

۲

منطقی کردن یارانه های ضمنی انرژی با نگاه منطقه ای

سرمقاله

۳

۵

نفت ارزان و کشورهای فقیر
اوپک در آماج حملات مصرف کنندگان

خبر و نظر

۷

اخبار انرژی

۱۳

خلاصه مقالات

۱۹

۲۵

۳۲

شناخت بازار جهانی نفت و عوامل تأثیرگذار بر آن
الگوی قیمت گذاری استانی گاز در بخش خانگی
چالش نوین قرن برای توسعه سیستم های تبدیل انرژی

مقالات

۳۶

۳۷

۳۸

۴۰

چین؛ طرفدار یک سیاست خارجی مستقل
امنیت ملی تا کجا اجازه صادرات می دهد
واقعیت های صادرات و افق های روشن سال ۸۵
نمایشگاه یازدهم؛ تحکیم پایه های توان داخلی

گزارش

۴۳

نمودار ماهانه

۴۴

چالش های سنگ های کربناتی در نفت

مدیریت مخازن

بسم الله الرحمن الرحيم

طرح روی جلد:
فرزین آدمیت

نشریه انجمن اقتصاد انرژی
تحلیلی پژوهشی آموزشی اطلاع رسانی
شماره استاندارد بین المللی: ۱۵۶۳-۱۱۳۳

اردیبهشت و خرداد ۱۳۸۵ شماره ۸۲-۸۱

صاحب امتیاز: انجمن اقتصاد انرژی

مدیر مسوول: سید غلامحسین حسن تاش

سر دبیر: ابراهیم قزوینی

دبیر تحریریه: نوشین رزمگر

هیأت تحریریه:

محمدرضا امیدخواه، ابراهیم باقرزاده، فریدون برشکلی
حسن خسروی زاده، مجید عباسپور، رضا فرمند، علی مشتاقیان
محمدعلی موحد، مرتضی محمدی اردهالی، علی امامی میبدی
سید محمدعلی خطیبی طباطبایی، افشین جوان، حمید ابریشمی
محمد باقر حشمت زاده، مهدی نعمت الهی، سعید مشیری
حمید ناظمیان، محمد مزرعتی

سازمان آگهی: افشین شادی مهر ۸۸۸۱۱۶۱۶

طراحی و صفحه آرایی: وحید محمدخانی

همکاران این شماره: خانمها: طاهره بهرامی، مرجان دباغزاده

چاپ: صادق

نقل مندرجات این نشریه با ذکر ماخذ آزاد است.

نظر نویسندگان و مصاحبه شوندگان لزوما نظر نشریه نیست.

مسئولیت نوشته ها با نویسندگان آنهاست.

نشریه در انتخاب، ویرایش، حک و اصلاح مطالب وارده آزاد است.

نوشته های وارده در صورت عدم انتشار در نشریه، پس داده نخواهد شد.

نشانی: خیابان وحید دستگردی (ظفر)، شماره ۲۰۳، طبقه

چهارم، واحد ۱۳، ماهنامه اقتصاد انرژی ایران

تلفن: ۲۲۲۶۲۰۶۱-۳

فاکس: ۲۲۲۶۲۰۶۴

وب:

www.iraee.org

publication@iraee.org

پست الکترونیک:

با هدف افزایش تولید تا بیش از ۲۰۰ هزار بشکه در روز؛ میدان نفتی درود مهر ماه امسال به بهره‌برداری می‌رسد

آن به منظور افزایش ضریب بازیافت در دست اجراست. در طول ۴۰ سال گذشته تاکنون دو مرحله توسعه‌ای در این میدان انجام گرفته و در حال حاضر نیز مرحله سوم توسعه میدان درود مراحل پایانی خود را می‌گذراند. توسعه این فاز برای دستیابی به افزایش تولید ۸۰ هزار بشکه نفت خام انجام می‌گیرد که با تکمیل چاه‌های این میدان، این افزایش به طور کامل محقق خواهد شد و تولید از میدان درود به ۲۰۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید. تولید روزانه نفت خام از هر حلقه چاه میدان نفتی درود ۷ هزار تا ۷ هزار و ۵۰۰ بشکه است. تولید از ۲ حلقه چاه دریایی میدان نفتی درود نیز از فروردین ۱۳۸۱ آغاز شده است.

شرکت توتال با خرید سهم شرکت تالف فرانسوی به همراه شرکت «آجیب»، اجرای طرح توسعه میدان درود را برعهده دارند. میدان نفتی درود در منطقه‌ای با گسترش تقریبی ۵ کیلومتر مربع در ۲۵ کیلومتر مربع در حوزه جزیره خارگ و شمال غربی خلیج فارس واقع شده و یکی از بزرگ‌ترین میدان‌های نفتی ایران به شمار می‌رود. اجرای طرح توسعه میدان نفتی درود که ۴۷ درصد آن ساخت داخل است، با فرض قیمت ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت خام اضافی که از اجرای این طرح به دست می‌آید، سالانه حدود ۱/۵ میلیارد دلار درآمد نصیب کشور می‌کند.

مدیر طرح توسعه میدان درود در شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) از بهره‌برداری مرحله سوم طرح توسعه میدان نفتی درود در مهر ماه امسال خبرداد و گفت: در حال حاضر پروژه درود ۳ با پیشرفت بیش از ۹۸ درصد مراحل پایانی خود را می‌گذراند. فریدون مدامی افزود: به منظور توسعه میدان درود، حفاری ۲۹ حلقه چاه در دستور کار قرار دارد که از این تعداد ۱۴ حلقه چاه به منظور تزریق آب و گاز و ۱۵ حلقه نیز چاه‌های تولیدی نفت خام هستند.

وی اظهار داشت: از ۲۹ حلقه چاه یاد شده، حفاری ۲۷ حلقه چاه به پایان رسیده است و ۱۰ حلقه چاه در مدار تولید قرار دارد. وی زمان به پایان رسیدن حفاری دو حلقه چاه تولیدی دیگر را شهریورماه امسال (سپتامبر) اعلام کرد و گفت: با به پایان رسیدن حفاری چاه‌های درود ۳، تولید میدان درود ۸۰ هزار بشکه در روز افزایش خواهد یافت. به گفته مدیر طرح توسعه میدان درود، اجرای طرح توسعه این میدان، میزان برداشت نفت خام را از یک میلیارد و ۵۰۰ میلیون بشکه به ۲ میلیارد و ۵۰۰ میلیون بشکه افزایش می‌دهد.

مهندس مدامی افزود: افزایش تولید در نظر گرفته شده نیز با تزریق روزانه ۲۷۰ هزار بشکه آب و ۱۲۰ میلیون مترمکعب گاز به مخزن امکان پذیر است. میدان نفتی درود یکی از سه میدان جزیره خارگ است که توسعه

تعداد سکوهای نفتی با افزایش قیمت نفت بیشتر شده است

افزایش تعداد سکوهای حفاری نفتی به طور عمده در کشورهای خاورمیانه، آمریکا، کانادا و اقیانوس آرام متمرکز بوده است، در حالی که تعداد سکوهای حفاری در اروپا و آفریقا کاهش نشان می‌دهد. این در حالی است که آمریکا با برخورداری از ۱۳۸۰ سکوی حفاری فعال تا پایان سال ۲۰۰۵ که معادل حدود نیمی از سکوهای حفاری فعال جهان است از این نظر در رتبه نخست جهانی جای دارد.

تعداد سکوهای حفاری نفتی آمریکا در سال ۲۰۰۱ بالغ بر ۱۱۵۵ بود. در منطقه خاورمیانه نیز در مدت مشابه تعداد سکوهای نفتی از ۱۷۹ به ۲۴۸ سکوی افزایش یافت این در حالی است که سکوهای نفتی در کانادا از ۳۴۲ به ۴۵۸ و در اقیانوس آرام از ۱۵۷ به ۲۲۵ افزایش یافت. علاوه بر این، تعداد سکوهای حفاری نفت در آمریکای جنوبی از ۲۶۲ به ۳۱۶ سکوی افزایش یافت.

افزایش فراوان قیمت نفت خام موجب شده است تعداد سکوهای حفاری نفت در منطقه خاورمیانه و سایر مناطق جهان افزایش قابل ملاحظه‌ای داشته باشد در حالی که استفاده از سکوهای نفتی در اروپا و آفریقا، با کاهش چشمگیری رو به رو است. در پنج سال اخیر حدود ۵۰۰ سکوی سکوهای نفتی فعال در سراسر جهان افزوده شده است.

افزایش تعداد سکوهای نفتی حاکی از افزایش عملیات کاوش نفت و تولید آن همزمان با جهش فراوان قیمت این ماده است که به نوبه خود منجر به افزایش درآمدهای شرکت‌های نفتی بین‌المللی است. بر اساس گزارش سازمان کشورهای عربی صادرکننده نفت (اوپک) تا پایان سال ۲۰۰۵، تعداد سکوهای برون ساحلی و درون ساحلی در سراسر جهان به دو هزار و ۷۴۶ عدد افزایش یافت که این رقم در سال ۲۰۰۱ معادل دو هزار و ۲۴۳ سکوی نفتی بود.

بانک اطلاعات پیمانکاران در حوزه گازی پارس جنوبی تشکیل می‌شود

پیمانکاران نظام مند خواهد شد. وی گفت: گاه پرداخت نکردن به موقع مطالبات کارگری در منطقه مشکل آفرین است.

دکتر رضوی افزود: با ایجاد بانک اطلاعات پیمانکاری در پارس جنوبی علاوه بر شناسایی قابلیت‌های پیمانکاری فرصت تنبیه و تشویق پیمانکاران ایجاد می‌شود و زمینه ارتقای پیمانکاری‌های فعال فراهم و از ادامه کار پیمانکاران مشکل دار جلوگیری می‌شود.

به منظور به روز شدن وضعیت پیمانکاران، بانک اطلاعات پیمانکاران فعال در حوزه گازی پارس جنوبی تشکیل می‌شود. مدیر عامل سازمان منطقه ویژه پارس گفت: کسب اطلاعات فنی و تخصصی پیمانکاران، نظارت و ارزیابی آنان در پروژه‌های مختلف را امکان پذیر می‌کند.

دکتر سید عبدالجلیل رضوی افزود: با ایجاد سامانه مدیریت پیمانکاران پرداخت مطالبات نیروی کار در منطقه ویژه اقتصادی پارس از سوی

خاموشی، بار دیگر بحث نخست برق شد

وی توضیح داد: چون شبکه برق در تهران بیشتر هوایی است، در روزهای بادی خاموشی‌ها بیشتر است. تابستان و مشکل شبکه‌های توزیع برق خاموشی برنامه‌ریزی شده در اصطلاح صنعت برق به معنی آن است که براساس مطالعات و برنامه ریزی‌ها، تصمیم به اعمال خاموشی به دلیل کمبود برق یا به هر دلیل دیگری گرفته شود. اما این خاموشی به یک باره و بدون برنامه‌ریزی نباشد.

در همین زمینه مهندس لوایی، مدیر دفتر توزیع توانیر نیز گفته است: برای زمان پیک (اوج مصرف) تابستان امسال خاموشی برنامه‌ریزی شده‌ای وجود ندارد و تاسیسات با تمام ظرفیت آماده بهره‌برداری هستند، ولی در این میان، شبکه‌های توزیع فرسوده ممکن است مشکل ایجاد کنند.

وی با اشاره به این که در حال حاضر ۲۵ درصد شبکه توزیع برق بالای ۳۰ سال است و در مناطق قدیمی و متراکم شهرها پایداری لازم را ندارند خاطر نشان کرده است: گرمای تابستان نیز در ایجاد مشکلات شبکه‌های توزیع نقش اساسی دارد و حتی با تغییر یکی دو درجه و افزایش میزان حرارت، ظرفیت انتقال خطوط برق کاهش و میزان بار مصرفی مشترکان افزایش می‌یابد. در عین حال لوایی یادآوری کرده است: در جهت کاهش خاموشی‌ها برنامه‌ریزی‌های عملیاتی نیز برای تابستان پیش‌بینی شده است که با اجرای آنها از میزان بروز خاموشی‌ها کم می‌شود. وی به جزئیات این برنامه‌ها اشاره‌ای نکرد.

معاون هماهنگی و نظارت بر بهره‌برداری شرکت توانیر اعلام کرده است که با توجه به رشد ۸/۵ درصدی، مصرف برق تابستان امسال به ۳۵ هزار مگاوات خواهد رسید. مهندس عبدالحسین فضل‌اللهی در همین زمینه با اشاره به شرایط شبکه سراسری برق کشور در تابستان، پیش‌بینی کرد میزان مصرف در تابستان امسال ۵/۸ درصد نسبت به سال گذشته افزایش داشته باشد و به حدود ۳۵ هزار مگاوات برسد. این گزارش حاکی از آن است که میزان مصرف برق در تابستان سال گذشته حدود ۳۱ هزار و ۴۰۰ مگاوات بود.

مهندس فضل‌اللهی در همین زمینه با بیان این که با وجود اینکه سال گذشته پیک بار بالایی داشتیم اما شرایط نیروگاه‌ها به گونه‌ای بود که خروج اضطراری بسیار کمی داشتند، از مدیران خواست تا همچون سال گذشته تا حد امکان از خروج اضطراری نیروگاه‌ها از شبکه جلوگیری شود و در تامین برق مشترکان با مشکلی مواجه نشوید.

همچنین برخی از اخبار حاکی از آن است که از چند شب پیش تاکنون نقاطی از تهران دچار قطعی برق شده است. به نظر می‌رسد که این قطع برق به دلیل کمبود در تولید برق نبوده باشد زیرا اخیراً دو واحد نیروگاهی جدید نیز وارد مدار شده که هر کدام بیش از ۱۵۰ مگاوات برق تولید می‌کنند. در این زمینه یکی از کارشناسان شرکت برق منطقه‌ای تهران با اظهار بی‌اطلاعی از خاموشی‌ها در مناطق جنوبی تهران گفت: در صورتی که خاموشی در مناطق جنوبی رخ داده باشد به دلیل وزش باد بوده است.

تولید گاز ترش از مخزن ژوراسیک مسجدسلیمان ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز افزایش می‌یابد

فرهادیان با اشاره به این که گاز ترش تولیدی در مسجدسلیمان به وسیله یک خط لوله به طول ۱۸۰ کیلومتر به بندر ماهشهر انتقال می‌یابد و به عنوان خوراک در مجتمع‌های پتروشیمی مصرف می‌شود، خاطر نشان کرد: افزایش تولید گاز از مخزن پیش‌گفته به میزان ۶۰ میلیون فوت مکعب در روز در دستور کار شرکت قرار دارد. شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مسجدسلیمان، یکی از پنج شرکت بهره‌برداری تابع شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب است که میانگین تولید نفت خام در آن ۱۱۲ هزار بشکه در روز است.

سرپرست شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مسجدسلیمان از افزایش تولید گاز ترش مخزن ژوراسیک مسجدسلیمان به میزان ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز خبر داد. مهندس اسماعیل فرهادیان گفت: در حال حاضر روزانه ۱۷۰ میلیون فوت مکعب گاز از پنج حلقه چاه گازی در حوزه عملیاتی این شرکت استحصال می‌شود.

وی افزود: با استقرار یک دستگاه دکل حفاری، عملیات تعمیر اساسی چاه شماره ۳۱۳ که چهار هزار متر عمق دارد با هدف فشارافزایی چاه برای تولید گاز از ۱۵ میلیون فوت مکعب به ۵۰ میلیون فوت مکعب در روز آغاز شده است.

دولت برنامه جامعی برای سهمیه بندی و مصرف بنزین دارد

عضو کمیسیون انرژی مجلس با بیان اینکه اصلاح ساختار حمل و نقل برای کاهش میزان مصرف بنزین و بی‌نیازی از واردات آن، زمان زیادی نیاز دارد، اظهار داشت: در مورد وضعیت بنزین هر تصمیمی گرفته شود، عوارضی دارد ولی باید میزان این عوارض را کاهش داد.

عضو هیئت رئیسه مجلس شورای اسلامی همچنین تصریح کرد: با توجه به اینکه خودروهای داخلی بالاتر از میزان استاندارد جهانی، بنزین می‌سوزانند و قیمت بنزین در کشور ما پایین است، باید تصمیم جدی برای کاهش میزان مصرف این فرآورده و بی‌نیازی از واردات آن گرفته شود.

عضو کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی گفت: دولت سعی دارد اعتبارهایی را که برای واردات بنزین در نظر گرفته شده است، برای گاز سوز کردن خودروها و اصلاح ساختارهای حمل و نقل مورد استفاده قرار دهد.

حسین نجابت افزود: مجلس پیش از این برای سهمیه بندی بنزین به دولت اجازه داده بود. نماینده تهران ادامه داد: رئیس جمهوری در نشست با نمایندگان کمیسیون انرژی مجلس، از ارائه برنامه جامع دولت به منظور سهمیه بندی بنزین و مصرف داخلی این فرآورده، خبر داده بود.

شرایط احداث جایگاه‌های سوخت CNG تسهیل می‌شود

مورد نیاز انجام خواهد شد. به گفته وی، در صورتی که افراد متقاضی ایجاد جایگاه‌های سوخت، شرایط عمومی چون مالکیت بر زمین مورد نیاز، و نزدیکی به خط لوله اصلی گاز و دیگر شرایط لازم را داشته باشند، سازمان بهینه‌سازی زمینه‌های احداث آن را ایجاد خواهد کرد. وی خاطر نشان کرد: سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت، برای آموزش پرسنل مورد نیاز در این جایگاه‌های سوخت نیز به متقاضیان کمک خواهد کرد.

رئیس سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت اعلام کرد: شرایط احداث جایگاه‌های سوخت CNG بیش از گذشته تسهیل می‌شود. سونا ستاری با بیان اینکه به منظور استفاده بهینه از منابع انرژی کشور و گسترش جایگاه‌های سوخت در کشور، به متقاضیان احداث جایگاه‌های سوخت CNG از طرف سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت کشور کمک‌های بلاعوض خواهد شد. وی افزود: این کمک‌ها برای تامین تجهیزات اصلی و کمپرسورهای

بخش خصوصی: صادرات فرآورده‌های نفتی نیازمند سرمایه‌گذاری است

نفتی، رقیب اصلی بخش خصوصی در صادرات است. دبیرکل اتحادیه صادرکنندگان فرآورده‌های نفت و پتروشیمی در ادامه افزود: قاچاق فرآورده‌های سوختی با یارانه‌های سنگین صادرات را دچار لطمه زیادی کرده و این اتحادیه از حذف یارانه‌ها دفاع می‌کند. وی در پاسخ به این پرسش که مشکلات صادراتی بخش خصوصی و این اتحادیه چیست، خاطرنشان کرد: یارانه‌ای که روی فرآورده‌های سوختی وجود دارد و سال به سال نیز میزان آن با توجه به افزایش قیمت جهانی فرآورده‌های نفتی و تثبیت قیمت‌های در بازار داخلی بیشتر می‌شود، مانند بختکی به جان صادرات بخش خصوصی فرآورده‌های نفتی ایران افتاده است، چرا که قاچاقچیان سوخت با اقدامات غیر قانونی فرآورده‌های نفتی یارانه‌ای را به مشتریان خارجی می‌فروشند.

دکتر سلطانی گفت: هر چقدر در این زمینه مکاتبه و پیگیری داشتیم متأسفانه کمتر نتیجه گرفتیم، این امر صرفه نظر از صدمات چند میلیارد دلاری سالانه که به اقتصاد مملکت و درآمد کشور وارد، کشور را از توسعه زیربنایی نیز محروم می‌کند. وی تأکید کرد: این بزرگترین نگرانی ماست که تمام اهداف این اتحادیه را تحت شعاع قرارداد است. سلطانی در مورد بازارهای خارجی فرآورده‌های نفتی ایران افزود: براساس عرف پیش‌بینی شده در دنیا الگوی رایج اقتصادی بر روی بازارهای نزدیک قرار دارد که براین اساس عموم فرآورده‌های نفتی و پتروشیمی ایران به کشورهای حاشیه خلیج فارس، آسیای میانه، شبه قاره هند، چین، آسیای دور و آفریقا صادر می‌شود.

دبیرکل اتحادیه صادرکنندگان فرآورده‌های نفت و پتروشیمی ایران در پایان سخنان خود با گله از نحوه برگزاری نمایشگاه یازدهم، افزود: در مراسم افتتاحیه امسال بخش خصوصی و اتحادیه اجازه حضور نداشتند و تنها مدیران دولتی حضور یافتند و این فرصت سالی یک بار که بخش خصوصی می‌توانست با مدیران ارشد بخش دولتی تعامل داشته باشد از ما گرفته شد که در آغاز سال ۸۵ این علامت خوبی برای بخش خصوصی و اتحادیه نیست و جای گله بسیار دارد.

سید کاظم وزیری هامانه، در بازدید از غرفه‌های مختلف یازدهمین نمایشگاه بین‌المللی نفت، گاز و پتروشیمی، با بیان این که مهمترین چالش صنعت نفت جذب سرمایه‌گذاری و رونق در اجرای پروژه‌ها است، افزود: وجود سرمایه اصل اول توسعه هر صنعتی به شمار می‌رود. وی با بیان این که شرکت ملی نفت باید راهی برای جذب سرمایه در این بخش بیابد، تصریح کرد: این کار باید با توجه به قوانین دولت صورت گیرد. وی تصریح کرد: انحصاری نبودن صنعت نفت و گاز ایران از جمله ویژگی‌های این صنعت است که باعث شده تمایل شرکت‌های خارجی نسبت به موقعیت ایران و امنیت سرمایه‌گذاری بیشتر شود.

دبیر کل و عضو هیات مدیره اتحادیه صادرکنندگان فرآورده‌های نفت، گاز و پتروشیمی ایران گفت: اگر سرمایه لازم اعم از دولتی و خصوصی فراهم نشود، در زمینه دستیابی به صادرات فرآورده‌های نفتی که امسال در برنامه پیش‌بینی شده است با دشواری روبه رو خواهیم شد. وی افزود: در سال‌های گذشته با تلاش صنعتگران و صادر کنندگان بخش خصوصی میزان صادرات را به نسبت تولید بخش خصوصی به حد نهایی رساندیم که این رقم در سال گذشته از مرز ۸۰۰ میلیون دلار گذشت. وی تصریح کرد: که این عمل با حداکثر ظرفیت تولید منهای ظرفیت بازار داخلی صورت پذیرفته است.

دبیرکل اتحادیه صادرکنندگان فرآورده‌های نفت، گاز و پتروشیمی ایران که یک تشکل بخش خصوصی است، همچنین اظهار داشت: بنابر این امسال برنامه و شعار سال را بر مبنای توسعه تولید برای توسعه صادرات گذاشتیم که در این جهت اگر واحدهای جدید در کشور برای تولید فرآورده‌های نفتی و پتروشیمی در بخش خصوصی ایجاد نشوند و یا واحدهای موجود که برای فرآورده‌ها وجود دارد بهینه‌سازی نشوند ما به رشد صادراتی که هدف‌گذاری کرده‌ایم نمی‌توانیم برسیم.

دکتر سلطانی تأکید کرد: برنامه این است که بخش خصوصی در برنامه چهارم توسعه ۶ میلیارد دلار صادرات فرآورده‌های نفتی و پتروشیمی داشته باشد. وی خاطر نشان کرد: بر این اساس در سال اول برنامه چهارم توسعه باید ۸۰۰ میلیون دلار از این میزان تحقق یابد و تا پایان سال ۸۸ این میزان صادرات به ۲ میلیارد دلار برسد که در مجموع رقم صادرات تا پایان برنامه چهارم توسعه به ۶ میلیارد دلار خواهد رسید.

دبیر کل اتحادیه صادر کنندگان فرآورده‌های نفت، گاز و پتروشیمی ایران گفت: برای رسیدن به این هدف اگر دولت و وزارت نفت و سایر سازمان‌های ذی‌ربط در این زمینه با ما همکاری نکنند راه بسیار دشواری در پیش رو خواهیم داشت. دکتر سلطانی در پاسخ به این پرسش که همکاری دولت و وزارت نفت تاکنون چگونه بوده است، افزود: اگر تغییر اساسی در نگرش و طرز تفکر مدیران نداشته باشیم نمی‌توانیم خیلی خوش بین باشیم ولی امیدوار هستیم با شعارهایی که دولت و رئیس جمهور در سرلوحه برنامه کاری خود قرار داده‌اند این تغییر در تفکر و تعامل ایجاد شود.

دکتر سلطانی تأکید کرد: هدف‌گذاری ما سرمایه‌گذاری به میزان ۵ میلیارد دلار توسط بخش خصوصی با حمایت بانک‌ها و صندوق ذخیره ارزی است و ۲ میلیارد دلار نیز پیش‌بینی سرمایه‌گذاری توسط بخش خارجی را داریم که با توجه به این میزان سرمایه‌گذاری می‌توانیم به اهداف خود برسیم. قاچاق فرآورده‌های

برگرفته از بولتن روزانه بازار نفت - امور بین الملل شرکت ملی نفت

زمینه برای رکوردهای قیمتی قیمت‌ها مهیاست

مصرف‌کننده نفت که قاعداً باید همواره در جهت حفظ آرامش و ثبات در کشورهای صادرکننده نفت گام بردارد، در منطقه خاورمیانه که بخش اعظم ذخایر نفتی جهان را در اختیار دارد اقدام نظامی می‌کند و در عین حال مدام از بالا بودن قیمت‌های نفت شکایت دارد.

EIA همچنین اعلام کرد که سطح ذخیره‌سازی‌های بنزین امریکا به ۲۱۱/۸ میلیون بشکه رسیده است. با توجه به کاهش میزان بکارگیری ظرفیت پالایشی در امریکا از ۸۷ به ۸۵/۹ درصد کاهش ذخایر فرآورده‌های نفتی منطقی است. البته تحلیل‌گران انتظار کاهش تنها ۱/۶ میلیون بشکه از سطح ذخیره‌سازی‌های بنزین را داشتند. با توجه به اینکه برخی از پالایشگاه‌های امریکا عملیات تعمیر و نگهداری را آغاز کرده‌اند انتظار می‌رفت که میزان کاهش ذخایر بنزین بیش از ۱/۶ میلیون بشکه باشد. اما کاهش ۴/۴ میلیون بشکه‌ای باعث افزایش نگرانی‌ها در زمینه تأمین بنزین طی ماه‌های آتی شد.

دولت امریکا طرح‌هایی را برای تطبیق بیشتر بنزین مصرفی با محیط زیست تصویب کرده است که بر اساس آن ماده افزودنی MTBE که آلوده کننده آب‌های زیرزمینی است از بنزین حذف و اتانول که ریشه گیاهی دارد جایگزین آن می‌شود. اما مشکل اینجاست که پالایشگران امریکایی می‌گویند توان تأمین اتانول مورد نیاز در فصل تابستان را ندارد و باید مقدار زیادی وارد کنند که آن هم معضلات خاص خود را دارد. در بخش بالادستی نیز علی‌رغم آنکه بازارهای جهانی به خوبی تغذیه می‌شوند اما نگرانی‌های عمیقی در مورد امنیت و تداوم عرضه نفت وجود دارد.

همان گونه که ملاحظه می‌شود، بازار جهانی نفت چه در بخش بالادستی و چه در بخش پایین دستی از مشکلات و نگرانی‌ها اشباع شده و با توجه به فقدان ظرفیت مازاد تولید می‌توان پیش‌بینی کرد که در صورت تداوم شرایط فعلی، روند قیمت‌ها به طور کلی به سمت بالا بوده و هر گونه مشکل جدی که تولید و صادرات نفت را به طور بالقوه یا بالفعل تهدید کند قیمت‌ها را به بالاتر از ۸۰ دلار سوق خواهد داد.

برگرفته از بولتن روزانه بازار نفت - امور بین الملل شرکت ملی نفت - نوشته جلال میناوند

نوسانات ذخیره‌سازی‌های بنزین امریکا در مسیری قرار گرفته که می‌تواند از هم اکنون آشفتگی بازار نفت را در تابستان امسال به خوبی نمایان سازد. تنها یک تنش ژئوپلیتیک جدی یا یک کاترینای دیگر لازم است تا مانند جرقه‌ای قیمت‌های نفت را که استعداد زیادی برای انفجار دارد به رکوردهای جدیدی در حدود بشکه‌ای ۸۰ دلار یا بالاتر برساند. البته تغییری که در جهت حفاظت از محیط زیست در فرمول بنزین در امریکا به وجود آمده است خود معضلاتی را برای تأمین بنزینی مصرفی امریکا در فصل مسافرت به وجود آورده و زمینه را برای جهش قیمت‌ها مهیا کرده است. اگر مشکلات تولید نفت در نیجریه به زودی حل نشود و اختلافات ایران و امریکا در زمینه مسایل هسته‌ای رفع نگردد قیمت‌های حدود ۸۰ دلار برای هر بشکه نفت طی ماه‌های آینده به راحتی قابل پیش‌بینی است. در حال حاضر قیمت هر تن بنزین سوپر بدون سرب در امریکا حدود ۷۸۰ دلار است که نسبت به زمان مشابه سال گذشته (۶۴۰ دلار) حدود ۲۰ درصد بالاتر است. قیمت نفت خام نیز حدود ۱۰ دلار بالاتر از زمان مشابه سال گذشته می‌باشد. بنابراین با توجه به تحولاتی که به سرعت در منطقه حساس خاورمیانه و خلیج فارس رخ می‌دهد و همچنین با در نظر گرفتن کاهش تولید ۶۰۰ هزار بشکه‌ای نیجریه که مستقیماً بر بازار نفت امریکا تأثیر می‌گذارد باید انتظار داشت که قیمت‌های نفت خام رکورد تابستان گذاشته خود را بزودی پشت سر بگذارد.

بر اساس گزارش اداره اطلاعات انرژی امریکا میزان ذخیره‌سازی‌های تجاری نفت خام ایالات متحده با ۲/۱ میلیون بشکه افزایش به ۳۴۲/۸ رسیده است. این ذخایر حدود ۲۰ میلیون بشکه بیشتر از مدت مشابه سال ۲۰۰۵ می‌باشد و به خوبی موید این نکته است که هیچ گونه کمبودی در زمینه عرضه نفت خام به بازارهای جهانی وجود ندارد و نفت خام‌های اضافه‌ای که توسط تولیدکنندگان اوپک و خارج از این سازمان تولید می‌شود روانه ذخیره‌سازی‌های نفتی می‌گردد. لذا باید علت بالا بودن قیمت‌های نفت را در بخش پایین دستی و مسایل سیاسی تأثیرگذار بر کشورهای نفت خیز جستجو کرد. جالب توجه آنکه، امریکا به عنوان بزرگ‌ترین

فناوری‌های نوین در استفاده از

منابع غیر متعارف گاز طبیعی

بالای گاز طبیعی دارند، استفاده از این منابع گازی می‌تواند چاره ساز باشد. برای تولید از مخازن ماسه سنگی سخت، نیازمند استفاده از تکنیک‌های نسبتاً پیچیده و گران هستیم. هم چنان عمق زیاد بعضی از این مخازن، مشکل دیگری برای دستیابی به آنها می‌افزاید و بهای عملیات حفاری را افزایش می‌دهد.

یک راه حل برای افزایش تولید مخازن ماسه سنگی سخت، ایجاد جریان گاز در مخزن با استفاده از شکاف دادن سنگ مخزن است. با کمک این روش، سوراخ‌های ریز دورن سنگ مخزن به وسیله شکاف‌های ایجاد شده، به یکدیگر مرتبط شده و تولید مخزن افزایش می‌یابد.

تکنیک امیدوارکننده دیگری که تولید در مخازن را افزایش می‌دهد، حفاری افقی است. در این روش طول مسیرهایی که به کمک آنها گاز از سنگ مخزن استخراج می‌شود بیشتر و در نتیجه تولید چاه زیاد می‌شود. در شرایط مساعد و با کمک این روش تولید چاه‌ها به چهار تا پنج برابر حالت عادی نیز رسیده است.

اگر چه ذخایر منابع غیر متعارف گاز طبیعی چشمگیر و از دیدگاه حفاظت از محیط زیست بسیار مهم است اما به علت مسایل اقتصادی و محدودیت‌های فنی، استفاده از آنها تاکنون در حد بسیار کم باقی مانده است. مقدار بسیار زیادی گاز طبیعی در مخازن نفوذناپذیر ماسه سنگی محبوس شده‌اند. درجه اشباع گاز در این محیط‌های متخلخل در قیاس با مخازن عادی کم و در حد ۵۰ درصد است. ترکیب عوامل ذکر شده موجب کاهش تولید چاه‌های حفر شده در این مخازن می‌شود. پدیده کم بودن نفوذناپذیری می‌تواند از دو موضوع ناشی باشد.

ترکیب مواد معدنی سازنده، به این صورت که مخلوط شدن شیل و ذرات رسوبی ریز با هم موجب تشکیل محیطی به هم فشرده با تخلخل کم می‌شود.

عمق زیاد مخزن که سبب به هم فشردن شدن محیط متخلخل خواهد شد. در بعضی از کشورهای اروپایی که ذخایر قابل استفاده کم اما مصرف

دلایل اهمیت هیدرات گازی

قابلیت زیاد هیدرات گازی در ذخیره سازی گاز طبیعی، سبب ایجاد جذابیت برای استفاده از آن شده است. این بهره گیری می تواند شامل مواردی نظیر ذخیره سازی و حمل و نقل گاز طبیعی و دیگر گازها به عنوان رقیبی برای روش های مایع سازی و متراکم کردن باشد. به دلیل آنکه دمای حمل هیدرات بالاتر از دمای حمل گاز طبیعی مایع شده LNG است، هیدرات گازی را به آسانی می توان انتقال داد؛ از این رو فناوری ساخت کشتی های حمل هیدرات، پیچیدگی بسیار کمتری در قیاس با کشتی های حمل LNG خواهد داشت و تأسیسات تولید هیدرات بسیار ساده تر از تأسیسات LNG می توانند طراحی شوند. اما مشکل اساسی، حجم کمتر گاز منتقل شده است.

هر یک متر مکعب هیدرات، ۱۷۵ متر مکعب گاز را در خود جای می دهد. در صورتی که در فناوری LNG کاهش حجم به یک ششصدم می رسد و این موضوع در اقتصادی بودن طرح های انتقال گاز به خصوص برای فواصل دوردست بسیار با اهمیت است. با وجود این هنوز امیدهای زیادی وجود دارد تا هیدرات به عنوان یک راه حل کاملاً اقتصادی برای انتقال گاز به کار رود. هیدرات گازی را می توان در فرایندهای جداسازی به کار برد. هیدرات های گازی از تعداد محدودی مواد تشکیل شده اند؛ اگر بخواهیم ماده ای را از مخلوطی، شامل مواد غیر قابل تشکیل هیدرات جدا کنیم، استفاده از ویژگی تشکیل هیدرات به عنوان یک فرصت تلقی می شود. برای مثال می توان به غلیظ کردن جریان های غنی از آب، تهیه آب آشامیدنی از آب دریا و یا جداسازی جریان های گاز اشاره کرد.

منبع. ماهنامه ندای گاز

تکنولوژی هیدرات

یکی دیگر از فناوری هایی که از سال ها پیش در مورد آن بحث شده اما در حال حاضر نیز همچنان در حد مطالعات آزمایشگاهی است، بحث بهره گیری از هیدرات های گازی است. هیدرات گازی، یک جامد بلوری است که در آن مولکول های آب مولکول های گاز را احاطه کرده اند. گازهای زیادی شناخته شده اند که ساختار مناسبی برای تشکیل هیدرات دارند که از آن جمله می توان به دی اکسید کربن، سولفید هیدروژن و هیدروکربن های با تعداد کربن کم اشاره کرد. هیدرات های گازی که بیشتر در بستر دریاها تشکیل می شوند، بیشتر از نوع هیدرات متان هستند. این ماده که از آن به عنوان یخ شعله ور یاد می شود، دارای مقدار زیادی گاز متان و مکان تشکیل آن معمولاً رسوب کف اقیانوس ها و مناطق قطبی همیشه منجمد است.

از خاصیت هیدرات می توان برای انتقال گاز نیز سود جست. شرایط تشکیل هیدرات عبارتند از: فشار و دمای مناسب، وجود مولکول آب و وجود مولکول گاز. هیدرات گازی به طور طبیعی در دما و فشار کف اقیانوس و در مناطق با عمق بیش از ۵۰۰ متر تشکیل می شود. در این فشار و در دماهایی بالاتر از دمای پایدار یخ، هیدرات گازی کاملاً پایدار است.

همچنین در مناطق همیشه منجمد قطبی، این ماده به صورت ترکیب با یخ های محیط، به مقدار زیادی یافت می شود. شایان ذکر است وقتی اولین خطلوله گاز طراحی شده بهره برداری شد، پدیده گرفتگی لوله به وسیله ذرات جامد هیدرات گاز مطرح شد، که به دنبال این پدیده، تکنیک جلوگیری از تشکیل این ماده در لوله های نفت و گاز و فرآیندی برای نمگیری از جریان گاز شکل گرفت.

اروپا در انتظار منابع گاز طبیعی خلیج فارس و دریای خزر

باید گاز مورد نیاز به سرعت جبران شود. خطوط لوله با ساین بالا می توانند حتی در مسیرهای بسیار طولانی از نظر اقتصادی با هزینه های مربوط به LNG رقابت کنند.

پیشرفت های تکنولوژیکی در ساخت لوله های مقاوم جدید، روش های خودکار لوله گذاری و سیستم های پیشرفته جوشکاری لوله ها باعث کاهش مؤثر هزینه های احداث خطوط لوله شده و از رقابت پذیری آن با LNG اطمینان حاصل شده است.

و حالا این سؤال مطرح می شود که اتصال حوزه خلیج فارس و دریای خزر به اروپا از طریق خطلوله چه مسائلی را پیش رو خواهد داشت؟ مهمترین پاسخ این سؤال، نیاز به توسعه درسه بعد سیاسی، اقتصادی و آزادسازی بازار است. هر دو حوزه خلیج فارس و دریای خزر مناطق پیچیده ای از نقطه نظر ژئوپلیتیکی هستند. تمایل شدید کشورهای اروپایی به گوناگونی و تنوع مبادی عرضه، نگرانی از تسلط اقتصادی از سوی هر یک از عرضه کنندگان و نیز صاحبان ذخایر گازی به انتقال محصولشان به بازارهای جهانی، همگی می تواند انگیزه های بسیار محکمی برای رفع موضوعات سیاسی احتمالی باشد.

با توجه به اینکه بسیاری از بازارهای گاز موجود در مسیرهای خطوط لوله پیشنهادی به سمت اروپا، در حال انجام تغییرات زیربنایی

کاهش تولید منطقه ای گاز طبیعی، مهمترین موضوع پیش روی صنایع مصرف کننده گاز در کشورهای اروپایی است و همین امر موجب شده تا توجه مصرف کنندگان اروپایی بیش از پیش به انتقال گاز طبیعی از نقاط دوردست جغرافیایی معطوف شود. در حال حاضر نزدیک به ۴۰ درصد از کل ذخایر گازی در جهان در حوزه خلیج فارس و دریای خزر قرار گرفته است و هزاران کیلومتر آن طرف تر، کشورهای اروپایی بیش از ۲۰ درصد کل گاز تولیدی جهان را مصرف می کنند. اکنون با توجه به این واقعیت این سؤال مطرح می شود که چه مقدار گاز طبیعی باید به اروپا انتقال یابد؟ از چه مسیری و چه نوعی؟

علی رغم رشد افزون LNG، بخش اعظم گاز طبیعی مصرفی جهان (تقریباً ۹۳/۵ درصد) از طریق خطوط لوله انتقال می یابد. خطوط لوله گاز، به عنوان مسیری سریع و قابل اطمینان یک انتخاب اصلح برای انتقال گاز به بازارهای مصرف محسوب می شود و همان گونه که می دانیم هم اکنون نیز بسیاری از کشورهای جهان با اجرای خطوط لوله جدید و حتی بسیار طولانی، حاضر به سرمایه گذاری های میلیارد دلاری بر روی این نوع روش انتقال هستند. برخی از دلایل اصلی این انتخاب می تواند موارد زیر باشد:

ذخایر منطقه ای گاز در کشورهای توسعه یافته در حال کاهش بوده و

خطوط لوله به سمت غرب و اروپا یا به سمت شمال به روسیه و شرق و به سمت آسیا انتقال یابد. علاوه بر آن کشورهای حاشیه خلیج فارس از یک انتخاب دیگر برای انتقال گاز طبیعی به بازارهای جهانی به صورت LNG نیز برخوردارند.

کوریدور جدید

در حال حاضر، سه مسیر اصلی برای احداث خطوط لوله جدید به اروپا از حوزه دریای خزر و خلیج فارس مورد پیشنهاد است:

ترکیه به ایتالیا از طریق یونان

ترکیه به اتریش از طریق کشورهای غربی حوزه بالکان

ترکیه به اتریش از طریق بلغارستان، رومانی و مجارستان (پروژه نابوکو)

انتخاب هر یک از این مسیرها با ارزیابی‌های خاصی همراه است که در آنها باید به موضوعاتی چون چالش‌های فنی، بررسی‌های هزینه‌ای و بازارهای ترانزیت و ظرفیت‌های سرمایه‌گذاری توجه کرد. اساساً در اولین گزینه که گاز دریای خزر و خلیج فارس را از طریق ترکیه و یونان به ایتالیا می‌رساند استفاده از زیرساخت‌های موجود و توسعه یافته و همچنین سوپ (swap) مورد توجه واقع خواهد شد. در این خصوص شرکت‌های ادیسون در ایتالیا و DEPA در یونان در حال تکمیل مطالعه امکان‌سنجی خود بر مبنای درخواست اتحادیه اروپا هستند.

