



فهرست

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

سرمقاله	نیاز بخش انرژی به دستگاه و نهاد تنظیم گر / ۲
دریچه	تزریق گاز به مخازن نفتی کشور از حرف تا عمل / ۴ جایگاه خاورمیانه در بازار جهانی نفت / ۶
خبر و نظر	نابوکو؛ مسیر ورود گاز ایران به اروپا / ۱۰
گزارش	بررسی وضعیت GTL در ایران / ۱۲ همایش راه‌های مقابله با کمبود نیروی انسانی در صنعت نفت / ۱۹
میزگرد	برآورد وضعیت جذب مکانیسم توسعه پاک در صنعت نفت و گاز / ۲۱
مصاحبه	نیاز به حمایت همه جانبه برای توسعه میدان پارس جنوبی / ۲۸
مقاله	بررسی چشم‌انداز، اهداف و راهبردهای مدیریت شدت انرژی در کشورهای چین، روسیه و ترکیه / ۳۱
خلاصه مقالات	معرفی کوتاهی از نیروگاه جذر و مد «سیوا» / ۴۳ سنگ‌های گازی آمریکا / ۴۵
تحقیقات	پالایشگاه‌ها و ظرفیت پالایشی جهان در سال ۲۰۰۸ / ۴۷
مصرف کننده	اتوبوس‌های پرسرعت گامی بلند در جهت کاهش مصرف سوخت / ۵۲
دیدگاه	بررسی وابستگی کشورهای اروپایی به گاز روسیه / ۵۷
انرژی در مطبوعات	۵۸ /
یادداشت	بررسی اجمالی بازار نفت در ماه آوریل و مه ۲۰۰۹ / ۶۰

اقتصاد انرژی

نشریه انجمن اقتصاد انرژی

تحلیلی - پژوهشی - آموزشی - اطلاع‌رسانی
شماره استاندارد بین‌المللی
۱۱۳۳ - ۱۵۶۳

خرداد ماه ۱۳۸۸ - شماره ۱۱۵

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 مبینی،
محمدعلی خطیبی طباطبایی، افشین جوان، حمید ابریشمی،
محمدباقر حشمت زاده، مهدی نعمت‌اللهی، مظفر جراحی،
علی شمس اردکانی، محمد مزرعتی

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

اشتراک: حمیده نوری

صفحه آرای: کانون تبلیغاتی آدمیت

سازمان آگهی‌ها: کانون تبلیغاتی آدمیت ۱۶-۸۸۹۶۱۲۱۵

نقل مندرجات این نشریه با ذکر مأخذ آزاد است.

نظر نویسندگان و مصاحبه‌شوندگان لزوماً نظر نشریه نیست.

مسئولیت نوشته‌ها با نویسندگان آنهاست.

نشریه در انتخاب، ویرایش، حک و اصلاح مطالب وارد آزاد است.
نوشته‌های وارده در صورت عدم انتشار در نشریه پس داده نمی‌شود.

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

نشانی سازمان آگهی‌ها: تهران - میدان فاطمی - خیابان فلسطین شمالی - خیابان فرام
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

نیاز بخش انرژی به دستگاه و نهاد تنظیم‌گر



اما تجربه کشورهای موفق در امر مدیریت و سامان دادن انرژی نشان می‌دهد که دستگاه سیاست‌گذاری باید بتواند یک بازوی توانای تنظیم‌گری (رگولاتوری) را برای خود بوجود آورد. و دستگاه تنظیم‌گر دستگاهی است که باید بتواند ضوابط، قوانین، مقررات، شاخص‌ها و استانداردهای مورد نیاز بخش را تعریف و تدوین کند؛ بر اجرای آن‌ها نظارت کند؛ و متناسب با تحولات فناوری و نیازهای ملی و سایر عوامل تأثیرگذار در حال تغییر، در آن‌ها تجدید نظر کرده و آن‌ها را روزآمد نماید. برای روشن‌تر شدن موضوع، مثال‌هایی ارائه می‌گردد و با توجه به تجربه و تخصص نگارنده، این مثال‌ها عمدتاً از بخش نفت و گاز خواهد بود، گرچه، در بخش نیرو هم قطعاً موارد فراوانی وجود دارد که اهل فن می‌دانند:

در گذشته بارها و به مناسبت‌های مختلف، بویژه در سرمقاله‌های اقتصاد انرژی، به ضرورت تأسیس دستگاه حاکمیتی و سیاست‌گذاری در بخش انرژی پرداخته‌ایم. توضیح داده‌ایم که بخش انرژی در حال حاضر هنوز فاقد دستگاه حاکمیتی جدی است و بسیاری از مشکلات و نابسامانی‌های این بخش به این مسأله برمی‌گردد. همچنین توضیح داده‌ایم که منظورمان از حاکمیت، سیاست‌گذاری و کنترل و نظارت است. نوشته‌ایم که مسأله عمیق‌تر، کم‌اعتنایی دولتمردان به این ضرورت است؛ و اگر به اهمیت این موضوع توجه می‌شد و بشود، راه‌کار پر کردن این خلأ پیدا خواهد شد و شاید بتوان با همان شورای عالی انرژی که مصوبه قانونی دارد و هنوز جدی گرفته نشده و حتی منظم تشکیل نشده است نیز پر کردن این خلأ حاکمیتی را آغاز نمود.

حفاظتی باید برای جلوگیری از خوردگی و پوسیدگی داشته باشد؟ بعد از مستهلک شدن و اعراض بهره‌بردار از آن چه باید بشود؟ اگر رها شود و زنگ زد و پوسید و به سفره‌های آب زیرزمینی لطمه زد و به کشاورزی مردم صدمه رساند، تکلیف چیست؟

۷- در بهره‌برداری از میادین نفتی چه استانداردهای صیانتی باید رعایت شود؟ و اگر نشد و به منابع ملی کشور لطمه خورد چه کسی پاسخگو است؟

مواردی که ذکر شد، تنها نمونه‌هایی است که نیاز به تنظیم‌گری را آشکار می‌کند و قطعاً با استفاده از تجارب کشورهای پیشرفته و اهل فن، فهرست کامل‌تری را می‌توان استخراج نمود که خارج از مجال این نوشتار است.

تا همین جا ممکن است بعضی خوانندگان متخصص، عصبانی شده باشند. و ما هم به هیچ وجه مدعی نیستیم که هیچ ساختار و نهادی برای موارد فوق و سایر موارد، وجود ندارد. اما مسأله این است که قطعاً ساختار و نهادی مستقل و بی‌طرف برای تنظیم‌گری وجود ندارد. در درون دستگاه‌هایی مانند شرکت ملی نفت یا شرکت ملی گاز ایران واحدهای بازرسی و نظارت وجود دارند، ولی طبیعتاً مستقل و بی‌طرف نیستند. مخصوصاً در شرایط کشور ما، که موانع و محدودیت‌های فراوانی چه در اجرای پروژه‌ها و چه در بهره‌برداری از آن‌ها وجود دارد، در اغلب موارد، استانداردها و ضوابط فدای سرعت کار و یا قربانی مشکلات می‌شوند. در بعضی موارد دیده شده است که مدیران تحت فشارها، اصولاً بخش‌های بازرسی و نظارت را منحل یا ناکار کرده‌اند.

وقتی نهاد تنظیم‌گر تحت مدیریت مجری قرار دارد، چگونه می‌توان انتظار داشت که ناکارایی‌ها و عدول از ضوابط و استانداردها را آشکار کند؟ بنابراین، این خلأ به‌طور جدی وجود دارد و پر کردن آن باید توسط دستگاه مستقل حاکمیتی که محذورات دستگاه‌های تصدی‌گر را ندارد، تمهید شود. البته در درون دستگاه‌های تصدی‌گر، سیستم‌های بازرسی و نظارت برای امور خودشان یا بعنوان بازاری مدیریت، وجود دارد که منافاتی با بحث ما ندارد. اما در جایی که مسأله احتمال مغایرت میان منافع ملی و منافع بنگاهی و یا حقوق و منافع مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان مطرح می‌شود، آن سیستم‌ها کارایی نخواهند داشت یا کارایی‌شان قابل اعتماد نیست.

در هر حال امید است دولت جدید، ضمن توجه به اهمیت مسائل حاکمیتی بخش انرژی و احیای شورای عالی انرژی و یا تأسیس هر نهاد مناسب دیگری برای پر کردن خلأ حاکمیتی، به این مهم نیز بپردازد. ضمناً باید توجه داشت که لزوماً دولت نباید عهده‌دار همه ابعاد اجرایی تنظیم‌گری باشد، بلکه مانند آنچه در اغلب کشورهای پیشرفته وجود دارد، سازمان‌های تخصصی مردم‌نهاد (NGO) می‌توانند در این زمینه نقش ایفا کنند و هر یک دیده‌بان بخشی از قوانین و مقررات و ضوابط و استانداردها باشند.

مدیر مسئول

۱- از همین رگلاتورها و کنتورهای گاز که پشت درب منازل همه‌مان دیده می‌شود شروع کنیم. این سؤال قابل طرح است که چه ضوابطی بر آن‌ها باید حاکم باشد؟ آیا تاکنون کسی دیده است که حتی پس از گذشت سال‌ها از نصب کنتور و رگلاتور منزلش، کسی به آن کاری داشته باشد و یا رسیدگی و تعمیری انجام دهد (البته غیر از مواردی که اشکال بارزی پیدا شود)؟ آیا این سیستم‌ها به مرور زمان و تحت تغییرات آب و هوایی مشکلی پیدانمی‌کنند و نیاز به تعمیرات ندارند؟ آیا دیاگرامی که در کنتور وجود دارد که میزان گاز عبوری را اندازه می‌گیرد، به مرور زمان تغییر حالتی نمی‌دهد که به ضرر مصرف‌کننده یا شرکت گاز میزان گاز را غلط محاسبه کند؟ چرا در بسیاری از کوچه‌ها و خیابان‌ها وقتی از کنار گولاتورها عبور می‌کنی بوی گاز به مشام می‌رسد؟ آیا بر اثر فرسودگی آن نیست؟

۲- استاندارد گاز مصرفی خانگی و تجاری چیست؟ و چه کسی بر رعایت آن نظارت دارد؟ آیا گازی که به منازل ما می‌آید از نظر ارزش حرارتی و ترکیب حامل‌های اضافی احتمالی، مثل ترکیبات گوگردی و مایعات و غیره، در حد استاندارد است؟ خبر می‌رسد که در دروازه ورودی گاز ایران به ترکیه، ترک‌ها دائماً گاز را نمونه‌برداری و آزمایش می‌کنند و مشخصات آن را با مشخصات قرارداد مقایسه می‌کنند؛ دائماً اشکالاتی را تذکر می‌دهند؛ یا تشکیل پرونده برای طرح دعوا می‌دهند. اگر استاندارد برای مصرف‌کنندگان داخلی وجود داشت و دستگاهی مأمور نظارت بر آن بود، آیا چنین مواردی مشخص نمی‌شد؟

۳- نکته مهم‌ترین که باید در کشورهایی که بازار رقابتی گاز و برق وجود دارد، رابطه تأمین این‌ها برای مصرف‌کنندگان، مانند کشور ما یکطرفه است؛ و یا این که در آن کشورها قراردادهایی منعقد می‌شود که مثلاً اگر عرضه‌کننده برق یا گاز با قطع و وصل و نوسانات بی‌مورد خساراتی را به مصرف‌کننده و دستگاه‌ها و تجهیزات آن وارد کرد، باید پاسخگو باشد؟

۴- آیا استاندارد برای فرآورده‌های نفتی وجود دارد؟ و آیا کنترل و نظارتی بر اجرای این استانداردها می‌شود؟ آیا نهادی وجود دارد که متناسب با پیشرفت‌های فناورانه و محدودیت‌های زیست‌محیطی این استانداردها را بازتعریف کند و بر اجرای آن‌ها نظارت داشته باشد؟ اگر بر اثر غیراستاندارد بودن بنزین یا گازوئیل، به موتور وسیله نقلیه کسی صدمه وارد شد، تکلیف چیست؟

۵- تجهیزاتی که در نیروگاه‌ها، پالایشگاه‌ها و سایر تأسیسات صنایع نفت و نیرو نصب می‌شوند، باید چه استانداردهایی داشته باشند و بازدهی‌شان باید چگونه باشد؟ آیا استانداردهای تعمیرات و نگهداری تجهیزات و تأسیسات رعایت می‌شود؟

۶- خط لوله‌ای که برای انتقال گاز و نفت و غیره کشیده می‌شود و وزیر خاک می‌رود، باید چقدر عمر داشته باشد؟ چه نوع سیستم‌های

هزار بشکه در روز از ظرفیت تولید در اثر افت طبیعی از مخازن بزرگ کشور کاهش می‌یابد. این در حالی است که براساس سند چشم‌انداز، نه تنها صنعت نفت بایستی از افت تولید نفت جلوگیری نماید، بلکه باید سالانه سطح تولید را نیز افزایش دهد.

براین اساس در برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۴-۱۳۸۸) به عنوان اولین برنامه در دوره سند چشم‌انداز، وزارت نفت مکلف شد تا سالانه به میزان ۰/۳ درصد به ضریب بازیافت از مخازن نفتی اضافه نماید. براین اساس در پایان برنامه (۱۳۸۸) در مجموع باید ۱/۵ درصد به ضریب بازیافت از مخازن کشور افزوده می‌شد که این میزان در صورت تحقق معادل افزایش ۷/۹۵ میلیارد بشکه به مجموع ذخایر قابل استحصال نفت کشور می‌بود و در این صورت علاوه بر رفع افت طبیعی تولید نفت خام از مخازن نفتی، می‌توانست بخشی از سهم افزایش تولید مصوب برنامه را از طریق بازیافت بیشتر از مخازن موجود کشور پوشش دهد.

از طرفی روش‌های افزایش ضریب بازیافت از مخازن شامل تزریق سیالات (آب، گاز و...)، حفر چاه‌های افقی و استفاده از چاه‌های هوشمند و به کارگیری روش‌های جدید افزایش ضریب بازیافت می‌شود که به جز تزریق سیالات به مخازن، دیگر روش‌ها یا در مرحله آزمایشگاهی هستند و یا به صورت محدود توسط شرکت‌های بزرگ نفتی در برخی از میادین کوچک استفاده شده‌اند و همچنین با توجه به عمر کوتاه واحدهای RD در صنعت نفت ایران، نقش روش‌های جدید تحقیقی نیز در افزایش ضریب بازیافت تعیین شده ضعیف است. لذا تدوین کنندگان برنامه، افزایش ضریب بازیافت از مخازن را در قالب تزریق سیال در نظر داشته‌اند. از سویی تزریق سیال به مخازن نفتی با توجه به خواص سنگ مخزن و شرایط عملیاتی و با در نظر گرفتن ابعاد اقتصادی طرح ارزیابی می‌شود. تا ابتدای سال ۸۴، در حوزه‌های دریایی تزریق آب و در خشکی تزریق گاز به مخازن نفتی انجام می‌شد. با این وجود تأسیسات و پروژه‌های تزریق آب، سهم اندکی را در نرخ تزریق سیال به مخازن کشور داشتند و با گذشت چند سال از شروع این طرح‌ها، تأثیر آن در افزایش ضریب بازیافت قابل توجه نبوده است.

تزریق گاز به مخازن نفتی، پیش از انقلاب با تزریق گاز به



تزریق گاز به مخازن نفتی کشور از حرف تا عمل

طه بهشتی

نفت در اقتصاد ایران نقشی مهم و کلیدی دارد و میزان تولید و قیمت آن در بازارهای جهانی در رشد و شکوفایی کشور تأثیرگذار است. اما مخازن بزرگ و اصلی کشور اکنون یا نیمه عمر خود را پشت سر گذاشته و یا در حال سپری نمودن آن هستند و لذا از چند سال گذشته نرخ تولید نفت خام کشور شروع به کاهش کرده و سالانه نزدیک به ۲۰۰

شرکت نفت، لازم بود تا نرخ تزریق گاز به مخازن نفتی افزایش یابد و در سال ۱۳۸۸ به رقم ۱۹۲/۳ میلیون مترمکعب در روز برسد. اما سال به سال میزان انحراف نسبت به برنامه بیشتر شده و عملکرد تزریق روند نزولی را طی نموده است. این امر سبب گردیده تا افزایش ضریب بازیافت از مخازن کشور به صفر میل کند و کشور از دستیابی به میزان ۷/۹۵ میلیارد بشکه نفت قابل استحصال محروم شود، که این امر موجب افت بیشتر تولید نفت خام از مخازن موجود در سال های آتی خواهد شد.

یکی از عواملی که سبب نرخ نزولی تزریق گاز در سال های ۸۷-۸۴ شد، افزایش سهم مصرف گاز در بخش خانگی و عدم افزایش تولید متناسب با آن خصوصاً به دلیل تأخیر در فازهای پارس جنوبی بوده است. در این مدت نرخ مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی به دلیل توسعه شبکه گازرسانی به شهرها و روستاها، به شدت صعودی بوده و به نرخ رشد سالانه نزدیک به ۱۵ درصد نیز رسیده است.

یکی از پروژه هایی که می توانست با انجام به موقع علاوه بر افزایش نرخ تزریق گاز، سبب دستیابی به اعداد مصوب در برنامه شود، پروژه تزریق گاز به مخزن آغا جاری است. این پروژه اکنون با ۳ سال تأخیر نسبت به برنامه اولیه در مرحله راه اندازی است. این در حالی است که اکنون کارشناسان شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به دلیل تأخیر زیاد به وجود آمده در تزریق گاز و افت شدید فشار این مخزن از نزدیک به ۴۰۰۰ پوند بر اینچ به ۱۸۰۰ پوند بر اینچ و کاهش تولید از بیش از یک میلیون بشکه به ۱۳۰ هزار بشکه در روز، احتمال شکستگی پوش سنگ مخزن و کاهش تأثیر گذاری عملیات تزریق گاز بر ضریب بازیافت از مخزن را مطرح می کنند.

مخزن هفتگل شروع شد و تا ابتدای سال ۸۴، تعداد ۹ مخزن نفتی تحت تزریق گاز قرار گرفته و تأثیر مثبت تزریق گاز به مخازن مذکور با تثبیت فشار یا افزایش فشار به اثبات رسیده بود. این عوامل به همراه دلایل کارشناسی متخصصان نفتی مبنی بر تأثیر مثبت تزریق گاز در ضریب بازیافت از مخازن کربناته شکافدار، که بیش از ۸۰ درصد مخازن کشور را شامل می شوند، اهمیت تزریق گاز را مشخص می سازد و لذا در برنامه چهارم توسعه، با هدف افزایش ضریب بازیافت، مقرر شده بود تا حجم تزریق گاز به مخازن نفتی تحت تزریق، تا میزان تعیین شده در مطالعات افزایش یابد و تزریق گاز به مخازن جدید که مورد مطالعه قرار گرفته بود نیز عملی گردد. از سوی دیگر، مطالعات مراکز تحقیقاتی نشان می داد که تزریق گاز علاوه بر تأثیر مثبت در افزایش ضریب بازیافت نفت از مخازن، بهترین گزینه استفاده از گاز طبیعی تولیدی کشور از بعد اقتصادی نیز خواهد بود.

براین اساس در برنامه چهارم توسعه مقرر شد تا در سال ۸۴، روزانه ۹۴ میلیون مترمکعب گاز به مخازن نفتی تزریق گردد. این در حالی بود که عملکرد تزریق در آن سال با کاهش ۴/۲ میلیون مترمکعبی نسبت به سال قبل از آن به شدت از برنامه فاصله گرفت. جدول (۱) مقدار مصوب برنامه سوم (۱۳۷۹-۱۳۸۳) و چهارم (۱۳۸۴-۱۳۸۸) توسعه کشور را به همراه برنامه شرکت ملی نفت و عملکرد تزریق گاز نشان می دهد.

همانطور که مشخص است از سال ۱۳۸۴ نرخ تزریق گاز روند کاهشی داشته و در ۳ سال اول برنامه چهارم نیز همین روند ادامه داشته است. این در حالی است که براساس برنامه مصوب چهارم توسعه و همچنین برنامه مصوب هیأت مدیره

جدول (۱): بررسی عملکرد و برنامه تزریق گاز در برنامه سوم و چهارم توسعه

سال	برنامه چهار ساله توسعه کشور	برنامه شرکت ملی نفت	عملکرد	درصد تحقق نسبت به برنامه چهار ساله توسعه کشور	درصد تحقق نسبت به برنامه شرکت ملی نفت
۱۳۸۲ (برنامه سوم)	۱۱۲	۹۵/۱۵	۷۸	۰/۷۰	۸۱/۹۷
۱۳۸۳ (برنامه سوم)	۱۳۷	۹۸/۱۲	۸۰/۸۱	۰/۵۹	۸۲/۳۶
۱۳۸۴ (برنامه چهارم)	۹۴	۹۵/۶۶	۷۶/۶۰	۰/۸۱	۸۰/۰۷
۱۳۸۵ (برنامه چهارم)	۹۸	۹۲/۰۲	۷۳/۰۲	۰/۷۵	۷۹/۳۶
۱۳۸۶ (برنامه چهارم)	۱۱۶	۹۸/۴۲	۷۱/۶۳	۰/۶۲	۷۲/۷۸
۱۳۸۷ (برنامه چهارم)		۱۱۸/۱۶	۷۶/۷۷		۶۴/۹۷



جایگاه خاورمیانه در بازار جهانی نفت

علیرضا قنبری

در این دو منطقه همچنان ادامه داشت تا این که وقوع شوک اول نفتی مهاری بر این روند فزاینده و ترمزی بر سهم بیشتر نفت خاورمیانه در جهان شد.

با تحریم نفتی اعراب و بروز شوک اول نفتی و متعاقب آن، شوک دوم نفتی در دهه ۱۹۷۰، مسأله جدیدی به نام امنیت عرضه نفت برای کشورهای غربی و صنعتی مطرح گردید و این کشورها را به فکر کاهش وابستگی به نفت منطقه خاورمیانه انداخت. به دنبال آن، کشورهای غربی سعی کردند تولید نفت در کشورهای خودشان و یا حداقل کشورهای که امنیت سیاسی بیشتری دارند را افزایش دهند. بطور مثال بالارفتن سطح تولید نروژ، کانادا و انگلیس گام‌هایی در این جهت بود. با افزایش تولید نفت در دیگر مناطق، از اهمیت نفت خاورمیانه کاسته شد و اهداف کشورهای غربی تا حدودی محقق گردید. اما این سیاست، یک استراتژی گذرا بود و دو دهه بیشتر دوام نیاورد و از تولید نفت این مناطق پس از سال ۲۰۰۰ کاسته شد. تولید نفت در مناطقی مانند دریای شمال و کانادا علی‌رغم استفاده از روش‌ها و فن‌آوری‌های پیشرفته افزایش بازیافت نفت، کاهش یافته است. از این رو طی چند سال گذشته بازار نفت مجدداً متوجه ذخایر نفتی خاورمیانه شده است. خاورمیانه علی‌رغم این که تولید نفت خود را سال‌ها قبل شروع کرده است اما هنوز روند تولید آن صعودی است. از این رو بار دیگر خاورمیانه

نفت خام مهم‌ترین منبع تأمین انرژی در عصر ما است که بیش از ۱۵۰ سال از اکتشاف آن می‌گذرد. یک و نیم قرن که از عمر صنعت نفت می‌گذرد نفت همواره روزگاری شکوفاتر و پررونق‌تر از قبل داشته و با پررنگ‌تر شدن نقش نفت در زندگی بشر بر اهمیت آن افزوده شده است.

نفت در ابتدا بطور متمرکز و توسط چند کشور تولید می‌شد. آمریکا و روسیه از تولیدکنندگان عمده اولیه نفت در جهان بودند که تا سال ۱۹۱۰ بیش از ۹۰ درصد کل نفت جهان را تولید می‌کردند. پس از آن و به دنبال مشخص شدن موارد استفاده متعدد از نفت، تقاضا برای نفت به میزان زیادی افزایش یافت و تولید آن در سایر مناطق و کشورهای جهان نیز آغاز شد. دو منطقه نفت خیز بزرگ جهان یعنی خاورمیانه و شمال آفریقا از مهم‌ترین این مناطق بودند که تولید آن‌ها به سرعت افزایش یافت و بخش قابل توجهی از سهم تولید نفت جهان را به خود اختصاص دادند. روند صعودی تولید نفت

مورد توجه جهانیان قرار گرفته و چشم بازار نفت به ذخایر نفتی این منطقه دوخته شده است. در این نوشتار میادین نفتی، میزان تولید، نرخ افت تولید، نرخ برداشت از مخازن و وضعیت فعلی و آینده عرضه نفت منطقه خاورمیانه مورد بررسی و تبیین قرار گرفته است تا مشخص گردد چرا بازار نفت به ذخایر نفت خاورمیانه امیدوار و نیازمند آن است؟

میادین نفتی و تولید نفت خام

از میان ۲۰ میدان نفتی بزرگ جهان، ۱۳ میدان در منطقه خاورمیانه قرار دارند که در کشورهای عربستان (پنج میدان)، ایران (سه میدان)، کویت و امارات (هر کدام دو میدان) و عراق (یک میدان) واقع شده‌اند. این بدان معنی است که دو سوم بزرگترین

میادین نفتی جهان در منطقه خاورمیانه قرار دارد. همچنین از بین ۳۱۷ میدان نفتی بسیار بزرگ و بزرگ شناخته شده در جهان، ۸۳ حوزه در منطقه خاورمیانه هستند. میانگین حجم ذخایر این ۸۳ حوزه نفتی ۸/۹ میلیارد بشکه نفت خام می باشد که دو برابر میانگین کل ۳۱۷ حوزه نفتی (۴/۲ میلیارد بشکه) است. در سال ۲۰۰۷ میزان تولید در این بیست حوزه نفتی ۱۹/۶ میلیون بشکه در روز بوده که معادل ۲۲/۴ درصد کل نفت تولید شده در جهان است. تولید نفت در ۱۳ میدان نفتی واقع در خاورمیانه ۱۳/۴ میلیون بشکه بوده که حدود ۷۰ درصد تولید نفت ۲۰ میدان است. جدول (۱) میزان تولید نفت در این ۲۰ حوزه نفتی در سال ۲۰۰۷ را همراه با بیشترین میزان تولید از هر یک از میادین طی سال های گذشته نشان می دهد.

جدول (۱): میزان تولید نفت بزرگترین میادین نفتی جهان (IEA)

میدان نفتی	کشور	موقعیت	سال کشف	سال اوج تولید	میزان اوج تولید	تولید سال ۲۰۰۷
Ghawar	عربستان	خشکی	۱۹۴۸	۱۹۸۰	۵۵۸۸	۵۱۰۰
Cantarell	مکزیک	دریایی	۱۹۷۷	۲۰۰۳	۲۰۵۴	۱۶۷۵
Safaniyah	عربستان	خشکی/دریایی	۱۹۵۱	۱۹۹۸	۲۱۲۸	۱۴۰۸
Rumaila	عراق	خشکی	۱۹۵۳	۱۹۷۹	۱۴۹۳	۱۲۵۰
Greater Burgan	کویت	خشکی	۱۹۳۸	۱۹۷۲	۲۴۱۵	۱۱۷۰
Samotlor	روسیه	خشکی	۱۹۶۰	۱۹۸۰	۳۴۳۵	۹۰۳
Ahwaz	ایران	خشکی	۱۹۵۸	۱۹۷۷	۱۰۸۲	۷۷۰
Zakum	امارات	دریایی	۱۹۶۴	۱۹۹۸	۷۹۵	۶۷۴
Azeri- Chirag	اذربایجان	دریایی	۱۹۸۵	۲۰۰۷	۶۵۸	۶۵۸
Priobskoye	روسیه	خشکی	۱۹۸۲	۲۰۰۷	۶۵۲	۶۵۲
Bu Hasa	امارت	خشکی	۱۹۶۲	۱۹۷۳	۷۹۴	۵۵۰
Marun	ایران	خشکی	۱۹۶۴	۱۹۷۶	۱۳۴۵	۵۱۰
Raudhatain	کویت	خشکی	۱۹۵۵	۲۰۰۷	۵۰۱	۵۰۱
Gachsaran	ایران	خشکی	۱۹۲۸	۱۹۷۴	۹۲۱	۵۰۰
Qatif	عربستان	خشکی/دریایی	۱۹۴۵	۲۰۰۶	۵۰۰	۵۰۰
Shaybah	عربستان	خشکی	۱۹۶۸	۲۰۰۳	۵۲۰	۵۰۰
Saetu	چین	خشکی	۱۹۶۰	۱۹۹۳	۶۳۳	۴۷۰
Samotlor	روسیه	خشکی	۱۹۶۱	۱۹۸۰	۳۰۲۷	۴۶۴
Fedorovo-Surguts	روسیه	خشکی	۱۹۶۲	۱۹۸۳	۱۰۲۲	۴۵۸
Zuluf	عربستان	دریایی	۱۹۶۵	۱۹۸۱	۶۷۷	۴۵۰
کل						۱۹۱۶۳

میزان استفاده از مخازن نفتی

نرخ افت تولید در سایر میادین نفتی که هنوز به حداکثر تولید خود نرسیده و روند تولید آن‌ها صعودی است ۵/۸ درصد می‌باشد که مخازن نفتی کشورهای اروپایی عضو OECD و کشورهای حوزه پاسفیک عضو OECD با ۱۳/۳ و ۱۱/۱ درصد بیشترین و خاورمیانه با ۳/۴ درصد کمترین میزان را دارند (جدول ۲).

نرخ طبیعی افت تولید، که به معنی مقدار کاهش تولید مخزن بدون انجام هر گونه فعالیتی برای حفظ و یا افزایش ضریب بازیافت نفت می‌باشد، در کل میادین نفتی جهان ۹ درصد است. اما این نرخ برای منطقه خاورمیانه کمتر از متوسط جهان بوده و برابر ۵ درصد می‌باشد. از این رو هم نرخ طبیعی و هم مرسوم افت تولید منطقه خاورمیانه به نسبت سایر مخازن نفتی جهان کمترین میزان است. پایین بودن نرخ ضریب بازیافت مخازن نفتی منطقه خاورمیانه به دلیل حجم بالای ذخایر نفتی این منطقه و در نتیجه فشار بالای مخزن است و این که باعث شده که نرخ افت تولید آن کمتر از حوزه‌های دیگر باشد.

عرضه نفت

طبق سناریوی مرجع آژانس بین‌المللی انرژی، عرضه نفت کشورهای خاورمیانه عضو اوپک بین سال‌های ۲۰۰۷-۲۰۳۰

تا سال ۲۰۰۷ متوسط میزان بهره‌برداری از کل ذخایر اولیه ۷۹۸ میدان نفتی بزرگ جهان ۴۸ درصد بوده است. این نسبت برای میادین نفتی آمریکای شمالی ۸۱ درصد، اروپا و آفریقا هر کدام ۷۳ درصد و خاورمیانه ۳۲ درصد بوده است. همانطور که ملاحظه می‌شود میزان تولید از میادین نفتی واقع در منطقه خاورمیانه به نسبت حجم ذخایر اولیه کمترین مقدار را در مقایسه با سایر مناطق دارد. این مسأله به دلیل حجم بسیار بالای ذخایر نفت این منطقه می‌باشد که علی‌رغم تولید بالا، باعث تخلیه کم آن‌ها شده است. همچنین در این منطقه از فن‌آوری‌های جدید و پیشرفته حفظ فشار مخزن استفاده نشده و لذا تخلیه زیاد مخازن را به دنبال نداشته است.

نرخ افت تولید

از بین ۷۹۸ میدان نفتی بزرگ جهان ۵۸۰ میدان، نقطه اوج تولید را پشت سر گذاشته‌اند و وارد فاز نزولی تولید شده‌اند. در سال ۲۰۰۷ متوسط نرخ افت تولید در این ۵۸۰ میدان ۵/۱ درصد بوده که میادین نفتی منطقه پاسفیک OECD با ۱۷/۶ درصد بیشترین و منطقه خاورمیانه به ۲/۶ درصد کمترین نرخ افت را داشته‌اند.

جدول (۲): نرخ افت تولید در ۷۹۸ میدان نفتی بزرگ جهان (درصد)

منطقه	میادین گذشته از نقطه اوج تولید				سایر میادین			
	بسیار بسیار بزرگ	بسیار بزرگ	بزرگ	کل	بسیار بسیار بزرگ	بسیار بزرگ	بزرگ	کل
اوپک	۲/۳	۵/۴	۹/۱	۳/۱	۲/۹	۴/۸	۸/۳	۳/۶
خاورمیانه	۲/۲	۶/۳	۴/۴	۲/۶	۲/۸	۶/۵	۶/۴	۳/۴
سایر	۴/۸	۵	۱۰/۲	۵/۲	۳/۸	۴/۱	۸/۸	۴/۳
غیر اوپک	۵/۷	۶/۹	۱۰/۵	۷/۱	۶	۷/۴	۱۰/۹	۷/۴
آمریکای شمالی OECD	۶/۴	۵/۴	۱۲/۱	۶/۵	۴/۵	۶	۱۲/۳	۶
اروپای OECD	---	۱۰	۱۳/۵	۱۱/۵	---	۱۳/۱	۱۵/۵	۱۳/۳
پاسفیک OECD	---	۱۱/۱	۱۳/۲	۱۱/۶	---	۱۰/۴	۱۲/۶	۱۱/۱
اواسیا	۵/۱	۵	۱۲/۱	۵/۱	۵/۳	۵/۱	۱۲/۴	۵/۳
آسیا	۲/۱	۸/۳	۶/۶	۶/۱	۲/۵	۵/۷	۶/۷	۵/۲
خاورمیانه	۲/۱	۶/۵	۷/۴	۲/۷	۲/۸	۷	۹/۸	۳/۷
آفریقا	۱/۵	۵/۲	۸/۸	۵/۱	۱/۲	۵/۲	۹/۳	۵
آمریکای لاتین	۸/۴	۵/۲	۶/۹	۶	۹/۵	۵/۳	۶/۸	۶/۱
جهان	۳/۴	۶/۵	۱۰/۴	۵/۱	۴/۳	۶/۶	۱۰/۷	۵/۸

نمودار (۴): سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت در سناریو مرجع (۲۰۰۷-۲۰۳۰)

منطقه	نفت مرسوم	غیر مرسوم	کل	گاز	کل نفت و گاز
آمریکای شمالی	۶۴۴	۲۶۸	۹۱۳	۱۰۴۴	۱۹۵۷
اروپا	۲۲۴	۱	۲۲۵	۳۴۹	۵۷۴
پاسفیک	۷۰	---	۷۰	۱۲۱	۱۹۲
OECD	۹۳۹	۲۶۹	۱۲۰۸	۱۵۱۴	۲۷۲۲
اوراسیا	۹۸۲	---	۹۸۲	۵۳۵	۱۵۱۶
روسیه	۴۸۷	---	۴۸۷	۴۰۷	۸۹۳
آسیا	۳۹۱	۸۹	۴۸۰	۴۳۱	۹۱۰
هند	۱۸۰	۸۸	۲۶۸	۱۵۱	۴۱۹
چین	۴۹	---	۴۹	۴۶	۹۵
خاورمیانه	۸۰۷	۲۴	۸۳۲	۲۹۷	۱۱۲۸
آفریقا	۸۲۴	۸	۸۳۲	۳۶۰	۱۱۹۲
آمریکای لاتین	۶۶۲	۴۲	۷۰۳	۱۸۶	۸۸۹
غیر OECD	۳۶۶۵	۱۶۳	۳۸۲۹	۱۸۰۸	۵۶۳۷
جهان	۴۶۰۴	۴۳۲	۵۰۳۶	۳۳۲۲	۸۳۵۸

حدود ۳۰ درصد افزایش خواهد یافت و از ۲۳/۷ به ۳۷/۹ میلیون بشکه در روز می‌رسد. این به معنی رشد سالانه ۲/۱ درصدی در عرضه نفت کشورهای خاورمیانه عضو اوپک تا افق چشم‌انداز ۲۰۳۰ است که بالاترین نرخ رشد عرضه نفت در بین همه مناطق و کشورهای طی سال‌های آینده است. طبق این سناریو، کل عرضه نفت خاورمیانه برای سال‌های آتی افزایش خواهد یافت و به ۳۹ میلیون بشکه در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید که ۵۳/۵ درصد بیشتر از سطح تولید سال ۲۰۰۷ است. در صورت تحقق چنین امری سهم خاورمیانه در عرضه نفت جهان افزایش خواهد یافت و از ۳۰/۱ درصد فعلی به ۳۶/۶ درصد در سال ۲۰۳۰ می‌رسد. جدول (۳) عرضه نفت مناطق مختلف جهان را طی سال‌های آینده نشان می‌دهد.

سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی

آژانس بین‌المللی انرژی پیش‌بینی نموده که طی سال‌های ۲۰۰۷-۲۰۳۰ حدود ۵ تریلیون دلار

IEA

سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت در سرتاسر جهان انجام

گیرد که ۸۳۲ میلیارد دلار، یعنی ۱۶ درصد آن فقط

در منطقه خاورمیانه خواهد بود. براساس این پیش‌بینی دو منطقه خاورمیانه و آفریقا بیشترین سهم را در جذب سرمایه‌گذاری خواهد داشت. این مسأله به دلیل توان بالقوه منطقه خاورمیانه و وجود ذخایر عظیم نفت استفاده نشده در آن است که برای بهره‌برداری و استخراج، سرمایه‌گذاری هنگفتی را می‌طلبد. نمودار (۴) سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت را طی سال‌های ۲۰۰۷-۲۰۳۰ برای مناطق مختلف جهان نشان می‌دهد.

