

نشریه انجمن اقتصاد انرژی  
تحلیلی - پژوهشی - آموزشی - اطلاع رسانی  
شماره استاندارد بین المللی  
۱۵۶۳ - ۱۱۲۳  
مهر و آبان ماه ۱۳۹۰ - شماره ۱۴۴-۱۴۳

صاحب امتیاز: انجمن اقتصاد انرژی ایران  
مدیر مسئول و سردبیر: سیدغلامحسین حسن تاش  
دبیر تحریریه: محمد امین نادریان

### هیأت تحریریه:

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

همکاران این شماره: سیدمحمدحسین امامی

اشتراک: حمیده نوری

صفحه آرا: سید محمود نوربخش

سازمان آگهی ها: کانون تبلیغاتی آدمیت ۱۶ - ۸۸۹۶۱۲۱۵

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

نشانی: تهران - خیابان وحید دستگردی (ظفر) - شماره ۱۷۷ -  
طبقه ۴ - واحد ۱۳  
ماهنامه اقتصاد انرژی تلفن: ۲۲۲۲۰۶۱ فاکس: ۲۲۲۲۰۶۴

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

## فهرست

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

**سرمقاله** ساختار سازمانی صنعت نفت تحولات و مشکلات / ۲

**درجه** خط لوله گازی جریان شمالی مسیری راهبردی هم برای روسیه و هم برای اروپا / ۸

**حرف و نظر** تأثیر زلزله ژاپن بر برنامه هسته ای کشور ژاپن و جهان / ۹  
تهدیدهای رژیم اشغالگر قدس و شرایط بازار نفت / ۱۲

**میزگرد** بررسی وضعیت میادین مشترک و واکاوی مشکلات آن / ۱۵

**گزارش** جایگاه ایران در تأمین امنیت عرضه انرژی اتحادیه اروپا / ۳۷

**مصاحبه** راه اندازی بورس نفت هنوز هم امکان پذیر است / ۳۷

**مقاله** مراحل توسعه شرکت های ملی نفت در اجرای طرح های LNG / ۴۳

**خلاصه مقالات** آبگرمکن خورشیدی مدور / ۴۹

**تحقیقات** تاریخچه رشته اقتصاد محیط زیست در جهان و وضعیت آن در ایران / ۵۱

**انرژی در مطبوعات** / ۵۶

**بازار فرآورده** بازار فرآورده های نفتی ماه سپتامبر و اکتبر / ۵۹

**بازار نفت** بررسی اجمالی بازار نفت / ۶۰

# ساختار سازمانی صنعت نفت

## تحولات و مشکلات



### مقدمه

صنعت نفت کشور با مشکلات فراوانی مواجه بوده و هست و خصوصاً در سال‌های اخیر مشکلات مدیریتی در رأس همه مشکلات بوده است. اما اگر بنا باشد که به همه معضلات صنعت نفت پرداخته شود از مشکلات ساختاری هم نمی‌توان غافل شد. علاوه بر این با روی کار آمدن وزیر جدید در وزارت نفت، دوران جدیدی از تغییرات آغاز شده و ممکن است علاوه بر هدف گرفتن مدیران، ساختارها را نیز هدف گیرد. لذا در این مقطع بر آن شدم که با مروری بر عمده‌ترین تحولات ساختاری صنعت نفت بویژه در دوره بعد از انقلاب، به نقد و بررسی این تحولات و بیان مشکلات موجود در صنعت نفت پردازم. البته در فهرست کردن و بررسی تغییرات ساختاری صنعت نفت در دوره بعد از انقلاب، تا حدی به حافظه خود متکی هستم. بسیار مناسب است که مطالعه‌ای دقیق در بررسی این تحولات و ثبت و تحلیل آن صورت پذیرد:

### سالهای ۱۳۵۷ تا ۱۳۶۴

در دوره قبل انقلاب امور اکتشاف و استخراج و تولید نفت در مناطق نفت‌خیز جنوب توسط شرکتی موسوم به اسکو (OSCO) یا شرکت

خدمات نفت ایران، انجام می‌پذیرفت. شرکت اسکو در سال ۱۹۷۳ بر اساس قرارداد جدید با کنسرسیوم نفتی تأسیس شد. کنسرسیوم بدنبال قرارداد ۱۹۵۴، دو شرکت خدماتی اکتشاف و تصفیه (یا به عبارتی بالادستی و پائین دستی) را در کشور هلند به ثبت رسانده بود که خدمات نفت ایران را انجام می‌دادند اما به موجب قرارداد تجدید نظر شده ۱۹۷۳، مقرر شده بود که دو شرکت مذکور منحل شوند و امور مربوطه به آنها به شرکت ملی نفت ایران منتقل شود، اما در عمل این امور به شرکت اسکو منتقل شد که البته (بصورت شرکت سهامی خاص) در ایران و بر اساس قوانین ایران ثبت شده بود و عمده‌تأ توسط کنسرسیوم مدیریت می‌شد. در قرارداد ۱۹۵۴ انجام امور غیرصنعتی از قبیل بهداری، مسکن، امور حقوقی (مربوط به تحصیل اراضی) و غیره به شرکت ملی نفت ایران محول شده بود که بر اساس قرارداد ۱۹۷۳ نیز عملاً همین وضعیت ادامه یافت. به هرحال با پیروزی انقلاب اسلامی و لغو قرارداد کنسرسیوم، شرکت اسکو نیز منحل شد و عملاً کلیه عملیات فنی و صنعتی (اکتشاف و استخراج و غیره) و امور غیرصنعتی (در حوزه قرارداد کنسرسیوم) در مدیریت مناطق نفت‌خیز جنوب که در سال ۱۳۵۸ بعنوان یکی از مدیریت‌های شرکت ملی نفت ایران بوجود آمد، متمرکز شد و به نظر می‌رسد که بسیاری از معضلات این

نفت ایران اصلاح نشده است و این تداخل وجود دارد، آنهم در شرایطی که همانطور که ملاحظه شد، بار تصدی‌گری شرکت ملی نفت ایران در دوران بعد از انقلاب به شدت افزایش یافت.

یکی از تغییرات نه چندان با اهمیت در صنعت نفت در دوره قبل از سال ۱۳۶۴ انتقال امور مربوط به توزیع گاز مایع (LPG) از شرکت ملی نفت ایران (مدیریت پخش) به شرکت ملی گاز ایران بود که به نظر می‌رسد که از یک برداشت سطحی و اسمی از واژه گاز مایع نشأت گرفته بود. چون گاز مایع یک فرآورده پالایشگاهی است که مسائل آن غیر از تفاوت در ظروف‌سازی و حمل، تفاوتی با سایر فرآورده‌های نفتی ندارد.

### دوره ۱۳۶۴ تا ۱۳۷۶

در سال ۱۳۶۶ شرکت پخش فرآورده‌های نفتی تأسیس شد، قبلاً امور پخش فرآورده‌های نفتی (معروف به پخش بهار-به تبع محل قرارگیری ساختمان آن) در یکی از مدیریت‌های شرکت ملی نفت ایران بنام مدیریت "پخش، خطوط لوله و مخبرات" متمرکز بود. مدیریت‌های اجرائی شرکت ملی نفت ایران که سال‌ها پیش توسط سازمان اداری و استخدامی کشور هم‌تراز معاون وزیر شناخته شده بودند در سطح پائین‌تر به واحدهای سازمانی بنام "امور" تقسیم می‌شوند. تأسیس شرکت پخش بر مبنای مطالعه‌های جامع و دقیق نبود. در آن زمان با توجه به اینکه گازرسانی گسترش چندانی نداشت، در میان تمام بخش‌های صنعت نفت، امور پخش فرآورده‌های نفتی از گسترده‌ترین شبکه در سطح کشور برخوردار بود و بیشترین ارتباط و تماس را با مردم و مقامات محلی داشت. علاوه بر این در شرایط جنگ تحمیلی عراق بر علیه ایران و حملات عراق به پالایشگاه‌ها و دیگر تأسیسات نفتی، مشکلات زیادی در مسیر تأمین و توزیع فرآورده‌های نفتی وجود داشت و وزارت نفت و شرکت نفت از این جهت تحت فشارهای زیاد مقامات محلی و نمایندگان مجلس قرار داشتند و شاید تصور می‌شد که با تبدیل شدن این امور به یک شرکت، دست آن برای حل مشکلاتش بازتر خواهد شد و پاسخگوتر خواهد بود. با تأسیس این شرکت تعداد نیروی انسانی امور پخش به حدود دوبرابر افزایش پیدا کرد. قبلاً امور مالی و اداری و حقوقی و نیرو و بطور کلی امور ستادی پخش مانند بقیه قسمت‌ها توسط ستاد شرکت ملی نفت ایران انجام می‌شد اما با تبدیل شدن به شرکت، طبعاً باید این شرکت ستاد مستقلی پیدا می‌کرد ضمن اینکه دستش برای بسط سازمانی خود بازتر شده بود. اما ستاد شرکت ملی نفت ایران متناسب با آن کوچکتر نشد.

تأسیس شرکت ملی گاز مایع در سال ۱۳۶۶ از دیگر تحولات سازمانی این دوره بود. همان‌طور که ذکر شد فعالیت‌های مربوط به گاز مایع قبلاً به شرکت ملی گاز ایران منتقل شده بود و در مناطق ۹ گانه (آن‌زمان) شرکت ملی گاز ایران مستقر بود که توزیع گاز مایع تولیدی پالایشگاه‌های کشور را از طریق شرکت‌های کوچک توزیع‌کننده خصوصی و دولتی بعهده داشت. اما با تأسیس شرکت، طبیعتاً سازمان کار بسیار گسترده شد و مناطق آن از یک اتاق در مناطق گاز به ساختمان‌های مستقل انتقال یافتند و تعداد نیروی انسانی و هزینه‌ها بسیار بالا رفت و بعدها در سال ۱۳۷۳ مجدداً این شرکت به یک واحد تابعه شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران تبدیل شد و معلوم شد که تصمیمات قبلی در مورد آن چندان بر مبنای مطالعه نبوده است.

در اسفندماه سال ۱۳۷۰ شرکت پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران (NIORDC) تأسیس شد، در آن مقطع زمانی، موجی از اصلاحات

بخش از همین‌جا آغاز شده باشد. همچنین در هریک از بخش‌های صنعتی و غیرصنعتی، چندین شرکت خصوصی پیمانکاری خارجی و داخلی به کارگرفته شده بودند که در جریان هیجانات انقلابی سال‌های اولیه پس از پیروزی انقلاب، بسیاری از آنها لغو قرارداد و منحل شده و کارکنان آنها به استخدام شرکت ملی نفت ایران درآمدند.

در دوره قبل از انقلاب فعالیت اکتشاف و استخراج و تولید نفت و گاز در مناطق دریایی ایران که خارج از حوزه کنسرسیوم بود، توسط پنج شرکت (سیرپ، ایپاک، لایکو، ایمینیکو و سوفیران) انجام می‌شد که با طرف قرارداد شرکت ملی نفت ایران بودند و یا بصورت کنسرسیومی از شرکت‌های خارجی و شرکت ملی نفت ایران بوجود آمده بودند و در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید فعالیت می‌کردند. براساس مصوبه شورای انقلاب در سال ۱۳۵۸ در مورد لغو قراردادهای نفتی مغایر با قانون ملی شدن نفت، قراردادهای مذکور لغو شد و در شهریورماه ۱۳۵۹ شرکتی تحت عنوان شرکت نفت فلات قاره ایران برای عهده‌دار شدن و تمرکز بخشیدن به امور پنج شرکت مذکور بعنوان شرکت فرعی شرکت ملی نفت ایران، تأسیس شد.

کنسرسیوم همچنین از سال ۱۹۵۴ شرکت دیگری بنام "آیروس" (IRan Oil Services) را در لندن به ثبت رسانده بود که کار آن تدارکات و خرید لوازم، تجهیزات و خدمات مورد نیاز شرکت‌های عامل نفت در ایران بود که این شرکت نیز بعد از انقلاب منحل شد و بجای آن شرکت کالای نفت لندن به عنوان شرکت وابسته به شرکت ملی نفت ایران، تأسیس شد و وظایف آیروس را به عهده گرفت. در سال ۱۳۶۱ نیز شرکت کالای نفت تهران (که اینک به شرکت پشتیبانی ساخت و تهیه کالای نفت تهران تغییر نام یافته است) به منظور تمرکز بخشیدن به خریدهای سایر بخش‌های صنعت نفت تأسیس شد و البته بعدها دفاتری هم در شارجه (امارات) و کانادا تأسیس شد.

در دوران قبل از انقلاب، چندین شرکت خصوصی (عمدتاً خارجی) در ایران به فعالیت حفاری یا ارائه خدمات جنبی آن اشتغال داشتند که در جریان انقلاب دکل‌های حفاری و تجهیزات خود را رها کردند و رفتند و یا تلاش کردند که بصورت رسمی و غیررسمی این تجهیزات را از کشور خارج کنند. در دی‌ماه سال ۱۳۵۸ شرکت ملی حفاری به صورت شرکت فرعی شرکت ملی نفت ایران، تأسیس شد و به تدریج به تحویل گرفتن و جمع‌آوری دکل‌ها و تجهیزات حفاری باقی‌مانده پرداخت و به این صورت این فعالیت که ذاتاً پیمانکاری است نیز به درون شرکت ملی نفت ایران وارد شد و این شرکت سال‌های طولانی به صورت کاملاً انحصاری در این زمینه فعالیت داشت (باتوجه به اینکه انحصار معمولاً کارائی را تضمین نمی‌کند) و کارکنان ایرانی (عمدتاً کارگر) شرکت‌های فعال در صنعت حفاری نیز همگی به شرکت ملی نفت ایران پیوستند و جزء ابواب جمعی آن قرار گرفتند.

اما یکی از مهمترین تحولات ساختاری صنعت نفت در این دوره، تأسیس وزارت نفت بود که در دوره قبل از انقلاب وجود نداشت. در قبل از انقلاب به موجب قانون اساسنامه شرکت ملی نفت، وظایف حاکمیتی در حفظ و صیانت از ذخائر هیدروکربنی به عهده شرکت ملی نفت ایران گذاشته شده بود و همین وظیفه با تأسیس وزارت نفت که در مهرماه ۱۳۵۸ به موجب پیشنهاد دولت موقت و تصویب شورای انقلاب تأسیس شد، به عهده وزارت نفت قرار گرفت. بنابراین نوعی تداخل در وظایف وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران بوجود آمد. هنوز هم اساسنامه شرکت ملی

شد و وظایف وزرات نفت مشخص گردید، اما در این دوره هرگز ستاد وزرات نفت در عمل شکل نگرفت و بر خلاف تصریح قانون مذکور، اساسنامه‌های جدید شرکت‌های ملی نفت، گاز و صنایع پتروشیمی، تقدیم مجلس نشد و تداخل حقوقی وظایف وزرات نفت و شرکت ملی نفت ایران به قوت خود باقی ماند.

## دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴

این مقطع دوران وقوع تحولات بسیار گسترده در صنعت نفت کشور است. گسترده‌گی این تحولات بیشتر از آن است که بتوان همه تغییرات را فهرست نمود و در این مجال تنها می‌توان رئوس آنچه اتفاق افتاد را توضیح داد. در این دوره تفکر شرکت‌سازی در صنعت نفت حاکم شد و دیدگاه این بود که تا حد ممکن همه بخش‌ها، مدیریت‌ها و فعالیت‌ها به شرکت‌های جداگانه تبدیل شوند. تا قبل از این، تنها شرکت ملی صنایع پتروشیمی بود که از دیرباز بر اساس طراحی که از ابتدا صورت گرفته بود همه واحدهای تولیدی‌اش بصورت شرکت‌های مستقل اداره می‌شدند. اما امروز تعداد شرکت‌های زیرمجموعه صنعت نفت را به دشواری می‌توان شمارش کرد.

در بخش پائین دستی صنعت نفت: در شرکت ملی گاز ایران، تمام شعب منطقه‌ای به شرکت‌های مستقل استانی یا منطقه‌ای تبدیل شدند. در شرکت پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی، تک تک پالایشگاه‌های نه‌گانه کشور و نیز امور خطوط لوله به شرکت‌های مستقل تبدیل شدند. در شرکت ملی گاز نیز چندین شرکت پالایشی برای اداره پالایشگاه‌های گازی تأسیس شد. همچنین در بسیاری از شرکت‌های اصلی، مدیریت‌های مستقل مانند بازرگانی و مهندسی، تبدیل به شرکت‌های مجزا شدند. بخش بالادستی صنعت نفت نیز به شرکت‌های متعددی تقسیم شد. مناطق نفت‌خیز جنوب به شرکت تبدیل شد و مناطق زیرمجموعه آن (مثل آغاچاری، مسجد سلیمان، مارون و گچساران) هرکدام به شرکت‌های وابسته به آن تبدیل شدند و برخی فعالیت‌ها مانند خدمات مهندسی، رفاهی و ترابری و پشتیبانی نیز به وضعیت شرکتی درآمدند. مدیریت تولید مناطق دریائی مجدداً به شرکت نفت فلات قاره برگشت. در سایر مناطق غیر از دریا و محدوده مناطق نفت‌خیز جنوب (حوزه کنسرسیوم) نیز شرکت‌های متعدد نفتی (مانند شرکت نفت خزر، شرکت نفت مناطق مرکزی و شرکت نفت‌وگاز اروندان) بوجود آمدند. در مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران نیز فعالیت‌های اجرائی و خدماتی جدا شد و به شرکت عملیات اکتشاف نفت تبدیل شد. تأسیس شرکت پایانه‌های نفتی، شرکت حفاری شمال، سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت (که بعداً به شرکت تبدیل شد)، شرکت گاز خودرو و بسیاری موارد دیگر از توسعه‌های سازمانی این دوره بود.

در این دوره دو شرکت کارفرمائی بنام "مهندسی و توسعه نفت (متن)" و "نفت و گاز پارس" (POGC) نیز تأسیس شدند که هر دو در واقع نماینده شرکت ملی نفت ایران در طرح‌های توسعه ذخائر هیدروکربنی هستند. شرکت نفت و گاز پارس اختصاصاً توسعه میدان پارس جنوبی (اعم از لایه نفتی و لایه گازی) را دنبال می‌کند و شرکت مهندسی و توسعه نفت مأمور اجرای سایر پروژه‌های توسعه ذخائر هیدروکربوری است. در مورد پارس جنوبی با توجه به اینکه کار توسعه میدان از ابتدا با تأسیس این شرکت آغاز شد و قبل از آن متولی نداشت، شرکت نفت و گاز پارس مشکلی در مسیر تحقق اهداف خود نداشته و برای دیگر شرکت‌های بخش

و تحولات ساختاری، نظام اداری کشور و دستگاه‌های دولتی را فراگرفته بود و این موج در صنعت نفت نیز نفوذ کرد و نتیجه آن تأسیس این شرکت بود، در این مورد هم مطالعات جامعی انجام نشد اما در مجموع تحولی منطقی و قابل دفاع بود و در واقع جداسازی فعالیت‌های دویخش بالادستی و پائین‌دستی شرکت ملی نفت ایران محسوب می‌شد که این دو بخش ماهیت و مسائل متفاوتی هم دارند. مدیریت پالایش و پالایشگاه‌های کشور، مدیریت خطوط لوله و مخابرات و شرکت پخش فرآورده‌های نفتی زیر نظر این شرکت قرار گرفتند. بنابراین بود که این شرکت بعنوان یک شرکت اصلی چهارم، در سطح شرکت‌های گاز و شرکت صنایع پتروشیمی قرارگیرد اما از نظر حقوقی این اتفاق نیفتاده است و این شرکت در واقع شرکت فرعی شرکت ملی نفت ایران است که هیئت مدیره شرکت نفت بخشی از اختیارات و قدرت تصمیم‌گیری خود را به آن تفویض نموده است، درحالی که شرکت‌های ملی گاز و صنایع پتروشیمی دارای مجامع عمومی مستقل از شرکت ملی نفت ایران هستند.

تأسیس شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت (OIEC) که ۴۰ درصد سهام آن متعلق به شرکت ملی نفت ایران و بقیه عمدتاً متعلق به صندوق بازنشستگی کارکنان صنعت نفت است، از دیگر تحولات مهم ساختاری این دوره است. این شرکت به عنوان یک شرکت پیمانکاری در سال ۱۳۶۶ با هدف نوسازی و بازسازی پالایشگاه‌های فعال کشور که در طول جنگ آسیب دیده بودند، تأسیس شد و خصوصاً در جریان ساخت کارخانه روغن‌سازی اصفهان و پالایشگاه بندرعباس، تجارب خوبی را در بخش پائین‌دستی کسب کرد. تأسیس شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران در سال ۱۳۷۲ گام دیگری در جهت ایجاد شرکت‌های پیمانکاری در درون صنعت نفت بود.

در این دوره در حدود سال‌های ۱۳۶۷ یا ۶۸ در یک مرحله، سازمان شرکت نفت‌فلات قاره (که قبلاً در مورد چگونگی تأسیس آن توضیح داده شد) به مدیریت تولید دریائی شرکت ملی نفت ایران تغییر شکل یافت و مدیریت مناطق نفت‌خیز جنوب نیز با جدا شدن بخش تولید از مدیریت اکتشاف و تولید شرکت ملی نفت و ملحق شدن به آن، به مدیریت تولید خشکی تغییر نام داد. تا قبل از آن فعالیت‌های مربوط به استخراج نفت و گاز از سایر مناطق خشکی (خارج از مناطق نفت‌خیز جنوب) در مدیریت اکتشاف و تولید شرکت ملی نفت مستقر بود. با این تغییر ساختار، فعالیت‌های استخراج و تولید نفت در دو مدیریت تولید دریائی و خشکی، تمرکز یافت.

تأسیس موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی از دیگر تحولات ساختاری این دوره بود. با وقوع بحران سقوط قیمت نفت (سومین شوک جهانی نفت) در سال ۱۳۶۵، نیاز بیشتری به رصد کردن مستمر تحولات صنایع و بازارهای جهانی انرژی و نفت احساس شد و تأسیس این مؤسسه معلول این نیاز بود.

گازسانی به نقاط مختلف کشور در این دوره گسترش ویژه‌ای پیدا کرد و به تبع آن شرکت ملی گاز ایران در این دوره بسیار توسعه یافت. تأسیس دو شرکت ثبت شده در مناطق آزاد خارج کشور بنام‌های نیکو و NTS (بعنوان شرکت فرعی نیکو)، برای تجارت نفت و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز از دیگر توسعه‌های ساختاری شرکت نفت در این دوره بود.

در سال ۱۳۶۶ قانون نفت در مجلس شورای اسلامی به تصویب رسید و در واقع با تصویب این قانون مصوبه سال ۱۳۵۸ شورای انقلاب تکمیل

همین موج گسترش انفجارگونه سازمانی و شرکت سازی بود که در اواخر این دوره اداره صنعت نفت و بویژه بخش بالادستی آن را بسیار دشوار نمود و مدیریت بالای صنعت نفت بر آن شد که از مشاور بین‌المللی برای بررسی و پیشنهاد اصلاح ساختار صنعت نفت بهره‌گیرد که البته بعداً این بررسی به شرکت ملی نفت ایران و در واقع بخش بالادستی محدود شد.

در این دوره بعضی شرکت‌ها نیز تعطیل شدند و یا مأموریتشان تغییر کرد البته بدون اینکه به سرمایه‌های نرم‌افزاری آنها توجه شود. شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت که در بخش پایین‌دستی صنعت نفت آموخته‌هایی ارزشمند و سرمایه انسانی قابلی را فراهم آورده بود و اگر از این آموخته‌ها و سرمایه‌ها مراقبت می‌شد حتی می‌توانست منجر به صدور خدمات شود، به بخش بالادستی (که بسیار متفاوت است) تغییر مأموریت یافت و بخش قابل توجهی از داشته‌های آن از بین رفت. در موضوع تدارکات و کالا با توجه به تشکیل شرکت‌ها و استقلال آنها، بحث مفصلی در گرفت که آیا شرکت کالای متمرکز دیگر معنا دارد یا نه؟ و به هرحال در عمل شرکت کالای تهران بسیار کم کار شد و شرکت کالای لندن نیز منحل شد در حالی که کالای لندن با بیش از پنجاه سال سابقه (از زمان آیروس تا تبدیل شدن به شرکت کالای نفت) دارایی‌های نرم‌افزاری (مانند سیستم سورسینگ یا شناخت منابع و مراکز تولید تجهیزات) و اعتبار قابل توجهی داشت که باید از آن صیانت می‌شد و برنامه‌ای برای استفاده از آن اندیشیده می‌شد.

اتفاق دیگر این دوره آن بود که براساس قانون برنامه می‌بایست بخشی از دارایی‌های صنعت نفت بابت رد دیون دولت به صندوق تامین اجتماعی و سایر صندوق‌های بازنشستگی، به ایشان واگذار شود. مدیریت صنعت نفت برای این منظور واحدهای روغن‌سازی و واحدهای قیرسازی پالایشگاه‌ها را انتخاب نمود. درحالی که اغلب قریب به اتفاق پالایشگاه‌های کشور طراحی یکپارچه داشته‌اند و در طراحی آنها واحدهای مذکور تفکیک شده و مجزا نبوده‌اند و لذا این واحدها پیوندهای ورودی خروجی پیچیده و همه‌جانبه با بقیه واحدهای پالایشی دارند و جداسازی آنها چندان منطقی بنظر نمی‌رسد. البته بدلیل اینکه در آن زمان قیمت قیر و روغن بر خلاف سایر فرآورده‌های نفتی آزاد شده بود این محصولات در واقع از رانت قابل توجهی برخوردار بودند. اقدام مناسب‌تر می‌توانست

بالادستی نیز مشکلی را بوجود نیاورد است. اما پروژه‌های توسعه‌ای که به شرکت متن واگذار شد همگی مربوط به حوزه یکی از شرکت‌های تولیدی بودند و این شرکت‌ها خود را متولی آن می‌دانستند و لذا با توجه به مسئله یکپارچگی مدیریت میادین نفتی، نابسامانی‌های ساختاری بوجود آمد. همچنین در این دوره دو شرکت پیمانکاری دیگر نیز به جمع شرکت‌های زیر مجموعه صنعت نفت اضافه شد که عبارتند از "پتروپارس" و "پتروایران".

شرکت‌های متعددی که بعنوان زیر مجموعه بخش سرمایه‌گذاری امور بازنشستگی صنعت نفت تأسیس گردیدند را نیز باید به این فهرست اضافه نمود چون تأسیس آن شرکت‌ها نیز خارج از تب شرکت‌سازی این دوره نبوده است. باید توجه داشت که نظام تصمیم‌گیری صندوق بازنشستگی نیز در کنترل مدیران شرکت ملی نفت ایران است.

البته در ابتدای این دوره یک شورای اصلاح ساختار توسط وزیر وقت تشکیل شد. اما جهت‌گیری که به این شورا منتقل شد، روشن و مشخص بود. انتظار از این شورا آن نبود که مشکلات صنعت نفت را بررسی کند و راه حل آن را اعم از اینکه اصلاح ساختارهای حقوقی، مالی، نیروی انسانی یا امثال آن باشد را پیشنهاد کند، بلکه به نوعی اصرار بر شرکت سازی بود و البته در عمل نیز آنچه اجرا شد بسیار فراتر از بحث‌های آن شورا بود. افراط در تأسیس شرکت در حدی بود که حتی تمایل وجود داشت که اموری مانند بهداشت و درمان نیز بصورت شرکت درآیند.

یکی از اقدامات ساختاری این دوره که به نوعی با شکست روبرو شد تأسیس شرکتی تحت عنوان "شرکت نفت بین‌الملل" بود. چنین شرکتی تأسیس شد و کلیه فعالیت‌های تجاری مربوط به صادرات نفت خام و صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی در آن متمرکز شد. احکام مدیران این شرکت صادر شد و در سطح بین‌المللی نیز اعلام شد، اما ظاهراً تأسیس این شرکت مورد مخالفت مجمع عمومی شرکت ملی نفت ایران قرار گرفت و این شرکت منحل شد. مدیریت صادرات و فروش نفت و واردات و صادرات فرآورده، به همان مدیریت بین‌الملل شرکت ملی نفت ایران برگشت و متعاقباً برای صادرات گاز، "شرکت ملی صادرات گاز" تأسیس شد. این مسئله جای تأمل و بررسی دارد که در میان ده‌ها شرکتی که در این دوره در صنعت نفت تأسیس شد چرا این یکی این‌گونه شد؟





این باشد که اصولاً یک یا چند پالایشگاه کشور بصورت یکپارچه بابت رد دیون واگذار می‌شدند و این می‌توانست به گسترش رقابت در فعالیت پالایشی که ضامن کارائی و بهره‌وری می‌باشد نیز کمک کند.

در دوره مورد بحث ستاد وزارت نفت برای اولین بار در جهت انجام وظایف حاکمیتی خود توسعه و گسترش یافت، اما هنوز تداخل حقوقی (که قبلاً ذکر شد) میان وظایف وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران به قوت خود باقیمانده است.

در دوره بعدی یعنی از سال ۱۳۸۴ به بعد که صنعت نفت دستخوش تغییرات مکرر مدیریتی بوده است، تحول سازمانی قابل توجهی اتفاق نیفتاده است بنابراین با بسنده کردن به تاریخچه‌ای که ذکر شد، در سطور آتی به نقد و بررسی تحولات ساختاری در صنعت نفت می‌پردازم.

### نقد تغییرات و تحولات در ساختار سازمانی

همانگونه که ملاحظه شد اغلب تغییرات و تحولات ساختاری انجام شده در سطح صنعت نفت، شتابزده، انفعالی و بدون اتکاء به مطالعات و بررسی‌های جامع بوده است و انتقادات زیر را می‌توان به آن وارد دانست:

- ۱- سازمان‌های اداری برای انجام و تحقق یک مأموریت و رسیدن به یک رشته اهداف طراحی می‌شوند و تغییرات و تحولات آنها نیز طبعاً تابعی از تغییر در آن مأموریت‌ها و اهداف است. تغییر مأموریت می‌تواند ناشی از تغییرات محیطی، تغییرات بازار و فضای کسب و کار، تغییر در چشم‌اندازهای آتی و یا تغییر در راهبردهای یک سازمان باشد که همه این موارد معمولاً در مطالعات راهبردی مورد توجه قرار می‌گیرند. اما اغلب قریب به اتفاق تحولات سازمانی انجام شده، مبتنی بر مطالعات راهبردی نبوده است.

- ۲- منطق بسیاری از شرکت‌سازی‌ها در دوره‌های مختلف روشن و شفاف نیست. بعنوان مثال یک منطقه گاز یا حتی یک پالایشگاه نفت که در محیطی کاملاً انحصاری فعالیت می‌کنند، ورودی یا خوراکشان انحصاری و روشن است و مقصد و بازار محصولشان نیز برنامه‌ریزی شده و تعیین شده از بیرون است، قیمت‌گذاری محصولاتشان کنترل شده و نظامات اداری و مالی و معاملاتی‌شان نیز از خارج و از منشأی متمرکز تعیین شده است و در واقع قدرت مانور بسیار محدودی برای کاهش هزینه و گسترش بازارهای خود دارند، چه تفاوتی می‌کند که شرکت مستقل باشند یا یک واحد سازمانی وابسته به شرکت یا سازمان دیگر؟ البته با شرکت شدن، اختیار هزینه‌سازی این واحدها افزایش می‌یابد اما آیا کیفیت خدمات یا محصولات و بهره‌وری ایشان نیز به همان میزان افزایش خواهد یافت؟

این مسئله در مورد بعضی واحدهای سازمانی (مانند فلات قاره) که چند بار بین شرکت و مدیریت تغییر وضعیت داده‌اند قابل بررسی بوده و هست که به راستی چه اتفاقی در صحنه عمل در این بخش‌ها افتاده است؟ و این تغییرات چه تأثیری بر شاخص‌های عملکردشان داشته است.

- ۳- مسئله بسیار مهم بهره‌وری، حلقه مفقوده اغلب این تغییرات بوده است. این مسئله بسیار قابل بررسی و مهم است که وضعیت بهره‌وری در این واحدها قبل و بعد از شرکت شدن چه تغییری کرده است. در اغلب قریب به اتفاق موارد، تعداد پرسنل افزایش یافته تعداد ساختمان‌ها زیاد شده دست مدیران برای هزینه کردن بازرتر شده اما تفاوت مشهودی در شاخص‌های کیفیت و کمیت تولیدات و خدمات دیده نمی‌شود و معنای همه اینها افت کارائی و بهره‌وری است. گرچه ممکن است شاخص‌های بهره‌وری برای تک‌تک این شرکت‌ها تعریف و محاسبه نشده باشد اما شاخص‌های کلان ملی افت بهره‌وری را تأیید می‌کند و این مسئله یکی از مهمترین معضلات توسعه ملی است. به هر حال بسیار ضروری است که با تعریف شاخص‌های معین، سطح بهره‌وری در فعالیت‌ها خصوصاً قبل و بعد از تغییرات ساختاری اندازه‌گیری شود. هرگونه تغییر و تحول ساختاری که نهایتاً در ارتقاء شاخص‌های کارائی و بهره‌وری منعکس نشود بطور جدی زیر سؤال خواهد بود. جالب است که عمده‌ترین انبساط ساختاری در صنعت نفت دقیقاً در زمانی صورت می‌پذیرفت که صنعت جهانی نفت و شرکت‌های نفتی بین‌المللی، درحال ادغام‌های بزرگ برای دستیابی به صرفه‌جویی‌های مقیاس و کاهش هزینه‌ها و ارتقاء سطح چابکی خود برای رقابت بودند. البته بر آن نیستیم که حکم کلی صادر کنم، در شرایط انحصاری ایران در بسیاری از موارد خروج از تمرکز می‌تواند عامل گسترش رقابت باشد و ملاک سنجش (Bench Marking) را برای فعالیت‌ها بوجود آورد، اما این لزوماً به این معنا نیست که مثلاً ما ۹ شرکت پالایشی داشته باشیم، با دو یا سه شرکت پالایشی هم می‌توانستیم به چنین مقصودی دست یابیم.

- ۴- در بسیاری از بخش‌های صنعت نفت حوزه‌های تخصصی ویژه، با کمبود بعضاً شدید در منابع انسانی مواجه بوده و هستند که این پراکندگی‌های ساختاری به نوعی هم‌افزایی این منابع محدود را از بین برده و فقر تخصصی را تشدید نموده است. بعنوان مثال تعداد متخصصین برجسته مخازن هیدروکربنی کشور هرگز تناسبی با تعداد میداین هیدروکربنی ما نداشته‌اند در زمانی که مدیریت‌های استخراج و تولید خشکی و دریا متمرکز بودند این نیروهای محدود تخصصی، بصورت تیمی کار می‌کردند و با هم‌افزایی تیمی، میداین بیشتری را

نیستند. بعنوان مثال اینکه چرا شرکت مناطق نفت خیز جنوب و یا شرکت نفت مناطق مرکزی (که بسیار هم کوچکتر از اولی است) در زیر مجموعه خود به چندین شرکت منطقه‌ای تقسیم شده‌اند اما شرکت نفت فلات قاره علی‌رغم گستردگی حوزه جغرافیایی فعالیتش، شرکت فرعی منطقه‌ای ندارد، دلیلی بر این مدعاست. در مقایسه مدیریت‌های مناطق شرکت پخش فرآورده‌های نفتی و شرکت‌های منطقه‌ای گاز نیز می‌توان مثالی دیگر از این دوگانگی را یافت و همه اینها گواهی بر روشن نبودن منطق این نحو سازماندهی است.

۷- تأسیس شرکت‌های پیمانکاری در درون صنعت نفت بیش از هر چیز محل سؤال و ابهام است. صنعت نفت از دیرباز فعالیت‌های مهندسی و تأمین و ساخت (EPC) خود را به شرکت‌های خصوصی واگذار می‌کرد و شرکت‌های مستعد و موفق هم در بخش خصوصی وجود داشته و دارند که عمدتاً به دلیل گستردگی کارفرمایی دولتی در ایران با مشکل مواجه بوده‌اند و در صورت حمایت دولت و حتی قبل از هر چیز، برنامه‌ریزی دقیق و برخورد منظم دولت بعنوان کارفرمای بزرگ، می‌توانستند رشد و توسعه خوبی داشته باشند و حتی وارد مرزهای صدور خدمات بشوند. تأسیس شرکت‌های پیمانکاری دولتی که از حمایت برخوردارند و در شرایط غیررقابتی کار می‌گیرند، رقابت را در سطح ملی مخدوش می‌کند و کارایی را کاهش می‌دهد. تجربه نشان داده است که حتی وقتی پیمانکاران دولتی در مناقصه‌ها حضور پیدا می‌کنند، حضورشان با دقت نیست چراکه می‌دانند که اگر گیر کردند کارفرما ناچار به حل مشکلات ایشان است و با دست باز می‌توانند از حمایت‌هایی برخوردار شوند که برای بخش خصوصی هرگز فراهم نیست. در شرکت‌های پیمانکاری دولتی، عملاً مراجع تصمیم‌گیری کارفرما و پیمانکار، یکی است و این پدیده عملاً بازی را به بازی باخت-باخت تبدیل می‌کند. لازم است بررسی و تجدید نظر جدی در زمینه عملکرد این شرکت‌ها انجام شود.

۸- همراه با تحولات ساختاری لازم بود که به فرایند تعاملات بخش‌ها و شرکت‌های مختلف با یکدیگر توجه می‌شد که متأسفانه در اغلب موارد چنین نشد و پیچیدگی این تعاملات مدیریت صنعت عظیم نفت را بسیار دشوار کرد.

در هر حال گرچه در شش سال گذشته تغییرات مکرر مدیران، گماردن

مدیران ضعیف به مسئولیت‌های خطیر و در کل مشکلات مدیریتی، سایر مشکلات صنعت نفت را تحت الشعاع خود قرار داده است اما نباید غافل شد که اگر روزی این مشکل اول سامان گیرد، مشکلات ساختاری نیز خود را آشکارتر خواهند نمود. امید است این نوشته مقدمه‌ای باشد که اولاً صاحب‌نظران به تدقیق و تکمیل این تاریخچه بپردازند و ثانیاً متولیان امر، هر نوع دستکاری جدیدی در ساختار را منوط به مطالعات و ارزیابی‌های دقیق و کارشناسانه بنمایند و البته در این میان توجه به نتایج مطالعاتی که تحت عنوان طرح نصر در زمینه اصلاح ساختارها و فرایندهای بخش بالادستی صنعت نفت انجام پذیرفته است، از فوریت برخوردار است. ♦

مدیرمسئول

پوشش می‌دادند اما با تفکیک گسترده ساختاری، این تیم‌ها تشکل خود را از دست دادند و در شرکت‌های مختلف پخش شدند و طبعاً آن هم افزایی هم از بین رفت. در هرگونه تصمیم برای اصلاحات ساختاری باید به بضاعت‌های محدود تخصصی توجه ویژه بشود. در شرایطی که اینگونه بضاعت‌ها و توانایی‌ها گسترده است پوسته ترکاندن سازمانی موجب گسترش و رشد آن می‌شود اما در شرایط محدودیت می‌تواند کاملاً در جهت معکوس عمل کند.

۵- در تغییرات ساختاری که در صنعت نفت انجام پذیرفته است، نوعی نگاه سخت‌افزاری غلبه داشته به این معنا که تصور بر این بوده است که ساختارها (که به تلقی من سخت‌افزار هستند)، خودشان راه‌حل مسائل را همواره می‌کنند. بعنوان مثال در زمانی که موضوع تأسیس شرکت‌ها و تبدیل شدن واحدهای سازمانی به شرکت‌های جداگانه مطرح بود، این بحث نیز مطرح بود که این شرکت‌ها زمانی می‌توانند موفق باشند که تفکر تجاری و اقتصادی نیز بر ذهن مدیران آنها حاکم باشد و در غیر این صورت مدیران فنی که تنها تجربه فنی دارند، معلوم نیست که بتوانند فعالیت‌های شرکت خود را بسمت بهره‌ورتر شدن، اقتصادی‌تر شدن و تجاری‌تر شدن رهنمون شوند. بنابراین آموزش مدیران، تغییر ساختارهای مالی به سمت تبدیل شدن تدریجی واحدها به مراکز مستقل مالی (Profit Center)، مطالعات قیمت تمام شده، حاکم کردن منطق ارزیابی اقتصادی برای اجرای طرح‌ها و پروژه‌ها، تعیین شاخص‌های بهره‌وری و بسیاری موارد دیگر می‌توانست مقدمات نرم‌افزاری استقلال سازمانی را به سمت کارایی مطلوب‌تر فراهم نماید. شاید مثالی از طبیعت راه‌گشا باشد: تخم مرغ جوجه‌کشی را اگر زودتر از موعد بشکافی جوجه نارس، خواهد مُرد و در عین حال در موعد مقرر نیز در محفظه‌ای قراردادی که باز نشود نیز جوجه کامل آماده رشد، کشته خواهد شد. بهترین زمان زمانی است که جوجه رسیده خودش پوسته را می‌شکند. شاید در تحولات ساختاری نیز لازم باشد که با توسعه نرم‌افزاری، زمینه رشد طبیعی سازمان‌ها فراهم شود تا خودشان متقاضی پوسته شکستن برای رشد بیشتر شوند و البته آنگاه باید به آن سازمان برای پوسته شکستن کمک کرد تا به گونه دیگری تباه نشود.

۶- تحولات ساختاری انجام شده از یکدستی و هماهنگی برخوردار



گازی با آنها و بویژه کشور اوکراین بوده است. روسیه اوکراین را متهم می‌کرد که طبق عادت زمان شوروی، گاز را به هر اندازه که بخواهد برداشت می‌کند، اجازه اندازه‌گیری دقیق را نمی‌دهد و گاز را ارزان می‌خواهد و وجوه آن را هم پرداخت نمی‌کند. اما روسیه نمی‌توانست به سادگی از طریق قطع گاز به این کشور فشار بیاورد چراکه در اینصورت گاز اروپا هم قطع می‌شد. روسیه در زمستان سال ۲۰۰۶ برای تنبیه اوکراین بالاخره برای اولین بار گاز را قطع کرد که البته برخی آنرا چنگ و دندان نشان دادن به اروپا برای گرفتن امتیازات سیاسی هم تلقی کردند. در سال ۲۰۰۸ نیز یک بار دیگر اینکار تکرار شد. قطع گاز اروپای غربی در سال ۲۰۰۶ مردم اروپا را با مشکلات جدی مواجه کرد و موجب شد که دولت‌های اروپایی تنوع بخشی به مبادی و مسیرهای تامین گاز خود را بعنوان یک اصل راهبردی در دستور کار قرار دهند و به همین دلیل خط لوله ناباکو به عنوان یک آلترناتیو و نیز تامین گاز بیشتر از قاره آفریقا بعنوان آلترناتیو دیگر، بطور جدی‌تر پیگیری شد. این تلاش اروپا رقابت روسیه را برانگیخت و عزم این کشور را در اجرای خط لوله جریان شمالی راسخ‌تر نمود.

بهر برداری از خط لوله جریان شمالی کار را بر کشورهای مسیر قبلی و خصوصا "اوکراین" و "بلاروس" دشوارتر خواهد نمود و می‌تواند برای این کشورها تهدید به حساب آید. اگر این کشورها نتوانند با روسیه کنار بیایند همواره با تهدید قطع جریان گاز روبرو خواهند بود که حالا اجرای آن برای روسیه بسیار سهل‌تر است. علاوه بر اینکه روسیه هر زمان کافی برای انجام همه تعهدات خود نداشته باشد، احتمالا بازار اروپای غربی را به بازار اروپای شرقی ترجیح خواهد داد.

خط لوله جریان شمالی از استاندارد زیست‌محیطی سطح بالایی نیز برخوردار است چراکه این خط لوله از آبهائی عبور می‌کند که از نظر سطحی و کشتیرانی آزاد هستند اما بخشی از این آبهاء از نظر بستر به کشورهای فنلاند، سوئد و دانمارک تعلق دارد و روسیه باید رضایت این کشورها را جلب می‌کرد و این کشورها سخت‌گیری‌های زیادی را برای صدور مجوز خصوصا از بعد زیست‌محیطی اعمال کردند.

