مقاله

چشم‌انداز درازمدت شاه‌راه مبادلاتی گاز طبیعی در شمال شرقی آسیا

بخش دوم

تأثیرات اجتماعی - اقتصادی خط لوله اصلی

۱ - حفظ آب و هوای جهانی و آب و هوای محلی

هماهنگ کردن انرژی با محیط زیست یکی از اولویت‌های سیاست‌گذاری‌ها است. توسعه و بهره‌برداری از گاز طبیعی با ایجاد خطوط لوله بین‌المللی، سهمی در حل مشکلات آب و هوایی زمین و آب و هوای محلی در شمال شرقی آسیا خواهد داشت.

در سراسر جهان، تمام کشورها و مناطق می‌کوشند بهترین ترکیب انرژی را به منظور کاهش انتشار دی‌اکسیدکربن بکار برند. (جدول ۱). این نگرانی وجود دارد که دی‌اکسیدکربن منتشره از سوختن سوخت‌های فسیلی بر روی تغییر آب و هوا مانند گرم شدن زمین موثر باشد. طبق پروتکل کیوتو گازهای گلخانه‌ای در کشورهای پیشرفته باید حداقل ۵ درصد نسبت به سال مبدأ ۱۹۹۰، کاهش یابند. از بین سوخت‌های فسیلی مختلف، توسعه گاز طبیعی یکی از ابزارهای مهم برای مقابله با مشکلات تغییر آب و هوا است زیرا گاز طبیعی، در هر واحد از ارزش گرمایی دی‌اکسیدکربن کمتری تولید می‌کند.

جدول (۱) نشان می‌دهد که تا سال ۲۰۱۰ در سه کشور شمال شرقی آسیا یعنی چین، ژاپن و کره، برآورد انتشار CO_2 در حالت پایه Mt-C ۱۱۶۱ و حتی در سناریوی حمایت از محیط زیست Mt-C ۹۱۲ خواهد بود. بر این اساس،

جدول ۱ - چشم انداز انتشار دی‌اکسید کربن در شمال شرقی آسیا

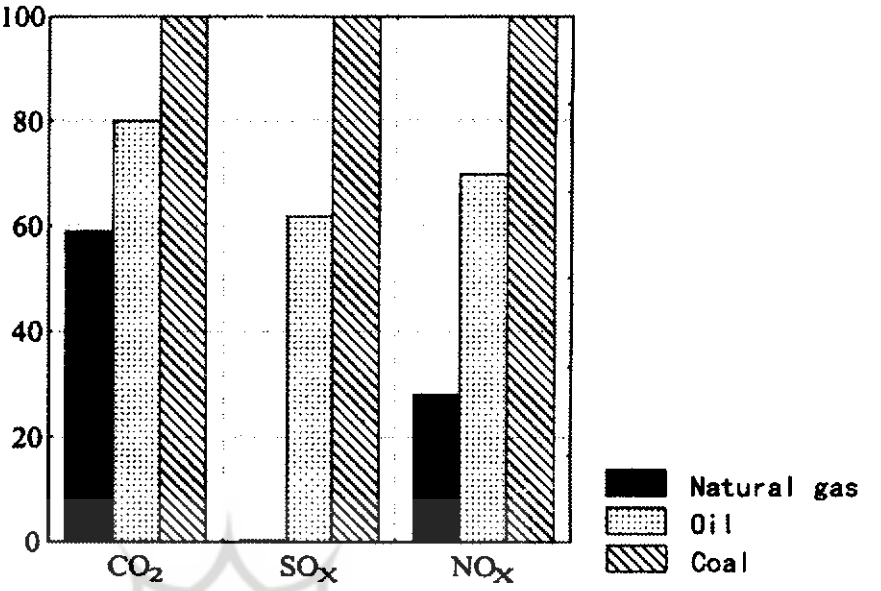
MtC

	۱۹۹۵	۲۰۰۰	۲۰۰۵	۲۰۱۰	۲۰۰۰-۲۰۱۰ افزایش میانگین (٪)
سناریوی ادامه وضعیت موجود چین	۸۱۹/۷	۹۸۶/۷	۱۱۵۴/۵	۱۳۱۳/۱	۲/۹
ژاپن	۳۴۴/۱	۳۵۵/۹	۳۷۸/۲	۴۰۷/۱	۱/۴
کره	۱۱۳/۳	۱۲۴/۵	۱۴۷/۲	۱۶۶/۸	۳/۰
کل	۱۲۷۷/۱	۱۴۶۷/۱	۱۶۷۶/۹	۱۸۸۷/۰	۲/۵
از زغال سنگ	۸۰۰/۵	۹۲۱/۷	۱۰۴۵/۷	۱۱۶۱/۵	۲/۳
سناریوی حمایت از محیط زیست چین	۸۱۹/۷	۹۰۱/۷	۹۹۴/۳	۱۱۰۰/۷	۲/۰
ژاپن	۳۴۴/۱	۳۴۲/۰	۳۴۴/۶	۳۴۸/۵	۰/۲
کره	۱۱۳/۵	۱۱۸/۹	۱۳۰/۴	۱۳۶/۸	۱/۴
کل	۱۲۷۷/۳	۱۳۶۲/۶	۱۴۶۹/۳	۱۵۸۶/۰	۱/۵
از زغال سنگ	۸۰۰/۵	۸۲۹/۰	۸۶۹/۵	۹۱۲/۵	۱/۰

منبع: چشم انداز عرضه و تقاضای انرژی APEC، ۱۹۹۸

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

نمودار ۱ – مقایسه انتشار دی‌اکسیدکربن، اکسیدهای گوگرد و اکسیدهای نیتروژن (زغال سنگ ۱۰۰ در نظر گرفته شده است)



منبع: IEA چشم‌انداز ملی گاز تا سال ۲۰۱۰

توسعه بهره‌برداری از گاز طبیعی در کشورهای شمال شرقی آسیا اقدامی بسیار موثر برای جلوگیری از گرم شدن زمین است.

علاوه بر این، دود حاصل از سوختن زغال‌سنگ نیز به دلیل اینکه حاوی ذرات معلق ریز (SPM)، اکسیدهای گوگرد و اکسیدهای نیتروژن است، موجب مشکلات آب و هوایی و سایر آلودگی‌ها می‌شود. گاز طبیعی در هنگام سوختن تقریباً هیچ گونه ذرات معلق و یا اکسیدهای گوگردی منتشر نمی‌کند. بنابراین، استفاده از گاز طبیعی با احداث نیروگاه‌های حرارتی گاز طبیعی و استفاده گسترده از گاز شهری اقدامی موثر نه تنها برای حل مشکلات آلودگی هوا (ناشی از سوختن زغال سنگ) در سطح محلی است، بلکه در زمینه بهبود مشکلات مربوط به باران‌های اسیدی برای کل منطقه شمال شرقی آسیا نیز موثر است.

۲– تعیین اصول رقابتی در بخش انرژی

تضمین عرضه گاز طبیعی با ایجاد یک خط لوله بین‌المللی موجب کاهش هزینه‌های انرژی از طریق متنوع‌سازی منابع انرژی و ایجاد اصول رقابتی در بخش انرژی در بین کشورهای مختلف خواهد شد.

در سال‌های اخیر، به عنوان یک روند کلی جهانی، تسهیل مقررات و ایجاد اصول رقابتی در صنایع خدمات عمومی از جمله برق، عرضه گاز و صنعت نفت در حال پیشرفت بوده است. در چین، با سیاست‌های بازگشایی و اصلاحات و سوسیالیسم اقتصاد بازار، تقسیم صنعت انرژی دولتی به بخش اداری و موسسات، در حال پیشرفت است. در بخش برق، نفوذ در بازار به وسیله تولیدکنندگان مستقل برق (IPP)[1] دنبال می‌شود. نه تنها پروژه‌های سرمایه‌گذاری مشترک بلکه پروژه‌های صرفاً خارجی نیز می‌توانند برای عملیات آزمایشی تصویب شوند. در کره جنوبی، صنایع برق و گاز اساساً توسط شرکت‌های دولتی اداره می‌شوند. با این همه، به عنوان یکی از اقدامات مهم برای مقابله با رکود اقتصادی که از بحران پولی ناشی شده، سیاست خصوصی‌سازی به اجرا گذشته شده است. در ژاپن نیز بخش‌های نفت، برق، گاز و سایر انرژی‌ها، مقررات زدایی شده و با ایجاد شرایط رقابتی در حال پیشرفت است.

به منظور تعیین اصول رقابت، دو نکته مهم به نظر می‌رسند: اول اینکه زیر ساخت‌ها تا سطح معینی باید مهیا شوند و دوم، تعداد واردشوندگان به بازار باید افزایش یابند یا به عبارت دیگر مقررات زدایی برای تسهیل انعطاف‌پذیری برای کاربرد زیر ساختی ارتقاء یابد. علاوه بر این اگر مقررات زدایی به نحو مناسبی انجام شود با تعیین اصول رقابتی در بازار انرژی شمال شرقی آسیا، کاهش قیمت انرژی و از جمله گاز طبیعی پیش‌بینی می‌شود. کاهش قیمت‌های انرژی با تقویت رقابت پذیری بین‌المللی در صنایع شمال شرقی آسیا مرتبط خواهد بود.

۳– تضمین امنیت انرژی

احداث خطوط لوله بین‌المللی، استفاده از گاز طبیعی را نه تنها در جنوب شرقی آسیا بلکه در شرق روسیه، جایی که مقادیر زیادی از ذخایر و منابع متنوع انرژی در آنجا وجود دارد نیز تسهیل خواهد کرد. بدین ترتیب، این امر با تضمین امنیت انرژی در شمال شرقی آسیا مرتبط خواهد بود. در اروپا و آمریکای شمالی، تمایل شدیدی به کاهش وابستگی به نفت خاورمیانه وجود دارد. برعکس در آسیا با تقاضای فزاینده نسبت به مصرف انرژی و رکود رشد تولید نفت خام، وابستگی به نفت خاورمیانه همچنان بالاست. در مرحله کنونی، وابستگی به نفت خاورمیانه در جنوب شرقی آسیا، از ۵۰ درصد تجاوز می‌کند و این عدد در مقایسه با سایر مناطق، به طور مثال ۲۹ درصد برای اروپای

جدول ۲ – خلاصه‌ای از اقدامات تسهیل مقررات در بخش‌های برق و گاز

کشور	صنعت برق	صنعت گاز
چین	● جداسازی نقش‌های شرکت‌های اداری و موسسات در امور مربوط به بخش برق ● تأیید IPP ● استفاده از سرمایه‌گذاری خارجی در بخش برق	● جداسازی نقش‌های شرکت‌های اداری و موسسات در امور مربوط به بخش گاز ● بهره برداری از سرمایه گذاری خارجی در توسعه گاز طبیعی
ژاپن	● ایجاد رقابت کلی در نیروگاه‌های حرارتی جدیدالتأسیس ● آزادسازی حجم وسیعی از عرضه	● آزاد سازی حجم وسیعی از عرضه
کره جنوبی	● خصوصی‌سازی شرکت ملی برق مشارکت IPP در بازار تولید برق	● خصوصی‌سازی شرکت ملی گاز ● آزاد سازی جزئی واردات LNG

غربی و ۱۰ درصد برای آمریکای شمالی، به راستی بالاست.

در ژاپن و کره جنوبی به دلیل منابع طبیعی بومی اندک، حدود ۸۰ درصد از تأمین انرژی به واردات از خارج وابسته است. به ویژه در مورد نفت، خاطر نشان شده که در آینده، وابستگی به نفت خاورمیانه افزایش خواهد یافت. بنابراین، یافتن تضمین امنیت انرژی برای منابع گاز طبیعی که پراکندگی منابع آن نسبت به نفت بیشتر است، از اهمیت بیشتری برخوردار است. چین نیز که پیش از این در تأمین انرژی مورد نیاز به منابع داخلی متکی بود، در سال‌های اخیر به یکی از واردکنندگان عمده نفت مبدل شده و با افزایش ناگهانی تقاضای نفت، انتظار می‌رود به یک کشور واردکننده خالص انرژی‌های اولیه تبدیل شود. از آنجا که حرکت چین احتمالاً تأثیر عظیمی بربازار جهانی نفت خواهد داشت توسعه بهره‌برداری از گاز طبیعی در این کشور با عرضه پایدار انرژی در این منطقه مرتبط خواهد بود.

۴- مواجهه با تغییرات ساختار تقاضای انرژی

در سال‌های اخیر، پیشرفت‌های قابل ملاحظه‌ای در توسعه تکنولوژیکی بهره‌برداری از گاز طبیعی روی داده است. به ویژه، به دلیل کارایی بالای تولید برق پیل‌های سوختی (۶۰-۴۰ درصد)، وقتی گاز به عنوان یک سیستم تولید مشترک بکار می‌رود، به یک سیستم جدید انرژی مبدل می‌شود که می‌تواند به کارایی انرژی سیر صعودی بدهد (حدود ۸۰ درصداز کل کارایی).

جدول ۳- چشم‌انداز بازار خودرو جهان را در سال ۲۰۲۰ نشان می‌دهد. بر طبق این چشم‌انداز، در بازار ژاپن، وسایل نقلیه با نیروی پیل سوختی بزرگ‌ترین سهم را در سال ۲۰۲۰ خواهند داشت. در بازار جهانی، وسایل نقلیه با نیروی پیل سوختی در رده سوم و وسایل نقلیه CNG سوز چهارمین رتبه را به خود اختصاص خواهند داد. وسایل نقلیه با نیروی پیل سوختی و وسایل نقلیه CNG سوز هر دو از گاز طبیعی به جای بنزین استفاده می‌کنند.

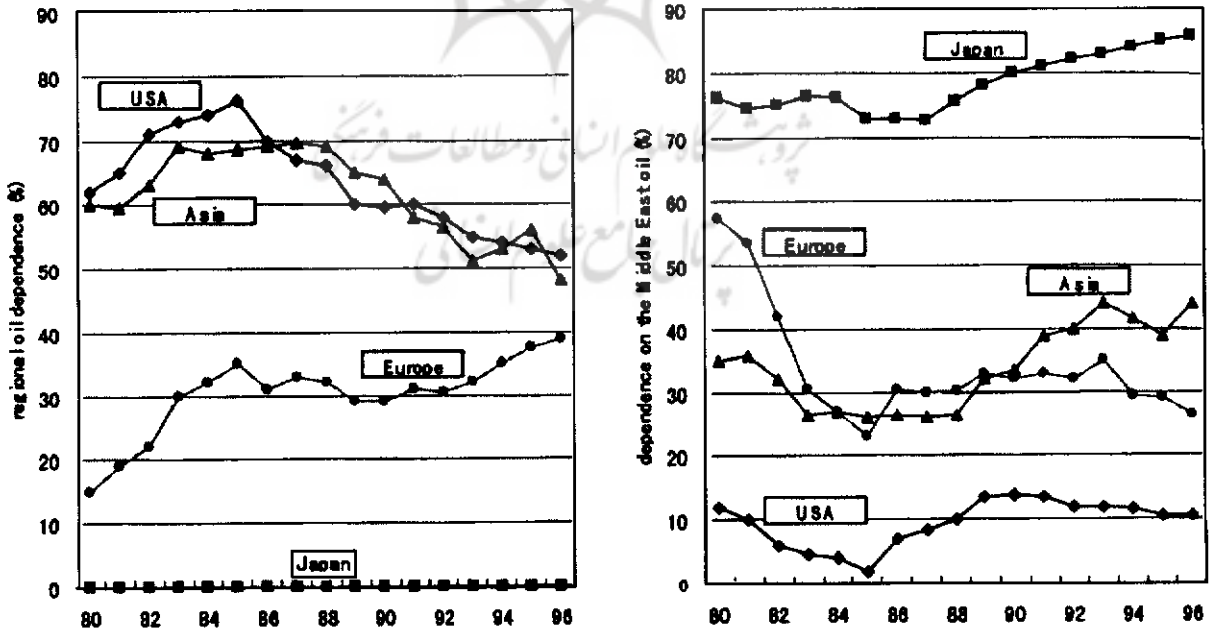
افزایش استفاده از گاز طبیعی در خودروها و بخش خانگی منوط به تجاری شدن آن در آغاز قرن ۲۱ است و کارخانه‌های خودروسازی و لوازم برقی به شدت در توسعه آن با هم رقابت دارند. سایر پیشرفت‌ها در زمینه صرفه‌جویی انرژی و فن‌آوری تمیز مانند توربین‌های میکرو- گاز، تولید مجدد برق و غیره که استفاده از گاز طبیعی در آنها به عنوان سوخت مناسب‌تر است نیز در حال پیشرفت هستند. وقتی این تکنولوژی‌ها در شمال شرقی آسیا وارد شوند، انتظار می‌رود که ساختار تقاضای انرژی با تغییرات وسیعی مواجه شود.

با وجود زمینه پیشرفت فن‌آوری‌ها، استفاده از گاز طبیعی در مقیاس جهانی در حال افزایش است. گفته می‌شود که زمان پیش از قرن ۱۹ عصر هیزم و زغال چوب بود، با شروع قرن بیستم تا دهه ۱۹۶۰ عصر زغال سنگ شروع شد و از دهه ۱۹۶۰ تا آغاز سال ۲۰۰۰ دوره نفت و پس از آن دوره گاز طبیعی و هیدروژن خواهد آمد. احداث خطوط لوله بین‌المللی در شمال شرقی آسیا یکی از جنبه‌های زیر ساختی اصلی در دوره گاز طبیعی و هیدروژن به شمار می‌رود.

۵- انحلال دوره فقدان برق

سیستم تولید برق از نوع تجزیه با سوخت گاز طبیعی، دیگر تنها در مناطق شهری استفاده نخواهد شد، بلکه برق‌رسانی در مناطق کشاورزی در جوار خطوط لوله انتقال گاز جایی که عرضه برق وجود ندارد، نیز ارتقاء خواهد

نمودار ۲- وابستگی اروپا، آمریکای شمالی و آسیا به نفت خاورمیانه



منبع: آژانس انرژی و منابع طبیعی، وزارت صنایع و تجارت بین‌المللی ژاپن، (۶-۱۹۹۸)

اروپا: اتریش، بلژیک دانمارک، فنلاند، فرانسه، آلمان، یونان، ایسلند، ایرلند، ایتالیا-لوکزامبورک، هلند، نروژ، پرتغال-اسپانیا، سوئد، سوئیس، ترکیه و انگلیس

آسیا: بنگلادش، تایوان، هنگ‌کنگ، هند، اندونزی، کره‌جنوبی، مالزی، میانمار، نپال، پاکستان، فیلیپین، سنگاپور، تایلند، ویتنام.

جدول ۳- رده‌بندی بازار خودرو در جهان در سال ۲۰۲۰

ژاپن		جهان	
وسایل نقلیه برقی	۸۰/۸۲	وسایل نقلیه برقی	۱۷۲/۷۳
وسایل نقلیه با نیروی پیل سوختی	۶۰/۹۸	وسایل نقلیه با سوخت GDI	۱۵۳/۲۷
وسایل نقلیه با سوخت GDI	۱۹/۶۰	وسایل نقلیه با نیروی پیل سوختی	۱۲۷/۰۳
وسایل نقلیه با سوخت CVT	۱۱/۳۸	وسایل نقلیه CNG سوز	۴۱/۳۶
وسایل نقلیه Hybrid Electric	۱۰/۴۳	وسایل نقلیه با سوخت CVT	۲۵/۰۹

منبع: موسسه تحقیقات میتسوبیشی

۱۱۰ ین ژاپن = ۱ دلار آمریکا

GDI (Gasolin Direct Injection) تزریق مستقیم بنزین

CVT (Continuously Variable Transmission) متغیر پیوسته حمل و نقل

CNG (Compressed Natural Gas) گاز طبیعی فشرده

یافت و موجب توسعه استانداردهای زندگی خواهد شد.

در شمال شرقی آسیا، هنوز مناطقی وجود دارند که وضعیت برق‌رسانی در آنجا ضعیف است. به ویژه در سرزمین پهناور چین هنوز مناطق کوهستانی وجود دارد که برق باید به آنجا انتقال یابد. سیستم تولید برق از نوع تجزیه که پیل سوختی یا توربین‌های میکرو گاز با سوخت گاز طبیعی استفاده می‌کنند، ابزاری موثر برای برق‌رسانی به این مناطق فاقد برق هستند. این امر همچنین در کره شمالی و سایر مناطقی که شرایط برق‌رسانی هنوز ضعیف است، از اهمیت ویژه‌ای برخورداراست. دلیل این ضعف خرابی تأسیسات برق مانندخطوط انتقال‌نیرو و غیره است. بنابراین سیستم تولید برق از نوع تجزیه با سوخت گاز طبیعی نیز یکی از راه‌های موثر است.

۶- ایجاد روابط متقابل بین کشورهای شمال شرقی آسیا و منطقه

ارتقاء استفاده از گاز طبیعی در شمال شرقی آسیا، به وابستگی متقابل کشورهای آن منطقه از طریق‌صادرات وواردات‌گاز طبیعی بستگی دارد.

در شمال شرقی آسیا، با توجه به جمعیت، توزیع منابع طبیعی، شرایط توسعه اقتصادی و پیش‌بینی تقاضای انرژی، احتمال ایجاد ارتباط وابستگی متقابل حول محور گاز طبیعی بسیار بالا به نظر می‌رسد.

تحت چنین شرایطی، وقتی که شمال شرق آسیا با روشی پایدار منابع انرژی خود را از شمال شرقی روسیه تأمین می‌کند، توسعه اقتصادی در شرق آسیا، مغولستان و کره شمالی تسهیل شده و همچنین عرضه پایدار انرژی به ژاپن، چین و کره جنوبی تضمین خواهد شد. کسب توسعه اقتصادی در شمال شرقی آسیا در کل منطقه کار مهمی است که آن ناحیه از آسیا با آن مواجه است. از طریق صادرات و واردات گاز طبیعی، نیاز به رفع موانع در بین هر یک ازکشورها و ایجاد سیستم متکی به انرژی به نام اتحادیه انرژی (Energy Alliance) بیشتر مورد توجه قرار می‌گیرد.

نتیجه‌گیری

۱- دلیل این تحقیق

شمال شرقی آسیا، از امکانات وسیعی برای ایجاد یک اتحادیه انرژی برای گاز طبیعی برخوردار است. یک خط لوله بین‌المللی گاز طبیعی نیروی محرکه‌ای قوی در جهت تحقق ایجاد اتحادیه انرژی است.

با این همه، هیچ چشم‌انداز جامعی برای خطوط لوله بین‌المللی گاز ارایه نشده، هر چند که طرح‌های مجزایی برای پروژه‌های خطوط لوله ارایه شده است. علاوه بر این، سازمان‌هایی در شرق روسیه که گاز طبیعی تولید می‌کنند و چین، کره جنوبی و ژاپن که مشتری محسوب می‌شوند هنوز دور میز مذاکره به بحث پیرامون چگونگی دستیابی به طرحی جامع برای خطوط لوله بین‌المللی نپرداخته‌اند.

بنابراین، با هدایت گروه کاری شامل کشورهای عضو سازمان کشورهای شمال شرقی آسیا و منطقه، این تحقیق چشم‌انداز جامع درازمدت خطوط لوله بین‌المللی را براساس تراز منطقه‌ای عرضه و تقاضای گاز طبیعی در شمال شرقی آسیا ارایه می‌کند.

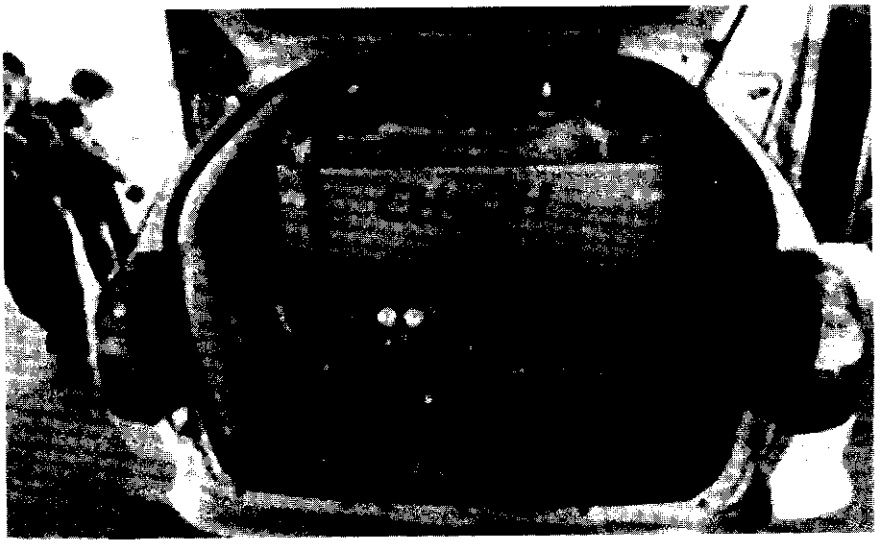
۲- مشخصه‌های جدید

در این تحقیق آخرین اطلاعات در مورد روند فعلی و آتی انرژی در کشورهای شمال شرقی آسیا و منطقه و سیاست‌های گاز طبیعی آنها جمع‌آوری شد که نتایج حاصله می‌تواند به عنوان یک مرجع در رابطه با وضعیت انرژی در کشورها و مناطق مربوطه به کار رود.

سپس عرضه وتقاضای آتی گاز طبیعی در کشورها و مناطق شمال شرقی آسیا به صورت منطقه‌ای بررسی شد. در نتیجه، بدون در نظر گرفتن میزان مصرف، شرق سیبری و خاوردور، که در بین مناطق شرق روسیه از لحاظ جغرافیایی نزدیک به شمال شرقی آسیا هستند، قادر به صادرات ۲۸ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۰ خواهند بود که برای تأمین کمبود آتی گاز طبیعی در شمال شرقی آسیا کافی نخواهد بود. بنابراین، واضح است که کشورها و مناطق شمال شرقی آسیا باید واردات گاز طبیعی از غرب سیبری و آسیای مرکزی را که دارای ذخایر عظیم گاز طبیعی هستند مد نظر قرار دهند.

سرانجام با محاسبه تراز منطقه‌ای عرضه و تقاضا، این تحقیق، چشم‌انداز دراز مدت خط لوله بین‌المللی را با در نظر گرفتن سال ۲۰۲۰ به عنوان سال هدف، ارایه کرد. فرمول اصلی عبارت است از خط لوله اصلی نردبانی شکل به‌علاوه خط لوله مدور. خط لوله نردبانی شکل از دو خط لوله تشکیل می‌شود که عبارتند از: ۱- خط لوله شمالی؛ که غرب سیبری، کراسنویارسک، ایرکوتسک، جمهوری ساخا و ساخالین را به هم مرتبط می‌کند، ۲- خط لوله جنوبی؛ که آسیای مرکزی، شمال غربی چین و شانگهای را به هم متصل می‌کند. خط لوله مدور که تقاضاکنندگان را به هم مرتبط می‌کند، یک خط لوله عظیم مدور است. این خط شمال ساخالین، کاباروسک

ادامه در صفحهٔ ۵۷



نهادینه شدن کاربرد پیل‌های سوختی؛ اهداف و موانع توسعه

عارف محمد زاده نوین

پالایشگاه نفت پارس - تهران

امروزه پیل‌های سوختی در تمامی عرصه‌های تولید انرژی الکتریکی اهمیت و جایگاه ویژه‌ای پیدا کرده‌اند. اگر چه دانش فنی این مولدهای الکتروشیمیایی پیشینه‌ای در حدود ۱۵۰ سال دارد، پیل‌های سوختی تنها طی چند سال اخیر در سطح عمومی جامعه شناخته شده و به عنوان یک منبع تأمین کننده انرژی برای نسل‌های آینده مورد توجه جدی قرار گرفته‌اند. علاوه بر آن، پیل‌های سوختی به عنوان یک منبع انرژی "سازگار با محیط زیست" (منبع سبز) هم شهرت یافته‌اند، یعنی یک منبع پاک، فاقد سر و صدا و دارای بازدهی مناسب. آنها بدون داشتن قطعات مکانیکی متحرک، درست شبیه پیل‌های خشک عمل کرده و مادامی که سوخت تازه (معمولاً هیدروژن) به آنها رسانده می‌شود، به طور پیوسته انرژی الکتریکی تولید می‌کنند.

در حال حاضر، این مولدها در ظرفیت‌های ۱۰۰ وات تا دهها کیلو وات طراحی و ساخته شده‌اند که در ظرفیت‌های بالا (که معمولاً به صورت هیبرید است) بازدهی این مجموعه‌ها به ۷۵ درصد نیز می‌رسد.

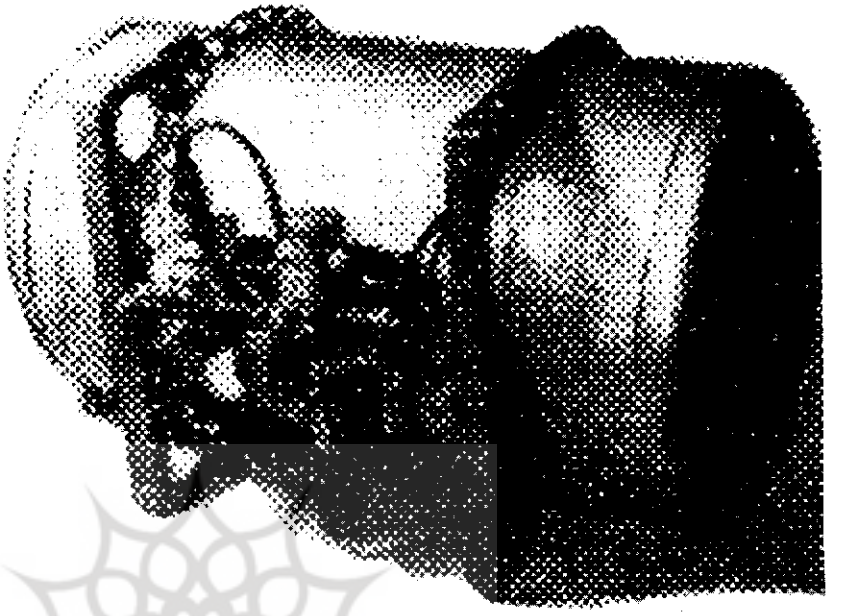
به هر حال، مانند هر تکنولوژی نو پای دیگر، سهم این مولدهای انرژی در تأمین انرژی مورد نیاز کنونی جهان بسیار ناچیز بوده. و در خوشبینانه‌ترین ارزیابی به ۲ درصد هم نمی‌رسد، اگر چه در جوامع صنعتی این سهم به سرعت در حال رشد و ترقی است. با این وجود امکان نهادینه شدن و کاربرد همگانی و همه منظوره پیل‌های سوختی هنوز به حد مورد انتظار در اهداف و برنامه‌ریزی‌های انرژی دولت‌ها نرسیده است و در عمل با موانع خاصی، اعم از فنی - اقتصادی، سیاسی و فرهنگی مواجه است. در این میان، دولت‌هایی که دارای منابع بالقوه فراوان و قابل بهره‌برداری از ذخایر انرژی فسیلی هستند، کمترین میزان انگیزه و گرایش به توسعه فن‌آوری و کاربرد عمومی پیل‌های سوختی (و سایر منابع انرژی تجدیدپذیر) را نشان داده و به گونه‌ای رشد فن‌آوری این منبع تأمین انرژی پاک را با محدودیت‌ها و مشکلات متعدد روبرو می‌سازند. در این مقاله، سعی شده است که امکان نهادینه شدن دانش فنی و توسعه کاربرد پیل‌های سوختی از جنبه‌های مختلف مورد بحث قرار گرفته و برخی از موانع توسعه آنها نیز از یک دیدگاه تحلیل گرایانه بررسی شود.

