتی در بخش حمل و نقل قرار گرفته است. یکی از عوامل مؤثر در پیشبرد این برنامه، توسعه جایگاه های عرضه CNG است. در ایستگاه های عرضه CNG گاز طبیعی موجود در شبکه گاز، توسط کمپرسور متراکم شده و به صورت گاز طبیعی فشرده (CNG) به خودروهای گازسوز عرضه شود. نیروی محرکه مورد نیاز برای عملیات تراکم گاز در کمپرسورها، توسط موتورهای احتراق داخلی گاز سوز (Gas Engine) و یا موتورهای الکتریکی (Electrical Motors) تأمین می گردد.

مقاله حاضر به بررسی و مقایسه استفاده از موتورهای گازسوز و موتورهای الکتریکی در مجموعه کمپرسور ایستگاه های عرضه CNG از دیدگاه ملی می پردازد. نتایج بررسی ها در این مقاله حاکی از آن است که استفاده از موتور گازسوز نسبت به موتور الکتریکی باعث کاهش هزینه های بهره برداری به میزان قابل توجه شده و صرفه جوئی مؤثری را در مصرف سوخت ایجاد خواهد نمود.

۲. مقدمه

امروزه در کشور ایران، طرح تبدیل سوخت خودروها به گاز طبیعی یک طرح ملی به شمار می‌رود و بر این اساس سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت کشور، طرح CNG سوز کردن خودروهای کشور را جهت کاهش فرآورده‌های نفتی در سرفلوحه امور خود قرار داده است. از دیدگاه ملی نیز با توجه به رشد روز افزون مصرف فرآورده‌های نفتی در بخش حمل‌ونقل و لزوم افزایش کارایی مصرف سوخت در بخش مذکور و همچنین ملاحظات زیست محیطی لازم است جایگزین‌های مناسبی از جمله CNG برای سوخت خودروها در نظر گرفته شود.

در حال حاضر استفاده از موتورهای الکتریکی جهت متراکم سازی گاز در کمپرسور ایستگاه‌های عرضه CNG مرسوم می‌باشد و با افزایش کاربرد سوخت گاز طبیعی در جامعه، هزینه‌های هنگفتی صرف توسعه این ایستگاه‌ها می‌شود. در مقاله حاضر بخش‌های مختلف این ارقام هزینه‌ای مورد بررسی قرار گرفته و در هر مورد مقایسه هزینه‌ای استفاده از موتورهای الکتریکی و همچنین موتورهای گازسوز ارائه شده و در نهایت ویژگی‌های استفاده از این دو گزینه جهت متراکم سازی گاز در ایستگاه‌های عرضه CNG به صورت اقتصادی شرح داده شده است. در ادامه جهت مقایسه دو گزینه مورد بحث، چهار عامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری،

هزینه‌های بهره‌برداری، بازده نهایی و هزینه‌های تأمین انرژی مورد نیاز بررسی شده است.

۳. مقایسه هزینه سرمایه‌گذاری

اگرچه هزینه سرمایه‌گذاری برای خرید یک مجموعه کمپرسور CNG با ظرفیت ۲۰۰ فوت مکعب در دقیقه مجهز به موتور گازسوز با قدرت ۳۱۰۰hp اسب بخار، حدود ۲۲۰۰۰ دلار بیشتر از مجموعه کمپرسور مشابه مجهز به موتور الکتریکی است، ولیکن هزینه کل سرمایه‌گذاری برای هر یک از دو ایستگاه عرضه CNG (مجهز به موتور گازسوز و یا موتور الکتریکی) تقریباً یکسان است. این امر به علت وجود هزینه‌های اضافی مربوط به نصب تجهیزات الکتریکی جانبی مورد نیاز برای موتور الکتریکی ۱۰۰hp (شامل تابلوی برق، ترانسفورماتور، تصحیح کننده ضریب توان، سیستم کنترل موتور و...) می‌باشد. به عبارت دیگر هزینه کل سرمایه‌گذاری برای هر دو نوع ایستگاه عرضه CNG مجهز به موتور گازسوز و یا موتور الکتریکی تقریباً یکسان است [۱۰].

۴. مقایسه هزینه‌های بهره‌برداری

هزینه‌های بهره‌برداری، از مجموع هزینه‌های تعمیر و نگهداری و هزینه‌های مصرف انرژی (گاز طبیعی در موتور گازسوز و یا برق در موتور الکتریکی) تشکیل شده است.



سوخت در جایگاه عرضه گاز طبیعی فشرده (CNG) با موتور گاز سوز ۱۰۰hp عبارت است از:

$$\text{هزینه اقتصادی گاز مصرفی سالیانه موتور گازسوز با توان } 100 \text{ hp} = 103500 \times 690 = 71.415 \times 10^6 \frac{\text{Rials}}{\text{year}} \equiv 71.415 \frac{\text{MRials}}{\text{Year}}$$

بنابراین هزینه سالیانه سوخت گاز طبیعی در موتور گازسوز مورد استفاده در ایستگاه عرضه گاز طبیعی فشرده (CNG) برابر ۷۷۴۱۵ میلیون ریال است.

ب- هزینه های مصرف انرژی در موتور الکتریکی

میزان انرژی مصرفی سالیانه موتور الکتریکی با توان ۱۰۰hp به صورت زیر خواهد بود.

$$100 \text{ hp} * \frac{1}{0.8} * \frac{0.736 \text{ KWh}}{1 \text{ hp}} * \frac{5000 \text{ hr}}{1 \text{ year}} = 460,000 \frac{\text{kwh}}{\text{year}}$$

در رابطه فوق ضریب ۰/۸ راندمان موتور الکتریکی است. انرژی مصرفی سالیانه موتور الکتریکی ۱۰۰hp برابر $460,000 \frac{\text{kwh}}{\text{year}}$ بر اساس قانون بودجه سال ۱۳۸۶، قیمت هر کیلووات ساعت برق ۶۴۲ ریال است. به این ترتیب هزینه سالیانه برق مصرفی جایگاه عرضه گاز طبیعی فشرده (CNG) با موتور الکتریکی ۱۰۰hp عبارت است از: هزینه اقتصادی سالیانه برق مصرفی سالیانه موتور الکتریکی ۱۰۰hp =

$$= 295.32 \times 10^6 \frac{\text{Rials}}{\text{year}} \equiv 295.32 \frac{\text{MRials}}{\text{year}}$$

به این ترتیب هزینه اقتصادی سالیانه مصرف برق موتور الکتریکی مورد استفاده در ایستگاه عرضه CNG برابر ۲۹۵/۳۲ میلیون ریال است. باتوجه به موارد مطرح شده در بند (۱-۴) و (۲-۴)، هزینه های تعمیر و نگهداری و مصرف انرژی و کل هزینه های بهره برداری از موتور گازسوز و موتور الکتریکی در ایستگاه های عرضه گاز طبیعی فشرده (CNG)، به صورت جدول زیر خواهد بود.

جدول ۱- مقایسه هزینه های بهره برداری از موتور گازسوز و موتور الکتریکی مشابه در ایستگاه های عرضه گاز طبیعی فشرده

نسبت هزینه های بهره برداری موتور گازسوز به موتور الکتریکی	موتور الکتریکی ۱۰۰hp	موتور گازسوز ۱۰۰hp	
۴۶/۵	۲	۹۳	هزینه تعمیر و نگهداری (میلیون ریال)
۰/۲۴	۲۹۵/۳۲	۷۱/۴۱۵	هزینه انرژی مصرفی سالیانه (میلیون ریال)
۰/۵۵۳	۲۹۷/۳۲	۱۶۴/۴۱۵	کل هزینه های بهره برداری (مجموع هزینه های تعمیر و نگهداری مصرف انرژی) (میلیون ریال)

۴-۱- هزینه تعمیر و نگهداری

الف- هزینه تعمیر و نگهداری موتور گازسوز:

هزینه های تعمیر و نگهداری برای موتور گازسوز با توان ۱۰۰ اسب بخار ۰/۲ دلار بر اسب بخار - ساعت است [۱۰]. بنابراین هزینه تعمیر و نگهداری سالیانه یک موتور گازسوز با توان ۱۰۰hp برای ۵۰۰۰ ساعت کارکرد سالیانه، به طور متوسط برابر با ۹۳ میلیون ریال است.

ب- هزینه های تعمیر و نگهداری موتور الکتریکی

هزینه های تعمیر و نگهداری یک موتور الکتریکی حدود ۱٪ هزینه خرید آن در نظر گرفته شده است. بنابراین هزینه تعمیر و نگهداری سالیانه یک موتور الکتریکی با توان ۱۰۰hp حدود ۲.۰۰۰.۰۰۰ ریال است.

۴-۲- هزینه های مصرف انرژی

برای مقایسه عملکرد موتور گازسوز و موتور الکتریکی، ضروری است مقایسه هزینه واقعی مصرف انرژی سالیانه آن ها از دیدگاه ملی صورت پذیرد.

الف- هزینه های مصرف انرژی در موتور گازسوز:

میزان انرژی مصرفی سالیانه موتور گازسوز با توان ۱۰۰hp به صورت زیر است.

$$\text{سوخت مصرفی سالیانه موتور گاز سوز } 100 \text{ hp} =$$

$$= 100 \text{ hp} * \frac{736 \text{ j/sec}}{1 \text{ hp}} * \frac{3600 \text{ sec}}{1 \text{ hr}} * \frac{5000 \text{ hr}}{\text{year}} * \frac{1 \text{ Mj}}{10^6 \text{ j}} * \frac{1}{0.32} * \frac{1 \text{ m}^3 \text{ NG}}{40 \text{ Mj}}$$

در رابطه فوق ضریب ۰/۳۲ متوسط بازده موتور گازسوز است [۱،۳،۴].

$$\text{سوخت مصرفی سالیانه موتور گازسوز } 100 \text{ hp} =$$

$$103500 \text{ M}^3 \text{ NG}$$

بر اساس قانون بودجه سال ۱۳۸۶، قیمت هر متر مکعب گاز طبیعی ۶۹۰ ریال است. به این ترتیب هزینه سالیانه مصرف



با توجه به جدول فوق مشاهده می شود که کل هزینه های بهره برداری موتور گاز سوز ۱۰۰hp به عنوان محرک کمپرسور با احتساب هزینه های واقعی برق و گاز طبیعی و هزینه های تعمیر و نگهداری، حدود ۵۵٪ هزینه های بهره برداری از موتور الکتریکی مشابه است. بنابراین استفاده از موتور گازسوز برای محرک کمپرسور، از دیدگاه ملی، منجر به حدود ۴۵ درصد صرفه جویی اقتصادی در هزینه های بهره برداری خواهد شد.

۵. مقایسه بازده کل

منظور از بازده کل، بازده تبدیل انرژی اولیه (گاز طبیعی) به انرژی نهایی (نیروی محرکه کمپرسور) است. بنابراین بازده کل استفاده از موتور گازسوز برابر با نسبت نیروی محرکه تولید شده در موتور

گازسوز به انرژی گاز مصرفی ورودی می باشد. در حالی که بازده کل استفاده از موتور الکتریکی برابر با حاصلضرب بازده تبدیل انرژی گاز طبیعی به برق در نیروگاه های حرارتی کشور، بازده شبکه انتقال و توزیع برق تا محل مصرف کننده و بازده تبدیل انرژی برق به نیروی محرکه در موتور الکتریکی می باشد.

۵-۱- بازده کل استفاده از موتور گازسوز:

با توجه به موارد فوق، بازده کل استفاده از موتور گازسوز به عنوان محرک کمپرسور مطابق با اطلاعات سازندگان، به طور متوسط ۳۲٪ است. زیرا بازده تبدیل انرژی گاز مصرفی به نیروی محرکه مفید در موتور گازسوز به طور متوسط ۳۲٪ است. [۱، ۳، ۴]. قابل ذکر است در مرجع ۱، بازده موتور گاز سوز ۲۸٪-۳۶٪ ذکر شده و در مرجع ۳، ۳۵٪ و در مرجع ۴، ۳۲٪ ارائه شده است.

۵-۲- بازده کل استفاده از موتور الکتریکی:

مطابق اطلاعات ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴، بازده سیستم تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی در کشور برابر با ۱۹/۵ درصد است. [۲] با احتساب بازده موتور الکتریکی برابر ۸۰٪، بازده کل برابر ۱۵/۶ درصد می شود. به عبارت دیگر از یک واحد انرژی گاز مصرفی در نیروگاه های تولید برق، تنها ۱۵/۶٪ آن به صورت انرژی مفید در کمپرسور CNG مورد استفاده قرار می گیرد. با توجه به مطالب فوق، در صورت استفاده از موتور گازسوز

برای محرک کمپرسور CNG بجای استفاده از موتور الکتریکی، بازده کل استفاده از انرژی سوخت بیش از ۲ برابر خواهد شد. میزان صرفه جویی سوخت حاصل از این اقدام بصورت زیر خواهد بود. میزان برق مصرفی سالیانه موتور الکتریکی ۱۰۰hp (با توجه به محاسبات بند ۲ گزارش) = $460,000 \frac{kwh}{year}$ میزان گاز طبیعی مورد نیاز برای تأمین برق مصرفی معادل =

$$460,000 \frac{kwh}{year} \times \frac{1}{0.156} * \frac{1m^3 N.G}{11.11Kwh} = 265,411 m^3 N.G$$

انرژی مصرفی سالیانه موتور گازسوز (با توجه به محاسبات بند ۲ گزارش) = $103500 \frac{m^3 N.G}{year} = 100 hp$ میزان صرفه جویی سالیانه سوخت در اثر استفاده از موتور گازسوز =

$$(265411 - 103500) = 161,911 \frac{m^3 N.G}{year}$$

۱۰۰hp بجای موتور الکتریکی مشابه

با توجه به محاسبات فوق، در صورت استفاده از موتور گازسوز ۱۰۰hp بجای موتور الکتریکی مشابه، از دیدگاه ملی سالیانه بیش از ۱۶۱۹۰۰ مترمکعب گاز طبیعی صرفه جویی خواهد شد.

۶. مقایسه هزینه لازم برای تأمین انرژی مورد نیاز

با توجه به این که وزارت نیرو با مشکل تأمین تقاضای برق مواجه است بنابراین هرگونه افزایش تقاضای برق نیازمند سرمایه گذاری

به جای موتور الکتریکی مشابه، علیرغم نیاز به سرمایه گذاری اولیه یکسان، از دیدگاه ملی منتج به کاهش حدود ۴۵ درصد در هزینه های بهره برداری شده و همچنین بیش از ۲ برابر (معادل ۱۶۱۹۰۰ مترمکعب گاز طبیعی) صرفه جوئی در مصرف سوخت ایجاد خواهد نمود. ضمن این که این جایگزینی از سرمایه گذاری جدید در صنعت برق جلوگیری کرده و استفاده از این سرمایه گذاری را در سایر بخش های زیربنائی کشور میسر می نماید. بنابراین پیشنهاد می گردد در احداث ایستگاه های عرضه گاز طبیعی فشرده از موتورهای گازسوز به جای موتورهای الکتریکی استفاده گردد. این امر از دیدگاه ملی تصمیم بااهمیتی خواهد بود.

۸. مراجع:

- ۱- گزارش مؤسسه عالی پژوهشی خودرو، محیط زیست و سوخت، «ایستگاه های سوخت رسانی» CNG انتشارات شرکت بهینه سازی مصرف سوخت کشور، ۱۳۸۵
- ۲- ترازنامه انرژی، وزارت نیرو، ۱۳۸۴
- ۳- مدارک و مستندات شرکت Deutz بر گرفته از وب سایت www.deutz.com شرکت آلمانی معتبر و سازنده موتورهای گازسوز
- ۴- مدارک و مستندات شرکت General Motors بر گرفته از وب سایت www.hindle.co.uk/GMC

جدید برای تولید و انتقال و توزیع برق است. با توجه به اطلاعات موجود برای تأمین تقاضای هر کیلووات توان برق، نیاز به بیش از ۹/۳ میلیون ریال (معادل ۱۰۰۰ دلار) سرمایه گذاری در تولید و انتقال و توزیع برق می باشد. بنابراین برای تأمین تقاضای برق مربوط به موتور الکتریکی ۱۰۰hp مورد استفاده در ایستگاه عرضه CNG وزارت نیرو و به طبع آن دولت نیازمند بیش از ۶۹۷/۵ میلیون ریال (معادل ۷۵۰۰۰ دلار) سرمایه گذاری خواهد بود. این در حالی است که هزینه سرمایه گذاری اضافی برای تأمین انرژی مورد نیاز برای موتور گازسوز مورد استفاده در ایستگاه عرضه CNG قابل صرف نظر است. زیرا برخلاف تولید برق از گاز در این حالت نیازی به تبدیل انرژی نیست. همچنین سرمایه گذاری لازم برای انتقال گاز طبیعی به ایستگاه گاز طبیعی فشرده، جزء لاینفک ایستگاه های عرضه CNG است و افزایش موتور گازسوز تأثیر زیادی بر افزایش آن نخواهد داشت.

۷. نتیجه گیری:

در جدول ۲ خلاصه نتایج مقاله برای مقایسه استفاده از موتور گازسوز و موتور الکتریکی مشابه به عنوان محرک کمپرسور در ایستگاه های عرضه CNG ارائه شده است. با توجه به نتایج مندرج در جدول ۲، استفاده از موتور گازسوز

جدول ۲- مقایسه استفاده از موتور گازسوز و موتور الکتریکی مشابه به عنوان محرک کمپرسور در ایستگاه های عرضه CNG

ردیف	پارامتر مورد مقایسه	موتور گازسوز ۱۰۰hp	موتور الکتریکی ۱۰۰hp	توضیحات
۱	هزینه سرمایه گذاری	تقریباً یکسان	هزینه سرمایه گذاری برای استفاده موتور الکتریکی همراه با متعلقات آن و موتور گازسوز مشابه تقریباً یکسان است.	
۲	هزینه های بهره برداری (مصرف انرژی + تعمیر و نگهداری) (میلیون ریال)	۱۶۴,۴۱۵	۲۹۷,۳۲	هزینه های بهره برداری از موتور گازسوز بیش از ۴۶ درصد کمتر از هزینه های موتور الکتریکی مشابه است.
۳	بازده کل (%)	۳۲ %	۱۵/۶ %	در صورت استفاده از موتور گازسوز ۱۰۰ hp به جای موتور الکتریکی مشابه، از دیدگاه ملی سالیانه بیش از ۱۶۱۹۰۰ مترمکعب گاز طبیعی صرفه جوئی خواهد شد.
۴	هزینه لازم برای تأمین انرژی مصرفی (میلیون ریال)	-----	۶۹۷/۵	صنعت برق برای تأمین افزایش تقاضای برق ناشی از استفاده از موتور الکتریکی ۱۰۰hp، نیاز به بیش از ۶۹۷/۵ میلیون ریال سرمایه گذاری خواهد داشت.