خط لوله جریان آبی مصداق دیگری از تعامل نزدیک میان دو مقوله انرژی و سیاست است و نشان می‌دهد که کشورهای دارای ذخائر گاز اگر راهبردهای روشنی را در هدف گرفتن بازارهای گاز داشته باشند و بخواهند از گاز بعنوان ابزار و اهرم قدرت سیاسی استفاده کنند چگونه باید مانند عملکرد روسیه در اجرای خط لوله جریان آبی، پروژه‌های خود را با قاطعیت جلو ببرند. حتما روسیه نیز در اجرای این پروژه با موانع و احیاناً کارشکنی‌هایی روبرو بوده است. امریکائی‌ها بطور سنتی با تشدید وابستگی اروپا به گاز روسیه مخالف بوده و هستند و رقبا هم بیکار نیستند. وقتی کشوری به گاز کشور دیگر وابسته شد آنگاه قدرت تحمیل تجدید نظر در قیمت و افزایش آن نیز برای کشور فروشنده بیشتر است چراکه هرگاه بخواهد، می‌تواند کشور خریدار را در تاریکی و سرما و یا گرمای شدید، گرفتار کند. عملکرد روسیه در این مسیر می‌تواند برای کشورهای صاحب ذخائر عظیم گازی مانند کشورما درس آموز باشد. باید بازارهای هدف را درست و با مطالعه و دقیق انتخاب نمود و در اجرا نیز اجازه کارشکنی را به رقبا و عوامل بیگانه نداد. ❖

## خط لوله گازی جریان شمالی مسیری راهبردی هم برای روسیه و هم برای اروپا



یکی از رخدادهای مهم اخیر، تست و راه‌اندازی خط لوله گاز موسوم به جریان شمالی (North Stream) است. مسیر جریان شمالی، شامل دو خط لوله موازی است که اینک اولین آن به بهره‌برداری رسیده است و دومین آن قرار است در سال ۲۰۱۲ به بهره‌برداری برسد. خط لوله‌ای که اینک به بهره‌برداری رسیده است به قطر ۴۸ اینچ می‌باشد که طولانی‌ترین خط لوله زیر دریایی جهان است و هم از نظر قطر و هم از نظر طول، رکورد خط لوله‌ای که گاز کشور نروژ را از بستر دریای شمال به کشور انگلستان می‌رساند، شکسته است. طول خط لوله دریای شمال ۱۱۶۶ کیلومتر بود و طول خط لوله جریان آبی ۱۲۲۲ کیلومتر است و می‌تواند سالانه ۵۵ میلیارد متر مکعب گاز را منتقل نماید.

خط لوله جریان شمالی، نماد اراده راهبردی و خلل ناپذیر روسیه برای وابسته نگهداشتن اروپای غربی به منابع گازی خود است. اولین نطفه این خط لوله در سال ۱۹۹۷ منعقد شد اما از سال ۲۰۰۶ به بعد بود که روسها و شرکت گازپروم روسیه، عزم خود را برای احداث آن جزم کردند و این پروژه پس از رفع موانع آن، در سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱ ظرف مدت کوتاهی اجرائی شد. این خط لوله، گاز روسیه را بدون عبور از خاک هیچ کشوری، از بستر دریای بالتیک به خاک آلمان می‌رساند و در آنجا به شبکه خطوط لوله اروپا متصل می‌شود.

مسیرهای قبلی خطوط لوله انتقال گاز روسیه به اروپا، از کشورهای اوکراین و بلاروس عبور می‌کرد. روسیه از زمان فروپاشی شوروی و استقلال کشورهای مذکور، همواره درگیر اختلافات

# تأثیر زلزله ژاپن

## بر برنامه هسته‌ای کشور ژاپن و جهان



### برنامه کشور ژاپن قبل از وقوع زلزله

ژاپن قبل از وقوع زلزله، پس از آمریکا و فرانسه سومین تولیدکننده بزرگ برق هسته‌ای بود و در سال ۲۰۰۹، ۲۵۰ تراوات ساعت برق هسته‌ای تولید کرد و دولت این کشور برنامه افزایش تولید برق هسته‌ای را در دستور کار خود داشت. در سال ۲۰۰۸ دولت ژاپن ۳۰ درصد از برق خود را توسط انرژی هسته‌ای تولید کرد و بنابر چشم‌انداز ترسیم شده توسط دولت ژاپن، این میزان قرار بود در سال ۲۰۲۰ تا ۴۲ درصد و در افق ۲۰۳۰ تا ۵۰ درصد افزایش یابد. بر همین

مهدي ملكي تهراني

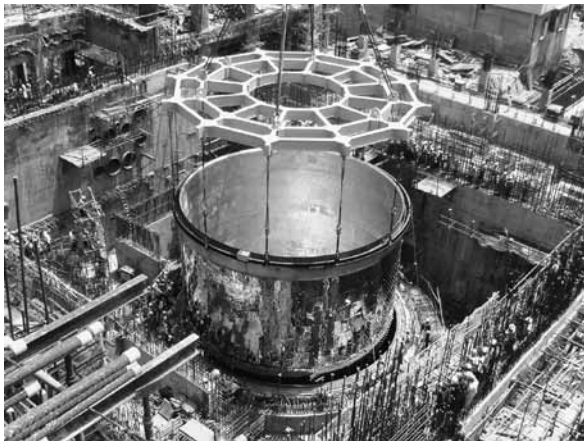
### مقدمه

زلزله ۹ ریشتری ژاپن که در تاریخ ۱۱ مارس ۲۰۱۱ رخ داد، علاوه بر خسارات انسانی، بسیاری از زیرساخت‌های انرژی در این کشور را از بین برد و گسترش انرژی هسته‌ای در بسیاری از کشورها را در حاله‌ای از ابهام فرو برد. ذیلاً تأثیر زلزله ژاپن در میزان استفاده از برق هسته‌ای در ژاپن و جهان مورد بررسی قرار گرفته است.

**جدول (۱): سهم تولید انرژی الکتریسیته به وسیله نیروی هسته‌ای، سوخت فسیلی و انرژی‌های نو**

چشم‌انداز ۲۰۳۰	سال ۲۰۰۸	
۵۰ درصد	۳۰ درصد	انرژی هسته‌ای
۳۷ درصد	۶۴ درصد	سوخت فسیلی
۱۳ درصد	۶ درصد	انرژی‌های نو

کرد تا با تداوم واردات گاز، کمبودهای ناشی از قطع برق هسته‌ای را جبران نماید. یکی دیگر از اقدامات ژاپن برای جبران برق هسته‌ای، برنامه‌ریزی برای راه‌اندازی مجدد نیروگاه‌های حرارتی از رده خارج شده بود. البته مردم ژاپن نیز مجبور به صرفه‌جویی در مصرف برق شدند. مطالعات نشان می‌دهد که صرفه‌جویی در روشنایی برق منجر به ۱/۷۲ گیگاوات صرفه‌جویی، ۲ درجه افزایش در میزان برودت سیستم‌های تهویه مطبوع منجر به ۰/۴۵ گیگاوات صرفه‌جویی و استفاده از حالت صرفه‌جویی انرژی در ماشین‌آلات برقی منجر به ۰/۳۶ گیگا وات مصرف کمتر و صرفه‌جویی در مصرف آسانسورها



ویله‌های برقی نیز منجر به ۰/۱۷ گیگاوات کاهش توان مصرفی شده است. شرکت اپراتور نیروگاه‌های فوکوشیما پس از فاجعه، بزرگترین ضرر را در طول تاریخ شرکت‌های ژاپنی متحمل شد و چهار پنجم ارزش سهام خود را از دست داد. پس از این فاجعه دولت ژاپن مجبور خواهد شد برنامه چشم‌انداز خود را تغییر دهد و به دلیل ضریب امنیت پایین در زلزله و جلوگیری از فجایع احتمالی در آینده، از مزایای تولید برق هسته‌ای چشم‌پوشی کند و استفاده از

**جدول (۲): میزان تولید انرژی الکتریسیته در ایتالیا**

چشم‌انداز قبل از فاجعه ژاپن	اکنون	
۲۵ درصد	۵۰ درصد	انرژی هسته‌ای
۶۴ درصد	۶۴ درصد	انرژی سوخت فسیلی
۱۰/۳۴ درصد	۶/۷ درصد	انرژی‌های نوین
۵۰ درصد	۱۴/۱ درصد	واردات
۱۴/۸۶ درصد	۱۵/۲ درصد	انرژی آب

اساس دولت ژاپن ساخت ۱۴ نیروگاه هسته‌ای جدید را تا سال ۲۰۳۰ در برنامه داشت. در جدول (۱) سهم تولید انرژی الکتریسیته به وسیله نیروی هسته‌ای، سوخت فسیلی و انرژی‌های نوین در سال ۲۰۰۸ و چشم‌انداز سال ۲۰۳۰ با یکدیگر مقایسه شده‌اند.

تمایل به افزایش تولید برق هسته‌ای در برنامه چشم‌انداز دولت ژاپن به دلیل مزایای تولید برق از این طریق می‌باشد که عبارتند از: هزینه پایین‌تر و تولید دی‌اکسید کربن کمتر. هزینه برق هسته‌ای ۰/۲ دلار به ازای هر کیلووات ساعت در سال ۲۰۰۸ بوده است، در حالی که هزینه تولید الکتریسیته توسط ذغال‌سنگ، گاز و نفت به ترتیب ۰/۴ دلار، ۰/۸ دلار و ۱/۸ دلار در همان سال بوده است. همچنین هنگام تولید الکتریسیته توسط ذغال‌سنگ، گاز و نفت، به ترتیب ۴۸۴، ۳۵۰ و ۲۷۰ کیلوگرم دی‌اکسید کربن به ازاء هر مگاوات ساعت انرژی تولیدی، منتشر می‌گردد. بنابراین زغال‌سنگ با وجود قیمت مناسب، به دلیل تولید زیاد گازهای گلخانه‌ای و اهمیت روز افزون مسئله محیط‌زیست و بالا آمدن سطح آب بر اثر افزایش دمای زمین، گزینه مناسبی برای تولید برق نمی‌باشد. در حالی که انرژی هسته‌ای گاز گلخانه‌ای تولید نمی‌کند و از این حیث برای محیط‌زیست مناسبترین گزینه است. انرژی‌های نو، مانند انرژی‌های بادی و خورشیدی می‌تواند جایگزین مناسبی برای سوخت فسیلی باشند، با این وجود هزینه اولیه راه‌اندازی و توسعه فناوری آنها دو عامل تعیین‌کننده در آینده انرژی‌های نو می‌باشند. بنابراین با توجه به افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی، انرژی هسته‌ای تا قبل از زلزله ۹ ریشتری و از کنترل خارج شدن نیروگاه هسته‌ای فوکوشیما، هم از لحاظ هزینه و هم از لحاظ محیط‌زیست مناسبترین گزینه برای آینده به شمار می‌آید.

**تأثیر زلزله بر برنامه هسته‌ای ژاپن**

اما پس از زلزله، عامل ضریب امنیت، بیشتر از هزینه و محیط‌زیست اهمیت پیدا کرد و چشم‌انداز استفاده از انرژی هسته‌ای در ژاپن و سایر نقاط جهان را کاهش داد. بلافاصله پس از زلزله، ۱۱ نیروگاه در ژاپن به صورت خودکار از کار افتادند و ۱۲ گیگاوات از توان خطوط برق ژاپن قطع شد. تخمین زده می‌شود که هزینه فاجعه هسته‌ای فوکوشیما تا ۶۰۰ بیلیون دلار برسد که این مبلغ معادل ۵ تا ۷ درصد تولید ناخالص داخلی ژاپن می‌باشد. این زلزله از نظر میزان خسارت، رتبه اول را در جهان بدست آورده است. پس از انفجار، تشعشعات رادیو اکتیو در اطراف نیروگاه پخش شد و آب بسیار آلوده از نیروگاه به اقیانوس پمپ شد که این آلودگی شدید محیط‌زیست به صورت مستقیم و غیرمستقیم بر روی زندگی انسان‌ها و اکوسیستم تأثیر خواهد گذاشت. پس از این فاجعه که منجر شد ۲۵ درصد از برق تولیدی ژاپن از مدار خارج شود، دولت ژاپن با مشکلات بسیاری در تأمین برق مورد نیاز روبرو شد و مجبور به تأمین انرژی الکتریسیته از نیروگاه‌های کوچک محلی شد. سالم ماندن ترمینال‌های واردات گاز ژاپن به این کشور کمک خواهد

توجه به افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی، تا قبل از فاجعه ژاپن، ایتالیا در چشم‌انداز انرژی خود، برنامه استفاده از انرژی هسته‌ای را داشت. در این چشم‌انداز که در جدول (۲) نشان داده شده است، دولت ایتالیا تصمیم به کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی و حذف واردات الکتریسیته داشت.

اما فاجعه ژاپن تأثیر قابل توجهی در بین مردم و دولت ایتالیا داشت و چشم‌انداز قبلی را زیر سؤال برد. شدت این تأثیر به حدی است که دولت ایتالیا تصمیم به برگزاری مجدد همه‌پرسی در مورد استفاده یا عدم استفاده از انرژی هسته‌ای را دارد. به این ترتیب مردم ایتالیا پس از حادثه هسته‌ای در ژاپن مانند حادثه چرنوبیل به پای صندوق‌های رأی خواهند رفت تا در مورد استفاده یا عدم استفاده دولت ایتالیا از انرژی هسته‌ای مجدداً تصمیم‌گیری نمایند.

با این حال در بعضی از جوامع از جمله اسپانیا و آمریکا، حادثه ژاپن تأثیر چندانی بر استفاده از انرژی هسته‌ای نگذاشته است و انرژی هسته‌ای همچنان به عنوان یک انرژی ارزان و مناسب برای محیط‌زیست، در حال بهره‌برداری و یا توسعه می‌باشد. البته در این



کشورها، احتمال وقوع زلزله شدید مانند ژاپن، کمتر است. به بیان دیگر با توجه به اقتصاد انرژی و افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی، گرمایش زمین و بالا آمدن آب‌های آزاد، نیاز به پیشرفت فناوری در انرژی‌های نو و همچنین محدود بودن منابع انرژی‌های فسیلی، انرژی هسته‌ای همچنان جایگاه خود را در تأمین انرژی الکتریسیته در برخی جوامع (حتی با وجود فاجعه ژاپن) حفظ خواهد کرد. با این وجود از تأثیر فاجعه ژاپن در کاهش استفاده از انرژی هسته‌ای در سطح جهان و خصوصاً در ژاپن نمی‌توان چشم‌پوشی کرد. این تأثیر در برخی کشورها مانند آلمان منجر به برنامه‌ریزی برای عدم استفاده از انرژی هسته‌ای در تأمین انرژی الکتریسیته شده است.

در نتیجه می‌توان گفت فاجعه ژاپن و اثرات مخرب انسانی، مالی و زیست‌محیطی آن، روند رو به رشد استفاده از انرژی هسته‌ای در جهان را در ابهام فرو برده و در برخی کشورها از جمله آلمان و ژاپن باعث کاهش محسوس و سریع در استفاده از انرژی هسته‌ای برای برق شده است. ❖

نیروی هسته‌ای را در تأمین الکتریسیته کاهش دهد.

در اواسط می ۲۰۱۱ دولت ژاپن اعلام کرد که در چشم‌انداز جدید، وابستگی به انرژی هسته‌ای باید کاهش یابد و سیاست انرژی کشور تغییر کند. پس از این فاجعه دولت ژاپن درخواست تعطیلی برخی نیروگاه‌ها که در معرض خطر قرار داشتند را صادر کرد، به گونه‌ای که در حال حاضر فقط ۱۹ نیروگاه از ۵۴ نیروگاه ژاپن در خط تولید قرار دارند و برای جلوگیری از فجایع احتمالی بقیه نیروگاه‌ها از مدار تولید خارج شده‌اند. دولت ژاپن اعلام کرد که انرژی‌های نو به عنوان محور جدید در سیاست انرژی کشور قرار خواهند گرفت. برنامه دولت ژاپن نصب سلول‌های خورشیدی بر روی تمامی پشت‌بام‌ها تا پایان سال ۲۰۳۰ و استفاده از توربین‌های بادی تا پایان سال ۲۰۲۰ می‌باشد.

## تأثیر زلزله بر برنامه هسته‌ای در دیگر نقاط جهان

اما تأثیر این واقعه فقط در ژاپن نبود و اثرات شدید این فاجعه



باعث تغییر در تصمیمات و چشم‌اندازهای دیگر کشورها نیز شد. برای مثال در کشور آلمان که از سال ۲۰۰۸، اختلافاتی در بین احزاب حاکم بر سر میزان استفاده از انرژی هسته‌ای وجود داشت، این حادثه باعث کاهش استفاده از انرژی هسته‌ای در برنامه کوتاه‌مدت و بلندمدت دولت شد. تا پایان سال ۲۰۰۰، آلمان ۲۳ گیگاوات از ۱۲۵ گیگاوات برق خود را از انرژی هسته‌ای تأمین می‌کرد. بر اثر فاجعه ژاپن، دولت آلمان تصمیم گرفت ظرف ۱۰ سال نیروگاه‌های هسته‌ای را از مدار تولید خارج کند. در کوتاه‌مدت نیز دولت آلمان، تصمیم گرفته است ۵ گیگاوات انرژی الکتریسیته تولید شده در نیروگاه‌های هسته‌ای قدیمی‌تر را از مدار تولید خارج کند.

در حال حاضر در ایتالیا انرژی هسته‌ای نقشی در تأمین برق ندارد و دلیل آن نتایج همه‌پرسی از مردم پس از حادثه چرنوبیل می‌باشد. در جدول (۲) میزان تولید انرژی الکتریسیته در ایتالیا توسط انرژی‌های گوناگون نشان داده شده است. با این وجود با



## تهدیدهای رژیم اشغالگر قدس و شرایط بازار نفت

بهروز بیگ علیزاده - تحلیلگر ارشد بازار نفت

در خبرها آمده بود که در چند روز گذشته، نیروی هوایی رژیم صهیونیستی، یک مانور نظامی را با همکاری نیروی هوایی ایتالیا، آلمان و هلند در جزیره «ساردینیا» برگزار نموده و موشک‌های «جریکو» را آزمایش کرده است. انگلستان هم اعلام نمود که به دنبال احتمال حمله به ایران نیروهای خود را آماده خواهد کرد. زیرا در صورتی که آمریکا هم در این جنگ درگیر شود، احتمالاً از نیروهای سلطنتی این کشور هم در اقیانوس هند کمک خواهد خواست. در همین باره، روزنامه «گاردین» در گزارشی از برنامه‌ریزی انگلیس برای حمله احتمالی به تأسیسات اتمی ایران خبر داده است.

بررسی این اخبار از دیدگاه بازار نفت

می‌تواند چشم‌انداز متفاوتی را برای تحلیل رفتار رژیم اشغالگر قدس در اختیار قرار دهد. در حال حاضر قیمت‌های اسمی نفت خام در بالاترین سطح تاریخی خود قرار دارند. میانگین قیمت نفت برنت در سال جاری (ابتدای سال ۲۰۱۱ تا اول نوامبر ۲۰۱۱) به ۱۱۱/۷۵ دلار در بشکه رسیده است. اگر قیمت در مدت باقی‌مانده سال یعنی در دو ماه نوامبر و دسامبر در سطح فعلی باقی بماند، رقمی که میانگین قیمت ثبت خواهد کرد هیچگاه در تاریخ نفت سابقه نداشته است. این در حالی است که اقتصاد جهان همچنان در وضعیت شکننده‌ای قرار دارد، بحران مالی اروپا حل نشده است، احتمال خروج یونان از منطقه یورو وجود دارد و اخبار اقتصادی که در باره آمریکا منتشر می‌گردد نوبدبخش نیست. رئیس بانک مرکزی آمریکا Ben

Bernanke اخیراً اعلام کرده است که بانک مرکزی آمریکا رشد اقتصادی این کشور را از ۳/۳ الی ۳/۷ درصد برای سال ۲۰۱۲ به ۲/۵ الی ۲/۹ درصد کاهش داده است و بیکاری نیز تا پایان سال ۲۰۱۲ از ۸/۵ الی ۸/۷ درصد پایین‌تر نخواهد رفت درحالی‌که در ماه ژوئن این بانک پیش‌بینی کرده بود که بیکاری در آمریکا در سال ۲۰۱۲ به ۷/۸ الی ۸/۲ درصد کاهش یابد.

در این شرایط اوضاع ناآرام خاورمیانه و شمال آفریقا نیز توجه جهان را به خود جلب کرده است زیرا هنوز سرنوشت تحولات مصر، لیبی، یمن و بحرین در شرف تکوین است و با قطعیت نمی‌توان گفت که به کجا بینجامد.

بدون تردید در این وضعیت حمله به ایران با هر هدفی که صورت گیرد به افزایش

به کار خواهد بست تا ایران را با فشار سیاسی و اقتصادی وادار به مذاکره کند. زیرا در غیر این صورت با حمله نظامی توسط رژیم اشغالگر، لابی صهیونیست‌ها در آمریکا این

نفت این کشور آسیبی نبیند. به همین دلیل تولید عراق که در سال ۲۰۰۲ به دلیل تحریم و عدم بازسازی به سطح ۲ میلیون بشکه در روز رسیده بود، در سال ۲۰۰۳ به دلیل حمله

شدید قیمت‌های جهانی نفت منجر خواهد شد. در عین حال این موضوع نیز قابل انکار نیست که برای اقتصاد شکننده جهانی که هنوز نتوانسته از بحران سال ۲۰۰۸ خارج گردد، قیمت‌های بالای نفت کمکی نخواهد بود. بنابراین این سؤال مطرح می‌گردد که چرا رژیم اشغالگر قدس در چنین وضعیتی که از دیدگاه بازار نفت، شرایط جهانی از حساسیت بالایی برخوردار است به تبلیغات درباره جنگ و حمله به ایران پرداخته است. در این زمینه سناریوهای زیر محتمل به نظر می‌رسد:

#### سناریوی اول- رژیم اشغالگر قدس بر

این تصور است که افزایش قیمت نفت بیش از هر کشوری آمریکا را تحت فشار قرار خواهد داد. زیرا آمریکا به ترتیب ۲۱/۱ درصد از نفت، ۲۱/۷۳ درصد از گاز، ۱۴/۷۵ درصد از زغال‌سنگ، ۳۰/۶۹ درصد از انرژی هسته‌ای و ۲۴/۶۵ درصد از انرژی‌های تجدیدپذیر جهان را مصرف می‌کند. یعنی هرگونه افزایش قیمت حامل‌های انرژی، آمریکا را بیش از هر کشور دیگری تحت تأثیر قرار خواهد داد. در حالی که رژیم اشغالگر قدس تنها ۰/۲۸ درصد از نفت، ۰/۱۷ درصد از گاز و ۰/۲۲ درصد از زغال‌سنگ جهان را مصرف می‌کند. بنابراین اقدام نظامی این رژیم باعث خواهد شد که قیمت‌های نفت به شدت افزایش یابد و در نتیجه می‌تواند به سرعت حمایت آمریکا را برای دخالت نظامی به نفع این رژیم به همراه داشته باشد تا اجازه ندهد روند عرضه نفت در منطقه خاورمیانه دچار اختلال گردد و قیمت نفت از افزایش غیرقابل تحملی برخوردار شوند. این رژیم تصور می‌کند با ورود آمریکا به مقابله نظامی با ایران، پای متحدانش نیز (به دلیل مشابه) به این معرکه باز خواهد شد و به سرعت نتیجه را به نفع این رژیم پایان خواهند داد، بدون این که قیمت‌های بالای نفت تداوم یابند. پیش از این نیز آمریکا در هنگام حمله به عراق رفتار مشابهی را به کار گرفت. آمریکا در بیستم مارس ۲۰۰۳ به عراق حمله کرد و در نهم آوریل ۲۰۰۳ وارد بغداد شد. آمریکا در حمله به عراق تمام تلاش خود را به کار بست تا صنعت



کشور را به مداخله نظامی ناخواسته‌ای وارد خواهد کرد که هزینه‌های بسیاری را به آمریکا تحمیل خواهد کرد. حضور آمریکا در عراق و افغانستان هزینه‌های زیادی را بر این کشور تحمیل کرده است و ورود به یک معرکه جدید در شرایطی که اقتصاد آمریکا دچار بحران است برای هیئت حاکمه و افکار عمومی این کشور توجیهی ندارد. برخی از رسانه‌ها نیز از مخالفت "اوباما" رئیس‌جمهور آمریکا با سیاست مداخله نظامی حکایت می‌کنند. بنابراین آمریکا تلاش می‌کند که با اعمال فشارهای سیاسی و اقتصادی، ایران را به پذیرفتن درخواست‌های خود مجبور سازد تا اجازه ندهد رژیم اشغالگر به اقدام نظامی علیه ایران دست بزند. به این ترتیب به طور قطع فشارهای سیاسی و اقتصادی آمریکا صنعت نفت کشورمان را هدف خواهد گرفت زیرا نقش نفت در اقتصاد ایران بسیار اساسی و حساس است و آمریکا با هدف قرار دادن این بخش قصد دارد توان اقتصادی ایران را تضعیف نموده و ایران را وادار به تسلیم نماید. شاید تصویب تحریم‌های جدید بر علیه بخش

آمریکا به سطح ۱/۳۲۲ میلیون بشکه در روز کاهش یافت اما صنعت نفت عراق به سرعت همان توان ضعیف خود را به کار بست و در سال ۲۰۰۴ به سطح ۲/۰۲۱ میلیون بشکه در روز بازگشت. قیمت نفت نیز که در فوریه ۲۰۰۳ در سطح ۳۲/۵۴ دلار در بشکه برای نفت برنت قرار داشت در ماه مارس ۲۰۰۳ با حمله آمریکا به عراق به سطح ۳۰/۹۸ دلار در بشکه کاهش یافت و با پیروزی آمریکا به سطح ۲۵/۰۷ دلار در بشکه نزول کرد.

بنابراین رژیم اشغالگر احساس می‌کند این زمان بهترین فرصت برای مداخله نظامی است زیرا بالا بودن قیمت‌ها باعث خواهد شد مصرف‌کنندگان آمریکایی و اروپایی (ناتو) به سرعت در این ماجرا دخالت کنند و جنگ را به نفع رژیم صهیونیستی خاتمه دهند.

#### سناریوی دوم- رژیم اشغالگر قدس با

توجه به شرایط فعلی جهان احتمال می‌دهد که آمریکا و هم‌پیمانان آن کشور تمایلی به ورود به مخاصمه نظامی جدیدی را نداشته باشند. بنابراین احتمال می‌دهد که آمریکا برای پرهیز از مقابله نظامی با ایران تلاش خود را

استراتژیک استفاده کند و همین مسأله از عمق بحران نفتی در کشورهای صنعتی حکایت داشت. نخستین بار جنگ اول خلیج فارس در سال ۱۹۹۱ و دومین بار در سال ۲۰۰۵ پس از توفان کاترینا این اتفاق افتاد. به هر حال روند قیمت‌ها نشان می‌دهد که برداشت از ذخیره‌سازی‌ها تأثیری بر روند قیمت‌ها نداشت و قیمت نفت برنت که در ماه ژوئن در سطح ۱۱۴/۰۴ دلار در بشکه قرار داشت در ماه ژوئیه همزمان با برداشت از ذخائر، آژانس به سطح ۱۱۶/۸۹ دلار در بشکه افزایش یافت. این در حالی بود که کشورهای عضو اوپک نیز با تمام توان خود به تولید نفت مشغول بودند. تولید اوپک در ژوئیه ۲۰۱۱ براساس گزارش منابع ثانویه به سطح ۲۹/۸۸ میلیون بشکه در روز رسید که ۶۴۶ هزار بشکه در روز بیشتر از تولید ماه دسامبر ۲۰۱۰ (که هنوز تولید لیبی از بازار خارج نشده بود) بود. بنابراین به نظر می‌رسد برداشت از ذخیره‌سازی‌ها نیز نمی‌تواند آن‌طور که تصور می‌شود تأثیر چشمگیری بر قیمت‌های نفت داشته باشد.

توجه به این نکته نیز ضروری است که برخلاف دهه ۲۰۰۰، اکنون کف قیمت‌های نفت افزایش یافته و به همین تناسب نوسانات نیز تشدید شده است. یعنی نباید انتظار داشت که نوسانات قیمت در سطوحی اتفاق افتد که در حد تحمل اقتصاد شکننده جهانی باشد. این عوامل باعث خواهد شد که در صورت مداخله نظامی، قیمت‌های نفت به شدت افزایش یابد به گونه‌ای که تهدیدی برای اقتصاد جهانی به شمار خواهد آمد. بنابراین چنانچه رژیم اشغالگر قدس دست به چنین اقدامی بزند تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان نفت و در مجموع اقتصاد جهانی دچار آسیب چشمگیری می‌شوند.

در این میان تحریم‌های پی‌در پی علیه صنعت نفت ایران با هر هدفی که صورت گیرد به نفع ثبات بازار نفت نخواهد بود. در شرایط فعلی اگر این تحریم‌ها به توان تولید نفت ایران آسیبی وارد سازد به معنی کاهش امنیت عرضه خواهد بود و کاهش امنیت عرضه نیز به نفع مصرف‌کنندگان نفت نخواهد بود. ❖

هر کدام با ۴۰۰ هزار بشکه در روز مازاد عرضه مواجه گردید. یعنی بازار تقریباً کمبود نفت خام عراق در بازار را احساس نکرد.

اما در شرایط فعلی براساس برآورد اوپک، در سه ماهه سوم سال ۲۰۱۱، بازار با ۶۰۰ هزار بشکه در روز کمبود نفت روبه رو بوده و در سه ماهه چهارم نیز بازار همچنان با ۶۰۰ هزار بشکه در روز کمبود نفت رو به رو خواهد شد. البته در سال ۲۰۱۲ اگر لیبی و عراق بتوانند در مجموع یک میلیون بشکه در روز به تولید خود اضافه کنند، بازار با یک میلیون بشکه مازاد تولید روبه رو خواهد شد؛ اما این یک میلیون بشکه در روز هرگز قادر نخواهد بود جایگزین تولید نفت ایران که حجم آن در ماه سپتامبر ۲۰۱۱ به ۳/۶ میلیون بشکه در روز رسید، گردد. به ویژه این که ممکن است مداخله نظامی باعث قطع جریان عرضه نفت در منطقه شود و وضعیتی برخلاف سال ۲۰۰۳ که رژیم حاکم بر عراق فرصت آن را نیافت که در جریان عرضه نفت در منطقه خاورمیانه اختلالی ایجاد کند، بوجود آید. در عین حال، افزایش تولید لیبی و عراق نیز قطعی نبوده و دچار عدم اطمینان است. در چنین شرایطی که انتظار می‌رود که حمله نظامی بر علیه ایران نتایج بلندمدتی به همراه داشته باشد، برداشت از ذخیره‌سازی‌های نفتی در کشورهای عضو آژانس بین‌المللی انرژی نیز چاره‌ساز نخواهد بود. برداشت از این ذخیره‌سازی‌ها فقط می‌تواند مصرف‌کنندگان نفت را در مقابل بحران‌های عرضه آسیب‌پذیرتر نماید. توجه به تأثیر برداشت اخیر از ذخیره‌سازی‌های مذکور می‌تواند بسیار آموزنده باشد. در بیست و هشتم ماه ژوئیه ۲۰۱۱ آژانس بین‌المللی انرژی اعلام کرد که ۲۸ کشور عضو این سازمان توافق کرده‌اند که در پاسخ به قطع عرضه نفت لیبی ۶۰ میلیون بشکه از ذخایر استراتژیک این سازمان در ماه ژوئیه برداشت شود. در این برنامه اعلام شده بود کشورهای آسیایی به میزان ۲۰ درصد، کشورهای اروپایی به میزان ۳۰ درصد و آمریکا به تنهایی به میزان ۵۰ درصد مشارکت خواهند کرد. این سومین بار در تاریخ بود که آژانس تصمیم گرفت از ذخایر

انرژی کشور در کنگره آمریکا که بعد از متهم ساختن ایران به اقدامات تروریستی بر علیه سفیر عربستان صورت گرفت نیز در همین چارچوب قابل بحث باشد.

به هر حال چنانچه هر کدام از این دو سناریو در ذهن حاکمان رژیم اشغالگر و حامیان این رژیم باشد، واقعیت‌های بازار نفت گویای حقیقت دیگری است که بی‌توجهی به آن منافع مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان نفت و انرژی را دچار مخاطره خواهد کرد. در حال حاضر شرایط بازار نفت با زمانی که آمریکا به عراق حمله کرد تفاوت بسیاری پیدا کرده است. این تفاوت‌ها بسیار چشم‌گیر می‌باشند. اینک ظرفیت مازاد اندکی در بازار نفت وجود دارد. زیرا از یک سو خروج لیبی از بازار نفت باعث شده است که ۱/۶ میلیون بشکه در روز از ظرفیت مازاد موجود در کشورهای عضو اوپک صرف‌خشی کردن کمبود نفت لیبی در بازار شود. از سوی دیگر منطق حکم می‌کند که با قیمت‌های در حدود ۱۰۰ دلار در بشکه تمامی اعضای اوپک به استثنای عربستان از حداکثر توان خود برای تولید استفاده کرده باشند. درباره عربستان نیز بازار اطمینان ندارد که این کشور واقعاً ۲/۲۵ میلیون بشکه در روز ظرفیت مازادی را که ادعا می‌کند، در اختیار داشته باشد.

در فوریه سال ۲۰۰۳ قبل از حمله آمریکا به عراق، اوپک بدون عراق دارای ۲/۱ میلیون بشکه در روز ظرفیت مازاد بود. که ۱/۲ میلیون بشکه در روز آن در عربستان قرار داشت. عربستان در ماه مارس به دنبال حمله آمریکا در حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز از ظرفیت مازاد خود را برداشت کرد و سایر کشورهای عضو اوپک نیز ۵۴۰ هزار بشکه در روز از ظرفیت مازاد خود را روانه بازار کردند به طوری که براساس برآورد اوپک با توجه به وضعیت عرضه و تقاضای جهانی نفت، در سه ماهه اول سال ۲۰۰۳، بازار تنها با ۱۰۰ هزار بشکه در روز تراز منفی روبه رو شد و در فصل دوم سال ۲۰۰۳ بازار با ۱/۷ میلیون بشکه در روز مازاد عرضه و در فصل سوم و چهارم نیز

# بررسی وضعیت میادین مشترک و واکاوی مشکلات آن

خبر افزایش حجم برداشت قطر از لایه نفتی پارس جنوبی به بیش از ۴۵۰ هزار بشکه در روز و عقب افتادگی برنامه تولید از لایه نفتی پارس جنوبی از سوی ایران، ما را نسبت به پرداختن به مسئله میادین مشترک ملزم نمود تا در نشست تخصصی به وضعیت میادین مشترک نفت و گاز کشور، شرایط تولید از آنها و مسایل حقوقی آن پردازیم. نشستی که با حضور کارشناسانی از دانشگاه، صنعت و مجلس انجام شد. آنچه در ادامه می خوانید، خلاصه‌ای است از موضوعات مطرح شده در نشست میادین مشترک انجمن اقتصاد انرژی.



میدان بعنوان بزرگ ترین میدان گازی دنیا معرفی می شود و تمام انرژی صنعت نفت برای توسعه آن بسیج می شود اما توسعه فاز یک آن با استفاده از توانمندی داخلی برنامه می شود که بسیار طولانی انجام می گردد. در حالی که قبل از آن طرف مقابل برداشت گاز از این میدان را شروع کرده بود. میدانی که هرفاز آن سالانه ۵ میلیارد دلار درآمد برای کشور می تواند داشته باشد و اگر گاز آن را تولید نکنیم، طرف مقابل آن را تولید و از سهم کشورمان کاسته می شود اینگونه متداول و تعریف شده که هرفاز این میدان روزانه یک میلیارد فوت مکعب گاز و حدود ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی تولید می نماید. (البته بعضی فازها از این قاعده مستثنی میباشند و تولید بیشتری دارند) میدان آذر نیز همین وضعیت را دارد و

گفت: از دو بعد باید به مسئله میادین مشترک نگاه کنیم. تاکنون اینگونه نبوده که خطوط مرزی کاملاً مشخص و کلیه میادین مشترک و ابعاد آنها شناسایی شده و برنامه های میان مدت و یا طولانی مدت توسعه آنها مدون شده باشد. برای نمونه پس از ۷۰-۶۰ سال تولید نفت در خوزستان اکنون توسعه میادین آزادگان و یادآوران بعنوان میادین مشترک تحت پیگیری قرار می گیرند آن هم پس از اینکه کشور عراق توسعه میادین همجوار مرز را شروع نمود. البته در دوران جنگ تحمیلی می دانستیم که میدانی در این منطقه وجود دارد، ولی حرکتی برای شناسایی آن ها بدلائل عدیده از جمله درگیری در جنگ صورت نگرفته بود. میادین جفیر و آذر نیز همین طور بوده است. نمونه دیگر آن میدان گازی پارس جنوبی است که در سالهای ۷۲-۱۳۷۱ این

در ابتدای جلسه **غلامحسین حسن تاش** - مدیرمسئول نشریه اقتصاد انرژی - ضمن خوش آمدگویی به شرکت کنندگان، ضمن اشاره به اهمیت موضوع میادین مشترک بحث خود را اینگونه آغاز کرد، در ابتدای بحث با توجه به سالها مسئولیت آقای جوکار در شرکت نفت فلات قاره و مسئولیت فعلی ایشان در شرکت تأسیسات دریایی ایران که در بزرگترین میدان مشترک کشورمان هم فعال است، در خواست دارم که ایشان خلاصه‌ای از وضعیت میادین مشترک نفتی کشور و شرایط این میادین در کشورهای همسایه را بیان کنند.

در ادامه **غلامعباس جوکار - مدیر مهندسی و تأمین شرکت تأسیسات دریایی ایران** - با توجه به تجربه فعالیت در بخش فلات قاره ایران در پاسخ به سوال مطرح شده

در حالیکه شرکت گاز پروم و شرکت های آمریکایی قرارداد توسعه پخش عراقی آن را در دست گرفته اند و انگیزه هایی بهتر از شرایط قراردادهای ما برای تولید نفت خام برای آنها دیده شده است، اکنون ما توسعه آن را برنامه کرده ایم. در دریا هم تقریباً همین وضعیت را داریم. توسعه میدان آرش (سمت مقابل این میدان را الدور می نامند) این میدان بین کویت، عربستان و ایران مشترک است. این میدان بسیار بزرگ است و تنها دماغه میدان در مرز ایران است و بخش اعظم میدان در سمت کویت و عربستان است. البته تاکنون عربستان و کویت اگر برداشتی هم از میدان داشته اند از بخش نزدیک به ساحل بوده و تولید نزدیک به مرز انجام نشده است ولی فعالیت های حفاری نزدیک به مرز را اخیراً در دستور کار قرار داده اند.

اگر به سمت شمال غربی خلیج فارس برویم، یک میدان مشترک دیگر وجود دارد که انتهای جزیره آبادان می باشد اما با وجود اینکه حدود ۱۰۰ سال است که در آبادان پالایشگاه داریم و بهترین گزینه هم توسعه و تولید نفت خام سبک این میدان و انتقال آن به پالایشگاه بوده، اخیراً متوجه وجود چنین میدانی شده ایم. در مجموع در پهنه خلیج فارس مثل نقاط روشنی که وقتی از هواپیما در شب به شهرها نگاه کنیم، رویت می شود، میداین کوچک و بزرگ وجود دارد که خیلی از این میداین به هم متصل هستند. برای مثال میدان پارس جنوبی و بلال در لایه های زیرین به هم متصل هستند. حتی میداین مستقل کاملاً جدا از دیگر میداین نیستند و ممکن است در لایه های زیرین با میداین کشور مقابل مشترک باشد، نمونه آن نیز میدان رشادت است که لایه گازی آن با لایه الخلیج امارات احتمالاً مشترک است. در حال حاضر حدود ۱۳ تا ۱۴ میدان در خلیج فارس شناخته شده اند که قطعاً مشترک هستند، و برخی از آنها همچون میدان صالح حتی ممکن است تخلیه و یا در حال تخلیه شدن باشد چرا که کشور مقابل توسعه و تولید را شروع و عملاً میدان را تخلیه کرده است، در حالی که ما

هنوز شروع نکرده ایم. البته خوشبختانه در میدان صالح متوجه شده ایم که تنها یکی از کوهانک ها با میدان صالح متعلق به امارات مشترک است و کوهانک دوم آن می تواند مستقل باشد. مثال دیگر میدان اسفندیار است که هنوز در دو طرف توسعه نیافته است؛ میدان گازی فرزاد B هم بخش عمده آن در خاک کشور عزیزمان است و میزان گستردگی آن در عربستان کاملاً مشخص نیست سمت تنگه هرمز غیر از میدان هنگام و چند میدان دیگر، در منطقه سیری نیز یکی از میداین سیری در یک لایه آن احتمالاً مشترک است.

بنابراین اولین حرکتی که باید بصورت فعالانه انجام شود، شناسایی کلیه میداین در نقاط مرزی است که در این راستا بخش اکتشاف بدرستی در سالهای اخیر در این حوزه بشدت فعال شده و جای قدردانی دارد و لرزه نگاری میداین شروع شده است. باید بروی شناسایی کامل خصوصیات میداین حوزه های مرزی و مشترک یا مستقل بودن آنها اقدام شود و توسعه میداین مشترک در اولویت اول قرار گیرد. در نگاه دوم باید اذعان نمود که همه میداین دریایی و همجوار مرزها خصوصیت مشترک بودن را دارند، چرا که خلیج فارس و همجوار در مرزها محل عبور و مرور است و به همین علت همیشه می تواند، دستخوش خطر و تعارض باشد؛ که نمونه های آن میداین سروش، نوروز، ابوذر، بهرگانسر، سلمان، رشادت و سیری (سی وند و دنا) بودند، در حالی که این میداین در خاک ایران بودند مورد تهاجم دشمن و بعضاً مستقیم آمریکا قرار گرفتند و در مناطق خشکی همجوار مرز نیز همینطور مثل بوده ولی تاسیسات داخل کشور کمتر مورد تعرض قرار گرفتند. بنابراین به اعتقاد من باید میداین منطقه مرزی در اولویت اول و کلیه میداین دریایی در اولویت بعدی در برنامه توسعه قرار داشته باشند. چرا که در منطقه خشکی به دلیل وجود مردم که همواره محافظ سرزمین مان همیشه کمتر مورد تعرض قرار می گیرند، اما در دریا سرمایه های زیرساختی و منابع موجود همواره در خطر و حفاظت از آنها

دشوار است.

به غیر از مسائل حفاظتی، مسایل ساختارهای زمین شناسی همچون وجود دودکش های گازی را نباید نادیده گرفت، زیرا بدلیل زلزله خیز بودن سرزمین مان شکستگی های ساختارهای تحت الارض میتواند توسعه میداین فلات قاره را بر مور زمان دستخوش تغییراتی قرار دهد. برای مثال میدان مسجدسلیمان به دلیل وجود چشمه های نفت و رویت آن شناسایی و کشف شد، اما در دریا که بسیاری از میداین آن نیز گازی است در صورت تخلیه آرام بدلیل نشت، چیزی دیده نمی شود و کسی متوجه آنها نمی شود. در بخش اکتشاف شرکت نفت فلات قاره پروژه ای با عنوان دودکش های گازی در خلیج فارس را پیگیری نمود، که نتیجه آن شناسایی محل هایی بود که گاز از کف دریا خارج می شود و به شکل حباب به سطح می آید. چه بسا میداینی که حتی به همین شیوه تخلیه شده اند. علت آن نیز مسایل زمین شناسی است. صفحه سرزمین عربستان در منطقه خلیج فارس همواره به صفحه سرزمین بخش جنوب ایران نیرو وارد می کند و باعث پدیده زلزله می گردد که در خشکی بعضاً شاهد آن بوده ایم و این اتفاق در دریا نیز می تواند رخ دهد یا باعث شکستگی لایه های تحت الارض و بعضاً تخلیه بعضی مخازن شود. به همین دلیل تاکید دارم که توسعه بخش دریا با سرعت بیشتر در برنامه قرار گیرد و تخلیه میداین دریایی در حداقل زمان، در اولویت باشد. چرا که اگر بخواهیم به تدریج تولید کنیم، هزینه های نگهداشت و بهره برداری افزایش می یابد. تجهیزات در دریا به سرعت دچار خوردگی و فرسودگی می شود و لذا باید در طول دوره عمر تاسیسات، بیشترین استفاده از آنها بشود و در صورت امکان میدان کاملاً تخلیه گردد. در حالی که در خشکی این مشکلات بمراتب کمتر است و تاسیسات حتی با گذشت ۱۰۰ سال بعضاً هنوز قابل استفاده است.

