



فهرست

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

سرمقاله	از «باکو - سیحان» تا «ناباکو» / ۲
دریچه	نقاط قوت و ضعف ایران در تجارت بالقوه گاز طبیعی / ۴
خبر و نظر	سیاست جدید اوپک / ۸
گزارش	مته‌های حفاری ایران در عمق ۱۰۰۰ متری دریای خزر / ۱۱ افزایش ۱۷ درصدی سهم گاز طبیعی در بخش حمل و نقل کشور / ۱۳ گسترش ذخیره سازی گاز طبیعی در قرن بیستم / ۱۵
مصاحبه	فرصت‌های ایران در بازار آتی گاز اروپا / ۲۱
مقاله	بررسی مقایسه‌ای دو شرکت شل و بی پی / ۲۷
خلاصه مقالات	آیا دریای شمال می‌تواند اروپا را دوباره نجات دهد؟ / ۴۰ توسعه پایدار صنعت نفت در گرو نظام مالی مناسب از سوی دولت / ۴۶
تحقیقات	بررسی الگو و پتانسیل صرفه جویی در صنایع منتخب و انرژی بر کشور / ۵۰
مصرف کننده	برچسب انرژی / ۵۵
دیدگاه	آیا تقاضای شدید نفت به افزایش ظرفیت حفاری چاه‌های نفت منجر خواهد شد؟ / ۵۸
انرژی در مطبوعات	۶۰ /
یادداشت	بررسی اجمالی بازار نفت در ماه‌های ژوئن و ژوئیه ۲۰۰۹ / ۶۳

اقتصاد انرژی

نشریه انجمن اقتصاد انرژی

تحلیلی - پژوهشی - آموزشی - اطلاع رسانی
شماره استاندارد بین‌المللی
۱۵۶۳ - ۱۱۳۳

تیر و مرداد ماه ۱۳۸۸ - شماره ۱۱۶ و ۱۱۷

صاحب امتیاز: انجمن اقتصاد انرژی ایران
مدیر مسئول و سردبیر: سید غلامحسین حسن تاش
دبیر تحریریه: محمدامین نادریان

هیأت تحریریه:

محمد رضا امیدخواه، فریدون برکشلی، حسن خسروی زاده،
مجید عباسپور، رضا فرمند، علی مشتاقیان، محمدعلی موحد،
بهروز بیک علی زاده، ابراهیم قزوینی، علی امامی میبدی،
محمدعلی خطیبی طباطبایی، افشین جوان، حمید ابریشمی،
محمدباقر حشمت زاده، مهدی نعمت‌اللهی، مظفر جراحی،
علی شمس اردکانی، محمد مزرعتی

همکاران این شماره: سید محمد حسین امامی، علیرضا قنبری،
محمدعلی طاهری، علی ابوالقاسمی شیرازی، هماکبری

اشتراک: حمیده نوری

صفحه آرای: کانون تبلیغاتی آدمیت

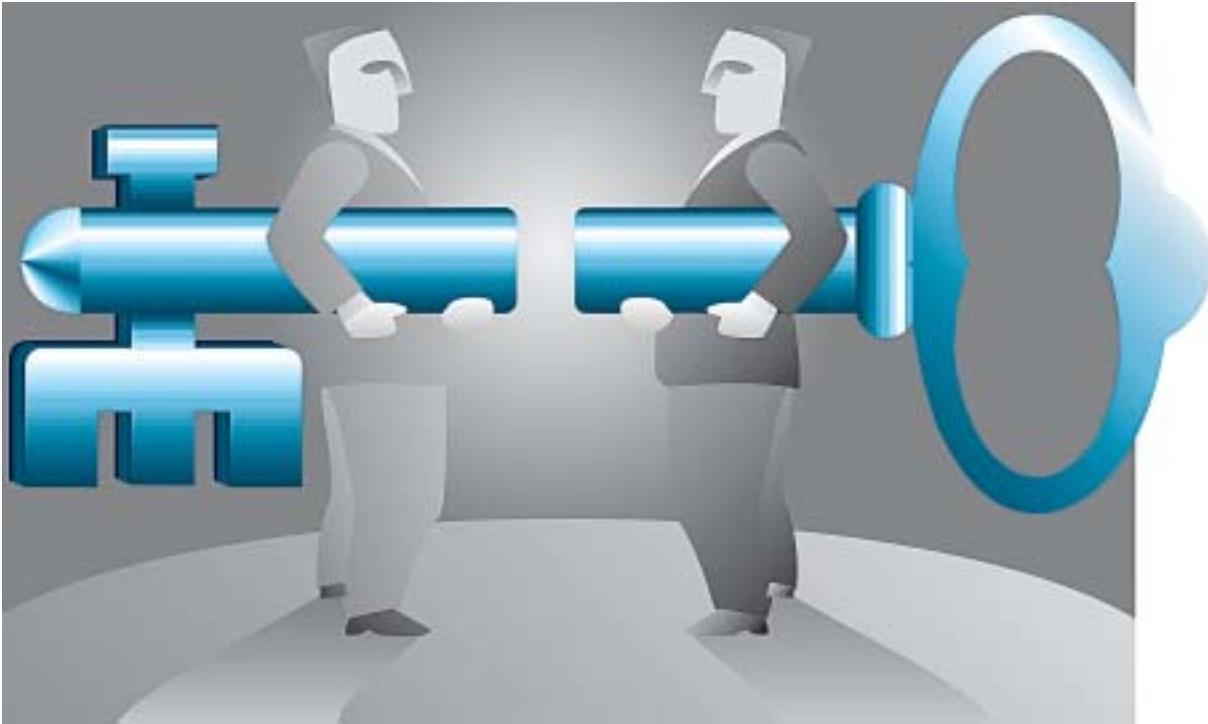
سازمان آگهی‌ها: کانون تبلیغاتی آدمیت ۱۶ - ۸۸۹۶۱۲۱۵

نقل مندرجات این نشریه با ذکر مأخذ آزاد است.
نظر نویسندگان و مصاحبه‌شوندگان لزوماً نظر نشریه نیست.
مسئولیت نوشته‌ها با نویسندگان آنهاست.
نشریه در انتخاب، ویرایش، حک و اصلاح مطالب وارد آزاد است.
نوشته‌های وارده در صورت عدم انتشار در نشریه پس داده نمی‌شود.

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

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

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



از «باکو-سیحان» تا «ناباکو»

متحدان استراتژیک سابق، مانند مجارستان و رومانی و با طراحی خط لوله جریان جنوبی، کشورهای مذکور را از همراهی با طرح ناباکو منصرف کرده و موقعیت انحصاری خود را در بازار گاز اروپا حفظ کنند. حفظ این انحصار و بکارگیری آن به عنوان یک اهرم اعمال فشار در مقابل اروپای غربی، از جمله مهم ترین عناصر سیاست خارجی فدراسیون روسیه تلقی شده است و آغاز بکار پروژه ناباکو ضربه سنگینی به موقعیت ژئوپلیتیکی روسیه در تأمین انرژی اروپا وارد می کند.

اما در این میان، نکته جالب و با اهمیت، تغییر موضع آمریکا در مورد این پروژه و موافقت این کشور با احداث خط لوله ناباکو است، در حدی که «ریچارد مورنینگ استار» نماینده ویژه ایالات متحده در امور مربوط به انرژی اروپا، جهت حضور در مراسم امضای این توافقنامه اعزام شده بود تا حمایت آمریکا از اجرای این پروژه را نشان دهد.

جالب است که «مورنینگ استار» دقیقاً ده سال پیش، نقش تعیین کننده ای در امضای توافقنامه خط لوله نفتی باکو-تفلیس-سیحان برای انتقال بخشی از نفت خام تولیدی آسیای میانه به بندر مدیرانه ای سیحان در ترکیه داشت که آن توافقنامه نیز در شهر

امضای توافقنامه بین دولت های ترکیه، بلغارستان، رومانی، مجارستان و اتریش برای آغاز رسمی پروژه خط لوله گازی ناباکو، یکی از مهم ترین وقایع انرژی جهان در ماه گذشته بود. البته خط لوله ناباکو سابقه ای طولانی دارد و خصوصاً پس از جریان قطع گاز اروپا توسط روسیه در زمستان سال ۲۰۰۶ میلادی، بصورت جدی تری در دستور کار اتحادیه اروپا قرار گرفته بود، اما امضای توافقنامه احداث این خط لوله یازده میلیارد دلاری، با وجود سوابق و پیچیدگی های سیاسی و اجرایی آن و بویژه با وجود مخالفت دولت روسیه، نقطه عطف مهمی در تاریخ تحولات انرژی جهان تلقی می شود.

خط لوله ناباکو محور اصلی استراتژی متنوع سازی مبادی تأمین گاز اتحادیه اروپا، برای خنثی کردن نقش و موقعیت انحصاری روسیه در تأمین گاز این اتحادیه است.

پس از بحران قطع گاز اروپا در زمستان ۲۰۰۶، که مجدداً در زمستان ۲۰۰۸ نیز تکرار شد، استراتژی اتحادیه اروپا در جهت متنوع سازی مسیرها و خصوصاً مبادی تأمین گاز، قرار گرفت و اینک متنوع سازی مبادی، وارد مراحل جدی تر اجرایی شده است.

روس ها ظرف چند سال گذشته تمام مساعی خود را بکار گرفتند که از طریق بکارگیری اهرم های فشار و قدرت خود بر

ایران به آن، از سوی دیگر، متناقض می‌نماید و بررسی دقیق و تحلیل این تناقض ظاهری، در کنار بررسی وضعیت و معادلات قدرت در آسیای میانه، می‌تواند مبنای درک بسیاری از رخدادها و حتی مبنای پیش‌بینی تحولات آینده باشد.

ایران در چند سال گذشته نزدیکی‌هایی را با روسیه در بخش‌های مختلف و خصوصاً در زمینه سیاست‌های گازی در قالب مجمع کشورهای صادرکننده گاز داشته است و همکاری‌های خود با روسیه را شتابان افزایش داده است. اگر ایران بخواهد در زمینه سیاست‌های گازی متحد استراتژیک روسیه باشد، اهداف اروپایی‌ها و آمریکا از احداث ناباکو محقق نخواهد شد. روس‌ها عمدتاً علاقمند بوده‌اند که ایران را به سمت بازارهای شرقی سوق دهند که البته بدلیل وضعیت هند و پاکستان تا کنون قرین توفیق نبوده است. مشکلات سیاست خارجی ایران و خصوصاً پرونده هسته‌ای و وضعیت روابط با آمریکا نیز موجب شده است که برنامه‌های افزایش ظرفیت تولید گاز ایران و بخصوص فازهای مختلف پارس جنوبی، پیشرفت خوبی نداشته باشد.

موافقت ایالات متحده با اجرای پروژه ناباکو می‌تواند علامتی باشد بر این که این کشور با روند روبه رشد روابط ایران و روسیه موافق نیست و مصمم به جلوگیری از گسترش آن است. همچنین این موافقت می‌تواند بازتاب دهنده این مسأله باشد که اتفاق‌هایی افتاده است که بر مبنای آن آمریکایی‌ها اطمینان لازم را در مورد حل مشکلات خود با ایران تا زمان به بهره‌برداری رسیدن خط لوله ناباکو دریافت کرده‌اند. همچنین این مسأله می‌تواند بازتاب دهنده توافق‌های احتمالی جدی و استراتژیکی باشد که در جریان سفر باراک اوباما به مسکو رخ داده است.

اگر هیچ‌کدام این‌ها نباشد، این موافقت آمریکایی‌ها می‌تواند منعکس‌کننده تصورات، پیش‌بینی‌ها و احیاناً برنامه‌های آن‌ها در مورد خاورمیانه و منطقه موسوم به قلب انرژی جهان، طی چند سال آینده و تا زمان به بهره‌برداری رسیدن پروژه ناباکو باشد.

علاوه بر این‌ها موافقت ایالات متحده با احداث ناباکو با توجه به نیاز قطعی اروپا به منابع جدید گاز می‌تواند برای ایران هم مشوق باشد و هم عامل فشار برای تغییر سیاست‌ها و رفتارها. البته مسئله تأمین گاز از خط لوله عربی که گاز مصر را از مسیر اردن و سوریه به ترکیه می‌رساند و مسئله افزایش تولید گاز در کشورهای آذربایجان و عراق نیز مطرح است که باید دید تا چه حد قادر به پر کردن ظرفیت نهایی ناباکو خواهند بود.

تحولات آینده حقایق بیشتری را در این زمینه آشکار خواهد کرد.

مدیر مسئول

استانبول به امضا رسید و آن خط لوله نیز بخشی از موقعیت انحصاری روسیه در انتقال نفت تولیدی کشورهای آسیای میانه به بازارهای جهانی را از این کشور گرفت و در واقع بخشی از قدرت روسیه را به متحد استراتژیک ایالات متحده یعنی ترکیه منتقل کرد. خط لوله باکو-تفلیس-سیحان، گرچه از جهت کاهش نفوذ روسیه، کاملاً به ناباکو مشابهت داشت، اما از جهت تأثیرگذاری بر موقعیت ایران تفاوت داشت. در خط لوله باکو-سیحان، موقعیت و مواضع ایران نیز کاملاً مشابه و هم‌سو با روسیه بود و اصرار ایالات متحده بر احداث خط لوله مذکور در این جهت بود که نفت آسیای میانه نه از طریق ایران و نه از طریق روسیه، بلکه از مسیری ثالث به بازارهای جهانی برسد. اما در مورد گاز به وضوح مسأله متفاوت است و خط لوله ناباکو بدون نقش محوری ایران بی‌معنا است و یکی از مهم‌ترین دلایل مخالفت گذشته ایالات متحده با احداث ناباکو نیز دقیقاً همین مسأله معطوف بوده است.

مهم‌ترین پتانسیل گازی در آسیای میانه کشور ترکمنستان است که با توجه به تعهدات فراوانی که برای فروش گاز خود خصوصاً به کشور چین ایجاد نموده است، گاز قابل توجهی برای انتقال به ناباکو ندارد و اگر هم داشته باشد سه مسیر برای وصل شدن آن به ناباکو متصور است که عبارتند از: مسیر روسیه، مسیر دریای خزر و مسیر ایران. مسیر روسیه بی‌معنا است، زیرا هم‌اکنون نیز ترکمنستان از این مسیر استفاده می‌کند و این مسیر انحصار روسیه در بازار گاز اروپا و تسلط روسیه بر گاز ترکمنستان را کماکان حفظ خواهد کرد. مسیر دریای خزر و احداث خط لوله گاز در بستر این دریا برای انتقال گاز ترکمنستان به جمهوری آذربایجان و از آنجا به ترکیه و نهایتاً ناباکو نیز امکان‌پذیر نیست چراکه رژیم حقوقی خزر بلا تکلیف است و نیز پنج کشور اطراف این دریا قبلاً توافق کرده‌اند که پروژه‌هایی که می‌تواند محیط زیست دریا را تحت تأثیر قرار دهد، صرفاً بر مبنای توافق جمعی قابل اجرا خواهد بود و چنین توافقی در مورد احداث خط لوله از بستر خزر قابل حصول بنظر نمی‌رسد. بنابراین مسیری جز ایران برای گاز ترکمنستان وجود ندارد و حتی در مورد مسیر دریای خزر نیز ایران نقش خواهد داشت.

پس برای تغذیه ناباکو هم به گاز ایران نیاز است و هم به مسیر ایران و این درحالی است که آمریکایی‌ها اعلام کرده‌اند که تا زمانی که مناقشه هسته‌ای ایران حل و فصل نشود و روابط تهران و واشنگتن عادی‌سازی نشود، از الحاق ایران به پروژه ناباکو حمایت نخواهند کرد.

اگر بپذیریم که ناباکو بدون ایران معنا ندارد، مواضع ایالات متحده در موافقت با احداث ناباکو از یک سو و در مخالفت با پیوستن



نقاط قوت و ضعف ایران در تجارت بالقوه گاز طبیعی

افشین جوان

۱- مقدمه

موقعیت خاص کشورمان شرائطی را پدید آورده است که بتوانیم به راحتی به بازارهای مختلف گاز طبیعی دسترسی پیدا کنیم. البته نباید از نظر دور داشت که اهمیت هر یک از این بازارها از لحاظ کمی و کیفی متفاوت است.

پیش از انقلاب اسلامی و در دهه ۷۰ قرن بیستم میلادی، ایران صادرات گاز به شوروی سابق را آغاز کرد و پس از حدود ۸ سال میزان آن از حدود ۳ میلیارد مترمکعب در سال به حدود ۸ میلیارد مترمکعب رسید. همچنین در سال ۱۹۷۴ میلادی اولین تلاش‌های ایران برای صادرات گاز بصورت LNG در قالب کنسرسیوم «کالینگاز» آغاز گردید.

البته باید اذعان نمود که در این سال‌ها هنوز گاز طبیعی بعنوان یک سوخت فسیلی جدید مطرح بود. پس از انقلاب اسلامی، صادرات گاز به شوروی سابق به دلیل برخی مسائل حقوقی متوقف شد و کنسرسیوم کالینگاز نیز از بین رفت؛ در رابطه با صادرات گاز به شوروی سابق باید عنوان کرد معامله آن زمان بصورت تهاثری بود و روس‌ها به ازای دریافت گاز؛ ذوب آهن اصفهان را برای ایران راه اندازی کردند. پس از انقلاب در سال ۱۹۹۴ مذاکرات با ترکیه آغاز گردید و در سال

۱۹۹۶ قرارداد فروش گاز طبیعی به ترکیه امضاء و در سال ۲۰۰۱ صادرات گاز به ترکیه آغاز گردید.

از سال ۱۹۹۹ تا کنون، پیشنهادات بسیار زیادی از طرف برخی از شرکت‌های خارجی به شرکت‌های ملی نفت و صادرات گاز ایران مطرح شده است که از جمله آن‌ها صادرات به کشورهای همجوار و بیش از ۳ طرح LNG بود که اینک برخی از آن‌ها دارای پیشرفت فیزیکی و برخی بر روی کاغذ می‌باشند.

در این نوشتار سعی خواهد شد که ظرفیت صادراتی گاز ایران به اختصار مورد بررسی قرار گیرد ولی پیش از آن باید به مواردی مهم در رابطه با فلسفه صادرات گاز اشاره نمود.

صادرات گاز یک حرکت برنامه‌ریزی شده کلان است که با مسائل مهم زیر در ارتباط می‌باشد.

۱- وجود استراتژی کلان و وحدت نظر ملی بر روی صادرات گاز

۲- برنامه‌ریزی بلندمدت برای به دست آوردن منافع بلندمدت و بالطبع تضمین بلندمدت عرضه برای خریداران گاز، این سود می‌تواند منافع مالی یا استراتژیک باشد.

۳- بررسی دقیق‌تر از عرضه و تقاضای گاز در داخل کشور و شناسایی ظرفیت‌های واقعی صادراتی براساس تفاوت بین

۱- بعد اقتصادی و تضمین سود بلندمدت
۲- بعد استراتژیک بر اساس جغرافیای سیاسی و امنیت ملی
ایران از چهار جهت جغرافیایی به بازارهای منطقه‌ای و بین‌المللی دسترسی دارد.
در شمال؛ بازارهای آذربایجان و ارمنستان قرار دارند که البته بدلیل تقاضای پائین، حجم صادرات به این کشورها (و در

جدول ۱- پروژه‌های گاز طبیعی منطقه‌ای قطر

نام پروژه	تاریخ شروع	شماره خط تولید	میزان گاز خوراک (میلیون فوت مکعب در روز)	میزان مایعات (میلیون فوت مکعب در روز)
الخلیج	۲۰۰۵	مقدماتی	۶۰۰	۳۰۰
الخلیج			۱۰۵۰	۵۷۰
دولفین	۲۰۰۷	مقدماتی	۲۰۰۰	۶۷۰
دولفین	...	...	۱۰۰۰	۳۸۰

حال حاضر به ارمنستان) قلیل است ولی می‌توانند به عنوان بازارهایی استراتژیک مطرح باشند.
در همین حال واردات گاز از ترکمنستان از سال‌های گذشته با تمام فراز نشیب‌ها ادامه دارد و می‌توان در بعد ترانزیت و یا سوپ در آینده بعنوان یک فرصت از آن یاد کرد. واردات از ترکمنستان به دلیل فاصله زیاد منبع عرضه داخلی تا شمال کشور، در زمان اجرا دارای توجیه اقتصادی بوده است.
در شرق؛ بازارهای هند و پاکستان وجود دارند که داری پتانسیل بالا برای جذب گاز هستند ولی از لحاظ اعتبار و تضمین پرداخت در سطوح پائین‌تری نسبت به کشورهای اروپایی قرار دارند و به همین دلیل؛ باید این بازارها را در رده بازارهای اقتصادی - استراتژیک طبقه بندی کرد. این بازار نیز دارای مشکلاتی است که می‌توان به صورت زیر طبقه بندی نمود:

۱- مشکلات پرداخت به موقع خریدار
۲- عدم تضمین امنیت خط لوله در داخل خاک پاکستان و احتمال بروز موارد متعدد فورس‌ماژور در طرف تقاضا
۳- سطح پائین قیمت‌ها که در این رابطه قیمت گاز با قیمت معادل فرآورده‌های با سولفور بالا مقایسه می‌گردد.
در جنوب ایران کشورهای عربی حوزه

عرضه و تقاضا (اضافه عرضه) و تعریف طرح‌های صادراتی بلندمدت بر همین مبنا و در تعامل با سایر بخش‌های صنعت نفت ایران.

۴- تعیین سبد بهینه مصرف داخل، تزریق گاز به مخازن نفتی و صادرات با توجه به منافع بلندمدت و هزینه‌های اجتماعی و ارزش افزوده بخش‌های اقتصادی.

۵- شفافیت و تدوین قوانین کلان حقوقی برای صادرات گاز در عین حال بروز کردن قانون نفت بر اساس تجارت نوین جهانی.

انتقال گاز طبیعی توسط خط لوله، یکی از متداول‌ترین و قدیمی‌ترین شیوه‌های تجارت گاز طبیعی در دنیا بوده و تا اواسط دهه ۱۹۶۰ تنها امکان عملی تجارت گاز طبیعی محسوب می‌شد. با

پیشرفت فناوری و افزایش تقاضای گاز طبیعی در مناطق مختلف جهان، در سال ۱۹۶۴ شکل دیگری از تجارت گاز طبیعی در قالب مایع‌سازی و حمل آن توسط کشتی‌های مخصوص که جهت این امر طراحی گردیده‌اند، تحقق یافت. بدین ترتیب بسیاری از کشورها، خصوصاً آن دسته کشورها که تنها از طریق راه‌های آبی با سایر کشورها ارتباط داشتند (مثل ژاپن)، توانستند با استفاده از این فناوری جدید حمل گاز، کل تقاضای گاز طبیعی کشورشان و یا بخشی از آن را از این طریق تأمین نمایند.

با توجه به مقدمه فوق، به بررسی بازارهای مختلف بالقوه گاز و نقاط قوت و ضعف هریک برای کشورمان می‌پردازیم.

۲- بازارهای بالقوه خط لوله؛ نقاط قوت و ضعف

در بررسی بازارها باید به دو هدف اصلی توجه کرد:

جدول ۲- پروژه‌های GTL

نام پروژه	تاریخ شروع	میزان گاز خوراک (میلیون فوت مکعب در روز)	میزان مایعات (میلیون فوت مکعب در روز)
Oryx	۲۰۰۶	۳۳۰	
Pearl	۲۰۰۹	۱۶۰۰	۶۰۰
XOM	۲۰۱۱	۱۴۰۰	۹۹۰



خلیج فارس قرار دارند، در این بخش قطر با تمام قوا به عنوان یک عرضه کننده جهانی گاز در حال بهره برداری از مخزن مشترک پارس جنوبی است و در همین حال با بهره برداری از طرح دولفین، گازرسانی به کشورهای امارات را از طریق خط لوله با قیمت های پائین از مدت ها پیش آغاز کرده است.

این کشورها با توجه به روند توسعه اقتصادی خود نیاز شدید به انرژی و بالاخص گاز از سایر منابع، دارند و پیشنهاد احداث دو ترمینال واردات LNG برای امارت و کویت، موید این مسأله است. در عین حال؛ این احتمال وجود دارد که دولت عراق، در سال آینده، ساخت یک ترمینال مایع سازی LNG با ظرفیت ۲ میلیون تن را در قالب یک کنسرسیوم بین المللی، در بندر بصره آغاز کند. در هر حال این حوزه نیز برای ایران اهمیتی اقتصادی - استراتژیک دارد.

در غرب کشورمان ترکیه واقع شده است که قبلا اشاره ای کوتاه به تاریخچه صادرات به این کشور شد ولی

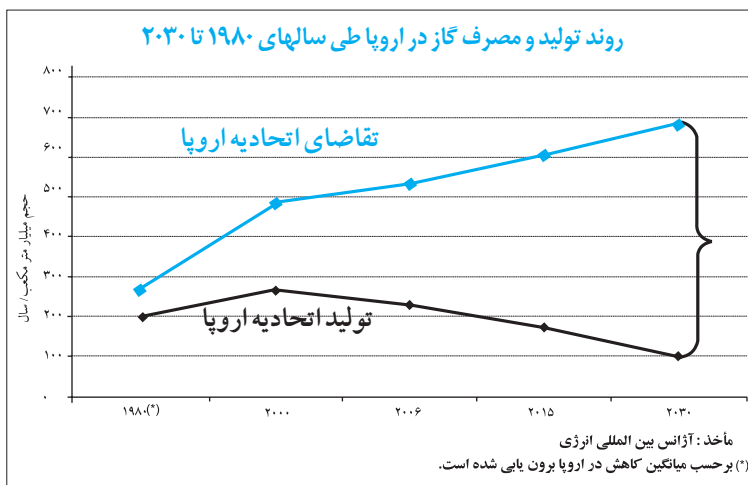
اهمیت ترکیه نه تنها به عنوان یک مصرف کننده بلکه به عنوان دروازه ترانزیت گاز ایران به اروپا، بسیار بالاست.

به عبارتی معقولانه ترین راه برای ورود به اروپا، مسیر ترکیه است و از همین طریق نیز ایران می تواند در طرح ناپاکو مشارکت داشته باشد.

ورود گاز کشورمان به اروپا میتواند از لحاظ اقتصادی دارای اهمیت زیادی باشد ولی ورود به این بازار نیز دارای مشکلات زیر است:

جدول ۳- پروژه های الان جی گنبد شمالی

نام پروژه	تاریخ شروع	شماره خط تولید	میزان تولید الان جی		میزان گاز خوراک (میلیون فوت مکعب در روز)	میزان مایعات (میلیون فوت مکعب در روز)
			MMCFD	MMTPA		
قطر گاز	۱۹۹۷	۱	۲۶۷	۲	۳۱۰	۱۱۸
قطر گاز	۱۹۹۷	۲	۲۶۷	۱	۳۱۰	۱۱۸
قطر گاز	۱۹۹۸	۳	۲۶۷	۲	۳۱۰	۱۱۸
قطر گاز	۲۰۰۳	D1	۱۴۷	۱/۱	۱۷۱	۶۵
قطر گاز	۲۰۰۳	D2	۱۴۷	۱/۱	۱۷۱	۶۵
قطر گاز	۲۰۰۳	D3	۱۴۷	۱/۱	۱۷۱	۶۵
قطر گاز ۲	۲۰۰۸	۴	۱۰۴۰	۷/۸	۱۲۰۹	۴۶۰
قطر گاز ۲	۲۰۰۹	۵	۱۰۴۰	۷/۸	۱۲۰۹	۴۶۰
قطر گاز ۳	۲۰۰۹	۶	۱۰۴۰	۷/۸	۱۲۰۹	۴۶۰
قطر گاز ۴	۲۰۱۱	۷	۱۰۴۰	۷/۸	۱۲۰۹	۴۶۰
رأس گاز	۱۹۹۹	۱	۴۴۰	۳/۳	۵۱۲	۱۹۴
رأس گاز	۱۹۹۹	۲	۴۴۰	۳/۳	۵۱۲	۱۹۴
رأس گاز	۲۰۰۴	۳	۶۴۰	۴/۸	۷۴۴	۲۸۳
رأس گاز	۲۰۰۵	۴	۶۴۰	۴/۸	۷۴۴	۲۸۳
رأس گاز	۲۰۰۷	۵	۶۲۷	۴/۷	۷۲۹	۲۷۷
رأس گاز	۲۰۰۸	۶	۱۰۴۰	۷/۸	۱۲۰۹	۴۶۰
رأس گاز	۲۰۱۰	۷	۱۰۴۰	۷/۸	۱۲۰۹	۴۶۰



- ۱- هزینه های ترانزیت
- ۲- وجود رژیم های حقوقی مختلف پیش روی انتقال گاز تا مرز اروپا
- ۳- تضمین عرضه بلند مدت گاز
- ۴- وجود بازار رقابتی و تعیین قیمت بر اساس مکانیزم بازار
- ۵- انحصار روسیه در صادرات گاز به اروپا- اروپا اتکاء زیادی به گاز روسیه دارد و فدراسیون روسیه در سال ۲۰۰۸ کلاً «۴۳٪ از واردات گاز به کشورهای EU ۲۵ را انجام داده است که معادل حدود ۱۵۴/۴۱ میلیارد مترمکعب در سال است.

شاید جواب این سؤال را نتوان بطور کامل در این نوشته کوتاه داد ولی براساس تجربیات نکات اصلی را بصورت زیر قابل خلاصه کردن است:

- ۱- نیاز به سرمایه گذاری بالا و بالطبع نیاز به تأمین مالی پروژه
- ۲- وجود زنجیره از بالادستی تا پائین دستی- تقریباً تمام طرح های بالا دستی پروژه های LNG بصورت قراردادهای مشارکت در تولید می باشد که باعث پیوست بین بالادستی و پائین دستی می شود ولی در ایران قرار دادهای بای بک تا حدودی باعث قطع این زنجیره می گردد.
- ۳- وجود پیچیدگی و محدودیت در فناوری مایع سازی، بطوری که که بیش از ۹۰٪ لایسنس آن در اختیار شرکت های آمریکائی است و بقیه به کشورهای اروپائی تعلق دارد و به دلیل مشکل تحریم مشکلاتی در دستیابی و بکارگیری آن ها وجود دارد.

در انتها بر این نکته باید اذعان نمود که تجارت گاز طبیعی چه از طریق LNG و چه خط لوله دارای پیچیدگی های بسیار زیادی است و تفاوت های عمده ای با تجارت نفت خام و فراورده های نفتی دارد در تجارت گاز فروشنده باید با خریدار قراردادی را برای بلندمدت نهائی کنند که در مدت حداقل ۱۵ سال اکثر بندهای قرار داد ثابت می باشد و طرفین موظف به اجرای دقیق آن هستند.

در ارتباط با مذاکرات نیز طرفین موظفند پس از اجرائی شدن قرار داد، مفاد آن را کاملاً رعایت کنند و این مسئله باعث شده که در قراردادهای گاز همیشه ریسک بازار و قیمت مد نظر قرار گیرد و آثار این ریسک نسبت به قراردادهای نفتی به دلیل ماهیت بلندمدت آن به مراتب بیشتر است.

در همین حال به دلیل شکاف بالای تولید و مصرف گاز در این قاره، استفاده از منابع گازی عظیم ایران و شکستن انحصار روسیه، اجتناب ناپذیر است. البته استراتژی کشورمان برای ورود به این بازار نیز مهم است.

۳- بازارهای بالقوه - LNG نقاط قوت و ضعف

یکی از مشخصه های بارز صادرات گاز طبیعی مایع شده انعطاف پذیری آن از لحاظ عرضه به بازارهای مختلف است. عبارتی میتواند بدون درگیری با رژیم های حقوقی متفاوت گاز را توسط کشتی های مخصوص LNG به تمام نقاط دنیا صادر نمود. در منطقه عسلویه نیز چنین موقعیتی برای کشورمان محیاست و در همین حال چند طرح صادراتی نیز در این رابطه تعریف شده است ولی همیشه این سؤال در ذهن پیش می آید که چرا روند توسعه این طرح ها کند است و چرا پیچیدگی این طرح ها زیاد است؟



سیاست جدید اوپک

بهروز بیک علیزاده

تحلیلگر ارشد بازار نفت - وزارت نفت

مقامات نفتی اوپک اخیراً اظهار داشته‌اند که این سازمان از این پس برای تنظیم میزان تولید خود، به سطح ذخیره‌سازی‌های تجاری نفت در کشورهای عضو OECD نیز توجه خواهد کرد و چنانچه این ذخیره‌سازی‌ها تا میزان مطلوب کاهش نیافته باشند از افزایش تولید خودداری خواهد نمود.^(۱) این مقامات همچنین تأکید کرده‌اند که آنچه در تصمیم‌گیری راجع به میزان تولید، اهمیت خواهد داشت تنها سطح قیمت‌های نفت نیست

بلکه سطح ذخیره‌سازی‌های نفتی نیز دارای اهمیت خواهد بود. معمولاً از میانگین پنج سال گذشته به عنوان سطح مطلوب ذخیره‌سازی یاد می‌شود. این تحلیل وجود دارد که تازمانی که سطح ذخیره‌سازی‌ها در کشورهای عضو OECD به ۵۲ الی ۵۴ روز مصرف آتی این کشورها تنزل نیابد، اوپک همچنان سیاست کنترل تولید خود را ادامه داده^(۲) و سطح تولید خود را تغییر نخواهد داد. براساس گزارش اوپک سطح ذخیره‌سازی‌های نفتی در کشورهای عضو OECD در پایان سه ماهه اول سال جاری میلادی معادل ۶۱ روز مصرف آتی این کشورها بوده است. آژانس بین‌المللی انرژی نیز این رقم را در سطح ۶۲ روز برآورد کرده است. براساس آمار ارایه شده توسط اوپک، میانگین پنج سال گذشته ذخیره‌سازی‌های تجاری OECD معادل ۵۴ روز بوده و براساس آمار ارایه شده از سوی آژانس بین‌المللی انرژی این میانگین به ۵۲/۷ روز بالغ شده است.

در این میان به اعتقاد برخی از تحلیلگران نفتی قاعده عمومی این است که وجود ۵۰ روز ذخیره‌سازی برای مصارف آتی باعث رونق شدید قیمت‌ها، ۵۳ روز باعث تقویت قیمت‌ها، ۵۷ روز باعث کساد

قیمت‌ها و ۶۰ روز باعث کساد شدید قیمت‌ها خواهد شد. بنابراین تعجبی ندارد که مقامات نفتی اوپک تمایل دارند سطح ذخیره‌سازی‌های نفتی در کشورهای عضو OECD به سطح ۵۲ الی ۵۴ روز تقلیل یابد. کاهش سطح ذخیره‌سازی‌ها به این معنی است که نه تنها نفت مازاد در بازار وجود ندارد، بلکه مصرف‌کنندگان برای پاسخ‌گویی به نیازهایشان ناچار خواهند بود از ذخیره‌سازی‌ها برداشت کنند؛ بنابراین قیمت‌های نفت افزایش خواهد یافت.

استفاده از معیار تعداد روزهای کفاف ذخیره‌سازی، برای تصمیم‌گیری درباره میزان تولید نفت اوپک، این حسن را نیز دارد که سازمان از سوی مصرف‌کنندگان متهم نخواهد شد که قواعد بازار آزاد را رعایت نکرده و به تعیین قیمت پرداخته است و لذا فشارهای سیاسی بر تولیدکنندگان اوپک تا حدودی کاهش خواهد یافت. اما در عین حال به کارگیری این معیار جدید در بحث کنترل تولید، ناکارآمدی‌هایی نیز دارد که شایسته است از سوی مقامات اوپک به آن توجه شود.

براساس جدول تراز عرضه و تقاضای اوپک، بازار نفت در سه



بشکه استراتژیک)، علاوه بر آن ۵۰۰ هزار بشکه در روز نیز نفت های در حال انتقال و ذخیره سازی های شناور افزایش یافته است. بنابراین آژانس بین المللی انرژی ناچار شده است اعلام کند که یک میلیون بشکه در روز که شامل ذخیره سازی گزارش نشده در کشورهای OECD و ذخیره سازی در کشورهای غیر OECD می باشد، از ذخائر کاهش یافته است. البته آمار آژانس نیز نمی تواند برداشت از ذخیره سازی ها در زمانی که انتظار می رود قیمت ها افزایش یابند را توجیه کند. به هر حال، طبق گزارش اوپک به رغم این که این سازمان تولید خود را در سه ماهه اول سال ۲۰۰۹ به میزان ۲ میلیون بشکه در روز نسبت به سه ماهه چهارم ۲۰۰۸ کاهش داده است؛ اما ذخیره سازی ها در کشورهای OECD همچنان در حال افزایش بوده است و آمار آژانس نیز از افزایش ذخیره سازی های یاد شده حکایت دارد. به عبارت دیگر این آمار نشان می دهد که ارتباط ذخیره سازی ها با برنامه تولید اوپک قطع شده است.

در حقیقت این شواهد به خوبی نشان می دهد که دسترسی نداشتن به آمار دقیق و به موقع موجب شده است که نتوان از سطح ذخائر نفتی به عنوان یک معیار دقیق برای کنترل تولید استفاده کرد. علاوه بر آن، این ناکارآمدی ها را می توان از این حقیقت ناشی دانست که تغییر در ذخیره سازی تجارتی نفت تنها از وجود مازاد عرضه و یا کمبود عرضه در بازار ناشی نمی شود، بلکه عوامل دیگری نیز در تغییر سطح ذخیره سازی ها نقش دارند.

هنگامی که قیمت ماه های آینده بالاتر از سطح فعلی قیمت ها قرار داشته باشند و به اصطلاح حالت پیش بهینی (CONTANGO) بر بازار حاکم باشد، مصرف کنندگان ترجیح می دهند ذخیره سازی های خود را افزایش دهند تا در آینده ناچار نشوند برای مصارف خود نفت گرانتر را خریداری کنند. حال هر چقدر این فاصله بیشتر باشد مصرف کنندگان تمایل بیشتری به ذخیره سازی نفت خواهند داشت و بر عکس اگر قیمت های فعلی بالاتر از ماه های آینده بوده و به اصطلاح حالت پس بهینی بر بازار حاکم باشد (BACKWARDATION) مصرف کنندگان ترجیح می دهند از ذخیره سازی های خود برداشت کنند و در آینده نیز نفت مورد نیاز خود را از بازار با قیمت های پایین تر تهیه نمایند.