طبق مطالعه انجام شده، علاوه بر اجرای خط اتصال ترکیه-یونان که در حال حاضر عملیات اجرایی آن آغاز شده، باید یک خط لوله دیگر به طول ۵۰۰ مایل (که یک سوم آن در دریا خواهد بود) از یونان تا ایتالیا احداث شود. این خط لوله که دارای ظرفیت ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال خواهد بود باید با صرف هزینه‌های معادل یک میلیارد دلار تا سال ۲۰۱۰ آغاز به کار کند. ارزیابی اقتصادی این طرح هم اکنون در دست مطالعه است.

اگر چه این پروژه می‌تواند کمک بزرگی به تأمین انرژی اروپا کند اما برخی محدودیت‌ها اجرایی شدن آن را در سایه‌ای از ابهام قرار می‌دهد؛ پاره‌ای از موانع به ظرفیت انتقال خطوط و تکیه پروژه بر استفاده از ترکیبی از زیرساخت‌های موجود و جدید و رفع گلوگاه‌های احتمالی آن مربوط است. درواقع این بدان معنی است که این پروژه نمی‌تواند به عنوان یک کوریدور جدید تأمین گاز برای اروپا مدنظر قرار گیرد اما به عنوان یک طرح توسعه برای سیستم‌های موجود قابل طرح است. همچنین این پروژه باید با پروژه‌های LNG که در بخش جنوبی ایتالیا مطرح است و نیز با طرح توسعه خط لوله فعلی تونس به ایتالیا رقابت کند.

پیشنهاد مسیر دوم با حمایت کنسرسیومی از چند شرکت مربوط به کشورهای غرب بالکان ارائه شده است اما نسبت به دو انتخاب دیگر ارجح نبوده و با چالش‌های بیشتری در میزان محدودیت دسترسی به بازار توسط کشورهای ترانزیت کننده روبه روست. هزینه‌های پروژه و جداول زمانی در این مرحله نامشخص بوده اما احتمالاً هزینه‌ها حداقل از پروژه ترکیه به اتریش از طریق بلغارستان، رومانی و مجارستان بیشتر خواهد بود. گزینه نهایی، به نام پروژه نابوکو معروف است و توسط شرکت OMV اتریش طرح شده و مشارکت شرکت‌هایی از ترکیه، بلغارستان، مجارستان و رومانی را در پی خواهد داشت. مطالعات فنی - اقتصادی این پروژه نیز توسط اتحادیه اروپا در حال تکمیل است.

در این مطالعه ساخت یک خط لوله جدید ۲ هزار مایلی با ظرفیت بیش از ۳۱ میلیارد متر مکعب در سال با هزینه‌ای معادل ۶ میلیارد دلار دیده شده است. تقریباً نیمی از این ظرفیت انتقال، صرف تأمین و نیاز

در کشورشان هستند و نیز برخی از آنها جایگزینی برای عرضه کنندگان قبلی خود ندارند، لذا توسعه هر خط لوله ترانزیت به سمت اروپا از امکان‌پذیری خوبی برخوردار است. اما باید توجه داشت که این مسأله، هم توسعه سیاسی و هم آزادسازی بازار را دربر خواهد داشت که خود تشویق و ترغیب خوبی برای سرمایه‌گذاری و انگیزشی برای رشد بازار است.

بسط یافتگی شرقی اتحادیه اروپا و ویژگی‌های جدید سیاسی آنها، خود محرک خوبی برای اصلاح وضع فعلی بازار فراهم آورده است. سرمایه‌گذاری‌های خصوصی نیز به دلیل اینکه اجرای هر پروژه خط لوله نیاز به سرمایه‌های کلان میلیارد دلاری دارد، بسیار مهم و اساسی است و مسلماً باید بازگشت قابل قبولی را نیز داشته باشد. به طور کلی هر پروژه‌ای باید توجیه اقتصادی لازم را دارا باشد.

عرضه و تقاضا

بسیاری از تحلیل‌گران پیش‌بینی می‌کنند که مصرف گاز در کشورهای اروپایی، حداقل تا سال ۲۰۱۵ سالانه ۲ تا ۳ درصد رشد خواهد داشت که بخش اعظم این رقم، صرف تولید برق در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی می‌شود. عموماً چنین رشدی در میزان تقاضا در راستای مقررات زیست محیطی و مکانیزم‌های مربوط به رعایت میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای نیز مؤثر خواهد بود. هر چند توربین‌های گازی مجهز به سیکل ترکیبی نیز همیشه با توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای جدید و صنایع مصرف کننده زغال سنگ مورد تهدید قرار می‌گیرند. با این وجود، پیش‌بینی افزایش تقاضای گاز در اروپا از میزان ۵۰۸ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۳ به میزان ۸۰۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۰ غیرمنطقی به نظر نمی‌رسد. آنچه مسلم است این است که این تقاضا باید به نحو مناسب تأمین شود.

اصولاً زمینه و ظرفیت کافی در اروپا برای گاز طبیعی و LNG عرضه کنندگان مذکور وجود دارد اما بدیهی است که ترکیب دقیق هر یک از این دو نوع نحوه انتقال گاز به اروپا، به مسایل اقتصادی و گزینه‌های مختلف بستگی زیادی دارد. بنابراین خطوط لوله حوزه خلیج فارس و دریای خزر و درواقع کوریدور جدید به عنوان یک تأمین کننده موجود رقابت کند. این موضوع تا حد زیادی با ارزیابی قابلیت دسترسی منابع گازی در این حوزه‌های قابل پیش‌بینی است.

منابع حوزه خلیج فارس و دریای خزر

حوزه ذخایر گازی خلیج فارس و دریای خزر بسیار عظیم بوده و از حد تقاضای مصارف داخلی کشورهای صاحب این منابع فراتر است. تقریباً ۶ تریلیون مترمکعب از ذخایر گاز موجود جهان در سه کشور شرق و غرب دریای خزر و ۷۰ تریلیون مترمکعب در آن حوزه خلیج فارس قرار دارد. نکته مهمی که باید به آن توجه کرد این است که ذخایر گازی کشف شده در بخش جنوب غربی دریای خزر در حال حاضر برای تأمین کوریدور خط لوله جدید به اروپا کافی نیست. بنابراین استفاده از گاز اضافی شرق دریای خزر از طریق خط لوله pain trans-Gas و یا گاز موجود در حوزه خلیج فارس برای حصول اطمینان از قابلیت بقای کوریدور جدید لازم خواهد بود.

در خصوص حوزه دریای خزر، باید اذعان کرد که این ذخایر می‌توانند از طریق خط لوله غرب به اروپا انتقال یابند اما گزینه‌های دیگری نظیر انتقال از طریق خط لوله شمال به سمت روسیه، خط لوله جنوب به سمت ایران و نیز خطوط لوله شرق به سمت آسیا نیز وجود دارد. گاز حوزه خلیج فارس نیز گزینه‌های مختلفی پیش رو دارد و می‌تواند از طریق

خودشان را با فروش گاز به بازارهای بزرگ و در حال رشد شمال (بازار روسیه) و جنوب (بازار ایران) بهبود بخشند و در عوض آنها نیز می‌توانند صادرات خود به اروپا را چه از طریق خطلوله (روسیه) و یا LNG (ایران) توسعه دهند.

هر چند که این گزینه می‌تواند یک انتخاب اقتصادی حیاتی برای صاحبان منابع گازی دریای خزر باشد اما همان طور که قبلاً در مورد روسیه گفته شد، اندازه شکاف عرضه و تقاضا در اروپا و منابع گازی موجود در حوزه‌های خلیج فارس، همچنان به عنوان یک منطقی رقابتی و اقتصادی مهم برای احداث خطلوله کوریدور جدید باقی می‌ماند. به نظر می‌رسد که از نقطه نظر اقتصادی انتقال گاز طبیعی به شرق و بازارهای در حال رشد کشور چین هم چنان یک چالش مهم محسوب می‌شود. تقاضای بسیار زیادی در بخش‌های ساحلی منطقه شرق چین برای خرید گاز طبیعی وجود دارد که حدوداً ۳۳۰۰ تا ۱۳۵۰ مایل از بازار گاز حوزه خلیج فارس و دریای خزر فاصله دارند.

در حال حاضر تولید منطقه‌ای گاز در غرب چین از طریق خطلوله ۲۵۰۰ کیلومتری غرب به شرق به بازارهای این منطقه انتقال می‌یابد و پیشنهادات زیادی برای توسعه ظرفیت این مسیر مطرح شده است. مثلاً گاز موجود در منطقه kovykta در سیبری شرقی، نزدیک‌ترین حوزه برای احداث خطلوله گاز از روسیه به چین است (تقریباً با ۲۲۰۰ مایل فاصله). به علاوه هزینه تأمین LNG از حوزه خلیج فارس، اندونزی و استرالیا تقریباً قابل رقابت‌تر از احداث مسیر خطلوله از خلیج فارس و یا حوزه خزر است.

رقابت کوریدور جدید

کارشناسان بر این باورند که احتمالاً یک شکاف خیلی بزرگ و فزاینده در روند عرضه و تقاضای گاز طبیعی پس از سال ۲۰۱۰ در اروپا به وجود خواهد آمد و در همین حال مقادیر بسیار زیادی گاز در حوزه خلیج فارس و دریای خزر برای پرکردن بخش‌های قابل توجهی از این شکاف وجود خواهد داشت. به نظر می‌رسد که احداث یک خطلوله جدید و بزرگ از این حوزه به سمت بازار اروپا کاملاً اقتصادی و قابل رقابت با کوریدورهای فعلی و موجود عرضه گاز باشد.

پیش‌بینی می‌شود که چنین خطلوله‌ای بتواند باعث بهبود تحرک بازار رقابتی مشتریان اروپایی و صاحبان منابع در حوزه خلیج فارس و دریای خزر شود. برای صاحبان منابع، کوریدور جدید می‌تواند جذاب‌ترین انتخاب اقتصادی نسبت به سایر انتخاب‌های موجود بازار باشد. احداث خطلوله کوریدور جدید نه تنها از لحاظ اطمینان اقتصادی بلکه از لحاظ سیاسی و توسعه قوانین و مقررات نیز می‌تواند از مبدأ تا مبادی مصرف مؤثر واقع شود.

مسلماً چنین توسعه‌ای به سرعت اتفاق نمی‌افتد و در حال حاضر بسیاری از طرف‌های ذی ربط در این گزینه‌ها انتخاب‌های دیگری نیز دارند. علی‌رغم توسعه‌های مناسبی که اخیراً به وقوع پیوسته، نظیر حمایت‌های سیاسی کشورهای اروپایی در سطح بالا و مطالعات فنی اقتصادی جدی و طرح‌های ارائه شده، تصمیم نهایی برای احداث کوریدور جدید هنوز اتخاذ نشده است. هر چند که پیشرفت‌های مستمر در بخش اقتصادی، سیاسی و قانون‌گذاری نهایتاً می‌تواند برای طرف‌های ذی نفع این پروژه مهم باشد اما هم چنان این سؤال کلیدی وجود دارد که چه زمانی قرار است این اتفاق بیفتد؟

منبع: ماهنامه ندای گاز

کشورهای ترانزیت‌کننده گاز خواهد شد و نهایتاً پس از آن به ترمینال مرکزی اروپا در شهر بومگارتن اتریش می‌رسد. هدف‌گذاری برای بهره‌برداری این پروژه سال ۲۰۱۱ تعیین شده است. اگر این خطلوله ساخته شود، درواقع یک کوریدور جدید تأمین گاز به کوریدورهای قبلی اضافه خواهد شد که برای اروپا جنبه حیاتی دارد. اما آیا این خطلوله می‌تواند از نظر هزینه با سایر کوریدورها رقابت کند؟

گزینه‌های دیگر برای گاز حوزه‌های خلیج فارس و دریای خزر

بررسی‌های فنی اقتصادی نشان می‌دهد که گاز موجود در این حوزه‌ها را می‌توان از طریق خطلوله کوریدور جدید که از نظر اقتصادی با سایر کوریدورهای چهارگانه قابل رقابت است به اروپا انتقال داد. اما در اینجا انتخاب‌های دیگری هم برای صاحبان ذخایر گازی حوزه خلیج فارس و دریای خزر وجود دارد و آن انتقال گاز از طریق خطلوله به بازارهای جدید است. نظیر: انتقال گاز حوزه خلیج فارس به سمت شمال به روسیه، به شرق آسیا و در خصوص گاز حوزه دریای خزر، به سمت جنوب یعنی به ایران.

پیش‌بینی‌های انجام شده در منطقه خلیج فارس حاکی از رشد سالیانه ۴ درصدی عرضه - تقاضا بوده که این موضوع با نظر اکثر کارشناسان و تحلیل‌گران امور انرژی مطابقت دارد. حتی اگر رشد تقاضا تا سال ۲۰۱۵ به ۴۰۰ میلیارد متر مکعب در سال هم برسد، پتانسیل تولید بر اساس ذخایر شناخته شده فراتر از تقاضا برای مصارف داخلی این کشورها خواهد بود. بنابراین طبیعی است که صاحبان منابع، در جستجوی پروژه‌های صادراتی برای کسب پول از گاز طبیعی باشند.

کشور روسیه یک بازار مطمئن برای گاز حوزه خلیج فارس و دریای خزر است، نه تنها برای تأمین مطمئن تقاضای داخلی این کشور، بلکه برای صادرات گاز و تغذیه کشورهای اروپایی نیز قابل استفاده خواهد بود. به نظر می‌رسد که تصور انجام سواپ (swap) هم چندان خالی از واقعیت نباشد با توجه به این که قرار است گاز حوزه خلیج فارس و دریای خزر به سمت شمال و سپس به غرب (یعنی اروپا) انتقال یابد و گاز منطقه سیبری به سمت غرب و تأمین تقاضای مصارف داخلی برده شود. این کار می‌تواند در بهینه‌سازی سیستم انتقال خطوط لوله فعلی روسیه بسیار مؤثر واقع شود.

در اینجا مجدداً باید به پتانسیل شکاف بین عرضه و تقاضای گاز در اروپا که بالغ بر میلیاردها متر مکعب در سال است، توجه کنیم. بهینه‌سازی سیستم انتقال موجود کشور روسیه به هیچ عنوان نمی‌تواند این میزان افزایش تقاضا را پوشش دهد و مسلماً روسیه نیازمند احداث خطلوله جدید و طولانی تری است. اگر صاحبان منابع گازی حوزه خلیج فارس و دریای خزر آن را به عنوان بهترین انتخاب خود برگزینند هیچ پروژه‌ای قابل رقابت‌تر از احداث کوریدور جدید پیشنهادی نخواهد بود. به علاوه با اجرای این کوریدور، عرصه رقابت میان کشورهای حوزه خلیج فارس و دریای خزر که توانایی تأمین گاز اروپا را دارند، افزایش خواهد یافت.

در حال حاضر بخش جنوب غربی دریای خزر، از گاز طبیعی کافی برای پر کردن ظرفیت خطلوله کوریدور جدید به سمت اروپا برخوردار نمی‌باشد و بخش شرقی دریای خزر ۲۰۰ تا ۷۰۰ مایل خطلوله ترانزیت با هزینه‌ای در حدود ۰/۵ تا ۱/۵ میلیارد دلار نیاز خواهد داشت. بنابراین صاحبان منابع دریای خزر می‌توانند موقعیت

رئسانس باتری‌های سرب اسیدی

پیشرفت‌های اخیر صنعت باتری اسید سربی ممکن است موجبات بهبود کارکرد باتری‌های اسید سربی را تا به حدی فراهم سازد که حتی این باتری‌ها بتوانند مستقیماً با باتری‌های NiMH رقابت کنند. یکی از جالب‌ترین مواردی که می‌توان در این خصوص به آن اشاره کرد باتری Firefly Energy است. فناوری باتری Firefly energy تحت دمای ۲۵ درجه سانتیگراد می‌تواند خروجی نیرو را با خروجی باتری NiMH برابر ساخته و در دماهای پایین نیز نیروی قابل ملاحظه‌ای را برای استفاده خودرو حفظ کند.

در خصوص باتری اسید سربی دو قطبی اتروردا باید بیان نمود که برای ساخت شبکه‌های این باتری از ساختاری سرامیکی استفاده شده است. علامت تجاری این نوع از سرامیک، Ebonex نام دارد که عنوانی شناخته شده در سراسر جهان به شمار می‌رود. Ebonex از مواد تیتانیوم زیراکسید (Titanium subxide) ساخته شده و شرکت سازنده آن مدعی است که این نوع سرامیک دارای رسانایی الکتریکی همچون فلزات و همچنین ویژگی مقاومت بودن در برابر خوردگی است.

باتری‌های Energy Firefly و اتروردا جزو طرح‌های باتری پیشرفته محسوب می‌شوند که البته موفقیت آنها هنوز به اثبات نرسیده است. هر دوی این باتری‌ها، پیشرفت‌های مشابهی در زمینه افزایش چگالی انرژی و چگالی نیرو، ارائه کرده‌اند که آنها را با باتری‌های نیکل مثال هیدرید قابل مقایسه می‌سازد.

برای هر دوی این باتری‌ها اخیراً سرمایه‌گذاری‌های قابل توجهی به منظور تداوم تحقیقات مربوطه و همچنین انجام تست‌های جامع طول عمر وارکرد، صورت گرفته است. این باتری از نوع VRLA بوده و به سپراتورهای AGM مجهز است.

باتری Firefly در مراحل اولیه تحقیق و توسعه است و تاکنون در هیچ باتری VRLA دیگری چنین فناوری و روشی به کار گرفته نشده است. لذا برای هر دوی این تحولات عمده‌ای که در صنعت باتری در حال رخ دادن است توجه کلیدی به موضوع جدول زمانی مورد نیاز برای توسعه و انجام تست‌های مهندسی برای ساخت نمونه‌های اولیه، اهمیتی به سزا دارد.

احتمالاً توسعه موفقیت آمیز این فناوری و موردپذیرش قرار گرفتن آن از جانب بازار بیش از سه سال به طول خواهد انجامید. که این امر به ویژه برای باتری Firefly که نیازمند توسعه باتری VRLA است، بیشتر طول می‌کشد. البته از دور خارج کردن باتری‌های NiMH و باتری‌های لیتیوم یون از بازارهای کلیدی و بالقوه‌ای همچون بازارهای خودروهای HEV، بسیار دشوار خواهد بود، اما باید امیدوار باشیم که این تحولات جدید، به موفقیت نائل شوند و بیش از پیش از طرف صنعت باتری اسید سربی و عرضه کنندگانش مورد حمایت قرار گیرند، زیرا در صورتی که باتری‌های اسید سربی پیشرفته به این فناوری‌های جدید تجهیز شوند با وجود آنکه به ناچار باید با قیمت‌های بالاتر به بازار عرضه شوند، اما با این حال باز هم به مراتب از باتری‌های معادل خود یعنی باتری‌های معادل خود یعنی باتری‌های NiMH (برای استفاده در خودروهای پیشرفته) ارزان‌تر خواهند بود.

منبع: نشریه صنعت باتری

فرآیندهای نوین تولید وایده‌های دید ساختمان باتری‌های اسید سربی در حال پدیدار شدن هستند. هم زمان با رشد و گسترش بازار خودروهای هیبریدی، اکنون زمان شروع سرمایه‌گذاری مجدد در صنعت باتری اسید سربی فرا رسیده است. خودروهای جدید هیبریدی الکتریکی که به اختصار (HEV) نامیده می‌شوند به زودی بازار خودرو را به تسخیر خواهند آورد.

در این میان مشکل و مساله اصلی برای تولیدکنندگان باتری‌های اسید سربی این است که این خودروها (HEV) به احتمال قریب به یقین در خلال پنج سال آینده از باتری‌های پیشرفته نیکل مثال هیدرید (NiMH) به همراه باتری‌های لیتیوم یون بهره‌گیری خواهند کرد. اما اگر بتوان باتری اسید سربی مناسبی برای این گونه خودروها طراحی و تولید کرد، قطعاً با توجه به هزینه پایین‌تر باتری اسید سربی در مقایسه با باتری NiMH موجبات رشد جدیدی را در بازار HEV و افزایش تقاضا برای این خودروها به دنبال خواهد داشت.

باید توجه داشت که سهم سه درصدی احتمالاً بسیار محافظه کارانه محاسبه شده است؛ به ویژه در این خصوص باید به مواردی همچون ثابت ماندن قیمت‌های سوخت در محدوده‌ای به نسبت بالا و حتی بالاتر رفتن قیمت‌ها که بسیار محتمل به نظر می‌رسد، توجه کرد. در خصوص رشد آینده خودروهای پیشرفته ۳ AV درصد از بازار خودرو تا سال ۲۰۱۰ به خودروهای پیشرفته AV اختصاص خواهد یافت.

بر این اساس می‌توان تأثیر چنین تغییراتی را بر بازار باتری‌های ویژه خودرو محاسبه و اندازه‌گیری کرد. موجودیت کلی بازار برای باتری‌های متعارف SLI احتمالاً همچنان به رشد آهسته خود ادامه خواهد داد. این رشد از آن سبب خواهد بود که شبکه گسترده‌ای از خدمات پس از فروش برای باتری‌های SLI وجود دارد و از طرفی، برخی از خودروهای پیشرفته احتمالاً همچنان نیازمند بهره‌گیری از باتری‌های متعارف SLI خواهند بود. علاوه بر این، بازار فزاینده و رو به رشدی نیز برای دوچرخه‌های الکتریکی وجود دارد (به عنوان مثال در چین) که با استفاده از باتری VRLA کار می‌کنند.

تا سال ۲۰۰۷، ارزش کل باتری‌های OEM مناسب برای خودروهای پیشرفته از میزان ارزش باتری‌های OEMSLI موجود در بازار پیشی خواهد گرفت. این در حالی است که که خودروهای AV تا آن زمان صرفاً ۷۲ درصد بازار را تشکیل خواهند داد. این واقعیت نشان می‌دهد که تعداد بیشتری باتری‌های NiMH که قیمت بالاتری دارند، برای استفاده در خودروهای پیشرفته مورد نیاز خواهند بود. ارزش باتری‌های پیشرفته برای بازار AV حتی می‌تواند تا میزان ۹ میلیون پوند تا سال ۲۰۱۰، برسد.

بنابراین بازار قابل توجه و فرصتی ممتاز برای صنعت باتری اسید سربی وجود دارد و اگر بتوان باتری اسید سربی را آنچنان بهبود بخشید که کاربردی مقایسه‌پذیر و قابل NiMH، برای کاربردهای نوین خودروهای یادشده از خود نشان دهد، با توجه به قیمت پایین‌تر باتری‌های اسید سربی پیشرفته در مقایسه با قیمت باتری‌های NiMH قطعاً شاهد رشد سریع بازار باتری‌های اسید سربی خواهیم بود.

برخی از آخرین پیشرفت‌ها در فناوری باتری‌های اسید سربی ممکن است سبب شود که فرصتی برای رقابت مستقیم این باتری‌ها در بازار باتری‌های پیشرفته خودرو با باتری‌های NiMH پیش آید.

شناخت بازار جهانی نفت و عوامل تأثیرگذار بر آن

سید غلامحسین حسن تاش



مقدمه

تحلیل بازار جهانی و پیش‌بینی قیمت‌های جهانی نفت و تحلیل دلایل نوسانات آن معمولاً کار دشواری است. این دشواری به این دلیل است که عوامل متعدد و متنوعی بر بازار و قیمت‌های جهانی نفت تأثیر می‌گذارند. علاوه بر این در یک سال گذشته تحولات جدیدتری نیز، صنعت جهانی نفت را تحت تأثیر خود قرار داده‌اند. در نوشتار حاضر تلاش شده است که مباحث مربوط به بازار جهانی نفت و عوامل تأثیرگذار بر آن دسته‌بندی شده و به این سوال پاسخ داده شود که چه عواملی بر این بازار تأثیر می‌گذارد و چرا تحلیل کردن بازار نفت دشوار است؟ بررسی همه موارد مجال بیشتری می‌طلبد و لذا سعی خواهد شد روی نکاتی تمرکز شود که ضمن روشن نمودن ابعاد مسأله تحلیلی از وضعیت فعلی بازار نیز ارائه گردد.

به طور کلی مانند هر کالا و بازار دیگر سه دسته عوامل بر روی نفت تأثیرگذار است. یک دسته عوامل اساسی که عمدتاً شامل عرضه و تقاضا و عوامل تأثیرگذار بر آنها هستند و تأثیراتشان معمولاً بلندمدت است. دسته دوم عوامل سیاسی‌روانی که معمولاً پدیده‌های سیاسی با آثار و تبعات روانی هستند و تا وقتی که پدیده سیاسی وجود دارد آثار روانی آن نیز حضور دارد و بنابراین آثار این پدیده‌ها میان مدت است و نهایتاً عوامل تکنیکی یا فنی هستند که تأثیرات کوتاه مدت دارند.



منطقی کردن یارانه‌های ضمنی انرژی با نگاه منطقه‌ای

از انرژی و جابجائی یارانه‌ها، پروژه‌های منطقی و اقتصادی کردن انرژی را به اجرا درآورند که میزان مشخصی از حامل‌های تخصیص یافته را کاهش داده و یا به وسیله انرژی‌های نو جایگزین کنند و در نتیجه اثرات مثبت این اقدامات به صورت منطقه‌ای قابل مشاهده و لمس باشد مشابه چنین رویکردی در بعضی تجربه‌های جهانی نیز وجود دارد که می‌توان از آن بهره گرفت.

استفاده از یارانه‌های تخصیصی برای مناطق می‌تواند به صورت مستقیم یا غیر مستقیم باشد.

مستقیم به این صورت که: مناطق بتوانند در سطح منطقه خود البته به هماهنگی دستگاه حاکمیتی و با در نظر گرفتن ملاحظات لازم مانند احتراز از ایجاد تورم، احتراز از ایجاد اغتشاش قیمتی در سطح کشور و... قیمت فروش حامل‌ها به مردم را تعدیل نموده و یارانه ضمنی آن (مابه التفاوت قیمت منطقه‌ای و داخلی) را در پروژه‌های مشخصی که توجیه‌پذیری اقتصادی داشته و به تایید مراجع ذیصلاح رسیده باشد، مصرف نمایند. غیر مستقیم به این صورت که: مناطق بتوانند با برنامه‌ریزی‌های لازم سهمیه کمتری از حامل‌های انرژی را درخواست نمایند اما مابه‌التفاوت ارزش حامل‌های تخصیصی بر مبنای قیمت‌های واقعی منطقه‌ای (یعنی همان یارانه ضمنی) به ایشان تخصیص یابد و از محل آن بتوانند پروژه‌های خاصی را البته با احراز شرایط لازم پروژه و هماهنگی با مراجع ذی‌ربط مورد اشاره به اجرا درآورند. بدیهی است که این طرح بسیار مقدماتی بوده و تنها در حد طرح موضوع است و در صورت پذیرش کلیات آن می‌بایست جزئیات و سازوکارهای مربوط به آن دقیقاً مورد بررسی قرار گرفته و طراحی و تدوین شود. در بسیاری از مناطق دور افتاده هزینه‌های انتقال حامل‌های انرژی بسیار بالاست که این هزینه‌ها نیز می‌بایست عملاً به ارقام یارانه‌ها اضافه شده و مورد محاسبه قرار گیرد و همچنین ضرورت دارد تا تمام سازمان‌ها، نهادها و وزارتخانه‌های درگیر در تولید و توزیع حامل‌های مختلف انرژی در این طرح ملی همکاری داشته تا بتوان این مهم را به شکل گسترده‌تر و مناسب‌تری به اجرا درآورد. به نظر می‌رسد با انجام چنین طرح‌هایی بتوان فرایند منطقی کردن یارانه‌ها را با نگاهی استانی و منطقه‌ای هدایت نمود تا ضمن کمک به توسعه و ایجاد اشتغال در مناطق محروم و بهینه‌سازی مصرف انرژی با نگاه منطقه‌ای، در جهت تحقق هدف عدالت محوری دولت نیز گام‌های موثری برداشت. ضمناً باید توجه داشت که بهترین راه اجرای چنین طرح‌هایی و توسعه آن می‌تواند اجرای نمونه آزمایشی آن در یک استان مستعدتر و توسعه آن پس از شناخت همه مسایل و جوانب این نمونه باشد.

مدیر مسئول

یکی از نکاتی که در دولت نهم قابل تعمق است، نگاه منطقه‌ای و استانی به امور اجرایی کشور است. اگر این نکته را از دیدگاه مقوله انرژی نیز مورد بررسی قرار دهیم، می‌توانیم راهکارهایی را در پیش گیریم که در آن ضمن لحاظ نمودن موارد صرفه‌جویی انرژی و منطقی کردن یارانه‌ها، این کار از طریق استانی و با محوریت نگاه منطقه‌ای صورت پذیرد.

در حال حاضر یارانه بخش انرژی کشور به صورت یکپارچه توزیع می‌شود و بدیهی است استان‌ها و مناطق برخوردار از این یارانه‌ها بیش از مناطق محروم استفاده می‌نمایند چرا که به دلیل یارانه‌ای بودن قیمت‌های انرژی، مقادیری از یارانه به هر منطقه تخصیص می‌یابد که عملاً متناسب با مصرف آن منطقه است. از آنجا که این مقادیر به طور کامل شفاف نیستند (که البته قابل شفاف سازی است)، در نتیجه نمایندگان اجرایی دولت در مناطق مختلف کشور انگیزه‌ای برای منطقی کردن و بهرمگیری از این یارانه‌ها و یا به فعلیت در آوردن پتانسیل‌های منطقه‌ای با استفاده از این یارانه‌ها را ندارند. از سویی دیگر برنامه‌ریزی تولید و توزیع حامل‌های انرژی و از جمله فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی نیز مرکزی بوده و دیدگاه‌ها و ویژگی‌های منطقه‌ای کمتر در آن مورد توجه قرار می‌گیرد.

به عبارت دیگر پتانسیل‌های منطقه‌ای انرژی اعم از پتانسیل‌های بهینه‌سازی و صرفه‌جویی و پتانسیل‌های انرژی‌های غیرفسیلی محلی کمتر مورد توجه قرار گرفته است. در حالی که با بوجود آمدن شرکت‌های منطقه‌ای توزیع گاز و فرآورده‌های نفتی، زیرساخت‌های لازم و بیشتری برای تمرکززدایی بوجود آمده است. در این راستا آمار و اطلاعات مصارف انرژی مناطق مختلف کشور کم و بیش مشخص بوده و حتی روند آن نیز برای سال‌های آتی قابل پیش‌بینی است و می‌توان با ارایه اختیاراتی به استان‌ها و مناطق، انگیزه کافی برای بهینه‌سازی مصرف انرژی را به صورت منطقه‌ای فراهم نمود به‌طوری‌که استان مربوطه از نتایج صرفه‌جویی حاصله برخوردار گردند.

از آنجا که سطح توان مالی در مناطق مختلف کشور متفاوت است، طبعاً ارزش موثر نسبی اقتصادی این یارانه‌ها در مناطق مختلف نیز متفاوت بوده و قطعاً در مناطق محروم و فقیر از ارزش بالاتری در ترکیب هزینه‌های زندگی مردم برخوردار است. بنابراین اگر چنانچه بتوان برنامه‌ریزی نمود و با در نظر گرفتن روند مصرف حامل‌های انرژی در هر منطقه (استان)، میزان یارانه ضمنی تخصیص یافته به هر منطقه را مشخص نمود می‌توان ساز و کارهایی را طراحی کرد که مناطق بتوانند با استفاده از منابع صرفه‌جویی حاصله از این یارانه‌ها و در واقع منطقی کردن استفاده

۱- عوامل اساسی

برای شناخت عوامل اساسی باید مجموعه‌ای از عوامل تأثیرگذار بر تقاضا و عرضه را بشناسیم که در اینجا به مهم‌ترین عوامل که در شرایط کنونی بازار نقش تعیین‌کننده‌تری دارند اکتفا شده است:

۱-۱- مهمترین عوامل تأثیرگذار بر تقاضا

در بحث تقاضا اولین نکته‌ای که باید به آن توجه داشت این است که نفت خام کالایی است که طبیعتاً نیاز مستقیمی برای آن وجود ندارد و باید تبدیل به فرآورده‌های نفتی شود بنابراین هر عاملی که روی تقاضا برای فرآورده‌های نفتی تأثیر می‌گذارد به طور غیرمستقیم بر روی تقاضای نفت خام نیز اثرگذار است. به عبارت دیگر تقاضای نفت خام مشتق از تقاضای فرآورده‌های نفتی است. اما مهمترین عوامل تأثیرگذار بر فرآورده‌های نفتی و نفت خام در شرایط کنونی بازار، به شرح زیر هستند.

الف- نفت خام و فرآورده‌های نفتی کالاهایی کم‌کشش هستند یعنی درصد تغییرات مقدار در مقابل تغییرات قیمت بسیار محدود است و منحنی تقاضا به سمت عمودی شدن تمایل دارد. مطالعات اقتصادسنجی که در دوره‌های مختلف زمانی، چه در سطح جهانی و چه برای کشورهای مختلف انجام شده است این واقعیت را تأیید می‌کند. علاوه بر این مطالعات اقتصادسنجی نشان می‌دهد که در دهه‌های اخیر منحنی تقاضا کم‌کشش‌تر شده و خصوصاً بعد از دهه ۷۰، به دلیل سیاست‌هایی که کشورهای صنعتی برای بهینه‌سازی و صرفه‌جویی در مصرف انرژی و جایگزینی انرژی‌های دیگر به جای نفت به کار گرفتند، کشش قیمتی تقاضا برای دهه ۸۰ و ۹۰ به مرور کوچک‌تر شده است یعنی نفت خام بیش از پیش به یک کالای ضروری بدل گردیده است.

ب- عامل دیگری که بر رشد تقاضای فرآورده‌های نفتی و نفت خام اثر می‌گذارد رشد اقتصادی است. در چند سال گذشته با متوسط رشد اقتصادی نسبتاً بالایی در دنیا مواجه بوده ایم. البته در کشورهای کشورهای توسعه یافته صنعتی عضو OECD، رشد اقتصادی تأثیر تقریباً جافاتده و تثبیت شده‌ای بر روی تقاضا دارد و برای درصد رشد اقتصادی حدود ۵/۰ درصد رشد تقاضای انرژی را پیش‌بینی می‌کنند. اما در کشورهای توسعه یافته جدید مانند چین، تأثیر تغییرات الگوی مصرف یا شاخص‌های سطح زندگی (به سمت کشورهای OECD) بر روی تقاضا، بسیار با اهمیت‌تر است. کشور چین بیش از یک دهه است که رشد اقتصادی سالانه بالای ۱۰ درصد را تجربه می‌کند و این رشد اقتصادی و رشد تولید ملی متناسباً رشد تقاضای انرژی را طلب می‌کند، اما مسأله مهم‌تر این است که: درچین استانداردهای فرآیندها و تجهیزات مصرف‌کننده انرژی هنوز در حد کشورهای توسعه یافته نیست و بنابراین رشد اقتصادی در این کشور انرژی‌بری بیشتری نسبت به اعضای OECD خواهد داشت. اما مهم‌تر از آن تغییر شاخص‌های سطح زندگی است به این معنا که جامعه‌ای با استمرار چنین رشد اقتصادی طبعاً افزایش رفاه پیدا می‌کند و سرانه‌های استفاده از کالاهای انرژی‌بر به سمت شاخص‌های کشورهای صنعتی حرکت می‌کند و به همین دلیل کشوری مانند چین را به عنوان یک محور مهم رشد تقاضا در دنیا مطرح می‌کنند.

ج- یکی از شاخص‌هایی که در مدل‌های پیش‌بینی تقاضا مورد توجه قرار می‌گیرد، شاخص شدت انرژی است که عبارت است از میزان مصرف انرژی به ازای میزان مشخصی از تولید ناخالص ملی و در پیش‌بینی‌های روندی، روند حرکت این شاخص را نیز باید مشخص کرد. در کشورهای OECD شاخص شدت انرژی طی سال‌های اخیر کاهش قابل توجه سالانه نداشته است چراکه تقریباً به ثبات نسبی رسیده است. البته با تداوم قیمت‌های بالای جهانی نفت ممکن است تلاش‌های جدیدی جهت

کاهش شاخص شدت انرژی سازمان یابد.

چ- سهم سایر حامل‌های انرژی نیز در تقاضای نفت خام تأثیر دارد. اگر فی‌المثل تولید انرژی بادی، اتمی و غیره افزایش پیدا کند طبیعتاً می‌تواند تقاضای نفت خام را تحت تأثیر قرار دهد. ترکیب فعلی مصرف انرژی در سطح جهان و در ایالات متحده آمریکا (به عنوان یک کشور شاخص که ۲۵ درصد کل انرژی جهان را مصرف می‌کند) در نمودار اترسیم شده است.

ترکیب مصرف انرژی در آمریکا و جهان



نکته قابل توجه این است که در طول ۳ یا ۴ دهه گذشته در کشورهای صنعتی تلاش بسیار زیادی شده که سهم سایر حامل‌های انرژی جایگزین نفت را بالا ببرند و سهم زغال سنگ را حفظ کنند اما علی‌رغم این تلاش‌ها نفت خام هنوز در سبد مصرف دنیا سهم ۳۴ درصدی خود را حفظ کرده است.

ه- عامل بعدی که باید مورد توجه ویژه قرار گیرد رشد بخش حمل و نقل است. چرا که هم اکنون در حدود ۷۰ درصد نفت خام در جهان در بخش حمل و نقل مصرف می‌شود و حدوداً ۲۰ درصد در پتروشیمی و ۱۰ درصد در بقیه مصارف که حتی مصارف غیرانرژی مانند قیر و آسفالت را نیز شامل می‌شود.

بخش حمل و نقل بخشی است که در آن علی‌رغم همه تلاش‌های انجام شده هنوز جایگزین مناسبی برای فرآورده‌های نفتی پیدا نشده است. علاوه بر این بقیه انواع انرژی‌ها محدودیت بزرگی دارند و آن این است که برای تبدیل شدن به انرژی قابل حمل و نقل و قابل استفاده در نقاط مختلف تنها باید تبدیل به الکتریسیته شوند. (نمودار ۲)

محدودیت‌های جایگزینی حامل‌های انرژی



نمودار دیگری که کمک می‌کند اهمیت بخش حمل و نقل را بهتر متوجه شویم ترانز نفت خام آمریکاست که در نمودار ۳ نشان داده شده است.

نفت بازاری یک پارچه است و اگر مشکلی بوجود آید گریبان همه را می‌گیرد و لذا برای امنیت این بازار همه کشورهای عمده مصرف‌کننده باید سهم خود را پذیرفته و نقش خود را ایفا کنند.

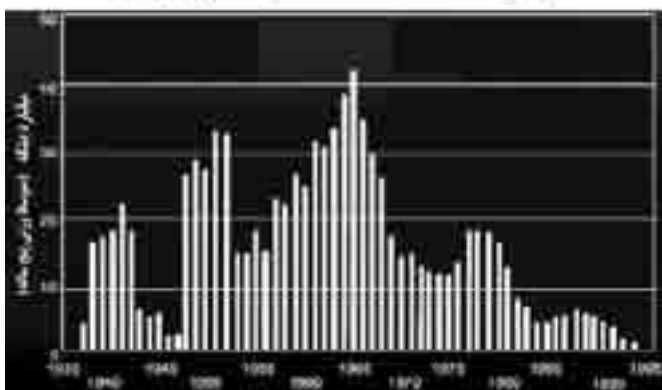
ت- از دیگر عواملی که هم در تقاضا و هم در عرضه تأثیر دارند بازارهای بورس نفت هستند که در آنها اصطلاحاً معاملات آتی انجام می‌شود. آمار و ارقام نشان می‌دهند که به ازای یک بشکه نفت که به صورت فیزیکی معامله می‌شود بیش از حدود ۲۰۰ بشکه نفت کاغذی معامله می‌شود. طبعاً تقاضایی که در این بازارها ایجاد می‌شود به صورت غیرمستقیم بر بازار فیزیکی نیز مؤثر است. از اواسط دهه ۷۰ که نفت خام وارد بازارهای بورس شده است حجم معاملات با شتاب در حال افزایش است نمودار ۴ روند افزایشی معاملات بازارهای بورس را نشان می‌دهد.