با توجه به مراتب فوق در یک نگاه کلی اولویت اول توسعه و تولید از میداین مرزی،

میدان یا بیشتر، توسعه داده شود و کل کشور هم در این راستا برای تامین نیازمندی های این برنامه، بسیج و کمک و همکاری نمایند. **حسن تاش** در ادامه گفت، این بحث را نیز باید به صحبت های آقای جوکار اضافه کرد که لایه نفتی پارس جنوبی که با میدان شاهین قطر مشترک است در بخش قطر ۴۵۰ هزار بشکه در روز تولید نفت دارد که به زودی تولید آن به ۵۲۰ هزار بشکه در روز نیز خواهد رسید. قطر با استفاده از فناوری حفاری افقی که در شاهین به کار گرفته طولانی ترین چاه های دنیا را در این میدان حفر کرده است و چاه هایی با طول ۱۰ هزار متر می تواند به راحتی وارد قسمت طرف مقابل هم بشود. آیا از لحاظ فنی راهکاری برای رصد کردن این وضعیت تولید وجود دارد و حتی اگر اثبات کردیم که چاه طرف مقابل وارد قسمت ایران شده، آیا امکان دعوی حقوق هست؟

در پاسخ به سوال مطرح شده **جوکار** به توضیح شرایط عملیاتی تولید در مناطق مرزی پرداخت و گفت: از لحاظ حقوقی من چندان تخصصی ندارم ولی قطعاً مسایل حقوقی آن وجود دارد. در ۵۰۰ متری منطقه مرزی هیچ کشوری حق فعالیت ندارد و ۲۵۰ متری از مرز باید نقطه انتهایی چاه ها باشد. لذا ذکر اینکه ۱۰ هزار متر حفاری افقی می توان انجام داد، قطعاً ارتباطی به اینکه به سمت ایران آمده و از منابع این سوی مرز برداشت می نمایند، ندارد. هرچند که این امر قابل شناسایی است و از روی افت فشار مخزن می توانیم میزان برداشت از مخزن را محاسبه کنیم. این میزان براساس افت فشار در برابر تولید هر ۱ میلیون بشکه نفت (بتناسب با همین مکانیزم برای گاز) شرایط میزان برداشت از مخزن محاسبه می شود. اگر روند افت فشار شدت گیرد می تواند نشانه برداشت بیشتر از مخزن باشد. در نمودارهای دمایی (حرارتی) نیز هرگونه تغییر دمایی مخزن به خوبی مشخص کننده وقوع یک پدیده تولیدی است. البته می توان در این موارد نیز با تزریق آب، درحوالی چاه های کشور مقابل آنها را دچار مشکل نمود که معمولاً نیز در منطقه مرزی از این روش

می توان به عملیات در خشکی پردازیم در حالی که در ۱۰۰ سال گذشته ما از خشکی به سمت دریا رفته ایم، چون عملیات در خشکی راحت تر و کم هزینه تر بوده است و اما در نگرش دیگر به مرزها آیا با قاطعیت می توان گفت که ما در شرق کشور میدان بزرگی نداریم در حالی که امروز ناگهان میدان یولانتان در ترکمنستان کشف می شود که حجم گاز درجا آن حدود ۷۵ درصد حجم گاز در جای میدان پارس جنوبی و قابل مقایسه با آن است در حالیکه از لحاظ موقعیت جغرافیایی نیز نزدیک به مرز ما است، ولی ما در آن منطقه فقط میادین خانگیران و گنبدلی که مشترک بوده را توسعه داده ایم. لذا باید به مجموعه



میادین مشترک دور تا دور کشور بیشتر بها داده شود و به شناسایی آنها پردازیم و سپس با عملیات حفاری وضعیت این میادین را نهایی کنیم؛ البته در این امر توسعه باید از دریا شروع گردد تا پس از کشف، عملیات توسعه و تولید آن حتی الامکان با استفاده از تاسیسات موجود انجام شود. البته کلیه عملیات این بخش ها باید با نرخ مشخصی دنبال شود و سرعت تولید باید تعیین شود. چرا که وقتی در میدان مشترک طرف مقابل برداشت را شروع نماید، دیگر کاری ساخته نیست. سرعت توسعه و تولید از میادین باید مشخص باشد که بعنوان مثال توسعه میدان بیست و پنج ساله یا کمتر باشد و هر سال یک

نزدیک مرز و بموازات بررسی و شناسایی کلیه میادین مرزی در اولویت اکتشافی بوده که البته در حیطة وظائف بخش های اکتشاف است و از طرفی در خصوص میادین در حوزه مرزی باید کلیه لایه ها از لحاظ مشترک یا مستقل بودن بررسی شود چرا که ممکن است که لایه های سطحی مستقل بوده ولی لایه های تحتانی مشترک باشند. همچنین باید بر روی محدوده مرزهای دریایی بررسی کاملتری انجام شود که البته این موضوع تحت پیگیری است. چرا که وقتی با روش های مختلف مرز را تعیین می کنیم، نقاط مختلفی تعیین می شود. نکته مهم دیگر این است که در میادین تولیدی فعلی، در لایه های پایینی

و زیر بستر آب این میادین نفت خام فوق سنگین مشاهده شده است که از اهمیت بالایی برخوردار است، بعنوان نمونه توجه شود که عمده تولید کشور کانادا از این نوع نفت خام است این نوع نفت فوق سنگین در میادین منصوری، اهواز، مارون و شادگان دیده شده است که می توان مساحتی به وسعت از اهواز تا ماهشهر حتی ادامه آن در دریا را متصور بود.

روش های زمین شناسی و لرزه نگاری حدود ۶۰ تا ۷۰ درصد می توانند وجود یا عدم وجود میادین نفتی / گازی را در نواحی مختلف نشان دهند. اگر اولویت به دریا و مرز داده شود پس از پایان عملیات دریایی،

در حد شایسته برداشت کنیم سئوالی است که همواره مطرح بوده و نسل ما باید پاسخگویی آن باشد. در پارس جنوبی ما در یک دوره زمانی سعی کردیم با برنامه‌ریزی عقب‌ماندگی خود را جبران کنیم. اجرای طرح‌های فازهای پارس جنوبی بنحوی برنامه‌ریزی شده بود که با بهره‌برداری از ۱۰ فاز در سال ۱۳۸۶ سهم تولید ما با قطر برابر شود که تاخیراتی که در بهره‌برداری در فازهای ۵ تا ۱۰ بوجود آمد، عملاً این امر محقق نشد و سپس بعلت نبود یک برنامه منسجم و تغییرات زیاد سطوح مدیریتی اجرای بموقع دیگر فازهای پارس جنوبی تا کنون میسر نشده است که این امر در تعویق در پیشرفت فیزیکی دیگر طرح‌های میادین مشترک نفت و گاز نیز مصداق دارد. عقب‌افتادگی در توسعه میادین مشترک را نمی‌توان تنها به کمبود منابع سرمایه گذاری مرتبط دانست. ما مشکل تامین منابع سرمایه‌گذاری داریم، ولی مشکل اصلی ما عدم لحاظ شرایط احراز در امور مدیریتی تخصصی است. از طرفی نداشتن یک برنامه راهبردی برای توسعه میادین براساس شناخت نقاط قوت و ضعف اجرای پروژه‌ها در گذشته و ناآشنایی چالش‌ها و فرصت‌های آتی و اینکه توسعه کدامیک از میادین اولویت دارد در این زمینه دخیل بوده است. انتخاب بعضی از پیمانکاران خارجی برای توسعه میادین و انعقاد قرارداد با آنها با تامل لازم صورت نگرفته است.

برغم زحمات زیاد کادر کارشناسی زیرمجموعه نفت، در واقع ما بعد از انعقاد و اجرای قراردادهای بیع‌مقابل بخصوص در پارس جنوبی، تقریباً در توسعه میادین مشترک کار زیادی را نتوانسته‌ایم انجام دهیم. در میادین بزرگی چون یادآوران، آزادگان و حتی گنبدلی آن طور که لازم و بایسته بوده پیشرفت فیزیکی در حد برنامه نبوده است. نمونه دیگر، توسعه لایه نفتی پارس جنوبی است که از ابتدای دور هفتم مجلس مقدمات اجرای پروژه شروع شده بود ولی هنوز به نتیجه نرسیده‌ایم، در حالی که قطر از این لایه روزانه ۴۵۰ هزار بشکه برداشت می‌کند.

و راهبردی موجب شده که توسعه مخازن و به خصوص توسعه میادین مشترک مرتب به تعویق افتد. براساس برخی گزارش‌ها کشور ما با کشورهای همسایه یعنی عراق، عربستان، قطر، کویت، امارات و عمان و ترکمنستان حداقل دارای ۲۰ میدان مشترک تولیدی و توسعه‌ای است. در حالی که تعداد میدان‌های اکتشافی توسعه نیافته نوار مرزی ما نیز تا همین میزان ذکر شده است. البته در مورد مشترک بودن بعضی از این میادین ابهام وجود دارد. مثلاً میدان آزادگان در مجاورت میدان مجنون عراق و یادآوران در مجاورت میدان سنباد عراق قرار دارد ولی در مورد رابطه ساختمانی و پیوستگی مخزنی این میدان‌ها اطلاع دقیقی وجود ندارد.

به طور کلی مخازن مشترک مهم ما با عراق نفت‌شهر، دهلران، آبان، پایدار غرب، آزادگان، آذر، یادآوران و اروند است. که دهلران، پایدار غرب و نفت شهر در حال تولید بوده‌اند و یادآوران و آزادگان در مراحل مختلف توسعه هستند. در دریا نیز اعم مخازن مشترک مثل نصرت، سلمان، اسفندیار، فروزان و هنگام دیر زمانی است که کشف شده‌اند و سپس مخازن پارس جنوبی، فرزاد، رشادت نیز شناخته شده‌اند. ولی متأسفانه تولید ما از مخازن مشترک نفت و گاز بر مراتب کمتر از کشورهای همسایه است. مثلاً برداشت متوسط روزانه ما از میادین مشترک نفتی با عربستان ۴۲ هزار بشکه بوده، در حالی که عربستان از این میادین ۴۵۰ هزار بشکه در روز تولید داشته و در حال افزایش تولید است، یا در میدان‌های مشترک با امارات تولید متوسط ایران ۵۶ هزار بشکه در روز و تولید امارات ۱۳۶ هزار بشکه است، یا در میدان مشترک پارس جنوبی، قطر بطور متوسط روزانه ۳۶۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی یعنی نزدیک به دو برابر ایران برداشت می‌کند. در لایه نفتی این میدان تولید قطر روزانه ۴۵۰ هزار بشکه نفت و تولید ایران صفر است. در میادین مشترک نفت با عراق کلاً تولید روزانه ما ۱۳۰ هزار بشکه و تولید عراق ۲۹۵ هزار بشکه است. اینکه چرا ما نتوانسته‌ایم از سهم خود

استفاده می‌شود، همانطور که در میدان نصرت و سلمان آنها ما را دچار مشکل نموده‌اند، زیرا در منطقه مرزی تزریق آب انجام می‌دهند. شایان ذکر است که حفر چاه های افقی طولانی میتواند باعث افزایش میزان تولید، برداشت نهائی بیشتر و تولید متناسب همزمان از تمام بخش های مخزن را به همراه داشته باشد و استفاده بهینه از سکوی بهره برداری موجود را سبب شود، بعنوان نمونه در میدان رشادت اخیراً تا ۲۵۰۰ متر حفاری افقی را با همین هدف آغاز شده است. با این شیوه نفت را در تمام زوایای مورد نظر مخزن میتوان برداشت نمود، تا کمترین میزان نفت دچار تله افتادگی شود. در واقع در یک میدان نفتی یا گازی سعی بر این است که تعداد سکوها را به حداقل ممکن برسانند و برای هر سکو یک فضای بهینه تعریف می‌شود که مثلاً با ۱۰ حلقه چاه یا مقداری بیشتر فضای اطراف آن را بطور کامل پوشش دهند.

در ادامه جلسه **ایرج مهرآما - کارشناس انرژی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی** - با اشاره به وضعیت میادین مشترک ایران گفت، سابقه شناسایی میادین مشترک محدود به چند سال اخیر نمی‌شود، بلکه کارشناسان نفتی از خیلی پیش به اهمیت و اولویت توسعه این میادین را توجه داشته و در مورد آنها هشدار داده‌اند. در گزارش‌های ارزیابی عملکرد برنامه‌های توسعه بعد از جنگ تحمیلی موضوع تاخیر در توسعه میادین مشترک و مشکل جلو افتادن همسایگان در برداشت از این مخازن ذکر شده است. ولی متأسفانه چون حساسیت لازم در این مورد وجود نداشته، این مسئله به خوبی پیگیری نشده است. در برنامه‌های توسعه برای اکتشاف و توسعه مخازن نفت و گاز هدف‌گذاری شد که این اهداف در بخش اکتشاف محقق شد، ولی عملکرد ما در بخش توسعه، و استخراج از مخازن بویژه در میادین مشترک ضعیف بوده است. مسئله اساسی آن است که ما یک برنامه راهبردی و جامع برای توسعه مخازن و اولویت‌بندی بهره‌برداری از آنها نداشته‌ایم. عدم وجود برنامه استراتژیک

که با توجه به عقب بودن از برنامه زمان‌بندی تحقق اهداف در زمان پیش بینی شده بعید است.

در اینجا باید توجه داشت که منابع بالقوه سرمایه‌گذاری ارزی و ریالی کشور ما برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت کم نبوده است. ۴۱۶ میلیارد دلار، درآمد ۶ ساله فروش نفت خام بوده که با در نظر گرفتن درآمد حاصل از فروش میعانات و مایعات گازی، این رقم حدوداً به ۵۰۰ میلیارد دلار می‌رسد. آیا از این حجم درآمد نباید بخشی به نفت داده می‌شد تا حداقل بتواند ذخایر مشترک را از این شرایط ناهنجار نجات دهد.

موضوع دیگر اختلاف شرایط افزایش درآمدهای نفتی کنونی با دوره قبل از انقلاب است. در قبل از انقلاب که ما در برنامه عمرانی پنجم یعنی سال‌های ۱۳۵۱ تا ۱۳۵۷ بالغ بر ۱۱۶ میلیارد دلار درآمد نفتی به دست آوردیم و نتوانستیم آنرا در جهت توسعه کشور بکار گیریم و آن همه درآمد که ۱۴ برابر درآمد نفتی برنامه پنج‌ساله عمرانی چهارم بود به هدر رفت به این دلیل بود که زیربناهای کشور از هر نظر برای جذب آن آماده نبود، ولی اکنون شرایط کاملاً متفاوت است. یعنی زیربناهای کشور شامل نیروی انسانی متخصص و کارآمد، صنایع کلیدی، سیستم حمل و نقل و غیره که در اختیار داشتیم به ما این امکان را می‌داد تا این افزایش درآمد نفت را در خدمت توسعه صنایع و از جمله توسعه صنعت نفت و گاز قرار دهیم. ولی در این مدت از این محل سالانه حداکثر ۸ میلیارد دلار برای سرمایه‌گذاری به وزارت نفت بودجه اختصاص یافته است. در حالی که وقتی ما سالانه ۸-۷ درصد افت تولید پیدا می‌کنیم، باید در این حوزه سرمایه‌گذاری کنیم. با بودجه متوسط سالیانه ۸ میلیارد دلار برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت، نمی‌توانیم عقب‌ماندگی خودمان را نسبت به کشورهای همسایه جبران کنیم. چرا که در دیگر کشورها با برخورداری از منابع بین‌المللی سالانه بیش از ۳۰ تا ۵۰ میلیارد دلار در صنعت نفت و گاز خود سرمایه‌گذاری می‌کنند. لذا باید در رابطه مالی دولت و نفت تجدیدنظر

و درآمدی از آنها حاصل نمی‌شود؛ سررسید بدهی‌ها فرا می‌رسد و در آن وقت باید از منابع داخلی بدهی‌ها تامین شود که این امر به جای اینکه به نفع سیستم باشد به دیگر فرصت‌های سرمایه‌گذاری بالادستی هم صدمه می‌زند. در سالهای اخیر همه بحث‌ها حول محور تولید بیشتر قطر درپارس جنوبی بوده است. ولی در میادین نفتی وضع ما به مراتب بدتر است. حداقل در میدان پارس جنوبی اقداماتی در حال انجام است و امیدواری برای افزایش نرخ تولید و کم شدن تفاوت نرخ برداشت نسبت به قطر در سال‌های آینده وجود دارد؛ اما در برخی از میادین نفتی هنوز آمیدی به برداشت در خور توجه از میدان‌های مشترک

مشکل دیگری که اخیراً بسیار مطرح می‌شود و در مطبوعات نیز منعکس شده؛ این است که ما نباید به صورت مشارکتی در این میادین مشترک فعالیت کنیم. در حالی که ما در میادین مشترک چه بخواهیم و چه نخواهیم شریکی داریم که در حال توسعه و برداشت از میدان است و حتی سهم ما را نیز تولید و برداشت می‌کند، در این صورت منافع ملی کشور ایجاب می‌کند مسئله را بنحوی حل و فصل نمائیم تا بیش از این کشور متضرر نشود. در این زمینه شاید بتوان از طریق مجاری قانونی با تاکید به اینکه مالکیت میدان متعلق به دولت جمهوری اسلامی است، امکان انعقاد قراردادهای مشارکتی خدماتی را برای تولیدات



نفتی نیست. در حالی که عراق با بدبینانه‌ترین پیش‌بینی‌ها سال آینده ۵۰۰ هزار بشکه در روز افزایش نرخ تولید خواهد داشت. امارات و عربستان نیز همین‌طور به افزایش نرخ تولید خود از میادین مشترک همت گمارده‌اند. فی‌المثل برنامه عراق تنها برای برداشت از میدان مشترک آزادگان جنوبی در فاز اول ۱۷۵ هزار در فاز دوم ۳۶۰ هزار و در فاز سوم ۱/۸ میلیون بشکه در روز است. ما کلاً توسعه میادین آزادگان جنوبی، شمالی و یادآوران را به پیمانکار چینی واگذار نموده‌ایم که مقرر است تا سال ۱۳۹۴ با توسعه آنها به ترتیب ۶۰۰ هزار، ۷۵ هزار و ۱۸۵ هزار بشکه در روز از این میادین به ظرفیت تولید نفت خام اضافه شود

نفت و گاز در میدان‌های مشترک فراهم نمائیم در سالهای اخیر بجای تنظیم یک برنامه راهبردی و بلند مدت و جامع به راه‌حل‌های موقت بسنده شده است. فی‌المثل برای توسعه فازهای جدید پارس جنوبی برنامه ۳۵ ماهه توسعه فازهای مختلف از طریق انتشار اوراق مشارکت مدنظر واقع شده است که اولاً کارشناسان از همان اول انجام پروژه چند فاز را در ۳۵ ماه بعید میدانستند. چرا که حتی شرکت‌های خارجی نیز هیچگاه موفق به توسعه فازها در مدت کمتر از ۵۵ ماه نشده‌اند، در نتیجه این برنامه شرکت ملی نفت در ۲-۳ سال آینده با یک مشکل بزرگ مواجه می‌کند، یعنی ضمن آنکه طرح‌ها به اتمام نمی‌رسند

نظریه اول معتقد است که منابع مشترک در زیرزمین متعلق به کسی است که آن را به دهانه چاه رسانده است، اگر چه نفتی یا گازی که استخراج می‌شود از زیر زمین همسایه باشد. این نظریه که مبتنی بر قاعده حیزات (rule of capuer) است؛ از حقوق امریکا به عرصه بین‌المللی راه یافته است و از آنجا که در عرصه بین‌المللی قوه قضاییه یا مجریه یا مقننه عالی وجود ندارد، کشوری که اینگونه نفت و گازش به تاراج می‌رود نباید امید چندانی به راه‌حل‌های حقوقی بین‌المللی که تعهدات در آن در بستر همکاری داوطلبانه سامان می‌یابد، ببندد. نظریه دیگر معتقد است که کشورهای ذینفع در منبع مشترک باید با هم قراردادهای توسعه مشترک منعقد کرده و از بهره‌برداری یکجانبه از منابع مشترک خودداری کنند. چرا که بهره‌برداری یکجانبه از این منابع نوعی تجاوز خاموش به قلمرو و ثروت کشورهای شریک در مخزن است و اگر قرار باشد هر دولتی فقط با در نظر گرفتن منافع خود از این منابع استفاده کند، به لحاظ رقابت لجام گسیخته در بهره‌برداری علاوه بر اینکه صلح و امنیت بین‌المللی به خطر می‌افتد، آسیب‌های جدی به مخزن وارد می‌شود، هزینه تولید به خصوص در بخش‌های دریایی بالا می‌رود، افت فشار در مخزن ایجاد می‌شود و به محیط زیست آسیب وارد می‌شود که همه این موارد در اواخر قرن ۱۹ و اوایل قرن ۲۰ در صنعت نفت آمریکا تجربه شده است و این کشور هم در نظام داخلی خود دست از اعمال مطلق قاعده حیزات کشیده است و آن را با قواعد جدید بشدت تعدیل کرده است. ولی در سطح بین‌المللی کماکان طرفدار همین نظریه است.

برای تکمیل و متمیم بحث‌های حقوقی بد نمی‌دانم اشاره‌ای به رویه قضایی بین‌المللی در مورد دعوی بین دولت‌ها در خصوص فعالیت در منابع مشترک داشته باشیم. در اختلافات دریای شمال بین هلند، دانمارک و آلمان در سال ۱۹۶۹ دیوان بین‌المللی دادگستری، بهره‌برداری مشترک از منابع نفت و گاز مشترک را بهترین روش اعلام کرد. در قضیه‌ای دیگر بین ترکیه و یونان در دریای

نداریم که بتواند مسایل پیچیده و حساس آن را با هوشمندی و نگاه درازمدت ببیند. شاید ایجاد تصویرهای روشن از اوضاع و احوال کنونی مخازن مشترک از سوی مدیریت عالی در این صنعت، برای مدیران عالی کشور جهت گرفتن تصمیمات بنیادین برای این حوزه از ضرورت‌ها باشد که در بحث‌های ما مفقود بوده و مسایل مطرح شده در ذیل آن بحث‌ها جایگاه خود را پیدا می‌کند. من به خیلی از کارشناسان و مدیران صنعت نفت انتقاد دارم. شاید ۷-۸ سال است که با صنعت نفت از دریچه مسایل حقوقی آن آشنا شده‌ام ولی یک سند تاریخی برای خود تهیه کرده‌ام که در بخش نتیجه‌گیری آن همه صحبت‌های مطرح شده در مورد مخازن مشترک نفت و گاز را بیان کرده‌ام، اما با عبارات پیچیده‌تر و بنیادی‌تر. من طی این مدت کار قابل ملاحظه‌ای در حوزه مخازن مشترک در تشکیلات اجرایی صنعت نفت، حتی در موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی پیدا نکردم. من یک سوال اساسی از صنعت نفت دارم که چه سندی دارید که یک مطالعه عمیق کرده باشید تا مدیریت عالی کشور را نسبت به مسایل پیرامون مخازن مشترک عمیقاً آگاه کرده باشید؟ کشور ما اضافه‌بار سیاسی دارد و کشوری که اضافه‌بار سیاسی دارد در حوزه اقتصادی و تولیدی نمی‌تواند برای یک بازار متعادل برنامه‌ریزی کند و مدیریت آن باید متفاوت باشد. بنابراین بسیار مهم خواهد بود که حداقل حوزه اندیشه‌ای ما در بخش نفت این مسایل را به خوبی رصد کند و مدیریت را که گرفتار کارهای روزمره است به ابعاد عمیق و استراتژیک کار خود آگاه کند. اما واقعاً جای این مسایل را خالی می‌بینم.

به هر حال حضور من در جمع دوستان بیشتر برای ارائه نکات حقوقی پیرامون منابع مشترک است به همین دلیل عرض می‌کنم که قواعد حقوقی حاکم بر منابع مشترک نفت و گاز از منظر حقوق بین‌الملل هنوز وضعیت ثابت و قوام یافته‌ای ندارد. در زمینه برداشت از این منابع حداقل دو نظریه اصلی و در عین حال متضاد در حقوق بین‌الملل وجود دارد.

کنیم. برای مثال امسال رابطه مالی شرکت ملی نفت و دولت براساس ۱۴ درصد از درآمد حاصل از فروش نفت‌خام تعیین شده است. که این به معنی تامین ۴ میلیارد دلار بودجه جاری شرکت ملی نفت و حدود ۸ میلیارد دلار برای کل سرمایه‌گذاری‌های نفت و گاز از محل درآمدهای نفتی است. در حالی که در برنامه پنجم توسعه ۱۰ درصد از درآمد حاصل از فروش نفت‌خام تنها برای میادین مشترک نفت و گاز و توسعه میدان پارس جنوبی و جمع‌آوری گازهای همراه تعیین شده بود. البته علاوه بر این باید از دیگر راهکارهای تامین منابع سرمایه‌گذاری در این زمینه غافل نشد. توجه به توسعه میادین نفتی و گازی دریایی فایده دیگری نیز دارد که درآمد حاصل از این میادین را می‌توانیم در سواحل خلیج فارس سرمایه‌گذاری کنیم. اکنون سواحل خلیج فارس تنها ۵ درصد از جمعیت کشور را در خود اسکان داده در صورتی که در سواحل دیگر کشورها ۵۰ درصد جمعیت اسکان دارند. این امر برای ما یک مشکل و یک خطر است. به خصوص که ترکیب جمعیتی این مناطق نیز در جهت منافع ملی نیست. ما باید با برنامه‌ریزی جمعیت اضافی را در کنار خلیج فارس اسکان دهیم و ذخایر نفت و گاز دریایی را وسیله توسعه آن مناطق قرار دهیم، همان طور که در عسلویه و ماهشهر انجام دادیم. از این طریق و توسعه صنایع انرژی‌بر می‌توان ۱۰ میلیون نفر جمعیت را تا سال ۱۴۰۴ در سواحل خلیج فارس اسکان دهیم تا شهرهایی چون تهران، اصفهان، شیراز، تبریز و مشهد بیش این بزرگ نشوند.

دیگر سخنران جلسه **جواد کاشانی** -

**عضو هیأت علمی دانشگاه علامه طباطبائی** -

با توجه به مباحث مطرح شده گفت، مطالبی که عنوان شد هر چند مفید بود، اما در مجموع باعث تنزیل اهمیت بحث شد. نفت و مسایل مربوط به آن مجموعه‌ای از مسایل چند وجهی است که اگر مسایل فرافنی و فراحقوقی آن به درستی دیده نشود، این مسایل به نتیجه نخواهد رسید. بزرگ‌ترین مشکل ما این است که یک مدیریت عالی در حوزه صنعت نفت

ما اضافه‌بار سیاسی داریم و چون مجبوریم در جاهای مختلف هزینه کنیم، شاید نتوانیم در این حوزه‌ها سرمایه‌گذاری کنیم. شاید یکی از راه‌های میان‌بر همین باشد تا براساس منابع اطلاعاتی، فعالیت‌هایمان را متناسب با فعالیت‌های طرف مقابل ساماندهی کنیم. یکی از راه‌های آسان آن نیز کسب اطلاعات از طرق غیرمعمول در شرکت‌هایی است که برای همسایگان ما فعالیت می‌کنند. باید با جهش در این مسیرها کار کرد. همچنین اگر خلاء قانونی برای اقدامات مان وجود دارد، اگر اطلاعات عمیق در حوزه‌هایی که مشکل داریم را با تحقیق تنظیم کنیم و به مقامات بالا و از جمله مقام رهبری ارایه کنیم، من فکر می‌کنم راه‌هایی گشوده می‌شود. همچنین می‌توان از ظرفیت‌های موجود در کشور استفاده کرد و پرسش‌هایی داشت.

اما با این وجود من معتقدم که ما در صنعت نفت و وزارت نفت کار قابل ملاحظه در منابع مشترک انجام ندادیم. برخلاف نظر شما که بیان می‌کنید، کارشناسان خبره‌ای داریم و کارشناسان فنی در این حوزه‌ها کار کرده‌اند؛ اما به نظر من شاید در قدیم کارشناسانی در این حوزه‌ها کار کرده باشند، اما از لحاظ حقوقی با اطمینان می‌گویم، کاری در این زمینه انجام نشده است، یکی از مدیران حقوقی شرکت ملی نفت در زمان مسئولیت خود که برای مذاکره با طرف‌های عمانی به آن کشور می‌رفت، حتی مسایل اولیه حقوقی حاکم بر منابع مشترک را نمی‌دانست، چراکه حتی یک سند پژوهشی در اداره حقوقی شرکت ملی نفت وجود نداشت. بنابراین از نظر من در صنعت نفت هیچ آمادگی برای مواجهه با منابع مشترک وجود ندارد و هیچ مطالعه همه جانبه و عمیق در این زمینه انجام نشده و همه تنها حرف زده‌اند و هیچ کار متمرکمی انجام نشده تا به یک سند پژوهشی منتهی شود که وقتی به مقام رهبری و یا رئیس جمهور ارائه می‌شود، بفهمند که این منافع در حال از بین رفتن است، و اگر حتی شرکت‌های خارجی آنها را تولید کنند و به ما تنها ۱۰ درصد آن را بدهند، باز هم سود برده‌ایم. در مقابل وقتی یک سند پژوهشی

طی دهه ۶۰ و ۷۰ میلادی تمام مرزهای ما با همسایگانمان در جنوب خلیج فارس تعیین حدود شده است و فقط با کویت و بخش کوچکی از عربستان هنوز تعیین حدود انجام نشده است. در این موافقت نامه‌ها تصریح شده که اولاً هیچ یک از دو دولت نباید در فاصله ۱۲۵ متری مرز چاه حفر کنند و ضمناً اگر مخزن مشترکی در مرز دو کشور یافت شد، طرفین تلاش خواهند کرد که نسبت به نحوه هماهنگ کردن عملیات و یا وحدت آن در دو طرف خط مرزی توافق کنند.

بر هر حال ضمن تاکید بر ضرورت اقدام عاجل در مورد منابع نفت و گاز مشترک، اما چون نگاه همه‌جانبه وجود نداشته، ایرادات



اساسی به بحث‌ها وارد است. من هرچند اطلاعات فنی بسیار اندک‌تری نسبت به شما دارم و بدون داشتن اطلاعاتی در حوزه‌های امنیتی و اطلاعاتی، فکر می‌کنم یکی از کارهای بنیادین ما در صنعت نفت باید این باشد که در شرکت‌های بزرگ کارشناسانی را داشته باشیم و بخش عمده اطلاعات ما در حوزه‌های مشترک، از منابع اطلاعاتی ما استخراج شود. ما باید بدانیم که قطر چه کار می‌کند و اگر در محدوده‌هایی از مرز سرمایه‌گذاری کرده و اطلاعاتی را به دست آورده است، اگر نمی‌توانیم اطلاعات دقیق را به دست بیاوریم، باید هزینه کنیم و به جای انجام این بررسی‌ها از نتایج بررسی‌های آنها استفاده کنیم. چون

دیوان فعالیت‌های لرزه‌نگاری یونان را در منطقه اختلافی برای کشف نفت، برخلاف موازین بین‌المللی ندانست. از نظر ما حقوقی‌ها، مفهوم مخالف این نظر دیوان می‌تواند این باشد که اگر فعالیت‌ها به حد استخراج و تولید برسد می‌تواند احتمالاً مغایر موازین حقوق بین‌المللی باشد. همچنین در سال ۲۰۰۸ دیوان داوری حقوق دریاهای، در اختلاف بین سورینام و گویان مطالبی شبیه آنچه گفتیم را اعلام کرد. خوب با این حرف‌هایی که گفتیم اگر ایران با یک کشور همسایه مخزن مشترک داشته باشد و فرضاً شریک ایران از مخزن برداشت یکجانبه انجام دهد، ایران چکار می‌تواند بکند. آیا دادگاهی در سطح بین‌المللی وجود دارد

که ایران رسیدگی به این تخلف احتمالی همسایه را از او بخواهد؟ آیا کشور همسایه مجبور است در دادگاه شرکت کند، پاسخ این پرسش منفی است. چون هیچ نظام قضایی با حاکمیت فائقه در سطح بین‌المللی وجود ندارد. در چنین فضایی ما چه می‌توانیم بکنیم، جزء اینکه با تدبیر و دیپلماسی قوی و تکیه بر هژمونی تاریخی خود در منطقه در مسیری عادلانه و منصفانه شرکای خود را به همکاری در بهره‌برداری از منابع نفتی مشترک ترغیب کنیم؟ و اگر پاسخی شایسته دریافت نکردیم با قدرت و صلابت و تجهیز منابع مالی، انسانی خود و عنداللزوم مشارکت دیگران، اقدام به بهره‌برداری از منابع مشترک نماییم. خوشبختانه

باز هم شاهد فرصت‌سوزی بعدی خواهیم بود. شاید اولین قدم در نشان دادن عزم جدی برای پرداختن به مسئله توسعه مخازن مشترک نفت و گاز، ایجاد شرکتی با شخصیت حقوقی مستقل به همین نام و وابسته به وزارت نفت و سازمان‌های زیربند باشد. اگر ما دقیقاً بگوییم که چه چیزهایی را تاکنون از دست داده‌ایم و در پنج و ده سال آینده نیز از دست می‌دهیم و تاکنون نیز چه حرکت لاک‌پستی داشته و از این به بعد هم هیچ ماهیچه‌های قوی برای پرش‌های بلندی نداریم؛ علاوه بر آن، ترسیمی از کارهایی که باید برای نجات نفت و درآمدهای حداقلی آن انجام شود را ارائه کنیم، توجهات جلب می‌شود و شاید بتوان کار مثبتی انجام داد. این آمارها اگر به یک نقطه متمرکز و فشرده برسد، حتماً می‌تواند مفید باشد. ولی قبل از آن باید برای تکان دادن اساسی افرادی که در مقامات بالای کشور می‌توانند از همه ظرفیت برای نجات نفت از این وضعیت استفاده کنند، به ترسیم یک نقشه راه دست زد.

در مورد کشف نفت در مسجد سلیمان و اینکه گفته شد شکست زمین در اثر زلزله در دریا می‌تواند نفت مخازن مشترک را هدر دهد، من باب اطلاع می‌گویم؛ آقای دکتر موحد در ترجمه کتاب سفرنامه ابن بطوطه مربوط به قرن هفتم هـ - ق آورده اند، ابن بطوطه تونس در این سفرنامه در جاهایی مثل حمس سوریه از حرکت زمین صحبت کرده و گفته از زمین کاهگل‌های مشکی در می‌آید که مردم این کاهگل‌های مشکی را روی پشت بام‌هایشان می‌مالند و باران به آن نفوذ نمی‌کند، آقای دکتر موحد در پاورقی آورده‌اند که احتمالاً این قیری بوده که از زمین بیرون زده بوده است.

در ادامه میزگرد **حسن‌ناش** با جمع‌بندی صحبت‌های انجام شده گفت، من این کم‌کاری در درون صنعت نفت را تایید می‌کنم. آنچه که آقای کاشانی به عنوان منابع اطلاعاتی هم ذکر می‌کنند بسیار پیشرفته است، اما "فردوست" در خاطرات خود می‌گوید که یک دوره که من در MI۶ انگلستان گذارندم، به ما گفتند که ۸۰ درصد از اطلاعات که جمع‌آوری می‌شود از منابع آشکار است. تازه این صحبت مربوط

به دوره‌ای است که هنوز انفجار اطلاعات اتفاق نیفتاده بود. در حالی که امروزه اینترنت و اصرار بر درست کردن سایت‌ها، یک انفجار اطلاعاتی را سبب شده که هرکس سایتی را درست می‌کند و اطلاعاتی را بر روی آن منتشر می‌کند. برای نمونه در جلسه‌ای یکی از کارشناسان همین داستان را بیان می‌کرد که قطر از لایه نفتی پارس جنوبی، در حال تولید روزانه ۴۵۰ هزار بشکه در روز نفت خام است. این مسئله چند روز ذهن من را درگیر کرد، در نهایت هم چند روز در اینترنت وقت گذاشتم که اطلاعات خوبی هم گردآوری کردم و یک مقاله از شرکت مرسک به دست آوردم که آن شرکت برای تبلیغ عملکرد خود برای حفر چاه افقی به طول ۱۰ هزار متر، یک مقاله ۴۰-۳۰ صفحه‌ای منتشر کرده بود که مشخصات مخزن، مشکلات حفاری و دیگر مسائل را کامل مطرح کرده بود. حال یک کارشناس دیگر مقاله‌ای را در ISI منتشر می‌کند و وقتی این اطلاعات را کنار هم می‌گذاریم اهل فن اطلاعات زیادی از این منابع می‌توانند به دست آورند و واقعا بیش از ۸۰ درصد اطلاعات را از همین منابع آشکار می‌توان بدست آورد. ما متأسفانه روی همین‌ها هم کار نمی‌کنیم.

مسئله دیگر مسئله دیپلماسی انرژی است که چندین سال است آن را مطرح کرده‌ام. ما با هر کشوری یک مجموعه‌ای از روابط داریم. ما با قطر دو مسئله مهم داریم، یکی مسئله هم منطقه بودن و خلیج فارس و ژئوپلیتیک آن است و مسئله مهم دیگر نفت و گاز است که این دو مسئله با هم ارتباط تنگاتنگی دارند. با عربستان سعودی هم اگر چند مسئله اصلی داشته باشیم یکی از آنها حج، دیگری خلیج فارس و هم منطقه بودن و سومی نفت است. با این شرایط آیا در سفارتخانه‌هایمان در این کشورها نباید رایزن‌های خاصی در این مسائل داشته باشیم و آیا سفارتخانه‌های ما در این کشورها نباید به نسبت به مسائل نفت و گاز مسلط باشند؟ این مجموعه‌ها باید با هم کار کنند، اگر ما در یک حوزه عملیاتی به هر دلیلی نمی‌توانیم کار کنیم، حداقل باید بتوانیم با دیپلماسی قوی مثلاً طرف مقابل را هم دچار تردید و تزلزل

عمیق و مبتنی بر اطلاعات همه جانبه تنظیم می‌کردیم و نقشه راه خود را ترسیم می‌کردیم حتی اگر گفته می‌شد هنوز وقت ارایه آن و عملیاتی شده آن نرسیده و استفاده نمی‌شد. همواره این سند وجود می‌داشت و برگ برنده‌ای در دست دوستان نفتی بود که هرچه گفتنی بود را در زمان خود گفته‌اند و بهر دلیل صلاح نبوده که عملیاتی شود. ولی، من چنین کاری را در صنعت نفت ندیده‌ام. در برنامه چهارم توسعه تلاش‌هایی صورت گرفته بود و در نهایت هم در لایحه مطرح شد ولی در قانون اعمال نشد و اعتبارات لازم برای آن در نظر گرفته نشد که در نهایت پس از سه سال، در قانون بودجه سال ۱۳۸۷ همان عبارات، اما با لحن آرام‌تر پیش‌بینی شد.

خلاصه اینکه، در حالی که حیات و ممت ما وابسته به درآمد نفت است، ولی در همه وجوه آن تلاش‌های متمرکز انجام نداده‌ایم و سندهای پژوهشی کاملی در دست نداریم. من فکر می‌کنم جای این کارها در صنعت نفت خالی است. در حالی که اکنون در صنعت نفت تقریباً هیچکس حاضر نیست کمترین خطری را انجام دهد. واحدهای ستادی در یک حالت بلاتکلیفی عجیب، به راحتی حقوق خود را دریافت می‌کنند و نگران آینده نزدیک و دور نیستند. جسارت‌ها به کلی از بین رفته و چشم‌اندازهای بلند مدت را در نفت نمی‌بینیم.

در صحبت‌ها مسایل مقدماتی را اشاره کردم و مسایل حقوقی را چهارسال پیش در کتاب خود گفته‌ام و در نتیجه‌گیری آن آورده‌ام. "به نظر ما اقدام دولت و مجلس در وضع مشوق‌های گفته شده در قانون بودجه که از نظر اصول حقوقی عمر یکساله دارند، حاکی از آن است که هنوز سیاست‌گذاران کشور به درک درستی از حساسیت موضوع نائل نشده‌اند. حقیقت این است که زمینه‌سازی برای توفیق در سازماندهی منابع نفتی مشترک ایران با کشورهای همسایه، محتاج قوانینی است که متضمن برنامه‌های ده ساله و بیشتر و با تعیین یک سلسله موازین کلی و راهنما است تا دست کارگزاران نزدیک به موضوع در این زمینه باز گذاشته شود. در غیراینصورت

مذاکره کردن می‌تواند برای ما بازخورد طرف مقابل را مشخص کند. مشکل دیگر ما که اشاره هم شد، مشکل مدیریتی است که در این چند سال اخیر، به اوج خود رسیده است و طی مدت ۶ سال، چهارمین وزیر را داریم و در مجموع هم حدود هشت ماه وزارت نفت توسط سرپرست اداره شده است.

در ادامه میزگرد **جوکار** با رد اینکه در صنعت نفت برنامه‌ریزی وجود نداشته، افزود؛ من خود را در جایگاهی نمی‌بینم که نسبت به عملکرد دیگران قضاوت کنم. این را هم بپذیریم، همانطور که ما می‌توانیم، نظر بدهیم و آن را بسط و توسعه دهیم، مردم ایران و حداقل افراد تحصیل کرده هم دارای نظرات و دیدگاه‌های خود هستند. این گونه نبوده که طی تاریخ صنعت نفت فکر وجود نداشته است. ما افراد با فکر بسیاری در تمام سطوح در صنعت نفت داشته ایم چه قبل و چه بعد از انقلاب در صنعت نفت برنامه‌ریزی وجود داشته است. در قبل از انقلاب در صنعت نفت پروژه جلوگیری از سوزانده شدن گازهای همراه اجرا شد و در حالیکه در آن دوران هیچ یک از میدان‌های گازی تولید نداشتند، حدود ۱۰ کارخانه گاز و گاز مایع ایجاد شده بود که گاز مراحل اول را جمع‌آوری و فرآوری می‌نمود و برای گاز مراحل بعدی نیز که فشار لازم را نداشتند، با احداث ایستگاه‌های تقویت فشار، با فشارافزایی و فرآوری

و استحصال محصول، آن را به پتروشیمی بندرامام انتقال و محصولات پتروشیمی از آن برنامه شد. برنامه‌های احداث نمک‌زدایی نمک همراه نفت و تزریق گاز همگی در قبل از انقلاب برنامه‌ریزی شد. بنابراین افراد عاقلی در نفت بوده‌اند اما الان این افراد کجا رفته‌اند، برخی از آنها هنوز در کشور هستند آیا امروز تمام کارشناسان ما با تمام قوا انگیزه لازم برای حضور در صنعت نفت و کار با این شرایط را دارند، ای کاش روالی تدوین شود که با این شرایط هم افراد واجد شرایط را فعال نمود آیا افرادی که از بیرون صنعت نفت به سطوح مدیریتی نفت وارد می‌شوند بر عملکرد صنعت نفتی‌ها اثر نمی‌گذارند؟

شرکت‌هایی که به نوعی در میدان مشترک در طرف همسایه فعالیت می‌کنند نیز قابل اعتماد نیستند. چرا که شرایط سیاسی ما شرایط عادی نیست و ما باید مسائل خودمان را در همین اوضاع سیاسی تعریف کنیم. ما نمی‌توانیم مسایل مان را در شرایط ایده‌آل و استراتژی و براساس رفاقت با آمریکا تعریف کنیم، ولی شرایط مان دهن‌کجی به آمریکا باشد. من در دوره‌های مختلف در موسسه پیشنهاد دادم که کشور ما که از لحاظ ذخایر هیدروکربوری جایگاه بالایی در بین کشورهای جهان دارد و ژئوپلتیک آن نیز ژئوپلتیک انرژی است، بایستی بانک اطلاعات ذخایر هیدروکربوری همه دنیا را داشته باشد. اگر هم مثلاً ذخائر



استرالیا برای ما خیلی اهمیت ندارد، اما حداقل وضعیت ذخایر کشورهای اطراف را باید بدانیم و هرگونه تحرکی از کشورهای همسایه در آن موسسه تحلیل شود.

من فکر می‌کنم ما طرح جامع ذخایر هیدروکربوری نداریم، دیپلماسی انرژی هم نداریم و تعاملی هم بین دستگاه دیپلماسی و نفت ما وجود ندارد. ما باید در سیاست خارجی، منافع ملی کشورمان را دنبال کنیم. سفارت ما در قطر چقدر از میدان مشترک پارس جنوبی خبر دارد. اصلاً هیچ‌گونه مذاکره و بحثی را شروع کرده‌است. ما می‌توانیم خیلی از کارهای مشترک را به طرف مقابل پیشنهاد بدهیم، نه برای اینکه لزوماً به نتیجه برسند، اما

در حالی که مسایل مطرح شده در این جلسه نشان داد که این امر، مسئله‌ای پیچیده و حساس و از مسایل امنیت ملی است و باید در سطح ملی در جهت آن هماهنگی و حرکت شود. در این شرایط دستگاه دیپلماسی ما باید این هوشیاری را داشته باشد که مثلاً در مواردی که جزء اولویت‌های ما نیست، ولی کشور همسایه اقدام به توسعه میدان نموده‌اند، چگونه می‌توانیم احیاناً در عملکرد او اختلال ایجاد کنیم و یا حداقل به موقع از آن مطلع شویم. براساس گزارش‌هایی که در موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی تهیه شده بود، در قبل از انقلاب ما همکاری‌هایی با کشورهای منطقه در خصوص میدان مشترک داشته‌ایم

و کمیته‌های فنی وجود داشته است که فکر می‌کنم اکنون این کمیته‌ها وجود ندارند.

در مورد شرکت‌هایی هم که در توسعه میدان ما حاضر می‌شوند باید به اهداف آنها توجه کنیم. من این مطلب را زمانی که گازپروم برای توسعه دو فاز پارس جنوبی اعلام آمادگی کرد، متذکر شدم که نباید به این شرکت اعتماد کرد. چراکه آنها ما را رقیب گازی خود می‌دانند، خصوصاً اگر ما بخواهیم گاز تولیدی را به اروپا صادر کنیم آنها نمی‌خواهند انحصار خود را در اروپا از دست دهند. ما نمی‌توانیم به رقیب خودمان اعتماد کنیم. در واقعیت نیز همین وضعیت را دیدیم. چینی‌ها همین رفتار را به نوعی دیگر با ما کرده‌اند. اساساً

دارند و ما می‌توانیم اطلاعات مان را از همین افراد به دست آوریم. ولی به نظر می‌رسد که ما اصلاً این افراد را نمی‌شناسیم. بهرحال روی سخن من در مطالبی که گفتم و موجب شد جناب آقای جوکار توضیحاتی بفرمایند در بدنه نفت نبود مشکل ما پژوهش برای تبیین راهبرها است که حتماً بحثی مدیریتی آنهم در سطوح عالی است.