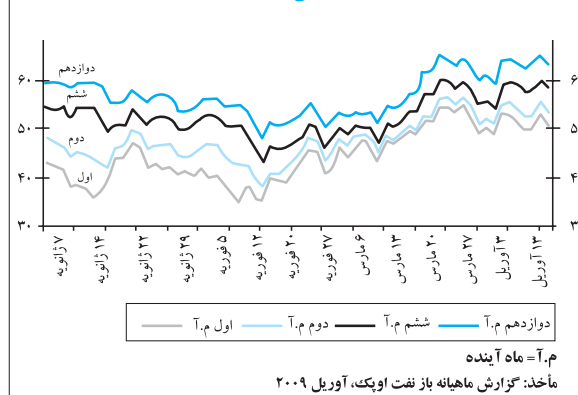
در تئوری، کاهش تولید اوپک می تواند باعث کمبود فیزیکی نفت در بازار شود و قیمت های فعلی را افزایش داده و شدت پیش بهینی را کاهش دهد و به این ترتیب انگیزه برای ذخیره سازی کمتر شود. براساس آنچه گفته شد، باید تأثیر اقدام اوپک بر مبنای معیار سطح ذخیره سازی ها قابل لمس باشد و تغییر سطح ذخیره سازی را بتواند نشان دهد که اوپک تولید خود را کاهش داده و یا افزایش داده است. اما عملاً در بازار نفت چنین اتفاقی نیفتاده است زیرا تعیین قیمت های ماه بعدی در بازار آتی ها فقط در اختیار اوپک نیست و به

ماهه اول سال ۲۰۰۹ کاملاً تراز بوده است، یعنی در سه ماهه اول سال ۲۰۰۹ نفت مازادی در بازار وجود نداشته است. اما براساس گزارش سازمان اوپک مجموع ذخیره سازی نفت در کشورهای عضو OECD در سه ماهه اول سال ۲۰۰۹ نسبت به پایان سال ۲۰۰۸ به میزان ۶۵ میلیون بشکه افزایش یافته است (افزایش ذخائر تجاری به حدود ۴۳ م. ب و استراتژیک به حدود ۲۱ م. ب) و تنها میزان نفت بر روی آب (در حال حمل توسط کشتی ها یا در تانکرهای ذخیره سازی) به میزان ۴۱ میلیون بشکه کاهش داشته است. یعنی کمبود نفت در بازار به هیچ وجه بر روی ذخیره سازی های تجاری و استراتژیک در کشورهای OECD منعکس نشده است. در واقع ذخیره سازی های نفتی تجاری در منطقه OECD که مورد توجه مقامات اوپک است از ۵۹ روز به ۶۱ روز افزایش یافته است. البته ممکن است ادعا شود که ذخیره سازی در کشورهای غیر OECD که آمار خود را اعلام نمی کنند، ممکن است کاهش یافته باشد، اما این قانع کننده نخواهد بود، زیرا در سه ماهه اول سال ۲۰۰۹ قیمت در بازار بورس (آتی ها) در چند ماه آینده بالاتر از قیمت های ماه اول بود. بنابراین در زمانی که تصور می شد قیمت در ماه های آینده افزایش خواهد یافت، برداشت از ذخیره سازی ها منطقی نبوده است (نمودار ۱).

حتی اخبار نشان می دهد که ذخیره سازی های تجاری در چین تکمیل شده است و شرکت های چینی در حالی که قیمت ها کمتر از سال قبل بوده است، تلاش کرده اند ذخیره سازی های تجاری خود را تکمیل کنند.

از سوی دیگر برخلاف اوپک که در جدول عرضه و تقاضای خود، وضعیت بازار در سه ماهه اول سال ۲۰۰۹ را کاملاً تراز اعلام کرده بود، در جدول عرضه و تقاضای آژانس بین المللی انرژی، ۲۰۰ هزار بشکه در روز مازاد عرضه برآورد شده است. در عین حال آژانس معتقد است که مجموع ذخیره سازی در کشورهای OECD به میزان ۷۰۰ هزار بشکه در روز افزایش یافته است (۵۰۰ هزار بشکه تجاری و ۲۰۰ هزار

نمودار ۱- قیمت نفت خام وست تگزاس اینترمدیت در بازار آتی
نایمکس - ۲۰۰۹



شیب وضعیت پیش بهیمنی به عواملی نظیر نرخ بهره و نرخ کرایه نفتکش ها نیز توجه کنند.

بر اساس اطلاعات منتشر شده در اواخر ماه ژوئن ۲۰۰۹ در حدود ۷۰ میلیون بشکه نفت بر روی آب ها ذخیره شده که نسبت به ماه مه ۲۰۰۹ در حدود ۲۰ میلیون بشکه افزایش داشته است. با افزایش قیمت های فعلی نفت خام، ذخیره سازی نفت بر روی آب چندان اقتصادی به نظر نمی رسد. تفاوت قیمت ۸ دلار در بشکه بین ماه اول و دوم در اوایل ماه فوریه ۲۰۰۹، در حال حاضر به ۸ سنت در بشکه رسیده است که کمتر از هزینه نگهداری یک بشکه نفت خام در دریا است. در حال حاضر هزینه نگهداری یک بشکه نفت خام در دریا تقریباً معادل ۱ دلار در بشکه در هر ماه است. بنابراین شرکت های یاد شده تلاش می کنند تا نفت خود را به بازار عرضه کنند و ممکن است اقدام آن ها تأثیر برنامه کنترل تولید اوپک را کاهش دهد.

به نظر می رسد ابهامات و پیچیدگی هایی که معیار تعداد روزهای ذخیره سازی نفت در کشورهای OECD به همراه دارد، اجازه ندهد که بتوان تنها از این معیار برای تنظیم و یا تثبیت بازار استفاده کرد. البته این نکته نیز بدیهی است که قیمت های بازار تک محموله نیز از عواملی غیر از بنیادهای بازار فیزیکی متأثر می گردند و فقط تحت تأثیر رفتار اوپک قرار ندارند. بنابراین جای این سؤال خالی است که تا زمانی که جانشین مناسبی برای قیمت هدف و یا

محدوده قیمت (Price Band) به دست نیامده، آیا شایسته است تصمیمات سازمان اوپک را برای تعیین سطح تولید به معیاری مرتبط ساخت که از ابهامات و پیچیدگی های بسیاری رنج می برد؟

منابع:

۱. Oil Market Report, IEA, ۱۰ July ۹۰.
۲. Monthly Oil Market Report, OPEC, April July ۹۰.
۳. Reuters, Reuters, ۸ June ۲۰۰۹.
۴. Dow Jones Newswires, ۴ July ۲۰۰۹.
۵. Argus Global Markets, ۱۳ July ۲۰۰۹.

پی نوشت:

۱. Reuters, ۲۰۰۹
۱. Dow Jones Newswires, ۲۰۰۹

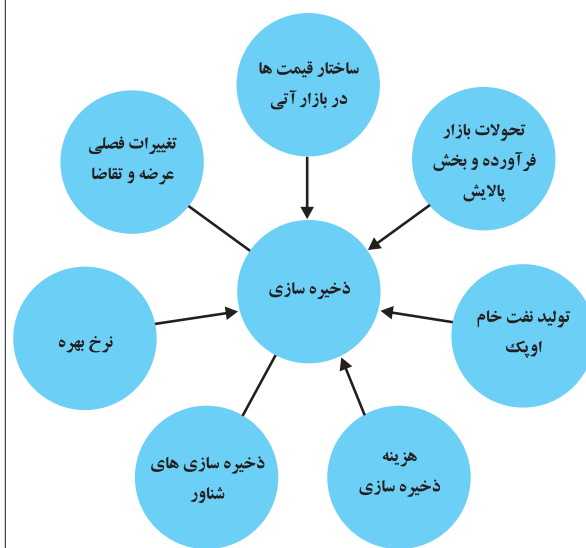
عوامل دیگری نیز بستگی دارد. تحولات سیاسی، چشم انداز اقتصاد جهانی، پیش بینی تغییرات فصلی تقاضا، پیش بینی قطع احتمالی عرضه به دلیل نوسانات فصلی آب و هوا، تلقی بورس بازان از وضعیت قیمت ها برای ماه های آینده و واکنش آن ها و بسیاری از عوامل دیگر می توانند بر سطح قیمت های نفت در ماه های آینده تأثیر بگذارند و باعث تشدید و یا تضعف حالت پیش بهیمنی یا پس بهیمنی شوند. در این میان نرخ بهره و هزینه ذخیره سازی نیز در اقتصادی بودن ذخیره نفت تأثیر می گذارد. سود پالایشی و عملیات پالایشگاهی نیز بر سطح ذخیره سازی های نفت خام و فرآورده تأثیر خود را آشکار می سازد. نکته قابل توجه که باید بر آن تأکید شود این است که قیمت ها و ساختار آن برای چند ماه آینده در بازار آتی ها، رفتار ذخیره سازی را تحت تأثیر قرار می دهد؛ در حالی که این قیمت ها تنها تحت تأثیر عوامل

بنیادین بازار قرار ندارند، بلکه در این میان بورس بازان و موسسات مالی در شکل گیری قیمت ها تأثیر اساسی دارند و می توانند وضعیت پیش بهیمنی و پس بهیمنی را ایجاد کنند و یا آن را تشدید و یا تضعیف نمایند، انتظارات بورس بازان درباره آنچه در آینده اتفاق خواهد افتاد رفتار آن ها را تحت تأثیر قرار می دهد؛ هر چند این انتظارات ممکن است هیچگاه تحقق نیابد. در عین حال مؤسسات مالی از بازار آتی ها برای حفظ ارزش دارایی های خود نیز استفاده می کنند. هنگامی که ارزش دلار در مقابل سایر ارزها کاهش میابد و

یا هنگامی که نرخ تورم افزایش پیدا می کند، آن ها به بازارهای بورس هجوم می برند و باعث تغییر قیمت ها می شوند و قیمت هایی که به این صورت در بازارهای بورس شکل گرفته است، رفتار ذخیره سازی را تحت تأثیر قرار می دهد (نمودار ۲).

در این میان پدیده دیگری به نام ذخیره سازی شناور نیز وجود دارد که به نوبه خود پیچیدگی معیار سطح ذخیره سازی برای کنترل تولید را بیشتر می سازد. شرکت ها و معامله گران نفتی که از بین آن ها می توان به شرکت های شل، ویتول، بی پی، گلانکور اشاره کرد به ذخیره کردن نفت در نفتکش های بسیار بزرگ در نزدیکی مناطق مصرف مبادرت می کنند و هنگامی که قیمت های نفت به اندازه کافی برایشان جذاب شد، نفت را به بازار عرضه می کنند. آن ها برای حفظ ذخیره خود ناچار هستند علاوه بر

نمودار ۲ - عوامل تأثیر گذار بر سطح ذخیره سازی های تجاری





مته‌های حفاری ایران در عمق ۱۰۰۰ متری دریای خزر

مشخصات این سازه فولادی

عملیات ساخت سکوی حفاری البرز با بودجه اولیه ۲۱۵ میلیون دلار و ۳۴ میلیارد تومان توسط کنسرسیوم صدرا-GVA از نیمه اول سال ۱۳۸۰ در سواحل نکا آغاز شد. این سکو مناسب برای حفاری در آب‌های عمیق تا عمق ۱۰۰۰ متر و در بستر دریا تا ۶۰۰۰ متر از نوع ۴ ستونه طراحی شده که با ظرفیت ۱۲۰ نفر توانایی تثبیت موقعیت به شیوه لنگراندازی را داشته و قابلیت عملکرد در دریا با موج تا ۲۱ متر را دارد. ساخت این دکل در قالب یک طرح جامع شامل، سه پروژه بزرگ

سکوی حفاری نیمه شناور ایران - البرز که از نیمه اردیبهشت ماه سال جاری عملیات آزمایشی حفاری خود را در آب‌های کم عمق با موفقیت به پایان رسانده بود، اول مرداد با حضور رئیس جمهور و دیگر مقامات وزارت نفت به بهره‌برداری رسمی رسید. این سکو قرار است در ابتدا فعالیت‌های اکتشافی، عملیات شناسایی را انجام داده و پس از موفقیت آمیز بودن نتایج فعالیت‌های اکتشافی، برنامه بهره‌برداری از آن تنظیم شود.

اکتشاف ذخایر نفت و گاز منجر نشد. در ادامه، مجموعه مطالعات و فعالیت‌های لرزه‌نگاری نشان داد در بخش کم عمق خزر ذخایری وجود ندارد؛ از این رو ساخت سکوی ایران-البرز به منظور آغاز عملیات حفاری اکتشافی در دریای خزر در دستور کار قرار گرفت تا اهداف اکتشافی ایران در بخش‌های جنوبی و جنوب غربی آب‌های عمیق خزر محقق شود. براین اساس از ۴۶ ساختار زمین‌شناسی شناخته شده، هشت ساختار در اولویت اکتشاف پس از بهره‌برداری کامل سکوی ایران البرز قرار دارند.

هم‌زمان با این امر مقامات ایرانی از انعقاد قراردادی با شرکت پتروناس مالزی برای انجام عملیات لرزه‌نگاری در آینده نزدیک خبر می‌دهند و اعلام کرده‌اند که اخیراً شرکت پتروناس مالزی مذاکراتی برای آغاز عملیات لرزه‌نگاری در برخی از بلوک‌های دریای خزر داشته‌اند که به زودی قرارداد آن امضا می‌شود.

این در حالی است که اداره اطلاعات انرژی آمریکا میزان ذخایر اثبات شده نفتی موجود در دریای خزر را رقمی بین ۱۷ تا ۳۳ میلیارد بشکه برآورد کرده و میزان ذخایر گازی موجود در این دریا را در حدود ۲۰۰ تریلیون فوت مکعب ارزیابی می‌کند.

با این همه کارشناسان عنوان می‌کنند که برای حفر نخستین حلقه چاه در دریای خزر شش ماه تا یک سال زمان نیاز است و توسعه میدان‌های هیدروکربوری ایران در

دریای خزر به طور حتم به زمان زیادی نیاز خواهد داشت؛ به طوری که پیش‌بینی می‌شود، برای توسعه هر موقعیت اکتشافی به پنج سال زمان نیاز باشد.

در حال حاضر کالا و تجهیزات مورد نیاز برای حفاری دو حلقه چاه اکتشافی تأمین شده و قراردادی نیز بایک شرکت خارجی جهت سرویس‌های حفاری منعقد شده است، اما برای انجام دیگر فعالیت‌ها باید اعتبار بیشتری جذب شود.

تولید نفت و گاز از منطقه جنوب دریای خزر به دلیل نزدیکی آن به بازارهای مصرف در آسیا و اروپا اهمیت استراتژیکی برای ایران دارد و می‌تواند بر معادلات جهانی حوزه انرژی تأثیرگذار باشد. همچنین ایران امیدوار است با برداشت از ذخایر دریای خزر، خوراک پالایشگاه کاسپین که با ظرفیت ۳۰۰ هزار بشکه در روز در حال ساخت است، تأمین شود.

این مسئولان امیدوارند با انجام عملیات حفاری و کشف ذخایر نفتی و گازی، توسعه مخازن به همراه جذب سرمایه خارجی صورت پذیرد. برآوردها نشان می‌دهد که منابع هیدروکربوری دریای خزر پتانسیل ۱۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری را دارند.

ساخت سکوی حفاری نیمه شناور ایران-البرز، ساخت سه فروند شناور پشتیبانی چند منظوره لنگرانداز (کاسپین‌های ۱، ۲ و ۳) و پروژه پایگاه پشتیبانی عملیات نفتی تدوین شد که در مجموع حدود ۵۰۰ میلیون دلار تاکنون برای این طرح سرمایه‌گذاری شده و بیش از ۱۰ میلیون نفر ساعت کار برده است. براین اساس برای ساخت سکوی ۳۷۰ میلیون دلار هزینه شده و سکو و دوفروند شناور پشتیبانی تحویل داده شده است. از طرفی مقرر گردیده تا شناور سوم نیمه نخست سال آینده تحویل شرکت ملی نفت ایران شود. این در حالی است که در کاسپین-۳ تجهیزات و فناوری‌های جدید و پیشرفته‌تری نصب شده و این شناور قادر است عملیات لوله‌گذاری در آب‌های عمیق دریای خزر را نیز انجام دهد.

همچنین برای طی مراحل نظارتی بر این طرح، سکوی ایران البرز و یدک‌کش‌های آن پس از پایان عملیات ساخت مورد تأیید موسسه رده‌بندی DNV قرار گرفته و گواهینامه رعایت موازین استاندارد از این موسسه دریافت کرده‌اند. در عین حال به دلیل نبود تجربه کافی در حفاری آب‌های عمیق، قراردادی بایک شرکت چینی منعقد شده تا راهبری برخی از بخش‌های سکواز سوی این شرکت انجام شود و

پرسنل ایرانی نیز آموزش‌های لازم را ببینند تا در آینده عملیات حفاری از سوی شرکت حفاری شمال صورت پذیرد. همچنین با شرکت پتروبراس برزیل در فعالیت‌های اکتشافی ایران در

دریای خزر مذاکراتی انجام شده که مسئولان پتروبراس با توجه به کشف ذخایر جدید در برزیل اعلام کرده‌اند که قادر به حضور در ایران نیستند و به نوعی در شرایط کنونی نیروی انسانی و منابع سرمایه‌ای لازم را برای فعالیت در خزر ندارند. اما مقامات ایرانی تصمیم دارند تا از دانش فنی این شرکت در فعالیت‌های نفتی در آب‌های عمیق استفاده کنند.

سکوی حفاری ایران-البرز تا پایان آزمایش‌ها در فاصله ۱۵ کیلومتری از سواحل خواهد بود و سپس به فاصله ۲۵ کیلومتری از ساحل منتقل می‌شود.

افق اکتشافی پیش‌رو

از سال ۱۳۷۰ و پس از جنگ تحمیلی و هم‌زمان با فروپاشی شوروی سابق، کشورهای حاشیه دریای خزر شروع به سرمایه‌گذاری و برداشت ذخایر از این دریاچه کردند. ایران نیز هم‌زمان با این کشورها فعالیت اکتشافی خود را در این حوزه آغاز کرد. در آن زمان ایران با ساختن سکوی ایران-خزر و شناسایی ۲۰ تاقدیس، حفاری پنج حلقه چاه در نواحی کم عمق خزر را انجام داد که حفاری‌های یاد شده به

ذخایر اثبات شده نفتی دریای خزر رقمی بین ۱۷ تا ۳۳ میلیارد بشکه برآورد شده است.

افزایش ۱۷ درصدی سهم گاز طبیعی در بخش حمل و نقل کشور

برای صنایع داخلی و مصرف کنندگان است، کمتر مورد توجه قرار گرفته است.

مزیت های سی.ان.جی

شاید بتوان یکی از دلایل اصلی ترویج سی.ان.جی در بین مردم را اقتصادی بودن قیمت هر متر مکعب گاز در مقایسه با هر لیتر بنزین دانست. اما در نگاه کلان و ملی عوامل دیگری نیز در کنار



دومین همایش ملی سی.ان.جی و نمایشگاه صنایع وابسته با هدف ارزیابی سی.ان.جی و اصلاح الگوی مصرف آن، چشم انداز این صنعت در ایران و جهان، مقایسه سوخت سی.ان.جی با سایر سوخت ها، پژوهش، توسعه، فناوری و استانداردسازی این صنعت، آموزش، بهره برداری، ایمنی آن و تاثیرات زیست

محیطی، ۴-۵ مرداد در تهران برگزار شد.

ارزش پایین تر گاز طبیعی نسبت به بنزین و حجم بالای واردات آن در انتخاب سی.ان.جی به عنوان جایگزین بنزین موثر بوده است. این عوامل، کاهش آلودگی های زیست محیطی و پاک بودن این حامل و ایمنی بالای سوخت سی.ان.جی نسبت به دیگر حامل های استفاده شده در خودروها است.

هم اکنون در کشور روزانه بیش از ۵ میلیون لیتر بنزین موتور و ۲ میلیون لیتر نفت و گاز با گاز طبیعی جایگزین شده است که با توجه به وارداتی بودن هر دو حامل، این امر برای کشور بسیار موثر بوده و صرفه جویی ارزی صورت گرفته از این محل در سال ۸۶ معادل ۲۱۰ میلیون دلار و در سال ۸۷ بیش از نیم میلیارد دلار بوده است.

صف های طولانی در جایگاه ها

با این همه مدیر عامل شرکت گاز خودرو صف های طولانی خودرو در جایگاه های سی.ان.جی و متناسب نبودن تعداد خودروها با جایگاه ها را پذیرفته و این امر را به دلیل افزایش تقاضای

تنوع سازی مصرف در بخش انرژی در جهان مساله پذیرفته شده ای است و در کشورهایی که دارای حامل های متعدد انرژی هستند، تنوع سازی مصرف یک مزیت به شمار می آید. ایران نیز به علت داشتن منابع سرشار گاز طبیعی توانسته است در زمینه متنوع کردن حامل های سوختی به خوبی عمل کند؛ چرا که شبکه گسترده گازرسانی در کشور این زیرساخت را فراهم کرده تا گاز طبیعی جایگزین مناسبی برای دیگر حامل های انرژی باشد.

با این وجود به عقیده مدیر پژوهش و فناوری شرکت ملی گاز ایران، توسعه سی.ان.جی باید از یک برنامه کارشناسی-عملیاتی مورد توافق همه نهادهای ذی ربط برخوردار باشد و لازم است تا این برنامه از مسائل حاشیه ای فاصله بگیرد. زیرا زمانی که یک صنعت جدید در کشور پا به عرصه می گذارد، باید تمامی جوانب آن پیش بینی شود. با وجود آن که در سال ها اخیر به مقوله سی.ان.جی توجه ویژه ای شده، اما خدمات جانبی این صنعت مغفول مانده و این بخش که به عنوان تسهیل کننده و عامل تشویقی

دوگانه سوز شده که مشکلات بعدی را برای این بخش به وجود آورده است. در نتیجه در سال گذشته قیمت گاز سی.ان.جی از ۲۰ تومان به ۴۰ تومان در هر متر مکعب افزایش یافت که همین امر سبب افزایش انگیزه سرمایه گذاران و ساخت بیش از ۵۰ جایگاه سی.ان.جی از سوی بخش خصوصی در کشور شد. به دنبال این امر در سال جاری نیز در صورت افزایش احتمالی گاز بهای سی.ان.جی در کشور، علاوه بر ترغیب بخش خصوصی در احداث جایگاه های سی.ان.جی با کاهش فشار کاری ایستگاه های موجود روبرو خواهیم بود که این امر می تواند علاوه بر واقعی نمودن قیمت گاز طبیعی مصرفی در این بخش با بنزین، در تعادل نمودن سهم آن در سبد سوخت کشور نیز موثر باشد.

افزایش ایمنی تجهیزات

در کنار افزایش سهم سی.ان.جی در کشور، اما اگر چه دغدغه اصلی همه مسئولان، توسعه ناوگان سی.ان.جی سوز کشور و متناسب با آن توسعه جایگاه ها و استفاده مطلوب و ۱۰۰ درصدی از ظرفیت ها است؛ اما مباحثی مانند بازرسی فنی خودروها و مخازن، استفاده از ظرفیت تولید داخلی، ساماندهی تبدیل خودروها و توسعه تولید خودروهای پایه گاز سوز از موارد بسیار مهم در این حوزه است.

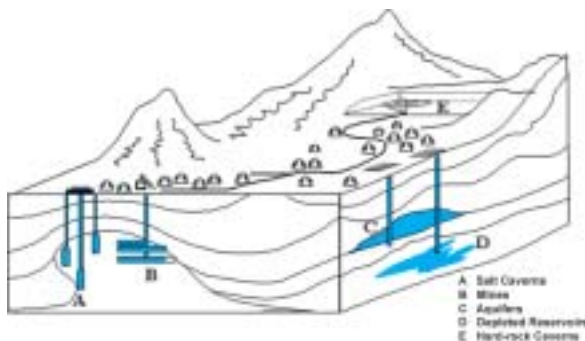
با وجود آن که مدت زمان طولانی از شکل گیری صنعت سی.ان.جی در کشور نمی گذرد، اما به دلیل رشد پرشتاب - که حتی در برخی از موارد از سرعت رشد صنایع جانبی نیز بیشتر بوده - صنایع جانبی بسیاری در حاشیه این صنعت در کشور شکل گرفته و رشد کرده اند. این در حالی است که مدیر عامل شرکت ملی گاز ایران، سهم تولید کنندگان داخلی در ساخت تجهیزات مورد نیاز این صنعت را بیش از ۷۵ درصد بیان می کند که با توجه به پتانسیل های موجود در کشور انتظار می رود که تا ۲ سال آینده، این میزان به ۹۵ درصد افزایش یابد. این در حالی است که مدیر عامل شرکت گاز خودرو نیز با تایید این امر، ظرفیت کنونی تولید تجهیزات سی.ان.جی اعم از کمپرسور و تجهیزات جانبی مربوطه، اقلام مربوط به تبدیل و تولید خودروهای دوگانه سوز و نیز تولید مخازن سی.ان.جی را از لحاظ کیفی و کمی در سطحی می داند که علاوه بر تامین نیاز داخلی، حتی امکان صادرات این اقلام نیز وجود دارد. از این رو به دلیل بومی شدن تولید تجهیزات و در اختیار داشتن دانش مورد نیاز امکان توسعه جایگاه ها در کشور وجود خواهد داشت.

مردم برای استفاده از خودروهای دوگانه سوز در کشور به دلیل تفاوت فاحش قیمت یک متر مکعب گاز طبیعی در مقابل یک لیتر بنزین، عدم حضور موثر بخش خصوصی برای احداث جایگاه ها، محدودیت اعتبارات دولتی و سرعت بالای تبدیل و تولید خودروهای دوگانه سوز نسبت به روند احداث جایگاه های داند که زمان توقف سوخت گیری در برخی مناطق و شهرها را طولانی کرده است.

بر اساس استانداردهای بین المللی هر جایگاه سی.ان.جی گاز در شبانه روز می باید هزار و ۲۰۰ خودرو را سرویس دهد که هم اکنون در کشور برخی از جایگاه های سی.ان.جی در طول ۲۴ ساعت بیش از ۱۸۰۰ خودرو را سرویس می دهند. این در حالی است که هم اکنون یک میلیون و ۴۰۰ هزار خودروی گاز سوز در کشور وجود دارد که این تعداد تا پایان سال با افزایش چهارصد هزار عددی به یک میلیون و ۸۰۰ هزار خودرو خواهد رسید.

لذا شرکت گاز خودرو برای رفع مشکل صف های طولانی توقف در جایگاه های سی.ان.جی با توجه به مشکلات فعلی و افزایش قابل توجه خودروهای دوگانه سوز در ۷ ماهه آتی سال، احداث ۵۹۵ جایگاه تک منظوره را در دست اجرا دارد که از این تعداد تا پایان امسال، تعداد ۴۰۰ جایگاه وارد مدار عملیاتی خواهد شد که ظرفیت سوخت گیری کشور را در این حوزه به بیش از ۶۰۰ هزار دستگاه افزایش می دهد.

بر این اساس و به منظور نهادینه کردن سهم حامل های مختلف در سبد سوخت کشور، کار گروهی در ستاد حمل و نقل و مصرف سوخت تشکیل شده است. بر این اساس لازم است تا سهم هفت درصدی کنونی سی.ان.جی در کشور به ظرفیت ۱۳ درصدی فعلی آن رسیده و تا پایان برنامه ۳۰ درصد از ناوگان سبک حمل و نقل کشور از سوخت سی.ان.جی استفاده کند. همچنین به منظور کاهش سهم بنزین و ارتقاء سهم دیگر حامل ها، دیزل سبک و استفاده از خودروهای هیبریدی نیز در این برنامه گنجانده شده است. یکی از پارامترهایی که به شدت باعث رشد سریع تقاضای سی.ان.جی در کشور شده، سهمیه بندی بنزین از یک سو و قیمت پایین این حامل نسبت به قیمت تمام شده سهمیه بندی و آزاد بنزین در کشور است. این در حالی است که قیمت پایین دستوری سی.ان.جی سبب شده تا بازار توزیع آن نتواند انگیزه بخش خصوصی را به منظور سرمایه گذاری برانگیزد. این امر در یک فرآیند کنش - واکنش سبب کندی سرمایه گذاری در احداث جایگاه ها و نرخ پایین تعداد جایگاه نسبت به خودروهای



گسترش ذخیره سازی گاز طبیعی در قرن بیستم

وحید خانی، ایمان فرزاد، سید تقی ابطحی

تاریخچه

پس از آن که در صده گذشته مصرف کنندگان سوخت های فسیلی به مزایای گاز طبیعی بعنوان حامل انرژی ارزان قیمت پی بردند، بتدریج بر کاربردهای گاز در بازار مصرف افزوده شد. شاید بتوان گفت که در این زمان بود که فکر استفاده از مخازن زیرزمینی و ذخیره سازی این منابع جهت عرضه در مواجهه با تقاضای رو به رشد بازار مصرف، مورد توجه تأمین کنندگان گاز قرار گرفت.

اولین تجربه موفق در ذخیره سازی گاز در سال ۱۹۱۵ از طریق استفاده از یک مخزن تخلیه شده گازی در انتاریو

(کانادا) اجرا شد. پس از آن در سال ۱۹۱۶ میدان Zoar در ایالت نیویورک - که در سال ۱۸۸۸ کشف شده بود - با ظرفیت ذخیره سازی ۱۷ میلیون مترمکعب تبدیل به مخزن ذخیره گاز طبیعی شد که هم اکنون نیز مورد استفاده قرار می گیرد. توسعه مخازن ذخیره زیرزمینی گاز (Gas Storage)

(Underground) از اواخر دهه ۳۰ قرن گذشته رشد پیوسته ای داشته است. گرچه تمامی پروژه ها بر روی میادین تخلیه شده قدیمی نفت و گاز اجرا می شد، ولی اولین پروژه استفاده از مخازن آبی^(۱) به عنوان نوع دوم UGS در ایالت ایلینوی آمریکا در سال ۱۹۵۳ به ظرفیت ۳۰۰ میلیون مترمکعب مورد بهره برداری قرار گرفت.

در سال ۱۹۵۶ اولین تجربه استفاده از UGS در نیمکره شرقی در کشور فرانسه و در یک مخزن آبی به اجرا درآمد. نوع دیگری از مخازن ذخیره گاز در سال ۱۹۵۹ در یک معدن متروکه^(۲) در کلرادو آمریکا مورد استفاده قرار گرفت. از این سال به بعد کشور روسیه نیز به ذخیره سازی گاز در مخازن زیرزمینی روی آورد و بتدریج بر تعداد و ظرفیت آن ها افزود.

اولین استفاده از گنبد های نمکی^(۳) به عنوان مخازن زیرزمینی گاز در سال ۱۹۶۴ همزمان در کانادا و ارمنستان آغاز شد و تاکنون نیز ادامه دارد.

(جدول ۱)

دهه ۷۰ میلادی
رویکرد کشورهای
مختلف به ویژه روسیه به
این امر، باعث افزایش
ظرفیت جهانی



ارزیابی عملکرد مخازن ذخیره سازی گاز

ارزیابی عملکرد و کارایی انواع مخازن کاندیدای طرح ذخیره سازی گاز با توجه به سه پارامتر اصلی زیر صورت می گیرد:

۱- توانایی انباشت گاز

ذخیره گاز به حجمی از گاز گفته می شود که در لایه مخزنی به دو صورت گاز همزاد و غیرهمزاد موجود باشد. گاز همزاد که بخشی از آن غیرقابل بازیافت است، در مخزن ذخیره سازی گاز باقی می ماند و مورد نیاز جهت تخلیه و برداشت گاز غیرهمزاد را فراهم می کند. گاز غیر همزاد برداشت شده در ماه های سرد سال در هر سال توسط تزریق در فصول گرم جایگزین می شود.

۲- عدم مهاجرت گاز

عوامل زیادی در مهاجرت گاز از مخزن ذخیره سازی گاز مؤثرند که از جمله آنان می توان به مواردی چون، گرادیان فشار، تراوایی سنگ مخزن، نوع پوشش سنگ، ساختار هندسی و زمین شناسی مخزن، وجود شکستگی ها و گسل های میدان و شرایط عملیاتی اشاره کرد.

۳- قابلیت تولید

این پارامتر که توانایی مخزن جهت تحویل و تولید گاز ذخیره شده را نشان می دهد، وابستگی زیادی به فشار مخزن

ذخیره سازی گاز شد. در سال ۱۹۷۹ بزرگ ترین مخزنی که تاکنون به عنوان UGS مورد استفاده قرار گرفته، در میدان تخلیه شده هیدروکربوری «استاروپوسکف» روسیه به ظرفیت عملیاتی ۲۳/۸ میلیارد مترمکعب به بهره برداری رسید. در حدود ۸۲۰ حلقه چاه در این میدان وجود دارد و ۱/۸ میلیارد مترمکعب از ظرفیت این میدان هنوز بهره برداری نشده است. دومین مخزن ذخیره گاز در جهان در اکراین قرار دارد که به ظرفیت عملیاتی ۱۷ میلیارد مترمکعب در سال ۱۹۹۰ مورد بهره برداری قرار گرفت. با این همه در سال های پایانی دهه ۹۰ میلادی و پس از آن، روند توسعه UGS دچار کاهش محسوسی شده است. (شکل-۱)

نقش ذخیره سازی گاز در زنجیره تولید

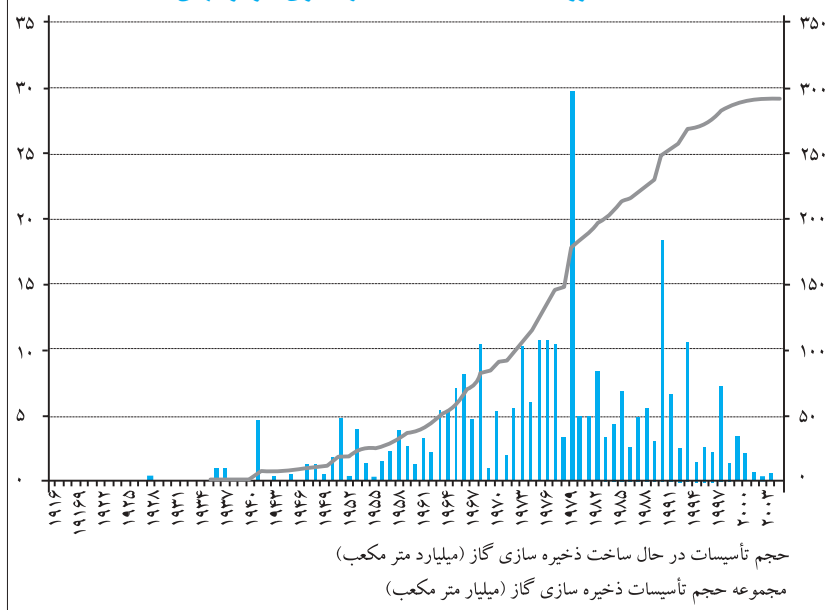
در دهه های اخیر بر نقش ذخیره سازی گاز به منظور مقابله با نوسانات مصرف گاز طبیعی در فصول مختلف سال و همچنین جبران توقف های احتمالی تولید و یا حفظ ذخایر استراتژیک افزوده شده است. نقش ذخیره سازی در زنجیره تأمین گاز با توجه به موارد زیر مشخص می شود؛

- ۱- تراز نمودن و ایمن ساختن عرضه: مدیریت عوامل خارجی وارده بر تقاضا معمولاً از عهده تولیدکنندگان خارج می شود و همین امر امنیت عرضه را به مخاطره می اندازد. مخازن زیرزمینی گاز می توانند در صورت بروز بحران یا

افزایش مصرف، امنیت بازار را با عرضه مناسب تأمین کنند.

- ۲- با توجه به وجود ظرفیت تولید در فصول گرم سال، لزوم بهره برداری از این منابع عرضه با توجه به مقرون به صرفه بودن خرید گاز (در بازارهای بین المللی) برجسته تر می شود. به طور خلاصه می توان نقش UGS را در کوتاه مدت اطمینان از میزان گاز تولیدی جهت مواجهه به بروز مشکلات ناخواسته و در بلندمدت عرضه مطمئن جریان گاز و هدایت سرمایه گذاری جهت توسعه منابع مورد نیاز تولید برشمرد.

شکل ۱: روند احداث تأسیسات ذخیره سازی گاز در جهان



جدول ۱: توزیع انواع مخازن زیرزمینی گاز در جهان

کشور جهان با ظرفیت ذخیره سازی ۳۰۳ میلیارد مترمکعب در حال فعالیت هستند. به طور خوشبینانه می توان گفت که حداکثر میزان برداشت از این مخازن ۴/۹۸ میلیارد مترمکعب در روز است که جوابگوی ۶۷ درصد نیاز روزانه جهان به گاز است. (جدول-۲)

نوع	تعداد	حجم ذخیره عملیاتی (میلیارد مترمکعب)	حداکثر برداشت (میلیون مترمکعب در روز)	سهم برداشت
مخازن تخلیه شده نفتی/گازی	۴۵۲	۲۴۸.۲۷۶	۳۵۲۴.۲۰۸	۷۱.۴٪
مخازن آبی	۸۶	۴۱.۸۴۱	۶۶۰.۰۹۶	۱۳.۴٪
گنبد نمکی	۶۵	۱۳.۰۵۸	۷۴۸.۴۸۸	۱۵.۲٪
معادن متروکه	۲	۰.۰۶	۶.۱۹۲	۰.۱٪
مجموع	۶۰۵	۳۰۳.۲۳۵	۴۹۳۸.۹۸	۱۰۰٪

میدان تخلیه شده نفتی یا گازی گزینه های مناسب تری جهت اجرای طرح های ذخیره سازی شناخته شده اند. هزینه های توسعه کمتر (با توجه به چاه ها و تأسیسات و خطوط لوله موجود) زمان کوتاه تر جهت دستیابی به بهره برداری اولیه و واقع شدن میدان در نواحی توسعه یافته، سبب شده تا حدود ۸۲ درصد ذخیره جهانی در این نوع میدان باشد. پراکندگی این نوع مخازن مورد استفاده در مناطق مختلف جهان متفاوت است. آمریکای شمالی و اروپای شرقی به ترتیب با ۴۱ درصد و ۳۸ درصد بیشترین حجم گاز ذخیره شده در این مخازن را به خود اختصاص داده اند. بررسی حجم ذخیره عملیاتی این مخازن بیانگر حجم متوسط ۵۵۰ میلیون مترمکعب به ازای هر مخزن اجرا شده در میدان تخلیه شده هیدروکربوری است.

مخازن سفره های آب زیرزمینی نیز در صورتی وجود یک پوش سنگ نفوذناپذیر در بخش فوقانی آن، قابلیت تبدیل به مخزن ذخیره سازی گاز را خواهند داشت. علی رغم این که زمین شناسی انواع مخازن هیدروکربوری و سفره های آبی یکسان است، ولی کاربرد اینگونه مخازن جهت ذخیره سازی نیازمند حجم بیشتر گاز غیرهمزاد و نظارت و کنترل دقیق تری بر عملکرد مخازن در سیکل های برداشت و تزریق است. همچنین در اینگونه مخازن نرخ تخلیه وابستگی زیادی به فعالیت (سفره آبی) میدان خواهد داشت. در گنبدهای نمکی بسته به حجم عملیاتی گاز می توان با حجم اندک گاز همزاد به نرخ های بالای تزریق و تخلیه دست یافت. سازنده های نمکی در مقایسه با مخازن هیدروکربوری تخلیه شده از هزینه بالاتری برخوردار هستند. به عبارت دیگر هزینه واحد تمام شده (دلار به ازای

دارد که خود نیز تابعی از میزان گاز ذخیره شده در مخزن (inventory) است.

ویژگی های مخازن زیرزمینی ذخیره سازی گاز

مخازن ذخیره سازی به طور عمده بر اساس نوع خدماتی که ارائه می دهند طبقه بندی می شوند. مخازن با حجم پایه (base load) گونه ای از این مخازن هستند که با نرخ تخلیه نسبتاً یکسان در تمام طول سال مورد بهره برداری قرار می گیرند. گونه دیگر این نوع مخازن که به منظور تأمین نیاز شدید مصرف گاز در زمان های کوتاه سال طراحی شده اند به مخازن پیک زدا معروف هستند.