۲-۱ مهمترین عوامل مؤثر بر عرضه:

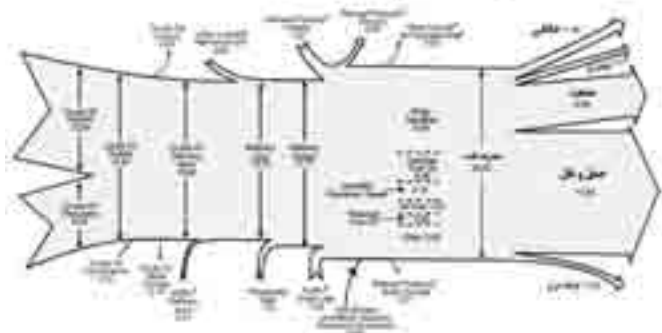
الف - میزان ذخایر نفت جهان و وضعیت این ذخایر، میزان پتانسیل‌های اکتشافی، میزان اکتشافات جدید، سطح جایگزینی سالانه ذخایر و حجم سرمایه‌گذاری‌های توسعه‌ای بر بازار نفت تأثیرگذارند. باید توجه داشت که تاکنون بیش از ۵۰ درصد از ذخایر شناخته شده جهان مورد بهره‌برداری قرار گرفته است، همان‌گونه که در نمودار شماره ۵ ملاحظه می‌شود هم اکنون میزان اکتشافات سالانه نفت در سطح جهان کاهش یافته و طی چند سال گذشته میزان این اکتشافات به اندازه‌ای که جبران میزان استخراج سالانه نفت خام را بنماید نبوده است.

نمودار ۵: روند اکتشاف نفت در سطح جهان



۶۰ درصد از ذخایر نفت جهان در حوزه‌های عظیم قرار دارد که در اولین مراحل تاریخ صنعت نفت که امکانات و ابزارهای اکتشافی محدود بوده است اکتشاف شده‌اند و قطعاً دیگر بشریت با چنین

نمودار ۳: تراز نفت خام ایالات متحده ۱۹۱۹-۱۹۹۷



همان‌گونه که ملاحظه می‌شود، آمریکا به دلیل وسعتش از نقاط مختلف واردات و بعضاً صادرات برخی از انواع نفت خام و فرآورده‌های نفتی را دارد. در سال ۲۰۰۴ میلادی بعد از همه ورود و خروج‌ها نهایتاً ۲۰/۵۲ میلیون بشکه در روز نفت خام در این کشور مصرف شده است که از این رقم ۱۳/۶۲ میلیون بشکه تنها در بخش حمل و نقل بوده است. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود سهم نفت در تولید الکتریسیته بسیار ناچیز و در حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز و در صنعت نزدیک ۴/۵ میلیون بشکه در روز است. بنابراین بخش حمل و نقل را به عنوان بخشی حساس نسبت به تحولات بازار نفت مورد توجه قرار می‌دهند.

از این میزان مصرف بخش حمل و نقل ایالات متحده، حدود ۸ میلیون بشکه بنزین اتومبیل، حدود ۴ میلیون بشکه گازوئیل حمل و نقل سنگین و حدود ۱/۵ میلیون بشکه نیز سوخت حمل و نقل هوایی است.

و- مسأله بعدی محدودیت در ظرفیت‌های پالایشی است. طی یکی دو سال اخیر کراراً می‌شنویم که تحولات بازار نفت و افزایش قیمت نفت ناشی از بازار بنزین است، کسانی که قدری با صنعت پالایش آشنایی داشته باشند می‌دانند که در هر پالایشگاه باتوجه به طراحی اولیه آن، ظرفیت مشخص و محدودی برای تولید فرآورده‌های مختلف وجود داشته و امکان مانور چندانی برای تغییر ترکیب محصولات وجود ندارد. بنابراین در شرایطی که تقاضای بنزین بالاست. پالایش گر برای اینکه تولید بنزین را افزایش دهد مجبور است نفت خام بیشتری پالایش کند که این نیز تقاضای نفت خام را افزایش می‌دهد. اگر این محدودیت مانور نبود طبعاً پالایشگاه‌ها برای تولید بنزین بیشتر تنها ترکیب پالایش خود را تغییر می‌دادند و تقاضا برای نفت خام افزایش نمی‌یافت.

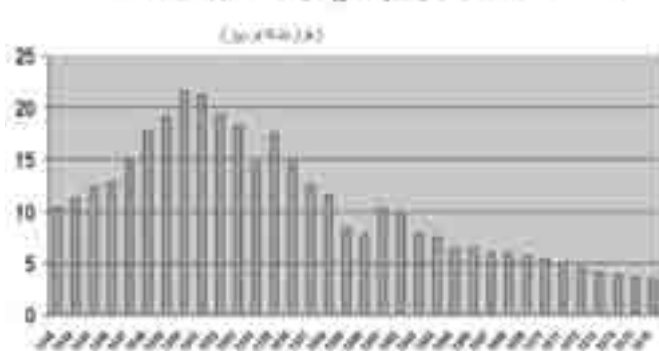
ز- رشد تقاضا در کشورهای خاص مانند ایالات متحده و هند و چین نیز بسیار مهم است. مورد چین قبلاً توضیح داده شد و در مورد آمریکا نیز با توجه به اینکه به تنهایی بیش از یک چهارم نفت خام جهان را مصرف می‌کند، توجه خاصی را می‌طلبد. رکود در اقتصاد آمریکا می‌تواند به معنای سقوط قیمت جهانی نفت و رونق اقتصادی آمریکا به معنای افزایش این قیمت‌ها باشد.

ح- یکی دیگر از عوامل تأثیرگذار بر تقاضا، میزان تقاضای ذخیره‌سازی است. کشورهای صنعتی بعد از دهه ۷۰ و وقوع شوک اول نفتی سیاستی را در پیش گرفتند که برای شرایط بحرانی مقداری نفت خام را ذخیره‌سازی کنند و آژانس بین‌المللی انرژی در این رابطه دستورالعمل‌های خاصی را برای کشورهای عضو OECD اعمال می‌کند، اما این آژانس طی سال‌های اخیر کشورهایی مانند چین و هند که مصرف بالایی دارند را نیز تحت فشار قرار داده‌اند که متناسب تقاضا و نیاز خود ذخیره‌سازی داشته باشند. استدلال ایشان این است که بازار

بر کشتی کرده‌اند که مجدداً بتوان این تأسیسات را در حوزه‌های جدیدی دیگر مورد استفاده قرار داد و از این طریق هزینه‌های سرمایه‌گذاری این میادین کاهش یابد.

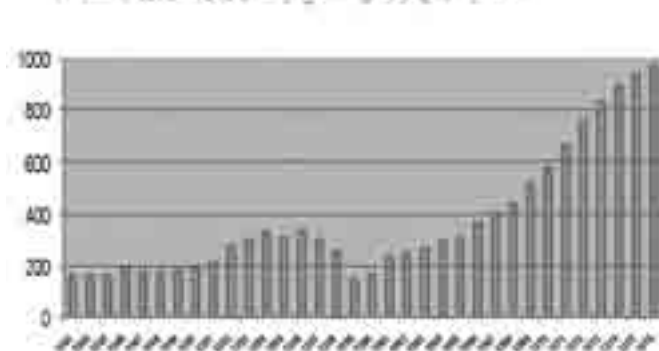
۷۰ درصد حوزه‌های نفتی جهان سن بالاتر از ۳۰ سال داشته و دچار کهنه‌ت هستند. در نمودار ۷ متوسط تولید چاه‌های خشکی ایران در دوره زمانی ۱۳۴۳ تا ۱۳۷۶ ارائه شده است، همان‌گونه که ملاحظه می‌شود متوسط تولید هر چاه در اوج خود بیش از ۲۰ هزار بشکه در روز بوده که در سال ۷۶ به حدود ۴ هزار بشکه کاهش یافته و امروز ممکن است متوسط تولید هر چاه حتی کمتر از ۲۵۰۰ بشکه در روز باشد.

نمودار ۷: متوسط تولید چاه (خشکی) از سال ۱۳۴۳ تا ۱۳۷۶ (هزار بشکه در روز)



نمودار ۸ که مکمل نمودار قبلی است نشان می‌دهد که در سال‌های ۵۴ و ۵۵ که سال‌های اوج تولید نفت خام ایران بوده است، تولید روزانه حدود ۵/۵ میلیون بشکه نفت خام از حدود ۳۳۰ چاه انجام می‌شده اما هم‌اکنون با حدود بیش از ۱۴۰۰ چاه حتی به سختی قادر به تحقق سهمیه تولیدمان در سازمان اوپک هستیم.

نمودار ۸: نفت و خشکی (تولید خشکی از سال ۱۳۴۳ تا ۱۳۷۶) (هزار بشکه در روز)

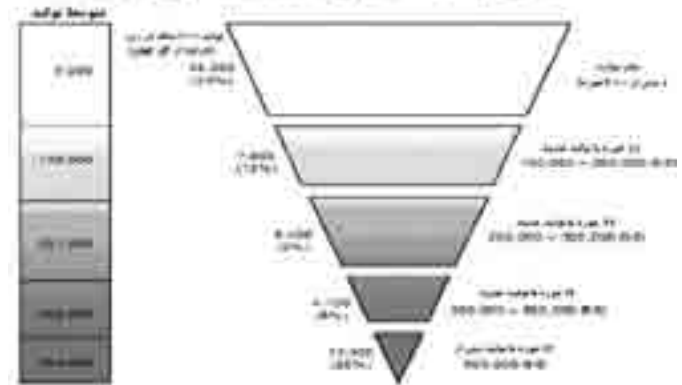


علاوه بر این باید توجه داشت که ارقام مربوط به ذخایر نفت خام نیز باتردید جدی روبه‌رو است. در گذشته چه در اوپک و چه در غیر اوپک به دلایل مختلف گرایش به بزرگ‌نمایی حجم ذخایر وجود داشته است.

همان‌گونه که در نمودار ۹ ملاحظه می‌شود در سال‌های ۱۹۸۵ و ۸۶ میلادی حجم ذخایر اوپک ناگهان افزایش یافته است. به دنبال مطرح شدن سیاست سهم بازار در سال‌های مذکور نهایتاً ملاک گرفتن سهمیه تولید برای اعضای سازمان اوپک حجم ذخایر کشورها شناخته شد و ملاک‌هایی مانند جمعیت و وسعت مورد توجه قرار نگرفت. بنابراین رقابتی بین کشورها در گرفت که ذخایر خود را بالا نشان دهند تا سهمیه بیشتری بگیرند و به ویژه بین ایران و عراق که در حال جنگ بودند رقابت مضاعفی در این زمینه وجود داشت.

حوزه‌های عظیم نفتی مواجهه نخواهد بود، هرم میزان تولید از ذخایر نفت جهان در نمودار ۶ نشان داده شده است که البته در حال حاضر سهم تولید از مخازن کوچک به نسبت بیشتر از سهم تولید از مخازن بزرگ و قدیمی است.

نمودار ۶: هرم ذخایر نفت جهان



در کشورمان نیز همان‌گونه که در جدول زیر ملاحظه می‌شود از مجموع حدود ۳۲ مخزن نفتی در حال تولید کشور که ۲۵ مورد آن در خشکی و ۷ مورد دیگر در فلات قاره کشور واقع شده و در حال حاضر کمتر از چهار میلیون بشکه در روز تولید دارند، بیش از ۶۰ درصد نفت کشور تنها از شش حوزه و بیش از ۷۵ درصد آن تنها از ۱۲ حوزه استخراج می‌شود.

نمودار ۹: میزان تولید حوزه‌های عمده نفتی کشور

ردیف	نام حوزه	تولید (هزار بشکه در روز)
۱	پارس	۱۰۰۰۰۰
۲	گچسار	۳۰۰۰۰
۳	کنار	۲۰۰۰۰
۴	کند	۱۵۰۰۰
۵	فلات قاره	۱۰۰۰۰
۶	پارس جنوبی	۵۰۰۰۰
۷	پارس شمالی	۴۰۰۰۰
۸	پارس مرکزی	۳۰۰۰۰
۹	پارس غربی	۲۰۰۰۰
۱۰	پارس شرقی	۱۰۰۰۰
۱۱	پارس جنوبی شرقی	۵۰۰۰۰
۱۲	پارس جنوبی غربی	۴۰۰۰۰

در دوران مدیریت هشت سال گذشته صنعت نفت سعی در انتقال این تلقی شده است که: ما هنوز دوسوم مناطق کشور را تحت بررسی‌های اکتشافی جدی قرار نداده ایم و در صورت انجام عملیات اکتشافی در این مناطق ممکن است ذخایر نفت به سه برابر میزان فعلی افزایش یابد. در حالی که این مطلب مطلقاً صحیح نیست زیرا مطالعات اولیه اکتشافی در همه کشور انجام شده و طبعاً مشابه با آنچه که در همه جهان اتفاق افتاده است، در مراحل اولیه مناطق با پتانسیل بالاتر مورد فعالیت‌های دقیق‌تر و تکمیلی اکتشافی قرار گرفته‌اند. اگر فعالیت‌های اکتشافی بیشتری انجام شود امکان کشف حوزه‌های جدید ثیدروکربوری منتفی نیست اما قطعاً این حوزه‌ها بسیار کوچک و با ذخیره محدود بوده و به هیچ وجه با حوزه‌های واقع در مناطق نفت‌خیز کشور قابل مقایسه نخواهند بود. در سایر مناطق جهان نیز همین‌گونه است.

به عنوان مثال در حوزه‌های جدیدی که در دریای شمال مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند به دلیل محدودیت نفت و کوچک بودن این حوزه‌ها یکی از شرایط اینکه این حوزه‌ها اقتصادی شوند این بوده است که تأسیسات مربوطه تا حد ممکن متحرک شوند، چراکه تأسیساتی که معمولاً برای بهره‌برداری از حوزه‌های نفتی و فراوری‌های نفت خام بنا می‌کنند حداقل ۲۰ سال عمر مفید دارند در حالی که این میادین پس از پنج یا شش سال نفتشان تمام می‌شود و لذا برای اینکه بهره‌برداری از این میادین اقتصادی شود تا حد امکان تأسیسات را متحرک و سوار

گذشته شاهد قیمت‌های بالای نفت هستیم هنوز شاهد تحقق سرمایه‌گذاری‌های قابل توجه متناسب در افزایش تولید نفت در سطح جهانی نیستیم. آیا این به آن معنی است که اصطلاحاً کفگیر به ته دیگ خورده است؟ یا مشکلات دیگری وجود دارد. آنچه مسلم است اینست که تاکنون در مدل‌های پیش‌بینی اصلاً توجهی به امکان‌پذیری فنی عرضه نمی‌شد و توجه نمی‌شد که نفت خام کالای تولیدی نیست بلکه استخراجی است و استخراج از مخازن نفتی با ریسک و عدم اطمینان مواجه است، اما اینک با آشکار شدن تنگنای موجود توجه بیشتری به واقعیت‌های عرضه وجود آمده است.

علاوه بر این به نظر می‌رسد که در شرایط کنونی با نوعی پارادوکس عرضه مواجه هستیم. به این معنا که متحنی عرضه نفت خام ممکن است در ناحیه صعودی خود و در قیمت‌های بالاتر به سمت چپ برگردد زیرا کشورهای صاحب نفت و شرکت‌های نفتی با توجه به پروژه‌هایی که در پیش رو دارند و باتوجه به اینکه این پروژه‌ها با ریسک زیادتر و دشواری‌های بیشتر مواجه است، ممکن است انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذاری نداشته باشند درحالی که از محل بالا رفتن قیمت‌های نفت به اندازه کافی سود می‌کنند. در چند سال گذشته ارزش سهام شرکت‌ها به شدت بالا رفته و سودهای نجومی داشته‌اند و علاوه بر این کشورهای صاحب نفت نیز با عدم امکان جذب درآمدهای بیش از حد حاصل از نفت در اقتصادهای خود روبرو بوده و نگران مواجه شدن با پدیده‌هایی مانند مت‌نفرین منابع و بیماری‌های ناشی از آن می‌باشند.

ب- میزان ظرفیت‌های تولید اوپک و غیر اوپک نیز از دیگر عوامل مهم تأثیرگذار بر بازار هستند. بعد از دهه ۷۰ در سازمان اوپک ارتباط بین ظرفیت‌های تولید و میزان تولید واقعی تقریباً قطع شده و این در نتیجه فعالیت‌های کشورهای صنعتی بود که سعی کردند کمترین وابستگی را به تولید اوپک داشته باشند و این موجب شد که اوپک همیشه اضافه ظرفیت داشته باشد. نمودار ۱۰ این مسأله را توضیح می‌دهد.

مقایسه میزان تولید و ظرفیت تولید نفت اوپک



اما در جهت کاملاً معکوس نمودار ۱۱ متعلق به غیر اوپک است و نشان می‌دهد که در غیر اوپک در واقع هرگز اضافه ظرفیتی وجود نداشته و ندارد و فاصله‌ای که بین ظرفیت‌ها و تولید دیده می‌شود در واقع اضافه ظرفیت عملیاتی است که به وضوح درصد مشخصی از ظرفیت تولید می‌باشد.



در غیروپک نیز همین بزرگ‌نمایی‌ها با انگیزه‌های دیگری وجود داشته است به عنوان مثال حدود یک سال پیش اتفاق مهمی در شرکت نفتی شل رخ داد و آن افشاء این مسأله بود که مدیران شرکت مذکور عددهای مربوط به حجم ذخایر تحت تملک خود را دست‌کاری کرده و بزرگ‌نشان داده بودند.

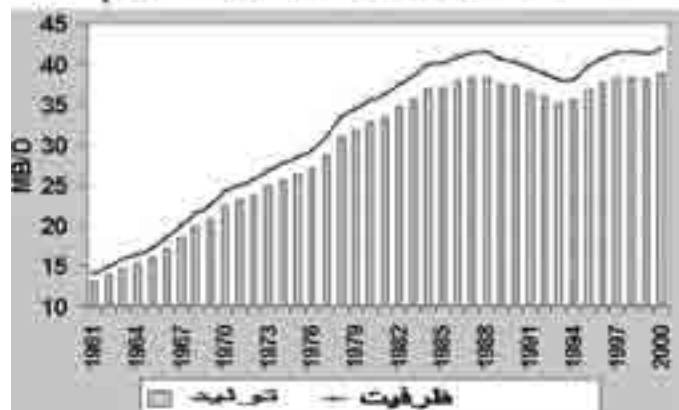
این مدیران معمولاً صاحب سهم نیز بوده و در بورس منافع داشته‌اند و طبیعتاً یکی از مهم‌ترین دارایی‌هایی که بر قیمت سهام شرکت‌های نفتی تأثیر می‌گذارد میزان ذخایر زیرزمینی است. اما موضوع جالب‌تر این است که به دنبال افشاء این موضوع انتظار این بود که این مطلب را شرکت‌های رقیب دامن زده و بهانه‌ای قرار دهند که شرکت شل را تخریب کنند ولی برخلاف تصور چنین اتفاقی به وقوع نپیوست و موضوع به سرعت فرونشست، تنها دلیلی که به ذهن می‌رسید و اخبار و شواهد بعدی نیز آن را تأیید کرد این بود که همه شرکت‌ها از این‌گونه تقلب‌ها و بزرگ‌نمایی‌ها داشته‌اند و اگر موضوع را دامن می‌زدند ممکن بود موارد مربوط به خودشان نیز افشاء شود.

چندی پیش در آمریکا کتابی تحت عنوان «برزخ صحرا، یا شوک قریب‌الوقوع در نفت عربستان سعودی» انتشار یافته که بازتاب گسترده‌ای داشته است.

نویسنده در اظهارات خود در مورد این کتاب می‌گوید: با بررسی ۴۰۰ مقاله علمی به این نتیجه رسیده‌ام که عربستان در ادامه تولید نفت خود دچار مشکلات بسیار حادی است و اینکه بتواند روزی ۲۰ میلیون بشکه یا بیشتر تولید کند تنها یک افسانه است و اضافه می‌کند: «برخلاف اینکه در دنیا ادعا می‌کنند ذخایر عربستان حدود ۲۵۰ میلیارد بشکه است من ادعا می‌کنم که این ذخایر از ۱۱۰ میلیارد بشکه تجاوز نمی‌کند». وی نکات قابل تأمل دیگری را نیز مورد اشاره قرار می‌دهد، از جمله این که در مورد بسیاری از اقداماتی که گفته می‌شد به افزایش بازیافت نفت کمک می‌کند، هنوز هیچ استدلال محکم علمی وجود ندارد که این اقدامات ضریب بازیافت را عملاً بالا برده باشند بلکه این اقدامات تنها سرعت تولید از مخازن را افزایش داده ولی بعضاً مشکلات فنی زیادی را هم برای مخازن بوجود آورده‌اند که مهمترین آن نفوذ آب به نفت و افزایش میزان تولید آب نمک در چاه‌ها است.

همچنین حدود ۶ سال پیش در گردهمایی عظیم کنگره جهانی نفت، رییس شرکت BP سخنرانی خود را این‌گونه آغاز نمود که: «من مخالف IT و کامپیوتر نیستم. ولی زمانی که همه سرمایه‌گذاری‌های دنیا به سمت اینها می‌رفت گفتم که باید بر روی نان و آب مردم و صنعت نفت نیز سرمایه‌گذاری کرد و اکنون می‌بینیم که دچار بحرانییم». اما نکته بسیار قابل تأمل این است که در حالی که در دو سال

نمودار ۱۱ مقایسه میزان تولید و ظرفیت تولید نفت غیر اوپک



می‌توان نتیجه‌گیری نمود که مسوولیت در اختیار داشتن اضافه ظرفیت جهت تنظیم بازار به عهده اوپک گذاشته شده و در هر حال میزان این اضافه ظرفیت بر بازار تأثیرگذار است، یکی از مشکلات اخیر بازار نفت که افزایش حساسیت بازار و افزایش قیمت‌ها را به دنبال داشته است همین مسأله فقدان ظرفیت مازاد تولید و نزدیک شدن ظرفیت مازاد تولید اوپک به صفر می‌باشد. ج - ذخیره‌سازی‌های تجاری و استراتژیک نیز همان‌گونه که بر تقاضا مؤثر بود بر عرضه نیز مؤثر هستند در شرایط خاصی ممکن است تصمیم گرفته شود که این ذخایر وارد بازار شود.

د - تحول در ساختار هزینه‌های تولید نیز در عرضه مؤثر است. با فرض ثابت بودن تکنولوژی، هزینه‌های تولید در حال افزایش اند زیرا همان‌گونه که اشاره شد هرچه بهره‌برداری از حوزه‌های نفتی ادامه می‌یابد با افت تولید در مخازن موجود و یا با حوزه‌های جدید اکتشاف کوچکتر یا در عمق بیشتر دریاها و اقیانوس‌ها، در شرایط سخت‌تر، و با بازدهی کمتر و واقع در نقاط دور افتاده‌تر روبه‌رو هستیم که هزینه را به شدت بالا می‌برد. البته عامل دیگری نیز هست که عکس این عمل می‌کند و آن تحولات تکنولوژیکی است. بنابراین اگر تحولات تکنولوژیکی موجب کاهش قابل توجه هزینه‌های اکتشاف و استخراج از حوزه‌های جدید با شرایط مذکور شوند طبعاً بازار را نیز تحت تأثیر قرار خواهد داد.

ه - بازارهای بورس نیز همان‌گونه که بر تقاضا مؤثر بودند بر عرضه نیز مؤثرند. مثلاً هنگامی که به هر دلیل همه عوامل در بازار آتی‌ها تصمیم بگیرند که بشکه‌های کاغذی‌شان را بفروشند و پول‌ها را به بازارهای دیگری ببرند، طبیعتاً حجم عرضه در بازار بورس نفت زیاد می‌شود و در بازار فیزیکی هم تأثیر خواهد گذاشت.

۲- عوامل سیاسی روانی

حساسیت‌های روانی بازار نفت بسیار زیاد است. عوامل سیاسی روانی مانند جنگ‌ها، حملات تروریستی و حتی تهدیدها، بازار نفت را تحت فشار روانی قرار داده و موجب افزایش قیمت‌ها می‌شوند. خصوصاً اینکه در شرایط کنونی بازار، تقلیل ظرفیت‌های مازاد تولید به نزدیک صفر، حساسیت روانی بازار را به شدت افزایش داده است. باید توجه داشت که عوامل سیاسی و روانی لزوماً هم جهت با عوامل اساسی عمل نمی‌کنند، یعنی در بسیار موارد ممکن است عوامل اساسی به گونه‌ای باشند که قیمت‌ها را به سمت کاهش سوق دهند اما عوامل سیاسی روانی فشار افزایشی داشته باشند و این خود تحلیل بازار را پیچیده می‌نماید. به عنوان مثال اگر در شرایطی، کشورهای صنعتی ناچار به برداشت از ذخایر استراتژیک شوند، طبعاً اثر فیزیکی آن افزایش عرضه نفت خام خواهد بود اما تلقی عوامل بازار آن خواهد بود که حتماً جهان با شرایط بحرانی ویژه‌ای مواجه است و این تلقی‌ها و انتظارات اثر افزایش عرضه را خنثی خواهند نمود.

نکته مهم دیگر در مورد عوامل سیاسی روانی این است که اوپک به محوریت عربستان عملاً در چند سال اخیر نقش کنترل روانی بازار را به عهده داشته و درواقع حساسیت‌های روانی بازار را به نفع کشورهای صنعتی کنترل نموده است.

۳- عوامل تکنیکی

عوامل تکنیکی مانند سوانحی که موجب صدمه به تأسیسات می‌شود یا طوفان‌هایی که باعث بسته شدن اسکله‌های بارگیری می‌شوند و یا سوانحی که برای کشتی‌های حمل نفت رخ می‌دهد نیز اثرگذار هستند ولی اثراتشان کوتاه‌مدت است در یکی دو سال اخیر با وقوع حوادث بزرگ طبیعی مانند تسونامی در آسیای جنوبی و طوفان کاترینا در آمریکای مرکزی تأثیر این‌گونه عوامل بر بازار نفت نیز قابل توجه بوده است.

نتیجه‌گیری

چرا تحلیل و پیش‌بینی بازار نفت دشوار است؟

همان‌گونه که ملاحظه شد تعداد و تنوع عوامل تأثیرگذار بسیار زیاد است و حتی آثار سایر بازارها نیز به نوعی از طریق بازار بورس بر روی بازار نفت ظاهر می‌شود، به عنوان مثال ممکن است در اثر رکود در بازار طلا یا سهام یا سایر اقلام مهم تجاری بازیگران آن بازارها تصمیم به انتقال منابع مالی خود به بورس‌های نفتی و دادوستد در بازار معاملات آتی نفت بگیرند که در این صورت قیمت‌های آتی افزایش یافته و طبعاً بر روی قیمت‌های جاری نیز تأثیر خواهد گذاشت.

علاوه بر این یکی از مشکلات بازار نفت این است که اطلاعات در این بازار اصلاً شفاف نیست که خود دلایل مختلفی دارد. یکی اینکه آمار و ارقام در بازار نفت استاندارد نیستند به عنوان مثال اوپک در تعریف خود از نفت خام میعانات گازی را جزو آن نمی‌داند اما بعضی مراجع معتبر دیگر ارقام میعانات را به نفت خام اضافه می‌کنند و دیگر اینکه همه عوامل بازار اعم از مصرف‌کننده و تولیدکننده به دلایل مختلف و با انگیزه‌های گوناگون اعداد و ارقام غیر واقعی را از تولید و مصرف خود ارائه می‌دهند. نوع خلاف‌گویی‌ها نیز به گونه‌ای نیست که در یک جهت مشخص به صورت برآورد بیشتر یا کمتر از واقع باشد و بتوان با ضرایب تعدیلی آن را اصلاح نمود، به عنوان مثال برخی از اعضا اوپک برای پوشاندن تخلفات خود تولیدشان را کمتر از واقع نشان می‌دهند و برخی دیگر برای از دست ندادن سهمیه خود، تولیدشان را بیش از واقع گزارش می‌کنند.

بنابراین پیش‌بینی و تحلیل در بازار نفت با دشواری و نااطمینانی مواجه است و البته در شرایط فعلی اغلب پیش‌بینی‌ها این است که قیمت‌ها در آینده نزدیک پایین نخواهند آمد، اما در مورد اینکه چه عاملی بیش از هر عامل دیگر ممکن است امنیت تقاضای نفت را به خطر انداخته و احیاناً موجب سقوط قیمت‌ها شود، به نظر می‌رسد که باید به بخش حمل و نقل توجه بسیار داشت و اگر سوخت جدیدی ابداع شود که جایگزین فرآورده‌های نفتی برای حمل و نقل باشد، تهدیدی برای تولیدکنندگان و عرضه‌کنندگان نفت خواهد بود، زیرا بخش حمل و نقل ۷۰ درصد تقاضا را به خود اختصاص داده است. بنابراین کشورهای نفتی باید تحقیقات مربوط به سوخت‌های جایگزین برای حمل و نقل را با حساسیت پی‌گیری نمایند و در این رابطه به‌ویژه تکنولوژی GTL که امکان به دست آوردن میان تقطیرها از گاز طبیعی را فراهم می‌آورد از بیشترین اهمیت برخوردار است.

منابع و مآخذ

- ۱- Iran Country Analysis Brief, on www.eia.doe.gov
- ۲- US oil Flow, on www.eia.doe.gov
- ۳- Opec Annual Statistical Bulletin, سال‌های مختلف
- ۴- سخنرانی‌ها و مقالات: (Matthew.R.Simmons) بر روی سایت www.simmonsco-intl.com
- ۵- ذخایر استراتژیک، تیغ دولبه اقتصاد انرژی شماره ۹ بهمن ۱۳۷۸
- ۶ ارقام جعلی و سرگردانی در بازار نفت اقتصاد انرژی شماره ۵۱-۵۲ تیر و مرداد ۱۳۸۲

الگوی قیمت‌گذاری استانی

گاز در بخش خانگی

شهلا خالقی



چکیده

قیمت‌گذاری گاز طبیعی یکی از مباحث بسیار مهم و اساسی در چارچوب اقتصاد بخشی (صنعت گاز و به ویژه اقتصاد گازرسانی به بخش خانگی) و نیز اقتصاد کلان جامعه به شمار می‌رود. حفظ و نگهداری و استفاده مناسب از منابع هیدروکربوری که حق آیندگان نیز در آن نهفته است مقوله‌ای است که حساسیت نسبت به قیمت‌گذاری گاز در سطح کلان را بیشتر می‌نماید، زیرا منافع حاصل از قیمت‌گذاری مناسب گاز طبیعی در هر یک از بخش‌های مصرف‌کننده و به ویژه بخش خانگی نه تنها بر منافع صنعت گاز بلکه بر منافع ملی و اقتصادی کشور در زمان حال و آینده تأثیری قطعی خواهد داشت. بنابراین قیمت‌گذاری مناسب و منطقی گاز در چارچوب موازن اقتصادی و نیز موازن سیاستی (موازن اجتماعی، سیاسی و نیز امنیت عرضه انرژی و خوداتکایی کشور از نظر تامین تقاضای انرژی در بلندمدت) ضرورتی اجتناب‌ناپذیر است ولیکن این امر بایستی، باتوجه به گستردگی سرزمین ایران و ویژگی‌های جغرافیایی، اقتصادی و در مناطق و استان‌های مختلف کشور به گونه‌ای انجام‌پذیرد تا مانع از کاهش رفاه کلی جامعه شود. عدم‌پذیرش قیمت‌گذاری گاز توسط جامعه کوچک استانی و یا جامعه بزرگ کشور، می‌تواند منجر به ایجاد تمایلات منفی جهت اشتراک‌پذیری گاز و یا ایجاد معضلات اجتماعی ناشی از عدم تمایل به پرداخت گاز بها در میان مدت و بلندمدت گردد.

تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز در ایران باتوجه به پیشینه قیمت‌گذاری این حامل انرژی که غالباً براساس تصمیمات مدیریتی و سیاستی انجام پذیرفته است، امری دشوار خواهد بود زیرا الگوی قیمت‌گذاری گاز تاکنون دارای دو ویژگی خاص بوده است:

۱- ثبات قیمت گاز برای مدت بسیار طولانی (تا اوایل دهه ۱۳۷۰) و تغییرات قیمت‌ها در چارچوب تصمیمات سیاستی و مدیریتی و براساس رشدی معلوم از اوایل دهه ۱۳۷۰ تاکنون
۲- عدم وابستگی قیمت گاز با هزینه تمام شده تولید و عرضه گاز طبیعی

۳- عدم اعمال الگوی تبعیض قیمت براساس حجم مصرف در دوره‌هایی بسیار طولانی (تا اواسط دهه ۱۳۷۰) و اعمال الگوی تبعیض قیمت براساس حجم مصرف از اواسط دهه ۱۳۷۰ تاکنون. در روش اخیر قیمت گاز براساس محدوده‌هایی از مصرف (پلکان‌های مصرف) تبیین گردیده است و دامنه این پلکان‌ها در بسیاری موارد بسیار وسیع تعریف شده است.

۴- عدم اعمال الگوهای تبعیض قیمت براساس استان‌های مختلف کشور

باتوجه به واقعیت‌های مذکور، تعیین الگوی قیمت‌گذاری گاز در بخش‌های مختلف و نیز استان‌های مختلف امری دشوار می‌باشد، زیرا معیارهای قیمت‌گذاری دهه‌های گذشته را نمی‌توان مبنا و معیاری مناسب برای تداوم الگوی قیمت‌گذاری برای آینده دانست و لذا ضرورت ایجاد تفکری جدید اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. هدف اصلی از این مقاله، ارائه الگوی قیمت‌گذاری استانی گاز در بخش خانگی می‌باشد. این الگو بایستی سیاست تبعیض قیمت در استان‌های مختلف را باتوجه به ویژگی‌های خاص جامعه استانی کشور و نیز قیمت پایه تعیین شده، تبیین نماید. در این روش قیمت پایه فروش گاز در کشور که می‌تواند براساس تصمیمات سیاستی و مدیریتی و یا در چارچوب مطالعات اقتصادی مبتنی بر برابری هزینه تمام شده و قیمت تعیین گردد، به عنوان متغیر برون‌زا در نظر گرفته شده است.

در راستای تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز در چارچوب مفاهیم ارزشی و به عبارتی اعمال تبعیض قیمت گاز در استان‌های مختلف کشور از روش‌های AHP (Analytic Hierarchy Process) مهندسی ارزش و تئوری‌های تصمیم‌بهره‌خواهیم گرفت.

تکنیک‌های مختلفی جهت بررسی ارزش یک فعالیت وجود دارد که باتوجه به هدف مورد نظر هر بررسی می‌توان از هر یک از این روش‌ها استفاده نمود. در این مطالعه از دو تکنیک روش مقیاس‌بندی طبقه‌ای و روش مقایسه زوجی منظم استفاده نموده‌ایم. در روش مقیاس‌بندی طبقه‌ای وزن هر درجه از کیفیت متغیر کیفی باتوجه به درجه اهمیت آن متغیر از دید محقق و یا از دید سیاست‌گذاران معلوم می‌گردد. در این مقیاس‌بندی دامنه طبقه‌بندی بستگی به دآوری و نقطه نظرات محقق و سیاست‌گذار دارد که می‌تواند باتوجه به اهمیت درجه کیفیت یک متغیر، این دامنه کوتاه و یا وسیع تعریف شود.

در روش مقایسه زوجی منظم اهداف مختلف مورد نظر در یک بررسی و یا اهدافی که می‌تواند توسط یک متغیر شاخص تامین گردد، دوبه دو با یکدیگر مقایسه می‌شوند. در این روش به هریک از اهداف نامبرده وزن یکسانی داده می‌شود و سپس با مقایسه اهداف با یکدیگر به اولویت‌بندی و موزون نمودن اهداف و نیز

متغیرهای شاخص تبیین‌کننده آن اهداف خواهیم پرداخت. پس از اولویت‌بندی و موزون نمودن اهداف و متغیرهای شاخص در الگو، با بهره‌گیری از الگوهای ریاضی بیان‌کننده رفتار هر عامل موثر بر مکانیسم قیمت‌گذاری، الگوی قیمت‌گذاری گاز تبیین خواهد شد. کشور ایران، کشوری پهناور است که هر گوشه از این سرزمین دارای ویژگی‌های خاص جغرافیایی، فرهنگی و اقتصادی است و با توجه به این امر استان‌های مختلف کشور نیز با در نظر گرفتن موقعیت جغرافیایی و نیز چگونگی روند توسعه اقتصادی و اجتماعی آنها (که این امر نیز تا حدی به موقعیت جغرافیایی و آب و هوایی هر استان وابسته خواهد بود) دارای ویژگی‌های اقلیمی، فرهنگی و اقتصادی و حتی سیاسی خاصی می‌باشند و بنابراین در راستای الگوی قیمت‌گذاری، شناخت ویژگی‌های خاص هر استان و نیز گروه‌بندی آنها بر اساس هر یک از مولفه‌های تاثیر گذار بر فرآیند قیمت‌گذاری امری اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. در این مطالعه، ویژگی‌های خاص تاثیر گذار بر الگوی قیمت‌گذاری استانی گاز در بخش خانگی به شرح زیر تعریف گردیده‌اند:

◀ ویژگی‌های جمعیتی استان

معیار سنجش: تراکم جمعیت؛

◀ ویژگی‌های آب و هوایی استان

معیار سنجش: درجه حرارت؛

◀ ویژگی‌های اقتصادی طرف تقاضای استان

معیار سنجش: درآمد سرانه و شاخص‌های توزیع درآمد؛

◀ ویژگی‌های اقتصادی عرضه گاز به هر استان

معیار سنجش: هزینه تمام شده؛

◀ ویژگی‌های سیاسی هر استان

معیار سنجش: ویژگی‌های ژئوپلیتیک و ژئوکلونومیک بلندمدت براساس ارزش‌های ذهنی و واقعیت‌های حاکم بر جامعه. با توجه به اینکه هر یک از عوامل نامبرده دارای طیف وسیعی می‌باشند، بنابراین گروه‌بندی استان‌های مختلف کشور براساس هر یک از عوامل نامبرده جهت معرفی مدلی برای کمی کردن آنها، امری ضروری به نظر می‌رسد. در این مطالعه، گروه‌بندی استان‌های مختلف کشور با توجه به معیارهای سنجش هر یک از ویژگی‌های مهم استانی در فرآیند طولانی و نسبتاً پیچیده انجام شده است. نتایج حاصل از این بررسی به شرح جداول شماره یک الی ۴ می‌باشد. (جداول در صفحه بعد)

نخستین گام جهت مدل‌سازی الگوی قیمت‌گذاری گاز، کمی نمودن عوامل موثر بر این امر می‌باشد. در راستای تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز در بخش خانگی اهداف مختلفی می‌توانند مورد توجه قرارگیرند و این اهداف لزوماً دارای رابطه‌ای مستقیم و یکسان نیستند و به عبارتی تامین برخی اهداف ناقض حصول به یک یا چند هدف دیگر می‌باشد (وجود رابطه الکلنگی میان اهداف تعریف شده). عوامل برشمردۀ جهت تبیین الگوی قیمت‌گذاری در واقع نوعی بیان‌کننده اهداف مورد نظر در راستای حصول به چنین الگویی می‌باشند. این اهداف را به شرح زیر می‌توان برشمرد:

افزایش تمایل جهت پیوستن به سیستم گازرسانی (گسترش مصرف گاز طبیعی)

تامین درآمد شرکت عرضه‌کننده گاز (هدف تامین درآمد)

کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی

افزایش رفاه در جامعه

جدول ۱۰. امتیازبندی استان‌های مختلف کشور بر اساس تراکم جمعیت

شماره گروه	نام استان
۱	تهران، گیلان و مازندران
۲	قزوین و همدان
۳	ارمنستان، آذربایجان شرقی، گلستان، آذربایجان غربی، خراسان شمالی و اردبیل
۴	ایستاد، کردستان، چهارمحال و بختیاری، مرکزی، زنجان و اصفهان
۵	کهگیلویه و بویراحمد، بوشهر، فارس، ایلام و خراسان
۶	هرمزگان، کرمان، سیستان و بلوچستان و یزد
۷	استان

جدول ۱۱. امتیازبندی استان‌های کشور بر اساس تولید ناخالص داخلی سراف ثابت ۱۳۹۶ و شاخص‌های توزیع درآمد

شماره گروه	نام استان
۱	تهران
۲	مرکزی
۳	هرمزگان و خراسان
۴	اصفهان، خراسان، کرمان، سیستان و بوشهر
۵	آذربایجان شرقی، مازندران، گیلان، فارس و قم
۶	گلستان، ایستاد، اردبیل، زنجان، چهارمحال و بختیاری، خراسان، آذربایجان غربی، همدان کرمان، کردستان و ایلام
۷	کهگیلویه و بویراحمد، سیستان و بلوچستان

جدول ۱۲. امتیازبندی استان‌های مختلف کشور بر اساس شرایط آب و هوایی

شماره گروه	نام استان
۱	باقر
۲	اردبیل
۳	مرکزی، آذربایجان شرقی، آذربایجان غربی، ایستاد، کردستان، چهارمحال و بختیاری، خراسان و همدان
۴	اصفهان، ایلام، قزوین، گیلان، سیستان و بلوچستان، مازندران، سیستان، فارس، قم، خراسان و ارمنستان، گلستان، کهگیلویه و بویراحمد، خراسان و یزد
۵	هرمزگان و خراسان
۶	بوشهر

جدول ۱۳. امتیازبندی استان‌های کشور بر اساس هزینه تمام شده، عرضه گاز به بخش خانگی

شماره گروه	استان
۱	تهران، چهارمحال و بختیاری، اصفهان و فارس
۲	مرکزی و همدان
۳	قزوین، کهگیلویه و بویراحمد، کردستان، زنجان و کرمان
۴	یزد، ایستاد، اردبیل، گیلان، سیستان و خراسان
۵	خراسان، بوشهر، سیستان و بلوچستان و آذربایجان شرقی
۶	هرمزگان، مازندران و آذربایجان غربی
۷	گلستان، خراسان و ایلام

منبع: نگارنده

افزایش امنیت عرضه انرژی در کشور و استان‌های مختلف.