با توجه به آنچه ذکر شد خاورمیانه در آینده به منطقه نفتی پر قدرت جهان تبدیل می‌گردد. ایران نیز به عنوان یکی از مهم‌ترین کشورهای خاورمیانه و با حجم عظیم ذخایر نفت، باید بتواند از موقعیت پیش‌روی خود به نحو احسن استفاده نموده و علاوه بر این که با جذب سرمایه‌های لازم برای توسعه بخش بالادستی تلاش می‌نماید، از آن برای پیشبرد اهداف سیاسی و اجتماعی بهره‌برد.

جدول ۳ عرضه نفت (سناریو مرجع)

منطقه	۱۹۸۰	۲۰۰۰	۲۰۰۷	۲۰۱۵	۲۰۳۰	۲۰۰۷-۲۰۳۰
غیر اوپک	۳۵/۵	۴۲/۹	۴۶/۳	۴۷/۶	۵۰/۹	۰/۴٪
آمریکای شمالی	۱۴/۲	۱۴/۱	۱۳/۸	۱۴/۶	۱۷/۹	۱/۱٪
اروپا	۲/۶	۶/۸	۴/۹	۳/۴	۲/۲	-۳/۵٪
پاسفیک	۰/۵	۰/۹	۰/۶	۰/۶	۰/۷	۰/۶٪
اوراسیا	۱۲/۱	۸/۱	۱۲/۹	۱۴/۳	۱۶/۶	۱/۱٪
روسیه	۱۰/۸	۶/۵	۱۰/۱	۱۰/۴	۹/۷	-۰/۲٪
چین	۲/۱	۳/۲	۳/۷	۳/۶	۴/۱	۰/۵٪
هند	۰/۲	۰/۷	۰/۸	۰/۸	۰/۵	-۱/۸٪
خاورمیانه	۰/۶	۲/۱	۱/۷	۱/۴	۱/۱	-۱/۸٪
آفریقا	۱/۱	۲/۱	۲/۵	۲/۱	۱/۹	-۱/۱٪
آمریکای لاتین	۱/۶	۳/۲	۳/۵	۵/۱	۴/۶	۱/۲٪
اوپک	۲۸/۱	۳۲/۱	۳۵/۹	۴۴/۴	۵۲/۹	۱/۷٪
خاورمیانه	۱۹/۲	۲۱/۳	۲۳/۷	۳۰/۷	۳۷/۹	۲/۱٪
جهان	۶۵/۲	۷۶/۸	۸۴/۳	۹۴/۴	۱۰۶/۴	۱٪

IEA



نابوکو؛ مسیر ورود گاز ایران به اروپا

افشین جوان

اجلاس اخیر شرکای خط لوله نابوکو در بوداپست بار دیگر این خط لوله را در صدر اخبار نشانده.

وقتی «جوزپه وردی» آهنگ ساز و اپراسرای بزرگ ایتالیایی مشغول نوشتن اپرای «نابوکو» در سال ۱۸۴۱ بود هیچگاه فکر نمی کرد که ۱۶۰ سال بعد این نام برای یک طرح بزرگ انتقال گاز برای اروپا انتخاب شود.

انتخاب نام نابوکو کاملاً تصادفی و برحسب اتفاق صورت گرفته است ولی داستان «وردی» در مورد «نابوکو» پادشاه بابل است و به هر حال داستانی شرقی است و این حسن تصادف را می توان به تأمین گاز اروپا از طرف شرق تسری داد.

از این مقدمه که بگذریم ناباکو اولین طرح بزرگ گاز است که قصد دارد دنیای غنی از گاز طبیعی در حوزه دریای خزر، خاورمیانه و مصر را به بازار تشنه اروپا متصل کند ولی آیا این هدف عملی خواهد بود؟

مسیر این خط لوله از شرق ترکیه آغاز خواهد شد و عبارتی ترکیه به دلیل موقعیت جغرافیایی اش نقش ویژه ای را در این مسیر ایفا می کند. این مسیر سپس از طریق بلغارستان، رومانی و مجارستان به سمت «بوم گارتن» در اتریش خواهد رفت و با طی مسیری ۳۳۰۰ کیلومتری حدود ۳۱ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی را منتقل خواهد کرد.

هدف پروژه خط لوله نابوکو، اتصال ترکیه به اتریش از طریق بلغارستان، رومانی و مجارستان می باشد که عرضه گاز از منطقه خزر و ایران به اروپا را عملی می سازد. مطالعات امکان سنجی این پروژه ۶ میلیارد یورویی در سال ۲۰۰۲ شروع شده و در بهار سال ۲۰۰۵ از نظر فنی تأیید شد و هم اکنون، مطالعات آن در حال توسعه است. در حال حاضر و با افزایش قیمت های مهندسی، تأمین تجهیزات و ساخت پروژه هزینه آن حدود ۸ میلیارد دلار تخمین زده شده است.

ساخت این خط لوله ۳۳۰۰ کیلومتری (ترکیه ۱۹۳۵ کیلومتر، بلغارستان ۴۰۰ کیلومتر، رومانی ۴۹۵ کیلومتر، مجارستان ۵۱۹ کیلومتر، اتریش ۴۶ کیلومتر) قرار است تا سال آینده آغاز شود و حداکثر ظرفیت آن پس از تکمیل، ۳۱ میلیارد مترمکعب در سال (۳ میلیارد فوت مکعب در روز) خواهد بود. در فاز اول، یک خط لوله ۲۰۰۰ کیلومتری که شهر آنکارا در ترکیه را به بوم گارتن در اتریش متصل خواهد کرد، ساخته خواهد شد. تأسیسات موجود خط لوله بین مرزهای ترکیه و گرجستان یا ایران قرار است موقتاً برای مدت دو سال، مورد استفاده قرار گیرد. این امر، پروژه را قادر می سازد که فعالیت خود را با ظرفیت اولیه ۸ میلیارد مترمکعب در سال در ۲۰۱۲ میلادی آغاز نماید در حالی که ساخت بقیه قسمت های خط لوله نیز به موازات آن انجام و تکمیل خواهد شد.

ساخت فاز دوم از سال ۲۰۱۲ تا اواخر سال ۲۰۱۳ طول می کشد و شامل ساخت قسمت باقیمانده بین مرز ترکیه به گرجستان و ایران می باشد. البته ظرفیت کل خط لوله تا ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال خواهد بود و به ایستگاه های تقویت فشار بیشتری نیاز خواهد داشت و به نظر نمی رسد که این موارد، تا قبل از سال ۲۰۱۷ تکمیل شود. اهداف اصلی احداث این خط لوله را می توان به صورت زیر خلاصه کرد.

- ایجاد یک کوری دور جدید برای واردات گاز به اروپا
- بهره جویی از ترانزیت گاز برای کشورهای مسیر
- مشارکت عرضه کنندگان گاز در تأمین امنیت عرضه انرژی
- تقویت شبکه خط لوله اروپا
- این خط لوله مشارکتی است بین شرکت های OMV، RWE آلمان، اتریش، MOL مجارستان، Transgaz، رومانی، Bulgarian Energy Holding، بلغارستان و Botas ترکیه هر یک با سهمی مساوی حدود ۱۶/۶ درصد. وقتی که شرکت گازپروم عرضه گاز به اوکراین را در ژانویه

در عین حال، آلمان، هلند و انگلیس نیز آمادگی خود را برای مشارکت در خط لوله «نورد استریم» اعلام کرده‌اند.

روسیه دو خط لوله مذکور را برای خنثی کردن نابوکو و حفظ اعضای خود در بازار اروپا مطرح کرده است.

بنابراین در حال حاضر هیچ اتحادی در بین کشورهای اروپایی برای اجرای خط لوله نابوکو وجود ندارد. مسأله دیگر نحوه تأمین مالی این پروژه است که در نشست بوداپست پیشرفت چندانی در خصوص تأمین مالی این پروژه صورت نگرفت.

اما از سوی دیگر این سؤال مطرح است که حتی اگر این خط لوله اجرایی شود آیا ایران می‌تواند به عنوان منبع عرضه گاز برای اروپا از طریق این طرح مطرح باشد؟

این مسأله قطعی است، اگر ایران در فکر صادرات به اروپا باشد مسیر ترکیه بدلیل اهمیت امنیت عرضه برای اروپا تنها راه است و سایر مسیرها رویائی بیش نیست.

در این رابطه شاید طرح خط لوله انتقال گاز نهم (IGAT۹) بتواند این مهم را تحقق بخشد ولی باید در نظر بگیریم که صادرات به اروپا تا حدی با صادرات به ترکیه متفاوت است و این مسأله تنها زمانی انجام پذیر خواهد بود که:

۱. تداوم عرضه بلندمدت با توجه به مصرف داخلی عملی باشد
۲. ایران تحمل ریسک‌های این طرح و طرح‌های این گونه را داشته باشد بدین ترتیب که با ورود به بازار اروپا باید تابع قیمت بازار بود و این فکر که بتوان با قیمت‌های خارج از عرف قیمت بازار وارد چنین بازاری شد باید از سر بیرون برد چون انجام چنین طرح‌هایی در برخی شرایط و بخصوص در کوتاه مدت شاید سودآور نباشد، باید در انجام چنین طرح‌هایی طولانی مدت فکر کرد.

۳. آیا روسیه با دخالت ایران برای حضور به اروپا موافق است، این مسأله بسیار مهم است چون روسیه با ابزار قیمت می‌تواند رقبای جدید را از ورود به بازار اروپا منصرف کند پس تعامل با روسیه نیز همانند ترکیه دارای اهمیت ویژه است.

۴. کشفیات جدید گاز در کردستان عراق که رسماً اعلام شده می‌تواند یک جایگزین بجای گاز ایران باشد که باید مورد توجه قرار گیرد.

در انتها باید متذکر شد برای اجرای طرح‌های عظیم گاز یک توافق جمعی در داخل کشور ضروریست و در عین حال باید در کشور یک استراتژی منطقی، واقع‌گرایانه و اجرایی با توجه به توان واقعی عرضه گاز کشور تدوین شود و به دنبال آن یک تعامل بین‌المللی نیز ضرورت دارد.

سال ۲۰۰۶ قطع کرد، اروپا بطور قابل توجهی با کاهش عرضه روبرو شد بنابراین اتحادیه اروپا شدیداً از پروژه نابوکو حمایت می‌کند. فقدان یک قرارداد محکم عرضه به منظور ارائه گاز به این خط لوله، باعث شده که این پروژه تا به حال به تعویق بیفتد. در جولای سال ۲۰۰۷، شرکت بوتاش ترکیه، امضاء یک قرارداد با ایران را اطلاع داد که اجازه ترانزیت تا ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال از طریق خط لوله نابوکو را می‌داد.

اما مجدداً بحران گازی زمستان ۲۰۰۸ بین روسیه و اوکراین، کشورهای اروپایی را بیش از پیش برای اجرای این خط لوله متحد و مصمم کرد. کشورهای اروپای مرکزی و جنوب اروپا در پی مناقشه گازی روسیه و اوکراین با کاهش شدید واردات گاز روبرو شدند. حلمی گولر وزیر انرژی ترکیه، سرگئی استانیشف نخست وزیر بلغارستان، آدریان ویدیانو وزیر اقتصاد رومانی، رین هولد میترلر وزیر اقتصاد اتریش و مقام‌های عالی رتبه مجارستان و آلمان در نشست اخیر در بوداپست حضور داشتند. این شش کشور در کنسرسیوم احداث خط لوله نابوکو نیز حضور دارند. مقام‌های عالی رتبه آذربایجان، ترکمنستان، مصر، قزاقستان و گرجستان نیز در این نشست حضور داشتند.

علی‌رغم ابراز رضایت شرکت‌کنندگان از نتایج این نشست، ترکمنستان حاضر به امضای بیانیه پایانی آن نشد. آلمان در سطح وزیر در این نشست شرکت نکرد. آلمان به شدت از سیاسی شدن خط لوله ناباکو ناراضی و نگران است و به همین علت معاون وزیر اقتصاد خود را به نشست بوداپست فرستاد.

رجب طیب اردوغان نخست‌وزیر ترکیه حمایت آنکارا از این خط لوله را منوط به حمایت اروپا از پیوستن ترکیه به اتحادیه اروپا کرده است.

الهام علی‌اف رییس جمهور آذربایجان نیز گفت، ما از اجرای خط لوله ناباکو حمایت می‌کنیم. البته اروپا باید نظر ترکیه را در خصوص استفاده از ۱۵ درصد گاز خط لوله ناباکو برای مصارف داخلی تغییر دهد.

میرک توپولانک نخست‌وزیر جمهوری چک که ریاست دوره‌ای اتحادیه اروپا را برعهده دارد، تأکید کرد، خط لوله‌های «سوئ استریم» و «نورد استریم» روسیه مهم‌ترین تهدیدها برضد خط لوله نابوکو به شمار می‌روند. اروپا باید برای اجرای هر چه سریع‌تر این خط لوله متحد باشد و هر چه زودتر وابستگی خود را به منابع انرژی روسیه کاهش دهد.

این درحالی است که مجارستان، بلغارستان، یونان، ایتالیا، اتریش و اسلواکی قصد پیوستن به خط لوله «سوئ استریم» را دارند.

بررسی وضعیت GTL در ایران



تحقیق: سید غلامحسین حسن تاش تنظیم: محمد علی طاهری

منابع رامنخازن گاز طبیعی تشکیل می دهد لزوم استفاده بهینه از این منابع و ارتقاء تکنولوژی های مصرف از آن ها به منظور حفظ منابع و نیز محیط زیست ضروری به نظر می رسد.

یکی از این تکنولوژی ها، فناوری GTL است. این تکنولوژی قادر است از گاز طبیعی فرآورده های میان تقطیر نفتی بدست آورد و در واقع در این تکنولوژی هیدروکربورهای سنگین تر، از سبک ترین هیدروکربور یعنی متان بدست می آید. حدود ۷۰٪ نفت خام جهان در حال حاضر برای تأمین گازوئیل و بنزین حمل و نقل استفاده می شود که عامل اصلی وابستگی جهان به نفت خام است و گاز طبیعی در این زمینه نقشی ندارد. اما با این تکنولوژی، جایگزینی تقریباً کامل می شود و لذا با توجه به سیاست های متنوع سازی منابع انرژی و امنیت انرژی غرب نیز

امروزه با وجود این که انسان به انرژی های جدید و پاک دست یافته است ولی به دلیل وجود محدودیت در تأمین این نوع انرژی ها، سوخت های فسیلی همچنان مهم ترین منبع انرژی جوامع محسوب می شوند. این سوخت ها به دلیل این که دارای مقادیر نسبتاً بالایی ترکیبات سولفور، نیتروژن، مواد آروماتیکی و سایر ناخالصی های دیگر هستند که جداسازی کامل آن ها نیز هزینه بالایی در بر دارد، لذا منشأ آلودگی هوا، خاک و آب و اثرات نامطلوب زیست محیطی شده اند.

از طرفی به دلیل بالا بودن مقادیر این منابع، چشم پوشی از آن ها امکان پذیر نیست و با توجه به این که قسمت مهمی از این

توسعه انرژی، معطوف به تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع بوده و این تکنولوژی ۳۰٪ از حجم سرمایه‌گذاری‌ها به ارزش حدود ۴۱ میلیارد دلار را به خود اختصاص داده است و قیمت‌های بالای نفت خام در این دوره نیز این سرمایه‌گذاری‌ها را تسهیل نموده است. این واقعیت مبین آن است که GTL احتمالاً مهم‌ترین سوخت دهه‌های آتی خواهد بود.

تاریخچه GTL:

اولین بار در سال ۱۹۲۳ دو دانشمند آلمانی به نام‌های فیشر و تروپس توانستند گاز را به فرآورده‌های مایع تبدیل کنند. در جریان جنگ دوم جهانی این فرایند به دلیل محدودیت‌های دریافت سوخت توسط ژاپن و آلمان به کار گرفته شد و توسعه یافت. در دهه ۱۹۶۰ تحریم‌های نفتی سازمان ملل بر علیه رژیم آپارتاید در آفریقای جنوبی موجب شد که علیرغم اقتصادی نبودن، پالایشگاه ۲۲۵۰۰ بشکه‌ای با کمک متخصصین آلمانی در بندر ماسل این کشور ساخته شود که البته از زغال سنگ استفاده می‌شد و به عبارت دقیق‌تر فرایند CTL (Coal To Liquid) بود.

در این دوره تا دهه ۱۹۹۰ بسیاری از شرکت‌ها بر روی گاز سنتز و تکنولوژی FT کار و مشارکت کرده‌اند و واحدهای کوچک آزمایشی (پایلوت) داشته‌اند. اولین بار در سال ۱۹۹۳ شرکت شل، اولین واحد تجاری را به ظرفیت ۱۲۵۰۰ بشکه در بنتولو مالزی ساخت که در سال ۱۹۹۷ این واحد دچار سانحه شد و انفجاری در آن رخ داد و تا سال ۲۰۰۰ تعطیل و در حال بازسازی بود و شرکت شل نیز از نظر اطلاع‌رسانی بسیار بسته باین مسأله برخورد کرد و اطلاعات آن را محرمانه نگه می‌داشت، اما در سال ۲۰۰۰ مجدداً از آن بهره‌برداری شد. ۵۰٪ تولید واحد مذکور فرآورده‌های میان تقطیر و بقیه آن نرمال پارافین و واکس و غیره بود، ۱۰۰ الی ۱۲۰ میلیون فوت مکعب گاز برای این منظور استفاده می‌شود. شل طرح جدیدی را به ظرفیت ۷۰ الی ۷۵ هزار بشکه در مالزی در برنامه دارد که ۷۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز مصرف خواهد کرد و شل ادعا می‌کند که تولید آن عمدتاً فرآورده‌های میان تقطیر خواهد بود و ادعا می‌کند که هزینه سرمایه‌گذاری برای هر بشکه ظرفیت را به ۲۵۰۰۰ دلار رسانده است. از نظر کشورهای صاحب ذخائر و صادرکننده گاز GTL و LNG طرح‌های رقیب و جایگزین تلقی می‌شوند، چرا که این کشورها به دنبال ایجاد بازار و تقاضا برای گاز خود هستند و هر دو برای گاز تقاضا

اهمیت زیادی دارد. لازم به توضیح است که دول صنعتی غرب با توجه به سیاست‌های پیش گفته تلاش فراوانی را بکار گرفته‌اند که سوخت جایگزینی را برای حمل و نقل تهیه نمایند اما این تلاش‌ها کمتر قرین توفیق بوده است و هنوز رقیب مناسبی برای بنزین و گازوئیل پیدا نشده است. یکی از امتیازات مهم GTL نسبت به سایر آلترناتیوهای حمل و نقل این است که این سوخت در همین اتومبیل‌های موجود و در همین زیرساخت‌های موجود شبکه‌های توزیع استفاده می‌شود و مرغوب‌ترین است. در صورتی که مثلاً برای CNG یا LPG پمپ استیشن‌های جدید با سرمایه‌گذاری بالا نیاز است. اقتصادی و رایج شدن GTL با توجه به نکاتی که ذکر شد می‌تواند موجب کاهش تقاضای بین‌المللی برای نفت خام و افزایش تقاضای بین‌المللی برای گاز طبیعی شود و لذا این مسأله از ابعاد ژئوپولیتیکی نیز برخوردار است که باید به دقت به آن توجه نمود. فرآورده‌های حاصله نیز از فرآورده‌های مشابه پالایشگاهی خصوصاً از نظر نداشتن و یا بسیار کم بودن ترکیبات سولفور و آروماتیک‌ها مرغوب‌تر است. کیفیت فرآورده‌های مذکور به گونه‌ای است که در حال حاضر بدلیل این که استانداردهای آن بالاتر از استانداردهای تکلیف شده در اغلب کشورها و حتی کشورهای پیشرفته است، در واقع دارای استاندارد کیفیت بیش از نیاز است و لذا شاید استفاده مستقیم آن چندان مقرون به صرفه نباشد، بلکه برای رساندن فرآورده‌های پالایشگاهی به استانداردهای مطلوب، بهتر است با فرآورده‌های پالایشگاهی موجود مخلوط شود. در واحدهای GTL طیف متنوعی از فرآورده‌ها قابل تولید است که وضعیت بازدهی واحد بستگی به نوع کاتالیست، سرعت عبور جریان گاز از کاتالیست، درجه حرارت و غیره دارد. جالب است که حتی فرآورده‌های سنگین‌تر حاصله، نیز از مرغوبیت و در نتیجه ارزش اقتصادی بالائی برخوردارند. بعنوان مثال استانداردهای کشور آمریکا، پارافین حاصله را قابل استفاده برای مصارف خوراکی دانسته‌اند و یا روغن پایه حاصله بقدری مرغوب است که می‌تواند جایگزین مواد افزودنی در روغن‌های مشابه پالایشگاهی شود. در کل ترکیب محصولات واحدهای GTL نسبت به پالایشگاه‌های نفت خام بسیار مطلوب‌تر و فاقد فرآورده‌های سنگین با ارزش اقتصادی پائین مانند نفت کوره است. بررسی‌ها نشان می‌دهد که در بین سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۵ در منطقه آمریکای شمالی بیشترین سرمایه‌گذاری انجام شده در زمینه

فرایند در گذشته نیز همین مسأله راندمان بوده است، اما اینک با بالا رفتن کیفیت کاتالیست ها و اصلاحات فرایندی راندمان افزایش یافته به طوری که بازده از نظر ارزش کربن خروجی نسبت به ورودی به ۷۷٪ ارتقاء یافته و از نظر کارایی و راندمان انرژی به ۶۰٪ رسیده است، به عبارتی از هر ۱۰۰ بی تی یو ارزش حرارتی گاز ورودی معادل ۶۰ بی تی یو ارزش حرارتی فرآورده های حاصله است و البته مقداری آب نیز تولید می شود که حدود ۱۷٪ ارزش حرارتی در آن منعکس است (در مقایسه با انرژی بری سایر روش های تولید آب) تفکیک هزینه های واحدهای GTL نیز به صورت تقریبی ۲۰٪ زمین (زمین وسیعی لازم است)، ۳۰٪ هزینه تولید گاز سنتز ۱۵٪ آب و برق و بخار ۱۰٪، ۱۵ FT آماده سازی محصولات و ۱۰٪ سایر هزینه ها است.

توسعه GTL در جهان:

- کشور قطر برنامه های وسیعی را برای تولید GTL در دست دارد و در واقع مهم ترین نقش را برای توسعه این تکنولوژی به عهده گرفته است.
- یک واحد ۳۴۰۰۰ بشکه ای با تکنولوژی Sasol در قطر در حال ساخت است (شامل دو واحد ۱۷۰۰۰ بشکه ای) که یک واحد آن اخیراً به مرحله بهره برداری رسیده است.
- احداث یک واحد ۱۴۰۰۰ بشکه ای نیز در سال ۲۰۰۳ مورد توافق دولت قطر و شرکت شل قرار گرفت که ۱/۶ میلیارد فوت مکعب گاز مصرف می کند و شامل ۵ میلیارد دلار سرمایه گذاری بود که البته شامل بالادستی است. به این معنا که اصولاً کلیه قراردادهای LNG و GTL منعقد توسط دولت قطر از چاه تا تولید نهایی بوده و استخراج و تولید و تبدیل را شامل می شود. شل ادعا کرده که هزینه هر بشکه ظرفیت روزانه برای این پروژه به ۲۰ هزار دلار می رسد.
- واحد دیگری بین دولت قطر و شرکت اگزون موبیل توافق شده که ظرفیت آن ۱۵۰ تا ۱۸۰ هزار بشکه و مصرف گاز آن ۱/۵ میلیارد فوت مکعب و سرمایه گذاری ۷ میلیارد دلار خواهد بود.
- توافق نامه دیگر با کونوکو-فیلیپس برای ۱۸۰ هزار بشکه امضاء شده و بطور کل قطر تصمیم دارد تا ۲۰۱۱ حدود ۷۵۰۰۰۰ بشکه فرآورده از این طریق تولید کند و به سرعت در حال فعالیت است.
- در کشور استرالیا نیز احداث یک واحد GTL توسط

ایجاد می کند و خصوصاً در حالی که بازار LNG با توجه به مجموع طرح های برنامه شده به سمت اشباع می رود، GTL پتانسیل ایجاد تقاضای بیشتری دارد. حتی بعضی مطالعات نشان می دهد که در قیمت های نفت خام بیش تر از ۴۵ دلار نرخ بازگشت سرمایه (IRR) طرح های GTL بیشتر از LNG است، باید توجه داشت که در مورد LNG هزینه های حمل بسیار بالاست و این یک مسأله است. در حالی که در مورد فرآورده های GTL که همان فرآورده های نفتی است هزینه های حمل بسیار ناچیز خواهند بود. اما از نظر مصرف و تقاضا، GTL و LNG رقیب هم نیستند. تکنولوژی LNG همان تقاضای سنتی گاز طبیعی را تأمین می کند چون تبدیل گاز به تنها یک تبدیل فیزیکی است که گاز را فشرده نموده و امکان حمل آن را (از طریق غیر از خط لوله) فراهم می کند و LNG قابل مصرف نیست و برای مصرف باید باز شود و گاز به حالت اولیه برگردد. اما GTL نیازهای جدیدی را تأمین می کند، به عنوان مثال ایالات متحده با توجه به کاهش یافتن گاز طبیعی تولید داخلی خود (که در ۲۰۰۳، ۸۲٪ تقاضا را تأمین کرده) و کاهش گاز دریافتی از کانادا (که در ۲۰۰۳، ۱۶٪ تقاضا را تأمین کرده) مجبور است واردات LNG خود (که در ۲۰۰۳، ۲٪ تقاضا را تأمین می کرده) را افزایش دهد و لذا در حال ساخت ترمینال های مربوطه است اما با توجه به رشد فزاینده تقاضای این کشور برای بنزین و گازوئیل مورد نیاز در بخش حمل و نقل که یکی از عوامل افزایش قیمت های جهانی نفت نیز بوده است و با توجه به استانداردهای بسیار سخت گیرانه زیست محیطی این کشور در فرمول های جدید بنزین و گازوئیل، قطعاً نیازمند GTL نیز خواهد بود. برای تولید GTL ابتدا باید گاز سنتزی تولید شود که H_2 ، CO است که از آن به عنوان منبع هیدروژن برای تولید آمونیاک، متانول و هیدروژن دهی در عملیات پالایش استفاده می شود (احتمالاً در پتروشیمی های کشور تولید می شود). بعد گاز سنتز وارد فرایند فیشر-توروپس می شود. فرایند در فشار ۷۰ بار و در شرایط حدود ۱۴۰۰ درجه سانتیگراد انجام می پذیرد. گاز سنتز از دیرباز پایه بسیاری از محصولات پتروشیمی است و اغلب شرکت هایی که در تکنولوژی گاز سنتز ورود داشته اند وارد تکنولوژی GTL نیز شده اند و تعدادی واحدهای پایلوت در این زمینه در دنیا وجود دارد. یکی از مسائل مهم فرایند FT مسأله کاتالیست است و کیفیت کاتالیست و نوع آن بر راندمان فرایند و بر ترکیب محصولات تأثیرگذار است. از دیگر مسائل مهم در فرایند GTL راندمان آن است که این راندمان در ابتدا بسیار کم بوده و یکی از دلایل غیراقتصادی بودن

سخت گیرانه زیست محیطی در زمینه فرآورده های نفتی که روبه توسعه است فرآورده های GTL شانس بیشتری نیز نسبت به فرآورده های نفتی دارند. حتی اینک در کشورهایی که فرآورده های GTL تولید می شود برای رساندن فرآورده های پالایشگاهی به استانداردهای قابل قبول، این فرآورده ها را با فرآورده های مذکور مخلوط می کنند. مطالعات فراوانی در زمینه تقاضای بلندمدت نفت خام و فرآورده های نفتی در دنیا انجام شده است که همه مؤید رشد تقاضای این حامل ها و بویژه فرآورده های میان تقطیر است.

البته در شرایط ایران باید توجه داشت که هنوز قیمت های فرآورده های نفتی کنترل شده است و بسیار بدیهی است که پروژه های GTL با فروش محصول به قیمت های کنترل شده از توجیه اقتصادی برخوردار نخواهد بود و در صورتی توجیه خواهد داشت که یا بازارهای جهانی صادر شود و یا دولت (شرکت نفت) این محصولات را به قیمت های رقابتی بازار آزاد منطقه خلیج فارس خریداری نماید. البته این مسأله در بند الف ماده ۱۲۲ قانون برنامه سوم پیش بینی گردیده است، اما هنوز تجربه عینی از اجرای عملی آن وجود ندارد. قانون مذکور به شرح زیر است:

ماده ۱۲۲ برنامه سوم:

الف- وزارت نفت مجاز است بنا به تقاضای بخش خصوصی یا تعاونی رأسأ، یا با مشارکت خارجی که دارای

شرکت های ساسول و شوروون برنامه ریزی شده است که با ظرفیت ۳۰۰۰۰ بشکه شروع می شود و تا ۲۰۱۵ به ۲۰۰۰۰۰ می رسد و طرح دیگری هم در نیجریه مطرح است. - با وجود این که شرکت های بسیار زیادی بر روی فناوری GTL فعال هستند و تعداد زیادی واحدهای آزمایشی و نیمه صنعتی در جهان وجود دارد (Pilot) و (Super Pilot) اما هم اکنون دو شرکت Sasol و Shell عرضه کننده دانش فنی (Licensor) شناخته می شوند و البته اخیراً کنسرسیومی از سه شرکت SA Petro, Lorgi, Statoil Hydro نیز به عنوان عرضه کننده دانش فنی مطرح گردیده است.

- شرکت Shell مدعی است که GTL به مرز اقتصادی بودن و رقابت پذیر بودن با فرآورده های پالایشگاهی نفت خام رسیده است و هزینه سرمایه گذاری آن به ازاء هر بشکه چندان بیش از پالایشگاهیایی که بتوانند استانداردهای جدید فرآورده ها را پاسخگو باشند نیست.

- مطالعات شرکت وود مکنزی نشان می دهد که در قیمت های بالاتر از ۵۰ دلار برای نفت خام، بازدهی پروژه های GTL می تواند بیشتر از پروژه های LNG باشد.

بعضی نکات کلیدی در زمینه سرمایه گذاری GTL :

الف- بررسی بازار:

- در زمینه محصولات GTL به نظر می رسد که نگرانی در

زمینه بازار وجود نداشته و حتی در این مورد نیاز به مطالعات بازار هم ضروری به نظر نمی رسد، چراکه همان گونه که اشاره شد محصولات GTL در واقع همان فرآورده های نفتی هستند که روند بازار و تقاضایشان کم و بیش مشخص است. علاوه بر این که کیفیت این محصولات بسیار بالاتر از فرآورده های مشابه پالایشگاهی است و با توجه به استانداردهای



GTL در ایران:

- در بخش دولتی این تکنولوژی در ایران عمدتاً توسط پژوهشگاه صنعت نفت وابسته به شرکت ملی نفت ایران دنبال شده است. حسب اطلاعات موجود این پژوهشگاه از حدود سال ۱۳۷۲ در زمینه فرایند فیشر-تروپس و در زمینه ساخت کاتالیست‌های مربوط به آن فعالیت‌های آزمایش خود را آغاز نموده و هم‌اینک یک دستگاه پایلوت کوچک با ظرفیت ۵ لیتر در روز بصورت راکتور با بستر ثابت را اداره می‌کند.

از سال ۱۳۷۹ به بعد نیز تفاهم‌نامه مشترکی برای فعالیت در این زمینه فیما بین این پژوهشگاه و شرکت استات اویل نروژ به امضا رسیده که متعاقباً شرکت نفت آفریقای جنوبی نیز به آن پیوسته است. تحت این تفاهم طراحی یک واحد نیمه تجاری به ظرفیت ۱۰۰۰ بشکه در روز در سال ۱۳۸۱ آغاز و در سال ۱۳۸۳ پایان یافته ولی هنوز اقدامی در زمینه اجرای آن صورت نپذیرفته است. شرکت لورگی نیز در سال ۱۳۸۰ مطالعات فنی اقتصادی را برای احداث یک واحد ۶۰۰۰۰ بشکه‌ای در ایران انجام داده که البته بعداً به ۷۳۰۰۰ بشکه ارتقاء یافته است اما اقدامات اجرایی در این زمینه صورت نپذیرفته. مذاکراتی نیز با شرکت شل برای احداث واحد GTL در منطقه عسلویه انجام شده که از نتایج آن اطلاعی در دست نیست.

- شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران نیز چند سال پیش مأموریت یافت که مسأله تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع را تعقیب کند. برای این منظور شرکتی تحت عنوان شرکت پتروشیمی دماوند تأسیس شد که در مدیریت جدید شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران، ابتدا آقای دکتر «محمد دیدری» خمسه مطلق» به عنوان مدیرعامل آن منصوب گردید، لکن به دلیل مسئولیت آقای دکتر دیدری در شرکت سرو و از آنجا که پتروشیمی دماوند قصد عقد قرارداد با شرکت سرو را داشت در این مورد جابجائی انجام گرفته و فرد دیگری به عنوان مدیرعامل شرکت مذکور منصوب گردید. قرارداد شرکت پتروشیمی دماوند و شرکت سرو برای احداث یک واحد ۱۰۰۰۰ (ده هزار) بشکه‌ای GTL در دست مذاکره بود که این واحد در منطقه عسلویه ساخته شود. مذاکرات به صورتی بود که کل طراحی و مهندسی خرید تجهیزات و ساخت (EPC) به عهده شرکت سرو باشد. ظاهراً در مورد

توان مالی کافی بوده و تقاضای آن‌ها دارای توجیه فنی و اقتصادی و زیست محیطی باشد، مجوز احداث پالایشگاه واحدهای تولید سایر محصولات وابسته به صنایع نفت را صادر کند. وزارت مذکور موظف است طبق قرارداد تنظیمی مبنی بر تحویل خوراک آن‌ها و خرید فرآورده‌های آن‌ها به قیمت‌های بین‌المللی (در صورت نیاز) و همچنین مجوز صادرات محصولات مازاد بر مصرف اقدام کند.

در هر حال در سرمایه‌گذاری GTL به این ریسک نیز

باید توجه شود.

ب- وضعیت فناوری

فناوری GTL در سطح بین‌المللی نیز هنوز کاملاً عمومی و جا افتاده نشده است و دانش گروه سرو نیز در حد پایلوت است و برای اولین بار در حال وارد شدن به ابعاد صنعتی است بنابراین در هر حال ریسک‌هایی از این ناحیه برای سرمایه‌گذار وجود خواهد داشت.

ج- تأمین خوراک و هزینه آن

یکی از حساس‌ترین مسائل در بحث مطالعات فنی اقتصادی پروژه‌های GTL تأمین گاز و مسئله قیمت گاز خوراک این واحدهاست. شواهد نشان می‌دهد که وزارت نفت به عنوان تأمین‌کننده انحصاری گاز در کشور، برای تأمین گاز برای سرمایه‌گذاری‌های بخش خصوصی در زمینه‌هایی مانند پتروشیمی یا GTL هنوز فرمول قیمت‌گذاری روشنی ندارد. در حالی که دوران بازگشت سرمایه در این پروژه‌ها ممکن است طولانی باشد، ممکن است در بلندمدت مشکلاتی از ناحیه تغییر سیاست‌های احتمالی وزارت نفت بوجود آید بنابراین اخذ تضمین‌های بلندمدت از وزارت نفت در مورد تأمین خوراک واحد GTL و نحوه قیمت‌گذاری آن، هر دو از اهمیت کلیدی برخوردار است.

د- درجه خلوص گاز

کاتالیست‌های مورد استفاده در فرایند FT به شدت نسبت به ترکیبات سولفور حساس هستند و لذا درجه خلوص گاز مورد استفاده در این فرایند از درجه خلوص قابل قبول فعلی بیشتر است و اگر گاز تحویلی به واحداز استاندارد مناسب در این زمینه برخوردار نباشد یک مرحله گوگردزدائی نیز باید صورت پذیرد که این در مورد ایران کاملاً محتمل است.



بخش تولید گاز سنتز در این پروژه شرکت سرو مخیر بوده است که از دانش فنی خارجی استفاده نموده و با دانش فنی این بخش را نیز خود تأمین نماید. اما بدنبال تغییرات در شرکت ملی صنایع پتروشیمی این مسأله از اولویتهای این شرکت خارج شده و ظاهراً مقرر است که این مهم توسط شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی دنبال شود. باید توجه داشت که

شرکت سرو که گزارش فعالیت های آن متعاقباً ذکر خواهد شد اینک به ارائه کننده دانش فنی در زمینه GTL تبدیل شده است.