دو ویژگی اساسی یک UGS که معمولاً بر سایر مؤلفه های تصمیم گیری اثرگذار هستند، عبارتند از: حجم عملیاتی که می تواند بصورت درصدی از کل ظرفیت UGS ارائه شود و دیگری حداکثر ظرفیت برداشت که بصورت حجم گاز تولیدی در روز بیان می شود. نسبت این دو ویژگی بیانگر تعداد روزهایی است که می توان با حداکثر ظرفیت از مخزن گاز برداشت نمود. حجم گاز ذخیره در UGS بسیار متفاوت است. در حالی که مخزن آلمن هاسن در آلمان تنها ۳۰ هزار مترمکعب ظرفیت عملیاتی دارد، مخزن استاروپولسکف در روسیه با قابلیت ذخیره ۲۳/۸ میلیارد مترمکعب بزرگ ترین UGS در جهان شناخته شده است.

پراکندگی انواع مخازن زیرزمینی گاز در جهان

در حال حاضر ۶۰۵ مخزن ذخیره زیرزمینی گاز در ۳۳

جدول ۲: حجم متوسط ذخیره عملیاتی گاز در مخازن زیرزمینی کشورهای جهان

کشور	تعداد UGS	متوسط حجم عملیاتی UGS (میلیون مترمکعب)
روسیه	۲۱	۳۰۲۵.۴
اکراین	۱۳	۲۴۵۲.۳
ایتالیا	۱۰	۱۷۴۱.۵
هلند	۳	۱۶۶۶.۷
بریتانیا	۴	۸۱۶.۸
فرانسه	۱۵	۷۷۶.۲
مجارستان	۵	۷۲۲.۰
اتریش	۴	۷۰۵.۰
رومانی	۵	۴۶۰.۰
آلمان	۴۲	۴۵۶.۶
جمهوری چک	۸	۳۶۱.۴
کانادا	۴۹	۳۰۲.۴
آمریکا	۳۷۸	۲۶۶.۸
لهستان	۶	۲۵۹.۳
استرالیا	۴	۲۳۳.۵
ژاپن	۴	۱۳۵.۵

میلیون مترمکعب در روز در سال ۸۳ (۲۰۰۴ میلادی) رشد قابل ملاحظه‌ای (در حدود ۲۲ درصد) نشان می‌دهد.

توسعه مخازن زیرزمینی گاز در جهان

با توجه به نقشی که گاز طبیعی در بازار انرژی پیدا کرده و نیز رشد ۴ درصدی سالانه مصرف گاز در جهان، توسعه منابع فعلی و ایجاد مراکز جدید UGS امری اجتناب‌ناپذیر است. در این بخش به بررسی اجمالی طرح‌های توسعه مخازن زیرزمینی گاز در جهان می‌پردازیم. ظرفیت عملیاتی ذخیره گاز در انواع UGS در حال حاضر و تأسیسات در حال اجرا در شکل ۴ آورده شده است. به جز چند مخزن در حال اجرا در ایران، ترکیه و چین بقیه موارد در اروپا واقع شده‌اند. از جمله پروژه‌های مهم و استراتژیک ذخیره‌سازی گاز در ایران می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

هر فوت مکعب گاز ذخیره شده (این مخازن نسبت به هزینه واحد مخازن هیدروکربوری بالاتر است، هر چند قابلیت تخلیه متعدد در طول سال، نرخ هزینه واحد تمام شده این مخازن را کاهش می‌دهد).

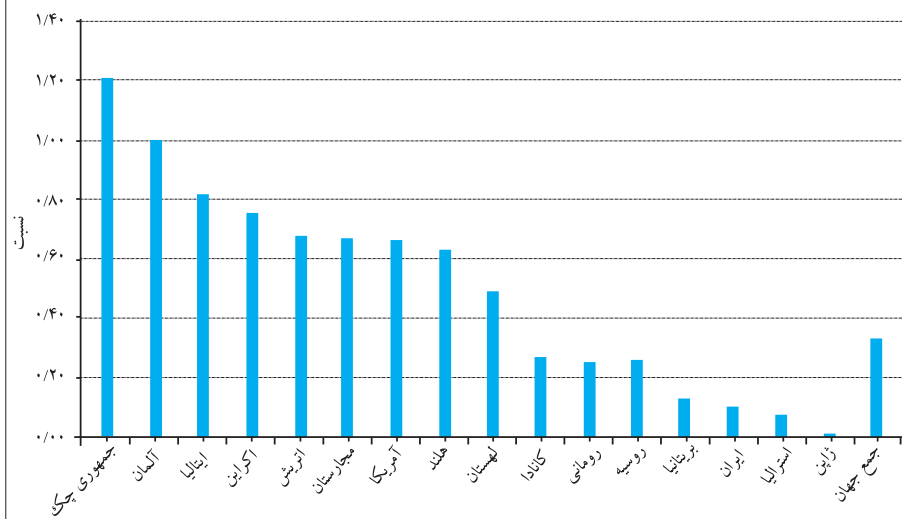
وضعیت ذخیره‌سازی گاز در مخازن زیرزمینی

ظرفیت تولید گاز در هر کشور به وضعیت منابع تولید گاز بستگی دارد و از سوی دیگر نیاز مصرف گاز به میزان جمعیت، درجه توسعه اقتصادی کشور و نیاز صنایع به انرژی وابسته است. از آنجایی که نقش ذخیره‌سازی، تنظیم تقاضای مصرف گاز ماورای توان تولید است، در این بررسی حداکثر ظرفیت برداشت از UGS با مصرف گاز هر کشور مقایسه شده است. در اینجا با فرض وجود تأسیسات ذخیره‌سازی در میدان گازی سراجیه موقعیت ایران در بین سایر کشورها مقایسه شده است. همانطور که در شکل ۲- نشان داده شده کشورهای چپ محور مرکزی نمودار (که بصورت خط چین نشان داده شده) واقع شده‌اند، میزان ظرفیت برداشت آن‌ها از منابع UGS بیشتر از متوسط مصرف روزانه آن‌هاست. به همین نوبه کشورهای چپ محور راست واقع شده‌اند، متوسط مصرف روزانه آن‌ها بالاتر از ظرفیت برداشت آن کشورها از منابع UGS است.

باید توجه داشت که ظرفیت برداشت گاز از منابع UGS با توجه به سیکل‌های تزریق و برداشت تعیین می‌شود و بصورت رایج در نیمی از سال این تأسیسات قادر به تأمین گاز مورد نیاز بازار خواهند بود. بنابراین برای مقایسه صحیح، بطور قراردادی نیمی از حداکثر ظرفیت برداشت از UGS را بعنوان منبع تأمین‌کننده گاز در نظر گرفته‌ایم تا براساس متوسط مصرف روزانه گاز هر کشور، سهم UGS در عرضه گاز مشخص شود.

همان‌گونه که در شکل ۳- مشخص است، متوسط این پارامتر در بین کشورهای جهان عدد ۰/۳۳ است. اگر براساس آمار مصرف در سال ۲۰۰۴ و پارامتر استخراج شده قضاوت کنیم، بایستی ظرفیت برداشت از منابع UGS برای ایران ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز تعیین شود. حال آن‌که مصارف گاز طبیعی در ایران در سال ۸۵ (به جز صادرات) رقم ۳۱۷/۲ میلیون مترمکعب در روز بوده که نسبت به مصرف ۲۵۶

شکل-۳: مقایسه سهم UGS در تأمین گاز در برخی کشورهای جهان



- ۱- طرح ذخیره سازی گاز در مخزن سراجیه میدان قم
- ۲- طرح ذخیره سازی گاز در مخزن شورپیچه D میدان خانگیران
- ۳- امکان سنجی ذخیره سازی گاز در میادین باباقیر، بانکول، مختار، البرز، یورتشا و آران
- ۴- امکان سنجی ذخیره سازی گاز در گنبد های نمکی کاشان

مراحل مختلف انتخاب و طراحی پروژه ذخیره سازی گاز طبیعی

اولویت اول در ایجاد یک واحد جدید ذخیره سازی گاز و یا تبدیل ساختارهای مناسب زمین شناسی جهت ذخیره سازی، تأمین نیاز مصرف گاز (ضریب بار load factor) که عبارتست از نسبت میزان گاز در اوج مصرف به متوسط (سال) با کمترین هزینه است.

با مشخص بودن میزان گاز غیرهمزاد مورد نیاز طراحی پروژه (XMMSCFD)، ابتدا محاسبات مربوط به تعیین میزان گاز همزاد (CUSHION / BASE) مورد توجه قرار می گیرد. این میزان گاز به طور مستقیم به حداکثر فشار لایه مخزنی طی

دوره ذخیره سازی مربوط می گردد. از آنجایی که در طراحی ها به طور معمول حجم گاز غیرهمزاد از ابتدا مشخص و یا تخمین زده شده است، با تعیین حجم گاز پایه هر دو فشار حداقلی و حداکثری افق مخزنی در طی هر دوره ذخیره سازی مشخص می شود. سپس می توان با تعیین فشارهای ته چاهی در دو حالت حداقل و حداکثر (زمان پایان دوره برداشت و پایان دوره تزریق) میانگین پتانسیل تولید چاه های میدان و در نهایت تعداد چاه های مورد نیاز جهت ذخیره سازی گاز به میزان XMMSCFD را برآورد کرد.

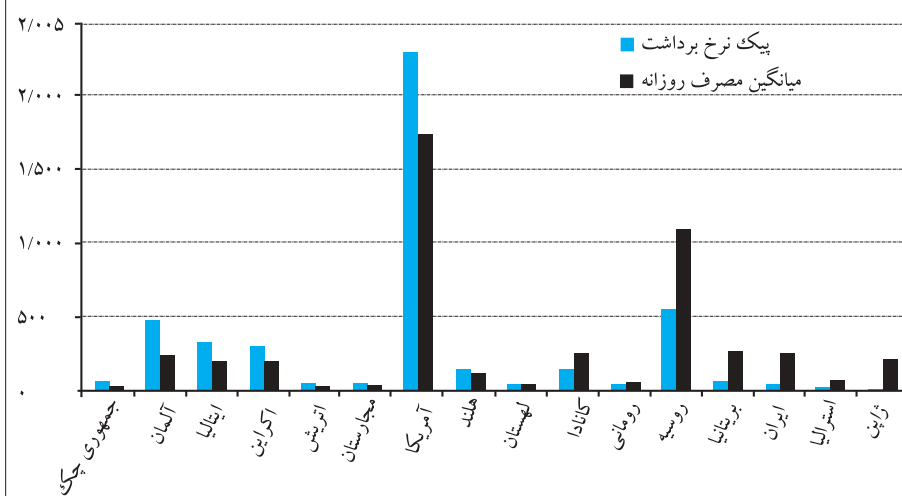
اخذ اطلاعات جدید در رابطه با توصیف مخزن، تعیین پارامترهای ویژه آن و همچنین نحوه نظارت بر عملکرد و بهبود رفتار مخزن در تمامی

مراحل اجرا و بهره برداری از مخازن ذخیره سازی گاز مورد تأکید است. همانند مدیریت مخازن نفت و گاز، مدیریت صحیح UGS نیازمند مدل سازی دقیق مخزن است.

نظارت بر عملکرد مخازن زیرزمینی گاز

اهداف نظارت بر UGS را می توان در موارد زیر خلاصه کرد:

شکل-۲: مقایسه مصرف گاز و ظرفیت برداشت گاز از مخازن زیرزمینی در برخی کشورهای جهان (سال ۲۰۰۴)



توسعه این مراکز را با جدیت بیشتری ادامه دهند.

توسعه میادین نفتی و گازی که هنوز به مرحله تخلیه کامل نرسیده‌اند با برنامه ریزی دقیق و استفاده از مشاورین مجرب می‌تواند به پروژه همزمان تخلیه و ذخیره‌سازی تبدیل شود. تازمان لازم جهت تبدیل میدان به UGS کوتاه‌تر شده و منابع ارزشمندی هیدروکربوری نیز به طور صیانتی برداشت شود. توجه به این نکته حائز اهمیت است که همانند سایر میادین هیدروکربوری کشور که به طور مرتب و مستمر نیاز به انجام تعمیرات، نگهداری و انجام آزمایش‌های بهره‌برداری مخزنی دارند، میادین ذخیره‌سازی گاز نیز در طول دوران تزریق و برداشت، نیازمند انجام کلیه اقدامات فوق‌الذکر هستند، زیرا به دلیل حرکت سطح آب و گاز در مخزن به هنگام تخلیه، تغییر ترکیب گاز تزریق شده در محیط متخلخل و اختلاط آن با گاز باقیمانده در مخزن، میدان را در شرایط و چالش‌هایی مشابه با قبل از تزریق قرار می‌دهد و ضروری است تا مهندسين مخازن، رفتار مخزن را تحت نظر داشته و کنترل کنند تا توزیع گاز تزریقی و متعاقب آن برداشت گاز و مایعات گازی بهینه صورت پذیرد.

جهت انجام هر طرح ذخیره‌سازی، اجرای بخش بالادستی و پایین‌دستی طرح باید در هماهنگی کامل با یکدیگر صورت پذیرد. به عبارتی در حین انجام عملیات لازم جهت تبدیل یک میدان هیدروکربوری به مخزن ذخیره‌سازی گاز، به هر دلیل شرایط مخزن دچار تغییرات قابل ملاحظه‌ای شود، مطالعه مجدد میدان باید در دستور کار قرار گیرد. بدیهی است هر گونه تغییر در بخش بالادستی طرح، طرح‌های انجام شده در بخش پایین دست را نیز تحت تأثیر قرار خواهد داد و لازم است در صورت تغییر طراحی در بخش بالادست طرح، اصلاحات لازم در بخش پایین دست نیز صورت پذیرد.

دست‌آخراين که نباید به بهانه ذخیره‌سازی گاز، مخازن هیدروکربوری کشور را به صورت غیرصیانتی تخلیه کرد، زیرا در صورت بروز چنین پدیده‌ای عوارض جبران‌ناپذیر فنی و اقتصادی متوجه مخزن و کشور خواهد شد.

پی‌نوشت:

۱- Aquifer

۲- Abandoned Mine

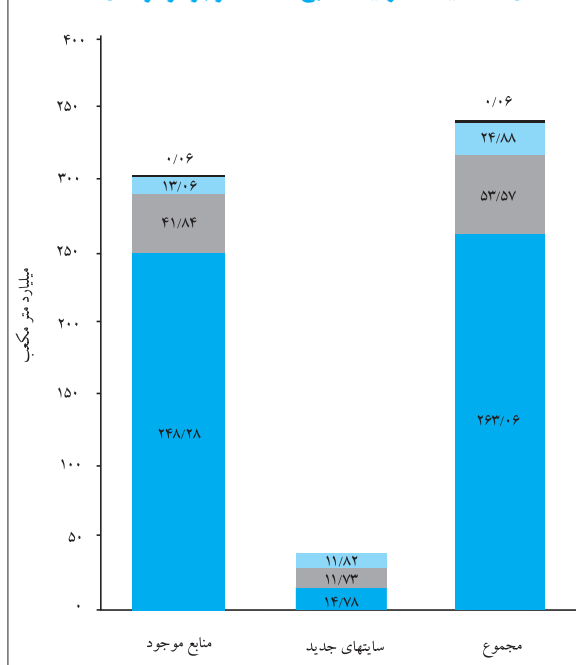
۳- Salt Cavern

- ۱- اطمینان از همگامی رفتار مخزن با مدل پیش‌بینی شده،
 - ۲- کاهش عدم قطعیت‌های همراه با پارامترهای مخزن،
 - ۳- کنترل رفتار سنگ‌پوش مخزن
 - ۴- بررسی امکان افزایش ظرفیت عملیاتی مخزن.
- به طور معمول پارامترهای کمی مورد بررسی در بخش نظارت بر تولید و رفتار مخزن عبارتند از: حجم روزانه تزریق، حجم موجود گاز پوش در مخزن، خصوصیات سیال برداشت شده و تزریقی، فشار و دمای تزریق، سطح تماس گاز/آب و نحوه توزیع گاز در جای مخزن.

نتیجه‌گیری و پیشنهاد

با توجه به سهم گاز در سبد تأمین انرژی کشور، لازم است در یک مطالعه اقتصادی - راهبردی نیاز کشور به منابع ذخیره گاز برآورد و جهت تصمیم‌گیری‌های کلان اعلام شود. براین اساس میادین مناسب ذخیره‌سازی گاز می‌بایست جهت سرمایه‌گذاری‌های جدید شناسایی و اعلام شوند. جهت پاسخ‌گویی مناسب به بازار داخلی، مشتریان بین‌المللی و تقویت جایگاه ایران در تأمین انرژی جهان، ایجاد مرکز منطقه‌ای عرضه گاز در ایران (New HUB) با استفاده از شبکه گسترده شمال-جنوب گاز در کشور و تکیه بر نقش مخازن ذخیره‌سازی گاز، سیاست‌گذاران بخش انرژی

شکل-۴: مقایسه ظرفیت منابع UGS موجود و در حال ساخت



تاریخچه شکل‌گیری تفکر احداث خط لوله ناباکو به چه زمانی باز می‌گردد و هدف از احداث آن چیست؟

فکر احداث خط لوله ناباکو از سال ۱۹۹۹ و اوایل سال ۲۰۰۰ میلادی در قالب‌های مختلف مطرح بود. دلیل خیلی موجه آن هم این بود که اروپا از سال ۲۰۰۰ به بعد احساس می‌کرد که به شدت به گاز روسیه و چند کشور دیگر که انحصار عرضه گاز به اروپا را داشتند، وابسته شده است. این مسئله باعث شد که اروپا به فکر تنوع در زنجیره عرضه گاز و ایجاد منبع یا منابع عرضه‌کننده جدید گاز بیفتد و طرح احداث خط لوله ناباکو نشأت گرفته از همین امر بود.

در حال حاضر در بازار اروپا هاب‌ها در حال شکل‌گیری هستند و وجود هاب باعث شده که قیمت گاز طبیعی در اروپا تجاری شود و بر مبنای بازار تعیین شود. هاب جدید واردات گاز از شرق، به غیر از روسیه، منابع گازی خاورمیانه و آسیای میانه است که در طرح ناباکو تجلی یافته است. با تحقق طرح گازی ناباکو امکان انتقال گاز از شرق، به غیر از روسیه و از مسیری غیر از روسیه، برای اروپا فراهم می‌شود.

مباحث اولیه احداث خط لوله ناباکو در سال ۲۰۰۰ مطرح شد. اما چرا اولین تفاهم‌نامه این طرح پس از ۱۰ سال و اخیراً منعقد گردید. علت یا علل این تأخیر چند ساله چیست؟

چندین مسئله در تأخیر عقد قرارداد ناباکو دخیل بودند. در کل یکی از مشکلات احداث خط لوله خصوصاً در بین چند کشور، مسئله رژیم حقوقی متفاوت بین کشورهاست. ناباکو هم با توجه به طول ۳۳۰۰ کیلومتر و هم این که از چندین کشور باید عبور کند از این مسئله مستثنی نبوده و نیست و هنوز هم واقعاً یک اروپای واحد «EU» کامل برای احداث خطوط لوله وجود ندارد. البته در مورد خط لوله ناباکو این مسئله تا حدی حل شده است، زیرا اغلب کشورهایی که در مسیر ناباکو قرار دارند عضو اتحادیه اروپا هستند و این مسئله تا حدی می‌تواند مشکل قراردادی و حقوقی را برطرف کند. وقتی که رژیم‌های حقوقی متفاوتی بین کشورهای سر راه خط لوله وجود داشته باشد، احداث خط لوله به صرفه نخواهد بود، زیرا کشورهای مختلف قیمت ترانزیت متفاوتی را طلب می‌کنند که باعث تأثیر روی قیمت گاز و در برخی موارد غیراقتصادی شدن طرح می‌شود. طی سال‌های گذشته موانع حقوقی طرح ناباکو تا حدی برطرف شده و مسئله پیوستن کشورها به اتحادیه اروپا و همچنین قوانین رقابتی اتحادیه مانند قانون رقابتی گاز، تصحیح و اصلاح شده‌اند.



فرصت‌های ایران در بازار آتی گاز اروپا

۲۲ تیرماه امسال - ۱۳ جولای - قرارداد ترانزیت گاز حوزه خزر و آسیای میانه از مسیر ترکیه به اروپا، موسوم به طرح خط لوله گازی ناباکو، میان چهار کشور اروپایی بلغارستان، مجارستان، رومانی و اتریش و با حضور رئیس کمیسیون اروپا و مقام‌های نزدیک به ۲۰ کشور جهان بدون حضور ایران در ترکیه به امضاء رسید. این در حالی بود که پیش از این، ایران به عنوان یکی از کشورهای بالقوه برای تأمین گاز این خط لوله شناخته می‌شد و هنوز نیز کشوری با پتانسیل ایران به عنوان جایگزین تأمین گاز مورد نیاز خط لوله در نظر گرفته نشده است و عدم حضور ایران به عنوان یک تأمین‌کننده گاز، پروژه را با شکست مواجه نماید. بر این اساس و به منظور بررسی روند آتی تحولات این خط لوله، گفتگویی با آقای افشین جوان - کارشناس ارشد شرکت ملی صادرات گاز ایران - انجام داده‌ایم که در ادامه می‌خوانید.

و سپس وارد بلغارستان به طول ۴۰۰ کیلومتر، رومانی ۴۶۰ کیلومتر، مجارستان ۳۹۰ کیلومتر و بالاخره اتریش ۴۶ کیلومتر می شود. ناباکو در دو مرحله ساخته خواهد شد. مرحله اول شامل دو فاز است و ساخت اولین فاز آن در سال ۲۰۱۱ شروع و قرار است تا سال ۲۰۱۳ به اتمام برسد. این فاز که ۲۰۰۰ کیلومتر ترکیه را شامل می شود، قادر است سالانه ۸ میلیارد مترمکعب گاز به اروپا برساند. فاز دوم طی سال های ۲۰۱۵-۲۰۱۴ احداث خواهد شد. با راه اندازی فاز دوم طرح ظرفیت انتقال گاز خط لوله از ۸ به ۱۰ میلیارد متر مکعب افزایش می یابد. مرحله دوم طرح نیز در سال ۲۰۱۷ شروع و یکسال بعد یعنی ۲۰۱۸ به اتمام خواهد رسید. با تکمیل شدن طرح، انتقال گاز خط لوله به ۱۵ میلیارد مترمکعب می رسد که به تدریج و با عرضه گاز از سوی کشورهای مختلف به ۳۱-۲۵ میلیارد مترمکعب افزایش می یابد.

در مورد هزینه احداث خط لوله ناباکو نیز برآورد اولیه حدود ۷/۹ تا ۸ میلیارد دلار بود، اما بنظر می رسد که اخیراً این رقم افزایش یافته و پیش بینی شده که احداث آن به ۱۱ تا ۱۲ میلیارد دلار سرمایه گذاری احتیاج داشته باشد. تأمین مالی این حجم عظیم سرمایه گذاری را بسیاری از بانک های اروپایی تقبل کرده اند. اما بین قبول آن تا اجرا بسیار فرق است.

من با اصول بانک ها برای تأمین مالی تا حدی آشنا هستم. بانک ها تا مطمئن نشوند که منبع این گاز کجاست؟ قیمت آن چقدر است؟ هیچ وقت اقدام به تأمین مالی نمی کنند و الان هم این دو مجهول برای ناباکو وجود است. هنوز دقیقاً مشخص نیست که عرضه کنندگان گاز به ناباکو چه کشورهایی و با چه قیمتی واردات گاز به اروپا صورت خواهد گرفت.

شرکت های نفتی درگیر در ناباکو کدام هستند و سهم هر یک چقدر است؟

ناباکو کنسرسیومی متشکل از شش شرکت OMV اتریش، MOL مجارستان، ترانس گس رومانی، بلغارگس بلغارستان، بوتاش ترکیه و RWE آلمان است. این شش شرکت قرارداد مشارکت امضاء کرده اند و سهم همه آن ها برابر و ۱۶/۶۷ درصد است. هر کدام از این شرکت ها بصورت شرکت فرعی در می آیند و شرکتی به نام شرکت خط لوله گاز ناباکو را تأسیس می کنند. همچنین هر یک ۵ شعبه در کشور تابعه خود به نام ناباکو اتریش، ناباکو مجارستان، ناباکو رومانی، ناباکو بلغارستان و ناباکو ترکیه ایجاد می کنند.

به نظر من به غیر از مسائل حقوقی بالا، یکی دیگر از عوامل تأخیر عقد قرارداد ناباکو مسأله سرمایه گذاری بود. اگر طرح ناباکو در سال های ۲۰۰۶-۲۰۰۷ اجرا می شد با توجه به افزایش هزینه EPC و قیمت های بالای نفت و مسائل دیگر هزینه های هنگفتی متوجه طرح می گردید که همین امر باعث تأخیر اجرای آن شد.

از موانع دیگر می توان به قیمت ترانزیت پیشنهادی ترکیه که با قیمت مد نظر اروپائیان و کنسرسیوم متفاوت بود، اشاره کرد. **به اعتقاد برخی کارشناسان، ابهام در عرضه کنندگان گاز طرح ناباکو در طولانی شدن اجرای آن مؤثر بوده است. نظر شما در این مورد چیست؟**

این واقعیت است. عرضه کنندگان گاز به ناباکو و میزان عرضه گاز یکی از مسائل مهمی بود که در طول زمان می توانست، حل شود که هنوز هم بطور واضح و آشکار مشخص نشده است. در ابتدا منبع گازی شاه دنیز به عنوان یکی از منابع عرضه با ناباکو مطرح بود اما بررسی ها نشان داد که مقدار گاز آن زیاد نیست. ایران هم با وجود حجم ذخایر عظیم گازی، آمادگی لازم برای عرضه گاز به ناباکو را نداشت. در حال حاضر نیز بحث هایی در مورد منابعی که هنوز مطمئن نیست، مطرح می شود. مثلاً وقتی صحبت از حوزه های گازی کردستان عراق به

عنوان یک منبع عرضه کننده به ناباکو می شود، اطلاع کافی و کامل از میزان آن وجود ندارد. یا در مورد ترکمنستان نیز وضعیت چندان روشن نیست که چگونه و از چه مسیری گاز این کشور به ناباکو می رسد. با توجه به مسائل مطرح شده در بالا می توان گفت، ترکیبی از مسائل حقوقی، فنی، مالی و منابع گازی مشخص علت یک وقفه ده ساله در عقد قرارداد گازی ناباکو بوده است.

اطلاعات بیشتری در رابطه با ویژگی ها و خصوصیات اجرایی و زمانبندی طرح گازی ناباکو در اختیار ما قرار دهید؟

خطوط لوله ناباکو یک خط لوله ۵۶ اینچی به طول ۳۳۰۰ کیلومتر است که از مسیر خشکی عبور می کند و گاز منطقه خاورمیانه، آسیای مرکزی و حوزه خزر را از مسیر ترکیه به اروپا می رساند.

خط لوله از شرق ترکیه و از نزدیکی مرز ایران و آذربایجان شروع می شود. ابتدای مسیر خط لوله دو شاخه بوده و گاز ایران و آذربایجان را بصورت جداگانه جمع آوری کرده و سپس به هم متصل می شوند. ۲۰۰۰ کیلومتر خط لوله از کشور ترکیه می گذرد

عقد قرارداد گازی ناباکو مورد استقبال بسیاری از کشورهای غربی قرار گرفت و از آن به عنوان طرحی مهم و بزرگ در راستای ارتقای امنیت انرژی جهان نام برده شد. شما اهمیت بین المللی احداث خط لوله ناباکو را در چه مواردی می بینید و آنرا چگونه ارزیابی می کنید؟

من معتقدم امنیت انرژی یعنی امنیت کشورها؛ اگر امنیت انرژی کشوری تأمین شود خیلی مسائل مانند جنگ و تهدیدها به حداقل می رسد. همانطوری که می دانید زمانی که روسیه گاز اوکراین را قطع کرد، مسأله در پایان با مسامحه و بصورت منطقی حل شد. مسأله انرژی یک مسأله جدی برای کشورهاست و در ضمن یک جنبه هم نیست. یعنی همانطوری که روسیه به اروپا گاز صادر می کند از نظر تجاری هم شدیداً به اروپائیان از نظر تجاری وابسته است. وقتی خط لوله گازی احداث می شود توسعه تجاری بین کشورها گسترش می یابد، کشورها می توانند وارد تجارت جهانی گاز شوند و با سیستم بازار گاز آشنا شوند که خود باعث می شود تا گاز از یک کالای منطقه ای و باقیمت های متفاوت به یک کالای تجاری جهانی باقیمت مشخص تبدیل شود. مسلماً احداث خط لوله ناباکو هم این منافع و مزایا را در برخواهد داشت.

با توجه به وابستگی اروپا به واردات گاز، اهمیت طرح ناباکو برای اروپا چقدر است؟

نوابکو از نظر تأمین گاز اروپا اهمیت چندانی ندارد، اما باعث متنوع سازی در عرضه می شود.

شاید اروپا با طرح ناباکو درصدد جبران کمبود افت تولید گاز نروژ و هلند است که مجبور نباشد این کاهش را با واردات بیشتر از روسیه جبران کند.

به اعتقاد بسیاری از کارشناسان انرژی، خط لوله ناباکو رقیبی برای پروژه روسی خط لوله ساوت استریم است که گاز روسیه را با عبور از بستر دریای سیاه به بلغارستان و اروپا می رساند. شما با این نظر موافق هستید؟ و آیا می توان طرح گازی ناباکو را در واقع دور زدن روسیه و انحصار شکنی مسیر ترانزیت روسیه برای انتقال گاز منطقه دریای خزر و آسیای میانه به اروپا دانست؟

من به این نظر اعتقاد ندارم. به نظر من خط لوله ناباکو تا حدی می خواهد از انحصار روسیه جلوگیری کند ولی با این که بخواد آنرا دور بزند، موافق نیستم. اروپا به گاز روسیه احتیاج دارد. یعنی آنقدر حجم گاز صادراتی روسیه به اروپا زیاد است که در بازار اروپا به عنوان عرضه کننده برتر است و حتی در آینده هم اروپا سهم زیادی را برای واردات گاز از روسیه قایل شده است. ولی در این که اروپائیان درصدد افزایش امنیت عرضه و یا تنوع سازی عرضه هستند، شکی نیست. مثلاً همین ۳۰ میلیارد متر مکعب خط لوله ناباکو را می توان برای مثال برابر با همان میزان گاز قطع شده روسیه به اوکراین در سال ۲۰۰۶ در نظر گرفت. وقتی که اختلاف بین روسیه و اروپا بوجود می آید، روسیه تمام گاز خود را به اروپا قطع نمی کند. یا شاید ممکن است اتفاقی برای بخشی از خطوط لوله انتقال گاز روسیه از نظر فنی بیفتد. چون خطوط لوله روسیه قدیمی شده است. لذا اگر اروپا گزینه و آلترناتیو دیگری مثل ناباکو داشته باشد، می تواند در چنین شرایطی که اختلاف با روسیه پیدا می کند و یا به لحاظ فنی خطوط لوله دچار مشکل می شود، از آن استفاده کند و بخشی از امنیت انرژی خود را تضمین کند. در هر صورت تفکر ایجاد منابع دیگر به غیر از روسیه شاید همین مسائل باشد و این نیست که اروپا بخواد انحصار روسیه را با طرح ناباکو و با این حجم محدود، در صورت عملی شدن و در کوتاه مدت بشکند؛ ولی در بلندمدت تفکر شکستن انحصار تقویت خواهد شد. روسیه آنقدر در بازار اروپا نفوذ کرده که اروپا نمی تواند با فقط طرح ناباکو آن را دور بزند.

این که تأکید می کنم، خط لوله ناباکو رقیب خطوط لوله روسیه

ظرفیت نهایی خط لوله ناباکو ۱۳ میلیارد متر مکعب است که در مقایسه با ۴۵۰-۴۰۰ میلیارد متر مکعب نیاز وارداتی اروپا در سال ۲۰۳۰ مقدار اندکی است و تنها ۵ درصد آن را شامل می شود. لذا ناباکو از نظر تأمین گاز اروپا اهمیت چندانی ندارد، اما این که باعث تنوع عرضه می شود، بسیار حائز اهمیت است. در واقع حجم صادراتی ناباکو آنقدر زیاد نیست که بتوان گفت حرکتی برای کاهش وابستگی اروپا به روسیه است. اروپا درصدد افزایش عرضه کنندگان گاز خود به خصوص از منطقه شرق به غیر از روسیه است و ناباکو هم در این راستا احداث خواهد شد. شاید در آینده به غیر از ناباکو خطوط لوله دیگری از شرق به اروپا کشیده شود. دو دلیل برای این کار وجود دارد. اول آن که با افزایش تعداد عرضه کنندگان گاز به اروپا، امنیت عرضه انرژی آن بهبود می یابد و دوم این که منابع گازی داخل اروپا رو به کاهش و افول است. یعنی اروپا این دو مسأله را درک کرده و با عقد قرارداد ناباکو در راستای آن گام نخست را برداشته است.

احداث ترمینال دیگر LNG به غیر از ترمینال‌های مرمیس و آلیاگا نیز راه دیگری است؛ ولی کمی پیچیده است. به نظر من ترکیه با در اختیار داشتن دوسوم خط لوله می‌تواند درآمد خوبی از حق ترانزیت گاز بدون این که دخالتی در کاری داشته باشد، کسب کند. مگر این که بخواهد وارد پروژه دیگری مانند LNG قطر شود و از این طریق سود خود را بیشتر کند. من معتقدم بهترین حالت برای ترکیه این است که به عرضه گاز کاری نداشته باشد و فقط هزینه ترانزیت را بگیرد.

به نظر شما آیا روسیه در عرضه گاز به ناباکو مشارکت می‌کند؟

من فکر می‌کنم به شرایط موجود که ناباکو بدون هیچ منبع عرضه کننده‌ای برای گاز در حال پیشرفت است، شاید در نهایت برای تأمین گاز اولیه آن با روسیه تعامل شود. این پیش‌بینی هم وجود دارد که با عرضه گاز توسط روسیه، پروژه راه‌اندازی شده و بعد از سایر منابع گازی احتمالی استفاده شود. از آنجایی که هنوز منبع یا منابع مشخص برای عرضه گاز به ناباکو وجود ندارد، احتمال این که روسیه وارد عرصه شود، زیاد است. زیرا در این پروژه باید ساخت در بخش عرضه هم شروع شود، اما تاکنون هیچ حرکتی در این زمینه انجام نشده است. برای شخص من همه چیز طرح ناباکو به غیر از مسأله عرضه کنندگان آن روشن است.

طبق برخی تحلیل‌ها، خط لوله عربی که از مصر شروع و با عبور از فلسطین، اردن به لبنان، سوریه و ترکیه ختم می‌شود، بخشی از گاز خط لوله ناباکو را تأمین می‌کند. حال این سؤال است که با توجه به نیاز سوریه و ترکیه به گاز وارداتی، آیا گازی از خط لوله عربی برای تحویل به ناباکو باقی می‌ماند؟

ترکیه گاز مورد نیازش را می‌تواند از سایر منابع تأمین کند. روسیه و لبنان هم مصرف گاز زیادی ندارند و سهم گاز در سبد انرژی‌شان اندک است. اما این امکان وجود دارد که مصر تمایل به انجام چنین کاری داشته باشد. لیکن مصر در حال حاضر صادرات گاز بصورت مایع (LNG) را دارد و نیاز مبرمی به انجام چنین طرحی ندارد، مگر آن که در صدد انجام سرمایه‌گذاری جدیدی باشد. به هر حال اگر خط لوله‌ای از آنجا کشیده شود، قطعاً مسأله ناهماهنگی بین کشورها وجود خواهد داشت. علاوه بر این چون کشورهای در مسیر خط لوله، منبع درآمد خاصی ندارند، مسلماً قیمت ترانزیت بالایی را طلب می‌کنند که به

نیست به این دلیل است که روسیه به عنوان ناظر در اکثر جلسات ناباکو به غیر از جلسه اخیر شرکت داشته است. یعنی اروپا فعلاً به دور از چشم روسیه نمی‌خواهد کاری انجام دهد و روسیه حتی در ناباکو هم نقش پررنگی دارد.

تاکنون هیچ تفاهم‌نامه یا قراردادی در رابطه با عرضه کنندگان گاز در طرح ناباکو به امضا نرسیده است، اما پیش‌بینی می‌شود که کشورهای مانند آذربایجان، ازبکستان، ترکمنستان، ایران و عراق برای تغذیه منابع گازی مورد نیاز طرح مشارکت کنند. نظر شما در این رابطه چیست؟ آیا این کشورها توان تأمین سالانه ۱۳ میلیارد متر مکعب گاز مورد نیاز طرح ناباکو را دارند؟

آذربایجان و ایران از گزینه‌های اولیه عرضه کننده در پروژه ناباکو بودند. به نظر من ایران با توجه به منابع گازی عظیم و به عنوان دومین کشور بزرگ ذخایر گازی جهان و جاهت خوبی برای عرضه گاز به ناباکو دارد. آذربایجان هم با توجه به نزدیکی به خط لوله ناباکو و ذخایر گازی مناسب گزینه مناسبی برای عرضه گاز به ناباکو است. ولی در مورد قزاقستان و ترکمنستان هنوز شک دارم که از کدام مسیر می‌خواهند گاز را به ناباکو برسانند. زیرا مسأله مسیر و راه در پروژه ناباکو خیلی مهم است. به هر حال پروژه‌ای که خود ۳۰۰۰ کیلومتر طول خط لوله

دارد و برای مثلاً ۱۰۰۰ کیلومتر هم خط لوله قبل از آن احداث شود، مسلماً به معنی افزایش هزینه ترانزیت و در نتیجه افزایش هزینه هاست. با این حال اگر بخواهیم مسأله را از نظر مسائل اقتصادی ببینیم با فرض این که واقعاً منابع گازی قابل ارائه در این کشورها وجود داشته باشد، ترانزیت گاز این دو کشور از مسیر ایران موجه‌ترین گزینه خواهد بود. در غیر اینصورت باید گاز این دو کشور از طریق روسیه به ناباکو برسد که به نظر من اروپائیان تمایل زیادی برای چنین کاری ندارند. چون اگر گاز ترکمنستان و قزاقستان وارد خطوط لوله گازپروم شود، باز روسیه نقش انتقال‌دهنده را خواهد داشت. همچنین مسیر دریایی خزر برای انتقال گاز آسیای میانه به ناباکو به دلیل مسائل حقوقی مطرح در این دریا فعلاً امکان‌پذیر نیست.

برخی منابع آگاه از انجام طرحی مبنی بر احداث ترمینال LNG در ترکیه برای انتقال گاز قطر به ناباکو خبر می‌دهند. یعنی ترکیه با این کار قصد دارد، منابع گازی ناباکو را تأمین کند. شما چقدر به تحقق چنین طرحی خوش بین هستید؟

بازار را باید بصورت بازار دید و شرایط بازار هم این طور نیست که لزوماً هر روز قیمت ها افزایش یابد، بلکه احتمال کاهش هم دارد. ما برای صادرات گاز به ناباکو باید سرمایه گذاری هنگفتی برای رساندن گاز تا مرز ترکیه انجام دهیم. در حالیکه از قیمتی که از ما خواهند خرید اطمینان نداریم. اروپائیان مسلماً گاز را در مرز از ما به قیمتی خواهند خرید که با اضافه شدن قیمت ترانزیت، در بازار خودشان توجیه داشته باشد. در این صورت اگر قیمت گاز پیشنهادی به ایران پایین باشد، مسلماً انگیزه ای برای صادرات کشور وجود ندارد. این مسأله ای است که باید مسئولان و سیاست گذاران بدان توجه داشته باشند.