در ادامه میزگرد **مهرآرما** با اشاره به اهمیت منابع مشترک نفت و گاز کشور و ارزش اقتصادی آنها گفت، در خصوص اینکه اشاره شد که مسایل و مشکلات در صنعت نفت بیان نمی‌شود، باید توجه کنیم که در صد سال گذشته تولید تجمعی نفت خام ما برابر با ۷۳ میلیارد بشکه و تولید تجمعی گاز هم معادل با نفت خام برابر با ۲۳ میلیارد بشکه بوده که مجموعاً درآمد حاصل از نفت و گاز با نفت خام ۵۰ دلار در هر بشکه، معادل با ۴۸۵۰ میلیارد دلار می‌شود. اما در قیاس با این رقم حوزه‌های مشترک ما چه مقدار ارزش دارد؟ ما ۱۴ میلیارد بشکه نفت خام قابل استحصال و حدود ۱۳/۷ تریلیون گاز معادل نفت خام در میادین مشترک داریم که حدود ۵ تا ۶ هزار میلیارد دلار ارزش دارد که اعم آن را همسایه‌های ما دارند می‌برند.

به نظر من ما اصلاً دیپلماسی انرژی نداریم. دیپلماسی انرژی در دنیا سه مولفه دارد، مولفه اول آن محیط‌زیست است، مولفه دوم آن امنیت ملی و منطقه‌ای و مولفه سوم آن رقابت و اقتصاد نامیده می‌شود و ما این سه مولفه را در دیپلماسی خود باید مورد توجه قرار دهیم و در سیاست کلان صنعت نفت این مسایل را ببینیم. در نتیجه ضمن آنکه نفت و گاز را بعنوان مزیت نسبی در تولید ارزش افزوده می‌پنداریم در راستای امنیت ملی کماکان به برنامه‌ریزی در زمینه داشتن سهمی از تامین انرژی جهانی از طریق صادرات نفت و گاز بنگریم.

**کاشانی** در جمع‌بندی مسایل مطرح شده گفت، صحبت‌های مطرح شده را قبول دارم، اما بخشی از آن را متوجه بدنه کارشناسی متصلب صنعت نفت می‌دانم. زمانی ما بحث یکسان‌سازی حقوق و جایگاه سازمانی را در

بعنوان نمونه به نحوه تولید از میادین بزرگ انتقادهایی داشت در بخش غیرفنی و مدیریتی هم ایراد بزرگی مطرح است که باید مراقب بود تکرار نشود. از توان فنی بدنه نفت ذکر این که تولید در حد ۴ میلیون بشکه حفظ شده و قدرت پالایش نفت، تولید محصولات پتروشیمی و تولید گاز افزایش یافته، آنهم در بدترین شرایط، کفایت می‌نماید.


درخصوص توان داخل جهت توسعه فازهای پارس جنوبی، از لحاظ ساخت ما در هیچ مقطع زمانی در کشور مشکلی نداشته‌ایم. الان هم در ساخت و مهندسی مشکل نداریم. بعد از انقلاب حفاری چاه‌های صنعت نفت را توسط نیروهای داخلی انجام داده‌ایم، مهار چاههای فوران یافته نفت را خودمان انجام دادیم و در کویت نیز از همین شیوه استفاده کردیم. ما داخل کشور در ساخت هیچگاه مشکلی نداشته‌ایم. در بخش مهندسی هم بعد از انقلاب مشکلی نداشته‌ایم اما در تامین کالا همواره مشکل وجود داشته است، چراکه صنایع داخلی متناسب با نیاز صنعت نفت رشد نکرده‌اند. صنعت نفت همواره تعهد تولید دارد در حالیکه صنایع داخلی تعهدی در تولید احساس نمی‌کنند و همگام با نیاز حرکت نکرده‌اند و عموماً تولیدات آنها متناسب با نیاز و برنامه‌های صنعت نفت نبوده است.

انشاء... با شرایطی که برای کشور از بیرون بوجود آمده این نقیصه نیز به اجبار در آینده در داخل مرتفع خواهد شد، استدعا دارم به توان خودمان شک نکنیم همدیگر را باور داشته باشیم، به همدیگر اعتماد کنیم و احترام بگذاریم، سلیقه‌ای عمل نکنیم و هماهنگ با برنامه پیش برویم.

**کاشانی** دیگر سخنران میزگرد در تکمیل بحث قبلی افزود، بنابراین وقتی ما قدرت مدیریت نیروی انسانی موجود را نداریم، ما قدرت جذب نیروی انسانی خارج شده از صنعت نفت را هم نداریم. در حالی که این افراد مخزن پایان‌ناپذیر و دارایی‌های ما هستند. این افراد که در مهندسی و ساخت افراد موفق هستند، قطعاً در شرکت‌هایی که برای طرف‌های ما کار می‌کنند، ارتباطات و اطلاعاتی

استدعا دارم که این تفکر که در صنعت نفت فکر وجود ندارد را کنار بگذاریم. صنعت نفت باید کاملاً از بحث‌های غیر فنی در سطوح برنامه‌ریزی و زیرساختی خارج شود و اجازه دهند، باقی مانده متخصصان کار کنند و عده‌ای دیگر مشکلات مدیریتی کلان را حل کنند و تصمیمات کلان را بگیرند و بگذارند مسایل فنی توسط متخصصان حل شود. اگر بحث‌های فنی را از مقولات مدیریتی جدا کنند، مشکل می‌تواند بطور کامل حل شود.

در قبل از انقلاب حدود ۴ تا ۵ میلیون بشکه نفت خام از تقریباً ۴ میدان بزرگ تولید می‌شد ( ۱/۴ میلیون بشکه از میدان مارون، ۱/۲ تا ۱/۳ از میدان اهواز یک میلیون بشکه از میدان گچساران و حدود یک میلیون هم از میدان آغا‌جاری و سایر میدان‌های هم‌جوار تولید می‌شد. میدان مشترک نفت شهر هم از قبل از انقلاب تولید می‌نمود و تعدادی میدان نیز در خلیج فارس، ولی برنامه جمع‌آوری گازها تدوین شد اما در همان دوره ما بحرین را هم داشتیم که از دست دادیم و مرزها تغییر کرد. در حالیکه اگر امروز بحرین را می‌داشتیم حداقل سهم ما از پارس جنوبی بدلیل تغییر مرز می‌توانست بیشتر باشد در خود بحرین هم دو میدان نفتی وجود دارد که ادعا دارند دومین میدانی است که بعد از مسجد سلیمان در خاورمیانه بتولید رسیده است، این اتفاق که بحرین از دست رفته فنی است یا مدیریتی؟ در قبل از انقلاب کمیته‌های فنی با کشورهای همسایه وجود داشت این کمیته‌ها جهت رشد حداکثر ضریب بازیافت از میدان تشکیل می‌شد، اطلاعات فنی مبادله می‌گردید، چراکه اگر تولید بی‌رویه از میدان از هرسو انجام شود، برداشت نهایی از میدان کاهش می‌یافت و هر دو طرف متضرر می‌شدند و تولید غیرصیانتی می‌گردید. لذا کمیته‌های مشترک تشکیل می‌شد تا برداشت صیانتی باشد و هر دو طرف به تناسب منتفع شوند، این کمیته‌ها بعد از انقلاب متوقف شده است. لذا ملاحظه می‌فرمائید که بخشی از کارهای انجام شده فنی بوده و بخشی غیرفنی، لیکن همانطور که امروز میتوان به آن بخش فنی که انجام شده

سرمایه‌گذار قراردادی را امضاء می‌کند که تعادل قراردادی در آن دیده شده باشد. ما باید برای طرف قراردادمان بقدر خودمان شعور و درک اقتصادی قابل باشیم ما نباید فکر کنیم که دیروز ما را غارت کرده‌اند و امروز می‌توانیم همه را آنهم از طریق قراردادهای یکجانه یکجا جبران کنیم. اینگونه نیست، امروز متوجه شده‌ایم که بر ما چه گذشت و تنها کمتر اجازه غارت می‌دهیم. ولی اصل غارت تا زمانی که توان مالی و تکنولوژیکی نداشته باشیم کماکان با تفاوت‌هایی همچنان پابرجا است. الان حداکثر کار ما ایجاد تعادل قراردادی است. نرخ سود در صنعت هرچه باشد باید برای سرمایه‌گذار تامین شود و پایین‌تر از آن هیچ‌کس با ما قرارداد نخواهد بست. اگر کمتر از سود متعارف بدهیم؛ آیا کسی حاضر به امضاء قرارداد می‌شود؟ آیا ما سود شایسته قراردادی را در قراردادهایمان در نظر گرفته‌ایم که یک ترکیب قراردادی را عرضه کنیم که سرمایه‌گذار هم اشتیاق امضاء داشته باشد و آن را تجربه مثبت بدانند؟ من فکر می‌کنم این سرخ ما است و اگر آن را پیدا نکنیم، تمام زحمات نیروهای متخصص در صنعت نفت به هدر می‌رود. این مشکل اعم از اینکه در بخش قوانین بالادستی ما یا قوانین نفت باشد قابل حل است و باید حل شود حداقل باید در مورد منابع مشترک نفت عاجلاً حل شود. فقط لازم است ما تصویری بقدر کافی واقعی با همه عمق و اهمیت آن موقعیتی که در آن هستیم برای مقامات عالی ترسیم کنیم تا تصمیم‌سازی شایسته صورت گیرد. اگر ما توجه کنیم در وضعیت حقوقی بین‌المللی فعلی نفت موجود در مخازن مشترک را متعلق به ما نمی‌دانند، آیا باز هم مشکل ذخایر ملی و انفال مطرح خواهد شد. اگر ما بگوییم که در حوزه‌های مشترک چنانچه نتوانیم از قدرت خود استفاده کنیم و به همسایگانمان لجام بزنیم، بهتر است حتی قراردادهای امتیازی برای بهره‌برداری از منابع مشترک ببینیم و مالیات و رویالتی دریافت کنیم و از غارت نفتمان توسط همسایگان جلوگیری کنیم آیا این اقدام عاقلانه نیست. 

گیریم و سیستم‌های اطلاعاتی را قوی کنیم یا در حوزه‌های زمین‌شناسی و لرزه‌نگاری کار کنیم، مهم است. بدیهی است تا زمانی که در پاکستان و افغانستان اتفاقی نیفتاده هیچ دلیلی برای رفتن به سمت مرزهای شرقی نیست و الان اولویت کشور ما میدان جنوب و غرب کشور و بخصوص دریا است، اینها مسایلی است که به قدری روشن است که بحث در مورد آن ضرورتی ندارد. بلکه سرخ پیدا کردن مهم است و همه نسل‌ها در این مورد از صنعت نفت سوال خواهند کرد؟

برای نمونه یک دانشجو در پایان نامه ارشد خود روی بحث امکان کاربست روش‌های قراردادی BOT در صنایع بالادستی

صنعت نفت دنبال می‌کردیم، ولی کسی با ما همراهی نکرد. ما اعتقاد داشتیم که یک منشی، آبدارچی یا دربان در وزارت نفت با دیگر وزارتخانه‌ها تفاوتی ندارد. اما هیچ وقت نگفتیم که یک مهندس در وزارت نفت با یک مهندس در فنی و حرفه‌ای تفاوتی ندارد ولی صنعت نفت حاضر به این تفکیک هوشمند نبود. اگر بخش‌های فنی نفت حاضر به تفکیک بودند، الان شرایط اینگونه نبود.

**حسن‌ناش،** اما صنعت نفت در تمام سطوح خود متفاوت از دیگر صنایع و بخش‌ها است. این صنعت یک صنعت جهانی است، بنابراین نیروی انسانی آن نیز متفاوت است. ضمن اینکه در یک سیستم باید از لحاظ سطوح



نفت و گاز کار می‌کرد و من استاد مشاور او بودم. پس از مطالعه پروژه این نکته را به او گوشزد کردم که مشکل ما در صنایع بالادستی مشکل ریسک است. در قرارداد BOT ما ریسک را برعهده سرمایه‌گذار و مالکیت نفت را از او گرفته‌ایم. همچنین حاضر به تضمین سرمایه‌گذاری هم نیستیم، دوره بازپرداخت هم تا اتمام هزینه‌ها نامحدود ندیده‌ایم، در این شرایط چه سرمایه‌گذاری حاضر به اجرای این قرارداد می‌شود. مگر قرارداد بیع‌مقابل ما چه مشکلی داشت که روی این روش کار می‌کنی آیا مشکل ما در نفت قرارداد تیپ است. آیا مشکل در امور فراحقوقی و قراردادی نیست؟ ما باید این را بفهمیم که

حقوق و دریافتی بین بخش‌های مختلف یک هارمونی وجود داشته باشد. در ادامه **کاشانی** افزود، اگر کار واقعاً در حوزه سطوح بالا تعریف شده و متفاوت باشد، آن بخش قابلیت پرداخت روش اضافه‌کاری را دارد. اما در حوزه صنعت نفت بحث من بحث رویکردها است. مگر نه کاملاً مشخص است که وقتی منبع مشترکی را داریم و از لحاظ حقوق بین‌الملل نیز وقتی همسایه ما آن را تولید کرد و ما نمی‌توانیم کار خاصی را انجام دهیم، نباید در توسعه میداین غیرمشترک سرمایه‌گذاری کنیم، اینها مسایل کاملاً مشخص و روشنی است. اینکه از کجا و چگونه شروع کنیم و کدام روش‌ها را به کار



## جایگاه ایران در تأمین امنیت عرضه انرژی اتحادیه اروپا

منابع و ایجاد تنوع در مبادی واردات انرژی مدنظر اتحادیه است. وابستگی زیاد به روسیه که در حدود ۳۵ درصد نفت خام و ۴۰ درصد گاز طبیعی را تأمین می‌کند، از چالش‌های کلیدی این اتحادیه در امنیت عرضه انرژی محسوب می‌گردد.

در این مقاله با بررسی میزان ذخایر، تولید، مصرف فعلی و آتی نفت و گاز اتحادیه اروپا و سهم حامل‌های مختلف در سبد انرژی آن به چالش‌ها و راهبردهای آتی آن در زمینه تأمین امنیت انرژی پرداخته‌ایم. همچنین با بررسی ظرفیت‌های توسعه‌نیافته نفت و گاز ایران و مزیت‌های کشور، نشان داده خواهد شد که ایران یکی از گزینه‌های استراتژیک و مناسب برای تأمین نفت و گاز اروپا طی سالیان آینده محسوب می‌گردد. ایران هم به لحاظ میزان ذخایر و پتانسیل تولید نفت و گاز و هم به لحاظ موقعیت ژئواستراتژیک خود که می‌تواند منطقه‌ای مناسب برای ترانزیت و انتقال نفت و گاز کشورهای آسیای مرکزی به اتحادیه اروپا باشد، از نقشی منحصر بفرد برخوردار است. این مهم ضرورت برقراری و تعمیق روابط دوجانبه ایران و اتحادیه اروپا بویژه در حوزه‌های راهبردی و انرژی را دو چندان می‌کند.

### ۱- وضعیت ذخایر، تولید، مصرف و واردات نفت خام و گاز طبیعی اتحادیه اروپا

با وجود تلاش‌های گسترده‌ای که به منظور جایگزینی دیگر منابع انرژی به جای نفت و گاز صورت گرفته است، این منابع همچنان نقش اصلی و حیاتی را در تأمین انرژی جهان و اتحادیه اروپا ایفا می‌کنند. حدود ۴۲ درصد از سبد مصرف انرژی اتحادیه اروپا را نفت خام و بیش از ۲۳ درصد را گاز طبیعی تشکیل می‌دهد. لذا در مجموع بیش از ۶۵ درصد از منابع انرژی اتحادیه اروپا توسط منابع نفت و گاز تأمین می‌گردد. بعد از نفت و گاز، برق هسته‌ای با ۲۱/۱ درصد بالاترین سهم

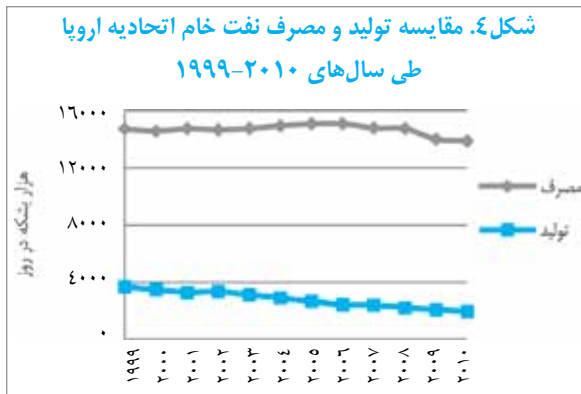
علی خواجه‌جوی - معاونت برنامه‌ریزی و وزارت نفت

#### مقدمه

اتحادیه اروپا یک اتحادیه اقتصادی-سیاسی است که منشأ آن به جامعه اقتصادی اروپا که در سال ۱۹۵۷ با توافق بین ۶ کشور اروپایی شکل گرفت، باز می‌گردد از آن تاریخ اتحادیه اروپا با اضافه شدن اعضای جدید، گسترده‌تر شده است و هم اکنون دارای ۲۷ کشور مستقل است که مجموعاً ایالت‌های عضو خوانده می‌شوند. اتحادیه اروپا با ۵۰۰ میلیون شهروند، ۲۵/۸ درصد از تولید ناخالص سال ۲۰۱۰ جهان را به خود اختصاص داده است. این اتحادیه سالانه ۲/۵ درصد از تولید ناخالص ملی خود را برای واردات انرژی اختصاص می‌دهد.

بررسی‌ها نشان می‌دهد که اتحادیه اروپا از توان لازم برای تأمین انرژی موردنیاز خود برخوردار نیست. پیش‌بینی می‌شود با وجود کاهش مصرف نفت خام در اتحادیه اروپا طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۱۰، وابستگی این اتحادیه به نفت خام وارداتی بدلیل کاهش تولید، از ۸۵ درصد به ۹۵ درصد افزایش یابد. همچنین با رشد فزاینده مصرف گاز طبیعی، وابستگی به گاز وارداتی در این دوره از ۶۴/۵ درصد به ۸۵ درصد افزایش خواهد یافت. بنابراین مسئله امنیت عرضه باثبات انرژی با توجه به ملاحظات ژئوپلیتیکی و همچنین محدودیت‌های زیست‌محیطی، به عنوان یک الزام بسیار حیاتی در دستور کار اتحادیه اروپا قرار دارد.

تلاش جهت دستیابی به سبد بهینه انرژی، از طریق متنوع‌سازی



مصرف‌کنندگان عمده نفت جهان است و حدود ۱۷ درصد از نفت خام جهان در سال ۲۰۱۰ توسط کشورهای عضو آن مصرف شده است. در حالی که حدود ۲/۵ درصد از تولید جهانی نفت متعلق به آن‌ها بوده است. اتحادیه در سال ۲۰۱۰ معادل ۱۳/۸۹ میلیون بشکه در روز نفت خام مصرف کرده که نسبت به سال ۲۰۰۹ حدود ۱ درصد کاهش داشته است و بیش از ۵۲ درصد از مصرف نفت متعلق به چهار کشور آلمان، انگلیس، فرانسه و ایتالیا بوده است.

فاصله میان تولید و مصرف نفت کشورهای عضو اتحادیه اروپا در ۱۲ سال گذشته (۱۹۹۹-۲۰۱۰) بطور متوسط معادل ۱۱/۸۸۳ میلیون بشکه در روز بوده است که بیانگر کمبود شدید است. در سال ۲۰۱۰ این فاصله معادل ۱۱/۹۴ میلیون بشکه در روز بوده است. البته میزان واردات نفت بیش از فاصله میان تولید و مصرف در این کشورها می‌باشد، چرا که بخشی از نفت خام تولیدی کشورهای عضو به خارج از اتحادیه صادر می‌شود. در سال ۲۰۱۰ اتحادیه اروپا با حدود ۱۲/۱ میلیون بشکه در روز واردات نفت و سهمی معادل ۲۲/۶ درصد از کل واردات نفت جهان، بزرگترین وارد کننده نفت بوده است. آمریکا با ۱۱/۶۸۹ میلیون بشکه در روز و سهم ۲۱/۸ درصدی در رتبه دوم جهان قرار داشته است.

روسیه، نروژ، لیبی و عربستان سعودی با سهمی به ترتیب معادل ۳،۴، ۱، ۱۰ و ۷ درصد بزرگترین تأمین‌کنندگان نفت اتحادیه بوده‌اند. روند وابستگی کشورهای عضو اتحادیه اروپا به واردات نفت خام طی سال‌های گذشته همواره صعودی بوده است (جدول ۱). در سال ۲۰۱۰ وابستگی اتحادیه اروپا به نفت وارداتی به میزان قابل ملاحظه ۸۶ درصد رسیده و از سال ۱۹۹۸ تا ۲۰۱۰، معادل ۹ درصد به وابستگی به نفت وارداتی افزوده شده است. در سال ۲۰۰۸ وابستگی ۲۲ عضو اتحادیه اروپا به نفت وارداتی بیش از ۹۰ درصد بوده است. در میان کشورهای اتحادیه اروپا، دانمارک تنها صادرکننده خالص نفت خام است و وابستگی به نفت خام وارداتی ندارد. بعد از آن، انگلستان کمترین وابستگی به نفت وارداتی را با حدود ۱۰ درصد دارا می‌باشد. انگلستان تا سال ۲۰۰۵ یک صادرکننده نفت خام بوده و از سال ۲۰۰۶ به یک کشور وارد کننده تبدیل شده است.

در مجموع طی ۵ سال ۲۰۰۵-۹ بیش از هزار میلیارد یورو برای

را دارد و زغال سنگ با ۴/۷ درصد، انرژی‌های تجدیدپذیر با ۵/۵ درصد و استفاده از زباله برای تولید انرژی و سایر موارد ۳/۷ درصد از سبد انرژی اتحادیه را تشکیل می‌دهند.

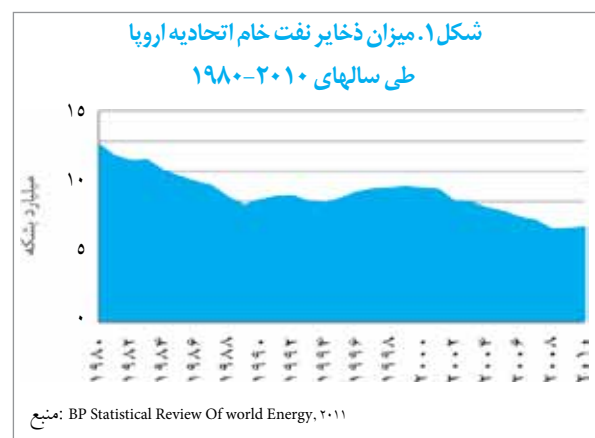
در میان بخش‌های مختلف اقتصادی اتحادیه اروپا بیشترین مصرف به ترتیب مربوط به بخش خانگی و خدمات (۳۷ درصد)، بخش حمل و نقل (۳۳ درصد)، بخش صنعت (۲۸ درصد) و کشاورزی (۲ درصد) می‌باشد.

### - نفت خام

سهم کشورهای عضو اتحادیه اروپا از کل ذخایر نفت خام جهان در سال ۲۰۱۰ به کمتر از یک سوم سهم این اتحادیه در سال ۱۹۸۰ کاهش پیدا کرده و از ۱/۸ درصد به ۰/۵ درصد افت کرده است. از لحاظ مقدار نیز طی ۳۰ سال گذشته، میزان ذخایر نفت خام این اتحادیه به کمتر از نصف تقلیل یافته و از ۱۱/۸ میلیارد بشکه به ۶/۳ میلیارد بشکه در همان دوره رسیده است. با احتساب میزان ذخایر کشورهای عضو اتحادیه اروپا و همچنین در نظر گرفتن مقدار تولید سالیانه آنها، عمر ذخایر نفت خام این اتحادیه کمتر از ۹ سال برآورد می‌شود (شاخص R/P).

طی ۱۲ سال گذشته میزان تولید نفت به کمتر از نصف تقلیل یافته و از ۳۶۸۴ هزار بشکه در روز در سال ۱۹۹۹ به ۱۹۵۱ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۰ رسیده است. علت این افت تولید گذشتن نیمه عمر میادین تولیدی و نبود ذخایر جدید به میزان کافی است. انگلستان بزرگترین تولیدکننده و دارنده ذخایر نفت در اتحادیه اروپا است. این کشور در سال ۲۰۱۰ معادل ۱/۴ میلیون بشکه در روز نفت خام تولید کرده که بیش از ۷۰ درصد از نفت تولیدی اتحادیه در سال مذکور بوده است. بیش از ۴۰ درصد از ذخایر نفت کشورهای عضو اتحادیه اروپا در انگلستان قرار دارد.

هر چند بحران اقتصادی سال ۲۰۰۸ در کنار اجرای سیاست‌های کاهش مصرف و متنوع‌سازی سبد مصرف انرژی در بخش‌های مختلف، موجب شده است که طی ۴ سال اخیر (۲۰۰۶-۲۰۱۰) مصرف نفت اروپا کاهش یابد، اما این اتحادیه همچنان جزء

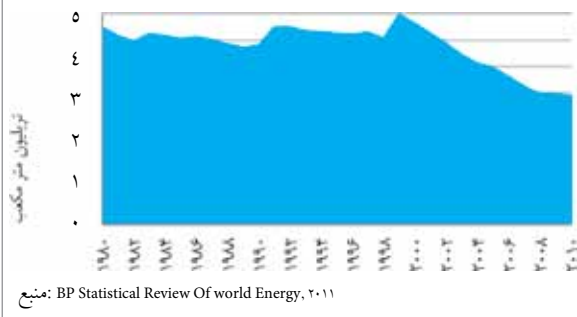


## جدول ۱. وابستگی اتحادیه اروپا به نفت خام وارداتی

۲۰۱۰	۲۰۰۹	۲۰۰۸	۲۰۰۷	۲۰۰۶	۲۰۰۵	۲۰۰۴	۲۰۰۳	۲۰۰۲	۲۰۰۱	۲۰۰۰	۱۹۹۹	۱۹۹۸	
۸۶	۸۵/۱	۸۴/۳	۸۲/۵	۸۳/۷	۸۲/۴	۷۹/۹	۷۸/۵	۷۶	۷۷/۵	۷۵/۸	۷۳	۷۷	اتحادیه اروپا (درصد)

منبع: "Energy, transport and environment indicators", eurostat, ۲۰۱۰

## شکل ۴. میزان ذخایر گاز طبیعی اتحادیه اروپا طی سالهای ۱۹۸۰-۲۰۱۰



سهام اتحادیه اروپا از کل مصرف گاز طبیعی جهان در ۲۰۱۰ حدود ۱۶ درصد بوده، در حالی که این اتحادیه تنها ۱/۳ درصد از ذخایر و ۵/۵ درصد از تولید گاز طبیعی جهان را در اختیار داشته است. بیش از ۶۰ درصد از مصرف نیز متعلق به چهار کشور آلمان، انگلیس، فرانسه و ایتالیا بوده است.

فاصله میان تولید و مصرف گاز کشورهای عضو اتحادیه در ۱۲ سال گذشته (۲۰۱۰-۱۹۹۹) بطور متوسط معادل ۲۶۰ میلیارد مترمکعب در سال بوده که بیانگر اختلاف شدید است. در سال ۲۰۱۰ این فاصله معادل ۳۱۸ میلیارد مترمکعب بوده است. البته میزان واردات گاز اروپا بیش از فاصله میان تولید و مصرف آن می‌باشد. چرا که بخشی از گاز تولیدی به کشورهای خارج از اتحادیه صادر می‌شود. در سال ۲۰۱۰ اتحادیه اروپا ۳۹۵ میلیارد مترمکعب واردات گاز داشته که معادل ۴۰ درصد از کل واردات گاز جهان بوده است. روسیه، نروژ، الجزایر و نیجریه با سهمی به ترتیب معادل ۴۰، ۳۰، ۱۵ و ۴ درصد بزرگترین تأمین‌کنندگان گاز طبیعی اتحادیه اروپا می‌باشند. روند وابستگی به گاز وارداتی طی سال‌های گذشته همواره صعودی بوده است (جدول ۲). در سال ۲۰۱۰ این وابستگی به میزان

واردات نفت‌خام توسط کشورهای عضو اتحادیه اروپا هزینه شده است. بیشترین میزان هزینه برای واردات نفت در سال ۲۰۰۸ بوده که قیمت‌های نفت بسیار بالا بوده است و در سال ۲۰۰۹ بدلیل بحران اقتصادی و کاهش قیمت‌های جهانی نفت، کمترین هزینه برای واردات پرداخت شده است.

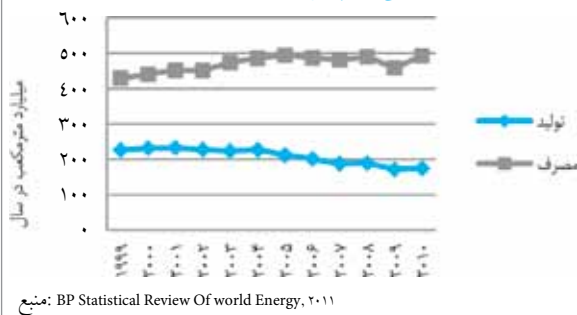
## - گاز طبیعی

سهام کشورهای عضو اتحادیه اروپا از کل ذخایر گاز جهان در سال ۲۰۱۰ به کمتر از یک سوم سهم این اتحادیه در سال ۱۹۸۰ کاهش پیدا کرده و از ۴/۶ درصد به ۱/۳ درصد رسیده است. از لحاظ مقدار نیز طی همین مدت، میزان ذخایر گاز این اتحادیه ۳۵ درصد تقلیل یافته و از ۳/۷ تریلیون مترمکعب به ۲/۴ تریلیون مترمکعب کاهش یافته است. با احتساب میزان ذخایر و مقدار تولید سالیانه، عمر ذخایر گاز طبیعی این اتحادیه کمتر از ۱۴ سال برآورد می‌شود (شاخص R/P). بیش از ۶۰ درصد از ذخایر گاز طبیعی اتحادیه اروپا متعلق به هلند و انگلستان است.

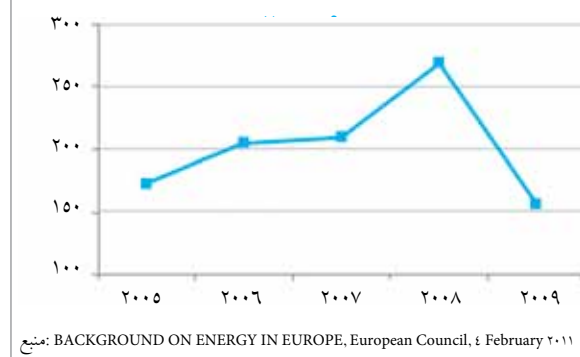
طی ۱۲ سال گذشته میزان تولید گاز اتحادیه حدود ۲۰ درصد و معادل ۵۰ میلیارد مترمکعب در سال کاهش داشته و از ۲۲۷ میلیارد در ۱۹۹۹ به ۱۷۵ میلیارد مترمکعب در ۲۰۱۰ رسیده است. هلند و انگلستان بزرگترین تولیدکنندگان گاز اتحادیه اروپا می‌باشند و در سال ۲۰۱۰ به ترتیب معادل ۷۱ و ۵۷ میلیارد مترمکعب گاز تولید کرده‌اند که حدود ۷۳ درصد از تولید گاز اتحادیه اروپا در آن سال است.

بر خلاف نفت‌خام که اتحادیه اروپا بر کاهش مصرف آن تأکید زیادی می‌کند، یکی از سیاست‌های این اتحادیه متنوع‌سازی سبد مصرف انرژی و رشد مصرف گاز بعنوان یک سوخت پاک است. اتحادیه اروپا در ۲۰۱۰ معادل ۴۹۲/۵ میلیارد مترمکعب گاز مصرف کرده که نسبت به سال ۲۰۰۹ حدود ۷/۵ درصد رشد داشته است.

## شکل ۵. مقایسه تولید و مصرف گاز طبیعی در اتحادیه اروپا طی سالهای ۱۹۹۹-۲۰۱۰



## شکل ۳. هزینه واردات نفت خام اتحادیه اروپا طی سالهای



## جدول ۲. وابستگی اتحادیه اروپا به گاز طبیعی وارداتی

۲۰۱۰	۲۰۰۹	۲۰۰۸	۲۰۰۷	۲۰۰۶	۲۰۰۵	۲۰۰۴	۲۰۰۳	۲۰۰۲	۲۰۰۱	۲۰۰۰	۱۹۹۹	۱۹۹۸	
۶۴/۵	۶۲/۶	۶۲/۳	۶۰/۳	۶۰/۸	۵۷/۷	۵۴	۵۲/۵	۵۱/۲	۴۷/۳	۴۸/۹	۴۷/۹	۴۵/۶	اتحادیه اروپا (درصد)

منبع: "Energy, transport and environment indicators", eurostat, ۲۰۱۰

و گاز رو به کاهش می‌باشد، وابستگی به نفت و گاز وارداتی افزایش خواهد یافت. همان طور که در شکل ۷ مشاهده می‌شود، اتحادیه اروپا بیش از ۲/۵ درصد از تولید ناخالص داخلی خود را در طی سال‌های ۲۰۱۰-۳۵ جهت واردات منابع نفت و گاز صرف خواهد کرد. در ادامه به روند تولید و تقاضای نفت خام و گاز طبیعی اتحادیه اروپا طی سال‌های آتی پرداخته می‌شود.

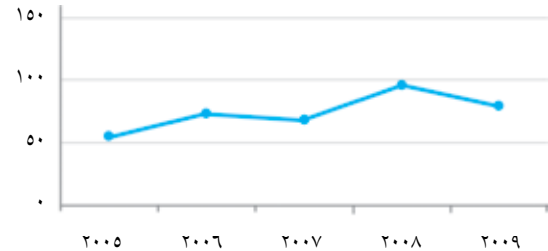
## - نفت خام

بر اساس پیش‌بینی آرانس بین‌المللی انرژی، تولید نفت خام اتحادیه اروپا با حدود پنجاه درصد کاهش از یک میلیون و ۹۵۱ هزار بشکه در روز در ۲۰۱۰ به ۹۸۴ هزار بشکه در روز در ۲۰۳۰ می‌رسد. این در حالی است که طی این مدت تولید نفت جهان روندی صعودی داشته و از ۸۲ میلیون بشکه در ۲۰۱۰ به بیش از ۹۳ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد. همچنین سهم اتحادیه اروپا از کل تولید نفت جهان با بیش از پنجاه درصد کاهش از ۲/۴ درصد در سال ۲۰۱۰ به ۱/۱ درصد در سال ۲۰۳۰ کاهش می‌یابد. (جدول ۳)

تقاضای نفت اتحادیه اروپا در افق ۲۰۳۵ روندی نزولی داشته و از ۱۳/۸۹۰ میلیون بشکه در ۲۰۱۰ به ۹/۶ میلیون و بشکه در روز در ۲۰۳۵ کاهش می‌یابد. البته تقاضای جهانی نفت طی این مدت روندی افزایشی دارد و از ۸۷/۳۷۰ میلیون بشکه در ۲۰۱۰ به ۹۹ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۵ افزایش می‌یابد. سهم اتحادیه اروپا از مصرف جهانی نفت از ۱۵/۹ درصد در ۲۰۱۰ به ۹/۷ درصد در سال ۲۰۳۵ کاهش می‌یابد.

سرمایه‌گذاری مورد نیاز اتحادیه برای نفت خام شامل تولید نفت مرسوم و پالایش آن در طی سال‌های ۲۰۱۰-۳۵، معادل ۱۹۸ میلیارد

## شکل ۶. هزینه واردات گاز طبیعی اتحادیه اروپا طی سالهای ۲۰۰۵-۹



منبع: BACKGROUND ON ENERGY IN EUROPE, European Council, ۴ February ۲۰۱۱

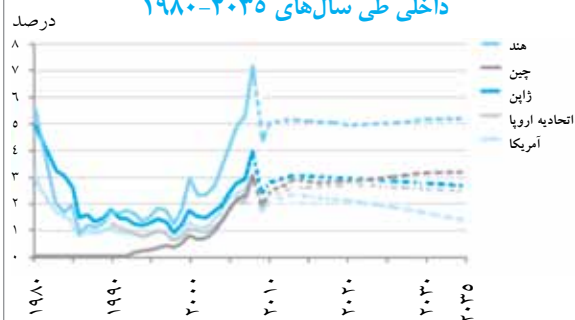
قابل ملاحظه ۶۴/۵ درصد رسیده که بسیار حائز اهمیت است. در مجموع طی سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۱۰ به میزان ۱۹ درصد به وابستگی اتحادیه به گاز وارداتی افزوده شده است. در سال ۲۰۰۸ وابستگی ۲۳ عضو از اتحادیه اروپا، به واردات گاز بیش از ۸۰ درصد بود و هلند و دانمارک تنها صادرکنندگان گاز طبیعی در اتحادیه اروپا بودند. انگلستان نیز تا سال ۲۰۰۳ بعنوان صادرکننده شناخته می‌شد و از سال ۲۰۰۴ به بعد به یک واردکننده تبدیل شد.

در مجموع طی ۵ سال ۲۰۰۵-۹ بیش از ۳۶۰ میلیارد یورو برای واردات گاز توسط کشورهای عضو اتحادیه اروپا هزینه شده و بیشترین میزان هزینه در سال ۲۰۰۸ بوده است که قیمت‌های گاز طبیعی مرتبط با قیمت‌های جهانی نفت خام در سطح بسیار بالا بوده‌اند. اما در سال ۲۰۰۹ بدلیل بحران اقتصادی و افزایش تولید گاز از شیل‌های گازی در آمریکا، قیمت‌های جهانی گاز طبیعی با افت شدیدی همراه بوده است.

## ۲- پیش‌بینی تولید، مصرف، سرمایه‌گذاری و وابستگی اتحادیه اروپا به منابع نفت و گاز

بر اساس برآوردهای صورت گرفته توسط مراکز معتبر بین‌المللی، جمعیت اتحادیه اروپا طی سال‌های ۲۰۳۵ بطور متوسط سالانه یک درصد و تولید ناخالص داخلی آن بطور متوسط ۱/۶ درصد رشد خواهد داشت که معادل نیمی از متوسط جهانی در این بازه زمانی است. با توجه به پیش‌بینی رشد جمعیت و رشد اقتصادی اتحادیه در افق ۲۰۳۵ و با در نظر گرفتن سیاست‌های آن در کاهش و متنوع‌سازی مصرف انرژی، برآورد می‌شود که این اتحادیه همچنان وابستگی بالایی به نفت و گاز داشته باشد. بر اساس پیش‌بینی مراکز مختلف انرژی، سهم نفت و گاز در سبد انرژی اتحادیه در افق ۲۰۳۰ حدود ۶۵ درصد خواهد بود. لذا با توجه به اینکه میزان ذخایر و تولید نفت

## شکل ۷. نسبت هزینه خالص واردات نفت و گاز به تولید ناخالص داخلی طی سال‌های ۱۹۸۰-۲۰۳۵



منبع: World Energy outlook, IEA, ۲۰۱۰

جدول ۳. روند تولید و تقاضای نفت خام در اتحادیه اروپا و جهان در افق ۲۰۳۵ (واحد: میلیون بشکه در روز)

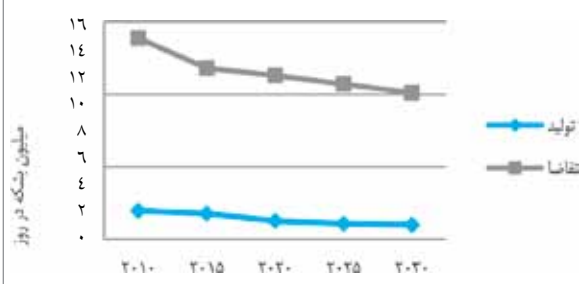
	۲۰۳۵	۲۰۳۰	۲۰۲۵	۲۰۲۰	۲۰۱۵	۲۰۱۰	
تولید	NA	۰/۹۸	۱/۰۶	۱/۲۵	۱/۷۶۵	۱/۹۵	اتحادیه اروپا
	NA	۹۳/۴	۹۰/۹	۸۸/۷	۸۶/۷	۸۲	جهان
	NA	۱/۱	۱/۲	۱/۴	۲	۲/۴	سهم اتحادیه اروپا به جهان (درصد)
تقاضا	۹/۶	۱۰/۱	۱۰/۷	۱۱/۳	۱۱/۸	۱۳/۸۹	اتحادیه اروپا
	۹۹	۹۶/۴	۹۳/۶	۹۱/۳	۸۹/۲	۸۷/۳۸	جهان
	۹/۷	۱۰/۵	۱۱/۴	۱۲/۴	۱۳/۲	۱۵/۹	سهم اتحادیه اروپا به جهان (درصد)

منبع: World Energy outlook, IEA, ۲۰۱۰

می‌یابد. سهم اتحادیه اروپا از مصرف جهانی گاز نیز از ۱۵/۵ درصد در ۲۰۱۰ به ۱۳/۲ درصد در ۲۰۳۵ کاهش می‌یابد. سرمایه‌گذاری مورد نیاز اتحادیه برای بخش گاز شامل اکتشاف و توسعه میادین گازی، انتقال و توزیع و احداث واحدهای LNG در طی سال‌های ۲۰۱۰-۳۵ معادل ۴۹۶ میلیارد دلار است. در واقع اتحادیه اروپا در فاصله سال‌های ۲۰۱۰-۳۵ تغییر از هزینه خرید و

دلار است. در واقع اتحادیه اروپا در این فاصله بغیر از هزینه خرید و واردات نفت، به سالانه ۸ میلیارد دلار سرمایه برای تحقق اهداف تولید و پالایش نیاز دارد. البته حدود ۶۰ درصد از سرمایه‌گذاری اتحادیه اروپا در بخش نفت مربوط به تولید از میادین نفت‌خام مرسوم است. با توجه به پیش‌بینی روند تولید و تقاضای نفت‌خام اتحادیه اروپا برآورد می‌شود که وابستگی به نفت وارداتی از ۸۵ درصد در ۲۰۱۰ به حدود ۹۵ درصد در ۲۰۳۰ افزایش یابد. همانگونه که در نمودار (۸) مشاهده می‌شود اختلاف تولید و تقاضای نفت از ۱۱/۸۹۰ میلیون بشکه در ۲۰۱۰ به ۱۰ میلیون بشکه در ۲۰۲۰ و ۹/۱ میلیون بشکه در روز در ۲۰۳۰ کاهش پیدا خواهد کرد.

شکل ۸. تولید و تقاضای نفت خام اتحادیه اروپا طی سالهای ۲۰۱۰-۲۰۳۰



واردات گاز، به سالانه ۱۹ میلیارد دلار سرمایه برای تحقق اهداف تولیدی و انتقال و توزیع گاز طبیعی نیاز دارد. البته بیش از ۶۰ درصد از این سرمایه‌گذاری مربوطه به انتقال و توزیع است. با توجه به پیش‌بینی روند تولید و تقاضای گاز طبیعی اتحادیه اروپا، برآورد می‌شود که وابستگی این اتحادیه به گاز وارداتی از رشد قابل توجهی برخوردار باشد و از ۶۴ درصد در ۲۰۱۰ به حدود ۸۵ درصد در ۲۰۳۰ برسد. همانگونه که در شکل ۱۴ مشاهده می‌شود فاصله تولید و تقاضای گاز طبیعی اتحادیه اروپا از ۳۱۷ میلیارد

### - گاز طبیعی

براساس پیش‌بینی آژانس بین‌المللی انرژی، تولید گاز اتحادیه اروپا در افق ۲۰۳۵ روندی نزولی داشته و از ۱۷۵ میلیارد مترمکعب در ۲۰۱۰ به ۹۳ میلیارد متر مکعب در ۲۰۳۵ کاهش می‌یابد. طی این مدت روند تولید گاز طبیعی در جهان روندی صعودی داشته و از ۳۱۹۴ میلیارد متر مکعب به ۴۵۳۵ میلیارد متر مکعب افزایش می‌یابد. سهم اتحادیه اروپا از کل گاز تولیدی جهان با بیش از پنجاه درصد کاهش از ۵/۵ درصد در ۲۰۱۰ به ۲/۱ درصد در ۲۰۳۵ کاهش می‌یابد. تقاضای گاز اتحادیه اروپا روندی صعودی داشته و از ۴۹۲/۵ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۰ به ۵۹۸ میلیارد مترمکعب در ۲۰۳۵ افزایش می‌یابد. البته رشد تقاضای گاز طبیعی اتحادیه اروپا از متوسط رشد جهانی آن کمتر است، به طوری که تقاضای جهانی گاز از ۳۱۶۹ میلیارد متر مکعب به ۴۵۳۵ میلیارد متر مکعب افزایش

جدول ۴. سرمایه‌گذاری تجمعی لازم در بخش نفت‌خام اتحادیه اروپا و جهان طی سال‌های ۲۰۱۰-۳۵ (واحد: میلیارد دلار بر اساس قیمت دلار در سال ۲۰۰۹)

متوسط سالانه	مجموع	پالایش	نفت غیرمرسوم	نفت خام مرسوم	
۸	۱۹۸	۸۱	۰	۱۱۷	اتحادیه اروپا
۳۱۰	۸۰۵۳	۹۷۹	۵۴۵	۶۲۸۸	جهان
۲/۶	۲/۵	۸/۳	۰	۱/۹	سهم اتحادیه اروپا به جهان (درصد)

منبع: World Energy outlook, IEA, ۲۰۱۰

جدول ۵. روند تولید و تقاضای گاز طبیعی در اتحادیه اروپا و جهان در افق ۲۰۳۵ (واحد: میلیارد متر مکعب در سال)

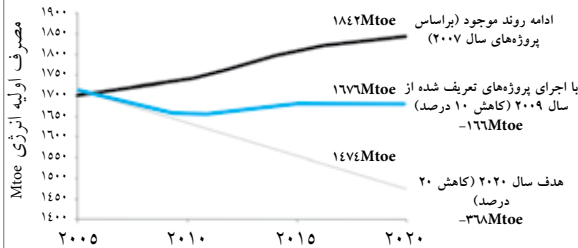
سال	۲۰۳۵	۲۰۳۰	۲۰۲۵	۲۰۲۰	۲۰۱۵	۲۰۱۰
تولید	۹۳	۱۱۲	۱۲۴	۱۵۸	۱۷۶	۱۷۴٫۹
جهان	۴۵۳۵	۴۲۹۷	۴۰۳۳	۳۷۹۴	۳۵۳۶	۳۱۹۳٫۳
سهم اتحادیه اروپا به جهان (درصد)	۲/۱	۲/۶	۳/۱	۴/۲	۵	۵/۵
تقاضا	۵۹۸	۵۹۱	۵۷۴	۵۵۸	۵۴۰	۴۹۲٫۵
جهان	۴۵۳۵	۴۲۹۷	۴۰۳۳	۳۷۹۴	۳۵۳۶	۳۱۶۹
سهم اتحادیه اروپا به جهان (درصد)	۱۳/۲	۱۳/۸	۱۴/۲	۱۴/۷	۱۵/۳	۱۵/۵

منبع: World Energy outlook, IEA, ۲۰۱۰

نیازمند همکاری کشورهای عضو اتحادیه بویژه در بخش‌هایی که در طولانی‌مدت و با سرمایه‌گذاری کلان به بهره‌برداری می‌رسند، می‌باشد. علی‌رغم این هدفگذاری، پروژه‌های مورد نیاز به اندازه کافی تعریف نشده و پیش‌بینی می‌شود تنها نیمی از هدف اتحادیه اروپا در این زمینه محقق شود. در حال حاضر بخش‌های خانگی و حمل و نقل از پتانسیل

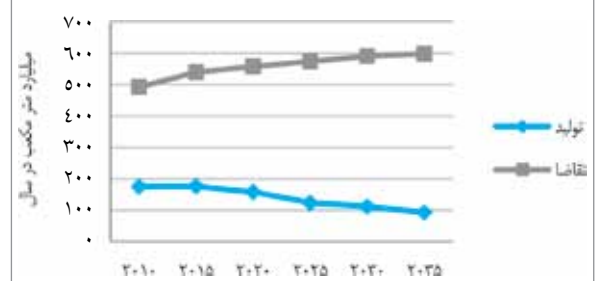
مترمکعب در ۲۰۱۰ به ۴۰۰ میلیارد مترمکعب در ۲۰۲۰ و ۵۰۵ میلیارد مترمکعب در ۲۰۳۵ افزایش پیدا خواهد کرد. البته همان‌طور که گفته شد میزان واردات گاز طبیعی اتحادیه اروپا بیش از فاصله تولید و تقاضا در کشورهای این اتحادیه است چرا که بخشی از گاز تولیدی کشورهای عضو به خارج از اتحادیه صادر می‌شود.