- در تیرماه سال ۱۳۸۴ شرکتی به نام «شرکت توسعه صنایع گاز تولید لنگرود» با مشارکت سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران (۳۰٪) شرکت سرمایه گذاری توسعه صنعتی ایران (۱۵٪) شرکت سرمایه گذاری رنا (۱۵٪) شرکت سرمایه گذاری آتیه دماوند (۲۰٪) شرکت سرمایه گذاری صنعت و معدن (۲۰٪)، تأسیس گردیده که قصد دارد در منطقه ویژه اقتصادی سلفچگان واحد تولید GTL به ظرفیت ۱۰۰۰ بشکه در روز را نصب و راه اندازی نماید، در این طرح «شرکت توسعه صنایع نفت و گاز سرو» به عنوان تأمین کننده دانش فنی و نیز پیمانکار معرفی شده و کل کار از طراحی پایه تا نصب و اجرا بصورت EPC به عهده این شرکت قرار گرفته است. کل سرمایه گذاری این پروژه ۲۸۰ میلیارد تومان پیش بینی شده است.
- اخبار نشان می دهد که در مشارکت دیگری میان «شرکت توسعه صنایع نفت و گاز سرو» و شرکت سرمایه گذاری و توسعه استان یزد برای احداث یک واحد ۳۰۰۰ بشکه ای GTL امضاء گردیده است اما اطلاعات بیشتری در زمینه میزان پیشرفت کار آن منتشر نشده است. در این مورد نیز تأمین دانش فنی به عهده شرکت سرو خواهد بود.
- شرکت دیگری از بخش خصوصی به نام «سماء پترو» نیز احداث یک واحد سه هزار بشکه ای را در نظر دارد که در این

گرچه محصولات واحدهای GTL فراورده های نفتی هستند و طبعاً در شبکه مربوط به این فراورده ها قابل توزیع هستند، اما GTL از نظر فناوری به صنایع پتروشیمی بسیار نزدیک و مرتبط است و لذا شاید بهتر باشد همکاری تنگاتنگی در این زمینه وجود داشته باشد.

- پژوهشگاه پلیمر و پتروشیمی ایران نیز بر روی موضوع تبدیل گاز فعال بوده است. اما عمدتاً بر روی فرایند OCM (Methane Oxidation Coupling) (رسیدن از متان به اتیلن) کار کرده است.
- در بخش خصوصی از حدود شش سال قبل «شرکت توسعه صنایع نفت و گاز سرو» که البته سایت اینترنتی سازمان گسترش صنایع ایران آن را جزء شرکت های تحت پوشش خود فهرست نموده است، فعالیت های تحقیقاتی را در این زمینه آغاز نموده و ادامه می دهد. سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران از سال ۱۳۷۸ اقدام به سرمایه گذاری بر روی تحقیقات در مورد GTL نموده و نهایتاً در آذرماه ۱۳۸۳ شرکت توسعه صنایع نفت و گاز سرو با مشارکت این سازمان تأسیس گردیده است. ۴۹ درصد سهام این شرکت متعلق به سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران و ۵۱ درصد آن متعلق به آقای دکتر محمد دیدری خمسه مطلق است (البته دوشخص حقوقی به نام های شرکت ساختمان و خدمات نوساز و شرکت بازرسی کیفیت و استاندارد ایران و یک شخص حقیقی بنام آقای مجید عباسی نسب نیز هریک ۰/۰۱٪ سهام را دارا هستند).

روز) نیز بازدید به عمل آمد که البته در زمان بازدید، واحد در حال تعمیر و تغییرات بود اما قبلاً موفق به تولید مایعات (بنزین) از گاز شده بودند.

(۴) برای رسیدن از گاز سنتز به فرآورده‌های میان تقطیر و سایر فرآورده‌ها از طریق فرایند فیشر-تروپش دوروش بستر ثابت و بستر سیال یا غوطه‌ور وجود دارد که در روش اول کاتالیست در لوله‌های باریک مسیرو مجرای عبور گاز سنتز قرار دارد و در روش دوم کاتالیست در پارافین مایع شناور است و شرکت سرو پایلوت هر دوروش را ساخته و آزمایش کرده است اما به لحاظ ریسک و مشکلات کمتر روش بستر ثابت؛ قصد دارند که توسعه را بر این مبنای نهایی نمایند.

ریسک بیشتر در روش بستر سیال به چند عامل مربوط می‌شود. توسعه فرایند بستر ثابت به نوعی ماژولار و تکرار شونده است و برای رسیدن به ظرفیت بیشتر تعداد ماژول‌ها افزایش می‌یابد یعنی اگر ماژولی در سطح پایلوت جواب داده است می‌توان تعداد آن را افزایش داد، اما در بستر سیال ما با ارتقاء ظرفیت Scale Up روبرو هستیم که ریسک‌های خود را دارد. علاوه بر این در راکتور بستر سیال کاتالیست‌ها بصورت ذرات ریز شناور هستند که متعادل نگهداشتن حجم آن‌ها در سطح سیال دشواری‌های خود را داراست و نیز ممکن است کاتالیست‌ها به دلیل میکرونیزه بودن همراه محصول شوند و کار را دشوار کنند. بدیهی است که منتقل شدن از سطح واحد پایلوت به سطح صنعتی مستلزم در اختیار داشتن هسته توانمند مهندسی و طراحی است که شرکت سرو چنین تیمی را نیز بوجود آورده است.

کشور ما به دلیل این که به عنوان دومین دارنده ذخایر گاز جهان و دسترسی به منابع عظیم گاز از موقعیت ایده‌آلی در زمینه GTL برخوردار است، فعالیت در این زمینه را می‌تواند جز اهداف خود قرار دهد. ولی با توجه به مطالعات فراوانی که در حال حاضر در خصوص این تکنولوژی در دنیا جریان دارد، لازم است در کشور ما با توجه با پایین بودن قیمت جهانی نفت خام و فرآورده‌های نفتی مانند بنزین و گازوئیل، تحقیقات زیادی در خصوص توجیه اقتصادی داشتن اجرای پروژه‌های GTL بهینه کردن فرایندها و کاهش هزینه‌های آن و همچنین مطالعات بازاریابی محصولات صورت پذیرد، تا بتوان از این نوع تکنولوژی در صورت استفاده، نتایج مطلوب را در جهت رسیدن به اهداف مورد نظر به دست آورد.

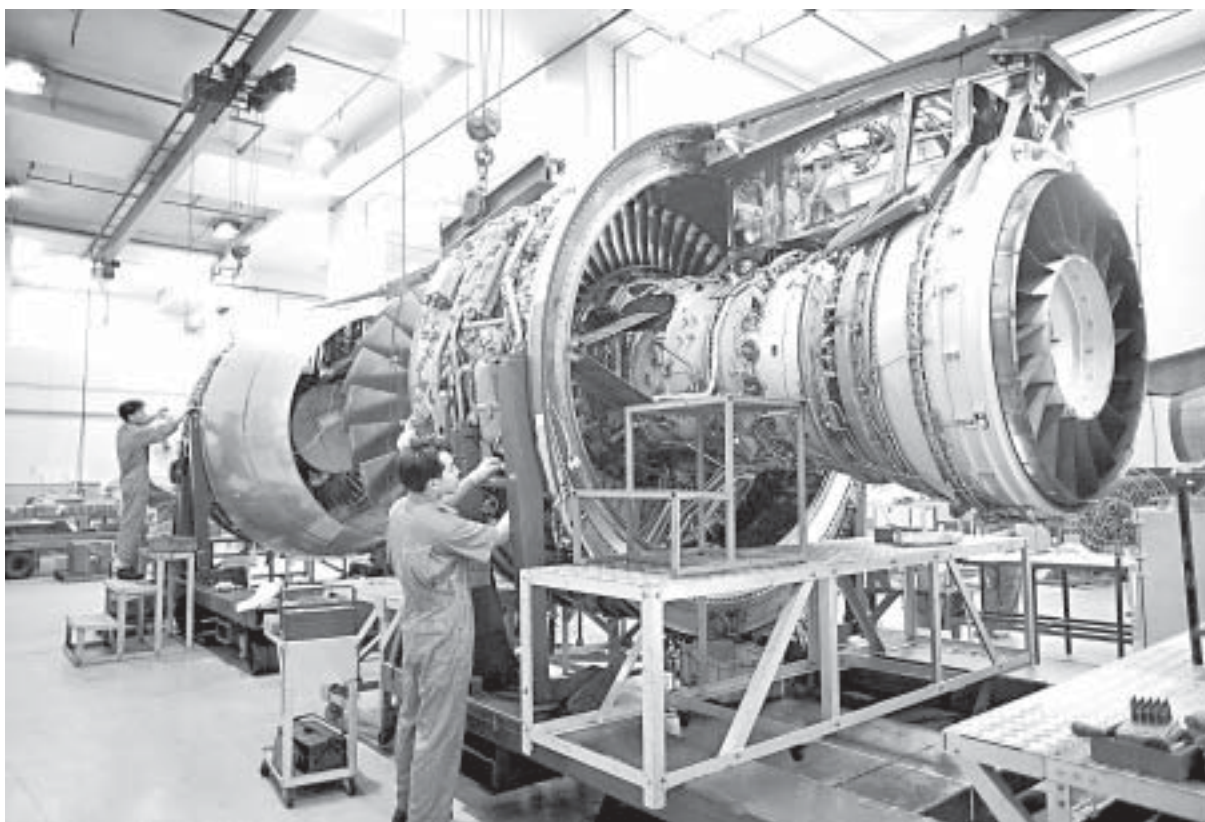
مورد نیز دانش فنی و مهندسی و اجرا به عهده شرکت سرو خواهد بود.

- ظاهراً شرکت سرو موارد دیگری را نیز با سرمایه‌گذاران متفاوت دیگری در دست مذاکره دارد که اطلاعی از جزئیات آن در دست نیست.
- شرکتی به نام «شرکت نفت و گاز نارکنگان» نیز GTL را در دستور کار خود قرار داده است اما هنوز موفق به تأمین دانش فنی از خارج از کشور نگردیده است.
- شرکت دیگری بنام «شرکت بین‌المللی پرزان» نیز اقداماتی نظیر تأمین زمین در استان فارس و گرفتن سهمیه گاز از وزارت نفت، به انجام رسانیده است. به نظر می‌رسد که این شرکت هنوز در زمینه نحوه تأمین دانش فنی به نتیجه نرسیده است. این شرکت برای تأمین دانش فنی هم مذاکراتی را با بعضی شرکت‌های خارجی و هم با شرکت سرو داشته است.
- مدیر عامل سابق شرکت پالایش گاز شهید هاشمی نژاد (خانگیران) نیز قبلاً اعلام نموده است که بدنال پروژه GTL است و مسئولین شرکت سرو نیز اذعان داشتند که مدیر عامل مذکور مذاکراتی را با ایشان نیز داشته است. اما بررسی‌ها نشان می‌دهد که هم اکنون در منطقه خانگیران و سایر مناطقی که گازشان از این منطقه تأمین می‌شود، کمبود گاز وجود دارد. بنابراین تحقق این ایده دور از ذهن به نظر می‌رسد مگر این که واردات از ترکمنستان افزایش یابد.

فعالیت‌های شرکت سرو

- از امکانات شرکت سرو و فعالیت‌های دکتر دیدری بازدید به عمل آمد که نکات قابل توجه آن به شرح زیر است:
- (۱) یکی از مهم‌ترین مسائل در فناوری GTL مسأله کاتالیست‌های مورد نیاز آن است و کاتالیست‌های مختلف محصولات مختلف و راندمان‌های مختلفی را نتیجه می‌دهند. تیم آقای دکتر دیدری موفق به ساخت انواع کاتالیست‌های مورد نیاز و حتی علاوه بر آن بسیاری از کاتالیست‌های مورد نیاز در صنایع نفت و پتروشیمی شده‌اند و به نظر می‌رسد که صرف نظر از موضوع GTL مسأله کاتالیست‌ها نیز به نوبه خود قابل اهمیت است.
 - (۲) گزارشات ارائه شده و شواهد و مدارک نشان دهنده توانایی این تیم در دنبال کردن کار است.
 - (۳) از واحد پایلوت آزمایشی ایشان (با ظرفیت یک بشکه در

همایش راه‌های مقابله با کمبود نیروی انسانی در صنعت نفت



پیچیدگی بیشتری برخوردار شده است.

در حالی که منابع انسانی در زمره عوامل گذرا و پیش‌بینی نشده تأثیرگذار بر بروز تأخیر و مشکل در پروژه‌های افزایش ظرفیت محسوب می‌شود، شرکت کنندگان در این همایش به بحث درباره دلایل اصلی کمبود کارکنان ماهر پرداخته و به تبادل نظر در خصوص راه کارهای بلندمدت برای حل این مشکلی پرداختند.

۱- ریشه‌های مشکلاتی که صنعت نفت با آن‌ها روبروست

استخدام و حفظ کارکنان کلیدی دارای توانایی‌ها، خصوصیات و تجربیات فنی نفتی به منظور بهبود فزاینده نظام‌های فنی پیچیده

دیرخانه مجمع بین‌المللی انرژی در تاریخ ۱۴-۱۳ آوریل ۲۰۰۹ سمپوزیومی را تحت عنوان: «راه‌های مقابله با کمبود نیروی انسانی در بخش نفت» در شهر دوحه کشور قطر و به میزبانی این کشور برگزار کرد. در این همایش نمایندگان از شرکت‌های خدمات نفتی کشورهای تولیدکننده و مصرف‌کننده نفت و مؤسسات آموزشی وابسته به آن‌ها حضور داشتند.

این گردهمایی فرصتی را برای بررسی نگرانی‌های مشترک دست‌اندرکاران صنعت نفت در خصوص استخدام و حفظ کارکنان ماهر فراهم آورد. وزیر نفت و انرژی کشورهای عضو مجمع بین‌المللی انرژی از کمبود نیروی انسانی در بخش نفت به عنوان معضلی مهم و چالشی بلندمدت یاد کردند. این موضوع به واسطه بی‌ثباتی‌های ناشی از چشم‌انداز فعلی اقتصاد جهانی، از

راهبری و رایزنی از مهم ترین روش های کلیدی جذب، انگیزه دار کردن و حفظ استعدادهاست که موجب تسهیل برنامه ریزی مستمر و انتقال دانش می شود.

از اعطای بورس های تحصیلی بیشتر در رشته های کلیدی، حمایت مالی از رشته های مرتبط و حمایت از برنامه ها و طرح های کارآموزی به عنوان نمونه هایی از نوآوری کنشگرانه دارای توان بالقوه برای جذب توسعه و حفظ علاقه نسبت به این بخش، به عنوان گزینه مطلوب برای مسیر شغلی یاد می شود. با معرفی افراد فنی برجسته به جامعه و بزرگداشت آن ها می توان به عنوان ابزاری برای ترغیب افراد به منظور انتخاب صنعت نفت به عنوان مسیر شغلی خود استفاده کرد.

در حال حاضر بین صنعت نفت و مراکز آموزش علمی، رابطه تنگاتنگی در خصوص توسعه و برگزاری دوره های مورد نیاز وجود دارد اما چنانچه هدف از ارائه این دوره ها برآورده کردن نیازهای در حال تکامل و رو به رشد بخش انرژی در زمان و مکان مناسب باشد، بایستی این موضوع در سطحی گسترده تر به کار گرفته شود. پذیرش و درک ماهیت بلندمدت چرخه های پروژه در صنعت نفت امری ضروری است. شرکت ها بایستی در مقابل فشارهای کوتاه مدت اقتصادی که آن ها را مجبور به کاهش تعداد نیروی انسانی می کند مقاومت کنند. به منظور تداوم بخشیدن به روند توسعه مهارت ها در راستای عملیات پیچیده فزاینده در بخش نفت، بایستی بودجه آموزشی ثابت و خاصی را براساس درصدی از درآمد این بخش به آموزش کارکنان اختصاص داد. افرادی که به طور بالقوه به استخدام این بخش در خواهند آمد این گام را به عنوان پیامی بر تعهد بلندمدت لازم برای ایجاد تحوّل در عدم امنیت ناشی از عکس العمل های گذشته نسبت به کسادی فعالیت های این بخش تلقی خواهند کرد.

شرکت کنندگان در همایش به این نکته تأکید کردند که برطرف کردن معضلات و چالش های موجود بر سر راه منابع انسانی در بخش نفت مستلزم همکاری جمعی، هدفمند و نوآورانه بین دولت ها، مؤسسات آموزشی و صنعت نفت است.

تقویت تصویر مثبت از بخش نفت بایستی در سطح گسترده صورت گرفته و از طریق توسعه هماهنگ شده برنامه های آموزشی، استخدامی و سیاست های اجتماعی مورد حمایت قرار گیرد.

دبیرخانه مجمع بین المللی انرژی بایستی در جهت تدوین و انتقال پیام های کلیدی همایش فوق الذکر به وزرا و مدیران تلاش کند.

مورد استفاده در بخش نفت، عاملی است که در بالا رفتن هزینه های صنایع نفت و گاز از سال ۲۰۰۵ تا کنون تأثیرگذار بوده است.

براساس نتایج مطالعات اخیر، میانگین سنی کارکنان صنعت نفت حدود ۵۰ سال است. چنانچه در روند فعلی تغییری رخ ندهد احتمالاً بخش نفت ۵۰ درصد از نیروی ماهر شاغل به کار خود را طی ۱۰ سال آتی به (واسطه بازنشستگی) از دست خواهد داد و از طریق استخدام نیروهای جدید فقط ۱۵٪ آن جبران خواهد شد.

تلقی از این صنعت به عنوان یک بخش در حال افول، برداشت های ناصحیح درباره روش برخورد آن با چالش های زیست محیطی و نیز رقابت صنایع دیگر که دارای فناوری پیشرفته هستند، موجب کاهش رشته های فنی در دانشگاه ها و کاهش ورودی کارکنان ماهر شده است.

بیش از هر زمان دیگر، دانشجویان نگران امنیت شغلی خود هستند و لذا رشته های مطمئن تر از نظر آینده شغلی را انتخاب می کنند در حالی که آسیب پذیری صنعت نفت در برابر نوسانات موجب بروز موانعی بر سر راه استخدام کارکنان از میان منابع محدود نیروی انسانی می شود.

کسانی که در آینده به استخدام صنعت نفت در خواهند آمد مانند عامه مردم بایستی از وجود چشم اندازهای بلندمدت در این صنعت اطمینان حاصل کنند. بایستی با اطلاع رسانی درباره واقعیت بخش مدرن نفت و گاز به عنوان بخش دارای فناوری پیشرفته و با تأکید بر آگاهی این بخش از مسائل زیست محیطی که جزء جدائی ناپذیر چشم انداز بلندمدت اقتصاد جهانی است، برداشت منفی راجع به صنعت نفت را از بین برد. صنعت نفت بایستی با تشویق و ترغیب کسانی که قصد کمرنگ جلوه دادن این صنعت را دارند به آن ها تفهیم کند که این راه حل نیست.

عکس العمل صنعت نفت در قبال این مشکل و راه حل های بلندمدت چیست؟

راه حل های پایدار لازم برای اصلاح عدم توازن جهانی در نیروی کار ماهر از طریق تلاش های فعلی که عمدتاً متوجه مشکلات آینده نزدیک هستند، بدست نمی آید. با این وصف نسبت به لزوم حل مشکلات استخدام و حفظ کارکنان به منظور ایجاد اعتماد، درک روزافزونی مشاهده می شود.

چنانچه اقدامات پویایی که قبلاً توسط بعضی به کار گرفته شده اند در سطح گسترده تری در کل صنعت نفت جهان به اجرا در آیند، دارای تأثیر بالقوه فراوانی خواهند بود. اجرای برنامه های



برآورد وضعیت جذب مکانیزم توسعه پاک در صنعت نفت و گاز

تنظیم: اعظم محمد باقری

این کشورها می‌باشد. بنابراین لزوم ارزیابی فرصت‌های موجود در پروتکل کیوتو جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و کمک به توسعه پایدار در کشور و شناسایی موانع موجود به منظور بهره‌مندی از این فرصت‌ها و تدوین راهبردها برای استفاده هرچه بیشتر کشور از منافع این مکانیزم، بیش از پیش ضروری به نظر می‌رسد. منافع مکانیزم توسعه پاک حداقل در کوتاه مدت و میان مدت و با توجه به آن که بسیاری از پروژه‌های کاهش انتشار بویژه در صنایع نفت و گاز بسیار هزینه‌بر بوده و نیازمند جذب تکنولوژی‌های پیشرفته است، قابل توجه است ولی این که آیا در دوره‌های آتی، این تعهدات متوجه برخی کشورهای در حال توسعه بویژه

کنوانسیون تغییر آب و هوا و پروتکل کیوتو آن یک تعهد بین‌المللی در راستای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و کاهش اثرات سوء تغییر آب و هوا محسوب می‌شود. مکانیزم‌های انعطاف‌پذیر پروتکل کیوتو از یک سو موجب حداقل نمودن هزینه کاهش انتشار کشورهای توسعه یافته متعهد شده و از سوی دیگر می‌توانند به عنوان یک فرصت پیش روی کشورهای در حال توسعه غیرمتعهد در جهت توسعه پایدار قرار گیرند. مکانیزم توسعه پاک (CDM)^(۱) تحت ماده ۱۲ پروتکل، از جمله فرصت‌های موجود برای کشورهای در حال توسعه در خصوص جذب تکنولوژی‌های پیشرفته و دوستدار محیط زیست و نیز کمک به توسعه پایدار در

انتشار، همکاری کشورهای توسعه یافته و در حال توسعه را مدنظر دارد، برای کشور ما حائز اهمیت می باشد. مکانیزم توسعه پاک به این موضوع می پردازد که یک کشور توسعه یافته در یک کشور در حال توسعه در زمینه کاهش انتشارات گازهای گلخانه ای سرمایه گذاری کند که از این طریق موجب انتقال دانش فنی به کشور در حال توسعه شده و اهداف کاهش انتشار خود را نیز برآورده نماید. نتیجه حاصل از کاهش انتشار از طریق انجام این مکانیزم، گواهی کاهش انتشار (CER)^(۲) است که در بازار مبادله خواهد شد. بررسی میزان عملیاتی شدن این پروژه ها حاکی از روند رو به افزایش تعریف و ثبت این پروژه ها می باشد بطوری که در نوامبر ۲۰۰۶ حدود ۱۳۰۰ پروژه در مراحل ابتدای طراحی تا مرحله تأیید و ثبت و صدور گواهی کاهش انتشار بوده اند. در نوامبر ۲۰۰۷ این

کشورهای اوپک می شود، از جمله مواردی است که جای بسی تأمل و بررسی دارد.

تاکنون بیش از ۱۰۰۰ پروژه مکانیزم توسعه پاک (CDM) در دبیرخانه هیئت اجرایی این پروژه ها ثبت شده ولی کشورهای عضو اوپک (از جمله ایران) با وجود دارا بودن فرصت های فراوان در استفاده از این قبیل پروژه ها، بخصوص در زمینه کاهش سوزاندن گازهای همراه، هنوز نتوانسته اند استفاده قابل توجهی از این مکانیزم مشارکت بین المللی داشته باشند. لذا به نظر می رسد که باید به این مقوله و بررسی فرصت ها و تهدیدهای موجود در استفاده از این مکانیزم، بویژه در صنعت نفت و گاز کشور توجه خاص شود. بدین منظور در ادامه خلاصه ای از مباحث مطرح شده توسط سخنرانان نشست، ارائه می شود.

نشست ها

در ابتدای نشست، آقای احدی معاون دفتر تغییر آب و هوای سازمان حفاظت محیط زیست، وضعیت پروژه های مکانیزم توسعه پاک (CDM) در دنیا، سهم پروژه های بخش نفت و گاز در بازار کربن، پیش بینی های آتی بازار، مروری بر انتشار گازهای گلخانه ای در کشور و سهم بخش انرژی از آن،

نقش گواهی های کربن در توجیه پذیری اقتصادی پروژه های جمع آوری گازهای همراه، مخاطرات و موانع پیش رو در بازار کربن که می تواند تحت تأثیر مسائل بین المللی و موانع و مشکلات داخلی قرار گیرد، را مورد بحث قرار دادند.

پروتکل کیوتو که در سال ۱۹۹۷ تصویب و از سال ۲۰۰۵ در مرحله اجرایی قرار گرفته است، به منظور رسیدن به هدف کاهش انتشار ۵/۲ درصدی زیر سطوح انتشار سال ۱۹۹۰ برای کشورهای توسعه یافته عضو ضمیمه یک، سه مکانیزم انعطاف پذیر یا مبتنی بر بازار شامل مکانیزم توسعه پاک (CDM)^(۳)، اجرای مشترک (JI)^(۴) و تجارت انتشار (ET)^(۵) را طراحی کرد. براساس این مکانیزم ها، کشورهای متعهد قادر خواهند بود، اهداف کاهش انتشار خود را در هر نقطه از جهان که با حداقل هزینه انجام می شود، برآورده نمایند. از آنجا که مکانیزم توسعه پاک پروتکل، در برآوردن اهداف کاهش

تعداد به ۲۶۰۰ و در آگوست ۲۰۰۸ به بیش از ۴۰۰۰ عدد افزایش یافته است. یعنی تا کنون بیش از ۴۰۰۰ پروژه مرحله طراحی اولیه را گذرانده و در مرحله تهیه سند طراحی پروژه (CDM-PDD) هستند و یا اجرا شده و CER آن ها بدست آمده است.

در نوامبر ۲۰۰۶ حدود ۴۴۵ پروژه در دبیرخانه هیئت اجرایی CDM ثبت شد، در نوامبر ۲۰۰۷ این تعداد به ۸۴۴ پروژه رسید و در حال حاضر نیز (نوامبر ۲۰۰۸) چیزی در حدود ۱۱۹۷ پروژه در دبیرخانه هیئت اجرایی ثبت شده است. در حالیکه سهم ایران از این پروژه ها صفر است، چین در حدود ۴۰-۵۰ درصد و هند حدود ۱۵-۱۶ درصد از این پروژه ها را به خود اختصاص داده اند. بررسی تعداد پروژه هایی که در سال های گذشته به هیئت اجرایی ارسال شده و سریعاً ثبت شده اند، نشان دهنده این است که در سال های اول، به علت کم بودن تعداد پروژه ها، اکثر پروژه های ارسالی، بلافاصله



ثبت می‌شدند ولی اخیراً تعداد پروژه‌هایی که برای آن‌ها درخواست بازنگری مجدد شده و یا مورد قبول واقع نمی‌شوند، در حال افزایش است و نشان دهنده افزایش سخت‌گیری DOE‌ها نسبت به پروژه‌های CDM است. همچنین DOE‌ها قصد دارند از ثبت پروژه‌هایی که اجرای آن‌ها بیش از ۲ سال به طول می‌انجامد خودداری کنند و اخیراً گزارشی به هیئت اجرایی فرستاده و اعلام کرده‌اند، پروژه‌هایی که از اکنون، مدت زمان نصب و راه‌اندازی بیش از ۲ سال به طول انجامد، ثبت نمی‌کنند و اعتقاد دارند، پروژه‌ای که در این مدت باقیمانده تا پایان سال ۲۰۱۲ تعریف شده، قطعاً نیازی به CDM ندارد و این نکته بسیار مهمی است که باید مورد توجه مجموعه نفت باشد که فرایند تدوین پروژه‌ها به شکل CDM را زمان‌بر نکند و از طولانی کردن فرایند تدوین پروژه CDM اجتناب کند چرا که بسیاری از پروژه‌هایی که در گذشته برای طراحی و اجرا مورد علاقه بسیاری از شرکت‌های خارجی بوده‌اند، اکنون جذابیت خود را به دلیل افزایش سخت‌گیری DOE‌ها و قوانین حاکم بر این پروژه‌ها برای این شرکت‌ها از دست داده است.

در سال ۲۰۰۶ پیش‌بینی می‌شد که حدود ۱۰۰ میلیون CER در هر سال در بازار صادر شود. در سال ۲۰۰۷ این پیش‌بینی‌ها به ۱۷۵ میلیون CER در هر سال افزایش یافته و در سال ۲۰۰۸ پیش‌بینی می‌شود که هر ساله ۲۲۵ میلیون CER در بازار ایجاد شود. این ارقام از کل پروژه‌هایی که ثبت شده‌اند بدست آمده است. چنانچه این میزان را در ۱۰ یورو ضرب کنیم، حدود ۲۲/۵ میلیون یورو درآمدی است که از طریق پروژه‌های توسعه پاک نصیب کشورهای در حال توسعه می‌شود. البته این میزان کل بازار کربن نیست بلکه درآمدی است که صرفاً از این موضوع به کشورهای در حال توسعه می‌رسد. قیمت CER در بازار اروپا حدود ۱۵ یورو است و معمولاً قیمت خرید از کشورهای در حال توسعه حدود ۵۰ تا ۷۰ درصد قیمت بازار اتحادیه اروپا است. پیش‌بینی سال ۲۰۰۶، از مجموع گواهی کاهش انتشار پروژه‌های ثبت شده یا پروژه‌های موجود که در مرحله طراحی تا تأیید و صدور گواهی کاهش انتشار تا سال ۲۰۱۲ هستند را حدود ۱۴۰۰ میلیون نشان داده است. این پیش‌بینی در سال ۲۰۰۷، میزان این CER‌ها را ۲۶۰۰ میلیون اعلام نموده و در آگوست ۲۰۰۸ پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۱۲ حدود ۲۹۰۰ میلیون CER از مجموعه پروژه‌هایی که در حال حاضر طراحی شده‌اند، ایجاد شود. همچنین برآورد می‌شود که از پروژه‌هایی که تا کنون ثبت شده‌اند تا سال ۲۰۱۲، حدود ۱۳۴۰ میلیون CER ایجاد شود.

اگر حجم درآمدهای حاصل از CER‌ها برای کشورهای در

حال توسعه مورد بررسی قرار گیرد، درآمد حاصل از پروژه‌هایی که تا کنون در مرحله طراحی تا تأیید و صدور گواهی کاهش انتشار قرار دارند، برای کشورهای در حال توسعه حدود ۲۷ میلیارد یورو خواهد بود. بنابراین بازاری حقیقی به میزان ۲۷ میلیارد یورو برای کشورهای در حال توسعه یا درآمدی به این میزان ایجاد شده است. از ۱۱۹۷ پروژه CDM که در کل جهان ثبت شده است، حدود ۶۵/۵ درصد در آسیا و اقیانوسیه جذب شده است. ۳۲ درصد از آن‌ها در آمریکای لاتین، ۲/۳ درصد در آفریقا و کمتر از یک درصد این پروژه‌ها در سایر کشورها جذب شده است. در بین کشورهای در حال توسعه، هند ۳۱ درصد پروژه‌ها، چین ۲۴/۱۴ درصد، برزیل ۱۲/۵ درصد، مکزیک ۸/۹۴ درصد، مالزی ۲/۷۶ درصد و شیلی ۲/۱۷ درصد را جذب نموده‌اند. چنانچه از نظر تعداد CER بررسی شود، از ۲۲۹ میلیون CER که تا کنون صادر شده است، چین ۵۱ درصد از کل CER را به خود اختصاص داده است. یعنی علی‌رغم این که ۲۱ درصد از پروژه‌ها را جذب کرده ولی بیش از نیمی از CER‌های منتشر شده متعلق به چین است. اساساً چین بیشتر بر پروژه‌های بزرگ مقیاس، مانند کاهش هیدروفلروکربن‌ها و پرفلروکربن‌ها از صنایع تولیدی و کاهش متان از معادن زغال‌سنگ، متمرکز شده است. بعد از چین، هند، برزیل و کره جنوبی قرار دارند. کره جنوبی که سهم چندانی از تعداد پروژه‌ها را نداشت ولی حدود ۶ درصد از کل CER‌ها را به خود اختصاص داده است. این کشور بیشتر بر پروژه‌های کاهش CFC و HFC و نیز کاهش N₂O از صنایع تمرکز کرده است.

موضوع بعد، میزان عملیاتی شدن این پروژه‌ها است. تا نوامبر ۲۰۰۷ حدود ۱۰۰ میلیون CER از هیئت اجرایی درخواست و حدود ۹۲ میلیون CER صادر شده بود. در اینجا اگر این مقدار، با جولای ۲۰۰۶ مقایسه شود، مشاهده می‌شود مقدار گواهی صادر شده حدود ۱۸۰ میلیون CER است. این نشان دهنده آن است که در عرض ۷-۸ ماه حجم CER دوبرابر شده است. این آمارها نشان می‌دهد، چه حجمی از CER در جهان ایجاد می‌شود و ما تا چه میزان عقب هستیم. پروژه‌های CDM در ۱۵ گروه مختلف تعریف می‌شود که شامل تولید انرژی، نیروگاه‌ها و پالایشگاه‌ها، منابع تجدیدپذیر در تولید انرژی، توزیع انرژی، صنایع تولیدی، چرخه تقاضای انرژی یعنی هرگونه کارایی انرژی در بخش‌های مصرف‌نمایی، صنایع شیمیایی، حمل و نقل و نیز کاهش انتشارات فرآیند صنایع نفت و گاز و تولید زغال سنگ می‌باشد. پروژه جمع‌آوری گازهای همراه و کاهش گاز ارسالی به مشعل در صنایع شیمیایی، پالایشگاه‌ها، مجتمع‌های پتروشیمی و جمع‌آوری گازهای همراه نفت، در این گروه قرار

می گیرد.

از تعداد ۱۱۹۷ پروژه ثبت شده در جهان، ۵۴-۵۵ درصد از پروژه ها در بخش تولید انرژی (شامل تولید نیروگاه های برق، پالایشگاه ها بدون در نظر گرفتن جمع آوری گازهای همراه، پروژه های کارایی انرژی در پالایشگاه ها، استفاده از منابع تجدیدپذیر در تولید برق مانند برق آبی، باد، ژئوترمال و...) تعریف شده اند. حدود ۸ درصد از کل پروژه های نفت و گاز به جمع آوری گازهای فلر و گازهای همراه از پالایشگاه ها و میادین نفتی اختصاص داشته اند.

تا کنون پروژه هایی که در بخش نفت و گاز و نیز کاهش متان از معادن زغال سنگ (در مرحله استخراج و فراورش ذغال سنگ) تعریف شده است ۲۴ پروژه بوده است. از این ۲۴ پروژه حدود ۷-۸ پروژه مربوط به معادن زغال سنگ است و مابقی بطور عمده به جمع آوری گازهای همراه در میادین نفت و پالایشگاه ها اختصاص پیدا کرده است.

حال سؤال این است که CDM چه سهمی از کل بازار کربن را به خود اختصاص می دهد؟ براساس مطالعاتی که در سال ۲۰۰۲ انجام شد از ۱۰ درصد کل بازار کربن حدود ۲۹ درصد از طریق کاهش انتشار خود کشورهای توسعه یافته، حاصل می شود و کشورهای توسعه یافته از این طریق ۲۹ درصد از تعهدات خود را عملی می کنند. ۳۲ درصد تعهدات خود را از طریق خرید CER یا اجرای پروژه های CDM در کشورهای در حال توسعه به انجام می رسانند، حدود ۵ درصد از تعهدات خود را از طریق همکاری های مشترک و ۳۴ درصد از آن را از طریق تجارت انتشار یا خرید Hot Air از کشورهایی که بیشتر از تعهدات خود کاهش انتشار داشته اند، عملی خواهند کرد.

قیمت کربن در بازار، اکنون بالاتر از ۲۵ یورو است و پیش بینی می شود که این روند در سال های آینده افزایش یابد. پیش بینی موجود حاکی از آن است که افراد یا ذی نفعان در پروژه های تجارت کربن، دید خوش بینانه ای نسبت به بازار دارند و معتقدند که در آینده قیمت ها افزایش خواهد یافت. در نظر سنجی انجام شده، ۵۳ درصد از افراد یا مؤسساتی که در این بازار نقش داشتند به احتمال افزایش حجم بازار در آینده رأی دادند و به رفتار مساعدتر بازار در آینده امید داشتند. در مورد برآوردهای بلند مدتی که از وضعیت بازار صورت پذیرفت، حدود ۹۰ درصد از افراد معتقد بودند که تا سال ۲۰۱۲ حجم بازار شرایط مساعدتری پیدا خواهد کرد. پیش بینی هایی نیز برای قیمت EUA (۶) یعنی مقدار مجازی که کشورهای اتحادیه اروپا باید کاهش دهند، صورت گرفته و اعلام شده است که این قیمت در

سال های آتی افزایش خواهد یافت و بین ۲۵ تا ۳۵ یورو نوسان خواهد کرد. علاوه بر این ۴۷ درصد از کسانی که در این مطالعه شرکت داشتند معتقد بودند که قیمت کربن احتمالاً تا ۳۵ یورو افزایش خواهد داشت. البته عوامل متعددی بازار کربن را متأثر کرده و قیمت ها را نیز متأثر خواهند کرد.

رشد و توسعه اقتصادی در کشورهای توسعه یافته یا در حال توسعه، نحوه روند انتشار گازهای گلخانه ای کشورها و استراتژی های کاهش انتشاری که کشورهای ضمیمه یک در نظر می گیرند، وضعیت آینده روسیه از نظر میزان کاهش انتشار و اضافه تعهد کاهش انتشار این کشور، وضعیت آینده بازار CDM و بخصوص چین، بحث تصویب پروتکل کیوتو از طرف آمریکا، نظام های آینده پروتکل کیوتو، وضعیت عمل به تعهدات توسط کشورهای اروپای شرقی، هزینه های کاهش انتشار در کشورهای مختلف و با تکنولوژی های مختلف اتحادیه اروپا و تعداد کشورهای اتحادیه های اروپایی که در حال پیوستن به برنامه تجارت انتشار اتحادیه اروپایی (EUETS) هستند از جمله عوامل تأثیر گذار بر بازار کربن می باشند.