با این وجود منافع و هزینه های صادرات گاز به ناباکو برای ایران چیست؟

وارد شدن ایران به بازار گاز اروپا از دو دیدگاه قابل بررسی است. یکی از دید امنیت ملی و دیگری بحث اقتصادی است. در حال حاضر احساس می شود که هر دو دیدگاه در ایران وجود دارد و ترکیبی از منافع ملی و اقتصادی مدنظر است. من هنوز مطالعه دقیقی در زمینه منافع و هزینه های صادرات گاز به اروپا از طریق طرح ناباکو انجام نداده ام، ولی در صدد انجام این کار هستم. لذا در اینجا بطور مشخص اظهار نظر نمی کنم، ولی آن چه مسلم است این که، همه چیز به قیمت بازار بستگی دارد و بر آن اساس منافع اقتصادی را می توان برشمرد.

یکی از گزینه های آلترناتیو خط لوله ناباکو برای صادرات گاز ایران به اروپا، طرح خط لوله گاز پارس است که سه مسیر برای رسیدن آن به قلب اروپا مطرح است. به نظر شما ایران برای صادرات گاز به اروپا بهتر است از خط لوله آماده ناباکو استفاده کند یا در صدد احداث این خط لوله (پارس) باشد؟

خط لوله ناباکو از حمایت بین المللی برخوردار است. مسأله مهم آن نیست که کدام طرح بهتر است؛ بلکه باید بصورت واقع بینانه بررسی کرد که کدام طرح می تواند از طریق منابع بانکی و خارجی تأمین مالی شود و اجرائی شدن آن محتمل تر است. طرح های بزرگ نیاز به هزینه سرمایه گذاری بالایی دارند و در عین حال نرخ داخلی بازگشت سرمایه آن ها نیز باید قابل قبول باشد. لذا باید بررسی شود که تا چه میزان می توان تأمین مالی بین المللی کرد و کمتر از منابع داخلی استفاده کرد. زیرا منابع مالی داخلی محدود هستند و در ضمن هر چه به سمت

افزایش قیمت گاز منجر می شود. با توجه به این مسائل من چندان به احداث این خط لوله امیدوار نیستم. احداث این خط لوله هنوز شروع نشده و فقط در حد طرح است. طرح های زیادی مثل این وجود دارد که فقط صحبت آن شده و شاید برخی مطالعات اولیه هم در مورد آن ها انجام شده باشد. به نظر من تا وقتی که منابع گازی عظیمی مانند ایران، ترکمنستان، آذربایجان برای پروژه ناباکو مطرح است، خیلی بعید است که چنین طرحی اجرایی شود.

با توجه به نهایی شدن طرح جامع صادرات گاز در برنامه پنجم توسعه در وزارت نفت که کشورهای اروپایی را بزرگ ترین بازار هدف ایران برای صادرات گاز در پنج ساله آینده قرار می دهد، آیا مشارکت ایران در طرح گازی ناباکو برای عرضه گاز به آن می تواند در راستای تحقق طرح جامع مصوب وزارت نفت باشد؟

من معتقدم اگر پروژه های صادراتی گاز کشور شروع شود، باید تمام بازارها مد نظر قرار گیرند؛ به این دلیل که بتوان ریسک های احتمالی در بازارهای مختلف را جبران کرد. زیرا رفتاری که در بازار گاز اروپا وجود دارد با رفتاری در بازار حوزه خلیج فارس یا حوزه شرق متفاوت است. همچنین رفتار بازار LNG با خط لوله متفاوت است.

به نظر من مشارکت ایران در فاز دوم در مرحله اول و مرحله دوم طرح ناباکو برای تأمین منابع گازی آن شروع خوبی است. زیرا فاز دوم در مرحله اول و مرحله دوم بعد از سال های ۲۰۱۴-۲۰۱۵ به بهره برداری می رسد و تا آن زمان ایران شاید فرصت لازم برای توسعه میدادن گازی و ایجاد یک تراز مثبت در عرضه و تقاضا را بتواند کسب کند. برخلاف نظر بعضی افراد، من معتقدم که ایران نباید برای ورود به پروژه ناباکو عجله و پیش دستی کند و خود پیشنهاد دهد. بلکه با توجه به نیاز شدید اروپا به گاز ایران، قطعاً از ایران درخواست همکاری می شود. من فکر می کنم خیلی عوامل برای انجام این کار مهیاست. یعنی با توجه به طرح جامع صادرات گاز کشور و اهداف بلندمدت شرکت نفت برای صادرات گاز، حرکت به سمت بازار اروپا برای ایران مثبت خواهد بود. زیرا وقتی که بتوان گاز را به اروپا صادر کرد، به شرط آن که از نظر قیمتی توجیه اقتصادی داشته باشد، منافع بلندمدتی تضمین شده ای را برای کشور به همراه می آورد. ولی مسأله آن ریسک بازار اروپاست. دقت کنید که

تأمین کنندگان مالی خارجی حرکت کنیم، ریسک سرمایه گذاری کمتر می شود. به نظر من هر طرحی که بتواند جذب سرمایه گذاری خارجی بیشتری شود و دارای بازگشت سرمایه داخلی مناسبتری نیز باشد، بهترین طرح است و نمی توان در مورد برتری ناپاکو به پارس یا برعکس اظهار نظر سطحی کرد.

به غیر از خط لوله ناپاکو و پارس، ایران چه گزینه های دیگری برای صادرات گاز خود دارد؟

به نظر من پروژه های LNG گزینه مناسبی برای صادرات گاز هستند که می توان براه اندازی آن ها گاز را به اروپا بصورت LNG صادر کرد. گزینه دیگر بازارهای شرق (هند و چین) هستند که باید با توجه به مصرف گاز داخلی، الویت بندی طرح های صادرات گاز را انجام داد. مسأله استراتژیک، تأمین گاز داخلی است. برای صادرات باید تراز گاز مثبت داشته باشیم. یعنی وقتی که می خواهیم قرارداد ببندیم باید مطمئن باشیم که برای ۲۰ سال صادرات داریم. واقعیت آن است که اگر وارد قراردادی شویم و نتوانیم آنرا تأمین کنیم، اعتبار شرکت ها خدشه دار می شود. لذا باید به این مسأله حساس توجه شود که این اتفاق نیفتد. همه چیز بستگی به مصرف و وضعیت تراز داخلی دارد. ابتدا باید مدیریت عرضه و تقاضای کشور

اصلاح و برنامه ریزی شود و پس از آن باید در مورد طرح ها اظهار نظر کرد. اگر بتوانیم مصرف داخلی را به خصوص در بخش خانگی و صنعتی کاهش دهیم؛ آنگاه مقداری قابل توجهی گاز ذخیره کرده ایم و می توان به فکر صادرات بیشتر بود. من بازار اروپا را به غیر از قیمت که فاکتور مشخصی در آینده نیست، بازار هدف خوبی برای صادرات گاز می بینم. اما ابتدا باید ریسک پذیری خود را مشخص کنیم و بعد وارد شویم. تصمیم گیری در این رابطه به عهده مسئولان است و من به عنوان یک کارشناس می دانم که بازار گاز کم خطر نیست. باید در انجام سرمایه گذاری هر طرحی به نرخ بازگشت داخلی سرمایه و مدت زمان آن دقت کرد و در سناریوهای قیمتی مختلف آن را محاسبه نمود.

نظر شما در مورد اولویت بندی طرح های صادرات گاز بصورت شفاف و صریح چیست؟

بازار اروپا به شرط آن که قیمت های آن در سطح مناسبی حفظ شود تا در دوران اول سرمایه گذاری، بازگشت سرمایه

مورد انتظار محقق شود، بازار خوبی است. زیرا اروپائیان پرداخت های خود را به موقع انجام می دهند و می توانند بازار امنی برای ما باشند. ولی اگر بخواهیم فقط به فکر صادرات گاز به اروپا هم باشیم، منطقی نیست. بنده معتقدم همانطوری که اروپائیان سبدي از عرضه کنندگان گاز را دارند، صادر کنندگان هم باید سبدي از وارد کنندگان را داشته باشند. همان کاری که در حال حاضر قطر و دیگر کشورهای صادرکننده گاز انجام می دهند. یعنی مهم است که سبد داشته باشیم که اگر اتفاقی برای یک سهم افتاد، دچار مشکل نشویم. به فرض اگر بحران اقتصادی در اروپا اتفاق بیفتد و اروپائیان بخواهند مصرف گاز خود را کاهش دهند و یا به سمت سوخت های جایگزین مثل هسته ای پیش روند؛ اگر ما فقط گاز به اروپا صادر کنیم، متضرر خواهیم شد. بنابراین باید آماده باشیم تا از همه آلترناتیوهای موجود استفاده کنیم. خوشبختانه موقعیت ژئوپلیتیک ایران آنقدر مناسب است که دسترسی به بسیاری از بازارهای بزرگ مصرف را دارد و به شکل های گوناگون می تواند گاز صادر کند. لذا باید یک سبد بهینه صادرات گاز تهیه شود.

همچون مصرف کنندگان که سبدي از عرضه کنندگان گاز دارند، باید صادر کنندگان نیز سبدي از وارد کنندگان گاز داشته باشند.

در حال حاضر هم مطالعاتی انجام شده و برخی هم در حال انجام است. ولی بازار گاز بازار بسیار

پویایی است و بازاری نیست که با انجام مطالعه در یک برهه زمانی نیازی به مطالعات بعدی نداشته باشد. لذا باید کمیته ای برای پیگیری و بررسی تحولات بازار گاز تشکیل شود. در بازار گاز تصمیمات لحظه ای و بسیار مهم است و مدیریت زمان بسیار اهمیت دارد. حتی اگر تراز گاز کشور در آینده مثبت باشد، مهم زمان آن است که آیا مطابق با نیاز بازار است؟ این مهم است که تراز گاز مادر بلندمدت و در زمان خاص که بازار به گاز نیاز دارد با آن هماهنگ باشد.

از طرفی امیدوارم که بتوانیم هرچه زودتر از موقعیت های پیش رویمان استفاده کنیم. اما مسأله مهم دیگر مصرف بی رویه گاز در داخل است. امیدوارم که راه حل هایی اجرایی و عملی برای کنترل مصرف داخل مطرح شود. اگر این امر تحقق یابد و بتوانیم شاخص شدت انرژی را در برنامه پنج ساله به سطح مطلوب از ۷۶ به ۷۳ برسانیم، آنگاه خواهیم توانست انرژی بیشتری ذخیره کنیم و توان صادرات خود را افزایش دهیم.



نگاهی به ویژگی‌های شرکت‌های نفتی تراز جهانی: بررسی مقایسه‌ای دو شرکت شل و بی‌پی

بخش اول: شرکت بی‌پی

است؛ که نتایج حاکی از برتری شرکت شل است. این مقاله در دو بخش منتشر می‌شود. در بخش اول به بررسی شرکت بی‌پی پرداخته و در بخش دوم، شرکت بین‌المللی شل بررسی می‌شود.

۲-مقدمه

در میان ۶ غول یا ابرشرکت نفتی^(۱) جهان، شل در رتبه دوم و بی‌پی در رتبه سوم قرار دارد. این دو شرکت با ۴ شرکت بزرگ دیگر مجموعاً ۵ درصد منابع نفتی دنیا را در اختیار دارند، اما بالاترین سود را در جهان به خود اختصاص داده‌اند. توجه و تأمل در همین تفاوت

محمد رضا مهدیزاده^(۱)

۱-چکیده

در مقاله حاضر وضعیت و جایگاه دو شرکت نفتی بین‌المللی و در تراز جهانی (بی‌پی و شل) بررسی و تحلیل می‌شود که در رتبه دوم و سوم شرکت‌های برتر جهان قرار دارند. تأکید عمده بر روی محورهایی چون زمینه‌های شکل‌گیری و بسط فعالیت و جهانی‌شدن، استراتژی، مدیریت و رهبری، وضعیت کارکنان و منابع انسانی، آموزش و توسعه منابع انسانی، ارتباطات و فرایندهای برجسته و منحصر بفرد

رتبه	شرکت	ارزش (میلیارد دلار)	دارایی‌ها (میلیارد دلار)	سود (میلیارد دلار)	درآمد (میلیارد دلار)
۱	اگسون موبیل	۴۶۵,۵	۲۴۲,۱	۴۰,۶	۳۵۸,۶
۲	رویال داج شل	۲۲۱,۱	۲۶۶,۲	۳۱,۳	۳۵۵,۸
۳	بی پی	۲۰۴,۹	۲۳۶,۱	۲۰,۶	۲۸۱,۰
-	نسبت شل / بی پی	۱,۰۷۹	۱,۱۲۷	۱,۵۱۹	۱,۲۶۶

منبع: Forbes Magazine, ۲۰۰۸

برنامه ریزی باید به همراه داشته باشد. این بررسی با مقایسه دو شرکت و البته تأکید بیشتر بر شناسایی و طرح زوایای برجسته و موفق فعالیت شرکت های بی پی و شل درصداست تا سهمی را در ارایه شاخص ها و نمونه های برجسته در جهت پیشبرد عملکرد صنعت نفت داشته باشد تا این شرکت بتواند جایگاه مطلوب، موفق و برجسته خود را در سطح جهانی بدست آورد. از این رو نخست وضعیت کلی و فعالیت های نفتی این دو شرکت و سپس سیمای آن ها در چند بعد مهم به همراه نکات برجسته اشتراکی و افتراقی ارائه می گردد.

۳- روش بررسی

این بررسی به صورت اسنادی و کتابخانه ای صورت گرفته است و دو شرکت بزرگ نفتی بی پی و شل جهت مقایسه تطبیقی انتخاب شده اند. دلیل انتخاب شرکت های نفتی به زمینه مشترک فعالیت آن ها با صنعت نفت ما از یک سو و اثرگذاری این شرکت ها در کل جهان و نیز بر صنعت نفت و اقتصاد و اجتماع کشور از سوی دیگر بوده است. از آنجایی که مفروضات اولیه بررسی الگوبرداری و شناسایی بهترین تجربیات است، دامنه بررسی شرکت های نفتی تراز جهانی و برتر بوده است.

با توجه به رتبه بندی مجله فورچون و موسسات معتبر و نیز دسته بندی موسوم به ابرشرکت های نفتی از میان شش شرکت نفتی بین المللی غیردولتی اگسون موبیل، رویال داج شل، بی پی، شورو، کونکوفیلیپس و توتال است. دو شرکت مذکور که جایگاه آن ها در هر سال عموماً بین دوم و سوم تغییر کرده و نیز هر دو خاستگاهی اروپایی دارند، به عنوان نمونه انتخاب شده اند. این اشتراک در خاستگاه و سابقه امکان مقایسه را در زمینه های مدیریتی و سازمانی (در غیاب متغیر متداخل فرهنگ آمریکایی اگسون موبیل) فراهم می کند و به علاوه چون در حال حاضر مراودات صنعت نفت ایران با کشور و شرکت های نفتی اروپایی بیشتر است، نتایج این کار نیز مفیدتر

در ذخایر و منابع نفتی اندک (در دسترس) و سود سرشار، می تواند از کاستی ها و مجال های فراوان برای تلاش بیشتر در سه عامل مهم ایجاد این تفاوت پرده بردارد: ۱- منابع و سرمایه انسانی، ۲- تکنولوژی و ۳- مدیریت و فرایندهای چابک و در کلاس جهانی.

از دو شرکت مورد بررسی، شرکت شل به لحاظ سودآوری و درآمد از دیگری جلوتر است در حالی که ارزش شرکت و دارایی های هر دو تقریباً برابر است.

از سوی دیگر حدود یکصد سال از شکل گیری صنعت نفت در کشور مای گذرد. این صنعت که با ورود بریتانیا به قلمرو ایران و تأسیس شرکت نفت انگلوپرشین شکل گرفت و توسعه یافت (مهدیزاده و توکل ۱۳۸۶) یکی از قدیمی ترین صنایع کشور و نیز صنایع نفتی جهان است. با این وجود و علی رغم آن که شرکتی مانند بی پی از دل این صنعت پدید آمد و قوام یافت و امروزه در جایگاه شرکت های برتر قرار گرفته، اما صنعت نفت ما از جایگاه جهانی مناسب برخوردار نیست. شاید بتوان دلایل این موضوع در بررسی تطبیقی شرکت های موفق شناخت.

از سویی امروزه، دو ابزار برترین شیوه ها و بهترین عملکردها^(۳) و محک زدنی یا الگویابی^(۴) دو روش برجسته و موثر برای توسعه و ارتقای عملکرد و فعالیت شرکت هایی است که درصددند تادر صحنه اقتصاد و سیاستی که در حال جهانی شدن است و روز به روز رقابتی تر می شود به حیات و فعالیت موثرتر ادامه دهند. با در نظر گرفتن محاسن این روش ها و لزوم مقایسه و ارزیابی همیشگی شرکت ها با الگوهای موفق یا برتر، بررسی حاضر تلاشی است برای تأمل و تفکر بیشتر درباره جایگاه و وضعیت کنونی صنعت نفت ایران در فضای جدید و نوین جهانی.

لذا شناسایی رموز و نکات موفقیت شرکت های بزرگ نفتی به ویژه یکی از شرکت هایی که در دامن سرزمین مارشد کرده و صنعت نفت ایران مادر آن به حساب می آید و شرکتی دیگر که مقام دوم شرکت های نفتی جهان را به خود اختصاص داده، چشم اندازها و افق های نوینی را جهت سیاست گذاری و

خواهد بود.

۴- شرکت BP

شرکت BP در حال حاضر در ۶ قاره جهان دارای عملیات نفتی است و فرآورده‌های آن در بیش از ۱۰۰ کشور به فروش می‌رسد. این شرکت در قاره آسیا در چین، اندونزی، هند و پاکستان در زمینه اکتشاف و تولید به فعالیت پرداخته و در چین، فیلیپین، کره جنوبی و مالزی دارای فعالیت پتروشیمیایی است. BP در چین پیشرو فعالیت گاز طبیعی مایع شده «LNG» بوده و وارد چندین سرمایه‌گذاری مشترک شده است و این قبیل روابط مشترک تجاری «Joint Venture» را با کشورهایی مانند کویت و امارات نیز برقرار کرده است. یک واحد انرژی خورشیدی BP نیز در هند فعالیت می‌کند و در چین و هند بازاریابی گسترده‌ای از روغن و فرآورده نفتی دارد.

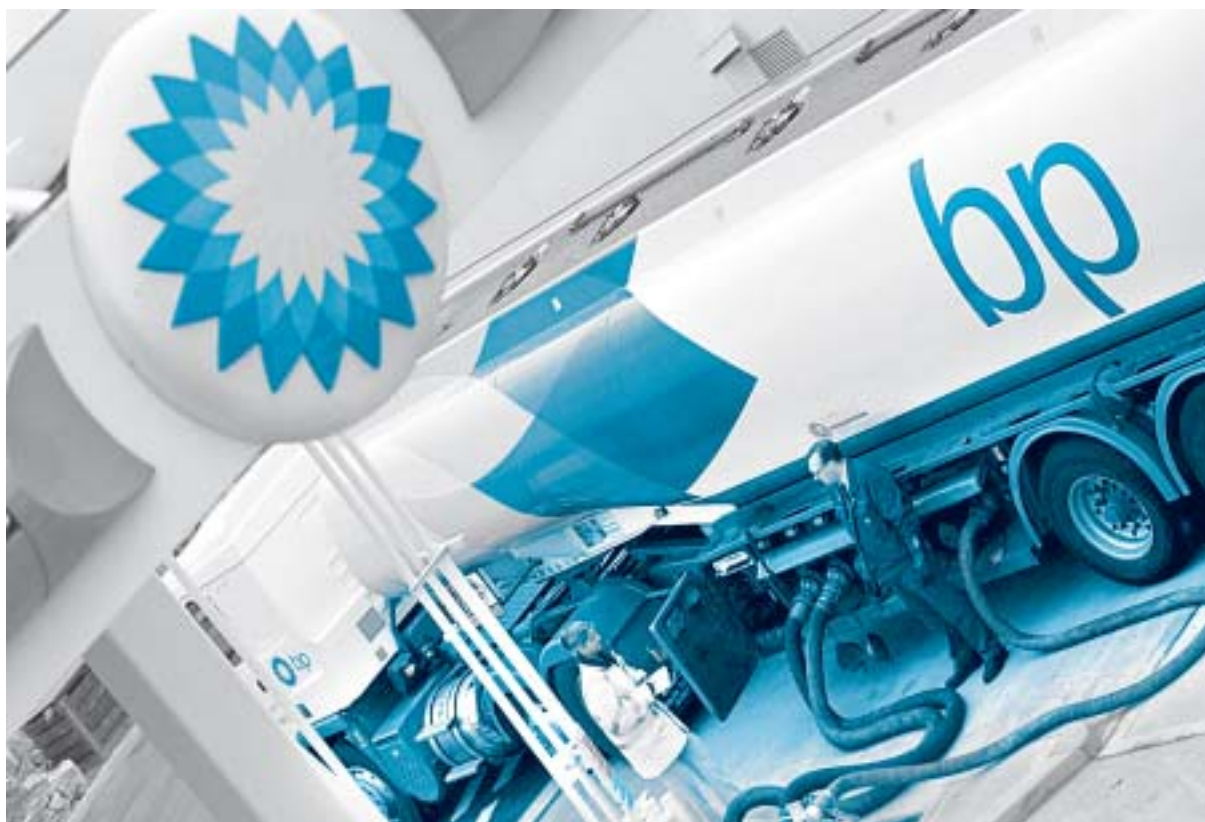
۴-۱ مروری بر روند پیدایش و توسعه

شرکت BP

هر چند دارسی دارنده امتیاز نفت ایران هرگز پا به ایران نگذاشته بود، اما جرج رینولدز، مهندس حفار وی پس از ۸ ماه اقامت در مسجد سلیمان و در اوج ناامیدی در ساعت چهار صبح

از آنجایی که عوامل فرهنگی و اجتماعی بیشترین سهم را در توسعه و موفقیت شرکت‌ها دارند، در این بررسی نخست به سابقه تاریخی و زمینه‌های پیدایش و توسعه هر شرکت اشاره می‌شود تا زمینه رشد دو شرکت در بستری تاریخی دیده شود. سپس وضعیت هر شرکت در محورهای پروژه‌های بزرگ، تأسیسات و دارایی‌های عظیم و برجسته (که نمود توانایی‌های فنی و تکنولوژیک آن است)، مدیریت و رهبری، استراتژی، منابع انسانی، آموزش و توسعه سرمایه انسانی (هسته محوری و قلب نرم‌افزاری شرکت‌ها) به همراه برنامه‌ها و فرایندهای منحصر بفرد و ارتباطات (که در دنیای جهانی شده امروز نقش زیادی در موفقیت شرکت‌های بین‌المللی دارند) ارایه می‌شود. در نهایت در بخش پایانی این دو شرکت در این محورها با یکدیگر مورد مقایسه قرار می‌گیرند.

مبنای اطلاعات و داده‌های این بررسی در وهله نخست داده‌ها و گزارش‌های سالانه دو شرکت در زمینه‌های مالی، محیط زیست و توسعه پایدار و اجتماعی، مطالب انتشار یافته در سایت‌های هر کدام و نیز سایر مقالات و گزارش‌های مرتبط بوده است.



۲۶ می ۱۹۰۸ در عمق ۱۹۸۰ متری، چاه نفتی را به نفت رساند که منشاء شکل گیری شرکت نفت انگلوپرشین در ۱۹۰۹ و بعدها BP گردید. ۲ سال بعد یک خط لوله از این میدان به آبادان کشیده شد و با حمل وسایل، پالایشگاه آبادان نیز ساخته شد و با کارگران مختلف هندی، چینی و برمه ای شروع به کار کرد.

با توجه به حضور رقیب ۲۵ ساله ای چون استاندارد اوپل (که بعدها ای آموکو نام گرفت) ادامه کار این شرکت پیچیده می شد. اما ورود چرچیل به صحنه سیاست انگلیس و تأکید وی بر گسترش مناطق نفتی، تقویت شرکت نفت انگلوپرشین (APOC) را در پی داشت، زیرا از نظر او این شرکت حافظ منافع بریتانیا بود و لذا دولت انگلستان به سهامدار عمده APOC تبدیل شد.

نام BP علاوه بر شرکت ایران و انگلیس به یک شرکت آلمانی به همین نام برمی گردد که در انگلیس فعالیت می کرد و از جنگ جهانی اول توسط دولت بریتانیا مصادره و دارایی های آن در ۱۹۱۷ به شرکت انگلوپرشین واگذار شد. شرکت APOC در این سال ها شبکه توزیع گسترده ای را مشتمل بر ۵۲۰ انبار نفت، ۳۵۳ تانکر ریلی و ۱۱۰۲ خودرو، ۴ بارج و ۶۵۰ اسب در انگلیس داشت. بدنبال شکایت نیروی دریایی از سوخت های این شرکت به دلیل ایجاد اشکال در موتورها، این شرکت در Sunbury نزدیک لندن یک عمارت قرن هیجدهمی ساخت و با برپایی یک آزمایشگاه تحقیقاتی در طبقه زیر آن، به حل این مشکل اقدام کرد. با افزایش خودروها در دهه ۱۹۲۰ پمپ بنزین ها با آرم BP در بریتانیا ظاهر شدند و تعدادشان از ۶۹ جایگاه در ۱۹۲۱ به ۶۰۰۰ جایگاه در ۱۹۲۵ رسید و بنزین آن ها را شرکت APOC تأمین می کرد. با تغییر نام پرشیا به ایران در سال ۱۹۳۵، شرکت APOC به شرکت انگلوایرینین (AIOC) تغییر نام یافت. در جنگ دوم جهانی شرکت های دارنده نشان های BP و Shell با هم ائتلاف کردند و با نشان واحد pool به عرضه بنزین پرداختند. اما چرچیل شرکت AIOC را ملزم به حمایت دولت در جنگ دوم جهانی کرد و دو شرکت آمریکایی Amoco و Sohio که بعدها توسط BP خریداری شدند نیز به ارائه سوخت هوایی و روغن پرداختند (این جنگ علاوه بر غرق شدن ۴۴ نفتکش شرکت AIOC باعث ایجاد قحطی در میان ۲۰۰/۰۰۰ نفر از مردم آبادان و ۸۰/۰۰۰ نفر از روستاهای اطراف آن شد تا جایی که شرکت از لندن برای رفع بحران موجود و صف های طولانی در آبادان کمک خواست و غذا از هند و استرالیا و لباس های دسته دوم از انگلیس به آبادان حمل شد. بیماری های مسری نیز وضعیت شهر را بهم ریخته بود).

بعد از جنگ شرکت AIOC به سرمایه گذاری در پالایشگاه های مختلف در فرانسه، آلمان، ایتالیا و نیز بازاریابی در یونان، هلند و سوئد پرداخت و بنزین BP در نیوزلند برای اولین بار عرضه و به فروش رفت. اما در ۱۹۸۵ با ملی شدن نفت از سوی مصدق و مخالفت با حضور AIOC در ایران کارکنان این شرکت ایران را ترک کردند، اما بعد از ۱۸ ماه پرتب و تاب در قرارداد جدید کنسرسیوم شرکت AIOC در کنار استاندارد اوپل ایندایانا (آموکو) ۴۰ درصد سهم کنسرسیوم را بدست آورد و در سال ۱۹۸۶ هیأت مدیره این شرکت نام آن را به British Petroleum Company تغییر داد. BP ۵۰ سال را به دنبال نفت در انگلیس بدون کسب نتیجه گذراند ولی در ۱۹۶۶ در کانال انگلیس گاز طبیعی کشف کرد و بارکود این دهه به دنبال کشف نفت در آلاسکا و نیز دریای شمال بود و در نهایت در ۱۹۷۰ به کشف نفت در میدان Forties دست یافت. علی رغم ملی شدن تدریجی نفت در اکثر کشورهای نفت خیز کشتیرانی BP که در ۱۹۷۲، ۱۴۰ میلیون تن نفت را از خاورمیانه جابجا می کرد و در ۱۹۸۳ این ظرفیت را به ۵۰۰/۰۰۰ بشکه رساند زیرا خاورمیانه ۸۰ درصد نفت BP را تأمین می کرد. اما عمده فعالیت BP در دهه ۷۰ میدان فورتیز اسکاتلند بود که با ساخت یک سکو و خط لوله زیر دریایی همراه شد.

انتقال نفت اکتشافی در آلاسکا و خط لوله ۱۲۰۰ کیلومتر Trans-Alaska به لحاظ زیست محیطی مباحث زیادی را برانگیخت و اجرای آن را منوط به تأیید دولت آمریکا کرد و اجرای این پروژه که بزرگ ترین پروژه عمرانی آن سال BP بود با ارزیابی های زیست محیطی و ارائه گزارش خطرات آن ها صورت گرفت (در ساخت این خط لوله ۲۸۰۷۲ نفر مشارکت داشتند و طراحی آن به گونه ای صورت گرفت تا به اندازه کافی از زمین بالاتر قرار گیرد که لایه یخی روی زمین به علت دمای بالا نفت داخل لوله ذوب نشود و بر رفتار و مهاجرت گونه ها اثر منفی نگذارد).

BP برای گسترش نفوذ خود در آمریکا، چون هیچ جایگاه یا پالایشگاهی نداشت، تصمیم گرفت از تأسیسات خود برای رساندن بنزین آلاسکا استفاده کند. بی پی که فقط ۲۵ درصد سهام Standard oil of Ohio را داشت در ۱۹۸۷ تمام سهام آن را خرید و به شرکت جدیدی به نام BP Amoco تبدیل شد. در همین سال دولت بریتانیا آخرین سهام خود را در BP فروخت و BP کاملاً خصوصی شد و از سوی دیگر BP هم با فروختن سهام متفرقه خود (مانند معادن و مواد غذایی) که جزء فعالیت های محوری آن نبود، به

جایگزین موقعیت خود را در آینده نیز حفظ کند.

۴-۲ پروژه ها / دارایی های بزرگ

بالادست

از پروژه های بزرگ اکتشاف و تولید این شرکت باید به ۴ پروژه توسعه میدان عظیم Thunder Horse در خلیج مکزیک و نزدیک تگزاس و ساخت سکوی عظیم PDQ برای آن با گنجایش ۲۳۰ نفر (Knott, ۲۰۰۵) سکوی Holstein (برای بهره برداری در عمق ۱۳۲۴ متری) و نیز سکوهای Atlantis و Mad Dog اشاره کرد که جز سکوهای عظیم این شرکت هستند (McMichael, ۲۰۰۵). پروژه King Sub-Sea Pump نیز اولین کاربرد پمپ های چند فازی زیردریایی^(۵) در عمق ۳۰۰۰ فوتی در میدان King خلیج مکزیک بوده است. از طرح های بزرگ دیگر این شرکت می توان به بهره برداری از سکوی عظیم آتلانتیس در آب های عمیق خلیج مکزیک در سال ۲۰۰۷ اشاره کرد که با تکنولوژی روز ساخته شده است. بی پی در خلیج مکزیک دارای ۳۰۰۰ پرسنل است که بر روی ۱۴ میلیارد سرمایه گذاری این شرکت در این منطقه کار می کنند (Kolmar, ۲۰۰۸). در سال



۲۰۰۷ بی پی دست به توسعه میدان great plutonio آنگولا زد و در آب های عمیق آن از ۴۳ چاه با single-riser tower system که بلندترین نوع خود در دنیاست نفت استخراج کرد.

پالایشگاه ها و سوخت

بی پی در ۱۷ پالایشگاه نفت سهام دار است که از میان آن ها ۵

یک شرکت کاملاً نفتی تبدیل شد. در دهه ۱۹۹۰، شرکت های رقیب دیگر مانند ARCO در آلاسکا و شرکت روغن های موتور Castrol در اروپا نیز به گروه BP پیوستند.

کانون توجه BP تا ۶ دهه اول عمرش، خاورمیانه بود، اما از دهه ۱۹۶۰ به بعد کانون توجه آن به سوی غرب، آمریکا و خود انگلیس معطوف شد. این شرکت با تجدید ساختار و فرهنگ از دهه ۱۹۸۰ (و بعدها در دهه ۱۹۹۰

توسط سر جان بران - رییس هیات مدیره-) از یک شرکت قدیمی به یک شرکت بین المللی تبدیل شد و اینک در ۷۰ کشور جهان فعالیت دارد و در سال ۲۰۰۶ دومین شرکت بزرگ جهان از لحاظ عملکرد شد. با گسترش دامنه فعالیت های BP در روسیه و دریای خزر و تجهیزات تحقیقاتی جدید، BP به مرزهای جدید انرژی روی آورد و محیط زیست را نیز در اولویت های خود قرار داد. BP در طرح Green Cities اروپا شرکت کرده و کسب و کار انرژی خورشیدی خود را توسعه داده است. نصب نیروگاه خورشید در فیلیپین، کمک به ارائه اتوبوس های هیدروژنی در لندن و نیز سوخت های موتور جدید و پاک تر و ایجاد واحد انرژی های جایگزین در راستای این سیاست جدید BP برای حفاظت محیط زیست بوده است.

بهرحال شرکت BP که در اوج ناامیدی از کشف نفت در ایران متولد شد، پس از خودنمایی در افتتاحیه خط لوله جیحان-تفلیس - باکو (آذربایجان، گرجستان و ترکیه) و پروژه های عظیم بالادستی آنگولا، روسیه و خلیج مکزیک به یک شرکت انرژی جهانی تبدیل شده و سعی دارد با فعالیت بر روی انرژی های

جدول ۲- آمار متوسط تعداد کارکنان BP در ۲۰۰۴-۲۰۰۷

بخش	سال			
	۲۰۰۷	۲۰۰۶	۲۰۰۵	۲۰۰۴
اکتشاف و تولید	۲۱۸۰۰	۲۱۴۰۰	۱۸۹۰۰	۱۷۵۰۰
پالایش و بازاریابی	۴۱۳۰۰	۴۱۹۰۰	۴۲۰۰۰	۴۱۱۰۰
ستاد و سایر بخش‌ها	۸۶۰۰	۷۶۰۰	۷۵۰۰	۱۶۴۰۰
جمع (منهای جایگاه‌ها)	۷۱۷۰۰	۷۰۹۰۰	۶۸۴۰۰	۷۵۰۰۰
کارکنان جایگاه‌ها	۲۵۹۰۰	۲۶۱۰۰	۲۷۸۰۰	۲۷۹۰۰
جمع کل	۹۷۶۰۰	۹۷۰۰۰	۹۶۲۰۰	۱۰۲۹۰۰

درصد بی‌پی قرار دارند). ۷۵ منبع گزارش سالانه BP: ۹۲:۸۰۰۲

میلیون این ظرفیت مربوط به ۵ پالایشگاه آمریکا، ۰/۹ میلیون مربوط به پالایشگاه‌های اروپایی و ۰/۴ میلیون تولید هم مربوط به ۵ پالایشگاه در سایر نقاط است.

حوزه فروش بی‌پی سه بخش خرده‌فروشی، فروش روغن و نیز بازاریابی است. تجارت آروماتیک‌ها و استیلن نیز با تجارت فرآورده‌های پالایشی همراه شده است. BP در ۱۰۰ کشور مشغول تجارت فرآورده است.

این شرکت اخیراً دست به تولید فرآورده‌های جدید به نام ultimate زده است. Bp ultimate یک سوخت با عملکرد بالاست که بهتر از سوخت‌های معمولی می‌سوزد و به صورت بنزین و دیزل وجود دارد. بنزین Bp ultimate unleaded با اکتان ۹۷ (درجه بالاتر از حد استاندارد) به طور متوسط ۷ درصد در قدرت، ۵ درصد در شتاب و ۶ درصد در اقتصاد سوخت افزایش ایجاد می‌کند (در مقایسه با سوخت بدون سرب ۹۵ درصد). دیزل Bp ultimate diesel قدرت و سایل نقلیه را تا ۱۰ درصد افزایش می‌دهد. BP اخیراً ۱۰۲ Bp ultimate را ارائه کرده که مخصوص وسایل نقلیه ورزشی و مسابقه‌ای با عدد اکتان ۱۰۲ است.

BP با ایجاد مشارکت با شرکت TNK روسیه به ۴ پالایشگاه روسیه نیز دسترسی دارد. بعلاوه دارنده دومین پالایشگاه و نیز توزیع‌کننده سوخت بزرگ آمریکای شمالی است. کلیه فرآورده‌های نفتی BP با ۴ نام تجاری BP Amoco Castrol ARCO ارائه می‌شوند و در آن‌ها سیاست تولید دیزل با گوگرد پایین و شهرهای پاک دنبال می‌شود. از سال ۱۹۷۶ هیچ پالایشگاه جدیدی در ایالت متحده ساخته نشده است، اما ۵ پالایشگاه شل (به نام‌های Whitiny، Toledo، Cherrpoint، Texan، Carson) در پنج شهر آمریکا قرار دارد.

حمل و نقل

خط لوله BCT به طول ۱۷۰۰ کیلومتر در مسیر باکو-تفلیس-جیحان نفت دریای خزر را به سواحل دریای مدیترانه در ترکیه می‌رساند و BP در آن ۳۰/۱ درصد سهم دارد (توسط شرکت عملیات بین‌المللی آذربایجان AIOC بهره‌برداری می‌شود).

خط لوله گاز Mardi در خلیج مکزیک اولین خط لوله آب‌های عمیق در جهان است (در عمق ۷۰۰۰ فوتی و خطوطی به طول ۷۴ کیلومتر که ۱ میلیون بشکه نفت را در روز انتقال می‌دهد) و BP ۶۵/۴ درصد سهم را در مالکیت و اداره آن دارد. اجرای این طرح در ۲۰۰۳ آغاز شد و در ۲۰۰۶ به بهره‌برداری رسید و ۱۴ درصد کل تولید گاز BP را از ۵ پروژه خلیج مکزیک را و ۵۰ درصد کل تولید خلیج مکزیک انتقال خواهد داد.

ناوگان کشتیرانی این شرکت اولین بار در سال ۱۹۱۵ برای انتقال فرآورده‌های شرکت نفت ایران و انگلیس تأسیس شد و اینک ۱۰۰۰ دریاورد دارد که ۴۰۰ نفر نیز در ساحل آن راپشتیبانی می‌کند. تا آخر سال ۲۰۰۶ این ناوگان ۵۷ کشتی دریا پیما (۴ غول‌پیکر، ۴۲ متوسط، هفت LNG بر و سه LPG بر) و ۲۴ کشتی ساحلی را مدیریت کرده است. به طور کلی این شرکت دارای ۱۰۰ کشتی ۶۰۰ تنی است که متوسط سن آن‌ها ۲/۵ سال است. در سال ۲۰۰۳، پانزده نفتکش به آن اضافه شده و طبق برنامه تا سال ۲۰۰۷، چهل تانکر به آن تحویل خواهد شد. ناوگان کشتیرانی این شرکت دارای بارج، انواع یک‌کش و کشتی‌های حمل نفت و مواد نفتی در کلاس‌های مختلف است و سالانه ۲۵۱ میلیون تن ماده حمل می‌کند و ۵ درصد ظرفیت حمل و نقل دریایی نفت جهان را به خود اختصاص داده است و در سال ۲۰۰۶، سالانه ۷۰۰۰ سفر دریایی داشته است. در ضمن هر نوع پایانه یا کشتی که

بهره‌برداری نفتی با شرکت LLNL کالیفرنیا منعقد کرده تا از این فناوری در سه زمینه مدیریت کربن (ارزیابی عملی بودن انبار کردن دی‌اکسید کربن در زیرزمین)، مدیریت و ارزیابی ریسک زیست‌محیطی و مدل‌سازی عددی فرایندهای UCG برای تحلیل نتایج طرح آزمایشی استفاده کند.