شکل ۱۰. برآورد تقاضای انرژی اولیه در اتحادیه اروپا در افق ۲۰۲۰ (با اعمال پروژه‌های ارتقای کارایی انرژی)



منبع: BACKGROUND ON ENERGY IN EUROPE, European Council, ۴ February ۲۰۱۱

شکل ۹. تولید و تقاضای گاز طبیعی در اتحادیه اروپا طی سالهای ۲۰۱۰-۲۰۳۵



زیادی برای صرفه‌جویی انرژی برخوردارند. در شکل ۱۱ پتانسیل بخش‌های مختلف اقتصادی در اتحادیه اروپا برای کاهش مصرف انرژی در افق ۲۰۲۰ نشان داده شده است.

### تنوع بخشیدن به منابع تأمین انرژی

انرژی هسته‌ای- در حال حاضر انرژی هسته‌ای که منبع با دوامی است و در عین حال گازهای کربن نیز منتشر نمی‌کند، حدود ۲۸ درصد از برق اتحادیه اروپا را تأمین می‌کند. با وجود این، نگرانی از

## ۳- چالش‌های اتحادیه اروپا برای تضمین امنیت انرژی

### - مدیریت تقاضا

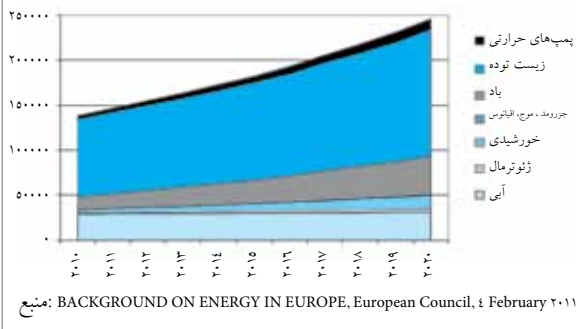
مدیریت تقاضا، اولین و مهمترین چالش اتحادیه اروپا است. کشورهای اروپایی باید میزان مصرف انرژی خود را هر طور که امکان‌پذیر است کاهش دهند. اتحادیه اروپا قصد دارد با ارتقای کارایی انرژی مورد استفاده در بخش‌های مختلف ۲۰ درصد از مصرف انرژی خود را در افق ۲۰۲۰ کاهش دهد. تحقق این هدف

جدول ۶. سرمایه‌گذاری تجمعی لازم در بخش گاز طبیعی اتحادیه اروپا و جهان طی سالهای ۲۰۱۰-۳۵ (واحد: میلیارد دلار بر اساس قیمت دلار در سال ۲۰۰۹)

متوسط سالانه	مجموع	LNG	انتقال و توزیع	اکتشاف و توسعه
۱۹	۴۹۶	۱۱	۳۰۵	۱۷۹
۲۷۳	۷۱۰۱	۶۲۲	۱۹۳۶	۴۵۴۳
۷	۷	۱/۸	۱۵/۸	۳/۹

منبع: World Energy outlook, IEA, ۲۰۱۰

### شکل ۱۲. تولید انرژی‌های تجدیدپذیر در اتحادیه اروپا به تفکیک منابع تولید طی سال‌های ۲۰۲۰-۲۰۱۰



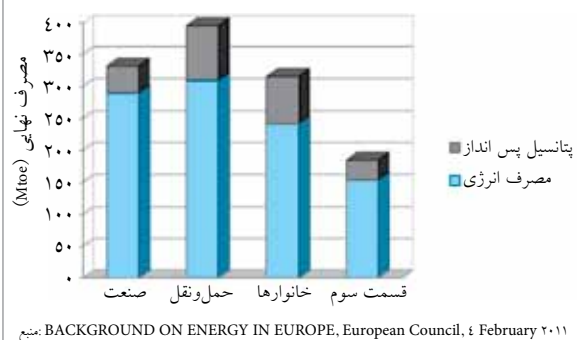
بیشتر از متوسط جهانی آن است، بنابراین کشورهای اروپایی با تنظیم یک آئین نامه در رابطه با کاهش تدریجی کمک‌های دولتی به صنعت زغال سنگ به توافق رسیده‌اند. طبق این آئین نامه دستیابی به ذخایر زغال سنگ در سطح حداقل مورد نیاز جهت تحقق اهداف تأمین امنیت عرضه انرژی، تضمین گردیده است. در حال حاضر ۱۶ درصد از برق اتحادیه اروپا با استفاده از زغال سنگ تولید می‌گردد و پیش بینی می‌شود در افق ۲۰۳۰ این سهم به حدود ۱۴ درصد کاهش یابد. تجدیدپذیرها- در خصوص منابع تجدیدپذیر پتانسیل‌های قابل توجهی در اتحادیه اروپا وجود دارد. اتحادیه با جدیت در صد افزایش استفاده از منابع تجدیدپذیر است و هدفی که در این زمینه تعیین گردیده، افزایش سهم این انرژی‌ها از کل انرژی مصرفی از ۱۰ درصد فعلی به ۲۰ درصد در سال ۲۰۲۰ می‌باشد. سهم هر یک از بخش‌های اقتصادی در استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر متفاوت است و بیشترین استفاده در تولید برق صورت می‌گیرد. در حال حاضر حدود ۱۹ درصد از برق با استفاده از منابع تجدیدپذیر تولید می‌شود که در صورت تحقق سرمایه‌گذاری در نوسازی و ارتقای فناوری‌های موجود در بخش برق، سهم آنها در تولید برق به ۲۶ درصد در سال ۲۰۲۰ و ۳۲ درصد در سال ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد. براساس برآوردهای صورت گرفته، اتحادیه اروپا در فاصله ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ بیش از ۱۰۰۰ میلیارد یورو سرمایه لازم دارد تا نیروگاه‌های موجود خود را با فناوری‌های نوین نوسازی کند تا هم در مصرف انرژی آنها صرفه‌جویی نماید و هم با جایگزین کردن انرژی‌های تجدیدپذیر با سوخت‌های فسیلی، کربن کمتری تولید نماید.

البته استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر تنها در صورت حمایت‌های گسترده سیاسی امکان‌پذیر است، چرا که به دلیل محدودیت‌های فنی و اجرائی غالباً به لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نیستند. این محدودیت‌ها عبارتند از: مهیا بودن زمین، نگهداری از منابع سنتی انرژی به عنوان پشتیبان و نهایتاً هزینه‌های بیشتر تولید انرژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با منابع سنتی انرژی. اتحادیه قصد دارد در فاصله سال‌های ۲۰۱۰-۲۰۲۰ تولید این نوع از انرژی‌ها را تقریباً دو برابر کند. در سال‌های گذشته فناوری‌های مربوط به انرژی

امنیت کافی تأسیسات هسته‌ای و دفع بی‌خطر زباله‌های رادیواکتیو و سوخت‌های مصرف شده و عدم آسیب رساندن آنها به محیط‌زیست، از نگرانی‌ها و چالش‌های جدی توسعه این منبع انرژی محسوب می‌شود. این موانع باعث شده است که بعضی از دولت‌های اروپایی تمایل خود را برای کاهش تدریجی استفاده از انرژی هسته‌ای اعلام نمایند. در همین راستا، پیش‌بینی می‌شود که سهم انرژی هسته‌ای در افق ۲۰۳۰ در تأمین برق اتحادیه اروپا به ۲۵ درصد کاهش یابد. زغال سنگ- اتحادیه اروپا، با سهمی معادل ۶/۵ درصد، ششمین دارنده ذخایر زغال سنگ در جهان است. آمریکا، روسیه، چین، استرالیا و هند به ترتیب بیشترین ذخایر زغال سنگ جهان را در اختیار دارند. از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ تولید جهانی زغال سنگ بیش از ۵۰ درصد افزایش داشته اما تولید زغال سنگ اروپا با ۱۵ درصد کاهش همراه بوده و سهم آن از تولید جهانی طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ از ۱۴ درصد به ۷ درصد کاهش یافته است. از زمان پذیرش کنوانسیون آب و هوا و توافقات کشورهای جهان برای حفظ محیط‌زیست، زغال سنگ در بخش انرژی از سهم و جایگاه پایینی برخوردار گردیده است. زغال سنگ بر خلاف سایر انواع انرژی یک منبع سوخت است که به وفور در تمام نقاط جهان یافت و با قیمت‌های نسبتاً پایین و با ثبات عرضه می‌شود و از این رو می‌تواند نقش قابل قبولی در تأمین امنیت عرضه انرژی اروپا ایفا کند، اما تنها مشکل این است که در مقایسه با سایر انواع انرژی، مقدار آلاینده‌های کربن بسیار زیادتری تولید می‌کند.

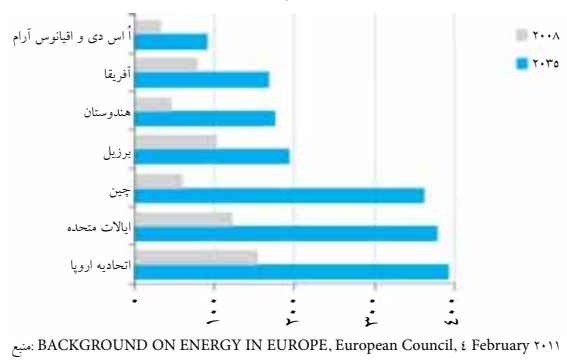
اتحادیه اروپا در این رابطه فعالیت‌های خود را در دو زمینه متمرکز نموده است. در بخش نخست، تأکید زیادی به کسب پیشرفت‌های علمی و تحقیقاتی در زمینه بهبود فرآیند سوختن زغال سنگ جهت افزایش میزان تولید برق از این طریق دارد. همچنین کاهش نشر مواد حاصل از سوختن زغال سنگ و چگونگی محدودسازی آثار منفی زیست‌محیطی آن بعنوان یکی از محورهای تحقیق و توسعه مورد توجه است. در بخش دوم نیز، سیاست حفظ سطح ذخایر زغال سنگ اتحادیه اروپا (به عنوان یک سوخت جایگزین) اتخاذ شده است. هزینه‌های تولید زغال سنگ در برخی از کشورهای اروپایی بسیار

### شکل ۱۱. پتانسیل بخش‌های مختلف اقتصادی اتحادیه اروپا برای کاهش مصرف انرژی در افق سال ۲۰۲۰



## شکل ۱۴. مقایسه رشد تولید انرژی‌های تجدیدپذیر در سال‌های

۲۰۰۸ و ۲۰۳۵



۱۹۹۸ میزان وابستگی به انرژی وارداتی حدود ۹ درصد افزایش یافته و از ۴۶/۱ درصد به ۵۴/۸ درصد رسیده است. بنابراین ارتباط با دیگر کشورها باید تقویت گردد البته در این میان بی‌ثباتی سیاسی مناطق نفت‌خیز و کاهش احتمالی تولید آنها، از عوامل تهدیدکننده امنیت عرضه انرژی اتحادیه اروپا محسوب می‌شود.

## - بهبود شبکه‌های انتقال و توزیع انرژی

اتحادیه اروپا در پی آن است که مشکل تراکم و ازدحام فیزیکی در شبکه‌های انتقال گاز و برق در اروپا را حل نماید و این شبکه‌ها بیش از میزان کنونی به یکدیگر متصل و به هم پیوسته شوند تا ضریب امنیت سیستم و فرصت‌های مبادله افزایش یابد. همچنین اولویت‌هایی برای ساخت زیرساخت‌های مربوط به انرژی در نقاط مختلف این اتحادیه تعیین شده است. بر اساس آمایش سرزمین، نواحی شمال اروپا برای گسترش و پیوستگی شبکه‌های برق و گاز انتخاب شده‌اند. نواحی جنوب شرقی و غربی اروپا برای توسعه شبکه خطوط گاز، نواحی شمال غربی، مرکزی و جنوب غربی برای توسعه زیرساخت‌های مربوط به برق و برخی از نواحی مرکزی برای توسعه زیرساخت‌های مربوط به بخش نفت و گاز مناسب تشخیص داده شده‌اند.

## - خطوط لوله تأمین‌کننده نفت خام اتحادیه اروپا

واردات نفت خام اتحادیه اروپا از دو طریق خطلوله و تانکر صورت می‌گیرد. روسیه و نروژ تنها کشورهایی هستند که از طریق خطلوله به اروپا نفت خام صادر می‌کنند (خطوط لوله Druzhba روسیه و Norpipe نروژ). روسیه (۳۴ درصد) و نروژ (۵۰ درصد) در مجموع ۵۰ درصد از نفت وارداتی به اتحادیه اروپا را تأمین می‌کنند.

روسیه با تولید بیش از ۱۰ میلیون بشکه در روز بزرگترین تولیدکننده نفت جهان و اصلی‌ترین تأمین‌کننده نفت اروپا است. البته به دلیل مصرف بالای روسیه، توان صادراتی این کشور حدود ۷ میلیون بشکه در روز است. نفت روسیه از طریق تانکر و خطلوله

خورشیدی، بادی و بیومس بسیار سریع رشد کرده‌اند. بیشترین سهم از تولید انرژی‌های تجدیدپذیر متعلق به بیومس می‌باشد که غالباً در بخش گرمایش مورد استفاده قرار می‌گیرد. انرژی خورشیدی و بادی نیز بیشتر در بخش تولید برق بکار می‌روند.

طی ۵ سال ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۹، کشورهای اروپایی سرمایه‌گذاری وسیعی روی استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر نسبت به سایر مناطق و کشورهای مختلف جهان انجام داده‌اند. البته در سال ۲۰۰۹ بدلیل بحران اقتصادی، میزان سرمایه‌گذاری اروپا در این منابع، با ده درصد کاهش همراه بوده است که در همین سال با افزایش ۵۰ درصدی سرمایه‌گذاری چین در این بخش مواجه می‌باشیم.

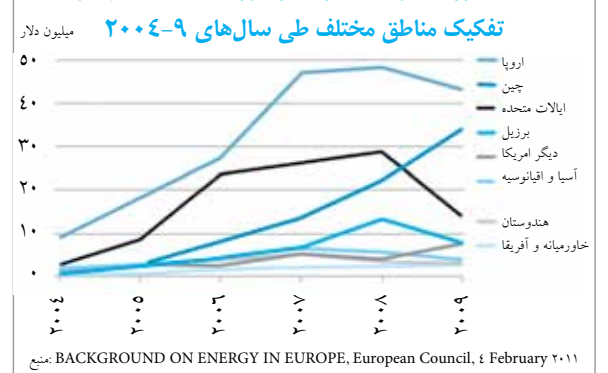
پیش‌بینی می‌شود تقاضا انرژی‌های تجدیدپذیر در جهان در افق ۲۰۳۵ سه برابر سال ۲۰۰۸ شود. اتحادیه اروپا، آمریکا و چین بزرگترین تولیدکنندگان و استفاده‌کنندگان از انرژی‌های تجدیدپذیر می‌باشند. همچنین برآوردها حاکی از پتانسیل بالای این بخش برای ایجاد اشتغال است به نحوی که در اتحادیه اروپا بین ۲/۵ تا ۳/۵ میلیون شغل در سال ۲۰۳۵ مرتبط با انرژی‌های تجدیدپذیر ایجاد خواهد شد.

## - متنوع‌سازی مبادی واردات انرژی

در حال حاضر اتحادیه اروپا به نفت و گاز وارداتی از روسیه وابستگی بالایی دارد. ۴۰ درصد از گاز و ۳۴ درصد از نفت وارداتی اتحادیه اروپا در سال ۲۰۱۰ از روسیه بوده است. بنابراین اتحادیه جهت کاهش وابستگی به روسیه بر این باور است که باید با پتانسیل‌های اصلی عرضه انرژی از قبیل خاورمیانه، آسیای میانه و شمال آفریقا وارد همکاری‌های استراتژیک شود و هرچه سریعتر مذاکرات و گفتگوهای را با این کشورها به منظور یکپارچه‌سازی و همگرایی در زمینه برق و گاز به منظور تضمین عرضه مطمئن و بلندمدت انرژی صورت دهد. همچنین اتحادیه از گفتگوهای سازنده و راهگشا با کشورهای تولیدکننده نفت در جهت حصول اطمینان از ثبات قیمت‌های نفت حمایت و پشتیبانی می‌کند.

بیش از نیمی از انرژی اتحادیه از طریق واردات تأمین می‌شود و این روند به طور آشکار در حال افزایش است. طی ۱۰ سال ۲۰۰۸-

## شکل ۱۳. روند سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر به



## شکل ۱۵. نقشه خطوط لوله و مسیر انتقال LNG در اتحادیه اروپا



Druzhba به اروپا صادر می‌شود. خطلوله Druzhba که شامل دو خط شمالی و جنوبی است، از سال ۱۹۶۴ آغاز بکار کرده است. طول آن ۴۰۰۰ کیلومتر و ظرفیت آن در مجموع یک میلیون و ۳۰۰ هزار بشکه در روز است و این خط لوله یکی از طولانی‌ترین خطوط لوله انتقال نفت در جهان است.

پس از روسیه، نروژ بزرگترین تأمین‌کننده نفت اتحادیه اروپا می‌باشد که البته تولید نفت آن با روندی نزولی همراه است. تولید نفت خام نروژ از سال ۲۰۰۱ تا ۲۰۱۰ یک میلیون و ۲۸۱ هزار بشکه در روز کاهش یافته (حدود ۳۸ درصد) و

و در سناریوی قیمت پایین، میزان صادرات گاز روسیه به اتحادیه اروپا به ۲۲۵ میلیارد متر مکعب در ۲۰۲۰ افزایش خواهد یافت. همان‌طور که مشاهده می‌شود یکی از راهبردهای روسیه کاهش

میزان ترانزیت گاز از اوکراین به اتحادیه اروپا است.

۴- جایگاه ایران در تأمین نفت و گاز اتحادیه اروپا

ایران، دومین دارنده ذخایر متعارف نفت و گاز و چهارمین تولیدکننده نفت خام و گاز طبیعی جهان در سال ۲۰۱۰ بوده است. البته مصرف نفت و گاز ایران نسبت به تولید ناخالص داخلی بسیار بالا بوده و در واقع تقاضای فعلی انرژی در ایران یک تقاضای غیرواقعی است، چرا که قیمت‌های بسیار پایین حامل‌های انرژی، موجب بروز تقاضای بالا شده است. انتظار می‌رود با اجرای قانون هدفمندکردن یارانه‌ها در میان‌مدت و بلندمدت از مصرف انرژی بخش‌های مختلف اقتصادی کاسته شود که این امر موجب آزاد شدن ظرفیت قابل توجهی از منابع تولیدی کشور بویژه گاز طبیعی برای صادرات به کشورهای مختلف از جمله اتحادیه اروپا خواهد شد. همچنین ایران دارای منابع گسترده نفت و گاز است که تاکنون توسعه نیافته و در صورت توسعه کامل آنها مقادیر قابل توجهی به تولید نفت و گاز کشور افزوده خواهد شد. در سال ۲۰۱۰ تولید نفت ایران معادل ۴/۲۴۵ میلیون بشکه در روز بوده است. هر چند برخی از میداین عمده تولید نفت کشور در نیمه دوم عمر خود قرار گرفته‌اند ولی در صورت تحقق سرمایه‌گذاری‌های لازم و اجرای برنامه نگاهداشت و ازدیاد برداشت در آنها، می‌توان تولید از این میداین را تا سال‌ها ثابت نگاهداشت و یا حتی در برخی میداین، تولید را افزایش داد. با وجود این، پتانسیل تولید از میداین شناخته شده اما توسعه نیافته کشور بیش از یک میلیون و ۱۰۰ هزار بشکه در روز برآورد می‌گردد (جدول ۹). البته با احتساب بلوک‌های اکتشافی در دست بررسی این میزان قطعاً افزایش می‌یابد.

لذا کشور ایران صورت تحقق سرمایه‌گذاری‌های لازم می‌تواند

از ۳/۴۱۸ میلیون و بشکه به ۲/۱۳۷ میلیون و بشکه در روز رسیده است. با این وجود، نروژ بدلیل مصرف پایین داخلی (حدود ۲۴۰ هزار بشکه در روز) از پتانسیل خوبی برای صادرات نفت برخوردار است. خط لوله Norpipe با ظرفیت اسمی ۹۰۰ و ظرفیت عملی ۸۱۰ هزار بشکه در روز از سال ۱۹۷۵ و با طول ۳۵۴ کیلومتر آغاز بکار کرده است. در مجموع ظرفیت دو خط لوله فوق، ۲/۱۱۰ میلیون بشکه در روز است و ۱۷ درصد از نفت وارداتی به اتحادیه از طریق آن تأمین می‌گردد و ۸۳ درصد مابقی از طریق تانکر و دریا انتقال داده می‌شود. خطوط لوله نفت خام صادراتی به اتحادیه اروپا دارای سن زیادی است و بخش عمده‌ای از تأسیسات آن نیاز به تعمیرات و نوسازی دارد.

## - خطوط لوله تأمین‌کننده گاز طبیعی اتحادیه اروپا

برخلاف نفت خام که غالباً از طریق دریایی و تانکر به اتحادیه اروپا منتقل می‌شود، ۸۱ درصد از گاز وارداتی اروپا از طریق خطوط لوله و تنها ۱۹ درصد آن بصورت LNG است. خطوط لوله گاز صادراتی به اروپا از تنوع و گستردگی زیادی برخوردارند. در سال ۲۰۱۰ معادل ۳۲۲ میلیارد متر مکعب گاز از طریق خطوط لوله به اروپا صادر شده است که معادل نیمی از کل صادرات گاز طبیعی جهان از طریق خطوط لوله بوده است. روسیه و نروژ ۷۰ درصد از گاز وارداتی به اتحادیه اروپا را تأمین می‌کنند. در شکل (۱۵) خطوط لوله گاز و مسیر انتقال LNG در اتحادیه اروپا نشان داده شده است.

بیشترین تعداد و ظرفیت خطوط لوله گاز طبیعی متعلق به روسیه بوده و ظرفیت آن جمعاً حدود ۱۶۰ میلیارد متر مکعب در سال است (معادل ۵۰ درصد از کل ظرفیت خطوط لوله صادرات گاز به اروپا). در شکل ۲۴، پیش‌بینی میزان صادرات گاز روسیه به اتحادیه اروپا از طریق خطوط لوله و کشورهای مختلف، نشان داده شده است. البته این پیش‌بینی بر اساس سطح قیمت‌های بالای گاز در نظر گرفته شده

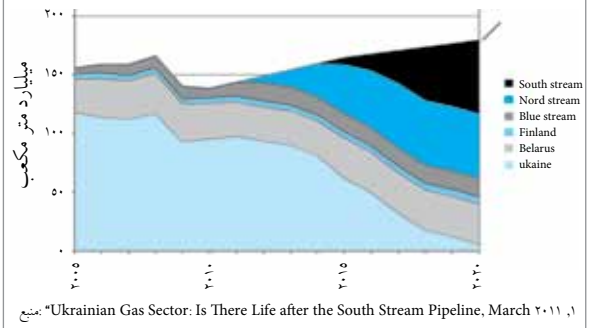
کشور بیش از ۱۰۰۰ میلیون مترمکعب در روز برآورد می‌گردد که با احتساب میداین اکتشاف نشده، این میزان قطعاً افزایش خواهد یافت. لذا با احتساب میزان تولید فعلی، برآورد می‌گردد که ایران قابلیت تولید بیش از ۱۶۸۰ میلیون مترمکعب در روز گاز را داشته باشد. این در حالی است که تولید گاز روسیه در حال حاضر ۱۷۰۰ میلیون مترمکعب در روز است که بخش عمده‌ای از آن را نیز مصرف می‌نماید و تنها حدود ۵۰۰ میلیون مترمکعب در روز را صادر می‌کند و پیش‌بینی می‌شود تولید گاز این کشور در سال‌های آتی با افت شدیدی همراه باشد. لذا با در نظر گرفتن مصرف داخلی ایران (در حد ۷۰۰ میلیون مترمکعب در روز در سناریوی مصرف بالا) می‌توان این‌گونه در نظر گرفت که ایران قابلیت صادرات حدود ۱۰۰۰ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی را داشته باشد که دو برابر میزان صادرات کنونی روسیه است. همچنین میزان قابلیت صادرات گاز ایران، معادل ۷۲ درصد از فاصله تقاضا و تولید گاز طبیعی اتحادیه اروپا در افق ۲۰۳۰ می‌باشد.

علاوه بر این، ایران از لحاظ جغرافیایی در موقعیت ویژه‌ای قرار گرفته است. دسترسی به سواحل گسترده و طولانی آبهای آزاد خلیج فارس و دریای عمان و همچنین نزدیکی به منابع نفت و گاز کشورهای آسیای میانه که محصور در خشکی (Land-locked) بوده و برای صادرات منابع خود به روسیه متکی می‌باشند، از مزیت‌های کلیدی ایران است. همچنین، ایران بدلیل دارا بودن شبکه‌های گسترده انتقال نفت و گاز در سراسر کشور، امکان مبادله این منابع با قیمت‌های پایین به مقصد اروپا را دارا است. ضمن اینکه شبکه گسترده خطوط لوله نفت و گاز ایران از امنیت قابل ملاحظه‌ای برخوردار می‌باشد که این امر امتیاز ویژه‌ای نسبت به سایر کشورها و مناطق مجاور محسوب می‌شود. در شکل (۲۵) برآورد سال ۲۰۰۹ آژانس بین‌المللی انرژی از هزینه انتقال گاز به اروپا از مناطق و کشورهای مختلف نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود هزینه انتقال گاز طبیعی از ایران به اتحادیه اروپا از تمامی کشورهای آسیای میانه، روسیه و خاورمیانه پائین تر است. همچنین هزینه‌های انتقال خطلوله که مزیت کلیدی ایران محسوب می‌شود

**جدول ۸. حداکثر توان تولید میداین گازی شناخته شده و توسعه نیافته ایران (واحد: میلیون مترمکعب در روز)**

نام میدان	ظرفیت تولید نهایی
فازهای باقیمانده پارس جنوبی	۵۶۵
کیش	۸۵
گلشن و فردوسی	۶۵
پارس شمالی	۹۴
فارسی	۳۱
میداین و سازندهای کوچک توسعه نیافته	۱۹۰
مجموع	۱۰۳۰

**شکل ۱۶. صادرات گاز طبیعی روسیه به اتحادیه اروپا از خطوط و کشورهای مختلف در افق ۲۰۲۰**



بیش از ۵ میلیون و ۳۰۰ هزار بشکه در روز تولید نفت داشته باشد که از این میزان ۱ میلیون و ۶۰۰ هزار بشکه در روز جهت تولید فرآورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور مصرف خواهد شد و مابقی آن می‌تواند برای صادرات تخصیص یابد. در واقع پتانسیل صادرات نفت ایران، بیش از ۳ میلیون و ۷۰۰ هزار بشکه در روز است. که معادل ۳۰ درصد از واردات نفت اتحادیه اروپا در سال ۲۰۱۰ می‌باشد. لذا با توجه به روند کاهشی واردات نفت در اروپا در افق ۲۰۳۰، ایران می‌تواند بیش از ۳۰ درصد از نفت اتحادیه اروپا را تأمین نماید.

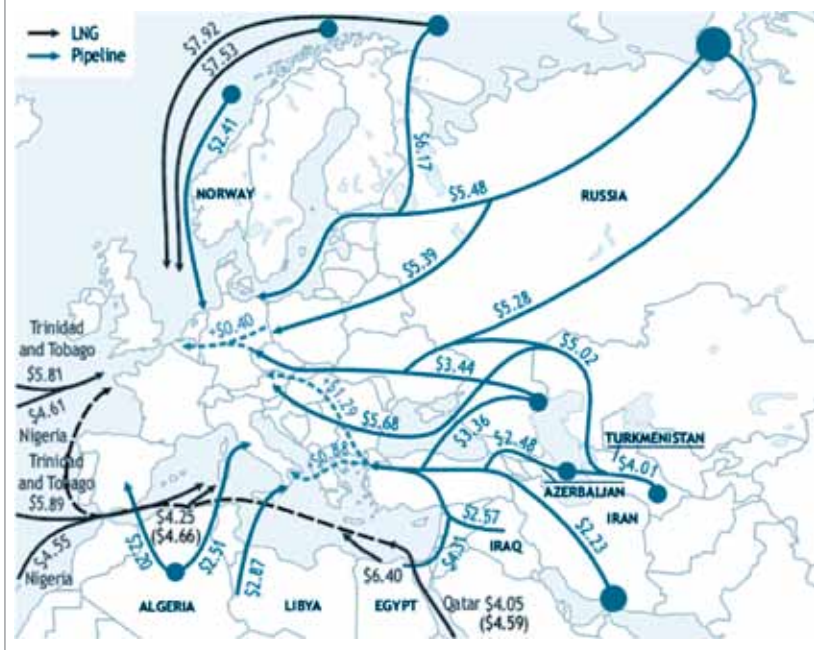
همچنین ایران در حال حاضر توان تولید گاز طبیعی به میزان ۶۵۰ میلیون متر مکعب در روز را دارا می‌باشد. اما پتانسیل تولید گاز در ایران بسیار بیش از این میزان است. در حال حاضر پتانسیل قابل توجهی برای افزایش تولید گاز از میداین اکتشاف شده و توسعه نیافته، وجود دارد. همچنین ایران دارای پتانسیل منابع عظیم گاز طبیعی می‌باشد که تاکنون مورد اکتشاف نهائی قرار نگرفته است و امید است با انجام فعالیت‌های اکتشافی مورد نیاز، این ذخایر مورد بهره‌برداری و تولید قرار گیرند. در طول برنامه چهارم توسعه کشور (۱۳۸۸-۱۳۸۴) ضریب جایگزینی اکتشافات گازی نسبت به گاز تولیدی بیش از ۲ بوده است، یعنی بیش از دو برابر گاز تولیدی طی این سال‌ها، به ذخایر گاز کشور افزوده شده است که انتظار می‌رود این روند همچنان ادامه یابد.

در حال حاضر پتانسیل تولید از میداین جدید و توسعه نیافته گاز

**جدول ۷. حداکثر توان تولید میداین نفتی شناخته شده و توسعه نیافته ایران (واحد: هزار بشکه در روز)**

نام میدان	ظرفیت تولید نهایی
آزادگان	۴۱۰
یادآوران	۱۸۱
فردوسی	۱۶۰
آذر	۶۵
میداین کوچک توسعه نیافته	۳۱۴٫۸
مجموع	۱۱۳۰

شکل ۱۷. هزینه انتقال گاز طبیعی به اتحادیه اروپا از طریق خط لوله و LNG



نسبت به انتقال گاز بوسیله LNG بسیار پایین تر می باشد.

## ۵- جمع بندی و نتیجه گیری

بررسی ها نشان می دهد، وابستگی اروپا به نفت و گاز وارداتی در سال های آتی تشدید خواهد شد. به طوری که با وجود کاهش مصرف نفت خام اتحادیه اروپا وابستگی آن به نفت وارداتی، از ۸۵ درصد در ۲۰۱۰ به ۹۵ درصد در ۲۰۳۰ افزایش می یابد. همچنین با رشد فزاینده مصرف گاز طبیعی در اروپا، وابستگی به گاز وارداتی از ۶۴/۵ درصد در ۲۰۱۰ به ۸۵ درصد در ۲۰۳۰ افزایش خواهد یافت. لذا مسأله امنیت عرضه با ثبات انرژی با توجه به ملاحظات ژئوپلیتیکی و همچنین محدودیت های زیست محیطی،

به عنوان یک الزام بسیار حیاتی در دستور کار اتحادیه اروپا قرار دارد. مدیریت تقاضای انرژی، متنوع سازی سبد مصرف انرژی، کاهش وابستگی به کشورهای تأمین کننده انرژی و بهبود شبکه های انتقال و توزیع انرژی از عمده ترین چالش های تأمین امنیت عرضه انرژی در اتحادیه اروپا است.

در حال حاضر بیش از نیمی از انرژی اتحادیه اروپا از طریق واردات تأمین می شود و این روند به طور آشکار در حال افزایش است. در این میان اتحادیه اروپا به نفت و گاز وارداتی از روسیه وابستگی بالایی دارد. بنابراین اتحادیه اروپا جهت کاهش وابستگی خود به کشورهای خاص، بر این باور است که باید با پتانسیل های اصلی عرضه وارد گفتگو و همکاری های استراتژیک شود.

اتحادیه در پی آن است که مشکل تراکم و ازدحام فیزیکی در شبکه های انتقال گاز و برق را حل نموده و این شبکه ها بیش از پیش به یکدیگر متصل شوند تا ضریب امنیت سیستم و فرصت های مبادله افزایش یابد. همچنین اروپا اولویت هایی را برای توسعه زیرساخت های مربوط به انرژی در بخش های مختلف اتحادیه تعیین کرده است.

در این میان، ایران که دومین دارنده ذخایر متعارف و چهارمین تولیدکننده نفت و گاز می باشد، از پتانسیل بالایی برای تأمین منابع نفت و گاز مورد نیاز اروپا برخوردار است و به دلایل ذیل می تواند جایگزین مناسبی برای تأمین منابع نفت و گاز اتحادیه در سال های آتی باشد.

- پتانسیل گسترده تولید نفت و گاز در سال های آتی در صورت تحقق سرمایه گذاری های مورد نیاز
- گستردگی خطوط لوله نفت و گاز در سراسر کشور
- امنیت بالای خطوط لوله نفت و گاز

- نزدیکی به منابع نفت و گاز کشورهای آسیای میانه
- دسترسی به سواحل طولانی در آب های آزاد خلیج فارس و دریای عمان

انتظار می رود با اجرای قانون هدفمند کردن یارانه ها از مصرف انرژی بخش های مختلف اقتصادی ایران کاسته شود و ظرفیت قابل توجهی از گاز برای صادرات از جمله به اروپا آزاد شود. همچنین ایران دارای منابع گسترده نفت و گاز می باشد که هنوز توسعه نیافته است.

برآورد می شود در صورت تحقق سرمایه گذاری های لازم، ایران بتواند بیش از ۵/۳ میلیون بشکه در روز تولید نفت داشته باشد. از این میزان، ایران قادر خواهد بود بیش از ۳/۷ میلیون بشکه در روز را جهت صادرات اختصاص دهد که معادل ۳۰ درصد از واردات نفت اروپا در سال ۲۰۱۰ است.

همچنین ایران پتانسیل تولید بیش از ۱۶۸۰ میلیون متر مکعب در روز گاز را دارا است که از این میزان قابلیت صدور حدود ۱۰۰۰ میلیون متر مکعب در روز به کشورهای مختلف از جمله اتحادیه اروپا وجود خواهد داشت.

لذا ایران یکی از گزینه های استراتژیک و مناسب برای تأمین نفت و گاز اتحادیه اروپا طی سال های آینده محسوب می گردد. این مهم ضرورت برقراری و تعمیق روابط دوجانبه ایران و اتحادیه اروپا بویژه در حوزه های استراتژیک و انرژی را دو چندان می کند. اتحادیه اروپا می تواند با سرمایه گذاری در طرح های نفت و گاز ایران ضمن بهره مندی از مزیت های اقتصادی گسترده، امنیت عرضه نفت و گاز به این اتحادیه را در سال های آتی تضمین نماید. ◆

**فهرست منابع و مأخذ در دفتر نشریه موجود است.**

# راه‌اندازی بورس نفت هنوز هم امکان‌پذیر است



دفتری کوچک در دانشکده برق و کامپیوتر دانشگاه شهید بهشتی؛ محلی که با دکتر بابک مظلوم‌نژاد میبیدی به عنوان یکی از مسئولان مطالعه بورس نفت ایران به گفتگو نشستیم. فردی که از تولد بورس نفت در ایران آن را دنبال نموده و طی یک مطالعه اولیه توسط کنسرسیومی از شرکت خدمات بورس تهران و چند شرکت خارجی، اجرای این ایده را برای کشور سودآور دانستند. مظلوم‌نژاد هنوز هم اجرای بورس نفت را در ایران امری امکان‌پذیر؛ ولی با آما و اگرهایی می‌داند و عدم توفیق ۸ عرضه نفت خام در بورس را به دلیل عدم توجه به مطالعات انجام شده، فراهم نبودن مقدمات لازم و شتابزدگی در اجرا می‌داند.

شرکت خدمات بورس تهران (هم که اکنون با عنوان شرکت مدیریت فناوری بورس شناخته می‌شود)، کار اجرایی خود را از سال ۱۳۷۶ شروع کرده بود و پیگیری سامانه معاملات بورس را انجام می‌داد و تا سال ۱۳۸۲ بانک مرکزی ۵۰ درصد سهام این شرکت را در اختیار داشت که در آن زمان، دبیرکل وقت سازمان بورس ۵۰ درصد سهام بانک مرکزی را نیز خرید تا بازار مالی از بازار پولی جدا شود. چرا که در حقیقت هم منافع آنها یکسان نبود.

از سوی ما کنسرسیومی متشکل از دو بخش داخلی و خارجی تشکیل شد. بخش داخلی از سازمان کارگزاران بورس اوراق بهادار تهران و شرکت خدمات بورس تهران به عنوان بازوی فنی و اجرایی مطالعه و در بخش خارجی از شرکت‌هایی مانند Computer

ولی بورس نفت، امکان تجارت نفت را ایجاد می‌کرد. در شهریور ۱۳۸۲ که فراخوان مطالعه بورس نفت به صورت بین‌المللی به بیش از ۱۷۰ نهاد داخلی و بین‌المللی ارسال شد، یکی از این نهادها سازمان کارگزاران بورس اوراق بهادار تهران بود که سازمان نیز بازوی فنی خود، شرکت خدمات بورس تهران را مکلف به پیگیری این مسئله کرد که پس از آن جلسات با کارفرما تا اسفند ۱۳۸۲ ادامه یافت و در نهایت هم وزارت نفت مخاطبین این فراخوان را مکلف به تشکیل کنسرسیوم کرد. البته در آن زمان، سازمان کارگزاران بورس اوراق بهادار در قالب نهاد نظارتی و اجرایی یک شخصیت حقوقی داشت که در سال ۱۳۸۴ قانون جدید بازار سرمایه تکلیف به جدا شدن دو نهاد از هم نمود و در سال ۱۳۸۵ این دو نهاد عملاً از هم جدا شدند.

**بورس نفت در ایران به یک تجربه شکست خورده تبدیل شد، در حالی که برای تشکیل آن یک گروه از کارشناسان خارجی به همراه شرکت خدمات بورس در سال‌های ۸۲-۸۳ مطالعاتی را انجام دادند. در آن مطالعات هم به این نتیجه رسیده بودند؟**

بورس نفت از سال‌ها پیش همیشه مطرح بوده و در شهریور سال ۱۳۸۲ وزیر وقت نفت مشاور خود را مأمور کرد تا این بورس را تأسیس کند. وزیر هم دیدگاه درستی داشت و در اردیبهشت سال ۱۳۸۴ که تفاهم‌نامه مطالعه بورس بین نمایندگان کنسرسیوم و وزارت نفت امضاء شد، وزیر، در سخنرانی خود عنوان کرد که ما در وزارت نفت، تجارت نفت انجام نمی‌دهیم، بلکه تنها نفت را می‌فروشیم. این اعتقاد درستی بود. چرا که شرکت ملی نفت تنها نفت را می‌فروخت،

روز می‌شد. از طرفی به دلیل حضور بازیگران بین‌المللی در این بازار، شاید ضربه‌پذیری ما از شرایطی که ممکن بود در آینده بر ما تحمیل گردد، کمتر می‌شد. لذا نیازسنجی آن تقریباً اثبات شده بود که ما به چنین بازاری نیاز داشتیم.

### – همه این مزایا در صورت راه‌اندازی و موفقیت بورس نفت فراهم می‌شود، اما آیا ما قابلیت برای اجرای موفق آن هم داریم؟

ما یک قابلیت طبیعی در ایران داریم و داریم که می‌توانست بسیار کمک کننده باشد و آن بحث ۲۴ ساعته نمودن بازار نفت بود. چراکه اگر شروع فعالیت بورس نفت لندن را مبنای قرار دهیم، با اتمام ساعت کار این بورس، بورس نیویورک (NYMEX) فعال می‌شود و با اتمام کار آن بورس، بورس سنگاپور شروع به فعالیت می‌کند، اما با اتمام زمان فعالیت بورس سنگاپور، تا شروع به کار مجدد بورس لندن یک وقفه زمانی وجود دارد که ایران و چند کشور از این موقعیت زمانی جالب برخوردار هستند. البته دبی اقدام به راه‌اندازی بورس نفت کرد و ترکیه هم به فکر این کار است. اما افغانستان و پاکستان به دلیل آنکه صاحب نفت نیستند و یا شرایط لازم برای راه‌اندازی چنین بورسی را ندارند، نمی‌توانند چندان شانس برای استفاده از این موقعیت داشته باشند. در حالی که ما این موقعیت عالی را داشتیم که هم بازار نفت را ۲۴ ساعته می‌کردیم و هم این مولفه به موقعیت بازار ما بیشتر کمک می‌کرد. لذا طبق درخواست رسمی مجری از کنسرسیوم، شروع به تدوین امکان‌سنجی مقدماتی کردیم که در بخش خارجی حدود ۵۷ هزار پوند و بخش ریال حدود ۵۰-۴۰ میلیون تومان و در مجموع ۱۵۰ میلیون تومان برای آن هزینه شد که هیچگاه هم پرداخت نشد. البته مقرر شده بود تا برای انجام کامل مطالعه قراردادی منعقد شود و قول انجام آن را دادند، اما هیچگاه عملی نشد. اینکه مجری به وعده خود عمل نکرد و نخواست که قرارداد انجام شود و قرارداد را به تفاهم نامه تبدیل کرد و با راه‌اندازی بورس نفت هم مدیرعامل وقت

در مورد نیازسنجی این پروژه مطالعات قبلاً انجام شده بود و در نیاز آن تردیدی نبود، چراکه در معاملات نفت دو نوع معامله فروش، قراردادهای آتی یا بلند مدت (Long Term) و فروش و تحویل فوری (spot) داریم. قیمت فروش در قرارداد بلند مدت بر اساس قیمت‌های کنونی نفت خام و پیش‌بینی قیمت در زمان تحویل است که مسلماً با تغییر شرایط (سیاسی، اقتصادی و...)، قیمت‌ها نیز دستخوش تغییر می‌شود. از این‌رو خریدار برای پوشش خطر (Risk) اقدام به فروش یا واگذاری معامله می‌کنند. به این دست معاملات، معاملات کاغذی یا Paper Contracts گفته می‌شود که قواعد و چارچوب خاص خود را دارند. به انجام این قبیل معاملات که برای پوشش خطر انجام می‌شود نیز هج کردن (Hedge) گفته می‌شود.