وضعیت ایران

در سال ۱۹۹۴ در ایران حدود ۳۴۲ میلیون تن دی اکسید کربن تولید می شد. از این مقدار، ۲۸۵ میلیون تن توسط بخش انرژی بود که ۲۵۴ میلیون تن آن به دلیل احتراق سوخت و ۳۱ میلیون تن از طریق انتشار ناشی از سوزاندن گازهای همراه و گازهای فلر در پالایشگاه ها صورت گرفته است. این بدان معناست که ۷۷ درصد از کل گازهای گلخانه ای کشور در سال ۱۹۹۴ از بخش انرژی ایجاد شده است. آمارهای جدیدتر نیز حاکی از آن است که این میزان به ۷۹ تا ۸۰ درصد رسیده است. این وضعیت، زنگ خطری برای بخش انرژی کشور ما است که اگر در سال های آتی در قالب پروتکل کیوتو تعهدی برای ما ایجاد شود، زیرساخت های ما از آمادگی لازم برخوردار نیست و بخش انرژی کشور که عمده درآمد خارجی و اشتغال کشور به آن وابسته بوده و بطور کلی تمرکز اقتصاد کشور در این بخش است، شدیداً نسبت به این موضوع آسیب پذیر است چرا که بیش از ۷۷ درصد انتشار گازهای گلخانه ای کشور ناشی از این بخش است.

علی رغم برخی تلاش ها و انجام برخی پروژه های کاهش انتشار دی اکسید کربن بویژه در کاهش سوزاندن گازهای

جهانی نیجریه بیشترین میزان گاز همراه سوزانده شده را دارد و ایران در رتبه چهارم دنیا بعد از روسیه قرار گرفته است. این درآمدها شامل درآمدهایی است که ما از خود گاز از دست می دهیم و حدود ۸۰۰ میلیون دلار در سال است و درآمدهایی است که از طریق فروش کربن می توان بدست آورد.

در اینجا باید به این نکته پردازیم که پروژه های CDM در بخش نفت و گاز کشور، از چه اهمیتی برخوردار هستند؟ در صورت سرمایه گذاری در بخش نفت و گاز برای جمع آوری گازهای همراه، حدود ۲۵ درصد از درآمد گاز به عنوان سود خالص عاید کشور می شود و باقی آن صرف سرمایه گذاری ثابت، مالیات، حمل و نقل و سایر تعهدات می شود. چنانچه درآمد معینی از CER را در نظر بگیریم حدود ۷۵ درصد از درآمدهای CER به صاحب پروژه می رسد. بنابراین، این مسأله اهمیت اعتبارات کربن را نشان می دهد. این مقدار به همین نسبت برای پروژه های نورو و فروش کشور مصداق دارد. درآمدهای ناخالص ناشی از فروش گاز این دو میدان در حدود ۱۲۰ میلیون دلار در یک دوره چهار ساله است. درآمدهای حاصل از اعتبار کربن، حدود ۲۰ میلیون

دلار است و اگر خالص آن را در نظر بگیریم، میتوان گفت، خالص آن تقریباً برابر با درآمد حاصل از فروش گاز خام آن می تواند باشد. بنابراین از این جنبه اهمیت دارد.

در ادامه جلسه جناب آقای اسدی، معاون مدیر برنامه ریزی تلفیقی در نظارت بر مصرف انرژی و ارزشیابی طرح ها و مجری CDM در شرکت ملی نفت ایران، اقدامات انجام شده به منظور استفاده از مکانیزم توسعه پاک در شرکت ملی نفت ایران و شرکت های تابعه را به صورت خلاصه مورد بررسی قرار دادند. در سال ۱۳۸۲ مقارن با سال ۲۰۰۳ میلادی و پس از امضای پروتکل کیوتو توسط ایران، بحث بر موضوع پروتکل کیوتو در وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران آغاز شد. به منظور آشنایی و معرفی CDM جلساتی با حضور شرکت های خارجی در شرکت ملی نفت ایران و بخش معاونت امور بین الملل وزارت نفت برگزار شد و

همراه در کشور، عملاً کاهش مطلق در مقدار انتشار این گازها صورت نگرفته است و سالانه حدود ۲۵ میلیون تن دی اکسید کربن ناشی از فعالیت های خود مصرفی در فعالیت های نفت و گاز ایجاد شده و حدود ۳۱-۳۲ میلیون تن انتشار ناشی از سوزاندن گازهای همراه و سوزاندن گاز در پالایشگاه ها ایجاد می شود. آنچه موجب توجه بیشتر به بخش انرژی در کشور می شود، روند شدت انرژی اولیه و نهایی در کشور است. بطوری که آمارها نشان می دهد، که برای تولید ۱۰۰۰ دلار کالا و خدمات در سال ۱۹۷۰ حدود ۱۲ بشکه معادل نفت خام انرژی مصرف شده است. این مقدار در حال حاضر ۳/۵ برابر شده و به حدود ۴۰ بشکه معادل نفت خام رسیده است. افزایش شدت انرژی در کشور حاکی از کاهش کارایی دستگاه ها و



فرسودگی زیرساخت های کشور و یا پرتنش تر شدن مبادلات اقتصادی در کشور می باشد. اگر میزان انتشار را در بخش های مختلف مورد بررسی قرار دهیم، خواهیم دید در سال ۱۹۷۰ به ازای یک تن تولید ناخالص داخلی، حدود ۶ تن دی اکسید کربن منتشر شده است. این میزان در حال حاضر ۳ برابر شده و به حدود ۱۸ تن دی اکسید کربن رسیده است و چنانچه تعهدی برای کشور ما ایجاد شود، به شدت آسیب پذیر خواهیم بود. انتشار دی اکسید کربن به ازای تولید ۱۰۰۰ دلار کالا و خدمات در زیر بخش های اقتصادی ایران نسبت به اغلب کشورهای اوپک بیشتر است و تنها قطر در رده بندی انتشارات بخش انرژی، بالاتر از کشور ما قرار دارد.

نکته دیگر میزان درآمدی است که کشور به واسطه سوزاندن گازهای همراه از دست می دهد. (طبق آمار بانک

در طرح‌های CDM مطرح شدند. بدین ترتیب طبق اطلاعات موجود میزان گازهای همراه مشخص شد. بطور مثال مقدار گازهای همراه تولیدی در سال ۲۰۰۷ حدود ۵۰ میلیارد متر مکعب بوده است و میزان گازهایی که به فلر ارسال شده‌اند، در طول این سال حدود ۲۱ تا ۲۲ میلیارد متر مکعب بوده است. البته گازهای همراه در صنعت نفت به افزایش تولید بستگی دارد. بدین معنا که افزایش میزان تولید نفت موجب افزایش تولید گازهای همراه خواهد شد و از آنجا که بودجه کشور وابسته به تولید و صادرات نفت است و وزارت نفت به منظور تحقق درآمدهای نفتی متعهد به تولید نفت می‌باشد لذا توجه بیشتر بر گازهای همراه معطوف شده است. بیشتر پراکندگی گازهای همراه در جایی است که تولید

در وزارت نفت معرفی شد. سپس معاونت برنامه‌ریزی تلفیقی، مسئول پیگیری مسائل مربوط به CDM شد. در این معاونت، معاونت نظارت بر مصرف انرژی و ارزشیابی طرح‌ها به عنوان متولی طرح مکانیزم توسعه پاک (CDM) در سطح شرکت ملی نفت ایران انتخاب شد. این معاونت، کمیته‌ای تحت عنوان CDM را در سال ۱۳۸۵ در سطح شرکت ملی نفت ایران شامل اعضای باتخصص‌های مختلف تشکیل داد که باید به جمع‌آوری کلیه اقداماتی که پیش از شکل‌گیری این موضوع، بصورت منسجم انجام شده بود، بررسی سوابق و تجربیات موجود در دنیا، شناسایی پتانسیل‌های موجود در سطح پروژه‌های شرکت ملی نفت ایران و همچنین اولویت‌بندی و انتخاب پروژه‌های برتر جهت اجرا در چارچوب مکانیزم توسعه پاک جهت اجرا در

چارچوب این مکانیزم و پیشنهاد برنامه کاری مناسب جهت اجرای امور مرتبط می‌پرداخت.

در جریان شناسایی پتانسیل‌های موجود در شرکت ملی نفت ایران براساس سوابق موجود، این کمیته به این نتیجه رسید که پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه که از اهمیت بالایی برخوردار بودند، پروژه‌های بهینه‌سازی

مصرف انرژی که در سطح سازمان‌ها انجام می‌شد و پروژه‌های CNG^(۸) که در سازمان بهینه‌سازی مصرف انرژی در آن زمان دنبال می‌شدند، قابلیت تعریف در چارچوب CDM را دارند. این سه نوع پروژه در این کمیته بر اساس شاخص‌های میزان اعتبار کربن حاصل از انجام پروژه، جذابیت پروژه از نظر هیئت‌ها و نهادهای بین‌المللی مرتبط، جذابیت پروژه برای گروه‌های خارجی همکار، سهل‌الوصول بودن مکانیزم‌های اجرایی در شرکت ملی نفت ایران مورد بررسی قرار گرفت.

در نهایت جمع‌بندی این کمیته این بود که پروژه‌های جمع‌آوری و کاهش سوزاندن گازهای همراه نسبت به دو پروژه دیگر برای تعریف به شکل CDM در اولویت هستند. بنابراین جمع‌آوری و کاهش سوزاندن گازهای همراه به عنوان اولویت اصلی شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های تابعه آن



نفت داریم. بنابراین بیشترین میزان گازهای همراه تولید شده در نقاط مختلف کشور، متعلق به شرکت نفت مناطق مرکزی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و شرکت نفت فلات قاره می‌باشند و توجه بیشتر ما باید بر طرح‌هایی باشد که در این سه شرکت وجود دارد. در مجموع گاز همراهی که در حوزه سرپرستی شرکت مناطق نفت خیز جنوب وجود دارد حدود ۳۴۰ میلیون فوت مکعب در روز است و ما در تلاشیم در مواردی که این پروژه‌ها هنوز کامل نشده‌اند، امکاناتی را برای تعریف این پروژه‌های بصورت CDM فراهم کرده و از مزایای آن استفاده کنیم.

در شرکت نفت فلات قاره ایران، مجموعاً ۶۷۳ میلیون فوت مکعب در روز گاز همراه وجود دارد که این پروژه‌ها را می‌توان در قالب CDM تعریف کرد. در شرکت نفت مناطق مرکزی،

توافقنامه‌هایی که خواهیم بست را با شرایط کشور تطبیق دهند. اولین حرکت مثبت انجام شده در مورد گازهای همراه سروش و نوروز و در پروژه جمع‌آوری گازهای همراه خارک و بهرگان، کارخانه NGL خارک است. شرکت نفت فلات قاره ایران که یکی از شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران است این پروژه را با هماهنگی انجام داده و تفاهم‌نامه و قرارداد آن نهایی شده است و در حال طی مراحل نهایی برای اخذ مجوز از هیئت مدیره شرکت ملی نفت ایران است تا این که این قرارداد عملیاتی شود.

اقدام دیگر ما مبادله تفاهم‌نامه با شرکت Carbon Limits نروژ برای امکان‌سنجی استفاده از مکانیزم توسعه پاک در طرح‌ها و پروژه‌های جاری شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های تابعه بوده است. تلاش ما بر این است که CDM را در شرکت ملی نفت ایران پتانسیل‌سنجی کنیم تا دریابیم که در شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابعه آن چه پتانسیل‌هایی وجود دارد. برنامه‌های پیش روی ما شامل تشکیل گروه‌های کارشناسی، تنظیم برنامه‌های آموزشی برای گروه‌ها در سطح شرکت ملی نفت ایران، در مؤسسه، پژوهشگاه و دانشگاه صنعت نفت و سایر دانشگاه‌ها، برقراری ارتباطات مؤثر با نهادهای قانونی داخلی و خارج از کشور به منظور تشویق کار دسته‌جمعی و اجتناب از تکرور، راهبری و نظارت بر پروژه‌ها به منظور کسب نتایج مورد نظر، برنامه‌ریزی به منظور استفاده از سیستم‌ها و فن‌آوری‌های جدید جهت کاهش نشر گازهای گلخانه‌ای با استفاده از دانش و تکنولوژی روز، هستند. دیدگاه فراملی و بین‌المللی در ارتباط با مسائل زیست‌محیطی، بدون محدود کردن بحث به مرزهای ملی از اهداف و برنامه‌های مورد نظر ما بوده است. بطور کلی تقدّم پروژه‌های تولید نفت و گاز، عدم وجود مقررات و قوانین حقوقی شفاف و مسائل سیاسی و تحریم از جمله محدودیت‌های موجود در استفاده از منافع مکانیزم توسعه پاک محسوب می‌شود.

پی‌نوشت:

- ۱- Clean Development Mechanism
- ۲- Clean Development Mechanism
- ۳- Joint Implementation
- ۴- Emission Trading
- ۵- Certified Emission Reduction
- ۶- European Union Allowance
- ۷- European Union Emission Trading Schemes
- ۸- Compressed Natural Gas

مجموع پروژه‌های موجود شامل چشمه خوش، پایدار و دهلران، سرخان و مالیکو، خشت، سروستان و سعادت آباد و نفت شهر است که همگی در حال مطالعات مقدماتی هستند و شرکت‌های مختلف خارجی و داخلی به صورت مشترک بدین منظور مراجعه کرده‌اند و در حال مذاکره و گفتگو با آن‌ها هستیم. اقداماتی که در این رابطه در حال انجام است، شامل ایجاد طرح مکانیزم توسعه پاک در مجموعه طرح‌های سرمایه‌ای شرکت ملی نفت ایران، هدایت، راهبری و تدوین برنامه‌های اجرایی استفاده از مکانیزم توسعه پاک در طرح‌ها و پروژه‌های مرتبط با شرکت ملی نفت ایران و سازماندهی لازم جهت انجام امور مرتبط در مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، تعریف پروژه‌هایی در جهت شناسایی فرصت‌های استفاده از مکانیزم توسعه پاک در شرکت ملی نفت ایران، مذاکره با شرکت‌های داخلی و خارجی برای عقد قرارداد در زمینه پروژه‌های اولویت‌دار شناسایی شده، فرهنگ‌سازی و ایجاد بسترهای لازم در سطح شرکت ملی نفت ایران و نیز تشکیل کارگروهی متشکل از نمایندگان امور مالی، امور حقوقی و کارشناسان مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی برای تهیه چارچوب قراردادی مورد قبول شرکت ملی نفت ایران در ارتباط با مکانیزم توسعه پاک، می‌باشد. از جمله کارهایی که از پیشرفت خوبی برخوردار بوده‌اند می‌توان به تفاهم‌نامه‌های اشاره کرد که با پژوهشگاه صنعت نفت در ارتباط با مطالعات میدان نفتی مارون، داشته‌ایم و نیز با شرکتی نروژی به نام Carbon Limits نیز برای شناسایی پتانسیل‌ها مذاکراتی داشته‌ایم.

یکی دیگر از فعالیت‌های ما فرهنگ‌سازی و ایجاد بسترهای لازم در سطح شرکت ملی نفت ایران است. در همین راستا ما با مشارکت سازمان محیط زیست از تمام شرکت‌های تابعه وزارت نفت و مؤسسات خارجی دعوت کردیم و به مدت یک روز در یک همایش در این زمینه حضور داشتیم و تلاش کردیم به ادبیات مشترکی با همکارانمان در سازمان دست یابیم.

با توجه به جدید بودن موضوع CDM در ایران و وجود محدودیت‌های مالی و حقوقی موجود در کشور ما، کارگروهی را تحت عنوان کارگروه مکانیزم توسعه پاک (CDM) تشکیل دادیم و از مدیرانی از مدیریت امور مالی شرکت ملی نفت ایران، مدیریت امور حقوقی، کارشناسان مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی و سایر سازمان‌های ذیربط و درگیر دعوت کردیم که حضور به هم رساننده و شکل قراردادهایی که باید منعقد کنیم و

با مهندس محمد هادی عاصمی، مدیر بخش دریایی فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی

نیاز به حمایت همه جانبه برای توسعه میدان پارس جنوبی



استفاده و بهره‌برداری حداکثری از میادین مشترک، یکی از اولویت‌های اصلی وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران است. به همین دلیل است که پس از راه‌اندازی فازهای ۹ و ۱۰، از آن به عنوان تجلی اراده ملی ایرانیان و نماد تحریم شکنی یاد شده است. میدان گازی پارس جنوبی یکی از بزرگ‌ترین منابع گازی جهان است که بر روی خط مرزی ایران و قطر در خلیج فارس قرار دارد و یکی از اصلی‌ترین منابع انرژی کشور به شمار می‌رود. وسعت ۹۷۰۰ کیلومتر مربعی این میدان آن را به بزرگ‌ترین میدان گازی دنیا تبدیل کرده که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن به ایران تعلق دارد. به دلیل این اهمیت، هم‌اکنون برنامه‌ریزی‌های کارشناسانه‌ای به منظور توسعه ۲۸ فاز برای تولید روزانه ۸۷۰ میلیون مترمکعب گاز از این میدان صورت گرفته است. در این راستا، فازهای ۱۷ و ۱۸ از طرف شرکت ملی نفت ایران و با مجری‌گری شرکت نفت و گاز پارس به کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، اوپک و سازمان گسترش و نوسازی ایران (نیدرو) واگذار شد. لیدر این کنسرسیوم شرکت نیدرو است و بخش دریایی را شرکت تأسیسات دریایی به تنهایی برعهده دارد. با توجه به مشکلات و اتفاقاتی که تاکنون برای بخش دریایی این دو فاز افتاده، به سراغ مدیر بخش دریایی فازهای ۱۷ و ۱۸ رفتیم تا از زبان محمد هادی عاصمی شرح حال بخش دریایی این دو فاز را بشنویم. گفتگوی اقتصاد انرژی با وی را در ادامه می‌خوانید.

هما کبیری

سرمایه‌گذاری مربوط به این پروژه مهم و استراتژیک چقدر است و از چه منابعی تأمین شده است؟

مبلغ کل پروژه ۲ میلیارد دلار است که ۴۳۰ میلیون دلار آن برای انجام بخش‌های دریایی شامل ساخت و نصب چهار پایه‌ها و عرشه‌ها و خط لوله‌ای که سکو را به خشکی وصل می‌کند، سهم شرکت تأسیسات دریایی است. قرارداد سال ۸۵ به شرکت ما واگذار شد و بنا بود همانند فازهای ۹ و ۱۰ و توسط بانک SG فرانسه فاینانس شود که به خاطر تحریم‌ها از پذیرش فاینانس سرباز زدند و شرکت ملی نفت

ایران مجبور شد از منابع نقدی خودش و تسهیلات بانکی و حساب ذخیره ارزی برای اجرای این پروژه استفاده کند. همین مسئله عدم وجود فاینانس و شرایط دیگر سیاسی باعث ایجاد یک تأخیر طولانی در اجرای این پروژه شد.

زمان پیش‌بینی شده برای اجرای پروژه چقدر بود و تأخیرها چقدر کار آن را دچار اختلال کرد؟

انجام پروژه ۵۲ ماهه پیش‌بینی شده بود اما پروژه‌هایی که در این سطح هستند، با توجه به برخی مشکلات کارفرما در تأمین نقدینگی و سخت‌گیری بعضی کشورها در صدور تجهیزات مورد نیاز پروژه به ایران معمولاً با مشکل مواجه می‌شوند. گرچه تحریم‌ها خیلی در تأمین

مجبور شدیم تیم مهندسين مشاور را که یک کنسرسیوم داخلی و خارجی بودند، خلع ید کنیم و با شرکت Worley Parsons که دفتر کارش در مالزی است برای انجام مهندسی ۴ سکو قرارداد ببندیم. این اتفاق و تغییر شرح کار یک تأخیر ۷-۸ ماهه در انجام پروژه ایجاد کرد.

چرا با توجه به تأکيدات مقام‌های پایه یک کشور به توسعه پارس جنوبی همچنان با مشکل نقدینگی مواجه هستید؟

باید به این نکته توجه کرد که شرکت نفت هم منابع محدودی دارد. ضمن این که پروژه‌های زیادی را طراحی و تعریف کرده و باید به آن‌ها سرویس دهد. مخصوصاً این که با کاهش قیمت نفت، خیلی از منابع نقدینگی‌اش را هم از دست می‌دهد و مجبور می‌شود در میان پروژه‌ها، طبق اولویت بندی پیش رود. با توجه به تأکیدها و استراتژیک بودن حوزه گازی پارس جنوبی و مشترک بودن آن با قطر، قاعدتاً از پروژه‌های اولویت دار شرکت ملی نفت است که بایستی نقدینگی مناسبی را هم برای آن در نظر بگیرند. امیدواریم تأمین نقدینگی انجام این پروژه و پروژه‌های مشابه چه از حساب ذخیره ارزی و یا منابع نقدی شرکت نفت و یا دیگر منابع مالی به خوبی تأمین شود تا پروژه‌ها با تأخیر مواجه نشوند.

با توجه به این که لوله‌های خریداری شده برای این فازها به پروژه خط لوله سیری-عسلویه اختصاص داده شد، پیشرفت بخش‌های مختلف کار چگونه است؟

لوله‌های ۳۲ اینچی خریداری شده برای پروژه بنا به دستور شرکت نفت به پروژه فوری و مهم «خط لوله سیری-عسلویه» منتقل شد و قرار شد که کارفرما لوله‌ها را مجدداً تأمین و در اختیار ما برای انجام عملیات لوله‌گذاری بگذارد، پیشرفت پروژه با

احتساب خرید و تأمین لوله‌ها و نیز عملیات پوشش اندود بتنی حدود ۵۵٪ بود که البته با واگذاری لوله‌ها به پروژه دیگری، این درصد پیشرفت کاهش یافت.

در بخش سکوها نیز ساخت جکت‌ها به اتمام رسیده و منتظر آمدن شناور نصاب جهت نصب جکت‌ها در دریا هستیم و عملیات خرید متريال و تجهيزات عرشه‌ها نیز شروع شده و امیدواریم که در پائيز امسال کار ساخت عرشه‌ها شروع شود.

چند درصد از کالاهای مورد استفاده در این پروژه ایرانی هستند و برای تأمین کالاهای خارجی با چه مشکلاتی مواجه شدید؟

در مجموع برآورد ما این است که ۳۰ درصد کالاها را از داخل و ۷۰ درصد را از خارج تأمین کنیم. ضمن این که مهم‌ترین مشکل داخلی

کالا تأثیری نداشته است، اما حداقل باعث می‌شود که نتوانیم به تعهدات ۵۲ ماهه مان عمل کنیم. مورد بعدی زمان مورد نیاز برای انجام مهندسی پروژه است؛ پیشنهادی که ما به شرکت ملی نفت و کارفرمایان دادیم این بود که مانند قطر از یک مهندسی واحد استفاده کنیم. چون گاز، زمین، مخزن، خشکی، پیمانکار، کارفرما و آنالیز شیمیایی گازها تقریباً یکی است و پیشنهاد ما این بود که نیازی نباشد از صفر مهندسی مجدد کنیم چون این کار حداقل یک سال و نیم زمان نیاز دارد. اگر مهندسی را از فازهای انجام شده مانند ۱ تا ۱۰ استفاده می‌کردیم، پروژه حداقل ۷۵ و به زعم ما ۲ سال زودتر به بهره‌برداری می‌رسید. اما به هر دلیل کارفرما از این پیشنهاد ما استقبال نکرد و ما مجبور شدیم برای پروژه‌ای که تا به حال حداقل ۱۰ بار انجام شده، دوباره کار مهندسی انجام دهیم. شاید یکی از دلایل پیشرفت قطر در میدان مشترک و برداشت بیشتر آن به همین انجام دادن مهندسی در یک بار برمی‌گردد. اما باز هم جادارد که در اینجا یک بار دیگر از کارفرما بخواهیم که روی این پیشنهاد برای فازهای دیگر تجدیدنظر کند و امیدواریم برای فازهایی که مناقصات آن‌ها در حال انجام است، جامه عمل بپوشد.

عمده تأخیرها در اجرای پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ غیر از مشکل نقدینگی چه بوده است؟

تجهیز و ساماندهی تیم پروژه ۵۲ ماهه، خودش زمان‌بر است. چون تیم‌های مهندسی، پیمانکاران مختلف، تیم‌های خرید، تیم‌های ستادی و... همه باید تشکیل شود تا بتوانند پروژه را پیش ببرند. همانطور که ذکر شد بحث مهندسی پروژه کار زمان‌بر دیگری بود که با فشاری که کارفرما روی کار داشت، این کار مجدداً بر مبنای فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی مهندسی شد و برای

گرفتن مشاور خارجی کلی زمان صرف شد. بعد از انتخاب مشاور و ۶ ماه پس از انجام کار، کارفرما اعلام کرد که شرح کار تغییر کرده و ۲ سکویی که در قرارداد وجود دارد، باید به ۴ سکو تبدیل شود. چون این سکوها به دلایلی ظرفیت تولید پیش‌بینی شده اولیه را ندارد. بنابراین برای این که هم بخش خشکی و هم بخش دریایی توجه اقتصاددای داشته باشند، دو سکوی دیگر دقیقاً مطابق آن دو سکوی قرارداد ما طراحی کردند که باید در فاصله ۸ و ۲۰ کیلومتری این دو سکو قرار گیرند. بنابراین ظرفیت استخراج گاز در هر کدام از عرشه‌ها به جای هزار، به ۵۰۰ میلیون فوت مکعب تقلیل پیدا کرد و ما مجبور شدیم مجدداً مهندسی را از ابتدا انجام دهیم و این، تقریباً ۳ تا ۴ ماه وقفه در کار مهندس مشاور ما ایجاد کرد. با اشکالاتی که در کار ایجاد شد،

با توجه به تأکیدها و استراتژیک بودن حوزه گازی پارس جنوبی و مشترک بودن آن با قطر، قاعدتاً پروژه فازهای پارس جنوبی از پروژه‌های اولویت‌دار شرکت ملی نفت است و نقدینگی خوبی را هم برای کارفرمایان در نظر گرفته است.

هم اکنون با توجه به مشکلات موجود، سرمایه گذاران خارجی چقدر تمایل دارند در پروژه های پارس جنوبی سرمایه گذاری کنند؟

فکر می کنم با توجه به فشارهای سیاسی و اعمال تحریم ها و افزایش ریسک سرمایه گذاری، تمایل آن ها نسبت به ۴-۵ سال گذشته برای ورود به ایران کمتر شده، اما پروژه فازهای ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹ و بعد از این ۲۰ و ۲۱ به پیمانکاران ایرانی سپرده شده و کارفرما این را پذیرفته که شرکت های ایرانی در صورت حمایت کارفرما، چیزی کمتر از شرکت های خارجی ندارند و در صورت تأمین نقدینگی مناسب و رعایت ضوابط کاری، با کیفیت بالاتری هم کارها را اجرا می کنند. چیزی که مهم است این است که به دلیل مشترک بودن این میدان نباید زمان را از دست داد. یکی از دلایلی که به کارفرما اصرار کردیم برای اجرای پروژه های مشترک پارس جنوبی از یک مهندسی واحد استفاده کنیم، همین بود. اگر به ما اجازه این کار را می دادند، الان به اندازه ۲ سال جلوتر بودیم و کل زمان اجرای پروژه از ۵ سال شاید به ۳ سال کاهش پیدا می کرد.

به عنوان حرف آخر اگر نکته ای باقی مانده بفرمایید...

در بخش اجرای پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ و پروژه های دیگری که به دست پیمانکاران ایرانی می دهند، شاید لازم باشد کارفرما با اعتماد بیشتری به پیمانکاران نگاه کند و در جهت حل مشکلات آن ها گام بردارد. انتظار ما از کارفرمایان این است که با توجه به سوابق پیمانکاران به آن ها اجازه استفاده از تمام ظرفیت فنی، اجرایی و مهندسی شان را بدهد تا کارها با سرعت بیشتری پیش بروند. ورود کارفرما به ریزترین جزئیات پروژه نه تنها کمکی به انجام و کیفیت پروژه نمی کند، بلکه بعضی وقت ها تأخیرهای زیادی را به پروژه تحمیل می نماید. اگر حتی یک روز هم بتوانیم سرعت پروژه را افزایش دهیم، چیزی جز نفع مملکت را در پی ندارد.

نکته دیگر این که کشور ما ۱۰۰ سال سابقه ورود به صنعت نفت را دارد و برای چنین کشوری خیلی خوب نیست که کالاهای مورد نیازش را از خارج وارد کند. قبول داریم که برخی از کالاهای به دلیل پیچیدگی و یا مقرون به صرفه نبودن نمی توان در داخل کشور تولید کرد، اما کارفرما می تواند با نگاه مثبت تر و مساعدتر، تهیه برخی از کالاهای پیمانکاران ایرانی بسپارد.

از طرف دیگر، شرایط فعلی بهترین موقعیت برای پیمانکاران داخلی است که با افزایش توانمندی خود، بتوانند قابلیت های این صنعت را به نمایش بگذارند و ضمن حضور جدی در پروژه های داخلی، به انجام پروژه های خارج از کشور نیز توجه لازم را داشته باشند و این بدست نمی آید جز به تلاش و همت والای مدیران، مهندسین و کارشناسان ایرانی در مدیریت کلان پروژه های عظیم نفت و گاز.

ما وضعیت نقدینگی پروژه است که امیدواریم کارفرما با تمهیداتی که اندیشیده، بتواند نقدینگی مورد نیاز این پروژه را تأمین کند. بحث تحریم و عدم فروش کالاهای خاص و پیچیده و آلیاژهایی که کاربردهای دوگانه صنعتی و نظامی دارند، ما را با مشکل مواجه کرده، ولی به ازای هر مشکل مایک راه حل پیدا کردیم؛ کما این که فازهای ۹ و ۱۰ نیز که با همه این مشکلات روبرو بودند، به خوبی و طبق برنامه زمان بندی شده به پایان رسید و تحویل کارفرما شد.

در اجرای این پروژه چقدر از توانایی متخصصان داخلی استفاده کردید؟

تقریباً ۴۰ درصد کار مهندسی را خودمان انجام دادیم و ۶۰ درصد را شرکت مهندسی مشاور خارجی. در بخش خرید ۳۰ درصد از منابع داخلی استفاده می کنیم و در ساخت، ۱۰۰ درصد پیمانکاران ما داخلی هستند. همچنین در بخش حمل و نصب چهارپایه ها و عرشه ها نیز ۱۰۰ درصد از توان داخلی و نیز تخصص مهندسان شرکت تأسیسات دریایی استفاده می کنیم.

شرکت تأسیسات دریایی همزمان برخی از پروژه ها را در پارس جنوبی انجام می دهد. این اجرای همزمان چه مزیتی برای شما داشته است؟

شرکت تأسیسات دریایی اکنون در پروژه های فازهای ۹ و ۱۰، ۱۲، ۱۵ و ۱۶ و ۱۷ به طور همزمان مشغول فعالیت است و از آنجا که مشخصات پروژه ها تقریباً یکی است و هر کدام هم برنامه زمان بندی خود را دارند امکانات و توانائی های موجود در شرکت به نحوی بین این پروژه ها تقسیم می شود که از حداقل ها، بیشترین استفاده را ببریم و در طول انجام کارها هم از تجربیات یکدیگر استفاده می کنیم.

چقدر از مشکلات انجام پروژه های به وسعت بخش دریایی فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی مربوط به تأمین نقدینگی بوده است؟

اگر این پروژه فاینانس بود و یا وضعیت نقدی آن از طرف کارفرما مشخص بود، تقریباً می توان گفت در خریده ها مشکلی نداشتیم و می توانستیم بخش عمده ای از خریده ها را انجام دهیم. تاکنون طبق قرارداد اولیه با کارفرما که باید پروژه را ۵۲ ماهه تحویل می دادیم، باید ۶۰ درصد هم پیشرفت داشتیم که اکنون کمتر از ۲۰ درصد پیشرفت داریم و این تاخیر ۴۰ درصدی در انجام پروژه در درجه اول به وضعیت مالی کارفرما برمی گردد. مهم ترین مشکل مانع تأمین اعتبار است، و گرنه مابقی مشکلات قابل حل است و هر مشکلی را باید در ظرف زمانی و نحوه وقوع آن بررسی کرد. مثلاً کارفرما تمایلی به تأمین اعتباری اسنادی ندارد و وارد بحث LC نمی شود و تمایل دارد به صورت نقدی کار کند. چون این کار کم در دسرترین نحوه کار برای کارفرما است. اما در مقابل پردر دسرترین نوع کار برای پیمانکار است. چون پیمانکار هیچ تضمینی برای دریافت به موقع وجه از کارفرما ندارد.



بررسی چشم انداز، اهداف و راهبردهای مدیریت شدت انرژی

در کشورهای چین، روسیه و ترکیه

سلیمان قاسمیان^(۱) - قادر شادیوند^(۲)

مقدمه:

سیر تحولات اقتصادی در قرون اخیر همواره با کاربرد متنوع انرژی در ارتباط بوده است، اما بحران انرژی دهه هفتاد که با رکود اقتصادی کشورهای OECD نیز همراه بود، موجب شد که انرژی جایگاه ویژه‌ای را در ادبیات اقتصادی پیدا کند. در پی این بحران، مدیریت تقاضای انرژی به یکی از مهم ترین

دغدغه‌های اقتصادهای در حال توسعه و تازه صنعتی شده مبدل شد. روند شدت انرژی طی دهه‌های اخیر حاکی از آن است که این کشورها کاهش قابل قبول و برنامه‌ریزی شده‌ای را در این زمینه داشته‌اند. در این مقاله سعی شده ضمن بررسی روند گذشته شدت انرژی سه کشور روسیه، چین و ترکیه، چشم انداز، اهداف و راهبردهای این سه کشور در زمینه شدت مصرف انرژی، تبیین گردد. بررسی سیاست‌ها و راهبردهای این سه کشور در خصوص

آفریقایی در مقایسه با سایر کشورهای جهان است. با افزایش سطح توسعه یافتگی که عمدتاً با افزایش سهم بخش صنعت از کل تولید ناخالص داخلی همراه است، به دلیل توسعه صنایع انرژی بر نظیر صنایع فولاد و آلومینیوم و... تقاضای کشورهای در حال توسعه و تازه صنعتی شده برای انرژی افزایش یافته و انرژی سهم بیشتری را در اقتصاد ملی به عنوان نهاده تولید ایفا می‌کند، در نتیجه عمدتاً میزان شدت انرژی در کشورهای در حال توسعه در سطح نسبتاً بالایی قرار دارد. اما با ادامه روند توسعه در کشورهای تازه صنعتی شده به تدریج با ارتقای سطح فناوری صنایع انرژی بر و با اعمال سیاست‌های مدیریت تقاضای انرژی در بخش‌های مختلف، از میزان شدت انرژی کاسته می‌شود که نمونه بارز این امر را می‌توان در کشورهای چین و کره جنوبی مشاهده نمود. در این جوامع صادرات محصولات صنعتی بخش اصلی درآمدهای ملی را تشکیل می‌دهد و نهاده‌های سرمایه و انرژی مهم‌ترین عوامل تولید محسوب می‌گردند.

پس از عبور از دوران صنعتی شدن، کشورهای پیشرفته وارد دوره فراصنعتی می‌شوند که مشخصه بارز آن افزایش سهم بخش خدمات و صنایع با تکنولوژی برتر از تولید ناخالص داخلی و اشتغال است. در این جوامع از میزان رشد تقاضای انرژی در مقابل رشد تولید ناخالص داخلی کاسته شده و میزان شدت انرژی کاهش می‌یابد که این مسأله در کشورهای توسعه یافته نظیر آمریکا، ژاپن و آلمان بوضوح دیده می‌شود. در این مرحله نیروی انسانی ماهر و زبده اصلی ترین نقش را در میان نهاده‌های مختلف تولید ایفا می‌کنند.

کاهش شدت انرژی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. روسیه به عنوان یکی از بزرگ‌ترین دارندگان ذخایر هیدروکربوری جهان، در صدد مدیریت تقاضای داخلی خود جهت ایفای نقش مؤثر در عرصه اقتصاد جهانی برآمده است، چین نیز به عنوان چهارمین اقتصاد بزرگ جهان در حال حاضر و دومین قدرت اقتصادی در افق ۲۰۵۰ جهت ورود به جرگه اقتصادهای صنعتی و فراصنعتی نیاز مبرم به انرژی دارد. در سطح منطقه‌ای نیز ترکیه به عنوان قدرت اول منطقه جنوب غرب آسیا و رقیب اصلی ایران در افق چشم‌انداز، ضمن برخورداری از تجربه موفق در مدیریت انرژی طی سال‌های گذشته، برنامه‌های گسترده‌ای در این خصوص تدوین نموده و در صدد ایفای نقش مؤثر در عرصه منطقه و جهان می‌باشد. بدین منظور در این بررسی نخست روند گذشته شدت انرژی جهان و پیش‌بینی روند آینده آن در مناطق مختلف جهان پرداخته می‌شود و سپس وضعیت موجود و چشم‌انداز هر کدام از کشورهای مورد مطالعه مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت.

۱- مبانی نظری شدت انرژی^(۳)

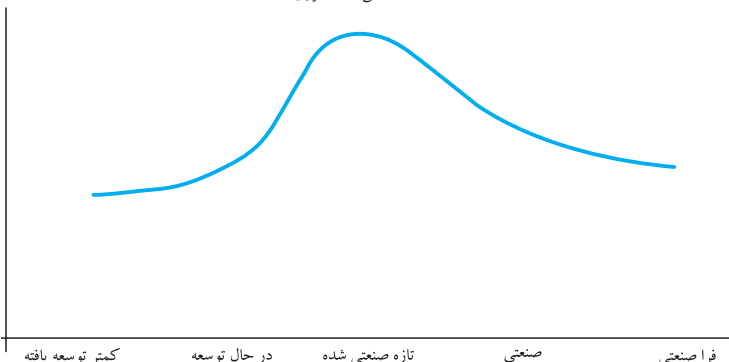
شاخص شدت انرژی، یکی از مهم‌ترین شاخص‌های اندازه‌گیری و ارزیابی نحوه مصرف انرژی در سطح کلان می‌باشد. این شاخص، میزان مصرف انرژی برای تولید مقدار معینی از کالاها و خدمات در یک کشور را نشان می‌دهد و از تقسیم کل میزان مصرف انرژی بر کل تولید ناخالص داخلی بدست می‌آید. این شاخص که معمولاً در سطح کلان مورد

استفاده قرار می‌گیرد، درجه بهینگی استفاده از انرژی در یک کشور را نشان می‌دهد و عکس شاخص بهره‌وری انرژی^(۴) است.