۱- مقدمه تاریخی

پیل سوختی برای نخستین بار در سال ۱۸۳۹ میلادی توسط سر ویلیام گروو (Sir William Grove) ابداع شد، ولی به عنوان یک دستاورد تحقیقاتی چندان مورد توجه قرار نگرفت زیرا ظرفیت تولید انرژی آن کم و هزینه ساخت آن بسیار زیاد بود. بین سال‌های ۱۹۹۵ تا ۱۹۶۰ نمونه‌های تحقیقاتی/آزمایشگاهی متعددی ازپیل‌های سوختی توسط شرکت‌های بزرگی مانند جنرال الکتریک (GE) با ظرفیت ۰/۰۲ تا ۱۵ وات ساخته شد. اما هنوز این ظرفیت برای کاربردهای فنی و صنعتی مورد نظر کافی و قابل قبول نبود، تا این که در سال ۱۹۶۵ یک پیل سوختی باظرفیت یک کیلو وات توسط شرکت جنرال الکتریک به منظور استفاده در ماهواره ژمینی ۵ (Gemini 5) ساخته شد و توجه دانشمندان را به خود جلب کرد. این پیل سوختی با ولتاژ ۲۵ ولت و شدت جریان خروجی ۴۰ آمپر (شکل ۱) توانست در طول ۷ پرتاب ماهواره ژمینی ۵، انرژی برابر با ۵۱۹ کیلووات ساعت را طی بیش از ۸۴۰ ساعت پرواز تأمین کند [1] . بدین ترتیب ثابت شد که پیل‌های سوختی می‌توانند برای بسیاری از مقاصد هوا- فضا مناسب بوده و انرژی مورد نیاز آنها را به صورت پیوسته، بدون نوسان و پایدار تأمین کنند. پس از آن، شرکت‌های متعددی در سراسر جهان روی توسعه دانش فنی و تکنولوژی ساخت پیل‌های و حتی سرمایه‌گذاری کردند. امروزه نیز تحقیقات و تلاش‌های گسترده‌ای در جهت ارتقای ظرفیت، کاهش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری و توسعه ویژگی‌های کاربردی (همه منظوره) پیل‌های سوختی در جریان است و رقابت چشمگیری بین شرکت‌های بزرگ جهان در این زمینه وجود دارد.

پیل‌های سوختی می‌توانند به صورت مولدهای ساکن (Stationary)، که ظرفیت آنها بین ۱۰۰ وات (در حد مصرف یک لامپ رشته‌ای معمولی) تا چندین مگاوات (مصرف برق حدود ۱۰۰۰ خانوار) متغیر است، تولید و عرضه شوند. برق خروجی از پیل‌های سوختی، جریان مستقیم DC است و بنابراین برای اتصال به شبکه‌های سراسری انتقال و توزیع برق و استفاده در مصرف‌کننده‌های امروزی لازم است که توسط اینورتر (Inverter) به برق جریان متناوب AC تبدیل شود. پیل‌های سوختی را

شکل ۱
پیل سوختی یک کیلوواتی بکار رفته در ساختمان ماهواره ژمینی ۵
سال ۱۹۶۵-۱۹۵۹ میلادی [1]

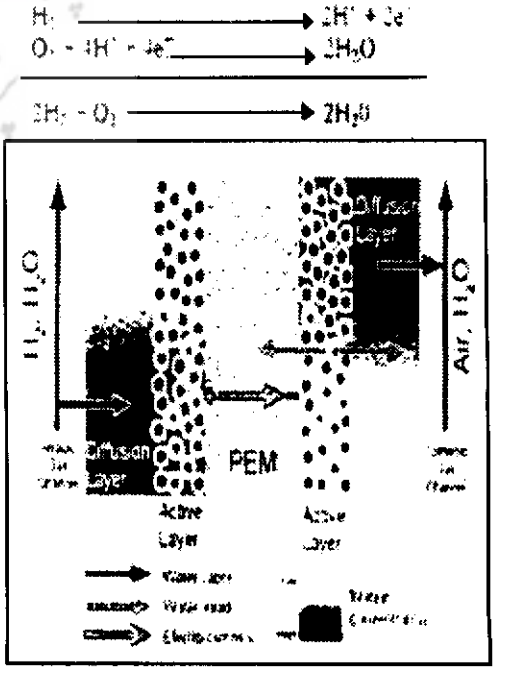


شکل ۲

ایستگاه رله تلویزیونی با منبع انرژی پیل سوختی، آلمان - ایالت بادن‌بادن سال ۱۹۶۵ میلادی [1].

می‌توان به صورت متصل به شبکه و یا غیرمتصل به شبکه مورد استفاده قرارداد. همچنین در کاربردهای صنعتی می‌توان برای افزایش بازدهی پیل‌های سوختی از مولدهای کوچک برای تولید همزمان الکتریسیته و گرما (Co-generation of Heat Power/CHP) بهره گرفت. از پیل‌های سوختی می‌توان برای تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز در مناطق دور از شبکه‌های سراسری انتقال و توزیع برق، ایستگاه‌های ماهواره‌ای مخابراتی و... نیز به طور رضایت‌بخش استفاده کرد.

شکل ۳
اجزاء و مکانیزم عملکرد پیل سوختی



۲- مروری کوتاه بر انواع متداول پیل‌های سوختی [2].

پیل‌های سوختی را معمولاً بر اساس نوع ماده الکترولیت آنها طبقه‌بندی می‌کنند. الکترولیت ماده‌ای است که ما بین قطب‌های آند و کاتد قرارگرفته و نقش یک پل ارتباطی را برای تبادیل یون‌ها ایفا می‌کند.

۲-۱ پیل‌های سوختی قلیایی (Alkaline Fuel Cells/AFCs)

در این نوع پیل‌های سوختی از یک ماده قلیایی به عنوان الکترولیت استفاده شده است و در کاربردهای هوا- فضا مانند ماهواره آپولو و شاتل فضایی امریکا مورد استفاده قرار گرفته است.

۲-۲ پیل‌های سوختی با غشاء تبادل پروتونی Proton Exchange Membrane Fuel Cells/PEMFC)

در ساختمان این نوع پیل‌ها، از یک پلیمر جامد به عنوان ماده الکترولیت استفاده شده و لذا درجه حرارت کارکرد آن الزاماً پایین است. به همین سبب این نوع از پیل‌های سوختی برای کاربرد در خودروها و صنعت حمل و نقل مناسب هستند.

۲-۳ پیل‌های سوختی با الکترولیت اسید فسفریک (Phosphoric Acid Fuel Cells/PAFCs)

به طوری که از نام آن پیداست، در این نوع پیل‌ها از اسید فسفریک به عنوان الکترولیت استفاده شده و از نظر اقتصادی ارزان‌تر از سایر انواع پیل‌های سوختی است. به همین دلیل، این نوع پیل‌های سوختی تنها گروهی هستند که به طور تجاری (تولید انبوه) برای مقاصد تولید انرژی ساخته شده‌اند.

۴-۲ پیل‌های سوختی با الکترولیت کربنات مذاب
(Molten Carbonate Fuel Cells/MCFCs)

در این نوع از پیل‌های سوختی، الکترولیت کربنات در درجه حرارت کارکرد پیل، که تقریباً ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد است، ذوب شده و نقش خود را ایفا می‌کند. راندمان این نوع پیل‌های سوختی از همه انواع دیگر بیشتر است.

۵-۲ پیل‌های سوختی با الکترولیت اکسیدهای جامد
(Solid Oxide Fuel Cells/SOFCs)

در این نوع از پیل‌های سوختی یک ماده سرامیکی (اکسید فلزی) به عنوان الکترولیت عمل می‌کند. از آنجایی که نقطه ذوب سرامیک‌ها نسبتاً بالا است، این پیل‌ها درجه حرارت کارکردی حدود ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد (و بالاتر) دارند که برای برخی از مقاصد بسیار مناسب است. پس از پیل‌های سوختی با الکترولیت کربنات مذاب، این نوع پیل‌های سوختی بالاترین راندمان نسبی را بین انواع دیگر دارند. در هر دو نوع پیل‌های سوختی اخیر می‌توان از منواکسید کربن (CO) به عنوان سوخت استفاده کرد.

هر یک از انواع پیل‌های سوختی که تا به حال ساخته شده، دارای ویژگی‌هایی است که به خصوص آنها را برای استفاده در برخی کاربردها مناسب می‌سازد. به عنوان مثال، راندمان و درجه حرارت کارکرد بالاتر پیل‌های سوختی کربنات مذاب و اکسید جامد، آنها را برای استفاده در مولدهای ساکن (به طور مستقل و یا هیبرید با توربین‌های گازی) ایده‌آل ساخته است. تنوع پیل‌های سوختی نیز، همانند موتورهای احتراق داخلی، بسیار زیاد است. باوجود سرمایه‌گذاری که طی سال‌های اخیر برای تحقیقات و توسعه تکنولوژی ساخت پیل‌های سوختی انجام گرفته، رشد این فن‌آوری از سایر زمینه‌های تولید انرژی کمتر بوده است، زیرا پیل‌های سوختی به طور جدی در مقاصد نظامی و استراتژیک به کار گرفته نشده‌اند.

در شکل ۴ بازدهی نسبی انواع پیل‌های سوختی در مقایسه با هم نشان داده شده است.

۳- اهداف توسعه کاربرد پیل‌های سوختی

توسعه فن‌آوری و کاربرد پیل‌های سوختی از جنبه‌های مختلفی قابل بررسی است. برخی از این جنبه‌ها عبارتند از:

۱-۳ مزایای زیست محیطی

پیل‌های سوختی از نظر معیارهای زیست‌محیطی جزو مطلوب‌ترین منابع تولید انرژی به شمار می‌روند. این مزایا شامل میزان انتشار در حد صفر (یا نزدیک به صفر) آلاینده‌های NOx,SOx,CO و هیدروکربن‌ها و همچنین میزان آلودگی صوتی بسیار پایین آنها است. به همین دلیل می‌توان پیل‌های سوختی را در مجاورت مصرف‌کننده‌ها (خانگی، صنعتی، خودرو و...) مورد استفاده قرار داد و بدین ترتیب از تلفات مربوط به انتقال انرژی نیز جلوگیری کرد. این ویژگی در حقیقت پنجره‌ای به سوی امکان ساخت و عرضه سیستم‌های گسسته انرژی(Discrete Energy Systems) باز می‌کند.

۲-۳ تأمین انرژی برق مورد نیاز مناطق دور افتاده و دور از شبکه‌های سراسری انتقال و توزیع نیرو

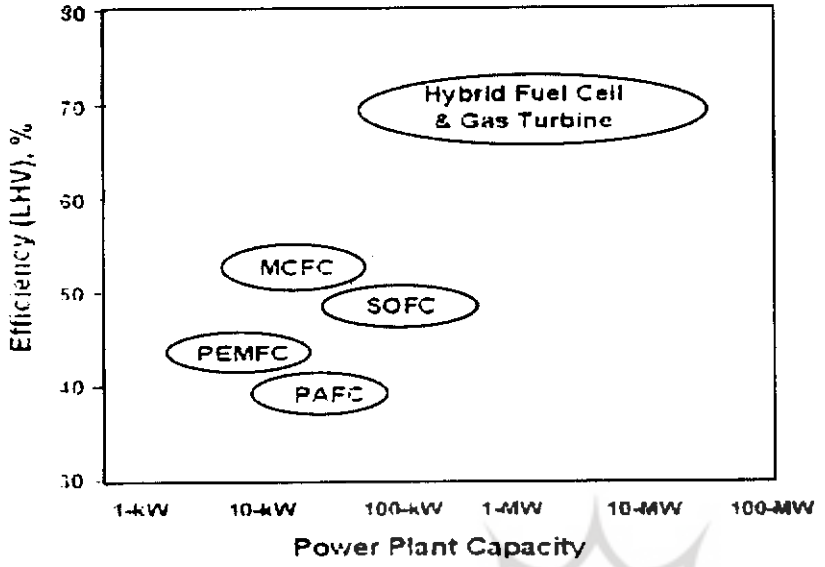
یکی دیگر از مزایای بهره‌برداری از پیل‌های سوختی در آن است که توسط این مولدهای انرژی الکتریکی می‌توان برق مورد نیاز مناطق دور افتاده، صعب‌العبور و بسیار دور از شبکه‌های سراسری انتقال و توزیع را به خوبی و به طور منطقه‌ای (Local Supply) تأمین کرد. بدین ترتیب، علاوه بر کاهش ظرفیت لازم نیروگاه‌های حرارتی (و نیز بهبود و کاهش میزان انتشار آلاینده‌های مربوطه)، کاهش طول خطوط انتقال نیرو و کاهش تلفات انتقال انرژی، قابلیت اطمینان منبع تولید انرژی الکتریکی را نیز برای مصرف‌کننده افزایش داد. در این خصوص وزارت نیروی ایالات متحده توانسته است پیل‌های سوختی خانگی با ظرفیت ۳۵ کیلو وات را با قیمت حدود ۳۰۰۰ تا ۵۰۰۰ دلار به عموم شهروندان خود عرضه کند [2].

۳-۳ امکان ذخیره سازی انرژی

این ویژگی یکی از مهم‌ترین مزایای پیل‌های سوختی است. انرژی الکتریکی با همه امتیازاتی که دارد، امکان ذخیره‌سازی مناسبی نداشته و بنابراین از این جنبه دارای یک نقیصه ذاتی است. در حالی که در پیل‌های سوختی که اندکی بهسازی شده‌اند می‌توانند به سادگی آب و جریان الکتریسته را دریافت کرده و هیدروژن و اکسیژن تولید کنند. سپس می‌توان این گازها را جمع‌آوری و ذخیره کرد و در آینده برای تولید انرژی الکتریکی در سیکل مستقیم پیل سوختی مورد استفاده قرار داد.

چنین سیستمی را می‌توان به صورت ترکیبی با سلول‌های (پانل‌های) خورشیدی نیز بکار برد، به طوری که در طول روز انرژی را ذخیره کرده و شب هنگام انرژی الکتریکی تولید کند. همچنین

شکل ۴
بازدهی سیستم‌های مجهز به پیل‌های سوختی [2].



درنیروگاه‌ها نیز می‌توان از پیل‌های سوختی برای ذخیره‌کردن انرژی در ساعات خارج از پیک (اوج مصرف) استفاده‌کردودر ساعات اوج مصرف این انرژی ذخیره شده را باز پس گرفت و برای تأمین قسمتی از برق مورد نیاز مناطق مصرف کرد.

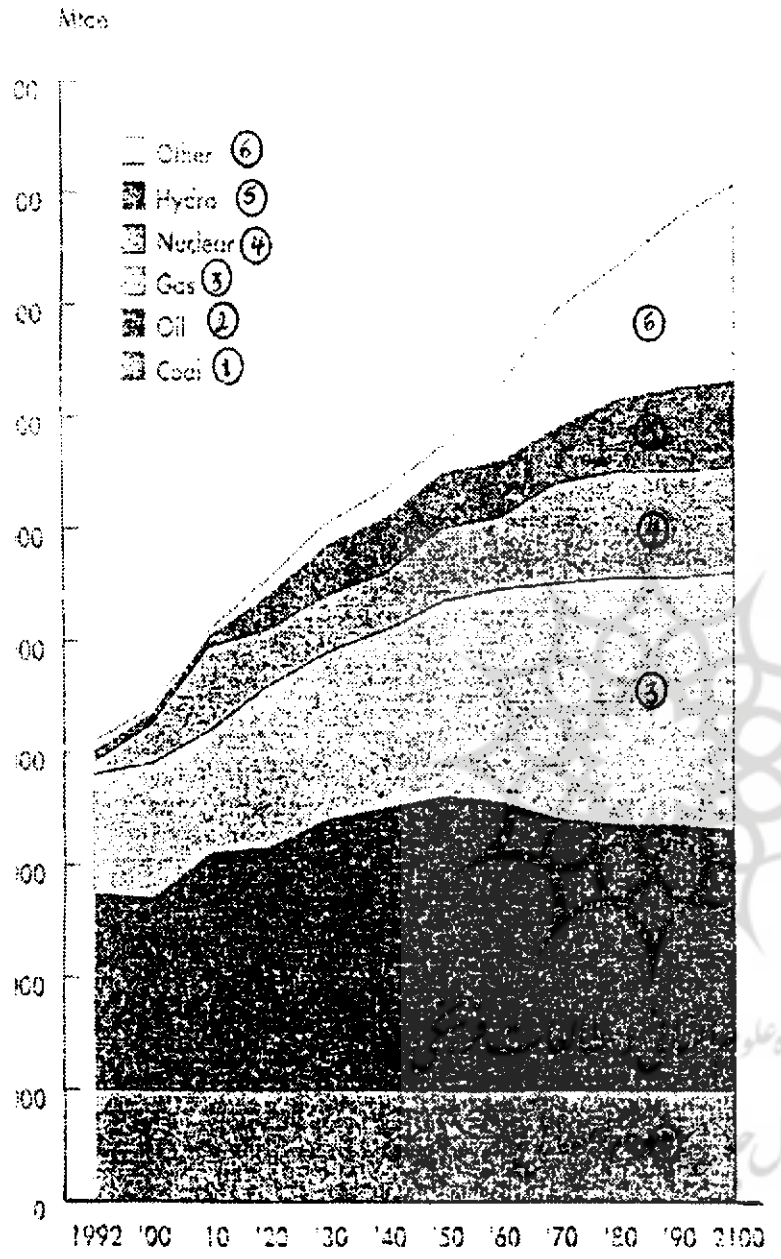
۴-۳ تنوع ظرفیت و قابلیت‌های کاربردی

علاوه بر امکان و ظرفیت تولید انرژی الکتریکی در مقیاس وسیع، از پیل‌های سوختی ظریف (مینیاتوری) می‌توان به جای باتری‌های فعلی، در وسایلی از قبیل کامپیوترهای همراه (Lap Top)، تلفن‌های سیار و بی‌سیم‌ها استفاده نمود. در اینجا پیل‌های سوختی ظریف، مشابه باتری‌های معمولی، جریان الکتریکی مستقیم (DC) تولید می‌کند که در این وسایل قابل مصرف است از واحدهای کوچک پیل‌های سوختی برای تأمین برق مورد نیاز ماهواره‌های مخابراتی به صورت جایگزین سلول‌های خورشیدی، و یا به حالت ترکیبی (هیبرید) با آن، استفاده کرد. پیل‌های سوختی بسیار ظریف (Micro-Machined) را می‌توان به منظور تأمین الکتریسیته مورد نیاز تراشه‌های الکترونیکی در کامپیوترها به‌کار برد. همچنین، پیل‌های سوختی می‌توانند به طور ایمن، انرژی الکتریکی مورد نیاز را برای وسایل بیولوژیکی مانند وسایل کمک شنوایی و سمعک‌ها تأمین کنند.

۵-۳ امکان جایگزین شدن با موتورهای احتراق داخلی در خودروها

آخرین آمارهای منتشره شده [3] نشان می‌دهد که بخش حمل و نقل در حدود ۳۹/۶ درصد از میزان کل مصرف فرآورده‌های نفتی کشور را به خود اختصاص داده است. همچنین سهم صنعت حمل و نقل (در بین بخش‌های مختلف مصرف کننده انرژی) در انتشار آلاینده‌ها برای خودروهای با سوخت نفت گاز (گازوئیل) درحدود ۴۸درصد و برای خودروهای با سوخت بنزین‌بیش‌از۹۸/۶درصداست.بدین‌ترتیب،صنعت حمل‌ونقل‌به‌نوبه‌خودیکی‌ازفاجعه‌آمیزترین اثرات تخریبی را به محیط زیست وارد می‌کند که جبران عواقب آن ناممکن و یا بسیار هزینه‌بر است. از این رو، شرکت‌های بزرگ خودروسازی جهان، به طور یک رقابت آشکار سعی دارند که تا سال ۲۰۰۴ میلادی، خودروهای پیل سوختی رابه صورت انبوه به بازار عرضه کنند [4]. در این میان، دو شرکت دایملر - کرایسلر و شرکت جنرال موتورز بیشترین فعالیت‌ها را در این زمینه

شکل ۵
سناریو مصرف منابع انرژی اولیه جهان، تا سال ۲۱۰۰ میلادی [6].



انجام داده و تا کنون نمونه‌های متنوعی از خورروهای سواری و سنگین پیل سوختی را تولید کرده و به بازار عرضه داشته‌اند و در حال حاضر نیز تلاش‌های بسیار گسترده‌ای در جهت بهینه‌سازی و ارتقاء مشخصات فنی، ظرفیت و قدرت این خودروها در حال انجام است. در ایران نیز اولین نمونه خودرو پیل سوختی تا سال ۱۳۶۸ به بازار عرضه خواهد شد [5].

۴- مشکلات و موانع توسعه

پیش‌بینی‌های اخیر آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) بیانگر آنست که، طی سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ میلادی سوخت‌های فسیلی حدود ۹۰ درصد از سهم بازار انرژی‌های اولیه را به خود اختصاص خواهد داد [6].

در این میان نفت تا سال ۲۰۵۰ مهم‌ترین نقش را ایفا کرده و پس از آن نقش منابع گاز نسبت به نفت برتری خواهد داشت. ولی در بلند مدت، منابع انرژی تجدیدپذیر اثر شگرفی بر مصارف انرژی‌های اولیه جهان خواهد گذاشت و این تأثیرات با افزایش قیمت نفت به خوبی آشکار خواهد شد. تحقیقات انجام شده توسط

دانشگاه MIT بیانگر آن است که تا سال ۲۱۰۰ سهم سوخت‌های فسیلی در سبد مصرف انرژی‌های اولیه جهان، به واسطه اهداف کاهش میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای، کاهش یافته و به حدود ۶۷ درصد خواهد رسید (شکل ۵) [6].

بنابراین می‌توان برخی از موانع توسعه فن‌آوری و نهادینه شدن کاربرد پیل‌های سوختی را به صورت ذیل ذکر کرد:

۴-۱ بالابودن هزینه ساخت

بزرگترین مانع تجاری شدن پیل‌های سوختی، هزینه‌های سنگین ساخت آنها است. این موضوع از عوامل ذیل ناشی می‌شود:

- هنوز تولید پیل‌های سوختی، از نظر حجم اقتصادی تولید به حد و اهداف مورد نظر نرسیده است.
- نمونه‌های ساخته شده فعلی، ظرفیت (انرژی خروجی) بسیار کمتری از سایر منابع موجود و قابل دسترس دارند.
- نمونه‌های پیل‌های سوختی، عموماً در آزمایشگاه‌ها و مراکز تحقیقاتی ساخته شده و از نظر معیارهای بهینه‌سازی روش‌های تولید، هنوز بایستی تلاش‌های بسیار زیادی انجام گیرد.
- پیچیدگی ذاتی که سیستم‌های مجهز به پیل‌های سوختی دارند و سخت افزارهای خاصی که جهت بهره‌برداری از آنها لازم است، ساختار آنها را (در مقایسه با سادگی مکانیزم عمل خود پیل‌های سوختی) کمی پیچیده کرده است.
- در پیل‌های سوختی از مواد گران‌بها و به خصوص فلزات کمیاب وگران‌قیمت به‌عنوان کاتالیزور در واکنش شیمیایی استفاده می‌شود که خود نوعی محدودیت در توسعه آنها ایجاد کرده است.
- انعطاف‌پذیری محدود نسبت به سوخت عامل دیگری است که به عنوان یک مانع عمل می‌کند. پیل‌های سوختی، جهت رسیدن به بازدهی بالا و تولید بهینه انرژی، بایستی از سوخت هیدروژن خالص استفاده کنند، در حالی که برای تجاری شدن لازم است که بتوانند سوخت‌های هیدروکربنی متداول را به عنوان سوخت اکسیدشونده مصرف کنند.

۴-۲ ارزان بودن سوخت‌های فسیلی (به عنوان منابع انرژی اولیه)

پایین بودن قیمت نفت، که در اغلب کشورهای‌صادرکننده نفت از جهت ثبات سیاسی این کشورها مطرح است، خود عاملی است که به طور ظاهراً غیر مستقیم توسعه فن‌آوری و کاربرد منابع انرژی تجدیدپذیر، و از جمله پیل‌های سوختی، را با مشکلات و محدودیت‌های اقتصادی بسیار زیادی مواجه نموده است.

۴-۳ یارانه‌های مصرف انرژی

بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی (IEA)، در ایران نرخ متوسط یارانه اختصاص داده شده به فرآورده‌های نفتی ۸۳/۳ درصد، گاز طبیعی ۷۷/۸ درصد و برق ۴۸/۱ درصد است[7]. بدیهی است تا زمانی که مصرف‌کنندگان انرژی بهای واقعی (تمام شده) حامل‌های مختلف انرژی (و نیز آب و برق) را نپردازند، هرگز جایگاهی‌برای‌مطرح شدن وبه‌خصوص‌پذیرش و توسعه‌کاربرد‌پیل‌های‌سوختی‌وجودنخواهدداشت و این منبع از نقطه نظر اقتصادی توان رقابت با سایر منابع موجود و متداول فعلی را ندارد.

۴-۴ عدم اجرای قوانین و مقررات زیست محیطی

این عامل نیز به طور غیرمستقیم موجب کاهش گرایش به بهره‌برداری و توسعه فن‌آوری پیل‌های سوختی می‌شود. متأسفانه، در ایران تعداد سازمان‌ها و تشکل‌های ملی و محلی مرتبط با مسایل زیست محیطی بسیار محدود است و به علاوه، سازمان‌های موجود نیز از قدرت و نفوذ کافی (به خصوص در برابر سازمان‌های دولتی) برخوردار نیستند.

۴-۵ الگوی نادرست مصرف انرژی

با نگاهی به شاخص‌های شدت انرژی کشورهای مختلف جهان و مقایسه آنها با ایران، به‌سادگی می‌توان به‌نادرست بودن الگوی مصرف انرژی درایران و لزوم اصلاح و بازنگری در آن پی برد [8]. هرکیلووات‌برق‌اضافی‌که‌در ساعات پیک ازشبکه‌برق‌کشورمصرف می‌شود، تقریباً به میزان ۱۲۰۰ دلار نیروگاه‌ها را دچار استهلاک می‌کند. با منطقی‌شدن‌میزان‌مصرف‌انرژی‌دربخش‌های مولد (ولذا ارتباط تولید ناخالص داخلی) می‌توان امید داشت که برخی از بخش‌های مصرف‌کننده انرژی نسبت به بهره‌گیری از پیل‌های سوختی برای تأمین انرژی مورد نیاز خود گرایش پیدا کنند.

۵- بحث و نتیجه‌گیری

فرآیندهای تولید و انتقال و مصرف انرژی، همه بخش‌های اقتصاد کلان جامعه را تحت تأثیر قرار می‌دهند. هر قدر گرایش جهانی به سوی صنعتی شدن افزایش می‌یابد، نیاز بشر به منابع انرژی کارآمدتر و پایدارتر بیشتر می‌شود. بدون بهره‌گیری از دستاوردهای تکنولوژی، اجرای برنامه‌های افزایش ظرفیت بهره‌برداری از منابع انرژی‌به‌طورفاجعه‌آمیزی‌روی‌پایداری وحیات‌کره زمین‌تأثیرخواهدگذاشت.ازاین رو به نظر می‌رسد که توسعه کاربرد و تکنولوژی پیل‌های سوختی، یکی از مهمترین دستاوردهای دهه آینده باشد. برای‌دستیابی‌به‌این‌هدف،لازم است که هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری از پیل‌های سوختی، توسط بهینه‌سازی جنبه‌های کاربردی آن، استفاده از مواد و قطعات ارزان‌تر در ساختمان داخلی آنها، ایجاد قابلیت مصرف گازها و هیدروکربن‌های متداول و ارزان‌تر به جای هیدروژن و به خصوص استفاده از آنها به صورت هیبرید با سایر مولدهای انرژی، به حد منطقی و قابل قبول برسد و بتواند توجه سازندگان و سرمایه‌گذاران را برای تولید انبوه انواع مختلف این مولدهای انرژی پاک به خود جلب کند. دراین میان سیاست‌های تشویقی و حمایتی (مستقیم یا غیرمستقیم) دولت‌ها، همکاری نزدیک دانشگاه‌ها و مراکز عالی تحقیقاتی با صنایع، وضع و اجرای سریع و صریح قوانین و مقررات زیست محیطی، ارتقاء سطح آگاهی‌ودانش‌عمومی‌جامعه‌وحساس‌سازی جامعه نسبت به مسایل انرژی و محیط زیست از جمله عواملی هستند که می‌توانند این گرایش ناگزیر جهانی را سرعت بخشند.

بهبود مسایل انرژی و محیط زیست نیز مانند بسیاری از معضلات جوامع، نیازمند به ایجاد یک عزم ملی است تا بتوان بر این مشکلات فائق شد. ■

منابع و مأخذ

1- Encyclopedic Dictionary Of Physics, J. Thewlis, Pergamon Press,1969.

2- Fuel Cell Technology Comes Of Age. The National Fuel Cell Research Center, University Of California, June 2001.

۳- ترازنامه انرژی، سال ۱۳۷۷، معاونت امور انرژی - وزارت نیرو.

۴- مقاله پیل سوختی، تألیف دکتر همایون معدل، مجله مهندسی مکانیک، سال نهم شماره ۱۷.

۵- مقاله خودرو پیل سوختی ملی، دکتر اسماعیل ساعی‌ور، سومین همایش ملی انرژی، اردیبهشت ۱۳۸۰.

6- Private Power Executive, March/April 1999.

۷- پیام انرژی، شماره ۵۲، اردیبهشت ۷۹.

۸- مقاله انرژی در هزاره سوم، لزوم یک بازنگری در تعاریف الگوها و یکاها، عارف محمد زاده نوین، سومین همایش ملی انرژی، اردیبهشت ۱۳۸۰.

بررسی الگوی مصرف برق خانوار شهری و روستایی ایران

حسن جولایی
بخش مطالعات اقتصادی و اجتماعی

اقتصاد، علم دقیقاً تعریف شده‌ای نیست. مرزهای آن پیوسته تغییر می‌کند و تعریف آن نیز مورد بحث دایم است. یکی از تعاریف مصطلح عبارت است از: اقتصاد بررسی کاربرد منابع کمیاب برای دستیابی به اهداف مختلف است. یا به عبارت دقیق‌تر، اقتصاد را می‌توان علمی اجتماعی دانست که رفتار افراد و گروههای مختلف را در فرآیند تولید، مبادله و مصرف کالاها و خدمات مورد مطالعه قرار می‌دهد.[1]

در علم اقتصاد همچون سایر علوم اجتماعی، سعی بر آن است که تفسیر و توجیهی بر پدیده‌ها و واقعیات یافت و در صورت امکان برای پدیده‌های آتی نیز پیش‌بینی ارایه کرد. به همین لحاظ مباحث تئوریک از یک طرف زمینه را برای بررسی تجربی ایجاد کرده و از طرف دیگر بررسی‌های تجربی خود زمینه لازم برای آزمون تئوری‌ها و فرضیات را پدید می‌آورند.