عوامل موثر بر الگوی قیمت‌گذاری گاز هریک به نوعی یک یا تعدادی از این اهداف و مطلوبیت‌ها را متاثر می‌نماید ولیکن قابل ذکر است که اهداف و مطلوبیت‌های فوق در الگوی قیمت‌گذاری گاز دارای اهمیت و نقشی یکسان نمی‌باشند، زیرا تحقق هر یک از اهداف مذکور مطلوبیت‌های متفاوتی را برای منطقه و استان ایجاد خواهند نمود. به عبارت دیگر هر یک از اهداف و مطلوبیت‌های ملحوظ در تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز دارای وزن یکسانی نخواهند بود و لذا برای دستیابی به یک مدل کامل لازم است، وزن اهداف یادشده مشخص گردد. در راستای موزون نمودن اهداف و مطلوبیت‌های مذکور از روشی به نام ماتریس تصمیم‌گیری استفاده می‌نماییم. اساس کار این تکنیک مقایسه دو به دو عوامل و اهداف و تصمیم‌گیری در مورد ارجحیت یکی نسبت به دیگری است. بنابراین در این روش همه عوامل و اهداف مورد بررسی دو به دو با یکدیگر مقایسه می‌گردند.

با بررسی ارجحیت‌های اهداف مذکور و با اعمال یک ضریب تکاثری مفروض برای امتیازات به دست آمده برای هر یک از این اهداف ترجیحات کلی مربوط به مجموعه اهداف به دست خواهد آمد. نتایج حاصل از ماتریس تصمیم‌گیری نشان می‌دهد که افزایش رفاه، ایجاد امنیت عرضه (تمایل به گازرسانی)، پیوستن به شبکه گازرسانی، تامین منابع مالی و کاهش آلودگی‌های زیست محیطی به ترتیب در اولویت قرار می‌گیرند. قابل ذکر است که ترجیحات به دست آمده جهت رتبه‌بندی و امتیازبندی عوامل موثر در تصمیم‌گیری سهم عمده‌ای خواهند داشت. جدول شماره ۵ و ۶ چگونگی امتیازبندی هریک از عوامل موثر در تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز را باتوجه به نقش و سهمی که در تحقق اهداف و مطلوبیت‌های مطرح در این زمینه دارند و نیز براساس اوزان اهداف ارائه می‌دهد، براساس نتایج به دست آمده امتیازات و اوزان هریک از عوامل موثر در تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز به شرح زیر است:

تراکم جمعیت: ۲۲۰ امتیاز
کاهش درجه حرارت: ۲۰۰ امتیاز
درآمد سرانه: ۲۶۰ امتیاز
هزینه تمام شده: ۲۸۰ امتیاز
بنابراین باتوجه به نتایج به دست آمده، هزینه تمام شده و درآمد سرانه به ترتیب نقش بسیار قابل ملاحظه‌ای در تبیین الگوی قیمت‌گذاری گاز خواهند داشت.

جدول ۵. رابطه عوامل موثر و اهداف در تصمیم گیری الگوی قیمت گذاری گاز

اهداف	تمایل مصرف کنندگان	تامین منابع مالی عرضه کننده	کاهش آلودگی های زیست محیطی	افزایش رفاه	ایجاد امنیت عرضه
تراکم جمعیت	+	+	+	+	+
کاهش درجه حرارت	+	+	+	+	+
درآمد سرانه	+	+	+	+	+
هزینه تمام شده	+	+	+	+	+

جدول ۶. ماتریس تصمیم گیری مقایسه اهداف مطرح شده در تبیین الگوی قیمت گذاری گاز

اهداف	۱	۲	۳	۴	۵	ارجحیت متغیرهای مطری
پیوستن به شبکه گازرسانی	+	+	+	-	-	۲
تامین منابع مالی برای شرکت عرضه کننده			+	-	-	۱
کاهش آلودگی های زیست محیطی				-	-	۵
افزایش رفاه					+	۱
ایجاد امنیت عرضه (تمایل به عرضه گاز)						۵
ارجحیت متغیرهای متوسی	۱	۲	۳	۴	۵	-
ارجحیت متغیرهای مطری	۲	۱	۲	۱	۲	-
جمع ارجحیت	۲	۱	۲	۴	۳	-
امتیاز بر حسب ارجحیت	۳	۲	۱	۵	۴	-
امتیاز با اعمال ضریب تکثیری عدد ۲۰ (اوزان اهداف)	۶۰	۴۰	۲۰	۱۰۰	۸۰	

i: تعداد گروه های تعریف شده برای هر عامل موثر بر الگوی قیمت گذاری گاز

j: ضریب اهمیت هر عامل موثر

انتخاب ضریب j در این فرمول ریاضی مستقیماً با اهمیت هر عامل و نیز گروه های تعریف شده برای آن عامل موثر، ارتباط دارد. این ضریب باتوجه به شرایط خاص هر استان در چارچوب بررسی هر عامل موثر و نیز تصمیمات سیاستی مبتنی بر شرایط خاص هر استان در حال و آنچه در آینده بایستی باشد، متفاوت خواهد بود.

بنابراین لازم است رابطه میان گروه های تعریف شده برای هر عامل و مقدار ضریب j مشخص گردد. قابل ذکر است که الگوهای رفتاری مختلفی را جهت بیان رابطه میان عامل موثر بر تبیین الگوی قیمت گذاری گاز و این ضریب می توان بیان نمود.

انتخاب هر یک از این الگوها بستگی به نقش هر یک از این عوامل در تبیین الگوی قیمت گذاری گاز از دیدگاه سیاست گذاران و تصمیم سازان آن جامعه خواهد داشت.

نتایج حاصل از بررسی الگوهای رفتاری مختلف و امتیاز بندی استان ها با توجه به عوامل مختلف گروه بندی شده استانی به شرح جدول ۷ می باشد.

عوامل موثر در تبیین الگوی قیمت گذاری گاز از ویژگی های خاص هر استان کشور تأثیری مستقیم و قطعی می پذیرند و لذا هر یک از این عوامل باتوجه به این ویژگی ها به گروه های خاصی تقسیم شده اند و استان های کشور باتوجه به هر یک از این گروه بندی ها که نشان دهنده سطحی از یک عامل موثر می باشد، طبقه بندی شده اند.

وزن و اهمیت و به عبارتی امتیاز هر یک از این گروه ها (گروه های تعریف شده برای هر یک از عوامل موثر) که در واقع نشان دهنده اولویت آن در چارچوب تبیین الگوی قیمت گذاری گاز به شمار می رود، بایستی براساس امتیاز کل هر عامل موثر محاسبه گردد. در راستای انجام این مهم یک رابطه ریاضی غیرخطی که می توان به وسیله آن چگونگی تأثیرگذاری یک عامل را تحت کنترل قرارداد، تعریف گردیده است. این رابطه باتوجه به اهمیت هر عامل و نیز تعریف گروه های تشکیل دهنده هر عامل به شرح زیر تعریف می گردد:

$$G_i = AD^j \leq j \leq 1$$

G: امتیاز هر گروه تعریف شده براساس هر عامل موثر بر الگوی قیمت گذاری گاز

D: ضریب ثابت ۱۰

جدول ۷. امتیاز بندی استان‌های مختلف با توجه به ویژگی‌های اقتصادی، جغرافیایی و جمعیتی

استان	ویژگی‌های اقتصادی (هزینه تمام شده)	ویژگی‌های درآمدی (درآمد سرانه)	ویژگی‌های آب و هوایی (درجه حرارت)	ویژگی‌های جمعیتی (تراکم جمعیت)	متوسط موزون جمع امتیازات
آذربایجان شرقی	۱۴۰/۳	۴۵/۲	۵۲/۸	۵۵/۳	۷۶/۸
آذربایجان غربی	۱۹۸/۲	۳۸/۳	۵۲/۸	۵۵/۳	۹۱/۹
اردبیل	۹۹/۳	۳۸/۳	۴۱/۴	۵۵/۳	۶۰/۶
اصفهان	۳۵/۲	۵۷/۳	۷۳	۷۸/۱	۵۸/۹
ایلام	۲۸۰	۳۸/۳	۷۳	۱۱۰/۳	۱۳۲/۵
ایوشهر	۱۴۰/۳	۵۷/۳	۲۰۰	۱۱۰/۳	۱۲۳/۴
تهران	۳۵/۲	۲۶۰	۷۳	۲۷/۷	۱۰۲/۲
چهارمحال و بختیاری	۳۵/۲	۳۸/۳	۵۲/۸	۷۸/۱	۴۹/۵
خراسان	۱۴۰/۳	۳۸/۳	۷۳	۱۱۰/۳	۹۱/۸
حوزستان	۲۸۰	۵۷/۳	۷۳	۵۵/۳	۱۲۵/۱
زنجان	۷۰/۳	۳۸/۳	۵۲/۸	۷۸/۱	۵۹/۸
سمنان	۹۹/۳	۵۷/۳	۷۳	۲۲۰	۱۱۰/۱
سیستان و بلوچستان	۱۴۰/۳	۳۴/۱	۷۳	۱۵۵/۷	۱۰۱/۰
فارس	۳۵/۲	۴۵/۲	۷۳	۱۱۰/۳	۶۳/۰
قزوین	۷۰/۳	۸۰/۳	۵۲/۸	۵۵/۳	۶۵/۹
قم	۷۰/۳	۴۵/۲	۷۳	۳۹/۱	۵۶/۹
کردستان	۷۰/۳	۳۸/۳	۵۲/۸	۷۸/۱	۵۹/۸
کرمان	۹۹/۳	۵۷/۳	۷۳	۱۵۵/۷	۹۵/۴
کرمانشاه	۷۰/۳	۳۸/۳	۷۳	۵۵/۳	۵۸/۸
کهگیلویه و بویراحمد	۷۰/۳	۳۴/۱	۷۳	۱۱۰/۳	۷۰/۳
گلستان	۲۸۰	۳۸/۳	۷۳	۵۵/۳	۱۱۹/۹
گیلان	۹۹/۳	۴۵/۲	۷۳	۲۷/۷	۶۲/۸
لرستان	۹۹/۳	۳۸/۳	۷۳	۷۸/۱	۷۲/۴
مازندران	۱۹۸/۲	۴۵/۲	۷۳	۲۷/۷	۹۱/۶
مرکزی	۴۹/۸	۱۳۰/۳	۵۲/۸	۷۸/۱	۷۸/۷
هرمزگان	۱۹۸/۲	۸۰/۳	۷۳	۱۵۵/۷	۱۳۰/۴
همدان	۴۹/۸	۳۸/۳	۵۲/۸	۳۹/۱	۴۴/۹
یزد	۹۹/۳	۵۷/۳	۷۳	۱۵۵/۷	۹۵/۴

نفت ارزان و کشورهای فقیر



که زیان خواهند دید و ضربات سختی به اقتصاد آنها وارد شده و پیشرفت اقتصادی آنها را مختل خواهد کرد.

هدف ضمنی این دلسوزی مصلحتی، علاوه بر برانگیختن دشمنی با اوپک، این بود که کشورهای فقیر فراموش کنند که بخش عمده مشکلات اقتصادی آنها از لحاظ تاریخی ریشه در دوران استعمار دارد، و بخش دیگری از مشکلات به جهان معاصر مربوط می شود که برخی از کشورهای ثروتمند قراردادهای غیرعادلانه ای را به آنها تحمیل می کنند، و در این راه به دخالت هایی سیاسی، از جمله کودتا، در کشورهای فقیر، دست می زنند تا دولت ها را تضعیف کنند، و حتی دولت هایی دست نشانده بر سر کار آورند که منافع آنها را به قیمت فقر مردمان کشورهای جهان سوم تأمین کنند.

درمقابل آن تبلیغات پر دامنه، اوپک به اقداماتی دست زد تا جو را بشکند. یکی از آن اقدامات تشکیل اولین اجلاس سران اوپک در سال ۱۹۷۵ در الجزایر بود، که در پیامد آن اوپک اقدام به تأسیس صندوق ویژه ای کرد، با این هدف که این صندوق با استفاده از درآمدهای جدید حاصل از افزایش قیمت نفت، بخشی از این درآمد را صرف سرمایه گذاری هایی کند که سود آن به صورت کمک های بلاعوض یا وام های ارزان قیمت در اختیار کشورهای فقیر قرار گیرد. متأسفانه پس از فروکش کردن آن جو تبلیغاتی، این صندوق نیز به یک نهاد تشریفاتی و ضعیف تبدیل شد. (به جای این صندوق، امروز پیشنهاد دیگری را می توان مطرح کرد که در انتهای این مقاله آمده است.)

درمقابل کسانی که امروز با همان انگیزه های سیاسی، از تخفیف قائل شدن برای کشورهای فقیر دفاع می کنند، کسانی در جدی بودن این نحوه استدلال شک می کنند و به آن انتقاد دارند. آنها می گویند تنها شباهت وضع امروز با وضع اوایل دهه ۷۰ سال های ۷۰ در این است که در آن روز قیمت نفت بالا رفت و امروز هم بالا رفته است. اما

آیا کشورهای صادرکننده نفت، اکنون که بر اثر افزایش قیمت نفت در بازارهای جهانی درآمدهای بسیار بالایی به دست آورده اند، به جا است که نفت خود را به کشورهای فقیر با تخفیف بفروشند؟ برخی از صاحب نظران با نظر مساعد این بحث را پیش کشیده اند و انگیزه های متفاوتی را از جنبه های سیاسی، اقتصادی و انسانی برای آن مطرح می کنند. درمقابل آنها کسانی نیز بر سر این انگیزه ها، سؤال ها و انتقادهایی را مطرح می کنند.

از جنبه سیاسی، طرفداران تز کمک به کشورهای فقیر، وضع امروز را با وضعی که در دهه ۷۰ میلادی، یعنی حدود ۳۰ سال پیش، به دنبال شوک اول نفتی به دنبال جنگ خاورمیانه اتفاق افتاد، قابل مقایسه می دانند. در آن هنگام کشورهای عرب صادرکننده نفت، فروش نفت به کشورهای غربی حامی اسرائیل را تحریم کردند، و در نتیجه کمبود نفت در بازار پیش آمد و مطابق قانون عرضه و تقاضا، قیمت نفت کمتر از ۲ دلار در بشکه، به بالاتر از ۱۰ دلار رسید و از این رو درآمد نفتی کشورهای نفت خیز ناگهان افزایش شدیدی یافت. کشورهای تحریم شده، یعنی آمریکا، انگلیس، فرانسه، و چند کشور دیگر غربی، موج جنجالی تبلیغاتی را علیه کشورهای عرب صادرکننده نفت شکل دادند که ناگزیر به کل سازمان اوپک نیز گسترش یافت. در کشورهای تحریم شده و در بسیاری از کشورهای صنعتی پیشرفته، با صف های دراز اتومبیل ها در جایگاه های بنزین، افکار عمومی نیز مستعد پذیرفتن آن موج تبلیغاتی بودند.

در آن سال ها بخشی از تبلیغات ضد اوپک بر این موضوع متمرکز بود که در نهایت کشورهای صنعتی ثروتمند، چندان در فشار افزایش قیمت نفت قرار نخواهند گرفت، زیرا می توانند با بالابردن قیمت کالاهای صادراتی خود، بخشی از درآمد جدیدی را که نصیب کشورهای صادرکننده نفت می شود، دوباره به خود بازگردانند. و اما در این میان تنها کشورهای فقیر جهان سوم هستند

جدول ۸ - اولویت بندی سناریوهای مختلف قیمت گذاری استانی گاز بر اساس متوسط قیمت فروش سال ۱۳۸۰

رتبه	رتبه	رتبه	رتبه	رتبه	رتبه	رتبه	رتبه	عناوین
۶۲/۱	۶۱/۴	۷۰/۵	۶۷/۳	۶۷/۸	۶۲/۴	۶۴/۵	۷۸/۱	حداکثر قیمت (ریال/مترمکعب)
۱۹/۸	۲۵/۰	۱۸/۸	۳۵/۸	۱۷/۹	۱۷/۸	۱۷/۷	۱۷/۶	حداقل قیمت (ریال/مترمکعب)
۱۹۱/۷	۱۱۳/۰	۲۳۸/۳	۱۶۵/۷	۲۰۱/۵	۱۶۲/۵	۱۸۲/۱	۲۸۵/۶	واریانس
۴۲/۲	۲۶/۱	۵۱/۷	۳۲/۴	۲۹/۹	۳۳/۶	۴۶/۸	۶۰/۴	اختلاف حداکثر و حداقل قیمت
۳	۱	۷	۲	۶	۱	۵	۸	اولویت بر اساس دامنه قیمت
۲	۱	۷	۴	۶	۳	۵	۸	اولویت بر اساس واریانس

دیگر سناریوها در حداقل قرار گرفته است و بنابراین این سناریو را به عنوان سناریوی مطلوب پیشنهاد نموده ایم. حداکثر قیمت گاز در این سناریو متعلق به استان های ایلام، هرمزگان، خوزستان، بوشهر، گلستان، سمنان و تهران و به میزان ۶۱/۴ ریال/مترمکعب و حداقل قیمت گاز متعلق به استان کردستان و به میزان ۳۵ ریال/مترمکعب می باشد. اختلاف حداکثر و حداقل قیمت گاز در این سناریو ۳۲/۴ ریال/مترمکعب و واریانس قیمت های استانی ۱۶۵/۷ برآورد گردیده است (جدول شماره ۸ و ۹).

توصیه های سیاستی

سید قیمت های گاز استانی در بخش خانگی در چارچوب الگوی قیمت گذاری پیشنهادی می تواند با توجه به مفروضات مختلف بررسی بر اساس سناریوهای مختلفی تعریف گردد، در راستای انتخاب یک سناریوی منتخب نکات مختلفی می تواند و بایستی مدنظر قرار گیرد: به حداکثر رساندن رفاه جامعه و به عبارتی تأمین هدف عدالت اجتماعی

- ایجاد زمینه برای صرفه جویی انرژی و گاز از طریق ایجاد حساسیت های قیمتی تقاضای گاز (کاهش پذیری قیمتی تقاضا)
- عدم ایجاد حساسیت و واکنش های روانی کل جامعه استانی بدلیل وجود دامنه وسیع قیمت ها در سبد قیمت های استانی
- عدم جلوگیری از تمایلات مصرف واقعی و مشترک شدن مصرف کنندگان (پیوستن به شبکه گازرسانی)
- ایجاد زمینه گسترش سیستم گازرسانی از طرف شرکت عرضه کننده گاز

- ایجاد رضایت مندی در کلیه استان های کشور
- انتخاب سناریوی مناسب قیمت براساس الگوی قیمت گذاری پیشنهادی (و به عبارتی سبد بهینه قیمت های استانی) زمینه مناسبی برای پذیرش تحولات آتی در خصوص تغییرات قیمت پایه گاز و هدایت آن به سمت برابری با هزینه تمام شده می باشد.
- خاطر نشان می شود که جهت ایجاد الگوئی مناسب برای قیمت گذاری گاز تلاشی دوسویه همواره بایستی انجام پذیرد.
- تلاش مصرف کنندگان گاز طبیعی بخش خانگی در جهت هماهنگ نمودن تمایلات پرداختی با قیمت های تبعیضی اعمال شده که از طریق سیاست گذاران (تبیین کنندگان پایه قیمت) و عرضه کنندگان (تبیین کنندگان الگوی قیمت گذاری و سبد قیمت ها) مورد حمایت قرار گرفته است.

تلاش عرضه کنندگان مراحل مختلف عرضه (اعم از تولید، پالایش، انتقال و توزیع) در راستای بهینه سازی الگوهای عرضه و سبد هزینه از

علاوه بر ضریب قیمت گذاری ناشی از رتبه بندی استان ها که براساس امتیازات به دست آمده از بررسی شاخص های مهم اقتصادی، جغرافیایی و ویژگی های آب و هوایی به دست آمده است و نیز ضریب مطلوبیت گاز، ضریب تعدیل محدودیت دامنه قیمت نیز در مدل لحاظ گردیده است. ضریب تعدیل محدودیت دامنه قیمت در واقع محدوده بالا و پایین قیمت گاز را در مجموعه کل استان های کشور تعیین می نماید.

تعدیل قیمت گاز استان هایی که از نظر موقعیت جغرافیایی و سیاسی و نیز عوامل دیگر سیاستی و سیاسی در شرایط خاصی به سر می برند نیز از طریق این ضریب انجام می پذیرد. بنابراین باتوجه به شرایط خاص هر استان می توان از طریق این ضریب تعدیلات لازم قیمت را در مورد یک استان خاص انجام داد. با توجه به مکانیسم قیمت گذاری تعریف شده، متوسط موزون قیمت های استانی بایستی تأمین کننده قیمت پایه گاز در کشور (که در چارچوب سیاست انرژی کشور تعیین می گردد) باشد. در این مقاله متوسط قیمت فروش گاز در سال ۵۰۱۳۸۰ ریال/مترمکعب) به عنوان قیمت پایه مد نظر قرار گرفته است. با توجه به عوامل موثر بر الگوی قیمت گذاری استانی و امتیاز بندی های انجام شده، سناریوهای مختلفی را می توان جهت تبیین این الگو بیان نمود.

در راستای انتخاب بهترین الگوی قیمت گذاری استانی گاز چند نکته مهم بایستی همواره مدنظر قرار گیرد:

- اولویت بندی و ارزش گذاری شاخص های مهم قیمت گذاری (شاخص های درآمدی، هزینه ای، ویژگی های اقلیمی و جغرافیایی)؛ دامنه تغییرات قیمت؛
- مطلوبیت ناشی از مصرف گاز در استان های مختلف و تعریف دامنه اضافه رفاه مصرف کنندگان.

انتخاب هر یک از سناریوهای مذکور می تواند براساس دو نگرش صورت پذیرد:

نگرش اول: ایجاد بستر مناسب برای مهاجرت خانوارها از شهرهای با جمعیت زیاد به شهرهای کوچک.

نگرش دوم: ایجاد توازن نسبی در میان قیمت های گاز استانی به گونه ای که دامنه تغییرات قیمت موجب اختلالات و اعتراضات دامنه داری که چارچوب الگوی قیمت گذاری را متاثر نماید، نگردد.

بررسی مقایسه ای سناریوهای مختلف قیمت گذاری براساس معیارهای دامنه قیمت و واریانس نشان می دهد که سناریوی اعمال محدودیت دامنه قیمت به میزان ۲۵ درصد (سناریوی هفتم)، از نظر دو معیار مذکور در اولویت اول قرار گرفته است. در این سناریو دامنه قیمت استانی گاز و واریانس قیمت های استانی در مقایسه با

جدول ۹. بررسی مقایسه‌ای قیمت‌های استانی در متاریوهای مختلف بر اساس متوسط قیمت فروش سال ۱۳۸۰

استان	اول	دوم	سوم	چهارم	پنجم	ششم	هفتم	هشتم
آبلام	۷۸/۰	۶۵/۵	۶۲/۴	۶۷/۸	۶۷/۳	۷۰/۵	۶۱/۴	۶۲/۰
هرمزگان	۹۶/۸	۶۱/۵	۶۲/۴	۶۷/۸	۶۷/۳	۷۰/۵	۶۱/۴	۶۲/۰
خوزستان	۷۳/۶	۶۵/۵	۶۲/۴	۶۷/۸	۶۷/۳	۷۰/۵	۶۱/۴	۶۲/۰
بوشهر	۷۲/۶	۶۵/۵	۶۲/۴	۶۷/۸	۶۷/۳	۷۰/۵	۶۱/۴	۶۲/۰
گلستان	۷۰/۶	۶۵/۵	۶۲/۴	۶۷/۸	۶۷/۳	۷۰/۵	۶۱/۴	۶۲/۰
سمنان	۶۵/۴	۶۵/۵	۶۲/۴	۶۵/۹	۶۵/۴	۶۶/۱	۶۱/۴	۶۲/۰
تهران	۶۲/۱	۶۲/۴	۶۲/۴	۶۱/۲	۶۰/۷	۶۱/۴	۶۱/۴	۶۲/۰
سیستان و بلوچستان	۲۹/۷	۲۹/۹	۳۰/۰	۳۰/۲	۳۱/۹	۳۰/۳	۳۶/۸	۲۹/۸
یزد	۶۱/۷	۵۸/۹	۵۶/۷	۵۷/۱	۵۶/۶	۵۷/۲	۵۵/۸	۵۶/۴
کرمان	۵۶/۱	۵۶/۴	۵۶/۷	۵۷/۱	۵۶/۶	۵۷/۲	۵۵/۸	۵۶/۴
آذربایجان غربی	۵۴/۱	۵۴/۳	۵۴/۶	۵۵/۰	۵۴/۵	۵۵/۱	۵۳/۸	۵۴/۳
خراسان	۵۴/۲	۵۴/۴	۵۴/۶	۵۴/۹	۵۴/۵	۵۵/۱	۵۳/۷	۵۴/۳
مازندران	۵۳/۹	۵۴/۲	۵۴/۵	۵۴/۸	۵۴/۴	۵۵/۰	۵۳/۶	۵۴/۲
مرکزی	۴۶/۷	۴۶/۹	۴۶/۸	۴۷/۱	۴۶/۷	۴۷/۲	۴۶/۱	۴۶/۵
آذربایجان شرقی	۴۵/۷	۴۵/۹	۴۵/۷	۴۶/۰	۴۵/۶	۴۶/۱	۴۵/۰	۴۵/۴
لرستان	۴۲/۶	۴۲/۸	۴۳/۱	۴۳/۳	۴۳/۰	۴۳/۵	۴۲/۴	۴۲/۸
کهگیلویه و بویراحمد	۴۱/۳	۴۱/۵	۴۱/۸	۴۲/۰	۴۱/۷	۴۲/۱	۴۱/۱	۴۱/۵
فارس	۳۸/۸	۳۹/۰	۳۹/۲	۳۹/۴	۳۹/۱	۳۹/۶	۳۸/۶	۳۹/۰
گیلان	۳۶/۱	۳۷/۱	۳۷/۲	۳۷/۶	۳۷/۳	۳۷/۷	۳۶/۹	۳۷/۲
اردبیل	۳۵/۷	۳۵/۸	۳۶/۱	۳۶/۳	۳۶/۰	۳۶/۴	۳۶/۸	۳۷/۲
کردستان	۱۷/۶	۱۷/۷	۱۷/۸	۱۷/۹	۱۷/۹	۱۸/۸	۳۵/۰	۱۹/۸
زنجان	۳۵/۲	۳۵/۳	۳۵/۶	۳۵/۸	۳۵/۵	۳۵/۹	۳۶/۸	۳۷/۲
اسفهان	۳۵/۳	۳۵/۵	۳۶/۴	۳۵/۲	۳۵/۰	۳۵/۳	۳۶/۸	۳۷/۲
کرمانشاه	۳۴/۶	۳۴/۷	۳۴/۹	۳۵/۲	۳۴/۹	۳۵/۳	۳۶/۸	۳۷/۲
قم	۳۳/۸	۳۴/۷	۳۴/۹	۳۵/۲	۳۴/۹	۳۴/۲	۳۶/۸	۳۷/۲
چهارمحال و بختیاری	۲۹/۲	۳۴/۷	۳۴/۹	۳۵/۲	۳۴/۹	۲۹/۷	۳۶/۸	۳۷/۲
همدان	۲۶/۴	۳۴/۷	۳۴/۹	۳۵/۲	۳۴/۹	۲۶/۹	۳۶/۸	۳۷/۲

مصرف کنندگان با تمایلات دریافتی و به عبارتی هزینه تمام شده عرضه‌کنندگان) و این امر منافع اقتصادی، اجتماعی جامعه را در بلندمدت به حداکثر خواهد رساند.
منبع: مجموعه بررسی‌های اقتصاد انرژی

طریق کاهش هزینه‌های تولید و عرضه .
این تلاش‌های دوسویه در بلند مدت زمینه مناسب برای اعمال الگوی قیمت‌گذاری تبعیضی استانی را در چارچوب اصول و مبانی بنگاهداری فراهم می‌نماید (نزدیک‌سازی تمایلات پرداختی

پیل‌های سوختی؛

چالش نوین قرن برای توسعه سیستم‌های تبدیل انرژی

جامعه را در نظر بگیریم. شش گروه از سیستم‌های تبدیل انرژی پیشرفته که از نظر توسعه کاربردهای تجارتي بیشترین اهمیت یافته‌اند که به ترتیب عبارتند از:

- ◀ پیل‌های سوختی (Fuel Cells)
- ◀ احتراق در بسترهای مایع تحت فشار (Pressurized Fluidized-Bed)
- ◀ سیکل‌های ترکیبی گازی (Integrated Gasification combined cycles)
- ◀ سیکل‌های پخت غیرمستقیم (Indirectly fired cycles)
- ◀ توربین گازی پیشرفته (Advanced Gas Turbines)
- ◀ سیستم‌های تبدیل هیدرودینامیک مغناطیسی (Magneto hydrodynamics)

سیستم‌های تبدیل انرژی رایج در تولید قدرت به لحاظ ایجاد رقابت مزایای بیشتری در بازار دارند، ولی رواج و توسعه فناوری‌های جدید تا حد متاثر از هزینه‌های تمام شده در تولید است که شامل هزینه کنترل آلاینده‌های زیست محیطی نیز می‌شود. از طرف دیگر نیروگاه‌های گازی به لحاظ بی‌نیازی به ابزار کنترل ذرات و یا سولفور در اولویت نخست قرار دارند. در نیروگاه‌های ذغال سوز، کنترل نشر گازها لازمه از بین بردن سولفور تا حدود ۹۵ الی ۹۸ است. در این نیروگاه‌ها، تأسیسات تبدیل ذغال به گاز با سیکل‌های ترکیبی در مقایسه با تأسیسات معمول ذغال سنگ دارای رقابت شدیدی هستند. بزرگترین مانع در توسعه این نیروگاه‌ها، رعایت قوانین زیست محیطی است که شامل کنترل نشر دی اکسیدکربن و در طولانی مدت موجب تغییر شرایط اقلیمی می‌شود. بنابراین، تأسیسات تولید قدرت به شدت متأثر از حدود تولید دی اکسید کربن می‌شوند. فناوری‌هایی که قادر به تولید نیروی برق بدون نشر دی اکسیدکربن یا با کمترین حد آن باشند، دارای مزیت اقتصادی است و اندازه آنها به حد نشر این گاز بستگی دارد.

فناوری‌های نیروگاهی با کربن آزاد از قبیل قدرت هسته ای و انرژی‌های تجدیدپذیر می‌توانند در مقایسه با فناوری‌های منابع فسیلی دارای رقابت بیشتری داشته باشند. در این میان پیل‌های سوختی که بدون احتراق و از طریق واکنش شیمیایی تولید برق می‌کنند، در سال‌های اخیر توجهات خاصی را به دست آورده‌اند. پیل‌های سوختی سوخت را بدون ایجاد ارتعاشات، سر و صدا و نشر گازهای سمی به الکتریسیته تبدیل

تلاش برای توسعه پیل‌های سوختی و ایجاد تجارت پایدار برای آنها به منظور تامین تمام یا بخشی از انرژی مورد نیاز سیستم‌های تولید قدرت ثابت و سیار به ویژه در وسایط نقلیه، در سال‌های اخیر شتاب سریعی داشته است. این مقاله پس از معرفی اجزای کارایی و کاربری سیستم پیل سوختی، به شرح مزایا، محدودیت‌ها، توسعه و مسائل فنی برای پژوهش انواع پیل‌های سوختی می‌پردازد. هدف عبارت از مرور اجمالی درباره مزایا، محدودیت‌ها و چالش‌های فنی مربوط به پیل‌های سوختی با الکترولیت پیلمیر و با سوخت هیدروژن نیز پیل‌های سوختی متانول و اتانول است. فرآیند تبدیل یک ماده و یا انرژی از نوعی به نوع دیگر را تبدیل انرژی می‌نامند. در طبیعت انرژی به انواع مختلف الکتریکی، مکانیکی، جاذبه، نور، هسته‌ای، شیمیایی یا حرارتی یافت می‌شود. در سیستم‌های تبدیل انرژی، مثلاً در یک ماشین حرارتی انرژی نهفته سوخت که به صورت شیمیایی است در اثر احتراق به صورت کار قابل استفاده تبدیل می‌شود. عموماً فرایند تبدیل انرژی همراه با تلفات به صورت حرارت یا پسماند سوخت است.

قانون اول ترمودینامیک بیان می‌کند که انرژی در تمام تبدیلات خود غیرقابل تغییر است. بنابراین مجموع انرژی خروجی و تلفات تبدیل انرژی همواره برابر با انرژی ورودی است. لذا بکارگیری مؤثرترین و کاراترین فناوری‌های تبدیل انرژی با بازده بالا برای بقا و تأمین انرژی‌های غیر تجدیدپذیر خیلی مهم است.

انرژی → وسیله تبدیل انرژی → انرژی

انقلاب صنعتی با کشف ماشین بخار توسط جیمز وات در سال ۱۷۶۵ شروع شد. پس از آن سایر سیستم‌های رایج تبدیل انرژی شامل تأسیسات تولید بخار، توربین گاز، موتورهای احتراق داخلی، سیستم‌های تبرید و تأسیسات تولید قدرت با سیکل‌های ترکیبی رواج یافت. امروزه فناوری‌های پیشین کاربردهای جدید پیدا کرده‌اند یا دوباره احیا می‌شوند. توسعه هر فناوری جدید از اولین مرحله تکامل آن (مرحله تشریحی) تا تولید انبوه و بکارگیری وسیع آن نه تنها یک فرایند فنی است، بلکه لزوماً یک فرایند توسعه اجتماعی محسوب می‌شود.

در آینده ما نیاز خواهیم داشت که منابع انرژی رایج خود را تغییر دهیم. بدیهی است که انتخاب امروز ما برای منابع انرژی و فناوری‌های تبدیل آنها تأثیر به سزایی در تأمین رفاه نسل آتی خواهد داشت. اگر بتوان به جای یک منبع در توسعه و بکارگیری منابع دیگر سرمایه‌گذاری کرد، این انتخاب برای نسل آتی آینده روشن تری را فراهم خواهد آورد. به عبارت دیگر ما باید در انتخاب منابع شرایط اجتماعی و اکولوژیک

به انجام شبیه سازی دقیق سیستم آنهاست. این شبیه سازی برای پیش بینی کارایی پیل سوختی به صورت تابعی از شرایط کارکرد ممکن و عوامل گذرا لازم است. ولی عموماً چنین شبیه سازی پرهزینه و نیاز به درک تمام پدیده های مربوط به پیل سوختی دارد. اگرچه کارکرد پیل های سوختی بر مبنای اصول الکتروشیمی قرار دارد ولی پیشرفت ها در تمام زمینه های مربوط به آنها با چنان شدتی در حال ظهور است که برای یک محقق امکان شناخت کامل تمام جوانب مربوط به وضعیت پیل های سوختی عملاً غیرممکن است.

برای اینکه گام هایی را در سه نیاز اولیه سیستم های تبدیل انرژی (کارایی بالا، هزینه پایین تر و کاربری با درجه اطمینان بالا) برداریم. لازمه آن تسلط کافی در زمینه درک اصول الکتروشیمی، مواد، ساخت، انتقال جرم و حرارت است. به لحاظ ماهیت شدید بین رشته ای در سیستم های پیل سوختی، اغلب برنامه های پژوهشی موفق به صورت کار گروهی که شامل متخصصانی از رشته های تکمیلی است، انجام یافته است. یقیناً آینده سیستم های تولید قدرت در گرو توسعه پیل های سوختی است.

انواع پیل های سوختی

پیل های سوختی به وسیله دمای کارکرد آنها و عموماً طبق طبیعت الکترودهای مورد استفاده تقسیم بندی می شوند. فناوری های متفاوتی از پیل های سوختی برای کاربردهای متفاوت توسعه یافته اند که هر کدام مطابق جدول ۱ شیمی متفاوتی را به کار می برند.

علاوه بر پیل های سوختی مذکور در جدول ۱، انواع دیگری از پیل های سوختی وجود دارد که کمتر به کار برده شده اند، ولی ممکن است بعداً کاربرد خاصی را پیدا کنند. به عنوان مثال می توان از پیل های هوایی غیرپولاریزه، پیل های سدیم آغشته به جیوه، پیل های سوختی بیوشیمیایی، پیل های اکسید قرمز معدنی، پیل های بازیافت شده و پیل های هالوژنه الکالین نام برد. در عمل برای ایجاد یک مولد بزرگ، پیل های سوختی می توانند با هم ترکیب شوند. در این مولد پیل ها از نظر الکتریکی به طور سری به موصل می شوند تا ولتاژ خروجی مناسبی را ایجاد کنند. در این مولد یک جزء داخلی اند یک پیل را به کاتد پیل بعدی وصل می کند. ترکیب پیل های سوختی، بر حسب نوع کاربرد، می تواند به صورت سری، موازی و یا سری موازی صورت گیرد. تعداد

می کنند و دارای بازده تبدیل دو یا سه برابر بیشتر از نیروگاه های بخار و یا موتورهای احتراق داخلی هستند. از مزیت های شاخص این نوع سیستم های تبدیل انرژی امکان ذخیره سازی و یا توزیع انرژی به صورت سوخت (به صورت خیلی معمول، هیدروژن) و مهمتر اینکه سوخت مصرفی آنها می تواند از منابع انرژی تجدیدپذیر از قبیل آب و یا گاز طبیعی حاصل می شود.

پیل های سوختی

پیل سوختی وسیله الکتروشیمیایی است که به طور مداوم می تواند انرژی شیمیایی یک سوخت و یا اکسیدان را توسط فرایندی که اساساً شامل واکنش های شیمیایی در آند و کاتد یک سیستم الکتروکاتود الکترولیت است، به انرژی الکتریکی تبدیل کند. تبدیل انرژی در این وسیله بدون انجام احتراق صورت می پذیرد.

در سال ۱۸۳۹ ویلیام گرو اولین آزمایش مربوط به شناخت یک پیل سوختی را که به وسیله الکترودهای پلاتینی غوطه ور در محلول اسید سلفوریک (H_2SO_4) کار می کرد انجام داد. پیل های سوختی اکسید جامد دمای بالا (SOFC) گرچه تا سال ۱۹۶۰ توسعه عملی کمتری درباره آنها انجام یافت. پیل های سوختی با الکترولیت غشاء پلیمر دما پایین (PEM) اولین بار در سال ۱۹۶۰ به وسیله کمپانی جنرال الکتریک برای برنامه فضایی ناسا به کار گرفته شد. هر دو سیستم PEM و SOFC تا سال های اخیر دارای پیشرفت کندی داشته اند ولی با پیشرفت های فنی اخیر کارایی آنها تا حد زیادی افزایش یافته است. با توجه به رعایت شرایط زیست محیطی و نیاز به طرح و توسعه سیستم های تولید قدرت نوظهور بدون استفاده از سوخت های فسیلی، گرایش به سمت تمام انواع پیل های سوختی در کاربردی های نیروگاهی و محرکه نوظهور در حال حاضر خیلی بالاست. در توسعه این فناوری ها همواره نیاز به کاهش هزینه سیستم، امکان کاربری با درجه اطمینان بالا و کارایی قابل قبول از اهمیت خاصی برخوردار هستند. امروزه گرچه کارایی خیلی سیستم ها بهبود یافته است، ولی هنوز هم نیاز به انجام فعالیت های زیادی در این زمینه است. همچنین پیل های سوختی نقش خود را در کاربردهای فضایی نشان داده اند.

پیل سوختی به لحاظ انجام تبدیل انرژی بدون احتراق در آنها، یک سیستم منحصر به فرد است. برای طرح و کارایی بهینه آنها، نیاز

نوع پیل سوختی	الکترولیت مورد استفاده	دمای کارکرد ($^{\circ}C$)	سوخت مورد استفاده
الکالین (AFC)	هیدرات پتاسیم (KOH)	۲۰۰-۵۰۰	هیدروژن خالص (H_2) و باهیدرازین (N_2H_4)
ماتول مستقیم (DMFC)	پلیمر	۲۰۰-۶۰	اتانول مایع (CH_3OH)
اسید فسفریک (PAFC)	اسید فسفریک	۲۱۰-۱۶۰	الکل و هیدروکربور
اسید سلفوریک (SAFC)	اسید سلفوریک	۹۰-۸۰۰	الکل و یا هیدروژن با خلوص پایین
الکترولیت غشاء پلیمر (PEMFC)	غشاء پلیمر	۸۰-۵۰	هیدروژن با خلوص پایین از هیدروکربور و یا متانول
کربنات مذاب (MCFC)	لیمک مذاب از قبیل نیترات سلفات و کربنات	۶۵۰-۶۳۰	هیدروژن، مونواکسید کربن، گاز طبیعی و پروپان
اکسید جامد (SOFC)	زیرکونیوم	۱۰۰۰-۶۱۰۰	گاز طبیعی و یا پروپان
پلیمر جامد (SPFC)	پولیمتر جامد	۹۰	هیدروژن

جدول ۱، انواع پیل های سوختی

پیل های سوختی در این ترکیب ولتاژ کلی را تعیین و سطح هر یک از پیل ها جریان کلی را به دست می دهند.