براساس مطالعات انجام شده میزان شدت انرژی رابطه تنگاتنگی با سطح توسعه یافتگی کشورها دارد، به طوری که برای کشورهای کمتر توسعه یافته که دارای ساختار اقتصاد سنتی متکی به بخش‌های کشاورزی و منابع طبیعی می‌باشند، میزان انرژی مورد نیاز به عنوان یکی از عوامل تولید برای تولید ناخالص داخلی در سطح پایینی قرار دارد. مثال بارز این امر، سطح پایین شدت مصرف انرژی در کشورهای

نمودار ۱: روند شدت انرژی در جوامع مختلف براساس سطوح مختلف توسعه اقتصادی

(منحنی شدت انرژی)



(منحنی شدت انرژی)



نمودار (۱) رابطه سیر تحول اقتصادی جوامع مختلف و میزان شدت انرژی را نشان می‌دهد. براساس این نمودار به تدریج با افزایش سطح توسعه اقتصادی، به تدریج از میزان شدت انرژی کاسته خواهد شد.

۲- روند شدت انرژی اولیه^(۵) در مناطق مختلف جهان

روند تغییرات شاخص شدت انرژی در جهان تابع میزان تقاضای انرژی و تولید ناخالص داخلی جهانی است. براساس آمارهای موجود، میزان GDP واقعی جهان از ۱/۵۳ تریلیون دلار در سال ۱۹۴۹ به ۳۷/۷۶ تریلیون دلار در سال ۲۰۰۶

افزایش یافته^(۶) و بیش از ۲۴/۷ برابر شده است. این در حالیکست که عرضه انرژی اولیه (TPES) از ۷۵۲ میلیون تن معادل نفت خام در سال ۱۹۴۹ به ۱۱۷۳۹/۹۶ میلیون تن معادل نفت خام در سال ۲۰۰۶ افزایش یافته^(۷) و ۱۵/۶ برابر شده است. این امر بیانگر آن است که میزان مصرف انرژی برای تولید یک واحد GDP در سال ۲۰۰۶ در حدود ۶۲ درصد میزان انرژی لازم برای تولید آن در سال ۱۹۴۹ بوده است. به عبارت دیگر نسبت GDP/TPES که همان شاخص شدت انرژی اولیه است از ۰/۴۹ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP به ۰/۳۱ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP در سال ۲۰۰۶ کاهش یافته است و در واقع این شاخص به طور متوسط سالانه یک درصد کاهش و در طول ۶ دهه گذشته مجموعاً ۳۷ درصد تقلیل یافته است.

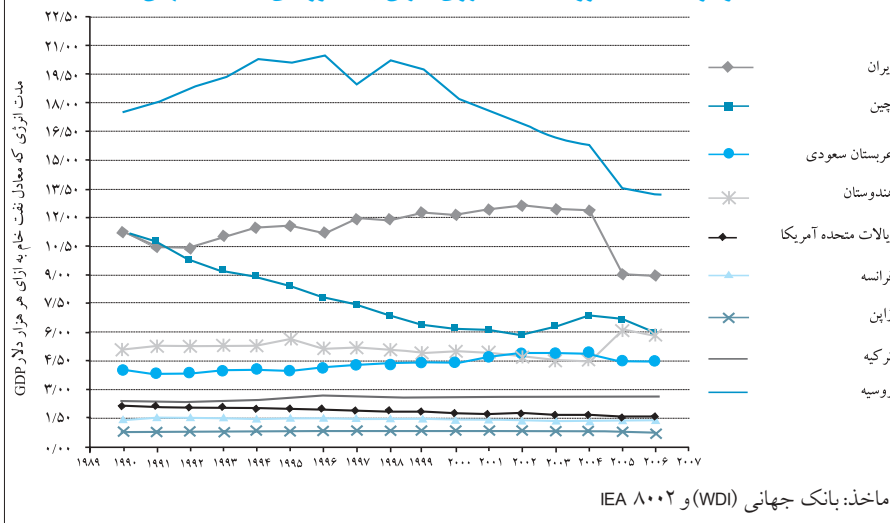
برای بررسی دقیق‌تر تحولات شدت انرژی در جهان، این دوره را به سه دوره کوچک‌تر می‌توان تقسیم نمود. روند رشد مصرف انرژی در دوره اول یعنی ۱۹۴۹ تا ۱۹۷۲ و قبل از حضور قدرتمند سازمان کشورهای صادرکننده نفت (اوپک) اندکی کمتر از رشد GDP واقعی بوده و نرخ شدت انرژی با روند ملایمی کاهش یافته است. اما در دوره ۱۹۷۳ تا ۱۹۸۵ ادربی وقوع بحران‌های مختلف نفتی و افزایش قیمت نفت، میزان شدت انرژی با کاهش قابل ملاحظه مواجه شد؛ به طوریکه متوسط نرخ کاهش سالانه نسبت انرژی به GDP از ۰/۵ درصد برای دوره ۱۹۴۹ تا ۱۹۷۲ به ۲/۷ درصد در دوره ۱۹۷۳ تا ۱۹۸۵ افزایش یافت. این امر نشانگر این نکته است که روند کاهش شدت انرژی در دوره دوم بسیار شدیدتر بوده است. اما قیمت نفت بعد از سال ۱۹۸۶ مجدداً کاهش چشمگیری یافت. این کاهش و

عوامل دیگر سبب شد که روند کاهش شدت انرژی کند شود و متوسط نرخ کاهش آن در دوره ۱۹۸۶ تا ۲۰۰۵ به ۱/۶ درصد برسد روند شدت انرژی اولیه در مناطق مختلف جهان طی سال‌های ۱۹۹۰-۲۰۰۶ در نمودار (۲) نشان داده شده است. طبق این نمودار در میان مناطق مختلف جهان، خاورمیانه بیشترین میزان شدت انرژی را دارا بوده است و در سال ۲۰۰۶ مقدار این شاخص برابر با ۰/۶۲ تن معادل نفت خام به ازای هر هزار دلار GDP بوده است. اما باید توجه داشت که روند رشد شدت انرژی در خاورمیانه از سال ۱۹۹۵ به بعد نزولی بوده است و بطور متوسط سالانه ۲ درصد کاهش یافته است.

کشورهای تازه صنعتی شده جنوب شرق آسیای و اقیانوسیه نیز به دلیل برخورداری از صنایع انرژی‌بر و سهم بالای آن‌ها از اقتصاد، از شدت انرژی نسبتاً بالاتری نسبت به جوامع صنعتی برخوردار می‌باشند. بر همین اساس میزان شدت انرژی این منطقه در سال ۲۰۰۶ معادل ۰/۴۸۶ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP بوده است.^(۸)

نکته قابل توجه در مورد شدت انرژی آفریقا و آمریکای جنوبی این که کشورهای این مناطق به دلیل سنتی و منابع پایه بودن اقتصاد و سهم کم صنایع انرژی‌بر از کل تولید ناخالص داخلی دارای مصرف انرژی نسبتاً کمی در مقایسه با منطقه آسیای جنوب شرقی و اقیانوسیه می‌باشند. لذا میزان شدت انرژی آمریکای جنوبی و آفریقا بسیار پایین و به ترتیب در حدود ۰/۴۲۳ و ۰/۳۱۹ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP بوده است و بنابراین این مسئله را نمی‌توان نشانه عملکرد موفق و یا وضع مطلوب این مناطق تلقی نمود.

نمودار ۳: مقایسه روند شدت انرژی ایران با کشورهای منتخب جهان



همانگونه که انتظار می‌رود اروپا و آمریکای شمالی که مجموعه کشورهای توسعه یافته را تشکیل می‌دهند، به لحاظ شدت انرژی دارای پایین‌ترین مقدار و به ترتیب به میزان ۰/۲۳ و ۰/۲۲۶ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP می‌باشند. با توجه به روند رشد ملایم رشد تولید ناخالص داخلی این منطقه، کاهش شدت انرژی در کشورهای اروپایی و آمریکای شمالی عمدتاً ناشی از بهبود

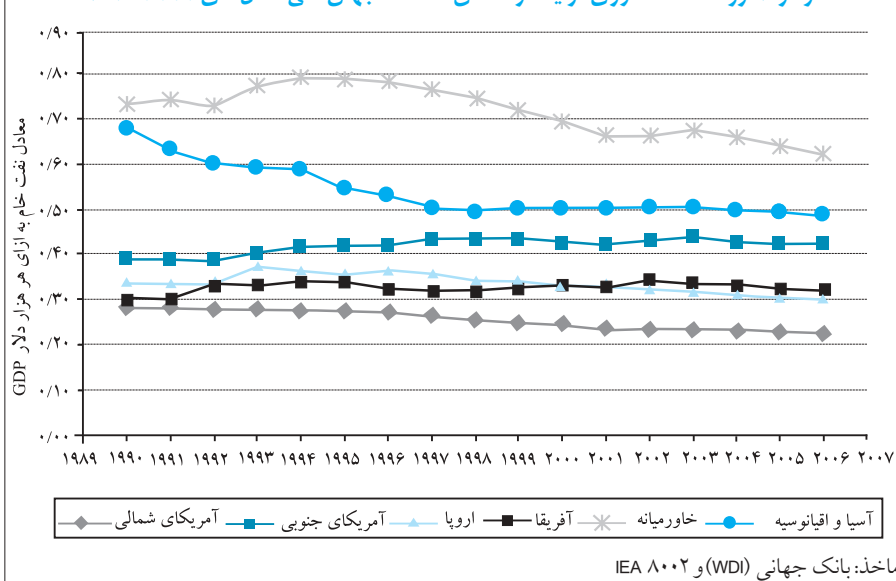
شدت انرژی چین در سال ۱۹۹۰ برابر با ایران بوده است، اما چین ضمن حفظ نرخ رشد اقتصادی متوسط ۹ درصد طی این دوره، موفق به مدیریت تقاضا و کاهش شدت انرژی خود شده است، در حالی که روند شدت انرژی در ایران طی این دوره افزایشی با نرخ رشد کاهنده بوده است. کشور روسیه نیز طی سال‌های ۲۰۰۶-۱۹۹۶ سیاست‌های جدی را در رابطه با کاهش شدت انرژی اتخاذ نموده و در این دوره از عملکرد موفق‌تری برخوردار بوده است. در نتیجه این تدابیر، روسیه موفق به کاهش ۲۴ درصدی شدت انرژی خود شده است.

در نمودار (۴) شاخص تولید ناخالص داخلی سرانه به همراه

کارایی انرژی و مدیریت تقاضا بوده است. در روند توسعه اقتصادی این جوامع، صنایع انرژی بر به تدریج جای خود را به بخش خدمات دانش پایه که مصرف انرژی بسیار کمتری دارند، داده‌اند و ترکیب صنایع موجود نیز به سمت صنایع تکنولوژی بالا و انرژی‌بری کمتر انتقال یافته و اغلب صنایع انرژی بر مانند فولاد، اتومبیل، معدن، سیمان و غیره به کشورهای غیرصنعتی انتقال یافته است.

نمودار (۳) شدت انرژی برخی کشورها را با ایران مقایسه نموده است. در این نمودار عملکرد موفق چین در کاهش شدت انرژی به خوبی قابل مشاهده است. نکته قابل توجه این که

نمودار ۲: روند شدت انرژی اولیه در مناطق مختلف جهان طی سال‌های ۱۹۹۹-۲۰۰۶



میزان شدت انرژی کشورهای منتخب با یکدیگر مقایسه شده است. محور افقی این نمودار بیانگر میزان GDP سرانه کشورها و بیانگر سطح رفاه و میزان توسعه یافتگی آن‌هاست، محور عمودی نیز معرف میزان شدت انرژی اولیه کشورها است. در ربع A کشورهای با GDP متوسط و متوسط به بالا اما شدت انرژی بالا قرار دارند که ایران و روسیه جزو کشورهای این منطقه می‌باشند. ربع B مربوط به کشورهای با GDP

کاهش سهم بخش صنعت بویژه صنایع انرژی بر از تولید ناخالص داخلی و حرکت به سوی اقتصاد دانش پایه است. تمامی مطالعات انجام شده حاکی از آن است که شدت انرژی در کلیه مناطق جهان روندی نزولی را طی نموده و نرخ رشد منفی را تجربه خواهد کرد.

جدول (۱) پیش بینی اوپک در مورد شدت انرژی جهان را نشان می دهد. براساس این پیش بینی، کمترین نرخ کاهش شدت انرژی طی دوره ۲۰۱۰-۲۰۲۰ متعلق به اعضای اوپک (۰/۹- درصد) و بیشترین میزان کاهش شدت انرژی متعلق به منطقه اوراسیا (۲/۳- درصد) خواهد بود.

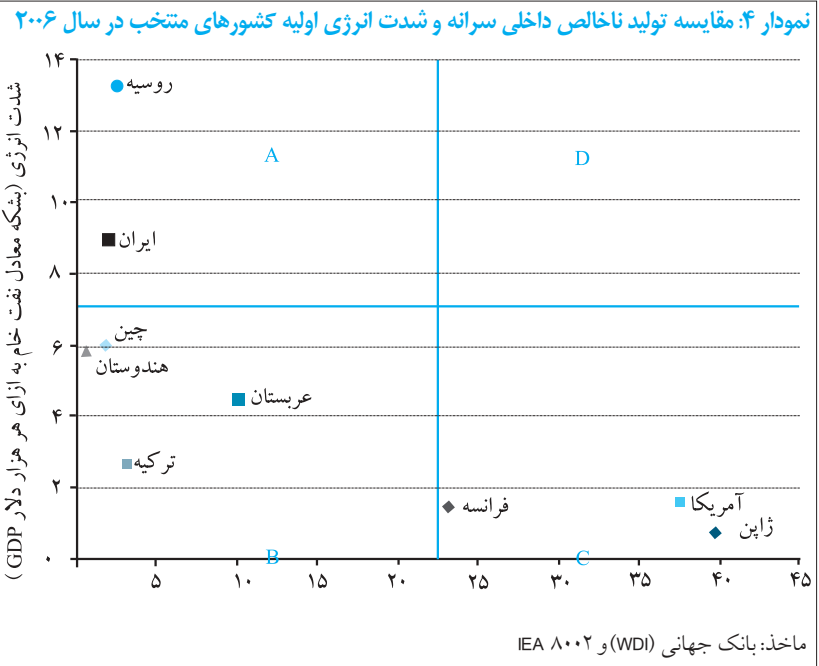
طبق جدول ۱ در سناریوی مرجع اوپک، شدت انرژی کشورهای OECD در دوره های ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ و ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰، به ترتیب سالانه با نرخ میانگین ۱/۲ و ۱/۴ درصد کاهش خواهد یافت. همچنین پیش بینی می شود شدت انرژی در منطقه اوراسیا (روسیه و سایر کشورهای اتحاد جماهیر شوروی سابق) به میزان قابل ملاحظه ای در سال های آینده کاهش یابد که علت این

متوسط و متوسط به بالا و شدت انرژی نسبتاً پایین می باشد که چین و ترکیه در این ناحیه قرار دارند. ربع C مربوط به کشورهای توسعه یافته است که از لحاظ شدت انرژی در سطح پایین و مطلوبی قرار دارند و به لحاظ GDP سرانه و سطح رفاه اجتماعی نیز جایگاه ویژه ای را دارا می باشند، کشورهای آمریکا و ژاپن نمونه بارز کشورهای این منطقه اند.

ویژگی ربع D برخورداری از GDP سرانه بالا و شدت انرژی بالا است. دلیل این که در این محدوده نمی توان کشوری را یافت این است که اصولاً کشورهای توسعه یافته در مراحل تکاملی اقتصادی خود همزمان اقدام به ارتقای کارایی انرژی و استفاده بهینه از منابع انرژی نموده و لذا اصولاً و منطقاً کشوری در این محدوده قرار ندارد.

۳- پیش بینی میزان شدت انرژی جهان تا سال ۲۰۲۰

براساس پیش بینی های به عمل آمده، میزان کاهش شدت انرژی تا ۲۰۲۰، در کشورهای تازه صنعتی شده و در حال توسعه بیشتر از کشورهای صنعتی خواهد بود که علت این امر وجود ظرفیت بالای کاهش مصرف انرژی در کشورهای در حال توسعه از طریق بهینه سازی مصرف سوخت و دستیابی به سطح بالاتر توسعه اقتصادی و

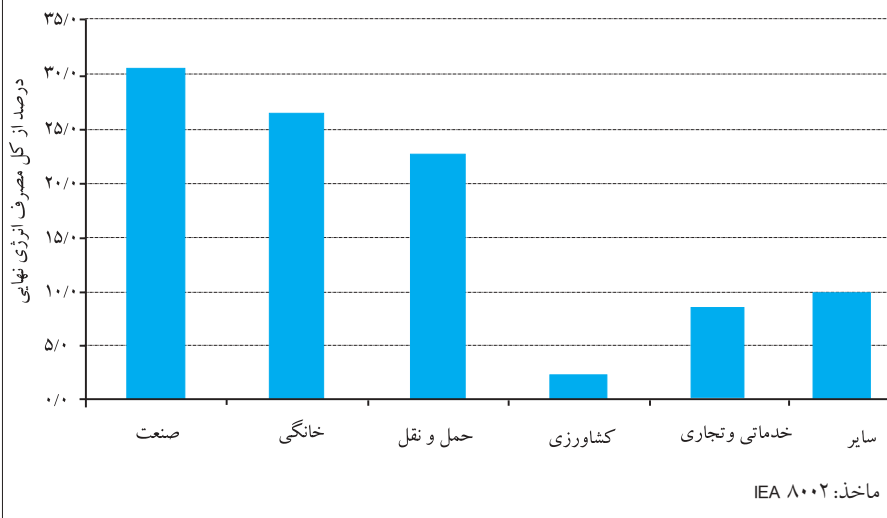


جدول ۱: پیش بینی میزان نرخ رشد سالانه شدت انرژی (بر حسب درصد)

مناطق / گروه ها	۲۰۱۰-۲۰۲۰	۲۰۰۰-۲۰۱۰	۱۹۹۰-۲۰۰۴
OECD	-۱/۴	-۱/۲	-۱
آمریکای شمالی	-۱/۱	-۱	-۱/۴
اروپای غربی	-۱/۵	-۱/۵	-۱
OECD اقیانوسیه	-۱/۶	-۱/۴	-۰/۸
اوپک	-۰/۹	-۱/۱	-۰/۸
سایر کشورهای در حال توسعه	-۱/۶	-۱/۱	-۰/۷
اوراسیا (FSU)	-۲/۳	-۳	-۳/۵
کل جهان	-۱/۶	-۱/۶	-۱/۶

منابع: اوپک، ۲۰۰۵

نمودار ۶: سهم بخش‌های مختلف از مصرف انرژی روسیه در سال ۲۰۰۶



امر، بالا بودن پتانسیل بهبود کارایی انرژی در روسیه و اروپای شرقی و پایین بودن سطح کارایی انرژی آن‌ها در گذشته می‌باشد.

۴- چشم‌انداز، اهداف و راهبردهای مدیریت مصرف انرژی در کشورهای منتخب ۱-۴- روسیه

بررسی روند شدت انرژی

در روسیه طی دوره زمانی

۱۹۹۰-۲۰۰۶ حاکی از آن است که این شاخص از ۲/۴ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP به ۱/۸۱ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP در سال ۲۰۰۶ رسید. (۹) همان گونه که در نمودار (۵) نشان داده شده، روند شدت انرژی در روسیه طی سال‌های ۱۹۹۰-۹۶ روندی صعودی با نرخ رشد کاهنده داشت. اما با اجرای سیاست‌های گسترده اصلاحات اقتصادی و سیاست‌های قیمتی و غیرقیمتی مدیریت مصرف سوخت در این کشور، رشد شدت انرژی منفی گردید و شدت انرژی اولیه تا سال ۲۰۰۶ روندی نزولی یافت.

نکته مهم آن که روسیه در سال ۲۰۰۶ توانست شدت انرژی اولیه خود را به نرخ هدف گذاری شده در برنامه بلندمدت خود کاهش دهد و این نسبت را از ۲/۱۵۶ به ۱/۸۱ برساند. کل عرضه انرژی اولیه روسیه از ۶۴۶/۶۸ میلیون تن معادل نفت خام در سال ۲۰۰۵ به ۶۷۶/۲۰ میلیون تن معادل نفت خام در سال ۲۰۰۶ افزایش یافت که در حدود ۴/۵ درصد رشد نشان می‌دهد. طبق نمودار (۶) بخش‌های صنعت، خانگی و حمل و نقل بیشترین سهم را از مصرف انرژی نهایی دارا بوده‌اند.

با توجه به تجربه موفق این دوره، روسیه تدابیر ویژه‌ای را

برای کاهش جدی شدت

انرژی تا سال ۲۰۲۰ جهت

پیوستن به جرگه کشورهای

توسعه یافته با شدت انرژی

پایین اتخاذ نموده است.

اهداف کلان ترسیم شده در

این ارتباط عبارتند از:

(الف) کاهش شدت انرژی در

بخش‌های تولید و مصرف به

طور کلی

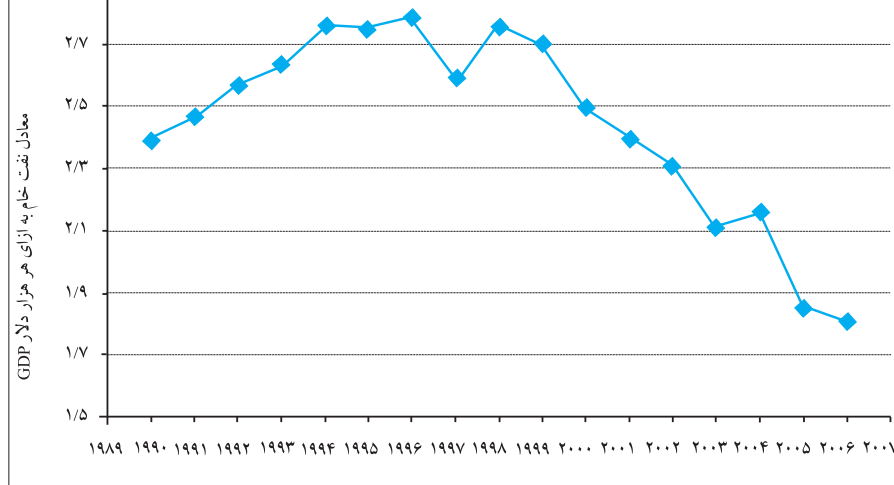
(ب) کاهش آلودگی‌های زیست

محیطی

(ج) ارتقای بهره‌وری نیروی کار

و فناوری از طریق توسعه

نمودار ۵: روند شدت انرژی اولیه روسیه طی سال‌های ۱۹۹۰-۲۰۰۶



جدول ۲: پیش‌بینی میزان تولید ناخالص داخلی، عرضه اولیه انرژی و شدت انرژی روسیه تا سال ۲۰۲۰

شرح	۲۰۰۶	۲۰۱۰	۲۰۱۵	۲۰۲۰
مصرف انرژی (میلیون تن معادل نفت خام)	۶۵۸/۸۸	۷۰۳/۳۷	۷۶۲/۲۶	۸۲۴/۴۲
تولید ناخالص داخلی (میلیارد دلار به قیمت ثابت سال ۲۰۰۰)	۳۶۳/۹	۴۴۵/۷	۵۷۴/۲۷	۷۳۹/۹۴
شدت انرژی اولیه (تن معادل نفت خام به ازای هر هزار دلار GDP)	۱/۸۱	۱/۵۸	۱/۳۳	۱/۱۱

Reference: Energy Strategy of the Russian Federation to the Year ۲۰۲۰, ۲۰۰۵

۲-۴-۲-۴ چین

بررسی روند شدت مصرف انرژی در چین طی دوره زمانی ۱۹۹۰-۲۰۰۶ حاکی از تجربه بسیار موفق این کشور طی این دوره در سطح جهان می‌باشد به طوریکه این شاخص از ۱/۵۴ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP به ۰/۸۲ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP در سال ۲۰۰۶ رسید و به طور متوسط سالانه ۴ درصد کاهش داشته است.^(۱۰) نکته قابل توجه این که، چین طی سال‌های ۱۹۹۰-۲۰۰۲ بالاترین نرخ کاهش شدت انرژی به میزان ۵/۳ درصد، یک رکورد استثنایی را از خود به جای گذاشته

است. همانگونه که در نمودار زیر نشان داده شده، روند شدت انرژی در چین از سال ۱۹۹۰ تا سال ۲۰۰۲ نزولی بوده و بجز در سال‌های ۲۰۰۳ و ۲۰۰۴ که میزان شدت انرژی اولیه این کشور اندکی افزایش یافت مجدداً بعد از سال ۲۰۰۴ این شاخص دوباره روند نزولی خود را از سر گرفت.

کل عرضه انرژی اولیه چین در سال ۲۰۰۶، ۱۸۷۸/۷۴ میلیون تن معادل نفت خام بوده است که نسبت به سال قبل در حدود ۹/۵ درصد رشد نشان می‌دهد.

در یازدهمین برنامه ۵ ساله توسعه اقتصادی چین، میزان

آموزش کارمندان و کارگران شاغل و تغییر نگاه مدیریت (د) تغییر ساختار اساسی بخش تولید انرژی از طریق کاهش هزینه‌های تولید، بهره‌وری حداکثر از پتانسیل‌های موجود و خارج نمودن سیستم‌های تولیدی غیر مؤثر و زیان‌ده از مدار تولید

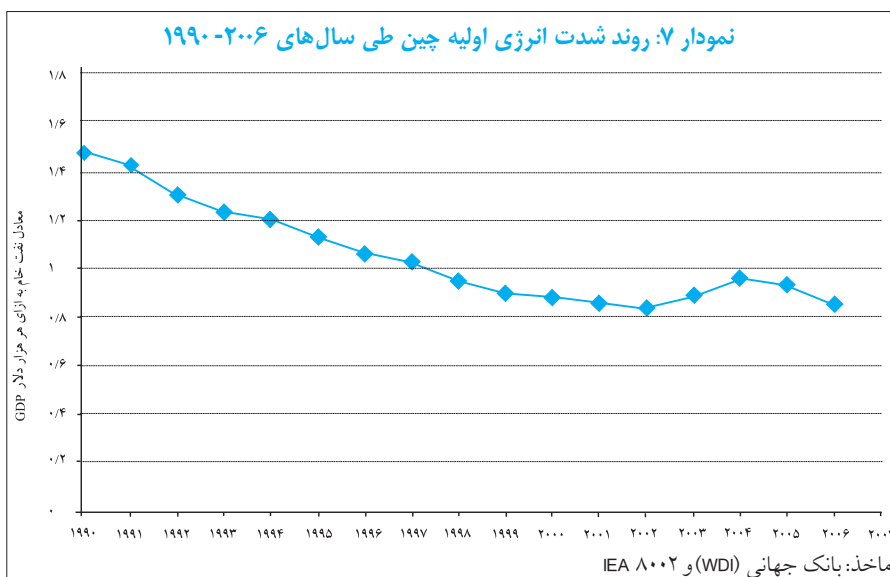
روسیه در چشم‌انداز خود تا سال ۲۰۲۰ قصد دارد میزان شدت انرژی اولیه را با نرخ رشد ۴/۱- درصد متوسط سالانه کاهش دهد. آمارها نشان می‌دهد که از سال ۱۹۹۸ به بعد بطور متوسط سالانه ۵ درصد از شدت انرژی در روسیه کاهش یافته

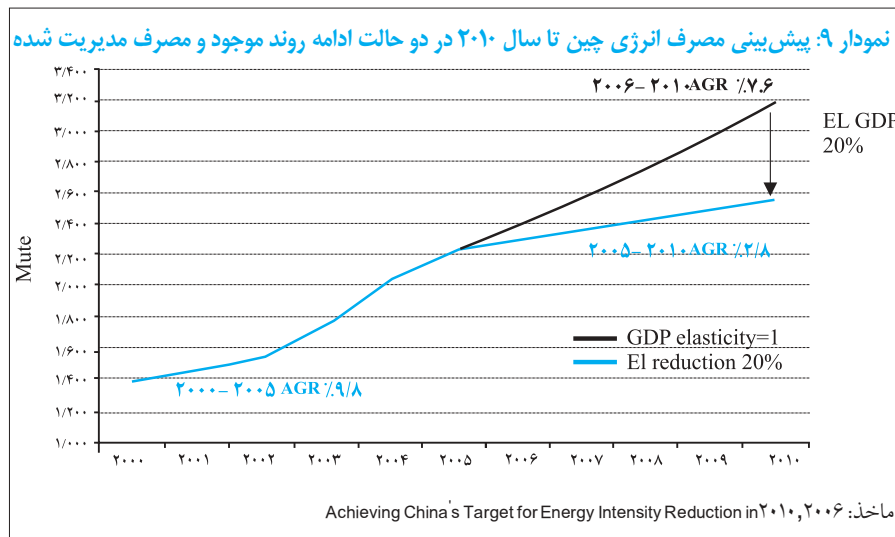
است که این امر دستیابی به پیش‌بینی فوق را ممکن خواهد ساخت.

روسیه به منظور تحقق اهداف چشم‌انداز ۲۰۲۰ خود در زمینه مدیریت مصرف انرژی و کاهش ۴/۱ درصدی شدت انرژی، راهبردها و سیاست‌های زیر را اتخاذ نموده است.

الف) آزادسازی بخش انرژی از کنترل دولت

ب) آزادسازی قیمت بر حسب مکانیسم عرضه و تقاضای بازار





کاهش شدت انرژی در سال ۲۰۱۰ به مقدار ۲۰ درصد مقدار آن در سال ۲۰۰۵ هدفگذاری شده است. این هدف بیانگر عزم جدی چین در جهت تحقق «برنامه توسعه پایدار اقتصادی دانش پایه» و تأمین نیاز داخلی انرژی این کشور است.^(۱۱) طی سال‌های ۱۹۸۰-۲۰۰۰ نرخ رشد GDP این کشور بیشتر از رشد مصرف انرژی بوده است. اما از آنجا که طی سال‌های ۲۰۰۵-

البته حالات دیگری نیز برای شدت انرژی در نظر گرفته شده که مهم‌ترین آن رشد چشمگیر تولیدات صنعتی و تحقق اهداف تولیدات صنعتی سال ۲۰۲۰ در سال ۲۰۱۰ است که بالطبع نیاز به انرژی را افزایش می‌دهد و رشد میزان مصرف انرژی را به ۳/۸ درصد خواهد رساند.

در راستای تحقق اهداف پیش‌بینی شده، دولت چین اقدامات راهبردی زیر را مد نظر قرار داده است:^(۱۲) الف) برپایی یک مدل انرژی برای چین به نام LEAP-LBNL^(۱۳) براساس تقاضای انرژی مصرف نهایی و کاهش تلفات انتقال در حداکثر آن

ب) ایجاد چارچوب حسابداری LEAP در سال ۲۰۰۵ ج) به روزسانی سناریوی پایه برای انعکاس اهداف خروجی بخش صنعت

ه) کاهش سریع شدت انرژی در زیربخش‌های صنایع سیاست‌های آتی چین برای مدیریت مصرف و کاهش شدت انرژی

۲۰۰۱ نرخ رشد مصرف انرژی چین سریع‌تر از نرخ رشد اقتصادی آن بوده لذا دستیابی به اهداف تعیین شده دشوار به نظر می‌رسد. (۱۲) طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۵ تولید ناخالص داخلی چین ۹/۹ درصد رشد داشته است. طبق برنامه توسعه چین، طی سال‌های ۲۰۰۵-۲۰۱۰ میزان تولید ناخالص داخلی می‌بایست ۷/۵ درصد افزایش یابد و با توجه به هدف‌گذاری مذکور متوسط نرخ رشد مصرف انرژی طی دوره ۲۰۰۵-۲۰۱۰ نباید از ۲/۸ درصد فراتر رود. (۱۳) در نمودار (۹) پیش‌بینی مصرف انرژی چین تا سال ۲۰۱۰ در دو حالت ادامه روند موجود و مصرف مدیریت شده نشان داده شده است.

در حالت ادامه روند موجود فرض شده است که کشش انرژی تولید ناخالص داخلی معادل یک باشد و رشد میزان مصرف انرژی معادل رشد ۷/۵ درصدی هدف‌گذاری شده GDP گردد. اما در حالت دوم میزان مصرف انرژی با توجه به کاهش شدت انرژی هدف‌گذاری شده تنها ۲/۸ درصد رشد می‌یابد.

جدول ۳: پیش‌بینی جمعیت، GDP و GDP سرانه چین تا سال ۲۰۱۰

شرح	واحد	سال ۲۰۰۰	سال ۲۰۰۵	سال ۲۰۱۰	نرخ رشد	وضعیت ژاپن در سال ۲۰۰۵
جمعیت	میلیارد نفر	۱/۲۶۹	۱/۳۱۱	۱/۳۶۵	۰/۸	۰/۱۲۷
GDP	میلیارد دلار	۱۰۸۰	۱۶۷۶	۲۴۰۶	۷/۵	۵۶۸۴
GDP سرانه	دلار برای هر نفر در سال	۸۵۱	۱۲۷۸	۱۷۱۴	۶	۳۳۸۱۹

ماخذ: IEA (۲۰۰۶) IEJ (۲۰۰۶)

جدول ۴: پیش‌بینی میزان مصرف، نرخ رشد تقاضا و صرفه‌جویی تجمعی انرژی در سناریوهای مختلف

سناریو	متوسط نرخ رشد تقاضای انرژی	پیش‌بینی مصرف انرژی ۲۰۱۰ (MTCE)	صرفه‌جویی انرژی تجمعی (MTCE)
(رویکرد نهاجمی) تحقق اهداف سال ۲۰۲۰ بخش صنعت در سال ۲۰۱۰	۳/۸	۲۶۷۷	۵۲۳
(سناریو پایه) کاهش شدت انرژی سال ۲۰۱۰ به میزان ۲۰ درصد شدت انرژی سال ۲۰۰۵	۲/۸	۲۵۵۲	۶۴۸

ماخذ: IEA (۲۰۰۶) IEI (۲۰۰۶)

حاکمی از آثار اجرای سیاست‌های قیمتی و غیرقیمتی بهینه‌سازی مصرف انرژی طی دوره ۱۹۹۰-۲۰۰۶ بوده است. مصرف انرژی در کشور ترکیه بصورت تدریجی در طی ۲۰ سال گذشته افزایش یافته است. طبق برنامه‌ریزی انجام شده، مصرف نهایی انرژی در کشور ترکیه در سال ۲۰۱۰ به ۱۷۱ میلیون تن معادل نفت و در سال ۲۰۲۰ به ۲۹۸ خواهد رسید. سرانه مصرف انرژی از ۱۲۱۳ کیلوگرم معادل نفت خام در سال ۱۹۹۹ بطور مداوم افزایش یافته و در سال ۲۰۲۰ به ۳۶۴۹ کیلوگرم معادل نفت خام خواهد رسید. تفکیک مصارف انرژی در بخش‌های مصرف‌کننده انرژی به صورت نمودار (۱۱) است. راهبردهایی که این کشور مورد توجه قرار داده است به شرح ذیل می‌باشد:

- گسترش همکاری‌های بین‌المللی در حوزه مدیریت تقاضای انرژی:

براساس چشم‌انداز پیش‌بینی شده به شرح زیر است:^(۱۶)

الف) تعریف سیاست‌های اقتصاد خرد براساس هدف‌گذاری کارایی شدت انرژی

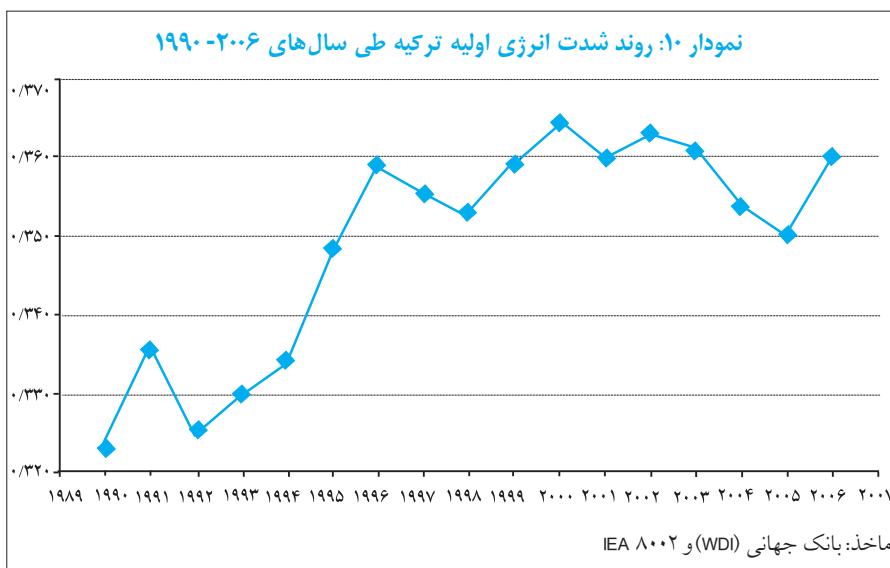
ب) عرضه خدمات انرژی منطقه‌ای و یارانه‌های مستقیم مرتبط با تحقق اهداف صنعتی

ج) افزایش اعمال سخت‌گیرانه از طریق وضع قوانین در ارتباط با استانداردهای وضع شده انرژی در کلیه بخش‌های اقتصادی

د) سرمایه‌گذاری‌های مستقیم در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده انرژی در ارتباط با جایگزینی سایر حامل‌های انرژی با صرفه اقتصادی

ه) بازرنگری در قیمت‌های انرژی برای انعکاس بهتر هزینه‌ها و مالیات‌ها در ارتباط با سیاست‌های فوق

۳-۴- ترکیه



بررسی روند شدت مصرف انرژی در ترکیه طی دوره زمانی ۱۹۹۰-۲۰۰۶ در مجموع روند رشد با نرخ کاهنده داشته است. بطوری‌که این شاخص از ۰/۳۲ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP به ۰/۳۶ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP در سال ۲۰۰۶ رسید و به طور متوسط سالانه ۰/۸ درصد رشد داشته است. (۱۷)

همانگونه که در نمودار (۱۰) نشان داده شده، روند شدت انرژی ترکیه

- به منظور ترویج فرهنگ صرفه جویی انرژی هر سال تقویم های دارای مطالب صرفه جویی انرژی با حمایت بخش خصوصی چاپ شده و در جامعه توزیع می شود.