واقعیت‌هایی از کمک‌های رسمی به تغییرات آب و هوا



اعظم محمدباقری

مقدمه

با وجود مذاکرات فراوانی که تاکنون صورت گرفته است، پروتکل کیوتو هنوز در وضعیت نامشخصی قرار دارد چرا که کشورهایی که وظیفه تأمین مالی رادر پروتکل کیوتو برعهده داشتند، تعهدات خود مبنی بر حمایت مالی از تلاش کشورهای در حال

توسعه جهت رویارویی با مشکلات تغییر آب و هوا و کاهش انتشارات گازهای آلاینده را عملی نکرده‌اند. برنامه عملی کنفرانس بالی که در سال ۲۰۰۸ برگزار شد مجدداً بر اهمیت جریان‌های تأمین مالی جدید که قابلیت اندازه‌گیری و گزارش دهی دارند و بر تعهدات قبلی همکاری رسمی جهت توسعه اضافه می‌شوند، تأکید کرده است. تاکنون در زمینه نیاز به تأمین مالی، بحث‌های زیادی صورت گرفته است ولی در مورد آنچه در واقعیت اتفاق افتاده، تحقیقات

کمک‌های داوطلبانه شکل گرفته و موجب تسهیل انتقال تکنولوژی از کشورهای ثروتمند به کشورهای فقیر می‌شود، صندوق کشورهای کمتر توسعه یافته (LDC Fund) که ۴۵ کشور کمتر توسعه یافته را پوشش می‌دهد و صندوق انطباق (AF) که از طریق ۲ درصد مالیات تحمیل شده بر مکانیزم توسعه پاک، تأمین مالی می‌شود، به کشورها اجازه انجام صرفه جویی‌های مقیاس و توسعه تخصص فنی به منظور مدیریت مؤثر بودجه‌های آب و هوا به صورت مشترک را می‌دهد. ولی این صندوق‌ها اکنون فاقد بودجه کافی می‌باشند. در شرایط کنونی، بودجه مورد نیاز برای کاهش تغییر آب و هوا، صدها میلیارد دلار در سال برآورد شده است و سازگاری کشورها با شرایط آب و هوایی ده‌ها میلیارد دلار، بودجه نیاز دارد.

در تابستان ۲۰۰۸، دو صندوق سرمایه‌گذاری آب و هوای جدید تحت سرپرستی بانک جهانی ایجاد شد که تعهد آن بالغ بر ۶/۱ میلیارد دلار می‌باشد. البته برخی بر این باورند که این صندوق‌ها، قدرت نظام سازمان ملل را برای پرداختن به موضوع تغییر آب و هوا تضعیف می‌کند چرا که در این صورت می‌توان بودجه کاهش اثرات و انطباق با آن‌ها را از مجموعه‌ای غیر از سازمان ملل تأمین نمود.

به منظور بررسی مقدار کمک‌های دریافتی برای آب و هوا، نمونه‌ای متشکل از ۱۱۵۰۰۰ پروژه که این گونه کمک‌ها را از سوی کشورهای حمایت‌کننده طی سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۰۹ دریافت نموده‌اند، انتخاب شده است.

روش‌های برآورد بودجه همکاری رسمی توسعه برای تغییر آب و هوا

هدف این مطالعه، برآورد میزان تغییر آب و هوا است که با همکاری رسمی توسعه مرتبط بوده و از طریق حمایت‌کنندگان دو جانبه و یا چهار جانبه نظیر USAID OECD, DFID, GTZ, و بانک‌های منطقه‌ای جهت‌دهی می‌شوند. بنابراین یک نمونه ۱۱۵۰۰۰ تایی از پروژه‌های ثبت شده در پایگاه اطلاعاتی OECD / CRS از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۶ با استفاده از معیارهای اصولی طبقه‌بندی شد که این معیارها امکان مستند نمودن روندها و اولویت‌های حمایت‌کنندگان در تأمین بودجه پروژه‌ها و نیز امکان مقایسه پروژه‌ها را همراه با ادعای حمایت‌کنندگان OECD در مورد پروژه‌های تغییر آب و هوای آن‌ها فراهم می‌آورد. لذا این تحقیق نقش کمک‌های تأمین بودجه کشورهای توسعه یافته در تغییر آب و هوا را روشن می‌کند. به طوری که روند تأمین بودجه انواع پروژه‌ها و اولویت آن‌ها در دریافت آن، مشخص شده و کیفیت گزارش حمایت‌کنندگان نیز مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

بسیار اندکی انجام شده است. به منظور بررسی مقدار کمک‌های دریافتی برای آب و هوا، نمونه‌ای متشکل از ۱۱۵۰۰۰ پروژه که این گونه کمک‌ها را از سوی کشورهای حمایت‌کننده طی سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۰۹ دریافت نموده‌اند، انتخاب شده است.

از آنجا که کشورهای در حال توسعه، بیشترین آسیب را از اثرات تغییر آب و هوا متحمل می‌شوند، کنوانسیون تغییر آب و هوای سازمان ملل (UNFCCC) و پروتکل کیوتو، سه صندوق را به منظور تأمین مالی هزینه‌های تغییر آب و هوا برای این کشورها ایجاد کرده است. آنچه که تحت عنوان «راهکار صحیح توسعه» از آن یاد می‌شود، نیاز این کشورها به کمک‌هایی است که بتواند آن‌ها را در مواجهه با اثرات ناگوار تغییر آب و هوایاری نماید. از سوی دیگر در صورتی که کاهش در انتشارات اتفاق نیفتد، سازگاری این کشورها با اثرات تغییر آب و هوا سخت‌تر و گران‌تر خواهد شد و این در حالی است که پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد که ۷۰ درصد افزایش مورد انتظار گازهای گلخانه‌ای در کشورهای در حال توسعه اتفاق می‌افتد.

سهولت دسترسی به منابع ارزان انرژی فسیلی نظیر ذغال سنگ، استفاده از آن را برای کشورهای در حال توسعه مانند هند و چین به دلیل نیازهای اجتماعی و اقتصادی، تقریباً اجتناب‌ناپذیر کرده است. بنابراین سؤال این است که چه منابع بودجه‌ای

را می‌توان برای یاری به این کشورها به منظور کاهش انتشارات و انطباق و سازگاری آن‌ها با آب و هوای در حال تغییر یافت و بدین منظور علاوه بر سازمان ملل، کمک‌های رسمی خارجی نیز نقش بسیار مهمی را در هر دو طرف معادله آب و هوا بازی خواهد کرد. در صورت رشد اندازه بازارهای کربن و تثبیت قیمت‌های آن، مکانیزم‌های بازار می‌توانند منابع مالی قابل توجهی را به همراه داشته باشند ولی برخلاف این نظریه، باید گفت که در کوتاه مدت این گونه رویکردهای بازار محور، ابزاری نامطمئن به منظور پرداختن به موضوع تغییر آب و هوا خواهد بود. در واقع این انتظار که معضل تغییر آب و هوا تنها به کمک مکانیزم‌های بازار حل می‌شود، نامعقول است چرا که با وجود آن که تمامی جوامع از آن منتفع می‌شوند ولی در عمل، هر یک انگیزه‌ای برای سرباز زدن از این مسئولیت دارند. در ادامه، واکنش کمک‌های دوجانبه و چندجانبه به منظور «برکردن شکاف» پرداختن به لزوم حفاظت از آب و هوا در صورت «شکست بازار» مورد بررسی قرار می‌گیرد.

صندوق ویژه تغییر آب و هوا (SCCF) که کاملاً بر اساس

۶- انطباق- پروژه‌هایی که به منظور جلوگیری از وقوع حوادث طبیعی و یا کاهش اثرات آن‌ها، تدابیری را اتخاذ می‌کنند. نظیر کنترل سیل و خشکسالی، جلوگیری از سیل و خشکسالی، اقدامات احتیاطی برای مقابله با آن‌ها و کویرزدایی. در نهایت طبقه‌بندی پروژه‌ها با آنچه که توسط کشورهای حمایت‌کننده در پایگاه اطلاعاتی CRS / OECD با شاخص Rio مشخص شده است، مورد مقایسه قرار می‌گیرد و تمامی پروژه‌ها در این مطالعه، بر اساس این شاخص کدگذاری می‌شوند. طبقه‌بندی پروژه‌ها در این مطالعه بر اساس عنوان پروژه و توضیحات ارائه شده در مورد هر پروژه در پایگاه اطلاعاتی CRS/OECD آمده است. نبود اطلاعات کافی از پروژه، مانعی برای کدگذاری قابل اطمینان، به لحاظ میزان کمک آن‌ها به آب و هوا بوده است و تعیین اثرات واقعی پروژه‌های کاهش و انطباق را بر تغییر آب و هوا با مشکل مواجه نموده است. البته نباید فراموش کرد که پروژه‌های کاهش و انطباق با یکدیگر در تناقض قرار ندارند و گاه یک پروژه هر دو را شامل خواهد شد.

کاهش همکاری‌های رسمی در جهت توسعه

با طبقه‌بندی مجموعه‌ای از نمونه‌های تصادفی متشکل از ۲۰۰۰۰ پروژه در هر سال، طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۶، مشخص می‌شود که درصد دلارهای صرف‌شده برای پروژه‌های مرتبط با آب و هوا در سال ۲۰۰۴، زیر یک میلیارد دلار (کمتر از ۲ درصد کمک‌های خارجی) بوده است که این میزان در سال ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶ به شدت افزایش یافته است. بر اساس برآوردهای انجام شده، میزان کمک به آب و هوا در سال ۲۰۰۶ بالغ بر ۱۱ میلیارد دلار یعنی در حدود ۴ درصد کل بودجه اختصاص داده شده به پروژه OECD در همان سال بوده است. البته شامل شدن یا نشدن پروژه‌های برق آبی در زیرگروه پروژه‌های کاهش از طریق انرژی‌های تجدیدپذیر، با توجه به میزان انتشار آن که ضمن تولید انرژی، تقریباً صفر است، موجب بروز تفاوت اساسی میان میزان

برنامه‌تدوین شده برای طبقه‌بندی پروژه‌های آب و هوای OECD نوع اقدام در نظر گرفته شده برای مبارزه با تغییر آب و هوا را توجیه می‌کند. بر این اساس، پروژه‌های کاهش، شامل پروژه‌هایی است که برای کاهش یا توقف انتشار گازهای گلخانه‌ای یا جذب آن‌ها طراحی شده است و پروژه‌های انطباق شامل سیاست‌ها و اقداماتی است که به منظور آمادگی در مواجهه با اثرات تغییر آب و هوا تعریف شده‌اند. هر یک از این پروژه‌ها نیز به سه گروه ویژه تقسیم می‌شوند:

۱- کاهش - پروژه‌های کارایی انرژی و کاهش انتشار؛ که شامل پروژه‌هایی است که به روزرسانی تکنولوژی‌های فعلی و قدیمی را جهت کاهش تأثیر آن‌ها بر تغییر آب و هوا مدنظر دارند. بطور مثال پروژه‌های کاهش انتشارات نیروگاه‌های برق، تولیدات انرژی، لامپ‌های روشنایی فلورسنت و تولید پاک‌تر از این قبیل پروژه‌ها می‌باشند.

۲- کاهش- انرژی‌های تجدیدپذیر؛ که پروژه‌هایی که در پی توسعه بکارگیری تکنولوژی‌های جدیدی هستند که انتشار گازهای گلخانه‌ای آن‌ها صفر و یا در حد بسیار پایینی باشد نظیر برق خورشیدی، ژئوترمال، برق بادی، بیوماس، فتوولتائیک، انرژی جایگزین، بیوگاز، برق آبی

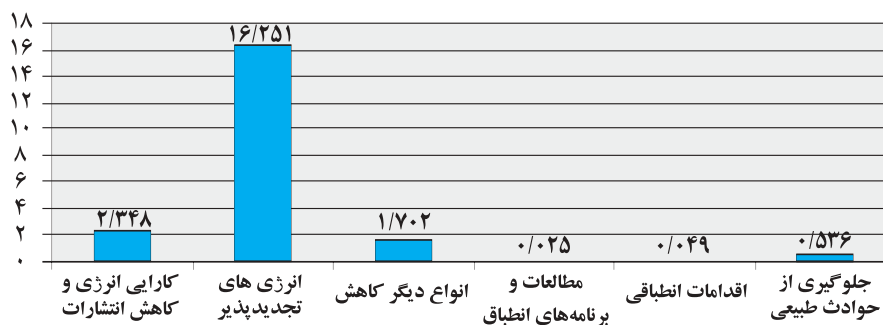
۳- کاهش- سایر؛ که پروژه‌هایی که روش‌هایی را به کار می‌گیرند که با استفاده از همین تکنولوژی‌های در دسترس بر کاهش تغییر آب و هوا تأثیر می‌گذارند. مانند جذب گاز حاصل از دفن زباله، جداسازی کربن، جلوگیری از جنگل‌زدایی، احیای جنگل، جنگل‌کاری، اعمال قوانین آلودگی هوا و حفاظت از تالاب‌ها

۴- مطالعات و برنامه‌های انطباق؛ که پروژه‌هایی که در پی توسعه سیاست‌ها، مطالعات، برنامه‌های ملی، قوانین و دیگر اقداماتی هستند که به نوعی به انطباق و سازگاری با اثرات تغییر آب و هوا مربوط می‌شوند. مطالعات، برنامه‌ها، توسعه سیاست، قوانین، صندوق تغییر آب و هوا و حفاظت از تغییر آب و هوا از جمله این اقدامات هستند.

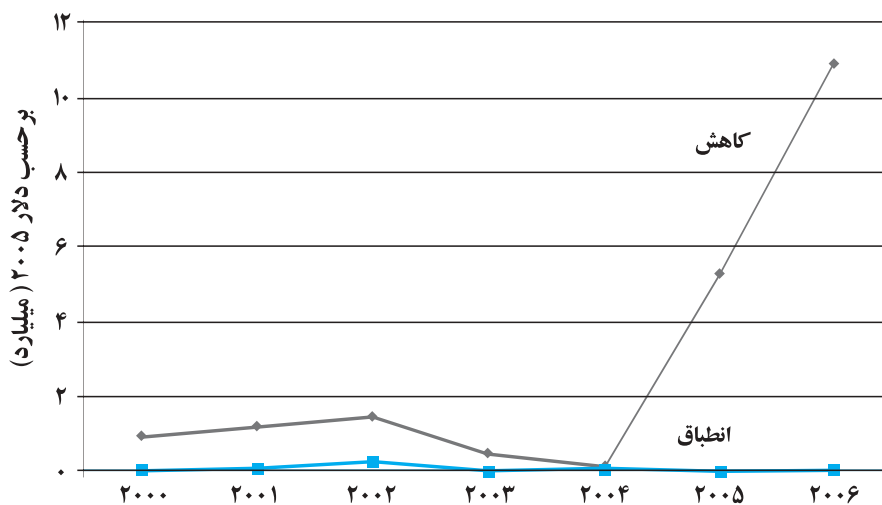
۵- اقدامات انطباقی؛ که پروژه‌هایی

که به دنبال انجام اقدامات مستقیم به منظور انطباق با اثرات تغییر آب و هوا هستند مانند: پایش زیست‌محیطی، ساخت سد (به عنوان واکنشی در مقابل تغییر آب و هوا)، کاهش آسیب‌پذیری و اجرای سیاست انطباق

شکل ۱ - برآورد بودجه تغییر آب و هوا



شکل ۲ - برآورد بودجه تغییر آب و هوا بر حسب نوع پروژه ۲۰۰۰ - ۲۰۰۶



کمک‌های آب و هوایی شود.

باتوجه به شکل ۱، علیرغم آن که به آینده انطباق و سازگاری با تغییر آب و هوا توجه بیشتری می‌شود ولی قسمت بزرگتری از بودجه، به پروژه‌های کاهش اختصاص یافته است. اولویت پروژه‌های کاهش، بر حذف یا کاهش دلایل تغییر آب و هوایی باشد در حالی که پروژه‌های انطباق و سازگاری با اثرات تغییر آب و هوا، اهمیت ایجاد راه‌حلی برای زندگی در جهانی که دستخوش تغییر آب و هوا است را

مورد تأکید قرار می‌دهند. از سال ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۶، پروژه‌های کاهش، میزان بودجه بیشتری را دریافت نموده‌اند، در حالی که در همین دوره اختصاص بودجه به هر دو پروژه‌های کاهش و انطباق کمتر از ۲ میلیارد دلار در سال، بوده است.

بعد از سال ۲۰۰۴، کمک‌های مالی به پروژه‌های کاهش به شدت افزایش یافت و تا سال ۲۰۰۶ به بیش از ۱۰ میلیارد دلار رسید در حالی که کمک به پروژه‌های انطباق از چنین روند رشدی برخوردار نشد. در فاصله این سال‌ها، بودجه اختصاص یافته به پروژه‌های انطباق افت بیشتری داشته و به سطح سال ۲۰۰۰ رسید و حتی یک بار نیز نتوانست به میزان اوج خود در سال ۲۰۰۲ برسد، در حالی که بودجه پروژه‌های کاهش به سرعت افزایش پیدا کرد.

شکل ۲، نحوه تخصیص کمک‌های مالی بر حسب نوع پروژه‌های کاهش و انطباق را نشان می‌دهد. از بین شش گروه پروژه‌های کاهش و انطباق، انرژی‌های تجدیدپذیر، بیشترین میزان بودجه را دریافت نموده‌اند به طوری که طی شش سال مورد بررسی، این میزان، ۱۶/۵ میلیارد دلار بوده است. در حالی که این میزان برای پروژه‌های کارایی انرژی و کاهش انتشار در حدود ۲/۳ میلیارد دلار و برای سایر پروژه‌های گروه کاهش، ۱۷ میلیارد دلار بوده است. حتی پروژه‌هایی از این گروه، که کمترین میزان بودجه را دریافت نموده‌اند، بودجه اختصاص یافته به پروژه‌های انطباق را تحت الشعاع قرار داده‌اند. در بین گروه پروژه‌های انطباق، بیشترین میزان بودجه به پروژه‌های جلوگیری از حوادث طبیعی اختصاص یافته است که عمده‌ترین دلیل آن رامی‌توان، گستردگی آن‌ها دانست. بنابراین، توجه بسیار کمی به پروژه‌های انطباق صورت گرفته و این پروژه‌ها، حداقل کمک مالی را دریافت

نموده‌اند و حتی یک گروه از آن‌ها طی دوره زمانی مذکور، بیش از یک میلیارد دلار درآمد نداشته است.