طرح و کارکرد پیل های سوختی

پیل سوختی یک وسیله تبدیل انرژی است که با ترکیب یک سوخت (مثلاً هیدروژن، گاز طبیعی یا یک ماده تجدیدپذیر حاصل از تبدیل بیوگاز از قبیل اتانول) و یک اکسیدان (مثلاً اکسیژن، هوا و یا نوع دیگری از اکسیدان) مابین الکترودها و در میان الکترولیت با یون های مادی به روش الکتروشیمیایی انرژی الکتریکی تولید می کند. مشخصه اصلی یک پیل سوختی ظرفیت تبدیل مستقیم انرژی شیمیایی به انرژی الکتریکی در آن است. بازده تبدیل انرژی در یک پیل سوختی بالاتر از بازده هر سیستم ترمومکانیکی رایج است. بنابراین می تواند انرژی الکتریکی بیشتری را از مقدار سوخت مصرفی یکسان تولید کند. پیل های سوختی بدون واکنش احتراق کار می کنند، بنابراین با محیط زیست سازگار است. (عموماً نشر حاصل از کارکرد پیل های سوختی با هیدروژن که از منابع تجدیدپذیر حاصل می شود تنها بخار آب خواهد بود). پیل های سوختی در حال حاضر به منظور استفاده در سیستم های تولید قدرت در حال توسعه هستند تا بتوانند جوابی برای نیاز اصلی فناوری های انرژی پاک باشند. واکنش های الکتروشیمیایی در سه فصل مشترک مابین الکترود، الکترولیت و یون ها صورت می پذیرد.

یون ها در اثر پخش و یا جابجایی به سطوح کاتالیست الکترودها شده که در آنجا واکنش های الکتروشیمی رخ می دهند، انتقال می یابند. در پیل های سوختی با الکترولیت غشاء پلیمر (PEM) انتقال یون ها به الکترودها از طریق لایه نازک کاغذی یا پارچه ای از کربن هادی که الکترولیت را از هر دو طرف می پوشاند، رخ می دهد. این لایه های پوششی با ضریب تخلخل معمولاً بین ۰/۳ تا ۰/۸ با هدف دوگانه دفع و جذب یون ها و محصولات به الکترودها و نیز دفع و جذب الکترون از صفحات دوقطبی عمل می کنند. یک واکنش اکسیداسیون الکتروشیمیایی در آند تولید الکترون ها را می کند که از طریق صفحات دوقطبی و یا پیل داخلی در یک مدار خارجی جریان می یابند، در حالی که یون ها از طریق الکترولیت به الکترود مخالف برمی گردند؛ الکترون ها از مدار خارجی برگشته تا در کاهش واکنش های الکتروشیمیایی در کاتد شرکت کنند.

مزیت مهم دیگری که پیل های سوختی در مقایسه با ماشین های حرارتی دارند عبارت از این است که بازده کارکرد آنها چندان به ابعاد پیل حساس نیست. بنابراین توان با بازده بالا برای ابزار الکترونیکی سیار می توان به دست آورد. برای ماشین های حرارتی در مقیاس کوچک بازده آنها به حدود ۱۰ الی ۱۵ درصد و در موتورهای پیشرفته با سوخت تزریقی بازده آنها به ۲۸ درصد می رسد. پژوهش های انجام شده نشان می دهند حتی در صورت عدم ظهور پیشرفت مهم در آینده بازده کارایی پیل سوختی نوظهور به حد ۴۰ درصد نیز برسد.

پیل های سوختی با سوخت مایع

پیل سوختی با سوخت مایع (DMFC) به لحاظ سادگی ساختمان و به علت اینکه این نوع پیل ها در مقایسه با پیل های سوختی (H₂PEMFC) به حداقل وسایل فرعی نیاز دارند، اخیراً توجهات زیادی را به دست آورده اند. پیل های سوختی که متانول بازیافت شده را به کار می برند به پیل های سوختی متانول با تغذیه غیرمستقیم معروف شده اند. برخی از پیل های سوختی متانول سوخت را در دمای بالاتر از نقطه جوش محلول متانول ۹۵ °C در فشار اتمسفر به کار می برند و این نوع پیل ها در ردیف پیل های سوختی متانول با تغذیه مستقیم بخار قرار دارند. به لحاظ سادگی سیستم، اغلب تحقیقات مربوط به پیل های سوختی متانول به توسعه پیل های سوختی متانول با تغذیه مستقیم مایع اختصاص یافته است.

با وجود اینکه پیل های سوخته هر دو الکترولیت از نوع غشاء پلیمری را به کار می برند و در این پیل ها پروتون هیدروژن از طریق الکترولیت انتقال می یابد. ولی پیل DMFC محلولی از متانول و آب (معمولاً ۰/۵ الی ۲ مول) را به اند تغذیه می کند که کاتالیست دوباره آن را احیاء می کند. به هر حال وجود مشکل اضافی در موقع بازیافت داخلی متانول در دمای پایین مانع از این می شود که DMFC دانسیته توانی را که تحت شرایط یکسان در پیل های سوختی (H₂PEMFC) تولید می شود، به دست آورد.

در پیل های سوختی با متانول با تغذیه مستقیم، فعالیت پولاریزاسیون اند و هم کاند خیلی مهم است و هر دو از یک درجه اهمیت برخوردارند. به هر حال با وجود کارایی پایین تر آنها در مقایسه با پیل های سوختی (H₂PEMFC) به علت برخورداری از مزایای ذیل این پیل های سوختی دارای برتری هستند:

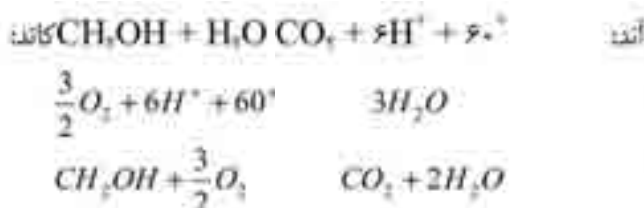
❖ به لحاظ اینکه در جریان اند اغلب در فاز مایع است، بر خلاف پیل های سوختی PEM نیازی به تبرید جداگانه با سیستم فرعی رطوبت دهی نیست.

❖ در پیل های سوختی با سوخت مایع به کار می رود در مقایسه با پیل های سوختی با سوخت گازی جریان گاز پمپ کوچکتری نیاز دارند. در حقیقت در پیل های با سوخت مایع چندین پدیده طبیعی ناشی از عمل خاصیت موینگی، شناوری و پخش در دریافت یون ها با هم عمل می کنند.

❖ سوخت های مایع خیلی سنگین که در فشار اتمسفر ذخیره می شوند، مسائل مربوط به بازیافت و یا ذخیره هیدروژن در حین عمل را حذف می کنند.

در نتیجه کاهش زیاد در اجزای سیستم و پیچیدگی ساختمان، دانسیته توان کلی پیل های سوختی DMFC را برای ابزار الکترونیکی سیار با محرکه مناسب می سازد. در اغلب چنین سیستم ها نیاز به دفع حرارت از ابزار الکترونیکی است که با پیش گرم کردن محلول متانول امکان پذیر است و بنابراین همزمان کارایی پیل سوختی افزایش می یابد. علاوه بر کم بودن در آند از دیگر معایب پیل سوختی متانول مربوط به استفاده متانول است. متانول سمی است و سریعاً می تواند در آب پخش شود. این ماده دارای شعله بی رنگ است و بیشتر از گازوئیل خورنده است. با وجود چنین معایبی در حال حاضر رونق اقتصادی متانول برای تولیدکنندگان مقرون به صرفه نیست؛ مگر آنکه بعداً آن را جایگزین اقتصاد هیدروژن کنند. در نتیجه، با وجود این موانع بعید به نظر می رسد که متانول در آینده نزدیک به عنوان سوخت در پیل های سوختی به کار رود. اگرچه پیل های سوختی متانول به علت سادگی ساختمان کاملاً مناسب هستند ولی هنوز چهار مشکل فنی در کارایی آنها وجود دارد که شامل هدایت آب، عبور متانول، وجود انتقال دو فازی در آند و بالاخره تلفات ناشی از فعالیت زیاد پولاریزاسیون و بارگذاری کاتالیست است.

اگرچه رطوبت دهی خارجی نوعاً در پیل های سوختی متانول به لحاظ وجود محلول مایع در آند لازم نیست، ولی جلوگیری از ریزش کاتد برای اطمینان از کارایی کافی مهم است. ریزش بیشتر به پیل های سوختی متانول مربوط می شوند تا پیل های سوختی H₂، واکنش ها عبارتند از:



۲- در حالت تغذیه پیل‌های سوختی با هیدروژن نیاز به ابداع روش‌های جدید و توسعه یافته فناوری‌های ذخیره‌سازی و سوخت رسانی است.

۳- در حالت تولید هیدروژن از هیدروکربورها، نیاز به توسعه بیشتر فناوری بازسازی سوخت است.

۴- انتقال از مقیاس آزمایشگاهی به سیستم‌های واقعی باید با کارایی مطمئن صورت پذیرد. به لحاظ نزول کیفیت کاتالیست و سمی بودن الکترولیت، کارایی هر پیل سوختی به تدریج با گذشت زمان کاهش می‌یابد.

برای سیستم‌های حمل و نقل مدت زمان مناسب برای حفظ کارایی مطلوب حدود ۴ هزار ساعت (و یا معادل ۱۸ هزار کیلومتر با سرعت ۴۵ کیلومتر در ساعت) و حدود ۴۰ هزار ساعت برای سیستم‌های نیروگاهی است.

پیشرفت‌های پیل سوختی

در حال حاضر تمام انواع پیل‌های سوختی در مراحل گسترش هستند؛ ولی برخی از آنها در برنامه‌های فضایی و آموزشی رواج یافته‌اند. ظرفیت بازار خیلی وسیع بوده که ایجاب می‌کند در آینده هزینه‌ها کاهش خواهند یافت. برآورد هزینه تمام شده تاسیسات واقعی بر مبنای هزینه تاسیسات در مقیاس آزمایشگاهی عملی نیست. امروز ایجاد تجارت گسترده برای پیل‌های سوختی خیلی گران تمام می‌شود. ولی پیش‌بینی‌ها حاکی از این است که برای کشورهایی در توسعه پیل‌های سوختی مشارکت دارند، هزینه‌ها در آینده به شدت کاهش خواهند یافت.

کاربرد پیل‌های سوختی

پیل‌های سوختی در خیلی از کاربردها استفاده می‌شود که هر کدام از آنها مسائل و چالش‌های مربوط به خود را خواهند داشت. کاربردها عبارتند از:

سیستم‌های قدرت با درجه اطمینان بالاتر: شامل مراکز رایانه‌ای، مراکز تلفن، مراکز مخابراتی، مراکز داده‌پردازی و مراکز تولیدی با فناوری پیشرفته.

حذف و یا کاهش نشر گازهای گلخانه‌ای: شامل وسائط نقلیه، تجهیزات مستقر در محدوده‌های شهری، مراکز صنعتی، فرودگاه‌ها و مناطق شهری با استانداردهای سخت زیست‌محیطی.

تاسیسات با پسماند گازهای بیولوژیکی: شامل تاسیسات بازیافت زباله، پیل‌های سوختی می‌توانند گازهای پسماند را با کمترین آسیب به محیط‌زیست به نیروی الکتریکی و یا حرارت تبدیل کنند.

بحث و نتیجه گیری

بدیهی است به لحاظ افزایش سریع جمعیت جهانی و به تبع آن افزایش مصرف انرژی آثار زیست‌محیطی فعالیت‌های انسانی به شدت افزایش یافته است. بنابراین لازم است منابع و روش‌های جدید فنی برای تأمین نیازهای انرژی جستجو شود.

پیل‌های سوختی فناوری خیلی مطمئنی برای آینده روشن‌تر را تشکیل می‌دهند. عموماً توسعه تحقیق در پیل‌های سوختی نتیجه کاهش هزینه‌های ساخت و قیمت اجزای آنها، افزایش طول عمر سیستم و تکمیل شبیه‌سازی کامل سیستم را به عنوان یک ابزار برای طراحی بهینه را به دنبال خواهد داشت. مهمترین یافته‌های تحقیق در پیل‌های سوختی پلیمر هیدروژن شامل کشف غشای الکترود با حدود افزوده CO، کارایی بهتر در شرایط خشک و کاهش بار کاتالیست است. از طرف دیگر بیوگاز که یک منبع انرژی تجدیدپذیر است، انتظار می‌رود که یکی از منابع کلیدی انرژی برای توسعه پایدار جهانی باشد.

منبع: ماهنامه صنعت باتری ایران

پیل سوختی:

پژوهش‌ها نشان می‌دهد که پیل‌های سوختی متانول بازده حدود ۴۰ درصد در حد دمای ۱۲۰°C کار کنند که این دما قدری بالاتر از دمای کار پیل‌های سوختی PEM است. مقدار کاتالیست پلاتینیوم برای تبدیل متانول در دمای پایین به هیدروژن و دی اکسیدکربن در این پیل‌ها بیش از حد مورد نیاز در پیل‌های PEM است. این افزایش هزینه انتظار می‌رود بیش از برتری استفاده از سوخت مایع و توانایی تولید توان بدون یک واحد بازسازی باشد. فناوری مربوط به پیل‌های سوختی متانول مستقیم هنوز در مراحل اولیه توسعه است، ولی آنها در ایجاد نیروی محرکه در تلفن‌های همراه و رایانه‌های سیار با موفقیت به کار گرفته شده‌اند.

ملاحظات زیست محیطی

ملاحظات زیست محیطی در هر کشوری نقش مهمی در راه‌اندازی و توسعه فناوری‌های سیستم‌های انرژی ایفا می‌کنند. پیل‌های سوختی معمولاً از نظر زیست محیطی دارای با فناوری‌های پاک هستند. با وجود این مطالعه تمام زنجیره سیکل پیل سوختی از نظر ملاحظات زیست محیطی مفید باشد. هدف از این مطالعه داوری درباره رعایت این ملاحظات در یک سیستم پیل سوختی که شامل محدودیت‌های ساخت و دفع پسماند است. تحلیل طول عمر در این داوری‌ها نقش مهمی را ایفا می‌کند.

مزایای پیل‌های سوختی

با توجه به مطالبی که اشاره رفت، می‌توان مزایای اصلی پیل‌های سوختی را به شرح ذیل خلاصه کرد:

۱. توانایی کار با بازده بالاتر (بیشتر از ۵۰ الی ۷۰ درصد) که این ظرفیت چندان بر حسب اندازه و مقیاس سیستم تغییر نمی‌کند.

۲. کارکرد پیل‌های سوختی بدون نشر گازهای گلخانه‌ای و یا همراه با کمترین آلودگی است که بر حسب نوع پیل سوختی و نوع سوخت به کار رفته است.

۳. ساختمان پیل‌های سوختی عادی به استثنای پمپ‌ها و کمپرسورها بدون اجزای متحرک است. بنابراین کارکرد آنها بی سر و صدا، عاری از ارتعاشات و با اطمینان بالا صورت می‌گیرد.

۴. امکان طراحی پیل‌های سوختی در مقیاس‌های مختلف بر حسب ولتاژ مورد نیاز عملی است.

۵. تنوع در انتخاب سوخت مورد نیاز که از اتانول تجدیدپذیر تا تولید هیدروژن به روش بیولوژیکی را شامل می‌شود.

۶. امکان ذخیره‌سازی انرژی تقریباً به صورت لحظه‌ای در مقایسه با باتری‌های رایج.

حدود کار پیل‌های سوختی

با وجود مزایای زیادی که پیل‌های سوختی دارا هستند ولی در عمل موانع ذیل اتفاق می‌افتد. به منظور ایجاد و توسعه تجارت موفق برای پیل‌های سوختی باید با این موانع مقابله کرد:

۱- مواد و روش‌های ساخت دیگری باید جستجو کرد تا بتوان در تولید انبوه هزینه سیستم‌های پیل سوختی را تا حدی کاهش داد به طوری که در عمل با موتورهای احتراق داخلی (هزینه فعلی ۲۰ دلار بر هر کیلووات) و سیستم‌های تولید قدرت ثابت (هزینه فعلی ۱۰۰۰ دلار بر هر کیلو وات) قابل رقابت باشند. چندان بهای هزینه پیل‌های سوختی بر حسب نوع کاتالیست به طور جزئی تغییر می‌یابد. بنابراین فناوری تولید انبوه و ساخت عامل کلیدی برای تجارت سیستم‌های پیل سوختی است.

چین؛ طرفدار یک سیاست خارجی مستقل

است. دولت چین در اتخاذ تدابیر فوق عوامل مهمی از جمله روند مصرف ذغال سنگ به عنوان یکی از منابع تأمین انرژی اولیه در کشور تا میزان ۶۴ درصد کل انرژی مورد مصرف کشور، و طراحی‌هایی نیز برای ذخیره‌سازی نفت برای شرایط اضطراری و در هنگام کاهش عرضه نفت در نظر گرفته شده است و این کشور تلاش زیادی کرده تا خود را با بازارهای جهانی انرژی مرتبط سازد، به طوری که از سرمایه‌گذاری شرکت‌های خارجی برای فعالیت در بخش بالا دستی انرژی کشور استقبال می‌کند.

این کشور پر جمعیت جهان در طول سه دهه گذشته، از رشد اقتصادی بسیار سریعی برخوردار بوده است. تولید ناخالص داخلی آن از سال ۱۹۷۱ تا ۲۰۰۵ از رشدی معادل ۸/۲ درصد برخوردار بوده است که با مقداری معادل ۴/۹ هزار میلیارد دلار در سال ۲۰۰۰، چین را به عنوان دومین اقتصاد بزرگ جهان پس از ایالات متحده آمریکا معرفی کرده است. با ورود چین به سازمان تجارت جهانی در اواخر سال ۲۰۰۱، انتظار می‌رود که در آینده نزدیک این کشور در زمره ده کشور اول جهان در تجارت بین‌المللی به شمار رود.

چین به عنوان دومین کشور عمده مصرف‌کننده انرژی جهان، همواره نقش کلیدی و مهمی را در بازار انرژی جهان ایفا کرده است و از نظر تولید انرژی پس از آمریکا و روسیه در جایگاه سوم قرار داشته است. اگر چه در ده سال گذشته استفاده از انرژی‌های نو در چین رشد سریعی یافته است با این حال واردات نفت این کشور نیز از رشد بالایی برخوردار بوده است. این کشور مصرف‌کننده عمده بیوماس و سوخت‌های سنتی در جهان به شمار می‌رود.

چین از نظر مصرف ذغال سنگ به عنوان مهمترین منبع تأمین انرژی در جهان در مقام اول جای دارد و ۳۱ درصد ذغال سنگ مصرفی جهان را در سال ۲۰۰۳ به خود اختصاص داده است. ذغال سنگ حدود ۶۴/۵ درصد نیاز چین را به انرژی تأمین می‌نماید و تقریباً ۹۰ درصد انرژی مصرفی در بخش الکتریسیته به ذغال سنگ اختصاص داشته است.

در این میان نفت با ۲۴/۵ درصد و پس از ذغال سنگ دومین منبع مهم انرژی مورد نیاز چین بوده و گاز طبیعی و برق نیز تقریباً به ترتیب به ۳/۱ و ۹/۷ درصد انرژی مصرفی چین را در بر گرفته است. با اینکه مصرف ذغال سنگ در این کشور بسیار بالاست ولی تکنولوژی سوخت این ماده انرژی‌زا در چین کارا نیست، به همین دلیل در سال ۲۰۰۰، حجمی بالغ بر ۱۴ درصد انتشار گاز آلاینده گازکربنیک به این کشور اختصاص داشت که حدود ۳ میلیارد تن را در برمی‌گرفت به طوری که از نظر میزان آلودگی پس از ایالات متحده در ردیف دوم قرار دارد.

چین از نظر برخورداری از ذخایر انرژی، کشور ثروتمندی است، به طوری که در ابتدای سال ۲۰۰۴، دارای ذخایر قابل ملاحظه ذغال سنگ معادل ۱۱۴/۵ میلیارد تن (۱۱/۶ درصد کل ذخایر ذغال سنگ جهان)، ۱/۸ تریلیون متر مکعب ذخایر اثبات شده گاز (یک درصد مجموع ذخایر اثبات شده گاز جهان) و ۷/۲۳ میلیارد بشکه نفت خام (۲/۱ درصد مجموع ذخایر اثبات شده نفت خام جهان) را داراست. اما مشکل چین در این زمینه عدم توزیع مناسب ذخایر در سطح کشور و نواحی مورد نیاز است، به طوری که بخش عظیمی از ذخایر گاز و ذغال سنگ در بخش‌های شرقی و شمال غرب چین واقع شده‌اند، در حالی که مهمترین نواحی مصرف‌کننده انرژی در کشور در بخش‌های شرقی و جنوب یا سواحل آن در دریای چین قرار دارند که انتقال انرژی مورد نیاز از مبادی تولید به مقاصد مصرف، سرمایه‌گذاری بسیاری را طلب می‌کند.

چین پر جمعیت‌ترین کشور جهان با جمعیتی معادل ۱/۳ میلیارد نفر ۲۰ درصد جمعیت جهان، در سه دهه گذشته ۵ دوره تحول اقتصادی و ده برنامه عمرانی را پشت سر گذاشته است. که در بیشتر دوره‌ها رشد تولید ناخالص داخلی آن از مقدار برنامه پیشی گرفته و کشور را از تحولات عمده‌ای برخوردار کرده است.

مهمترین اقدام دولت در این راستا اتخاذ سیاست درهای باز، آزادسازی اقتصاد با حفظ مالکیت دولت، رها شدن از سیستم «مدیریت سنتی» و جداسازی مالکیت از مدیریت در واحدهای تولیدی بوده است و برای ورود به سازمان تجارت جهانی ۱۲۸ نوع کالا را از سال ۲۰۰۱ آزاد کرده است. چین در سیاست خارجی خود طرفدار یک سیاست خارجی مستقل مشتمل بر اصول احترام متقابل به حق حاکمیت و تمامیت ارضی کشورها، عدم تجاوز و تعرض دو جانبه، عدم دخالت در هیچ یک از امور داخلی کشورها، حفظ مساوات و حقوق و منافع طرفین و ایجاد صلح و ثبات برای توسعه روابط سیاسی، اقتصادی و مبادله فرهنگی با سایر کشورها، مقابله با سیاست‌های امپریالیستی و سلطه‌جویی و استعمار طلبی، حمایت از کشورهای در حال توسعه برای پیروزی ملت آنها در کسب استقلال و توسعه اقتصادی ملی. بالاخره تلاش در جهت حفظ و صیانت از صلح جهانی و تقویت جنبش‌های حق طلبانه حقوق بشر در سراسر جهان است.

چین بعد از ایالات متحده آمریکا، از نظر مصرف انرژی مقام دوم را در جهان داراست. در این کشور ذغال سنگ مهمترین منبع انرژی به شمار می‌رود که از نظر تولید و مصرف آن در جهان بیشترین مقدار را به خود اختصاص داده است. به علت افزایش تقاضای نفت در دو دهه گذشته، این کشور یکی از مؤثرترین کشورها در بازار نفت جهان به شمار می‌رود. اقتصاد چین در سال‌های اخیر از بیشترین رشد برخوردار بوده است، چین دارای اقتصاد مختلط (ترکیبی از شرکت‌های دولتی و خصوصی) و جذب سرمایه‌گذاری خارجی است.

بخش انرژی چین توسط سه سازمان دولتی اداره می‌شود. اولین بخش که مربوط به سطح وزارتی است فعالیت‌های بسیار متمرکز در امور انرژی هسته‌ای و نفت را در دست دارد و پس از آن وزرای انرژی و شرکت‌های تابعه دولتی هستند که در بخش‌های برق و ذغال سنگ فعالیت می‌کنند. سومین مرکز دولتی اداره کننده در بخش انرژی چین، کمیسیون برنامه‌ریزی دولتی است که مسئولیت تصویب پروژه‌ها، تخصیص بودجه و تأمین منابع مالی را به عهده دارد. علاوه بر آن کمیسیون‌های تجارت و اقتصادی دولت و علوم و تکنولوژی نیز در مجموعه بخش انرژی و توسعه آن قرار می‌گیرند و در نهایت شرکت ملی سرمایه‌گذاری انرژی چین مسئولیت سرمایه‌گذاری در خارج از کشور را بر عهده دارد. دولت چین برای ارتقاء سطح توسعه در نقاط مختلف کشور، سیاست‌هایی را اتخاذ کرده که در برنامه‌های پنج ساله خود آنها را برای هر یک از بخش‌های اقتصادی کشور به کمک وضع قوانین و مقررات خاص لحاظ کرده است. اهداف عمده برنامه پنج ساله (۲۰۰۵ - ۲۰۰۱) چین عبارت بودند از:

تنوع بخشیدن در مصرف حامل‌های مختلف انرژی،

افزایش امنیت انرژی،

افزایش کارایی و شدت انرژی،

بهبود ساختار عرضه و تقاضای انرژی،

افزایش فعالیت در وضع قوانین و مقررات لازم در حمایت از حفظ محیط زیست.

در زمینه تنوع بخشیدن به مصرف انرژی، تلاش برای توسعه مصرف گاز و دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر و نیز توسعه انرژی هسته‌ای مد نظر قرار گرفته

تا چه حد گسترش گاز رسانی برای امنیت انرژی کافی است؟

امنیت ملی تا کجا اجازه صادرات می‌دهد

شده و همسو کردن تصمیم‌های سازمان‌ها و وزارتخانه‌ها نقش موثر و بسزایی خواهد داشت. اگر راهبردی مدون و قانونمند وجود نداشته باشد، تصمیم‌های ارگان‌های مختلف ممکن است در جهت یکدیگر نباشد، هر چند که این تصمیم‌ها درست و منطقی باشد. با وجود چنین راهبرد تدوین شده و قانونمندی، دیگر هر از چند گاهی تصمیم‌های سازمان‌ها زیر سوال نخواهند رفت.

بحث بر سر این که صادرات بهتر است یا تزریق و یا این که در شرایط کنونی باید گاز را به مصرف بخش داخلی اختصاص داد، این که گاه بیان می‌شود اولویت اصلی کشور در حال حاضر تزریق است و یا این که با وجود میزان ذخایر عظیم در کشور، صادرات گاز در رده بالاتری از سایر مصارف قرار دارد و یا حتی بیان این که وجود نفت و گاز فراوان در کشور مزیتی برای راه‌اندازی صنایع انرژی بر محسوب می‌شود، نقطه نظرهایی است که پس از بررسی‌های دقیق کارشناسی به عنوان یک سیاست، کاربرد خواهد یافت.

با توجه به اینکه بررسی‌های موجود از مخازن و میدان‌ها به قبل از انقلاب برمی‌گردد و آمار و ارقام بیان شده و ارتباط دادن آن به میزان گاز مورد نیاز برای تزریق در شرایط کنونی کاری نادرست است، اما حجم گاز مورد نیاز برای تزریق با گذشت بیش از ۳۰ سال از این بررسی‌ها به سبب تغییر رفتار میدان‌ها تغییر کرده است و در شرایط کنونی باید میدان‌ها و مخازن را مورد مطالعه مجدد قرار داد و برآوردی از گاز مورد نیاز برای تزریق داشت.

وجود ذخایر ۲۷ تریلیون متر مکعبی در کشور که عنوان دومین دارنده گاز دنیا را در پی داشته، همواره می‌تواند تامین‌کننده تقاضای داخلی گاز و سهم تعریف شده‌ای (بر اساس چارچوب‌های سیاسی و اقتصادی) از بازار بین‌المللی گاز باشد. لازمه این امر، از یک سو مدیریت صحیح عرضه و تقاضا و ایجاد زیرساخت‌های مناسب عرضه گاز (در چارچوب برنامه راهبردی بخش انرژی) و از سوی دیگر، ایجاد مشوق‌های کافی و مناسب برای کنترل تقاضا از طریق تغییر فرهنگ مصرف و بهبود کارایی سیستم‌های مصرف‌کننده گاز است.

تزریق بیش از حد، همانند تزریق کمتر از حد خطرناک است و حتی ممکن است به از دست دادن جایگاه کشور در عرصه بین‌الملل و یا محروم کردن بخش‌هایی در داخل کشور از مصرف گاز منجر شود. در کنار این، تزریق نکردن به هنگام نیز به کاهش ضریب بازیافت از میدان منجر می‌شود که عواقب خطرناکی برای میدان در سال‌های بعد دارد. صادرات گاز نیز با توجه به ویژگی‌های ژئوپلیتیک و ژئواکونومیک ایران می‌تواند تاثیر مؤثری بر روابط سیاسی اقتصادی ایران با سایر کشورها و به ویژه کشورهای منطقه داشته باشد و از این رو، این امر باید لزوماً با در نظر گرفتن منافع ملی و امنیت عرضه انرژی داخلی انجام‌پذیرد.

همواره باید در نظر داشت و به گونه‌ای عمل کرد که ریسک بکارگیری انرژی در بخش‌های مختلف به حداقل برسد که برای دستیابی به چنین هدفی ضرورت دارد دولت با تدوین قوانین و راهبردهای بلندمدت، سازمان‌ها را در جهت همسو کردن با یکدیگر یاری کند.

نبود یک راهبرد تدوین شده و قانونمند در حوزه نفت و گاز کشور سبب شده است تا بسیاری از تصمیم‌گیری‌ها در این حوزه به خوبی به عرصه عمل کشیده نشوند. هر گاه قانون پشت سر یک راهبرد قرار می‌گیرد، ضمانت اجرایی می‌یابد، حال آنکه، اگر این راهبرد منوط به تصمیم‌گیری‌های ناشی از مدیریت بحران باشد، در اجرای موفقیت‌آمیز آن و نیز اثرهای مطلوب آن بر اقتصاد ملی ضمانتی وجود نخواهد داشت، بنابراین دولت و مجلس برای پایه‌ریزی این راهبرد باید تلاش کنند.

از آنجا که راهبردهای بخش نفت و گاز، که در واقع به سبب ماهیت «تجدیدناپذیری» این دو حامل انرژی باید در جهت حفظ منافع حال و آیندگان باشند، از نظر مسائل سیاسی و اقتصادی راهبردهایی مهم برای کشور هستند، تصمیم‌گیری در خصوص برخی از مسائل مطرح در این بخش که مولفه‌های سیاسی آن جایگاهی هم‌تراز و یا برتر از مولفه‌های اقتصادی را دارا هستند، ضروری است در چارچوب حصول به یک هدف ملی و توسط وزارت نفت و دولت انجام‌پذیرد.

برای نمونه، تبیین برنامه‌های صادرات گاز با توجه به روند تقاضای داخلی یکی از مسائلی است که به سبب حساسیت درون مرزی و برون مرزی باید با توجه به تمام ابعاد سیاسی، اقتصادی و اجتماعی مدنظر قرار گیرد تا ضمن حفظ منافع بلندمدت ملی، هزینه فرصت سنگینی را نیز از جنبه بین‌المللی به کشور تحمیل نکند. از یک سو همواره باید حد و مرزی برای اجرای تصمیم‌گیری‌ها وجود داشته باشد. برای مثال زمانی که به سبب رفاه اجتماعی مصرف صورت می‌گیرد و یا زمانی که برای امنیت عرضه، گاز جانشین می‌شود و یا در ارتباط با موضوع امنیت ملی، صادرات صورت می‌گیرد، حد و مرزها باید مشخص شوند. امنیت ملی تا کجا اجازه صادرات می‌دهد و یا تا چه حد گسترش گاز رسانی برای امنیت انرژی کافی است؟ از سوی دیگر، باید مدیریت عرضه و تقاضا وجود داشته باشد.

راهبرد به معنای اختصاص گاز به یک بخش و جلوگیری از مصرف بخش دیگر نیست. راهبرد صحیح در جهت درست بهره‌برداری کردن، همچنین مشخص کردن تکالیف بخش عرضه و تقاضا است. یکی از ویژگی‌های خاص بخش نفت و گاز تلاش عرضه در جهت برابری با تقاضا است. در حالی که مدیریت عرضه همواره اهمیت بیشتری در مقایسه با مدیریت تقاضا داشته است، در تدوین یک راهبرد مناسب، باید به بخش تقاضا و مدیریت تقاضا اهمیت بیشتری در مقایسه با بخش عرضه داده شود، زیرا بخش عرضه و به عبارتی تولید به سبب ویژگی‌های نفت و گاز لزوماً در بلندمدت روندی فزاینده نخواهد داشت و این امر در حالی است که بخش تقاضا عمدتاً به علت فرآیند توسعه و نیز نبود شتاب کافی کارایی انرژی (به ویژه در ایران)، دارای روندی افزایشی خواهد بود. با توجه به این موضوع، برقرار کردن الزام‌ها و قانون‌هایی در بخش تقاضا در راستای منطقی کردن مصرف در بلندمدت اجتناب ناپذیر است.

برای اجرای این راهبردها نیاز به یک سازمان اجرایی قوی است، وجود این سازمان در درون وزارت نفت یا وزارت نیرو و یا به صورت جداگانه از این دو عملی است. این سازمان در اجرای راهبرد به کارگرفته

صنعت پتروشیمی؛ واقعیت‌های صادرات و افق‌های روشن سال ۸۵

تن در مجتمع‌های واگذار شده به بخش خصوصی مانند خارگ و اصفهان و ۹ میلیون و ۷۰۰ هزار تن آن با بهره‌برداری از طرح‌های در دست اجرا محقق خواهد شد.

۹ میلیون و ۷۰۰ هزار تن برنامه تولید امسال شرکت ملی صنایع پتروشیمی بر اساس راهاندازی طرح‌های بزرگ الفین هفتم پتروشیمی مارون و فاز دوم پتروشیمی تندگویان واقع در منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی بندر امام و الفین دهم پتروشیمی جم، الفین نهم پلیمر آریا ساسول، متانول پتروشیمی زاگرس، اوره و آمونیاک اول غدیر، استحصال اتان پتروشیمی پارس، آروماتیک چهارم پتروشیمی برزویه در منطقه عسلویه برنامه‌ریزی شده است، زمان بهره‌برداری بخش عمده‌ای از این طرح‌ها با ظرفیت‌های تولید میلیون تنی نیمه نخست امسال عنوان می‌شود، هر چند که این طرح‌ها مراحل نهایی راهاندازی خود را می‌گذرانند، اما تجربه نشان داده که این مرحله گلوگاه تمامی طرح‌های پتروشیمی بوده و گاه زمان راهاندازی طرح‌ها چندین بار به تعویق افتاده است، اما مسئولان صنعت پتروشیمی، بودجه امسال شرکت ملی صنایع پتروشیمی را بر اساس فروش ۵ میلیون و ۷۰۰ هزار تن محصول به ارزش ۱۷ میلیارد و ۲۹۴ هزار ریال در بازارهای داخل کشور و صادرات ۱۰ میلیون و ۴۰۰ هزار تن محصول به ارزش ۴ میلیارد دلار در بازارهای جهانی، بسته‌اند.

یک میلیون و ۳۳۹ هزار تن پلیمر، ۳ میلیون و ۱۵۹ هزار تن مواد شیمیایی، ۹۹۹ هزار تن محصولات آروماتیک، ۴ میلیون و ۶۶۱ تن مایعات گازی، یک میلیون و ۶۵۰ هزار تن کود و سموم محصولاتی هستند که در برنامه صادراتی امسال صنعت پتروشیمی گنجانده شده است که شامل ۱۳۳ هزار تن پلی اتیلن، ۲۶۵ هزار تن پلی اتیلن ترفتالات، یک میلیون و ۸۴۰ هزار تن متانول، ۲۷۶ هزار تن بنزن، ۲۱۵ هزار تن پارازیلین، ۲ میلیون و ۳۵۰ هزار تن گاز مایع، ۲ میلیون و ۵۰ هزار تن برش سنگین نفتا و ۶۴۰ هزار تن اوره هستند.

شرکت بازرگانی پتروشیمی ایران بازاریابی تمامی محصولات و فرآورده‌هایی که در برنامه‌های چهارم و پنجم توسعه صنعت پتروشیمی کشور تولید خواهد شد را تضمین و در سال‌های اخیر، بستر ارزشمندی برای صادرات محصولات پتروشیمی کشور فراهم کرده است، امسال نیز کشورهای مختلف جهان برای صدور محصولات پتروشیمی هدفگیری شده‌اند و کشور چین، امسال نیز با خرید ۱۵/۶ درصد از محصولات صادراتی پتروشیمی ایران باز هم بزرگترین بازار برای ایران به شمار می‌رود، همچنین ۳۰/۱ درصد به خاور دور (به جز کشور چین)، ۲۱/۱ درصد خاور دور، ۱۹/۸ درصد هند، ۷/۸ درصد ترکیه و اروپا، ۵/۳ درصد آسیای جنوب شرقی، ۰/۱ آفریقا و سایر کشورها مانند اقیانوسیه و آمریکا ۲ درصد صادر خواهد شد.

با پایان یافتن سال ۱۳۸۴، نخستین سال برنامه چهارم توسعه ۵ ساله صنعت پتروشیمی نیز به پایان می‌رسد، این در حالی است که با وجود وعده‌های مکرر مسئولان

محصولات پتروشیمی در سال‌های اخیر هم زمان با پیشرفت شتابان این صنعت در کشور، تبدیل به یکی از با ارزش‌ترین صادرات غیر نفتی شده‌اند به طوری که سال گذشته ۵ میلیون و ۵۵۰ هزار تن انواع محصولات پتروشیمی به ارزش ۲ میلیارد و ۲۰۰ میلیون دلار به ۳۵۰ مشتری در بازارهای جهانی عرضه شده که ارزآوری مناسبی را برای کشور به همراه داشته است و امسال نیز رقم صادرات محصولات پتروشیمی ۴ میلیارد دلار پیش‌بینی شده که رقم قابل توجهی است، اما در سال‌های اخیر آنچه که بیش از هر چیز مورد توجه قرار می‌گیرد تولید و صادرات سالانه محصولات پتروشیمی است که به طور معمول در ابتدای هر سال مسئولان صنعت پتروشیمی به عنوان برنامه تولید و صادرات سالانه اعلام می‌کنند و تجربه نشان داده که تاکنون ارقام اعلام شده با نتیجه نهایی اختلاف فاحشی داشته است و این مورد همواره مورد سؤال همگان بوده و هست.

در نخستین روزهای سال گذشته اعلام شد که با راهاندازی طرح‌های در دست اجرای پتروشیمی، میزان تولید محصولات پتروشیمی در کشور به ۱۶ میلیون تن به ارزش ۵ میلیارد دلار خواهد رسید و ۲/۵ تا ۳ میلیارد دلار نیز از این رقم به بازارهای جهانی صادر می‌شود، اما هم اکنون که سال ۱۳۸۴ را پشت سر گذاشته‌ایم، رقم نهایی تولید محصولات پتروشیمی در این سال ۱۰ میلیون و ۱۰۰ هزار تن به ارزش ۳ هزار و ۶۷۱ میلیون دلار اعلام شده که از این رقم ۲ میلیارد و ۱۴۰ میلیون دلار آن به بازارهای جهانی صادر شده است و با یک نگاه گذرا تفاوت فاحش ارقام پیش‌بینی شده با ارقام تحقق یافته، آشکار می‌شود.

برنامه تولید ۱۶ میلیون تن محصول پتروشیمی در سال گذشته بر اساس بهره‌برداری از طرح‌های در دست اجرا برنامه‌ریزی شده بود که به سبب تأخیر در راهاندازی بسیاری از آنها این امر محقق نشد و عنوان می‌شود که شرکت ملی صنایع پتروشیمی برای جبران عقب ماندگی و استفاده هر چه بیشتر و سریع‌تر از مخازن مشترک برای حفظ منافع ملی کشور مجبور به شروع هم زمان تعداد زیادی طرح‌های بزرگ شد به همین سبب، اجرای این طرح‌ها که بیشتر آنها برای نخستین بار در کشور اتفاق افتاد، با استفاده از توان سازندگان داخلی به طور طبیعی طرح‌ها را با تأخیر همراه کرد، این دلیل منطقی و قابل قبولی است که مسئولان صنعت پتروشیمی آن را عامل تأخیر در راهاندازی طرح‌ها عنوان می‌کنند اما پرواضح است که این تمام ماجرا نیست.