- تهیه و نمایش فیلم های آموزشی و اطلاعاتی با هدف آگاه سازی عمومی از اهمیت صرفه جویی انرژی

مقررات مدیریت انرژی در صنعت

با توجه به این که صرفه جویی انرژی بدون همکاری کارخانجات صنعتی غیرممکن است، مقررات مختلفی در زمینه مدیریت انرژی توسط دولت تدوین و به صنایع ابلاغ شده است. این مقررات شامل سه موضوع سیستم مدیریت انرژی، افزایش بازده انرژی و دوره های آموزش مدیریت انرژی است. بر طبق این مقررات که در تاریخ ۱۱ اکتبر ۱۹۹۵ در نشریه دولتی شماره ۲۲۴۶۰ به چاپ رسید، بنگاه های صنعتی که مصرف سالیانه انرژی آن ها بیش از ۲۰۰۰ تن معادل نفت خام است، لازم است سیستم مدیریت انرژی در واحدهای تولیدی خود ایجاد کنند. همچنین موارد زیر باید در اجرای این مقررات ملحوظ شود.

در دوره زمانی معین، کارخانجات باید ممیزی انرژی مقدماتی را انجام داده باشند و یا برنامه مدونی برای آن به دولت ارائه نمایند.

برای ارزیابی مصرف انرژی در صنعت، مسئولین کارخانه باید دستگاه های پایش و اندازه گیری مصرف انرژی مورد نیاز را خریداری و نصب نمایند. سپس پایش اطلاعات مصرف انرژی به صورت ماهیانه در قالب مصرف ویژه انرژی گزارش شود.

این مقررات بوسیله MENR مدیریت خواهد شد. مسئولین کارخانه برای پایبندی به این مقررات پاسخگو خواهند بود.

بر طبق مقررات سیستم مدیریت انرژی، بنگاه های صنعتی سازندگان تجهیزات صنعتی، لازم است برای افزایش بازده انرژی نسبت به انجام موارد زیر اقدام نمایند.

- بهینه کردن سیستم های احتراق سوخت

- ترکیه از همکاری نهادهای بین المللی در زمینه مدیریت انرژی استفاده نموده است. عمده این فعالیت ها بصورت زیر است:

- آغاز فعالیت مطالعات مدیریت انرژی با اجرای یک پروژه توسط برنامه عمران ملل متحد (UNDP)

- تعیین تقاضای انرژی بخش صنعت ترکیه توسط بانک جهانی در طی سال های ۱۹۹۰-۹۱

- در این پروژه راهکارهای بهبود ساختار و ظرفیت بخش صنعت برای فعالیت های صرفه جویی انرژی مورد بررسی و مطالعه قرار گرفت.

- انجام مطالعات مربوط به صرفه جویی انرژی در بخش صنعت در چارچوب همکاری با مرکز صرفه جویی انرژی (JICA).

در این پروژه مطالعات صرفه جویی انرژی در صنایع آهن و فولاد، نساجی، نفت، شوینده ها و تولید آجر انجام شد.

تشکیل کمیته صرفه جویی انرژی:

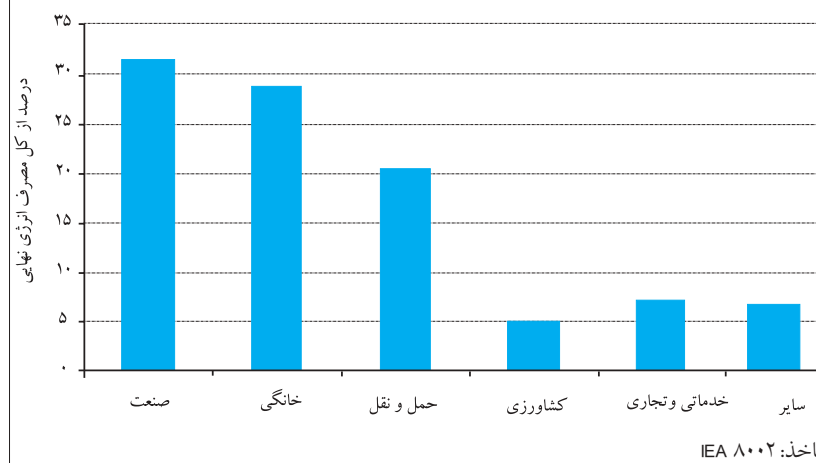
کمیته صرفه جویی انرژی، به دستور نخست وزیر در ۹ آوریل ۱۹۸۱ با هدف آگاه سازی عمومی از اهمیت صرفه جویی انرژی تشکیل شد این کمیته همکاری مستقیم با وزارت انرژی و منابع طبیعی (MENR) دارد. عمده فعالیت های آن به شرح زیر است:

- اعلام هفته اول ژانویه هر سال بعنوان هفته صرفه جویی انرژی

- در این هفته میزگردها، سمینارها و نمایشگاه های صرفه جویی انرژی برگزار می شود.

- چاپ و توزیع تقویم های سالیانه با موضوع اهمیت صرفه جویی انرژی

نمودار ۱۱: سهم بخش های مختلف از مصرف انرژی ترکیه در سال ۲۰۰۶



جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

روند توسعه اقتصادی جوامع مختلف همواره رابطه تنگاتنگی با تحولات بازار انرژی داشته است. به عنوان نمونه بحران انرژی دهه هفتاد که بارکود اقتصادی کشورهای OECD نیز همراه بود، موجب شد انرژی جایگاه حیاتی در عرصه اقتصاد بین‌الملل پیدا کند. در پی این بحران، مدیریت تقاضای انرژی به یکی از مهم‌ترین دغدغه‌های اقتصادهای در حال توسعه و تازه صنعتی شده مبدل شد و روند نزولی شدت انرژی جهان طی دهه‌های اخیر بیانگر اهتمام جدی جوامع مختلف بویژه کشورهای صنعتی به برنامه‌ریزی و مدیریت تقاضای انرژی می‌باشد. مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که به تدریج با افزایش سطح توسعه اقتصادی، از میزان شدت انرژی کاسته خواهد شد. طبق منحنی شدت انرژی با طی فرآیند توسعه اقتصادی و گذار از اقتصاد منابع پایه (اقتصادهای کمتر توسعه یافته) به اقتصاد دانش پایه مبتنی بر خدمات^(۹) (فراصنعتی) میزان شدت انرژی نخست روندی فزاینده و در خاتمه آهنگی کاهنده را طی می‌کند.

روند تغییرات شاخص شدت انرژی در جهان تابع میزان تقاضای انرژی و تولید ناخالص داخلی جهانی است. براساس آمارهای موجود طی سال‌های ۱۹۴۹-۲۰۰۶، میزان GDP واقعی جهان ۲۴/۷ و عرضه انرژی اولیه (TPES) ۱۵/۶ برابر شده است. به عبارت دیگر، میزان مصرف انرژی برای تولید یک واحد GDP در سال ۲۰۰۶ در حدود ۶۲ درصد سال ۱۹۴۹ می‌باشد. طی این دوره شاخص شدت انرژی از ۰/۴۹ به ۰/۳۱ تن معادل نفت خام برای هر هزار دلار GDP در سال ۲۰۰۶ کاهش یافته است.

طبق پیش‌بینی‌های به عمل آمده، میزان کاهش شدت انرژی تا ۲۰۲۰، در کشورهای تازه صنعتی شده و در حال توسعه بیشتر از کشورهای صنعتی خواهد بود که علت این امر وجود ظرفیت بالای کاهش مصرف انرژی در این کشورهاست.

بررسی سیاست‌ها و راهبردهای سه کشور مورد بررسی (چین، روسیه و ترکیه) از آنجا حائز اهمیت است که روسیه به عنوان یکی از بزرگترین دارندگان ذخایر هیدروکربوری جهان، در صدد مدیریت تقاضای داخلی و آزاد کردن منابع هیدروکربوری خود جهت افزایش صادرات و ایفای نقش مؤثر و سازنده در عرصه اقتصاد جهانی برآمده است. براساس آخرین مطالعات انجام شده، روسیه که در حال حاضر دهمین اقتصاد

- بهینه کردن سیستم‌های سرمایش و گرمایش
- انجام عایق‌کاری حرارتی به صورت مناسب و مطابق با استاندارد
- بازیافت حرارت‌های اتلافی
- افزایش راندمان سیکل کارنو
- استفاده از واحدهای تولید همزمان برق و حرارت
- نصب سیستم‌های کنترل اتوماتیک در نیروگاه‌ها
- کاهش انتشار آلاینده‌های محیط زیست
- بر طبق مقررات سیستم مدیریت انرژی که در تاریخ ۳ آگوست ۱۹۹۶ در نشریه دولتی شماره ۲۲۷۴۳ به چاپ رسید، یک دوره آموزشی توسط دانشگاه‌های مهندسی برای آموزش متقاضیان اخذ گواهینامه مدیریت انرژی صنعتی برگزار می‌شود. فارغ‌التحصیلان این دوره بعنوان مدیر انرژی در صنایع مشغول به کار خواهند شد.

تدوین قانون جامع مدیریت انرژی:

در حال حاضر قانون جامعی برای مدیریت انرژی در کشور ترکیه وجود ندارد. ولیکن مطالعات گسترده‌ای برای تهیه این قانون بوسیله MENR و NECC و با همکاری یک کمیته متشکل از نمایندگان بخش‌های عمومی، خصوصی و دانشگاه‌ها انجام شده است.

مرکز ملی صرفه‌جویی انرژی (NECC):

در دسامبر ۱۹۹۲ مرکز ملی صرفه‌جویی انرژی به پیشنهاد سازمان همکاری‌های بین‌المللی ژاپن (JICA) و بوسیله وزارت انرژی و منابع طبیعی ترکیه، در چارت سازمانی EIE ایجاد شد. هدف از تأسیس این مرکز توسعه فعالیت‌های صرفه‌جویی انرژی است. در چارچوب پروژه‌های پیشنهادی JICA و UNDP مرکز ملی صرفه‌جویی انرژی مطالعات صرفه‌جویی انرژی را ادامه داد. مطالعات انجام شده توسط مرکز ملی صرفه‌جویی انرژی بصورت زیر است:

- تحقیقات صرفه‌جویی انرژی
- دوره‌های مدیریت انرژی
- تحقیقات آماری صرفه‌جویی انرژی
- برنامه‌اتوبوس آموزش مدیریت انرژی
- آگاه‌سازی عمومی
- اهداف و سیاست‌های صرفه‌جویی انرژی^(۱۸)

- 9- World Bank Development Indicator (WDI), 2007
- 10- Berkeley National Laboratory ; "Achieving China's Target for Energy Intensity Reduction in 2010" ; Dec 2007.
- 11- Environment Energy Technologies Division ; " Trends in Energy Efficiency Investments in China and the US ", Jiang Lin, , June 2006.
- 12- Center for Energy and Environment Policy Research ; "Energy Prices and Energy Intensity in China: A Structural Decomposition Analysis and Econometrics Study " , Xiaoyu shi and Karen R.Polenske, May 2005;
- 13- Alexey M.Mastepanov ; "Energy Strategy of the Russian Federation to the Year 2020" ; 2005
- 14- International Energy Agency (IEA) ; " Enegy Policies of IEA Countries, Turkey ;2008

پی نوشت:

- ۱- سرپرست اداره تدوین برنامه کلان اداره کل برنامه ریزی استراتژیک معاونت برنامه ریزی وزارت نفت
- ۲- کارشناس اداره تدوین برنامه کلان اداره کل برنامه ریزی استراتژیک معاونت برنامه ریزی وزارت نفت
- ۳- Energy Intensity
- ۴- Energy Productivity
- ۵- به صورتی از انرژی که در معرض هیچگونه فرآیند تبدیل قرار نگرفته باشد، نظیر نفت خام استخراج شده از میادین نفتی و یا گاز طبیعی غنی بدست آمده از میادین گازی، «انرژی اولیه» می گویند. عرضه انرژی اولیه به کل انرژی عرضه شده در داخل کشور اطلاق می شود و بدین ترتیب شامل میزان نفت خام، گاز طبیعی، زغال سنگ و سایر انواع انرژی اولیه صادراتی نمی گردد. در عین حال کل واردات انواع انرژی های اولیه را نیز در بر می گیرد. به عبارتی دیگر، کل عرضه انرژی اولیه (TPES) شامل کل تولید و واردات منابع هیدروکربوری، تولید انرژی های آبی و تجدید پذیر و واردات برق، تولید بیوماس و تولید و واردات زغال سنگ می باشد که پس از کسر صادرات نفت خام، مایعات و میعانات گازی، فرآورده های نفتی، برق، گاز طبیعی، زغال سنگ و سوخت کشتی های بین المللی، بدست می آید. در بسیاری از بررسی های انجام شده و آمارهای ارائه شده از سوی مراکز معتبر جهانی نظیر بانک جهانی (WDI) و EIA (داره آمارهای انرژی آمریکا) از شاخص کل عرضه انرژی اولیه (TPES) برای محاسبه شدت انرژی استفاده می شود که نسبت بدست آمده از تقسیم عرضه انرژی اولیه بر تولید ناخالص داخلی را «شدت انرژی اولیه» می نامند.
- ۶- بانک جهانی (WDI) و ۲۰۰۸ IEA
- ۷- بانک جهانی (WDI) و ۲۰۰۸ IEA
- ۸- بانک جهانی (WDI) و ۲۰۰۸ IEA
- ۹- IEA , ۲۰۰۸
- ۱۰- IEA , ۲۰۰۸
- ۱۱- Achieving China's Target for Energy Intensity Reduction in ۲۰۱۰, ۲۰۰۶
- ۱۲- Energy Prices and Energy Intensity in China: ۲۰۰۵
- ۱۳- Achieving China's Target for Energy Intensity Reduction in ۲۰۱۰, ۲۰۰۶
- ۱۴- Achieving China's Target for Energy Intensity Reduction in ۲۰۱۰, ۲۰۰۶
- ۱۵- Long -Run Energy Alternative Planning
- ۱۶- Achieving China's Target for Energy Intensity Reduction in ۲۰۱۰, ۲۰۰۶
- ۱۷- IEA , ۲۰۰۸
- ۱۸- IEA : " Enegy Policies of IEA Countries , Turkey : ۲۰۰۵
- ۱۹- Knowledge-based Service Economy

بزرگ جهان می باشد، با پیشی گرفتن از آلمان، فرانسه، انگلستان و ایتالیا در سال ۲۰۵۰ به رتبه ششم جهان دست خواهد یافت. تدوین چشم انداز، اهداف و راهبردهای مدیریت شدت انرژی و برنامه ریزی های گسترده مربوطه در کنار اجرای موفقیت آمیز سیاست های اتخاذ شده تاکنون نشان از عزم جدی این کشور برای تحقق ایفای نقش تعیین کننده در اقتصاد جهان دارد. چین نیز به عنوان چهارمین اقتصاد بزرگ جهان در حال حاضر و دومین مصرف کننده نفت و گاز جهان و دومین قدرت اقتصادی در افق ۲۰۵۰ جهت ورود به جرگه اقتصادهای صنعتی و فراصنعتی نیاز مبرم به انرژی دارد و تدابیر ویژه را در این خصوص اندیشیده است.

در بعد منطقه ای نیز ترکیه به عنوان قدرت اول منطقه جنوب غرب آسیا و رقیب اصلی ایران در افق چشم انداز، ضمن برخورداری از تجربه موفق در مدیریت انرژی طی سال های گذشته، برنامه های گسترده ای در این خصوص تدوین نموده و در صدد ایفای نقش مؤثر در عرصه منطقه ای و جهانی از طریق الحاق به اتحادیه اروپا و حضور در گروه ۲۰ و حضور در محافل بین المللی می باشد.

با توجه به روند نامناسب رشد شدت انرژی در کشور که بی شک ادامه آن در افق چشم انداز، ایران را به واردکننده انرژی مبدل خواهد ساخت، اتخاذ تدابیر جدی برای تدوین برنامه بلندمدت انرژی کشور با تأکید ویژه بر مدیریت تقاضای انرژی از طریق فعال نمودن هر چه سریعتر شورای عالی انرژی و تدوین دیپلماسی خارجی انرژی کشور و توجه ویژه به این امر در برنامه پنجم توسعه از اهمیت حیاتی برخوردار است.

منابع و مأخذ:

- ۱- ترکان، اکبر؛ «بررسی روند شدت انرژی در ایران و جهان»، معاونت برنامه ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، مهرماه ۱۳۸۶
- ۲- مقدم، محمدرضا؛ «اصلاح سبد انرژی ایران تا سال ۱۴۰۰»، انتشارات نگاه شرقی سبز، تهران، ۱۳۸۳.
- ۳- قاسمیان، سلیمان؛ «چشم انداز اقتصاد جهان در افق ۲۰۵۰»، دفتر مطالعات اقتصادی مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، اسفند ماه ۱۳۸۷
- ۴- ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۶، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۷
- 5- Annual Statistical Bulletin of OPEC 2006 Annual Statistical Bulletin, OPEC Secertariat, Vienna.
- 6- BP,2008 ,BP Statistical Review of World Energy 2007.
- 7- EIA (Energy Information Administartion, US Department of energy), International Energy Outlook 2007. Available at www.eia.doe.gov.
- 8- WEC, Energy efficieny policies and indicators, a report by the World Energy Council, October 2001, London, United Kingdom.

معرفی کوتاهی از نیروگاه جذر و مد «سیوا»



بیشترین مزایای قابل توجه در این نیروگاه‌ها نداشتن آلودگی زیست محیطی است. همانند دیگر ذخایر قابل تجدید انرژی، جذر و مد جایگزین سوخت فسیلی شده و CO₂ را در اتمسفر کاهش می‌دهد.

مزایا و هزینه‌ها:

در حالی که نیروگاه‌های هیدروالکتریک در ساعت‌های مقرر به کار گرفته می‌شوند، نیروگاه‌های جذر و مد تنها در ساعات‌های خاصی از روز می‌توانند الکتریسیته تولید کنند. هزینه سیستم‌های جذر و مد بسته به خصوصیات زیست محیطی و جغرافیایی و زمین‌شناسی محل تغییر می‌کند. طبق مطالعات به عمل آمده هزینه‌های گزاف و زمان‌های طولانی که باید صرف ساخت شود، از به اجرا در آمدن طرح‌های عظیم در این زمینه جلوگیری می‌کند.

تنها نیروگاه‌های جذر و مدی عظیم که سرمایه‌گذاری کلانی را می‌طلبند، اقتصادی هستند. از عوامل عمده تأثیرگذاری بر روی هزینه‌ها در محل نیروگاه می‌توان به اندازه سدهای مورد نیاز و اختلاف ارتفاع سطح جذر و مد‌ها اشاره نمود. هر چند هزینه‌های ابتدایی یک نیروگاه جذر و مد در مقایسه با دیگر انواع نیروگاه‌ها نسبتاً بالاست، اما مزایایی شامل هزینه‌های عملیاتی و نگهداری پایین دارند و خصوصاً این که هیچ سوختی مورد نیاز نیست. تولید برق از جذر و مد مزایای اضافی

نیروگاه جذر و مد «سیوا» (sihwa) به عنوان بخشی از برنامه کشور کره جنوبی در جهت افزایش سهم انرژی تجدیدشونده در مصارف سوختی این کشور راه‌اندازی شد.

سیوا با تولید ۲۶۰ مگاوات، بزرگ‌ترین نیروگاه در نوع خود در جهان خواهد بود و برای منطقه دریاچه سیوا مزایای زیست محیطی زیادی را به ارمغان خواهد آورد. اقیانوس‌ها، ذخایر بالقوه عظیم انرژی مجانی و سازگار با محیط زیست هستند و ۹۷ درصد از منابع آبی را شامل می‌شوند و بیش از ۷۰ درصد سطح کره زمین را می‌پوشانند. جذر و مد توسط چرخش زمین در میدان جاذبه ماه و خورشید بوجود می‌آید. حرکتی که در اثر جاذبه بین این سیارات وجود دارد سبب بالا و پایین رفتن دوره‌ای سطح آب می‌شود. در بیشتر سواحل، جذر و مد‌ها دوبار در روز رفت و برگشت دارند و توسط نیروگاه جذر و مد می‌توان انرژی این حرکت را گرفت. یک نیروگاه جذر و مد می‌تواند بر روی یک دلتا، دهانه ورودی رودخانه به دریا و یا ساحل گسترانده شود، اما به روی دهانه ورودی رودخانه به دریا این انرژی راحت‌تر مهار می‌شود. بهترین محل‌ها برای نیروگاه‌های جذر و مد، جایی با بیشترین دسترسی به جذر و مد است و همچنین سدهایی که برای این منظور ساخته می‌شوند می‌توانند حفاظی را در مقابل طغیان‌های ساحلی بوجود آورند و از یورش موج‌های بلند جلوگیری کنند.

جایگاهی سالانه ۶۰ میلیارد تن از آب دریا بهبود بخشید. نیروگاه سیوا از ورود امواج هنگام مد، برق تولید می کند و از اختلاف سطوح بین آب دریا و دریاچه مصنوعی سود می برد. عمل تخلیه آبگیر توسط هشت دریچه جدید و وجود دریچه های اضافی انجام خواهد شد.

علاوه بر دلایل جانبی و فوریت پروژه نیروگاه جزر و مد سیوا، برنامه ریزی شده است تا این نیروگاه برای سال ۲۰۰۹ کامل شود. تیم پروژه یک تیم از متخصصان شرکت دوو، مهندسی سامان و Hydro Va Tech مسائل اقتصادی را محاسبه کردند و نهایتاً با امضاء اسناد قرارداد به نتیجه رسیدند. نیروگاه سیوا باب جدیدی را در توسعه انرژی قابل تجدید محلی در کره جنوبی گشوده است. این نیروگاه واردات نفت را تقریباً ۸۶۰ هزار بشکه کاهش خواهد داد.

نیروگاه های جزر و مد در اوایل دهه ۱۹۹۰ به وجود آمدند در آن زمان تنها یک مسیر جزر و مد مورد استفاده بود. ماشین های جزر و مد اولین بار در قرن ۱۸ میلادی ساخته شد و با ماشین های باد و چرخ های آبی رقابت شدیدی داشتند. ماشین های جزر و مدی با ورود موتورهای بخار ارزان از صحنه بیرون رفتند و تنها تعداد کمی در نواحی دور دست باقی ماندند. مهم ترین آن ها عبارتند از: لورانس (LARANSE) اولین و بزرگترین نیروگاه با کارایی ۲۴۰ مگاوات برای تولید اقتصادی بروی دهانه ورودی در شمال غربی فرانسه که بین سال های ۱۹۶۷-۱۹۶۱ ساخته شد و یک سد ۷۵ متری (شامل دریچه ها، موتورخانه های، سد متحرک و خاکریز) به یک آبگیر ۱۷ کیلومتر مربع را محصور کرد.

آنابولیس (Anapolis) دومین نیروگاه جزر و مد اقتصادی که در نیم کره غربی به کار گرفته شد. یک نیروگاه ۱۸ مگاواتی در آنابولیس رویال در ساحل نواسکاتیا در ساحل «فاندی» در کانادا است که در سال ۱۹۸۴ ساخته شد. این پروژه از یک سد کنترل شار با یک توربین استافلو با ضخامت ۷/۵ متر استفاده می کند.

بقیه نیروگاه ها شامل واحد آزمایشی ۴۰۰ کیلووات در «کیسلایا» در ۱۹۶۸ در روسیه بر روی دریای «برنت» ساخته شد و نیروگاه «جیانکسیا» در چین که بین سال های ۱۹۸۰ و ۱۹۸۶ ساخته شده است. از لحاظ فنی، در اروپا منابع جزر و مدی فراوانی خصوصاً در بریتانیای کبیر در دسترس است. محلی در دهانه سورن در جنوب غربی انگلستان، توانایی بالقوه ۸ گیگاوات را دارا است و در چندین زمینه مورد مطالعه قرار گرفته است. همچنین پتانسیل زیادی در جنوب فرانسه وجود دارد. در شبه جزیره «کوتنیتن» در «نورماندی» محل های دیگری که پتانسیل دارند وجود دارند، در آرانتین، شیلی، استرالیا، کانادا، چین، هند، کره و روسیه با محدوده جزر و مدی بین ۴/۵ و ۱۷/۵ متر محل هایی وجود دارند که البته از مرکز تقاضا دور هستند.

دیگر هم دارد که عبارتند از فراهم کردن امکان حمل و نقل بر روی دهانه های ورودی رودخانه به دریا و کاهش گازهای گلخانه ای توسط جایگزینی توان حاصله پاک به جای سوخت های فسیلی.

پروژه ۲۵۰ میلیون دلاری «سیوا» در نوع خود اولین محسوب می شود و انتظار می رود در جهت بهبود کیفیت آب دریاچه سیوا هم نقش خوبی را ایفا کند. دیگر مزایایی که این پروژه برای کره به همراه خواهد آورد شامل اکوسیستم و کیفیت آب قابل استرداد دریاچه سیوا، فعال سازی اقتصادی محلی، ایجاد جاذبه های توریستی، کاهش واردات مواد نفتی و کاهش آلودگی است.

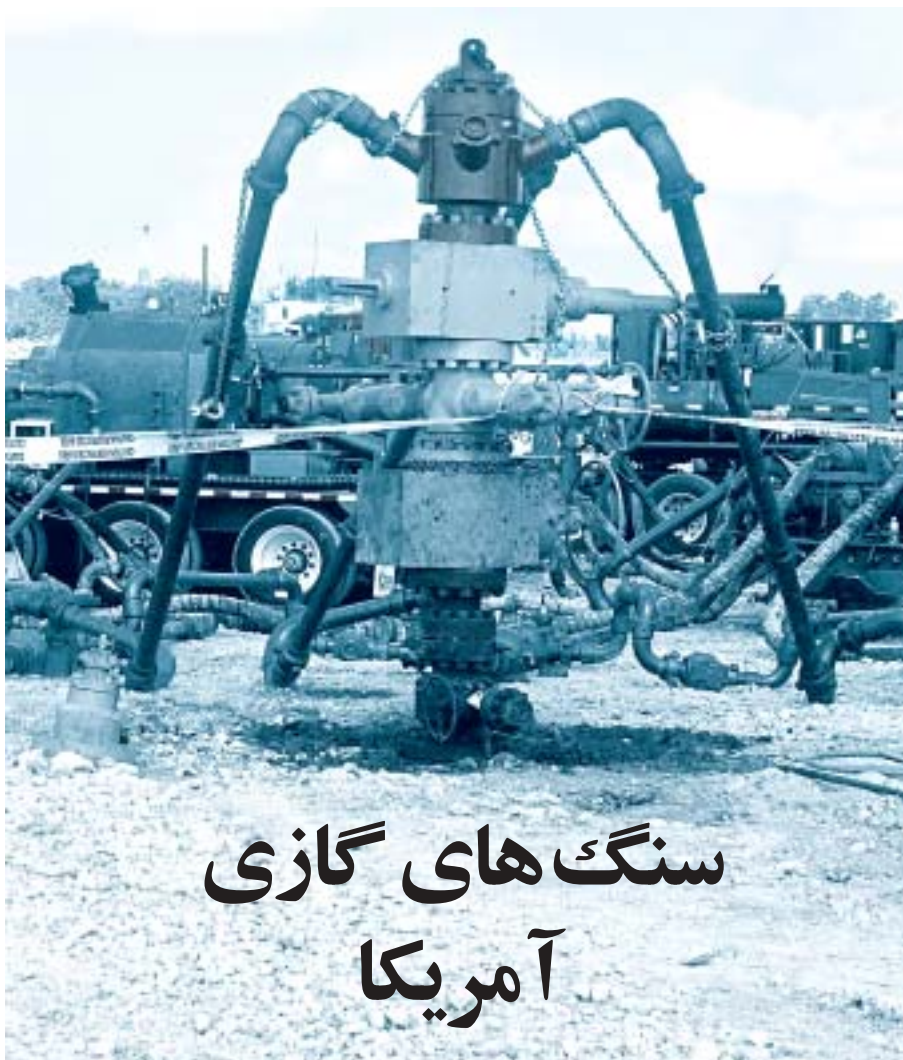
کره برای منابع انرژی دیگر خود برنامه ریزی می کند و قصد افزایش سهم انرژی های دیگر را در ترکیب سوختی اش از ۷۴ درصد به ۵ درصد تا سال ۲۰۱۱، دارد. کره روزانه ۲/۵ میلیون بشکه نفت وارد می کند. هدف اصلی این کشور پروژه های باد و خورشید جهت استفاده بیشتر از انرژی های قابل تجدید است.

دریاچه سیوا در نیمه غربی شبه جزیره کره در ایالات جیونگی Gyeonggi واقع شده است دریای غربی را توسط سد تافاصله ۴ کیلومتر از شهر سیونگ (Siheung) مرزبندی کرده است. این دریاچه در سال ۱۹۹۴ برای تأمین آب کشاورزی منطقه و برای توسعه زمین های کشاورزی، صنعتی نزدیک شهرهای و تأمین آب آبیاری آن ها از طریق ساخت یک سد، بنا شد. در کنار ساخت دریاچه ای با وسعت ۵۶/۵ کیلومتری یکی از بزرگترین دریاچه های دارای جزر و مد در جهان پدید آمد. با توجه به افزایش سریع جمعیت و نفوذ فاضلاب های صنعتی از کارخانه های اطراف، کیفیت آب دریاچه سیوا سال های پس از ساخت سد بدتر می شد. و راهی به جز باز کردن دریاچه نماند. سد بر روی شارش ورودی به دریاچه گشوده خواهد شد و نیروگاه جزر و مد برای استفاده از انرژی جزر و مد ها ساخته خواهد شد.

طراحی نیروگاه:

نیروگاه جزر و مد مانند یک سیستم تولید شارش سیلابی طراحی شده است. سیستم های تولید، توان را از آمد و رفت امواج از دریا به آبگیر (پشت سد) تولید می کنند. هنگام مد آب به داخل توربین ها تولید الکتریسیته وارد می شود دریاچه های جداگانه که در کنار توربین ها تعبیه شده اند هنگام حالت برگشت باز می شوند. هنگام جزر، دریاچه ها بالا می روند و آب خارج می شود. در حالت افول و برگشت آب انرژی تولید نمی شود.

پروژه نیروگاه سیوا در نوع خودش در کره اولین است. چنین برنامه ریزی شده است که سد ساخته شده برای گردش و تبادل آب بین دریاچه و آب دریا باز شود. این نیروگاه، وضعیت دریاچه را با



سنگ‌های گازی آمریکا

سعید خوشرو

نگرانی‌های زیست محیطی، برخلاف نیروگاه‌های ذغال سنگ سوز و هسته‌ای، رشد نیروگاه‌های مبتنی بر گاز طبیعی ادامه یابد.

هرچند که رشد تقاضای گاز طبیعی آمریکا زیاد بوده اما از رشد ۸ درصدی تولید گاز طبیعی کمتر بوده است. افزایش تولید از سنگ‌های گازی (gas shale) عامل اصلی رشد تولید گاز طبیعی به شمار می‌آید. براساس گزارش‌های اداره اطلاعات انرژی آمریکا، ذخایر قابل برداشت «سنگ‌گازی» آمریکا ۳/۶ تریلیون متر مکعب برآورد می‌شود. البته برخی از منابع غیررسمی این ذخایر را ۲۴ تریلیون متر مکعب گزارش می‌کنند که برای تأمین مصرف کنونی آمریکا به مدت ۴۰ سال کافی خواهد بود. میزان تولید از هشت میدان بزرگ «سنگ‌گازی» بیش از ۶۸ میلیارد متر مکعب در سال برآورد می‌شود که پاسخگوی ۱۰/۵ درصد از تقاضای داخلی است. امکان افزایش تولید به ۱۵۰ میلیارد متر مکعب در سال، ظرف مدت سه سال وجود دارد. این در حالی است که تا چند سال قبل مقدار بسیار کمی گاز از «سنگ‌های گازی» تولید می‌شد و با پیشرفت فناوری‌های جدید امکان تولید از اینگونه ذخایر افزایش یافت.

تولید گاز طبیعی آمریکا به سبب افزایش شدید در توسعه ذخایر غیرمتعارف گاز طبیعی نظیر gas shale رشد چشمگیری یافته است. تولید از ذخایر متعارف گاز طبیعی روبه کاهش گذارده است و در واقع آمریکا محصول توسعه ذخایر غیرمتعارف خود را در می‌کند. این در حالی است که در دیگر نقاط جهان هنوز امکان بکارگیری این صنعت نوپا محل تردید است.

گاز طبیعی روزه به روز در سبد مصرف انرژی آمریکا اهمیت بیشتری می‌یابد. مصرف گاز طبیعی آمریکا در سال جاری در قیاس با سال قبل ۵/۵ درصد افزایش یافته است و انتظار می‌رود که کل تقاضای آن در سال جاری به ۶۵۵ میلیارد متر مکعب برسد. ۹۰ درصد از نیروگاه‌هایی که از سال ۱۹۹۸ تاکنون ساخته شده‌اند، گازسوز هستند و بخش عمده‌ای از برق مصرفی در ایالت‌هایی نظیر کالیفرنیا و تگزاس از نیروگاه‌های گازسوز تأمین می‌شود. احتمال می‌رود که به سبب

سنگ‌های گازی در آمریکا



متر مکعب برآورد می‌شود. برآوردهای خوشبینانه‌تری نیز وجود دارد که این ذخایر را بیش از ۷ تریلیون متر مکعب اعلام می‌کند. هرچند که دقت و صحت آن‌ها محل تردید است. در حال حاضر تولید از میدان «هینسویل» ۲۶۰ میلیون متر مکعب در سال گزارش می‌شود. در عین حال در پنج سال گذشته به سبب نبود زیرساخت‌های لازم در منطقه، آمار مشخصی در باره تولید از میدان «مارکولوس» گزارش نشده است. در اروپا نیز در خصوص «سنگ‌های گازی» تحقیق و پژوهش‌هایی در دست انجام است. گفته می‌شود که در اروپا نیز سنگ‌های گازی به اندازه آمریکا وجود دارد اما هنوز هیچ برآورد مشخصی از توان تولید بالقوه از آن‌ها رایج نشده است. مرکز تحقیقات زمین‌شناسی آلمان، برای ارزیابی میزان ذخایر سنگ‌های گازی در اروپا، یک طرح مطالعاتی ۶ ساله را در دستور کار قرار داده است که از ابتدای سال آینده آغاز خواهد شد. شرکت اطریشی «اوم‌وی» نیز، در میدان «وین» مقداری از اینگونه ذخایر را کشف کرده است که در قیاس با ذخایر «بارنت» در اعماق پایین‌تری قرار گرفته است لذا هزینه استخراج آن بیشتر است. شرکت‌های دیگری نیز به انجام عملیات اکتشافی در اروپا مبادرت ورزیده‌اند. از این میان می‌توان به شرکت «رویال داچ شل» اشاره کرد که در جنوب سوئد به اکتشاف پرداخته است.

آینده تولید گاز از سنگ‌های گازی در آمریکا درخشان است و با ادامه یافتن پیشرفت‌های فنی، استخراج گاز به این شیوه، آسان‌تر و ارزاتر خواهد شد. مادامی که قیمت‌های نفت بالا و نگرانی‌های مربوط به استفاده از سوخت‌های فسیلی آلاینده برقرار باشد، افزایش اکتشاف و تولید گاز طبیعی در اولویت قرار خواهد داشت. البته احتمال دارد که در کوتاه مدت تا میان مدت، تولید از سنگ‌های گازی با نوساناتی همراه باشد. نبود زیرساخت‌های کافی در بعضی از مناطق و احتمال کاهش قیمت گاز طبیعی از جمله عواملی است که ممکن است اجرای برخی از پروژه‌های مربوطه را به تعویق بیندازد.

فناوری شکستن هیدرولیکی (Fracturing)

(Hydraulic) امکان بهره‌برداری از «سنگ‌های گازی» را برای آمریکا فراهم آورد. این گونه ذخایر، سنگ‌های نفوذ ناپذیر و در عین حال پراز خلل و فرج است که از مقادیر فراوانی مواد اورگانیک تشکیل شده‌اند. این سنگ‌ها به مثابه منبع گاز طبیعی عمل می‌کنند اما با حفاری معمولی نمی‌توان گاز طبیعی را از آن استخراج کرد. با روش شکستن هیدرولیکی، نفوذپذیری سنگ را افزایش داده و مقدار فراوانی آب را به درون آن نفوذ می‌دهند. به این ترتیب سنگ را شکافته و امکان خروج گاز طبیعی از آن را فراهم می‌آورند.