از بزرگترین حمایت‌کنندگان اصلی برای کمک به آب و هوا، بانک توسعه آمریکایی باشد که در ۳۷ درصد کمک‌های گزارش شده به OECD در نمونه ۱۱۵۰۰۰ تایی مورد نظر این مطالعه (به میزان ۹۳۴ میلیون دلار)، مشارکت داشته است. پس از آن ژاپن با ۲۶ درصد و با حدود ۶۲۶ میلیون دلار قرار دارد. این دو حمایت‌کننده، همراه با IDA بانک جهانی و کمک‌های مالی و وام‌های IBRD چهار پنجم کمک‌های تخصیص داده شده طی این دوره را به خود اختصاص داده‌اند. ایالات متحده نیز با اعطای ۴/۳ درصد از کمک‌های مالی به آب و هوا بعد از ژاپن و آلمان قرار دارد.

در نمونه ۱۱۵۰۰۰ تایی و طی سال‌های مورد نظر، بزرگترین دریافت‌کنندگان بودجه، ونزوئلا و چین بوده‌اند و بر اساس اطلاعات بدست آمده، این دو کشور، حدود نیمی از مجموعه کمک‌ها را دریافت نموده‌اند. قسمت اعظم بودجه دریافت شده توسط ونزوئلا، صرف احداث سد‌های برق آبی شد که توسط بانک توسعه آمریکایی تأمین شده است. همچنین با آن که از بنگلادش، ویتنام و کلمبیا اغلب به عنوان کشورهای با نیاز شدید به بودجه انطباق یاد می‌شود، اما تاکنون تقریباً تمام کمک‌های مالی آب و هوا در این کشورها به پروژه‌های کاهش اختصاص یافته است و پروژه‌های انطباق کمترین بهره‌را از آن برده‌اند.

نتیجه‌گیری

قسمت اصلی تلاش‌های بین‌المللی در مواجهه با تغییر آب و هوا، جوهی است که به منظور کمک به رشد اقتصادی کشورهای در حال توسعه بدون افزایش ناگهانی در انتشارات و کمک به آن‌ها

۸ تا ۸۰ میلیارد دلار در هر سال متغیر است) در حالی که در حال حاضر چنین بودجه‌ای وجود ندارد. لذا باید به دنبال روشی برای افزایش این میزان بودجه بود. بر اساس نمونه پروژه‌های دریافت‌کننده کمک‌های مالی از OECD بودجه انطباق به میزان بیشتری به پروژه‌های مدیریت و جلوگیری از حوادث اختصاص یافته است (بیش از ۵۰۰ میلیون دلار) و در مقابل، به ترتیب حدود ۲۵ دلار و ۴۸ میلیون دلار به مطالعات انطباق و اقدامات انطباقی اختصاص یافته است. این مقادیر برابر با یک بیستم میزان برآورد شده‌ای است که صرف جلوگیری از حوادث طبیعی شده است. این مطالعه نشان می‌دهد که تنها ۵ حمایت‌کننده، ۸۰ درصد بودجه کنونی را تأمین نموده‌اند. IDB به دلیل تأمین بودجه برخی از پروژه‌های در حال ساخت برق‌آبی، در جایگاهی بالاتر از سایر حمایت‌کنندگان قرار گرفته است. تا قبل از تأسیس CIF در تابستان ۲۰۰۸، که از سوی ایالات متحده و انگلستان هدایت می‌شود، ژاپن و آلمان از بزرگترین حمایت‌کنندگان دو جانبه آب و هوا بوده‌اند. همچنین طبق یافته‌های این مطالعه، نیمی از کل کمک‌های مالی به آب و هوا تنها در اختیار دو کشور ونزوئلا و چین قرار گرفته است.

بعلاوه، این مطالعه، حاکی از نیاز به توجه دقیق‌تر به همکاری رسمی تغییر آب و هوا و طبقه‌بندی استاندارد این کمک‌ها می‌باشد و با وجود آن که کدگذاری‌هایی که تاکنون انجام شده است مزیت‌ها و معایب خاص خود را دارند، درک این تفاوت‌ها از اهمیت بالایی برخوردار است. ردمن در سال ۲۰۰۸ نتیجه می‌گیرد که بانک جهانی نیز نظیر OECD استاندارد و تعاریف بسیاری قاعده‌ای در مورد ساختار کارایی انرژی و انرژی‌های تجدیدپذیر دارد.

حال سؤال اساسی این است که تأمین بودجه انطباق و سازگاری با تغییر آب و هوا و ایجاد اقتصادهای با کربن کمتر، چگونه باید در اختیار کشورهای در حال توسعه قرار گیرد. به منظور تحقق تعهدات کیوتو و کنوانسیون تغییر آب و هوای سازمان ملل، این بودجه باید از سوی صندوق‌های تحت مدیریت سازمان ملل تأمین شود. این که این بودجه از طریق صندوق‌های سرمایه‌گذاری آب و هوا تحت مدیریت بانک جهانی و یا بصورت مستقیم از سوی سایر حمایت‌کنندگان چندجانبه و دو جانبه و یا صندوق انطباق تحت مدیریت تسهیلات بین‌المللی زیست‌محیطی (GEF) تأمین شود، تفاوتی نمی‌کند و آنچه مهم است نیاز به مجموعه‌ای استاندارد از معیارهای مشخص در تعریف پروژه‌های آب و هوا است.

برای انطباق با آب و هوای در حال تغییری که در آن نقش اندکی داشته‌اند، اختصاص داده شده است. اگر چه مکانیزم‌های بازار نظیر تجارت کربن، در نهایت ممکن است با توجه به اهدافی خاص، به انتقال بودجه به برخی مناطق جهان کمک کنند، ولی بطور قطع این بودجه به نیازمندترین مناطق که غالباً بسیار کوچک بوده و فاقد حداقل امکانات امنیتی است، نخواهد رسید و این می‌تواند به عنوان مانعی برای سرمایه‌گذاری‌های قابل پیش‌بینی و سودآور باشد. بدون هشجاری و حمایت، کمک‌های مالی ممکن است بطور طبیعی برای حفاظت از آب و هوا اختصاص نیابد. یک طبقه‌بندی از نمونه تصادفی ۱۱۵۰۰۰ تایی پروژه‌هایی که شامل کمک‌های مالی بوده‌اند، حاکی از آن است که درصد بسیار کمی از پروژه‌ها (حدود یک تادو درصد تا سال ۲۰۰۴ و افزایش ۴ درصدی تا سال ۲۰۰۶)، برای تغییر آب و هوا در نظر گرفته شده است. در همان زمان منتقدان تأکید نمودند که بانک‌ها و دیگر آژانس‌های کمک‌دهنده مالی، بودجه قابل توجهی را به پروژه‌هایی اختصاص می‌دهند که حتی بر آب و هوا تأثیر منفی دارند.

نتیجه کلی حاصل از گزارش کمک‌های سبز، حاکی از آن است که کمک مالی به آب و هوا در ابتدای قرن ۲۱، همان روند اوایل دهه ۱۹۹۰ که به میزان یک میلیارد دلار در سال بود، را دنبال نموده است. بودجه اختصاص یافته به پروژه‌های کاهش، در سال ۲۰۰۳ و ۲۰۰۴ افت داشت اما در سال ۲۰۰۵ بایک سیر صعودی به حدود ۵ میلیارد دلار و در سال ۲۰۰۶ به حدود ۱۱ میلیارد دلار افزایش یافت. بیشترین میزان افزایش در بودجه پروژه‌های کاهش، مربوط به پروژه‌های بزرگ مقیاس برق‌آبی است که به اعتقاد بسیاری از کارشناسان آب و هوا، نباید به عنوان قسمتی از راه حل بکارگیری انرژی‌های تجدیدپذیر در مواجهه با مشکل تغییر آب و هوا شناخته شود، چرا که انتشارات متان سدها، مهاجرت ساکنین و برهم خوردن نظم اکوسیستم‌های ساحلی را به عنوان یک پیامد منفی به دنبال خواهد داشت. لذا باید گفت بدون وجود پروژه‌های بزرگ مقیاس برق‌آبی، کمک‌های خارجی اختصاص یافته برای پروژه‌های آب و هوا، حدود ۷۵ درصد و یا به میزان تقریبی دو میلیارد دلار در سال است. نکته دیگر آن است که، بودجه مربوط به پروژه‌های انطباق در مقایسه با کمک مالی اختصاص یافته به پروژه‌های کاهش، ناچیز و حتی ناکافی است. برآورد کلی بودجه اختصاص یافته به این پروژه‌ها طی هفت سال مورد نظر، حدود ۶۰۰ میلیارد دلار است (از

در نمونه ۱۱۵۰۰۰ تایی و طی سال‌های مورد نظر،
بزرگترین دریافت‌کنندگان بودجه، ونزوئلا و چین
بوده‌اند که حدود نیمی از مجموعه کمک‌ها را
دریافت نموده‌اند.

چشم انداز انرژی جهان در سال ۲۰۰۸

آنچه در پی می آید خلاصه جدیدترین چشم انداز انرژی در جهان است که در ۱۲ نوامبر سال ۲۰۰۸ منتشر گردیده است. این چشم انداز همه ساله توسط آژانس بین المللی انرژی ارائه می گردد. بدلیل اهمیت این چشم انداز گزارشی از نتایج آن جهت خوانندگان محترم اقتصاد انرژی تهیه گردیده است.

دورنمای جهانی انرژی نشان می دهد که چگونه و با چه هزینه ای می توان این اهداف را با اتخاذ سیاست های قاطعانه عملی کرد. هم چنین عواقب شکست نیز در آن توضیح داده شده است.

نفت حیاتی ترین منبع انرژی در جهان است و برای مدت ها و حتی با خوشبینانه ترین فروض در مورد توسعه و گسترش فناوری های جایگزین، این گونه باقی خواهد ماند. لیکن منابعی که می باید برای تأمین نیاز مصرف کنندگان استفاده شوند در کنار هزینه تولید و قیمت ها به شدت و شاید بیش از هر زمان دیگری متغیر و نامعلوم اند. نوسان قیمت ها که در سال ۲۰۰۸ به حد اکثر خود رسید و با تغییرات کوتاه مدت دو چندان شد، پرده از این موضوع برداشت که قیمت ها تا چه اندازه به عدم تعادل های کوتاه مدت حساس اند.

علی ابوالقاسمی شیرازی

مقدمه

سیستم فعلی انرژی جهان بر سربیک دوراهی قرار دارد. روندهای عرضه و مصرف انرژی در جهان به طور آشکاری، از منظر اقتصادی، اجتماعی و زیست محیطی، بی ثبات است و می باید تغییر کند. هنوز هم زمان برای تغییر مسیری که در آن قرار داریم وجود دارد. گزاف نیست اگر بگوییم که کامیابی آینده بشر به موفقیت او در مواجهه بادو چالش پیش رو در زمینه انرژی بستگی دارد: تأمین و عرضه مطمئن انرژی و انتقال سریع به عرضه انرژی کم کربن و کارا که با محیط زیست نیز سازگار باشد. آنچه مورد نیاز است به یک انقلاب می ماند.

بینجامد ولی این موضوع باید همراه با حفظ نرخ‌های رشد اقتصادی و استاندارد زندگی مناسب برای مردم در کشورهای مختلف باشد. برخی از جایگزین‌هایی که در شرایط قیمت‌های بالای انرژی برای نفت وجود دارند خود شدت کربن بالاتری دارند. برخی از کشورها تا حدودی در جهت کنترل گازهای آلاینده موفق بوده‌اند ولی هنوز هم کافی نیست. یک پیمان جدید بین‌المللی اولین قدم اساسی در پیشروی به سوی یک سیستم انرژی با ثبات است و پیاده‌سازی آن نیز به همان اندازه مهم است. تأخیر در انجام هر یک موجب افزایش در هزینه‌های نهایی رسیدن به اهداف آب و هوایی مطلوب می‌شود.

تقاضای آینده انرژی

در سناریوی مرجع، میزان تقاضای انرژی جهان در فاصله

سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۳۰ با نرخ ۱/۶٪ افزایش می‌یابد و از ۱۱۷۳۰ میلیون تن معادل نفت به ۱۷۰۱۰ میلیون تن معادل نفت خام می‌رسد که به معنای یک افزایش ۴۵ درصدی است. این سناریو شامل تمامی سیاست‌ها و تدابیری است که دولت‌ها تا اواسط سال ۲۰۰۸ اتخاذ کرده‌اند و سیاست‌های جدید را شامل نمی‌شود. این موضوع یک مبنای اختیار قرار می‌دهد تا میزان مورد نیاز اعمال تغییرات را بدانیم. تقاضا از میزان پیش‌بینی‌های ۲۰۰۷ کندتر رشد می‌کند و این به دلیل رشد کند اقتصاد جهانی به خصوص در کشورهای OECD و بالا رفتن قیمت‌های نفت است.

انرژی‌های فسیلی ۸۰٪ میزان انرژی‌های مصرفی را در ۲۰۳۰ به خود اختصاص می‌دهند. نفت سوخت اصلی باقی می‌ماند و تقاضا برای ذغال سنگ از نظر قدر مطلق بیش از هر سوخت دیگری افزایش می‌یابد. سهم سوخت مصرفی جهان در شهرها (۲۰۰۶ معادل ۷۹۰۰ میلیون تن معادل نفت) از دو سوم به سه چهارم در ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد.

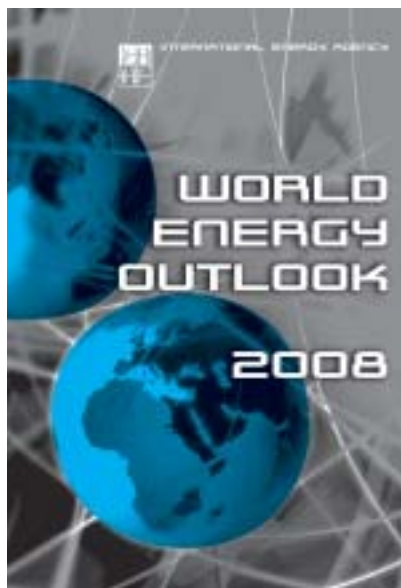
چین و هند به دلیل رشد ممتد و قوی اقتصادهای خود، نیمی از رشد تقاضا برای انرژی را در بازه زمانی ۲۰۰۶ تا ۲۰۳۰ به خود اختصاص می‌دهند. کشورهای خاورمیانه نیز جایگاه خود را به عنوان متقاضیان انرژی، با رسیدن به ۱۱٪ از رشد تقاضای انرژی جهان تقویت خواهند کرد. در مجموع برآورد می‌شود که کشورهای غیر OECD حدود ۷٪ از میزان افزایش را به خود اختصاص دهند.

این قیمت‌ها هم چنین موجب هشیاری مردم نسبت به ذات پایان‌پذیری منابع نفت و گاز شد. اما مخاطرات کمبود عرضه در حال حاضر به کمبود منابع مربوط نمی‌شود بلکه به کمبود سرمایه‌گذاری مورد نیاز مربوط می‌شود. سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی به طور اسمی در حال افزایش بوده است ولی بخش زیادی از آن به دلیل افزایش هزینه‌ها و مقابله با نرخ‌های کاهش در تولید میادین بوده است (به خصوص در مناطق خارج از اوپک که هزینه‌ها بالاتر است). امروزه به دلیل دسترسی کمتر شرکت‌های نفتی به منابع ارزان، بیشترین میزان سرمایه‌گذاری‌ها در اکتشاف و توسعه میادین با هزینه بالا صورت می‌پذیرد. افزایش تولید در کشورهای که هزینه تولید در آن‌ها پایین است راهی برای تأمین نیاز جهان با هزینه‌های معقول در شرایطی است که نرخ‌های افت تولید در حال افزایش بوده و منابع نفتی در بیشتر نقاط جهان به سرعت در حال تحلیل رفتن است.

برای جلوگیری از یک فاجعه غیر قابل بازگشت زیست محیطی، جهان باید به سوی کربن‌زدایی از منابع انرژی خود روی بیاورد. با روند فعلی انتشار دی‌اکسید کربن (CO₂) و دیگر گازهای گلخانه‌ای، انتظار می‌رود که میزان متوسط درجه حرارت زمین در بلندمدت ۶ درجه سانتیگراد بالا برود. نیاز به اقدام سریع و فوری در مقابله با این روند احساس می‌شود.

رسیدن به میزان عرضه مورد انتظار و تسریع در انتقال به فناوری‌های کم کربن اقدام بنیانی دولت‌ها، در هر دو سطح ملی

و جهانی و از طریق مشارکت در مکانیزم‌های بین‌المللی را طلب می‌کند. در حین سرمایه‌گذاری‌هایی که توسط عرضه‌کنندگان در گسترش و تجاری‌سازی فناوری‌های کم کربن صورت می‌پذیرد، خانه‌دارها، تجار و استفاده‌کنندگان از وسائط نقلیه باید در شیوه استفاده از انرژی بازنگری کنند. برای این که این اتفاق بیفتد، دولت‌ها باید با در نظر گرفتن مشوق‌های مالی و چارچوب‌های حمایتی، اقدامات مؤثری را در قبال امنیت انرژی و هدف‌های مربوط به شرایط اقلیمی انجام دهند. برداشتن یارانه‌های انرژی در بخش مصرف که در سال ۲۰۰۷ در ۲۰ کشور بزرگ خارج از OECD به ۳۱۰ میلیارد دلار رسید، می‌تواند اقدامی اثربخش در کاهش میزان انتشار و تقاضای انرژی به شمار آید. قیمت‌های جهانی بالای نفت می‌تواند به کاهش مصرف و تشویق فناوری‌های کارایی سمت تقاضا



سیاست‌های قاطعانه وجود داشته باشد، این بخش می‌تواند این فناوری‌های را به جریان عمده و اصلی تبدیل کند. منابع انرژی تجدیدپذیر مانند برق-آبی، بادی، خورشیدی، زمین گرمایی و جذر و مد امواج، بیش از هر منبع انرژی دیگری و با نرخ متوسط سالانه ۷/۲٪ در دوره پیش‌بینی در جهان رشد می‌کنند. بیشترین افزایش در بخش برق رخ می‌دهد. سهم سوخت‌های غیر برق-آبی تجدیدشونده از ۱٪ در ۲۰۰۶ به ۴٪ در ۲۰۳۰ می‌رسد. انرژی برق-آبی افزایش می‌یابد ولی سهم آن در تولید برق با ۲٪ کاهش به ۱۴٪ می‌رسد. در OECD افزایش در برق تولیدی از تجدیدشونده‌ها از دو بخش هسته‌ای و فسیلی پیشی می‌گیرد.