امسال نیز در نخستین روزهای فصل بهار، برنامه فروش عملیاتی محصولات پتروشیمی در سال ۱۳۸۵، بر اساس برنامه بودجه مصوب شرکت ملی صنایع پتروشیمی اعلام شده به طوری که برنامه تولید امسال با نرخ بهره‌برداری ۷۴ درصد، ۳۰ میلیون و ۷۰۰ هزار تن پیش‌بینی شده است که از این رقم معادل ۲۲ میلیون تن محصول قابل فروش خواهد بود و ۱۰ میلیون و ۳۰۰ هزار تن آن در مجتمع‌های در حال تولید، ۲ میلیون

مهمترین و بزرگترین طرحی که امسال به سرانجام رسید، خط لوله اتیلن غرب، ۱۰ مجتمع در مسیر این خط لوله و طرح الفین یازدهم به عنوان تولیدکننده خوراک این مجتمع‌هاست که با تکلیف دولت، به وسیله شرکت ملی صنایع پتروشیمی، با همکاری بخش خصوصی و با هدف محرومیت زدایی در استان‌های محروم غرب کشور ساخته خواهد شد. قرارداد اجرای طرح «الفین یازدهم» به عنوان بزرگترین طرح الفین جهان به ارزش ۹۶۰ میلیون دلار تیر ماه امسال میان شرکت پتروشیمی «باختر» به عنوان مجری طرح‌های غرب کشور و کنسرسیومی مشترک از سه شرکت «سازه» ایران، «لینده» آلمان و «هیوندا» کره جنوبی به صورت EPCC دانش فنی، مهندسی پایه و تفصیلی، تأمین تجهیزات، ساختمان و نصب و راهاندازی منعقد شد که بزرگترین قرارداد شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران از نظر ارزش قرارداد به شمار می‌رود و با وجود حرف و حدیث‌های فراوانی که پیرامون این قرار داد به سبب حضور دو شرکت خارجی به عنوان پیمانکار اجرای این طرح، مسئولان صنعت پتروشیمی با قاطعیت اعلام کردند، سودی که از اجرای سریع طرح بزرگ «الفین یازدهم» در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس نصیب کشور خواهد شد، بسیار بیشتر از نفع حاصل از رعایت سهم پیمانکاران ایرانی در اجرای این طرح است و ایران برای استفاده بهتر و بیشتر از مخزن گازی پارس جنوبی، مشترک میان ایران و قطر، با سرعت هر چه بیشتر باید طرح‌های گازی و پتروشیمی را اجرا کند و هر روز تأخیر در اجرای طرح‌های پتروشیمی، زیان هنگفتی را به کشور وارد می‌کند.

۲ میلیون و ۴۰۰ هزار تن اتیلن تولیدی در طرح «الفین یازدهم»، به خط لوله اتیلن غرب کشور تزریق می‌شود و این خط لوله اتیلن را از عسلویه به میاندو آب منتقل می‌کند و در سر راه خود با ۱۰ انشعاب، خوراک مجتمع‌های گچساران، خرم آباد، کرمانشاه، سنندج، مهاباد، همدان، میاندوآب، دهدشت، اندیمشک و چهار محال و بختیاری را تأمین خواهد کرد و امسال پیمانکاران ۱۴ قطعه خط لوله نیز انتخاب و هم اکنون عمیات اجرایی و لوله‌گذاری آنها آغاز شده است.

همچنین قرارداد ساخت ۵ مجتمع پلیمر کرمانشاه، لرستان، گچساران، مهاباد و کردستان برای تولید محصولات پلیمری منعقد شد و به جز مجتمع کرمانشاه که اعتبار مورد نیاز اجرای طرح تأمین و عملیات اجرایی آن آغاز شده است، مابقی در مرحله انتظار برای تأمین گشایش به سر می‌برند و متولیان در پی یافتن راهی برای تأمین هزینه‌ها برای آغاز اجرای این طرح‌ها هستند که این روزها با توجه به وضعیت پرونده هسته‌ای ایران بانک‌های خارجی در حالت صبر و انتظار به سر می‌برند و بر فاینانس طرح‌های پتروشیمی کمتر پایش می‌گذارند، اما مسئولان صنعت پتروشیمی ایران معتقدند که با توجه به ذخایر غنی نفت و گاز در کشور و خوراک مطمئن برای توسعه صنعت پتروشیمی، ایران بهترین بازار برای بانک‌های اروپایی برای ارایه وام و تسهیلات است و آنها تمایل بسیار بالایی به این امر دارند و آنها هم اکنون در حال بررسی موقعیت و آینده ایران هستند و مسأله دریافت تسهیلات از بانک‌های اروپایی به زودی برطرف خواهد شد و فقط پیش‌بینی می‌شود بهره و بیمه این تسهیلات افزایش یابد، اما آنها برای جلوگیری از تأخیر در اجرای طرح‌ها تلاش می‌کنند تا با کسب مجوز از دولت و مجلس شورای اسلامی امکان استفاده از صندوق ذخیره را به دست آورند این دوره را که تحت فشارهای سیاسی هستیم، بگذرانیم.

انعقاد قرارداد چند طرح کوچک پتروشیمی در قالب افزایش ظرفیت مجتمع‌های قدیمی مانند اصفهان، اراک، ارومیه و خراسان نیز از دیگر فعالیت‌های صنعت پتروشیمی در زمینه توسعه شتابان این صنعت در سال ۱۳۸۴ بود که این توسعه از سال ۱۳۷۶ با ورود مهندس محمدرضا نعمت زاده پیر صنعت ایران به این صنعت به عنوان مدیر عامل شرکت ملی صنایع پتروشیمی آغاز شد و اما مهمترین رخدادی که صنعت پتروشیمی امسال با آن مواجه شد خداحافظی مهندس نعمت زاده از این صنعت بود

این‌ها همه برنامه‌ای است که از سوی مسئولان برای سال ۱۳۸۵، صنعت پتروشیمی تعیین شده، اما چقدر از آن تحقق خواهد یافت مسأله‌ای است که باید تا پایان سال به انتظار بنشینیم، در هر حال مسئولان این صنعت که بسیاری از آنها در نخستین روزهای سال جاری با حکم مهندس اصغر ابراهیمی اصل مدیر عامل شرکت ملی صنایع پتروشیمی در سمت‌های خود جابه‌جا شده‌اند بر این باورند که امسال، سال جهش تولید و صدور محصولات پتروشیمی خواهد بود و به طور قطع طرح‌های بزرگ منطقه عسلویه و ماهشهر در مدار تولید قرار می‌گیرند و برنامه‌های تولید و صادرات تحقق خواهد یافت.

این صنعت مبنی بر به بهره‌برداری رسیدن تمامی طرح‌های برنامه سوم در سال ۱۳۸۴، اما هنوز برخی از طرح‌های این برنامه سوم به دلایل مختلف به پایان نرسیده است، شرکت ملی صنایع پتروشیمی برای جبران عقب ماندگی و استفاده هر چه بیشتر و سریعتر از مخازن مشترک برای حفظ منافع ملی کشور مجبور به شروع هم زمان تعداد زیادی طرح‌های بزرگ شد به همین سبب، اجرای این طرح‌ها که بیشتر آنها برای نخستین بار در کشور اتفاق افتاد، با استفاده از توان سازندگان داخلی به طور طبیعی طرح‌ها را با تأخیر همراه کرد، اما در کنار این تأخیرها، واحدهای بزرگی نیز به تولید رسیدند که افزون بر رشد چشمگیر تولید انواع محصولات پتروشیمی، رتبه بین المللی شرکت ملی صنایع پتروشیمی را در جهان ارتقا بخشیدند.

در حالی که به پایان سال ۸۴ رسیدیم که به بهره‌برداری از طرح‌های بزرگ پتروشیمی، تولید مواد اولیه فراوانی در کشور آغاز شده که افزون بر بالا بردن میزان صادرات، سبب توسعه صنایع پایین دستی و در نهایت، اشتغال زایی قابل توجه در کشور خواهد شد و از دیگر سو، زمانی که مواد اولیه پتروشیمی با حجم بالایی در کشور تولید شود، شرایط مطمئنی برای سرمایه گذاران در بخش پایین دستی ایجاد می‌شود و در نهایت، با ایجاد اشتغال و تولید، رونق اقتصادی و منابع انسانی متخصصی را برای کشور به ارمغان خواهد آورد که سرانجام، کشور را به مکانی امن و معتبر برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی تبدیل می‌کند.

در سالی که پشت سر گذاشتیم طرح‌های بزرگ، آروماتیک سوم مجتمع پتروشیمی بوعلی سینا، الفین ششم مجتمع پتروشیمی امیرکبیر، طرح اسید ترفتالیک و پلی اتیلن ترفتالات مجتمع پتروشیمی تندگویان، مخازن صادراتی بندر امام به همراه واحد خصوصی ۳۰۰ هزار تنی «پروپیلن» نوید زرشیمی نیز با حمایت شرکت ملی صنایع پتروشیمی در کنار مجتمع پتروشیمی امیرکبیر نیز امسال و همزمان با چهار طرح دیگر تیر ماه امسال با حضور رئیس جمهور وقت کشور به بهره‌برداری رسمی رسیدند، که به باور کارشناسان و مسئولان، این صنعت مهمترین راه‌آورد بهره‌برداری از ۵ طرح عظیم پتروشیمی در منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی بندر امام، اشتغال زایی فراوان برای کشور است و بر اساس برآوردها محصولات تولیدی این واحدها سالانه یک میلیارد و ۸۰۰ میلیون دلار ارزآوری برای کشور به همراه خواهد داشت که این رقم با نوسان قیمت جهانی محصولات پتروشیمی تغییر می‌کند.

در کنار این طرح‌ها که امسال به بهره‌برداری رسیدند و فروش بخش عمده‌ای از محصولات آنها در بازارهای جهانی ارز آوری مناسبی را نیز برای کشور به همراه داشته است، چندین طرح بزرگ نیز مانند طرح الفین هفتم پتروشیمی مارون و دومین واحد PTA مجتمع پتروشیمی تندگویان و واحد خصوصی «پلی پروپیلن» رجال در منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی بندر امام و طرح استحصال اتان مجتمع پتروشیمی پارس در عسلویه در آستانه تولید قرار دارند که هم اکنون برخی از واحدهای طرح بزرگ الفین هفتم در مدار تولید قرار گرفته‌اند.

همچنین طرح‌های آروماتیک چهارم پتروشیمی برزویه به عنوان بزرگترین طرح آروماتیک جهان، فاز نخست اوره آمونیاک پتروشیمی غدیر، متانول چهارم پتروشیمی زاگرس و الفین نهم پلیمر آریا ساسول که در منطقه ویژه اقتصادی انرژی عسلویه در دست اجرا هستند، نیز در مرحله راهاندازی قرار دارند و بنا بر اظهارات مجریان آنها، راهاندازی این طرح‌ها به سبب آماده نبودن سرویس‌های جانبی مجتمع پتروشیمی مبین با تأخیر رو به رو شده‌اند به همین سبب برنامه‌ریزی سال گذشته، رقم صادرات امسال محصولات پتروشیمی که حدود ۳ میلیارد دلار تعیین شده بود محقق نشد، اما با توجه به این که این طرح‌ها به طور حتم سال آینده به تولید خواهند رسید سال آینده شاهد جهش بزرگی در تولید و صادرات انواع محصولات جدید پتروشیمی خواهیم بود و بنا بر اعلام شرکت بازرگانی پتروشیمی، سال آینده با به تولید رسیدن طرح‌های در دست اجرا، حداقل ۷ میلیون تن محصول جدید تولید و اختلاف رقم صادرات برنامه‌ریزی شده امسال نیز برطرف خواهد شد و به طور قطع رقم صادرات ۴ میلیارد دلار در سال آینده تحقق خواهد یافت.

سال ۱۳۸۴ برای صنعت پتروشیمی تنها با بهره‌برداری از طرح‌های بزرگ به پایان نرسید بلکه در کنار آن با برنامه پنج ساله چهارم نیز آغاز شد که تا سال ۱۳۸۸ ادامه خواهد داشت در این برنامه، اولویت با استفاده از خوراک گاز طبیعی، اتان، میعانات گازی، «ان جی ال» و محصولات جانبی و مواد میانی مجتمع‌ها، بهره‌گیری از امکانات داخلی، حذف نهایی یارانه‌ها و نیز اجرای طرح‌های جدید در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس و منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی تعریف شده است که امسال با انعقاد چندین قرار داد برای اجرای طرح‌های بزرگ در مناطق مختلف کشور پیگیری شد.

همان حال که خود را گرفتار فقر می بینند، وقتی می شنوند دولت آنها خرج فقرای دیگر را می کشد، نمی توانند منطق دولت را درک کنند، مگر آنکه توجیه قانع کننده دولت را هم بشنوند. در غیر این صورت شکافی بین دولت و ملت ایجاد می شود. ملت باید برای سؤال خود پاسخ قانع کننده بشنود. و دولت باید توضیح دهد که چرا و با استناد کدام حکم خود را درقبال جامعه جهانی مسئول می بیند.

همان طور که در سطور بالا گفته شد، صندوق اوپک در سال ۱۹۷۵ پس از فروکش کردن بحرانی که کشورهای صنعتی غرب بر سر استفاده از نفت براه انداخته بودند، پس از آن بحران اهمیت خود را از دست داد. اما امروز بحث دیگری را به جای آن صندوق می توان مطرح کرد و آن تأسیس یک بانک اوپک است، و بخشی از سود آن بانک را می توان در اختیار کشورهای فقیر قرار داد.

این بحث قبلاً هم در مجله اقتصاد انرژی طی مقاله ای با عنوان «از صندوق اوپک تا بانک اوپک» مورد بررسی قرار گرفت. از جمله در آن مقاله گفته شد اکنون به چند دلیل جادارد که اوپک همان صندوق را با تأسیس یک «بانک اوپک» توسعه بدهد. یکی از دلایلی که در آن مقاله عنوان شد آن بود که چون قیمت نفت افزایش شدیدی پیدا کرده، بنابراین چرخش نقدینگی نفت بسیار بالا است. و این چرخش برای بانک هایی که عملیات بانکی فروش نفت را انجام می دهند، اعتبار جدیدی ایجاد می کند. در نتیجه اوپک می تواند آن صندوق غیرفعال را تبدیل به یک بانک فعال کند. وقتی معاملات در یک بانک بین المللی غرب انجام شود، اعتباری کسب می شود که بانک می تواند از این اعتبار بهره ببرد. در آن مقاله گفته شد با تأسیس بانک اوپک، سودی که از گردش نقدینگی به دست می آید، نصیب خود کشورهای عضو اوپک می شود، نه بانک های دیگری که هم اکنون عملیات گردش نقدینگی از طریق آنها انجام می شود. و از محل این سود، می توان به کشورهای فقیر کمک کرد.

گذاشتن درآمدهای جدید نفتی در بانک پیشنهاد شده، از جهت دیگری نیز به سود کشورهای صادرکننده نفت است. این درآمدها، برخلاف آنچه ممکن است تصور شود، در صورتی که مورد استفاده درست قرار نگیرد، می تواند عاملی منفی باشد، به طوری که اقتصاددانان این عوامل منفی را یک بیماری (مثلاً «بیماری هلندی» نامیده اند). به همین دلیل است که اکثر این کشورها، مانند ایران، به مکانیسم ذخیره ارزی متوسل می شوند.

حتی کشوری مانند نروژ که یک کشور صنعتی پیشرفته است، در خرج کردن درآمد جدید نفتی خود با احتیاط رفتار می کند. نروژ برخلاف سایر کشورهای صادرکننده نفت، قبل از اینکه صادرکننده نفت شود، توسعه یافته و صنعتی شده بود. اما حتی در آنجا، اگر تمام درآمدهای جدید نفت وارد اقتصاد آن شود، می تواند عامل تخریب شود.

پولی که در این حساب های ذخیره ارزی نگهداری می شود، می تواند به آن بانک پیشنهادی برود و پشتوانه سپرده گذاری ها و سرمایه گذاری ها گردد. به این ترتیب چنان بانکی می تواند در سطوح بین المللی سرمایه گذاری کند، بدون آن که آن پول وارد اقتصاد داخلی کشورهای صادرکننده نفت شود و بیماری هایی پدید آورد. از محل سود آن بانک می توان کمک هایی به کشورهای فقیر کرد.

تفاوت مهمی بین احوال امروز با دوران پیشین وجود دارد. امروز آن جو هیجانی که در آن سال ها وجود داشت، و درواقع انگیزه اصلی اوپک برای تمهیداتی به نفع کشورهای فقیر بود، وجود ندارد. در نتیجه این تدبیر موضوعیت سال ۱۹۷۵ را از دست داده است.

در آن روز ظرفیت تولید کشورهای صادرکننده نفت بیش از نیاز بازار بود. کاهش تولید، که افزایش قیمت را سبب شد، تصمیمی عمدی بود. امروز همه می دانند که اوپک با حداکثر ظرفیت ممکن خود نفت تولید می کند. در نتیجه، اگر در آن سال ها بر اثر یک تصمیم توافق شده کشورهای عرب عضو اوپک قیمت نفت در بازارهای جهانی بالا رفت، امروز افزایش قیمت نفت به دلایلی غیر از تصمیم های توافق شده صورت گرفته است. کشورهای صنعتی گاهی اعلام می کنند که از اوپک توقع دارند تولید خود را بالا ببرد. اما خود آنها هم می دانند که تولید بیش از این، عملاً ممکن نیست.

بحث دیگری که از طرف موافقان کمک به کشورهای فقیر عنوان می شود، مبتنی بر انگیزه توسعه روابط خارجی و سودهایی دیپلماتیک است که از آن متصور می شود. کسانی که بر این انگیزه تأکید می کنند، پرداخت کمک به کشورهای فقیر را همچون یک هزینه روابط عمومی تلقی می کنند. آنها می گویند در نتیجه این کمک ها، حتی اگر در میان دولت ها محبوبیتی به دست نیاید، ملت ها این کمک ها را در نظر خواهند داشت و لاجرم دولت ها را برای اتخاذ سیاست هایی به نفع کشور کمک دهنده زیر فشار قرار خواهند داد.

درمقابل این دسته از افراد، کسانی با نگاه انتقادی استدلال می کنند که یک سابقه طولانی در این مورد وجود دارد و مثال های زیادی می توان زد که کمک ها داده شد، اما سود مورد انتظار دیپلماتیک به دست نیامد. یکی از این مثال ها سرمایه گذاری هایی است که رژیم گذشته ایران در بسیاری از کشورهای جهان کرد، اما در پایان نتوانست از آن بهره ببرد. بنابراین صرف کمک به خودی خود تأثیر چندانی بر روابط بین الملل کشورها نمی کند، مگر آنکه یک چشم انداز روشن و حساب شده باتوجه به همه جوانب امر در این زمینه وجود داشته باشد.

انگیزه دیگری که طرفداران کمک کشورهای صادرکننده نفت به کشورهای فقیر مطرح می کنند، جنبه انسانی دارد. به نظر این دسته از افراد، کشورهای صادرکننده نفت با درآمد جدیدی که به دست آورده اند، از روی اصول اخلاقی باید فکر کنند که مسئولیت و رسالتی درمقابل کشورهای فقیر جهان دارند. اگر به تعالیم اخلاقی اسلامی توجه شود، درواقع، کمک کشور صادرکننده نفت به ملت های فقیر جهان حکم صدقه را خواهد داشت.

انتقادکنندگان، هرچند وجود چنین مسئولیت و رسالتی را نفی نمی کنند، بر سر دامنه اختیارات دولت ها در صرف درآمدهای یک کشور در خارج از آن، تردید می کنند. آنها می گویند دولت درواقع نماینده ملت و حاکم بر منابع آن است، نه مالک آن منابع. به عبارت دیگر برای اینکه درآمدهای جدید نفت با انگیزه های انسانی و الهی از کشور خارج شود، دولت باید از موافقت صاحبان اصلی نفت، یعنی ملت، مطمئن باشد. در ایران ما خود با معضلاتی مهم روبرویم، از جمله اینکه ما اختلاف طبقاتی داریم، توزیع درآمد در ایران از نظر بسیاری از مردم عادلانه نیست و در نتیجه گرفتار عوارض فقر بسیاری از هموطنان خود هستیم. این گونه افراد در

نمایشگاه یازدهم؛ تحکیم پایه‌های توان داخلی و توسعه بر بستر تعامل

یازدهمین نمایشگاه تخصصی نفت، گاز و پتروشیمی با حضور معاون اول رئیس جمهور، وزیر نفت، مدیران و دست اندکاران صنعت نفت به مدت ۴ روز در تهران برگزار شد. نمایشگاه امسال از نظر تعداد شرکت کنندگان داخلی و خارجی و نیز وسعت فضای نمایشگاهی از رشد قابل توجهی برخوردار بوده است. بر پایه این گزارش، نمایشگاه یازدهم یکی از نمایشگاه‌های برتر نفت و گاز در جهان محسوب می‌شود که در هیچ یک از کشورهای عضو اوپک نمایشگاهی در این ابعاد دیده نشده است و این نشان از رقابتی بودن فعالیت آن دارد. نمایشگاه صنعت نفت، همواره آوردگاه شرکت‌های داخلی و بین‌المللی فعال در عرصه صنعت نفت بوده است تا با ارائه توانمندی‌های خود، بازارهای جدیدی را برای محصولات و خدمات خود تعریف کنند.



فعال‌ترین کشورهای شرکت‌کننده بودند. فضای نمایشگاه امسال نیز در مقایسه با دوره نخست آن از ۵ هزار متر مربع به بیش از ۷۰ هزار متر مربع رسید و این امکان را ایجاد کرد تا شرکت‌های بیشتری امکان حضور داشته باشند.

رشد ۱۷ درصدی شرکت‌کننده‌های داخلی و خارجی در یازدهمین نمایشگاه نشان دهنده میزان علاقه شرکت‌های داخلی و خارجی برای حضور در این عرصه است. بخش نفت علاوه بر نقشی که در ابعاد بین‌المللی، به لحاظ تأمین انرژی موردنیاز جهان ایفاء می‌کند. از جایگاهی ویژه در تأمین ارز موردنیاز کشور افزایش تولید، اشتغال و نیز تأمین منابع ریالی برای دولت در جهت سرمایه‌گذاری و ارائه خدمات برخوردار است که در این راستا با گشوده شدن میدان‌های مختلف توسعه در صنعت نفت، بیش از ۲۰۰ هزار شغل مستقیم بر اثر فعالیت‌های در دست اقدام ایجاد شده که در هیچ بخش دیگری سابقه نداشته است؛ از این رو از آنجا که

همه ساله در روزهای بهار نمایشگاه نفت، گاز و پتروشیمی در کشور ما برگزار می‌شود و بسیاری از شرکت‌ها و سازمان‌های مرتبط با این حوزه در داخل و خارج از کشور در چند روز به تبادل آرا تجربیات و دستاوردهای خود می‌پردازند. آنچه بیش از هر چیزی از بازتاب این نمایشگاه برمی‌آید این است که ضرورت آن چیست چه پیامدهایی خواهد داشت و آیا این حوزه تخصصی توانسته است در هلول این ۱۰ دوره برگزاری به نتایج مطلوبی برسد؟ به راستی حضور ۷۹۰ شرکت داخلی و ۴۹۵ شرکت خارجی، در یازدهمین نمایشگاه بین‌المللی نفت، گاز و پتروشیمی چه خواسته‌ها و نیازهایی را مطرح می‌سازند و نمایشگاه امسال در چه شرایطی بود.

این در حالی است که این آمار در سال ۱۳۷۵، درمورد شرکت‌های ایرانی ۹۳ شرکت بوده است که این امر بیانگر ۸ برابر شدن حضور این شرکت‌های در نمایشگاه یازدهم نفت، گاز، پتروشیمی است. در این دوره کشورهای آلمان، انگلیس و ایتالیا به ترتیب با ۹۱، ۶۲ و ۳۵ شرکت،

امسال حضور رئیس جمهوری اسلامی ایران در سالن‌هایی که تنها شرکت‌های داخلی حضور داشتند، کفه ترازو را به نفع این شرکت‌ها سنگین‌تر کرد، به ویژه این که گفته می‌شود احمدی نژاد در پایان بازدید خود، دستورالعملی چند ماده ای، در حمایت از صنایع داخلی صادر کرده است که در چند ماه آینده به صورت مصوبه به شرکت‌های اصلی زیرمجموعه وزارت نفت ابلاغ خواهد شد. رئیس جمهوری در حاشیه دیدار از یازدهمین نمایشگاه بین‌المللی نفت، گاز و پتروشیمی، اظهارداشت: صنعت نفت ایران از قدیمی‌ترین صنایع کشور است که نیروهای توانمندی در هر دو بخش خصوصی و دولتی و در تمام بخش‌های مطالعاتی، اکتشاف، مدیریت و مهندسی دارد و باعث خوشحالی است که بخش خصوصی در تمام حوزه‌های صنعت نفت به ویژه تولید قطعات بسیار پیچیده حضور فعال دارد.

احمدی نژاد، خاطرنشان کرد: امیدواریم هر چه سریعتر به نقطه‌ای برسیم که تمام نیازهای صنعت نفت را در داخل تامین کنیم. وی درباره درآمدهای نفتی کشور، گفت: امیدواریم قیمت نفت به سطح واقعی خود برسد، هر چند ما از این وضعیت ناراحت نیستیم، اما باید به دنبال توسعه صادرات غیرنفتی باشیم.

پرویز داووی، معاون اول رئیس جمهور نیز در مراسم افتتاحیه گفت: نمایشگاه نفت، گاز و پتروشیمی علاوه بر رشد سرمایه‌گذاری خارجی، زمینه تعامل بیشتر با اقتصاد جهانی را فراهم می‌کند. وی به دیگر دستاوردهای برگزاری این نمایشگاه اشاره کرد و اظهار داشت: برای رسیدن به توسعه اقتصادی تنها نمی‌توان به کالاهای داخلی بسنده کرد بلکه باید از فناوری‌های پیشرفته موجود در دنیا نیز بهره گرفت. جمهوری اسلامی در جهت تشویق و ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری به صورت عام، اهتمام لازم را انجام خواهد داد.

سید کاظم وزیری‌هامانه، وزیر نفت جمهوری اسلامی ایران نیز در این مراسم، گفت: نمایشگاه‌های تخصصی نفت ایران یکی از نمایشگاه‌های برتر جهان و منطقه است. وی اظهار داشت: برگزاری این نمایشگاه در این ابعاد، دستاورد ویژه‌ای است که تنها ایران در مقایسه با سایر کشورهای صادرکننده نفت از آن برخوردار است. این نمایشگاه تخصصی سالانه فرصت‌های بسیار خوبی را در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی در اختیار شرکت‌های داخلی فعال می‌گذارد.

هامانه اضافه کرد: نمایشگاه نفت، گاز و پتروشیمی نماد توان شرکت‌های داخلی و علاقه‌مندی شرکت‌های بین‌المللی برای حضور فعال در پروژه‌های این صنعت کشور است و این مهم نیز حاکی از آن است که همه اسباب رشد و تعالی صنعت نفت ایران فراهم شده است. وزیر نفت، مهمترین چالش در صنعت نفت ایران را سرمایه‌گذاری در این صنعت دانست و گفت: امید است شرکت ملی نفت ایران بتواند زمینه جذب و سرمایه‌های لازم را برای این کشور فراهم کند و از استقبال شرکت‌های خارجی برای حضور در پروژه‌های صنعت نفت کشور پاسخ مثبت دهد.

ارزش افزوده ناشی از این فعالیت‌ها نیز به مجموع درآمدهای کشور افزوده خواهد شد. در پیش گرفتن این سیاست‌ها، می‌تواند امیدبخش تحقق اهداف توسعه‌ای کشور با نقش آفرینی هرچه بیشتر صنایع نفت، گاز و پتروشیمی باشد که ذخایر غنی نفت و گاز و امیدهایی که به کشف ذخایر هیدروکربوری بیشتر در ایران وجود دارد، پشتوانه‌هایی برای اجرایی کردن این سیاست به شمار می‌رود، به ویژه این که نیروی انسانی جوان و تحصیلکرده در کشور می‌تواند افزون بر نقش آفرینی در توسعه علمی و فناوری مورد نیاز صنعت نفت، فرصت‌های شغلی حاصل از گسترش فعالیت‌ها را در بخش‌های پایین دستی در اختیار بگیرد.

افزایش توان شرکت‌های داخلی و حضور تدریجی آنها در بازار

صنعت نفت ایران بدون تعامل با جهان بیرون و نیز رقابت با شرکت‌های نفتی مشابه در سطح جهان قادر به ادامه حیات نیست تلاش برای روزآمد ساختن این صنعت از مهمترین مواردی است که در این دوره نمایشگاه مورد توجه قرار گرفته است.

البته به نسبت سال‌های قبل که در این نمایشگاه حضور یافته ایم تبلیغات و اطلاع رسانی برای عموم مردم ناکافی بود و مشخص نبود چرا امسال تبلیغات این نمایشگاه به روزهای پایانی ختم شد. مسئولان برگزاری نمایشگاه می‌بایست فضایی را به وجود می‌آوردند که جوانان و دانش‌آموزان مقاطع دبیرستان را به این حوزه‌ها وارد می‌کردند و آنان متوجه می‌شدند که کشورشان در این عرصه چه قابلیت‌هایی دارد تا نقطه امید و بالندگی را در آنان به وجود آورد. نمایشگاه هنگامی می‌تواند تأثیرگذار باشد که از قالب کلیشه‌ای خود بیرون آید و به مسائل اصلی و بنیادی و عوامل محدودکننده این حوزه به پردازد و سایر سازمان‌های مرتبط با بخش نفت در تولید صادرات و تأمین امنیت نیز باید حضور داشته باشند.

براساس گزارش‌های ستاد خبری نمایشگاه، ۱۰ بخش اصلی تشکیل دهنده این نمایشگاه بودند؛ که عبارتند از: ۱- پیمانکاران عمومی (EC) ۲- پیمانکاران ساختمان و نصب (C) ۳- مهندسین مشاور (E) ۴- فناوری اطلاعات (ICT) ۵- مراکز پژوهشی و آموزشی ۶- تولیدکنندگان تجهیزات نفت ۷- خدماتی (فنی و بازرگانی) ۸- بهینه سازی مصرف و محیط زیست ۹- تولیدکنندگان فرآورده‌های نفتی پتروشیمی ۱۰- تولیدکنندگان تجهیزات فرآیندی. که اهدافی را از جمله همکاری صاحبان صنایع، معرفی ظرفیت‌های گازی به ارائه قطعات و تجهیزات، بستر سازی لازم برای ایجاد اشتغال، ترغیب مراکز اجرایی پیمانکاری و مشاوره ای، جلب سرمایه‌گذاری‌های بین‌الملل و برپایی سمینارهای تخصصی فنی و بازرگانی را در برنامه کاری خود داشتند.

شایان ذکر است که چشم انداز آینده جهان نشان می‌دهد؛ تقاضای روزافزون برای نفت و گاز بسیار زیاد خواهد بود و در این راه سهم ۱۳ درصدی نفت و ۱۸ درصدی گاز ایران در جهان سبب شده که موقعیت ایران در جهان انرژی هر روز بیشتر شود. ایران به عنوان دومین تولیدکننده نفت در مجموعه کشورهای عضو اوپک حدود ۱۳ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را در ۲۰ سال آینده تأمین کند؛ از این رو لازم است در تنظیم سیاست‌های داخلی اولویتی ویژه به توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت داده شود.

بر همین اصل برگزاری چنین نمایشگاه‌هایی می‌تواند فرصت‌های زیادی را برای متولیان این حوزه به وجود آورد ولی نکته مهم تنها شناسایی این قابلیت‌ها نیست بلکه اجرایی کردن تمام توافقات است و باید دید مهمترین عوامل محدودکننده این توافقات چیست و راه‌های برون رفت از این وضعیت را بیان کرد. نمایشگاه می‌تواند گام موثری در عملیاتی شدن برنامه توسعه کشور باشد زیرا با نشان دادن توانمندی‌ها راه‌ها را برای سرمایه‌گذاران و مدیران بخش‌های مختلف هموار و موفقیت بیشتری را برای تحقق برنامه‌های توسعه کشور فراهم خواهد کرد و جایگاه ایران را در عرصه گاز در سطح بین‌الملل بهتر بیان کند. زیرا با توجه به رو به کاهش بودن ذخایر نفت در دنیا و وجود ذخایر فراوان گاز در ایران می‌توان جایگاه مطلوبی را برای ایران در صفحه بین‌الملل متصور بود. رسیدن به جایگاه مطلوب نیازمند شناخت قطب‌های مصرف است و تعامل با قطب‌های مصرف می‌تواند از طریق همین نمایشگاه‌ها تحقق یابد.

یکی از مهمترین ویژگی این نمایشگاه ارتباط چهره به چهره و نزدیک با مسئولان ارشد وزارت نفت بود که شرکت‌های خارجی فرصت می‌یابند از نزدیک مسائل و مشکلات را بیان کنند و مسئولان را در جریان این موضوع‌ها قرار دهند و از سوی دیگر انتظارات مسئولان را بشنوند.



توان بخش داخلی و بهره‌مندی این بخش از دانش فنی روزآمد و نوین، در سال‌های آینده فراهم می‌کند.

هم‌اکنون تصمیم‌گیران بیشتر صنایع کشور به فکر بازنگری در تعرفه واردات تولیداتی هستند که با قیمت‌هایی کمتر از مشابه محصولات داخلی، از کشورهای آسیایی وارد می‌شوند و افول و نابودی صنایع داخلی کشور را به همراه داشته‌اند که به گفته مهندس علی کیوان آرا، مدیر عامل شرکت پشتیبانی، ساخت و تهیه کالای نفت تهران، چنین تغییراتی در تعرفه واردات تجهیزات مورد نیاز صنعت نفت نیز اعمال خواهد شد تا سازندگان تجهیزات و محصولات مورد نیاز صنعت نفت در داخل کشور، فرصت بیشتری برای گسترش توان خود در اختیار داشته باشند.

وی تعریف روش‌های حمایت پولی را برای تعدیل هزینه‌های ساخت محصولات و تجهیزاتی که برای نخستین بار در کشور ساخته می‌شود، از دیگر راهکارهایی خوانده است که به عنوان دستورالعمل حمایتی رییس جمهور برای افزایش نقش صنایع داخلی در توسعه صنعت نفت کشور مطرح شده است و در یکی، دو ماه آینده به صورت مصوبه‌ای مشخص، تدوین خواهد شد، هر چند باید به خاطر داشت، تقویت صنایع خصوصی فعال در ساخت تجهیزات، پیش از آن که وظیفه وزارت نفت باشد، به عهده وزارت صنایع و معادن گذاشته شده است تا با تدوین طرح‌های حمایتی و تعریف روش‌هایی کارآمد که برای قانونگذاران کشور قابل تأیید باشد، زمینه رشد هرچه بیشتر صنایع داخلی فعال در ساخت تجهیزات صنعت نفت را در کنار دیگر صنایع داخلی فراهم کند.

باید به خاطر داشت با تدوین سیاست‌هایی روشن برای حمایت از تولید کالا و تجهیزات و ارائه خدمات مورد نیاز صنعت نفت در داخل کشور، می‌توان شرکت‌های خارجی را واداشت تا با انجام مشارکت‌هایی با شرکت‌های داخلی، فناوری و دانش فنی خود را نیز به داخل کشور منتقل کنند، به ویژه آن که نیروی انسانی تحصیل‌کرده و ارزان ایران، رقابت‌پذیری چشمگیر قیمت‌های انرژی در کشور و فراهم بودن امکانات و سخت‌افزار اولیه، مزیت‌های قابل توجهی برای جذب سرمایه‌های خارجی به منظور احداث و راه‌اندازی واحدهای تولید تجهیزات صنعت نفت در ایران به وجود آورده است و می‌توان با اعتماد به صنایع داخلی و فراهم کردن زمینه‌های همکاری بین‌المللی برای توسعه این صنایع، ساخت تجهیزاتی منطبق با استانداردهای بین‌المللی را در سال‌های آینده در کشور شاهد بود.

بین‌المللی تجهیزات صنعت نفت در سال‌های گذشته که تأکید هرچه بیشتر وزارت نفت را در تأمین تجهیزات مورد نیاز پروژه‌های این صنعت از شرکت‌های داخلی، به همراه داشت، سبب شده است استفاده از آخرین دانش فنی در تولید تجهیزات مورد نیاز صنعت نفت، به یکی از اصلی‌ترین چالش‌های شرکت‌های بین‌المللی فعال در صنعت نفت با تصمیم‌گیران این صنعت در سال‌های اخیر تبدیل شود؛ به گونه‌ای که انطباق نداشتن تولیدات شرکت‌های ایرانی با استانداردهای موسسه‌های بین‌المللی به عنوان یکی از دلایل خرید تجهیزات مشابه خارجی اعلام می‌شود که بر اساس دستورالعمل رییس جمهور، این مانع از پیش روی سازندگان داخلی برداشته خواهد شد، تاجایی که صنعت نفت موظف می‌شود، تولیدات شرکت‌های داخلی را در صورتی که تحت لیسانس‌های بین‌المللی نباشند، ولی با استانداردهای مورد نیاز کشور انطباق داشته باشند، با تأیید یک شرکت بازرسی، برای استفاده در مناطق عملیاتی، خریداری کند. این شرکت بازرسی که میان خریدار و فروشنده حکم خواهد کرد، وظیفه بررسی کیفیت تولیدات شرکت‌های داخلی و میزان انطباق آنها با استانداردهای بین‌المللی را به عهده می‌گیرد.

نویا بودن شرکت‌های سازنده تجهیزات صنعت نفت که سبب شده است این شرکت‌ها، ظرفیت‌های کمی برای ساخت و تولید محصولات خود داشته باشند، از دیگر ضعف‌های بخش داخلی فعال در صنعت نفت به شمار می‌رود؛ به گونه‌ای که به گفته مهندس اصغر ابراهیمی اصل، مدیر عامل شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران، شرکت‌های خارجی که به عنوان پیمانکار پروژه‌های توسعه صنعت نفت فعالیت می‌کنند، همزمان با افزایش ظرفیت‌های تولیدی شرکت‌های داخلی، ظرفیت‌های مورد نیاز خود را در پروژه‌های بعد، افزایش می‌دهند تا فرصت کافی برای خرید تجهیزات از شرکت‌های خارجی مورد نظر خود داشته باشند، اما بر اساس دستورالعمل رییس جمهور، در صورتی که شرکت‌های داخلی، توان تأمین ۶۰ تا ۷۰ درصد از تجهیزات و اقلام مورد نیاز هر یک از پروژه‌های صنعت نفت را داشته باشند، پس از نهایی کردن خرید این میزان از تولیدات با شرکت مورد نظر، خرید بقیه تجهیزات از شرکت‌های خارجی نیز به عهده همان شرکت گذاشته خواهد شد تا با استفاده از منابع مالی وزارت نفت، فرصت لازم را برای مذاکره و چانه زنی با دارندگان بین‌المللی دانش فنی مورد نیاز خود داشته باشد و با انتقال فناوری برای ساخت تجهیزاتی که به عهده دارد، بر توانمندی‌های خود بیفزاید. این شرایط، فرصت مناسبی را برای توسعه

مرور کلی بازار نفت

کردند که به بازار اطمینان دهند عرضه کافی نفت همچنان ادامه خواهد یافت، اما این اظهارات با توجه به وضعیت حاکم بر بازار تأثیر چندانی به جای نگذاشت.

عوامل تقویت کننده قیمت نفت

۱- تداوم مخالفت تعدادی از کشورهای غربی با فعالیت های صلح آمیز هسته ای ایران و ارجاع پرونده هسته ای ایران به شورای امنیت سازمان ملل از سوی آژانس بین المللی انرژی اتمی.

۲- تشدید درگیری های مسلحانه نیروهای دولتی و ناراضیان نیجریه ای و قطع تولید ۴۰۰ هزار بشکه در روز از تولید نفت خام این کشور.

۳- قطع موقت صادرات ۱/۱ میلیون بشکه در روز صادرات نفت خام عراق از بایانه نفتی، بصره به دلیل بدی آب و هوا

۴- تنش سیاسی بین ونزوئلا و امریکا
۵- تداوم تعمیرات اساسی پالایشگاه‌های امریکا و کاهش عرضه فرآورده‌های نفتی.

عوامل تضعیف کننده قیمت نفت

۱- افزایش سطح ذخیره سازی های تجاری نفت خام امریکا به دلیل کاهش تقاضای یالا بشی.

۲- تأکید پادشاه عربستان در مورد تداوم عرضه کافی نفت از سوی این کشور.

۳- اطمینان دادن رییس کنفرانس اوپک در سفر امریکا در مورد تأمین عرضه کافی نفت.

۴- شکسته شدن اعتصاب در تعدادی از یالا بشگاه‌های فرانسه.

۵- اعلام عدم استفاده از نفت به عنوان سلاح برای مقابله با تصمیم شورای امنیت سازمان ملل از سوی وزیر خارجه کشورمان.

۶- پیش بینی تداوم تولید بالای نفت توسط وزیر نفت قطر رئیس کنفرانس اوپک.

۷- تداوم سقف تولید اوپک در سطح ۲۸ میلیون بشکه در روز در اجلاس یکصدم و چهارم این سازمان در هشتم ماه مارس ۲۰۰۶.

در ماه فوریه ۲۰۰۶ قیمت های نفت دچار کاهش شدند به گونه ای که میانگین قیمت سبد نفت خام اوپک با کاهش ۱/۸۵ دلار در بشکه به سطح ۵۶/۶۲ دلار در بشکه کاهش پیدا کرد. اما این روند نزولی در ماه مارس ۲۰۰۶ ادامه پیدا نکردند و قیمت های نفت توانستند دوباره به سطوح بالاتری افزایش پیدا کنند. به طوری که میانگین قیمت سبد اوپک با افزایش ۱/۲۴ دلار در بشکه به سطح ۵۷/۸۶ دلار در بشکه صعود کرد. به هر حال میانگین قیمت سبد اوپک در سه ماهه اول سال ۲۰۰۶ به سطح ۵۷/۶۷ دلار در بشکه رسید که نسبت به زمان مشابه در سال ۲۰۰۵ به میزان ۱۴/۳۸ دلار در بشکه افزایش داشت که کاملاً چشمگیر بود.