۴-۳ اهداف و استراتژی

بی‌بی آخرین استراتژی خود را در چهار بخش ۱- کارکنان، ایمنی، منابع انسانی و محیط زیست ۲- بهبود تولید (بخش اکتشاف و بهره‌برداری) و رساندن آن به ۴ میلیون بشکه در روز تا سال ۲۰۲۰، ۳- بهبود عملکرد در بخش پالایش و بازاریابی ۴- افزایش سهم بی‌بی در انرژی‌های جایگزین (سرمایه‌گذاری استراتژیک در فناوری کم کربن) اعلام کرده است.

هدف اصلی BP بازگشت مطمئن و رقابتی سرمایه با استفاده از کاربست قابلیت‌های متمایز بر مجموعه واحدی از دارایی‌ها و اصول مدیریت قدرتمند بنگاهی، نظام شفاف سپردن مسئولیت و مجموعه ارزش‌ها و سیاست‌هایی که هدایت رفتار کارکنان می‌باشد، ذکر شده است.

به نحوی در ارتباط با این شرکت قرار می‌گیرد، باید توسط تیم فنی و با استانداردهای آن بررسی و آزمون شود.

تکنولوژی تبدیل زغال سنگ به گاز (UCG)

با توجه به این که ۹۰ درصد منابع ذغال سنگ کنونی در اعماق زیاد قرار دارند، یا قابل استخراج نیستند، BP سعی کرده است راه‌هایی را برای استفاده از این انرژی با انعقاد قراردادهایی در تکنولوژی تبدیل ذغال به گاز در زیرزمین پیدا کند. UCG^(۸) تکنولوژی تبدیل منابع دست‌نیافتنی ذغال به انرژی مفید است. در این روش مقادیر کنترل شده هوا به ذغال موجود در بسترهای زیرزمینی دمیده می‌شود تا یک ترکیب گازی حاصل شود. این گاز از طریق چاه تولیدی برای ایجاد برق به کار گرفته می‌شود، یا از آن برای تولید مواد ترکیبی مانند اتانول و انواع سوخت‌ها استفاده می‌شود. از دی‌اکسید و مونوکسید همراه آن نیز برای تزریق به مخازن نفت استفاده می‌گردد. پروژه پایه این فناوری ۴۰ سال پیش در ازبکستان اجرا شده و بی‌بی اینک با شرکت کانادایی ارگوانرژی (صاحب این تکنولوژی در استرالیا و آفریقا) قراردادی فنی را امضا کرده است. همچنین BP قرارداد ۲ ساله همکاری فنی دیگری را برای توسعه این تکنولوژی در زمینه



زن و در آمریکا این مقدار ۳۵ درصد است و ۳۴ درصد از این افراد متعلق به اقلیت های قومی هستند. دلیل این امر سیاست متنوع سازی و دربرگیری BP است که در سال ۲۰۰۵ به خاطر آن جایزه نیز دریافت داشته است.

برنامه اینترنت شیب BP نیز ذخیره استعداد خوبی را برای آن فراهم می کند. به علاوه این شرکت برای جذب نیرو از کشورهای مختلف که دارای فعالیت تولید و اکتشاف نیستند شرکتی به نام BP service international را تأسیس کرد، که یک شرکت استخدام بین المللی است و در انگلیس به ثبت رسیده است. افراد داوطلب برای یک شغل بین المللی و جابه جایی پس از ۳ تا ۴ سال کار در هر جادر آن ثبت نام و جذب می شوند و تاکنون از کشورهای مختلفی چون نیجریه، تونس، هند، تایلند و کامرون برای پر کردن پست های روسیه، انگلیس، آنگولا و آذربایجان استفاده شده است. سیاست دیگر BP جذب مدیران و سرپرستان بومی در مراکز کسب و کار آن است (مثلاً در آذربایجان ۷۲ درصد کارکنان حرفه ای بومی اند).

جبران خدمات

حقوق و فوق العاده ها در این شرکت به مانند تمام شرکت های بین المللی بسیار رقابتی و با توجه به سایر شرکت های رقیب تعیین می شود. این دستمزدها بر اساس سطح تجربه و نوع مدرک تحصیلی اخذ شده، برای افراد تازه استخدام یک سال سابقه در سال ۲۰۰۷ برای لیسانس ۱۷۰۰۰ پوند، فوق لیسانس ۱۸۰۰۰ پوند و دکتر ۱۹۰۰۰ پوند در سال بوده است.

شرکت BP از لحاظ حقوق و مزایا جزء رتبه های اول بهترین شرکت های انگلیسی قرار دارد. حقوق فردی با درجه لیسانس از سپتامبر ۲۰۰۶ به بعد حدود ۲۸۰۰۰ پوند در سال است و این حقوق هر دو سال یک بار تغییر می کند و براساس عملکرد افزایش می یابد. کلیه افراد تازه استخدام یک فوق العاده یکجا و بدون مالیات (در سال ۲۰۰۷ به مقدار ۲۰۰۰ پوند) خالص را به عنوان فوق العاده جذب دریافت می کنند تا در چند ماه اول کار خود بتوانند هزینه هایشان را تأمین کنند. مزایایی که براساس عملکرد پرداخت می شود، در سال اول تا ۹ درصد حقوق را شامل می شود. هزینه مسافرت از محل کار به منزل نیز به افرادی که در لندن یا حومه آن به کار اشتغال دارند اعطاء می شود. معمولاً در سال ۲۵ روز تعطیلات وجود دارد (به علاوه تعطیلات رسمی) و تعطیلات جابجایی از محل کار و نیز ازدواج نیز به آن ها اضافه می شود. علاوه بر حقوق پایه، پاداش های موردی^(۹) نیز در هر زمان توسط

این شرکت واکنش به تغییرات و قرار داشتن در خط مقدم فرایند تغییر را، از دیگر اهداف فرعی خود می داند و البته این اهداف در شرایط متحول BP با معیارها و شاخص ها و نیز بازخوردهایی که از سرمایه گذاران و سایر سهامداران گرفته می شود، بازنگری می شود.

۴-۴ نیروی انسانی

گستره دامنه فعالیت و کارکنان این شرکت جهانی است و BP در زمینه منابع انسانی سیاست تکثر و عدم تبعیض را دنبال می کند. جدول زیر پراکندگی و توزیع کارکنان این شرکت را در حوزه های اصلی فعالیت آن (اکتشاف و تولید، پالایش و بازاریابی، گاز، برق و انرژی های تجدیدپذیر و سایر شرکت های وابسته) نشان می دهد. همانگونه که پیداست بیشتر کارکنان این شرکت در بخش پالایش و بازاریابی مشغول به کار هستند و به لحاظ جغرافیایی تعداد آن ها در آمریکا بیشتر از سایر نقاط جهان است.

تأمین و نگهداشت نیرو

برای BP افراد مستعد و باهوش جهت توسعه پایدار این شرکت کلیدی هستند و جذب، توسعه، مشارکت و بهره گیری از بالاترین عملکرد آن ها در تمام سطوح اساسی است. این امر در حال حاضر که در صنعت کمبود نیروهای مستعد و باهوش بیشتر از قبل احساس می گردد، بسیار لازم است. BP بر تقویت محیط کاری فراگیر (غیر انحصاری) و ارائه کننده فرصت برای تمام افراد براساس شایستگی تأکید دارد و فرصت برابر و تنوع و فراگیری^(۹) جز فرایند نیروی انسانی آن است. مثلاً از پانل ها یا لیست های متنوع کاندیداها برای پر کردن پست های ارشد خالی استفاده می کنند.

BP برای سنجش رضایت کارکنان از محیط کاری خود از شاخص معتبر (Employee Satisfaction Index) استفاده می کند و مدعی است که رضایت کارکنانش هم راستا با الگویابی سایر صنایع بوده و ۲ درصد بالاتر از معیار قرار دارد. وفاداری و تعهد کارکنان به BP نیز از طریق پیمایش اطمینان کارکنان (People Assurance Survey (PSA) هر ۲ سال یکبار مورد سنجش قرار می گیرد و این پیمایش مربوط به حقوق و مزایا و شهرت شرکت است.

در زمینه جذب نیرو BP تمرکز خود را روی جذب فارغ التحصیلان به ویژه فارغ التحصیلان فنی نهاده است (۶۰ درصد فارغ التحصیلانی که جذب می شوند، مهندس یا دانشمند هستند). در انگلستان ۲۶ درصد تمام فارغ التحصیلان جذب شده

کمک کنند. در زمینه توسعه شغلی عموماً برای افراد در بدو ورود یک همراه (Buddy) مشخص می شود و فرد را تشویق به یافتن یک مرشد می کنند تا فرد با تجارب و راهنمایی آن در خصوص مسایل و ارائه چشم انداز ارزشمند کمک بگیرد.

در زمینه برنامه های آموزشی HSE برای مدیران ارشد برنامه آموزشی ایمنی و عملیات و یک برنامه دو قسمتی مدیریت اصول ضروری Essential Managing

جهت شفاف سازی موضوعاتی که از مدیران BP در خصوص نقش آن ها شامل مسئولیت، ابتکارات و مدیریت عملکرد خواسته می شود، برگزار می شود.

شرکت BP در سال ۲۰۰۵ قراردادی را برای اجرای آموزش الکترونیک در واحدهای خود منعقد کرده است. در این طرح ۸۰/۰۰۰ نفر از کارکنان شرکت BP پیمانکاران و تعدادی از مشتریان به یک سیستم مدیریت آموزش که مختص BP طراحی و آماده شده است، دسترسی خواهند داشت. این سیستم به صورت شبانه روزی کار ارائه آموزش و نیز پایشگری را انجام داده و ۴۵۰۰ سرفصل آموزشی در آن برای کارکنان BP در دسترس است. برنامه آموزشی دیگر این شرکت به کوارتز «BP Quartz program» موسوم

است. این دوره از ۱۵ سال پیش برای حل مشکلات استخدام نیروهای مناسب در واحدهای محلی ابلاغ شد. این برنامه توسط واحد اروپایی BP با همکاری کالج هال و یک انجمن آموزشی مهندسی جهت ارائه آموزش تخصصی و دانشگاهی برای تکنسین های بهره برداری و فارغ التحصیل شدن آن ها در سطح بالاتر شروع شد. این افراد توانایی کار در تیم های دارای مهارت

مدیران در زمان پایان یافتن موفقیت آمیز پروژه ها یا کسب نتایج استثنایی و عالی پرداخت می شود و در برنامه های اعطای سهام امکان خرید سهام برای کارکنان واجد شرایط وجود دارد.

شیوه های منعطف زیادی در BP به اجرا درمی آید تا کار و زندگی کارکنان در تعادل باشد. این شیوه ها بسته به مکان و نوع کار متفاوت بوده و در یکی حالات زیر قرار می گیرد. ۱- هفته

کاری فشرده (افزایش ساعات کار روزانه تا یک دوره دو هفته ای برای داشتن ۲ تعطیلات آخر هفته پشت سر هم) ۲- کار شناور یا منعطف (تغییر دادن و تنوع در زمان های شروع و پایان کار) و ۳- کار در منزل (انجام بخشی از کار در منزل - بیشتر کارکنان دارای تلفن همراه و لپ تاپ با قابلیت اتصال به سرور BP هستند). این سیاست و شیوه زمان منعطف در برخی مشاغل و در برخی نقاط دنیا که BP فعالیت دارد، اجرا می شود.

از لحاظ امکانات ورزشی و تفریحی بیشتر واحدهای BP تسهیلات ورزشی دارند، یا اماکنی را با ارائه تخفیف جهت استفاده کارکنان مشخص کرده اند. برخی از خدمات و کالاها نیز با مقداری تخفیف به کارکنان ارائه می شود. رستوران ها و اماکن تفریحی زیادی نیز با تخفیف بالا در واحدها یا شرکت های BP در اختیار کارکنان قرار می گیرد.

۴-۵ آموزش و توسعه نیروی انسانی

در این شرکت به کارکنان تازه استخدام برنامه آشنائی با BP ارائه می شود و با مرور نگاهی به شرکت و فعالیت های آن به افراد کمک می کند تا دریابند چگونه می توانند به سرعت به شرکت





تمام جهان است، صورت می گیرد.

چارچوب مدیریت در شرکت BP در برگیرنده و ناشی از ارزش های گروه BP است که مشخص کننده شیوه کسب و کار این شرکت برای کارکنان و نحوه جریان یافتن اقتدار از هیأت مدیره به مدیریت ها تا کارکنان صف است. این ارزش ها حول مسئولیت های ایمنی، بهداشتی و محیط زیست و کمک به پیشرفت بشر با کاربست دوستانه منابع انرژی عنوان شده است. به علاوه سیستم کنترل داخلی نیز یکی دیگر از مولفه های چارچوب مدیریتی BP است که مجموعه کاملی از سیستم های مدیریتی، ساختارهای سازمانی، فرایندها، استانداردها و فعالیت هایی است که برای هدایت کسب و کار شرکت و بازگشت سود و منافع سهام داران به کار گرفته می شوند.

در مجموع در بطن چارچوب مدیریتی این شرکت اصولی برای اعطای اختیار تعیین شده است تا افراد به سادگی بدانند دقیقاً چه انتظارتی از آن ها هست و محدودیت ها و خطوط قرمز آن ها، برای عملکرد بالاتر و خلاقیت کدام است. هدف از این چارچوب مدیریتی آن است که هم اختیاردهنده و هم اختیارگیرنده روی عوامل مختلف توافق داشته باشند که از جمله آن ها عبارتند از: قصد و غایت، اهداف مربوطه، منابع تخصیصی، محدودیت ها و فرایندهای پایش عملکرد.

هر ساله باید گزارش عملکرد شرکت به نظر و تأیید صاحبان سهام برسد و سود و زیان این شرکت در گرو عملکرد بهتر است. عملکرد بهتر نیز با بهبود مداوم در فعالیت ها و تحقق اهداف داخلی تعیین شده با در نظر گرفتن محدودیت های قانونی و اخلاقی

چندگانه و با درجه بالایی از قابلیت و ایمنی را بدست می آورند. برنامه آموزشی، دوره های آموزشی را با دوره های آموزشی تخصصی در محل کار تلفیق کرده است. این دوره اینک به یک برنامه بین المللی تبدیل شده و در مناطق مختلف عملیاتی BP به ویژه واحد اکتشاف (پایانه ها، خطوط لوله و واحد BP در آنگولا) و چندین منطقه دیگر مورد استفاده قرار می گیرد تا افراد را برای کار در فلات قاره آنگولا آماده کند. با توجه به رشد کارآموزان، گروه آموزشی این برنامه، تجهیزات، متخصصان و زمان قابل توجهی را به مبلغ ۷/۹۵ میلیون پوند برای ساخت و توسعه موسسه ای به نام CATCH (مرکز اروپایی قابلیت فنی Humber) اختصاص داده و یک کارخانه شیمیایی مخصوص و مجهز به تجهیزات شبیه سازی کنترل فرآیند Emerson و DCS به شبیه سازی و آموزش زنده کارآموزان کمک می کند. در سال ۲۰۰۶ این برنامه ۲۳۹ تکنسین عملیاتی را در حوزه هایی چون ابزار دقیق، نصب، جوشکاری، تولید و تحلیل آزمایشگاهی تربیت کرده که ۱۵۶ نفر آن ها در محل آموزش یعنی مجتمع هال فعالیت می کنند.

دانشگاه مالی مجازی BP نیز در سال ۲۰۰۵ با ۴ دانشکده پیش رو در زمینه حسابداری و کنترل مالی، امور مالی، تجارت و تأمین یکپارچه و ادغام و تملک آغاز به کار کرد و یک سال بعد با ارائه دروس و منابع مجازی در دسترس کلیه کارکنان از نقاط مختلف قرار گرفت و نیازهای مالی شرکت را به صورت چهره به چهره، آموزش الکترونیک و ارائه دروس متناسب با نیازهای خاص آن ها برآورده کرد. از زمان ایجاد این دانشکده مجازی تعداد افراد مراجعه کننده به سایت آن افزایش یافته است و دانشکده های جدیدی مثل برنامه ریزی (۲۰۰۶) و مالیات (۲۰۰۷) به آن اضافه شده است. به طور کلی بیشتر از ۲۵۰ درس حضوری با ۹۰ درصد ابراز رضایت در سال ۲۰۰۶ ارائه شده و دسترسی تا ۲۸ کشور از ۴ قاره گسترش یافته است. در حال حاضر دانشکده حسابداری و کنترل مالی تأیید ۴ موسسه حسابداری را به منظور آموزش حسابداری حرفه ای بدست آورده است. بانک های اطلاعاتی جدید نیز به این دانشکده ها اجازه استفاده بیشتر از محتویات را به کاربران و بخش آموزش می دهند.

۴-۶ مدیریت و رهبری

براساس اعلام این شرکت، کسب و کار BP براساس اصول حاکمیت بنگاهی قوی، نظام شفاف ذی حسابی و مجموعه سیاست ها و ارزش هایی که هدایت کننده و راهنمای فعالیت در

۴-۷ برنامه‌ها و فرایندهای منحصر بفرد

نمونه‌هایی از برنامه‌ها و فرایندهای برجسته و موفق یا تجارب عالی BP در زیر ارایه می‌شوند:

جذب بهترین دانشمندان و مهندسان در BP

به این منظور ۲ نوع استخدام منحصر به فرد را برای جذب این افراد برقرار کرده است. یکی فلو شپ تکنولوژی و دیگر BP associate program است. این دو برنامه بر کیفیت متمرکز است، تا کمیت. لذا در برنامه اول هدف جذب استعداد های در سطح جهانی یا متفکران بزرگ از تمام رشته های فنی و از دانشگاه های معتبر جهان و هدف دوم ارائه یک مسیر در جهت منحصر به فرد و حمایتی برای محققان دارای مهارت های خاص و در حوزه های علمی کلیدی است. لذا تا سال ۲۰۰۶، یک فلو شپ در کارشناسی بازیافت نفت و به ۶ کارشناس نیز به عنوان دستیار در انرژی تجدید پذیر، کربن زدایی، مهندسی مخزن، مدیریت ریسک، مهندسی بهینه سازی و تحلیل پالایش به BP پیوسته اند. BP مصمم به اجرای این برنامه برای ایجاد یک منبع تازه و مداوم استعداد در هر سال با ۲ فلو شپ و ۲۰

بدست می‌آید. به علاوه این عملکرد صرفاً مالی نیست و شرکت دارای مسئولیت اجتماعی در قبال انواع خطرات برای کارکنان و محیط زیست آن‌ها است.

با توجه به آن که عملکرد مطلوب در گروی نیروی انسانی مناسب و واجد قابلیت های لازم است، این کارکنان و توسعه قابلیت های آن‌ها یکی دیگر از ارزش های بنگاهی BP است. توجه به رشد توانایی های آن‌ها، افزایش رضایت کارکنان، جبران خدمات آن‌ها متناسب با استانداردهای روز و جهانی، رفتار همراه با احترام و توجه به انتظارات آن‌ها و به علاوه عدم وجود تبعیض جنسی، مذهبی و نژادی و رعایت کثرت و توجه به شایسته سالاری از جمله اصول مورد توجه در مورد کارکنان است.

سرانجام این که یک شرکت فراملیتی و بین المللی بدون داشتن روابط مناسب و دوستانه با دولت‌ها، سازمان های غیردولتی (NGOs)، گروه های فشار و منتقدان اجتماعی قادر به فعالیت سودآور در اقصی نقاط جهان نخواهد بود. لذا رعایت حقوق بشر در این کشورها، تأثیر اجتماعی مثبت و رابطه خوب با دولت ها همراه با شفافیت و خوشنامی در ارایه سوابق، آمار و عملکرد و مسئولیت های اجتماعی نیز یکی از ۴ اصول اساسی^(۱۱) بی پی است.



این تیم توانسته است با به کارگیری سیستم ارزیابی مسیر چاه که در آلاسکا عملی شده با تکنولوژی Fracturing Hydraulic و افزایش نفوذپذیری نفت خام برای افزایش تولید و بازیافت مخازن، استفاده از نرم افزار Stimplan شبیه سازی و تحلیل سه بعدی مخازن (که توسط BP و ARCO در آلاسکا به کار گرفته شده) و ترجمه و آموزش آن به روسی، به کارگیری پمپ های ESP (Electric Submersible Pump) در چاه هایی که با سیالات و افزایش نفوذپذیری باید سیالات سنگین را پمپ کنند، نرم افزار MBAL برای محاسبات تزریق آب به مخازن و جلوگیری از طغیان آب، لوله های کربن استیل، تهیه بانک اطلاعاتی خطوط لوله از جمله این تکنولوژی هاست.

برون سپاری منابع انسانی (HR) و رفع موانع قانونی

شرکت Exult مسئول ارائه خدمات HR به ۵۰/۰۰۰ نفر از کارکنان آمریکایی و انگلیسی BP Amoco (۷۰ درصد کل کارکنان BP) شده است. در قراردادی به ارزش ۶۰۰ میلیون دلار و طی ۷ سال شرکت مذکور موظف است با کمک BP Amoco در ۱۸ فرایند متفاوت فعالیت کند (آموزش، توسعه سازمان، استراتژی HR روابط کار، جبران خدمات، اداره و تخصیص کارکنان خارجی، خدمات اطلاعات، مزایا، پذیرش، روابط کارکنان، استخدام، دستمزد، توسعه کارکنان، جداسازی، مدیریت عملکرد، جابجایی داخلی و فن آوری اطلاعات). این امر بین دو طرف تقسیم شده و شرکت Exult مسئول طراحی سیستم ها و راه اندازی، تعامل روتین کارکنان، جمع آوری اطلاعات، پردازش و بازیابی، گزارش دهی به مدیریت، مدیریت فروش و اداره وظایف HP است. BP Amoco نیز مسئول، برنامه ریزی راهبری، تصمیمات سیاستگذارانه، روابط کارکنان، شکایات حقوقی و منابع تخصصی است.

BP برای ساده کردن امور دست به استانداردسازی زده است و مثلاً ۱۰۰ نوع قرارداد استخدامی را به ۱۰ نوع کاهش داده است و شرکت Exult هم با ارائه اطلاعات عملیاتی مثل پرداخت های دستمزد، کارکنان را قادر ساخته تا با ارائه خدمات My HR کار و فرصت های شغلی خود را مدیریت و به فرصت برابر دست یابند.

این شرکت در اقدام دیگر و در نواحی فاقد نیروی جوان با توجه به پیری جمعیت و کاهش نیروهای متخصص و عدم امکان تأمین نیروی جدید، مبادرت به استخدام نیروهای قدیمی

دستیار در رشته ها از کاهش کربن و انرژی های تجدیدپذیر تا مدیریت پروژه و طراحی مفهومی است.

طرح تربیت مدیران در کلاس جهانی (مدیران ارشد پروژه)

با توجه به انجام پروژه های عظیم و بزرگ در سراسر جهان، BP در یک برنامه آموزشی علمی یکساله برای مدیران ارشد پروژه خود تحت عنوان Academy Projects تاکنون به تربیت ۱۰۴ مسئول پروژه های بزرگ همت گماشته است. این دوره متشکل از ۳ جلسه آموزش تمام وقت و حضوری دو هفته ای در MIT همراه با آموزش مجازی است که از سوی اساتید برجسته این دانشگاه طراحی شده است و مباحث و مفاهیم رهبری، کسب و کار و مهندسی در مدیریت پروژه های سرمایه ای بزرگ، تلفیق و ادغام شده است. این برنامه علی رغم این که ابتدا تصور می شد با توجه به زمان کار مدیران عملی نباشد، برای ۲ سال برگزار شده و در سال ۲۰۰۷، ۸۷ نفر در آن ثبت نام کرده اند و فارغ التحصیل خواهند شد. مدیرانی که این دوره را می گذرانند، مجهز به مهارت های لازم برای اداره پروژه هایی خواهند شد که حدود ۹۰ درصد سرمایه گذاری های BP را در برمی گیرند.

مشارکت استراتژیک با روسیه

BP در حال حاضر با مشارکت با روس ها یک شرکت مشارکتی تأسیس کرده و در روسیه صاحب ۶ پالایشگاه و ۲۱۰۰ جایگاه فروش است. با توجه به منابع عظیم نفت و گاز روسیه این ائتلاف برای BP بسیار مهم بوده است، لذا BP در سال ۲۰۰۳ با شرکت عظیم TNK (Terry Knott)، شرکت روبه توسعه BP- TNK را ایجاد کردند و همراه با آن یک تیم مشارکتی تکنولوژی را نیز برای کاربرد روش ها و تکنولوژی های BP در منطقه خاص و جدید روسیه تأسیس کردند.

۲۸۰۰۰ کیلومتر خط لوله و ۲۴۵۰۰ حلقه چاه تولیدی معرف وسعت منطقه عملیاتی BP است و تاکنون این شرکت ۴/۷ میلیارد دلار سرمایه گذاری کرده و برای توسعه اکتشاف و بهره برداری تصمیم دارد در دهه آتی ۱۵ میلیارد دیگر هم سرمایه گذاری کند، تیم تکنولوژی BP در این شرکت از ۹۰ عضو شرقی و غربی تشکیل شده که در ۷ کارگروه تخصصی مثل حفاری، ارزیابی چاه، تزریق آب، پمپ های چاه و مدیریت یکپارچه فعالیت می کنند و نیز به شبکه دانشمندان BP در نقاط دیگر برای حل مشکلات حفاری و بهره برداری وصل هستند.

و بخش کشتیرانی اختصاص دارد و ۱۰ شماره آن در سال منتشر می شود.

این شرکت با ایجاد آرشیو عکس و فیلم به لحاظ تبلیغاتی در سایت خود و در بخش مطبوعات فعال است. از سویی خلاصه آمار انرژی جهان نیز از جمله آمار و اطلاعاتی است که هر ساله این شرکت منتشر می کند و مورد توجه و ارجاع مراکز زیادی واقع شده است. گزارش های آماری عملکرد سالانه، عملکرد مالی و گزارش پایداری نیز از جمله گزارش هایی است که از سوی این شرکت در دسترس عموم قرار داده می شود. در سایت بی پی بخش investor مسئول تعامل سهامداران و سرمایه گذاران با شرکت است. در این صفحه اطلاعات قیمت سهام در ۲۰ دقیقه ارایه و علاوه بر ارایه انواع آمار و اطلاعات مالی به افراد ذینفع، انواع خدمات ارایه می شود. اقدام دیگر ایجاد کلاس های زبان انگلیسی در مدارس محلی یا برای اجتماعات نزدیک به واحدهای تولیدی BP (مثلاً در آذربایجان) است.

ادامه دارد.

بی نوشت:

۱- کارشناس مهندسی شیمی و دکترای جامعه شناسی / mahdizamyahoo.com
۲- Big oil یا super major متشکل از شش شرکت نفتی بین المللی غیردولتی اگسون موبیل، رویال داچ شل، بی پی، شورو، کونکوفیلیپس و توتال است. این شرکت ها عمدتاً در دهه ۱۹۹۰ و هم زمان با کاهش قیمت نفت و افزایش ابعاد اقتصادی و فعالیت «economies of scale» و با ادغام شرکت های کوچک در آن ها بوجود آمدند (اگسون با موبیل در ۱۹۹۹، بی پی با آموکو در ۱۹۹۸ و). این ۶ شرکت از سال ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۷ سودی معادل با ۴۹۸ و ۴ میلیارد دلار سود داشته اند (براساس رتبه بندی ۲۰۰۰ forbes global در سال ۲۰۰۷ و با ۳ شاخص اندازه (میزان سرمایه)، گردش سرمایه (در ۱۲ ماه) و سود).

۳- best practices

۴- benchmarking

۵- sub-sea multi-phase pump

۶- این پالایشگاه ها قبلاً ۲۳ مورد بودند و اینک (پایان سال ۲۰۰۸) به ۱۷ مورد کاهش یافته اند.

۷- underground cool gasification

۸- DI (diversity and inclusion)

۹- spot rewards

۱۰- میان ۴ محور تعیین شده و نیز روش جدید ارزیابی کارت امتیازی متوازن (BSC) (balance scored card) که ابزاری نوین جهت تکمیل شاخص های سنتی اندازه گیری عملکرد سازمان است، شباهت هایی دیده می شود. در سیستم ارزیابی با کارت امتیازی متوازن میان اهداف استراتژیک و معیارها ارتباط برقرار شده و برنامه ریزی، تعیین هدف ها و همسویی مولفه های استراتژیک دنبال می گردد. کارت امتیازی شامل مجموعه ای از شاخص های ارزیابی عملکرد مختلف شامل عملکرد مالی، ارتباطات با مشتری، فرایندهای داخلی و رشد و یادگیری است.

و بازنشسته و جذب آن ها کرده است. مثلاً در استرالیا با توجه به ممنوعیت قانونی استخدام افراد بازنشسته در سال ۱۹۸۶ در این کشور، جهت برابری فرصت ها، واحد منابع انسانی این شرکت توانست با کسب مجوز قانونی معافیت از این قانون برای ۲ سال به استخدام افراد بالای ۴۵ سال مبادرت کند.

۸-۴ ارتباطات

در این شرکت با راه اندازی واحد خدمات Open talk helpline افراد می تواند با تماس با این خط که چند زبانه است و از طریق فاکس، ایمیل و نامه نیز به صورت ۲۴ ساعته در ۷ روز هفته در دسترس است، نگرانی های حقوقی، مقرراتی و آیین نامه های شرکت و عدم رعایت آن ها را طرح کنند. تمام گزارش های این مرکز خدماتی قبل از ارسال به اشخاص مربوطه به یک واحد و فرد مستقل ارسال می شود. این فرد یکی از مدیران ارشد BP است که به موارد طرح شده دستور پاسخ یا در صورت لزوم، بازرسی صادر خواهد کرد. نام افراد تماس گیرنده نیز افشا نمی شود و در صورت افشا و تلافی جویی، خاطیان مجازات خواهند شد. این مرکز در سال ۲۰۰۵ افتتاح شده و در سال ۲۰۰۶ با آگاه شدن کارکنان از آن، ۱۰۴۶ مورد شکایت از ۵۶ کشور در آن طرح شده است. پیمایش PSA سال ۲۰۰۶ نشان داده که ۸۶ درصد کارکنان از وجود آن آگاهند و ۶۷ درصد فکر می کنند، می توانند نگرانی خود را بدون ترس از انتقام در آن طرح کنند. نگرانی های طرح شده این سال مربوط به سرپرستی کارکنان، رعایت مقررات HSE و نیز برخورد منافع بوده است. سایر مراکز تسلیم شکایات کارکنان نیز عبارتند از شورای کار، مرکز مشاوره کارکنان، اتحادیه های کارکنان و واحد رسیدگی به شکایات. هریک از این واحدها از طریق اینترنت شرکت قابل دسترسی است.

این شرکت مجلات با سابقه و حرفه ای متعددی را در میان کارکنان خود منتشر می کند. BP Magazine مجله ای است که در سطح بین المللی منتشر می شود و یک کادر حرفه ای، آن را اداره می کنند، کیفیت عکس و انتشار این مجله جوایز متعددی را برای آن به ارمغان آورده است. در مجله Frontiers به موضوع تکنولوژی و نوآوری در این شرکت پرداخته می شود و مجله Horizon به کارکنان، پیمانکاران و سایر ذی نفعان این شرکت متعلق است و نظرات و مطالب مربوط به آن ها را منعکس می کند. FLAG نشریه دیگری از این شرکت است که به کارکنان



آیا دریای شمال می تواند اروپا را دوباره نجات دهد؟

برگردان: سحر صادقی

اتحادیه اروپا ادامه یابد، احتمالاً واردات نفت و گاز از بخش بزرگی که نه از دریای شمال، بلکه در روسیه، آفریقای شمالی و خاورمیانه تولید می شود، به طور چشمگیری در ۲۵ سال آینده افزایش می یابد.

درست است که امروزه دریای شمال به عنوان حوزه ای بالغ (Mature)، توصیف شده است، اما این حوزه الزاماً منطقه ای رو به زوال که به تاریخ پیوسته نیست. دیگر حوزه های دریا، از جمله خلیج مکزیک در ایالات متحده، دستخوش تغییرات چرخه ای مشابهی بوده است. خلیج مکزیک ایالات متحده، تنها چند سال بعد از معرفی به عنوان دریایی عاری از منابع، اکنون یکی از اصلی ترین مناطق اکتشاف در جهان است.

افرادی باین بحث که آینده انرژی اروپا به سمت منابع تجدیدپذیر رفته و در درازمدت با توسعه انرژی هسته ای، وابستگی کمتری به سوخت های فسیلی خواهد داشت، در صدد هستند که ذخایر اثبات شده نفت و گاز آینده را نادیده بگیرند. این منابع نقش خود را ایفا خواهند کرد؛ اگر چه هدف اخیر و رو به رشد اتحادیه اروپا نسبت به تأمین ۲۰ درصد انرژی اروپا از منابع تجدیدپذیر قبل از سال ۲۰۲۰، به طرز غیرمعقولی جاه طلبانه به نظر می آید؛ چرا که توسعه انرژی اتمی،

در دهه های ۸۰ و ۹۰ میلادی دریای شمال به عنوان عضو کلیدی غیراوپیک در تولید نفت مطرح شد. ثبات سیاسی، نزدیکی به بازارهای عمده مصرف و نقش عمده ای در بازارهای جهانی نفت و گاز، این منطقه را تأمین کننده ای معتبر برای اروپا ساخت. اما امروزه به نظر می رسد که اروپا نظر خود را درباره دریای شمال تغییر داده و از مناطق با ثبات سیاسی به سمت وابستگی های بزرگ در زمینه نفت و گاز سوق پیدا می کند. (براساس گزارش کمیسیون اتحادیه اروپا (۲۰۰۶)، اگر الگوهای مصرفی موجود در

فعالیت‌های تولیدی را از سلطه شرکت‌های نفتی بیرون آوردند؛ علی‌رغم وجود منطقه‌ای پرارزش برای تولید نفت و گاز، اما ثبات سیاسی و نزدیکی به مصرف‌کنندگان، این امکان را برای دریای شمال ایجاد کرد که نقش عمده‌ای در بازار جهانی نفت ایفا کند.

نروژ و بریتانیا - بزرگ‌ترین تولیدکنندگان دریای شمال - با هم دارای ۵/۷ درصد از ذخایر جهانی هستند. در اروپا، این دو کشور اکثریت عمده منابع نفت و گاز را در اختیار دارند و ۸۴ درصد از تولید قاره را تأمین می‌کنند و بیش از ۲۵ درصد از کل نیازهای مصرفی نفت را برطرف می‌کنند.

امروزه با وجود این که تولید نفت از دو تولیدکننده این منطقه به حد اکثر رسیده، اما کمبود اکتشافات جدید و مهم، این منطقه را به وضع بدی دچار کرده و به دوران کاهش درازمدت وارد شده است. در سال ۲۰۰۵ تولید دریای شمال از ۴/۷ به ۴/۴ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۰۶ رسید که تقریباً ۷۴ کمتر از تولید در سال ۱۹۹۹ است. در مورد گاز طبیعی، دریای شمال حوزه‌ای بالغ است. تنها نروژ افزایشی در تولید گاز طبیعی در سال‌های اخیر داشته است، در صورتی که بریتانیا واردکننده ویژه گاز در سال ۲۰۰۴ بوده است. اما در آینده‌ای نزدیک افزایش چشمگیری در زمینه گاز طبیعی در اروپا خواهیم داشت. در این شرایط، منطقه دریای شمال مسلماً منبع مهم گاز طبیعی برای اروپا باقی می‌ماند و روسیه از لحاظ ذخیره کامل نسبت به بریتانیا در رده دوم قرار می‌گیرد.

رشد آتی تولید نفت دریای شمال به هیچ وجه به منابع نفت و گازی که در این منطقه به پایان رسیده، اشاره نمی‌کند و نباید عرصه شمالی‌تر که ظرفیت بالقوه دریای شمال - نه فقط در بریتانیا و نروژ - را فراموش کرد. دانمارک و هلند نیز ذخایر مهم نفت و مهم‌تر از آن، گاز برای اروپا هستند (به خصوص بسترسازی‌های مختلف و خطوط لوله نفت و گاز، که آن‌ها را به بقیه دریای شمال متصل می‌کند). اگر چه دانمارک به علت منابع گچی نرخ تولید پایین‌تری داشت و هلند منبع رسمی گاز برای اروپای شمالی در چندین دهه شده، اما هنوز بخش چشمگیری از زمین‌های حاشیه‌ای که انتظار پیشرفت دارند، در اختیار است. براساس گزارش مک کلر (۲۰۰۵)، دریای شمال دانمارک هنوز منطقه مرکزی جذابی است و تشکیل دهنده سیاست «گاز در اروپا» است.

فلات بریتانیا

بریتانیا ۳۰ درصد از کل ذخایر نفت کشف شده در دریای شمال را در برمی‌گیرد و تولیدکننده گازی بزرگتری نسبت به نروژ باقی خواهد ماند، اما در سال ۲۰۰۷ نسبت به نروژ در تولید نفت در حد ۷۵ میلیون بشکه در روز یا ۳۴ درصد هر دو ناحیه، بریتانیا و نروژ به طور مشترک، در رده دوم قرار داشت.

سرشار از مشکلات سیاسی هم‌سنگ با چالش‌های مالی جدی خواهد بود. طبق گزارش آژانس بین‌المللی انرژی (۲۰۰۷) تا سال ۲۰۳۰ سوخت‌های فسیلی منبع برجسته انرژی باقی خواهند ماند. سهم نفت کاهش پیدا خواهد کرد؛ اما نفت باز هم بزرگ‌ترین منبع سوختی در ترکیب انرژی در سال ۲۰۳۰ خواهد بود. در اروپا در سال ۲۰۳۰ انتظار می‌رود که ۳۵ درصد از کل مصرف انرژی از طریق نفت و ۲۷ درصد آن از طریق گاز تأمین شود. تفاوت اساسی الگوی امروزی با روند پیش‌رو در این است که در آینده ۹۰ درصد از نیاز نفت و حداقل ۸۰ درصد از نیاز گاز از طریق واردات فراهم می‌شود.

در رویارویی با چنین زمینه تنش‌زایی باید نه تنها توان باقی‌مانده دریای شمال (فلات‌های قاره بریتانیا و نروژ) که توان منطقه‌ای گسترده‌تری که با فراهم آوردن امکانات در نقطه بالای دریای شمال و دریای بارنتز که به طور وسیعی به وسیله سیستم خطوط لوله به هم متصلند و دارای قابلیت بالقوه برای حفظ اروپای غربی برای چندین سال آینده است، پرداخت.

دریای شمال به عنوان یک منبع بزرگ نفت و گاز به این زودی‌ها پایان نمی‌یابد؛ اما موفقیت این موضوع بشدت به مسایل کلیدی از جمله روند قیمت جهانی نفت در آینده و سرعت پیشرفت‌های فنی و طراحی نظام مالیاتی برای استخراج نفت و گاز بستگی دارد. در دریای شمال، از جمله نروژ، بسیاری از اکتشافات در انتظار توسعه هستند و یک سوم ذخایر نفت و گاز که امروزه شناسایی شده‌اند، هنوز به تولید نرسیده‌اند.