سرمایه‌گذاری‌های عظیم در زیرساخت‌های انرژی مورد نیاز است

پیش‌بینی‌های سناریوی مرجع حکایت از نیاز به سرمایه‌گذاری ۲۶ تریلیون دلاری (به دلار ۲۰۰۷) در فاصله ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ دارد که ۴ تریلیون دلار از میزان پیش‌بینی چشم‌انداز ۲۰۰۷ بیشتر است. از این میزان ۱۳/۶ تریلیون دلار یا ۵۲٪ مربوط به بخش برق است. باقی‌مانده نیز عمدتاً به بخش‌های نفت و گاز

سرازیر می‌شود که صرف اکتشاف و توسعه و عمدتاً در کشورهای غیر OECD خواهد شد. هزینه سرمایه‌گذاری به ویژه در بخش نفت و گاز در سال گذشته صعودی بوده است طوری که ما را بر آن داشت تا هزینه‌های مفروض در دوره پیش‌بینی را روبه بالا تعدیل کنیم. به نظر نمی‌رسد بحران مالی اخیر در بلندمدت روی میزان سرمایه‌گذاری‌ها اثرگذار باشد ولی می‌تواند موجب تأخیر در تکمیل طرح‌ها به خصوص در بخش برق شود. حدود نیمی از میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز در بخش انرژی صرف حفظ میزان فعلی عرضه انرژی می‌شود؛ بسیاری از زیرساخت‌های موجود برای عرضه نفت، گاز، ذغال سنگ و برق می‌باید تا ۲۰۳۰ جایگزین شوند. برای اطمینان حاصل کردن در مورد شرایط سرمایه‌گذاری‌های آتی که زیرساخت‌های تأمین انرژی را شکل می‌دهند می‌باید در

در نتیجه سهم آن‌ها از میزان مصرف انرژی از ۵۱٪ به ۶۲٪ افزایش می‌یابد. میزان مصرف آن‌ها از سال ۲۰۰۵ از میزان مصرف OECD پیشی گرفته است.

میزان تقاضا برای نفت (بدون در نظر گرفتن بایوفیول) به طور متوسط سالانه ۱٪ رشد خواهد کرد و از ۸۵ میلیون بشکه در روز در ۲۰۰۷ به ۱۰۶ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۰ خواهد رسید. با این حال سهم آن از مصرف انرژی جهان از ۳۴٪ به ۳۰٪ کاسته خواهد شد. تقاضای نفت در جهان نسبت به چشم‌انداز ارائه شده سال قبل (۲۰۰۷) به میزان ۱۰ میلیون بشکه در روز رو به پایین تعدیل شده است، که به دلیل رشد کندتر اقتصادی، قیمت‌های بالای نفت و سیاست‌های جدیداً تعریف شده توسط دولت‌ها در سال گذشته

است. تمام پیش‌بینی افزایش در تقاضای جهانی نفت ناشی از کشورهای غیر OECD است (چهار پنجم آن را چین، هند و خاورمیانه تشکیل می‌دهند)؛ تقاضای نفت در OECD به مقدار ناچیزی کاهش می‌یابد که عمدتاً به خاطر کاهش در تقاضای نفت در سایر بخش‌ها غیر از بخش حمل و نقل است. تقاضا برای گاز طبیعی به طور قابل توجهی افزوده شده و با نرخ متوسط سالانه ۷/۸٪ افزایش می‌یابد و سهم آن از انرژی جهان به ۲۲٪ می‌رسد. بیشترین مقدار افزایش نیز از بخش تولید برق سرچشمه

می‌گیرد. تقاضای جهانی ذغال سنگ با متوسط سالانه ۲٪ رشد خواهد داشت که سهم آن از تقاضای جهانی انرژی از ۲۶٪ در ۲۰۰۶ به ۲۹٪ در ۲۰۳۰ خواهد رسید. ۸۵٪ از این افزایش در تقاضای ذغال سنگ نیز از بخش تولید برق در هند و چین ناشی می‌شود. سهم انرژی هسته‌ای در چشم‌انداز از ۶٪ امروز به ۵٪ در ۲۰۳۰ کاهش می‌یابد (سهم آن در تولید برق از ۱۵٪ به ۱۰٪ کاهش می‌یابد)، با این حال مقادیر مطلق استفاده از انرژی هسته‌ای در تمام نقاط جهان به غیر از کشورهای OECD اروپا، افزایش می‌یابد.

فناوری‌های مدرن تجدیدپذیر با پیشی گرفتن از گاز به سرعت رشد خواهند کرد و بعد از ذغال سنگ به دومین منبع تأمین برق در جهان بعد از ۲۰۱۰ تبدیل خواهند شد. با کاهش هزینه‌های انرژی‌های تجدیدشونده و با فرض این که قیمت‌ها نفت هم چنان بالا بماند و



بیشترین مقدار افزایش در تولید نفت و گاز، به شرط سرمایه‌گذاری کافی، در اوپک رخ می‌دهد

در سناریوی مرجع میزان تولید نفت از ۸۴ میلیون بشکه در روز در ۲۰۰۶ به ۱۰۶ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد. با این که انتظار نمی‌رود که تولید نفت پیش از ۲۰۳۰ به اوج مقدار خود برسد پیش بینی می‌شود تولید نفت مرسوم، نفت غیر مرسوم، میعانات گاز طبیعی (NGLs) و ازدیاد برداشت به طور مداوم تا انتهای دوره تخمین، رشد کند. میزان تولید نفت خام در فاصله ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ تنها ۵ میلیون بشکه در روز افزایش خواهد بود و تقریباً بیشترین مقدار سرمایه‌گذاری‌ها صرف پوشش کاهش در تولید میادین نفتی می‌شود. میزان خالص افزایش در تولید نفت از میعانات گازی (به دلیل رشد سریع تولید گاز) و منابع غیر مرسوم مانند شن‌های آغشته به نفت در کانادا، ناشی می‌شود.

پیش‌بینی می‌شود بیشترین مقدار افزایش در تولید در اوپک اتفاق بیفتد و مجموع سهم آن در تأمین نفت جهان از ۴۴٪ در ۲۰۰۷ به ۵۱٪ در ۲۰۳۰ برسد. ذخایر آن‌ها به اندازه کافی بزرگ و هزینه توسعه آن‌ها پایین است تا تولید را سریع‌تر از اینها رشد دهند. ولی فرض بر این است که سرمایه‌گذاری این کشورها با

موانع متعددی از قبیل سیاست‌های محافظه‌کارانه در قبال پایان‌پذیری منابع و موانع ژئوپلیتیک مواجه است. عربستان بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت جهان باقی خواهد ماند و تولید آن از ۱۰/۲ میلیون بشکه در روز در ۲۰۰۷ به ۱۵/۶ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۰ افزایش خواهد یافت. تولید نفت در غیر اوپک در یک سطح ثابت می‌ماند و انتظار می‌رود از اواسط دهه آینده رو به کاهش گذارد و این روند تا انتهای دوره پیش‌بینی شتاب بگیرد. تولید در بسیاری از کشورهای غیر اوپک به حداکثر خود رسیده است و تا ۲۰۳۰ در بسیاری دیگر به اوج خود خواهد رسید. کاهش تولید نفت خام و گاز در غیر اوپک عمدتاً توسط تولید نفت خام‌های غیر مرسوم جبران شده، سطح تولید غیر اوپک را در دوره پیش‌بینی یکنواخت نگاه خواهد داشت.

یک توافق بین‌المللی در زمینه مقابله فوری با معضل تغییرات آب و هوایی، تمامی جنبه‌ها مورد مذاکره قرار گیرد تا الزامات سیاست‌های ملی به سرعت ارزیابی شوند.

این پیش‌بینی‌ها بر این فرض استوارند که قیمت نفت خام وارداتی در کشورهای عضو آژانس بین‌المللی انرژی تا ۲۰۱۵ و به دلار سال ۲۰۰۷ حول ۱۰۰ دلار در بشکه و تا ۲۰۳۰ حدود ۱۲۰ دلار در بشکه باشد. این اعداد حاکی از یک تعدیل رو به بالا نسبت به سال گذشته به دلیل قیمت‌های بالاتر تحویل‌های فوری و قراردادهای آتی به اضافه ارزیابی مجدد شرایط تقاضا و عرضه نفت می‌باشد. با در نظر گرفتن مقادیر اسمی، قیمت نفت تا سال ۲۰۳۰ به ۲۰۰ دلار در بشکه خواهد رسید. البته تغییرات مقطعی

کوتاه مدت قیمت‌ها که خود را به صورت دندانه‌های صعود و نزول در روند قیمت نشان می‌دهند اجتناب‌ناپذیراند. قیمت‌ها در یک یا دو سال آینده به شدت تمایل به تلاطم خواهند داشت. تشدید بحران مالی اخیر بر روی شرایط اقتصادی اثرگذار خواهد بود و این موضوع می‌تواند در قالب کاهش تقاضا، قیمت‌ها را رو به پایین هدایت کند. پیش‌بینی می‌شود بعد از سال ۲۰۱۵ و با افزایش هزینه نهایی عرضه و تولید نفت، قیمت‌ها تا انتهای دوره پیش‌بینی شکل صعودی به خود بگیرند.

روندها حکایت از آن دارد که در همه کشورهای OECD و غیر OECD هزینه‌های پرداختی برای نفت در حال افزایش است. به عنوان بخشی از GDP جهانی در نرخ‌های تبدیل ارز بازار، هزینه‌ها از حدود ۱٪ در ۱۹۹۸ به ۴٪ در ۲۰۰۷ رسیده است که معانی ناگواری برای اقتصاد کشورهای مصرف‌کننده به همراه دارد. این سهم در دوره پیش‌بینی به بیش از ۵٪ خواهد رسید. برای کشورهای غیر OECD این میزان به متوسط ۷ تا ۷ درصد می‌رسد. تنها زمانی که دنیا این قدر برای نفت هزینه کرده است به اوایل دهه ۱۹۸۰ برمی‌گردد که از ۶٪ تجاوز کرد. از سوی دیگر درآمدهای گازی و نفتی اوپک از ۷۰۰ میلیارد دلار در ۲۰۰۶ به ۲ تریلیون دلار در ۲۰۳۰ می‌رسد و سهم آن‌ها از GDP جهانی از ۷/۲٪ به ۲۰٪ ارتقاء می‌یابد.



داشته است ولی میزان تولید هم چنان از اکتشافات کمتر است (به غیر از برخی نقاط مانند آبهای عمیق برزیل).

منابع قابل اکتشاف نفت مرسوم که شامل ذخایر اثبات شده و محتمل در میان میادین کشف شده است به ۳/۵ تریلیون بشکه می‌رسد در حالی که یک سوم این مقدار یا ۷۱ تریلیون بشکه تا کنون مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند. منابع کشف نشده یک سوم از نفت قابل اکتشاف را تشکیل می‌دهد که به نظر می‌رسد در روسیه، خاورمیانه و دریای خزر قرار داشته باشد. منابع نفت غیر مرسوم نیز که به ندرت مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند بسیار قابل توجه‌اند. بین ۱ تا ۲ تریلیون بشکه، شن‌های آغشته به نفت و نفت فوق سنگین از منظر اقتصادی قابل بهره‌برداری است. این منابع به طور خاص در کانادا و ونزوئلا متمرکز شده‌اند. تمامی نفت قابل استحصال که شامل نفت فوق سنگین، شن‌های آغشته به نفت و پلمه سنگ‌های نفتی می‌شود به ۶/۵ تریلیون بشکه می‌رسد. اگر ظرفیت تبدیل ذغال سنگ و گاز به فرآورده‌های نفتی (CTL و GTL) را نیز در نظر آوریم این میزان به ۹ تریلیون بشکه خواهد رسید.

ذخایر گاز جهان هم چنان بسیار بزرگ‌اند ولی مانند نفت در تعداد محدودی از میادین و کشورها محدود شده‌اند. میزان باقی مانده ذخایر اثبات شده به ۱۸۰ تریلیون متر مکعب است که معادل ۶۰ سال تولید فعلی است. ۵۶٪ از گاز جهان در روسیه، ایران و قطر قرار دارد و نیمی از گاز دنیا در ۲۵ میدان قرار دارد. اوپک نیز نیمی را در اختیار دارد. ذخایر باقی مانده از ۱۹۸۰ تا کنون دو برابر شده‌اند و بیشترین این افزایش در اوپک بوده است. با این که اندازه ذخایر کشف شده گاز در جهان (مانند نفت) به طور یکنواخت رو به کوچک شدن می‌رود ولی حجم ذخایر هم چنان از تولید پیشی دارد. در نهایت منابع باقی مانده مرسوم گاز طبیعی در جهان مانند ذخایر اثبات شده، رشد ذخایر و منابع کشف نشده به ۴۰۰ تریلیون متر مکعب می‌رسد. تولید تجمعی تا سال ۲۰۰۷ به کمتر از یک ششم ذخایر اولیه بالغ می‌شود. ذخایر غیر مرسوم گاز طبیعی مانند متان بسترهای ذغال سنگی، گاز شنزار و گاز محصور در سنگ‌های رسی بسیار بیشتر است و به ۹۰۰ میلیارد متر مکعب می‌رسد و ۲۵٪ آن در کانادا و ایالات متحده قرار دارد.

روند شتابان کاهش تولید میادین نفتی

شاید از منظر جهانی با وفور منابع نفت مواجه باشیم ولی هیچ تضمینی وجود ندارد که از این فرصت به نحوی استفاده شود که تکافوی تقاضای پیش‌بینی شده در سناریوی مرجع را داشته بدهد. یکی از نگرانی‌های مهم نرخ کاهش در تولید میادین هنگامی که به بلوغ خود می‌رسند، می‌باشد. این از مؤلفه‌های مهمی است که میزان

افزایش پیش‌بینی شده در تولید جهانی نفت منوط به سرمایه‌گذاری کافی و به موقع است. حدود ۶۴ میلیون بشکه در روز ظرفیت جدید (۶ برابر توان تولید در عربستان) در فاصله ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ باید ایجاد شود. از این میزان ۳۰ میلیون بشکه در روز باید تا سال ۲۰۱۵ به ظرفیت‌ها اضافه شود. عرضه نفت در صورت سرمایه‌گذاری ناکافی با یک مخاطره واقعی مواجه خواهد شد. سیر سرمایه‌گذاری‌های بالادستی نشان از افزایش خالص تولید در دویا سه سال آینده دارد که تا حدودی منجر به ایجاد ظرفیت اضافی خواهد شد لیکن این ظرفیت تا ۲۰۱۰ رو به کاهش خواهد گذاشت. این موضوع به خوبی چرخه توسعه بالادست را نشان می‌دهد. تعداد فراوانی از طرح‌ها بدون شک در حالی که شرکت‌های نفتی با تکمیل طرح‌های موجود، رو به طرح‌های جدید می‌آورند ماهیت اجرایی به خود می‌گیرند. ولی شکاف بین آنچه اجرا می‌شود و آنچه برای رسیدن به میزان تقاضا نیاز است بعد از ۲۰۱۰ به سرعت افزایش می‌یابد. لازم است قریب به ۷ میلیون بشکه از این ظرفیت اضافی تا سال ۲۰۱۵ ایجاد شود که بیشترین مقدار آن باید در دو سال آینده باشد تا از کاهش عرضه در اواسط دهه آینده جلوگیری کند. تولید گاز نیز در مناطق غنی از این منابع متمرکز خواهد شد. ۴۶٪ از رشد مورد انتظار در تولید گاز در فاصله ۲۰۰۶ تا ۲۰۳۰ در خاورمیانه صورت می‌پذیرد و تا ۲۰۳۰ که تولید آن با ۳ برابر افزایش به اتریلیون متر مکعب خواهد رسید. ۶۰٪ از افزایش در تولید، در داخل کشورها و برای تولید برق مصرف خواهد شد. بیشترین سهم از بقیه افزایش در تولید جهان در روسیه و آفریقا صورت خواهد پذیرفت. اگر سرمایه‌گذاری در این کشورها با مشکل مواجه شود، تولید کمتر گاز به منزله رویکرد بیشتر به ذغال سنگ و افزایش انتشار CO₂ خواهد بود.

جهان هنوز با کمبود نفت و گاز مواجه نیست

اندوخته‌های نفت در جهان آن قدر بزرگ است که میزان افزایش پیش‌بینی شده در سناریوی مرجع را تا پس از سال ۲۰۳۰ پشتیبانی خواهد کرد. میزان تخمینی ذخایر اثبات شده نفت و میعانات گازی بین ۷۲ تا ۱۳۳ تریلیون بشکه است (شامل ۰/۲ تریلیون بشکه نفت غیر مرسوم) که از ۱۹۸۰ تقریباً دو برابر شده‌اند. این میزان برای تأمین نیاز جهان در ۴۰ سال آینده و در نرخ‌های فعلی مصرف کافی خواهد بود. این افزایش در ذخایر بیش از آن که ناشی از اکتشافات جدید باشد، به دلیل بازنگری در ذخایر کشورهای اوپک بوده است. با این حال از سال ۱۹۹۰ میزان افزایش در تولید با وجود مصرف فزاینده ناچیز بوده است. میزان اکتشافات پس از سال ۲۰۰۰ نسبت به دهه ۱۹۹۰ به یمن ارتقای فناوری و اکتشافات بیشتر افزایش

این موضوع است که این سرمایه‌گذاری کجا صورت بگیرد. باید سرمایه بسیار بیشتری به مناطق غنی از نفت و مشخصاً خاورمیانه که هنوز هزینه‌ها در آن‌ها پایین است، سرازیر شود. در کوتاه مدت فرصت‌های سرمایه‌گذاری شرکت‌های بین‌المللی در مناطق غیروپیک که باقی مانده منابع نفت و گاز را در اختیار دارند کاهش می‌یابد تا بر اساس قراردادهای متکی بر منابع، فرصت‌های بزرگ‌تری را چه به صورت مستقیم و از طریق شرکت‌های ملی نفت و یا به صورت غیرمستقیم و از طریق شراکت با سرمایه‌گذاران خارجی بدست آورند. نمی‌توان به طور قطعی گفت که آیا این کشورها خود اقدام به سرمایه‌گذاری می‌کنند و یا برای جذب سرمایه‌گذاران خارجی اقدامی انجام خواهند داد.