یکی از شاخه‌های اصلی علم اقتصاد، اقتصاد خرد[2] است که موضوع آن مطالعه فعالیت‌های افراد و بنگاههای اقتصادی است.

در چهار چوب مباحث اقتصاد خرد، یکی از بخش‌های عمده، رفتار مصرف‌کننده است که به دنبال آن تابع تقاضا مطرح می‌شود.

فرض اصلی که نظریه رفتار مصرف کننده و تقاضا براساس آن بنا شده است، آن است که مصرف‌کننده می‌کوشد درآمد محدود پولی خود را بین کالاها و خدمات در دسترس، طوری تخصیص دهد که بتواند رضایت خود را حداکثر کند. براساس فرض فوق و منحنی‌های بی تفاوتی[3] می‌توان منحنی تقاضای افراد را به دست آورد و سپس به نحوه عکس‌العمل هر فرد در مقابل تغییرات قیمت و درآمد پرداخت.

اما از آنجا که رفاه یک جامعه، به سطوح ارضای تمام مصرف‌کنندگان بستگی دارد، لازم است تا چگونگی توزیع کالا در میان مردم و همچنین نحوه توزیع کالاها و خدمات در سبد مصرفی یک خانوار مورد بررسی قرار گیرد و این هدف با بررسی بودجه خانوار صورت می‌گیرد.

در این مقاله سعی می‌شود تا در چهار چوب مبانی و مفاهیم اقتصاد خرد و با بررسی بودجه خانوار چگونگی نحوه مصرف خانوارها از برق مورد بررسی قرار گیرد.

یعنی پدیده‌های موجود در بودجه خانوار که مرتبط با هزینه برق است، مورد تجزیه و تحلیل واقع شده و چگونگی عکس‌العمل خانوار در مقابل تغییرات قیمت و درآمد ارایه شود. در این راستا از شاخص‌های اقتصادی مانند ضریب جینی[4]، کشش‌های درآمدی و قیمتی تقاضا و سهم هزینه برق در کل هزینه‌ها استفاده خواهد شد. هزینه‌های خانوار به دو دسته هزینه خوراکی و غیرخوراکی تقسیم می‌شود که هزینه غیرخوراکی شامل گروه‌های:

۱- پوشاک ۲- مسکن، آب، سوخت و روشناسی ۳- لوازم و اثاثه منزل و خدمات ۴-بهداشت و درمان ۵- حمل و نقل و ارتباطات ۶-تفریحات و خدمات فرهنگی ۷- کالاها و خدمات متفرقه است که هزینه برق جزء گروه هزینه مسکن، سوخت و روشنایی است.

صنعت برق کشور به عنوان یک بنگاه تقریباً

بر اساس معیار ضریب جینی، توزیع هزینه برق در روستاها متعادل‌تر از شهرها ست

انحصاری طی سال‌های پس ازجنگ از رشد نسبتاً خوبی برخوردار بوده و این صنعت نقش مهمی در رشد و توسعه اقتصادی کشور دارد بنابراین شناخت رفتار مصرف‌کننده، به این بنگاه در اعمال سیاست‌گذاری قیمت کمک بسزایی خواهد کرد.

از سوی دیگر هر ساله اعتبارات و تسهیلات گسترده‌ای در صنعت برق هزینه می‌شود و این هزینه‌ها به صورت درآمد به خانوارها بر می‌گردد و خانوارها نیز قسمتی از آن را به هزینه برق تخصیص می‌دهند. بنابراین شناخت روند تغییرات هزینه برق در مقایسه با سایر هزینه‌ها و برای گروههای مختلف درآمدی مهم است.

این مقاله اهداف زیر را پیگیری می‌کند:

۱- بررسی نقش هزینه برق و سایر هزینه‌های مشابه در سبد مصرفی خانوار و تعیین سهم هزینه برق در کل هزینه خانوار در بین طبقات مختلف به منظور اخذ تصمیم در زمینه تأمین رفاه نسبی افراد.

۲- محاسبه کشش‌های درآمدی برق به منظور پی بردن به الگوی مصرفی خانوار و تعیین درجه ضروری و لوکس بودن این کالا نسبت به سایر هزینه‌ها.

به طور خلاصه شناخت الگو و تعیین اقلام تشکیل دهنده هزینه دارای کاربردهای اساسی زیر است:

الف - عمده‌ترین مصرف‌کننده نهایی کالاها اعم از آن که در داخل کشور تولید و یا از خارج کشور وارد شده باشد، خانوار است. بنابراین بررسی الگوی مصرف خانوار از یک طرف ساختارهای اقتصادی را در سطح خرد مورد مطالعه قرار می‌دهد و از طرف دیگر زمینه را برای بررسی عملکردهای نظام اقتصادی در سطح کلان نیز فراهم می‌سازد.

ب - کیفیت و کمیت کالاها و خدماتی که خانوار به عنوان کوچک‌ترین واحد یک جامعه مورد استفاده قرار می‌دهد، هر یک به گونه‌ای نشان از میزان رفاه عمومی و توسعه یافتگی آن جامعه دارد. به طوری که از دیدگاه کلی حتی اقلام تشکیل دهنده سبد هزینه خانوار، خود به تنهایی نشانه‌هایی از شرایط اقتصادی جامعه را ارایه می‌دهد.

بررسی شاخص‌های مورد استفاده

الف - شاخص‌های توزیع درآمد

۱- ضریب جینی: متداول‌ترین شاخص توزیع درآمد، ضریب جینی است. این ضریب بین دو حد صفر و یک قرار دارد، اگر ضریب ۱ باشد، نابرابری مطلق وجود دارد.

۲- دهکهای جمعیتی: در این روش سهم درآمد (هزینه) هر یک از گروههای دهگانه جمعیتی از کل درآمد (هزینه) محاسبه و مورد مقایسه قرار می‌گیرد. شناخت ضروری یا لوکس بودن نوع کالا بر اساس روند سهم هزینه هر کالا بر هزینه کل (یا هزینه غیر خوراکی) میسر است. وقتی یک کالا ضروری است، افزایش در مصرف آن طی دهکها به کندی صورت می‌گیرد و بین دهکها فاصله زیادی از حیث مصرف آن کالا وجود ندارد. در نتیجه سهم هزینه هر کالا از کل هزینه یا هزینه غیرخوراکی با انتقال به قسمت دهکهای بالاتر روند نزولی دارد و بر عکس در مورد کالاهای لوکس، با حرکت به دهکهای بالاتر، به شدت بر میزان مصرف افزوده خواهد شد و در نتیجه سهم هزینه هر کالا از کل هزینه غیرخوراکی (یا کل هزینه) با افزایش درآمد، روند صعودی خواهد داشت.

۳- سهم طبقات درآمدی: در این روش درآمد (یا هزینه) ۴۰ درصد جمعیت با کمترین درآمد، ۴۰ درصد جمعیت با درآمد متوسط و ۲۰ درصد جمعیت با درآمد بالا محاسبه و مورد مقایسه قرار می‌گیرد. دراین روش علاوه بر نحوه توزیع، نوع کالا نیز از لحاظ ضروری بودن و یا لوکس بودن مشخص می‌شود. بدین صورت که هر چه سهم قشرهای کم درآمد در کل مخارج انجام شده بر روی کالا بیشتر باشد، آن کالا ضروری است.

ب- کشش درآمدی تقاضا[5]

کشش درآمدی تقاضا نشان دهنده اثر تغییرات درآمدی بر مصرف است. کشش درآمدی تقاضا بین صفر و یک نشان دهنده کالای ضروری، بزرگتر از یک نشان دهنده کالا لوکس و کوچکتر از صفر نشان دهنده کالای پست است.

کشش درآمدی می‌تواند به عنوان یک ابزار در سیاستگذاری مورد استفاده قرار گیرد. به طور مثال اگر هدف برقراری یارانه (سوبسید) بر روی کالاهای ضروری مورد مصرف افراد جامعه باشد، به وسیله کشش درآمدی می‌تواند کالاهای ضروری را به رتبه‌بندی و میزان یارانه را به ترتیب اولویت پرداخت کرد، یا کشش درآمدی ابزاری در جهت شناخت افزایش یا کاهش سطح رفاه در جامعه است و همچنین کشش درآمدی تقاضا می‌تواند برنامه‌ریزان و مجریان طرح‌های تولیدی را به هنگام تخصیص عوامل تولید و هماهنگ ساختن عرضه و تقاضا و سیاست بازاریابی یاری دهد. برای محاسبه کشش درآمدی تقاضا براساس داده‌های مقطعی می‌توان از الگوی زیر استفاده کرد:

$$Lny_i = \beta_0 + \beta_1 Lnx_i + U_i$$

به طوری که در معادله فوق:

Lny_i: لگاریتم هزینه انجام شده دهکها بر روی هر کالا

Lnx_i: لگاریتم هزینه کل خانوار (کل مخارج دهکها بر روی هر کالا)

U_i: جمله اختلال است که در بر گیرنده کلیه عواملی است که بر متغیر وابسته تأثیر می‌گذارد ولی در معادله لحاظ نشده است.

اندیس i: بیانگر مشاهدات مربوط به هر دهک است.

β پارامتر عرض از مبدأ و β_1 کشش درآمدی (هزینه‌ای) تقاضا است.

ج- کشش قیمتی تقاضا[6]

کشش قیمتی تقاضا نشان دهنده اثرات تغییرات قیمت بر مصرف است. چنانچه قدر مطلق کشش قیمتی تقاضا بین صفر و یک باشد، نشان دهنده کالای بی کشش و قدر مطلق بزرگتر از یک، نشان دهنده کالای با کشش است.

د- کشش قیمتی عرضه[7]

کشش قیمتی عرضه نشان دهنده اثرات

تغییرات قیمت بر عرضه است.

بررسی شاخص‌های ارایه شده برای کالای برق در سال ۱۳۷۸

۱- سهم هزینه‌برق خانوارشهری و روستایی از کل هزینه به‌ترتیب برابر ۱/۲۶ و ۱/۳۹ درصد بوده است، سهم هزینه برق از کل هزینه خانوار شهری برای دهک اول (فقیرترین گروه درآمدی) ۲/۶۹ درصد و برای دهک دهم (ثروتمندترین گروه درآمدی) ۰/۶۸ درصد بوده است و در طول دهکها این نسبت روند نزولی داشته است.

همچنین این نسبت برای خانوار روستایی در دهک اول و ۶ دهم به ترتیب برابر ۲/۷۴ و ۰/۷۵ درصد بوده است.

۲- هزینه برق خانوار شهری در مقایسه با سایر هزینه‌های مشابه مانند آب، گاز مایع، گازوئیل و نفت سفید بیشتر است و بنابراین نقش مهمتری در سبد مصرفی خانوار شهری ایفا می‌کند. اما هزینه برق برای خانوار روستایی بعد از هزینه نفت سفید قرار دارد.

۳- تخمین‌کشش‌درآمدی(هزینه‌ای)برق‌برای خانوار شهری و روستایی به ترتیب برابر ۰/۵۹ و ۰/۵۷ است که بیانگر ضروری بودن کالای برق برای خانوار شهری و روستایی است. گازوئیل (نفت گاز) براساس معیار کشش درآمدی برای خانوارشهری وروستایی یک کالای لوکس است.

۴- هزینه برق ثروتمندترین خانوارهای شهری ۵/۴ برابر فقیرترین افراد جامعه است. ثروتمندترین خانوارهای روستایی ۶/۱ برابر فقیرترین افراد جامعه هزینه برق داشته‌اند.

۵- سهم ۴۰ درصد از گروههای پایین درآمدی خانوارهای شهری، ۴۰ درصد از خانوارهای متوسط و ۲۰ درصد از خانوارهای مرفه از هزینه برق به ترتیب برابر ۲۱/۷، ۴۲/۵ و ۳۵/۸ درصد بوده است و سهم ۴۰ درصد از گروههای پایین درآمدی خانوارهای روستایی، ۴۰ درصد از خانوارهای متوسط و ۲۰ درصد از خانوارهای مرفه از هزینه برق، به ترتیب برابر ۲۲/۳، ۴۲/۷ و ۳۵ درصد بوده است.

۶- براساس معیار ضریب جینی، توزیع برق در روستاها متعادل‌تر از شهرها است.

۷- کشش قیمتی تقاضای برق رقم بسیار کوچکی را نشان می‌دهد، یعنی برق یک کالای بی‌کشش است به عبارت دیگر سوخت‌های خانگی و نفت سفید، گاز طبیعی و گاز مایع نمی‌توانند جانشین برق در سبد مصرفی انرژی خانوارهای شهری و روستایی باشند.

۸- عرضه برق انحصاری است، سیاست نرخ‌گذاری و کنترل قیمت به وسیله وزارت نیرو تعیین می‌شود و با توجه به ماهیت استراتژیکی بودن کالا دولت در سال‌های اخیر سعی کرده تا میزان عرضه متناسب با تقاضا باشد.

نتیجه‌گیری

برق در سبد مصرفی خانوارهای شهری و روستایی، تقریباً یک کالای بدون جانشین است و بیش از یک درصد از کل هزینه خانوار شهری و روستایی به آن تعلق می‌گیرد، بنابراین با توجه به ماهیت ضروری بودن آن برای خانوارها، با اعمال سیاست قیمتی به تنهایی نمی‌توان میزان مصرف آن را کنترل کرد و از سوی دیگر نبود یک سیاست قیمتی مناسب در بخش خانگی، سرمایه‌گذاری در صنعت برق را از سوی بخش خصوصی غیر جذاب کرده است.

مطالعه در زمینه اعمال یک سیاست قیمتی مناسب به گونه‌ای که هم خانوارهای شهری و روستایی را با مشکل مواجه نساخته و هم عرصه سرمایه‌گذاری در صنعت برق را برای بخش خصوصی جذاب کند، ضروری به نظر می‌رسد، از سوی دیگر شناخت همه زوایای رفتار مصرف‌کننده و یا دلایل تفاوت رفتار مصرف‌کننده در مناطق مختلف و براساس آخرین اطلاعات مرکز آمار ایران و تأثیر سیاست‌های مختلف اقتصادی بر مصرف برق نیاز به بررسی بیشتر و دقیق‌تری دارد.

پی‌نوشت:

۱ـ منبع شماره ۱

۲- Microeconomic

۳- Indifference curves

۴- Gini Coefficient

۵- Elasticity of Demand,Income

۶- Elasticity of Demand Price

۷- Elasticity of Supply, Price

منابع و مأخذ:

۱- "تئوری اقتصاد خرد" نوشته هندرسن و کوانت، ترجمه آقایان دکتر پژویان و دکتر قره‌باغیان ۱۳۷۱.

۲- " در آمد بر شناخت شاخص‌های نابرابری درآمد و فقر ابوالفضل ابوالفتحی قمی، مرکز آمار ایران، ۱۳۷۱.

۳- «توزیع درآمد و محاسبه شاخص‌های مربوطه "، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، دفتر بررسی‌های اقتصادی.

۴- "سیاست‌های حمایتی ازفشرهای آسیب‌پذیر"، دکتر پژویان،معاونت‌امورا‌قتصادی‌وزارت‌اقتصادودارایی،۱۳۷۱.

۵- " بررسی بودجه خانوار در مناطق شهری ایران طی سال‌های ۷۰-۱۳۵۱"، مهیندخت کاظمی، نشریه اطاق بازرگانی و صنایع و معادن ایران، سال ۱۳۷۲.

۶- "نتایج تفصیلی آمارگیری از هزینه و درآمد خانوارهای شهری "، مرکز آمار ایران - واحد اطلاع رسانی.

۷- "بررسی اقتصاد مخارج مسکن در بودجه خانوار "، پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه علامه طباطبایی، دانشکده اقتصاد، آقای حسن لاجوردی، سال ۱۳۷۳.

۸- "بررسی‌اقلام‌مشمول‌طرح‌وغیرمشمول‌درسبد مصرفی خانوار"،دانشگاه آزاداسلامی‌واحدتهران‌مرکز -۱۳۷۵.

۹- "اقتصاد سنجی و کاربرد آن "، تألیف دکتر کامبیز هزیرکیانی، بهار ۱۳۶۸.

جدول شماره ۱ – سهم هزینه‌های مسکن، آب، سوخت، روشنایی و هزینه برق از کل هزینه خانوار شهری بر حسب دهکهای مختلف در سال ۱۳۷۸

(ارقام به درصد)

ردیف	دهکها / شرح اقلام	اول	دوم	سوم	چهارم	پنجم	ششم	هفتم	هشتم	نهم	دهم
۱	هزینه خوراکی	۵۴/۷۹	۳۷/۹۸	۳۶/۵۴	۳۴/۶۴	۳۳/۸۵	۳۲/۱۹	۳۱/۰۶	۲۸/۱۴	۲۴/۲۵	۱۸/۵۵
۲	هزینه غیر خوراکی	۴۵/۲۱	۶۲/۰۲	۶۳/۴۶	۶۵/۳۶	۶۶/۱۵	۶۷/۸۱	۶۸/۹۴	۷۱/۸۶	۷۵/۷۵	۸۱/۴۵
۳	هزینه‌های‌جاری‌مسکن،آب،سوخت‌وروشنایی	۶۳/۳۹	۴۱/۷۳	۳۹/۸۵	۳۷/۳۷	۳۵/۱۱	۳۳/۵۴	۳۱/۹۲	۲۹/۶۶	۲۷/۶	۲۲/۳۵
۴	هزینه‌های مسکن	۵۵/۲۱	۳۵/۹۷	۳۴/۵۹	۳۲/۳۳	۳۰/۵۹	۲۹/۲۸	۲۸/۱۲	۲۶/۴۵	۲۴/۸۹	۲۰/۵۳
۵	هزینه آب، سوخت و روشنایی	۸/۱۸	۵/۷۶	۵/۲۶	۵/۰۴	۴/۵۲	۴/۰۶	۳/۸	۳/۲۱	۲/۷	۱/۸۱
۶	هزینه برق	۲/۶۹	۱/۸۳	۱/۶۹	۱/۵۴	۱/۴۶	۱/۳۳	۱/۳۱	۱/۱۳	۰/۹۳	۰/۶۸
۷	هزینه نفت سفید	۱/۲۷	۰/۹۵	۰/۶۶	۰/۶۵	۰/۵	۰/۴۲	۰/۴۱	۰/۲۷	۰/۱۷	۰/۰۹
۸	هزینه آب لوله کشی	۱/۹۴	۱/۳۹	۱/۴	۱/۳۱	۱/۲۲	۱/۰۴	۰/۹۱	۰/۷۸	۰/۶۸	۰/۴۱
۹	هزینه گاز مایع (انواع کپسولها)	۰/۵۹	۰/۳۹	۰/۳۲	۰/۲۳	۰/۲	۰/۱۷	۰/۱۵	۰/۱۱	۰/۰۹	۰/۰۵
۱۰	هزینه گاز لوله کشی	۱/۴۵	۱/۱	۱/۰۸	۱/۱۶	۱/۰۷	۰/۹۹	۰/۹	۰/۷۳	۰/۵۲	۰/۳۴
۱۱	هزینه گازوئیل (نفت گاز)	۰/۱	۰	۰/۰۳	۰/۰۹	۰/۰۳	۰/۰۶	۰/۰۹	۰/۱۵	۰/۲۸	۰/۰۹

جدول شماره ۲ - سهم هزینه‌های مسکن، آب، سوخت، روشنایی و هزینه برق از کل هزینه خانوار روستایی بر حسب دهکهای مختلف در سال ۱۳۷۸

(ارقام به درصد)

ردیف	شرح اقلام / دهکها	اول	دوم	سوم	چهارم	پنجم	ششم	هفتم	هشتم	نهم	دهم
۱	هزینه خوراکی	۵۷/۶۳	۵۳/۲۱	۵۱/۷۵	۴۹/۶	۴۷/۴۴	۴۵/۳۶	۴۳/۰۴	۴۰/۵۱	۳۸/۴۶	۳۶/۰۵
۲	هزینه غیر خوراکی	۴۲/۳۷	۴۶/۷۹	۴۸/۲۵	۵۰/۴	۵۲/۴۶	۵۴/۶۴	۵۶/۹۶	۵۹/۴۹	۶۱/۵۴	۶۳/۹۵
۳	هزینه‌های جاری مسکن، آب، سوخت و روشنایی	۲۸/۸	۲۱/۵۵	۱۹/۰۳	۱۸/۷۵	۱۶/۸۵	۱۶/۱۵	۱۴/۴۲	۱۳/۲۴	۱۱/۰۵	۷/۶۲
۴	هزینه‌های مسکن	۱۹/۲۹	۱۳/۸۶	۱۲/۲۱	۱۲/۴	۱۱/۲۵	۱۱/۰۴	۹/۶۳	۹/۰۱	۷/۱۸	۵/۰۶
۵	هزینه آب، سوخت و روشنایی	۹/۵۱	۷/۶۹	۶/۸۲	۶/۳۵	۵/۶۱	۵/۱۲	۴/۸	۴/۲۳	۳/۸۷	۲/۵۶
۶	هزینه برق	۲/۷۴	۲/۱۹	۱/۸۵	۱/۶۲	۱/۶	۱/۳۳	۱/۲۹	۱/۰۷	۰/۹۷	۰/۷۵
۷	هزینه نفت سفید	۲/۵۴	۲/۲۵	۲/۰۹	۱/۹۸	۱/۸۲	۱/۷۷	۱/۶۶	۱/۴۳	۱/۳۳	۰/۷۹
۸	هزینه آب لوله کشی	۱/۲۷	۱	۰/۸۹	۰/۹۳	۰/۸۸	۰/۷۶	۰/۶۶	۰/۷	۰/۵۳	۰/۳۹
۹	هزینه گاز مایع (انواع کپسولها)	۱/۱۵	۰/۸۶	۰/۷۸	۰/۷	۰/۵۸	۰/۴۸	۰/۴۸	۰/۳۹	۰/۳۵	۰/۲۵
۱۰	هزینه گاز لوله کشی	۰/۰۷	۰/۰۹	۰/۰۶	۰/۱	۰/۰۷	۰/۱	۰/۱	۰/۰۷	۰/۰۵	۰/۰۳
۱۱	هزینه گازوئیل (نفت گاز)	۰/۰۷	۰/۰۵	۰/۱۷	۰/۲۲	۰/۱۱	۰/۲۲	۰/۲	۰/۲۲	۰/۲۶	۰/۲

جدول شماره ۳ - تخمین کشش درآمدی، ضریب جینی و نحوه توزیع اقلام منتخب گروه مسکن در سال ۱۳۷۸ برای خانوار شهری

ردیف	شرح اقلام	میانگین هزینه (ریال)	سهم به هزینه کل	سهم دهک اول به دهم	سهم ۴۰٪ پایین درآمدی	سهم ۴۰٪ متوسط درآمدی	سهم ۲۰٪ بالای درآمدی	تخمین ضریب جینی	تخمین کشش درآمدی (هزینه‌ای)
۱	هزینه کل	۲۰۷۰۲۸۸۶	—	۲۱/۴	۱۳/۳	۳۶/۳	۵۰/۴	۰/۴۴۴	—
۲	هزینه خوراکی	۶۱۸۳۸۴۷	۲۹/۸۷	۷/۲	۱۹	۴۱/۹	۳۹/۱	۰/۳۲	۰/۶۹
۳	هزینه غیرخوراکی	۱۴۵۱۹۰۳۹	۷۰/۱۳	۳۸/۵	۱۱/۲	۳۴/۲	۵۴/۶	۰/۴۹	۱/۱۶
۴	هزینه‌های جاری مسکن، آب، سوخت و روشنایی	۶۶۸۶۴۷۶	۳۲/۳	۷/۵	۱۸/۹	۳۹/۵	۴۱/۶	۰/۳۳۶	۰/۷
۵	هزینه مسکن	۵۹۰۶۶۴۲	۲۸/۵۳	۷/۹	۱۸/۴	۳۹/۱	۴۲/۵	۰/۳۴۷	۰/۷۲
۶	هزینه آب، سوخت و روشنایی	۷۷۹۸۳۴	۳/۷۷	۴/۷	۲۳/۳	۴۳	۳۳/۷	۰/۲۴۹	۰/۵۴
۷	هزینه برق	۲۶۰۲۰۷	۱/۲۶	۵/۴	۲۱/۷	۴۲/۵	۳۵/۸	۰/۲۷۷	۰/۵۹
۸	هزینه نفت سفید	۸۲۹۳۹	۰/۴	۱/۶	۳۳/۵	۴۵/۳	۲۰/۲	۰/۰۶۹	۰/۱۴
۹	هزینه آب لوله کشی	۱۹۵۳۵۵	۰/۹۴	۴/۶	۲۳/۹	۴۳/۶	۳۲/۵	۰/۲۳۳	۰/۵۲
۱۰	هزینه گاز مایع (انواع کپسول‌ها)	۳۴۱۷۶	۰/۱۷	۱/۸	۳۳/۷	۴۱	۲۵/۳	۰/۰۹۸	۰/۱۹
۱۱	هزینه گاز لوله کشی	۱۷۲۰۵۳	۰/۸۳	۵	۲۲/۵	۴۷/۵	۳۰	۰/۲۳۵	۰/۵۵
۱۲	هزینه گازوئیل (نفت گاز)	۲۲۰۵۹	۰/۱۱	۲۰/۳	۶	۲۷/۸	۶۶/۲	۰/۵۸۳	۰/۱۶۷

جدول شماره ۴ - تخمین کشش درآمدی، ضریب جینی و نحوه توزیع اقلام منتخب گروه مسکن در سال ۱۳۷۸ برای خانوار روستایی

ردیف	شرح اقلام	میانگین هزینه (ریال)	سهم به هزینه کل	سهم دهک اول به دهم	سهم ۴۰٪ پایین درآمدی	سهم ۴۰٪ متوسط درآمدی	سهم ۲۰٪ بالای درآمدی	تخمین ضریب جینی	تخمین کشش درآمدی (هزینه‌ای)
۱	هزینه کل	۱۳۶۳۷۲۷۱	—	۲۲	۱۳/۳	۳۸/۳	۴۸/۴	۰/۴۳	—
۲	هزینه خوراکی	۶۰۸۷۴۰۳	۴۴/۶۴	۱۳/۷	۱۶/۶	۴۰/۲	۴۳/۲	۰/۳۶۸	۰/۸۴
۳	هزینه غیرخوراکی	۷۵۴۹۸۶۸	۵۵/۳۶	۳۳/۳	۱۰/۹	۳۷	۵۲/۱	۰/۴۷۶	۱/۱۴
۴	هزینه‌های جاری مسکن، آب، سوخت و روشنایی	۲۰۸۴۹۹۲	۱۵/۲۹	۵/۸	۲۱/۵	۴۴/۸	۳۳/۷	۰/۲۶۵	۰/۶
۵	هزینه مسکن	۱۳۸۳۳۳۶	۱۰/۱۴	۵/۸	۲۱/۱	۴۵/۶	۳۳/۳	۰/۲۷	۰/۶
۶	هزینه آب، سوخت و روشنایی	۷۰۱۶۵۶	۵/۱۵	۵/۹۴	۲۲/۲	۴۳/۴	۳۴/۴	۰/۲۶۲	۰/۵۹
۷	هزینه برق	۱۸۹۷۴۷	۱/۳۹	۶/۱	۲۲/۳	۴۲/۷	۳۵	۰/۲۶۲	۰/۵۷
۸	هزینه نفت سفید	۲۲۴۸۹۵	۱/۶۵	۶/۹	۲۰/۴	۴۵/۲	۳۴/۴	۰/۲۷۶	۰/۶۵
۹	هزینه آب لوله کشی	۱۰۱۵۴۲	۰/۷۴	۶/۷	۲۰/۶	۴۵/۲	۳۴/۲	۰/۲۷۷	۰/۶۴
۱۰	هزینه گاز مایع (انواع کپسول‌ها)	۷۲۴۴۵	۰/۵۳	۴/۸	۲۵/۳	۴۲/۱	۳۲/۶	۰/۲۶۶	۰/۴۹
۱۱	هزینه گاز لوله کشی	۹۸۶۱	۰/۰۷	۸	۱۸/۲	۵۳/۷	۲۸/۱	۰/۲۷	۰/۷۶
۱۲	هزینه گازوئیل (نفت گاز)	۲۵۱۰۱	۰/۱۸	۶۰/۲	۱۰	۳۶/۷	۵۳/۳	۰/۵	۱/۴۵

سیستم آب شیرین کن خورشیدی

دکتر عبدالرزاق کعبی نژادیان

اهمیت آب نه تنها در زندگی بشر و تمام موجودات زنده محسوس است، بلکه در زندگی روزمره، کشاورزی وصنایع نیز نمی‌توان از آن چشم پوشی کرد. قسمت اعظم منابع آب موجود در کره زمین را آب دریا تشکیل می‌دهد. اما بشر تمام آب شیرین (با غلظت نمک کمتر از ppm ۵۰۰) مورد نیاز خود را از منابعی مانند رودخانه‌ها، دریاچه‌ها، آب‌های زیرزمینی و آب باران تأمین می‌کند.

با توجه به افزایش جمعیت کره زمین، تراکم جمعیت در شهرهای بزرگ، بالا رفتن سطح زندگی، توسعه صنایع و... آلودگی رودخانه و دریاچه‌ها رو به افزایش بوده و کمبود آب نیز در شهرهای بزرگ و مناطق پر جمعیت مشاهده شده است.

از طرفی آب آشامیدنی و مصرفی مورد نیاز زندگی در مناطق دور از آب، به خصوص در صحرا و بیابان کشورهای خاورمیانه و روستاهای کشورهای در حال توسعه مشکل بسیار بزرگی است.

تأمین آب آشامیدنی که غلظت نمک و مواد مضر سلامتی و بهداشت آن کم باشد، موضوع بسیار مهمی بوده و در این قرن مسأله منابع تأمین آب که در ارتباط مستقیم با زندگی روزمره است، مساله مهمی را ایجاد می‌کند.

در ارتباط با این مشکل، پیشرفت علوم و فن‌آوری در ایجاد تأسیسات سد و انواع روش‌های احیای مجدد آب مصرفی آلوده شده را می‌توان نام برد. به همین منظور شیرین کردن آب دریا و آب شور (آب‌های زیر زمینی حاوی نمک) را نمی‌توان نادیده گرفت.

در حال حاضر انجام پروژه‌های بزرگ تأمین آب شیرین‌کن از آب دریا با انرژی نفت و به وسیله برق امکان‌پذیر بوده و سیستم آب شیرین‌کن به روش تصفیه با مصرف انرژی خورشیدی نیز از نظر فن‌آوری و اقتصادی بودن آن قابل توجه است.