در مجموع، دریای شمال، می‌تواند یا با کاهش شدیدی روبه‌رو شود که از این رو اروپا را در معرض وابستگی شدید به واردات نفت و گاز قرار می‌دهد، یا تولید طولانی‌تری داشته باشد و از این پس، منافع برای مصرف‌کنندگان، شرکت‌ها و دولت، یکسان گسترش یابد. لذا، اروپا برای برخورد واقع‌گرایانه با آینده نفتی خود، باید تحقیق را فراتر از دریای شمال، به مناطق دیگری، همچون دریای بارنتز و بخش‌های شمالی دریای آدریاتیک گسترش دهد که مسلماً این مناطق دورتر و سخت‌تر خواهند بود. اما می‌توانند در چشم‌انداز اروپا به طور چشمگیری سیاست جغرافیایی نفت و حتی بیش از آن، گاز را تغییر دهد.

گذشته، حال و آینده دریای شمال

اکتشاف نفت در دریای شمال در زمانی سرنوشت‌ساز و مهم در تاریخ بازار جهانی نفت اتفاق افتاد. در دهه ۱۹۷۰ تغییرات اساسی در بازار جهانی نفت رخ داد. قیمت‌ها، پیوسته از سال ۱۹۷۰ تا ۱۹۷۳ افزایش یافت. زمانی که افزایش ناگهانی قیمت اوج گرفت و قیمت‌های جهانی در اواسط سال ۱۹۷۷ تقریباً ۸ برابر سطح آن‌ها در سال ۱۹۷۰ شد و کشورهای عضو اوپک با استفاده از قرارداد مشارکت و ملی‌سازی،

شوند، اما به تولید رسیدن ۱۰۰ منطقه دیگر، تنها ۶ سال زمان برد. در سنجشی که توسط Nakhle (۲۰۰۵) انجام شد، ۴۰ درصد پاسخ دهندگان موافق بودند که علی رغم رشد فلات قاره بریتانیا، دوره دریای شمال بریتانیا هنوز پایان نیافته است. به نحوی مشابه، طبق بررسی Oil and Gas UK و Wood Mackenzie که در سال ۲۰۰۴ انجام شد، اگر بریتانیا بدون رقیب بین المللی باقی بماند و بتواند سرمایه گذاری جاری را ادامه دهد، هنوز فرصت هایی اساسی در پیش خواهد داشت. اگر بریتانیا هنوز بتواند ۶۵ درصد از نیاز کلی نفت خود را در سال ۲۰۲۰ با موفقیت تولید کند، سهم عمده ای برای امنیت ذخیره انرژی بریتانیا ایجاد می شود. اما اگر برعکس، بریتانیا کمتر برای سرمایه گذاری جدید جذاب شود، فلات قاره بریتانیا به تنهایی چیزی معادل ۱۵ درصد از تقاضای کل نفت بریتانیا را قبل از سال ۲۰۲۰ تأمین خواهد کرد. در نتیجه فلات قاره بریتانیا ممکن است یا با کاهشی شدید مواجه شود، که در معرض افزایش وابستگی به واردات نفت قرار می گیرد، یا این که ممکن است تولید برای دوره ای طولانی تر ادامه یابد.

برنامه مشابهی برای گاز وجود دارد. بریتانیا تولید کننده مهم گاز در سال های پیش رو باقی خواهد ماند. طبق گزارش نفت و گاز بریتانیا، پیش بینی می شود که طرح های تولیدی رایج تنها ۱۰ درصد تقاضای گاز بریتانیا در سال ۲۰۲۰ را تأمین کند. اما با سرمایه گذاری مداوم، تولید فلات قاره بریتانیا هنوز می تواند حدوداً ۲۵ درصد چنین نیازی را برطرف کند.

فلات نروژ در دریای شمال

نروژ (عربستان اروپا) در رده پنجمین صادرکنندگان بزرگ نفت جهان قرار دارد و دهمین تولیدکننده بزرگ نفت است. این کشور صادرکننده بزرگ نفت است، چون خود مقدار نسبتاً کمی نفت مصرف می کند. از این رو قادر است که اکثریت عمده نفت تولید شده خود را صادر کند. در سال ۲۰۰۵ نروژ سومین صادرکننده بزرگ گاز و هفتمین تولیدکننده گاز در جهان بود. در سال ۲۰۰۵ نروژ ۲ میلیون و ۲۰۰ هزار بشکه نفت در روز صادرات داشت و ۱۷ درصد کل نیاز گاز بریتانیا و ۱۳ درصد نیاز نفت آن را فراهم می کرد. با وجود بیش از ۳۰ سال فعالیت، هنوز دریای شمال نروژ حوضچه های نفت و گاز برای توسعه دارد. ذخائر نروژ بخش اعظم ذخائر نفت و گاز در دریای شمال را شامل می شود (۵۷ درصد).

زمانی که امکانات دریای شمال برای فعالیت های نفت خام فراهم شد، بیشتر مناطق با پتانسیل برای نخستین بار کشف شدند. این امر منجر به اکتشافاتی در رده جهانی شد که سپس به تولید انجامید. این مناطق دارای بیشترین اهمیت برای توسعه فلات قاره نروژ بوده اند و هنوز هم هستند. اگرچه تولید نفت نروژ در دریای

با وجود این، بریتانیا در میان گروه تولیدکنندگان نفت و گاز در درجه بالایی قرار می گیرد. در سال ۲۰۰۴ تولید از فلات بریتانیا پاسخگوی نفت و گاز بیشتری نسبت به ونزوئلا، نیجریه، اندونزی و کویت بود. این کشور در سال ۲۰۰۶، ۴ میلیارد بشکه از ذخایر نفت خام کشف شده را در اختیار داشت و در حالت کلی بزرگ ترین کشور عضو اتحادیه اروپا است. در همان سال، تولید نفت به ۵۸۸ میلیون بشکه رسید که به ترتیب ۹۸ درصد از نفت و گاز ملی را تأمین می کرد. بریتانیا از سال ۱۹۸۱ صادرکننده نفت خام بوده است. بزرگ ترین مقصد صادراتی در سال ۲۰۰۴، ایالات متحده آمریکا با ۲۸ درصد و دیگر کشورهای اروپایی با ۲۵ درصد، به ویژه هلند، آلمان و فرانسه، بوده است.

تولید کنونی نفت در منطقه بریتانیا در سال ۱۹۹۹، با ۲/۹ میلیون بشکه در روز به اوج رسید و از آن به بعد کاهش یافت. دو عامل عمده مطرح شده اند: نخست رشد منطقه های نفتی فلات های بریتانیا و نروژ و دوم کاهش اندازه مناطق در دوره اکتشافات جدید و توسعه ها. تغییر در روش تولید برای کنترل بیشتر و مناطق نامساعد فلات بریتانیا نیز خود عوامل دیگری هستند که عنوان می شوند. صادرات نفت خام مسیری مشابه با مسیر تولید را طی کرده است و اگرچه در سال های ۱۹۹۹ و ۲۰۰۰، پیش از این که به آرامی کاهش یابد، روند یکنواختی داشت، اما واردات نفت خام پیوسته افزایش یافته است.

در خصوص گاز طبیعی، بریتانیا چهارمین تولیدکننده بزرگ گاز طبیعی در جهان است، اما در سال ۲۰۰۴ این کشور واردکننده ویژه گاز طبیعی برای نخستین بار از سال ۱۹۹۶، شد. در سال ۲۰۰۶ تولید گاز به ۸۵ میلیارد مترمکعب رسید، که ۹۲ درصد از نیازهای ملی را تأمین می کرد.

از سال ۱۹۷۵ فلات قاره بریتانیا تغییراتی اساسی را از سر گذرانده است. واقعیتی که به روشنی بیان می شود، کاهش در میزان متوسط مناطق در دهه ۱۹۹۰، در مقایسه با توسعه اولیه دریای شمال است. اکتشافات به طور متوسط بین ۲۰ تا ۳۰ میلیون بشکه نفت است. این میزان ۵۰ تا ۱۰۰ برابر کوچک تر از سهم مناطقی است که تولید دریای شمال بر مبنای آن قرار دارد. کمتر از ۵۰ درصد نواحی، اکثریت مجموع ذخائر را در بر دارند. پنج ناحیه از لحاظ بزرگی ۳۷ درصد، ده ناحیه ۵۲ درصد و بیست ناحیه ۷۱ درصد، از کل ذخایر را در بر می گیرند. اما ۲۹ ناحیه از نواحی عمده بریتانیا از سال ۱۹۹۴ به اوج تولید رسیده اند و پیش از سال ۲۰۰۰، آن ها کاهش های تولید نفت را نسبت به سطح تولید حداکثری خود داشتند.

برای برطرف کردن کاهش سریع نواحی رشد یافته، نواحی جدید، اما کوچک تر، وارد عرصه شدند. از سال ۱۹۸۵ تا ۲۰۰۶، تعداد مناطق تولیدکننده در فلات قاره بریتانیا سه برابر افزایش یافته است. اگرچه برای ۱۰۰ منطقه اول ۲۵ سال طول کشید که وارد عرصه تولید

دریای شمال استخراج نمی شود. توان بالقوه نفت و گاز نروژ روی هم رفته نه تنها از دریای شمال، بلکه از دریاهای نروژ و بارنتز نیز تأمین می شود. در دریای شمال، به تنهایی تقریباً ۵۷ درصد از ذخایر نفت و گاز کشف شده، تولید شده و ذخایر باقی مانده به ۳۴ درصد نفت و ۶۶ درصد گاز تقسیم می شوند. اما در شمال دورتر، در دریای نروژ، تنها حدود ۲۵ درصد ذخایر نفت و گاز تولید شده اند. ذخایر باقی مانده ۳۵ درصد نفت و ۶۵ درصد گاز هستند.

برآورد می شود که یک سوم ذخایر نفت خام باقی مانده، در دریای بارنتز باشد. بنابراین داستان انرژی هیدروکربن نروژ که از دریای شمال به معنای واقعی شروع شد، تاکنون در حال حرکت از شمال به سوی دریای نروژ، نقاط شمالی تر است و گسترش یافتن آن به سوی دایره قطبی شمال به سوی دریای بارنتز است.

بخش های شمالی تر

بخش های بالاتر شمال، اقیانوس منجمد شمالی و نزدیک به نروژ، شمالی ترین بخش های اسکاندیناوی و روسیه، و مناطق اقیانوسی در شمال این کشورها را می پوشاند. از پیش بینی های زمین شناسی برمی آید که دریای شمال یک چهارم منابع نفت و گاز کشف نشده جهان را در اختیار دارد.

دریای بارنتز بخشی از اقیانوس منجمد شمالی است که در شمال نروژ و روسیه قرار دارد. در مجاورت دریای نروژ در غرب، جزیره اسوال (نروژ) در شمال غربی و جزایر فرانز جوزف لند و نوایا زملیا (روسیه) در شرق و شمال شرقی قرار دارند.

تردیدی نیست که این ها پردرستری ترین مناطق با هزینه های سنگین استخراج هستند. اما عاملی که حالا آن ها را قاطعانه در برنامه کار انرژی قرار می دهد، اطمینان به این موضوع است که وضع ذخایر در سراسر جهان نگران کننده است و پیوسته نگران کننده تر می شود. امروزه مقامات بالای آمریکا، اتحادیه اروپا، روسیه و نروژ بر سر این نکته توافق دارند که دریای بارنتز توان زیادی برای حوزه جدیدی از نفت خام با جایگاهی جهانی دارد و منبع کلیدی انرژی برای اروپا و آمریکا است.

در این میان، به نظر می رسد پیوند دیگری بین ایالات شرقی آمریکا و نروژ از میان اقیانوس اطلس به وجود می آید. دریای بارنتز می تواند ذخیره جایگزین پایداری از هر دو گاز طبیعی مایع و نفت خام به ایالات متحده تقدیم کند. اتحادیه اروپا نیز باید به روش مشابهی به موضوع بنگرد.

عوامل تأثیرگذار بر سرمایه گذاری در بخش های شمالی تر

آینده دریای شمال به سطح سرمایه گذاری در اکتشافات و

شمال در سال ۲۰۰۰ شروع به کاهش کرد، اما هنوز توان چشمگیری برای تولید نفت و گاز وجود دارد، به شرطی که میزان دریافت در مناطق تولیدی افزایش یافته، کارایی فعالیت ها بالا برده شود و ذخایری در نزدیکی زیربنای موجود کشف شوند. نروژ استعداد بالقوه ای برای حفظ تولید نفت با سود بالا از دریای شمال برای ۵۰ سال و تولید گاز برای ۱۰۰ سال دیگر، را دارد. چون نروژ بیش از ۹۰ درصد از تولید نفت خود را صادر می کند، این موضوع آن را عاملی مهم و مداوم در چشم انداز جهانی ذخیره انرژی می کند.

تولید نفت از فلات قاره نروژ در دریای شمال در سال ۲۰۰۱ با ۳ میلیون و ۴۰۰ هزار بشکه در روز به اوج رسید و اگرچه تولید نفت کاهش خود را شروع کرده، اما تولید گاز در حال افزایش است. پیش از سال ۲۰۰۷ تولید سالانه گاز نروژ به ۸۵ میلیون متر مکعب رسید. طبق پیش بینی های وزارت خارجه نروژ، به زودی در دهه آینده (۲۰۱۰)، صادرات گاز این کشور با افزایشی به میزان ۵۰ درصد، به ۱۳۰ میلیون متر مکعب خواهد رسید. این بدان معنی است که صادرات از نروژ تا آن هنگام پاسخ گوی تقریباً یک سوم مصرف گاز طبیعی در فرانسه، آلمان و بریتانیا خواهد بود.

ماوراء دریای شمال: دریایی جدید سرشار از فرصت ها

اکنون منبع جدیدی در حال بروز است. نفت و گاز نروژ تنها از



فناوری توسعه یافته در فلات قاره نروژ از طریق صنعت نفت و گاز بین المللی در سراسر دنیا به کار برده می شود و نروژ اکنون بزرگ ترین کارگزار خطوط لوله گازی زیر دریایی است. فناوری همچنین کمک می کند تا قیمت ها کاهش یابد؛ میادین فرسوده قابل بازیافت گردند و بر سرعت تولید افزوده شود. در سال ۱۹۹۵، نرخ بازیافت متوسط نفت در مناطق دریای شمال تقریباً ۴۰ درصد بود که در سال ۲۰۰۷ به ۴۶ درصد رسید. فناوری پیشرفته، دستیابی به توسعه پرسود منابع بیشتری را ممکن ساخته است. همچنین فناوری طول عمر منابع را بیشتر کرده و عملیات را حتی زمانی که تولید پایین است، سودمند ساخته است.

مالیات حوزه های مهم

برخلاف نظام مالیاتی، قیمت های نفت و فناوری هر دو از کنترل دولت ها خارج هستند. در کشورهایی که تولید نفت شروع به کاهش کرده، نظام مالیاتی می تواند به گونه ای تطبیق داده شود که کاهش در تولید از طریق حمایت شرکت های کنونی و جدید جبران شود و به تداوم تولید و توسعه و گسترش منابع باقی مانده با سود کمتر بیانجامد.

شباهت های نزدیکی در ساختار نظام مالیاتی بریتانیا و نروژ وجود دارد. هر دو کشور از یک نظام واگذاری استفاده می کنند. نظام مالیاتی نفت خام نروژ و بریتانیا شامل حق امتیاز، مالیات مخصوص نفت خام و مالیات وارداتی مشترک می شود. حق امتیاز برپایه ارزش نفت و گاز استخراج شده بنا شده بود، که در نروژ در سال ۱۹۸۶ و در بریتانیا در سال ۲۰۰۱ منسوخ شد، چرا که حق امتیاز در درآمد ناخالص اعمال می شود و می تواند موجب نامطلوب شدن پروژه های پرسود شود و به این ترتیب همزمان با شروع تولید، مالیات وضع می شود. از طرفی هر دو کشور مالیات نفت خام را ۵۰ درصد تعیین کرده اند. درآمد مالیاتی مشترک که هر دو کشور استفاده می کنند، مالیاتی کلی است که همه شرکت هایی را که در دو کشور به ترتیب فعالیت اقتصادی می کنند، در بر می گیرد. درآمد مالیاتی مشترک نروژ (CIT) در حد ۲۸ درصد است. در بریتانیا، درآمد مشترک مالیاتی به میزانی در حد ۳۰ درصد بود که در سال ۲۰۰۲ این کشور هزینه مكملی را اعلام کرد که شامل میزانی حدود ۱۰ درصد در میزانی مشابه به عنوان مالیات مشترک بود؛ و سپس در سال ۲۰۰۵ این میزان به ۲۰ درصد افزایش یافت که مجموع آن را به ۵۰ درصد رسانید. در مقام مقایسه، نظام مالی نروژی به طور قابل ملاحظه ای، به عنوان ساختاری که همه زمین ها را شامل می شود، ساده تر است. در حالی که در بریتانیا، از دو ساختار وابسته به زمان موافقتنامه توسعه زمین ها استفاده می شود. از طرفی نظام مالیاتی نفت خام نروژ بسیار پایدارتر است. به علت تأسیس نظام مالیاتی فلات قاره بریتانیا در

فعالیت های زیربنایی بستگی دارد. در بررسی شانس سرمایه گذاری هر حوزه، سرمایه گذار عوامل زیر را در نظر می گیرد:

- ۱- آینده حوزه (شانس یافتن نفت و گاز
 - ۲- حجم و ظرفیت حوزه (اکتشافات چه اندازه بزرگ هستند؟
 - ۳- ساختار حوزه از لحاظ سرمایه گذاری لازم برای تولید هر بشکه نفت
 - ۴- دسترسی به فرصت ها و زیر بناها
 - ۵- نظام مالیاتی - تکامل، پیچیدگی و پایداری آن
- استفاده از این الگو برای دریای شمال نقش مهمی دارد. علت آن است که ذخیره کافی برای جذب شرکت های بزرگ نفتی وجود ندارد، مخصوصاً زمانی که فرصت های بین المللی دیگری در رقابت شدید برای سرمایه گذاری وجود داشته باشند. دریای شمال ممکن است نظر سرمایه گذاران بزرگ را تأمین نکند، اما می تواند ذخیره لازم را تأمین کند. بنابراین بیشتر از حوزه نفتی، فناوری و نظام مالیاتی است که آینده آن را مشخص می کند.

قیمت های نفت خام

قیمت های بالای نفت به روشنی به حفظ سرمایه کمک کرده اند، زیرا مناطق کوچک تری که قبلاً غیراقتصادی بودند، به سوددهی رسیدند. افزایش قیمت نفت از سال ۲۰۰۴ یکی از عوامل اصلی است که سوددهی دریای شمال را تقویت کرد. در حالی که در سال ۲۰۰۱ تنها ۷۷ شرکت در فلات قاره بریتانیا فعال بودند، این تعداد در سال ۲۰۰۷ به ۱۴۳ شرکت رسید. به موازات آن، سود در فلات نروژ نیز به ثبات رسید و فعالیت های اکتشافی در فلات نروژ در سال ۲۰۰۶ پس از چندین سال کاهش، افزایش یافت. تعداد مجوزهای سال های اخیر نیز ثابت می کند که بازیگران جدیدی در حال وارد شدن به فلات نروژ هستند.

امادر سال های اخیر افزایش قیمت ها باعث احتکار کالا و منابع انسانی شد که قیمت ها را افزایش داد. در این شرایط زمانی که تولید کاهش می یابد، تحمل رقابت روز به روز سخت تر می شود. طبق گزارش نفت و گاز بریتانیا (۲۰۰۶)، برای جبران نیاز ۲۱ میلیونی این کشور از منابع هیدروکربوری بومی، باید شرکت ها هزاران میلیارد پوند را همراه با فناوری و فرصت های پر مخاطره در حوزه بالغ فلات قاره بریتانیا سرمایه گذاری کنند. بر این اساس اگر قیمت های بالاتر نفت به تنهایی مورد توجه قرار گیرند، این عامل متغیری کافی برای توضیح افزایش در تولید نیست، بلکه تغییرات فنی و مالیاتی عوامل کلیدی تری در این حوزه هستند.

سیر تغییرات فناوری

شرکت های نروژی به طور مؤثر توانایی ها و دانش فنی خود را در فلات قاره نروژ در طول ۳۵ سال اخیر گسترش داده اند. امروزه،

بالایی از درآمد را از فعالیت‌های نفتی تولید کنند، درحالی که شرکت‌های بزرگ نفتی می‌خواهند سطحی از سودآوری کافی و مجاز را در فعالیت‌های خود تضمین کنند، اما درآمد مالیاتی بیشتر ضرورتاً به معنای درآمد بیشتر نیست. با توجه به شرایط دریای شمال، مالیات بندی به شکل فعلی که سبب منصرف کردن سرمایه‌گذاران و تولید و در نهایت غیرمستقیم منجر به فقدان درآمد مالیاتی است، می‌تواند به شکلی باشد که تأثیری متضاد داشته باشد؛ بدین معنی که وسیله‌ای برای جبران کاهش جاذبه ناحیه گردد.

نتیجه‌گیری

تخمین زده شد که ممکن است ذخایری در ناحیه دریای بارنتز و در زیر یخ‌های اقیانوس منجمد شمالی وجود داشته باشند که بتوانند الگوی ذخیره‌ای نفت و گاز آینده اروپا را تثبیت کنند و به نحوی شگرف آشفته‌گی‌های کنونی را کاهش دهند. براین اساس چندین دلیل قوی برای برخورد مثبت نسبت به توسعه‌های آینده، در دریای شمال و بخش‌های شمالی‌تر وجود دارد.

در وهله نخست، تداوم احتمالی قیمت بالای جهانی نفت حتماً عامل مهمی خواهد بود. بسیاری از مطالعات تأیید می‌کند که قیمت‌های بالای نفت بدین صورت باقی می‌ماند (Howell Nakhle, ۲۰۰۷, IEA) در وهله بعد، توسعه مداوم و پرشتاب فناوری تولید نفت خام سهم مهمی در افزایش سطح فعالیت‌ها ایجاد می‌کند. در وهله سوم، نشان داده شده که ظرفیت چشمگیر در هر دو حوزه دریای شمال وجود دارد، چرا که ناحیه کنونی دریای شمال به طور فزاینده‌ای از منابع یکپارچه برخوردار بوده و بازیربناهای قوی و گسترده حمایت می‌شود. در واقع، سطوح تولید گاز طبیعی در دریای شمال به خوبی از طریق شبکه خطوط لوله داخلی و بین‌المللی یکپارچه شده‌اند. این شبکه موجبات سهولت حرکت گاز طبیعی را در محدوده بستر دریای شمال و صادرات به اروپا فراهم می‌کند.

در ارتباط با این پرسش که آیا دریای شمال می‌تواند اروپا را نجات دهد؟ پاسخ این است: «بله، اما...» بله، هم در آنچه بالقوه در ناحیه تثبیت شده دریای شمال باقی مانده و هم در آن چه حالا آشکارا امکانات شمال دورتر را فراهم کرده، امکاناتی وجود دارد که به کلی وضعیت ذخیره انرژی اروپا را تغییر می‌دهد.

اما موانعی نیز وجود دارد. کمبود اراده و عزم راسخ، کمبود بینش، تبلیغات و سیاست، کمبود تحرک سیاسی، نظام‌های مالیاتی ضعیف و جنبه‌های بی‌ثمر سیاسی - جغرافی می‌توانند این امکانات جدید را نافرجام باقی بگذارد. رهبران اروپایی و سیاست‌گذاران و مشاورانشان، اینک مسئولیت دارند تدابیری بپندیشند که این اتفاق نیفتد.

سال ۱۹۷۵، این نظام پی‌درپی ارزیابی شده و اصلاحات زیادی در آن به کارگرفته شده است.

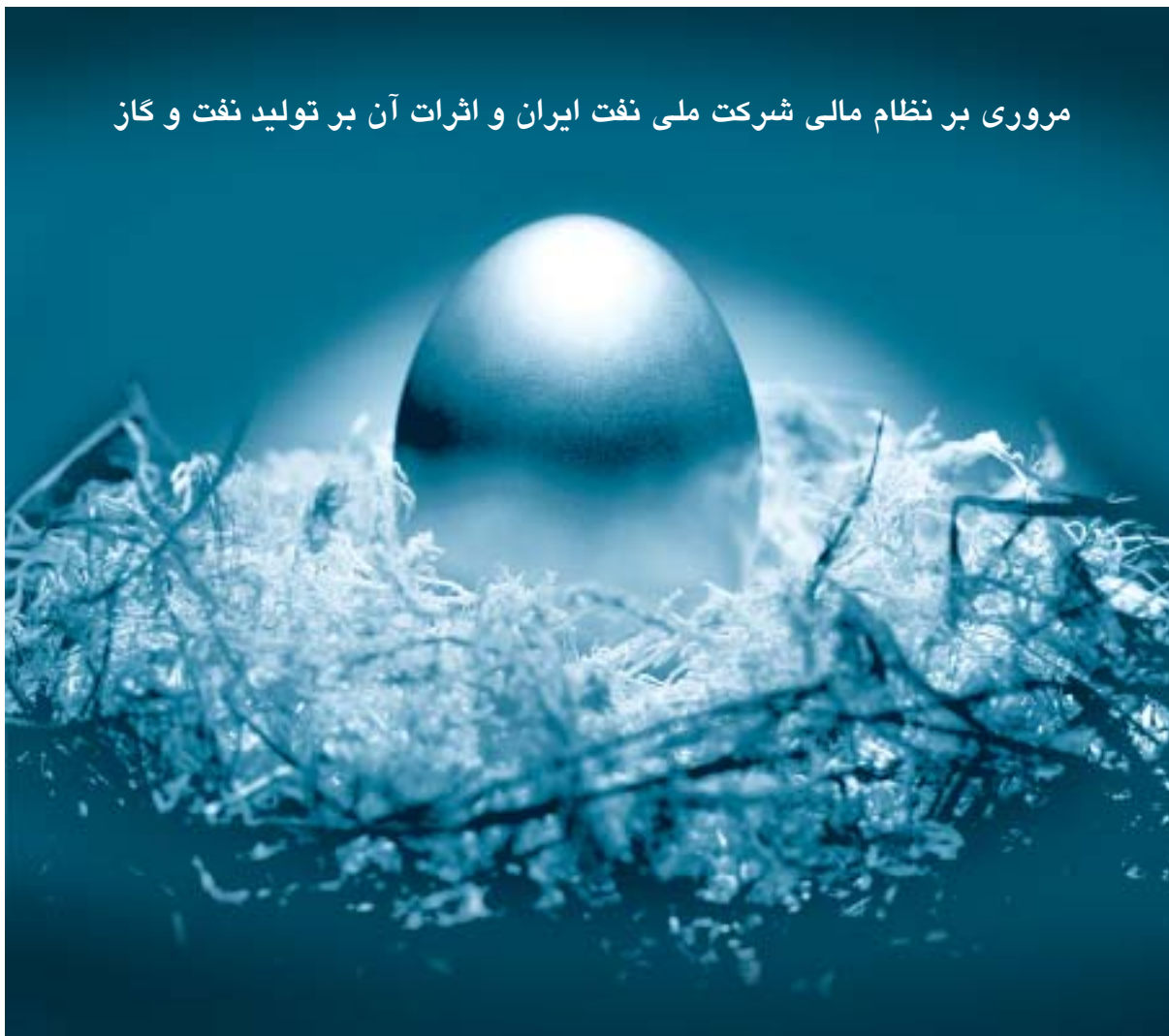
آنچه در نظام مالیاتی بریتانیا غایب بوده، عامل ثبات بوده است. ثبات هنوز یک ویژگی غیرقابل درک هر نظام مالیاتی است که به طور مستقیم روی اعتماد سرمایه‌گذاران تأثیری گذارد و اهمیت این موضوع مخصوصاً در مسأله فعالیت‌های صنعت نفت بی‌اندازه است، جایی که پروژه‌های طولانی مدت معیار هستند.

سطح بالای درآمد دولت از مالیات قطعاً می‌تواند مشکلاتی را ایجاد کند. درحالی که اکتشاف با ریسک بالا و توسعه با قیمت‌های بالا در نواحی با ذخایر کم نفت خام باقی مانده، این وضعیت را در دریای شمال ایجاد کرده است. افزایش مالیات در بریتانیا در سال ۲۰۰۵ مطلوبیت فعالیت‌های نفت و گاز را به اندازه ۱۶ درصد کاهش داد. در قیمت‌های بالا همان طور که هزینه تولید در حال افزایش است، افزایش سریع قیمت‌های مربوط به فعالیت‌های اقتصادی در دریای شمال، کمبود جهانی کشتی‌ها و منابع و هزینه مالیاتی بالا و بی‌ثباتی آن، همگی ظرفیت لازم را برای شکست برنامه‌های شرکت‌ها ایجاد می‌کنند. برای مسئولان بسیار نابخردانه است که بپذیرند دریای شمال مکانی برتر برای سرمایه‌گذاری، حتی با قیمت‌های کنونی بالای نفت و گاز، باقی خواهد ماند.

اختلاف نظر شدید، همواره زمانی که پای مالیات به میان می‌آید، غالب خواهد شد. دولت‌ها به طور عمده در تلاش‌اند که سطوح



مروری بر نظام مالی شرکت ملی نفت ایران و اثرات آن بر تولید نفت و گاز



توسعه پایدار صنعت نفت در گرو نظام مالی مناسب از سوی دولت

مقدمه:

پس از پیروزی انقلاب اسلامی و دگرگونی نظام سیاسی و اقتصادی کشور، شرکت ملی نفت ایران که قبلاً به عنوان سازمان مستقل تحت نظارت بالاترین مقام سیاسی کشور اداره می شد و تأمین منابع مالی آن در اولویت اول قرار داشت، روش های متفاوت بودجه ریزی و تأمین منابع مالی جهت اجرای طرح های توسعه را تجربه کرده است. در این دوره بودجه ریزی شرکت نفت به طور مشخص تحت سه نظام بشرح زیر بوده است.

شرکت ملی نفت ایران به عنوان متولی توسعه صنعت نفت و گاز در کشور همواره مورد توجه خاص بوده است. از آنجایی که توسعه صنعت نفت سرمایه بروتکنولوژی بر است، بنابراین تنظیم روابط مالی به گونه ای که موجبات توسعه مناسب و به موقع این صنعت را با هدف تولید صیانتی از مخازن موجود و توسعه پایدار و متوازن فراهم آورد، از اولویت های کشور به شمار رفته است.

۱- سال‌های ۱۳۵۸ الی ۱۳۷۸

در تاریخ ۵۸۷/۸ شورای انقلاب قانون تأسیس وزارت نفت را تصویب نمود و سه شرکت اصلی را تحت نظر آن قرار داد و مقرر نمود که بودجه شرکت‌ها تحت نظارت دولت در قالب وزارت نفت از طریق خزانه داری کل کشور تأمین شود.

براساس تبصره ۳۸ قانون بودجه سال ۱۳۵۸ مصوب شورای انقلاب، بودجه شرکت‌ها در قالب بودجه‌های کل کشور تخصیص داده می‌شد. به موجب این تبصره قراردادهای فروش نفت به وسیله شرکت ملی نفت ایران از طرف دولت امضاء و وجوه حاصل از فروش نفت خام و فرآورده‌های نفتی صادراتی به حساب خزانه داری کل کشور (نزد بانک مرکزی) منظور می‌شد و مبالغ مورد نیاز شرکت نفت از طرف خزانه داری در اختیار آن قرار داده می‌شد. بانک مرکزی ایران مکلف شد ارز مورد نیاز شرکت نفت را به میزانی که شرکت تعیین خواهد کرد به او بفروشد، بدین معنی که کلیه درآمدها در بودجه کل کشور منظور و منابع مالی مورد نیاز جهت انجام سرمایه‌گذاری، در قالب بودجه سالانه تخصیص داده می‌شد. بنابراین بودجه مربوط به سرمایه‌گذاری‌های لازم در قالب بودجه‌های سنواتی از طریق خزانه داری و با پیمودن مراحل مختلف اداری تخصیص می‌یافت. البته بخش اندکی از درآمدهای حاصل از فروش فرآورده‌های نفتی در داخل کشور به منظور تأمین هزینه‌های جاری این شرکت اختصاص داده می‌شد. همراه با شروع جنگ تحمیلی و بالا رفتن هزینه‌های نظامی کشور و نیز کاهش قیمت نفت خام، تأمین منابع مالی مورد نیاز جهت انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم در میادین نفت و گاز کشور مقدور نگردید. ضمن این که فرآیند تخصیص منابع مالی مورد نیاز به گونه‌ای بود که تأمین به موقع منابع مالی عموماً با تأخیر و دشواری روبرو می‌شد.

عدم سرمایه‌گذاری لازم در بخش نفت و گاز کشور، صدمات بسیار زیادی را بر منابع انرژی کشور وارد آورده که جبران آن امکان‌پذیر نیست. پس از پایان جنگ تحمیلی با بالا رفتن هزینه‌های بازسازی ویرانه‌های باقیمانده از جنگ، تأمین منابع مالی شرکت نفت همچنان از محل ردیف بودجه‌های سالانه با دشواری و تأخیر صورت می‌پذیرفت.

به همین دلیل در قانون برنامه سوم توسعه به منظور اصلاح روش بودجه‌ریزی و تأمین به موقع منابع مالی مورد نیاز، نظام بودجه‌ریزی شرکت نفت تغییر کرد.

۲- بررسی نظام بودجه‌ریزی در برنامه سوم

براساس ماده ۱۲۰ قانون برنامه سوم درآمد حاصل از فروش فرآورده‌های داخلی و صادرات فرآورده‌های نفتی و گازی، جهت انجام هزینه‌های جاری و عملیاتی و سرمایه‌گذاری‌های لازم در میادین نفت و گاز و بخش‌های پائین‌دستی، در اختیار شرکت نفت قرار گرفت.

البته بررسی نتایج اجرای ماده مزبور نشان می‌دهد که این روش نیز اشکالاتی را به همراه داشته است. زیرا از آنجایی که محل اصلی تأمین درآمدهای شرکت نفت جهت انجام سرمایه‌گذاری در بالادستی و پائین‌دستی معطوف به درآمد حاصل از صادرات فرآورده‌های نفتی و گازی بود، به همین دلیل تغییر الگوی پالایشی کشور در راستای کاهش تولید نفت کوره و افزایش تولید فرآورده‌های میان تقطیر به طور جدی دنبال نگردید، زیرا چنین برنامه‌ای موجب می‌گردید که شرکت ملی نفت از تأمین بخش عمده‌ای از منابع مالی خود محروم بماند. ضمن این که تحت این روش، افزایش تولید نفت خام هیچ تأثیری در افزایش درآمد شرکت نفت نداشت.

براساس بررسی‌های انجام شده، طی تدوین برنامه چهارم توسعه و همچنین به منظور بالا بردن کارایی و بهره‌وری و کارکرد بهینه و جلوگیری از اتلاف منابع و استفاده از مزیت‌های اقتصادی ناشی از بنگاه‌داری اقتصادی به علاوه، شفاف‌سازی روابط مالی شرکت نفت و دولت، همراه با شفاف‌سازی یارانه‌های بخش انرژی در بودجه دولت، تبصره ۱۱ قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۴ پیشنهاد گردید.

۳- بررسی نظام بودجه‌ریزی در برنامه چهارم

در روش پیشنهادی مقرر گردید که درصدی از درآمد حاصل از تولید نفت و گاز براساس قیمت‌های جاری نفت خام و گاز طبیعی برحسب نرخ مندرج در بودجه‌های سنواتی به حساب شرکت نفت جهت انجام طرح‌های

مزبور گردد. بدین ترتیب دولت به منظور کاهش هزینه‌های خود و به منظور توسعه فرهنگ مصرف و همچنین بهینه‌سازی مصرف انرژی به دنبال استفاده از روش‌های قیمتی و غیرقیمتی به منظور کاهش مصرف و کاهش یارانه پرداختی خواهد بود.

(ج) با توجه پرداخت درصد بیشتری به تولید از میادین دریایی و مشترک، فعالیت‌های شرکت نفت معطوف به اجرای طرح‌های توسعه با اولویت بالاتر (میادین مشترک) قرار می‌گیرد. تحت اجرای این روش درآمد حاصل از توسعه میادین دریایی که عموماً نیز مشترک می‌باشند، افزایش یافته و افزایش تولید از میادین مشترک به معنای اختصاص منابع مالی بیشتری به کشور در مقابل کشور همسایه می‌باشد.

(د) اجرای این روش در صورت تداوم می‌تواند استفاده از مزایای بنگاه‌داری اقتصادی، افزایش راندمان و بهره‌وری نیروی انسانی را به همراه داشته باشد.

نتیجه‌گیری:

- با توجه به اطلاعات و آمارهایی که در خصوص میزان و مقایسه سرمایه‌گذاری‌های انجام شده از منابع داخلی در شرکت ملی نفت ایران طی دوره ۸۷-۱۳۶۸ صورت

پذیرفته است، می‌توان به این نکته مهم پی برد که فارغ از حجم منابع مالی مورد استفاده در جهت سرمایه‌گذاری در صنعت نفت، طی سال‌های قبل از برنامه سوم توسعه، همواره میزان عملکرد کمتر از بودجه تصویبی بوده است. این امر ناشی از عدم امکان تأمین منابع مالی از طرف دولت و خزانه‌داری کل کشور در سقف مصوب می‌باشد. آمار و ارقام سال‌های برنامه سوم توسعه نشان می‌دهد که با تغییر روش بودجه‌ریزی، ضمن افزایش حجم سرمایه‌گذاری‌ها، درصد بیشتری از بودجه مصوب، مورد استفاده قرار گرفته است. از سال ۱۳۸۴ به بعد نیز میزان

سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز به منظور سرمایه‌گذاری داخلی و یا بازپرداخت تسهیلات مالی خارجی منظور گردد. در ارتباط با نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌های داخلی نیز مقرر شد که نفت خام با قیمت‌های بین‌المللی براساس درصدی تخفیف، فروخته شده و ارزش محصولات پالایشگاه‌ها نیز بر مبنای قیمت‌های بین‌المللی (فوب خلیج فارس) محاسبه و مابه‌التفاوت آن با قیمت‌های داخلی به صورت یارانه از طرف دولت محاسبه و منظور گردد. با اجرای این روش، افزایش تولید فرآورده‌های سبک و میان تقطیر با

ارزش بالاتر، مجموع درآمد حاصل از تولید فرآورده را افزایش داده و اجرای چنین روشی به بالابردن بهره‌وری و کارایی منابع خواهد انجامید. ضمن این که در بخش بالادستی نیز افزایش تولید نفت خام از میادین، موجب افزایش درآمد شرکت نفت خواهد شد، به عبارت دیگر، شرکت نفت از عملیات تولید نفت خام و گاز طبیعی منتفع می‌گردد. این روش موجب افزایش حجم سرمایه‌گذاری در بخش‌های بالادستی و پائین دستی گردیده است. نکات مثبت اجرای روش پیشنهادی طی برنامه چهارم:

(الف) اجرای این روش موجب

می‌شود، که منابع مالی در اختیار شرکت نفت متناسب با قیمت‌های بین‌المللی و حجم تولید، افزایش یافته و فعالیت‌های اجرایی شرکت به منظور افزایش درآمد در راستای افزایش تولید قرار گیرد. تحت این روش منافع ناشی از فعالیت‌های توسعه شرکت نفت و سایر شرکت‌های تابعه وزارت نفت در گرو فعالیت‌های اجرایی در امر توسعه آن‌ها خواهد بود.