به بیان دیگر با انجام معاملات کاغذی، یک محموله نفتی بارها و بارها مورد خرید و فروش قرار می‌گیرد و به این ترتیب تجارت نفت شکل می‌گیرد. به عنوان مثال می‌توان به گردش مالی سالیانه بورس‌های نفت لندن و نیویورک اشاره کرد. هنگامی که قیمت نفت حدود بشکه‌ای ۴۰ دلار بود، گردش مالی سالیانه بورس نفت لندن حدود ۱۴,۰۰۰ میلیارد پوند و گردش مالی سالیانه بورس نیویورک حدود ۲۵,۰۰۰ میلیارد دلار بود.

در تجارت نفت نقدشوندگی (Liquidity) نیز بالا است. پس در چنین موقعیتی، جدا از آنکه کالا متعلق به کجا است، گردش مالی انبوهی در بورس و آن کشور (موقعیت جغرافیایی) پدید خواهد آمد که بسیار سودمند است. دوم مزیت اجرای این طرح، آنکه با تشکیل بورس قیمت‌ها و معاملات نفت ایران شفاف و قیمت‌های نفت‌خام ایران به

Share و Wimpole حضور داشتند. البته قبلاً آقای کریستوفر کوک (Christopher Cook) طی دیدار با مرحوم نوربخش رئیس وقت بانک مرکزی پیشنهاد تاسیس بورس نفت در ایران را مطرح کرده بود و طبق دعوت مرحوم نوربخش به این پروژه وارد شد، شرکت خدمات بورس تهران هم تا پیش از شروع مطالعه بورس نفت، همکاری‌هایی با شرکت ویمپول (Wimpole) و آقای کوک داشت. البته ویمپول یک شرکت پوششی بود و متخصصان زیر چتر این شرکت جمع شده بودند؛ متخصصانی چون هلمینگ و کوک که هر دو در طراحی معماری دو بورس نفتی نیویورک و لندن بودند. پدر آقای هلمینگ هم در طراحی بورس شیکاگو حضور داشتند و به



نوعی یک خانواده حرفه‌ای در این کار بودند. البته دیگر کارشناسان این شرکت هم هر یک در حوزه خود افراد خبره‌ای بودند. در نهایت هم در اردیبهشت ۱۳۸۳ سه کنسرسیوم از میان کنسرسیوم‌های شرکت کننده به عنوان کنسرسیوم‌های منتخب برای مطالعه بورس نفت تعیین شدند که ما کنسرسیوم برتر شدیم و در خرداد ۱۳۸۳ از طرف مجری طرح انتخاب ما به عنوان کنسرسیوم برتر توسط کمیته راهبری و دستور شروع مطالعه مقدماتی کتباً ابلاغ شد.

– آیا این پروژه برای نیازسنجی تشکیل بورس نفت تعریف شده بود یا شرح کار آن بررسی شرایط و مقدمات تشکیل بورس نفت بود؟

حاضر به امضاء آن نشد، همه این عوامل سبب شد تا مطالعه اصلی انجام نشود. یکبار به آقای دانشیار رئیس وقت کمیسیون انرژی مجلس گفتم که این امر ضربه بدی به وجهه بورس نفت وارد کرد، چرا که ما یک گروه خبره را برای اینکار دعوت کردیم و به آنها وعده انجام اینکار را دادیم و آن را عملی نکردیم.

### در آن مطالعه برای راهاندازی بورس چه قدماتی اندیشیده شده بود؟ و چه فرآیندی برای آماده نمودن آنها طی شد؟

در گزارش امکان‌سنجی اولیه که تقدیم وزارت نفت شد، بر اساس برنامه توسعه کشور، مدیریت بورس برعهده وزارت نفت و وزارت اقتصاد بود. بر همین اساس هم در اسفند ۱۳۸۳ من به نمایندگی از کنسرسیوم دو شرکت را تأسیس کردم. یکی شرکت بین‌المللی بورس نفت ایران (IPE) به شماره ثبت ۳۰۶۰ که می‌توانست شباهت‌هایی هم با نام بورس نفت لندن (IPE) داشته باشد و از جهت روانی نام مناسبی بود. شرکت دیگری هم به نام شرکت خدمات فنی بورس خاورمیانه (MEETS) به شماره ثبت ۳۰۵۹ تأسیس شد. هر دو شرکت هم در منطقه آزاد کیش تأسیس شدند تا امکان حضور کارگزاران بین‌المللی وجود داشته باشد. چرا که کارگزاران خارجی بودند که در این زمینه‌ها تجربه داشتند؛ و گرنه کارگزاران ایرانی اصلاً تجربه‌ای در این زمینه نداشتند. از لحاظ اجرایی نیز مقرر شده بود که در آن بورس جایگاه‌ها (Seats) اجاره داده شود و امتیاز حضور کارگزاران دائمی نباشد و هر سال بورس فعالیت آنها را بررسی و به کارگزارانی که بالاترین فعالیت را داشته باشند، جایگاه‌ها را مجدداً اجاره دهد و اجاره آنها را نیز دریافت کند. این یکی از منابع درآمدی بورس بود، مضاف بر اینکه وقتی معامله‌ای هم انجام می‌شود، بورس از آن منتفع می‌شود. همچنین ارزیابی شده بود تا مخلوطی از نفت‌خام‌های منطقه عرضه شود و گمانه‌زنی‌هایی از سوی شرکای خارجی با کشورهای تازه استقلال یافته انجام شده بود تا نفت آنها در بورس عرضه شود که خطلوله نکاء - تهران می‌توانست نفت‌خام

را جهت خوراک پالایشگاه‌های تهران و تبریز تأمین کند و در خلیج فارس نفت‌خام سنگین معادل را تحویل دهیم، در این فرایند ضمن اینکه هزینه Swap می‌گرفتیم، خوراک پالایشگاه‌هایمان را نیز تأمین کرده بودیم، در عین حال که بورس نفت نیز راه‌اندازی می‌شد. شرکت خدمات فنی بورس خاورمیانه (MEETS) هم برای ارائه خدمات به بورس تشکیل شد و سهامداران آن شرکت‌های ویمپول و خدمات بورس تهران و سازمان بورس اوراق بهادار بودند.

### اما به نظر می‌رسد که فرآیند گام به گام در زمان راه‌اندازی بورس اجرا نشد؟

با انتخابات ریاست جمهوری، تغییراتی در سطح وزارت نفت ایجاد و ساختار بورس نفت تغییر کرد و کلیه سهام وزارت نفت که در حدود ۷۰ درصد سهام بورس بود به صندوق‌های بازنشستگی و رفاه



کارکنان صنعت نفت واگذار شد. از ۳۰ درصد باقیمانده نیز ۱۰ درصد در اختیار بنیاد مستضعفان، ۱۰ درصد در اختیار سازمان کارگزاران بورس اوراق بهادار و ۱۰ درصد در اختیار سازمان مناطق آزاد کیش بود که در اردیبهشت سال ۱۳۸۵، به ما اعلام شد که سهام سازمان کارگزاران بورس اوراق بهادار نیز به صندوق‌ها واگذار شده و این سازمان سهمی از بورس نفت ندارد. البته با وجود انتقال سهم سازمان به صندوق‌ها، اما پیگیری از سوی شرکت خدمات بورس تهران و به طور اخص بنده، انجام می‌شد. چون از ابتدا آن را پیگیری می‌کردم. البته در آن دوره ریاست صندوق‌ها نیز سعی و تلاش زیادی برای اجرایی شدن بورس نفت داشتند.

خدمات بورس امضاء شد و بعد از امضاء تفاهم‌نامه، گزارش در شورای بورس ارائه شد و در نهایت طی دو هفته جلسه با یک گروه چهار نفره، گزارش مثبتی به شورای عالی بورس منعکس گردید. از آنجا که برنامه چهارم توسعه، وزارت نفت را مکلف به تشکیل بورس نفت کرده بود، مجوز تشکیل بورس نفت به این وزارت داده شد. با این شرایط بورس نفت با سرمایه اولیه ۱۰۰ میلیارد ریال تأسیس و قرار شد تا سهامداران بورس نفت، گاز و پتروشیمی شرکت‌های تابعه وزارت نفت باشند و کلیه فرآورده‌ها و محصولات عرضه شود. بر طبق مطالعه در سه مرحله و گام به گام، پیاده‌سازی کامل بورس نفت انجام می‌شد. در گام اول، تنها ثبت معاملات انجام

## موضع صندوق‌ها در راه‌اندازی بورس نفت چه بود؟

اصولاً ریاست صندوق‌ها با راه‌اندازی بورس نفت موافق بود. البته اگر از ابتدا نفت‌خام در بورس عرضه می‌شد، مسئله‌ساز بود. چون در ابتدا نه تجربه و نه سازوکارهای لازم برای راه‌اندازی آن وجود نداشت، اما عرضه فرآورده‌ها می‌توانست انجام شود. همان‌طور که در سال ۱۳۸۶ دیدیم که در بورس کالا عرضه فرآورده شروع شد. هرچند که آن دوره نیز پایدار و اجرایی نبود، چرا که عملاً نخواستند به تجربیات قبل بپردازند. تشکیل این بازار اصول و قواعد خاص خود را دارد، این بازار، بازاری است مسلماً سودآور؛ اما هرچه سودآورتر باشد باید برای ورود به آن تمهیدات بیشتری اندیشیده شود. در اواخر تابستان ۱۳۸۵ بود که طی جلسه‌ای اعلام شد که شرکت خدمات بورس هم از اجرای بورس نفت اعلام انصراف کرده است. البته قبل از آن و از اوایل اسفند ۱۳۸۴ - که سهام شرکت ملی نفت ایران به صندوق‌ها واگذار شد - تا اواخر شهریورماه ۱۳۸۵، با مدیر عامل بعدی بورس فعالیت خوبی داشتیم و ایشان هم علاقه‌مند به راه‌اندازی بورس بود که اجرایی نشد. البته هنوز هم پیش‌بینی می‌کنیم که بورس نفت قابل اجرا است، اما بهتر آن است که نفت‌خام ابتدا عرضه نشود و عرضه اولیه با فرآورده‌ها آغاز گردد که اکنون برخلاف آن راه‌اندازی بورس نفت با عرضه نفت‌خام شروع شده است.

## اما همواره صنعت نفت متهم بوده که چندان موافق راه‌اندازی بورس نفت نیست و شرکت ملی نفت مایل است که فروش نفت را همچنان در اختیار خود داشته باشد و تمایلی به خارج شدن از این وضعیت ندارد؟

اینجا دو بحث مطرح است، ایجاد بازار یا برپایی اداره فروش محصولات. به نظر من متولی این بازار نمی‌تواند وزارت نفت باشد. اصولاً تعریف بازار این است که فضایی را ایجاد کنیم که در آن فروشندگان و خریداران بتوانند در کنار هم آزادانه قرار گیرند. اما اگر یک فروشنده و تعدادی خریدار داشته

باشیم، اداره کنونی بازرگانی اموریین‌الملل شرکت ملی نفت خواهد شد؛ یا اگر تعدادی فروشنده و یک خریدار داشته باشیم، یک مناقصه خواهد بود. اما در بازار و بورس نفت، منظور نه اداره فروش و نه مناقصه است. بحث بورس نفت، بحث تجارت نفت است و به نظر من باید در مورد متولی این بورس تجدیدنظر کنیم که آیا نیاز است که متولی آن وزارت نفت باشد؟ آیا در بازاری که متولی آن یکی از فروشندگان باشد، دیگر فروشندگان راغب به عرضه تولیدات خود خواهند بود؟ اکنون ما تجربه چندین ساله را پشت سر گذاشته‌ایم. زمانی، قانون‌گذار عقیده داشته که متولی تشکیل بورس نفت، وزارت نفت و وزارت امور اقتصاد باشد تا بدین وسیله

تحت نظارت نهاد ناظر بازار (سازمان بورس و اوراق بهادار) و پیرو قوانین آن باشد، شرایط لازم برای کلیه عرضه‌کنندگان فراهم خواهد شد. بنابراین بورس نفت هم اگر زیر نظر این سازمان فعالیت کند و سهامداران براساس قوانین جاری، نتوانند بیش از درصد مجاز از سهام بورس را در اختیار داشته باشند احتمال موفقیت بیشتری خواهد داشت و سهام‌داران می‌توانند یک هیات مدیره را تعیین و خواسته‌های خود را مطرح کنند. البته مسلماً باید این سازمان با نگاه بین‌المللی به بورس نفت توجه داشته باشد و قوانین و مقررات باید به گونه‌ای باشند که بازیگران بین‌المللی نیز بتوانند با آن هماهنگ شوند. از سوی دیگر، اگر در جایگاه وزارت



نفت باشیم، این سوال به وجود می‌آید؛ در حالی که سازمان فروش نفت‌خام را داریم، چرا باید چنین بازاری را ایجاد کنیم؟ اما اگر در بورس نفت کیش فروشندگان نفت‌خام را به قیمت‌های مناسبی بفروشند، وزارت نفت هم در این بازار حضور پیدا خواهد کرد و همان‌طور که شرکت نیکو - به نمایندگی وزارت نفت - در بازار نفت لندن (IPE) و نیویورک (NYMEX) برخی از محموله‌ها را می‌فروخت و اعلام می‌کرد که در حال تمرین است، وزارت نفت هم می‌تواند فروش و عرضه نفت‌خام در بورس کیش را انجام دهد. در صورت تشکیل چنین بازاری کشورهای تازه استقلال یافته نیز می‌توانند حداقل نفت Swap خود را عرضه کنند. البته برای توسعه

موجب رونق این بازار شود. اگر متولی این بازار وزارت نفت باشد، دیگر تولیدکنندگان به سراغ این بازار نمی‌آیند. چرا که وقتی بازار متعلق به رقیب آنها است، نمی‌توان از دیگر تولیدکنندگان انتظار داشت که در این بازار حضور داشته باشند. در این حالت بازار شرط خشتی بودن خود را از دست می‌دهد. در حالی که مجری بازار باید نسبت به همه عرضه‌کنندگان خشتی باشد و در مقابل تمام فروشندگان یک شرایط و یک قانون را اعمال کند. اما متولی بودن وزارت نفت، این شائبه را در سایر فروشندگان به وجود می‌آورد که بازار ویژگی خشتی بودن خود را از دست داده است. بنابراین اگر بتوان بازاری ایجاد کرد که

سرریز تر این بازار باید تسهیلاتی وجود داشته باشد که برای کارگزاران منافعی را به همراه داشته باشد که برخوردار از موقعیت زمانی خاص کمترین دستاورد آن بود. ایجاد بورس نفت کیش این ویژگی را زنده می‌کرد.

طرح ما این بود که هر یک از کارگزاران ایرانی با یک کارگزار بین‌المللی شریک شوند تا بتوانند یک جایگاه را اجاره کنند. در این حالت کارگزار بین‌المللی ضمن انتقال تجربه خود، مشتریان خود را هم به این بازار منتقل می‌کرد و ضمن آموزش کارگزار ایرانی معاملات انجام می‌شد. با آموزش کارگزاران داخلی هم، آنها می‌توانستند در دیگر بورس‌های بین‌المللی حاضر شوند.

**- اما برخی از کارشناسان معتقدند که**

مقایسه کنیم. در اقتصاد باید آرام آرام بازار پایدار شود تا مشتریان آن افزایش یابند. همین نوع رفتار را در دیگر فعالیت‌های اقتصادی نیز می‌بینیم. مثلاً بورس موبایل علاءالدین تهران از روز اول اینگونه بوده است؟ اینجا نیز باید از چنین روندی پیروی می‌کرد.

**- اما بورس دبی که در همان دوره ایجاد شد، چندان موفق نبود و نتوانست جایگاهی به دست بیاورد؟**

در بورس دبی قرار بود تنها قراردادهای گازوئیل بورس نیویورک (NYMEX) عرضه شود و از ابتدا هم بورس نفت خام نبود و دلیل واقعی تشکیل آن بازی‌های سیاسی بود. اما در بورس نفت کیش هدف استقلال در فروش نفت خام و فرآیند رشد تدریجی بود.

محدوده زمانی، یک بازار بین‌المللی نفت خام خواهیم داشت که نفت به صورت ۲۴ ساعته در حال معامله است که عمده آن معاملات کاغذی است. در واقع بیش از آنچه که تولید می‌شود را نمی‌توان معاملات Spot داشت، اما معاملات کاغذی می‌تواند به هر میزانی بسته به شرایط بازار شکل گیرد و از این فرصت زمانی استفاده کرد و در این میان کشورمان منتفع می‌شد.

مهم منافع ملی ما است. به همین دلیل سازمان بورس و اوراق بهادار به عنوان متولی بازارهای سرمایه می‌تواند به سمتی حرکت کند که خنثی عمل کرده و منافع ملی هم بهینه شود. البته این امر بدین معنی نیست که وزارت نفت چنین اقدامی را انجام نمی‌دهد، بلکه وزارت نفت در یک جهت خاص و حوزه مسئولیت خود منافع ملی را حفظ کرده است، ولی دیگر تولیدکنندگان نمی‌توانند وارد بازاری شوند که صاحب آن وزارت نفت است.

**- در مطالعه برای حذف نقش انحصار تولیدکنندگی شرکت ملی نفت چه راه‌حلی اندیشیده شده بود؟**

هم تولیدکنندگان حوزه دریای خزر و هم تولیدکنندگان خلیج فارس امکان حضور در بازار و حذف حالت تولیدکنندگی انحصاری شرکت ملی نفت را داشتند. به همین دلیل هم پیش‌بینی شده بود که ما یک شاخص نفتی ایجاد کنیم، چرا که نفت برنت در حال از بین رفتن بود و از مخلوطی از نفت‌خام‌های منطقه یک شاخص نفتی ایجاد می‌کردیم که به ما در معاملات کمک می‌کرد.

**- این شاخص نفتی چه کمکی به ما می‌کرد؟ و آیا سنجیده شدن با شاخص نفت خام‌های برنت یا WTI برای ما ضرر و زیانی داشت؟**

اکنون نفت خام ما با شاخص نفت خام برنت سنجیده می‌شود. ما می‌توانستیم شاخصی را داشته باشیم که با آن سنجیده شویم. در صورت تشکیل یک شاخص از نفت خام‌های منطقه، نفت خام ما با شاخصی سنجیده می‌شد که نسبت به آن شباهت بیشتری داشت و اختلاف قیمت نفت خام ما



**- اما بورس دبی در رقابت با بورس نفتی کیش راه‌اندازی شد؟**

یکی از گمانه‌ها این بود تا ما رقیبی در منطقه داشته باشیم. ولی وقتی دیدند که اصلاً بورس نفت کیش تشکیل نشد، بنابراین نیاز هم به وجود رقیب نبود. این هم یک فرضیه است، اینکه حقیقت چیست را نمی‌دانم.

**- اما برخی از کارشناسان معتقدند با وجود دو بورس نفتی لندن و نیویورک شاید نیازی به تشکیل بورس سوم در جهان نباشد؟**

باتوجه به پتانسیل زمانی این منطقه، یا باید این دو بورس در این منطقه شعبه‌ای داشته باشند تا در این محدوده زمانی فعال باشند، یا اینکه کشورهای موجود اقدام به ایجاد چنین بورس نفتی کنند. با تشکیل بازاری در این

بورس‌های بین‌المللی نفت چون لندن و نیویورک موافق راه‌اندازی بورس نفت کیش نبود و حتی در راه‌اندازی آن سنگ‌اندازی نیز می‌کردند؟


من مستقیماً دلیل و سندی مبنی بر این کار ندارم و عدم راه‌اندازی بورس ناشی از مشکلات داخلی خودمان بوده است. ما هنوز به آن حد نرسیده‌ایم که این بورس‌ها در مسیر ما سنگ‌اندازی کنند. چرا که مسلماً خیلی کوچک‌تر از آنها هستیم. ما پیش‌بینی راه‌اندازی بورس را با ثبت معاملات داشتیم تا پس از پنج سال شاید بتوانیم نقش اندکی در بازار داشته باشیم. ولی مطمئناً در ابتدا هیچ نقشی در این بازار نداشتیم. مگر ما می‌توانیم خود را با این حجم از معاملات کاغذی نفت خام

و زمینه را برای هدف نهایی فراهم کنیم. حداقل اقدام هم در این خصوص، ثبت معاملات فروش و سپس فروش نفت خام Swap بود. چرا که ضمن اینکه نفت خام ایران نبود، آن کشورها هم به دلیل مشکلاتی که در انتقال نفت به بازارها داشتند، ناچار به اجرای این فرآیند بودند. بعد از اتفاقات چچن که امنیت خطلوله BTC از بین رفت یک فرصت طلایی برای ما بود تا Hub خزر را راهاندازی و از خطلوله نکاء-تهران با ظرفیت انتقال ۱۸۰ هزار بشکه در روز نفت خام استفاده کنیم. اگر این ۱۸۰ هزار بشکه در روز در بازار نفت ایران به گردش در می‌آمد، یک هسته اولیه مناسب می‌شد که استفاده نشد و در چه زمان دیگری این فرصت مجدداً ایجاد شود، مشخص نیست.

**یکی دیگر از ملزومات ایجاد بورس نفت، زیرساخت‌های آن است. آیا از لحاظ زیرساختی آمادگی فنی ایجاد این بازار وجود داشت؟**

از لحاظ فنی این مسائل در کنسرسیوم دیده شده بود. قرار بود از موتور اولیه‌ای استفاده شود که بعداً حتی موتور معاملات بورس را از آن گرفتیم، با موسسات فنی هم صحبت شده بود. حتی گفتگو با کشورهای تازه استقلال یافته و حوزه خلیج فارس هم توسط اعضای خارجی کنسرسیوم انجام شده بود و به گونه‌ای موافقت‌های ضمنی اولیه کسب شده بود. البته به نظر من با وجود شرایط جدید هنوز هم راهاندازی بورس نفت ممکن است، هر چند قدری سخت‌تر؛ اما امکان‌پذیر است.

**اما اکنون ما مشکل تبادل ارزی و تحریم‌های بین‌المللی را داریم؟**

برای رفع این مشکلات باید گفتگو کرد. نمی‌توان قاطعانه آن را رد یا قبول کرد. باید ادله را پیدا کرد و حقایق را در کنار هم چید و مسائل را از دیدگاه کارشناسی بررسی کرد. ضمن اینکه وجود کارشناسان خارجی می‌تواند بسیاری از مشکلات را حل کند. در عین حال که این بورس در یک منطقه آزاد ایجاد شده است. 

بازار گرم شود، فروشندگان این بازار گرانتر خواهند فروخت و اگر به هر دلیلی بازار سست شود، فروشندگان با قیمت‌های پایین‌تر نفت خام را می‌فروشند. در لندن و نیویورک هم همین‌گونه است. پس ما نمی‌توانیم در بورس نفت، قیمتی را برای نفت خام اعلام کنیم که هیچ کس حاضر به خرید آن نباشد. کشف قیمت یکی از قابلیت‌هایی است که بازار شفاف دارد.

**اما در راه‌اندازی بورس نفت، شرکت ملی نفت به عنوان یک تولیدکننده انحصاری همین نفت خام را با قراردادهای طولانی مدت به همین قیمت می‌فروخت؛ چه دلیلی داشت که با قیمت پایین‌تر نفت خام را در بورس**



**عرضه کند؟**

باید به این نکته توجه داشت که قیمت‌ها در شرایط کنونی بیش از پیش تابع عرضه و تقاضا است و با وجود بسترهای فعلی تبادل اطلاعات احتمال فروش هر کالایی با قیمتی غیرواقعی در حال حاضر بسیار غیرممکن است، به همین دلیل در مطالعه ما در مرحله اول تنها ثبت معاملات انجام می‌شد و هیچ‌گونه معامله‌ای صورت نمی‌گرفت. وقتی معاملات ثبت می‌شد، هم قیمت و هم میزان آن مشخص بود. در مرحله بعد معاملات spot و سپس قراردادهای بلند مدت و کاغذی اجرا می‌شد. در مرحله اول ما معاملات نفت را تنها ثبت می‌کردیم و یک مبنا و مرجعی به دست می‌آمد تا معاملات انجام شده بر روی نفت خام را رصد کنیم

نسبت به آن کمتر بود.

**اما اکنون برخی تشکیل شاخص نفت خام را با هدف عرق ملی و سنجیده نشدن نفت خام ایران با نفت خام برنت دریای شمال توجیه می‌کنند؟**

من نمی‌خواهم به این شکل به این موضوع نگاه کنم، اما طبق صحبت‌هایی که با آقای کوک داشتیم این شاخص تنها بحث ملی بودن آن مطرح نبود، بلکه شاخصی بود که نفت خام ما شباهت‌های بیشتری با آن خواهد داشت. پس انحراف قیمت نفت خام ما از قیمت نفت خام شاخص کمتر و به آن نزدیک‌تر بود و نهایتاً می‌توانست جنبه ملی هم داشته باشد. البته باید این امر از لحاظ

فنی و اقتصادی بررسی می‌شد. از زمان شروع فعالیت بورس نفت، پنج سال زمان داشتیم تا این مطالعات را انجام دهیم.

**بحث دیگر در مورد نحوه قیمت‌گذاری است. همان‌طور که در راه‌اندازی بورس نفت شاهد بودیم، به دلیل غیرمنطقی خواندن قیمت اعلامی از سوی خریداران، از ۹ عرضه تنها یک عرضه و آن هم با آما و اگرهایی موفق بود؟**

این ماهیت بازار است که کشف قیمت کند. کشف قیمت هم به عرضه و تقاضا، شرایط بین‌المللی و بسیاری از عوامل دیگر باز می‌گردد. اگر بازار در ایران باشد، این شرایط بر آن اعمال می‌شود و نمی‌توان جدا از شرایط کار کرد. پس زمانی که داریم به قیمت حقیقی نفت را می‌فروشیم، اگر این

# مراحل توسعه شرکت‌های ملی نفت در اجرای طرح‌های LNG



## چکیده

یکی از اهداف اصلی شرکت‌های ملی نفت جهت حضور در بازارهای جهانی گاز به ویژه از طریق تولید LNG، گرفتن سهم صادرات LNG و اخذ امتیازهای بین‌المللی جهت تأمین امنیت عرضه کشورهای مصرف‌کننده می‌باشد. جهت تحقق این امر، شرکت‌های ملی نفت، نیازمند پیمودن مراحل توسعه در اجرای طرح‌های LNG می‌باشند. هر چند که خوداتکائی در اجرای طرح‌های LNG به عنوان مرحله پایانی توسعه این نوع از طرح‌ها به شمار می‌رود، این شرکت‌ها نیازمند تمرکز بیشتر بر سودآوری و تحقق بخشیدن به معیارهای اساسی مانند مشارکت هر چه بیشتر در بخش بالادستی، افزایش سهم مشارکت در طرح‌های LNG، ارتقاء دانش ساخت و توسعه ابعاد فنی طرح‌های LNG و بالا بردن سطح توانمندی جهت توسعه طرح‌های LNG بدون حمایت شرکت‌های بین‌المللی نفتی می‌باشند. در مقابل، بسیاری از شرکت‌های ملی نفت که حتی در سطوح بین‌المللی فعالیت می‌نمایند، نمی‌توانند بسیاری از طرح‌های LNG را بدون اتکاء به کمک‌های مالی، فنی و بازاریابی شرکت‌های بین‌المللی نفتی به سرانجام برسانند. در این میان بسیاری از شرکت‌های بین‌المللی نفتی در رقابت جهت همکاری با شرکت‌های ملی نفت و حفظ امنیت عرضه گاز طبیعی، با معرفی تکنولوژی‌های جدید به منظور کاهش هزینه‌های تولید LNG، ارائه کمک‌های مالی به طرح‌های در دست اقدام و بازاریابی برای کشورهای تولیدکننده، جایگاه خود را در تمامی مراحل توسعه شرکت‌های ملی نفت حفظ نموده‌اند. در این مقاله، با مروری بر جایگاه شرکت‌های ملی نفت در طرح‌های LNG، به بررسی و تفسیر مراحل توسعه این شرکت‌ها همراه با ارائه برخی شواهد تجربی در جهت مقایسه اجمالی میان آنها پرداخته می‌شود.

واژگان کلیدی: شرکت‌های ملی نفت، شرکت‌های بین‌المللی نفت، گاز طبیعی مایع‌شده (LNG)، مراحل توسعه، زنجیره ارزش LNG

## مقدمه

مربوط به مراحل توسعه طرح‌های LNG در شرکت‌های ملی نفت، نیازمند بازنگری در مدیریت این شرکت‌ها و همچنین وابستگی برخی از شرکت‌های ملی به شرکت‌های بین‌المللی نفتی می‌باشد.

## جایگاه شرکت‌های ملی نفت در بازار LNG

جایگاه شرکت‌های ملی نفت در مقابل شرکت‌های بین‌المللی نفت به ویژه در دو دهه گذشته تغییر کرده است. در سال‌های اخیر شرکت‌های ملی نفت فعالیت‌های خود را به ویژه در مدیریت منابع نفت و گاز کشورهای خود گسترش داده‌اند. اما این تغییر رویه لزوم مشارکت شرکت‌های بین‌المللی نفت در پروژه‌های LNG را زیر سؤال نبرده است و شرکت‌های بین‌المللی نفت نیز به اجبار بر اساس نیازمندی‌های شرکت‌های ملی نفت حرکت کرده‌اند. اگر به پروژه‌های اولیه مربوط به قراردادهای LNG توجه نماییم سیطره شرکت‌های بین‌المللی نفت بر تمامی زنجیره LNG اعم از بکارگیری منابع مالی، فنی و انسانی این شرکت‌ها قابل مشاهده است در حالی که با گذشت دو دهه و کسب تجربیات شرکت‌های ملی نفت در زمینه پروژه‌های LNG، این نفوذ و سیطره به مشارکت تبدیل شده است [۱].



شرکت‌های ملی نفت دارای ویژگی‌ها و اهداف استراتژیک مخصوص به خود هستند که آنها را از شرکت‌های بین‌المللی نفتی یا شرکت‌های مستقل نفتی مجزا می‌سازد. در شرکت‌های ملی نفت، به دلیل آنکه مالکیت و مدیریت اصلی منابع نفت و گاز در اختیار دولت می‌باشد، این شرکت‌ها باید پاسخ‌گوی دولت‌های متبوع خود باشند و در حال حاضر نیز هدف دولت‌های میزبان در توسعه شرکت‌های ملی نفت، تبدیل این شرکت‌ها از یک سرمایه‌گذار یا مدیریت منابع نفت و گاز کشور به یک سازمان تجاری گسترده‌تر و در بسیاری موارد، مشارکت در طرح‌های نفت و گاز- به ویژه طرح‌های LNG- دیگر کشورها می‌باشد. به عبارت دیگر این واکنش از سمت دولت‌های میزبان به دلیل

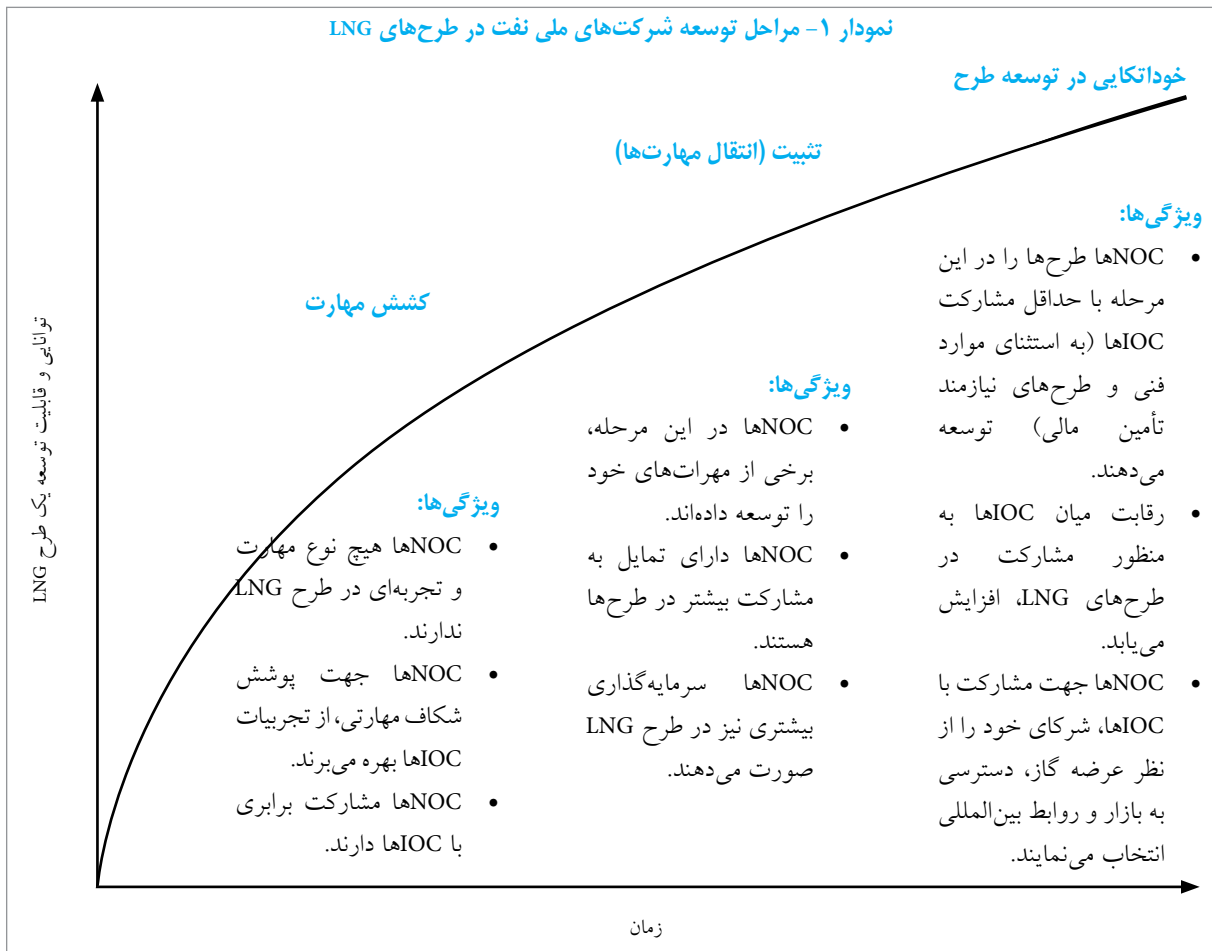
شرکت‌های ملی نفت (NOCs)<sup>(۱)</sup> در مقایسه با شرکت‌های بین‌المللی نفتی (IOCs)<sup>(۲)</sup> از امکانات کمتری از نظر سطوح دانش و فناوری و همچنین منابع مالی برخوردار هستند. از آنجایی که توسعه طرح‌های LNG<sup>(۳)</sup> نیازمند سرمایه‌گذاری سنگین و دانش روزآمد می‌باشد، برخی از شرکت‌های ملی نفت در توسعه این طرح‌ها با دشواری‌ها و مشکلات متعددی از جمله فقدان زیرساخت‌های اقتصادی و توانایی‌های فنی و تکنولوژیکی روبرو هستند. در این میان برخی از شرکت‌های ملی نفتی مطرح در جهان مانند شرکت پتروناس (Petronas) مالزی از توانایی‌ها و مهارت‌های مناسبی در زمینه عملیات

بالادستی نفت و گاز برخوردار شده‌اند. اما این قدرت در میان بسیاری از شرکت‌های ملی نفت وجود ندارد به ویژه آنکه ملاک‌های این شرکت‌ها جهت توسعه طرح‌های LNG و دیگر طرح‌های بالادستی فراتر از حداکثرسازی سود می‌باشد که از جمله آن می‌توان به توسعه زیرساخت‌های اقتصادی و کسب امتیازهای بین‌المللی از طریق صادرات گاز اشاره نمود. این نوع عدم تمرکز، می‌تواند طی نمودن مراحل توسعه طرح‌های LNG را برای شرکت‌های ملی نفتی که اقتصاد ملی آنها وابستگی بیشتری به درآمدهای حاصل از صدور نفت و گاز دارند، طولانی‌تر و تا حدی دستیابی به مراحل پایانی توانایی و مهارت در این طرح‌ها را غیرممکن می‌سازد. به همین جهت تأمین معیارهای

جدول ۱- سهم مشارکت شرکت‌های نفت و گاز بین‌المللی در یکی از طرح‌های LNG ونزوئلا

Train <sup>۳</sup>	۲ Train	۱ Train
PDVSA (ونزوئلا): ۶۰ درصد	PDVSA (ونزوئلا): ۶۰ درصد	PDVSA (ونزوئلا): ۶۰ درصد
Gasprom (روسیه): ۱۵ درصد	Galp (پرتغال): ۱۵ درصد	Galp (پرتغال): ۱۵ درصد
ENI (ایتالیا): ۱۰ درصد	ENARSA (آرژانتین): ۱۰ درصد	Chevron (آمریکا): ۱۰ درصد
Petronas (مالزی): ۱۰ درصد	Itochu (ژاپن): ۱۰ درصد	QP (قطر): ۱۰ درصد
EDP (پرتغال): ۵ درصد	MIMI (ژاپن): ۵ درصد	MIMI (ژاپن): ۵ درصد

Source: Ledesma, David (۲۰۰۹), P.۲۰



مالی و نزونلا و همچنین پیگیری اهداف غیر اقتصادی می‌تواند تحقق کسب سود اقتصادی و اهداف فراتر از آن- نظیر انتقال دانش فنی و افزایش اشتغال و توسعه اقتصادی- را با مشکل مواجه سازد. اما در هر صورت شرکت‌های ملی نفت که در حال حاضر بالغ بر ۳۵ شرکت نفتی در سراسر جهان را شامل می‌شوند [۳]، نیازمند توسعه سطح دانش، توسعه زیرساخت‌ها و کاهش وابستگی به شرکت‌های بین‌المللی نفتی در طرح‌های LNG می‌باشند در حالی که این حقیقت را نمی‌توان انکار نمود که شرکت‌های بین‌المللی نفتی به لحاظ امکانات مالی و تکنولوژی نسبت به دیگر فعالان، در بازار نفت و گاز در وضعیت بسیار مطلوب‌تری قرار دارند و به دلیل آنکه این شرکت‌ها خود از خریداران عمده LNG هستند به طور قطع و یقین با دقت و تلاش بیشتری به منظور تأمین نیازهای خود در طرح‌های LNG مشارکت می‌نمایند. در ادامه به جریان زمانی اشاره می‌نماییم که شرکت‌های ملی نفت در جهان از لحاظ توانایی و قابلیت توسعه طرح‌های LNG در کشور خود در جایگاه‌های متفاوتی قرار گرفته‌اند.

### مراحل توسعه شرکت‌های ملی نفت در طرح‌های LNG

شرکت‌های ملی نفت که دارای طرح‌های LNG هستند، به طور

افزایش تقاضای جهانی گاز، کاهش هزینه‌های مایع‌سازی گاز طبیعی و کنترل بیشتر دولت‌ها بر منابع و ذخایر گازی از طریق شرکت‌های ملی و در نهایت کسب سهم بیشتر از زنجیره ارزش LNG در بازار جهانی می‌باشد [۲]. همچنین طرح‌های LNG برای بسیاری از شرکت‌های ملی نفت، انگیزه‌ای جهت انتقال دانش فنی به کشور خود و بهبود توسعه اقتصادی است. این مسئله نشان می‌دهد که اهداف شرکت‌های ملی نفت که در سایه دولت‌های نفتی قرار دارند فراتر از کسب سود و ایجاد فرصت برای رشد و توسعه شرکت ملی نفت می‌باشد زیرا شرکت‌های ملی نفت تمایل دارند تا علاوه بر مدیریت مطلوب منابع نفت و گاز خود، زیرساخت‌های کشور متبوع خود را به لحاظ اقتصادی از طریق کسب منافع صادراتی به عنوان بخشی از زنجیره LNG توسعه دهند. اما این ویژگی می‌تواند در مقابل، منافع حاصل از طرح‌های LNG را برای کشورهای میزبان کاهش دهد. به عنوان نمونه، شرکت ملی نفت و نزونلا جدیدترین طرح LNG خود را در قالب سه واحد به شکل جدول (۱) برنامه‌ریزی نموده است و شرکت‌های مختلفی در این طرح‌ها مشارکت دارند.

همان‌طور که در جدول (۱) مشاهده می‌شود، تعیین سهم شرکت‌های بین‌المللی مشارکت‌کننده در این طرح، نشان از فقدان تجربه کشور میزبان دارد و با توجه به تعهدات سیاسی و وضعیت

ملی نفت تابعه، حضور و مشارکت شرکت‌های بین‌المللی نفتی در طرح‌های LNG و ارتباط میان شرکت ملی نفت با شرکت‌های بین‌المللی نفت مشارکت‌کننده و در نهایت میزان ریسکی که شرکت ملی نفت به پذیرش آن در طرح LNG تمایل دارد، باشند.

اولین مرحله‌ای که در آن، شرکت ملی نفت اولین طرح LNG خود را توسعه می‌دهد، مرحله کشش توانایی یا مهارت (Skill Pull) است. در این مرحله شرکت ملی نفت یا دولت میزبان تجربه ناچیز و محدودی در زمینه اجرای طرح‌های LNG داشته و عمدتاً به شرکت‌های بین‌المللی نفت وابسته هستند. در این مرحله دولت میزبان، مشاوران باتجربه را جهت ارزیابی طرح LNG و تثبیت موقعیت

خود استخدام کرده و بکار می‌گیرد. پس از کسب اولین تجربه دولت میزبان یا شرکت ملی نفت در مورد توسعه طرح LNG و همچنین کسب مهارت اولیه در اجراسازی این نوع از طرح‌ها، کشور میزبان یا شرکت ملی نفت، وارد مرحله یا فاز دوم، یعنی مرحله انتقال مهارت و تثبیت آن (Consolidation) می‌شوند که بر این اساس شرکت ملی نفت تلاش می‌نماید تا مهارت‌های از پیش کسب شده را تکمیل نماید. در این مرحله، شرکت ملی نفت مشارکت بیشتری در طرح‌های LNG خواهد داشت و شرکت‌های مستقل و پیمانکاری داخلی را نیز به کسب تجربه در این مرحله تشویق می‌نماید. مرحله پایانی این مسیر زمانی عملیات و اجراسازی انفرادی (Solo) طرح‌های LNG می‌باشد. در این مرحله شرکت ملی نفت یا دولت میزبان، طرح LNG را با تکیه بر توانایی‌های داخلی خود پیاده‌سازی و اجرا می‌نماید.

اگر بخواهیم مرحله‌ای پس از مرحله اجراسازی انفرادی را نیز متصور شویم، می‌توان گفت که دیگر با واژه شرکت ملی نفت (NOC) روبرو نخواهیم بود زیرا با گذر از مرحله خوداتکائی، این شرکت به شرکت ملی نفت بین‌المللی (International NOC) تبدیل می‌گردد [۱]. یکی از نمونه‌های بارز شرکت ملی نفت بین‌المللی، شرکت ملی نفت استات‌ویل نروژ (Statoil) می‌باشد که در حال حاضر به عنوان یک

مشخص در سطوح متفاوتی از دانش، تجربه و مهارت‌ها در توسعه این طرح‌ها قرار دارند. در نمودار (۱)، مراحل توسعه یک شرکت ملی نفت ارائه شده است که بر اساس ویژگی‌ها و مشخصه‌های این شرکت‌ها تدوین شده است. به عبارت دیگر، تمامی شرکت‌های ملی نفت ناگزیر، این مراحل را جهت توسعه طرح‌های LNG طی می‌نمایند.

حرکت در این مسیر زمانی جهت افزایش توانایی و قابلیت یک شرکت ملی نفت جهت توسعه یک طرح LNG، از یک مرحله به مرحله دیگر به عوامل مختلفی بستگی دارد. این عوامل می‌توانند شامل توسعه سیاسی در کشور متبوع، سطح حمایت دولت از شرکت



جدول ۲- درجه توسعه برخی از شرکت‌های ملی نفت در طرح‌های LNG<sup>(۴)</sup>

تولیدکنندگان اصلی LNG	سال آغاز تولید LNG	درجه توسعه شرکت ملی نفت
Sonatrach (الجزایر)	۱۹۶۴	خوداتکائی در توسعه طرح LNG
Libyan Government (لیبی)	۱۹۷۰	کشش مهارت
Brunei Government (برونئی)	۱۹۷۲	تثبیت (انتقال مهارت‌ها)
Pertamina (اندونزی)	۱۹۷۷	تثبیت (انتقال مهارت‌ها)
AD Gas (امارات متحده)	۱۹۷۷	خوداتکائی در توسعه طرح LNG
Petronas (مالزی)	۱۹۸۳	خوداتکائی در توسعه طرح LNG
Qatar Petroleum (قطر)	۱۹۹۷	خوداتکائی در توسعه طرح LNG
NNPC (نیجریه)	۱۹۹۹	کشش مهارت
NGC (ترینیداد و توباگو)	۱۹۹۹	کشش مهارت
Oman Gov (عمان)	۲۰۰۰	تثبیت (انتقال مهارت‌ها)
EGAS (مصر)	۲۰۰۵	تثبیت (انتقال مهارت‌ها)
Sonagas (گینه نو)	۲۰۰۷	کشش مهارت
طرح‌های آینده		
Gazprom (روسیه)	۲۰۰۹	تثبیت (انتقال مهارت‌ها)
Peru Gov (پرو)	۲۰۱۰	کشش مهارت
Sonangol (آنگولا)	۲۰۱۱	کشش مهارت

Source: Ledesma, David (۲۰۰۹), P. ۲۶

شکل ۱ - درجه مشارکت شرکت ملی نفت در زنجیره عرضه LNG

تولیدکنندگان اصلی LNG	دسترسی به امکانات تبدیل مجدد به گاز LNG	مالکیت کشتی حمل و نقل LNG	توانایی توسعه طرح‌های LNG بدون حمایت IOOCها	دانش ساخت و توسعه ابعاد فنی طرح‌ها	میزان مشارکت در طرح LNG	میزان مشارکت در بخش بالادستی
الجزایر						
لیبی						
برونئی						
اندونزی						
امارات متحده عربی						
مالزی						
قطر						
نیجریه						
ترنیداد و توباگو						
عمان						
مصر						
گینه نو						
روسیه						
پرو						
آنگولا						
<p>راهنمای شکل: قوی (مشاد)، متوسط (مشاد)، ضعیف (مشاد)، صفر (مشاد)</p>						

و نقل LNG و میزان ظرفیت ترمینال‌های تبدیل گاز در طرح‌های LNG می‌باشند. در شکل (۱)، این معیارهای قابل اندازه‌گیری بر اساس میزان و کیفیت نسبی طبقه‌بندی شده‌اند و با رنگ‌های مختلفی از هم متمایز گشته‌اند. به طور مثال، شرکت ملی نفت پتروناس (Petronas) مالزی دارای درجه خوداتکائی در توسعه و مدیریت طرح‌های LNG می‌باشد، در تمامی معیارها به جز معیار امکانات تبدیل مجدد به گاز بالاترین میزان سهم و مشارکت را در زنجیره عرضه طرح‌های LNG به خود اختصاص داده است.