اصول روش تصفیه آب به وسیله انرژی خورشیدی

اصول عملکرد سیستم‌های آب شیرین کن خورشیدی بر پایه دستگاه تصفیه آب خورشیدی (Solor Still) است. اصول کار دستگاه تصفیه آب خورشیدی ساده بوده و سرپوش پلاستیکی با شیشه در سطح فوقانی دستگاه نقش عمده و کلیدی را در عملکرد سیستم ایفا می‌کند. با توجه به عبور اشعه خورشید، آب دریا یا آب شور داخل آن گرم و درجه حرارت بالا می‌رود، سپس بخار آب ایجاد می‌شود و ترکیبات بخار آب پس از برخورد به سطح داخلی سرپوش که درجه حرارت آن تا حدی پایین است، شروع به تقطیر می‌کند که با جمع‌آوری این آب مقطر، آب شیرین به دست می‌آید. گرچه تصفیه آب به روش صنایع شیمیایی معمول است اما با مصرف انرژی خورشیدی نیز که روش ساده‌تری است این کار امکان‌پذیر است. تغییر فاز تبخیر به تقطیر، پدیده انتقال ماده و حرارت بخار آب، پایه اصلی علم حرارتی این سیستم را تشکیل می‌دهد که در خصوص دستگاه مزبور اصول انتقال حرارت شامل این موارد است:

الف – انرژی ورودی به دستگاه تصفیه آب شامل:

۱- انرژی اشعه خورشید
۲- انرژی اشعه محیط

ب – انرژی خروجی از دستگاه تصفیه آب شامل:

۱- انتقال حرارت جابه جایی به محیط
۲- انعکاس اشعه به محیط
۳- انتقال حرارت تشعشعی به محیط
۴- انتقال حرارت هدایتی به زمین محل نصب دستگاه تصفیه
۵- انتقال حرارت جابه جایی و هدایتی در داخل اجزای دستگاه تصفیه
۶- اتلاف حرارت از طریق نشت بخار آب به خارج از دستگاه تصفیه
۷- اتلاف حرارت از طریق نشت آب دریا یا آب شور
۸- حرارت محسوس آب مقطر

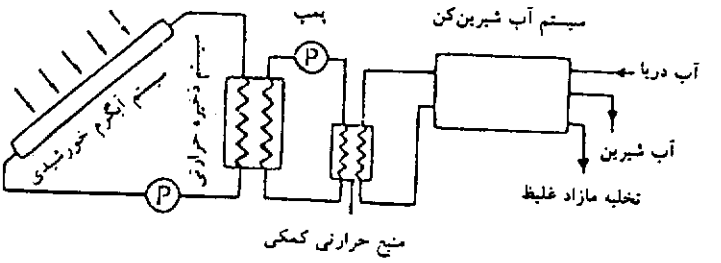
انواع سیستم آب شیرین‌کن با دستگاه تصفیه آب خورشیدی

سیستم آب شیرین‌کن با دستگاه تصفیه آب خورشیدی از نظر ساختمان به دو روش مستقیم و غیرمستقیم تقسیم می‌شود. در روش مستقیم فقط از انرژی حرارتی خورشیدی استفاده می‌شود در حالی که در روش غیرمستقیم از انرژی برق وانرژی حرارتی خورشید به عنوان انرژی کمکی استفاده می‌شود. به طور مثال در روش غیرمستقیم که در شکل (۱) نشان شده است، در بین دو سیستم مستقل سیستم آب گرم کن خورشیدی و سیستم آب شیرین کن از سیستم منبع ذخیره حرارتی و مبدل حرارتی استفاده شده است. در شرایط حاضر در پروژه‌های بزرگ آب شیرین کن آب دریا با توجه به دو نقطه بازده انرژی و ظرفیت تولید زیاد آب، روش استفاده از انرژی خورشیدی به طریق غیر مستقیم شدیداً محسوس شده است. برای شیرین کردن آب دریا با دستگاه‌های آب شیرین‌کن طرح‌های مختلفی وجود دارد که روش‌های تبخیر، غشایی و انجماد معمول‌تر از همه هستند.

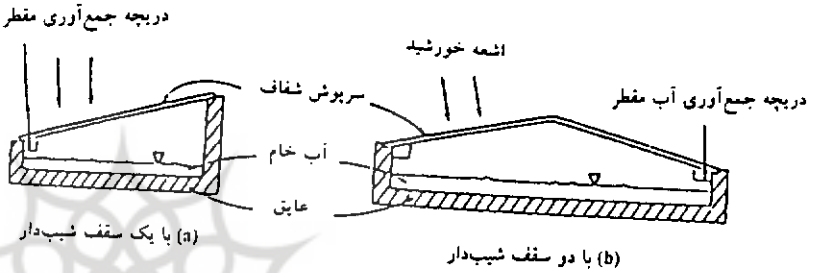
در اینجا از جزییات این روش‌ها بحث نمی‌شود، اما یادآور می‌شود در روش انجماد، آب دریا را به صورت یخ منجمد کرده و پس از آن یخ را ذوب می‌کنند که به این ترتیب آب شیرین تولید می‌شود. البته این روش هنوز عملی نشده است.

روش تبخیر که معمول‌تر از همه و ۷۰ درصد سایر سیستم‌ها را تشکیل می‌دهد خود به روش‌های مختلفی از قبیل روش Flash یک مرحله، روش Flash چند مرحله، روش تبخیر موثر مضاعف و... تقسیم می‌شود. اصول کار روش تبخیر مانند روش تصفیه به وسیله انرژی خورشیدی بوده و در میان آنها روش Flash چند مرحله بیش از همه مورد استفاده قرار می‌گیرد. روش غشایی خود به روش‌های Reverse

شکل ۱
ساختمان آب شیرین کن به روش غیرمستقیم



شکل ۲
ساختمان دستگاه تصفیه آب خورشیدی مدل حوض Basin



شکل ۳
نمونه‌هایی از دستگاه تصفیه آب خورشیدی مدل حوض Basin

(a) طرح حاصل از آزمایشگاه BATTEL و شخص LöF

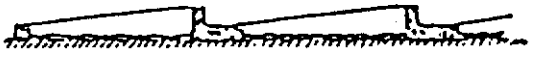
(e) طرح حاصل از CSIRO

(b) ساختمان با سرپوش پلاستیک و فشار هوا

(f) ساختمان با سرپوش شیشه باد و منبع ذخیره

(c) ساختمان با سرپوش پلاستیک نوع V شکل

(g) ساختمان با سرپوش شیشه با یک منبع ذخیره



(d) ساختمان با سرپوش پلاستیک اصلاح و بهبود یافته

شکل ۳ـ نمونه‌هایی از دستگاه تصفیه آب خورشیدی مدل حوض Basin

Electrodialysis Penetration, و ترکیبی از این دو روش تقسیم می‌شود.

دستگاه تصفیه آب مدل حوض BASIN

در شکل (۲) ساختمان دستگاه تصفیه آب مدل حوض Basin با یک سقف و نیز با دو سقف شیب دار نشان داده شده است. بدنه دستگاه تصفیه آب با عایق پوشانده شده و در سقف آن از شیشه یا پلاستیک شفاف استفاده شده است. از طرفی آب خام با عمق کم به داخل دستگاه وارد و آب شیرین حاصل از تقطیر را در دریچه واقع در انتهای لبه پایین سقف جمع‌آوری می‌کنند.

مدل ساده‌تری به نام مدل زمین ground نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد که در آن تنها کف سیستم عایق بوده و مستقیماً به زمین نصب شده است. همچنین به منظور بهره‌گیری حداکثر از انرژی حرارتی در قسمت کف محل آب خام از رنگ مشکی استفاده می‌کنند. در شکل (۳) نمونه‌هایی از پیشرفته‌ترین ساختمان دستگاه آب تصفیه مدل حوض Basin نشان داده شده است.

در شکل (a) دستگاه تصفیه آب شامل سرپوش شیشه نشان داده شده است. این دستگاه در آزمایشگاه BATTEL در امریکا زیر نظر

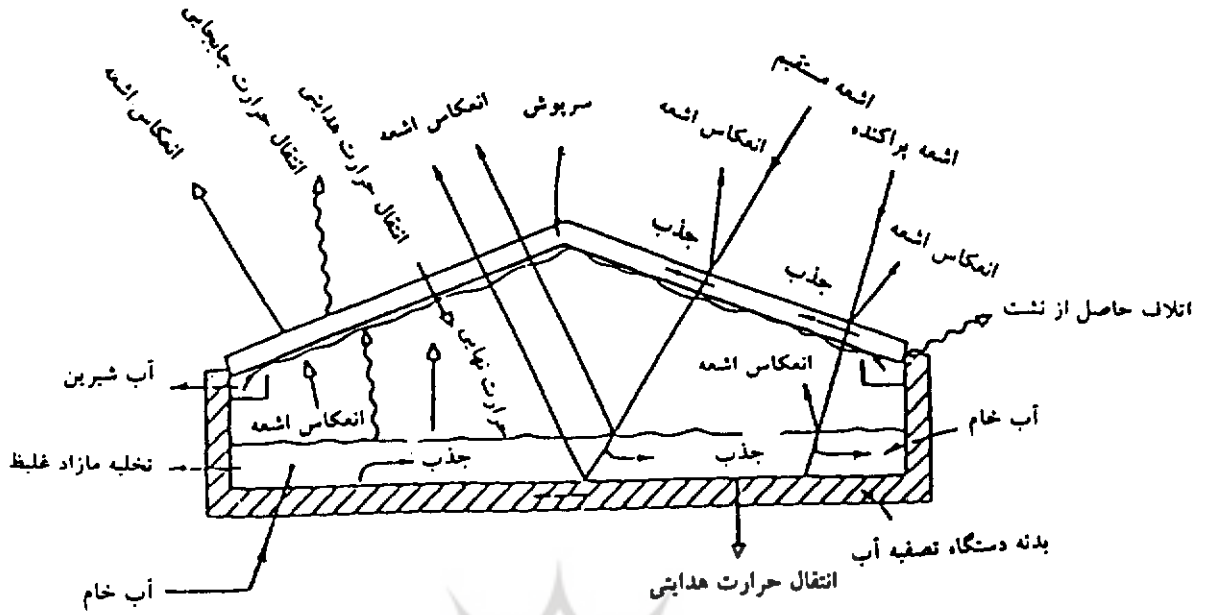
پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

نام کشور	محل نصب	ساختمان	سال نصب	سطح دستگاه تصفیه آب به متر مربع	آب خام	جنس سرپوش	ملاحظات
استرالیا	Muresk I	e	۱۹۶۳	۳۷۲	آب شور	شیشه	در حال نصب مجدد
	Muresk II		۱۹۶۶	۳۷۲	آب شور	شیشه	در حال انتقال
	Coobers Pedy		۱۹۶۶	۳۱۶۰	آب شور	شیشه	در حال انتقال
	Caiguma		۱۹۶۶	۳۷۲	آب شور	شیشه	در حال انتقال
	Hamelin Pool		۱۹۶۶	۵۵۷	آب شور	شیشه	در حال انتقال
	Griffith		۱۹۶۷	۴۱۳	آب شور	شیشه	در حال انتقال
جمهوری کاپه ورده (CAPE VERDE)	Santa Maria	c	۱۹۶۵	۷۴۳	آب دریا	پلاستیک	از بین رفته است
	Santa Maria		۱۹۶۸				
شیلی	Las Salinas	e	۱۸۷۲	۴۴۶۰	آب شور	شیشه	از بین رفته است
	Quillagua		۱۹۶۸	۱۰۰	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
یونان	Symi I	d	۱۹۶۴	۲۶۸۶	آب دریا	پلاستیک	در حال نصب مجدد
	Symi II	d	۱۹۶۸	۲۶۰۰	آب دریا	پلاستیک	از بین رفته است
	Aegina I	c	۱۹۶۵	۱۴۹۰	آب دریا	پلاستیک	در حال نصب مجدد
	Agina II	d	۱۹۶۸	۱۴۸۶	آب دریا	پلاستیک	از بین رفته است
	Salamis	c	۱۹۶۵	۳۸۸	آب دریا	پلاستیک	از بین رفته است
	Patmos		۱۹۶۷	۸۶۰۰	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Kimolos		۱۹۶۸	۲۵۰۸	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Nisyros	f	۱۹۶۹	۲۰۰۵	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Fiskardo		۱۹۷۱	۲۲۰۰	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Kionion		۱۹۷۱	۲۴۰۰	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Megisti		۱۹۷۳	۲۵۲۸	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
هندوستان	Bhavnagar	e	۱۹۶۵	۳۷۷	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Awania	e	۱۹۷۸	۱۸۶۶	آب شور	شیشه	در حال انتقال
	Bitra	c	۱۹۸۰	—	آب شور	شیشه	در حال انتقال (با ظرفیت ۲۰۰۰ لیتر در روز)
	Kulmis	c	۱۹۸۰	—	آب شور	شیشه	در حال انتقال (با ظرفیت ۳۰۰۰ لیتر در روز)
جزایر غرب هندوستان	PotitSt.Vincant	b	۱۹۶۷	۱۷۱۰	آب دریا	پلاستیک	در حال انتقال
	Haiti	d	۱۹۶۹	۲۲۳	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
مکزیک	Natividad Island	d	۱۹۶۹	۹۵	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
پاکستان	Gadwar I	f	۱۹۶۹	۳۰۶	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Gadwar II	g	۱۹۷۲	۹۰۷۲	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
اسپانیا	Las marinas	a	۱۹۶۶	۸۶۸	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
تونس	Chakmou	d	۱۹۶۷	۴۴۰	آب شور	شیشه	در حال انتقال
	Mahdia		۱۹۶۸	۱۳۰۰	آب شور	شیشه	در حال انتقال
کشور امریکا	Daytona Beach	a	۱۹۵۹	۲۲۸	آب دریا	شیشه	در حال نصب مجدد
	Daytona Beach	a	۱۹۶۱	۲۴۶	آب دریا	شیشه	بی مصرف شده
	Daytona Beach	b	۱۹۶۱	۲۱۶	آب دریا	پلاستیک	بی مصرف شده
	Daytona Beach	b	۱۹۶۳	۱۴۸	آب دریا	پلاستیک	بی مصرف شده
روسیه	Bakhardan	e	۱۹۶۹	۶۰۰	آب شور	شیشه	در حال انتقال
چین	Wuzhi	c	۱۹۷۶	۳۸۵	آب دریا	شیشه	در حال انتقال
	Zhungjian		۱۹۷۹	۵۰	آب دریا	شیشه	در حال انتقال

* حروف ذکر شده b تا e در داخل جدول به مفهوم ذکر شده در شکل (۳) است.
Parts Per million = ppm (برای نسبت غلظت استفاده می‌شود، $1ppm=10^{-6}$)

شکل ۴

جریان انرژی حرارتی برای دستگاه تصفیه آب خورشیدی مدل حوض BASIN



شخصی به نام LOF در سازمان آب کشور امریکا در محل Daytona Beach نصب شده است. در شکل‌های (b) تا (d) دستگاه تصفیه شده آب شامل سرپوش پلاستیکی که به وسیله Delyannis در یونان نصب شده ارایه شده است. ضمناً برای بهبود و اصلاح، این سیستم‌ها به تدریج تغییر شکل داده و در استفاده دراز مدت به دلیل نداشتن مقاومت کافی در مقابل محیط (از قبیل باران، باد، نور و...) Delyannis اقدام به تولید شکل (f) کرد که شامل دو منبع ذخیره با سرپوش شیشه است. از طرفی دیگر Delyannis شکل (g) را نیز با سرپوش شیشه طراحی و در منطقه Gwadar کشور پاکستان نصب کرد: شکل (e) نیز به وسیله CSIRO کشور استرالیا طراحی شده است.

انتقال ماده حرارت در دستگاه تصفیه آب مدل حوض BASIN

تجزیه و تحلیل انتقال ماده و حرارت در داخل و خارج دستگاه تصفیه آب مدل حوض Basin در بالا بردن بهره طرح سیستم آب شیرین‌کن موثر و مهم است. در شکل (۴) شماتیک جریان حرارتی نشان داده شده است. این سیستم با وجود سادگی، جریان حرارتی پیچیده‌ای دارد. برای این منظور در مورد تعادل انرژی حرارتی، تحقیقات و گزارش‌های زیادی اعلام شده که تئوری پایه آن به هر صورت شکل گرفته است. تعادل انرژی حرارتی را می‌توان به وسیله ۳ معادله نشان داد:

برای آب خام

$$\tau_g \cdot a_w \cdot q_s = q_{eff} = q_{cw}+q_{ew}+q_{rw}+q_b+q_w$$

برای سرپوش دستگاه

$$q_{cw}+q_{cw}+q_{rw}+a_g \cdot q_s = q_{eg}+q_{rg}+q_g$$

بر طبق این معادله، تعادل انرژی برای کل دستگاه تصفیه آب به این صورت نوشته می‌شود:

$$(\tau_g \cdot a_w+a_g) \cdot q_s+q_{eg}+q_{rg}+q_g+q_b+q_w$$

در نتیجه مقدار آب شیرین تولید شده m (Kg/m².h) کیلوگرم در واحد ساعت در واحد سطح به وسیله دستگاه تصفیه آب از این رابطه به دست می‌آید:

$$m=q_e \cdot \gamma$$

در این رابطه داریم:

q_s = مقدار حرارت حاصل از اشعه خورشید بر روی سرپوش دستگاه

τ_e = ضریب انتقال حرارت سرپوش

a_g = ضریب جذب سرپوش

a_w = ضریب جذب آب خام

q_{cw} = مقدار حرارت حاصل از جابه جایی از طرف آب خام به سطح سرپوش

q_{ew} = مقدار حرارت حاصل از تبخیر از طرف آب خام به سطح سرپوش

q_{rw} = مقدار حرارت حاصل از تشعشع از طرف آب خام به سطح سرپوش

q_b = مقدار اتلاف حرارت هدایتی از کف و دیواره‌های دستگاه تصفیه آب

q_w = مقدار حرارت ذخیره در آب خام و دستگاه تصفیه آب

q_g = مقدار حرارت ذخیره در سرپوش دستگاه

q_{eg} = مقدار حرارت حاصل از جابه جایی بین سطح خارجی سرپوش و محیط خارج

q_{rg} = مقدار حرارت حاصل از تشعشع بین سطح خارجی سرپوش و محیط خارج

γ = مقدار حرارت نهایی در درجه حرارت تبخیر

قدرت دستگاه تصفیه آب مدل حوض BASIN

ضرایب زیادی از قبیل شکل دستگاه، ساختمان، مقدار اشعه خورشید، درجه حرارت محیط، سرعت باد، عمق آب خام، نوع مواد و زاویه‌شیب سرپوش، ضخامت و... بر روی قدرت دستگاه تصفیه آب اثر مستقیم دارند. مقدار تولید آب شیرین به وسیله یک واحد کوچک آزمایشی در حدود ۴ تا ۵ (kg/m2.d) کیلوگرم آب دریا در یک روز در یک متر مربع را می‌توان به صورت نمونه ذکر کرد.برای اطلاع بیشتر، طرح‌های بزرگ آب شیرین از طریق دستگاه تصفیه آب به وسیله خورشید با نام محل نصب و قدرت آنها در جدول (۱) نشان داده شده است.

مأخذ: مجله صنعت برق

آذر ۱۳۸۰

■

گزارش

گزارش یک سفر

کنکاشی در عسلویه، قلب انرژی ایران

"... امروز، پارلمان ایران پیشنهاد ملی کردن صنعت نفت را در این کشور تصویب کرد.

این پیشنهاد از طرف عده معدودی از مرتجعین و ثروتمندان و... پشتیبانی می‌شود... چند نفر منفی باف که عده‌ای از جوانان ساده لوح از آنها پیروی می‌کردند، فریاد می‌زدند: «نفت ایران برای ایرانی» ولی هیچ کس نگفت؛ چه طور ممکن است که ایرانی نفت خود را اداره کند؟ فقط کسانی از قبیل رزم آرا که می‌دانستند اداره کردن نفت به دست ایرانی عملی نیست، با پیشنهاد ملی کردن نفت مخالفت می‌کردند..."

این مطالب بخشی از موضع‌گیری‌های رادیو لندن بعد از تصویب قانون ملی شدن نفت در ۲۴ و ۲۹ اسفند ماه سال ۱۳۲۹ (۱۹۵۱) در مجلس شورای ملی و سنای وقت بود

با خواندن این مطالب اولین سؤالی که به ذهن خطور می‌کرد این بود که بعد از گذشت بیش از ۵۰ سال از ملی شدن صنعت نفت چه میزان از توان اداره آن در اختیار ماست؟

گروه خبرنگاران رسانه‌های داخلی ۵۱ سال بعد از آن واقعه در حال حرکت به سمت قطب انرژی سال‌های آینده، منطقه پارس جنوبی (عسلویه) بود تا میزان پیشرفت فازهای مختلف توسعه میدان عظیم گازی پارس جنوبی را از نزدیک ببینند و برای انتقال دیده‌ها و شنیده‌های خود به ۶۵ میلیون نفر جمعیت کشور و سایر علاقمندان، گزارش دهند در ۲۷۰ کیلومتری جنوب شرقی استان بندری بوشهر چه می‌گذرد.

امکان نمایندگی مردم دراین منطقه ساحلی به ویژه در نقش گوش و چشم آنها وظیفه ما را سنگین‌تر می‌کرد به همین منظور و برای همراه کردن همه خوانندگان در این سفر تمام آنچه که دیده و یا شنیده شد گزارش می‌شود:

سفر به منطقه ویژه انرژی پارس جنوبی که قرار است با شروع بهره‌برداری از پروژه‌های گاز، طرح‌های نفت و پتروشیمی نیز در آن اجرا شوند نیز شکل ویژه‌ای داشت.

برخلاف معمول از ترمینال فرودگاهی ساها در بخش جنوبی محوطه فرودگاه باید با هواپیما به فرودگاه عسلویه که در ضلع جنوبی جاده بوشهر- بندرلنگه که از میان منطقه ویژه انرژی پارس جنوبی می‌گذرد، پرواز می‌کردیم. در ترمینال ساها در تهران یکی از همراهان گروه که از خبرنگاران بود نجوا گونه با خود می‌گفت: «کفش‌های واکس کشیده وموهای مرتب دوستانمان بعد از برگشت از عسلویه دیدنی

است» پشت تلخی این طعنه سختی کارکردن در هوایی با گرمای ۴۵ درجه سانتی گراد و رطوبت ۹۵ درصد نهفته بود. ما در بهترین شرایط ممکن یعنی دردرجه حرارت ۱۸ تا ۲۰ درجه سانتی‌گراد دمای هوای اتوبوس حامل گروه خبری به بخش ساحلی پارس جنوبی می‌رفتیم. بعد از پروازی در حدود ۲/۵ ساعت، به فرودگاه عسلویه رسیدیم

از داخل فرودگاه عسلویه و پشت پنجره‌ها هواپیما کوه‌های منطقه پارس جنوبی بسیار شبیه به کوهای شمال تهران بود و بخش شمالی این ساحل را در زیر بال‌های خود محافظت می‌کردند. فاصله بین کوه و دریا هم از چند کیلومتر تجاوز نمی‌کرد. در این حاشیه قرار است تأسیسات مربوط به توسعه فازهای مختلف میدان مستقل گازی پارس جنوبی احداث شود.

با خروج از فرودگاه ما را به تأسیسات اداری - رفاهی منطقه ویژه انرژی پارس جنوبی منتقل کردند تا در کنار استراحت و پذیرایی کوتاه با مدیر منطقه؛ یوسفیان آشنا شده و فیلم کوتاهی را نیز که بدین منظور تدارک دیده شده بود، تماشا کنیم.

حقیقت آن است که با وجود اطلاع رسانی انجام شده هنوز مردم کشور و حتی برخی از آشنایان به مسایل اقتصاد انرژی نیز از بزرگی و عظمت میدان گازی پارس جنوبی و عملیات جاری در آن اطلاع دقیقی ندارند. البته تمام این مشکل از اینجا ناشی نشده و رسانه‌ها نیز در این بین بی‌تقصیر نبوده‌اند هر چند که آنها در شرایط فعلی محدودیت‌هایی برای عملی کردن تصمیم‌های خود دارند.

میدان گازی پارس جنوبی که بزرگترین میدان گازی مستقل جهان است، ۴۶۴ تریلیون فوت مکعب گاز را در دل خود جای داده است. این میدان گازی که از خط مرزی مشترک ایران و قطر می‌گذرد، در بخش ایرانی خود، جایگاه معادل ۸ درصد از ذخایر گاز جهانی و نیمی از ذخایر گازی شناخته شده کشور است. این به معنای آن است که ایران تنها با استحصال تمام گاز موجود در میدان پارس جنوبی، قادر است (به صورت فرضی) گاز مصرفی یک ماه از مصرف سالانه گاز در سطح جهانی را تأمین کند.

به‌عبارتی دیگر در صورتی که کل مردم جهان ۶/۵ میلیارد نفر فرض شوند سهم هر انسان از این میدان گازی ۲۰۴۰ متر مکعب گاز خواهد بود.

توسعه این میدان که از مهمترین طرح‌های برنامه توسعه اقتصادی کشور است، با هدف

میدان گازی پارس جنوبی در بخش ایرانی خود جایگاه ۸ درصد از ذخایر گاز جهان و نیمی از ذخایر گازی شناخته شده کشور است

جایگزینی مصرف گاز به جای فرآورده‌های نفتی و تأمین تقاضای روبه رشد مصرف داخلی تزریق به میادین نفتی و همچنین صادرات آن در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است.

پس ازکشف میدان‌پارس‌جنوبی و حفر اولین چاه اکتشافی آن در سال ۱۳۶۷، به منظور توسعه فاز یک این میدان، شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) در ۲۶ تیر ماه سال ۷۳ تشکیل شد. متن توسعه فاز یک را تا ۱۹/۹ درصد پیش برد ولی به علت تأمین نشدن بودجه کافی برای ادامه روند توسعه و با تشکیل شرکت نفت و گاز پارس به عنوان یکی از شرکت‌های فرعی شرکت ملی نفت ایران در اول دی ماه سال ۷۷، مسؤولیت توسعه کلیه فازهای میدان گازی پارس جنوبی و همچنین میدان گازی پارس شمالی به این شرکت (نفت و گاز پارس) تفویض شد. به این ترتیب شرکت نفت و گاز پارس مسؤولیت برگزاری مناقصه‌های بین‌المللی، انجام ارزیابی فنی و مالی، مذاکرات جهت عقد قراردادها و نظارت عالی بر اجرای قراردادهای توسعه میدان گازی و لایه‌نفتی پارس‌جنوبی و پارس شمالی و مدیریت و بهره‌برداری از مخازن آنها را به عهده گرفت.

بعد از ارایه اطلاعات اولیه عازم محل اجرای پروژه (سایت)ها شدیم. حروف انگلیسی کلمه هیوندای نصب شده بر روی تابلوهای بزرگ حصارهای محوطه عملیاتی فازهای ۲ و ۳ عمده‌ترین شاخص بود که به محض ورود به آن جلب توجه می‌کرد.

این شرکت، پیمانکار دست اول مجری مجموعه ساخت و سازهای خشکی فازهای ۲ و ۳ است.

شرکت صنایع سنگین هیوندا نیز مسؤول اجرایی بخش فراساحل فازهای ۲ و ۳ توسعه میدان پارس جنوبی بود.

و این را از جرثقیل نزدیک اسکله‌های روبروی محوطه فازهای ۲ و ۳ نیز می‌شد دریافت. در حالی که به در ورودی محوطه نزدیک می‌شدیم، تمام نگاهها به سرهم شدن صدها هزار تن لوله‌هایی که با قطرهای متفاوت در کنار هم مجموعه‌ای هماهنگ را شکل می‌دادند خیره شده بود ولی در آن زمان این لوله‌ها و پیچ و خم آنها مفهومی دیگر در برنداشت، الا این که از ورود گاز به این مجموعه روزانه ۱۰۰۰ فوت مکعب گاز، ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی و ۲۰۰ تن گوگرد به دست خواهد آمد اکنون وارد محوطه فازهای ۲ و ۳ شده بودیم.

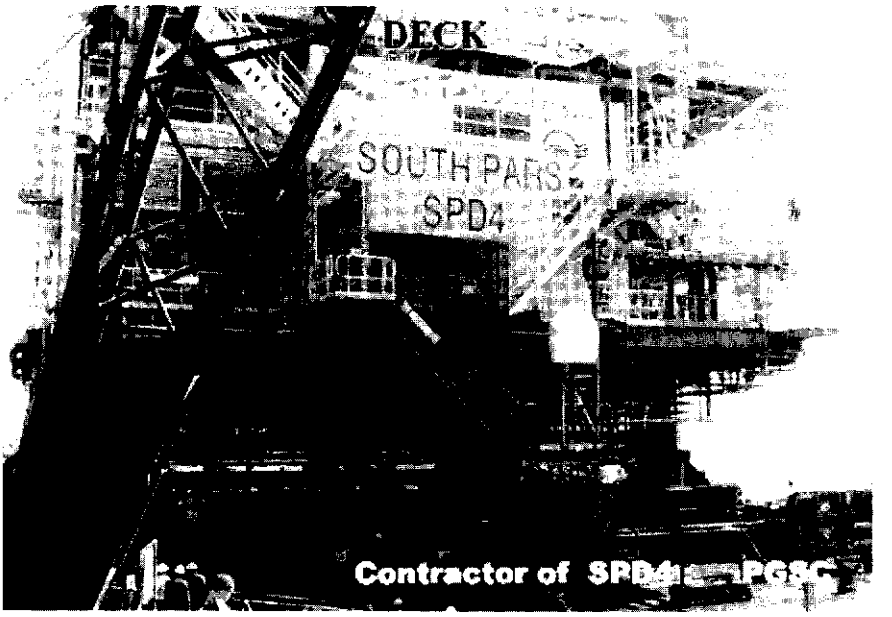
یکی از اعضای حراست سایت، جوانی بود با چهره‌ای برنزه و بدون حتی یک مو در سر و صورت، او با یک کلاه و یک عینک با شیشه‌های رنگی چهره‌ای کاملاً متفاوت با سایر اعضای حراست داشت. طی چند دقیقه مکثی که بعد از ورودی سایت در اتوبوس خبرنگاران داشتیم، او با حرکات دست خود مانند یک فرمانده نظامی، سایرین که ما اکثر آنهارا نمی‌دیدیم، هدایت می‌کرد.

مدیر منطقه ویژه پارس جنوبی، با رسیدن به نزدیکی هر کدام از واحدهای مختلف پروژه خشکی فازهای ۲ و ۳ در مورد آن قسمت توضیح می‌داد. به اولین قسمت که تنها بخشی بودکه در آن از لوله و آهن استفاده نشده بود رسیدیم. یوسفیان می‌گفت: این جا سالن کنترل فازهای ۲ و ۳ است.

تمام پروژه‌ها، از ۱۰۵ کیلومتری ساحل که دو سکوی حفاری وجود دارد و هر کدام از آنها ۱۰ حلقه چاه توسعه‌ای دارند گرفته تا دو رشته خط لوله زیر دریایی ۳۲ و ۴/۵ اینچی ۱۰۵ کیلومتری تا ساحل دریا و کل پالایشگاه گازی و زیر مجموعه‌های مختلف آن در این سالن حداکثر ۱۰۰ متر مربعی کنترل می‌شوند.

یکی از مسؤولین آموزش دیده ایرانی برای هدایت اتاق کنترل در این زمینه می‌گفت: «کوچکترین خبر از چاهها و سکوها و خط لوله و پالایشگاه و واحدهای آن از طریق رایانه قابل هدایت و کنترل است. حتی نوع گاز، این که سمی است، انفجاری است یا هر نوع اطلاعات دیگر از هر بخش در هر زمان قابل هدایت است».

به این ترتیب ما در مغز فازهای ۲ و ۳ قرار



داشتیم با خروج از سالن کنترل یکی از کارکنان که تعجب را در چشم‌های مادیده بود گفت: «تمام سیستم اداره اینجا به صورت کامپیوتری است، از کنترل پروژه و هدایت آن گرفته تا حتی حراست محوطه. این پروژه به صورت "بدون کاغذ" (Paper Less) اداره می‌شود".