مشارکت شرکت‌های دولتی و شرکت‌های بین‌المللی

تغییرات ساختاری عمده‌ای در بخش بالادست صنایع نفت و گاز در راه است و شرکت‌های ملی نفت در این میان نقشی کارساز دارند. در سناریوی مرجع، این شرکت‌ها ۸۰٪ از افزایش در تولید نفت و گاز را در فاصله ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰ به ثمر می‌رسانند. در بیشتر کشورهایی که منابع بزرگ گازی و نفتی را در اختیار دارند بخش بالادستی کاملاً در اختیار شرکت‌های ملی است و شرکت‌های خارجی یا اجازه تصاحب و توسعه این بخش را ندارند و یا با موانعی بسیار سخت مواجه‌اند. بالا رفتن قیمت‌های نفت و افزایش یقین در میان رهبران سیاسی مبنی بر این که شرکت‌های ملی قادرند منافع ملت را بیش از سرمایه‌گذاران و شرکت‌های خارجی تأمین کنند، میزان اعتماد به نفس شرکت‌های ملی را بالا برده به طوری که آن‌ها از لحاظ قابلیت‌های فنی و کارایی، با شرکت‌های خارجی رقابت می‌کنند. با این اوصاف شرکت‌های بین‌المللی نفت و گاز هم به دلیل قدرت گرفتن شرکت‌های ملی و هم به دلیل تحلیل رفتن منابع و ذخایر موجود، در خارج از اوپک، در مضیقه قرار گرفته‌اند. شرکت‌های عظیم در تلاشند تا در حین افزایش عایدی‌های نقدی مربوط به سهام‌داران، ذخایر اثبات شده خود را جایگزین کرده تولید خود را بالا ببرند.

چگونگی تحوّل ساختار صنعت نفت و گاز جهان در دهه‌های آتی معنای ضمنی مهمی برای سرمایه‌گذاری، ظرفیت تولید و قیمت‌ها خواهد داشت. قدرت گرفتن هر روزه شرکت‌های ملی نفت، این احتمال را که سرمایه‌گذاری‌های مورد نظر در چشم‌انداز، صورت بگیرد را پایین می‌آورد. شاید همه شرکت‌های ملی امکانات مالی، مدیریتی و تکنیکی مناسبی برای سرمایه‌گذاری و افزایش ظرفیت را در اختیار نداشته باشند.

سرمایه‌گذاری و ظرفیت جهانی لازم برای تأمین تقاضای مورد پیش‌بینی در سناریوی مرجع را مشخص می‌کند. بر اساس یافته‌های یک مطالعه میدان به میدان دقیق و مطالعه مقادیر تاریخی تولید در ۸۰۰ میدان نفتی، نرخ‌های کاهش و افت تولید در بلندمدت و در مناطق مهم نفتی دنیا به طور فزاینده‌ای افزایش می‌یابد. این به دلیل کاهش در اندازه متوسط میادین و در برخی مناطق افزایش در سهم تولیدی است که انتظار می‌رود از میادین فراساحل باشد. بر اساس مطالعات ما به طور عمومی هر قدر میزان ذخایر یک میدان بیشتر باشد میزان حداکثر تولید آن کمتر و میزان افت آن وقتی میدان نقطه حداکثر تولید خود را پشت سر می‌گذارد، آهسته‌تر خواهد بود. هم‌چنین این نرخ‌ها برای میادین خشکی از میادین فراساحل پایین‌تر است (به خصوص آب‌های عمیق). البته سرمایه‌گذاری و سیاست‌گذاری‌ها نیز این نرخ‌ها را متأثر می‌کند.

موانع سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی

کاهش سریع‌تر در تولید به منزله نیاز بیشتر به سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی و در میادین قدیمی (برای جبران کاهش در تولید) و میادین جدید (برای جبران کاهش در تولید و تأمین تقاضای روبه رشد) است. در واقع میزان سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی برای هر دو بخش نفت و گاز در فاصله سال‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۰۷ بارشده سه برابری، ۳۹۰ میلیارد دلار به قیمت‌های اسمی بوده است. البته بیشترین مقدار این رشد ناشی از افزایش هزینه‌ها بوده است به طوری که بر اساس تعدیل تورمی هزینه‌ها، سرمایه‌گذاری در ۲۰۰۷، به میزان ۷۰٪ از سال ۲۰۰۰ بیشتر بوده است. بر اساس شاخص IEA هزینه‌های سرمایه‌ای در بخش بالادستی جهان در فاصله ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۷، ۹۰٪ افزایش داشته و این میزان برای نیمه اول ۲۰۰۸، ۵٪ بوده است. بیشترین افزایش در فاصله ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۷ اتفاق افتاده است. بنابر برنامه‌های ۵۰ شرکت بزرگ نفتی دنیا که در چشم‌انداز مطالعه شده‌اند (که سه چهارم نفت و گاز دنیا را تولید می‌کنند) میزان سرمایه‌گذاری بالادستی در نفت و گاز در ۲۰۱۱ و به قیمت‌های اسمی ۶۰۰ میلیارد دلار خواهد بود (رشدی معادل ۵۰٪ از ۲۰۰۷). اگر سطح هزینه‌ها بر اساس پیش‌بینی باشد، میزان رشد حقیقی سرمایه‌گذار تا ۲۰۱۲ به ۹٪ در سال می‌رسد یعنی همان نرخ‌های که در ۷ سال پیش داشته است.

بر اساس پیش‌بینی‌های سناریوی مرجع، میزان تجمعی سرمایه‌گذاری مورد نیاز در بالادست گاز و نفت (به دلار ۲۰۰۷) به ۸۴ تریلیون دلار و یا در فاصله ۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰، سالانه به ۳۵ میلیارد دلار بالغ می‌شود. این مقدار از میزان مخارجی که در حال حاضر صورت می‌گیرد کمتر است. این به دلیل یک تغییر عمده نسبت به

رشد جمعیت، افزایش یابد. و بیشتر از نیمی از جمعیت این کشورها در سال ۲۰۳۰ برای پخت و پز از چوب و ذغال چوب استفاده خواهند کرد.

حل کردن این مشکلات کاملاً از عهده این کشورها برمی آید ولی نیازمند تغییرات عمده نهادی است. ما تخمین می زنیم که هزینه تأمین حداقل خدمات انرژی (برق، گاز مایع برای پخت و پز) برای مصارف خانگی این کشورها حدود ۱۸ میلیارد دلار است که تنها ۴٪ از مجموع درآمدهای نفت و گاز در این کشورها است. ارتقای کارایی و شفافیت در تخصیص درآمدها و پاسخ گویی دولت ها در استفاده از منابع عمومی، احتمال استفاده از درآمدهای نفت و گاز را در کاهش فقر به طور عمومی و فقر انرژی به طور خاص افزایش می دهد.

آینده انرژی بسیار متفاوت خواهد بود

به دلیل بسیاری از نااطمینانی هایی که در این گزارش مشخصاً به آن ها اشاره شد، آینده انرژی در جهان در سال ۲۰۳۰ از آنچه امروز هست بسیار متفاوت خواهد بود. سیستم انرژی در جهان متحول می شود ولی این تحول الزاماً مطابق آنچه ما می خواهیم نخواهد بود. لیکن می توانیم نسبت به برخی از روندهای مشخص شده در



این گزارش مطمئن باشیم: افزایش وزن چین، هند؛ خاورمیانه و کشورهای غیر OECD در بازارهای انرژی و افزایش انتشار CO₂ افزایش سریع تسلط شرکت های ملی نفت و ظهور تکنولوژی های کم کربن. در حالی که برخی عدم تعادل های موقتی منجر به سقوط قیمت های نفت می شود، این موضوع هر روز روشن تر می شود که دوران نفت ارزان قیمت به پایان رسیده است. با این حال بسیاری از سیاست های راهبردی (به دور از ذکر عوامل خارجی) هم چنان در تردید باقی مانده اند. هدایت جهان به سوی بازارهای شفاف تر و رقابتی تر سیستم انرژی، در حیطه قدرت تمامی دولت ها چه در کشورهای مصرف کننده و تولیدکننده انرژی در جهان است. زمان می گذرد، هم اکنون وقت عمل است.

شرکت های ملی و بین المللی می تواند راه مناسبی برای مواجهه با این چالش ها باشد.

فقر انرژی در کشورهای نفت خیز آفریقا

برخی از کشورهای واقع در جنوب صحرای آفریقا دارای منابع غنی نفت و گاز هستند که انتظار می رود میزان تولید و صادرات در آن ها در دو دهه آینده رشد قابل توجهی داشته باشد. میزان تولید نفت در ۱۰ کشور بزرگ تولیدکننده نفت در این بخش از آفریقا در سال ۲۰۰۷، حدود ۵/۶ میلیون بشکه در روز بوده که از این میزان ۵/۱ میلیون بشکه صادر شده است. در سناریوی مرجع و تا سال ۲۰۳۰ میزان تولید در این بخش به ۷/۴ میلیون بشکه در روز و

صادرات به ۶/۴ میلیون بشکه در روز افزایش می یابد. میزان تولید گاز در این منطقه ۴ برابر می شود و از ۳۶ میلیارد مترمکعب به ۱۶۳ میلیارد مترمکعب در ۲۰۳۰ می رسد که بخش عمده آن صادر می شود. این نتایج منوط به جلوگیری کردن از سوختن گاز، سرمایه گذاری کافی و ممانعت از قطع تولید از طریق آشوب های اجتماعی است. پیش بینی می شود که درآمد دولت های ۱۰ کشور بزرگ تولیدکننده در این منطقه (از مالیات و حق امتیاز) در مجموع و از سال ۲۰۰۷ تا سال ۲۰۳۰ به ۴

تریلیون دلار خواهد رسید. نیجریه و آنگولا با درآمدی معادل ۳/۵ تریلیون دلار هم چنان بزرگ ترین صادرکنندگان باقی خواهند ماند. درآمدهای نفتی و مالیات در بیشتر این کشورها، ۵۰٪ از درآمدهای دولت ها را تشکیل می دهد.

بر خلاف ثروت ناشی از منابع هیدروکربنی اکثر شهروندان این کشورها هم چنان فقیر باقی می مانند. برای همین مصرف خدمات نوین انرژی در این کشورها بسیار محدود است. دوسوم از مردم این کشور به برق دسترسی ندارند و سه چهارم نیز به سوخت پاک برای پخت و پز دسترسی ندارند و در نتیجه از چوب درختان و یا ذغال چوب استفاده می کنند. اگر دولت های این کشورها برنامه ای برای حل این مشکلات نداشته باشند، پیش بینی می شود تعداد شهروندانی که از برق محرومند در طول دوره پیش بینی و با



شبکه‌های متروی تهران، لندن، توکیو و پاریس

محمد علی طاهری

احداث شد که در بین مردم به «ماشین دودی» معروف بود. اما صرف نظر از مورد فوق، استفاده از قطارهای شهری و مترو در ایران نسبت به بسیاری از کشورهای جهان از قدمت کمتری برخوردار است.

تازمان جنگ جهانی اول (۱۹۱۷ میلادی) بحث و اختلاف در خصوص این که آیا سیستم حمل و نقل ریلی شهری در زیرزمین احداث شود و یا روی زمین، بین کارشناسان ادامه داشت، اما پس از جنگ جهانی اول، کفه طرفداران احداث مترو در زیرزمین سنگین تر شد و امروزه در کلیه کلان شهرهای دنیا احداث و یا توسعه شبکه مترو صرف نظر از این که در زیرزمین، در سطح زمین و یا در ارتفاع باشد در اولویت طرح های حمل و نقل شهری قرار دارد و حتی از سایر وسائل حمل و نقل شهری نظیر اتوبوس به عنوان سیستم مکمل مترو استفاده می شود. پتانسیل و حجم جابه جایی مسافر توسط مترو در شهرها آن چنان عظیم است که وسایل نقلیه ریلی دیگر را یارای رقابت با آن نیست و از این رو شهرهای بزرگ، محور اصلی حمل و نقل عمومی را روی این

قطار زیرزمینی یا مترو، سیستم حمل و نقل ریلی است که معمولاً در مناطق شهری از آن استفاده می شود و قابلیت جابه جایی مسافران زیادی را دارد. یکی از مهم ترین محاسن مترو، جدا بودن آن از سایر مسیرهای شهری است. به این ترتیب ترافیک مسافران مترو با ترافیک شهری گره نمی خورد و در حقیقت مترو باری را از دوش خیابان های شهر بر می دارد و به زیر زمین می برد.

رشد حمل و نقل ریلی در پایتخت نزدیک به صد سال طول کشیده است. قطار شهری از دیرباز به عنوان یکی از کارآمدترین وسایل نقلیه عمومی شناخته شده است. با پیشرفت تکنولوژی بیش از چند صد سال است که قطارهای شهری در حال تغییر و تحول بوده و وظیفه حمل و نقل مسافران در اغلب شهرهای مهم دنیا را به عهده گرفته اند. نزدیک به صد سال قبل، اولین قطار شهری تهران به وسیله چند مهندس بلژیکی تحت عنوان «شرکت راه آهن و تراموای ایران» به طول ۷۸۰۰ متر بین تهران و شهرری



بهترین آن‌ها Yamanote Line نام دارد که خطوط ارتباطی مسیرهای مختلف شهری را به مرکز شهر مرتبط می‌سازد. این خط یکی از شلوغ‌ترین خطوط ارتباطی در جهان می‌باشد. با وجود این سیستم ارتباطی فعال، شبکه متروی توکیو همیشه از ازدحام خاصی برخوردار است. بیشتر خطوط حومه شهر توکیو توسط بخش خصوصی راه‌اندازی می‌شوند. هر شرکت وابسته به راه‌آهن، برای دریافت کرایه از مسافر خود برنامه خاص خود را دارد، به صورتی که بزرگترین شرکت‌های حمل و نقل از دیگر شرکت‌ها گران‌تر هستند. متروی توکیو بزرگ‌ترین متروی جهان از نظر وسعت و همچنین پاکیزه‌ترین و پیشرفته‌ترین آن‌ها در دنیا است. اولین خط این مترو در سال ۱۹۲۷ و در جریان رشد سریع شهری پایتخت ژاپن راه‌اندازی شد. در سال ۲۰۰۴ این شرکت توسعه بیشتری یافت، در حالی که در گذشته توسط وزارت راه، حمل و نقل و زیرساخت ژاپن اداره می‌شد، تحت کنترل مشترک این وزارتخانه و شهرداری توکیو درآمد. متروی توکیو را باید جامع‌ترین سیستم مترو در دنیا نامید. شبکه خطوط این مترو تقریباً اکثر مناطق را در ۲۳ حوزه شهری توکیو پوشش می‌دهد و به حومه شهر هم می‌رود. ایستگاه‌ها و خطوط آهن این مترو یک دست و کاملاً مدرن هستند و ساختار بیرونی آن هم همخوانی دارند. قطارهای متروی توکیو هر ۳ دقیقه یک بار و در ساعات اوج مسافر هر ۳۵ ثانیه یک بار در ایستگاه مسافر سوار می‌کنند. البته این زمان در ساعات معمولی و کم مسافر روز، گاه به ۵ دقیقه هم می‌رسد. متروی توکیو واگن مخصوص بانوان هم دارد که بیشتر در ساعات اوج مسافر این تقسیم‌بندی اجرا می‌شود. واگن‌های اول و آخر قطارها به خانم‌ها اختصاص



وسیله نقلیه ریلی بنا نموده‌اند.

لندن: قدیمی‌ترین متروی جهان در اعماق شهر لندن قرار دارد. سیستم راه‌آهن زیرزمینی لندن در دهم ژانویه ۱۸۶۳ سرویس‌دهی خود را آغاز کرد. این شبکه که قدیمی‌ترین سیستم راه‌آهن زیرزمینی دنیاست، در حال حاضر دارای ۴۰۸ کیلومتر طول، ۱۲ خط و ۲۵۷ ایستگاه است و به طور متوسط در سال ۲۰۰۷ روزانه ۳/۴ میلیون نفر از این قطارها استفاده کرده‌اند. به تازگی شرکت TFI کارت اعتباری هوشمندی را معرفی کرده که کار را برای مسافران و مسؤولان بسیار راحت‌تر کرده است. این کارت به گونه‌ای است که می‌توان با آن از اتوبوس، تراموا و حتی قطارهای بین شهری نیز استفاده کرد. این کارت از طریق شبکه اینترنت نیز قابل خرید بوده و نیز می‌توان کارت بانکی را در سیستم هوشمند این کارت ثبت کرد و وقتی موجودی کارت کمتر از ۵ پوند شد کارت بطور خودکار از حساب بانکی شما شارژ می‌شود. حدود ۱۴۴ سال است که قطارهای مترو لندن به حرکت درآمده‌اند. در مترو لندن مطالعه کتاب و روزنامه رواج دارد و تقریباً همه مشغول به این کار هستند تا از وقت خود به خوبی استفاده کنند. روزنامه به طور رایگان روی دکه‌های نزدیک ورودی ایستگاه توزیع می‌شوند. در تمام سال ۲۰۰۶ کل قطارهای مترو لندن ۳ روز و ۱۰ ساعت و ۳۵ دقیقه تأخیر داشته‌اند. مترو لندن حدود ۱ میلیارد نفر را در سال جابجا می‌کند و به طور متوسط حادثه مرگبار در هر ۳۰۰ میلیون مسافرت یکبار رخ داده است. ایستگاه‌های مشترکی شبکه متروی لندن را در نقاط مختلف شبکه راه‌آهن بین شهری متصل می‌کنند و این یک شبکه ریلی یکپارچه را در کل کشور انگلستان سامان می‌دهد. هر کس به محض ورود به لندن از طریق هوایی یا ریلی می‌تواند وارد شبکه مترو شود و بی‌نیاز از هر وسیله نقلیه دیگری باشد.