شرکت ملی قطر پترولیوم (Qatar Petroleum) نیز در محله خوداتکائی مدیریت و توسعه طرح‌های LNG قرار دارد. این کشور که از سال ۱۹۹۶ فعالیت‌های خود را با قطر گاز ۱ (QatarGas) آغاز نموده است، در حال حاضر بزرگترین تولیدکننده LNG در خاورمیانه به شمار می‌رود. در حال حاضر این کشور محصول LNG خود را به کشورهای انگلستان، آمریکا، اسپانیا، ایتالیا، فرانسه، بلژیک، کره جنوبی، ژاپن و هند صادر می‌نماید [۴]. حضور کشورهای مصرف‌کننده و متقاضی LNG قطر نشان دهنده کاهش هزینه‌های تولید LNG در این کشور و توسعه مناسب این صنعت در قطر می‌باشد. اما با این وجود، این شرکت نیز جهت رسیدن به این مقصود مراحل پیشین را نیز گذرانده است و در حال حاضر نیز با توجه به معیارهای درجه‌بندی ارائه شده در شکل (۱)، این کشور در توانایی و قابلیت اجرایی

شرکت تجاری از مهارت‌های داخلی خود استفاده می‌نماید و در پروژه‌های بین‌المللی بالادستی مشارکت زیادی دارد. این شرکت به عنوان اولین کشور اروپایی عرضه‌کننده LNG در اروپا در سال ۲۰۰۷ شناخته می‌شود [۴].

در جدول (۲) تعدادی از شرکت‌های ملی نفت بر اساس سال آغاز طرح‌های LNG خود ارائه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود برخی از این شرکت‌ها نظیر ان.ان.پی.سی (NNPC) نیجریه یا سونوگاز (Sonagas) گینه نو در مراحل اولیه مهارت و مدیریت در طرح‌های LNG هستند. برخی دیگر از شرکت‌ها در مرحله دوم، یا مراحل انتقال کامل مهارت و مرحله تحکیم و تثبیت قرار دارند که از جمله آنها می‌توان به پرتامینا (Pertamina) اندونزی و گازپروم (Gazprom) روسیه اشاره نمود. برخی دیگر از شرکت‌ها دو مرحله اخیر را طی نموده و به خوداتکائی کامل در مدیریت و توسعه طرح‌های LNG رسیده‌اند که در این میان می‌توان به قطر پترولیوم (Qatar Petroleum) قطر و پتروناس (Petronas) مالزی اشاره نمود. معیارهایی که جهت این درجه‌بندی برای شرکت‌های یادشده مورد استفاده قرار گرفته‌اند شامل میزان مشارکت شرکت مورد نظر در بخش بالادستی، میزان سهم شرکت در طرح‌های LNG، دانش ساخت و توسعه ابعاد فنی طرح‌ها، توانایی توسعه طرح‌های LNG بدون حمایت شرکت‌های بین‌المللی نفتی، میزان مالکیت کشتی‌های حمل

ملی متبوع خود می‌باشند، با توجه به معیارهای ارائه شده در این بررسی، تا حدود زیادی قادر به طی نمودن مراحل پایانی نیستند که از دلایل عمده آن می‌توان به فعالیت‌های مربوط به عدم تمرکز این شرکت‌ها در سودآوری و اجراسازی این طرح‌ها جهت دستیابی به امتیازات بین‌المللی می‌باشد که عمدتاً تابع رویکرد دولت‌های نفتی می‌باشد. شرکت‌هایی نظیر استات‌ویل نروژ و پتروناس مالزی با عبور از مراحل خوداتکائی و بین‌المللی نمودن فعالیت‌های بالادستی خود توانسته‌اند تا حدود زیادی علاوه بر تمرکز بیشتر بر سودآوری، به شکل مستقل فعالیت نموده و طرح‌های LNG را چه از منظر مشارکت بین‌المللی سایر شرکت‌ها در این طرح‌ها و چه از منظر نگاه تخصصی به این طرح‌ها، توسعه داده و مدیریت نمایند.

### فهرست منابع

1. Ledesma, David; "The Changing Relationship Between NOCs and IOCs in the LNG Chain", Oxford Institute of Energy Studies, NG۳۲, p.p.۲۰۰۹, ۳۸-۱.
2. El Hachemi Mazighi, Ahmed; "An Examination of the International Natural Gas Trade", OPEC Review, p.p. ۳۱۳-۳۲۹, December, ۲۰۰۳.
3. Forbes, Alex; "NOC's Spread Their Wings", European Energy Review, Geopolitics and Russia, ۲۰۰۷ Available at: <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=۵۶۰>.
4. رحیمی، غلامعلی؛ «نگاهی به صنعت LNG در جهان»، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، چاپ اول، تهران، ۱۳۸۶.

### پی‌نوشت:

1. National Oil Companies
2. International Oil Companies
3. Liquefied Natural Gas
4. درجه توسعه‌یافتگی طرح‌های LNG شرکت‌های ملی نفت در ۱۵ کشور ارائه شده در جدول ۲ و همچنین تمامی آنچه به عنوان درجه‌بندی کیفی در شکل ۱ ارائه شده‌اند نتایج بحث و گفتگوی کارشناسان برجسته مؤسسه مطالعات انرژی آکسفورد (OIES) و چتم هاوس (Chatham House) انگلستان است. در این میان می‌توان به مشاوره و نقطه‌نظرات افرادی چون الکس کمپ (Alex. Kemp)، جانان استرن (Jonathan Stern) و هوارد روجرز (Howard Rogers) از برجسته‌ترین تحلیل‌گران بازارهای گاز اشاره نمود. این اشارات در مقاله مربوط به بخش گاز، شماره ۳۲ در مؤسسه مطالعات انرژی آکسفورد ارائه شده است.

طرح‌های LNG بدون حمایت شرکت‌های بین‌المللی نفت نسبت به سایر رقبای خود نظیر پتروناس (Petronas) مالزی در وضعیت متوسط قرار دارد. به طور مثال شرکت ملی قطر پترولیوم (Qatar Petroleum) در پروژه قطر گاز ۲ (QatarGas۲) خود را در موقعیت یکی از کشورهای مصرف‌کننده گاز به منظور بازاریابی در اروپا قرار داد که این بازاریابی از طریق شرکت بین‌المللی نفتی اکسون‌موبیل (ExxonMobil) صورت گرفت. مشاهده می‌شود که بر طبق شکل (۱)، تقریباً در بسیاری از شرکت‌های ملی نفت، توسعه طرح‌های LNG بدون حضور شرکت‌های بین‌المللی نفتی امکان‌پذیر نبوده است.

### جمع‌بندی و نتیجه‌گیری



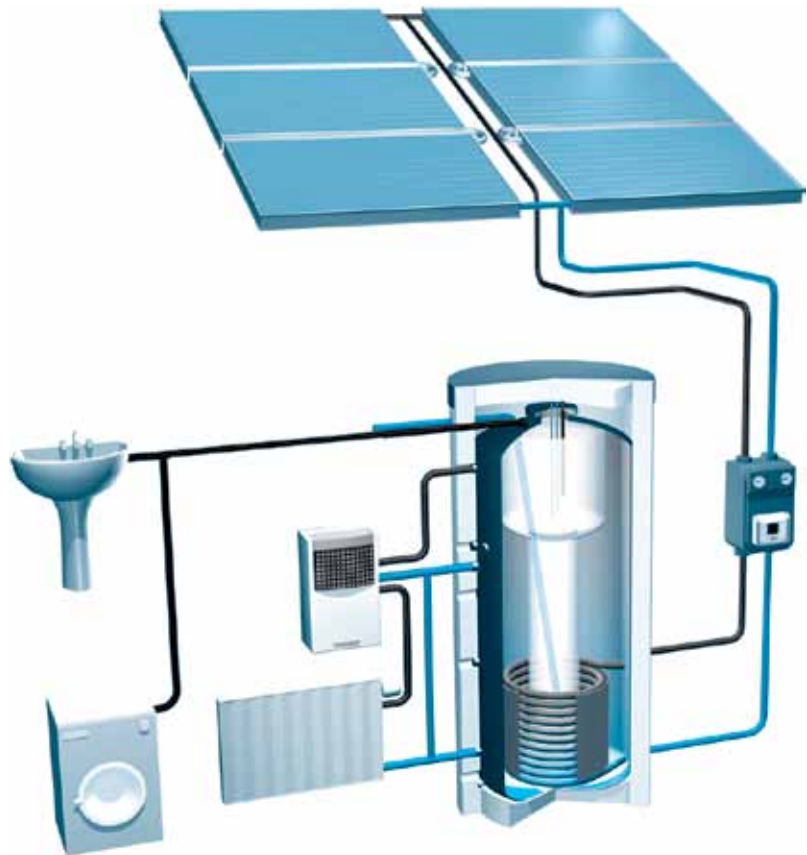
همان‌طور که پیش از این نیز اشاره شد، شرکت‌های ملی نفت در توسعه و مدیریت طرح‌های LNG و افزایش توان، قابلیت و مهارت نیازمند عبور از سه مرحله اساسی هستند که به ترتیب شامل کشف مهارت، مرحله انتقال مهارت و تثبیت آن و در نهایت مرحله خوداتکائی در اجرای طرح‌های LNG هستند. بررسی‌ها و مطالعات اخیر نشان می‌دهند که حتی شرکت‌هایی که در مراحل پایانی کسب مهارت و دانش در توسعه طرح‌های LNG هستند، در زنجیره عرضه LNG وابستگی زیادی به شرکت‌های بین‌المللی نفتی خواهند داشت. در این مرحله بسیاری از شرکت‌های ملی نفتی جهت تسریع در اجراسازی طرح‌های مورد نظر خود نیازمند حمایت شرکت‌های بین‌المللی نفتی هستند. از طرف دیگر شرکت‌های بین‌المللی نفتی نیز به جهت آنکه عمدتاً در کشورهای مصرف‌کننده قرار دارند، به جهت اهمیت مسئله امنیت عرضه گاز سعی در حفظ جایگاه خود در بازار LNG به ویژه در ارتباط با شرکت‌های ملی دارند. این جایگاه به طور عمده با معرفی تکنولوژی‌های جدید جهت کاهش هزینه‌های تولید گاز و تولید LNG، ارائه کمک‌های مالی به طرح‌های در دست اقدام و بازاریابی LNG کشورهای تولیدکننده در طی زمان در هر مرحله از توسعه شرکت‌های ملی نفت حفظ شده است. در مقابل، شرکت‌های ملی نفتی که تحت حمایت بیشتری از طرف دولت‌های

مربع است به طوری که آنها را "مگا جاذب" می‌نامند. این بیمارستان با ۷۰۹ تختخواب روزانه ۸۰ هزار لیتر آب گرم مصرفی نیاز دارد. جهت تأمین این حجم آب، ۱۰۴ جاذب با مساحت کل حدود ۱۰۴۰ مترمربع مورد استفاده قرار می‌گیرد. جاذب‌ها در محیط اطراف بیمارستان در روی زمین نصب شده است و از ۱۰ مارس ۲۰۱۱ این پروژه به مرحله بهره برداری رسیده است.

یک شرکت ایتالیایی با نام Sferasol

یک سیستم گرمایش خورشیدی کروی با ابعاد کوچک را طراحی کرده است که به منظور گرم کردن آب برای مصارف خانگی به کار برده می‌شود. این سیستم می‌تواند آب را در مدت کوتاهی نسبت به جاذب‌های مسطح خورشیدی گرم کند چرا که سیال در معرض تابش بیشتری از جاذب‌های مسطح قرار می‌گیرد. این سیستم قادر است ظرف مدت کمتر از ۲ ساعت از شروع تابش خورشید، ۲۰۰ لیتر آب گرم را برای مصارف خانگی آماده کند.

سیستم جاذب کروی نسبت به جاذب‌های مسطح خورشیدی از مزایایی برخوردار است. با توجه به اینکه سطح آنها کروی می‌باشد، همیشه قسمتی از سطح آن وجود دارد که در معرض تابش عمودی نور خورشید قرار دارد و این قسمت بیشترین انرژی تابشی خورشید را نسبت به سایر سطوح جذب می‌کند. مزیت دیگر آن این است که برخلاف جاذب‌های مسطح خورشیدی متداول، این سیستم می‌تواند بیشترین تابش پراکنده را جذب کند (تابش پراکنده، تابش غیرمستقیم از خورشید می‌باشد که می‌توان به عنوان مثال از تابش انعکاس یافته از قطرات بخار آب موجود در جو نام برد). در یک روز آفتابی تابش پراکنده ۱۰ درصد کل تابش خورشید است و در یک روز ابری این تابش می‌تواند به بیش از ۵۰ درصد کل تابش خورشید برسد. یکی دیگر از مزایای سیستم مذکور جذب تابش آلوده به دلیل کروی بودن سطح آن است، تابش منعکس شده از سطح زمین



## آبگرمکن خورشیدی مدور

حقیقت پس از غروب خورشید، فقط به اندازه مخزن ذخیره این سیستم‌ها، آب گرم موجود می‌باشد. در این سیستم‌ها انرژی خورشیدی توسط سطوح مسطح با ضریب جذب بالا، جذب می‌شود، سپس حرارت خورشیدی به مخزن آب مصرفی منتقل و آن را گرم می‌کند. تولید انرژی از منابع تجدیدپذیر، با توجه به محدود بودن سوخت‌های فسیلی مورد توجه جهانی واقع شده است و در سال‌های اخیر استفاده از جاذب خورشیدی جهت گرم کردن آب مصرفی، روند رو به رشدی داشته است. یک شرکت کره‌ای اولین پروژه بزرگ جهان در تأمین آب گرم به وسیله جاذب‌های خورشیدی را به اتمام رساند. این پروژه جهت آب گرم مصرفی بیمارستانی بنام "Mirae" بوده است که طی آن از جاذب‌های مسطح خورشیدی استفاده می‌شود. مساحت هر جاذب ۱۰ متر

امروزه آب گرم اغلب منازل توسط سوخت فسیلی تأمین می‌گردد. هزینه تأمین آب گرم منازل از این طریق به علت گرانی سوخت‌های فسیلی قابل ملاحظه است. علاوه بر این هزینه اولیه تجهیزات و هزینه نگهداری سیستم آب گرم منازل نیز قابل ملاحظه می‌باشد. بنابراین در صورتی که بتوان آب گرم را به وسیله انرژی خورشیدی تأمین کرد، صرفه‌جویی قابل ملاحظه‌ای در هزینه تأمین آن حاصل می‌شود. برای این منظور از مدت‌ها پیش، سیستم‌های گرمایش مسطح خورشیدی در منازلی که نیاز به آب گرم به صورت محدود دارند، مورد استفاده قرار می‌گیرد. با وجود اینکه استفاده از این سیستم‌ها، مشکلاتی در میزان مصرف آب گرم خصوصاً پس از غروب خورشید ایجاد می‌کند، اما به دلیل کاهش قابل ملاحظه هزینه، مورد استفاده قرار می‌گیرند. در

ذخیره آب که در داخل کره پنهان است، انتقال می‌دهد. انرژی خورشید توسط سطوح جاذب با ضریب جذب بالا، جذب می‌شود و انرژی خورشیدی پس از جذب از این سطوح، به یک سیال میانی که در بین سطوح جاذب کروی و مخزن ذخیره استوانه‌ای قرار دارد، انتقال می‌یابد، منبع ذخیره از جنس استیل ضد زنگ می‌باشد و به شکل استوانه عمودی است که گنجایش ۲۰۰ لیتر آب را دارد. سیال میانی علاوه بر این که نقش انتقال حرارت را از سطوح جاذب به منبع ذخیره دارد، دمای جوشی بالاتر از آب و دمای ذوبی پایین‌تر از آب دارد. به این ترتیب از یخ زدن آب موجود در منبع ذخیره در شب‌های سرد زمستان و از جوش آمدن آب در روزهای گرم تابستان جلوگیری می‌کند. انرژی خورشیدی از این طریق به آب درون مخزن استوانه‌ای انتقال یافته و آن را گرم می‌کند. مخزن استوانه‌ای به لوله آب شهری متصل می‌باشد و با مصرف آب گرم، مجدداً پر می‌شود. در ضمن یک قسمت متحرک در مخزن استوانه‌ای موجود است که به محض وجود اختلاف دما در سیال میانی و آب درون مخزن، شروع به چرخش می‌کند و به این ترتیب انتقال حرارت را در سیستم سرعت می‌بخشد. این قسمت متحرک توسط یک موتور الکتریکی با مصرف اندک برق تغذیه می‌شود.

از لحاظ تجاری قابل ذکر است که هزینه‌های نگهداری و نصب این سیستم بسیار پایین است. به این ترتیب با خرید این سیستم، آب گرم منزل به صورت تقریباً مجانی و بدون استفاده از سوخت‌های فسیلی تأمین می‌شود که در این صورت هم هزینه بسیار کمتری را برای تأمین آب گرم منزل پرداخت می‌کنیم و هم گازهای گلخانه‌ای تولید نمی‌شود که با توجه به مسئله گرم شدن کره زمین و بالا آمدن سطح آب دریاها بر اثر ذوب شدن یخ‌های قطبی که ناشی از تولید گازهای گلخانه‌ای می‌باشد، از نظر زیست‌محیطی نیز اهمیت روزافزون پیدا کرده است. ●

از نوسان دمای آب گرم خروجی می‌گردد و همه این سیستم در یک کره جا داده شده است و گذاشتن آن در حیاط یا بالکن و یا سقف خانه منجر به زیبایی محیط نیز می‌شود. در ضمن این سیستم به نحوی طراحی شده که به آسانی قابلیت استفاده همزمان از چند جاذب در منازل که مصرف آب گرم بالاتری دارند را دارا می‌باشد و یا با استفاده از چندین جاذب به صورت همزمان، می‌توان آب گرم لازم برای مصارف بزرگتر



مانند یک استخر یا یک اردوگاه را تأمین کرد. به منظور درک بازدهی و کارایی بالاتر سیستم جاذب کروی، یک مقایسه بین جاذب کروی و سیستم جاذب مسطح با قابلیت جهت‌گیری نسبت به خورشید، بررسی می‌شود. متوسط شدت انرژی جذب شده توسط ۲ متر مربع از سطوح جاذب انرژی جاذب مسطح از ساعت ۱۱ صبح تا ۳ بعدازظهر برابر متوسط انرژی جذب شده توسط جاذب کروی از ساعت ۹ صبح تا ۵ بعدازظهر می‌باشد. بنابراین ۱/۵ متر مربع از جاذب کروی، عملکردی مشابه با ۲/۷ متر مربع از جاذب مسطح را دارد.

جاذب کروی یک سیستم آب گرمکن خورشیدی است که مانند یک مبدل حرارتی کار می‌کند و انرژی خورشیدی را به تانکر

را تابش آیدو می‌گویند. میزان این تابش قابل ملاحظه می‌باشد که توسط سطوح پایینی جذب می‌شود. در جاذب کروی در طول روز به صورت مستمر سیستم درحال دریافت نور خورشید است، حتی در زمان‌هایی که به دلیل جهت و موقعیت جاذب‌های مسطح نسبت به خورشید، گرما توسط آنها جذب نمی‌شود، جاذب کروی قادر به دریافت انرژی خورشید می‌باشد. جذب انرژی خورشیدی به صورت مستمر و

در بازه زمانی بزرگتر از جاذب‌های مسطح، از دیگر مزایای این سیستم‌ها می‌باشد. جنس این جاذب کروی از استیل است که روی آن با رنگ‌های جاذب پوشیده می‌شود و سطحی معادل ۱/۵ مترمربع دارد. یکی از عواملی که به افزایش کارایی سیستم جاذب کروی کمک می‌کند استفاده از کره پلاستیکی شفاف بر روی سطوح جاذب انرژی خورشید با ضریب عبور بالا می‌باشد که تابش خورشید را از خود عبور می‌دهند، ولی در عین حال به مانند یک عایق حرارتی برای سیستم جاذب کروی عمل می‌کنند. به همین دلیل انرژی خورشید که پس از عبور از عایق پلاستیکی جذب سیستم می‌شود در سیستم باقی می‌ماند و اتلاف انرژی کاهش پیدا می‌کند. همچنین وجود یک منبع ذخیره استوانه‌ای ۲۰۰ لیتری، در این سیستم مانع



# تاریخچه رشته اقتصاد محیط زیست در جهان و وضعیت آن در ایران

در سال گذشته یک طرح تحقیقاتی توسط انجمن اقتصاد انرژی ایران جهت معاونت فناوری‌های ریاست جمهوری در زمینه وضعیت دانشی رشته اقتصاد محیط زیست در ایران در مقایسه با جهان انجام شد که ذیلاً خلاصه آن در اختیار خوانندگان اقتصاد انرژی قرار می‌گیرد.

## مقدمه

اساسی تبدیل شده است.

علیرغم قدمت ۵۰ ساله آن در جهان، این رشته در ایران برای نخستین بار در سال ۱۳۸۲ در مقطع کارشناسی ارشد کار خود را آغاز کرد و تا امروز سه دانشکده دارای این رشته می‌باشند. به جز مرکز تحقیقات و مطالعات محیط زیست و انرژی که شامل دپارتمان "اقتصاد و محیط زیست" است و اغلب رویکردی مهندسی به موضوع دارد، هیچ مؤسسه مطالعاتی، انجمن علمی و یا مرکز پژوهشی اختصاصی در این زمینه فعالیت علمی نداشته و نشریه پژوهشی مشخصی نیز برای انعکاس دیدگاه‌ها در زمینه مقوله اقتصاد محیط زیست وجود ندارد که شاید بتوان بخشی از آن را متوجه ماهیت بین‌رشته‌ای آن دانست. در سطح جهان بسیاری از دانشگاه‌های این رشته را در مقاطع کارشناسی ارشد و دکترا برگزار می‌نمایند. وجود انجمن‌ها و مؤسسات بین‌المللی، مراکز متعدد

اهمیت مسایل و مشکلات زیست محیطی و ضرورت پیش‌برد توسعه اقتصادی، رویکرد نوینی را برای تلفیق همه جانبه توسعه اقتصادی و حفاظت محیط زیست، پیش‌روی محافل علمی و کارشناسی جهان قرار داده است. از مهمترین دلایل استفاده نامعقول از محیط زیست، مدنظر قرار ندادن منطق اقتصادی در مدیریت و بهره‌برداری از منابع است. در حال حاضر این اصل در جهان پذیرفته شده که منابع زیست محیطی در ردیف سایر منابع کمیاب قرار داشته و چون توسعه پایدار اقتصادی به این منابع وابسته است در استفاده از آنها باید عقلانیت اقتصادی رعایت گردد. امروزه بهره‌گیری از دانش اقتصاد محیط زیست و استفاده مؤثر از ابزارهای اقتصادی و ساز و کارهای بازار و سایر محرک‌های تشویقی برای دستیابی به رشد اقتصادی پایدار، در بسیاری از کشورهای جهان به یک مسئله

و محاسبات مستقل هستند. دانشگاه‌ها در مورد واحدهای درسی عمومی از سایر گروه‌ها استفاده می‌کنند و تنها بعضی از واحدهای خاص درسی دارند که آنهم بعضاً از گروه‌های سایر دانشگاه‌های مرتبط فنی استفاده می‌شود.

سرچشمه دانش اقتصاد محیط زیست به سال‌های ۱۹۵۰ باز می‌گردد. زمانی که در ایالات متحده آمریکا سازمانی به نام RFF (Resources for the future)، در واشنگتن DC تأسیس شد. اما در دهه ۱۹۶۰ بود که اقتصاد محیط زیست حقیقتاً به بلوغ رسید. نخستین انقلاب زیست‌محیطی با اثر Rachel Carson با نام بهار خاموش در ۱۹۶۲ آغاز شد. هشدارهای وی درباره تأثیرهای مواد شیمیایی کشاورزی بر محیط‌زیست تازه نبود، اما مستدل و قانع‌کننده بود و توجه افکار عمومی را جلب کرد. اقتصاددانان با این ایده آشنا بودند که هر فعالیت اقتصادی شامل سود و هزینه است. هزینه‌ها شکل اثرات خارجی به خود می‌گیرد که در مورد موضوع مورد بحث همان از دست رفتن تنوع زیستی است و افراد بیش از گذشته



به آن توجه نشان می‌دهند. در چنین شرایطی تعجیبی ندارد که اقتصاددانان شروع به ارتباط دادن تئوری اثرات خارجی و تفسیری اقتصادی از جریان فزاینده محیط زیست‌گرایی نمایند. معروفترین مقاله‌ای که پرسش‌های بسیاری را به وجود آورد و بعدها در اقتصاد محیط‌زیست مورد تحلیل قرار گرفت، مقاله بال‌دینگ در ۱۹۶۶ بود. که تا امروز بعنوان تکیه‌گاه این رشته باقی مانده است.

دهه ۱۹۹۰ شاهد کوششی فراگیر برای به وجود آوردن یک اقتصاد کلان محیط‌زیست از طریق تمرکز بر توسعه‌پایدار، محیط و تجارت بین‌الملل بود. این رشته اینک دارای دو فدراسیون بین‌المللی شامل اقتصاددانان محیط‌زیست می‌باشد: "انجمن اقتصاددانان محیط‌زیست و منابع آمریکای شمالی" و "انجمن اقتصاددانان محیط‌زیست و منابع اروپا". آنچه بیش از همه مهم می‌نماید این است که تلاش‌های نظری در مجلات علمی که چند دهه پیش در نظر عموم شفاف نبود، امروز به تمهیدات سیاست‌گذاری عملی تبدیل شده است.

هدف اصلی این رشته ایجاد موازنه بین فعالیت‌های اقتصادی و اثرات زیست‌محیطی آنها با در نظر گرفتن همه هزینه فایده‌های

پژوهشی و آموزشی در این حوزه و برگزاری همایش‌ها و دوره‌های آموزشی، نشان دهنده اهمیت این تخصص در جهان است. اما به دلیل عدم برداشت صحیح مسئولان و عدم درک اهمیت آن در ایران و نیز کمبود استاد و عدم توانمندی کافی فارغ‌التحصیلان این رشته که مانعی در جهت هر چه کاربردی‌تر شدن آن است، رشته اقتصاد محیط‌زیست در ایران هنوز جایگاه شایسته خود را پیدا نکرده است. در این مطالعه تلاش شده است که با استفاده از روش مقایسه تطبیقی (BenchMarking) در مورد وضعیت این رشته بین ایران و جهان، تحلیل شکاف (Gap Analysis) انجام شود که البته بدلیل فقدان این رشته در اغلب کشورهای در حال توسعه و یا عدم دسترسی به اطلاعات آن، عمدتاً کشور آمریکا و کشورهای اروپایی مورد مقایسه قرار گرفته‌اند. کمبود استاد را می‌توان مهمترین ضعف این رشته در ایران دانست.

## تصویر وضعیت موجود دانش اقتصاد محیط‌زیست در ایران در مقایسه با منطقه و جهان

در چند دهه اخیر مراکز دانشگاهی جهان شاهد پدید آمدن و رشد فراگیر رشته‌های جدید و با اهمیتی در حوزه علوم انسانی ناظر بر مسأله محیط‌زیست در ابعاد مختلف اقتصادی، حقوقی و... بوده‌اند. این رشته‌ها که به صورت میان‌رشته‌ای و با پیوند موضوعی با رشته‌های مختلف علوم انسانی تأسیس شده‌اند به سرعت در حوزه‌های مختلف نظری و کاربردی توسعه یافته و گستردگی فراوانی به لحاظ محتوایی داشته‌اند.

در زمینه رشته مورد بحث: اصل اساسی هر نظریه اقتصادی این است که ما با مسئله کمیابی منابع روبه‌رو هستیم. کمیابی منابع طبیعی به این معناست که استفاده و بهره‌برداری از آن‌ها هزینه داشته و هزینه فرصت استفاده از یک نهاد برابر است با سایر منافع از دست رفته. محیط‌زیست نیز یک منبع کمیاب محسوب می‌شود و عملکرد سیستم اقتصادی باعث از بین رفتن کیفیت و در نتیجه مختل شدن عملکرد طبیعی محیط‌زیست می‌شود. اولین نقش محیط‌زیست این است که منابع انرژی و مواد را برای تولید کالاها و خدمات در اقتصاد، به بخش تولید در سیستم اقتصادی عرضه می‌کند.

اگرچه توجه به مسائل منابع طبیعی و محیط‌زیست سابقه طولانی دارد اما پیدایش رشته دانشی "اقتصاد محیط‌زیست" به مثابه شاخه‌ای از علم اقتصاد، مربوط به دوران اخیر است. از آنجا که دانش اقتصاد محیط‌زیست یک حوزه بین رشته‌ای در کنار یکی از رشته‌های اقتصاد یا محیط‌زیست است بدست آوردن اطلاعات مستقل از آن و تفکیک آمارها و اعداد و ارقام به منظور محاسبه شاخص‌های کمی، کاری دشوار است. در اغلب دانشگاه‌ها و مراکز پژوهشی، رشته‌های بین رشته‌ای فاقد ردیف بودجه و اعتبارات

دارای تحصیلات کاملاً مرتبط هستند. بنابراین آنچه در این بخش قابل تأمل است توجه به این نکته است که در میان اساتید مدرس این رشته، اغلب افراد با سوابق تحصیلی متفاوت مشغول به تدریس می‌باشند که این امر می‌تواند عامل مؤثری در جهت کیفیت دوره آموزشی تلقی شود. ضمن این که بیان تئوری‌ها و مبانی اقتصادی مانند اقتصاد خرد و اقتصاد کلان در هر گرایشی نیز باید متناسب کاربرد در آن گرایش تفسیر و تبیین گردد و تدریس دروس غیر تخصصی مذکور که از واحدهای اجباری رشته اقتصاد محیط زیست به شمار می‌رود از نگاه متخصصین این رشته قطعاً متفاوت و کاربردی‌تر خواهد بود.

عدم وجود یک نشریه علمی بر مبنای دیدگاه‌ها و اولویت‌های اقتصاد محیط زیست را می‌توان از دیگر نقاط ضعف توسعه این رشته برشمرد. البته از آنجایی که اقتصاد محیط زیست چند منظوره و بین رشته‌ای می‌باشد، لذا مقالات علمی مرتبط با این رشته امکان چاپ در مجلات متعددی را دارند. بنابراین اعلام آمار دقیق تعداد مقالات امکان‌پذیر نیست. دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی اخیراً مجوز انتشار یک نشریه علمی با عنوان «اقتصاد محیط زیست و انرژی» را اخذ کرده است که تاکنون هیچ شماره‌ای از آن به چاپ نرسیده است. مجله محیط‌شناسی (JES) (۱۳۵۳)، نشریه بین‌المللی تحقیقات زیست محیطی (IJER)، فصلنامه علوم و فناوری محیط زیست (۱۳۷۸)، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی ایران، فصلنامه اقتصاد کشاورزی و توسعه، فصلنامه علوم و فنون کشاورزی و منابع طبیعی، فصلنامه علوم محیطی، بعضاً دارای مقالاتی در این حوزه هستند.

در مورد پایان‌نامه‌های دانشجویان این رشته در موارد متعددی مشاهده می‌شود که دانشجویانی که در گرایش اقتصاد محیط زیست پذیرفته و فارغ‌التحصیل می‌شوند موضوعاتی را برای پایان‌نامه‌های خود برمی‌گزینند که ارتباطی با گرایش آنها ندارد البته در گرایش‌های دیگر رشته‌های اقتصاد، هم دانشجویانی یافت می‌شوند که موضوع انتخابی آنها در زمینه اقتصاد محیط زیست است.

در این حوزه همایش‌های تخصصی و مرجعی که آنها را برگزار کند وجود ندارد، تنها یک همایش تحت عنوان دستاوردهای تخصصی طرح ملی اقتصاد محیط زیست توسط سازمان حفاظت محیط زیست در تیرماه ۱۳۸۹ برگزار شده که دارای دو پنل اختصاصی با موضوعات ارزش‌گذاری اقتصادی منابع طبیعی محیط زیستی و توانمندسازی و دستورالعمل‌های اقتصاد محیط زیست بود.

اقتصاد محیط زیست فاقد انجمن علمی مستقل می‌باشد. ولی برخی از انجمن‌های علمی که بیشتر در حوزه محیط زیست فعالیت دارند، بخشی از فعالانشان مربوط به اقتصاد محیط زیست می‌شود. برای مثال دو انجمن ارزیابی محیط زیست ایران و انجمن محیط زیست ایران به این صورت هستند.

در سطح منطقه هیچ دوره آموزشی‌ای با عنوان اقتصاد

مربوط به آنهاست. به طور کلی اقتصاد محیط زیست رابطه بین آثار اقتصاد بر محیط زیست و آثار محیط زیست بر اقتصاد را بررسی می‌کند و یک رویکرد مبتنی بر بازار برای دستیابی به یک توسعه اقتصادی پایدار است که از طریق روش‌های جدید گرفتن مالیات و مشوق‌های مالیاتی و سایر مکانیزم‌های مبتنی بر بازار، رشد بلندمدت اقتصادی را همراه با برقراری تعادل زیست محیطی و عدالت اجتماعی ایجاد می‌نماید.

علیرغم قدمت حدوداً ۵۰ ساله این رشته در جهان این رشته در ایران برای نخستین بار در سال ۱۳۸۲ و با جذب ۱۸ نفر دانشجوی در مقطع کارشناسی ارشد در دانشگاه آزاد اسلامی (واحد علوم و تحقیقات)، کار خود را آغاز کرد. در ادامه دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران از نیمسال دوم تحصیلی ۱۳۸۴-۱۳۸۳ اقدام به پذیرش دانشجوی در مقطع کارشناسی ارشد اقتصاد محیط زیست نمود. دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی نیز سومین دانشکده‌ای است که در سال ۱۳۸۵ اقدام به تأسیس این رشته به عنوان یکی از



گرایش‌های علوم اقتصادی نمود. تا امروز تنها سه دانشکده مذکور دارای این رشته در ایران می‌باشند.

مجموعاً ۳۴۴ نفر در رشته اقتصاد محیط زیست در ایران در سطح کارشناسی ارشد، تحصیل نموده یا می‌نمایند که ۲۷/۶ درصد آنها در دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران (۹۵ نفر)، ۲۵ درصد در دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی (۸۶ نفر) و ۴۷/۳ درصد آنها در واحد علوم و تحقیقات دانشگاه آزاد اسلامی اشتغال به تحصیل داشته‌اند.

با عنایت به این که اقتصاد محیط زیست تنها در مقطع کارشناسی ارشد آن هم با سابقه‌ای در حدود ۸ سال برگزار شده است. به تبع آن برای فارغ‌التحصیلان این رشته امکان تدریس در جایگاه هیأت علمی وجود نداشته است که این امر خود یکی از نقاط ضعف این رشته در ایران است.

در دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران تنها ۱ استاد و ۱ دانشیار در دانشکده اقتصاد علامه تنها ۱ استاد و ۵ استادیار و در دانشگاه آزاد تنها دانشیار و ۳ استادیار بعنوان مدرس برای این رشته مشغول به تدریس هستند که از این تعداد (۱۱ نفر) تنها ۳ نفرشان (۲۵ درصد)

در حوزه نظری موضوع مورد بحث از جمله ضعف‌های این رشته به حساب می‌آید. فقدان انجمن علمی و مراکز علمی تخصصی در حوزه اقتصاد محیط‌زیست را نیز می‌توان از دیگر ضعف‌های این رشته بر شمرد. عدم وجود بانک اطلاعاتی مربوط به آمارهای زیست‌محیطی از مشکلاتی است که پژوهشگران این حوزه با آن دست به گریبان هستند و به عاملی در جهت توقف برخی پروژه‌ها و پژوهش‌ها یا روی آوری پایان‌نامه‌ها به موضوعات دیگر، تبدیل شده است.

### فرصت‌ها

شرایط اقلیمی متنوع ایران بستر مناسبی است که فرصت پژوهش‌های کاربردی در این زمینه را فراهم می‌کند. اغلب بنگاه‌های اقتصادی و خصوصاً شرکت‌های دولتی اینک به تأسیس واحدهای HSE (سلامت، ایمنی و محیط‌زیست) و رعایت استانداردهای توجه پیدا کرده‌اند که فرصت بالقوه خوبی را برای جذب دانشجویان این



رشته فراهم می‌آورد. عضویت ایران در پروتکل زیست‌محیطی کیوتو و سازمان‌هایی مانند اوپک که دارای بخش مطالعات زیست‌محیطی هستند و سازمان‌های زیست‌محیطی منطقه‌ای، فرصت‌های بین‌المللی مناسبی را برای تقویت این رشته بوجود می‌آورد.

### تهدیدها

فقدان انجمن‌های علمی مرتبط کمبود شدید استاد و عدم هماهنگی دانشگاه‌ها با دستگاه‌های اجرایی که موجب ضعف رشته و به بیراهه رفتن پایان‌نامه‌ها شده است این نگرانی را بوجود می‌آورد که فارغ‌التحصیلانی در کشور باشند که مدرک اقتصاد محیط‌زیست را یدک می‌کشند اما از دانش کافی مرتبط برخوردار نیستند و عملکرد ضعیف ایشان می‌تواند موجب بدبینی نسبت به این رشته دانشی شود.

### چشم‌انداز رشته اقتصاد محیط‌زیست در ایران

یکی از مشکلات اصلی که جزء موانع توسعه رشته فوق به شمار می‌رود کمبود نیروهای علمی با تحصیلات تکمیلی مربوطه

محیط‌زیست برگزار نگردیده و مرکز تحقیقات تخصصی نیز در این حوزه وجود ندارد. اما در کشورهای صنعتی دانشگاه‌های زیادی دارای این رشته فعال هستند و بیشترین ظرفیت دانشگاهی در این زمینه مربوط به ایالات متحده آمریکا و انگلستان است که علاوه بر مراکز دانشگاهی دارای انجمن‌های علمی و مراکز پژوهشی هم می‌باشند.

مقایسه تطبیقی نشان می‌دهد که کمبود شدید استاد متخصص، فقدان انجمن‌های علمی مرتبط و فقدان مجلات تخصصی در این زمینه مهمترین کمبودهای این رشته هستند

### تحلیلی بر نقاط ضعف، قوت، فرصت‌ها و تهدیدها نقاط قوت

از مهمترین نقاط قوت رشته اقتصاد محیط‌زیست می‌توان به منحصر به فرد بودن ایران در برگزاری این رشته در سطح منطقه خاورمیانه و آسیای میانه اشاره کرد. همچنین برگزاری این رشته در سه دانشگاه شرایط رقابتی را ایجاد نموده است که می‌تواند عاملی برای رشد باشد. دانشگاه‌های کشور در مباحث فنی مربوط به محیط‌زیست توانائی و سابقه دارند که می‌تواند پشتوانه‌ای برای اقتصاد محیط‌زیست به حساب آید.

وجود دانشجویان مستعد از دیگر نقاط قوت برای توسعه این رشته است

### نقاط ضعف

هدف از تأسیس این رشته این است که بتوان از یافته‌ها و تئوری‌های اقتصادی جهت بهبود کیفیت اکوسیستم استفاده نمود و از نتایج آن در برنامه‌ریزی‌ها و سیاست‌گذاری‌ها بهره جست. اما عدم توانمندی کافی فارغ‌التحصیلان این رشته مانعی در جهت هر چه کاربردی‌تر شدن آن است. این امر نیز ناشی از عدم توجه و برنامه‌ریزی صحیح مسئولان و عدم هماهنگی و همکاری مناسب با سازمان‌ها و نهادهای درگیر با مبحث محیط‌زیست است. عدم وجود مقطع دکترا در این رشته نیز از دیگر نقاط ضعف آن به شمار می‌رود که خود زمینه‌ساز تهدیدی جدی در این حوزه می‌باشد و ما را از اهداف بومی‌سازی علم در کشور قطعاً دور خواهد ساخت. در حالی که فی‌الحال نیز با کمبود شدید استاد متخصص روبرو هستیم.

از موانع عمده‌ای که در راه توسعه این رشته وجود دارد عدم برداشت صحیح مسئولان از مفاهیم و کارکردهای اقتصاد محیط‌زیست است و فقدان جذب و فعالیت فارغ‌التحصیلان اقتصاد محیط‌زیست در نهادها و سازمان‌هایی چون سازمان حفاظت محیط‌زیست دلیلی بر این مدعا است.

عدم وجود تالیفاتی متناسب با احتیاجات زیست‌محیطی کشور

حمایت لازم را در طرح موضوعات مبتلابه اقتصاد و جامعه بعمل آورند تا دانشجویان کارشناسی ارشد بتوانند موضوعات مناسب را برای پایان‌نامه خود انتخاب نمایند.

- برقراری ارتباط بین صنعت و دانشگاه و خصوصاً ارتباط فعال میان واحدهای بهداشت و ایمنی و محیط‌زیست یا HSE در شرکت‌های و صنایع بزرگ با دانشکده‌های ذیربط می‌تواند در این زمینه راه‌گشا باشد.

- لازم است پیگیری شود که نشریه تخصصی دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی بعنوان اولین نشریه تخصصی در این زمینه انتشار خود را آغاز نماید تا انگیزه کار علمی در این زمینه تشدید شود.

- لازم است مقدمات تأسیس یک انجمن علمی در این رشته فراهم شود و وزارت علوم حمایت کند که فارغ التحصیلان و اساتید در این انجمن گرد هم آیند و دانش را بسط دهند.

- حمایت از ترجمه کتابهای مرجع در حوزه دانشی اقتصاد محیط‌زیست

- توسعه روابط علمی با سازمان‌ها و مراجع بین‌المللی از طریق دستگاه‌های ذیربط

#### راه‌کارهای سیاستی

- تدوین راهبردها و سیاست‌های مشخص برای توسعه این رشته علمی. در این رابطه وزارت علوم و تحقیقات فناوری می‌تواند سه دانشگاه فعال در این زمینه را موظف نماید که برنامه راهبردی خود برای تقویت و توسعه این رشته را تدوین نمایند.

- تدوین برنامه زمانبندی برای فراهم کردن مقدمات تأسیس دوره دکتری در این رشته علمی. در این زمینه نیز وزارت علوم و تحقیقات فناوری می‌تواند از بهترین و موفق‌ترین دانشگاه بخواهد که برنامه خود را ارائه نماید.

- دقت وزارت علوم و فناوری در اعطاء مجوزهای دانشگاهی. شایسته است وزارت مذکور در زمان اعطاء مجوز رشته‌های دانشگاهی دقت نماید که دانشگاه‌های متقاضی از حداقل کادر هیئت علمی متناسب و امکانات لازم برخوردار باشند.

- بسط توجه به مسائل اقتصادی محیط‌زیست. در حال حاضر بخش علمی کشور در نگاه فنی به مقوله محیط‌زیست بسیار قوی‌تر از حوزه اقتصادی آن است و لازم است که دستگاه‌های ذیربط روش‌های محاسباتی در خسارت‌های زیست‌محیطی بعنوان یک هزینه فرصت و نگاه اقتصادی به آن را بسط دهند تا زمینه برای فعالیت گسترده‌تر رشته اقتصاد محیط‌زیست و فارغ‌التحصیلان آن فراهم شود. ●

فهرست منابع و مآخذ در دفتر نشریه موجود است

در داخل کشور می‌باشد. بنابراین اعزام بهترین فارغ التحصیلان کارشناسی ارشد این رشته به کشورهای خارجی که از دانشگاه‌هایی با وضعیت مناسب مخصوص این رشته برخوردار هستند، می‌تواند مفید باشد. به این وسیله ما می‌توانیم از تجارب دانشگاه‌ها و مراکز خارجی در راستای بهبود جایگاه اقتصاد محیط‌زیست بهره‌مند شویم. در این صورت می‌توان چشم انداز بلندمدت مناسبی را برای این رشته تصویر نمود.