سایرواحدهای بعدازدوخط لوله‌مربوط به فازهای ۲ و ۳ که در کنار هم و از زیر زمین از سمت دریا به داخل پالایشگاه وارد شده عبارت بودند از: واحدهای دریافت و جداسازی گاز و میعانات گازی، تثبیت میعانات گازی، شیرین‌سازی، نم‌زدایی، تنظیم نقطه شبنم، مرکاپتان زدایی، تراکم‌گاز جهت انتقال، بازیافت و انجماد گوگرد و واحداحیای مونواتیلن گلیکول (MEG) که برای تزریق در خط لوله گازو کنترل خورندگی لوله‌ها از طریق خط لوله ۴/۵ اینچی استفاده می‌شود.

غیر از این واحدها، ۴ بویلر تولید بخار برای مصارف مختلف واحدهای مختلف پالایشگاه و همین طور ۴ توربین گازی تولید برق که ظرفیت تولید ۱۲۰ مگاوات برق را دارند، در این فاز تعریف، طراحی، مهندسی، ساخته، نصب و راه‌اندازی شده بود.

سایر واحدهای مربوط به توسعه فازهای ۲ و ۳ عبارت بودند از ۳ مخزن ۶۷ هزار متر مکعبی برای نگهداری مایعات گازی تثبیت شده و یک مخزن دیگر برای تثبیت آن و دو مشعل بلند که روشن بودن آنها نشانه شروع بهره‌برداری و به نوعی تداوم عملیات در پالایشگاه است در مجموع ۹۲/۶ درصد از پروژه بر اساس برنامه و براساس گزارشی که تا پایان آبان ماه از سوی توتال، پیمانکار عمومی فازهای ۲ و ۳ به شرکت نفت و گاز پارس ارایه شده پیش رفته است.

عملیات توسعه این فازها در ۲۵ مهر ماه سال ۷۷ به کنسرسیوم توتال، پتروناس و گازپروم اعطا شده است و بر اساس گفته‌های اسدالله صالحی فروز؛ مدیر عامل شرکت نفت و گاز پارس ۲۹ بهمن ماه امسال، اولین واحد تصفیه و فرآوری ۵۰۰ میلیون فوت مکعبی گاز از فازهای ۲ و ۳ به بهره‌برداری می‌رسد. با گذشت ۶ ماه از آغاز به کار اولین واحد، بهره‌برداری از سه واحد دیگر که در مجموع تصفیه ۲ هزار میلیون فوت مکعبی گاز را به عهده دارند آغاز خواهد شد.

صالحی فروز بر پایه گزارش توتال گفت: تا پایان آبان ماه بخش خشکی و دریا روی هم رفته ۸۳ درصدپیشرفت فیزیکی داشته‌اند که دو درصد عقب‌تر از برنامه زمان‌بندی شده است. او در خصوص علل دیر کرد توتال، مدیر اجرایی این فازها،گفت: نامساعد بودن وضعیت آب و هوایی منطقه، تعطیلات بی شمار سال شمسی برای شاغلان ایرانی و مشکلات کارگری در شهریور ماه امسال مهمترین مسایل عنوان شده از سوی توتال بوده‌اند که هیچ کدام از آنها مورد قبول ما نبوده است. وی در عین حال گفت: اگر منصفانه نگاه کنیم هیچ پروژه‌ای در کشور پیشرفت ماهانه ۸ درصد، نداشته است برای همین هر چند که تأخیرهای توتال قابل قبول نیست اما این مساله را باید طوری دیگر نیز نگریست.

شاید منظور او تأخیری است که یکی از جراید صبح طی تحلیلی آنرا تأخیر "۱۷ میلیارد دلاری" در بهره برداری از میدان مشترک پارس جنوبی نامیده است.

این رقم ارزش مقدار گاز تولیدی است که قطر طی ۱۰ سال گذشته از بخش قطری این میدان مشترک برداشت کرده است.

پیشرفت فیزیکی ۸ درصد درماه معجزه در مدیریت پروژه است. مدیریتی که اگر در آن نظم و نظامی جدی نباشد، امکان‌پذیر نیست. توتال در اصل اجرای پروژه را مدیریت می‌کرد اما مدیران خط مقدم اجرایی، مدیران هیوندای بودند که هر چند مدیران و پیمانکاران ایرانی از آنها دل خوشی ندارند اما حداقل در خصوص ایجاد نظم در سایت فازهای ۲ و ۳ در خشکی باید آنها را ستود.

در این سایت حتی یک قطعه چوبی و فلزی یا یک کارگر و تکنیسین، بیکار و دست به کمر دیده نمی‌شود. در هر سوی، کلمه "هیوندای" شما را به اجرای کار فرا می‌خواند. اما در اکثر قریب به اتفاق تابلوهای نصب شده، ایمنی شرط مقدم بر کار دانسته شده است حتی اگر دید آنها به کار و ایمنی انسانی نباشد حداقل دید اقتصادی آنها را وادار به اجرای قوانین خشک ایمنی کرده بودبه‌طوری‌که یکی‌از مواردی‌که بسیار چشمگیر بود، وجود تابلو و نوشته‌های مختلف هشدار دهند در مورد ایمنی در سایت فازهای ۲ و ۳ بود.

تنها یک مورد دراین سایت دوباره کاری به نظر می‌رسید آن هم کندن یک موزائیک از سکوی ورودی سالن کنترل فازهای ۲ و ۳ بود، که چون اولین محل برای بازدید ما انتخاب شده بود، جالب به نظر نرسید اما این موضوع حداقل در بازدید ۲ ساعته ما از این سایت تکرار نشد.

یوسفیان در مورد تعداد کارکنان ایرانی فازهای ۲ و ۳ می‌گفت: تا دو ماه پیش در پیک کار ۱۲ هزار نفر بودند که از این عده فقط ۱۰۰۰ نفر خارجی بودند. حدود ۴۵ درصد از ایرانی‌ها هم بومی منطقه بودند و مابقی از اقصی نقاط ایران. اما الان حدود ۷ هزار و ۵۰۰ نفر در اینجا مشغول کار هستند.

هر چند یکی از کارکنان فازهای ۲ و ۳ می‌گفت بعد از ناآرامی‌های شهریور ماه اینجا را با پول جلو می‌برند و اجناس به قیمت‌های چند برابر و از واسطه‌های دست چندم خریداری می‌شود، اما شاید شتاب بخشیدن به لوکوموتیو پرسرعتی که با ناآرامی‌ها مجبور به ترمز کردن

شد، راه دیگری نداشته باشد. هر چند که این سؤال بی پاسخ کماکان ذهن رابه خود مشغول می‌کند که آیا تعیین سقف برای اجرای پروژه‌ها به این معنی است که ارایه هر صورتحساب و قیمتی از سوی پیمانکار مورد قبول است؟ در صورت مثبت بودن پاسخ چه کسی باید تاوان خریدهای چند برابر را بدهد؟

سقف پرداخت اجرای پروژه فازهای ۲ و ۳ به توتال ۴۲۱۹ میلیون دلار پیش بینی شده است و هیوندای با دریافت ۸۲۰ میلیون دلار از این مبلغ، پیمانکار دست اول خشکی و دریای این پروژه‌ها شده و کارها را در بخش‌های بعدی به ۳۵ تا ۴۰ شرکت پیمانکار ایرانی واگذار کرده است. طبق گفته‌های صالحی فروز تا به حال توتال حتی بیش از ۳۰ درصد از حجم کل قرار داد را براساس گزارش‌های هیوندای به پیمانکار داخلی واگذار کرده است.

ظاهراً این قرارداد قبل از تصویب و اجرای قانون استفاده از حداکثر (۵۱ درصد) توان ساخت داخل در پروژه‌ها به توتال داده شده است اما طبق قرارداد سهم ۳۰ درصدی برای ایرانیان در نظر گرفته شده است.

به هر تقدیر بعد از انجام مراحل مختلف فرآوری بر روی گاز استحصالی در فازهای ۲ و ۳ گاز شیرین از خط لوله ۵۶ اینچی ـ که انتقال گاز فازهای ۱و۲و۳ را بر عهده دارد ـ به خط لوله سراسری "ایگات سوم" در منطقه کنگان ارسال خواهد شد. احداث این خط لوله ۷۲کیلومتری با توجه به حجم خاکبرداری و سختی زمین و کوهستانی و صعب العبور بودن مسیر، یکی از بخش‌های دشوار طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی بوده و اجرای آن در نوع خود کم نظیر است. مسیر دسترسی خط لوله با عرض متوسط ۲۶ متر و طول ۶۸ کیلومتر نیز احداث شده است.

* * *

به هر صورت از محوطه فازهای ۲و۳ بیرون رفتیم و به سمت سایت فاز یک حرکت کردیم. اولین احساسی که به بازدیدکنندگان دست داد این بود که قانون حاکم بر فازهای ۲و۳ در فاز یک حکمفرما نیست. شاید به واسطه ورود سهل و ساده‌تر درفاز یک نسبت به فازهای ۲و۳ هر چند که هر دو مورد از قبل هماهنگی شده بودند ما به خاطر بی کاری مفرط تعداد بی‌شماری از کارگران ساده در محوطه شاید هم به خاطر وجود

توسعه میدان گازی پارس جنوبی، با هدف جایگزینی مصرف گاز به جای فرآورده‌های نفتی و تأمین تقاضای رو به رشد مصرف داخلی، تزریق به میادین نفتی و همچنین صادرات آن در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است

چوب خرده‌ها و قطعات فلزی بی‌حساب و کنده کاری‌ها و گودال‌های موجود در این فاز بوده است چون هیچ کدام از این موارد درفازهای قبلی دیده نمی‌شد. کما این که هیچ نشانی هم از علایم هشدار دهنده ایمنی در کار نبود. همکاران خبرنگار سر میز غذا از کارگر جوشکاری، سخن می‌گفتند که لوله‌ای را از لوله‌ای دیگر جدا کرده است و در پاسخ پرسش همکاران در خصوص علت برش لوله، به سادگی می‌گوید "این لوله برای این قسمت نبوده است! باید آنرا جایی دیگر جوش بدهیم." تابلوهای مختلف شرکت‌های پیمانکار ایرانی در فضای مختلف‌فازیک هم ازجلوه‌های دیگر این فاز بود.

یوسفیان می‌گفت: اجرای پالایشگاه این فاز را پتروپارس به مشارکت "ایدرو- دایلم" واگذار کرده و ساخت سکوهای دریایی آن را "صدرا- سامسونگ" در بوشهر انجام می‌دهند.

پتروپارس خود این فاز را بعد از اجرای حدود ۲۰ درصدی آن توسط متن با تأییدیه شورای اقتصاد مبنی بر این که یک شرکت خارجی یا ایرانی با سرمایه ایرانی می‌تواند فاز یک توسعه پارس جنوبی را با روش ترک تشریفات به عهده بگیرد، به دست آورده است.

به این ترتیب شرکت پتروپارس که در جزیره ویرجین آیلند انگلستان و با سرمایه ایرانی به ثبت رسیده‌بود مدیریت این فاز را به عهده گرفت. این‌اولین‌پروژه‌درچنین‌ابعادی‌است که یک شرکت ایرانی در صنعت نفت مدیریت آن را به عهده می‌گیرد. جای‌خوشحالی‌بسیاری است که ایرانیان به هرتقدیر به دانسته‌ها و توانایی‌های خود ایمان آورند و اداره کار را به عهده گرفتند، اما تغییرهای چندباره این شرکت را نیزنباید از نظر دور داشت.

تغییر چند باره هیأت مدیره این شرکت شاید از مهمترین علل تأخیر فاز یک به شمار می‌رود.

فاز یک براساس گفته‌های صالحی فروز تا پایان آبان ماه، ۷۶ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است در حالی که طبق برنامه باید ۹۳ درصد پیشرفت می‌کرد. اما خبرنگاران که ۷۶ درصد پیشرفت فیزیکی را در محل اجرای این پروژه به چشم ندیده بودند در برنامه مصاحبه‌ای که بعد از ظهر همان روز با حضور مدیر عامل شرکت نفت و گاز پارس، مهندس صالحی فروز برگزار شد از وی دراین خصوص سؤال کردند.

صالحی فروز در پاسخ گفت: به غیر از تغییر مدیریت که در حال حاضر بهترین هیأت مدیره در آن منصوب شده و امید می‌رود که تأخیرها به پایان برسد، تأخیر برخی شرکت‌های ایرانی در تحویل قطعات، مجموعه‌ها و نصب و... و همچنین تأخیر در گشایش اعتبارها و سایر علل کوچک و بزرگ دیگر باعث این تأخیر شده‌اند. اما وی در عین حال گفت: خرید و تحویل تجهیزات از نظر پیمانکار اهمیت فراوانی دارد به طوری که با خرید و تحویل اجناس، پیمانکار ۶۰ درصد مبلغ قرارداد را مطالبه می‌کند. از این رو خرید ۷۰ درصد از تجهیزات مورد نیاز بخش خشکی، در بالا نشان دادن میزان پیشرفت فیزیکی تجهیزات در حال نصب و هنوز راه‌اندازی نشده، بی تأثیر نبوده است. یوسفیان و اوهردو امیدوارند تا پایان سال دیگر فاز یک به بهره برداری برسد اما باید منتظر پایان سال دیگر ماند و دید.

* * *

اما در مورد فازهای ۴و۵ باید گفت: ایتالیایی‌ها خود را بسیار سریع نشان داده‌اند. به طوری که تنها طی ۲ ماهی که از شروع عملیات اجرایی و در مرحله اول تسطیح زمین در فازهای ۴و۵ می‌گذرد پیشرفت قابل توجهی داشته است. این فاز تا پایان آبان ماه ۳/۲ درصد پیشرفت فیزیکی (در برابر ۴/۲ درصد تعیین شده و برنامه زمان‌بندی شده) داشته اما از آبان ماه به بعد اتفاقات بسیاری در سایت افتاده است. انی از ایتالیا، پیمانکار عمومی این پروژه است. طبق تعریف هر فاز توسعه‌ای در میدان پارس جنوبی استحصال روزانه یک میلیارد فوت مکعب گاز طبیعی، ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی و ۴۰۰ تن

گوگرد را هدف قرار داده است.

با اجرای فازهای ۴و۵ علاوه بر دو برابر شدن استحصال مورد نظر برای هر فاز توسعه‌ای، سالانه یک میلیون تن اتان و یک میلیون تن گاز مایع نیز استحصال خواهد شد.

تأسیسات دریایی این طرح از دو سکوی دریایی چهار پایه، دو سکوی مشعل سه پایه، دو خط لوله ۳۲ اینچ و ۴/۵ اینچ هر کدام به طول ۱۰۵ کیلومتر تشکیل می‌شود.

تأسیسات خشکی نیز شامل پالایشگاه، ایستگاه تقویت فشار و خط لوله ۸۰ کیلومتری، ۵۶ اینچی برای انتقال گاز است. این طرح در اول مرداد ماه ۷۹ به کنسرسیوم (۶۰-۴۰) آجیپ ایتالیا و پتروپارس اعطا شده است.

توسعه طرح فازهای ۶و۷و۸ نیز که روزانه ۳ میلیارد فوت مکعب گاز ترش برای تزریق (۲ فاز) در میادین نفتی جنوب و مصرف داخلی (یک فاز) تولید خواهد کرد، به پتروپارس سپرده شده است. این مجموعه دارای سه سکوی دریایی است که بر روی هر سکو ۱۰ حلقه چاه تولیدی حفر می‌شود. مانند فازهای دیگر، هر فاز با یک رشته لوله ۳۲ اینچ و ۴/۵ اینچی به طول ۱۰۵ کیلومتر گاز به دست آمده از چاه‌ها را به تأسیسات خشکی انتقال می‌دهد. اما تأسیسات ساحلی با ظرفیت دریافت ۳ میلیارد فوت مکعب گاز ترش مشتمل بر واحدهای جداسازی گاز و میعانات گازی، تثبیت میعانات گازی، نمزدایی گاز، استحصال گاز مایع و تنظیم نقطه شبنم و تراکم گاز بدون تصفیه به حالت ترش جهت انتقال به میدان نفتی آغاجاری و پالایشگاه بید بلند از طریق یک خط لوله جدید ۵۶ اینچ به طول ۵۱۲ کیلومتر همراه با سه ایستگاه تقویت فشار منطقه ویژه اقتصادی پارس جنوبی و آغاجاری خواهد بود.

عملیات توسعه این مراحل در بیستم تیر ماه سال ۷۹ به پترو پارس اعطا شده است این پروژه‌ها در کل تا پایان آبان ماه ۲/۴ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است.

اما برنامه زمان‌بندی شده آن چون یازده روز زودتر از واگذاری فاز ۴ و ۵ به پتروپارس اعطا شده است، ۴/۶ درصد عنوان می‌شود.

فازهای ۹ و ۱۰ نیز که مناقصه آن برگزار شده و در حال نهایی شدن است، عیناً مشابه فازهای ۴و۵ بود و برای استحصال ۲۰۰۰ میلیون فوت مکعب در روز برنامه‌ریزی شده است.

مناقصه فازهای ۱۱ و ۱۲ نیز برگزار شده و شرکت‌های استات اویل نروژ، بی پی و توتال از پیشنهاددهندگان عملیات توسعه‌ای فازها هستند.

استحصال روزانه ۲۰۰۰ میلیون فوت مکعب گاز ترش و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی برای خوراک دهی به واحدهای گاز طبیعی مایع شده (ال ان جی) از جمله اهداف این فازها است که گفته می‌شود برای صادرات ال ان جی در نظر گرفته شده است. در صورت موفقیت‌آمیز نبودن مطالعات و نظر طرفین احداث خط لوله انتقال گاز ایران - هند به احتمال قوی صادرات به هندوستان از طریق کشتی و به صورت ال‌ان‌جی از این فازها خواهد بود.

فازهای ۱۳ و ۱۴ نیز که در همین اواخر تعریف شده‌اند دقیقاً اهداف فازهای ۱۱ و ۱۲ را دنبال می‌کند.

به این ترتیب ۸ فاز اول در حال انجام عملیات اجرایی در مراحل مختلف هستند فازهای ۹ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ در حال برگزاری مناقصه و تعیین پیشنهاد دهنده برتر و ۲ فاز ۱۳ و۱۴ به تازگی تعریف شده‌اند که به این ترتیب ۱۱ فاز دیگر برای توسعه میدان گازی پارس جنوبی تعریف و طراحی خواهد شد.

حجم عظیم گاز موجود در بخش ایرانی میدان مستقل گازی مشترک پارس جنوبی آن قدر زیاد است که تنها در این اواخر صحبت‌هایی از کشف چاه اکتشافی برای حصول اطمینان از وجود نفت عنوان شده است.

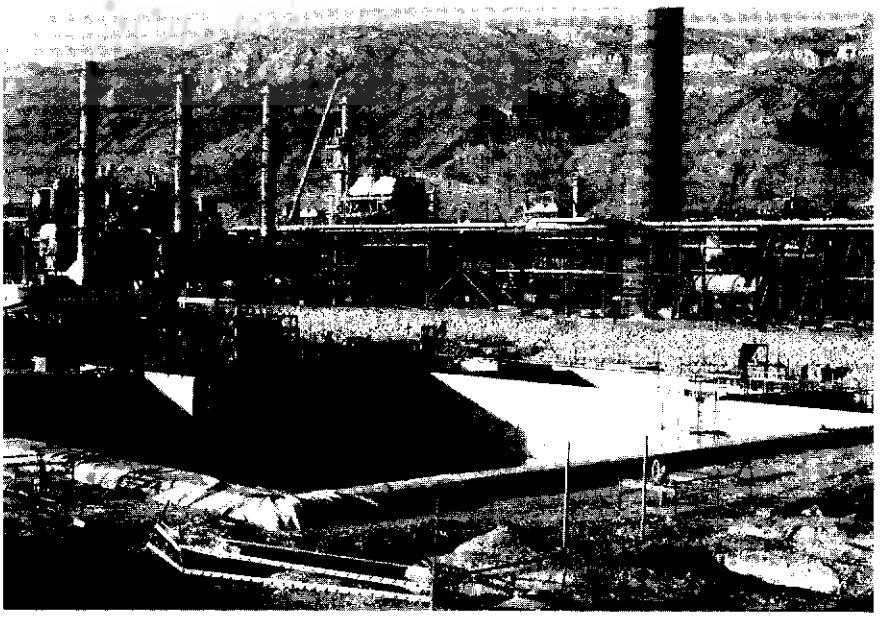
صالحی فروز در این باره گفت: با حفر دو چاه آزمایشی در صورتی که نتایج حفاری‌ها مثبت باشد طی دو فاز به ترتیب ۳۵ هزار بشکه در روز و ۱۰۰ هزار بشکه در روز توسعه خواهد یافت. در حال حاضر شرکت نفت و گاز پارس در حال ارزیابی این مخازن و تهیه برنامه توسعه آنها جهت تولید و صدور است.

* * *

نیمی از روز، گذشته بود. سر میز غذا خبرنگاران از دیده‌های خود می‌گفتند. شوخی عمده مطرح، برش لوله توسط کارگر جوشکار به دلیل اینکه سرجای خود نبوده است بود. اما همکاران از درگیری شهریور ماه بیشتر صحبت می‌کردند .۱۲ شهریور ماه امسال در پی انجام یک عمل خلاف عفت در منطقه، این مساله به نطفه نا آرامی‌ها تبدیل شد. کارگران ایرانی فازهای ۲ و۳ نیز که از قبل، از برخورد کارکنان و مدیران هیوندا دل خوشی نداشتند در ادامه این موضوع شروع به اعمال تلافی جویانه کردند و با خراب کردن برخی تأسیسات و مخصوصاً محل سکونت کارکنان هیوندای و توتال جوی نا امن ایجاد کردند.

گفته می‌شد مردم بومی منطقه و کارگران فاز یک علاوه بر کارکنان ایرانی فازهای ۲ و ۳ در این درگیری‌ها حضور داشته‌اند. به هر تقدیر روز ۱۲ شهریور این غائله آغاز شده و تا فردای آن روز ادامه می‌یابد، پروژه پر سرعت فازهای ۲ و۳ دراین زمان با یک ترمز اضطراری روبرو می‌شود.

یکی از مهندسان و ناظرین ارشد ایرانی که برای تمام کارگران و کارشناسان قابل احترام بود در این باره گفت: قبل از اتفاق کارها به سرعت در



حرکت بود اما بعد از آن هر چند در یک ماه اخیر کارها بهتر شده است اما هیچ وقت به نشاط روزهای قبل از ۱۲ شهریور نخواهد رسید. او می‌گفت: مدیران توتال و هیوندای اکنون از تکرار ناآرامی‌ها در هراسند.

یکی دیگر از دوستان به صحبت‌های خود با یکی از کارکنان فازهای ۲ و ۳ اشاره می‌کرد و از طرف یک کانادایی شاغل در آن فازها عنوان می‌کرد: "بعد از اتمام این پروژه کاری، دیگر به منطقه برنخواهد گشت." اما همانطور که گفته شد توتال پروژه را با تزریق چند برابر پول هدایت کرده و در حال پیشروی است.

مهندس صالحی‌فروز درنشستی که بعد از ناهار با خبرنگاران داشت، دراین باره گفت: علت یک تا دو ماه از تأخیر توتال در اجرای فازهای ۲و۳، وجود این ناآرامی‌ها ذکر شده است اما از آنجایی که ما هیچ تعهدی در خصوص تأمین امنیت آنها نداشتیم و در این خصوص آنها خود با شرکت "رهام" در مورد تأمین امنیت قراردادی امضا کرده بودند، بنابراین در اصل توتال به شرکت نفت و گاز پارس باید جوابگو باشد ورهام به توتال.

صالحی فروز همچنین در مورد اعلامیه منتشر شده از سوی انجمن شرکت‌های مهندسی و پیمانکاری صنعت نفت و گاز پتروشیمی گفت: وقتی پیمانکاران با هیوندای به طور مستقیم وارد مذاکره و معامله شده بودند، طبیعتاً ما در این بین مسؤول نبودیم. هر چند که از آنها انتظار داشتیم اگر مشکلی با هیوندای داشتند با ما در میان بگذارند و قبل از لبریز شدن صبرشان ما را در جریان بگذارند تا در نشست‌های مشترکی که با روسای توتال و هیوندای داریم با آنها در میان بگذاریم. اما اینطور نشد و بعد از آن اتفاق آنها اعلامیه‌ای مبنی بر تحریم شرکت هیوندای توسط پیمانکاران ایرانی منتشر کردند. بعد از این اعلامیه با آنها که نمایندگان و مدیران حدود ۳۶ شرکت مهندسی و پیمانکاری بودند، به توافق رسیدیم تا ۳ نماینده از بین آنها به انتخاب خود آنها به همراه نماینده شرکت نفت و گاز پارس (خودم) نشستی با مدیر ارشد توتال داشته باشیم.

بعد از توافق یکی از آن سه نفر بلافاصله، انصراف خود را اعلام کرد. دومین نماینده بعداً انصراف خود را به ما خبر داد و سومین نماینده قبل از وارد شدن به دفتر شرکت توتال.

صحبت‌های او هر چند خبرنگاران همیشه ناراضی و پرسشگر را راضی نمی‌کرد، ولی همراه با صداقت و عنوان کردن کوچکترین جزئیات بود که نشان از صداقت او در پیشبرد اهداف پیمانکاران ایرانی یا هر شرکت دیگر که خواهان احقاق حق خود از بخشی از کار که در حوزه مسؤولیت او بود داشت.

تا پایان آبان ماه، بخش خشکی و دریا روی هم رفته ۸۳ درصد پیشرفت فیزیکی داشته‌اند که دو درصد عقب‌تر از برنامه زمان‌بندی شده است

بعد از این جلسه که به درازا کشید، بازدید از پروژه‌های آبگیری از دریا، اسکله صادراتی گوگرد، خانه‌سازی شیرینو و سیل‌بند، برنامه‌هایی بودند که نیمی از آنها به خاطر کمی وقت انجام نشد.

یوسفیان درباره پروژه‌های آبگیری از دریا می‌گفت: ۱۰ فاز از فازهای مختلف توسعه پارس جنوبی، آب صنعتی و آشامیدنی موردنیاز خود را از این طریق تأمین می‌کنند. قرارگاه خاتم الانبیاء مسؤول ساخت این پروژه‌ها است. با شروع بهره‌برداری از این پروژه‌ها در هر ساعت ۲۵ هزار متر مکعب آب از آنها به سایت‌های مختلف پمپ می‌شود. بعد از ورود آب به سایت‌ها، واحد نمک زدایی، آب صنعتی را از نمک موجود در آب جدا کرده و این آب به واحد شیرین‌کن برای آشامیدن می‌رود و باقی آن در واحدهای مختلف بخش خشکی فازها مورد استفاده قرار می‌گیرد. یکی از مصارف مهم آب صنعتی در سایت‌ها، سرد کردن لوله‌ها و مخازن مختلف موجود در واحدهای مختلف است. گاز فشرده شده وقتی به واحدهای چند گانه پمپاژ می‌شود، لوله‌ها را گرم می‌کند که این امر امکان انفجار را افزایش می‌دهد. اما در پالایشگاه در فاصله‌های کوتاه و مشخص دستگاه‌های بزرگ آب پاش تعبیه شده بود تا هراز گاهی با پاشیدن آب روی لوله‌ها و مخازن از گرم شدن بیش از حد آنها جلوگیری شود.

* * *

دیگر محل مورد بازدید خبرنگاران، اسکله صادراتی گوگرد به دست آمده از واحدهای گوگرد زدایی فازهای مختلف توسعه میدان گازی پارس جنوبی بود.

این اسکله در ابتدا برای پهلو گیری کشتی‌های ۵ هزار تنی آماده شده بود اما در مرحله بعد قرار شد تا اسکله برای کشتی‌های ۱۵ هزار تنی مهیا شود. در آخرین مرحله، مدیریت منطقه ویژه انرژی پارس جنوبی برنامه‌ای برای توسعه مجدد اسکله صادراتی گوگرد در ساحل منطقه در دست تهیه دارد. بعد از بازدید بسیار سریع از پروژه‌های آبگیری و اسکله صادراتی گوگرد راهی فرودگاه شدیم تا به تهران بازگردیم. زمانی که از جلوی محوطه عملیات فازهای ۴ و ۵ که در حال تسطیح بود، فاز یک که در حال نصب و راه‌اندازی واحدهای مختلف بود و فازهای ۲و۳ که در حال آزمایش و تشخیص آخرین عیوب سیستم‌ها بود، می‌گذشتیم، به این فکر می‌کردیم که قبل از وارد شدن به داخل جزیره مانند غریبه‌ای بیش نبودیم که به هر پدیده‌ای متعجبانه نگاه می‌کردیم. اما با آشنایی مختصری که از درون مجموعه‌ها به دست می‌آوردیم عظمت انبوه لوله‌ها و مخازن بیشتر در چشم‌ها جلوه می‌کرد درست مانند کوهی که هر چه به آن نزدیک تر می‌شوی بزرگتر جلوه می‌کند.

تنها مطلبی که به صورتی روشن ناگفته ماند، حضور پیمانکاران متعدد و کارگران فراوان ایرانی شاغل به کار در آنجا بود. ساخت ونصب بخش عمده‌ای از فازهای ۱ و ۲ و ۳ به دست پیمانکاران توانای ایرانی انجام شده بود و این تنها تأسیسات بخش ساحلی بود. در تأسیسات فراساحلی (دریایی) شرکت‌های دولتی و خصوصی ایرانی از ساخت سکوی بهره‌برداری SPD4 برای فازهای ۲ و۳ گرفته تا لوله‌سازی در اهواز و لوله‌گذاری دریایی و...

همه و همه توسط ایرانیان انجام شده بود. وقتی به عظمت این سازندگی می‌رسید که بدانید برای مثال در ساخت سکوی دریایی SPD4 توسط شرکت ایزوایکو حدود ۸۰ تن الکترود و بیش از ۲۰۰ کیلومتر لوله در مجموعه تأسیسات مزبور به کار رفته است. در عین حال هنوز این سؤال باقی است که چرا مدیریت پروژه‌های کلان بخش نفت و گاز درکشوری با این حجم از ذخایر و سابقه فعالیت‌های نفتی در دست بیگانگان است؟ ■

ذخایر نفت جهان

تهیه کننده: دکتر حسن گل شیرازی

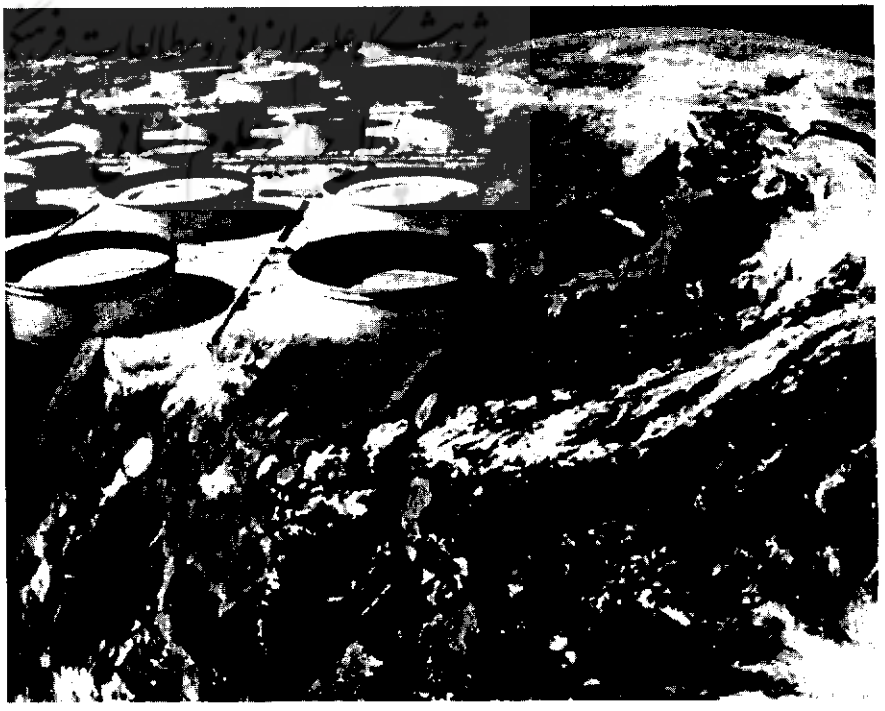
بیش از ۸۰ درصد مناطق نفتی جهان در ۲ خط کمربندی قرار گرفته‌اند (شکل شماره ۱) یک خط از آلاسکا به آلبرتا (کانادا) و به مرکز غربی آمریکا و از آنجا به مکزیک و ونزوئلا ادامه پیدا می‌کند و دومین خط از شمال کشورهای مشترک‌المنافع به طرف جنوب و غرب سیبری، حوزه دریای خزر، خاورمیانه و آفریقای شمالی امتداد دارد. (در خط کمربندی دوم باید میادین دریای شمال را هم اضافه کرد).