توکیو: دارای برجسته‌ترین سیستم حمل و نقل می‌باشد.





با فرهنگ‌های مختلف و زبان‌های گوناگون در مترو بسیار جالب و آموزنده بود. در ساعتی که در مترو بودم نه تنها شاهد روابط اجتماعی، عاشقانه، دعوای و دوستی‌ها بودم بلکه آنجا بود که با فرهنگ، زبان و قدرت نگاه و بو و صدا در برقراری ارتباط و یا فرار از آن آشنا شدم. طرز ایستادن و نشستن و فاصله ایجاد کردن افراد با فرهنگ‌های مختلف را به خوبی حس کردم و به نوعی کتاب جالب ادوارد تی. هال (ابعاد پنهانی) را شخصاً تجربه کردم. شاید از مهم‌ترین وجوه اجتماعی متروی پاریس همگانی بودن آن به معنای واقعی کلمه است. به عبارتی نه تنها خطوط مترو در تمام شهر گسترده است بلکه در متروی پاریس همه جور آدم پیدا می‌شود کرد، یعنی به استثناء اقشار بسیار پولدار و یا بسیار فقیر همه مردم از مترو استفاده می‌کنند. از کسانی که شب با پایپون و لباس شب به اپرا می‌روند تا بی‌خانمان‌ها و مهاجران کم درآمد، همه سوار همان واگن می‌شوند و در کنار هم می‌نشینند. متروی پاریس در واقع روایت زیرزمینی این شهر و به بزرگی خود پاریس است و دنیای خودش را دارد.»

تهران: اولین خط متروی تهران در سال ۱۳۷۷ افتتاح شد که تهران را به کرج متصل می‌کرد. دو سال بعد، نیمه غربی خط دو (حد فاصل ایستگاه صادقیه در میدان صادقیه تا ایستگاه امام خمینی در میدان امام خمینی) نیز بهره‌برداری شد. بخشی از خط یک متروی تهران نیز که ایستگاه میرداماد را به ایستگاه علی‌آباد متصل می‌کرد. در سال ۱۳۸۰ به بهره‌برداری رسید. این خط بعداً در سال ۱۳۸۱ تا ایستگاه حرم مطهر در بهشت زهرا ادامه یافت. همچنین بخش شرقی خط دو متروی تهران به تدریج در سال‌های ۱۳۸۲، ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ به بهره‌برداری رسید. با بهره‌برداری از این ایستگاه‌ها، خط دوی مترو از میدان صادقیه تا دانشگاه علم و صنعت امتداد یافت. حداکثر ظرفیت اسمی حمل مسافر در هر

می‌یابد. واگن‌ها و ایستگاه‌های متروی توکیو برای غیر ژاپنی زبان‌ها و حتی غیر انگلیسی زبان‌ها امکاناتی دارد. علاوه بر این که نام ایستگاه‌ها در واگن‌ها به ۳ زبان چینی، ژاپنی و انگلیسی اعلام می‌شود، دستگاه‌های خودپرداز بلیت مترو هم به این زبان‌ها مجهز هستند و همچنین علائمی هم برای کسانی دارند که به هیچ کدام از این زبان‌ها سخن نمی‌گویند. در ایستگاه‌های مترو برای نابینایان به علائم خط بریل نیز مجهز است. متروی ژاپن البته هنوز ۲۴ ساعته نیست و در ساعت ۱ تا ۵ بامداد از کار می‌ایستد.

پاریس: متروی پاریس (Paris Métro or Métropolitain)

بخشی از نظام حمل و نقل شهری پاریس است که در فرانسه آن را به نام متروپولیتن می‌نامند. آثار معماری به سبک هنر نو موجود در ایستگاه‌های این مترو شهرت جهانی دارد. متروی پاریس شامل ۱۶ خط عموماً زیرزمینی به طول ۲۱۴ کیلومتر می‌باشد. در مجموع این خطوط دارای ۳۰۰ ایستگاه است که با توجه به کاربرد چندگانه بعضی از ایستگاه‌ها در ۲ یا چند خط، تعداد کل ایستگاه‌ها به ۳۸۴ ایستگاه می‌رسد. مترو پاریس بیشترین فضای ایستگاه‌ها را در بین متروهای جهان داراست. مجموع مساحت ۲۴۵ ایستگاه این مترو به ۴۱ کیلومتر مربع می‌رسد. خطوط از شماره ۱ تا ۱۴ نامگذاری شده‌اند. علاوه بر این ۱۴ خط مترو، شامل ۲ خط کوچک نیز می‌شود. این ۲ خط در واقع بخشی از خطوط ۳ و ۷ می‌باشند که به صورت مستقل کار می‌کنند. این مترو پس از متروی مسکو پرکارترین مترو اروپا محسوب می‌شود و روزانه بیش از ۴/۵ میلیون نفر را جابه‌جا می‌کند. در سال ۲۰۰۶ متروی پاریس ۱/۴۰۹ میلیارد نفر را جابه‌جا نموده است که مقام ششم پر مسافرت‌ترین مترو جهان را داراست. ایستگاه شاتل لزال بزرگترین ایستگاه متروی جهان است که جزئی از متروی پاریس محسوب می‌شود. متروی پاریس از نظر طول با ۷۸۰/۵ کیلومتر (مجموعه و روی زمین) سومین مترو گسترده جهان است که در سال ۱۹۰۰ به مناسبت نمایشگاه جهانی به بهره‌برداری رسید. خاطرات یک دانشجوی ایرانی مقیم پاریس، منافع استفاده از مترو به خوبی بیان می‌دارد:

«شهری که تمام دوره دانشجویی‌ام را در آن سپری کردم و به احتمال قریب به یقین از همه جای دنیا بیشتر دوستش دارم! پاریس برای من مترادف با مترو است! چون بدون تعارف اغلب امتحان‌ها و کتاب‌های جالب این دوره زندگی‌ام را در مترو خواندم. به علاوه برای کسی مثل من که آن موقع یک دانشجوی جامعه‌شناسی بودم، دیدن این همه آدم عجیب و غریب و متنوع



۲) امکانات داخل قطارها و ایستگاه‌ها: تقریباً متروی

تهران مشابه سه شهر اروپایی است.

۳) بلیت: هر چهار شهر از این نظر تقریباً مشابه هستند با این

تفاوت که در سه شهر اروپایی می‌توان کارت‌های مترو را از طریق اینترنت شارژ نمود و هم از آن‌ها برای اتوبوس استفاده کرد.

۴) تعداد قطارها: متروی تهران از نظر تعداد قطارها نسبت

به سه شهر دیگر بسیار ضعیف‌تر می‌باشد. زیرا در ساعات اوج مسافر، قطارها با تاخیر زیاد و ازدحام افراد روبه‌رو هستند و گاهی تاخیرها به بیشتر از نیم ساعت هم می‌رسد، در حالی که در متروی سه شهر دیگر عکس این موضوع اتفاق می‌افتد.

در بین تفاوت‌های بالا هیچکدام به اندازه مورد اول تأثیر زیادی در کاهش استفاده از خودروهای شخصی ندارند. همان‌گونه که در نقشه‌های مترو این سه شهر مشاهده می‌شود، تقریباً نقطه‌ای از شهر را نمی‌توان یافت که ایستگاه مترو در آن نباشد و یا حداقل به ایستگاه مترو نزدیک نباشد. در این

نقشه‌ها نقطه‌ای روی مسیر وجود

دارد که حتی چهار خط مترو با

هم تلاقی دارند و افراد به راحتی

می‌توانند در آن‌ها تغییر مسیر

دهند. و یکی از دلایل استقبال کم

مردم از مترو در تهران همین

کافی نبودن پوشش آن است.

استفاده نکردن از خودروهای

شخصی منافع زیر را برای نمونه به همراه خواهد داشت: ۱) کاهش

ترافیک خیابان‌های شهر ۲) کاهش آلودگی هوا ۳) کاهش مصرف

سوخت ۴) کاهش بودجه تخصیصی برای واردات بنزین و مهم‌تر

از همه ۵) کاهش اتلاف وقت و فشارهای عصبی شهروندان: به‌طور

یقین، گسترش خطوط مترو در تهران بسیاری از مشکلات

گریبان‌گیر این شهر را به میزان زیادی کاهش خواهد داد. بسیاری

از مردم با وجود مترو در نزدیکی محل کار و سکونت از خودروی

شخصی خویش استفاده نخواهند کرد. مسئولین امر به جای هزینه

کردن و پرداختن بر روی گزینه‌های دیگر، باید تمرکز خود را بر

روی گسترش مترو به عنوان رکن اصلی حمل و نقل عمومی کشور

قرار دهد تا نه تنها تهران، بلکه شهرهای بزرگ دیگر نیز از مترو

بهره‌مند شوند تا بسیاری از مشکلات به وجود آمده از جمله مصرف

غیربهرینه بنزین، آلودگی هوا و ترافیک‌های سنگین در شهرها مرتفع

گردد.

واگن (نشسته و ایستاده) در هر دو نوع قطارها بین ۱۸۰ تا ۱۹۰ نفر است، همچنین هر دو نوع قطارها مجهز به سیستم‌های تهویه مطبوع، گرمایش، سیستم صوتی اعلام خبر و سیستم اعلام خطر و ایمنی است. فاصله حرکت قطارهای متروی خطوط یک و دو، از ابتدای راه‌اندازی تاکنون روند کاهشی داشته و از ۷ دقیقه در بهار سال ۱۳۸۵ به ۳ دقیقه در سال ۱۳۸۶ رسیده است. پیش‌بینی می‌شود تا پایان سال ۱۳۸۷، فاصله حرکت قطارها در خطوط داخل شهر به ۲ دقیقه و در خط تهران-کرج به ۵ دقیقه برسد. در ماه‌های ابتدایی، فاصله حرکت قطارها نیم ساعت بود.

برای استفاده از مترو تهران از چهار نوع بلیط می‌توان بهره برد: ۱) **بلیط‌های مدت‌دار**: این بلیط‌ها در انواع مختلف از یک روزه تا یک ساله وجود دارند و در مدت اعتبارشان می‌توان هر تعداد سفر با آن‌ها انجام داد؛ ۲) **بلیط‌های مبلغ‌دار**: این بلیط‌ها که در مبالغ مختلف عرضه می‌شوند، مانند یک کارت اعتباری عمل می‌کنند. استفاده

کنندگان از این نوع بلیط‌ها از

تخفیف ۴۰ تا ۵۰ درصدی در

هزینه سفرها برخوردار

می‌شوند؛ ۳) **بلیط‌های سفری**:

این بلیط‌ها در سه شکل تک

سفره، دو سفره و ده سفره

وجود دارند؛ ۴) **بلیط‌های**

اقشار خاص: این بلیط‌ها فقط

برای افراد بالای ۶۵ سال، معلولان دائم و جانبازان بالای ۲۵

درصد صادر می‌شوند و استفاده‌کنندگان آن‌ها از تخفیف ۵۰ تا

۱۰۰ درصدی برخوردار می‌شوند. طبق آمار اعلام شده در مرداد

۱۳۸۶، ۵۰ درصد از مسافران مترو از بلیط‌های مدت‌دار و مبلغ‌دار

استفاده می‌کنند.

مقایسه متروی تهران و سه شهر پاریس، توکیو و لندن:

۱) خطوط و میزان پوشش: تعداد خطوط و طول آن‌ها در

متروی این شهرها اختلاف زیادی با هم دارند، به‌طوری که

متروی تهران تنها با دو خط جنوب را به شمال و غرب را به

شرق متصل می‌کنند و بسیاری از مراکز، خیابان‌ها، میادین و

نقاط مهم شهر را تحت پوشش قرار نمی‌دهند. در حالیکه

متروی سه شهر اروپایی کلیه نقاط شهر و حتی حومه خود را

به‌طور کامل پوشش داده و افراد به آسانی می‌توانند از محل

سکونت خود به‌طور پیاده به اولین ایستگاه مترو بروند.

آخرین قیمت فرآورده‌های نفتی در منطقه خلیج فارس

آخرین قیمت فرآورده‌های عمده نفتی در بازار خلیج فارس
(قیمت منطقه‌ای) ۸۷/۱۰/۱۵

نوع فرآورده	قیمت بشکه (دلار)	قیمت لیتر (دلار)	قیمت لیتر (ریال)	نرخ داخلی (ریال)
بنزین سوپر بدون سرب	۴۲/۹۸	۰/۲۷	۲۶۹۳	۱۵۰۰
بنزین معمولی (نفتا)	۳۴/۹۵	۰/۲۲	۲۱۹۰	۱۰۰۰
سوخت جت (نفت سفید)	۵۷/۱۱	۰/۳۶	۳۵۷۸	۱۶۵
نفت گاز	۵۵/۹۷	۰/۳۵	۳۵۰۸	۱۶۵
نفت کوره	۳۱/۸۳	۰/۲۰	۱۹۹۴	۹۵
گاز مایع (L.P.G)	۳۲/۷۹	۰/۲۱	۲۰۵۲	۳۰۰

به تبع بحران اقتصادی و کاهش تقاضای انرژی در جهان، سطح قیمت فرآورده‌های نفتی نیز کماکان پائین است، اما میزان کاهش قیمت فرآورده‌های پالایشگاهی یکسان نیست که دلایل آن را در شماره قبل (همراه با نحوه محاسبه) توضیح دادیم. در جدول مقابل آخرین قیمت فرآورده‌های نفتی در منطقه خلیج فارس براساس بشکه و لیتر محاسبه و منعکس شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود در تاریخ مورد بررسی قیمت اغلب فرآورده‌ها، غیر از نفت سفید و نفت گاز حتی از نفت خام نیز پائین تر بوده است. منظور از نرخ‌های منطقه‌ای در واقع نرخ‌های بین‌المللی در منطقه خلیج فارس است و ممکن است قیمت داخلی کشورهای منطقه حسب سیاست‌های مالیاتی یا یارانه‌ای که دارند با این 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.

جایزه سالانه ایران بدون نفت

نفت ثروتی است خداداد، اما کالائی است فناپذیر، نه همیشه بوده است و نه همیشه خواهد بود. تاریخ تمدن بشری چند هزار سال است اما تاریخ نفت جهان بسیار محدود است و نفت ایران نیز اینک در یکصدمین سال عمر خود قرار دارد.

نفت گرچه در تاریخ کهن ایران تازه وارد است اما چندان به سرعت همه چیز را تحت تأثیر خود قرار داده است که حتی به حجابی میان ما و گذشته تاریخی ما، به‌ویژه در عرصه‌های سیاست و اقتصاد تبدیل گردیده و یک خط فصل تاریخی را موجب شده است.

- با پایان یافتن نفت که چند دهه بیشتر از عمر آن باقی نمانده است، سر نوشت ایران و به‌ویژه اقتصاد آن چه خواهد شد؟

- ایران قبل از نفت چه ویژگی‌هایی داشت و اگر ذخائر بزرگ نفتی در ایران نبود و ایران به یک کشور صادر کننده نفت تبدیل نمی‌شد، وضعیت و سمت و سوی امروز اقتصاد کشور چه بود؟

بنابراین، موضوع ایران بدون نفت تنها در پی نگرستن به آینده پس از نفت نیست، بلکه به گذشته پیش از نفت و شبیه‌سازی تداوم آن گذشته، در صورتی که سر نوشت کشور به نفت آمیخته نمی‌شد نیز، توجه دارد.

قصد آن است که بدانیم به جز نفت، و علاوه بر نفت چه داریم، منابع دیگر خود را، اعم از انسانی و طبیعی، بازشناسیم و بسنجیم تا دریابیم که اگر نفت نداشته باشیم، در میان سایر کشورهایی که نفت ندارند چه مقامی خواهیم داشت. بر آنیم که کندوکاو بر سر این سؤال و جستجوی پاسخ آن به خودشناسی ما و ایجاد انگیزه‌هایی نو و سازنده کمک خواهد کرد.

ماهانامه اقتصاد انرژی (نشریه انجمن اقتصاد انرژی ایران) با اتکاء به حمایت و همکاری برخی صاحب‌نظران چشم‌نگران ایران، در نظر دارد اندیشه‌ورزی در موضوع راهبردی ایران بدون نفت را به اقتراح بگذارد و همه ساله طی مراسمی ویژه، جوایزی را با نویسندگان بهترین نوشته‌های تازه، بدیع و کوتاه در این موضوع، اهدا نماید.

کسانی که علاقمند به همکاری و شرکت در این رقابت سازنده هستند، می‌توانند: مقالات خود در این موضوع را برای ما ارسال دارند، بهترین مقالاتی که از دیگران در این زمینه مطالعه کرده یا می‌کنند را به ما معرفی کرده و به آدرس پستی یا الکترونیکی ماهنامه (به عنوان دبیر خانه جایزه سالانه ایران بدون نفت) ارسال نمایند و دیگر صاحب‌نظران را از این جایزه مطلع نمایند.

جزئیات بازهم بیشتری را در آینده به اطلاع علاقمندان خواهیم رساند و از هر گونه نظر، پیشنهاد و حمایت در این زمینه استقبال می‌نمائیم.

مهمترین پروژه‌های بخش بالادستی نفت و گاز در جهان

طی چند سال گذشته با بالا رفتن قیمت‌های جهانی نفت، سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت و گاز جهان (اکتشاف و تولید) رونق گرفت و پروژه‌های فراوانی در این بخش فعال شد. این رونق در حدی بود که ظرفیت کاری بسیاری از شرکت‌های بزرگ نفتی پر شده بود و این مسئله خود به یکی از عوامل بالا رفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای تولید هر بشکه نفت یا هر مترمکعب گاز طبیعی انجامیده بود. بسیاری از این پروژه‌ها در قیمت‌های بالای نفت توجیه اقتصادی پیدا کردند و البته با بالا رفتن شدید هزینه‌ها در بخش بالادستی صنایع نفت و گاز نیز روبرو گردیدند. اینک با پائین آمدن شدید قیمت‌های جهانی نفت، آینده این پروژه‌ها دچار ابهام است. پروژه‌های پرهزینه‌ای که هنوز در مراحل ابتدائی قرار دارند ممکن است متوقف شوند و آنها که پیشرفت بالائی دارند متضرر خواهند شد. فهرستی از مهمترین پروژه‌های بالادستی جهان شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری در زیر ارائه گردیده است.