(ب) اجرای چنین روشی موجب می‌شود که یارانه فرآورده‌های نفتی و گاز بصورت شفاف در حساب‌ها منظور و دولت به گونه‌ای متحمل پرداخت یارانه‌های



جدول: تولید فراورده‌های اصلی کشور طی سال‌های برنامه سوم توسعه

ارقام: میلیون متر مکعب در روز

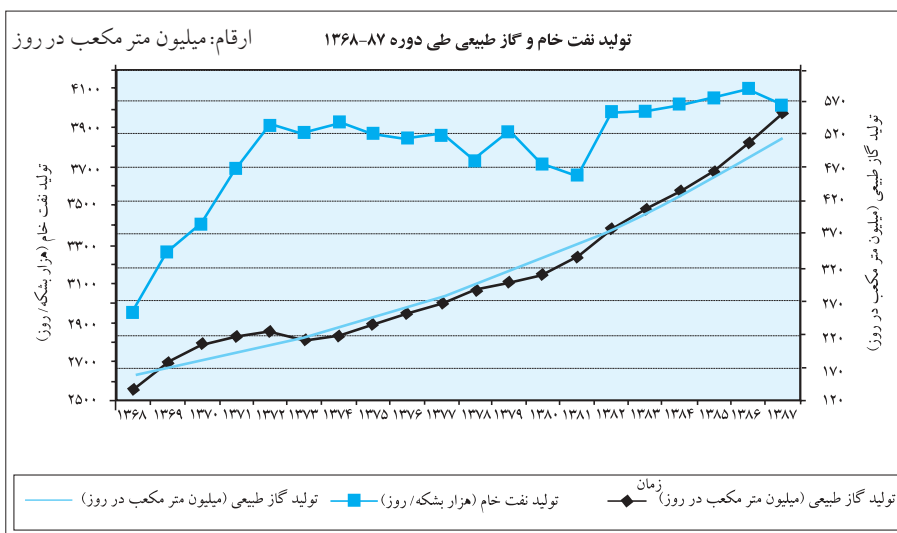
شرح	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶
نفت کوره	۸۲.۲	۸۰.۲	۸۰.۱	۷۷.۱	۷۴.۸	۷۶.۱۳	۷۶.۴۵	۷۳.۲
بنزین موتور	۳۶.۳	۳۷.۱	۳۸.۵	۳۹.۹	۴۰.۲	۴۲.۳۷	۴۴.۷۷	۴۵.۱
نفت گاز	۷۰	۷۰.۹	۷۲	۷۳.۲	۷۷	۷۹.۲۲	۸۰.۴۷	۸۱.۶
نفت سفید	۲۶.۷	۲۷.۲	۲۴.۷	۲۴.۷	۲۳	۲۰.۳۲	۲۱.۰۶	۲۱.۷
گاز مایع	۸.۳	۸.۳	۸.۹	۸.۶	۸.۴	۷.۹۵	۸.۰۳	۷.۷
جمع	۲۲۳.۵	۲۲۳.۷	۲۲۴.۲	۲۲۳.۵	۲۲۳.۴	۲۲۶	۲۳۰.۸	۲۲۹.۳

یافته و پالایشگاه‌ها باراندمان مناسب‌تری فعالیت خود را ادامه داده‌اند.

براین اساس تنظیم بودجه سالانه بدون توجه به فعالیت‌های شرکت نفت و صرفاً براساس روند گذشته، موضوع بودجه‌ریزی عملیاتی مبتنی بر بنگاه‌داری اقتصادی را مخدوش خواهد نمود. بنابراین پیشنهاد می‌گردد که مفاد قانونی ارائه شده در بودجه‌بندی برنامه پنج ساله چهارم -مورد استفاده در سال‌های ۸۸-۱۳۸۴ به صورت رویه و قانون بلندمدت و قابل دوام برای سال‌های آینده تنظیم و مصوب گردد. ضمن این‌که تأثیر عملکرد در راستای بهبود فرایندها و کارایی باید در بلندمدت موجبات توسعه پایدار شرکت ملی نفت ایران را فراهم آورد، تنظیم قوانین بودجه سالانه بر مبنای محاسبات درآمد و هزینه سالانه مبتنی بر روند گذشته، نتایج ناشی از عملکرد شرکت را مخدوش خواهد کرد.

سرمایه‌گذاری انجام شده نسبت به سال‌های قبل افزایش بیشتری یافته، ضمن این‌که عملکرد نسبت به بودجه مصوب نتایج مطلوب‌تری را در بردارد.

- در زمینه تولید نفت خام نیز اثرات ناشی از تغییر روش‌های بودجه‌ریزی و تأمین بهتر منابع مالی مورد نیاز کاملاً مشهود است، به گونه‌ای که در دوره ۱۳۷۲ الی ۱۳۸۰ میزان تولید نفت از روند کاهشی برخوردار است، با انجام سرمایه‌گذاری در برنامه سوم توسعه و همچنین سال‌های ۱۳۸۴ الی ۱۳۸۷ علی‌رغم وجود محدودیت‌های بین‌المللی در جذب تسهیلات مالی خارجی، مجدداً روند تولید نفت به سمت افزایش تغییر یافته و با انجام سرمایه‌گذاری در این بخش نه تنها افت تولید سالانه معادل ۱۰ درصد جبران گردیده بلکه افزایش تولید نیز محقق شده است. در بخش گاز طبیعی نیز انجام سرمایه‌گذاری مناسب، موجب شده تا تولید از روند رویه رشدی برخوردار گردد و از سال ۱۳۸۰ با



افزایش تولید از فازهای مختلف پارس جنوبی و سایر میادین گازی، تولید گاز طبیعی شتاب بیشتری داشته باشد.

- در زمینه تولید فراورده نیز مقایسه خوراک نفت خام و فراورده‌های تولیدی طی دوره ۱۳۸۴-۱۳۸۲ نشان می‌دهد که با ساز و کار جدید میزان خوراک و تولید فراورده‌های سبک افزایش



بررسی الگو و پتانسیل صرفه جویی در صنایع منتخب و انرژی بر کشور

(صنایع غذایی، کانی غیرفلزی و فلزات اساسی)



انتخاب الگوی صحیح و ایجاد و به کارگیری روش ها و سیاست های درست در تولید و مصرف انرژی علاوه بر این که متضمن استمرار رشد اقتصادی است، موجب کاهش هدر رفت منابع انرژی و نیز کاهش اثرات سوء بر محیط زیست و جامعه می شود. به همین دلیل حفظ منابع با ارزش انرژی و مدیریت صحیح مصرف آن یکی از مهم ترین موضوعات در دستور کار تمامی کشورهای جهان بوده و کلیه سیاست گذاران و دولتمردان را بر آن داشته تا جهت حل این مشکل چاره اندیشی کنند. بنابراین بررسی و تمرکز بر روی بخش های دارای مصارف بالای انرژی از جمله بخش صنعت در بررسی الگوی مصرف انرژی و برآورد میزان پتانسیل صرفه جویی آن از جایگاه مهمی در برنامه های بهینه سازی و اصلاح الگوی مصرف انرژی برخوردار است. در این رابطه مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی مطالعه ای را در زمینه پتانسیل صرفه جویی انرژی در صنعت کشور با تأکید بر صنایع منتخب و انرژی بر به انجام رسانده است که با توجه به اهمیت آن خلاصه ای از آن در اختیار علاقمندان قرار می گیرد.

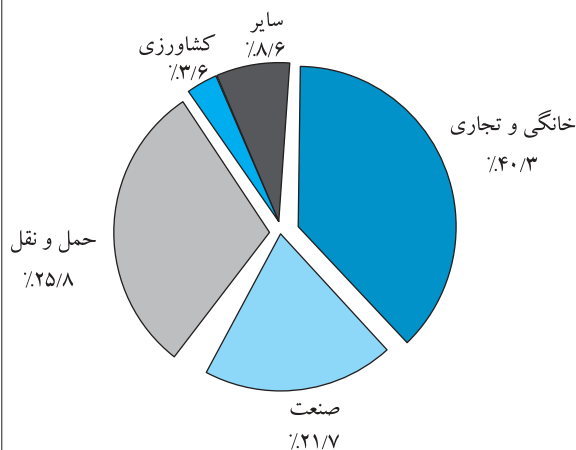
جایگاه بخش صنعت در مصرفی انرژی نهایی کشور

میلیارد دلار در بخش صنعت به مصرف رسیده و از بعد حجم انرژی مصرفی نیز از مجموع ۱۰۳۳/۶۱ میلیون بشکه معادل نفت خام ۲۷۷ درصد از آن یعنی معادل ۲۲۴/۳ میلیون بشکه معادل نفت خام به بخش صنعت اختصاص دارد. (نمودار-۱ و ۲)

در سبد انرژی مصرفی بخش صنعت، برق و گاز طبیعی دارای جایگاه کلیدی بوده و از اهمیت فوق العاده زیادی نسبت به دیگر

بر اساس اطلاعات ترازنامه هیدروکربوری کشور، بخش صنعت پس از خانگی و حمل و نقل، سومین مصرف کننده انرژی کشور است. به طوری که از مجموع ۵۰/۷ میلیارد دلار مصرف انرژی نهایی کشور در سال ۱۳۸۶، ۱۶/۹ درصد از آن یعنی معادل ۸/۵

نمودار-۲: سهم بخش‌ها از کل ۱۰۳۳/۶۱ میلیون بشکه معادل نفت خام مصرف انرژی نهایی کشور در سال ۱۳۸۵



مأخذ: همان.

قرار دارد. (جدول-۱ و ۲) لازم به ذکر است که بر مبنای اطلاعات مرکز آمار ایران بیش از ۸۰ درصد از کل انرژی مصرفی بخش صنعت در سال ۱۳۸۵ به برق و گاز طبیعی اختصاص داشته که سهم هریک به ترتیب معادل ۶۰/۶ و ۱۹/۸ درصد بوده است.

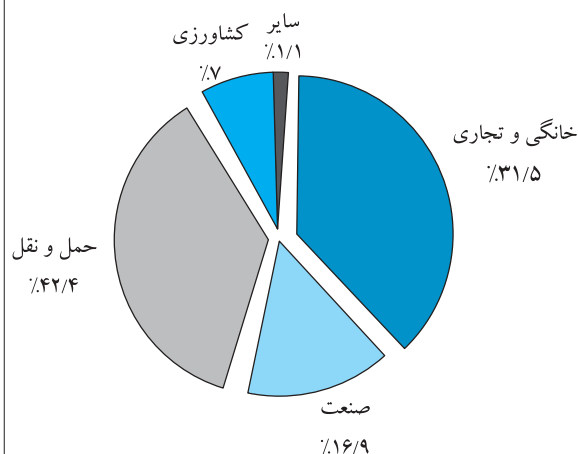
برآورد پتانسیل صرفه جویی انرژی در صنایع منتخب و انرژی بر

در این بخش صنایع عمده انرژی بر که تاکنون مورد ممیزی انرژی قرار گرفته‌اند به تفکیک کد طبقه بندی استاندارد بین‌المللی صنعتی (ISIC) شامل صنایع غذایی (کد ۱۵)، صنایع کانی غیرفلزی (کد ۲۶) و صنایع فلزات اساسی (کد ۲۷) مورد بررسی قرار گرفته و پس از ارائه شاخص متوسط مصرف انرژی ویژه (SEC) در ایران و جهان، میزان پتانسیل صرفه جویی در صنایع منتخب به تفکیک برآورد می‌شود.

۱- صنایع غذایی (کد آیسیک ۱۵)

در این قسمت دو صنعت قند شکر روغن نباتی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در صنعت قند و شکر کل ارزش انرژی مصرفی آن حدود ۴۱۷۸ میلیون دلار و در صنعت روغن نباتی نیز حدود ۹۳/۳ میلیون دلار بوده است. بنابراین با توجه به کل ارزش انرژی مصرفی بخش صنعت کشور (معادل ۸/۵ میلیارد دلار)، سهم صنعت قند و شکر و روغن نباتی از کل انرژی مصرفی بخش صنعت در سال ۱۳۸۵ به ترتیب معادل ۵ و ۷۱ درصد بوده است. در صنعت قند و شکر متوسط جهانی مصرف انرژی به ازای هر تن تولید معادل ۱۹/۶

نمودار-۱: سهم بخش‌ها از کل ۵۰/۷ میلیارد دلار مصرف انرژی نهایی کشور در سال ۱۳۸۵



مأخذ: مستخرج از ترازنامه انرژی و کارنامه عملکرد شرکت بهینه سازی مصرف سوخت.

حامل های انرژی بر خوردار است، به طوری که براساس داده های ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۶، بخش صنعت با مصرف ۴۹۶۶۵/۲ میلیون کیلووات ساعت برق یعنی معادل ۳۲/۵ درصد از کل برق مصرفی کشور و ۱۵۰۸۷/۴ میلیون مترمکعب گاز طبیعی معادل ۲۰/۱۵ درصد از کل مصرف نهایی گاز کشور، پس از بخش خانگی، تجاری و عمومی در رتبه دوم در زمینه مصرف برق و گاز

جدول-۱: مصرف برق بخش های مختلف تأمین شده توسط وزارت نیرو و بخش خصوصی در سال ۱۳۸۶

بخش	برق مصرفی (میلیون کیلووات ساعت)	سهم بخش در مصرف برق (درصد)
خانگی	۵۱۰۵۹/۴	۳۳/۴
عمومی	۱۹۷۰۹/۸	۱۲/۹
تجاری	۹۹۹۴/۳	۶/۵
صنعتی *	۴۹۶۶۵/۲	۳۲/۵
حمل و نقل	۱۷۱/۹	۰/۱۱
کشاورزی	۱۷۷۴۵	۱۱/۶
سایر مصارف	۴۵۰۷/۶	۲/۹
جمع	۱۵۲۸۵۳/۲	۱۰۰

مأخذ: وزارت نیرو و ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۶، بخش برق، ص ۱۵۳.
* شامل برق مصرفی پالایشگاه ها نیز می شود.

جدول ۲: مصرف نهایی گاز طبیعی در بخش‌های مختلف به تفکیک نوع مصرف در سال ۱۳۸۶

نوع مصرف	بخش	گاز طبیعی مصرفی (میلیون مترمکعب)	سهم بخش در مصرف گاز طبیعی (درصد)
مصارف انرژی	خانگی، تجاری و عمومی	۴۵۸۶۹/۳	۶۱/۲۵
	سوخت پتروشیمی	۷۲۸۵/۱	۹/۷۳
	صنعت	۱۵۰۸۷/۴	۲۰/۱۵
	حمل و نقل	۱۰۴۰	۱/۳۹
	کشاورزی	۱۷۶/۸	۰/۲۴
مصارف غیرانرژی	خوراک پتروشیمی	۵۴۲۶/۷	۷/۲۵
جمع		۷۴۸۸۵/۲	۱۰۰

مأخذ: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۶، بخش گاز طبیعی، ص ۱۲۰.

صنعت به ترتیب معادل ۲/۲، ۲/۱ و ۰/۳ درصد بود. در صنعت سیمان متوسط جهانی مصرف انرژی به ازای هر تن تولید معادل ۲/۷ گیگاژول است و در کشور ما با مصرف ۳/۵ گیگاژول انرژی یک تن سیمان تولید می‌شود. به عبارت دیگر در ایران شدت مصرف انرژی به ازای تولید هر تن سیمان در مقایسه با متوسط جهانی، حدود ۲۹/۶ درصد بیشتر است. ارزش صرفه جویی در این صنعت با توجه به وجود ۲۲/۸ درصد پتانسیل صرفه جویی، معادل ۲۱۰ میلیون دلار در سال است. در صنعت آجر نیز متوسط جهانی مصرف انرژی معادل ۲/۲ گیگاژول - تن است که در کشور ما این مقدار معادل ۴/۸ گیگاژول به ازای هر تن تولید است. در این صنعت میزان انحراف در مصرف انرژی در مقایسه با متوسط مصرف جهانی بیش از ۱۱۸ درصد است که بسیار قابل توجه است. این موضوع بیشتر به استفاده از حدود ۱۵۰۰ کوره قدیمی هوفمن (معادل ۹۵ درصد کل کوره‌های آجرپزی کشور) در مقابل حدود ۲۰۰ کوره

گیگاژول است و این مقدار در ایران به میزان ۸۲/۱ درصد بیشتر بوده و معادل ۳۵/۷ گیگاژول است. بنابراین با توجه به پتانسیل صرفه جویی در صنعت قند و شکر کشور که نسبت به متوسط جهان حدود ۴۵ درصد است، میزان صرفه جویی در این صنعت معادل ۳۷۶ میلیون بشکه معادل نفت خام به ارزش ۱۸۸ میلیون دلار خواهد بود. در صنعت روغن نباتی نیز که از دیگر صنایع مهم غذایی به حساب می‌آید، میزان انحراف در مصرف انرژی از متوسط جهانی حدود ۶۶ درصد است. در این صنعت متوسط مصرف جهانی معادل ۶ گیگاژول بر تن و در کشور ما معادل ۱۰ گیگاژول بر تن است. میزان پتانسیل صرفه جویی در صنعت روغن نباتی کشور معادل ۰/۷۵ میلیون بشکه معادل نفت خام به ارزش ۳۷/۵ میلیون دلار است (جدول ۳).

۲- صنایع کانی غیرفلزی (کد آیسیک ۲۶)

صنایع کانی غیرفلزی پس از صنایع فلزات اساسی دومین مصرف کننده عمده انرژی در بخش صنعت کشور به حساب می‌آید، به طوری که در صنعت سیمان به تنهایی چیزی معادل ۹۱۸/۵ میلیون دلار انرژی مصرف می‌شود و یا در صنعت آجر نیز تقریباً معادل ۸۵۲/۳ میلیون دلار انرژی به مصرف می‌رسد که با توجه به کل مصرف انرژی بخش صنعت کشور در سال ۱۳۸۵ که معادل ۸/۵ میلیارد دلار است، سهم صنعت سیمان و آجر از کل ارزش انرژی مصرفی بخش صنعت کشور به ترتیب ۱۰/۸ و ۱۰ درصد است. به عبارت دیگر دو صنعت سیمان و آجر از گروه صنایع کانی غیرفلزی به تنهایی نزدیک به ۲۱ درصد از کل ارزش انرژی مصرفی بخش صنعت را مصرف می‌کنند. همچنین سهم صنایع کاشی و سرامیک، شیشه، گچ و آهک نیز از کل ارزش انرژی مصرفی بخش

جدول ۳: شدت مصرف انرژی در صنعت قند شکر و روغن نباتی در ایران و جهان

صنعت	انرژی مصرفی کنونی		مصرف انرژی ویژه (گیگاژول - تن)		درصد پتانسیل صرفه جویی نسبت به متوسط جهان	میزان صرفه جویی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	ارزش صرفه جویی (میلیون دلار)
	بشکه معادل نفت خام	گیگاژول	متوسط کشور	متوسط جهان			
قند و شکر	۸۳۷۳۶۶۱	۵۱۲۶۰۳۰۶	۳۵/۷	۱۹/۶	۴۵	۳/۷۷	۱۸۸/۵
روغن نباتی	۱۸۶۶۸۲۳	۱۱۴۲۳۹۰۱	۱۰	۶	۴۰	۰/۷۵	۳۷/۵

مأخذ: مستخرج از: ۱- ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۶. ۲- کارنامه شرکت بهینه سازی مصرف سوخت. ۳- محاسبات تحقیق

جدول-۴: شدت مصرف انرژی در صنایع منتخب از گروه کانی غیرفلزی در ایران و جهان

صنعت	انرژی مصرفی کنونی		مصرف انرژی ویژه (گیگاژول - تن)		درصد پتانسیل صرفه جویی نسبت به متوسط جهان	میزان صرفه جویی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	ارزش صرفه جویی (میلیون دلار)
	بشکه معادل نفت خام	گیگاژول	متوسط کشور	متوسط جهان			
سیمان	۱۸.۳۷۰.۶۲۶	۱۱۲.۴۱۷.۸۴۲	۳/۵	۲/۷	۲۲/۸	۴/۲	۲۱۰
آجر	۱۷.۰۴۵.۵۰۶	۱۰۴.۳۰۸.۸۵۷	۴/۸	۲/۲	۵۴/۲	۹/۲	۴۶۰
شیشه	۳.۶۴۴.۸۸۱	۲۲.۳۰۴.۶۱۰	۱۴/۷	۷/۹	۴۶/۲	۱/۷	۸۵
کاشی و سرامیک	۳.۷۲۲.۰۲۶	۲۲.۷۷۶.۹۶۴	۰/۱۱	۰/۰۷	۳۶/۴	۱/۳	۶۵
گچ	۲.۴۳۳.۱۰۱	۱۴.۸۸۹.۲۰۲	۱/۷	۰/۹	۴۷	۱/۱	۵۵
آهک	۵۷۸.۰۳۳	۳.۵۳۷.۲۳۵	۶/۲	۳/۶	۴۲	۰/۲۴	۱۲

مأخذ: همان

صنعت را مصرف کرده است و صنعت آلومینیم نیز در همین سال با مصرف تقریبی ۱۲۳/۵ میلیون دلار حدود ۷۵ درصد از کل انرژی مصرفی بخش صنعت را به خود اختصاص داده است. به عبارت دیگر دو صنعت آهن و فولاد و آلومینیم به عنوان صنایع عمده مصرف کننده انرژی در گروه فلزات اساسی در مجموع بیش از ۱۹ درصد از کل انرژی مصرفی بخش صنعت در سال ۱۳۸۵ را مصرف کرده اند. بنابراین در امر اصلاح الگوی مصرف انرژی در بخش صنعت کشور، توجه ویژه به دو صنعت آهن و فولاد و آلومینیم که فوق العاده انرژی بر هستند، بسیار حائز اهمیت است. گفتنی است که سهم نه چندان زیاد آلومینیم از کل انرژی مصرفی بخش صنعت کشور به دلیل پایین بودن شدت مصرف انرژی در این صنعت نیست. (همان گونه که در جدول-۵ قابل مشاهده است، این صنعت با مصرف ویژه انرژی بیش از ۵۰ گیگاژول بر تن دارای بیشترین میزان مصرف انرژی به ازای هر تن تولید است) بلکه کوچک بودن تناژ تولید در این صنعت نسبت به دیگر صنایع است، به طوری که بر مبنای اطلاعات سازمان ایمنیدرو، میزان تولید آلومینیم کشور در سال ۱۳۸۷ تقریباً ۲۴۷ هزار تن بود.

بر مبنای داده های ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۸۶ در صنعت آهن و فولاد متوسط مصرف انرژی در جهان معادل ۱۱ گیگاژول به ازای هر تن تولید بوده است و این مقدار در کشور ما به طور متوسط معادل ۱۵ گیگاژول بر تن تولید است.

بنابراین در ایران برای تولید هر تن فولاد نسبت به متوسط مصرف جهانی به طور متوسط ۴ گیگاژول انرژی بیشتر مصرف می شود و به عبارت دیگر میزان مصرف انرژی در بخش آهن و

تونلی جدید در کشور بر می گردد. چون براساس داده های سازمان بهینه سازی مصرف سوخت در مورد صنعت آجر، مصرف نهایی انرژی در کوره های قدیمی هوفمن معادل ۱۱۸/۴ لیتر معادل نفت کوره به ازای هر تن تولید آجر است، در حالی که این مصرف در کوره های تونلی جدید معادل ۵۶/۴ لیتر معادل نفت کوره به ازای هر تن آجر تولیدی بوده که کمتر از نصف انرژی مصرفی (معادل ۴۷/۶ درصد) در کوره های قدیمی هوفمن است. بنابراین به منظور اصلاح الگوی مصرف انرژی در بخش صنعت کشور تغییر تکنولوژی تولید در صنعت آجر فوق العاده ضروری و نیازمند بازنگری اساسی است.

لازم به ذکر است که درصد پتانسیل صرفه جویی انرژی در صنعت آجر کشور نسبت به متوسط مصرف جهانی معادل ۵۴/۲ درصد و برابر با ۴۶۰ میلیون دلار در سال است. در صنعت شیشه، کاشی و سرامیک، گچ و آهک نیز میزان انحراف در مصرف انرژی در مقایسه با متوسط مصرف جهانی به ترتیب معادل ۸۶، ۵۷، ۸۸/۸ و ۷۲ درصد است که با توجه به درصد پتانسیل صرفه جویی، میزان ارزش صرفه جویی در این صنایع به ترتیب معادل ۸۵، ۶۵، ۵۵ و ۱۲ میلیون دلار در سال خواهد بود (جدول-۴).

۳- صنایع فلزات اساسی (کد آیسیک ۲۷)

بیشترین انرژی مصرفی در بخش صنعت کشور به صنایع فلزات اساسی مانند آهن و فولاد، آلومینیم و... اختصاص دارد، به طوری که صنعت آهن و فولاد در سال ۱۳۸۵ با مصرف حدود ۷۵ میلیارد دلار به تنهایی حدود ۱۷/۶ درصد از کل ارزش انرژی مصرفی بخش

جدول ۵: شدت مصرف انرژی در صنایع آهن و فولاد و آلومینیم در ایران و جهان

صنعت	انرژی مصرفی کنونی		مصرف انرژی ویژه (گیگاژول - تن)		درصد پتانسیل صرفه جویی نسبت به متوسط جهان	میزان صرفه جویی (میلیون بشکه معادل نفت خام)	ارزش صرفه جویی (میلیون دلار)
	بشکه معادل نفت خام	گیگاژول	متوسط کشور	متوسط جهان			
آهن و فولاد	۲۹,۸۷۵,۳۴۲	۱۸۲,۸۲۰,۱۹۸	۱۵	۱۱	۲۶/۶	۷/۹	۳۹۵
آلومینیم *	۲,۴۷۰,۲۲۸	۱۵,۱۱۶,۴۰۰	۶۱/۲	۵۰	۱۸/۳	۰/۴۵	۲۲/۵

مأخذ همان.

هزار تن بوده است. در ایرالکو از دو تکنولوژی ۷۰ و ۱۷۰ کیلوآمپر استفاده می شود که بیشتر تولید آن بر مبنای همان تکنولوژی ۷۰ کیلوآمپر است. در واحد المهدی نیز تمام تولید براساس تکنولوژی ۱۷۰ کیلوآمپر صورت می گیرد. ذکر این نکته لازم است که در صنعت آلومینیم هرچه شدت جریان برق مصرفی (کیلوآمپر) بیشتر باشد، کارایی تولید نیز بیشتر خواهد بود (البته میزان افزایش در شدت جریان برق محدود است، چون به دلیل ایجاد آثار سوء برای شاغلان و محدودیت های فیزیولوژیکی در شدت جریان بالا، این میزان عملاً در دامنه خاصی قرار می گیرد).

جمع بندی و نتیجه گیری

بررسی میزان مصرف انرژی در صنایع منتخب نشان می دهد که بیشترین مقدار انرژی مصرفی به ترتیب به صنایع آهن و فولاد با ۱۸۲/۸، سیمان با ۱۱۶/۴، آجر با ۱۰۴/۳ و قند و شکر با ۵/۷۲ میلیون گیگاژول اختصاص دارد. برآورد پتانسیل صرفه جویی انرژی گویای این است که بیشترین پتانسیل صرفه جویی مربوط به صنعت آجر با ۴۶۰ میلیون دلار در سال است و صنعت آهن و فولاد کشور با دارا بودن ارزش صرفه جویی معادل ۳۹۵ میلیون دلار، در جایگاه دوم قرار دارد. همچنین صنعت سیمان و قند و شکر به ترتیب با اختصاص ۱۸۷/۵ و ۲۱۰ میلیون دلار ارزش صرفه جویی در رتبه های بعدی قرار دارند. نکته حائز اهمیت در بررسی درصد پتانسیل صرفه جویی صنایع مورد مطالعه این است که شدت مصرف انرژی در صنایع آجر، گچ، شیشه و قند و شکر به ترتیب بیشترین انحراف را نسبت به متوسط مصرف جهانی انرژی نشان می دهد. بنابراین به منظور دستیابی به اهداف اصلاح الگوی مصرف انرژی، بازنگری در تکنولوژی تولید یا اصلاح فرایندها در این صنایع بسیار حائز اهمیت است.

فولاد کشور معادل ۳۶/۴ درصد بیشتر است. در نهایت با توجه به درصد پتانسیل صرفه جویی، ارزش صرفه جویی در صنعت آهن و فولاد کشور معادل ۳۹۵ میلیون دلار در سال خواهد بود.

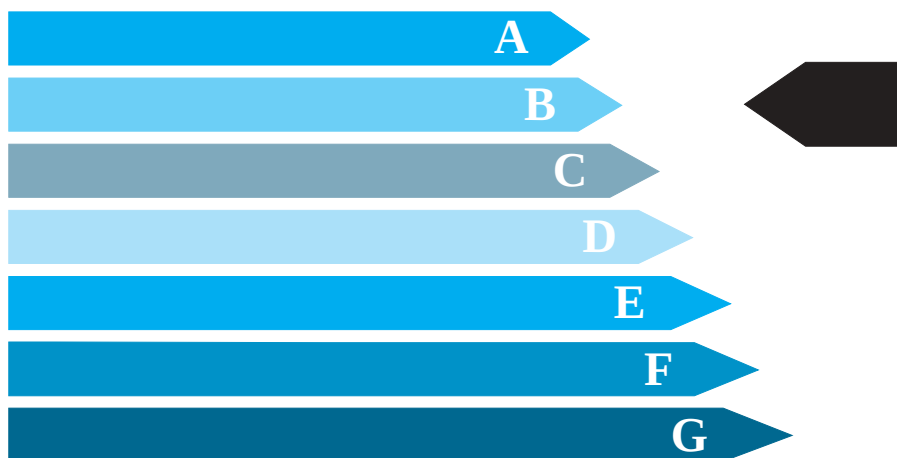
در صنعت آلومینیم متوسط جهانی مصرف انرژی به ازای هر تن تولید تقریباً معادل ۵۰ گیگاژول و در کشور ما آلومینیم تقریباً با صرف ۶۱ گیگاژول انرژی به ازای هر تن تولید می شود. به عبارت دیگر به نظر می رسد، متوسط مصرف انرژی در صنعت آلومینیم کشور معادل ۱۸۳ درصد بیشتر از متوسط مصرف جهانی بوده و میزان پتانسیل صرفه جویی انرژی در این صنعت در مقایسه با صنعت آهن و فولاد بسیار کم بوده و معادل ۲۲/۵ میلیون دلار است. (جدول ۵)

در مقایسه شدت مصرف انرژی صنعت آلومینیم در ایران با جهان باید به این نکته اساسی توجه داشت که میزان شدت مصرف انرژی در صنعت آلومینیم اساساً به نوع تکنولوژی تولید (به عنوان نمونه تولید با ۷۰ کیلوآمپر، ۱۷۰ و غیره) یا شدت جریان برق مورد استفاده در مرحله الکترولیز بستگی دارد، به عبارت دیگر سال احداث صنعت و نوع تکنولوژی نصب شده دارای نقش تعیین کننده در میزان مصرف انرژی است. بنابراین برای اصلاح الگوی مصرف انرژی در صنعت آلومینیم باید در همان ابتدای شکل گیری این صنعت اقدام نمود و از تکنولوژی تولید با ۱۷۰ کیلوآمپر و بیشتر استفاده کرد، چون در صنعت آلومینیم برخلاف دیگر صنایع پس از احداث و شکل گیری واحد، امکان کاهش شدت مصرف انرژی بسیار کم بوده و تقریباً وجود ندارد و تکنولوژی تولید با یک حجم خاص از شدت جریان برق تعریف می شود.

آلومینیم کشور به طور عمده در دو واحد آلومینیم ایران (ایرالکو) و مجتمع المهدی تولید می شود که براساس اطلاعات سازمان ایמידرو در سال ۱۳۸۷ میزان تولید آن ها به ترتیب حدود ۱۴۴ و ۱۰۳

* برآورد این قسمت تقریبی است و محاسبات این قسمت با فرض اینکه متوسط مصرف جهانی برای همه تکنولوژی های تولید آلومینیم ۱۳ کیلووات ساعت - کیلوگرم و در ایران معادل ۱۷ کیلووات ساعت - کیلوگرم باشد، صورت گرفت. همچنین باید یادآوری کرد که در تبدیل انرژی الکتریکی به ژول باید به این نکته اساسی توجه داشت که هرچند می توان میزان انرژی کل تولید آلومینیم کشور یعنی حدود ۲۴۷ هزار تن را معادل ۱۵/۱۱ میلیون گیگاژول برآورد کرده امانمی توان با همین مقدار انرژی به گیگاژول ۲۳۷ هزار تن آلومینیم تولید کرد چون در حالت عکس، راندمان تولید لحاظ نمی شود، مگر اینکه راندمان ۱۰۰ درصد فرض شود. بنابراین برای کلیه صنایع که سهم انرژی برق در آنها زیاد است این موضوع می تواند صادق باشد.

بازدهی بیشتر

برچسب
انرژی

بازدهی کمتر

محمد علی طاهری

انجام اقدامات مختلفی وادار نموده است.

در کشور مانیز به دلیل همین ضرورت ها و به جهت صیانت از منابع انرژی و حفظ محیط زیست، وزارتخانه ها و سازمان های مربوطه، به سهم خود اقداماتی را انجام داده اند. سازمان بهره وری انرژی ایران، که یکی از سازمان های تابعه وزارت نیرو است، نیز طی سال های اخیر علاوه بر انجام اقدامات مختلف فنی و آگاه سازی در مؤسسات و کارخانجات، در تشکیل واحدی به عنوان واحد مدیریت انرژی نقش مهمی ایفا نموده است.

لزوم تشکیل واحدهای مدیریت انرژی در کشور برای کارخانجاتی باییش از ۵ مگاوات دیماند برق و یا ۵ هزار متر مکعب سوخت مصرفی در سال، از سال ۱۳۷۵ در برنامه دوم توسعه پیش بینی شد و خوشبختانه این امر مورد استقبال اکثر کارخانجات و مؤسسات قرار گرفت و منجر به تشکیل واحدهای مدیریت انرژی گردید. در برنامه سوم توسعه نیز طرح ها و برنامه هایی پیش بینی شده است. یکی از این برنامه ها که براساس آئین نامه اجرایی بند الف تبصره ۲۷ قانون بودجه سال ۷۹ کشور پیش بینی شده است، طرحی است تحت عنوان اعطای یارانه سود تسهیلات به صنایع برای کاهش شدت انرژی به عنوان یکی از طرح های مربوط به قانون بودجه کل کشور در کلیه بخش های صنعتی. هدف از طرح مذکور ایجاد انگیزه و کمک مالی به صنایع و مؤسسات جهت سرمایه گذاری و بهبود شدت انرژی است. به هر حال این امر برای سایر مؤسسات و کارخانجات نیز مفید بوده و می تواند با برنامه ریزی در زمینه ایجاد انگیزه، در کنار سایر فعالیت ها، در بهینه سازی مصرف

با توجه به رشد سریع جمعیت و وابستگی روزافزون انسان به منابع انرژی، ادامه روند کنونی افزایش مصرف این منابع، در آینده ای نه چندان دور کشور ما را با بحران شدید روبرو خواهد ساخت. زیرا مجبور خواهیم شد، تمام تولید نفت خود را به جای صادرات، روانه بازار داخلی کنیم تا نیازهای روزافزون کشور برآورده شود. اما این تنها راه ممکن در پیش روی ما نیست. امروزه ثابت شده است که با ایجاد فرهنگ مصرف صحیح و افزایش آگاهی مردم و ترویج الگوی مصرف درست و منطقی انرژی در جامعه به طور اخص، می توانیم به حفظ این ذخایر حیاتی کمک کنیم. استفاده نادرست از وسائل مصرف کننده انرژی دلیل اصلی اتلاف انرژی در کشور ماست.

همچنین موضوع انرژی و دستیابی هر چه بیشتر کشورهای پیشرفته صنعتی دنیا به منابع انرژی ارزان قیمت، چالش های فراوانی را ایجاد کرده است و همین امر از مباحث بسیار مهم و متداول در جهان امروز است، به طوری که ریشه بسیاری از رخدادها و تحولات مهم در جوامع را طی سال های اخیر می توان ناشی از این موضوع دانست. حفظ منابع انرژی از جمله موضوعاتی است که تمامی کشورها و به ویژه کشورهای صاحب ذخایر بزرگ انرژی (که اقتصاد آن ها نیز عموماً مبتنی بر صادرات همین منابع می باشد)، را طی یک دو دهه گذشته عمیقاً به سیاست گذاری های مناسب و



خانگی ضروری اعلام کرد و با تشکیل کمیته تعیین معیارهای مصرف انرژی که متشکل از نمایندگان وزارتخانه‌ها و سازمان‌های مختلف هستند، اقدامات اولیه در جهت تهیه و تدوین این استاندارد از سال ۱۳۷۵ در کشور آغاز شد.

در این راستا معاونت انرژی وزارت نیرو با همکاری وزارت صنایع، نفت، سازمان مدیریت و برنامه ریزی و مؤسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران به منظور بهینه سازی مصرف انرژی در لوازم انرژی بر خانگی، اقدام به تدوین معیارهای مصرف انرژی و طراحی برچسب انرژی کرده است. در این زمینه آزمایشگاه ملی صرفه جویی انرژی به منظور آزمایش ۲۹ وسیله انرژی بر، در سال ۱۳۷۸ تأسیس شده است.



در حال حاضر باراه اندازی ۷ آزمایشگاه، امکان آزمایش ۷ وسیله برقی شامل: یخچال و فریزر، کولر آبی و گازی، آبگرمکن برقی، ماشین لباسشویی، اتو برقی و موتورهای الکتریکی، فراهم شده است. اولین استاندارد مصرف انرژی در کشور ما برای یخچال و فریزرها تدوین شد و کلیه کارخانه‌های سازنده، ملزم به رعایت آن در تولید محصولات خود شدند. یخچال و فریزرها، مهم ترین مصرف کنندگان انرژی در بین سایر وسایل برقی خانگی هستند. یخچال و فریزرها به تنهایی در سال ۱۳۸۰ حدود ۱۶ میلیارد کیلووات ساعت برق مصرف کرده‌اند.

هم اکنون نیز بیش از ۱۸ میلیون یخچال و فریزر وجود دارد که سالانه حدود ۷۳۰۰/۰۰۰ دستگاه نیز به آن اضافه می شود. روزانه به طور میانگین

انرژی نقش بسیار مؤثری داشته باشد.

از دیگر اقدامات واحدهای مدیریت انرژی در کارخانه‌ها، نصب برچسب انرژی بر روی محصولات کارخانه است. قبل از ورود به بحث برچسب انرژی و آشنایی بیشتر به اهمیت موضوع، لازم است ابتدا مروری کوتاه بر روند تولید وسایل برقی و مصرف آن‌ها در کشور شود.

وسایل خانگی را در یک تقسیم بندی کلی می توان در دو گروه جای داد. وسایل نیازمند انرژی یا انرژی بر و وسایل بی نیاز به انرژی. وسایل انرژی بر نیز به لحاظ نوع مصرف انرژی در گروه های گوناگونی قرار می گیرند. وسایل گازسوز، وسایل برقی، وسایل نفتی و گازویی و وسایلی که آب نیز مصرف

می کنند. اما همین وسایل انرژی بر از نظر میزان مصرف انرژی بسیار متفاوت هستند. میزان مصرف و به هدر رفتن انرژی در برخی بسیار زیاد است. آشنایی خانواده ها با میزان انرژی هر وسیله موجب می شود تا در انتخاب و خرید آن با تأمل و دقت بیش تری عمل کنند. زیرا مصرف انرژی هزینه قابل توجهی را به خانواده تحمیل می کند و خرید وسایلی که انرژی کم تری هدر می دهند و بازدهی بیشتری دارند، موجب صرفه جویی طولانی مدت هزینه ها در خانواده می شود.