افزون بر ارتقاء فناوری، افزایش قیمت گاز طبیعی

نیز یکی از عوامل تأثیرگذار بر افزایش تولید گاز طبیعی از روش یادشده به شمار می‌آید. براساس برآوردهای انجام شده، برای سودآور بودن استفاده از این فناوری، قیمت گاز طبیعی می‌بایست ۷ تا ۹ دلار در میلیون بی‌تی‌یو باشد. البته بعضی از کارشناسان این مبلغ را تا ۱۱ دلار برآورد می‌کنند. کافی نبودن زیرساخت‌هایی نظیر خط لوله، یکی دیگر از عوامل افزایش تولید گاز طبیعی از «سنگ‌های گازی» به شمار می‌آید. کمبود نیروی کار ماهر و دکل‌های حفاری را نیز می‌توان به مجموعه عوامل یاد شده اضافه کرد.

بهره‌برداری از سنگ‌های گازی «بارنت» در شمال تگزاس، نخستین تجربه از این دست بوده است. شرکت «مپچل انرژی» که در توسعه منابع غیرمتعارف پیشرو بوده است، در سال ۱۹۸۱، یک چاه را در منطقه یادشده حفاری کرد اما تا سال ۱۹۹۷ که فناوری شکستن هیدرولیکی معرفی شد، استفاده از این منابع در عمل انجام نگرفت. در سال ۲۰۰۲ فناوری حفاری افقی نیز مورد استفاده قرار گرفت و به بهره‌برداری از صخره گازی «بارنت» سرعت بخشید. چهار سال بعد، تولید به چهار برابر افزایش یافت و سرانجام به ۳۷/۲ میلیارد متر مکعب در سال رسید که ۶ درصد از کل تولید گاز آمریکا را تشکیل می‌دهد.

سنگ‌های گازی در صخره‌های «فایتویل» در «آرکانزاس» یکی دیگر از منابع مهم است که در حال حاضر سالانه ۵/۴ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی از آن تولید می‌شود. امکان بهره‌برداری سالانه ۱۱ میلیارد متر مکعب از این صخره گازی دور از دسترس نیست. اگرچه تولید از این میدان در قیاس با «بارنت» ناچیز است اما ذخایر آن برابر با ذخایر شمال تگزاس و معادل ۷۴۰ میلیارد متر مکعب برآورد می‌شود. صخره گازی «وودفورد»، واقع در آرکانزاس، سومین ذخایر مهم از نوع سنگ‌های گازی است. سنگ‌های گازی «مارکولوس» در «پنسیلوانیا» و «ویرجینیای غربی» و سنگ‌های گازی «هینسویل» در شمال «لوئیزیانا» و شرق تگزاس، دو مخزن بزرگ دیگر هستند که نقش عمده‌ای را در افزایش تولید ایفا می‌کنند. ذخایر قابل برداشت هر یک از آن‌ها یک تریلیون



پالایشگاه‌ها و ظرفیت پالایشی جهان در سال ۲۰۰۸

(بر اساس آخرین آمار
منتشر شده در
نشریه هفتگی oilgas)

امور اوپک و روابط با مجامع انرژی اداره بررسی‌های بازار
ترجمه و تنظیم: علی اکبر دیزج خلیلی

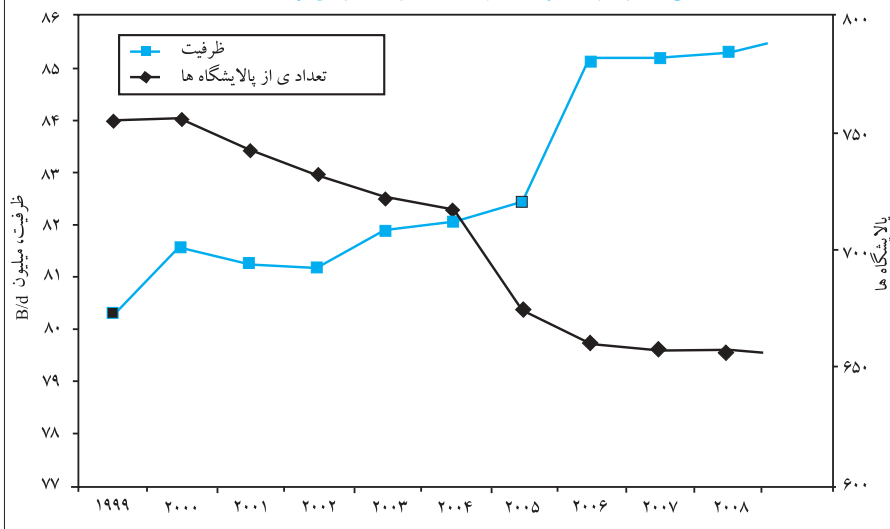
پالایشگاه‌ها و ظرفیت‌های پالایشی جهان در سال ۲۰۰۸

در سال ۲۰۰۸، در ادامه روند سال ۲۰۰۷، ظرفیت واحدهای تقطیر باز هم افزایش یافت، ولی تعداد پالایشگاه‌های فعال در سطح جهان با کاهش دو پالایشگاه، نسبت به سال‌های ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷ به ۶۵۵ واحد تغییر کرد. در سال ۲۰۰۷، ظرفیت پالایشی جهان ۸۵ میلیون بشکه در روز بود ولی در سال ۲۰۰۸ با ۳۰۰ هزار به ۸۵ میلیون بشکه در روز افزایش به ۸۵/۶۰۳ میلیون بشکه در روز رسید. در سال ۲۰۰۸، رشد ظرفیت پالایشی جهان بیشتر از سال‌های ۲۰۰۶ (۵۲ هزار بشکه) و ۲۰۰۷ (۱۳۰ هزار بشکه) دلیل عمده این افزایش را می‌توان به سودهای پالایشی بالا در اوایل سال نسبت داد. همان‌طور که در شکل شماره (۱) نشان داده شده است از سال ۲۰۰۰ تاکنون روند تغییر ظرفیت پالایشی و تعداد پالایشگاه‌های جهان کاملاً برخلاف یکدیگر بوده‌اند. یعنی در حالی که ظرفیت پالایشی جهان در حال

افزایش بوده ولی در مقابل تعداد پالایشگاه‌ها رو به کاهش بوده است و این تغییر از سال ۲۰۰۴ به بعد شدیدتر نیز شده است. در سال ۲۰۰۸ فقط یک پالایشگاه جدید تأسیس شد ولی افزایش ظرفیت در پالایشگاه‌های در حال کار رخ داد. در ماه ژوئن ۲۰۰۸، شرکت Sinopec چین اقدام به راه‌اندازی یک پالایشگاه با ظرفیت ۲۰۰,۰۰۰ بشکه در روز نمود. بزرگترین افزایش ظرفیت در یکی از پالایشگاه‌های کشور کانادا با ۴۵ هزار بشکه در روز اتفاق افتاد. دیگر افزایش ظرفیت‌های پالایشگاهی در کره جنوبی، ژاپن، آمریکا و فرانسه رخ داد که ارقام افزایش آنها به ترتیب ۳۰، ۳۰، ۱۶ و ۲۷ هزار بشکه در روز بود.

جدول شماره (۱) نشان می‌دهد که در میان مناطق مختلف جهان، آسیا با ۲۶۸/۶۶۲ بشکه در روز افزایش، بیشترین افزایش ظرفیت پالایشی را در سال ۲۰۰۸ در میان دیگر مناطق داشته و پس از آن، غرب اروپا با ۳۳/۹۶۶ بشکه در روز افزایش ظرفیت داشته است.

شکل (۱): منحنی تغییر ظرفیت و تعداد پالایشگاههای جهان از سال ۱۹۹۹ تا سال ۲۰۰۸



از سوی دیگر، در سال ۲۰۰۸ ظرفیت پالایشی منطقه آمریکای شمالی نسبت به سال ۲۰۰۷ حدود ۷۵۰۰ بشکه در روز کاهش یافته است. این در حالی است که این منطقه در سال ۲۰۰۷ با ۱۰۳ هزار بشکه در روز افزایش ظرفیت نسبت به سال ۲۰۰۶ مواجه بود. در سال مورد بررسی، ظرفیت پالایشی در مناطق افریقا، شرق اروپا، خاورمیانه و آمریکای جنوبی تغییری نداشته است.

پراکندگی پالایشگاه‌ها و ظرفیت پالایشی در سطح جهان:

را که ۲۲/۴۸ میلیون بشکه در روز است، به خود اختصاص داده است. این منطقه به دلیل افزایش ظرفیت پالایشگاه Sinopec و دیگر پالایشگاه‌های آسیایی، بیشترین افزایش ظرفیت پالایشی را در میان دیگر مناطق جهان داشته است. این در حالی است که آمریکای شمالی با ۱۵۴ پالایشگاه و ۲۰/۹۴۹ میلیون بشکه در روز، ظرفیت پالایشی، ۲۴ درصد از ظرفیت پالایش نفت خام جهان را در اختیار دارد.

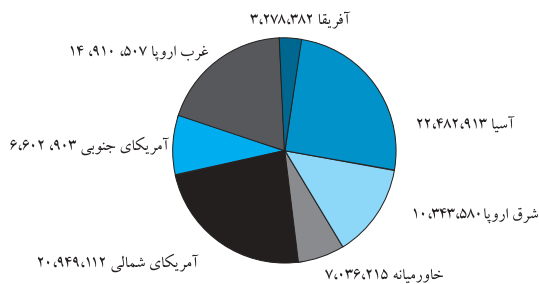
دیگر مناطق جهان، شامل غرب و شرق اروپا، خاورمیانه، آمریکای جنوبی و افریقا به ترتیب با ۱۰۲، ۸۹، ۴۲، ۶۶ و ۴۵ پالایشگاه، و ظرفیت‌های پالایشی ۱۴/۹۱۰، ۱۰/۳۴۳، ۷/۰۳۶،

مطابق با آخرین آمار منتشر شده در مجله oil gas، در حال حاضر ۶۵۵ پالایشگاه فعال در سطح جهان وجود دارد که ظرفیت پالایشی آن‌ها در مجموع حدود ۸۵/۶ میلیون بشکه در روز است. با توجه به تغییرات صورت گرفته در مورد ظرفیت پالایشی جهان در سال ۲۰۰۸، همان‌طور که در نمودارهای شماره ۱ تا ۳ مشاهده می‌شود بیشترین سهم ظرفیت پالایشی جهان متعلق به منطقه آسیا است که با ۱۵۷ پالایشگاه یعنی ۲۳ درصد از کل پالایشگاه‌های جهان، حدود ۲۷ درصد از ظرفیت پالایشی جهان

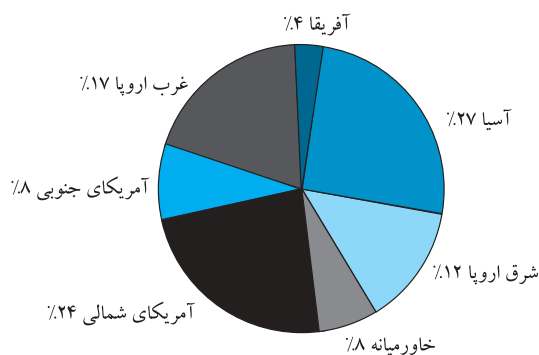
جدول (۱)

منطقه	تعداد پالایشگاه‌ها در پایان سال ۲۰۰۷	تعداد پالایشگاه‌ها در پایان سال ۲۰۰۸	ظرفیت پالایشی در پایان سال ۲۰۰۷ (بشکه در روز)	ظرفیت پالایشی در پایان سال ۲۰۰۸ (بشکه در روز)	اختلاف	ظرفیت واحد شکست کاتالیستی در پایان سال ۲۰۰۸ (بشکه در روز)
آفریقا	۴۵	۴۵	۳,۲۷۸,۳۸۲	۳,۲۷۸,۳۸۲	۰	۲۰۵,۷۶۵
آسیا	۱۵۶	۱۵۷	۲۲,۴۱۴,۲۵۱	۲۲,۴۸۲,۹۱۳	۲۶۸/۶۶۲	۲,۷۹۹,۶۷۵
شرق اروپا	۹۱	۸۹	۱۰,۳۴۳,۵۸۰	۱۰,۳۴۳,۵۸۰		۸۷۷,۰۸۹
خاورمیانه	۴۲	۴۲	۷,۰۳۶,۲۱۵	۷,۰۳۶,۲۱۵		۳۶۴,۴۵۰
آمریکای شمالی	۱۵۵	۱۵۴	۲۰,۹۵۶,۶۸۷	۲۰,۹۴۹,۱۱۲	-۷/۵۷۵	۶,۶۶۹,۰۳۴
آمریکای جنوبی	۶۶	۶۶	۶,۶۰۲,۹۰۳	۶,۶۰۲,۹۰۳	۰	۱,۳۰۹,۵۰۷
غرب اروپا	۱۰۲	۱۰۲	۱۴,۸۷۶,۵۴۱	۱۴,۹۱۰,۵۰۷	۳۳/۹۶۶	۲,۱۹۱,۶۷۲
جمع	۶۵۷	۶۵۵	۸۵,۳۰۸,۵۵۹	۸۵,۶۰۳,۶۱۲	۲۹۵,۰۵۳	۱۴,۴۱۷,۱۹۲

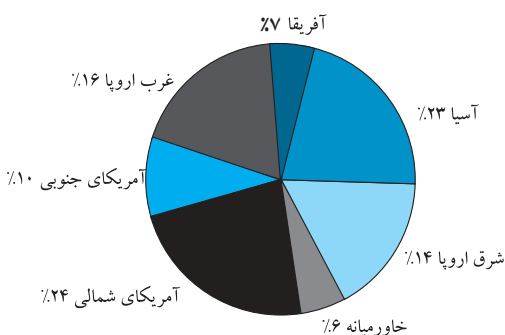
نمودار شماره (۱) ظرفیت پالایشی مناطق مختلف جهان در پایان سال ۲۰۰۸ (بشکه در روز)



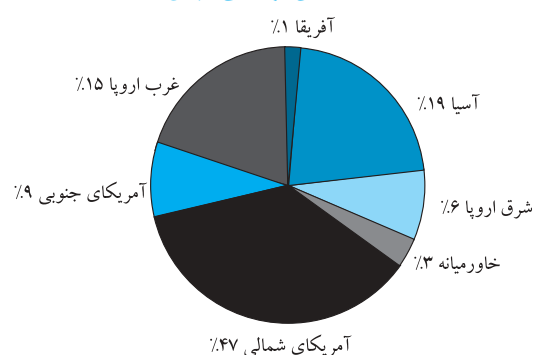
نمودار شماره (۲) پراکندگی ظرفیت پالایشی در سطح جهان



نمودار شماره (۳) پراکندگی پالایشگاهها در سطح جهان



نمودار شماره (۴) پراکندگی ظرفیت واحدهای شکست کاتالیستی در سطح جهان



۶/۶۰۲، ۳/۲۷۸ میلیون بشکه در روز ۱۷، ۱۲، ۸، ۸، و ۴ درصد از ظرفیت پالایشی جهان را دارا می باشند.

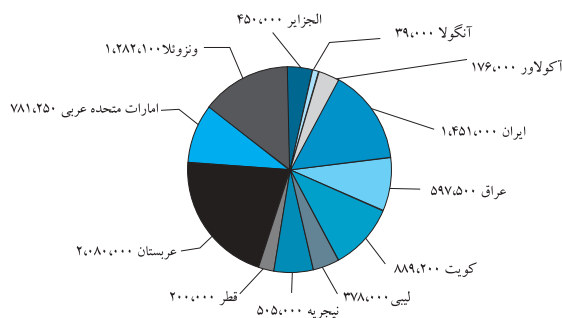
جدول شماره (۱) و نمودار (۴) نشان می دهند که ظرفیت پالایشی واحدهای شکست کاتالیستی جهان در حال حاضر حدود ۱۴/۴۱۷ میلیون بشکه در روز است. جالب توجه است که اگر چه امریکای شمالی پس از آسیا دومین دارنده ظرفیت پالایشی جهان می باشد ولی با اختلاف بسیار زیادی نسبت به آسیا و دیگر مناطق جهان، حدود ۴۷ درصد از ظرفیت واحدهای شکست کاتالیستی جهان را به خود اختصاص داده است که به موجب آن حجم تولید فرآورده های سبک تر بویژه بنزین و فرآورده های میان تقطیر در آن منطقه بالاتر بوده و در مقابل حجم تولید فرآورده های سنگین تر مانند نفت کوره اندک می باشد. پس از امریکای شمالی، سهم ظرفیت واحدهای شکست کاتالیستی در دیگر مناطق جهان شامل آسیا، غرب اروپا، امریکای جنوبی، شرق اروپا، خاورمیانه و آفریقا به ترتیب ۱۹، ۱۵، ۹، ۶، ۳ و ۱ درصد است.

پالایشگاه ها و ظرفیت پالایشی در کشورهای عضو اوپک:

مطابق با جدول شماره (۲)، تعداد پالایشگاه های کشورهای عضو اوپک بدون اندونزی در پایان سال ۲۰۰۸ در سطح ۵۵ پالایشگاه ثابت ماند. این در حالی است که در سال ۲۰۰۷ تعداد پالایشگاه های کشورهای عضو اوپک با اندونزی، ۶۳ پالایشگاه بوده است. ظرفیت پالایشی این کشورها در مجموع با ۷۰۰ بشکه در روز افزایش حدود ۸/۸۲۹ میلیون بشکه در روز گزارش شده است که عوامل عمده این تغییر، کشورهای عراق و نیجریه به ترتیب با ۵۰۰ و ۲۰۰ بشکه در روز افزایش می باشند. گفتنی است که در سال ۲۰۰۷، ظرفیت پالایشی کشورهای عضو اوپک با اندونزی، ۸/۲۹ میلیون بشکه در روز گزارش شده بود. نمودار شماره (۵) نشان می دهد که بیشترین ظرفیت پالایشی کشورهای عضو اوپک متعلق به عربستان است که با ۷ پالایشگاه، ۲/۰۸ میلیون بشکه در روز ظرفیت دارد، این در حالی است که جمهوری اسلامی ایران پس از عربستان با ۹ پالایشگاه، ظرفیت پالایشی آن ۱/۴۵ میلیون بشکه در روز اعلام شده است. دیگر کشورهای عضو اوپک، شامل ونزوئلا، کویت، امارات متحده عربی، عراق، نیجریه، الجزایر، لیبی، قطر، اکوادور و آنگولا به ترتیب با ۱/۳، ۰/۸۹، ۰/۷۸، ۰/۵۹، ۰/۵۰، ۰/۴۵، ۰/۳۷، ۰/۲۰، ۰/۱۷، ۰/۳۹ میلیون بشکه در روز ظرفیت پالایشی در رتبه های بعدی قرار دارند.



نمودار (۵) ظرفیت پالایشی کشورهای عضو ایک براساس گزارش نشریه oil, Gas (بشکه در روز)



بزرگترین شرکت های پالایشی:

که شرکت نفتی Total در سال ۲۰۰۷ در رتبه پنجم قرار داشت ولی در سال ۲۰۰۸ با ظرفیت پالایشی ۲/۶۵۵ میلیون بشکه در روز به رتبه هفتم تنزل یافت. دلیل اصلی این تنزل، فروش یک پالایشگاه با ظرفیت ۱۰۸ هزار بشکه در روز این شرکت به شرکت نفتی انگلیسی Murco بود.

از دیگر تغییرات ظرفیت پالایشی شرکت ها، می توان به تغییر ظرفیت پالایشی شرکت Petroplus از ۵۵۲ هزار بشکه در

در حال حاضر شرکت Exxon Mobil با ظرفیت پالایشی ۵/۶۳۲ میلیون بشکه در روز، بزرگترین شرکت پالایش نفت جهان می باشد و پس از آن شرکت های Royal Dutch Shell، BP، Sinopec، ConocoPhillips به ترتیب با ۴/۵۹۹، ۳/۸۱۱، ۳/۲۸۸، ۳/۶۹۶ میلیون بشکه در روز در ردیف های دوم تا پنجم شرکت های پالایش نفت جهان قرار می گیرند. لازم به ذکر است

جدول (۲) تعداد پالایشگاه ها، ظرفیت پالایش نفت خام و ظرفیت واحد شکست کاتالیستی در کشورهای عضو ایک

کشور	تعداد پالایشگاه ها در پایان سال ۲۰۰۷	تعداد پالایشگاه ها در پایان سال ۲۰۰۸	ظرفیت پالایشی در پایان سال ۲۰۰۷ (بشکه در روز)	ظرفیت پالایشی در پایان سال ۲۰۰۸ (بشکه در روز)	اختلاف
الجزایر	۴	۴	۴۵۰,۰۰۰	۴۵۰,۰۰۰	۰
آنگولا	۱	۱	۳۹,۰۰۰	۳۹,۰۰۰	۰
اکوادور	۳	۳	۱۷۶,۰۰۰	۱۷۶,۰۰۰	۰
ج.ا.ایران	۹	۹	۱,۴۵۱,۰۰۰	۱,۴۵۱,۰۰۰	۰
عراق	۸	۸	۵۹۷,۵۰۰	۵۹۷,۵۰۰	۵۰۰
کویت	۳	۳	۸۸۹,۲۰۰	۸۸۹,۲۰۰	۲۰۰
لیبی	۵	۵	۳۷۸,۰۰۰	۳۷۸,۰۰۰	۰
نیجریه	۴	۴	۵۰۵,۰۰۰	۵۰۵,۰۰۰	۰
قطر	۱	۱	۲۰۰,۰۰۰	۲۰۰,۰۰۰	۰
عربستان	۷	۷	۲,۰۸۰,۰۰۰	۲,۰۸۰,۰۰۰	۰
امارات متحده عربی	۵	۵	۷۸۱,۲۵۰	۷۸۱,۲۵۰	۰
ونزوئلا	۵	۵	۱,۲۸۲,۱۰۰	۱,۲۸۲,۱۰۰	۰
جمع	۵۵	۵۵	۸,۸۲۹,۰۵۰	۸,۸۲۸,۳۵۰	۷۰۰

با ظرفیت پالایشی ۲/۴۳۳ میلیون بشکه در روز، دهمین شرکت پالایشی نفت جهان است.

بزرگترین پالایشگاه‌های جهان:

در حال حاضر بزرگترین پالایشگاه نفت جهان، در ونزوئلا متعلق به شرکت Paraguana refining center است که ظرفیت پالایشی آن، ۹۴۰ هزار بشکه در روز می باشد. پس از آن پالایشگاه‌های Ulsan، yosu، Jamnagar، و Jurong به ترتیب در کشورهای کره جنوبی دو مورد هند و سنگاپور با ظرفیت پالایشی ۸۱۷، ۶۸۰، ۶۶۰ و ۶۰۵ هزار بشکه در روز، ردیف‌های دوم تا پنجم را به خود اختصاص داده‌اند. البته مطابق با برنامه ریزی‌های صورت گرفته از سوی هند، در سال ۲۰۰۹ با افزایش ظرفیت پالایشگاه Jamnagar به میزان ۵۸۰ هزار بشکه در روز، این پالایشگاه، بالاترین ظرفیت پالایشگاهی را در میان پالایشگاه‌های جهان به خود اختصاص خواهد داد. گفتنی است که پالایشگاه آبادان، برخلاف گزارشات سال‌های قبل، امسال جزو ۲۰ پالایشگاه برتر جهان قرار نگرفته است و به گروه پالایشگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۴۰۰ هزار بشکه در روز انتقال یافته است. در سال‌های گذشته (از سال ۲۰۰۵ به قبل) با اعلام ظرفیت پالایشی پالایشگاه آبادان به میزان ۴۰۰ هزار بشکه در روز، این پالایشگاه در ردیف چهاردهمین پالایشگاه بزرگ جهان قرار داشت و در گزارش سال ۲۰۰۵، به عنوان بیستمین پالایشگاه بزرگ جهان ذکر شده بود.

جدول (۳) ۱۰ شرکت برتر پالایش نفت جهان

ردیف	نام شرکت	ظرفیت (بشکه در روز)
۱	Exxon Mobil Corp	۵,۶۳۲,۰۰۰
۲	Royal Dutch Shell PLC	۴,۵۹۹,۰۰۰
۳	Sinopec	۳,۸۱۱,۰۰۰
۴	BP PLC	۳,۳۲۸,۰۰۰
۵	Cononco Philips	۲,۶۹۶,۰۰۰
۶	Petroleos de Venezuela SA	۲,۶۷۸,۰۰۰
۷	Total SA	۲,۶۵۵,۰۰۰
۸	Valero Energy Corp	۲,۵۹۶,۰۰۰
۹	China National Petroleum Corp	۲,۴۴۰,۰۰۰
۱۰	Saudi Aramco	۲,۴۳۳,۰۰۰

روز در سال ۲۰۰۷ به ۷۹۲ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۰۸ اشاره نمود. این تغییر ظرفیت به دلیل خرید دو پالایشگاه از شرکت Shell در فرانسه می باشد. گفتنی است که ظرفیت پالایش این شرکت در سال ۲۰۰۶ به میزان ۳۰۰ هزار بشکه در روز بوده است.

شرکت نفت نیپون (Nippon) ژاپن نیز در سال ۲۰۰۸ ظرفیت پالایشی خود را از ۷۱۶ به ۷۳ میلیون بشکه در روز افزایش داد و رتبه خود را در برترین شرکت‌های پالایشی از ۱۷ به ۱۵ رساند. ظرفیت پالایشی شرکت ملی نفت ایران در نشریه oil, Gas، ۱/۴۵۱ میلیون بشکه در روز درج شده است که بدون تغییر نسبت به سال‌های گذشته در ردیف چهاردهم شرکت‌های پالایشی نفت جهان قرار می گیرد. شرکت آرامکو عربستان نیز

جدول (۴) ۱۰ پالایشگاه برتر جهان

ردیف	نام شرکت پالایشی	موقعیت	ظرفیت (بشکه در روز)
۱	Paraguana Refining Center	ونزوئلا	۹۴۰,۰۰۰
۲	SK Corp	کره جنوبی	۸۱۷,۰۰۰
۳	LG-Caltex	کره جنوبی	۶۸۰,۰۰۰
۴	Reliance Industries Ltd	هند	۶۶۰,۰۰۰
۵	Exxon Mobil Refining & Supply Co	سنگاپور	۶۰۵,۰۰۰
۶	Exxon Mobil Refining & Supply Co	تگزاس	۵۷۲,۰۰۰
۷	Saudi Arabian Oil Co. (Saudi Aramco)	عربستان سعودی	۵۵۰,۰۰۰
۸	Formosa Petrochemical Co	تایوان	۵۲۰,۰۰۰
۹	S- Oil Corp	کره جنوبی	۵۲۰,۰۰۰
۱۰	Exxon Mobil Refining & Supply Co	لوئیز یانا	۵۰۳,۰۰۰

اتوبوس های پرسرعت

گامی بلند در جهت کاهش مصرف سوخت



سامانه اتوبوس تندرو (Bus Rapid Transit):

محمد علی طاهری

سال های زیادی است که در کشورهای مختلف از روش های متفاوتی برای افزایش کیفیت و سرعت خدمات اتوبوس ها استفاده می شود. روش هایی چون اختصاص خطوط ویژه به اتوبوس ها و دادن اولویت به اتوبوس BRT که نامش را از سامانه حمل و نقل تندرو گرفته است، از روش های مختلفی همچون ایجاد روگذر و زیرگذر و خطوط ویژه استفاده می گردد. مدت زیادی است که در دنیا برای افزایش سرعت اتوبوس های درون شهری از روش های مختلفی مانند ایجاد مسیرهای ویژه اتوبوس رانی یا دادن اولویت به اتوبوس ها در گذر از تقاطع ها استفاده می شود. اما سامانه اتوبوس تندرو تلفیقی از تمام کارهای بالا است. علاوه بر آن در این سامانه از امکانات رفاهی دیگری مانند استفاده از کارت اعتباری در پرداخت کرایه به جای ارائه بلیط یا ساخت ایستگاه های سرپوشیده مخصوص این سامانه و ساخت اتوبوس های هماهنگ با این ایستگاه ها نیز استفاده گردیده است.

این سامانه هم انعطاف پذیری سیستم حمل و نقل اتوبوسی و هم سرعت و اطمینان مترو را داراست. به این ترتیب که با وجود ایجاد راه های مختلف برای تسریع حرکت اتوبوس های این سامانه مانند تونل، زیرگذر، روگذر و مسیر ویژه یا چراغ های راهنمایی هوشمند

در حالی که سرانه مصرف بنزین در ایران در مقایسه با کشورهای در حال توسعه مانند برزیل و ترکیه و توسعه یافته مانند فرانسه، آلمان و ژاپن بسیار بالاتر می باشد. یکی از دلایل را می توان کمبود شبکه های حمل و نقل عمومی در سطح شهرها دانست که موجب گردیده افراد بطور گسترده از خودروهای شخصی خود استفاده کنند. اما گسترش شبکه های عمومی با کیفیت و قابل اطمینان می تواند راهکاری برای کاهش سفرهای درون شهری و کاهش سرانه مصرف بنزین شود. در این راستا استفاده از پیشرفته ترین و سریع ترین شبکه های حمل و نقل عمومی مانند مترو، منوریل و تراموا نیز از اقداماتی بوده است که در کشورهای جهان صورت گرفته است. اتوبوس های BRT هم از کارهای ارزنده ای است که در سال های اخیر در این کشورها به اجرا در آمده است. در اینجا قصد بر آن است که به معرفی این سیستم جدید، انواع آن و ویژگی های آن پرداخته شود.



سرعت سامانه حمل و نقل ریلی و انعطاف پذیری حمل و نقل با اتوبوس راهمزمان دارا می باشد. سامانه اتوبوس رانی تندر و مزایا و منافع فراوانی را در اختیار شهروندان و مدیریت شهری قرار می دهد که از آن جمله می توان به موارد ذیل اشاره نمود:

- کم شدن زمان انتظار در ایستگاه ها که باعث افزایش رضایت مندی مشتریان می شود.

- دریافت بلیط قبل از ورود اتوبوس به ایستگاه و حذف رابطه مستقیم بین راننده و مسافران

- ایمنی و امنیت مسافران به دلیل طراحی خاص ایستگاه ها

- اطلاع رسانی دقیق به مسافران در ایستگاه و اتوبوس

- سهولت استفاده معلولین جسمی - حرکتی

- زمان بندی مناسب که باعث استفاده بهتر از ظرفیت ناوگان اتوبوس رانی می شود.

- تخصیص هوشمندانه اتوبوس ها به مسیر ها که باعث کاهش ازدحام مسافران در ایستگاه ها و افزایش بهره وری اتوبوس ها می شود.

- هزینه کمتر آماده سازی خطوط BRT نسبت به خطوط حمل و نقل ریلی

- وجود یک مرکز کنترل واحد که باعث افزایش بهره وری سیستم می شود

- امکان بهره برداری از ساختار ها و امکانات موجود

پروژه راه اندازی سامانه اتوبوس رانی تندرو (BRT) در تهران با توجه به مزایا و منافع اثبات شده سامانه اتوبوس رانی تندرو در امر ساماندهی حمل و نقل شهری، ایجاد مقدمات طراحی و راه اندازی این سیستم در یکی از پر رفت و آمدترین مسیرهای شرقی غربی مرکز شهر تهران یعنی حد فاصل دیوی شرق تا میدان آزادی به طور جدی توسط معاونت حمل و نقل و ترافیک شهرداری تهران پی گیری شد و بر همین اساس این پروژه با مشارکت فنی، مهندسی و اجرایی نهادها و سازمان های مختلف من جمله بخش های مختلف حوزه معاونت حمل و نقل و ترافیک، شرکت کنترل ترافیک تهران، شرکت واحد اتوبوس رانی تهران و حومه، سازمان حمل و نقل و ترافیک، شرکت مطالعات جامع حمل و نقل و ترافیک تهران، بخش های مرتبط در مناطق و کارشناسان و متخصصان دانشگاهی به اجرا در آمد و با توجه به آثار مثبت آن پیشنهاد راه اندازی این سیستم در مسیرهای دیگر در سطح شهر مطرح شده است.

هم اکنون خطوط ۱ و ۲ این سامانه هر یک به طول بیش از ۱۷۷ کیلومتر به ترتیب از میدان آزادی تا پایانه شرق در مسیر خیابان های آزادی، انقلاب و دماوند و از میدان آزادی تا پایانه خاوران از مسیر بزرگراه آیت الله سعیدی و خیابان های قزوین و هلال احمر و مولوی

این اتوبوس ها با خطر تصادف بسیار کم روبرو هستند و همچنین به علت آن که می توانند از راه های عادی نیز استفاده کنند به انعطاف پذیری آن ها می افزاید. میانگین سرعت این سامانه در سطح دنیا بین ۱۹ تا ۴۸ کیلومتر در ساعت می باشد.

یک سامانه اتوبوس تندرو ایده آل شامل ویژگی های زیر می شود:

مسیر ویژه: یکی از اصلی ترین ویژگی های یک سامانه اتوبوس تندرو اختصاص یک خط ویژه به آن است. که فارق از ترافیک شهری بتواند فعالیت کند. این کار باعث می شود هم سرعت اتوبوس ها افزایش یابد و هم خطر تصادف با وجود آن که سرعت افزایش یافته است، کاهش بیابد و مزیت دیگر این کار این است که حتی رانندگان غیر حرفه ای نیز می توانند در این مسیر حرکت کنند و لازم نیست حتماً راننده خیلی مهارت داشته باشد.

پوشش کامل: در این صورت علاوه بر مسیر ویژه که برای این اتوبوس ها در نظر گرفته می شود، آن ها می توانند در صورت نیاز از تمام خیابان های سطح شهر نیز استفاده کنند.

کارایی بالا: در صورتی که این سامانه سطح زیادی از شهر را پوشش بدهد می تواند حجم زیادی از مسافرین را در کمترین زمان ممکن و حتی در زمان ترافیک سنگین و با هزینه کم جابجا کند. در صورتی که یکی از موارد بالا در این سامانه رعایت نشود، سامانه اتوبوس تندرو نمی تواند کارایی لازم را داشته باشد.

سامانه الویت دادن به اتوبوس: سامانه الویت دادن به اتوبوس ها در تقاطع ها به این شکل می باشد که اگر حرکتی که موجب شود اتوبوس حتی با سبز شدن چراغ راهنمایی با تأخیر حرکت کند، حرکت وسیله نقلیه ای که می خواهد به شمال یا جنوب حرکت کند با تأخیر انجام می شود تا اتوبوس به راحتی حرکت کند و وسایل نقلیه دیگر مانع حرکتش نشوند. برای این منظور حس گر هایی در اتوبوس و چراغ راهنمایی گذارده می شود تا چراغ راهنمایی از نزدیک شدن یک اتوبوس مطلع شود.

توسعه خطوط ویژه اتوبوس و ساماندهی ناوگان اتوبوس رانی یکی از راهکارهای اصلی، کوتاه مدت از نظر زمان اجرا، کم هزینه و مؤثر در بهبود وضعیت ترافیک تهران می باشد. در حال حاضر ۷۳ کیلومتر خط ویژه اتوبوس در تهران وجود دارد در حالی که برای تردد ایمن و روان و مسائل نقلیه عمومی در کلان شهر تهران بیش از ۲۰۰ کیلومتر خط ویژه نیاز است. سامانه اتوبوس رانی تندرو (Rapid Transit Bus) رویکردی نوین در این زمینه می باشد که برای اولین بار در کشور در شهر تهران پیاده سازی گشت.

سامانه اتوبوس رانی تندرو یا BRT عبارت است از: نوعی سامانه حمل و نقل خیابانی مجهز به فن آوری های نوین ITS است که دقت و



کارکردهای این سامانه است که توسط اپراتورهای مستقر در مرکز مدیریت و کنترل مسیر مورد استفاده قرار می گیرد.

تجهیزات و سامانه های هوشمند داخل ایستگاه

سامانه نظارت تصویری: ایستگاه های مسیر BRT به منظور تشخیص ازدحام مسافران در ایستگاه و نیز حراست از امنیت آن ها و نیز نظارت بر صحت و سلامت تجهیزات داخل ایستگاه به دوربین نظارت تصویری مجهز شده اند. تصاویر برداشت شده هم بر روی نمایشگر داخل ایستگاه نشان داده می شود و هم از طریق فیبر نوری برای مرکز کنترل خط ارسال می گردد.

سامانه اطلاع رسانی داخل ایستگاه: کلیه ایستگاه های مسیر BRT

به بلندگوهای مجهز شده اند که از طریق آن لحظاتی پیش از بسته شدن درب های اتوبوس و حرکت آن به مسافران هشدار داده می شود تا از آن فاصله بگیرند. این سامانه به صورت خودکار و با استفاده از اطلاعات سامانه تعیین وضعیت اتوبوس پیام هشدار را ارسال می نماید. سامانه تعیین وضعیت اتوبوس: چراغ راهنمایی نصب شده در کنار ایستگاه با تغییر وضعیت خود فرمان خاصی را به راننده ارسال می نماید، رنگ قرمز به معنای توقف، رنگ زرد به معنای آمادگی برای حرکت و رنگ سبز به معنای دستور حرکت است، ضمن آن که شناساگر نصب شده در کنار ایستگاه حضور و یا عدم حضور اتوبوس را تشخیص داده و مرکز کنترل را از موقعیت باخبر می کنند.