هزینه سرمایه گذاری (میلیون دلار)	حداکثر تولید اضافی		تاریخ شروع بهره‌برداری	شرکت بهره‌بردار	کشور	پروژه
	گاز (میلیون متر مکعب در سال)	نفت (هزار بشکه در روز)				
نفت مرسوم						
۲۹۰۰۰	۰	۳۷۰	۲۰۱۴	انی	قزاقستان	کاشاگان - فاز ۱
۲۵۰۰۰	۰	۴۵۰	۲۰۱۵	انی	قزاقستان	کاشاگان - فاز ۲
۲۰۰۰۰	۰	۲۲۰	۲۰۰۸	انرژی ساخالین (شل)	روسیه	ساخالین
۱۱۰۰۰	۴۳۴۱	۱۲۰۰	۲۰۰۹	آرامکو	عربستان سعودی	خوریس
۹۵۰۰	۰	۲۶۰	۲۰۱۳	شورون	قزاقستان	تنگیز مرحله ۳
۹۰۰۰	۱۲۴۰	۹۰۰	۲۰۱۲	آرامکو	عربستان سعودی	مانیفا
۸۰۰۰	۰	۴۵۰	۲۰۱۲	کی پی سی	کویت	توسعه مجدد کویت شمال
۸۰۰۰	۰	۱۸۰	۲۰۱۲	توتال	نیجریه	یوسان
۷۰۰۰	۲۱۹۱	۱۸۰	۲۰۰۸	پتروبراس	برزیل	مارلین لسته (P53 FPSO)
۷۰۰۰	۲۱۹۱	۱۸۰	۲۰۰۸	پتروبراس	برزیل	مارلین سول ماژول ۲ (P51 FPSO)
۶۳۰۰	۱۹۱	۱۰	۲۰۰۸	بی پی	آمریکا	تاندر هورس - فاز ۱
۶۰۰۰	۰	۲۰۰	۲۰۰۸	روس نفت	روسیه	میدان نفتی ونکور
۵۴۰۰	۳۳۹۰	۵۰	۲۰۱۰	استات اویل -هیدرو	نروژ	گجوا
۵۲۰۰	۰	۲۰۰	۲۰۱۲	پتروچینا	چین	جیدونگ نانپو
۶۳۸۰	۵۱۶۸	۸۵	۲۰۱۲	بی پی	نروژ	اسکارو / ایدون
۵۰۴۰	۰	۱۰۰	۲۰۱۲	انی	نروژ	گولیاث
۵۰۰۰	۲۱۹۱	۱۸۰	۲۰۱۳	پتروبراس	برزیل	رانکادور ماژول (P-55)
۵۰۰۰	۰	۱۰۰	۲۰۱۰	شل	برزیل	بی سی ۱۰ (شوگر لوف)
۵۰۰۰	۰	۱۵۰	۲۰۰۹	بی پی- تی ان کی	روسیه	توسعه نفت و گاز ورخن چونسک
۴۷۰۰	۷۲۳	۱۲۵	۲۰۰۹	شورون	آمریکا	تاهیتی
۴۰۰۰	۰	۲۵۰	۲۰۰۸	شورون	نیجریه	آگبامی
۴۰۰۰	۱۲۴۰	۴۶۵	۲۰۱۰	پمکس	مکزیک	کو- مالوب-زاپ (KMZ)
۳۸۰۰	۲۰۷	۱۶۵	۲۰۰۹	اگزون موبیل	اندونزی	بانپو اورپ (فاز ۱ و ۲)

۳۸۰۰	۰	۱۰۰	۲۰۰۹	شورون	آنگولا	لاندانا
۳۷۴۰	۰	۲۰۰	۲۰۱۲	توتال	آنگولا	پازفلور
۳۹۸۰	۰	۱۲۰	۲۰۰۸	ماراتون	نروژ	آلوهیم / کلگ / ویلیج
۳۵۰۰	۰	۲۰۰	۲۰۰۸	اگزون موبیل	آنگولا	کیزومبا C- موندو / ساکسی -باتوکیو
۳۵۰۰	۰	۷۵	۲۰۰۸	پدوسا	ونزولا	کوروکورو - فاز ۱
۳۳۰۰	۵۶۸۵	۱۷۵	۲۰۱۳	پتروبراس	برزیل	بی سی - ۵۰۰
۳۰۰۰	۷۷۵	۱۵۰	۲۰۱۲	شل	نیجریه	بونگا SW
نفت غیر مرسوم						
۱۳۲۰۰	۰	۱۴۰	۲۰۱۲	پتروکانادا	کانادا	فورت هیلز - فاز ۱
۱۰۰۰۰	۰	۱۰۰	۲۰۱۰	شل	کانادا	ماسه سنگ آتاباسکا
۱۰۰۰۰	۰	۱۰۰	۲۰۱۰	شورون	کانادا	ماسکی ریورماین - فاز ۲
۸۶۰۰	۰	۶۵	۲۰۱۲	کونوکو- فیلیپس	کانادا	سورمونت - فاز ۲
۸۰۰۰	۰	۱۰۰	۲۰۱۰	اگزون موبیل	کانادا	کرل لیک - فاز ۱
۷۶۰۰	۰	۱۱۰	۲۰۰۸	سی ان آر	کانادا	هورایزن - فاز ۱
۷۵۰۰	۰	۷۰	۲۰۱۲	شل	قطر	جی تی ال پیرل - فاز ۱
۷۵۰۰	۰	۷۰	۲۰۱۱	شل	قطر	جی تی ال پیرل - فاز ۲
۷۰۰۰	۰	۱۴۰	۲۰۱۵	پتروکانادا	کانادا	هبرون
۷۰۰۰	۰	۲۰۰	۲۰۱۵	پدوسا	ونزوئلا	کارابوبو ۱ (کمربند اورینوکو)
۴۴۰۰	۰	۱۱۵	۲۰۱۱	سینینکو انرژی	کانادا	نورثرن لایت
۳۵۰۰	۰	۶۰	۲۰۰۸	نکسن - او پی تی آی کانادا	کانادا	لانگ لیک
۳۱۵۰	۰	۲۰	۲۰۰۸	گروه شنهوایا	چین	پروژه سی تی ال
گاز طبیعی						
۲۵۰۰۰	۵۰۰۰۰	۰	۲۰۱۵	گازپروم	روسیه	اشتوکن - فاز ۲
۱۵۰۰۰	۲۲۴۹۰	۰	۲۰۱۴	گازپروم	روسیه	اشتوکن - فاز ۱
۱۵۰۰۰	۱۰۳۰۶	۰	۲۰۱۵	پرتامینا	اندونزی	ناتونا دی - آلفا
۸۸۴۰	۱۴۴۷۰	۰	۲۰۰۸	ریلاینس	هند	بلوک D1& D3
۸۸۴۰	۳۶۱۷	۴۰	۲۰۰۸	ریلاینس	هند	میدان MA-1
۶۰۰۰	۹۰۹۵	۷۰	۲۰۱۴	مشارکت اس کی اس	ایران	فردوس
۵۳۰۰	۵۵۸۱	۰	۲۰۱۱	توتال	انگلیس	لاگان / تورموره
۵۰۰۰	۴۹۶۱۱	۰	۲۰۱۳	CNOOC	ایران	پارس شمالی
۵۰۰۰	۴۳۶۲	۰	۲۰۱۲	او ان جی سی	هند	حوزه کریشناگوداواری
۴۰۰۰	۵۱۴۷	۰	۲۰۱۲	شورون	ویتنام	توسعه گازی ویتنام
۳۱۰۰	۷۷۵۲	۰	۲۰۱۳	شورون	اندونزی	گندالو هاب
۳۰۰۰	۱۲۹۲۰	۰	۲۰۰۹	اگزون موبیل	قطر	میدان گازی الخلیج - فاز ۲
۳۰۰۰	۱۰۳۳۶	۰	۲۰۱۱	آرامکو	عربستان	کاران
۴۲۸۶۷۰	۲۳۶۹۴۳	۹۰۹۰	مجموع			
۹۳۱۳۳۰	دیگر پروژه‌ها					
۱۳۶۰۰۰۰	مجموع پروژه‌های موجود در دنیا					

برگزاری کنگره شهدای صنعت نفت

کنگره بزرگداشت هزار شهید صنعت نفت، همزمان با سال روز شهادت محمد جواد تندگویان وزیر نفت دولت شهید رجایی و صد سالگی صنعت نفت، با حضور مقامات لشکری و کشوری و تعداد زیادی از مدیران، خانواده‌های شهدا و ایثارگران صنعت نفت در تالار وزارت کشور برگزار شد. حضور در حرم مطهر امام خمینی(ره)، زیارت مزار شهدای بهشت زهرا(س) و دیدار از آسایشگاه جانبازان از جمله برنامه‌های این کنگره بود. دبیر کنگره گزارشی از اقدامات انجام شده

را بیان کرده و سخنرانان دیگر به بیان مقام والای شهیدان و خاطره‌های آنان پرداختند. وزیر نفت نیز با قدردانی از مقام شامخ شهدای انقلاب اسلامی و جنگ تحمیلی گفت: امروز جنگ از حالت فیزیکی به حالت نرم افزاری تغییر ماهیت داده است. وی افزود: نخستین قطع‌نامه‌های صادر شده بر ضد جمهوری اسلامی ایران مربوط به صنعت نفت بود، اما ما توانستیم با کارایی وقفه و صادقانه در صنعت نفت، اثر این قطع‌نامه‌ها را خنثی کنیم. در پایان تندیس کنگره به خانواده‌های شهدای صنعت نفت اهدا شد.

احداث خط لوله و پایانه خزر - عمان

مدیرعامل شرکت پایانه‌های نفتی گفت: این پروژه در سه بخش پایانه در نکا، خط لوله و پایانه در بندر جاسک به منظور سوآپ یک میلیون بشکه نفت کشورهای حوزه خزر و گاز ترکمنستان با سرمایه‌گذاری حدود ۴/۵ میلیارد دلار احداث خواهد شد. بر اساس برآوردهای اولیه، هزینه خط لوله ۴۲ تا ۴۸ اینچی نکا - جاسک به طول ۱۵۵۰ کیلومتر بین ۳/۳ تا ۳/۵ میلیارد دلار برآورد شده، سرمایه مورد نیاز برای احداث پایانه جاسک بین ۹۰۰ میلیون دلار تا ۱۲ میلیارد دلار برآورد شده است و پایانه شمال هم با توجه به این که طراحی تفصیلی آن پایان یافته، به ۱۳۵ میلیارد تومان (۱۳۷/۷ میلیون دلار) سرمایه‌گذاری نیاز خواهد داشت. در بخش شمال احداث ۱۳ پست اسکله و حدود ۵ میلیون بشکه ظرفیت ذخیره‌سازی احداث باشگاه ملوانان و تأسیسات پشتیبانی در دستور کار است که طراحی تفصیلی آن پایان یافته و برای تأمین اعتبار به هیئت مدیره شرکت ملی نفت ایران رفته است و به محض ابلاغ، پیمانکار اجرایی آن انتخاب خواهد شد. خط لوله ۱۵۵۰ کیلومتری نیز توسط شرکت پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی اجرا خواهد شد

و طراحی مقدماتی آن حدود یک ماه و نیم آینده پایان می‌یابد و وارد مرحله طراحی تفصیلی می‌شود. پایانه بندر جاسک نیز با ظرفیت ۲۰ میلیون بشکه به عنوان یک مجتمع کامل صنعتی در نظر گرفته شده است. طی جلسات کارشناسی آتی، محل دقیق احداث پایانه جانمایی شود. پس از کشف مخزن کاشاگان که از بزرگترین مخازن نفتی خزر است، با کشورهای این حوزه توافق شد که یک میلیون بشکه از نفت استخراج شده از آن منطقه به پایانه نکا منتقل شود و سپس از طریق خط لوله به پایانه جاسک انتقال یابد. سوری هدف دیگر احداث پایانه نفتی جاسک را انتقال گاز ترکمنستان ذکر کرد و گفت: در این خصوص توافق‌های اولیه صورت گرفته و در حال نهایی شدن است که یک خط انتقال گاز از ترکمنستان به پایانه جاسک کشیده و گاز از آنجا به صورت ترانزیت صادر شود. وی پشتیبانی از پایانه خارگ را از دیگر اهداف احداث پایانه جاسک خواند و توضیح داد: با احداث یک خط لوله از تلمبه خانه گوره در خوزستان به بندر جاسک در سواحل دریای عمان، بخشی از صادرات نفت از طریق این پایانه انجام خواهد شد.



همکاری مشترک با کشورهای مکزیک و مالزی برای افزایش بازیافت نفت



دکتر علی عمادی از تلاش برای تشکیل کمیته مشترک همکاری با مکزیک در زمینه تزریق گاز نیتروژن به مخازن نفتی ایران خبر داد. مدیر مرکز پژوهش و توسعه شرکت ملی نفت ایران، با اشاره به تجربه مطلوب مکزیک در زمینه تزریق گاز نیتروژن به مخازن نفتی گفت: در حاشیه آخرین نشست مدیران شرکت های ملی نفت جهان در چین با مسئولان صنعت نفت مکزیک، مذاکره و مقرر شد تیم مشترکی برای ایجاد ارتباط متقابل در این زمینه میان دو کشور ایجاد شود. وی همچنین با بیان این که ایران در آینده قصد دارد از منابع هیدرو کربوری موجود در آب های

عمیق دریای خزر استفاده کند، افزود: در حاشیه نشست مذکور، با مسئولان نفت کشور مالزی که در زمینه اکتشاف و توسعه میادین آب های عمیق از تجربه خوبی برخوردارند، نیز جلساتی را تشکیل دادیم و امیدواریم به زودی کمیته های مشترک کاری با این کشور نیز تشکیل شود. هم اکنون دو تیم خارجی مشاور در بخش مدیریت پژوهش و توسعه در زمینه افزایش بازیافت فعالیت می کنند، ضمن آن که شرکت ملی نفت ایران نیز، تیم ۳۰ نفره ای از کارشناسان شرکت های تابعه برای مطالعه و تزریق گازهای مختلف به میدان های نفتی تشکیل داده است.

وزارت نیرو بهترین نیروگاه های خود را واگذار می کند



معاون وزیر نیرو در امور برق و انرژی اعلام کرد: ۱۰ نیروگاه از بهترین نیروگاه های وزارت نیرو به بخش خصوصی واگذار می شود. عباس علی آبادی گفت: در حال حاضر دو نیروگاه سهند و خلیج فارس از ۱۰ نیروگاهی که در برنامه واگذاری ها قرار دارند به سازمان خصوصی سازی واگذار شده اند و علاوه بر این دو، نیروگاه های سنندج، آبادان، بیستون، شیروان، دماوند، کرمان، بینالود و منجیل، برای واگذاری آماده اند. وی نکته مهم را چگونگی فرایند خصوصی سازی در صنعت برق اعلام کرد و اذعان داشت: در حال حاضر تعدادی از نیروگاه هایی که به صورت B.O.O ساخته شده اند متعلق به بخش خصوصی است و نزدیک به ۲۱ هزار مگاوات نیروگاه B.O.O و B.O.T نیز در

دست احداث است. وی واگذاری ها را تابع شرایط روز دانست و خاطرنشان کرد: بخش برق نیازمند سرمایه بسیار است و هرکسی توانایی وارد شدن به این عرصه را ندارد و مردم تنها از طریق بورس می توانند با خرید سهام در این عرصه حضور داشته باشند. مشکل واگذاری از طریق بورس سوددهی شرکت ها به مدت سه سال متوالی است که مستلزم واقعی شدن قیمت برق است. با واقعی شدن نرخ برق سود قابل توجهی از محل فروش برق تولیدی نیروگاه ها عاید بخش خصوصی می شود و از این روی این بخش رغبت بیشتری برای حضور در واگذاری ها نشان خواهد داد. اخیراً نرخ برق در حدود ۲۰ درصد افزایش داشته و امیدواریم که بیش از پیش شاهد حضور بخش خصوصی باشیم.

تولید برق از انرژی های نو به صرفه نیست



مدیر عامل سازمان انرژی های نو دلیل اصلی ناکامی کشور در تولید برق از منابع تجدیدپذیر را یارانه ای و ارزان بودن سوخت های فسیلی اعلام کرد و گفت: تولید برق از طریق انرژی های نو تاکنون چندان به صرفه نبوده است. "یوسف آرمودلی" از وجود ظرفیت های برتر سرمایه گذاری کشور در بخش های تولید برق از طریق انرژی های نو خبر داد و گفت: ایران در سطح منطقه در بخش های بهره برداری از انرژی باد و خورشید صاحب برتری و فناوری است. با توجه به وجود شرایط خوب و مهیا بودن امکان سرمایه گذاری در حوزه انرژی های نو، این امر تاکنون در کشور

رونق نگرفته و محقق نشده که باید علت اساسی آن را یارانه ای بودن قیمت برق اعلام کرد. وی به اجرای طرح برق رسانی آزمایشی از طریق انرژی های نو به برخی از روستاهای کشور خبر داد و افزود: هم اکنون برخی کشورهای همسایه از ایران توربین و تکنولوژی های نو دیگر در صنعت برق را خریداری می کنند. وی از خرید ۵ دستگاه توربین بادی توسط کشور ارمنستان خبر داد و گفت: در این خصوص کشور عراق نیز درخواست هایی را مطرح کرده است. همچنین افغانستان درخواست خود را مبنی بر خرید پنل های فتوولتائیک از ایران اعلام کرده است.