۲۸/۵ - ۱۴/۳ درصد از مناطق نفت خیزجهان به دوره اول زمین‌شناسی (Paleozoic)، ۴۴/۴-۵۴/۵ درصد به دوره دوم زمین‌شناسی (Mesozoic) و ۲۷/۰-۳۱/۲ درصد به دوره سوم زمین‌شناسی (Cenozoic) تعلق دارد.

در جهان بیش از ۶۰۰ حوزه رسوبی وجود دارد که از این تعداد فقط ۲۰۰ حوزه به طور کامل شناسایی شده‌اند، از مجموع این حوزه‌ها تعداد ۴۰۰ حوزه در نواحی خشکی و ۲۰۰ حوزه دیگر زیر آب‌ها و تا عمق ۲۰۰۰ متری زمین قرار دارند.

میزان ذخایر ۴۰ میدان نفتی جهان بین ۵ تا ۵۰ میلیارد بشکه است. جدول شماره ۱ تقسیم‌بندی این میادین را بر اساس حجم ذخایر قابل استحصال آنها نشان می‌دهد.

بین سال‌های ۱۹۵۰ تا ۱۹۷۰ ذخایر نفت جهان ۱۲ برابر و طی سال‌های ۱۹۷۰ تا ۲۰۰۰ به حدود دو برابر افزایش یافته است، به عبارت دیگر ذخایر نفت جهان از ۵۷۲ میلیارد بشکه در سال ۱۹۷۰ به ۱۰۴۶ میلیارد بشکه در سال ۲۰۰۰ افزایش یافته است. ذخایر اثبات شده نفت کشورهای اوپک (OPEC) بین سال‌های ۱۹۷۹ تا ۲۰۰۰ به دو برابر افزایش یافته و میزان ذخایر نفت کشورهای OECD و غیر اوپک در طی سال‌های مذکور تقریباً ثابت مانده است. گزارش حاضر سعی دارد میزان ذخایر نفت مناطق مختلف جهان را مورد بررسی قرار دهد.



۱ - ذخایر اثبات شده نفت امریکای شمالی

اولین چاه نفت در سال ۱۸۵۹ میلادی در پنسیلوانیای آمریکا حفر شد. بیش از دو سوم حفاری‌های جهان در خصوص منابع هیدروکربوری (نفت و گاز) در آمریکا و کانادا که فقط یک هفتم مناطق تولیدی جهان را شامل می‌شود صورت گرفته است. اگر حفاری‌های انجام شده در آمریکای شمالی را با دیگر نقاط جهان مقایسه کنیم، چنین استنتاج می‌شود که تعداد کمی از میادین نفت و گاز در جهان تاکنون کشف شده است.

به علت روند افزایش قیمت نفت از سال ۱۹۷۳ فعالیت‌های اکتشافی بین سال‌های ۱۹۷۳ تا ۱۹۸۳ رشد چشمگیری داشته است (۵۰ درصد) و موجب حفر بیش از ۲۰۰ هزار حلقه چاه تولیدی در آمریکا شد.

جدول شماره ۲ نشان دهنده ذخایر اثبات شده نفت آمریکای شمالی است.

بر اساس جدول شماره ۲ ذخایر نفت امریکای شمالی طی سال‌های ۱۹۷۹ تا ۲۰۰۰ رو به کاهش بوده است. در منطقه امریکای شمالی کشور کانادا کمترین و امریکا بیشترین ذخایر اثبات شده نفت را دارا هستند. این منطقه از جهان حدود ۶/۱ درصد از کل ذخایر نفت جهان را به خود اختصاص داده است.

۲- ذخایر اثبات شده نفت امریکای جنوبی و مرکزی

بیشترین ذخایر اثبات شده نفت در این منطقه از جهان را کشور ونزوئلا با حدود ۷۶/۹ میلیارد بشکه نفت در اختیار دارد. میزان ذخایر ونزوئلا طی سال‌های ۱۹۷۹ تا ۲۰۰۰ روند صعودی داشته است. ذخایر این کشور از ۱۷/۹ میلیارد بشکه در سال ۱۹۷۹ به ۵۸/۵ میلیارد بشکه در سال ۱۹۸۹ و به ۷۶/۹ میلیارد بشکه در سال ۲۰۰۰ افزایش یافته است، به عبارت دیگر در طی سال‌های ۱۹۷۹ تا ۱۹۸۹ میزان ذخایر ونزوئلا به بیش از ۳ برابر و در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۷۹ به بیش از ۴ برابر افزایش یافته است.

ونزوئلا معادل ۷/۳ درصد ذخایر اثبات شده نفت جهان و بیش از ۹ درصد ذخایر نفت کشورهای اوپک را به خود اختصاص داده است، بعد از ونزوئلا بیشترین ذخیره نفت را کشور برزیل دارد، به طوری که ذخایر این کشور از ۱/۲

جدول شماره ۱ – تقسیم‌بندی میادین نفتی جهان براساس حجم ذخیره قابل استحصال

ذخایر قابل استحصال (میلیون بشکه)	۵۰۰	۵۰۰-۱۰۰۰	۱۰۰۰-۵۰۰۰	۵۰۰۰-۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰-۵۰۰۰۰	۵۰۰۰۰-۱۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰-۲۵۰۰۰۰	۲۵۰۰۰۰-۵۰۰۰۰۰	۵۰۰۰۰۰-۱۰۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰۰-۲۵۰۰۰۰۰	۲۵۰۰۰۰۰-۵۰۰۰۰۰۰	۵۰۰۰۰۰۰-۱۰۰۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰۰۰+	
تعداد میادین نفت درجهان	۲	۴۰	۳۲۸	۹۷۱	۸۹۵	۱۱۰۹	۲۱۲۸	۷۱۱۲	۱۰۸۴۹	۱۱۷۵۱	۶۰۱۵	۴۱۲۰۰		

جدول شماره ۲ – ذخایر شناخته شده نفت امریکای شمالی

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
امریکا	۳۳/۷	۳۳/۶	۲۸/۶	۲/۸	۲۹/۷	۲/۸
کانادا	۸/۱	۸/۴	۶/۸	۰/۷	۶/۴	۰/۶
مکزیک	۳۱/۳	۵۶/۴	۲۸/۴	۲/۷	۲۸/۳	۲/۷
جمع کل	۷۳/۱	۹۸/۴	۶۳/۸	۶/۲	۶۴/۴	۶/۱

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

میلیارد بشکه در سال ۱۹۷۹ به ۸/۱ میلیارد بشکه در سال ۲۰۰۰ افزایش یافته است. ذخایر این کشور در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۷۹ به ۷ برابر افزایش یافته است.

در مجموع مناطق آمریکای جنوبی و مرکزی معادل ۹/۰ درصد ذخایر اثبات شده نفت جهان را در سال ۲۰۰۰ به خود اختصاص داده است.

کشورهایی که در منطقه فوق در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۹۹ میزان ذخایرشان افزایش یافته است، عبارتند از ونزوئلا ۰/۳ درصد و برزیل ۰/۱ درصد.

۳- ذخایر اثبات شده نفت اروپا

در بین کشورهای اروپایی (بدون کشورهای مشترک المنافع) بیشترین ذخایر نفت را در سال ۲۰۰۰ کشور نروژ با ۹/۴ میلیارد بشکه دارا بوده است.

مهمترین میادین نفتی کشور نروژ در سال ۱۹۷۰ به نام‌های Tor و Ekofisk واقع در جنوب دریای شمال (بخش نروژ) کشف و بهره‌برداری از آنها در سال ۱۹۷۱ آغاز شد.

در سال ۱۹۷۴ میدان Statfjord واقع در دریای شمال کشف و بهره‌برداری از میدان مذکور در سال ۱۹۷۹ آغاز شد.

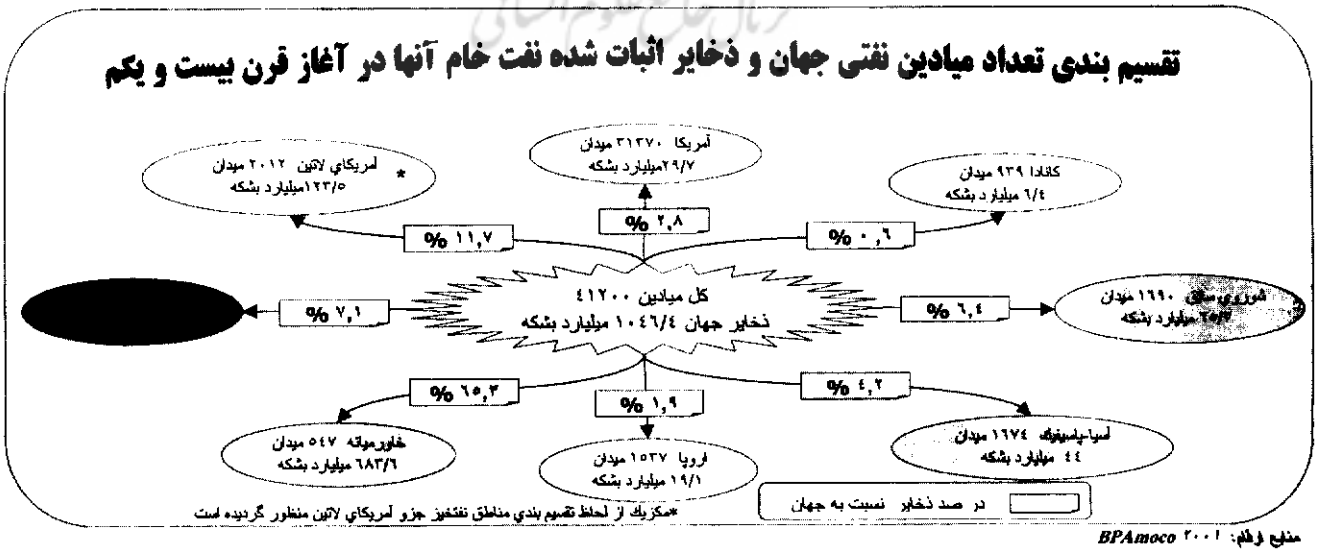
اولین میدان نفتی این کشور در سال ۱۹۶۹ به نام Forties واقع در شرق دریا کشف شد و بهره‌برداری از آن در سال ۱۹۷۵ آغاز شد.

در سال ۱۹۷۳ میدان دیگری به نام Pipe واقع در مرکز دریای شمال کشف و بهره‌برداری از آن در سال ۱۹۷۶ آغاز شد.

در سال ۱۹۷۱ میدان Brent واقع در شمال شرقی جزیره اسکاتلند به وسیله Shell/Esso کشف و در سال ۱۹۷۶ بهره‌برداری از آن آغاز شد. میدان Brent ششمین میدان بزرگ نفتی انگلستان در بخش دریا محسوب می‌شود.

جدول شماره ۴ نشان دهنده ذخایر اثبات شده نفت کشورهای اروپا است.

بر اساس جدول شماره ۴ در بین کشورهای اروپایی (بدون کشورهای مشترک المنافع) تنها ذخایر اثبات شده نفت کشور دانمارک در طی سال‌های ۱۹۷۹ تا ۲۰۰۰ روند افزایشی نشان



منابع ارقام: BPAmoco ۲۰۰۱

جدول شماره ۳- ذخایر شناخته شده نفت آمریکای جنوبی و مرکزی

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
آرژانتین	۲/۴	۲/۳	۲/۷	۰/۳	۳/۱	۰/۳
برزیل	۱/۲	۲/۸	۷/۳	۰/۷	۸/۱	۰/۸
کلمبیا	۰/۷	۲/۱	۲/۶	۰/۲	۲/۶	۰/۲
اکوادر	۱/۱	۱/۵	۲/۱	۰/۲	۲/۱	۰/۲
پرو	۰/۷	۰/۴	۰/۴	—	۰/۳	—
ترینیداد و تاباگو	۰/۷	۰/۵	۰/۶	۰/۱	۰/۷	۰/۱
ونزوئلا	۱۷/۹	۵۸/۵	۷۲/۶	۷/۰	۷۶/۹	۷/۳
سایر کشورها	۰/۶	۰/۶	۱/۲	۰/۱	۱/۴	۰/۱
جمع کل	۲۵/۳	۶۸/۷	۸۹/۵	۸/۶	۹۵/۲	۹

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

می‌دهد. میزان حجم ذخایر نفت نروژ در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۷۹ حدود دو برابر افزایش یافته است. با این حال ذخایر کشور فوق در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۹۹، ۱/۴ میلیارد بشکه کاهش یافته است. ۱۹ درصد ذخایر نفت جهان در این منطقه قرار دارد.

نیمی از نفت تولیدی قزاقستان از این سه میدان به دست می‌آید. آذربایجان سومین دارنده ذخایر نفت در بین کشورهای شوروی سابق است.

مهم‌ترین میادین نفتی این کشور عبارتند از Karabagly، Neftechala و در نواحی آبی عمیق میدان نفتی Guneshli است.

جدول شماره ۴- ذخایر شناخته شده نفت اروپا

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
دانمارک	۰/۴	۰/۸	۱/۱	۰/۱	۱/۱	۰/۱
ایتالیا	۰/۶	۰/۷	۰/۶	۰/۱	۰/۶	۰/۱
نروژ	۵/۸	۱۱/۵	۱۰/۸	۱/۰	۹/۴	۰/۹
رومانی	—	—	۱/۴	۰/۱	۱/۴	۰/۱
انگلستان	۱۵/۴	۴/۳	۵/۲	۰/۵	۵/۰	۰/۵
بقیه اروپا	۴/۴	۳/۲	۱/۶	۰/۲	۱/۶	۰/۲
جمع کل	۲۶/۶	۲۰/۵	۲۰/۷	۲	۱۹/۱	۱/۹

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

۴- ذخایر اثبات شده نفت شوروی سابق

از حدود ۴۱۲۰۰ میدان نفتی در جهان حدود ۱۷۰۰ میدان متعلق به کشور شوروی سابق است. روسیه دارای بیش از ۹۰ میدان نفتی قابل توجه است که مهم‌ترین آنها در مناطق سیبری غربی قرار دارند.

بیشترین ذخایر اثبات شده در بین کشورهای شوروی سابق را پس از روسیه کشور قزاقستان دارا است.

بزرگترین میادین نفتی قزاقستان در خشکی عبارتند از Tengiz، Uzen و Karachaganak که ذخایر نفت اثبات شده ۱۷۰۰ میدان درشوروی سابق معادل ۶۵/۳ میلیارد بشکه در سال ۲۰۰۰ تخمین زده شده است (۶/۴ درصد جهان) سهم روسیه از این میزان ۴۸/۶ میلیارد بشکه است که ۷۴/۴ درصد ذخایر شوروی سابق و ۴/۶ درصد ذخایر اثبات شده جهان را در سال ۲۰۰۰ تشکیل می‌دهد. روسیه با رتبه هفتم در جهان یکی از مهم‌ترین مناطق نفت‌خیز دنیا بشمار می‌آید. کشورهای قزاقستان و آذربایجان به ترتیب با ۰/۸ و ۰/۷ درصد در رتبه‌های بعدی در این منطقه از جهان قرار دارند.

۵- ذخایر اثبات شده نفت خاورمیانه

ایران یکی از قدیمی‌ترین کشورهای نفتخیز جهان است و تاریخچه نفت آن از زمانی شروع شد که Loftus زمین شناس انگلیسی وجود نفت را در ایران در سال ۱۸۵۵ گزارش کرد. اولین اکتشاف میدان نفتی در بین کشورهای خلیج فارس میدان مسجد سلیمان در سال ۱۹۰۸ میلادی بود.

بعد از ایران کشورهای عراق در سال ۱۹۲۷، بحرین ۱۹۳۲، عربستان ۱۹۳۸، کویت ۱۹۳۸، قطر ۱۹۴۰، منطقه آزاد ۱۹۵۳، ابوظبی ۱۹۵۸ و دبی ۱۹۶۶ قرار دارند.

ایران بر اساس یکی از منابع آماری حدود ۸/۶ درصد ذخایر نفت جهان ۱۱/۵ درصد ذخایر اوپک و ۱۳/۱۲ درصد ذخایر خاورمیانه را به خود اختصاص داده است.

عربستان سعودی $\frac{1}{4}$ ذخایر نفت جهان، ۳۸/۳ درصد ذخایر خاورمیانه و معادل ۳۲/۵ درصد ذخایر نفت کشورهای اوپک را دارد. این کشور با ۲۵ درصد ذخایر نفت جهان در رتبه اول قرار دارد. یکی از مهم‌ترین میادین نفتی عربستان و جهان Ghawar نام دارد. میدان مذکور

جدول شماره ۵- ذخایر شناخته شده شوروی سابق

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
آذربایجان	—	—	۷/۰	۰/۷	۶/۹	۰/۷
قزاقستان	—	—	۸/۰	۰/۸	۸/۰	۰/۸
روسیه	—	—	۴۸/۶	۴/۷	۴۸/۶	۴/۶
ترکمنستان	—	—	۰/۵	۰/۱	۰/۵	۰/۱
ازبکستان	—	—	۰/۶	۰/۱	۰/۶	۰/۱
بقیه کشورها	—	—	۰/۷	۰/۱	۰/۷	۰/۱
جمع کل	۶۷/۰	۵۸/۴	۶۵/۴	۶/۵	۶۵/۳	۶/۴

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

حدود ۵۰ میلیارد بشکه ذخیره نهایی نفت دارد.

بر اساس همان منبع آماری کشور عراق بعد از عربستان سعودی با داشتن حدود ۱۱ درصد ذخایر نفتی جهان ۱۶/۵ درصد ذخایر خاورمیانه و ۱۳/۸ ذخایر اوپک در مقام دوم قرار دارد.

جدول شماره ۶ نشان دهنده ذخایر نفت در کشورهای خاورمیانه است. بر اساس جدول شماره ۶، خاورمیانه بیش از ۶۵ درصد کل ذخایر نفت جهان را به خود اختصاص داده است که به ترتیب کشورهای عربستان، عراق، امارات، کویت و ایران مقام‌های اول تا پنجم را دارند. ذخایر اثبات شده کشور قطر در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۹۹ حدود ۴ برابر افزایش یافته است، که نشان دهنده موفقیت‌های اکتشافی کشور فوق در بخش دریا است. پنج کشور فوق‌الذکر حدود ۶۴ درصد ذخایر نفت جهان را در اختیار دارند.

جدول شماره ٦- ذخایر شناخته شده نفت خاورمیانه

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
ایران	۵۸/۰	۹۲/۹	۸۹/۷	۸/۷	۸۹/۷	۸/۶
عراق	۳۱/۰	۱۰۰/۰	۱۱۲/۵	۱۰/۹	۱۱۲/۵	۱۰/۸
کویت	۶۸/۵	۹۷/۱	۹۶/۵	۹/۳	۹۶/۵	۹/۲
عمان	۲/۴	۴/۳	۵/۳	۰/۵	۵/۵	۰/۵
قطر	۳/۸	۴/۵	۳/۷	۰/۴	۱۳/۲	۱/۳
عربستان‌سعودی	۱۶۶/۵	۲۵۷/۶	۲۶۳/۵	۲۵/۵	۲۶۱/۷	۲۵/۰
سوریه	۲/۰	۱/۷	۲/۵	۰/۳	۲/۵	۰/۲
امارات	۲۹/۴	۹۸/۱	۹۷/۸	۹/۴	۹۷/۸	۹/۳
یمن	—	۴/۰	۴/۰	۰/۵	۴/۰	۰/۴
بقیه کشورها	۰/۲	۰/۱	۰/۱	—	۰/۲	—
جمع کل	۳۶۱/۸	۶۶۰/۳	۶۷۵/۶	۶۵/۵	۶۸۳/۶	۶۵/۳

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

٦- ذخایر اثبات شده نفت افریقا

کشور لیبی بین کشورهای آفریقایی بیشترین ذخیره نفت را داراست.

لیبی دارای ۳۵ میدان نفتی است و با داشتن ۲/۹ درصد ذخایر نفت جهان در بین کشورهای افریقایی در رتبه اول قرار دارد.

نیجریه از نظر ذخایر نفت مقام دوم را بین کشورهای افریقایی دارد. جدول شماره ۷ نشان‌دهنده ذخایر اثبات شده نفت در کشورهای آفریقایی است. بر اساس جدول ذخایر کشور آنگولا در طی سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۹ حدود ۵ برابر افزایش یافته است.

بعد از آنگولا کشورهای گابن و کنگو میزان ذخایرشان طی سال‌های فوق روند صعودی نشان می‌دهد. در بقیه کشورهای آفریقایی میزان ذخایر نفت رو به کاهش و یا ثابت مانده است.

ذخایر کل نفت منطقه آفریقا در طی سال‌های مذکور روند افزایشی نشان می‌دهد. ذخایر نفت آفریقا در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۹۹ تقریباً ثابت مانده است. در این منطقه ۷/۲ درصد از ذخایر نفت جهان قرار دارد.

جدول شماره ۷- ذخایر شناخته شده نفت آفریقا

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
الجزایر	۸/۴	۹/۲	۹/۲	۰/۹	۹/۲	۰/۹
آنگولا	۱/۲	۲/۰	۵/۴	۰/۵	۵/۴	۰/۵
کامرون	۰/۱	۰/۴	۰/۴	—	۰/۴	—
کنگو	۰/۴	۰/۸	۱/۵	۰/۱	۱/۵	۰/۱
مصر	۳/۱	۴/۵	۲/۹	۰/۳	۲/۹	۰/۳
گوانیا	—	—	—	—	—	—
گابن	۰/۵	۰/۷	۲/۵	۰/۳	۲/۵	۰/۲
لیبی	۲۳/۵	۲۲/۸	۲۹/۵	۲/۹	۲۹/۵	۲/۸
نیجریا	۱۷/۴	۱۶/۰	۲۲/۵	۲/۲	۲۲/۵	۲/۲
تونس	۲/۳	۱/۸	۰/۳	—	۰/۳	—
بقیه کشورها	۰/۱	۰/۶	۰/۶	۰/۱	۰/۶	۰/۱
جمع کل	۵۷/۰	۵۸/۸	۷۴/۸	۷/۳	۷۴/۸	۷/۱

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

۷- ذخایر اثبات شده نفت آسیا- پاسیفیک

در بین کشورهای منطقه آسیا- پاسیفیک بیشترین میزان ذخایر نفت را کشور چین با ۲/۳ درصد در جهان دارا است. در سال ۱۹۴۹ میلادی در کشور چین فقط سه میدان نفتی و ۲ میدان گازی کشف شده بود، ولی امروزه بیش از ۳۳۴ میدان نفتی در کشور چین کشف شده است که نشان دهنده موفقیت در فعالیت‌های اکتشافی است.

بعد از چین کشور مالزی با ۰/۵ درصد ذخایر نفت جهان بیشترین ذخیره را در این منطقه دارا است. ذخایر اثبات شده نفت مالزی در طی سال‌های ۱۹۹۹-۱۹۷۹ روند افزایشی نشان می‌دهد. تمام میادین نفت و گاز کشور مالزی در بخش آبی قرار دارند.

جدول شماره ۸ نشان دهنده ذخایر اثبات‌شده نفت در آسیا - پاسیفیک است.

بر اساس جدول شماره ۸ میزان ذخایر اثبات شده نفت کشورهای آسیا- پاسیفیک بین سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۹ تا حدودی ثابت مانده است این منطقه ۴/۲ درصد از ذخایر نفت جهان در سال ۲۰۰۰ را به خود اختصاص داده است.

۸- ذخایر اثبات شده نفت کشورهای OPEC، OECD و Non-OPEC

تأسیس اوپک در سال ۱۹۶۰ میلادی به وسیله کشورهای ایران، عراق، کویت، عربستان سعودی و ونزوئلا صورت گرفت. کشورهایی که بعداً به عضویت اوپک درآمدند عبارت بودند از قطر در سال ۱۹۶۱، اندونزی ۱۹۶۲، لیبی ۱۹۶۷، ابوظبی و الجزایر ۱۹۶۹، نیجریا۱۹۷۱، اکوادر ۱۹۷۳، امارات ۱۹۷۴ و گابن ۱۹۷۵.

کشور اکوادر تا سال ۱۹۹۲ و گابن تا سال ۱۹۹۵ عضو اوپک بودند. امروزه اوپک از یازده کشور تشکیل شده است. وظایف اوپک از ابتدا تعیین قیمت نفت، جلوگیری از کاهش قیمت، تعیین حجم تولید، کنترل تولید نفت و کنترل طول عمر منابع نفتی و... بوده است.

برطبق جدول‌شماره۱۱در بین اعضای اوپک کشورهای ایران، عربستان، اندونزی، عراق کویت،نیجریه،ونزوئلاوامارات، میزان ذخایرشان

جدول شماره ۸- ذخایر شناخته شده نفت آسیا پاسیفیک

ارقام: میلیارد بشکه

سال / کشور	۱۹۷۹	۱۹۸۹	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
استرالیا	۲/۱	۱/۷	۲/۹	۰/۳	۲/۹	۰/۳
برونئی	۱/۸	۱/۴	۱/۴	۰/۱	۱/۴	۰/۱
چین	۲۰/۰	۲۴/۰	۲۴/۰	۲/۳	۲۴/۰	۲/۳
هند	۲/۶	۷/۵	۴/۸	۰/۵	۴/۷	۰/۴
اندونزی	۹/۶	۸/۲	۵/۰	۰/۵	۵/۰	۰/۵
مالزی	۲/۸	۳/۰	۳/۹	۰/۴	۳/۹	۰/۴
گوانیای جدید	—	۰/۲	۰/۳	—	۰/۳	—
تایلند	—	۰/۲	۰/۳	—	۰/۴	—
ویتنام	—	—	۰/۶	۰/۱	۰/۶	۰/۱
بقیه کشورها	۰/۴	۰/۴	۰/۸	۰/۱	۰/۸	۰/۱
جمع کل	۳۹/۳	۴۶/۶	۴۴/۰	۴/۳	۴۴/۰	۴/۲

BPAmoco: 1999, 2000, 2001

جدول شماره ۹- ذخایر شناخته شده نفت جهان در سال‌های ۱۹۹۹ - ۲۰۰۰ میلادی

ارقام: میلیارد بشکه

مناطق	۱۹۹۹	درصد در جهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
امریکای شمالی	۶۳/۷	۶/۲	۶۴/۴	۶/۲
امریکای جنوبی و مرکزی	۸۹/۵	۸/۷	۹۵/۲	۹/۱
اروپا	۲۰/۶	۲/۰	۱۹/۱	۱/۸
شوروی سابق	۶۵/۴	۶/۳	۶۵/۳	۶/۲
خاورمیانه	۶۷۵/۷	۶۵/۴	۶۸۳/۶	۶۵/۳
آفریقا	۷۴/۹	۷/۲	۷۴/۸	۷/۱
آسیا - پاسیفیک	۴۴/۰	۴/۳	۴۴/۰	۴/۲
جمع کل جهان	۱۰۳۳/۸	۱۰۰/۰	۱۰۴۶/۴	۱۰۰/۰

مأخذ: BPAmoco: 1999, 2000, 2001

جدول شماره ۱۰ - ذخایر شناخته شده نفت اوپک (OPEC) بین سال‌های ۲۰۰۰ - ۱۹۷۹ میلادی

ارقام: میلیارد بشکه

کشورهای اوپک	۱۹۷۹	۱۹۸۴	۱۹۸۹	۱۹۹۴	۱۹۹۹	درصد درجهان	۲۰۰۰	درصد در جهان
الجزایر	۸/۴۴	۹/۰۰	۹/۲۳	۹/۹۸	۱۱/۳۱	۱/۰۸	۹/۲۰	۰/۸۸
اندونزی	۱۲/۱۸	۹/۶۰	۵/۱۱	۴/۹۸	۴/۹۸	۰/۴۸	۵/۰۰	۰/۴۸
ایران	۵۸/۸۳	۵۸/۸۷	۹۲/۸۶	۹۴/۳۰	۹۳/۱۰	۸/۹۳	۸۹/۷۰	۸/۵۷
عراق	۳۱/۰۰	۶۵/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۱۲/۵۰	۱۰/۷۹	۱۱۲/۵۰	۱۰/۷۵
کویت	۶۸/۵۰	۹۲/۷۰	۹۷/۱۲	۹۶/۵۰	۹۶/۵۰	۹/۲۶	۹۶/۵۰	۹/۲۲
لیبی	۲۰/۹۰	۲۱/۴۲	۲۲/۸۰	۲۲/۸۰	۲۹/۵۰	۲/۸۳	۲۹/۵۰	۲/۸۲
نیجریه	۱۷/۴۰	۱۶/۶۵	۱۶/۰۰	۲۰/۹۹	۲۲/۵۰	۲/۱۶	۲۲/۵۰	۲/۱۵
قطر	۳/۷۶	۴/۵۰	۴/۵۰	۳/۵۰	۳/۷۰	۰/۳۵	۱۳/۲۰	۱/۲۶
عربستان سعودی	۱۶۶/۴۸	۱۷۱/۷۱	۲۶۰/۰۵	۲۶۱/۳۷	۲۶۲/۷۸	۲۵/۲۱	۲۶۱/۷۰	۲۵/۰۱
امارات	۲۹/۴۱	۳۲/۴۹	۹۸/۱۰	۹۸/۱۰	۹۷/۸۰	۹/۳۸	۹۷/۸۰۷۶/۹۰	۹/۳۵
ونزوئلا	۱۸/۵۲	۲۸/۰۲	۵۹/۰۴	۶۴/۸۷	۷۶/۸۴	۷/۳۷	۷۶/۹۰	۷/۳۵
جمع کل اوپک	۴۳۵/۴۲	۵۰۹/۹۶	۷۶۴/۸۱	۷۷۷/۳۹	۸۱۱/۵۱	۷۷/۸۴	۸۱۴/۵۰	۷۷/۸۴
جمع کل جهان	۶۳۵/۲۷	۷۴۱/۸	۹۹۷/۰۹	۱۰۱۶/۷۵	۱۰۴۲/۵۴	۱۰۰	۱۰۴۶/۴	۱۰۰

مأخذ: OPEC ANNUAL ST.BU 1999,BPAmoco2001

بین سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۹ روند افزایشی نشان می‌دهد. از بین کشورهای فوق‌الذکر، ذخایر نفت ونزوئلا، از ۱۸/۵ میلیارد بشکه در سال ۱۹۷۹ به ۷۶/۹۰ میلیارد بشکه در سال ۲۰۰۰ رسیده است. به عبارت دیگر در طی دوران فوق ذخایر نفت ونزوئلا ۴ برابر افزایش یافته است. بعد از ونزوئلا کشورهای عراق و امارات نیز میزان ذخایرشان در طی سال‌های فوق به ترتیب حدود ۴ و ۳ برابر افزایش نشان می‌دهد. همچنین ذخایر اثبات شده کشور قطر در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال ۱۹۹۹ حدود ۴ برابر افزایش یافته است، که نشان‌دهنده موفقیت فعالیت‌های اکتشافی کشور فوق در بخش دریا است.