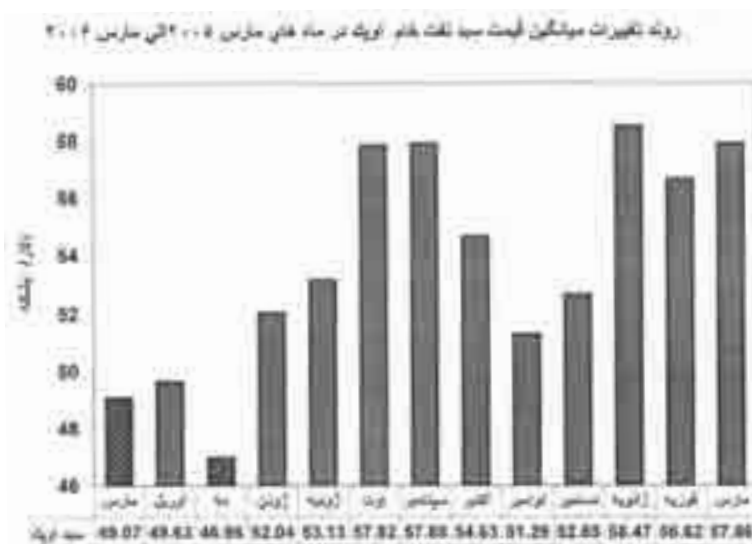
تداوم تولید بالای اوپیک در ماه فوریه ۲۰۰۶ که به سطح ۲۹/۸ میلیون بشکه رسید، زمینه روند نزولی قیمت‌ها را فراهم کرد. تداوم تعمیرات اساسی پالایشگاه‌های امریکا باعث کاهش تقاضای نفت خام آنها شده بود و در عین حال، سطح ذخیره‌سازی‌های تجاری نفت خام امریکا را افزایش داده بود. به گونه‌ای که سطح این ذخیره‌سازی‌ها به میزان ۱۲/۴ میلیون بشکه افزایش یافته بود. گزارش منتشر شده از سوی آژانس بین‌المللی انرژی نیز نشان می‌داد که رشد عرضه بیش از رشد تقاضا خواهد بود.

این وضعیت باعث شد که بورس بازان نیز خالص وضعیت فروش خود را در پایان ماه فوریه ۲۰۰۶ به سطح ۲۵/۶ هزار برگه افزایش دهند. به هر حال این وضعیت در ماه مارس ۲۰۰۶ ادامه نیافت. علی رغم تأکید مقامات رسمی جمهوری اسلامی ایران مبنی بر عدم استفاده از نفت به عنوان سلاح، مخالفت تعدادی از کشورهای غربی با فعالیت های صلح آمیز هسته ای ایران و ارجاع گزارش پرونده ایران به شورای امنیت سازمان ملل از سوی آژانس بین المللی انرژی اتمی باعث نگرانی بازار نفت شد زیرا احتمال تحریم صادرات نفت خام ایران از سوی برخی از تحلیلگران مطرح شده بود.

علاوه بر آن درگیری های مسلحانه بین نیروهای دولتی و ناراضیان در منطقه نفت خیز دلتای نیجریه توجه بازار را به خود جلب کرد و به ویژه اینکه این درگیری ها باعث قطع عرضه نفت خام نیجریه به میزان ۴۰۰ هزار بشکه در روز شد. هر چند اوپک در اجلاس یکصد و چهل و یکم خود که در هشتم ماه مارس ۲۰۰۶ برگزار شد، تصمیم گرفت که تولید بالای خود را ادامه دهد؛ اما کاهش سطح ذخیره سازی های تجاری بنزین در امریکا که از ادامه یافتن تعمیرات اساسی پالایشگاه های این کشور ناشی شده بود، باعث تقویت قیمت ها شد.

علاوه بر آن، سخت‌تر شدن مقررات زیست محیطی سوخت بنزین، احتمال کمبود این فرآورده را در فصل رانندگی مطرح ساخت. کمبود نفت خام سبک نیجریه نیز تأخیر خود را آشکار ساخته بود زیرا پالایشگران در صدد تهیه نفت خام‌های سبک بودند تا بتوانند فرآورده‌های سبک، مانند بنزین را به بازار عرضه کنند.

قطع موقت صادرات نفت خام عراق از پایانه نفتی بصره به دلیل بدی آب و هوا باعث شد که در ماه‌های فوریه و مارس ۲۰۰۶ به میزان ۱۰ میلیون بشکه از صادرات نفت خام این کشور از بازار خارج شود. تنش سیاسی بین ونزوئلا و آمریکا نیز التهاب بازار را تشدید کرده بود. در این میان برخی از مقامات رسمی کشورهای عضو اوپک نیز تلاش



همایون مطیعی

چالش‌های سنگ‌های کربناتی در نفت

۱- مقدمه

به طور کلی تقریباً یک پنجم کل سنگ‌های رسوبی در جهان را سنگ‌های کربناتی اعم از آهک یا دولومیت تشکیل می‌دهند (Pettijohn ۱۹۷۵). سنگ‌های کربناتی دارای گسترش وسیع جغرافیایی هستند و از نظر سنی از پره کامبرین تا عهد حاضر دارای پهنه زمانی هستند. سنگ‌های کربناتی خواص محیط رسوبی خود را به خوبی حفظ نموده و با تغییرات رخساره‌ای این خواص را ثبت نموده‌اند. گذشت زمان و عمق تدفین کربنات‌ها را تحت تاثیر عوامل دیاژنتیک متعددی قرار می‌دهد که در نهایت ظرفیت نهایی توان مخزنی کربنات‌ها را برای انباشتن هیدروکربور کنترل نموده است. کربنات‌ها به همراه ماسه سنگ‌ها تمامی ذخایر نفتی جهان را در خود انباشته‌اند. امروزه تقریباً پنجاه و دو درصد نفت و گاز جهان از میدان‌های عظیم نفتی کربناتی تولید می‌شود (Roehi & Choquette ۱۹۸۵) و در همین مقوله (Wilson ۱۹۸۰B) می‌گوید در حدود ۲۶۰ میدان عظیم نفتی کربناتی وجود دارد که هفتاد و پنج درصد ذخایر قابل استحصال جهانی را در بر گرفته‌اند (Halbouty et al. ۱۹۷۰).



به خوبی روشن می‌شود که در سطح جهان مخازن کربناتی به همان اندازه مهم و با ارزش هستند که مخازن ماسه سنگی چه از نظر زایش و چه از نظر حجم. ولی اهمیت مخازن کربناتی در ایران دارای اهمیت ویژه‌ای است چه حدود ۸۵ درصد ذخایر نفت و ۹۰ درصد ذخایر گاز در این گونه مخازن انباشته شده‌اند.

۳- اهمیت اقتصادی ذخایر هیدروکربوری انباشته در سنگ‌های کربناتی ایران

ارزش ذخایر برآورد شده	تخمین برآورد شده	ارزش کل	تخمین کل
5.54 T \$	116.8 Bbbl	6.87 T \$	137.5 Bbbl
1.09 T \$	900 TCF	1.13 T \$	1000 TCF
6.43 T \$	سیع کل	8.00 T \$	سیع کل

درکل ارزش اقتصادی ذخایر نفتی انباشته شده در سنگ‌های کربناتی حدود ۸۶ درصد کل ارزش اقتصادی ذخایر هیدروکربوری ایران است. در این جدول هر بشکه نفت ۵۰ دلار و هر متر مکعب گاز ۴ سنت محاسبه شده است.

۴- اهمیت سنگ‌های کربناتی در سایر صنایع

علاوه بر منابع هیدروکربوری سنگ‌ها کربناتی در صنایع دیگر نیز حائز اهمیت

۲- ذخایر هیدروکربوری در کربنات‌ها

این حقیقت که کربنات‌ها از مهمترین مخازن نفتی دنیا محسوب می‌شوند، مورد اتفاق نظر است چه حدود بیش از نصف کلیه ذخایر نفتی و گازی جهان در مخازن کربناتی در مخازن کربناتی تجمع حاصل کرده‌اند.

(Wilson ۱۹۸۰A) امروزه تقریباً چهل درصد نفت و گاز جهان از میدان‌های عظیم کربناتی تولید می‌شود (Roehi & Choquette ۱۹۸۵) و در همین مقوله (Wilson ۱۹۸۰A) می‌گوید حدود ۲۶۰ میدان عظیم کربناتی تقریباً ۵۵ درصد کل نفت جهان و ۴۹ درصد کل گاز جهان را در خود جای داده‌اند (میدان عظیم نفتی بدین معنی است که ذخیره آن بیش از نیم بیلیون بشکه نفت و با معادل انرژی آن باشد) (Wilson ۱۹۸۰B).

در آمریکای شمالی حدود یک سوم نفت و گاز عمده در مخازن کربناتی قرار دارند و حدود پنجاه درصد تولید نفت‌های میدان‌های عظیم کربناتی در آن نواحی استحصال می‌شوند (Halbouty et al ۱۹۷۰).

(Roehi & Choquette ۱۹۸۵) در کتاب مخازن نفتی کربناتی جهان خلاصه‌ای از انواع مخازن کربناتی جمع آوری کرده‌اند. از جمیع داده‌های فوق

چهار بیشه و دارا اشاره نمود که با افزایش درصد کربنات‌ها در آن سازندهای شیلی خواص مخزنی پدیدار شده است.

۳-۶ پیرامون پوش سنگ‌های کربناتی به جز مواردی کوچک مثال‌های قابل توجهی وجود ندارد و لی در میدان‌هایی که لایه‌های آهکی دارای ناخالصی شیل باشند و دولومیتی شدن در آنها اثربخش نباشد و ساختمان آرام و کم شیب باشد، این‌گونه طبقات می‌توانند نقش پوش سنگ را ایفا نمایند. نمونه بارز این پدیده در میدان دهلران در سازند سروک دیده می‌شود که مخزن به دو لایه کاملاً مجزا از یکدیگر به وسیله یک لایه آهکی تقسیم شده است.

۴-۶ عنوان نفت‌گیرها: با توجه به اینکه تا کنون در ایران نفت‌گیرهای چینه‌ای کشف نشده و تمامی تله‌های نفتی تاقدیسی می‌باشند، می‌توان درگیری مستقیم کربنات‌ها را در ساخت تاقدیس‌ها استنباط نمود ولی در اینجا توجه به چند نکته ضروری است؛ اول آنکه سنگ‌های کربناتی در زمره مواد شکننده قابل ارزیابی می‌باشند به این معنی که کربنات‌ها دچار تغییر شکل پلاستیک نمی‌شوند و بلافاصله بعد از حد تناسب دچار شکستگی می‌شوند لذا انحنای تاقدیس‌ها در اثر شکستگی‌ها به وجود آمده‌اند که خود مرتبط با شکنندگی کربنات‌هاست. گسترش این شکستگی‌ها در عمق تا سنگ‌های منشا تداوم یافته و اساساً مهاجرت نفت از طریق همین شکستگی‌ها اتفاق افتاده است؛ متصل و یکنواخت بودن آسماری و بنگستان در میدان‌های آغا جاری، بی بی حکیمه، رگ سفید و گچساران گواه این مطلب است. به عبارتی ساده‌تر شکنندگی کربنات‌ها موجب پدیدار شدن شکستگی‌ها و مهاجرت نفت از طریق آنها تجمع هیدروکربورها را در مخازن آسماری و بنگستان میسر ساخته است.

۷- مشخصات ممیز سنگ‌های کربناتی

گسترش سنگ‌های کربناتی در زمان و مکان از سایر سنگ‌های رسوبی ممیز است (Ham & Pray ۱۹۶۲). این مشخصات ممیزی که موجب تفکیک سنگ‌های کربناتی از ماسه سنگ‌ها می‌شود به قرار ذیل است:

- (۱) منشا درون حوضه‌ای
 - (۲) وابستگی مستقیم به فعالیت‌های زیستی
 - (۳) حساسیت آنها نسبت به تغییرات بعد از رسوب شدن
 - (۴) پیچیدگی هندسی فضای تخلخل
- ۱-۷ منشا درون حوضه‌ای:**

بیشتر سنگ‌های کربناتی در فاصله‌ای بسیار نزدیک به محل رسوب شدن شکل گرفته‌اند و این تفاوت اساسی آنها با ماسه سنگ‌ها و شیل‌هاست چه آنها از سنگ‌هایی خارج از محل رسوبی خود منشا گرفته‌اند، به همین علت درک منشا درون حوضه‌ای و محلی رسوبات کربناتی از دو نقطه نظر بسیار پر اهمیت است یکی تفسیر رخساره رسوبی و دیگری پیش‌بینی گسترش آنها در زیرزمین است.

رسوبات کربناتی همچون دیگر رسوبات نسبت به شکل حوضه و خواص فیزیکی شیمیایی آب درون حوضه حساس می‌باشد. شکل حوضه خود تابعی است از توپوگرافی از قبل موجود، تکنیک محلی و تغییرات سطح آب دریا است. در هر صورت عوامل حاکم بر گسترش و صفات ممیزه رخساره‌های اصلی کربناتی به مراتب از آنچه مربوط به رسوبات آواری است، متفاوت است. به عنوان مثال رسوبات کربناتی به علت منشا درون حوضه‌های خود، واکنش بسیار متفاوتی را به تغییر نسبی سطح آب دریا از خود نشان می‌دهد تا رسوبات آواری.

کربنات‌ها در این مورد که می‌تواند محیط رسوبی و محیط‌های مجاور خود را تحت تاثیر و تغییر دهند، منفرد هستند. این تاثیرات در چرخه سیستمی، داده فراورش ستاده و باز خور قابل فهم است. به عنوان مثال می‌دانیم ریف‌ها به سمت سطح آب گسترش می‌یابند. تصور کنید ریفی از صفر شروع به رشد می‌نماید و سپس به سطح آب دریا می‌رسد. بنابراین هم محیط خود را تغییر داده است و در عین حال مانع چرخش آب به پشت ریف نیز می‌شود.

۲-۷ وابسته بودن به فعالیت‌های زیستی

اغلب رسوبات کربناتی چه به صورت مستقیم و یا غیر مستقیم به فعالیت‌های

فراوان است مثلاً؛ در صنایع سیمان، خوراک اصلی کارخانه‌ها آهک است. در سدسازی به خصوص در استان‌های خوزستان، لرستان و چهارمحال بختیاری، شانه سدها بر رخنمون آهکی استوار است و معمولاً تونل‌های این سدها در سنگ‌های کربناتی حفاری شده‌اند مانند سدهای شهید عباسپور، مسجد سلیمان، کارون ۳ و غیره. استخراج آب‌های کارستی در استان‌های فارس، کهکیلویه و بویراحمد تماماً از چاه‌های حفر شده در آهک‌ها صورت می‌پذیرد. در زون سندج سیرجان غالباً ذخایر معدنی سرب و روی در آهک‌ها استخراج می‌شوند. استخراج کربنات منیزیم از دولومیت‌ها صورت می‌گیرد و این کانی در ساخت آجرهای نسوز، سرامیک، در لاستیک‌سازی، صنایع دارویی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در صنایع ساختمانی؛ آهک پخته، سنگ‌پی آهکی، سنگ نما و تولید آجرهای ماسه آهکی تماماً از سنگ‌های کربناتی تامین می‌شوند.

۵- درک مخازن کربناتی از کجا آغاز شد؟

خالی از لطف نیست که بدانیم اولین میدان نفتی کربناتی حاوی نفت به میزان اقتصادی میدان نفتی مسجدسلیمان (MIS) می‌باشد تا قبل از ۱۹۰۸ تصور کشف نفت در مخازن کربناتی دور از ذهن بود ولی پس از کشف نفت در سازند کربناتی آسماری میدان مسجدسلیمان در آن سال نقش میدان‌های کربناتی به تدریج روشن گردید. جالب توجه است که بدانیم حتی سال‌های بعد از کشف میدان مسجد سلیمان، زمین شناسان تصور می‌کردند که نفت در لایه‌های ماسه‌ای پوش سنگ آن نواحی تجمع حاصل کرده است. ولی با کارهای (Busk & Mayo ۱۹۱۸) و حفاری‌های بعدی نظریات تغییر یافت و آن باور حتی تا سالیان بعد به صورت تصور سنگ منشا و سنگ مخزن بودن توام آسماری خود را نشان می‌داد (۱۹۴۲ R.K. Richardson).

در هر صورت میدان کربناتی مسجد سلیمان اولین میدان نفتی خاورمیانه و اولین میدان کربناتی جهان محسوب می‌شود. تا دهه ۱۹۳۰ روشن شده بود که عدم تناسب تولید زیاد نفت با تراوایی آژند مخازن کربناتی در مسجد سلیمان، هفتکل و نفت سفید ناشی از وجود شکستگی‌هاست و لی تا اواخر دهه ۱۹۵۰ موضوع جدی گرفته نشد. در آن ایام برای اولین بار مدل‌های ریاضی شبیه‌سازی مخازن که برای مخازن ماسه سنگی طراحی شده بودند، در مورد مخازن کربناتی ایران به کار گرفته شد و جواب‌های نامعقول را ناشی از شکستگی‌های مخازن دانستند و از آن زمان تا کنون مطالعه شکستگی‌ها ادامه دارد.

۶- نقش و رفتار سنگ‌های کربناتی در نفت

اغلب سنگ‌های کربناتی در نواحی حاره یا نیمه حاره (بین مدارات راس الجدی و راس السرطان) در آب‌های دریایی گرم و کم عمق راسب شده‌اند (۱۹۷۵ Wilson). مخازن کربناتی را نتیجه اندرکنش چندین و چند عامل مختلف می‌داند که از آن جمله می‌توان به توالی رسوبی، بافت، تخلخل اولیه، تراوایی، دیاژن‌های اولیه، دیاژن‌های دیرپا، تاریخچه تدفین و تاثیر تکنیک اشاره نمود. معمولاً نحوه و درجه دیاژن در کربنات‌ها بروز خواص مخزنی در آنها را کنترل می‌کند (A. ۱۹۸۰ Wilson).

تولید نفت از مخازن کربناتی مبین رفتار و عمل چندگونه سنگ‌های کربناتی است (Wilson ۱۹۸۰ A,B)، (Roehi & Choquette ۱۹۸۵). از آن جمله می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود.

۱-۶ سنگ‌های منشا: سابقاً تصور بر این بود که سازندهای پابده، کژدمی و گروکه سنگ‌های منشا بسیار مهم در فروافتادگی دزفول به حساب می‌آیند دارای سنگ‌شناسی شیل می‌باشند در حالی که مطالعات اخیر نشان می‌دهد که بیش از ۵۰ درصد ترکیب سنگ آن سازندها کربناتی است و لذا در زمره سنگ منشاهای کربناتی به حساب می‌آیند.

۲-۶ مخازن کربناتی: با شرحی که در مقدمه آمده است، توضیح بیشتر موضوعیت ندارد ولی خاطر نشان می‌سازد علاوه بر سازند آسماری، و گروه‌های بنگستان، خامی و دهرم گاهی آثار نفت، گاز اقتصادی و غیر اقتصادی در سازندهای پابده، گورپی و کژدمی کشف گردیده است که به ترتیب می‌توان به کرج، آزادگان،

زیستی وابسته‌اند و به همراه راسب شدن با فعالیت‌های زیستی تغییر می‌یابند.

- اکثر سنگ‌های کربناتی از قطعات و ذرات بقایای قابل تشخیص اسکلتی حیاتی تشکیل شده‌اند. این بقایا می‌توانند به صورت ذرات ریز تشکیل دهنده گل‌های آهکی و یا ابعاد درشت‌تر قلوهای باشند. حتی این اعتقاد وجود دارد که میکربت آهکی بقایای جانوری هستند.

- تشکیل ذرات و تخریب بعدی آنها در کف دریا معمولاً با فعالیت‌های زیستی مرتبط است. بسیاری از ذرات کربناتی از شکسته و خرد شدن اسکلت کربناتی جانداران دریایی حاصل شده‌اند و حتی در پی رسوب شدن ذرات کربناتی می‌توانند به وسیله فعالیت‌های زیستی تخریب و یا نابود شوند.

- الگوهای دیاژنز در سنگ‌های کربناتی معمولاً مبین کانی‌شناسی اولیه ذرات تشکیل دهنده در رخساره زمینه است. ذرات و قطعات اسکلتی و غیراسکلتی با توجه به سن دارای کانی‌شناسی اولیه قابل پیش‌بینی هستند. آگاهی به این روابط می‌تواند این توان پیش‌بینی را به وجود آورد که یک رخساره به خصوص، چگونه واکنش دیاژنتیکی را در طی دوران پس از سوب شدن از خود بروز می‌دهد.

۸- مسائل حفاری در سنگ‌های کربناتی

رسوبات کربناتی در مقایسه با سایر نهشته‌های رسوبی دیگری از نظر حساسیت به تغییرات بعد از رسوب شدن منفرد می‌باشند. مسلماً این تغییرات در طی فرایندهای متعدد دیاژنسیک، به وجود می‌آیند.

ب) کانی‌های کربناتی راپچ (آراگونیت، کلسیت با منیزیم زیاد، کلسیت با منیزیم کم و دولومیت). دارای قابلیت انحلال متفاوت و پایداری متفاوت می‌باشند. توالی یادشده کانی‌های کربناتی بر اساس پایداری تنظیم شده است و دولومیت پایدارتین آن سری به حساب می‌آید.

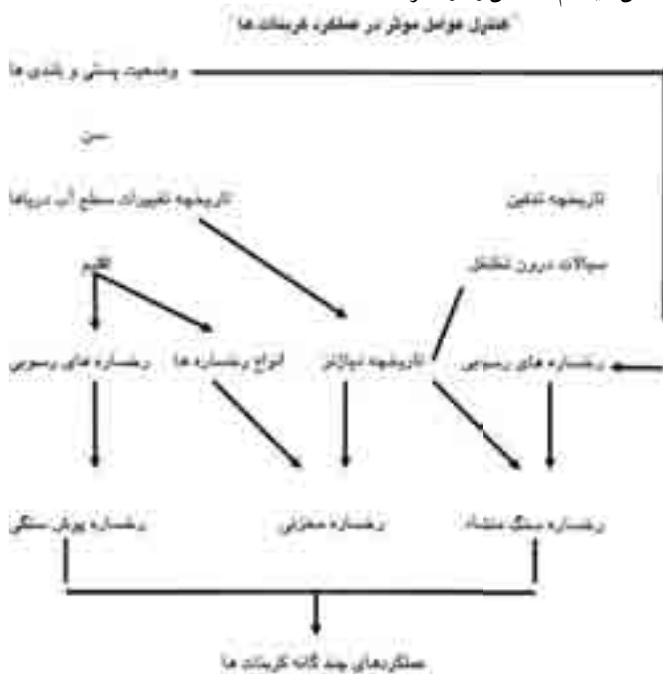
د) رسوبات کربناتی که دارای تخلخل و تراوایی اولیه زیادی هستند، موجب تسهیل حرکت سیالات متفاوت و موجب افزایش کنش های دیاژنتیک می شود.

ه) رسوبات کربناتی نسبت به دیانزهای اولیه نزدیک به سطح حساس هستند، چه در مقابل سیمان شدگی به وسیله آب دریا و یا در مقابل انحلال به وسیله آب‌های شیرین و سیمان کاسیتی شدن.

۹- مسائل پتروفیزیکی مخازن کربناتی

سیستم تخلخل در سنگ‌های کربناتی از نظر زایش و گلوگاه‌ها بسیار پیچیده و از آنچه در ماسه سنگها دیده می‌شود، متفاوت است. فرایندهای رسوب شدن، اندازه جور شدگی دانه‌ها و ذرات را کنترل می‌نماید و حاصل آن تاثیر بر تخلخل اولیه سنگ است. فرایندهای رسوبی بسیار متفاوتند مثلاً به هم خوردن رسوبات به وسیله امواج و جریان‌های کشندی تا فرایند زیستی کنترل کننده مانند اثر جانوران گل خوار و غیره.

تخلخل قبل از رسوب شدن در مواد پر تخلخل اسکلتی در بسیاری از نهشته‌های کربناتی از نظر حجمی بسیار پر اهمیت است ولی از نظر مخزنی چندان اهمیت



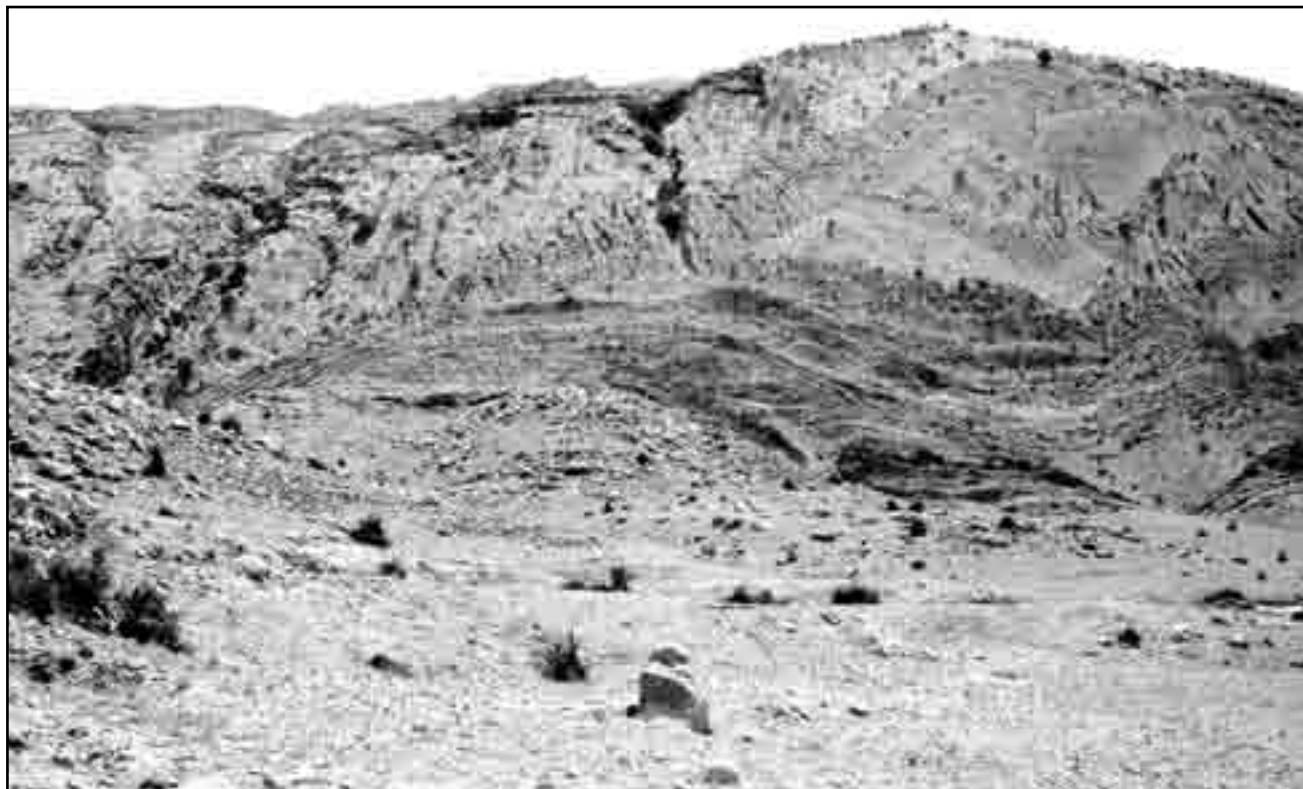
$$N = V_e \times \text{pop} (1 - S_e) \times F / B_a \text{ or } B_x$$

که در آن:

N حجم نفت قابل استحصال

V_r حجم کل سنگ مخزن

تخلخل



مشبک کاری بر اساس پارامترهای پتروفیزیکی صورت می‌گیرد و چنانچه اشاره شد آنها قادر به تفکیک شکستگی‌ها نیستند.

تکمیل چاه به صورت آستری‌های از قبل مشبک شده و یا از قبل شیار داده شده بدون سیمان کاری معمولاً با کاهش تولید همراه است. ایجاد شکستگی‌های مصنوعی با استفاده از فشار هیدرولیک تا کنون در مناطق نفتخیز با موفقیت همراه نبوده است. عدم قطعیت مقدار پیش‌بینی تولید از هر چاه همواره در سنگ‌های کربناتی موجود است مثلاً گاهی چاه‌های تکمیل شده در میان ستون نفتی، گاز یا آب تولید نموده‌اند. البته این پدیده‌ها به شکستگی‌ها نسبت داده شده‌اند. بعضی اوقات دیده می‌شود که نمودارهای پتروفیزیکی تخلخل آژند را صفر نشان می‌دهند لیکن چاه قادر به تولید نفت و گاز است. برآستی در چنین حالتی چگونه می‌توان چاه را تحریک و یا نحوه تکمیل آن چگونه باید باشد؟ تحریک چاه‌ها معمولاً با اسید کلریدریک حداکثر ۱۵-۲۵ درصد صورت می‌گیرد ولی می‌دانیم واکنش دولومیت‌ها کمتر از آهک است و آیا این تفاوت را در اسید کاری مخازن کربناتی در نظر گرفته‌ایم؟

۱۱- مسائل زمین‌شناسی در مهندسی مخازن کربناتی

مهمترین معضل در مهندسی مخازن کربناتی ناهمگنی این نوع مخازن است. به طور کلی ناهمگنی تحت تاثیر دو عامل اساسی است: اول دیاژنز و دوم شکستگی‌ها. دیاژنز اعم از زودرس و یا دیرپا بر تخلخل، تراوایی و خواص شکنندگی سنگ‌ها دارای تاثیر فراوان می‌باشند. در طی فرایند دیاژنز آراگونیت به کلسیت تبدیل شده و تخلخل کاهش می‌یابد. کلسیت به دولومیت تبدیل شده و تخلخل افزایش می‌یابد. تبدیل مجدد دولومیت به کلسیت به همراه سیمان شدگی مجدد نابود کننده تخلخل است و اگر دولومیت دوباره دولومیتی شود باز هم تخلخل نابود می‌گردد.

بنابراین تخلخل و تراوایی مرتبط به آن تحت تاثیر بسیار شدید عوامل دیاژنز است. تبدیل کلسیت به دولومیت موجب افزایش میزان شکنندگی سنگ می‌شود و این خاصیت تحت تاثیر نیروهای تکتونیکی مولد تاقدیس‌ها، الگوها، شمار، شدت و گسترش شکستگی‌ها را در تمامی ابعاد یک تاقدیس کنترل می‌نماید. میدان‌های تنش علاوه بر شکستگی‌ها مولد استیلولیت‌ها می‌شوند که موجب عدم تداوم عمودی موئینگی در سنگ مخزن به حساب می‌آیند.

Sw اشباع آب

F ضریب بازیافت

Bo ضریب حجم نفت

Bg ضریب حجمی گاز است

در حقیقت این رابطه متعلق به آژند سنگ مخزن است در حالیکه در مخازن کربناتی علاوه بر تخلخل، آژند تخلخل شکستگی‌ها نیز موجود می‌باشند و به همین علت حجم نفت قابل استحصال از شکستگی‌ها به خوبی روشن نیست و لازم است فرمول اشاره شده را به صورت ذیل اصلاح نمائیم، برای آژند؛

$$N_{\text{new}} = V_r \times \phi_r \times (N/G)_r \times (1 - S_{\text{wi}})_r \times F_r / B_o \text{ or } B_g$$

و برای شکستگی‌ها بنویسیم:

$$N_k = V_r \times \phi_r \times (N/G)_r \times (1 - S_{\text{wi}})_r \times F_r / B_o \text{ or } B_g$$

در این روابط

f شکستگی‌ها

m آژند است

از نظر پتروفیزیکی و نمودارگیری پارامترهای ϕ_r ، $(N/G)_r$ و Sw_f قابل اندازه‌گیری نیستند و آنچه به کار گرفته می‌شود، دارای اثبات علمی نمی‌باشند.

از دیگر مسائل پتروفیزیکی، عدم تطابق بافت رسوبی با تخلخل مفید است و یا آنکه بین تخلخل و تراوایی رابطه خطی برعکس ماسه سنگ‌ها وجود ندارد.

در ارزیابی نمودارهای الکتریکی گاهی به حجم نفت غیر قابل تحرک اشاره می‌شود که شاید بتوان آن را به دیاژنز بعد از مهاجرت نفت نسبت داد ولی این موضوع به اثبات نرسیده است.

۱۰- مسائل مهندسی تولید از مخازن کربناتی

انتخاب هندسه چاه از نظر تولید که چاه عمودی، با انحراف زیاد و یا افقی تکمیل شود برتری هیچ یک از آنها قطعی نیست. انتخاب نحوه تکمیل به صورت حفرة باز یا تولید سنگ ریزه و خوردگی تاسیسات سرچاهی همراه است. تکمیل چاه به صورت آستری سیمان شده و مشبک کاری موجب حذف تولید از شکستگی‌ها است چه

خواص محیط رسوبی اولیه، دیاژنز و شکستگی‌ها عوامل تغییرات خواص مخزن در سه جهت فضایی در یک مخزن نفتی بوده که نتیجه آن تقسیم مخزن به لایه‌ها و بخش‌هاست ولی حتی در یک لایه مخزنی سنگ‌های کربناتی تراوایی افقی و تراوایی عمودی متفاوت می‌باشد. معمولاً حرکت سیالات در یک لایه جریانی شعاعی و ممتد به طرف چاه است، حال اگر شکستگی‌ها به نظام اضافه شود از آنجا که شکستگی‌ها ممکن است چند لایه را قطع کرده باشند و در حالتی که موازی با چاه و یا مورب متمایل به عمودی نسبت به سطح طبقه عمل نموده و جریانی شدید و تیغه‌ای را وارد چاه می‌نمایند. تداخل این دو رژیم به جز اختلال در محاسبات مهندسی حاصلی نخواهد داشت. محاسبه مقدار نفت درجا در مخازن معمولاً با دو روش محاسبه از طریق حجم سنگ و دیگری از طریق محاسبه موازنه مواد است.

مثلاً در میدان مسجد سلیمان با روش اول $6/3$ بیلیون و با روش دوم ۷ بیلیون بشکه مقدار نفت درجای اولیه به دست آمده است که علت این اختلاف شاید به علت به حساب نیاموردن حجم تخلخل شکستگی‌ها باشد و به عبارتی ساده‌تر هنوز محاسبه حجم تخلخل شکستگی‌های یک مخزن فاقد قانونمندی است. چنانچه اشاره شد موازنه مواد یکی از روش‌های محاسبه نفت درجا است که مقدار نفت تولید شده با افت سطح تماس گاز و نفت و بالا آمدن سطح تماس نفت و آب مورد موازنه قرار می‌گیرد ولی باید به خاطر داشت که تعیین سطح تماس سیالات یا به وسیله پتروفیزیک معین می‌گردد و یا با ابزار RFT و یا CMI، هر دو روش زمانی با جواب‌های قابل قبول همراه است که سنجش در زون دارای تخلخل و تراوایی صورت گرفته باشد. در صورت تخلخل و تراوایی صفر، سطوح سیالات نامطمئن و یا به عبارتی دیگر دچار اعوجاج می‌گردد و کشف واقعیت زمانی دشوارتر است که سطح نفت و آب دارای انحراف طبیعی نیز باشد.

یکی از ساز و کارهای مهم رانش نفت از آژند به چاه انبساط سنگ و سیال است، انبساط سنگ و یا ضریب تراکم سنگ تابعی از سنگ‌شناسی است. مسلماً ضریب انبساط آهک، آهک دولومیتی، دولومیت و دولومیت ماسه‌ای با هم تفاوت دارند ولی معمولاً این تفاوت نادیده انگاشته شده است. در مخازنی که به علت عمر طولانی تولید دچار افت فشار شده‌اند، انبساط سنگ می‌تواند ابعاد شکستگی‌ها را متاثر سازد و به طور کلی تراوایی آنها را کاهش دهد.

قابلیت ترشوندگی Wetability میل انتخابی سنگ به چسبیدن به یکی از سیالات نفت و یا آب در مخازن نفتی است. مطالعات نشان می‌دهند در اصل عامل این انتخاب ترکیب سنگ‌شناسی است و لی سنگ‌های کربناتی گاهی آب‌تر هستند و گاهی نفت‌تر و یا آنکه ترشوندگی در عمر مخزن ممکن است تغییر نماید ولی چند و چون کیفی و کمی این موضوع به خوبی روشن نیست هرچند در تولید ثانویه و یا بهینه‌سازی تولید از مخازن انتخاب سیال تزریقی بدون دانش کافی از خاصیت ترشوندگی ممکن است موجب ضررهای جبران ناپذیر گردد.

۱۲- شکستگی‌ها در سنگ‌های مخازن کربناتی

چنانچه قبلاً مورد اشاره قرار گرفت مطالعات شکستگی‌ها از سال ۱۹۵۸ در ایران آغاز گردید. این مطالعات درد و جنبه دینامیک که با فشار، حرارت، حجم، رژیم حرکت، تراوایی توان تولید و غیره سروکار دارد و دوم بررسی‌های استاتیک که شامل مطالعات زمین‌شناسی، زمین‌شناسی مهندسی و بالاخره مکانیک سنگ است. مطالعات دینامیک شکستگی‌ها با استفاده از جریان سنج‌ها PLT، تجزیه و تحلیل شاخص تولید و افزایش فشار در حین آزمایشات تولید و یا لایه آزمایشی DST صورت می‌گیرد و با به کارگیری آنها می‌توان دریافت که حجم تولید تا حدی مرتبط با شکستگی‌ها است ولی طول، عرض و عمق شکستگی‌ها سئوالاتی است که باید به وسیله زمین‌شناسان به آن پاسخ داده شود که با مطالعات عکس‌های ماهواره‌ای عکس‌های هوایی برای مقیاس‌های کوچک و برداشت‌های مستقیم سطح الارضی و به کارگیری روش‌های آماری مانند

فراکتال در مقیاس بزرگ صورت گرفته است.

مطالعات بزرگ مقیاس سطح الارضی کم عمق مانند برداشت در تونل‌ها و عمیق بر روی مغزه‌های سنگ‌های مخازن با روش‌های ماکروسکوپی و میکروسکوپی، SEM، XRD و CL انجام می‌شوند. مطالعات تحت الارضی کوچک مقیاس لرزه‌نگاری سه بعدی و روش SVSL است در عین حال استفاده از نمودارهای FMI و FMS برداشت‌های بزرگ مقیاس درون چاهی است که تماماً آزموده شده‌اند ولی متأسفانه تا کنون منجر به یک قانون مندی واحد نشده‌ایم.

۱۳- سئوال‌ات بنیانی:

هدف کلی این نوشتار پاسخ ممکن به سئوالاتی است که ذهن زمین‌شناسان ژئوفیزیکدان‌ها، مهندسی مخازن و پتروفیزیکدان‌های دیگر با اکتشاف مخازن کربناتی و یا زمین‌شناسی تولید نفت را به خود مشغول داشته است، می‌باشد و بعضی از این سئوال‌ات به شرح ذیل است:

- در کجارسوب کربناتی شکل می‌گیرند؟
- انواع مهم رخساره‌های کربناتی کدامند؟
- برای هر کدام از انواع رخساره‌ها، گسترش و انتشار آن چگونه بوده است؟ شکل هندسی و محیط رسوبی آن چگونه بوده است؟
- چگونه رخساره‌های کم عمق دریایی در زمان و مکان گسترده‌اند؟
- چه عوامل کنترل گسترش و کیفیت تخلخل و تراوایی رسوبات کربناتی را به عهده دارند؟

- در طی دوره تدفین چه اتفاقاتی برای رسوبات کربناتی می‌افتد؟
- چگونه دیاژنز بر کیفیت نهایی مخازن کربناتی اثر می‌گذارد؟
- آیا محیط‌های کربناتی قادر به تولید و حفظ مواد آلی هستند و آیا مواد آلی تولید شده به حدی خواهد بود که بتوانند به عنوان سنگ منشأ نفت عمل کنند؟
- رفتار و عملکرد معمول و غیر معمول کربنات‌ها کدامند و آیا عملکرد کربنات‌ها قابل پیش‌بینی است؟

در هر صورت سئوال‌ات فوق می‌بایستی قبل از حفاری برای اکتشاف مخزنی کربناتی پاسخ داده شوند و در صورتی که کشف قبلاً صورت گرفته باشد پاسخ به سئوال‌ات فوق می‌تواند در پیش‌بینی رفتار مخزن موثر باشد. یکی از اهداف عمده این نوشتار آن است که نشان داده شود کربنات‌ها و نقش آنها تا چه حدی قابل پیش‌بینی است. البته این موضوع بستگی زیادی به قدرت تجزیه و تحلیل فرد و در درک سامانه‌های رسوبی کربناتی، تاریخچه تکوین آنها در ابعاد زمان و مکان و حساسیت کربنات‌ها نسبت تغییرات تخلخل در کنش‌های دیاژنزی است.