عدم توجه تولید کنندگان داخلی به مرغوبیت، بازدهی مفید، میزان مصرف انرژی در وسایل انرژی بر و همچنین عدم توجه به طراحی و ساخت مناسب و منطبق بر استانداردهای معتبر و بهینه جهانی و استفاده بی رویه مصرف کنندگان و عدم اطلاع آن‌ها از نحوه استفاده درست از این وسایل، سبب گردیده است که بخش خانگی و تجاری در کشورمان مصرف کننده حدود ۳۷ درصد از کل انرژی نهایی کشور باشد.

این مشکلات، دولت را بر آن داشت تا با تدوین استاندارد مصرف انرژی در وسایل انرژی بر خانگی به رفع آن‌ها اقدام کند. به همین منظور دولت تدوین این استاندارد را در وسایل برقی



۲۲ بار درب یخچال باز و بسته می‌شود. برای تولید برق یک یخچال و فریزر سالانه ۴۰۰ کیلوگرم گاز گلخانه‌ای وارد جو زمین می‌شود.

در حال حاضر ۱۰۰ درصد از خانواده‌های شهری و ۹۰ درصد از خانواده‌های روستایی از خدمات شبکه برق در کشور استفاده می‌کنند. با توجه به افزایش سطح رفاه عمومی و افزایش مشترکین برق و استفاده عموم مردم از وسایل انرژی بر خانگی تعداد این وسایل در خانواده‌ها بیش از ۱۰ قلم برآورد گردیده است.

گفته می‌شود امروزه وسایل انرژی بر خانگی ما نسبت به مدل‌های بهینه جهانی حداقل ۴۰ درصد بیش تر انرژی مصرف می‌کنند. این وضعیت، موجب شد تا با تدوین استاندارد مصرف انرژی در وسایل انرژی بر خانگی ضمن آگاهی رسانی به مصرف کننده نهایی که خانواده‌ها باشند، تا حدامکان از اتلاف انرژی از دو طریق، سوق دادن تولیدکننده به سوی تولید وسایل با کیفیت بهتر و سوق دادن خریدار به سوی خرید وسایلی با استاندارد بالاتر، جلوگیری شود. این کار به منظور رعایت استانداردهای تعیین شده، با تهیه و تدوین برچسب انرژی یا برچسب کارایی انرژی به انجام رسیده است.

یکی از موارد مهمی که در سال‌های اخیر مورد تأکید قرار گرفته است، مشخص کردن ملاک‌هایی برای مصرف انرژی کلیه وسایل انرژی بر خانگی است که کارخانه‌های سازنده وسایل خانگی ملزم به رعایت آن هستند. حاصل این کار به منظور رعایت استانداردهای تعیین شده، تهیه و تدوین برچسب انرژی و یا برچسب کارایی انرژی است. برچسب انرژی امروزه در اغلب کشورهای جهان وجود دارد و مصرف کننده را با میزان کارایی هریک از وسایل انرژی بر خانگی آشنا می‌کند. همچنین این برچسب‌ها اطلاعات مشترک در همه وسایل و اطلاعات اختصاصی مربوط به هر وسیله انرژی بر را در اختیار مصرف کنندگان قرار می‌دهد. برچسب انرژی دارای قسمت‌های مختلفی است و هر قسمت نشان دهنده اطلاعاتی درخصوص دستگاه مربوطه است. بخش‌های اولیه برچسب انرژی که در تمامی وسایل انرژی بر خانگی (که البته دارای برچسب انرژی هستند) مشترک است، به ترتیب نمایانگر علامت تجاری شرکت سازنده، نام شرکت سازنده و مدل دستگاه است. بخش چهارم برچسب انرژی که اهمیت خاصی دارد بوسیله هفت حرف لاتین از A تا G درجه بندی شده است که هر یک از حروف معرف درجه ای از کارایی دستگاه است. حرف A نشانگر بیشترین بازدهی و حرف G نشان دهنده کمترین میزان بازدهی دستگاه

است. بنابراین هرچه رتبه دستگاه بیشتر باشد، کارایی آن نسبت به میزان انرژی که مصرف می‌کند بیشتر است. مصرف کنندگان می‌توانند در هنگام خرید وسایل انرژی بر خانگی، با توجه به رتبه دستگاه مورد نظر، از میزان کارایی و بازدهی آن آگاهی یابند. ستون پنجم نمایانگر میزان مصرف انرژی دستگاه براساس استاندارد ملی تدوین شده در بخش آزمون استاندارد است. و سایر ستون‌ها بیانگر اطلاعات اختصاصی در مورد هر یک از وسایل است. به طور مثال ستون ششم و هفتم در ماشین لباسشویی نشانگر میزان پاک کنندگی و قدرت خشک کن دستگاه است. آخرین ستون نیز آرم مؤسسه استاندارد را نشان می‌دهد.

استفاده از برچسب انرژی مزایا و فواید گوناگونی برای مصرف کنندگان این گونه وسایل دارد که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱) انتخاب درست و آگاهانه مردم در هنگام خرید وسایل برقی خانگی،

۲) آشنا ساختن مصرف کنندگان با میزان کارایی و بازدهی وسایل برقی خانگی،

۳) بهینه سازی و کاهش مصرف انرژی،

۴) کاهش هزینه انرژی مصرفی در خانواده‌ها،

۵) کاهش آلودگی محیط زیست،

۶) ارائه اطلاعات اختصاصی ویژه هر وسیله برقی،

۷) ارائه اطلاعات مشترک در مورد وسایل برقی شامل: علامت تجاری و نام شرکت سازنده، مدل دستگاه و نشان استاندارد.

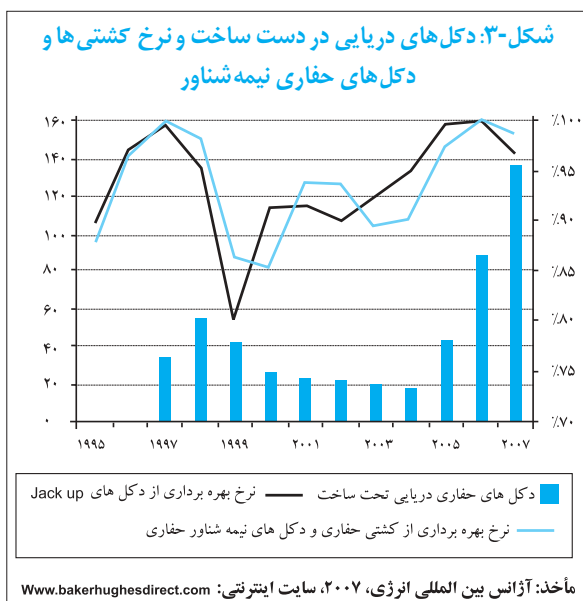
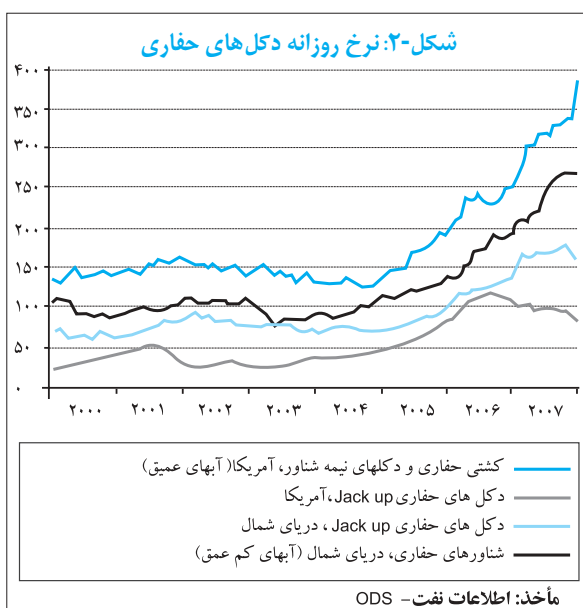
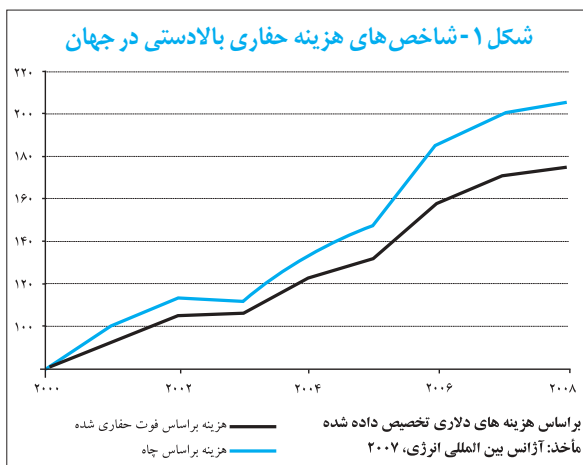
با توجه به معیارهای مختلف تعیین شده از سوی مؤسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران در کشور ما بیش از ۶۰ نوع آرم استاندارد که نشان دهنده کیفیت، سلامت و ایمنی محصولات عرضه شده در بازار است، وجود دارد. نشان استاندارد بر روی وسایل برقی، بیانگر بازدهی و میزان مصرف انرژی در آن‌ها نیست، بلکه فقط نشان دهنده ایمنی و عملکرد خوب دستگاه مورد نظر است. آیا تنها اطمینان از ایمنی و عملکرد دستگاه برای تهیه بهترین وسیله برقی خانگی کافی است؟ پاسخ منفی است، زیرا اطمینان از ایمنی و عملکرد یک دستگاه لزوماً ضامن کارایی و پایین بودن میزان مصرف انرژی در آن وسیله نیست. با در نظر گرفتن برچسب انرژی هنگام خرید وسایل مورد نیاز، از یک سو به کاهش هزینه‌های خانواده و در کل کاهش هزینه‌های تولید انرژی در سطح ملی، می‌توان کمک کرد و از سوی دیگر، سهمی در افزایش و ارتقای کیفی محصولات داخلی داشت.

آیا تقاضای شدید نفت به افزایش ظرفیت حفاری چاه‌های نفت منجر خواهد شد؟

عملیات حفاری چاه‌های نفت با بیش از نیمی از مجموع هزینه‌های فعالیت‌های اکتشاف و استخراج سرمایه‌برترین فعالیت در بخش بالادستی صنعت نفت محسوب می‌شود. هزینه‌های حفاری در سال‌های اخیر به سرعت افزایش یافته است و هزینه حفاری یک چاه بیشتر از دو برابر میانگین آن در دوره سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۷ شده است که منعکس کننده افزایش ۱۰۵ درصدی هزینه حفاری برای هر متر و افزایش ۹۰ درصدی حفاری برای هر چاه است. (شکل-۱)

نوسان در نرخ روزانه تجهیزات حفاری ناشی از تقاضای شدید پیمانکاران توسعه دهنده میادین نفت و گاز است (شکل-۲). به طور نمونه، هزینه حفاری یک چاه تولیدی تقریباً ۵۰ درصد کل هزینه‌های تولید نفت را شامل می‌شود و نرخ روزانه تجهیزات حفاری در همه نقاط جهان در سال ۲۰۰۵ و در بیشتر نقاط جهان در سال‌های ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷ شدیداً افزایش یافته، اما در چند ماه اخیر در اغلب مناطق ثابت شده است. در خلیج مکزیک، نرخ روزانه





برای دکل های حفاری دریایی سیستم Jack Up از اواسط سال ۲۰۰۶ بطور پیوسته کاهش داشته اما نرخ دکل های حفاری در آب های عمیق، همچنان افزایش داشته است. در میانه سال ۲۰۰۸ کشتی های حفاری آب های بسیار عمیق، برای هر روز بیش از ۶۵۰ هزار دلار قرارداد بسته اند. هزینه برای دکل های نیمه شناور نیز به ۵۰۰ هزار دلار در روز رسید که در آغاز این دهه، ۱۳۰ هزار دلار در روز بوده است. در سال های اخیر، سرمایه صرف شده برای اکتشاف و تولید که تا اندازه زیادی از قیمت های بالای نفت و گاز نشأت می گیرد، به نوسان تقاضا برای حفاری چاه، به ویژه در حوزه های دریایی منجر شده است. ناوگان جهانی حفاری دریایی، شامل دکل های Jack Up نیمه شناور و کشتی های حفاری در سه سال گذشته، نزدیک به صد درصد ظرفیت کار کرده اند و میزان سفارش برای آن ها نیز رشد داشته است. در حال حاضر، دکل های حفاری آب های بسیار عمیق به طور متوسط تا سال ۲۰۱۲ قرارداد دارند که به موجب آن تا حدود سال ۲۰۱۵ متعهد و درگیر هستند.

تقاضای شدید برای دکل های حفاری، افزایش شدیدی را در ساخت و ساز این دکل ها دریایی برانگیخته است. اغلب واحدهای ناوگان حفاری دریایی شامل ۶۱۴ شناور، در سال های دهه هشتاد میلادی و اوایل دهه نود میلادی ساخته شدند و بیش از ۴۵۰ دکل در بین سال های ۱۹۷۰ و ۱۹۸۰ تحویل داده شدند. چیزی حدود ۴۰ دکل دیگر، در طول ۱۲ سال بعد اضافه شدند و بیش از ۴۰ دکل دیگر در بین سال های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۰ به این ناوگان پیوستند. در اواسط سال ۲۰۰۸، ۱۴۷ دکل حفاری در دست ساخت بودند، که انتظار می رود تا پیش از پایان سال ۲۰۱۰ تحویل داده شوند. بین سال های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۴ میانگین تعداد دکل های حفاری در دست ساخت به سختی از ۲۵ عدد تجاوز کرد، اما اکنون در حدود ۶۰ شناور موجود در حال تغییر و تعویض هستند. (شکل ۳-۳) اگر این تعداد همچنان فعال باقی بماند؛ ناوگان دکل های حفاری فراساحلی از ۵۶۰ دستگاه در پایان سال ۲۰۰۷ به حدود ۷۰۰ دستگاه در پایان سال ۲۰۱۰ افزایش پیدا خواهد کرد (افزایشی در حدود یک چهارم)، البته تأخیر در دستیابی به مواد خام ممکن است این روند افزایشی را کند نماید، همان گونه که بازنشستگی دکل های کهنه تر نیز چنین خواهد کرد.

صدور ۳۰ میلیون مترمکعب گاز ایران به ارمنستان



مهندس سلمانی - مدیر امور مهندسی شرکت ملی صادرات گاز ایران - گفت: از شروع قرارداد میان دو کشور تاکنون ۳۰ میلیون مترمکعب گاز از ایران به ارمنستان صادر شده که طبق قرارداد باید متقابلاً ۹۰ میلیون کیلووات ساعت برق به شرکت ملی صادرات گاز تحویل شود و با

هدایت شرکت توانیر در شبکه برق کشور مصرف می شد که ممکن است این میزان در ماه های آینده روندی افزایشی داشته باشد. تسویه حساب میان شرکت ملی صادرات گاز ایران و نیروگاه حرارتی ایروان نیز به طور فصلی در پایان هر سه ماه انجام خواهد شد.

جذب ۳۸۰۰ نیروی جدید در شرکت ملی نفت ایران

عباس خنیفر - مدیر توسعه منابع انسانی شرکت ملی نفت ایران - گفت: پس از تکمیل گزارش تراز نیروی انسانی سال ۱۳۸۸ تا هفته آینده، تعداد نیروی انسانی مورد نیاز شرکت ملی نفت ایران در سال جاری تعیین و برای مراحل بعدی اقدام خواهد شد و انتظار می رود در سال ۸۸ تنها در این شرکت ۳۸۰۰ نفر جذب شوند. در سال گذشته نیز تعداد ۲۲۰۰ نفر جذب این شرکت شدند که مراحل نهایی استخدام آنان به منظور معرفی به شرکت ها در دست اقدام است.

شرکت ملی نفت در مقطع دیپلم در رشته هایی نظیر تاسیسات، مکانیک، برق، الکترونیک، جوشکاری، ایمنی و آتش نشانی، در مقطع کاردانی در رشته های فنی و غیرفنی نظیر شیمی، برق، مکانیک، مواد، عمران، حسابداری، مدیریت، امور اداری، در مقطع کارشناسی و بالاتر نیز در رشته های فنی شامل مهندسی برق، مکانیک، شیمی، نفت، کامپیوتر، عمران، صنایع، مواد و در رشته های غیر فنی همچون زمین شناسی، حسابداری، مدیریت، حقوق نیروی انسانی جذب خواهد کرد.

مشارکت چین در صنعت نفت ایران به مرز ۵۰ میلیارد دلار رسید



حسین نقره کار شیرازی - معاون وزیر نفت در امور بین الملل - گفت: ۳۵ تا ۴۰ درصد از این میزان اعتبار با انعقاد قرارداد به مرحله اجرایی رسیده و بخش دیگر نیز در مرحله مذاکره است که نیازمند برخی مطالعات بیشتر برای امضای MOU است.

براین اساس همایش فرصت های سرمایه گذاری در بخش پالایشگاهی ایران در پکن با هدف معرفی زمینه های سرمایه گذاری در طرح های پالایشگاهی کشور برگزار شد که فرصت مناسبی را برای افزایش مشارکت بخش خصوصی

و جذب سرمایه گذاری خارجی برای توسعه و بهینه سازی پالایشگاه های موجود فراهم کرد.

ظرفیت فعلی پالایشگاه های کشور با دارا بودن ۹ پالایشگاه، ۱۷ میلیون بشکه در روز است که پیش بینی شده این ظرفیت به روزانه ۳/۳ میلیون بشکه افزایش یابد. توسعه و بهینه سازی پالایشگاه های موجود به عنوان زمینه همکاری با طرف چینی تشریح و موافقتنامه ای بین شرکت پالایش و بخش و شرکت ساینوپک برای بخشی از نیازمندی های یاد شده امضا شده است.

علاقه مندی ونزوئلا به سرمایه‌گذاری در توسعه ۴ میدان نفت و گاز ایران

زمین‌شناسی این میدان‌ها پاسخ داده شد. همچنین این هیئت درباره مشارکت در توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی که در تفاهمنامه همکاری دو کشور به آن اشاره شده بود، جلسه‌ای با شرکت پتروپارس داشت که شرکت پتروپارس پیشنهاد کرد تا ونزوئلا ۲۰ درصد سهام مشارکت در طرح توسعه فاز ۱۲ را خریداری کند و اعلام کرد که این شرکت برای افزایش سهم ونزوئلا در طرح توسعه این فاز نیز آمادگی دارد.

بهمن سروشی -مدیر نظارت بر تولید نفت و گاز شرکت ملی نفت- با اشاره به سفر هیأت ونزوئلایی به ایران گفت: در جلسه این هیئت با شرکت نفت مناطق مرکزی، ۵ میدان نفتی و ۷ میدان گازی برای توسعه به آنها پیشنهاد شد که طرف ونزوئلایی تمایل خود را برای توسعه دو میدان نفتی "ویزنهار" و "کوه کاکي" و دو میدان گازی "موند" و "گردان" اعلام کرد و به پرسش‌های مشخص آنان در زمینه ساختارهای

سازندگان خارجی و انتقال فناوری از طریق تعامل با پیمانکاران خارجی، همچنین امکان تأمین اعتبار از منابع خارجی به صورت بیع متقابل و فاینانس، از جمله فرصت‌های ایجاد شده در نتیجه اجرای پروژه‌های شرکت نفت و گاز پارس به شمار می‌آید و آثار آن می‌تواند در آینده و در بخش‌های مختلف صنعت کشور مورد استفاده قرار گیرد.

علی وکیلی - مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس- گفت: در ده سال گذشته فرصت‌های ارزشمندی در نتیجه اجرای طرح‌های شرکت نفت و گاز پارس ایجاد شده و با پیش‌بینی سرمایه‌گذاری لازم در طول ۱۰ سال آینده در این بخش، سهم شرکت‌های ایرانی در اجرای پروژه‌ها، از ۳۰ درصد به ۶۰ درصد افزایش خواهد یافت. افزایش تجربه مدیریتی پیمانکاران و

سرمایه‌گذاری ۵۰ میلیارد دلاری در پارس جنوبی ظرف ۱۰ سال آینده



برنامه توسعه پروژه‌های واقع در شرق و مرکز مناطق اطراف فرات شامل این دور از مناقصه‌ها خواهند بود.

عراق پیش از این در نظر داشت در دور دوم مناقصه نفتی خود، حق امتیاز توسعه ۱۶ میدان نفت و گاز را به شرکت‌های پیمانکار واگذار کند، اما به دلیل ناکامی در دور اول، این تعداد کاهش یافت. دور اول مناقصه‌ها، عراق تنها یک برنده داشت و قرارداد توسعه میدان نفتی رمیل به کنسرسیومی از شرکت‌های بی.بی.پی انگلیس و سی.ان.پی.سی چین واگذار شد.

دولت عراق اعلام کرد: این کشور میدان کوچک گازی سیبا در بصره را از لیست ۱۱ میدان نفت و گاز دور دوم مناقصه حذف کرده تا توسعه این میدان گازی در آینده توسط شرکت‌های نفت و گاز داخلی انجام شود، اما به منظور افزایش تولید نفت و گاز خود از حضور سرمایه‌گذاران خارجی در پروژه‌های نفتی خود بهره می‌گیرد.

میدان‌های نفتی این مزایده، میدان نفتی مجنون، فاز دو قرن غربی، بدر، بغداد شرقی، قراف، هلفایا، نجمه و قیاره است.

اعطای قرارداد توسعه ۱۰ میدان نفتی در دور دوم مناقصه‌های نفتی عراق

شتاب در ساخت پالایشگاه بیدبلند ۲ با گشایش اعتبار ۷۰۰ میلیون یورویی

عزیزالله رمضانی-مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران- گفت: بخشی از قراردادهای خرید تجهیزات و کالاهای پالایشگاه گاز بیدبلند ۲ بسته شده و بقیه نیز در حال انعقاد است و پیش بینی می شود که بهره برداری از این پالایشگاه گازی ظرف سه سال آینده محقق شود تا ظرفیت پالایش گاز کشور روزانه ۵۷

میلیون مترمکعب افزایش یابد. عملیات اجرایی ساخت پالایشگاه گاز بیدبلند ۲ دو بخش و شامل تاسیسات پالایشگاه و احداث خطوط لوله انتقال محصولات و مخازن ذخیره در بندر ماهشهر است که در مرحله ساخت برای ۲۵۰۰ نفر و در زمان بهره برداری برای ۱۵۰۰ نفر فرصت اشتغال ایجاد خواهد کرد.

قیمت گاز وارداتی از ترکمنستان به نصف کاهش یافت

غلامحسین نوذری -وزیر نفت- گفت: مذاکرات مربوط به واردات گاز از ترکمنستان نهایی شده و قیمت پایه نصف قیمت قرارداد قبلی و به میزان ۱۷۰ دلار به ازای هر ۱۰۰۰ مترمکعب توافق شده است. همچنین براساس این قرارداد حجم گاز وارداتی از ترکمنستان از ۸ میلیارد مترمکعب در سال به ۱۴ میلیارد مترمکعب در سال افزایش می یابد؛ به همین

منظور بخشی از تولید گاز میدان دولت آباد در ترکمنستان به ایران اختصاص داده شد. برای اجرایی شدن این قرارداد ساخت ۶۰ کیلومتر خط لوله مورد نیاز است که ۳۰ کیلومتر در داخل ایران و ۳۰ کیلومتر در ترکمنستان خواهد بود. با واردات گاز از ترکمنستان مازاد گاز شرق کشور به مناطق شمالی اختصاص داده می شود.

استقبال کم نظیر از سهام حفاری شمال در بازار سرمایه



شرکت حفاری شمال توجه خریداران سهام در بازار سرمایه را به خود جلب کرد؛ به گونه ای که بیشترین تقاضاها به این سهم اختصاص داشت و دارای صف خریدی به ارزش بیش از ۲۳۰ میلیارد و ۲۴۰ میلیون ریال بود که در کمتر از دو دقیقه سهام ۲۲ میلیارد تومانی آن فروخته شد.

این شرکت بعد از شرکت ملی حفاری ایران، دومین شرکت فعال در صنعت

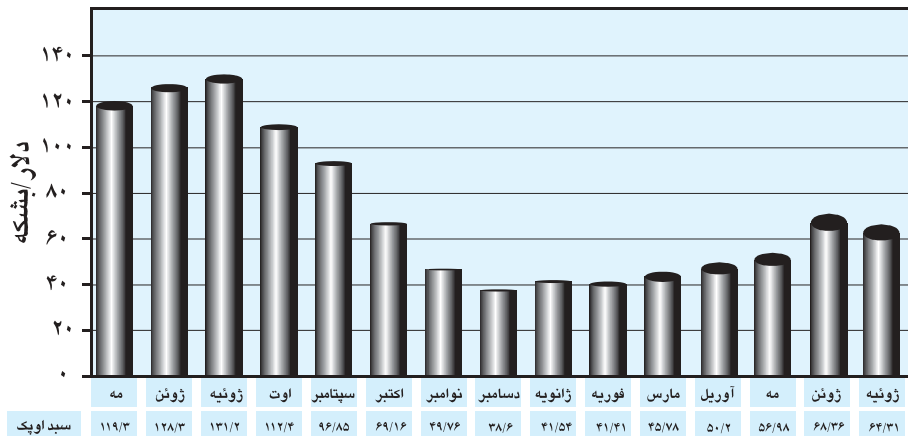
حفاری کشور است و براساس بررسی ها، سهم آن از مجموع حفاری های داخلی و خارجی حدود ۲۱ درصد بوده که با توجه به برنامه های آینده این شرکت به نظر می رسد این رقم در آینده افزایش یابد. این در حالی است که از سال ۸۵ تا پایان سال ۸۷ سود هر سهم همگن شده آن به ترتیب ۱۹، ۷۹ و ۱۰۴ ریال بوده است و پیش بینی می شود سود سهام این شرکت در سال ۸۸ به ۱۵۸ ریال برای هر سهم افزایش یابد.

تصویب طرح تشکیل وزارت انرژی در کمیسیون اجتماعی مجلس

سلیمان جعفرزاده -رئیس کمیسیون اجتماعی مجلس- گفت: براساس این طرح تعدادی از وزارتخانه ها در یکدیگر ادغام و در نتیجه پنج وزارتخانه جدید تشکیل می شود. یکی از مفاد این طرح ادغام دو وزارتخانه نفت و نیرو است که با ادغام آنها وزارت جدید انرژی تشکیل خواهد شد. ما تلاش خواهیم کرد این

طرح هفته آینده به صحن علنی مجلس ارائه شود، تا در صورت تصویب در دولت دهم اجرائی شود. در صورت تصویب این طرح بخشی از وظایف وزارت نیرو از جمله آب و فاضلاب شهری و یا توزیع برق به دستگاه های دیگر از جمله شهرداری ها و بخشداری ها منتقل خواهد شد.

بررسی اجمالی بازار نفت در ماه‌های ژوئن و ژوئیه ۲۰۰۹



نفت در سال ۲۰۰۹ تقریباً ۹۰ هزار بشکه بیشتر از پیش بینی ماه گذشته این سازمان خواهد بود. این برای اولین مرتبه در یک سال گذشته بود که برآورآژانس از تقاضای نفت با تجدید نظر صعودی همراه بود و آژانس تجدید نظر صعودی خود را نشانه آن دانست که روند نزولی تقاضا به پایان رسیده است. اوپک

نیز اعلام کرد روند نزولی تقاضا متوقف شده است. در این میان موسسه جی پی مورگان اعلام کرد پیش بینی خود درباره قیمت های نفت وست تگزاس اینترمدیت را در سه ماهه چهارم افزایش داده و آن را از ۵۵ دلار به ۶۵ دلار در بشکه رسانده است. اداره اطلاعات انرژی وابسته به وزارت انرژی آمریکا نیز در برآورد جدیدی، پیش بینی کرد که قیمت نفت

در این کشور در نیمه دوم سال ۲۰۰۹ با افزایش ۱۶ دلار در بشکه نسبت به نیمه اول به سطح ۶۷ دلار در بشکه برسد.

ناآرامی های سیاسی در نیجریه نیز قیمت های نفت را از لحاظ روانی تحت تأثیر قرار داد. ناراضیان مسلح در نیجریه به یک خط لوله انتقال نفت متعلق به شرکت Agip حمله کردند و باعث تعطیلی تولید ۱۳۳ هزار بشکه در روز شدند.

اما عوامل دیگری نیز در بازار فعال گردید که از افزایش بیشتر قیمت ها جلوگیری کرد. آمار منتشر شده از سوی اوپک نشان می داد که اوپک نسبت به افزایش قیمت ها واکنش نشان داده و تولید خود را تقریباً ۳۰۰ هزار بشکه در روز در ماه مه و ژوئن ۲۰۰۹ افزایش داده است. بورس بازان نیز با انگیزه سود جویی اقدام به فروش کردند و رفتار آن ها به کُند شدن روند صعودی قیمت ها منجر گردید. از سوی دیگر آمار منتشر شده نشان می داد که ذخیره سازی فرآورده های نفتی بر روی آب از اواخر ماه مه ۲۰۰۹ به میزان چشمگیری افزایش یافته است. این ذخیره سازی ها به ۶۲ میلیون بشکه رسیده بود که ۲۱ میلیون بشکه بیشتر از اواخر ماه مه بود. در اواخر ماه نیز پالا پیشگران آمریکایی تولید بنزین خود را افزایش دادند و قیمت های بنزین و در نتیجه نفت خام را دچار کاهش کردند. در این میان بانک جهانی در گزارشی درباره اقتصاد جهانی، اعلام کرد که چشم انداز بهبود اوضاع اقتصاد جهانی نامطمئن می باشد و این گزارش باعث ضعف قیمت ها شد زیرا نشان داد احتمال دارد و خامت اوضاع اقتصاد بیش از آنچه تصور می شود ادامه پیدا کند. در عین حال تحلیلگران معتقد بودند وجود ۶ میلیون بشکه در روز ظرفیت مازاد اوپک و سطح بالای نفت خام های ذخیره شده شناور، اجازه نخواهد داد که بنیادهای بازار استحکام خود را بازیابی کند.

اما در ماه ژوئیه ۲۰۰۹ قیمت های نفت خام با کاهش همراه شدند. میانگین قیمت سبد اوپک در این ماه با کاهش ۳/۹۵ دلار در بشکه نسبت

قیمت نفت در ماه ژوئن ۲۰۰۹ میلادی با افزایش قابل توجهی همراه شدند. میانگین قیمت سبد اوپک در این ماه با افزایش ۱۷۳۸ دلاری نسبت به ماه قبل به سطح ۶۸/۳۶ دلار در بشکه افزایش یافت. در این ماه بازار تحت تأثیر تقاضای بنزین در آمریکا قرار داشت. ذخیره سازی های بنزین در این کشور به سطحی کاهش یافته بود که براساس گزارش موسسه API کمتر از زمان مشابه در سال گذشته بود. این موضوع باعث شد که در بسیاری از بازارها قیمت بنزین بالاتر از قیمت گازوئیل و نفت خام قرار گیرد. به این ترتیب قیمت های فرآورده قیمت نفت خام را تقویت کرد. حتی ذخیره سازی های نفت خام آمریکا نیز براساس گزارش دولت این کشور، به سطحی کمتر از زمان مشابه در سال گذشته کاهش یافته بود.

روند صعودی قیمت های نفت، تولیدکنندگان را امیدوار ساخت که این روند ادامه خواهد یافت و براین اساس برخی از مقامات اوپک پیش بینی کردند که با توجه به کاهش تولید اوپک و تأثیر بلند مدت آن، قیمت ها به تدریج افزایش خواهد یافت، این اظهارات توانست روحیه بازار را تقویت کند. آن ها پیش بینی کردند که قیمت های نفت تا پایان سال به ۷۵ الی ۹۰ دلار در بشکه برسد.

علاوه بر آن در اوایل ماه مورد بررسی ارزش دلار در مقابل یورو تنزل کرد و بورس بازان را از بازار مبادلات ارز به سمت بازار مبادلات نفت کشاند و باعث تقویت قیمت های نفت شد. در عین حال برآورد موسسات بین المللی نشان می داد که روند نزولی شدیدی که تقاضا را در بر گرفته بود کُند شده است. اداره اطلاعات انرژی آمریکا اعلام کرد که پیش بینی خود را برای تقاضای جهانی نفت در سال ۲۰۰۹ به میزان ۱۰ هزار بشکه در روز افزایش داده است و این برای اولین مرتبه از ماه سپتامبر ۲۰۰۸ بود که تخمین تقاضا در برآوردهای ماهانه این سازمان افزایش یافت. آژانس بین المللی انرژی نیز اعلام کرد تقاضای جهانی

به ماه قبل به سطح ۶۴/۳۱ دلار در بشکه تنزل پیدا کرد.

از ابتدای این ماه پیش بینی های میان مدت درباره تداوم ضعف تقاضا زمینه را برای روند نزولی قیمت ها آماده کرد. آژانس بین المللی انرژی پیش بینی خود را درباره تقاضای نفت به شدت کاهش داد و احتمال داد که ضیف تقاضا همچنان ادامه یابد. این آژانس در سناریوی بالاترین رشد اقتصادی پیش بینی کرد که تقاضا به میزان ۰/۶ درصد یا ۵۴۰ هزار بشکه سالانه در فاصله سال های ۲۰۰۸ الی ۲۰۱۴ رشد خواهد کرد و از ۸۵/۸ میلیون بشکه در روز به ۸۹ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. در گزارش قبلی این سازمان پیش بینی شده بود که تقاضا در فاصله سال های ۲۰۰۸ الی ۲۰۱۳ به میزان یک میلیون بشکه در روز رشد سالانه داشته باشد. اوپک نیز اعلام کرد تقاضا برای نفت اوپک تا سال ۲۰۱۳ به دلیل ضعف اقتصاد و کاهش تقاضا به سطح سال ۲۰۰۸ (۳۱ میلیون بشکه در روز) افزایش پیدا نخواهد کرد. در این گزارش تقاضا برای نفت در سال ۲۰۱۳، ۸۷/۹ میلیون بشکه در روز برآورد شده که ۵/۷ میلیون بشکه در روز کمتر از برآورد قبلی این سازمان است. در عین حال برآوردهای سازمان اوپک نشان می دهد که تقاضا برای نفت اوپک در سال ۲۰۱۰ نسبت به سال ۲۰۰۹ به میزان ۳۸۰ هزار بشکه در روز کاهش خواهد داشت و این برای سومین سال متوالی خواهد بود که تقاضا برای نفت اوپک دچار کاهش می گردد. این سازمان در گزارش خود تأکید کرد که در سال ۲۰۱۰ بنیادهای بازار قادر به وارد کردن فشار صعودی بر قیمت ها نخواهند بود علاوه بر آن آژانس بین المللی انرژی اعلام کرد که ذخیره سازی های نفتی در کشورهای عضو OECD از ۶۲ روز مصرف آتی در پایان ماه مه به ۶۲/۵ روز افزایش یافته است. دولت آمریکا نیز اعلام کرد که ذخیره سازی فرآورده های میان تقطیر در این کشور به بالاترین سطح خود در ۲۵ سال گذشته رسیده است. اعلام این خبر که تعداد بیکاران در آمریکا به بالاترین سطح خود در ۲۶ سال گذشته افزایش یافته نیز بازار نفت را تحت تأثیر قرار داد و قیمت ها دچار کاهش چشمگیری شد. قطر نیز اعلام کرد قرارداد های عرضه نفت خود برای ماه اوت و سپتامبر را به طور کامل اجرا خواهد کرد. در حالی که برخی از انواع نفت خام خود در ماه ژوئیه را نیز به میزان ۱۴ درصد کمتر از قراردادهای منعقد شده تحویل داده بود.

در این شرایط کمیسیون معاملات آتی در آمریکا اعلام کرد مقررات سخت تری را برای جلوگیری از بورس بازی به تصویب خواهد رساند. نگرانی از این موضوع و ضعف چشم انداز قیمت ها باعث شد بورس بازان خالص وضعیت خرید خود را کاهش دهند و به این ترتیب روند نزولی قیمت ها را تقویت کنند.

در نیمه دوم ماه ژوئیه عواملی در بازار فعال شدند که از کاهش بیشتر قیمت ها جلوگیری کردند. موسسه Oil Movements اعلام کرد صادرات اوپک بدون آنگولا و اکوادور در چهار هفته منتهی به هشتم اوت ۲۰۰۹ در مقایسه با چهار هفته منتهی به یازدهم ژوئیه ۲۰۰۹ به طور میانگین به میزان ۳۹۰ هزار بشکه در روز کاهش خواهد داشت و به ۲۲/۳۹ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. براساس این گزارش،

چنین کاهشی از هیجدهم آوریل تا کنون بی سابقه بوده است. در این میان کاهش ارزش دلار نیز بورس بازان را به خرید نفت تشویق کرد و به تقویت قیمت های جهانی نفت منجر گردید. آمار منتشر شده از سوی دولت چین نیز موجب تقویت قیمت ها شد این آمار نشان می داد که در ماه ژوئن واردات نفت این کشور به میزان ۱۴/۰۵ درصد افزایش داشته و صادرات نفت خام آن به میزان ۵۳/۶ درصد کاهش داشته است.

حتی با فرض بهتر شدن اوضاع اقتصاد جهانی برای اواخر سال ۲۰۰۹ و اوایل سال ۲۰۱۰ پیش بینی بازار این بود که تقاضا در سال ۲۰۱۰ تنها ۹۰۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد.

علاوه بر آن برخی از مقامات اوپک به رغم افزایش اخیر قیمت های نفت از احتمال عدم افزایش تولید اوپک خبر دادند. به ویژه ابوظبی اعلام کرد که عرضه چهار نوع نفت خام خود برای مشتریان آسیایی را از ۱۸ درصد کمتر از قراردادهایشان به ۱۹ درصد کمتر تقلیل خواهد داد و معامله گران نفتی اعلام کردند که صادرات نفت آنگولا از ۱۸۶ میلیون بشکه در روز در ماه ژوئیه به ۱۷۶ میلیون بشکه در روز در ماه اوت کاهش خواهد یافت.

عوامل تقویت کننده قیمت های نفت

- افزایش تقاضای بنزین در آمریکا
- پیش بینی تداوم روند صعودی قیمت ها تا پایان ۲۰۰۹ از سوی مقامات اوپک
- کاهش ارزش دلار
- گند شدن روند نزولی تقاضا در پیش بینی موسسات انرژی در ماه ژوئن
- پیش بینی رشد تقاضا در سال ۲۰۱۰
- حمله ناراضیان مسلح در نیجریه به یک خط لوله انتقال نفت متعلق به شرکت Agip
- اعلام عدم تمایل اوپک به افزایش تولید در اجلاس سپتامبر از سوی مقامات اوپک
- اعلام کاهش عرضه نفت خام ابوظبی

- عوامل تضعیف کننده قیمت های نفت

- اعلام افزایش ظرفیت تولید عربستان تا ۱۲/۵ میلیون بشکه در روز
- افزایش تولید و صادرات اوپک در ماه ژوئن براساس گزارش منابع ثانویه
- اقدام بورس بازان به فروش با انگیزه سود جویی
- افزایش ذخیره سازی های تجاری و شناور
- نامطمئن بودن چشم انداز بهبود اوضاع اقتصاد جهانی در گزارش بانک جهانی
- وجود ۶ میلیون بشکه در روز ظرفیت مازاد تولید نفت
- ضعف تقاضا در برآورد موسسات بین المللی در ماه ژوئیه
- انتشار ارقامی در ماه ژوئیه که از تداوم بحران اقتصادی حکایت داشت