سامانه بلیط الکترونیک: هر ایستگاه به دو دستگاه کارت خوان مجهز شده است که به مسافران امکان می دهد تا با استفاده از کارت های اعتباری مدت دار و مبلغ دار ویژه تردد در مترو و وجه بلیط خود را پرداخت کنند، لازم به ذکر است که بهای بلیط خط BRT همانند سایر خطوط اتوبوس رانی ۲۰۰ ریال است. برای رفاه حال شهروندانی که خواهان استفاده از بلیط های کاغذی هستند، مخزنی برای انداختن بلیط های کاغذی توسط مسافران در نظر گرفته شده است.

تجهیزات و سامانه های هوشمند داخل اتوبوس

نقشه راهنمای مسیر: کلیه اتوبوس ها دارای نقشه کامل ایستگاه های خط BRT می باشند که با مقیاس دقیق جغرافیایی تهیه شده اند و در آن ها توالی ایستگاه ها، خیابان های اصلی مجاور هر ایستگاه و ایستگاه های ویژه ای که در آن ها امکان تغییر و ادامه مسیرهای دیگر (غیر از مسیر BRT) با استفاده از سرویس های اتوبوس رانی وجود دارد، نشان داده شده است.

سامانه اطلاع رسانی صوتی داخل اتوبوس: این سامانه با استفاده

از اطلاعات مکانی اتوبوس که از سامانه GPS دریافت می شود، قادر

فعال بوده و با ناوگانی بالغ بر بیش از ۶۰۰ دستگاه اتوبوس که در بردارنده بیش از ۱۰۰ دستگاه ناوگان پیشرفته می باشند با توان جابه جایی بیش از ۲/۵ برابر نسبت به خطوط معمول اتوبوس رانی به خدمت رسانی مشغولند. خطوط ۳ و ۴ سامانه اتوبوس های تندرو نیز طراحی شده و در مرحله اجرا و پیاده سازی می باشند که نهایتاً با تشکیل شبکه کامل اتوبوس های تندرو قدم مؤثری در بهبود ترافیک شهر تهران برداشته خواهد شد.

برخی از تجهیزات به کارگیری شده در این سامانه به قرار ذیل می باشند که این تجهیزات در حال گسترش به تمامی خطوط تندرو می باشند:

تجهیزات و سامانه های هوشمند ویژه مسیر

سامانه نظارت تصویری: برای آن که اپراتورهای مرکز به صورت

لحظه از وضعیت کلیه نقاط خط BRT و پایانه های موجود در مسیر آگاه شوند ۱۸ دوربین نظارت تصویری در طول خط نصب شده اند و تصاویر آن ها با استفاده از شبکه فیبر نوری به طول ۱۷ کیلومتر به مرکز کنترل خط BRT و نیز مرکز نظارت و کنترل ترافیک تهران منتقل می شوند.

مدیریت تقاطع ها و تخصیص اولویت به ناوگان عمومی با

استفاده از روش Late Start: کلیه تقاطع ها مجهز به چراغ راهنمایی در طول مسیر خط BRT به سامانه کنترل هوشمند چراغ راهنمایی مجهز شده اند و برای جلوگیری از تأخیر حرکت اتوبوس ها در پشت چراغ قرمز از روشی تحت عنوان Late Start استفاده شده است که طی آن حرکت خودروهایی که در وضعیت چراغ سبز مسیر اتوبوس را قطع می کنند با اندکی تأخیر صورت می پذیرد تا اتوبوس به راحتی از تقاطع رد شود و دچار تأخیر بی مورد در حرکت خود نشود.

ساماندهی مسیر: به منظور کاهش زمان سفر اتوبوس ها و

مناسب سازی مسیر برای تردد اتوبوس ها و استقرار ایستگاه های ویژه، اصلاح هندسی مسیر و تعریض مسیر در محل نصب ایستگاه ها در دستور کار قرار گرفت، ضمن آن که نزدیک به ۱۰۰ دستگاه چراغ راهنمایی چشمک زن سولار برای ساماندهی عبور و مرور عابران پیاده از عرض مسیر و اعلام هشدار احتیاط به رانندگان در طول مسیر نصب شده اند.

سامانه ثبت وقایع ترافیکی: شناسایی سریع و ثبت وقایع مهم

ترافیکی، کنترل و مدیریت خط و ناوگان به وسیله دوربین و بیسیم، تشخیص سریع خرابی تجهیزات ترافیکی برای رسیدگی و تعمیر به موقع و ایجاد هماهنگی میان سازمان های مختلف مثل اتوبوس رانی، آتش نشانی، اورژانس و پلیس در زمان وقوع حوادث و سوانح از

به سیستم چرخ‌های حرکت‌کننده در خطوط ریلی می‌باشد، منتها به جای استفاده از چرخ‌های فولادی نظیر تراموا، ترن،... برای وسایل نقلیه چرخ لاستیکی ساخته شده است. و برای اولین بار در O-Bahn در آلمان در اواخر سال ۱۹۷۰ به عنوان جزئی از تکنولوژی‌های سیستم BRT می‌باشد که بعدها نیز به شکل self-steering توسعه یافت و مورد استفاده سایر وسایل حمل و نقل شهری چرخ لاستیکی قرار گرفت.

این سیستم موجب حفظ موقعیت ثابت اتوبوس در مسیر و پهلوگیری سریع‌تر و بهتر در ایستگاه‌ها می‌شود. همچنین باعث بالا رفتن قابلیت اطمینان حرکت بر طبق زمان‌بندی‌های از پیش تعیین شده می‌باشد.

از مزایای دیگر این سیستم می‌توان کم کردن احتمال تصادف و نیز تنظیم فاصله باسکوی ایستگاه هنگام توقف به منظور سوار و پیاده شدن راحت‌تر و ایمن‌تر مسافین را بر شمرد.

یک دلیل برای هدایت الکترونیکی اتوبوس‌ها نداشتن فضای ناکافی برای مسیر ویژه اتوبوس است. زیرا به این وسیله مسیر باریک‌تر طراحی می‌شود. در سایر حالات باید عرض مسیر ویژه دو طرفه در حدود ۷/۵ الی ۸ متر طراحی شود که در صورت استفاده از سیستم KGB کافی است عرض مسیر

کمی بیشتر از عرض اتوبوس و در حدود ۲/۵ متر در نظر گرفته شود. لذا برای یک مسیر ویژه دو طرفه عرض ۶ متر، کافی تشخیص داده می‌شود. این چرخ‌ها بر روی پانل بتنی پیش ساخته شده‌ای به شکل L و به ارتفاع حدوداً ۱۸ سانتی متر سوار شده و در قوس‌های مسیر این پانل‌ها به تدریج خم شده و در مواقع لزوم به دلیل شیب عرضی مرتفع‌تر ساخته می‌شوند. بعضی اوقات بر اتوبوس‌های مفصلی، چرخ‌های تماسی اضافی در چرخ‌های عقبی و یا مرکزی در هنگام حرکت بر روی قوس مورد نیاز است. دیگر مزیت این سیستم، تأمین مسیر ایمن اتوبوس برای گذر از زیرگذر و تونل در مسیر خود می‌باشد. این سیستم از برخورد احتمالی اتوبوس با بدنه و دهانه تونل جلوگیری می‌نماید.

این مطلب در شکل زیر که مربوط به ایستگاه زیرزمینی بوستون

است در فاصله ۲۰۰ متر مانده به ایستگاه و نیز در محل ایستگاه نام ایستگاه را به اطلاع مسافران برساند تا از این طریق آن‌ها بتوانند زودتر راجع به پیاده شدن و یا ادامه مسیر تصمیم بگیرند و از این طریق وقت کمتری در ایستگاه‌ها تلف شود.

سامانه ردیابی ناوگان:

برای حصول اطمینان از حضور به موقع و بجای اتوبوس‌ها در طول مسیر و ایستگاه‌ها و پاسخگویی لازم به تقاضای سفر شهروندان و رعایت زمان‌بندی ۲ دقیقه‌ای میان اتوبوس‌ها، کلیه اتوبوس‌های مسیر به سامانه موقعیت‌یاب جهانی (GPS) مجهز شده‌اند تا امکان ردگیری لحظه‌ای آن‌ها و هدایت راننده از طریق بیسیم فراهم شود.

دو نوع وسیله نقلیه در سیستم BRT کاربرد دارد. یکی اتوبوس‌های Articulated یا اتوبوس‌های فانوسی (اتوبوس‌های موجود در تهران) و



دیگری اتوبوس‌های Guided که چرخ آن‌ها روی مسیر ویژه حرکت می‌کند، هم‌اکنون تعداد اندکی از این نوع اتوبوس‌ها در جهان موجود است و کشور انگلستان بیشترین تعداد اتوبوس‌های Guided را در دنیا دارد. آلمان و ژاپن هم تجربه استفاده از این اتوبوس‌ها را دارند.

Krbe Guided Bus در واقع نوعی از اتوبوس‌های BRT هستند که برای قسمتی و یا تمامی مسیر حرکتی‌شان یا توسط سیستم‌هایی نظیر سیستم‌های هدایت فیزیکی، هدایت نوری یا رادیویی در طی ساعات اوج ترافیک در کریدورهای با حجم ترافیک بالا هدایت می‌شوند. سیستم هدایت فیزیکی (KGB) متشکل از یک سیستم نگهدارنده است که مطابق شکل (۱) به جلوی چرخ متصل شده و اتوبوس را بر جدول کنار مسیر درگیر می‌کند که اصطلاحاً به آن چرخ‌های هدایتگر کوچک اتوبوس گفته می‌شود. این سیستم شبیه



مکزیک، گواتمالا و شیلی میزبان این سامانه هستند که در این قاره بیشترین خط BRT در کشور برزیل فعال است.

بریتانیا، بلغارستان، هلند، سوئد، فرانسه و فنلاند نیز از کشورهای اروپایی هستند که از این سامانه استفاده می کنند. ۴ شهر در کشور فرانسه به زودی به این سامانه مجهز می شوند و بدین ترتیب تعداد شهرهایی که در این کشور از این سیستم استفاده می کنند به ۹ شهر می رسد. در قاره کهن نیز چین با بهره برداری از این سامانه در ۷ شهر خود در رأس کشورهای استفاده کننده از BRT قرار دارد. یکی از موفق ترین سیستم های BRT در شهر کوریتیای برزیل اجرا شده، این شهر دارای ۲/۲ میلیون نفر جمعیت است که با جابه جایی ۱۵ هزار مسافر در ساعت در یک جهت، روزانه دو میلیون سفر را

ساماندهی می کند. **شکل (۲): استفاده از سیستم KGB در تونل زیر زمینی BRT**



تاکنون شهرهای زیادی در دنیا از این سامانه بهره برده اند که حداقل ۱۵ مورد از آن ها به شکل موازی با سامانه ریلی فعالیت می کنند، لیدز در انگلیس، اسن در آلمان،

روئن در فرانسه، آدلاید و سیدنی در استرالیا، کویتو در اکوادور، لس آنجلس، نیویورک هوستون و بوستون در آمریکا و استانبول، آنکارا، آکیتا، فوکوکا، نگویا، تایپه و دهلی در آسیا از جمله این شهرها هستند. در آمریکای شمالی کانادا، مکزیک و آمریکا از سیستم حمل و نقل سریع اتوبوس استفاده می کنند. در آسیا کشورهای اندونزی، ژاپن، هند، تایوان، تایلند، فلسطین اشغالی، چین، هند و ایران از این سامانه حمل و نقل اتوبوس استفاده می کنند.

شبکه های حمل و نقل عمومی مانند مترو، منوریل و تراموا با این که از نظر امکانات رفاهی و سریع تر بودن در سطح بالاتری نسبت به اتوبوس های BRT قرار دارند، اما ایجاد زیرساخت های مناسب برای توسعه چنین شبکه هایی بسیار زمان بر و هزینه بر خواهند بود. اما گسترش شبکه های اتوبوس رانی با کیفیت و قابل اطمینان مانند BRT از نظر زمان و هزینه نسبت به سایر شبکه های حمل و نقل عمومی با صرفه تر هستند. دولت و شهرداری می توانند با توسعه انواع شبکه های حمل و نقل عمومی بطور موازی، اولویت را با توسعه اتوبوس های BRT قرار دهند تا با توسعه این ناوگان روزانه میلیون ها نفر در شهرها جابه جاشده و به تبع آن با اعتماد به این شبکه افراد کمتر از وسایل نقلیه شخصی استفاده کرده و شاهد کاهش سرانه مصرف سوخت در کشور باشیم.

در آمریکای می باشد نشان داده شده است. لازم به ذکر است که این تونل زیرزمینی BRT به دلیل حجم ترافیک بالای تقاطع و کاهش تأخیر حرکت اتوبوس و دیگر وسایل نقلیه احداث گردیده است. به طور کلی مزایای استفاده از سیستم KGB را می توان به شرح زیر خلاصه کرد:

- اختصاص عرض کم برای مسیر ویژه BRT
- پهلویی سریع و راحت اتوبوس در ایستگاه
- حفظ فاصله مناسب و یکنواخت با کناره مسیر
- حفظ فاصله کافی و ایمن با سکوی ایستگاه به منظور سوار و پیاده شدن ایمن مسافین
- بالا بردن قابلیت اطمینان سیستم و حرکت بر طبق زمان بندی های از پیش تعیین شده

شکل (۱): سیستم KGB



- پایین آمدن احتمال تصادفات جانبی با لبه جدول
- سهولت در مدیریت ناوگان (در صورت استفاده از چند اتوبوس با سرفاصله های کم و

مساوی از یکدیگر)

و به طور کلی ملزومات این سیستم را می توان به شرح زیر بر شمرد:

- لزوم طراحی یکنواخت مسیر و لبه های جدول
- لزوم طراحی یکسان ایستگاه ها از لحاظ ارتفاعی
- لزوم آزمون سیستم در چندین مرحله و مواقع مختلف قبل از شروع بهره برداری (به طور مثال در مواقع برف، یخبندان، آب گرفتگی، عدم یکنواختی سطح روسازی)
- لزوم مدیریت و نگهداری مستمر سیستم و زیرساخت ها در حین بهره برداری

حسن های فراوان «سیستم اتوبوس های پرسرعت» سبب شده استفاده از این سیستم روز به روز در دنیا گسترده تر شود. جدول زیر کشورها و شهرهای درون آن ها را که از BRT استفاده می کنند، نشان می دهد.

هم اکنون با احتساب دو خط BRT راه اندازی شده در تهران، ۱۵ کشور جهان در ۹۲ شهر خود از این سیستم استفاده می کنند. آمریکا با داشتن ۲۶ خط راه اندازی شده در صدر کشورهای است که از این سیستم برای جابه جایی مسافر بهره می گیرند. تنها کشور آفریقایی که از این سیستم استفاده می کند، نیجریه است. در آمریکای جنوبی نیز کشورهای برزیل، کلمبیا، ونزوئلا، پاناما، اکوادور،

بررسی وابستگی کشورهای اروپایی به گاز روسیه

مقدمه

میلیارد متر مکعب از گاز مصرفی خود را از طریق واردات تأمین کرده است. روسیه با تأمین ۴۷/۵ درصد از گاز وارداتی اروپا در سال ۲۰۰۷ مهمترین کشور صادرکننده گاز محسوب می شود. البته باید توجه داشت که توزیع وابستگی کشورهای اروپایی به گاز روسیه بسیار متنوع است و تغییرات آن بسیار زیاد است. در جدول زیر وضعیت وابستگی به گاز روسیه در کشورهای اروپایی مشاهده می شود.

بر اساس آمارهای ارائه شده از سالنامه آماری BP کشورهای اروپایی در سال ۲۰۰۷ در حدود ۶۰۴ میلیارد متر مکعب گاز را مصرف کرده اند. پیش بینی می شود که تقاضای گاز اروپا تا سال ۲۰۳۰ به رقم قابل توجه ۷۲۶ میلیارد متر مکعب برسد. این در حالی است که تولید گاز طبیعی در سال ۲۰۰۷ در حدود ۲۹۳ میلیارد متر مکعب بوده و اروپا حدود ۳۱۰

وابستگی کشورهای اروپایی به گاز روسیه در سال ۲۰۰۷ (میلیارد متر مکعب)

نام کشور	میزان مصرف	میزان واردات کل	میزان واردات از روسیه	درصد وابستگی وارداتی به گاز روسیه
اتریش	۸/۹	۷/۴۸	۵/۶	۷۴/۹
بلژیک	۱۶/۹	۱۹/۳۴	۰/۵	۲/۶
بلغارستان	۳/۱	۳/۱	۳/۱	۱۰۰
کرواسی	--	۰/۸	۰/۷	۸۷/۵
جمهوری چک	۸/۹	۸/۶۳	۶/۴۳	۷۴/۵
فنلاند	۴/۱	۴/۳	۴/۳	۱۰۰
فرانسه	۴۱/۹	۳۳/۷	۷/۶۳	۲۲/۶
آلمان	۸۲/۷	۸۳/۷	۳۵/۵۵	۴۲/۵
یونان	۴	۲/۸۹	۲/۸۹	۱۰۰
مجارستان	۱۱/۸	۱۰/۴۸	۷/۸۵	۷۴/۹
جمهوری ایرلند	۴/۸	۴/۱۵	۰	۰
ایتالیا	۷۷/۸	۷۲/۴	۲۳/۸	۳۲/۹
لتونی	----	۱/۶	۱/۶	۱۰۰
لیتوانی	۳/۸	۳/۴	۳/۴	۱۰۰
لوکزامبورگ	----	۱/۵	۰	۰
هلند	۳۷/۲	۱۸/۸	۲/۳	۱۲/۲
لهستان	۱۳/۷	۹/۳	۶/۲	۶۶/۷
پرتغال	۴/۳	۱/۴	۰	۰
رومانی	۱۶/۴	۴/۸	۲/۵	۵۲/۱
صربستان	----	۱/۹	۱/۹	۱۰۰
اسلواکی	۵/۹	۵/۸	۵/۸	۱۰۰
اسلونی	----	۱/۱	۰/۵۶	۵۰/۹
اسپانیا	۳۵/۱	۱۰/۹	۰	۰
سوئد	۱	۱/۱	۰	۰
سوئیس	۲/۹	۲/۹	۰/۳۵	۱۱/۷
ترکیه	۳۵/۱	۳۰/۵	۲۳/۱۴	۵۷/۷
انگلستان	۹۱/۴	۲۸	۰	۰

پیشرفت مطلوب عملیات توسعه میدان‌های نفتی آذر، چنگوله و بندکرخه

ناجی سعدونی -مدیرعامل شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن)- گفت: با وجود برنامه توسعه قراردادهای بیع متقابل با خارجی، طرح تولید زود هنگام از این میدان‌ها از منابع داخلی دنبال می‌شود. البته برای توسعه میدان‌های آذر، چنگوله و بندکرخه گزینیه‌های دیگری نیز پیش‌رو قرار



دارد و پیشنهادهایی از شرکت‌های داخلی و خارجی مانند شرکت اویک دریافت شده که در دست بررسی است. به دنبال محدودیت‌ها و عدم تمایل به ادامه مذاکره و امضای قرارداد از سوی شرکت‌های خارجی برای توسعه میدان‌های آذر، چنگوله و بندکرخه، ضمن در نظر گرفتن مهلت برای این شرکت‌ها و نبستن باب مذاکره با آنها، با تخصیص منابع مالی داخلی، تاکنون فعالیت‌های چشمگیری در این میدان‌ها انجام شده است. در طرح توسعه میدان‌های آذر و چنگوله شرکت استانت اوپل هیدرو نروژ و در طرح توسعه میدان بندکرخه شرکت اوام وی اتریش حضور دارند.

سهامیه‌بندی از واردات روزانه ۵۰ میلیون لیتر بنزین جلوگیری کرد

ناصر سودانی -نایب رییس کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی- گفت: طی سال‌های ۸۶ و ۸۵ مصرف بنزین به شکل غیرقابل کنترلی بالا رفت که این موضوع زیان‌های زیادی به کشور وارد می‌کرد و تا فروردین ۸۶ مصرف بنزین در کشور به رقم عجیب ۹۲ میلیون لیتر در روز رسید که با

سهامیه‌بندی بنزین کنترل شد. این در حالی بود که اگر این طرح در کشور اجرا نمی‌شد، امروز کشور به جای واردات روزانه حدود ۲۰ میلیون لیتر باید در حدود ۵۰ میلیون لیتر بنزین وارد می‌کرد و به طور قطع کار به جایی می‌رسید که باید سالانه کل بودجه کشور را برای خرید بنزین مصرف می‌کردیم.

عملیات اکتشافی دوباره قطر در پارس جنوبی در سال ۲۰۱۴

فیصل السویدی -مدیرعامل شرکت قطرگاز- گفت: دلیل این اقدام نیاز قطر به افزایش تولید گاز و حجم گسترده گاز این میدان است و برآورد می‌شود ارزش عملیات جدید اکتشاف گاز قطر در پارس جنوبی به میلیارد‌ها دلار برسد. قطرگاز در سال ۲۰۰۵ توقف عملیات توسعه میدان پارس جنوبی را اعلام کرد، و در اکتبر ۲۰۰۶ مدت زمان این توقف را تا سال ۲۰۱۰ تمدید کرد. تاخیر در ساخت و راه‌اندازی تاسیسات ال.ان.جی "راس لفان" باعث شد این مدت زمان بیش از این به طول بیانجامد.

عبدالله بن حمد العطیه -وزیر انرژی و صنعت قطر- نیز با تایید رفع ممنوعیت از توسعه و اکتشاف‌های جدید میدان پارس جنوبی در سال ۲۰۱۴ گفت: شرکت قطرپترولیوم به دنبال تکمیل بررسی‌های میدانی و طرح‌های گازی و ازسرگیری فعالیت‌های اکتشاف و توسعه میدان پارس جنوبی است. قطر هم‌اکنون با تولید سالانه ۴۳ میلیون تن ال.ان.جی بزرگترین صادرکننده این ماده در جهان است و قرار است تولید ال.ان.جی این کشور در سال ۲۰۱۰ به ۷۷ میلیون تن در سال برسد.

برنامه یک شرکت ایتالیایی برای توسعه همکاری‌های گازی با ایران

شرکت مایر تکنیمونت ایتالیا اعلام کرد: این شرکت تفاهمنامه‌ای به ارزش ۲۰۰ میلیون یورو برای ساخت تأسیسات گازی با ایران امضا کرده است. این در حالی است که ایران و ایتالیا پیش‌تر همکاری‌هایی در زمینه نفت و گاز ایران داشته‌اند، به طوری که مدیر بخش ذخایر

نفت و گاز شرکت ادیسون ایتالیا نیز پیش‌تر گفته بود، این شرکت در نظر دارد تا حفاری بلوک فلات قاره دیر ایران را تا پایان سال جاری میلادی آغاز کند. ایران و شرکت ادیسون قرارداد ۱۰۷ میلیون دلاری این بلوک واقع در خلیج فارس را در ژانویه ۲۰۰۸ امضا کردند.

بهره‌برداری از طرح تولید زود هنگام میادین نفت مرکزی ایران در سال ۸۸

علیرضا ضیغمی -مدیرعامل شرکت نفت مناطق مرکزی- از بهره‌برداری از طرح تولید زود هنگام میادین خشت، سروستان و سعادت آباد در نیمه دوم سال جاری خبر داد. همچنین توسعه میدان گشو به منظور تولید ۱۵ میلیون مترمکعب گاز به اعتباری افزون بر ۱۲ میلیارد دلار نیاز دارد که در دست توسعه است. در سال گذشته بین ۶۰ تا ۶۵ درصد گاز کشور توسط این شرکت تولید شده و هم‌اکنون نیز این شرکت توان تولید روزانه ۳۲۵ میلیون مترمکعب گاز، ۱۶۴ هزار بشکه نفت خام و

حدود ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی را داراست. البته براساس برنامه‌ها، با به تولید رسیدن بلوک‌های اکتشافی تا سال ۱۳۹۰ رقم تولید گاز به ۳۵۰ میلیون مترمکعب و تا سال ۱۳۹۵ به روزانه ۳۹۰ میلیون مترمکعب در روز خواهد رسید. همچنین روزانه ۱۶۴ هزار بشکه نفت از ۲۳ میادین این شرکت تولید می‌شود و براساس برنامه ریزی انجام شده پیش‌بینی می‌شود، این میزان تا سال ۱۳۹۰ به ۴۰۰ هزار بشکه و تا سال ۱۳۹۵ به ۵۰۰ هزار بشکه برسد.

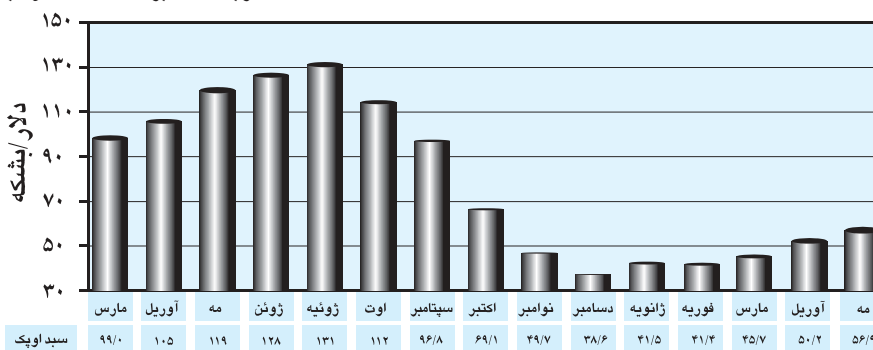
راه‌اندازی واحدهای ۶ و ۷ تولید ال.ان.جی قطر در سال ۲۰۱۰

علاء ابوجبره -مدیر بازاریابی و حمل و نقل شرکت قطرگاز- گفت: برنامه راه‌اندازی این دو واحد تولید ال.ان.جی تغییر نمی‌کند و فعالیت آزمایشی واحد پنجم در طرح قطرگاز ۲- نیز در اواخر سال جاری میلادی انجام خواهد شد. واحد چهارم در طرح قطر گاز ۲- هم پس از طی یک دوره تعمیر و نگهداری، از ژوئن فعالیت خود را از

سرگرفت. ظرفیت تولید ال.ان.جی هر یک از این واحدهای تولیدی به هفت میلیون و ۸۰۰ هزار تن در سال می‌رسد. تا پایان سال ۲۰۱۰ ظرفیت تولید ال.ان.جی قطر به رقم ۷۷ میلیون تن در سال خواهد رسید که ۴۲ میلیون تن از این مقدار را شرکت قطرگاز و میزان باقیمانده را شرکت راس گاز قطر تامین خواهد کرد. ژاپن، آمریکا، بریتانیا، چین و برخی کشورهای اروپایی از مشتریان اصلی ال.ان.جی تولیدی این واحدهای خواهند بود و قرار است قطر در اواخر سال ۲۰۱۰ سالانه پنج میلیون تن ال.ان.جی به چین صادر کند.



بررسی اجمالی بازار نفت در ماه‌های آوریل و مه ۲۰۰۹



بهر روز بیک‌علیزاده

قیمت‌های نفت خام در ماه‌های آوریل و مه ۲۰۰۹ میلادی با افزایش قابل توجهی همراه شدند. میانگین قیمت سید اوپک در ماه آوریل با افزایش ۴/۵ دلار در بشکه نسبت به ماه قبل به سطح ۵۰/۲ دلار در بشکه افزایش پیدا کرد و در ماه مه نیز با افزایش ۶/۷ دلار در بشکه به سطح ۵۶/۹ دلار در بشکه رسید.

در دوره مورد بررسی عواملی در بازار نفت فعال گردید که باعث تقویت قیمت‌های نفت گردید. آمار منتشر شده نشان می‌داد که اوپک همچنان سعی می‌کند که پایبندی خود را در سطح بالایی ادامه دهد. براساس گزارش رویترز تولید نفت خام اوپک بدون عراق در ماه آوریل ۲۰۰۹ برای هشتمین ماه متوالی کاهش یافت به این ترتیب پایبندی اوپک به تعهدات کاهش تولید به ۸۴ درصد رسید. علاوه بر آن، گروه ۲۰ در اجلاس در اوایل ماه آوریل در لندن موافقت کردند که ۱/۱ تریلیون دلار برای تقویت اقتصاد جهانی هزینه کنند و مقررات سخت‌تری بر بانک‌ها و مؤسسات مالی تأمین اعمال نمایند. بازار امیدوار بود که اقدام آنها موجب تقویت قیمت‌ها گردد. به ویژه اینکه مقامات نفتی اوپک نیز از قیمت‌های بالای نفت حمایت می‌کردند و آن را برای تداوم سرمایه‌گذاری در صنعت نفت ضروری می‌دانستند. حتی بانک Goldman Sachs نیز پیش‌بینی قیمت خود را برای نفت خام برنت در سال ۲۰۰۹ از سطح ۴۵ دلار در بشکه به سطح ۵۰/۲ دلار در بشکه افزایش داد. این مؤسسه نوشت ما مطمئن شده‌ایم که دوره افول قیمت‌های نفت ممکن است سپری شده باشد زیرا اوپک تولید خود را بیش از انتظار بازار کاهش داده است و از اینکه قیمت‌ها برای یک دوره طولانی در سطح ۵۰ دلار در بشکه قرار بگیرند جلوگیری کرده است. در عین حال انتشار خبر سوخت‌گیری و پرتاب موشک دور برت تا اواخر هفته توسط کره شمالی باعث نگرانی بازار شد و به تقویت قیمت‌ها کمک کرد. این اقدام با مخالفت آمریکا و سایر کشورهای متحد آمریکا روبرو شد. علاوه بر آن توجه بازار نفت به ناآرامی‌های عربستان نیز جلب گردید. وزارت کشور عربستان سعودی اعلام کرد که ۱۱ نفر مسلح وابسته به گروه القاعده را دستگیر کرده است. این افراد در نقاط مختلف از جمله در نزدیکی مرکز کویت و مرز یمن دستگیر شده بودند.

از اوایل ماه مه با شروع فصل رانندگی در آمریکا توجه بازار نفت به وضعیت ذخیره‌سازی‌های نفتی در آمریکا جلب گردید. این ارقام نشان می‌داد که ذخیره‌سازی‌های بنزین بر اساس گزارش API کاهش یافته است. در عین حال نیز ذخیره‌سازی‌های نفت خام نیز تنزل یافته بود. انتشار این ارقام توانست باعث تقویت قیمت‌های نفت شود. کاهش ذخیره‌سازی‌های بنزین در آغاز فصل رانندگی نشانه خوبی برای قیمت‌های نفت و بنزین بود و باعث شد که قیمت بنزین در برخی از بازارهای بین‌المللی در حدود ۱۰ دلار در بشکه بالاتر از قیمت نفت خام قرار بگیرد. همین عامل قیمت‌های نفت خام را نیز تقویت کرد و به دنبال خود قیمت‌های نفت خام را نیز افزایش داد به ویژه اینکه آمار منتشر شده درباره صادرات اوپک نیز نشان می‌داد صادرات اوپک کاهش یافته است. بر اساس گزارش مؤسسه OIL MOVEMENTS صادرات اوپک بدون آنگولا و اکوادور در چهار هفته منتهی به ۲۳ مه ۲۰۰۹ در مقایسه با چهار هفته منتهی به ۲۵ آوریل ۲۰۰۹ با کاهش ۱۳۰ هزار بشکه در روز به سطح ۲۲/۱۵ میلیون بشکه در روز تنزل یافته بود. در اوایل ماه مه آب و هوای بد در منطقه خلیج فارس باعث وقفه در صادرات نفت خام و فرآورده برخی از کشورهای منطقه شد. در عین حال مشکلات پالایشگاهی در چند پالایشگاه در آمریکا توجه بازار را به خود جلب کرد. علاوه بر آن با توجه به اینکه بازار انتظار داشت که رکود اقتصادی تعدیل شده باشد ارزش سهام در بازارهای بورس افزایش یافت و به تقویت قیمت‌های نفت منجر گردید. در روز دوشنبه ۱۹ ماه مه گروه‌های ناراضی در نیجریه بعد از درگیری با نیروهای امنیتی

اعلام کردند که بخشی از آب راه‌های منطقه دلتای نیجریه را بسته‌اند و اجازه نمی‌دهند که نفت خام از این منطقه صادر گردد. این موضوع نیز به تقویت قیمت‌ها کمک کرد. در این میان آمار منتشر شده از سوی کشور چین نیز نشان داد تقاضای نفت در چین در ماه آوریل ۲۰۰۹ نسبت به زمان مشابه در سال گذشته ۳/۹ درصد رشد داشت. چنین رشد بالایی برای اولین مرتبه از ماه اکتبر سال گذشته تا کنون ثبت شده بود. آژانس بین‌المللی انرژی نیز اعلام کرد

در فاصله اکتبر ۲۰۰۸ تا پایان ماه آوریل ۲۰۰۹ بیش از ۲۰ طرح بزرگ با ارزش بیش از ۱۷۰ میلیارد دلار لغو شده است و یا تا زمان نامعلومی به تأخیر افتاده است. این پروژه‌ها شامل ۲ میلیون بشکه در روز تولید نفت و یک میلیارد فوت مکعب در روز ظرفیت تولید گاز می‌شدند. علاوه بر آن ۳۵ پروژه نیز تا ۱۸ ماه آینده به تأخیر افتاده‌اند. در این گزارش آمده بود که انتظار می‌رود سرمایه‌گذاری در کشورهای غیر اوپک بیشترین کاهش را داشته باشد و کاهش سرمایه‌گذاری در مبادین موجود نیز ریسک افت تولید را بیشتر کرده است. و با بهبود اوضاع اقتصادی این وضعیت را افزایش شدید قیمت‌های نفت منجر خواهد شد. به هر حال افزایش اخیر قیمت‌های نفت باعث گردید که مقامات نفتی اوپک از احتمال عدم کاهش تولید نفت این سازمان در اجلاس ماه مه گفتگو کنند. اجلاس اوپک در زمانی برگزار شد که قیمت‌های نفت روند صعودی به خود گرفته بود. در این میان وزیر انرژی آمریکا نیز کشورهای عضو اوپک را از افزایش شدید قیمت‌ها بر حذر داشته بود. این شرایط باعث شد که مقامات نفتی اوپک خود را برای عدم تغییر تولید نفت اوپک آماده سازند. و سرانجام اوپک تصمیم گرفت که تولید خود را تغییری ندهد و تصمیم خود را به اجلاس عادی این سازمان در ماه سپتامبر ۲۰۰۹ موکول کند.

در عین حال عوامل دیگری در بازار از رشد بیشتر قیمت‌ها جلوگیری کردند. ارقام منتشر شده در باره اوضاع اقتصاد نشان می‌داد که بحران اقتصادی همچنان در حال عمیق‌تر شدن است. صندوق جهانی پول اعلام کرد در سال جاری رشد اقتصاد به منفی ادرصد خواهد رسید که پایین‌ترین رشد اقتصادی بعد از جنگ جهانی دوم است. آژانس بین‌المللی انرژی نیز در گزارشی که منتشر ساخت گفت تقاضای جهانی نفت با تجدیدنظر نزولی به میزان ۲۰۰ هزار بشکه در روز به سطح ۸۳/۲ خواهد رسید که ۲/۵۶ میلیون بشکه در روز کمتر از سال قبل می‌باشد. چنین کاهش از سال ۱۹۸۱ تا کنون بی سابقه بوده است. اداره اطلاعات انرژی وابسته به وزارت انرژی آمریکا گفت که ۱۳۰ میلیون بشکه نفت خام در ذخایر شناور وجود دارد. البته این آمار و پیش‌بینی‌ها فقط توانست روند صعودی قیمت‌ها را کند سازد. در این میان اخبار منتشر شده نیز نشان می‌داد عربستان و برخی از اعضای دیگر اوپک همچنان با قدرت، برنامه افزایش ظرفیت تولید خود را دنبال می‌کنند. این اقدامات نیز هرگونه نگرانی را از بازار برطرف ساخت و به تثبیت قیمت‌ها در سطوح فعلی کمک کرد. علی‌النعمی وزیر نفت عربستان نیز اعلام کرد عربستان قصد دارد ظرفیت تولید خود را تا اواسط سال به ۱۲/۵ میلیون بشکه در روز افزایش دهد و این ظرفیت مازاد می‌تواند در آینده هرگونه کمبودی را جبران کند.

عوامل تقویت کننده قیمت‌های نفت

- رعایت تعهدات کاهش تولید توسط اوپک؛
- حمایت برخی از مقامات اوپک از قیمت‌های بالاتر برای نفت؛
- ناآرامی در عربستان؛
- تداوم ناآرامی‌ها در نیجریه؛
- تصمیم گروه ۲۰ برای تزریق یک تریلیون دلار به سیستم اقتصاد جهانی؛
- نگرانی بازار از عدم سرمایه‌گذاری در صنعت نفت به دلیل قیمت‌های پایین نفت؛
- کاهش ذخیره‌سازی‌های بنزین و نفت خام در آمریکا؛
- شروع فصل رانندگی؛
- تقویت بازار بورس؛

عوامل تضعیف کننده قیمت‌های نفت

- مخالفت برخی از اعضای اوپک با کاهش تولید این سازمان در اجلاس ۱۵۳؛
- عدم تغییر تولید اوپک در اجلاس ۱۵۳؛
- بالا بودن سطح ذخایر شناور؛
- تداوم بحران اقتصاد جهانی؛
- اعلام افزایش ظرفیت تولید برخی از اعضای اوپک؛