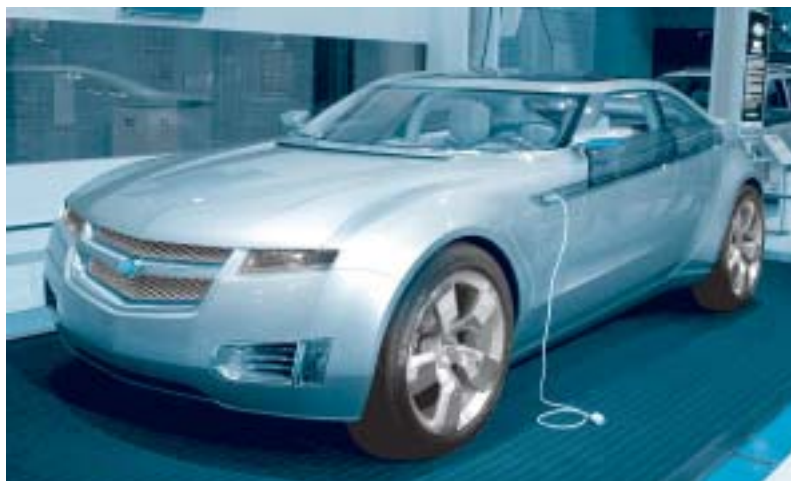


ارائه جدیدترین اتومبیل الکتریکی در جهان

اتومبیل الکتریکی چهار سرشینه i-MiEV، اولین تولید الکتریکی یکی از بزرگترین شرکت های اتومبیل سازی در جهان است که برای اولین بار تحت آزمایش کامل تصادف قرار گرفته است. شرکت میتسوبیشی این اتومبیل را با هدف محافظت از محیط زیست و متوقف ساختن انتشار گازهای گلخانه ای ارائه کرد. به گفته مقامات این شرکت، اتومبیل i-MiEV می تواند آغازی

برای گسترش تولید موتورهای الکتریکی باشد. این اولین نمونه ای است که تحت آزمون تصادف قرار گرفته است. حداکثر وزن بار قابل حمل توسط آن ۲۴۶ لیتر عنوان شده است. در عین حال حداکثر سرعت این اتومبیل ۱۴۰ کیلومتر در ساعت است و بدون نیاز به شارژ قدرت طی مسافتی برابر ۱۶۱ کیلومتر را خواهد داشت. بسته باطری که وزن آن را نسبت به نمونه مشابه بنزینی ۲۰۰ کیلوگرم افزایش داده، در زیر اتومبیل قرار گرفته و موتور ۴۷ کیلوواتی آن نیز فضایی را در کنار چرخ های عقب اشغال کرده است.

بر اساس گزارش ایندپندنت، با وجود خصوصیات منحصر به فرد این اتومبیل، قیمت احتمالی ۳۵ هزار پوندی آن می تواند آینده تجاری اش را با خطر مواجه سازد. با این وجود میتسوبیشی حدود ۲۰۰ مدل از آن را به منظور اجاره در انگلستان با قیمت ماهیانه ۷۵۰ پوند، تا تابستان آینده ارائه خواهد کرد.



احداث نخستین پایانه صادرات فرآورده‌های نفتی در بوشهر

مهندس ابوطالب شفقت استاندار بوشهر، از آغاز عملیات اجرایی نخستین پایانه اختصاصی صادرات فرآورده‌های نفتی در بندر بوشهر با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی به میزان ۴۰ میلیون دلار خبر داد. ظرفیت مخازن ذخیره و پشتیبانی این پایانه، شش هزار تن است و سالانه ۵۰۰ هزار تن انواع فرآورده‌های نفتی شامل قیر، پارافین و فورفورال از آنجا به خارج از

کشور صادر خواهد شد. وجود ۶۲۵ کیلومتر مرز مشترک آبی با کشورهای حاشیه خلیج فارس، منطقه‌گازی پارس جنوبی، پارس شمالی، پایانه صادراتی خارگ، منطقه نفتی بهرگان و بسیاری میادین نفت و گاز، از جمله مزیت‌های استان بوشهر برای سرمایه‌گذاری در بخش صنایع بالادستی و پایین دستی صنعت نفت است.

کاهش عرضه گاز روسیه به ترکیه و مشکلات گازپروم و اوکراین

به دنبال بروز کشمکش گازی میان روسیه و اوکراین، عرضه گاز طبیعی روسیه به ترکیه اندکی کاهش یافت. یک مقام ارشد وزارت انرژی ترکیه ضمن بیان این مطلب به رویترز گفت: ترکیه به طور معمول ۴۰ میلیون متر مکعب گاز روسیه را از طریق خط لوله عبوری از اوکراین دریافت می‌کند اما این مقدار به ۳۸ میلیون متر مکعب کاهش یافته است. شرکت گازپروم روسیه از ابتدای سال جاری میلادی عرضه گاز اوکراین را به دلیل برخی اختلاف‌ها در باره قیمت گاز صادراتی و بدهی دو میلیون دلاری اوکراین قطع کرد. لهستان، مجارستان، رومانی، بلغارستان و جمهوری چک نیز از کاهش عرضه گاز روسیه خبر داده‌اند. مقام‌های وزارت انرژی ترکیه به رویترز گفته بودند که انتظار نمی‌رود عرضه گاز به این کشور قطع شود اما خود را برای این منظور آماده کرده‌اند. ترکیه همچنین روزانه حدود ۳۵ میلیون متر مکعب از گاز روسیه را از طریق خط لوله "بلواستریم" که از بستر دریای سیاه عبور می‌کند به اروپا منتقل می‌کند اما در صورت نیاز، امکان افزایش آن به ۵۰ میلیون متر مکعب وجود دارد.

رئیس گازپروم اعلام کرد که قیمت پیشنهادی برای هر هزار متر مکعب گاز صادراتی به اوکراین در سال جاری میلادی،

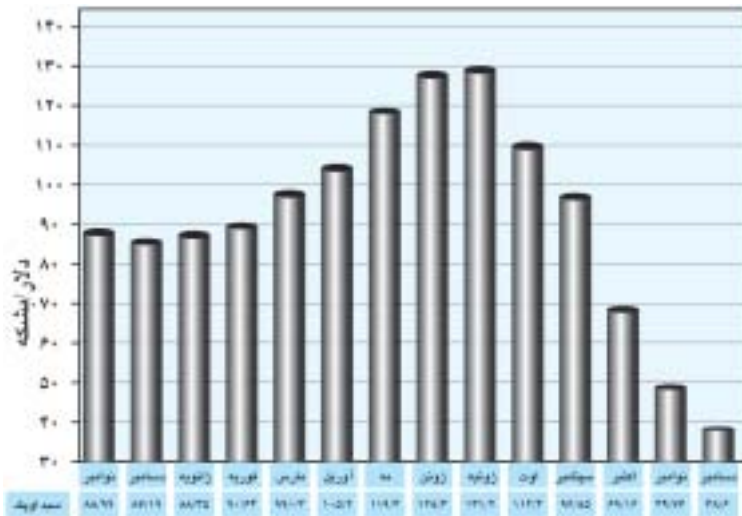
۴۵۰ دلار است. وی ابراز امیدواری کرد که شرکت نفت و گاز "اوکراین" از این پیشنهاد استقبال کند و مذاکرات صادرات گاز به این کشور از سر گرفته شود.

روسیه پیشتر پیشنهاد کرده بود که بهای هر یک هزار متر مکعب گاز صادراتی به اوکراین در سال گذشته میلادی ۲۵۰ دلار باشد اما اوکراین این قیمت را نپذیرفت. مقامات اوکراین که در سال گذشته میلادی برای هر هزار متر مکعب گاز روسیه، ۱۷۹ دلار و ۵۰ سنت پرداخت کرده بودند، قیمت مناسب این ماده را در سال جدید میلادی، ۲۰۰ تا ۲۳۵ دلار برای هر هزار متر مکعب ارزیابی کردند. این در حالی است که مسکو قیمت پیشنهادی خود را ۴۱۸ دلار برای هر هزار متر مکعب عنوان کرد.

سختگویی گازپروم نیز اظهار کرد که اوکراین به طور غیر قانونی ۵۰ میلیون متر مکعب گاز صادراتی برای مصرف کنندگان اروپایی را برداشت کرده است. این در حالی است که نفت و گاز اوکراین این ادعای گازپروم را تکذیب کرد. سختگویی گازپروم همچنین یادآور شد که این شرکت به اتحادیه اروپا پیشنهاد کرده است که وابستگی خود را به ترانزیت گاز از طریق اوکراین کاهش دهد. اوکراین در حدود ۸۰ درصد گاز روسیه را به اروپا منتقل می‌کند.



بررسی اجمالی بازار نفت در ماه نوامبر و دسامبر ۲۰۰۸



بهر روز بیک علیزاده

قیمت‌های نفت خام در ماه نوامبر با کاهش چشم‌گیری رو به رو شد و میانگین قیمت سبک اوپک با کاهش ۱۹/۴۰ دلاری به ۴۹/۷۶ دلار در بشکه رسید. در ماه پایانی سال نیز روند نزولی همچنان ادامه یافت و میانگین مذکور با ۱۱/۱۶ دلار کاهش به ۳۸/۷۶ دلار در بشکه تنزل کرد.

بازار نفت همچنان تحت تأثیر بحران مالی قرار داشت. صندوق بین‌المللی پول پیش‌بینی کرد که رشد اقتصاد جهانی در ۲۰۰۹ در سطح ۲/۲ درصد قرار گیرد که این ۲/۸ درصد کمتر از پیش‌بینی قبلی‌اش بود. نگرانی درباره اوضاع اقتصادی چین به عنوان دومین مصرف‌کننده بزرگ نفت، باعث تداوم روند نزولی قیمت‌ها شد. در نوامبر مقامات اوپک تلاش کردند که با اطمینان دادن به بازار درباره حتمی بودن کاهش تولید، روند نزولی قیمت‌ها را کند کنند. اما عربستان از اظهار نظر صریح خودداری کرد و شرکت آرامکو بر دست‌یابی به ظرفیت تولید ۱۲/۵ م.ب. در سال ۲۰۰۹ تأکید و اعلام کرد که هر زمان لازم باشد می‌تواند آن‌ها بهره‌برداری کند و این اعلام روند نزولی قیمت‌ها را تقویت کرد. بازار نفت احتمال می‌داد که پای‌بندی اوپک از ۷۰ درصد فراتر نرود. روند نزولی قیمت‌ها باعث شد برخی اعضا اوپک مانند ایران و ونزوئلا از احتمال کاهش مجدد تولید در اجلاس ۱۵۱ در ماه دسامبر گفتگو کنند که البته به مخالفت تعدادی از دیگر اعضا مانند لیبی و اکوادور روبرو شد. روسیه نیز به طور ضمنی از سیاست‌های اوپک حمایت کرد اما از اظهار نظر صریح درباره کاهش تولید خودداری نمود.

برآورد مؤسسات نفتی از ضعف تقاضا حکایت می‌کرد. اداره اطلاعات انرژی آمریکا اعلام کرد که ضعف اقتصادی، تقاضای نفت در آمریکا را به میزان ۱/۱ م.ب. در سال ۲۰۰۸ کاهش داده و از سال ۱۹۸۰ تاکنون چنین کاهش بی‌سابقه‌ای بوده است و در سال ۲۰۰۹ نیز تقاضای نفت در آمریکا به میزان ۲۵۰ هزار بشکه کاهش خواهد داشت. این اداره همچنین پیش‌بینی قبلی خود از تقاضای نفت جهان در سال ۲۰۰۹ را به میزان ۷۴۰ هزار بشکه در روز کاهش داد. آژانس بین‌المللی انرژی نیز رشد تقاضای سال ۲۰۰۸ را از ۴۴۰ به ۱۲۰ هزار بشکه در روز و سال ۲۰۰۹ را از ۶۹۰ به ۳۵۰ هزار بشکه در روز تنزل داد. آژانس نیز اعلام کرد که رشد تقاضا برای نفت برای اولین بار از ۱۹۸۵ تاکنون در پایین‌ترین سطح خود قرار داشته است. این ارقام باعث ضعف بیشتر قیمت‌ها شد، به ویژه اینکه ذخیره‌سازی‌های نفت در کشورهای OECD به ۵۶ روز از تقاضای آتی رسیده بود.

نگرانی‌ها باعث شد که به دعوت دبیرخانه اوپک، اجلاس مشورتی سازمان در ۲۹ نوامبر در قاهره برگزار شود تا درباره تحولات بازار گفتگو نماید. اما این اجلاس بدون نتیجه پایان یافت و روند نزولی قیمت‌ها تداوم پیدا کرد. آمار منتشره از تولید اوپک در پایان نوامبر، نشان داد که اوپک (بدون عراق و اندونزی) در نوامبر تولید خود را به ۳۷/۹۳۷ م.ب. رسانده و فقط ۷/۸۶۹ م.ب. از تعهد کاهش ۱/۵ م.ب. خود را عمل کرده است (معادل ۵۸ درصد).

اما گرچه اوپک در اجلاس مشورتی قاهره تصمیمی نگرفت اما حمایت از قیمت‌های

بالا تر تا حدودی روحیه بازار را تقویت کرد. پادشاه عربستان اعلام کرد قیمت ۷۵ دلار در بشکه قیمت عادلانه‌ای برای نفت است و وزیر نفت این کشور نیز همین مطلب را تأکید کرد. وزیر نفت آنگولا قیمت ۶۰ الی ۷۰ دلار را عادلانه دانست. وزیر نفت عراق نیز اعلام کرد که خواستار قیمت حداقل ۷۵ دلار در بشکه است. وزیر نفت ونزوئلا نیز ۷۵ دلار را قیمت مناسبی دانست. وزیر نفت نیجریه نیز خواستار قیمت ۷۵ دلار در بشکه شد. مؤسسه پیش‌بینی‌کننده هوا DTN Meteorlogix در اواخر نوامبر اعلام کرد که آب و هوای شمال شرق آمریکا در چند روز آینده سردتر از معمول خواهد بود و این پیش‌بینی روند نزولی قیمت‌ها را تا حدودی کند کرد.

در دسامبر نیز روند نزولی قیمت‌ها ادامه داشت. هر چند مقامات و وزیران نفت اوپک به بازار اطمینان می‌دادند که در اجلاس ۱۵۱ در هفدهم دسامبر تولید خود را کاهش خواهند داد اما اوضاع نابسامان اقتصاد قیمت‌ها را تحت فشار قرار داده بود. در عین حال تحلیل‌گران معتقد بودند تا زمانی که سایر اعضا به تعهدات کاهش تولید خود عمل نکنند عربستان نیز با کاهش تولید موافقت نخواهد کرد. حتی معامله‌گران می‌گفتند که کویت و امارات عرضه نفت خود را در ماه ژانویه افزایش خواهند داد. علاوه بر آن برآوردهای جدیدی نیز نشان می‌داد که سطح تقاضا در سال ۲۰۰۹ بر اساس گزارش اداره اطلاعات انرژی ۴۵۰ هزار بشکه و بر اساس گزارش اوپک ۱۵۰ هزار بشکه در روز کمتر از نوامبر سال ۲۰۰۸ خواهد بود. حتی مؤسسه Goldman Sachs نیز پیش‌بینی کرد که قیمت‌های نفت در کوتاه‌مدت ممکن است به ۳۰ دلار در بشکه نیز برسد. بانک آمریکایی Merrill Lynch نیز اعلام کرد قیمت نفت ممکن است به ۲۵ دلار در بشکه تنزل کند. در این ماه با توجه به اینکه آمریکا در صدد نهایی کردن برنامه نجات اقتصادی برای صنایع خودروسازی

بود، بورس بازان احتمال دادند بازار کالا و سهام تقویت شود و بنابراین شروع به خرید کردند. به ویژه اینکه رییس جمهور جدید آمریکا نیز وعده داده بود که اوضاع اقتصاد را رونق خواهد بخشید. اما با مخالفت سنا با برنامه کمک ۱۴ میلیارد دلاری به شرکت‌های خودروسازی بازار سهام و نفت دچار ضعف شد. در این میان قبل از برگزاری اجلاس ۱۵۱ منابع خبری اعلام کردند که عربستان به برخی از مشتریان آسیایی خود اعلام نموده که در ماه ژانویه ۱۰ درصد نفت خام کمتر به آنها تحویل خواهد داد. کویت و قطر نیز به مشتریان آسیایی اعلام کردند که در ماه ژانویه ۲۰۰۹ تحویل نفت خود را کاهش خواهند داد. برنامه‌های بارگیری روسیه نشان می‌داد که این کشور صادرات نفت در سه ماهه اول سال ۲۰۰۹ را به میزان ۱۴۰ هزار بشکه در روز کاهش خواهد داد.

سرانجام اوپک در هفدهم دسامبر در اجلاس ۱۵۱ خود در الجزایر توافق کرد که از ابتدای ژانویه ۲۰۰۹ تولید خود را در مقایسه با تولید واقعی سپتامبر که ۲۹/۰۴۵ م.ب. بود به میزان ۴/۲ م.ب. کاهش داده و تولید هدف خود را به ۲۴/۸۴۵ م.ب. تنزل دهد. اما بازار واکنش مثبتی به این تصمیم نشان نداد و قیمت بار دیگر روند نزولی را از سر گرفت. بازار اطمینان نداشت که اوپک به طور کامل به تعهد خود عمل کند. اما شرکت گاز پوم روسیه به اوکراین هشدار داد که اگر بدهی‌های خود را تا پایان سال نیز دوازده عرضه گاز به این کشور را قطع خواهد کرد. ۸۰ درصد گاز صادراتی روسیه به اروپا از طریق اوکراین ارسال می‌گردد. در اوایل سال ۲۰۰۶ نیز در مشاجره مشابهی روسیه به طور موقت عرضه گاز خود را به اوکراین قطع کرد که اروپا را تحت تأثیر قرار داد. این نگرانی تا حدودی از کاهش بیشتر قیمت‌ها در روزهای پایانی سال جلوگیری کرد.

عوامل تقویت‌کننده قیمت نفت

- کاهش تولید اوپک در اجلاس ۱۵۱ این سازمان و تلاش مقامات اوپک برای اطمینان دادن به بازار درباره حتمی بودن کاهش تولید و رعایت سهمیه‌ها
- پیش‌بینی سردتر از معمول بودن آب و هوا در شمال شرق آمریکا
- اعلام کاهش تولید توسط وزیر انرژی روسیه در هماهنگی با اوپک
- وعده رونق اقتصادی از سوی رییس جمهور جدید آمریکا
- مناقشه روسیه و اوکراین درباره گاز صادراتی روسیه

عوامل تضعیف‌کننده قیمت‌های نفت

- تداوم بحران مالی بین‌المللی
- اعلام دست‌یابی عربستان به ظرفیت تولید ۱۲/۵ م.ب. تا پایان ۲۰۰۹ توسط معاون آرامکو
- نا اطمینانی از پایبندی اعضا اوپک به تعهدات کاهش تولید
- کاهش ۲/۸ درصدی در پیش‌بینی صندوق بین‌المللی پول از رشد اقتصاد جهانی در ۲۰۰۹
- کاهش در برآوردهای مؤسسات بین‌المللی از تقاضا و قیمت‌ها در ۲۰۰۹
- عدم تصمیم‌گیری اوپک در اجلاس قاهره
- بالا بودن سطح ذخیره‌سازی‌های کشورهای OECD
- نگرانی از رکود اقتصادی و کاهش تقاضای انرژی چین