در بقیه کشورها مانند الجزایر، اندونزی، لیبی، نیجریه و قطر مقدار ذخایرشان در طی این سال‌ها تقریباً ثابت و یا کاهش یافته است.

در مجموع ذخایر اثبات شده نفت کشورهای عضو اوپک بین سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۸ به حدود دو برابر رسیده است.

در مقابل، ذخایر اثبات شده نفت کشورهای عضو OECD که از بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان نفت محسوب می‌شوند و همچنین ذخایر کشورهای غیر اوپک طی سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۸ ثابت مانده است. میزان ذخایر اثبات شده نفت جهان در طی سال‌های فوق حدود دو برابر افزایش یافته است. ■

منابع:

انگلیسی

1- BPAMOCO 1999, 2000,2001
2- OPEC Annual Statistical Bulletin 1999

آلمانی

1- Energie im 21.Jahrhundert (1995/1996) Deutsche Shell A.G
2- Perspektiven für Erdöl Und Erdgas im 21. Jahrhundert (1996/97) Deutsche Shell A.G
3- Reserven Und Verfugbarkeit Von Energierohstoffen 1995 (BGR), Hannover
4- Das Bush Vom Erdöl Deutsche BP, AG, Hamburg 1989
5- W. Rühl, Energifaktor Erdöl (1998)

روسیه مترصد کسب امتیاز از وام‌دهندگان غربی است

در شرایطی که اقتصاد جهانی نشانه‌هایی از ورود به دوران رکود را بروز می‌دهد، قیمت‌های نفت متأثر از این وضعیت طی ماههای اخیر رو به کاهش نهاده و به ویژه پس از وقایع اخیر در امریکا در ماه سپتامبر، بر شدت کاهش آن افزوده شده است. در این میان اوپک که طی دو سال موفق شده بود کنترل بر بازار نفت را اعمال کرده و قیمت‌ها را کما بیش در محدوده ۱۸-۲۲ دلار مورد نظر خود حفظ کند با شکسته شدن حیطه قیمت و سیر نزولی قیمت‌ها روبرو شد.

اوپک در راستای کنترل بازار طی سال جاری ۳/۵ میلیون بشکه در روز تولید خود را کاهش داده و در آخرین اجلاس نیز تصمیم گرفته که ۱/۵ میلیون بشکه دیگر کاهش داده شود. اما این را به کاهش تولید کشورهای تولیدکننده غیراوپک مشروط و مقدار ۵۰۰ هزار بشکه کاهش را از آنان درخواست کرده است. در این میان روسیه ابتدا به مخالفت با این موضوع پرداخت اما متعاقباً اعلام کرد که تنها حاضر است ۳۰ تا ۵۰ هزار بشکه از تولید خود بکاهد. در حالی که انتظار اوپک آن بود که روسیه ۱۰۰ تا ۲۰۰ هزار بشکه در روز از تولید خود را کم کند. این اختلاف نظر طبعاً به تشدید سقوط قیمت‌های نفت در بازار جهانی می‌انجامد. بررسی این مطلب که انگیزه روسیه در مخالفت با کاهش تولید چیست از پرسش‌های مهم مطرح در هفته‌های حاضر بوده است.

در نگاه اول به نظر می‌رسد که روسیه به عنوان یک کشور تولیدکننده نفت اصولاً باید همگام با اوپک از افزایش هر چه بیشتر قیمت‌ها خرسند باشد اما از منظر دیگر می‌توان به تحلیل این مطلب پرداخت که در شرایط کاهش قیمت‌ها و سطوح پایین قیمت نفت، منافع احتمالی روسیه چه خواهد بود.

در این مقاله برخی عوامل احتمالی در تمایل روسیه به سطوح پایین‌تر قیمت‌ها و مخالفت این کشور با کاهش تولید اشاره می‌شود.

لازم به ذکر است که طبق آخرین گزارش‌ها، دولت روسیه پس از مشورت با رؤسای شش شرکت عمده نفتی این کشور اعلام کرد که حاضر است ۵۰ هزار بشکه تولید نفت خود را کم کند در حالی که اوپک مجدداً حجم پیشنهادی روسیه را بسیار اندک توصیف کرده است. اما مفروضات این مقاله دایر بر بررسی عواملی که می‌توانند انگیزه‌های روسیه را در مخالفت با کاهش تولید و حفظ قیمت‌ها در سطوح پایین در حال یا آینده شکل دهند، ممکن است بتواند به درک رفتارهای آتی روسیه در این زمینه کمک کند.

کاهش قیمت تأثیر منفی فوق‌العاده بر اقتصاد روسیه نخواهد داشت

قیمت نفت یک شاخص برای تعیین سلامت اقتصاد و بودجه روسیه محسوب می‌شود. در عین حال این کشور در حال حاضر در یک موقعیت اقتصادی نسبتاً مساعدی به سر می‌برد.

مؤسسه سرمایه‌گذاری "رنسانس" در مسکو می‌گوید اقتصاد روسیه برای تحمل یک دوره قیمت‌های پایین نفت در وضعیت خوبی به سر می‌برد زیرا از نظر بودجه از وضعیتی مستحکم برخوردار است. روسیه با دارا بودن سطح بالایی از ذخایر ارزی از یک رشد مستمر اقتصادی برخوردار است. به گفته بانک سرمایه‌گذاری "تروئیکا دیالوگ" (Troika Dialog) در مسکو مادام که قیمت نفت بین ۱۶ تا ۱۸ دلار باشد، بودجه روسیه در وضعیت سالمی به سر خواهد برد. میخائیل زادورنوف وزیر پیشین دارایی و معاون کمیته بودجه در دومای روسیه عقیده دارد تا زمانی که قیمت‌ها بالای ۱۲ دلار در بشکه باشد، مشکل عمده‌ای برای بودجه روسیه رخ نمی‌دهد هر چند در این سطح از قیمت نرخ رشد تولید ناخالص داخلی (GDP) کاهش یافته و روسیه احتمالاً ناچار به دریافت وام مجدد از صندوق بین‌المللی پول خواهد شد.

روسیه از تابستان ۱۹۹۸ تاکنون از این صندوق وام نگرفته و قصد دارد که امسال یک میلیارد دلار وام دریافتی از این محل را پیش از موعد باز پرداخت کند. رییس صندوق بین‌المللی پول نیز گفته که روسیه می‌تواند روی اعتبارات اضطراری این صندوق، در صورت افت شدید قیمت نفت حساب کند.

"الکسی کودرین" وزیر دارایی روسیه اظهار داشته که اگر قیمت نفت کمتر از ۱۸/۵ دلار در بشکه شود رشد اقتصاد روسیه در سال آینده اندکی کمتر از ۳/۸ درصد خواهد بود. همچنین وضعیت صندوق ذخیره ۳/۵ میلیارد دلاری که برای بازپرداخت وام‌ها تا ۲۰۰۳ تأسیس شده در خطر قرار می‌گیرد. گفته شده که بودجه سال آینده روسیه بر پایه قیمت نفت به میزان ۱۸/۵ دلار در بشکه تنظیم شده است. در صورت تصویب نهایی پیش نویس بودجه مزبور و تداوم سقوط قیمت نفت، دولت راههای دیگری برای متعادل کردن دریافت و پرداختی خود از جمله تسریع در خصوصی‌سازی و استفاده از ذخایر بانک مرکزی و وام‌گیری از بازارهای داخلی و خارجی را دنبال خواهد کرد. یک راه حل دیگر که از نظر سیاسی بالقوه مخاطره‌آمیز است کاهش ارزش روبل واحد پول این کشور و یا استفاده از تورم با چاپ روبل اضافی برای تأمین مخارج خواهد بود البته تحلیل‌گران راه حل آخر را بدترین راه حل می‌دانند که به همه ضرر می‌رساند. "لئونید فدون" معاون رییس "لوک اویل" بزرگترین شرکت نفتی روسیه می‌گوید این کشور می‌تواند با هر سطح قیمتی نفت زندگی کند زیرا نکته مهم نرخ تبدیل روبل به دلار است و اگر قیمت نفت در سطح پانزده دلار در بشکه باقی بماند و دولت و بانک مرکزی روسیه تصمیم بگیرند ارزش روبل را به ۳۳ تا ۳۵ روبل در مقابل یک دلار برسانند این برای شرکت‌های نفتی به منزله قیمت ۲۱ تا ۲۲ دلار برای هر بشکه نفت است. در حال حاضر قیمت دلار حدوداً معادل سی روبل است. به گفته اکثر تحلیل‌گران پیش‌نویس بودجه فعلی را تنها می‌توان با قیمت‌های بالای ۱۵ دلار در هر بشکه تحقق بخشید.

الکسی زابوتکین اقتصاددان روسی می‌گوید: دولت از گروه کارشناسان اقتصادی در وزارت دارایی درخواست کرده که بر روی بودجه‌ای با قیمت ۱۵ دلار در بشکه کار کنند.

وی می‌گوید: سناریوی خوش بینانه قیمت ۲۳ دلار در بشکه است که در آن حالت دولت می‌تواند یک صندوق ویژه برای کمک به باز پرداخت وام‌های خارجی تا ۲۰۰۳ تأمین کند. هر دلار تفاوت قیمت نفت حدوداً معادل یک میلیارد دلار درآمد بودجه‌ای دولت روسیه است. "دیماآودیو" تحلیل‌گر نفت در موسسه بورس "یونایتد فایننشال گروپ" در مسکو می‌گوید: روسیه که بدون احتساب گاز از محل فروش نفت حدود یک چهارم درآمد صادراتی و حدود ۱۵ درصد درآمد بودجه‌ای خود را تأمین می‌کند، کمتر از عربستان یا کویت متکی به درآمد نفت است. بنا بر ارزیابی این موسسه نقطه سر به سر برای بودجه روسیه قیمت حدوداً ۱۸ دلار برای نفت خام اورال است و بنابراین در شرایطی که نفت برنت بین ۲۰ تا ۲۱ دلار باشد هنوز عرضه کافی برای تحقق برنامه بودجه پیش‌بینی شده سال‌آینده روسیه وجود دارد. قابل ذکر است که قیمت نفت اورال با تفاضل یک دلار و نیم کمتر از برنت محاسبه می‌شود. نشریه تایمز در گزارشی می‌نویسد روسیه ضعف اوپک در آسیب‌پذیری عربستان و دیگر متحدینش در خلیج فارس نسبت به قیمت نفت خام نهفته است. و در خصوص عربستان می‌گوید باوجود آنکه هزینه تولید نفت برای آرامکو به عنوان تنها مجتمع صنعتی عربستان حدوداً پنجاه سنت در هر بشکه است اما هزینه دستمزد نیروی گسترده انسانی در این شرکت به همراه برداشت‌های دیگر از محل درآمد نفت به دلیل وجود پانزده هزار شاهزاده و مصرف نفت سوبسیدی در دیگر صنایع نظیر برق و آب شیرین‌کن‌ها و خرید ملزومات نظامی، نقطه سر به سر در اقتصاد این کشور را به ۲۱ دلار در هر بشکه می‌رساند ضمن آنکه در این محاسبه بازپرداخت وام‌های سنگین دولتی هم منظور نشده‌است.

"آلفا بانک" در یک گزارش تحقیقی می‌نویسد در قیمت متوسط ۱۵ دلار در هر بشکه (نفت برنت)، تولیدی ناخالص داخلی روسیه در سال آینده ۱/۶ درصد رشد می‌کند و حتی اگر برنت تا سطح حدوداً ۱۳ دلار هم افت کند رقم مزبور مثبت باقی خواهد ماند.

دولت روسیه رشد تولید ناخالص داخلی در سال ۲۰۰۱ را حدود ۵/۵ درصد پیش‌بینی کرده است. "پیتروستین" اقتصاددان ارشد موسسه "آتون" در مسکو تولید ناخالص داخلی روسیه در سال ۲۰۰۲ را ۳۱۰ تا ۳۲۰ میلیارد دلار با قیمت نفت ۱۵ دلار در بشکه پیش‌بینی کرده و می‌افزاید هر دلار کاهش قیمت نفت ۰/۲ تا ۰/۳ درصد از این رقم را حذف می‌کند. وی می‌گوید: اگر تولید ناخالص داخلی روسیه ۰/۳ درصد افت کند، کسری بودجه اندکی به وجود خواهند آمد که برای روسیه قابل تحمل است. روسیه هدف خود را در بودجه سال جاری یک درجه متعادل بدون کسری قرار داده است هر چند در بحران مالی سال ۱۹۹۸ روسیه، تا حدود زیادی سقوط قیمت برنت تا ۱۳ دلار نقش داشت. اما تحلیل‌گران مالی عقیده دارند که وضعیت اقتصاد امروز روسیه بسیار متفاوت از آن زمان است. "آلفا بانک" در گزارش یاد شده می‌گوید قرض‌های داخلی تسویه نشده در حال حاضر تنها دو درصد تولید ناخالص داخلی روسیه است در حالی که این رقم قبل از بحران ۹۸ برابر ۱۸ درصد بوده است. "آلفابانک" عقیده دارد که رشد اقتصادی روسیه حتی با قیمت نفت برنت ۱۳ دلار در هر بشکه در سال ۲۰۰۲ هم مثبت خواهد بود.

"پیتروستین" از مؤسسه "آتون" می‌گوید: قبل از بحران ۱۹۹۸ روسیه با یک کسری بودجه عظیم روبرو بود ونرخ تبدیل ارز ثابت، ارزش روبل را به طور مصنوعی بالا نگهداشته بود اما سناریوی اقتصاد امروز روسیه کاملاً متفاوت با آن زمان است.

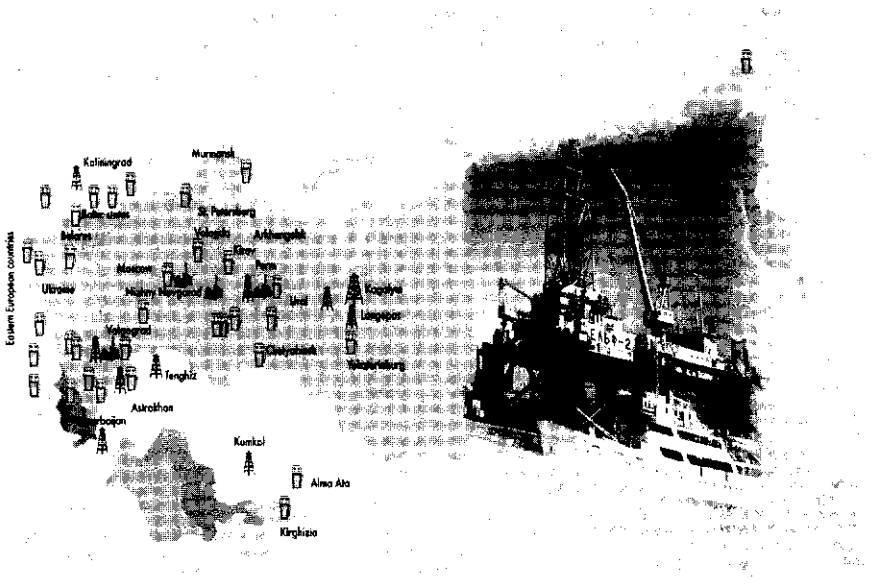
مخالفت روسیه با اوپک نشانه‌ای از خط‌مشی گرایش به غرب

به نظر برخی تحلیل‌گران، اولویت‌های دراز مدت اقتصادی روسیه به سمت بهبود روابط با غرب به ویژه امریکا سوق پیدا کرده است. به گفته آنها گرمی بیشتر در روابط واشنگتن و مسکو بعد از دیدار فیمابین رؤسای جمهوری دو کشور به جلب راحت‌تر سرمایه گذاران غربی در میان مدت و درازمدت به سمت اقتصاد مخاطره‌آمیز روسیه و افزایش شانس روسیه در پیوستن به سازمان تجارت جهانی منجر خواهد شد (مسکو از ۱۹۹۳ تاکنون سرگرم مذاکره برای پیوستن به سازمان مزبور است). "جیمز فنکز" استراتژیست ارشد مؤسسه "ترویکا دیالوگ" در مسکو می‌گوید از پوتین حرفی در مورد پیوستن به اوپک شنیده نمی‌شود بلکه او تنها درباره ورود به سازمان تجارت جهانی صحبت می‌کند و این مطلب به نقطه اصلی توجه در روسیه تبدیل شده که به منزله صنعتی شدن این کشور در آینده خواهد بود. مسکو به ویژه انتظار دارد که بعد از حمایت همه جانبه خود از آنچه جنگ امریکا علیه تروریسم خوانده شده روند یاد شده تسریع شود. "نیکلاس ساندستروم" اقتصاد دادن و تحلیل‌گر سیاسی روسیه و اروپای شرقی در مؤسسه "شرودر سالومون اسمیت بارنی" لندن می‌گوید بی شک انگیزه‌هایی برای ایجاد تفاهم بین اوپک و روسیه وجود دارد اما تحولات جاری در روابط امریکا و روسیه در حال حاضر بسیار مهمتر از قیمت نفت است. با توجه به گستردگی روابط روسیه با کشورهای غربی می‌توان تصور کرد که حمایت روسیه از قیمت‌های پایین نفت در تعاملات دیگر روسیه با این کشورها و در رأس آنها امریکا، به طرق دیگر جبران خواهد شد.

روسیه، مترصد کسب امتیازات از وام‌دهندگان غربی

بسیار محتمل است که در شرایط قیمت‌های پایین نفت، روسیه گروه کشورهای وام دهنده غربی موسوم به "کلوپ پاریس" را متقاعد کند که برنامه بازپرداخت بدهی ۳۹ میلیارد دلاری باقیمانده از دوران شوروی سابق را که سر رسید چهار میلیارد دلار آن سال آینده فرا می‌رسد مورد تجدیدنظر قرار دهند.

میخائیل کاسیانوف نخست وزیر روسیه چند روز پیش گفت هر چند روسیه قصد ندارد که



تا دو سال دیگر درخواست تجدید نظر در بازپرداخت را به کلوپ پاریس ارایه کند اما در این حال این موضوع کماکان مطرح است و نباید مورد غفلت قرار گیرد. وی افزود که روسیه به سطح جدیدی از اعتماد در روابط با غرب رسیده و این امر دستاوردهای سیاسی برای مسکو در بر خواهد داشت. مؤسسه "رنسانس" در این زمینه می‌گوید اگر بودجه روسیه به دلیل قیمت‌های خیلی پایین نفت با مشکل بازپرداخت روبرو نشود، این کشور به خود حق خواهد داد که از وام‌دهندگان اصلی خود اعتباراتی کسب کند.

قیمت‌های پایین نفت و تأثیر مثبت بر اصلاح ساختار داخلی روسیه

برخی تحلیل گران عقیده دارند که قیمت‌های پایین نفت می‌تواند دولت را به انجام اصلاحات ساختار در نظام اقتصادی و اداری روسیه وادار کند یعنی موضوعی که در نهایت مانع اصلی سرمایه‌گذاری خارجی در این کشور است "ساندستروم" کارشناس اقتصادی می‌گوید روسیه با مشکلی به نام قیمت بیش از حد نفت نیز روبروست زیرا به طور سنتی قیمت‌های بالای نفت همواره با پیگیری خط مشی‌های اقتصادی بسیار ضعیف در این کشور ارتباط مستقیم داشته است. وی می‌افزاید با توجه به کم اهمیت بودن روابط امریکا و روسیه و نیاز به انجام اصلاحات، شاید وضعیت فعلی قیمت نفت چندان زیانبار هم نباشد. به عقیده یک کارشناس دیگر قیمت پایین‌تر نفت می‌تواند اصلاحات را تسریع کند. وی می‌افزاید مشغولیت فکری کنونی دولت روسیه، انجام اصلاحات به ویژه در شبکه انرژی و سیستم بانکداری است و قیمت پایین نفت فشار بر دولت برای انجام اصلاحات را افزایش می‌دهد. در عین حال تحلیل‌گران بر این نکته توافق نظر دارند که یک جنگ تمام عیار قیمت که ارزش نفت را به زیر ده دلار در بشکه برساند. تأثیر بسیار منفی بر اقتصاد روسیه بر جای خواهد گذاشت. هر چند که به گفته فنکز کارشناس اقتصادی از نظر روسیه در حال حاضر ضرورت ندارد که کار خاصی برای قیمت نفت صورت بگیرند.

مخالفت شرکت‌های نفتی روسیه با کاهش تولید

به گفته برخی منابع نفتی، دولت روسیه در وادار کردن شرکت‌ها به کاهش صادرات ۳ میلیون بشکه‌ای خود تردید دارد، زیرا به هر دلار نفتی برای بازپرداخت ۱۴۰ میلیارد دلار بدهی خارجی خود نیاز دارد اما بعد از خصوصی‌سازی تقریباً تمام صنعت نفت این کشور، دولت در تنظیم صادرات نفت با محدودیت روبرو شده‌است. شرکت‌ها مایلند که هر چه بیشتر صادرکنند زیرا بازارهای خوب داخلی ندارند. این شرکت‌ها که در دو سال گذشته از قیمت‌های بالای نفت سود برده‌اند میلیاردها دلار از محل درآمدهای خود را در افزایش تولید سرمایه‌گذاری کرده‌اند، از این رو مخالف هر نوع کاهش شدید صادرات هستند. شش شرکت اصلی نفتی روسیه که اکثراً به بخش خصوصی واگذار شده‌اند عبارتند از: لوک اویل، یوکومی، سورگوت نفت گاز، روس نفت، سپ نفت و تی ان کی.

این گروه تنها شرکت روس نفت صد درصد

دولتی است. ظاهراً شرکت یوکومی دومین شرکت بزرگ نفتی روسیه پیش از سایرین با کاهش تولید مخالف است. این شرکت که تولیدش در سال جاری ۱۴ درصد افزایش یافته می‌گوید هر گونه کاهش در تولید سبب می‌شود که دیگر تولید کنندگان مانند قزاقستان به جبران آن بپردازند و سهم خویش را در بازار افزایش دهند. مینی شیل خودرو کوفسکی رییس شرکت لوک اویل اخیراً اظهار داشت که کاهش ۱۰۰ تا ۲۰۰ هزار بشکه از تولید روسیه ضررهای هنگفتی برای این کشور به بار می‌آورد. در همین حال "لئونید فدون" معاون رییس شرکت لوک اویل و بزرگترین شرکت نفتی روسیه گفته است که از نقطه نظر فنی امکان کاهش سیصد هزار بشکه تولید نفت این کشور وجود دارد. از سوی دیگر "سایمون کوکس" رییس شرکت نفتی "تیومن اویل" روسیه به عنوان راه حلی برای کاهش صادرات با حفظ سطح فعلی تولید می‌گوید شرکت‌های روسی می‌توانند به راحتی حدود ۱۰۰ تا ۱۵۰ هزار بشکه تولید خود را به سمت بازار داخلی تغییر مسیر دهند. روسیه در حال حاضر روزانه ۳/۳ میلیون بشکه صادرات دارد. به گفته وی این اقدام می‌تواند کاهش لازم در صادرات را ایجاد کند و نفت مزبور را می‌توان در پالایشگاههای داخلی که ظرفیت اضافی قابل توجهی دارند مورد استفاده قرار داد. وی خاطر نشان ساخته که شرکت‌های نفتی روسیه عملا تأسیسات لازم برای ذخیره نفت را در اختیار ندارند و به زحمت می‌توانند برای بیش از سه روز نفت ذخیره کنند اما می‌توانند تا یک ماه ذخیره فرآورده‌های نفتی داشته باشند.

در همین حال بانک سرمایه‌گذاری "یونایتد فایننشال گروپ" در گزارشی تحقیقی نوشت که به نفع روسیه نیست تولید خود را به منظور حفظ قیمت‌ها کاهش دهد زیرا هزینه‌های چنین کاری از منافع آن برای روسیه بیشتر است. در شرایطی که بودجه روسیه به مقدار قابل توجهی متکی به درآمد نفت است، ولادیمیر پوتین رییس جمهوری روسیه در کرملین خطاب به رؤسای شرکت‌های نفتی روسیه گفت که سقوط اخیر قیمت‌ها نمی‌بایست سبب نگرانی در محافل نفتی این کشور شود. وی افزود که در گذشته نیز چنین مسایلی بوده و در آینده نیز چنین خواهد بود، بنابراین نگرانی بیهوده است.

تحلیل‌گران عقیده دارند که شرکت‌های عمده نفتی در روسیه آمادگی بسیار بیشتری دارند که صادرات بازارهای جهانی را کم کنند تا اینکه

روسیه
با مشکلی به نام
قیمت بیش از حد نفت روبروست
زیرا به طور سنتی
قیمت‌های بالای نفت
همواره با پیگیری
خط مشی‌های اقتصادی
بسیار ضعیف در این کشور
ارتباط مستقیم داشته است

تولید خود را کاهش دهند و از این رو کماکان امکان مصالحه روسیه با اوپک وجود دارد. بانک سرمایه‌گذاری "رنسانس" گفت نکته کلیدی در چنین مصالحه‌ای را باید در تفاوت قایل شدن میان تولید و صادرات جستجو کرد زیرا تعدادی از شرکت‌ها ظاهراً به کاهش صادرات رضایت می‌دهند، مشروط به آنکه از تولید آنها کاسته نشود. در این وضعیت شرکت‌ها می‌توانند با پالایش نفت تولید شده، فرآورده‌های نفتی را صادر کنند و بدین ترتیب مساله کاهش عرضه نفت خام در بازارهای جهانی حل خواهد شد. گزارش نشریه میس به نقل از مؤسسه "کرویت سویس فرست باستن" (CSFB) انتظار می‌رود تولید نفت روسیه از ۶/۹۲ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۰۱ به ۷/۷ میلیون در ۲۰۰۵ و ۸ میلیون در ۲۰۱۰ افزایش یابد. به گفته این موسسه صنعت نفت روسیه طی دو سال اخیر دستخوش تغییرات وسیعی بوده که مهمترین آن کاهش ارزش روبل در سال ۱۹۹۸ بود. انتظار می‌رود که روند رشد تولید این کشور که از سال ۲۰۰۰ شروع شده ادامه یابد.

به گفته وزارت انرژی روسیه طی دو ماه اول سال جاری صادرات نفت خام روسیه به طور متوسط ۳/۰۴ میلیون بشکه در روز بوده که با رقم ۲/۸۲ میلیون در سال ۲۰۰۰ طی همین دوره قابل مقایسه است. به گزارش نشریه میس روسیه به عنوان بزرگترین دارنده ذخایر نفت در خارج از سازمان اوپک ذخایری به میزان ۶۰ تا ۷۰ میلیارد بشکه دارد.

این در حالی است که عمده تولید فعلی نفت روسیه در ناحیه غرب سیبری است و مناطق بسیار وسیعی در شرق سیبری که گمان نمی‌رود دارای ذخایر قابل توجه نفت باشد هنوز هم حفاری در آنها صورت نگرفته است.

نشریه اقتصاد انرژی (شماره اسفند ۱۳۷۸) در تحلیلی تحت عنوان "توجه جهانی به نفت و گاز آسیای میانه از دیدگاه تحلیل گران روسیه" نگرانی‌های روسیه نسبت به توسعه منابع نفت و گاز آسیای میانه و دریاچه خزر را به دلایل مختلف از جمله آنکه این امر سبب به وجود آمدن رقبایی برای روسیه در عرضه انرژی خصوصاً به اروپا شده و نیز پای غربی‌ها به ویژه امریکا را به منطقه باز کرده، مورد بررسی قرار داده است. همچنین در این تحلیل نتیجه‌گیری شده که روس‌ها از پایین بودن قیمت نفت چندان ناخشنود نیستند. هر چند که این پدیده ممکن است (از طریق کاهش درآمد نفت و گاز روسیه) تبعات منفی اقتصادی داشته باشد، ولی اثرات مثبت آن در جهت رفع یک خطر امنیتی (حداقل در کوتاه مدت و تا زمانی که روسیه بر مشکلات داخلی خود فائق آید) بسیار مهمتر خواهد بود. علاوه بر این از نظر اقتصاد روسیه بازارهای اروپایی نفت و گاز خود را حفظ خواهد کرد. روسیه بر این باورست که در قیمت‌های پایین نفت استفاده از خط لوله‌های موجود (که همگی از روسیه عبور می‌کنند) اقتصادی‌ترین روش انتقال خواهد بود. علاوه بر آن تسلط و کنترل روسیه بر صادرات نفت و گاز آسیای میانه تثبیت خواهد شد و روسیه بخشی از زیان پایین بودن قیمت نفت را نیز از این طریق جبران خواهد کرد. لازم به یادآوری است که در مطلب یاد شده موضوع "خطرامنیتی" یکی‌مربوط به‌تلاش‌امریکا برای ایجاد نوار امنیتی در امتداد دریای مدیترانه و در جنوب روسیه است که این امر با توسعه منابع انرژی منطقه و خروج کشورهای این منطقه از بحران‌های اقتصادی میسر خواهد شد.

مسأله دیگر در ارتباط با "خطر امنیتی" یادشده خطر فروپاشی فدراسیون روسیه به دلیل توفیق کشورهای آسیای میانه در حل مسایل اقتصادی خود و دستیابی آنان به سطح قابل قبول رفاه و توسعه اقتصادی با اتکا به درآمد زیاد نفت و نیز تشدید گرایش‌های تجزیه‌طلبانه درون روسیه است.

منبع: مؤسسه مطالعات انرژی
بولتن تحولات نفت ـ شماره ۳۹

■

مصاحبه

از نگاه مهندس صالحی فروز

چشم‌انداز آینده میدان پارس جنوبی

میدان گازی پارس جنوبی که با ۴۶۳ تریلیون فوت مکعب ذخیره گازی، یکی از بزرگترین منابع گازی مستقل جهان به شمار می‌رود، بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج فارس و به فاصله حدود ۱۰۰ کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار دارد. میزان ذخیره در جای بخش مربوط به ایران بالغ بر ۸ درصد کل ذخایر گاز جهان و حدود ۵۰ درصد ذخایر گازی کشور است. با توجه به وسعت این میدان، توسعه آن با هدف تأمین تقاضای رو به رشد گاز طبیعی مورد نیاز کشور و تزریق آن به میادین نفتی و همچنین صادرات گاز و میعانات گازی، در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است و بندر عسلویه در ۲۷۰ کیلومتری جنوب شرقی بوشهر به عنوان منطقه ساحلی برای ایجاد تأسیسات خشکی و توسعه مرحله‌ای این میدان انتخاب شده است.