منابع و ماخذ:

- Halbouty, M.T., Meyerhoff, A.A., King, R.E., Dott, R.H. Sr., Klemme, H.D., & Shabad, T., 1970, World's Giant Oil & Gas Fields, Geologic Factors Affecting Their Formation, & Basin Classification - Part 1, Giant Oil & Gas Fields, In: Halbouty, M.T. (Ed.), Geology of Giant Petroleum Fields, Am. Assoc. Petrol. Geologists Memoir 14 p. 502-528
- Ham, W.E. & Pray, L.C., 1962, Modern Concepts & Classification of Carbonate Rocks, in: Ham, W.E. (Ed.), Classification of Carbonate Rocks - A Symposium, Am. Assoc. Petrol. Geologists Memoir 1, p. 2-19.
- Krebs, W. & MacQueen, R., 1984, Sequence of Diagenetic & Mineralization Events, Pine Point Leat - Zinc Property, Northwest Territories, Canada, Bull. Can. Petrol. Geology, v. 32, p. 434-464.
- Pettijohn, F. J., 1975, Sedimentary Rocks, Harper & Row York, 628 pp.
- Roehl, P.O. & Choquette, P.W., (Eds.), 1985, Carbonate Petroleum Reservoirs, Springer- Verlag, Heidelberg, 471 pp.
- Wilson, J. L., 1975, Carbonate Facies in Geologic History, Springer - Verlag, Heidelberg, 471 pp.
- 1980 A, Limestone & Dolomite Reservoirs, IN: Hobson, G.D. (Ed.), Developments in Petroleum Geology 2, Applied Science Publishers Ltd., London, p. 1-51.
- 1980 B, A Review of Carbonate Reservoirs, IN: Miall, A.D. (Ed.), Facts & Principles of World Petroleum Occurrences, Can. Soc. Petrol. Geologists Memoir 6, p. 95-119.



افزایش قیمت‌های نفت خام، فراتر از دسترس اوپک

و اوپک در آماج حملات مصرف کنندگان

بنزین قرار دارد، قطع بخشی از تولید نفت خام نیجریه بیش از هر زمان دیگری تأثیر خود را نشان می‌دهد. زیرا نفت خام نیجریه از نوع نفت خام سبک است که از لحاظ محتوای فرآورده‌های سبک بسیار غنی است. بازار نفت نیز با توجه به کمبود ظرفیت‌های تبدیلی پالایشی به این نوع نفت خام نیاز بیشتری دارد تا بتواند نیاز مصرف کنندگان به بنزین را پاسخ دهد.

ناراضی‌های این کشور، خواهان در اختیار گرفتن ثروت ملی خود هستند. از سوی دیگر رئیس جمهور بولیوی آقای «ایومورالس» EVO MORALES صنایع گاز این کشور را ملی کرده است، بازار احتمال می‌دهد که چنین حرکتی در سایر کشورهای آمریکای لاتین تکرار شود. در عین حال، درگیری‌های لفظی رئیس جمهور ونزوئلا و دولت آمریکا باعث شده است که در چند نوبت رئیس جمهور ونزوئلا، تهدید کند که صادرات نفت خود را به آمریکا قطع خواهد کرد. اعتصاب کارگران نفتی در اواخر سال ۲۰۰۲ میلادی باعث شد که در حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز از ظرفیت تولید نفت ونزوئلا دچار آسیب دائمی شود.

مقامات ونزوئلا، همواره آمریکا را به دست داشتن در ناآرامی‌های کشورشان متهم می‌کنند. در ابتدای سال جاری میلادی روسیه صادرات گاز خود را به اروپا که از طریق اوکراین منتقل می‌شود، به مدت یک روز قطع کرد. روسیه، افزایش بهای گاز به میزان چهار برابر، به عنوان بهانه برای قطع و کاهش صادرات گاز خود را اعلام کرد اما برخی از تحلیلگران عدم رضایت روسیه از بر سر کار آمدن دولت طرفدار آمریکا را علت بروز این مشکلات می‌دانستند. به هر حال اروپا که یک چهارم گاز مصرفی خود را از روسیه وارد می‌کند به شدت از این موضوع دچار نگرانی شد.

علاوه بر آنچه بیان شد، فعالیت گروه‌های تروریستی در کشورهای نفت‌خیز خاورمیانه و به ویژه در خلیج فارس توجه محافل نفتی را به خود مشغول ساخته است. در اواخر ماه فوریه ۲۰۰۶، انفجار یک خودرو در نزدیکی کارخانه فرایندسازی ابیق در عربستان سعودی موجی از نگرانی در بازار نفت ایجاد کرد. در حدود ۶ میلیون بشکه در روز از نفت خام عربستان در این مرکز فرآوری شده و صادر می‌گردد. در حال حاضر بازار به خوبی از این نکته اطلاع دارد که کشورهای عضو اوپک با تمام ظرفیت خود به تولید نفت خام سرگرمند و فقط عربستان سعودی مدعی است که دارای ظرفیت مازاد به میزان ۱/۵ میلیون

قیمت‌های نفت خام در روزهای اخیر تا سطوح بی سابقه‌ای افزایش یافته‌اند. قیمت نفت خام اوپک در هفته پایانی ماه آوریل ۲۰۰۶ به ۶۶/۳۴ دلار در بشکه رسید. بخشی از افکار عمومی در سطح جهانی تصور می‌کنند که اوپک عامل این افزایش قیمت‌ها است و چنانچه اوپک محدودیت سقف تولید خود را بردارد قیمت‌های نفت دوباره به سطوح قبلی خود باز خواهند گشت. در حقیقت، این طرز تفکر ناشی از تبلیغات مصرف کنندگان است که در چند دهه گذشته توانسته‌اند اوپک را به عنوان عامل کمبود نفت و گرانی قیمت آن به جهان معرفی کنند.

اکنون فقط اشاره‌ای به نام اوپک کافی است که توجه همگان را به این سازمان به عنوان عامل افزایش قیمت‌ها، جلب کند. در حالی که باید علت افزایش قیمت‌ها را در جایی خارج از دسترس اوپک جستجو کرد. این عوامل را می‌توان به شرح ذیل خلاصه کرد:

عوامل ژئوپلیتیک

این عامل در حال حاضر مهمترین علت افزایش قیمت‌های نفت خام در بازارهای جهانی نفت محسوب می‌گردد. در واقع، بحران‌های سیاسی و ناامنی‌های موجود در تعدادی از کشورهای تولیدکننده نفت بازار نفت را دچار نگرانی ساخته است. تولید نفت خام عراق از ۲/۵ میلیون بشکه در روز، قبل از حمله آمریکا به این کشور در مارس ۲۰۰۳ به سطح ۱/۸ میلیون بشکه در روز در شرایط فعلی کاهش یافته است.

بر اساس گزارش مؤسسه خبری CNN در سال ۲۰۰۵ تعداد ۳۵۰۰ اقدام تروریستی در عراق صورت گرفت که به طور متوسط به معنی ۹/۶ حادثه در روز بوده است. در حال حاضر کمبود سرمایه‌گذاری در تأسیسات نفتی فرسوده عراق، آینده تولید نفت را در این کشور، دچار ابهام ساخته است و اقدامات خرابکاران نیز توان صادرات نفت عراق به ویژه از شمال این کشور را دچار مشکل ساخته است. در کشور نیجریه نیز ناآرامی سیاسی و شورش ناراضیان داخلی در منطقه نفت خیز دلتای نیجریه باعث شده است که تقریباً به مدت ۳ ماه تولید ۵۰۰ هزار بشکه در روز از نفت خام این کشور قطع گردد.

در حال حاضر که بازار در آستانه ورود به فصل تابستان و افزایش سوخت

تقاضای روز افزون

افزایش تقاضا برای نفت از سال ۲۰۰۰ میلادی تا کنون (و به ویژه از سال ۲۰۰۴ به بعد) یکی از تغییرات بنیادینی است که در سال های اخیر در بازار نفت اتفاق افتاده است. در سال های اخیر استحکام رشد اقتصاد جهانی باعث شده است که افزایش قیمت ها تأثیر ناچیزی بر رشد تقاضا داشته باشد. در سال جاری پیش بینی می شود که رشد تقاضای نفت به ۱/۴ میلیون بشکه در روز خواهد رسید که ۴۰۰ هزار بشکه در روز بیشتر از سال ۲۰۰۵ است. در این میان بورس بازان نیز با اطلاع از اوضاع نابسامان بازار نفت به خرید قراردادهای آتی نفت روی آورده اند و باعث افزایش بیش از پیش قیمت ها شده اند. به گونه ای که در هفته منتهی به بیست و پنجم ماه آوریل ۲۰۰۶، خالص وضعیت خرید آنها به ۷۴/۰۲۳ هزار برکه رسیده است که کاملاً بی سابقه است (هر برکه معادل هزار بشکه است).

فشارهای سیاسی در امریکا

در این شرایط که حرکت قیمت ها کاملاً از کنترل اوپک خارج شده است، در سنای امریکا در اواخر ماه آوریل ۲۰۰۶، لایحه ای توسط سناتورهای امریکایی به تصویب رسیده است که بر اساس آن، دولت امریکا می تواند سازمان اوپک را به دلیل کنترل قیمت ها و افزایش دادن آنها تحت تعقیب جزایی قرار دهد. این لایحه برای اجرایی شدن می بایست توسط رییس جمهور این کشور و همچنین کنگره امریکا تصویب شود. حتی یکی از سناتورهای امریکایی به نام مایک دوین (MIKE DEWINE) از ایالات اوهایو اعلام کرده است که اقدام اوپک برای کنترل حجم نفت پمپ شده توسط اعضایش نقض وقیحانه قوانین ضد تراس است می باشد و اگر شرکت هایی در امریکا، اقدامی مشابه اوپک داشته باشند، به دادگاه کشانده می شوند. یکی دیگر از سناتورهای دمکرات امریکایی به نام فرانک لاتنبرگ (FRANK LAUTENBERG) از ایالت نیوجرسی نیز با ارسال نامه ای به «ساموئل بودمن» وزیر انرژی امریکا گفت که باید از نوازش کردن اعضای اوپک دست بردارد و قبل از سازمان تجارت جهانی به چالش با اوپک اقدام کند. او در این نامه گفت که مردم امریکا در پمپ بنزین ها از قیمت های بالا رنج می برند و از دولت بوش می خواهند که کارتل اوپک را از هم فرو بپاشاند.

به نظر می رسد این اظهارات صرفاً با اهداف سیاست داخلی امریکا ابراز می گردد. سیاستمداران امریکای قصد دارند از این فرصت به دست آمده برای تبلیغات سیاسی و انتخاباتی خود استفاده کنند. نظر سنجی های اخیر نشان می دهد که محبوبیت رییس جمهور فعلی امریکا تا سطح ۳۲ درصد کاهش یافته است و ۶۰ درصد از مردم امریکا معتقدند که بوش وظایف خود را به درستی انجام نمی دهد. بسیاری از تحلیل گران سیاسی معتقدند که افزایش قیمت های نفت به ویژه در بنزین در انتخابات کنگره امریکا در ماه نوامبر ۲۰۰۶ تأثیر خواهد گذاشت و باعث روی گرداندن مردم امریکا از جمهوری خواهان خواهد شد.

به هر حال ساموئل بودمن وزیر انرژی امریکا که در اوایل ماه مه ۲۰۰۶ میزبان وزیر نفت عربستان بود، در مصاحبه مشترک خود اعلام کرد که لایحه پیشنهادی سنات را قابل اجرا نمی داند و او شخصاً با این قانون مخالف است و دولت امریکا نیز به این لایحه اعتقادی ندارد. وزیر نفت عربستان تأکید کرد که در سیاست کشورهای دیگر دخالت نمی کند به ویژه در مورد امریکا که روابط بسیار دوستانه ای با عربستان دارد. به هر حال به نظر می رسد اکنون اوپک وظیفه دارد که عوامل اصلی افزایش قیمت ها را به بازار و افکار عمومی جهان معرفی کند و به ویژه عوامل تخریب کننده فضای ژئوپلیتیک را به مردم جهان بشناساند.

بشکه در روز است.

بنابراین بروز هر حادثه ای در عربستان سعودی به این معنی است که ظرفیت مازاد موجود در بازار برای جبران کمبودهای احتمالی، از بین رفته است. به عبارت دیگر با بروز مشکل در سیستم تولید و عرضه نفت در عربستان، سوپاپ اطمینان بازار نفت از بین خواهد رفت. ذخیره سازی های استراتژیک نیز در پاسخ دادن به بحران عرضه دارای توان محدودی اند. در اوایل ماه مه ۲۰۰۶، وزیر نفت عربستان آقای علی النعیمی اعلام کرد که هنوز علی رغم میلیاردها دلار هزینه امنیتی، احتمال حمله تروریست ها به تأسیسات نفتی عربستان سعودی وجود دارد.

در کنار آنچه بیان شد، مخالفت برخی از کشورهای غربی با فعالیت های صلح آمیز هسته ای کشورمان نیز بازار نفت را دچار نگرانی ساخته است. احتمال تحریم صادرات نفت خام جمهوری اسلامی ایران از سوی شورای امنیت سازمان ملل و یا استفاده از نفت به عنوان یک سلاح در مقابل اقدامات این شورا بابت نگرانی بازار نفت شده است. تحلیل گران معتقدند حتی اگر تحریم اقتصادی علیه ایران اعمال شود، تأثیر آن به تدریج بر توان صادرات نفت کشورمان ظاهر خواهد شد.

حوادث طبیعی و ظرفیت های تولیدی

بروز طوفان در منطقه خلیج مکزیک، امریکا در اوایل ماه سپتامبر ۲۰۰۵ باعث شد که تا پایان ماه آوریل ۲۰۰۶ در حدود ۱۳۰ میلیون بشکه نفت خام از چرخه تولید خارج شود. در عین حال، بروز حوادثی نظیر آتش سوزی در میادین نفتی و پالایشگاه های مختلف در منطقه امریکا و سایر نقاط جهان در نیمه دوم سال گذشته و اوایل سال جاری بازار نفت را همچنان در التهاب نگاه داشت. فقط بدی آب و هوا در ماه های فوریه و مارس ۲۰۰۶ به میزان ۱۰ میلیون بشکه از صادرات نفت خام عراق را از جنوب این کشور قطع کرد.

این حوادث در حالی اتفاق می افتد که ظرفیت مازاد تولید نفت خام در سطح جهانی به شدت کاهش یافته است و حتی برخی از تحلیل گران معتقدند ظرفیت مازاد تولید نفت خام به صفر رسیده است. آنها توان عربستان سعودی برای افزایش تولیدش به میزان ۱/۵ میلیون بشکه در روز را نیز مورد تردید قرار می دهند و معتقدند که عربستان در حال حاضر در نقطه اوج تولید خود قرار دارد. کمبود ظرفیت های پالایشی به ویژه ظرفیت های تبدیلی بازار نفت را بسیار آسیب پذیر ساخته است.

گفتنی است که از دهه ۷۰ میلادی تاکنون هیچ پالایشگاه جدیدی در امریکا ساخته نشده است. این کشور به تنهایی یک چهارم نفت جهان را مصرف می کند. در این وضعیت، بروز هرگونه حادثه ای در پالایشگاه های جهان، قیمت های نفت را تحت تأثیر قرار می دهد. مقامات نفتی کشورهای عربستان سعودی و کویت اخیراً درخواست کرده اند که پالایشگاه هایی را در خاک امریکا و با مشارکت شرکت های امریکایی تأسیس کنند تا شاید بخشی از این تنگناهای پایین دستی برطرف گردد.

کمبود ظرفیت های تبدیلی، هنگامی که بازار در آستانه فصل تابستان قرار می گیرد، تأثیر خود را بیش از گذشته آشکار می کند؛ زیرا بازار به دنبال تهیه فرآورده های سبک تر است. عدم وجود ظرفیت های تبدیلی پالایشی، پالایشگران را وادار می سازد برای خرید نفت خام های سبک تر هجوم ببرند تا بتوانند در پالایشگاه های ساده خود فرآورده های سبک بیشتری تولید کنند. این موضوع قیمت نفت خام های سبک را افزایش داده و قیمت نفت خام های سنگین را نیز به دنبال خود به سطوح بالاتری منتقل می کند.

در این وضعیت، سخت تر شدن مقررات زیست محیطی سوخت های مصرفی در امریکا، پالایشگران این کشور را با مشکلات جدیدی رو به رو ساخته است. احتمال ناتوانی پالایشگاه ها از تأسیس بنزین مورد نیاز در فصل تابستان با استانداردهای جدید از هم اکنون بازار نفت را دچار نگرانی ساخته است.

ایران دومین تولیدکننده گاز خاورمیانه است

است که در افق ۱۴۰۴ به ۹۲۶ میلیارد متر مکعب در روز می‌رسد. وی در خصوص سرمایه‌گذاری‌های کلان صنعت گاز تا سال ۲۰۳۰ میلادی تصریح کرد: تا این افق حدود ۲۷۰۰ میلیارد دلار سرمایه نیاز است که در ایران و در هر برنامه این رقم به ۲۳ میلیارد دلار می‌رسد. به گفته او چالش‌های پیش روی صنعت گاز در افق ۱۴۰۴ تأمین هزینه‌های توسعه تأثیر عوامل مقررات‌گذاری نامشخص بودن سرمایه‌گذاری بالادستی و بهینه‌سازی مصرف گاز طبیعی است. مدیر برنامه‌ریزی شرکت ملی گاز ایران با اشاره به فرصت‌های پیش روی صنعت گاز در افق ۱۴۰۴ گفت: رونق تجارت جهانی گاز طبیعی و فشار تقاضا، فضای مناسب برای همکاری‌ها و مشارکت‌های منطقه‌ای و برقراری مزیت نسبی در صنعت گاز از جمله این موارد است.

سهیلی پور همچنین محصولات جانبی گاز تاسیسات زیردریایی، ارزان بودن نیروی کار، پیشینه تولید و مصرف گاز، اقتصادی بودن تجارت گاز در اشکال LNG و GTL و بازار بالقوه مصرف داخلی را از نشانه‌های وجود نقاط قوت صنعت گاز برشمرد و یادآورد شد: در این میان مواردی مانند وابستگی فنی و تکنولوژی و تدارکاتی، ضعف ساختاری، واقع شدن تأسیسات در مرزهای خاکی و آبی، نظام قیمت‌گذاری داخلی و خارجی، محدودیت‌های ناشی از قوانین و مقررات جاری، وابستگی به سرمایه‌گذاری بخش دولتی و ارتقاء تکنولوژی و بهینه‌سازی مصرف انرژی از نقاط ضعف این صنعت است.

ایران در میان تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان گاز طبیعی در دنیا رتبه پنجم را دارد و در میان پنج کشور دارای منابع گاز خاورمیانه بعد از روسیه مقام دوم است. مهندس سهیلی پور مدیریت برنامه‌ریزی شرکت ملی گاز ایران در کنفرانس ملی نفت گاز و انرژی در افق ۱۴۰۴ افزود: بیشترین رشد مصرف گاز در دنیا مربوط به خاورمیانه و آفریقا است و عمده تولیدات نیز در کشورهای خاورمیانه روسیه آسیای جنوب شرقی و آفریقا بوده است. وی مصرف جهانی گاز در سال ۲۰۰۰ را ۲ هزار و ۴۴۲ میلیارد متر مکعب اعلام کرد و گفت: پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۳۰ میلادی این رقم با رشد ۲/۳ درصدی به ۴ هزار و ۸۳۱ میلیارد متر مکعب برسد.

سهیلی پور بیشترین میزان صادرات گاز طبیعی ایران را در سال ۲۰۰۴، ۳/۵ میلیارد متر مکعب و به ترکیه دانست و ادامه داد: در همین سال نیز پنج میلیارد متر مکعب گاز بیشترین میزان واردات از کشور ترکمنستان بوده است.

مدیر برنامه‌ریزی شرکت ملی گاز ایران تأکید کرد: پیش‌بینی تقاضای گاز طبیعی تا پایان برنامه چهارم به ۴۳۰ میلیارد متر مکعب در روز می‌رسد که این رقم در سال گذشته ۳/۵ میلیارد متر مکعب بوده است که البته رقم پیش‌بینی تقاضا تا پایان برنامه با در نظر گرفتن مصرف کنترل شده است.

سهیلی پور اظهار داشت: کمترین میزان مصرف سال گذشته ۶۳ میلیارد متر مکعب در روز و بیشترین میزان در بخش‌های گوناگون ۲۸۰ میلیارد متر مکعب

بررسی صادرات گاز ایران به عمان

است و مدت‌ها به عنوان یکی از موارد اختلاف مقام‌های دو طرف مطرح بود، در شرایط کنونی و به دنبال آغاز مذاکرات دوجانبه، به فصل مشترک توسعه همکاری‌های ایران و عمان تبدیل شده است، به گونه‌ای که با وجود فعالیت‌های مستقل صنعت نفت دو کشور برای حفر نخستین چاه در محدوده جغرافیایی این میدان، مذاکره برای تعریف چگونگی همکاری مشترک در این عملیات در حال انجام است.

عمان که یادداشت تفاهمی را برای صادرات گاز تولیدی از میدان هنگام با شیخ نشین «راس الخیمه» امارات عربی متحده امضا کرده است، از یک سال پیش، به دنبال آغاز هرچه سریع‌تر عملیات حفاری در این میدان است و شرکت استرالیایی تانواوست را به عنوان مجری این پروژه انتخاب کرده است. عملیات حفر نخستین چاه اکتشافی توصیفی در بخش ایرانی این میدان نیز اسفند سال گذشته آغاز شد که بر اساس آخرین اعلام مهندس سیدمصطفی خویی، مدیرعامل شرکت توسعه پتروایران و پیمانکار حفر این چاه، آزمایش جریان نفت و گاز در عمق ۴ هزار متری آن، امیدواری به وجود ذخایر قابل توجه هیدروکربور در بخش ایرانی مخزن این میدان را افزایش داده است.

میزان کل ذخایر نفت خام و میعانات نفتی این کشور در پایان سال میلادی گذشته، حدود ۴ میلیارد و ۸۰۳ میلیون و ۲۰۰ هزار بشکه و ذخایر قطعی گاز طبیعی آن در پایان سال ۲۰۰۴ میلادی، حدود ۲۴ تریلیون و ۲۰۰ میلیارد فوت مکعب اعلام شده است که مقام‌های رسمی این وزارتخانه اعلام کرده‌اند: در سال ۲۰۰۶ میلادی، به دنبال گسترش همکاری با شرکت‌های نفتی فعال در صنعت نفت این کشور به منظور توسعه این صنعت و تنوع بخشیدن و افزایش منابع انرژی خود، به ویژه گاز طبیعی هستند.

شرکت نیمه دولتی قلیحت LNG عمان، تاکنون سه قرارداد بلندمدت برای فروش سالانه ۳ میلیون و ۳۰۰ هزار تن LNG به خریداران بین‌المللی امضا کرده است و نخستین محموله LNG این کشور، که ۱۳۵ هزار تن حجم داشت، در سال ۲۰۰۵ میلادی به اسپانیا ارسال شد. ژاپن از دیگر خریداران LNG این کشور به شمار می‌رود که در گام نخست، قرارداد خرید سالانه بیش از ۸۰۰ هزار تن LNG از عمان را امضا کرده است.

نمایندگان صنعت نفت ایران و عمان، به منظور بررسی چگونگی همکاری مشترک برای توسعه میدان هنگام، صادرات گاز و سرمایه‌گذاری مشترک برای ساخت کارخانه LNG گفت و گو کردند. ناصر بن خمیس الجشیمی، قائم مقام وزارت نفت و گاز عمان که برای مذاکره درباره گسترش همکاری‌ها در زمینه انرژی با ایران، در راس هیاتی به تهران آمد، در گفت و گو با دکتر محمدصادی نژادحسینیان، معاون امور بین‌الملل وزیر نفت ایران، امکان صادرات گاز طبیعی ایران به عمان و توسعه همزمان و مشترک میدان هنگام‌بخاء را بررسی کرد.

قیمت گازی که به عمان صادر خواهد شد، سرمایه‌گذاری مشترک برای ساخت کارخانه LNG، گسترش همکاری‌ها در صنایع آلومینیم و ساخت نیروگاه، از دیگر محورهای گفت و گوی ایران و عمان اعلام شده است که نمایندگان دو طرف در گروه‌های کاری مشترک، پیشنهادهایی را که برای شکل‌گیری این همکاری‌ها ارائه شده است.

ایران و عمان در گذشته وزیران نفت دو کشور، موافقتنامه صادرات گاز طبیعی ایران به عمان را بیست و پنجم اسفند سال ۱۳۸۳ و در حاشیه یکصد و سی و پنجمین نشست اوپک در اصفهان امضا کردند که در صورت نهایی کردن قرارداد آن، صادرات گاز طبیعی با ۳۰ میلیون متر مکعب در روز آغاز می‌شود و تا سال ۲۰۱۲ میلادی به روزانه ۷۰ میلیون متر مکعب خواهد رسید. میزان سالانه صادرات گاز ایران به این کشور، حدود ۲۰ میلیارد متر مکعب اعلام شده است که از سال ۲۰۰۸ میلادی، با خط لوله از مسیر خلیج فارس، به عمان ارسال خواهد شد. این قرارداد سالانه بیش از یک میلیارد دلار درآمد برای کشور به همراه خواهد داشت و بر اساس مفاد تفاهم نامه‌ای که امضا شد، بهای گاز صادراتی، هر پنج سال یک بار، می‌تواند دوباره بررسی شود.

عمان همچنین یکی از کشورهایی است که به عنوان میزبان سرمایه‌گذاری صنعت پتروشیمی ایران در سطح بین‌المللی معرفی شده است و ایران در حال بررسی سرمایه‌گذاری در دو طرح تولید محصولات پتروشیمی در این کشور است. این سرمایه‌گذاری با مشارکت شرکت نفت عمان انجام خواهد شد و یک سوم تولید PVC آن، به شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران اختصاص می‌یابد. فعالیت برای توسعه میدان گازی هنگام نیز که در مرز دو کشور قرار گرفته

کسای زاده؛ دامنه مصرف گاز طبیعی بر اساس شرایط آب و هوایی مناطق مصرف کنندگان لحاظ می شود

با مذاکراتی که میان روسای جمهور دو کشور، توافق لازم در این مورد به عمل آمد.

وی همچنین اظهار داشت: بنا به توافق به عمل آمده میان مقامات دو کشور، مقرر شد که سقف واردات گاز از این کشور از سال ۲۰۰۷ به ۱۴ میلیارد متر مکعب در سال برسد. با توافقی که به عمل آمده است، مقرر شده است قیمت گاز هر سه سال یک بار مورد تجدید نظر قرار گیرد ضمن این هم باید در نظر داشت که قیمت گاز تابعی از قیمت نفت خام است.

مهندس کسای زاده سپس به تشریح عملکرد یک سال گذشته این شرکت در بخش های مختلف پرداخت و گفت: احداث ۲۲۵۰ کیلومتر خطوط انتقال گاز، بهره برداری از ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز، احداث ۱۳۵۰۰ کیلومتر شبکه گاز شهری، نصب ۴۶۲ هزار انشعاب جدید در شهرهای کشور، بهره مند کردن ۹۲۰ هزار مشترک جدید از گاز طبیعی، بهره مند ساختن چهار میلیون یکصد هزار نفر از این انرژی پاک، همچنین تحت پوشش قراردادن ۲ هزار و ۸۰۰ واحد صنعتی از گاز طبیعی از اقدامات انجام شده در سال ۸۴ است.

افزایش تعداد صنایع و واحدهای صنعتی عمده تحت پوشش ۲ هزار و ۸۰۰ واحد از جمله اقداماتی که در سال ۸۴ انجام شده است. مدیر عامل شرکت ملی گاز، مصرف گاز طبیعی در کشور را در سال گذشته ۹۷ میلیارد مترمکعب اعلام کرد و افزود: پیش بینی می شود با روند فعلی مصرف گاز در کشور تا پایان برنامه چهارم، این میزان با بیش از ۲ برابر افزایش، به ۲۱۱ میلیارد متر مکعب برسد.

مدیر عامل شرکت ملی گاز با اشاره به لزوم صرفه جویی در مصرف گاز گفت: صرفه جویی و بهینه سازی مصرف گاز در کشور تنها با تلاش همگانی و منطقی کردن قیمت انرژی امکان پذیر است و اگر تنها ۱۰ درصد در مصرف گاز طبیعی کشور صرفه جویی شود می توان معادل ۲۱۲ هزار پارس جنوبی یعنی ۵۰ میلیون متر مکعب در روز صرفه جویی به عمل آورد.

وی افزود: وظیفه و اولویت اصلی شرکت ملی گاز، تأمین گاز مورد نیاز داخل و پس از آن، صادرات به کشورهای همسایه و همجوار و دیگر کشورها نظیر اروپا است. وی پروژه های پالایشگاه گاز بیدبلند ۲ به ظرفیت ۵۷ میلیون مترمکعب در روز و فاز ۱ پالایشگاه گاز پارسین به ظرفیت ۴۳ میلیون متر مکعب در روز (فاز ۲ به ظرفیت ۳۷/۵ میلیون مترمکعب را از جمله پروژه های مهم این شرکت برشمرد. در این زمینه می توان به پالایشگاه گاز ایلام به ظرفیت ۶/۸ میلیون مترمکعب در روز، پالایشگاه گاز مسجدسلیمان به ظرفیت ۱ میلیون متر مکعب در روز و پالایشگاه گاز گشوی جنوبی به ظرفیت ۱۴ میلیون مترمکعب در روز اشاره کرد.

به گفته کسائی زاده اجرای خط چهارم سراسری گاز به طول ۱۰۳۳ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ با ۱۰ ایستگاه تقویت فشار گاز، خط انتقال پنجم سراسری گاز به طول ۵۰۴ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ با ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز، خط انتقال ششم سراسری گاز به طول ۴۹۲ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ با ۲ ایستگاه تقویت فشار گاز، خط انتقال هفتم سراسری گاز به طول ۹۰۰ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ با ۲ ایستگاه تقویت فشار گاز، خط انتقال هشتم سراسری گاز به طول ۱۰۴۷ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ با ۱۱ ایستگاه تقویت فشار گاز، خط انتقال دوم شمال شرق کشور به طول ۸۶۵ کیلومتر و اقطار ۴۲ و ۴۸ اینچ با ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز، خط انتقال سوم شمال غرب به طول ۹۵۰ کیلومتر و اقطار ۳۰ تا ۴۸ اینچ با ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز از جمله طرح های مهم در دست مطالعه و اجرا در زمینه خطوط انتقال گاز است.

معاون وزیر نفت و مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران گفت: در صورت تصویب دولت، دهک های پایین جامعه، مشمول تخفیف کامل در پرداخت گاز بها خواهند شد. مهندس سید رضا کسائی زاده با اعلام این مطلب افزود: بنابر مصوبه مجلس شورای اسلامی (بند ک تبصره ۱۱ قانون بودجه کل کشور) در مورد بهای گاز مصرفی مشترکان دهک های مختلف جامعه، دولت مکلف شد تا درخصوص تعیین نرخ دریافتی گاز بها از مشترکان در بخش های مختلف مصرف، برنامه ای را تدوین کند.

وی اظهار داشت: در صورت تصویب هیئت دولت، بهای گاز مصرفی در دو دهک پایین جامعه به ازای هر متر مکعب گاز، ۲۵ ریال، در ۵ دهک بعدی (سوم تا هشتم) به ازای هر متر مکعب، ۸۰ ریال و در دهک های هشتم تا دهم نیز به ازای هر متر مکعب، به صورت پلکانی محاسبه و اعمال خواهد شد. بنابر محاسبات انجام شده، قیمت گاز برای سه دهک آخر به صورت پلکانی و به ازای هر متر مکعب ۱۲۰، ۱۶۰ و ۲۴۰ ریال محاسبه خواهد شد. با توجه به این که تخفیف کامل به معنای رایگان بودن مصرف گاز نخواهد بود، در این محاسبات، مواردی از قبیل آبونمان لحاظ می شود. مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران گفت: در قانون مصوب مجلس شورای اسلامی، در تخفیف های اعمال شده، دامنه مصرف گاز طبیعی براساس شرایط آب و هوایی مناطق لحاظ شده است و بر همین اساس، استان ها به سه گروه سرد، سرد و معتدل و گرمسیر تقسیم بندی شده اند.

وی گفت: براساس این تقسیم بندی، ۷ استان سردسیر، ۱۹ استان سرد و معتدل و ۴ استان گرمسیر در کشور وجود دارد که با تحقیقات به عمل آمده، دامنه مصرف گاز آنها و دهک های هر استان نیز مشخص شده است. وی گفت: در تهران تا مصرف ۲۶۰ متر مکعب در ماه، در دو دهک اول تا ۶۱۲ متر مکعب دهک های سوم تا هشتم و ۷۱۹ مترمکعب دهک هشتم، ۸۹۴ متر مکعب دهک نهم و ۱۰۲۴ متر مکعب نیز در دهک دهم قرار می گیرند. درج مصرف گاز ماهانه و مقایسه آن با ماه مشابه در سال پیش در پشت قبوض گاز بها، اقدام در دست اجرای دیگر شرکت ملی گاز ایران است که به مشترک این توجه را می دهد تا دقت بیشتری در مصرف گاز داشته باشد.

مهندس کسائی زاده تصریح کرد: پولی که هم اکنون از مشترکان گاز دریافت می شود جنبه علی الحساب دارد و وقتی این قانون مصوب شد، بدهی یا اضافی مبالغ در قبوض آنها محاسبه خواهد شد. وی با بیان این که گاز در بخش های مختلف مصرف بهینه نمی شود گفت: دلیل این امر به تجهیزات گازسوز مربوط می شود که از بازده پایینی برخوردار هستند و این عامل موجب هدر رفت انرژی می شود. قیمت گاز در دنیا روبه افزایش است و در منطقه نیز این روند وجود دارد.

قیمت خرید و فروش گاز در دنیا هم اکنون بین ۶/۵ تا ۲۳ سنت است و اگر این نرخ را بخواهیم در قیمت های داخلی اعمال کنیم، باید گفت که برای گاز سالانه رقمی بین ۶ تا ۲۲ میلیارد ریال یارانه پرداخت می شود که رقم قابل توجهی است بنابراین می طلبد که در مصرف بهینه انرژی بیش از پیش دقت کنیم. قیمت گاز در بخش های مختلف مصرف تفاوت دارد و ارزان ترین آن مربوط به گرمابه ها و نانوایی ها و مساجد است که به ازای هر متر مکعب ۲۵ ریال محاسبه می شود و این قیمت برای نیروگاه ها به ازای هر متر مکعب ۲۹ ریال است.

مهندس کسائی زاده به قطع مقطعی گاز وارداتی از ترکمنستان اشاره کرد و گفت: واردات گاز از این کشور در مقطعی از زمان قطع شد و مشخص شد این مهم به دلیل خواسته آنها مبنی بر افزایش قیمت گاز بوده است و

ایران نمی‌تواند یارانه گاز ارزان قیمت به هند و پاکستان را پردازد

مبنی بر تأمین چنین حجمی از گاز معذور است و ترجیح می‌دهد ضمن کنترل عرضه گاز از پایین آمدن مصنوعی قیمت آن جلوگیری کند و در ضمن خریداران متنوع‌تر و بیشتری داشته باشد.

معاون امور بین‌الملل وزارت نفت اشاره کرد: در تراز گاز کشور پیش‌بینی شده که ظرف مدت ده سال آینده میزان صادرات گاز ایران روزانه به ۴۸۵ میلیون متر مکعب برسد. در حالی که در شرایط و زمان حاضر ما برای خرید حدود روزانه ۱۰۰۰ میلیون متر مکعب گاز از طریق خط لوله و یا LNG مشتری داریم؛ از این رو علاوه بر اولویت همسایگان و توجه به رونق اقتصادی و همگرایی منطقه‌ای به یقین قیمت گاز نیز از عوامل مهم برای تصمیم‌گیری ایران است.

نژاد حسینیان دسترسی مطمئن کشورها به منابع مطمئن انرژی را مهم‌ترین شرط برای تضمین بهروزی و رشد اقتصادی آنها در آینده دانست و تأکید کرد: اجرای خط لوله صلح، دسترسی هند و پاکستان به منبع گازی پارس جنوبی که توان بالقوه تأمین انرژی پاک برای دو کشور یاد شده برای مدت بیش از صد سال را داراست، بزرگ‌ترین دستاورد سیاسی اقتصادی است که اگر آنان این فرصت را از دست بدهند، جبران آن بسیار پرهزینه خواهد بود؛ از این رو هند و پاکستان باید توقع ارزان خریدن گاز از ایران را فراموش کنند و تا فرصت باقی است از مزیت بی‌رقیب خط لوله صلح استفاده کنند.

معاون امور بین‌الملل وزارت نفت تصریح کرد: اعتبار توافقاتی سه کشور درباره خط لوله صلح همه جا الزام آور نبوده و در ضمن بی‌انتهای هم نیست و در مورد تمدید آنها ما با توجه به شرایط خودمان تصمیم‌گیری خواهیم کرد. از طرفی اگر مسائل انرژی هسته‌ای ایران حل شود، آنها که هند و پاکستان را از خرید گاز از ایران منع می‌کنند، خود اولین خریدار گاز ایران با قیمت‌های به مراتب بهتر خواهند بود و آن زمان هند و پاکستان یا مجبورند با آنها رقابت کنند و یا فرصت بزرگی را از دست بدهند.

معاون امور بین‌الملل وزارت نفت گفت: ایران نمی‌تواند یارانه گاز طبیعی ارزان قیمت به هند و پاکستان را پردازد. دکتر نژاد حسینیان افزود: هند و پاکستان با کنترل بازار و دادن یارانه، قیمت گاز طبیعی را در بازار داخلی شان به صورت مصنوعی پایین نگه داشته‌اند. برای مثال قیمت معادل یک میلیون BTU گاز که در سطح جهانی در حدود ۹ دلار است، در پاکستان به نصف قیمت به فروش می‌رسد، در حالی که برای نفت و فرآورده‌های نفتی، قیمت جهانی آن به اضافه مالیات گرفته می‌شود.

نژاد حسینیان یادآور شد: پیش‌بینی من این است که سرانجام این دو کشور و کشورهای مشابه مانند چین، سیاست‌های خود را در زمینه کنترل بازار گاز طبیعی تغییر خواهند داد (همان طور که پاکستان قیمت گاز را در سال جاری بیش از ۳۰ درصد افزایش داده است و چین نیز پیش‌تر در سیاست خود در باره قیمت گاز طبیعی وارداتی انعطاف بیشتری نشان می‌دهد) و قیمت گاز طبیعی در هر دو کشور به قیمت واقعی آن خواهد رسید و یارانه آن نیز برداشته خواهد شد؛ از این رو اگر جمهوری اسلامی ایران تخفیفی در قیمت پیشنهادی خود به این دو کشور بدهد، این تخفیف در حقیقت سودی است که به جیب شرکت‌های دولت هندی و پاکستانی خریدار گاز ایران خواهد رفت و به یقین مردم ایران راضی به این کار نخواهند بود.

وی تصریح کرد: هند و پاکستان به تدریج تقاضای خود برای گاز طبیعی از ایران را افزایش خواهند داد؛ به گونه‌ای که اکنون تقاضای روزانه ۱۵۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی را دارند. نژاد حسینیان گفت: این مقدار گاز حدود یک سوم کل گازی است که برای صادرات گاز ایران اختصاص داده شده است. فروش یک چنین حجم زیادی گاز به دو مشتری آن هم با خط لوله به صلاح ما نیست، چون خود عاملی برای پایین آوردن قیمت گاز در بازار هند و پاکستان خواهد شد؛ از این رو ایران از انجام تقاضای دو کشور

قرارگاه خاتم الانبیا ۴ مخزن ذخیره نفتی در خارگ می‌سازد

هم اکنون ۴ پروژه مخزن ذخیره نفت خام در دست اجرا داریم، افزود: حجم این مخازن یک میلیون بشکه‌ای است که در مجموع هر کدام نزدیک به ۱۶۰ میلیون لیتر توان ذخیره نفت خام را خواهد داشت. حکیمی نژاد با بیان این که این مخازن از نوع فلزی و با سقف شناور است، در باره هزینه ساخت هر کدام از مخازن یادآور شد: برای ساخت هر مخزن ۵۰ میلیارد ریال هزینه می‌شود. وی همچنین اظهار داشت: ساخت مخازن ۵ و ۵ پارس جنوبی و ۴ مخزن فرآورده‌های نفتی فازهای ۹ و ۱۰ را در دست اجرا داریم. معاون صنعت و معدن قرارگاه خاتم الانبیا اضافه کرد: برای به دست گرفتن اجرای مخازن نفتی فازهای ۱۵ و ۱۶ نیز در حال مذاکره هستیم.

معاون صنعت و معدن قرارگاه خاتم الانبیا گفت: این قرارگاه ساخت ۴ مخزن ذخیره نفتی را در جزیره خارگ در دست اجرا دارد. «حکیمی نژاد» با اشاره به پروژه‌های صنعتی در دست اجرای قرارگاه خاتم الانبیا گفت: حجم پروژه‌های صنعتی این قرارگاه ۶۴۰ میلیارد ریال است. وی اضافه کرد: پروژه‌های صنعتی این قرارگاه بیشتر در بخش‌های ساخت اسکله‌ها، سازه‌های فلزی، مخازن بزرگ نفت خام و پروژه‌های انتقال نفت و آب است.

حکیمی نژاد با بیان این که در خارج از کشور پروژه صنعتی نداریم، خاطرنشان کرد: با این حال در بخش پروژه‌های عمرانی در کشور عراق به تازگی طرح‌هایی را به دست گرفته ایم. معاون صنعت و معدن قرارگاه خاتم الانبیا با اشاره به این که در بخش مخازن نفتی