### پیشنهاد‌های اجرایی، راهبردها و الزامات دستیابی به سند چشم‌انداز الزامات دستیابی به اهداف چشم‌انداز

براساس سند چشم‌انداز، ایران باید به مهمترین قدرت منطقه از نظر علمی و توسعه صنعتی و صناعی مانند پتروشیمی تبدیل شود. کسب مقام اول از نظر علمی مستلزم تفوق علمی در همه زمینه‌ها است. بنابراین باید کشور در همه رشته‌های علمی روز جهان در سطح منطقه سرآمد باشد. دستیابی به جایگاه شایسته صنعتی مستلزم توجه جدی به آثار زیست‌محیطی سرمایه‌گذاری‌ها و جلوگیری از خطرات زیست‌محیطی توسعه صنعتی است و این نیز مستلزم توسعه دانش در رشته‌های مرتبط و انجام و مطالعات و پژوهش‌های لازم است.

با توجه به آلودگی‌های محیط‌زیست، پدیده تغییر اقلیم، اثرات گازهای گلخانه‌ای، گرم شدن هوا، ذوب شدن یخ‌های قطبی و دیگر پدیده‌های در حال رشد محیط‌زیستی در کشورهای توسعه یافته و در حال توسعه، روز به روز بر اهمیت رشته‌های مرتبط با محیط‌زیست نظیر اقتصاد محیط‌زیست افزوده می‌شود. چالش‌هایی نظیر اثرات منفی جهانی شدن بر محیط‌زیست سبب افزایش نگرانی‌ها در محافل علمی، سیاسی و نشست‌های محیط‌زیستی گردیده است.

خوشبختانه در حال حاضر ایران تنها کشوری در منطقه است که رشته اقتصاد محیط‌زیست را در دانشگاه‌های خود توسعه داده است. اما هنوز با جایگاه شایسته فاصله زیادی وجود دارد و برای رسیدن به چنین جایگاهی اقدامات زیر لازم است.

#### راه‌کارهای اجرایی

- رفع کمبود استاد به عنوان مهمترین مشکل پیش‌رو در توسعه دانش اقتصاد محیط‌زیست از طریق:

۱- اعزام اساتید در نزدیک‌ترین رشته‌های مرتبط به دوره‌های فرصت مطالعاتی برای تمرکز بر موضوعات مرتبط در دانشگاه‌های معتبر جهان.

۲- اعزام دانشجو در سطح دکتری به دانشگاه‌های معتبر جهان. از میان بهترین فارغ‌التحصیلان کارشناسی ارشد این رشته

- جهت دادن به پایان‌نامه‌ها. لازم است سازمان‌های ذیربط

## حفاری ۳۰ حلقه چاه در میدان نفتی رشادت به شرکت تاسیسات دریایی واگذار شد



پروژه مدیریت و مهندسی حفاری، تأمین کالا و خدمات فنی مورد نیاز جهت حفاری ۳۰ حلقه چاه در میدان نفتی رشادت به شرکت مهندسی و ساخت تاسیسات دریایی ایران واگذار شد.

اجرای این پروژه ۲۶۴ میلیون یورویی فرصت مناسبی را برای تاسیسات دریایی به منظور حضور مستقل در پروژه‌های حفاری میدان‌های نفت و گاز فراهم ساخت تا برای نخستین بار در این میدان نفتی که در فاصله ۱۰۸ کیلومتری جزیره لاوان در خلیج فارس واقع شده است با نقش متفاوتی حضور یابد. نظارت بر اجرای عملیات حفاری، تأمین کالا و تجهیزات مورد نیاز و همچنین ارائه خدمات فنی جهت حفاری ۳۰ حلقه چاه تولیدی و تزریقی افقی، شرح کار اصلی تاسیسات دریایی را در نخستین پروژه بالادستی‌اش تشکیل می‌دهد.

مهندس غلام عباس جوکار معاون مهندسی و تأمین شرکت مهندسی و ساخت تاسیسات دریایی از برنده شدن این شرکت در مناقصه حفاری ۳۰ حلقه میدان نفتی رشادت خبر داد و گفت برنده شدن در این پروژه که از سوی شرکت نفت فلات قاره

ایران برگزار شده بود، موفقیت قابل توجهی را برای این شرکت فراساحلی که با وجود رقبای قدرتمندی همچون شرکت ملی حفاری ایران، پترو ایران، شرکت دانا انرژی و گلوبال پتروتک کیش که تجربه مناسبی در اجرای پروژه‌های حفاری داشته‌اند رقم زد و تاسیسات دریایی توانست با ارائه قیمت مناسب، اجرای این پروژه را به خود اختصاص دهد.

وی اهداف مورد نظر شرکت نفت فلات قاره (کارفرما) را در این پروژه استفاده از توانایی، دانش فنی، خدمات تجربی و منابع لازم شرکت تاسیسات دریایی به منظور طراحی، مدیریت و پیاده‌سازی عملیات حفاری مطابق با برنامه ارائه شده در میدان نفتی رشادت خواند و گفت: مدیر حفاری این شرکت، با اشاره به جزئیات قراردادی این پروژه، زمان اجرای آن را ۴۴ ماه می‌داند که مدیریت، مهندسی و نظارت بر اجرای عملیات حفاری، تأمین کلیه مواد و تجهیزات مورد نیاز حفاری مطابق با درخواست ارائه شده می‌باشد و همچنین تأمین و ارائه خدمات مورد نیاز حفاری، فعالیت اصلی این پروژه را تشکیل می‌دهد.

## اجرای مراحل پایانی خط لوله میعانات گازی پالایشگاه ستاره خلیج فارس



با تأمین زیرساخت‌های لازم از سوی سازمان منطقه ویژه پارس، ساخت ۲۳ کیلومتر خط لوله انتقال میعانات گازی پالایشگاه ستاره خلیج فارس (فاز عسلویه) به مراحل پایانی رسید.

به گزارش شانا به نقل از روابط عمومی سازمان منطقه ویژه پارس، مدیرعامل سازمان منطقه ویژه پارس با اعلام این خبر در نشست شورای مدیران این منطقه تصریح کرد: ۲۳ کیلومتر از ۴۸۵ کیلومتر خط لوله انتقال میعانات گازی از عسلویه به پالایشگاه ستاره خلیج فارس در محدوده منطقه ویژه پارس است و همه تسهیلات لازم برای ساخت این قطعه مهم فراهم خواهد شد.

سید پیروز موسوی بر آماده‌سازی سایر زیرساخت‌های لازم برای شتاب اجرای عملیات ساخت پروژه ملی پالایشگاه ستاره

خلیج فارس تأکید و تصریح کرد: به تازگی در نشست مشترکی با مدیران پالایشگاه ستاره خلیج فارس راه کارهای عملی برای شتاب عملیات اجرایی پروژه یاد شده بررسی شد و در مورد چگونگی تعامل و همکاری سازمان منطقه ویژه پارس با پالایشگاه خلیج فارس بحث و تبادل نظر کردیم.

مدیرعامل منطقه ویژه پارس با بیان اینکه به گفته مدیران زیرمجموعه پیشرفت ساخت پالایشگاه ستاره خلیج فارس تا پایان امسال باید به ۵۵ درصد برسد، تصریح کرد: در سال جهاد اقتصادی، سازمان منطقه ویژه پارس علاوه بر انجام عملیات پشتیبانی طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی، تلاش برای ساخت و توسعه طرح‌ها و پروژه‌های ملی صنعت نفت کشور در حوزه پارس جنوبی را در اولویت کار خود قرار داده است.

## انتشار اوراق سلف نفتی از نظر فقهی بلا مانع است

کمیته فقهی سازمان بورس و اوراق بهادار اعلام کرد: انتشار اوراق سلف نفتی از نظر فقهی بلا مانع است. کمیته تخصصی فقهی سازمان بورس و اوراق بهادار در پنجاه و سومین نشست خود، موضوع انتشار اوراق سلف نفتی را در دستور کار قرار داد. در این نشست که با حضور اعضای کمیته تخصصی فقهی و اعضای هیئت مدیره سازمان بورس و اوراق بهادار و مدیران وزارت نفت برگزار شد، پس از تبیین مسئله از سوی کارشناسان، اعضای کمیته تخصصی فقهی سازمان بورس به بحث و بررسی آن پرداختند. در این نشست فقهای عضو کمیته تخصصی فقهی، ابعاد مختلف این اوراق را بررسی کردند و سرانجام ساختار آن را از نظر فقهی بلا مانع تشخیص دادند. همچنین در این نشست مقرر شد پس از مصوبه کمیته تخصصی فقهی، دستورعمل‌های معاملات نهایی و دوباره در این کمیته مطرح و تأیید شود.

مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران گفت: کشورهای مختلفی متقاضی خرید نفت از ایران هستند و جمهوری اسلامی ایران هیچگونه نگرانی‌ای بابت عدم خرید نفت خود از سوی کشورهای اروپایی ندارد. قلعه بانی امروز درباره اظهار نظر برخی مقام‌های کشور فرانسه مبنی بر تحریم خرید نفت از ایران، تصریح کرد: در صورت تحریم احتمالی خرید نفت خام ایران از سوی فرانسه یا سایر کشورهای اروپایی، ایران نفت خود را به دیگر مشتریان خود می‌فروشد. مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران گفت: در پی انتشار خبرهایی مبنی بر تحریم خرید نفت ایران از سوی فرانسه باید گفت که ایران صادرات نفت خام به این کشور ندارد و اساساً صادرات نفت خام ایران به کشورهای عضو اتحادیه اروپا بسیار اندک است. دولت فرانسه در اقدامی یکجانبه و در همراهی با کشورهای انگلیس، آمریکا و کانادا خرید نفت از ایران را تحریم کرد. این در حالی است که صنعت نفت ایران همواره در طول سه دهه گذشته تحت انواع تحریم‌ها بوده و با این وجود به رشد خود در همه زمینه‌ها پرداخته است. بر اساس برآوردها در حال حاضر اتحادیه اروپا سهم اندکی از بازار نفت ایران را به خود اختصاص داده است.

مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران گفت: کشورهای مختلفی متقاضی خرید نفت از ایران هستند و جمهوری اسلامی ایران هیچگونه نگرانی‌ای بابت عدم خرید نفت خود از سوی کشورهای اروپایی ندارد. قلعه بانی امروز درباره اظهار نظر برخی مقام‌های کشور فرانسه مبنی بر تحریم خرید نفت از ایران، تصریح کرد: در صورت تحریم احتمالی خرید نفت خام ایران از سوی فرانسه یا سایر کشورهای اروپایی، ایران نفت خود را به دیگر مشتریان خود می‌فروشد. مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران گفت: در پی انتشار خبرهایی مبنی بر تحریم خرید

## ایران نگران فروش نرفتن نفت خود در کشورهای اروپایی نیست



مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران با تأکید بر این که هم اکنون ایران و چین در زمینه صادرات گاز به نتایجی امیدوارکننده دست یافته‌اند، اظهار کرد: پاکستان برای ترانزیت گاز ایران و چین برای دریافت آن تمایل فراوان دارند. وی با بیان این که نیاز بازارهای گازی و ال‌ان‌جی کشور چین تا پایان سال ۲۰۳۰ معادل بازار مصرف قاره اروپا خواهد بود، تصریح کرد: مزیت نسبی ایران نسبت به رقبای خود قرار داشتن در میان دو بازار بزرگ مصرف گاز یعنی چین و اروپاست، از سوی دیگر هند نیز در آینده به بزرگ‌ترین مصرف‌کننده گاز در آسیا تبدیل خواهد شد ادامه داد: در صورتی که به یکی از بازارهای یاد شده دست یابیم، تا چند دهه آینده کشور را در زمینه درآمدهای گازی بیمه کرده‌ایم. مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران یکی از راهکارهای صادرات گاز به چین را ادامه یافتن خط لوله صادراتی گاز از پاکستان به این کشور خواند و گفت: در سفر آینده هیئت ایرانی به چین، این موضوع بررسی خواهد شد. مهندس بیدار مغز همچنین درباره مذاکرات گازی با کشورهای حاشیه خلیج فارس گفت: این کشورها هم اکنون دارنده منابع انرژی هستند، اما پیش‌بینی بازارهای بین‌المللی این است که این کشورها در آینده نزدیک، دیگر توان صادرات گاز نخواهند داشت و به مصرف‌کننده تبدیل می‌شوند و می‌دانند ایران یکی از منابع اصلی تأمین‌کننده انرژی آنها خواهد بود.

مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران با تأکید بر این که هم اکنون ایران و چین در زمینه صادرات گاز به نتایجی امیدوارکننده دست یافته‌اند، اظهار کرد: پاکستان برای ترانزیت گاز ایران و چین برای دریافت آن تمایل فراوان دارند. وی با بیان این که نیاز بازارهای گازی و ال‌ان‌جی کشور چین تا پایان سال ۲۰۳۰ معادل بازار مصرف قاره اروپا خواهد بود، تصریح کرد: مزیت نسبی ایران نسبت به رقبای خود قرار داشتن در میان دو بازار بزرگ مصرف گاز یعنی چین و اروپاست، از سوی دیگر هند نیز در آینده به بزرگ‌ترین مصرف‌کننده گاز در آسیا تبدیل خواهد شد ادامه داد: در صورتی که به یکی از بازارهای یاد شده دست یابیم، تا چند دهه آینده کشور

## چین خواهان واردات گاز از ایران از مسیر پاکستان است

## مذاکرات ایران و ترکمنستان در زمینه سوآپ گاز و تهاتر فرآورده‌های نفتی



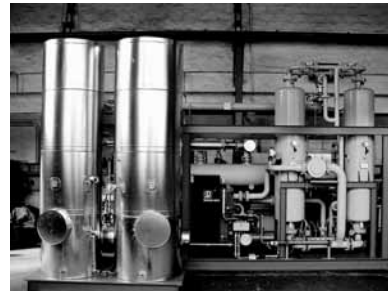
مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران با اشاره به نشست مشترک ایران و ترکمنستان در دو هفته آینده در عشق آباد گفت: دو کشور تمایل دارند در زمینه سوآپ گاز و تهاتر فرآورده‌های نفتی با گاز با یکدیگر همکاری مطلوبی داشته باشند.

مدیرعامل شرکت صادرات گاز ایران در گفت و گو با خبرنگار شانا با یادآوری این که آخرین مذاکرات گازی ایران و ترکمنستان در زمینه سوآپ گاز سه هفته گذشته انجام شد، گفت: بر اساس مذاکرات صورت گرفته، جلسه مشترک بعدی میان دو کشور، دو هفته آینده در عشق آباد برگزار می‌شود. حسین بیدارمغز با اشاره به این که هم اکنون سالانه ۱۴ میلیارد متر مکعب گاز

از کشور ترکمنستان از منطقه‌های کردکوی و سرخس به ایران وارد می‌شود، گفت: طرف ترکمنستانی علاقه‌مندی خود را برای افزایش این مقدار صادرات به سالانه ۲۰ میلیارد مترمکعب اعلام کرده است.

مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران اظهار کرد: با توجه به این که ایران و ترکمنستان از دارندگان اصلی ذخایر گاز جهان به شمار می‌آیند، دو طرف تمایل دارند قراردادهای بلندمدت میان خود را به امضا برسانند، ضمن این که هم اکنون درباره طرح‌های سوآپ، تهاتر، ترانزیت و صادرات با این کشور در حال مذاکره هستیم و در آینده بسیار نزدیک بعد از بررسی پیشنهادها از سوی دو طرف، نتایج مذاکرات اعلام خواهد شد.

## تمایل بخش خصوصی ترکیه برای خرید گاز از ایران



حسین بیدار مغز از تمایل یک شرکت خصوصی ترکیه برای خرید گاز از ایران با استفاده از ظرفیت خالی خط لوله صادراتی موجود خبر داد و گفت: به زودی هیئت مذاکره‌کننده این شرکت با هدف خرید گاز ایران و صادرات آن به اروپا به تهران سفر خواهد کرد. وی با یادآوری این که ظرفیت انتقال گاز خط لوله کنونی صادرات گاز ایران به ترکیه ۳۶ میلیون مترمکعب در روز است، گفت: با توجه به محدودیت فنی طرف ترکیه برای دریافت این میزان گاز، هم اکنون بیش از ۵ میلیون متر مکعب ظرفیت گاز این خط

لوله (معادل دو میلیارد متر مکعب در سال) خالی است. وی تاکید کرد: شرکت‌های خصوصی ترکیه به شدت خواهان استفاده از ظرفیت خالی انتقال گاز خط لوله کنونی صادراتی گاز از ایران به ترکیه هستند.

مدیرعامل شرکت ملی صادرات گاز ایران گفت: هم اکنون تفاهمنامه‌ای میان ایران و یک شرکت ترکیه‌ای برای فروش گاز به وسیله خط لوله صادراتی گاز ایران به ترکیه امضا شده است و به احتمال زیاد به زودی هیئت مذاکره‌کننده این شرکت به ایران خواهد آمد.

## توافقات جدید ایران، عراق و سوریه برای ساخت خط لوله گاز صادراتی

معاون وزیر نفت در امور گاز با تشریح توافقات ایران، عراق و سوریه در نشست هفته گذشته نمایندگان سه کشور در دمشق، گفت: در مذاکرات اخیر سه کشور به توافقات قابل توجهی برای اجرای این پروژه عظیم دست یافتند.

مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران با تأکید بر روند مطلوب نشست سه جانبه اخیر کارشناسان سه کشور به منظور اشتراک مساعی هرچه بیشتر در احداث خط لوله گاز صادراتی به عراق و سوریه و امتداد آن به لبنان و اروپا گفت: در نخستین نشستی که به همین منظور، هفته گذشته در دمشق

برگزار شد، کارشناسان سه کشور در قالب کمیته مشترک راهبردی به نتایج قابل توجهی دست یافتند.

جواد اوجی با تشریح دستاوردهای نشست گروه های مذاکره‌کننده که با حضور نمایندگان تام‌الاختیار وزیران نفت سه کشور برگزار شد، افزود: تعیین مشاور و عقد قرارداد با مشاور بین‌المللی، بررسی روش‌های تأمین مالی پروژه از طریق فاینانس و بی.او.او و تعیین مسیر احداث خط لوله انتقال گاز میان سه کشور از دیگر دستاوردهای نخستین نشست سه جانبه کمیته راهبردی این پروژه عظیم بود.

## بازار فرآورده‌های نفتی ماه سپتامبر و اکتبر

میانگین قیمت نفت دبی و فرآورده‌های نفتی در خلیج فارس (دلار در تن)

ژوئن	دبی	نفتا	بنزین سوپر	نفت گاز نیم درصد گوگرد	نفتکوره ۳۸۰
۱۰۷/۷۷	۹۰۶	۱۰۱۱	۹۱۹	۶۳۲	
۱۱۰	۹۴۱	۱۰۶۰	۹۳۸	۶۴۹	جولای
۱۰۵	۹۰۹	۱۰۲۸	۸۹۶	۶۳۲	اوت
۱۰۶/۳	۹۱۲	۱۰۴۴	۸۹۴	۶۳۴	سپتامبر
۱۰۳/۹	۸۵۴	۱۰۲۵	۸۸۶	۶۳۹	اکتبر

قیمت دبی بر حسب دلار در بشکه است

در ماه سپتامبر قیمت نفت خام اندکی افزایش یافت اما در ماه اکتبر در پی تشدید نگرانی‌های ناشی از بحران مالی اروپا، قیمت نفت به شدت رو به کاهش گذاشت به گونه‌ای که قیمت هر بشکه نفت خام دویی برای نخستین بار طی چند ماه گذشته به کمتر از ۱۰۰ دلار رسید. میانگین ماهیانه قیمت نفت خام دویی در ماه‌های سپتامبر و اکتبر به ترتیب ۱۰۶/۳ و ۱۰۳/۹ دلار در بشکه بود. کاهش شدید کراک نفتا (تفاوت قیمت با نفت خام) و افزایش کراک نفت کوره و نفت گاز در این دوره از مهمترین رویدادهای بازار فرآورده‌های نفتی بود که سودپالایشی را نیز متأثر ساخت. در این دو ماه سود پالایشی پالایشگاه‌های کراکینگ سنگاپور، با افزایش دو دلاری به مرز ۱۰ دلار در بشکه نزدیک شد اما تا پایان دوره به ۸ دلار رسید.

در این دوره از رونق بازار بنزین کاسته شد و کراک آن در بازار سنگاپور که در ماه اوت به مرز ۲۰ دلار رسیده بود به کمتر از ۱۴/۵ دلار در بشکه رسید. این درحالی است که ذخیره‌سازی‌های آن در آمریکا با بیش از ۶ میلیون بشکه کاهش، به ۲۰۴ میلیون بشکه رسید. مصرف بنزین آمریکا نیز به کمترین مقدار در هشت ماه گذشته کاهش یافت و به ۸ میلیون ۶۷ هزار بشکه در روز رسید. واردات آن نیز کاهش یافت و به ۷۵۰ هزار بشکه در روز (کمترین مقدار در ۱۱ سال گذشته)، رسید. کاهش تقاضای فصلی و افزایش تولید ژاپن نیز از دیگر عوامل از سکه افتادن بازار بنزین به شمار می‌آید اما واردات بنزین اندونزی از مرز ۲۸۰ هزار بشکه در روز گذشت.

در این دوره، بازار نفتا به شکل کم سابقه‌ای به رکود گرایید، به گونه‌ای که اختلاف قیمت نفتای سنگاپور با نفت خام دویی از منهای ۱ دلار به منهای ۱۰ دلار کاهش یافت و «حق مرغوبیت» (premium) نفتای خلیج فارس نیز از ۱۷ به ۱۳ دلار در تن کاهش یافت. شدت گرفتن نگرانی‌های اقتصادی ناشی از

نیز بر سهم تولید نفت سفید افزوده و از تولید نفت گاز خود کاسته‌اند. همچنین دولت روسیه، پالایشگران را از صدور نفت گاز منع کرده است به گونه‌ای که صادرات آن در ماه اکتبر کاهش یافت و به حد نصاب ۵۲۰ هزار بشکه در روز (به کمتر از نصف)، رسید. این مسئله نیز از جمله عوامل مؤثر در رونق مجدد بازار این فرآورده به شمار می‌آید. این در حالی است که ذخایر فرآورده‌های میان تقطیر آمریکا با کاهش به ۱۳۵/۸ میلیون بشکه (کمترین مقدار در سه سال گذشته)، رسیده و از میانگین پنج ساله نیز ۷ درصد کمتر شده است.

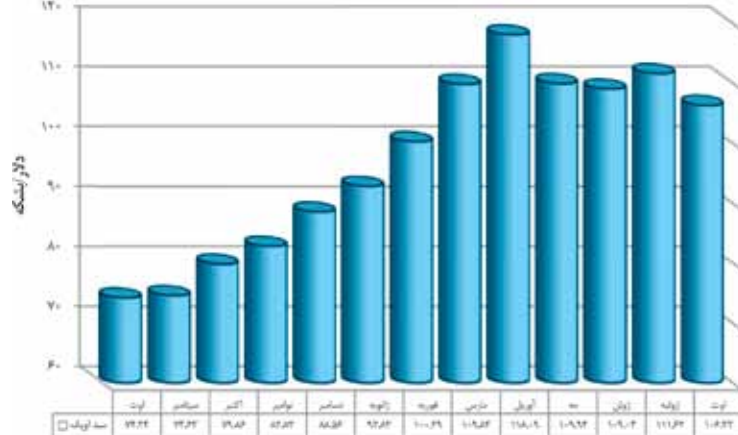
در دوره مورد بحث، بازار نفت کوره رونق چشم‌گیری داشت. به گونه‌ای که کراک آن به منهای ۱ دلار رسید که از فوریه ۲۰۱۰، سابقه نداشته است. این درحالی است که ارسال نفت کوره از غرب به شرق به ۴ میلیون تن در ماه رسید که از میانگین سالانه آن بسیار بالاتر بوده است. بالا بودن تقاضای ژاپن برای جبران تولید برق ناشی از خروج برخی از نیروگاه‌های اتمی از مدار تولید، از جمله دیگر عوامل مؤثر بر افزایش تقاضای نفت کوره در منطقه به شمار می‌آید. مصرف نفت کوره ژاپن در این دوره به ۲۰۰ هزار بشکه در روز رسید که در قیاس با دوره مشابه در سال گذشته ۲۵ درصد بیشتر است. کاهش صادرات نفت کوره ایران در همین دوره نیز بر رونق بازار این فرآورده افزود. ●

بحران مالی اروپا، اصلی‌ترین عامل فشار بر صنعت پتروشیمی و بازار نفتا به شمار می‌آید. در عین حال که بازار بنزین نیز از رونق افتاده بود و انگیزه خرید نفتا برای مخلوط‌سازی با بنزین را از میان برده بود. اعلام شاخص‌های ناامیدکننده اقتصادی، موجب کاهش تقاضای محصولات پلاستیکی شد که به طور طبیعی کاهش تقاضای نفتا در بخش پتروشیمی را در پی دارد. گفتنی است که اختلاف قیمت نفتا با بنزین به کمتر از ۴۰ دلار در تن رسیده است در حالی که تولید بنزین در شرایطی سودآور خواهد بود که این اختلاف دست کم ۲۰۰ دلار در تن باشد. آن دسته از واحدهای پتروشیمی ژاپن که نفتا را به عنوان خوراک به مصرف می‌رسانند با کمتر از ۹۰ درصد ظرفیت خود فعالیت می‌کنند و با توجه به شرایط ناپایدار اقتصادی، آینده امیدوارکننده‌ای را در پیش روی خود نمی‌بینند.

کراک نفت گاز در بازار سنگاپور که از اوایل ماه مه رو به کاهش گذارده و تا پایان ماه اوت به کمتر از ۱۶ دلار رسیده بود، رو به افزایش گذارد و در ماه اکتبر از ۲۰ دلار در بشکه نیز گذشت. افزایش تقاضای فصلی و کاهش عرضه ناشی از تعمیرات دوره‌ای و اجباری برخی از پالایشگاه‌ها از اصلی‌ترین عوامل رونق بازار نفت گاز به شمار می‌آید. این وضعیت سبب شد که ذخایر نفت گاز در قیاس با میانگین یک سال گذشته، ۳۰ درصد کمتر شود. پالایشگاه‌های کره جنوبی و ژاپن

## بررسی اجمالی بازار نفت

در ماه های سپتامبر و اکتبر ۲۰۱۱



بهروز بیگ علی زاده

اظهارات دبیرکل اوپک نیز تاثیر مثبتی بر قیمت داشت. وی اعلام کرد تولیدکنندگانی که برای جبران نفت لیبی تولید خود را افزایش داده اند آنرا کاهش خواهند داد زیرا تولید نفت لیبی به تدریج در حال افزایش است.

در ماه سپتامبر اتفاقات دیگری در بازار روی داد که از افزایش بیشتر قیمت ها جلوگیری کرد. از یک سو پالایشگاه هایی که به دلیل وقوع طوفان در آمریکا عملیات خود را متوقف کرده بودند به تدریج فعالیت های خود را آغاز کردند. از سوی دیگر ارقام بیکاری در آمریکا نشان داد که در ماه اوت هیچگونه شغل جدیدی در آمریکا ایجاد نشده است. در این میان آمار منتشر شده نشان داد در آمریکا در مقایسه با سال قبل تقاضا برای فرآورده کاهش یافته است. مشکلات مالی در یونان و ایتالیا نیز باعث نگرانی بازار نفت شد و قیمت های نفت را تضعیف کرد و باعث کاهش ارزش یورو و سهام در بازارهای بین المللی نیز شد و تاثیر منفی خود را بر قیمت های نفت نشان داد. نگرانی ها به اندازه ای بود که رئیس بانک جهانی اعلام کرد که اقتصاد جهانی وارد

مرحله خطرناکی شده است و اروپا، آمریکا و ژاپن باید تصمیمات دشواری اتخاذ کنند تا از رکود اقتصادی جلوگیری شود. بازار احتمال می داد بحران مالی یونان ادامه یابد و تاثیر خود را بر اقتصاد اروپا بر جای بگذارد زیرا اجلاس وزیران دارای کشورهای اتحادیه اروپایی که در لهستان برگزار شد نتوانست به تصمیمی دست پیدا کند. علاوه بر آن موسسه Standard and Poor's رتبه اعتباری کشور ایتالیا را کاهش داد. صندوق بین المللی پول نیز اعلام کرد آمریکا و اروپا باید مراقب باشند زیرا احتمال دارد در سال آینده دچار رکود گردند مگر این که به سرعت مشکلات اقتصادی خود را برطرف نمایند. در غیر این صورت اقتصاد جهانی نیز آسیب خواهد دید.

در این میان بررسی ها در چین نیز نشان داد تقاضا در این کشور در ماه اوت به کمترین سطح خود در سال جاری تنزل کرده است. آمار منتشر شده در چین نشان داد که رشد بخش خدمات در این کشور به ۵۰/۶ واحد تنزل کرده است که کاملاً بی سابقه می باشد. هرچند ناآرامی ها در لیبی پایان نیافت اما مقامات لیبی اعلام کردند تولید نفت در این کشور آغاز شده و آنها توانسته اند یک محموله دو میلیون بشکه ای را برای صادرات آماده کنند و همچنین اعلام شد لیبی یک محموله یک میلیون بشکه ای را برای صادرات در اوایل اکتبر آماده کرده است. این خبر نیز تاثیر منفی بر قیمت های نفت داشت.

وزیر انرژی روسیه نیز اعلام کرد تولید نفت این کشور در سال ۲۰۱۲ به ۱۰/۲۲۲ الی ۱۰/۲۴۲ میلیون بشکه در روز خواهد رسید در حالی که این مقدار در سال ۲۰۱۰ در سطح ۱۰/۱۴۴ میلیون بشکه در روز قرار داشت. در عین حال وزارت انرژی آمریکا پیش بینی رشد تقاضا در سال ۲۰۱۲ را ۲۵۰ هزار، اوپک ۴۰ هزار و آژانس بین المللی انرژی ۱۹۰ هزار بشکه در روز کاهش داد.

ضعف قیمت ها در ماه اکتبر ادامه یافت و قیمت با کاهش همراه شد. میانگین قیمت سبد اوپک در ماه اکتبر با کاهش ۱/۳۲ دلاری نسبت به ماه قبل به سطح ۱۰۶/۲۹ دلار در بشکه تنزل کرد. در این ماه بحران مالی منطقه یورو توجه بازار را به خود جلب

قیمت های نفت خام در ماه سپتامبر ۲۰۱۱ با افزایش همراه شدند و میانگین قیمت سبد اوپک با افزایش ۱/۲۹ دلاری نسبت به ماه قبل، به سطح ۱۰۷/۶۱ دلار در بشکه افزایش یافت.

در این ماه وقوع دو طوفان موسوم به LEE و NATE باعث وقفه در تولید نفت خلیج مکزیک گردید و بیش از نیمی از آن کاهش یافت. در عین حال ذخیره سازی های نفت در آمریکا به دلیل کاهش تولید در خلیج مکزیک دچار کاهش چشمگیری شد که بیشترین حجم برداشت از ذخیره سازی های آمریکا در نه ماه گذشته بود.

بازار نفت همچنان نگران درگیری های لیبی و سوریه بود. از سوی دیگر اتحادیه اروپا خرید نفت از سوریه را تحریم کرد و هشدار داد که در صورت متوقف نشدن مقابله با ناراضیان اقدامات دیگری را نیز اتخاذ خواهد کرد. در لیبی درگیری بین نیروهای انقلابی و طرفداران قذافی ادامه داشت و احتمال زیادی داده نمی شد که نفت آن به زودی وارد بازار گردد. بازگشت رئیس جمهور یمن به کشورش نیز موج جدیدی از ناآرامی ها را در این کشور ایجاد کرد.

در سپتامبر قیمت های نفت به دنبال تقویت بازارهای بورس تقویت شدند. انتشار آمار اقتصادی آمریکا که نشان می داد مخارج مصرف کنندگان در ماه ژوئیه افزایش یافته است باعث شد بازارهای بورس دوباره رونق بگیرند. در اروپا نیز ادغام دو بانک یونانی توانست بخش بانکداری را که در این کشور از بحران اخیر مالی یونان آسیب دیده است، تقویت کند که تاثیر مثبتی بر بازار نفت داشت. کشورهای گروه بیست اعلام کردند باید اقدامات تهاجمی برای کنترل بحران اتخاذ کرد، مقامات اروپایی نیز تلاش کردند سرمایه ۴۴۰ میلیارد یورویی را که برای این منظور تدارک دیده اند افزایش دهند. البته از آنجایی که هنوز اقدام عملی در این زمینه روی نداده بود، تاثیر آن بر تقویت قیمت ها محدود بود.

کرده است. همچنین کاهش سطح ذخیره‌سازی‌های نفت خام در منطقه کوشینگ اوکلاهما در آمریکا نیز در افزایش قیمت‌های نفت موثر بود.

در این میان رهبران اروپا با بانک‌ها و موسسات بیمه خصوصی توافقی را به امضا رساندند تا پنجاه درصد از کاهش ارزش اوراق بهاداری را که از دولت یونان در اختیار دارند، بپذیرند و به این ترتیب فشار مالی که این دولت به دلیل بدهی‌های خود متحمل شده است، کاهش یابد. این توافق باعث افزایش قیمت سهام شد و به بهبود قیمت‌های نفت منجر گردید. به ویژه اینکه رئیس جمهور فرانسه نیز اعلام کرد که ارزش برنامه‌ای که برای بهبود بحران مالی اروپا مورد استفاده قرار خواهد گرفت به ۱ تریلیون یورو خواهد رسید.

علاوه بر آن رئیس بانک مرکزی آمریکا اعلام کرد که آماده است اقدامات بیشتری را برای تقویت اقتصاد آمریکا اتخاذ کند. این اظهارات توانست باعث تقویت قیمت‌های نفت شود.

شرکت ایتالیایی انی اعلام کرده‌است که بزرگترین میدان نفتی لیبی دچار آسیب‌های جدی شده است. این اظهارات بازگشت سریع نفت لیبی به بازار را مورد تردید قرار داد برقراری نظم مجدد در این کشور نیز دچار تردید است.

در این میان اخبار منتشر شده نشان داد اعضای یک اتحادیه گمرکی در کویت دست به اعتصاب زده‌اند و صادرات نفت کویت که یکی از پنج صادرکننده بزرگ نفت جهان است متوقف شده است.

اتهام واهی برخی از مقامات آمریکایی در باره اقدام ایران بر علیه برخی مقامات عربستان نیز باعث نگرانی بازار نفت شد و به تقویت قیمت‌های نفت کمک کرد.

در این شرایط موج سرما در شمال شرق آمریکا توانست تقاضا برای سوخت حرارتی را تقویت کند و به تقویت قیمت‌های نفت کمک نماید.

#### عوامل تقویت‌کننده قیمت‌ها

- وقوع طوفان در منطقه کارائیب
- ناآرامی‌ها در خاورمیانه و شمال آفریقا
- ارایه کمک‌های مالی به یونان
- کاهش تولید عربستان، اندونزی و غنا
- بهبود آمار اقتصاد کلان در آمریکا در ماه اکتبر
- کاهش ذخیره‌سازی‌های نفتی در آمریکا به دلیل طوفان
- اعتصاب کارگران نفتی در کویت
- اتهام واهی آمریکا به ایران
- بروز موج سرمای غیر منتظره

#### عوامل تضعیف‌کننده قیمت‌ها

- عدم آسیب جدی پالایشگاه‌ها و میادین نفتی در خلیج مکزیک
- ضعف اقتصاد آمریکا، اروپا و چین و ضعف تقاضا برای نفت در این مناطق
- ضعف ارزش یورو و سهام
- کاهش برآورد تقاضا توسط موسسات بین‌المللی
- احتمال افزایش تولید نفت لیبی
- افزایش تولید نفت روسیه
- آتش سوزی در یک پالایشگاه
- افزایش ذخیره‌سازی‌های نفتی در آمریکا

کرد. در واقع بازار نفت در باره این که سیاست‌گذاران اقتصادی اروپا بتوانند بحران مالی این منطقه را حل کنند دچار تردید شده بود و براین اساس احتمال می‌داد با تشدید و گسترش این بحران، اقتصاد جهانی در رکود فرو رود و تقاضا برای نفت کاهش یابد. به این ترتیب ارزش سهام و یورو نیز در بازارهای جهانی دچار کاهش شد. موسسه Fitch رتبه اعتباری اسپانیا و ایتالیا را کاهش داد و اعلام کرد تشدید بحران بدهی‌ها به اقتصاد کل اروپا آسیب رسانده است. به دنبال آن نیز موسسه Moody's رتبه بانک‌های انگلیسی لویدز و رویال بانک اسکاتلند را کاهش داد. در این میان تقویت ارزش دلار نیز به تضعیف بیشتر قیمت‌های نفت منجر شده است.

آمار منتشر شده توسط دولت آمریکا در باره ذخیره‌سازی‌های نفتی در این کشور نشان داد که ذخائر نفت خام آمریکا افزایش یافته است. آمار نشان داد که تقاضا برای بنزین نیز در این کشور در مقایسه با سال گذشته کاهش داشته است.

در این شرایط هرچند درگیری‌ها در یمن، سوریه و لیبی ادامه داشت اما احتمال داده می‌شد که نفت لیبی به زودی وارد عرصه تولید شود. رئیس شرکت نفت لیبی اعلام کرد که با تولید دو میدان عمده نفتی در این کشور تا پایان سال، تولید نفت دو برابر خواهد شد و به ۷۰۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید. آژانس بین‌المللی انرژی اعلام کرد در صورت آغاز فعالیت شرکت‌های نفتی در لیبی ممکن است این کشور بتواند زودتر از سال ۲۰۱۳ به میزان تولید قبل از جنگ خود دست پیدا کند.

آمار منتشر شده نشان می‌داد برای سومین ماه متوالی رشد بخش صنعت در چین دچار کاهش شده که از سال ۲۰۰۹ تا کنون بی‌سابقه بوده است. این آمار نشان داد که واردات نفت چین در ماه سپتامبر ۲۰۱۱ به میزان ۱۲/۲ درصد کمتر از زمان مشابه در سال گذشته است.

علاوه بر آن آتش‌سوزی در بزرگترین پالایشگاه شرکت شل با ظرفیت ۵۰۰ هزار بشکه در روز باعث شده که این شرکت از برداشت ۴ میلیون بشکه نفت خودداری کند.

عوامل دیگری نیز در ماه اکتبر در بازار نفت وجود داشتند که از کاهش بیشتر قیمت‌ها جلوگیری کردند. آمار منتشر شده نشان داد اندونزی در سال ۲۰۱۱ به جای ۹۴۵ هزار بشکه در روز ۹۱۵ هزار بشکه در روز تولید خواهد کرد. رئیس شرکت دولتی نفت غنا نیز اعلام کرد این کشور به دلیل مشکلات فنی قادر نخواهد بود به هدف تولید ۱۲۰ هزار بشکه در روز خود دست پیدا کند و تولید فعلی این کشور در سطح ۸۰ هزار بشکه در روز قرار دارد. در این شرایط وزیر نفت عربستان نیز اعلام کرد که این کشور تولید نفت خود را از ۹/۸ میلیون بشکه در ماه اوت به سطح ۹/۳۹ میلیون بشکه در ماه اکتبر تنزل داده است. به هر حال درگیری‌ها در لیبی، سوریه و بحرین ادامه داشت و باعث نگرانی بازار نفت شده و قیمت‌های نفت را تقویت کرده بود.

در این میان آمارها نشان داد که رشد اقتصادی آمریکا در سه‌ماهه دوم به ۱/۳ درصد رسیده است که بیشتر از برآورد قبلی (۱ درصد) بود. از سوی دیگر، آمار نشان داد که اشتغال در آمریکا در ماه سپتامبر به تعداد ۱۰۳ هزار شغل افزایش یافته است که بیش از انتظار ۶۰ هزار شغل بود. آمار منتشر شده از سوی دولت آمریکا نیز نشان داد که ذخیره‌سازی‌های نفت خام این کشور در اواخر ماه به پایین‌ترین سطح خود از ژانویه ۲۰۱۱ تاکنون تنزل



قرارداد ۱,۹ میلیارد دلاری

## توسعه میدان نفتی مشترک آذر در غرب ایران

با کنسرسیوم داخلی شامل  
شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت ایران (اویک)  
و صندوق سرمایه گذاری بازنشستگی صنعت نفت  
امضا شد

است، گفت: تلاش شرکت های زیرمجموعه صنعت نفت بر این است که تولید نفت و گاز افزایش یابد. وی افزود: در این زمینه نیز به زودی برنامه های افزایش تولید به همراه میزان سرمایه گذاری لازم و مقدار آن اعلام خواهد شد و از این پس قراردادهای مختلفی برای افزایش تولید نفت و گاز منعقد خواهد شد. مهندس قاسمی از برگزاری نشستی مشترک با یکی از

این قرارداد بعدازظهر سه شنبه (۱۹ مهر ۹۰) در وزارت نفت به امضای احمد قلعه بانی، مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران و رکن الدین جوادی، مدیرعامل شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت ایران (اویک) رسید. مهندس قاسمی، وزیر نفت، در مراسم انعقاد قرارداد بزرگترین میدان نفتی باقی مانده مشترک با بیان این که محور کاری کنونی وزارت نفت بر مبنای افزایش تولید نفت و گاز

طول میدان در بخش ایرانی حدود ۱۴ کیلومتر می‌باشد. میدان پاکسازی شده از مین، جاده‌های اصلی و دسترسی، انشعاب برق ام - سی و پوشش مخابراتی از مزیت‌های موقعیت این پروژه می‌باشد. براساس حفاری‌های انجام شده در این میدان و مطالعات جامع به‌عمل آمده سازند سروک دارای ۲/۴ بیلیون بشکه نفت درجا می‌باشد و توسعه این سازند اولویت بالایی در شرکت ملی نفت ایران دارد.

شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت براساس مطالعات



جامعی که به‌عمل آورد جهت توسعه میدان آذر اعلام آمادگی نمود. پس از مذاکرات متعدد با شرکت ملی نفت ایران و شرکت مهندسی و توسعه نفت (از شرکت‌های زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران) قرارداد، را نهائی و آماده نمود.

براساس طرح توسعه میدان، تولید زودهنگام به میزان ۳۰ هزار بشکه در روز، سه سال پس از عقد قرارداد شروع خواهد شد و دو سال بعد از آن، تولید به ۶۵ هزار بشکه در روز خواهد رسید. طرح توسعه شامل حفاری ۱۸ حلقه چاه، نصب تأسیسات بهره‌برداری و خطوط اصلی انتقال نفت و گاز از آذر به دهلران می‌باشد. هزینه توسعه میدان یک بیلیون و نهصد میلیون دلار برآورد می‌گردد که تأمین منابع مالی توسط شرکت سرمایه‌گذاری صندوق بازنشستگی نفت و به‌طریق بیع متقابل انجام خواهد شد.

انتظار می‌رود در دوره توسعه میدان با بررسی روش‌های ازدیاد برداشت میزان بازیافت نهائی مخزن از برآورد کنونی (۱۶ درصد با تخلیه طبیعی) به میزان قابل توجهی افزایش یابد.

شرکت‌های خارجی برای توسعه میدان نفتی آذر در ۲۰ روز گذشته خبر داد و گفت: همزمان با اتمام فرصت ۲۰ روزه، وزارت نفت ایران قرارداد توسعه میدان نفتی آذر را با کنسرسیوم داخلی منعقد کرد.

وی افزود: ایران به هیچ وجه نمی‌تواند زمانی طولانی برای مذاکره با شرکت‌های خارجی در زمینه توسعه میادین مشترک اختصاص دهد.

وزیر نفت گفت: تولید نفت از میدان آذر به صورت زودهنگام طی ۳۶ ماه آینده به ۳۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید و در نهایت این میدان روزانه ۶۵ هزار بشکه تولید نفت خام خواهد داشت.

با حضور مدیران شرکت اوپک و صندوق سرمایه‌گذاری بازنشستگی صنعت نفت در توسعه میدان نفتی آذر قرارداد با این شرکت‌ها امضا شد، طی ۳۶ ماه آینده تولید نفت خام سبک با درجه API ۳۲ از این میدان با ۳۰ هزار بشکه آغاز خواهد شد و ظرف مدت ۵۵ ماه از تاریخ انعقاد این قرارداد، تولید این میدان به ۶۵ هزار بشکه در روز خواهد رسید.

پیش از امضای قرارداد توسعه میدان نفتی آذر، قرار بود شرکت گازپروم روسیه توسعه این میدان را بر عهده بگیرد، اما با تعلل این شرکت روسی، این شرکت از میدان آذر اخراج شد و کنسرسیوم ایرانی جای آن را گرفت.

پیش از این شرکت نفتی گازپروم روسیه با طرح این ادعا که نامه‌های اختطاری شرکت ملی نفت را دریافت نکرده است، از دریافت مهلت مجدد برای توسعه میدان نفتی آذر خبر داده بود.

میدان آذر در بلوک نفتی اناران بین دهلران و ایلام، از سخت‌ترین میدان‌های نفتی و گازی ایران از نظر حفاری و یکی از پرچالش‌ترین طرح‌های صنعت نفت است؛ حجم نفت قابل استحصال میدان آذر حدود ۴۰۰ میلیون بشکه برآورد شده است.

میدان آذر به مساحت ۴۸۲ کیلومتر و با کشور عراق مشترک است و ارزش قرارداد توسعه آن بیش از ۲ میلیارد دلار برآورد می‌شود. میدان نفتی آذر در نزدیکی شهر مرزی مهران واقع گردیده و با کشور همسایه (عراق) مشترک می‌باشد.