به منظور توسعه فاز یک میدان فوق‌الذکر، شرکت مهندسی و توسعه نفت در سال ۱۳۷۲ تشکیل شده و متعاقب آن پس از تغییرات ساختاری در وزارت نفت، شرکت نفت و گاز پارس به عنوان یکی از شرکت‌های فرعی شرکت ملی نفت ایران در اواخر سال ۱۳۷۷ تأسیس و مسؤولیت توسعه کلیه فازهای میدان گازی پارس جنوبی و همچنین میدان گازی پارس شمالی به این شرکت واگذار شد. تاکنون عملیات اجرایی ۸ فاز از طرح توسعه این میدان توسط پیمانکاران داخلی و خارجی آغاز شده است.

هم اکنون حدود ۱۵۰۰۰ نفر در مراحل اجرایی فازهای ۱ و۲ و ۳ و پروژه‌های مشترک مربوطه در منطقه مشغول بکار بوده و با ادامه عملیات اجرایی سایر فازها به طور متوسط بالغ بر ۳۰۰۰۰ نیروی انسانی درمنطقه اشتغال خواهند یافت.

پروژه‌های خشکی عمدتاً مشتمل بر پالایشگاه‌های گازی، خطوط لوله انتقال گاز و تأسیسات جانبی و زیربنایی بوده و پروژه‌های دریایی نیز شامل سکوی‌های دریایی و خطوط لوله زیر دریا و عملیات حفاری است.

به منظور پشتیبانی از فعالیت‌های این طرح، فرودگاه بین‌المللی در آن منطقه احداث شده و پروژه‌های شهرک مسکونی، جاده‌های ارتباطی، مهار سیلاب، اسکله، تأمین آب و غیره نیز در دست اجرا است.

باتوجه به اهمیتی که این میدان گازی در تأمین انرژی کشور داردو همچنین نظر به اینکه محصولات این میدان از اساسی‌ترین کالاهای صادراتی در بخش انرژی کشور است، این روزها این منطقه توجه ویژه‌ای از سوی گروههای مختلف تخصصی و نیز رسانه‌های گروهی به خود جلب کرده است. در همین راستا، مهندس اسدالله صالحی فروز مدیر عامل شرکت نفت و گاز پارس در گفت و گوی اختصاصی با مجله اقتصاد انرژی، در خصوص این میدان توضیحاتی ارایه کرده است.

○ **قبلاً از این که وقت خود را در اختیار ما قرار دادید تشکر می‌کنم.**

در ابتدا در مورد معرفی شرکت نفت و گاز پارس و میدان عظیم گازی پارس جنوبی و پارس شمالی توضیحاتی بفرمایید.

● در پی تغییرات ساختاری در شرکت ملی نفت ایران که از سال ۱۳۷۷ آغاز شد، پنج شرکت جدید نفتی به عنوان زیر مجموعه‌های شرکت نفت به ثبت رسید. این شرکت‌ها عبارتند از: شرکت نفت جنوب، شرکت نفت مرکزی، شرکت نفت خزر، شرکت نفت فلات قاره و شرکت نفت و گاز پارس.

در ابتدا شرکت مهندسی و توسعه نفت، توسعه میدان گازی پارس جنوبی را آغاز کرد و در اجرای فاز یک این پروژه تا ۲۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشت، اما به علت مشکلات مالی و اینکه در آن زمان خزانه ارزی کشور پاسخگوی نیازهای این پروژه نبود، استفاده از روش "بای بک" مورد توجه قرارگرفت.

بنابراین با توجه به تأسیس شرکت‌های جدید و اینکه شرکت مهندسی و توسعه نفت قادر به انجام ادامه کار نبود دومیدان گازی پارس جنوبی و شمالی به همراه کلیه اختیارات و وظایفی که به عهده شرکت مهندسی و توسعه در

مورد این دو میدان گازی بود به شرکت نفت و گاز پارس منتقل شد.

به این ترتیب شرکت نفت و گاز پارس از دی ماه سال ۱۳۷۷ رسماً آغاز به کار کرد و از آن سال تا کنون مسؤولیت توسعه این دو میدان گازی را به عهده دارد.

○ در حال حاضر فازهای ۱ تا ۱۲ در حال توسعه است و فازهای ۱۳ و ۱۴ نیز در حال برنامه ریزی و مطالعه هستند. سؤال ما در مورد نحوه فازبندی این میدان است، از لحاظ ساختاری و مهندسی مخزن، آیا فازهای مختلف معادل یکدیگرند؟

● محدوده فازهای ۱ و ۲ و ۳ قبل از ورود من به شرکت نفت و گاز پارس مشخص شده بود و اصولاً تقسیم‌بندی فازهای مختلف میدان براساس ۵ حلقه چاه اکتشافی است که در روزهای اول در این منطقه حفر شده و محدوده میدان را مشخص کرده است.

در منتهی الیه خط مشترک مرزی در ابتدا سه بلوک که هر کدام ۱۱ کیلومتر مربع وسعت داشتند، از سمت شمال غرب به شمال شرق ترسیم شد. علت انتخاب این منطقه و تلاش جهت توسعه میدان از منتهی الیه بخش مشترک، جلوگیری از مهاجرت گاز است. اینها اطلاعات به دست آمده از چاه‌های اکتشافی اولیه و چاههای توصیفی است که در هر بلوک توسط پیمانکاران انجام می‌شود، کل این میدان قبلاً لرزه‌نگاری ۲ بعدی شده و در بخش‌های میانی آن لرزه‌نگاری سه‌بعدی انجام دادیم و با اطلاعات اولیه که داشتیم و نتایج به دست آمده از لرزه‌نگاری‌ها، برآوردی از ذخیره گاز منطقه به دست آورده و به مبنای آن تعداد فازها را مشخص کردیم و تا کنون تا فاز ۱۴، به ما اجازه بررسی و برنامه ریزی داده‌اند و لی ما نمی‌توانیم ذخیره میدان را تقسیم به ۲۵ میلیون متر مکعب گاز کرده و مدعی توسعه میدان به مثلاً تا ۵۰ فاز باشیم.

چون چاههای گاز بر روی هم تأثیر می‌گذارند و قرار نیست که در فاز هایی چاه بزنیم که گاز از یک چاه به چاه دیگر مهاجرت کند. باید حوزه تخلیه هر چاه و پدیده کونینگ و شعاع عمل هر چاه دقیقاً بررسی شود تا از سرمایه گذاری انجام شده، بیشترین بهره‌برداری را داشته باشیم.

در این میادین بیش از ۵۵ درصد چاهها به صورت انحرافی و به طول ۳ تا ۴ کیلومتر حفر می‌شود. در هر سکو یک چاه عمودی برای تعیین وضعیت میدان و بقیه چاههای توسعه‌ای به صورت انحرافی و اقماری حفر می‌شود. این چاههای انحرافی معمولاً دارای ۴-۳ کیلومتر طول هستند و تا ۵۵ درجه نیز انحراف دارند. با حفر هر چاه جدید اطلاعات ما از میادین افزایش یافته و به روزتر می‌شود. با توجه به اطلاعات جدید بعضاً ابعاد این بلوک‌ها را کوچکتر می‌کنیم. مثلاً فرض کنید پس از اینکه چاه شماره ۵ زده شد، اطلاعات ما در مورد بلوک‌های ۲و۳ که به توتال واگذار کرده بودیم بیشتر شد به طوری که سطح تماس آب و گاز در این چاه مشاهده نشد. بنابراین با شرکت توتال وارد مذاکره شده و مقداری از محدوده‌ای را که قبلاً به آنها واگذار شده بود، کم کردیم. اخیراً هم قرار شد مقداری دیگر از آن محدوده را نیز از آنها بگیریم و در نتیجه فازهای ۱۳و۱۴ را تعریف کردیم.

بنابراین ما هر چه جلوتر می‌رویم، اطلاعات ما از میدان بیشتر و به روزتر می‌شود. به خصوص حالا که برای انجام لرزه‌نگاری سه بعدی برای کل میدان قرارداد بسته‌ایم. البته قبلاً بخش‌های میانی میدان به صورت سه بعدی لرزه‌نگاری شده بود.

چاه شماره ۷ به موجب قرار داد آجیپ - پترو پارس حفر شد که چند هفته قبل نیز آزمایش شد. علاوه بر آن چاه شماره ۹ به موجب قرارداد فازهای ۶و۷و۸ حفر شد که اخیراً این چاه هم مورد آزمایش قرار گرفت. طبیعی است وقتی اطلاعات حاصل از این چاهها را به صورت اطلاعات و عدد و رقم وارد مدل کنیم، می‌توانیم اطلاعات دقیق‌تری از میدان به دست آوریم.

از سوی دیگر احتمال می‌دهیم که بخش‌های شمال شرقی میدان از حجم گاز کمتری برخوردار باشند. بنابراین به این دلیل و هم اینکه شرکت

شرکت‌های پیمانکار که می‌خواهند در پارس جنوبی و برروی مناطقی که به آنها اختصاص یافته در قالب بیع متقابل سرمایه‌گذاری کنند نیز باید حداقل یک چاه توصیفی حفر کنند و بر آن مبنا، چگونگی حفرسایر چاههای توصیفی در آن بلوک را طراحی کنند

کننده‌های در مناقصه بتوانند بادید بازتری شرکت کنند، قرار است سه چاه توصیفی دیگر توسط خود شرکت نفت و گاز پارس حفر شود.

این نکته که شما اشاره کردید درست است. سطح مشترک آب و گاز در میدان پارس جنوبی دارای یک شیب از شمال غرب به سمت شمال شرق است. بنابراین در بخش‌های شمال غربی چاهها در آب هستند و هر چه که به طرف شرق می‌رویم، عمیق‌تر می‌شود. همچنین شمال میدان نسبت به جنوب که به سمت قطر نزدیک می‌شود، ذخیره گاز کمتری دارد. مواردی که ذکر شد، اطلاعات اولیه‌ای است که با استفاده از لرزه‌نگاری‌های سه بعدی و چاههای توصیفی که حفر شوند، تکمیل شده و شک‌های موجود از بین می‌روند.

شرکت‌های پیمانکار که می‌خواهند در پارس جنوبی بر روی مناطقی که ما به آنها اختصاص داده‌ایم، در قالب بیع متقابل سرمایه‌گذاری کنند نیز باید خودشان حداقل یک چاه توصیفی حفر کنند و بر آن مبنا چگونگی حفر چاههای توصیفی را در آن بلوک طراحی کنند. درواقع در قراردادهای بیع متقابل هزینه حفر چاه و ریسک آن برای پیمانکار پذیرفته شده است. اما تاکنون سه چاه توصیفی خود ما حفر کرده‌ایم که این چاهها مناسب پروژه‌های فاینانس هستند چون در این نوع از قراردادها، پیمانکار مسؤول تولید مخزن به میزان رقم و عددی که به او گفته‌ایم نیست.

نکته دیگری که در مورد تفاوت فازهای مختلف باید بگوییم این است که مثلاً در فازهای ۴و۵ پارس جنوبی که در قسمت شمال غربی میدان قرار دارند، تصور اولیه این بود که لایه‌های گاز از حجم و ضخامت کمتری برخوردار باشند و

بازپرداخت فازهای ۴ و ۵ به بعد به دلیل وجود مایعات گازی، اتان و LPG فقط از محل تولیدات خود میدان صورت می‌گیرد

بنابراین ما به جای ۱۰ چاه روی هر سکو، ۱۲ چاه پیش‌بینی کردیم. اما خوشبختانه با چاه حفر شده مشخص شد که ضخامت ستون گاز حدود ۴۰ متر بیش از برآورد اولیه بوده است.

○ **لطفاً در مورد چگونگی شکل‌گیری بلوک‌های ۱۳و۱۴ و موقعیت آنها توضیح فرمایید.**

● در حقیقت ما از بلوک‌های ۱۱و۱۲ نسبت به بلوک‌های ۹و۱۰ اطلاعات کمتری داشتیم. بنابراین برخی از شرکت کنندگان در مناقصه‌های بلوک‌های ۱۱و۱۲ نگران حجم کافی گاز در این بلوک‌ها در دراز مدت بودند. اخیراً طبق تصمیمی که در هیأت مدیره شرکت ملی نفت و کمیسیون ویژه به منظور رفع این نگرانی ما گرفته شد، و وزیر نیز با آن موافقت کرد قرار شد جای این بلوک‌ها تغییر کند و در واقع بلوک‌های ۱۳و۱۴ به ترتیبی که توضیح می‌دهیم، تعریف شدند. سپس یک LNG جدید و همچنین GTL مطرح شد که حجم LNG روزانه ۱/۴ میلیون فوت مکعب و GTL حدود ۷۰۰ میلیون متر مکعب برآورد شد که مجموعاً حدود ۲ میلیارد فوت مکعب شده و بنابراین جمعاً ۴ فاز ایجاد شد. اما چون قبلاً فقط ۲ بلوک پیش بینی شده بود، قرار شد بلوک های ۲و۳ را که هم اکنون در قرارداد با توتال فینا الف است بررسی کرده و تا حدی از محدوده آن کم شود، البته در صورتی که مشکلی به وجود نیاید و بنابراین ،این ۴ فاز به جای بلوک‌های ۱۰ و ۱۱ قبلی با یک مقدار توسعه، جایگزین شوند.

○ **بنابراین آیا می‌توانیم بگوییم که معیار تعیین هر بلوک، تولید حدود یک میلیارد فوت مکعب گاز است و ابعاد آن می‌تواند متغیر باشد؟**

● بلی همین طور است به عبارت دیگر هر چه جلوتر می‌رویم اطلاعات ما از میدان بیشتر می‌شود و بر این اساس می‌توانیم بلوک‌های دیگری را تعریف کنیم.

○ **از آنجا که این میدان با کشور قطر مشترک است، آیا هیچگونه ارتباط علمی در این خصوص وجود دارد؟**

● بلی ما با طرف قطری، جلسات مشترک داریم که به تناوب انجام شده و اطلاعات خودمان را رد و بدل می‌کنیم .اطلاعات یک چاه را می‌دهیم و اطلاعات یک چاه دیگر را از آنها می‌گیریم. در مورد انجام عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی آنها تمایل داشتند که به طور همزمان انجام شود که در نهایت توافق کردیم ابتدا طرف قطری لرزه‌نگاری سه بعدی را انجام دهد و سپس ایران به این کار مبادرت ورزد.

○ **لطفاً در مورد پیشرفت فازهای مختلف میدان پارس جنوبی و همچنین مقایسه آن با برنامه‌های قبلی توضیح دهید.**

● هم اکنون ما ۸ فاز در حال اجرا داریم که آمار و ارقام میزان پیشرفت آنها متفاوت است. فاز یک در بخش‌های مختلف دارای پیشرفت‌های مختلفی است به طوری که می‌توانیم بگوییم در مجموع تأسیسات بخش خشکی و دریایی حدود ۷۳ درصد پیشرفت داشته است. مثلاً مرحله خریدهای این فاز رو به اتمام است. بخش‌های مربوط به فرآوری پالایشگاه حدود ۵۶ درصد پیشرفت کرده است ولی در سایر قسمت‌ها پیشرفت‌های بهتری صورت گرفته است مثلاً سکو بندی‌های لازم و همچنین حفاری‌های مورد نظر انجام شده است.

برنامه زمان‌بندی پیش‌بینی شده چندین بار تا کنون تجدیدنظر شده است. طبق آخرین برنامه موجود، قرار است اولین مرحله این فاز در مرداد ماه سال آینده (۱۳۸۱) آغاز به کار کند که ضروری است با نهایت پشتکار تلاش کنند تا بتوانند طبق برنامه زمان بندی پیش بروند.

در اینجا باید توجه داشته باشیم که پتروپارس یک پیمانکار ایرانی بوده که حدود ۵۰ درصد ازفعالیت‌هایش در بخش‌های خشکی و دریایی را به بخش خصوصی واگذار کرده است. با مشارکت شرکت سامسونگ در حال ساخت یک سکوی بهره‌برداری حدود ۸ هزار تنی هستند که این کار برای اولین بار در ایران صورت می‌گیرد. بنابراین باید تا حدی تأخیر را پذیرفت و نباید انتظار داشت که مثل شرکت‌های صاحب نام خارجی طبق زمان‌بندی عمل کند اما به هر حال امیدواریم که با تجربه‌ای که پیدا می‌کند روز به روز بهتر شود.

پیشرفت فازهای ۲و۳ بیشتر بوده و در حدود ۸۴ درصد است و امیدواریم که قبل از پایان سال راه‌اندازی شود. البته در برنامه تزریق گاز به خط لوله صادراتی در فوریه دیده شده که ما ازشرکت توتال خواسته‌ایم در راه‌اندازی گازها تسریع کند تا بتوانیم به تأمین گاز داخلی زمستان کمک کنیم. به طور کلی فکر می‌کنیم که این پروژه در نوع خود از نظر پیشرفت کاری بی نظیر است. این پروژه در چند ماه، ۸ درصد پیشرفت کاری ماهانه داشته است که برای کارهای اجرایی، آن هم در سطح پالایشگاه، پیشرفت خوبی است. البته توجه داشته باشید که مثلاً در ایام عیدنوروز که هماهنگی برای انجام کار مشکل است و هیچکس حاضر نیست ایام سال تحویل را در بیابان گرم و خالی از سکنه عسلویه بگذراند، از ۷ هزار کارگر ایرانی، حدود ۶۹۰۰ نفر مشغول کار بوده‌اند. به هر ترتیب از روزی که کلنگ تسطیح محوطه زده شد تا به امروز هنوز سه سال نشده است.

○ **آقای صالحی فروز شما می‌فرمایید که فاز یک را به شرکت پتروپارس دادیم تا شرکت‌های ایرانی رشد کنند و از سوی دیگر در قرارداد باشرکت‌های خارجی نیز بخشی از کارها باید به بخش ایرانی واگذار شود. درحال حاضر شرکت‌های خارجی، بخش کارگری را به ایران واگذار کرده‌اند و شرکت پتروپارس نیز بخش مهندسی خود را به**

شرکت فوستر ویلر انگلستان واگذار کرده است. بنابراین هدف اولیه از بین رفته است.

● اینکه یک شرکتی به صورت کارفرما و یا اینکه به صورت شریک (Joint) باشد، فرق می‌کند. الان شرکت پتروپارس کارفرما و شرکت فوسترویلر مشاور آن است و بنابراین رابطه بین آن دو یک رابطه کارفرمایی پتروپارس به فوسترویلر است. از سوی دیگر شرکت‌های ایرانی که در پروژه پارس جنوبی مشغول هستند به عنوان پیمانکار صاحب دانش فنی و با انعقاد قرارداد وارد کار شده‌اند. الان در فاز ۲ و ۳ نزدیک به ۳۶ پیمانکار توانمند ایرانی در حال کار هستند. کل نیروهای شرکت هیوندایی که پیمانکار اصلی توتال به صورت ئی‌پی‌سی (EPC) برای فازهای ۲و۳ است، حدود ۴۰۰ نفر است در حالی که **حدود ۸ هزار نفر ایرانی در این فازها مشغول به** کار هستند. کل نیروهای خارجی که در اوج کار **مشغول به کار هستند بیش از ۱۵۰۰ نفر نیست و** بقیه پیمانکاران ایرانی هستند که به صورت قراردادی در بخش‌های سیویل، مکانیک و برق مشغول به کارند در مجموع نیروی اصلی و موتور کار نیروی‌های ایرانی هستند.

علاوه بر پیمانکاران ایرانی، شرکت هیوندایی نیز حدود ۲۵۰۰ نفر نیروی ایرانی را به کار گرفته است که این کارگرها آموزش دیده‌اند و امروز از کارگرهای ساده به نیروی‌های ماهر تبدیل شده‌اند.

○ ایران در بخش‌های سیویل و مشابه آن قبلاً خودکفا شده است. اما آیا شماتصور می‌کنید پس از اتمام توسعه پارس جنوبی، شرکت پترو پارس به یک شرکت مطرح مهندسی برای توسعه صنایع نفت تبدیل شده باشد؟

ما این کار را از سال ۱۳۶۲ در پالایشگاه گازی ولی عصر که امروز حدود ۱۰میلیون متر مکعب گاز تولید می‌کند، شروع کردیم. در آنجا مشارکتی بین شرکت مهندسی ایران و شرکت دایلم به وجود آمد و انتظار بود که شرکت مهندسی ایران بعداً این کار را خودش انجام دهد. هر دو مشارکت کردند، فاز اول را ساختند و سپس از هم جدا شدند و بخش ایرانی وارد بخش‌های سیویل شد. در صورتی که در ابتدا هدف از تشکیل مشارکت این بود که پیمانکاران ایرانی خودشان بتوانند رأساً به این کار ادامه دهند، اما تهران جنوب، نه. تهران جنوب همین کار را در فاز یک کنگان به صورت مشارکتی

شرکت‌های ایرانی که در پروژه پارس جنوبی مشغول هستند به عنوان پیمانکار صاحب دانش فنی و با انعقاد قرارداد وارد بازار کار شده‌اند

انجام داد و چون توان انجام این کار را داشت فازهای ۲و۳ کنگان را خودش رأساً انجام داد و امروزه به یک پیمانکار توانمند قابل برنامه‌ریزی ایرانی تبدیل شده است.

بنابراین می‌توانیم ادعا کنیم که ما الان از عهده اکثر کارهایی که انجام می‌شود، بر می‌آییم. چرا که در کنگان ما با یک مشارکت، یک پالایشگاه ساختیم که البته کلیه خریدهای آن و مهندسی و راه‌اندازی آن به عهده شرکت نفت بود. حفاری‌ها را نیز شرکت ملی حفاری انجام داد و نقش شرکت دایلم به عنوان پیمانکار خارجی برای وصل پالایشگاه بود و نه کار دیگر. در فاز دوم کنگان، باز هم کلیه خریدها و راه‌اندازی‌ها حتی ریختن فوندانسیون‌ها توسط ایرانی‌ها انجام شد. بنابراین تجربه ساخت یک پالایشگاه خشکی را داریم. در اینجا پالایشگاه عسلویه مثل پالایشگاه کنگان است فقط مشخصات گاز ورودی فرق می‌کند که در اینجا کمی ترش‌تر است. بنابراین طراحی عوض می‌شود و تعداد واحدهای گوگرد زدایی بیشتر خواهد شد.

در پارس جنوبی، برای انتقال گاز از دریا به خشکی، به جای اینکه لوله ساخته شده را خریداری کنیم، ورق خریدیم و در داخل، آن را به لوله تبدیل کردیم و پوشش بتنی لازم را نیز دور لوله‌ها دادیم. این کارخانه قبلاً وجود نداشت و امروز درخرمشهر ساخته شد و در حال حاضر، کوتینگ فازهای دیگر را انجام می‌دهد.

در مورد لوله‌گذاری قبلاً ما لی‌بارج نداشتیم و هزینه‌های زیادی را از این بابت پرداخت می‌کردیم. با تمهیداتی که صورت گرفته است و مراحل پایانی خود را می‌گذراند، دارای لی‌بارج شده و بنابراین قادر به نصب لوله در دریا نیز خواهیم شد. البته این کار در حال حاضر توسط نیروی‌های خارجی انجام می‌شود و امیدواریم که نیروهای ایرانی که در کنار آنها مشغول کار هستند، بتوانند این کار را در آینده خودشان انجام دهند.

در مورد پایه‌ها، قبلاً یک پایه را در داخل کشور ساخته‌ایم و یک مورد به کشور امارات داده‌ایم. در مورد سکوها هم که الان یک سکو ساخته شده و در حال حمل جهت نصب است.

چاهها را که می‌توانیم حفر کنیم، سکوها را که ساخته‌ایم و تکنولوژی آن را آموخته‌ایم، خط ریل دریا و کوتینگ آن را هم که ساخته‌ایم، لی‌بارج هم داریم. از آن طرف هم تجربه پالایشگاه خشکی را داریم.

بنابراین بنده با بیش از ۳۰ سال تجربه کاری می‌گویم که در قالب یک قرارداد و با وجود همه فشارهایی که از نظر زمان‌بندی و کیفیت و غیره وجود داشت، موفق شده‌ایم کلیه مراحل تولید و پالایش گاز را را فراگرفته و انجام دهیم. البته کیفیت کاری که صورت گرفته نیز قابل طرح است. کنترلی که بر روی لوله‌سازی اهواز و همچنین ساخت سکوها انجام شده، شدیدترین کنترل‌ها از نظر کیفیت بوده است.

○ اشکالی که بعضاً مطرح می‌کنند این است که صنایع نفت و گاز ما توسعه اقتصادی کشورهای دیگر را به دنبال دارد و در واقع یک بخش برونزا برای اقتصاد ایران محسوب می‌شود. در حالی که شما می‌فرمایید این اشکال را بر طرف کرده‌اید و توسعه میدان پارس جنوبی باعث تحرک انواع

بخش‌های پیمانکاری و مهندسی ایرانی شده است.

● بلی ما مدعی این موضوع هستیم و این مطلب یک تئوری نیست. ما نمی‌گوییم که این فعالیت‌ها را می‌خواهیم انجام دهیم بلکه می‌گوییم انجام داده‌ایم. ما نگفتیم می‌سازیم بلکه می‌گوییم ساختیم و هر کس بخواهد می‌تواند بیاید و این بخش‌ها را ببیند.

○ ساخت سکوی SPD4 توسط بخش ایرانی نیزیکی از همین دستاوردها است؟

● من الان مشخصات این سکو را ندارم و اما این یک کار ارزشمندی است که باید روی آن تبلیغ شود.

○ شنیده می‌شود که قراردادهای آتی توسعه نفت و گاز ممکن است به صورت فاینانس باشند، آیا نکته‌ای در قراردادهای بای‌بک وجود داشته است که می‌خواهید نحوه تأمین مالی پروژه‌ها را به صورت فاینانس اجرا کنید؟

● در ماههای گذشته صحبت‌ها و انتقادهای زیادی روی قراردادهای بای‌بک شده بود و ما برای اینکه تأکیدی روی بای‌بک نداشته باشیم تصمیم گرفتیم در مناقصه‌های آینده هر دو روش فاینانس و بای‌بک را اجراکنیم و بعداً این دو را با هم مقایسه کنیم و هر کدام بیشتر به نفع کشور بود، انتخاب شود. البته در بای‌بک پرداخت‌های اضافی صورت می‌گیرد و از آن طرف ریسک تولید نیز با پیمانکار است اما در مورد فاینانس، تولید کردن یا نکردن میدان به عهده پیمانکار نیست.

○ در صحبتی که با مسؤولین شرکت توتال داشتیم، آنها ابراز علاقه می‌کردند که حتی به صورت محدود در عملیات استخراجی آینده میدان حضور داشته باشند. نظر شما در این مورد چیست؟

● شرکت‌های پیمانکار بعد از اینکه پروژه تکمیل شد، تا مدتی در عملیات تولید نظارت کرده و مشاورت دارند ولی به طور مستقیم در تولید درگیر نمی‌شوند و مانیز نیازی نداریم چون خودمان می‌توانیم علمیات را انجام دهیم. ضمن اینکه از لحاظ اقتصادی نیز این کار با توجه به حقوق و دستمزد چند هزار دلاری خارجی‌ها، مقرون به صرفه نیست.

○ نحوه بازپرداخت سرمایه‌گذاری‌های انجام شده چگونه است؟

● طبق قرارداد نرخ بازگشت سرمایه و هزینه‌ها و چگونگی بازپرداخت کاملاً مشخص است و برای این کار جداولی وجود دارد. در مورد فازهای ۲و۳ پیش بینی شده است که اگر چنانچه مایعات گازی میدان تکافوی بازپرداخت را نکرد، از نفت خام مناطق دیگر کسری آن تأمین شود ولی در فازهای ۴و۵ به بعد باز پرداخت فقط از محل تولیدات میدان صورت می‌گیرد. دلیل این امر این است که در این فازها علاوه بر مایعات گازی، اتان و LPG هم داریم که به نظر می‌رسد این منابع نه تنها تکافوی باز پرداخت سرمایه‌گذاری خارجی را می‌دهد، بلکه برای خود شرکت نفت هم از همان سال‌های اول، درآمدی خواهد داشت.

○ آیا مایعات گازی فازهای ۲و۳ پارس جنوبی متعلق به شرکت توتال است؟

● خیر، متعلق به شرکت نفت است و امور بین‌الملل شرکت نفت بر مبنای قیمت روز آن را می‌فروشد و پولش را به شرکت توتال می‌دهد و گاز تولیدی از میدان وارد پالایشگاه خشکی شده و از آنجا وارد شبکه سراسری می‌شود، که هم می‌توانند در مراکز داخلی مورد استفاده قرار گیرد و هم می‌تواند به صادرات اختصاص یابد.

○ در مورد پارس شمالی اگر صحبتی دارید بفرمایید.

● میدان پارس شمالی یک میدان مستقل است که از قدیم هم برنامه‌هایی داشته است و در این راستا چاههایی زده شده و خریدهایی صورت گرفته که در حال حاضر درانبار بوشهر قرار دارند. اما از آنجا که پارس جنوبی یک میدان مشترک است، دارای اولویت بوده و بنابراین توسعه پارس شمالی اولویت بعدی ما است.

از اینکه در این مصاحبه اختصاصی بامجله اقتصاد انرژی شرکت کرده و اطلاعاتی را در مورد چگونگی روند پیشرفت پروژه پارس جنوبی در اختیار خوانندگان مجله قرار دارید، سپاسگزار هستیم.

■

بقیه از صفحه ۲۴

(Khabarovsk)، شمال شرقی چین، شانگهای و ژاپن را به هم مرتبط می‌کند. خط لوله مدور شامل دو خط لوله مدور فرعی است که عبارتند از: خط لوله مدور دریای ژاپن و خط لوله مدور بوهایی (Bohai)

۳- موضوعات بررسی‌های آتی

در رابطه با تحقق شبکه خط لوله بین‌المللی در شمال شرقی آسیا دو مورد زیر باید بررسی شوند.

۱- ایجاد چارچوب همکاری‌های بین‌المللی (ایده اتحادیه انرژی شمال شرقی آسیا): هماهنگ کردن قوانین و اقدامات مشترک داخلی مرتبط با ارتقاء تجارت گاز طبیعی با استفاده از خط لوله بین‌المللی در شمال شرقی آسیا امری ضروری است. علاوه بر این ایجاد چارچوب همکاری‌های بین‌المللی که در هر نوع توافق قابل استفاده باشد، دارای اهمیت است. در روند ایجاد چارچوبی برای همکاری‌های بین‌المللی آتی، ایجاد اتحادیه و تشکیل یک منشور انرژی شمال شرقی آسیا، امکان‌پذیر است.

۲- حمایت از ارتقاء هر یک از پروژه‌ها: طرح خط لوله بین‌المللی انرژی که در بالا به آن اشاره شد، با انجام تک‌تک پروژه‌ها، دست یافتنی خواهد بود. بنابراین، حمایت از توسعه هر یک از پروژه‌ها مانند پروژه ایرکوتسک (شامل میدان‌های گازی در ایرکوتسک و جمهوری ساخا) و پروژه ساخالین، همکاری در توسعه فن‌آوری‌های ساخت خطوط لوله و استفاده از گاز طبیعی و تأمین مالی پروژه‌ها ضروری است.

■

پی نوشت:

1- Independent Power Provider

منبع: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، بولتن شماره ۲۶ تحولات بازار گاز

منبع: International Symposium On: Energy Cooperation In northeast Asia, 7-8 June 2001, Seoul, Korea